

مدل‌سازی مناسب بار در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی با دیدگاه افزایش سرعت و حفظ دقت محاسبات

علی محمد حریری^۱، دانشجوی دکتری، مریم اخوان حجازی^۲، استادیار و حامد هاشمی دزکی^۳، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه کاشان- کاشان- ایران

am.hariri@grad.kashanu.ac.ir –

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه کاشان- کاشان- ایران

mhejazi @kashanu.ac.ir –

۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه کاشان- کاشان- ایران

hamed.hashemi@kashanu.ac.ir –

چکیده: در این مقاله، مدل‌سازی مناسب بار و ارائه روش نوین برای کاهش حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی به کمک روش‌های تحلیلی ارائه می‌گردد. از آن جایی که در یک شبکه توزیع هوشمند، عدم قطعیت‌های متعددی وجود دارد، زمان بر بودن و حجم بالای محاسبات در ارزیابی شاخص‌های قابلیت اطمینان یک چالش و موضوع مهم و اساسی می‌باشد، از این‌رو در شرایطی که بتوان حجم محاسبات را کاهش و سرعت را افزایش داد، می‌توان استفاده از روش‌های تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان در قالب مسائل بهینه‌سازی و ... که نیاز به تکرار زیاد دارند را عملیاتی نمود. با این وجود، باید توجه داشت که در عین افزایش سرعت محاسبات و کاهش پیچیدگی‌های ارزیابی قابلیت اطمینان، باید دقت محاسبات نیز در سطح مطلوبی حفظ شود. در روش پیشنهادی، سه سناریوی کاهش سطوح بار و ماتریس حالت مربوطه بر اساس تجمعی زمانی بدون پیش‌فرض، تجمعی زمانی با پیش‌فرض مشابه بازه‌های زمانی تعریف شده تعریف‌گذاری شرکت‌های توزیع و تجمعی مقداری معرفی گردیده است. ارائه مدل ریاضی برای روش کاهش سطوح ماتریس حالت بار یکی از نوآوری‌ها و مزایای روش پیشنهادی می‌باشد.

روش پیشنهادی بر روی شبکه ۳۳ IEEE و فیدر واقعی از شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان (فیدر خیابان امیرکبیر کاشان) پیاده‌سازی شد. نتایج به دست آمده دلالت بر کارآیی روش پیشنهادی دارد. نتایج نشان می‌دهد با انتخاب سناریوی مناسب کاهش درجه بار (سناریوی تجمعی زمانی بدون پیش‌فرض یا تجمعی مقداری) می‌توان با کمتر از یک درصد خطأ در محاسبات سرعت روش ارزیابی قابلیت اطمینان را در حدود ۹۰ درصد افزایش داد. یکی از مزایای دیگر این مقاله، انجام آنالیز حساسیت شاخص انرژی توزیع‌نشده مورد انتظار بر حسب تعداد سطوح بار کاهش یافته در سناریوهای مختلف و تغییر مشخصه‌های بار مانند واریانس بار اشاره نمود. نتایج آنالیز حساسیت انجام شده نشان می‌دهد در شرایطی که تغییرات بار همراه با عدم قطعیت بالاتر و ماهیت اتفاقی بیشتری باشد، نیاز به استفاده موثر و هوشمندانه از روش پیشنهادی برای کاهش هوشمندانه سطوح بار افزایش می‌یابد.

واژه‌های کلیدی: قابلیت اطمینان، مدل‌سازی بار، روش تحلیلی، منابع تولید پراکنده، شبکه توزیع انرژی الکتریکی هوشمند، آنالیز حساسیت، افزایش سرعت.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۷/۵/۲۸

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۷/۹/۳۰

نام نویسنده‌ی مسئول: مریم اخوان حجازی
نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران، کاشان، بلوار قطب راوندی، دانشگاه کاشان، دانشکده‌ی مهندسی برق و کامپیوتر

۱- متغیرها، علائم و اختصارات

- P_{loads} : توان مصرفی مشترکین شبکه (کیلو وات)
- P_{loss} : توان تلفاتی شبکه (کیلو وات)
- $P_{Wind}(v)$: توان خروجی مولد باد بر حسب سرعت وزش باد (کیلووات)
- P_{rated} : توان نامی (کیلووات)
- $P_{i,n}$: درایه متناظر با ستون دوم و ردیف i ام ماتریس حالت جزء n ام شبکه هوشمند که احتمال هر حالت مختلف آن جزء را نشان می دهد.
- Q_{trans} : احتمال خرایی ترانسفورماتورهای موازی در پست بالادست شبکه توزیع (خطا در سال)
- S_n : ماتریس حالت جزء n ام شبکه هوشمند
- V_i^{\max} و V_i^{\min} : ولتاژ شین i ام و حداقل و حداکثر ولتاژ مجاز شین i ام
- v_{ci} و v_{co} : سرعت قطع پایین، سرعت نامی و سرعت قطع بالای وزش باد (متر بر ثانیه)
- WT : توربین بادی
- $x_{i,n}$: درایه متناظر با ستون اول و ردیف i ام ماتریس حالت جزء n ام شبکه هوشمند که دربرگیرنده مقدار متناظر با حالات مختلف هر جزء است.
- x_i^{new} و x_i^{old} : $x_{i,n}$ قبل و بعد از بروزرسانی ماتریس حالت و کاهش درجه
- $x_{G_{V,i}}^{\max}$ و $x_{G_{V,i}}^{\min}$: کران پایین و کران بالای گروه i ام مقداری بار در حالت به روز شده
- α ، $\alpha_{A,n}$ و $\alpha_{B,n}$: نسبت حالات قبل از تخفیف درجه به حالات بعد از تخفیف درجه جزء n ام شبکه هوشمند در سناریوی اول، دوم و سوم کاهش حالات متناظر با بار
- β : ثابت شکل اول و دوم تابع چگالی احتمال بتا
- μ : میانگین شدت تابش خورشید (وات بر مترمربع)
- σ : انحراف معیار شدت تابش خورشید (وات بر مترمربع)
- γ : عدد بسیار بزرگ برای استفاده در شرایط حدی
- ۲- مقدمه**
- از یک سو، مطالعات آماری نشان می دهد که شبکه های توزیع انرژی الکتریکی مهمترین نقش در خاموشی مشترکین را دارند [۱-۳]. از سوی دیگر، تامین مطمئن انرژی با کیفیت نیز در سال های اخیر مورد توجه ویژه قرار گرفته است. بر این اساس، ارزیابی قابلیت اطمینان و مدیریت ریسک این شبکه ها بسیار ضروری و حائز اهمیت می باشد [۴-۶].
- $C_k^{n_{trans}}$: ترکیب k خرایی در n_{trans} موازی مشابه
- $EENS$: انرژی توزیع نشده مورد انتظار (کیلووات ساعت در سال)
- $EENS_{ref}$: انرژی توزیع نشده مورد انتظار مرجع بر اساس حالات مختلف بار در شرایط پایه قبل از به روزرسانی و در مرحله i به روزرسانی سطوح حالت بار (کیلووات ساعت در سال)
- $EENS_{error}$: خطای نرم ایزه شده انرژی توزیع نشده مورد انتظار در مرحله i به روزرسانی سطوح حالت بار (درصد)
- $f(k)$: تابع توزیع احتمال k خرایی
- FR : نرخ خرایی (خرایی در سال)
- $G_{T,i}$: گروه i ام بار در حالت به روز شده بر اساس تشابه برخی از حالات زمانی (منطبق بر تعریف گذاری شرکت های توزیع نیروی برق برای کمباری، میان باری و پرباری)
- $G_{V,i}$: گروه i ام بار در حالت به روز شده بر اساس تشابه مقداری کم باری
- L : میان باری
- M : تعداد حالات مختلف هر جزء شبکه هوشمند
- m : تعداد حالات مختلف جزء n ام شبکه هوشمند
- m_n : تعداد حالات مختلف جزء n ام شبکه هوشمند قبل و بعد از بروزرسانی ماتریس حالت و کاهش درجه
- n_{trans} : تعداد ترانسفورماتورهای موازی در پست بالادست شبکه توزیع
- $n_{G_{V,i}}$: تعداد حالات قبل از به روزرسانی در گروه i ام بار در حالت به روز شده بر اساس تشابه زمانی
- N : تعداد کل اجزا شبکه هوشمند
- P : پرباری
- P_{MS} : توان قابل تحويل پست فوق توزیع بالادست (کیلو وات)
- P_l^{\max} ، P_l : توان عبوری و حداکثر توان قابل عبور از l امین خط انتقال (کیلو وات)
- $P_{G,g}^{\max}$ و $P_{G,g}^{\min}$: توان تحولی تولید پراکنده g ام و حداقل و حداکثر توان تحولی تولید پراکنده g ام
- $P_{WT,i}$: توان منبع تولید پراکنده بادی i ام (کیلو وات)
- $P_{PV,i}$: توان تحولی منبع تولید پراکنده خورشیدی i ام (کیلو وات)
- PV : سلول خورشیدی

توزیع بوده‌اند مانند [۴]، به نحوه اندازه‌گیری و ثبت اطلاعات ۱۵ دقیقه‌ای بار شبکه توزیع در ایران اشاره نموده‌اند.

بر اساس اطلاعات اندازه‌گیری و ثبت شده ۱۵ دقیقه‌ای، برای هر فصل ۹۶ حالت مختلف وجود خواهد داشت. با فرض تجمیع بهار و پاییز و تفکیک روزهای کاری و غیرکاری، کل حالات بار سیستم برابر با ۵۷۶ خواهد بود. از این‌رو حجم بالایی از محاسبات قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع متاثر از مدل‌سازی بار خواهد بود.

در این مقاله، مدل‌سازی مناسب بار با دیدگاه افزایش سرعت محاسبات و کاهش زمان ارزیابی تحلیلی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند با درنظر گیری عدم قطعیت‌های مختلف سیستم در یک فضای کاملاً اتفاقی و احتمالاتی مورد توجه قرار گرفته است.

کاهش حالات مختلف تولید منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر مانند مولدهای بادی، نیروگاه‌های خورشیدی و ... مانند کاهش حالات بار می‌تواند سرعت محاسبات قابلیت اطمینان را افزایش دهد. اما از آن‌جایی که تعداد حالات مختلف در نظر گرفته شده برای منابع تولید پراکنده (مانند در نظر گرفتن ۱۱ تا ۱۶ حالت برای مولدهای بادی در [۲۴]) برای نسبت به حالات مختلف بار (۱۴۴ یا ۵۷۶)، بسیار کمتر است، میزان اثربخشی کاهش حالات مذکور کمتر خواهد بود. همچنین در مورد کاهش حالات منابع تولید پراکنده با توجه به عدم قطعیت بالایی پدیده‌هایی مثل باد، باید توجه بیشتری به چالش‌های احتمالی داشت. با این وجود، یکی از کارهای آتی نویسنده‌گان این مقاله، بررسی دقت محاسبات قابلیت اطمینان با کمک آنالیز حساسیت شاخص‌های مطلوب نسبت به تعداد حالات مختلف تولید منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر بوده و در این مقاله به آن پرداخته نمی‌شود.

در روش پیشنهادی، ابتدا روش تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان بر اساس آن‌چه در مراجع [۶، ۲۴] ارائه شده است، با نگاه پوشش جامع تمام عدم قطعیت‌های سیستم، مدل‌سازی می‌گردد. ارائه بیان ریاضی معادلات و روابط حاکم بر روش تحلیل ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع، یکی از مزایای روش پیشنهادی می‌باشد. سپس استراتژی کاهش حالات مختلف بار بر اساس تقسیم‌بندی زمانی بدون پیش فرض، مختلف منتظر با بار بر اساس تقسیم‌بندی زمانی کمباری، میان‌باری و پرباری و همچنین تقسیم‌بندی گسترده با نقاط مختلف شبکه پیشنهاد خواهد شد.

روش پیشنهادی برای مدل‌سازی بار در سناریوهای مختلف حضور منابع تولید پراکنده و ضرایب نفوذ مختلف آن‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد و استنتاج می‌گردد که در شرایط مختلف از دیدگاه حضور منابع تولید پراکنده مختلف با ضرایب نفوذ مختلف، خطای ایجاد شده ناشی از تجمیع حالات مختلف بار چهقدر خواهد بود.

علاوه بر اتکاء به نتایج ارائه شده برای مطالعات موردى و با نگاه شرایط متفاوت شبکه‌های توزیع، با استفاده از روش پیشنهادی در ابتدای

ضمناً در سال‌های اخیر استفاده از منابع تولید پراکنده (DGs) به ویژه منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر در کنار روش‌های متمرک تولید انرژی الکتریکی در شبکه‌های هوشمند انرژی رشد چشمگیری داشته است [۹-۷]. در کنار تمامی مزایای ذکر شده برای انرژی‌های تجدیدپذیر، از آن‌جایی که این منابع ماهیتی اتفاقی داشته و عدم قطعیت‌های گسترهای را به سیستم تحمیل می‌نمایند، ارزیابی و مطالعات شبکه‌های توزیع انرژی در یک فضای احتمالاتی ضروری است [۱۰-۱۱]. برای ارزیابی قابلیت اطمینان و مدیریت ریسک شبکه‌های هوشمند به صورت کلی دو روش تحلیلی و مبتنی بر شبیه‌سازی‌های احتمالاتی ارائه شده است [۷-۱۲، ۱۴]. روش‌های مبتنی بر شبیه‌سازی احتمالاتی مانند روش مونت‌کارلو این مزیت را دارند که عدم قطعیت‌های مختلف سیستم را پوشش داده و اضافه کردن شرایط جدید و گاهآها همراه با ماهیت اتفاقی جدید به آسانی امکان‌پذیر است [۱۵-۱۸]. اما باید توجه داشت که این نوع روش‌ها مشکل زمان بر بودن مطالعات و محاسبات را دارند. در شرایطی که نیاز به تکرار مطالعات به تعداد بالا باشد، این نوع روش پاسخگو نبوده و کارآیی کافی را نخواهد داشت. در چنین شرایطی اهمیت استفاده از روش‌های تحلیلی دوچندان خواهد شد [۱۹، ۷-۲۰].

تا کنون در روش‌های تحلیلی مانند استفاده از روش مارکوف [۲۱-۲۳]، درخت رویدادها، جدول احتمال [۲۴] و ..., روش‌های و استراتژی‌های متعددی برای افزایش سرعت محاسبات با حفظ دقت محاسبات ارائه شده است. استفاده از روش بخش بندی [۰-۲۰، ۲۴-۲۶]، تجمیع حالات همسان [۲۷-۲۸]، کاهش اجزا و بخش‌های مورد مطالعه در سیستم بر اساس میزان اهمیت آن‌ها [۲۹-۳۰]، نمونه‌هایی از روش‌های پیشنهادی برای افزایش سرعت محاسبات تحلیلی قابلیت اطمینان بوده است.

در مدل‌سازی بار در ارزیابی قابلیت اطمینان مطابق آن‌چه در [۳۱] اشاره شده است، تقسیم‌بندی روزهای کاری و غیرکاری بر اساس تغییرات فصلی ضروری است. از آن‌جایی که رفتار بارهای الکتریکی و منحنی بار روزانه در فصل‌های بهار و زمستان نیز تقریباً از یک الگو پیروی می‌کنند، در [۳۱]، این دو فصل را تجمیع نموده است. بر این اساس، ۱۴ حالت مختلف بار باید در مطالعات قابلیت اطمینان در نظر گرفت. در بسیاری از مراجع مرتبط با قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع مانند [۱۵، ۳۲، ۲۴، ۳۳]، از مدل ارائه شده در [۳۱] به عنوان یک روش پایه و مبنا استفاده شده و روشی بسیار متداول برای مدل‌سازی

بار برای ارزیابی ریسک و قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع است. علاوه بر این، اندازه‌گیری مقادیر بار در شرکت‌ها توزیع نیروی برق ایران به صورت گام‌های زمانی ۱۵ دقیقه‌ای انجام شده و ذخیره می‌گردد. اطلاعات دریافت شده از شرکت توزیع نیروی برق کاشان برای فیدر واقعی خیابان امیرکبیر نیز مولید این موضوع می‌باشد. همچنین در مراجع متعددی که مدل‌سازی بار در آن‌ها دارای اهمیت بوده مانند [۳۴، ۳۳] و مراجعی که مستقیماً در حوزه قابلیت اطمینان شبکه‌های

کاهش سطوح حالات بار خواهد بود. اهمیت استفاده از روش پیشنهادی در شرایطی که چندین خوشه برای بار وجود دارد، دوچندان خواهد بود.

۳- بیان مسئله

در روش های تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه های توزیع هوشمند، مدل سازی رفتار اجزای مختلف شبکه و بررسی شرط تعادل توان اکتیو و کفايت سیستم با درنظر گیری تمامی قیود شبکه ضروری است. در روش تحلیلی مبتنی بر جدول احتمال (P-Table) مشابه آن- چه در مرجع [۲۴] بیان شده است، به هر جزء چند حالت تخصیص داده می شود.

در روش مبتنی بر جدول احتمال، به هر جزء یک ماتریس حالت (S_n) با ابعاد $m \times m$ تخصیص داده خواهد شد که m تعداد حالات محتمل برای آن تجهیز (بر اساس ماهیت اجزا شبکه و دسترس پذیری یا دسترس ناپذیری و همچنین گستره سازی پارامترهای اتفاقی مانند توان تولیدی یک نیروگاه خورشیدی) خواهد بود. درایه های ستون اول مقدار ۱ یا صفر (برای تجهیزاتی که تنها حالت در دسترس یا خارج از دسترس دارند) و یا مقادیر مشخص بر اساس گستره متناظر با آن جزء (مانند توان قابل تحويل توربین بادی یا نیروگاه فتوولتائیک) دارد. همچنین درایه های ستون دوم احتمال متناظر با هر ردیف را دربر خواهد داشت.

بنابر توضیحات ارائه شده، تعداد حالات مختلف سیستم بر اساس اجزا آن و سطوح مربوط به ماتریس حالت هر جزء مطابق رابطه (۱) محاسبه خواهد شد:

$$\prod_{n=1}^N m_n \quad n = 1, \dots, N \quad (1)$$

همانگونه که در رابطه (۱) نیز نشان داده شده است، تعداد حالات مختلف سیستم تابع تعداد اجزا و تعداد حالات هر جزء است. در شرایطی که شبکه هوشمند توزیع دارای اجزا مختلفی مانند منابع تولید پراکنده، گسترده گویی توپولوژیکی و پیکربندی شبکه و ... باشد، تعداد اجزا زیاد خواهد شد. از سوی دیگر، افزایش حالات محتمل سیستم ناشی از اضافه شدن اجزا همراه با عدم قطعیت با ماتریس حالتی که تنها در برگیرنده حالت صفر یا یک نمی باشد (مانند توان تحويلی مولدهای فتوولتائیک)، بسیار پررنگ تر خواهد شد. در چنین شرایطی بسیار مطلوب خواهد بود که حالات مختلف سیستم را بدون ایجاد خطای قابل ملاحظه کاهش داد.

از آن جایی که تعداد سطوح مربوط به بار شبکه حداقل ۲۴ حالت (به صورت نتایج اندازه گیری ساعتی مطابق آن چه در [۳۱] برای شبکه IEEE ۳۳ [۳۲] بیان شده است) یا ۹۶ حالت (مطابق شرایط واقعی اندازه گیری مقادیر بار شبکه های توزیع در ایران [۴، ۳۳، ۳۴]) می باشد، حجم محاسبات به شدت متاثر از سطوح بار خواهد بود.

مطالعات پر تکرار مانند بهینه سازی های قابلیت اطمینان می توان بر اساس آنالیز حساسیت به سطح قابل قبول در تجمعی حالات مختلف بار دست یافت و در محاسبات پر تکرار، زمان محاسبات را به شدت کاهش داد.

یکی دیگر از مزایای روش پیشنهادی، امکان استخراج شاخص های رفاه در کنار سایر شاخص های متدالوی قابلیت اطمینان از قبیل انرژی توزیع نشده مورد انتظار و ... می باشد.

کارآبی روش پیشنهادی و کاهش زمان محاسبات با حفظ دقت محاسبات بر اساس روش های پیشنهادی مدل سازی بار با پیاده سازی بر روی شبکه IEEE 33-bus و شبکه واقعی توزیع برق (فیدر خیابان امیرکبیر شبکه توزیع کاشان) و مقایسه با نتایج حاصل از سایر روش های موجود ارزیابی قابلیت اطمینان نشان داده شده است.

از جمله مزایای روش پیشنهادی به موارد زیر می توان اشاره کرد:

- کاهش حجم و زمان محاسبات

- عملیاتی کردن استفاده از روش تحلیلی ارزیابی قابلیت اطمینان در مسائل بهینه سازی

- ارائه مدل ریاضی برای کاهش حالات مختلف بار

- استفاده از تئوری گراف برای تکمیل مفاهیم بخش بندی شبکه توزیع

- حفظ دقت کافی

- جامعیت روش ارزیابی و درنظر گیری عدم قطعیت های مختلف سیستم

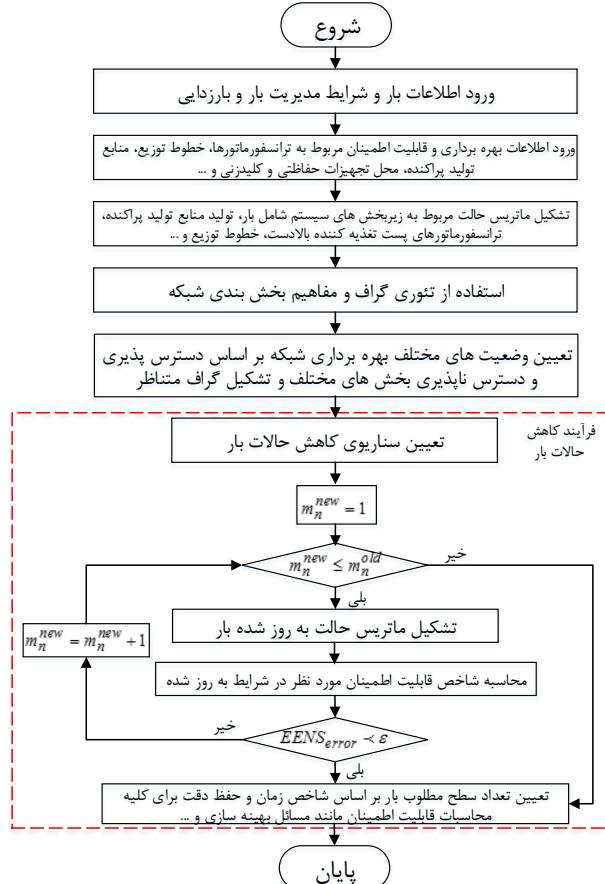
- بررسی همزمان مفاهیم قابلیت اطمینان و نظام تعریف گذاری

- آنالیز حساسیت سطح قابل قبول مدل سازی بار بر حسب تغییر ضریب نفوذ منابع تولید پراکنده در سناریوها و تکنولوژی های مختلف

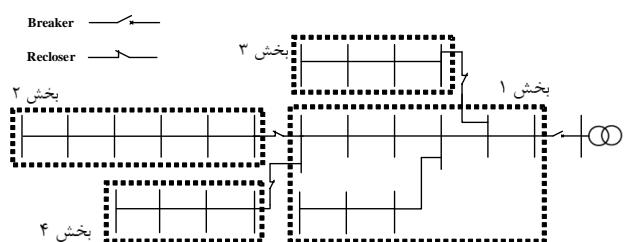
- اعمال بر روی یک شبکه واقعی

شایان توجه است در مطالعات انجام شده در زمینه مدل سازی بار با تأکید بر ماهیت اتفاقی آن در شرایطی که بارهای احتمالاتی مانند بار متناظر با شارژ خودروهای الکتریکی و ... به شبکه اضافه گردند، خوشه بندی (Clustering) بار ضروری است. در چنین شرایطی مدل های نسبتاً ساده مدل سازی ۱۵ دقیقه یا ۶۰ دقیقه ای بار با چالش مواجه خواهد شد. در چنین شرایطی به جای یک منحنی بار روزانه، با کمک روش های خوشه بندی بار مانند K-medoids، K-means و روش فازی c-means [۳۶، ۳۵] چندین خوشه برای بار وجود خواهد داشت. در چنین شرایطی لازم است اطلاعات مختلف بار با ماهیت اتفاقی گستردگی گیری و ثبت شود. سپس خوشه بندی بار انجام شود. در نهایت می توان نتایج محاسبات قابلیت اطمینان بر اساس روش های متدالوی با فرض وجود یک منحنی بار روزانه را با روش های مبتنی بر چندین خوشه محتمل برای بار مقایسه نمود. این موضوع یکی از کارهای آتی و جذاب در ادامه مباحث ارائه شده این مقاله برای

منتظر با خرایی‌های اجزای شبکه بسیار زیاد خواهد بود. در حالی که با کمک استفاده از روش بخش‌بندی شبکه، نرخ بروز خطای هر بخش معادل با جمع نرخ بروز خطاهای هر کدام از اجزای آن زیربخش خواهد بود و کافی است وضعیت بهره‌برداری بر اساس دسترس پذیری یا دسترس ناپذیری هر کدام از بخش‌ها تعیین گردد.



شکل (۱): روند نمایی روش پیشنهادی



شکل (۲): نمایش مفهومی بخش‌بندی شبکه

در روش پیشنهادی، برای تکمیل مفاهیم بخش‌بندی از تئوری گراف استفاده می‌گردد. با استفاده از تئوری گراف و تلفیق آن با مفاهیم بخش‌بندی شبکه، هر بخش به صورت یک گره تعریف می‌شود. عملکرد تئوری گراف به این صورت است که یک بردار اولیه برای مبدا مسیر و یک بردار ثانویه برای مقصد مسیر تعریف می‌شود. به ازای هر دو زیر بخش نام و زام، به شرطی که تجهیز حفاظتی بخش زام به یکی از نقاط بخش زام متصل شده باشد، یک مسیر با مبدا بخش نام و

زمان بر بودن محاسبات و مطالعات قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی یکی از بزرگترین چالش‌های این حوزه می‌باشد. همیشه در مطالعات قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند به روش تحلیلی، این نگرانی وجود دارد که با کاهش حجم اطلاعات مربوط به بخش‌های همراه با عدم قطعیت و ماهیت اتفاقی، ممکن است خطای محاسبات افزایش یابد.

از اینرو در این مقاله، تلاش خواهد شد مدل‌سازی کاهش تعداد حالات جزء متناظر با بار شبکه بر اساس سه سناریو با حفظ دقت محاسبات قابلیت اطمینان سیستم ارائه نشود. ضمناً با کمک روش پیشنهادی می‌توان برای هر شبکه مورد مطالعه، سطح مطلوب کاهش حالات متناظر با بار شبکه را استخراج نموده و سپس بر اساس نتایج حاصل، در مطالعاتی مانند بهینه‌سازی قابلیت اطمینان سیستم با کمک راهکارهای مختلف از این سطح مطلوب مربوط به حالات بار بدون نگرانی از کاهش دقت محاسبات استفاده نمود. در شکل (۱)، روند نمایی کلی روش پیشنهادی ارائه شده است که در ادامه هر یک از بخش‌های آن تشریح خواهد شد.

۴- مفهوم بخش‌بندی شبکه و تئوری گراف برای تعیین وضعیت بهره‌برداری شبکه

از آنجایی که تعداد نقاط و گره‌ها در شبکه‌های توزیع بالا می‌باشد، استفاده از راهکاری برای کاهش این تعداد در مطالعات ارزیابی قابلیت اطمینان مفید است. مفهوم بخش‌بندی شبکه توزیع [۲۰، ۲۴، ۲۶] برای کاهش نقاط و گره‌های شبکه توزیع هوشمند بسیار موثر است. در این مقاله از مفهوم بخش‌بندی شبکه در روش پیشنهادی استفاده می‌شود. مفهوم بخش‌بندی شبکه بر این اصل استوار است که تمام بخش‌هایی از سیستم که در پایین دست یک تجهیز حفاظتی قرار می‌گیرند، از دیدگاه قابلیت اطمینان شرایط یکسانی را تجربه خواهند نمود. برای مثال، اگر در هر لحظه در هر یک از اجزای هر بخش که در پایین دست یک تجهیز حفاظتی قرار گرفته‌اند، خطایی همچون اتصال کوتاه رخ دهد تمام آن بخش دچار خاموشی می‌شود، در غیر این صورت کل بخش به کار خود ادامه می‌دهد. از اینرو می‌توان نقاط و گره‌های یک شبکه توزیع هوشمند را به تعداد تجهیزات حفاظتی در آن شبکه بدون هیچ‌گونه خطایی در محاسبات کاهش داد.

اگر در شبکه اجزا جزیره‌ای شدن وجود داشته باشد بخش‌های پایین دست بخش شدن ناسالم اجازه ادامه کار خواهند داشت، در غیر این صورت با خارج شدن یکی از بخش‌های بالا دست، بخش‌های پایین دست آن بخش نیز دچار خاموشی اجباری خواهند شد. در شکل (۲) مفهوم بخش‌بندی شبکه برای یک مثال بر اساس محل قرارگیری تجهیزات حفاظتی نمایش داده شده است.

در شرایطی که از مفهوم بخش‌بندی بر اساس توپولوژی شبکه استفاده نشود، باید متناظر با بروز خطا در هر یک از اجزای شبکه، وضعیت بهره‌برداری سیستم تعیین گردد. لذا تعداد وضعیت‌های مورد بررسی

۵-۱- مدل سازی قابلیت اطمینان ترانسفورماتورهای پست تغذیه کننده بالادست

در پست های بالادست شبکه های توزیع، یک یا چند ترانسفورماتور موازی در حال کار می باشند. در مطالعات قابلیت اطمینان سیستم باید حالات مختلف بهره برداری ناشی از دسترس پذیری و دسترس ناپذیری هر کدام از این ترانسفورماتورها و توان قابل تحويل آنها را در نظر گرفت. در صورتی که ترانسفورماتورهای موازی شده در پست فوق توزیع بالادست مشابه یکدیگر باشند، احتمال خرابی k ترانسفورماتور مطابق رابطه (۲) تعیین خواهد شد. بر اساس قواعد ترکیبیات و ترتیبیات، شرایط مختلف خرابی و سلامت ترانسفورماتورهای موازی را می توان مشخص نمود که احتمال بروز هر حالت برابر است با احتمال خرابی یک دستگاه ترانسفورماتور به توان تعداد ترانسفورماتور خارج از دسترس ضرب در احتمال سلامت یک دستگاه ترانسفورماتور به توان تعداد ترانسفورماتورهای سالم. توضیحات ارائه شده برای شرایطی که ترانسفورماتورهای موازی یکسان باشند، صادق است. با تغییرات ساده ای برای شرایطی که ترانسفورماتورها شبیه یکدیگر نیستند، نیز می توان رابطه (۲) را گسترش داد. بدیهی است متناظر با تعداد ترانسفورماتور در دسترس، توان قابل تحويل مشخص خواهد شد.

$$f(k) = \sum_{k=0}^{n_{trans}} \left[C_k^{n_{trans}} \times (1 - Q_{trans})^k \times Q_{trans}^{(n_{trans}-k)} \right] \quad (2)$$

به شکل مشابه، برای متایع تولید پراکنده تجدیدناپذیر که عدم قطعیت در توان تحويلی آنها وجود نداشته باشد مانند دیزل ژنراتورها، میکروتوربین ها و ... نیز می توان ماتریس حالت مربوطه را تشکیل داد.

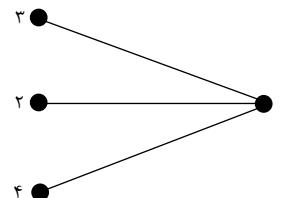
۵-۲- مدل سازی و ماتریس حالت مربوط به نیروگاه های فتوولتائیک

توان تولیدی توسط نیروگاه های فتوولتائیک به عوامل اتفاقی متعددی بستگی دارد که مهم ترین آنها شدت تابش خورشید و درجه حرارت محیط است [۳۷، ۳۸]. تمیزی سطح آرایه ها نیز پارامتر مهمی در میزان تولید توان می باشد [۴۰، ۳۹]. تابع های مختلف احتمالی بر روی داده های آماری تابش خورشید پیاده سازی شده است [۴۱-۴۲ و ۴۲-۴۳]. در این مقاله از تابع توزیع احتمال بتا [۴۳، ۴۴] برای شدت تابش خورشید استفاده خواهد شد.

تابع توزیع احتمال بتا برای شدت تابش خورشید مطابق رابطه (۳) و (۴) خواهد بود [۴۵، ۴۶].

$$f(x) = \frac{x^{(\alpha-1)} (1-x)^{(\beta-1)}}{B(\alpha, \beta)} \quad (3)$$

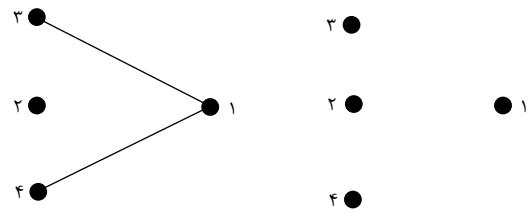
مقصد بخش ۳ ام تعریف خواهد شد. در نهایت به تعداد مسیرهای موجود در شبکه (l)، دو ماتریس $l \times 1$ مبدا و مقصد خواهیم داشت. برای شبکه نمونه نشان داده شده در شکل (۲)، ماتریس مبدا و مقصد به ترتیب $[1\ 1\ 1]$ و $[4\ 3\ 2]$ خواهد بود. همچنین در شکل (۳)، گراف این شبکه نشان داده شده است.



شکل (۳): گراف شبکه نمونه نشان داده شده در شکل (۲)

سپس بر اساس خرابی هر کدام از بخش ها (نقاط مبدا)، وضعیت بهره برداری کل شبکه به صورت متصل به شبکه یا به صورت جزیه ای مشخص خواهد شد. در شکل (۴)، گراف به روز شده ناشی از خرابی در بخش ۱ و بخش ۲ و عملکرد تجهیز حفاظتی بالادست بخش ۱ و بخش ۲ نشان داده شده است.

همانگونه که مشاهده می شود قطعی در هر بخش منجر به انفال آن بخش از شبکه می شود. در برخی از شرایطی، خرابی یک بخش مانند بخش ۱ می توانند منجر به انفال تعدادی یا تمامی بخش های دیگر از پست بالادست نیز شود.



(الف)

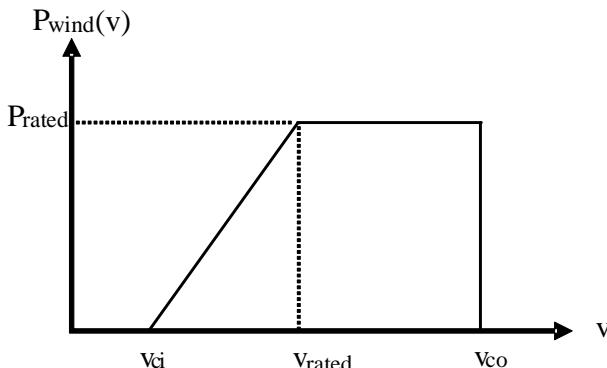
شکل (۴): گراف مربوط به قطعی، الف- خرابی در بخش ۱ و ب- خرابی در بخش ۲

۵- مدل سازی قابلیت اطمینان اجزای شبکه

برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه، لازم است دسترس پذیری و همچنین میزان توان تولیدی یا مصرفی بخش های همراه با عدم قطعیت را بر اساس متایع توزیع احتمال مربوطه مشخص نمود. در این بخش، روش های مورد استفاده برای مدل سازی قابلیت اطمینان اجزای مختلف شبکه شرح داده خواهد شد.

قطع پایین و سرعت نامی باد نیز توان به صورت تابعی خطی از توان نامی خواهد بود.

ماتریس حالت مربوط به مولدهای بادی نیز مانند ماتریس حالت مربوط به مولدهای فتوولتائیک خواهد بود. درایه‌های ماتریس حالت مربوط به مولد بادی عبارتند از توان گستته مولد بادی و احتمال متناظر با آن. برای بالابردن دقت محاسبات می‌توان بازه‌های گستته‌سازی را کاهش داد.



شکل (۶): توان تولیدی مولد باد بر حسب سرعت باد

۶- مدل‌سازی پیشنهادی برای کاهش سطوح حالات بار

یکی از اولین راهکارهای افزایش سرعت محاسبات ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند، کاهش سطوح حالت مربوط به بار و یا هر کدام از اجزا دیگر سیستم می‌باشد. تجمعی حالت مشابه با یکدیگر یکی از اولین راهکارهای کاهش سطوح حالت اجزا سیستم است. لازم به ذکر است حالات مختلف مشابه در سطوح بار بر اساس ماهیت داده‌های اندازه‌گیری از سایر اجزا محتمل‌تر است. در رابطه‌های (۸) و (۹)، بیان ریاضی تجمعی حالات مشابه آورده شده است. در چنین شرایطی حالات جزء n ام اصلاح شده برابر خواهد بود با تعدادی که از رابطه (۱۰) محاسبه می‌شود.

$$\begin{aligned} P_{i,n} = & \sum_{\forall j > i \exists x_{j,n} = x_{i,n}} (P_{j,n}) \\ \forall i \in & \prod_{j=2, j \neq i, j > i}^{m_n} (x_{i,n} - x_{j,n}) = 0 \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} P_{j,m} = & 0 \\ \forall j \in & \prod_{i=1, i \neq j, i < j}^{j-1} (x_{i,n} - x_{j,m}) = 0 \end{aligned} \quad (9)$$

$$m_n^{new} = m_n^{old} - \lim_{\xi \rightarrow \infty} \left(\sum_{j=1}^{m_n^{old}} e^{-\left(\xi \times P_{j,n}\right)} \right) \quad (10)$$

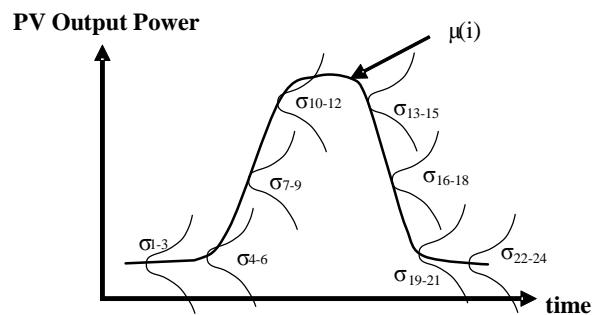
$$B(\alpha, \beta) = \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha+\beta)} \quad (4)$$

همچنین باید پارامترهای α و β مورد اشاره در روابط بالا بر اساس میانگین و انحراف معیار داده‌های آماری ثبت شده برای شدت تابش خورشید با کمک روابط (۵) و (۶) محاسبه کرد [۴۳].

$$\beta = (1-\mu) \times \left(\frac{\mu \times (1-\mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{\mu \times \beta}{1-\mu} \quad (6)$$

در نهایت بر اساس روابط ارائه شده برای توان تحویلی نیروگاه‌های فتوولتائیک مطابق آنچه در مراجعی مانند [۶] اشاره شده است، برای هر تابش خورشید در ساعت مختلف شباهروز، توان تحویلی مطابق شکل (۵) محاسبه خواهد شد.



شکل (۵): تغییرات توان تحویلی نیروگاه فتوولتائیک در طول روز درایه‌های ماتریس حالت مربوط به مولد خورشیدی عبارتند از توان گستته مورد نظر و احتمال متناظر با آن. برای بالابردن دقت محاسبات می‌توان بازه‌های گستته‌سازی را کاهش داد.

۷- توان تحویلی مولد بادی

برای سرعت باد توابع چگالی احتمالی مختلفی معرفی شده است که با توجه به شرایط اقلیمی متفاوت می‌توان از هر کدام استفاده نمود [۲۴، ۴۱]. اما تابع توزیع احتمال ویبول متدائل‌ترین توزیع احتمال برای سرعت وزش باد می‌باشد [۲۵، ۴۳]. برای هر سرعت باد مشخص، توان تحویلی مولد بادی با کمک رابطه (۷) قابل محاسبه است [۴۳]:

$$P_{wind}(v) = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci} \text{ or } v \geq v_{co} \\ P_{rated} \times \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & v_{ci} \leq v \leq v_{rated} \\ P_{rated} & v_{rated} \leq v \leq v_{co} \end{cases} \quad (7)$$

همانطور که در شکل (۶) توان تولیدی مولد باد مشاهده می‌شود، اگر سرعت وزش باد بیشتر از سرعت قطع بالا و کمتر از سرعت قطع پایین باشد توان تولیدی مولد بادی صفر است. در سرعت‌های بین سرعت

$$\alpha_A = \frac{m_n^{old}}{m_n^{new}}, m_n^{new} < m_n^{old} \quad (11)$$

$$x_{i,n}^{new} = \frac{\sum_{j=(\alpha_A-1)\times i+1}^{\alpha_A \times i} \left(x_{j,n}^{old} \times P_{j,n}^{old} \right)}{\sum_{j=(\alpha_A-1)\times i+1}^{\alpha_A \times i} \left(P_{j,n}^{old} \right)} \quad (12)$$

$$P_{i,n}^{new} = \sum_{j=(\alpha_A-1)\times i+1}^{\alpha_A \times i} \left(P_{j,n}^{old} \right) \quad (13)$$

منظور از تقسیم زمانی بدون پیشفرض، تجمعیح حالات مختلف بار بازه های زمانی متواالی است. در شرایطی خاصی مانند تقسیم بندی شبکه با حالات بهره برداری کمباری، میان باری و پرباری در بازه های زمانی مختلف، تقسیم زمانی و کاهش درجه حالت پیش فرض دارد و امکان تجمعیح حالات مختلف بار به صورت متواالی میسر نخواهد بود. در چنین شرایطی باید از روابط (۱۴) و (۱۵) استفاده کرد.

$$x_{i,m}^{new} = \frac{\sum_{\forall j \in G_{T,i}} \left(x_{j,m}^{old} \right)}{n_{G_{T,i}}} \quad (14)$$

$$P_{i,m}^{new} = \sum_{j \in G_i} \left(P_{j,m}^{old} \right) \quad (15)$$

در رابطه (۱۴) بیان شده است که ابتدا گروه های پیش فرض برای تجمعیح زمانی ($G_{T,i}$) باید مشخص گردد. یکی از بهترین مثال های عملی برای تعیین گروه های پیش فرض، شرایط تعریف گذاری شرکت های توزیع برق می باشد. بر اساس گروه های پیش فرض مشخص می شود که چه ردیف هایی از ماتریس حالت پایه باید با یکدیگر تجمعیح شوند. برخلاف حالت بدون پیش فرض، لزوماً ردیف های تجمعیح شده متصل و متواالی نخواهند بود. در این روش عموماً تعداد حالات ماتریس حالت به روز شده کم خواهد بود. عدد ۳ برای تعداد ردیف های ماتریس حالت به روز شده می باشد. بر این اساس معمولاً ۳ متناظر با کمباری، میان باری و پرباری خواهد بود. در رابطه (۱۵) نیز احتمال متناظر با هر ردیف از ماتریس به روز شده را نشان می دهد.

در سناریو (۳) بازه بار مورد نظر به تعداد مشخص (درجه کاهش بار) تقسیم شده و در هر بازه بارهای قرار گرفته در آن بازه به عنوان نماینده آن دسته قرار می گیرد. کاهش درجه حالات بار بر اساس تقسیم مقداری (سناریو (۳)) نیز به صورت رابطه (۱۶) امکان پذیر خواهد بود:

در رابطه (۸) می توان مشاهده نمود که شرایط تجمعیح حالات یکسان زمانی میسر است که درایه های ردیف های مختلف ماتریس حالت (ماتریس حالت بار) دقیقاً برابر یکدیگر باشند. در این رابطه بیان می کند که به ازای ردیف \bar{j} ام ماتریس حالت بار، بررسی می شود که آیا درایه های ستون اول ماتریس حالت به ازای تمامی ردیف های بزرگتر از \bar{j} ، با مقدار $x_{i,n}$ برابر است یا خیر. در شرایطی که درایه \bar{j} ام ماتریس با $x_{i,n}$ برابر بود، احتمال متناظر با درایه \bar{j} ام را به احتمال متناظر با درایه \bar{i} ام ماتریس اضافه می نماییم. هم زمان با اضافه کردن مقدار احتمال ردیف \bar{j} ام ماتریس به ردیف مورد مطالعه، درایه ردیف \bar{j} ام و ستون دوم که احتمال \bar{j} ام حالت است، صفر می گردد. در رابطه (۹)، شرایط صفر کردن احتمال حالات تکراری را نشان داده است. در شرایطی احتمال یک زیر حالت به صفر تبدیل می شود که مقدار درایه $x_{j,n}$ با مقدار یکی از ردیف های بالای ماتریس در همان ستون برابر بوده باشد. در واقع، تمامی حالات بار مشابه (کاملاً یکسان) را با یکدیگر به شکل ساده تجمعیح نموده و ماتریس حالت به روزرسانی شده ایجاد می گردد.

اگرچه مدل ارائه شده در روابط بالا برای هر کدام از اجزا معتبر است، اما در این مقاله تاکید بیشتر بر روی سطوح بار بوده خواهد بود. برای کاهش درجه سیستم و حالات اجزا بار، سه سناریوی اساسی زیر ارائه شده است:

- سناریو (۱): بر اساس تقسیم زمانی بدون پیش فرض
- سناریو (۲): تقسیم زمانی با پیش فرض (منطبق بر شرایط مدیریت مصرف شرکت های توزیع برق و تعرفه گذاری بازار برق)
- سناریو (۳): تقسیم مقداری

در سناریو (۱) بعد از تعیین تعداد بازه زمانی، از متوسط بار در هر بازه زمانی به عنوان نماینده بار در آن بازه زمانی استفاده می شود. مدل سناریو (۱) با دیدگاه کاهش سطوح بار به کمک تقسیم زمانی بدون پیش فرض با کمک روابط (۱۱) تا (۱۳) قابل انجام خواهد بود. در رابطه (۱۱) نشان داده شده است که ابتدا نسبت تعداد حالات ماتریس بار به روز شده به تعداد حالات ماتریس پایه چقدر است. بر اساس ضریب α_A که همیشه مقداری بزرگتر یا مساوی یک خواهد داشت، فاصله در بین نرخهای زیر حالت به روزرسانی مشخص می شود. برای مثال اگر ماتریس حالت بار پایه ۹۶ ردیف داشته باشد و مطلوب باشد تعداد حالت ماتریس بار به روز شده به ۴ کاهش باید، آنگاه برابر ۲۴ خواهد شد. متغیر α_A مشخص می کند که هر چند ردیف ماتریس حالت پایه باید با یکدیگر تجمعیح شوند. در رابطه (۱۲) نیز نحوه تجمعیح حالات به روز شده بار بر اساس میانگین گیری وزنی بر اساس احتمال های مختلف حالت پایه بار نشان داده شده است. درایه متناظر با احتمال های ردیف در ماتریس حالت بار به روز شده برابر مجموع احتمال های α_A ردیف از ماتریس حالت بار خواهد بود (رابطه (۱۳)).

محدوده مجاز و حدود حداقل و حداکثر منابع تولید پراکنده بیان گردیده است. در کنار بررسی شرط تعادل توان ارائه شده در (۱۷)، ضروری است که سایر قیود بیان شده در (۱۸) تا (۲۰) نیز برآورده شود. لازم به ذکر است، برای بررسی قیود مربوط به پخش بار از قبیل سطوح ولتاژ نقاط مختلف شبکه از نرم افزار DIGSILENT استفاده شده است.

در مطالعات انجام شده در این مقاله، علاوه بر شاخص‌های متدالو قابلیت اطمینان، از شاخص‌های رفاه به عنوان شاخص‌های نوین [۱۵] در ارزیابی کفایت و قابلیت اطمینان سیستم نیز استفاده می‌گردد. بر اساس شاخص‌های رفاه، سیستم به سه حالت سلامت، مرزی و در خطر طبقه‌بندی خواهد شد. طبقه‌بندی سیستم به سه حالت مورد اشاره دلالت بر بررسی رزرو سیستم علاوه بر بررسی معادله توان اکتیو مشابه رابطه (۱۷) دارد. اگرچه در این مقاله، شاخص مورد استفاده شاخص انرژی توزیع نشده مورد انتظار است، اما این قابلیت وجود دارد که علاوه بر انرژی توزیع نشده مورد انتظار، سایر شاخص‌های رفاه را نیز محاسبه نمود و با کمک روابط و مدل‌های ارائه شده برای کاهش سطوح حالت افزایش حالات و سطوح بار از ۱ سطح تا جایی ادامه خواهد یافت که خطای ایجاد شده در شاخص قابلیت اطمینان مورد نظر کمتر از خطای مورد انتظار باشد. در این مقاله شاخص انرژی توزیع نشده مورد انتظار به عنوان شاخص معیار انتخاب شده است.

اگرچه شاخص‌های مختلفی برای شاخص معیار و شرط توقف الگوریتم در زمینه قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند می‌توان انتخاب نمود. با این وجود بر اساس توصیه‌های انجام شده در [۴۷، ۱۵]، در صورت انتخاب EENS یا بار از دست رفته مورد انتظار (LOLE) می‌توان اطمینان بیشتری از همگرایی شبیه‌سازی یا مطالعات اتفاقی قابلیت اطمینان داشت. از این‌رو EENS برای شرط توقف الگوریتم در این مقاله انتخاب گردیده است.

شرایط توقف الگوریتم تعیین سطوح مطلوب بار بر اساس شاخص انرژی توزیع نشده مورد انتظار در رابطه (۲۱) قابل مشاهده است:

$$\left| \frac{EENS_{ref} - EENS_i}{EENS_{ref}} \right| \times 100 \leq \varepsilon \quad (21)$$

۸- پیاده‌سازی روش پیشنهادی

برای پیاده‌سازی روش پیشنهادی و ارزیابی کارآیی آن، دو شبکه نمونه انتخاب شده است:

- شبکه توزیع برق ۳۳ شین استاندارد IEEE
- فیدر خیابان امیرکبیر (شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان- شهر کاشان)

$$x_{i,m}^{new} = \frac{\sum_{\forall j \in x_{G_i,V}^{\min} \leq x_{j,m}^{old} \leq x_{G_i,V}^{\max}} (x_{j,m}^{old})}{n_{G_i,V}} \quad (16)$$

در رابطه (۱۶) و بر اساس مدل‌سازی ریاضی انجام شده، باید گروه مقداری برای ماتریس حالت جدید ایجاد شود. در هر گروه یک کران بالا و پایین از لحاظ مقدار بار یا هر متغیری مربوط به یک جزء سیستم تعیین می‌گردد. سپس به جای بررسی ردیف‌های متناظر با ماتریس حالت پایه مشابه سناریو (۲)، مقدار درایه‌های ردیف‌های مختلف با این کران-ها مقایسه می‌شود، در شرایطی که درایه تمام ردیف‌هایی $x_{j,m}^{old}$ که در بازه کران پایین و بالای گروه تعیین شده باشد، با یکدیگر جمع شده و میانگین آنها به عنوان نماینده در ماتریس حالت جدید قرار داده می‌شود. در سناریو (۳)، احتمال متناظر با m این حالت بار بروزشده نیز مشابه رابطه (۴) قابل محاسبه خواهد بود.

۷- محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان و تعیین سطوح بار مطلوب

پس از مدل‌سازی ماتریس حالت هر یک از اجزا سیستم و تعیین وضعیت بهره‌برداری بر اساس روش ترکیبی بخش‌بندی و تغوری گراف، ماتریس‌های حالت مختلف سیستم با احتمال متناظر آن که برای حاصل‌ضرب هر یک از حالات اجزا می‌باشد، تعیین خواهد شد.

سپس برای هر کدام از حالات مختلف سیستم، بر پایه معادله تعادل توان اکتیو مشابه رابطه (۱۷) و سایر روابط حاکم بر سیستم‌های قدرت با درنظر گرفتن قیود شبکه مانند پروفیل ولتاژ، حداکثر توان انتقالی خطوط و ... مطابق آن‌چه در روابط (۱۸) تا (۲۰) مشاهده می‌شود، شاخص‌های قابلیت اطمینان مانند انرژی توزیع نشده مورد انتظار محاسبه خواهد شد.

$$P_{MS} + \sum_{i=1}^{n_{WT}} P_{WT,i} + \sum_{i=1}^{n_{PV}} P_{PV,i} + \sum_{i=1}^{n_{NRES}} P_{NRES,i} \geq P_{load} + P_{loss} \quad (17)$$

$$P_l \leq P_l^{\max} \quad \forall l \in \{Lines\} \quad (18)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad \forall i \in \{Buses\} \quad (19)$$

$$P_{G,g}^{\min} \leq P_{G,g} \leq P_{G,g}^{\max} \quad \forall g \in \{DG units\} \quad (20)$$

در رابطه‌های (۱۸)، (۱۹) و (۲۰) به ترتیب قیود مربوط به حداکثر توان عبوری از خطوط انتقال، ولتاژ شین‌های مختلف سیستم در

منحنی بار روزانه مربوط به چهار روز نمونه کاری و غیرکاری در فصل-های مختلف بر اساس اطلاعات [۳۱] در هر یک ساعت برای شبکه ۳۳ شین IEEE در شکل (۹) نشان داده شده است. از آنجایی که رفتار بار شبکه در فصل های بهار و پاییز مشابه یکدیگر بوده اند، یک منحنی بار روزانه یکسان برای آن ها در مراجعی مانند [۳۱] ارائه شده است. اطلاعات مربوط به توزیع احتمال سرعت باد و اطلاعات توربین بادی بر اساس اطلاعات [۲۴] می باشد. ضمناً اطلاعات نیروگاه فتوولتائیک بر اساس [۶] مستخرج شده است.

جدول (۱): اطلاعات محل اتصال، ظرفیت و نوع تولیدات پراکنده شبکه ۳۳ شین IEEE مورد مطالعه

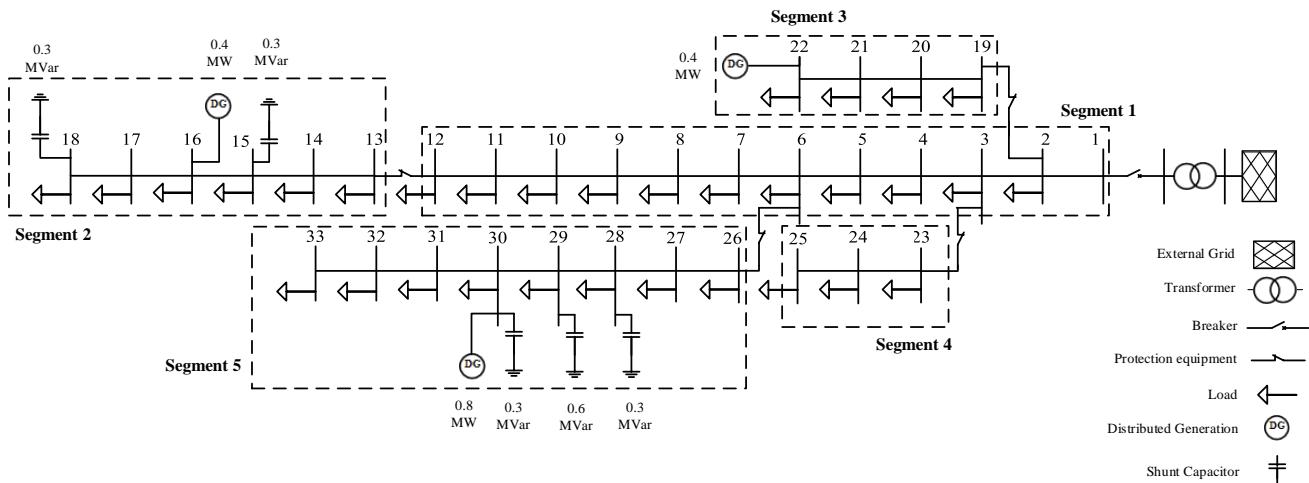
محل اتصال به باس	ظرفیت (کیلووات)	نوع	شماره DG
۱۶	۴۰۰	توربین باد	۱
۲۲	۴۰۰		
۳۰	۸۰۰		
۱۶	۴۰۰	فتوولتائیک	۲
۲۲	۴۰۰		
۳۰	۸۰۰		

در ادامه به تفکیک، نتایج پیاده سازی روش پیشنهادی بر روی هر کدام از این شبکه های مورد مطالعه بررسی خواهد شد.

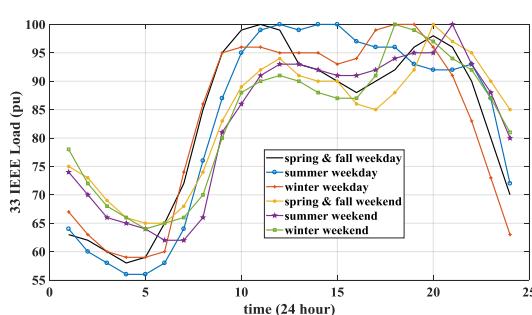
۱-۸- پیاده سازی روش پیشنهادی بر روی شبکه ۳۳ شین IEEE

نمایش تک خطی شبکه توزیع ۳۳ شین استاندارد IEEE در شکل (۷) قابل مشاهده است. کلیه اطلاعات مربوط به طول خطوط شبکه [۴۸-۴۹]، بارهای هر نقطه [۴۹]، مقادیر مربوط به نرخ بروز خطای هر خط توزیع از [۵۰-۵۲] استخراج شده است.

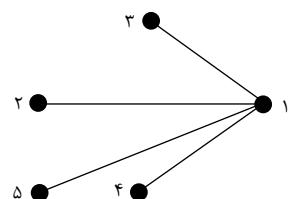
همانگونه که در شکل (۷) نیز نشان داده شده است، شبکه ۳۳ شین IEEE بر اساس مفاهیم بخش بندی شبکه دارای ۵ بخش می باشد. در شکل (۸)، گراف متناظر با این شبکه نشان داده شده است. اطلاعات متضاد با ماتریس حالت ترانسفورماتورهای پست تغذیه کننده بالادست شبکه ۳۳ شین IEEE بر اساس نرخ خرابی های ارائه شده در [۴۷-۴۹] محاسبه و درنظر گرفته شده است. اطلاعات مربوط به ماتریس حالت ترانسفورماتورهای تغذیه کننده در جدول (۲) ارائه شده است. ضمناً مفروض است که ۳ منبع تولید پراکنده به شرح زیر به این شبکه متصل می باشد.



شکل (۷): نمایش تک خطی شبکه استاندارد توزیع برق ۳۳ شین IEEE با تولیدات پراکنده و خازن موازی

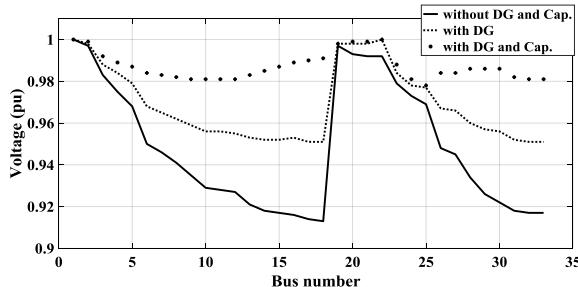


شکل (۹): منحنی بار روزانه برای شبکه ۳۳ شین IEEE



شکل (۸): گراف مربوط به شبکه ۳۳ شین IEEE

برای سناریوهای مختلف با نتایج و زمان مورد نیاز برای شبیه‌سازی مطابق روش [۲۴] را نشان می‌دهد.



شکل (۱۰): پروفیل ولتاژ نقاط مختلف شبکه شین ۳۳ IEEE در شرایط مختلف حضور منابع تولید پراکنده و خازن‌های جبرانساز

نتایج جدول (۵) نشان می‌دهد که در صورت کاهش تعداد حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه ۳۳ شین IEEE به ۸ در سناریو (۱)، تنها کمتر از یک درصد خطأ (۹۵٪ درصد) در محاسبه شاخص قابلیت اطمینان مطلوب (انرژی توزیع نشده موردنظر) ایجاد خواهد شد، در حالی که زمان محاسبات ۲/۳۳ ثانیه و ۸۹ درصد در هر مرحله کمتر شده است. در شکل (۱۱) تاثیر کاهش درجه بار بر زمان محاسبات نشان داده شده است.

باید بیان داشت که مطالعات قابلیت اطمینان آفلاین بوده و در صورتی که فقط یکبار شبیه‌سازی و مطالعات قابلیت اطمینان برای سیستم یا شبکه هوشمند مورد انتظار باشد، کاهش زمان محاسبات بسیار حائز اهمیت نخواهد بود. اما باید توجه داشت در بسیاری از برنامه‌ریزی‌ها ضروری است که فرآیند بهینه‌سازی بر اساس شاخص‌های قابلیت اطمینان دنبال شود. در چنین شرایطی لازم است با کمک روش‌های ابتکاری یا فرآبتكاری، در هر تکرار قابلیت اطمینان سیستم برای تعداد زیادی در حدود چند برابر متغیرهای مستقل بهینه‌سازی و در شرایطی گردد که با توجه به تکرارهای زیاد در مسائل بهینه‌سازی و در شرایطی که شبکه مورد مطالعه بزرگ باشد، چالش بزرگی برای حل جواب و راه حل بهینه اتفاق می‌افتد.

برای مثال، در مورد مطالعه موردی شبکه ۳۳ شین IEEE، در هر تکرار با روش پیشنهادی زمانی در حدود ۲ ثانیه زمان مورد نیاز محاسبات کاهش یافته است. در شرایطی که با الگوریتم زنتیک، بهینه‌سازی قابلیت اطمینان با جمیعت ۲۰۰ و ۱۰۰۰ تکرار مورد نظر باشد، کاهش ۴۰۰.۰۰۰ ثانیه در فرآیند بهینه‌سازی حاصل می‌شود که عدد قابل توجهی است و امکان بررسی راه حل‌های متعدد را فراهم می‌سازد. تاثیر کاهش زمان محاسبات در سناریو (۱) و (۳) تقریباً با یکدیگر برابر است. با این وجود در سناریوی (۱) علیرغم روند کندر کاهش خطای مورد نظر با افزایش سطوح مربوط به ماتریس حالت بار، روند اکیداً نزولی محسوس‌تری دارد. در حالی که در سناریوی (۳) با تعداد سطوح بار کمتری می‌توان خطای کمتر از یک درصد را به دست آورد، اما روند اکیداً نزولی برای خطای محاسباتی با افزایش سطوح مربوط به ماتریس حالت بار در این سناریو با چالش بیشتری مواجه است.

حالت مربوط به توان تولیدی ترانسفورماتور پست تغذیه و مولد بادی مورد استفاده در این شبکه به ترتیب در جداول (۲) و (۳) نشان داده شده است.

جدول (۲): ماتریس حالت متناظر با ترانسفورماتورهای پست تغذیه-

کننده بالادست شبکه ۳۳ شین IEEE

احتمال (درصد)	درصد بر اساس ظرفیت نامی پست بالادست دردسترس	تعداد ترانسفورماتور دردسترس	شماره حالت
۹۸/۰۱	۱۰۰	۲	۱
۱/۹۸	۵۰	۱	۲
۰/۰۱	.	.	۳

همچنین در شکل (۱۰)، پروفیل ولتاژ نقاط مختلف شبکه شین IEEE در ۹۵٪ تا ۱۰۵ درصد ولتاژ نامی) برای تمامی نقاط و همچنین بررسی سایر قیود اشاره شده در (۱۸) تا (۲۰) در طول مطالعات ارزیابی قابلیت اطمینان انجام شده است.

لازم به ذکر است، برای پیاده‌سازی سناریوی (۲) کاهش حالات مربوط به بار، پیش‌فرض ارائه شده توسط شرکت توزیع نیروی برق تهران [۵۳] در مورد کم‌باری (L)، میان‌باری (M) و پرباری (P) به شرح جدول (۴) است که برای تجمعیح حالات بار و کاهش درجه مربوط به ماتریس حالت بار استفاده شده است.

جدول (۳): ماتریس حالت ظرفیت توان خروجی مولد باد شبکه ۳۳

شین IEEE بر اساس اطلاعات [۲۴]

احتمال (درصد)	ظرفیت توربین بادی (کیلووات)	سرعت باد (متر بر ثانیه)	شماره حالت
۳۲/۵۳	.	کمتر از ۴ و یا بیشتر از ۲۵	۱
۱۰/۶۹	۴۰	۵	۲
۱۰/۰۱	۸۰	۶	۳
۸/۹۹	۱۲۰	۷	۴
۷/۸۰	۱۶۰	۸	۵
۶/۵۷	۲۰۰	۹	۶
۵/۳۸	۲۴۰	۱۰	۷
۴/۳۱	۲۸۰	۱۱	۸
۳/۳۷	۳۲۰	۱۲	۹
۲/۵۹	۳۶۰	۱۳	۱۰
۶/۷۷	۴۰۰	۲۵ تا ۱۴	۱۱

نتایج پیاده‌سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار در جدول (۵) نشان داده شده است. لازم به ذکر است مقدار شاخص EENS پایه برای این شبکه در صورت استفاده از روش [۲۴] و بدون کاهش درجه حالات مختلف بار ۱۶۹۰ کیلووات ساعت بر سال و زمان مورد نیاز برای محاسبات با کمک یک کامپیوتر با مشخصات Intel(R) Core(TM) i7-6700 CPU @ 3.40GHz ۳.40 ۲/۶۱ GHz, RAM 16/0 GB می‌باشد. نتایج جدول (۵) مقایسه نتایج بر اساس روش پیشنهادی بوده است.

منحنی یکنواخت میانگین بار نزدیک شود، تعداد کمتری از سطح بار نیز می تواند دقت کافی برای ارزیابی قابلیت اطمینان را حاصل نماید. مقایسه نتایج مطالعه موردی اول و دوم نیز اهمیت تغییرات روزانه بار و مشخصه های بار بر تعداد مطلوب حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان را شفاف تر می نماید.

بنابراین در شرایطی که سناریوی (۳) برای کاهش سطوح حالت مدل-سازی بار مورد استفاده قرار می گیرد، آنالیز کامل همه سطوح مشابه جدول (۵) ضروری است و نمی توان با تعیین شرط توقف یک درصد، سطح مطلوب برای مدل سازی بار بر اساس این سناریو را استخراج و از محاسبات خارج شد.

جدول (۵): نتایج پیاده سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار بر روی شبکه ۳۳ شین IEEE

زمان محاسبات (ثانیه)	EENS _{error} (%)					تعداد سطوح بار
	سناریو (۱)	سناریو (۲)	سناریو (۳)	سناریو (۱)	سناریو (۲)	
۰/۰۱	۰/۰۱	۱/۸۹۴		۱۰/۷۳		۱
۰/۰۳		۰/۰۳	۶/۴۰		۷/۳۴	۲
۰/۰۵	۰/۰۵	۰/۰۵	۲/۵۷	۲/۸۵	۲/۰۱	۳
۰/۰۸		۰/۰۹	۰/۳۱		۲/۴	۴
۰/۱۳		۰/۱۲	۰/۶۷		۲/۵۶	۵
۰/۱۸		۰/۱۷	۱/۱۳		۱/۵۲	۶
۰/۲۴		۰/۲۲	۰/۷۳		۱/۴۶	۷
۰/۳۱		۰/۲۸	۰/۳۷		۰/۹۵	۸
۰/۳۸		۰/۳۵	۰/۶۴		۰/۸۲	۹
۰/۴۶		۰/۴۳	۰/۳		۰/۵۳	۱۰
۰/۵۴		۰/۵۲	۰/۴۷		۰/۵۲	۱۱
۰/۶۳		۰/۶۱	۰/۶۱		۰/۲۸	۱۲
۰/۷۴		۰/۷۱	۰/۶۹		۰/۲۸	۱۳
۰/۸۶		۰/۸۳	۰/۴		۰/۲۹	۱۴
۰/۹۹		۰/۹۵	۰/۱۶		۰/۲۶	۱۵
۱/۱۲		۱/۰۸	۰/۳۶		۰/۲۲	۱۶
۱/۲۷		۱/۲۳	۰/۵۲		۰/۱۵	۱۷
۱/۴۲		۱/۳۸	۰/۴۳		۰/۲۲	۱۸
۱/۵۹		۱/۵۶	۰/۰۷		۰/۱۳	۱۹
۱/۷۸		۱/۷۴	۰/۴۲		۰/۱۰	۲۰
۱/۹۷		۱/۹۴	۰/۱۵		۰/۲۱	۲۱
۲/۱۹		۲/۱۵	۰/۱۲		۰/۱	۲۲
۲/۴۱		۲/۳۸	۰/۰۱		۰/۱	۲۳
۲/۶۶		۲/۶۱	۰		۰	۲۴

همچنین علاوه بر مطالعات انجام شده برای کارآئی روش پیشنهادی مطابق آن چه در جدول (۵) نشان داده شد، آنالیز حساسیت خطای محاسباتی با کاهش حالات بار به ازای واریانس های مختلف بار در سناریوهای مختلف انجام گردید که در شکل (۱۲) نشان داده شده است. در شکل (۱۲)، آنالیز حساسیت بر اساس تغییرات واریانس بار در بازه های مختلف به صورت نسبتی از واریانس بار در حالت پایه انجام شده است.

جدول (۴): اطلاعات تعریفه گذاری فصلی شرکت های توزیع برق مورد

استفاده در سناریوی (۲) کاهش حالات بار

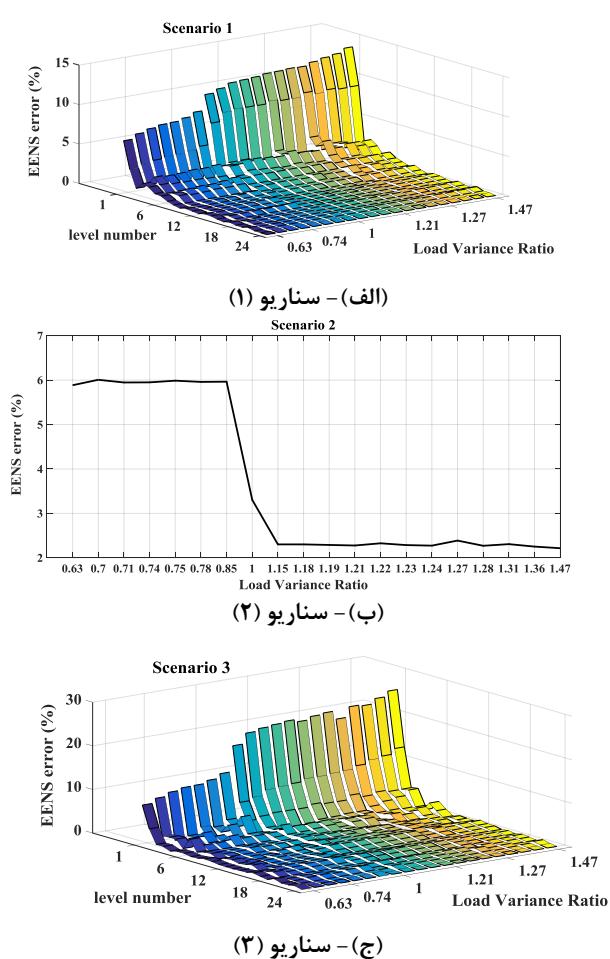
۱۲	۱۱	۱۰	۹	۸	۷	۶	۵	۴	۳	۲	۱	ماه ساعت
L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	L	۱
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	۲
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	۳
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	۴
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	۵
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	۶
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	۷
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	۸
M	M	M	M	M	M	L	L	L	L	L	M	۹
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۱۰
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۱۱
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۱۲
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۱۳
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۱۴
M	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M	M	۱۵
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۱۶
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۱۷
M	M	P	P	P	P	M	M	M	M	M	M	۱۸
P	P	P	P	P	P	M	M	M	M	M	M	۱۹
P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	۲۰
P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	۲۱
P	P	M	M	M	P	P	P	P	P	P	P	۲۲
M	M	M	M	M	P	P	P	P	P	P	P	۲۳
M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	۲۴

باید توجه داشت که برای شبکه مورد مطالعه نشان داده شده در شکل ۷، با توجه به تغییرات بار مطابق [۳۱]، در صورتی که یک سطح بار در مطالعات در نظر گرفته شود، مطابق آن چه در جدول (۵) قابل مشاهده است، در سناریو (۱)، خطای در حدود ۱۰٪ یا بیشتر در نتایج قابلیت اطمینان نسبت به شرایط پایه رخ می دهد که عددی بسیار بالا است. نتایج نشان داده شده در جدول (۵) دلالت بر خطاها قابل توجه در محاسبات در صورت انتخاب یک، دو تا شش سطح باری بار در سناریو (۱) در این شبکه دارد.

همچنین در سناریو (۲) نیز با درنظر گرفتن ۱ تا ۳ حالت بار، خطای ایجاد شده در محاسبات قابلیت اطمینان بیش از ۱٪ خواهد بود.

با کمک نتایج جدول (۵) و نتایج مشابهی که برای هر شبکه نمونه می توان با پیاده سازی روش پیشنهادی ایجاد کرد، می توان یک مقدار معینی برای خطای مجاز مشخص کرده و سپس تعداد حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان به روش تحلیلی را تعیین کرد.

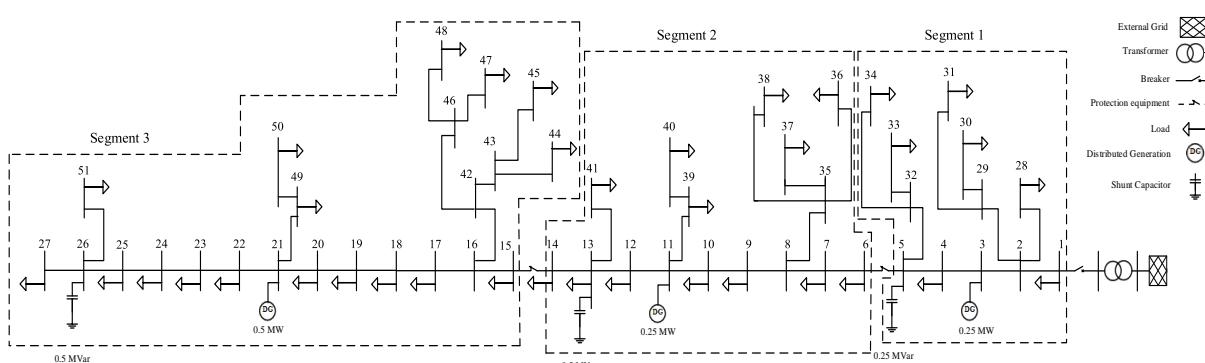
لازم به ذکر است در ادامه با کمک آنالیز حساسیت نشان داده خواهد شد که اگر تغییرات بار در منحنی روزانه بار کم شود، با به عبارتی به



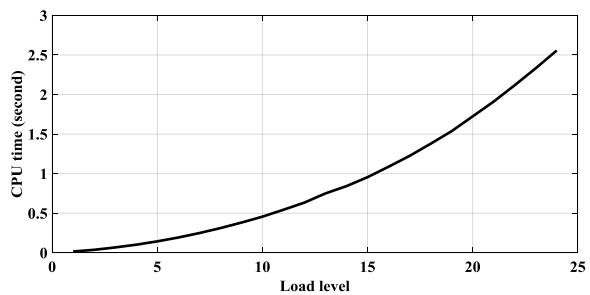
شکل (۱۲): آنالیز حساسیت خطای محاسباتی بر حسب کاهش حالات بار و تغییرات واریانس بار در شبکه ۳۳ شینه IEEE در سناریوهای مختلف

۲-۸- پیاده‌سازی روش پیشنهادی بر روی شبکه واقعی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

نمایش تک خطی شبکه واقعی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان در شکل (۱۳) نشان داده شده است.



شکل (۱۳): نمایش تک خطی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان با تولیدات پراکنده و خازن موازی



شکل (۱۱): تأثیر کاهش درجه بار بر زمان محاسبات

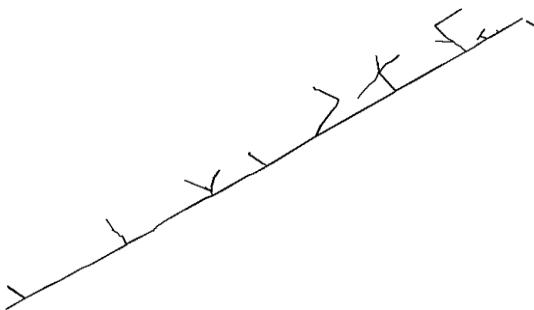
نتایج آنالیز حساسیت انجام شده نشان می‌دهد که کاهش حالات بار بر اساس سناریوهای (۱) و (۳) خطای کمتری را در شرایط مختلف نسبت به سناریوی (۲) به سیستم تحمیل می‌نماید و این امکان وجود دارد که خطای محاسباتی را کاهش داد. در سناریوی (۲) از آن جایی که تعداد سطوح ماتریس حالت بار از پیش تعیین شده است، انجام آنالیز حساسیت یا تعیین سطح مطلوب امکان‌پذیر نمی‌باشد. خطای محاسباتی در سناریوی (۲) و بر اساس شرایط پیشفرض تعریف‌گذاری شرکت‌های توزیع حدود ۲/۸۵ درصد می‌باشد. از این‌رو بدون درنظر گیری شرایط سیستم و پیاده‌سازی روش پیشنهادی و تعیین حالات مطلوب برای شرایط کاهش‌یافته بار، استفاده از ملاحظات تعریف‌گذاری ۳ وضعیتی کمباری، میان‌باری و پرباری در مطالعات قابلیت اطمینان می‌تواند منجر به خطای زیاد در محاسبات گردد. همچنین نتایج نشان می‌دهد با افزایش واریانس بار، نیاز به حداقل حالات بار بیشتری برای دستیابی به دقت مورد نظر است. این موضوع موید این امر است که در شرایط وجود بارهای دارای عدم قطعیت بالا، کارآیی روش پیشنهادی برای کاهش حالات بار کاهش خواهد یافت. با این وجود می‌توان ضمن حفظ دقت، با کاهش حالات بار بر اساس روش پیشنهادی در چنین شرایطی نیز افزایش سرعت محاسبات را دنبال نمود.

در مقایسه میزان اثرگذاری تعداد ماتریس سطوح حالت بار و تغییرات واریانس بار بر خطای محاسبات قابلیت اطمینان، باید بیان داشت که تعداد سطوح ماتریس حالت مربوط به بار تاثیر شدیدتری بر روی محاسبات دارد. این موضوع این اطمینان را در مطالعات ایجاد می‌نماید که با یک سطح مطلوب برای مدل‌سازی بار حتی با تغییرات واریانس بار نیز در یک بازه معقول، خطای محاسباتی بزرگی ایجاد نمی‌شود.

جدول (۶): اطلاعات خطوط فیدر توزیع خیابان امیرکبیر کاشان

شماره خط	از	به	مقاطومت (اهم)	راکتانس (اهم)	طول (متر)	نرخ بروز خط (خطا در سال)
۱	۱	۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۹۵/۹	۰/۰۳۹۱۸
۲	۲	۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۳۶/۵	۰/۰۲۷۳
۳	۳	۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۴۸/۷	۰/۰۲۹۷۴
۴	۴	۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۰۴	۰/۰۲۰۸
۵	۵	۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۱۷/۹	۰/۰۸۳۵۸
۶	۶	۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۷۶۹	۲۵۹/۴	۰/۰۵۱۸۸
۷	۷	۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۱۸/۴	۰/۰۲۴۶۸
۸	۸	۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۲	۰/۰۰۸۴
۹	۹	۱۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۸۱۴	۰/۱۶۲۸
۱۰	۱۰	۱۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۷۶/۵	۰/۰۱۵۳
۱۱	۱۱	۱۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۵۷۰	۰/۱۱۴
۱۲	۱۲	۱۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۶/۷	۰/۰۰۳۴
۱۳	۱۳	۱۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۶۱/۹	۰/۰۲۲۲۸
۱۴	۱۴	۱۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۰۴	۰/۰۸۰۸
۱۵	۱۵	۱۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۵۷/۶	۰/۰۱۱۵۲
۱۶	۱۶	۱۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۳۷/۲	۰/۰۴۷۴۴
۱۷	۱۷	۱۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۷۵/۶	۰/۰۵۰۱۲
۱۸	۱۸	۱۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۴۶/۶	۰/۰۸۳۲۲
۱۹	۱۹	۲۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۴۴/۷	۰/۰۰۸۹۴
۲۰	۲۰	۲۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۱۷	۰/۰۰۳۴
۲۱	۲۱	۲۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۴۲۴/۸	۰/۰۸۴۹۶
۲۲	۲۲	۲۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۷۷/۰	۰/۰۵۴۵
۲۳	۲۳	۲۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۷۰/۲	۰/۰۱۴۰۴
۲۴	۲۴	۲۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۸۴/۵	۰/۰۳۶۹
۲۵	۲۵	۲۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۵۹۹	۲۰۰/۱	۰/۰۴۰۰۲
۲۶	۲۶	۲۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۲۵/۱	۰/۰۴۵۰۲
۲۷	۲۷	۲۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۸/۶	۰/۰۰۵۷۲
۲۸	۲۸	۲۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۷۵/۵	۰/۰۱۵۱
۲۹	۲۹	۳۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۹۵/۸	۰/۰۱۹۱۶
۳۰	۳۰	۳۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۵۰/۲	۰/۰۱۰۰۴
۳۱	۳۱	۳۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۶۱/۲	۰/۰۲۲۲۴
۳۲	۳۲	۳۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۶۲/۷	۰/۰۱۲۵۴
۳۳	۳۳	۳۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۷۴/۸	۰/۰۳۴۹۶
۳۴	۳۴	۳۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۶۷/۲	۰/۰۵۳۴۴
۳۵	۳۵	۳۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۸۷/۸	۰/۰۵۷۵۶
۳۶	۳۶	۳۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۵۰/۲	۰/۰۳۰۰۴
۳۷	۳۷	۳۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۳۶۸/۸	۰/۰۷۳۷۶
۳۸	۳۸	۳۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۴۶/۲	۰/۰۲۹۲۴
۳۹	۳۹	۴۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۶۴۷	۰/۱۲۹۴
۴۰	۴۰	۴۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۳۹/۳	۰/۰۴۷۸۶
۴۱	۴۱	۴۲	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۴۱/۷	۰/۰۰۸۳۴
۴۲	۴۲	۴۳	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۱۸/۳	۰/۰۴۳۶۶
۴۳	۴۳	۴۴	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۴۶/۵	۰/۰۰۹۳
۴۴	۴۴	۴۵	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۵/۴	۰/۰۰۱۰۸
۴۵	۴۵	۴۶	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۶/۹	۰/۰۰۳۳۸
۴۶	۴۶	۴۷	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۷۳/۲	۰/۰۱۴۶۴
۴۷	۴۷	۴۸	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۷۱/۹	۰/۰۵۴۳۸
۴۸	۴۸	۴۹	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۱۷۴/۸	۰/۰۳۴۹۶
۴۹	۴۹	۵۰	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۵۱/۳	۰/۰۱۰۲۶
۵۰	۵۰	۵۱	۰/۴۶۳۳	۰/۳۹۱۲	۲۲۴/۶	۰/۰۴۴۹۲

همچنین کلیه اطلاعات مربوط به طول خطوط شبکه، بارهای هر نقطه، مقادیر مربوط به نرخ بروز خطای هر خط توزیع و ... بر اساس اطلاعات شبکه واقعی و داده‌های آماری می‌باشد. در جدول (۶)، اطلاعات خطوط فیدر خیابان امیرکبیر کاشان به عنوان شبکه مورد مطالعه واقعی نشان داده است. در شکل (۱۴) نیز نمایش GIS فیدر امیرکبیر قابل مشاهده است.



شکل (۱۴): نمایش CYME فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

همانگونه که در شکل (۱۳) قابل مشاهده است، در این شبکه ۲ تجهیز حفاظتی وجود دارد که در ابتدای خطوط ۶-۵ و ۱۵-۱۴ نصب شده‌اند. بر اساس محل قرارگیری این تجهیزات و با کمک مفاهیم بخش‌بندی و تئوری گراف، ۳ بخش در این شبکه وجود خواهد داشت. در شکل (۱۵)، گراف مربوط به این شبکه نشان داده است.



شکل (۱۵): گراف مربوط به فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

همچنین مفروض است که ۳ منبع تولید پراکنده به شرح جدول (۷) به این شبکه متصل است. اطلاعات سرعت وزش باد [۵۴] و شدت تابش خورشید برای منطقه کاشان (محل قرارگیری فیدر خیابان امیرکبیر) بر اساس [۵۵] استخراج گردید. نتایج بررسی‌های انجام شده نشان داد که سرعت وزش باد در کاشان برای احداث مولد باد مناسب نمی‌باشد. از سوی دیگر شدت تابش خورشید در این منطقه و تعداد روزهای آفتابی نیز بسیار بالا است، از این‌رو منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر از نوع خورشیدی انتخاب گردید.

ضمناً منحنی بار روزانه مربوط به روزهای نمونه در فصل‌های مختلف بر اساس اطلاعات اندازه‌گیری شده در هر ۱۵ دقیقه برای نمونه در شکل (۱۶) نشان داده شده است.

درصد) خطا در محاسبه شاخص قابلیت اطمینان مطلوب (انرژی توزیع نشده موردنظر) ایجاد خواهد شد، در حالی که زمان محاسبات ۷/۴۷۳ ثانیه و ۹۹ درصد کمتر شده است.

تأثیر کاهش زمان محاسبات در سناریو (۱) و (۳) تقریباً با یکدیگر مشابه است. نتایج بدست آمده از سناریوهای مختلف در این نمونه مورد مطالعه از دیدگاه روند اکیداً نزولی خطا بر حسب تعداد سطوح ماتریس حالت بار مشابه نتایج به دست آمده برای شبکه ۳۳ شین IEEE است. یعنی با استفاده از سناریوی (۱)، روند نزولی یکنواخت-تری با افزایش تعداد سطوح ماتریس حالت بار مشاهده می‌شود. همچنین علاوه بر مطالعات انجام شده برای کارآیی روش پیشنهادی مطابق آن‌چه در جدول (۶) نشان داده شد، آنالیز حساسیت خطای محاسباتی با کاهش حالات بار بهازای واریانس‌های مختلف بار در سناریوهای مختلف انجام گردید که در شکل (۱۷) نشان داده شده است.

مشابه آن‌چه برای شبکه ۳۳ شین IEEE انجام شد، در این شبکه واقعی نیز، در شکل (۱۷)، آنالیز حساسیت بر اساس تغییرات واریانس بار در بازه‌های مختلف بهصورت نسبتی از واریانس بار در حالت پایه انجام شده است.

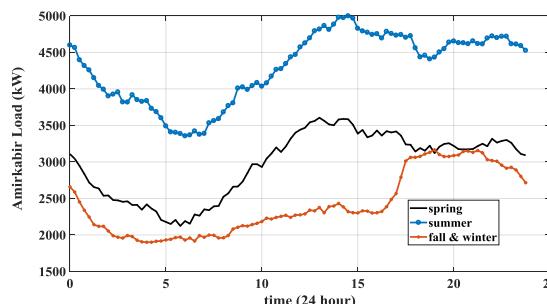
جدول (۶): نتایج پیاده‌سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار بر روی فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

زمان محاسبات (ثانیه)		$EENS_{error}$ (%)				تعداد سطوح بار
سناریو (۱)	سناریو (۲)	سناریو (۳)	سناریو (۱)	سناریو (۲)	سناریو (۳)	
۰/۰۰۴		۰/۰۰۵	۳/۵۸۶		۰/۱۸۶۷	۱
۰/۰۰۶		۰/۰۰۷	۰/۸۷۶		۰/۲۴۱	۲
۰/۰۱۱	۰/۰۱۱	۰/۰۱۴	۰/۵۲۱	۰/۳۶۹	۰/۳۵۷	۳
۰/۰۱۷		۰/۰۲۱	۰/۲۸۹		۰/۲۳۹	۴
۰/۰۲۵		۰/۰۲۵	۰/۱۱۰		۰/۲۳۶	۵
۰/۰۳۶		۰/۰۴۴	۰/۰۷۱		۰/۱۶۷	۶
۰/۰۶۹		۰/۰۵۴	۰/۰۸۹		۰/۱۸۰	۷
۰/۰۸۳		۰/۰۶۶	۰/۱۲۶		۰/۱۵۸	۸
۰/۱۰۲		۰/۰۸۰	۰/۲۵۷		۰/۰۵۲	۹
۰/۱۲۶		۰/۰۹۴	۰/۱۵۶		۰/۰۴۸	۱۰
۰/۱۴۹		۰/۱۱۳	۰/۱۲۹		۰/۰۷۱	۱۱
۰/۱۷۲		۰/۱۲۶	۰/۰۱۵		۰/۰۶۰	۱۲
۰/۲۰۱		۰/۱۴۴	۰/۱۰۴		۰/۰۴۸	۱۳
۰/۲۲۸		۰/۱۶۴	۰/۱۱۸		۰/۰۳۶	۱۴
۰/۲۶۰		۰/۱۸۲	۰/۰۸۴		۰/۰۲۵	۱۵
.
۹/۴۲۲		۷/۴۷۳	.	.	.	۹۶

بررسی آنالیز حساسیت انجام شده نشان می‌دهد که با توجه به عدم قطعیت بسیار پایین بار این شبکه واقعی، حتی استفاده از سناریوی (۲) نیز مطالعات و محاسبات قابلیت اطمینان را با چالش مواجه نماید.

ماتریس حالت توان تحویلی مولدهای فتوولتائیک در فیدر واقعی مذکور بر اساس داده‌های آماری شدت تابش خورشید و سایر پارامترهای انفاقی، به صورت جدول (۸) می‌باشد.

نتایج پیاده‌سازی سناریوهای مختلف کاهش سطوح بار در جدول (۹) نشان داده شده است. لازم به ذکر است مقدار شاخص EENS پایه برای این شبکه در صورت استفاده از روش [۲۴] و بدون کاهش درجه حالات مختلف بار ۵۱۴۳ کیلووات ساعت بر سال است و زمان مورد نیاز برای محاسبات با کمک یک کامپیوتر با مشخصات Intel(R) Core(TM) i7-6700 CPU @ 3.40GHz 3.40GHz, RAM 16/0 GB ۷/۴۷۳ ثانیه بوده است.



شکل (۱۶): منحنی بار روزانه چهار روز نمونه برای فیدر خیابان امیرکبیر کاشان

جدول (۷): اطلاعات محل اتصال، ظرفیت و نوع تولیدات پراکنده شبکه واقعی خیابان امیرکبیر کاشان

محل اتصال به باس	ظرفیت (کیلووات)	نوع	شماره DG
۳	۴۰۰	فتولتائیک	۱
۱۱	۴۰۰		
۲۱	۸۰۰		

جدول (۸): ماتریس حالت مولدهای فتوولتائیک شبکه مورد مطالعه واقعی خیابان امیرکبیر کاشان

احتمال (درصد)	توان تحویلی (کیلووات)	بازه زمانی	شماره حالت
۱	.	۶ تا ۱۸	۱
۰/۰۲۸۱	۴۰	۶ تا ۹ و ۱۵ تا ۱۸	۲
۰/۳۸۲۱	۱۲۰		۳
۰/۴۸۳۳	۲۰۰		۴
۰/۱۰۵۰	۲۸۰		۵
۰/۰۰۱۵	۳۶۰		۶
۰/۰۰۲۵	۴۰		۷
۰/۷۶۲۱	۱۲۰		۸
۰/۲۳۵۳	۲۰۰		۹
۰/۰۰۰۱	۲۸۰		۱۰
.	۳۶۰		۱۱

نتایج جدول (۹) نشان می‌دهد که در صورت کاهش تعداد حالات بار در ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم واقعی مورد آزمون خیابان امیرکبیر کاشان به یک حالت در سناریو (۱)، تنها کمتر از یک درصد ۰/۸۶۷

که واریانس بار و منحنی بار روزانه در حد معین باشد، با کاهش سطوح بار به کمتر از ۸، ۳ یا ۷ به ترتیب بر اساس سناریوهای (۱)، (۲) و (۳)، سرعت محاسبات را با خطای کمتر از یک درصد افزایش داد. همچنین در شرایطی که عدم قطعیت بار و تغییرات آن در طول روز شدید نباشد (مانند مطالعه موردنی فیدر واقعی خیابان امیرکبیر شرکت توزیع کاشان) حتی با کاهش سطوح به ۱ یا ۲ حالت می‌توان خطای کمتر از ۱ درصد در محاسبات ایجاد نمود، در حالی که سرعت حدوداً ۹۹ برابر خواهد شد. مقایسه نتایج دو مطالعه موردنی و آنالیز حساسیت انجام شده اهمیت مشخصه‌های بار و تغییرات مقداری بار به صورت روزانه را در تعیین تعداد مطلوب حالات بار برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع نشان می‌دهد. از میان سناریوهای معرفی شده برای کاهش سطوح بار، سناریوی (۲) مبنی بر تجمیع زمانی با پیش‌فرض نسبت به سناریوهای دیگر خطای بیشتری شبکه به کمباری، میان‌باری و میان‌باری و کاهش سطوح بار به ۳ سطح مذکور بر اساس نظام تعریفه-گذاری می‌تواند خطای محاسبات قابلیت اطمینان را افزایش دهد. همچنین آنالیز حساسیت انجام شده نشان داد که اگرچه با افزایش واریانس بار، افزایش حداقل سطوح بار برای دست یافتن به دقت مطلوب در عین افزایش سرعت محاسبات قابلیت اطمینان ضرورت دارد، اما حساسیت خطای محاسباتی نسبت به واریانس بار و تغییرات آن در مقایسه با تغییرات تعداد سطوح ماتریس حالت بار کمتر است.

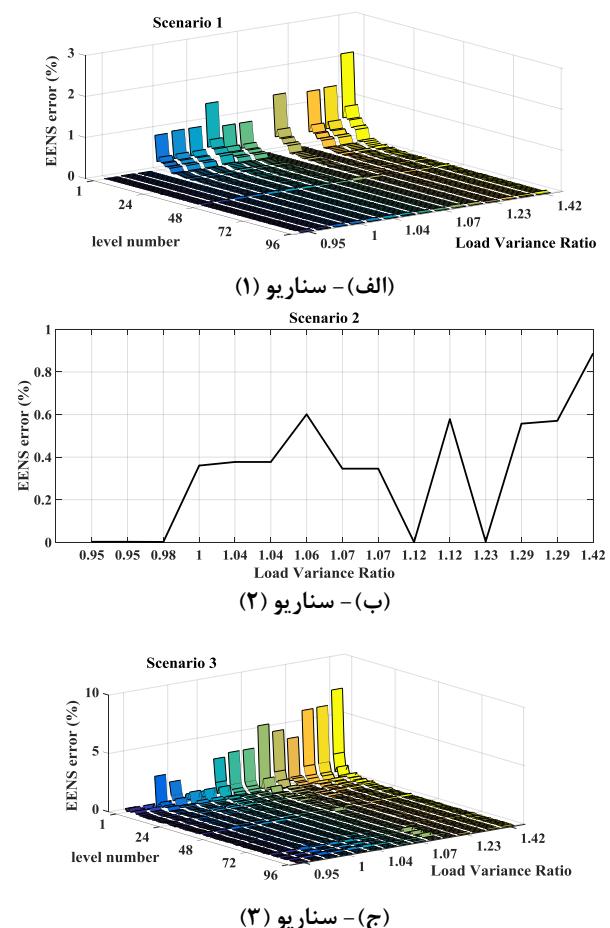
سپاسگزاری

نویسندهای این مقاله از هم‌فکری و در اختیار قراردادن اطلاعات شبکه واقعی توزیع از شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان-کاشان و به-ویژه جناب آقای مهندس اسماعیلی کمال سپاسگزاری را دارند.

مراجع

- [1] J. Feng, S. Member, B. Zeng, D. Zhao, and S. Member, "Evaluating Demand Response Impacts on Capacity Credit of Renewable Distributed Generation in Smart Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 6, no.1, pp. 14307-14317, 2017.
- [2] Ž. Popović, S. Knezević, B. Brbaklić, "Optimal reliability improvement strategy in radial distribution networks with island operation of distributed generation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 1, pp. 78–87, 2018.
- [3] H. Farzin, M. Fotuhi-firuzabad, and M. Moeini-aghaie, "Role of Outage Management Strategy in Reliability Performance of Multi-Microgrid Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2359-2369, 2018.
- [4] H. Hashemi-dezaki, S. Mohammad, M. Agah, and H. Askarian-abyaneh, "Sensitivity analysis of smart grids reliability due to indirect cyber-power interdependences under various DG technologies , DG penetrations , and operation times," *ENERGY Convers. Manag.*, vol. 108, no. 1, pp. 377–391, 2016.
- [5] S. Wang, S. Member, Z. Li, and L. Wu, "New Metrics

نتایج به دست آمده دلالت بر اثربخشی بسیار زیاد روش پیشنهادی برای شبکه‌هایی با بارهای تقریباً یکنواخت و با عدم قطعیت پایین است.



شکل (۱۷): آنالیز حساسیت خطای محاسباتی بر حسب کاهش حالات بار و تغییرات واریانس بار در فیدر واقعی خیابان امیرکبیر کاشان

بررسی نتایج نشان داده در شکل (۱۷) همچنین نشان می‌دهد حساسیت خطای محاسبات در این شبکه نسبت به تعداد سطوح ماتریس حالت بار نسبت به تغییرات واریانس بار بیشتر است. در این شبکه نیز نتایج دلالت بر حساسیت بیشتر خطای محاسبات ناشی از تغییر تعداد سطوح ماتریس حالت بار نسبت به تغییرات واریانس بار دارد. این نتیجه‌گیری این اطمینان را ایجاد می‌کند که با تعیین یک سطح مطلوب برای مدل‌سازی بار در شرایط تغییرات بار و واریانس مربوطه، خطای شدیدی حادث نمی‌شود.

۹- نتیجه‌گیری

در این مقاله، روش نوین برای افزایش سرعت محاسبات قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی ارائه گردید. نتایج به دست آمده از پیاده‌سازی روش پیشنهادی بر روی سیستم تست IEEE و شبکه واقعی دلالت بر کارآیی روش پیشنهادی دارد. بر اساس نتایج به دست آمده برای شبکه ۳۳ شین IEEE، می‌توان در شرایطی

- [18] S. Shojaabadi, S. Abapour, M. Abapour, and A. Nahavandi, "Simultaneous planning of plug-in hybrid electric vehicle charging stations and wind power generation in distribution networks considering uncertainties," *Renew. Energy*, vol. 99, no. 1, pp. 237–252, 2016.
- [19] M. Moeini-aghaie, H. Farzin, and M. Fotuhi-firuzabad, "Generalized Analytical Approach to Assess Reliability of Renewable-Based Energy Hubs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 368-377, 2017.
- [20] C. Chen, S. Member, W. Wu, S. Member, and B. Zhang, "An Analytical Adequacy Evaluation Method for Distribution Networks Considering Protection Strategies and Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1392-1400, 2015.
- [21] S. Sun, Q. Yang, and W. Yan, "A novel Markov - based temporal - SoC analysis for characterizing PEV charging demand," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 156-166, 2018.
- [22] E. B. Iversen, J. K. Møller, J. M. Morales, and H. Madsen, "Inhomogeneous Markov Models for Describing Driving Patterns," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 581-588, 2017.
- [23] A. Ito, A. Kawashima, and T. Suzuki, "Model Predictive Charging Control of In-Vehicle Batteries for Home Energy Management Based on Vehicle State Prediction," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 26, no. 1, pp. 51-64, 2018.
- [24] Y. M. Atwa, S. Member, and S. Member, "Supply Adequacy Assessment of Distribution System Including Wind-Based DG During Different Modes of Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 78-86, 2010.
- [25] W. Xudong and Q. Ling, "Reliability evaluation for the distribution system with distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 572-581, 2009.
- [26] Y. Xu and C. Singh, "Adequacy and Economy Analysis of Distribution Systems Integrated With Electric Energy Storage and Renewable Energy Resources ,," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2332-2341, 2012.
- [27] Q. Jia, "On State Aggregation to Approximate Complex Value Functions in Large-Scale Markov Decision Processes," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 56, no. 2, pp. 333-344, 2011.
- [28] S. Mhanna, S. Member, A. C. Chapman, and G. Verbić, "A Fast Distributed Algorithm for Large-Scale Demand Response Aggregation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 4, pp. 2094-2107, 2016.
- [29] U. Chauhan and N. Delhi, "Reliability Analysis of Wind Turbine System Using Importance Measures," *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, pp. 2–6, 2015.
- [30] M. E. Honarmand, M. R. Haghifam, H. Doosti Barhagh, J. Talebi, "Maintenance priorities in distribution transformers based on importance and risk," *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, no. 371, pp. 10–13, 2013.
- [31] Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability Test Systems," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, 1979.
- [6] for Assessing the Reliability and Economics of Microgrids in Distribution System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2852–2861, 2013.
- [7] H. Hashemi-dezaki and H. Haeri-khiavi, "Impacts of direct cyber-power interdependencies on smart grid reliability under various penetration levels of microturbine / wind / solar distributed generations," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 4, pp. 928–937, 2016.
- [8] A. Escalera, B. Hayes, and M. Prodanovic, "Analytical method to assess the impact of distributed generation and energy storage on reliability of supply," *CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, pp. 2092–2096, 2017.
- [9] [آقا]ابراهیمی محمدرضا، توانی مهدی، "بهینه سازی حضور خودروهای الکتریکی در کنار واحدهای تولید توان به منظور بهبود قابلیت اطمینان ریزشیکه" ، نشریه کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، ۱۳۹۵، ۹۹-۹۰ .(۹)
- [10] [آقا]ابراهیمی محمدرضا، توانی مهدی، "بهینه سازی حضور خودروهای الکتریکی در کنار واحدهای تولید توان به منظور بهبود قابلیت اطمینان ریزشیکه" ، نشریه کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، ۱۳۹۳، ۳۲-۲۰ .(۶)
- [11] M. Moeini-aghaie, H. Farzin, and M. Fotuhi-firuzabad, "Generalized Analytical Approach to Assess Reliability of Renewable-Based Energy Hubs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 368–377, 2017.
- [12] A. Bagchi, S. Member, L. Goel, P. Wang, and S. Member, "Generation Adequacy Evaluation Incorporating an Aggregated Probabilistic Model of Active Distribution Network Components and Features," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2667 - 2680, 2018.
- [13] S. Du, E. Zio, and R. Kang, "A New Analytical Approach for Interval Availability Analysis of Markov Repairable Systems," *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 67, no. 1, pp. 118-128, 2018.
- [14] L. Wang, S. Member, S. Sharkh, S. Member, A. Chipperfield, and A. Cruden, "Dispatch of Vehicle-to-Grid Battery Storage Using an Analytic Hierarchy Process," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 11, no. 1, pp. 776-785, 2016.
- [15] X. Wang, S. Member, R. Karki, and S. Member, "Exploiting PHEV to Augment Power System Reliability," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2100-2108, 2017.
- [16] H. Hashemi-dezaki, M. Hamzeh, H. Askarian-abyanah, and H. Haeri-khiavi, "Risk management of smart grids based on managed charging of PHEVs and vehicle-to-grid strategy using Monte Carlo simulation," *Energy Convers. Manag.*, vol. 100, no. 1, pp. 262–276, 2015.
- [17] F. Sebastian, M. Holz, M. Frey, and F. Gauterin, "Stochastic Forecasting of Vehicle Dynamics Using Sequential Monte Carlo Simulation," *IEEE Transactions on Intelligent Vehicles*, vol. 2, no. 2, pp. 111-122, 2017.
- [18] M. Bashir, S. Member, and G. Branch, "Optimal Sizing of Hybrid Wind / Photovoltaic / Battery Considering the Uncertainty of Wind and Photovoltaic Power Using Monte Carlo," *11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2012.

- [47] Li W. "Risk assessment of power systems: models, methods, and applications," Hoboken, NJ (USA): John Wiley & Sons Inc; 2005.
- [48] S. Ghasemi and J. Moshtagh, "Radial distribution systems reconfiguration considering power losses cost and damage cost due to power supply interruption of consumers," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 5, no. 3, pp. 297–315, 2013.
- [49] A. K. Saonerkar and B. Y. Bagde, "Optimized DG Placement in Radial Distribution System with Reconfiguration and Capacitor Placement Using Genetic Algorithm," *IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, no. 978, pp. 1077–1083, 2014.
- [50] M. Al-muhaini, S. Member, G. T. Heydt, and L. Fellow, "A Novel Method for Evaluating Future Power Distribution System Reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3018–3027, 2013.
- [51] Y. Qi, F. Wang, and D. Wang, "Reliability Analysis of Distribution System with DG Considering Operation Homogeneity," *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 10–13, 2016.
- [52] H. H. Dezaki, H. A. Abyaneh, A. Agheli, and K. Mazlumi, "Optimized Switch Allocation To Improve The Restoration Energy In Distribution Systems," *Journal of Electrical Engineering*, vol. 63, no. 1, pp. 47–52, 2012.
- [53] <http://www.mobinsb.com/News/Details/4/15682>
[۵۴] اداره کل هواشناسی استان اصفهان, "نمایه اقلیمی شهرستان کاشان", تهیه شده در اداره تحقیقات هواشناسی کاربردی, شهریور ۱۳۹۴.
- [55] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>
- [32] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, M. Assam and S. Conti, "Adequacy Evaluation of Distribution System Including Wind/Solar DG During Different Modes of Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 1945–1952, Nov. 2011.
- [33] S. M. Agah and H. A. Abyaneh, "Effect of Modeling Non-Normality and Stochastic Dependence of Variables on Distribution Transformer Loss of Life Inference," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 4, pp. 1700–1709, Oct. 2012.
- [34] S. M. Mousavi Agah and H. Askarian Abyaneh, "Quantification of the Distribution Transformer Life Extension Value of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 3, pp. 1820–1828, July 2011.
- [35] R. Al-Otaibi, N. Jin, T. Wilcox, and P. Flach, "Feature Construction and calibration for clustering daily load curves from smart-meter data," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 2, pp. 645–654, April 2016.
- [36] Z. Jiang, R. Lin, F. Yang and B. Wu, "A Fused Load Curve Clustering Algorithm Based on Wavelet Transform," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 5, pp. 1856–1865, May 2018.
- [37] M. Imaizumi et al., "Irradiation And Measurement Of Solar Cells At Low Intensity , Low Temperature (Lilt) Conditions," *33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 3–7, 2008.
- [38] J. A. Weicht, F. U. Hamelmann, and G. Behrens, "Changing in irradiation behavior and temperature-coefficient variation caused by light-induced degradation of a-Si / μc-Si solar cells," *IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015.
- [39] J. J. John, M. C. Raval, A. Kottantharayil, and C. S. Solanki, "Novel PV Module Cleaning System using ambient moisture and self- cleaning coating," *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 1481–1483, 2013.
- [40] A. Syafiq, A. K. Pandey, N. A. Rahim, "Photovoltaic glass cleaning methods: An overview," *4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT)*, 2016.
- [41] R. Karki, S. Member, and R. Billinton, "Reliability / Cost Implications of PV and Wind Energy Utilization in Small Isolated Power Systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, no. 4, 2001.
- [42] M. A. Khallat and V. Tech, "A Probabilistic Approach To Photovoltaic Generator Performance Prediction," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-6, no. 9, pp. 34–40, 1986.
- [43] H. Haddadian and R. Noroozian, "Multi-microgrids approach for design and operation of future distribution networks based on novel technical indices," *Appl. Energy*, vol. 185, no. 1, pp. 1–14, 2016.
- [44] A. A. Abdelsalam and E. F. El-saadany, "Probabilistic approach for optimal planning of distributed generators with controlling harmonic distortions," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 10, pp. 1105–1115, 2013.
- [45] V. Astapov, "The Applicability of Zero Inflated Beta Distributions for Stochastic Modeling of PV Plants Power Output," *2018 19th Int. Sci. Conf. Electr. Power Eng.*, pp. 1–6, 2018.
- [46] A. Sándor Kazsoki, B. Hartmann, "Mathematical approximation of the production of a photovoltaic system," *6th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, 2017.