

考虑连锁故障的输电网扩展规划方法

周景¹, 张衡¹, 刘盾盾¹, 程浩忠¹, 励刚², 张啸虎²

(1. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240;

2. 国家电网有限公司华东分部, 上海 200210)

摘要:为提高电网抵御多重故障的能力,常在输电网规划中嵌入 $N-k$ 安全网络约束。但该方式未考虑故障间关联性,致使故障场景数量庞大且部分场景与实际不符,可能导致规划方案投资冗余。在计及故障关联性的基础上,提出一种考虑连锁故障的输电网双层扩展规划模型。上层模型以线路投资、运行及切负荷成本之和最小为目标,考虑了故障链约束;下层模型以切负荷最小为目标,对上层模型得到的规划方案进行连锁故障校验。上下层模型以故障链约束为纽带,通过迭代添加新的约束,达到降低求解规模、加快算法收敛的目的。以IEEE RTS-24系统为分析算例,仿真结果表明所提模型能够在抵御连锁故障的同时提升规划方案经济性。

关键词:输电网扩展规划;连锁故障;故障链; $N-k$ 安全网络约束

中图分类号:TM 711

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202107008

0 引言

输电网规划是通过确定何时、何地建设何种容量的输电线路,使规划后网络满足规划年负荷需求^[1]。随着我国经济高速发展,电能需求持续增加,电网互联程度、复杂程度不断提高,对电网安全运行提出了更高要求。在电网规划阶段考虑故障,能够提高电网安全运行能力。

目前已有不少文献在输电网规划过程中考虑故障的预防,以嵌入 $N-k$ 安全网络约束为代表^[2-3]。文献[2]在输电网扩展规划中考虑了 $N-k$ 安全网络约束并提出一种可调节的鲁棒优化方法用于模型求解。文献[3]采用鲁棒规划方法求解了考虑 $N-2$ 安全网络约束的输电网规划方案。文献[2-3]在规划层面考虑了故障的预防,通过鲁棒规划方法求解^[4],使规划方案对所有 $N-k$ 故障有抵御能力。但均没有计及故障间的关联性,导致部分故障场景与实际情况不符,致使规划方案投资冗余、经济性欠缺。随着电网规模扩大和安全等级提高,这一现象越发凸显。

近年来世界范围内大停电事故时有发生^[5],这些停电事故往往是从系统中某一元件故障开始,继而引发一系列元件故障,这种具有关联性的故障被称为连锁故障^[6]。针对连锁故障的有效防治,有利于避免大停电事故,不少文献从各个角度对连锁故障展开了研究^[7]。针对连锁故障的预防,有学者从寻找电网薄弱环节出发:文献[8]通过辨识电网关键脆弱线路,对脆弱环节给予针对性预防措施,从而避免连锁故障传递扩散。针对连锁故障的传播,已有

文献通过故障链预测故障传播过程^[9-11]:文献[9]在传统电网事故链模型基础上,建立了计及恶劣天气因素的复杂电网连锁故障事故链模型,模拟电网潜在连锁故障传播途径,为电网运行人员甄别恶劣天气下电网危险环节提供重要依据;文献[10]提出了一种基于强化学习的预防性故障链在线搜索方法;文献[11]考虑了台风对线路故障概率的动态影响,建立了台风变化过程与连锁故障事故链的配合关系。针对连锁故障的阻断,部分学者已获得一些研究成果^[12-13]:文献[12]建立了基于预防-紧急协调控制的连锁故障防御模型,在考虑发电机调度措施同时配合紧急切机/切负荷手段,实现对连锁故障蔓延的抑制;文献[13]提出了双层连锁故障防御策略,并建立了相应的连锁故障仿真模型。

上述研究^[8-13]不足之处在于,初始网架一旦改变,电网薄弱环节随之发生变化,对于新网架,之前针对连锁故障的抵御方案不再适用,需要重新制定。从连锁故障传播机理角度考虑,当一条支路由于随机事件退出运行,引发的潮流转移可能导致其他支路过载而开断,新的支路相继断开最终导致连锁故障。输电网规划能够通过决策新增线路的数量和最优位置,使电网网架在满足负荷增长需求的同时,有能力承担潮流转移的任务,从而减轻连锁故障造成的损失。

目前少有研究在规划阶段考虑连锁故障,文献[14]研究了计及连锁故障风险的经济性与可靠性相协调的多目标规划,通过 Pareto 前沿寻找两者协调方案。如何在输电网规划过程中更好地计及关联性故障,同时在保证电网安全运行的前提下提高规划方案经济性成为亟需解决的问题。为解决上述问题,本文提出一种考虑连锁故障的输电网双层扩展规划模型。相比已有模型和方法,所提模型通过计及 k 级故障的关联性,避免了毫无关联的故障场景,

收稿日期:2021-02-01;修回日期:2021-05-18

基金项目:上海市青年科技英才扬帆计划项目(20YF1418900)

Project supported by Shanghai Youth Science and Technology Talent Sailing Program(20YF1418900)

面对不同安全等级需求,都能求解出兼顾安全性和经济性的规划方案。同时所提模型以故障链形式表征连锁故障,将故障链转化为约束形式嵌入规划模型,通过迭代添加约束条件加速模型收敛,该模型能够快速有效规划出抵御全部关联故障链的网架方案,在运行规划结果和节省计算时间上均有较好效果。

1 连锁故障

1.1 故障链生成方法

每一种连锁故障表现形式均有不同,通过故障链能够展现连锁故障的传播过程。故障链的生成需要关注下一条断链和终止链的确定这2个问题。有效确定下一条断链有利于构建针对性的抵御方案;适时确定终止链有利于平衡抵御方案的安全性和经济性。

基于以上2点,本文采用文献[15]提出的支路载流量评估指标(BLAI)生成故障链,其数学表达式为:

$$\varphi_{i,j} = \frac{f_{i,j} - f_j^0}{f_j^M} e^{\frac{f_{i,j} - f_j^0}{f_j^M}} \quad (1)$$

式中: $\varphi_{i,j}$ 为BLAI函数,表示支路*i*断开后对支路*j*的影响, $\varphi_{i,j}$ 数值越大表示支路*i*断开后支路*j*越可能成为下一条断链; $f_{i,j}$ 为支路*i*断开后支路*j*上的潮流; f_j^0 为正常情况下支路*j*的传输容量; f_j^M 为支路*j*的最大传输容量。 $(f_{i,j} - f_j^0)/f_j^M$ 表示支路*i*断开后支路*j*偏移正常值的程度; $(f_{i,j} - f_j^M)/f_j^M$ 表示支路*i*断开后支路*j*的过载程度。

由式(1)可知:如果支路*i*断开后支路*j*偏移正常值程度大但过载程度小,则说明支路*j*成为支路*i*断开后的下一条断链的概率小;反之,如果支路*i*断开后支路*j*偏移正常值程度大且过载程度大,则说明支路*j*成为支路*i*断开后的下一条断链的概率大。

本文从静态安全考虑并且进行如下简化假设:①不考虑发电机、负载的动态特性;②仅考虑网络的静态行为;③忽略电子设备或发电机的保护和控制器。

实际输电网中线路繁多,切断少数线路不会立刻形成孤岛,因此本文不采用孤岛切负荷比例达到设定阈值的判据来确定终止链^[15]。

终止链的确定基于以下2点考虑:①实际电网不会任由连锁故障无限制传播下去,可及时发现并阻断故障传播;②考虑完整的故障链能够更精确地反映连锁故障的最终后果,但考虑过长的故障链会极大地增加规划方案的经济成本,规划人员需要同时平衡规划方案的安全性和经济性。因此本文对终止链的确定方法为:假设连锁故障传播到第*k*级时会被及时发现并阻断,即考虑前*k*级故障对电网的影响。

1.2 故障链生成流程

故障链具体生成步骤如下。

步骤1:读入输电网相关信息,包括网架参数、发电机和负荷信息等。

步骤2:初始化故障链集合*F*。

步骤3:初始化故障链 ζ_0^i 并选择一条支路 L_j 作为首链,将 L_j 从初始网络 N_0 中删除,更新网架结构 $N_0 \rightarrow N_1$,更新故障链 $\zeta_x^i = \{L_j\}$,剩余支路集合为 δ 。

步骤4:判断 $\dim\{\zeta_x^i\} = k$ 是否成立(*k*为当前网络支路数),若成立则转入步骤5,否则转入步骤6计算剩余支路的BLAI。

步骤5:更新故障链集合 $F = \left\{ \bigcup_{i=1}^N \zeta_{x+1}^i \right\}$ (*N*为网架支路总数),判断 $\dim\{F\} = N$ 是否成立。若成立,则进行步骤7;若不成立,则返回步骤3。

步骤6:选择BLAI数值最大的支路成为故障链 ζ_x^i 中下一条断链,更新故障链 $\zeta_x^i \rightarrow \zeta_{x+1}^i$ 。同时选定支路 L_j^* 加入故障链 ζ_{x+1}^i , $\zeta_x^i = \{L_j\} \rightarrow \zeta_{x+1}^i = \{L_j^* | L_j^* \in \delta, j = \operatorname{argmax}(\varphi_{i,j})\}$ ($\operatorname{argmax}(\varphi_{i,j})$ 为使目标函数 $\varphi_{i,j}$ 取最大值时的变量值)。将 L_j^* 从当前网络 N_1 中删除,更新网架结构 $N_1 \rightarrow N_2$ 。返回步骤4。

步骤7:输出故障链集合*F*。

1.3 故障链向量

通过1.2节故障链生成流程辨识所有故障链 $\zeta^1, \zeta^2, \dots, \zeta^n$ 并组成故障链集合*F*,该集合是同等安全等级下所有*N-k*故障场景的子集,涵盖了以每条支路为首个故障的故障链,通过规划抵御这些故障链场景是本文的研究目标。

故障链集合*F*可表示为:

$$F = \{\zeta^1, \dots, \zeta^i, \dots, \zeta^{n_f}\} \quad (2)$$

$$\zeta^i = \{L_{i1}, \dots, L_{il}, \dots, L_{in_i}\} \quad (3)$$

式中: n_f 为故障链总数; ζ^i 为*F*中第*i*条故障链; L_{il} 为第*i*条故障链中第*l*条支路。

分别计算每条故障链场景下系统切负荷大小,选出导致最严重故障场景的故障链形成故障链向量 N_F 嵌入规划模型中,故障链向量形式如下:

$$N_F = [N_{F,1}, \dots, N_{F,l}, \dots, N_{F,n_f}]^T \quad (4)$$

$$N_{F,l} \in \{0, 1\} \quad (5)$$

式中: N_F 为故障链集合*F*中最严重故障链对应的故障链向量; $N_{F,l}$ 为故障链向量 N_F 中第*l*条支路的状态,其值为0表示断开,其值为1表示正常运行。

2 考虑抵御连锁故障的输电网双层扩展规划模型

本文采用的连锁故障搜索BLAI的方法根据故障后潮流变化搜索过载主导型连锁故障^[16],可采用交流潮流法、直流潮流法等方法求解^[17]。直流潮流具有求解速度快的优势,在输电网规划中被广泛应用,因此本文采用直流潮流法进行模型的求解。

2.1 上层模型

2.1.1 目标函数

$$\min \{C\} = \sum_{l \in \Phi} C_l X_l + \sum_{b \in \Gamma} C_b P_{G,b}^c + \sum_{r \in \Omega} C_r P_{d,r}^c \quad (6)$$

式中: $\min\{\cdot\}$ 为最小值函数; C 为总成本, 包括支路投资成本和运行成本, 运行成本包括发电机燃料成本和切负荷成本; C_l 为投建支路 l 的成本; X_l 为支路 l 的投建状态, 其值为 0 表示支路未投建, 其值为 1 表示支路投建; Φ 为待选支路集合; C_b 为发电机 b 的单位生产费用; Γ 为发电机集合; $P_{G,b}^c$ 为在故障场景 c 下发电机 b 的出力; Ω 为母线集合; C_r 为母线 r 的单位切负荷费用; $P_{d,r}^c$ 为在故障场景 c 下母线 r 的切负荷量。

2.1.2 约束条件

上层模型在输电网规划模型的基础上, 在已有支路直流潮流约束中嵌入支路状态量 $N_{F,l}^c$, 以此表征连锁故障对当前网络的影响。

1) 节点功率平衡约束。

$$\sum_{b \in \Gamma_r} P_{G,b}^c + \sum_{l \in \Phi_r} f_l^c = P_r - P_{d,r}^c \quad r \in \Omega \quad (7)$$

式中: Γ_r 为在故障场景 c 下与母线 r 相连的发电机集合; Φ_r 为与母线 r 相连的支路集合; f_l^c 为在故障场景 c 下支路 l 传输的有功潮流; P_r 为母线 r 的负荷。

2) 已有支路直流潮流约束。

$$f_l^c = N_{F,l}^c B_l (\theta_{l(m)}^c - \theta_{l(n)}^c) \quad l \in \Phi^- \quad (8)$$

式中: B_l 为已有支路 l 的电纳值; $N_{F,l}^c$ 为在故障场景 c 下故障链向量 N_F 中支路 l 的状态, 其值为 0 表示断开, 其值为 1 表示正常运行; $\theta_{l(m)}^c$ 、 $\theta_{l(n)}^c$ 分别为在故障场景 c 下支路 l 两端母线 m 和 n 的相角; Φ^- 为已有支路集合。

3) 待选支路直流潮流约束。

$$f_l^c = B_l (\theta_{l(m)}^c - \theta_{l(n)}^c) X_l \quad l \in \Phi \quad (9)$$

式中: B_l 为待选支路 l 的电纳值。式(9)中存在整型变量和连续变量的乘积, 采用大 M 法对其进行线性化, 可得式(10)所示约束。

$$|f_l^c - B_l (\theta_{l(m)}^c - \theta_{l(n)}^c)| \leq M(1 - X_l) \quad l \in \Phi \quad (10)$$

式中: M 为一很大正数。

4) 已有支路容量约束。

$$f_l^{\min} \leq f_l^c \leq f_l^{\max} \quad l \in \Phi^- \quad (11)$$

式中: $f_l^{\max}$ 、 $f_l^{\min}$ 分别为支路 l 的最大和最小传输容量, 一般 $f_l^{\min} = -f_l^{\max}$ 。

5) 待选支路容量约束。

$$X_l f_l^{\min} \leq f_l^c \leq X_l f_l^{\max} \quad l \in \Phi \quad (12)$$

6) 发电机出力约束。

$$P_{G,b}^{\min} \leq P_{G,b}^c \leq P_{G,b}^{\max} \quad b \in \Gamma \quad (13)$$

式中: $P_{G,b}^{\max}$ 、 $P_{G,b}^{\min}$ 分别为发电机 b 的最大和最小出力。

7) 切负荷约束。

$$0 \leq P_{d,r}^c \leq \varepsilon_r \quad r \in \Omega \quad (14)$$

式中: ε_r 为母线 r 最大允许切负荷量。

8) 母线相角约束。

$$\theta_r^{\min} \leq \theta_r^c \leq \theta_r^{\max} \quad r \in \Omega \quad (15)$$

式中: $\theta_r^{\max}$ 、 $\theta_r^{\min}$ 分别为故障场景 c 下母线 r 相角 θ_r^c 最大和最小值, 取值分别为 $\pi/10$ 、 $-\pi/10$ 。

9) 待选支路状态约束。

$$X_l \in \{0, 1\} \quad l \in \Phi \quad (16)$$

10) 平衡节点相角 θ_{ref}^c 约束。

$$\theta_{\text{ref}}^c = 0 \quad (17)$$

2.2 下层模型

本文从静态安全方面考虑, 通过计算故障后系统的切负荷量衡量当前规划方案对连锁故障的抵御能力。如果最小切负荷量为 0, 则说明此时电网能够通过调度资源抵御连锁故障; 如果最小切负荷量为正实数, 则说明当前规划方案不足以应对连锁故障, 需要返回约束继续规划。

下层模型以上层模型得到的规划方案为基础, 进行连锁故障检验。逐一计算每条故障链中所有支路是否断开后, 每个故障场景的最小切负荷, 挑选出导致最严重故障场景的故障链, 生成对应约束向量并返回上层模型。在故障场景 s 下下层模型可表示为:

$$\min_{s \in F} \sum_{r \in \Omega} P_{d,r}^s \quad (18)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} \sum_{b \in \Gamma} P_{G,b}^s + (P_r - P_{d,r}^s) = \sum_{l \in \Phi^-} f_l^s \\ f_l^s = -B_l (\theta_{l(m)}^s - \theta_{l(n)}^s) \\ f_l^{\min} \leq f_l^s \leq f_l^{\max} \\ P_{G,b}^{\min} \leq P_{G,b}^s \leq P_{G,b}^{\max} \\ 0 \leq P_{d,r}^s \leq \varepsilon_r \\ \theta_r^{\min} \leq \theta_r^s \leq \theta_r^{\max} \\ \theta_{\text{ref}}^s = 0 \end{cases} \quad (19)$$

2.3 模型求解

每次迭代中, 上层模型在新增最严重故障链约束基础上进行再规划, 求解得出能够抵御该条故障链的规划方案。在此方案基础上, 进行下一次连锁故障检验, 如果不能满足所有故障链场景不切负荷, 则继续返回新的故障链约束。模型每次迭代新增 1 个最严重故障链约束, 通过多次迭代, 求解出同时满足所有故障链的规划方案。模型求解流程图如图 1 所示。

3 算例分析

3.1 故障链生成

以 IEEE RTS-24 系统^[18]中支路 8-10(L_1)断开为例, 构造以支路 8-10 为首链的故障链 $i(\zeta_i^i)$ 。本文以 3 条支路组成的故障链($\dim\{\zeta^i\}=3$)为例, 展现故障链的产生过程。

假设初始网络为 N_0 , 将支路 8-10 从 N_0 中断开到新网络 N_1 。此时 $\zeta_1^i = \{L_1\}$, 更新故障链 $\zeta_1^i = \{L_1\}$ 。计算剩余支路的 BLAI, 结果如图 2 所示。

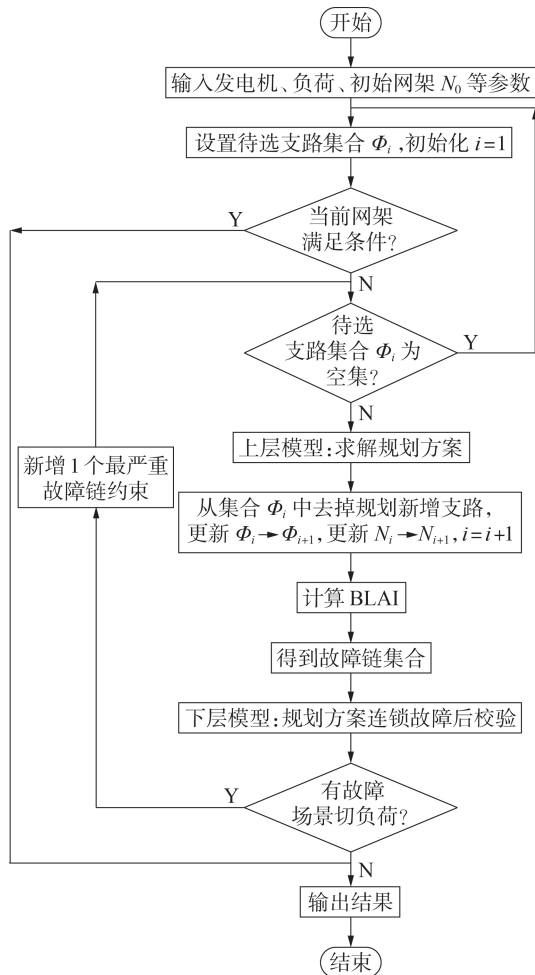


图 1 考虑抵御连锁故障的输电网扩展规划方法流程图

Fig.1 Flowchart of expansion planning method of transmission network considering cascading failures

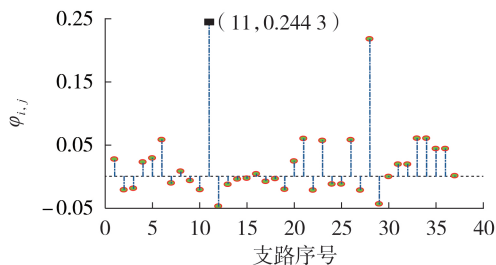
图 2 N_1 中支路 BLAI 计算结果

Fig.2 Calculative result of BLAI of branches in N_1

从图 2 可以看出,支路 L_1 断开后,新网络 N_1 中第 11 条支路的 BLAI 最大,其值为 0.2443,因此将这条支路 7-8 (L_2) 加入集合 ζ_2^i 。将支路 L_2 从网络 N_1 中断开,形成新网络 N_2 。同时将支路 L_2 加入故障链,更新故障链 $\zeta_2^i = \{L_1, L_2\}$,计算剩余支路的 BLAI,结果见图 3。

从图 3 可以看出,支路 8-10 和支路 7-8 断开后,新网络 N_2 中第 27 条支路的 BLAI 最大,其值为 0.2172,因此将这条支路 16-19 (L_3) 加入集合 ζ_3^i ,将支路 L_3 加入故障链。

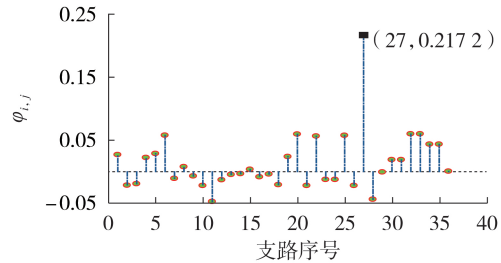
图 3 N_2 中支路 BLAI 计算结果

Fig.3 Calculative result of BLAI of branches in N_2

此时 $\dim\{\zeta_3^i\} = \dim\{L_1, L_2, L_3\} = 3$, 和设定值一致,因此停止计算 BLAI,故障链终止。

3.2 考虑抵御连锁故障前、后的规划方案结果对比

仍然采用 IEEE RTS-24 算例,各母线负荷和待选支路架线成本均参照文献[19]。支路容量减少至基本数据的 80%,规划目标年负荷比基本数据增加 1 倍,原有输电走廊最多新建 2 条支路。所有程序均在 MATLAB 仿真平台完成,混合整数线性规划模型采用 YALMIP 工具包及 GUROBI 求解器求解。为体现本文所提方法的有效性和优势,设置 3 种算例并进行分析。

3.2.1 考虑抵御连锁故障前、后输电网扩展规划方案

不考虑连锁故障(方案 A)和考虑抵御连锁故障(方案 B)的输电网扩展规划结果见表 1,具体规划方案见附录 A 表 A1。

表 1 考虑抵御连锁故障前、后输电网扩展规划结果

Table 1 Results of expansion planning schemes of transmission network before and after considering cascading failure resistance

方案	新增支路 回路数	新增支路 成本 / 亿元	切负荷 成本 / 亿元	总成本 / 亿元	故障场景 满足率 / %	故障场景 切负荷 总量 / MW
A	3	5.7	0	5.7	14.7	5 298
B	18	43.42	0	43.42	100	0

由表 1 和表 A1 所示结果可得如下结论。

1) 方案 A 与方案 B 都满足规划年负荷增长需求。方案 A 只新增 3 条支路,相比方案 B 少架线 15 条,对网架改变较少。同时方案 A 总成本为 5.7 亿元,比方案 B 总成本少 37.72 亿元,方案 A 在经济性方面有一定优势。

2) 一旦发生连锁故障,如果规划方案能够满足在多种连锁故障情形下都不切负荷,那么此规划方案对未来连锁故障具有较好抵御能力。校验方案 A,连锁故障场景满足率仅占 14.7%,而方案 B 能够满足当前网架下全部的连锁故障场景。

3) 通过计算停电损失金额将连锁故障造成的切负荷损失等效为经济指标,能够更为直观地显示连

锁故障带来的巨大经济损失。参考文献[20]中故障停电损失数值,停电时间 8 h,综合用户停电损失为 982.2 元 / kW。通过计算得出方案 A 发生连锁故障后,产生的停电损失高达 52 亿元。方案 A 故障停电损失和总成本之和为 57.7 亿元,大于方案 B 的总成本 43.42 亿元。通过综合比较,方案 B 兼顾安全性与经济性,同时也说明了考虑连锁故障的必要性。

3.2.2 考虑抵御连锁故障和 $N-3$ 安全网络约束的规划方案

计算考虑抵御连锁故障($\dim \{\zeta^i\}=3$, 方案 B)和考虑 $N-3$ 安全网络约束(方案 C)的输电网扩展规划结果如表 2 所示,具体规划方案见附录 A 表 A2。此时内嵌 $N-3$ 安全网络约束的输电网规划方案采用鲁棒规划方法求解^[3],同时限定故障集为支路集合。

表 2 考虑抵御连锁故障和考虑 $N-3$ 安全网络约束的输电网扩展规划结果

Table 2 Results of expansion planning schemes of transmission network considering cascading failure resistance and $N-3$ safety network constraints

方案	新增支路 回数	新增支路 成本 / 亿元	切负荷 成本 / 亿元	总成本 / 亿元	故障场景 满足率 / %	故障场景 切负荷 总量 / MW
B	18	43.42	0	43.42	100	0
C	23	61.62	0	61.62	100	0

由表 2 和表 A2 所示结果可得如下结论。

1) 方案 B 与方案 C 均能满足规划年负荷增长需求。方案 B 新增 18 条支路,相比方案 C 少架线 5 条。同时方案 B 总成本为 43.42 亿元,相比方案 C 总成本减少 18.2 亿元,因此考虑关联性场景的输电网规划方案相比考虑全部故障场景的规划方案在经济性方面更优。

2) 对规划方案进行连锁故障检验,方案 B 与方案 C 都能够保证规划方案在任意连锁故障场景下($\dim \{\zeta^i\}=3$)不出现切负荷损失。因此考虑关联性场景的输电网规划方案更兼顾安全性与经济性。

3.2.3 考虑抵御不同故障链链数的连锁故障和 $N-k$ 安全网络约束的规划结果对比

为更好地体现本文所提方法的优势,分别计算抵御不同故障链链数的连锁故障($\dim \{\zeta^i\}=3, 4, 5$)(后文简称方法 1)以及内嵌 $N-k$ ($k=3, 4, 5$)(后文简称方法 2)安全网络约束的输电网规划方案,并从计算时间维度进行结果对比。由于安全等级提高较多,原有输电走廊允许最多新建 4 条支路。计算结果如表 3 所示。具体规划方案见附录 A 表 A3 和表 A4。此时采用鲁棒规划方法求解^[3],同时限定故障集为支路集合。

根据表 3 的计算结果可以分析得出,随着安全等级的提高,2 种计算方式下新增支路和新增支

表 3 考虑抵御不同故障链链数的连锁故障和

$N-k$ 安全网络约束输电网扩展规划结果

Table 3 Results of expansion planning schemes of transmission network considering different lengths of fault chains of cascading failure resistance and $N-k$ safety network constraints

方案	新增支路 回数	新增支路 成本 / 亿元	切负荷 成本 / 亿元	总成本 / 亿元	总时间 / s
$\dim \{\zeta^i\}=3$	18	43.42	0	43.42	581
$\dim \{\zeta^i\}=4$	22	47.87	0	47.87	927
$\dim \{\zeta^i\}=5$	28	59.25	0	59.25	1220
$k=3$	23	61.62	0	61.62	3 108
$k=4$	40	105.80	0	105.80	7 289
$k=5$	53	129.48	0	129.48	13 273

路成本均有所增加。通过对比发现:当 $k=3$ 且 $\dim \{\zeta^i\}=3$ 时,使用方法 2 规划结果总成本是方法 1 的 1.42 倍,两者相差 18.2 亿元;当 $k=4$ 且 $\dim \{\zeta^i\}=4$ 时,这一差值提升至 57.93 亿元;当 $k=5$ 且 $\dim \{\zeta^i\}=5$ 时,方法 2 规划结果总成本约是方法 1 的 2.19 倍,差值进一步提升至 70.23 亿元。这是由于方法 2 未加筛选考虑了所有可能的故障场景,导致规划方案过于保守。

从表 3 的计算结果可以看出,安全等级的提高对本文所提方法的计算时间影响不大,但对鲁棒规划方法影响显著。当 $k=5$ 时,鲁棒 $N-k$ 安全网络约束输电网规划所需计算时间接近 3.5 h,约为本文所提方法的 10 倍。这是由于忽略了故障之间的关联性,考虑了大量毫无因果关系的故障场景。随着安全等级的提高,考虑所有故障场景既不现实也不经济,而采用本文提出的方法则能避免此问题。

4 结论

本文从保证安全的前提下提升规划方案经济性的目标入手,基于故障链理论建立了计及连锁故障的输电网双层规划模型,避免考虑毫无因果关系的故障场景。通过算例分析,可以得出以下结论。

1) 计及连锁故障的输电网规划模型相比仅考虑负荷增长需求的规划模型,能够有效降低电力系统发生故障后的经济损失,兼顾安全性和经济性。

2) 考虑连锁故障的输电网规划模型相比考虑所有故障场景的内嵌 $N-k$ 安全网络约束的规划模型,能有效避免投资冗余、提升规划方案经济性。随着安全等级提高,2 种方法的经济差距明显,从 18.2 亿元上升至 70.23 亿元。

本文对连锁故障的考虑仅聚焦于网络侧,没有考虑电源侧发生故障导致的连锁故障情形以及可再生能源出力不确定性带来的影响。如何拓展故障链集合,将源端发电机引发的连锁故障考虑在内,也将

是下一步值得深入研究的工作。

同时对于连锁故障这种小概率高风险事件,暂未发现有统一标准确定电网可承受的故障范围和损失。因此本文初步尝试从“一旦发生连锁故障,电网有能力抵御”的角度出发,构建了规划模型并开展了相关研究工作。纳入故障发生概率是下一步研究方向,在未来研究中会考虑首个故障的触发概率以及在故障链选取过程中计及每级故障发生的概率,从而更好地体现连锁故障传播过程,制定更加完备的规划方案。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 程浩忠. 电力系统规划[M]. 2版. 北京:中国电力出版社, 2014:121.
- [2] MOREIRA A, STREET A, ARROYO J M. An adjustable robust optimization approach for contingency-constrained transmission expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4):2013-2022.
- [3] LIU D D, LIU L, CHENG H Z. A contingency-aware method for $N-2$ security-constrained transmission expansion planning[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2019, 7(5):1008-1019.
- [4] 刘盾盾, 程浩忠, 刘佳, 等. 输电网鲁棒规划研究综述与展望[J]. 电网技术, 2019, 43(1):135-143.
LIU Dundun, CHENG Haozhong, LIU Jia, et al. Review and prospects of robust transmission expansion planning[J]. Power System Technology, 2019, 43(1):135-143.
- [5] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21):6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on black-out in great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21):6183-6192.
- [6] 薛禹胜, 谢云云, 文福拴, 等. 关于电力系统相继故障研究的评述[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(19):1-9, 40.
XUE Yusheng, XIE Yunyun, WEN Fushuan, et al. A review on cascading failures in power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(19):1-9, 40.
- [7] 范文礼, 刘志刚. 基于复杂网络的电网连锁故障模型研究综述[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(16):124-131.
FAN Wenli, LIU Zhigang. An overview on modeling of cascading failures in power grids based on complex system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(16):124-131.
- [8] 任建文, 魏俊姣. 电力系统脆弱线路的识别及其输电断面搜索[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7):37-42.
REN Jianwen, WEI Junjiao. Vulnerable line identification and its transmission section search for power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7):37-42.
- [9] 刘文颖, 杨楠, 张建立, 等. 计及恶劣天气因素的复杂电网连锁故障事故链模型[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7):53-59, 191.
LIU Wenying, YANG Nan, ZHANG Jianli, et al. Complex grid failure propagating chain model in consideration of adverse weather[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7):53-59, 191.
- [10] ZHANG Z M, YAO R, HUANG S W, et al. An online search method for representative risky fault chains based on reinforcement learning and knowledge transfer[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3):1856-1867.
- [11] 张晶晶, 尉静慧, 李小燕. 台风对电力系统连锁故障的影响分析[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(10):157-162.
- ZHANG Jingjing, WEI Jinghui, LI Xiaoyan. Impact analysis of typhoon on cascading failure for electric power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(10):157-162.
- [12] 姜盛波, 杨军, 王建雄, 等. 基于预防-紧急协调控制的大电网连锁故障防御策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12):148-154.
JIANG Shengbo, YANG Jun, WANG Jianxiong, et al. Defense strategy against large power grid cascading failure based on coordinated preventive-emergency control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12):148-154.
- [13] 刁塑, 刘俊勇, 刘友波, 等. 考虑电网承载结构的连锁故障模拟与防御策略[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(11):143-151.
DIAO Su, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Cascading failure simulation and defense strategy considering grid carrying structure[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11):143-151.
- [14] 李文博. 交直流混联系统连锁故障搜索方法及应用研究[D]. 济南:山东大学, 2019.
LI Wenbo. Research on search method and its application for cascading failures in AC/DC hybrid system[D]. Jinan: Shandong University, 2019.
- [15] WEI X G, GAO S B, HUANG T, et al. Complex network-based cascading faults graph for the analysis of transmission network vulnerability[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, 15(3):1265-1276.
- [16] 刘友波, 胥威汀, 丁理杰, 等. 电力系统连锁故障分析理论与应用(二):关键特征与研究启示[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(10):146-155.
LIU Youbo, XU Weiting, DING Lijie, et al. Power system cascading failure analysis theories and application II-key features of real cascading failures and revelation aspects[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(10):146-155.
- [17] 孙可, 韩祯祥, 曹一家. 复杂电网连锁故障模型评述[J]. 电网技术, 2005, 29(13):1-9.
SUN Ke, HAN Zhenxiang, CAO Yijia. Review on models of cascading failure in complex power grid[J]. Power System Technology, 2005, 29(13):1-9.
- [18] GRIGG C, WONG P, ALBRECHT P, et al. The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3):1010-1020.
- [19] ALGUACIL N, MOTTO A L, CONEJO A J. Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(3):1070-1077.
- [20] 张文俊. 配电网故障停电风险评估指标体系及评估方法研究[D]. 北京:华北电力大学, 2014.
ZHANG Wenjun. Research on index system and evaluation methods of distribution network fault outage risk assessment[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.

作者简介:



周 景

周 景(1995—),男,四川成都人,博士研究生,研究方向为电力系统规划(E-mail: Zhou_J@sju.edu.cn);

张 衡(1991—),男,河南郑州人,助理研究员,博士,通信作者,研究方向为电力系统规划与运行(E-mail: zhangheng_sju@sju.edu.cn);

程浩忠(1962—),男,浙江东阳人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统规划、经济运行、电压稳定等。

(编辑 王欣竹)

Expansion planning method of transmission network considering cascading failures

ZHOU Jing¹, ZHANG Heng¹, LIU Dundun¹, CHENG Haozhong¹, LI Gang², ZHANG Xiaohu²

(1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education,

Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. East China Power Grid Company, Shanghai 200210, China)

Abstract: To improve the power grid's ability to withstand multiple-faults, $N-k$ safety network constraints are often embedded in transmission network planning. The correlation between faults is not considered by the planning method, which leads to a large number of fault scenarios and some of them are inconsistent with the actual situation, moreover leads to redundant investment. A two-level transmission network expansion planning model considering cascading failures is proposed on the basis of considering the fault correlation. The upper model aims at minimizing the sum of line investment, operation and load shedding costs, and considers fault chain constraints. While the lower model aims at minimizing the load shedding, and checks the cascading failure of the planning method obtained from the upper model. The upper and lower models are linked by fault chain constraints, and new constraints are added by iteration to reduce the solution scale and accelerate the convergence of the algorithm. Taking the IEEE RTS-24 system as an analysis example, the simulative results show that the proposed model can resist cascading failures while improve the economy of the planning method.

Key words: expansion planning of transmission network; cascading failures; fault chain; $N-k$ safety network constraints

(上接第135页 continued from page 135)

Risk prediction and risk level classification of subsequent commutation failure under symmetrical fault based on change of DC current

WANG Yu, LIU Fusuo, LEI Jie, HOU Yuqiang, WU Xuelian, LI Wei

(Nari Group Corporation / State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China)

Abstract: Under the influence of the unstable voltage of the converter bus, continuous power shocks caused by multiple commutation failures of HVDC (High Voltage Direct Current) transmission system have a great impact on the safe and stable operation of power system. It is an urgent problem to predict the risk of subsequent commutation failure according to the real time operation status of AC/DC system. After analyzing the basic process of commutation failure of HVDC transmission system, the relationship between the arc extinction angle of inverter side and the change of DC current is deduced according to the quasi-steady-state equation of HVDC transmission system. A method to predict the risk of subsequent commutation failure based on the change of DC current is put forward. The time when the arc extinction angle recovers to the reference value after the previous commutation failure is selected as the pre-determined time. By estimating the change range of AC voltage, the DC current rising range corresponding to the subsequent commutation failure is evaluated, and the risk level of subsequent commutation failure is classified in HVDC transmission system. The risk level of subsequent commutation failure is determined according to the pre-determined time. The validity of the proposed method is verified by the standard testing model of the Cigre HVDC system in PSCAD simulation software.

Key words: HVDC transmission system; subsequent commutation failure; risk prediction; risk level classification; quantitative assessment

附录 A

表 A1 考虑抵御连锁故障前、后输电网扩展规划结果

Table A1 Results of expansion planning schemes of transmission network before and after considering cascading failure resistance

方案	新增支路
A	6-10,7-8,14-16
B	1-2,1-5,2-4,2-6,3-24,4-9,6-10,7-8(2),8-9,10-12,11-13,12-13,14-16,15-24,16-17,20-23(2)

注：(2)表示新增 2 回支路。

表 A2 考虑抵御连锁故障和考虑 $N-3$ 安全网络约束的输电网扩展规划结果

Table A2 Results of expansion planning schemes of transmission network considering cascading failure resistance and $N-3$ safety network constraints

方案	新增支路
B	1-2,1-5,2-4,2-6,3-24,4-9,6-10,7-8(2),8-9,10-12,11-13,12-13,14-16,15-24,16-17,20-23(2)
C	1-5, 2-4, 2-6, 3-9, 3-24, 4-9, 5-10, 6-10, 7-8, 8-9, 9-12, 10-11, 10-12, 11-13, 11-14, 12-13, 13-23, 14-16, 15-16, 15-24, 16-17, 16-19, 20-23

表 A3 考虑抵御不同故障链链数的连锁故障规划结果

Table A3 Results of expansion planning schemes of transmission network considering different length of fault chains of cascading failure resistance

连锁故障	新增支路
$\dim\{\zeta^i\}=3$	1-2,1-5,2-4,2-6,3-24,4-9,6-10,7-8(2),8-9,10-12,11-13,12-13,14-16,15-24,16-17,20-23(2)
$\dim\{\zeta^i\}=4$	1-5, 2-4, 3-24, 4-9(2), 6-10(2), 7-8(4), 10-11, 11-13, 12-13, 14-16(2), 15-24(3), 16-17, 20-23(2)
$\dim\{\zeta^i\}=5$	1-2, 1-5, 2-6, 3-24, 4-9(2), 6-10(2), 7-8(4), 8-9, 10-12(2), 12-13, 14-16, 15-16, 15-24(3), 16-17(3), 17-18, 20-23(3)

表 A4 考虑 $N-k$ 安全网络约束输电网扩展规划结果($k=3,4,5$)

Table A4 Results of expansion planning schemes of transmission network considering $N-k$ safety network constraints

$N-k$	新增支路
$k=3$	1-5, 2-4, 2-6, 3-9, 3-24, 4-9, 5-10, 6-10, 7-8, 8-9, 9-12, 10-11, 10-12, 11-13, 11-14, 12-13, 13-23, 14-16, 15-16, 15-24, 16-17, 16-19, 20-23
$k=4$	1-5(3), 2-4(2), 2-6, 3-9(2), 3-24(2), 4-9(2), 5-10(2), 6-10(3), 7-8(2), 8-9(2), 9-12(2), 10-11, 10-12(2), 11-13, 11-14, 12-13, 13-23, 14-16, 15-16, 15-21,15-24, 16-17, 16-19(2), 20-23(3)
$k=5$	1-5(4), 2-4(2), 2-6, 3-9(2), 3-24(2), 4-9(3), 5-10(3), 6-10(4), 7-8(4), 8-9(3), 9-12(2), 10-11, 10-12(3), 11-13, 11-14, 12-13(2), 13-23, 14-16(2), 15-16, 15-21(2),15-24(2), 16-17, 16-19(2), 20-23(4)