

计及概率风险成本的最优减载策略研究

当电力系统发生严重功率缺额时需要切除部分负荷来维持系统的稳定性。提出了计及概率风险成本的最优减载策略。根据元件停运概率确定电力系统故障状态集,采用最优潮流确定每种状态的最优减载策略;采用聚类分析法,确定故障状态分类集;建立计及概率风险成本的减载策略模型对故障分类集进行优化,确定系统的最优减载量和布点策略。IEEE-39节点系统算例表明,该方法可以有效减少切负荷成本、降低切负荷对系统造成的概率风险,为电力系统减载方案的设计提供依据。

贾燕冰/太原理工大学电气与动力工程学院 吴东淘/国网山西省电力公司经济技术研究院



贾燕冰/副教授

电力系统发生严重故障或损失一定的电源后会产生功率缺额,导致频率下降。当旋转备用不足以维持频率稳定时,往往需要通过切除一定量的负荷来弥补功率缺额,以维持系统的稳定运行。

当前对于减载策略的研究主要集中在轨迹驱动和事件驱动这两种方式上^[1]。作为校正控制采用的方式,轨迹驱动切负荷在系统发生故障后对所反馈的信息进行监测,越限后再执行切负荷控制。传统的低频/低压减载^[2]在系统频率/电压低于整定值后分轮动作切除负荷,均属于轨迹驱动切负荷策略。文献[3]提出综合权值指标来考虑不同节点负荷的频率特性差异,确定负荷切除顺序,根据受扰指标频率变化率确定负荷切除量;文献[4]将各节点对频率质量的要求量化,通过扰动轨迹求得相应指标。轨迹驱动切负荷策略在频率下降到危险水平才开始动作,可能会使得电力系统的频率恢复具有一定的延时,且存在过切或欠切现象,不利于电力系统的稳定运行。

事件驱动切负荷为紧急控制采用的

方式。通过离线计算不同工况、不同故障下的切负荷情况,得出最优切负荷量和布点信息,在检测到故障发生后实时匹配,切除负荷。文献[5]提出一种新的负荷分级方式来避免切负荷所造成的欠切或者过切状况,并引入停电损失与社会因子提高切除负荷的合理性;文献[6]在量化分析的基础上用最小切负荷控制代价即主动停电的损失,来合理计算不同故障的风险值;文献[7]根据电压不稳定指标对负荷的灵敏度和电压稳定裕度得出切负荷地点与切负荷量。事件驱动的切负荷策略针对每种故障状态均设置不同的减载策略,需要电网具有高度的自动化水平,快速响应的调度系统,而这对于自动化水平有限的地市级电网是很难实现的。同时,电力系统运行工况多变,减载装置布点数量有限,无法满足全部运行工况下电力系统的最优减载要求。

针对上述问题,本文计及电力系统元件的停运概率,选取发生概率高、故障后果严重的工况生成故障状态集,并采用最优潮流确定每种状态的减载策略;同时为了简化减载策略,将故障状态集采用聚类方法分为几类;分别对分类故障状态集建立计及概率风险成本的减载模型,优化减载装置安装位置及减载量,提高减载操作的经济性和可靠性。最后通过IEEE-39节点系统算例验证了所提出方案的有效性。

计及元件停运率的故障状态集

1. 故障状态集

发电机停运是系统失效的主要原

关键词/Keywords

减载策略 ·
故障状态集 ·
最优潮流 ·
概率风险 ·
聚类分析 ·

因, 因此风险分析中应首先确定发电机的停运模型, 本文采用独立停运模型。机组强迫停运随机发生, 而不由人力控制, 可修复强迫失效通过“运行-停运-运行”的循环过程模拟。因此, 长期循环过程中的强迫停运率为

$$p_{fo} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (1)$$

式中, λ 为失效率 (失效次数/年); μ 为修复率 (修复次数/年)。

本文仅考虑发电机故障, 因此所要求概率为发电机组强迫停运率。

将重要联络线等效为发电机组, 采用文献[8]提出的发电机组可靠性评估故障筛选方案, 只考虑发电机组故障情况下电力系统的故障状态集。

2. 故障聚类

为了简化减载策略集, 使得严重故障情况下的减载方案易于操作, 需要对所有故障进行分类, 将故障结果接近的故障归为一档。再将每一档内的所有故障状态的优化切负荷方案根据故障发生的概率及后果优化为一组减载策略, 确定减载装置布置位置及减载量。当故障发生后, 按照其所在故障分类集, 选择对应分类的减载策略进行操作。

由于发电机四阶以上故障强迫停运率很小, 本文仅对一阶、二阶和三阶故障进行模拟。根据故障产生的功率缺额大小, 使用K-均值^[9]聚类分析将故障集及对应故障下的功率缺额分为5档。

K-均值聚类首先设定k个聚类中心, 将所有数据按照与聚类中心误差平方和最小的原则分配到各聚类中心, 取各聚类的平均值作为新的聚类中心, 重新分配数据, 直至分组情况或聚类中心不再变化后停止计算。

基于OPF的单一故障状态减载策略

由于各负荷节点的负荷类型不同, 其切除后造成的社会损失也不同。采用最优潮流 (Optimal Power Flow, OPF)^[10]模型来求解单一给定故障状态下的切负荷策略, 使得系统在安全稳定运行的

前提下尽可能减少停电造成的社会经济损失。

1. 切负荷成本最小的OPF数学模型

(1) OPF变量选择

变量作为OPF模型的因素, 分为控制变量和状态变量。顾名思义, 控制变量为可以人为调节的系统参数, 状态变量则不可直接控制, 而是随系统状态而改变。本文建立的模型为切负荷成本最小的最优潮流模型, 该模型的控制变量除最优潮流常用控制变量外, 将发生故障后各节点负荷有功功率切除量作为控制变量计算。

(2) 目标函数

为使负荷功率因数恒定, 假设在某一节点切除一定量的有功负荷时, 切除相应的无功负荷。引入负荷停电损失来表征各节点不同负荷的重要程度。以系统总的切负荷成本最小为目标函数, 即

$$f = \sum_{i \in N_i} c_i P_{C_i} \quad (2)$$

式中, N_i 为所有负荷节点的集合; c_i 为节点*i*处负荷的停电损失, 即切负荷成本; P_{C_i} 为节点*i*切除负荷的有功功率。

(3) 约束条件

最优潮流的约束条件用来约束变量防止越限。等式约束采用修改后的节点功率平衡方程, 即

$$\begin{aligned} P_{G_i} - (P_{D_i} - P_{C_i}) - V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) &= 0 \\ Q_{G_i} - Q_{D_i} + V_i \sum_{j=1}^N V_j (B_{ij} \cos \theta_{ij} - G_{ij} \sin \theta_{ij}) &= 0 \end{aligned} \quad (3)$$

式中, $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$; V_i 、 θ_i 分别为系统节点*i*的电压、相角; P_{G_i} 、 Q_{G_i} 分别为节点*i*的发电机出力; P_{D_i} 、 Q_{D_i} 分别为节点*i*的负荷; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为系统导纳矩阵中的对应元素。

不等式约束包括系统运行限制与切负荷限制, 即

$$\begin{aligned} P_{G_i}^{\min} &\leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max} \\ V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max} \\ P_{D_i}^{\min} &\leq P_{D_i} \leq P_{D_i}^{\max} \\ 0 &\leq P_{C_i} \leq P_{D_i} \end{aligned} \quad (4)$$

模型中含有发电机有功出力约束、节点电压约束以及采取切负荷措施后节点有功负荷的约束。

2. 原对偶内点法^[11]

切负荷成本最小的最优潮流模型为典型的含约束非线性规划问题,采用原对偶内点法来求解上述模型。

原对偶内点法的本质是从初始内点出发,维持原始解和对偶解的可行性,沿着速度下降方向,从可行域内直接走向最优解。

引入非负松弛变量,将模型中的不等式约束转化为等式约束条件。然后建立拉格朗日函数,将等式与不等式约束条件引入到目标函数,即

$$L = f(x) - y^T g(x) - z^T [h(x) - l - \bar{h}] - w^T [h(x) - u - \bar{h}] - \bar{z}^T l - \bar{w}^T u \quad (5)$$

式中, y 、 z 、 w 、 $\bar{z}$ 和 $\bar{w}$ 为拉格朗日乘子的向量; x 为状态变量; l 、 u 为不等式约束条件上限和下限的松弛变量。

根据KKT条件建立非线性方程组,使用牛拉法将其线性化并求解各变量的修正量。

在利用原对偶内点法求解非线性规划问题时,摄动因子与补偿间隙之间的关系为

$$\mu = \sigma \frac{C_{\text{gap}}}{2r}, \quad \sigma \in (0,1) \quad (6)$$

补偿间隙为

$$C_{\text{gap}} = l^T z - u^T w \quad (7)$$

确定修正步长与初值后,开始计算。计算流程图如图1所示。

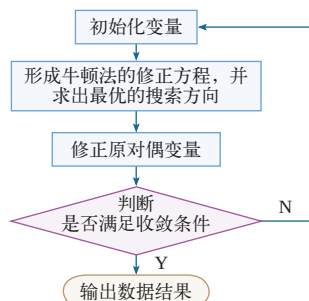


图1 最优潮流计算流程

收敛判据即为KKT条件,一般可简化为同时判断,即

$$\begin{cases} C_{\text{gap}} \leq \xi_1 (10^{-6}) \\ \|g(x)\|_{\infty} \leq \xi_2 (10^{-4}) \end{cases} \quad (8)$$

式中, $\|g(x)\|$ 为最大潮流偏差,衡量等式约束满足程度; C_{gap} 为对偶间隙,衡量不等式约束满足程度。

基于概率风险与0-1规划的优化策略

1. 风险分析

风险是故障场景的概率与其后果的乘积,是故障后果的期望^[12]。通过小范围的可控停电来避免严重事故导致的大范围停电事故,以实现切负荷的价值。故障后切负荷会造成系统的停电损失,即切负荷成本。系统故障发生的概率和使系统稳定运行的最小控制代价相乘可以体现故障的严重程度,将其定义为系统故障风险。

当发生故障后,系统切负荷状态为欠切或过切时,可能无法使频率恢复到安全范围,继而对系统造成危害,故将频率偏差造成的危害加入风险指标中,可以更加完整地反映故障的严重程度。系统风险为所有故障下的风险指标相加,反映了系统的安全程度。风险分析可以使系统的经济性和安全性统一到货币量纲上。

根据频率偏差产生的危害定义风险因子,统计实际停电损失方案定义成本因子,量化风险与成本指标,协调优化使风险成本最低。

2. 概率风险成本0-1规划数学模型

在实际电力系统发生故障进行切负荷操作时,人工调度切除负荷耗时太长,迫于事件的紧急性,需在部分负荷节点加装自动切负荷装置,当故障发生时,切负荷装置动作切除对应的馈线,切负荷量即为切除馈线上所带负荷的总量,因此实际切除量作为离散值,会与理想计算结果产生偏差。所提方案基于0-1整数规划,在上述风险管理及故障分级的基础上,建立风险成本模型,所求结果直接对应负荷模型中的馈线,使实际切负荷量的风险指标最优。

假设每个负荷节点有 n 条馈线,每条馈线上的负荷成本各不相同。即可将某节点的切负荷量表示为

$$P = a_1 x_1 + a_2 x_2 + \cdots + a_n x_n \quad (9)$$

式中, a_n 为馈线 n 的负荷量; x_n 为待求量,表示馈线 n 的切除状态,1表示切除,0表示不切除。

定义成本指标为

$$C = \sum_d p \sum_N c_i (P_a - \Delta P_D) \quad (10)$$

风险指标为

$$R = \sum_d p \sum_N r \Delta f \quad (11)$$

式中, p 为对应事件发生的概率; d 为该档所有故障数; c_i 为节点 i 的负荷成本; N 为节点数; P_a 为目标切负荷量, 用式 (9) 表示; ΔP_D 为最优潮流求出的最小切负荷量; r 为对应节点处频率偏差风险因子; Δf 为系统频率偏差, 根据负荷静态频率特性, 由于 $P_L = g(f)$, 所以故障后根据已知条件可以求出频率跌落值, 与初始频率之差的绝对值即为频率偏差。

将频率偏差作为约束条件, 概率风险成本模型的目标函数为

$$F = \eta_1 \left[\sum_d p \sum_N c_i (P_a - \Delta P_D) \right] + \eta_2 \left[\sum_d p \sum_N r \Delta f \right] \quad (12)$$

式中, η_1 、 η_2 为权重因子。

计及概率成本的最优减载策略

所提出的最优减载策略的计算步骤如下。

- 1) 确定系统基本信息, 确定系统运行参数、负荷成本模型和元件停运概率模型。
- 2) 根据元件停运概率模型建立故障状态集, 包含三阶以内的所有切机故障。
- 3) 使用K-均值聚类分析将故障集按功率缺额大小分为5档。
- 4) 根据建立的切负荷成本最优OPF模型, 使用内点法求解每种故障状态下各节点对应的最优切负荷量。
- 5) 按照分类故障集, 分别对每类故障集进行优化, 将各节点最优切负荷量、负荷节点馈线数与成本、频率偏差风险因子和故障概率等数据带入0-1规划模型中, 得出各类故障对应的馈线切除方案。
- 6) 确定低频减载装置布点方案及负荷切除量。

算例仿真

1. 算例参数

基于改进的新英格兰10机39节点测试系统进行

仿真计算, 系统图如图2所示。系统中含有10台发电机, 19个负荷节点, 设定系统负荷频率调节系数为2。采用标么值计算, 基准功率为100 MV·A。

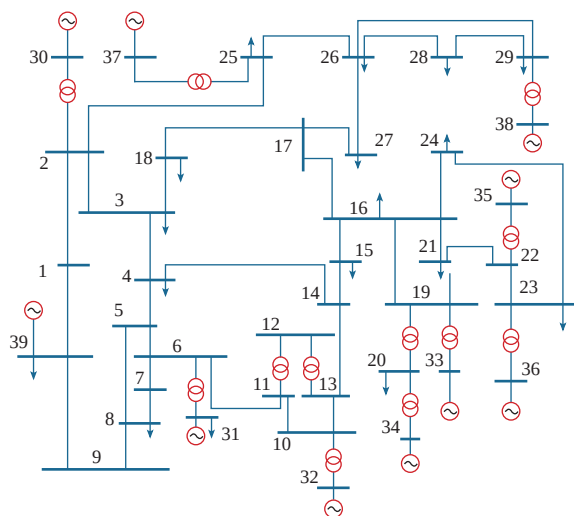


图2 39节点系统模型

假定系统负荷包含工业、商业与精密产业, 对应停电成本各不相同。各负荷节点处均有3条馈线, 每条馈线对应一种负荷。各类负荷单位时间停电损失如表1所示。

表1 各类负荷停电损失

用户类别	工业类	商业类	精密产业类
停电损失/(万元/MW)	0.1	0.4	4.5

2. 聚类分析

选择所有可能发生的故障(切机)组成故障集, 故障功率缺额分布情况如图3所示。

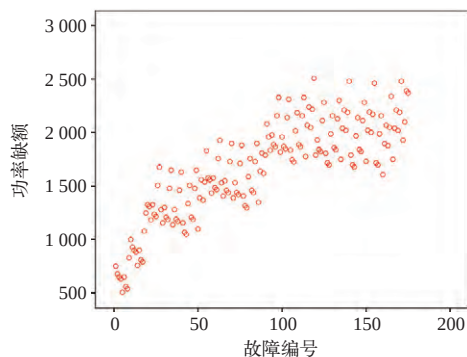


图3 故障功率缺额聚类分析

使用SPSS对故障数据聚类分析, 选择K-均值聚类计算, 迭代上限设为20, 得出5个聚类中心, 功率缺额及对应的故障案例数如表2所示。

31#发电机作为平衡节点没有被统计在故障总数以内。

表2 聚类中心

聚类中心	1	2	3	4	5
功率缺额/MW	638	1 110	1 451	1 819	2 198
故障案例数/个	11	18	30	40	30

3. OPF计算

采用内点法求解OPF，确定每种故障状态下各节点的最优切负荷量。受篇幅限制，仅列出第2档故障集内4组故障下的最优切负荷量，如表3所示。

表3 故障对应最优切负荷量

负荷节点编号	部分故障机组对应切负荷量/MW			
	10#	1#、3#	1#、4#	3#、5#
3	88.5	79.0	69.6	117.3
4	113.6	93.2	69.9	142.7
7	0.0	0.0	0.0	0.0
8	191.1	102.0	70.5	153.6
12	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.0	63.6	68.9	98.1
18	0.0	0.0	0.0	0.0
20	0.0	50.9	72.9	125.5
21	0.0	56.2	64.2	73.9
23	0.0	46.2	57.6	40.6
24	0.0	62.4	68.2	94.5
25	0.0	0.0	0.0	0.0
26	0.0	0.0	0.0	0.0
27	0.0	65.3	67.5	73.1
28	0.0	46.8	54.5	0.0
29	0.0	41.6	50.1	0.0
31	0.0	0.0	0.0	0.0
39	498.9	84.2	67.9	119.8
事件概率	0.042 7	0.051 6	0.034 3	0.041 9
功率缺额/MW	1 000	900	882	1 158
切负荷总量/MW	892.0	791.8	782.3	1 039.5
切负荷成本/万元	89.20	79.18	78.23	1 03.95
切负荷节点数/个	4	12	12	10

表3中，所得切负荷量以系统切负荷成本最小为目标。故障发生后投入的发电机旋转备用容量导致切负荷总量小于系统功率缺额。从表3中可以看出，故障发生后需要切除负荷的节点不同，且

需要操作的节点数多，会导致减载的经济性和可靠性较差。

4. 计及概率风险成本的最优减载策略

根据给定的负荷模型与求得的最优切负荷量等数据，将频率偏差约束设为0.05 Hz。求解概率风险成本模型，得出负荷节点处的馈线切除情况。5档故障下的馈线切除方案如表4所示。第一档故障发生后无须切除负荷，该档故障集内故障功率缺额较小，符合电力系统N-1原则。表4中 P_{Di-j} 表示负荷节点处的馈线， i 为负荷节点编号， j 为馈线编号。

表4 各档故障对应的馈线切除方案

档级	馈线切除方案
1	—
2	$P_{D1-3} P_{D9-1} P_{D9-2} P_{D16-3} P_{D19-1}$
3	$P_{D1-3} P_{D4-1} P_{D7-1} P_{D15-1} P_{D15-2} P_{D16-1} P_{D19-1}$
4	$P_{D1-3} P_{D4-1} P_{D6-2} P_{D7-1} P_{D10-1} P_{D10-2} P_{D15-2} P_{D16-2} P_{D17-2} P_{D18-3} P_{D19-1}$
5	$P_{D4-1} P_{D7-1} P_{D7-2} P_{D10-1} P_{D15-1} P_{D15-2} P_{D16-1} P_{D17-2} P_{D19-1} P_{D19-2}$

预先在上述馈线上装设自动切负荷装置，当系统中发生切机故障时，识别故障所属档级，发出指令自动切除对应档级下负荷节点的馈线。

以第2档故障为例，只需在节点1、节点9、节点11、节点16和节点19上安装6台减载装置，比表3中故障需切除12个节点的方案要简单易行，且可靠性高。

按照电力系统自动低频减负荷技术规定，传统切负荷方案根据经验判断和对故障的预测整定切负荷值与切负荷装置布点方案^[13]。使用传统切负荷方案与所提出策略应对系统中的4组突发故障，得出切负荷量与风险指标如表5所示。

表5 两种策略下切负荷情况

	故障机组	3#、8#	3#、6#	4#、6#和7#	6#、7#和10#
	功率缺额/MW	1 190	1 300	1 842	2 210
传统策略	切负荷量/MW	1 054	1 327	1 719	2 057
	频率偏差/Hz	0.084	0.018	0.183	0.165
	成本风险指标	218.43	267.15	341.89	427.24
最优策略	切负荷量/MW	1 048	1 333	1 612	2 031
	频率偏差/Hz	0.069	0.016	0.187	0.149
	成本风险指标	103.95	184.25	257.47	327.14

从表5中可以看出，在故障1、故障3和故障4

下, 最优策略在切负荷量与成本风险指标上优于传统策略; 在故障2下, 最优策略切负荷量虽略大于传统方案, 但成本风险指标远小于后者; 4组故障最优策略控制后的频率偏差均小于传统策略。以上仿真结果表明, 最优减载策略显著降低了切负荷成本与切负荷导致的频率偏差对系统的影响。

结束语

提出了一种最优减载策略, 计及风险成本指标, 采用最优潮流与聚类分析, 考虑实际操作局限优化多组切负荷量, 确定系统的减载量与减载装置布点策略。所提出的减载策略可以在保证减载量最小的前提下, 减少布点设置, 提高操作的可靠性和系统运行的经济性。与传统策略的对比结果显示, 该策略有效控制了切负荷成本, 并降低了切负荷对系统造成危害的风险。

参考文献

- [1] 王达, 薛禹胜, 徐泰山. 故障驱动切负荷和轨迹驱动切负荷的协调优化 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33 (13): 1-6.
- [2] Arulampalam A, Saha T K. Fast and adaptive under frequency load Shedding and restoration technique using rate of change of frequency to prevent blackouts [C]. Power and Energy Society General Meeting, IEEE/GM, 2010; 1-8.
- [3] 侯王宾, 刘天琪, 李兴源. 基于综合权值和广域测量的低频减载 [J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39 (21): 70-75.
- [4] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架 (一) 从孤立防线到综合防御 [J]. 电力系统自动化, 2006, 30 (1): 8-16.
- [5] Rao K U, Bhat S H, Jayaprakash G, et al. A novel grading scheme for loads to optimize load shedding using genetic algorithm in a smart grid environment [C]. Innovative Smart Grid Technologies - Asia, IEEE/ ISGT Asia, 2013; 1-6.
- [6] 薛禹胜, 刘强, Zhaoyang Dong, 等. 关于暂态稳定不确定性分析的评述 [J]. 电力系统自动化, 2007, 31 (14): 1-6, 75.
- [7] 李鹏, 郝治国, 张保会, 等. 一种防止电压失稳的切负荷控制方法 [J]. 电网技术, 2011, 35 (3): 32-37.
- [8] 贾燕冰, 严正. 基于改进快速排序法的发电系统可靠性评估 [J]. 电网技术, 2010, 34 (6): 144-148.
- [9] Shi Yu, Tranchevent L C, Liu X, et al. Optimized data fusion for kernel k-means clustering [J]. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, 2012, 34 (5): 1031-1039.
- [10] Gayme D, Topcu U. Optimal power flow with large-scale storage integration [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28 (2): 709-717.
- [11] Sousa A A, Torres G L, Canizares C A, et al. Robust optimal power flow solution using trust region and interior-point methods [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26 (2): 487-499.
- [12] Li W. Risk assessment of power systems: models, methods, and applications [M]. NJ: Wiley-IEEE Press, 2004.
- [13] DL/T 428—2010 电力系统自动低频减负荷技术规范 [S]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

(收稿日期: 2015-02-25) EA

欢迎订阅 欢迎投稿 欢迎刊登广告