

基于动态安全域的最优时间紧急控制策略算法

王曦冉¹, 章敏捷², 邓敏³, 乔永亮³, 胡晓琴³

(1. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津 300072; 2. 杭州市电业局, 浙江 杭州 310009;
3. 国网浙江杭州市余杭区供电公司, 浙江 杭州 311100)

摘要: 紧急控制是电力系统安全的重要防线, 对维持故障及大扰动下系统暂态稳定有重要作用。对电力系统紧急控制的大量仿真表明, 当系统遭遇故障多摆失稳时, 电力系统事故后紧急控制时间对系统稳定性影响在时间域上是非线性的。基于动态安全域理论对紧急控制时间影响进行量化比较, 并提出一种改进的故障后系统最优紧急控制策略计算方法。该方法考虑了紧急控制策略时间维度的优化, 能量化反映在多摆失稳情况下紧急控制时间对系统的影响, 并计算最优集中紧急控制时间及切除量。IEEE10机39节点系统仿真结果表明, 新算法可以优化控制策略, 减少控制成本。

关键词: 电力系统; 动态安全域; 失稳度; 紧急控制; 最优时间

Optimal emergency control strategy algorithm of ideal time based on dynamic security region

WANG Xi-ran¹, ZHANG Min-jie², DENG Min³, QIAO Yong-liang³, HU Xiao-qin³

(1. Ministry of Education Key Laboratory of Smart Grid (Tianjin University), Tianjin 300072, China; 2. Hangzhou Electric Power Bureau, Hangzhou 310009, China; 3. Yuhang Electric Power Bureau, Hangzhou 311100, China)

Abstract: Emergency control is an important means of system-transient-stability protection. A mount of simulations of power system emergency control show that under the circumstances of multi-swing instability, action time of emergency control has nonlinear effects on the transient stability of power system. This paper quantizes the instability parameter based on the theory of dynamic security region, and compares the transient stability at different time. It puts forward an improved emergency control strategy screening method with optimal acting time. This method can quantify the influence of time when there is risk of multi-swing instability and give the optimal moment of concentrated loads shedding and generators tripping. Simulation on IEEE 10-generator 39-bus system shows that the new algorithm can find improved emergency control strategy to decrease the vibration of the system, and minimize the cost of emergency control strategy.

Key words: power system; dynamic security region; instability parameter; emergency control; optimal control time

中图分类号: TM712 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)12-0071-07

0 引言

电力系统紧急控制是保证互联大电网安全稳定的一种经济有效的方法^[1-2]。指在电力系统遭遇重负荷过载^[3-4]或大扰动故障下维持系统暂态稳定和持续供电所采取的控制措施, 如切机、切负荷、快关汽门、电气制动、解列等。常用的有效控制一般包括切机、切负荷^[1,4]。紧急控制有以下特点: ①有效控制的时间很短暂, 大约只有几百毫秒^[5]; ②紧急控制在本质上是一种预测控制。

传统紧急控制策略一般要求在尽可能短的时间内采取控制措施, 例如文献[5]在 240 ms 实施紧急控制, 文献[6]为 100 ms。由于传统的紧急控制策略

制定极少考虑紧急控制时间对系统暂态稳定造成的影响, 导致控制效果不一定为最优。文献[7]从暂态能量函数角度证明了切负荷操作并不是越快越好, 而是存在确定的最佳切负荷时间。文献[8]表明, 故障发生后切负荷的时间对于紧急控制效果有明显影响, 并提出了一种基于暂态能量函数的最佳切负荷时间算法。文献[9]提出一种基于模糊分析的紧急控制实时启动方法。对于紧急控制量的计算, 文献[10]提出一种暂态电压安全紧急控制优化模型。文献[11]将传统逐次试验控制和自适应控制做了比较。紧急控制策略算法应同时考虑策略的经济性和安全性^[12]。本文在实用动态安全域紧急控制策略的基础上优化了控制时间这一维度, 将经济指标作为目标

函数，将安全指标作为主要约束，提出了基于动态安全域的最优时间紧急控制策略计算模型，该模型能在系统发生多摆失稳等系统能量变化趋势非单调情况下，综合计算最低控制成本紧急控制策略。

1 紧急控制时间对系统稳定性影响

传统紧急控制方式^[13]认为，紧急控制动作越快越能将系统拉入稳定。求解紧急控制策略时通常采用考虑采集、通信、实施时间的最小时间^[5]作为紧急控制时间。文献^[14]表明，当发电机先达到未失稳的动能最大值，然后达到系统稳定临界，并且此时 dV/dt 大于零时，系统面临多摆失稳。大量仿真实验表明，当存在系统多摆失稳的情况时，系统稳定程度与紧急控制时间不具有单调关系，并非越早采取紧急控制措施系统越稳定。

1.1 切机时间对系统稳定性的影响

对于图 1 中 IEEE4 机 11 节点系统，注入功率 $y=[y_{11},y_{23},y_{35},y_{56},y_{68}]=[70,230,248,229,136,246](MW)$ ，发生 8-10 线路 a 段节点 8 母线出口处三相短路故障，使用 BPA 软件对系统在不同时间切除 BUS11 节点 20 MW 发电机功率时系统最大功角差曲线进行仿真，所得不同切机时间系统最大功角差如图 2。

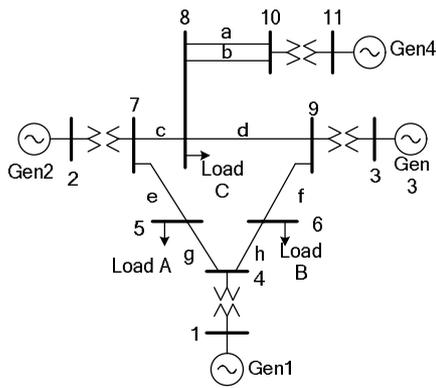


图 1 IEEE 4 机 11 节点系统图
Fig. 1 IEEE 4-generator 11-node system

由图 2，系统面临二摆失稳情况，可以从 0.1 s 切机曲线中看出，在故障后极短时间进行少量切机操作后功角差曲线在达到第一个极值后减小，并在其第二次摆动时系统失稳。然而在接近功角差最大值附近，0.5 s 进行切机操作更能抑制系统达到临界点，即控制效果更好。0.8 s 切机最大功角差曲线与 0.5 s 对比可得，在多摆失稳情况下，控制时间对系统稳定的影响是非单调的。

1.2 切负荷时间对系统稳定的影响

对于 2.1 中系统及故障，单独切除 BUS8 负荷

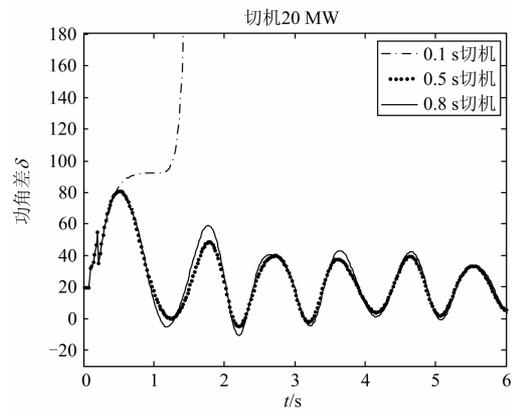


图 2 不同切机时间下系统最大功角差
Fig. 2 Maximum system power angle difference under different generator-shedding time

40 MW 时，系统最大功角差曲线如图 3。图 3 显示在 0.1 s 切负荷时，系统最大功角摆动大于在 0.3 s 时切负荷。而在 0.8 s 切除时，系统失稳。因此在多摆失稳情况下切负荷操作中也存在最优切除时间。

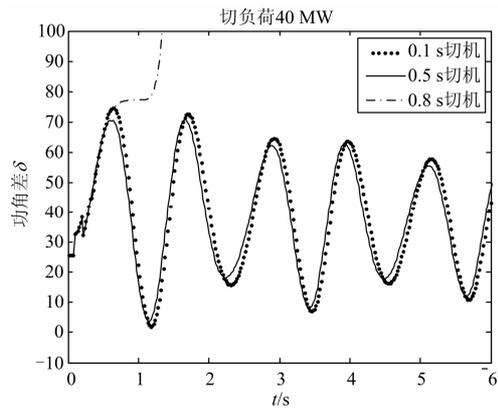


图 3 不同切负荷时间下系统最大功角差
Fig. 3 Maximum system power angle difference under different load-shedding time

2 基于动态安全域紧急控制量化分析

2.1 系统失稳度计算

在电力系统安全性分析中，“域”的概念和方法得到了长足发展和应用^[15]。电力系统在经历一个大扰动后，假设故障持续的时间为 τ ，把系统经历扰动的过程分为三部分：事故前系统 i ，事故后系统 j ，事故中的系统 F ^[16-18]。描述三个不同阶段方程如式(1)~式(3)。

$$\dot{x}_0 = f_i(x_0, y) \quad -\infty < t < 0 \quad (1)$$

$$\dot{x}_1 = f_F(x_1, y) \quad 0 \leq t < \tau \quad (2)$$

$$\dot{x}_2 = f_j(x_2, y) \quad \tau \leq t < +\infty \quad (3)$$

式中: y 表示扰动发生时的有功和无功注入; x_0 , x_1 , x_2 分别为事故发生前、事故发生时、事故发生后的状态变量。对于稳态系统 i , 式(1)为潮流方程; 式(2)描述了事故瞬间($t=0$)到清除时刻($t=\tau$)的事故中系统 F 的动态; 式(3)描述了事故后系统 j 的动态。针对大扰动下的暂态稳定而言, 动态安全域可表示为

$$\Omega_d(i, j, \tau) = \{y \mid x_c(y) \in A(y)\} \quad (4)$$

大量研究表明, 动态安全域的边界可用超平面来近似描述^[19], 如式(5)。

$$AY = \sum_{i=1}^n a_i y_i = a_1 y_1 + a_2 y_2 + \dots + a_n y_n = a_0 \quad (5)$$

其中: a_i , $i=1, 2, \dots, n$ 为节点对应的 DSR 边界超平面系数; n 是注入节点的维数, y_i , $i=1, 2, \dots, n$ 为节点有功功率注入量边界。本文定义系统失稳度 M_{ins} 如式(6)。

$$M_{ins} = -M_s = \sum_{i=1}^n a_i y_i' - 1 \quad (6)$$

以失稳度来衡量系统稳定状态, $M_{ins} > 0$ 时系统失稳, $M_{ins} < 0$ 时系统稳定, 且 M_{ins} 越小系统越稳定。

2.2 紧急控制迁移距离及灵敏度指标

系统故障后采用切机和切负荷紧急控制措施时, DSR 边界超平面向外平移, 采用多种控制措施时迁移距离示例如图 4。图 4 中系统运行点给定, 当不采取紧急控制时, 系统运行点位于安全域外侧, 系统不稳定。当采用紧急控制策略使安全域迁移至运行点外侧时系统动态稳定。

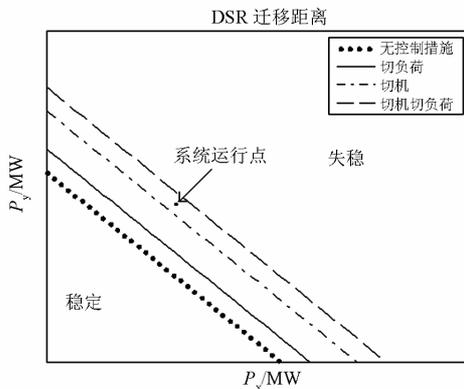


图 4 不同紧急控制策略下系统二维超平面

Fig. 4 System two-dimension hyperplane under different emergency control strategies

文献[4]表明, 采取切机切负荷方式得到的扩展实用动态安全域(EPDSR)的临界面有近似平行性,

并且在动态安全域中, 有效的切机和切负荷操作的控制效果有近似可叠加性。切机和切负荷配合操作近似迁移距离可以表示为

$$d = d_{Gt} + d_{Lt} \quad (7)$$

$$d_t = \frac{\left| \sum_{i=1}^n a_{Li} y_{ji} - \sum_{i=1}^n a'_{Li} y'_{ji} \right|}{\sqrt{\sum_{i=1}^n a_{Li}^2}} \quad (8)$$

其中: d 为总迁移距离; d_{Gt} 为切机迁移距离; d_{Lt} 为切负荷迁移距离; a_{Li} 为不采取控制措施时故障超平面系数; y_{ji} 为不采取控制措施时系统注入功率; a'_{Li} 为控制后的超平面系数; y'_{ji} 为采取控制措施情况下系统功率注入。

对于切机操作, 在一节点上切除 n 台机时其对系统的影响灵敏度可表示为^[6]

$$\lambda_G = \frac{d_n - d_{n-1}}{P_n} \quad (9)$$

式中: $d_n - d_{n-1}$ 为单一切除的迁移距离差; P_n 为第 n 台机有功输出。

对于切负荷操作, 切负荷操作引起的迁移距离可以用二次函数近似简化。其对系统的影响灵敏度可表示为其函数的导数^[6]。

2.3 切机时间对系统失稳度的影响

在 1.1 小节描述故障情况下切除 BUS11 节点发电机 20 MW 和 40 MW 功率后系统, 通过式(4)、式(5)、式(8)计算系统动态安全域迁移距离如表 1。

表 1 BUS11 不同时间切机时迁移距离

Table 1 Migration distance of BUS11 under different time generator-shedding

切机时间/s	20 MW	40 MW
0.1	1.1	20.64
0.2	16.90	27.88
0.3	21.41	39.55
0.4	26.79	35.63
0.5	20.43	38.12
0.6	21.81	36.05
0.7	21.25	37.35
0.8	22.98	35.00
0.9	19.08	35.89

表 1 中, 切除 20 MW 时, 在 0.3 至 0.4 及 0.6 至 0.8 s 时对安全域迁移距离大于在 0.1 s 时切除 40 MW 时的迁移距离。通过式(1)~式(6)计算失稳度曲线如图 5。从图 5 中可以明显看出在 0.1 s 时切机,

切除 20 MW 发电机出力时系统失稳, 切除 40 MW 发电机时系统稳定; 而选择 0.4 s 切除发电机时, 切除 20 MW 系统即可稳定。

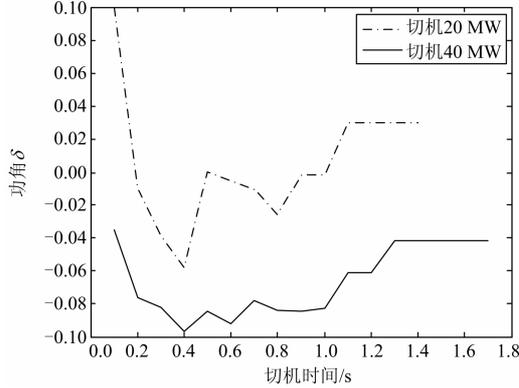


图5 不同切机时间下系统失稳度

Fig. 5 System instability degree under different generator-shedding time

2.4 切负荷时间对系统失稳度影响

在上述算例情况下仅切除 BUS8 节点负荷 40 MW、50 MW 和 60 MW 功率后安全域迁移距离如表 2。

表 2 BUS8 不同时间切负荷迁移距离

Table 2 Migration distance of BUS8 under different time

切机时间/s	load-shedding		
	40 MW	50 MW	60 MW
0.1	4.70	17.13	28.31
0.2	3.63	23.25	38.88
0.3	5.44	27.23	41.02
0.4	13.89	29.39	42.35
0.5	15.15	31.97	42.20
0.6	18.27	32.93	43.01
0.7	14.84	28.59	43.11
0.8	16.40	24.09	33.21
0.9	16.76	15.00	27.85

表 2 中明显表明时间轴方向上迁移距离最大值附近迁移距离变化较为平缓。

通过式(1)~式(6)计算系统失稳度曲线如图 6。由图 6 可以看出, 当 0.1 s 进行切负荷时, 切除 40 MW 时系统不稳定, 需切除 60 MW; 当在 0.6 s 进行切负荷操作时, 仅在 BUS8 节点处切除 40 MW 时系统即能稳定。

3 最优时间紧急控制策略计算

3.1 算法数学模型

由于产生最大迁移距离的最佳切机时间与最佳

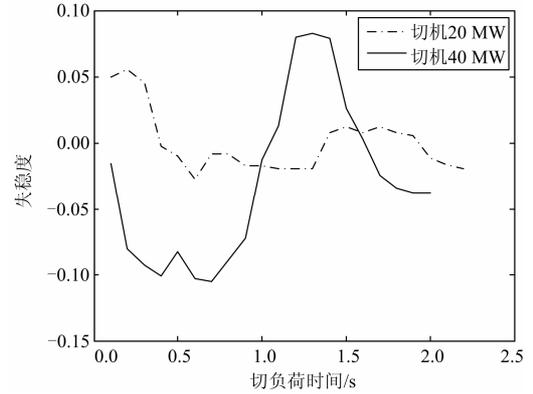


图6 不同切负荷时间下系统失稳度

Fig. 6 System instability degree under different load-shedding time

切负荷时间不一定重合, 为了使切机、切负荷达到最大的超平面迁移距离, 使紧急控制效果达到最佳, 在紧急控制措施中考虑灵敏度, 考虑紧急控制时间 t_e 对安全域迁移距离非线性影响, 使综合最优紧急控制方案 e_k 的成本最小如式 (10), 满足约束如式 (11) ~ 式 (14)。

$$\min C(e_k) = \sum_{i \in G_e} C_{Gn}(i) + \sum_{j \in L_e} C_{Lm}(j) \quad (10)$$

$$\text{s.t. } y \in \Omega_d(i, j, F, \tau_1, e_k) \quad (11)$$

$$M_{\text{inS}}(\Omega_d, t_e) \leq M_{\text{inSmax}}(\Omega_d, t_e) \quad (12)$$

$$S_{L_e} \leq S_{L_j \text{max}} \quad (13)$$

$$t_e \geq t_{e \text{min}} \quad (14)$$

式中: $C(e_k)$ 表示控制措施 e_k 的成本; G_e 为参与紧急控制的发电机集合; $C_{Gn}(i)$ 为发电机紧急控制成本; L_e 为参与紧急控制的负荷的集合; τ_1 为故障排除时间; S_{L_e} 为切除的负荷总量; $S_{L_j \text{max}}$ 是最大的可切除负荷量; $M_{\text{inSmax}} < 0$, 为最大系统失稳度; M_{inS} 为系统进行紧急控制后的失稳度; 紧急控制时间 t_e 必须大于最小控制时间 $t_{e \text{min}}$ [5]。

3.2 最优时间控制策略模型

通过大量仿真实验, 切机切负荷操作迁移距离在时间轴上呈现非线性状态, 但连续性较好, 不存在突变点, 所以在计算时使用动态安全域方法计算出离散表后使用差分法可以得到连续的迁移距离。本文计算紧急控制策略步骤如下:

1) 计算各负荷节点的灵敏度指标, 记为 K_1 ; 计算各节点切机操作的灵敏度指标, 记为 K_2 。将 K_1 和 K_2 列表从大到小排列构成集合 K 。

2) 从前至后从 K 中选择不重复控制点, 参照切除迁移距离表将其离散切除量作为第 1 层, 若 K

表已检索完则进入步骤 4。对每个切除量在时间维度检索, 以其最大迁移距离出现时间作为其以下分支的控制时间, 检验每个分支策略迁移后失稳度是否小于约束失稳度, 若未达到则该分支需向下扩展, 若达到则将分支策略记入策略表 X, 并作为参照剪除策略树中未达到预期的分枝^[20]。

3) 选择 K 表中下一行的节点, 参照切除迁移距离表将其离散切除量作为已有层的子层, 子节点控制时间依照父节点, 依照分支界定^[21]搜索检验每个分支策略迁移后失稳度是否小于约束失稳度, 若达到则将分支策略记入策略表 X, 并作为参照剪除策略树中未达到预期的分枝。检验是否有新策略加入表 X, 若无且最大控制点超过 6 个返回步骤 2, 若无且控制点不大于 6 个则返回重复 3。

4) 对存在的控制措施 X, 若得到的失稳度小于目标失稳度的两倍, 则减小控制措施内以出现在成本 C 表中最大的切除项至失稳度符合范围, 更新措施集合 X。

5) 计算各项备选措施成本, 选择最优控制策略。

4 算例

根据 IEEE10 机 39 节点系统 21-22 线路 21 段母线端出口处三相短路情况, 故障切除时间为 0.1 s。假设发电机 1 为平衡机。系统拓扑如图 7。

表 3 为系统切机切负荷代价及系统失稳度要求。

表 3 节点成本系数及最大失稳度

Table 3 Node cost coefficient and maximum instability degree

BUS16	BUS21	BUS23	BUS24	G6	G7	M_{inSmax}
40	45	55	60	30	35	-0.05

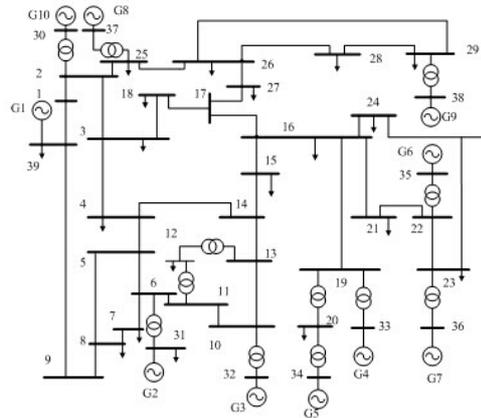


图 7 新英格兰 10 机 39 节点系统图

Fig. 7 New-England 10-generator 39 node system

计算 0.1 s 进行紧急控制情况下的参数情况; 并进行时间优化重新计算失稳度参数, 形成表 4。表 5 则根据式 (10)~式 (14), 计算出针对算例故障的最佳时间紧急控制策略。不同时间进行控制时的系统安全域迁移距离, 失稳度比较如表 5。

表 4 三种紧急控制时间下同等切机切负荷量下失稳度

Table 4 Instability degree under three emergency control time when the generator-shedding and load-shedding capacity is equal

序号	控制时间/s	控制方案	迁移距离	失稳度 M_{ins}	迁移误差
1	0.1	切机: 6 号机组切除 60 MW; 7 号机组切除 20 MW; 切负荷: 21 节点处切除 50 MW	68.34	-0.057	1.35%
2	0.3	切机: 6 号机组切除 60 MW; 7 号机组切除 20 MW; 切负荷: 21 节点处切除 50 MW	76.75	-0.085	2.33%
3	0.26	切机: 6 号机组切除 60 MW; 7 号机组切除 20 MW; 切负荷: 21 节点处切除 50 MW	78.10	-0.093	1.41%

表 5 四种紧急控制时间下同等失稳度下切机切负荷量

Table 5 Generator-shedding and load-shedding capacity under four emergency control time when the instability degree is equal

控制方案	控制时间/s	控制方案	迁移距离	失稳度 M_{ins}	经济性指标
1	0.1	切机: 6 号机组切除 60MW; 7 号机组切除 20MW; 切负荷: 21 节点处切除 50 MW	68.34	-0.057	4950.0
2	0.3	切机: 6 号机组切除 40 MW; 7 号机组切除 20 MW; 切负荷: 21 节点处切除 27.3 MW	66.32	-0.052	3128.5

表 4 中 1 号列出固定 0.1s 进行紧急控制时选优方案结果; 2 号为对 1 号方案进行时间优化的结果; 3 号为使用 BPA 以 20 ms 步长逐一寻找最优时间点。比较 1、2 可以看出时间上的优化对系统稳定有明显效果, 2 号方案其失稳度要远小于 1 号; 比较 2、3 号可以看出使用本文策略搜索方式所取得最优时间符合实际仿真验算。在最佳控制时间进行切机切负荷操作能够有效降低系统故障后的失稳度, 增加安全裕度。

从表 5 中可以看出, 当采用最优时间进行紧急控制策略搜索时, 可以降低切机切负荷量, 有效降低紧急控制经济成本。采用新算法可扩展原有方案, 从表 5 中看出, 采用控制方案 2 明显比方案 1 节省费用, 同时其控制后系统失稳度与方案 1 近似。

5 结论

本文分析了电力系统遭遇多摆失稳故障时, 紧急控制时间与系统失稳度波动的非单调现象。基于动态安全域理论定量描述了紧急控制下控制时间与系统失稳度的波动关系。提出了在紧急控制时, 引入控制时间的最优紧急控制策略计算方法。新方法量化了控制方式对系统失稳度的作用, 并充分考虑控制时间对系统故障波动的抑制, 提高紧急控制后系统稳定程度, 有助优化切机切负荷量。本文用 IEEE10 机 39 节点系统进行仿真, 仿真结果表明, 新方法对紧急控制策略计算有明显优化效果, 优化后算法能使紧急控制策略更接近最优控制点。

参考文献

[1] OTA H, KITAYAMA Y I H, FUKUSHIMA N, et al. Development of transient stability control system (TSC system) based on on-line stability calculation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11(3): 1463-1467.

[2] TUGLIE E D, DICORATO M, SCALA M L, et al. A corrective control for angle and voltage stability enhancement on the transient time-scale[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(4): 1345-1353.

[3] 陈小平, 顾雪平. 基于遗传模拟退火算法的负荷恢复计划制定[J]. 电工技术学报, 2009, 24(1): 171-175.
CHEN Xiao-ping, GU Xue-ping. Determination of the load restoration plans based on genetic simulated annealing algorithms[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(1): 171-175.

[4] 李刚, 王增平. 基于图论分区与改进 BFS 算法搜索安

全约束集的防联锁过载控制策略[J]. 电工技术学报, 2012, 27(11): 219-229.

LI Gang, WANG Zeng-ping. A control strategy to prevent cascading overload with security constraint set searched by graph theory partition and improved BFS algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(11): 219-229.

[5] 滕林, 刘万顺, 贞志皓, 等. 电力系统暂态稳定实时紧急控制的研究[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(1): 64-69.
TENG Lin, LIU Wan-shun, YUN Zhi-hao, et al. Study of real-time power system transient stability emergency control[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(1): 64-69.

[6] 余贻鑫, 刘辉, 曾沅. 基于实用动态安全域的紧急控制策略[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(6): 6-10.
YU Yi-xin, LIU Hui, ZENG Yuan. A novel emergency control strategy based on practical dynamic security regions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(6): 6-10.

[7] 袁宇春, 张保会. 切负荷时间对系统稳定性的影响[J]. 电力系统自动化, 1997, 21(11): 10-12.
YUAN Yu-chun, ZHANG Bao-hui. The influence of load shedding time on power system stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 1997, 21(11): 10-12.

[8] 袁宇春, 张保会. 最佳切负荷时间的计算[J]. 继电器, 1999, 27(6): 1-4.
YUAN Yu-chun, ZHANG Bao-hui. Calculating the optimal load shedding time[J]. Relay, 1999, 27(6): 1-4.

[9] 王安斯, 罗毅, 涂光宇, 等. 基于模糊风险分析的紧急控制实时启动方法[J]. 电工技术学报, 2010, 25(8): 138-144.
WANG An-si, LUO Yi, TU Guang-yu, et al. Real-time initiation approach of emergency control based on fuzzy risk analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(8): 138-144.

[10] 林舜江, 刘明波. 暂态电压安全紧急切负荷控制优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(11): 18-24.
LIN Shun-jiang, LIU Ming-bo. Emergency load shedding control optimization for transient voltage security[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(11): 18-24.

- [11] 张执超, 王增平, 方攀宇. 基于频率和电压稳定的紧急控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(3): 149-155.
ZHANG Zhi-chao, WANG Zeng-ping, FANG Pan-yu. Emergency control strategy based on frequency and voltage stability[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(3): 149-155.
- [12] 曹伟斌, 宋依群. 电力系统预防控制的安全定价研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(19): 81-86.
CAO Wei-bin, SONG Yi-qun. Study on security pricing of power system preventive control[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(19): 81-86.
- [13] 余贻鑫. 安全域的方法学及实用性结果[J]. 天津大学学报, 2003, 36(5): 525-528.
YU Yi-xin. Methodology of security region and practical results[J]. Journal of Tianjin University, 2003, 36(5): 525-528.
- [14] 宋方方, 毕天姝, 杨奇逊. 基于暂态能量变化率的电力系统多摆稳定性判别新方法[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(16): 13-18.
SONG Fang-fang, BI Tian-shu, YANG Qi-xun. Multi-swing stability assessment approach based on variation rate of transient energy for power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(16): 13-18.
- [15] 余贻鑫, 栾文鹏. 电力系统动态安全域的研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 1990, 2(1): 11-21.
YU Yi-xin, LUAN Wen-peng. A study on dynamic security regions of power system[J]. Proceedings of CSU-EPSA, 1990, 2(1): 11-21.
- [16] KAYE R J, WU F F. Dynamic security regions of power systems[J]. IEEE Trans on Circuits and Systems, 1982, 29(9): 612-623.
- [17] YU Y X, FENG F. A study on dynamic security regions of power systems[C] // Proceedings of International Conference on PES, Beijing, China, 1991.
- [18] 薛安成, 梅生伟, 卢强, 等. 基于网络化模型的电力系统动态安全域近似[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(13): 18-23.
XUE An-cheng, MEI Sheng-wei, LU Qiang, et al. Input parameters selection short-term load forecasting model based on incremental reduction algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(13): 18-23.
- [19] 曾沅, 余贻鑫. 电力系统动态安全域的实用解法[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(5): 24-28.
ZENG Yuan, YU Yi-xin. A practical direct method for determining dynamic security regions of electric power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(5): 24-28.
- [20] 王春霞, 王逸冉. WEB 日志挖掘实现网站优化[J]. 微计算机信息, 2006, 22(11-3): 75-77.
WANG Chun-xia, WANG Yi-ran. Mining Web logs to improve web site organization[J]. Microcomputer Information, 2006, 22(11-3): 75-77.
- [21] 陆丽娜, 杨怡玲, 管旭东, 等. Web 日志挖掘中的数据预处理的研究[J]. 计算机工程, 2000, 26(4): 66-67.
LU Li-na, YANG Yi-ling, GUAN Xu-dong, et al. Data preparation in Web log mining[J]. Computer Engineering, 2000, 26(4): 66-67.

收稿日期: 2013-08-28; 修回日期: 2013-10-12

作者简介:

王曦冉(1989-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统安全性和稳定性及局部放电监测; E-mail: pkwxr@163.com

章敏捷(1981-), 男, 主要研究方向为电力系统安全性。