基于 OPF 的互联电网 AGC 优化模型

颜 伟[1]，王 聪[1]，毛艳丽[2]，张荣荣[1]，赵 霞[1]，余 娟[1]

(1. 重庆大学输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室，重庆 400044;
2. 国家电网温州供电公司，浙江 温州 325000)

摘要：提出了一种基于 OPF 的互联电网 AGC 优化模型。该模型在传统 OPF 模型的潮流安全约束基础上，考虑了发电机组和负荷的静态频率特性，增加了机组的爬坡速率约束、频率质量约束和互联断面的传输有功约束，同时以 AGC 机组的辅助调节费用最小为目标函数。所建模型扩展了 OPF 模型的应用范围，使其由发电计划的决策方法扩展为实时发电控制的决策方法，并避免了传统 AGC 策略的区域偏差和潮流安全约束的越限风险。采用预测-校正原对偶内点法求解所建模型，并通过对 IEEE 39 节点修正系统的仿真分析，验证了新模型的正确性和有效性。

关键词：AGC；二次调频；频率特性；断面传输有功功率约束；最优潮流

AGC optimal model based on OPF technology for interconnected power grid

YAN Wei[1], WANG Cong[1], MAO Yanli[2], ZHANG Rongrong[1], ZHAO Xia[1], YU Juan[1]

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. State Grid Wenzhou Power Supply Bureau, Wenzhou 325000, China)

Abstract: This paper presents an optimal model for AGC using OPF technology for interconnected grid. Based on traditional OPF model, the model takes into account security constraints, generator and load static frequency regulation characteristics. Generator unit ramp rate constraint, frequency constraint and transmission interface power constraints are added. Meanwhile the auxiliary adjustment expense of AGC units is used as objective function. The new model expands the application range of OPF model, makes it extended to the real-time electricity decision method from power generation plan control decision method, and avoids the regional deviation result from traditional AGC strategy and the risk of security constraints limit. The new model is tested on modified IEEE-39 bus distribution system and solved by predictor-corrector primal-dual interior point method, correctness and validity of the new model are validated.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51307186).

Key words: AGC; secondary frequency regulation; frequency characteristic; interface power constraint; OPF

中图分类号： TM71 文章编号： 1674-3415(2015)23-0035-06

0 引言

随着电力系统的快速发展，特别是新能源的大量接入，“节能发电调度”的逐步实施、大区联网示范工程的投运以及电力市场改革的持续深化，都对现有自动发电控制(Automatic Generation Control, AGC)提出了严峻考验。

风电和太阳能光伏发电的输出具有显著的随机性和间歇性，“节能发电调度”对这类发电资源的明显倾斜增加了电网潮流的随机性，而大区联网则扩大了潮流波动的影响范围并带来联络线功率窜动问题，此时仅依靠常规 AGC 滞后控制将很难维持系统频率和联络线功率在运行范围内[1]。同时，常规 AGC 策略都没有考虑其对电网潮流安全约束的影响，其主要原因是传统的水火电源互联电力系统中，系统负荷短时的随机波动及相应的系统功率缺额不大，因此 AGC 机组的调节量较小对网络的安全性影响不大。但是，随着新能源的大量接入，必然导致系统的不确定性功率波动及功率缺额大幅度增加。为了满足频率和联络线功率的约束，AGC 机组的调节量也会大幅度增加，由此可能导致线路功率的过载从而影响电网的安全运行。因此，在含大规

基金项目：国家自然科学基金项目(51307186)

模新能源的互联电力系统中，其 AGC 策略不仅要考虑超前控制，而且还要考虑对网络安全性的影响。

目前已有一些专家学者针对常规 AGC 控制方法的不足提出一些改进措施[2-5]。文献[6-8]提出利用超短期负荷预测来实现 AGC 的超前控制，并按照各区 AGC 机组调节容量比例或 AGC 机组装机容量比例进行总调节功率的分配。文献[9]基于未来 10 min 的系统超短期负荷预测值，以 AGC 机组的辅助调节费用最小和 CPS 考核指标最好为目标，计及机组的爬坡速率约束，建立了 AGC 机组的动态优化模型，并通过优化计算来确定机组未来 10 min 一个断面的控制策略。文献[10]基于未来 15 min 的系统超短期负荷预测值，以辅助服务费用最小为目标，计及机组的静态频率特性、爬坡速率约束，建立了 AGC 机组的动态优化模型，并通过优化计算来确定机组未来 15 min 每分钟一个断面的控制策略。上述 AGC 策略存在以下不足：(1) 未考虑系统网损的影响。负荷和新能源的随机波动，可能造成 AGC 机组调节量变化较大，对系统网损变化影响也较大。忽略系统网损变化可能导致 AGC 控制误差增大，甚至不满足频率和联络线功率控制的目标要求；(2) 未考虑网络安全约束。在电力市场调节下，为了追求经济效益的最大化，电网运行常常会处于安全限制的边界，相应 AGC 机组的潮流调整可能导致电网运行的不安全。

文献[11]提出了一种考虑频率质量约束的最优潮流模型，其中兼顾了极端负荷增减状态的频率质量约束和电网潮流的安全约束。文献[12]提出了考虑区域电网之间断面传输有功约束的互联电网最优潮流模型，由此使最优潮流方法的应用从传统的独立系统扩展到互联系统。上述两篇论文方法以及其他的常规最优潮流模型都没有考虑机组的爬坡速率约束和系统初始状态的频差及其相应的系统功率缺额，因而其优化结果都不能直接作为 AGC 决策的依据。

针对含大规模新能源互联电力系统的潮流和频率综合控制问题，本文提出了基于 OPF 的互联电网 AGC 优化模型。模型中考虑了系统当前的功率缺额和未来的超短期负荷预测值，并增加了机组的爬坡速率约束、频率质量约束和互联断面的传输有功约束，以保证 AGC 的决策方案满足频率和联络线功率控制的需要。同时选择常规 OPF 模型的潮流安全约束，以兼顾 AGC 对网络安全约束的影响；采用考虑静态特性的潮流方程，以此来表示功率/频率变化与潮流及网络安全约束之间的关系。另外，考虑到优化模型的连续非线性特点，本文选择了收敛性良好的预测-校正原对偶内点法[13]进行求解。最后通过 IEEE 修正系统的仿真分析，对优化方法的有效性进行了验证。

1 基于 OPF 的互联电网 AGC 优化模型

1.1 目标函数

本文选取 AGC 机组的辅助调节服务费用最小为目标函数[10]。

$$\min \quad C_{\text{cost}} = \sum_{i \in S_{\text{G}}} C_i \times (P_{\text{G}i0} + P_{\text{Gr},i} - P_{\text{sh},i})^2 \tag{1}$$

式中：S_{G} 为所有参与调频的 AGC 机组集合，包括上调和下调机组；C_i 为第 i 台 AGC 机组的辅助调节服务费用系数；$P_{\text{G}i0}$ 为第 i 台 AGC 机组当前发电值；$P_{\text{Gr},i}$ 为第 i 台 AGC 机组的二次调频量；$P_{\text{Sh},i}$ 为发电厂安排的第 i 台 AGC 机组的计划值。

1.2 等式约束

与经典最优潮流的节点功率平衡方程不同，本文模型中的潮流方程[11]计及了机组和负荷的静态频率调节特性，其表述式具体如式(2)。

$$\begin{cases} P_{\text{G}i} - P_{\text{D}i} - P_i = 0 \\ Q_{\text{G}i} - Q_{\text{D}i} - Q_i = 0 \end{cases} \tag{2}$$

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^{n} [e_i (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) + f_i (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j)] \\ Q_i = \sum_{j=1}^{n} [f_i (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) - e_i (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j)] \end{cases} \tag{3}$$

式中：$P_{\text{G}i}$ 和 $Q_{\text{G}i}$ 为第 i 台发电机输出的有功和无功功率(假设第 i 台发电机对应 i 节点)；$P_{\text{D}i}$ 和 $Q_{\text{D}i}$ 为节点 i 的有功和无功负荷；P_i 和 Q_i 分别为节点 i 的注入有功和无功功率，其表达式见式(3)；G_{ij}、B_{ij} 分别为节点导纳矩阵中第 i 行第 j 列元素的实部和虚部；e_i、f_i 分别为节点 i 电压向量的实部和虚部。

在本文模型中，机组分为两类，其一为仅参加一次调频的常规机组，其二为同时参加一次和二次调频的 AGC 机组。常规机组的发电功率与其频率的关系为

$$P_{\text{G}i} = P_{\text{G}i0} - K_{\text{G}i} (f - f_0) \tag{4}$$

式中：f 为系统频率；f_0 为系统当前运行状态下的频率；$K_{\text{G}i}$ 为第 i 台发电机的有功-频率静特性系数。

AGC 机组的发电功率与其频率的关系为

$$P_{\text{G}i} = P_{\text{G}i0} - K_{\text{G}i} (f - f_0) + P_{\text{Gr},i} \tag{5}$$

发电机励磁系统的调节模式分为无差和有差两种，本文假设采用无差调节模型，忽略其静态电压特性，相应机组采用恒定 Q 或者恒定 V 控制模型。

基于超短期母线负荷预测结果，考虑静态频率特性，则各节点有功和无功负荷的表达式[14]为

$$\begin{cases} P_{\mathrm{D}i}=[1+K_{\mathrm{Pf}i}(f-f_{\mathrm{N}})/f_{\mathrm{N}}+\lambda_{\mathrm{P}i}d_{\mathrm{P}i}]P_{\mathrm{DN}i} \\ Q_{\mathrm{D}i}=[1+K_{\mathrm{Qf}i}(f-f_{\mathrm{N}})/f_{\mathrm{N}}+\lambda_{\mathrm{Q}i}d_{\mathrm{Q}i}]Q_{\mathrm{DN}i} \end{cases} \tag{6}$$

式中：$U_{\mathrm{N}i}$ 和 f_{N} 分别为额定电压和额定频率；$P_{\mathrm{DN}i}$ 和 $Q_{\mathrm{DN}i}$ 分别为节点 i 在额定电压和频率条件下的有功负荷和无功负荷；U_i 为节点 i 的电压幅值；$K_{\mathrm{Pf}i}$ 和 $K_{\mathrm{Qf}i}$ 分别为负荷模型的静态频率特性参数。$\lambda_{\mathrm{P}i}d_{\mathrm{P}i}$ 和 $\lambda_{\mathrm{Q}i}d_{\mathrm{Q}i}$ 分别为节点 i 的超短期负荷预测值相对额定值的变化量。其中，$\lambda_{\mathrm{P}i}$ 和 $\lambda_{\mathrm{Q}i}$ 表示负荷变化的百分比；$d_{\mathrm{P}i}$ 和 $d_{\mathrm{Q}i}$ 表示负荷的变化方向，取+1 表示增负荷，−1 表示减负荷。

1.3 不等式约束

常规 OPF 模型中约束如下。

1) 节点电压幅值约束

$$U_{i\min}^2 \le U_i^2 = e_i^2 + f_i^2 \le U_{i\max}^2 \tag{7}$$

2) 发电机输出有功功率约束

$$P_{\mathrm{G}i\min} \le P_{\mathrm{G}i} \le P_{\mathrm{G}i\max} \tag{8}$$

3) 发电机输出无功功率约束

$$Q_{\mathrm{G}i\min} \le Q_{\mathrm{G}i} \le Q_{\mathrm{G}i\max} \tag{9}$$

4) 线路传输功率约束

$$-S_{ij\max} \le S_{ij} \le S_{ij\max} \tag{10}$$

式中：S_{ij} 为线路 ij 传输的视在功率，具体表示为 $S_{ij}=\sqrt{P_{ij}^2+Q_{ij}^2}$。文中下标“max”和“min”分别表示相应变量的上下限，下同。

除上述不等式约束，本文提出的 AGC 优化模型还考虑了频率质量约束、AGC 机组二次调频的爬坡速率约束以及互联断面传输有功约束。

1) 频率质量约束

$$f_{\min} \le f \le f_{\max} \tag{11}$$

2) AGC 机组二次调频的爬坡速率约束

$$\Delta P_{\mathrm{G}i,\mathrm{down}} \le P_{\mathrm{Gr},i} \le \Delta P_{\mathrm{G}i,\mathrm{up}} \tag{12}$$

式中：$\Delta P_{\mathrm{G}i,\mathrm{up}}$ 和 $\Delta P_{\mathrm{G}i,\mathrm{down}}$ 分别为第 i 台 AGC 机组允许的向上和向下调节有功功率，分别表示为

$$\Delta P_{\mathrm{G}i,\mathrm{up}} = \min\left\{P_{\mathrm{G}i\max}-P_{\mathrm{G}0i},\ R_{\mathrm{ampG}i}\right\}$$

$$\Delta P_{\mathrm{G}i,\mathrm{down}} = \max\left\{P_{\mathrm{G}i\min}-P_{\mathrm{G}0i},\ -R_{\mathrm{ampG}i}\right\}$$

式中：$R_{\mathrm{ampG}i}$ 为 AGC 机组 i 在不计上下限限制时允许增加或减少的最大功率，即最大爬坡功率；$\min\{.\}$ 和 $\max\{.\}$ 分别表示取集合中元素的最小值和最大值。

3) 联络线断面传输有功约束

$$P_{\mathrm{t}m,\min} \le \sum_{ij\in S_{\mathrm{link},m}} P_{ij,m} \le P_{\mathrm{t}m,\max} \quad m\in S_{\mathrm{t}} \tag{13}$$

式中：S_{t} 为断面集合；$S_{\mathrm{link},m}$ 为第 m 个断面所包含的联络线集合；$P_{ij,m}$ 为第 m 个断面上线路 ij 传输的有功功率；$P_{\mathrm{t}m}$ 为第 m 个断面传输的有功功率。

2 互联电网的常规 AGC 优化模型

文献[10]提出一种 CPS 标准下的 AGC 动态优化模型。本文以该模型中一个断面的目标和约束条件为基础来建立互联电网的常规 AGC 优化模型，也可以称为 AGC 的超前实时最优控制模型。其物理意义可以解释为：忽略网损和网络安全约束的影响，考虑系统当前的频率和联络线功率控制偏差和下一个时刻负荷功率的预测值以及机组与负荷的一次调频特性，在 AGC 机组二次调频能力的约束范围内，通过其二次调节功率的优化调节，使 AGC 机组的辅助调节费用最小。

根据上述思路，互联电网的常规 AGC 优化模型可以表示如下。目标函数为式(1)。

等式约束：

$$\begin{cases} \sum_{i\in\mathrm{I}} P_{\mathrm{G}i} - \sum_{i\in\mathrm{I}} P_{\mathrm{D}i} - P_{\mathrm{T}} = 0 \\ \sum_{i\in\mathrm{II}} P_{\mathrm{G}i} - \sum_{i\in\mathrm{II}} P_{\mathrm{D}i} + P_{\mathrm{T}} = 0 \end{cases} \tag{14}$$

式(14)中下标 I、II 表示电源及负荷所处的区域，这里以两区域进行建模，I 表示 1 区，II 表示 2 区。第三项 P_{T} 为联络线断面传输有功，其正负表示断面功率的传输方向，如式(14)表示 1 区向 2 区输送功率。

不等式约束包括式(8)、式(11)~式(12)以及断面传输功率的上下限约束式(15)。

$$P_{\mathrm{T},\min} \le P_{\mathrm{T}} \le P_{\mathrm{T},\max} \tag{15}$$

3 两个模型的主要区别分析及其求解算法

上述两个模型的主要区别在于是否考虑网络安全约束和电网的有功损耗。

传统模型(2 节模型)用式(14)的系统功率平衡方程来表示系统总发电有功与总负荷有功以及总联络断面传输有功之间的平衡关系，其中没有考虑电网的有功损耗。本文所建模型(1 节模型)用式(2)的节点功率平衡方程来表示系统的功率平衡关系，其中的电网有功损耗隐含于式(3)的节点注入功率方程中。另外，在本文所建模型中引入了节点的功率平衡方程及对应的节点电压幅值与相角，因而可以用节点电压来表示支路功率并考虑支路和断面的功率约束。而传统模型没有考虑支路功率约束。

传统模型的目标为二次函数，约束为线性函数，是一个连续的二次规划问题。而本文所建模型含有非线性的潮流方程，是一个连续非线性规划问

题。为此，本文统一采用预测-校正原对偶内点法进行求解，具体算法原理步骤见文献[13]。

4 算例分析

4.1 算例基础数据及仿真条件

为验证所建优化模型的正确性和有效性，本文采用 IEEE 39 节点[15]的修正系统进行仿真分析。为了模拟互联电网及其频率和联络线功率的控制特点，本文在此基础进一步增加了如下信息。

(1) 互联断面的联络线首末节点编号

25-26，3-18，4-14，6-11

形成的断面将整个系统分为两个区域，其中，联络线首节点为 1 区，末节点为 2 区。

(2) 断面传输有功的上下限值：3.80~5.80 p.u.，选取 MATPOWER 4.1 版本[15]中支路 RATE A 的 80%作为线路传输功率的上限值。

(3) AGC 机组的节点编号

31，33，36，38，39

按照区域划分，31、39 节点机组属于 1 区，其余机组属于 2 区。

(4) AGC 机组的有功-频率静特性系数及爬坡速率

算例系统中有 10 个发电机节点对应 10 台机组，设定 AGC 机组有功-频率静态特性系数为 35，一次调频机组为 15。

所有机组(包括 AGC 机组和常规机组)的爬坡速率取对应机组有功最大出力的 10%。

(5) 负荷模型的静态频率特性系数

假设所有节点的负荷模型系数相同，具体为：$K_{Pfi}=2$，$K_{Qfi}=-1.5$。

(6)系统额定频率为 50 Hz，频率质量的允许偏差为 ±0.2 Hz(即 0.996 0~1.004 0 p.u.)，系统容量基准为 100 MW。

(7) 初始状态的设定

假设在 IEEE 39 节点算例数据基础上按+2%增加所有节点的负荷有功，且由此增加的不平衡功率由系统一次调频承担，此时确定的潮流结果作为当前的初始状态，其断面传输有功为 5.705 3 p.u.，系统频率为 0.996 7 p.u.，此时频率接近下限。

(8) 各AGC 机组辅助调节服务费用均定为 20 元/MW，且设定上调费用和下调费用一样。

(9) 负荷扰动状态的设定

假设并网新能源融合在所有节点的负荷中，综合负荷扰动的超短期预测值可能为表 1 的几种场景。假设节点负荷功率与系统负荷功率同比例增长。

表 1 下一刻负荷预测情形

Table 1 Load condition in the next time interval

场景	C1	C2	C3
负荷有功增量	+1%	+3%	+5%

4.2 算例的仿真结果分析

假设超短期多母线负荷预测系统 1 min 内各测试系统将按表 1 所列场景发生负荷变动，C0 为当前初始状态，其中 AGC 机组的有功输出作为初始发电值，同时考虑到一个周期内(10 min 或 15 min)机组的计划发电功率值不变，这里计划值也取为 C0 状态下的 AGC 机组的有功输出。

为了验证本文模型的有效性，将其与常规 AGC 优化模型(下文简称为“常规模型”)进行对比进行仿真研究。由于常规模型没有考虑网损，其优化结果不满足潮流状态，因而其结果是潮流的近似值。为此，将其二次调节功率优化值和节点负荷的预测值代入考虑频率特性的潮流模型(由式(2)表示)中进行潮流校正计算，然后以其潮流结果作为 AGC 优化模型的校正值。另外，为了避免无功分布不同对潮流结果的影响，假设校正潮流模型的机组都采用恒定 Q 模型，且其值为本文模型(基于 OPF 的 AGC 优化模型)所确定的优化值。

以场景 C1、C2 和 C3 为例，采用预测-校正原对偶内点法求解本文提出的最优潮流模型，所得结果如表 2~表 5 所示。表中的简称“本文”、“常规”以及“校正”分别代表采用本文模型、常规 AGC 优化模型以及常规 AGC 优化模型的潮流校正值。另外，表中的数据除调节费用单位为元外，其余单位均为标幺值。

从表 2 可见，在负荷增长的三个场景(场景 C1-C3)下，本文模型中频率的优化值都为其下限值 0.996 0，常规模型中频率的近似值都大于或等于 0.996 0。但是常规模型中频率的潮流校正值都小于 0.996 0，且负荷增大得越多，频率越低。

表 2 系统频率

Table 2 System frequency of different scenarios

	C1	C2	C3
本文	0.996 0	0.996 0	0.996 0
常规	0.996 2	0.996 0	0.996 0
校正	0.995 0	0.991 7	0.988 4

由此说明：一方面，为了使优化模型的目标函数最优(AGC 机组的辅助服务费用最小)，在负荷增长时，频率会尽可能减小以致接近或等于其下限值，由此使一次调频功率尽可能多增加，二次调频功率以及对应的 AGC 辅助费用尽可能小(实际运行中可

提高频率的下限设定值，使一次调频能力充足)。

另一方面，常规模型忽略网损的影响，必然给优化结果带来误差。负荷越大，网损增量越大，误差越大。

对频率而言，不计网损时的近似值已经接近甚至等于下限值，则考虑网损后，频率的真值必然越限，且越限量随负荷的增大而增大。

对辅助调节费用而言，如表 3 所示，不计网损的常规模型优化费用必然小于本文模型的费用。由于校正后的潮流主要是通过改变 AGC 机组的一次调率功率实现，未改变其二次调节功率(由常规模型计算得到)，因而校正模型的费用和常规模型一样。网损的成本转移到无偿提供的一次调频中，这对电厂运行商来说极不公平。

表 3 辅助调节费用

Table 3 Cost of supplementary regulation

	C1	C2	C3
本文	0.50	10.44	33.38
常规	0.02	5.49	23.35
校正	0.02	5.49	23.35

从表 4 可见，本文模型中的联络线断面功率接近或等于上限，常规模型中的断面功率偏于下限值，且都随着负荷的增大而增大。当负荷变动较大(C2、C3 场景)时，常规模型的校正值出现了越限情形。

表 4 联络线断面功率

Table 4 Interface power of different scenarios

	C1	C2	C3
本文	5.737 7	5.800 0	5.800 0
常规	3.804 1	3.832 4	3.876 3
校正	5.763 9	5.821 7	5.878 8

表 5 所示为常规模型校正值潮流下的越限情形。可以预见，常规模型下随着负荷的进一步增加，将会出现更多线路越限情形。

表 5 校正潮流下的越限情况

Table 5 Off-limit condition in the actual situation

	C1	C2	C3
越限线路	-	-	16-19

在本文的优化模型中考虑了线路传输功率约束，不会出现线路功率越限情况。但需注意的是，常规模型的校正值在负荷变动较大情形下，因一次调频机组已达调节上限、AGC 机组设定值也已确定，则由 AGC 机组可用调节能力进行一次调频来平衡负荷变动，此时部分 AGC 机组出力过大则可能会出现线路传输功率越限情形(如表 5 中线路 16-19 越限是由于临近的 33 节点 AGC 机组出力过大所致)。而采用本文模型则能保证满足断面功率约束的同时，各线路传输功率也满足约束。

5 结论

本文提出了基于 OPF 的互联电网 AGC 的优化方法，并与常规 AGC 策略进行了仿真对比分析，得出以下结论：

(1) 常规 AGC 策略忽略了负荷增长和实时功率调节带来的网络功率损耗增量，由此不仅会导致频率和联络线功率的控制误差，而且还可能导致其违反考核约束要求。

(2) 常规 AGC 忽略了网络的安全约束，当 AGC 机组功率调节量大、网络安全裕度小时，可能导致网络潮流越限。

(3) 相对常规 AGC 的超前控制方法，本文所提方法不仅能保证频率和联络线功率的控制精度，而且还能够保证网络潮流的不越限。

参考文献

[1] 郭晓蕊, 王珂, 杨胜春, 等. 计及风电时空互补特性的互联电网有功调度与控制方案[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(21): 139-144.
GUO Xiaorui, WANG Ke, YANG Shengchun, et al. Active power scheduling and control scheme for interconnected power grids considering time-space complementary characteristics of wind energy[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(21): 139-144.

[2] 颜伟, 赵瑞锋, 赵霞, 等. 自动发电控制中控制策略的研究发展综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(8): 149-155.
YAN Wei, ZHAO Ruifeng, ZHAO Xia, et al. Review on control strategies in automatic control[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(8): 149-155.

[3] 周念成, 付鹏武, 王强钢, 等. 基于模型预测控制的两区域互联电网 AGC 系统研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(22): 46-51.
ZHOU Niancheng, FU Pengwu, WANG Qianggang, et al. Research on AGC of two area interconnected power system based on MPC[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(22): 46-51.

[4] 夏天宇, 李辰, 柳进. 基于超短期负荷预测的 Non-AGC 与 AGC 协调控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(18): 38-43.
XIA Tianyu, LI Chen, LIU Jin. Research on non-AGC

and AGC coordination and control strategy based on ultra-short-term load forecasting[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(18): 38-43.

[5] 赵川, 朱涛, 叶华. 多控制区协调自动发电控制的研究与实现[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(16): 46-51.
ZHAO Chuan, ZHU Tao, YE Hua. Research and realization of coordinated automatic generation control based on multi-control zone[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(16): 46-51.

[6] 高宗和, 丁恰, 温柏坚, 等. 利用超短期负荷预报实现AGC 的超前控制[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(11): 42-44.
GAO Zonghe, DING Qia, WEN Bojian, et al. AGC-in-advance based on super-short-term load forecasting[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(11): 42-44.

[7] 周劼英, 张伯明, 郭玉金, 等. 火电 AGC 机组超前控制策略[J]. 电网技术, 2005, 29(21): 61-64.
ZHOU Jieying, ZHANG Boming, GUO Yujin, et al. Strategy of automatic generation control in advance for thermal generator[J]. Power System Technology, 2005, 29(21): 61-64.

[8] 滕贤亮, 高宗和, 张小白, 等. 有功调度超前控制和在线水火电协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(22): 16-20.
TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHANG Xiaobai, et al. Look-ahead control for active power dispatching system and online hydro-thermal coordinated control strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(22): 16-20.

[9] 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.
LIN 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.

[10] YAN W, ZHAO R, ZHAO X, et al. Dynamic optimization model of AGC strategy under CPS for interconnected power system[J]. International Review of Electrical Engineering, 2012, 7(5): 5733-5743.

[11] 孙艳, 杭乃善. 计及机组静态调节特性的电力系统潮流模型[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(10): 43-49.
SUN Yan, HANG Naishan. A power flow model considering the static control characteristic of units in power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(10): 43-49.

[12] 户秀琼, 颜伟, 赵理, 等. 互联电网联网最优潮流模型及其算法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(3): 47-53.
HU Xiuqiong, YAN Wei, ZHAO Li, et al. Model and algorithm of interconnection optimal power flow for interconnected power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(3): 47-53.

[13] YAN Wei, YU Juan, YU D C, et al. A new optimal reactive power flow model in rectangular form and its solution by predictor-corrector primal dual interior point method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 61-67.

[14] RAMIREZ-BERANCOUR R, GUTIERREZ-MARTINEX V J, FUERTER-ESQUIVEL C R. Static simulation of voltage instability considering effects of governor characteristics and voltage and frequency dependence of loads[C] // North American Power Symposium (NAPS), 2010.

[15] http://www.pserc.cornell.edu/matpower/.

收稿日期：2015-02-09； 修回日期：2015-04-10

作者简介：

颜 伟(1968-)，男，博士，教授，博士生导师，研究方向为电力系统优化运行与控制、风险评估、电力市场和智能电网；

王 聪(1983-)，男，通信作者，博士研究生，研究方向为电力系统优化运行与控制、智能控制。E-mail: cong100hai@163.com

(编辑 姜新丽)