

考虑发电商风险偏好的电力市场均衡分析

王 晔, 康小宁, 张少华

(上海大学 自动化系 电站自动化技术重点实验室, 上海 200072)

摘 要 大规模的风电并网会增加常规发电商的市场竞争风险, 在此环境下, 具有不同风险偏好的常规发电商会通过不同的策略性竞争行为, 来协调其市场竞争收益和风险. 针对具有风电并网发电的电力批发市场, 采用均值 - 方差效用理论, 建立了一个考虑发电商风险偏好的电力市场供应函数均衡模型, 并给出了其解析解. 理论分析着重研究了风电出力的不确定性和常规发电商风险偏好对发电商策略性行为和市场竞争结果的影响. 算例仿真验证了理论分析的合理性. 研究表明, 当存在风险厌恶的常规发电商时, 风电出力不确定性的增加会使得均衡市场价格上升; 常规发电商风险厌恶程度的增大也会导致均衡市场价格升高.

关键词 电力市场; 风力发电; 风险偏好; 供应函数均衡

Modeling risk preference in equilibrium analysis of electricity markets with wind power

WANG Xian, KANG Xiao-ning, ZHANG Shao-hua

(Key Laboratory of Power Station Automation Technology, Department of Automation, Shanghai University, Shanghai 200072, China)

Abstract Large-scale wind power penetration in power systems will significantly increase the market risk faced by the conventional strategic generators. In this environment, the conventional generators with different risk preferences will balance their market profits and risks through different strategic behaviors. Using the mean-variance utility theory, a supply function equilibrium model for electricity wholesale markets with wind power generation was developed taking account of the conventional generators' risk preferences. The analytical solution of this model is also presented. The impacts of the uncertainty in wind power output and the conventional generator's risk preference on generators' strategic behaviors and market equilibrium were investigated by theoretical analysis. Numerical examples were used to verify the reasonableness of the theoretical analysis. It is shown that under the presence of risk-averse generators, the equilibrium market price will increase with increasing the uncertainty in wind power output. In addition, as the conventional generators become more risk averse, the equilibrium market price will also increase.

Keywords electricity market; wind power; risk preference; supply function equilibrium

1 引言

寡头竞争电力市场的均衡分析常用于研究发电商的策略性行为和市场竞争评估, 因而对电力市场的设计和运行具有重要指导意义^[1-2]. 近年来, 风力发电等清洁可再生电力资源在世界范围得到广泛利用和迅猛发展^[3-4]. 风力发电具有较强的随机性、波动性、间歇性等特点^[5], 大规模的风电并网无疑会增加常规发电商的市场竞争风险. 在此环境下, 具有不同风险偏好特性的常规发电商会通过不同的策略性竞争行为, 来协调其市场竞争收益和风险. 因此, 考虑发电商风险偏好的电力市场均衡分析具有重要的理论和现实意义.

在电力市场研究领域, 计入风险偏好的单决策主体优化模型已得到较多研究^[6-14], 文献 [6-11] 采用均值 - 方差效用理论, 研究了单个发电商 (或购电商) 的风险决策问题; 文献 [12-14] 基于条件风险价值 (CVaR)

收稿日期: 2010-09-11

资助项目: 国家自然科学基金 (70871074); 上海大学 “十一五” 211 建设项目

作者简介: 王晔 (1970-), 女, 博士, 副教授, 研究方向: 电力市场均衡分析, E-mail: xianwang@shu.edu.cn; 康小宁 (1986-), 男, 硕士研究生, 研究方向: 电力市场风险管理; 张少华 (1966-), 男, 博士, 教授, 研究方向: 电力市场风险管理, 博弈分析等.

理论, 研究了单个发电商 (或购电商) 的风险决策问题。

考虑多个决策主体 (发电商) 的寡头竞争电力市场均衡分析也已得到广泛研究, 其中大多基于古诺 (Cournot) 竞争模型^[15-19] 或供应函数 (supply function) 竞争模型^[20-25]. 但现有的电力市场均衡模型大多未考虑发电商的风险偏好特性。

针对具有风电并网发电的电力批发市场, 本文采用均值 - 方差效用理论来计入常规发电商的风险偏好, 考虑常规发电商按线性供应函数竞争的市场模式, 建立了一个考虑发电商风险偏好的电力市场均衡模型, 并通过理论分析, 研究风电出力不确定性和发电商风险偏好对市场均衡结果的影响. 算例分析用于验证理论模型和分析的合理性和有效性。

2 理论模型

2.1 模型假设

考虑电力批发市场中存在 n 个常规发电商和若干风电机组. 某时段市场需求用如下线性逆需求函数表示:

$$p = a - bD \quad (1)$$

其中, p 为市场价格; a 和 b 为大于零的常数; D 为市场需求。

n 个参与市场竞争的常规发电商具有如下二次发电成本函数:

$$C_i(Q_i) = \alpha_i Q_i + 0.5\beta_i Q_i^2, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

其中, Q_i 为发电商 i 的发电出力, α_i 和 β_i 为大于零的成本系数。

考虑到风电出力较强的不确定性和间歇性, 为了电网的安全可靠运行, 风电并网运行常常存在一定的技术和规模限制, 因而与常规发电相比, 目前并网发电的风电规模还相对较小. 而且, 目前世界各国包括中国, 为了鼓励新能源的发展, 普遍优先调度风电等新能源, 并予以较高的上网电价. 因而本文假设风电机组是市场价格接受者, 风电机组在该时段的出力 Q_w 考虑为随机变量, 且服从均值为 μ_w , 标准差为 σ_w 的某一概率分布. 由于市场需求 D 满足:

$$D = \sum_{i=1}^n Q_i + Q_w \quad (3)$$

因而逆需求函数式 (1) 可表示为:

$$p = a - b \left(\sum_{i=1}^n Q_i + Q_w \right) \quad (4)$$

假设 n 个常规发电商以如下线性供应函数形式参与市场的策略性投标竞争:

$$Q_i = x_i + d_i \bar{p}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$

其中, x_i 和 d_i 分别为供应函数的截距和斜率; \bar{p} 为期望市场价格. 本文以供应函数的截距即参数 x_i 作为发电商 i 的策略性投标变量, d_i 取为发电边际成本的斜率, 即 $d_i = 1/\beta_i$.

为便于理论分析, 暂不考虑常规发电商的出力限制和输电网络容量限制。

2.2 市场均衡模型与求解

由以上假设条件, 常规发电商 i ($i = 1, 2, \dots, n$) 的利润可表示为:

$$\pi_i = p \cdot Q_i - C_i(Q_i) \quad (6)$$

其期望值和方差分别为:

$$E[\pi_i] = \bar{p} \cdot Q_i - \alpha_i Q_i - 0.5\beta_i Q_i^2 \quad (7)$$

$$\text{Var}[\pi_i] = Q_i^2 \cdot \text{Var}[p] = Q_i^2 b^2 \sigma_w^2 \quad (8)$$

考虑 n 个常规发电商具有风险厌恶的偏好, 即发电商希望在取得自身利润最大化的同时使其面对的风险尽可能小. 因此, 可建立如下基于均值 - 方差效用模型^[11] 的发电商 i ($i = 1, 2, \dots, n$) 的决策问题:

$$\max_{x_i} J_i = (1 - r_i)E[\pi_i] - r_i \text{Var}[\pi_i] = (1 - r_i) [(\bar{p} - \alpha_i)Q_i - 0.5\beta_i Q_i^2] - r_i b^2 Q_i^2 \sigma_w^2 \quad (9)$$

$$\text{s.t. } \bar{p} = a - b \left(\sum_{j=1}^n Q_j + \mu_w \right) \quad (10)$$

$$Q_j = x_j + d_j \bar{p}, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (11)$$

其中, J_i 表示发电商 i 的效用函数; r_i 表示发电商 i 的风险偏好系数. $r_i=0$ 表示发电商风险中立; $0 < r_i < 1$ 表示发电商风险厌恶, 且 r_i 越大则发电商风险厌恶的程度越大.

n 个由式 (9)–(11) 表示的发电商决策问题构成考虑发电商风险偏好的电力市场供应函数均衡模型. 联立每个常规发电商决策问题的一阶最优条件 (KKT 条件), 可求得该均衡模型的解.

发电商 $i (i = 1, 2, \dots, n)$ 决策问题的一阶最优条件为:

$$(1 - r_i)[Q_i + d_i(\bar{p} - \alpha_i) - \beta_i Q_i d_i] - 2r_i b^2 d_i Q_i \sigma_w^2 - \lambda_i \left(b \sum_{j=1}^n d_j + 1 \right) = 0 \quad (12)$$

$$(1 - r_i)[(\bar{p} - \alpha_i) - \beta_i Q_i] - 2r_i b^2 Q_i \sigma_w^2 - \lambda_i b = 0 \quad (13)$$

$$a - b \left[\sum_{j=1}^n Q_j + \mu_w \right] - \bar{p} = 0 \quad (14)$$

$$Q_j = x_j + d_j \bar{p}, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (15)$$

式中, λ_i 为约束式 (10) 的拉格朗日乘子.

在式 (12)、(13) 中, 消去 λ_i , 可得到发电商 $i (i = 1, 2, \dots, n)$ 的均衡发电出力为:

$$Q_i = \frac{(\bar{p} - \alpha_i) H_i}{F_i} \quad (16)$$

其中,

$$F_i = 2r_i b^2 (G - b d_i) \sigma_w^2 + G \beta_i (1 - r_i) \quad (17)$$

$$H_i = (1 - r_i)(G - b d_i) \quad (18)$$

$$G = b \sum_{j=1}^n d_j + 1 \quad (19)$$

将式 (16) 代入式 (14), 可求得均衡期望市场价格 \bar{p} 为:

$$\bar{p} = \frac{a - b \mu_w + b \sum_{j=1}^n \frac{\alpha_j H_j}{F_j}}{1 + b \sum_{j=1}^n \frac{H_j}{F_j}} \quad (20)$$

由式 (20) 得到均衡期望市场价格 \bar{p} , 代入式 (16), 可得到各个发电商的均衡发电出力 $Q_i (i = 1, 2, \dots, n)$, 由式 (15) 易于得到各个发电商的策略性投标变量 x_i , 即:

$$x_i = Q_i - d_i \bar{p}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (21)$$

由式 (16)、(20) 和 (21), 可推出均衡期望市场价格和各个发电商的策略性投标变量 x_i 对风电出力方差的一阶偏导为:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial \sigma_w^2} = \frac{2b^3}{1 + b \sum_{j=1}^n \frac{H_j}{F_j}} \cdot \sum_{j=1}^n \frac{r_j Q_j H_j}{(1 - r_j) F_j} \quad (22)$$

$$\frac{\partial x_i}{\partial \sigma_w^2} = \frac{\partial \bar{p}}{\partial \sigma_w^2} \cdot \left(\frac{H_i}{F_i} - d_i \right) - \frac{2b^2 r_i Q_i H_i}{(1 - r_i) F_i} \quad (23)$$

由式 (19), $G = b \sum_{j=1}^n d_j + 1 > b d_j > 0$, 因而 $G - b d_j > 0$. 考虑到 $0 \leq r_j < 1$, 则由式 (17) 和 (18) 可知, $F_j > 0$, $H_j > 0$, $j = 1, 2, \dots, n$. 由于一般 $Q_j \geq 0$, 则由式 (22) 可知: $\partial \bar{p} / \partial \sigma_w^2 \geq 0$.

由式 (17) 和 (18) 并且注意到 $d_i = 1/\beta_i$, 可推得

$$\frac{H_i}{F_i} = \frac{d_i}{2 \frac{r_i}{1-r_i} d_i b^2 \sigma_w^2 + \frac{G}{G - b d_i}} \quad (24)$$

由于 $\frac{G}{G - b d_i} > 1$, 由式 (24) 可得 $\frac{H_i}{F_i} < d_i$, 则由式 (23) 可知 $\partial x_i / \partial \sigma_w^2 \leq 0$.

综上, 当存在风险厌恶的常规发电商时, 较大的风电出力不确定性 (方差), 将导致发电商减小其策略性投标变量 (即报高价), 从而使得均衡市场价格期望值上升.

2.3 发电商风险偏好对市场均衡结果的影响

本节通过理论分析, 研究发电商风险偏好对其均衡发电出力、策略性投标变量、期望利润以及均衡期望市场价格等结果的影响.

由式 (17)–(20), 可求得均衡期望市场价格对发电商风险偏好系数的一阶偏导为:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial r_i} = \frac{2b^3(G - bd_i)^2 \sigma_\omega^2}{(1 + b \sum_{j=1}^n \frac{H_j}{F_j}) \cdot F_i^2} \cdot (\bar{p} - \alpha_i) \quad (25)$$

由式 (16)–(20), 可求得发电商均衡发电出力对其风险偏好系数的一阶偏导为:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial r_i} = \frac{2b^2(G - bd_i)^2 \sigma_\omega^2}{(1 + b \sum_{j=1}^n \frac{H_j}{F_j}) F_i^2} \cdot \left(1 + b \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{H_j}{F_j}\right) (\alpha_i - \bar{p}) \quad (26)$$

由式 (21), 可求得发电商的策略性投标变量对其风险偏好系数的一阶偏导为:

$$\frac{\partial x_i}{\partial r_i} = \frac{\partial Q_i}{\partial r_i} - d_i \frac{\partial \bar{p}}{\partial r_i} \quad (27)$$

由于 $F_j > 0$, $H_j > 0$, $j = 1, 2, \dots, n$, $\bar{p} \geq \alpha_i$, 由式 (25) 可得: $\partial \bar{p} / \partial r_i \geq 0$; 由式 (26) 可得: $\partial Q_i / \partial r_i \leq 0$. 进而由式 (27) 可得: $\partial x_i / \partial r_i \leq 0$.

以上分析表明, 发电商风险偏好特性将影响其竞争策略和市场均衡结果. 发电商风险厌恶程度的增加将导致其减少发电出力, 从而会引起市场均衡价格的上升, 而发电商均衡出力的下降是通过减小其策略性投标变量 (即通过报高价) 来达成的.

以下进一步研究发电商风险偏好对其期望利润和利润方差的影响. 由式 (7), 可求得发电商期望利润对其风险偏好系数的一阶偏导为:

$$\frac{\partial E[\pi_i]}{\partial r_i} = \frac{\partial \bar{p}}{\partial r_i} \cdot Q_i + [\bar{p} - (\alpha_i + \beta_i Q_i)] \frac{\partial Q_i}{\partial r_i} \quad (28)$$

在式 (12)、(13) 中, 消去 λ_i , 可得到:

$$\bar{p} - (\alpha_i + \beta_i Q_i) = \frac{2r_i b^2 Q_i \sigma_\omega^2}{1 - r_i} + \frac{Q_i b}{b \sum_{j=1, j \neq i}^n d_j + 1} \quad (29)$$

由式 (25) 和 (26) 可得:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial r_i} = -\frac{\partial \bar{p}}{\partial r_i} \cdot \frac{1 + b \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{H_j}{F_j}}{b} \quad (30)$$

将式 (29)、(30) 代入式 (28), 得:

$$\frac{\partial E[\pi_i]}{\partial r_i} = \frac{\partial \bar{p}}{\partial r_i} \cdot Q_i (1 - K) \quad (31)$$

其中,

$$K = \left[\frac{2r_i b \sigma_\omega^2}{1 - r_i} + \frac{1}{1 + b \sum_{j=1, j \neq i}^n d_j} \right] \cdot \left[1 + \sum_{j=1, j \neq i}^n \left(\frac{2r_j b \sigma_\omega^2}{1 - r_j} + \frac{1 + b \sum_{k=1}^n d_k}{(1 + b \sum_{k=1, k \neq j}^n d_k) d_j b} \right)^{-1} \right] \quad (32)$$

考虑到 $0 \leq r_i < 1$, 由于 $\lim_{r_i \rightarrow 1} \frac{r_i}{1 - r_i} = \infty$, 并且 $\frac{r_i}{1 - r_i}$ 是 r_i 的递增函数, 因而, 由式 (32) 可知, K 也是 r_i 的递增函数, 而且一定存在某个 $r_0 (= \frac{1}{2b\sigma_\omega^2 + 1})$, 使得当 $r_i \geq r_0$ 时, $\frac{2r_i b \sigma_\omega^2}{1 - r_i} \geq 1$ 成立, 即当 $r_i \geq r_0$ 时, $K > 1$ 肯定成立, 此时, 由式 (31) 可得: $\partial E[\pi_i] / \partial r_i \leq 0$.

在 $0 \leq r_i < r_0$ 的范围内, 首先在 $r_i = 0$ 处, 当 $r_j = 0 (j \neq i)$ 时, 由式 (30) 可得

$$K = \frac{1}{1 + b \sum_{j=1, j \neq i}^n d_j} \cdot \left[1 + \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{(1 + b \sum_{k=1, k \neq j}^n d_k) d_j b}{1 + b \sum_{k=1}^n d_k} \right] \quad (33)$$

由于

$$\sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{(1 + b \sum_{k=1, k \neq j}^n d_k) d_j b}{1 + b \sum_{k=1}^n d_k} < b \sum_{j=1, j \neq i}^n d_j \quad (34)$$

则由式 (33) 可得: $K < 1$. 又由式 (32) 可知, K 是 $r_j (j \neq i)$ 的递减函数. 因此, 当 $r_j \geq 0 (j \neq i)$ 时, 均有即在 $r_i = 0$ 处, $K < 1$, $\partial E[\pi_i] / \partial r_i \geq 0$. 随着 r_i 的增加, K 也增加, 由于 K 的取值还受其它发电商的风险偏好 $r_j (j \neq i)$ 等众多因素的影响, 因而可能 r_i 增加到某一小于 r_0 的值时, K 就能大于 1, 即 $\partial E[\pi_i] / \partial r_i \leq 0$.

因此, 随其风险偏好系数的增大, 发电商期望利润一般会先增加再减小.

由式 (8), 可求得发电商利润方差对其风险偏好系数的一阶偏导为:

$$\frac{\partial \text{Var}[\pi_i]}{\partial r_i} = 2b^2 \sigma_\omega^2 Q_i \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial r_i} \quad (35)$$

易于看出, 由于 $\partial Q_i/\partial r_i \leq 0$, 则 $\partial \text{Var}[\pi_i]/\partial r_i \leq 0$, 即随其风险偏好系数的增大, 发电商利润方差会单调减少.

从发电商的效用优化目标表达式 (9) 也可在一定程度上理解这些结果, 即当风险偏好系数 (风险厌恶程度) 较小时, 发电商的优化目标主要是其期望利润的最大化; 随着风险厌恶程度的增加, 发电商优化目标中利润风险部分的权重变大, 即会趋向于为追求利润风险的降低而牺牲部分期望利润.

3 算例分析

考虑一电力批发市场, 某时段 (1 小时) 的市场逆需求函数中, $a=\$80/\text{MWh}$, $b=\$1.0/(\text{MW})^2\text{h}$. 该时段风电机组的出力服从均值为 10MW, 标准差为 σ_w 的正态分布.

3.1 风电出力不确定性对市场均衡结果的影响分析

假设该市场中的常规发电商有两个, 且为对称. 发电商 $i(i=1, 2)$ 的发电成本系数为: $\alpha_i=\$10.0/\text{MWh}$, $\beta_i=\$1.0/(\text{MW})^2\text{h}$.

当 2 个常规发电商考虑为风险中立 ($r_1=r_2=0$) 时, 其均衡发电出力为 17.14 MW, 均衡期望市场价格为 $\$35.71/\text{MWh}$, 且不随风电出力标准差 (不确定性) 的变化而变化.

考虑 2 个常规发电商具有风险厌恶的偏好, 取风险偏好系数 $r_1=0.05$, $r_2=0.15$, 即相对于发电商 1, 发电商 2 更厌恶风险. 表 1 给出了不同风电出力标准差 σ_w 对市场均衡结果的影响. 可以看出, 随着 σ_w 的增大, 常规发电商会减小其策略性投标变量 (供应函数的截距), 从而使得市场价格上升. 而且对于风险厌恶程度较高的发电商, 其策略性投标变量随 σ_w 增加而减小的程度较大, 并具有相对较小的期望利润和利润标准差.

表 1 风电出力标准差对市场均衡结果的影响

风电出力标准差 (MW)		1.0	2.0	3.0
发电商 1	供应函数的截距 (MW)	-20.46	-25.43	-31.87
	期望利润 (\$/h)	330.15	398.98	444.65
	利润标准差 (\$/h)	17.28	33.51	45.33
发电商 2	供应函数的截距 (MW)	-22.77	-31.13	-39.07
	期望利润 (\$/h)	303.31	294.74	261.18
	利润标准差 (\$/h)	14.97	22.11	23.72
期望市场价格 (\$/MWh)		37.74	42.19	46.98

3.2 发电商风险偏好对市场均衡结果的影响分析

假设风电出力标准差 $\sigma_w=3.0$ MW, 先考虑上一节的 2 个对称常规发电商的情况. 图 1、2、3 分别给出了发电商 1 的策略性投标变量、均衡发电出力以及期望市场价格随两发电商风险偏好系数变化的情况.

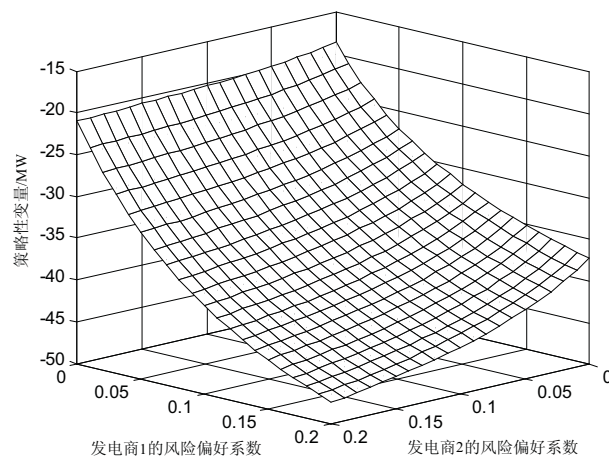


图 1 风险偏好对发电商 1 策略性投标变量的影响

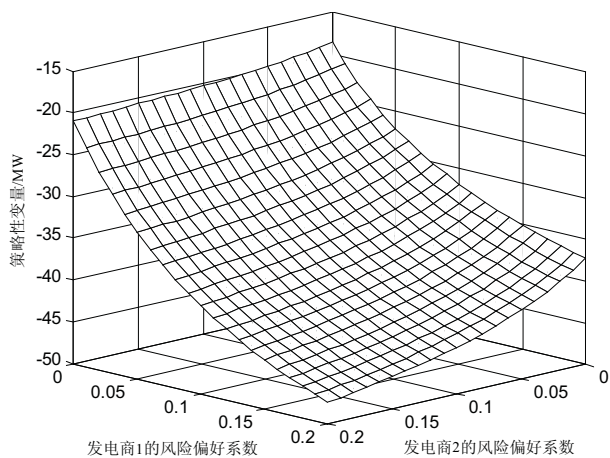


图 2 风险偏好对发电商 1 发电出力的影响

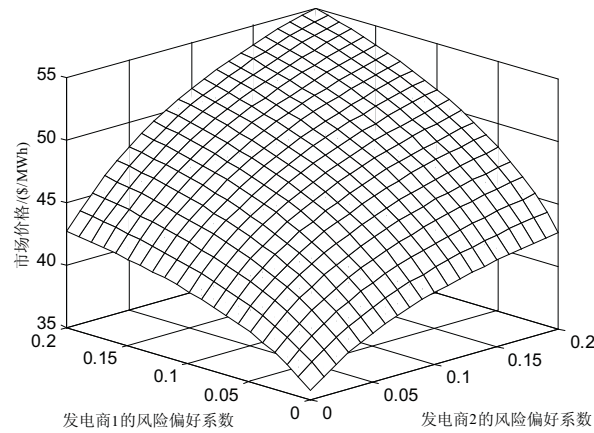


图 3 风险偏好对市场价格的影响

从图 1 可以看出: 发电商 1 的策略性投标变量不仅会随自身风险偏好系数的增加而减小, 还会随其它发电商风险偏好系数的增加而减小, 但受其自身风险偏好系数的影响更大. 而且, 接近风险中立 ($r_i=0$) 的发电商, 其策略性投标变量受其他发电商风险偏好的影响很小. 从图 2 可以看出: 发电商 1 的均衡发电出力随其自身风险厌恶程度的增加而降低, 还会随其它发电商风险厌恶程度的增加而增加, 但受其自身风险偏好系数的影响更大. 从图 3 可以看出, 均衡市场价格随着发电商风险厌恶程度的增加而上升.

以上结果表明: 随着风险厌恶程度的增加, 发电商会通过策略性投标, 使其自身发电出力减少, 且会使其他竞争对手的发电出力增加, 但发电出力减小的效应大于增加的效应, 从而会导致市场价格上升.

图 4 给出了发电商 1 的期望利润随两发电商风险偏好系数变化的情况. 可以看出: 随其风险偏好系数的增大, 发电商期望利润一般会先增加再减小, 这与理论分析是一致的. 而且发电商 1 的期望利润会随其竞争对手风险厌恶程度的增加而增加.

图 5 给出了发电商 1 的利润标准差随两发电商风险偏好系数变化的情况. 可以看出: 发电商 1 的利润标准差随其自身风险厌恶程度的增加而降低, 还会随发电商 2 风险厌恶程度的增加而略微上升. 这表明, 发电商自身风险厌恶程度的增加会有效减低其利润风险; 而竞争对手风险厌恶程度的增加会对其利润风险有不良影响.

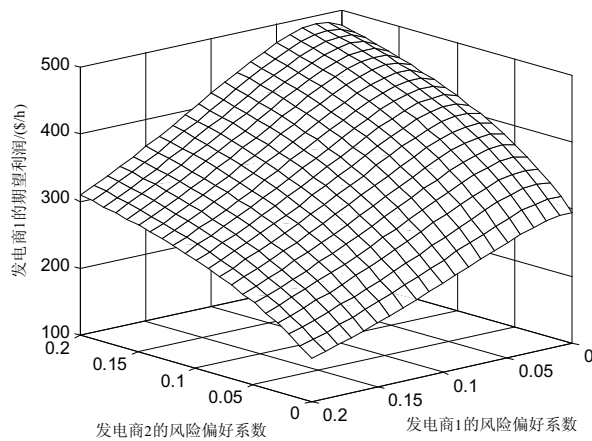


图 4 风险偏好对发电商 1 期望利润的影响

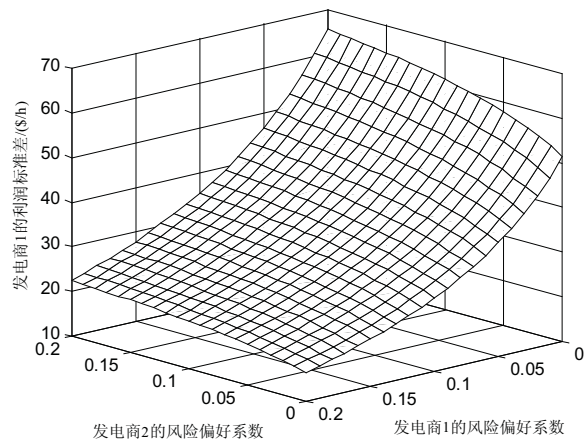


图 5 风险偏好对发电商 1 利润标准差的影响

为了进一步验证本文模型, 假设该发电市场中的常规发电商有三个, 且为不对称. 各发电商 $i(i=1,2,3)$ 的发电成本系数如表 2 所示.

表 2 发电商的成本参数

发电商	α_i (\$/MWh)	β_i (\$/MW ² h)
1	12.0	1.0
2	10.0	1.5
3	8.0	2.0

假设发电商 1 和 2 的风险偏好系数 $r_1 = r_2 = 0$ (即为风险中立), 发电商 3 的风险偏好系数 r_3 分别取为 0, 0.01, 0.05, 0.1. 表 3 给出了相应的市场均衡结果. 可以看出: 随着发电商 3 风险厌恶程度的增加, 其自身策略性投标变量 (供应函数的截距) 减小, 发电出力下降, 期望利润先稍微增加后迅速下降, 利润的标准差下降. 同时, 受发电商 3 风险厌恶程度变大的影响, 发电商 1 和 2 的策略性投标变量均缓慢减小, 其均衡出力、期望利润和利润标准差均呈增加趋势. 这些结果与发电商对称情况下的计算结果是一致的.

表 3 发电商 3 风险偏好系数对均衡结果的影响

	发电商 1				发电商 2				发电商 3				常规发电商总出力 (MW)	期望市场价格 (\$/MWh)
	发电出力 (MW)	期望利润 (\$/h)	利润标准差 (\$/h)	供应函数截距 (MW)	发电出力 (MW)	期望利润 (\$/h)	利润标准差 (\$/h)	供应函数截距 (MW)	发电出力 (MW)	期望利润 (\$/h)	利润标准差 (\$/h)	供应函数截距 (MW)		
$r_3=0$	14.37	198.51	43.11	-18.63	12.11	168.52	36.32	-9.90	10.53	152.36	31.58	-5.97	37.00	33.00
$r_3=0.01$	14.57	203.99	43.70	-18.72	12.26	172.76	36.77	-9.94	9.89	152.29	29.67	-6.75	36.71	33.29
$r_3=0.05$	15.19	221.75	45.56	-19.01	12.73	186.49	38.20	-10.06	7.88	144.37	23.65	-9.21	35.81	34.20
$r_3=0.1$	15.72	237.56	47.16	-19.26	13.14	198.67	39.43	-10.17	6.17	128.28	18.50	-11.32	35.03	34.97

4 结论

本文针对具有风电并网发电的电力批发市场, 采用均值 - 方差效用理论来计入常规发电商的风险偏好, 建立了一个考虑发电商风险偏好的电力市场供应函数均衡模型. 通过理论分析和算例仿真, 表明: 1) 风电出力不确定性和常规发电商风险偏好对电力市场均衡结果具有重要影响. 当存在风险厌恶的常规发电商时, 风电出力不确定性的增加, 会导致常规发电商改变其竞争策略, 使得市场价格上升; 而且发电商的风险厌恶程度越高, 这种影响关系越明显; 2) 发电商风险厌恶程度越高, 会导致其通过策略性行为, 使其自身发电出力减少, 虽然其竞争对手的发电出力会增加, 但发电出力减小的效应大于增加的效应, 从而会导致市场价格上升.

进一步, 考虑风力发电商参与市场竞争, 并研究其风险偏好特性对市场均衡结果的影响; 考虑发电商风险偏好的多市场竞争均衡分析; 采用其他的效用模型 (如风险价值模型、条件风险价值模型、半方差模型等) 来计入发电商的风险偏好. 这些问题还有待进一步深入研究.

参考文献

- [1] Helman U. Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets[J]. Energy, 2006, 31(6): 877-904.
- [2] Ventosa M, Bayllo A, Ramos A, et al. Electricity market modeling trends[J]. Energy Policy, 2005, 33(7): 897-913.
- [3] Smith J. Wind power: Present realities and future possibilities[J]. Proceedings of the IEEE, 2009, 97(2): 195-197.
- [4] Xu J Z, He D X, Zhao X L. Status and prospects of Chinese wind energy[J]. Energy, 2010, 35(11): 4439-4444.
- [5] Botterud A, Wang J, Miranda V, et al. Wind power forecasting in U.S. electricity markets[J]. Electricity Journal, 2010, 23(3): 71-82.
- [6] Feng D, Gan D, Zhong J, et al. Supplier asset allocation in a pool-based electricity market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(3): 1129-1138.
- [7] Liu M, Wu F. Managing price risk in a multimarket environment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2006, 21(4): 1512-1519.
- [8] Conejo A, Carrion M. Risk-constrained electricity procurement for a large consumer[J]. IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution, 2006, 153(4): 407-413.
- [9] Azevedo F, Vale Z, Oliveira P. A decision-support system based on particle swarm optimization for multiperiod hedging in electricity markets[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(3): 995-1103.
- [10] Liu Y, Wu F. Risk management of generators' strategic bidding in dynamic oligopolistic electricity market using optimal control[J]. IET Gener Transm Distrib, 2007, 1(3): 388-398.
- [11] Guan X, Wu J, Gao F. Optimization-based generation asset allocation for forward and spot market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(4): 1796-1808.
- [12] Carrion M, Conejo A, Arroyo J. Forward contracting and selling price determination for a retailer[J]. IEEE Trans

- on Power Systems, 2007, 22(4): 2105–2114.
- [13] Conejo A, Raquel G, Carrion M. Optimal involvement in futures markets of a power producer[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(2): 703–711.
- [14] Dahlgren R, Liu C, Lawarrée L. Risk assessment in energy trading[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 503–511.
- [15] Yuan Z, Liu D, Jiang C, et al. Analysis of supplier equilibrium strategy considering transmission constraints[J]. IET Gener Transm Distrib, 2005, 152(1): 17–22.
- [16] Neuhoff K, Barquin J, Boots M, et al. Network-constrained Cournot models of liberalized electricity markets: The devil is in the details[J]. Energy Economics, 2005, 27(3): 495–525.
- [17] Chen H, Wang X. Strategic behavior and equilibrium in experimental oligopolistic electricity markets[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(4): 1707–1716.
- [18] Chen H, Wong K, Nguyen H, et al. Analyzing oligopolistic electricity market using coevolutionary computation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2006, 21(1): 143–152.
- [19] Helman U, Hobbs B. Large-scale market power modeling: Analysis of the US eastern interconnection and regulatory applications[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2010, 25(3): 1434–1448.
- [20] Wang X, Li Y Z, Zhang S H. Oligopolistic equilibrium analysis for electricity markets: A nonlinear complementarity approach[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(3): 1348–1355.
- [21] Niu H, Baldick R, Zhu G. Supply function equilibrium bidding strategies with fixed forward contracts[J]. IEEE Trans Power Systems, 2005, 20(4): 1895–1867.
- [22] Chen H, Wong K, Chung C, et al. A coevolutionary approach to analyzing supply function equilibrium mode[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2006, 21(3): 1019–1028.
- [23] Liu Y, Wu F. Impacts of network constraints on electricity market equilibrium[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(1): 126–134.
- [24] Anderson E J, Hu X. Forward contracts and market power in an electricity market[J]. International Journal of Industrial Organization, 2008, 26(3): 679–694.
- [25] Yu C W, Zhang S H, Wang X, et al. Modeling and analysis of strategic forward contracting in transmission constrained power markets[J]. Electrical Power Systems Research, 2010, 80(3): 354–361.