

考虑市场力风险约束的最优 AGC 控制模型

赵万宗¹, 韦化¹, 韦昌福², 鲍海波¹

(1. 广西大学 广西电力系统最优化与节能技术重点实验室, 广西 南宁 530004;
2. 广西电网电力调度控制中心, 广西 南宁 530023)

摘要:针对传统自动发电控制(AGC)优化模型中难以考虑市场力风险的问题,引入度量市场风险的价值模型,提出了以风险价值为限值的辅助服务成本约束混合整数非线性规划的 AGC 优化模型。为处理模型的非线性,引入两态辅助变量,将三态的机组状态变量进行等效转化,实现了模型的线性化,有效地降低了模型求解难度。以广西电网运行数据为例,对比不同风险置信水平下 AGC 控制性能,结果表明:置信水平越高,调节成本越大,控制效果越好,但无论置信水平高低,所提模型均能确保控制性能标准(CPS)合格,验证了模型的有效性,为电力市场环境下的 AGC 控制提供了有益参考。

关键词:自动发电控制;市场力;风险价值;辅助服务;控制性能标准

中图分类号:TM 71

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.05.011

0 引言

自动发电控制 AGC(Automatic Generation Control)是实现电力系统供需平衡的重要技术手段。随着新一轮电力市场改革的重启^[1],将竞争机制引入 AGC 辅助服务成为发展趋势,由此带来的市场力风险^[2]必将影响 AGC 辅助服务市场正常运行。

现有满足控制性能标准(CPS)^[3]的 AGC 控制策略中,通常关注机组的安全约束,未涉及市场力风险的问题。文献[4-12]研究了 CPS 下的 AGC 控制问题,构建满足 CPS 的 AGC 控制模型,但未考虑市场力的影响。为了维护市场秩序,降低电网企业购买 AGC 辅助服务的价格风险,保障用电的可靠性和经济性,文献[13-14]研究了降低市场力的策略及其抑制措施,提出了如引入电力需求弹性、采取长期合约方式、设置价格上限等技术手段,可在一定程度上降低市场力的影响。现有 AGC 优化控制研究成果难以同时兼顾市场力风险、安全约束和 CPS 考核指标三者,使得发电商容易滞留容量,抬高 AGC 调节成本,降低系统运行经济性,存在安全隐患。

因此,本文引入了金融领域广泛采用的风险价值(VaR)方法^[15],构建了满足 CPS 下计及市场力风险的最优 AGC 控制的混合整数非线性规划 MINLP(Mixed Integer NonLinear Programming)模型。模型中综合考虑了 CPS 考核指标、市场力风险、电力系统安全性与经济性等方面的安全约束条件,并以广

西电网运行数据作为测试算例,验证了所提模型的有效性。

1 AGC 辅助服务的市场力风险分析

1.1 AGC 辅助服务市场框架

AGC 辅助服务是电力市场正常运营的一项重要保障,具有公共服务性质,目前国内外主要有库联营(集中竞价)、双边交易型和混合模式等交易模式。迄今为止,AGC 辅助服务尚未形成一个统一成熟的市场框架,鉴于 AGC 辅助服务具有强制性的公共服务性质,需要一个核心管制执行机构(如电网调度中心),来保障辅助服务的正常获取和调度,不失一般性,本文选取集中竞价的交易框架。

AGC 辅助服务市场由物理环境和市场环境两部分组成,如图 1 所示。AGC 辅助服务提供者按照市场规则向交易中心(或调度机构)提交容量报价和电量报价,由交易中心(或调度机构)根据一定的优化策略,确定向谁购买,以及购买的容量价格。市场参与者除了可以调整报价策略外,没有其他自主选择的权力。

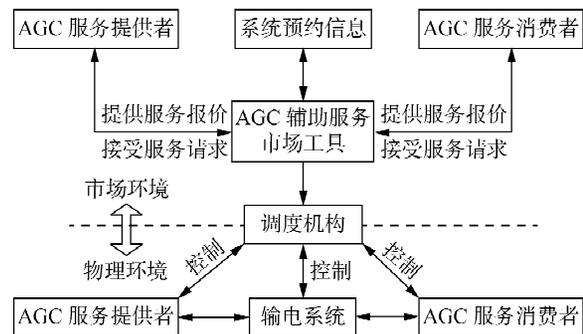


图 1 AGC 辅助服务市场基本结构

Fig.1 Basic structure of AGC ancillary service market

由于市场交易中心所确定的 AGC 机组是未来

收稿日期:2018-01-12;修回日期:2018-03-25

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2013CB228205);国家自然科学基金资助项目(51667003)
Project supported by the National Basic Research Program of China(973 Program)(2013CB228205) and the National Natural Science Foundation of China(51667003)

一段时间内预期投入的机组,其是否会在实时调度中被选择,则由实时调度控制策略来确定,即 AGC 辅助服务市场由日前市场和实时市场两部分构成,如图 2 所示。日前市场选中的机组,无论其是否参与实际调节,均可获得相应的容量备用补偿,在本文的优化目标中将此部分忽略。实际参与调节的 AGC 机组及其调节量的多少,则根据日前市场所选定的机组报价,通过实时控制策略来确定是否下令调节,其结果将影响 AGC 辅助服务的电量成本。

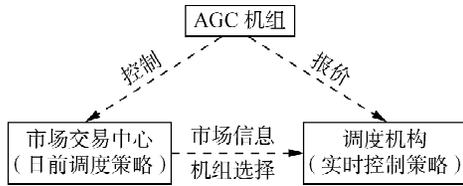


图 2 AGC 控制基本环节
Fig.2 Basic sectors of AGC

1.2 AGC 市场力风险建模

传统衡量市场力的指标主要有 HHI (Herfindahl-Hirschman Index)、Lerner Index、PCMI (Price Cost Margin Index) 等,这些指标一般仅用于事后分析,作为市场力检测的粗略扫描工具^[16],难以在实时的优化控制策略中予以考虑。VaR 方法对市场风险的表示简洁直观,且适用于事前风险计算,可有效克服传统风险评估事后分析的不足,已成为金融领域风险测量的主流方法。

电网企业愿意承担的市场力风险,可用 VaR 进行描述,具体表达公式如下:

$$P(\Delta X \leq Z_{\text{VaR}}) = \alpha \quad (1)$$

其中, ΔX 为观察期内的损失或风险; Z_{VaR} 为给定置信水平 α 下的最大损失或最大风险上限。

正常负荷波动下,假设辅助服务市场价格服从正态分布,即 $x \sim N(\mu, \sigma^2)$,如图 3 所示, μ 为期望成本, σ 为标准差,可将其转换为标准正态分布:

$$\frac{x-\mu}{\sigma} \sim N(0,1) \quad (2)$$

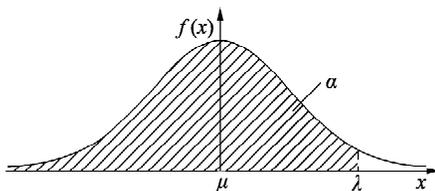


图 3 市场价格概率分布示意图
Fig.3 Schematic diagram of probability distribution of market prices

采用参数分布法根据历史价格分布,模拟市场交易价格和辅助服务的购买成本,得到电网公司购买成本的分布,进而算出 Z_{VaR} 值。 Z_{VaR} 值源于历史价格分布的统计学原理,可实时动态滚动调整,为各

方所接受,不具强制性,与政府主导的具有行政强制性的价格上限具有本质差别,且 Z_{VaR} 值可作为市场参与者进行市场定价或竞价的参考。

在置信水平 α 下,定义电网公司可接受的风险价格为 λ ,由式(1)可得:

$$\int_{-\infty}^{\lambda} f(x) dx = \alpha \quad (3)$$

根据式(3)计算出置信水平 α 下的风险价格 λ ,显然,置信水平越高, λ 越大,表明对系统价格风险的厌恶程度越低,可承受的价格成本也越大。但在实际应用中,针对采用分布参数方法计算 λ 值时,可能存在“厚尾”缺陷问题,可通过对比历史风险值,适当调整置信水平,使得风险值趋于合理接受范围。

在 AGC 考核周期 T 内,假设备用需求为 D ,则辅助服务期望成本为 μD ,置信水平 α 下的最大风险成本 C_{VaR} 为:

$$C_{\text{VaR}} = \lambda D \quad (4)$$

因此,由负荷波动或新能源随机性波动所导致的辅助服务风险应在可控范围内,则置信水平 α 下,电网企业愿意承担的经济风险应满足以下约束条件:

$$\sum_{i \in S_{\text{AGC}}} \sum_{t=1}^T \beta_i^t \Delta p_i^t \leq C_{\text{VaR}} \quad (5)$$

其中, β_i^t 为 t 时段机组 i 的报价; Δp_i^t 为 t 时段机组调节出力; S_{AGC} 为 AGC 机组集合。

2 考虑市场力风险的 AGC 优化模型

2.1 满足 CPS 的 AGC 优化模型

以省级电网控制区为研究对象,与之相连的外部区域可视为一虚拟控制区,通过虚拟联络线相连。AGC 控制策略的输入量主要有系统交易信息(中标 AGC 机组及其报价、系统出力计划、联络线计划等)、联络线功率偏差 Δp_{tie} 和系统频率偏差 Δf 、系统负荷预测 P_L 等,如图 4 所示。由于 10 min 的超短期负荷预测值 P_L 已经相当精确, Δf 可根据负荷预测和系统初始出力值按照负荷频率关系进行换算得到。图中, P_0 为系统预期出力, P 为系统实际出力, ΔP 为系统预期总调节量。

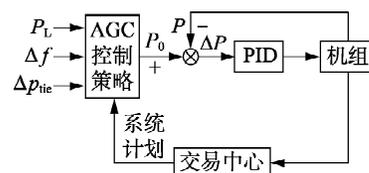


图 4 AGC 控制过程简图
Fig.4 Description of AGC control process

根据 AGC 控制过程,基于频率与联络线功率偏差控制 TBC (Tie-line frequency Bias Control) 模式,以

电网企业向 AGC 机组支付的辅助服务费最小为目标,建立模型如下。

(1) 经济性目标函数。

$$\min f(\cdot) = \sum_{i \in S_{AGC}} \sum_{t=1}^T \beta'_t \Delta p'_i \quad (6)$$

其中, $\Delta p'_i$ 为 t 时段第 i 台 AGC 机组的增出力, 减出力已经在备用市场中体现, 在此不予考虑; β'_t 为第 i 台 AGC 机组的市场报价。

(2) 系统功率平衡约束。

$$P^0 + \Delta p^t - P'_L - P'_{tie} - \Delta p'_{tie} = 0 \quad (7)$$

其中, P^0 为系统出力初值; P'_L 为 t 时段超短期负荷预测值; P'_{tie} 为 t 时段联络线计划总值, 送出为正值, 反之为负值; $\Delta p'_{tie}$ 为 t 时段联络线功率偏差; $\Delta p^t =$

$\sum_{i \in S_{AGC}} \sum_{k=1}^t u_i^k V_i^k$ 为 t 时段时 AGC 机组的总调节功率值, $u_i^k = \{-1, 0, 1\}$ 为 k 时段机组 i 调节指令状态值, 当 $u_i^k = 1$ 时表示机组增加出力, 当 $u_i^k = 0$ 时表示机组平稳运行, $u_i^k = -1$ 时表示机组减少出力, V_i^k 为 k 时段机组 i 线性调节速率。

(3) 风险约束。

在考核时段 T 内, 电网企业支付的 AGC 辅助服务费用应控制在一定的风险水平以下, 则:

$$\sum_{i \in S_{AGC}} \sum_{t=1}^T \beta'_t \Delta p'_i \leq C_{VaR} \quad (8)$$

其中, C_{VaR} 表示一定置信水平 α 下, 电网企业愿意承担的最高风险成本。置信水平越高, 表明电网企业对市场风险的厌恶程度越低, 控制越稳健, 控制成本越高; 反之, 置信水平越低, 愿意承担的价格水平越低, 控制成本也越低。

(4) CPS1 指标约束。

$$\underline{K}_{cps1} \leq k_{cps1} \leq \bar{K}_{cps1} \quad (9)$$

$$k_{cps1} = 2 - \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \frac{E_{min}^n \times \Delta F_{min}^n}{10B\epsilon_1^2} \quad (10)$$

其中, k_{cps1} 为 CPS1 考核指标值, 一般要求其大于 100%、接近而不远大于 200%; \underline{K}_{cps1} 为控制性能指标下限, 常设置为 1.2; \bar{K}_{cps1} 为控制性能指标上限, 常设置为 2.8; N 为考核周期分钟数, 文中设 $N = 10$; E_{min} 为每分钟区域控制偏差 ACE 的平均值, $ACE = \Delta p_{tie} + 10B\Delta F$; ΔF_{min} 为每分钟频率偏差 ΔF 的平均值; B 为控制区频率偏差系数; ϵ_1 为全年频率偏差的 1 min 平均值的均方根值。

(5) CPS2 指标约束。

$$\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N E_{min}^n \leq L_{10} \quad (11)$$

其中, L_{10} 为规定的 ACE 控制极限值。

(6) AGC 调节容量约束。

$$\underline{R}_i \leq \sum_{k=1}^t \Delta p_i^k \leq \bar{R}_i \quad (12)$$

其中, \bar{R}_i 、 \underline{R}_i 分别为 AGC 机组 i 可调节容量上、下限。

(7) AGC 机组有功出力约束。

$$\underline{P}_i \leq p_i^t \leq \bar{P}_i \quad (13)$$

其中, $p_i^t = P_i^0 + \sum_{k=1}^t u_i^k V_i^k$ 为 t 时段 AGC 机组 i 的有功出力, P_i^0 为机组 i 初始出力值; \bar{P}_i 、 \underline{P}_i 分别为机组 i 出力的上、下限。

(8) 联络线功率约束。

$$\underline{P}_{tie} \leq P'_{tie} + \Delta p'_{tie} \leq \bar{P}_{tie} \quad (14)$$

其中, \bar{P}_{tie} 、 \underline{P}_{tie} 分别为联络线功率上、下限。

(9) 最小加减速时间约束。

$$[u_i^{t-1} - u_i^t][T_{S,i}^{t-1} - U_{T,i}] \geq 0 \quad (15)$$

$$[u_i^t - u_i^{t-1}][T_{S,i}^{t-1} + D_{T,i}] \leq 0 \quad (16)$$

其中, 式(15)为最小加速时间约束; 式(16)为最小减速时间约束; $T_{S,i}^{t-1}$ 为机组 i 在 $t-1$ 时段已经连续加减速的时间(加速为正, 减速为负); $U_{T,i}$ 为机组 i 的最小加速时间; $D_{T,i}$ 为机组 i 的最小减速时间。

2.2 模型的线性化处理

式(6)~(16)所构成的模型是一个混合整数非线性规划模型, 特别是机组调节指令状态值 u_i^t 为三态变量, 给模型求解或转化带来了较大的困难。因此, 采用线性化处理方法^[17], 作如下处理。

(1) 机组指令状态变量的等效表达。

引入两态的辅助变量 $u'_{a,i} = \{0, 1\}$ 和 $u'_{d,i} = \{0, 1\}$, 将三态的机组指令状态变量 u_i^t 进行等效表达, 则需满足约束:

$$u'_{a,i} + u'_{d,i} \leq 1 \quad (17)$$

其中, $u'_{a,i}$ 为机组增指令变量, 当 $u'_{a,i} = 1$ 时, 表示 t 时段 AGC 机组 i 出力增加, 为正调节, 反之不调; $u'_{d,i}$ 为机组减指令变量, 当 $u'_{d,i} = 1$ 时, 表示 t 时段 AGC 机组 i 出力减少, 为负调节, 反之不调。

仅通过式(17)只能确保同一台机组在同一段保持一种可行出力状态, 为了避免同一段既有增出力又有减出力的不合理下令状态, 还需要增加如下辅助约束:

$$u'_{a,i} + u'_s \leq 1 \quad (18)$$

$$u'_{d,i} - u'_s \leq 0 \quad (19)$$

其中, $u'_s = \{0, 1\}$ 为系统辅助变量, 用于确保系统在 t 时段只能存在一种下令状态。当 $u'_s = 1$ 时, 表示

所有机组处于减发功率(或平稳运行)状态;当 $u_s^t=0$ 时,表示所有机组处于增发功率(或平稳运行)状态。

(2) AGC 机组调节容量约束。

机组 i 的新增出力可表示为:

$$\Delta p_i^t = u_{a,i}^t V_{a,i}^t - u_{d,i}^t V_{d,i}^t \quad (20)$$

其中, $V_{a,i}^t$ 为 t 时段机组 i 线性增速率; $V_{d,i}^t$ 为 t 时段机组 i 线性减速率。

将式(20)代入式(12),可将其转化为:

$$\bar{R}_i \leq \sum_{k=1}^t (u_{a,i}^k V_{a,i}^k - u_{d,i}^k V_{d,i}^k) \leq \bar{R}_i \quad (21)$$

(3) 最小加减速时间约束。

非线性约束式(15)可等效为线性约束式(22)~(24):

$$\sum_{t=1}^{G_i} (1 - u_{a,i}^t) = 0 \quad t = 1, 2, \dots, G_i \quad (22)$$

$$\sum_{m=t}^{t+U_{T,i}-1} u_{a,i}^m \geq U_{T,i} (u_{a,i}^t - u_{a,i}^{t-1}) \quad t = G_i + 1, \dots, T - U_{T,i} + 1 \quad (23)$$

$$\sum_{m=t}^T [u_{a,i}^m - (u_{a,i}^t - u_{a,i}^{t-1})] \geq 0 \quad t = T - U_{T,i} + 2, \dots, T \quad (24)$$

其中, $G_i = \min\{T, u_{a,i}^0 (U_{T,i} - T_{a,i}^0)\}$, $i \in S_{AGC}$, $T_{a,i}^0$ 为机组 i 的初始加速时间, $u_{a,i}^0$ 为机组 i 的初始状态值。式(22)是为了满足计算起始时刻,如果机组已经加速运行了一段时间,仍需强制要求的最小加速时间约束;式(23)是所有连续多个 $U_{T,i}$ 时段的最小加速时间约束;式(24)是最后剩余时间长度小于 $U_{T,i}$ 时,如果机组 i 加速,仍需强制满足的最小加速时间约束。

同理,非线性约束式(16)可等效为线性约束式(25)~(27):

$$\sum_{t=1}^{L_i} (1 - u_{d,i}^t) = 0 \quad t = 1, 2, \dots, L_i \quad (25)$$

$$\sum_{m=t}^{t+D_{T,i}-1} u_{d,i}^m \geq D_{T,i} (u_{d,i}^t - u_{d,i}^{t-1}) \quad t = L_i + 1, \dots, T - D_{T,i} + 1 \quad (26)$$

$$\sum_{m=t}^T [u_{d,i}^m - (u_{d,i}^t - u_{d,i}^{t-1})] \geq 0 \quad t = T - D_{T,i} + 2, \dots, T \quad (27)$$

其中, $L_i = \min\{T, u_{d,i}^0 (D_{T,i} - T_{d,i}^0)\}$ 表示开始时刻机组 i 要求的减速时间, $T_{d,i}^0$ 为机组 i 的初始减速时间, $u_{d,i}^0$ 为机组 i 的初始状态值。式(25)是为了满足计算起始时刻,如果机组已经减速运行了一段时间,仍需强制要求的最小减速时间约束;式(26)是所有连续多

个 $D_{T,i}$ 时段的最小减速时间约束;式(27)是最后剩余时间长度小于 $D_{T,i}$ 时,如果机组 i 减速,仍需强制满足的最小减速时间约束。

3 计算结果与讨论

以广西电网某日运行数据作为测试算例,在 GAMS 平台上调用 CPLEX 优化工具包进行计算。假设该测试系统投入的 AGC 机组由日前市场竞价确定,系统中各电厂具体参数如表 1 所示。CPS 指标每 10 min 考核一次,采样间隔为 5 s,全天 144 个考核点, $L_{10} = 120$, $B = 145$,联络线功率偏差限值为 ± 100 MW,计算收敛精度为 10^{-6} 。

表 1 AGC 电厂参数
Table 1 Parameters of AGC plants

电厂	总容量/MW	调节速率/ (MW·min ⁻¹)	调节容量/ MW
A	1 512	400	250
B	600	180	300
C	540	200	230

为了对比电网企业愿意承担的市场风险对 AGC 控制的影响,需要选择较高的置信水平^[18],这与电力系统要求较高安全运行水平相一致。因此,本文考虑以下 2 种测试模式。

a. 95% 置信水平:市场风险置信水平 α 为 95% 情况下,求以 AGC 机组调节费用最小为目标的最优 AGC 下令及 CPS 指标值。

b. 99% 置信水平:市场风险置信水平 α 为 99% 情况下,求以 AGC 机组调节费用最小为目标的最优 AGC 下令及 CPS 指标值。

表 2 为 2 种测试模式下,全天 AGC 机组下令和 CPS1 考核情况比较。

表 2 全天机组下令及 CPS1 考核情况比较

Table 2 Comparison results for orders and CPS1

测试模式	下令次数	$k_{\text{cps1}} \geq 200\%$	$100\% \leq k_{\text{cps1}} < 200\%$
95% 置信水平	684	8	136
99% 置信水平	711	11	133

图 5 和图 6 分别为 2 种测试模式下全天 CPS1 和 CPS2 趋势图。置信水平越高,系统对价格风险的厌恶程度越低,计算结果表明,99% 置信水平下的全天 AGC 机组下令次数比 95% 置信水平下增加了 3.9%,CPS1 指标超过 200% 的考核点增加了 37.5%,且无论风险置信水平的高低,均能确保 CPS 指标合格率 100%,满足 AGC 机组安全约束和电网运行风险水平。置信水平越高,越有利于系统频率的恢复,但付出的调控成本更高。

以某 10 min 考核时段为例,分析 2 种测试模式对区域控制偏差 ACE、联络线功率等各项参数指标的影响。

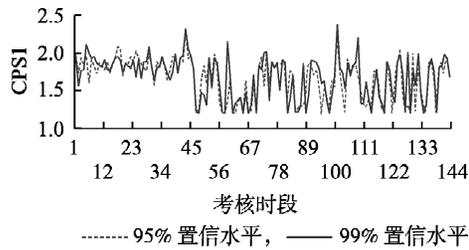


图 5 CPS1 趋势图
Fig.5 Trends of CPS1

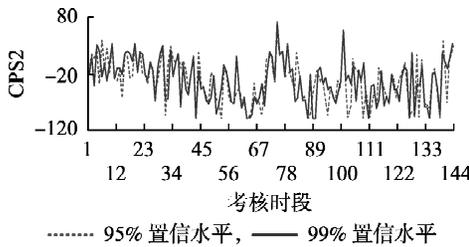


图 6 CPS2 趋势图
Fig.6 Trends of CPS2

(1) ACE。

图 7 为 ACE 趋势图;图 8 为每分钟 ACE 和频率偏差均值的积,当 $ACE \times \Delta F < 0$ 时表明控制策略对系统频率恢复有利,反之不利。由于置信水平越高,系统允许承受的价格水平也越高,即对风险厌恶程度越低,对于控制区而言,可以调度的 AGC 机组数量也就越多,趋向于通过增加内部 AGC 机组的下令来实现区域供需平衡,且尽可能减少联络线功率的吸收,从而最大限度地实现对外部系统的功率支援。计算结果表明,99% 置信水平下的区域控制偏差比 95% 置信水平下的小,表明置信水平越高,控制效果越好。同时,99% 置信水平下 $ACE \times \Delta F < 0$ 的考核点比 95% 置信水平下的多,表明置信水平越高,越有利于系统频率的恢复。

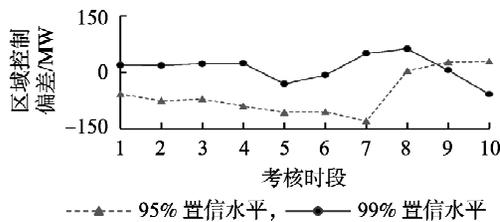


图 7 ACE 趋势图
Fig.7 Trends of ACE

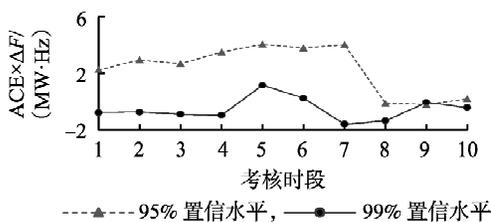


图 8 $ACE \times \Delta F$ 趋势图
Fig.8 Trends of $ACE \times \Delta F$

(2) 联络线功率偏差。

图 9 为联络线功率偏差趋势图。联络线功率偏差大于 0,表明系统对外部系统支援,或者从外部系统少吸收功率,反之则从外部系统多吸收功率。计算结果表明,99% 置信水平下,联络线功率偏差在大部分情况下均大于 0,对系统的支援力度更大,更有利于系统频率的稳定。

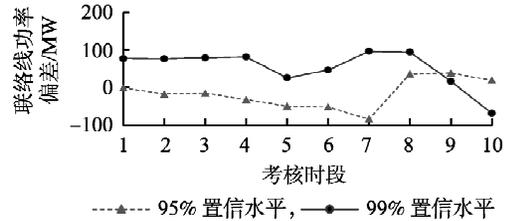


图 9 联络线功率偏差趋势图
Fig.9 Trends of tie-line's power deviation

(3) 机组下令。

图 10 为 AGC 下令值。结果显示:99% 置信水平下的机组下令次数比 95% 置信水平下的多,且下令功率总量也更大,表明置信水平越高,控制成本越大。

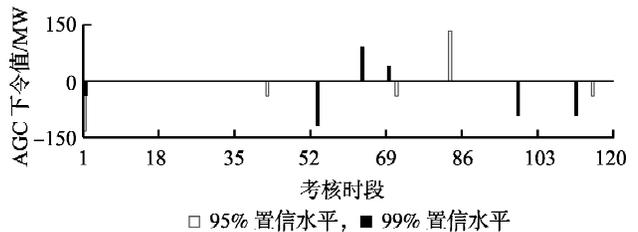


图 10 AGC 下令值
Fig.10 Values of AGC order

根据以上分析,在保障 CPS 考核指标合格的前提下,置信水平越高,控制区的 AGC 机组下令次数更多,同时下令值也越大,控制成本越高,但置信水平越高,越有利于系统频率稳定。电力系统实际运行时,电网企业可综合考虑机组的市场报价、调节性能等因素选择恰当的置信水平。

4 结论

本文引入度量市场风险的 VaR 方法,构建了考虑市场力风险约束的最优 AGC 控制模型,解决了传统 AGC 优化模型难以考虑市场力风险的问题。通过理论和仿真分析,得到以下结论。

- a. 置信水平越高,AGC 机组的下令次数越多,下令值越大,控制成本也越高,但控制效果会更好,更有利于系统频率的恢复。反之,置信水平越低,AGC 机组的下令次数及下令值相应减少,控制成本降低,但控制效果变差,不利于系统频率质量的改善。
- b. 在满足 CPS 考核指标前提下,可通过适当调

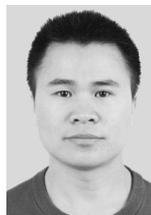
节置信水平来实现对互联系统的支援力度。置信水平越高,对外支援的力度越大,越有利于系统安全运行,但付出的调节成本越高。

c. 在电网实际运行中,为控制系统调节成本,满足 CPS 指标考核的要求,电网企业可以综合考虑机组市场报价、调节性能等因素,适当调节风险置信水平,实现风险与成本的均衡。

参考文献:

- [1] 中共中央,国务院. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发[2015]9)[Z]. 2015.
- [2] BJORGANR, LIU C C, LAWARRREE J. Financial risk management in a competitive electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(4): 1285-1291.
- [3] JALEELI N, VANSLYCK L S. NERC's new control performance standards[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 1092-1099.
- [4] 赵万宗,李滨,韦化,等. 互联网 CPS 标准下计及一次调频的最优 AGC 控制模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(10): 2656-2664.
ZHAO Wanzong, LI Bin, WEI Hua, et al. The optimal AGC control strategy considering the primary frequency regulation under the control performance standard for the interconnected power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(10): 2656-2664.
- [5] 李卫东,常烨骅,陈兆庆,等. 区域控制偏差的动态内涵[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 146-150, 163.
LI Weidong, CHANG Yekui, CHEN Zhaoqing, et al. Dynamic contents of area control error[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 146-150, 163.
- [6] 翁毅选,邓长虹,黄文涛,等. 基于统计理论的含风电互联网 CPS 研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(12): 79-84.
WENG Yixuan, DENG Changhong, HUANG Wentao, et al. Research of CPS based on statistical theory for interconnected power grid with wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(12): 79-84.
- [7] 巴宇,刘尧,李卫东. CPS 及其考核在北美与国内的应用比较[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(15): 63-72.
BA Yu, LIU Rao, LI Weidong. Comparison of CPS and its assessment between North America and China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(15): 63-72.
- [8] YU Tao, ZHOU Bin, CHAN K W. Stochastic optimal relaxed automatic generation control in non-Markov environment based on multi-step Q(λ) learning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1272-1282.
- [9] 杨方,孙元章,程林. 计及稳定断面安全的 AGC 协调控制[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(8): 13-18.
YANG Fang, SUN Yuanzhang, CHENG Lin. Coordinated automatic generation control with voltage security constraints for interconnected power grids[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(8): 13-18.
- [10] 刘奇,刘斌,余涛. 基于 CPS 统计特性的自适应自动发电控制策略[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(12): 74-78.
LIU Qi, LIU Bin, YU Tao. Adaptive AGC strategy based on statistical property of CPS[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(12): 74-78.
- [11] 李滨,韦化,农蔚涛,等. 基于现代内点理论的互联网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.
- [12] 余涛,张水平. 在策略 SARSA 算法在互联网 CPS 最优控制中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 211-216.
YU Tao, ZHANG Shuiping. Optimal CPS control for interconnected power systems based on SARSA on-policy learning algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 211-216.
- [13] 付蓉,王蓓蓓,李扬,等. 输电网络约束下发电商的市场力行为分析[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(5): 6-11.
FU Rong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Analysis of market power behavior of electricity suppliers under network constraints[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(5): 6-11.
- [14] 李晓刚,李玉平. 统一出清电价下发电厂商的持留容量行为及相关抑制措施[J]. 电力自动化设备, 2004, 24(7): 85-88.
LI Xiaogang, LI Yuping. Withholding generation capacity and mitigation mechanism of market power under uniform clearing pricing method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(7): 85-88.
- [15] SMITHSONC, MINTON L. Value at risk[J]. Risk, 1996, 9(1): 25-27.
- [16] 杨力俊,郭联哲,谭忠富. 几种发电商市场力评估指标的对比分析[J]. 电网技术, 2005, 29(2): 28-33.
YANG Lijun, GUO Lianzhe, TAN Zhongfu. Comparison and analysis of several market power assessment indices for power generation company[J]. Power System Technology, 2005, 29(2): 28-33.
- [17] OSTROWSKI J, ANJOS M F, VANNELLI A. Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 39-46.
- [18] 盛骤,谢式千,潘承毅. 概率论与数理统计[M]. 4 版. 北京:高等教育出版社, 2008: 161-171.

作者简介:



赵万宗

赵万宗(1982—),男,广西贺州人,博士研究生,主要研究方向为电力系统最优运行与规划(E-mail: zhaowanzong@gxu.edu.cn);

韦化(1954—),男,广西忻城人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为现代内点理论及其在电力系统中的应用,涉及最优潮流、电压稳定、状态估计等(E-mail: weihua@gxu.edu.cn);

韦昌福(1985—),男,广西金秀人,硕士,主要研究方向为电网调度自动控制技术、调度自动化技术(E-mail: wei.changfu@163.com);

鲍海波(1988—),男,安徽合肥人,博士研究生,主要研究方向为电力系统最优运行与规划(E-mail: baohaiboP50514007@163.com)。

(下转第 109 页 continued on page 109)

Data mining of power oscillation based on change-point detection

YU Yiping¹, SUN Weijuan¹, ZHANG Hao¹, AN Jun², XIONG Haoqing², JU Ping¹

(1. Research Center for Renewable Energy Generation Engineering of Ministry of Education, Hohai University, Nanjing 211100, China;
2. State Grid Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450052, China)

Abstract: Aiming at the defects of data mining for slight power oscillation features, the change-point detection method is introduced to determine whether the low-frequency oscillation happens or not, which units are the main participate units and when the oscillation turns into stable phase. On this basis, a new data mining method of power oscillation features in large grid is proposed. This method identifies the oscillation information of power grid from mass data of WAMS (Wide Area Measurement System), distinguishes the low frequency oscillation with weak damping and dynamic process with faster decay according to the extreme point features obtained by the change-point detection method, identifies the beginning of time window of Prony method in the weak damping oscillation condition, and then obtains more reliable mode information and strong correlation generators. The effectiveness of the proposed method is verified by the simulation of New England 10-generator 39-bus system and the data mining on WAMS practical measured data in Henan Power Grid. The results show that the oscillation features and mode information of power system can be accurately identified from the mass data.

Key words: change-point detection; low-frequency oscillation; oscillation features; data mining

.....
(上接第 82 页 continued from page 82)

Optimal AGC model with risk constraints of market power

ZHAO Wanzong¹, WEI Hua¹, WEI Changfu², BAO Haibo¹

(1. Guangxi Key Laboratory of Power System Optimization and Energy Technology, Guangxi University, Nanning 530004, China; 2. Guangxi Power Grid Dispatching Control Center, Nanning 530023, China)

Abstract: Aiming at the problem that the market power risk is difficult to be considered in the traditional AGC (Automatic Generation Control) optimization model, the VaR (Value at Risk) for measuring market risk is introduced, and the AGC optimization model of mixed integer nonlinear programming under the constraint of ancillary service cost with VaR as the limit value is constructed. For dealing with the nonlinearity of the model, the two-state auxiliary variables are introduced to equivalently transform the three-state variables of the unit, which realizes the linearization of the model and thus effectively reduces the difficulty of solving the model. Taking the operation data of Guangxi Power Grid as an example, the performances of AGC under different risk confidence levels are compared. The results show that the higher the confidence level is, the greater the regulation cost will be, but with better control effect. However, whether the confidence level is high or not, the proposed model can ensure the CPS (Control Performance Standard) qualification, verifying the validity of the model. It can provide a useful reference for the AGC in the power market environment.

Key words: automatic generation control; market power; value at risk; auxiliary service; control performance standard