

# 对 CPS 标准下 AGC 与一次调频配合问题的研究

王珍意, 谢一工, 尹成全, 刘和森

(云南电力调度中心, 云南 昆明 650011)

**摘要:** 首先介绍了云南电网发电侧水电火电基本情况和在频偏系数增大的条件下 CPS 考核新形势, 分析了现有的 AGC 控制策略及外送通道压极限运行的风险。为提高 CPS 性能指标和减少外送通道越限风险, 结合云南电网水火发电机组的实际情况, 提出了三种 AGC 与一次调频配合优化方案, 并指出了这三种方案各自的特点。在电厂和调度端试验后, 选择了其中一种方案作为实用方案, 并取得了较好的效果。

**关键词:** CPS 标准; AGC; 一次调频

## Research on the coordination of AGC and primary frequency regulation based on CPS

WANG Zhen-yi, XIE Yi-gong, YIN Cheng-quan, LIU He-sen

(Yunnan Power Dispatch Center, Kunming 650011, China)

**Abstract:** In this paper, the basic situation of water and fire power plant generators in the power generation side and the new situation of CPS assessment under the condition of the increasement of bias coefficient in the Yunnan Power Grid are introduced. The characteristics of the existing AGC control strategy and the risk of closing to the limit of outgoing channel are analyzed. In order to improve CPS assessment and reduce the risk of the more limited, three better programs of coordination AGC and primary frequency regulation are presented considering the actual situation of water and fire power plant generators. Their characteristics are also pointed out. After experiments are made in plants and power distribution department, one program is chosen, which is effective in practical application.

**Key words:** control performance standard; automation generation control; primary frequency regulation

中图分类号: TM76 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2009)19-0022-04

## 0 引言

电网频率是电能质量三大指标之一, 调频是电网调度的主要任务之一。在中国南方电网内, 省际联络线采用联络线功率和频率偏差控制 (TBC) 模式, 并按 CPS 标准进行考核, 其中广东电网负责主调频, 云南、贵州和广西电网辅助调频。CPS 标准鼓励低频多发、高频少发以及事故条件下对故障区域的支援; 低频少发、高频多发将罚电量; 同时也放宽了对区域间联络线交换功率偏差的控制<sup>[1~5]</sup>。

云南省水电资源丰富, 截至 2008 年 10 月, 云南中调统调装机容量 14 969 MW, 其中水电装机容量 8 434 MW, 占中调统调装机总容量的 56%。水电机组所占比重之大全中国少有, 在 CPS 标准考核中占有优势。在实行节能减排政策后, 汛期要求水电多发、满发, 而枯期由于水电多为径流式水电厂, 调节能力差, 因而优势不复存在。并且, 火电机组

煤质普遍很差, 煤热值平均在 3000 大卡每吨左右, 远低于正常煤质水平, AGC 调节性能差。因而, 这就需要采取技术和管理手段, 提高水火电机组的 AGC 调节品质, 优化 AGC 与一次调频的协调配合。

在联络线采用 TBC 控制模式下, 区域电网频偏 B 系数的大小在 CPS 考核标准中起着至关重要的作用。随着电网规模扩大, 全网频偏 B 系数相应增大, 各省分摊的 B 系数也随之增大<sup>[6]</sup>。云南电网 B 系数已由 2005 年的 40 MW/0.1 Hz 增大到现在的 120 MW/0.1 Hz, B 系数增大后至少存在以下影响:

1) 在系统频率波动时, 省际联络线交换功率偏差增大, 高峰时段增加了超输送功率极限的风险。2008 年, 云南电网通过 4 条 500 kV 线路与南方电网联网运行, 汛期云电送粤电力最大值是 4000 MW, 汛期外送通道裕度很小。比如在系统低频时, 在 AGC 和一次调频的作用下, 500 kV 外送通道存在超极限运行的风险。

2) 各省区 CPS 指标合格率有所提高,但是 CPS1 平均值降低,各省区 CPS1 月度平均值在 150%~160%之间。云南电网 CPS1 日、月的平均值均高于其它 3 省区,按考核电量排名时成绩不对应。

3) 云南电网 CPS1 考核电量均发生在系统频率波动大时刻,而非外送拐点。云南电网 CPS 被考核大部分由 CPS1 指标不合格引起。

因此,有必要研究 AGC 控制策略及其与一次调频的正确配合,以充分发挥 AGC 与一次调频的作用,确保省际联络线稳定运行,提高 CPS 考核水平以减少罚电量。

## 1 云南电网 AGC 原有控制策略

云南电网原有 AGC 控制策略中,总调节功率由比例分量、积分分量、CPS 分量组成,其中占主导作用的是比例分量。在不同的 AGC 控制区域,比例分量取值分别如下:

- 1) 当 ACE 在死区时,比例分量为零;
- 2) 当 ACE 在正常区域时,如果 ACE 与  $\Delta f$  反号,则令比例分量为零;
- 3) 当 ACE 进入次紧急区域或者紧急区域时,如果 ACE 与  $\Delta f$  反号,如果  $|\Delta f| > 0.04$  Hz 则令比例分量为零,如果  $|\Delta f| < 0.04$  Hz 则下发控制指令。由此可见,现有 AGC 控制策略是以追求 CPS1 > 200% 为目标的。

云南电网原频偏系数  $B = 120$  MW/0.1 Hz, ACE 分区情况: 0~20 MW 为死区, 20~80 MW 为正常区域, 80~140 MW 为次紧急区域, 140 MW 以上为紧急区域。在系统不同频偏情况下,联络线功率偏差与 CPS 关系如表 1 所示。

表 1 云南电网功率偏差与 CPS 对应关系

Tab.1 Relation between the frequency deviation and CPS in Yunnan Power Grid

$\Delta f$ /Hz	-0.02		-0.03		-0.04		-0.05		-0.06	
$\Delta P$ /MW	-19	24	7	36	27	48	43	60	58	72
CPS1 /(%)	10	20	10	20	10	20	10	20	10	20
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

按照原控制策略,当  $\Delta f = -0.05$  Hz、 $ACE = 80$  MW 时,即联络线功率偏差  $\Delta P = 140$  MW, AGC

不下发减负荷指令。此时虽然可使 CPS1 指标很高,但是如果频率偏差瞬时变成正偏差  $\Delta f = 0.03$  Hz,此时 CPS1 瞬时值变成 -414%, ACE 要过零需时至少 2 min, CPS 被考核几率很大,同时还存在超极限的风险。

如果在  $\Delta f = -0.06$  Hz 时,不追求 CPS1 高指标,多送量  $\Delta P = 60$  MW,此时 CPS1 = 117%,就算此时  $\Delta f$  变成 0.03 Hz 后, CPS1 = -134%, CPS 情况较乐观,同时可避免超极限运行的危险。

因此, AGC 控制策略应加强与一次调频的配合<sup>[7]</sup>,以达到如下目的:联络线交换功率不出现大幅波动,不宜远离计划值,在事故情况下也不宜远离临时值;CPS 指标应追求稳定性,以适应系统频率的波动。

## 2 AGC 与一次调频、CPS 指标的优化协调控制

假定机组一次调频动作值是  $f_1$ ,在一次调频死区 ( $|\Delta f| \leq f_1$ ) 内,由 AGC 单独承担频率偏差调整;当  $|\Delta f| > f_1$  时,一次调频和 AGC 同时参与频率调整。

方案(一)

原 AGC 策略总调节功率计算式:

$$P_R = P_p + P_i + P_{CPS} \quad (1)$$

式中:  $P_p$ 、 $P_i$ 、 $P_{CPS}$  分别是调节功率中的比例分量、积分分量和 CPS 分量。

比例分量  $P_p$  的计算修正如式(2):

$$P_p = -(\Delta P + P_{\Delta f}) \quad (2)$$

其中:  $\Delta P$  为联络线交换功率偏差值,  $P_{\Delta f}$  计算如式(3):

$$P_{\Delta f} = \begin{cases} 10B \times \Delta f & |\Delta f| \leq f_1 \\ 10B \times f_1 + k \times 10B(|\Delta f| - f_1) & f_1 < \Delta f \leq f_2 \\ -10B \times f_1 - k \times 10B(|\Delta f| - f_1) & -f_2 \leq \Delta f < -f_1 \\ \pm P_{lim} & |\Delta f| > f_2 \end{cases} \quad (3)$$

式(3)中:  $k$  取值范围是  $0 < k < 1$ ,表示在频率偏差  $|\Delta f| > f_1$  时,AGC 只承担部分调频责任。在  $|\Delta f| > f_2$  时,  $P_{\Delta f} = \pm P_{lim}$ ,表示云南电网对南方电网频偏的最大支援力度为  $p_{lim}$ 。

比例分量作如上修正后,就同时兼顾了 CPS1、CPS2 指标。因此可令  $P_i = 0$ 。CPS 分量仍然采用原计算方法。

此方案具有以下特点:

1) 在系统频偏超过  $f_1$  时, 考虑了一次调频对 AGC 的影响。

2) 联络线交换功率最大偏差被限制在 ( $p_{lim} + 20$  MW) 范围内。

3) 在频偏不大时 AGC 调节任务仍然以  $CPS1 > 200\%$  为控制目标, 在频偏较大时以  $CPS1 > 100\%$  为控制目标。

与原 AGC 控制策略区别在于: 在 ACE 死区外, 当 ACE 与  $\Delta f$  反号时 AGC 是否参与调节。本策略在 ACE 与  $\Delta f$  反号时, AGC 将 ACE 向绝对值减少的方向调节, 因而 CPS1 指标很难长时间维持在较高水平, 而且 AGC 下发指令时出力要求将减少, 但 AGC 下发指令次数可能会增多。

方案(二) ACE 控制区域重新划分: 0~30 MW 为死区, 30~80 MW 为正常区域, 80~140 MW 为次紧急区域, 140 MW 以上为紧急区域。在不同的 AGC 控制区域, 比例分量是不同的: 1) 当 ACE 在死区时, 比例分量为零; 2) 当 ACE 在正常区域时, 如果 ACE 与  $\Delta f$  反号, 且  $|\Delta f|$  大于某门槛值, 则令比例分量为零, 否则按式 (2)、(3) 参与调节; 3) 当 ACE 进入次紧急区域或者紧急区域时, 不论 ACE 与  $\Delta f$  是否反号, 比例分量均参与调节。

该方案具有如下特点: 1) 联络线交换功率偏差不能被限制在一个较小范围内; 2) CPS1 指标有机会维持在较高水平; 3) 考虑了一次调频对 AGC 的影响。

方案(三) ACE 控制区域重新划分: 0~30 MW 为死区, 30~80 MW 为正常区域, 80~140 MW 为次紧急区域, 140 MW 以上为紧急区域。将云南电网频偏系数由 120 MW/0.1 Hz 修正为 100 MW/0.1 Hz。同时将漫湾、大朝山等大型水电厂一次调频动作值由 0.033 Hz 调整为 0.05 Hz, 将小水电一次调频动作值由 0.033 Hz 调整为 0.1 Hz。

该方案具有如下特点: 1) 在系统频率偏差不大情况下, 水电厂不参与一次调频; 2) 可避免在系统低频时网内水电机组一次调频的无序动作, 导致省际联络线输送功率的越限; 3) 只有在电网发生较大扰动时一次调频才起到快速恢复频率的作用。

### 3 现场试验

#### 3.1 电厂试验

2008 年 8 月, 对云南电网景洪电厂 #4 机组(额

定容量 350 MW) 进行一次调频试验。试验参数设置如下:

1) 当调速系统永态转差系数  $bp$  设置为 4% 时, 由静特性试验得到调速器永态转差系数实测值  $bp=3.965\%$ , 转速死区  $ix=0.032\%$ , 满足大型电液调节装置转速死区不超过 0.04% 的要求, 调速器开方向非线性度为 0.380%, 关方向非线性度为 0.295%。

2) 机组一次调频的有关参数设置如下:  $bp=4\%$ , 死区为  $\pm 0.04$  Hz,  $K_p=3$ ,  $K_i=2$ ,  $K_d=0$ 。

试验后得到如下结论:

1) 由调速系统一次调频逻辑功能模拟试验得到, 频率上升至 50.04 Hz 时, 越过死区, 一次调频动作, 频率降到 50.02 Hz 时, 一次调频动作返回。频率下降至 49.95 Hz, 越过死区, 一次调频动作, 升至 49.97 Hz, 一次调频动作返回。一次调频动作值和返回值不一样, 并且频率差值达 0.02 Hz。因而, 采用方案(一)、(二) 时, 整定一次调频动作值较困难。

2) 机组在单机状态时带负荷频率响应试验, 得到试验数据如表 2。

表 2 景洪电厂 #4 机组频率响应试验

Tab.2 Frequency response test of unit #4 generator of Jinghong power plant

序号	给定频率 值/Hz	响应时间 /s	稳定时间 /s	负荷变动 /MW
1	50.00-50.20	2.53	34.89	减小 33.9
2	50.00-49.80	2.37	32.19	增加 27.4

云南省水电比例大, 但现阶段多为中小型水电厂。且其功率/频率调节功能方案设置各异(主要与调速器、监控系统产品厂家有关), 在频率波动时, 机组一次调频响应时间、稳定时间和调节量差别较大, 这也给机组一次调频功能的规范统一带来了困难, 因而现在采用方案(一)、(二) 还存在困难, 有待进一步研究分析。在潮流方向相对固定的云南电网中, 采用方案(三) 就显得较可靠。

#### 3.2 调度端试验

在中调端 EMS 系统中, 对方案(三) 进行了试验。2008 年 9 月, 将频偏系数由 120 MW/0.1 Hz 修正为 100 MW/0.1 Hz (仍然以 120 MW/0.1 Hz 考核), 同时将漫湾、大朝山等大型水电厂一次调频动作值调整为 0.05 Hz, 将小水电一次调频动作值由 0.033 Hz 调整为 0.1 Hz。

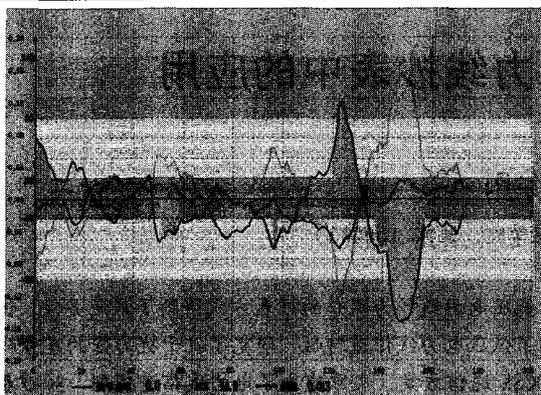


图 1 调整前调节功率曲线

Fig.1 Power curve before adjustment

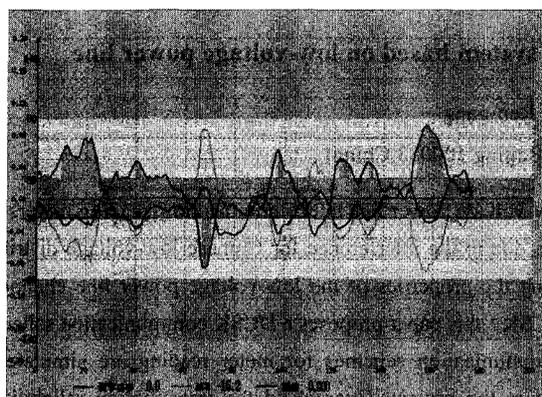


图 2 调整后调节功率曲线

Fig.2 Power curve after adjustment

图 1、2 是采用方案 (三) 前后的 AGC 调节功率曲线。图 1 中, 在第 130 个 CPS 考核点时刻左右, 系统频率由负偏差变成正偏差, 调节功率由 80 MW 变成 -120 MW。在频偏频繁正负大幅波动时, 机组将频繁反复调节, 由于水火电机组都存在反向调节时间, 过大的 B 参数将恶化 CPS 考核指标。图 2 中, 调节功率正、负两个方向上的峰值都明显减少, CPS 指标也比较平稳。

#### 4 结论

为了减少联络线超输送功率极限运行的风险, 提高 CPS 考核水平, 确保电网安全、经济运行, 本文就 AGC 与一次调频配合问题提出了三种优化方案, 在电厂和调度端试验后, 选择方案 (三) 作为实用方案。总结起来, 其主要原因有: 第一, 云南电网水电比重大, 水电厂一次调频动作值增大后, 可有效控制在系统低频时 500 kV 外送通道超极限

运行的风险, 又不致于降低 CPS 考核水平; 第二, 漫湾、大朝山一次调频在系统频率偏差超过 0.05 Hz 以后才参与调节, 这主要是因为漫湾、大朝山水电机组 AGC 响应速度、调节速度和反向调节速度枯期能够基本满足基于 CPS 标准的 AGC 调节要求; 第三, 云南电网中小水电厂主要分布在云南省的东部、南部和西部地区, 且这些地区处于电网的边缘地带, 电网结构薄弱, 将分布在这些地区的中小水电厂一次调频动作值调整为 0.1 Hz, 既可控制这些中小水电厂并主网输电线路不超稳定极限运行, 又可确保在地区电网发生较大故障后频率的稳定; 第四, 从实际运行效果看, 云南电网在修改频偏系数和水电厂一次调频动作值以后, 500 kV 外送通道超稳定极限运行的风险大为减少, 同时 CPS 指标水平也有所提高, 罚电量现象已基本消除。优化 AGC 和一次调频的协调配合, 取得了一定的成效。当然, AGC 与一次调频优化问题在一次调频动作值的选取、一次调频动作幅度等方面仍然有值得进一步研究的必要。

#### 参考文献

- [1] 唐悦中, 张王俊. 基于 CPS 的 AGC 控制策略研究[J]. 电网技术, 2004, 28(21): 75-79.  
TANG Yue-zhong, ZHANG Wang-jun. Research on Control Performance Standard Based Control Strategy for AGC[J]. Power System Technology, 2004, 28(21): 75-79(in Chinese).
- [2] 汪德星. 华东电网实行 CPS 标准的探索[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(8): 41-44.  
WANG De-xing. Study of CPS Standards in East China Power Grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(8): 41-44(in Chinese).
- [3] 高宗和. 自动发电控制算法的几点改进[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(22): 49-51.  
GAO Zong-he. Some Algorithms Improvements on AGC Software[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(22): 49-51(in Chinese).
- [4] 高宗和, 滕贤亮, 张小白. 互联电网 CPS 标准下的自动发电控制策略[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(19): 40-44.  
GAO Zong-he, TENG Xian-liang, ZHANG Xiao-bai. CPS Control Strategy for Interconnected Power Systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 40-44(in Chinese).
- [5] 张小白, 高宗和, 钱玉妹, 等. 用 AGC 实现稳定断面越限的预防和校正控制[J]. 电网技术, 2005, 29(19): 55-59.

(下转第 51 页 continued on page 51)

- Fluctuation and Flicker Caused by Wind Power Generation[J]. Power System Technology, 2003, 27(12): 62-66.
- [4] 吴学光, 张学成, 印永华. 异步风力发电系统动态稳定性分析的数学模型及其应用[J]. 电网技术, 1998, 22(6):68-72.  
WU Xue-guang, ZHANG Xue-cheng, YIN Yong-hua. Application of Models of the Wind Turbine Induction Generators to Wind Power System Dynamic Stability Analysis[J]. Power System Technology, 1998, 22(6): 68-72.
- [5] 韩民晓, 崔军立, 姚蜀军. 大量风电引入电网时的频率控制特性[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(1):29-33.  
HAN Min-xiao, CUI Jun-li, YAO Shu-jun. Frequency Control Characteristics for a Power System with Large Amounts of Wind Power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(1): 29-33.
- [6] 李东东, 陈陈. 风力发电机组动态模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(3): 115-119.  
LI Dong-dong, CHEN Chen. A Study on Dynamic Model of Wind Turbine Generator Sets[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(3): 115-119.
- [7] 尹明, 李庚银, 张建成, 等. 直驱式永磁同步风力发电机组建模及其控制策略[J]. 电网技术, 2007, 31(15): 61-65.  
YIN Ming, LI Geng-yin, ZHANG Jian-cheng, et al. Modeling and Control Strategies of Directly Driven Wind Turbine with Permanent Magnet Synchronous Generator[J]. Power System Technology, 2007, 31(15): 61-65.
- [8] 徐娇, 李兴源. 异步风力发电机的简化RX模型及其潮流计算[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(1):22-25.  
XU Jiao, LI Xing-yuan. A Simplified RX Model of Asynchronous Wind Generators and Load Flow Analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(1): 22-25.
- [9] Petru T, Thiringer T. Modeling of Wind Turbines for Power System Studies[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(4): 1132-1139.
- [10] 王承煦, 张源. 风力发电[M]. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [11] 叶杭冶. 风力发电机组的控制技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 2005.
- [12] Heier S. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems[M]. John Wiley and Sons, 1999.
- [13] Vladislav A. Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power[D]. Technical University of Denmark, 2003.
- [14] Haizea, Gaztanaga, Ion E-O. Real-Time Analysis of the Transient Response Improvement of Fixed-Speed Wind Farms by Using a Reduced-Scale STATCOM Prototype[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(2): 658-665.
- [15] 曹娜, 赵海翔, 戴慧珠. 常用风电机组并网运行时的无功与电压分析[J]. 电网技术, 2006, 30(22): 91-94.  
CAO Na, ZHAO Hai-xiang, DAI Hui-zhu. Analysis on Reactive Power and Voltage of Commonly Used Wind Turbines Interconnected to Power Grid[J]. Power System Technology, 2006, 30(22): 91-94.

收稿日期: 2008-10-25; 修回日期: 2008-12-12

作者简介:

田春笋(1982-), 男, 硕士, 从事电力系统规划、电力系统建模、仿真, 分析等方面的研究; E-mail: chunzheng\_tian@yahoo.cn

李琼林(1980-), 男, 博士, 从事电力系统建模与仿真、电能质量分析与控制等方面的研究;

宋晓凯(1971-) 男, 高级工程师, 从事大电网分析与计算、谐波计算分析、电网规划与设计等方面的研究。

(上接第 25 页 continued from page 25)

- ZHANG Xiao-bai, GAO Zong-he, QIAN Yu-mei, et al. Implementation of Preventive and Remedial Control for Tie Line Overload by Use of Automatic Generation Control[J]. Power System Technology, 2005, 29(19): 55-59(in Chinese).
- [6] 梁寿愚, 赵旋宇, 李矛, 等. 南方电网对中调的 CPS 考核方案及其实现[J]. 南方电网技术研究, 2007,3(2): 46-57.  
LIANG Shou-yu, ZHAO Xuan-yu, LI Mao, et al. Algorithm of Real-time Detection Low-frequency Oscillation in Power System Based on the SCADA Data[J]. Southern Power System Technology, 2007,3(2):46-57.
- [7] 卢勇, 贺祥飞, 刘友宽, 等. 云南电网一次调频试验工作现状及策略分析[J]. 中国电力, 2006, 39(11):42-45.  
LU Yong, HE Xiang-fei, LIU You-kuan, et al. Field Test and Strategy Analysis of Primary Frequency Control in Yunnan Power Grid[J]. Electric Power, 2006, 39(11):42-45.

收稿日期: 2008-10-23; 修回日期: 2008-12-03

作者简介:

王珍意(1980-), 男, 硕士, 主要从事电网调度运行工作; E-mail: adminhust@163.com

谢一工(1972-), 男, 从事电网调度运行管理工作;  
尹成全(1978-), 男, 从事电网调度工作。