ششمین همایش بین‌المللی افق های نویـن در
مهندسی برق، کامپیوتـر و مکانیک
6th International Conference on the New Horizons in
Electrical Engineering, Computer and Mechanical
www.mhconf.ir

توزیع توان راکتیو با درنظر گرفتن تمامی عرضه کنندگان در بازارهای رقابتی

شروین بیگدلی[۱]، هاران ندیمی[۲]، حسن لطفی [۳]
[۱] شرکت برق منطقه ای مازندران و گلستان، گرگان shervin.bikdeli@gmail.com
[۳] شرکت برق منطقه ای مازندران و گلستان، گرگان Haran.nadimi@gmail.com
[۳] شرکت برق منطقه ای مازندران و گلستان، گرگان hassan.lotfi87@gmail.com

چکیده

در برخی از کشورهای دنیا، که صنعت برق از شکل سنتی به شکل تجدید ساختار شده مبدل شده، قیمت گذاری سرویس های جانبی انتقال از اهمیت بیشتری برخوردار شده است .در صنعت برق سنتی، یک ارگان دولتی یا شبه دولتی موظف به تحویل انرژی الکتریکی در نقطهٔ مصرف به مشترکین است. در حالی که در صنعت برق تجدید ساختار شده، بسته به نوع آن، در سطوح مختلف تولید و توزیع، بین شرکت های مختلف رقابت ایجاد شده است و صنعت برق به یک بازار رقابتی انرژی مبدل شده است .در هر صورت، سیستم انتقال در محیط های تجدیدساختار شده، منحصر به فرد است و وظیفهٔ کنترل و بهره برداری از آن در اختیار اپراتور مستقل سیستم قرار دارد. اپراتور مستقل سیستم درانجام وظایف خود، ملزم به فراهم سازی و ارائهٔ سرویس هایی برای انتقال مطمئن توان از فروشندگان به خریداران انرژی الکتریکی است. از این سرویس ها تحت عنوان سرویس های جانبی انتقال یاد می شود. از مهمترین این سرویس ها، سرویس توان راکتیو در سیستم قدرت است. با توسعه ی صنعت برق در کشورهای پیشرفته دنیا و ایجاد تغییرات متنوع که منجر به تجدید ساختار در صنعت برق این کشورها شد، رقابت در صنعت برق به عنوان یکی از مهمترین عامل در بهره برداری از این سیستم مطرح گردید. بسته به اهداف، در صنعت برق تجدید ساختار یافته، نحوهی انجام تجدید ساختار متنوع می باشد. ولی در هر صورت، سیستم انتقال به اپراتور مستقل » صورت منحصر به فرد و اغلب در اختیار دولت باقی میماند و کنترل و بهرهبرداری سیستم انتقال در اختیارقرار می گیرد. تأمین توان راکتیو از مهمترین سرویس های جانبی می باشد که در افزایش امنیت و قابلیت اطمینان « سیستم شبکه نقش بسزایی دارد. در سیستم های قدرت پیشرفته، بررسی پایداری ولتاژ و ارزیابی حاشیه ی امنیت ولتاژ برای اجتناب از بروز ناپایداری و پدیده فروپاشی ولتاژ بسیار ضروری است. این مسئله در محیط تجدید ساختار یافته، از نقطه نظر امنیت واثرات اقتصادی ناشی از آن، از اهمیت بیشتری برخوردار است. از مسائل مهم در این زمینه نحوهی قیمتگذاری توان راکتیودر محیط رقابتی است که علاوه بر حفظ امنیت سیستم، سیگنال اقتصادی را مناسبی برای سرمایه گذاران و بهره برداران سیستم فراهم می نماید.در این مقاله، به منظور قیمت گذاری بهینه توان راکتیو از الگوریتم بهینه سازی ارزیابی برداری اجتماع ذرات استفاده شده است این مقاله موقعیت یکسانی را برای تامین کنندگان خدمات جانبی توان راکتیو فراهم می کند که در آن نه تنها ژنراتورهای سنکرون، بلکه مشارکین توان راکتیو نیز به خاطر خدماتی که ارائه می دهند پاداش می گیرند. مدلی از توزیع توان راکتیو بر اساس پخش بار بهینه (OPF) ارائه می شود که مبتنی است بر سازوکارهای موجود در Ontarion برای پرداخت توان راکتیو. مدل های هزینه نوینی برای جبرانسازهای استاتیکی VAR (SVC ها) و جبرانسازهای سنکرون (STATCOMها) ارائه شده و در مدل توزیع قرار می گیرند. روش ارائه شده روی مدل توزیع از شبکه قدرت Ontario تست شده و نتایج نشان می دهد که تکنیک معرفی شده می تواند بطور قابل توجهی هزینه توزیع توان راکتیو را کاهش دهد و در عین حال امنیت سیستم نیز حفظ شود.

کلمات کلیدی: بازارهای برق؛ قدرت بازار، توزیع توان راکتیو؛ SVCr؛ STATCOM

۱. مقدمه

در دو دهه ی اخیر، صنعت برق در برخی از کشورهای دنیا، دستخوش تغییرات زیادی شده است. اخیراً به این نتیجه رسیدهاند که ایجاد رقابت در صنعت برق، یکی از عوامل مهم در بهره برداری هرچه مطلوب تر از سیستم قدرت است. این امر، صنعت برق را به یک بازار رقابتی تبدیل کرده است به نحوی که شرکت های مختلفی در سطح تولید و فروش به رقابت با یکدیگر می پردازند. بیش از یک قرن از تولد اولین شبکههای قدرت میگذرد. از بدو تشکیل این سیستمها، دولت یا یک یا صنعت » چند ارگان شبه دولتی، وظیفهٔ تولید، انتقال، توزیع و فروش برق را برعهده داشتهاند. اصطلاح برای چنین سیستمهایی بکار برده میشود. « برق سنتی صنعت برق در جهان، به دلایل مختلف اقتصادی و فنی، دچار تغییراتی در نحوهی مدیریت و بهره برداری شده است. از این تغییرات، در اصطلاح، تحت عنوان تجدید ساختار یاد می شود. تجدید ساختار در صنعت برق بر تغییر در ساختار قوانین و فعالیتهای اقتصادی دلالت دارد که دولت در خصوص کنترل و بهره برداری هرچه بهتر از صنعت برق، وضع می نماید. بسته به اهداف، در صنعت برق تجدید ساختار یافته، نحوهی انجام تجدید ساختار متنوع می باشد. ولی در هر صورت، سیستم انتقال به صورت منحصر به فرد و اغلب در اختیار دولت باقی میماند و کنترل و قرار می گیرد. اپراتور مستقل سیستم در « اپراتور مستقل سیستم » بهرهبرداری سیستم انتقال در اختیار انجام وظایفی که در انتقال توان برعهده دارد، ملزم به فراهم نمودن و قیمتگذاری سرویسهای جانبی انتقال میباشد. از مهمترین این سرویسها، تأمین توان راکتیو در شبکهٔ قدرت است. از طرفی تعیین قیمتی منصفانه، در یک بازار رقابتی انرژی از اهمیت ویژهای برخوردار است. پروفیل، پایداری ولتاژ و انتقال توان از محل تولید به محل مصرف در ارتباط مستقیم با چگونگی تأمین توان راکتیو در شبکه می باشد. توزیع توان راکتیو ماموریت کوتاه مدت بحرانی ای است که توسط اپراتورهای سیستم قدرت اجرا می شود تا سیستم در یک وضعیت امن عمل کند. الگوی تاوزیع سنتی توان راکتیو مبتنی بر کمینه کردن تلفات به تدریج به سمت معیارهای جدیدی پیش رفته است مثل کمینه کردن پرداخت توان راکتیو [1]. در نوشتجات اخیر، یک ساختار دو لایه ای برای مدیریت توان راکتیو در بتن بازارهای رقابتی برق پیشنهاد شده بود [4]-[2]. منبع آخر پیشنهاد می کند که میدریت توان راکتیو به دو مسالهٔ تدارک(تهیه) و مساله توزیع تقسیم شود، طوری که مسالهٔ تدارک لزوما یک موضوع بلندمدت از مجموعه مناسبی از ژنراتورهای متعاهد باشد برای تامین خدمات، در حالی که مساله توزیع می پردازد به مساله تخصیص تولید توان راکتیو به واحدها بصورت زمان واقعی. در مساله تدارک، اپراتور مستقل سیستم (ISO) در جستجوی تشخیص ژنراتورهایی است که برای تامین توان راکتیو حیاتی هستند، ضمن اینکه امنیت کلی سیستم را در نظر می گیرد. در [2] و [4] ، مساله بصورت یک فرایند مزایده ای و فصلی رفتار می شود تا از مشکلات مربوط به تاثیر تغییر قیمت بازارهای انرژی روی قیمت توان راکتیو، اجتناب شود. به کمک ابتدا بیشترین قابلیت بارپذیری مساله پخش بار بهینه (OPF) و سپس با در نظر گرفتن پخش بار بهینه محدود شده از لحاظ امنیت، ISO بر اساس پیشنهادات توان راکتیو، مولفه قیمت ناحیه ای توان راکتیو و مجموعه های مهم تغذیه کننده ها را تعیین می کند. به محض اینکه قیمتهای توان راکتیو با استفاده از مرحله تدارک مشخص شد، مساله توزیع بصورت تقریبا زمان واقعی صورت می پذیرد تا بطور بهینه تقاضای توان راکتیو سیستم برای تغذیه کننده ها تخصیص داده شود؛ این فرایند مبتنی است بر پخش بار بهینه (OPF) که هزینه کل ISO را که با موضوع توزیع توان راکتیو گره خورده است مشروط به محدودیت های امنیتی، کمینه کند [3]و [4]. در سال 1996 Order شماره 888، کمیسیون تنظیم انرژی فدرال (FERC)، تامین توان راکتیو و خدمات کنترل ولتاژ ژنراتورهای سنکرون را به عنوان یکی از شش خدمت جانبی ای تشخیص داد که مشارکین انتقال باید در تعرفه های انتقال خود در نظر بگیرند. همچنین بیان شد که توان راکتیو حاصل از

خازن ها و کنترلرهای FACTS، که بخشی از سیستم انتقال را تشکیل می دهند، جزءِ خدمات جانبی جدا به شمار نمی آیند [5]. با این حال، توصیه های اخیر FERC هم وجود دارد تا بتوان به کمک آنها تامین کنندگان توان راکتیو را از سایر منابع بجز ژنراتورهای سنکرون، به عنوان خدمات جانبی، تشخیص داد، لذا آنها شایسته بازپرداخت مالی هستند [6].

در Ontario، ژنراتورهای سنکرون به خاطر تلفات توان حقیقی (تلفات MW) که در نتیجه عملکرد در ضرایب توان غیرواحد متحمل می شوند، غرامت دریافت می کنند پرداخت ها بصورت نرخ قیمت ساعتی برق Ontario (HOEP) و بر اساس تلفات محاسبه شده ساعتی برای ژنراتور، انجام می شوند. برای قابلیت راکتیوی که در محدوده ضریب توان استاندارد باشد، هیچ پرداختی صورت نمی گیرد؛ به عبارت دیگر، در Ontario برای هزینه های تجهیزات مثل تحریک ها که برای تولید توان اکتیو بوسیله ژنراتورها ضروری فرض می شوند، هیچ پرداختی انجام نمی گیرد. برای اجتناب از اختلال اقتصادی ناشی از درآمدهای کلانِ ممکن برای ژنراتورهایی که به تنهایی در محدوده ضریب توان استاندارد کار می کنند، در Ontario پرداخت قابلیت برای توان راکتیو نادیده گرفته می شود. تامین کننده های جایگزین var مثل خازن ها، راکتورها، جبرانسازهای استاتیکی Var (SVC) و جبرانسازهای استاتیکی سنکرون (STATCOM) به خاطر هزینه های نصب و نگهداری تجهیزاتشان، شایسته پرداخت هستند [7]. در [8] بحث و نشان داده شده است که اگر ژنراتورهای سنکرون تنها منابع خدمات جانبی توان راکتیو در سیستم باشند، آنگاه احتمال زیادی دارد که در باس های مشخصی از سیستم قدرتِ بازاری بوجود آید. پیشنهاد شده است که به منظور رفع چنین موقعیت هایی، بازار توان راکتیو به گونه ای باشد که همه شانس موفقیت یکسانی داشته باشند، در حالی که همه تامین کننده های توان راکتیو به عنوان تامین کننده های خدمات جانبی در نظر گرفته شوند و شایسته پرداخت باشند. چنین پیشنهادی با توصیه های FERC نیز همسو است [6]. در [9] ، یک بازار ظرفیت توان راکتیو پیشنهاد شده است که در آن ISO از طریق مزایده های سالیانه، ظرفیت توان راکتیو لازم را فراهم می کند؛ ظرفیت بهینه با در نظر گرفتن پیشنهادات ژنراتورها و سایر منابع توان راکتیو مثل خازن ها و SVCها مشخص می شود. با در نظر گرفتن گفته های فوق، هدف اصلی این مقاله ارائه مدلی برای توزیع توان راکتیو با شانس برنده شدن یکسان است که می تواند مشکلات موجود در بازارهای برق را رفع کرده و بی طرفی بیشتر و رقابت در خدمات جانبی توان راکتیو را برای تامین کننده های آن حاصل کند. مدل توزیع ارائه شده تلاش می کند تا هزینه کل توزیع توان راکتیو ISO را که از طریق پرداخت به مشارکین خدمات متحمل می شود، کمینه کند در حالی که امنیت کل سیستم هم حفظ شود. شایان ذکر است که برخلاف مراجع [2]، [3]،[4] و [8] ، این کار پیشنهاد قیمت var مشارکین خدمات را در نظر نمی گیرد، لذا با کارکرد اپراتور مستقل سیستم برق Ontario (IESO)؛ که اپراتور ناحیه کنترل در Ontario بوده و مسئول مدیریت بازار عمده برق است، همسو می باشد. تامین کنندگان توان راکتیو بابت تلفات توان اکتیو (تلفات MW) که هنگام تامین توان راکتیو رخ می دهد، غرامت دریافت می کنند، نرخی برابر با HOEP همانند Ontarion. روش معرفی شده در این مقاله با روش های مراجع [4]-[2] از برخی جهات متفاوت است. اولا، مدل تدارک در اینجا در نظر گرفته نمی شود، چون چارچوب به کار رفته نیازمند ارسال پیشنهاد قیمت برای توان راکتیو نیست. ثانیا، تابع هدف پرداخت ISO در این مقاله مدل شده است تا عملکردی مانند IESO داشته باشد، در حالی در [3] و [4] تابع هدفِ پرداخت، مبتنی بود بر توزیع توان راکتیو توزیع مجدد توان اکتیو. در نهایت این که این کار در مدل توزیع، سایر منابع توان راکتیو مانند خازن ها، راکتورها، SVC ها و STATCOM ها را در نظر می گیرد که این منابع به خاطر خدمات جانبی توان راکتیوشان شایسته پرداخت هستند. مابقی مقاله بدین صورت سازماندهی شده است: در بخش ۳ هزینه تامین توان راکتیو برای جبرانسازهای استاتیکی VAR بحث می شود. مدل توزیع توان راکتیو در بخش ۴ معرفی می شود که مبتنی است بر تخصیص بهینه تقاضای توان راکتیو به تامین کنندگان در حالی که تلفات MW آنها کمینه شود، به عبارتی کمینه کردن هزینه های توزیع توان راکتیو برای ISO. نتایج حاصل از اعمال مدلهای به کار رفته

برای مدل IESO- مدل شبکه توزیع کنترل شده، که شامل ۲۸۳۳ باس و ۴۲۰۵ شاخه است، در بخش ۵ نمایش و بحث شده است. نتیجه گیری ها و مفاهیم اصلی مقاله نیز در بخش ۶ فراهم شده است.

۲. مجموعه اصطلاحات

الف. پارامترها

$HOEP$: قیمت انرژی Ontario در هر ساعت برحسب $/MWh

P_{Gi} : تولید توان اکتیو در باس i برحسب پریونیت

Q_G^{min} : کمترین حد توان راکتیو ژنراتور

P_{Di} : تقاضای توان راکتیو در باس i برحسب پریونیت

Y_{ij}: عنصر ماریس ادمیتانس برحسب پریونیت

θ_{ij} : زاویه مربوطه به Y_{ij} برحسب رادیان

Q_{Di}: تقاضای توان راکتیو در باس i برحسب پریونیت

Q_{Gg}^{min}: کمترین توان راکتیو ژنراتور g، برحسب پریونیت

Q_{SVC}^{rated}: ظرفیت VAR نامی SVC برحسب پریونیت

$Q_{STATCOM}^{rated}$: ظرفیت VAR نامی STATCOM برحسب پریونیت

ρ_{B1}: قیمت خدمات تعادلی بالادست برحسب $/MWh

ρ_{B2}: قیمت خدمات تعادلی پایین دست برحسب $/MWh

P_{B1i}^{max}: بیشترین خدمات تعادلی بالادست در باس i برحسب پریونیت

P_{B2i}^{max}: بیشترین خدمات تعادلی پایین دست در باس i برحسب پریونیت

V_i^{max}: بیشترین ولتاژ مجاز در باس i، برحسب پریونیت

V_i^{min}: کمترین ولتاژ مجاز در باس i، برحسب پریونیت

P_{ij}^{max} : بیشترین توان عبوری از باس i به باس j برحسب پریونیت

B_{SVC_L} : کمترین سوسپتانس سلفی SVC برحسب پریونیت

B_{SVC_C} : کمترین سوسپتانس خازنی SVC برحسب پریونیت

$I_{STATCOM_L}$: بیشترین جریان سلفی STATCOM برحسب پریونیت

$I_{STATCOM_C}$: کمترین جریان خازنی STATCOM برحسب پریونیت

b_{SVC}: مولفه هزینه ثابت O_{SVC} ، $/p.u.

a_{SVC} : مولفه هزینه متغیر O_{SVC} ، $/p.u.

ب) متغیرها :

O_{SVC} : منحنی پیشنهادی SVC

Q_{Gi} : توان راکتیو ژنراتور در باس i برحسب پریونیت

P_{B1i} : خدمات تعادل بالادست در باس i برحسب پریونیت

P_{B2i} : خدمات تعادل پایین دست در باس i برحسب پریونیت

V_i : دامته ولتاژ باس i برحسب پریونیت

δ_i : زاویه ولتاژ باس i برحسب رادیان
P_{ij} : توان عبوری از باس i به باس j برحسب پریونیت
Q_{SVC} : توان راکتیو SVC برحسب پریونیت
$Q_{STATCOM}$: توان راکتیو STATCOM برحسب پریونیت
B_{SVC} : سوسپتانس SVC برحسب پریونیت
$I_{STATCOM}$: جریان STATCOM برحسب پریونیت
$Loss_{SVC}$: تلفات اکتیو SVC برحسب پریونیت
$Loss_{STATCOM}$: تلفات اکتیو STATCOM برحسب پریونیت
$Loss_{Gg}$: تلفات اکتیو ژنراتور g برحسب پریونیت

۳-اهمیت مدیریت توان راکتیو

در یک سیستم قدرت که تحت نظارت دولت نیست، مسئولیت اصلی (اپراتور مستقل سیستم) حفظ اطمینان و امنیت سیستم است که از طریق فراهم کردن سرویسهای خدماتی مانند پشتیبانی توان راکتیو، رزروهای چرخشی، تعادل انرژی و تنظیم فرکانس صورت میگیرد. برای حفظ پایداری شبکه های قدرت و انتقال توان مطمئن، افزون بر تأمین توان اکتیو نیاز به تأمین توان راکتیو نیز میباشد که برای بهبود امنیت سیستم بایستی توسط بهرهبردار سیستم قدرت بصورت بهینه تأمین گردد. مدیریت توان راکتیو به دلایل متعددی اهمیت روزافزون پیدا کردهاست. با توجه به نوسانات قیمت سوخت نیاز به بهرهبرداری بهینه از سیستمهای قدرت افزایش پیدا کردهاست. یک اصل مهم این است که برای توزیع یک مقدار معین توان با به حداقل رساندن پخش توان راکتیو کل، تلفات کاهش می یابد. از طرف دیگر، عموماً به دلیل میزان بالای نرخ سود و خصوصاً به خاطر مشکلات مربوط به حریم خطوط انتقال، از توسعه و احداث شبکه های انتقال جلوگیری می شود. صنایع جدید رو به افزایش است این امر موجب افزایش بار سیستم می شود که بایستی توسط شبکه تأمین شود. در اینجا لزوم استفاده از تجهیزات کنترل توان راکتیو و بهبود پایداری احساس می شود. نکته دیگر دوری منابع تولید انرژی الکتریکی از مراکز مصرف است. برای انتقال AC در فواصل طولانی مسائل مربوط به پایداری و کنترل ولتاژ به توان راکتیو مربوط میشود. به واسطه مصرف روز افزون وسایل الکترونیکی حساس نظیر رایانه ها و تلویزیون های دیجیتالی و همچنین رشد صنایع با فرآیند پیوسته، نیاز به داشتن تغذیه با کیفیت بالا افزایش یافته است. کاهش ولتاژ یا فرکانس اثرات نامطلوبی بر روی چنین بارهایی دارد و قطع تغذیه میتواند پر هزینه و زیان آور باشد. کنترل توان راکتیو یک ابزار اساسی در حفظ کیفیت تغذیه است به ویژه برای جلوگیری از اغتشاشات ولتاژ که از عمومیترین نوع اغتشاش میباشد. انواع معینی از بارهای صنعتی و از جمله کوره های الکتریکی، دستگاه های حفاری و دستگاه های جوشکاری با دریافت توان اکتیو و راکتیو از سیستم تغذیه تغییرات سریع و وسیع ولتاژ را بر آن تحمیل می کند و اغلب لازم است با بکارگیری وسایل تثبیت کننده ولتاژ، نظیر جبران کننده های توان راکتیو استاتیکی این تغییرات را کاهش داد. یکی از اهداف بازار توان راکتیو تثبیت ولتاژ در شبکه است. از آنجایی که انتقال توان راکتیو از روی شبکه مطلوب نیست، توان راکتیو باید در قسمت های مختلف از سیستم، وابسته به شرایط تقاضا، و علاوه بر آن با توجه به بار و تجهیزات تولیدکننده توان راکتیو همانند ادوات فکت، خازنها و کندانسورها، فراهم شود. تجهیزات تولیدکننده مشخصات مختلفی دارند، به عنوان مثال ژنراتورها تولید کننده های سریع توان راکتیو هستند و قابلیت عملکرد بالایی دارند. در حالی که خازن ها تولید کننده هایی کند هستند. هنوز اکثر بازارهای مستقل به دنبال راهکاری برای جبران مالی خدمات توان راکتیو می باشند. اگر بعد از پخش توان راکتیو توسط اپراتور مستقل سیستم ژنراتوری مجبور به کاهش توان اکتیو خروجی اش شود، ژنراتور هزینهٔ از دست دادن فرصت به خاطر کاهش تولید و فروش انرژی دریافت می کند اپراتور

مستقل سیستم باید مقدار توان راکتیو مورد نیاز و معیارهای مناسب برای انتخاب تولیدکننده های توان راکتیو را مشخص کند. به این خاطر که اپراتور مستقل سیستم برای تأمین توان راکتیو مسئول پرداخت است، از این رو به دنبال تولیدکنندههایی میگردد که پرداخت نهایی را حداقل می کنند. این معیار باعث پخش توان راکتیو روی شبکه می شود که نتیجه آن افزایش تلفات انرژی در سیستم است. در نتیجه اپراتور مستقل سیستم مجبور است سرویس های جبران سازی تلفات را تهیه کند که ایجاد کننده دهزینه های اضافی است. پیچیدگی، زمانی بیشتر می شود که تهیه ی توان راکتیو از طریق ژنراتورهای مستقل صورت بگیرد.

۴-هزینه توان راکتیو برای جبرانسازهای موازی

هزینه غالب تولید توان راکتیو توسط جبرانسازهای موازی مثل SVCها و STATCOMها را می توان به دو مولفه هزینه ای تقسیم کرد: (۱) هزینه ظرفیت نصب شده var و (۲) هزینه عملکرد. هزینه سرمایه گذاری برای SVC/STATCOM معمولا در محدوده ۴۰ تا ۵۰ $/kvar است. با در نظر گرفتن طول عمر ۲۰ ساله و نرخ تخفیف ۸٪ ، هزینه مستهلک در محدوده ۴,۰۷ تا ۵,۱ $/kvar در سال است؛ یا بطور معادل ۰,۴۶ تا ۰,۵۸ $/Mvar در هر ساعت.
تلفات توان اکتیو بخش اعظمی از هزینه عملکردی SVC را به خود اختصاص می دهند و این هزینه معمولا در محدوده ۰,۵ تا ۰,۷۵ ٪ خروجی توان راکتیو است [13]-[12]. برای STATCOMها، هزینه متغیر اساسا با تلفات در مبدل همراه است که در خروجی نامی، بیشتر از مقدار متناظر SCV است [14]؛ این تلفات معمولا کمتر از ۱٪ خروجی توان راکتیو هستند [10]. به منظور دستیابی به یک محدوده متداول برای هزینه متغیر SVC ها و STATCOM ها، فرض های زیر در نظر گرفته می شوند:

- SVC/STATCOM در ۴۰٪ زمان ها با تمام توان به کار می رود.
- HOEP در محدوده ۸۰ تا ۱۰۰ $/MWh است که در بازار Ontario یک قیمت بالای متداول است.
- کل تلفات توان اکتیو در SVC/STATCOM تقریبا برابر است با ۱٪ خروجی توان راکتیو.

با داشتن فرض های فوق، کل توان راکتیو تولید شده برای یک 1Mvar SVC/STATCOM در یک سال برابر خواهد بود با 1 Mvar × 8760 h = 3504 Mvarh ، و تلفات توان اکتیو متناظر نیز برابر می شود با 3504 × 1% = 35.04 Mvarh. لذا هزینه سالانه تلفات در نرخ HOEP برابر خواهد بود با 35.04 MWh × 80-100 $/MWh = $2,803-$3,504 ، که منجر می شود به یک تقریب خوبی از هزینه متغیر برابر با 0.032-0.040 $/Mvarh . با فرض اینکه فرضیات فوق فراهم شده باشند، این مقادیر محاسبه شده را می توان برای هر دوی SVC و STATCOM به کار برد. علاوه بر تلفات توان اکتیو که با توجه به میزان خروجی SVC/STATCOM تغییر می کند، خود تجهیز نیز متحمل تلفات می شود حتی وقتی که هیچ توان راکتیوی تولید نمی کند. این تلفات بی باری معمولا برابر ۰,۱ ٪ مقدار نامی SVC/STATCOM برآورد می شوند [10] . برای اطمینان از اینکه هزینه سرمایه گذاری در SVC/STATCOM عودت می شود، تجهیز باید برای هر دوی تلفات ثابت و متغیر غرامت دریافت کند. لذا، منحنی پیشنهادی برای توان راکتیو تامین شده با SVC/STATCOM شامل دو مولفه به صورت زیر خواهد بود:

$$Q_{SVC} = b_{SVC} Q_{SVC}^{rated} + a_{SVC} Q_{SVC} \quad \$/h$$
$$b_{SVC} = [0.46, 0.58] \quad \$/M \ \text{var}\, h \qquad (1)$$
$$a_{SVC} = [0.032, 0.040] \quad \$/M \ \text{var}\, h$$

پارامترهای این معادله مبتنی هستند بر بحث های گذشته. معادله (۱) را می توان برای STATCOM به کار برد. تلفات توان اکتیو در SVCها و STATCOMها را می توان بر اساس منحنی های تلفات آنها محاسبه کرد که این منحنی ها بصورت تلفات توان اکتیو دستگاه در برابر میزان خروج توان راکتیو آن هستند [15]. تلفات توان اکتیو در یک SVC برحسب پریونیت در یک نقطه عملکرد خاص مثل Q_{SVC} را می توان بدین ترتیب محاسبه کرد:

$$Loss_{SVC} (0.00625 Q_{SVC}^2 + 0.00175) Q_{SVC}^{rated} \quad \text{p.u.} \qquad (2)$$

و بطور مشابه برای تلفات توان اکتیو در STATCOM می توان همینگونه عمل کرد. سپس جبرانساز برای تلفات توان اکتیو در نرخ HOEP غرامت دریافت می کند، با توجه به رویه های رایج IESO، به علاوه یک پرداخت مازاد به منظور در نظر گرفتن هزینه های ثابت، همانطور که در بخش بعدی توضیح داده می شود. همانند SVCها و STATCOMها ، هزینه تحمیل شده توسط یک ژنراتور برای تولید توان راکتیو را می توان به دو بخش تقسیم کرد. بخش ثابت که مربوط است به اختلاف بین هزینه های ساخت نیروگاه با و بدون حاشیه توان راکتیو، و با تجهیزات مورد نیاز برای نگهداری آن حاشیه [16]؛ این مولفه ثابت در توزیع توان راکتیو نادیده گرفته می شود . بخش متغیر عمدتا به علت تلفات توان اکتیو (تلفات MW) است که مربوط می شود به خروجی توان راکتیو. برای ژنراتورهای سنکرون، این تلفات به چند دسته تقسیم می شوند: تلفات ژولی، سرگردان، تلفات هیسترزیس و گردشی، تلفات مکانیکی و تلفات تحریک. منحنی های آزمایشگاهی متداول برای تلفات روتور، استاتور و ترانسفورماتورهای افزاینده به عنوان تابعی از تزریق توان راکتیو برای یک مقدار توان اکتیو نامی داده شده در [16] بیان شده است. بر اساس این منحنی های تلفات، تابع تلفاتی که کل تلفات توان حقیقی در بخش های اصلی و فرعی یک ژنراتور مرسوم را تقریب بزند بصورت زیر بیان می شود:

$$Loss_{Gg} = 6 \times 10^{-5} Q_{Gg}^2 + 25 \times 10^{-3} Q_{Gg} + 2.9 \quad \text{MW} \qquad (3)$$

که در این رابطه Q_{Gg} توان راکتیو ژنراتور برحسب Mvar است برای ژنراتور g. توجه شود از آنجا که $Q_{Gg}<0$ است، برای مقدار مشخصی از توان راکتیو جذب شده، کل تلفات توان، کمینه است، و این موردی نیست که توان راکتیو تزریق شده باشد. توابع تلفات که کل تلفات MW را برای ژنراتورها و SVCها/ STATCOM ها به ترتیب در معادلات (۲) و (۳) تقریب می زدند، در مدل توزیع Q به کار می روند تا تلفات MW و پرداخت متناظر با آنها به تامین کنندگان توان راکتیو محاسبه شود، همانطور که بعدا تشریح می شود.

۵-مدل توزیع-Q ارائه شده با سهم برد برابر

به طور ایده آل، توان راکتیو باید در یک وضعیت اقتصادی توزیع شود تا تلفات انتقال و تلفات اکتیو تجهیزات تولید کمینه شود در حالی که امنیت سیستم نیز حفظ شود. با در نظر گرفتن پیچیدگیهای موجود در تامین توان راکتیو در بازارهای نامنظم برق، در اینجا روشی برای توزیع توان راکتیو ارائه می شود که برای کاربردهای زمان واقعی مناسب است. با فرض این که میزان توزیع توان اکتیو ژنراتورها معلوم باشد، ISO می تواند توزیع توان راکتیو را با ساتفاده از یک مدل مبتنی بر پخش بار بهینه (OPF) تعیین کند که با در نظر گرفتن حاشیه امنیت سیستم، تلفات کل توان اکتیو مربوط به تامین کنندگان توان راکتیو را کمینه می کند. در این روش، تامین کنندگان توان راکتیو از جمله ژنراتورها، SVCها و STATCOMها فرض می شود که به خاطر تلفات توان حقیقیِ شان غرامت دریافت می کنند، و این سازوکاری است که امروزه در Ontario اجرا می

شود. شایان ذکر است که ژنراتورهای سنکرون موجود در بازار برق Ontario ، وقتی غرامت دریافت می کنند که لازم باشد خراج از محدوده ضریب توان استاندارد خود عمل کنند و لذا خروجی توان راکتیوشان را کاهش می دهند. در چنین شرایطی، ژنراتورها بایت از دست دادن هزینه فرصت خود به علت کاهش در میزان تولید از جمله تلفات در نرخ HOEP، باید غرامت دریافت کنند [7]. از آنجا که این حالت به ندرت در Ontario اتفاق می افتد، در مدل توزیعی که اینجا معرفی شده است فرض می شود که ژنراتورها این مجوز را نداشته باشند که در ناحیه فرصت کار کنند و لذا تنها برای تلفات توان اکتیو خود غرامت دریافت می کنند. براساس معادلات تلفات (۲) و (۳) برای ژنراتورها و SVCها/STATCOMها، مساله توزیع توان راکتیو در یک میدان با میزان برد برابر را می توان بصورت یک مساله پخش بار بهینه محدود شده از نظر امنیت فرموله کرد که هدف آن کمینه کردن تلفات کل توان اکتیو تامین کننده های توان راکتیو است. تابع هدف مساله را می توان بدین صورت بیان کرد:

$$J_1 = \sum_g HOEP\ \ Loss_{Gg} + \sum_g (HOEP\ \ Loss_{SVCm} + b_{SVCm} Q_{SVCm}^{rated}) + \sum_g (HOEP\ \ Loss_{STATCOMk} + b_{STATCOMk} Q_{STATCOMk}^{rated}) \quad (4)$$

که J_1 بیانگر هزینه کل توزیع توان راکتیو است بر حسب $/h، که مبتنی است بر تلفات محاسبه شده و نیز نرخ HOEP برحسب $/MWh . اولین عبارت در معادله (۴) اشاره دارد به تلفات توان راکتیو در ژنراتور، عبارت دوم نشان دهنده تلفات توان اکتیو در SVC بوده و در نهایت آخرین عبارت، تلفات توان اکتیو در STATCOM می باشد. توجه شود که در (۴)، SVCها و STATCOMها هزینه های ثابت و متغیر ناشی از تولید توان راکتیو را به عنوان غرامت دریافت می کنند. اگر تجهیز در امر تولید توان راکتیو مشارکت نکند، پرداختی که به آن بابت مولفه متغیر هزینه صورت می گیرد برابر صفر خواهد شد؛ با این حال، فرض می شود که اگر تجهیز برای امر توزیع در اختیار بوده و موجود باشد مولفه هزینه ثابت برای آن پرداخت خواهد شد. ملاحظه کنید که این هزینه های ثابت فرایند بهینه سازی را تحت تاثیر قرار نمی دهند و می توان آنها را از معادله (۴) حذف کرد؛ با این وجود، حین فرایند پرداخت آنها نیز به شمار می روند. سپس توزیع توان راکتیو براساس مدل OPF زیر انجام می شود:

$$\min. \quad J_1$$

$$s.t. \quad P_{Gi} - P_{Di} = \sum_j V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta i) \quad \forall i \quad (6)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_{SVCi} - Q_{STATCOMi} = -\sum_j V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta i) \quad \forall i \quad (7)$$

$$V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max} \quad \forall i \quad (8)$$

$$\left| P_{ij}(V, \delta) \right| \le P_{ij}^{\max} \quad \forall ij \quad (9)$$

$$Q_{Gg}^{\min} \le Q_{Gg} \le Q_{Gg}^{\max} \quad \forall g \quad (10)$$

$$Q_{SVC} = V_{SVC} B_{SVC}^2 \quad (11)$$

$$Q_{SATATCOM} = V_{STATCOM} I_{STATCOM} \quad (12)$$

$$B_{SVC_Lm} \le B_{SVCm} \le B_{SVC_Cm} \qquad \forall m \qquad (13)$$

$$I_{STATCOM_Ck} \le I_{STATCOMk} \le I_{STATCOM_Lk} \qquad \forall k \qquad (14)$$

معادلات (۶) و (۷) به ترتیب نمایانگر مجموعه معادلات پخش بار اکتیو و راکتیو هستند. قیود (۸) و (۹) باعث می شوند که روی ولتاژ باس ها و عبور توان روی خطوط انتقال محدودیت هایی اعمال شود و نیز رابطه (۱۰) توان راکتیو ژنراتور را به حدود خود ژنراتور محدود می کند. معادلات (۱۱) و (۱۲) به ترتیب توان راکتیو تولید شده توسط SVC و STATCOM را مدل می کنند، رابطه اول اساسا یک کنترلر مبتنی بر امپدانس است، در حالی که رابطه دوم یک منبع ولتژ قابل کنترل است [10] و [15]. محدودیت های مربوط به سوسپتانس SVC و جریان STATCOM به ترتیب توسط معادلات (۱۳) و (۱۴) اعمال می شوند. روش حل مساله پخش بار بهینه (۵)-(۱۴) منجر می شود به سطوح بهینه ای از توزیع توان راکتیو و پرداخت هر تامین کننده. توجه شود که در این مساله OPF، توان راکتیو تامین شده از طریق خازن ها و راکتورها در نظر گرفته نشده است، با این وجود، اگر منحنی تلفات این تجهیزات در اختیار باشد، در نظر گرفتن هزینه های متناظر با آنها بطور مستقیم صورت می گیرد. فرض شده است که توزیع MW ژنراتورها معلوم بوده و در طی فرایند توزیع توان راکتیو تغییر نمی کنند. براساس رویه های IESO جاری، چنانچه به علت توزیع توان راکتیو و یا به خاطر نیاز به کنترل ولتاژ، لازم باشد که برای توان حقیقی برنامه ریزی جدیدی انجام شود، آنگاه مقدار مورد نیاز (توان حقیقی) به باس slack اختصاص داده می شود.در ساختارهای خاصی از بازار، برای نامتعادلی توان حقیقی رخ داده بین انرژی توزیع شده و تقاضا، ممکن است از خدمات متعادل کننده استفاده شود، همانطور که در [3] و [4] با جزئیات بیشتری توضیح داده شده است. در این مورد، تابع هدف می تواند بصورت زیر تغییر کند:

$$\begin{aligned} J_2 = & \sum_g HOEP\ \ Loss_{Gg} \\ & + \sum_m (HOEP\ \ Loss_{SVCm} + b_{SVCm} Q_{SVCm}^{rated}) \\ & + \sum_k (HOEP\ \ Loss_{STATCOMk} + b_{STATCOMk} Q_{STATCOMk}^{rated}) \qquad (15) \\ & + \sum_i (\rho_{B1} P_{B1i} + \rho_{B2} P_{B2i}) \end{aligned}$$

که عبارت آخر نشان دهنده پرداختی که برای خدمات تعادل صورت می گیرد. انرژی لازم از سمتِ و یا به سمتِ خدمات تعادل به ترتیب با P_{B1} و P_{B2} نشان داده شده اند، با هزینه های متناظر ρ_{B1} و ρ_{B2}، و محدودیت های:

$$P_{B1,2i} \le P_{B1,2i}^{\max} \qquad (16)$$

در این مورد، مجموعه معادلات پخش توان اکتیو لازم که باید اصلاح شوند بصورت زیر است:

$$P_{Gi} + P_{B1i} - P_{B2i} - P_{Di} = \sum_j V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \qquad \forall i \qquad (17)$$

لذا، در این مورد مساله OPF شامل کمینه کردن J_2 است با در نظر گرفتن قیود (۱۴)-(۷)، بعلاوه (۱۶) و (۱۷).

مساله توزیع توان راکتیو (۱۴)-(۵)، یا نسخه خدمات تعادل متناظر با آن، یک مساله برنامه نویسی غیرخطی (NLP) است که در محیط AMPL اجرا شده و با استفاده از IPOPT حل شد [17]. راه حل منجر می شود به توزیع بهینه توان راکتیو به هر کدام از تامین کننده ها.

۶-مورد مطالعه: شبکه Ontario

۳. جهت ارزیابی و تست مدل توزیع-Q پیشنهادی در این مقاله، شبکه کنترل شده IESO مورد استفاده قرار گرفت. این مورد بخشی از سیستم قدرت Ontario است که بوسیله IESO کنترل می شود و شامل همه خطوطی است که سطح ولتاژ آنها 50 kV یا بیشتر است. این سیستم دو استان درکانادا (Manitoba و Quebec) و سه ایالت در آمریکا (Michigan، Minnesota و New York) را به هم متصل می کند طول کلی خطوط انتقال حدود ۳۱۰۰۰ کیلومتر است. ظرفیت تولید نصب شده در Ontario حدود ۳۱۰۰۰ MW است با پیک تقاضای نزدیک به ۲۷۰۰۰ MW [18].

نسخه کوتاه شده شبکه کنترلی IESO که توسط IESO به منظور اهداف توزیع به کار گرفته می شود، در اینجا جهت مطالعه استفاده می شود. این مدل شبکه شامل ۲۸۳۳ باس و ۴۲۰۵ شاخه است و ویژگی های اصلی آن در شکل ۱ رسم شده است. بار پیک شبکه ۲۷۰۰۰ MW به عنوان مورد مطالعه انتخاب شده است و با توجه به توصیه های IESO به تعداد ۱۳ N-1 و N-2 پیشامد بحرانی در نظر گرفته شده است. مکان مناسب برای نصب SVCها/STATCOMها از طریق تحلیل حساسیت بیشترین قابلیت انتقال سیستم و با در نظر گرفتن جبرانسازی توان راکتیو، مشخص شد. لذا، بیشترین حاشیه های بارگذاری، که در مطالعات توانمندی های انتقال سیستم به کار گرفته شده است، با استفاده از بیشترین بارگذاری مدل OPF محاسبه شد [2] و [4]. ضرایب لاگرانژ مربوط به پاسخ این مدل OPF حساسیت های لازم را فراهم می کنند؛ لذا، باس های بهینه برای مکانیابی جبرانسازهای موازی آنهایی هستند که بزرگترین ضرایب لاگرانژ را داشته باشند. این رویه منجر می شود به پنجاه باس از بین ۲۴۳۵ باس شایسته تحت شرایط عملکرد عادی شبکه، که همه این باس ها در Greater Toronto Area(GTA) قرار دارند، و ۴۰٪ کل تقاضای Ontario را شامل می شود و در شرایط پیک بار، سنگین ترین انتقال توان از Ontario جنوبی و شمالی را دارا می باشد. سپس هر مکان بهینه با توجه به پدیده های بحرانی توصیه شده توسط IESO مورد تست واقع شد؛ اگر برای یک مقدار مشخص جبرانساز، تحت پدیده های در نظر گرفته شده، جبرانساز قادر بود که سیستم را در حالت امن نگه دارد، آنگاه باس متناظر با آن جبرانساز دارای اهمیت بیشتری است. این تحلیل نشان داد که باس های ۷۶۰ و ۸۴۲ در GTA بهترین محل ها برای نصب SVC/STATOM در هر دو حالت نرمال و وقوع پدیده هستند. میزان خروجی SVCها/STATCOMها نیز با استفاده از راهکار مدل OPF پیشنهادی که بعدا بحث می شود، مشخص شد. تلفات MW همه تامین کننده های توان راکتیو فرض شد که در یک نرخ HOEP $120/MWh بازپرداخت شود، که در شرایط پیک بار قیمت انرژی بالایی به شمار می رود. با توجه به رویه های پرداخت IESO برای خدمات پایین دست و بالادست، فرض شد که این خدمات قیمتی برابر $110/MWh و $90/MWh داشته باشند. برای همه ژنراتورها بدون توجه به نوع آنها از یک نوع معادله تلفات استفاده شد. سپس مساله توزیع توان راکتیو برای موارد زیر حل شد: بدون SVC، یک SVC که روی هر کدام از دو باس بحرانی تشخیص داده شده قرار گرفته باشد؛ و دو SVC که در باس های بحرانی متناظر قرار گرفته باشند. برای STATCOM ها نیز سناریوهاو مطالعات مشابهی در نظر گرفته شد، اما از آنجا که نتایج بدست آمده عملا همانند نتایج SVC ها بود، از ارائه آنها در اینجا خودداری می شود. نتایج توزیع برای موارد مختلفی که در نظر گرفته شده بود در جداول ۱ و ۲ نشان داده شده است. توجه شود که وقتی SVC در سیستم موجود نباشد، تلفات انتقال بیشترین مقدار را دارد، در حالی که با حضور دو SVC در سیستم، همانطور که انتظار می رفت، مقدار تلفات کمترین مقدار را دارد. در همهٔ موارد، SVC توان راکتیو را به سیستم تزریق می کنند و همانطور که پیش بینی شده بود، نیاز است تا برای توان اکتیو برنامه ریزی مجدد صورت گیرد. مقدار توان اکتیو مورد نیاز نیز توسط باس slack تامین می

شود و توسط IESO در نرخ HOEP پرداخت می شود. پرداخت کلی برای SVC شامل پرداخت های تلفات در نرخ HOEP و هزینه های ثابت با قیمت 0.50 $/Mvarh است. جدول ۳ نشان دهنده نتایج موردی است که در آن پدیده ای در سیستم رخ داده است و یک خط مهم ازدر ناحیه GTA خارج شده است جائی که هر دوی SVC ها قرار دارند. همان طور که انتظار می رفت، به علت نیاز به تامین توان راکتیو بیشتر جهت ایمن نگه داشتن سیستم، خروجی SVC افزایش می یابد. توجه شود که نسبت به حالت عملکرد عادی سیستم در این حالت تلفات سیستم بیشتر می شود. جدول ۴ نتایج OPF را برای مدل ها با حضور و عدم حضور خدمات متعادل کننده نشان می دهد ؛ در حالتی که دو SVC در سیستم موجود باشد. توجه شود که برای مدلی که در آن خدمات متعادل کننده حضور دارند، پرداخت های IESO و تلفات انتقال بیشتر است. در نهایت، جدول ۵ روش پیشنهاد شده در این مقاله را با روشی که در Ontario برای توزیع توان راکتیو موجود است، از لحاظ پرداخت های کلی IESO مقایسه کرده است. در روش دوم، IESO جهت تعیین ولتاژ ترمینال ژنراتورهایی که سیستم را امن نگه می دارند از پخش بار معمولی استفاده می کند؛ سپس ژنراتورها به خاطر تلفات MW که لازمه حفظ ولتاژهای موردنیاز ترمینال است، غرامت دریافت می کنند. برای این مطالعات، هیچ SVC ای در سیستم نصب نشده است و برنامه ریزی مجددی که برای توان حقیقی لازم است به باس slack تخصیص داده شده است. ملاحظه شود که هزینه کل جهت پرداخت تلفات Q و هزینه کل توان راکتیو در روش جدید نسبت به روش موجود کمتر است. لذا،روش ارائه شده در شرایط پیک بارگذاری باعث ذخیره ای در حدود 9355/h $ برای IESO می شود، که این اتفاق تنها در ۵٪ کل سال رخ می دهد و در نتیجه باعث ذخیره ای بیش از ۴ میلیون دلار در سال می شود. شایان ذکر است که مدل های توزیع راکتیو ارائه شده از لحاظ محاسباتی موثر و کارا بوند. لذا، به طور متوسط ۴۳ تکرار لازم است، متناظر با 7.2 s زمان CPU در یک سرور IBM با ۴ پردازنده 2.8 GHz Intel Xeon با 32 GB RAM و ویندوز ۳۲ بیتی.

۷- نتیجه گیری

در این مقاله روش توزیعی برای توان راکتیو ارائه شد که تلفات اکتیو را در تامین کننده های توان راکتیو کمینه می کند و در عین حال امنیت سیستم حفظ می شود. ژنراتورها و جبرانسازهای var همچون SVCها و STATCOMها در نظر گرفته شده و در مدل ارائه شده نمایش داده شدند، با این فرض که خدمات آنها برحسب تلفات توان اکتیو آنها با قیمت انرژی بازار و با توجه به رویه های پرداخت توان راکتیو Ontario پرداخت شد. مدل ارائه شده تست شد و با مدل توزیع Ontario مقایسه و نشان داده شد که علیرغم اینکه هیچ نوع سازوکار توزیعی برای توان راکتیو در شبکه Ontario و بازار برق موجود نیست، روش ارائه شده ممکن است بتواند هزینه توزیع توان راکتیو را کاهش دهد ودر عین حال امنیت سیستم تضمین شود. همچنین نشان داده شد که این روش از لحاظ محاسباتی موثر بوده و برای کاربردهای توزیع زمان واقعی کاملا مناسب است.

۸- مراجع

1. Philipson, L., and Willis, H. L., *UnderstandingElectric Utilities and De-Regulation*, Marcel
Dekker, Inc., 1999.

2. Ilic, M., Galiana, F., and Fink, L., *Power SystemRestructuring: Engineering and Economics*, Kluwer
Academic Publishers, 1998.

3. Galiana, F. D., and Ilic, M. A., “MathematicalFramework for the Analysis and Management of

Power Transactions Under Open Accessm" *IEEETransactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2,
May, pp. 681-7, 1998.

4. Shirmohammadi, D., Wollenberg, B., Vojdani, A.,Sandrin, P., Pereira, M., Rahimi, F., Schneider, T.,and Stott, B., "Transmission Dispatch andCongestion Management in the Emerging EnergyMarket Structures," *IEEE Transactions on PowerSystems*, Vol. 13, No. 4, Nov., pp. 1466-74, 1998.

5. Caramanis, M. C., Bohn, R. E., and Schweppe, F.C., "Spot Pricing of Electricity: Practice and
Theory," *IEEE Transactions on Power Apparatusand Systems*, Vol. PAS-101, No. 9, pp. 3234-3245,Sep. 1982.

6. Bohn, R. E., Caramanis, M. C., and Schweppe, F.C., "Optimal Pricing in Electrical Network OverSpace and
Time," *The Rand Journal of Economics*,Vol. 15, No. 3, pp.360-376, 1984.

7. Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D.and Bohn, R. E., *Spot Pricing ofElectricity*,KluwerAcademic Publishers, 1988.

8. Baughman, M. L., and Siddiqi, S. N., "Real-timePricing of Reactive Power: Theory and Case Study
Results," *IEEE Transactions on Power Systems*.Vol. 6, No. 2, pp. 23-9, Feb. 1991.

9. Baughman, M. L., Siddiqi, S. N., and Zarnikau, J.W., "Advanced Pricing in Electrical Systems. I.
Theory," *IEEE Transactions on Power Systems*,Vol. 12, No. 1, pp. 489-95, Feb. 1997.

10. Baughman, M. L., Siddiqi, S. N., and Zarnikau, J.W., "Advanced Pricing in Electrical Systems. II.
Implications," *IEEE Transactions on PowerSystems*, Vol. 12, No. 1, pp. 496-502, Feb. 1997.

11. Li, Y. Z., and David, A. K., "Pricing Reactive PowerConveyance," *IEE-Proceedings-C*-(Generation,
Transmission-and-Distribution) Vol. 140, No. 3,May, pp.174-80, 1993.

12. Li, Y. Z., and David, A. K., "Wheeling Rates ofReactive Power Flow Under Marginal CostPricing," *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, pp.1263-9, Aug. 1994

13. Muchayi, M., and El-Hawary, M. E., "A Summaryof Algorithms in Reactive Power Pricing," 1995
Canadian Conference on Electrical and ComputerEngineering (Cat. No.95TH8103). *IEEE*, New York,

NY, USA, Vol. 2, pp. 692-6, 1995.

14. Chattopadhyay, D., Bhattacharya, K., and Parikh, J.,"Optimal Reactive Power Planning and its Spot-
Pricing: An Integrated Approach," *IEEETransactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 4, pp.2014-20, Nov. 1995.
15. El-Keib, A. A., and Ma, X., "Calculating Short-RunMarginal Costs of Active and Reactive Power
Production," *IEEE Transactions on Power Systems*.Vol. 12, No. 2, pp. 559-65, May 1997.

16. Choi, J. Y., Rim, S. H., and Park, J. K., "OptimalReal Time Pricing of Real and Reactive Powers,"
IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 13,
No. 4, pp. 1226-31, Nov. 1998.

۱۷-یوسفی، غ.، سیفی، ح.، قاضیزاده، م. ص.، و سبوحی، ی.،قیمت گذاری سرویس توان راکتیو در صنعت برق با دسترسی باز،" در مجلهٔ علمی و پژوهشی امیرکبیر، سال . ۳۷۶ شماره ۴۸ - دوازدهم، پاییز ۱۳۸۰ ، ص ۳۶۰

I. ۱۸- پایداری و کنترل سیستمهای قدرت، تألیف پ.ش. کندور، .ترجمهٔ حسین سیفی، علی خاکی صدیق