

نوع مقاله: پژوهشی

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۳/۳۱

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۴/۳۱

## آنالیز حساسیت اثر پیرشدگی سیستم حفاظت در برابر صاعقه بر عملکرد عایقی پست‌های توزیع

معصومه خودسوز<sup>۱</sup>

<sup>۱</sup> استادیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه علم و فناوری مازندران، بهشهر، ایران

m.khodsouz@mazust.ac.ir

**چکیده:** عدم استقامت الکتریکی مناسب تجهیزات و شکست عایقی آنها در برابر اضافه‌ولتاژها یکی از دلایل مؤثر در خروج خط است. اضافه‌ولتاژهای ناشی از صاعقه، کلیدزنی و دیگر عوامل مخرب قابلیت خروج خط و یا خرابی پست‌ها را دارند. در این میان، تجهیزات متفاوتی به‌منظور بهبود امنیت، قابلیت اطمینان و کیفیت توان شبکه وجود دارد. یکی از تجهیزات حفاظت از سیستم عایقی به‌کاررفته در برابر اضافه‌ولتاژهای صاعقه و کلیدزنی، برقگیر است. در این مقاله، تأثیر برقگیر بر عملکرد سیستم عایقی پست‌های توزیع در وضعیت نرمال شبکه و همچنین در حالت گذرا به‌واسطه اضافه‌ولتاژهای ناشی از صاعقه مورد بررسی قرار گرفته است. نرخ خرابی برقگیر، کیفیت ساخت، تنش ولتاژ، دمای بهره‌برداری و نحوه چیدمان برقگیرها در پست به‌عنوان موارد تأثیرگذار بر عملکرد برقگیر در محاسبات لحاظ شده‌اند. اثر پیرشدگی برقگیر به‌عنوان یکی از مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار بر عملکرد برقگیر از دیگر پارامترهایی است که در پژوهش انجام‌شده مورد توجه قرار گرفته است. نتایج حاصل از مدل‌سازی نشان‌دهنده تأثیر بسزای پارامتر پیرشدگی برقگیر در ارزیابی احتمالی عملکرد سیستم حفاظت عایقی در برابر صاعقه است.

**واژه‌های کلیدی:** پست‌های سیستم توزیع، پیرشدگی، سیستم حفاظت عایقی در برابر صاعقه، برقگیر.

## ۱. مقدمه

وظیفه اصلی شبکه قدرت، تأمین برق مورد نیاز مشترکین با هزینه معقول و درجه قابلیت اطمینان مناسب است. از آنجا که بین هزینه و قابلیت اطمینان رابطه مستقیم وجود دارد، پروسه بهینه‌سازی توسط بهره‌بردار شبکه قدرت به‌منظور یافتن نقطه بهینه اجرا می‌گردد. در این میان پست‌های فشارقوی، نقشی مهم در تأمین انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان ایفا می‌کنند. بر این اساس، تمهیدات ویژه‌ای برای تضمین قابلیت اطمینان و دسترس‌پذیری پست‌های فشارقوی در مدت‌زمان بهره‌برداری آن‌ها لازم است صورت گیرد. در سال‌های اخیر، رشد تقاضای انرژی الکتریکی به همراه توسعه شبکه قدرت باعث شده است مسئله قابلیت اطمینان پست‌های فشارقوی مورد توجه قرار گیرد. در این خصوص ارزیابی کیفی قابلیت اطمینان پست برای برنامه‌ریزی سیستم و عملکرد تجهیزات پراهمیت است [۱].

خاموشی‌ها همواره از عوامل اصلی تهدید برای امنیت سیستم‌های قدرت هستند [۲]. پست‌ها به‌علت استقرار در محیط آزاد همواره در معرض اضافه‌ولتاژ صاعقه و نیز به‌سبب عملیات کلیدزنی در شبکه، در معرض اضافه‌ولتاژ کیدزنی هستند؛ این عوامل می‌تواند باعث اختلال در عملکرد پست‌ها، شکست و قطعی بخشی از سیستم قدرت شود. در این بین، اضافه‌ولتاژ ناشی از برخورد صاعقه برای تجهیزات می‌تواند بسیار خطرناک باشد، به‌طوری که ممکن است موجب آسیب فیزیکی تجهیزات پست شود [۳].

معمولاً سیستم‌های حفاظتی صاعقه برای حفاظت تجهیزات پست در برابر اضافه‌ولتاژهای ناشی از صاعقه، در پست‌های فشارقوی و پست‌های توزیع، به‌ویژه بر روی خطوط هوایی ورودی و خروجی پست، ترانسفورماتورهای واقع در پست‌ها و نقطه خنثای آن‌ها تعبیه می‌شود. در این سیستم‌ها، از برقگیرهای اکسید روی به‌منظور حفاظت پست و تجهیزات آن در برابر اضافه‌ولتاژهای ناشی از ضربه صاعقه استفاده می‌شود [۴]. وظیفه اصلی مهندسان، انتخاب درستی از مجموعه برقگیرهاست، به‌نحوی که سطح حفاظتی مناسبی برای حفاظت تجهیزات و خطوط هوایی<sup>۱</sup> در برابر امواج ضربه صاعقه با هزینه معقول و درجه قابلیت اطمینان مناسب صورت پذیرد [۵]. راهکار اصلی برای رسیدن به هدف فوق، شناخت مشخصات فنی و عملکرد

برقگیرهای اکسید روی<sup>۲</sup> واقع در پست با تکیه بر داده‌های جمع‌آوری شده در مدت‌زمان بهره‌برداری پست‌های فشارقوی است [۶]. چنین راهکارهایی همواره قابلیت اطمینان بالا و مطمئن سیستم حفاظت عایقی در برابر صاعقه<sup>۳</sup> را تأمین نمی‌کند. بر مبنای تئوری قابلیت اطمینان [۷-۸]، اولین گام در تأمین قابلیت اطمینان بالای یک سیستم، استفاده از تجهیزات مطمئن و کاراست. در مرجع [۹-۱۰]، یک مدل ریاضی برای بررسی قابلیت اطمینان *IPSA* پست ارائه شده است. در این روش، قابلیت اطمینان برقگیرهای اکسید روی، ثابت فرض شده و شرایط بهره‌برداری و کیفیت ساخت نیز در روند بررسی قابلیت اطمینان *IPSA* لحاظ گردیده است. با وجود این، تأثیر پیرشدگی برقگیر<sup>۴</sup> در ارزیابی قابلیت اطمینان *IPSA* و تأثیرپذیری آن بر قابلیت اطمینان پست مورد بررسی و توجه قرار نگرفته است.

از آنجا که در گذر زمان، عامل پیرشدگی برقگیر تأثیر چشمگیری بر عملکرد آن دارد، توجه به آن در طول مدت‌زمان بهره‌برداری پست و بازدیدهای دوره‌ای، همواره باید مورد توجه قرار گیرد. در این مقاله، به‌منظور دستیابی به مدلی جامع از تأثیر عملکرد برقگیرها، اثر پیرشدگی برقگیر بر عملکرد سیستم حفاظت عایقی پست در حالت عملکرد نرمال و گذرای شبکه، مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین تأثیر نرخ خرابی برقگیر، کیفیت ساخت، تنش ولتاژ، دمای عملکرد برقگیر و جایگشت‌های سه نوع برقگیر مختلف در پست، از دیگر مواردی هستند که به آن‌ها پرداخته شده است. نتایج به‌دست‌آمده در حالت گذرای سیستم نشان می‌دهد که عوامل فوق نقشی مهم در کاهش عملکرد *IPSA* در مقایسه با وضعیت نرمال دارند. همچنین پارامتر پیرشدگی تأثیر بسزایی بر عملکرد سیستم حفاظتی به‌خصوص برای برقگیر با نرخ خطای بالا داشته که این امر تأکیدی بر اهمیت پایش وضعیت و تعمیرات پیشگیرانه برقگیرهای شبکه قدرت است.

## ۲. ارزیابی عملکرد *IPSA*

بر مبنای تئوری قابلیت اطمینان، پیرشدگی به‌عنوان حادثه‌ای تلقی می‌شود که منجر به افزایش نرخ خطای تجهیزات در گذر زمان گردد. بنا بر تعریف فوق، اگر میزان نرخ شکست تجهیز با گذر زمان و پیرشدگی تجهیز ثابت بماند، مطابق با تئوری قابلیت

2. Metal Oxide Surge Arrester (MOSA)

3. Insulation Protection System Against Lightning (IPSA)

4. Surge Arrester Aging

1. Over Head Line (OHL)

کیفیت ساخت برقگیر و اقلیم آب‌وهوایی است که مطابق رابطه (۳) بیان می‌شود.

$$\pi_{\varphi} = \pi_C \pi_Q \pi_E \quad (3)$$

که  $\pi_C$  ضریب وابسته به طراحی،  $\pi_Q$  ضریب وابسته به کیفیت ساخت برقگیر و  $\pi_E$  ضریب وابسته به اقلیم آب‌وهوایی در طی عملکرد برقگیر است. با توجه به ضرایب بیان‌شده، عملکرد احتمالی *IPSAL* با وجود  $m$  برقگیر متصل به ورودی و  $n$  برقگیر متصل به ترانسفورماتورهای واقع در پست و همچنین  $m$  برقگیر متصل به نقطه خنثی از رابطه (۴) محاسبه می‌شود.

$$P = e^{-\pi_{\varphi} t [3 \sum_{i=1}^n \lambda_{BVi} \cdot \pi_{TVi} \cdot \pi_{SVi} + 3 \sum_{j=1}^m \lambda_{BVij} \cdot \pi_{TVij} \cdot \pi_{SVij}]} \cdot e^{-\pi_{\varphi} t [\sum_{j=1}^m \lambda_{BVCj} \cdot \pi_{TVcj} \cdot \pi_{SVcj} + ((3n+4m)\lambda_G / \pi_{\varphi})]} = e^{-\lambda t} \cdot e^{-(3n+4m)\lambda_G t} \quad (4)$$

در این رابطه،  $\lambda_G$  نرخ خطای اتصال زمین است. رابطه (۴) برای سیستمی بدون پیرشدگی است. از آنجا که برقگیر تجهیزاتی است با قابلیت پیری، و پیرشدگی آن در گذر زمان می‌تواند نقش بسزایی در کاهش عملکرد حفاظتی آن ایفا کند، در مدل‌سازی قابلیت اطمینان سیستم *IPSAL* تأثیر پیرشدگی برقگیر به‌عنوان پارامتری مهم باید لحاظ شود. نرخ شکست سیستم با پیرشدگی رابطه‌نمایی داشته و با افزایش پیرشدگی افزایش می‌یابد [۱۱]. در این مقاله برای مدل‌سازی اثر پیرشدگی از رابطه (۵) استفاده شده است [۱۴-۱۵].

$$\mu(t) = e^{\alpha t} \times R \quad (5)$$

در این رابطه،  $R$  و  $\alpha$  اعدادی ثابت مثبت هستند. با توجه به روابط (۴) و (۵)، عملکرد *IPSAL* با لحاظ نمودن اثر پیرشدگی از رابطه (۶) قابل محاسبه خواهد بود.

$$P = e^{-\int \lambda + \mu(t) dt} \cdot e^{-(3n+4m)\lambda_G t} \quad (6)$$

### ۳. شبکه مورد مطالعه

در راستای بررسی عملکرد *IPSAL* پست با لحاظ کردن اثرات مخرب محیطی و پیرشدگی، شبکه نشان داده‌شده در شکل (۱) مورد مطالعه قرار گرفته است. با توجه به شکل (۱)، پست مورد مطالعه از نوع دوبل باس‌بار با کلید کوپلاژ است که دارای ۳ خط ورودی ۱۱۰ کیلوولت و دو ترانسفورماتور قدرت ۱۱۰/۲۰kV با ظرفیت نامی ۲۵MVA می‌باشد و از  $n$  و  $m$  گروه برقگیر تشکیل شده است که هر گروه به‌ترتیب به ورودی خطوط هوایی و دو سر

اطمینان هیچ نوع پیرشدگی برای آن تجهیز تعریف نمی‌شود [۱۱]. همان‌طور که ذکر شد، برای حفاظت تجهیزات سیستم‌های قدرت در برابر اضافه‌ولتاژها از وسایل حفاظتی محدودکننده مانند برقگیر استفاده می‌شود. یک برقگیر باید توانایی دفع انرژی موج اضافه‌ولتاژ گذرا را داشته و پس از حذف و عبور اضافه‌ولتاژ نیز بتواند به حالت کار عادی برگردد.

در وضعیت نرمال، جریان ناشی<sup>۱</sup> اندکی از برقگیر عبور می‌کند که متناسب با وضعیت کاری برقگیر است. این در حالی است که در طی مدت‌زمان بهره‌برداری، عواملی مخرب همچون پیرشدگی قرص و پیرشدگی محفظه برقگیرهای سلیکونی می‌توانند باعث تغییر جریان ناشی برقگیر و اختلال در عملکرد آن بشوند [۱۲-۱۳]. بنابراین در سنجش عملکرد *IPSAL* و آنالیز حساسیت آن، علاوه بر پارامترهایی از قبیل دما، دامنه ولتاژ عملی، کیفیت ساخت برقگیر و اقلیم آب‌وهوایی، پارامتر مهم و تأثیرگذار پیرشدگی برقگیر باید مورد توجه و سنجش قرار گیرد.

برقگیرها و سیستم زمین از تجهیزات اصلی و مهم *IPSAL* به شمار می‌آیند که نحوه قرارگیری و عملکرد هر یک از آن‌ها در پست، قابلیت اطمینان *IPSAL* را مشخص می‌کند. در راستای مطالعات تأثیرپذیری برقگیر بر عملکرد درست پست توزیع، نرخ خرابی دیگر تجهیزات به‌کاررفته در پست، صفر در نظر گرفته شده است. بنابراین احتمال عملکرد درست *IPSAL* در یک زمان مشخص از رابطه (۱) محاسبه می‌شود.

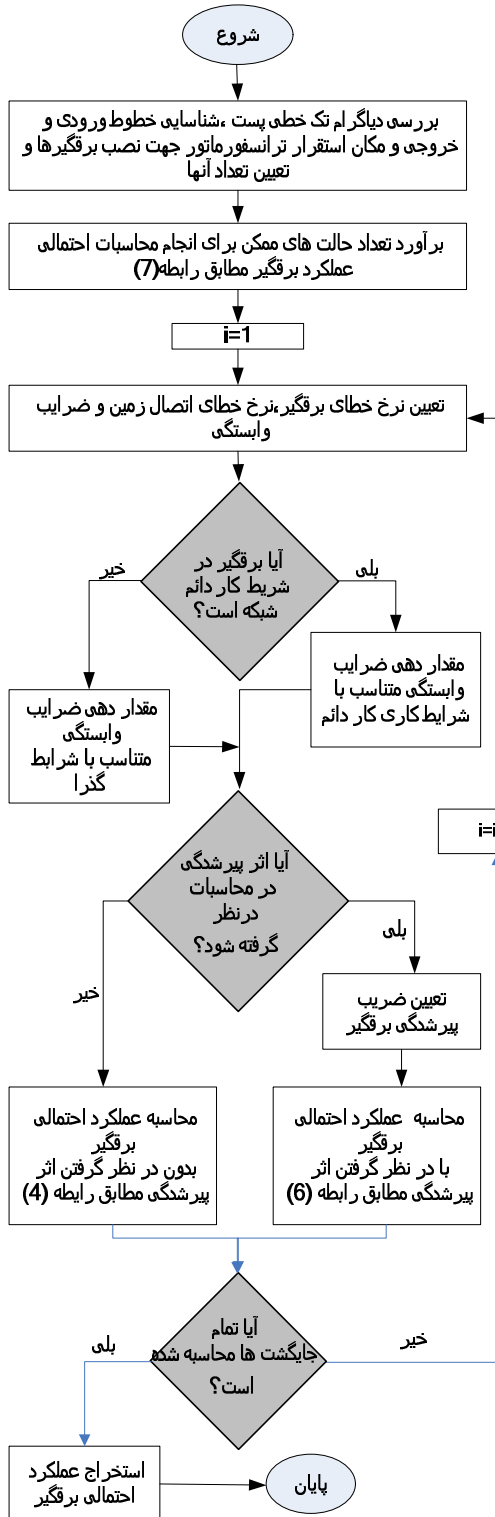
$$P = \prod_{i=1}^n P_{VGi} \cdot \prod_{j=1}^m P_{VGTj} \cdot P_{VTj} \quad (1)$$

که  $P_{VGi}$  احتمال عملکرد درست گروه برقگیر متصل به ورودی پست،  $P_{VGTj}$  احتمال عملکرد درست گروه برقگیر متصل به ترانسفورماتور و  $P_{VTj}$  احتمال عملکرد درست گروه برقگیر متصل به نقطه خنثای ترانسفورماتور و نقطه زمین پست است. برای دستیابی به مدل ریاضی احتمالی *IPSAL*، نرخ شکست برقگیر مستقل از زمان در نظر گرفته شده و اثر کیفیت ساخت و نحوه بهره‌برداری برقگیر نیز در نرخ شکست آن مطابق رابطه (۲) لحاظ شده است.

$$\lambda_{Vi} = \lambda_B \cdot \pi_T \cdot \pi_S \cdot \pi_{\varphi} \quad (2)$$

که  $\lambda_B$  نرخ خطای اولیه برقگیر،  $\pi_T$  ضریب وابسته به دما،  $\pi_S$  ضریب وابسته به ولتاژ کاری برقگیر،  $\pi_{\varphi}$  ضریب وابسته به طراحی،

برقگیر، نرخ خطای اتصال زمین و ضریب پیرشدگی برقگیر با توجه به وضعیت عملکرد برقگیر در حالت نرمال شبکه و گذرا مقداردهی گردد. از آنجا که پیرشدگی برقگیر، عاملی تأثیرگذار در این مقاله مطرح شده است، می‌توان این پارامتر را در محاسبات احتمالی عملکرد برقگیر شرکت داد. شکل (۲) روندنمای ارائه‌شده در این مقاله را بر اساس توضیحات فوق نشان می‌دهد.

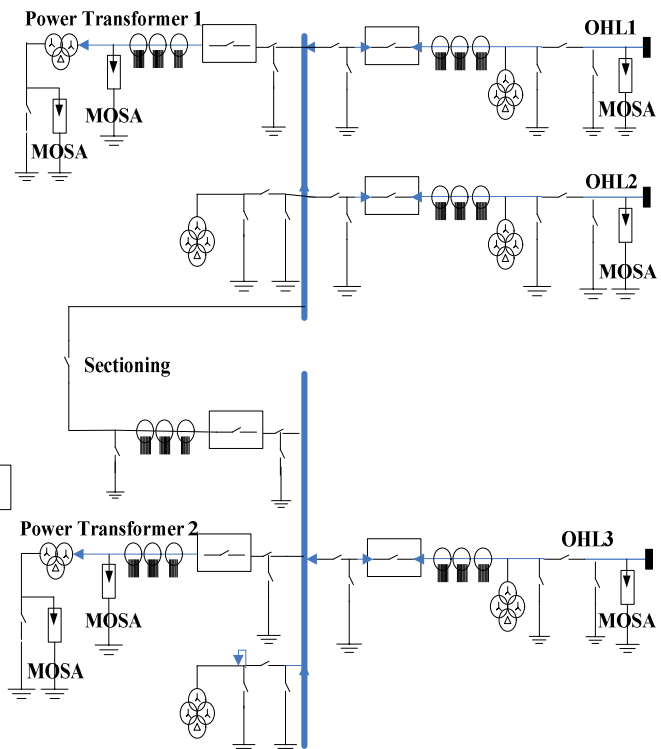


شکل (۲): روندنمای محاسبات IPSAL

ترانسفورماتور متصل هستند. همچنین تعداد  $m$  گروه برقگیر دیگر نیز به نقاط ختتای ترانسفورماتورها متصل‌اند.

در صورت یکسان بودن مشخصات نامی برقگیرهای مورد استفاده در پست، فقط ۱ جایگشت برای بررسی عملکرد IPSAL وجود خواهد داشت. در این مقاله، برای ارزیابی عملکرد IPSAL، ۳ نوع برقگیر با ولتاژ نامی مؤثر ۸۴ کیلوولت (نوع ۱)، ۷۷ کیلوولت (نوع ۲) و ۷۰ کیلوولت (نوع ۳) انتخاب شده است که هر یک از این برقگیرها می‌توانند به هریک از سه مکان ممکن ورودی پست، ورودی ترانس و نقطه زمین متصل شوند. بر این اساس، ۲۷ جایگشت متفاوت طبق رابطه (۷) برای برقگیرها به وجود خواهد آمد که لازم است بررسی شوند.

$$\bar{V}_p^k = k^p \quad (7)$$



شکل (۱): دیاگرام تک خطی پست 110/20kV مورد مطالعه

#### ۴. پیاده‌سازی روش محاسباتی

به منظور انجام محاسبات در این مقاله لازم است ابتدا دیاگرام تک خطی شبکه مورد مطالعه فراهم شده و خطوط ورودی و خروجی محل استقرار ترانسفورماتور که نقاط نصب برقگیر در پست هستند، معین گردد. با توجه به تعداد برقگیرها و نوع آن‌ها، تعداد حالت‌های مختلف مورد انتظار برای نصب برقگیر تعیین خواهد شد. در مرحله بعد لازم است ضرایب وابستگی، نرخ خطای

۵. ارزیابی عملکرد شبکه مورد مطالعه

با توجه به شرایط بهره‌برداری از برقگیر بر اساس مشخصه ولتاژ جریان آن، آنالیز عملکرد سیستم حفاظتی پست در دو حالت نرمال و گذرا بر عملکرد برقگیرها در نظر گرفته شده است. در هر دو حالت مورد مطالعه، نرخ خطای اولیه برقگیر  $\lambda_B = 0.0013 * 10^{-6} (1/h)$  و نرخ پیرشدگی آن برابر با  $\mu = 0.002 (1/y)$  می‌باشد؛ مقدار ضریب پیرشدگی بر مبنای مرجع [۱۱] انتخاب شده است.

۵.۱. ارزیابی عملکرد شبکه مورد مطالعه در وضعیت کارکرد دائم

در حالت عملکرد نرمال، نرخ خطای اتصال زمین  $\lambda_G = 0.001 * 10^{-6} (1/h)$  است.  $t$  برابر با ۴۳۲۰ ساعت در نظر گرفته شده که این زمان با زمان بین تعمیرات پیشگیرانه و بازدیدهای دوره‌ای متناسب است. ضریب  $\pi_\phi$  که وابسته به کیفیت ساخت برقگیر و اقلیم آب‌وهوایی در طی عملکرد برقگیر است، با توجه به وضعیت یکسانی که برای برقگیرها وجود دارد، برابر ۰/۵۶ در نظر گرفته شده است. مقادیر ضرایب استرس ناشی از دما و ولتاژ در جدول (۱) نشان داده شده است.

نتایج حاصل از تأثیر جایگشت‌های متفاوت برقگیرها بر عملکرد *IPSAL* در جدول (۲) نشان داده شده است. با توجه به نتایج مشخص است که جایگشت شماره ۱ که در آن از ۳ برقگیر نوع ۱ استفاده شده، بهترین عملکرد را دارد. با وجود این، ضعیف‌ترین عملکرد مربوط به جایگشت ۲۷ است که از سه برقگیر نوع ۳ تشکیل شده است.

در این نتایج، تأثیر و عدم تأثیر ضریب پیرشدگی بر احتمال دسترس‌پذیری شبکه بررسی شده است. با توجه به نتایج، کاملاً مشخص است که جایگشت متفاوت برقگیرها (به دلیل متفاوت بودن ضرایب وابسته به دما و ولتاژ کاری) بر عملکرد احتمالی سیستم مورد مطالعه مؤثر است. همچنین پیرشدگی برقگیر نقش بسزایی بر عملکرد *IPSAL* داشته و با گذر زمان و تأثیرپذیری بیشتر برقگیر از پارامترهای مخرب، پارامتر پیرشدگی تأثیر چشمگیری بر عملکرد سیستم حفاظتی خواهد گذاشت.

جدول (۱): ضرایب وابستگی برقگیرهای مورد مطالعه در وضعیت کارکرد دائم شبکه در سه مکان مختلف

نوع برقگیر	۱	۲	۳
$\pi_{S1}$	۰/۵۰۶	۰/۶۲۶	۱/۲۴۶
$\pi_{T1}$	۱/۶۴۲	۱/۶۹۶	۱/۸
$\pi_{S2}$	۰/۵۰۶۷	۰/۶۲۶	۱/۲۴۶
$\pi_{T2}$	۱/۶۴۳	۱/۶۹۶	۱/۸
$\pi_{S3}$	۰/۰۳۵	۰/۰۴۳۴	۰/۰۸۶۳
$\pi_{T3}$	۱/۴	۱/۴۴۶	۱/۵۴۳
$\pi_\phi$	۰/۵۶	۰/۵۶	۰/۵۶

جدول (۲): اثر جایگشت‌های متفاوت برقگیرها بر عملکرد *IPSAL* در وضعیت کارکرد دائم شبکه

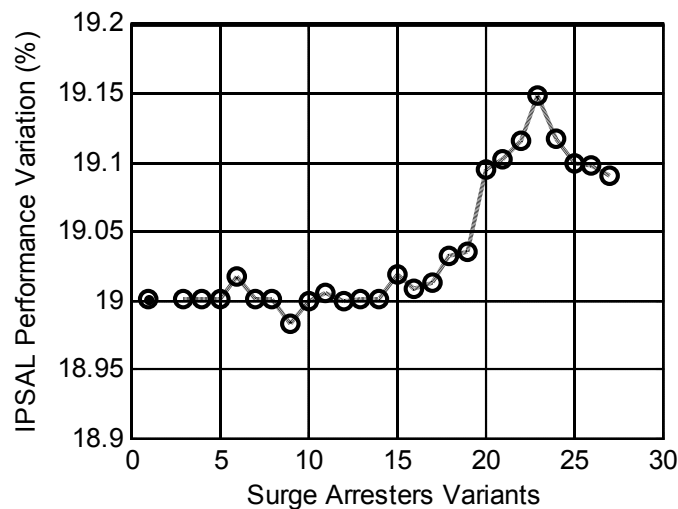
جایگشت‌های مختلف برقگیر	P (without aging effect)	P (with aging effect)
۱-۱-۱	۰/۹۹۹۵۳۰	۰/۸۰۹۶۱۹
۲-۱-۱	۰/۹۹۹۵۲۹	۰/۸۰۹۶۲
۳-۱-۱	۰/۹۹۹۵۲۵	۰/۸۰۹۶۱
۱-۲-۱	۰/۹۹۹۴۸۷	۰/۸۰۹۵۸
۲-۲-۱	۰/۹۹۹۴۸۶	۰/۸۰۹۵۸
۳-۲-۱	۰/۹۹۹۴۸۲	۰/۸۰۹۴۰۴
۱-۳-۱	۰/۹۹۹۲۶۳	۰/۸۰۹۴۰۱
۲-۳-۱	۰/۹۹۹۲۶۲	۰/۸۰۹۳۹
۳-۳-۱	۰/۹۹۹۲۵۷	۰/۸۰۹۵۶۷
۱-۱-۲	۰/۹۹۹۴۶۵	۰/۸۰۹۵۸
۲-۱-۲	۰/۹۹۹۴۶۴	۰/۸۰۹۵۶۶
۳-۱-۲	۰/۹۹۹۴۰	۰/۸۰۹۵۳
۱-۲-۲	۰/۹۹۹۴۲۲	۰/۸۰۹۵۲۱
۲-۲-۲	۰/۹۹۹۴۲۱	۰/۸۰۹۵۲۰
۳-۲-۲	۰/۹۹۹۴۱۷	۰/۸۰۹۳۴
۱-۳-۲	۰/۹۹۹۱۹۸	۰/۸۰۹۲۷
۲-۳-۲	۰/۹۹۹۱۹۷	۰/۸۰۹۲۲
۳-۳-۲	۰/۹۹۹۱۹۳	۰/۸۰۹۰۲
۱-۱-۳	۰/۹۹۹۱۲۹	۰/۸۰۸۹۵
۲-۱-۳	۰/۹۹۹۱۲۸	۰/۸۰۸۳۵
۳-۱-۳	۰/۹۹۹۱۲۴	۰/۸۰۸۲۷
۱-۲-۳	۰/۹۹۹۰۸۶	۰/۸۰۸۱۷۰
۲-۲-۳	۰/۹۹۹۰۸۵	۰/۸۰۸۱۱
۳-۲-۳	۰/۹۹۹۰۸۱	۰/۸۰۸۰۹۵
۱-۳-۳	۰/۹۹۸۸۶۲	۰/۸۰۸۰۹۵
۲-۳-۳	۰/۹۹۸۸۶۱	۰/۸۰۸۰۹۲
۳-۳-۳	۰/۹۹۸۸۵۶	۰/۸۰۸۰۸۷

## آنالیز حساسیت اثر پیرشدگی سیستم حفاظت در برابر صاعقه بر عملکرد عایقی پست‌های توزیع ۳۷

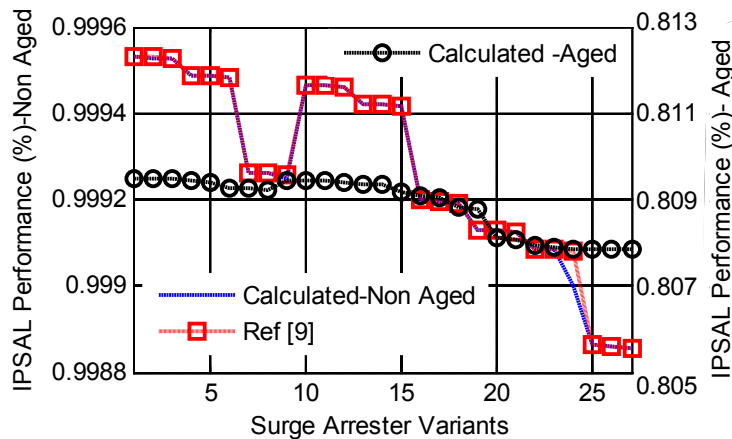
در راستای اعتبارسنجی روش محاسباتی ارائه شده، نتایج حاصل از عملکرد *IPSA*L با مرجع [۹] مقایسه و در شکل (۴) نشان داده شده است. مطابق با این شکل، نتایج به دست آمده از روش محاسباتی بر اساس پارامترهای وابستگی در نظر گرفته شده در رابطه (۴)، با تقریب بسیار زیادی با نتایج ارائه شده در مرجع [۹] انطباق دارد. همچنین با توجه به رنج تغییرات منحنی و اختلاف مقادیر بیشینه و کمینه، این شکل نشان می‌دهد که پیرشدگی تأثیری بیشتر از ضرایب وابستگی دما و ولتاژ بر عملکرد *IPSA*L دارد.

شکل (۳) تأثیر اثر پیرشدگی بر تغییرات عملکرد احتمالی *IPSA*L را نشان می‌دهد. در این شکل، از رابطه (۸) برای سنجش پارامتر پیرشدگی بر کارایی سیستم حفاظتی پست استفاده شده است. با توجه به نتایج مشخص است که عامل پیرشدگی توانسته است تا ۱۹/۲٪ عملکرد *IPSA*L را نسبت به عدم لحاظ آن کاهش دهد.

$$\Delta = \frac{P(\text{Without aging effect}) - P(\text{With aging effect})}{P(\text{Without aging effect})} * 100 \quad (8)$$



شکل (۳): تأثیر عامل پیرشدگی بر عملکرد *IPSA*L در وضعیت کارکرد دائم شبکه

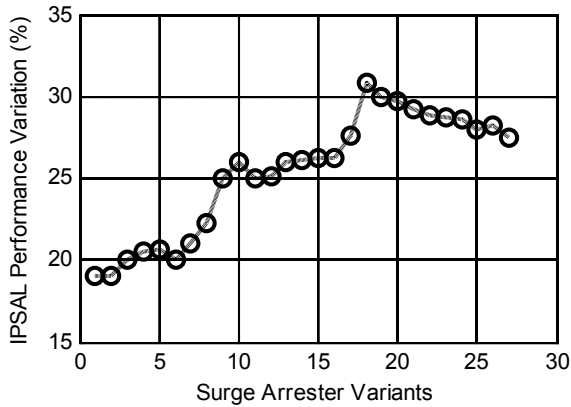


شکل (۴): مقایسه نتایج حاصل از عملکرد *IPSA*L در وضعیت کارکرد دائم شبکه

است. فرض می‌شود ضربه صاعقه تقریباً در ۲/۵ کیلومتری پست برخورد کرده است. با توجه به سرعت عبور موج صاعقه در خطوط که برابر با  $v = 2.5 * 10^8 (m/s)$ ، مدت زمان ورود ضربه صاعقه به پست، ۱۰ میکروثانیه لحاظ شده است. نتایج حاصل از تأثیر جایگشت‌های متفاوت برقگیرها بر قابلیت اطمینان *IPSA*L مورد مطالعه در جدول (۴) آمده است. در

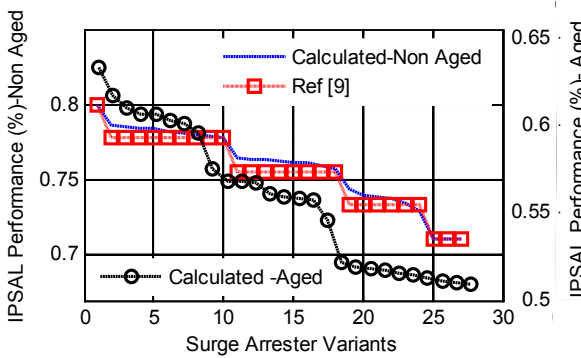
## ۵.۲. ارزیابی عملکرد شبکه مورد مطالعه در وضعیت حالت گذرا

در حالت گذرا نرخ خطای اتصال زمین ضرایب استرس ناشی از دما و ولتاژ در جدول (۳) نشان داده شده است. مقادیر  $\lambda_G = 0.015 * 10^{-6} (1/h)$  در نظر گرفته شده است. مقادیر



شکل (۵): تأثیر عامل پیرشدگی بر عملکرد IPSAL در حالت گذرا

همانند بررسی‌های انجام شده در وضعیت عملکرد دائم شبکه، نتایج حاصل از عملکرد IPSAL در روش محاسباتی، با مرجع [۹] مقایسه و در شکل (۶) نشان داده شده است. مطابق با این شکل، نتایج به دست آمده از روش محاسباتی بر اساس پارامترهای وابستگی در نظر گرفته شده در رابطه (۴) برای حالت گذرا، با نتایج ارائه شده در مرجع [۹] مطابقت دارد. این در حالی است که برخلاف نتایج استخراج شده از عملکرد نرمال شبکه، با توجه به رنج تغییرات منحنی و اختلاف مقادیر بیشینه و کمینه، نمی‌توان از تأثیر ضرایب وابستگی دما و ولتاژ بر عملکرد IPSAL در کنار پیرشدگی چشم‌پوشی کرد.



شکل (۶): مقایسه نتایج حاصل از عملکرد IPSAL در حالت گذرا

### ۳.۵. تأثیر تغییرات همزمان نرخ خطا و پیرشدگی بر عملکرد برقگیر

در این بخش به بررسی تأثیر نرخ خطای برقگیر و تغییرات پارامتر پیرشدگی بر عملکرد احتمالی IPSAL پرداخته شده است. بدین منظور در حالت عملکرد نرمال و جایگشت ۱-۱-۱ نرخ اولیه خطای برقگیر برای برقگیر نوع اول و مقدار ضریب پیرشدگی به صورت زیر در نظر گرفته شده است.

نتایج فوق، تأثیر و عدم تأثیر ضریب پیرشدگی بر عملکرد IPSAL نیز بررسی شده است. با توجه به نتایج کاملاً مشخص است که علاوه بر جایگشت‌های متفاوت برقگیرها، پیرشدگی برقگیر نیز نقش بسزایی در تغییر شاخص قابلیت اطمینان IPSAL ایفا می‌کند. تغییرات عملکرد احتمالی IPSAL به منظور نشان دادن تأثیر اثر پیرشدگی برقگیر در شکل (۵) نشان داده شده است. مطابق با این شکل، عامل پیرشدگی می‌تواند تا ۲۶٪ قابلیت اطمینان را نسبت به عدم لحاظ آن کاهش دهد.

جدول (۳): ضرایب وابستگی برقگیرهای مورد مطالعه در وضعیت عملکرد گذرا در سه مکان مختلف

نوع برقگیر	۱	۲	۳
$\pi_{S1}$	۱/۲۱۴	۱/۴۰۴	۱/۶۴۲
$\pi_{T1}$	۴/۴۳۸	۴/۶۶	۵/۰۳
$\pi_{S2}$	۰/۶۴۹	۰/۷۵	۰/۸۷۸۳
$\pi_{T2}$	۴/۲۱۶	۴/۴۳	۴/۷۸۸
$\pi_{S3}$	۰/۶۱۱	۰/۷۰۶	۰/۸۲۶
$\pi_{T3}$	۳/۲۳۱	۳/۴۱	۳/۶۹۸

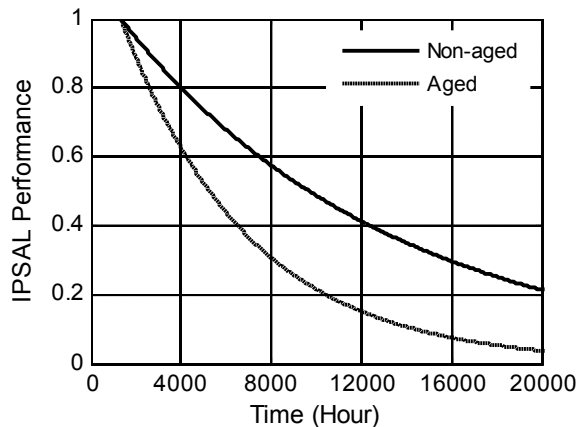
جدول (۴): تأثیر جایگشت‌های متفاوت برقگیرها بر عملکرد IPSAL در حالت گذرا

جایگشت‌های مختلف برقگیر	$P_{(without\ aging\ effect)}$	$P_{(with\ aging\ effect)}$
۱-۱-۱	۰/۸۰۰۱۶	۰/۶۴۸۱
۲-۱-۱	۰/۷۸۵۹۵۵	۰/۶۳۰۱
۳-۱-۱	۰/۷۸۴۹۵۳	۰/۶۲۲۴
۱-۲-۱	۰/۷۸۳۹۴۹	۰/۶۱۸۵
۲-۲-۱	۰/۷۸۳۹۴۶	۰/۶۱۷۷
۳-۲-۱	۰/۷۸۱۹۴۱	۰/۶۲۲۴
۱-۳-۱	۰/۷۸۰۹۳۸	۰/۶۱۴۶
۲-۳-۱	۰/۷۷۹۹۳۵	۰/۶۰۴۶
۳-۳-۱	۰/۷۷۸۹۳۲	۰/۵۸۳۴۷
۱-۱-۲	۰/۷۷۷۹۲۷	۰/۵۷۵۸۱
۲-۱-۲	۰/۷۶۴۷۵۱	۰/۵۷۵۵۶
۳-۱-۲	۰/۷۶۳۴۱۵	۰/۵۷۵۰۵
۱-۲-۲	۰/۷۶۳۳۳۱	۰/۵۶۷۳۴
۲-۲-۲	۰/۷۶۲۵۱۹	۰/۵۶۵۸۷
۳-۲-۲	۰/۷۶۱۸۱۷	۰/۵۶۴۳۶
۱-۳-۲	۰/۷۶۱۱۰۶	۰/۵۶۳۷۸
۲-۳-۲	۰/۷۵۹۷۷۲	۰/۵۵۰۴۶
۳-۳-۲	۰/۷۵۷۳۱۴	۰/۵۲۳۷۵
۱-۱-۳	۰/۷۴۳۵۰۶	۰/۵۲۱۰۶
۲-۱-۳	۰/۷۳۹۷۲۵	۰/۵۲۰۰۹
۳-۱-۳	۰/۷۳۸۴۵۴	۰/۵۱۸۹۴
۱-۲-۳	۰/۷۳۷۸۳۳	۰/۵۱۷۵۲
۲-۲-۳	۰/۷۳۴۳۲۷	۰/۵۱۵۹۲
۳-۲-۳	۰/۷۲۹۱۶۱	۰/۵۱۴۷۵
۱-۳-۳	۰/۷۱۱۳۴۲	۰/۵۱۲۱۱
۲-۳-۳	۰/۷۱۱۳۴۲	۰/۵۱۰۸۹
۳-۳-۳	۰/۷۱۱۳۴	۰/۵۱۰۴۹



بیشترین نرخ خطا منجر به کاهش ۳۰ درصدی عملکرد *IPSA* نسبت به کمترین نرخ خطا خواهد شد.

از آنجا که پیرشدگی در طول دوره بهره‌برداری برای هر تجهیز با توجه به میزان عملکرد آن اتفاق می‌افتد، تحلیل روند اثر این پارامتر بر بهره‌برداری از آن بسیار ارزشمند است. از این رو تأثیر پیرشدگی بر عملکرد سیستم حفاظت عایقی به صورت تابعی از زمان در حالت گذرای شبکه به‌ازای نرخ خرابی ثابت برقی در شکل (۸) نشان داده شده است. همان طور که در شکل دیده می‌شود، پیرشدگی، عملکرد سیستم حفاظت عایقی را در مقدار ثابت ۰/۶، به‌اندازه ۳۷۳۳ ساعت کاهش داده است.



شکل (۸): تأثیر پارامتر پیرشدگی بر عملکرد برقی بر حسب زمان به ازای نرخ‌های خطای اولیه متفاوت در حالت گذرای شبکه-جایگشت (۲-۳-۳)

### ۶. نتیجه‌گیری

از آنجا که افزایش نرخ خطای پست‌های توزیع انرژی الکتریکی، موجب کاهش عملکرد سیستم و توان مصرف‌کنندگان شبکه انرژی الکتریکی را ایجاد می‌کند، استفاده از سیستم حفاظتی مناسب برای افزایش قابلیت اطمینان پست‌های شبکه قدرت بسیار حیاتی است.

در این باره، استفاده از برقی به‌عنوان تجهیز کارآمد در کاهش و محدودسازی اضافه‌ولتاژهای ناشی از صاعقه مورد توجه بوده است. از آنجا که افزایش نرخ شکست برقی، موجب کاهش سرویس‌دهی پست‌های شبکه برق در تحویل توان مورد نیاز مصرف‌کننده می‌شود، بررسی و تحلیل عملکرد این تجهیز امری ارزشمند بوده که در این مقاله بر روی آن متمرکز و نتایج حاصل از آن در زیر ارائه شده است.

دما و استرس ولتاژ در ارزیابی عملکرد برقی از پارامترهای مهم به شمار می‌روند و باید مورد توجه قرار گیرند. همچنین

$$\lambda_{B1} = 0.0013 * 10^{-6} (1/h) \quad \lambda_{B2} = 0.003 * 10^{-6} (1/h)$$

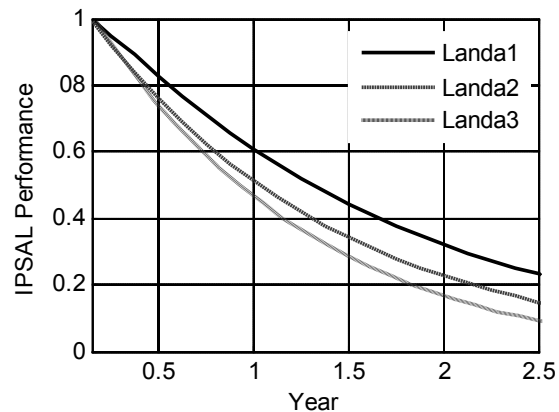
$$\lambda_{B3} = 0.05 * 10^{-6} (1/h) \quad \mu = 0.002 (1/y)$$

جدول (۵) تأثیر نرخ خطای برقی بر عملکرد سیستم حفاظتی را در دو حالت با در نظر گرفتن اثر پیرشدگی و بدون در نظر گرفتن اثر آن نشان می‌دهد. با توجه به نتایج مشخص است که با افزایش نرخ خطای برقی از  $\lambda_{B1}$  به  $\lambda_{B3}$ ، احتمال عملکرد درست *IPSA* ۱۲/۴۵٪ کاهش می‌یابد. این در حالی است که با در نظر گرفتن اثر پیرشدگی کاهش ۳۰/۸۶ درصدی در این مقدار دیده می‌شود.

جدول (۵): تأثیر نرخ خطای برقی بر عملکرد *IPSA*

$\lambda_{B3}$	$\lambda_{B2}$	$\lambda_{B1}$	نرخ خطا اولیه برقی
۰/۸۷۵۵	۰/۹۱۹۵۶	۰/۹۹۹۵۳	احتمال عملکرد درست <i>IPSA</i> بدون اثر پیرشدگی
۰/۶۹۱۴	۰/۷۳۶۷۵	۰/۸۰۹۶۱۹	احتمال عملکرد درست <i>IPSA</i> با اثر پیرشدگی

به‌منظور بررسی عمر مفید و قابل بهره‌برداری از یک تجهیز در شبکه قدرت، لازم است بر اساس شاخص‌های قابلیت اطمینان، احتمال عملکرد آن در سالیان مختلف محاسبه شود. اثر نرخ خطا به‌عنوان پارامتری تأثیرگذار بر عملکرد *IPSA* بر حسب سال در وضعیت نرمال شبکه در شکل (۷) نشان داده شده است.



شکل (۷): تأثیر پارامتر نرخ‌های خطای اولیه بر عملکرد برقی بر حسب سال به ازای پیرشدگی در حالت عملکرد نرمال شبکه-جایگشت (۱-۱-۱)

مطابق با شکل دیده می‌شود که بر اساس افزایش نرخ خطا، مدت زمان بهره‌برداری *IPSA* کاهش خواهد یافت. این در وضعیتی است که در مقدار ۰/۶ عملکرد سیستم حفاظت عایقی،



گذشت زمان می‌تواند موجبات کاهش ۵۰٪ را در عملکرد درست *IPSAL* ایجاد کند.

➤ نرخ خطای اولیه بالاتر برقیگیر، تأثیر پارامتر پیرشدگی را در کاهش عملکرد *IPSAL* تشدید می‌کند.

➤ از آنجا که در گذر زمان، پیرشدگی برقیگیر به دلیل تعدد عملکرد آن و شرایط بهره‌برداری افزایش می‌یابد، این پارامتر می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر عملکرد *IPSAL* داشته باشد. از این‌رو توجه به پیرشدگی برقیگیر در طول مدت‌زمان بهره‌برداری پست و بازدیدهای دوره‌ای همواره باید مورد توجه قرار گیرد.

در حالت گذرای سیستم، این عوامل نقش مهم‌تری را در کاهش عملکرد *IPSAL* در مقایسه با وضعیت کار دائم دارند.

➤ در صورت متفاوت بودن برقیگیرهای مورد استفاده در پست، جایگشت متفاوت برقیگیرها با توجه به سطح ولتاژ نامی آن در میزان نرخ قابلیت اطمینان شبکه مؤثر است.

➤ پیرشدگی برقیگیر نقشی مهم بر کارایی و عملکرد صحیح آن دارد. بر اساس نتایج به دست آمده، عامل پیرشدگی به ترتیب موجب کاهش ۱۹٪ و ۲۶٪ عملکرد *IPSAL* در وضعیت کار دائم و در حالت گذرا شده است.

➤ بر اساس نتایج به دست آمده دیده شده است که تأثیر پیرشدگی برقیگیر با گذشت زمان تشدید خواهد شد. پارامتر پیرشدگی با

## مراجع

- [1] Hosseini S.A., Mirzaie M. AND Barforoshi T., "Impact of Surge Arrester Number and Placement on Reliability and Lightning Overvoltage Level in High Voltage Substations", International Journal of Electrical and power Energy System, Vol. 65, pp. 146-158, 2015.
- [۲] علییان، احسان، آقامحمدی، محمدرضا، کیا، محسن، «روش نوین برای تشخیص خطوط بحرانی با پتانسیل ایجاد خروج‌های پی‌درپی در شبکه‌های قدرت»، نشریه مهندسی و مدیریت انرژی، دوره ۸، شماره ۴، صفحه ۱۱-۲، ۱۳۹۷.
- [3] Babu S., Hilber P. and Shayesteh E., "Reliability Evaluation of Distribution Structures Considering the Presence of False Trips", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 9, pp.2268 - 2275, 2018.
- [4] Holtzhausen J. P. and Vosloo W. L., *High Voltage Engineering Practice and Theory*, University of Stellenbosch, Poland, 2017.
- [5] Bagen B., Huang D. and Fattal K., "Enhanced Probabilistic Approach for Substation Reliability Assessment", IET Generation. Transmission. Distribution, Vol. 13, pp. 2488 – 2495, 2019.
- [6] Bokoro P. and Doorsamy W., "Reliability Analysis of Low-Voltage Metal-Oxide Surge Arresters Using Accelerated Failure Time Model", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.33, pp.3139-3146, 2018.
- [7] Barbosa J. D., Caneloi R., Romero J. and Vieira A., "Methodology for Determining Reliability Indices of Electric Power Substations", IEEE Latin America Transactions, Vol.6, pp.1959-1968, 2018.
- [8] Rausand M., *System Reliability Theory*, Wiley Series in Probability and Statistics, New Jersey, 7 November 1994.
- [9] Nikolov N., Dimitrova N., Georgiev A. and Vasileva M., "Reliability Estimation of Electricity Distribution Substation Surge Protection System Composed by Surge Arresters with Different Operational Parameters", International Conference on Intelligent Information Technologies for Industry, pp. 201-209, 2017.
- [10] Nikolov N., Dimitrova N., Georgiev A. and Vasileva M., "Reliability Assessment of Electricity Distribution Substation Surge Protection System", 40th International Spring Seminar on Electronics Technology, Sofia, Bulgaria, pp. 134–135, 2017.
- [11] Gavrilov L. A. and Gavrilova N. S., "Reliability Theory of Aging and Longevity, Handbook of the Biology of Aging", J. theor. Biol, Vol. 213, pp. 3-42, 2001.
- [12] Khodsuz M. and Mirzaie M., "Monitoring and Identification of Metal–Oxide Surge Arrester Conditions Using Multi-Layer Support Vector Machine", IET Generation. Transmission. Distribution, Vol. 9, pp. 2501-2508, 2016.
- [13] Seyyedbarzegar S. M. and Mirzaie, M., "Thermal Balance Diagram Modelling of Surge Arrester for Thermal Stability Analysis Considering Zno Varistor Degradation Effect", IET Generation. Transmission. Distribution, Vol. 10, pp. 1570-1581, 2016.
- [14] Nigam S., "Reliability Assessment of a Distribution Network with a Microgrid", North American Power Symposium (NAPS), 17-19 Sept. 2017.
- [15] Sousa B., Humayun M., Pihkala A., John Millar R. and Lehtonen M., "Block-Layer Reliability Method for

*Distribution Systems Under Various Operating Scenarios*", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 32, pp. 978 – 988, 2017.