

مدیریت و قیمت گذاری تراکم انتقال در بازار برق

محسن سیماب^۱، غلامرضا یوسفی^{۲*}

۱- دانشجوی دکتری مهندسی برق- قدرت، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس
۲- استادیار مهندسی برق- قدرت، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی اصفهان

*اصفهان، کدپستی ۸۳۱۱۱-۸۴۱۵۶

yousefi@cc.iut.ac.ir

(دریافت مقاله: شهریور ۱۳۸۶، پذیرش مقاله: اردیبهشت ۱۳۸۸)

چکیده- در قراردادهای مبادله انرژی الکتریکی در سیستمهای تجدید ساختار شده، نقض برخی از قیود شبکه، نظیر حد توان عبوری از خطوط انتقال یا ولتاژ شینها محتمل است. چنین حالتی با نام تراکم شناخته می شود. اعمال راهکارهای مناسب برای برطرف کردن تراکم - که مدیریت تراکم نامیده می شود- از وظایف اصلی اپراتور مستقل سیستم است. در این مقاله، با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، سهم هر واحد تولیدی بر مقدار جریان خطوط انتقال محاسبه شده است. با استفاده از تجزیه قیمت محلی هر شین و با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، تأثیر هر واحد تولیدی بر قیمت محلی هر شین محاسبه شده و هزینه تراکم بر اساس توزیع مجدد توان، در مقدار تقاضای ثابت، به دست آمده است. همچنین در این مقاله روش جدیدی برای تخصیص هزینه تراکم به ژنراتورها ارائه شده و بدین ترتیب، روشی منصفانه در تخصیص هزینه تراکم، به عوامل ایجاد تراکم، نسبت داده می شود. نتایج شبیه سازی بر روی شبکه ۲۴ شینه IEEE در ادامه مقاله آورده شده است.

کلید واژگان: بازار برق، مدیریت تراکم، قیمت گذاری تراکم.

۱- مقدمه

می گیرد. یکی از مهم ترین قیود، ایجاد تراکم در سیستم انتقال است که بر اثر آن فضای رقابت محدود می شود. ارضای قیود بهره برداری، به علت اهمیت خاص نسبت به سایر وظایف اپراتور مستقل سیستم^۱، در جایگاه ویژه ای با عنوان مدیریت تراکم^۲ مطرح می شود. بسته به نحوه انجام مبادلات انرژی و ارسال پیشامدهای خرید و فروش

تجدید ساختار در صنعت برق، یکی از مسائل مطرح در سالهای اخیر است، که با اهداف ایجاد رقابت در تولید برق و در نتیجه کاهش قیمت برق، افزایش بازدهی شبکه قدرت، بهبود سرویس دهی و کیفیت برق در سیستم قدرت مطرح شده است. به دلیل قیود فنی موجود در انتقال توان، بازار برق در بسیاری از موارد از حالت سیستم رقابتی کامل فاصله

1. Independent System Operator
2. Congestion Management

به تناوب و به شکل کلی یا جزئی، ظرفیت برخی خطوط معین را به حراج می‌گذارد. این خطوط، همانهایی هستند که معمولاً متراکم می‌شوند. حراج ظرفیت را می‌توان به عنوان خریدن حقوق فیزیکی انتقال^۲ توان در بعضی مسیرها در نظر گرفت. در بازارهای حوضچه‌ای^۳، مدیریت تراکم با استفاده از پخش بار بهینه و مبتنی بر قیمت‌گذاری محلی^۴ (LMP) انجام می‌شود.

معیارهای ضروری در ارزیابی روش مدیریت تراکم از این قرار است [۳]:

۱- عادلانه بودن و غیر تبعیض‌آمیز بودن (برای سرویس واحد، استفاده کنندگان باید بهای یکسانی بپردازند و به یک اندازه تهدید شوند).

۲- دارای بازده اقتصادی بودن (رفتارهای هریک از عناصر تولید، تقاضا و بهره‌برداران انتقال باید در جهت بهینه کردن سیستم باشد).

۳- شفافیت و عدم ابهام (روشها باید برای تمام شرکت کنندگان شفاف و روشن باشد).

۴- امکان‌پذیری (مدیریت تراکم باید همواره شدنی باشد، زیرا از عناصر کلیدی در بازار برق است).

۵- سازگاری با انواع قراردادها (پیشنهادها در بازار لحظه‌ای، قراردادهای کوتاه مدت، قراردادهای بلندمدت)

در [۴] روشی برای تجزیه قیمت لحظه‌ای ارائه و هزینه تراکم مشخص شده است. در [۵] برای محاسبه قیمت بهینه هر شین و محاسبه هزینه‌های تراکم با استفاده از پخش بار DC روشی ارائه شده است. [۶] مسائل و مشکلات اصلی برای قیمت‌گذاری انتقال و تراکم در بازار برق را تشریح می‌کند. روش جدیدی برای مدیریت تراکم بر اساس قیمت‌گذاری لحظه‌ای در

انرژی الکتریکی، این امکان وجود دارد که چیدمانی از تولید و مصرف حاصل شود که برخی از قیود بهره‌برداری را نقض کند. برای مثال نحوه انجام قراردادهای تحویل توان، منجر به اضافه بار شدن برخی از خطوط انتقال شود، در این حالت، مدیریت تراکم عبارت است از: مدیریت جابه‌جایی قراردادهای تولید و مصرف، برای برطرف شدن تراکم قراردادها بر روی این خطوط. قیود بهره‌برداری، مسائلی فنی است که بازار برق را تحت‌الشعاع قرار داده و آن را از حالت بازار ایدئال اقتصادی دور می‌سازند [۱]. مدیریت تراکم ممکن است همزمان با بازار اصلی برگزار شود یا پس از اجرای بازار اصلی و در صورت مشاهده تراکم به دخل و تصرف در قراردادهای تحویل توان بپردازد.

یکی از چالش برانگیزترین مسائل در بازار برق، مدیریت تراکم است. زیرا نخست، به علت وجود شرکت کنندگان متعدد در بازار (تأمین کنندگان، مصرف کنندگان و بهره‌برداران سیستم). در برخی موارد، منافع متضاد دارند و لذا عملکرد این گروه‌ها منجر به پیچیدگی عملکرد بازار می‌شود. دلیل دوم، فیزیک الکتریسیته است. توان الکتریکی مطابق قوانین کیرشهف جریان می‌یابد، لذا نمی‌توان انرژی تولیدی تولیدکننده یا شریک بازار را، به جریان یافتن در خط انتقال خاص محدود کرد. ادوات جدید نظیر FACTS کنترل‌پذیری جریان توان را بهتر می‌کنند. به رغم این موضوع، پدیده پخش بار، خارج از حیطه کنترل‌پذیری کامل است. سومین دلیل پیچیدگی تراکم - که البته از اهمیت فراوانی برخوردار است - عدم قابلیت ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی در مقادیر قابل توجه است. بسته به ساختار بازار برق، روشهای مختلفی برای مدیریت تراکم اعمال به کار گرفته شده است. در بازار دو جانبه، حراج ظرفیت^۱ رایج است (مانند بازار برق انگلستان) [۲]. بهره‌بردار سیستم،

2. Transmission Physical Rights

3. Pool Markets

4. Locational Marginal Pricing

1. Capacity Auction

الگوریتم ارائه شده بر روی شبکه ۲۴ شینه IEEE در بخش سوم آورده شده است. بخش چهارم به نتیجه گیری اختصاص یافته است.

۲- تأثیر هر ژنراتور بر قیمت محلی و تخصیص هزینه تراکم

در این بخش الگوریتم محاسبه ضریب توپولوژیکی توزیع تولید^۲ تشریح و به دنبال آن تأثیر هر ژنراتور بر قیمت محلی و تخصیص هزینه تراکم به ژنراتورها به تفکیک ارائه می شود. به کمک ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، سهم هر تولید در توان هر خط از شبکه را تعیین خواهیم کرد.

۲-۱- الگوریتم محاسبه ضریب توپولوژیکی توزیع تولید

در روش ردیابی بیالک^۳، فرض می شود که توانهای ورودی گره بین خروجی های گره به صورت تناسبی، تسهیم می شود [۱۵]. این روش، از ساختار شبکه برای تعیین سهم هر منبع تولید یا بار به توان انتقالی هر خط، براساس محاسبه ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، استفاده می کند. الگوریتم برنامه به صورت زیر است:

معادله تعادل توان خالص در شین i ، P_i^g ، هنگامی که از دید توان جاری شده به خارج نگاه کنیم، به صورت زیر تعریف می شود:

$$P_i^g = \sum_{j \in \alpha_i} |P_{ij}^g| + P_{Gi} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

که α_i^g مجموعه شین هایی است که مستقیماً با شین i ارتباط دارند. P_{Gi} تولید در شین i است. اندازه توان جاری شده در

[۷] ارائه شده است. تخمینی از سهم شرکت کنندگان بازار در میزان تراکم قیمت محلی هر شین در [۸] آورده شده است. در [۹] مقایسه روشهای پخش بار AC و DC برای محاسبه قیمت محلی هر شین و تعیین تراکم ارائه شده است. در [۱۰] رابطه ای ارائه شده که در آن برای هر تولید کننده، مقدار بار و تلفات مربوطه، مشخص و در مدیریت تراکم استفاده شده است. در [۱۱] روشی منظم برای تعیین نقش و تأثیر ضرایب توزیع در درآمدهای تراکم آمده است. در [۱۲] روشی ساده برای تعیین قراردادهای تراکم انتقال و قیمت محلی هر شین آورده شده است. در [۱۳] روشی بر اساس پخش بهینه بار برای کاهش تراکم با کمترین قطعی قراردادهای توان ارائه شده است. در [۱۴] ضریب توپولوژیکی توزیع تولید و بار محاسبه و با استفاده از این ضرایب و به کمک^۱ TCSC و مدیریت سمت تقاضا، تراکم مربوط به خطوط انتقال برطرف شده است.

در این تحقیق، با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، سهم هر واحد تولیدی بر مقدار جریان خطوط انتقال محاسبه شده است. با استفاده از تجزیه قیمت محلی هر شین و با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، تأثیر هر واحد تولیدی بر قیمت محلی هر شین محاسبه شده و هزینه تراکم بر اساس توزیع مجدد توان، در مقدار تقاضای ثابت، به دست آمده است. همچنین در این مقاله روش جدیدی برای تخصیص هزینه تراکم به ژنراتورها ارائه شده است.

در ادامه، در بخش دوم، الگوریتم محاسبه ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، تأثیر هر واحد تولیدی بر قیمت محلی هر شین و الگوریتم تخصیص هزینه تراکم به واحدهای تولیدی ارائه و سپس نتایج حاصل از اجرای

2. Topological Generation Distribution Factor
3. Bialek Tracing

1. Thyristor-Controlled Series Capacitors

آن برابر است با:

$$P_i^g = \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (6)$$

این معادله نشان می‌دهد که چگونه توان ناخالص i شین از همه ژنراتورها در سیستم تغذیه می‌شود. از طرف دیگر از دید توان جاری شده به خارج از شین، P_i^g برابر است با مجموع کل توانهای ناخالص جاری شده به خارج از شین i . بنابراین توان ناخالص جاری شده در خط i - j را با استفاده از قاعده تسهیم نسبی می‌توان به صورت زیر محاسبه کرد:

$$P_{ij}^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} P_i^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} = \sum_{k=1}^n D_{ij,k}^g P_{Gk} \quad (7)$$

که در آن $D_{ij,k}^g = [A_u^{-1}]_{ik} / P_i^g$. این معادله، $D_{ij,k}^g$ را به عنوان ضریب توپولوژیکی توزیع تولید معرفی می‌کند که سهم k امین تولید را از توان جاری شده در خط i - j نشان می‌دهد.

۲-۲- الگوریتم تعیین تأثیر هر ژنراتور بر قیمت

محلی هر شین

قیمت محلی در هر شین، هزینه حاشیه‌ای^۳ تأمین یک مگاوات بیشتر در آن شین است. اگر قیدی در سیستم انتقال در شرایط مرزی قرار گیرد، قیمت برق در شین‌ها متفاوت خواهد بود. با این سازوکار قیمت‌گذاری، دو طرف بازار در شین‌های متفاوت، به علت متفاوت بودن هزینه‌های افزایشی^۴ در مکان‌های مختلف، قیمت‌های متفاوتی را دریافت (یا پرداخت) می‌کنند. تفاوت قیمت بین دو شین، هزینه حاشیه‌ای انتقال توان بین دو شین

خط، $|P_{ij}^g|$ ، را می‌توان با $P_j^g \left(\frac{|P_{ij}^g|}{P_j^g} \right)$ جایگزین کرد.

در حالت عادی تلفات انتقال کوچک است و می‌توان

$$\frac{|P_{ji}^g|}{P_j^g} \equiv \frac{|P_{ij}^g|}{P_j^g} \quad \text{فرض کرد:}$$

که P_{ji} توان واقعی جاری شده از شین j در خط i - j و P_j کل توان واقعی تزریق شده در شین j است. معادلات با این فرض نوشته شده که توزیع توان ناخالص در هر شین، مشابه توان واقعی جاری شده است. با این فرضیات معادله (۱) را می‌توان به صورت زیر بازنویسی کرد:

$$P_i^g - \sum_{j \in \alpha_i^g} |P_{ij}^g| = P_{Gi} \Rightarrow P_i^g - \sum_{j \in \alpha_i^g} \left(\frac{|P_{ij}^g|}{P_j^g} \right) P_j^g = P_{Gi} \quad (2)$$

$$P_i^g - \sum_{j \in \alpha_i^g} \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j^g = P_{Gi} \quad (3)$$

نمایش ماتریسی معادله (۲) برای تمامی شین‌ها به صورت زیر است:

$$A_u P_{\text{gross}} = P_G \quad (4)$$

که P_{gross} بردار نامعلوم توان ناخالص جاری شده در تمامی شین‌ها، P_G بردار تولید شین‌ها و A_u ماتریس توزیع است که (i, j) امین درایه آن برابر است با:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & i = j \\ -|P_{ij}|/P_j & \text{در غیر این صورت} \end{cases} \quad (5)$$

لازم است یادآوری شود که A_u تنک^۱ و نامتقارن^۲ است. اگر A_u^{-1} وجود داشته باشد $P_{\text{gross}} = A_u^{-1} P_G$ و i امین المان

3. Marginal Cost
4. Incremental Cost

1. Sparse
2. Non-Symmetric

P_k : توان اکتیو در خط k ام

$\eta_{\max} - \eta_{\min}$: هزینه تراکم خط k ام (در صورتی غیر صفر است که خط متراکم باشد).

پس از محاسبه ضریب توپولوژیکی توزیع تولید می‌توان سهم هر واحد تولیدی را در توان جاری شده در خطوط انتقال محاسبه کرد. با توجه به رابطه (۸) مشخص می‌شود که تأثیر تراکم بر قیمت محلی هر شین برابر $\sum_k \frac{\partial P_k}{\partial R_j} (\eta_{\max} - \eta_{\min})$ است. در نتیجه اگر l_c تعداد خطوط متراکم شده باشد، تأثیر هر ژنراتور بر قیمت محلی هر شین بر اثر تراکم از رابطه (۸) به دست می‌آید:

$$\lambda = \sum_{l=1}^{l_c} D_{l,k} \left(\sum \frac{\partial P_k}{\partial R_j} (\eta_{\max} - \eta_{\min}) \right) \quad (9)$$

برای محاسبه قیمت محلی شین‌ها از پخش بار بهینه استفاده شده است. رابطه‌بندی این پخش بار در قسمت بعدی ارائه می‌شود.

۲-۱-۲ پخش بار OPF

برای بهینه‌سازی مسأله OPF، از روش QP^۱ استفاده شده که به شرح زیر است:

$$\text{Min}_P \quad \frac{1}{2} P^T H P + F^T P + c \quad (10)$$

که P بردار توان تولیدی در شین‌های تولید و H ماتریس هسین^۲ است. f و C بردارهای ضرایب هزینه تولید واحدها است. محدود به قیود:

$$g(x) = 0 \quad (11)$$

$$h(x) \leq 0$$

است و از این رو به‌عنوان روش مناسب قیمت‌گذاری و مدیریت تراکم سیستم انتقال به‌شمار می‌رود [۱۶]. PJM نیوزلند هر دو تراکم را با استفاده از قیمت‌های حاشیه‌ای محلی، مدیریت می‌کنند [۱۶]. با آن که این روش از دید اقتصادی واضح و شفاف است [۱۶]، اما انعطاف‌پذیری مناسبی را برای راه‌اندازی سیستم مالی مکملی که بر ریسک‌های آن فائق آید ندارد.

زمانی که خط انتقال متراکم می‌شود، امکان ارسال توان بیشتر توسط آن خط وجود نداشته و ممکن است بهره‌بردار سیستم مجبور به وارد کردن واحدهای گران‌تری به مدار شود. در بازار رقابتی، چنین رخدادی، به قیمت‌های محلی نهایی متفاوتی بین شین‌ها منجر می‌شود. اختلاف قیمت‌های محلی در شین‌های مختلف، ناشی از تلفات و بروز تراکم است.

قیمت محلی در شین یعنی LMP، به صورت هزینه نهایی عرضه یک مگاوات بیشتر در آن شین، با در نظر گرفتن هزینه نهایی تولید و ویژگی‌های فیزیکی سیستم انتقال تعریف می‌شود:

$$\text{LMP} = \text{هزینه نهایی تولید} + \text{هزینه تراکم} + \text{هزینه نهایی تلفات}$$

مدل ریاضی قیمت محلی لحظه‌ای در شین j ام به صورت زیر است [۱۷]:

$$P_j = \theta \left(1 + \frac{\partial L_k}{\partial R} (\eta_{\max} - \eta_{\min}) \right) \quad (8)$$

که در آن:

p_j : قیمت محلی توان اکتیو لحظه‌ای در شین j ام

θ : هزینه حاشیه‌ای تولید

L : تلفات سیستم انتقال

R_j : توان اکتیو در شین j ام

1. Quadratic Programming
2. Hessian

برای تخصیص هزینه تراکم، الگوریتم زیر دنبال شده است:

- ۱- محاسبه هزینه کل سیستم در دو حالت زیر:
- الف: بدون در نظر گرفتن محدودیت برای خطوط انتقال (Cost₁)

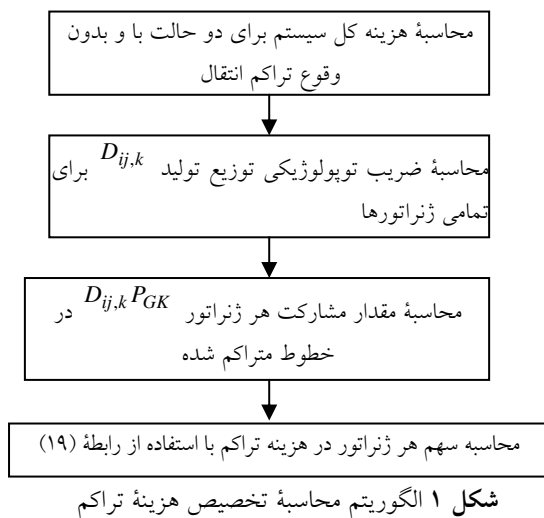
ب: با در نظر گرفتن محدودیت برای خطوط انتقال (Cost₂)، اختلاف بین این دو هزینه، هزینه تراکم در کل سیستم، CC، است.

$$CC = \text{Cost}_2 - \text{Cost}_1 \quad (18)$$

- ۲- محاسبه ضریب توپولوژیکی توزیع تولید $D_{ij,k}$ برای تمام ژنراتورها
- ۳- محاسبه مقدار مشارکت هر ژنراتور $D_{ij,k} P_{GK}$ در خطوط متراکم شده
- ۴- محاسبه سهم هر ژنراتور از رابطه زیر:

$$CC(k) = \frac{D_{ij,k}^g P_{GK}}{\sum_k D_{ij,k}^g P_{GK}} \times CC \quad (19)$$

الگوریتم محاسبه تخصیص هزینه تراکم در شکل ۱ آورده شده است.



که $g(x)$ قیده‌های تساوی در پخش بار را نشان می‌دهد:

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad (12)$$

$$P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (13)$$

که در آن:

Q_{Gi} و P_{Gi} : توان اکتیو و راکتیو تولیدی ژنراتور در

شین i ام

Q_{Di} و P_{Di} : بار اکتیو و راکتیو در شین i ام

n : تعداد شین سیستم

B_{ij} و G_{ij} : قسمت حقیقی و موهومی عنصر ij ام

ماتریس admittانس

δ_{ij} : اختلاف زاویه ولتاژ بین شین i ام و شین j ام

قیده‌های نامساوی $h(x)$ شامل:

$$|V_i|_{\min} \leq |V_i| \leq |V_i|_{\max} \quad (14)$$

$$S_{ij} \leq S_{ij \max} \quad (15)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (16)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (17)$$

که در آن:

$|V_i|_{\min}$ و $|V_i|_{\max}$: حد پایین و بالای ولتاژ در شین i ام

S_{ij} : توان عبوری از خط ij

$S_{ij \max}$: ظرفیت حرارتی خط ij

۲-۳- الگوریتم تخصیص هزینه تراکم

در این مقاله هزینه تراکم بر اساس توزیع مجدد توان، بدون اینکه مقدار تقاضا تغییر کند، برای تولیدکنندگان در نظر گرفته شده است. در این مقاله فرض شده که ژنراتورها بر حسب منحنی تولید خود (هزینه واقعی تولید) پیشنهاد می‌دهند.

۳- نتایج شبیه‌سازی

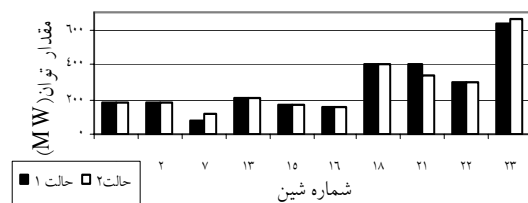
شبکه ۲۴ شینه IEEE [۱۸] به‌عنوان شبکه آزمون انتخاب شده است. این شبکه ۲۴ شین، ۳۸ خط و ۱۰ شین نیروگاهی دارد. در این شبکه حداکثر تولید برابر ۲۸۵۰ مگاوات و ظرفیت نصب شده برابر ۳۴۰۵ مگاوات است. شین‌های تولید و ظرفیت هر یک از آنها و اطلاعات خطوط شبکه شامل شینه‌های ابتدا و انتها، مقاومت، راکتانس، ظرفیت نامی در دسترس بودن آنها در پیوست آورده شده است. برنامه‌نویسی‌ها در محیط MATLAB انجام شده است.

مقدار قیمت محلی هر شین برای دو حالت زیر در جدول ۱ آورده شده است.

• حالت اول: بدون در نظر گرفتن محدودیت برای خطوط انتقال (Case ۱)

• حالت دوم: با در نظر گرفتن محدودیت برای خطوط انتقال (Case ۲)

در حالت اول قیمت در هر شین ناشی از هزینه نهایی تولید و هزینه تلفات بوده و قیمت شین‌ها به یکدیگر نزدیک و تفاوت آنها فقط ناشی از تلفات است. در حالت دوم ظرفیت خطوط ۱۸، ۱۹، ۲۰ و ۲۵ به مقدار ۲۰۰ مگاوات و ظرفیت خطوط ۳۰، ۳۷ و ۳۸ به مقدار ۳۰۰ مگاوات کاهش داده شد. در این حالت خطوط بین شین‌های ۱۵ و ۲۱ و بین شین‌های ۲۰ و ۲۳ متراکم شده‌اند. قیمت محلی هر شین در این حالت ناشی از هزینه تولید نهایی، هزینه تلفات و هزینه تراکم است. با مقایسه با حالت اول مشخص می‌شود که تراکم، تأثیر قابل توجهی بر قیمت بهینه هر شین گذاشته و این ناشی از وارد کردن واحدهای گرانتر تولید کننده به مدار است. در شکل (۲) توان تولیدی ژنراتورها در هر دو حالت نشان داده شده است.

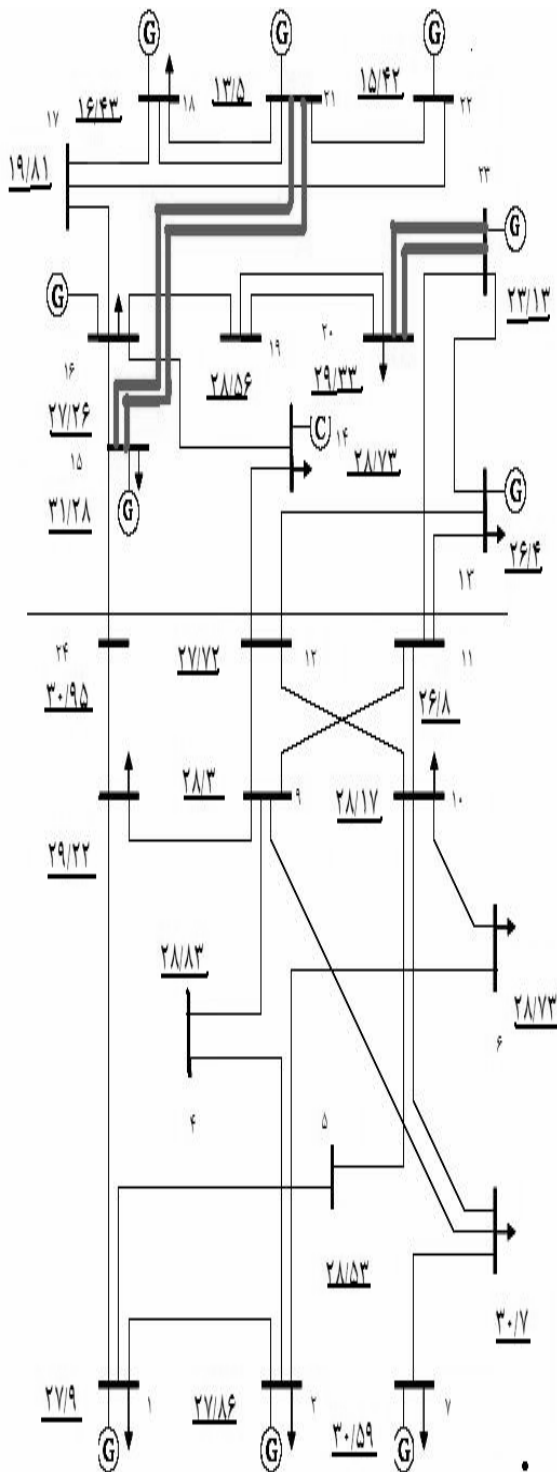


شکل ۲ توان تولیدی ژنراتورها در هر دو حالت

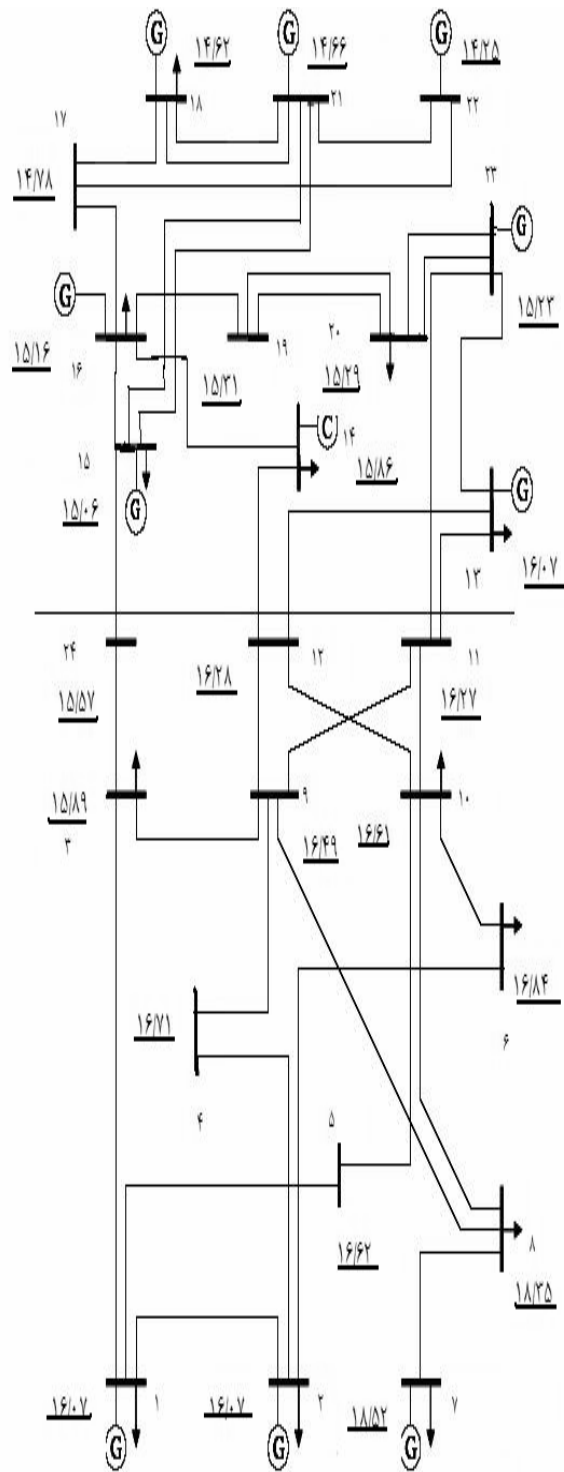
به‌منظور رسیدن به درک بهتری از اثر تراکم، این مقادیر بر روی دریاگرام تک خطی در شکل‌های [۳، ۴] آورده شده است. خطوطی که در حالت دوم، متراکم شده‌اند با رنگ تیره در شکل ۴ مشخص شده. در جدول ۲ ضریب توپولوژیکی توزیع تولید $D_{ij,k}$ ارائه شده است. در جدول ۳ با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید جدول ۲ تأثیر هر ژنراتور بر قیمت محلی هر شین (بر حسب \$/MWh) آورده شده است. اعداد منفی در جدول ۳ حاکی از آن است که ژنراتورها تأثیر منفی بر قیمت شین‌ها دارند و در صورت افزایش توان آنها، قیمت در آن شین کاهش می‌یابد.

جدول ۱ قیمت‌های محلی شین‌ها در دو حالت

شماره شین	قیمت (\$/MWh)	
	حالت اول (Cost1)	حالت دوم (Cost2)
۱	۱۶/۰۷	۲۷/۹۰
۲	۱۶/۰۷	۲۷/۸۶
۳	۱۵/۸۹	۲۹/۲۲
۴	۱۶/۷۱	۲۸/۸۳
۵	۱۶/۶۲	۲۸/۵۳
۶	۱۶/۸۴	۲۸/۷۳
۷	۱۸/۵۲	۳۰/۵۹
۸	۱۸/۳۵	۳۰/۷۰
۹	۱۶/۴۹	۲۸/۳۰
۱۰	۱۶/۶۱	۲۸/۱۷
۱۱	۱۶/۲۸	۲۷/۷۲
۱۲	۱۶/۲۷	۲۶/۸۰
۱۳	۱۶/۰۷	۲۶/۴۰
۱۴	۱۵/۸۶	۲۷/۸۳
۱۵	۱۵/۰۶	۳۱/۲۸
۱۶	۱۵/۱۶	۲۷/۲۶
۱۷	۱۴/۷۸	۱۹/۸۱
۱۸	۱۴/۶۶	۱۶/۴۳
۱۹	۱۵/۳۱	۲۸/۵۶
۲۰	۱۵/۲۹	۲۹/۳۳
۲۱	۱۴/۶۲	۱۳/۵۰
۲۲	۱۴/۲۵	۱۵/۴۲
۲۳	۱۵/۲۳	۲۳/۱۳
۲۴	۱۵/۵۷	۳۰/۹۵



شکل ۴ دیاگرام تک خطی شبکه و قیمت محلی (\$/MWh) شین‌ها در حالت دوم



شکل ۳ دیاگرام تک خطی شبکه و قیمت محلی (\$/MWh) شین‌ها در حالت اول

جدول ۲ ضریب توپولوژیکی توزیع تولید $D_{ij,k}$ (خط d_j ژنراتور k)

خطوط	G1	G2	G7	G13	G15	G16	G18	G21	G22	G23
1	0.0814	*	*	*	0.014	*	*	0.014	0.007	*
2	0.0566	*	*	*	0.01	*	*	0.01	0.005	*
3	0.3611	0.2731	*	*	0.062	*	0.002	0.062	0.031	*
4	0.223	*	*	*	0.004	*	*	0.004	0.002	*
5	0.198	0.2414	*	*	0.003	*	*	0.003	0.002	*
6	*	*	*	*	0.651	*	0.017	0.651	0.325	*
7	*	*	*	*	0.3245	*	0.085	0.3245	0.1621	*
8	0.061	0.0745	*	0.034	0.019	0.022	0.008	0.019	0.021	0.045
9	0.089	*	*	*	0.002	*	*	0.002	*	*
10	0.079	0.971	*	0.095	0.015	0.063	0.022	0.015	0.039	0.124
11	*	*	0.109	*	*	*	*	*	*	*
12	*	*	0.498	0.5	0.171	0.326	0.118	0.171	0.248	0.657
13	*	*	0.413	0.415	0.142	0.27	0.098	0.142	0.206	0.545
14	*	*	*	0.619	0.334	0.4	0.148	0.334	0.267	0.821
15	*	*	*	0.0764	0.412	0.494	0.183	0.412	0.453	0.113
16	*	*	*	0.954	0.135	0.626	0.222	0.135	0.381	0.129
17	*	*	*	0.1127	0.159	0.074	0.262	0.159	0.45	0.144
18	*	*	*	0.19	0.223	0.138	0.368	0.223	0.631	0.352
19	*	*	*	0.1376	0.301	0.14	0.497	0.301	0.851	0.475
20	*	*	*	0.268	*	*	*	*	*	0.813
21	*	*	*	0.116	*	*	*	*	*	0.331
22	*	*	*	0.5242	*	*	*	*	*	0.1811
23	*	*	*	0.5242	*	*	*	*	*	0.1811
24	*	*	*	*	0.1238	0.5752	0.239	0.1238	0.3497	*
25	*	*	*	*	0.2121	*	0.055	0.2121	0.106	*
26	*	*	*	*	0.2121	*	0.055	0.2121	0.106	*
27	*	*	*	*	0.7486	*	0.195	0.7486	0.374	*
28	*	*	*	*	0.3296	*	0.086	0.3296	0.1646	*
29	*	*	*	*	0.1049	0.4877	0.1729	0.1049	0.2965	*
30	*	*	*	*	0.536	0.2491	0.883	0.536	0.1514	*
31	*	*	*	*	*	*	0.1681	*	0.2411	*
32	*	*	*	*	*	*	0.1808	*	0.2593	*
33	*	*	*	*	*	*	0.26	*	*	*
34	*	*	*	*	*	*	0.26	*	*	*
35	*	*	*	*	0.104	0.486	0.172	0.104	0.295	0.103
36	*	*	*	*	*	*	*	*	*	0.2847
37	*	*	*	*	*	*	*	*	*	0.2847
38	*	*	*	*	*	*	0.078	0.303	0.15	*

جدول ۳ تأثیر هر ژنراتور بر قیمت محلی هر شین، جزء تراکم

(\$/MWh)						
شین	G15	G18	G21	G22	G23	مجموع
۱	-۰/۱۹۹	-۰/۰۰۵	-۰/۱۹۹	-۰/۱۰۰	-۰/۰۷۶	-۰/۵۸
۲	-۰/۱۹۲	-۰/۰۰۵	-۰/۱۹۲	-۰/۰۹۶	-۰/۰۷۳	-۰/۵۶
۳	۰/۲۵۰	۰/۰۰۷	۰/۲۵۰	۰/۱۲۵	۰/۰۹۵	۰/۷۳
۴	-۰/۱۹۵	-۰/۰۰۵	-۰/۱۹۵	-۰/۰۹۸	-۰/۰۷۴	-۰/۵۷
۵	-۰/۲۲۷	-۰/۰۰۶	-۰/۲۲۷	-۰/۱۱۳	-۰/۰۸۶	-۰/۶۶
۶	-۰/۲۴۹	-۰/۰۰۶	-۰/۲۴۹	-۰/۱۲۴	-۰/۰۹۵	-۰/۷۲
۷	-۰/۰۴۸	-۰/۰۰۱	-۰/۰۴۸	-۰/۰۲۴	-۰/۰۱۸	-۰/۱۴
۸	-۰/۰۵۷	-۰/۰۰۱	-۰/۰۵۷	-۰/۰۲۹	-۰/۰۲۲	-۰/۱۷
۹	-۰/۲۳۴	-۰/۰۰۶	-۰/۲۳۴	-۰/۱۱۷	-۰/۰۸۹	-۰/۶۸
۱۰	-۰/۲۸۱	-۰/۰۰۷	-۰/۲۸۱	-۰/۱۴۰	-۰/۱۰۷	-۰/۸۲
۱۱	-۰/۱۱۷	-۰/۰۰۳	-۰/۱۱۷	-۰/۰۵۸	-۰/۰۴۴	-۰/۳۴
۱۲	-۰/۵۵۳	-۰/۰۱۴	-۰/۵۵۳	-۰/۲۷۶	-۰/۲۱۰	-۱/۶۱
۱۳	-۰/۶۱۱	-۰/۰۱۶	-۰/۶۱۱	-۰/۳۰۵	-۰/۲۳۳	-۱/۷۸
۱۴	۰/۵۶۸	۰/۰۱۵	۰/۵۶۸	۰/۲۸۴	۰/۲۱۶	۱/۶۵
۱۵	۱/۹۱۷	۰/۰۵۰	۱/۹۱۷	۰/۹۵۷	۰/۷۲۹	۵/۵۷
۱۶	۱/۵۱۰	-۰/۰۳۹	۱/۵۱۰	۰/۷۵۴	-۰/۵۷۴	۴/۲۹
۱۷	۰/۴۹۷	۰/۰۱۳	۰/۴۹۷	۰/۲۴۸	۰/۱۸۹	۱/۴۵
۱۸	۰/۲۵۳	-۰/۰۰۷	۰/۲۵۳	۰/۱۲۶	۰/۰۹۶	۰/۷۴
۱۹	۲/۳۶۸	۰/۰۶۲	۲/۳۶۸	۱/۱۸۳	۰/۹۰۰	۶/۸۸
۲۰	۳/۲۶۱	-۰/۰۸۵	۳/۲۶۱	۱/۶۲۹	۱/۲۴۰	۹/۴۸
۲۱	۰/۰۷۲	-۰/۰۰۲	۰/۰۷۲	۰/۰۳۶	-۰/۰۲۷	-۰/۲۱
۲۲	۰/۲۵۳	-۰/۰۰۷	۰/۲۵۳	۰/۱۲۶	۰/۰۹۶	۰/۷۴
۲۳	-۱/۲۴۹	-۰/۰۳۳	-۱/۲۴۹	-۰/۶۲۴	-۰/۴۷۵	-۳/۶۳
۲۴	۱/۳۶۰	۰/۰۳۵	۱/۳۶۰	۰/۶۷۹	۰/۵۱۷	۳/۹۵
جمع	۸/۱۰	۰/۲۱	۸/۱۰	۴/۰۵	۳/۰۸	

جدول ۴ درصد درآمد و تولید ژنراتورها

	درصد درآمد		درصد از تولید	
	حالت دوم	حالت اول	حالت دوم	حالت اول
G 15	۸/۶۷	۸/۶۷	۶/۱۰	۶/۱۰
G 18	۱۱/۰۴	۱۱/۰۴	۱۴/۷۹	۱۴/۷۹
G 21	۹/۰۷	۷/۶۸	۱۴/۷۹	۱۲/۵۲
G 22	۷/۷۷	۷/۷۷	۱۱/۰۹	۱۱/۰۹
G 23	۲۴/۹۱	۲۵/۶۴	۲۳/۷۱	۲۴/۴۰

جدول ۵ سهم هر ژنراتور از هزینه تراکم

	درصد از تولید کل سیستم		مقدار هزینه تراکم		سهم از هزینه تراکم	
	تراکم	مقدار هزینه تراکم	تراکم	سهم از هزینه تراکم	تراکم	سهم از هزینه تراکم
G 15	۶/۱۰	۹۷	۰/۱۸۰	۰/۱۸۰	۰/۱۸۰	۰/۱۸۰
G 18	۱۴/۷۹	۶	۰/۰۱۱	۰/۰۱۱	۰/۰۱۱	۰/۰۱۱
G 21	۱۴/۷۹	۱۹۹	۰/۳۷۰	۰/۳۷۰	۰/۳۷۰	۰/۳۷۰
G 22	۱۱/۰۹	۹۰	۰/۱۶۴	۰/۱۶۴	۰/۱۶۴	۰/۱۶۴
G 23	۲۳/۷۱	۱۴۸	۰/۲۷۴	۰/۲۷۴	۰/۲۷۴	۰/۲۷۴



شکل ۵ درصد هزینه تراکم و سهم تولید

با توجه به جدول ۳ مشخص است که ژنراتورها - بسته به محل تزریق توان - می توانند بر قیمت محلی هر شین تأثیر مثبت یا منفی بگذارند. مطابق جدول (ستون آخر) بیشترین تأثیر ژنراتورها بر افزایش قیمت در شین ۲۰ به مقدار

بر طبق جدول ۳ ژنراتورهای G15 و G21 بیشترین تأثیر را بر قیمت محلی شین‌ها (به میزان $\$/MWh$ ۸/۱) داشته‌اند، اما بر طبق جدول ۵ ژنراتور G21 به‌علت تولید توان بیشتر (تقریباً $2/45$ برابر G15) باید هزینه تراکم بیشتری پردازد. کمترین هزینه تراکم، مربوط به ژنراتور G18 است در حالی که درصد توان تولیدی آن با ژنراتور G21 برابر است. بقیه ژنراتورهایی که در جدول ۵ و جدول ۳ نیامده‌اند (مانند G1) بر جریان خطوط متراکم شده تأثیری نداشته‌اند؛ در حقیقت مقدار ضریب توپولوژیکی توزیع تولید آنها برای این خطوط برابر صفر بوده و در نتیجه هزینه تراکم آنها برابر صفر است.

۴- نتیجه‌گیری

مدیریت تراکم یکی از وظایف بهره‌بردار سیستم است. مدیریت تراکم به صورت مدیریت بر جابه‌جایی قراردادهای تولید و مصرف، برای حذف تراکم قراردادها بر روی خطوط متراکم شده تعریف می‌شود. در بازار رقابتی، وقوع تراکم منجر به قیمت‌های نهایی محلی متفاوتی در شین‌های سیستم می‌شود. در این مقاله سهم هر ژنراتور بر مقدار جریان خطوط انتقال با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید محاسبه شد. با استفاده از تجزیه قیمت محلی هر شین و با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، تأثیر هر ژنراتور بر قیمت محلی هر شین محاسبه شده است. همچنین در این مقاله روشی برای تخصیص هزینه تراکم به ژنراتورها ارائه شده است. بدین ترتیب، روشی منصفانه در تخصیص هزینه تراکم به عوامل ایجاد تراکم، نسبت داده می‌شود. روش ارائه شده در این مقاله، همچنین می‌تواند مبنای قیمت‌گذاری در بازارهای مبتنی بر حوضچه به‌کار رود.

$\$/MWh$ ۹/۴۸ بوده در حالی که بیشترین تأثیر ژنراتورها بر کاهش قیمت در شین ۲۳ به مقدار $\$/MWh$ ۳/۶۸ است. مطابق جدول ۳ (سطر آخر) بیشترین تأثیر بر قیمت محلی شین‌ها مربوط به ژنراتورهای G15 و G21 به میزان $\$/MWh$ ۸/۱ و کمترین تأثیر مربوط به ژنراتور G18 به میزان $\$/MWh$ ۰/۲۱ است. برای محاسبه مقادیر جدول ۳ مراحل زیر انجام می‌شود:

۱- پخش بار OPF اجرا و خطوط متراکم شده مشخص می‌شوند.

۲- قیمت‌های محلی محاسبه و برای هر خط متراکم شده، اختلاف قیمت محلی بین دو شین مربوط محاسبه می‌شود.

۳- مقدار تأثیر تغییر توان در خطوط متراکم شده نسبت به تغییر توان در هر شین محاسبه و با استفاده از رابطه (۸) تأثیر تراکم بر قیمت محلی هر شین به‌دست می‌آید.

۴- ضریب توپولوژیکی توزیع تولید (جدول ۲) محاسبه و با استفاده از رابطه (۱۹) تأثیر هر ژنراتور بر جزء تراکم قیمت محلی هر شین به‌دست می‌آید.

در جدول (۴) درصد درآمد و تولید ژنراتورهایی که بر خطوط متراکم شده تأثیر داشته‌اند، آورده شده است. سهم هر ژنراتور از هزینه تراکم مطابق رابطه (۱۹) در جدول ۵ محاسبه شده است. هزینه کل سیستم بدون در نظر گرفتن محدودیت برای خطوط انتقال (حالت اول) $\$/h$ ۴۷۲۲۴ و هزینه کل با در نظر گرفتن محدودیت برای خطوط انتقال $\$/h$ ۴۷۷۶۳ (حالت دوم) است. در نتیجه هزینه تراکم برابر $\$/h$ ۵۳۹ است. در شکل (۵) سهم هر ژنراتور از هزینه تراکم به صورت درصد و همچنین سهم تولید هر یک در کل شبکه آورده شده است. لازم است ذکر شود که تمامی مراحل اجرا، با استفاده از کامپیوتر Pentium 4 در حدود ۳۰ ثانیه به‌طول می‌انجامد.

۵- مراجع

- Transmission Distribution, January 2004, pp.127-131.
- [9] T.J. Overbye, X. Cheng, Y. Sun, "A comparison of the AC and DC power flow models for LMP calculations", in: Proceedings of Hawaii International Conference on System Sciences, January 5-8, 2004.
- [10] J.G. Vlachogiannis, "Accurate model for contribution of generation to transmission system effect on charges and congestion management", IEE Proc. Generation Transmission, Distribution, November 2000, pp.342-348.
- [11] M. Liu, G. Gross, "Role of distribution factors in congestion revenue rights applications", IEEE Transaction Power System, May 2004. pp.802-810.
- [12] G. Hamoud, "Assessment of transmission congestion cost and locational marginal pricing in a competitive electricity markets", IEEE Transaction Power System, May 2004, pp. 759-775.
- [13] S.C. Srivastava, P. Kumar, "Optimal power dispatch in deregulated market considering congestion management", in: Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and
- [1] L.L.Lai, "Power system restructuring and deregulation", John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- [2] G. Yarrow, "Capacity auctions in the UK energy sector", Utilities Policy, Vol. 11, March 2003, pp. 9-20.
- [3] "Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission", European Transmission System Operators, Florence Regulators Meeting, 1999.
- [4] J.D. Finney, H.A. Othman, W.L. Rutz, "Evaluating transmission congestion constraints in system planning", IEEE Transaction Power System, August 1997, pp.1143-1149.
- [5] T.W. Gedra, "On transmission congestion and pricing", IEEE Transaction Power System, February 1999, pp.241-248.
- [6] L.S. Hyman, "Transmission, congestion, pricing, and incentives", IEEE Power Eng. Rev, August 1999, pp.4-10.
- [7] R.S. Fang, A.K. David, "Optimal dispatch under transmission contracts", IEEE Transaction Power System, May 1999, pp.732-737.
- [8] G.C. Stamtsis, I. Erlich, "Congestion analysis and participants' behavior in a pool market", IEE Proc. Generation

جدول پ-۱ شین‌های تولید و ظرفیت هر یک از آنها بر حسب مگاوات

شین	واحد ۱	واحد ۲	واحد ۳	واحد ۴	واحد ۵	واحد ۶
۱	۲۰	۲۰	۷۶	۷۶	۷۶	
۲	۲۰	۲۰	۷۶	۷۶	۷۶	
۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰		
۱۳	۱۹۷	۱۹۷	۱۹۷	۱۹۷		
۱۵	۱۲	۱۲	۱۲	۱۲	۱۲	۱۵۰
۱۶	۱۵۰	۱۵۰	۱۵۰	۱۵۰		
۱۸	۴۰۰	۴۰۰				
۲۱	۴۰۰					
۲۲	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰
۲۳	۱۵۰	۱۵۰	۳۵۰			

جدول پ-۲ اطلاعات خطوط شبکه

شماره	از شین	به شین	مقاومت (R) p.u	راکتانس (X) p.u	مقدار نامی MVA
۱	۱	۲	۰/۰۰۲۶	۰/۰۱۳۹	۱۷۵
۲	۱	۳	۰/۰۰۴۶	۰/۰۲۱۱۲	۱۷۵
۳	۱	۵	۰/۰۰۲۱۸	۰/۰۰۸۴۵	۱۷۵
۴	۲	۴	۰/۰۰۳۲۸	۰/۰۱۲۶۷	۱۷۵
۵	۲	۶	۰/۰۰۴۹۷	۰/۰۱۹۲۰	۱۷۵
۶	۳	۹	۰/۰۰۳۰۸	۰/۰۱۱۹۰	۱۷۵
۷	۳	۲۴	۰/۰۰۰۳۳	۰/۰۰۸۳۹	۴۰۰
۸	۴	۹	۰/۰۰۲۶۸	۰/۰۱۰۳۷	۱۷۵
۹	۵	۱۰	۰/۰۰۲۲۸	۰/۰۰۸۸۳	۱۷۵
۱۰	۶	۱۰	۰/۰۰۱۳۹	۰/۰۰۶۰۶	۱۷۵
۱۱	۷	۸	۰/۰۰۱۵۹	۰/۰۰۶۱۴	۱۷۵
۱۲	۸	۹	۰/۰۰۴۲۷	۰/۰۱۶۵۱	۱۷۵
۱۳	۸	۱۰	۰/۰۰۴۲۷	۰/۰۱۶۵۱	۱۷۵
۱۴	۹	۱۱	۰/۰۰۰۲۳	۰/۰۰۸۳۹	۴۰۰
۱۵	۹	۱۲	۰/۰۰۰۲۳	۰/۰۰۸۳۹	۴۰۰
۱۶	۱۰	۱۱	۰/۰۰۰۲۳	۰/۰۰۸۳۹	۴۰۰
۱۷	۱۰	۱۲	۰/۰۰۰۲۳	۰/۰۰۸۳۹	۴۰۰
۱۸	۱۱	۱۳	۰/۰۰۰۶۱	۰/۰۰۴۷۶	۵۰۰
۱۹	۱۱	۱۴	۰/۰۰۰۵۴	۰/۰۰۴۱۳	۵۰۰
۲۰	۱۲	۱۳	۰/۰۰۰۶۱	۰/۰۰۴۷۶	۵۰۰
۲۱	۱۲	۲۳	۰/۰۰۱۲۴	۰/۰۰۹۶۶	۵۰۰
۲۲	۱۳	۲۳	۰/۰۰۱۱۱	۰/۰۰۸۶۵	۵۰۰
۲۳	۱۴	۱۶	۰/۰۰۰۵۰	۰/۰۰۳۸۹	۵۰۰
۲۴	۱۵	۱۶	۰/۰۰۰۲۲	۰/۰۰۱۷۳	۵۰۰
۲۵	۱۵	۲۱	۰/۰۰۰۶۳	۰/۰۰۴۹۰	۵۰۰
۲۶	۱۵	۲۱	۰/۰۰۰۶۳	۰/۰۰۴۹۰	۵۰۰
۲۷	۱۵	۲۴	۰/۰۰۰۶۷	۰/۰۰۵۱۹	۵۰۰
۲۸	۱۶	۱۷	۰/۰۰۰۳۳	۰/۰۰۲۵۹	۵۰۰
۲۹	۱۶	۱۹	۰/۰۰۰۳۰	۰/۰۰۲۳۱	۵۰۰
۳۰	۱۷	۱۸	۰/۰۰۰۱۸	۰/۰۰۱۴۴	۵۰۰
۳۱	۱۷	۲۲	۰/۰۰۱۳۵	۰/۰۰۱۵۳	۵۰۰
۳۲	۱۸	۲۱	۰/۰۰۰۳۳	۰/۰۰۲۵۹	۵۰۰
۳۳	۱۸	۲۱	۰/۰۰۰۳۳	۰/۰۰۲۵۹	۵۰۰
۳۴	۱۹	۲۰	۰/۰۰۰۵۱	۰/۰۰۳۹۶	۵۰۰
۳۵	۱۹	۲۰	۰/۰۰۰۵۱	۰/۰۰۳۹۶	۵۰۰
۳۶	۲۰	۲۳	۰/۰۰۰۲۸	۰/۰۰۲۱۶	۵۰۰
۳۷	۲۰	۲۳	۰/۰۰۰۲۸	۰/۰۰۲۱۶	۵۰۰
۳۸	۲۱	۲۲	۰/۰۰۰۸۷	۰/۰۰۶۷۸	۵۰۰

Power Technologies, DRPT, April 2000, pp. 53-59.

[14] H. Song, and M. Kezunovic, "A comprehensive contribution factor method for congestion management", IEEE PES, Oct.2004, pp.977-981.

[15] J. Bialek, "Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access" IEEE Transaction Power System, Vol.12, No.3, August 1997, pp. 1185-1193.

[16] F. C. Schweppe, M. C. Caraminis, R. D. Tabors and R. E. Bohn, "Spot Pricing of Electricity", Kluwer Academic Publishers, 1998.

[17] Martin L. Baughman, Shams N. Siddiqi, Jay W. Zarnikau, "Advanced pricing in electrical systems: partI: theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp.489-495.

[18] IEEE APM Subcommittee, "IEEE reliability test system," IEEE Transaction Power App. System, Nov./Dec. 1979, pp. 2047-2054.

۶- پیوست

شین‌های تولید و ظرفیت هر یک از آنها در جدول پ-۱ و اطلاعات خطوط شبکه شامل شین‌های ابتدا و انتها، مقاومت، راکتانس و ظرفیت نامی آنها در جدول پ-۲ آورده شده است. جزئیات اطلاعات در [۱۸] ارائه شده است.