

基于智能体仿真的无功市场力分析

张富强^{1,2}, 文福拴¹, 颜汉荣², 余志伟², 钟志勇², 黄杰波²

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 香港理工大学电机工程学系, 香港)

摘要: 在无功市场的规划和设计阶段, 潜在的市场力是一个必须认真考虑的重要问题。现有的无功市场力评估指标大都只考虑了电力系统的技术特征, 没有考虑市场参与者的策略性投标行为。在此背景下, 提出了基于智能体代理的市场仿真方法以研究无功市场中参与者的博弈行为, 其中采用了模仿者动态算法来模拟参与者追求利润最大化的理性行为。发展了计及发电机强制(免费)无功出力要求的统一价格竞价模式和按报价结算竞价模式, 并利用得到的结算电价计算无功市场力指标, 即无功价格成本裕度指标。最后, 以 CIGRÉ 32 节点系统为例说明了所述方法的基本特征。算例分析结果表明: 在统一价格结算模式下, 潜在的市场力比按报价结算模式下更为严重。

关键词: 无功电力市场; 市场力; 智能体代理仿真; 统一价格结算; 按报价结算; 无功价格成本裕度指标

中图分类号: TM 73; F 123. 9

0 引言

由于电力市场竞争首先是从有功开始的, 因此, 到目前为止市场力方面的研究主要集中于有功市场。已经提出了一些指标和方法, 包括最早的 HHI (Herfindahl-Hirschman index)^[1] 和熵指标^[2]、之后的必须运行率(MRR)指标^[3], 以及考虑了输电约束的市场力识别方法^[4]。在无功市场方面, 也有一些文献做了一些研究工作^[5-8], 但总体上仍处于探索和起步阶段。一般认为, 无功市场力会比有功市场力更为严重。因而, 如果要建立无功市场, 在市场规划与设计阶段, 就需要认真研究无功市场力问题。

文献[9-13]提出了一些评估无功市场力的方法。文献[9]先求解所研究的负荷节点 i 的电压对系统内所有发电机节点无功注入的灵敏度, 然后将发电机 j 对节点 i 的控制能力近似表示为发电机 j 的无功容量上、下限之差与上述灵敏度的乘积。将此控制能力视为发电机 j 在节点 i 的无功竞争中所占的市场份额, 然后应用 HHI 求出系统内任意负荷节点 i 的市场力。然而, 这种方法无法描述整个系统无功市场力的强弱。针对这一问题, 文献[10]利用电气距离概念, 根据节点 i 与区域内其他节点的电气耦合程度, 构造了区域中各个节点的权重, 然后将区域无功 HHI 定义为文献[9]中所提到的节

点 HHI 的加权。文献[11]首先利用内点算法求解最优潮流(OPF)问题(目标函数分别为最小化系统网损和最大化系统负载能力), 得到与无功容量约束相关的拉格朗日(Lagrange)乘子, 然后利用文献[9]提出的方法确定无功市场力。需要指出, 文献[11]在计算无功控制能力时以当前可用的无功容量裕度代替了文献[9]所采用的整个无功容量, 因而更加合理。然而, 由于无功-电压之间存在较强的非线性关系, 文献[9-11]所采用的灵敏度方法的适用范围有限。这是该类方法的主要缺点。

当系统无功负荷从当前运行点沿着某一给定的方向逐渐增加, 各发电机无功出力将依次达到其无功容量上限。文献[12]给出了一种新的市场份额定义方法, 即在下一个发电机无功出力达到上限之前, 所研究的发电机无功出力增量占所有发电机无功出力增量的比例为该发电机的市场份额。基于如此定义得到的市场份额, 利用 HHI 和熵指标计算无功市场力。然而, 这种方法的分析结果在相当程度上与所假定的负荷增加方向有关。文献[13]提出了一种基于无功必须运行容量(RMRC)指标的无功市场力评估方法。发电机的 RMRC 指标被定义为: 为了维持系统内各节点的电压不超过上、下限, 此发电机必须发出的最小无功出力。显然, RMRC 越大, 表明系统为了满足无功负荷要求, 对此发电机的依赖越大, 此发电机就拥有越强的市场力。可以通过求解一个以发电机无功出力最小为目标函数的 OPF 问题来获得 RMRC。

收稿日期: 2009-03-28; 修回日期: 2009-08-12。

国家重点基础研究发展计划(973计划)资助项目(2004CB217905); 国家自然科学基金资助项目(70673023)。

上述文献是从控制电压或维持电压在可接受范围的角度研究了无功市场力问题,然而这些研究均没有与“市场”因素有机结合起来。

美国联邦能源管制委员会(FERC)将市场力定义为卖者将交易价格维持在高于竞争性价格并持续一段时间的能力^[14]。然而,市场参与者具备某种能力并不意味着其在市场竞争中使用了这种能力。因此,基于某一次交易所获得的交易价格未必能衡量这种能力,采用基于博弈论得到的均衡价格来衡量更为合适。对于复杂的博弈问题,目前还没有一种有效的求解方法。基于市场模拟的方法可以避免直接求解博弈论模型的困难,为估计博弈均衡解提供了新的思路。

本文首先利用仿真方法估计博弈达到均衡时的交易价格,并利用无功价格成本裕度指标 I_{PCM} 来描述无功市场的市场力,然后比较了不同的市场规则和运行参数对无功市场力的影响。本文的研究考虑了无功市场参与者之间的策略性行为,研究结果可以供无功市场的规划和设计参考。

1 基于多智能体的电力市场仿真

1.1 市场仿真简介

在过去的 10 多年中,基于代理(Agent)的计算经济学(ACE)逐步发展起来了。其利用自适应的、具有学习能力的 Agent 表示市场参与者,Agent 可以根据市场信息调整自己的策略行为。通常 ACE 利用计算机构造一个满足现实市场规则的仿真系统,随着仿真的逐步进行,市场逐渐演化到一个稳定的状态,然后可以基于这个稳定状态研究市场特征。文献[15]所描述的针对英国新电力交易规则(NETA)市场所作的评估是智能代理在电力市场研究中最引人注目的应用。显然,评估效果在很大程度上取决于智能体能否准确刻画市场参与者的理性行为,而智能体的学习算法是准确刻画理性行为的关键。在电力拍卖市场中应用最早的是 Roth/Erev 算法^[16]。该算法包括初始化倾向、遗忘因子和探索因子 3 个学习参数。计算经验表明,适当整定这 3 个参数相当困难。

本文采用模仿者动态(RD)算法^[17]。该算法可调参数少,而且能较好地描绘有限理性个体的群体行为变化趋势。下面简单介绍 RD 算法。需要指出,除了 Roth/Erev 算法和 RD 算法外,还有 Q 学习、线性回归和联合进化等多种算法,不同算法的适用范围不同,其收敛性、速度和准确性也有区别^[18]。

1.2 模仿者动态学习算法

为便于论述,首先给出一些符号及其含义: N 为群体中个体总数; $s = \{s_1, s_2, \dots, s_K\}$ 为可供每个个体选择的策略集, K 为策略的总数目; $n_i(t)$ 为在时刻 t 选择策略 s_i 的个体数; $x = (x_1, x_2, \dots, x_K)$ 为群体在时刻 t 所处的状态,其中 x_i 为在该时刻选择策略 s_i 的个体在群体中所占的比例,即 $x_i = n_i(t)/N$; $f(s_i, x)$ 为群体中选择策略 s_i 的个体所得到的期望支付; $f(x, x) = \sum_i x_i f(s_i, x)$ 为群体平均期望支付。上述群体的动态演化过程可以表示为:

$$\frac{dx_i}{dt} = f(s_i, x) - f(x, x) \quad (1)$$

式(1)表明群体中使用某一策略的个体所占比例的增长率等于使用该策略时所得支付与群体平均支付之差。本文借用 RD 的思想,认为参与者 j 选择第 k 个策略的概率与使用该策略时所得利润与平均利润之差成正比。

当用选择概率替换 x_i 的概念时,需要重新定义一些符号。考虑一个 N 人非合作博弈,每个参与者 j 有策略集 A_j ,通常假设 A_j 中含有 K 个离散策略,而参与者 j 选择第 k 个策略的概率为 p_{jk} ,参与者 j 依据概率 p_{jk} 按照轮盘赌的方式从其策略集合 A_j 中选择具体策略。当所有参与者选择了策略后,参与者 j 得到一个特定的收益 π_j 。这样,就可利用 π_j 确定下一轮各策略的选择概率。首先定义智能体的学习效用 U_j 为^[19]:

$$U_j = \pi_j - \bar{\pi}_j \quad (2)$$

$$\bar{\pi}_j = \frac{1}{N_{Tl=N_{\min}}^{N_{\min}-1}} \sum_{l=N_{\min}}^{N_{\min}-1} \pi_j(l) \quad (3)$$

式中: π_j 为智能体 j 在当前轮的利润; $\bar{\pi}_j$ 为智能体 j 的平均利润,是此轮之前 N_T 轮的利润的数学平均值; $\pi_j(l)$ 为智能体 j 在第 l 轮的利润; N_{\min} 为迭代轮数。

此算法使用当前利润与平均利润的差作为学习的刺激,如果这个差小于 0,表示当前轮采用的策略不好,选择它的概率应该降低。

设智能体 j 在第 l 轮时选择策略 h ,得到学习效用 $U_{jh}(l)$,则其新的选择概率可由下式计算:

$$p_{jk}(l+1) = \frac{q_{jk}'(l)}{\sum_k q_{jk}'(l)} \quad (4)$$

式中: $p_{jk}(l+1)$ 为智能体 j 第 l 轮迭代后采用策略 k 的选择概率; $q_{jk}'(l)$ 为经过第 l 轮迭代修改后的倾向,

$$q_{jk}'(l) = q_{jk}(l) + e_{jk}(l) \quad (5)$$

$q_{jk}(l)$ 为智能体 j 第 l 轮迭代前对策略 k 经过规范化处理后的倾向,

$$q_{jk}(l) = p_{jk}(l)E_j(l) \quad (6)$$

$p_{jk}(l)$ 为智能体 j 第 l 轮迭代前采用策略 k 的选择概率; $E_j(l)$ 为智能体 j 进行第 l 轮迭代前规范化处理后的总倾向,

$$E_j(l) = \alpha_{ep} | U_{jh}(l) | \quad (7)$$

α_{ep} 为规范系数; $e_{jk}(l)$ 为智能体的倾向修改量,

$$e_{jk}(l) = \begin{cases} U_{jh}(l) & k = h \\ 0 & k \neq h \end{cases} \quad (8)$$

在该算法中, 只有 α_{ep} 一个参数需要整定, 相对比较容易。计算经验表明, α_{ep} 取值 20~100 时算法的收敛性较好。

为避免策略集内元素过多而使得收敛过程过于缓慢, 假设每个参与者的策略集 A_j 均包含 K 种策略, 其第 i 种策略是将无功边际成本 $C_{mc}(i)$ 乘以一个系数 D_i , $D_i \in [D_{min}, D_{max}]$ 。将 $[D_{min}, D_{max}]$ 分为递增的 K 等份, D_{min} 和 D_{max} 分别为最小和最大的可选系数。则参与者第 i 个策略对应的系数为:

$$D_i = D_{min} + \frac{i}{K}(D_{max} - D_{min}) \quad (9)$$

其无功报价为:

$$O_{qi} = D_i C_{mc}(i) \quad (10)$$

设允许的无功源报价上限为 O_{cap} , 则应使得边际成本与最大可选系数的乘积等于 O_{cap} 。

在学习过程的每一次迭代时, 各智能体首先完成策略选择, 然后将无功报价和无功源的容量数据提交给独立系统操作员 (ISO); ISO 根据无功报价、负荷、网络约束和定价机制等, 运行交流最优潮流 (AG-OPF) 程序, 确定各智能体的结算电价、利润和无功功率的中标量。下面将详细介绍无功竞价与结算模型, 其本质上是一个 AG-OPF 问题。

2 竞价与结算模型

需要指出, 如果 ISO 采用一个同时优化有功和无功的 OPF 模型作为市场清除算法, 在理论上能够得到“最优解”。然而, 在实际运营的电力市场中, 一般对有功和无功进行解耦处理以降低计算负担并改善收敛性。在结算电价方面, 主要存在 2 种机制, 即按统一价格结算和按报价 (PAB) 结算。显然, 结算机制不同, 市场参与者的投标策略也就不同, 市场参与者的市场势力也有所区别。下面分别构造这 2 种结算机制下的无功竞价模型。

2.1 采用 PAB 结算时

1) 不存在强制 (免费) 无功出力要求时

无功市场竞价模型为:

$$\min \left(C_{PAB} = \sum_{i \in G} R_{pay}(i) \right) \quad (11)$$

$$R_{pay}(i) = \begin{cases} O_{lag, qi} Q_{Gi} & Q_{Gi} \geq 0 \\ -O_{lead, qi} Q_{Gi} & Q_{Gi} < 0 \end{cases} \quad (12)$$

s. t.

$$P_{Gi} - P_{Di} - P_i(V, \theta) = 0 \quad \forall i \in B \quad (13)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_i(V, \theta) = 0 \quad \forall i \in B \quad (14)$$

$$|S_{y,z}| \leq S_{y,z}^{max} \quad \forall y \neq z \in B \quad (15)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad \forall i \in B \quad (16)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad \forall i \in G \quad (17)$$

式中: C_{PAB} 为总的购买成本; $R_{pay}(i)$ 为支付给发电机 i 的费用; $O_{lag, qi}$ 和 $O_{lead, qi}$ 分别为发电机 i 对滞后和超前无功出力的报价; P_{Gi} , Q_{Gi} 分别为发电机 i 的有功、无功出力; P_{Di} , Q_{Di} 分别为节点 i 的有功、无功负荷; B 为所有节点的集合, G 为所有发电机的集合; $P_i(V, \theta)$, $Q_i(V, \theta)$ 分别为节点 i 的有功、无功潮流; V, θ 分别为节点电压幅值和相角向量; $S_{y,z}$ 为支路 $y-z$ 的视在功率。

式 (13) 和 (14) 分别为节点有功和无功功率平衡约束, 式 (15)、式 (16) 和式 (17) 分别为支路潮流约束、节点电压幅值上、下限和发电机无功出力上、下限约束。优化问题 (式 (11) ~ 式 (17)) 是一个带非连续导数的非线性规划 (DNLP) 问题, 而不是标准的非线性规划 (NLP) 问题, 求解速度较慢。由于在基于智能体的市场仿真中, 包含多次 OPF 出清过程。为了提高 OPF 求解速度, 采用了附录 A 介绍的一种将上述 DNLP 问题转化为标准 NLP 问题的方法, 已有成熟的算法求解 NLP 问题。

2) 存在强制 (免费) 无功出力要求时

在一些实际运营的电力市场中, 规定了发电机的强制或免费无功出力范围, 发电机的无功出力只有超出此范围才有资格获得补偿。图 1 指出了发电机的强制 (免费) 无功出力范围 $[Q_{lead}, Q_{lag}]$ 。

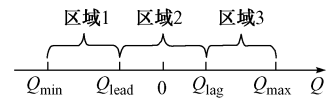


图 1 发电机的费用支付区域
Fig. 1 Reactive power payment zones for generators

此时, 无功竞价仍然可采用式 (11) ~ 式 (17) 所描述的模型, 但式 (12) 变为:

$$R_{pay}(i) = \begin{cases} O_{lag, qi}(Q_{Gi} - Q_{lag, i}) & Q_{Gi} \geq Q_{lag, i} \\ -O_{lead, qi}(Q_{Gi} - Q_{lead, i}) & Q_{Gi} \leq Q_{lead, i} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (18)$$

式(11)、式(13)~式(17)、式(18)所描述的优化模型是一个更为复杂的 DNLP 问题。这里采用了附录 B 所介绍的一种将此 DNLP 转化为 NLP 的方法。

在模型求解完成后,根据 ISO 的出清结果,发电机 i 在该轮获得的利润为:

$$\pi_i = R_{\text{pay}}(i) - \max(0, Q_{Gi} - Q_{\text{lag},i})C_{\text{lag},qi} + \min(0, Q_{Gi} - Q_{\text{lead},i})C_{\text{lead},qi} \quad (19)$$

式中: $C_{\text{lag},qi}$ 和 $C_{\text{lead},qi}$ 分别为发电机 i 滞后和超前无功的边际成本。

2.2 分区域统一价格出清结算

在统一价格结算机制中,所有中标的无功供应者都得到相等的结算电价。然而,对于大规模电力系统,建立一个大范围统一出清无功市场一般是不可行的^[20]。可以将大型电力网络先划分为几个电压控制区域,在每个控制区域内实施统一价格出清和结算^[8]。含 M 个控制区域的统一出清模型为:

$$\min \left\{ C_{UC} = \sum_{m=1}^M \sum_{i \in G_{Zone,m}} \rho_{\text{agg},m} w_{3i} (Q_{3Gi} - Q_{\text{lag},i}) - \sum_{m=1}^M \sum_{i \in G_{Zone,m}} \rho_{\text{lead},m} w_{1i} (Q_{1Gi} - Q_{\text{lead},i}) \right\} \quad (20)$$

式中: C_{UC} 为支付给无功源的总费用; $G_{Zone,m}$ 为第 m 个电压控制区域内发电机的集合; $\rho_{\text{agg},m}$ 和 $\rho_{\text{lead},m}$ 分别为第 m 个电压控制区域的统一滞后和超前结算电价; Q_{1Gi} 和 Q_{3Gi} 分别为图 1 所示的区域 1 和区域 3 中发电机 i 的无功出力; w 为一个布尔变量,用于表明无功出力是否在相应的出力范围内。

除了约束条件(式(13)~式(17))外,对每个发电机还存在以下约束:

$$\begin{cases} w_{1i} Q_{\text{min},i} \leq Q_{1Gi} \leq w_{1i} Q_{\text{lead},i} \\ w_{2i} Q_{\text{lead},i} \leq Q_{2Gi} \leq w_{2i} Q_{\text{lag},i} \\ w_{3i} Q_{\text{lag},i} \leq Q_{3Gi} \leq w_{3i} Q_{\text{max},i} \\ Q_{Gi} = Q_{1Gi} + Q_{2Gi} + Q_{3Gi} \\ w_{1i} + w_{2i} + w_{3i} = 1 \end{cases} \quad (21)$$

式(22)表示发电机的出力总是位于图 1 所示的 3 个区域中的一个区域。

各区域的无功统一结算价格 ρ 需要满足以下约束:

$$\begin{cases} w_{1i} \rho_{\text{lead},qi} \leq \rho_{\text{lead},m} & \forall i \in G_{Zone,m} \\ w_{3i} \rho_{\text{lag},qi} \leq \rho_{\text{agg},m} & \forall i \in G_{Zone,m} \end{cases} \quad (23)$$

式(23)表明统一无功结算价格不小于任何中标发电机的报价。

由于上述竞价模型包含布尔变量 w ,因而这是一个混合整数非线性规划(MINLP)问题。采用高

性能编程平台 GAMS^[21] 和求解器 DICOPT 求解。

3 市场力指标

3.1 市场仿真步骤

步骤 1: 置计数器 $l = 0$ 。

步骤 2: 置 $l = l + 1$, 随机产生离散的智能体报价数据。

步骤 3: 利用 AG-OPF 程序求解市场竞价模型,确定各智能体的结算价格和获得的利润。

步骤 4: 重复步骤 2 和步骤 3 各 N_T 次。

步骤 5: 市场仿真训练结束,智能体学习开始,置计数器 $k = 0$,并赋予各智能体的每个报价策略以相同的初始选择概率。

步骤 6: 置 $k = k + 1, l = N_T + k$, 根据轮盘赌的方式随机产生第 l 轮智能体报价。

步骤 7: 利用 AG-OPF 程序求解市场竞价模型,确定第 l 轮各智能体的结算价格和获得的利润。

步骤 8: 根据第 l 轮的利润和此前 N_T 轮的平均利润,利用式(2)~式(8)求第 $l + 1$ 轮各策略的选择概率。

步骤 9: 根据报价概率判断模拟是否收敛,判断收敛的依据为系统中所有智能体选择各自策略的概率均超过某一阈值,即认为模拟收敛到一个稳定的状态。如果收敛,转步骤 10; 否则,转步骤 6。

步骤 10: 保存各智能体的结算电价和利润。

采用 MATLAB 编程实现 RD 算法,并用 GAMS 求解 PAB 和统一价格结算模型。MATLAB 和 GAMS 的协同工作原理见附录 C。MATLAB 和 GAMS 之间的参数传递方法详见文献[22]。

3.2 市场力指标计算

当采用 PAB 结算时,假定智能体得到的结算价格为 ρ_{mal} , 则可以采用指标 I_{PCM} 来评估无功市场力:

$$I_{\text{PCM}} = \frac{\rho_{\text{mal}} - C_{\text{mc}}}{C_{\text{mc}}} \quad (24)$$

式中: C_{mc} 为发电机的无功边际成本,可以由市场监管机构根据发电机的机组类型和容量估计得到。

当采用统一价格结算时,如果发电机获得统一出清电价 $\rho_{\text{mcp}}, I_{\text{PCM}}$ 可定义为:

$$I_{\text{PCM}} = \frac{\rho_{\text{mcp}} - C_{\text{mc}}}{C_{\text{mc}}} \quad (25)$$

4 算例

采用附录 D 图 D1 所示的 CIGRÉ 32 节点系统^[23] 来演示所提出的方法的特点。用一个智能体代表一个发电机来处理无功报价策略的选择过程。

取判断仿真过程是否收敛的阈值为 0.99, 给定 α_{cp} 为 50, K 为 5, N_T 为 500。为简单计, 这里假设所有发电机无功边际成本为 1 美元/(Mvar·h), O_{cap} 为 2 美元/(Mvar·h)。

4.1 计算场景

为了分析、比较不同的结算模式和不同的强制无功出力要求对无功市场势力的影响, 设计以下 6 个场景。场景 1: 按 PAB 结算, 无发电机的强制(免费)无功出力; 场景 2: 按 PAB 结算, 有 10% 有功额定容量的发电机强制(免费)无功出力; 场景 3: 按 PAB 结算, 有 20% 有功额定容量的发电机强制(免费)无功出力; 场景 4: 按统一价格结算, 无强制(免费)无功出力; 场景 5: 按统一价格结算, 有 10% 有功额定容量的发电机强制(免费)无功出力; 场景 6: 按统一价格结算, 有 20% 有功额定容量的发电机强制(免费)无功出力。

4.2 PAB 竞价模式下无功市场力

为表述方便, 将某节点所在的发电机用“G 节点号”表示。本文分析了在不同的强制无功出力要求时无功市场力的变化情况。由分析结果(见附录 D 图 D2)可知:

1) 不同的强制无功出力要求对市场力指标 I_{PCM} 的影响很大。当此强制出力为 0 时, 系统中有 6 台发电机的结算价格达到了允许申报的上限, 此时 $I_{PCM} = 1$ 。而当施加了强制无功出力要求后, 6 台发电机的 I_{PCM} 值逐渐从 1 降为 0.8 甚至更低。

2) 无论是否存在强制无功出力要求, G1012, G1013, G2032, G4062 这 4 台发电机的 I_{PCM} 值一直等于 0, 这表明这几台发电机不拥有无功市场力。研究发现, 这主要是由于系统对这 4 台发电机的无功需求比较低, 当这 4 台发电机试图提高报价以获取更高利润时, 很容易被其附近的发电机所取代。

4.3 统一价格结算模式下无功市场势力

采用文献[8]的方法, 将系统分为 A, B, C 这 3 个电压控制区(见附录 D 图 D1), 记为 Zone A, Zone B, Zone C。得到场景 4, 5, 6 的无功市场力指标。

由得到的无功市场力指标(见附录 D 图 D3)可知: 采用统一结算方式时, I_{PCM} 随着强制无功出力的

增大而降低。另外, 在此模式下, 一个区域中所有中标者的 I_{PCM} 的值都相等, 然而, 即使 I_{PCM} 都相等, 这些发电机之间仍然存在着价格控制能力的高低之分, 由于所有中标的发电机都得到相同的出清电价, 这种结算模式掩盖了这方面能力的区别, 需要通过其他方式获取每个区域中价格设定者的信息。考察场景 4 的市场仿真过程, 发现 Zone A 中仅有 G4072 的报价收敛到 $2C_{mc}$, 而其余发电公司的报价没有收敛至某一个固定的值, 这表明 G4072 成为价格设定者。类似分析表明 Zone B 的价格设定者为 G4042, Zone C 的价格设定者为 G1042, G1043, G4047, G4051。这与场景 1 所确定的各区域最高 I_{PCM} 的情形相同。这个分析结果表明所采用的市场仿真方法在 2 种结算方式下均能有效地发现价格设定者, 也证明了所采用的基于平均利润的智能体学习算法的有效性。

4.4 2 种结算模式下系统无功市场力比较

将所研究区域内发电机的 I_{PCM} 的数学平均值定义为该区域的 I_{PCM} 。在不同的强制无功出力情形下, 各区域的 I_{PCM} 比较结果(见附录 D 表 D1)表明: 在相同的强制无功出力要求下, 统一价格结算模式下的 I_{PCM} 总是高于 PAB 模式下的 I_{PCM} 。这是因为在统一出清模式下, 每个电压控制区域中处于关键位置的发电机组成为价格设定者, 而其他发电机则属于“免费搭车者”, 它们一般采用低报价的保守策略, 确保尽可能多的无功被调度以增加利润。与 PAB 模式相比, 统一价格出清竞价模式抬高了“免费搭车人”的结算电价, 进而增加了 I_{PCM} 。因此, 从缓解市场力的角度上讲, PAB 模式要优于统一价格模式。

4.5 无功源隶属情况对无功市场势力的影响

利用场景 1 分析不同的无功源归属情况对无功市场力的影响。选择电气距离较近的机组 G4062 和 G4063 为例进行研究。从这 2 台机组隶属情况不同时无功市场力的大小和相应的利润(见附录 D 表 D2)可以看出: 虽然 G4062 在 2 种隶属情况下都不拥有市场力, 然而, 如果其与 G4063 隶属于同一个发电公司, 则可以配合 G4063 采取策略性投标使得整个发电公司的利润明显增大, 也使得 I_{PCM} 显著升高。可见, 在建立无功市场时, 需要考虑限制发电公司在无功市场的份额和所拥有的无功源数目。

4.6 与 MRR 方法的比较

为了说明本文提出的方法的特征, 下面对采用本文方法得到的结果与利用文献[13]提出的 RMRC 的计算结果进行比较。对 CIGRÉ 32 节点

· 广告 ·



专业集成电路 片状元件

山东杰科电子科技有限公司

公司电话: 0531-88110226 传真: 0531-88015511

门市电话: 0531-86160126 传真: 0531-86022007

深圳公司: 13798339483 传真: 0755-83013277

系统的研究发现,除 G4072 的 RMRC 值为 83.9 Mvar 之外,其他发电机的 RMRC 都为 0。这表明,如果用 RMRC 作为评估市场力的指标,则仅有 G4072 拥有市场力。这与本文方法的结果明显不同。经过分析认为:RMRC 没有计及市场因素,特别是没有考虑市场参与者的策略性投标行为。此外,在计算 RMRC 时采用了一个假设:当所研究的无功源 i 的出力逐渐降低时,其他无功源能够无条件地补偿此无功源出力降低所造成的无功缺额,然而在电力市场环境下,其他无功源没有义务无偿地补足这一缺额。因此,用 RMRC 评估无功市场力有一定的局限。

4.7 IEEE 118 节点系统的仿真结果

将本文方法应用于 IEEE 118 节点系统^[13],其分区结果和市场力分析结果分别见附录 E 表 E1 和表 E2。2 个系统在 6 个场景所用的收敛代数和相应的时间见附录 E 表 E3。

由附录 E 表 E3 可以看出,求解统一价格结算模型所用的时间比 PAB 要长 4 倍~ 5 倍,这是因为 MINLP 问题比 NLP 问题所需求解时间更长。比较这 2 个系统发现:随着系统规模的增大,2.1 节和 2.2 节所描述的 OPF 问题的变量和约束条件都随之增加,这导致 GAMS 求解时间增加;另外,由于市场参与者的数目增加了,RD 算法的计算负担加重。为了缓解这些问题,可以固定其他电压控制区域内发电机的无功出力在其基态潮流时的水平,而只研究感兴趣的区域内的市场力,这样可以大大降低所求问题的规模。同时还可以看出,通过将 IEEE 118 节点系统分为 3 个电压控制区域,所需的求解时间大幅度下降。

从纳什均衡理论可知,有限策略博弈一定存在均衡。然而现有的数学工具尚不能直接求取复杂博弈的全局均衡解。而采用智能体仿真时,对于参与者较少且每个参与者的可选策略集也不多的情况,本文采用的算法每次均可以收敛至相同点,即均衡解。然而,需要指出,当系统规模较大且每个参与者的可选策略较多时,本文采用的算法并不能保证总能找到均衡解。因此,发展鲁棒性更强的智能体学习算法是有待进一步研究的重要问题。

5 结语

本文将智能代理仿真技术引入到无功市场研究之中,以获得无功竞争博弈均衡的近似解,避开了直接求取复杂博弈模型均衡解的困难。然后,基于市场仿真收敛时的无功结算电价计算市场力指标,即

无功价格成本裕度指标。算例分析表明:①统一价格结算模式下的无功市场力比 PAB 模式下更为严重;②要求发电机提供部分强制无功出力能够有效地缓解无功市场力;③当一家发电公司拥有多个无功源时,通过策略性报价行使无功市场力的可能性大为增加。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] DAVID A K, WEN Fushuan. Market power in electricity supply. *IEEE Trans on Energy Conversion*, 2001, 16(4): 352-360.
- [2] 林济铿,倪以信,吴复立. 电力市场中的市场力评述. *电网技术*, 2002, 26(11): 70-76.
LIN Jikeng, NI Yixin, WU F F. A survey of market power in relation with electricity market structure. *Power System Technology*, 2002, 26(11): 70-76.
- [3] WANG P, XIAO Y, DING Y. Nodal market power assessment in electricity markets. *IEEE Trans on Power Systems*, 2004, 19(3): 1373-1379.
- [4] 赵义术,余贻鑫,刘怀东. 使用 LSFE 分析及输电系统约束的市场势力. *电力系统自动化*, 2003, 27(13): 30-35.
ZHAO Yishu, YU Yixin, LIU Huaidong. Transmission constrained market power analysis based on LSFE. *Automation of Electric Power Systems*, 2003, 27(13): 30-35.
- [5] 文福拴,林旭军,张富强,等. 电力市场环境下的无功问题. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [6] 牛怀平,刘俊勇,薛禹胜. 多种运行方式下的无功定价方法. *电力系统自动化*, 2006, 30(19): 13-17.
NIU Huaiping, LIU Junyong, XUE Yusheng. Reactive power pricing method under multi-operation conditions. *Automation of Electric Power Systems*, 2006, 30(19): 13-17.
- [7] 张粒子,李亚男,李国辉,等. 发电侧电力市场无功定价方法探讨. *中国电力*, 2002, 35(1): 28-32.
ZHANG Lizi, LI Yanan, LI Guohui, et al. Discussion on reactive power pricing method of generation power market. *Electric Power*, 2002, 35(1): 28-32.
- [8] ZHONG J, NOBILE E, BOSE A, et al. Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas. *IEEE Trans on Power Systems*, 2004, 19(3): 1555-1561.
- [9] ALVARADO F L, OVERBYE T. Measuring reactive market power// *Proceedings of IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting: Vol 1, January 31-February 4, New York, NY, USA: 294-296.*
- [10] 徐楠,文福拴,余志伟. 电力市场中的无功市场势力研究. *电力系统及其自动化学报*, 2007, 19(4): 7-12.
XU Nan, WEN Fushuan, YU Chiwei. Market power of reactive power in electricity markets. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2007, 19(4): 7-12.
- [11] DE MELLO HONORIO L, DE SOUZA A C Z, DE LIMA J W M, et al. Exercising reactive market power through sensitivity

- studies and HHI// Proceedings of IEEE Power Engineering Society 2002 Winter Meeting: Vol 1, January 27-31, 2002, New York, NY, USA: 447-451.
- [12] CHICCO G. A new method for reactive market power assessment in competitive electricity markets// Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference: Vol 3, May 12-15, 2004, Dubrovnik, Croatia: 1061-1064.
- [13] FENG Donghan, ZHONG Jin, GAN Deqiang. Reactive market power analysis using must-run indices. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(2): 755-765.
- [14] RAHIMI A F, SHEFFRIN A Y. Effective market monitoring in deregulated electricity markets. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 486-493.
- [15] BUNN D W, OLIVEIRA F S. Agent-based simulation: an application to the new electricity trading arrangements of England and Wales. IEEE Trans on Evolutionary Computation, 2001, 5(5): 493-503.
- [16] ROTH A, EREV I. Learning in extensive-form games: experiment data and simple dynamic model in the intermediate term. Game and Economic Behavior, 1995, 8(1): 164-212.
- [17] BÖRGERS T, SARIN R. Learning through reinforcement and replicator dynamics. Journal of Economic Theory, 1997, 77(1): 1-14.
- [18] 刘梅招, 杨莉, 甘德强. 基于 Agent 的电力市场仿真研究综述. 电网技术, 2005, 29(4): 76-79.
LIU Meizhao, YANG Li, GAN Deqiang. A study on agent based electricity market simulation. Power System Technology, 2005, 29(4): 76-79.
- [19] 邹斌, 周浩, 李晓刚. 电力市场原理与实践. 北京: 中国林业出版社, 北京大学出版社, 2006.
- [20] FERC. Principles for efficient and reliable reactive power supply and consumption, Docket No AD05-1-000 [R/OL]. [2009-02-04]. <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20050310144430-02-04-05-reactive-power.pdf>.
- [21] GAMS Development Corporation. GAMS release 2.50: a users guide [EB/OL]. [2009-01-10]. <http://www.gams.com>.
- [22] FERRIS M C. MATLAB and GAMS: interfacing optimization and visualization software [EB/OL]. [2009-01-10]. <http://www.cs.wisc.edu/~ferris/matlabgams.pdf>.
- [23] PEPPAS D. Development and analysis of Nordic32 power system model in PowerFactory [R/OL]. [2009-01-20]. http://www.ee.kth.se/php/modules/publications/reports/2008/XR-EE-ES_2008_007.pdf.

张富强 (1982—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 电力市场。E-mail: powermarket@zju.edu.cn

文福拴 (1965—), 男, 通信作者, 特聘教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统故障诊断、系统恢复和电力市场。E-mail: fushuan.wen@gmail.com

颜汉荣 (1954—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向: 电力系统计算机仿真、FACTS 技术及能源政策和规划。E-mail: eehwngan@polyu.edu.hk

Analyses on Market Power in Reactive Electricity Markets Employing the Agent-based Simulation

ZHANG Fuqiang^{1,2}, WEN Fushuan¹, NGAN H W², YU C W², CHUNG C Y², WONG K P²

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China; 2. The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, China)

Abstract: Market power in a potential reactive electricity market at planning and design stage has been regarded as a vital problem for its negative effect on the efficient operation of the market. Up to now, research work on the evaluation index for market power in the reactive electricity market has been mainly based on technical characteristics of a power system, and the strategic bidding behavior of market participants is not taken into account. Given this background, an agent-based market simulation framework is presented for analyzing the gaming behaviors of reactive power suppliers and the resulting market power of participants. The replicator dynamics algorithm is utilized to simulate the agents' rational behavior for profit maximization. Two mathematical models, in which the mandatory reactive power requirement is not/ is imposed for reactive power suppliers, are respectively developed for describing the uniform-price auction and pay-as-bid (PAB) auction in a reactive electricity market. The market power is then analyzed by employing the well-known price cost margin index. The CIGRE 32-bus system is used for numerical studies. Simulation results demonstrate the essential features of the developed model and method, and that reactive market power in the uniform-price auction is more significant than that in the PAB auction.

This work is jointly supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2004CB217905), and National Natural Science Foundation of China (No. 70673023).

Key words: reactive electricity market; market power; agent-based simulation; uniform-price auction; pay as bid; reactive power price cost margin index