قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در صنعت برق با دسترسی باز

غلامرضا یوسفی
استاد
دانشکده فنی و مهندسی ، بخش مهندسی برق (قدرت)،
دانشگاه تربیت مدرس

حسین سیفی
استاد
دانشکده فنی و مهندسی ، بخش مهندسی برق (قدرت)،
دانشگاه تربیت مدرس

محمّد صادق قاضی زاده
استادیار
دانشکده صنعت آب وبرق

محمدصادق سپاسیان
استادیار
دانشکده صنعت آب و برق

چکیده

در سالهای اخیر، صنعت برق در برخی از کشورهای دنیا به روشهای مختلفی به یك بازار رقابتی انرژی تبدیل شده است که در اصطلاح بـه آن «صنعت برق تجدید ساختار شده[1]» اطلاق می شود. در صنعت برق تجدید ساختار شده، سیستم انتقال، تنها وسیله دسترسی فروشندگان و خریداران برق در سیستم می باشد که منحصر به فرد است و در اختیار دولت باقی مـی ماند و بهره برداری از آن بر عهده «اپراتور مستقل سیستم» [2] نهاده می شود . در چنین سیستمهایی که تولید، انتقال و توزیع و فروش برق توسط ارگانها و شرکت های مختلفی صورت می گیرد، قیمت گذاری دقیق توان یا انرژی از ویژگی و پیچیدگی خاصی برخوردار است. برای انتقال توان با یك قابلیت اطمینان مناسب و ایمن از یك نقطه از سیستم (فروشنده) به نقطه دیگری از سیستم (مصرف کننده) به سرویس های مختلفی نیاز است که از آنها تحت عنوان «سرویس های جانبی انتقال»[3] یاد می شود. از مهمترین این سرویس ها، سرویس تأمین توان راکتیو در سیستم است که بدون وجود آن، امکان انتقال مطلوب توان حقیقی در سیستم قـدرت وجود ندارد. به دلایل مختلف از جمله نو بودن و پیچیدگی مطلب، به مقوله قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در صنعت برق تجدید ساختار شده، کمتر پرداخته شده است. در این مقاله روشی نوین در این خصوص ارائه شده است: ابتدا با روشی مبتنی بر الگوریتم ژنتیکی به طراحی توان راکتیو در یك محیط تجدید ساختار شده صنعت برق پرداخته شده است که در آن هدف، دسترسی به اقتصادی ترین حالتی است که انجام قراردادهای انرژی در سیستم، به علت ضعف تأمین توان راکتیو محدود نگردد. سپس به قیمت گذاری تأمین توان راکتیو در خصوص هر قرارداد انرژی منعقد شده، در سیستم پرداخته شده است. برای این کار از مفهوم «ارزیابی منصفانه منابع»[4] در تخصیص عادلانه میزان مصرف هر مصرف کننده، در قبال هر قرارداد، استفاده شده است. هزینه سرویس توان راکتیو به دو بخش تفکیك شده است: یك قسمت در خصوص هزینه سرمایه گذاری و نصب منابع تأمین توان راکتیو، و بخش دیگر در خصوص هزینه بهـره برداری در قبال تأمین توان راکتیو مورد نیاز برای هر قرارداد منعقد شده در سیستم قدرت است. در ارتباط با بخش اول، با تبدیل هزینه های سرمایه گذاری به صورت واحد پول بر مگاوار ساعت و در خصوص بخش دوم، با باز نویسی و حل یك «پخش بار بهینه»[5] که مطابق با ماهیت یك صنعت برق تجدید ساختار شده با امکان دسترسی باز باشد، هزینه سرویس توان راکتیو در قبال هر قرار داد تعیین می گردد. همچنین نتایج بدست آمده در قالب یك مثال ارائه شده است.

کلمات کلیدی

صنعت برق تجدید ساختار شده ، دسترسی باز سرویس های جانبی انتقال، قیمت گذاری سرویس توان راکتیو، ارزیابی منصفانه منابع.

Reactive Power Pricing in an Open Access Environment

G. R. Yousefi
Professor
Electrical Engineering,
Tarbiat Modarres University

H. Seifi
Professor
Electrical Engineering,
Tarbiat Modarres University

M. S. Ghazizadeh
Assistant Professor
Power and Water Institute of Technology

M. S. Sepasian
Assistant Professor
Power and Water Institute of Technology

Abstract

In a new de-regulated power industry, the Independent System Operator (ISO) provides open access; to transmission System; for all existing transactions. For a reliable operation, ISO is also responsible for providing ancillary services one of which is reactive power requirement. In this paper a new reactive power pricing strategy for an open access environment is proposed in which by using Fair resource allocation concept, initially, each tansaction consumption of the generation of each reactive power resource is determined. The costs, namely investment and operational are then calculated.

Keyword

De-regulated Power Industry, Open Access, Ancillary Transmission Services, Reactive Power Pricing, Fair Resource Allocation.

مقدمه

از حدود دو دهۀ قبل برخی از کشورها به این نتیجه رسیدند که ایجاد رقابت در صنعت برق، بهترین روش برای ترغیب در سرمایه گذاری و بهره برداری در این صنعت می باشد. این رقابت در کشورهای مختلف وابسته به شرایط اقتصادی و تکنولوژیکی در سطوح مختلفی صورت گرفته است؛ به عبارت دیگر حرکت از «صنعت برق سنتی»[۶] به سمت «صنعت برق تجدید ساختار شده»[۷] به صورتهای مختلفی صورت گرفته است. منظور از سیستمهای سنتی سیستمهایی است که در آن دولت یا چند کمپانی محدود وظیفۀ تولید، انتقال، توزیع و فروش برق را بر عهده دارد. بیش از صد سال صنعت برق به صورت فوق بهره برداری شده است و هنوز هم در بسیاری از کشورهای دنیا از جمله ایران، روش کار عمدتاً به صورت یاد شده می باشد. اما تغییرات عمده در تکنولوژی، تجارت، فرهنگ مصرف و سیاست گذاریها، زمینه ساز تغییر روش بهره برداری و سرمایه گذاری در صنعت برق بودند. مفهوم تجدید ساختار به تغییر در ساختار قوانین و فعالیتهای اقتصادی دلالت دارد که دولت برای کنترل و بهره برداری هر چه بهتر از صنعت برق تبیین می کند. نحوۀ تجدید ساختار در کشورهای مختلف متفاوت بوده است؛ اما در هر صورت در این سیستمها باید زمینۀ رقابت بین تولید کنندگان و عرضه کنندگان توان بوجود بیاید. در یک دسته بندی کلی صنعت برق تجدید ساختار شده به یکی از سه صورت سیستم ائتلافی[۸]، تبادل دو طرفه[۹] و تبادل توان[۱۰] بهره برداری می شود که هر یک ویژگیها، معایب و مزایای خاص خود را دارد [۱].

در صنعت برق تجدید ساختار شده، سیستم انتقال، تنها وسیلۀ دسترسی فروشندگان و خریداران انرژی به سیستم قدرت می باشد. وظیفۀ کنترل و بهره برداری از سیستم انتقال بر عهدۀ «اپراتور مستقل سیستم»[۱۱] می باشد که از این پس برای سادگی به آن ISO اطلاق می شود. بستگی به نوع ساختار صنعت برق تجدید ساختار شده، وظایفی چون مدیریت بازار توان (برنامه ریزی بین تولید کنندگان و مصرف کنندگان توان) و پیش بینی و مهیا نمودن تجهیزات و سرویس های جانبی انتقال[۱۲] بر عهدۀ ISO می باشد. توضیح کاملی از انواع ساختار ISO، و ظایف و عملکرد آنها در مرجع [۲] آمده است.

صنعت برق تجدید ساختار شده در جامع ترین صورت خود عملکردی به شکل «دسترسی باز»[۱۳] دارد. «دسترسی باز» در صنعت برق تجدید ساختار شده به مفهوم در دسترس بودن سیستم انتقال قدرت، برای هر فروشنده و هر خریدار انرژی در شبکۀ قدرت می باشد و امکان انجام قراردادهای انرژی دو طرفه (فروشنده ـ مصرف کننده) در هر کجای سیستم وجود دارد. به عبارت دیگر یک تولید کننده قادر است با تزریق توان به شبکۀ انتقال در هر کجای سیستم قدرت به فروش توان بپردازد [۳]. اما انتقال توان حقیقی در شبکۀ قدرت بدون تأمین توان راکتیو مورد نیاز در شبکه ممکن نیست، بخصوص در شرایطی که تعداد قراردادهای انرژی زیاد باشد، مسالۀ محدودیتهای ولتاژ، گلوگاهی برای انتقال توان حقیقی می گردد. در صنعت برق تجدید ساختار شده که تولید، انتقال و توزیع و فروش در دست سازمانها و شرکتهای مختلف است، تأمین توان راکتیو جزو یکی از سرویس های جانبی انتقال محسوب می گردد و ISO وظیفه فراهم نمودن این سرویس را بر عهده دارد و مصرف کنندگان مجبور به پرداخت هزینه در قبال سرویس هستند.

در این مقاله، نتایج تحقیقاتی در خصوص سرویس توان راکتیو در صنعت برق تجدید ساختار شده به صورت دسترسی باز، در دو بخش ارائه شده است. بخش اول به طراحی اولیۀ منابع توان راکتیو می پردازد و در بخش دوم،

قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در قبال هر قرار داد انجام می شود. منظور از قرارداد، همان تبادل دو طرفه است که معمولا بین یک فروشنده و خریدار برای توان حقیقی منعقد می گردد. تولید کنندهٔ توان براساس قراردادهایی که منعقد نموده است به تزریق توان حقیقی در شبکه می پردازد. در مراجع [۳و۴] یک روش ریاضی کلی برای آنالیز و مدیریت قراردادها در محیط دسترسی باز ارائه شده است.

در خصوص طراحی توان راکتیو در سیستمهای سنتی برق، کارهای تحقیقاتی فراوانی صورت گرفته است. مسأله طراحی توان راکتیو یک مسألهٔ بهینه سازی با بهینه های محلی فراوان می باشد [۵]. با استفاده از روش های برنامه ریزی خطی [۶]، غیر خطی [۷] و متدهایی بر مبنای پخش بار بهینه [۸] کارهای فراوانی صورت گرفته است. اخیراً نیز با استفاده از روشهای نوین بهینه سازی (الگوریتم تکاملی، الگوریتم آبکاری فولاد، الگوریتم ژنتیکی و ...) پیشرفتهای بسیاری در این خصوص انجام گرفته است [۵، ۹ و ۱۰]. در این مقاله برای طراحی (جایابی و اندازه یابی) توان راکتیو از الگوریتم ژنتیکی [۱۰] استفاده شده است. در نهایت، مکان نصب و اندازهٔ جبرانگرهای توان راکتیو در شبکه مشخص گردیده است به نحوی که در اقتصادی ترین حالت، بهترین پروفیل و پایداری ولتاژ در شبکه حاصل گردد. هر چند که روش ارائه شده در مرجع [۱۰] برای یک شبکهٔ برق با ساختار سنتی ارائه شده است با استفاده از آن می توان در مرحلهٔ طراحی برای یک محیط صنعت برق تجدید ساختار شده، منابع توان راکتیو لازم را جایابی و اندازه یابی کرد.

از طرفی به مقولهٔ قیمت گذاری توان راکتیو کمتر پرداخته شده است. در مرجع [۱۱] یکی از دلایل، مشکل بودن فهم موضوع توان راکتیو توسط اقتصاددانها عنوان شده است. در مطالعات طولانی ـ مدت[۱۴] سیستم قدرت، به لحاظ ناچیز بودن هزینهٔ بهره برداری تولید توان راکتیو در مقایسه با تولید توان حقیقی، از آن صرف نظر شده است [۱۲]. اما مرجع [۱۱] نشان داده است که قیمت گذاری زمان ـ واقعی توان راکتیو در برخی مواقع قابل مقایسه با قیمت زمان ـ واقعی توان حقیقی است و از آن نمی توان صرف نظر کرد. اساس تئوری و آنالیز قیمت گذاری زمان ـ واقعی توان حقیقی به مطالعات مندرج در منابع [۱۳و۱۴] بر می گردد که نویسندگان، این مطالعات را در مرجع [۱۲] تکمیل نموده اند. بر اساس روش مشابه مرجع [۱۲]، مرجع [۱۱] به قیمت گذاری زمان ـ واقعی توان راکتیو در «صنعت برق سنتی» پرداخته است. این مقاله، به مرجع بسیاری از کارها ی انجام شده در این زمینه تبدیل شده است. نویسندگان مرجع [۱۱] با کامل نمودن فرمولاسیون مسأله، در سال ۱۹۹۷، دو مرجع [۱۵و۱۶]را به ترتیب در تئوری و کاربرد قیمت گذاری توان حقیقی و راکتیو در «صنعت برق سنتی» ارائه نموده اند. اساس کار این مقالات، استفاده از «پخش بار بهینه»[۱۵] می باشد. به موازات این مراجع و براساس پخش بار بهینه مطالعات دیگری در خصوص قیمت گذاری زمان ـ واقعی توان اکتیو و راکتیو در صنعت برق سنتی صورت گرفته است [۱۷-۲۲]که تفاوت اساسی بین آنها در انتخاب تابع هدف و قیودی است که تحت آنها، مسألهٔ پخش باربهینه حل شده است و در هیچیک ، اثر انجام قراردادها در یک محیط با دسترسی باز بر تغییر تولید منابع توان راکتیو، بررسی نشده است. همچنین در مراجع [۲۳و۲۴] از ضرایب حساسیت ولتاژ شینها به توان راکتیو در قیمت گذاری توان راکتیو استفاده شده است. در مر جع [۲۳] کل هزینهٔ تولید توان راکتیو دانسته فرض شده است و یا به عبارت دیگر، مسأله حل شده فرض گردیده و مرجع [۲۴] روی کلاس خاصی از بارها (موتورهای القایی) بحث کرده و به قیمت گذاری طولانی مدت[۱۱] در خصوص توان راکتیو پرداخته است.

در این مقاله، پس از طراحی توان راکتیو در سیستم قدرت با استفاده از الگوریتم ژنتیکی (به هدف رسیدن به بهترین پروفیل و پایداری ولتاژ در اقتصادی ترین حالت)، به قیمت گذاری سرویس توان راکتیو برای هر یک از قراردادهای انرژی انجام گرفته در یک «محیط دسترسی باز» در صنعت برق تجدید ساختار شده پرداخته شده است. ابتدا با استفاده از ایدهٔ «ارزیابی منصفانهٔ منابع»[۲] [۲۵و۲۶] به تعیین سهم تولید توان راکتیو هر یک از منابع تولید توان راکتیو در شبکهٔ با دسترسی باز پرداخته شده است. سپس از این مقادیر در قیمت گذاری سرویس توان راکتیو استفاده شده است. در قبال هر قرارداد، قیمت سرویس توان راکتیو به دو بخش تفکیک شده است، یک قسمت در خصوص سرمایه گذاری اولیه و نصب تجهیزات تأمین توان راکتیو در قبال هر قرارداد و یک قسمت دیگر در خصوص هزینهٔ بهره برداری توان راکتیو در قبال هر قرارداد.

هزینهٔ سرمایه گذاری اولیه و نصب منابع تأمین توان راکتیو براساس مقادیری که از ارزیابی منصفانه منابع بدست می آیند به ازاء میزان استفادهٔ قراردادها از منابع، بین قراردادها تقسیم می گردند. در خصوص هزینهٔ بهره برداری از یک نوع «پخش بار بهینهٔ توسعه یافته»[۱۸] استفاده شده است که این پخش بار مبتنی بر حالت واقعی بهره برداری از یک سیستم دسترسی باز در صنعت برق تجدید ساختار شده است، به نحوی که بتوان تمام قراردادهای منعقد شده در سیستم را مدل نمود. فرض گردیده است که ISO خود دارای یک یا چند واحد نیروگاهی است که بتواند سرویس های تلفات توان

حقیقی، سرویس تعقیب بار[19] و سرویس ذخیرهٔ چرخان را انجام دهد[۱]. با حل پخش بار بهینه به هدف حداقل سازی هزینهٔ بهره برداری از واحدهای نیروگاهی متعلق به ISO و قیود بهره برداری از سیستم قدرت، «قیمت های حدی»[20] توان راکتیو در هر یک از شین های سیستم تعیین گردیده است و با استفاده از مقادیر بدست آمده از ارزیابی منصفانهٔ منابع، سهم هر قرارداد در قبال هزینهٔ بهره برداری سرویس توان راکتیو تعیین گردیده است. بخش دوم به کلیاتی در خصوص توان راکتیو در صنعت برق تجدید ساختار شده و طراحی بهینهٔ آن می پردازد. دربخش سوم ارزیابی سهم تولید توان راکتیو هر منبع توان راکتیو در قبال هر قرارداد ارائه شده است. در بخش چهارم روش پیشنهادی قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در محیط دسترسی باز در صنعت برق تجدید ساختارشده ارائه داده شده است. بخش پنجم به ارائهٔ نتایج محاسبات و مطالعات در خصوص یک سیستم تست می پردازد. جمع بندی و نتیجه گیری در نهایت ارائه شده است.

۲ـ توان راکتیو در صنعت برق تجدید ساختار شده

در «صنعت برق سنتی»، برق به دیدهٔ یک کالا انگاشته می شود، بدین ترتیب که یک ارگان یا شرکت دولتی وظیفهٔ تولید، انتقال، توزیع و فروش برق را بر عهده دارد و موظف است برق را در محل مصرف به مشتری تحویل نماید. در این راستا کلیهٔ سرویس های مورد نیاز برای انتقال توان از محل تولید به محل مصرف بر عهدهٔ همان ارگان یا شرکت دولتی می باشد؛ در دو دههٔ اخیر، همزمان با سوق سیستمهای سنتی صنعت برق به سمت صنعت برق تجدید ساختار شده، قوانین اقتصادی حاکم بر سیستم قدرت تغییر یافته اند. گرچه سیستم انتقال در چنین محیطهایی به صورت منحصر بفرد باقی مانده است ولی نحوه تأمین سرویس های مورد نیاز برای انتقال توان از فروشندگان به خریداران تغییر یافته است. جدول ۱ به طور نمونه، لیستی از «سرویس های جانبی» را که توسط FERC[21] عنوان گردیده است، را نشان می دهد [1].

همچنانکه مشاهده می شود، تأمین توان راکتیو یکی از سرویس های جانبی سیستم انتقال است که باید توسط اپراتور سیستم مهیا گردد. گرچه اصول فیزیکی حاکم بر مسائل توان راکتیو در سیستم های سنتی و سیستمهای تجدید ساختار شده در صنعت برق یکسان است، مسأله رقابت در تولید و رقابت در فروش برق در صنعت برق تجدید ساختار شده، باعث می شود که در برخی موارد سیستم قدرت به مرزهای خود نزدیک شود و این مسألهٔ با انجام روز افزون قراردادها حادتر شده است. لذا انجام یک طراحی در خصوص توان راکتیو که بتواند به بهترین وجه احتیاجات یک سیستم برق تجدید ساختار شده را بر آورده سازد، ضروری می باشد.

در جدول ۱، X در ستون ISO بدین مفهوم است که ISO موظف به مهیا نمودن «سرویس جانبی» مربوطه است. X در ستون «خریدار» به معنی اجباری بودن «خریداری سرویس جانبی» مربوطه از ISO می باشد و بالاخرهٔ X در ستون «توضیحات» یعنی خریدار مختار است، سرویس های جانبی مربوطه را از ISO یا از سرویس دهندهٔ دیگری در سیستم، خریداری نماید.

همچنانکه ذکر گردید، تأمین توان راکتیو، در صنعت برق تجدید ساختار شده، یکی از سرویس های جانبی انتقال می باشد و اغلب ISO وظیفهٔ تأمین توان راکتیو در شبکه قدرت را بر عهده می گیرد. همانطور که در جدول ۱ آورده شده است، سرویس توان راکتیو باید به اجبار توسط مصرف کنندگان خریداری شود؛ لذا طراحی توان راکتیو امری ضروری است که در اقتصادی ترین حالت بتواند جوابگوی تأمین توان راکتیو در شبکه باشد. از مهمترین مسائل برای مشتریان، خرید برق از تولید کننده یا واسطه ای می باشد که بهترین کیفیت را داشته باشد؛ مصرف کنندگانی در سیستم وجود دارند که برای داشتن برق با کیفیت بالا، حاضر به پرداخت هزینه های سنگین هستند. لذا پایداری ولتاژ و پروفیل ولتاژ در شبکه در «صنعت تجدید ساختار شده»، نیاز به توجه خاص دارد. گر چه از لحاظ اصولی، طراحی توان راکتیو در یک «شبکه برق سنتی» و «یک شبکه برق تجدید ساختار شده»، تفاوتی با یکدیگر ندارد، ولی به لحاظ امکان ایجاد تراکم قراردادها بین مصرف کنندگان و تولید کنندگان در یک ناحیه از شبکه، طراحی توان راکتیو در یک شبکه تجدید ساختار شده چنین تعریف می شود: تعیین مقدار و انتخاب محل نصب تجهیزات تأمین کنندهٔ توان راکتیو در سیستم در مرحلهٔ طراحی، به نحوی که اولاً اقتصادی ترین باشد و ثانیاً در مرحلهٔ بهره برداری تا سر حد امکان انجام قراردادها بین فروشندگان و خریداران برق به لحاظ توان راکتیو محدود نگردد.

دریک محیط دسترسی باز اصولاً نباید هیچ محدودیتی بر انجام قراردادها بین تولید کنندگان و خریداران برق وجود داشته باشد؛ ولی در هر صورت در شبکه، محدودیتهایی نظیر ظرفیت محدود خطوط انتقال، ظرفیت محدود توان حقیقی و راکتیو تولیدی ژنراتورها، حدود تپ ترانسفورمرها و محدودیت های تأمین توان راکتیو جبرانگرهای توان راکتیو، وجود دارد. لذا باید پیش بینی مناسبی از چگونگی انجام

قراردادها در سیستم بین تولید کنندگان و مصرف کنندگان انجام پذیرد و بر اساس آن طراحی توان راکتیو را به قسمی انجام داد که بتوان بهترین پروفیل ولتاژ در شبکه را بوجود آورد؛ بعلاوه مصرف کنندگانی در شبکه وجود دارند که حتی به انعقاد قراردادهای گران قیمت برق مبادرت می ورزند، تا کمترین قطعی برق را داشته باشند، لذا رسیدن به حداکثر پایداری ولتاژ با توجه به قیود اقتصادی لازمهٔ یک صنعت برق تجدید ساختار شده می باشد. بنابراین در این مقاله به هدف داشتن بهترین پروفیل ولتاژ و بالاترین حد پایداری ولتاژ، در اقتصادی ترین حالت ممکن، طراحی توان راکتیو در شبکه انجام گرفته است. اما مقولهٔ پیش بینی بازار انرژی و تخمین چگونگی قراردادها از بحث این مقاله خارج است و مطالعات مستقلی را طلب می نماید و فرض شده است که قراردادهای منعقده، مشخص باشد.

برای طراحی توان راکتیو از روش الگوریتم ژنتیکی استفاده شده است. الگوریتم ژنتیکی به لحاظ ویژگیهای زیر، روشی مناسب در طراحی توان راکتیو در شبکهٔ قدرت می باشد:

الف) الگوریتم ژنتیکی برای یافتن نقطهٔ بهینه از یک جمعیت (n نقطه) شروع به جستجو می کند و بدین لحاظ امکان یافتن نقطهٔ عمومی بهینه، بسیار بیشتر می گردد.

ب) الگوریتم ژنتیکی به اطلاعات اضافی از شبکه نیاز ندارد و فقط با تعیین میزان تابع هدف، جستجوی خود را انجام می دهد.

ج) در روش الگوریتم ژنتیکی از روشهای احتمالی برای یافتن نقاط جدید استفاده می شود، لذا روشی بسیار انعطاف پذیرتر و مقاوم تر نسبت به روشهای سنتی می باشد.

در ضمیمهٔ الف فرمولاسیون و نحوهٔ بکارگیری الگوریتم ژنتیکی مورد استفاده در این مقاله توضیح داده شده است. خروجی بکارگیری الگوریتم یاد شده، مکان نصب و میزان جبرانگرهای توان راکتیو در شبکهٔ قدرت می باشد، به نحوی که در اقتصادی ترین حالت، بهترین پروفیل و پایداری ولتاژ بدست آید. در بخش سوم، ابتدا به ارزیابی سهم تولید توان راکتیو هر یکا از منابع تولید توان راکتیو در یک محیط دسترسی باز پرداخته خواهد شد. بخش چهارم به ارائهٔ روش قیمت گذاری در خصوص سرویس جانبی توان راکتیو در چنین محیطی خواهد پرداخت. بخش پنجم به نتایج محاسبات در خصوص یک سیستم تست می پردازد.

۳ـ ارزیابی سهم تولید توان راکتیو هر منبع توان راکتیو در قبال هر قرارداد

با افزایش روز افزون قراردادها در کشورهایی که دارای صنعت برق «دسترسی باز» می باشند، تعیین هر چه دقیق تر میزان استفادهٔ مصرف کنندگان برق از «سرویس های جانبی انتقال» از اهمیت بیشتری برخوردار شده است. زیرا مشتریان در قبال استفاده شان از سرویس های جانبی انتقال، مجبور به پرداخت هزینه می باشند. به طور خلاصه می توان گفت، یک ارزیابی قابل قبول برای «سرویس های جانبی انتقال» مستلزم دارا بودن دو شرط زیر است:

الف) کل هزینه هایی که توسط ارائه کنندگان سرویس های جانبی انتقال هزینه شده است، به آنها بازگردانده شود.

ب) ارزیابی منصفانه باشد، یعنی براساس میزان واقعی استفادهٔ مصرف کنندگان از سرویس ها باشد.

همچنانکه گفته شد، تأمین توان راکتیو در سیستم قدرت، یکی از «سرویس های جانبی انتقال» می باشد که ISO موظف به فراهم آوردن آن سرویس و مشتریان مجبور به خریداری آن سرویس می باشند. روشی که سالها برای قیمت گذاری توان راکتیو استفاده شده است، استفاده ازضریب جریمهٔ ضریب توان می باشد؛ این روش، قادر به ارائه قیمت گذاری دقیقی نمی باشد [۱۱]. در یک سیستم قدرت با امکان دسترسی باز، ممکن است مصرف توان راکتیو توسط مصرف کنندگان به نحوی باشد که ضریب جریمهٔ ضریب توان به آنها تعلق نگیرد، در این صورت به هیچ عنوان هزینه های ارائه کنندهٔ سرویس جانبی تأمین توان راکتیو باز گردانده نمی شود. روش دیگری که در سیستمهای سنتی استفاده می شود، براساس میزان مصرف توان راکتیو مصرف کننده می باشد که با ضرب کردن میزان مصرف در مبلغ تعرفه، قیمت توان راکتیو مصرفی مشخص می گردد. به عنوان مثال FERC به تعیین یک تعرفهٔ ثابت در خصوص سرویس توان راکتیو پرداخته است [۲۷]. اما از این روش هم نمی توان در یک سیستم قدرت با امکان دسترسی باز استفاده نمود. چرا که ژنراتورها (که بخش مهمی از توان راکتیو سیستم را تأمین می نمایند) به صورت خصوصی اداره می شوند و آنها در قبال قراردادهایشان موظف به تزریق توان حقیقی به شبکه می باشند و اگر قیمت گذاری مناسبی در خصوص توان راکتیو وجود نداشته باشد، هیچ انگیزه ای برای ژنراتورها در خصوص سرمایه گذاری و تولید توان راکتیو وجود نخواهد داشت. لذا باید روشی اعمال نمود که نقش هر منبع تأمین توان راکتیو در قبال هر قرارداد مشخص شود تا با استفاده از آن بتوان به قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در یک سیستم قدرت با امکان دسترسی باز پرداخت. در زیر، به توضیح روشی پرداخته می شود که با استفاده از مفهوم ارزیابی منصفانهٔ منابع [۲۵و۲۶] سهم تولید توان راکتیو هر یک از منابع تأمین توان راکتیو در قبال هر قرارداد را مشخص

می نماید؛ ارزیابی منصفانهٔ منابع روشی برای تسهیم منابع بین یک سری از فعالیتها می باشد به نحوی که میزان اختلاف سود مابین فعالیتهای مختلف حداقل گردد:

اگر در یک بازار انرژی NT تعداد کل قراردادهای منعقد شده بین فروشندگان و خریداران توان فرض شود که همهٔ این قراردادها به صورت همزمان در یک بازهٔ زمانی مشخص لازم الاجرا می باشد، تعیین تغییر تولید توان راکتیو هر یک از منابع تأمین توان راکتیو، در قبال هر قرارداد، با استفاده از مفهوم ارزیابی منصفانهٔ منابع منجر به انجام مسألهٔ بهینه سازی زیر می گردد [۲۶]:

$$\text{Min } J_i = \sum_{t=1}^{NT} \left[\left(\Delta Q_{i,t} - \Delta Q^{1}_{i,t} \right)^2 + \left(\Delta Q_{i,t} - \Delta Q^{NT}_{i,t} \right)^2 \right]$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{t=1}^{NT} \Delta Q_{i,t} = \Delta Q_i$$

$$i \in \{1, ..., NG\}, \qquad t \in \{1, ..., NT\} \qquad (۱)$$

در فرمول فوق:

$\Delta Q_{i,t}$: تغییر تولید توان راکتیو منبع تأمین توان راکتیو i ـ ام در قبال قرار داد t-ام.

$\Delta Q^{1}_{i,t}$: تغییر تولید توان راکتیو منبع تأمین توان راکتیو i ـ ام در قبال قرارداد t ـ ام، وقتی قرارداد t-ام به عنوان تنها قرارداد در سیستم لحاظ شود.

$\Delta Q^{NT}_{i,t}$: تغییر تولید توان راکتیو منبع تأمین توان راکتیو i ـ ام در قبال قرارداد t ـ ام، وقتی قرارداد t ـ ام به عنوان آخرین قرارداد در سیستم لحاظ شود.

ΔQ_i: تغییر تولید توان راکتیو منبع تأمین توان راکتیو i ـ ام وقتی همه قراردادها به صورت همزمان لحاظ شود.

NG: تعداد کل منابع تأمین توان راکتیو.

NT: تعداد کل قراردادهای منعقد شده بین فروشندگان و خریداران انرژی که در بازهٔ زمانی مورد مطالعه به صورت همزمان لازم الاجرا است.

با توجه به رابطهٔ (۱)، به تعداد کل شین های تولیدی توان راکتیو در شبکه (که هدف تعیین تغییر تولید توان راکتیو در اثر هر قرارداد روی آنهاست) تابع هدف وجود دارد. $\Delta Q^{1}_{i,t}$ یعنی تفاوت تولید توان راکتیو منبع تأمین توان راکتیو i-ام، در حالتی که قرارداد t ـ ام تنها قرارداد در سیستم باشد، نسبت به حالت پایه که هیچ کدام از قراردادها لحاظ نشده باشند. با انجام یک پخش بار متناوب در حالتی که هیچ کدام از قراردادها لحاظ نگردند، میزان تولید توان راکتیو تک تک منابع تولید توان راکتیو در سیستم تعیین می گردد(حالت پایه)؛ با انجام یک پخش بار دیگر در حالتی که t ـ امین قرارداد لحاظ شود، میزان تولید توان راکتیو منابع تولید توان راکتیو در حالت اخیر تعیین می گردد. تفاضل این مقادیر از مقادیر حالت پایه $\Delta Q^{1}_{i,t}$ را بدست می دهد. به طریق مشابه $\Delta Q^{NT}_{i,t}$ بر تفاوت تولید توان راکتیو منبع تأمین توان راکتیو i ـ ام در حالتی که همهٔ NT قرارداد در سیستم لحاظ شده باشند، نسبت به حالتی که همهٔ قرارداد ها به جز قراردادt-ام در سیستم لحاظ شده باشد، دلالت دارد.

با استفاده از روش لاگرانژ در حل مسالهٔ بهینه سازی فوق، پاسخ زیر حاصل می گردد[۲۶]:

$$\Delta Q_{i,t} = \frac{\Delta Q^{1}_{i,t} + \Delta Q^{NT}_{i,t}}{2} + \frac{\lambda_i}{4} . NT$$

$$i \in \{1, ..., NG\}, \qquad t \in \{1, ..., NT\} \qquad (۲)$$

با توجه به نتایج عددی، مقادیر λ_i به قسمی کوچک است که می توان از جملهٔ دوم در رابطهٔ (۲) در قبال جملهٔ اول صرف نظر نمود و با انجام یک تقریب خوب، سهم تولید هر منبع را به صورت زیر بازنویسی نمود:

$$\overline{\Delta Q}_{i,t} = \frac{\Delta Q^{1}_{i,t} + \Delta Q^{NT}_{i,t}}{2}$$

$$i \in \{1, ..., NG\}, \qquad t \in \{1, ..., NT\} \qquad (۳)$$

برای نمایش دقت روش، از رابطهٔ زیر می توان استفاده کرد:

$$\delta Q_i = \Delta Q_i - \overline{\Delta Q}_i$$

$$i \in \{1, ..., NG\} \qquad (۴)$$

که در رابطهٔ (۴) ΔQ_i برابر است با :

$$\overline{\Delta Q}_i = \sum_{t=1}^{NT} \overline{\Delta Q}_{i,t}$$

$$i \in \{1, ..., NG\}, \qquad t \in \{1, ..., NT\} \qquad (۵)$$

δQ_i در رابطهٔ (۴) میزان خطای محاسبهٔ تولید توان راکتیو منبع تولید توان راکتیو i-ام با استفاده از روش «ارزیابی منصفانهٔ منابع» می باشد که با توجه به نتایج، دقت بسیار مطلوبی را ارائه می دهد.

بدین ترتیب با استفاده از روش «ارزیابی منصفانهٔ منابع» سهم تولید راکتیو هر منبع تأمین توان راکتیو، در قبال هر

قرار داد، توسط رابطهٔ (۳) تعیین می گردد. از این مقادیر برای قیمت گذاری سرویس توان راکتیو استفاده خواهد شد.

٤ـ قیمت گذاری سرویس تأمین توان راکتیو در صنعت برق تجدید ساختار شده

در شبکهٔ قدرت، انتقال توان حقیقی بدون تأمین توان راکتیو مورد نیاز در شبکه، امکان پذیر نمی باشد. بخصوص در یک سیستم «دسترسی باز» در شرایطی که تعداد معاملات انرژی بیشتر می گردد، مسأله از اهمیت بیشتری برخوردار می گردد و مسألهٔ محدودیتهای ولتاژ، گلو گاهی برای انتقال توان بیشتر می شود. گرچه در صنعت برق تجدید ساختار شده مبنای قراردادها بر اساس انتقال توان حقیقی استوار است، ولی همچنانکه گفته شد یک مشتری در صنعت برق تجدید ساختار شده مجبور به خرید سرویس توان راکتیو از ISO می باشد. لذا تعیین یک چارچوب قیمت گذاری، برای توان راکتیو، هم از دید سرمایه گذاری و هم از لحاظ بهره برداری مهم است. در این مقاله، دید روشنی از چگونگی قیمت گذاری یک قرارداد در سیستم قدرت دسترسی باز در خصوص سرویس تأمین توان راکتیو ارائه می شود.

هر مصرف کننده، بر طبق قراردادی که در بازار انرژی منعقد نموده است، در یک بازهٔ زمانی مشخص، مجاز به مصرف میزان مشخص از توان حقیقی می باشد؛ در بخش ۳ روشی ارائه شد که اثر هر قرارداد را بر میزان تغییر تولید توان راکتیو شین های تولید توان راکتیو، مشخص می نمود. به عبارت دیگر با روش یاد شده، میزان مصرف راکتیو هر قرارداد از هر منبع تأمین توان راکتیو مشخص می گردد. از این مقادیر در تخصیص هزینهٔ سرمایه گذاری و نصب منابع تأمین توان راکتیو، و هزینهٔ بهره برداری از منابع تأمین توان راکتیو، مربوط به هر قرارداد استفاده شده است.

در قبال هزینهٔ بهره برداری و یا به عبارت دیگر تعیین قیمت زمان ـ واقعی برای تأمین توان راکتیو هر قرارداد از ایدهٔ حداقل سازی تلفات در سیستم استفاده شده است. حداقل سازی تلفات، هم ارز حداقل سازی هزینهٔ تولید در شین اسلک می باشد [۲۱و۲۸]. جزئیات کار در بند ۳ـ۴ توضیح داده شده است. به طور خلاصه روش ارائه شده در این مقاله را می توان چنین توضیح داد: در قبال هر قرارداد، در هر بازهٔ زمانی مشخص، هزینهٔ ثابتی، در خصوص هزینه های سرمایه گذاری منابع توان اکتیو ($C_{f,t}$) و هزینهٔ بهره برداری به خاطر اثر هر قرارداد بر تلفات سیستم ($C_{op,t}$) دریافت می شود. بنابراین کل قیمت سرویس توان راکتیو در خصوص قرارداد t_ام ($C_{total,t}$) به صورت زیر خواهد بود:

$$C_{total\ ,t} = C_{f,t} + C_{op,t} \qquad (۶)$$

در بخش ۱ـ۴و۲ـ۴، روش های محاسبهٔ $C_{f,t}$ به ترتیب برای ژنراتورها و SVC ها و بانکهای خازنی و در بخش ۳ـ۴، روش های محاسبه $C_{op,t}$ ارائه شده است.

٤ـ۱ـ قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در خصوص هزینهٔ سرمایه گذاری ژنراتورها

از آنجائیکه تأمین توان راکتیو برای یک الگوی خاص بار، در بازهٔ زمانی مشخص تعریف می شود، هزینهٔ سرمایه گذاری، باید به صورت واحد پول برمگاوار ساعت بیان شود. جدول۲ اطلاعات نوعی یک ژنراتور است که اغلب در دسترس می باشد [۲۹].

بدین ترتیب با استفادهٔ از اطلاعات جدول فوق، می توان به روش زیر، هزینهٔ سرمایه گذاری و نصب را، در خصوص تولید توان حقیقی، به صورت زیر بیان نمود:

$$C_{MW\text{-}hr} = \frac{I*P_{max}}{P_{max}*af*lf*8760*yr} \qquad (۷)$$

در رابطهٔ (۷)، $C_{MW\text{-}hr}$ هزینهٔ سرمایه گذاری در خصوص تولید توان حقیقی ژنراتور (واحد پول بر مگاوات ساعت) می باشد. اگر ژنراتور در ضریب قدرت pf کار کند، هزینهٔ سرمایه گذاری درخصوص تولید توان راکتیو ژنراتور $C_{MV\ ar\text{-}hr}$ (واحد پول بر مگاوات ساعت) به صورت زیر خواهد بود:

$$C_{MV_{ar}} = C_{MW\text{-}hr}*\tan\left(\cos^{-1} pf\right) \qquad (۸)$$

از $C_{MV\ ar\text{-}hr}$، به عنوان نرخ در خصوص هزینهٔ سرمایه گذاری و نصب ژنراتورها برای تأمین توان راکتیو، برای هر قرارداد ($C_{f,t}$) استفاده خواهد شد.

٤ـ۲ـ قیمت گذاری توان راکتیو در خصوص هزینهٔ سرمایه گذاری برای SVCها و بانکهای خازنی

روش های مختلفی وجود دارد که می توان بر اساس آن هزینهٔ یک واحد ظرفیت توان راکتیو را تعیین نمود. در بسیاری از موارد مشتریان برق براساس قیمت تجهیزات موجود در سیستم انتقال، در خصوص توان راکتیو، ملزم به پرداخت هستند [۳۱و۳۲]. روش پیشنهاد شده، در این مقاله، بر اساس هزینهٔ معادل کندانسور سنکرون در سیستم می باشد. همچنانکه ذکر گردید، تأمین توان راکتیو در شبکه، جزو سرویس های انتقال و بر عهدهٔ ISO می باشد. اگر توان

راکتیو مورد نیاز در شبکه توسط جبرانگرهای استاتیکی تأمین نگردد، به فرض اینکه قیود بهره برداری و پایداری شبکه، اجازه دهد، این نیاز از ژنراتورهای موجود در سیستم (فروشندگان توان) تأمین خواهد شد؛ در نتیجه، ISO موظف به پرداخت در قبال تولید راکتیو به فروشندگان توان خواهد بود. از طرف دیگر، تأمین توان راکتیو توسط یک ژنراتور، می تواند با تولید توان راکتیو توسط کندانسور سنکرون جایگزین شود. همچنین هزینهٔ سرمایه گذاری وتولید توان راکتیو توسط کندانسور سنکرون به مراتب از هزینهٔ سرمایه گذاری و تولید توان راکتیو توسط ژنراتورها کمتر است. لذا برای تعیین قیمت سرویس توان راکتیو، در خصوص هزینهٔ سرمایه گذاری و نصب منابع تولید توان راکتیو توسط بانکهای خازنی و SVC می توان از معادل هزینهٔ سرمایه گذاری و تولید توان راکتیو توسط کندانسورهای سنکرون استفاده نمود. با استفاده از مشخصات و قیمت هایی که برای یک کندانسور سنکرون، در دسترس است، می توان هزینهٔ یک واحد ظرفیت تولید توان راکتیو توسط کندانسور سنکرون را بر حسب واحد پول بر مگاوار ساعت بیان نمود[۳۲].

۳ ـ ٤ ـ قیمت گذاری زمان ـ واقعی سرویس توان راکتیو در صنعت برق تجدید ساختارشده

در سیستم قدرت، منابع تولید توان راکتیو قادر به تولید بین دو محدودهٔ حداکثر و حداقل تولید خود می باشند. روشن است که با سرمایه گذاری بیشتر، مگاولت ـ آمپر بیشتری نصب می گردد و امکان جبران سازی توان راکتیو بیشتر می گردد. در یک سیستم قدرت که به صورت بازار رقابتی انرژی اداره می شود، تولید کنندگان (ژنراتورها) مایلند که با انعقاد قراردادهای هر چه بیشتر به سود بیشتری نائل شوند؛ قراردادها بر اساس توان حقیقی منعقد می گردد. لذا اگر یک چارچوب قیمت گذاری مشخص برای تولید کنندگان و مصرف کنندگان توان راکتیو وجود نداشته باشد، تولید کنندگان (ژنراتورها) انگیزه ای برای تزریق یا جذب توان راکتیو در شبکه نخواهندداشت. از این رو یک قیمت گذاری مناسب و منصفانه در خصوص تولید و مصرف توان راکتیو می تواند عامل مهمی در تأمین توان راکتیو مورد نیاز و حفظ پایداری شبکه باشد.

در یک محیط «دسترسی باز» در سیستم قدرت، ISO برای انجام سرویس های جانبی انتقال که بر عهده دارد، نیاز به یک واحد نیروگاهی متعلق به خود دارد[۲۱و۲۸]. در این مقاله، در انجام قیمت گذاری زمان ـ واقعی برای توان راکتیو از ایدهٔ «حداقل سازی تلفات شبکه» به همراه قیود فیزیکی شبکه استفاده شده است. در یک محیط «دسترسی باز» در سیستم قدرت، حداقل سازی تلفات حقیقی در سیستم، هم ارز حداقل سازی هزینهٔ تولید در شین اسلک می باشد[۲۱و۲۸]. درچنین محیط هایی، وظیفهٔ ISO، بهره برداری از سیستم قدرت با یک حاشیه اطمینان مناسب می باشد به نحوی که همه قراردادهای منعقد شده در سیستم انجام شود. ژنراتور متعلق به خود ISO باید قادر باشد با کمترین تولید، وظیفهٔ خود، یعنی تأمین سرویس های جانبی انتقال را در اقتصادی ترین حالت، مهیا سازد. برای مشخص نمودن کمترین میزان تولید ژنراتور متعلق به ISO که اهداف فوق را بر آورده سازد، نیاز به انجام یک پخش بار بهینه توسعه یافته در یک سیستم قدر ت با امکان دسترسی باز می باشد. از این رو در این مقاله، یک پخش بار بهینه ارائه شده است که بتوان در آن قراردادهای انرژی را مدل نمودو علاوه بر آن تحت قیود بهره برداری سیستم، میزان حداقل تولید واحد نیروگاهی متعلق به ISO را تعیین نمود. در انجام این کار، ژنراتورها (فروشندگان توان) در سیستم، بر اساس قراردادهایشان موظف به تزریق مقادیر مشخص از توان حقیقی در بازهٔ زمانی مشخصی می باشند. لذا مقادیر تولید توان حقیقی ژنراتورها (فروشندگان توان) به صورت قید در پخش بار بهینه توسعه یافته، در نظر گرفته خواهد شد. نحوهٔ فرمولاسیون در زیر آورده شده است:

$$\text{Min } C(P_g)$$

s.t.

$$V_i^{min} \le |V_i| \le V_i^{max} \qquad i \in \{1, ..., N\}$$

$$Q_{gi}^{min} \le Q_{gi} \le Q_{gi}^{max} \qquad i \in \{1, ..., NG\}$$

$$P_{gi} = cte \quad i \ne 1, \qquad i \in \{2, ..., NG\}$$

$$P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^{N} |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad i \in \{1, ..., N\}$$

$$Q_{gi} - Q_{di} + \sum_{j=1}^{N} |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{Sin}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad i \in \{1,...,N\}$$

$$P_{ij}^{min} \le P_{ij} \le P_{ij}^{max} \quad i,j \in \{1, ..., N\} \quad i \ne j \quad (۹)$$

در روابط فوق:

$C(P_g)$: هزینهٔ تولید ژنراتور متعلق به ISO در مقدار تولید P_g

$|V_i|$: اندازه ولتاژ شین اـ ام در سیستم

$V^{max}_i(V^{min}_i)$: حداکثر (حداقل) ولتاژ مجاز شین i ـ ام

N: تعداد کل شینهای سیستم

Q_{gi}: میزان تولید توان راکتیو منبع توان راکتیو i ـ ام

$Q_{gi}^{max}(Q_{gi}^{min})$: حداکثر (حداقل) مجاز تولید توان راکتیو منبع تولید i ـ ام

NG: تعداد کل شینهای تولیدی در سیستم

P_{gi}: میزان تولید توان حقیقی فروشندهٔ توان i ـ ام در سیستم (بر طبق قراردادها)

$P_{di}(Q_{di})$: میزان مصرف توان حقیقی (راکتیو) در شین i ـ ام در سیستم (بر طبق قراردادها)

P_{ij}: توان انتقالی بین خط انتقال موجود بین شین i ـ ام و j ـ ام در سیستم

$P^{max}_{ij}(P^{min}_{ij})$: حداکثر (حداقل) مجاز انتقال توان از خط موجود بین دو شین iوjدر سیستم

$|Y_{ij}|$: اندازه المان درایهٔ ij از ماتریس Y_{Bus} سیستم

θ_{ij}: زاویهٔ المان درایهٔ ij از ماتریس Y_{Bus} سیستم

δ_i: زاویه ولتاژ شین i ـ ام

در پخش بار توسعه یافته فوق، تابع هدف، هزینهٔ تولید واحد نیروگاهی متعلق به ISO می باشد و قیود به ترتیب: محدودهٔ مجاز ولتاژ شین های سیستم، محدودهٔ مجاز تولید توان راکتیو منابع توان راکتیو در سیستم، میزان تولید توان حقیقی واحدهای نیروگاهی، طبق قراردادها در سیستم، قیود مربوط به پخش بار و در نهایت قیود مربوط به حد مجاز انتقال توان حقیقی از خطوط انتقال در سیستم قدرت می باشد که با استفاده از رابطهٔ زیر محاسبه می شود:

$$P_{ij} = |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos\left(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i\right) - |V_i|^2 \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos\left(\theta_{ij}\right)$$

$$i, j \in \{1, \ldots, N\} \quad i \neq j \qquad (10)$$

لازم به ذکر است که در پخش بار بهینه، در سیستمهای سنتی برق، میزان توان تولیدی ژنراتورها به عنوان خروجی پخش بار بهینه می باشد. در این مقاله، پخش بار بهینه، برای یک بازار رقابتی صنعت برق بازنویسی شده است: ژنراتورها (فروشندگان توان) در مقادیر از قبل تعیین شده توسط قراردادها به تولید می پردازند که این مقادیر به صورت قید وارد مسأله شده اند. البته در بازار رقابتی مفهوم ذخیرهٔ چرخان نیز وجود دارد که آن هم یکی از سرویس های جانبی انتقال است که باید توسط مشتریان خریداری شود که مبحث مورد نظر ما در این مقاله نیست.

در این مقاله، برای حل مسألهٔ پخش بار بهینهٔ توسعه یافته، (۹)، از روش لاگرانژ استفاده شده است که منجر به حل تابع لاگرانژ، معادلهٔ (۱۱)، می گردد. با حل تابع لاگرانژ، معادلهٔ (۱۱)، حداقل توان تولیدی ژنراتور متعلق به ISO ، P_g، مقادیر توان های راکتیو تولیدی توسط منابع تولید توان راکتیو در سیستم، $\underline{Q}_g$ ، اندازه ولتاژ شین های بار، $\underline{V}$ و مقدار زاویهٔ شین های بار، $\underline{\delta}$، تعیین می گردد. همچنین با حل معادلهٔ (۱۱)، ضرایب لاگرانژ نیز بدست می آید. برای حل این معادله از بستهٔ نرم افزاری GAMS استفاده شده است [۳۳]. با توجه به تابع هدف تعریف شده، در رابطهٔ (۹)، این ضرایب همان هزینه های حدی می باشند. هزینهٔ حدی در مورد یک قید، میزان حساسیت تابع هدف نسبت به آن قید می باشد؛ در تابع لاگرانژ فوق، $C(P_g)$ بر حسب واحد پول بر ساعت می باشد، لذا واحد ضرایب لاگرانژ یا همان هزینه های حدی، در تابع لاگرانژ عبارت است از : MC_{pi} و η_{ij}^{min} ، η_{ij}^{max}، بر حسب واحدپول برمگاوات ساعت، MC_{q_i} و μ_i^{min} μ_i^{max} بر حسب واحد پول برمگاوار ساعت وبالاخره υ_i^{min} ،υ_i^{max} ، بر حسب واحد پول برولت ساعت می باشد.

$$L(P_g, \underline{Q}_g, \underline{V}, \underline{\delta}) = C(P_g)$$

$$- \sum_{i=1}^{N} MC_{pi} \left[P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^{N} |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos\left(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i\right) \right]$$

$$- \sum_{i=1}^{N} MC_{qi} \left[Q_{gi} - Q_{di} + \sum_{j=1}^{N} |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \sin\left(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i\right) \right]$$

$$- \sum_{i=1}^{NG} \mu_i^{min} \left(Q_{gi} - Q_{gi}^{min}\right) + \sum_{i=1}^{NG} \mu_i^{max} \left(Q_{gi} - Q_{gi}^{max}\right)$$

$$- \sum_{i=1}^{N} \upsilon_i^{min} \left(|V_i| - V_i^{min}\right) + \sum_{i=1}^{N} \upsilon_i^{max} \left(|V_i| - V_i^{max}\right)$$

$$- \sum_{i=1}^{N} \sum_{\substack{j=i \\ i \neq j}}^{N} \eta_{ij}^{min} \left(P_{ij} - P_{ij}^{min}\right) + \sum_{i=1}^{N} \sum_{\substack{j=i \\ i \neq j}}^{N} \eta_{ij}^{max} \left(P_{ij} - P_{ij}^{max}\right) \qquad (11)$$

برای تعیین قیمت زمان ـ واقعی سرویس توان راکتیو در یک محیط دسترسی باز، باید هزینهٔ حدی توان راکتیو، در شینهای سیستم تعیین گردند. براساس تعریف قیمت زمان ـ واقعی

مبتنی بر مفهوم هزینه های حدی [۱۵و۱۶] قیمت توان راکتیو در شین مصرف i ـ ام، واحد پول بر مگاوار ساعت، در یک دورهٔ زمانی مشخص چنین تعریف می شود:

$$qD_i = \frac{\partial L}{\partial Q_{di}} = MC_{qi} \quad i \in \{1, ..., ND\} \qquad (۱۲)$$

در رابطهٔ (۱۲)، ND تعداد کل شین های بار است. با توجه به معادلهٔ (۱۱)، چون توان راکتیو تولیدی، (Q_{gi})، جزو متغیرهای بهینه سازی در تابع لاگرانژ می باشد، لذا تابع هدف در نقطهٔ بهینه، نسبت به این متغیر بهینه شده است؛ با انجام مشتق جزئی از تابع لاگرانژ، (معادلهٔ (۱۱))، نسبت به Q_{gi} و مساوی صفر قراردادن آن (در نقطهٔ بهینه)، هزینه های حدی تولید توان راکتیو در شین تولید توان راکتیو i ـ ام، واحد پول برمگاوار ساعت، بدست می آید:

$$\frac{\partial L}{\partial Q_{gi}} = - MC_{qi} - \mu_i^{min} + \mu_i^{max} = 0 \quad i \in \{1, ..., NG\} \qquad (۱۳)$$

$$qG_i = MC_{qi} = - \mu_i^{min} + \mu_i^{max} \quad i \in \{1, ..., NG\} \qquad (۱۴)$$

بدین ترتیب با توجه به هزینه های حدی در شین های مصرف و شین های تولید توان راکتیو (روابط (۱۲) و (۱۴))، و با توجه به سهم تولید هر منبع توان راکتیو در قبال هر قرارداد (رابطهٔ (۳)) می توان هزینهٔ بهره برداری توان راکتیو در خصوص هر قرارداد در ارتباط با هر منبع تأمین توان راکتیورا تعیین نمود:

$$C_{i,t} = \Delta \overline{Q}_{i,t} \cdot \left(qD_j - qG_i\right)$$

$$i \in \{1, ..., NG\} \quad j \in \{1,...,ND\} \quad t \in \{1,..., NT\} \qquad (۱۵)$$

در معادلهٔ فوق $C_{i,t}$ قیمت زمان ـ واقعی (واحدپول بر ساعت) مربوط به قرارداد t ـ ام در قبال تولید توان راکتیو i ـ ام می باشد و قیمت زمان ـ واقعی کل در خصوص قرارداد t ـ ام (واحد پول بر ساعت)، به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$C_{op,t} = \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t} \quad t \in \{1, ..., NT\} \qquad (۱۶)$$

اکنون با توجه به معادلهٔ (۱۶) و قیمت گذاری که در خصوص هزینهٔ سرمایه گذاری منابع تولید توان راکتیو در بندهای ۱ـ۴ و ۲ـ۴ انجام پذیرفت، قیمت گذاری سرویس توان راکتیو برای قراردادهای موجود در سیستم، بر طبق معادلهٔ (۶) تکمیل می گردد.

در قسمت بعد به ارائه یک مثال پرداخته خواهد شد و نتایج محاسبات در خصوص قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در یک محیط تجدید ساختار شده صنعت برق با امکان دسترسی باز ارائه می گردد.

۵ـ نتایج محاسبات

به منظور ارزیابی روش ارائه شده، توسعه داده شدهٔ سیستم تست مرجع [۱۱] انتخاب شده است. دیاگرام تک خطی سیستم تحت مطالعه و اطلاعات مربوط به آن در ضمیمه ب آورده شده است. ارائهٔ مثال شامل سه قسمت است:

الف) طراحی توان راکتیو در سیستم قدرت، به هدف رسیدن به بهترین پروفیل و پایداری ولتاژ به صورت توأم، با حداقل هزینه؛

ب) پیاده سازی قراردادها در سیستم قدرت و تعیین سهم تولید هر یک از منابع تولید توان راکتیو در قبال هریک از قراردادها؛

ج) قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در قبال هریک از قراردادها

الف) با بکارگیری الگوریتم ژنتیکی (ضمیمهٔ الف)، طراحی توان راکتیو انجام پذیرفت، که در این طراحی رسیدن به بهترین پروفیل و پایداری ولتاژ به طور همزمان با حداقل هزینه و تلفات به عنوان تابع هدف مدنظر قرارگرفته است. دو الگوی بار سبک و سنگین در شبکه در نظر گرفته شده است [ضمیمهٔ ب]. طبیعتاً الگوهای بار باید با توجه به تخمین تعداد قراردادها و میزان قراردادها در شبکه صورت پذیرد، که بحثی جدای بحث جاری این مقاله را طلب می کند. اما در مثال ارائه شده الگوهای بار به نحوی در نظر گرفته شده اند که قراردادهای در نظر گرفته شده را پوشش دهند. خروجی نرم افزار طراحی توان راکتیو با استفاده از الگوریتم ژنتیکی با اهداف فوق به قرار زیر است:

قرار گرفتن SVC روی شینهای ۸،۷ و ۹ به ترتیب به مقادیر ۰/۱ ، ۰/۳ ، ۰/۳ و ۰ پریونیت.

کلیات شبکه تست و پارامترهای استفاده شده در بهینه سازی به روش الگوریتم ژنتیکی در جدول ۳ خلاصه شده است.

ب) با توجه به نتیجهٔ طراحی توان راکتیو بدست آمده در بند الف، به شبکهٔ تست ۹ شینهٔ مورد مطالعه، SVC روی شینهای ۸،۷ و ۹ به ترتیب به مقادیر ۰/۱ ، ۰/۳ ، ۰/۳ و ۰/۳ در نظر گرفته شد. لازم به ذکر است که محدودهٔ عملکرد

SVCها به صورت متقارن در نظر گرفته شده است.

قراردادهای دو جانبه بین تولید کنندگان توان (فروشندگان) و مصرف کنندگان توان (خریداران) در سیستم، طبق جدول ۴ در نظر گرفته شد. هر سه قرارداد در یک میزان از توان (هر یک از سه قرار داد ۲۰ مگاوات با ضریب توان یکسان) در نظر گرفته شده است تا در نهایت امکان مقایسهٔ قیمت سرویس توان راکتیو در مورد این سه قرارداد امکان پذیر باشد.

همچنانکه ذکر گردید، براساس قراردادها، شین های مصرف کننده در بازهٔ زمانی مشخص بار مصرفی خود را به میزان قراردادها در ضریب قدرت ثابت افزایش می دهند و به همین ترتیب طرفهای دیگر قراردادها یعنی تولیدکنندگان در همان بازهٔ زمانی مشخص تولید خود را به میزان قراردادهایی که منعقد نموده اند، افزایش می دهند.

اکنون به محاسبهٔ اثر انجام هر قرارداد بر تغییر تولید توان راکتیو منابع تولید توان راکتیو در سیستم پرداخته می شود.

با استفاده از رابطهٔ (۶)، خلاصهٔ محاسبات، در جدول۵ درج شده است:

برای نمایش دقت اعداد بدست آمده در جدول فوق، از مقادیر تولید توان راکتیو در دو حالت، یکی حالت پایه (بدون در نظرگرفتن قراردادها) و دیگری بالحاظ نمودن همهٔ قراردادها، استفاده شده است. $\delta \overline{Q}_i$ که بیانگر خطای مطلق (MVar) می باشد، با استفاده از رابطهٔ (۴) محاسبه می گردد. لذا با توجه به جدول ۵ و رابطهٔ (۴)، نتایج در جدول (۶) ارائه شده است:

در جدول (۶)، $Q_{i,b}$ و $Q_{i,t1t2t3}$ به ترتیب، تولید توان راکتیو منبع تولید توان راکتیو شین i-ام در حالت پایه و در حالتی است که هر سه قرارداد t_1 و t_2 و t_3 همزمان با هم لحاظ شوند. $\delta \overline{Q}_i$ خطای محاسبه در تولید شین i - ام است اگر از روش ارزیابی منصفانه منابع استفاده شود.

بدین ترتیب با استفاده از اطلاعات فراهم شده در جدول ۵ سهم تولید هر منبع توان راکتیو در قبال هر قرارداد تعیین شد که در بند ج در قیمت گذاری سرویس توان راکتیو استفاده خواهد شد.

ج) همانطور که در بخش چهارم توضیح داده شد، قیمت گذاری سرویس توان راکتیو متشکل از دو قسمت می باشد؛ یکی هزینه ها در خصوص سرمایه گذاری و دیگری هزینه ها در خصوص بهره برداری.

ج-۱- محاسبهٔ هزینه ها برای قراردادها در خصوص سرمایه گذاری منابع توان راکتیو

برای ژنراتورها با استفاده از جدول ب - ۴ (در ضمیمهٔ ب) و با استفاده از رابطهٔ (۸) هزینهٔ سرمایه گذاری برای ژنراتورها معادل 6.77 واحد پول بر مگاوار ساعت تعیین می گردد و با استفاده اطلاعات مندرج در مرجع [۲۹]، هزینهٔ سرمایه گذاری برای کندانسور سنکرون معادل 1.442 واحد پول بر مگاوار ساعت بدست می آید. بدین ترتیب می توان سهم هر قرارداد در قبال سرمایه گذاری هر منبع توان راکتیو یعنی $C_{fi,t}$ را محاسبه نمود: با استفاده از نتایج مندرج در جدول (۵)، که سهم هرمنبع تولید توان راکتیو، در قبال هر قرار داد را مشخص می کند، و با توجه به دو نرخ اخیر که در خصوص سرمایه گذاری برای منابع تأمین توان راکتیو محاسبه شد، میزان سهم هر قرارداد، در قبال سرمایه گذاری منابع توان راکتیو مطابق جدول (۷) محاسبه می گردد:

با توجه به جدول فوق، با وجود اینکه میزان مصرف توان راکتیو هر سه قرارداد، درشین های مصرف مربوطه، با یکدیگر برابر است، میزان قیمت پرداختی در خصوص سرویس توان راکتیو در مورد قراردادها با یکدیگرمتفاوت است. با توجه به جدول (۵): تأمین توان راکتیو در قبال قرارداد اول، عمدتاً توسط SVC قرار گرفته روی شین ۸ تأمین می گردد. در حالی که در خصوص قرارداد دوم و سوم، عمدهٔ تأمین توان راکتیو، توسط ژنراتور موجود روی شین ۱، صورت می پذیرد؛ با توجه به این که نرخ سرمایه گذاری تأمین توان راکتیو توسط ژنراتور به مراتب از نرخ سرمایه گذاری تأمین توان راکتیو توسط خازن و SVC بیشتر است، قیمت پرداخت شده توسط قرارداد دوم و سوم نسبت به قرارداد اول، در خصوص هزینهٔ سرمایه گذاری منابع تأمین توان راکتیو، به مراتب بیشتر است.

ج-۲- محاسبهٔ هزینه ها برای قراردادها در خصوص هزینهٔ بهره برداری

برای محاسبهٔ قیمت زمان - واقعی سرویس توان راکتیو، پخش بار توسعه داده شدهٔ ارائه شده در بخش ۳-۴ برای سیستم تست ۹ شینه انجام شد. این مسألهٔ به یک بهینه سازی با ۶۸ قید غیر خطی و ۳۶ قید خطی تبدیل گردید که با حل آن و با استفاده از روابط (۱۵) و (۱۶) قیمت زمان - واقعی تأمین توان راکتیو هریک از منابع تولید توان راکتیو منطبق با نتایج مندرج در جدول (۸) محاسبه گردید:

در جدول فوق، هزینهٔ بهره برداری در خصوص قرارداد اول، 0.00 واحد پول بر ساعت محاسبه شده است؛ به خاطر وجود SVC در شین ۸، و اشباع نشدن این SVC، «هزینه های حدی» در قبال توان راکتیو درشین ۸، صفر است. به عبارت دیگر، در نقطهٔ کار سیستم، حساسیت تابع هدف،

نسبت به توان راکتیو در شین۸، صفر است. اما حساسیت تابع هدف نسبت به تغییر توان راکتیو (یا هزینه های حدی توان راکتیو)، در شین های ۵ و ۶، که جبرانگر استاتیکی وجود ندارد، غیر صفر است. لذا قرارداد های دوم و سوم مشتمل پرداخت هزینه در قبال هزینهٔ بهر ه برداری از سرویس توان راکتیو می باشند.

اکنون با استفاده از نتایج جداول (۷) و (۸) و با توجه به رابطهٔ (۶) قیمت سرویس توان راکتیو در قبال هر قرارداد تعیین می گردد؛ جدول (۹) مقادیر نهایی را در خصوص قیمت سرویس توان راکتیو در قبال سه قرارداد مثال اخیر به نمایش می گذارد.

مشاهده می شود گر چه تمام قراردادها برای ۲۰ مگاوات در ضریب توان مساوی فرض شده بود، پرداخت در قبال تأمین توان راکتیو این قراردادها، کاملاً با یکدیگر متفاوت است.

۵ـ جمع بندی و نتیجه گیری

در صنعت برق تجدید ساختار شده، سیستم انتقال، تنها وسیلهٔ دسترسی فروشندگان و خریداران برق در سیستم می باشد که منحصر به فرد است و بهره برداری از آن بر عهدهٔ اپراتور مستقل سیستم نهاده می شود. برای انتقال توان با یک قابلیت اطمینان مناسب و ایمن از یک نقطه از سیستم (فروشنده) به نقطهٔ دیگری از سیستم (مصرف کننده) به سرویس های مختلفی نیاز است که از مهمترین این سرویس ها، سرویس تأمین توان راکتیو در سیستم است. به دلایل مختلف از جمله نو بودن و پیچیدگی مطلب، به مقولهٔ قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در صنعت برق تجدید ساختار شده، کمتر پرداخته شده است. در این مقاله روشی نوین در این خصوص ارائه شد که طی آن، با روشی مبتنی بر الگوریتم ژنتیکی به طراحی منابع توان راکتیو دریک محیط تجدید ساختار شده صنعت برق پرداخته شد که در آن هدف، دسترسی به اقتصادی ترین حالتی است که انجام قراردادهای انرژی در سیستم، به علت ضعف تأمین توان راکتیو محدود نگردد. سپس به قیمت گذاری تأمین توان راکتیو در خصوص هر قرارداد انرژی منعقد شده، در سیستم پرداخته شد. برای این کار از مفهوم ارزیابی منصفانهٔ منابع در تخصیص عادلانهٔ میزان مصرف هر مصرف کننده، در قبال هرقرارداد، استفاده شد. طبق نتایج بدست آمده در یک محیط دسترسی باز در سیستم قدرت، هزینهٔ تأمین توان راکتیو در شین های مختلف سیستم متفاوت می باشد که استفاده از روش هایی همچون ضریب جریمهٔ ضریب توان یا نرخ ثابت برای تأمین توان راکتیو به هیچ عنوان نمی تواند منصفانه و مناسب برای استفاده در چنین محیط هایی باشد. در ادامهٔ این تحقیق، ارزیابی بازار انرژی، در خصوص تخمینی هر چه دقیق تر از انجام قرادادها در سیستم ضروی به نظر می رسد تا بر طبق آن طراحی توان راکتیو دقیق تر صورت پذیرد.

ضمیمهٔ الف

مسألهٔ طراحی توان راکتیو، توسط مسألهٔ بهینه سازی چند هدفی زیر بیان می شود[۱۰]:

$$\text{Max} \quad PI_{stab} = \sum_{k \in n-Load} \beta^k . PI^k_{stab}$$

&

$$\text{Min} \quad P_{prof} = \sum_{k \in n-Load} \alpha^k \left(\sum_{j \in ns} \left(V_i^k - V_i^{kset} \right)^2 \right)$$

&

$$\text{Min} \quad PI_{CP} = \sum_{i \in nc} \left(C^c_{fi} + C^c_{vi} . Q_i \right) \qquad (\text{الف}-۱)$$

&

$$\text{Min} \quad PI_{loss} = K. \sum_{k \in n_Load} T_k . P^k_{loss}$$

s.t.

$F(X, U, Z_c) = 0$ قیود پخش بار

$G(X, U, Z_c) = 0$ قیود عملیاتی

$PI_{stab} > PI_{min}$ قید حداقل اندیس پایداری

در فرمول فوق:

PI_{stab}: تابع هدف پایداری

PI^K_{stab}: اندیس پایداری در سطح بار K ـ ام (که با استفاده از ضرایب حساسیت تعیین می گردد)

β^K: ضریب وزنی پایداری ولتاژ (در این مقاله این ضریب متناسب با بازهٔ سطح بار K ـ ام در نظر گرفته شده است)

n_ load: مجموعهٔ سطوح بار

P_{prof} : تابع هدف پروفیل ولتاژ

V_i^k: ولتاژ شین iـ ام در سطح بار kـ ام

V_i^{kset}: ولتاژ مطلوب شین i ـ ام در سطح باز kـ ام

α^k: ضریب وزنی پروفیل ولتاژ (در این مقاله، این ضریب متناسب با بازهٔ سطح بار kـ ام در نظر گرفته شده است)

PI_{cp}: تابع هدف هزینهٔ تجهیزات تأمین توان راکتیو (خازن و SVC)

nc: تعداد شین های مجاز جهت نصب منابع تأمین توان راکتیو

C^c_{fi}: هزینهٔ نصب منابع تأمین توان راکتیو و سرمایه گذاری

مربوطه در شین نـ ام

C_{vi}^{c}: هزینهٔ خرید منابع تأمین توان راکتیو و هزینهٔ نگهداری و بهره برداری در شین i ـ ام

Q_i: ظرفیت منابع تأمین توان راکتیو نصب شده در شین نـام

PI_{loss}: تابع هدف هزینهٔ تلفات

P_{loss}^{k}: مقدار تلفات در سطح بار k ـ ام

T_k: بازهٔ زمانی سطح بار k ـ ام

K: قیمت هر واحد تلفات

X: متغیرهای حالت (ولتاژ شین ها ، زوایای شین ها)

U: متغیرهای کنترلی (ولتاژ شین های تولید)

Z_c: مقدار منبع توان راکتیو نصب شده

متغیر های تصمیم گیری به صورت یک رشته از اعداد معرفی می شوند، که در واقع هر رشته به عنوان یک پاسخ پیشنهادی مسأله می باشد. در این مقاله متغیر های تصمیم گیری، محل نصب خازن و SVCو مقادیر آن می باشد:

$$W_i=\left[Y_i,Z_i\right]$$

$$Y_i=\left[C_1^i\ ,\ C_2^i\ ,...,\ C_m^i\right] \qquad \text{(الف ـ ۲)}$$

$$Z_i=\left[S_1^i\ ,\ S_2^i\ ,...,\ S_k^i\right]$$

W_i: رشتهٔ i ـ ام از جمعیت

C_a^i: تعداد بانک خازنی نصب شده در شین a ـ ام

S_b^i: ظرفیت SVC نصب شده در شین b ـ ام

m: تعداد شینهای مجاز جهت نصب خازن

k: تعداد شینهای مجاز جهت نصب SVC

ضمیمه ب

s_{base}=100 MVA,V_{base}=138kV

* ظرفیت همه خطوط ۸ / ۱ پریونیت می باشد.

1-De-Regulated (Restructured) Power Industry

2- Independent System Operator (ISO)

3- Transmission Ancillary Services

4- Fair Resource Allocation

5- Optimal Power Flow (OPF)

6- Regulated Electric Industry

7- De-Regulated Systems

8- POOLCO

9- Bilateral Exchange

10- Power Exchange

11- The Independent System Operator (ISO)

12- Ancillary transmission Services

13- Open Access

14-Long - term

15-Real-time

16-Optimal power flow

17-Long-term

18-Modified Optimal Power Flow

19- Load Following

20- Marginal Costs

21- Federal Electric Regulatory Commission

جدول (ب ـ ۱) مشخصات خطوط شبکه تست.

شمارهٔ خط	شین ابتدا و انتها	R(p.u.)	X(p.u.)	Y(p.u.)
1	1-2	0.042	0.168	0.041
2	1-4	0.031	0.126	0.031
3	1-6	0.053	0.21	0.051
4	2-3	0.031	0.126	0.031
5	2-4	0.084	0.336	0.082
6	2-7	0.053	0.21	0.051
7	3-4	0.053	0.21	0.051
8	3-9	0.053	0.126	0.051
9	4-5	0.03	0.126	0.031
10	5-6	0.031	0.126	0.031
11	7-8	0.03	0.126	0.031
12	8-9	0.015	0.0513	0.015

جدول (ب ـ ۲) مشخصات ژنراتورهای شبکه تست.

ژنراتور	P_{gmax}(MW)	Q_{gmin}(MVar)	Q_{gmax}(MVar)	V(p.u.)
1	1000	-800	800	1.06
2	300	-90	100	1.045
3	300	-90	100	1.01

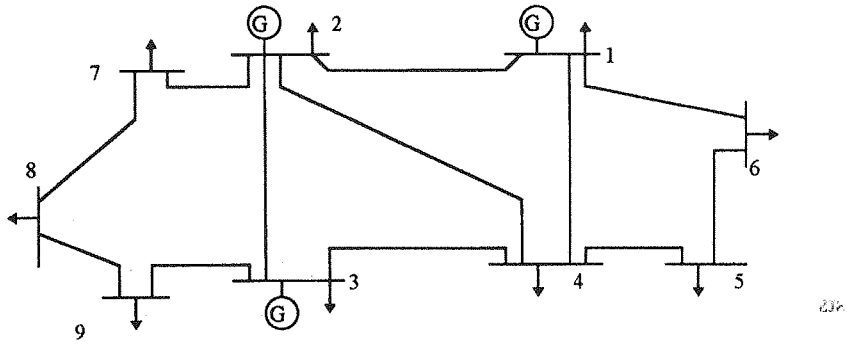
جدول (ب ـ ۳) الگوی بار سبك و سنگین در شبکه تست.

بار سبک	بار سنگین
P=0.2 p.u در همهٔ شینها	P=0.4 p.u در همهٔ شینها
Q=0.1 p.u. در همهٔ شینها	Q=0.2 p.u. در همهٔ شینها

جدول (ب ـ ۴) اطلاعات نمونه ای ژنراتور.

هزینهٔ نصب	2 میلیون واحد پول بر مگاوات
عمر مفید	30 سال
ضریب دسترسی	85%
ضریب بار	64%
ضریب قدرت	0.9
هزینهٔ تولید: واحد پول بر ساعت $C(P_g)=0.1695*P_g^2+1.622*P_g+33.251$	

شکل(ب-۱) شبکه تست ۹ شینه.



S_{base}=100 MVA , V_{base}=138kV

جدول (۱) «سرویس های جانبی» (اجباری و اختیاری) در سیستم انتقال بر اساس گزارش FERC.

سرویس جانبی	وظیفهٔ ISO	ISO	خریدار	توضیحات
انتقال توان حقیقی	انتقال توان حقیقی از مکانی به مکان دیگر	X		
بهره‌برداری از سیستم	مانیتورنیگ و کنترل سیستم قدرت	X	X	
توان راکتیو	بالانس توان راکتیو در سیستم	X	X	
جبران تلفات	جبران تلفات سیستم در انجام قراردادها	X	X	X
تنظیم بار	جبران سازی تغییرات لحظه‌ای بار	X	X	X
ذخیرهٔ چرخان	ذخیرهٔ چرخان برای خروج احتمالی یک نیروگاه	X	X	X

جدول (۲) مشخصات نمونه ای یك ژنراتور.

توان حقیقی نامی	P_{max} (MW)
هزینهٔ نصب	I (واحد پول/MW)
طول عمر مفید	yr (year)
ضریب در دسترس بودن	af (%)
ضریب بار	lf (%)
ضریب قدرت	pf

جدول (۳) کلیات شبکه تست و پارامترهای مسأله بهینه سازی به روش الگوریتم ژنتیکی.

مشخصات شبکه تست	محدودیتهای طراحی	پارامترهای بهینه‌سازی
تعداد شین‌های ژنراتوری : ۳	تعداد شینهای مجاز جهت نصب	جمعیت الگوریتم ژنتیک : ۳۰
تعداد شین‌های بار : ۶	منابع راکتیو : ۶	احتمال جابجایی (P_c) : ۰/۸
تعداد خطوط : ۱۲	محدودهٔ مجاز ولتاژ :	احتمال پرش (P_m) : ۰/۲
	۰/۹ < V< ۱/۱	تعداد تکرار : ۱۰۰

جدول (۴) قراردادهای دو جانبه در بازار انرژی.

قرارداد	شین تولید کننده	شین مصرف کننده	میزان قرارداد MW
t_1	۲	۸	۲۰/۰
t_2	۳	۵	۲۰/۰
t_3	۲	۶	۲۰/۰

جدول (۵) اثر انجام قراردادها بر تغییر تولید توان راکتیو منابع تولید توان راکتیو(MVar).

قرارداد	$\Delta\overline{Q}_{1,t}$	$\Delta\overline{Q}_{2,t}$	$\Delta\overline{Q}_{3,t}$	$\Delta\overline{Q}_{7,t}$	$\Delta\overline{Q}_{8,t}$	$\Delta\overline{Q}_{9,t}$
t1	-0.5	-4.4	-1.2	0.85	15.65	2.25
t2	12.35	2.95	-1.75	-0.15	0.1	0.35
t3	14.25	-3.55	2.4	0.1	0.00	-0.2

جدول (۶) اثر انجام قراردادها برتغییر تولید راکتیو منابع تولید توان راکتیو و میزان دقت روش (MVar).

شین تولید MVar	$Q_{i,b}$	$Q_{i,t1t2t3}$	$\delta\overline{Q}_i$
1	32.1	58.5	0.30
2	40.3	34.3	1.00
3	-38.2	-38.8	0.05
7	-9.8	-9.0	0.00
8	13.2	28.9	0.05
9	9.7	12.1	0.00

جدول (۷) میزان سهم هر قرارداد در قبال سرمایه گذاری منابع تأمین توان راکتیو (واحد پول بر ساعت)

قرارداد	$C_{f1,t}$	$C_{f2,t}$	$C_{f3,t}$	$C_{f7,t}$	$C_{f8,t}$	$C_{f9,t}$	$C_{f,t}$
t1	3.4	29.74	8.1	1.23	22.6	3.2	68.27
t2	83.61	20.0	11.85	0.22	0.14	0.5	116.32
t3	96.47	24.03	16.25	0.14	0.00	0.29	137.18

جدول ۸ قیمت زمان ـ واقعی تأمین توان راکتیو هر یك از منابع درقبال هر قرار داد (واحد پول بر ساعت)

قرارداد	$C_{1,t}$	$C_{2,t}$	$C_{3,t}$	$C_{7,t}$	$C_{8,t}$	$C_{9,t}$	$C_{sp,t}$
t1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
t2	41.99	10.03	5.95	0.51	0.34	1.19	60.01
t3	48.45	12.07	8.16	0.34	0.00	0.68	69.7

جدول (۹) کل قیمت سرویس توان راکتیو در خصوص هر قرارداد (واحد پول بر ساعت).

قرارداد	$C_{total,\ t}$
t1	68.27
t2	176.33
t3	206.88

مراجع

[1] Philipson-L., Willis-H. L.," Understanding Electric Utilities and De-Regulation "; Marcel Dekker, Inc., 1999.

[2] Shirmohammadi-D, Wollenberg-B, Vojdani-A, Sandrin-P, Pereira-M, Rahimi-F, Schneider-T, Stott-B; "Transmission Dispatch and Congestion Management in the Emerging Energy Market Structures"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol.13, No. 4; Nov. 1998; p. 1466-74.

[3] Ilic-M., Galiana-F., Fink-L.; "Power System Restructuring: Engineering and Economics"; Kluwer Academic Publishers, 1998.

[4] Galiana-F.D., Ilic-M. A; "Mathematical Framework for the Analysis and Management of Power Transactions Under Open Access"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998, p. 681-7.

[5] Lai-L.L., Ma-J.T., "Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning-Comparison with Nonlinear Prograrmming Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol . 12, No. 1, Feb 1997, p.198-206.

[6] Chebbo-A.M., Irving-M.R., Sterling-M.J.H., "Reactive Power Dispatch Incorporating Voltage Stability", IEE Proceeding C, Vol. 139-, May 1992, p. 253-260.

[7] Rahman -K.H.A., Shahidepour -S.M.; "Appliction of Fussy Sets to Optimal Reactive Power Planning with Security Constraints"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994, p. 589-597.

[8] Vaahedi-E., Sun -D.; "Large Scale Voltage Stability Constrained Optimal Var Planning and Voltage Applications Using Existing OPF/Optimal Var Planning Tools"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Feb 1999, p. 65-74.

[9] Lee-K.Y., Yang-F.F.;"Optimal Reactive Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm and Linear Programming "; IEEE Transactions on power Systems, Vol. 13, No.1, Feb 1998, p. 101-108.

[۱۰] سپاسیان ـ محمد صادق و سیفی ـ حسین؛ بهبود بهینه و توام پروفیل و پایداری ولتاژ؛ رسالهٔ دورهٔ دکترای مهندسی برق (قدرت)، دانشگاه تربیت مدرس، بهار ۱۳۷۹.

[11] Baughman -ML, Siddiqi-SN; "Real-time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 6, No. 2, Feb. 1991, p. 23-9.

[12] Schweppe-F. C., Caramanis-M.C., Tabors-R.D., Bohn-R. E.; "Spot Pricing of Electricity"; Kluwer Academic Publishers, 1988.

[13] Caramanis-M.C.,Bohn-R.E., Schweppe-F.C.;"Spot Pricing of Electricity: Practice and Theory; IEEE -Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101, No. 9; Sep.1982, p. 3234-3245.

[14] Bohn-R.E., Caramanis-M.C., Schweppe-F.C.; "Optimal Pricing in Electrical Network Over Space and Time", The Rand Journal of Economics, Vol. 15, No. 3, 1984, p. 360-376.

[15] Baughman-ML, Siddiqi-SN, Zarnikau-JW; "Advanced Pricing in Electrical Systems. I. Theory", IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 12,No.1; Feb. 1997, p. 489-9-5.

[16] Baughman-ML, Siddiqi-SN, Zarnikau-JW;"Advanced Pricing in Electrical Systems. II.Implications"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 12, No.1; Feb. 1997, p. 496-502.

[17] Li-YZ; David-AK; "Pricing Reactive Power Conveyance";IEEE-Proceedings-C- (Generation, Transmission-and-Distribution).Vol. 140, No. 3; May 1993; p. 174-80.

[18] Li-YZ; David-AK; "Wheeling Rates of Reactive Power Flow Under Marginal Cost Pricing "; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 9, No. 3; Aug. 1994, p. 1263-9.

[19] Muchayi-M; El-Hawary-ME; "A Summary of Algorithms in Reactive Power Pricing"; 1995 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (Cat. No. 95 TH 8103). IEEE, New York, NY, USA; 1995, Vol. 2, p. 692-6.

[20] Chattopadhyay-D; Bhattacharya-K; Parikh-J; "Optimal Reactive Power Planning and Spot-Pricing: An Integrated Approach"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol.10, No. 4; Nov. 1995, p. 2014-20.

[21] El-Keib-AA; Ma-X; "Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Productionn"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 12, No. 2; May 1997, p. 559-65.

[22] Choi-J-Y; Rim-S-H; park-J-K;"Optimal Real Time Pricing of Real and Reactive Powers"; IEEE Transaction on Power Systems. Vol.13, No. 4; Nov. 1998; p. 1226-31.

[23] Seshadri-P. S. , Patton-A.D.; "Bus Voltage Sensitivity: An Instrument For Pricing Voltage

Control Service"; Power Engineerin Society Summmer Meeting, 1999. IEEE Vol.: 2, 1999, p. 703-707.

[24] Meliopoulos-A; Asad-MA; cokkinides-GJ; "Issues for Reactive Power and Voltage Control Pricing in a Deregulated Environment"; Proceedings of the 32nd Annual Hawaii International Conference on Systems Sciences. 1999. HICSS-32. 6pp.

[25] Ibaraki-T., Katoh-N.; "Resource Allocation Problems: Algorithmic Approach"; The MIT Press, 1988.

[26] Baran-M.E.,Banunarayanan-V., Gerren-K.E.A; "Transaction Assessment for Allocation of Transmission Services"; IEEE Transaction Assessment for Allocation of Transmission Services"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 14, No. 3; Aug. 1999, p.920-928.

[27] Federal Energy Regulatory Commission ; "Notice Proposed Rulemaking : Docket No . RM95 - 8 - 000" ; Congressional Record , March 29 , 1995.

[28] Dandachi -NH; Rawlins - MJ; Alsac - O; Prais - M; Stott-B;" OPF for Reactive Pricing Studies on the NGC System"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, No. 1; Feb. 1996, p. 226-32.

[29] Lamont-JW; Fu-J ;"Cost Analysis of Reactive Power Support"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 14, No. 3; Aug. 1999, p. 890-8.

[30] Northern State Power Company, Rebuttal Testimony and Exhibits of Northern State Power Company in Support of the Transmission Services Tariff, Docket No. ER91-21, Sep. 1991.

[31] American Electric Power Service Corporation, Revised Transmission Service and Ancillary Control Area Service Tariff, Docket No. ER93-540-000,June 1993.

[32] Shangyou-Hao; Papalexopoulos- A; "Reactive Power Pricing and Management"; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 12, No. 1; Feb.1997, p. 95104.

[33] Brooke-A.and et al; "GAMS, A User's Guide"; GAMS Development Corporation, Dec. 1998.