

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240164

计及老化失效与系统可靠性的电力变压器群体预防性 检修/退役计划协同优化方法

黄威¹, 胡博², 谢开贵², 邵常政², 铁英奇², 黄博²

(1. 国家电投集团重庆合川发电有限公司, 重庆 401520; 2. 输变电装备技术全国重点实验室
(重庆大学电气工程学院), 重庆 400044)

摘要: 随着大规模电力变压器运行年限的增长, 其老化问题已日益突出。为提升电网对于老化变压器群体资产管理的工作质效, 提出一种计及老化失效与系统可靠性的变压器群体预防性检修/退役计划协同优化方法。首先, 基于数据-模型混合驱动的变压器退化轨迹分析技术, 建立了一种计及检修/退役影响的变压器老化失效模型。通过动态校正模型中老化阈值及预期寿命两个参数, 可定量表征不同时间执行检修/退役措施对变压器可靠性的影响。然后, 通过积分离散化推导了变压器老化失效不可用率计算公式, 并根据全概率公式建立了系统可靠性指标关于待决策变压器不可用率参数的解析模型。以规划期内的预期检修/退役投资成本、故障处置成本以及可靠性损失成本之和最小为优化目标, 建立了计及系统可靠性约束的变压器群体检修/退役计划协同优化模型, 并采用基于模拟退火(simulated annealing, SA)-粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)的混合方法进行迭代求解。最后, 在改进的 RTS-79 系统上进行算例分析, 验证了所提方法的有效性。

关键词: 电力变压器群体; 预防性检修/退役计划; 老化失效建模; 可靠性评估; 退化轨迹模拟

A collaborative optimization method for preventive overhaul/retirement planning of power transformer fleets considering aging failure and system reliability

HUANG Wei¹, HU Bo², XIE Kaigui², SHAO Changzheng², TIE Yingqi², HUANG Bo²

(1. SPIC Chongqing Hechuan Power Generation Co., Ltd., Chongqing 401520, China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment Technology, School of Electrical Engineering, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: As the operating years of large-scale power transformers accumulate, their aging-related issues become increasingly prominent. To enhance the work efficiency of power grids in managing aging transformer fleets, this paper proposes a collaborative optimization method for preventive overhaul/retirement planning of transformer fleets considering aging failures and system reliability. Firstly, a novel aging failure model that considers the impact of preventive overhaul/retirement strategies is established based on the data-model hybrid-driven analysis technique of a transformer degradation trajectory. It can quantitatively capture the effects of implementing preventive overhaul/retirement strategies at different times on transformer reliability by dynamically calibrating the aging threshold and expected lifetime parameters. Next, the unavailability calculation formula for transformer aging failure is derived using the integral discretization method. Then, an analytical calculation model for system reliability indices related to the unavailability parameters of the decision-making transformers is built based on the total probability formula. A reliability-constrained collaborative optimization model for coordinated overhaul/retirement strategies is established aiming to minimize the sum of costs of planned overhaul/retirement investment, fault disposition and reliability loss costs within the planning period. A hybrid approach combining simulated annealing (SA) and particle swarm optimization (PSO) is used for iteration analysis. Finally, case studies are conducted on the modified RTS-79 system to validate the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by the National Excellent Youth Science Foundation of China (No. 52022016).

Key words: power transformer fleets; preventive overhaul/retirement strategies; aging failure modeling; reliability evaluation; degradation trajectory simulation

基金项目: 国家优秀青年科学基金项目资助(52022016); 中央高校基本科研业务费项目资助(2023CDJYXTD-004)

0 引言

统计数据表明：未来 10 年，我国大量输变电设备将集中跨入老化期，由于老化失效导致的设备故障和系统停电事故将日益突出^[1]。为此，国家能源局在 2023 年出台了《国家能源局关于加强电力可靠性管理工作的意见》，要求电力企业建立涵盖检修、退役等环节的设备全寿命周期管理机制，推进以 RCM 为指导的电力投资和设备检修决策机制实践，全方位提升设备和系统可靠性水平。电力变压器是实现电能传输及转换的最重要设备，其可靠性直接影响整个发输电系统运行的安全与稳定^[2-6]。因此，如何制定计及老化失效的电力变压器检修/退役计划，兼顾系统运行的可靠性和经济性，成为电力企业当下面临的核心问题之一。

已有学者针对电网如何确定变压器检修或退役策略进行了深入研究^[7-10]，但大多分开决策变压器检修计划与退役计划。

在变压器检修计划决策方面，国内外主要经历了“事后维修”、“计划检修”和“预防性检修”三种模式^[8,11]。相较于前两种检修模式，预防性检修通过分析变压器的运行状态和性能退化过程，提前制定检修计划，已成为电网中的主流检修模式^[12]。文献[13-14]基于马尔可夫过程，从概率的角度对变压器的老化过程进行了离散化建模；在此基础上，基于检修阈值计算变压器预防性检修的具体时间。文献[15]结合状态监测信息和指数分布模型对变压器的故障率进行评估，并引入了役龄回退因子来预测检修后的变压器故障率；在此基础上，通过分析规划期的系统风险和设备风险，确定最佳的变压器检修方案。文献[16]首先采用恢复函数描述不同检修方式(大修/小修)对变压器可靠性的影响；然后将系统可靠性指标转化为停电损失，建立了以系统整体经济性最优为目标的预防性检修优化模型，并采用鸽群优化算法进行求解。

在变压器退役计划决策方面，国内外目前形成了三类较为成熟的决策思路：① 基于变压器运行状态分析；② 基于变压器全寿命周期成本分析；③ 基于变压器退役成本效益分析^[17]。第①类方法主要通过分析变压器的运行状态判断是否需要退役更换。文献[18]基于变压器在线 DGA、离线测试以及故障统计等数据，构建了基于 Bayesian 网络的变压器健康指数预测方法，并以预测结果作为退役更换的参考依据。第②类方法主要通过构建变压器全寿命周期成本关于退役时间的函数，并以年等值成本最低为依据确定最佳退役时间。文献[19]提出了一

种综合考虑购置成本、拥有成本以及可靠性损失成本的变压器全寿命周期成本计算模型；并通过比较不同退役方案下的成本值确定最优退役方案。第③类方法则通过对比推迟退役导致的可靠性损失成本和节省的投资支出成本来确定变压器更换的最佳时间。文献[20]通过可靠性评估确定不同退役方案对系统可靠性的影响，在此基础上通过帕累托分析确定变压器最优退役方案。

上述文献取得了大量的研究成果，为本文的工作奠定了基础，但仍存在以下几点不足：

1) 对老化变压器检修、退役决策通常独立进行，忽略了检修/退役计划间的决策相依关系，可能无法获得全局最优解；

2) 对变压器老化失效过程建模不够准确，且对于检修/退役后老化变压器可靠性提升的情况大多采用役龄回退因子等定性分析方法，无法从退化机理层面量化检修/退役措施的影响；

3) 决策对象通常为单台变压器，侧重于分析个体变压器对系统可靠性及经济性的影响，忽略了变压器群体与系统间的联系；

4) 在计及系统可靠性的检修/退役方案优化决策过程中，针对产生的每个候选方案都需要执行一次完整的电力系统可靠性评估，计算复杂性非常大，不适合工程应用。

针对上述问题，本文首先基于数据-模型混合驱动的变压器退化轨迹分析技术，建立了一种计及预防性检修/退役影响的变压器老化失效模型；并通过离散化方法推导了变压器老化失效不可用率计算公式；然后，通过全概率公式和条件概率公式建立了系统可靠性指标关于待决策变压器不可用率参数的解析模型；结合上述模型，以规划期内的预期检修/退役投资成本、故障处置成本以及可靠性损失成本之和最小为优化目标，建立了计及可靠性约束的变压器群体检修/退役计划协同优化决策模型，并采用基于模拟退火(simulated annealing, SA)-粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)的混合方法进行迭代求解；最后通过算例验证了所提模型的合理性和可行性。本文所提出的整体技术框架流程图如图 1 所示。

1 计及预防性检修/退役影响的变压器老化失效模型

本节基于变压器绝缘纸退化轨迹模拟与三参数 Weibull 分布模型，提出了综合考虑老化阈值与寿命特征的变压器老化失效模型；在此基础上，建立了

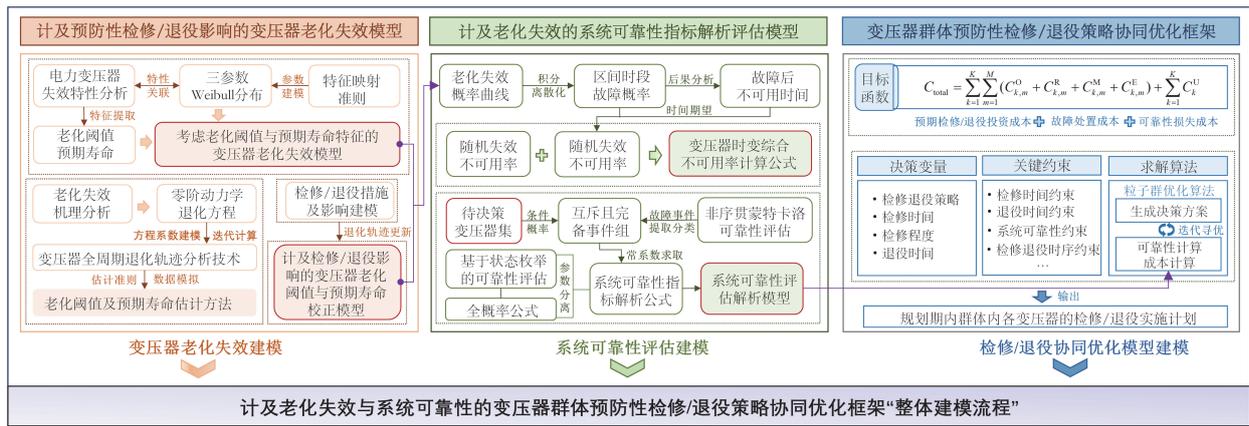


图 1 所提出的预防性检修/退役计划协同优化方法整体建模流程

Fig. 1 Overall modeling process of the proposed collaborative optimization method for preventive overhaul/retirement planning

检修时间-检修程度-退役时间与变压器老化阈值、预期寿命之间的定量关系, 提出了计及预防性检修/退役影响的老化阈值与预期寿命动态校正方法, 实现对于变压器老化失效可靠性更加准确的表征。具体建模流程如图 2 所示。

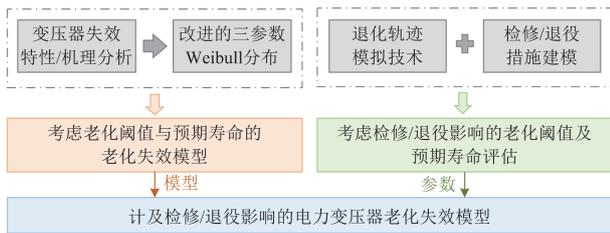


图 2 电力变压器老化失效建模流程

Fig. 2 Aging failure modeling process of power transformers

1.1 考虑老化阈值与寿命特征的变压器老化失效模型

作为电网能量传输的枢纽, 电力变压器一般具有很长的使用寿命^[21]。在整个服役周期内, 变压器的失效情况可以通过图 3 所示的“浴盆曲线”进行描述。

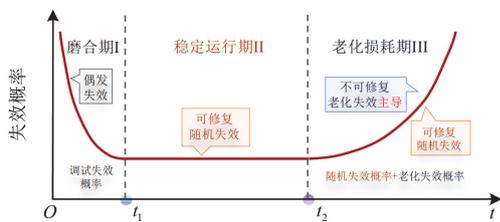


图 3 变压器“浴盆曲线”

Fig. 3 Bathtub curve of transformer failure probability

该曲线分为磨合期、稳定运行期以及老化损耗期 3 个时间区间。考虑到磨合期持续时间很短, 在

可靠性分析中通常不予考虑^[22]。当前大部分研究集中于对处于稳定运行期(即仅受随机失效影响)的变压器进行建模分析。然而, 一旦变压器跨过老化阈值(t_2)进入老化期, 其可靠性将由老化失效主导^[23]。由于过去仅考虑预期寿命特征的两参数威布尔分布, 无法准确描述个体变压器的老化失效行为, 本节提出一种综合考虑老化阈值与预期寿命特征的三参数 Weibull 分布, 对变压器老化失效进行精细化建模。对于个体变压器 PT_m , 假设其老化阈值与预期寿命分别为 γ_m 与 η_m , 则基于三参数 Weibull 分布的变压器 PT_m 老化失效概率函数 $F_m^{\text{aging}}(t)$ 可表示为

$$F_m^{\text{aging}}(t) = \begin{cases} 1 - \exp\left[-\left(\frac{t - \gamma_m}{\alpha_m}\right)^\beta\right], & t \geq \gamma_m \\ 0, & t < \gamma_m \end{cases} \quad (1)$$

$$\alpha_m = c_1 \cdot \sqrt{(\eta_m - \gamma_m)} + c_2 \quad (2)$$

相应的老化失效概率密度函数 $f_m^{\text{aging}}(t)$ 为

$$f_m^{\text{aging}}(t) = \begin{cases} \frac{\beta(t - \gamma_m)^{\beta-1}}{\alpha_m} \cdot \exp\left[-\left(\frac{t - \gamma_m}{\alpha_m}\right)^\beta\right], & t \geq \gamma_m \\ 0, & t < \gamma_m \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\alpha_m > 0$ 为尺度参数, 决定 $F_m^{\text{aging}}(t)$ 的增长速率; 如式(2)所示, α_m 正比于变压器在老化期的预期服役年限 ($\eta_m - \gamma_m$); $\gamma_m > 0$ 为老化阈值, 取值为 PT_m 从稳定运行期过渡到损耗期的时间点(图 3 中 t_2 点); c_1 、 c_2 和 β 为常数参数, 可通过失效统计数据拟合得到, 本文取值分别为 1.891、4.848 以及 2.015。一旦获得 η_m 与 γ_m 的具体数值, 将其代入式(1)一

式(3)即可得到 PT_m 的老化失效概率曲线。为此, 本文提出了一种基于模型-数据混合驱动的变压器全寿命周期退化轨迹分析技术, 用于动态评估变压器的老化阈值和预期寿命, 具体见 1.2 节。

1.2 基于全周期退化轨迹分析的变压器老化阈值及寿命估计方法

变压器的老化失效通常是由于其内部绝缘纸不可修复的退化引起的^[24-26]。在长期运行过程中, 绝缘纸内纤维素的分子链会在水分、氧气、温度等多重应力的协同作用下逐渐断裂, 导致其聚合度 (degree of polymerization, DP) 从初值 1000 开始不断下降^[27]。JEM-1463 标准规定: 标志绝缘纸进入老化期以及达到终止寿命的 DP 取值分别为 450 和 200。因此, 变压器的老化阈值及预期寿命可认为是其绝缘纸 DP 值降到 450 和 200 的时间点。然而, 直接测量绝缘纸 DP 值需要对变压器进行吊芯取样, 并且会造成供电中断, 在实际运行中并不可取。为此, 本节对 DP 退化轨迹进行建模, 以实现在非侵入操作下估计变压器老化阈值与预期寿命。

1) DP 退化轨迹方程

文献[28]对大量的变压器绝缘纸加速老化试验数据进行了分析, 发现特定运行时间 t 后绝缘纸的 DP 值可以由动力学模型 Arrhenius-Kinetic 方程进行计算, 如式(4)所示。

$$\frac{1}{X_t^{\text{DP}}} - \frac{1}{X_0^{\text{DP}}} = A \cdot e^{\frac{-E_a}{B \cdot (Q+273)}} \quad (4)$$

式中: t 为绝缘纸运行时间(h); X_t^{DP} 为 t 时刻的绝缘纸 DP 值; X_0^{DP} 为绝缘纸的初始 DP 值; 常数 E_a 与 B 代表老化反应活化能和气体摩尔常数, 取值分别为 $111 \cdot \text{kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$ 和 $8.314 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$; A 为频率因子; Q 为变压器最热点温度($^{\circ}\text{C}$)。

由于变压器运行工况及所处环境的时变特性, 变压器热点温度和频率因子参数在长时间周期并非恒定。为了提高 DP 计算准确性并对 DP 退化轨迹进行建模, 采用式(4)的递归形式进行迭代计算^[29], 如式(5)所示。

$$\frac{1}{X_{(v+1)}^{\text{DP}}} - \frac{1}{X_{(v)}^{\text{DP}}} = A_{(v)} \cdot e^{\frac{-E_a}{B \cdot (Q_{(v)}+273)}} \quad (5)$$

式中: $X_{(v)}^{\text{DP}}$ 和 $X_{(v+1)}^{\text{DP}}$ 分别为变压器运行至第 v 与第 $(v+1)$ h 的绝缘纸 DP 值; $A_{(v)}$ 与 $Q_{(v)}$ 分别为第 v h 的变压器频率因子与最热点温度值, 具体计算方法如下。

2) $A_{(v)}$ 计算模型

频率因子 $A_{(v)}$ 用于描述绝缘纸所处的环境条

件, 主要取决于箱内氧气含量及绝缘纸含水量。文献[22]基于加速老化试验数据拟合, 得到了不同氧气水平下 $A_{(v)}$ 关于绝缘纸含水量的多项式函数:

$$A_{(v)} = \xi_1 \cdot \omega_v^3 + \xi_2 \cdot \omega_v^2 + \xi_3 \cdot \omega_v + \xi_4 \quad (6)$$

$$\omega_v = \omega_{\text{mit}} + \frac{\nu}{8760} \cdot e_{\omega} \quad (7)$$

式中: ω_v 为第 v h 的变压器内部绝缘纸内含水量(%), 一般认为随运行时间线性递增; 多项式系数 ξ_1 、 ξ_2 、 ξ_3 和 ξ_4 由变压器箱内氧气水平和绝缘纸的纸张类型决定^[29]; ω_{mit} 为投运时刻含水量初值; e_{ω} 为每年增长率。通常而言, 可假定 ω_{mit} 为 0.5%, e_{ω} 为 0.2%^[30]。

3) $Q_{(v)}$ 计算模型

绝缘纸热点温度主要取决于变压器负载率以及所处的环境温度, 本节采用 IEEE StdC57.91-2011 提供的变压器动态热模型进行计算。

$$Q_{(v)} = \theta_{\text{Ac},v} + \Delta\theta_{\text{TO},v} + \Delta\theta_{\text{H},v} \quad (8)$$

$$\Delta\theta_{\text{TO},v} = (\Delta\theta_{\text{TO},v}^{\text{ulti}} - \Delta\theta_{\text{TO},v}^{\text{init}}) \left(1 - \exp\left(\frac{-1}{\tau_{\text{TO}}}\right) \right) + \Delta\theta_{\text{TO},v}^{\text{init}} \quad (9)$$

$$\Delta\theta_{\text{TO},v}^{\text{ulti}} = \Delta\theta_{\text{TO},R} \left(\frac{K_v^2 R + 1}{R + 1} \right)^{\varepsilon_1} \quad (10)$$

$$\Delta\theta_{\text{TO},v}^{\text{init}} = \Delta\theta_{\text{TO},R} \left(\frac{K_{v-1}^2 R + 1}{R + 1} \right)^{\varepsilon_2} \quad (11)$$

$$\Delta\theta_{\text{H},v} = (\Delta\theta_{\text{H},v}^{\text{ulti}} - \Delta\theta_{\text{H},v}^{\text{init}}) \left(1 - \exp\left(\frac{-1}{\tau_w}\right) \right) + \Delta\theta_{\text{H},v}^{\text{init}} \quad (12)$$

$$\Delta\theta_{\text{H},v}^{\text{ulti}} = \Delta\theta_{\text{H},R} K_v^{2\varepsilon_2} \quad (13)$$

$$\Delta\theta_{\text{H},v}^{\text{init}} = \Delta\theta_{\text{H},R} K_{v-1}^{2\varepsilon_2} \quad (14)$$

式中: $\theta_{\text{Ac},v}$ 表示第 v h 的环境温度; $\Delta\theta_{\text{TO},v}$ 表示顶层油温相对于环境温度的温升; $\Delta\theta_{\text{TO},v}^{\text{init}}$ 和 $\Delta\theta_{\text{TO},v}^{\text{ulti}}$ 分别表示第 v h 初、末时刻顶层油温相对于环境温度的温升; $\Delta\theta_{\text{H},v}$ 表示热点温度相对于顶层油温温度的温升; $\Delta\theta_{\text{H},v}^{\text{ulti}}$ 和 $\Delta\theta_{\text{H},v}^{\text{init}}$ 分别表示第 v h 初末时刻热点温度相对于顶层油温温度的温升; K_v 与 K_{v-1} 分别为第 v h 与第 $(v-1)$ h 的变压器负载率; R 、 $\Delta\theta_{\text{TO},R}$ 、 $\Delta\theta_{\text{H},R}$ 、 τ_{TO} 、 τ_w 、 ε_1 和 ε_2 为常数参数, 取决于变压器的冷却系统类型^[31-32]。

在获得变压器参数及其时序负载率/环境温度/绝缘纸含水量数据后, 即可利用式(5)~式(14)进行迭代计算, 生成其从投运至当前时刻的 DP 退化轨迹曲线。考虑到大部分的在役变压器尚未达到寿命终点, 进一步采用蒙特卡洛技术人工生成未来的负

载率、环境温度时序数据, 以模拟变压器未来的DP时序退化轨迹并用于老化阈值和预期寿命评估。以变压器 PT_m 的负载率时序数据生成为例, 具体步骤如下。

算法1 基于蒙特卡洛技术的负载率数据生成方法

输入: 变压器平均日负荷曲线 $\bar{p} = [\bar{p}_1, \bar{p}_2, \dots, \bar{p}_{23}, \bar{p}_{24}]$

总模拟年限 κ 以及预期负载增长率 $\pi = [\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{\kappa-1}, \pi_{\kappa}]$

输出: 变压器未来 κ 年的时序负载率数据

S1: 生成一个区间[0,1]内的随机数向量, 向量大小为 24×1 , 对应一天中的 24 h。

S2: 基于逆采样技术, 生成 24 个均值为 $\bar{p} \cdot \pi_j (j=1, 2, \dots, \kappa)$ 、标准差数值为均值的 $S_0\%$ (通常取值为 5%) 的正态分布随机变量。

S3: 重复执行 S1—S2, 直到生成模拟年限内每一天的负载率时序数据。

基于上述数据完成 DP 退化轨迹模拟后, 通过查找 DP 值为 450 和 200 的时间点即可确定该次模拟下的变压器老化阈值和预期寿命。考虑到负载率和环境温度固有的随机性, 变压器的老化阈值和预期寿命估计结果应为多次模拟下的期望值。

1.3 计及预防性检修/退役措施的变压器老化阈值及预期寿命校正

根据 CIGRE A2.18 工作组的技术报告, 通过除湿检修降低变压器绝缘纸内含水量, 可有效延缓其老化速度, 达到延长预期寿命的效果^[30]。退役措施则相当于使绝缘纸重新回到投运时的良好状态, 可实现变压器性能的全面恢复(运行时间重置为 0)。基于上述分析, 本节给出了计及预防性检修/退役影响的变压器老化阈值及寿命校正方法。

1) 对于预防性检修: 首先, 根据预定的检修程度(绝缘纸含水量减少量)对检修时刻后的绝缘纸含水量增长序列进行更新; 然后, 基于 DP 退化轨迹分析方法确定实施预防性检修后的变压器老化阈值与预期寿命校正。

2) 对于预防性退役: 首先, 重置退役时刻后绝缘纸 DP 初值及含水量时序数据; 然后, 基于 DP 退化轨迹分析方法确定实施预防性退役后的变压器老化阈值与预期寿命校正。

具体流程如图 4 所示。

在此基础上, 将校正的老化阈值与预期寿命参数代入建立的老化失效模型, 即可得到计及预防性检修/退役影响的变压器老化失效概率函数。

假设 PT_m 服役 T 年并已进入老化期, 当前时刻估计的老化阈值与预期寿命分别为 $\gamma_{m|T}$ 与 $\eta_{m|T}$; 第 $T + D_1$ 年执行预防性检修操作后的老化阈值与预期寿命估计值为 $\gamma_{m|T}$ 与 $\eta_{m|(T+D_1)}$, 第 $T + D_2$ 年执行预防性退役操作后的老化阈值与预期寿命估计值

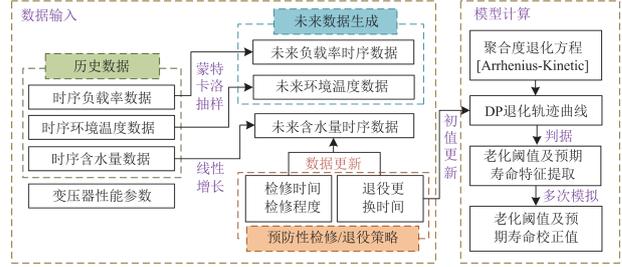


图4 老化阈值及预期寿命校正流程

Fig. 4 Correction of aging threshold and expected lifetime

为 $\gamma_{m|(T+D_2)}$ 和 $\eta_{m|(T+D_2)}$; 则其相应的预期老化失效概率函数可表示为

$$F_m^{\text{aging}}(t) = \begin{cases} 1 - \exp\left(-\left(\frac{t - \gamma_{m|T}}{c \cdot \sqrt{(\eta_{m|T} - \gamma_{m|T})}}\right)^\beta\right), & T \leq t < T + D_1 \\ 1 - \exp\left(-\left(\frac{t - \gamma_{m|T}}{c \cdot \sqrt{(\eta_{m|(T+D_1)} - \gamma_{m|T})}}\right)^\beta\right), & T + D_1 \leq t < T + D_2 \\ 0, & T + D_2 \leq t < T + D_2 + \gamma_{m|(T+D_2)} \\ 1 - \exp\left(-\left(\frac{(t - T + D_2) - \gamma_{m|(T+D_2)}}{c \cdot \sqrt{(\eta_{m|(T+D_2)} - \gamma_{m|(T+D_2)})}}\right)^\beta\right), & t \geq T + D_2 + \gamma_{m|(T+D_2)} \end{cases} \quad (15)$$

需要说明的是, 式(15)描述了对 PT_m 实施“先检修再退役”策略下的预期老化失效概率函数。在实际规划中, 电网公司还可能根据实际情况对 PT_m 实施“既不检修也不退役”、“仅检修”以及“直接退役”3种策略, 任意一种策略下的 PT_m 预期老化失效概率函数都可通过修改式(15)得到。

2 计及老化失效的变压器时变可靠性模型

在电力系统可靠性评估中, 变压器等组件的可靠性需要通过不可用率 U 进行度量^[3]。传统不可用率模型仅能计算当前年份下的组件预期不可用率, 无法用于评估规划年限内每一年的系统可靠性水平。本节基于上述变压器老化失效模型, 推导了规划年限内每一年的变压器老化失效不可用率计算公式, 结合随机失效不可用率, 建立了面向多年规划评估的变压器预期不可用率模型。

2.1 变压器老化失效不可用率建模

根据不可用率概念, 变压器 PT_m 在第 $T + k$ 年的预期老化失效不可用率 $U_m^{\text{aging}}(T + k)$ 可以定义为: 在其已服役 T 年的条件下, 在第 $T + k$ 年内不可用时间长度的数学期望与总时间长度的比值^[32-34]。本节通过离散方法评估老化失效发生在规划期内不同时

段下对第 $T+k$ 年预期不可用时间的影响,进而建立 $U_m^{\text{aging}}(T+k)$ 的解析公式。

具体推导过程如下。

1) 将规划期总时长(K 年)按时间长度 Δx 等分成 N 个时段,每个分段用 i ($i=1,2,\dots,N$) 标示,则 PT_m 在第 i 时段内发生不可修复老化失效的概率可解析为

$$P_m^{\text{aging}}(i) = \frac{\int_T^{T+i\Delta x} f_m^{\text{aging}}(t)dt - \int_T^{T+(i-1)\Delta x} f_m^{\text{aging}}(t)dt}{\int_T^{\infty} f_m^{\text{aging}}(t)dt} \quad (16)$$

结合式(1)和式(3)可得

$$P_m^{\text{aging}}(i) = \frac{F_m^{\text{aging}}(T+(i-1)\Delta x) - F_m^{\text{aging}}(T+i\Delta x)}{1 - F_m^{\text{aging}}(T)} \quad (17)$$

式中, $F_m^{\text{aging}}(\cdot)$ 为 1.3 节建立的考虑检修/退役影响后 PT_m 的预期老化失效概率函数。

2) 考察每一个时段发生老化失效后,执行纠正性替换操作所需的时间 L_{replace} (通常为 0.5 年)对第 $T+k$ 年不可用时间期望 ζ_k 的影响。假设 PT_m 在第 i 时段内发生老化失效,则因替换而使得 PT_m 处于不可用的时段为 $T+(2i-1)\cdot\Delta x/2$ 至 $T+(2i-1)\cdot\Delta x/2 + L_{\text{replace}}$ 。

由于时段 i 可能处于规划期内的任意阶段 ($i=1,2,\dots,N$),因此替换时段对第 $T+k$ 年预期不可用时间的影响 $\zeta_k(i)$ 需要分以下 5 种情况进行讨论。

(1) 当第 i 时段内发生的老化失效在第 $T+k$ 年前完成替换操作时

$$\zeta_k(i) = 0 \quad \text{if } (T+(2i-1)\cdot\Delta x/2 + L_{\text{replace}}) \leq T+k \quad (18)$$

(2) 当第 i 时段内发生的老化失效在第 $T+k$ 年之前但替换操作在第 $T+k$ 年内完成时

$$\zeta_k(i) = (2i-1)\cdot\Delta x/2 + L_{\text{replace}} - k \quad \text{if } (T+(2i-1)\cdot\Delta x/2) \leq T+k \quad \text{and} \quad T+k \leq (T+(2i-1)\cdot\Delta x/2 + L_{\text{replace}}) \leq T+k+1 \quad (19)$$

(3) 当第 i 时段内发生的老化失效在第 $T+k$ 年之内且替换操作在第 $T+k$ 年内完成时

$$\zeta_k(i) = L_{\text{replace}} \quad \text{if } (T+(2i-1)\cdot\Delta x/2) > T+k \quad \text{and} \quad (T+(2i-1)\cdot\Delta x/2 + L_{\text{replace}}) \leq T+k+1 \quad (20)$$

(4) 当第 i 时段内发生的老化失效在第 $T+k$ 年之内且替换操作在第 $T+k$ 年后完成时

$$\zeta_k(i) = k+1 - (2i-1)\cdot\Delta x/2 \quad \text{if } T+k \leq (T+(2i-1)\cdot\Delta x/2) \leq T+k+1 \quad \text{and} \quad ((T+(2i-1)\cdot\Delta x/2) + L_{\text{replace}}) > T+k+1 \quad (21)$$

(5) 当第 i 时段内发生的老化失效在第 $T+k$ 年

之后时

$$\zeta_k(i) = 0 \quad \text{if } (T+(2i-1)\cdot\Delta x/2) > T+k+1 \quad (22)$$

3) 计算每一个时段发生老化失效的概率以及对第 $T+k$ 年造成的不可用持续时间,可以得出 PT_m 在第 $T+k$ 年的老化失效不可用率为

$$U_m^{\text{aging}}(T+k) = \sum_{i=1}^N P_m^{\text{aging}}(i) \cdot \zeta_k(i) \quad (23)$$

为了便于说明,图 5 给出了情况(2)下的不可用时间 $\zeta_k(i)$ 的说明示意图。

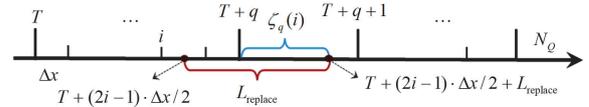


图 5 情况(2)下的不可用时间说明

Fig. 5 Illustration of unavailable time under case (2)

2.2 变压器综合不可用率建模

变压器的可靠性会受到随机失效和老化失效两种相互独立模式的共同影响^[3],因此其在第 $T+k$ 年的综合不可用率 $U_m^{\text{all}}(T+k)$ 可由随机失效不可用率 U_m^{random} 和老化失效不可用率 $U_m^{\text{aging}}(T+k)$ 的并集来计算。

$$U_m^{\text{all}}(T+k) = U_m^{\text{random}} + U_m^{\text{aging}}(T+k) - U_m^{\text{random}} \cdot U_m^{\text{aging}}(T+k) \quad (24)$$

$$U_m^{\text{random}}(T+k) = \frac{S_{\text{random}}^{\text{MTTR}}}{S_{\text{random}}^{\text{MTTR}} + S_{\text{random}}^{\text{MTTF}}} \quad (25)$$

式中, $S_{\text{random}}^{\text{MTTR}}$ 与 $S_{\text{random}}^{\text{MTTF}}$ 分别为变压器随机失效前平均时间与平均修复时间^[35]。需要说明的是,式(24)考虑了随机失效、老化失效以及预防性检修/退役计划的影响。因此,一旦确定了规划期内的预防性检修/退役计划,可以直接利用式(24)来计算规划年限内变压器每一年的预期不可用率。

3 计及老化失效的电力系统可靠性指标解析计算模型

由第 2 节建立的变压器时变可靠性模型可以看出,当待决策的变压器预防性检修时间/程度、退役时间改变时,其预期不可用率参数也会相应发生改变。此时需要通过重新执行复杂的最优潮流计算(optimal power flow, OPF)来评估系统的预期可靠性水平,计算复杂性非常大^[36-37]。本节旨在建立系统可靠性指标关于待决策变压器不可用率参数的解析模型。当预防性检修/退役方案发生改变时,可以直接解析计算系统可靠性指标。

电力系统可靠性评估通常是在给定组件电气参数、网络结构、运行参数的情况下,由给定的组件可靠性参数计算系统可靠性指标的过程^[38-39]。在众多的指标中,期望缺供电量(expected energy not supplied, EENS)指标综合考虑了系统失负荷概率和电量,应用最为广泛^[40]。本节以规划期内第 k 年的 EENS 指标 I_k^{EENS} 为例,介绍计及老化失效的电力系统可靠性指标解析模型构建方法。

假设系统共包括 G 个组件,规划期内待优化决策的变压器数量为 M 个,在第 k 年的预期不可用率分别为 $U_1^{\text{all}}(T_1+k), U_2^{\text{all}}(T_2+k), \dots, U_M^{\text{all}}(T_M+k)$, 其余 $G-M$ 个元件为非决策组件。由于在规划期内不会对非决策组件实现预防性检修/退役措施,因此在规划年限内可认为其每年的不可用率参数为常数。因此,可靠性指标 I_k^{EENS} 可以表示为

$$I_k^{\text{EENS}} = f_k^{\text{EENS}}(U_1^{\text{all}}(T_1+k), \dots, U_M^{\text{all}}(T_M+k)) \quad (26)$$

式中, f_k^{EENS} 是关于 $U_1^{\text{all}}(T_1+k), \dots, U_M^{\text{all}}(T_M+k)$ 的非线性函数。

由于每个组件只有工作和失效两种状态,且各组件之间的故障相互独立,因此对于 M 个待决策变压器,其组合状态的个数 $H=2^M$ 。将这 H 个互斥的组合状态分别记为 $F_h (h=1, 2, \dots, H)$, 显然,这 H 个状态可构成一个完备的事件组。假设 Φ_h 代表 M 个待决策变压器处在第 h 个组合状态的系统事件集合,则基于非序贯蒙特卡洛模拟(Monte Carlo simulation, MCS)方法抽取的失负荷事件可以被分入 H 个子集: $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_H$ 。此时式(26)可以表示为

$$I_k^{\text{EENS}} = \frac{1}{n} \left(\sum_{b \in \Phi_1} H_k(b) + \sum_{b \in \Phi_2} H_k(b) + \dots + \sum_{b \in \Phi_H} H_k(b) \right) \quad (27)$$

式中: n 为抽样数量; $H_k(b)$ 为事件 b 对应的期望失负荷量,可通过求解最优负荷削减模型获得^[3]。需要说明的是:本文采用的最优负荷削减模型也考虑了各节点负荷重要度的差异。

理论上来说,当 n 取值足够大时,非序贯 MCS 方法与状态枚举法求取的 I_k^{EENS} 相等^[3]。因此,根据全概率公式, I_k^{EENS} 也可写为

$$I_k^{\text{EENS}} = \sum_{b \in \Phi_1} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b) + \sum_{b \in \Phi_2} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b) + \dots + \sum_{b \in \Phi_H} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b) \quad (28)$$

式中, $P_k^{\text{eve}}(b)$ 为事件 b 发生的概率。

由于各元件之间的故障相互独立,根据条件概率的定义可得到

$$\sum_{b \in \Phi_h} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b) = \sum_{b \in \Phi_h} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b | F_h) P_k^{\text{eve}}(F_h) \quad (29)$$

式中, $P_k^{\text{eve}}(b | F_h)$ 表示在事件 F_h 发生的条件下事件 b 发生的概率。将式(29)代入式(28)可得

$$I_k^{\text{EENS}} = \sum_{b \in \Phi_1} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b | F_1) P_k^{\text{eve}}(F_1) + \dots + \sum_{b \in \Phi_H} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b | F_H) P_k^{\text{eve}}(F_H) \quad (30)$$

令 $\varphi_{h,k} = \sum_{b \in \Phi_h} H_k(b) P_k^{\text{eve}}(b | F_h)$, 则式(30)可改写为

$$I_k^{\text{EENS}} = P_k^{\text{eve}}(F_1) \cdot \varphi_{1,k} + P_k^{\text{eve}}(F_2) \cdot \varphi_{2,k} + \dots + P_k^{\text{eve}}(F_H) \cdot \varphi_{H,k} \quad (31)$$

显然,在网络拓扑、运行参数及 $G-M$ 个非决策元件可靠性参数不变的情况下,式(31)中系数 $\varphi_{h,k}$ 仅与非决策组件的状态有关,因此为常数,可通过联立式(27)与式(31)求得。

$$\varphi_{h,k} = \frac{1}{n \cdot P_k^{\text{eve}}(F_h)} \left(\sum_{b \in \Phi_h} H_k(b) \right) \quad (32)$$

由于各元件之间的故障相互独立,事件 F_h 发生的概率 $P_k^{\text{eve}}(F_h)$ 计算公式为

$$P_k^{\text{eve}}(F_h) = \prod_{v \in \varepsilon_u} U_v^{\text{all}}(T_v+k) \prod_{v \in \varepsilon_a} (1 - U_v^{\text{all}}(T_v+k)) \quad (33)$$

式中: ε_u 和 ε_a 分别是组合状态 F_h 中处于工作和故障状态的元件集合; T_v 为待优化决策变压器 PT_v 的运行年限。

从式(31)一式(33)能够看出:规划期内第 k 年的系统可靠性指标 I_k^{EENS} 已经表达为待决策变压器元件可靠性参数的显式函数。一旦完成模型系数 $\varphi_{h,k}$ 的计算,将考虑预防性检修/退役计划后的变压器预期不可用率参数直接代入式(31),即可获得相应的 I_k^{EENS} 指标。需要说明的是,本文建立的系统可靠性评估模型中主要考虑一次系统元件(变压器、发电机组以及输电线路)。

4 计及可靠性约束的变压器群体检修/退役决策协同优化模型

如上所述,检修操作能够延长变压器预期寿命,进而影响变压器退役决策,两者独立决策无法获得全局最优解。为此,本节旨在协同优化群体内各变压器的检修/退役计划,在满足系统可靠性约束的前提下,最小化规划期内的总预期成本。

4.1 检修/退役决策协同优化建模

检修/退役协同优化模型以规划期内检修/退役投资成本、故障处置成本与预期失负荷损失成本之和 C_{total} 最小为目标,可以表示为

$$C_{\text{total}} = \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M (C_{k,m}^O + C_{k,m}^R + C_{k,m}^M + C_{k,m}^E) + \sum_{k=1}^K C_k^U \quad (34)$$

式中: K 为规划周期; M 为待优化变压器台数; $C_{k,m}^O$ 和 $C_{k,m}^R$ 分别为在规划期第 k 年对变压器 PT_m 实施预防性检修和退役措施所产生的预期投资成本; $C_{k,m}^M$ 为变压器 PT_m 第 k 年发生随机失效产生的维修处置成本; $C_{k,m}^E$ 为变压器 PT_m 规划期第 k 年发生老化失效产生的更换处置成本; C_k^U 为实施预防性检修/退役措施后系统在规划期第 k 年预期失负荷带来的损失成本。

考虑到资金的时间价值, 采用现值法把规划期各年的现金按一定的折现率进行折合。假设折现率为 ρ , 则基于等年值表示的成本 $C_{k,m}^O$ 、 $C_{k,m}^R$ 、 $C_{k,m}^M$ 、 $C_{k,m}^E$ 以及 C_k^U 可通过以下公式进行计算。

1) 检修/退役预期投资成本 $C_{k,m}^O$ 、 $C_{k,m}^R$

$$C_{k,m}^O = \rho_{k,m}^{\text{ohl}} \cdot P_{k,m}^{\text{ohl}} \cdot C_{\text{ohl}}(\Delta\omega_m) \cdot \frac{1}{(1+\rho)^{k-1}} \quad (35)$$

$$C_{k,m}^R = \rho_{k,m}^{\text{retire}} \cdot P_{k,m}^{\text{retire}} \cdot C_{\text{new}} \cdot \frac{1}{(1+\rho)^{k-1}} \quad (36)$$

式中: $P_{k,m}^{\text{ohl}}$ 及 $P_{k,m}^{\text{retire}}$ 分别为预防性检修/退役计划能够实施的概率, 即 PT_m 在计划时间之前不发生老化失效的概率; $C_{\text{ohl}}(\Delta\omega_m)$ 为去除变压器 PT_m 绝缘纸内 $\Delta\omega_m$ 含量的湿度所产生的检修干燥成本, 本文遵循“能修尽修原则”, 认为干燥除湿可将变压器绝缘纸含水量降低至初始含水量; C_{new} 为变压器替换更新所需的总成本; 当 PT_m 在第 k 年存在预防性检修计划时, $\rho_{k,m}^{\text{ohl}}$ 取值为 1, 否则为 0; 同理, 当计划在第 k 年替换变压器 PT_m , $\rho_{k,m}^{\text{retire}}$ 取值为 1, 否则为 0。 C_{ohl} 及 C_{new} 的具体计算方法见附录 A。

2) 故障处置成本 $C_{k,m}^M$ 、 $C_{k,m}^E$

$$C_{k,m}^M = g_{k,m}^{\text{random}} \cdot C_{\text{repair}} \cdot \frac{1}{(1+\rho)^{k-1}} \quad (37)$$

$$g_{k,m}^{\text{random}} = \int_{t=k}^{t=k+1} \lambda_m^{\text{random}} dt \quad (38)$$

$$C_{k,m}^E = P_{m,k}^{\text{failure}}(k) \cdot C_{\text{new}} \cdot \frac{1}{(1+\rho)^{k-1}} \quad (39)$$

式中: C_{repair} 为修复单次随机失效所需的成本; $\lambda_m^{\text{random}}$ 和 $g_{k,m}^{\text{random}}$ 分别为 PT_m 在第 k 年的预期随机失效率与失效次数^[41]; $P_{m,k}^{\text{failure}}(k)$ 为变压器 PT_m 在第 k 年发生老化失效的概率, 可基于式(17)计算。

3) 预期失负荷损失成本 C_k^U

$$C_k^U = u_{\text{co}} \cdot \Delta I_k^{\text{EENS}} \cdot \frac{1}{(1+\rho)^{k-1}} \quad (40)$$

$$u_{\text{co}} = \Gamma \cdot \frac{D_{\text{GDP}}}{D_{\text{TEU}}} \quad (41)$$

式中: ΔI_k^{EENS} 为 M 台待优化变压器在第 k 年发生老化失效引起的系统预期失负荷量, 可通过式(30)进行计算; u_{co} 为每 MWh 失负荷的风险成本, 它取决于 GDP 总量 D_{GDP} 与总用电量 D_{TEU} ; Γ 为折算系数。

4.2 决策变量

在工程实际中, 对变压器干燥除湿需要进行放油吊芯, 属于大修范畴^[42]。参考《电力设备检修试验规程》(PT/CSG1206007—2017)中的规定, 变压器一般每 10 年进行一次大修。因此, 本文认为在规划期内变压器最多仅能进行一次检修操作。因此, 在规划期内对老化变压器存在 4 种类型的管理策略: ① 既不检修也不退役; ② 仅检修; ③ 直接退役; ④ 先检修后退役。

基于上述分析, 以变压器 PT_m 为例, 其相应的决策变量包括管理策略类型 L_m (L_m 可取值为 1,2,3,4, 对应上述 4 种策略)以及相应策略下的预防性检修时间 $d_{\text{ohl},m}$ / 退役时间 $d_{\text{retire},m}$ 。

4.3 约束条件

约束条件主要包括策略类型约束, 检修时间约束、退役时间约束、检修-退役耦合约束、设备可用性约束和系统风险水平约束等。

1) 策略类型约束

在管理策略类型 L_m 下, 规划期内变压器 PT_m 的检修次数与退役次数需满足式(42)。

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{ohl}} = 0, \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{retire}} = 0; \text{ if } L_m = 1 \\ \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{ohl}} = 1, \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{retire}} = 0; \text{ if } L_m = 2 \\ \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{ohl}} = 0, \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{retire}} = 1; \text{ if } L_m = 3 \\ \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{ohl}} = 1, \sum_{k=1}^K \rho_{k,m}^{\text{retire}} = 1; \text{ if } L_m = 4 \end{cases} \quad (42)$$

2) 强制退役约束

若变压器 PT_m 的预期寿命 $\gamma_{m|T}$ 已处于规划期之内, 可认为预防性检修措施已不具备成本效益。出于系统安全性的考虑, 应该直接对该变压器实施退役策略:

$$L_m = 1, \text{ if } \gamma_{m|T} \leq K \quad (43)$$

3) 检修时间约束

若变压器 PT_m 在规划期内存在预防性检修计

划, 则检修时间需满足式(44)。

$$0 < d_{\text{ohl},m} < K \quad (44)$$

4) 检修程度约束

在检修时刻时变压器可检修程度需满足式(45)。

$$\Delta\omega_m \leq e_\omega \cdot (T + d_{\text{ohl},m}) \quad (45)$$

由于本文遵循“能修尽修原则”, 因此 $\Delta\omega_m$ 取值应为 $e_\omega \cdot (T + d_{\text{ohl},m})$ 。

5) 退役时间约束

若变压器 PT_m 在规划期内存在预防性检修计划, 则退役时间 $d_{\text{retire},m}$ 需满足式(46)。

$$0 < d_{\text{retire},m} < \min\{K, \gamma_{m/T}\} \quad (46)$$

式中, $\min\{K, \gamma_{m/T}\}$ 表示规划周期 K 与规划期开始时 PT_m 预期寿命 $\gamma_{m/T}$ 二者中的较小值。

6) 检修-退役耦合约束

变压器检修时间不应超过退役时间。此外, 由于一般情况下不太可能在短时间内对已经进行大修的变压器进行退役更换, 因此, 检修时间 $d_{\text{ohl},m}$ 与退役时间 $d_{\text{retire},m}$ 之间需满足式(47)。

$$d_{\text{retire},m} > d_{\text{ohl},m} + d_{\text{set,val}} \quad \text{if } L_m = 4 \quad (47)$$

式中, $d_{\text{set,val}}$ 为最小可接受时间间隔。

7) 检修/退役资源约束

由于技术人员、可用资金限制, 认为每年实施

预防性检修或退役措施的变压器总台数需满足式(48)和式(49)。

$$\sum_{m=1}^M \rho_{k,m}^{\text{ohl}} \leq \chi_{\text{num}}^{\text{ohl}} \quad (48)$$

$$\sum_{m=1}^M \rho_{k,m}^{\text{retire}} \leq \chi_{\text{num}}^{\text{retire}} \quad (49)$$

式中: $\chi_{\text{num}}^{\text{ohl}}$ 及 $\chi_{\text{num}}^{\text{retire}}$ 分别为每年可检修/退役变压器数量的上限; $k=1,2,\dots,K$ 。

8) 设备可用性约束

从设备管理角度来看, 规划期内待决策的变压器群体的预期不可用率应保持在可接受水平内。

$$\frac{1}{M} \sum_{m=1}^M U_m^{\text{all}}(T_m + k) \leq U_{\text{pre}} \quad (50)$$

式中, U_{pre} 为预定义的可接受平均不可用率值。

9) 系统可靠性约束

规划期内每年系统的预期可靠性都应保持在可接受水平内。

$$I_k^{\text{EENS}} \leq I_{\text{pre}}^{\text{EENS}} \quad (51)$$

式中, $I_{\text{pre}}^{\text{EENS}}$ 为预定义的系统可接受 EENS 值。

4.4 模型求解算法

本节采用基于 SA-PSO 的双层混合优化方法对上述建立的检修/退役协同优化模型进行迭代求解^[43], 具体流程如图 6 所示。

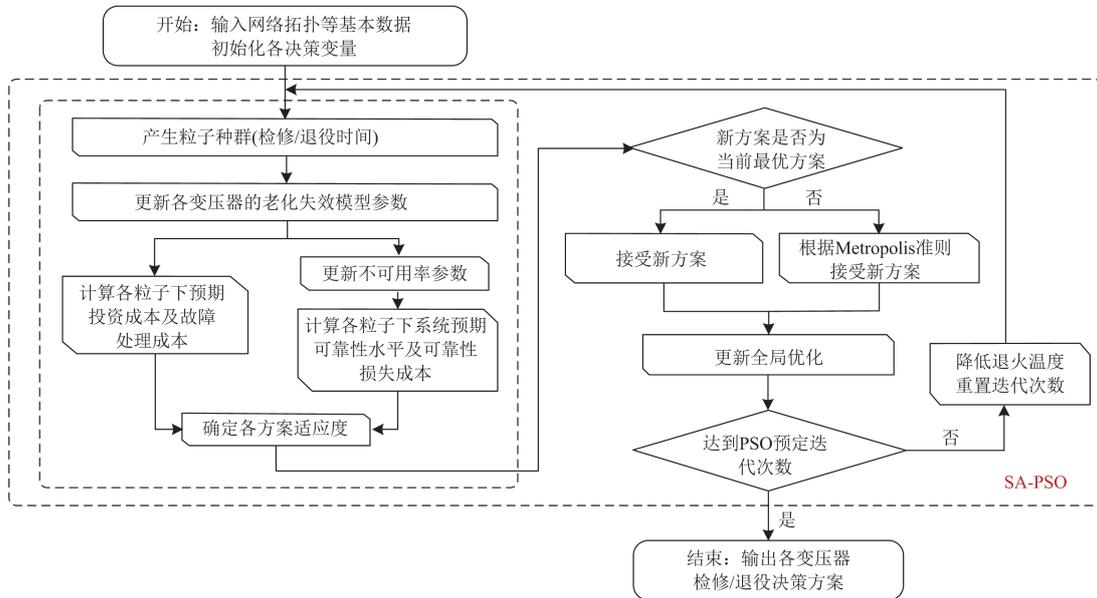


图 6 基于 SA-PSO 的混合优化求解方法

Fig. 6 Hybrid optimization solution method based on SA-PSO

在 SA-PSO 算法外层, 利用 PSO 算法生成各变压器的检修/退役计划, 并得到不同方案下对应的适

应度值; 在内层, 利用 SA 算法的接受准则判断是否接受生成的方案。在求解过程中, 需要通过不断

比较不同决策方案的优劣以获取全局最优解。由于本文已实现系统可靠性指标的解析，模型求解时间可大幅降低，保证了工程实用性。

5 算例分析

为了验证本文所提模型和算法的有效性，选择改进的 RTS-79 发输电系统为例进行分析说明。

5.1 测试系统描述及参数设置

改进的 RTS-79 发输电系统包含 24 个节点、32 台发电机、33 条输电线路以及 37 台变压器(含 32 台发电机升压变压器以及 5 台联络变压器)，系统拓扑结构如图 7 所示，具体参数见文献[44]。

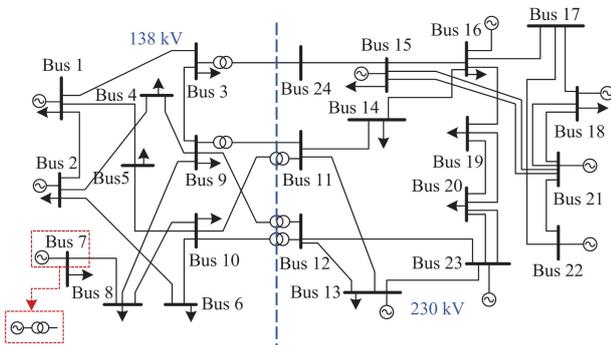


图 7 改进的 RTS-79 拓扑结构图

Fig. 7 Topology diagram of the modified RTS-79 system

算例参数设置如下：规划周期 K 设为 5 年；待决策变压器集包含 6 台进入老化期的升压变压器 ($PT_1 - PT_6$)，分别连接 BUS-7 的 3 台 100 MW 机组以及 BUS-13 的 3 台 197 MW 机组，具体参数见附录 B。在系统可靠性评估中，节点 4、5、15 以及 16 处的负荷重要因子取值为 0.98，节点 18、19 和 20 的负荷重要因子取值为 1.02，其余节点负荷重要因子取值为 1。为了着重分析老化变压器对系统可靠性的影响，假设其余机组、输电线路及变压器在规划期内未进入老化期，其随机不可用率取值分别为 0.0020、0.0013 以及 0.0485。PSO 迭代次数设置为 500、粒子数为 50。

5.2 变压器老化失效不可用率分析

为了定量分析老化失效对于变压器预期不可用率的影响，以老化变压器 PT_1 为例，图 8 给出了其在规划期内各年的预期老化失效不可用率。为了对比分析，图 8 也提供了使用传统方法^[3]计算得到的结果。

由图 8 可以看出，随着运行年限的增长，规划期内变压器 PT_1 的老化失效不可用率逐渐增加，老化失效成为了其不可靠的主导因素。以第 5 年评估结果为例， PT_1 老化失效预期不可用率为 0.0402，

较随机失效不可用率增加了 19.631 倍，说明在变压器检修/退役规划决策中考虑其老化失效模式的重要性。

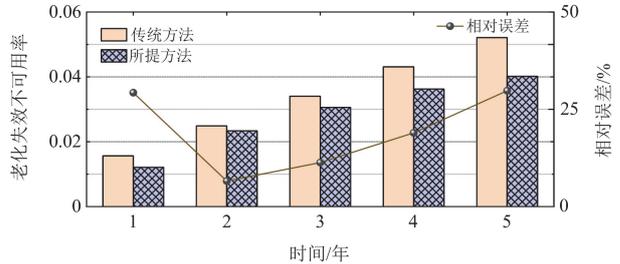


图 8 老化失效不可用率结果对比

Fig. 8 Comparison of aging failure unavailability results

此外，所提方法得到的不可用率小于基于传统方法得到的结果，主要有两方面的原因：1) 传统方法假设变压器发生老化失效后在评估年的剩余时段内都处于不可用状态，忽略了替换操作完成后重新投运的情况；2) 传统方法假设变压器在评估年之前不会发生老化失效，忽视了变压器在评估年前发生老化失效及其相依的替换操作的影响。

为了进一步分析预防性检修/退役措施对于变压器老化失效不可用率的影响，设置以下 3 种 Case 进行对比分析：

Case 1: 不安排预防性检修/退役措施；

Case 2: 在第 1.7 年安排预防性检修措施；

Case 3: 在第 1.7 年安排预防性退役措施。

3 种 Case 下变压器 PT_1 在规划期内的各年预期老化失效不可用率计算结果如图 9 所示。

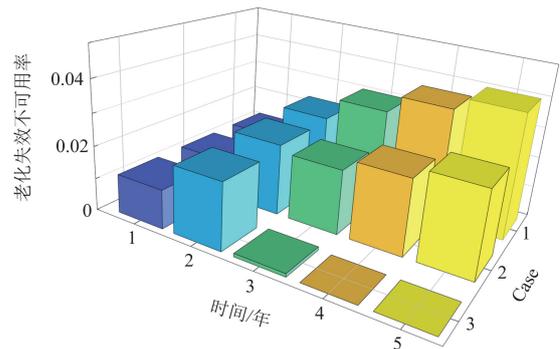


图 9 3 种 Case 下变压器 PT_1 的老化失效不可用率结果

Fig. 9 Aging failure unavailability of PT_1 under three Cases

由图 9 可以看出，实施预防性检修/退役策略可以显著降低变压器在规划期内的老化失效不可用率；与 Case 1 相比， PT_1 在 Case 2 及 Case 3 下的平均预期不可用率分别降低了 76.126%和 25.297%。进一步分析发现，实施退役换新措施后，可以直接

使得变压器在规划期内的后续时间里老化不可用率降至 0; 而通过检修措施延长变压器预期寿命, 也可以有效控制老化不可用率的增长速度。

5.3 可靠性评估解析模型计算精度及效率分析

为了验证所提可靠性评估解析模型的计算精度及效率, 采用 100 组不同的 PT_1 — PT_6 不可用率参数对规划期首年的系统可靠性进行可靠性评估。假设 PT_1 — PT_6 的不可用率在 $[0.001, 0.05]$ 范围内同步变化, 每组可靠性参数以 0.001 为步长递增。基于传统非序贯 MCS 方法以及所提模型得到的系统可靠性指标 EENS 结果对比如图 10 所示。

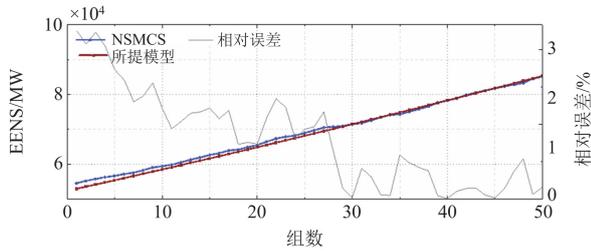


图 10 可靠性评估结果对比

Fig. 10 Comparison of reliability evaluation results

由图 10 可以看出, 在不同组的变压器不可用率取值下, 基于所提模型得到的 EENS 指标与传统 NSMCS 方法结果均非常接近, 平均相对误差小于 3%, 证明所提出模型的准确性。在计算效率方面, 两种方法所用的计算时间对比如表 1 所示。

表 1 所用计算时间对比

Table 1 Comparison of the used computation time

不可用率参数	计算时间/min	
	所提模型	NSMCS
0.001	1.4×10^{-5}	9.650
0.002	1.4×10^{-5}	9.083
⋮	⋮	⋮
0.049	1.4×10^{-5}	6.947
0.05	1.4×10^{-5}	6.252
总时间/min	7×10^{-4}	417.638

由表 1 可以看出, 所提出的解析模型的计算时间远远小于传统的 NSMCS 方法, 百次评估总时间不超过 1 s。这是因为传统的 NSMCS 方法需要对每组元件可靠性参数执行一次常规可靠性评估。然而, 对于所建立的解析模型, 由于系统可靠性指标已表达为待优化变压器不可用率参数的解析函数, 因此, 根据变化的变压器不可用率参数可以快速获取对应的系统可靠性指标, 更加适用于后续系统可靠性约束的优化模型迭代求解。

5.4 预防性检修/退役策略协同优化结果分析

为了验证所提检修/退役计划协同优化模型的有效性, 对 PT_1 — PT_6 在规划期内的决策方案进行优化, 所得到的决策方案如图 11 所示。

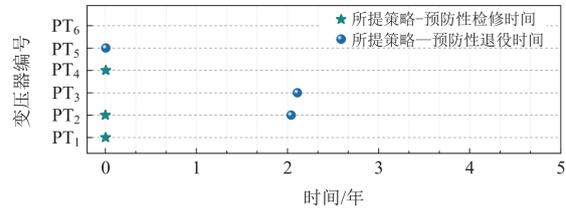


图 11 变压器的决策方案

Fig. 11 Decision plan of each transformer

系统各年的预期总成本如图 12 所示, 为了便于比较, 同时给出了不执行任何预防性检修/退役计划下的系统各年预期总成本。其中, C^p 为不满足系统可靠性约束产生的负荷惩罚成本, 具体计算方法见附录 A。

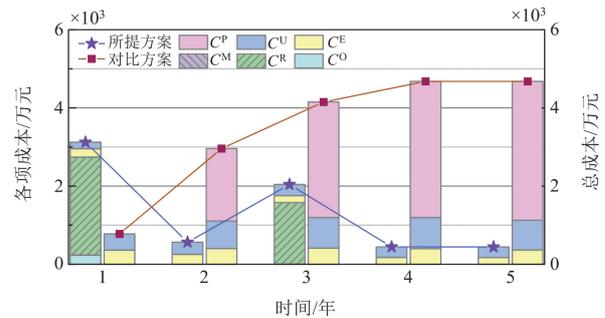


图 12 两种方案下各年的预期成本

Fig. 12 Expected costs of each year under the two plans

两种方案下系统各年的可靠性指标 EENS 对比如表 2 所示。

表 2 两种方案下系统各年 EENS 指标

Table 2 EENS indices of each year under the two plans

方案	EENS / (10^4 MWh/年)				
	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年
所提方案	5.865	6.235	6.265	6.342	6.446
对比方案	6.359	7.128	7.560	7.889	8.090

由表 2 及图 12 可以看出, 所提模型通过协同优化各变压器在规划期内的检修/退役计划, 有效提升了系统可靠性并降低了预期总成本。与不执行任何预防性检修/退役计划相比, 所提方案不仅可以满足系统预期可靠性要求, 还使得失负荷损失成本与预期总成本分别降低了 62.373% 和 61.632%。

为进一步说明所提模型的合理性, 设置以下两种对比策略进行计算分析。

1) 对比策略 I: 仅考虑预防性检修措施;

2) 对比策略 II: 仅考虑预防性退役措施。

基于策略 I 和 II 得到的方案见附录 C。图 13 提供了规划期内各年的预期总成本对比结果。

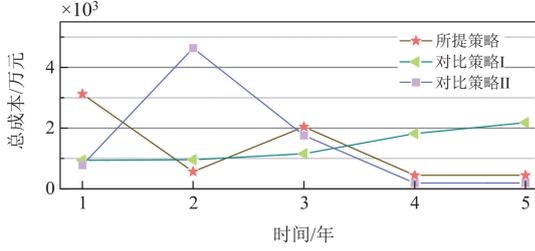


图 13 不同策略预期总成本结果对比

Fig. 13 Comparison of expected total costs for various schemes

由对比结果可以得到如下结论。

1) 尽管策略 I 在规划期前两年就对 6 台变压器都安排了预防性检修计划, 然而规划期内各年的系统可靠性水平仍然无法达到预期要求。原因在于仅通过实施检修策略无法大幅度提升变压器的可靠性水平, 使得系统可靠性难以获得较大的改善。

2) 策略 II 虽然可以达到预期可靠性要求并显著降低系统停电损失成本, 但这也导致了更大的退役成本, 使得预期总成本明显上升。在满足系统可靠性要求的前提下, 所提策略的预期总成本相较于策略 II 降低了 12.425%。

通过上述分析可知, 基于本文所提模型得到的变压器群体预防性检修/退役决策方案可以兼顾系统的可靠性与经济性, 更加适合工程应用。

6 结论

在电力变压器老化问题日益突出的背景下, 本文提出了一种计及老化失效与系统可靠性的变压器群体预防性检修/退役计划协同优化方法, 并通过算例分析验证了所提方法的实用性与有效性, 得到如下结论。

1) 本文所提出的协同优化模型能够明确给出各变压器在规划期内的管理类型以及执行预防性检修/退役计划的最佳时间, 实现系统可靠性与经济性的平衡, 并为运维人员提供了更直观的方案;

2) 所建立的基于数据-模型混合驱动的变压器老化失效模型可以定量描述变压器检修时间/程度、退役时间与其老化阈值、预期寿命之间的映射关系, 对于变压器老化失效表征更加合理;

3) 基于积分离散化方法推导的变压器时变老化失效不可用率可直接应用于规划年限内系统各年的可靠性评估, 所得评估结果更加准确;

4) 计及老化失效的可靠性评估解析模型建立了预期可靠性指标与待决策变压器不可用率间的显

式函数, 在保证计算精度的前提下大幅提升了优化模型求解质量与计算效率, 更加适合工程应用。

本文提出的方法为电网公司开展以可靠性为中心的老化变压器群体资产管理提供了更加合理的决策分析工具。后续研究可在当前基础上进一步分析新能源大规模并网对检修/退役策略决策的影响并且考虑节点差异化可靠性需求, 使决策方案更符合工程实际。未来也可以将主接线中保护、控制设备等二次系统元件的可靠性纳入当前模型, 以进一步拓展所提方法的工程应用场景。

附录 A 变压器检修成本及退役成本计算

1) 检修干燥成本 $C_{ohl}(\cdot)$

本文假设变压器检修干燥成本 $C_{ohl}(\cdot)$ 随变压器内绝缘纸内水分减少量 $\Delta\omega_m$ 线性增加。

$$C_{ohl}(\Delta\omega_m) = \frac{\Delta\omega_m}{\Delta\omega_{aver}} \cdot C_{ohl}^{aver} \quad (A1)$$

式中, C_{ohl}^{aver} 为变压器绝缘纸内含水量降低 $\Delta\omega_{aver}$ 时所需的干燥成本, 可通过历史检修记录获得。

2) 退役成本 C_{new}

退役成本 C_{new} 通常包括新变压器购置成本 C_{buy} 、运输成本 C_{trans} 、安装调试成本 $C_{install}$ 及旧变压器的报废处置成本 C_{handle} 减去变压器报废后的残值 C_{remain} 。

$$C_{new} = C_{buy} + C_{trans} + C_{install} + C_{handle} - C_{remain} \quad (A2)$$

根据实际工程经验, 可认为 C_{trans} 、 $C_{install}$ 、 C_{handle} 及 C_{remain} 与购置成本 C_{buy} 间的呈一定的比例关系, 具体取值见表 B2。

3) 失负荷惩罚成本 C_k^p

第 k 年因为满足系统可靠性要求而产生的失负荷惩罚成本 C_k^p 可通过式(A3)计算。

$$C_k^p = (I_k^{EENS} - I_{pre}^{EENS}) \cdot u_{pu} \quad (A3)$$

式中, u_{pu} 为每 MWh 失负荷的惩罚成本。

附录 B 优化模型中参数设置

表 B1 变压器 PT₁—PT₆ 的基本参数

变压器	服役年限/年	老化阈值/年	预期寿命/年
PT ₁	32.773	31.407	39.605
PT ₂	30.858	28.506	40.685
PT ₃	32.605	30.457	39.056
PT ₄	31.647	29.136	38.189
PT ₅	32.890	30.511	38.869
PT ₆	33.863	33.470	42.180

表 B2 模型中其余参数取值

Table B2 Other parameters in the optimization model

参数	取值	参数	取值
ρ /%	14	$\Delta\theta_{aver}$ /%	4.5
220 kV C_{buy} /(万元/台)	2080	110 kV C_{buy} /(万元/台)	720
C_{repair} /(万元/次)	1	$(C_{ohil}^{aver}/C_{buy})$ /%	3
$(C_{install}/C_{buy})$ /%	6	(C_{trans}/C_{buy}) /%	5
(C_{remain}/C_{buy}) /%	1.5	(C_{handic}/C_{buy}) /%	5
U_{pre}	0.035	J_{pre}^{EENS} /(MWh/年)	6.8×10^4
u_{pu} /(万元/MWh)	0.4	u_{co} /(万元/MWh)	0.05
χ_{num}^{ohil}	3	χ_{num}^{retire}	2

附录 C 对比策略 I 和 II 的决策方案

表 C1 规划期内 PT₁—PT₆ 的决策方案Table C1 Decision plan of PT₁—PT₆ during the plan horizon

变压器	对比策略 I	对比策略 II
	检修时间/年	退役时间/年
PT ₁	1.306	—
PT ₂	1.267	2.005
PT ₃	0.270	2.210
PT ₄	0.300	1.001
PT ₅	0.291	1.005
PT ₆	1.351	—

参考文献

- [1] 国家能源局/中国电力企业联合会. 2022 年全国电力可靠性年度报告[Z]. 2022.
National Energy Administration/China Electricity Council. 2022 National Electricity Reliability Annual Report[Z]. 2022.
- [2] 邹阳, 林锦茹, 李安娜, 等. 基于灰色关联分析和聚类云模型的变压器油纸绝缘状态评估[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 35-43.
ZOU Yang, LIN Jinjia, LI Anna, et al. Evaluation of transformer oil-paper insulation status based on grey relational analysis and a cluster cloud model[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 35-43.
- [3] 李文沅. 电力系统风险评估: 模型, 方法和应用[M]. 北京: 科学出版社, 2006.
- [4] 董理科, 白鹭, 武娜, 等. 基于知识图谱的电力变压器故障预测方法研究[J]. 高压电器, 2022, 58(11): 151-159.
DONG Like, BAI Lu, WU Na, et al. Research on fault prediction method of power transformer based on knowledge map[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(11): 151-159.
- [5] 李元, 李星辉, 孙渭薇, 等. 基于多模型级联的油浸式电力变压器故障诊断方法[J]. 智慧电力, 2023, 51(6): 86-92.
LI Yuan, LI Xinghui, SUN Weiwei, et al. Fault diagnosis method of oil-immersed power transformer based on multi-model cascade fusion[J]. Smart Power, 2023, 51(6): 86-92.
- [6] 马波, 李林, 李奇超. 变压器典型局部放电信号辨识研究[J]. 信阳师范学院学报(自然科学版), 2023, 36(2): 280-286.
MA Bo, LI Lin, LI Qichao. Recognition research of typical partial discharge signal of transformer[J]. Journal of Xinyang Normal University (Natural Science Edition), 2023, 36(2): 280-286.
- [7] BALANTA J Z, RIVERA S, ROMERO A A, et al. Planning and optimizing the replacement strategies of power transformers: literature review[J]. Energies, 2023, 16(11): 4448.
- [8] CAMPELO F, BATISTA L S, TAKAHASHI R H C, et al. Multicriteria transformer asset management with maintenance and planning perspectives[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(9): 2087-2097.
- [9] 胡碧伟, 邓祥力, 贾声昊. 基于 ANFIS 的变压器寿命预测和状态评估[J]. 电测与仪表, 2022, 59(1): 61-68.
HU Biwei, DENG Xiangli, JIA Shenghao. Transformer life estimation and state assessment based on ANFIS[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(1): 61-68.
- [10] 邓雯瀚, 苗宇, 许逵, 等. 电力变压器状态评估方法的应用及展望[J]. 智慧电力, 2023, 51(10): 93-102.
DENG Wenhan, MIAO Yu, XU Kui, et al. Application and prospect of condition assessment method of power transformer[J]. Smart Power, 2023, 51(10): 93-102.
- [11] 李生虎, 赵慧洁, 周慧敏, 等. 基于可靠性灵敏度的 UHVDC 系统预防性检修优化[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(3): 68-75.
LI Shenghu, ZHAO Huijie, ZHOU Huimin, et al. Reliability sensitivity-based optimization for a UHVDC transmission system with preventive maintenance[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(3): 68-75.
- [12] LIMA S L, SAAVEDRA O R, MIRANDA V, et al. A two-level framework to fault diagnosis and decision making for power transformers[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(1): 497-504.
- [13] MARSEGUERRA M, ZIO E, PODOFILLINI L. Condition-based maintenance optimization by means of genetic algorithm and Monte Carlo simulation[J]. Reliability Engineering and System Safety, 2002, 77(2): 151-166.
- [14] LIANG Zhenglin, PARLIKAD A. A Markovian model for power transformer maintenance[J]. International Journal of

- Electrical Power & Energy Systems, 2018, 99: 175-182.
- [15] 张炜, 王佳琳, 张懿议, 等. 基于役龄回退分析的电力设备检修决策方法研究[J]. 电力工程技术, 2020, 39(4): 201-206.
ZHANG Wei, WANG Jialin, ZHANG Yiyi, et al. The equipment maintenance decision method based on the analysis of the age reduction[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 201-206.
- [16] 张安安, 刘自强, 李茜, 等. 计及健康评估与风险量化的变压器检修策略[J]. 变压器, 2023, 60(3): 29-35.
ZHANG Anan, LIU Ziqiang, LI Qian, et al. Transformer maintenance strategy considering health assessment and risk quantification[J]. Transformer, 2023, 60(3): 29-35.
- [17] 马晓晴, 刘文霞, 陈璐, 等. 考虑系统效能和风险的电网设备检修/退役策略协同优化方法[J]. 华北电力大学学报, 2022, 51(2): 101-111.
MA Xiaqing, LIU Wenxia, CHEN Lu, et al. A collaborative optimization approach for grid equipment overhaul/retirement strategy considering system effectiveness and risk[J]. Journal of North China Electric Power University, 2022, 51(2): 101-111.
- [18] LI Shuaibing, WU Guangning, DONG Haiying, et al. Probabilistic health index-based apparent age estimation for power transformers[J]. IEEE Access, 2020, 8: 9692-9701.
- [19] HOSSEINKHANLOO M, KALANTARI N T, BEHJAT V, et al. Optimal exploitation of power transformer fleet considering loss of life and economic evaluation based on failure probability[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 213: 108801.
- [20] AWADALLAH S K E, MILANOVIĆ J V, JARMAN P N. Reliability based framework for cost-effective replacement of power transmission equipment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 29(5): 2549-2557.
- [21] 邓奥攀, 胡志坚, 胡美玉, 等. 同时计及设备老化与不完全维修的电力系统可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(3): 69-74.
DENG Aopan, HU Zhijian, HU Meiyu, et al. Power system reliability evaluation considering deterioration and imperfect maintenance of equipment[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(3): 69-74.
- [22] 王丽. 低压成套开关设备可靠性预测及全寿命周期成本评估方法的研究[D]. 天津: 河北工业大学, 2017.
WANG Li. Research on reliability predication and life cycle cost assessment of low-voltage switchgear[D]. Tianjin: Hebei University of Technology, 2017.
- [23] DONG Ming, NASSIF A B, LI Wenyuan, et al. Generation of in-group asset condition data for power system reliability studies[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 37(3): 2369-2379.
- [24] 廖瑞金, 林元棣, 杨丽君, 等. 温度、水分、老化对变压器油中糠醛及绝缘纸老化评估的影响和修正[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(10): 3037-3044.
LIAO Ruijin, LIN Yuandi, YANG Lijun, et al. Effects and correction of temperature, moisture and aging on furfural content in insulating oil and aging assessment of insulation paper[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(10): 3037-3044.
- [25] 刘琦, 付楚珺, 于鲜莉, 等. 基于变压器绝缘劣化降级时间预测的绝缘老化评估方法[J]. 高压电器, 2023, 59(3): 116-122.
LIU Qi, FU Chujun, YU Xianli, et al. Predicted insulation aging assessment method based on insulation deterioration degradation time of transformer[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(3): 116-122.
- [26] 咸日常, 张冰倩, 张启哲, 等. 基于有限元分析的配电变压器匝间绝缘劣化特征分析[J]. 高压电器, 2023, 59(2): 169-176.
XIAN Richang, ZHANG Bingqian, ZHANG Qizhe, et al. Deterioration characteristics analysis of inter-turn insulation of distribution transformers based on finite element analysis[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(2): 169-176.
- [27] WOUTERS P A A F, SCHIJNDEL A V, WETZER J M. Remaining lifetime modeling of power transformers: individual assets and fleets[J]. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2011, 27(3): 45-51.
- [28] EMSLEY A M, STEVEN S G. Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers[J]. IEE Proceedings-Science, Measurement and Technology, 1994, 141(5): 324-334.
- [29] ARIANNIK M, RAZI-KAZEMI A A, LEHTONEN M. Effect of cumulative moisture content on degradation of transformer paper insulation[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2017, 24(1): 611-618.
- [30] SOKOLOV V, LAPWORTH J, HARLEY J, et al. Life management techniques for power transformers[C]// CIGRE 2003.
- [31] TAHERI A A, ABDALI A, RABIEE A. A novel model for thermal behavior prediction of oil-immersed distribution transformers with consideration of solar radiation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34(4): 1634-1646.
- [32] PEYGHAMI S, BLAABJERG F. Availability modeling in power converters considering components aging[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2020, 35(4): 1169-1178.

- 1981-1984.
- [33] 刘智超, 吐松江·卡日, 马小晶, 等. 基于云相似度与证据融合的电力变压器状态评价方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(20): 79-90.
LIU Zhichao, TUSONGJIANG·Kari, MA Xiaojing, et al. Condition assessment method for power transformers based on cloud similarity and evidence fusion[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(20): 79-90.
- [34] LI Wenyuan. Probabilistic transmission system planning[M]. John Wiley & Sons, 2011.
- [35] 张大波, 李文沅, 熊小伏. 基于状态监测与系统风险的老化变压器更新策略[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 64-71.
ZHANG Dabo, LI Wenyuan, XIONG Xiaofu. Replacement strategy for aged transformer based on condition monitoring and system risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 64-71.
- [36] 金国彬, 刘玉龙, 李国庆, 等. 考虑可靠性的交直流混合配电网网架与分布式电源协同优化规划[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 59-70.
JIN Guobin, LIU Yulong, LI Guoqing, et al. Collaborative optimization planning of an AC/DC hybrid distribution network frame and distributed power generation considering reliability[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 59-70.
- [37] 刘巍, 李锰, 李秋燕, 等. 基于改进遗传算法的电网投资组合预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(8): 78-85.
LIU Wei, LI Meng, LI Qiuyan, et al. Power grid portfolio forecasting method based on improved genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(8): 78-85.
- [38] AWADALLAH S K E, MILANOVIĆ J V, JARMAN P N, et al. Quantification of uncertainty in end-of-life failure models of power transformers for transmission systems reliability studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 4047-4056.
- [39] 张黎明, 李浩, 吴亚雄, 等. 基于运行优化的含储能电力系统可靠性评估方法[J]. 中国电力, 2022, 55(9): 23-28.
ZHANG Liming, LI Hao, WU Yaxiong, et al. A reliability evaluation method for power system with energy storage based on operation optimization[J]. Electric Power, 2022, 55(9): 23-28.
- [40] LIU Zeyu, TANG Puting, HOU Kai, et al. A Lagrange-multiplier-based reliability assessment for power systems considering topology and injection uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 39(1): 1178-1189.
- [41] 申望. 基于电网设备的资产全生命周期成本归集与分摊方法研究[J]. 南方能源建设, 2021, 8(增刊 1): 53-58.
SHEN Wang. Research on asset life cycle cost accumulation and apportionment method based on power grid equipment[J]. Southern Energy Construction, 2021, 8(S1): 53-58.
- [42] 邹阳, 俞豪奕, 金涛. 融合模糊 K 近邻及证据理论的变压器油纸绝缘状态评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(14): 55-63.
ZOU Yang, YU Haoyi, JIN Tao. Evaluation method of the oil-paper insulation condition of a transformer based on fuzzy K nearest neighbor and evidence theory[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(14): 55-63.
- [43] WANG Puyu, SONG Jinyuan, LIANG Fangyu, et al. Equivalent model of multi-type distributed generators under faults with fast-iterative calculation method based on improved PSO algorithm[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(3): 371-382.
- [44] LIMBU T R, SAHA T K, MCDONALD J D F. Cost/benefit analysis of generation investments considering system constraints[C] // 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 24-28, 2007, Tampa, FL, USA: 1-8.
- [45] 郭丽娟, 陶松梅, 张炜. 兼顾供电可靠性和 LCC 的变电站主设备检修策略优化方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 99-105.
GUO Lijuan, TAO Songmei, ZHANG Wei. Maintenance strategy optimization for main equipment in substations considering both power supply reliability and life cycle cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 99-105.
- [46] ZOU Guilin, HUANG Yan, CHEN Wen, et al. Life-cycle cost model and evaluation system for power grid assets based on fuzzy membership degree[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 434-440.
-
- 收稿日期: 2024-02-05; 修回日期: 2024-04-10
- 作者简介:
- 黄威(1997—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统可靠性及规划; E-mail: 17866628985@163.com
- 胡博(1983—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力与能源系统规划与可靠性、人工智能及大数据应用; E-mail: hboy8361@163.com
- 谢开贵(1972—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力和能源系统可靠性、规划及优化运行。E-mail: kaiguixie@vip.163.com
- (编辑 周金梅)