

满足互联电网 CPS 标准的 AGC 最小调节容量研究

李滨¹, 韦化¹, 农蔚涛², 李林峰², 吴阿琴¹, 阳育德¹

- (1. 广西大学电气工程学院, 广西壮族自治区 南宁市 530004;
2. 广西电力调度通信中心, 广西壮族自治区 南宁市 530012)

Study of Minimum AGC Capacity Under Control Performance Standard for Interconnected Power Grid

LI Bin¹, WEI Hua¹, NONG Wei-tao², LI Lin-feng², WU A-qin¹, YANG Yu-de¹

- (1. School of Electrical Engineering, Guangxi University, Nanning 530004, Guangxi Zhuang Autonomous Region, China;
2. Guangxi Electric Power Dispatching and Communication Center, Nanning 530012, Guangxi Zhuang Autonomous Region, China)

ABSTRACT: The primary factors to determine the adjustment capacity of automatic generation control (AGC) units was analyzed, and the method of obtaining the minimum AGC speed instead of the AGC capacity was proposed. A new mathematic optimization model, which is for the minimum AGC adjustment capacity under control performance standard (CPS) for interconnection power grid based on the modern interior point optimization theory, was achieved according to the practical operation of power grid and the requirements of CPS. The solvable conditions and the algorithm of nonlinear programming with complementarities constraints for the model were also presented. The proposed method can gain the optimal AGC adjustment capacity within different periods of time to assign the different units, so the security, stability and reliability for the operation of power system and economy for the power market can be guaranteed. Extensive numerical simulations on test systems and practical power systems have shown that this method is feasible and effective.

KEY WORDS: automatic generation control; control performance standard; regulation capacity; regulation speed; interconnected power grid

摘要: 分析了确定电力系统自动发电控制(automatic generation control, AGC)机组调节容量的主要因素, 提出将 AGC 最小调节容量的获取转换为最小调节速率的获取。根据电力系统实际运行情况和控制性能评价标准(control performance standard, CPS)考核要求, 建立基于现代内点理

论的互联电网 CPS 标准下的 AGC 最小调节速率的数学模型, 确定解算条件, 导出含互补约束条件的非线性规划算法。该方法能够确定不同时段最优 AGC 机组调节容量, 协调不同特性机组的运行, 从而保证电力系统安全稳定经济运行, 同时很好地兼顾电网运行的可靠性和市场运营的经济性。大量的仿真实验和比较算例表明所提方法的可行性和实用性。

关键词: 自动发电控制; 控制性能评价标准; 调节容量; 调节速率; 互联电网

0 引言

电力系统自动发电控制技术已成为现代电网运行中不可缺少的手段, 它在维持电力系统频率合格稳定、控制网际电量交换按计划运行以及电网经济运行等方面发挥着重要的作用。随着电网规模的不断扩大和自动化水平的不断提高, 具备自动发电控制功能的机组在电网中的比重越来越大, 但是, 在日常运行当中, 电力系统应该保持多少的 AGC 可调容量以满足各方面的需求, 至今都没有成熟的理论计算方法。当然, 系统中保有大量的 AGC 可调容量有利于系统的稳定运行, 但发电机组保持 AGC 可调容量会减少正常的发电量, 增加机会成本, 造成资源浪费; 投入 AGC 运行, 要付出机组的运行费用和辅助服务费用。同时, 随着季节的不同, AGC 机组的运行也会有所不同, 如在丰水期, 为了不弃水, 平时快速响应的水电机组一般都满发而无法承担 AGC 任务, 而如果没有足够的调节容量, 系统的安全可靠性显然难以得到保障。因此, 作为电力系统的控制者

基金项目: 国家自然科学基金项目(50867001); 广西教育厅科技项目(200701MS145); 国家高校博士学科点专项科研基金(20060593002)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50867001).

和电力市场的运营者——电力调度交易中心，必须了解电力系统运行中对 AGC 调节容量的需求，并以此安排发电机组的 AGC 可调容量，从而保证电力系统安全稳定经济运行。

传统的 AGC 调节容量的确定一般是根据调度员的经验^[1-2]，规定参与调节的 AGC 容量大于总装机容量或系统负荷的某个百分数，如 2%~5%，大系统取小值，小系统取大值。这种基于运行经验的做法，会使 AGC 容量取得过大而难以满足经济性要求，因此，寻求一个快速有效的计算 AGC 调节容量的方法成为调度人员迫切需求。

文献[3]研究了 AGC 调节容量确定的方法，其本质为经济调度，没有考虑系统运行限制、机组特性等约束；文献[4-9]根据统计学的方法，求取最大负荷变化量，以确定 AGC 调节容量。这些方法都无法很好地兼顾电网运行的可靠性和市场运营的经济性。

本文根据现行 AGC 控制的运行情况和考核要求，提出了基于现代内点理论的互联电网控制性能评价标准下 AGC 最小调节容量的数学模型，确立了解算条件，通过大量仿真实验表明该方法的可行性和实用性。

1 确定 AGC 机组调节容量的主要因素

调节容量是指在正常情况下 AGC 机组受控期间所能达到的最大负荷和最小负荷的差值。一般，每个 AGC 机组的可调节容量为相对固定的值，在机组控制系统调试期间就能确定，而在每天具体运行时应安排多少 AGC 机组参与调节，总的 AGC 机组调节容量的确定则与以下因素有直接的关系。

1) 调节速率。AGC 机组仅具备一定的调节容量是不够的，还必须具备一定的调节速率配合才能满足电网运行的需要。调节速率是指机组响应负荷指令的速率，包括上升速率和下降速率。每台 AGC 机组的调节速率都不相同，要在运行前进行实时测定和考核，并在保证机组安全的基础上取一个线性拟合值作为调度中心的下令参考值。

2) 考核标准。选择合适的考核标准是建立规范的秩序、促进 AGC 技术应用的重要环节^[10,11]。目前，广泛执行的考核标准是由北美可靠性协会(North American electric reliability corporation, NERC)提出的，并于 1998 年开始正式实施的 CPS 考核标准^[12-13]，该标准更加客观地评价各控制区的

控制行为对互联电网的作用，确保控制区的交换功率满足交换计划要求，并使互联电网的频率保持在规定值范围之内，因此，在确定调节容量时必须满足考核标准的要求^[14]。

3) 联络线功率平衡。自动发电控制系统要求每个控制区有足够的自动发电调节容量，以确保控制区的发电、负荷及联络线交易的平衡。AGC 机组的调节容量和联络线功率容量是一对矛盾体，需协调综合考虑。由于线路的物理特性和各互联区域的经济考核，联络线功率容量是有限的，不可能无限量传输，因此，联络线功率平衡是在确定调节容量时必须考虑的因素。

4) AGC 机组的经济性。在电力市场环境下的必须考虑经济性问题。随着电力系统市场化进程的加快，AGC 机组在满足 CPS 标准的基础上，要适应发电厂竞价上网的需要，接受电力交易制定的计划值，根据发电机组对电力系统的贡献，得到合理的市场回报。

5) 其他一些因素，如：调节精度、调节死区、在线经济调度的频率和策略等^[15]。

由此可见，互联区域 CPS 标准下的 AGC 最小调节容量的确定是一个有多约束的大型电力系统综合性问题，须引入新的思考方式和先进算法，确保电网的安全稳定运行。

2 确定互联电网 CPS 标准下 AGC 机组最小调节速率的数学模型

由于调节容量与机组特性关系密切，对于电力调度交易中心来说不够直观，而在负荷变动时，更需关注的是 AGC 机组的调节速率，所以，在某种意义上说，调节速率和调节容量是可以转换的，即可把系统 AGC 最小调节容量的获取转换为最小调节速率的获取。

确定互联电网 CPS 标准下的 AGC 最小调节速率是指：在考核周期内，满足系统功率平衡、CPS 控制指标及各种安全性不等式约束条件下，求以系统总的最小调节速率为目标函数的最优 AGC 机组运行，以利于调度人员确定系统所需的调节容量，合理安排 AGC 机组运行。

1) 目标函数为待求的最小线性调节速率：

$$\min f(\bullet) = R_G \quad (1)$$

式中 R_G 为系统 AGC 机组线性调节速率。

2) 等式约束。

系统功率平衡方程为：

$$\sum_{k=1}^t u^k R_G + P_G^0 + P_{GV}^t - P_D^t - P_{TP}^t - \Delta P_T^t = 0, \quad t=1,2,\dots,60 \times N / \Delta t \quad (2)$$

式中： u^k 为第 k 时刻AGC机组加减速状态值； P_G^0 为区域总发电量初值； P_{GV}^t 为非AGC机组 t 时刻发电量的变化值； P_D^t 为第 t 时刻的区域总负荷值； P_{TP}^t 为第 t 时刻的联络线功率计划值； ΔP_T^t 为第 t 时刻的联络线功率偏差； N 为考核周期，即计算周期，单位为min，一般为10min； Δt 为采样周期，单位为s。

$\sum_{k=1}^t u^k R_G + P_G^0 + P_{GV}^t$ 为 t 时刻区域总发电量； $P_{TP}^t + \Delta P_T^t$ 为联络线功率值，流出本区域为正值。其中， u^k 和 ΔP_T^t 为待求量。

AGC 机组加减速状态值为：

$$u^t = \begin{cases} 1 \\ 0 \\ -1 \end{cases}, \quad t=1,2,\dots,60 \times N / \Delta t \quad (3)$$

式中： $u^k=1$ 为AGC机组加速状态，增发功率； $u^k=0$ 为AGC机组匀速状态，保持原功率； $u^k=-1$ 为AGC机组减速状态，减少功率。

3) 不等式约束如下：

$$\begin{cases} \underline{K}_{CPS1} \leq K_{CPS1}(m) \leq \bar{K}_{CPS1}, & m=1,\dots,N \\ K_{CPS2} \leq L_{10} \\ 0 \leq R_G \leq R_{Gmax} \\ \underline{\Delta P}_T^t \leq \Delta P_T^t \leq \bar{\Delta P}_T^t, & t=1,2,\dots,60 \times N / \Delta t \end{cases} \quad (4)$$

式中： $K_{CPS1} = 2 - \sum [E_{AVE-min} \times \Delta F_{AVE-min} / (10B_i)] / 10 / \varepsilon_1^2$ 为CPS1指标值； $E_{AVE-min}$ 为每minACE的平均值； $\Delta F_{AVE-min}$ 为每min频率偏差的平均值； B 为控制区频率偏差系数； ε_1 为实际频率与标准频率偏差的1min平均值的均方差； \underline{K}_{CPS1} 和 \bar{K}_{CPS1} 分别为CPS1指标的上下限值； L_{10} 为CPS2考核指标限值；

$K_{CPS2} = \frac{1}{600 / \Delta t} \sum_{t=1}^{600 / \Delta t} (10B \Delta f^t + \Delta P_T^t)$ 为CPS2指标； Δf^t 为系统频率偏差； R_{Gmax} 为系统AGC机组的最大调节容量； $\underline{\Delta P}_T^t$ 和 $\bar{\Delta P}_T^t$ 分别为 t 时刻联络线功率偏差的上下限值。

当求出系统AGC机组最小调节速率后，综合可调用的各AGC机组出力限制、调节性能等情况即可根据需要推出各AGC机组最小调节容量。

3 确定互联电网 CPS 标准下的 AGC 机组最小调节速率的求解算法

3.1 含互补约束的非线性规划问题

确定互联电网CPS标准下的AGC机组最小调节

速率是一个多约束的大型混合整数非线性规划问题(mixed integer nonlinear programming, MINP)。

这是个世界难题，目前对MINP问题，多用规划法或人工智能的方法求解。规划法一般将离散量当作连续变量处理，得到最优解之后，将其强制固定在离其最近的整数上，其余的连续量再进行一次求解计算。这种处理方法费时多，且对于具有较大取值范围的离散控制量而言很不准确，甚至会发生因某些运行约束无法满足而得不到最优解的情况。从理论上，可用分支定界法精确求解MINP问题，但是，由于分支后需求解的子问题数量与离散变量的指数成比例，求解时间过长，难于实用。人工智能的方法不需要严格的数学模型，可以处理MINP问题，但是其计算效率不稳定，不能从根本上保证计算速度，也难于实用。目前，最优化问题的最新研究进展——含互补约束的非线性规划问题将为MINP问题的解决提供新的思路：将整数问题转化成互补约束条件，然后应用现代内点算法进行求解，其在电力系统也有一定的应用^[16-18]。

互补约束的数学规划问题(mathematical programs with complementarity constraints, MPCCs)^[19-22]的数学描述如下：

$$\begin{cases} \min f(x) \\ \text{s.t. } h(x) = 0 \\ g \leq g(x) \leq \bar{g} \\ 0 \leq x_1 \perp x_2 \geq 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中： $0 \leq x_1 \perp x_2 \geq 0$ 为互补约束条件； $x = (x_0, x_1, x_2)$ ， $x_0 \in \mathbf{R}^n$ ， $x_1, x_2 \in \mathbf{R}^p$ 。互补约束表示的逻辑关系如下： $x_1 \geq 0$ ， $x_2 \geq 0$ ，同时 $x_{1i} = 0$ 或者 $x_{2i} = 0$ ， $i = 1, \dots, p$ 。

因为非线性互补约束条件违反了在可行点上的Mangasarian-Fromovitz约束条件(Mangasarian Fromovitz constraints qualification, MFCQ)，当 x_1 和 x_2 在界时，无法使其脱离边界的束缚，造成了收敛困难，所以常规的非线性规划算法包括现代内点算法都很难直接求解。可用松弛法^[19,21]将互补约束的非线性规划问题转化成常规的非线性规划问题：引入松弛参数 ε ，在每次迭代后更新，随着 x_1 、 x_2 变小而逐渐趋于0。但当 ε 越小，由于解域变小，数值性将会越差。式(8)可转化为

$$\begin{cases} \min f(x) \\ \text{s.t. } h(x) = 0 \\ g \leq g(x) \leq \bar{g} \\ x_1 \geq 0, x_2 \geq 0 \\ -\varepsilon \leq x_{1i} x_{2i} \leq \varepsilon, \quad i = 1, \dots, p \end{cases} \quad (6)$$

3.2 含互补约束的现代内点非线性规划算法

原问题中式(3)为整数约束,难以直接求解,需要用互补约束策略进行处理,用松弛法可以将其转化为:

$$\begin{cases} -1 \leq u' \leq 1 \\ -\varepsilon_u \leq u'[1-u'] + [1+u'] \leq \varepsilon_u \end{cases}, t=1,2,\dots,60 \times \frac{N}{\Delta t} \quad (7)$$

将式(7)取代式(3)构成非线性规划问题,用现代内点算法求解。其过程中有2种加速策略。

1) 互补约束因子的加速^[19]:

$$\varepsilon = \mathbf{w}^T \tilde{\mathbf{u}} / p$$

式中: \mathbf{w} 为互补约束变量; $\tilde{\mathbf{u}}$ 为松弛因子; p 为相应的互补约束变量个数。

2) 变量约束上下限的紧缩。

所处理的互补约束式(7)的目标是-1、0和1三个整数解。在计算的过程中将整型变量连续化,当其接近其整数解时按照给定的策略将约束的上下限以靠近的整数解为中心紧缩,使其加速逼近整数解。

现代内点法发展了近30年,目前已比较成熟,有很多文献^[23-24]对该方法进行过很详细的介绍,这里不再赘述。

4 测试算例

所提模型和算法在Dell(2.8 GHz, 512 MB)/PC上用Matlab7.1编程实现,以检验其有效性。数据样本为广西电网2007年3月9日全天实时运行数据。计算间隔为5s,全天共17280个采样周期。CPS每10min为一个考核周期,全天144个考核周期。计算精度为 10^{-5} 。CPS1的上下限分别为2.8和1.5,CPS2的上限是39,联络线功率偏差的限制为75MW。

图1为2007年3月9日全天负荷变化曲线, P_D 为全天负荷,单位为MW; t 为采样周期的个数,为全天秒数除以计算间隔5s。图2为2007年3月9日全天频率变化曲线, f 为系统频率,单位为Hz。图3为2007年3月9日全天联络线计划值曲线, P_{TP} 为联络线功率计划值,单位为MW。

根据需求的不同,有2种方式确定互联区域系统的AGC最小调节速率。

1) 长周期AGC最小调节速率的确定。

该方式根据给定周期的电网真实或虚拟的运行数据,包括负荷、频率和联络线计划值等以及系统的各种运行限制,求解满足CPS标准的互联电网

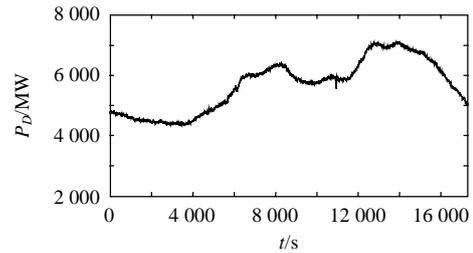


图1 2007-03-09 全天负荷变化曲线

Fig. 1 Curve of the load on 2007-03-09

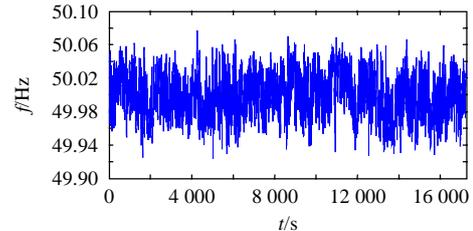


图2 2007-03-09 全天频率变化曲线

Fig. 2 Curve of the frequency on 2007-03-09

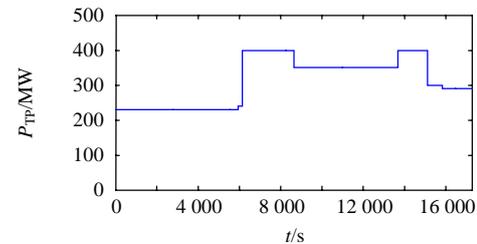


图3 2007-03-09 全天联络线计划值曲线

Fig. 3 Curve of the tie-line plan value on 2007-03-09

最小调节速率,为调度人员合理安排AGC机组、优化购电结构、提高电网运行经济水平提供理论依据和计算工具。周期可以是d,如特征天,也可以是连续数h等时间段。

现以广西电网2007年3月9日全天实时运行数据为例,以分段联立的方式进行求解,可以得到该天的最小调节速率为159.6MW/min,也就是说,广西大化水电厂一台调节速率为70MW/min的机组和广西岩滩水电厂一台调节速率为100MW/min的机组就可以满足系统运行要求,而通常调度部门都安排有2台大化水电厂的机组和2台岩滩水电厂的机组,调节容量明显过大了,不经济。

图4为调节速率为159.6MW/min时,在现有的AGC控制策略的工作方式^[25]下CPS1的变化趋势, t 为考核周期的个数,为全天分钟数除以考核间隔10min。图5为调节速率为159.6MW/min时,在现有的AGC控制策略的工作方式下CPS2的变化趋势。图4、5表明系统采用调节速率为159.6MW/min,在现有的AGC控制策略的工作方式下即可满足CPS的考核要求。

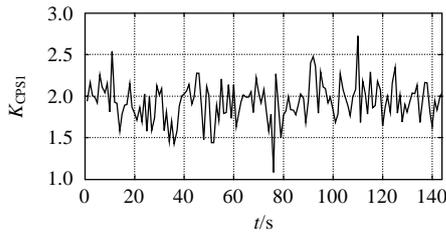


图 4 2007-03-09 全天 CPS1 考核值趋势图

Fig. 4 Curve of CPS1 on 2007-03-09

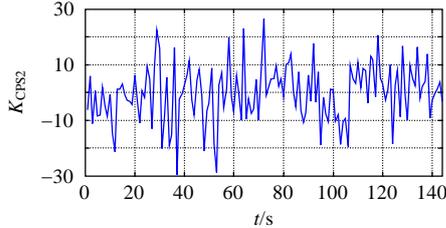


图 5 2007-03-09 全天 CPS2 考核值趋势图

Fig. 5 Curve of CPS2 on 2007-03-09

2) 短周期 AGC 最小调节速率的确定。

与第 1 种方式不同的是，短周期的计算时间是每个 CPS 的考核周期(10 min)，主要是为了检验当本区域系统发生剧烈负荷波动时，其抗干扰能力以及应急调节能力。

现选择广西电网 2007 年 3 月 9 日 2 个负荷变动比较大的时段(上午 8:00—8:10 和晚上 20:00—20:10)进行甩(加)负荷测试，求在 10 min 考核期间内，不同负荷变动情况下系统对最小调节速率的要求。

表 1 给出了 2007 年 3 月 9 日中 8:00—8:10 以及 20:00—20:10 时段，负荷大幅波动情况下所

表 1 2007-03-09 中的 10 min 最小调节速率

Tab. 1 Minimum regulation speed of ten minutes on 2007-03-09

测试时间段	甩负荷情况	最小调节速率/(MW/min)	K_{CPS1}	K_{CPS2}
08:00—08:10	前 30 s 甩 50 MW	186	2.043 2	12.613
08:00—08:10	前 30 s 甩 100 MW	181.2	2.004 8	3.451 2
08:00—08:10	后 30 s 甩 50 MW	189.6	2.268 4	33.651
08:00—08:10	后 30 s 甩 100 MW	534	1.975 2	-31.756
20:00—20:10	前 30 s 甩 50 MW	174	1.399	-38.577
20:00—20:10	前 30 s 甩 100 MW	286.8	1.039 2	-47.652
20:00—20:10	后 30 s 甩 50 MW	157.2	2.523	34.69
20:00—20:10	后 30 s 甩 100 MW	226.8	1.087 1	-78.382
08:00—08:10	前 30 s 加 50 MW	192	2.131 1	11.705
08:00—08:10	前 30 s 加 100 MW	540	2.214 9	38.547
08:00—08:10	后 30 s 加 50 MW	192	1.951 3	-4.695 1
08:00—08:10	后 30 s 加 100 MW	247.2	2.153 4	18.248
20:00—20:10	前 30 s 加 50 MW	151.2	1.962 1	-1.732 9
20:00—20:10	前 30 s 加 100 MW	—	—	—
20:00—20:10	后 30 s 加 50 MW	178.8	1.626	-26.911
20:00—20:10	后 30 s 加 100 MW	—	—	—

注：“—”是在所给的系统限制情况下无解。

需要的最小调节速率，以及在现有的 AGC 控制策略的工作方式^[25]下相应的 CPS1 和 CPS2 的值。所得到的最小调节速率可作为热备用容量的最小界，为调度人员应对紧急情况，合理安排 AGC 机组，保证系统稳定运行，满足考核要求，提供参考依据。当然，如果负荷波动很大，特别是在考核时段后期，由于各种约束的限制而无法找到可行解，这时调度人员应该注意，尽量避免该情况的发生，而提供警示作用。

5 结论

本文提出了基于现代内点理论的互联电网 CPS 标准下的 AGC 最小调节速率的数学模型，确定解算条件，导出相应的含互补约束条件的非线性规划算法。该模型综合考虑了电力系统的安全性和经济性、CPS 考核标准、机组的调节特性等多方面条件约束，确定了在各种负荷情况下 AGC 机组最小调节速率，为调度人员合理安排 AGC 机组、优化购电结构、应对紧急情况，提供理论依据和计算工具。

参考文献

- [1] Cheung K W, Shamsollahi P, Sun D, et al. Energy ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2000, 15(3): 968-974.
- [2] 《电力系统调频与自动发电控制》编委会. 电力系统调频与自动发电控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006: 1-68.
- [3] 李卫东, 吴海波, 武亚光, 等. 电力市场下 AGC 机组调配的遗传算法[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(15): 20-24. Li Weidong, Wu Haibo, Wu Yaguang, et al. Application of genetic algorithm to agc service dispatch in a deregulated power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(15): 20-24(in Chinese).
- [4] 李端超, 江山立, 陈家庚, 等. AGC 机组调节效能定量评估与补偿方式研究[J]. 电网技术, 2001, 25(8): 15-60. Li Duanchao, Jiang Shanli, Chen Jiageng, et al. Quantitative evaluation of regulation efficiency of generating sets with AGC and study on the compensation modes[J]. Power System Technology, 2001, 25(8): 15-60(in Chinese).
- [5] 汪德星, 杨立兵. 自动发电控制(AGC)技术在华东电力系统中的应用[J]. 华东电力, 2005, 33(1): 24-29. Wang Dexing, Yang Libing. Application of AGC technology in east china electric power system[J]. East China Electric Power, 2005, 33(1): 24-29(in Chinese).
- [6] 林万菁, 刘娆, 李卫东, 等. 发电侧电力市场下的 AGC 容量确定与机组选择[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(19): 17-21. Lin Wanjing, Liu Rao, Li Weidong, et al. AGC requirement determination and unit selection in the generation market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(19): 17-21(in Chinese).

- [7] 许婧, 赵学顺, 甘德强, 等. 有功和 AGC 联合电力市场调度模型及定价分析[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(6): 14-18.
Xu Jing, Zhao Xueshun, Gan Deqiang, et al. Dispatching model and pricing analysis of energy and AGC market Co-optimization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(6): 14-18(in Chinese).
- [8] 张倩茅, 周明, 李庚银, 等. 用于 AGC 容量预测和机组选择的动态统一模型及方法[J]. 电网技术, 2007, 31(10): 46-50.
Zhang Qianmao, Zhou Ming, Li Gengyin, et al. Dynamical unified model and approach for AGC capacity forecasting and unit selection [J]. Power System Technology, 2007, 31(10): 46-50(in Chinese).
- [9] Cheung K W, Payman S, David S, et al. Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO new england electricity market[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2000, 15(3): 968-974.
- [10] 李滨, 韦化, 农蔚涛, 等. 基于现代内点理论的互联电网控制性能评价标准下的 AGC 控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(25): 56-61.
Li Bin, Wei Hua, Nong Weitao, et al. AGC control strategy under control performance standard for interconnected power grid based on optimization theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(25): 56-61 (in Chinese).
- [11] 余涛, 陈亮, 蔡广林. 基于 CPS 标准统计信息自学习机理的 AGC 自适应控制[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 45-49.
Yu Tao, Chen Liang, Cai Guanglin. CPS statistic information self-learning methodology based adaptive automatic generation control [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 45-49(in Chinese).
- [12] Jaleeli N, VanSlyck L S. NERC's new control performance standards [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1999, 14(3): 1092-1099.
- [13] Maruejols N, Margotin T, Trotignon M, et al. Measurement of the load frequency control system service: comparison between american and european indicators[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2000, 15(4): 1382-1387.
- [14] 郭钰锋, 于达仁. CPS 在线计算的递推算法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(5): 73-77.
Guo Yufeng, Yu Daren. The recurrence algorithm of CPS online computation[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(5): 73-77(in Chinese).
- [15] 贾德香, 程浩忠, 熊虎岗, 等. 考虑控制性能标准的 AGC 机组经济补偿研究[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(31): 63-67.
Jia Dexiang, Cheng Haozhong, Xiong Hugang, et al. Financial compensation of AGC unit considering control performance standard [J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(31): 63-67(in Chinese).
- [16] Rosehart W, Roman C, Schellenberg A. Optimal power flow with complementarity constraints[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2005, 20(2): 813-822.
- [17] Roman C, Rosehart W. Complementarity model for load tap changing transformers in stability based OPF problem[J]. Electric Power Systems Research, 2006, 76(6): 592-599.
- [18] 蔡广林, 张勇军, 任震, 等. 采用非线性互补约束模型确定静态电压稳定临界点[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(16): 8-14.
Cai Guanglin, Zhang Yongjun, Ren Zhen, et al. Static voltage stability critical point assessment applying nonlinear complementarity constraints model[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(16): 8-14(in Chinese).
- [19] Leyffer S, Gabriel L C, Nocedal J. Interior methods for mathematical programs with complementarity constraints[J]. SIAM Journal on Optimization, 2006, 17(1): 52-77.
- [20] Fletcher R, Leyffer S. Numerical experience with solving MPECs as NLPs[J]. Optimization Methods and Software, 2004, 19(1): 15-40.
- [21] Raghunathan A U, Biegler L T. An interior point method for mathematical programs with complementarity constraints (MPCCs) [J]. SIAM Journal on Optimization, 2005, 15(3): 720-750.
- [22] Anitescu M. On using the elastic mode in nonlinear programming approaches to mathematical programs with complementarity constraints[J]. SIAM Journal on Optimization, 2005, 15(4): 1203-1236.
- [23] Forsgren A, Gill P E, Wright M H. Interior methods for nonlinear optimization[J]. SIAM Review, 2002, 44(5): 525-597.
- [24] Wei H, Sasaki H, Yokoyama R, et al. An interior point nonlinear programming for optimal power flow problems with a novel data structure[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1998, 13(3): 870-877.
- [25] 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 Zonghe, Teng Xianliang, Zhang Xiaobai. Automatic generation control strategy under control performance standard for interconnected power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 40-44(in Chinese).



李滨

收稿日期: 2009-03-03。

作者简介:

李滨(1975—), 女, 博士研究生, 讲师, 研究方向为电力系统最优化, tftlb@163.com;

韦化(1954—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为优化理论在电力系统中的应用;

农蔚涛(1979—), 男, 工程师, 研究方向为电力系统分析计算;

李林峰(1965—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统调度自动化;

吴阿琴(1980—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统最优化;

阳育德(1971—), 男, 副教授, 博士研究生, 研究方向为电力系统最优化。

(编辑 吕鲜艳)