

روش نوین قیمت گذاری هزینه نهایی بلندمدت برای جبران کمبود درآمد شبکه انتقال در سیستم قدرت تجدید ساختار شده

علیرضا صداقتی

استادیار دانشکده مهندسی برق دانشگاه شهاب دانش، قم، ایران

ars@shahabdanesh.ac.ir

چکیده: رویکردهای افزایشی و نهایی، دو رویکرد متفاوت در قیمت گذاری شبکه های انتقال و توزیع انرژی است. تفاوت اصلی این دو روش در نحوه محاسبه هزینه استفاده از شبکه است. در رویکرد اول، از شبیه سازی و در رویکرد دوم، از روش های تحلیل حساسیت برای تعیین هزینه استفاده می شود. در این مقاله، یک روش نوین با رویکرد نهایی بر مبنای روش های تحلیلی که بتواند اثر هزینه های بلندمدت را نسبت به تزریق توان در باس ها نشان دهد، معرفی می گردد. تحلیل حساسیت شامل سه مشتق جزئی است که عبارت اند از: ۱. حساسیت پخش توان خطوط شبکه در اثر افزایش تزریق توان در باس ها، ۲. حساسیت زمان توسعه شبکه بر حسب تغییر توان خطوط شبکه، ۳. حساسیت ارزش فعلی تقویت شبکه بر حسب زمان توسعه شبکه. یک شبکه توزیع عملی که قسمتی از شبکه انتقال است، برای نشان دادن اصول تئوری و عملی روش پیشنهادی مورد استفاده قرار می گیرد. نتایج رویکردهای افزایشی و نهایی در شرایط مختلف سیستم مقایسه می شوند. نتایج نشان می دهند که قیمت های به دست آمده از روش پیشنهادی، نه تنها هزینه های توسعه آینده شبکه را در بر می گیرد بلکه به فاصله بین تولید و مصرف نیز بستگی دارد. همچنین روش پیشنهادی عواملی را که در تعرفه های شبکه تأثیر گذارند، نشان خواهد داد.

واژه های کلیدی: قیمت گذاری شبکه، بازار برق، نرخ رشد بار، رویکرد نهایی بلندمدت (LRMC)، رویکرد افزایشی بلندمدت (LRIC)، جبران کمبود درآمد شبکه انتقال.

۱. مقدمه

یا مصرف از خود نشان می‌دهند و نمی‌توان با استفاده از آن‌ها مشوق مالی کافی برای مکان‌یابی مشتریان جدید شبکه فراهم کرد تا هزینه توسعه شبکه به حداقل برسد [۲۱].

اولین روشی که هزینه توسعه شبکه را مستقیماً از تزریق توان در باس‌ها به دست می‌آورد، در [۲۲] ارائه شد. در روش قیمت‌گذاری LRIC پیشنهادی این مرجع، از ظرفیت استفاده نشده خطوط موجود در شبکه به‌عنوان معیاری برای هزینه‌های تعجیلی یا تعویقی توسعه شبکه با ورود اولین مشتری (اعم از تولید یا مصرف) در هر باس استفاده شده است. برای تعیین تعرفه LRIC در هر باس، باید دو پخش بار اجرا شود تا تعیین کنیم آیا افزایش توان در باس باعث تعجیل یا تعویق توسعه شبکه می‌شود. اجرای این روش بسیار ساده است و در عین حال سیگنال اقتصادی لازم برای میزان استفاده از شبکه توسط کاربر جدید را فراهم می‌کند. مشکل این روش با توجه به اینکه زمان محاسباتی برحسب اندازه سیستم به شکل نمایی افزایش می‌یابد، این است که برای تعیین تعرفه در سیستم‌های بزرگ زمان محاسباتی زیادی صرف می‌شود. علاوه بر آن در سیستم‌های بزرگ، شناسایی خطای محاسباتی کار دشواری است.

در این مقاله یک روش نوین برای LRMC مشابه مرجع [۲۲] معرفی می‌شود با این تفاوت که در روش نوین با استفاده از تحلیل جدیدی برای محاسبه حساسیت، بار محاسباتی در سیستم‌های بزرگ به‌طور قابل توجهی کاهش داده شده است به گونه‌ای که این روش را می‌توان مکمل مدل LRIC به حساب آورد. در روش پیشنهادی با رویکرد نهایی تغییر ارزش فعلی توسعه آینده شبکه نسبت به تزریق توان در باس با سه مولفه مشتق جزئی زیر محاسبه می‌شود:

- حساسیت توان خطوط نسبت به تزریق توان در باس؛
 - حساسیت زمان توسعه شبکه نسبت به توان خطوط؛
 - حساسیت ارزش فعلی توسعه آینده شبکه نسبت به زمان توسعه.
- برای نشان دادن مفهوم اساسی و نشان دادن کارایی روش از یک شبکه توزیع واقعی در انگلستان که در یک باس به سیستم انتقال انرژی متصل است، استفاده خواهد شد [۲۳]. در این تحقیق، برای مطالعه روش LRMC پیشنهادی با روش‌های LRIC از دو نرخ رشد بار^۳ و سطوح بارگیری متفاوت استفاده شده است. علاوه بر این، برای مقایسه سیگنال اقتصادی حاصل از دو مدل تعرفه به کاربران شبکه، دو روش اصلاحی برای جبران کمبود درآمد به نام روش جمع‌کننده ثابت و روش ضرب‌کننده ثابت معرفی می‌شود.
- در بخش ۲، مقدمه‌ای از تعرفه‌گذاری با رویکرد LRIC بیان

تعرفه شبکه توزیع یا انتقال تعرفه‌ای است که مشتری اعم از مصرف‌کننده یا تولیدکننده برای استفاده از شبکه باید آن را بپردازد. در روش‌های تعیین تعرفه، باید هزینه‌های اولیه، بهره‌برداری و نگهداری شبکه لحاظ شود. علاوه بر آن، با ظهور بازارهای برق و تجدید ساختار سیستم قدرت، یکی از شروط اساسی تعیین تعرفه، ایجاد سیگنال اقتصادی لازم برای مصرف فعلی و توسعه آینده شبکه به مشتریان است [۱-۶]. برای رسیدن به این هدف، تعرفه شبکه باید هزینه یا سود حاصل از مصرف شبکه توسط مشتریان جدید را نشان دهد. به همین سبب، دو مفهوم افزایشی و نهایی در قیمت‌گذاری شبکه معرفی شده است تا بتوان هزینه‌های بهره‌برداری و توسعه آینده شبکه را برای مشتریان جدید اعم از واحدهای تولید یا مصرف‌کنندگان محاسبه کرد [۱ و ۸-۷].

توسعه مدل قیمت‌گذاری بلندمدت کار بسیار دشواری است. روش‌های قبلی به دو دسته تقسیم شدند [۱ و ۹-۱۳]. قیمت‌گذاری بلندمدت افزایشی (LRIC) و قیمت‌گذاری بلندمدت نهایی (LRMC) بزرگ‌ترین تفاوت بین این دو روش در نحوه محاسبه تأثیر تزریق توان در باس‌ها روی هزینه توسعه بلندمدت شبکه است. تعرفه بلندمدت افزایشی برای یک باس، از مقایسه ارزش فعلی و ارزش آینده شبکه با و بدون تزریق توان در باس محاسبه می‌شود. این نوع قیمت‌گذاری کار ساده‌ای است، ولی برای سیستم‌های بزرگ، زمان محاسباتی زیادی صرف می‌شود. از طرف دیگر، در روش‌های نهایی از معادلات تحلیلی برای محاسبه تأثیر تزریق توان باس‌ها روی هزینه توسعه شبکه استفاده می‌شود [۱۴-۱۵]. این روش از نظر محاسباتی کارآمد است، ولی محدودیتی که دارد این است که شیب تغییرات بزرگ توان در باس‌ها باید برابر شیب تغییرات کوچک آن باشد. اما از آنجا که رابطه تزریق توان در باس‌ها نسبت به هزینه توسعه شبکه کاملاً غیرخطی است، نتایج این روش دقیق نخواهد بود.

مقالات بسیاری درباره اختلاف و ارتباط بین این دو نوع قیمت‌گذاری [۱۴ و ۱۶] و استفاده از آن‌ها در تعیین تعرفه شبکه‌های واقعی وجود دارد [۱۷-۲۰]. با وجود این، در بیشتر این روش‌ها برای تعیین هزینه توسعه شبکه برحسب تزریق توان در باس‌ها لازم است تا شبکه با حداقل هزینه طراحی شود. از طرف دیگر، توسعه شبکه یا رشد مصرف در آینده یک فرایند قطعی نیست. علاوه بر این، روش‌های موجود، عکس‌العمل انفعالی در قبال پروژه‌های جدید تولید

1. Long-Run Incremental Cost Pricing (LRIC)
2. Long-Run Marginal Cost Pricing (LRMC)

3. Load Growth Rate (LGR)

بحث نظری است و تمرکز اصلی روی بار اضافی خواهد بود. طبق روابط قبلی، سال سرمایه‌گذاری جدید را به دست می‌آید:

$$C_i = (P_i + \Delta P_i) \cdot (1+r)^{n_{inew}} \quad (4)$$

از رابطه (۴) سال سرمایه‌گذاری جدید n_{inew} برابر است با:

$$n_{inew} = \frac{\log C_i - \log(P_i + \Delta P_i)}{\log(1+r)} \quad (5)$$

با توجه به نرخ استهلاک بانکی و هزینه کل سرمایه‌گذاری در سال وقوع سرمایه‌گذاری، ارزش فعلی سرمایه‌گذاری جدید به شکل زیر به دست می‌آید:

$$PV_{inew} = \frac{Cost_i}{(1+d)^{n_{inew}}} \quad (6)$$

حال باید تغییر ارزش فعلی سرمایه‌گذاری را محاسبه کرد تا فهمید یک تزریق (تولید یا مصرف) بدون پیش‌بینی، چه مقدار ارزش فعلی را کمتر از مقدار برنامه‌ریزی شده کرده و این اختلاف چقدر است. اختلاف ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده برابر است با:

$$g(r) = \Delta PV_i = Cost_i \cdot \left(\frac{1}{(1+d)^{n_{inew}}} - \frac{1}{(1+d)^{n_i}} \right) \quad (7)$$

اگر رابطه (۷) را در ضریب سالانه ضرب کنیم، هزینه افزایشی خط l که برابر تغییر سالانه ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده خط در سال سرمایه‌گذاری است، به شکل زیر به دست می‌آید:

$$\Delta IC_i = \Delta PV_i \cdot AF \quad (8)$$

که در آن AF ضریب اقساط سالیانه است که برای اقساط بلندمدت تجهیزات جدید به کار می‌رود. مثلاً با نرخ استهلاک بانکی d و مدت‌زمان استهلاک N ضریب اقساط سالیانه برابر $1/(1+d)^{N-1}$ است. تغییر هزینه افزایشی رابطه (۸) که باعث تغییر تعرفه مصرف‌کنندگان می‌شود، از ویژگی‌های روش پیشنهادی می‌باشد و بدان معنی است که هزینه توسعه آینده شبکه انتقال در تعرفه فعلی منظور شده است.

۳.۲. محاسبه هزینه افزایشی بلندمدت (LRIC)

تعرفه هر باس با جمع تمام هزینه‌های افزایشی هر خط متصل به آن باس که در بخش قبل به دست آمد، به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$LRIC_i = \frac{\sum_l \Delta IC_l}{\Delta PI_i} \quad (9)$$

که در آن، $LRIC_i$ هزینه افزایشی بلندمدت باس i نام و ΔPI_i تغییرات توان تزریقی در باس i نام است.

می‌شود. در بخش ۳، روش نوین LRMC نشان داده می‌شود. در بخش ۴، دو رویکرد از نظر مفهوم ریاضی با هم مقایسه می‌شوند. در بخش ۵، مسئله جبران کمبود درآمد شبکه و دو روش متداول برای حل آن معرفی می‌گردد. در بخش ۶، نتایج روش‌های دو رویکرد نهایی و افزایشی روی یک سیستم عملی توزیع نشان داده شده است و نهایتاً بحث و نتیجه‌گیری در بخش ۷ خواهد بود.

۲. مدل قیمت‌گذاری با رویکرد افزایشی (LRIC)

مدل اصلی این روش در مرجع [۳] آمده است. این روش در سه مرحله اجرایی زیر به ترتیب شرح داده شده است.

۱.۲. ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده

فرض کنید C_i توان حداکثر خط l و P_i توان فعلی‌اش باشد. اگر نرخ رشد بار را r در نظر بگیریم، n_i سال طول می‌کشد که توان خط به مقدار حداکثر خود برسد. مقدار n_i از رابطه (۱) به دست می‌آید. در سال آخر n_i باید برای تقویت شبکه، سرمایه‌گذاری انجام شود [۳].

$$C_i = P_i \cdot (1+r)^{n_i} \quad (1)$$

به عبارت دیگر خواهیم داشت:

$$n_i = \frac{\log C_i - \log P_i}{\log(1+r)} \quad (2)$$

فرض بر این است که سرمایه‌گذاری در سال n_i رخ خواهد داد که میزان استفاده از خط به C_i می‌رسد. در این حالت، اگر نرخ استهلاک بانکی d فرض شود و هزینه تجهیزات جدید در سال n_i برابر $Cost_i$ باشد، ارزش فعلی هزینه سال n_i که با PV_i نشان داده می‌شود، برابر است با:

$$PV_i = \frac{Cost_i}{(1+d)^{n_i}} \quad (3)$$

در واقع در روش نوین، نه تنها هزینه فعلی بلکه هزینه سرمایه‌گذاری آینده نیز حساب می‌شود و هر مشتری به میزانی که در سرمایه‌گذاری آینده تأثیر بیشتری دارد، هزینه را به اندازه ارزش فعلی آن پرداخت می‌کند.

۲.۲. هزینه افزایشی توان بیشتر از نرخ رشد

باید توجه کرد که نمی‌توان نرخ رشد بار را به صورت ثابت فرض یا پیش‌بینی کرد. در حالتی که یک بار اضافه پیش‌بینی نشده در بازه زمانی مورد نظر رخ دهد، چه باید کرد؟ طبعاً در این حالت باید سال جدیدی را برای سرمایه‌گذاری تعیین کرد و این سال یا از n_i کمتر است که نتیجه بار اضافی است یا از n_i بیشتر است که یک تولید اضافی را نشان می‌دهد. البته حالت تولید اضافی و بدون برنامه تقریباً محال و فقط یک

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i(G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij}) \quad (16)$$

برای محاسبه جملات دیگر معادله (۱۲)، از تحلیل حساسیت معادله (۱۷) برای محاسبه ارتباط بین تغییر در توان تزریقی یک باس نسبت به تغییرات ولتاژ و زاویه استفاده شده است.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (17)$$

ماتریس ژاکوبین J^2 در معادله (۱۷) در آخرین تکرار پخش بار محاسبه می‌شود که به شکل زیر به دست می‌آید:

$$\begin{aligned} [J]^{-1} &= \Gamma = \begin{bmatrix} \Gamma_{11} & \Gamma_{12} \\ \Gamma_{21} & \Gamma_{22} \end{bmatrix} \\ \Delta \theta &= \Gamma_{11} \Delta P \\ \Delta V &= \Gamma_{21} \Delta P \end{aligned} \quad (18)$$

با استفاده از روابط (۱۱) تا (۱۸) می‌توان رابطه بین تزریق توان در یک باس نسبت به توان هر خط را به دست آورد.

۲.۳. حساسیت مدت‌زمان توسعه خط به توان خط

با مشتق‌گیری مدت‌زمان توسعه خط از رابطه (۲) نسبت به توان خط داریم:

$$\frac{\partial n_l}{\partial P_l} = -\frac{1}{P_l \cdot \log(1+r)} \quad (19)$$

برای r یا نرخ رشد بار ثابت فقط توان خط بر این حساسیت تأثیر می‌گذارد. مقدار حساسیت رابطه (۱۹) می‌تواند مثبت یا منفی باشد. علامت منفی نشان‌دهنده این است که افزایش ظرفیت خط باعث کاهش مدت‌زمان توسعه آن یا کاهش ظرفیت خط باعث افزایش مدت‌زمان توسعه خط می‌شود. به عبارت دیگر، زمان توسعه خط را به تعویق می‌اندازد.

۳.۳. حساسیت ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده به مدت‌زمان توسعه

به‌طور مشابه با استفاده از رابطه (۳) و مشتق‌گیری ارزش فعلی خط PV_l نسبت به مدت‌زمان توسعه خط n_l داریم:

$$\frac{\partial PV_l}{\partial n_l} = -\frac{Cost_l \log(1+d)}{\log(1+r)^{n_l}} \quad (20)$$

این رابطه تغییر مدت‌زمان توسعه نسبت به ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده را نشان می‌دهد. از آنجا که هزینه خطوط شبکه و نرخ استهلاک بانکی ثابت فرض شدند، تنها عامل مؤثر در رابطه (۲۰)

۳. مدل قیمت‌گذاری بلندمدت با رویکرد نهایی

در مدل قیمت‌گذاری LRMC موضوعات زیر لحاظ می‌شود:

- چگونگی تأثیر تزریق توان در یک باس بر ظرفیت مازاد توان خطوطی که به آن باس متصل هستند.
- چگونگی تأثیر تغییر ظرفیت مازاد^۱ خطوط شبکه بر مدت‌زمان توسعه آن.
- چگونگی تأثیر تغییر مدت‌زمان توسعه شبکه بر ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده شبکه.

این تأثیرات را می‌توان با سه مرحله مشتق‌گیری جزئی در رابطه (۱۰) به‌طور تقریبی محاسبه کرد که در واقع هسته مدل قیمت‌گذاری بلندمدت نهایی را تشکیل می‌دهد:

$$\frac{\partial PV_l}{\partial P_l} = \frac{\partial PV_l}{\partial n_l} \cdot \frac{\partial n_l}{\partial P_l} \cdot \frac{\partial P_l}{\partial P_l} \quad (10)$$

که در آن، P_l توان خط l است که باس‌های i و j را به هم متصل می‌کند. n_l مدت‌زمان توسعه خط l و PV_l ارزش فعلی توسعه آینده خط l است. به‌صورت ریاضی، قیمت‌گذاری نهایی بلندمدت طی مراحل زیر انجام می‌شود.

۱.۳. حساسیت توان خط به تزریق توان در باس

معادله (۱۱) توان اکتیو خط متصل از باس i به باس j را نشان می‌دهد:

$$P_{ij} = V_i^2 \cdot G_{ij} - V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin\theta_{ij}) \quad (11)$$

اگر مقدار کوچکی P_{ln} به باس n تزریق شود، تأثیر آن بر P_{ij} به شکل زیر محاسبه می‌گردد:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial P_{ln}} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} \cdot \frac{\partial V_i}{\partial P_{ln}} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} \cdot \frac{\partial V_j}{\partial P_{ln}} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} \cdot \frac{\partial \theta_i}{\partial P_{ln}} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} \cdot \frac{\partial \theta_j}{\partial P_{ln}} \quad (12)$$

که در آن $\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i}$ ، $\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j}$ ، $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i}$ و $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j}$ با مشتق‌گیری جزئی از معادله (۱۱) نسبت به پارامترهای V_i ، V_j ، θ_i و θ_j به دست می‌آیند؛ یعنی داریم:

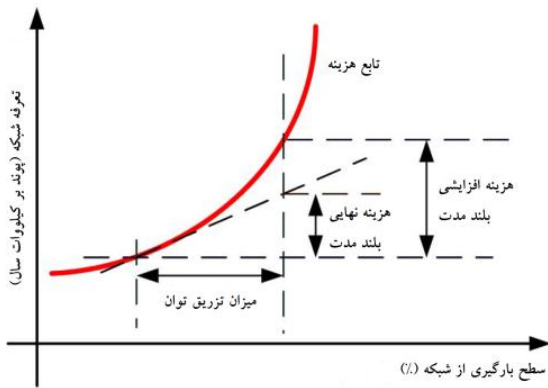
$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (-G_{ij} \sin\theta_{ij} + B_{ij} \cos\theta_{ij}) \quad (13)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} \sin\theta_{ij} - B_{ij} \cos\theta_{ij}) \quad (14)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = 2V_i G_{ij} - V_j (G_{ij} \sin\theta_{ij} - B_{ij} \cos\theta_{ij}) \quad (15)$$

۴. مقایسه قیمت گذاری LRMC و LRIC

تفاوت واضح بین تعرفه‌های LRMC و LRIC در مفهوم ریاضی آن‌هاست. این موضوع در شکل (۱) نشان داده شده است. در تعرفه LRIC از تفاوت ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده با و بدون تزریق توان در باس‌ها استفاده می‌شود، درحالی‌که برای محاسبه تعرفه LRMC سه مشتق جزئی محاسبه شده برای تزریق توان باس‌ها در هم ضرب می‌شوند. اگر هزینه شبکه با منحنی قرمز نشان داده شود، هزینه افزایشی بلندمدت LRIC برابر تغییر در مقدار تابع هزینه به‌ازای نقطه ابتدا و انتهای بازه تزریق توان باس است، ولی هزینه نهایی بلندمدت LRMC برابر تغییر در مشتق تابع هزینه به‌ازای نقطه ابتدایی و انتهای بازه تزریق توان باس خواهد بود.



شکل (۱): بیان ریاضی تفاوت دو رویکرد نهایی و افزایشی

۵. جبران کمبود درآمد شبکه انتقال

باید توجه کرد که نه با تعرفه‌های افزایشی و نه با تعرفه‌های نهایی، نمی‌توان درآمد مجاز برای بهره‌بردار شبکه انتقال را پوشش داد. بنابراین برای جبران کمبود درآمد شبکه لازم است که قیمت نهایی یا قیمت افزایشی باس‌ها طوری تنظیم شود که درآمد حاصل از تعرفه‌های شبکه، درآمد مورد نظر بهره‌بردار شبکه را تأمین کند [۲۴]. سازوکار بهره‌بردار شبکه برای جبران کمبود درآمد به اندازه قیمت گذاری باس‌ها مهم است. روش‌های ساده ابتدایی وجود دارد که با استفاده از آن می‌توان کمبود درآمد شبکه را جبران کرد. اگر برای این منظور بهره‌بردار شبکه بخواهد قیمت باس‌ها را در یک عدد ضرب کند، ممکن است اقتصادی بودن سیگنال حاصل از قیمت باس‌ها را بسیار کاهش دهد. در مرجع [۲۵] به جای تغییر سیگنال اقتصادی حاصل از قیمت باس‌ها، روشی بر مبنای اصول اقتصادی مستقیماً برای جبران کمبود درآمد شبکه طراحی شده است. با وجود این، برای بیان ساده‌تر اصول روش پیشنهادی، تعرفه‌های بلندمدت افزایشی یا نهایی مورد توجه است که تا حد ممکن سیگنال اقتصادی برای توسعه شبکه در آینده نیز لحاظ شده باشد. بنابراین در این

مدت‌زمان توسعه است. علامت منفی نشان‌دهنده این واقعیت است که افزایش مدت‌زمان توسعه، ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده را کاهش و کاهش مدت‌زمان توسعه، ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده را افزایش می‌دهد.

۴.۳ حساسیت ارزش فعلی سرمایه‌گذاری خط به تزریق توان در باس

با ترکیب روابط (۱۲)، (۱۹) و (۲۰) در رابطه (۲۱) و جای‌گذاری n_1 از رابطه (۲) حساسیت ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده به تزریق توان در باس به شکل زیر به دست می‌آید:

$$\frac{\partial PV_l}{\partial PI_n} = \frac{Cost_l}{P_l} \cdot \frac{\log(1+d)}{\log(1+r)} \left(\frac{P_l}{C_l} \right)^{\frac{\log(1+d)}{\log(1+r)}} \cdot \frac{\partial P_l}{\partial PI_n} \quad (21)$$

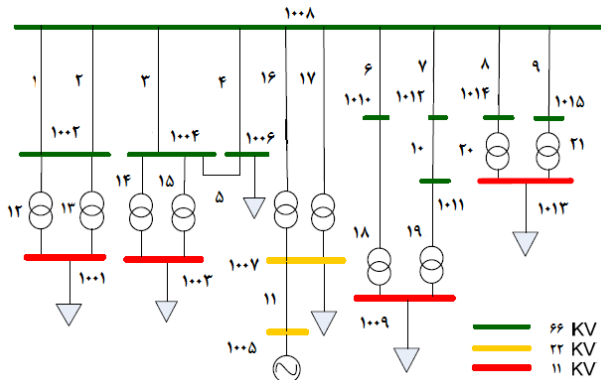
که $\frac{\partial P_l}{\partial PI_n}$ از رابطه (۱۲) محاسبه می‌شود.

در رابطه (۱۶) هزینه، نرخ رشد بار r و نرخ استهلاک بانکی برای خطوطی که به باس n متصل هستند، ثابت فرض شده است. بنابراین جملاتی که بر حساسیت ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده به تزریق توان در باس n تأثیر می‌گذارد، شامل ظرفیت خطوط و مشتق ظرفیت خطوط به تزریق توان در باس است. برای خطوطی که مشتق ظرفیت آن‌ها نسبت به تزریق توان در باس کم است، حتی اگر توان خطوط زیاد باشد، تعرفه LRMC برای آن باس پایین خواهد بود. به عبارت دیگر، تزریق توان در باس باعث تغییر کوچکی در مدت‌زمان توسعه آن خطوط خواهد شد. از طرف دیگر، خطوطی که توان کمی دارند ولی مشتق ظرفیت آن‌ها نسبت به تزریق توان در باس زیاد است، تعرفه LRMC بزرگ‌تری دارند و تزریق توان در باس، تغییر زیادی در مدت‌زمان توسعه آن خطوط ایجاد می‌کند. نرخ رشد بار نیز عامل دیگری است که بر تعرفه LRMC تأثیر می‌گذارد. مقدار کم LGR منجر به تعرفه بیشتر و مقدار زیاد آن منجر به تعرفه کمتر (برحسب اینکه توان خط چقدر باشد) خواهد شد.

۵.۳ هزینه بلندمدت با رویکرد نهایی LRMC

تعرفه LRMC برای باس n برابر مجموع هزینه‌های LRMC تمام خطوطی است که به باس n متصل هستند و در ضریب سالانه ضرب شده است. تعرفه فوق با رابطه زیر بیان می‌شود:

$$LRMC_n = \sum_l \frac{\partial PV_l}{\partial PI_n} \cdot AF \quad (22)$$



شکل (۲): نمونه یک سیستم توزیع واقعی که در یک باس به شبکه انتقال ملی متصل شده است.

برای مدل افزایشی در باس‌ها ۱ مگاوات توان تزریق می‌شود. مقایسه بین رویکردهای نهایی و افزایشی برحسب تعرفه باس‌ها خواهد بود.

روندنا برای محاسبات تعرفه با دو رویکرد افزایشی و نهایی در شکل (۳) آمده است. به منظور سنجش کارآمدی رویکردها، زمان محاسبه در دو حالت مقایسه شده است. در رویکرد افزایشی (LRIC) زمان محاسبه برای تعرفه هر باس حدود ۱۵۷ میلی‌ثانیه است، در حالی که در روش نهایی (LRMC) تعیین تعرفه برای هر باس حدود ۵۱ میلی‌ثانیه زمان می‌برد. با انجام محاسبات برای شبکه‌های دیگر می‌توان استنباط کرد زمان محاسباتی رویکرد نهایی یک‌سوم زمان محاسباتی رویکرد افزایشی است. برای یک سیستم بزرگ با ۲۰۰۰ باس زمان محاسبه برای قیمت یک باس با رویکرد افزایشی ۱۲ ثانیه است که برای کل باس‌ها حدود ۶ ساعت و ۴۰ دقیقه زمان می‌برد. در مقابل، زمان برای محاسبه قیمت هر باس با رویکرد نهایی ۵ ثانیه می‌شود که در مجموع ۱۷ دقیقه زمان صرف می‌شود.

۱.۶. سطح بارگیری پایه

در جدول (۱) قیمت باس‌ها با دو رویکرد افزایشی و نهایی در شرایط بار پایه دیده می‌شود. برای سادگی استنتاج، شکل (۴) میزان استفاده از خطوط را برای بار پایه نشان می‌دهد. همان‌طور که از این شکل دیده می‌شود، خط شماره ۴ که باس‌های ۱۰۰۸ و ۱۰۰۶ را به هم متصل می‌کند، توان زیادی را عبور می‌دهد. ترانسفورمرهای ۱۲ تا ۱۷ نیز حامل توان زیادی هستند.

مقاله، از روش‌های متداول کمبود درآمد شبکه در شبیه‌سازی استفاده خواهیم کرد. دو روش رایجی که برای جبران کمبود درآمد وجود دارد [۲۶] عبارت‌اند از:

- روش جمع‌کننده ثابت^۱
- روش ضرب‌کننده ثابت^۲

در روش جمع‌کننده ثابت، قیمت باس‌ها در حالت کمبود درآمد شبکه با مقدار ثابت مثبتی جمع و در حالت مازاد درآمد شبکه، از مقدار ثابت مثبت کم می‌شوند که در معادله زیر نشان داده شده است.

$$Tariff_i = Charge_i + Adder \quad (23)$$

در روش ضرب‌کننده ثابت برای تأمین درآمد مورد نظر، قیمت باس‌ها در یک عدد ثابت ضرب می‌شوند. معادله (۱۹) چگونگی تنظیم قیمت باس‌ها را توصیف می‌کند.

$$Tariff_i = Charge_i (1 + Multiplier) \quad (24)$$

در قسمت بعدی، از این دو روش برای جبران کمبود درآمد شبکه استفاده شده و تأثیر قیمت‌های حاصل از رویکرد افزایشی یا نهایی بلندمدت را بر تعرفه‌های شبکه نشان داده شده است.

۶. شبیه‌سازی با شبکه واقعی

در این بخش، مقایسه رویکردهای نهایی و افزایشی بر روی یک شبکه توزیع واقعی که در یک نقطه به شبکه انتقال ملی انگلیس [۲۳] در شکل (۲) متصل است، انجام می‌شود.

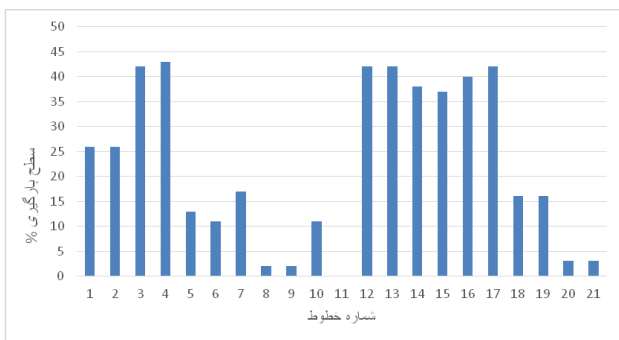
منطق استفاده از یک شبکه عملی برای مقایسه دو رویکرد موجود این است که در بیشتر موارد عملی، افزایش تزریق توان در باس‌ها منجر به تغییر توان در خطوط فراوانی از شبکه می‌شود که در شبکه واقعی انتخاب شده، این پدیده مشهود است. تفاوت بین دو رویکرد برای هر خط ممکن است مقدار کمی باشد، اما جمع این تغییرات برای تمام خطوط شبکه به‌ازای تغییر تزریق توان در یک باس، اختلاف بزرگی را بین دو رویکرد نشان می‌دهد. مقایسه دو رویکرد با دو شرط زیر انجام می‌شود:

- دو نرخ برای رشد بار (LGR) یکی ۱٪ و دیگری ۵٪
- دو سطح بارگیری: سطح بارگیری پایه و سطح بارگیری به‌اندازه ۲۰٪ بیشتر.

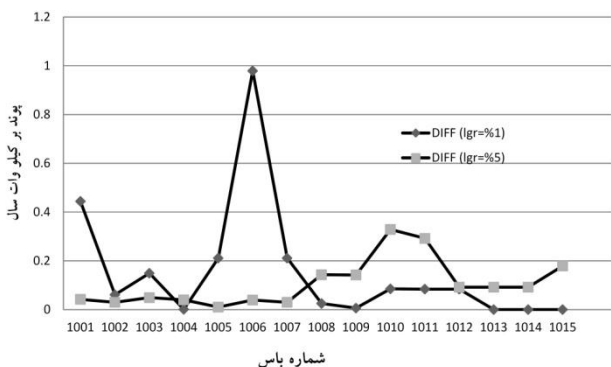
1. Fixed Adder
2. Fixed Multiplier

جدول (۱): مقایسه تعرفه‌های دو رویکرد برای دو نرخ رشد بار (پوند بر کیلووات سال)

LGR=۵٪			LGR=۱٪			شماره باس
DIFF	LRMC	LRIC	DIFF	LRMC	LRIC	
۰/۰۴۲	۵/۸۴	۵/۸۸۳	۰/۴۴۴	۳/۸۲	۴/۲۶۵	۱۰۰۱
۰/۰۳	۴/۳۹	۴/۴۱۹	۰/۰۶۱	۰/۵۴۵	۰/۶۰۷	۱۰۰۲
۰/۰۴۹	۱۰/۱۰	۱۰/۱۴	۰/۱۴۹	۱۹/۰۶	۲۰/۲۱	۱۰۰۳
۰/۰۴	۰/۹۹۷	۱/۰۴	۰/۰۰۱	۱۷/۶۱	۱۷/۶۱	۱۰۰۴
۰/۰۱	۱/۲۷۵	۱/۲۸۵	۰/۲۱۱	۱/۷۵	۱/۹۶۳	۱۰۰۵
۰/۰۳۹	۶/۶۶	۶/۶۹۸	۰/۹۷۹	۱۷/۱۸	۱۸/۱۶	۱۰۰۶
۰/۰۳	۱/۲۷۵	۱/۲۸۵	۰/۲۱۱	۱/۷۵۲	۱/۹۶۳	۱۰۰۷
۰/۱۴۳	۱۰/۰۲	۱۰/۱۶	۰/۰۲۵	۰/۰۹۷	۰/۱۲۲	۱۰۰۸
۰/۱۴۲	۵/۹۷۴	۶/۱۱۶	۰/۰۰۶	۰/۰۱۹	۰/۰۲۵	۱۰۰۹
۰/۳۲۹	۱۲/۶۱	۱۲/۹۴	۰/۰۸۵	۰/۱۶	۰/۲۴۵	۱۰۱۰
۰/۲۹۲	۱۱/۱۴	۱۱/۴۳	۰/۰۸۴	۰/۱۵۷	۰/۲۴۱	۱۰۱۱
۰/۲۹۲	۱۱/۱۴	۱۱/۴۳	۰/۰۸۴	۰/۱۵۷	۰/۲۴۱	۱۰۱۲
۰/۰۹۲	۱/۹۶۱	۲/۰۵۳	۰	۰	۰	۱۰۱۳
۰/۰۹۲	۱/۱۵	۱/۲۴۳	۰	۰	۰	۱۰۱۴
۰/۱۷۹	۱/۱۲۱	۲/۳	۰	۰	۰	۱۰۱۵

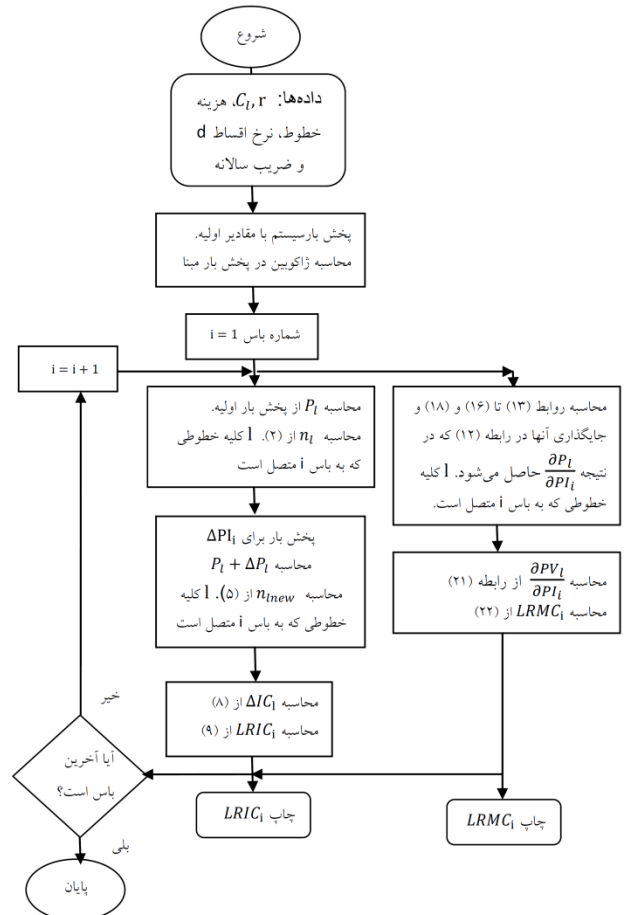


شکل (۴): سطح توان خطوط در بار پایه



شکل (۵): نمودار اختلاف تعرفه با دو رویکرد افزایشی و نهایی برای دو نرخ رشد بار متفاوت در سطح بارگیری پایه

در این مقاله، روش‌های جمع‌کننده ثابت و ضرب‌کننده ثابت برای نشان دادن درجه تنظیم قیمت باس‌ها برای رسیدن به درآمد لازم برای شبکه و تأثیر آن‌ها بر تعرفه‌های افزایشی و نهایی به کار رفته است. تعرفه‌های حاصل در جداول (۲) و (۳) دیده می‌شود. از جدول (۲)



شکل (۳): روندنا برای محاسبه تعرفه باس‌ها با دو رویکرد افزایشی و نهایی

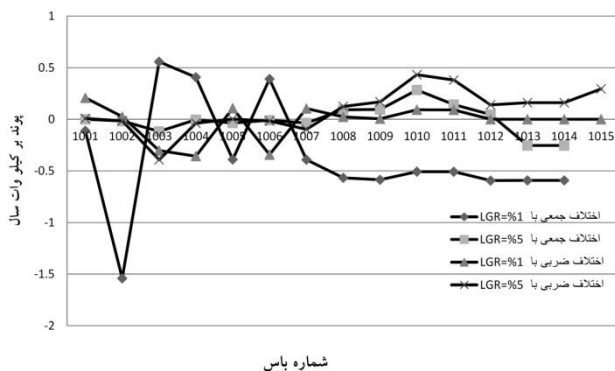
برای LGR برابر ۱٪، تفاوت تعرفه با دو رویکرد در باس‌های ۱۰۰۱ تا ۱۰۰۷ مقدار بزرگی است؛ زیرا آن‌ها به خطوطی متصل هستند که توان نسبتاً زیادی دارند. همچنین می‌توان دید که باس‌های ۱۰۰۹ تا ۱۰۱۵ به خطوط با توان کم متصل هستند و تعرفه به دست آمده برای آن‌ها نزدیک صفر است. وقتی LGR برابر ۵٪ باشد، تعرفه باس‌های ۱۰۰۹ تا ۱۰۱۵ به صورت قابل توجهی افزایش می‌یابند؛ چراکه وقتی LGR بزرگ باشد، زمان توسعه شبکه نزدیک‌تر شده و تزریق توان در باس، اثر بیشتری روی ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده خواهد گذاشت. در مقابل باس‌های ۱۰۰۳ تا ۱۰۰۶ که به خطوط پرتوان متصل هستند، با افزایش LGR تعرفه آن‌ها کاهش یافته است. به طور کلی، می‌توان نتیجه گرفت که تفاوت تعرفه‌های LRMC و LRIC برای LGR های کوچک و سطوح بارگیری بزرگ بیشتر است. برعکس این حالت نیز صادق است. تفسیر نتایج جدول (۱) در شکل (۵) به صورت نمودار ترسیم شده است. تفاوت تعرفه‌های با دو رویکرد مختلف برای دو نرخ رشد بار در این شکل مشاهده می‌شود.

روش نوین قیمت‌گذاری هزینه نهایی بلندمدت برای جبران کمبود درآمد... ۹

وقتی LGR به ۵٪ افزایش می‌یابد، بزرگ‌ترین تفاوت برابر ۰/۲۸۴ در باس ۱۰۱۱ است. برای باس‌های دیگر تعرفه با دو رویکرد افزایشی و نهایی نزدیک به هم هستند و اختلاف کمی دارند. در مقایسه با LGR برابر ۱٪، تعرفه‌های این حالت خیلی بیشتر است؛ زیرا وقتی نرخ رشد بار بزرگ‌تر باشد، زمان تقویت شبکه زودتر فرامی‌رسد و در نتیجه تعرفه‌های بالاتری خواهیم داشت.

از جدول (۲) می‌توان دید که با روش جمع‌کننده ثابت اختلاف تعرفه باس‌ها تغییری نمی‌کند و در نتیجه، اعوجاج سیگنال اقتصادی حداقل خواهد بود. در روش ضرب‌کننده ثابت، تفاوت قیمت باس‌ها در دو رویکرد افزایشی و نهایی افزایش می‌یابد؛ در نتیجه قیمت بیشتر منجر به تعرفه بزرگ‌تر و قیمت صفر منجر به تعرفه صفر می‌شود که در جدول (۳) نشان داده شده است. این موضوع در شکل (۶) نیز بهتر مشاهده می‌شود. در این شکل، نتایج حاصل از جداول (۲) و (۳) به صورت یکجا نشان داده شده است.

برای LGR کوچک‌تر، بزرگ‌ترین اختلاف تعرفه دو رویکرد برابر ۰/۳۵۷ (پوند بر کیلووات سال) در باس ۱۰۰۴ است. اختلاف تعرفه در حالت اصلی که از ضرب‌کننده ثابت استفاده نکردیم برابر ۱/۰۰۱ (پوند بر کیلووات سال) است؛ زیرا تعرفه LRIC در ۰/۲۵ و تعرفه LRMC در ۰/۳۴ ضرب شده‌اند.



شکل (۶): نمودار اختلاف تعرفه جبران شده جمعی و ضربی برای دو رویکرد افزایشی و نهایی و دو نرخ رشد بار متفاوت در سطح بارگیری پایه

وقتی LGR بزرگ‌تر شود، تعرفه‌های اصلاح‌شده برای جبران کمبود درآمد در دو رویکرد نهایی و افزایشی کاملاً به هم نزدیک شده و بزرگ‌ترین اختلاف آن دو در باس ۱۰۱۱ و برابر ۰/۴۳۳ (پوند بر کیلووات سال) است که اگر با بزرگ‌ترین اختلاف دو تعرفه در جدول (۱) یعنی ۰/۳۲۹ (پوند بر کیلووات سال) مقایسه شود، این تفاوت تعرفه به سبب ضرب‌کننده ثابت افزایش یافته است. به‌طور کلی، در حالت ضرب‌کننده ثابت اگر قیمت یک باس بیش از حد زیاد باشد، منجر به تعرفه خیلی زیادی خواهد شد.

می‌توان دید که وقتی LGR، ۱٪ است، تعرفه باس‌های ۱۰۱۳ تا ۱۰۱۵ تفاوت زیادی به میزان ۰/۵۹۲ (پوند بر کیلووات سال) دارد.

هرچند قیمت این باس‌ها صفر است، برای جبران کمبود درآمد شبکه با روش جمع‌کننده ثابت، مقدار ثابتی به قیمت تمام باس‌ها اضافه می‌شود. در نتیجه با رویکرد LRIC تعرفه هر سه باس برابر ۲/۳۹۴ (پوند بر کیلووات سال) و با رویکرد LRMC تعرفه برابر ۲/۹۸۶ (پوند بر کیلووات سال) خواهد شد.

جدول (۲): مقایسه تعرفه‌های دو رویکرد با استفاده از روش جمع‌کننده ثابت (پوند بر کیلووات سال)

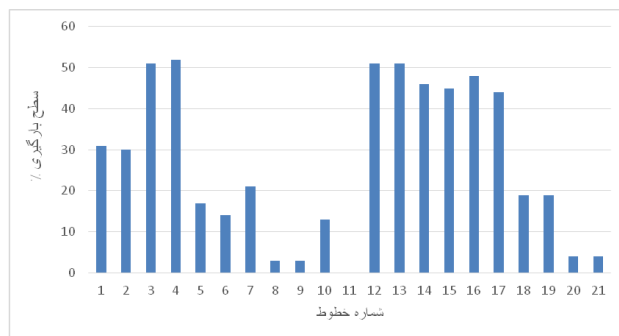
شماره باس	LGR=۱٪		LGR=۵٪	
	LRIC	LRMC	LRIC	LRMC
۱۰۰۱	۶/۶۹۵	۶/۸۰۶	۱۱/۰۷۳	۱۱/۰۷۳
۱۰۰۲	۳/۰۰۱	۴/۵۴۲	۹/۶۲۳	۹/۶۲۳
۱۰۰۳	۲۲/۶۰۴	۲۲/۰۴۶	۱۵/۳۲۷	۱۵/۴۴۴
۱۰۰۴	۲۱/۰۰۴	۲۰/۵۹۶	۱۴/۲۲۷	۱۴/۲۳۱
۱۰۰۵	۴/۳۵۷	۴/۷۴۶	۶/۴۷۲	۶/۵۰۸
۱۰۰۶	۲۰/۵۵۷	۲۰/۱۶۶	۱۱/۸۹۴	۱۱/۸۹۴
۱۰۰۷	۴/۳۵۷	۴/۷۴۸	۶/۴۷۲	۶/۵۰۸
۱۰۰۸	۲/۵۱۶	۳/۰۸۳	۱۵/۲۵۴	۱۵/۲۵۴
۱۰۰۹	۲/۴۱۹	۳/۰۰۵	۱۱/۳۰۳	۱۱/۳۰۷
۱۰۱۰	۲/۶۳۹	۳/۱۴۶	۱۷/۸۴۳	۱۷/۸۴۳
۱۰۱۱	۲/۶۳۵	۳/۱۴۳	۱۶/۴۷۴	۱۶/۴۷۴
۱۰۱۲	۲/۳۹۲	۲/۹۸۶	۷/۲۴۰	۷/۱۹۴
۱۰۱۳	۲/۳۹۴	۲/۹۸۶	۶/۴۲۹	۶/۴۸۳
۱۰۱۴	۲/۳۹۴	۲/۹۸۶	۶/۴۲۹	۶/۴۸۳
۱۰۱۵	۲/۳۹۴	۲/۹۸۶	۷/۴۸۷	۷/۳۵۴

جدول (۳): مقایسه تعرفه‌های دو رویکرد با استفاده از روش ضرب‌کننده ثابت (پوند بر کیلووات سال)

شماره باس	LGR=۱٪		LGR=۵٪	
	LRIC	LRMC	LRIC	LRMC
۱۰۰۱	۵/۳۴۲	۵/۱۳۴	۱۰/۶۰۰	۱۰/۵۹۲
۱۰۰۲	۰/۷۶۰	۰/۷۳۴	۷/۹۵۸	۷/۹۷۲
۱۰۰۳	۲۵/۳۱۵	۲۵/۶۱۷	۱۸/۰۲۶	۱۸/۴۱۸
۱۰۰۴	۲۳/۳۱۱	۲۳/۶۶۸	۱۶/۲۸۰	۱۶/۳۱۸
۱۰۰۵	۲/۴۵۹	۲/۳۵۲	۲/۳۱۴	۲/۳۱۲
۱۰۰۶	۲۲/۷۴۷	۲۳/۰۹۰	۱۲/۰۶۲	۱۲/۰۷۹
۱۰۰۷	۲/۴۵۹	۲/۳۵۵	۲/۳۱۴	۲/۴۱۲
۱۰۰۸	۱/۵۳	۰/۱۳۰	۱۸/۲۹۷	۱۸/۱۷۲
۱۰۰۹	۰/۰۳۱	۰/۰۲۶	۱۱/۰۱۴	۱۰/۸۴۵
۱۰۱۰	۰/۳۰۷	۰/۲۱۵	۲۳/۳۰۳	۲۲/۸۷۱
۱۰۱۱	۰/۳۰۲	۰/۲۱۱	۲۰/۵۸۴	۲۰/۲۰۴
۱۰۱۲	۰	۰	۳/۶۹۷	۳/۵۵۷
۱۰۱۳	۰	۰	۲/۲۴۷	۲/۰۸۶
۱۰۱۴	۰	۰	۲/۲۴۷	۲/۰۸۶
۱۰۱۵	۰	۰	۴/۱۴۲	۳/۸۴۷

۲.۶. سطح بارگیری برای ۲۰ درصد بیشتر

در این قسمت، تمام بارها تا ۲۰٪ افزایش داده شدند. بنابراین توان تمام خطوط شبکه حدود ۲۰٪ زیاد خواهد شد. سطح توان خطوط در این حالت در شکل (۷) نشان داده شده است.



شکل (۷): سطح توان خطوط در بار ۲۰٪ بیشتر از بار پایه

در جدول (۴)، تعرفه‌های دو رویکرد برای دو نرخ رشد بار ۱٪ و ۵٪ دیده می‌شود. به‌وضوح تعرفه‌ها همان الگوی بار پایه را دارند که مقداری افزایش یافتند. با مقایسه نتایج جدول (۱) دیده می‌شود که افزایش در تعرفه‌ها برای دو رویکرد یکسان است. برای LGR کوچک‌تر افزایش تعرفه بیشتر و برای LGR بزرگ‌تر افزایش تعرفه کمتر است.

جدول (۴): مقایسه تعرفه‌های دو رویکرد برای

دو نرخ رشد بار و سطح بارگیری ۲۰٪ بیشتر (پوند بر کیلووات سال)

شماره باس	LGR=۱٪			LGR=۵٪		
	DIFF	LRMC	LRIC	DIFF	LRMC	LRIC
۱۰۰۱	۱۱/۴۳	۱۲/۵۲	۱/۰۸۶	۶/۲۵	۶/۲۹	۰/۰۴۷
۱۰۰۲	۱/۶۱	۱/۷۵۷	۰/۱۴۶	۶/۶۸	۴/۷۰	۰/۰۶۳
۱۰۰۳	۵۷/۳۵	۶۰/۱۹	۲/۸۴۶	۱۰/۸۳	۱۰/۸۷	۰/۰۴۴
۱۰۰۴	۵۲/۶۷	۵۵/۲۱	۲/۴۵۱	۹/۶۲	۹/۶۶	۰/۰۳۶
۱۰۰۵	۵/۸۹۴	۵/۳۹	۰/۴۹۶	۱/۳۸	۱/۳۸	۰/۰۰۸
۱۰۰۶	۵۱/۴۲	۵۳/۸۷	۲/۸۳۹	۷/۱۲	۷/۱۶	۰/۰۳۵
۱۰۰۷	۴/۸۹	۵/۴۹	۰/۴۹۶	۱/۴۶	۱/۴۸	۰/۰۰۸
۱۰۰۸	۰/۰۳۲	۰/۴۹	۰/۰۶۸	۱۱/۰۸	۱۱/۲۱	۰/۰۳۴
۱۰۰۹	۰/۰۷۶	۰/۰۷۶	۰/۰۱۴	۶/۴۵	۶/۵۷	۰/۱۲۵
۱۰۱۰	۰/۰۷۸	۰/۰۷۸	۰/۲۳۷	۱۴/۱۴	۱۴/۴۵	۰/۳۴۱
۱۰۱۱	۰/۰۷۷	۰/۰۷۷	۰/۲۳۳	۱۲/۵۶	۱۲/۸۵	۰/۲۸۲
۱۰۱۲	۰	۰	۰	۲/۱۰	۲/۱۸	۰/۰۸۲
۱۰۱۳	۰	۰	۰	۱/۲۳	۱/۳۱	۰/۰۸۳
۱۰۱۴	۰	۰	۰	۱/۲۳	۱/۳۱	۰/۰۸۳
۱۰۱۵	۰	۰	۰	۲/۲۷	۲/۴۳	۰/۱۶۲

در جدول (۵)، تعرفه‌های محاسبه‌شده با روش جمع‌کننده ثابت نشان داده شده است. برای LGR کم، روش جمع‌کننده ثابت در بعضی از باس‌ها منجر به تعرفه منفی می‌شود. این بدان علت است که قیمت باس‌ها تحت الشعاع قیمت بالای باس‌های ۱۰۰۱، ۱۰۰۴ و ۱۰۰۶ است

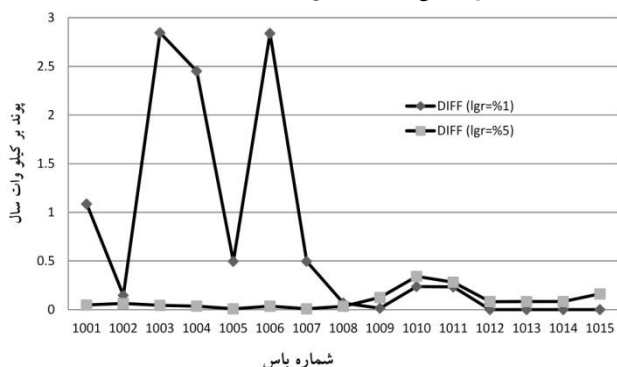
که به خطوط پربار متصل‌اند.

جدول (۵): مقایسه تعرفه‌های دو رویکرد با استفاده از روش جمع‌کننده

ثابت و سطح بارگیری ۲۰٪ بیشتر (پوند بر کیلووات سال)

شماره باس	LGR=۱٪		LGR=۵٪	
	LRMC	LRIC	LRMC	LRIC
۱۰۰۱	-۵/۱۹۶	-۴/۸۳۴	۹/۰۴۲	۹/۰۳۶
۱۰۰۲	-۱۵/۱۹۶	-۱۴/۶۵۴	۷/۴۷۲	۷/۴۴۶
۱۰۰۳	۴۲/۳۷۴	۴۱/۰۸۶	۱۳/۶۲۲	۱۳/۶۱۶
۱۰۰۴	۳۷/۴۹۴	۳۶/۴۹۶	۱۲/۴۱۲	۱۲/۴۰۶
۱۰۰۵	-۱۲/۳۲۶	-۱۱/۳۷۰	۴/۱۷۲	۴/۱۲۶
۱۰۰۶	۳۶/۱۵۴	۳۵/۲۰۶	۹/۹۱۲	۹/۹۰۶
۱۰۰۷	-۱۲/۳۲۶	-۱۱/۳۷۴	۴/۱۵۲	۴/۱۲۶
۱۰۰۸	-۱۷/۳۲۶	-۱۵/۹۴۴	۱۳/۸۷۲	۱۳/۹۵۶
۱۰۰۹	-۱۷/۶۴۰	-۱۶/۲۰۴	۹/۲۴۲	۹/۳۱۶
۱۰۱۰	-۱۶/۹۳۶	-۱۵/۷۲۴	۱۶/۹۳۲	۱۷/۱۹۶
۱۰۱۱	-۱۶/۹۴۶	-۱۵/۷۲۴	۱۵/۳۵۲	۱۵/۵۹۶
۱۰۱۲	-۱۷/۷۱۶	-۱۶/۲۴۶	۴/۸۹۲	۴/۹۲۶
۱۰۱۳	-۱۷/۷۱۶	-۱۶/۲۴۶	۴/۰۲۲	۴/۰۵۶
۱۰۱۴	-۱۷/۷۱۶	-۱۶/۲۴۶	۴/۰۲۲	۴/۰۵۶
۱۰۱۵	-۱۷/۷۱۶	-۱۶/۲۴۶	۵/۰۶۲	۵/۱۷۶

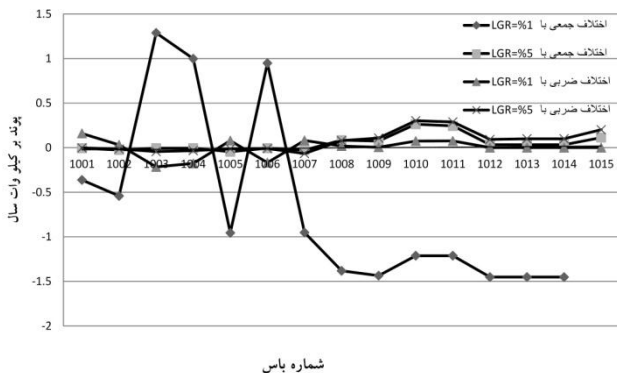
درآمد حاصل از این سه باس قبل از اعمال روش جمع‌کننده ثابت، از درآمد مجاز بیشتر بوده است. در نتیجه با استفاده از روش جمع‌کننده ثابت، یک عدد منفی حاصل می‌شود که وقتی به قیمت باس‌های شبکه اضافه شود، بیشتر باس‌ها تعرفه منفی پیدا می‌کنند. وقتی که LGR تا ۵٪ افزایش یابد، تعرفه برای تمام باس‌ها مثبت می‌شود؛ زیرا در این حالت، عدد مثبتی به قیمت تمام باس‌ها اضافه شده و اختلاف تعرفه‌ها در مقایسه با حالت LGR برابر ۱٪ کمتر خواهد شد. تفسیر نتایج جدول (۴) در شکل (۸) که به صورت نمودار رسم شده، مشهودتر است. تفاوت تعرفه‌های با دو رویکرد مختلف برای دو نرخ رشد بار و سطح بارگیری ۲۰٪ بیشتر در این شکل مشاهده می‌شود.



شکل (۸): نمودار اختلاف تعرفه با دو رویکرد افزایشی و نهایی

برای دو نرخ رشد بار متفاوت در سطح بارگیری ۲۰٪ بیشتر

نمودار اختلاف تعرفه جبران شده جمعی و ضریبی برای دو رویکرد افزایشی و نهایی و دو نرخ رشد بار متفاوت در سطح بارگیری ۲۰٪ بیشتر نشان داده شده است.



شکل (۹): نمودار اختلاف تعرفه جبران شده جمعی و ضریبی برای دو رویکرد افزایشی و نهایی و دو نرخ رشد بار متفاوت در سطح بارگیری ۲۰٪ بیشتر

۷. نتیجه گیری

در این مقاله، یک روش نوین با تحلیل حساسیت بر پایه LRMC ارائه شد. در این روش، یک رابطه تحلیلی برای تغییر ارزش فعلی سرمایه گذاری آینده نسبت به افزایش توان باسها به دست آمد. نتایج حاصل از یک شبکه توزیع عملی و مقایسه آنها با روش پایه LRIC حاکی از آن است که:

- از نظر دقت، مادامی که تغییر توان تزریقی در باس کوچک است، تعرفه با رویکردهای LRIC و LRMC نتایج کاملاً مشابهی دارد. در شرایطی که شبکه در اوج بارگیری خود و نرخ رشد بار (LGR) کم است، اختلاف تعرفه دو رویکرد به بیشترین حالت خود می رسد. برعکس وقتی تغییرات توان تزریقی در باس زیاد باشد، تفاوت بین دو تعرفه آشکارتر شده و بیشترین اختلاف دو تعرفه زمانی اتفاق می افتد که شبکه در اوج بارگیری خود و نرخ رشد بار زیاد باشد. تعرفه ها وابسته به قیمت باسها هستند و همان الگوی قیمت باسها را دنبال می کنند.
- از نظر سرعت، تعرفه LRIC نیاز به دو بار اجرای پخش بار برای تزریق با و بدون توان در هر باس دارد تا بتوان اثر تزریق توان را در هزینه بلندمدت تعیین کرد. برای سیستم های بزرگ، بار محاسباتی روش پیشنهاد شده تحلیلی با رویکرد LRMC بار محاسباتی را برای سیستم های با اندازه بزرگ کاهش می دهد؛ زیرا با استفاده از تحلیل حساسیت نیازی به اجرای پخش بار مجدد برای هر تزریق توان در باس وجود ندارد.
- از نظر انعطاف پذیری، در مدل LRIC می توان اثر تزریق توان با

نتایج تعرفه با استفاده از روش ضرب کننده ثابت در جدول (۶) نشان داده شده است. در مقایسه با نتایج جدول (۱) تعرفه ها برای تمام باسها کمی کوچک تر شده اند؛ زیرا در این حالت تقاضا برای مصرف افزایش یافته است.

جدول (۶): مقایسه تعرفه های دو رویکرد با استفاده از روش ضرب کننده ثابت و سطح بارگیری ۲۰٪ بیشتر (پوند بر کیلووات سال)

LGR=۵٪		LGR=۱٪		شماره باس
LRMC	LRIC	LRMC	LRIC	
۸/۷۶۹	۸/۷۶۷	۴/۲۷۶	۴/۴۳۶	۱۰۰۱
۶/۵۶۶	۶/۵۵۱	۰/۶۰۲	۰/۶۳۳	۱۰۰۲
۱۵/۱۹۴	۱۵/۱۵۰	۲۱/۴۵۴	۲۱/۲۳۸	۱۰۰۳
۱۳/۴۹۷	۱۳/۴۶۴	۱۹/۷۴۷	۱۹/۵۶۰	۱۰۰۴
۱/۹۳۶	۱/۹۲۳	۱/۸۳۱	۱/۹۱۰	۱۰۰۵
۹/۹۸۹	۹/۹۷۹	۱۹/۲۵۴	۱۹/۰۸۶	۱۰۰۶
۱/۹۸۹	۱/۹۲۳	۱/۸۲۹	۱/۹۱۰	۱۰۰۷
۱۵/۵۴۵	۱۵/۶۲۴	۰/۱۲۰	۰/۱۳۸	۱۰۰۸
۹/۰۴۹	۹/۱۵۷	۰/۰۲۲	۰/۰۲۷	۱۰۰۹
۱۹/۸۳۸	۲۰/۱۴۰	۰/۲۰۲	۰/۲۷۶	۱۰۱۰
۱۷/۶۲۱	۱۷/۹۱۰	۰/۱۹۸	۰/۲۷۴	۱۰۱۱
۲/۹۴۶	۳/۰۳۸	۰	۰	۱۰۱۲
۱/۷۲۶	۱/۸۲۶	۰	۰	۱۰۱۳
۱/۷۲۶	۱/۸۲۶	۰	۰	۱۰۱۴
۳/۱۸۵	۳/۳۸۷	۰	۰	۱۰۱۵

برخلاف روش جمع کننده ثابت در این روش برای LGR برابر ۱٪ تعرفه منفی وجود ندارد. از طرف دیگر، تمام تعرفه های به دست آمده در این روش در مقایسه با جدول (۴) کوچک تر شدند؛ زیرا مضرب کوچک تری به تمام تعرفه ها اعمال شده است. سازوکار جبران کمبود درآمد توسط بهره بردار شبکه توزیع بسیار مهم است؛ چراکه این نهاد تصمیم می گیرد چگونه تعرفه های به دست آمده از رویکردهای بلندمدت نهایی و افزایشی، به گونه ای تغییر کند تا تعرفه بر اساس استفاده مشتری از شبکه باشد. در عمل قسمت زیادی از درآمد بهره بردارهای شبکه توزیع از طریق این سازوکار حاصل می شود. در روش جمع کننده ثابت اختلاف بین تعرفه باسها تقریباً ثابت است. بنابراین اعوجاج سیگنال اقتصادی برای قیمت های با رویکرد نهایی و یا افزایشی حداقل خواهد بود. در مقابل در روش ضرب کننده ثابت اختلاف بین تعرفه باسها در یک عدد ثابت ضرب شده که منجر به اعوجاج بیشتری در سیگنال اقتصادی ارسال شده برای مشتریان شبکه می شود. بنابراین با این تحلیل روش جمع کننده ثابت توسط اکثر بهره بردارهای شبکه توزیع برای جبران کمبود درآمد شبکه پذیرفته شده است. در شکل (۹) تفسیر نتایج حاصل از جداول (۵) و (۶) به صورت یکجا با چهار

این مضرب قیمت یک باس خیلی بزرگ شود، ممکن است سیگنال اقتصادی هزینه توسعه آینده شبکه نسبت به تزریق توان در یک باس را تخریب کند. برای همین در بیشتر شبکه‌ها ترجیح می‌دهند از روش جمع‌کننده ثابت استفاده کنند.

به‌طور خلاصه، نتایج روش پیشنهادی LRMIC در بیشتر شرایط بهره‌برداری شبکه، مشابه نتایج روش LRIC است؛ با این تفاوت که نه تنها از نظر محاسباتی کارآمد است، بلکه به سبب رویکرد نهایی آن، سیگنال اقتصادی فعلی و مهم‌تر از آن نیاز سرمایه‌گذاری آینده را نیز نشان می‌دهد.

هر اندازه‌ای را روی خطوط شبکه با استفاده از شبیه‌سازی به دست آورد. ولی نتایج روش پیشنهادی LRMIC فقط برای تغییرات کوچک تزریق توان بسیار دقیق است. برای تغییرات بزرگ تزریق توان تعرفه‌های به دست آمده از روش پیشنهادی LRMIC می‌تواند بسیار متفاوت از تعرفه‌های LRIC باشد.

۴. در نهایت، فرایند جبران کمبود درآمد از این حیث که چگونه باعث اختلاف تعرفه LRIC و LRMIC می‌شود، بسیار مهم است. روش جمع‌کننده ثابت به‌طور یکنواخت، قیمت کل باس‌ها را کم و زیاد می‌کند و در نتیجه، اختلاف تعرفه‌ها تقریباً ثابت است. از طرف دیگر، در روش ضرب‌کننده ثابت، قیمت تمام باس‌ها به‌طور نسبی افزایش می‌یابد. اگر با

مراجع

- [1] Shirmohammadi, D., "Some Fundamental, Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing", IEEE Transaction on Power System, Vol. 11, No. 2, pp. 1002–1008, May 1996.
- [2] Jing, Z., "Review of Transmission Fixed Costs Allocation Methods", In Proceeding. IEEE Power Engineering Society. General Meeting, Toronto, Canada, pp. 2585–2592, Jul. 13–17, 2003.
- [3] Lai, L. L., "Power System Restructuring and Deregulation: Trading, Performance and Information Technology", John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2001.
- [4] Willis, H. L., Philipson, L., "Understanding Electric Utility and De-regulation", 2016.
- [5] Perez-Arriaga, I. J., Rudnick, H., Stadlin, W. O., "International Power System Transmission Open Access Experience", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, pp. 554-564, 1995.
- [6] Marangon Lima, J. W., "Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil", Power Technology, 2007 IEEE Lausanne, pp. 887-910, 2007.
- [7] Shirmohammadi, D., "Cost of Transmission Transactions: An Introduction", IEEE Transaction on Power System, Vol. 6, No. 3, pp. 1006–1016, Aug. 1991.
- [8] Marangon Lima, J. W., Oliverira, E. J., "The Long-Term Impact of Transmission Pricing", IEEE Transaction on Power System, Vol. 13, No. 4, pp. 1514–1520, Nov. 1998.
- [9] Ponce De Leao, M. T., Saraiva, J. T., "Solvin the Revenue Reconciliation Problem of Distribution Network Providers Using Long-Term Marginal Prices", IEEE Power Engineering Review, Vol. 22, No. 11, pp. 55-55, 2002.
- [10] Li, F., "Long-Run Marginal Cost Pricing Based on Network Spare Capacity", IEEE Transaction on Power System, Vol. 22, No. 2, pp. 885–886, May 2007.
- [11] Rubio-Oderiz, F. J., Perez-Arriaga, I. J., "Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods", IEEE Transaction on Power System, Vol. 15, No. 1, pp. 448–454, Feb. 2000.
- [12] Li, F., Tolley, D. L., "Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity", IEEE Transaction on Power System, Vol. 22, No. 4, pp. 1683-1689, 2007.
- [13] Wang, J., "Lon-Run Marginal Cost Pricing Methodologies in Open Access Electricity Networks", PhD: University of Bath, 2007.
- [14] Heng, H. Y., Li, F., "Literature Review of Long-Run Marginal Cost Pricing and Long-Run Incremental Cost Pricing", In Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. pp. 73-77, 2007.
- [15] Gu, C., Li, F., "Sensitivity Aanalysis of Long-Run Incremental Charge Based on Analytical Approach", In Electricity Distribution – Part1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on, pp. 1-5, 2009.
- [16] Kovacs, R. R., Leverett, A. L., "A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity", IEEE Transaction on Power System, Vol. 9, No. 1, pp. 272–278, Feb., 1994.
- [17] Limpasuwan, T., Tipmabutr, S., "Comparison in Varied Aspects of Transmission Pricing Used on Long Run Average Incremental Cost", In Proceeding IEEE/PES Asia Pacific Transmission and Distribution Conference Exhibition, pp. 1990–1995, 2002.
- [18] Bakirtzis, A., "Comparison of Two Methods for Long-Run Marginal Cost-Based Transmission Use-of-System Pricing", Proc. Inst. Elect. Eng. Gen., Transm., Distrib., Vol. 148, No. 5, pp. 477–481, Sep., 2001.
- [19] Méndez, V. H., "Impact of Distributed Generation on Distribution Investment Deferral", Int. J. Elect. Power Energy Syst., Vol. 28, No. 4, pp. 244–252, 2006.
- [20] Sotkiewicz, P. M., Vignolo, J. M., "Allocation of Fixed Costs in Distribution Networks with Distributed Generation", IEEE Transaction on Power System, Vol. 21, No. 2, pp. 639–652, May 2006.
- [21] Pan, J., "Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access", IEEE Transaction on Power System, Vol. 15, No. 4, pp. 1218–

- 1224, Nov., 2000.
- [22] Li, F., Tolley, D. L., "Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity", IEEE Transaction on Power System, Vol. 22, No. 4, pp. 1683–1689, Nov., 2007.
- [23] National Grid. Electricity Ten-Year Statement, M. T., 2013.
- [24] Ponce De Leao, Saraiva, J. T., "Solving the Revenue Reconciliation Problem of Distribution Network Providers Using Long-Term Marginal Prices", Power Engineering Review, IEEE, Vol. 22, pp. 55-55, 2012.
- [25] Sedaghati, A., "Cost of Transmission System Usage Based on an Economic Measure", IEEE Transaction on Power System, Vol. 21, No. 2, May 2006.
- [26] Kim, H., Baughman, M. L., "The Economic Efficiency Impacts of Alternatives for Revenue Reconciliation", IEEE Transaction on Power System, Vol. 12, No. 3, pp. 1129–1135, Aug., 1997.