

考虑大停电风险的多阶段电网扩展规划方法

曹一家¹,曹丽华¹,李 勇¹,张宇栋²

(1. 湖南大学 电气与信息工程学院,湖南 长沙 410082;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘要: 提出一种考虑大停电风险的多阶段电网扩展规划方法,并定义了一种幂律尾风险指标,通过评估停电规模尾分布的变化趋势来衡量规划方案的大停电风险。为了获取规划方案对应的停电统计数据,基于自组织临界理论构建了适用于多阶段电网扩展规划的 OPA 模型。该模型在慢动态中考虑了相邻规划阶段之间的耦合关系,在快动态中考虑了隐性故障,分别反映了长时间尺度内的电网扩展规划行为和短时间尺度内的连锁故障行为对系统全局动态特性的影响。另外,慢动态过程取消了基于平均效应的长期演化行为;快动态过程使用蒙特卡洛方法以获取足够多的停电数据。所提规划方法采用重要性采样技术和双层优化策略从不同层次减少规划流程的计算量。Garver 6 节点系统的测试结果验证了所提规划方法的有效性。

关键词: 电网; 扩展; 规划; 多阶段; 风险评估; 停电; 自组织临界性; 优化; OPA 模型

中图分类号: TM 71

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.06.001

0 引言

近年来,连锁故障大停电事故在世界各地频繁发生^[1],它们与电网结构薄弱、运行压力较大有着密切的关联^[2-3]。建设坚强可靠的电网必须要预防与控制大停电事故的发生,应该从电网规划阶段开始降低系统的大停电风险水平。电网扩展规划 TEP (Transmission Expansion Planning) 是复杂的优化问题,在确保电网满足负荷预测需求和可靠性标准的同时,还要最小化整个规划周期内的投资费 IC (Investment Cost)、运行费 OC (Operating Cost) 和停电损失费之和^[4]。要获得经济可靠的电网扩展规划方案,首先必须获得待选规划方案相应的可靠、充足的停电统计数据。

对实际电网历史停电数据的分析表明,停电规模的概率分布函数具有幂律尾而不是指数尾,这说明停电事件之间存在长期依赖关系^[5]。自组织临界 SOC (Self-Organized Criticality) 理论认为,广延耗散动力系统在各种作用力下,可以自发地朝着临界状态演化;在临界状态下,系统“雪崩”事件具有时空幂律分布^[6]。由此可见,不少实际电网具有自组织临界特性。基于自组织临界理论,学者们提出了 OPA (ORNL-PSerc-Alaska) 模型,通过模拟电力系统演化特征获得停电统计数据,最终用来研究电力系统的全局动态特性^[7]。然而,OPA 模型的电网升级步骤并未体现电网规划方案对电网升级的指导作用。

另一方面,传统电网可靠性分析一般采用确定性方法,如“ $N-k$ ”校验准则。该方法计算耗时随系统规

模和 k 值的增加呈指数增加,且常导致投资过度。概率性方法则是指利用一定的方法模拟系统运行特征,并通过大量仿真获得一组停电统计数据,然后利用这些数据计算概率性风险指标,用以评估系统的风险水平。常见概率性风险指标包括预期负荷损失 ELL (Expected Load Loss)^[8]、风险价值 VaR (Value-at-Risk) 和条件风险价值 CVaR (Conditional Value-at-Risk)^[9]等,但这些指标在一定程度上掩盖了极端事件(如连锁故障大停电事件)的影响后果。因此,需要寻找一个不同于期望损失性质的新指标,从一个新的视角来衡量这类事件的风险。

考虑到电网扩展规划行为对系统全局动态特性的影响,本文提出一种适用于多阶段电网扩展规划的 OPA (TEP-suited OPA) 模型,可为规划方案的风险评估提供更可靠、充足的停电统计数据。为充分计及电网连锁故障对扩展规划的影响,本文又提出一种可衡量大停电风险的幂律尾风险 PTR (Power-law Tail Risk) 指标,并将其作为规划方案的可靠性评估指标之一。一般而言,在电网规划的寻优过程中,使用概率性方法几乎是不可接受的,因为评估待选方案的计算量巨大,在系统规模较大时该问题尤为突出。鉴于此,本文采用双层优化策略解决该问题^[10]。首先,利用改进的多目标粒子群优化 MOPSO (Multi-Objective Particle Swarm Optimization) 算法搜索出一组满足基本潮流约束的、高质量的待选规划方案;其后,利用 TEP-suited OPA 模型获得这些待选规划方案的停电统计数据,并计算待选方案的风险指标;最后,综合考虑可靠性和经济性,对待选方案进行评估。

1 TEP-suited OPA 模型

1.1 基本 OPA 模型

基本 OPA 模型是为研究电力系统全局动态特

收稿日期:2014-04-16;修回日期:2014-05-13

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51137003,61233008)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51137003,61233008)

性而提出来的,其主要思路如下:随着电力系统发电能力和负荷水平不断上升,支路潮流相应增加,当支路潮流接近或超过支路传输极限时会以一定概率开断,而一条支路的开断又会导致其他支路潮流增加,进而导致其他支路的相继开断,最终形成连锁故障;另一方面,因过载而断开的支路被认为需要进行改造,以增加系统的可靠性。可见,基本 OPA 模型涵盖了快、慢 2 个时间尺度。其中,慢动态用于描述负荷增长和传输容量增长 2 种反作用力;快动态用于描述连锁故障线路跳闸过程,而这种跳闸过程耦合了慢动态中的 2 种反作用力,使得电网自发地朝着临界状态演化。为了使 OPA 模型能够更加真实地刻画电网演化特征,本文提出了一种适用于多阶段电网扩展规划的 TEP-suited OPA 模型。

1.2 TEP-suited OPA 模型的慢动态

慢动态用于描述长时间尺度下的电网升级特征。在基本 OPA 模型中,负荷和发电容量“每天”缓慢、均匀地增长;线路只有发生故障时其容量才会增长。事实上,电力公司根据历史停电数据和投资约束搜寻经济、可靠的电网扩展规划方案,据此有计划、逐步地对电网进行升级。因此,在 TEP-suited OPA 模型中,仅在每个规划阶段的开始时刻根据规划方案对负荷、发电容量和支路传输容量进行更新。

1.3 TEP-suited OPA 模型的快动态

快动态用于描述短时间尺度下的连锁故障过程,不同的系统状态产生不同的停电统计数据。在 TEP-suited OPA 模型中,由于慢动态取消了基于平均效应的长期演化行为,为了获得充足的停电统计数据,在快动态中利用蒙特卡洛方法对每个规划阶段对应的系统状态进行大量仿真,即一个多阶段电网扩展规划方案的停电统计数据是由每个阶段系统状态对应的停电统计数据组成。此外,尽管连锁故障大停电事件发生的概率小,但其影响严重,为了进一步保证大停电事件数据的充分性,所提出的新模型采用重要性采样技术,以提高小概率事件的采样效率。

为了确保停电统计数据的可靠性,新模型充分考虑了对连锁故障有重要影响的因素。隐性故障是导致相继故障大范围传播的重要原因之一^[11],因此新模型引入了隐性故障概率参数。考虑到历史停电数据对电网长期演化的影响,即相邻规划阶段之间的耦合关系,新模型在多阶段规划过程中对初始故障概率参数进行了调整。

1.3.1 隐性故障概率

考虑到在实际电网中线路故障比较常见,本文在快动态中引入了基于线路保护的隐性故障,其传播机理如下:如果一条线路跳闸,则与该线路相连的所有线路保护都有可能发生误跳闸行为,这些线路

被称为暴露线路,其表征了可能的隐性故障位置。每条暴露线路的误跳闸概率,即隐性故障概率 p_{fr} ,是该保护装置测量阻抗的函数,其计算公式如下:

$$p_{fr,l} = \begin{cases} p_0 & z \leq 3z_3 \\ p_0 \exp(-z/z_3) & \text{其他} \end{cases} \quad (1)$$

其中, z 为由暴露支路远离故障端一侧的保护装置测量到的阻抗值; z_3 为距离保护第Ⅲ段的整定阻抗,定义为暴露支路本身阻抗值的 250%。当测量阻抗小于 3 倍Ⅲ段整定值时,暴露支路的隐性故障概率为常数 p_0 ,否则隐性故障概率随测量阻抗值的增长呈指数下降。

1.3.2 初始故障概率

连锁故障发生之前,每条支路都有一个初始故障概率 p_{if} 。在基本 OPA 模型中,该概率用于描述电网外部环境对支路故障的影响,例如闪电、冻雨、飓风、地震等自然灾害。为了反映历史停电数据对电网后续演化的影响,本文在 p_{if} 中增加了支路的历史停电概率参数 p_{fr} 。这是因为,曾经多次故障的支路在电网规划过程中被视为电网的脆弱环节,等效于将该支路的停电风险设置为较大值。为了体现电网规划的此行为特征,本文将支路的初始故障概率与其历史停电概率相关联,此时规划方案的风险水平不仅与现有系统状态有关,还与历史运行情况有关,综合量化了那些作用机理不明、作用相互耦合、人为因素等难以量化衡量的风险因素的影响。支路 l 的初始故障概率的计算公式如下:

$$p_{if,l} = p_{ec} + p_{fr,l} \quad (2)$$

其中, p_{ec} 为常数,代表电力系统外部环境的影响; $p_{fr,l}$ 为支路 l 的历史停电概率,利用快动态过程获得的上一个规划阶段的停电数据计算得到。

1.3.3 重要性采样技术

连锁故障大停电是小概率事件,要获得足够多的有效数据,直接采用蒙特卡洛方法需要较长的时间。重要性采样技术^[12]通过提高采样概率,以增加小概率事件发生的次数,可有效减少无效仿真次数,大幅提高了蒙特卡洛方法的采样效率。令 p_j 为第 j 条暴露支路的实际隐性故障概率, p_{max} 为所有 p_j 中的最大值, u_j 为 $[0,1]$ 之间的均匀分布的随机数,则第 j 条暴露支路在仿真中的采样概率为:

$$p_{sp,j} = 0.5(p_j/p_{max})^{1/2} \quad (3)$$

为更清晰地了解所提 TEP-suited OPA 模型的工作原理,将其与基本 OPA 模型进行比较,见表 1。

2 幂律尾风险 PTR 指标

在概率统计学中,互补累积分布函数 CCDF(Complementary Cumulative Distribution Function),亦简称为尾分布或超出数,用于研究一个随机变量超出

表 1 基本 OPA 模型和 TEP-suited OPA 模型的对比
Tab.1 Comparison between classical and TEP-suited OPA models

对象	基本 OPA 模型	TEP-suited OPA 模型
慢动态	电网拓扑结构是不变的,负荷和发电容量每日均匀增长,对停电线路增加传输容量。	电网拓扑结构由上一规划阶段的规划方案决定,负荷和发电容量在上次规划阶段的基础上均匀增长,增长系数由负荷年增长率和本阶段规划周期共同决定。规划方案由 TEP-suited OPA 模型之外的优化算法获得,文中使用改进的 MOPSO 算法。
	仅考虑系统外部环境的影响,每条支路具有相同的固定的初始故障概率。	综合考虑了系统外部环境和历史停电概率的影响,见式(2),故每条支路的初始故障概率不同。
快动态	每天最多发生一次连锁故障,模拟实际系统在一天中的运行情况。	使用采用重要性采样技术的蒙特卡洛方法获取用于风险分析的停电数据。利用单个规划阶段的停电数据计算支路历史停电概率用于下个规划阶段,利用所有规划阶段的停电数据计算整个规划方案的风险指标。

一定值的概率分布。因此,本文提出了一种幂律尾风险 PTR(Power-law Tail Risk)指标,并将其定义为停电事件规模的 CCDF 曲线幂指数绝对值的倒数,用于衡量系统大停电风险,其公式如下:

$$P(X > x) \sim x^{-\alpha} \quad (4)$$

$$\text{PTR} = 1/\alpha \quad (5)$$

其中,随机变量 X 表示停电规模; $P(X > x)$ 为 $X > x$ 的概率值。

由定义可知,幂指数绝对值 α 越小,则 PTR 越大,PTR 描述大停电事件发生概率的变化趋势,而不是所有停电事件的预期负荷损失,是一个局部风险指标。文献[13]提出了一种估计分布函数尾部特征的简单方法。该方法无需对整个分布函数进行拟合,只需拟合需要评估的尾部数据的表达式,这大幅降低了拟合的复杂程度。

3 多阶段电网扩展规划方法

3.1 目标函数

电网规划目标基本可分为互相冲突的经济性和可靠性两大类,分别用 IC 和风险指标来描述。

3.1.1 IC

通常,IC 包括建设费 CC(Construction Cost)和 OC,是电网扩展规划问题最基本的目标函数。CC 是指新建支路的建设成本总和,OC 则由生产费、线损费和缺电损失费共同组成^[14-15]。多阶段(动态)电网规划,其规划周期被划分成多个阶段。假设年贴现率为 e ,为方便公式书写定义 $1-I=(1+e)^{-1}$,其中 I 不对实际物理意义;参考年为 t_0 ,初始年为 t_1 ,规划周期总共为 $t_{s+1}-t_1$ 年,被分成了 S 个阶段,那么一个多阶段电网扩展规划方案的 CC 和 OC 折合到参考年的现

值为:

$$c(x) = \sum_{s=1}^S \delta_{cc,s} c_s(x) \quad (6)$$

$$d(x) = \sum_{s=1}^S \delta_{oc,s} d_s(x) \quad (7)$$

$$\delta_{cc,s} = (1-I)^{t_s-t_0} \quad (8)$$

$$\delta_{oc,s} = \sum_{t=t_s}^{t_{s+1}-1} (1-I)^{t-t_0} \quad (9)$$

其中, $c(x)$ 和 $d(x)$ 分别为 CC 和 OC 折算到参考年的现值; s 为规划阶段的序号, S 为规划阶段的总数; $c_s(x)$ 和 $d_s(x)$ 分别为第 s 个规划阶段的 CC 和 OC(非现值); $\delta_{cc,s}$ 和 $\delta_{oc,s}$ 分别为第 s 个规划阶段的 CC 和 OC 的折现系数。

本文试图通过证明以下 2 个观点来验证所提出的考虑大停电风险的多阶段电网扩展规划方法是切实有效的,即 TEP-suited OPA 模型能够提供更加准确的停电统计数据;PTR 能够有效地衡量大停电事件的风险水平(即 PTR 相较其他风险指标具有相似性和独特性)。首先,目标函数(IC)的精确程度不会影响优化算法的性能,也不会影响 PTR 和其他风险指标之间的相对关系;其次,TEP-suited OPA 模型的准确性主要依靠于相邻规划阶段之间的耦合关系,同样与 IC 的计算精度没有关系。因此,在不影响研究目的前提下,为了降低整个规划流程的计算复杂度和计算量,OC 不考虑生产费和线损费。此时,CC 和 OC(非现值)可写为:

$$c_s(x) = \sum_l c_l b_l x_{l,s} \quad (10)$$

$$d_s(x) = \sum_k \beta_k r_{k,s} \quad (11)$$

其中, c_l 、 b_l 和 $x_{l,s}$ 分别表示在支路 l 新增一回线路每 km 的投资费用、支路 l 的长度和支路 l 在第 s 阶段新增线路的回数; β_k 为节点 k 单位负荷损失费用; r 为节点负荷损失, $r_{k,s}$ 为节点 k 在第 s 阶段的负荷损失量,由网络安全标准和最小切负荷方法^[7,10]共同决定。为了减少不必要的计算量,在 MOPSO 算法中用“N-0”校验准则(即完整电网是否满足基本的潮流约束)下的最小切负荷量来衡量方案的风险水平。

3.1.2 风险指标

通常的规划方法以确定性风险指标如“N-k”校验准则为基础。若要进一步提高规划方案的可靠性,可增加其他非确定性风险指标。相较于确定性风险指标,概率性风险指标计算量更大。因此,本文采用双层优化策略,将概率性风险指标放到迭代程序(优化算法)之外处理,以降低整个规划流程的计算量。本文的可靠性目标函数仅指概率性风险指标,确定性风险指标已经暗含到投资费用中。为了验证 PTR 的有效性,下面分析 PTR 与其他概率性风险指标(ELL、

VaR 和 CVaR)之间的相对关系。

令 $U = \{B_1, B_2, \dots, B_M\}$ 为所有停电故障路径的集合, C_i 为故障路径 B_i 对应的负荷损失, 并假设 B_i 包括 N_i 条暴露支路, 其中 n_i 条导致了保护装置的隐性故障, 那么该停电故障路径 B_i 的发生总概率为:

$$P_i = p_{if,i} \prod_{j=1}^{n_i} p_{if,j} \prod_{j=n_i+1}^{N_i} (1 - p_{if,j}) \quad (12)$$

其中, $p_{if,i}$ 为 B_i 中初始故障支路的初始故障概率; $p_{if,j}$ 为 B_i 中第 j 条暴露支路的隐性故障概率。那么, 单次故障路径的预期负荷损失为:

$$ELL = \sum_{i=1}^M C_i P_i \quad (13)$$

值得注意的是, 预期负荷损失 ELL 与概率统计学中的期望值 $E[X]$ 具有相同的表达形式, 但是在 ELL 中 P_i 表示事件 i 的发生概率, P_i 的累加和不等大于 1; 而在 $E[X]$ 中 P_i 表示规模等于 x_i 的事件的出现频率, 所有 P_i 相加等于 1。

假设 δ 为置信水平, $p(x)$ 是连续随机变量 X 的概率密度函数 PDF (Probability Density Function), 则 VaR 和 CVaR 定义如下:

$$\delta = \int_{-\infty}^{\text{VaR}_\delta} p(x) dx \quad (14)$$

$$\text{CVaR}_\delta = \int_{\text{VaR}_\delta}^{\infty} xp(x) dx \quad (15)$$

其中, 停电规模的概率密度函数 $p(x)$ 可利用停电统计数据估算。首先, 将停电规模空间 (从停电规模最小值到最大值) 分为有限个小间隔; 然后, 统计落入每个间隔的停电事件的次数, 该数除以停电事件总数即为对应间隔的概率值。

由式 (4)、(5) 描述的 PTR 指标及式 (13)~(15) 可知, ELL 评估单次停电事件的平均影响, VaR 表示在一定置信水平下停电事件的损失上限, ELL 和 VaR 分别描述所有停电事件和大多数停电事件的预期负荷损失, 两者均为综合性风险指标。CVaR 是停电损失超出 VaR 值的期望值, PTR 测量大停电事件的互补累积概率函数 (CCPF) 的变化趋势, CVaR 和 PTR 分别从不同的角度评估极端停电事件的风险水平, 两者都是局部性风险指标。

3.2 多阶段电网扩展规划的表现

电网扩展规划问题是一个大规模、混合整数、非线性且非凸问题, 可用如下标准优化模型描述:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(\mathbf{X}) = [f_n(\mathbf{X}), n=1, 2, \dots, N] \\ \text{s.t.} \quad & g_i(\mathbf{X}) \geq 0 \quad i=1, 2, \dots, I' \\ & h_j(\mathbf{X}) = 0 \quad j=1, 2, \dots, J \end{aligned} \quad (16)$$

其中, \mathbf{X} 是解向量; $f_n(\mathbf{X})$ 、 $g_i(\mathbf{X})$ 和 $h_j(\mathbf{X})$ 分别为第 n 个目标函数、第 i 个不等式约束、第 j 个等式约束。不等式约束主要包括 IC 约束、潮流约束等, 等式约束主要指功率平衡约束。

采用实数编码的多阶段电网规划问题的解可描述为:

$$\mathbf{X}^k = \underbrace{[x_{11}^k \cdots x_{1l}^k \cdots x_{1M}^k]}_{\text{阶段 1}} \cdots \underbrace{[x_{t1}^k \cdots x_{tl}^k \cdots x_{tM}^k]}_{\text{阶段 2}} \cdots \underbrace{[x_{S1}^k \cdots x_{Sl}^k \cdots x_{SM}^k]}_{\text{阶段 3}} \quad (17)$$

其中, \mathbf{X}^k 表示第 k 个待选规划方案; S 为规划阶段的总数; M 为待选支路的总数; x_{tl}^k 表示方案 k 在第 t 个规划阶段在待选支路 l 上新增线路的数目。静态规划时, $\mathbf{X}^k = [x_1^k \cdots x_l^k \cdots x_M^k]$ 。

大多数的约束限制源于“N-0”校验准则, 如支路传输容量约束、发电机发电容量约束等。此外, 在任意规划阶段待选支路上的线路总回数都不能超过其允许上限, 该约束可描述为:

$$0 \leq x_{tl}^k \leq N_{\max,tl}^k \quad (18)$$

$$N_{\max,tl}^k = N_{\max,l} - \sum_{i=1}^{t-1} x_{il}^k \quad (19)$$

$$x_{tl}^k = \text{rand} * N_{\max,tl}^k \quad (20)$$

其中, $N_{\max,l}$ 为整个规划周期中待选支路 l 上可增加线路的上限; $N_{\max,tl}^k$ 为方案 k 在规划阶段 t 时, 待选支路 l 上最多可增加线路的上限, 其值随方案和规划阶段的不同而不同; 随机函数 rand 产生 $[0, 1]$ 之间均匀分布的随机数。为确保初始解在搜索空间范围内, 可利用式 (20) 产生初始解。

3.3 方法流程图

本文采用改进的 MOPSO 算法求解电网扩展规划问题。该算法采用含约束条件的非受控解排序算子^[16]、全局最优引导者概率选择算子^[17]提高解的多样性, 用指数分布边界处理算子^[17-18]修正不可行解。

考虑大停电风险的多阶段电网扩展规划方法的流程如图 1 所示。为降低计算耗时, 利用双层优化策略将规划流程分为 2 个阶段。首先以投资费用为目标函数, 应用 MOPSO 算法搜索满足一定经济性约束和电网正常运行潮流约束的待选方案; 然后, 计算待选方案的非确定性风险指标; 进一步地, 基于目标函

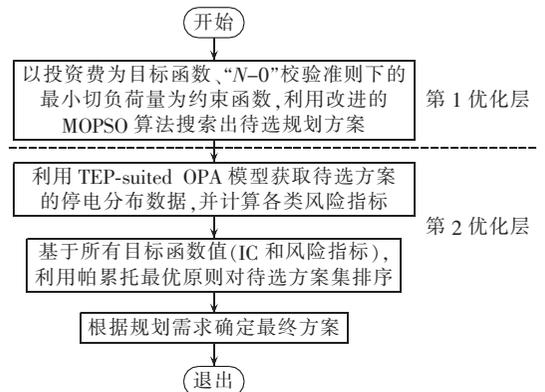


图 1 所提方法流程图

Fig.1 Flowchart of proposed method

数筛选出帕累托最优解,为电网规划人员的决策制定提供精简有效的信息。

4 算例分析

4.1 Garver 系统

Garver 系统在扩展之前的结构如图 2 所示。该系统有 6 个节点,6 条传输线路,装机容量为 1110MW,最大负荷为 760 MW^[15,19]。假设扩展周期 6 a,分为 3 个规划阶段,且参考年亦为初始年;负荷和发电容量年增长率为 5%,则到规划周期的最后时刻装机容量和负荷总量分别达到 $1110 \times 1.05^6 = 1487.5$ (MW) 和 $760 \times 1.05^6 = 1018.5$ (MW);任意两节点之间最多可连 4 回线路,单回线路的 CC 为 1.00×10^6 \$/km;贴现率 $e = 10\%$ 。

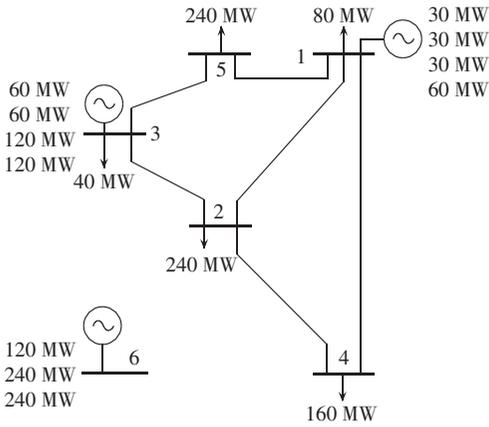


图 2 原始 Garver 系统
Fig.2 Initial Garver system

假设 IC 的上限为 $\$ 3.00 \times 10^9$;MOPSO 算法的最大迭代次数等于 200,种群规模为 50,维度是 $15 \times 3 = 45$ (由待选支路总数和规划阶段总数共同决定),精英库的容量下限为 5;系统外部环境决定的停电概率 $p_{ec} = 0.0007$ 。

4.2 仿真结果分析

4.2.1 相邻规划阶段耦合关系的影响

选取投资费用最少的 20 个规划方案为待选方案。图 3(a)、(b)分别给出了相邻阶段有耦合关系和无耦合关系时,待选方案的风险指标 ELL 和 PTR。图 3 中,方案编号按 CC 从小到大排序。

由图 3 可知,有耦合关系的 ELL 普遍小于无耦合关系的 ELL,但与此同时,方案 {4,9—13,17} 的 PTR 在有耦合关系时略高于无耦合关系。这说明在电网长期演化过程中,耦合关系降低了系统的平均停电风险,但增加了系统的大停电风险。这种耦合关系很好地解释了实际停电事件之间的长期依赖关系。由此可见,TEP-suited OPA 模型能为决策制定者提供更加符合实际的停电统计数据。

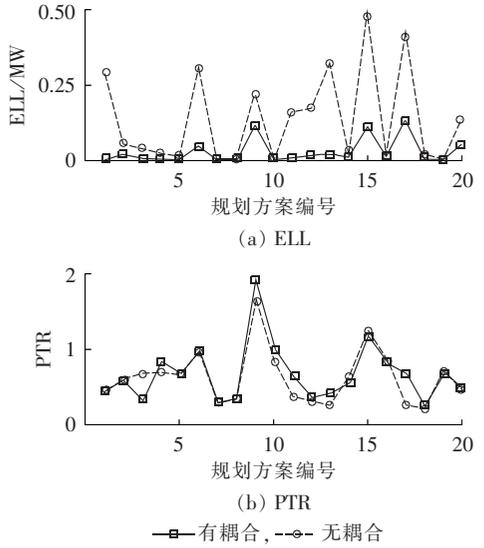


图 3 耦合关系对停电风险指标的影响

Fig.3 Impact of coupling relation on risk indices

4.2.2 PTR 的有效性

表 2 给出了相邻规划阶段存在耦合关系时待选方案的目标函数值,包括 IC、ELL、VaR、CVaR 和 PTR (由于 IC 值较大,记 IC' 为 IC 与其上限值的比率)。

表 2 待选方案的目标函数值
Tab.2 Objectives of candidate plans

方案号	IC'	ELL/MW	VaR/MW	CVaR/MW	PTR
1	0.3458	0.0019	4.4191	2.1618	0.4546
2	0.3551	0.0210	5.8376	2.7131	0.6053
3	0.3579	0.0068	3.2162	0	0.3293
4	0.3679	0.0048	7.7793	0	0.8572
5	0.3701	0.0004	5.8376	0.8935	0.6982
6	0.3764	0.0478	4.4191	2.1898	1.0154
7	0.3771	0	4.4100	0	0.3176
8	0.3793	0	3.2211	1.2256	0.3504
9	0.3809	0.1196	7.7940	4.6211	2.0101
10	0.3834	0	7.0604	1.4300	1.0323
11	0.3854	0.0084	5.8376	1.4028	0.6820
12	0.3859	0.0158	4.8730	1.6537	0.3866
13	0.3893	0.0190	2.9192	2.2070	0.4215
14	0.3904	0.0102	7.0604	3.6296	0.5638
15	0.3905	0.1135	5.8376	4.7663	1.2201
16	0.3912	0.0127	5.8376	2.9588	0.8569
17	0.3921	0.1341	2.9226	1.1049	0.7102
18	0.3923	0.0046	2.9263	1.2982	0.2492
19	0.3930	0	6.4393	3.9548	0.6969
20	0.3947	0.0525	4.8730	3.5536	0.4934

为进一步分析 PTR 的有效性,图 4 对 PTR 和其他风险指标进行了对比。由图可知,随着 IC 增加,各类风险指标呈波动变化,表明电网规划方案的停电风险并不总是随着 IC 的增加而降低。因此,利用优化算法寻找较优的规划方案有意义且可行。

从图 4(a)可知,随着 IC 增加,规划方案的局部风险指标 PTR 和 CVaR 的变化趋势大致相同,但并不完全一致,少量方案如方案 {4,18} 的 PTR 变化趋势

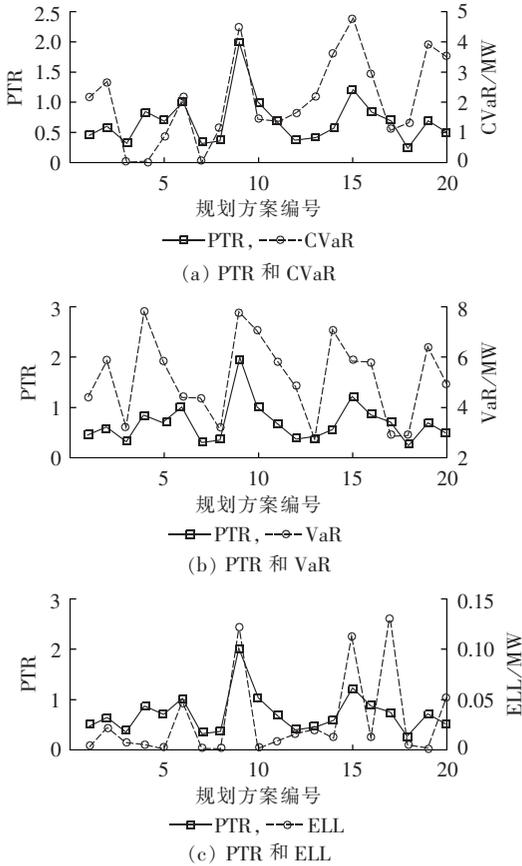


图 4 不同风险指标的比较

Fig.4 Comparison of risk indices

与 CVaR 变化趋势相反,说明 PTR 和同类风险指标相比具有相似性。从图 4(b)和(c)可见,PTR 和不同类型风险指标的变化趋势差别较大,VaR 和 ELL 等综合型风险指标与局部型风险指标 PTR 可互相补充。上述结果验证了 PTR 的合理性和有效性。

4.2.3 最终方案的确定

假设在电网扩展规划中考虑经济性、常规停电风险和停电大停电风险,即目标函数包括 IC、ELL 和 PTR。首先,利用帕累托最优原则^[16]对待选方案(解)排序,结果见表 3。决策制定者按规划需求从一级帕累托前沿中选出最终方案。由表 3 可知,一级帕累托前沿包括方案 {1, 3, 5, 7, 10, 18, 19}, 拥挤距离为无穷 (Inf) 的解,说明在同级帕累托前沿中该解至少有一个目标函数值位于边界,如方案 1 的 IC 最小,方案 19 的 IC 最大,方案 18 的 PTR 最小。综合考虑所有因素,假设方案 3 被选定为最终方案,令 n_{x-y} 表示在节点 x 和 y 之间新增线路的数目,则方案 3 的各阶段具体扩展步骤如下:

a. $n_{1-2}=1, n_{1-4}=1, n_{1-5}=2, n_{2-3}=1, n_{2-6}=1, n_{3-4}=2, n_{3-5}=1, n_{3-6}=1, n_{4-6}=2, n_{5-6}=1$;

b. $n_{1-2}=1, n_{1-4}=2, n_{2-3}=1, n_{3-4}=1, n_{3-5}=1, n_{4-6}=2, n_{5-6}=1$;

表 3 待选方案的帕累托前沿

Tab.3 Pareto front of candidate plans

方案号	前沿级别	拥挤距离	方案号	前沿级别	拥挤距离
1	1	Inf	6	3	Inf
3	1	Inf	11	3	Inf
5	1	0.0281	12	3	Inf
7	1	0.0077	14	3	Inf
10	1	Inf	9	4	Inf
18	1	Inf	13	4	Inf
19	1	Inf	16	4	Inf
2	2	Inf	15	5	Inf
4	2	Inf	17	5	Inf
8	2	Inf	20	5	Inf

c. $n_{1-2}=1, n_{1-3}=3, n_{1-5}=1, n_{2-3}=1, n_{3-4}=1, n_{3-6}=2, n_{5-6}=1$ 。

5 结论

本文提出了一种考虑大停电风险的多阶段电网扩展规划方法,定义了用于衡量系统大停电风险的 PTR 指标,建立了用于获得规划方案停电统计数据 TEP-suited OPA 模型,并采用改进的 MOPSO 算法和双层优化策略来实现电网规划的寻优过程。基于 Garver 6 节点系统对所提规划方法的有效性进行了测试。结果表明,相邻规划阶段之间的耦合关系降低了系统的平均停电风险,但增加了大停电风险,这合理解释了系统自组织临界行为特征,证明了 TEP-suited OPA 模型能提供更加真实的停电统计数据。本文提出的 PTR 能有效衡量大停电风险,结合其他综合型风险指标,可为规划决策人员提供更全面的风险评估信息。此外,结果还表明,电网规划方案的停电风险并不总是随投资费用的增加而降低,可利用优化算法寻找经济可靠的规划方案,前提是优化算法搜索到的解具有足够的多样性。

参考文献:

- [1] MCCALLEY J, KHAITAN S. Operational defense of power system cascading outages (project S-26) [R]. Tempe, USA: PSERC, 2008.
- [2] 曹一家, 陈晓刚, 孙可. 基于复杂网络理论的大型电力系统脆弱线路辨识[J]. 电力自动化设备, 2006, 26(12): 1-5, 31. CAO Yijia, CHEN Xiaogang, SUN Ke. Identification of vulnerable lines in power grid based on complex network theory [J]. Electric Power Automation Equipment, 2006, 26(12): 1-5, 31.
- [3] 孟仲伟, 鲁宗相, 宋靖雁. 中美电网的小世界拓扑模型比较分析 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28(15): 21-24, 29. MENG Zhongwei, LU Zongxiang, SONG Jingyan. Comparison analysis of the small-world topological model of Chinese and American power grids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(15): 21-24, 29.
- [4] da SILVA A M L, SALES W S, RESENDE L C, et al. Evolution strategies to transmission expansion planning considering unreliability costs [C] // International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2006). Stockholm, Sweden: IEEE, 2006: 1-7.

- [5] CARRERAS B A, NEWMAN D E, DOBSON I, et al. Initial evidence for self-organized criticality in electric power system blackouts[C]//Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences. Hawaii, USA:IEEE,2000:1-6.
- [6] CARRERAS B A, LYNCH V E, SACTHJEN M L, et al. Modeling blackout dynamics in power transmission networks with simple structure[C]//Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences. Hawaii, USA:IEEE, 2001:719-727.
- [7] DOBSON I, CARRERAS B A, LYNCH V E, et al. An initial model for complex dynamics in electric power system blackouts[C]//Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences. Hawaii, USA:IEEE, 2001:710-718.
- [8] THORP J S, WANG H Y. Computer simulation of cascading disturbances in electric power systems[R]. Tempe, USA:PSERC, 2001.
- [9] MEI S W, HE F, ZHANG X M, et al. An improved OPA model and blackout risk assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2):814-823.
- [10] 程浩忠,高赐威,马则良,等. 多目标电网规划的分层最优化方法[J]. 中国电机工程学报,2003,23(10):11-16.
CHENG Haozhong, GAO Ciwei, MA Zeliang, et al. The lexicographically stratified method for multi-object optimal electric power network planning[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(10):11-16.
- [11] BAE K, THORP J S. A stochastic study of hidden failures in power system protection[J]. Decision Support Systems, 1999, 24(3-4):259-268.
- [12] THORP J S, PHADKE A G, HOROWITZ S H, et al. Anatomy of power system disturbances:importance sampling[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 1998, 20(2):147-152.
- [13] CLAUSET A, SHALIZI C R, NEWMAN M E J. Power-law distribution in empirical data[J]. SIAM Review, 2009, 51(4):661-703.
- [14] ESCOBAR A H, GALLEGO R A, ROMERO R. Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2):735-744.
- [15] da SILVA A M L, REZENDE L S, MANSO L A F, et al. Transmission expansion planning: a discussion on reliability and “N-1” security criteria [C]//IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2010). Singapore:IEEE, 2010:244-251.
- [16] DEB K, PRATAP A, AGARWAL S, et al. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II [J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2002, 6(2):182-197.
- [17] ALVAREZ-BENITEZ J E, EVERSON R M, FIELDSEND J E. A MOPSO algorithm based exclusively on pareto dominance concepts [C]//Proceedings of the 3rd International Conference on Evolutionary Multi-Criterion Optimization (EMO 2005). Guanajuato, Mexico: Springer-Verlag, 2005:459-473.
- [18] PADHYE N, DEB K, MITTAL P. Boundary handling approaches in particle swarm optimization [C]//Proceedings of the 7th International Conference on Bio-Inspired Computing: Theories and Applications (BIC-TA 2012). Gwalior, India: Springer India, 2012: 287-298.
- [19] GARVER L L. Transmission network estimation using linear programming [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1970, PAS-89(7):1688-1697.

作者简介:



曹一家

曹一家(1969-),男,湖南益阳人,副校长,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统优化与控制、智能控制系统与决策(E-mail:yjcao@hnu.edu.cn);

曹丽华(1981-),女,湖南耒阳人,博士研究生,主要研究方向为复杂电力系统分析与控制(E-mail:lihuacaocn@163.com);

李勇(1982-),男,河南信阳人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统稳定性分析与控制、电能质量分析与控制(E-mail:yongli@hnu.edu.cn);

张宇栋(1985-),男,陕西韩城人,博士,主要研究方向为复杂电力系统连锁故障风险、大电网安全分析(E-mail: ydzhang@zju.edu.cn)。

Multi-stage transmission expansion planning with consideration of large-area outage risk

CAO Yijia¹, CAO Lihua¹, LI Yong¹, ZHANG Yudong²

(1. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China;

2. Electric Power Research Institute of Sichuan Power Company of State Grid Corporation of China, Chengdu 610072, China)

Abstract: A method of multi-stage TEP(Transmission Expansion Planning) considering large-area outage risk is proposed and an index of PTR(Power-law Tail Risk) is defined. The large-area outage risk is evaluated by the variation trend of outage area tail distribution. An OPA model is developed based on the SOC(Self-Organized Criticality) theory to obtain the statistic outage data corresponding to multi-stage TEP, which considers the coupling relation between adjacent stages in the slow dynamics and the hidden failures in the fast dynamics, respectively reflecting the impact of the TEP behaviors in the long time scale and the cascading failure behaviors in the short time scale on the global dynamic characteristics of power system. The long-term evolutionary behaviors based on the average effect are cancelled in the slow dynamics and the Monte Carlo simulation is used in the fast dynamics to obtain sufficient statistic outage data. The importance sampling technique and bi-level optimization strategy are applied in the proposed method to lower the computational load of each level. Case study for Garver 6-bus system confirms its effectiveness.

Key words: electric power transmission networks; expansion; planning; multi-stage; risk assessment; outages; self-organized criticality; optimization; OPA model