بهبود قیمت‌گذاری نهایی بلند مدت به همراه روش ضرایب تعمیم یافته سود برای جبران کمبود درآمد شبکه انتقال در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته

نوع مطالعه: پژوهشی

علیرضا صداقتی

استادیار دانشکده برق-دانشگاه شهاب دانش-قم-ایران- ars@shdu.ac.ir

چکیده: برای پوشش هزینه‌های سیستم انتقال و شبکه‌های توزیع روش‌های مختلفی وجود دارد. این روش‌ها به دو رویکرد افزایشی یا نهایی تقسیم می‌شوند و می‌تواند بلند مدت یا کوتاه مدت باشد. تفاوت اصلی در رویکرد افزایشی و نهایی نحوه محاسبه هزینه استفاده از شبکه است. در رویکرد افزایشی از شبیه‌سازی و در رویکرد نهایی از روش‌های تحلیل حساسیت برای تعیین هزینه استفاده می‌شود. اگر برای محاسبه تعرفه انتقال از قیمت‌های بهینه گرهی یا ناحیه‌ای که نوعی رویکرد کوتاه مدت نهایی هستند استفاده شود در این صورت تعرفه شبکه حاصل از این قیمت گذاری فقط تجهیزات موجود را در نظر می‌گیرد. مگر اینکه بهینه سازی هزینه سیستم با بهینه سازی طراحی شبکه توام شوند. از آنجا که مبنای قیمت‌گذاری گرهی ایجاد سیگنال اقتصادی است تعرفه بدست آمده کل هزینه شبکه را پوشش نمی‌دهد. برای ایجاد مشوق‌های لازم برای سرمایه‌گذاری آینده می‌توان از رویکردهای افزایشی یا نهایی بلند مدت بهره برد. در این مقاله برای ایجاد سیگنال اقتصادی سرمایه‌گذاری آینده از روش تصحیح شده رویکرد نهایی بلند مدت استفاده شده است که بتواند اثر هزینه‌های بلند مدت را نسبت به تزریق توان در باس‌ها نشان دهد. در عین حال از آنجا که رویکرد نهایی هزینه کامل شبکه را پوشش نمی‌دهد برای جبران کمبود درآمد از روش ضرایب تعمیم یافته سود استفاده شده است. یک شبکه توزیع عملی برای نشان دادن اصول تئوری و عملی راهکار یشنهادی مورد استفاده قرار می‌گیرد. نتایج برای شرایط مختلف سیستم مقایسه می‌شوند. نتایج نشان می‌دهند که قیمت‌های حاصل از راهکار پیشنهادی نه تنها هزینه‌های توسعه آینده شبکه را در بر می‌گیرد بلکه به فاصله بین تولید و مصرف نیز بستگی دارد و عواملی که در تعرفه‌های شبکه تاثیر گذار هستند را نیز نشان خواهد داد.

واژه های کلیدی: تعرفه انتقال، سیستم قدرت تجدید ساختار شده، رویکرد نهایی بلند مدت (LRMC)، رویکرد افزایشی بلند مدت (LRIC)، جبران کمبود درآمد شبکه انتقال

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۸/۰۵/۰۵

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۹/۰۲/۰۴

نام نویسنده‌ی مسئول : دکتر علیرضا صداقتی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران – قم – خیابان پردیسان– موسسه شهاب دانش – دانشکده‌ی برق

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

۱- مقدمه

در سالهای اخیر ساختار سیستم قدرت از حالت عمودی به حالت افقی تغییر کرده است و بخش های تولید و انتقال و توزیع از هم جدا شدند. در این بازار تجدید ساختار شده الحاق انتقال بین مشتریان اعم از مصرف کنندگان، تولید کنندگان و شرکتهای برق موضوع بحث انگیزی بوده است. ساخت خط برای هر جفت تولید-مصرف امکان پذیر نیست و بنابراین لازم است روش‌هایی وضع شوند تا شرکتهای برق بتوانند سیستم انتقال خود را به شراکت بگذارند. به این دلیل لازم است تا بخش انتقال یک فعالیت مجزا باشد. ترانزیت برق از فروشنده به خریدار از طریق شبکه‌ای که مالک آن بخش دیگری است از موضوعات مهم تعرفه انتقال در محیط رقابتی است[۳-۱]. تعرفه شبکه توزیع یا انتقال تعرفه‌ای است که مشتری اعم از مصرف کننده یا تولید کننده برای استفاده از شبکه باید آن را بپردازد. در روش‌های تعیین تعرفه باید هزینه‌های اولیه، بهره‌برداری و نگهداری شبکه لحاظ شوند. علاوه بر آن با پیدایش بازار برق و تجدید ساختار سیستم قدرت یکی از شروط اساسی تعیین تعرفه، ارسال سیگنال اقتصادی لازم برای مصرف فعلی و توسعه آینده شبکه به مشتریان است [۶-۴]. برای رسیدن به این هدف تعرفه شبکه باید هزینه یا سود حاصل از مصرف شبکه توسط مشتریان جدید را نشان دهد. به این دلیل دو رویکرد افزایشی و نهایی در قیمت گذاری شبکه معرفی شده است تا بتوان هزینه‌های بهره‌برداری و توسعه آینده شبکه را برای مشتریان جدید اعم از واحدهای تولید یا مصرف کنندگان محاسبه نمود [۱،۸،۷].

۲- مرور ادبیات

روش‌های قبلی تعرفه سیستم انتقال به دو دسته تقسیم شدند[۱۳-۱،۹]: قیمت گذاری بلند مدت افزایشی (LRIC) و قیمت گذاری بلند مدت نهایی (LRMC). بزرگترین تفاوت بین این دو روش در نحوه محاسبه اثر تزریق توان در باس‌ها روی هزینه توسعه بلند مدت شبکه است. تعرفه بلند مدت افزایشی برای یک باس از مقایسه ارزش فعلی و ارزش آینده شبکه با و بدون تزریق توان در باس محاسبه می‌شود. این نوع قیمت گذاری کار ساده‌ای است ولی برای سیستم‌های بزرگ، از نظر محاسباتی زمان بر است. از طرف دیگر، در روش‌های نهایی از معادلات تحلیلی برای محاسبه تاثیر تزریق توان باس‌ها روی هزینه توسعه شبکه استفاده می‌شود [۱۵،۱۴]. این روش از نظر محاسباتی کارآمد است ولی باید شیب تغییرات بزرگ توان در باس‌ها با شیب تغییرات کوچک آن برابر باشد تا جواب دقیقی حاصل شود. اما از آنجا که رابطه تزریق توان در باس‌ها نسبت به هزینه توسعه شبکه کاملا غیر خطی است نتایج این روش نادقیق خواهد بود.

مقالات زیادی در باره اختلاف و ارتباط بین این دو نوع قیمت گذاری [۱۶،۱۴] و استفاده از آنها در تعیین تعرفه شبکه‌های واقعی وجود دارد [۲۰-۱۷]. روش‌های فعلی قادر نیستند مشوق مالی کافی برای مکان‌یابی مشتریان جدید شبکه طوری فراهم کنند تا هزینه توسعه شبکه حداقل شود [۲۱]. اولین روشی که هزینه توسعه شبکه را مستقیما بر حسب تزریق توان باس‌ها بیان می‌کند در [۲۲]ارائه شد. در این روش از ظرفیت مازاد خطوط موجود در شبکه برای برآورد هزینه‌های تعجیلی یا تعویقی توسعه آن 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 شود آیا افزایش توان در باس باعث تعجیل یا تعویق توسعه شبکه بوده است. 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 اینست که برای تعیین تعرفه در سیستم‌های بزرگ زمان محاسباتی بطور نمایی افزایش مییابد. علاوه بر آن در سیستم‌های بزرگ شناسایی خطای محاسباتی کار دشواری است.

در این مقاله از روش بهبود یافته قیمت گذاری نهایی بلند مدت (LRMC) استفاده شده است که مزایای روش [۲۲] را دارد در عین حال از رویکرد نهایی [۲۳]برای ارسال سیگنال اقتصادی بهره برده است. در این روش تحلیلی جدید بار محاسباتی در سیستم‌های بزرگ به طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. مکانیزم این روش به این شکل است که تغییر ارزش فعلی توسعه آینده شبکه بر حسب تزریق توان در باس با سه مشتق جزئی زیر محاسبه می‌شود:

- مشتق توان خطوط نسبت به تزریق توان در باس
- مشتق زمان توسعه شبکه نسبت به توان خطوط
- مشتق ارزش فعلی توسعه آینده شبکه نسبت به زمان توسعه

برای نشان دادن کارایی روش از یک شبکه توزیع واقعی که در یک باس به سیستم انتقال متصل است [۲۴] استفاده خواهد شد. همچنین برای نشان دادن برتری رویکرد LRMC مرجع [۲۳] بر روشهای LRIC از دو نرخ رشد بار (LGR) استفاده شده است.

تعرفه انتقال با قیمت گذاری LRIC [۲۲] هزینه‌ها را پوشش می‌دهد ولی اقتصادی نیست. از طرف دیگر تعرفه با قیمت گذاری LRMC [۲۳] اقتصادی است و علاوه بر هزینه‌های جاری هزینه آینده انتقال را نیز در نظر می‌گیرد ولی کل هزینه را پوشش نمی‌دهد. بنابراین به روش‌های بازیافت هزینه باقیمانده نیازمندیم. دو روش اصلاحی برای جبران کمبود درآمد بنام روش جمع کننده ثابت و روش ضرب کننده ثابت در ادبیات موضوع معرفی شدند.

نوآوری این مقاله اینست که با استفاده از روش بازیافت هزینه باقیمانده بنام ضرایب تعمیم یافته سود (EBF) [۲۵] و قیمت گذاری نهایی بلند مدت پیشنهادی میتوان هزینه‌های سیستم انتقال را بطور کامل پوشش داد و سیگنال اقتصادی نیز بطور موثر با کمترین اعوجاج در سیستم تجدید ساختار شده برای مشتریان ارسال خواهد شد.

ساختار مقاله به شرح زیر است. در قسمت ۳ تعرفه با رویکرد LRIC بطور مختصر تشریح می شود . در قسمت ۴ روش بهبود یافته

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

LRMC نشان داده شده است. در قسمت ۵دو رویکرد از نظر مفهوم ریاضی با هم مقایسه می‌شوند. در قسمت ۶مسئله جبران کمبود درآمد شبکه و روش‌های متداول بازیافت هزینه باقیمانده و روش EBF مرور می‌شود. در قسمت ۷ نتایج تجمیع روش‌های مذکور برای یک سیستم عملی توزیع نشان داده خواهد شد. بحث و نتیجه‌گیری در قسمت ۸ آمده است.

۳- قیمت گذاری بلند مدت افزایشی (LRIC)

مدل اصلی این روش در [۲۲]آمده است. این روش در سه مرحله اجرایی زیر به ترتیب شرح داده شده است.

- **ارزش فعلی سرمایه گذاری آینده**

$$C_l = P_l.(1+r)^{n_l} \qquad (۱)$$

که در آن C_l توان حداکثر و P_l توان فعلی خط l و r نرخ رشد بار است. n_l تعداد سالی است که توان خط به مقدار حداکثر خود برسد و برابر است با:

$$n_l = \frac{\log C_l - \log P_l}{\log(1+r)} \qquad (۲)$$

اگر d نرخ استهلاک بانکی و هزینه تجهیزات جدید در سال n_l برابر $\mathrm{Cos}t_l$ باشد، ارزش فعلی هزینه سال n_l برابر PV_l به شکل زیر است:

$$PV_l = \frac{\mathrm{Cos}\,t_l}{(1+d)^{n_l}} \qquad (۳)$$

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

- **هزینه افزایش توان بیشتر از نرخ رشد بار**

نرخ رشد بار ثابت و قابل پیش‌بینی نیست. اگر یک بار اضافه پیش‌بینی نشده در بازه زمانی مورد نظر رخ دهد باید سال جدیدی را برای سرمایه گذاری تعیین کنیم. اگر این سال از n_l کمتر باشد به معنی بار اضافی و اگر از n_l بیشتر باشد به معنی تولید اضافی است. تمرکز اصلی روی بار اضافی خواهد بود. طبق روابط قبلی سال سرمایه‌گذاری جدید برابر است با:

$$C_l = (P_l + \Delta P_l).(1+r)^{n_{\ln ew}} \qquad (۴)$$

از رابطه (۴) سال سرمایه‌گذاری جدید $n_{\ln ew}$ برابر است با:

$$n_{\ln ew} = \frac{\log C_l - \log(P_l + \Delta P_l)}{\log(1+r)} \qquad (۵)$$

با توجه به نرخ استهلاک بانکی و هزینه کل سرمایه‌گذاری در سال سرمایه‌گذاری، ارزش فعلی سرمایه‌گذاری جدید عبارتست از:

$$PV_{\ln ew} = \frac{\mathrm{Cos}\,t_l}{(1+d)^{n_{\ln ew}}} \qquad (۶)$$

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

$$g(r) = \Delta PV_l = \mathrm{Cos}\,t_l.\left(\frac{1}{(1+d)^{n_{\ln ew}}} - \frac{1}{(1+d)^{n_l}}\right) \qquad (۷)$$

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

$$\Delta IC_l = \Delta PV_l.AnnuityFactor \qquad (۸)$$

ضریب سالانه برای اقساط بلند مدت تجهیزات جدید به کار می‌رود. مثلا با نرخ استهلاک بانکی d و مدت زمان استهلاک N ضریب سالانه برابر $1/(1+d)^{N-1}$ است. تغییر هزینه افزایشی رابطه (۸) بدان معنی است که هزینه توسعه آینده شبکه انتقال در تعرفه فعلی منظور شده است.

- **محاسبه هزینه افزایشی بلند مدت (LRIC)**

تعرفه هر باس برابر جمع هزینه افزایشی تمام خطوط متصل به آن باس است و به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$LRIC_i = \frac{\sum_l \Delta IC_l}{\Delta PI_i} \qquad (۹)$$

که در آن $LRIC_i$ هزینه افزایشی بلند مدت باس iام و ΔPI_i تغییرات توان تزریقی در باس iام است.

۴- روش بهبود یافته قیمت گذاری بلند مدت نهایی

در مدل قیمت‌گذاری LRMC بهبود یافته سه حساسیت لحاظ می‌شود:

- تاثیر تزریق توان در یک باس بر ظرفیت مازاد توان خطوطی که به آن باس متصل هستند
- تاثیر تغییر ظرفیت مازاد خطوط شبکه بر مدت زمان توسعه آن
- تاثیر تغییر مدت زمان توسعه خطوط شبکه بر ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده خطوط

این تاثیرات را می‌توان با سه مشتق‌گیری جزئی در رابطه (۱۰) به طور تقریبی محاسبه نمود.

$$\frac{\partial PV_l}{\partial PI_n} = \frac{\partial PV_l}{\partial n_l}.\frac{\partial n_l}{\partial P_l}.\frac{\partial P_l}{\partial PI_n} \qquad (۱۰)$$

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

- **مشتق توان خط به تزریق توان در باس**

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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

$$P_{ij} = V_i^2.G_{ij} - V_i.V_j.(G_{ij}.\cos\theta_{ij} + B_{ij}.\sin\theta_{ij}) \quad (۱۱)$$

اگر مقدار کوچک PI_n به باس n تزریق شود، تاثیر آن بر P_{ij} به شکل زیر محاسبه می‌گردد.

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial PI_n} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i}.\frac{\partial V_i}{\partial PI_n} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j}.\frac{\partial V_j}{\partial PI_n} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i}.\frac{\partial \theta_i}{\partial PI_n} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j}.\frac{\partial \theta_j}{\partial PI_n} \quad (۱۲)$$

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 مشتق گیری جزئی از معادله (۱۱) نسبت به پارامترهای V_i، V_j، θ_i و θ_j به دست می‌آیند. یعنی داریم:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j\left(-G_{ij} sin\theta_{ij} + B_{ij} cos\theta_{ij}\right) \quad (۱۳)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j\left(G_{ij} sin\theta_{ij} - B_{ij} cos\theta_{ij}\right) \quad (۱۴)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = 2V_i G_{ij} - V_j\left(G_{ij} sin\theta_{ij} - B_{ij} cos\theta_{ij}\right) \quad (۱۵)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i\left(G_{ij} sin\theta_{ij} - B_{ij} cos\theta_{ij}\right) \quad (۱۶)$$

برای محاسبه بقیه جملات 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.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J] . \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (۱۷)$$

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

$$[J]^{-1} = \Gamma = \begin{bmatrix} \Gamma_{11} & \Gamma_{12} \\ \Gamma_{21} & \Gamma_{22} \end{bmatrix}$$
$$\Delta\theta = \Gamma_{11}\Delta P \quad (۱۸)$$
$$\Delta V = \Gamma_{21}\Delta P$$

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

- **مشتق مدت زمان توسعه خط به توان خط**

با مشتق‌گیری مدت زمان توسعه خط به توان خط از رابطه (۲) داریم:

$$\frac{\partial n_l}{\partial P_l} = -\frac{1}{P_l.\log(1+r)} \quad (۱۹)$$

اگر r (نرخ رشد بار) ثابت باشد مشتق فوق فقط تابعی از توان خط است. مشتق رابطه (۱۹) می‌تواند مثبت یا منفی باشد. علامت منفی نشان دهنده این است که افزایش ظرفیت خط باعث کاهش و یا کاهش ظرفیت خط باعث افزایش مدت زمان توسعه آن می‌شود. به عبارت دیگر زمان توسعه خط را به تعویق می‌اندازد.

- **مشتق ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده به مدت زمان توسعه**

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

$$\frac{\partial PV_l}{\partial n_l} = -\frac{Cost_l \log(1+d)}{\log(1+r)^{n_l}} \quad (۲۰)$$

این رابطه تغییر مدت زمان 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 موثر در رابطه (۲۰) مدت زمان توسعه است. علامت منفی نشان دهنده این واقعیت است که افزایش مدت زمان توسعه، ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده را کاهش و کاهش مدت زمان توسعه، ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده را افزایش می‌دهد.

- **مشتق ارزش فعلی سرمایه‌گذاری خط به تزریق توان در باس**

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

$$\frac{\partial PV_l}{\partial PI_n} = \frac{Cost_l}{P_l}.\frac{\log(1+d)}{\log(1+r)}.\left(\frac{P_l}{C_l}\right)^{\frac{\log(1+d)}{\log(1+r)}}.\frac{\partial P_l}{\partial PI_n} \quad (۲۱)$$

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

در رابطه (۲۱) هزینه $Cost_l$، نرخ رشد بار r و نرخ استهلاک بانکی برای خطوطی که به باس n متصل هستند ثابت فرض شده است. بنابراین جملاتی که بر مشتق ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده به تزریق توان در باس n تاثیر 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 مدت زمان 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 مدت زمان توسعه آن خطوط ایجاد می‌کند. نرخ رشد بار نیز عامل دیگری است که بر تعرفه LRMC تاثیر می‌گذارد. مقدار کم r منجر به تعرفه بیشتر و مقدار زیاد آن منجر به تعرفه کمتر (بر حسب اینکه توان خط چقدر باشد) خواهد شد.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

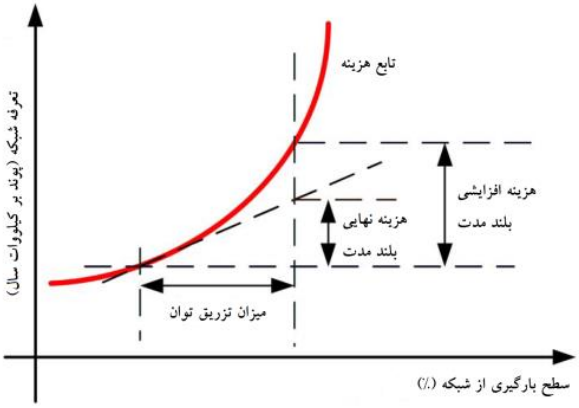
- **تعرفه بهبود یافته بلند مدت LRMC**

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

$$LRMC_n = \sum_l \frac{\partial PV_l}{\partial PI_n}.(AnnuityFactor) \qquad (۲۲)$$

۵- مقایسه قیمت گذاری LRIC و LRMC

تفاوت تعرفه‌های LRIC و LRMC در مفهوم ریاضی آنها است. این موضوع در شکل (۱) نشان داده شده است. در تعرفه LRIC تفاوت ارزش فعلی سرمایه‌گذاری آینده با و بدون تزریق توان در باس‌ها محاسبه می‌شود. در 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 بلند مدت LRIC برابر تفاوت تابع هزینه به ازاء نقطه انتهایی و ابتدایی سطح بارگیری از شبکه است ولی هزینه نهایی بلند مدت LRMC برابر تفاضل مشتق تابع هزینه در نقطه ابتدایی تابع هزینه خواهد بود.



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

۶- جبران کمبود درآمد شبکه انتقال

باید توجه کرد که با استفاده از تعرفه‌های افزایشی و تعرفه‌های نهایی نمی‌توان درآمد مجاز برای هزینه‌های شبکه انتقال را پوشش داد. بنابراین برای جبران کمبود درآمد شبکه لازم است که قیمت نهایی یا قیمت افزایشی باس‌ها طوری تنظیم شود تا درآمد حاصل از تعرفه‌های شبکه، درآمد مورد نظر را تامین کند [۲۶]. ساز و کار بهره‌بردار شبکه برای جبران کمبود درآمد با استفاده از تعرفه قیمت باسها مهم است. روش‌های سادهای 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. به جای آن می‌توان به قیمت بهینه نهایی مقداری اضافه یا کم کرد. دو روش رایجی که برای جبران کمبود درآمد وجود دارد [۲۷]عبارتند از:

- **روش جمع کننده ثابت(fixed adder)**
- **روش ضرب کننده ثابت(fixed multiplier)**

در روش جمع کننده ثابت، قیمت باس‌ها را برای جبران کمبود درآمد شبکه با یک مقدار ثابت مثبت جمع و در حالت مازاد درآمد شبکه از مقدار ثابت مثبت کم می‌شود که با معادله زیر نشان داده شده است.

$$Tariff_i = Charge_i + Adder \qquad (۲۳)$$

در روش ضرب کننده ثابت برای تامین درآمد مورد نظر قیمت باس‌ها در یک عدد ثابت ضرب می‌شوند. معادله (۲۴) چگونگی تنظیم قیمت باس‌ها را توصیف می‌کند.

$$Tariff_i = Charge_i(1 + Multiplier) \qquad (۲۴)$$

این دو روش مکمل روش‌های استاتیک و جبری هستند و می‌توانند برای افق بلند مدت یا کوتاه مدت بدون هیچ تغییری در ضابطه آنها بکار روند. در مرجع [۲۵]به جای دو روش فوق که باعث تغییر سیگنال اقتصادی حاصل از قیمت باس‌ها میشود، روشی بر مبنای اصول اقتصادی برای جبران کمبود درآمد شبکه طراحی شده است که در زیر مرور می‌شود.

- **روش ضرایب تعمیم یافته سود (EBF) .**

در این روش با استفاده از ضرایب تعمیم یافته سود که بر اساس ظرفیت بحرانی خط محاسبه می‌شود باقیمانده هزینه سیستم انتقال قابل بازیافت است. این روش اساسا جزء روش‌های کوتاه مدت است. در این روش از بهینه سازی هزینه تولید با قیود حد ظرفیت خطوط، قید ظرفیت تولید و قید تعادل توان در هر باس استفاده می‌شود. جزئیات روش مرجع [۲۵] در زیر بطور خلاصه مرور می‌شود:

برنامه بهینه سازی زیر قیمت گرهی شبکه را با توجه به هزینه تولید سیستم محاسبه می‌کند.

$$\min W = \sum_i C(g_i) - B(d_i)$$

$$subject\ to:$$

$$B\theta - P_{net} = 0 \qquad (۲۵)$$

$$f_l = F(\theta) \le f_l^{\max} \quad l \in Transmission\ Lines$$

$$g_k \le g_k^{\max} \quad k \in Generation\ Buses$$

که در آن $C(.)$ تابع هزینه ژنراتور، $B(.)$ تابع سود مصرف کننده، B ماتریس پارامتر پخش بار مستقیم، θ بردار زاویه باسها، P_{net} بردار توان تزریقی خالص باسها، f_l توان خط lام، $f_l^{\max}$ حد ظرفیت خط lام، g_k توان ژنراتور kام و $g_k^{\max}$ حد ظرفیت ژنراتور kام است.

اگر در سیستم محدودیتی از نظر ظرفیت نباشد قیمتها یکسان است و تعرفه گرهی درآمدی برای سیستم انتقال ندارد و همه هزینه انتقال جزء هزینه مکمل به حساب می‌آید. برای تعیین اینکه یک خط (می‌تواند یک ترانسفورمر که دو باس را به هم متصل می‌کند هم باشد)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

چقدر در تامین انرژی مشتریان مهم است لازم است ظرفیت بحرانی آن را تعیین کنیم. برای پیدا کردن ظرفیت بحرانی خط حد ظرفیت آن را برابر توان جاری خط قرار داده تا جائیکه ضریب لاگرانژ نظیر آن خط مخالف صفر شود. یعنی داریم:

$$C_{crictical,l} = \max(C_{i,l})$$

$$subject\ to \begin{cases} \mu_l = \dfrac{\partial(W)}{\partial f_l^{\max}}\Big|_{f_l^{\max} = C_{i,l}} \neq 0 \\ C_{i,l} \prec P^0_{base,l} \end{cases} \qquad (۲۶)$$

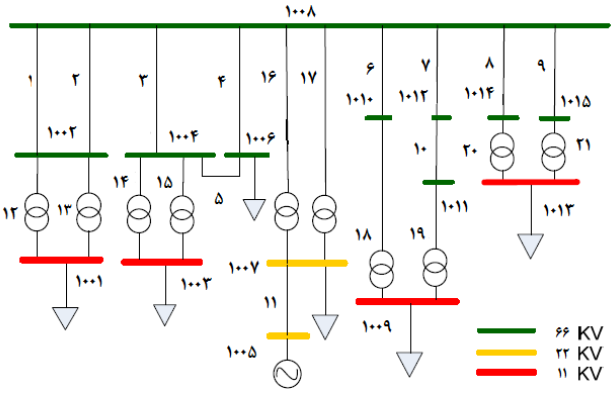
وقتی ضریب لاگرانژ قید ظرفیت خط مخالف صفر شد یعنی اضافه کردن ۱ مگاوات به ظرفیت خط مذکور باعث تغییر قیمت در تمام باسهای شبکه شده و برای مشتریان شبکه سودآور است و می‌تواند ملاکی برای ارزش خط از دید مشتریان شبکه باشد.

در بخش بعدی برای مطالعه اثر روش‌های بازیافت هزینه‌های انتقال ابتدا در افق بلند مدت از روش‌های LRIC یا LRMC استفاده می‌شود. به این ترتیب تاثیر قیمت‌های حاصل از رویکرد افزایشی یا نهایی بلند مدت را بر تعرفه‌های شبکه خواهیم دید. سپس با توجه به اینکه روش‌های بلند مدت پاسخگوی پوشش کل هزینه انتقال نیستند در افق کوتاه مدت با استفاده از EBF و نیز دو روش استاتیک اشاره شده باقیمانده هزینه انتقال بازیافت می‌شود.

۷- شبیه سازی با شبکه واقعی

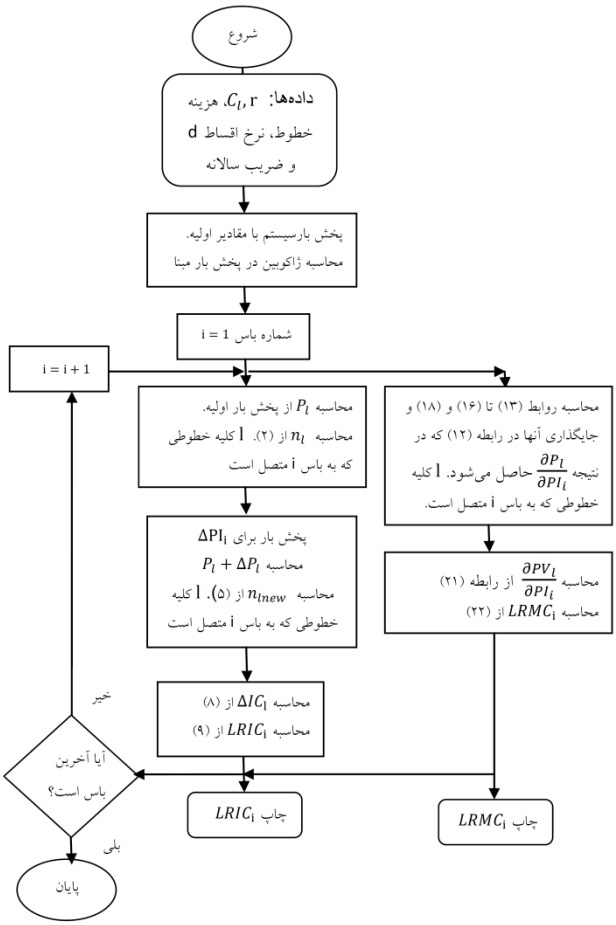
در این بخش رویکردهای نهایی و افزایشی روی سیستم توزیع شبکه انتقال ملی انگلیس [۲۴،۲۳]مقایسه می‌شود که در شکل (۲) نشان داده شده است.

منطق استفاده از یک شبکه عملی برای مقایسه دو رویکرد موجود این است که در موارد عملی افزایش تزریق توان در باس‌ها منجر به تغییر توان در بیشتر خطوط 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 به ازاء تغییر تزریق توان در یک باس اختلاف بزرگی را بین دو رویکرد نشان می‌دهد. مقایسه دو رویکرد با دو نرخ برای رشد بار (LGR) ۱٪ و ۵٪ انجام می‌شود



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

برای مدل افزایشی در باس‌ها ۱ مگاوات توان تزریق می‌شود. رویکردهای نهایی و افزایشی بر حسب تعرفه باس‌ها مقایسه میشود. روندنما برای محاسبات تعرفه با دو رویکرد افزایشی و نهایی در شکل (۳) آمده است. مقایسه زمان محاسبه در دو حالت مختلف در مرجع [۲۴]بیان شده است که در جزء اهداف این مقاله نیست.



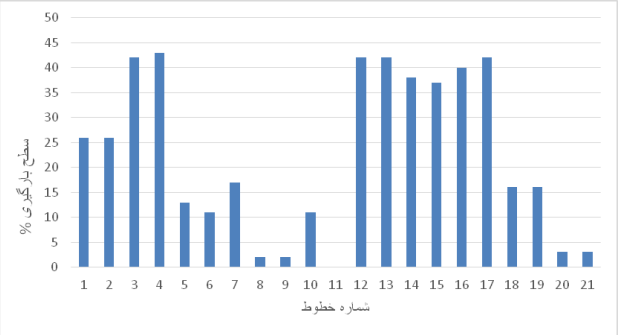
شکل (۳): روندنما بری محاسبه تعرفه باس‌ها با دو رویکرد افزایشی و نهایی

در جدول (۱) قیمت باس‌ها با دو رویکرد افزایشی و نهایی در شرایط بار پایه دیده می‌شود. 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.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

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

شماره باس	LGR=۱٪			LGR=۵٪		
	LRIC	LRMC	DIFF	LRIC	LRMC	DIFF
۱۰۰۱	۴/۲۶۵	۳/۸۲	۰/۴۴۴	۵/۸۸۶	۵/۸۴	۰/۰۴۲
۱۰۰۲	۰/۶۰۷	۰/۵۴۵	۰/۰۶۱	۴/۴۱۹	۴/۳۹	۰/۰۳
۱۰۰۳	۲۰/۲۱	۱۹/۰۶	۱/۱۴۹	۱۰/۱۴	۱۰/۱۰	۰/۰۴۹
۱۰۰۴	۱۸/۶۱	۱۷/۶۱	۰/۰۰۱	۹/۰۴	۸/۹۹۷	۰/۰۴
۱۰۰۵	۱/۹۶۳	۱/۷۵	۰/۲۱۱	۱/۲۸۵	۱/۲۷۵	۰/۰۱
۱۰۰۶	۱۸/۱۶	۱۷/۱۸	۰/۹۷۹	۶/۶۹۸	۶/۶۶	۰/۰۳۹
۱۰۰۷	۱/۹۶۳	۱/۷۵۲	۰/۲۱۱	۱/۲۸۵	۱/۲۷۵	۰/۰۱
۱۰۰۹	۰/۱۲۲	۰/۰۹۷	۰/۰۲۵	۱۰/۱۶	۱۰/۰۲	۰/۱۴۳
۱۰۱۰	۰/۰۲۵	۰/۰۱۹	۰/۰۰۶	۶/۱۱۶	۵/۹۷۴	۰/۱۴۲
۱۰۱۱	۰/۲۴۵	۰/۱۶	۰/۰۸۵	۱۲/۹۴	۱۲/۶۱	۰/۳۲۹
۱۰۱۲	۰/۲۴۱	۰/۱۵۷	۰/۰۸۴	۱۱/۴۳	۱۱/۱۴	۰/۲۹۲
۱۰۱۳	۰	۰	۰	۲/۰۵۳	۱/۹۶۱	۰/۰۹۲
۱۰۱۴	۰	۰	۰	۱/۲۴۲	۱/۱۵	۰/۰۹۲
۱۰۱۵	۰	۰	۰	۲/۳	۲/۱۲۱	۰/۱۷۹

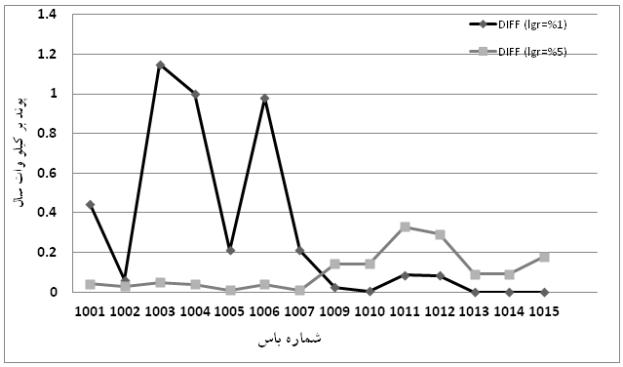


شکل (۴): سطح توان خطوط در بار پایه

برای LGR برابر ۱٪ ، تفاوت تعرفه با دو رویکرد در باس‌های ۱۰۰۱ تا ۱۰۰۷ مقدار بزرگی است زیرا آنها به خطوط با توان نسبتا زیاد متصل هستند. همچنین 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، چرا که 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 پر توان متصل هستند، تعرفه آنها با افزایش LGR کاهش یافته است. چراکه رشد بار در مناطق با خطوط کم بار است و باس‌های این ناحیه تعرفه بالاتری می‌گیرند.

به طور کلی می‌توان نتیجه گرفت که تفاوت تعرفه‌های LRIC و LRMC برای LGR های کوچک بیشتر است. تفسیر نتایج جدول (۱) در شکل (۵) به صورت نمودار رسم شده است. تفاوت تعرفه‌های با دو رویکرد مختلف برای دو نرخ رشد بار در این شکل مشاهده می‌شود.



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

اکنون روش‌های جبران کمبود درآمد شبکه برای نشان دادن درجه تنظیم قیمت باس‌ها برای رسیدن به درآمد لازم برای شبکه و تاثیر آنها بر تعرفه‌های افزایشی و نهایی بکار می‌رود.

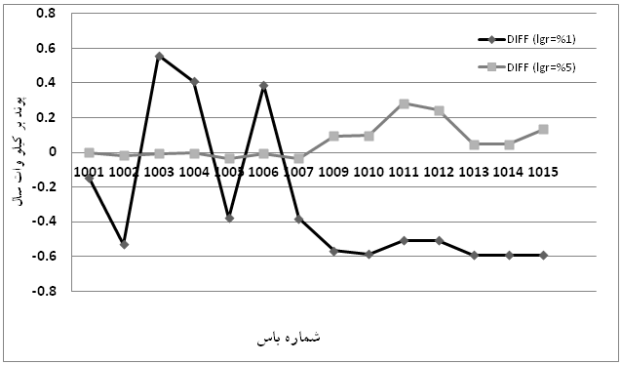
- **استفاده از روش جمع کننده ثابت برای بازیافت باقیمانده هزینه شبکه**

تعرفه‌های حاصل در جدول (۲) یا به شکل ترسیمی در شکل (۶) دیده می‌شود. وقتی LGR، ۱٪ است تعرفه باس‌های ۱۰۱۳ تا ۱۰۱۵ تفاوت زیادی به میزان ۰/۵۹۲ (پوند بر کیلووات سال) دارد. هر چند قیمت این باس‌ها صفر است ولی برای جبران کمبود درآمد شبکه با روش جمع کننده ثابت، مقدار ثابتی به قیمت تمام باس‌ها اضافه می‌شود و 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 جمع کننده ثابت (پوند بر کیلووات سال)

شماره باس	LGR=۱٪			LGR=۵٪		
	LRIC	LRMC	DIFF	LRIC	LRMC	DIFF
۱۰۰۱	۶/۶۵۹	۶/۸۰۶	-۰/۱۴۷	۱۱/۰۷۳	۱۱/۰۷۳	۰
۱۰۰۲	۳/۰۰۱	۳/۵۳۲	-۰/۵۳۱	۹/۶۰۶	۹/۶۲۳	-۰/۰۱۷
۱۰۰۳	۲۲/۶۰۴	۲۲/۰۴۶	۰/۵۵۸	۱۵/۳۲۷	۱۵/۳۳۳	-۰/۰۰۶
۱۰۰۴	۲۱/۰۰۴	۲۰/۵۹۶	۰/۴۰۸	۱۴/۲۲۷	۱۴/۲۳۰	-۰/۰۰۳
۱۰۰۵	۴/۳۵۷	۴/۷۳۶	-۰/۳۷۹	۶/۴۷۲	۶/۵۰۸	-۰/۰۳۶
۱۰۰۶	۲۰/۵۵۷	۲۰/۱۶۶	۰/۳۸۸	۱۱/۸۸۵	۱۱/۸۹۳	-۰/۰۰۸
۱۰۰۷	۴/۳۵۷	۴/۷۳۸	-۰/۳۸۱	۶/۴۷۲	۶/۵۰۸	-۰/۰۳۶
۱۰۰۹	۲/۵۱۶	۳/۰۸۳	-۰/۵۶۷	۱۵/۳۴۷	۱۵/۲۵۳	۰/۰۹۴
۱۰۱۰	۲/۴۱۹	۳/۰۰۵	-۰/۵۸۶	۱۱/۳۰۳	۱۱/۲۰۷	۰/۰۹۶۰
۱۰۱۱	۲/۶۳۹	۳/۱۴۶	-۰/۵۰۷	۱۸/۱۲۷	۱۷/۸۴۳	۰/۲۸۴
۱۰۱۲	۲/۶۳۵	۳/۱۴۳	-۰/۵۰۸	۱۶/۶۱۷	۱۶/۳۷۳	۰/۲۴۴
۱۰۱۳	۲/۳۹۴	۲/۹۸۶	-۰/۵۹۲	۷/۲۴۰	۷/۱۹۴	۰/۰۴۶
۱۰۱۴	۲/۳۹۴	۲/۹۸۶	-۰/۵۹۲	۶/۴۲۹	۶/۳۸۳	۰/۰۴۶
۱۰۱۵	۲/۳۹۴	۲/۹۸۶	-۰/۵۹۲	۷/۴۸۷	۷/۳۵۴	۰/۱۳۳

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]



شکل (۶): نمودار اختلاف تعرفه جبران شده جمعی با دو رویکرد افزایشی و نهایی برای دو نرخ رشد بار متفاوت

وقتی LGR به ۵٪ افزایش می‌یابد بزرگترین تفاوت برابر ۰/۲۸۴ در باس ۱۰۱۱ است. برای باس‌های دیگر هم تعرفه با دو رویکرد نتایج کاملا مشابه دارند. در مقایسه با LGR برابر ۱٪ ، تعرفه‌های این حالت خیلی بیشتر است زیرا وقتی نرخ رشد بار بزرگتر باشد زمان تقویت شبکه زودتر فرا می‌رسد و در نتیجه تعرفه‌ها بالاترخواهد بود.

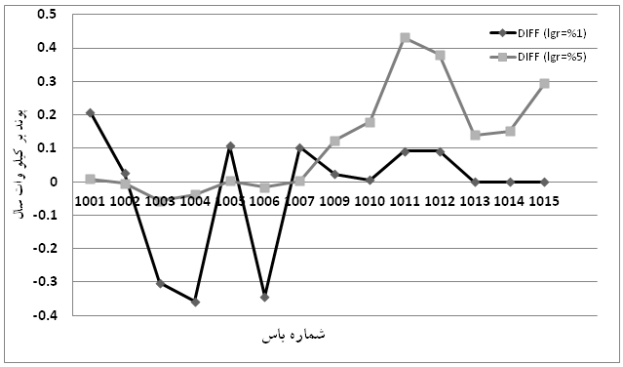
از شکل (۶) می‌توان دید که با روش جمع کننده ثابت اختلاف تعرفه باس‌ها تغییری نمی‌کند و در نتیجه اعوجاج سیگنال اقتصادی حداقل خواهد بود.

- **استفاده از روش ضرب کننده ثابت برای بازیافت باقیمانده هزینه شبکه**

در روش ضرب کننده ثابت، تفاوت قیمت باس‌ها در دو رویکرد افزایشی و نهایی افزایش می‌یابند و 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 (۷) نیز بهتر مشاهده می‌شود.

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

شماره باس	LGR=۱٪			LGR=۵٪		
	LRIC	LRMC	DIFF	LRIC	LRMC	DIFF
۱۰۰۱	۵/۳۴۲	۵/۱۳۴	۰/۲۰۸	۱۰/۶۰۰	۱۰/۵۹۲	۰/۰۰۸
۱۰۰۲	۰/۷۶۰	۰/۷۳۴	۰/۰۲۶	۷/۹۵۸	۷/۹۶۲	-۰/۰۰۴
۱۰۰۳	۲۵/۳۱۵	۲۵/۶۱۷	-۰/۳۰۲	۱۸/۲۶۱	۱۸/۳۱۸	-۰/۰۵۷
۱۰۰۴	۲۳/۳۱۱	۲۳/۶۶۸	-۰/۳۵۷	۱۶/۲۸۰	۱۶/۳۱۸	-۰/۰۳۸
۱۰۰۵	۲/۴۵۹	۲/۳۵۲	۰/۱۰۷	۲/۳۱۴	۲/۳۱۲	۰/۰۰۲
۱۰۰۶	۲۲/۷۴۷	۲۳/۰۹۰	-۰/۳۴۳	۱۲/۰۶۲	۱۲/۰۷۹	-۰/۰۱۷
۱۰۰۷	۲/۴۵۹	۲/۳۵۵	۰/۱۰۴	۲/۳۱۴	۲/۳۱۲	۰/۰۰۲
۱۰۰۹	۰/۱۵۳	۰/۱۳۰	۰/۰۲۳	۱۸/۲۹۷	۱۸/۱۷۲	۰/۱۲۴
۱۰۱۰	۰/۰۳۱	۰/۰۲۶	۰/۰۰۵	۱۱/۰۱۴	۱۰/۸۳۵	۰/۱۷۹
۱۰۱۱	۰/۳۰۷	۰/۲۱۵	۰/۰۹۲	۲۳/۳۰۳	۲۲/۸۷۱	۰/۴۳۲
۱۰۱۲	۰/۳۰۲	۰/۲۱۱	۰/۰۹۱	۲۰/۵۸۴	۲۰/۲۰۴	۰/۳۸۰
۱۰۱۳	۰	۰	۰	۳/۶۹۷	۳/۵۵۷	۰/۱۴۰
۱۰۱۴	۰	۰	۰	۲/۲۳۷	۲/۰۸۶	۰/۱۵۱
۱۰۱۵	۰	۰	۰	۴/۱۴۲	۳/۸۴۷	۰/۲۹۵



شکل (۷): نمودار اختلاف تعرفه جبران شده ضربی با دو رویکـرد افزایشـی و نهایی برای دو نرخ رشد بار متفاوت

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 ضرب کننده 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.

وقتی LGR بزرگتر شود، تعرفه‌های اصلاح شده برای جبران کمبود درآمد در دو رویکرد نهایی و افزایشی کاملا 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 خاطر ضرب کننده ثابت افزایش یافته است. بطور کلی در حالت ضرب کننده ثابت اگر قیمت یک باس بیش از حد زیاد باشد منجر به تعرفه خیلی زیادی خواهد شد.

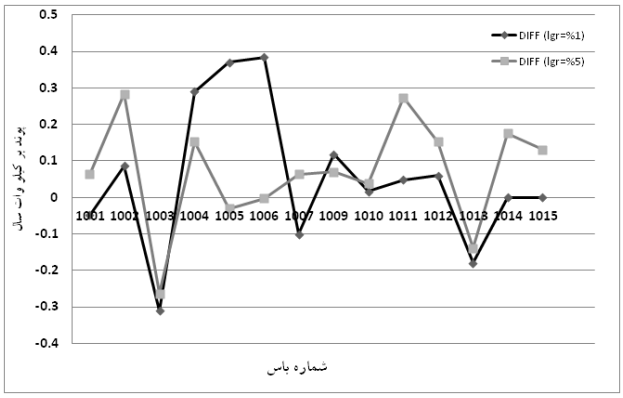
- **استفاده از روش EBF برای بازیافت باقیمانده هزینه شبکه**

تعرفه‌های حاصل در جدول (۴) یا شکل (۸) دیده می‌شود. وقتی LGR، ۱٪ است بیشترین تفاوت در تعرفه باس‌های ۱۰۰۳ تا ۱۰۰۶ حدود ۰,۳۸ (پوند بر کیلووات سال) دیده می‌شود. به خاطر اینکه در رشد بار کم این باسها بیشترین استفاده از شبکه را دارند و در عین حال باسهایی هستند که فاصله زیادی از باس ۱۰۰۸ (باس تغذیه بارهای شبکه توزیع) دارند. مزیت روش EBF در این است که مشتریانی که بیشترین استفاده و یا حتی بخاطر آنها در آینده قرار است خطوط جدید نصب شود را مد نظر قرار می‌دهد و برای آنها بیشترین تعرفه را متناسب با مصرفشان در نظر می‌گیرد.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

جدول (۴): مقایسه تعرفه‌های دو رویکرد با استفاده از روش EBF (پوند بر کیلووات سال)

شماره باس	LGR=۱٪			LGR=۵٪		
	LRIC	LRMC	DIFF	LRIC	LRMC	DIFF
۱۰۰۱	۱۰,۱۸۷	۱۰,۲۳۶	-۰,۰۴۹	۱۷,۸۶۱	۱۷,۷۹۸	۰,۰۶۲۹
۱۰۰۲	۱,۰۸۹	۱,۰۰۳	۰,۰۸۶	۴,۸۶۹	۴,۵۸۵	۰,۲۸۴
۱۰۰۳	۲۵,۶۷	۲۵,۹۸	-۰,۳۱۰	۱۸,۴۶۷	۱۸,۷۳۱	-۰,۲۶۴
۱۰۰۴	۱۸,۷۲	۱۸,۴۳	۰,۲۹۰	۹,۵۳۴	۹,۳۸۱	۰,۱۵۳
۱۰۰۵	۳,۸۷	۳,۵	۰,۳۷۰	۶,۳۹۱	۶,۴۲۲	-۰,۰۳۱
۱۰۰۶	۲۴,۷۶	۲۴,۳۷۶	۰,۳۸۴	۱۵,۳۳۱	۱۵,۳۳۳	-۰,۰۰۲
۱۰۰۷	۹,۱۱۲	۹,۲۱۳	-۰,۱۰۱	۱۱,۸۴۱	۱۱,۷۷۸	۰,۰۶۲۶
۱۰۰۹	۸,۷۶۹	۸,۶۵۱	۰,۱۱۸	۱۸,۳۱۲	۱۸,۲۴۲	۰,۰۶۹۹
۱۰۱۰	۰,۲۴۸	۰,۲۳۱	۰,۰۱۷	۷,۰۱	۶,۹۷۲	۰,۰۳۷۹
۱۰۱۱	۰,۳۵۹	۰,۳۱۱	۰,۰۴۸	۱۳,۷۷	۱۳,۴۹۷	۰,۲۷۳
۱۰۱۲	۰,۵۴۹	۰,۴۸۹	۰,۰۶	۱۲,۵۲۳	۱۲,۳۷	۰,۱۵۳
۱۰۱۳	۴,۴۵۱	۴,۶۳۱	-۰,۱۸	۱۰,۴۵۰	۱۰,۵۸۹	-۰,۱۳۹
۱۰۱۴	۰	۰	۰	۲,۳۸۷	۲,۲۱۱	۰,۱۷۶
۱۰۱۵	۰	۰	۰	۲,۹۱۶	۲,۷۸۵	۰,۱۳۱



شکل (۸): نمودار اختلاف تعرفه جبران شده به روش EBF با دو رویکرد افزایشی و نهایی برای دو نرخ رشد بار متفاوت

وقتی LGR به ۵٪ افزایش می‌یابد بزرگترین تفاوت برابر ۰/۲۸۴ در باس ۱۰۰۲ است. برای باس‌های دیگر هم تعرفه با دو رویکرد نتایج کاملا مشابه دارند. در مقایسه با LGR برابر ۱٪ ، تعرفه‌های باسهایی که قبلا بارگذاری کمتری داشته است بیشتر خواهد شد زیرا بارهای جدید به سمتی از شبکه سوق داده میشود که خطوط در آن بار کمتری داشته است. همانطور که دیده میشود بر عکس روش جمع کننده ثابت تمام باس‌ها بطور مساوی در تعرفه کمبود درآمد شرکت نمی‌کنند. مثلا باس‌هایی که به هیچ باری متصل نیستند خیلی کمتر از باسهایی که به بار یا ژنراتور متصل هستند تعرفه پرداخت می‌کنند. باس‌های بدون بار نیز دارای تعرفه هستند زیرا اساسا روش نهایی بلند مدت تعرفه را با احتساب تغییرات توان در هر باس روی خطوط بدون توجه به اینکه در باس مشتری وجود دارد تعیین می‌کند. معنی تعرفه در باس‌های بدون بار اینست که اگر باری در این باس نصب شود بداند تعرفه او در چه حدی است. ولیکن چون پرداختی صورت نمی‌گیرد باید باسهای شامل بار یا ژنراتور در تعرفه مکمل شرکت کنند. این چیزی است که روش EBF آن را تشخیص می‌دهد در حالیکه سایر روشهای جبران هزینه مکمل قادر به شناسایی این باس‌ها نیستند. از جدول (۴) یا شکل (۸) دیده می‌شود که دو رویکرد بلند مدت اختلاف کمتری از روشهای جبران هزینه مکمل قبلی دارند.

اگر سطح بارگیری خطوط چند درصد افزایش یابد به وضوح تعرفه‌ها همان الگوی سطح بار پایه را دارند که مقداری افزایش یافتند. در اینجا به خاطر محدودیت صفحات مقاله جداول و اشکال آورده نشده است و صرفا توضیح مختصری در باره آن بیان می‌شود. برای LGR کوچکتر افزایش تعرفه بیشتر و برای LGR بزرگتر افزایش تعرفه کمتر است. در روش جمع کننده ثابت برای LGR کم ممکن است تعرفه بعضی از باس‌ها منفی شود. زیرا تعرفه باس‌های متصل به خطوط پربار درآمدی بیش از مقدار لازم را به دست می‌دهند. 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. تعرفه با استفاده از روش ضرب کننده ثابت برای تمام باس‌ها کمی کمتر می‌شود زیرا در این حالت تقاضا برای مصرف افزایش یافته است. برخلاف روش جمع کننده ثابت برای رشد بار ۱٪ تعرفه منفی وجود ندارد. با استفاده از روش EBF اختلاف بین دو تعرفه با رویکرد افزایشی و نهایی باز هم کمتر می‌شود زیرا با افزایش سطح بارگیری نقش شبکه در رساندن مشتریان به یکدیگر بارزتر شده و عملکرد اقتصادی روش مکمل تاثیر وجود تجهیزات شبکه را بیشتر نشان خواهد داد.

ساز و کار جبران کمبود درآمد توسط بهره‌بردار شبکه توزیع بسیار مهم است چرا که این نهاد تصمیم می‌گیرد چگونه تعرفه‌های به دست آمده از رویکردهای بلند مدت نهایی و افزایشی به گونه‌ای تغییر کند تا تعرفه بر اساس استفاده مشتری از شبکه باشد. در عمل قسمت زیادی از درآمد بهره‌بردارهای شبکه توزیع از طریق این ساز و کار حاصل می‌شود. در روش جمع کننده ثابت اختلاف بین تعرفه باس‌ها تقریبا ثابت است و بنابر این نسبت به روش ضرب کننده ثابت اعوجاج اقتصادی کمتری دارد. 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 می‌شود. هر چند روش جمع کننده ثابت بر روش ضرب کننده رجحان دارد ولیکن جبران کمبود درآمد مبنای اقتصادی ندارد. این در حالی است که روش EBF نه تنها باقیمانده هزینه شبکه را پوشش می‌دهد بلکه بخاطر مفهوم اقتصادی آن همسو با روش‌های بلند مدت نهایی سیگنال اقتصادی را تقویت نیز می‌کند. بطوری که در این حالت فاصله بین تولید و مصرف لحاظ شده و مشتریانی که فاصله بیشتری از هم دارند سهم بیشتری در شبکه پرداخت می‌کنند زیرا که اساسا ماهیت شبکه توزیع و یا انتقال رساندن مشتریان به یکدیگر است. در بازارهای سنتی که در واقع بخش انتقال و توزیع و همچنین بخش تولید ذاتا

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

برای رساندن برق به مصرف کننده ساخته می‌شد ماهیت پرداخت تعرفه به عهده مصرف کننده بود. این در حالی است که در بازار رقابتی از آنجا که واحدهای تولید نیز برای انتفاع از بازار برق ساخته می‌شوند (نه صرفا برای تامین نیاز مصرف کننده) باید در پرداخت تعرفه انتقال شرکت کنند. با این تحلیل می‌توان نتیجه گرفت که روش‌های بلند مدت (محصوصا رویکرد نهایی) برای تعرفه سیستم انتقال موجود و آینده از حیث اقتصادی بسیار موثر است در عین حال توام کردن روشهای بلند مدت با روشهای جبران کمبود درآمد کوتاه مدت مانند EBF نیز مسئله را بطور کامل پوشش می‌دهد.

۸- نتیجه گیری

در این مقاله روش تصحیح شده LRMC توام با روش جبران کمبود درآمد EBF ارائه شده است. نتایج حاصل از یک شبکه توزیع عملی و مقایسه آنها با روش افزایشی LRIC حاکی از آن است که: (۱) از نظر دقت، مادامی که تغییر توان در باس کوچک باشد، تعرفه LRIC و LRMC نتایج کاملا مشابه‌ای دارد. بیشترین اختلاف دو تعرفه زمانی است که شبکه در اوج بارگیری خود و نرخ رشد بار زیاد باشد. (۲) از نظر سرعت، در تعرفه LRIC دو بار پخش بار برای هر باس انجام می‌شود که در سیستم‌های بزرگ زمان‌بر است. تعرفه LRMC برای سیستم‌های بزرگ زمان محاسباتی کمتری لازم دارد. (۳) از نظر انعطاف پذیری، تعرفه LRIC ارزش خطوط شبکه به ازای تغییرات توان در هر باس را بدون توجه به اندازه آن با استفاده از شبیه سازی تعیین می‌کند. ولی تعرفه LRMC فقط برای تغییرات کوچک توان در هر باس دقیق است. (۴) در نهایت فرآیند جبران کمبود درآمد از این حیث که چگونه باعث اختلاف تعرفه LRIC و LRMC می‌شود بسیار مهم است. روش جمع کننده ثابت به طور یکنواخت قیمت کل باس‌ها را کم و زیاد می‌کند و در نتیجه اختلاف تعرفه‌ها تقریبا ثابت است. از طرف دیگر در روش ضرب کننده ثابت قیمت تمام باس‌ها به طور نسبی افزایش می‌یابد. اگر با 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. روش EBF با در نظر گرفتن دینامیک شبکه در افق کوتاه مدت قادر به بازیافت هزینه باقیمانده سیستم انتقال است و اختلاف بین تعرفه انتقال با دو رویکرد را به حداقل می‌رساند. از آنجا که این روش خود بر مبنای اصول اقتصادی است سیگنال حاصل از روش نهایی بلند مدت را تقویت می‌کند.

به طور خلاصه ترکیب دو روش تصحیح شده LRMC در افق بلند مدت با روش بازیافت باقیمانده هزینه انتقال EBF در افق کوتاه مدت در شرایط بهره‌برداری مختلف مشابه نتایج روش LRIC است. با این تفاوت که نه تنها از نظر محاسباتی کارآمد است بلکه به خاطر رویکرد نهایی آن سیگنال اقتصادی فعلی و مهمتر از آن نیاز سرمایه‌گذاری آینده را نیز نشان می‌دهد.

مراجع

[1] Shirmohammadi, D., "*Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing"*, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 11, No. 2, pp. 1002–1008, May 1996.

[2] Jing, Z., "*Review of transmission fixed costs allocation methods"*, In Proc. IEEE Power Eng. Soc. 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"*, Power Systems, IEEE Transactions On,Vol. 10, No. 1, pp. 554-564, 1995.

[6] Marangon Lima, L. M., Marangon Lima, J. W., "*Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil"*, Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, pp. 887-910, 2007.

[7] Shirmohammadi, D., "*Cost of transmission transactions: An introduction*", IEEE Trans. Power Syst., 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 Trans. Power Syst., 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 Eng. Rev., Vol. 22, No. 11, pp. 55-55, 2002.

[10] Li, F., "*Long-run marginal cost pricing based on network spare capacity"*, IEEE Trans. Power Syst., 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 Trans. Power Syst., Vol. 15, No. 1, pp. 448–454, Feb. 2000.

[12] Li, F., Tolley, D. L., "*Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity*", Power System, IEEE Trans on, 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 analysis 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 Trans. Power Syst., 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 Proc. IEEE/PES Asia Pacific Transmission and Distribution Conf. Exhib., pp. 1990–1995, 2002.

[18] Bakirtzis, A., "*Comparison of two methods for long-run marginal cost-based transmission use-of-system pricing"*,

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]

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 Trans. Power Syst., Vol. 21, No. 2, pp. 639–652, May 2006.

[21] Pan, J., "*Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access"*, IEEE Trans. Power Syst., 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 Trans. Power Syst., Vol. 22, No. 4, pp. 1683–1689, Nov., 2007.

[23] Chenghong Gu, Furong Li, *"Long-Run Marginal Cost Pricing Based on Analytical Method for Revenue Reconciliation"*, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 26, No. 1, Feb. 2011.

[24] National Grid. Electricity Ten-Year Statement, M. T., 2013.

[25] Sedaghati, A., "*Cost of Transmission System usage based on an economic measure"*, IEEE Trans on power system, Vol. 21, No. 2, May 2006.

[26] 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.

[27] Kim, H., Baughman, M. L., "*The economic efficiency impacts of alternatives for revenue reconciliation"*, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 12, No. 3, pp. 1129–1135, Aug., 1997.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-01-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.4.3.7]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.4.13]