



Loading Planning of Power Transformers Considering Demand Response, Ambient Temperature Effect, Maintenance, and Transformer Aging

Sahar Hedayatzadeh¹ | Mohsen Sedighi^{2*} | Alireza Ghafouri³

1. Department of Electrical Engineering, Sar.C., Islamic Azad University, Sari, Iran. Email: 2050232144@iau.ir

2. Corresponding Author, Department of Electrical Engineering, Sar.C., Islamic Azad University, Sari, Iran. Email: m.sedighi@iausari.ac.ir

3. Department of Electrical Engineering, Sar.C., Islamic Azad University, Sari, Iran. Email: ghafouri@iau.ac.ir

ARTICLE INFO

Article type:
Research Paper

Article History:

Received: 15 February 2026

Revised: 13 March 2026

Accepted: 11 April 2026

Published Online: 22 June 2026

Keywords:

Loading,
Hot spot,
Demand response,
Aging.

ABSTRACT

The aim of this study is to present an optimal demand response (DR) program using the IEC¹ 60076-7 standard thermal model in order to simultaneously determine the effect of operating conditions and loading on the thermal status and failure rate of power transformers, as well as to determine the optimal point for changing the operating mode (single or parallel) based on economic criteria including the Expected Energy Not Supplied (EENS) and power losses. None of the previous references have considered basic reliability indices (such as the failure rate) as the main criterion for decision-making regarding transformer replacement. Furthermore, the effect of loading on the failure rate, as well as the effect of specific operating conditions in which the hot-spot temperature exceeds the permissible limit, have not been taken into account in previous models. Presenting a new mathematical relationship to model the effect of loading on the transformer failure rate, completing the mathematical model of the failure rate by incorporating the effect of loading on the hot-spot temperature, and formulating a linear optimization problem (utilizing piecewise linearization of nonlinear thermal functions) that simultaneously optimizes the volume and management of demand response over a specified time horizon while considering thermal constraints (hot-spot and oil temperatures), maximum current (1.5 per unit), and insulation aging ($AEQ \leq 1$) are among the most important innovations of this paper. The achievable reserve margin through applying DR is up to 240 kVA, which is equivalent to 3.4 times the traditional reserve (70 kVA), without violating the thermal limit of 120 °C. In the "energy shift" mode, only 64% of the estimated DR capacity is utilized. The DR volume can reach up to 30% of the peak load, but this is only required under N-1 conditions and for a few hours per year. Under normal (N) conditions, no demand response is required, and no thermal stress is observed for the transformer, even with a high reserve margin. However, the IEC² 60076-7 standard thermal model, due to its high temporal resolution (1 minute), causes a dramatic increase in variables and constraints over long-term horizons, rendering the optimization problem unsolvable. Piecewise linearization of the nonlinear thermal functions significantly reduces computation time compared to nonlinear models, but it remains challenging for long time periods (several days to a year). The proposed method effectively balances loading and thermal constraints, freeing up reserve capacity that was previously inaccessible; however, further research is required for long-term horizons.

Cite this article: Hedayatzadeh, S.; Sedighi, M. & Ghafour, A. (2026). Loading Planning of Power Transformers Considering Demand Response, Ambient Temperature Effect, Maintenance, and Transformer Aging. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 5 (3), 601-625. DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.416199.1260>



© Sahar Hedayatzadeh, Mohsen Sedighi, Alireza Ghafouri

Publisher: University of Tehran Press.

DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.416199.1260>

1. IEC = International Electrotechnical Commission

2. IEC = International Electrotechnical Commission

Introduction

As a transformer ages, its internal condition deteriorates insulation and oil become weaker, increasing the risk of failure. While a new transformer exhibits high resistance to transient overvoltages, lightning strikes, short circuits, and other disturbances, aging gradually reduces the quality and dielectric strength of its insulation. Until the transformer reaches its average service life, only random component failures affect reliability. However, once it enters the wear-out phase, aging significantly influences reliability, with the hot-spot temperature (and consequently loading) being the key factor. Proper life assessment and periodic maintenance such as winding repairs and oil purification can extend useful life. Various health indices have been proposed to evaluate transformer condition, based on insulation resistance, $\tan\delta$, moisture content, dissolved gases, furanic compounds, load patterns, service history, and thermography. Despite these efforts, none of the existing approaches explicitly incorporate the effect of loading on the failure rate or consider the specific operating condition where hot-spot temperature exceeds permissible limits. Moreover, the fundamental reliability indices have not been directly used as the main criterion for replacement decisions. Therefore, this work addresses these gaps by developing an optimal demand response program that accounts for loading, thermal constraints, and aging effects to reduce failure rate and extend transformer life.

Method and Results

The proposed framework models transformer reliability using Markov state spaces for subsystems (core, windings, oil, cooling, tap changer, bushings), reduced to a two-state (up/down) model. Economic assessment combines expected energy not supplied (EENS) and total losses (no-load + load-dependent) to determine the optimal switching point between single and parallel transformer operation. Loading effects on aging are incorporated via hot-spot temperature and the cumulative acceleration factor (Faacu), which modifies the mean life.

A case study considers two 500 kVA ONAN transformers with a peak load of 430 kVA. Traditional reserve is 70 kVA (14% of rating). Using the IEC 60076-7 thermal model (oil temperature θ_t^0 , hot-spot θ_t^h , and aging equivalent AEQ), a demand response (DR) optimization is formulated to minimize DR power and energy capacity subject to constraints: $\theta_t^h \leq 120^\circ\text{C}$, current ≤ 1.5 p.u., and $\text{AEQ} \leq 1$. The nonlinear thermal functions are linearized piecewise.

Results show that a reserve of 240 kVA (3.4 times the traditional value) is achievable without thermal violations when DR is applied. Two DR modes are tested: “energy shift” (load shifting) and “energy shed” (load reduction). In shift mode, 64% of the estimated DR capacity is used. In shed mode without aging constraints, curtailed energy is 377 kWh; adding the aging constraint ($\text{AEQ} \leq 1$) increases curtailed energy to 637 kWh – more than double – because stricter hot-spot limits are enforced to preserve insulation life. No thermal stress occurs under normal (N) conditions, and DR is only required for N-1 contingencies or high reserve margins.

Conclusion

The objective of this paper is to present an optimal demand response (DR) program using the IEC 60076-7 standard thermal model, aimed at increasing the reserve margin, reducing the failure rate, and extending the lifespan of power transformers, while simultaneously accounting for thermal constraints (hot-spot and oil temperatures) and current limitations.

None of the previous studies have explicitly modeled the effect of loading on the transformer failure rate, nor the specific conditions under which the hot-spot temperature exceeds the permissible limit. Moreover, basic reliability indices have not been considered as the primary criterion for decision-making regarding transformer replacement, an issue that this paper investigates. This study introduces several key innovations. First, it proposes a new mathematical relationship to model the effect of loading on the transformer failure rate. Second, it completes the mathematical failure-rate model by incorporating the effect of loading on the hot-spot temperature. Third, it formulates a linear optimization problem (using piecewise linearization of nonlinear thermal functions) that simultaneously optimizes the volume and management of demand response over a specified time horizon. Fourth, it concurrently takes into account thermal constraints, current limits, insulation aging, and the N-1 contingency condition in the DR design.

The most significant results of this study are as follows. The achievable reserve margin through applying DR reaches up to 240 kVA, equivalent to 3.4 times the traditional reserve of 70 kVA, without violating the thermal constraints. A second key finding is that in the "energy shift" mode, only 64% of the estimated DR capacity is utilized. The DR volume can reach up to 30% of the peak load; however, this is only required under N-1 conditions and for a few hours per year. Furthermore, the maximum allowable current in the model is set at 1.5 per unit, and the hot-spot temperature limit is set at 120 °C. Under normal (N) operating conditions, no demand response is required, and no thermal stress is observed for the transformer, even with a high reserve margin. However, the IEC 60076-7 standard thermal model, due to its high temporal resolution (1 minute), causes a dramatic increase in variables and constraints over long-term horizons, rendering the optimization problem unsolvable. The proposed method effectively strikes a balance between loading and thermal constraints, unlocking reserve capacity that was previously inaccessible; nevertheless, further research is required for long-term horizons.



انتشارات دانشگاه تهران

فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: <https://ses.ut.ac.ir>

شاپا الکترونیکی: ۸۶۹۳-۲۹۸۰

برنامه‌ریزی بارگذاری ترانسفورماتورهای قدرت با در نظر گرفتن پاسخگویی بار، اثر دمای محیط، نگهداری و فرسودگی ترانسفورماتور

سحر هدایت‌زاده^۱ | محسن صدیقی^{۲*} | علیرضا غفوری^۳

۱. گروه مهندسی برق، واحد ساری، دانشگاه آزاد اسلامی، ساری، ایران. رایانامه: 2050232144@iau.ac.ir

۲. نویسنده مسئول، گروه مهندسی برق، واحد ساری، دانشگاه آزاد اسلامی، ساری، ایران. رایانامه: m.sedighi@iausari.ac.ir

۳. گروه مهندسی برق، واحد ساری، دانشگاه آزاد اسلامی، ساری، ایران. رایانامه: ghafouri@iau.ac.ir

اطلاعات مقاله

چکیده

نوع مقاله:

پژوهشی

تاریخ‌های مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۱۱/۲۶

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۴/۱۲/۲۳

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۱/۲۲

تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۰۴/۰۱

کلیدواژه:

بارگذاری،

نقطه داغ،

پاسخگویی بار،

فرسودگی.

هدف مطالعه پیش رو، ارائه نوعی برنامه بهینه پاسخگویی بار^۱ با استفاده از مدل حرارتی استاندارد-IEC 60076 به منظور تعیین هم‌زمان اثر شرایط بهره‌برداری و بارگذاری بر وضعیت حرارتی، نرخ خرابی ترانسفورماتورهای قدرت و همچنین، تعیین نقطه بهینه برای تغییر روش بهره‌برداری (تک یا موازی) بر اساس معیارهای اقتصادی شامل هزینه انرژی تأمین‌نشده (EENS) و تلفات توان بیان می‌شود و این مطالعه دنبال می‌کند. هیچ‌یک از منابع گذشته، شاخص‌های پایه قابلیت اطمینان (مانند نرخ خرابی) را به عنوان معیار اصلی برای تصمیم‌گیری تعویض ترانسفورماتور در نظر نگرفته‌اند. اثر بارگذاری بر نرخ خرابی و همچنین، اثر شرایط خاص بهره‌برداری که در آن دمای نقطه داغ از حد مجاز فراتر می‌رود، در مدل‌های قبلی لحاظ نشده است. ارائه یک رابطه ریاضی جدید برای مدل‌سازی اثر بارگذاری بر نرخ خرابی ترانسفورماتور و تکمیل مدل ریاضی نرخ خرابی با لحاظ کردن اثر بارگذاری بر دمای نقطه داغ و فرموله‌سازی یک مسئله بهینه‌سازی خطی (با خطی‌سازی قطعه‌ای توابع غیرخطی حرارتی) که به طور هم‌زمان حجم و مدیریت پاسخگویی بار را در بازه زمانی مشخص، با در نظر گرفتن محدودیت‌های حرارتی (دمای نقطه داغ و روغن)، حداکثر جریان (۱/۵ پریونیت) و پیری عایق ($AEQ \leq 1$) بهینه می‌کند از مهم‌ترین نوآوری‌های این مقاله است. حاشیه ذخیره قابل دستیابی با اعمال DR تا ۲۴۰ کیلوولت‌آمپر است که معادل ۳/۴ برابر ذخیره سنتی (۷۰ کیلوولت‌آمپر) است، بدون آنکه محدودیت حرارتی دمای ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد نقض شود. در حالت «تغییر انرژی»، تنها ۶۴ درصد از ظرفیت برآوردشده DR استفاده می‌شود. حجم DR می‌تواند تا ۳۰ درصد بار پیک برسد، اما تنها در شرایط N-1 و برای چند ساعت در سال مورد نیاز است. در شرایط عادی (N) هیچ‌گونه پاسخگویی بار مورد نیاز نیست و هیچ نوع تنش حرارتی برای ترانسفورماتور مشاهده نمی‌شود، حتی با حاشیه ذخیره بالا. مدل حرارتی استاندارد IEC 60076-7 به دلیل وضوح زمانی بالا (۱ دقیقه) موجب افزایش چشمگیر متغیرها و محدودیت‌ها در افق‌های بلندمدت می‌شود و مسئله بهینه‌سازی را غیرقابل حل می‌کند. خطی‌سازی قطعه‌ای توابع غیرخطی حرارتی به شدت زمان محاسبات را نسبت به مدل‌های غیرخطی کاهش می‌دهد، اما برای بازه‌های زمانی طولانی (چند روز تا سال) همچنان چالش‌برانگیز است. روش پیشنهادی به خوبی بین بارگذاری، محدودیت‌های حرارتی تعادل برقرار کرده و ظرفیت ذخیره‌ای را آزاد می‌کند که پیش‌تر غیرقابل دسترس بود، اما برای افق‌های طولانی به تحقیقات بیشتر نیاز دارد.

استناد: سحر هدایت‌زاده، محسن صدیقی، علیرضا غفوری (۱۴۰۵). برنامه‌ریزی بارگذاری ترانسفورماتورهای قدرت با در نظر گرفتن پاسخگویی بار، اثر دمای محیط، نگهداری و فرسودگی ترانسفورماتور. فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار، ۵ (۳) ۶۰۱-۶۲۵.

DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.416199.1260>

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.

© سحر هدایت‌زاده، محسن صدیقی، علیرضا غفوری

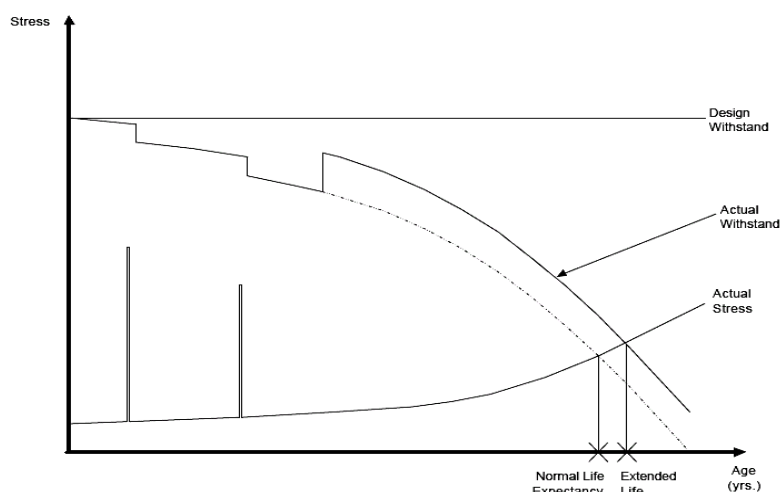
DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.416199.1260>



۱. مقدمه

با گذشت زمان و پیر شدن ترانسفورمر، اوضاع داخلی ترانسفورمر هم بدتر می‌شود. بدتر شدن اوضاع داخلی ترانسفورمر مثل پیر و ضعیف شدن عایق و یا روغن، باعث افزایش ریسک خرابی ترانسفورمر می‌شود. شروع خرابی معمولاً توسط عواملی مثل حالت‌های گذرای ناشی از کلیدزنی، برخورد صاعقه، اتصال کوتاه و ... است. وقتی ترانسفورمر نو است، مقاومتش در مقابل این عوامل زیاد است، ولی با پیر شدن ترانسفورماتور، کیفیت و استقامت عایق آن کم می‌شود. از طرفی، تا زمانی که ترانسفورمر به محدوده عمر متوسط وارد نشده، فقط خرابی‌های اتفاقی اجزا در دوره عمر مفید در تعیین قابلیت اطمینان نقش دارند [۱]. ولی هنگام ورود ترانسفورمر به محدوده عمر متوسط، فرسایش نیز روی قابلیت اطمینان ترانسفورمر تأثیرگذار خواهد بود. مهم‌ترین عامل در تعیین قابلیت اطمینان در مرحله فرسایش، عمر متوسط ترانسفورمر است [۱ و ۲]. همان‌طور که گفته شد، عمر متوسط ترانسفورمر متأثر از دمای نقطه داغ و در نتیجه بارگذاری است.

با اجرای برنامه‌های عمرسنجی و اطلاع از وضعیت ترانسفورماتور می‌توانیم عمر ترانسفورماتور را افزایش داده و با تعمیرات دوره‌ای نظیر تعمیر سیم‌پیچ‌ها، تصفیه روغن و ... عمر مفید آن را افزایش دهیم [۳]. در این حالت منحنی عمر ترانسفورماتور به شکل ۱ خواهد بود.



شکل ۱. افزایش عمر ترانسفورماتور با استفاده از تعمیرات [۱]

در پژوهش Cavlovic [۴] شاخص عددی سلامتی ترانسفورماتور بر اساس ۴ مؤلفه محاسبه شده که شامل: تست مقاومت عایقی، تست $\tan\delta$ ، میزان رطوبت و گازهای محلول در روغن است که به کمک شبکه عصبی با هم تلفیق شده‌اند. در مطالعه یادشده نشان داده شده است که این ۴ مؤلفه وضعیت سلامت ترانسفورماتور را به دقت نشان می‌دهند. مطالعه یادشده شاخص نرخ خرابی ترانسفورماتور را که اصلی‌ترین دلیل بر تعویض ترانسفورماتور است، مد نظر قرار نداده است. در پژوهش Mason و همکاران [۵] شاخص سلامت ترانسفورماتورهای ۶۳ کیلوولت مورد مطالعه به کمک اندازه‌گیری گازهای موجود در روغن، آنالیز روغن و آنالیز آلدهیدهای داخل روغن ارائه شده است. در نهایت، به دلیل عدم قطعیت‌های موجود روش فازی را برای ارزیابی مورد استفاده قرار داده و شاخص محاسبه شده نیز فازی است. در [۶] نوعی روش شاخص سلامت برای ترانسفورماتورها به کمک معیارهای عمر تجهیزات، الگوی بارگذاری تجهیز طی عمر آن سرویس دوره‌ای و تعمیرات، خطاهای داخلی رخ داده در سابقه تجهیز، مکان پست، سازنده ترانسفورماتور، تست عایق سیم‌پیچ، مقدار رطوبت داخل روغن، استقامت عایقی، آنالیز گازهای موجود در روغن، مقاومت سیم‌پیچ‌ها، مقاومت اهمی سیم‌پیچ و ضریب توان روغن ارائه شده است. در پژوهش Willis و همکاران [۷] شاخص‌هایی مانند مقاومت عایقی، بازرسی و تست روتین ترانسفورماتورهای قدرت، آنالیزهای ترموگرافی، کیفیت روغن، آنالیز گازهای حل‌نشده داخل روغن، تست و بازرسی دوره‌ای تپ چنجر، تست $\tan\delta$ ، جریان تحریک، مقاومت اهمی سیم‌پیچ‌ها، شکست جزئی جهت تعیین عمر باقی‌مانده یا سلامتی نسبی ترانسفورماتور استفاده شده است. در پژوهش Esmat و همکاران [۸]

روشی برای محاسبه نرخ خرابی اختصاصی برای هر ترانسفورماتور بر اساس سابقه خرابی‌های آن، اندازه‌گیری‌هایی از جنس قابلیت اطمینان، گازهای حل نشده و فورالدهیدها ارائه شده است. مطالعه یادشده روی ۳۰ ترانسفورماتور انجام شده و در آن شاخص جدید با شاخص‌های قبلی و روش‌های مدیریت دارایی مقایسه شده است. در پژوهش Li و همکاران [۹] مروری بر تمام روش‌های موجود برای پایش شرایط ترانسفورماتورهای قدرت ارائه شده است. برنامه‌ریزی تعمیرات، ارزیابی پیری، وضعیت سلامتی و مقدار انتظار پایان عمر ترانسفورماتورها جزء مهم‌ترین مباحث پوشش داده‌شده در پژوهش یادشده است. همچنین، دلایل پیرتر شدن تجهیزات نیز در پژوهش یادشده ارائه شده‌اند، مانند عملکرد دما روی ضعیف کردن کاغذهای عایق سیم‌پیچ که مهم‌ترین دلیل پیری ترانسفورماتور است. در پژوهش Chiodo و همکاران [۱۰] روشی برای دسته‌بندی ترانسفورماتورها به لحاظ میزان سلامت فقط بر اساس میزان گازهای حل نشده ارائه داده است. این مرجع به منظور تعیین ترانسفورماتورهای لازم برای جابه‌جایی، فقط در شرایط بهره‌برداری مقادیر اندازه‌گیری‌شده مانند گازهای حل نشده را در نظر گرفته است. در [۱۱] به کمک شبکه‌های عصبی فازی شرایط دمایی ترانسفورماتور با توجه به وضعیت بهره‌برداری استخراج شده است، به این ترتیب دمای نقطه داغ ترانسفورماتور تعیین شده است. هدف اصلی، مدیریت دارایی بهینه و کاهش ریسک از طریق پیش‌بینی خطای داخلی ترانسفورماتور است. در پژوهش Martínez Ceseña و همکاران [۱۲] نیز فقط تمرکز روی مشخصات و میزان گازهای حل نشده داخل روغن است. همچنین، از مدل مارکوف برای تعیین وضعیت سلامتی ترانسفورماتور استفاده شده است. نتیجه مطالعه یادشده ارائه برنامه‌ریزی فیلتراسیون بهینه روغن به منظور حذف گازهای مخرب با هدف افزایش طول عمر ترانسفورماتور است. در واقع، مطالعه یادشده برنامه‌ریزی تعمیرات پیشگیرانه به منظور کاهش نرخ خرابی را ارائه می‌دهد. در پژوهش Martinez Cesena و همکاران [۱۳] روشی برای رتبه‌بندی تجهیزات بر اساس نیاز به تعمیرات پیشگیرانه ارائه شده است. این رتبه‌بندی شرایط اولیه تجهیزات (بعد از اورهال قبلی)، شرایط بهره‌برداری و شرایط محیطی در طول زمان بهره‌برداری از آن را در نظر می‌گیرد. در [۱۴] لیست حق تقدم برای تعویض ترانسفورماتورها با توجه به شرایط بهره‌برداری و شرایط فنی در پست‌ها مورد مطالعه قرار گرفته است. منظور از شرایط فنی بار نامی، نسبت تبدیل، درصد بارگذاری در حالت موازی است، در حالی که شرایط بهره‌برداری شامل شرایط فیزیکی ترانسفورماتور است که از آن با عنوان شاخص سلامت ترانسفورماتور یاد می‌شود. در نهایت آنچه در تعویض ترانسفورماتورها حائز اهمیت است، قابلیت اطمینان ترانسفورماتور است که این قابلیت اطمینان با تأثیری که بر قابلیت اطمینان کل سیستم دارد، معیار تعویض ترانسفورماتورها قرار می‌گیرد. بنابراین، مدل‌سازی دقیق شاخص‌های پایه قابلیت اطمینان ترانسفورماتور در مسئله تعویض ترانسفورماتورها دارای اهمیت بسیار بالایی است که در هیچ‌یک از مراجع به طور خاص این شاخص‌های پایه به عنوان معیار اصلی تعویض ترانسفورماتورها در نظر گرفته نشده‌اند. در این مطالعه به کمک آخرین مراجع مدل‌سازی شاخص‌های قابلیت اطمینان ترانسفورماتورها موجود در منابع معتبر علمی مدلی برای تعویض ترانسفورماتورها ساخته خواهد شد. [۱۵] و [۱۶] دو مرجع مهم برای تعیین نرخ خرابی ترانسفورماتورها هستند که به طور خاص به این مسئله پرداخته‌اند. در پژوهش Jiang و همکاران [۱۶] به کمک اطلاعات سابقه خرابی و تعمیرات ترانسفورماتور، اثر عمر، شرایط محیطی، تعمیرات پیشگیرانه و اصلاحی را روی نرخ خرابی ترانسفورماتورها ارزیابی کرده است. در پژوهش Mullen [۱۷] به کمک اطلاعات گذشته نرخ خرابی ترانسفورماتورها، قابلیت اطمینان آن برای شرایط حاضر ارزیابی شده است. دو نکته مهمی که در مطالعه حاضر برای ارزیابی دقیق نرخ خرابی در نظر گرفته شده است، شامل اثر بارگذاری بر نرخ خرابی و اثر شرایط خاص بهره‌برداری که در آن دمای نقطه داغ از حد مجاز فراتر می‌رود، روی نرخ خرابی ترانسفورماتور است که در هیچ‌یک از مراجع در نظر گرفته نشده است. [۱۸] نیز شاخص‌های مشابه [۷] را در یک مورد مطالعاتی واقعی روی تعدادی ترانسفورماتور قدرت مورد استفاده قرار داده است. همچنین، شاخص‌های ضریب توان بار و تعداد ساعت‌های بارگذاری ترانسفورماتور نیز به مدل افزوده شده‌اند.

هدف این مقاله، ارائه نوعی برنامه بهینه پاسخگویی بار برای افزایش عمر مفید و کاهش نرخ خرابی ترانسفورماتورهای قدرت، با استفاده از مدل حرارتی استاندارد^۱ IEC 60076-7 به منظور تعیین اثر شرایط بهره‌برداری و بارگذاری بر وضعیت حرارتی، نرخ

1. IEC = International Electrotechnical Commission

خرابی و پیری عایق و همچنین، تعیین نقطه بهینه جهت تغییر روش بهره‌برداری بین حالت تک‌ترانسفورماتوری و موازی بر اساس معیارهای اقتصادی (هزینه انرژی تأمین‌نشده و تلفات توان) است.

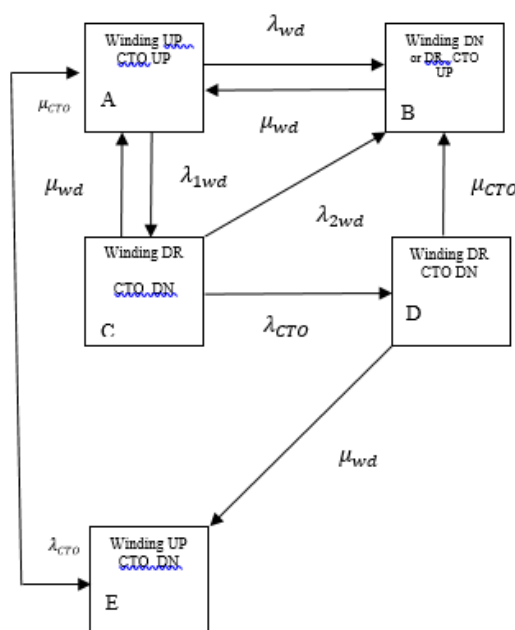
هیچ‌یک از مراجع پیشین به طور خاص شاخص‌های پایه قابلیت اطمینان (مانند نرخ خرابی) را به عنوان معیار اصلی برای تصمیم‌گیری تعویض ترانسفورماتورها در نظر نگرفته‌اند. دو نکته مهم که در مطالعه حاضر برای ارزیابی دقیق نرخ خرابی در نظر گرفته شده، اما در هیچ‌یک از مراجع پیشین دیده نمی‌شود این است که روی اثر بارگذاری بر نرخ خرابی ترانسفورماتور بحث می‌کند و بر اثر شرایط خاص بهره‌برداری که در آن دمای نقطه داغ از حد مجاز فراتر می‌رود بر نرخ خرابی نیز بحث می‌کند که در مطالعات پیشین کمتر دیده می‌شود. این مطالعه چندین نوآوری را دنبال می‌کند؛ اولین نوآوری ارائه یک رابطه ریاضی جدید برای مدل‌سازی اثر بارگذاری بر نرخ خرابی ترانسفورماتور است. دومین نوآوری تکمیل مدل ریاضی نرخ خرابی به گونه‌ای که اثر بارگذاری بر دمای نقطه داغ نیز در آن لحاظ شود و سومین نوآوری ارائه یک برنامه بهینه پاسخگویی بار که به طور هم‌زمان حجم پاسخگویی و عملکرد آن را در یک بازه زمانی معین، با در نظر گرفتن روابط ریاضی، محدودیت‌های حرارتی ترانسفورماتور، حداکثر جریان/توان و اثرات پیری عایق، بهینه‌سازی می‌کند.

۲. مدل ریاضی مسئله

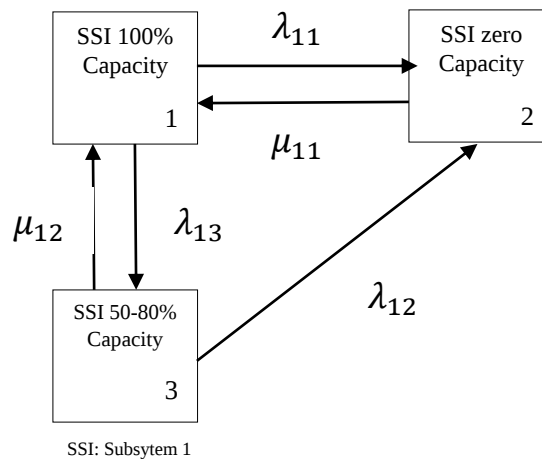
در این قسمت برای مدل‌سازی قابلیت اطمینان ترانسفورماتور با خنک‌کنندگی روغن طبیعی - هوا اجباری، قسمت‌های مختلف ترانسفورماتور به زیرسیستم‌های مختلف تقسیم می‌شوند که هر یک از آن‌ها متشکل از اجزای مختلفی هستند. این موضوع در ادامه به تفصیل شرح داده شده است.

۲-۱. مدل قابلیت اطمینان زیرسیستم ۱

در این بخش به بیان قابلیت اطمینان زیرسیستم مدل می‌پردازیم. زیرسیستم ۱ شامل هسته، سیم‌پیچ، تانک و روغن است. با ترکیب مدل‌های مارکوف برای سیم‌پیچ، هسته، تانک و روغن با یکدیگر مدل قابلیت اطمینان کامل این زیرسیستم به دست می‌آید. در شکل ۲ مدل فضای حالت زیرسیستم ۱ نشان داده شده است. همان‌طور که در مدل نشان داده شده، حالت‌های A، B، C، D و E ظرفیت یکسانی دارند، به همین دلیل مدل کامل قابلیت اطمینان ترانسفورماتور می‌تواند به مدل معادل قابلیت اطمینان شکل ۳ و به سه حالت تقلیل یابد.



شکل ۲. مدل فضای حالت مارکوف کامل زیرسیستم ۱ [۱۹]



شکل ۳. مدل فضای حالت مارکوف معادل زیرسیستم ۱ [۱۹]

حالت‌های ۱، ۲ و ۳ به ترتیب ظرفیت کامل، نیمه ظرفیت و ظرفیت صفر را نشان می‌دهد. نرخ خطا و تعمیر در زیرسیستم ۱ به صورت روابط ۱ تا ۵ قابل محاسبه است:

$$\lambda_{11} = \lambda_{wd} + \lambda_{cto} \quad (۱)$$

$$\lambda_{12} = \lambda_{rwd} + \lambda_{cto} \quad (۲)$$

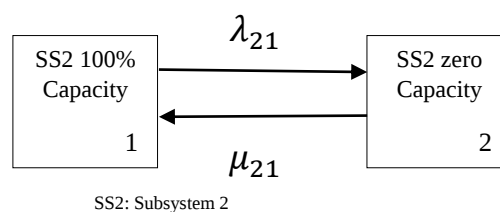
$$\mu_{12} = \mu_{wd} \quad (۳)$$

$$\mu_{13} = \mu_{wd} \quad (۴)$$

$$\mu_{11} = \frac{\mu_{wd} P_B + \mu_{cto} P_E}{P_B + P_E + P_D} \quad (۵)$$

۲-۲. مدل قابلیت اطمینان زیرسیستم ۲

این زیرسیستم شامل بوشینگ و تپ چنجر است. هر دو جزء تنها حالت سالم و خراب دارند. این دو جزء به صورت سری با یکدیگر قرار گرفته‌اند. مدل قابلیت اطمینان این زیرسیستم در شکل ۴ نشان داده شده است.



شکل ۴. مدل فضای حالت مارکوف زیرسیستم ۲ [۱۹]

با در نظر گرفتن نرخ خطا و تعمیر این دو جزء با معادلات ارائه شده برای اجزای سری می‌توان پارامترهای مدل ارائه شده را به دست آورد.

۲-۳. مدل قابلیت اطمینان زیرسیستم ۳

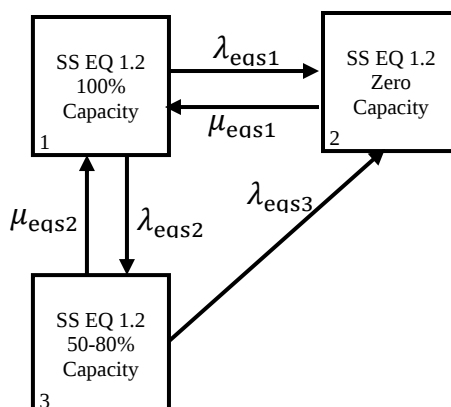
این زیرسیستم شامل خنک‌کنندگی ترانسفورماتور با سیستم خنک‌کننده روغن طبیعی - هوا اجباری است. برای سهولت، این زیرسیستم به دو قسمت فن‌ها و سایر اجزای سیستم خنک‌کننده تقسیم شده است. ابتدا مدل هر قسمت به دست می‌آید و با ترکیب مدل‌های به دست آمده، مدل کامل این زیرسیستم ارائه می‌شود.

۲-۴. مدل قابلیت اطمینان فن‌ها

فن‌ها در ترانسفورماتورهای قدرت عموماً به یک یا دو گروه تقسیم می‌شوند. با ورود هر یک از گروه‌ها مقدار بارگیری مجاز ترانسفورماتور، مطابق با مدارک بهره‌برداری و ملاحظات از قبیل ضریب تصحیح ارتفاع نصب و همچنین، ضریب تصحیح دمای محیط، افزایش می‌یابد. در اینجا، فن‌ها در هر گروه از سیستم خنک‌کننده، به زیرگروه‌هایی تقسیم شده‌اند. تعداد گروه‌های سیستم خنک‌سازی دو عدد و برای هر گروه نیز دو زیرگروه در نظر گرفته شده است.

۲-۵. مدل قابلیت اطمینان ترانسفورماتور با خنک‌کنندگی روغن طبیعی - هوا اجباری

برای به دست آوردن مدل کامل قابلیت اطمینان ترانسفورماتور باید مدل‌های حاصله برای هر یک از زیرسیستم‌ها را با هم ترکیب کرده تا مدل کامل قابلیت اطمینان ترانسفورماتور به دست آید. برای سادگی ابتدا مدل‌های زیرسیستم ۱ و ۲ با هم ترکیب شده و سپس مدل به دست آمده با مدل زیرسیستم ۳ ترکیب می‌شود. با ترکیب زیرسیستم ۱ و ۲، مدل مارکوف نشان داده شده در شکل ۵ به صورت معادل، به دست می‌آید.

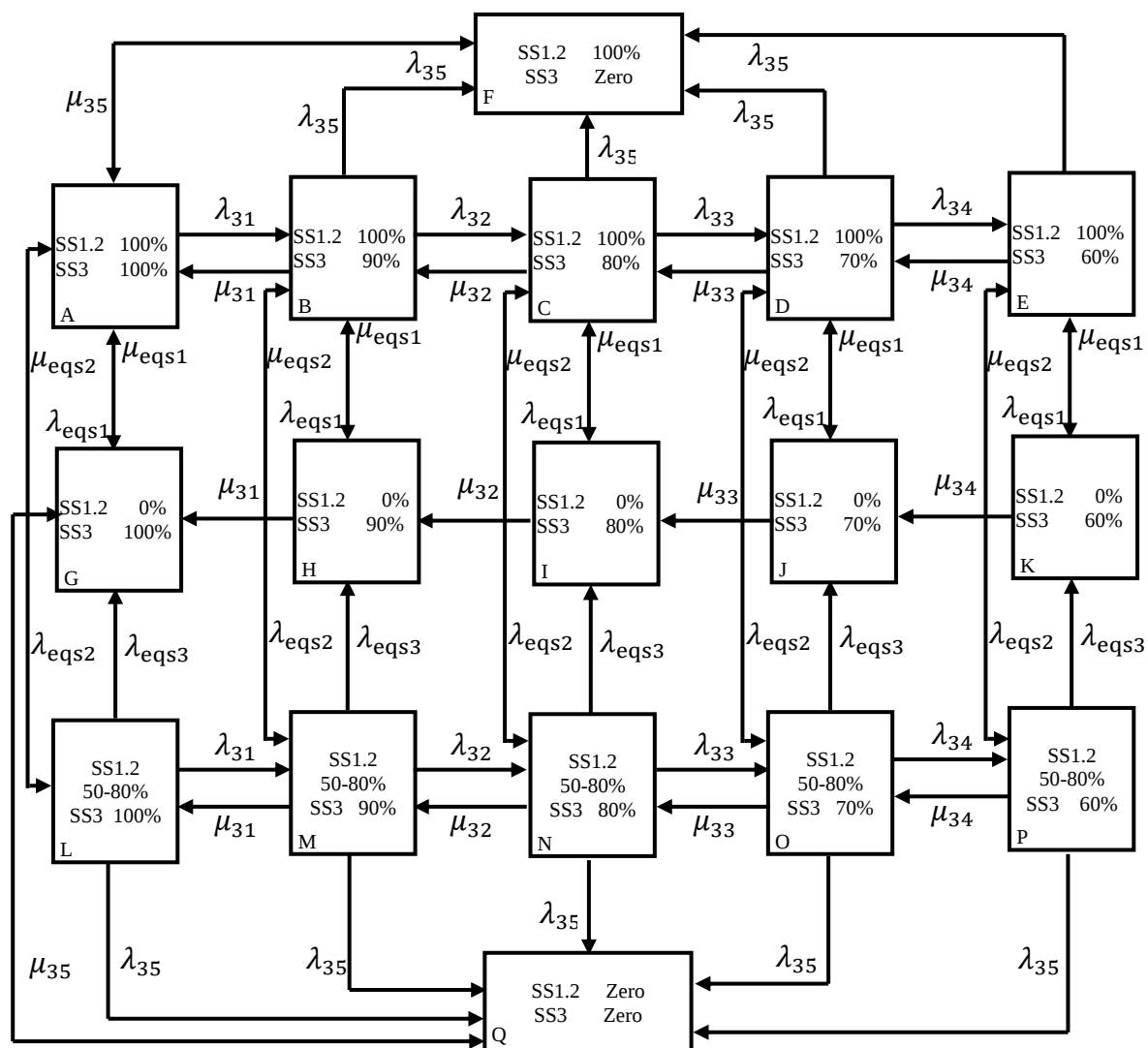


شکل ۵. مدل سه‌حالت معادل زیرسیستم‌های ۱ و ۲ [۱۹]

حال با تلفیق مدل معادل به دست آمده با مدل زیرسیستم ۳ می‌توان مدل کامل ترانسفورماتور با خنک‌کنندگی روغن طبیعی - هوا اجباری را به دست آورد. این مدل در شکل ۶ نشان داده شده است. به دلیل همسانی برخی از حالت‌ها، با تکنیک‌های قابلیت اطمینان، می‌توان مدل کامل ۱۷ حالت فضای حالت را به مدل معادل ۱۱ حالت ترانسفورماتور تقلیل داد. این مدل در شکل ۷ نشان داده شده است. پارامترهای این شکل با توجه به پارامترهای شکل ۶ و با روش قابلیت اطمینان به دست می‌آیند.

برای آنکه درک تقریبی از عملکرد ترانسفورماتور داشته باشیم، می‌توان با استفاده از روابط محاسبه احتمال حالت‌های سالم و خراب سیستم، مدل را به مدل دو حالت نهایی تقلیل داد.

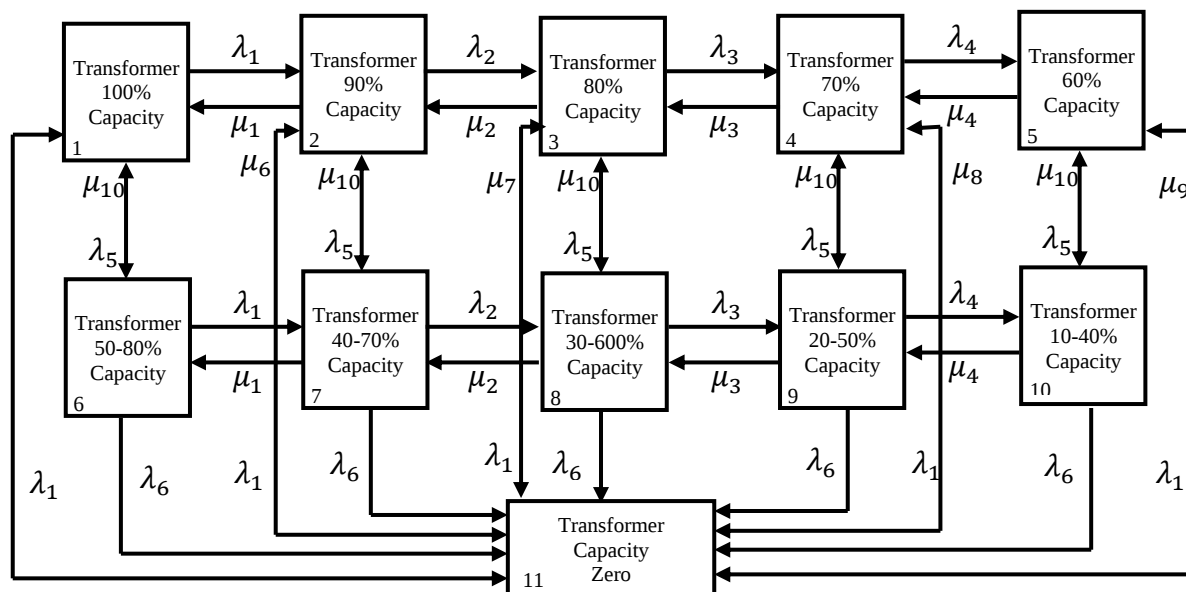
مدل دو حالتی فضای حالت مارکوف در شکل ۸ نشان داده شده است. در این شکل λ نرخ تغییر از حالت ۱ به حالت ۲ (نرخ خرابی) و μ نرخ تغییر از حالت ۲ به حالت ۱ (نرخ تعمیرات) است.



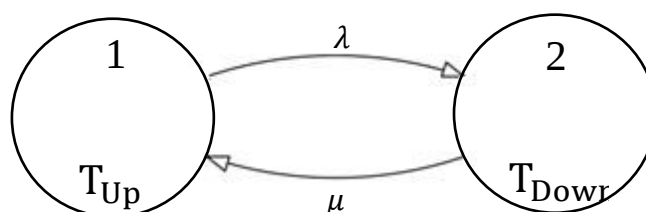
شکل ۶. مدل کامل فضای حالت مارکوف ترانسفورماتور [۱۹]

SS1.2: Equivalent of Subsystem 1 and 2

SS3: Subsystem 3



شکل ۷. مدل معادل فضای حالت مارکوف ۱۱ حالت ترانسفورماتور [۱۹]



شکل ۸. فضای حالت نهایی مارکوف دوحالت برای یک ترانسفورماتور [۱۹]

۲-۶. محاسبات اقتصادی برای تصمیم‌گیری زمان اعمال روش جدید بهره‌برداری

برای تصمیم‌گیری در خصوص اعمال روش جدید پیشنهادی در این مقاله همان‌طور که پیش‌تر گفته شد، باید شاخص‌های قابلیت اطمینان به شاخص‌های اقتصادی تبدیل شوند و این مسئله با در نظر گرفتن مجموع تلفات توان ترانسفورماتورها و هزینه مربوط به آن در هر یک از روش‌های بهره‌برداری اعمال خواهد شد.

۲-۶-۱. تبدیل مفاهیم قابلیت اطمینان به شاخص‌های اقتصادی

در این مقاله برای بررسی اقتصادی مفاهیم قابلیت اطمینان از مفهوم انرژی انتظاری تأمین نشده استفاده می‌شود.

$$EENS(t) = U(t) \times L_p(t) \times T \quad (6)$$

$$CostU(t) = C_E \times EENS(t) \quad (7)$$

در رابطه ۶، $L_p(t)$ میزان بار لحظه‌ای پست برحسب (MW) و T بازه زمانی است. با داشتن بار ساعتی و در نظر گرفتن T به مدت یک ساعت، انرژی انتظاری تأمین نشده ساعتی به دست خواهد آمد. در معادله ۷، $Cost_U(t)$ هزینه انرژی انتظاری تأمین نشده ساعتی برحسب (Rials) و C_E هزینه انرژی انتظاری تأمین نشده بر حسب (Rials/MWh) است.

۲-۶-۲. محاسبه مجموع تلفات توان

برای دو ترانسفورماتور دو سیم‌پیچ، فرمول محاسبه تلفات توان کل به صورت روابط ۸ و ۹ خواهد بود:

$$TL_A = P_{O.C.A} + \left(\frac{L_p}{P_{nA}} \right)^2 \times P_{S.C.A} \quad (8)$$

$$TL_{AB} = P_{O.C.A} + P_{O.C.B} + \left(\frac{L_p}{P_{nA} + P_{nB}} \right)^r \times (P_{S.C.A} + P_{S.C.B}) \quad (۹)$$

TL_A : مجموع تلفات توان ترانسفورماتور A برحسب (Mw)؛
 TL_{AB} : مجموع تلفات توان ترانسفورماتورهای موازی A و B برحسب (Mw)؛
 $P_{O.C.A}$ و $P_{O.C.B}$: تلفات بی‌باری ترانسفورماتورهای A و B برحسب (Mw)؛
 $P_{S.C.A}$ و $P_{S.C.B}$: تلفات مسی (اتصال کوتاه) ترانسفورماتورهای A و B برحسب (Mw)؛
 L_p : بار ساعتی پست برحسب (Mw)؛
 P_{nA} و P_{nB} : مجموع تلفات توان ترانسفورماتورهای موازی A و B برحسب (Mw)؛
 برای ترانسفورماتورهای موازی کاملاً مشابه خواهیم داشت:

$$TL_{AB} = rP_{O.C.A} + \frac{\left(\frac{L_p}{P_{nA} + P_{nB}} \right)^r \times P_{S.C.A}}{r} \quad (۱۰)$$

۲-۶-۳. محاسبه هزینه تلفات توان

برای محاسبه شاخص اقتصادی مجموع تلفات توان مورد استفاده قرار می‌گیرند

$$Cost TL_{\lambda}(t) = TL_A \times C_E \times T \quad (۱۱)$$

$$Cost TL_r(t) = TL_{AB} \times C_E \times T \quad (۱۲)$$

در این روابط C_E قیمت فروش انرژی و $Cost T_{\lambda}$ و $Cost T_r$ به ترتیب هزینه تلفات توان یک ترانسفورماتور منفرد و دو ترانسفورماتور موازی است.

۲-۶-۴. هزینه کل انرژی انتظاری تأمین نشده و مجموع تلفات ترانسفورماتورها

با مشخص بودن هزینه‌های انرژی انتظاری تأمین نشده و تلفات، هزینه کل به دست می‌آید:

$$C_{\lambda}(L_p) = \sum_{t=1}^n \left[\left(P_{O.C.A} + \left(\frac{L_p(t)}{P_{nA}} \right)^r \times P_{S.C.A} \right) \times C_E + (U_{\lambda}(t) \times L_p(t)) \times C_E \right] \quad (۱۳)$$

$$C_r(L_p) = \sum_{t=1}^n \left[\left(rP_{O.C.A} + \frac{\left(\frac{L_p(t)}{P_{nA}} \right)^r \times P_{S.C.A}}{r} \right) \times C_E + (U_r(t) \times L_p(t)) \times C_E \right] \quad (۱۴)$$

که در معادلات ۱۳ و ۱۴، $C_{\lambda}(L_p)$ ، $C_r(L_p)$ و U_{λ} به ترتیب منحنی هزینه تأمین بار پست و عدم دسترس‌پذیری در دو حالت یک و دو ترانسفورماتوری هستند. برای به دست آوردن نقطه بهینه لحظه‌ای جهت تغییر روش بهره‌برداری، می‌توان از مساوی هم قرار دادن معادلات ۱۳ و ۱۴ استفاده کرد.

$$C_r(L_p) = C_{\lambda}(L_p) \quad (۱۵)$$

$$C(L_p) = \left[\left(P_{O.C.A} + \frac{\left(\frac{L_p(t)}{P_{nA}} \right)^r \times P_{S.C.A}}{r} \right) \times C_E + (U_r(t) - U_{\lambda}(t) \times L_p(t)) \times C_E \right] \quad (۱۶)$$

معادله ۱۶ را می‌توان به صورت ساده زیر بیان کرد:

$$C(L_p) = aL_p^r(t) + bL_p(t) + c \quad (۱۷)$$

در معادله ۱۷ داریم:

$$a = -\frac{P_{S.C.A}}{rP_{NA}^r} \times C_E$$

$$b = (U_r(t) - U_l(t)) \times C_E$$

$$c = P_{O.C.A} \times C_E$$

با توجه به معادله ۱۸، نقطه تقاطع منحنی‌های $C_r(L_p)$ و $C_l(L_p)$ به دست خواهد آمد و L_p به دست آمده، نقطه بهینه جهت تغییر روش بهره‌برداری است.

$$aL_p^r(t) + bL_p(t) + c = 0 \quad (۱۸)$$

براساس معادله ۱۸، زمانی که بار پست از L_p کمتر باشد، بهره‌برداری به صورت یک ترانسفورماتور در حالت کار و یک ترانسفورماتور در حالت آماده به کار اقتصادی‌تر و زمانی که بار پست بیشتر از L_p می‌شود، بهره‌برداری به صورت دو ترانسفورماتور موازی به روش متداول اقتصادی‌تر خواهد بود.

هدف این مقاله، به دست آوردن نقطه بهینه‌برداری ترانسفورماتورهای قدرت در هر لحظه از زمان جهت تصمیم‌گیری در خصوص خروج عمدی یکی از ترانسفورماتورها براساس روابط و مفاهیم اشاره‌شده با داشتن سطح قابل قبولی از قابلیت اطمینان است. در همین راستای اثر این روش بهره‌برداری بر عمر متوسط ترانسفورماتور با اعمال اثرات دمای محیط و جریان هجومی بررسی خواهد شد.

جهت ارزیابی روش جدید، انرژی انتظاری تأمین نشده و تلفات توان ترانسفورماتور در دو حالت روش متداول بهره‌برداری و روش جدید پیشنهادی در حالت‌های بارگذاری مختلف بررسی خواهد شد و مبنای تصمیم‌گیری خواهد بود.

۲-۷. اثر بارگذاری و تقسیم بار به صورت مساوی در ترانسفورماتورهای موازی - روش متداول

اگر اثر بارگذاری روی عمر ترانسفورماتور در نظر گرفته شود، بسته به شرایط بارگذاری این مقدار استاندارد می‌تواند بیشتر یا کمتر شود. همان‌طور که در قسمت‌های قبلی توضیح داده شد، مقدار متوسط عمری که معمولاً برای ترانسفورماتور در نظر گرفته می‌شود در حالت عملکرد پیوسته ترانسفورماتور در بار نامی است. به بیان دیگر، اگر دمای نقطه داغ ترانسفورماتور که یکی از عوامل اصلی ایجاد فرسایش است، به طور پیوسته ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد باشد، مقدار عمر پیش‌بینی‌شده ترانسفورماتور صحت خواهد داشت. ولی در واقع این‌طور نیست و ترانسفورماتور در مدت بارگذاری سال‌های عمر خود ممکن است دچار اضافه باری‌ها و کم‌باری‌های بسیاری شود و مقدار M کمتر و یا بیشتر از حالت عادی شود. در این حالت مقدار عمر ترانسفورماتور با در نظر گرفتن اثر بارگذاری به صورت معادله ۱۹ محاسبه خواهد شد:

$$M_i = M + t - F_{aacu} \quad (۱۹)$$

که در آن:

M_i : میانگین عمر ترانسفورمر با در نظر گرفتن بارگذاری (ساعت)

M : میانگین عمر ترانسفورمر بدون در نظر گرفتن بارگذاری (ساعت)

t : زمان بهره‌برداری (ساعت)

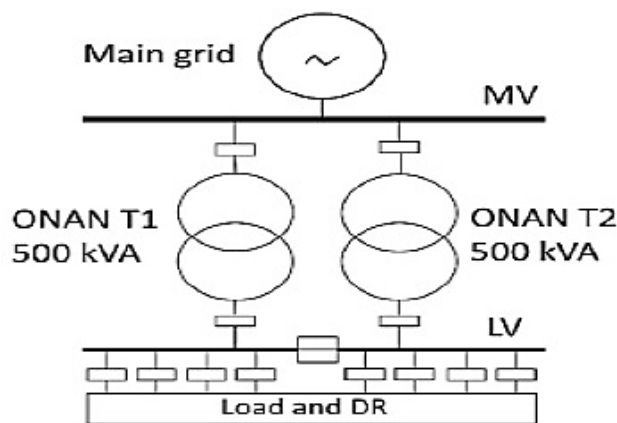
F_{aacu} : ضریب تسریع فرسودگی تجمعی (ساعت)

برای به دست آوردن قابلیت اطمینان با استفاده از روش توزیع نرمال خواهیم داشت:

$$Z_r = \frac{t - M_i}{\sigma} \quad (۲۰)$$

۳. نتایج عددی

مطالعه موردی در این مطالعه روی سیستم شکل ۹ یک پست MV/LV (پست توزیع یا فوق توزیع) در فضای باز با ۲ ترانسفورماتور توزیع ۵۰۰ کیلوولت آمپر است که هر دو مجهز به سیستم خنک کننده ONAN (Oil Natural Air Natural) هستند.



شکل ۹. دیاگرام شبکه مورد مطالعه [۲۰]

بار سالانه در نظر گرفته شده با وضوح یک ساعت که معادل شبیه‌سازی شده مصرف کل ۱۰۰ خانه با رویکردهای فیزیکی و رفتاری مختلف است از مراجع [۲۲] و [۲۱] اخذ شده است.

حداکثرهای θ_i^α به دست آمده برای هر ماه به عنوان یک حاشیه ایمنی هنگام شبیه‌سازی بدترین حالت حرارتی ترانسفورماتور برای مقادیر مختلف ذخیره در نظر گرفته می‌شود. این امر به‌ویژه برای گرم شدن کره زمین با افزایش مداوم دمای محیط مورد انتظار است. علاوه بر این، این حاشیه می‌تواند خطاهای دیگر در ویژگی‌های حرارتی - مدل‌سازی را کاهش دهد.

یک حاشیه مضاعف در این مطالعه از محاسبه ذخیره حاصل می‌شود که شرایط N-1 را با از دست دادن یک ترانسفورماتور در پست مورد نظر در نظر گرفته می‌شود. بنابراین، اگر یک ترانسفورماتور خارج از سرویس باشد، ترانسفورماتور توزیع باقی‌مانده ۵۰۰ کیلوولت آمپر بی‌شک می‌تواند تمام بار را به‌تنهایی تأمین کند؛ زیرا پیک توان ثبت شده تنها ۴۳۰ کیلوولت آمپر است (۸۶ درصد مقدار نامی، ۵۰۰ کیلوولت آمپر). بنابراین، ذخیره برای اتصال بار (در یک رویکرد سنتی بهره‌بردار شبکه توزیع) به عنوان تفاوت بین رتبه اسمی و بار اوج، یعنی $70 = 500 - 430$ کیلوولت آمپر (یعنی ۱۴ درصد ظرفیت نامی) برآورد می‌شود. به جای رتبه‌بندی اسمی، بهره‌بردار شبکه توزیع می‌تواند رویکردهای دیگری مانند رتبه‌بندی حرارتی ساکن [۲۴ و ۲۳]، رتبه‌بندی فصلی [۲۴] یا رتبه‌بندی اضطراری [۲۵] را اعمال کند. با این وجود، روش تعیین ذخیره در ماهیت خود تغییری نمی‌کند؛ زیرا هنوز یک تفاوت ساده بین رتبه ثابت قابل قبول و بار اوج بدون در نظر گرفتن حالت حرارتی واقعی ترانسفورماتورها را نشان می‌دهد.

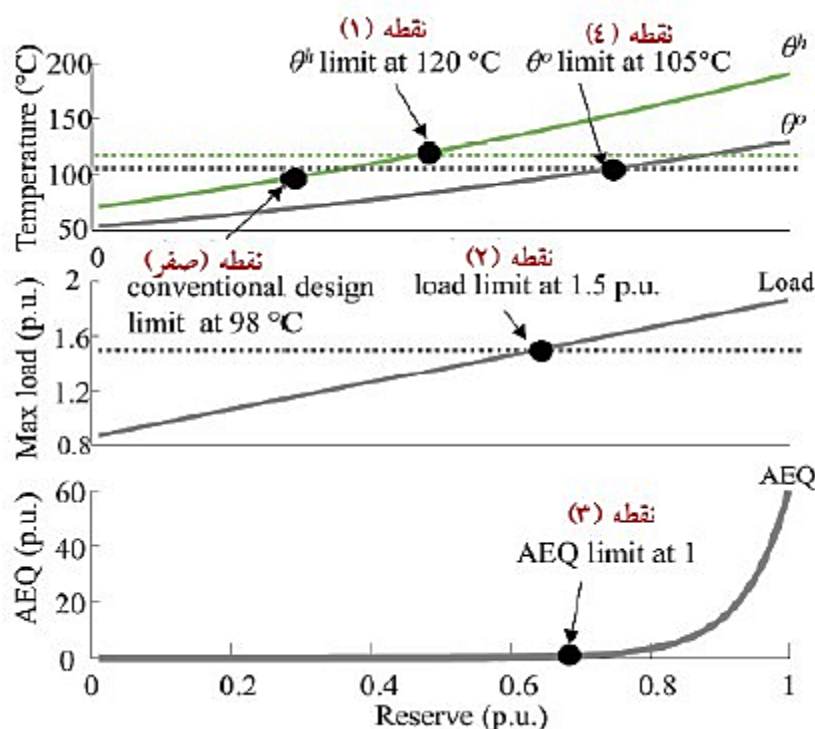
هنگامی که مدل‌سازی حرارتی اعمال می‌شود، دمای ترانسفورماتور (یعنی دمای روغن θ_i^0 و دمای گرم‌ترین نقطه θ_i^h) و θ_i^{tr} مشخصه یا پارامتر معادل پیری (AEQ) طی سال را می‌توان به‌صراحت با استفاده از پروفیل بارگذاری θ_i^{tr} (برحسب پیرونیته) دمای محیط محاسبه کرد. جریان، دما و پیری، مشابه متغیرهای دیگر که وضعیت فیزیکی را نشان می‌دهند، دارای محدودیت‌های مربوطه است. انتخاب این محدودیت‌ها می‌تواند دوباره برای تعیین حاشیه‌های ایمنی مهم برای مدل‌سازی حرارتی مورد استفاده قرار گیرد. به عنوان مثال، محدودیت‌های جریان و دما را برای انواع بارگذاری شامل مواردی است: بارهای چرخه‌ای معمولی و همچنین دو حالت اضطراری - اضافه بار طولانی‌مدت و اضافه بار کوتاه‌مدت. بارگذاری چرخه‌ای معمولی به وضعیتی گفته می‌شود که یک ترانسفورماتور در معرض دمای محیط بالا یا بار بالاتر از میزان نامی قرار می‌گیرد؛ اما پیری حرارتی مانند شرایط اسمی باقی می‌ماند. بارگذاری اضطراری طولانی مدت وضعیتی است که یک ترانسفورماتور برای روزها یا حتی ماه‌ها در معرض دماهای بالا قرار می‌گیرد و بارگذاری اضطراری کوتاه مدت، اضافه بار سنگین ترانسفورماتور برای کمتر از

۳۰ دقیقه است. با توجه به ماهیت زمانی شرایط اضطراری استاندارد IEC [۲۶] اجازه می‌دهد تا دما و محدودیت جریان آن‌ها را افزایش دهد.

لذا در مدل پیشنهادی مقاله حاضر، ما از بارگذاری چرخه‌ای معمولی به عنوان سخت‌ترین حد در شرایط N-1 استفاده می‌کنیم. با این حال، بهره‌بردار شبکه توزیع می‌تواند محدودیت‌های اضطراری طولانی‌مدت را به عنوان جایگزینی برای شرایط N-1 انتخاب کند؛ اما این اجازه می‌دهد تا ظرفیت ترانسفورماتور بیشتری را به قیمت خطرات بالاتر گرمای بیش از حد و تسریع از دست دادن طول عمر آزاد کنید.

۳-۱. ارزیابی مدل روش پیشنهادی

ماهیت روش پیشنهادی در شکل ۱۰ با انجام مطالعات اولیه حرارتی توضیح داده شده است. این مطالعات اولیه بدون استفاده از DR (یعنی بدون انجام هیچ‌گونه اقدامی برای کاهش دمای ترانسفورماتورها) برای حاشیه‌های ذخیره متفاوت چه مقدار خواهد بود، دمای روغن θ_o^0 ، دمای گرم‌ترین نقطه θ_i^h و θ_i^0 (مشخصه یا پارامتر معادل پیری) را بررسی می‌کند. شکل ۱۰ متغیرهای حالت ترانسفورماتور را به عنوان تابعی از بار ثابت اضافه شده از ۱ درصد تا ۱۰۰ درصد از یک مقدار نامی ۵۰۰ کیلوولت آمپر به نمودار بار موجود نشان می‌دهد. حداکثر θ_i^0 و θ_i^h طی سال و AEQ متناظر برای شرایط N-1 تخمین زده شده و با استفاده از استاندارد IEC 60076-7^۲ محاسبه شده است [۲۶]. استاندارد IEC 60076-7 یک راهنمای بارگذاری شناخته‌شده بین‌المللی است که معادلات ریاضی و ویژگی‌های حرارتی ترانسفورماتورهای روغنی مورد نیاز برای محاسبه θ_i^0 ، θ_i^h و AE را ارائه می‌دهد. به طور خاص، ما از معادلات دیفرانسیلی شرح داده شده در استاندارد IEC 60076-7 استفاده می‌کنیم. این معادلات در ادامه ارائه شده است.



شکل ۱۰. نتایج مطالعات اولیه حرارتی برای شبیه‌سازی سالانه و ظرفیت نامی بر حسب رشد تقاضا بر حسب پیریونیت. بار اولیه ترانسفورماتور توزیع مورد مطالعه [۲۰]

1. Aging Equivalent

2. IEC = International Electrotechnical Commission

مطالعات اولیه حرارتی نشان می‌دهد امکان اتصال بار ثابت ۲۴۰ کیلوولت آمپر ($p.u. \cdot 0/49$ برابر ۵۰۰ کیلوولت آمپر) علاوه بر مصرف موجود بدون نقض محدودیت‌های حرارتی در دمای ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد وجود دارد (نقطه ۱ را ببینید). این ذخیره ۲۴۰ کیلوولت آمپر $3/4$ برابر بیشتر از ذخیره (۷۰ کیلوولت آمپر) محاسبه شده با روش معمولی است - یعنی توان نامی ترانسفورماتور (۵۰۰ کیلوولت آمپر) منهای پیک مصرف (۴۳۰ کیلوولت آمپر). ذخیره ۲۴۰ کیلوولت آمپر حتی مهم‌تر از ذخیره مشابه به‌دست‌آمده برای DTR بر اساس دمای طراحی ۹۸ درجه سانتی‌گراد (۱۴۵ کیلوولت آمپر، $p.u. \cdot 0/29$ در نقطه صفر) است. اگرچه استفاده از دمای طراحی در DTR اغلب برای جلوگیری از پیری تسریع شده ادعا می‌شود، ما مشاهده می‌کنیم که پیری تسریع شده تنها در صورتی اتفاق می‌افتد که ذخیره (رشد بار) به مقادیر قابل توجهی حدود $p.u. \cdot 0/70$ برسد (نقطه ۳). بنابراین، در نظر گرفتن حد θ_t^h باید بر دمای طراحی ترجیح داده شود، اگر حد پیری به‌صراحت در نظر گرفته شود [۲۶].

با فرض اینکه برنامه‌های DR مناسب از نقض محدودیت‌های دما جلوگیری می‌کنند، می‌توان بار بیشتری را به ترانسفورماتور متصل کرد تا زمانی که به حد بعدی یعنی حد جریان در $p.u. \cdot 2/15$ برسد (نقطه ۲ در ۳۵۰ کیلوولت آمپر در شکل ۱۰). با شروع از این نقطه، DSO باید از DR^۳ برای جلوگیری از شکستن محدودیت‌های θ_t^h و جریان استفاده کند. بنابراین، از نقطه ۲ به بعد، ذخیره را می‌توان از ۳۲۰ به ۳۵۰ کیلوولت آمپر تا رسیدن به نقطه بحرانی بعدی افزایش داد (نقطه ۳ را در شکل ۱۰). با شروع از نقطه ۳، AEQ ممکن است بالاتر از تلفات طبیعی سالانه عمر ترانسفورماتور باشد. از این‌رو، لازم است که θ_t^h را حتی بسیار کمتر از حد آن کاهش دهیم تا AEQ کمتر از ۱ بماند. آخرین نقطه بحرانی، در شکل (ذخیره ۳۶۵ کیلوولت آمپر) وضعیتی است که دمای روغن ترانسفورماتور حد خود را نقض می‌کند. در نهایت، یک پاسخگویی بار مناسب طراحی و مدیریت‌شده باید سه محدودیت را به طور هم‌زمان برطرف کند - محدودیت‌های حرارتی ترانسفورماتور (θ_t^0 و θ_t^h)، حد جریان و پیری عایق - که هدف مسئله بهینه‌سازی معرفی‌شده در بخش بعدی است. توجه داشته باشید که سنگینی بار محاسباتی ممکن است به دلیل نیاز به مدل‌سازی حرارتی مطابق با IEC 60076-7 ایجاد شود که الزامات خاصی را برای مرحله زمانی پروفیل‌های بار و دما تعیین می‌کند. در واقع، استاندارد IEC [۲۶] ایجاب می‌کند که وضوح زمانی باید حداقل دو برابر کوچک‌تر از ثابت زمانی سیم‌پیچی باشد، که معمولاً حدود ۱۰-۴ دقیقه است. در غیر این‌صورت، محاسبات حرارتی ممکن است ثبات عددی را از دست بدهند. در عمل، این مستلزم آن است که مرحله زمانی مدل حرارتی برای ترانسفورماتور از ۲ تا ۵ دقیقه تجاوز نکند یا حتی ممکن است کمتر باشد. در این مقاله، به صورت ۱ دقیقه‌ای در نظر گرفته شده است.

درخور یادآوری است که طراحی و مدیریت DR^۴ فقط برای روزهایی که ترانسفورماتور محدودیت‌های حرارتی را نقض می‌کند و نه برای کل سال می‌تواند به طور قطعی فرموله شود. از این‌رو، از فرمول‌بندی یک مسئله بهینه‌سازی غیر قابل حل بزرگ اجتناب می‌کنیم. با این‌حال، ما استدلال می‌کنیم که اگر طولانی‌ترین فاصله از چند روز تجاوز نکند، این ایده معتبر باقی می‌ماند. شکل ۱۱ طولانی‌ترین بازه با نقض حرارتی در نظر گرفته‌شده در مسئله بهینه‌سازی DR را به عنوان تابعی از حاشیه ذخیره (بار ثابت اضافه‌شده روی محور (x) نشان می‌دهد. در شکل ۱۱ می‌بینیم که طولانی‌ترین بازه به صورت تصاعدی افزایش می‌یابد. برای مقدار ذخیره $1/04$ پریونیت به بعد، گرمای بیش از حد هر روز از سال شبیه‌سازی شده رخ می‌دهد. بنابراین، معادلات غیرخطی IEC 60076-7^۵ به حل نشدن مسئله بهینه‌سازی منجر می‌شود. بنابراین، در بخش‌های بعدی از فصل حاضر، خطی‌سازی معادلات غیرخطی مدل حرارتی ترانسفورماتور پیشنهاد شده است.

شکل ۱۲ فلوچارت الگوریتم پیشنهادی در مقاله حاضر را نشان می‌دهد که به ما امکان می‌دهد DR مورد نیاز برای اطمینان از سطح معینی از ذخیره را محاسبه کنیم.

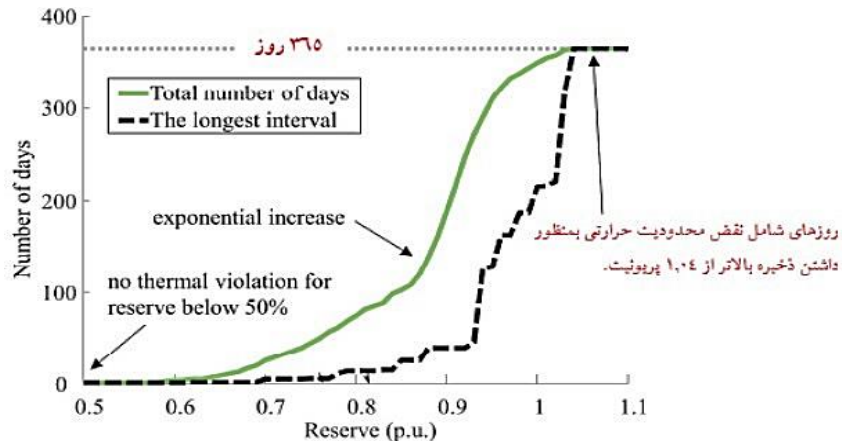
1. p.u. = per unit

2. p.u. = per unit

3. DR = Demand Response

4. DR = Demand Response

5. IEC = International Electrotechnical Commission



شکل ۱۱. تعداد روزهایی که محدودیت‌های حرارتی نقض می‌شود [۲۰]

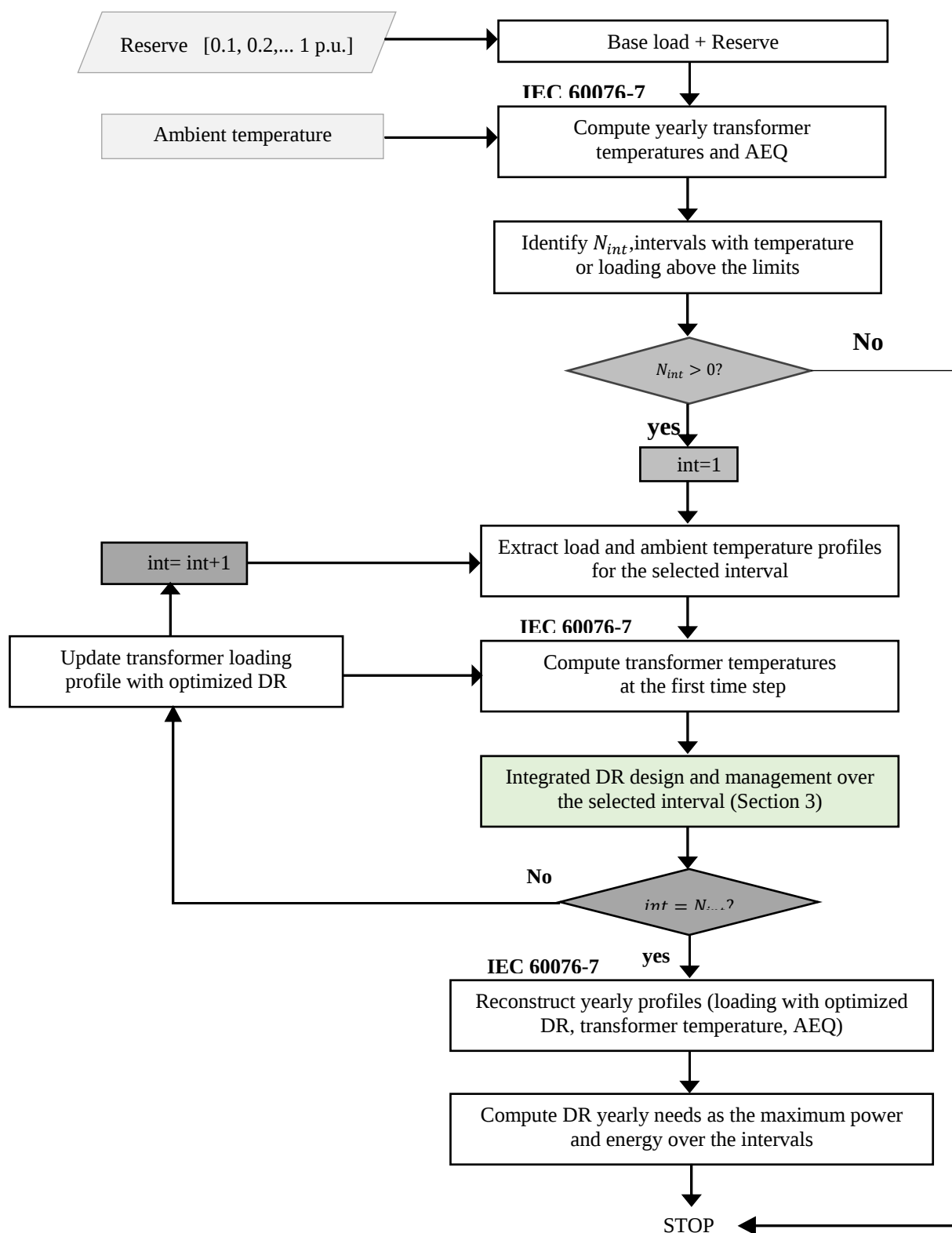
گردش کار از سه مرحله اصلی تشکیل شده است. در مرحله اول، بارگذاری سالانه ترانسفورماتور (بدون در نظر گرفتن DR) با نمایه بار موجود افزایش یافته با حاشیه ذخیره شده محاسبه می‌شود. علاوه بر این، وضعیت حرارتی ترانسفورماتور با دمای محیط در کل سال تخمین زده می‌شود. اگر نقض حرارتی وجود نداشته باشد، پس نیازی به DR نیست و الگوریتم در اینجا متوقف می‌شود. از این‌رو، حاشیه ذخیره دیگری قابل بررسی است. اگر گرمای بیش از حد تشخیص داده شود، مرحله دوم الگوریتم بازه (های) را مشخص می‌کند که دمای ترانسفورماتور (θ_t^0 و θ_t^h) یا محدودیت‌های جریان نقض می‌شود. الگوریتم پروفایل بارگذاری (P_t^l) را در هر بازه مشخص شده استخراج می‌کند. سپس، پروفیل‌های بار و دمای محیط در یک بازه زمانی معین به عنوان ورودی برای مدیریت و طراحی DR یکپارچه در نظر گرفته می‌شوند که حداقل نیازهای DR را برای برآورده کردن محدودیت‌های عملیاتی محاسبه می‌کند. توجه داشته باشید که مدل حرارتی ترانسفورماتور به مقادیر اولیه دمای بالای روغن و نقطه داغ در ابتدای بازه استخراج نیاز دارد. برای انجام این کار، پروفیل بارگذاری بهینه ترانسفورماتور (یعنی با مدیریت DR از محاسبات قبلی برای به‌روزرسانی پروفایل بار سالانه از ابتدای سال تا آغاز بازه بعدی استفاده می‌شود). این چرخه تا زمانی که تمام فواصل بررسی شود تکرار می‌شود و به ما امکان می‌دهد هر بار که یک بازه شبیه‌سازی می‌شود دمای اولیه صحیح را ردیابی کنیم. آخرین مرحله از الگوریتم زمانی مورد نیاز است که تمام فواصل زمانی مطالعه شود و نمایه بار سالانه بهینه‌شده به طور کامل بازسازی شود. در نهایت، الگوریتم مقادیر DR^۱ را بر حسب توان و رتبه‌بندی انرژی به عنوان حداکثر توان و انرژی DR محاسبه شده در فواصل مختلف تعریف می‌کند. فلوچارت روش پیشنهادی در شکل ۱۲ نمایش داده شده است.

خصوصیات حجم DR، که برای جلوگیری از گرمای بیش از حد ترانسفورماتور ضروری است، در قالب یک مسئله بهینه‌سازی سیستمیک بیان می‌شود. در این مسئله بهینه‌سازی، استراتژی مدیریت DR یعنی اصلاح پروفیل بار در نظر گرفته می‌شود. سپس، هر دو اندازه و مدیریت متغیرهای یک مسئله واحد هستند. علاوه بر این، محدودیت‌های دینامیکی باید به دلیل وابستگی زمانی پروفیل‌های دما در نظر گرفته شود. مشکل کلی به‌سادگی شامل به حداقل رساندن نیازهای DR از نظر توان نامی و ظرفیت نامی است. DR در نهایت باید محدودیت‌های حرارتی، پیری و بارگذاری ترانسفورماتور را برآورده کند. محدودیت‌های اضافی برای نشان دادن P_t^{DR} ، عملیات DR در محدوده آن معرفی شده است. این مدیریت به ما اجازه می‌دهد تا بارگذاری ترانسفورماتور ($P_t^{tr} \times K^{tr}$) را برای یک پروفایل بار معین (P_t^l) به دنبال محدودیت تعادل توان تغییر دهیم.

$$obj : \min \left(P^{DRr} + \frac{E^{DRr}}{1h} \right) \text{ s.t. } \begin{cases} \theta_t^0 \leq \bar{\theta}^0 & \forall t \in T \\ \theta_t^h \leq \bar{\theta}^h & \forall t \in T \\ P_t^{tr} \leq 1.5 p.u. & \forall t \in T \\ AEQ \leq 1 \end{cases} \quad (21)$$

$$-P^{DRr} \leq P_t^{DRr} \leq P^{DRr} \quad \forall t \in T \quad (22)$$

$$P_t^{tr} \times K^{trR} = P_t^l - P_t^{DR} \quad \forall t \in T \quad (23)$$



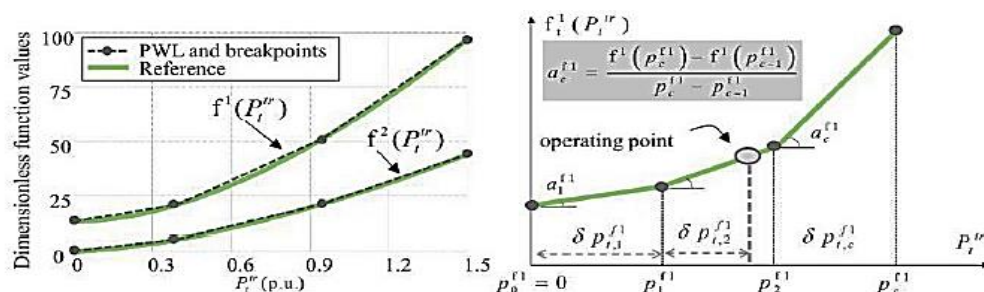
شکل ۱۲. فلوچارت الگوریتم پیشنهادی بارگذاری مبتنی بر مدل حرارتی ترانسفورماتور [۲۰]

$$\begin{cases} SOC_t^{DR} = SOC_0^{DR} - \sum_{k=1}^t \frac{100 \times P_k^{DR} \times \Delta t}{E^{DRR}} \quad \forall t \in T \\ SOC_t^{DR} \leq SOC_t^{DR} \leq SOC_t^{DR} \\ SOC_{t=T}^{DR} = SOC_0^{DR} - \sum_{k=1}^T \frac{100 \times P_k^{DR} \times \Delta t}{E^{DRr}} \end{cases} \quad (24)$$

همان‌طور که در روابط یادشده مشاهده شد، تا کنون هیچ معیار اقتصادی در نظر گرفته نشده است و هیچ هزینه‌ای به ظرفیت انعطاف‌پذیری DR^۱، به عنوان مثال، هزینه برای ظرفیت ذخیره‌سازی، و قدرت آن (به عنوان مثال، هزینه برای یک اینورتر باتری یا ژنراتور پشتیبان) تعلق نمی‌گیرد. توجه داشته باشید که در عمل، این انعطاف‌پذیری DR می‌تواند به هر شکلی باشد و توسط مجموعه‌ای از ژنراتورها، بارها یا تجهیزات ذخیره‌سازی قابل کنترل همراه با منابع انرژی تجدیدپذیر ارائه شود. در این کار، انعطاف‌پذیری DR به طور انحصاری در حوزه قدرت و انرژی توصیف می‌شود و به طور مشابه با ذخیره‌سازی عمومی با یک کارایی واحد مدل‌سازی می‌شود. سپس، محدودیت‌های اضافی باید برای محاسبه «وضعیت شارژ مجازی SOC_t^{DR} » و حفظ آن بین کرانه‌ها (معمولاً ۰ تا ۱۰۰ درصد) طی بازه مورد مطالعه، معرفی شوند.

همچنین، دو حالت عملیاتی برای DR طراحی شده در نظر گرفته شده است. ابتدا، هنگام تنظیم مقادیر اولیه و نهایی حالت شارژ^۲، یعنی SOC_t^{DR} و $SOC_{t=T}^{DR}$ ، این DR در حالت «تغییر انرژی» با محدودیت صرفه‌جویی در انرژی مدیریت می‌شود حالت «تغییر انرژی» حفظ انرژی مصرف‌شده را تضمین می‌کند، به‌ویژه از طریق محدودیت در مقادیر نهایی برای حالت شارژ. حالت عملیاتی دیگری به نام «ریزش انرژی» در این مطالعه بررسی شده است. در حالت «ریزش انرژی»، DR را می‌توان به عنوان یک بار قابل کنترل (یا تجمیع بارهای قابل کاهش) در نظر گرفت. در فرمول مسئله پیشنهادی، «ریزش انرژی» به‌سادگی با تنظیم «وضعیت شارژ» در ابتدای بازه روی ۱۰۰ درصد و در پایان به صفر درصد و $P_t^{DR} > 0$ (یعنی معادل تخلیه DR) مدل می‌شود.

اولین مجموعه از آزمایش‌های اولیه برای حل مسئله پیشنهادی در یک روز شبیه‌سازی شده با استفاده از الگوریتم‌های ابتکاری و فراابتکاری در نرم‌افزار MATLAB مانند برنامه‌ریزی درجه دوم متوالی، الگوریتم ژنتیک، در نظر گرفته شده است. با این حال، آن اجراها از زمان‌های محاسباتی گران و هم‌گرایی غیر سیستماتیک به دلیل اندازه بالا رنج می‌بردند، به‌ویژه با وضوح ۱ دقیقه‌ای برای مجموعه زمانی مرجع. پیچیدگی اضافی با محاسبه دمای روغن و نقطه داغ و پیری به عنوان محدودیت‌های غیرخطی معرفی می‌شود. به منظور اطمینان از همگرایی در زمان‌های محاسباتی معقول به طوری که موارد استفاده مختلف را بتوان بررسی کرد، با بهره‌گیری از تحذب مدل حرارتی، مسئله خطی‌سازی می‌شود؛ بنابراین، یک خطی‌سازی متعارف قطعه‌ای برای توابع معرفی شده در مدل حرارتی ترانسفورماتور اجرا می‌شود. نقاط شکست بهینه که خطای خطی‌سازی را به حداقل می‌رساند، طبق روش معرفی شده در [۲۷] تعریف شده و برای تعداد متفاوتی اعمال می‌شود. در زیر نتایج به‌دست آمده را هنگام در نظر گرفتن خطی‌سازی سه بلوکی برای توابع غیرخطی f_1 و f_2 نشان می‌دهد. این نوع خطی‌سازی به ما امکان می‌دهد ضرایب شیب را برای هر تابع محاسبه کنیم که بیشتر در فرمول ریاضی نشان داده شده است.

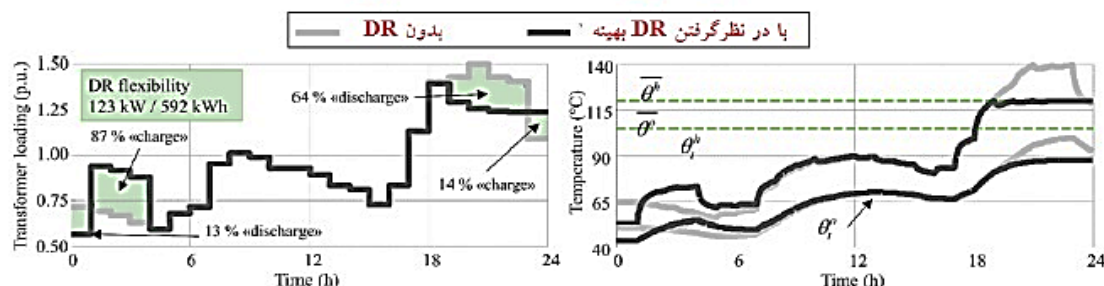


شکل ۱۳. نحوه خطی‌سازی توابع در مدل حرارتی ترانسفورماتور [۲۰]

1. DR = Demand Response
2. virtual state of charge

۳-۲. نتایج شبیه‌سازی

ابتدا به بررسی تأثیر مدل DR^۱ بهینه در یک حاشیه ذخیره مشخص و در یک بازه زمانی یک‌روزه پرداخته می‌شود که در شکل ۱۴ در دو حالت با و بدون در نظر گرفتن مدل بهینه DR، تغییرات بارگذاری و دمای ترانسفورماتور نشان داده شده‌اند.

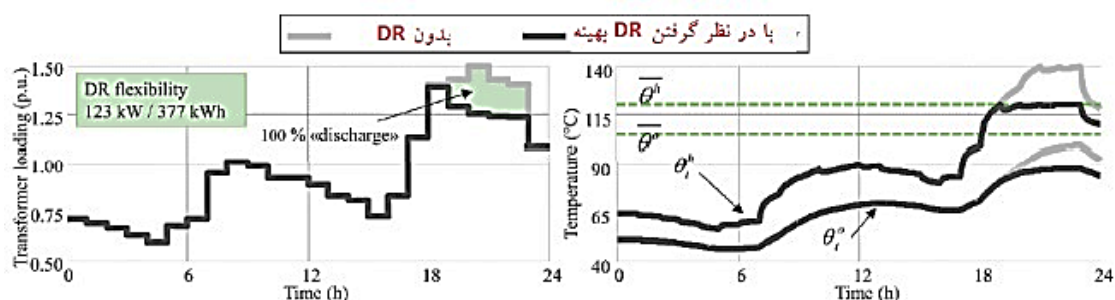


شکل ۱۴. نمودار تغییرات بارگذاری و دمای ترانسفورماتور بر اساس مدل پیشنهادی در دو حالت با اعمال DR بهینه و بدون اعمال DR [۲۰]

همان‌طور که در نمودارهای شکل ۱۴ مشاهده می‌شود، افزودن انعطاف‌پذیری DR به ما امکان می‌دهد دمای نقطه داغ را زیر حد خود نگه داریم. در عین حال، دمای روغن با یا بدون استفاده از انعطاف‌پذیری DR همیشه زیر حد مجاز باقی می‌ماند. برای جلوگیری از گرمای بیش از حد سیم‌پیچ هنگام عصر، جابه‌جایی بار با کاهش بار پیک پس از ساعت ۱۸:۰۰ و انتقال بخشی از بار به صبح اعمال می‌شود.

همچنین، باید توجه داشت که در ابتدای شبیه‌سازی، بارگذاری کاهش می‌یابد تا پروفیل‌های دما قبل از اینکه انعطاف‌پذیری DR به طور کامل شارژ شود (برای اطمینان از محدودیت‌های «محافظه کارانه انرژی») کاهش می‌یابد. این در نهایت به دماهای بالاتر در شب منجر می‌شود، اما هنوز با محدودیت‌های گرمای بیش از حد، فاصله دارد. در نهایت، انعطاف‌پذیری DR از الگوی «شارژ/تخلیه/شارژ» پیروی می‌کند و ۶۴ درصد از ظرفیت برآورده شده به منظور شیفت بار مورد نیاز است.

در حالت بعدی که در شبیه‌سازی‌ها در نظر گرفته شده است، ورودی‌ها و الگوریتم بهینه‌سازی مشابه حالت قبل بوده، اما، با در نظر گرفتن برنامه انعطاف‌پذیری DR به صورت ریزش انرژی و بدون در نظر گرفتن مسئله پیری است که نتایج به دست آمده در این حالت در شکل ۱۵ نمایش داده شده است.



شکل ۱۵. نمودار تغییرات بارگذاری و دمای ترانسفورماتور بر اساس مدل پیشنهادی در حالت ریزش انرژی و با و بدون اعمال DR

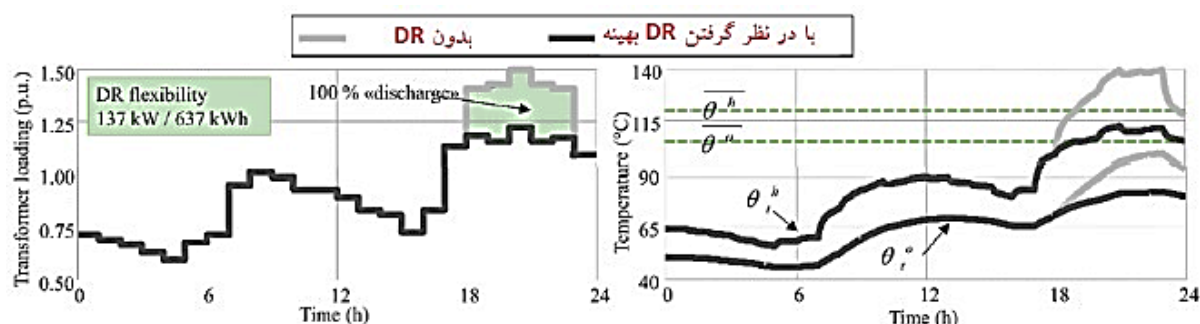
همان‌طور که در شکل ۱۵ مشاهده می‌شود، نتایج را در حالتی که DR فقط در عصر فعال می‌شود تا بارگذاری اوج ترانسفورماتور مشابه شبیه‌سازی قبلی اصلاح شود، نشان می‌دهد. سپس، پروفیل‌های بارگذاری و دما برای بقیه روز در نظر گرفته شده، یعنی قبل از اوج تراشیدن، بدون تغییر باقی می‌مانند. این بار اصلاح شده برابر با ۳۷۷ کیلووات ساعت است. این انرژی ریخته شده مطابق با ظرفیت بهینه انعطاف‌پذیری DR^۲ نصب شده در حالت «ریزش انرژی» است. این ظرفیت مورد انتظار بدیهی

1. DR = Demand Response

2. DR = Demand Response

است که بسیار کمتر از ظرفیت محاسبه‌شده در مورد «تغییر انرژی» است، زیرا نیازی به جابه‌جایی / بازیابی بار در زمان دیگری طی روز نیست.

در نهایت و در آخرین حالت از شبیه‌سازی، همان حالت دوم اما با در نظر گرفتن محدودیت پیری ترانسفورماتور پیاده‌سازی شده است. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهد مقدار انرژی محدودشده بیشتر از آنچه در دوره‌های قبلی مشاهده شد، است، به طوری که دمای نقطه داغ بسیار کمتر از حد باقی می‌ماند که در غیر این صورت باعث تخریب بیش از حد عایق سیم‌پیچ می‌شود. دمای روغن نیز طبق انتظار کاهش می‌یابد. همچنین، باید توجه داشت که ظرفیت DR برآورد شده، ۶۳۷ کیلووات ساعت است که تقریباً بیشتر از دو برابر حالت بدون محدودیت پیری ترانسفورماتور است. لذا نتایج مربوط به این حالت در شکل ۱۶ ارائه شده است.



شکل ۱۶. نمودار تغییرات بارگذاری و دمای ترانسفورماتور بر اساس مدل پیشنهادی و با محدودیت پیری ترانسفورماتور و در حالت ریزش انرژی، با و بدون اعمال DR[20]

۳-۳. مزایای روش پیشنهادی

۱- افزایش چشمگیر حاشیه ذخیره بدون نقض محدودیت‌های حرارتی: با اعمال پاسخگویی بار، حاشیه ذخیره قابل دستیابی تا ۲۴۰ کیلووات‌آمپر (معادل ۳۰۴ برابر ذخیره سنتی ۷۰ کیلووات‌آمپر) افزایش می‌یابد، بدون آنکه دمای نقطه‌داغ از حد ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد فراتر رود.

۲- عدم نیاز به DR در شرایط عادی (N): مطابق نتایج، در شرایط عادی (N) هیچ‌گونه پاسخگویی بار مورد نیاز نیست و هیچ تنش حرارتی برای ترانسفورماتور مشاهده نمی‌شود، حتی با حاشیه ذخیره بالا. این موضوع نشان‌دهنده کارایی روش در تشخیص دقیق بازه‌های بحرانی است.

۳- مدیریت هوشمندانه DR با دو حالت عملیاتی: در حالت «تغییر انرژی» تنها ۶۴ درصد از ظرفیت برآوردشده DR استفاده می‌شود و دمای نقطه‌داغ با موفقیت زیر حد مجاز نگه داشته می‌شود.

۳-۴. ضعف‌ها و چالش‌های روش پیشنهادی

۱- عدم در نظرگیری عدم قطعیت‌های هم‌زمان بار و دما: در فرمول‌بندی فعلی، پروفیل بار و دمای محیط به صورت قطعی در نظر گرفته شده‌اند. در شرایط واقعی، این پارامترها دارای عدم قطعیت هستند که ممکن است به نیاز به DR بیشتر یا کمتر از مقدار محاسبه‌شده منجر شود.

۲- نیاز به تحقیقات بیشتر برای یکپارچه‌سازی با شبکه توزیع و مدیریت چند ترانسفورماتور: مطالعه حاضر روی یک پست با دو ترانسفورماتور ۵۰۰ کیلووات‌آمپر متمرکز شده است. توسعه روش برای شبکه‌های توزیع بزرگ‌تر با ترانسفورماتورهای متعدد و منابع DR مختلف، نیازمند تحقیقات تکمیلی است که در بخش پیشنهادها برای کارهای آینده به آن‌ها اشاره شده است.

۴. نتیجه‌گیری

هدف این مقاله، ارائه یک برنامه بهینه پاسخگویی بار (DR)^۱ با استفاده از مدل حرارتی استاندارد IEC 60076-7 به منظور افزایش حاشیه ذخیره، کاهش نرخ خرابی و افزایش عمر ترانسفورماتورهای قدرت، با در نظر گرفتن همزمان محدودیت‌های حرارتی (دمای نقطه داغ و روغن)، محدودیت جریان است. هیچ‌یک از پژوهش‌های پیشین به‌طور مشخص اثر بارگذاری بر نرخ خرابی ترانسفورماتور و شرایط ویژه‌ای که دمای نقطه‌داغ از حد مجاز فراتر می‌رود را مدل‌سازی نکرده‌اند. همچنین، شاخص‌های پایه قابلیت اطمینان به عنوان معیار اصلی تصمیم‌گیری برای تعویض ترانسفورماتور در نظر گرفته نشده‌اند و این مقاله این موضوع را مورد بررسی قرار داده است. این مطالعه نوآوری‌های فراوانی دارد یکی از نوآوری آن‌ها ارائه یک رابطه ریاضی جدید برای مدل‌سازی اثر بارگذاری بر نرخ خرابی ترانسفورماتور است. نوآوری دوم تکمیل مدل ریاضی نرخ خرابی با لحاظ اثر بارگذاری بر دمای نقطه داغ و نوآوری سوم فرموله‌سازی یک مسئله بهینه‌سازی خطی (با خطی‌سازی قطعه‌ای توابع غیرخطی حرارتی) که به طور همزمان حجم و مدیریت پاسخگویی بار را در بازه زمانی مشخص بهینه می‌کند و نوآوری چهارم در نظر گرفتن همزمان محدودیت‌های حرارتی، جریان، پیری عایق و حالت اضطراری N-1 در طراحی DR است. مهم‌ترین نتایج این مطالعه حاشیه ذخیره قابل‌دستیابی با اعمال DR تا ۲۴۰ کیلوولت‌آمپر (معادل ۳/۴ برابر ذخیره سنتی ۷۰ کیلوولت‌آمپر) بدون نقض محدودیت‌های حرارتی است. نتیجه دوم در حالت «تغییر انرژی» تنها ۶۴ درصد از ظرفیت برآورد شده DR استفاده می‌شود. حجم DR می‌تواند تا ۳۰ درصد بار پیک برسد، اما تنها در شرایط N-1 و برای چند ساعت در سال مورد نیاز است. همچنین حداکثر جریان مجاز در مدل ۱/۵ پریونیت و حد دمای نقطه داغ ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد در نظر گرفته شده است. در شرایط عادی (N) هیچ‌گونه پاسخگویی بار مورد نیاز نیست و هیچ تنش حرارتی برای ترانسفورماتور مشاهده نمی‌شود، حتی با حاشیه ذخیره بالا و مدل حرارتی استاندارد IEC 60076-7 به دلیل وضوح زمانی بالا (۱ دقیقه) موجب افزایش چشمگیر متغیرها و محدودیت‌ها در افق‌های بلندمدت می‌شود و مسئله بهینه‌سازی را غیرقابل حل می‌کند. روش پیشنهادی به‌خوبی بین بارگذاری، محدودیت‌های حرارتی تعادل برقرار کرده و ظرفیت ذخیره‌ای را آزاد می‌کند که پیش‌تر غیرقابل‌دسترس بود، اما برای افق‌های طولانی به تحقیقات بیشتر نیاز دارد.

۵. پیشنهادهایی برای کارهای آینده

در موارد زیر پیشنهادهایی برای کارهای آینده که می‌تواند توسط محققان و نویسندگان دنبال شود به شرح زیر است:

۱- توسعه روش‌های حل کارآمد برای افق‌های بلندمدت

به جای مدل‌سازی کل سال، تنها بازه‌هایی که دمای نقطه داغ یا جریان از حد مجاز فراتر می‌روند، به صورت جداگانه بهینه‌سازی شوند و با استفاده از روش افق غلتان، هر بازه به صورت متوالی حل شده و شرایط اولیه از بازه قبل به‌روزرسانی شود. این کار باعث کاهش ابعاد مسئله می‌شود.

با توجه به ساختار خطی‌شده قطعه‌ای، می‌توان از تجزیه مقدار منفرد (SVD) یا روش‌های کاهش بعد برای فشرده‌سازی متغیرهای زمانی استفاده کرد و سپس مسئله را در فضای کاهش‌یافته حل کرد.

به جای حل مستقیم بهینه‌سازی، یک عامل هوشمند آموزش داده شود تا با مشاهده دمای محیط، بار، سیاست بهینه DR را به صورت آنلاین و با هزینه محاسباتی کم تعیین کند. این روش برای افق‌های نامتناهی و شرایط متغیر بسیار کارآمد است.

۲- در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های همزمان

با استفاده از داده‌های تاریخی، مجموعه‌ای از سناریوهای محتمل برای بار، دما و قیمت انرژی تولید شود و مسئله به صورت بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای فرموله شود که در مرحله اول حجم DR و در مرحله دوم مدیریت لحظه‌ای تعیین شود. برای کاهش تعداد سناریوها، از روش کاهش سناریو مبتنی بر فاصله‌های Kantorovich استفاده شود.

1. DR = Demand Response

۳- یکپارچه‌سازی با شبکه توزیع و مدیریت هم‌زمان چند ترانسفورماتور مدل را به گونه‌ای گسترش دهید که چندین پست با ترانسفورماتورهای مختلف، با قابلیت‌های DR متفاوت، به صورت هماهنگ مدیریت شوند. یک مسئله بهینه‌سازی توزیع شده با تابع هدف جمعی کاهش هزینه کل DR و افزایش ذخیره کلی فرموله شود. قیمت‌های پویای انرژی و برنامه‌های تشویقی DR (مانند برنامه‌های مبتنی بر زمان استفاده یا تقاضای اضطراری) را در تابع هدف وارد کنید تا تصمیم‌گیری نه فقط فنی بلکه اقتصادی-بازاری نیز باشد.

منابع

- [1] International Renewable Energy Agency. Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2018; ISBN 978-92-9260-059-4.
- [2] International Renewable Energy Agency. Electrification with Renewables. Driving the Transformation of Energy Services; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019; ISBN 9789292601089.
- [3] van Ruijven, B.J.; De Cian, E.; SueWing, I. Amplification of future energy demand growth due to climate change. *Nat. Commun.* 2019, 10, 2762.
- [4] Cavlovic, M. Universal Procedure for Determining the Optimal Connection to the Distribution Network. In Proceedings of the CIRED 2019, Madrid, Spain, 3–6 June 2019.
- [5] Mason, T.; Curry, T.; Wilson, D. Capital Costs for Transmission and Substations. Recommendations for WECC Transmission Expansion Planning Western Electricity Coordinating Council; Black & Veatch Corporation: Overland Park, KS, USA, 2012.
- [6] DNV GL Energy Transition Outlook 2018—DNV GL. Available online: <https://eto.dnv.com/2018/> (accessed on 1 March 2021).
- [7] Willis, H.L.; Schrieber, R. Aging Power Delivery Infrastructures, 2nd ed.; Power Engineering (Willis); CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2013; Volume 20132771, ISBN 978-1-4398-0403-2.
- [8] Esmat, A.; Usaola, J.; Moreno, M.A. Congestion Management in Smart Grids with Flexible Demand Considering the Payback Effect. In Proceedings of the 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Slovenia Ljubljana, Slovenia, 9–12 October 2016; IEEE: Scottsdale, AZ, USA, 2016; pp. 1–6.
- [9] Li, R.; Wang, W.; Chen, Z.; Jiang, J.; Zhang, W. A Review of Optimal Planning Active Distribution System: Models, Methods, and Future Researches. *Energies* 2017, 10, 1715.
- [10] Chiodo, E.; Lauria, D.; Mottola, F.; Pisani, C. Lifetime characterization via lognormal distribution of transformers in smart grids: Design optimization. *Appl. Energy* 2016, 177, 127–135.
- [11] Flexibility: The Path to Low-Carbon, Low-Cost Electricity Grids—CPI.
- [12] Martínez Ceseña, E.A.; Good, N.; Mancarella, P. Electrical network capacity support from demand side response: Technoeconomic assessment of potential business cases for small commercial and residential end-users. *Energy Policy* 2015, 82, 222–232.
- [13] Martinez Cesena, E.A.; Mancarella, P. Distribution Network Capacity Support from Flexible Smart Multi-Energy Districts. In Proceedings of the 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), Morelia, Mexico, 21–24 September 2016; IEEE: Scottsdale, AZ, USA, 2016; pp. 1–6.
- [14] Flexibility Model of Integrated Energy Sources for the Strategic Planning of Distribution Networks.
- [15] Esmat, A.; Usaola, J. DSO congestion management using demand side flexibility. In Proceedings of the CIREDWorkshop 2016, Helsinki, Finland, 14–15 June 2016; Institution of Engineering and Technology, IET: Stevenage, UK, 2016; Volume 2016, p. 197.
- [16] Jiang, S.; Zeng, Y.; Cheng, L.; Tian, L.; Zhao, J.; Yan, B.; Wang, X.; Li, C. Substation Capacity Planning Method Considering Interruptible Load. In Proceedings of the 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON), Guangzhou, China, 6–8 November 2018; IEEE: Scottsdale, AZ, USA, 2018; pp. 496–500.
- [17] Mullen, C. Interactions between Demand Side Response, Demand Recovery, Peak Pricing and Electricity Distribution Network Capacity Margins. Ph.D. Thesis, School of Electrical and Electronic Engineering, Newcastle University, Newcastle upon Tyne, UK, 2018.
- [18] Van Der Klauw, T.; Gerards, M.E.T.; Hurink, J.L. Using demand-side management to decrease transformer ageing. In Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, Ljubljana, Slovenia, 9–12 October 2016.
- [19] Kostin, V.N.; Minakova, T.E.; Kopteva, A.V. Urban Substations Transformers allowed Loading. In Proceedings of the 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), St. Petersburg, Russia, 29 January–1 February 2018; IEEE: Scottsdale, AZ, USA, 2018; Volume 2018, pp. 692–695.

- [20] 20.Daminov I, Rigo-Mariani R, Caire R, Prokhorov A, Alvarez-Hérault MC. Demand Response coupled with Dynamic Thermal Rating for increased transformer reserve and lifetime. *Energies*. 2021 Mar 3;14(5):1378.
- [21] Daminov, I.; Prokhorov, A.; Moiseeva, T.; Caire, R.; Alvarez-Herault, M.-C. Application of Dynamic Transformer Ratings to Increase the Reserve of Primary Substations for New Load Interconnection
- [22] Sandels, C.; Widén, J.; Nordström, L. Forecasting household consumer electricity load profiles with a combined physical and behavioral approach. *Appl. Energy* 2014, 131, 267–278.
- [23] Viafora, N.; Holboll, J.; Kazmi, S.H.H.; Olesen, T.H.; Sorensen, T.S. Load dispatch optimization using dynamic rating and optimal lifetime utilization of transformers. In *Proceedings of the 2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019, Milan, Italy, 23–27 June 2019*.
- [24] Degefa, M.Z.; Humayun, M.; Safdarian, A.; Koivisto, M.; Millar, R.J.; Lehtonen, M. Unlocking distribution network capacity through real-time thermal rating for high penetration of DGs. *Electr. Power Syst. Res.* 2014, 117, 36–46.
- [25] Watson, A.; Weller, R. Temperature correction factor applied to substation capacity analysis. In *Proceedings of the 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2005), Turin, Italy, 6–9 June 2005; IET: Stevenage, UK, 2005; Volume 2005, pp. 1–4*.
- [26] IEC. IEC 60076-7 Power Transformer—Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers; IEC: Geneva, Switzerland, 2018.
- [27] Sealey, W.C.; Hodtun, J.B. Overloading of Transformers—Cases Not Covered by the General Rules. *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.* 1944, 63, 149–153.