基于动力学的自动发电控制（AGC）系统电网调度分析

黄奕俊，钟子涵，刘　璇，资　慧，周小光

（广东电网有限责任公司广州供电局，广东 广州 510620）

摘要：自动发电控制 (AGC) 系统暂时处于经济调度和同步发电机动态之间，其主要作用是调节控制区内的频率和控制区间的联络线流量。如果选择适当的参与因子，AGC 可以用来推动系统动力学朝着与经济最优性相对应的稳态操作点发展。建立了一个被广泛接受的参与因子，选择保证稳态同步发电机输出与原型经济调度问题全局最小对齐的充要条件。以解决几个不明确的问题，并在经济调度和稳态运行的背景下形式化管理标准 AGC 体系结构作用的技术假设。针对 39 总线测试系统的数值案例研究验证了理论结果。

关键词：自动发电控制；经济调度；参与因素

Power grid scheduling analysis of automatic generation control (AGC) system based on dynamics

HUANG Yijun，ZHONG Zihan，LIU Xuan，ZI Hui，ZHOU Xiaoguang

(Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510620, China)

Abstract: The automatic generation control (AGC) system is temporally situated between economic dispatch and synchronous generator dynamics, and its primary role is to regulate frequency within and tie-line flows between control areas. Given appropriate choice of participation factors, the AGC can be engineered to nudge system dynamics toward a steady-state operating point corresponding to economic optimality. This paper establishes necessary and sufficient conditions under which a widely accepted choice of participation factors guarantees the alignment of steady-state synchronous generator outputs with a global minimum of a prototypical economic dispatch problem. In so doing, it resolves several ambiguities and formalizes technical assumptions governing the role of the standard AGC architecture in the context of economic dispatch and steady-state operation. Numerical case studies tailored to a modified version of the 39-bus 10-machine test system validate the theoretical results.

Key words: automatic generation control; economic dispatch; participation factors

0　引言

自动发电控制（AGC）系统是电力系统控制体系结构的组成部分。AGC的目标是将系统频率和区域间联络线调度调整为其稳态标称值。其中一个重要的考虑因素是AGC如何以经济最优的方式实现频率和联络线调节。然而，与标准行业采用的AGC系统相关的研究主要集中在改善电能质量和动态性能，很少关注稳态下的经济优化。近年来，由于认识到可再生资源渗透率的增加，电网需要更大的频率调节工作，因此AGC经济优

化受到了极大关注，希望设计一种AGC系统，使其能够在发电机输出过程中优化经济调度。

本文提供了一种针对发电系统稳态经济调度问题的解决方案，揭示了通过AGC动作实现稳态发电机输出的必要和充分条件，推导了作为一个经济调度问题全局最小值的KKT点，并证明了其准确性。最后模拟了39总线测试系统的微分代数方程（DAE）模型，将AGC作用下基于标准参与因子的稳态发电机输出与利用发电机调速器下垂和惯性常数的参与因子获得的输出进行比较，结果表明，所提出的方法可以精确匹配参与因子，得到最优经济调度。

1 模型建立

本节结合同步发电机、AGC系统和经济调度产生的动态的系统模型，提出系统稳态运行点及经济调度问题的KKT条件，最后推导出AGC参与因子。

1.1 发电机和AGC动态模型

以一个交流电网为例，同步发电机以集合$\mathcal{G}$为指标，传输线以集合ε为指标。对于每个发电机$g\in\mathcal{G}$，δ_g、ω_g、p_g^m、p_g^e和p_g^r分别表示电气角位置、角速度、涡轮机机械功率、电气功率输出和参考功率输入。发电机动力学可通过附加简化涡轮机-发动机模型的摆动方程进行描述[1]，具体为

$$\dot{\delta}_g=\omega_g-\omega_s \tag{1}$$

$$M_g\dot{\omega}_g=P_g^m-P_g^e \tag{2}$$

$$\tau_g\dot{P}_g^m=P_g^r-P_g^m-\frac{1}{R_g\omega_s}(\omega_g-\omega_s) \tag{3}$$

式中，M_g、τ_g和R_g分别为惯性常数、调速器时间常数和下垂常数；系统的同步频率ω_s=2π×60rad/s；p_g^e为电力输出，是母线电压幅值和相位角的函数，由网络功率平衡计算得出，发电机g参考功率输入为

$$P_g^r=P_g^*+a_g(\xi-\sum_{j\in G}P_j^*) \tag{4}$$

式中，P_g^*为从经济调度收到的设定值；ξ为AGC参与因子，其中$\sum_{g\in G}\alpha_g$=1。

实际上，参与因子通常根据以下公式选择

$$a_g=\frac{[C_g''(P_g^*)]^{-1}}{\sum_{j\in G}C_j''(P_j^*)} \tag{5}$$

式中，G为参与AGC的发电机组；$C_g''(P_g^*)$为在经济调度方案中评估的发电机g成本函数的二阶导数；P_g^*为参与因子随经济调度的各个时刻而更新；ξ为AGC的状态，表达式为

$$\dot{\xi}=-\xi-\mathrm{ACE}+\sum_{g\in\mathcal{G}}P_g^e \tag{6}$$

式中，ACE表示区域控制误差，该区域控制误差解释了频率与同步值的偏差。对于没有联络线的单区域系统，区域控制误差表示为ACE=b（$\omega-\omega_s$），其中b（>0）是面积偏差系数，是系统的主导频率。

本文中，用表示变量在新稳态工作点的值（初始工作点的对应值用X表示）。假设系统净负荷P_{load}变化量为ΔP_{load}，那么新的净负荷为$\overline{P_{\mathrm{load}}}=P_{\mathrm{load}}+\Delta P_{\mathrm{load}}$。在负载变化后的稳态下，动力系统式（1）～式（6）收敛到以下工作点

$$\overline{\omega}g=\omega s,\forall g\in\mathcal{G} \tag{7}$$

$$\overline{P}_g^m=P_g^*+a_g(\Delta P_{\mathrm{load}}+\Delta P_{\mathrm{loss}}),\forall g\in\mathcal{G} \tag{8}$$

$$\overline{\xi}=P_{\mathrm{load}}+\Delta P_{\mathrm{load}}+\Delta P_{\mathrm{loss}} \tag{9}$$

式中，ΔP_{loss}为操作点变化引起的系统损耗变化。

由式（2）可知，发电机g在新净负荷下的稳态电力输出为

$$\overline{P}_g^e=P_g^*+a_g(\Delta P_{\mathrm{load}}+\Delta P_{\mathrm{loss}}),\forall g\in\mathcal{G} \tag{10}$$

上述表达式为系统动力学的稳态分析。特别是，式（10）对这项工作的主要结果至关重要，因为它建立了闭环系统动力学（由发电机和AGC决定）与经济优化之间的联系[2]。

1.2 经济调度模型

C_g（P_g）表示发电机g的成本函数，并收集P_g，$g\in\mathcal{G}$、$P_{\mathcal{G}}\in R^{|\mathcal{G}|}$。经济调度问题的形式为

$$\min_{P_g,g\in\mathcal{G}}\sum_{g\in\mathcal{G}}C_g(P_g)$$

$$\text{s.t.}\sum_{g\in\mathcal{G}}P_g=P_{\mathrm{load}}+P_{\mathrm{loss}}(P_{\mathcal{G}})$$

$$P_{(m,n)}^{\min} \leqslant \sum_{g\in\mathcal{G}} \psi_{(m,n)}^{g} \leqslant P_{(m,n)}^{\max}, \forall g \in \mathcal{g}$$

$$P_{g}^{\min} \leqslant P_{g} \leqslant P_{g}^{\max}, \forall g \in \mathcal{G} \tag{11}$$

式中，P_{load}为前瞻性净负荷；$P_{\text{loss}}(\mathrm{P}_{\mathcal{G}})$是建模为$P_{\mathcal{G}}$函数的系统损耗；$P_{g}^{\min}$和$P_{g}^{\max}$为发电机$g$容量的最小和最大限值；$\psi_{(m,n)}^{g}$为线路有功功率注入的灵敏度；$P_{g}^{*}$为式（4）中的参考设定点。

根据式（11）得到拉格朗日约束方程为

$$\begin{aligned}\mathcal{L} :=& \mathcal{L}(P_g, \lambda, \psi_{(m,n)}^{+}, \psi_{(m,n)}^{-}, \mu_g^{+}, \mu_g^{-}) \\ =& \sum_{g\in\mathcal{G}} C_g(P_g) + \lambda\left(P_{\text{load}} + P_{\text{loss}}(P_{\mathcal{G}}) - \sum_{g\in\mathcal{G}} P_g\right) + \\ & \sum_{(m,n)\in\varepsilon} \psi_{(m,n)}^{+}\left(\sum_{g\in\mathcal{G}} \Psi_{(m,n)}^{g} P_g - P_{(m,n)}^{\max}\right) + \\ & \sum_{(m,n)\in\varepsilon} \psi_{(m,n)}^{-}\left(P_{(m,n)}^{\min} - \sum_{g\in\mathcal{G}} \Psi_{(m,n)}^{g} P_g\right) + \\ & \sum_{g\in\mathcal{G}} \mu_g^{+}(P_g - P_g^{\max}) + \sum_{g\in\mathcal{G}} \mu_g^{-}(P_g^{\min} - P_g)\end{aligned} \tag{12}$$

式中，λ、$\psi_{(m,n)}^{+}$、$\psi_{(m,n)}^{-}$、μ_g^{+}、μ_g^{-}分别为与供需、线路功率和发电机容量约束相对应的对偶变量。本文将满足KKT条件的原始解和对偶解称为KKT点，并用P_{g}^{*}（矢量形式的$P_{\mathcal{G}}^{*}$）、λ^{*}、$\psi_{(m,n)}^{+*}$、$\psi_{(m,n)}^{-*}$、μ_g^{+*}和μ_g^{-*}标记。

总体系统架构如图1所示。

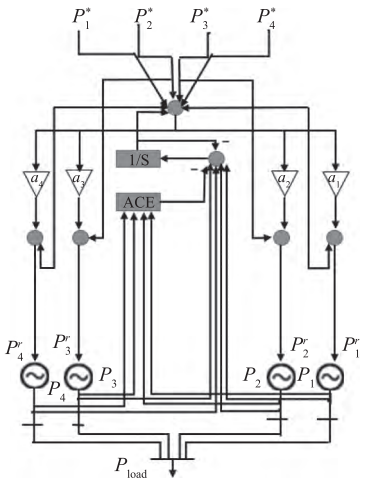

图 1　经济调度和 AGC 结构示意图

Fig. 1 Illustration of economic dispatch and AGC architectures

式（11）中的系统损耗$P_{\text{loss}}(P_{\mathcal{G}})$可以用Kron损耗公式建模为$P_{\mathcal{G}}$的二次函数，即

$$P_{\text{loss}}(P_{\mathcal{G}}) = P_{\mathcal{G}}^{T} B P_{\mathcal{G}} + P_{\mathcal{G}}^{T} B_0 + B_{00} \tag{13}$$

式中，$B\in R^{|\mathcal{G}|\times|\mathcal{G}|}$；$B_0\in R^{|\mathcal{G}|}$；$B_{00}\in R$。

尽管B系数随操作点而变化，但为了评估损失惩罚系数，通常假设B系数为常数。功率灵敏度（通常称为注入偏移因子）$\psi_{(m,n)}^{g}$，其中$g\in\mathcal{G}$、$(m,n)\in\varepsilon$，可以从功率流方程中计算出来，或者使用测量值进行估算。

1.3　从扰动分析中恢复标准参与因子

用ΔP_g表示发电机g的电力输出与经济调度优化器的偏差P_{g}^{*}。假设这是由于净荷载中的荷载变化引起的。首先从发电机边际成本进行经济调度，对其进行一阶泰勒级数展开

$$C_g'(P_g^{*} + \Delta P_g) \approx C_g'(P_g^{*}) + C_g''(P_g^{*})\Delta P_g \tag{14}$$

上述近似值仅适用于足够小的负荷变化。忽略式（11）中的损耗、线路功率限制和发电机容量限制，KKT条件可化简为

$$C_g'(P_g^{*}) = \lambda^{*}, \forall g \in \mathcal{G} \tag{15}$$

假设所有发电机在新的净负荷下以相同的边际成本运行，通过AGC获得最优结果有

$$C_g'(P_g^{*} + \Delta P_g) = \lambda^{*} + \Delta\lambda, \forall g \in \mathcal{G} \tag{16}$$

式中，$\Delta\lambda$表示净负荷变化引起的边际成本变化。

将式（15）和式（16）替换为式（14），得到所有发电机的成本总和为

$$\Delta P_g = \Delta\lambda\left[C_g''(P_g^{*})\right]^{-1} \tag{17}$$

$$\sum_{g\in\mathcal{G}} \Delta P_g = \Delta\lambda \sum_{g\in\mathcal{G}} \left[C_g''(P_g^{*})\right]^{-1} = \Delta P_{\text{load}} \tag{18}$$

由式得到

$$\frac{\Delta P_g}{\Delta P_{\text{load}}} = \frac{\left[C_g''(P_g^{*})\right]^{-1}}{\sum_{j\in\mathcal{G}} \left[C_j''(P_j^{*})\right]^{-1}} \tag{19}$$

结合式（5）不难看出，这个比率的变化会造成参与因子的变化，要根据这个值计算参与因子[10]。

2　问题的求解与应用

本节首先给出AGC通过选择参与因子求解

非凸经济调度问题的KKT点的过程。然后将这个结果应用于多种情况下。

2.1 通用结论

在经济调度问题式（11）中，给出了以通用发电机成本函数以及通用系统损失函数的AGC最优解，并得出以下结论。

定理1：假设系统最初在稳态下运行，净负荷用P_{load}表示，发电机电力输出对应于KKT点P_g^*，$g\in\mathcal{G}$。在经济调度问题式（11）中，当净负荷变为$\overline{P_{\text{load}}}=P_{\text{load}}+\Delta P_{\text{load}}$时触发AGC。本文用新的净负荷$\overline{P_{\text{load}}}$负荷求解经济调度问题的KKT点$\overline{P_g^*}$，$g\in\mathcal{G}$。

考虑以下假设：

1）成本函数C_g（P_g^*）是二阶可微的。

2）KKT点P_g^*，$\overline{P_g^*}$满足功率约束和发电机容量约束。

3）对于KKT点P_g^*，发电机成本和系统损耗函数为

$$\overline{\Lambda}_g^* C_g'(\overline{P}_g^*)-\Lambda_g^* C_g'(P_g^*)=(\overline{P}_g^*-P_g^*)C_g''(P_g^*) \tag{20}$$

基于以上假设，净负荷变化后，稳态发电机电力输出对应于KKT点$\overline{P}_g^*$，即

$$\overline{P}_g^e=\overline{P}_g^*,\forall g\in\mathcal{G} \tag{21}$$

当且仅当AGC参与因子为

$$a_g=\frac{\left[C_g''(P_g^*)\right]^{-1}}{\sum_{j\in\mathcal{G}}\left[C_j''(P_j^*)\right]^{-1}},\forall g\in\mathcal{G} \tag{22}$$

时成立。

假设AGC参与因子确实如式（22）所示。从式（10）可以看出，符合AGC参与因子式（22）的稳态发电机g电力输出为

$$\overline{P_g^e}=P_g^*+\frac{\left[C_g''(P_g^*)\right]^{-1}}{\sum_{j\in\mathcal{G}}\left[C_j''(P_j^*)\right]^{-1}}\Delta P_{\text{load}}+\Delta P_{\text{loss}} \tag{23}$$

从而

$$\overline{P}_g^e=P_g^*+\frac{\frac{P_g-P_g}{\Delta\lambda}}{\frac{1}{\Delta\lambda}\sum_{j\in\mathcal{G}}\left(\overline{P}_j^*-P_j^*\right)}(\Delta P_{\text{load}}+\Delta P_{\text{loss}}) \tag{24}$$

综上所述，定理1其实是AGC将系统动力学问题转化为标准经济调度问题式（11）的KKT点的精确条件集[4]。该定理适用于任意发电机的成本和系统损耗函数。

2.2 凸发电机成本和系统损失函数

本节考虑的是损失模型式（13）和凸发电机成本函数的特殊情况。在这种情况下，考虑以下假设：

4）成本函数$C_g(P_g)$是严格凸的，边际成本$C_g'(P_g)>0$。

5）系统损耗模型式（13）中的$B>0$。

6）对于净荷载值$\overline{P_{\text{load}}}$和$P_{\text{load}}$，各自的KKT点为$P_g^*$，$\overline{P_g^*}$，$g\in\mathcal{G}$，并且满足

$$P_g^*,\overline{P_g^*}<\frac{1}{2}B(1|\mathcal{G}|-B_0) \tag{25}$$

在假设1、2、4-6下，KKT点P_g^*、$\overline{P_g^*}$对应于非凸问题式（11）的全局极小值。

通过对问题式（11）解决方案的描述，检查AGC是否将系统动力学控制到经济调度问题的全局最小值，并得出以下结论。

定理2：假设系统最初在稳态下运行，其净负荷用P_{load}表示，发电机电力输出对应于KKT点，P_g^*，$g\in\mathcal{G}$。在经济调度问题式（11）中，当净负荷变为$\overline{P_{\text{load}}}=P_{\text{load}}+\Delta P_{\text{load}}$时触发AGC。用$\overline{P_g^*}$，$g\in\mathcal{G}$以及新的净负荷$\overline{P_{\text{load}}}$求解经济调度问题的全局最小值。在上述假设下，$\overline{P}_g^e=\overline{P_g^*}$，$\forall g\in\mathcal{G}$，当且仅当AGC参与因子如（5）所示时成立[5]。

2.3 凸发生器成本函数与无损网络

实际上，假设[3]中的条件很难满足，于是本文通过忽略损失，对求解AGC最优性得出以下结论。

定理3：假设发电机成本函数是严格凸的，系统最初在稳定状态下运行，发电机电力输出对应于KKT点P_g^*，$g\in\mathcal{G}$。在经济调度问题（11）中，当净负荷变为$\overline{P_{\text{load}}}=P_{\text{load}}+\Delta P_{\text{load}}$时触发AGC。用$\overline{P_g^*}$，$\forall g\in\mathcal{G}$以及新净负荷$\overline{P_{\text{load}}}$求解经济调度问题的全局最小值，同时考虑以下假设。

7）对于经济调度方案P_g^*，$\overline{P_g^*}$

$$C_g'\left(\overline{P_g^*}\right)-C_g'\left(P_g^*\right)=\left(\overline{P_g^*}-P_g^*\right)C_g''\left(\overline{P_g^*}\right) \tag{26}$$

在假设1、2和7下，$\overline{P_g^e}=\overline{P_g^*}$，$\forall g\in\mathcal{G}$，此时AGC参与因子选取式（5）。

2.4 线性发电机成本函数与无损耗网络

在发电机成本函数是线性的情况下，式（5）给出的参与因子定义不明确，导致成本函数的二阶导数为零。鉴于此，本节得出了能够使AGC保证经济最优的参与因子。假设参与频率调节的发电机g（$g\in\mathcal{G}$）具有线性成本函数

$$C_g(P_g)=a_gP_g+b_g,\forall g\in\mathcal{G} \tag{27}$$

式中，常数a_g、b_g>0。在净负荷P_{load}下，假设发电机是系统中决定电力边际成本的边际发电机，即$\lambda^*=C_m'(P_m')=a_m$。

由于ΔP_{load}与原始值P_{load}之间的净荷载变化大于0，因此新的净荷载$\overline{P_{\text{load}}}=P_{\text{load}}+\Delta P_{\text{load}}$。

3 案例研究

本文重点通过39总线10机器测试系统的数值模拟来验证定理3。

3.1 仿真设置

测试系统的单线图如图2所示。发电机参数和标准负载值来源于PAST数据文件，通过设置线路电阻为零来模拟无损系统。发电机g的成本函数假定为表1中所有发电机之和，即$C_g(P_g)=a_gP_g^2+b_g+P_g+c_g$。$a_g$在0～10之间取值采样，$b_g$在0～5之间取值采样，$c_g$在0～1之间取值采样。每次模拟都从系统在稳态下运行开始，发电机电力输出都等于经济调度优化器的值，即$P_g^e=P_g^*,\forall g\in\mathcal{G}$。

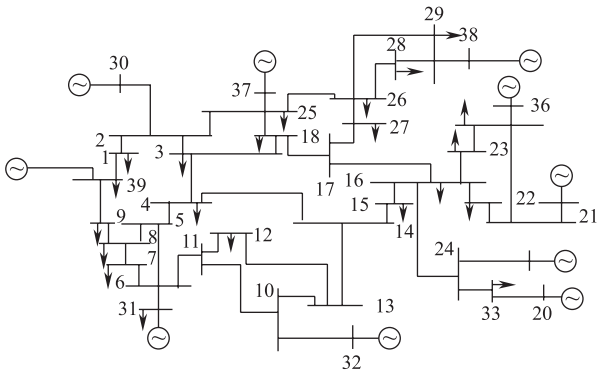

图 2　39 总线测试系统单线图

Fig. 2 39-bus One-line diagram for test system

表 1　发电机 g 的成本函数

Tab. 1 Cost function of generator g

	g=30	g=31	g=32	g=33	g=34	g=35	g=36	g=37	g=38	g=39
a_g[¥/$hr.p.u^2$]	55.992	52.222	32.430	27.589	55.378	52.429	30.723	49.537	67.487	25.704
b_g[¥/$hr.p.u$]	30.838	25.190	13.923	21.098	16.401	1.796	10.282	29.781	0.557	3.902
c_g[¥/hr]	0.4020	0.5576	3.5714	1.5565	4.0812	0.8725	4.7924	4.281	0.3998	4.7766
P_G^*[$p.u$]	4.364	4.733	7.795	9.033	4.542	4.937	8.322	4.943	3.845	10.03

本文对五种不同的净荷载变化值的－40%、－30%、－20%、－10%和+10%的跨度进行了总共15次时域模拟（在每次模拟中，系统中的所有负载都是均匀变化的）。对于五种净负荷变化，本文均考虑了三种不同的AGC参与因子，其中第一种由式（5）给出，其他两种基于发电机下垂和惯性常数，由$a_g^{\text{Governor}}=R_g^{-1}/\sum_{j\in\mathcal{G}}R_g^{-1}$和$a_g^{\text{Iner}}=M_g/\sum_{j\in\mathcal{G}}M_g$给出，其中$R_g$和$M_g$是发电机$G$的下垂和惯性常数。

3.2 结果分析

对于所考虑的每种负载变化的情况，全局优化器的值$\overline{P_g^*}$，$g\in\mathcal{G}$，新负荷下的经济调度问题式（11）中稳态发电机电力输出P_g^e，$g\in\mathcal{G}$以及AGC参与因子均记录在表2。一旦AGC减弱，发电机电力输出将记录为稳定状态。最后一列为每组发电机设定点或输出对应的调度所需要的总成本。

在每种情况下，将最优AGC参与因子产生的稳态发电机输出功率与解决经济调度问题的优化器相匹配，从表2中可以看出，在大部分情况

下，本文所提的AGC参与因子选取方式都能够产生最小的发电成本，由于这只是短时间内的测试结果统计，如果在一定的运营期内采用最优的AGC 参与因子，累计运营成本将显著降低。

表 2　参与因子

Tab. 2 Participation factor

ΔP_{load}	$\overline{P}_g^*$，$\overline{P}_g^e$ [p.u.]	g=30	g=31	g=32	g=33	g=34	g=35	g=36	g=37	g=38	g=39	（.）
-－40%	$\overline{P}_g^*$：输入	2.560	2.799	4.680	5.372	2.719	3.011	5.034	2.904	2.348	6.100	￥6247.5/hr
	$\overline{P}_g^e$：最优	2.560	2.798	4.680	5.371	2.720	3.011	5.034	2.904	2.348	6.100	￥6247.5/hr
	$\overline{P}_g^e$：下垂	0.934	2.312	5.374	6.612	2.122	2.516	5.901	2.522	1.625	7.608	￥6622.35/hr
	$\overline{P}_g^e$：惯性	2.114	2.170	5.232	6.470	1.979	2.374	5.758	2.379	1.432	7.617	￥6519.5/hr
－30%	$\overline{P}_g^*$：输入	3.011	3.282	5.459	6.287	3.174	3.492	5.856	3.414	2.722	7.082	￥8389.5/hr
	$\overline{P}_g^e$：最优	3.011	3.282	5.459	6.287	3.175	3.492	5.856	3.413	2.722	7.082	￥8389.5/hr
	$\overline{P}_g^e$：下垂	1.792	2.917	5.979	7.217	2.727	3.122	6.506	3.127	2.180	8.214	￥8603.7/hr
	$\overline{P}_g^e$：惯性	2.677	2.810	5.873	7.110	2.620	3.015	6.399	3.020	2.036	8.220	￥8546.6/hr
－20%	$\overline{P}_g^*$：输入	3.462	3.766	6.238	7.202	3.630	3.974	6.678	3.923	3.096	8.065	￥10852.8/hr
	$\overline{P}_g^e$：最优	3.462	3.765	6.238	7.202	3.631	3.974	6.678	3.923	3.096	8.065	￥10852.8/hr
	$\overline{P}_g^e$：下垂	2.649	3.522	6.584	7.822	3.332	3.727	7.111	3.732	2.735	8.819	￥10945.6/hr
	$\overline{P}_g^e$：惯性	3.239	3.451	6.513	7.751	3.261	3.656	7.040	3.661	2.639	8.823	￥10917.1/hr
－10%	$\overline{P}_g^*$：输入	3.913	4.249	7.016	8.117	4.086	4.456	7.500	4.433	3.471	9.047	￥13623.1/hr
	$\overline{P}_g^e$：最优	3.913	4.249	7.016	8.118	4.087	4.456	7.500	4.433	3.471	9.047	￥13623.1/hr
	$\overline{P}_g^e$：下垂	3.506	4.128	7.190	8.428	3.937	4.332	7.716	4.337	3.290	9.424	￥13561.7/hr
	$\overline{P}_g^e$：惯性	3.801	4.092	7.154	8.392	3.902	4.296	7.681	4.302	3.242	9.427	￥13644.5/hr
+10%	$\overline{P}_g^*$：输入	4.815	5.216	8.574	9.948	4.998	5.419	9.143	5.453	4.219	11.01	￥20127.7/hr
	$\overline{P}_g^e$：最优	4.815	5.217	8.573	9.948	4.998	5.419	9.144	5.453	4.219	11.01	￥20127.7/hr
	$\overline{P}_g^e$：下垂	5.221	5.338	8.400	9.638	5.148	5.542	8.927	5.549	4.440	10.63	￥20149.1/hr
	$\overline{P}_g^e$：惯性	4.926	5.374	8.436	9.673	5.183	5.578	8.963	5.584	4.448	10.63	￥20141.9/hr

4　结束语

本文首先建立模型并且推导出参与因子的选择公式和条件，在这个条件下选择的因子，可以保证具有AGC的稳态发电机电力输出，同时能够得到最优经济调度。通过对39总线测试系统的数值案例进行仿真模拟，并比较了AGC在不同参与因子选择下的经济绩效，验证了本文提出方法的有效性。

本文所提出的方法对于未来建立基准以评估新AGC或改造AGC经济调度设计的性能非常重要。同时，对于有损耗的系统，也为其系统中参与因子的优化设计提供了新的思路。

参考文献

[1] 赵树权，李金航．自动发电控制(AGC)技术的运用研究[J]．通信电源技术，2018，35(2)：66-67．

[2] 罗颖．模型预测控制在新能源电力系统自动发电控制的应用[D]．北京：华北电力大学，2020．

[3] 李嘉文，余涛，张孝顺，等．基于改进深度确定性梯度算法的AGC发电功率指令分配方法[J]．中国电机工程学报，2021，41(21)：7198-7212．

[4] 席磊，王昱昊，陈宋宋，等．面向综合能源系统的多智能体协同AGC策略[J]．电机与控制学报，2022，26(4)：77-88．

[5] 李政．混合储能辅助电网自动发电控制策略与容量规划研究[D]．北京：华北电力大学，2021．

作者简介

黄奕俊（1978—），男，工程师，硕士研究生，主要研究方向：继保自动化。

（收稿日期：2022-09-10）