

قیمت‌گذاری واحدهای تولید پراکنده بر اساس بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع با استفاده از نظریه بازی

امید زارع نیا^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد؛ سید سعید محتوی پور^۲، استادیار

۱- دانشکده فنی- دانشگاه گیلان- رشت- ایران- omid_zarenia@msc.guilan.ac.ir

۲- دانشکده فنی- دانشگاه گیلان- رشت- ایران- Mohtavipour@guilan.ac.ir

چکیده: در این مقاله به ارائه یک روش جدید برای قیمت‌گذاری واحدهای تولید پراکنده بر اساس سهم ناحیه‌های شبکه توزیع در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع پرداخته شده است. در روش پیشنهادی ایرادهایی از قبیل تخصیص قیمت صفر به واحدهای تولید پراکنده و غیرصفر بودن مازاد تجاری برای قابلیت اطمینان، برطرف شده است. برای تعیین سهم و قیمت ناحیه‌ها از نظریه بازی‌های مشارکتی بهره گرفته شده است. برای ارزیابی قابلیت اطمینان در شبکه توزیع از زنجیره مارکوف استفاده شده است که در آن بهره‌برداری از واحدهای تولید پراکنده در حالت جزیره‌ای نیز مورد بررسی قرار گرفته است.

واژه‌های کلیدی: واحدهای تولید پراکنده، قابلیت اطمینان، شبکه توزیع، زنجیره مارکوف، نظریه بازی.

Pricing of Distributed Generations Based on Reliability Enhancement of Distribution Network Using Game Theory

O. Zarenia¹, MSc Student; S. S. Mohtavipour², Assistant professor

1- Faculty of Engineering, University of Guilan, Rasht, Iran, Email: omid_zarenia@msc.guilan.ir

2- Faculty of Engineering, University of Guilan, Rasht, Iran, Email: mohtavipour@guilan.ac.ir

Abstract: In this paper, a new method for pricing of Distributed Generations (DG) based on contribution of each zone of distribution network to reliability enhancement is proposed. In the proposed method, some flaws such as zero reliability price allocation to DGs and non-zero merchandising surplus are eliminated. In order to determine the share and price of each zone, cooperation game theory is utilized. For reliability evaluation of distribution network, Markov chain is used in which the operation of DGs in islanded mode is considered as well.

Keywords: Distributed generation (DG), reliability, distribution network, markov chain, game theory.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۷/۰۲/۰۸

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۷/۰۶/۰۳ و ۱۳۹۷/۰۷/۰۳

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۸/۰۱/۱۸

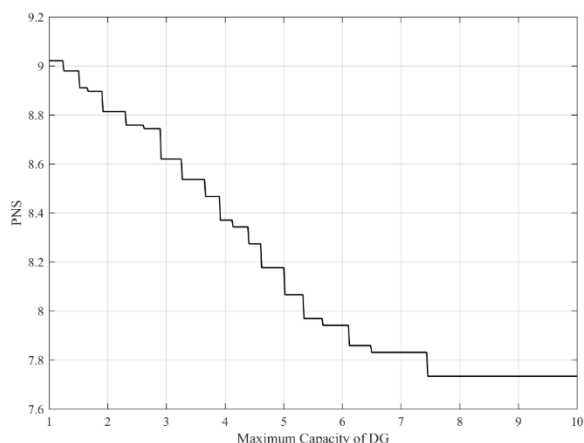
نام نویسنده مسئول: سید سعید محتوی پور

نشانی نویسنده مسئول: عضو هیئت علمی گروه برق دانشگاه گیلان، شماره تماس ۰۹۱۲۴۰۴۵۰۱۸

۱- مقدمه

با معرفی واحدهای تولید پراکنده^۱ ساختار شبکه‌های توزیع دستخوش تغییر شده است و تغییراتی را بر روی ابعاد بهره‌برداری و حفاظتی شبکه ایجاد کرده است. در ابتدای ورود این واحدها به شبکه توزیع، تردیدهایی در خصوص آن‌ها وجود داشت که با گذر زمان بر اثر پیشرفت تکنولوژی مورد استفاده در آن‌ها توجهات بسیاری معطوف به این واحدها به دلیل مشارکتشان در کاهش تلفات و آلاینده‌گی [۱، ۲]، بهبود قابلیت اطمینان [۳] و تأخیر در سرمایه‌گذاری [۴، ۷] شد. توسعه سریع این واحدها منجر به تغییر شبکه‌های توزیع از حالت منفعل به حالت فعال شده است که این امر موجب بروز شباهت‌هایی بین شبکه‌های انتقال و توزیع می‌شود. با توجه به این شباهت‌ها، بعضی از روش‌های استفاده‌شده در شبکه‌های انتقال نظیر قیمت‌گذاری قابلیت پیاده‌سازی در شبکه‌های توزیع را دارند. قیمت‌گذاری گره‌ای^۲ که به دلیل کارایی‌اش روش غالب مورد استفاده در شبکه‌های قدرت است در [۵] معرفی شد. محاسبه LMP در شبکه‌های توزیع دارای DG برای اولین بار در [۶] معرفی شد که مشارکت هر DG در کاهش تلفات به‌عنوان عامل مهم در قیمت‌گذاری مورد بررسی قرار گرفت. تجزیه LMP سه مؤلفه انرژی، پرشدگی و تلفات را نتیجه می‌دهد که به‌طور کلی وابسته به باس مرجع هستند. تلفات در شبکه‌های توزیع یک عامل بسیار حیاتی است چراکه در این شبکه‌ها نسبت R/X بسیار بالاست که با توجه به این مسئله تلفات نقش بسیار مهمی در شبکه‌های توزیع بازی می‌کند. در کنار تلفات، قابلیت اطمینان نیز یک موضوع مهم دیگر است که باید در قیمت‌گذاری DG‌ها مدنظر قرار بگیرد. DG‌ها معمولاً به‌صورت منبع کمکی در شبکه توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند و در حالت وقوع قطعی در شبکه استفاده می‌شوند ولی DG‌های تجدیدپذیر به دلیل ماهیت متغیر آن‌ها در حالت عادی شبکه بهره‌برداری می‌شوند. مقالات بسیاری که قیمت‌گذاری DG‌ها را مطالعه کرده‌اند، مالکیت خصوصی آن‌ها را در نظر نگرفته‌اند. لذا روش‌های تشویقی مورد نیاز است تا مالکان این واحدها تشویق به شرکت در بهره‌برداری شبکه توزیع شوند. طبق [۶]، DG‌ها بر اساس مشارکتشان در کاهش تلفات قیمت‌گذاری می‌شوند ولی در نقطه‌ای که تلفات شبکه حداقل می‌شود قیمت تخصیص‌یافته برابر با اولین مؤلفه قیمت گره‌ای (قیمت انرژی) می‌شود. به‌عبارت‌دیگر مشارکت DG‌ها در کاهش تلفات شبکه نادیده گرفته می‌شود. توضیحات مربوط به این مسئله در [۸] به‌طور دقیق تشریح شده است. نگارندگان آن مقاله اثبات کردند که در نصف توان خالص خروجی باس، DG‌ها قیمتی تحت عنوان "قیمت بر اساس ارزش" دریافت می‌کنند و از سوی دیگر مشکل دیگری که در [۶] باقی ماند مازاد تجاری غیر صفر بود. یک روش تکرار شونده با استفاده از نظریه بازی در [۱] پیشنهاد شد که منفعت به‌دست‌آمده از حضور DG‌ها را به‌صورت عادلانه میان آن‌ها توزیع می‌کند. در کنار قیمت‌گذاری تلفات، قیمت‌گذاری آلاینده‌گی نیز در [۲] مورد مطالعه قرار گرفت که تلفات و آلاینده‌گی به‌صورت هم‌زمان قیمت‌گذاری می‌شوند که بر اساس اولویت شرکت توزیع قیمت تخصیص

یافته به هر واحد بر اساس این دو عامل متفاوت می‌تواند تغییر کند. هر دو روش مورد استفاده در [۱، ۲] با به‌دست‌گرفتن کنترل DG‌ها، شرکت توزیع آن‌ها را برای بهره‌برداری بهینه با استفاده از مشوق‌های مالی مدیریت می‌کند. یک مفهوم رابط در [۹] توسعه داده شد که طبق آن DG‌ها با بازارهای انرژی عمده‌فروشی مبتنی بر حوضچه تجمیع می‌شوند. یک روش مبتنی بر نظریه بازی نیز برای تعیین قیمت‌های تضمینی در باس‌های مختلف در [۳] پیشنهاد شد که در آن عامل‌های مختلف بر قیمت‌گذاری DG‌ها بر اساس مشارکتشان در کاهش تلفات و بهبود قابلیت اطمینان مورد بررسی قرار گرفت. یک روش در [۱۰] ارائه شد که سطوح قابلیت اطمینان مجزایی بین مصرف‌کنندگان متفاوت و ترجیحات آن‌ها برای تأمین بارهای با اولویت در حالت قطعی را در نظر می‌گیرد که تأمین پیوسته چنین بارهایی را با تغییر ساختار شبکه توزیع تضمین می‌کند که قیمت‌گذاری آن‌ها مورد بررسی قرار نگرفته است. قیمت‌گذاری DG‌ها بر اساس ناحیه‌های شبکه توزیع در [۱۱] پیشنهاد شد که هزینه قطعی یک ناحیه در دو حالت حضور و عدم حضور DG بررسی می‌شود. بر اساس تابع قطعی مصرف‌کنندگان^۳، تعداد و مدت زمان قطعی‌های هر ناحیه یک فرمول‌بندی خطی شده برای پرداخت به DG حاضر در ناحیه متناظر توسعه داده شد که صحت روش ارائه‌شده نیز با استفاده از روش مونت‌کارلو تأیید شد. یک روش مبتنی بر نظریه بازی در [۱۲] ارائه شد که تلفات شبکه را به DG‌ها و بارها تخصیص می‌دهد. در باس‌هایی که توان تولیدی از بار مصرفی بیش‌تر است تلفات صفر به بارها تخصیص می‌یابد و بالعکس. در [۱۳] به‌منظور مدیریت توان راکتیو و کاهش تلفات شبکه و به‌عنوان یک محرک توان راکتیو قیمت‌گذاری می‌شود. در [۱۴] یک برنامه مبتنی بر قیمت به فرمول‌بندی مورد استفاده در [۱] اضافه شد که مصرف‌کنندگان بر اساس سیگنال‌های قیمت مصرف خود را تغییر می‌دهند که در واقع به‌عنوان بارهای کششی مدل می‌شوند. اثر قطعی‌های عناصر مختلف بر LMP باس‌های مختلف در [۱۵] بررسی شد. بررسی هزینه‌های حاشیه‌ای بلندمدت با در نظر گرفتن هزینه‌های انرژی، سرمایه‌گذاری و قابلیت اطمینان و کشش بار در [۱۶] انجام شد که عیب عمده آن مشابه [۶] تخصیص قیمت صفر برای قابلیت اطمینان به DG‌ها است که مورد بررسی قرار نگرفته است که این مسئله در کار پیشرو حل شده است. برای قراردادهای دوطرفه که در شبکه قدرت صورت می‌گیرد یک روش برای تخصیص سهم هر قرارداد در تلفات ایجاد شده با استفاده از نظریه بازی‌های مشارکتی در [۱۷] ارائه شد که سهم هر یک از آن‌ها به‌صورت عادلانه تخصیص می‌یابد. برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع به‌طور کلی دو روش غالب که در مقالات بسیاری استفاده شده است وجود دارد. زنجیره مارکوف و شبیه‌سازی مونت‌کارلو دو روش مرسوم ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه توزیع هستند. [۱۸] و [۱۹] از شبیه‌سازی مونت‌کارلو استفاده کرده است و [۲۰] مثالی است که در حضور DG‌ها و البته ذخیره‌ساز در آن از زنجیره مارکوف برای ارزیابی قابلیت اطمینان بهره گرفته شده است. با توجه به ویژگی



شکل ۱- بار تأمین نشده شبکه بر حسب تغییرات ظرفیت DG

طبق رابطه (۱)، که G ارزش بار تأمین نشده و PNS^۴ بار تأمین نشده شبکه و P_{DG} ظرفیت مربوط به واحد تولید پراکنده است، قیمت تخصیص یافته به DG اثر واقعی آن را بهبود قابلیت اطمینان نشان نمی دهد. برای توضیح این موضوع، توپولوژی مربوط به یک شبکه توزیع که DG به آن متصل شده در نظر گرفته شده است. قابلیت اطمینان شبکه بر حسب تغییرات ظرفیت DG در شکل ۱ نشان داده شده است.

همان‌طور که از شکل ۱ مشخص است، به‌ازای برخی ظرفیت‌های DG، شیب نمودار برابر صفر می‌شود و طبق رابطه (۱) این موضوع به‌منزله تخصیص قیمت صفر به DG است. با توجه به این موضوع، علی‌رغم نقش مؤثر DG در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع، مشارکت آن در نظر گرفته نمی‌شود که این مسئله یک ضعف عمده به شمار می‌رود که در روش پیشنهادی این ضعف برطرف می‌شود و یک سهم عادلانه بر اساس مشارکت خود در بهبود قابلیت اطمینان دریافت می‌کنند.

ب) مرور روش‌های نظریه بازی

به‌طور کلی نظریه بازی به مطالعه تضاد و همکاری بین بازیگران عقلایی در یک محیط رقابتی یا مشارکتی می‌پردازد. در بازی‌های مشارکتی، بازیگران برای رسیدن به منفعت بیشتر اقدام به تشکیل ائتلاف می‌کنند. سؤال اساسی که باید پاسخ داده شود این است که چگونه این منافع به بازیگران در یک بازی تخصیص داده می‌شود. برای مسئله تخصیص چندین راه‌حل در کارهای گذشته نظیر shapely value [۲۱]، nucleolus [۲۲] و solidarity [۲۳] پیشنهاد شده است که به‌صورت گسترده مورد استفاده قرار گرفته‌اند. از میان این روش‌ها، shapely value با توجه به ویژگی‌های مناسبش در کار پیشرو به کار گرفته می‌شود. یک مشخصه مهم این روش یکنواختی آن است به این معنی که با افزایش تابع مشخصه یک ائتلاف، سهم تخصیص یافته به بازیگران الزاماً افزایش می‌یابد. مقدار تخصیص یافته در روش shapely value به‌صورت رابطه (۲) قابل محاسبه است:

$$\psi_i(v) = \sum_{\substack{S \subset N \\ i \in S}} \frac{(|S|-1)!(n-|S|)!}{n!} [v(S) - v(S - \{i\})] \quad (2)$$

های خاص هر یک از دو روش، در این مقاله از روش زنجیره مارکوف برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه توزیع استفاده شده است. در [۲۵] یک روش جدید مبتنی بر نظریه بازی برای فراهم کردن سطوح قابلیت اطمینان مورد نظر مصرف‌کنندگان با حداقل‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری بررسی شده است و در [۲۶] یک روش برای محاسبه قیمت حاشیه‌ای گره‌ای برای DG ها به‌طوری که DG ها به‌صورت بهینه بهره‌برداری شوند، معرفی شده است. در [۲۷] با هدف حداکثر کردن شاخص قابلیت اطمینان و حداقل کردن هزینه بهره‌برداری، شبکه به ریز شبکه‌های مستقل تقسیم‌بندی شده است.

در این مقاله، ایراد مربوط به کارهای گذشته با ارائه یک روش برای محاسبه قیمت قابلیت اطمینان بیان می‌شود. سیاست قیمت‌گذاری ارائه شده بر اساس تخصیص بهبود قابلیت اطمینان به‌صورت ناحیه‌ای به‌جای قیمت‌گذاری به‌صورت حاشیه‌ای است. مسئله تعیین سهم ناحیه‌های شبکه در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع می‌تواند به‌عنوان یک مسئله ریاضی با قيودی مشخص در نظر گرفته شود. از این رو، از روش نظریه بازی مشارکتی در تعیین سهم هر ناحیه در بهبود قابلیت اطمینان استفاده می‌شود. در ادامه نیز با یک راه‌حل تکرارشونده برای تعیین قیمت مربوط به هر ناحیه مواجه شده که این موضوع به‌عنوان یک مسئله بهینه‌سازی در نظر گرفته خواهد شد و از سوی دیگر در ادامه روش پیشنهادی تحت عنوان «ناحیه‌بندی مجازی» ارائه می‌شود که با استفاده از فرآیند مارکوف و نظریه بازی قیمت تخصیص یافته به ناحیه‌های شبکه توزیع به‌دست می‌آیند. مقاله پیشرو به‌صورت زیر چارچوب‌بندی شده است:

در ابتدا به‌مرور سریع و مختصر در مورد مفاهیم نظریه بازی پرداخته می‌شود. سپس به تشریح روش ارزیابی قابلیت اطمینان می‌پردازد. در ادامه آن به بررسی روش پیشنهادی پرداخته می‌شود و در بخش آخر نتایج مثال‌های عددی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲- مرور روش‌های نظری

الف) مرور روش‌های استفاده‌شده قیمت‌گذاری قابلیت اطمینان

در ابتدا قابل ذکر است که در کارهای گذشته عمدتاً از هزینه قابلیت اطمینان حاشیه‌ای به‌عنوان ارزش اثر DG ها بر بهبود قابلیت اطمینان [۱۶] برای تعیین قیمت DG ها بهره برده شده است. در این مقاله نشان داده می‌شود که روش قیمت‌گذاری حاشیه‌ای ارزش واقعی اثر DG ها بر بهبود قابلیت اطمینان را به‌ازای برخی ظرفیت‌ها نشان نمی‌دهد. در [۱۶] نشان داده شده است که قیمت قابلیت اطمینان تخصیص یافته از رابطه (۱) به دست می‌آید:

$$\pi_{reliability}^{zone} = \frac{\partial(Reliability\ cost)}{\partial P_{DG}} = \frac{\partial(G \times PNS)}{\partial P_{DG}} \quad (1)$$

بر اساس شکل ۲، شبکه دارای دو ناحیه با نرخ‌های خرابی و نرخ‌های تعمیر مجزا است که از رابطه (۳) و (۴) به دست می‌آیند. برای این شبکه دو ناحیه‌ای زنجیره مارکوف به صورت شکل ۳ خواهد بود.

قطعی ناحیه یک منجر به قطعی بار ناحیه‌های یک و دو می‌شود ولی با توجه به حضور DG در ناحیه دو بهره‌برداری از این ناحیه به صورت جزیره‌ای ممکن است. قطعی ناحیه دو تنها منجر به قطعی ناحیه دو می‌شود. با توجه به این حالت‌ها بار تأمین نشده شبکه از رابطه (۵) قابل محاسبه است:

$$PNS = P_2 \times (Load_{zone_1} + (1 - P_{island}) \times Load_{zone_2}) + P_3 \times Load_{zone_2} + P_4 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) \quad (5)$$

که در رابطه (۵) هر یک از p ها نشان‌گر احتمال وقوع هر حالت در شکل ۳ و $Load_{zone_1}$ و $Load_{zone_2}$ نیز به ترتیب مقدار بار متوسط ناحیه‌های یک و دو هستند. P_{island} نیز احتمال بهره‌برداری موفق از ناحیه دارای DG است. این روش برای سیستم‌هایی با ابعاد بزرگ‌تر نیز قابل پیاده‌سازی است و روشی مشابه باید دنبال شود. روش محاسبه احتمال بهره‌برداری موفق از ناحیه ایزوله شده نیز در [۲۴] قابل استخراج است.

۴- قیمت‌گذاری ناحیه‌ها بر اساس بهبود قابلیت اطمینان

هدف اصلی قیمت‌گذاری پیشنهادی به صورتی است که اختلاف منفعت حالت‌های حضور و عدم حضور ناحیه‌ها صفر شود. به طور کلی اختلاف منفعت ناشی از حضور و عدم حضور ناحیه‌ها به صورت رابطه (۶) قابل بازنویسی است:

$$\Delta benefit = G \times (PNS_{No_zone} - PNS_{with_zones}) - \sum_{m=1}^{N_{zone}} P_{max}^{Zone_m} \times \pi_{reliability}^{Zone_m} \quad (6)$$

که در رابطه (۶) G ارزش بار تأمین نشده به ازای هر مگاوات، PNS_{No_zone} بار تأمین نشده در حالت بدون حضور ناحیه‌ها، $P_{max}^{Zone_m}$ بار تأمین نشده در حالت حضور ناحیه‌ها، حداکثر ظرفیت در دسترس ناحیه m تعداد ناحیه‌ها و $\pi_{reliability}^{Zone_m}$ قیمت تخصیص یافته به هر ناحیه است. شرط صفر کردن رابطه (۶)، در رابطه (۷) آورده شده است:

$$\pi_{reliability}^{zone_m} = \frac{G \times ARE_m}{P_{max}^{zone_m}} \quad (7)$$

با مشخص شدن ناحیه‌های شبکه توزیع، دو مقدار مجزا برای دو طرف تساوی در رابطه (۷) به دست می‌آید که به طور کلی دو طرف رابطه (۷) با یکدیگر برابر نیستند که مقادیر آن در بخش‌های (۱-۴) و (۲-۴) به صورت مجزا مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۴-۱- قیمت‌گذاری بر اساس سهم هر ناحیه در کاهش هزینه قطعی ناحیه متناظر

برای شبکه تست شکل ۱ بار تأمین نشده در دو حالت حضور و عدم حضور ناحیه به صورت رابطه‌های (۸) و (۹) قابل نوشتن است:

که در رابطه (۲) i نشان‌دهنده بازیگر ناحیه است که در کاهش هزینه قطعی (بهبود قابلیت اطمینان) سهم دارد. $|S|$ تعداد اعضای یک ائتلاف است. $\{i\} - s$ مقدار بهبود قابلیت اطمینان مرتبط با ائتلاف s است زمانی که بازیگر i شرکت نمی‌کند و $\frac{(|S|-1)!(n-|S|)}{n!}$ نیز فاکتور وزنی است.

چهار اصل shapely value برای یک تابع مشخصه کارایی، تقارن، اصل dummy و جمع‌پذیری است. علاوه بر این اصول، سه شرط انفرادی عقلایی، ائتلاف عقلایی و گروهی عقلایی باید ارضا شوند تا بازیگران ترجیح به شرکت در بازی شوند.

۳- ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه توزیع

برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه توزیع در ابتدا با توجه به موقعیت کلیدهای حفاظتی موجود، شبکه توزیع به چندین ناحیه تقسیم می‌شود. در شبکه‌های شعاعی توزیع، حضور n کلید منجر به ایجاد $n+1$ ناحیه در شبکه می‌شود. به عنوان یک نتیجه، عناصر یک ناحیه با یک عنصر معادل که دارای نرخ خرابی و نرخ تعمیر معادل هستند مدل می‌شوند که مقادیر آن‌ها از روابط (۳) و (۴) قابل استخراج است:

$$\lambda_{eq} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3)$$

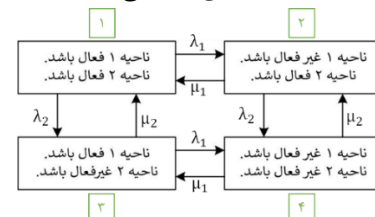
$$r_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i}{\lambda_{eq}} \quad (4)$$

i و n به ترتیب نشان‌دهنده نشان‌گر باس و تعداد باس‌های شبکه است. λ_i و r_i نیز به ترتیب نرخ خرابی و نرخ تعمیر خط i ام است. لذا برای هر ناحیه یک نرخ خرابی و نرخ تعمیر معادل به دست می‌آید که به صورت سری قرار گرفته‌اند. مرحله بعد تعیین حالت‌های ممکن برای یک سیستم با n عنصر است. بر اساس حالت‌های مشخص شده و احتمال وقوع هر یک از آن‌ها بار تأمین نشده شبکه با در نظر گرفتن حالت جزیره‌ای شبکه محاسبه می‌شود. در این مطالعه خطاهای هم‌زمان در نظر گرفته شده است. برای یک شبکه تست زنجیره مارکوف به صورت شکل ۲ قابل نمایش است.

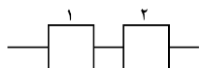


شکل ۲ - شبکه توزیع نمونه با ناحیه‌بندی فیزیکی بر اساس موقعیت

کلیدهای حفاظتی



شکل ۳ - دیگرام انتقال حالت مارکوف برای سیستم دوناحیه‌ای



شکل ۶ - حضور ناحیه‌های یک و دو

حال در مرحله بعد بار تأمین نشده متناظر با هر حالت به دست آورده می‌شود. با توجه به این که سیستم مورد بررسی شامل دو عنصر است، طبق حالت‌های مشخص شده در شکل ۳، بار تأمین نشده در هر حالت مطابق روابط (۱۲-۱۵) است:

(۱) حضور ناحیه یک

$$PNS_1 = P_3 \times Load_{zone_2} \quad (12)$$

(۲) حضور ناحیه دو

$$PNS_2 = P_2 \times (Load_{zone_1} + (1 - P_{island})) \times Load_{zone_2} \quad (13)$$

که λ_{zone_1} نرخ خرابی معادل ناحیه یک و μ_{zone_1} نیز نرخ تعمیر معادل ناحیه یک است که $Load_{zone_1}$ نمایانگر بار متوسط ناحیه یک است.

(۳) حضور ناحیه‌های یک و دو

$$PNS_{1,2} = 0 \quad (14)$$

در حالتی که هیچ‌یک از ناحیه‌ها فعال نیستند، بار تأمین نشده به صورت رابطه (۱۵) قابل بازنویسی است:

$$PNS_\phi = P_4 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) \quad (15)$$

که PNS_ϕ نشان‌دهنده حالتی که هیچ‌یک از ناحیه‌ها در شبکه حضور ندارند که معادل در دسترس نبودن آن‌ها است. P های مشخص شده در روابط (۱۲-۱۵) همان مقادیر استفاده در رابطه (۵) هستند.

حال این مقادیر با مقادیر حالت بدون حضور ناحیه‌ها مقایسه می‌شوند و بر اساس جدول ۱ سهم هر ناحیه در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع محاسبه می‌شود.

جدول ۱ - فرآیند محاسبه سهم هر ناحیه در بهبود قابلیت اطمینان

| ترتیب ورود ناحیه‌ها | ناحیه ۱ | ناحیه ۲ |
|--|--|--|
| ۱ ۲ | PNS_1' | $PNS_{1,2}' - PNS_1'$ |
| ۲ ۱ | $PNS_{1,2}' - PNS_2'$ | PNS_2' |
| $\begin{matrix} 3 \\ \vdots \\ 3 \end{matrix}$ | $\frac{PNS_1' + (PNS_{1,2}' - PNS_2')}{2}$ | $\frac{PNS_2' + (PNS_{1,2}' - PNS_1')}{2}$ |

بر اساس جدول ۱ سهم ناحیه‌های یک و دو به ترتیب به صورت روابط (۱۶-۱۷) قابل نمایش است:

$$ARE_{zone_1} = \frac{PNS_1' + (PNS_{1,2}' - PNS_2')}{2} \quad (16)$$

$$ARE_{zone_2} = \frac{PNS_2' + (PNS_{1,2}' - PNS_1')}{2} \quad (17)$$

که در رابطه بالا:

$$PNS_1' = PNS_\phi - PNS_1 \quad (18)$$

$$= P_4 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) - P_3 \times Load_{zone_2}$$

$$PNS_{down} = \frac{\lambda_{zone_2}}{\lambda_{zone_2} + \mu_{zone_2}} \times Load_{zone_2} \quad (8)$$

$$PNS_{Up} = \frac{\mu_{zone_2}}{\lambda_{zone_2} + \mu_{zone_2}} \times (1 - P_{island}) Load_{zone_2} \quad (9)$$

که λ_{zone_2} نرخ خرابی معادل ناحیه دو و μ_{zone_2} نیز نرخ تعمیر معادل ناحیه دو است که $Load_{zone_2}$ نمایانگر بار متوسط ناحیه دو است. اختلاف روابط (۸) و (۹) نشان‌دهنده سهم واحد (های) تولید پراکنده و خود ناحیه متناظر در بهبود قابلیت اطمینان ناحیه متناظر است که برابر رابطه (۱۰) مشخص شده است:

$$\Delta PNS = \frac{Load_{zone_2}}{\lambda_{zone_2} + \mu_{zone_2}} \times (\lambda_{zone_2} - \mu_{zone_2} \times (1 - P_{island})) \quad (10)$$

بر اساس سهم واحد (های) تولید پراکنده در بهبود قابلیت اطمینان، قیمت قابلیت اطمینان ناحیه از رابطه (۱۱) مشخص می‌شود:

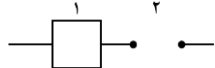
$$\pi_{reliability}^{zone_m} = \frac{G \times \Delta PNS}{P_{max}^{zone_m}} \quad (11)$$

$\pi_{reliability}^{zone_m}$ قیمت تخصیص یافته به ناحیه m و $P_{max}^{zone_m}$ حداکثر توان در دسترس ناحیه m است. با برقراری رابطه (۱۱) اختلاف منفعت بیان شده در رابطه (۶) برابر با صفر می‌شود و لذا پولی در دست شرکت توزیع باقی نمی‌ماند.

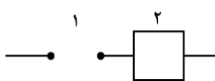
۲-۴ - قیمت‌گذاری بر اساس سهم هر ناحیه در کاهش هزینه قطعی کل شبکه توزیع

ناحیه (های) دارای واحد (های) تولید پراکنده از شبکه توزیع بر اساس مشارکتشان در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع پول دریافت می‌کنند. حال برای قیمت‌گذاری واحدها می‌توان به این صورت عمل کرد که این اختلاف هزینه که در رابطه (۶) مشخص شده است را طوری بین ناحیه‌های شبکه تقسیم کرد که رابطه (۶) برابر با صفر شود. لذا باید سهم هر ناحیه در بهبود قابلیت اطمینان شبکه محاسبه شود. در واقع بر اساس رابطه (۶)، دو حالت حضور و عدم حضور ناحیه‌ها معیار قیمت‌دهی به آن‌ها بر اساس سهمشان در بهبود قابلیت اطمینان قرار می‌گیرد. از آنجایی که میزان مشارکت هر ناحیه در بهبود قابلیت اطمینان نامشخص است لذا از نظریه بازی برای حل این مسئله استفاده می‌شود. برای شبکه دوناحیه‌ای شکل ۲ مسئله تخصیص به صورت زیر قابل تقسیم‌بندی است:

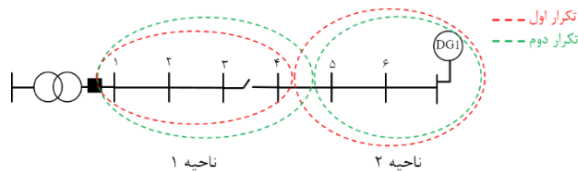
- ۱- فقط ناحیه یک حضور داشته‌باشد.
- ۲- فقط ناحیه دو حضور داشته‌باشد.
- ۳- هر دو ناحیه حضور داشته‌باشند.



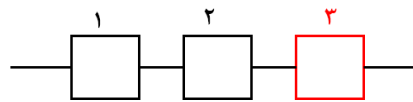
شکل ۴ - حضور ناحیه یک



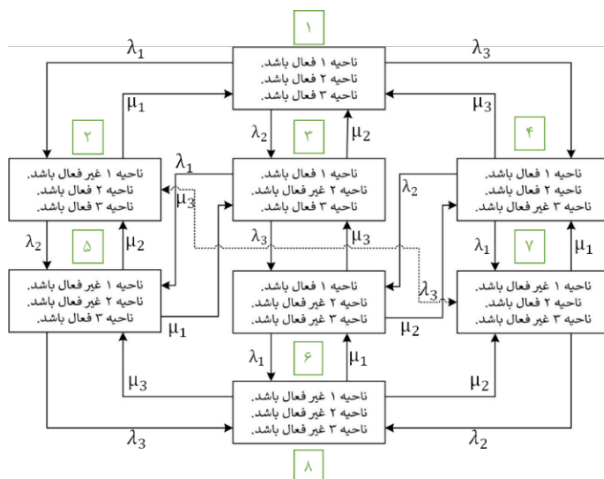
شکل ۵ - حضور ناحیه دو



شکل ۷- نحوه تغییر ناحیه‌بندی شبکه به صورت مجازی



شکل ۸- اضافه کردن ناحیه سوم به شبکه توزیع



شکل ۹- دیگرام انتقال حالت مارکوف برای سیستم سه‌ناحیه‌ای

طبق شکل ۷، ناحیه‌بندی شبکه متفاوت از ناحیه‌بندی فیزیکی شروع به تغییر می‌کند تا شرط تساوی PNS دو حالت فیزیکی و مجازی برقرار شود. در شکل ۷ برای دو تکرار، تغییرات ناحیه‌بندی به صورت مجازی نشان داده شده است و این ناحیه‌بندی تا زمان ارضای شرط ذکر شده (با اضافه شدن عنصر سوم) ادامه می‌یابد. شکل ۸، عنصر اضافه شده را در یک سیستم سری سه‌عنصره نشان می‌دهد.

با تغییر ناحیه‌بندی نشان داده شده در شکل ۷، نرخ خرابی و تعمیر عنصر اضافه شده تعیین کننده مقدار PNS شبکه خواهد بود. با تغییر هر یک از این ناحیه‌ها، سهم تخصیص یافته به هر ناحیه نیز تغییر خواهد کرد که در ادامه تشریح خواهد شد. برای یک سیستم سه‌ناحیه‌ای، دیگرام انتقال حالت مطابق شکل ۹ قابل نمایش است. همانند استخراج قیمت برای سیستم دوناحیه‌ای، یک فرآیند مشابه برای تعیین قیمت‌های ناحیه دو مورد استفاده قرار می‌گیرد که به صورت زیر قابل تعیین است.

- ۱- فقط ناحیه یک حضور داشته باشد.
- ۲- فقط ناحیه دو حضور داشته باشد.
- ۳- فقط ناحیه سه حضور داشته باشد.
- ۴- ناحیه‌های یک و دو حضور داشته باشند.
- ۵- ناحیه‌های یک و سه حضور داشته باشند.
- ۶- ناحیه‌های دو و سه حضور داشته باشند.
- ۷- هر سه ناحیه حضور داشته باشند.

$$PNS'_2 = PNS_\varphi - PNS_2 = \quad (19)$$

$$P_4 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) - P_2 \times (Load_{zone_1} + (1 - P_{island})) \times Load_{zone_2}$$

$$PNS'_{1,2} = PNS_\varphi - PNS_{1,2} = P_4 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) \quad (20)$$

نیز به ترتیب قابلیت اطمینان بهبود یافته ARE_{zone_2} و ARE_{zone_1} تخصیص یافته به ناحیه‌های یک و دو هستند. روابط (۲۰-۱۸) بیان‌گر بهبود قابلیت اطمینان نسبت به حالتی که هیچ‌یک از ناحیه‌ها حضور ندارند، هستند. در نتیجه، مطابق (۱۷) قیمت تخصیص یافته به ناحیه دو با استفاده از رابطه (۲۱) قابل محاسبه است:

$$\pi_{reliability}^{zone_2} = \frac{G \times ARE_2}{P_{max}^{zone_2}} \quad (21)$$

با توجه به روابط (۷) و (۱۱) که برای ناحیه دارای DG است، رابطه (۲۲) شرط تساوی دو قیمت است:

$$\left[\frac{P_3 \times Load_{zone_2} + P_4 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2})}{2} - \frac{P_2 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2} \times (1 - P_{island}))}{2} \right] = \frac{Load_{zone_2}}{\lambda_{zone_2} + \mu_{zone_2}} (\lambda_{zone_2} - \mu_{zone_2} (1 - P_{island})) \quad (22)$$

در حالت کلی رابطه (۲۲) برقرار نیست و در بخش ۵ یک مفهوم تحت‌عنوان ناحیه‌بندی مجازی معرفی می‌شود که با استفاده از آن ناحیه‌بندی مشخصی از شبکه توزیع ارائه می‌شود که تحت آن تساوی قیمت دو روش مورد نظر تضمین می‌شود.

۵- ناحیه‌بندی مجازی

برای برابری قیمت از دو روش پیشنهادی تشریح شده می‌توان به عنوان یک راه‌حل، ناحیه‌بندی شبکه را به صورت مجازی تغییر داد. از آنجایی‌که با تغییر ناحیه‌بندی شاخص بار تأمین نشده دست‌خوش تغییر می‌شود، لذا به صورت مجازی یک عنصر به شبکه اضافه می‌شود که با استفاده از آن این شاخص قابلیت اطمینان ثابت نگه داشته شود. با توجه به این مسئله، نرخ خرابی و نرخ تعمیر عنصر اضافه شده باید به صورتی محاسبه شود که بار تأمین نشده در حالت فیزیکی با حالت مجازی برابر شود. برای یک شبکه دوناحیه‌ای که شرط تساوی دو قیمت در آن برقرار نیست، عنصر سوم به آن افزوده می‌شود و با توجه به آن ماتریس انتقال حالت برای آن تعیین می‌شود که برای یک شبکه سه‌ناحیه‌ای با پارامترهای مجهول، بار تأمین نشده شبکه در حالت مجازی به صورت رابطه (۲۳) قابل محاسبه است:

$$PNS = P_2 \times (Load_{zone_1} + (1 - P_{island}) \times Load_{zone_2}) + P_3 \times Load_{zone_2} + P_5 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) + P_6 \times Load_{zone_2} + P_7 \times (Load_{zone_1} + (1 - P_{island}) \times Load_{zone_2}) + P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) \quad (23)$$

که در رابطه (۲۳)، هر یک از p ها نشان‌گر احتمال وقوع هر حالت در شکل ۹ است. قابل ذکر است که عنصر اضافه شده در برگزیده هیچ‌گونه باری نیست و تنها به عنوان یک ابزار برای تغییر شاخص قابلیت اطمینان مورد استفاده قرار می‌گیرد.

(۸) حضور ناحیه‌های یک، دو و سه

$$PNS_{1,2,3}' = PNS_{\phi} - PNS_{1,2,3} \quad (30)$$

$$= P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2})$$

P_2 تا P_8 احتمال وقوع هر یک از حالت‌های شکل ۹ است. مطابق (۷) و (۱۱)، قیمت تخصیص‌یافته به ناحیه دو محاسبه می‌شود و با یکدیگر مقایسه می‌شوند، اگر با یکدیگر برابر نباشند، تغییر ناحیه‌های شبکه تا زمانی که این دو قیمت با یکدیگر برابر شوند، ادامه می‌یابد. سهم هر یک از ناحیه‌ها در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع، از طریق روابط (۳۳) قابل محاسبه است.

$$ARE_{zone_1} = \frac{2 \times PNS_1' + 2 \times PNS_{1,2,3}' + PNS_{1,2}'}{6} \quad (31)$$

$$+ \frac{PNS_{1,3}' - PNS_2' - 2 \times PNS_{2,3}' - PNS_3'}{6}$$

$$ARE_{zone_2} = \frac{2 \times PNS_2' + 2 \times PNS_{1,2,3}' + PNS_{1,2}'}{6} \quad (32)$$

$$+ \frac{PNS_{2,3}' - PNS_1' - 2 \times PNS_{1,3}' - PNS_3'}{6}$$

$$ARE_{zone_3} = \frac{2 \times PNS_3' + 2 \times PNS_{1,2,3}' + PNS_{1,3}'}{6} \quad (33)$$

$$+ \frac{PNS_{2,3}' - PNS_1' - 2 \times PNS_{1,2}' - PNS_2'}{6}$$

مدل پیشنهادی در قالب یک مسئله بهینه‌سازی قابل تعریف است که تابع هدف آن حداقل کردن اختلاف دو طرف رابطه (۷) با قید تساوی PNS دو حالت فیزیکی و مجازی است. اختلاف قیمت برای ناحیه دو در یک شبکه سه‌ناحیه‌ای به صورت رابطه (۳۴) قابل نمایش است.

$$\min \left\{ \frac{P_2 \times Load_{zone_2} + P_6 \times Load_{zone_1}}{3} + \frac{(0.5 \times P_5 + P_8) \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2})}{3} \right. \quad (34)$$

$$\left. - \frac{(0.5 \times P_2 + P_7) \times (Load_{zone_1} + (1 - P_{island}) \times Load_{zone_2})}{3} - \frac{Load_{zone_2}}{\lambda_{zone_2} + \mu_{zone_2}} (\lambda_{zone_2} - \mu_{zone_2} (1 - P_{island})) \right\}$$

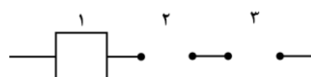
با قید:

$$PNS_{actual} - PNS_{virtual} = 0 \quad (35)$$

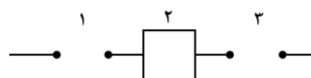
برای بهینه‌سازی تابع هدف در رابطه (۳۴) با قید (۳۵)، الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات^۵ مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۶- نتایج شبیه‌سازی

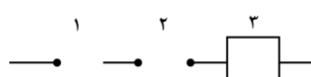
شبکه توزیع مورد مطالعه یک شبکه ۷ باسه با بار کل متوسط ۱۳/۹۸۷۸ مگاوات است که مشخصات نرخ خرابی خطوط آن در جدول ۲ آورده شده است و نرخ تعمیر هر خط نیز برابر ۰/۲ در نظر گرفته شده است. در جدول ۳ نیز، مشخصات مربوط به بار هر باس مشخص شده است.



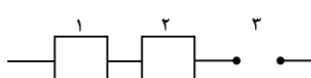
شکل ۱۰- حضور ناحیه یک



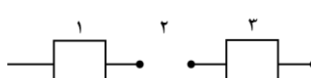
شکل ۱۱- حضور ناحیه دو



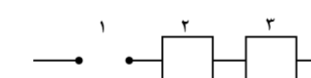
شکل ۱۲- حضور ناحیه سه



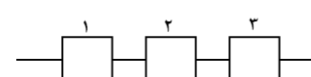
شکل ۱۳- حضور ناحیه‌های یک و دو



شکل ۱۴- حضور ناحیه‌های یک و سه



شکل ۱۵- حضور ناحیه‌های دو و سه



شکل ۱۶- حضور هر سه ناحیه

حال در مرحله بعد بار تأمین نشده متناظر با هر حالت به دست آورده می‌شود.

(۱) حضور ناحیه یک

$$PNS_1' = PNS_{\phi} - PNS_1 \quad (24)$$

$$= P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) - P_6 \times Load_{zone_1}$$

(۲) حضور ناحیه دو

$$PNS_2' = PNS_{\phi} - PNS_2 \quad (25)$$

$$= P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) - P_7 \times (Load_{zone_2} + (1 - P_{island}) \times Load_{zone_2})$$

(۳) حضور ناحیه سه

$$PNS_3' = PNS_{\phi} - PNS_3 \quad (26)$$

$$= P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) - P_3 \times Load_{zone_2}$$

(۴) حضور ناحیه یک و دو

$$PNS_{1,2}' = PNS_{\phi} - PNS_{1,2} \quad (27)$$

$$= P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2})$$

(۵) حضور ناحیه یک و سه

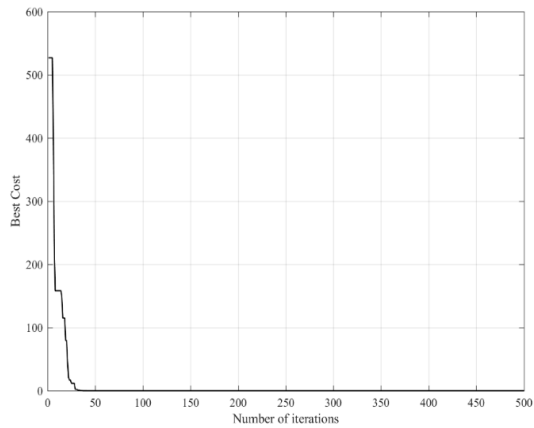
$$PNS_{1,3}' = PNS_{\phi} - PNS_{1,3} \quad (28)$$

$$= P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) - P_3 \times Load_{zone_2}$$

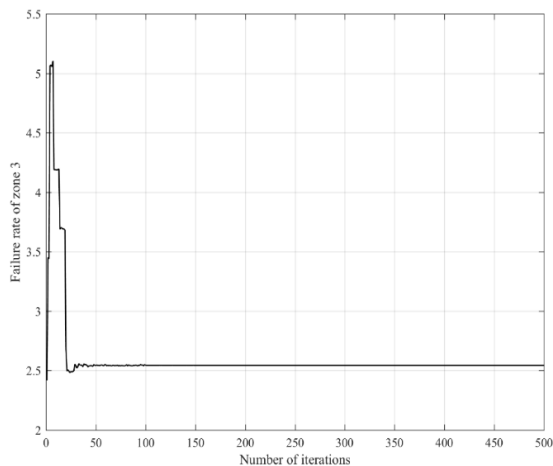
(۶) حضور ناحیه سه

$$PNS_{2,3}' = PNS_{\phi} - PNS_{2,3} \quad (29)$$

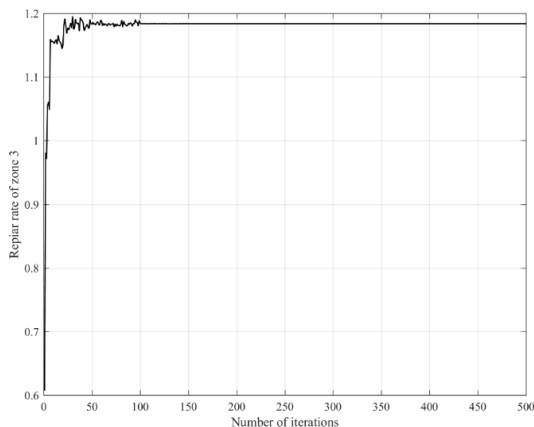
$$= P_8 \times (Load_{zone_1} + Load_{zone_2}) - P_2 \times (Load_{zone_2} + (1 - P_{island}) \times Load_{zone_2})$$



شکل ۱۷ - روند تغییرات بهترین جواب برای تابع هدف



شکل ۱۸ - روند تغییرات نرخ خرابی ناحیه سه



شکل ۱۹ - روند تغییرات نرخ تعمیر ناحیه سه

مطابق شکل ۱۷، بهترین هزینه به مقدار صفر همگرا شده است که این به معنای صفر شدن تابع هدف - اختلاف قیمت - و ارضای کامل قید (۳۵) است که در آن بار تأمین نشده شبکه در حالت مجازی با بار تأمین نشده در حالت فیزیکی برابر شده است. نتایج حاصل شده برای ناحیه سه به صورت شکل‌های ۱۸ و ۱۹ به دست می‌آیند. با قرار دادن مقادیر ۲/۵۴۴۲ و ۱/۱۸۳۶ به عنوان نرخ خرابی و نرخ تعمیر ناحیه سه در رابطه (۲۳)، بار تأمین نشده در حالت مجازی با بار تأمین نشده در حالت فیزیکی برابر می‌شود که روند تغییرات بار تأمین نشده در حالت مجازی مطابق شکل ۲۰ است.

جدول ۲ - مشخصات شبکه توزیع

| نرخ خرابی (تعداد خرابی/سال) | انتهای خط | ابتدای خط |
|-----------------------------|-----------|-----------|
| ۰/۰۱۳ | ۲ | ۱ |
| ۰/۰۲۵ | ۳ | ۲ |
| ۰/۰۷۶ | ۴ | ۳ |
| ۰/۰۶۳ | ۵ | ۴ |
| ۰/۰۹۵ | ۶ | ۵ |
| ۰/۱ | ۷ | ۶ |

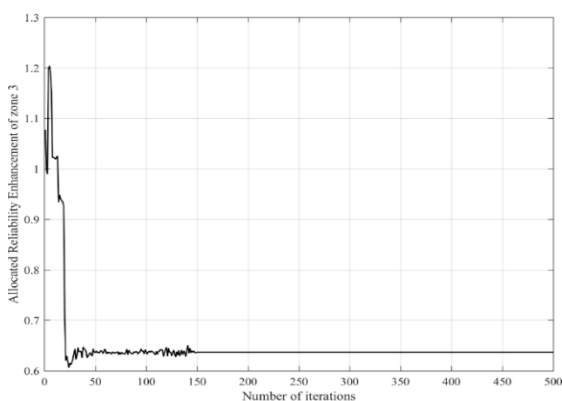
جدول ۳ - بار متوسط هر باس

| باس | بار متوسط (مگاوات) |
|-----|--------------------|
| ۱ | ۱/۸۳۲۵ |
| ۲ | ۱/۹۴۴۶ |
| ۳ | ۲/۰۴۹۱ |
| ۴ | ۲/۱۲۳۸ |
| ۵ | ۱/۸۷۳۹ |
| ۶ | ۲/۰۷۲۸۸ |
| ۷ | ۲/۰۸۸۰ |

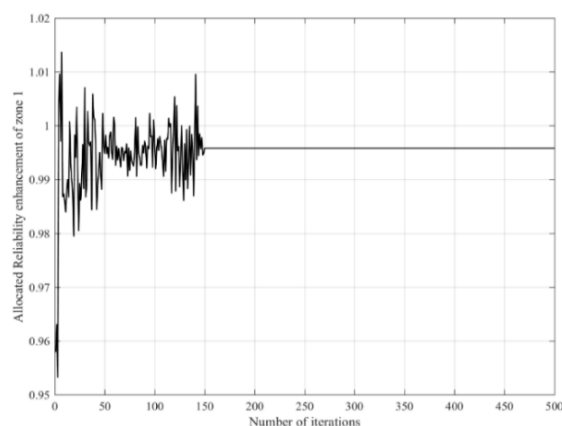
جدول ۴ - قیمت تخصیص یافته به ناحیه دو

| نوع قیمت‌گذاری | مشارکت ناحیه در بهبود قابلیت اطمینان | پول پرداختی به ناحیه دو (دلار) |
|--|--------------------------------------|--------------------------------|
| قیمت‌گذاری بر اساس سهم هر ناحیه در کاهش هزینه قطعی ناحیه متناظر | ۲/۲۳۹۷ | ۴۴۷۹/۴ |
| قیمت‌گذاری بر اساس سهم هر ناحیه در کاهش هزینه قطعی کل شبکه توزیع | ۲/۸۳۶۰ | ۵۶۷۲ |

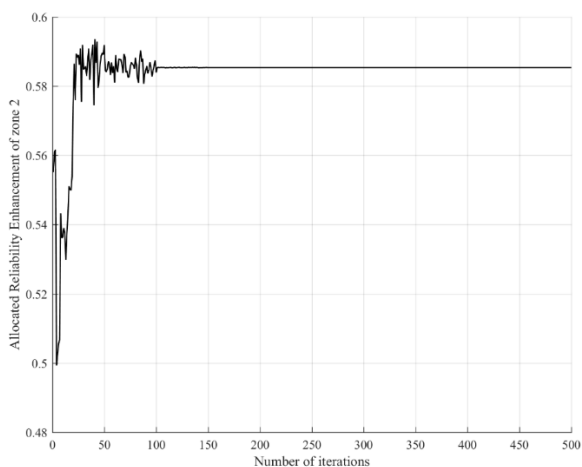
این شبکه با توجه به موقعیت و تعداد کلیدهای حفاظتی شبکه دارای دو ناحیه است. ظرفیت حداکثر در دسترس واحد حاضر در ناحیه دو برابر ۶ مگاوات است. بار تأمین نشده در حالت فیزیکی با توجه به موقعیت کلیدها، برابر ۸/۵۷۱۷ مگاوات است. هزینه بار تأمین نشده (G) به‌ازای هر مگاوات برابر ۲۰۰۰ دلار در نظر گرفته شده است. سهم هر یک از ناحیه‌ها در قابلیت اطمینان شبکه توزیع در جدول ۴ قابل مشاهده است که همان‌طور که مشخص است این دو قیمت با هم برابر نیستند. حال روش پیشنهادی بر روی شبکه تست مورد استفاده قرار می‌گیرد. قیمت استخراج شده برای ناحیه دو برای شبکه فیزیکی در جدول ۴ آورده شده‌اند. همان‌طور که پیش‌تر ذکر شد، قیمت‌های تخصیص یافته به ناحیه دو با یکدیگر برابر نیستند، لذا روش پیشنهادی به شبکه تست اعمال می‌شود. بهترین هزینه فرآیند PSO در شکل ۱۷ نشان داده شده است.



شکل ۲۳ - سهم تخصیص یافته به ناحیه سه

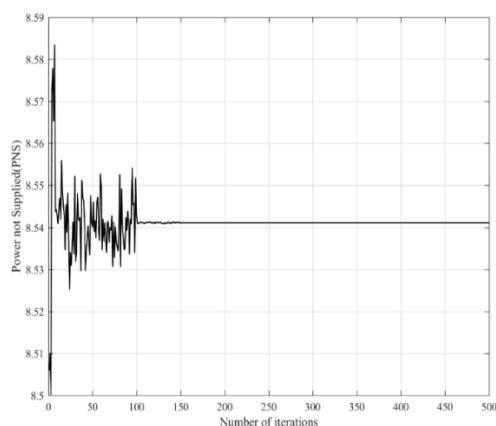


شکل ۲۴ - سهم تخصیص یافته به ناحیه یک

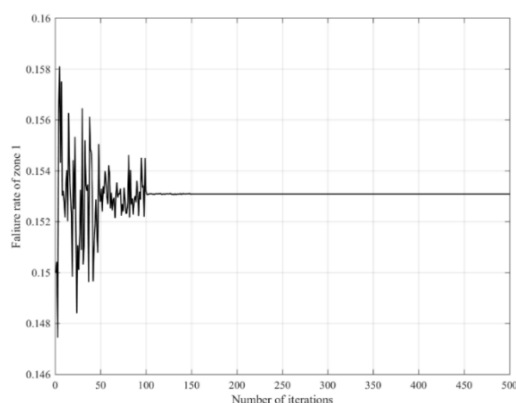


شکل ۲۵ - سهم تخصیص یافته به ناحیه دو

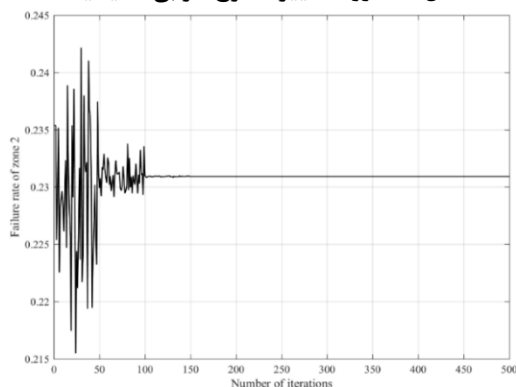
سهم ناحیه‌های یک و دو نیز در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع نیز به ترتیب در شکل‌های ۲۴ و ۲۵ آمده است. به صورت خلاصه مشخص می‌شود که سهم تخصیص یافته به ناحیه یک، دو و سه به ترتیب برابر با ۰/۹۹۵۸، ۰/۵۸۵۴ و ۰/۶۳۶۸ است که مجموع سهم ناحیه‌ها برابر با ۲/۲۱۸۰ مگاوات خواهد بود. مقدار بار تأمین نشده نسبت به حالت پایه - که هیچ‌یک از ناحیه‌ها حضور ندارند- در حالتی نیز که تمامی ناحیه‌ها حضور دارند برابر با ۲/۲۱۸۰ مگاوات است که این موضوع نشان‌دهنده عقلانیت گروهی مطرح شده در مفاهیم نظریه بازی در بخش ۲ است که در شکل ۲۶ نشان داده شده است.



شکل ۲۰ - روند تغییرات بار تأمین نشده شبکه در حالت مجازی

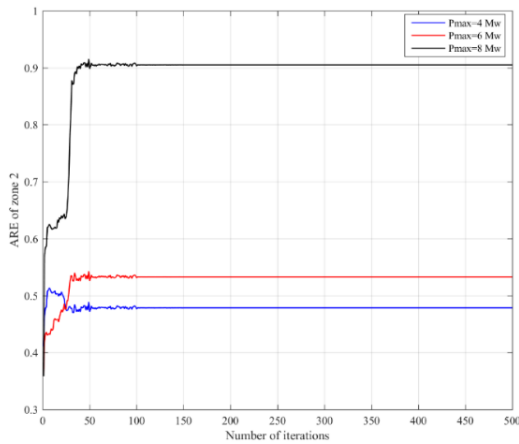


شکل ۲۱ - روند تغییرات نرخ خرابی ناحیه یک

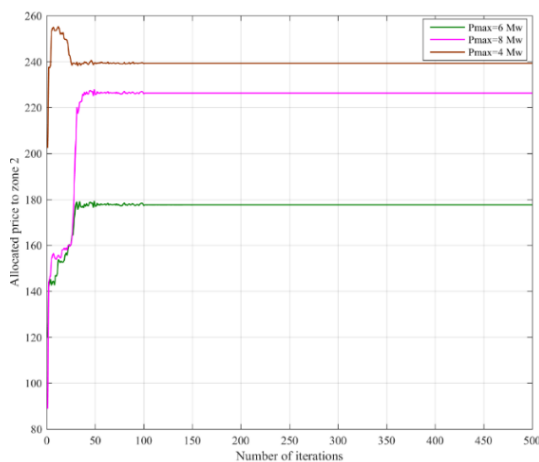


شکل ۲۲ - روند تغییرات نرخ خرابی ناحیه دو

بار تأمین نشده در حالت مجازی در نهایت به مقدار ۸/۵۴۱۱ همگرا می‌شود. نرخ خرابی ناحیه‌های یک و دو نیز به ترتیب مطابق شکل‌های ۲۱ و ۲۲ مشخص می‌شوند. از آنجایی که که مجموع نرخ خرابی ناحیه‌های یک و دو برابر با مجموع نرخ خرابی خطوط شبکه در حالت فیزیکی است، لذا در هر تکرار نیز مجموع این دو مقدار باید برابر با ۰/۳۸۴ باشد. با توجه به شکل‌های ۲۱ و ۲۲ نرخ خرابی نهایی ناحیه یک و دو به ترتیب برابر با ۰/۱۵۳۱ و ۰/۲۳۰۹ است. از سوی دیگر بر اساس مقادیر به دست آمده برای نرخ خرابی ناحیه‌های یک و دو، بار آن‌ها به ترتیب برابر با ۵/۸۲۹۰ و ۸/۱۵۸۸ مگاوات خواهند بود. با توجه به حضور ناحیه سه و اثر آن در بار تأمین نشده شبکه در حالت مجازی، سهم تخصیص یافته به این ناحیه در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع به صورت شکل ۲۳ مشخص می‌شود.



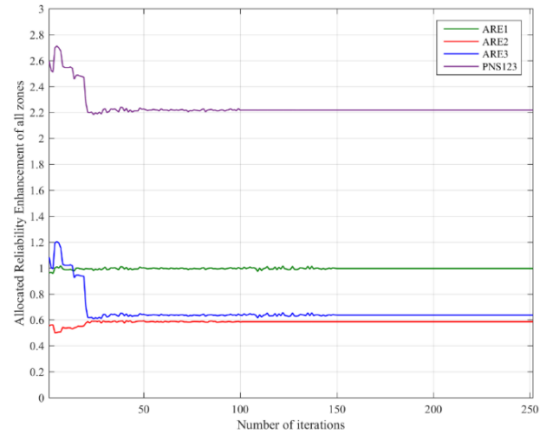
شکل ۳۰ - روند تغییرات سهم تخصیص‌یافته به ناحیه دو به‌ازای حداکثر ظرفیت‌های مختلف



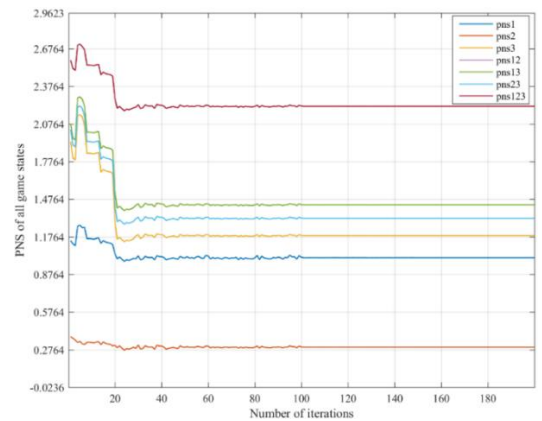
شکل ۳۱ - روند تغییرات قیمت تخصیص‌یافته به ناحیه دو به‌ازای حداکثر ظرفیت‌های مختلف

در تمام تکرارها، مجموع سهم‌های هر ناحیه برابر با حالتی است - رابطه (۳۰) - که تمام ناحیه‌ها حضور دارند. سهم تخصیص‌یافته به ناحیه سه از سهم تخصیص‌یافته به ناحیه دو بزرگ‌تر است که علت این امر را می‌توان در شکل ۲۷ جستجو کرد. مطابق شکل ۲۷، مقدار حالت سه - حضور ناحیه سه - بزرگ‌تر از مقدار حالت دو - حضور ناحیه دو - است. از سوی دیگر، مقدار حالت چهار - حضور ناحیه‌های یک و دو - از مقدار حالت پنج - حضور ناحیه‌های یک و سه - بیش‌تر است ولی از آنجایی که عامل اول غلبه بیشتری بر عامل دوم دارد، با توجه به روابط (۳۱-۳۳)، سهم تخصیص‌یافته به ناحیه دو از سهم تخصیص‌یافته به ناحیه سه کوچک‌تر است. قیمت تخصیص‌یافته به ناحیه دو از دو روش مورد بحث نیز به‌صورت شکل ۲۸ مشخص شده است.

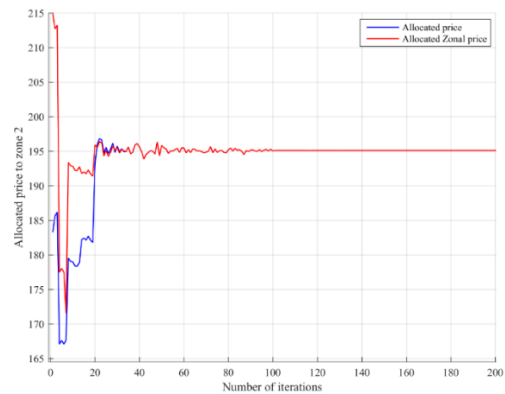
مطابق شکل ۲۸، قیمت‌های استخراجی از یک تکرار مشخص به بعد به یک مقدار یکسان همگرا می‌شوند که این همان هدف اصلی در قیمت‌گذاری پیشنهادی در این مقاله است. تغییرات احتمال‌های شکل ۹، در شکل ۲۹ قابل‌نمایش است. مطابق شکل‌های (۱۹-۱۸)، با کاهش نرخ خرابی و افزایش نرخ تعمیر ناحیه سه، p_7 و p_8 با کاهش روبرو می‌شوند. با کاهش p_7 و p_8 ، با توجه به ضرب این دو مقدار در بارهای ناحیه‌های یک و دو، بار تأمین نشده شبکه شروع به کاهش می‌کند.



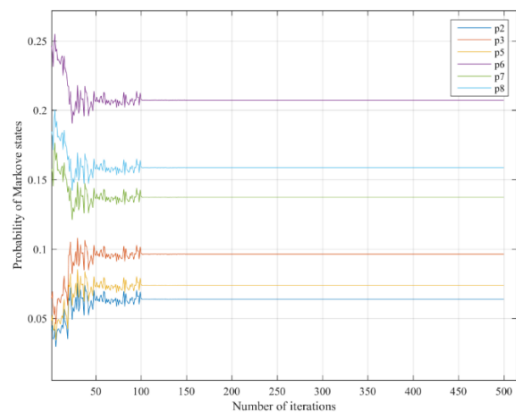
شکل ۲۶ - سهم تخصیص‌یافته به همه ناحیه‌ها



شکل ۲۷ - مقادیر حالت‌های مختلف حضور ناحیه‌ها در شبکه



شکل ۲۸ - روند تغییرات دو قیمت استخراج‌شده برای ناحیه دو



شکل ۲۹ - روند تغییرات احتمال وقوع حالت‌های شکل ۶

- on loss and emission reduction allocation using nucleolus theory." IEEE Trans Power Syst., vol. 31, no. 1, pp. 143-152, 2016.
- [3] S.M. Miri Larimi, M. R. Haghifam, and A. Ghadiri. "Determining the guaranteed energy purchase price for Distributed Generation in electricity distribution networks." Utilities Policy, vol. 41, pp. 118-127, 2016.
- [4] FERC. *The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion*, February 2007, <https://www.ferc.gov/legal/fed-sta>.
- [5] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, R.E. Bohn, *Spot pricing of Electricity*, Springer Science & Business Media, 1988.
- [6] P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, "Nodal pricing for distribution networks: Efficient pricing for efficiency enhancing DG," IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 2, pp. 1013-1014, 2006.
- [7] W. Ouyang, H. Cheng, X. Zhang, and F. Li, "Evaluation of distributed generation connecting to distribution network based on long-run incremental cost," IET generation, transmission & distribution, vol. 5, no. 5, pp. 561-568, 2011.
- [8] S.M. Miri Larimi, M. R. Haghifam and P. Taylor, "Value based pricing of distribution generations active power in distribution networks," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 9, no. 15, pp. 2117-2125, 2015.
- [9] G. A. Jimenez-Estevéz, R. Palma-Behnke, R. Torres-Avila and L. S. Vargas, "A competitive market integration model for distributed generation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 22, no. 4, pp. 2161-2169, 2007.
- [10] C. Gu, F. Li, and Y. Song, "Long-run network pricing to facilitate users' different security preference," IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 4, pp. 2408-2416, 2011.
- [11] S. M. Abedi, and M. R. Haghifam. "Second revenue stream for distributed generation in the presence of reliability insurance," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 59, pp. 29-35, 2014.
- [12] Z. Ghofrani-Jahromi, Z. Mahmoodzadeh, M. Ehsan, "Distribution loss allocation for radial systems including DGs," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 29, no. 1, pp. 72-80, 2014.
- [۱۳] مجید حروفیانی، علی زنگنه و رضا قدهاری، «مدل چنددهفه قیمت‌گذاری تزریق توان راکتیو منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۶، شماره ۳، پائیز ۹۵
- [14] K. Wang, Z. Ouyang, R. Krishnan, L. Shu and L. He, "A game theory-based energy management system using price elasticity for smart grids," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 11, no. 6, pp. 1607-1616, 2015.
- [15] P. Wang, Y. Ding and Y. Xiao. "Technique to evaluate nodal reliability indices and nodal prices of restructured power systems," IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 152, no. 3, pp. 390-396, 2005.
- [16] P. D. Jesus, M. P. De Leão, J. M. Yusta, H. M. Khodr and A. J. Urdaneta, "Uniform marginal pricing for the remuneration of distribution networks," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 3, pp. 1302-1310, 2005.
- [17] D. Sonhuai, Z. Xinghua, M. Lu and X. Hui, "A novel nucleolus-based loss allocation method in bilateral electricity markets," IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 1, pp. 28-33, 2006.
- [18] Z. Bie, P. Zhang, G. Li, B. Hua, M. Meehan and X. Wang, "Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 2342-2350, 2012.
- [19] A. Heidari, V. G. Agelidis and M. Kia, "Considerations of sectionalizing switches in distribution networks with distributed generation," IEEE Trans. Power Del., vol. 30, no. 3, pp. 1401-1409, 2015.
- [20] Y. Chen, Y. Zheng, F. Luo, J. Wen and Z. Xu, "Reliability evaluation of distribution systems with mobile energy storage systems," IET Renewable Power Generation, vol. 10, no. 10, pp. 1562-1569, 2016.
- [21] L. S. Shapley, *A value for n-person games, The Shapley value*, Classics in Game Theory, 1988.
- [22] D. Schmeidler, "The nucleolus of a characteristic function game," SIAM Journal on applied mathematics, vol. 17, no. 6, pp. 1163-1170, 1969.

برای اعتبارسنجی روش پیشنهادی، اثر تغییرات حداکثر ظرفیت واحد تولید پراکنده در ناحیه دو بر قیمت و سهم تخصیص یافته به ناحیه دو مورد بررسی قرار می‌گیرد.

چنان‌که از شکل ۳۰ مشخص می‌شود، افزایش حداکثر ظرفیت واحد تولید پراکنده منجر به افزایش سهم تخصیص یافته به ناحیه دو می‌شود ولی منجر به افزایش یکنواخت در قیمت تخصیص یافته نمی‌شود. برای تشریح بیشتر این مسئله، حالت حداکثر ظرفیت شش مگاواتی برای واحد تولید پراکنده در نظر گرفته‌شود. در مقایسه با حالت حداکثر ظرفیت چهار مگاواتی برای واحد تولید پراکنده، سهم تخصیص یافته به ناحیه دو تعلق می‌گیرد ولی طبق رابطه (۷)، نسبت سهم تخصیص یافته به ناحیه دو به حداکثر ظرفیت ناحیه دو کوچک‌تر می‌شود. این موضوع به آن معناست که علی‌رغم افزایش حداکثر ظرفیت ناحیه، قیمت کمتری به ناحیه نسبت به حالت حداکثر ظرفیت چهار مگاواتی تخصیص می‌یابد. برای حداکثر ظرفیت هشت مگاواتی، سهم و قیمت تخصیص یافته به ناحیه دو نسبت به حالت حداکثر ظرفیت شش مگاواتی برای ناحیه، هر دو افزایش می‌یابند. در شکل ۳۱ و جدول ۵ سهم و قیمت تخصیص یافته به ناحیه دو را برای هر حالت نشان می‌دهد.

جدول ۵ - اثر افزایش ظرفیت حداکثر DG

| ظرفیت حداکثر (مگاوات) | سهم تخصیص یافته | پول تخصیص یافته (دلار/مگاوات) |
|-----------------------|-----------------|-------------------------------|
| چهار | ۰/۴۷۸۶ | ۲۳۹/۲۴۷ |
| شش | ۰/۵۳۲۹ | ۱۷۷/۶۴۹ |
| هشت | ۰/۹۰۵۱ | ۲۳۶/۲۶۸ |

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک روش جدید برای پرداخت پول قابلیت اطمینان به واحدهای تولید پراکنده بر اساس سهم ناحیه‌ها در بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع با استفاده از فرآیند مارکوف ارائه شد که در آن دو روش قیمت‌گذاری مورد بررسی قرار گرفت و مشاهده شد برای یک شبکه توزیع، این دو قیمت به یک مقدار یکسان ختم نمی‌شود. به‌عنوان یک راه‌حل، مفهومی تحت‌عنوان «ناحیه‌بندی مجازی» معرفی شد که در آن با تغییر ناحیه به‌صورت مجازی و اضافه کردن عنصری جدید با نرخ خرابی و تعمیر مجهول که منجر به یکسان‌سازی بار تأمین نشده حالت مجازی با حالت فیزیکی می‌شود. این روش معرفی‌شده عیب کارهای گذشته از جمله تخصیص قیمت صفر به واحدهای تولید پراکنده و اختلاف منفعت حضور و عدم حضور واحدهای تولید پراکنده را مرتفع کرد و بر اساس سهم آن‌ها در بهبود قابلیت اطمینان پرداخت می‌شوند.

مراجع

- [1] K. Shaloudegi, N. Madinehi, and H. A. Abyaneh, "A Novel Policy for Locational Marginal Price Calculation in Distribution Systems Based on Loss Reduction Allocation Using Game Theory," IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, no. 2, pp. 811-820, 2012.
- [2] E.A. Farsani, H.A. Abyaneh, M. Abedi and S.H. Hosseiniyan. "A novel policy for LMP calculation in distribution networks based

- [26] E. Azad-Farsani, "Loss minimization in distribution systems based on LMP calculation using honey bee mating optimization and point estimate method," *Energy*, vol. 140, pp. 1-9, 2017.
- [۲۷] مجید نیری پور، سعید حسنونند و حسین فلاح زاده ابرقوئی، «برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم به منظور تبدیل شبکه توزیع موجود به ریزشبکه»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۷، شماره ۲، تابستان ۹۶
- [23] A. S. Nowak and T. Radzik. "A solidarity value for n-person transferable utility games," *International Journal of Game Theory*, vol. 23, no.1, pp. 43-48, 1994.
- [24] Y. Atwa and E. El-Saddany, "Reliability evaluation for distribution system with renewable distributed generations during islanded mode of operation," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 24, no.2, pp. 572-881, 2009.
- [25] R. Mohammadi, H. Rajabi-Mashhadi and M. Shahidehpour, "Market-based Customer Reliability Provision in Distribution Systems Based on Game Theory: A Bi-level Optimization Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp-24-34, 2018.

زیر نویس‌ها

⁴ Power Not Supplied (PNS)

⁵ Particle Swarm Optimization (PSO)

¹ Distributed Generation (DG)

² Locational Marginal Pricing (LMP)

³ Customer Damage Function