

# 互联电网 CPS 标准下的自动发电控制策略

高宗和, 滕贤亮, 张小白

(国网南瑞科技股份有限公司, 江苏省南京市 210003)

**摘要:** 阐述了互联电网控制性能评价标准(CPS)下的自动发电控制(AGC)策略。提出了 CPS 调节功率分量这一新概念,并将其与比例分量和积分分量相结合,构成区域总调节功率。进一步根据区域控制偏差(ACE)和频率偏差的大小与方向,对区域总调节功率予以修正,以进一步提高 CPS 指标。最后提出了根据区域总调节功率而不是 ACE 来划分 AGC 控制区域的方法。这些控制策略有利于提高电网频率控制质量,体现了紧急情况下互联电网各 AGC 控制区之间的相互支援,在多个大电网的实际应用中取得了良好的效果。

**关键词:** AGC; 控制策略; CPS 标准; 互联电网; 区域控制偏差

**中图分类号:** TM761

## 0 引言

长期以来,北美电力系统可靠性协会(NERC)制定的 A1/A2 标准在互联电网的运行控制中发挥了重要的作用,适应于 A1/A2 标准的自动发电控制(AGC)策略<sup>[1]</sup>(简称 A 控制策略)也已经成熟和完善。但由于 A1/A2 标准的缺陷已影响到电网频率质量的进一步提高,使得大电网联网的优越性难以充分发挥。NERC 于 1996 年推出了控制性能评价标准(CPS——control performance standard),并于 1998 年正式实施。CPS 标准克服了 A1/A2 标准的缺陷,其优越性体现在如下几个方面:

- 1) A1/A2 标准未直接涉及电网频率控制的目标,而 CPS 标准对频率的控制目标有明确的规定。
- 2) CPS 标准不要求区域控制偏差(ACE)在规定时间内过零,这样可以减少一些不必要的调节命令,改善机组的运行条件。
- 3) CPS 标准针对各控制区对电网频率质量的功过评价十分明确,尤其利于某一控制区内发生事故时,其他控制区对其进行支援,以充分发挥大电网的优越性。

随着国内各大电网互联程度的日益加强,从 A1/A2 标准过渡到 CPS 标准,是 AGC 控制的必然趋势。华东电网于 2001 年 10 月在国内率先采用 CPS 标准对各省(市)电网进行考核,取得了良好的效果<sup>[2]</sup>。目前,国内各大电网都在研究并逐步实施 CPS 标准,已基本完成对 CPS 指标的实时监视和统计。但是,在原有的 A1/A2 考核标准下,AGC 的控制目标是保证 A1 指标,即 ACE 过零,而在 CPS 标准下,AGC 的控制目标是要维持一定的 ACE,以获

得较好的 CPS1 指标,即  $K_{CPS1} \geq 200\%$ 。因此,A 控制策略在 CPS 标准下已不再适用,研究并实施适应于 CPS 标准的 AGC 控制策略(简称 CPS 控制策略)非常重要和迫切。

国内对 CPS 控制策略的研究始于 2000 年,近 2 年来取得了相当大的进展<sup>[3~6]</sup>,并在 AGC 实际运行和考核中发挥了一定的作用。但迄今为止,这方面的研究工作仍没有完全摆脱 A 控制策略的束缚,大部分沿用了 A 控制策略,只是进行了程度不同的改进,无法大幅度地提高 CPS 指标,不能充分体现互联电网各 AGC 控制区之间的相互支援。本文在文献[3]的基础上,结合多个大电网的实际工程经验,从区域总调节功率的计算到 AGC 控制区域的划分,对 AGC 控制策略进行了全面改进。

## 1 2 套标准下的理想控制效果比较

在 A1/A2 考核标准下,AGC 的控制目标是保证在 10 min 内控制区的 ACE 至少过零一次,并且 10 min 内 ACE 的平均值在规定范围  $L_d$  内。显而易见,控制区的 ACE 是 AGC 控制的惟一目标,因而可直接按 ACE 绝对值的大小将 AGC 控制区域划分为死区、正常调节区、次紧急调节区和紧急调节区,其门槛值分别用  $E_D, E_A, E_E$  表示,如图 1 所示。除死区(图 1 中的阴影部分)外,均下发控制命令,控制目标是 ACE 为 0,如图 1 中的 A、B、C 点,只是在不同的 AGC 控制区域有不同数量的机组参与调节,ACE 绝对值越大,参与调节的机组数越多。

实际上,AGC 控制的根本目的在于保证电网的频率质量,虽然 ACE 中包含频率分量,但并未直接涉及对频率的控制,在未修改交换计划之前,无法实现对其他控制区的支援。在联络线和频率偏差控制

(TBC)方式下,ACE(记为  $E_{ACE}$ )按下式计算:

$$E_{ACE} = B\Delta F + \Delta P_T \quad (1)$$

式中: $B$  为控制区频率偏差系数,取正值,单位为  $\text{MW/Hz}$ ;  $\Delta F$  为频率偏差,正方向为频率超过  $50 \text{ Hz}$  (高频),单位为  $\text{Hz}$ ;  $\Delta P_T$  为实际交换功率与计划值之差,送出为正,单位为  $\text{MW}$ 。因此,ACE 的正方向为区域发电功率过剩(超发),单位为  $\text{MW}$ 。

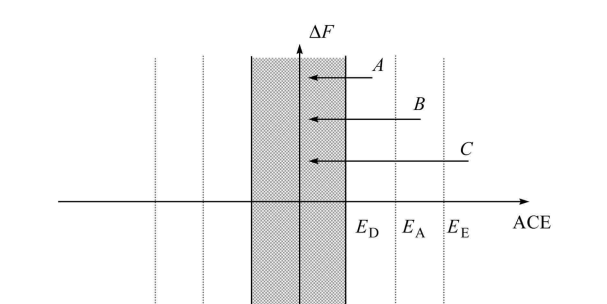


图 1 A1/A2 标准下的理想控制效果

Fig. 1 Perfect control result under A1/A2 standard

在适当的系数  $B$  下,式(1)只反映了本控制区的功率缺额。也就是说,当负荷变化发生在本控制区时,ACE 完全反映了负荷的变化量,而当负荷变化发生在外区域时,本控制区的 ACE 无任何变化,仅在一次调频中给予外区域以临时性支援。从表面上看,式(1)中包含频率分量,实际上,当负荷变化发生在外区域时,A 控制策略并不能实现对外区域的支援。

在 NERC 提出的 CPS 标准中,要求在某一时间段(假设有  $n$  个  $1 \text{ min}$ )内有:

$$\frac{1}{Bn} \sum_{i=1}^n E_{ACE-1m-i} \Delta F_{1m-i} \leq \epsilon_1^2 \quad (2)$$

式中: $E_{ACE-1m-i}$  为第  $i$  个  $1 \text{ min}$  内 ACE 的平均值;  $\Delta F_{1m-i}$  为第  $i$  个  $1 \text{ min}$  内  $\Delta F$  的平均值;  $\epsilon_1$  为常数。

从式(2)可知,CPS 标准要求同时考虑 ACE 和  $\Delta F$ ,因此,理想的 AGC 控制策略必然要考虑这 2 个因素。追求在每个  $1 \text{ min}$  内,使 ACE 的平均值和  $\Delta F$  的平均值保持相反的符号,亦即  $K_{CPS1} \geq 200\%$ ,是 CPS 控制策略的关键所在。然而,ACE 和  $\Delta F$  总是随着系统用电负荷和发电出力的相互作用而波动,所有对当前  $1 \text{ min}$  内 ACE 和  $\Delta F$  预测的努力都无法取得满意的效果。况且即使能够准确预测,从 AGC 下发控制命令,到机组响应控制以改变 ACE,已经差不多需要  $1 \text{ min}$ 。因此,我们将 ACE 和  $\Delta F$  的瞬时值作为判断依据。由于  $\Delta F$  是互联系统各控制区共同决定的,而 ACE 是由本控制区惟一决定的,如果能够快速调节本控制区 ACE,使得 ACE 的瞬时值和  $\Delta F$  的瞬时值始终满足  $E_{ACE} = -C\Delta F$ ,  $C$  为正常数,则必然有每个  $1 \text{ min}$  内 ACE 的平均值和  $\Delta F$  的平均值保持相反的符号,亦即  $K_{CPS1} \geq 200\%$ 。

基于上述考虑,将 CPS 标准下的理想控制效果用图 2 表示。

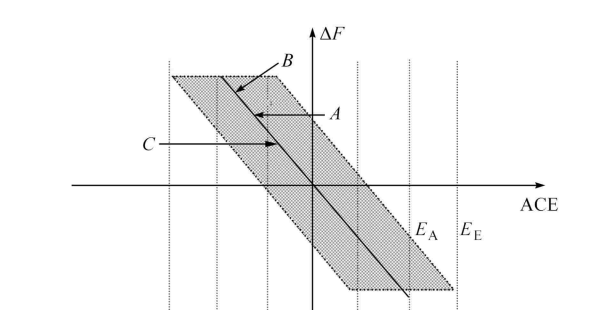


图 2 CPS 标准下的理想控制效果

Fig. 2 Perfect control result under CPS standard

## 2 区域总调节功率的计算

对比图 1 和图 2 很容易看出,应该在控制区总调节功率  $P_R$  (规定正方向为增加 AGC 机组出力)中增加一项与频率偏差  $\Delta F$  成正比的分量,即

$$\begin{cases} P_R = P_P + P_I + P_{CPS} \\ P_P = -G_P E_{ACE} \\ P_I = -G_I I_{ACE} \\ P_{CPS} = -G_{CPS} \Delta F \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_P$  为调节功率中的比例分量,  $P_I$  为调节功率中的积分分量,这 2 个分量与 A 控制策略中相同;  $P_{CPS}$  为调节功率中的 CPS 分量,简称 CPS 调节功率,是特别为 CPS 控制策略引入的;  $G_P$  为比例增益系数,在 A 控制策略下取值略大于 1,以保证 ACE 过零,在 CPS 控制策略下可直接取 1;  $E_{ACE}$  为滤波后的 ACE 值;  $G_I$  为积分增益系数;  $I_{ACE}$  为当前考核时段(如  $10 \text{ min}$ )累计的 ACE 积分值,单位  $\text{MW} \cdot \text{h}$ ;  $G_{CPS}$  为频率增益系数,单位  $\text{MW/Hz}$ ;  $\Delta F$  为滤波后的频率偏差,单位  $\text{Hz}$ 。

调节功率中的比例分量  $P_P$  用于控制 ACE 到 0,调节功率中的积分分量  $P_I$  用于控制 ACE 平均值在给定的考核时段(如  $10 \text{ min}$ )内不超过规定的范围  $L_{10}$  (一般要远大于  $L_d$ ),以保证 CPS2 指标。ACE 积分值  $|I_{ACE}|$  在每个考核时段开始时重新累计,当  $|I_{ACE}|$  超过给定的下限  $I_{\min}$  时,按式(3)引入  $P_I$ 。为了防止引入过大的积分分量,使 ACE 发生严重偏离,将  $|I_{ACE}|$  限制在给定的上限  $I_{\max}$  上,即当  $|I_{ACE}|$  大于  $I_{\max}$  时,在式(3)中用  $\pm I_{\max}$  替换  $I_{ACE}$ 。参数  $G_I$ ,  $I_{\min}$  和  $I_{\max}$  存在相互配合关系,视 CPS2 的控制目标  $L_{10}$  而定。如取  $G_I = 2$ ,  $I_{\min} = 8 \text{ MW} \cdot \text{h}$ ,  $I_{\max} = 15 \text{ MW} \cdot \text{h}$ ,则引入的积分分量在  $16 \text{ MW}$  到  $30 \text{ MW}$  之间。假设  $10 \text{ min}$  为考核时段,应能将  $10 \text{ min}$  的  $|I_{ACE}|$  控制在  $8 \text{ MW} \cdot \text{h}$  以内,这就意味着该  $10 \text{ min}$  的 ACE 平均值小于  $48 \text{ MW}$ 。另外,参数  $G_I$  是用来协调 CPS1 和 CPS2 这 2 个指标的重要

参数,取值越大,对 CPS2 越有利,但增加了对 CPS1 产生不利影响的可能性。

调节功率中的 CPS 分量  $P_{\text{CPS}}$  用于对电网频率恢复提供功率支援。频率增益系数  $G_{\text{CPS}}$  的取值非常重要,它有明确的物理意义,反映当系统频率偏差达到 0.1 Hz 时,控制区对系统频率恢复提供 0.1  $G_{\text{CPS}}$  的功率支援。当系统频率偏差  $|\Delta F|$  特别大时,为了防止支援的功率过大,产生特别大的  $|ACE|$ ,可对式(3)中的  $\Delta F$  限幅,如  $|\Delta F|$  超过 0.2 Hz 时,用  $\pm 0.2$  Hz 替换式(3)中的  $\Delta F$ 。

在当前的频率偏差  $\Delta F$  下,如果 ACE 与  $\Delta F$  同号(如图 2 中的象限 1,3 的 A 点),说明此时的 ACE 不利于频率恢复,CPS 分量  $P_{\text{CPS}}$  使 AGC 产生过调,导致 ACE 反号;如果 ACE 与  $\Delta F$  已经反号,但对系统频率恢复的支援力度不够(如图 2 中的 B 点),AGC 仍下发控制命令,CPS 分量  $P_{\text{CPS}}$  使 ACE 符号不变,数值增加;如果 ACE 与  $\Delta F$  已经反号,且对系统频率恢复的支援力度非常大(如图 2 中的 C 点),CPS 分量  $P_{\text{CPS}}$  使 AGC 产生欠调,保持 ACE 符号不变,数值减少。显然,这样的调节命令牺牲了 CPS1 指标,是否有必要? 如果必要的话,调整量又应该是多少? 这个问题要视 ACE 与  $\Delta F$  的大小而定。

### 3 区域总调节功率的修正

应该说,频率偏差  $\Delta F$  总是随着互联系统发电与负荷之间的相互作用而快速变化,期望 ACE 随时跟踪系统频率波动是不可能的。当 ACE 与  $\Delta F$  已经反号时,如果  $|ACE|$  不大,一旦  $\Delta F$  改变符号,AGC 应有足够的能力使 ACE 随之改变符号;如果  $|ACE|$  很大,一旦  $\Delta F$  改变符号,AGC 要花相当长的时间使 ACE 改变符号,这段时间将恶化 CPS1 指标。为了衡量在一定的  $\Delta F$  下,与之反号的 ACE 的绝对值是“大”还是“小”,可将  $|ACE|$  与式(4)表示的 ACE 门槛值  $E_{\text{th}}$  进行比较:

$$E_{\text{th}} = -K_{\text{CPS}} \Delta F \quad (4)$$

当 ACE 介于  $E_{\text{th}}$  与  $P_{\text{CPS}}$  之间时,认为  $|ACE|$  相对于  $\Delta F$  来说并不大,无需改变现有的 ACE,令

$$P_{\text{CPS}} = -P_p \quad (5)$$

此时,如果不考虑积分分量,区域总调节功率为 0,AGC 不下发调节命令。

当  $|ACE|$  大于  $E_{\text{th}}$  时,认为  $|ACE|$  相对于  $\Delta F$  来说已很大,应减少  $|ACE|$ ,减少的程度只要使  $|ACE|$  达到  $E_{\text{th}}$  即可。令

$$P_{\text{CPS}} = E_{\text{th}} \quad (6)$$

此时,如果不考虑积分分量,区域总调节功率与  $\Delta F$  同号,意味着这样的调节不利于系统频率恢复。但这一调节的前提是:  $|ACE|$  相对于  $|\Delta F|$  来说“很大”,换句话说,  $|\Delta F|$  相对于  $|ACE|$  来说“很小”,意

味着这样的调节是可以接受的。

系数  $K_{\text{CPS}}$  同样具有明确的物理意义。 $K_{\text{CPS}}$  的单位是 MW/Hz,当频率偏差达到 0.1 Hz 时,可以接受的反方向的  $|ACE|$  不得超过 0.1  $K_{\text{CPS}}$ 。

式(4)~式(6)实际上是对式(3)所描述的区域总调节功率的修正,这一修正是在 ACE 与  $\Delta F$  反号时进行的,修正的方法取决于 ACE 与  $\Delta F$  的大小。

综上所述,CPS 控制策略下的区域总调节功率的计算如图 3 所示。

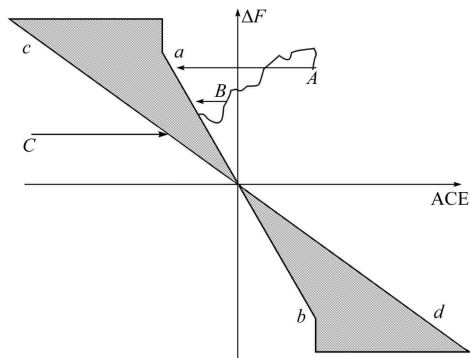


图 3 CPS 控制策略下的调节功率  
Fig. 3 Regulation power under CPS control strategy

图 3 中的  $ab$  称为最小支援力度线,表示在一定的频率偏差  $\Delta F$  下,控制区应对系统频率恢复提供的最小功率支援; $cd$  称为最大支援力度线,表示在一定的频率偏差  $\Delta F$  下,控制区对系统频率恢复提供的最大功率支援;阴影部分为理想运行区域。

图 3 中的水平箭头只表示在某一运行点的调节功率的大小与方向,而不是真正的运行轨迹。实际上,在 AGC 机组调节过程中,系统频率和 ACE 都是在不断变化的,运行轨迹如曲线  $AB$  所示。另外,AGC 也不一定是由一次下发控制命令来完成调节的,如在 A 点下发控制命令后,运行到 B 点再次下发控制命令,逐渐逼近阴影部分所示的理想运行区域。

当调节功率的积分分量  $P_i$  起作用时,可以看成图 3 中的理想运行区域沿 ACE 轴方向左右平移。当  $I_{\text{ACE}} > 0$  时,理想运行区域向右平移;当  $I_{\text{ACE}} < 0$  时,理想运行区域向左平移。

### 4 AGC 控制区域划分

在 A 控制策略中,ACE 是 AGC 控制的惟一目标,因而可直接按 ACE 绝对值的大小来划分 AGC 控制区域,如图 1 所示。CPS 控制策略要考虑 ACE 和频率偏差  $\Delta F$  这 2 个因素,而这 2 个因素都体现在式(3)~式(6)描述的区域总调节功率  $P_R$  上,因而可按  $|P_R|$  的大小将 AGC 控制区域划分为死区、正常调节区、次紧急调节区和紧急调节区,其门槛值

分别用  $P_D$ ,  $P_A$ ,  $P_E$  表示,如图 4 所示。除死区外,均下发控制命令,控制目标是  $P_R$  为 0。

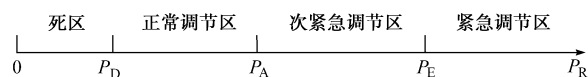


图 4 调节功率和 AGC 控制区域

Fig. 4 Regulation power and AGC control region

下面讨论与 AGC 控制区域相关的几个问题。

1) 调节功率的动态死区。门槛值  $P_D$  称为调节功率静态死区,用于控制的调节功率死区是动态变化的。调节功率围绕静态死区  $P_D$  的波动经常发生,造成 AGC 频繁下发一些不必要的控制命令,为此,引入调节功率动态死区的概念,只有当调节功率的绝对值大于动态死区时,才下发 AGC 控制命令。动态死区的变化规律是:当调节功率处于静态死区时,动态死区位于紧急调节区下限门槛  $P_E$ ;当调节功率越过静态死区,动态死区以给定的时间常数(一般为 8 s~16 s)向静态死区门槛  $P_D$  变化,最终停留在  $P_D$  上;一旦调节功率回到静态死区,不管动态死区位于何处,都立即回到  $P_E$ 。

2) 调节功率的允许测试。在给机组下发控制命令时,要对调节功率是否允许这一命令的下发进行测试。当 AGC 处于次紧急或紧急调节区,即  $|P_R| > P_A$  时,如果机组控制命令的方向与调节功率的方向不一致,暂不下发。例如,当机组控制模式为 BASEO,即按给定基荷控制时,如果基荷值大于实际出力,且  $P_R < -P_A$ ,或者基荷值小于实际出力,且  $P_R > P_A$ ,该机组的控制命令暂不下发。

3) 调节功率的紧急控制。当 AGC 处于紧急调节区,即  $|P_R| > P_E$  时,情况非常紧急,要充分利用现有的 AGC 资源,快速减少区域总调节功率。这一情况下的 AGC 控制策略称为紧急控制策略。在紧急控制策略下,所有 AGC 机组,只要能够承担调节功率,即调节功率模式不为“O”,都以当前实际出力为基本功率,并按实际响应速度承担区域总调节功率。

4) 机组承担调节功率模式。在不同的 AGC 控制区域应该有不同数量的机组参与调节功率的分配,调节功率的绝对值越大,参与调节的机组数就应该越多。为此,将机组承担调节功率模式与 AGC 控制区域关联起来:① O(off-regulated)表示在任何情况下都不承担调节功率;② R(regulated)表示在任何需要的情况下无条件承担调节功率;③ A (assistant)表示在次紧急或紧急调节区承担调节功率;④ E(emergency)表示只在紧急调节区承担调节功率。

## 5 应用效果分析

2005 年 3 月 29 日(星期二),云南电网 AGC 执行原 A1/A2 控制策略。2005 年 3 月 30 日(星期三),执行新的 CPS 控制策略。云南电网负荷水平基本相似,都是由漫湾水电厂 5 台 250 MW 机组投入 AGC 控制,全天的相关统计数据如表 1 所示。由于南方电网尚未进入 CPS 考核,系统频率波动较大,新的 CPS 控制策略效果更为明显。当然,提高 CPS1 指标是以增加控制命令的下发次数为代价的,要视具体的考核条款,通过调整控制参数协调这一对矛盾。

表 1 不同控制策略之间的结果比较

Table 1 Comparison results for different control strategies

| 控制策略  | CPS1 指标 | CPS2 指标 | ACE 平均值 | 控制命令个数 | 违反 A1 次数 | 违反 A2 次数 |
|-------|---------|---------|---------|--------|----------|----------|
| A1/A2 | 105     | 2       | -7.5    | 683    | 4        | 6        |
| CPS   | 535     | 3       | -28.0   | 478    | 23       | 10       |

从表 1 可以看出,在一定的控制参数下,CPS 控制策略与原 A1/A2 控制策略相比:① CPS1 指标有大幅度的提高;② 违反 CPS2 ( $L_{10}$  为 60 MW) 的次数没有明显的变化;③ AGC 控制命令的下发次数明显减少;④ 违反 A1 (即 ACE 10 min 过零) 的次数在增加;⑤ ACE 平均值和违反 A2 ( $L_d$  为 40 MW) 的次数略有增加。

## 6 结语

近 2 年来,本文提出的互联网 CPS 标准下的 AGC 控制策略相继应用于国内多个大电网,有效地提高了 CPS 考核成绩,取得了明显的经济效益。实际运行结果表明,这些控制策略有利于提高电网频率控制质量,充分体现了互联网各 AGC 控制区之间的相互支援,为国内各大电网即将实施的 CPS 标准做好了必要的技术准备。

## 参考文献

- [1] 高宗和. 自动发电控制算法的几点改进. 电力系统自动化, 2001, 25(22): 49—51.  
GAO Zong-he. Some Algorithmic Improvements on AGC Software. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(22): 49—51.
- [2] 汪德星. 华东电网实行 CPS 标准的探索. 电力系统自动化, 2000, 24(8): 41—44.  
WANG De-xing. Study of CPS Standards in East China Power Grid. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(8): 41—44.
- [3] 高宗和, 滕贤亮, 涂力群. 互联网 AGC 分层控制与 CPS 控制策略. 电力系统自动化, 2004, 28(1): 78—81.  
GAO Zong-he, TENG Xian-liang, TU Li-qun. Hierarchical

- AGC Mode and CPS Control Strategy for Interconnected Power Systems. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(1): 78—81.
- [4] 张健,唐跃中,张渊. OPEN2000 AGC 系统在上海电网的应用. 电力系统自动化, 2004, 28(19): 96—99.
- ZHANG Jian, TANG Yue-zhong, ZHANG Yuan. AGC System in OPEN2000 and Its Application in Shanghai Power Network. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(19): 96—99.
- [5] 唐跃中, 张王俊, 张健, 等. 基于 CPS 标准的 AGC 控制策略研究. 见: 第 28 届中国电网调度运行会议论文选集. 北京: 2003. 555—561.
- TANG Yue-zhong, ZHANG Wang-jun, ZHANG Jian et al. AGC Control Strategy on CPS Standard. In: Proceedings of the 28th Conference of China Electric Power Control and Operation Thesis Florilegium. Beijing: 2003. 555—561.
- [6] 陈实, 李端超, 胡晓飞. 互联网 CPS 控制策略研究和实施. 见:

第 28 届中国电网调度运行会议论文选集. 北京: 2003. 611—616.

CHEN Shi, LI Duan-chao, HU Xiao-fei. Study and Implementation of CPS Control Strategy for Interconnected Power Network. In: Proceedings of the 28th Conference of China Electric Power Control and Operation Thesis Florilegium. Beijing: 2003. 611—616.

---

高宗和(1962—),男,高级工程师,主要从事电力系统分析与控制的研究与开发工作. E-mail: gaozh@naritech.cn

滕贤亮(1978—),男,工程师,主要从事负荷预报和自动发电控制的开发和工程化工作.

张小白(1979—),女,工程师,主要从事优化潮流和自动发电控制的开发和工程化工作.

## Automatic Generation Control Strategy Under Control Performance Standard for Interconnected Power Grids

GAO Zong-he, TENG Xian-liang, ZHANG Xiao-bai

(NARI Technology Development Limited Company, Nanjing 210003, China)

**Abstract:** A new control strategy to perform automatic generation control (AGC) and its assessments by the NERC Control Performance Standard (CPS) are proposed. As a new concept, the CPS regulation power component is presented and combined with traditional proportional and integral components to form total regulation power of AGC control area. Based on the area control error (ACE) and frequency deviation, the total regulation power is corrected to be more suitable for CPS. Finally, a method to define AGC control region according to the total regulation power, not ACE, is provided. This control strategy has been implemented in the EMS of several large power systems of China, and has been proved effective to improve frequency quality and provide power support to interconnected power grids in emergency.

**Key words:** automatic generation control (AGC); control strategy; control performance standard (CPS); interconnected power grid; area control error (ACE)