ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع به منظور بهبود شاخص‌های مربوط به مصرف‌کننده و بار

فرشته میرزائیان دزفولی*[۱]، افشین لشکرآرا[۲]، مصطفی سرلک[۳]
*۱-دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه برق، دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول، mirzayan1370@gmail.com
۲- استادیار، گروه برق، دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول، lashkarara@ieee.org
۳- استادیار، گروه برق، دانشگاه صنعتی جندی شاپور دزفول، sarlak@jsu.ac.ir

چکیده: ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع آینده موضوع مهمی است چرا که تقاضا برای خدماتی که قابلیت اطمینان بیشتری داشته باشند و میزان خاموشی‌های آنها کمتر باشند رو به افزایش است. بررسی‌ها نشاندهنده این است که ۹۰درصد خاموشی‌های مشترکین به سیستم توزیع مربوط می‌شوند، لذا ارزیابی و بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع بسیار ضروری می‌باشد. در این مقاله شاخص‌های قابلیت اطمینان از جمله شاخص‌های نقاط بار و سیستم (مصرف-کننده و بار) فرمول‌بندی شده‌اند سپس بوسیله مفهوم شبکه هوشمند خوددرمان و با یک الگوریتم به اسم مجموعه قطعی رمزگذاری شده مارکوف (EMCS) حل می‌شوند. این الگوریتم بر اساس کوچکترین مجموعه‌های اتصال مدار با استفاده از مفهوم شبکه‌های پتری است. مهمترین ویژگی این الگوریتم جامع بودن آن می‌باشد. برای دستیابی به اهداف بالا و پیاده‌سازی الگوریتم ارائه شده یک برنامه کامپیوتری در نرم افزارMATLAB تهیه شده و روی سیستم تست توزیع روی‌بیلینتون (RBTS) اجرا شده است و سپس شاخص‌های قابلیت اطمینان را محاسبه و نتایج شبیه‌سازی ارزیابی شده-اند. نتایج بدست آمده تأثیر قابل توجهی را روی بهبود شاخص‌های مصرف‌کننده و بار شبکه‌های توزیع نشان می‌دهند.

کلمات کلیدی: الگوریتم EMCS، شاخص‌های قابلیت اطمینان، شبکه‌های توزیع، شبکه هوشمند خوددرمان

۱- مقدمه

در طی چند دهه اخیر مدلسازی قابلیت اطمینان و ارزیابی در مورد شبکه-های توزیع پیشرفت سریعی داشته است. تجزیه و تحلیل آمار نشان می‌دهد که شبکه‌های توزیع بیشترین سهم را در خاموشی مشتریان دارند. بدین ترتیب تأکید زیادی روی اطمینان مناسب و تأمین احتیاجات این قسمت از سیستم وجود دارد [۱]. سیستم‌های توزیع در مرحله تغییر عظیمی هستند که در آن سیستم‌هایی با پراکندگی (توزیع) منفعل (پسیو) با جریان قدرت تک‌جهتی به شبکه‌های توزیع فعال با جریان دوجهته که شامل ژنراتورهای کوچک مقیاس هم می‌شود در حال تغییرند. سیستم توزیع آینده غالباً به شبکه‌های هوشمندی اشاره دارد که تکنولوژی هوشمندی به منظور نظارت، عملیات و کنترل سیستم در سیستم ادغام می‌شوند [۷]. مفهوم اساسی شبکه
هوشمند افزودن نظارت، تحلیل، کنترل و توانمندیهای مخابراتی به شبکه‌ی قدرت برای افزایش بازدهی سیستم است در حالی که بطور همزمان بتوان مصرف را کاهش داد [۲]. شبکه هوشمند خوددرمان شبکه‌ای است که اطلاعات، سنسورها، کنترل و ارتباطات را به کار می‌گیرد تا به کمک آنها با حوادث و خطاهای پیش‌بینی نشده مواجه شده و اثرات مخرب آنها را به حداقل برساند. هدف از خوددرمانی در سطح تجهیزات تعمیر یا جایگزینی تجهیزات محلی در صورت بروز خطا در آنهاست [۳]. تاکنون مطالعات و بررسی‌های گوناگونی در قالب تحقیقات، کتب و مقالات در خصوص شبکه‌های توزیع و بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان انجام شده است. در این بخش سعی می‌شود به اختصار این موارد شرح داده شوند. در مرجع [۱] کلیه مفاهیم و موارد مورد نیاز در طراحی شبکه-های توزیع برق تشریح و

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014
[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

یا اشاره گردیده است. در مراجع [۸، ۳، ۲] تأثیر دسته‌بندی مصرف-کننده‌های شبکه هوشمند روی صحت پیش‌بینی و فواید آن برای تجارت بازار برق محلی مورد بررسی قرار می‌دهند. همچنین از جنبه-های مختلف مثل کیفیت توان، بهره‌برداری اقتصادی، حفاظت، کنترل و ... شبکه‌های هوشمند مورد ارزیابی قرار گرفته است. و دربارهٔ ویژگی خوددرمانی شبکه هوشمند توضیح داده شده است. در مرجع [۴] ساختار آن به گونه‌ای است که تا مفاهیم و روش‌های جدید یک به یک ارائه شود و همچنین با بهره‌گیری از مثال‌های عددی متعدد تفهیم کامل آنها صورت گیرد. در مرجع [۷] روشی تکنیکی برای ارزیابی قابلیت اطمینان یک سیستم توزیعی شبکه‌ای شده توصیف می‌کند. این الگوریتم بر اساس مشخص‌سازی کوچکترین مجموعه‌های اتصال مدار، با استفاده از مفهوم شبکه‌های پتری است، و در جهت بهبود شاخص‌های سیستم می‌باشد. در مراجع [۱۱، ۵] هدف بهبود روش‌های مناسب برای ارزیابی قابلیت اطمینان جهت استفاده در سیستم قدرت و ارائه اهمیت شاخص‌های قابلیت اطمینان متعددی را که می‌توانند ارزیابی گردند است، همچنین یک سیستم توزیع الکتریکی (RBTS)[۱] را برای استفاده در آموزش ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم قدرت توصیف می‌کند سیستم معرفی شده و شاخص‌های قابلیت اطمینان بدست آمده‌اند ولی این شاخص‌ها شبیه‌سازی نشده‌اند. در مرجع [۶] از ترکیب دو حالت قطع و حفظ فیوز همراه ریکلوزر با در نظر گرفتن خطاهای دائمی و گذرا برای بهبود قابلیت اطمینان سیستم توزیع استفاده می‌شود. مطالعه موردی تأثیر قابلیت بالای روش پیشنهادی در حفظ سطح متعارف قابلیت اطمینان را نشان می‌دهد. در این مرجع تنها شاخص ENS[۲] مورد بررسی قرار گرفته است. در مراجع [۱۰، ۹] شامل دو بخش عمده برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم توزیع شبکه‌ای شده می‌باشد، و یک روش تکنیکی برای ارزیابی قابلیت اطمینان یک سیستم توزیع شبکه‌ای شده حلقوی نیز توصیف می‌شود. در مراجع [۱۳، ۱۲] روشی جدید برای ارزیابی قابلیت اطمینان تسهیلات بادی که توزیع‌های سرعت باد را به شکلی غیرپارامتری مدلسازی می‌کنند را ارائه می‌کند و شامل تأثیر دما روی ارزیابی سرعت باد است همچنین به بیان مسائل بهینه‌سازی عملیات شبکه و استفاده از ادغام‌های DG[۳] پرداخته شده است. در مراجع [۱۵، ۱۴] اثر منابع انرژی پراکنده روی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع مورد بررسی قرار گرفته است از دیدگاه قابلیت اطمینان فواید ادغام DG در شبکه‌های توزیع روشن است. در کنار مقدار انرژی در دسترس شبکه بازدهی شبکه نیز ارتقاء می‌یابد و در یک سیستم جزیره‌ای با DG ادغام شده این امکان وجود دارد که قابلیت اطمینان با اضافه کردن اتصالاتی بین تغذیه‌کننده‌ها بهبود یابد. در این مقاله ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع با استفاده از مفهوم خوددرمانی شبکه هوشمند و به وسیله یک الگوریتم به نام مجموعه قطعی رمزگذاری شده مارکوف انجام می‌گردد. در بخش اول این مقاله مقدمه و مروری بر منابع بیان شده است در بخش دوم فرمولبندی شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع بیان شده است بخش سوم روش حل شاخص‌هایقابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع بیان شده و در بخش چهارم مطالعه موردی و نتایج شبیه‌سازی و در بخش پنجم نتیجه‌گیری بیان شده است.

۲- فرمول‌بندی شاخص‌های قابلیت اطمینان

یک سیستم توزیع شعاعی شامل خطوط هوایی و کابلی، باس‌بارها، سکسیونرها و کلیدهای فشار قوی، عایق‌ها و غیره می‌باشد. مشتریان جهت تأمین انرژی مورد نیاز به نقاط بار این شبکه متصل هستند و برای تأمین بار، تمام اجزاء بین منبع تغذیه و بار باید درست عمل نمایند [۱]. شاخص‌های نقاط بار عبارت‌اند از:

شاخص میانگین زمان تا از کار افتادگی (MTTF)[۴]:

$$m = MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (۱)$$

و میانگین مدت تعمیر (MTTR)[۵]:

$$r = MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (۲)$$

و همچنین میانگین مدت بین از کار افتادگی‌ها (MTBF)[۶]:

$$T = MTBF = m + r = \frac{1}{f} \quad (۳)$$

که در آن :

λ = آهنگ از کار افتادن عضو

μ = آهنگ تعمیر عضو

m = میانگین مدت حالت عملکرد عضو

r = میانگین مدت تعمیر عضو است.

f = نمایانگر فراوانی چرخه تغییر حالت سیستم است [۴].

دسترس‌پذیری[۷]:

$$A = \frac{MTTF}{MTBF} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (۴)$$

دسترس‌ناپذیری[۸]:

$$U = \frac{MTTR}{MTBF} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (۵)$$

دسترس‌پذیری و دسترس‌ناپذیری نقاط بار با استفاده از دو فرمول (۴) و (۵) بدست می‌آیند [۹].

بقیه شاخص‌های نقاط بار عبارت‌اند از:

میانگین دفعات خاموشی (AIF)[۹]:

$$AIF_i = 8760\, f = \frac{8760}{T_f + T_r} \quad (۶)$$

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

که در آن i تعداد باس یا تغذیه‌کننده است. f متوسط فراوانی (دفعات) خرابی، ۸۷۶۰ تعداد ساعت در یک سال T_r , T_f زمان متوسط برای خرابی و تعمیر هستند.

و به همین ترتیب متوسط طول زمان خاموشی (AID)[۱۰]:

$$AIDi = 8760\ Ui = (Tr)\ (AIFi) \quad (۷)$$

مدت زمان به ساعت برای تمام قطعی‌ها در یک سال است که در آن u در دسترس نبودن آن جزء یا سیستم است [۱۰].

همچنین طول خرابی(FD_i)[۱۱]:

$$FD_i = \frac{AID_i}{AIF_i} \quad (۸)$$

۲-۱- شاخص‌های سیستم (مصرف‌کننده و بار)

الف) شاخص‌های مربوط به مصرف‌کننده - این شاخص‌ها عبارتند از: شاخص متوسط دفعات خاموش سیستم (SAIFI)[۱۲] ، عبارت است از مجموع تعداد خاموشی در مشتری یک سیستم به تعداد کل مشترکین.

$$SAIFI = \sum_{i=1}^{B} \frac{AIF_i\ N_i}{N_T} \quad (۹)$$

در این رابطه N_i کل مشتری‌هایی که اتصال پیدا کرده‌اند به یک باس معین i, N_T کل مشتری‌ها در سیستم و B کل تعداد باس‌ها است.

شاخص متوسط زمان خاموشی سیستم (SAIDI)[۱۳] ، عبارت است از مجموع خاموشی در مشترک یک سیستم به تعداد کل مشترکین:

$$SAIDI = \sum_{i=1}^{B} \frac{AID_i\ N_i}{N_T} \quad (۱۰)$$

شاخص متوسط زمان هر خاموشی برای هر مشتری (CAIDI)[۱۴]، مجموع زمان خاموشی در مشتری یک سیستم به مجموع خاموشی مشتری آن سیستم :

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (۱۱)$$

شاخص متوسط دسترس‌پذیری سیستم (ASAI)[۱۵] ، عبارت است از تعداد ساعات در مشتری برقراری برق به کل ساعات در مشتری در یک سال:

$$ASAI = \frac{\sum_{i=1}^{B} 8760\ N_i - \sum_{i=1}^{B} AID_i\ N_i}{\sum_{i=1}^{B} 8760\ N_i} \quad (۱۲)$$

شاخص متوسط در دسترس نبودن سیستم (ASUI)[۱۶] [۹] :

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\sum_{i=1}^{n} U_i\ N_i}{\sum_{i=1}^{n} N_i\ 8760} \quad (۱۳)$$

ب) شاخص‌های انرژی و بار

بار متوسط، L_a ، توسط رابطه زیر بدست می‌آید.

$$L_a = L_p\ .\ f \quad (۱۴)$$

که در رابطه فوق L_p ماکزیمم بار مورد تقاضا و f ضریب بار است که L_a عبارت است از کل انرژی مورد تقاضا در دوره مورد نظر به زمان مورد نظر:

$$L_a = \frac{E_d}{t} \quad (۱۵)$$

شاخص انرژی تامین نشده سیستم، ENS عبارت است از کل انرژی تأمین نشده در یک سیستم [۱]:

$$ENS = \sum_{i=1}^{n} L_{ai}\ .\ U_i \quad (۱۶)$$

و یا می‌توان این شاخص را به اینصورت نوشت[۹]:

$$ENS = \sum_{i=1}^{B} AID_i\ .\ P_{avgi} \quad (۱۷)$$

۳- استفاده از یک مدل مارکوف برای محاسبه قابلیت اطمینان

در مطالعات مربوط به قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت، هر جزء سیستم با تعداد مختلفی از حالت‌ها (معمولاً دو یا سه حالت) مدل سازی می‌شود. مدل دو حالته شامل حالت بالا (وضعیت در حال کار) و حالت پایین (وضعیت تعمیر) می‌شود و حالت سوم می‌تواند حالت حفظ (نگهداری) را برنامه‌ریزی کند. تمامی نرخ‌های تغییر (انتقال) بین حالت‌های شناخته شده‌اند و احتمال وقوع هر حالت نیز می‌تواند به راحتی ارزیابی شود. زنجیرهٔ مارکوف یکی از بهترین مدل‌هایی است که می‌تواند برای ارائه رفتار دینامیک یک سیستم مورد استفاده قرار بگیرد اما ساختن این مدل پیچیده است و نیازمند به یک ماتریس تغییر (انتقال) به همراه تعداد زیادی از اجزاء است. مدل مارکوف می‌تواند حالت‌های سیستم را و احتمالات مربوط به تغییر (انتقال) آنها را ارائه کند. فرضیه اصلی در مدل مارکوف در زمانی که مطالعه یک سیستم مورد استفاده قرار می‌گیرد، نبود حافظه است زیرا این مدل تنها به حالت اخیر وابستگی دارد نه به تاریخچهٔ حالت‌ها. فرضیه دیگر این است که احتمالات تغییر (انتقال) مستقل از زمان (فرایند همگن) است. این دو فرضیه معمولاً در سیستم‌هایی استفاده می‌شوند که اجزائشان نرخ خرابی ثابتی به همراه توزیع تعریفی (تشریحی) دارند و در آنها سیستم با زمان تغییر نمی‌کند.

۳-۱- احتمال حالت ماندگار

احتمالات حالت ماندگار را می‌توان با حل مجموعه معادلات دیفرانسیل مارکوف بدست آورد که در شرایطی باشد که مجموع تمام احتمالات برابر ۱باشد و تحت شرایط ماندگار تمام مشتقات زمان متعلق به این احتمالات برابر صفر باشد. شکل ماتریسی برای معادلات دیفرانسیل مطابق با فرمول (۱۸) است:

$$\begin{bmatrix} -\sum_{j=2}^{n}\sigma_{1j} & \sigma_{21} & \dots & \sigma_{n1} \\ \sigma_{12} & -\sum_{\substack{j=1 \\ j\neq 2}}^{n}\sigma_{2j} & \dots & \sigma_{n2} \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ . \\ . \\ . \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ . \\ . \\ . \\ 1 \end{bmatrix} \quad (۱۸)$$

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

از آن جایی که σ_{ij} نرخ تغییر (انتقال) از i به j است و P_i احتمال حالت ماندگار متعلق به وضعیت i است، این مجموعه معادلات می-توانند حل شوند تا احتمالات حالت‌های ماندگار را برای تمام حالت‌ها پیدا کنند. این حالت‌ها می‌توانند برحسب اینکه سیستم بالا (در حال کار) یا پایین (کار نکردن) است دسته‌بندی شوند. سپس احتمالات حالت ماندگار برای هر گروه می‌تواند به هم اضافه شوند تا در دسترس بودن یا نبودن سیستم را محاسبه کنند.

۳-۲-تکرار رخداد (پیشامد)

در کنار پیدا کردن احتمالات حالت ماندگار سیستم پیدا کردن فراوانی (دفعات) رخداد حالت خرابی سیستم نیز مفید است. زمان سیکل برای حالت i در واقع زمانی لازم برای تکمیل از بودن در یک حالت یا نبودن در آن حالت است. در کل میزان فراوانی (دفعات) مورد انتظار یک رخداد برعکس زمان سیکل آن حالت است. میزان فراوانی (دفعات) مورد انتظار یک رخداد:

$$f = \frac{1}{E[T_c]} = \frac{E[T_r]}{E[T_c]} \cdot \frac{1}{E[T_r]} \quad (۱۹)$$

که در آن $E[T_c]$ زمان سیکل مورد انتظار (امید ریاضی T_c) و $E[T_r]$ زمان اسکان مورد انتظار (امید ریاضی T_r) است. عبارت اول در فرمول بالا احتمال حالت ماندگار هست در حالت:

$$P_i = \frac{E[T_r]}{E[T_c]} \quad (۲۰)$$

برای پیدا کردن زمان مورد انتظار برای اسکان حالت i، تمام دیگر حالت‌ها، حالت‌های گیرا به حساب می‌آیند. در این چنین موردی زمان اسکان برابر است با زمان متوسط برای خرابی $E[T_r]$ برابر است با:

$$E[T_r] = \frac{1}{\sum_{j=2}^{n} \sigma_{ij}} \quad (۲۱)$$

بعد از قرار دادن فرمول (۲۰) و (۲۱) در فرمول (۱۹) میزان فراوانی (دفعات) مورد انتظار می‌تواند مطابق با فرمول (۲۲) نوشته شود:

$$f_i = P_i \sum_{j=2}^{n} \sigma_{ij} \quad (۲۲)$$

از روی فرمول (۲۲) فراوانی (دفعات) مورد انتظار هر حالت، احتمال بودن در آن وضعیت (حالت) ضرب در نرخ‌های تغییر (انحراف) از همان وضعیت است.

۳-۳- ادغام حالت‌ها

در سیستم قدرت، بهتر است تعداد قطعی‌های مورد انتظار و اینکه سیستم تا چه مدت می‌تواند بدون وقفه‌ای (قطعی) که مشتری‌ها متوجه آن بشوند کار کند، ارزیابی می‌شوند. احتمال حالت ماندگار متعلق به هر حالت می‌تواند با حل احتمالات محدودکننده و ماتریس ضریب مارکوف به دست بیاید. سپس در دسترس بودن یا نبودن دو وقایع سیستم (بالا و پایین) با اضافه کردن کل حالت‌های بالا و پایین محاسبه می‌شود:

$$\begin{cases} A = P_{up} = \sum_{i=1}^{u} P_i \\ U = P_{down} = \sum_{i=1}^{d} P_i \end{cases} \quad (۲۳)$$

که در آن u و d به ترتیب تعداد حالت‌های بالا و پایین هستند. میزان فراوانی (دفعات) خرابی معادل است با میزان فراوانی (دفعات) وقوع همهٔ حالت‌های پایین. برای ادغام تمام حالت‌های پایین و تبدیل آن به یک حالت ادغامی تنها، میزان فراوانی‌ها و بدون در نظر گرفتن رخداد مشترک بین آنها، به هم اضافه می‌شوند. میزان فراوانی ادغام شدهٔ متعلق به حالت‌های پایین مطابق با فرمول (۲۴) است:

$$f_m = f_i + f_j - f_{ij} - f_{ji} \quad (۲۴)$$

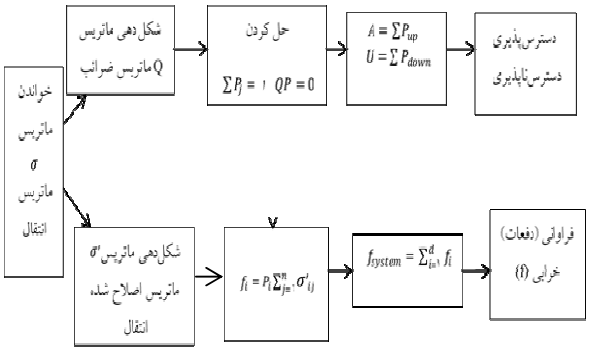
که در آن f_{ij} میزان فراوانی (دفعات) رخداد از حالت i به حالت j و به عکس آن برای f_{ji} است. برای پیدا کردن میزان فراوانی (دفعات) حالت‌های پایین ادغام شده ماتریس انتقال برای تغییر کردن هر نرخ انتقالی مشترک بین هر حالت پایینی اصلاح می‌شود. سپس این ماتریس انتقال اصلاح شده به همراه احتمالات حالت ماندگار برای همهٔ حالت های مورد استفاده قرار می‌گیرد تا میزان فراوانی (دفعات) حالت-های پایین ادغام شده را محاسبه کند. میزان فراوانی (دفعات) هر حالت پایین می‌تواند از طریق فرمول (۲۵) بدست آید:

$$f_i = P_i \sum_{j=2}^{n} \sigma'_{ij} \quad (۲۵)$$

که در آن i تعداد حالت‌های پایین و σ'_{ij} نرخ تغییر (انتقال) از حالت پایین i به حالت بالا j است. میزان دفعات خرابی سیستم هم می‌تواند مطابق با فرمول (۲۶) حساب شود:

$$f_{system} = \sum_{i=1}^{d} f_i \quad (۲۶)$$

شکل (۱) نمودار تصویری را نشان می‌دهد که مدل مارکوف را برای محاسبهٔ در دسترس بودن و میزان دفعات خرابی برای هر نقطه بار را توضیح می‌دهد.



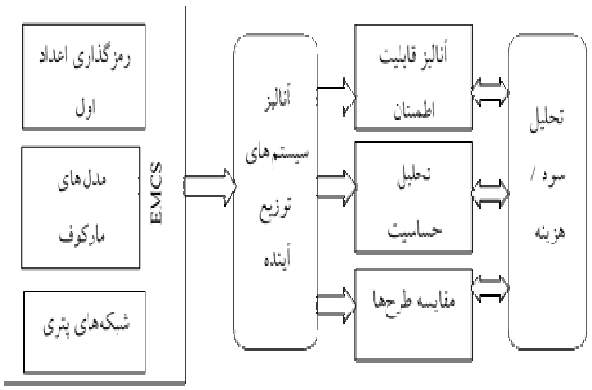
شکل (۱): الگوریتم برای محاسبه A و f با استفاده از مدل مارکوف [۷]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

۳-۴-الگوریتم مجموعهٔ قطعی رمزگذاری شده مارکوف

الگوریتم EMCS[۱۷] برای ارزیابی قابلیت اطمینان یک سیستم توزیع آینده پیشنهاد می‌شود. مفهوم شبکه‌های پتری برای حل مشکل اتصال و تعیین کوچکترین مجموعه‌های اتصال مورد استفاده قرار می‌گیرد. اعداد اول برای رمزگذاری بخش‌های شبکه توزیع قدرت مورد استفاده قرار می‌گیرند تا هر فضای حالت را به عنوان کوچکترین مجموعه اتصال[۱۸]، یک مجموعه اتصال[۱۹]، کوچکترین مجموعه قطعی[۲۰]، یک مجموعه قطعی[۲۱] دسته‌بندی کنند. اعداد اول رمزگذاری و رمزگشایی انعطاف‌پذیری بیشتری به مدل مارکوف برای قرارگیری و دسته‌بندی اضافه می‌کند. نقشه راه برای تکمیل آنالیز در شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل (۲): نقشه راه برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم توزیع آینده با استفاده از EMCS [۷]

TSو CS برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های کوچک با استفاده مدل مارکوف مورد استفاده قرار می‌گیرد. TS و CS برای دسته‌بندی-های تمام حالت‌ها مثل بالا و پایین و سپس برای ساختن ماتریس‌های مارکوف و محاسبهٔ قابلیت اطمینان سیستم مورد استفاده قرار می-گیرند. دشواری این روش در تعیین مجموعه‌های اتصال و قطعی به خصوص در سیستم‌های شبکه‌ای شدهٔ بزرگ است. برای سیستم‌های بزرگ، تعداد ترکیب‌ها با افزایش تعداد ترکیبی اجزاء سیستم افزایش می‌یابد و بنابراین تعیین اجزاء مجموعه قطعی به وسیله بازرسی دشوار و زمان‌بر می‌شود. این مطالعات مربوط به قابلیت اطمینان معمولاً آف-لاین انجام می‌شوند. اما به خاطر طبیعت ترکیبی محاسبه، زمان محاسبه یک مسئله مهم است. بنابراین پیدا کردن روشی بهتر برای تعیین تمام TSها و CSها برای سیستم‌های پیچیده و بزرگ حائز اهمیت است. مراحل مختلفی در این مقاله برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستمهای شبکه‌ای شده آینده پیشنهاد شده که از مجموعه‌های اتصال و قطعی، رمزگذاری عدد اول، شبکه‌های پتری و مدل مارکوف استفاده می‌کند.

۳-۵- سطوح کاهشی (ساده‌سازی) و خلاصه کردن

در ارزیابی قابلیت اطمینان یک سیستم شبکه‌ای شده زمان محاسباتی زیاد و مستقیماً به اندازه شبکه مربوط است. بنابراین محققان در حال تلاش برای پیدا کردن تکنیک‌های ساده‌تر برای کاهش اندازه شبکه و تسریع زمان محاسبه هستند. در این مقاله برای کاهش تعداد حالت-های سیستم، روش‌های کاهش‌دهنده مختلفی پیشنهاد شده و برای اتصال سیستم اعمال شده است. تعداد حالت‌ها به طور مستقیم به تعداد اجزاء یا بخش‌های سیستم بستگی دارد. روش‌های کاهشی تعداد بخش‌ها و گره‌ها را بدون تحت تأثیر قرار دادن دقت شاخص‌های قابلیت اطمینان کاهش می‌دهند.

این امر به خاطر وجود این فرضیه است که تمام خطوط و ترانسفورماتورها با دستگاههای قابل اطمینان ۱۰۰درصد حفاظت می-شوند که می‌توانند در یک لحظه خرابی را ایزوله کنند. ۴ مرحله کاهش‌دهنده مختلف (R_1 و R_2 و R_3 و R_4)[۲۲] و یک تکنیک خلاصه-کننده (T_1)[۲۳] در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته است:

۱) نقاط بار نامربوط R_1: هر نقطه بار در سیستم به طور مجزا و مستقل ارزیابی می‌شود. وقتی نقطه بار تعیین و ارزیابی شد بقیهٔ نقاط بار هیچ تأثیری روی قابلیت اطمینان آن نقطه بار مورد مطالعه ندارند. این فرضیه بیان می‌کند که تمامی بارهای متصل شده به هر نقطه بار در ولتاژ پایین از ترانسفورماتور با دستگاه‌های قطع‌کننده (خاموشی) ۱۰۰درصد قابلیت اطمینان محافظت می‌شوند. در R_1 فرض می‌شود که خرابی در ولتاژ پایین رخ می‌دهد و تأثیری روی شبکه مورد مطالعه ندارد. بنابراین هر نقطه بار دیگر، نقطه‌ای نامربوط به نقطه بار مورد مطالعه به حساب می‌آید. در ماتریس اتصال تمام گره‌های بار، به جزء گره بار مورد مطالعه (قبلاً گره X) از شبکه حذف می‌شوند، چرا که ارزش قابل اطمینانی در پروسه ارزیابی ندارد. این تکنیک تعداد گره‌ها را به وسیلهٔ L-۱، جایی که L کل بارها در سیستم است، کاهش می-دهد.

۲) بخش‌های سری و موازی R_2: در مرحله دوم تمام بخش‌های سری و موازی یا اجزاء در سیستم با هم ادغام می‌شوند. یک گره و یک بخش زمانیکه دو جزء سری با هم ترکیب می‌شوند، حذف می‌شوند. ترکیب موازی روی تعداد گره در سیستم تأثیری نخواهد داشت اما تعداد بخش‌ها را به وسیله یکی از آنها کاهش خواهد داد.

۳) بخش‌های نامربوط R_3: مرحله سوم مرحله‌ای است که در آن بخش‌های نامربوط از روی مدل حذف می‌شوند. بخش‌های نامربوط می‌توانند به عنوان بخش‌هایی که هیچ گره‌ای را با مسیری احتمالی بین منبع و بار مورد مطالعه به اشتراک نمی‌گذارند تعریف بشوند. تنها نقطه‌ای که در آن بخش نامربوط به مسیری ممکن متصل می‌شود، باس منبع است که ۱۰۰درصد قابل اطمینان است.

۴) بخش‌های نقاط بار نامربوط R_4: آخرین مرحله کاهشی زمانی است که تمام خطوط و اجزاء متصل شده به تمام مسیرهای ممکن به بارهای نامربوط از روی ماتریس اتصال حذف می‌شوند.

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

۵) حداکثر خرابی‌های همزمان T_1: با فرض اینکه هر جزء در سیستم دو حالت عملیاتی دارد، چه بالا و پایین تعداد کل حالت‌ها 2^n خواهد بود که n تعداد اجزاء در سیستم است.

از آنجایی که فضای حالت می‌تواند به شدت عظیم باشد و تعداد زیادی اجزاء داشته باشد، یک روش ساده و خلاصه شده می‌تواند برای کاهش تعداد حالت‌ها مورد استفاده قرار بگیرد، این کار بوسیله تعداد حداکثر خرابی‌ها در سیستم انجام می‌شود.

خلاصه کردن به معنی حذف حالت‌هایی است که بیشتر از یک تعداد از پیش تعیین شده از خرابی همزمان دارد.

۳-۶- مرحله رمزگذاری عدد اول

در رمزگذاری عدد اول برای ارزیابی قابلیت اطمینان توزیع، اعداد اول برای رمزگذاری خطوط متعلق به شبکه توزیع ثانویه مورد استفاده قرار می‌گیرند تا کوچکترین مجموعه‌های اتصال و قطعی را پیدا کنند. در این قسمت تمام خطوط در سیستم را با استفاده از اعداد اول رمزگذاری می‌کنیم. مرحله بعدی اختصاص دادن یک عدد شناسایی (ID)[۲۴] برای هر ترکیب خط ممکن برای تمام مجموعه‌های اتصال و قطعی است. IDها محصول اعداد اول برای تمام خطوط در ترکیبات ممکن هستند. مزیت اصلی استفاده از اعداد اول برای رمزگذاری هرگونه ترکیب ممکن و یا مجموعه این است که ID برای هر مجموعه از خطوط منحصر به فرد است. هر ID می‌تواند به راحتی رمزگشایی شود تا تعداد خط را به وسیلهٔ فاکتورگیری ID و بازگرداندن هر عدد اول به عدد اجزاء متناظر آن ذخیره‌سازی کند.

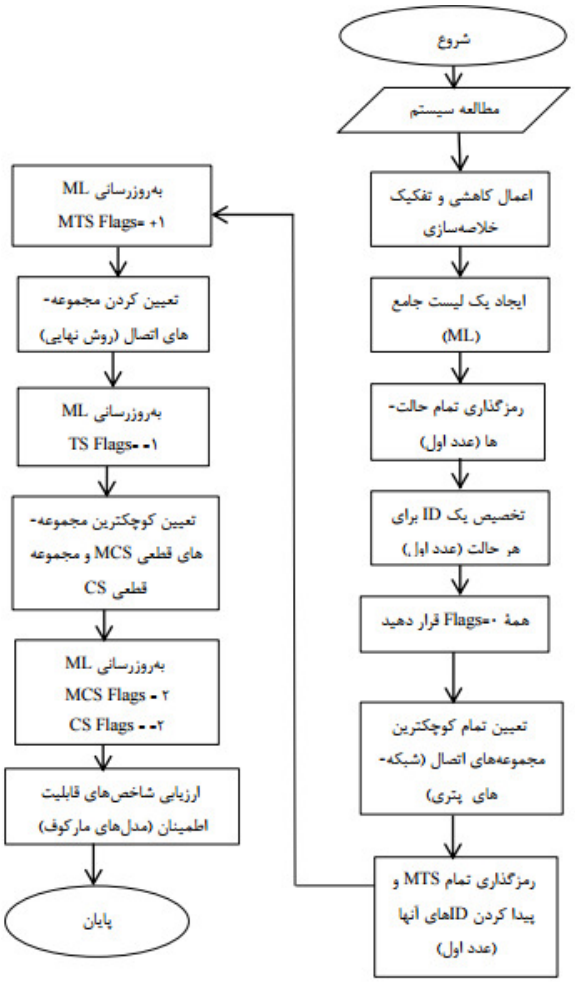
۳-۷- مرحله شبکه‌های پتری

در این مرحله مفهوم شبکه‌های پتری برای یافتن MTSها مورد استفاده قرار می‌گیرد. تمام MTSها می‌توانند با استفاده از این تکنیک پیدا شوند سپس این مجموعه‌ها برای شناخت و تشخیص TSها از روی عمومیت حالت‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. برای تعیین MTSها، پیدا کردن انتقالات (تغییرات) داده شده گراف که از طریق آن یک نمونه در یک گره مقصد از روی یک نمونه در یک مکان مبدأ قابل دستیابی است، ضروری به نظر می‌رسد. این امر می‌تواند از طریق حل نمایش فضای حالت متعلق به شبکه‌های پتری انجام شود. ۱- ماتریس A^T (ماتریس اتصال)[۲۵] و ماتریس M (بردار ورودی – خروجی) را پیدا کنید. ۲- تمام ستون‌های A^T را با M مقایسه کنید. اگر ستونی با M برابر بود یک مسیر بهینه طول آن یک است (L = ۱). ۳- مقدار L را یکی اضافه کنید. ۴- تمام ترکیبات L احتمالی را برای ستون‌های A^T پیدا کنید. ۵- با اضافه کردن وضعیت (مد) ۲، ستون‌های L به هر ترکیب اضافه کنید. اگر افزایش برابر با M بود، شاخص‌های متناظر با این ستون‌ها یک مسیر حداقل موفقی از طول L را نشان می‌دهند. ۶- مرحله ۳ و ۵ را تکرار کنید تا اینکه L برابر با N-۱ بشود که در آن N تعداد کل ستون‌ها در A^T است (یا تعداد کل خطوط در سیستم است).

۳-۸- مرحله مدل مارکوف و الگوریتم EMCS

بعد از دسته‌بندی تمام حالت ها به عنوان TSها و یا CSها، ماتریس های انتقال و ضریب مارکوف با استفاده از نرخ‌های تغییر بین تمام حالت‌ها شکل می‌گیرند. TS و CSها برای دسته‌بندی حالت‌ها با عنوان بالا و پایین مورد استفاده قرار می‌گیرند. سپس A، u، f متعلق به سیستم همان طور که در شکل (۱) نشان داده شده است محاسبه می‌شوند. شاخص‌های مربوط به نقاط بار و سیستم قابلیت اطمینان، ابزار مفیدی برای ارزشیابی عملکرد قابلیت اطمینان گذشته و آینده هستند.

برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه ثانویه آینده فلوچارت کلی برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه با استفاده از الگوریتم EMCS در شکل (۳) نشان داده شده است [۷].



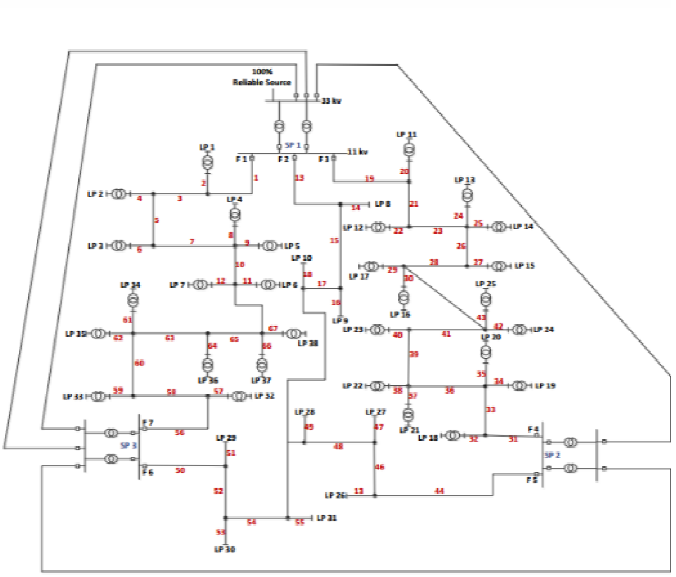
شکل (۳): فلوچارت برای الگوریتم EMCS (مجموعه قطعی رمزگذاری شده مارکوف) [۷]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

۴- مطالعه موردی و نتایج شبیه‌سازی

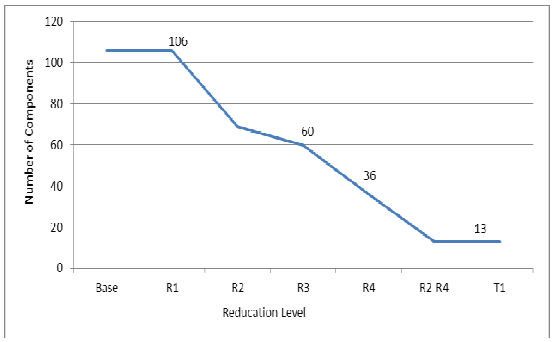
RBTS (سیستم تست روی‌بیلینتون) ۵ شین بار دارد (شین ۲ تا ۶) دو تا از این شین‌ها (شین ۴ و شین ۲) انتخاب شدند و شبکه توزیع برای هر کدام طراحی شد [۱۱]. در این مقاله مطالعه موردی شین ۴ سیستم تست روی‌بیلینتون است. که در شکل (۴) نشان داده شده است و یک شبکه حلقوی است. این شبکه دارای دو سطح ولتاژ ۱۱ کیلوولت و ۳۳کیلوولت است و ۳۸ نقطه تأمین بار و همچنین دارای ۷ تغذیه‌کننده می‌باشد. RBTS به عنوان یک منبع برای بسیاری از مطالعات مربوط به قابلیت اطمینان و تکنیک‌های ارزیابی در متون چاپ شده مورد استفاده قرار گرفته است. مزیت RBTS در دسترس بودن داده‌های واقعی مربوط به قابلیت اطمینان برای تمام تجهیزات است. مزیت دیگر آن اندازه قابل مدیریت این سیستم است که آن را برای انجام محاسبهٔ دستی برای هر مدل قابلیت اطمینان یا تکنیک مورد استفاده برای ارزیابی شاخص‌های قابلیت اطمینان آسان‌تر می‌کند.



شکل (۴): دیاگرام تک خطی شین ۴ RBTS [۹]

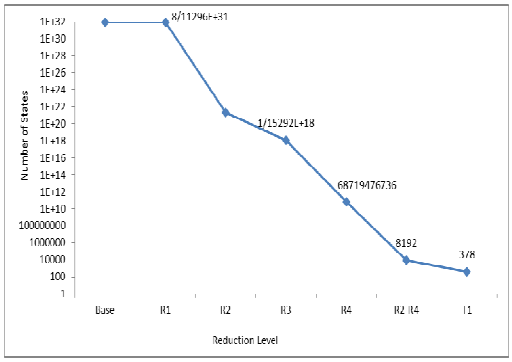
در این بخش محاسبات قابلیت اطمینان شبکه صورت می‌گیرد. با توجه به اینکه ابعاد شبکه نسبتاً بزرگ است، مدت زمان زیادی برای تحلیل شبکه نیاز است. لذا برای تحلیل شبکه، ابتدا تا حد امکان شبکه ساده‌تر می‌شود. البته کاستن از ابعاد شبکه موجب کمتر شدن دقت محاسبات نمی‌شود. شبکه مورد نظر دارای ۳۸ نقطه بار و ۷۱ سکشن (۶۷ سکشن ۱۱ کیلوولت و ۴ سکشن ۳۳ کیلوولت) و ۳ جفت ترانسفورماتور موازی قدرت (۳۳/۱۱) می‌باشد. برای مثال اگر نقطه بار شماره ۱ برای مطالعات در نظر گرفته شود، ابتدا نقاط باری که در خاموشی این بار تاثیر ندارند حذف می‌شوند. (البته از تجهیزات در شبکه پس از بررسی و با توجه به ۱۰۰درصد قابل اطمینان بودن ترانسفورماتورهای انتقال توان ، ۳ جفت ترانسفورماتور موازی (۳۳/۱۱) در نظر گرفته نمی‌شوند) حال از این ۱۰۶ تجهیز در اولین مرحله ۳۷ نقطه بار حذف می‌شود و تعداد تجهیزات ۶۹ عدد می‌شود. در مرحله بعد تعداد تجهیزاتی که قابل سری یا موازی کردن هستند معادل‌سازی می‌شوند. برای مثال سکشن‌های ۴۸ و۴۹ و برخی از سکشن‌های دیگر قابل سری کردن هستند لذا می‌توان آنها را کاهش داد.

در این مرحله تعداد تجهیزات شبکه به ۶۰ عدد می‌رسد. در مرحله بعد مسیرهایی که در خاموشی بار شماره ۱ تأثیر ندارند حذف می‌شود. در این مرحله تعداد تجهیزات به ۳۶ عدد می‌رسد. مسیرهایی که در خاموشی بار شماره ۱ تاثیر ندارد، شامل خطوطی است که با قطع آنها بار شماره ۱ خاموش نمی‌شود. این خطوط در مسیر اصلی تغذیه بار قرار ندارند. در آخرین مرحله سایر مسیرهایی که در تغذیه بار شماره ۱ تأثیر ندارند حذف می‌شود. در مجموع ۱۳ تجهیز باقی می‌ماند. شکل (۵) میزان کاهش تجهیزات را در هر مرحله نشان می‌دهد.



شکل (۵): تعداد تجهیزات موجود در مدل‌سازی برای بار شماره ۱ پس از هر مرحله کاهشی

با توجه به اینکه هر تجهیز می‌تواند دو حالت در مدار یا خارج از مدار را داشته باشد، لذا تعداد کل حالات شبکه 2^n می‌باشد که n تعداد تجهیزات را نشان می‌دهد. شکل (۶) تعداد حالات شبکه را در هر مرحله کاهشی نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که با کاهش تعداد تجهیزات شبکه تعداد حالات مسئله به شدت کاهش می‌یابد و لذا بهتر می‌توان مسئله را مدل‌سازی کرد.



شکل (۶): تعداد حالات شبکه در هر مرحله کاهشی برای بار شماره ۱

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

جدول (۱) به طور نمونه نحوه رمزگذاری را برای نقطه بار ۱ با ۱۳ تجهیز در این قسمت نشان می‌دهد.

جدول (۱): رمزگذاری اعداد اول برای LP۱

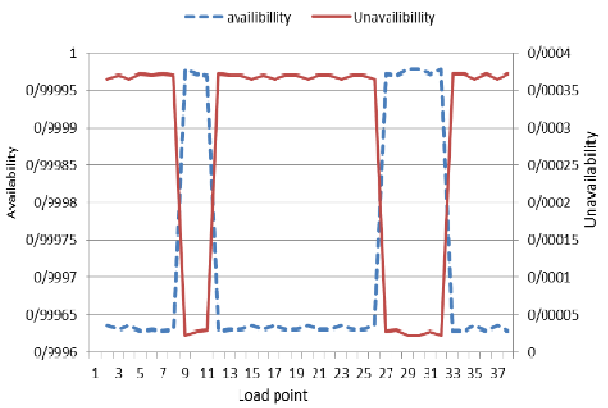
	گروه ۱					گروه ۲					گروه ۳		
بخش	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳
اعداد اول	۲	۳	۵	۷	۱۱	۲	۳	۵	۷	۱۱	۲	۳	۵
ID	۲۳۱۰					۲۳۱۰					۳۰		

جدول (۲) نتیجه محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه را در حالت پایه نشان می‌دهد. در واقع قبل از این که در زمان تعمیرات و یا نرخ خرابی تجهیزات بهبودی انجام شود این شاخص ها بدست آمده اند. برای این کار از روابط ریاضی بیان شده در قسمت‌های قبل استفاده می‌شود.

جدول (۲): شاخص‌های شبکه در حالت پایه

SAIFI (f/c.y)	SAIDI (h/c.y)	CAIDI (h/f)	ASAI	ASUI	ENS (MWh/y)
۰/۰۶۱۵۵۱	۳/۲۲۶۱۲۷	۵۲/۴۱۴۰۸۵	۰/۹۹۹۶۳۲	۰/۰۰۰۳۶۸	۰/۳۴۹۲۴۰

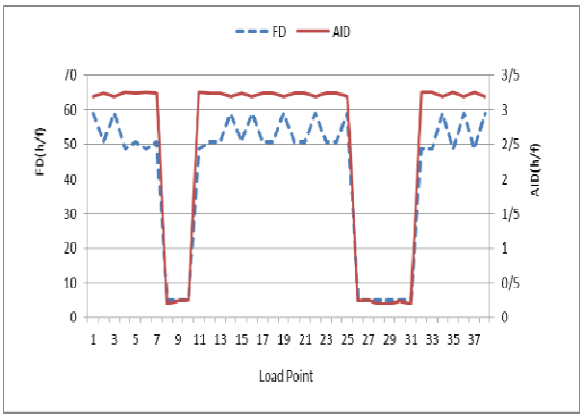
شکل (۷) میزان دسترس‌پذیری و دسترس‌ناپذیری نقاط بار شبکه را نشان می‌دهد. . همانطور که در شکل (۷) مشاهده می‌شود دسترس-پذیری برای نقاط بار ۸ تا ۱۰ و ۲۶ تا ۳۱ به دلیل عدم حضور ترانسفورماتورها در این اتصالات بارها بالاتر است.



شکل (۷): میزان دسترس‌پذیری و دسترس‌ناپذیری نقاط بار

شکل (۸) میزان مدت زمان خرابی هر نقطه بار و میانگین مدت زمان خاموشی در طول سال را نشان می‌دهد.

مدت زمان خرابی هر بار در طول سال نشان می‌دهد چند ساعت در سال یک بار خاموش می‌شود. همچنین میانگین زمان خاموشی نشان می‌دهد بعد از بروز هر خطا، هر نقطه بار به طور متوسط چند ساعت خاموش می‌شود. هر چه مدت زمان کل خرابی و میانگین مدت زمان خاموشی کمتر باشد نشان‌دهنده قابل اطمینان بودن شبکه است. همانطور که در شکل (۸) مشاهده می‌شود کاهش در مقدار استمرار در بارهای ۸ تا ۱۰ و ۲۶ تا ۳۱ به دلیل عدم حضور ترانسفورماتورها است. مشتریها در این نقاط بار نیروگاه‌های صنعتی کوچک هستند که به طور مستقیم به سمت ۱۱ کیلوولت متصل شده‌اند.



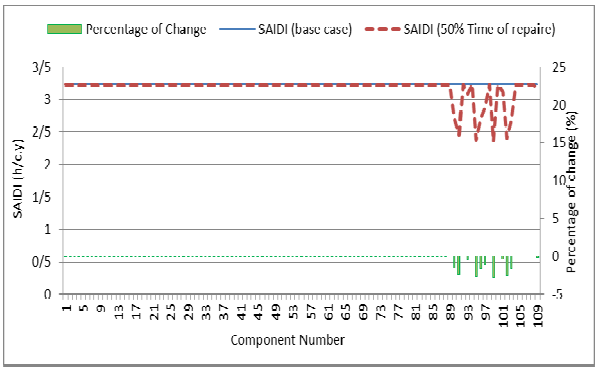
شکل (۸): مدت زمان خرابی نقاط بار و متوسط زمان خاموشی در طول سال

۴-۲- محاسبه قابلیت اطمینان با تغییر پارامترهای شبکه

در این بخش قابلیت اطمینان شبکه با تغییر پارامترهای شبکه بررسی می‌شود. هدف اصلی از این بخش بررسی میزان تأثیر بهبود در تجهیزات شبکه بر میزان بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه است. به عبارت دیگر فرض می‌شود بتوان با سازوکاری (مثل سیستم-های کنترلی و هوشمند) در شبکه مدت زمان تعمیرات تجهیزات شبکه را در صورت خرابی کاهش داد. شکل (۹) شاخص SAIDI را در این حالت در مقایسه با حالت پایه نشان می‌دهد. (در واقع بزرگترین تأثیر روی SAIDI زمانی رخ می‌دهد که زمان تعمیر روی ترانسفورماتورها کاهش یابد زمان تعمیر می‌تواند با کاهش زمان واکنش گروه حفظ و نگهداری برای تعمیر ترانسفورماتورها بهبود بیابد این امر می‌تواند با مدیریت گروه‌ها و زمان جابجایی برای رسیدن به محل خرابی به دست بیاید).

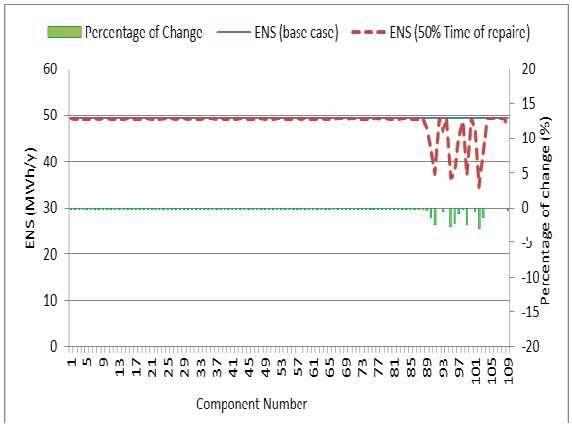
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]



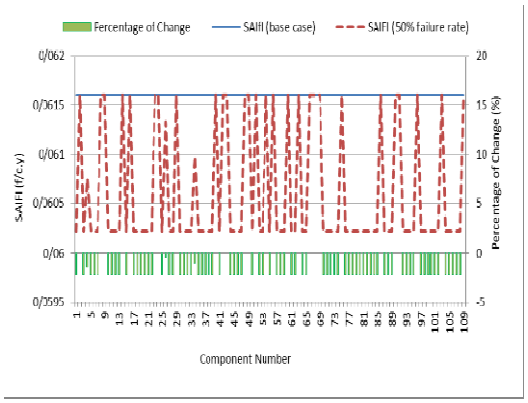
شکل (۹): میزان شاخص SAIDI با بهبود زمان تعمیرات شبکه

همان‌طور که در شکل (۱۰) مشخص است، درواقع کاهش زمان تعمیرات شبکه نسبت مستقیم در کاهش انرژی تأمین نشده دارد. خطوط و تجهیزات ابتدایی شبکه به دلیل اینکه بارهای زیادی را تأمین می‌کنند نقش بیشتری در این زمینه دارند.



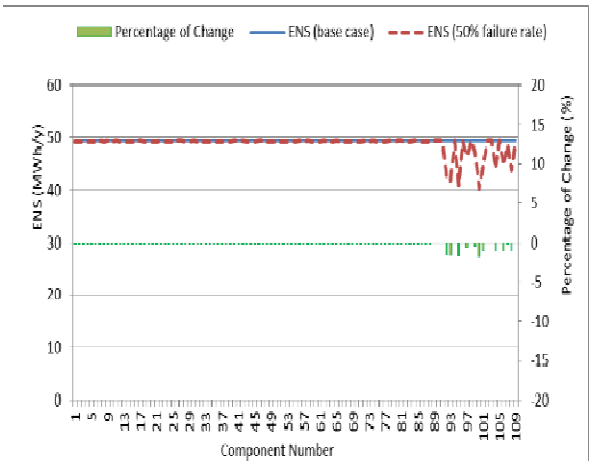
شکل (۱۰): میزان شاخص ENS با بهبود زمان تعمیرات شبکه

برای بالا بردن قابلیت اطمینان شبکه می‌توان در شبکه بهبود انجام داد. دو عامل مهم در بهبود قابلیت اطمینان شبکه تأثیر دارند. اولین عامل کاهش زمان تعمیرات شبکه است که این امر نشان می‌دهد هر چه مدت زمان تعمیرات شبکه کمتر شود می‌توان گفت شبکه قابلیت اطمینان بیشتری دارد. همچنین هرچه تجهیزات شبکه نوسازی شوند یا نرخ خرابی تجهیزات کمتر شود، موجب بالا رفتن قابلیت اطمینان شبکه می‌شود. حال فرض می‌شود بتوان در نرخ خرابی تجهیزات بهبود۵۰درصد ایجاد کرد. به عبارت دیگر بتوان با تعویض و بازسازی برخی تجهیزات، نرخ خرابی آن‌ها را کاهش داد. این امر می‌تواند با نظارت و افزایش حفظ و نگهداری پیشگیرانه و جایگزینی تجهیزات محقق شود.



شکل (۱۱): میزان شاخص SAIFI با بهبود نرخ خرابی تجهیزات

شکل (۱۲) شاخص ENS را در این حالت نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود این شکل نیز همانند ENS در بخش قبل است. البته میزان تأثیر تجهیزات متفاوت است. نکته مهم این است که برای تصمیم‌گیری در مورد تأثیر هر یک از پارامترهای شبکه، باید از شاخصی استفاده کرد که هم مدت زمان تعمیرات و هم نرخ خرابی تجهیزات در آن موثر باشد. شاخص ENS به دلیل اینکه از حاصل‌ضرب مدت زمان تعمیرات در نرخ خرابی به دست می‌آید می‌تواند شاخص مناسبی در این بخش باشد. مقایسه نتایج بخش قبل نیز این موضوع را مشخص می‌کند.



شکل (۱۲): میزان شاخص ENS با بهبود نرخ خرابی تجهیزات

۴-۳- تغییر اطلاعات خروج تجهیزات

با توجه به اینکه مطالعات قابلیت اطمینان تا حد زیادی به میزان نرخ خروج تجهیزات بستگی دارد، لذا محاسبه دقیق نرخ خروج تجهیزات می‌تواند بسیار مهم باشد. در این قسمت نرخ خرابی تجهیزات شبکه مطابق با حالت‌های زیر تغییر می‌کند.

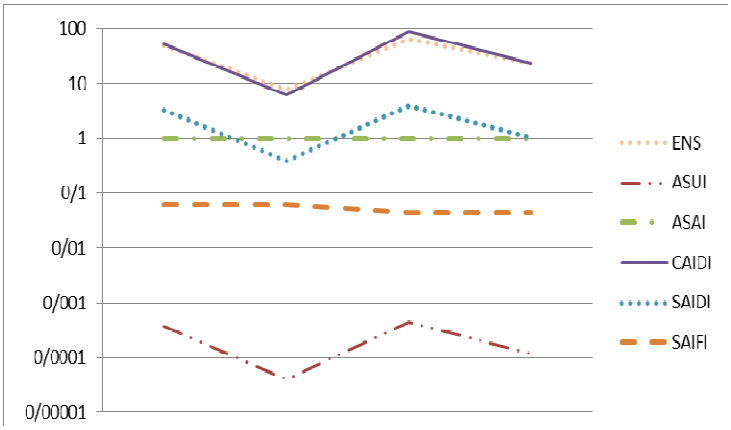
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

جدول (۳): حالت‌های مختلف برای فیدرهای اصلی و ترانسفورماتورها [۷]

	تغذیه‌کننده‌های ۱۱KV			ترانسفورماتورها ۱۱/۰/۴۱۵ KV		
	نوع فیدر	نرخ خرابی (f/y.km)	زمان تعمیر (h)	روش بازیابی ترانسفورماتورها	نرخ خرابی (f/y)	زمان بازیابی (h)
حالت ۱	خطوط هوایی	۰/۰۶۵	۵	تعمیر	۰/۰۱۵	۲۰۰
حالت ۲	خطوط هوایی	۰/۰۶۵	۵	جایگزینی	۰/۰۱۵	۱۰
حالت ۳	کابل‌های زیرزمینی	۰/۰۴	۳۰	تعمیر	۰/۰۱۵	۲۰۰
حالت ۴	کابل‌های زیرزمینی	۰/۰۴	۳۰	جایگزینی	۰/۰۱۵	۱۰

مسئله مورد نظر در حالت‌های یاد شده تحلیل شده و نتیجه نهایی بدست می‌آید. شکل (۱۳) پارامترهای قابلیت اطمینان شبکه را در حالت‌های بررسی شده نشان می‌دهند. مشاهده می‌شود که در حالت دوم با کاهش زمان جایگزینی ترانسفورماتور از ۲۰۰ ساعت به ۱۰ ساعت بهبود زیادی بر میزان قابلیت اطمینان شبکه دارد. از طرفی در حالت سوم با بالا رفتن میزان زمان تعمیرات خطوط از ۵ ساعت به ۳۰ ساعت، قابلیت اطمینان شبکه کاهش می‌یابد. این امر نشان می‌دهد هم زمان تعمیرات و هم نرخ خرابی در شاخص‌های بدست آمده تأثیر دارند.



شکل (۱۳): شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم برای حالت‌های مختلف در جدول(۳)

۵- نتیجه‌گیری

امروزه میزان تقاضا و همچنین نیاز به داشتن سیستم پایدار با قابلیت اطمینان بالا افزایش داشته است، به همین منظور مطالعات قابلیت اطمینان در شبکه‌های توزیع در چند سال اخیر بسیار مورد توجه قرار گرفته شده است. در این مقاله روش آنالیزی قابلیت اطمینان ارائه شده است و برای ارزش‌یابی سیستم‌های توزیع که شامل شبکه‌های حلقوی می‌شوند توضیح داده شده است. محاسبه قابلیت اطمینان در مرحله طراحی و به صورت آف‌لاین انجام می‌شود با این حال به خاطر طبیعت ترکیبی، محاسبه زمان فاکتور مهمی است. دو بحث مهم برای اتوماتیکی کردن محاسبه قابلیت اطمینان مورد استفاده قرار می‌گیرند، شبکه‌های پتری و رمزگذاری اعداد اول اینها اجزای اصلی الگوریتم EMCS هستند. استفاده از مفهوم شبکه هوشمند خوددرمان (خوددرمانی در سطح تجهیزات) در شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی علاوه بر دارا بودن مزایای زیاد موجب بهبود قابل ملاحظه ای از شاخص‌های قابلیت اطمینان، شاخص‌های مربوط به مصرف‌کننده و بار می‌شوند. مطالعه موردی در این مقاله شین ۴ سیستم تست روی-بیلینتون بود که نتایج مطالعات در حالت‌های مختلف نشان می‌دهد که در صورتی تغییرات در پارامترهای قابلیت اطمینان تجهیزات شبکه صورت گیرد، می‌توان شاخص‌های مصرف‌کننده و بار را بهبود داد. البته مطالعات نشان می‌دهد که این تغییرات می‌تواند در کاهش زمان تعمیرات تجهیزات و یا در کاهش نرخ خرابی تجهیزات (به وسیله جایگزینی تجهیزات فرسوده مثل ترانسفورماتورها) باشد و در هر یک از این حالت‌ها نتایج متفاوتی دارد. همچنین مطالعات در این بخش نشان می‌دهد که تجهیزاتی که در ابتدای فیدر و در شاخه اصلی قرار دارند بسیار در قابلیت اطمینان شبکه مؤثر هستند بهتر است برای بهبود قابلیت اطمینان این تجهیزات را تقویت کرد، این تجهیزات شامل ترانسفورماتورها و یا دیگر تجهیزات می‌باشد که در صورت پیرشدگی این تجهیزات و بالا رفتن خطا روی این تجهیزات کیفیت برق‌رسانی پایین می‌آید و دیگر نمی‌توان با این تجهیزات کار کرد و با تعمیرات سریع یا جایگزینی تجهیزات جدید به جای تجهیزات فرسوده می‌توان کیفیت برق‌رسانی را بالا برد.

رزومه

فرشته میرزائیان دزفولی در اندیمشک متولد شده است. تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی پیوسته مهندسی برق-الکترونیک از دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول (۱۳۸۸)، کارشناسی ارشد مهندسی برق- قدرت از دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول (۱۳۹۴) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقمندی ایشان در زمینه قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت، شبکه هوشمند، و بهره-برداری از سیستم‌های قدرت می‌باشد.

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

افشین لشکرآرا در سال (۱۳۵۲) در تهران متولد شد. مدارک کارشناسی، کارشناسی ارشد و دکترای خود را در سالهای (۱۳۷۴)، (۱۳۸۰) و (۱۳۸۹) بترتیب از دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول، دانشگاه مازندران و دانشگاه علم و صنعت ایران در رشته مهندسی برق- قدرت اخذ نموده است. ایشان هم اکنون عضو ارشد انجمن مهندسی برق و الکترونیک امریکا (IEEE Senior Member) و از سال (۱۳۸۰) تاکنون عضو هیأت علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول می‌باشند. زمینه تحقیقاتی ایشان مطالعات استاتیکی و دینامیکی سیستم‌های قدرت، پایداری و کنترل و ادوات FACTS می‌باشد.

مصطفی سرلک در سال (۱۳۶۰) در اندیمشک متولد شده است. تحصیلات دکترای مهندسی برق- قدرت در دانشگاه علم و صنعت ایران (۱۳۸۹) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقمندی ایشان در زمینه حفاظت سیستم قدرت و حالت گذرا می‌باشد. و در حال حاظر عضو هیأت علمی دانشگاه صنعتی جندی شاپور دزفول می‌باشد.

مراجع

[۱] ارکی لکروی و ادوارد هومز، طراحی شبکه‌های توزیع، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۹۱.

[۲] مجید نیری‌پور، محمدمهدی قنبریان، محمدمهدی منصوری،"بررسی عوامل موثر در بکارگیری از شبکه‌های هوشمند"، مجله علمی – تخصصی سیستم‌های قدرت الکتریکی، سال اول – شماره اول – تابستان ۹۱

[۳] افشین لشکرآرا " درسنامه مباحث ویژه در سیستم‌های قدرت شبکه هوشمند-خوددرمانی " دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول.

[۴] روی‌بیلینتون و رونالد آلن، ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های مهندسی مفاهیم و روش‌ها، انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی‌تکنیک تهران)، بهار۱۳۹۳.

[۵] روی‌بیلینتون - رونالد ان آلن، ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت، انتشارات جهاد دانشگاهی، ۱۳۹۳

[۶] وحید قنبری – وحید تلاوت " جایابی بهینه فیوز و ریکلوزر به منظور بهبود قابلیت اطمینان در شبکه توزیع"، بیستمین کنفرانس توزیع برق، اردیبهشت ۱۳۹۴، زاهدان، ایران.

[7] Mohammad Al-Muhaini, and Gerald T. Heydt, "*A Novel Method for Evaluating Future Power Distribution System Reliability*", IEEE Transaction on Power System, Vol. 28, No. 3, pp. 3018-3027, August 2013

[8] Per Goncalves Da Silva, Dejan Ilić, and Stamatis Karnouskos, "*The Impact of Smart Grid Prosumer Grouping on Forecasting Accuracy and Its Benefits for Local Electricity Market Trading*", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 5, No. 1, pp. 402-410, January 2014.

[9] Mohammad Almuhaini, An Innovative Method for Evaluating Power Distribution System Reliability, Degree

Doctor of Philsophy Thesis, Arizono State University, December 2012.

[10] Mohammad Al-Muhaini, Gerald T. Heydt, "*Minimal Cut Sets, Petri Nets, and Prime Number Encoding in Distribution System Reliability Evaluation*", Transmisson and Distridution Conference and Exposition (T&D), 7-10 May 2012, Ornaldo, fl.

[11] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, K. S. So , "*A Relibility Test System For Education Purposes Basic Distrbution System Data and Results*", IEEE Transaction on Power System, Vol. 6, No. 2, pp. 813-820, May 1991.

زیرنویس‌ها

[12] Duncan S. Callaway, "*Sequential Reliability Forecasting for Wind Energy: Temperature Dependence and Probability Distributions*", IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 25, No. 2, pp. 577-585, June 2010.

[13] Sheng-Yi Su, Chan-Nan Lu, Rung-Fang Chang, and Guillermo Gutiérrez-Alcaraz, "*Distributed Generation Interconnection Planning: A Wind Power Case Study*", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 2, No. 1, pp. 181-189, March 2011.

[14] Armando M. Leite da Silva, Luiz C. Nascimento, Mauro Augusto da Rosa, Diego Issicaba, and João A. Peças Lopes, "*Distributed Energy Resources Impact on Distribution System Reliability Under Load Transfer Restrictions*", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol.3, No.4, pp. 2048-2055, December 2012.

[15] Hilary E. Brown, Siddharth Suryanarayanan, Sudarshan A. Natarajan, and Sanjay Rajopadhye, "*Improving Reliability of Islanded Distribution Systems With Distributed Renewable Energy Resources*", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 3, No. 4, pp. 2028-2038, December 2012.

۱. Roy Billinton Test System
۲. Energy not Supplied
۳. Distributed Generation
۴. Mine Time to Failure
۵. Mine Time to Repair
۶. Mine Time Between Failure
۷. Availability
۸. Unavailability

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]

[۹]. Average Interruption Frequency
[۱۰]. Average Interruption Duration
[۱۱]. Failure Duration
[۱۲]. System Average Interruption Frequency Index
[۱۳]. System Average Interruption Duration Index
[۱۴]. Customer Average Interruption Duration Index
[۱۵]. Average System Acquisition Index
[۱۶]. Average System Unavailability Index
[۱۷]. Encoded Markov Cut Set
[۱۸]. Minimal Tie Set
[۱۹]. Tie Set
[۲۰]. Minimal Cut Set
[۲۱]. Cut Set
[۲۲]. Reducation
[۲۳].Truncation
[۲۴].Identification
[۲۵].Connection Matrix

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 3-No. 1-spring & summer 2014

[DOR: 20.1001.1.23222468.1393.3.1.2.8]