

تسویه بازار توان راکتیو با در نظر گرفتن تلفات توان راکتیو حاصل از عبور توان اکتیو

محسن کلانتر
دانشکده برق
دانشگاه علم و صنعت ایران
تهران، ایران
kalantar@iust.ac.ir

علیرضا احمدی منش
دانشکده برق
دانشگاه علم و صنعت ایران
تهران، ایران
Alireza_ahmadimanesh@elec.iust.ac.ir

سرویس‌های مختلفی که قبلاً توسط شرکت‌های برق تأمین می‌شد، شده است. اگرچه تبادل انرژی اصلی‌ترین هدف بازارهای برق می‌باشد، به منظور داشتن شبکه برق امن و قابل اطمینان، سرویس‌های خدمات جانبی حیاتی بوده و باید در یک روش مناسب فراهم شوند. در بیشتر بازارهای برق خدمات جانبی توسط بهره‌بردار سیستم از طریق قراردادهای تجاری با شرکت‌کنندگان بازار فراهم می‌شود.

در بین ۶ خدمات جانبی تعریف شده در دستورالعمل ۸۸۸ توسط کمیسیون ملی نظارت انرژی (FERC)، [۱] تأمین توان راکتیو یکی از مهمترین خدمات جانبی که نقش بسیار مؤثری در عملکرد امن سیستم قدرت دارد. در یک سیستم قدرت تجدید ساختاریافته، سیگنال‌های اقتصادی همراه با محدودیت‌های شبکه از مهمترین فاکتورهای ISO برای تصمیم‌گیری می‌باشند [۲-۹]. در یک بازار رقابتی برق، مؤلفه‌های مناسب بازار توان راکتیو با انتخاب مناسب موارد زیر تشکیل می‌شود:

(۱) ساختار بازار (۲) مکانیزم پرداخت (۳) مدل قیمت‌گذاری

ساختار بازار توان راکتیو با توجه به شرایط محیطی و سیاسی انتخاب می‌شود. خدمات جانبی توان راکتیو معمولاً از توان واقعی جدا شده و بازار مستقلی برای آن اجرا می‌شود. با این حال در برخی مراجع با اجرای همزمان بازار توان اکتیو و راکتیو، بهینه‌سازی یکپارچه‌ای روی این دو هزینه انجام شده است [۱۰]. جهت جلوگیری از تداخل بازار توان راکتیو با بازار انرژی [۱۱-۱۳] از بازارهای مستقل برای هر دو این توان‌ها استفاده کرده‌اند. در این

چکیده — در این مقاله به بررسی و ارائه یک ساختار بازار توان راکتیو جدید پرداخته شده است. عبور توان اکتیو به نوبه خود باعث بوجود آمدن تلفات توان اکتیو و راکتیو می‌شود. لحاظ کردن این تلفات در بازار توان راکتیو به صورتی که برای این مقدار هزینه‌ای پرداخت نشود از اهداف اصلی این مقاله می‌باشد. برای این منظور، این مطالعه سعی بر بهبود بازار توان راکتیو و ایجاد یک رقابت عادلانه در تولید توان راکتیو با ارتقاء ساختار بازار توان راکتیو دارد. همچنین در این مقاله به تصحیح تابع هزینه پرداخت ژنراتورهای سنکرون که تأثیر مهمی در بازار توان راکتیو دارد، پرداخته شده است. در این مقاله به منظور شبیه‌سازی و توصیف روش پیشنهادی در اجرای بازار توان راکتیو از شبکه ۳۲ باسه Nordic استفاده شده است.

واژه‌های کلیدی — سیستم قدرت تجدید ساختار یافته، خدمات جانبی، بازار توان راکتیو، تلفات توان راکتیو

۱. مقدمه

در چند دهه اخیر، شبکه‌های برق در اقصی نقاط جهان دچار تجدید ساختار شده‌اند و از حالت انحصاری عمودی قبلی به حالت رقابتی درآمدند. این عمل با جداسازی کامل فعالیت‌های تولید و انتقال و همچنین ایجاد یک رقابت در بخش تولید بدست آمد. این تجدید ساختار، باعث جداسازی

شده است. در [۳۰] برای ساده‌سازی و پرهیز از پیچیدگی‌های مدل بالا، از تابع درجه دوم برای تابع پرداخت ژنراتورها استفاده شده است. این مدل گرچه روند بهینه‌سازی را سهولت می‌بخشد ولی دقت کمتری نسبت به روش قبلی دارا می‌باشد. مرجع [۲۸] به منظور پرهیز از استفاده از توابع غیرخطی، منحنی هزینه را خطی کرده و به صورت ۴ ناحیه کاری با شیب خط‌های متفاوت مدل کرده است. این خطی‌سازی در ادامه روند بهینه‌سازی بسیاری از پیچیدگی‌های مرتبط با روش‌های غیرخطی را از بین برده و روش سریع و مقاوم می‌باشد. در [۱۵] با مرتبط ساختن توان راکتیو به توان اکتیو برای ژنراتورها، تابع هزینه به صورت یک تابع درجه دو استخراج شده است. [۳۱] با صرف نظر کردن از هزینه‌های اولیه و تلفات تولید توان راکتیو، فقط هزینه فرصت از دست رفته را در نظر گرفته است.

در بازارهای توان راکتیو تولید مقداری توان راکتیو توسط ژنراتورها معمولاً اجباری می‌باشد. در بازارهای مختلف دنیا روش‌های متفاوتی برای مشخص کردن این مقدار وجود دارد. معمول ترین روش استفاده از ضرایب توان برای هر دو ناحیه جذب و تولید توان راکتیو است که ژنراتورها باید این مقدار توان راکتیو را فراهم کنند. با توجه به اینکه ژنراتورهای دارای مبادله توان زیاد با بارهای دور سهم بیشتری در تلفات داشته، در نتیجه بازارهای موجود روش منصفانه‌ای برای تسویه بازار ندارند. به عبارتی نیروگاهی با توان اکتیو تولیدی بالا باید سهم بیشتری از تلفات توان راکتیو داشته باشد و برای توان راکتیو تولیدی مازاد بر این مقدار، دریافتی داشته باشد. از طرفی نیروگاهی که مصرف‌کننده آن در نزدیکی آن قرار داشته نیازی به تولید توان راکتیو به منظور جبران‌سازی توان راکتیو نخواهد داشت و می‌تواند مقدار توان اکتیو بیشتری تولید کند. در حالی که در روش‌های پیشین این ژنراتور بدون توجه به بار باید همیشه در یک رنج مشخص به تولید توان راکتیو بپردازد و در این محدوده پرداختی نخواهد داشت و برای توان راکتیو مافوق این محدوده پرداختی خواهد داشت. با توجه به مطالب بالا نوآوری‌های اصلی این مقاله را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

ارائه روش‌های جدید برای مدل قیمت‌گذاری و در نتیجه تسویه صحیح بازار توان راکتیو می‌باشد، که با اصلاح مقدار Q_{base} (حداقل توان راکتیو تولیدی) انجام خواهد شد.

محاسبه صحیح مقدار حداکثر توان راکتیو برای هر ژنراتور با توجه به مقدار توان راکتیو مصرفی واحد ها

در بخش دوم به بررسی تابع هزینه پرداخت و اصلاح این تابع پرداخته شده است. در بخش سوم به نحوه مدل‌سازی تلفات توان راکتیو در بازار توان

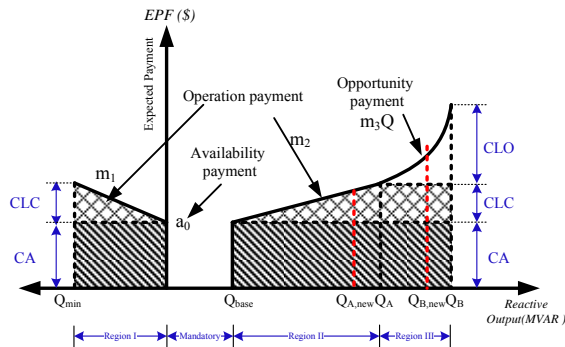
مدل بازار توان راکتیو، خروجی بازار توان اکتیو به عنوان ورودی به این بازار مورد استفاده قرار می‌گیرد. از آنجایی که به علت محدودیت‌های مختلف در بازار توان راکتیو، مقدار توان اکتیو در تمامی ژنراتورها همیشه نمی‌تواند ثابت بماند و باید به منظور حفظ پایداری شبکه تغییر پیدا کند، در نتیجه یکی از مسایل مهم در بازارهای مجزای توان اکتیو و راکتیو، نحوه برخورد با این مسأله که ارتباط مستقیمی با هزینه فرصت از دست رفته دارد، می‌باشد. در [۱۴-۱۶] با در نظر گرفتن یک تابع هدف ترکیبی، چارچوبی برای بهینه‌سازی روی تمامی هزینه‌های توان اکتیو و راکتیو ارائه شده است. توان راکتیو ممکن است به صورت زمان واقعی، روز بعد یا فصلی و یا به صورت ترکیبی از حالت‌های فوق اجرا شود. مراجع [۱۱، ۱۵، ۱۷-۱۹] از ساختار بازار روزانه پیروی می‌کنند. در بازار توان راکتیو روز بعد، تأمین کنندگان توان راکتیو مقدار توان تولیدی خود را به صورت یک منحنی برای ساعت‌های مختلف به ISO اعلام می‌کنند. بازار توان راکتیو روز بعد به علت حساسیت بازار به بار و شرایط شبکه می‌تواند باعث ایجاد قدرت بازار شده و قیمت تمام شده توان راکتیو را بالا ببرد. مزیت بازار روز بعد در نزدیکی به زمان مصرف، و در نتیجه دقیق‌تر شدن پیش‌بینی‌ها از مقدار تولید و مصرف و تخصیص بهتر توان راکتیو می‌باشد. در نقطه مقابل [۲۰-۲۴] به صورت فصلی بازار توان راکتیو را اجرا کرده‌اند. اجرای بازار به صورت بلندمدت مشکل ایجاد قدرت بازار را حل می‌کند ولی پیش‌بینی دقیقی از وضعیت شبکه در زمان مصرف نمی‌دهد.

یک ساختار پرداخت مناسب باید برای تأمین کنندگان خدمات جانبی توان راکتیو با در نظر گرفتن مسائل فنی (برای مثال طبیعت محلی توان راکتیو، منحنی ظرفیت ژنراتورها و غیره) همراه با مسائل اقتصادی مختلف (هزینه تولید توان راکتیو برای ژنراتورها شامل هزینه فرصت، نوع حراج، قدرت بازار و غیره) در نظر گرفته شود.

مدل و طرح قیمت‌گذاری مسأله مهم دیگری در مدیریت خدمات جانبی توان راکتیو بوده و باید منعکس کننده هزینه تولید توان راکتیو تأمین‌کنندگان مختلف در یک روش بدون تبعیض باشد. علاوه بر آن مدل قیمت‌گذاری باید به گونه‌ای باشد که تأمین‌کنندگان احتمالی به شرکت در این بازار تشویق شوند. منظور از مدل قیمت‌گذاری طرح تخصیص هزینه‌های توان راکتیو برای شرکت‌کنندگان مختلف می‌باشد. مراجع [۱۱، ۱۷، ۲۵-۲۸] از مدل قیمت گذاری مبتنی بر منحنی ظرفیت نیروگاه‌ها استفاده کرده‌اند.

در [۲۹] با تصحیح مدل اشاره شده در بالا، مدل کاملتری ارائه شده است. در این مقاله سعی در کامل نمودن مدل تابع هزینه پرداخت در ناحیه جذب توان راکتیو شده است. همچنین به تصحیح تابع پرداخت با توجه به محدودیت‌های ناشی از پایداری و محدوده حد گرمایی ناحیه انتهایی پرداخته

(جذب توان راکتیو - ناحیه I)، $Q_{Min} \leq Q \leq 0$ ، m_2 (\$/MVarh) قیمت پیشنهادی عملکردی برای عمل در ناحیه II ($Q_{base} \leq Q \leq Q_A$)، و m_3 (\$/MVarh*MVarh) قیمت پیشنهادی محتمل برای عمل در ناحیه III ($Q_A \leq Q \leq Q_B$) می باشد.



شکل ۲: ساختار پیشنهادهای راکتیو تأمین کننده‌ها [۲۷]

توابع مختلفی برای تابع هزینه مورد انتظار واحدها ارائه شده است [۲۹]. مبتنی بر طبقه‌بندی هزینه‌های تولید توان راکتیو، یک تابع پرداخت مورد انتظار کلی و در نتیجه یک ساختار پیشنهادی می‌تواند به صورت ریاضی به صورت زیر فرموله می‌شود:

$$EPF^i = a_0^i - \int_{Q_{min}}^Q m_1^i \times dQ_1^i + \int_{Q_{base}}^Q m_2^i \times dQ_2^i + \int_{Q_A}^Q (m_3^i \times Q_3^i) \times dQ_3^i \quad (1)$$

در نتیجه تابع هزینه به صورت زیر خواهد بود:

$$EPF^i = \left(a_0^i - m_1^i \times Q_1^i + m_2^i \times (Q_2^i - Q_{base}^i) + m_3^i \times (Q_3^i - Q_{base}^i) + \frac{1}{2} m_3^{iu} \times (Q_3^i - Q_A^i)^2 \right) \quad (2)$$

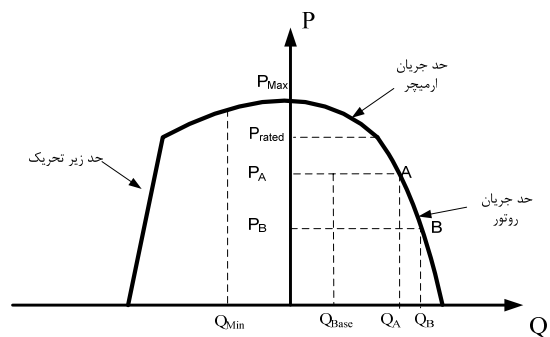
برای تسویه بازار توان راکتیو، واحدها پیشنهادهای خود را به صورت (۲) ارائه می‌کنند. وقتی یک واحد وارد ناحیه سوم می‌شود، باید توان اکتیو خود را کاهش دهد: در نتیجه در این حالت هزینه فرصت از دست رفته باید به آن اختصاص داده شود. از سوی دیگر به خاطر عدم تعادل مقدار توان اکتیو بین بار و تولید، مقدار عدم تعادل در بازار لحظه ای جبران خواهد شد.

کاملترین تابع ارائه شده برای تابع هزینه پرداخت تاکنون به صورت بالا میباشد، ولی این رابطه هم دارای اشکالاتی می باشد. همانطور که قبلاً هم اشاره شد Q_{base} مقدار توان راکتیو مورد نیاز برای مصارف داخلی نیروگاه میباشد. در نتیجه این مقدار توان راکتیو نباید در مقدار توان راکتیو تولیدی

راکتیو پرداخته شده است. در این قسمت برای هر ژنراتور با توجه به میزان توان اکتیو قراردادی در بازار انرژی، تخصیص تلفات توان راکتیو می‌شود. نحوه تسویه بازار توان راکتیو با توجه به موارد بیان شده در دو بخش قبل در بخش چهارم آورده شده است. در بخش پنجم نتایج شبیه‌سازی آورده شده است و در نهایت در بخش ششم نتیجه‌گیری ارائه شده است. همچنین در پیوست به نحوه پیدا کردن میزان قراردادهای ژنراتورهای مختلف با بارها پرداخته شده است.

۲. اصلاح تابع هزینه پرداخت

ساختار بازار توان راکتیو روی EPF تأمین‌کننده‌ها برای سرویس‌هایشان ایجاد می‌شود. منحنی ظرفیت توان راکتیو یک ژنراتور در شکل ۱ نشان داده شده است. در این شکل، Q_{base} توان راکتیو مورد نیاز ژنراتور برای تجهیزات جانبی‌اش می‌باشد. اگر نقطه کار در داخل محدوده منحنی باشد، برای مثال در (P_A, Q_{base}) ، پس واحد می‌تواند تولید راکتیو خود را از Q_{base} تا Q_A بدون تغییر دوباره P_A افزایش دهد. بنابراین، این باعث افزایش تلفات در سیم‌پیچ‌ها و در نتیجه هزینه تلفات خواهد شد. اگر ژنراتور در منحنی محدود کننده عمل کند، هرگونه افزایش در Q نیاز به کاهش در P خواهد شد. با فرض اینکه نقطه کار A در منحنی تعریف شده با (P_A, Q_A) باشد. اگر توان راکتیو بیشتر از واحد نیاز باشد، برای مثال Q_B ، نقطه کار لازم خواهد بود که روی منحنی به عقب $B(P_B, Q_B)$ برود، جاییکه $P_B < P_A$. این دلالت بر این است که واحد باید توان واقعی خود را کاهش دهد. کاهش در تولید ژنراتور هزینه فرصت از دست رفته نامیده می‌شود.



شکل ۱: منحنی ظرفیت ژنراتور سنکرون [۳۲]

با توجه به این منحنی تابع هزینه ژنراتورها به صورت شکل ۲ خواهد بود. در این شکل CA هزینه موجودیت، CLC هزینه مولفه تلفات، و CLO هزینه فرصت از دست رفته می باشد. a_0 (\$) موجودیت پیشنهاد قیمت، m_1 (\$/MVarh) قیمت پیشنهادی عملکردی برای عمل در حالت زیر تحریک

این مقدار، دریافتی داشته باشد. از طرفی نیروگاهی که مصرف کننده آن در نزدیکی آن قرار داشته نیازی به تولید توان راکتیو به منظور جبران سازی توان راکتیو نخواهد داشت و می‌تواند مقدار توان اکتیو بیشتری تولید کند. در حالی که در روش‌های پیشین این ژنراتور بدون توجه به بار باید همیشه در یک رنج مشخص تولید به تولید توان راکتیو بپردازد و در این محدوده پرداختی نخواهد داشت و برای توان راکتیو مازاد بر این فقط پرداختی خواهد داشت. برای این منظور ابتدا باید تخصیص تلفات توان راکتیو حاصل از عبور توان اکتیو انجام گیرد. مطابق با روش بیان شده در [۳۳] تلفات توان راکتیو مطابق با پروسه زیر می‌تواند بدست می‌آید:

مرحله (۱) از یک پخش بار حل شده، جریان تمامی شاخه‌ها را بدست می‌آوریم:

$$\bar{I}_k = I_{kx} + jI_{ky}, k = 1, 2, \dots, N_B \quad (6)$$

که در این رابطه N_B تعداد کل شاخه‌ها و I_{kx} , I_{ky} به ترتیب بیانگر قسمت حقیقی و موهومی جریان مختلط می‌باشند.

مرحله (۲) با فرض غیر فعال شدن قرارداد T_i ، برنامه پخش بار دوباره اجرا شده و جریان تمامی شاخه‌ها بدست می‌آید:

$$\bar{I}_k^{Ti} = I_{kx}^{Ti} + jI_{ky}^{Ti}, k = 1, 2, \dots, N_B, i = 1, 2, \dots, N_T \quad (7)$$

که در این رابطه N_T تعداد کل قراردادهای می‌باشد. در این مرحله ژنراتور i درحالی که توان اکتیو تولیدش برابر با صفر است، فعال نگه داشته می‌شود.

مرحله (۳) با توجه به مطالب بالا، سهم هر قرارداد T_i در شاخه k به صورت زیر بدست می‌آید:

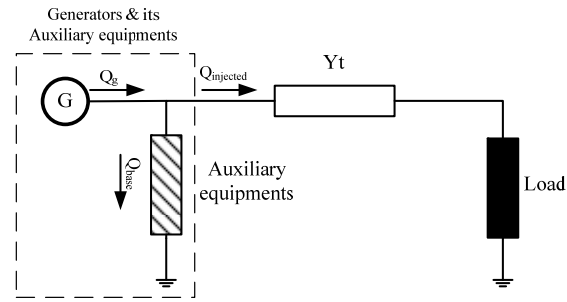
$$\bar{I}_{k,cont}^{Ti} = \bar{I}_k - \bar{I}_k^{Ti} \quad (8)$$

مرحله (۴) با توجه به ماهیت غیرخطی شبکه، وقتی که قراردادهای به صورت همزمان اجرا می‌شوند، مجموع بدست آمده در مرحله ۳ برابر با مقدار مرحله ۱ نخواهد بود:

$$\bar{I}_k \neq \sum_{i=1}^{N_T} \bar{I}_{k,cont}^{Ti} \quad (9)$$

در نتیجه ضریب تنظیم جریان به صورت زیر به منظور تنظیم جریان بدست آمده در مرحله ۳ استفاده می‌شود:

واحد به منظور تزریق در شبکه ظاهر شود و باید این مقدار از حداکثر توان راکتیو قابل تولید واحدها حذف شود. برای فهم بهتر مساله شکل ۳ را در نظر بگیرید. همانطور که در این شکل نشان داده شده است، توان راکتیو تولیدی (Q_g) و توانی که به شبکه تزریق می‌شود ($Q_{injected}$)، توانی که در معادلات پخش توان استفاده می‌شود، متفاوت از همدیگر می‌باشند. در مراجع این دو توان برابر با هم در نظر گرفته شده است. در حالیکه توان راکتیو Q_{base} باید از حداکثر ظرفیت تولیدی واحدها کم بشود. در این حالت هر واحدی که فعال می‌باشد، مجبور خواهد بود که توان راکتیو Q_{base} را تولید کند.



شکل ۳: اصلاح تابع هزینه پرداخت

$$Q_{A,new}^{i,u} = Q_A^{i,u} - Q_{base}^{i,u} \quad (3)$$

$$Q_{B,new}^{i,u} = Q_B^{i,u} - Q_{base}^{i,u} \quad (4)$$

در نتیجه با در نظر گرفتن (۳) و (۴) تابع هزینه پرداخت به صورت زیر خواهد بود:

$$EPF^i = \left(a_0^i - m_1^i \times Q_1^i + m_2^i \times (Q_2^i) + m_2^i \times (Q_3^i) + \frac{1}{2} m_3^i \times (Q_3^i - Q_{A,new}^i)^2 \right) \quad (5)$$

باید اشاره شود که با این اصلاح، به دلیل آنکه Q_{base} از تابع هزینه حذف می‌شود هزینه پرداختی بیشتر از حالت معمول خواهد شد، اگرچه با توجه به توضیحات بیان شده، این حذف ضروری بوده و این توان نباید در مقدار توان راکتیو تولیدی (Q_g) ظاهر شود.

۳. در نظر گرفتن تلفات توان راکتیو در تابع هزینه

با توجه به اینکه ژنراتورهای دارای مبادله توان زیاد با بارهای دور سهم بیشتری در تلفات داشته، در نتیجه بازارهای موجود روش منصفانه‌ای برای تسویه بازار ندارند. به عبارتی نیروگاهی با توان اکتیو تولیدی بالا باید سهم بیشتری از تلفات توان راکتیو داشته باشد و برای توان راکتیو تولیدی مازاد بر

۴. تسویه بازار توان راکتیو

برای اجرای بازار توان راکتیو، واحدها پیشنهادهای خود را به صورت (۱) ارائه می‌کنند. ضرایب (a_0, m_1, m_2, m_3) در این رابطه بیانگر پیشنهادها در هر ناحیه کاری می‌باشند. با توجه به اینکه وقتی واحدی وارد ناحیه سوم می‌شود، نیروگاه به اجتناب باید مقدار توان اکتیو خود را کاهش دهد، در نتیجه در این حالت باید به این واحد هزینه فرصت از دست رفته اختصاص داده می‌شود. در اینجا به منظور اجتناب از پیچیدگی‌های مربوط به ناحیه سوم، از این ناحیه صرف نظر میشود و واحدها در دو ناحیه عملکردی میتوانند تولید کنند. به منظور مدل کردن تلفات در ساختار پرداخت زیر پیشنهاد می‌شود:

در این ساختار، واحدها برای شرکت در بازار توان راکتیو باید بیشتر از تلفات توان راکتیو اختصاص داده شده به آنها تولید کنند. به عبارت دیگر، واحدهایی که در بازار توان راکتیو برنده می‌شوند، باید مقدار تلفات توان راکتیو اختصاص یافته به خودشان را به صورت رایگان تولید کنند. در نتیجه ISO هیچگونه پرداختی به واحدها برای این مقدار توان راکتیو نخواهد داشت. ساختار بازار توان راکتیو در این حالت مشابه با حالت معمول خود می‌باشد و تنها Q_{base} با Q_{loss} جایگزین شده است.

$$J_{payment}^i = (\rho_0 \times W_0^i - \rho_1 \times W_1^i \times Q_1^i + \rho_2 \times W_2^i \times (Q_2^i - Q_{loss}^i)) \quad (17)$$

در نتیجه تابع هزینه پرداخت کل به صورت زیر می‌باشد:

$$TPF = \sum_{i=1}^{NG} J_{payment}^i \quad (18)$$

$$\begin{aligned} W_1^i \times Q_{\min}^i &\leq Q_1^i \leq 0 \\ W_2^i \times Q_{loss}^i &\leq Q_2^i \leq W_2^i \times Q_{A,new}^i \\ W_1^i + W_2^i &\leq 1 \\ Q_g^i &= Q_1^i + Q_2^i \end{aligned} \quad (19)$$

تابع هزینه کل برابر است با مجموع هزینه‌هایی که ISO به هر واحد $(J_{payment}^i)$ برای تولید توان راکتیو پرداخت می‌نماید. همچنین ρ_0 قیمت موجودیت واحد، ρ_1 قیمت واحد تسویه زمانی که واحد در ناحیه جذب توان راکتیو می‌باشد و ρ_2 قیمت واحد تسویه زمانی که واحد در ناحیه تولید توان راکتیو می‌باشد. برای تسویه بازار توان راکتیو، تابع TPF (۱۸) به عنوان تابع هدف باید کمینه شود. در این ساختار از حراج یکسان استفاده شده است. به این معنی که حداکثر قیمت ارائه شده توسط واحدهای انتخاب شده

$$\bar{I}_k = CAF \sum_{i=1}^{N_T} \bar{I}_{k,cont}^{Ti} \quad (10)$$

مرحله (۵) جریان‌های جدید تنظیم شده بدست می‌آیند:

$$\bar{I}_{k,adj}^{Ti} = CAF_k \times \bar{I}_{k,cont}^{Ti} \quad (11)$$

مرحله (۶) تلفات توان راکتیو برای هر قرارداد به صورت زیر بدست خواهد آمد:

$$\begin{aligned} Q_{losses}^{Ti} &= \sum_{k=1}^{NB} \left[(I_{kx,adj}^{Ti})^2 + (I_{ky,adj}^{Ti})^2 \right. \\ &\quad \left. + C_k^{Re} \times \frac{(I_{kx,adj}^{Ti})^2}{I_k^{Re,sum}} + C_k^{Im} \times \frac{(I_{ky,adj}^{Ti})^2}{I_k^{Im,e,sum}} \right] \times X_k \end{aligned} \quad (12)$$

که در آن:

$$I_k^{Re,sum} = \sum_{i=1}^{NT} (I_{kx,adj}^{Ti})^2, I_k^{Im,sum} = \sum_{i=1}^{NT} (I_{ky,adj}^{Ti})^2 \quad (13)$$

$$C_k^{Re} = \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1, j \neq i}^{NT} (I_{kx,adj}^{Ti} \times I_{kx,adj}^{Tj}) \quad (14)$$

$$C_k^{Im} = \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1, j \neq i}^{NT} (I_{ky,adj}^{Ti} \times I_{ky,adj}^{Tj})$$

عبارت (۱۲) را به دو بخش می‌توان تقسیم کرد: (۱) تلفات توان راکتیو حاصل از عبور توان اکتیو (۲) تلفات توان راکتیو حاصل از عبور توان راکتیو. با توجه به اینکه در اجرای بازار توان راکتیو هدف از بین بردن تلفات حاصل از عبور توان اکتیو می‌باشد در نتیجه خواهیم داشت:

$$Q_{losses,p}^{Ti} = \sum_{k=1}^{NB} \left[(I_{kx,adj}^{Ti})^2 + C_k^{Re} \times \frac{(I_{kx,adj}^{Ti})^2}{I_k^{Re,sum}} \right] \times X_k \quad (15)$$

در این روابط X_k راکتانس شاخه k می‌باشد.

در نتیجه تلفات توان راکتیو اختصاص یافته به واحد i به صورت زیر خواهد بود:

$$Q_{loss}^i = \sum_{j=1} Q_{loss,p}^{Tj} \quad (16)$$

در عبارت بالا، جمع روی تمامی مبادلات متناظر با واحد i انجام می‌شود.

$$\begin{aligned} Q_{A,new}^i &= Q_A^i - Q_{base}^i \\ Q_{base}^{i,u} &= 0.1 \times Q_{max}^{i,u} \end{aligned} \quad (23)$$

توان خروجی ژنراتورها محدود به منحنی هزینه واحدها می شود (شکل ۱). وقتی توان اکتیو خروجی و ولتاژ ترمینال ثابت می باشد، جریان تحریک و حد جریان آرمیچر تعیین کننده توان راکتیو خروجی واحد می باشد. در نتیجه وقتی که $P_g^i < P_{g,rated}^i$ واحد در ناحیه کاری حد جریان تحریک عمل می کند و اولین عبارت صحیح می باشد. از سوی دیگر اگر $P_g^i > P_{g,rated}^i$ ، واحد در ناحیه کاری مربوط به حد جریان آرمیچر عمل می کند و عبارت دوم در (۲۲) صحیح می باشد. عبارت های (۲۳) تضمین کننده تابع هزینه صحیح می باشد که در بخش "اصلاح تابع هزینه" هم بیان شد.

در رابطه (۲۲) V_t ولتاژ ترمینال ژنراتور، X_s راکتانس سنکرون و E_{af} ولتاژ داخلی ژنراتور سنکرون بوده و از رابطه زیر بدست می آید:

$$E_{af}^i = \frac{X_s^i}{V_t^i} \sqrt{P_{g,rated}^i + \left(Q_{g,rated}^i + \frac{(V_t^i)^2}{X_s^i} \right)^2} \quad (24)$$

تعیین قیمت های بازار:

قیمت های بازار به صورت مجزا برای هریک از مؤلفه های توان راکتیو انتخاب می شود. محدودیت های زیر اطمینان می دهند که قیمت بازار، برای یک مجموعه از پیشنهاد های داده شده، بالاترین قیمت های پیشنهادی مورد قبول می باشند:

$$W_0^i = W_1^i + W_2^i \quad (25)$$

$$W_0^i \times a_0^i \leq \rho_0 \quad (26)$$

$$W_1^i \times m_1^i \leq \rho_1 \quad (27)$$

$$(W_2^i) \times m_2^i \leq \rho_2 \quad (28)$$

محدودیت های تولید توان راکتیو:

$$Q_{min}^i \leq Q_g^i \leq Q_{max}^i \quad (29)$$

$$Q_{C,min}^i \leq Q_C^i \leq Q_{C,max}^i \quad (30)$$

در (۲۹)، حد بالا مربوط تولید برابر با $Q_{A,new}^i$ می باشد. عبارت (۳۰) محدودیت های مربوط به تامین کنندگان توان راکتیو از ادواتی نظیر خازن یا راکتور موازی می باشد.

در بازار به عنوان قیمت کل بازار تعیین می شود. تسویه بازار با محدودیت های سیستمی دیگر که در ادامه بیان خواهند شد، انجام می شود. عبارت های (۱۹) به عنوان نواحی کاری واحدها قبلاً توضیح داده شده اند. این عبارتها تخصیص درست و مناسب توان راکتیو در نواحی مختلف تولیدی را تضمین می کنند.

۴.۱. محدودیت ها در بازار توان راکتیو

هدف از اجرای بازار توان راکتیو بهینه کردن (۱۸) وقتی که $J_{payment}^i$ برابر با (۱۷) بوده، و محدودیت های مختلف شبکه برآورده میشوند، می باشد این محدودیت ها در ادامه آورده بیان خواهند شد.

معادلات پنخش توان:

$$P_{g,con}^i - P_d^i = \sum_j V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (20)$$

$$Q_g^i + Q_C^i - Q_d^i = -\sum_j V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (21)$$

که در آن:

i, j اندیس برای باس ها

PGcon تولید توان واقعی قرارداد شده در پریونیت.

Q توان راکتیو تولیدی در یک باس به صورت پریونیت

QD تقاضای توان راکتیو در یک باس به صورت پریونیت

QC توان راکتیو تولیدی از خازن های شنت در یک باس به صورت

پریونیت

V ولتاژ در یک باس به صورت پریونیت

Y المان ماتریس ادمیتانس شبکه به صورت پریونیت

θ زاویه متناسب با Y به صورت رادیان

محدودیت ها بهره برداری ژنراتورها:

$$\begin{cases} Q_A^i = \sqrt{\left(\frac{V_t^i E_{af}^i}{X_s^i} \right)^2 - (P_g^i)^2} - \frac{(V_t^i)^2}{X_s^i} & \text{if } P_g^i < P_{g,rated}^i \\ Q_A^i = \sqrt{S_{rated}^i - (P_g^i)^2} & \text{if } P_g^i > P_{g,rated}^i \end{cases} \quad (22)$$

محدودیت های امنیتی:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (31)$$

$$P_g^{\text{slack}} \leq P_{g,\max}^{\text{slack}} \quad (32)$$

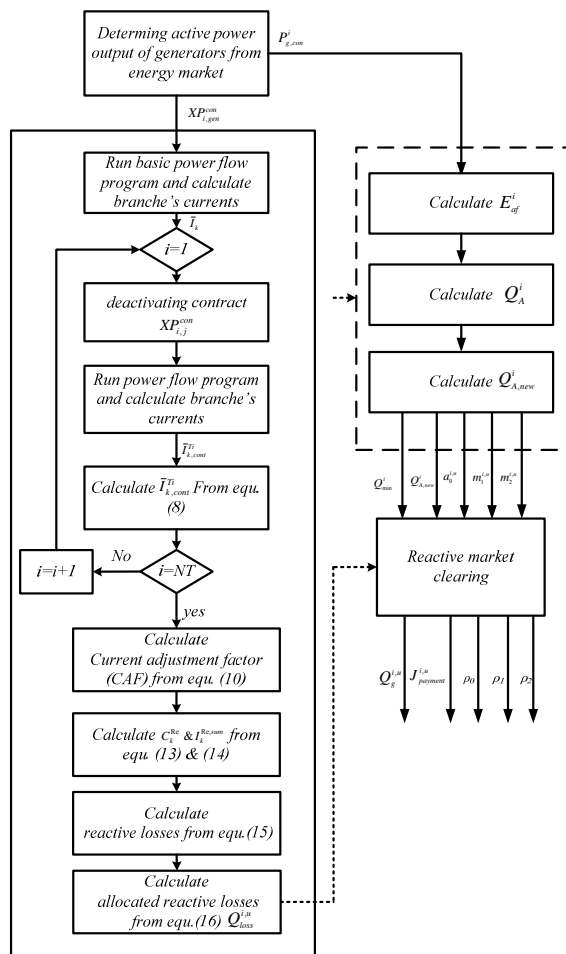
$$|S^{i,j}| \leq S_{\max}^{i,j} \quad (33)$$

محدوده ولتاژ برای هر باس توسط (۳۱) بیان می شود. عبارت (۳۲) مربوط به حد توان اکتیو تولیدی در باس مرجع بوده و (۳۳) حد مربوط به بارگذاری خطوط می باشد. این محدودیت ها عملکرد صحیح شبکه قدرت را تضمین می نمایند.

با توجه به موارد بیان شده می توان فلوچارت اجرای بازار توان راکتیو پیشنهادی را به صورت شکل ۴ نشان داد. همانطور که مشاهده می شود، پس از تعیین مقدار توان اکتیو واحدها، تلفات توان راکتیو محاسبه می شود. بعد از تعیین تلفات با توجه به نوع بازار قیمت های پیشنهادی و همچنین حداقل و حداکثر توان راکتیو تولیدی واحدها به ISO ارائه می شود که ISO با توجه به این مقادیر به تسویه بازار می پردازد و مقدار توان راکتیو تولیدی واحدها و همچنین قیمت های بازار را تعیین می کند.

۵. نتایج شبیه سازی

بازار توان راکتیو پیشنهادی روی شبکه ۳۲ باسه Cigre شکل ۵ آزمایش شده است. این شبکه دارای ۱۹ ژنراتور سنکرون، ۱ کندانسور سنکرون قرار گرفته در باس ۴۰۴۱ و ۲۲ بار می باشد. باس ۴۰۱۱ به عنوان باس مرجع انتخاب شده و بقیه باس ها به عنوان باس PQ می باشند. توان اکتیو واحدها که در بازار انرژی تعیین می شود در جدول ۱ آورده شده است. اطلاعات و مشخصات شبکه از جمله امپدانس خطوط، حداکثر و حداقل توان اکتیو و راکتیو قابل تولید ژنراتورها، ظرفیت خازن ها و راکتورهای نصب شده در شبکه در [۳۴] آورده شده است. برای شبیه سازی همانطور که بیان شد ابتدا تلفات توان راکتیو حاصل از عبور توان اکتیو (اجرای بازار توان اکتیو) بدست می آید و سپس با توجه به این اطلاعات و دیگر اطلاعات شبکه بازار توان راکتیو اجرا می شود. در این شبیه سازی از نرم افزار MATLAB برای بدست آوردن تلفات توان راکتیو و از GAMS برای اجرای بهینه بازار توان راکتیو استفاده شده است. همچنین برای راحتی کار دو نرم افزار یاد شده با هم لینک شده اند و اطلاعات بدست آمده از MATLAB به صورت اتوماتیک وارد نرم افزار GAMS می شود.



شکل ۴: فلوچارت بازار توان راکتیو پیشنهادی

در جدول ۱ میزان توان اکتیوی که هر ژنراتور در بازار انرژی برنده می شود و مقدار تلفات توان راکتیو حاصل از این مبادله انرژی نشان داده شده است.

هر شرکت کننده در بازار توان راکتیو سه مؤلفه خود را به بازار ارائه می کند. این مؤلفه ها در جدول ۲ آورده شده است. حداقل و حداکثر محدوده ولتاژ برای باس های PQ ۰٫۹۵ و ۱٫۰۵ و برای باس های PV ۰٫۹۵ و ۱٫۱۰ در نظر گرفته شده است. بقیه اطلاعات در مرجع [۳۴] آورده شده است.

تسویه بازار توان راکتیو یک مسأله MINLP می باشد. این مدل با استفاده از GAMS، که یک نرم افزار قدرتمند برای حل اینگونه مسائل می باشد و با استفاده از حل کننده SBB (SOLVER) حل شده است. با توجه به قیمت های پیشنهادی و مدل بازار ارائه شده، قیمت های بازار و پرداختی کل ISO برای هر دو بازار پیشنهاد شده به صورت جدول ۳ خواهد بود. همانطور

این جدول مقادیر برای هر دو نوع بازار مقادیر توان راکتیوی که هر ژنراتور در بازار برنده می‌شود آورده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود در بازار نوع دوم پرداختی‌ها به تعداد کمتری ژنراتور انجام خواهد شد. به عبارت دیگر بازار با تعداد نیروگاه‌های کمتر اجرا می‌شود.

جدول ۲: پیشنهاد های ژنراتورها در بازار توان راکتیو

Bus number	Offered prices		
	a0	m1	m2
4071	0.4	0.41	0.41
4011	0.77	0.75	0.75
1013	0.50	0.54	0.54
4012	0.43	0.41	0.41
1012	0.42	0.42	0.42
1014	0.69	0.68	0.68
4072	0.96	0.86	0.86
1021	0.65	0.77	0.77
1022	0.88	1.03	1.03
4021	0.91	1.29	1.29
2032	0.73	1.12	1.12
4031	0.85	1.17	1.17
4042	0.90	1.26	1.26
4041	0.73	1.03	1.03
1043	0.77	0.90	0.90
1042	0.50	0.65	0.65
4062	0.76	1.05	1.05
4063	0.90	1.16	1.16
4051	0.50	0.76	0.76
4047	0.92	1.11	1.11

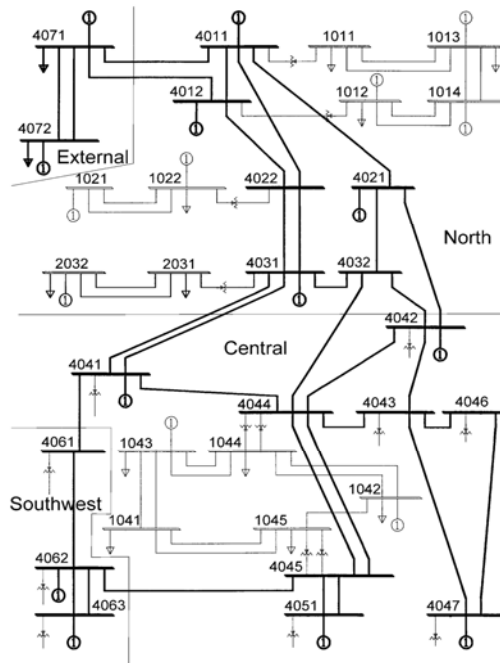
جدول ۳: تسویه بازار توان راکتیو

	Availability Price, p_0	Operation Price, p_1	Operation Price, p_2	Total Cost
Market Prices	0.96	0	1.29	32.6464

جدول ۴: مقدار توان راکتیو تولیدی هر نیروگاه

Bus number	Q_{\min}	Q_{base}	Q_A	$Q_{A,\text{new}}$	$Q_g = Q_2$
4071	-0.84	0.17	3.66	3.49	0
4011	-1.67	0.333	9.98	9.64	0
1013	-1	0.2	4.04	3.84	0
4012	-1.33	0.267	5.61	5.35	5.348
1012	-1.33	0.267	5.49	5.22	2.306
1014	-1.17	0.233	4.62	4.39	0
4072	-7.5	1.5	29.92	28.42	3.9
1021	-1	0.2	4.63	4.43	1.449
1022	-0.67	0.134	1.93	1.79	1.792
4021	-0.5	0.1	2.08	1.98	1.978
2032	-1.42	0.283	6.56	6.27	2.79
4031	-0.59	0.117	2.54	2.42	2.419
4042	0	0.233	4.98	4.75	0
4041	-2	0.3	3	2.7	0
1043	0	0.067	1.45	1.39	0
1042	0	0.133	2.95	2.82	0
4062	0	0.2	4.13	3.93	0

که از این جدول مشاهده می‌شود، هزینه کل بازار در حالت اول کمتر از حالت دوم می‌باشد و از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه تر است.



شکل ۵: شبکه ۳۲ با سه Nordic شبیه سازی شده

جدول ۱: مقدار توان اکتیو قراردادی و تلفات توان راکتیو متناظر با آن

Bus number	Contracted active power	Allocated reactive losses
4071	2.27	0.0749
1013	2.96	0.3940
4012	3.78	0.1701
1012	3.88	0.1720
1014	3.5	0.5086
4072	22.41	3.900
1021	2.54	0.0899
1022	1.06	0.0063
4021	1.44	0.0139
2032	3.61	0.0818
4031	1.61	0.0217
4042	3.28	0.0865
4041	0	0
1043	0.92	0.0156
1042	1.8	0.0279
4062	2.90	0.0565
4063	5.87	0.1888
4051	3.25	0.1214
4047	5.37	0.3159

توان راکتیوی که هر ژنراتور در بازار برنده می‌شود و همچنین حداکثر توان راکتیو قابل تولید توسط هر ژنراتور در جدول ۴ آورده شده است. در

$$P_{g,con}^j = \frac{RP_g^j}{\sum_j RP_g^j} * \sum_i P_d^i \quad (34)$$

4063	0	0.4	8.16	7.76	0
4051	0	0.233	5.02	4.78	0
4047	0	0.4	8.89	8.49	1.4

۶. نتیجه‌گیری

بنابراین مجموع تمامی $P_{g,con}^j$ با مجموع P_d^i یکسان خواهد بود. یک عدد تصادفی با توزیع یکنواخت $RT^{i,j}$ برای هر قرارداد بین یک ژنراتور و مصرف کننده در ناحیه $(0, P_{g,con}^j)$ تخصیص داده می‌شود. تغییر اندازه عدد تصادفی $RT^{i,j}$ به منظور تطبیق دادن تقاضا در هر باس. در اینجا یک مقدار اولیه از مقدار قرارداد بدست می‌آید:

$$TR^{i,j} = \frac{RT^{i,j}}{\sum_j RT^{i,j}} * \sum_i P_d^i \quad (35)$$

توان مبادله شده قرارداد شده نهایی $XP_{con}^{i,j}$ ، در نتیجه به صورت زیر خواهد بود:

$$XP_{con}^{i,j} = TR^{i,j} + (P_{g,con}^j - \sum_i TR^{i,j}) * \frac{TR_{i,j}}{\sum_i TR_{i,j}} \quad (36)$$

با توجه به رابطه بالا می‌توان گفت که به تعداد قراردادها $NL * NG$ خواهد بود که برابر با NT می‌باشد. می‌توان ثابت کرد که این قراردادهای تصادفی دو قانون را برآورده می‌کنند: الف) مجموع تمامی قراردادهای با یک مصرف کننده برابر با P_d^i می‌باشد، ب) مجموع تمامی قراردادهای با یک ژنراتور در باس j برابر با $P_{g,con}^j$ می‌باشد [۲۷].

مراجع

- [1] "Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption," FERC Staff Report February 2005. 2005.
- [2] K. Bradbury, L. Pratson, and D. Patiño-Echeverri, "Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time US electricity markets," Applied Energy, vol. 114, pp. 512-519, 2014.
- [3] M. Zheng, C. J. Meinrenken, and K. S. Lackner, "Smart households: Dispatch strategies and economic analysis of distributed energy storage for residential peak shaving," Applied Energy, vol. 147, pp. 246-257, 2015.
- [4] M. A. F. Ghazvini, J. Soares, N. Horta, R. Neves, R. Castro, and Z. Vale, "A multi-objective model for scheduling of short-term incentive-based demand response programs offered by electricity retailers," Applied Energy, vol. 151, pp. 102-118, 2015.
- [5] N. Acharya and N. Mithulananthan, "Influence of TCSC on congestion and spot price in electricity market with bilateral contract," Electric power systems research, vol. 77, pp. 1010-1018, 2007.
- [6] K. Balamurugan, R. Muralisachithanandam, and V. Dharmalingam, "Performance comparison of evolutionary programming and differential evolution approaches for social welfare maximization by placement of multi type FACTS devices in pool electricity market," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 67, pp. 517-528, 2015.
- [7] M. Govardhan and R. Roy, "Impact of demand side management on unit commitment problem," in Control, Instrumentation, Energy and

در این مقاله روش جدیدی برای تسویه بازار توان راکتیو ارائه شد. در این روش تلفات توان راکتیو حاصل از اجرای بازار توان اکتیو در نظر گرفته شد و با توجه به آن دو روش برای تسویه بازار توان راکتیو ارائه شد. در روش اول ISO بعد از اجرای بازار انرژی مقدار تلفات توان راکتیو را محاسبه و این مقادیر را در بازار توان راکتیو به کار می‌گیرد. در حالت دوم ISO مقدار تلفات توان راکتیو را همزمان با مقدار توان اکتیوی که ژنراتور در بازار انرژی برنده می‌شود به آن اعلام می‌کند. به علت اینکه مقدار زیاد تلفات توان راکتیو با این روش‌ها به صورت اجباری جبران‌سازی می‌شود، در نتیجه باعث کمتر شدن هزینه پرداختی ISO می‌شود. همچنین همانطور که مشاهده شد بازار توان راکتیو نوع اول باعث کمتر شدن هزینه در مقایسه با نوع دوم می‌شود. در نتیجه روش پیشنهادی علاوه بر اینکه باعث بهبود عدالت بین شرکت کنندگان در بازار می‌شود، باعث کاهش هزینه پرداختی ISO هم می‌شود.

پیوست:

محاسبه مقدار توان اکتیو قرارداد/دیی بین ژنراتور و بار

در بازار برق دوجانبه، فرض می‌شود که قراردادهای خرید و فروش بین تولید کننده مستقل و مصرف کننده‌ها از قبل امضا شده است. به منظور اینکه به صورت تقریبی این مبادله نشان داده شود، یک ماتریس تبادل دو جانبه "XP" که نشان دهنده تمامی ترکیب‌های قراردادهای بین طرفین است، ایجاد می‌شود. در این قسمت مدل این مبادله دوجانبه به صورت تفصیل شرح داده خواهد شد. مجموع تمام قراردادهای وارد شده توسط ژنراتور برابر با تمامی تولید طرف آن ژنراتور می‌باشد.

قرارداد دو جانبه بین یک ژنراتور j و مصرف کننده i با توجه به مراحل زیر مدل می‌شود:

مصرف در هر باس به صورت P_d^i داده می‌شود.

یک عدد تصادفی با توزیع یکنواخت RP_g^j برای هر ژنراتور در ناحیه $(0.8 P_{g,max}^j, P_{g,max}^j)$ تخصیص داده می‌شود که در آن $P_{g,max}^j$ محدوده بالای ژنراتور در باس j می‌باشد. برای تطبیق مجموع تولید با مجموع تقاضا، تولید قرارداد شده، $P_{g,con}^j$ ، برای هر ژنراتور به صورت زیر تنظیم می‌شود [۲۷]:

- [29] O. Homaei and S. Jadid, "Investigation of synchronous generator in reactive power market – an accurate view," pp. 1881-1890, 2014.
- [30] a. D. Papalexopoulos and G. a. Angelidis, "Reactive power management and pricing in the California market," *Circuits and Systems for Signal Processing, Information and Communication Technologies, and Power Sources and Systems*, Vol 1 and 2, Proceedings, pp. 902-905, 2006.
- [31] X. J. Lin, C. W. Yu, a. K. David, C. Y. Chung, H. Wu, and N. Xu, "A novel market-based reactive power management scheme," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, pp. 127-132, 2006.
- [32] J. Zhong and K. B. K. Bhattacharya, "Towards a competitive market for reactive power," 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491), vol. 2, pp. 1206-1215, 2003.
- [33] K. Lo and Y. Alturki, "Towards reactive power markets," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 2, pp. 516-529, 2008.
- [34] K. Walve, "Nordic32A -- A Cigre test system for simulation of transient stability and long term dynamics," vol. 15, 1993.
- Communication (CIEC), 2014 International Conference on, 2014, pp. 446-450.
- [8] Y. Ikeda, T. Ikegami, K. Kataoka, and K. Ogimoto, "A unit commitment model with demand response for the integration of renewable energies," in 2012 IEEE power and energy society general meeting, 2012, pp. 1-7.
- [9] B. Jiang, A. M. Farid, and K. Youcef-Toumi, "Demand side management in a day-ahead wholesale market: A comparison of industrial & social welfare approaches," *Applied Energy*, vol. 156, pp. 642-654, 2015.
- [10] H. Ahmadi and A. A. Foroud, "Improvement of the simultaneous active and reactive power markets pricing and structure," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, pp. 81-92, 2016.
- [11] A. Rabiee, H. A. Shayanfar, and N. Amjadi, "A New Framework for Reactive Power Market Considering Power System Security," vol. 5, pp. 196-204, 2009.
- [12] I. El-samahy, S. Member, K. Bhattacharya, S. Member, C. Cañizares, M. F. Anjos, et al., "A Procurement Market Model for Reactive Power," vol. 23, pp. 137-149, 2008.
- [13] A. Kargarian, B. Falahati, and Y. Fu, "Stochastic active and reactive power dispatch in electricity markets with wind power volatility," in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, pp. 1-7.
- [14] S. Hasanpour, R. Ghazi, and M. H. Javidi, "A new approach for cost allocation and reactive power pricing in a deregulated environment," *Electrical Engineering*, vol. 91, pp. 27-34, 2009.
- [15] a. Ketabi and a. A. Babaei, "Application of the ant colony search algorithm to reactive power pricing in an open electricity market," *American Journal of Applied Sciences*, vol. 6, pp. 956-963, 2009.
- [16] H. Ahmadi and A. A. Foroud, "Joint energy and reactive power market considering coupled active and reactive reserve market ensuring system security," *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 39, pp. 4789-4804, 2014.
- [17] J. Zhong and K. Bhattacharya, "Toward a competitive market for reactive power," *Ieee Transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 1206-1215, 2002.
- [18] A. Saraswat, A. Saini, and A. K. Saxena, "A novel multi-zone reactive power market settlement model: A pareto-optimization approach," *Energy*, vol. 51, pp. 85-100, 2013.
- [19] T. Malakar, A. Rajan, K. Jeevan, and P. Dhar, "A day ahead price sensitive reactive power dispatch with minimum control," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 81, pp. 427-443, 2016.
- [20] E. Lobato Miguélez, F. M. Echavarren Cerezo, and L. Rouco Rodriguez, "On the assignment of voltage control ancillary service of generators in Spain," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 3375-3384, 2007.
- [21] I. El-Samahy, K. Bhattacharya, and C. a. Cahizares, "A unified framework for reactive power management in deregulated electricity markets," 2006 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. Vols 1-5, pp. 901-907, 2006.
- [22] C. Vyjayanthi and D. Thukaram, "Evaluation and improvement of generators reactive power margins in interconnected power systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, pp. 504-518, 2011.
- [23] B. Tamimi, C. A. Canizares, and S. Vaez-Zadeh, "Effect of reactive power limit modeling on maximum system loading and active and reactive power markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 1106-1116, 2010.
- [24] a. Kargarian, M. Raoofat, and M. Mohammadi, "Reactive power market management considering voltage control area reserve and system security," *Applied Energy*, vol. 88, pp. 3832-3840, 2011.
- [25] K. Bhattacharya and J. Zhong, "Reactive power as an ancillary service," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, pp. 294-300, 2001.
- [26] J. Zhong, E. Nobile, a. Bose, and K. Bhattacharya, "Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas," *Ieee Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1555-1561, 2004.
- [27] J. I. N. Zhong, On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets Department of Electric Power Engineering, 2003.
- [28] T. Zhang, a. Elkasrawy, and B. Venkatesh, "A new computational method for reactive power market clearing," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, pp. 285-293, 2009.