Vol.35 No.1 Jan. 2015

a

电力系统暂态稳定性闭环控制(六)—— 控制地点的选择

张保会,王怀远,杨松浩 (西安交通大学 电气工程学院,陕西 西安 710049)

摘要:基于实时性的要求,提出一种实时快速选择高效阻止失稳的切机地点的方法。按照发电机的有符号动能和功角乘积的大小在超前失稳机群中对可切机组进行排序,得到初始有效切机地点集合,通过计算等值机械功率切机前后的变化,剔除超前失稳机群中的被动失稳机组,得到最终的切机地点集合。IEEE 39 节点系统和三华联网系统的仿真结果验证了所提方法的有效性。

关键词: 电力系统; 暂态; 稳定性; 闭环控制; 切机地点 中图分类号: TM 712 文献标识码: A

0 引言

在电力系统遭受大扰动后,需要对系统施加一定 的控制措施^[1-9]才能使得系统恢复稳定,当确定控制 量之后,控制地点的选择关系到控制的有效性和经济 性。文献[4]论述了切机地点要选择在超前失稳机群 中,避免切被动失稳机组的阻止失稳的控制效果,本 文将探讨如何根据实测信息选择有效的切机地点。

切机地点的选择是在超前失稳机群中进行,而 超前失稳机群中往往有很多发电机组,不同的发电机 组控制效果各有差异,因此有必要研究如何根据发电 机的实时信息,避免具有控制负效应^[10-12]的机组,选 择有效的切机地点。

目前切机地点的实时选择主要是根据经验的方 式得到^[13-14],或根据超前失稳机群中各发电机组的 暂态动能排序进行切机,或根据其功角大小排序进行 切机,或优先选择距离故障位置电气距离较近的机 组,然而这些切机地点的选择方法,随着故障类型和 运行方式的不同,得到的切机效果也是时好时坏。

本文根据发电机的实时响应信息,依据发电机 的有符号动能和功角的组合进行排序,得到初始有效 切机地点集合;再通过计算等值机械功率切机前后 的变化,剔除超前失稳机群中的被动失稳机组,得到 最终的切机地点实时选择方法。在 IEEE 39 节点系 统和三华联网系统的仿真中,通过对比 3 种不同切机 地点的实时选择方法,验证了本文提出的切机地点选 择方法的有效性。

1 切机地点的选择排序

目前在仿真计算控制措施时,常采用优先切除 暂态动能最大^[8-9]、功角摆开最大或距离故障点电气

收稿日期:2014-07-30;修回日期:2014-12-20

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.01.001

距离最近的机组。以上切机选择原则经本文仿真, 其效果在多种失稳场景下,不能保证阻止失稳效果最 好。分析其阻止失稳效果不是最好的原因,有以下 几个方面。

a. 优先切除暂态动能最大的机组:按照能量函数的方法分析系统的暂态稳定性,暂态不稳定是由于故障形成的系统暂态能量无法完全被系统所吸收,系统在控制不稳定平衡点处的动能不能被完全转化为势能,具有多余动能而失稳。如果能够减少系统的多余动能,使之在控制不稳定平衡点前完全转化为势能,则系统可以稳定。依据以上观点,在计算控制措施时,优先切除暂态动能最大的机组。然而,暂态动能最大的机组不一定距离控制不稳定平衡点最近,切除它们的同时其他机组可能已经越过不稳定平衡点,无法阻止不稳定了^[15]。

b. 优先切除功角摆开最大的机组:功角最容易 摆开的机组往往是惯性较小的机组,也有可能它已经 开始减速了,或对于等值系统角度持续摆大的贡献较 小,切除它对于阻止失稳作用不明显。

c. 优先切除距离故障点较近的机组:距离故障 点较近的机组有可能是滞后群 A 中的机组,可能是 被动失稳机组,也可能是惯性较小的机组等。

总结以上方法的优点和不足,本文提出的切机优 先原则为:机组动能大、距离控制不稳定平衡点较近 且在加速中的机组。对于超前失稳的情况,切除机 组的动能越大,系统需要吸收的暂态能量越小,越能 体现控制效果;发电机相对超前群局部惯性中心的功 角为正值且较大时,表示该发电机有可能会率先达到 不稳定平衡点而发生失稳;如果该发电机的角速度也 为正值,表示该发电机还要以更快的速度到达、越过 控制不稳定平衡点。

归纳以上分析,提出一个指标 W_e(i),综合考虑 发电机的暂态动能和功角的影响:

$$W_{\rm c}(i) = \frac{1}{2} M_i \left| \tilde{\omega}_{\rm c} \right| \tilde{\omega}_{\rm c} \tilde{\theta}_{\rm c}$$
(1)

其中, $\tilde{\omega}_{e}$ 为第*i*台发电机在临界机群局部惯性中心坐标下*T*_e时刻的角速度; $\tilde{\theta}_{e}$ 为第*i*台发电机在超前机群局部惯性中心坐标下故障发生时刻到*T*_e时刻的功角差:*M*_i为第*i*台发电机的转动惯量。

*W_e(i)*的计算考虑了发电机组临界机群局部惯性 中心坐标下角速度的正负,可以避免一些相对减速的 机组。选择*W_e(i)*大于零的发电机组,并按照*W_e(i)* 大小排序,超前失稳机群中发电机组初始的切机顺序 集合记为:

 $\Omega(i) = \{i \mid W_c(i) > 0, i \in S\}$ (2)

其中,S为临界机群机组。

0

2 剔除被动失稳机群

多机电力系统的失稳是由超前失稳机群的暂态 能量主导的,而超前失稳机群还可分为主动失稳机群 和被动失稳机群[7]。主动失稳机群是由受扰程度比 较严重从而直接导致系统失稳的发电机组成,而被动 失稳机群是指受主动失稳机群的作用力影响而被动 失稳的机群。为了快速有效地阻止系统失稳,切机 控制地点应避免被动失稳机群中的发电机,切机措施 切除了发电机的部分机械功率 PM 和机组的转动惯 量,因此执行切机操作时,不仅仅需要考虑各机组的 功角、角速度等信息,还需要考虑切除的转动惯量对 超前机群加速功率的影响。由于切机措施不仅仅切 除了机组的机械输入功率,同时也影响了系统的惯性 时间常数,受惯性时间常数的影响,当超前失稳机群 中的某台发电机被切除后,等值系统的等值机械输入 功率 P'_M有时反而会增大,使系统的稳定性恶化,这样 的机组就是被动失稳机组。因此,在候选切机地点 中应剔除切机后系统等值机械功率反而增大的被动 失稳机组。

回顾文献[2]中多机系统等值为单机无穷大系统的等值式:

$$M_{\rm T} = \sum_{i=1}^{n} M_i$$

$$P_{\rm M} = \frac{M_{\rm a} P_{\rm ms} - M_{\rm s} P_{\rm ma}}{M_{\rm T}}$$
(3)

其中, M_{s} 和 M_{a} 分别为超前机群S和落后机群A的 等值惯量; P_{ms} 和 P_{ma} 分别为S和A群的等值机械输 入功率;n为全系统机组总台数; M_{T} 为所有机组的转 动惯量之和。

当发电机被切除时,该发电机的机械功率和转动 惯量在等值系统中作用均为零。因此为寻找被动失 稳机组,可以通过假设逐次切除超前机群S中的每台 发电机,来观察其对等值系统机械输入功率 P'_M的 影响。假定第i台发电机被切除,则等值机械功率 P'_{M} 变为:

$$P'_{\rm M}(i) = \frac{M_{\rm a}(P_{\rm ms} - P_{\rm mi}) - (M_{\rm s} - M_{i})P_{\rm ma}}{M_{\rm T} - M_{i}}$$
(4)

其中, P_{mi} 为第 *i* 台发电机的机械输入功率。以上实 测参数都是已知的。

如果 $P'_{M}(i) > P_{M}$,则第 i 台发电机就是被动失稳机组,应该从候选切机 S 群中剔除这台发电机。

因此在初始切机顺序集合 $\Omega(i)$ 中,由 $P'_{M}(i) < P_{M}$ 的机组形成主动失稳机群,被切机组在以下集合中选取,记为:

$$\Omega'(i) = \{i \mid W_{c}(i) > 0 \perp P'_{M}(i) < P_{M}, i \in S \}$$

$$(5)$$

将 $\Omega'(i)$ 中的所有发电机按照 $W_{e}(i)$ 从大到小的顺序进行排序便可得到最终切机地点排序表。当 切机控制量 ΔP_{m} 确定后,可取总容量大于 ΔP_{m} 且最 接近于 ΔP_{m} 的切机地点排序表中的前几台发电机作 为最终的切机控制策略。

3 仿真

3.1 剔除被动失稳机组

以 IEEE 39 节点系统为例进行仿真,系统接线图 如图 1 所示。



图 1 IEEE 39 节点系统接线图 Fig.1 Wiring diagram of IEEE 39-bus system

故障设置为母线 13 和母线 14 之间线路 0 s 发 生三相短路故障,0.2 s 断开线路切除故障。系统的 功角摇摆曲线图如图 2 所示,超前失稳机群为发电机 G₃₁和 G₃₂。

由文献[2]的方法分群,得到超前机组中有 2 台发电机 G₃₁和 G₃₂,在 0.4 s 判出系统不稳定^[1-3],假 设 0.45 s 时完成切机,由文献[5]的方法算得切机量



图 2 线路 13-14 发生故障后的功角失稳图 Fig.2 Power angle curves when line 13-14 has fault

550 MW,因此需要剔除控制负效应的发电机,将 2 台发电机信息代入式(4)中得到表 1(表中数据为标 幺值)。

表 1 切机后系统等值机械功率 Table 1 Equivalent mechanical power after generator-shedding

发电机	$P_{\mathrm{m}i}$	$P_{\rm M}^{\prime}(i)$	P_{M}	剔除
G ₃₁	8.69	8.02	9.7	否
G ₃₂	7.02	10.1	9.7	是

最后的切机措施为切除发电机 G₃₁ 550 MW(即 60%)有功出力,摇摆曲线如图 3 所示,切机量合适, 系统保持稳定。



图 3 切除发电机 G₃₁ 550 MW 的功角稳定图 Fig.3 Power angle curves, with 550 MW of G₃₁ shed

如果不剔除被动失稳机组 G_{32} ,在 0.45 s 时切除 发电机 G_{31} 550 MW 和发电机 G_{32} 200 MW 的有功出 力,功角曲线如图 4 所示,系统仍然失稳。比较图 3 与图 4 的切机方案,尽管图 4 方案多切除了 G_{32} 的发 电量 200 MW,反而将系统控制得不稳定了。可以看



图 4 切除 G₃₁ 550 MW 和 G₃₂ 200 MW 的 功角失稳图



出,G₃₁是有效的控制机组,而G₃₂是具有控制负效应 的机组,通过式(4)可以准确剔除该被动失稳机组。

3.2 考察切机地点选择的正确性

考察切机选择原则为:方案1按照动能大小排 序切除,方案2按照功角大小排序切除,方案3按照 本文排序原则切除。比较切除相同容量而被切机组不 同,阻尼系统失稳的效果不同。

3.2.1 IEEE 39 节点系统

双重故障设置为母线 15 和母线 16 之间线路 0 s 发生三相短路故障,0.35 s 断开线路切除故障,同时 母线 21 和母线 22 之间线路 0 s 发生三相短路故障, 0.2 s 断开线路切除故障,系统的功角摇摆曲线图如 图 5 所示。由文献[2]的方法分群,得到超前机群包 含 G₃₁—G₃₈ 这 8 台机组,并在 0.38 s 判别出系统将要 失稳,若控制措施在 0.43 s 完成,用文献[5]的方法 求得的切机控制量为 1400 MW。



Fig.5 Power angle curves when line 15-16 and line 21-22 both have fault

列出 3 种不同的切机地点选择方法,其切机地点 与切机容量如表 2 所示,表中括号中的百分数表示切 除容量占装机容量比例,切机控制后的系统功角曲线 图如图 6—8 所示,可以明显看出,方案 1、2 的切机容 量大于 1400 MW 时仍不能阻止系统失稳,而按照本 文的切机选择原则,当切除 1331 MW 时已经阻止了 系统失稳,切机控制的效果最好,切除的容量也最小。 3.2.2 三华联网系统

在三华联网系统对所得的控制地点选择方法进行仿真,故障设置为洪沟—板桥发生短路接地故障 0.1 s 跳开双回线。由文献[2]的分群及不稳定判别

表 2 IEEE 39 节点系统切机方案及效果对比表 Table 2 Comparison of generator-shedding scheme

and effect for IEEE 59-bus system								
方案	选择 方法	切机顺序	被切机组, 容量	总切机容 量/MW	稳定性			
1	动能 排序	$G_{31}, G_{35}, G_{36}, G_{33}$	G ₃₁ ,917 MW(100%) G ₃₅ ,500 MW(90%)	1417	失稳			
2	功角 排序	$G_{31}, G_{38}, G_{36}, G_{33}$	$\begin{array}{l} G_{31},917\;MW(100\%)\\ G_{38},500\;MW(60\%) \end{array}$	1417	失稳			
3	本文 方法	$G_{31}, G_{36}, G_{33}, G_{35}$	G ₃₁ ,917 MW(100%) G ₃₆ ,414 MW(90%)	1 3 3 1	稳定			

3



4

图 6 方案 1 切除发电机 G₃₁和 G₃₅的功角失稳图 Fig.6 Power angle curves of scheme 1, with G₃₁ and G₃₅ shed



图 7 方案 2 切除发电机 G₃₁和 G₃₈的功角失稳图 Fig.7 Power angle curves of scheme 2, with G₃₁ and G₃₈ shed



图 8 本文方案切除发电机 G₃₁和 G₃₆的功角稳定图 Fig.8 Power angle curves of proposed scheme, with G₃₁ and G₃₆ shed

方法,在0.94s时得到系统将要失去稳定的切机启动 信号,切机控制在0.3s之后,即1.24s时完成。

对比 3 种不同的控制地点选择方法:方案 1 是按 照机组暂态动能的排序,共切除 4415 MW 机械功率; 方案 2 是根据相对于惯性中心的功角进行排序,切 除了 4412 MW 机械功率;方案 3 是按照本文提出的 方法,按照机组的有符号动能和功角的乘积进行排 序,并剔除具有控制负效应的机组,共切除 4568 MW 机械功率。控制后的系统功角曲线图如图 9—11 所 示,控制效果的对比如表 3 所示。

由表3可以看出,方案1和方案3可以使得系统恢复稳定,且方案3的控制效果要优于方案1,而方案2按照功角的排序进行选择无法使得系统恢复稳定。方案3综合考虑了发电机组的暂态动能和功角,所需要的参数也都可以通过广域测量系统得到, 运算速度快,控制效果相对较好,可以适用于在线实时控制中。



。 表 3 三华系统切机方案及效果对比表

Table 3 Comparison of generator-shedding scheme and effect for Sanhua System

方案	选择 方法	切机顺序	总切机容 量/MW	稳定性	回摆时 间/s	最大摇摆 角/(°)		
1	动能 排序	$\begin{array}{c} G_{103}, G_{104}, G_{363}, \\ G_{364}, G_{365}, G_{366}, \\ G_{367}, G_{368}, G_{369} \end{array}$	4415	失稳	_	_		
2	功角 排序	$\begin{array}{c} G_{295}, G_{294}, G_{200},\\ G_{201}, G_{388}, G_{389},\\ G_{322}, G_{323}, G_{239},\\ G_{240}, G_{173}, G_{172},\\ G_{124}, G_{117}, G_{61},\\ G_{62}, G_{63}, G_{64},\\ G_{65} \end{array}$	4412	稳定	2.84	197.4		
3	本文 方法	$\begin{array}{c} G_{103},G_{104},G_{61},\\ G_{62},G_{63},G_{64},\\ G_{65},G_{177},G_{164},\\ G_{165},G_{166},G_{167},\\ G_{168} \end{array}$	4568	稳定	2.02	193.6		

4 结论

暂态稳定性闭环控制的效果与控制量的作用位 置紧密相关,本文根据发电机组有符号动能与功角的 乘积的大小对被切机组进行排序,并通过切机后等值 机械功率变大剔除具有控制负效应的机组,在以上切

6

机序列中选出满足文献[5]计算所得的切机量进行 切机控制。在 IEEE 39 节点系统和三华联网系统的 仿真,验证了本文提出的控制地点选择方法的有效性。

参考文献:

[1] 张保会,杨松浩,王怀远. 电力系统暂态稳定性闭环控制(一)—— 简单电力系统暂态不稳定性判别原理[J]. 电力自动化设备,2014, 34(8):1-6.

ZHANG Baohui,YANG Songhao,WANG Huaiyuan. Closed-loop control of power system transient stability(1):transient instability detection principle of simple power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(8):1-6.

[2] 张保会,杨松浩,王怀远,等. 电力系统暂态稳定性闭环控制(二)—— 多机电力系统暂态不稳定判别方法[J]. 电力自动化设备,2014, 34(9):1-6.

ZHANG Baohui, YANG Songhao, WANG Huaiyuan, et al. Closedloop control of power system transient stability(2):transient instability detection method of multi-machine power system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(9):1-6.

[3] 张保会,杨松浩,王怀远. 电力系统暂态稳定性闭环控制(三)——基于预测响应的暂态不稳定闭环控制启动判据[J]. 电力自动化 设备,2014,34(10):1-6.

ZHANG Baohui, YANG Songhao, WANG Huaiyuan. Closed-loop control of power system transient stability(3): initiation criterion of transient stability closed-loop control based on predicted response of power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(10): 1-6.

[4]张保会,王怀远,杨松浩.电力系统暂态稳定性闭环控制(四)——
 切机控制效果的要素分析[J].电力自动化设备,2014,34(11):
 1-6.

ZHANG Baohui, WANG Huaiyuan, YANG Songhao. Closed-loop control of power system transient stability (4): analysis of elements influencing control effect of generator shedding[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(11): 1-6.

[5] 张保会,王怀远,杨松浩,等.电力系统暂态稳定性闭环控制
 (五)——控制量的实时计算[J].电力自动化设备,2014,34(12):
 1-5.

ZHANG Baohui, WANG Huaiyuan, YANG Songhao, et al. Closedloop control of power system transient stability (5):calculation of control quantity[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(12):1-5.

[6] 谢欢. 基于广域动态量测信息的电力系统暂态不稳定性预测理 论与技术研究[D]. 西安:西安交通大学,2008.

XIE Huan. Study on power system instability prediction theory and technology based on wide-area dynamic measurement information[D]. Xi'an:Xi'an Jiaotong University,2008.

 [7] 于广亮. 基于广域测量信息的发电机非线性反馈控制与闭环实 时紧急控制研究[D]. 西安:西安交通大学,2008.
 YU Guangliang, Wide-area measurement based nonlinear feedback

control of a turbogenerator and closed loop real-time emergency control[D]. Xi'an;Xi'an Jiaotong University,2008.

[8] 张保会.加强继电保护与紧急控制系统的研究提高互联电网安 全防御能力[J].中国电机工程学报,2004,24(7):1-6. ZHANG Baohui. Strengthen the protection relay and urgency control systems to improve the capability of security in the interconnected power network[J]. Proceedings of the CSEE,2004,24 (7):1-6.

[9] 汤涌. 电力系统安全稳定综合防御体系框架[J]. 电网技术,2012, 36(8):1-5.

TANG Yong. Framework of comprehensive defense architecture for power system security and stability[J]. Power System Technology,2012,36(8):1-5.

- [10] 鲍颜红,徐泰山,孟昭军,等. 暂态稳定控制切机负效应问题的 2个实例[J]. 电力系统自动化,2006,30(6):12-15.
 BAO Yanhong,XU Taishan,MENG Zhaojun,et al. Two field cases for the negative effect problems caused by generator tripping in the transient stability control[J]. Automation of Electric Power Systems,2006,30(6):12-15.
- [11] 潘学萍,薛禹胜,王红印,等. 远离故障点的机组失稳现象及其控制负效应[J]. 电力系统自动化,2008,32(17):18-21.
 PAN Xueping,XUE Yusheng,WANG Hongyin, et al. Critical generators far from fault location and the negative control effects
 [J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(17):18-21.
- [12] 徐箭,陈允平. 基于动态安全域的电力系统暂态稳定预防控制、 紧急控制及其协调[J]. 电力自动化设备,2009,29(8):1-7. XU Jian,CHEN Yunping. Coordination between preventive control and emergency control for transient stability of power system based on dynamic security region[J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29(8):1-7.
- [13] 闵勇,李函,林姿峰. 转子绝对动能增量及其在失稳模式判别中的应用[J]. 清华大学学报:自然科学版,2003,43(9):1161-1164.
 MIN Yong,LI Han,LIN Zifeng. Absolute kinetic energy increment of the generator rotor for distinguishing unstable modes [J]. Journal of Tsinghua University:Science and Technology,2003,43 (9):1161-1164.
- [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 Fangfang, BI Tianshu, YANG Qixun. Multi-swing stability assessment approach based on variation rate of transient energy for power system[J]. Proceedings of the CSEE,2007,27(16): 13-18.
- [15] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论[M]. 南京:江苏科学技术出版社, 1999:30-31.

作者简介:



张保会(1953—),男,河北魏县人,教 授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系 统安全稳定控制系统理论及装置、电力系统 新型继电保护以及电力系统通信等(E-mail: bhzhang@mail.xjtu.edu.cn);

王怀远(1987—),男,福建泉州人,博 士研究生.从事电力系统安全稳定控制和广

JK IN Z

域信息系统的研究。

(下转第 12 页 continued on page 12)

[22] 曹慧敏.风能资源评估系统的研究[D].西安:西北工业大学, 2006.

CAO Huimin. Study on the assessment system of wind energy [D]. Xi'an;Northwestern Polytechnical University,2006.

作者简介:

李 辉(1973-),男,浙江永康人,教授,博士研究生导



师,博士,研究方向为风力发电技术、新型电 机及其系统分析(E-mail:cqulh@163.com); 秦 星(1988—),男,四川达州人,硕士 研究生,研究方向为双馈风电机组变流器 IGBT 结温计算及其可靠性评估。

Assessment of power cycling capability for converter IGBT module of DFIG system

LI Hui¹, QIN Xing¹, LIU Shengquan¹, YANG Dong¹, YANG Chao¹,

HU Yaogang¹, RAN Li¹, TANG Xianhu²

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security

and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China;

2. Chongqing KK-QIANWEI Wind Power Equipment Co., Ltd., Chongqing 401121, China)

Abstract: The effect of wind speed on power cycling capability is investigated and a method of power cycling capability assessment is proposed to accurately evaluate the reliability level of the GCIM(Generator-side Converter IGBT Modules) in different wind conditions for DFIG(Doubly Fed Induction Generator) system. A calculation model based on the device failure model is built to calculate the MTTF(Mean Time To Failure) of GCIM. Combined with the real-time operating parameters of converter, a calculation model is built to calculate its junction temperature. The effect of turbulent wind on the junction temperature fluctuation junction temperature fluctuation, based on which and combined with the statistic characteristics of wind speed, a model of power cycling capability assessment is proposed for GCIM. With the GCIM of a 1.5 MW DFIG unit as an example, the effect of the annual average wind speed and turbulence intensity on the power cycling capability is analyzed, and the analytical results show that, the MTTF of GCIM decreases along with the increase of annual average wind speed and turbulence intensity; compared to the traditional assessment models, the proposed model is more accurate.

Key words: doubly fed wind turbine generator system; wind power; electric converters; Insulated Gate Bipolar Transistors(IGBT); power cycling capability; junction temperature; turbulent wind speed; reliability; assessment

(上接第5页 continued from page 5)

Closed-loop control of power system transient stability(6): control location selection

ZHANG Baohui, WANG Huaiyuan, YANG Songhao

+ . + . + . + . + . + . + . + .

(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Based on the requirements of real-time performance, a method of fast generator-shedding location selection is proposed to efficiently prevent instability. The generators of the leading stability-loss group are sorted according to the product of its signed kinetic energy and power angle to get the initial set of effective generator-shedding location. The final set is obtained by removing the passive stability-loss generators from the initial set according to the difference of equivalent mechanical power between before and after generator-shedding. Simulative results of IEEE 39-bus system and Sanhua interconnected system verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: electric power systems; transients; stability; closed-loop control; generator-shedding location

Ø