

南方电网 2008 年安全稳定控制策略

柳勇军¹, 黄河², 黄贻煜³

(1. 南方电网技术研究中心, 广州 510623; 2. 中国南方电网电力调度通信中心, 广州 510623;

3. 中南电力设计院, 武汉 430071)

The Safe-stability Control Strategy of China Southern Power Grid in 2008

LIU Yong-jun¹, HUANG He², HUANG Yi-yu³

(1. CSG Technology Research Center, Guangzhou, Guangdong, Guangzhou, Guangdong 510623, China;

2. CSG Power Dispatching & Communication Center, Guangzhou, Guangdong 510623, China;

3. Central Southern China Electric Power Design Institute, Wuhan, Hubei, 430071, China.)

Abstract: It is necessary to analyse the adaptability of safe and stability control strategy of the 2007 china southern power grid and adjust some strategy owing to change of grid structure, flow transportation level and electrical source distribution in 2008. By the scan and calculation of severe faults in CSG in 2008 under typical load-flow modes, it points out the weak aspects that threaten security of power grid. On the basis of the simplified and optimal principle, proper and feasible stability control strategy to handle these problems is provided, and it has been successfully applied to the local safety and stability control equipment.

Key words: China Southern Power Grid; safe and stability analysis; severe faults; control strategy

摘要: 考虑到 2008 年南方电网的网架结构、送电水平和电源布局都有变化, 有必要分析 2007 年安稳控制策略的适应性, 并根据分析结果进行适当调整。文章通过对南方电网 2008 年网架结构以及典型运行方式下的严重故障进行扫描分析, 找出其运行中存在的薄弱环节, 按照简化、优化原则, 提出了合理、可行的控制策略。这些控制策略已在现场的安稳装置中实现, 并且运行状况良好。

关键词: 南方电网; 安全稳定分析; 严重故障; 控制策略

2008 年南方电网新增贵州施秉至广东贤令山第三/四回输变电工程、滇南外送砚山至大新段输变

电工程、龙滩至平果段送出工程等一大批重点项目, 西电东送主通道网架结构进一步加强, 强直弱交问题有所缓解。但西电东送通道高峰时段仍然压极限运行, 系统动态稳定问题较为严重, 局部地区电磁环网问题依然突出, 电网的安全运行对稳控系统的依赖性没有减轻。

由于 2008 年南方电网主通道电网结构、送电水平和电源布局都有不同程度的变化, 因而必须针对 2008 年的网架结构, 重新梳理, 发现电网运行的薄弱环节, 分析 2007 年控制策略的适应性, 提出需要增加或者完善的控制措施, 确保电网安全稳定运行。

本文以 2008 年南方电网丰大极限方式数据为基础条件, 对南方电网安全稳定情况进行详细地仿真计算, 重点简化、优化高肇、兴安直流双极闭锁的控制策略, 优化调整云南交流出口罗平站出线故障的控制策略使之具有较好的适应性和灵活性, 并根据计算结果制定了合理、可行的控制策略, 为南方电网安全稳定运行起到保驾护航的作用。

本文的分析主要针对南方电网直调系统主网架, 没有涉及各省区内部电网的安全稳定状况。

1 计算基本原则和要求

本文以 2008 年为水平计算年, 考虑计划方式(包括丰大、丰小、枯大和枯小)、丰大极限方式、直调系统 500 kV 单线检修极限方式以及少量双线路检修极限方式。

丰大极限方式下, 各直流均满送功率, 云南 500

kV 交流断面外送功率 3 600 MW, 贵州 500 kV 交流断面外送功率 1 450 MW, 天青断面出口功率 6 200 MW, 两广断面交流入口功率 6 500 MW。

稳定判据除了考虑常规的暂态稳定、电压稳定和频率稳定之外, 本文根据南方电网的实际特点, 在稳定判据中还增加了动态稳定指标^[1], 要求系统内元件发生单一元件故障或者严重故障, 系统阻尼比不小于 3%, 即振荡 12 次后振荡幅度减至 10% 以下。

另外, 对系统采取控制措施后的恢复水平也提出了具体要求。当系统发生严重故障需采取控制措施时, 应尽量兼顾事故后运行方式的调整, 其中阻尼比要恢复到 3% 以上, 交流故障后恢复电压要达到 0.95 p.u. 以上, 直流双极闭锁后恢复电压要达到 0.92 p.u. 以上。

2 严重故障计算分析

2.1 丰大极限方式稳定情况综述

2008 年南方电网西电东送主通道网架结构得到进一步加强, 提高了云贵电网的外送能力和广东电网的受入能力, 总体比 2007 年的稳定情况改善较多^[2-3]。

(1) 主通道存在暂态稳定问题的严重故障较 2007 年大为减少, 主要表现在部分电厂送出通道 $N-2$ 问题和云南外送通道检修方式下的 $N-2$ 问题。

(2) 局部地区的电磁环网问题依然突出。

(3) 高肇、兴安直流双极闭锁不再有暂态稳定问题, 主要表现为系统阻尼不足和恢复电压较低。

2.2 直流故障分析

(1) 高肇直流。高肇直流双极闭锁不会引发系统暂态稳定问题, 但故障后系统阻尼比较小, 丰大极限方式和大部分 $N-1$ 检修方式下均无法达到 3%, 恢复电压大都在 0.90 p.u. 以下, 需要切除部分送端机组以改善系统动态稳定性和提高恢复电压水平。

高肇直流双极闭锁后, 切除不同地点、类型的机组对于系统阻尼比提升和中枢点电压恢复的效果有所不同。通过计算表明: ① 切除云南大盈江等地小水电机组对于提高故障后动稳阻尼效果最好, 其次为云南大朝山、漫湾等水电机组、贵州水电、贵州火电、天生桥水电机组。② 切除贵州水电或火电机组对于提高恢复电压水平效果最好, 切除天生桥和云南水电机组次之, 且两者相当。综合考虑切机效果和安稳系统实现的复杂性, 高肇直流双极闭锁只切除贵州水电、火电机组是较为合理和实用的控制措施。

与 2007 年相比, 随着 2008 年南方电网系统网架加强, 高肇直流双极闭锁对系统主要的影响已从引发暂态稳定问题转变为引发动态稳定问题及恢复电压过低, 切机量有所减少^[2-3]。若仅考虑切除贵州地区水电、火电机组, 各种方式下需要切机 4~6 台 (600~1 200 MW 左右)。

(2) 兴安直流。类似高肇直流, 在绝大多数方式下, 兴安直流双极闭锁不会引发暂态稳定问题, 但会导致系统阻尼不足和恢复电压偏低, 因此仍需切除送端机组, 切机量与高肇直流基本相当。

(3) 江城直流。江城直流双极闭锁故障稳定情况与 2007 年类似, 在正常方式及其他 $N-1$ 检修方式下均不存在稳定问题, 只是在小方式江城直流满送时, 直流双极闭锁后频率不满足稳定要求, 需切除广东电网少量负荷。

(4) 天广直流。天广直流双极闭锁故障稳定情况与 2007 年类似, 会引起系统动态稳定问题及热稳定问题。热稳定问题表现为故障后剩余功率须经马窝联变、天二联变转移至交流通道, 马窝、天二联变均会出现过载。大多数方式下切除天一电厂 1 台机组 300 MW 后, 可基本消除过载和阻尼不足问题。

2.3 云南交流出口断面严重故障分析

罗百双回 $N-2$ 故障在丰大极限方式下, 系统可保持暂态稳定, 但罗马线过载 11%。切云南机组 400~500 MW 后可消除过载; 在罗马线检修方式下, 故障导致系统暂态失稳, 需切云南机组 2 500 MW。

滇南外送通道砚山至大新线未投产情况下, 罗平 500 kV 出线一回检修另两回线路 $N-2$ 故障, 云南与主网解列, 系统稳定, 但主网频率降至 49.35 Hz, 云南电网频率急升, 切除云南机组 1 700 MW, 频率可恢复到 51.28 Hz。

3 高肇直流双极闭锁控制策略的简化优化

3.1 检修方式的简化优化

2007 年高肇直流双极闭锁控制策略检修方式定义较多, 而 2008 年云贵交流断面又增加了部分通道, 如果继续按照以前的定义方法, 将要增加几种检修方式, 使得定值计算和整定过于复杂, 调试工作量也将成倍增加。

另外, 根据稳定计算结果, 高肇直流双极闭锁切机量比 2007 年减少较多, 几种典型 500 kV 线路检修方式下所需的切机量如表 1 所示。

表 1 不同检修方式下的切机量

Tab.1 The Quantity of Generation Shedding in Different Maintenance Method

检修线路	切机量/MW
丰大极限（全接线）	1 070
天平线	1 070
来梧线	1 070
梧罗线	1 070
天换线	870
青河线	680
柳桂线	680
罗马线	680

从表 1 可以看出，几种检修方式下所需切机量差别不大，与丰大极限方式下切机量也相差较小，因而即使不再定义这些检修方式，故障时按照全接线方式切机，过切量也会很小。但是纳高线检修方式下，安高双线故障也会导致高肇直流双极闭锁，而且比单纯的直流双极闭锁情况还要严重，因而需保留该检修方式。

通过对 2009 年、2010 年数据进行初步核算，高肇直流双极闭锁的稳定情况没有恶化，西电东送通道上的单回线检修方式对切机量影响仍然较小。

考虑到上述因素，在高肇直流双极闭锁控制策略中不再定义大量的单回线路检修方式，而是整合为纳高线检修方式、正常方式和五种人工压板方式。

3.2 切机量计算断面的简化优化

高肇直流双极闭锁无暂态稳定问题，即使考虑后闭锁极直流线路故障再启动不成功，所追加的切机量也较小，考虑将原来切机量采用的天青交流断面和直流运行功率之和改为只采用事故前直流运行功率参与计算，这样不需采集故障前天青交流断面功率信息，相应的通道联系可大大简化，策略执行只需在本站取直流运行功率即可，大大提高了装置的可靠性。同时也有利于调度员在直流闭锁后迅速调整减少交流断面功率，缩短交流断面越极限运行时间。

值得注意的是，在低谷方式下若直流所带功率较多，天青断面交流功率较小，直流双极闭锁可不采取控制措施，但按照上述简化计算方法，可能会切除机组 1 000 MW 左右，造成不必要的切机。

虽然上述方案在低谷方式下有一定的过切风险，但总体上仍然是一个合理可行的方案，实际的调度运行中，建议低谷时期尽量避免安排直流满送、交流送电水平极低的运行方式。

3.3 断开与罗洞站的通道联系

2008 年高肇直流双极闭锁在各种方式下都不需要切除广东负荷，只切除送端机组即可保持系统稳定，因而可去掉切广东负荷功能，断开高坡站与罗洞站的通道联系，以杜绝装置误切广东负荷的风险。

3.4 其他

按照类似的原则，对兴安直流双极闭锁控制策略也进行了简化调整，具体内容文中不再赘述。

4 云南交流出口罗平站控制策略的优化调整

基于 2008 年云南 500 kV 交流出口潮流进一步增加、大量火电电源集中在罗平出口等因素，有必要对云南交流出口故障制定较为可靠、详细和周全的控制策略，既要考虑不同交流出线 N-1 方式下控制策略的差异，也要注意与云南电网内部高周动作的协调配合，还要确保砚山至大新线投运前后控制策略的适应性。

4.1 稳定情况的差异性

由前文的严重故障分析计算可知，云南交流出口断面在不同的运行方式下可能存在热稳定、暂态稳定以及频率稳定等问题，它们各自表现出不同的失稳现象和规律，在采取安稳控制策略时所采取的控制代价、防误措施也存在较大差异。罗马线的过载问题可采取较为可靠的防误措施，延时 1~2 s 确认后再切机；暂态失稳要求快速切机，且切机量较大；频率失稳表现为云南交流断面与主网完全断开，可采用送端电网的频率升高作为防误措施，以确保装置不会误动，可见，罗平站的安稳装置需要针对上述稳定情况采取不同的控制策略。

4.2 控制策略的适应性

考虑到滇南外送通道在 6 月底才能投产，雨汪电厂在年底第一台机组才能并网发电，安稳装置必须在迎峰度夏前正式投运，因而在制定安稳控制策略时，必须充分考虑线路、机组投运前后稳定水平的差异，使之具有较好的适应性和灵活性，确保线路、机组投运后控制策略不用调整修改。

4.3 控制策略的制定

在制定罗平站控制策略时，定义了罗百线、罗马线以及砚大线等检修方式，根据不同的稳定形式采取了相应的防误措施、动作延时。同时，采用人工压板和自动方式判别相结合的方法，来满足砚大线、雨汪电厂投运前后控制策略的适应性。

5 总调安稳系统与各省电网的接口原则

南网总调和各省中调安稳控制策略和装置实行分层管理, 各负其责, 只在接口处交换必要信息, 目前总调安稳系统与云南、贵州和广东电网接口点分别设置在宝峰、安顺和青岩以及罗洞。

5.1 管理界面清晰, 运行维护方便

总调安稳系统与各省中调管理界面都设在接口处, 只有涉及到接口处安稳装置的调试、投退才需要通知对方, 省调负责各自电网内部安稳装置的安装、调试、投退以及定值整定, 总调只负责直调安稳系统的运行维护管理, 管理界面十分清晰, 这样给安稳装置安装调试、定值管理和运行维护带来了便利。

5.2 提高装置可靠性和投运率, 防止欠切

总调安稳系统采取控制措施, 若需切除送端电网云南、贵州机组或切除广东受端电网负荷, 只要把对应的切机量/切负荷量发向总调与各省中调安稳系统的接口处, 具体的切机/切负荷方案由各省内部执行分配。这样即使各省有少量的执行站无法上传控制量到接口点, 也不会影响直调系统装置的投运和控制策略的执行, 大大提高了直调系统安稳装置的可靠性和投运率。而且只要各省电网接口处向总调安稳系统提供的切机量/切负荷量达到稳定控制要求, 就不会出现装置欠切情况。

6 安全稳定控制系统配置

与 2007 年南方电网安全稳定控制系统相比, 今年取消了兴仁、宝安与鹏城, 高坡、罗平与罗洞的通道联系, 新增了玉林至久隆, 砚山、雨汪至罗平, 光照、发耳至兴仁, 黎平至南方安顺的通道联系, 具体的系统配置和通道联系如图 1 所示。

7 结论

本文针对南方电网 2008 年典型运行方式进行了详细的稳定分析计算, 遵循简化、优化原则, 制定和调整了南方电网直调各厂站的安全稳定控制策略, 主要结论如下:

(1) 高肇、兴安直流双极闭锁不再有暂态稳定问题, 主要表现为系统阻尼不足和恢复电压较低, 主通道存在暂态稳定问题的严重故障大为减少。

(2) 高肇、兴安直流双极闭锁的控制策略中只采用直流运行功率参与计算, 不再考虑西电东送通

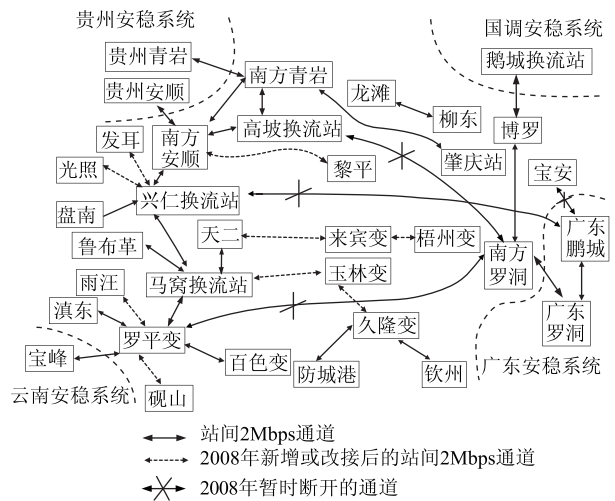


图 1 2008 年南方电网安全稳定控制系统配置和通道联系

Fig1. Scheme and channel of safe and stability control system in CSG, 2008

道上的检修方式, 取消切除广东电网负荷功能。

(3) 对云南出口罗平站安稳策略进行了优化调整, 充分考虑了不同稳定形式下控制策略的差异以及砚大线、雨汪电厂投运前后控制策略的适应性。

(4) 总调安稳系统与各省电网管理界面清晰, 运行维护方便, 提高了装置动作的可靠性和投运率。目前所有的策略都已经在安稳装置中实现, 各套安稳装置已在现场调试完毕并正式投运, 确保今年迎峰度夏期间为南方电网的安全稳定运行起到保驾护航作用。

参考文献:

[1] 中国南方电网电力调度通信中心. 中国南方电网 2008 年运行方式 [R]. 广州, 中国南方电网电力调度通信中心, 2007.
 [2] 南方电网技术研究中心. 2008 年南方电网安全稳定控制系统策略研究 [R]. 广州, 南方电网技术研究中心, 2008.
 [3] 南方电网技术研究中心. 2007 年南方电网安全稳定控制系统策略研究 [R]. 广州, 南方电网技术研究中心, 2007.

收稿日期: 2008-05-30

作者简介:

柳勇军 (1978 -), 男, 工程师, 博士, 从事电力系统安全稳定分析和控制研究工作。Email: liuyj@csg.cn.

黄河 (1972 -), 男, 高级工程师, 硕士, 从事电力系统安全稳定分析控制研究和电网调度运行工作。

黄贻煜 (1979 -), 男, 工程师, 硕士, 从事电力系统安全稳定控制系统分析和设计工作。

(本文责任编辑 黄 瑜)