

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.180870

价差返还机制下售电公司博弈模型

吴浩可¹, 雷霞¹, 黄涛^{1,2}, 何锦宇¹

(1. 流体及动力机械教育部重点实验室(西华大学), 四川 成都 610039;

2. 都灵理工大学能源系, 意大利 都灵 10129)

摘要: 针对价差返还机制下新兴售电公司面临的申报价差难题, 提出了基于双层电力市场结构的竞价博弈模型。引入售电公司总代理, 统一购电并进行价差电费分配, 以提高集中竞价市场的效率并降低售电公司的风险。在上层市场中, 构造了发电企业与售电公司总代理间基于信息不对称的双边贝叶斯博弈模型; 在下层市场中, 考虑需求侧弹性, 搭建售电公司决策模型。最后, 通过一个简单算例验证了模型的可行性与有效性。

关键词: 价差返还机制; 双层电力市场; 售电公司总代理; 博弈论; 贝叶斯博弈模型

A game-theoretic model for retail companies under the spread-rebate mechanism

WU Haoke¹, LEI Xia¹, HUANG Tao^{1,2}, HE Jinyu¹

(1. Key Laboratory of Fluid and Power Machinery (Xihua University), Chengdu 610039, China;

2. Department of Energy, Politecnico di Torino, Torino 10129, Italy)

Abstract: This paper presents a bidding model based on a two-stage electricity market structure to solve the bidding difficulties which emerging retail companies would face under the Spread-Rebate mechanism. In order to increase the market efficiency while reduce the risk of retailers, a general retailer agent, surrogate for all retailers, is modeled as the only buyer in the market who distributes the spread tariff among retailers after market clearing. In the upper stage, a bilateral Bayesian game model with asymmetric information between the generation companies and the general retailer agent is structured, whereas in the lower stage, a decision-making model with demand side elasticity for retail companies is built. Finally, an illustrative simple example is given to demonstrate the viability and effectiveness of the proposed method.

This work is supported by the Chunhui Program of Ministry of Education (No. Z2016145), National Natural Science Foundation of China (No. 51677020 and No. 51877181), and Educational Commission of Sichuan Province of China (No. 18CZ0018).

Key words: Spread-Rebate mechanism; two-stage electricity market; general retailer agent; game theory; Bayesian game model

0 引言

《进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9号)提出, 售电侧市场化是我国新一轮电改的重要目标^[1]。在当前尚未核定独立输配电价且未解决交叉补贴问题的现状下, 广东地区于2016年独创了一种基于价差报价的集中市场竞价机制。这种

机制将逐一撮合成交后所产生的社会剩余按照一定比例返还给供需两侧, 各侧再根据各竞争主体对价差电费的贡献程度进行分配, 售电公司未成交电量需要以目录电价向电网公司购买^[2]。在价差返还机制下, 需求侧成员的竞价决策难度相对较大。一方面, 在市场信息(发电成本、零售电价、风险偏好等)不透明的情况下, 售电公司很难通过确定电量与价差在撮合序列中的位置来优化自身报价。另一方面, 由于未成交电量需要以更高价格购买, 售电公司将面临利润损失风险。2017年, 广东竞价规则调整为按照统一边际价差出清, 简化了各主体的报价博弈,

基金项目: 教育部春晖计划项目资助(Z2016145); 国家自然科学基金项目资助(51677020, 51877181); 四川省教育厅重大培育项目资助(18CZ0018)

但同时也使边际序列较易被投机的价格领导者操控。与之相比, 价差返还机制能更多地约束市场成员, 且保证各主体的决策风险与其收益成正比。

广东省作为电力体制改革试点之一, 开创了售电公司进入电力市场交易的首单, 在售电侧改革推进过程中写下浓重一笔^[3]。其两年内试验了两种中长期集中竞价交易规则, 为其他省份提供参考借鉴, 确实值得肯定和敬佩。至于两种规则哪一种更好, 业界众说纷纭, 尚无绝对的结论。由于价差返还机制具有“激励相容”的特征, 其仍被认为可在国内其他地区的电力市场中延续使用。因此, 研究价差返还机制下新兴售电公司如何采取措施, 以在有效控制风险的同时获得更大盈利, 具有现实意义。

博弈论是研究多个主体利益冲突关系的有效数学方法, 已成功应用于电力市场领域^[4]。在新增主体进入市场方面, 文献[5]提出了新电改背景下的网损模型, 并考虑地理位置、收益以及系统损耗等因素, 搭建了供给侧多方交易模型, 最后基于 PSO-GA 进化算法求取了纳什均衡解。文献[6]根据能源互联网下电力市场的结构特征, 建立了由电网公司、新增用户实体与电动汽车群构成的三方非合作静态博弈模型, 并分析了新增实体对电力市场的影响。在市场架构方面, 文献[7]考虑分布式能源(Distributed Energy Resources, DERs)和终端用户“产-消”角色的不确定性, 搭建了基于纳什均衡理论的零售市场总体框架, 并用 Nikaido-Isoda 松弛算法求解了模型。文献[8]考虑了含分布式电源接入的用户, 利用多代理技术设计了不同特性主体参与市场的博弈框架。在竞价交易方面, 文献[9]将完全开放电力市场下的多买方多卖方竞价问题, 转化为供需双方叫价拍卖模型, 并讨论了贝叶斯纳什均衡。文献[9-10]应用基于强稳定的复杂二分演化网络, 搭建了竞争双边电力市场模型。文献[10]分析了网络约束下的市场均衡, 而文献[11]研究了不完美及不完全信息的战略谈判下, 不同阻塞管理方案对市场结果的影响。在需求侧响应方面, 文献[12]引入需求侧响应资源代理(Demand Response Aggregator, DRA)代理用户侧进行负荷响应申报, 并在批发市场构造了 DRA 与发电商的 Stackelberg 博弈模型。然而, 以上研究大多面向市场出清价(Market Clearing Price, MCP)和按报价支付(Pay-as-Bid, PAB)结算机制, 并不针对解决本文价差返还机制下市场参与者的决策问题。

本文基于对价差返还机制的数学分析, 为规避各售电公司面临的风险并提高电量成交的成功率, 引入售电公司总代理, 提出双层电力市场结构。各

售电公司向总代理提交用电需求, 售电公司总代理将其总量作为在上层市场的申报电量。根据售电总代理和发电公司获取市场信息不完全的特点, 以贝叶斯博弈模型描述上层市场的交易竞争。研究发现, 在返还比例确定的情况下, 售电公司总代理申报价差的贝叶斯均衡解是一个定值, 因此将其作为申报价差, 撮合完成后向下层市场发布等效价差电费, 各售电公司则据此进行购售一体化决策^[13]。在基于博弈论的建模过程中, 考虑了信息不对称问题以及需求侧响应^[14]。该研究旨在降低售电公司的市场风险并提供决策参考, 仿真结果验证了模型的合理性和可行性。

1 电力体制改革背景下的价差返还机制

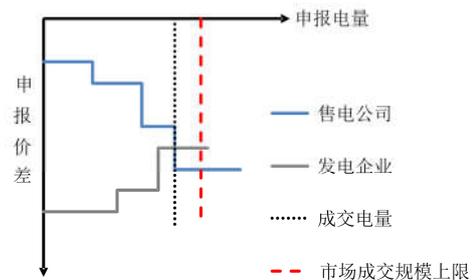
1.1 市场规则

基于价差返还机制的市场规则如下。

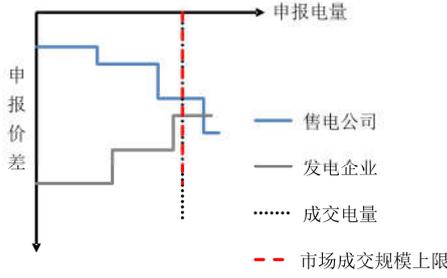
(1) 假设供应方有 I 家发电企业, 需求方有 J 家售电公司。发电企业 $i(i=1, 2, \dots, I)$ 申报相对于标杆上网电价 P_g^0 的单位价差 $\Delta P_{g,i}$ ($\Delta P_{g,i} < 0$) 及售电量 $Q_{g,i}$ ($Q_{g,i} > 0$), 售电公司 $j(j=1, 2, \dots, J)$ 申报相对于现行目录电价 P_d^0 的单位价差 $\Delta P_{d,j}$ ($\Delta P_{d,j} < 0$) 及购电量 $Q_{d,j}$ ($Q_{d,j} > 0$)。

(2) 电力交易中心将供需两侧的电量进行撮合配对, 如图 1 所示。发电企业按照申报价差由小到大排列, 售电公司按照申报价差由大到小排列, 为了应对当前模式下供需序列可能无交点的情况, 由电力交易中心规定市场成交规模上限。若供需交点对应的电量不超过规定上限, 则取交点之前的部分作为成交电量, 若供需交点对应的电量超过规定上限或没有交点, 则取上限以内的部分作为成交电量。配对完成后发电企业 i 的成交电量为 $Q'_{g,i}$, 售电公司 j 的成交电量为 $Q'_{d,j}$, 市场总成交电量为 Q' 。有

$$\sum_{i=1}^I Q'_{g,i} = \sum_{j=1}^J Q'_{d,j} = Q' \quad (1)$$



(a) 供需交点未超规定上限



(b) 供需交点超过规定上限

图 1 电量撮合配对

Fig. 1 Power matching

(3) 设定价差返还比例为 k ，两侧成交部分产生的申报价差电费差额按照 $k:(1-k)$ 分别返还给售电公司侧和发电企业侧。各发电企业(售电公司)获得的返还电费，按照其申报价差电费占发电企业侧(售电公司侧)成交部分总申报电费的分配。即售电公司 j 成交电量的结算价差为

$$\begin{aligned} \Delta P'_{d,j} = & [\Delta P_{d,j} \cdot Q'_{d,j} + k \cdot \frac{\Delta P_{d,j} \cdot Q'_{d,j}}{\sum_{j=1}^J \Delta P_{d,j} \cdot Q'_{d,j}} \cdot (\sum_{i=1}^I \Delta P_{g,i} \cdot Q'_{g,i} - \\ & \sum_{j=1}^J \Delta P_{d,j} \cdot Q'_{d,j})] \cdot \frac{1}{Q'_{d,j}} = \\ & [\Delta P_{d,j} \cdot Q'_{d,j} + k \cdot \frac{\Delta P_{d,j} \cdot Q'_{d,j}}{\Delta P_{d,ave} \cdot \sum_{j=1}^J Q'_{d,j}} \cdot (\Delta P_{g,ave} \cdot \sum_{i=1}^I Q'_{g,i} - \\ & \Delta P_{d,ave} \cdot \sum_{j=1}^J Q'_{d,j})] \cdot \frac{1}{Q'_{d,j}} = [(1-k) + k \cdot \frac{\Delta P_{g,ave}}{\Delta P_{d,ave}}] \cdot \Delta P_{d,j} \end{aligned} \quad (2)$$

同理，发电企业 i 成交电量的结算价差为

$$\Delta P'_{g,i} = [k + (1-k) \cdot \frac{\Delta P_{d,ave}}{\Delta P_{g,ave}}] \cdot \Delta P_{g,i} \quad (3)$$

式中， $\Delta P_{g,ave}$ 和 $\Delta P_{d,ave}$ 分别为发电企业侧、售电公司侧成交部分的平均申报价差。

(4) 电力交易中心与各发电企业(售电公司)结算后，将两侧实际电费差额作为输配电费支付给电网公司，各售电公司则以现行目录电价 P_d^0 向电网公司购买缺口电量。

1.2 交易主体利润分析

假设售电公司 j 以相对于目录电价 P_d^0 的协议降价 $\Delta P_{d,j}^m$ ($\Delta P_{d,j}^m < 0$) 与其所代理的用户群体签订零售合同，且用户的实际用电总量等于售电公司的申报电量，那么售电公司 j 的利润函数为

$$u_{d,j} = \{ \Delta P_{d,j}^m - [(1-k) + k \cdot \frac{\Delta P_{g,ave}}{\Delta P_{d,ave}}] \cdot \Delta P_{d,j} \} \cdot Q'_{d,j} + \quad (4)$$

$$\Delta P_{d,j}^m \cdot (Q_{d,j} - Q'_{d,j})$$

假设发电企业 i 的单位发电成本为 $C_{g,i}$ ($C_{g,i} > 0$)，那么发电企业 i 的利润函数为

$$u_{g,i} = \{ P_g^0 + [k + (1-k) \cdot \frac{\Delta P_{d,ave}}{\Delta P_{g,ave}}] \cdot \Delta P_{g,i} - C_{g,i} \} \cdot Q'_{g,i} \quad (5)$$

电力交易中心与两侧各交易主体结算后，电网公司获得的输配电费为

$$u_{GC} = \sum_{j=1}^J (P_d^0 + \Delta P'_{d,j}) \cdot Q'_{d,j} - \sum_{i=1}^I (P_g^0 + \Delta P'_{g,i}) \cdot Q'_{g,i} = (P_d^0 - P_g^0) \cdot Q' \quad (6)$$

对比式(4)一式(6)可知，对于电网企业，所有市场成交电量相当于按固定电价(现行目录电价与标杆上网电价之差)收取输配费用，这符合“电改九号文”精神^[15]。

2 双层电力市场设计

2.1 市场结构

价差返还机制下，售电公司必须考虑两侧所有主体的报价。然而，在其他交易主体私有信息($C_{g,i}$ 、 $\Delta P_{d,j}^m$ 、风险偏好等)不易获取的情况下，售电公司很难通过量化自身申报电量 $Q_{d,j}$ 在撮合序列中的位置来优化 $\Delta P_{d,j}$ 与 $\Delta P_{d,j}^m$ 。同时，由于各交易主体均进行非最优化报价，撮合序列可能过早相交，这会造成市场效率的极大浪费。为了简化售电公司的决策并保证市场成交量达到规定上限，本文提出一种双层电力市场结构，如图 2 所示。在市场中引入一个售电公司总代理作为上下层市场的枢纽，由其代理各售电公司在上层市场与发电企业侧交易，并向电网公司购买所缺电量。售电公司总代理是受聘于下层售电公司且公平服务于各售电公司的第三方主体，主要提供技术支持，不从购售电中获利，也不具备电力消纳能力。其购电产生的价差电费则由售电公司按各自申报价差电费在总申报价差电费中的占比进行分摊。这样一来，各售电公司无需考虑发电侧的情况，同时也规避了电量不成交带来的利润损失风险，决策难度大大降低。

2.2 交易流程

交易流程如图 3 所示。首先，售电公司总代理汇总各售电公司的负荷预测并将其作为申报电量在上层市场进行交易，成交后进入下层市场，向各售电公司发出决策信号。当接收到各售电公司反馈的

申报价差及电量, 售电公司总代理一方面与各售电公司进行结算, 另一方面整合实际电量需求, 向电网公司购买缺口电量^[16]。

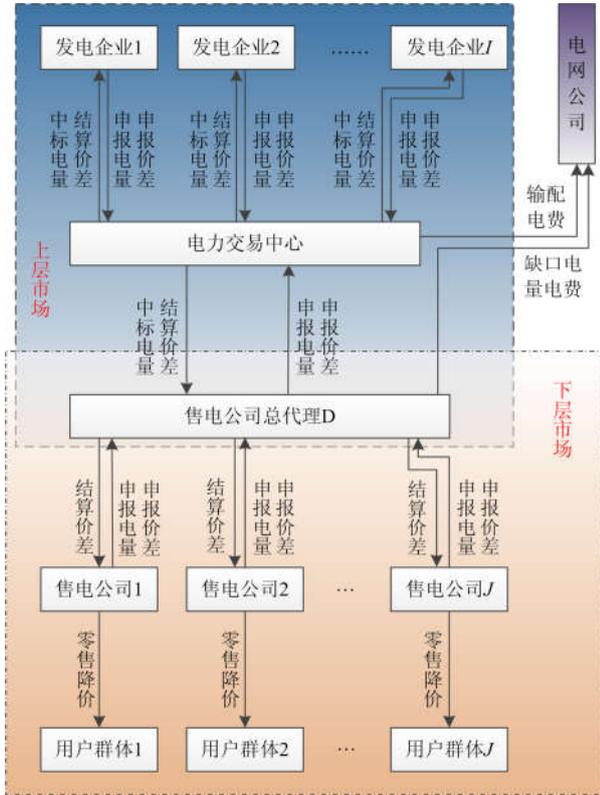


图2 双层电力市场结构图

Fig. 2 Two-stage electricity market structure

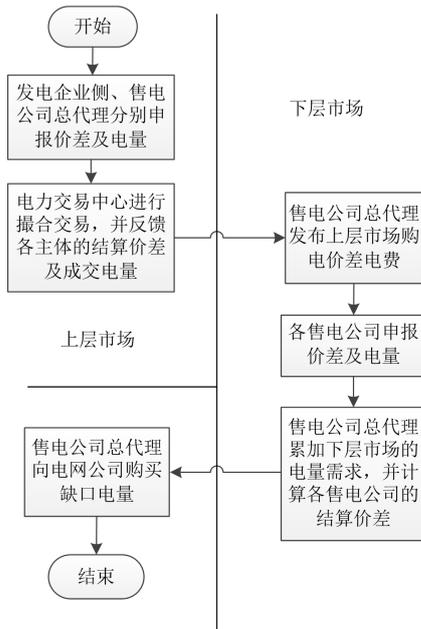


图3 市场交易流程图

Fig. 3 Market flow chart

3 上层市场贝叶斯博弈模型

上层市场成员包含发电企业 $i(i=1,2,\dots,I)$ 、售电公司总代理及电力交易中心。站在售电公司总代理的角度, 发电企业侧有 I 个竞争对手, 本文将发电企业侧等效为由 I 个理性主体构成的理性整体, 这样集中竞价就可以转化为单个发电企业主体与售电公司总代理在价差返还机制下的双边交易^[11]。发电企业侧的单位生产成本为 $C_g \in [C_\alpha, C_\beta]$, C_α 、 C_β 分别表示发电企业单位生产成本的上下限值, 售电公司总代理虽然没有直接与终端用户发生联系, 但可通过下层售电公司向其申报的数据间接获得零售市场协议降价水平 $\Delta P_{d,j}^{rm} \in [r_\alpha, r_\beta]$, 其中 r_α 、 r_β 分别表示零售市场协议降价的上下限。发电企业侧知道 C_g 但不知道 $\Delta P_{d,j}^{rm}$, 售电公司知道 $\Delta P_{d,j}^{rm}$ 但不知道 C_g , 因此, 上层市场的情景属于不完全信息下的双边决策问题, 本文建立贝叶斯博弈模型, 并求解售电公司总代理的均衡报价策略^[17]。

发电企业侧与售电公司总代理同时向电力交易中心申报 $(\Delta P_g, Q_g)$ 与 $(\Delta P_d, Q_d)$ 。如果 $\Delta P_g \leq \Delta P_d$, 则双方在价差返还机制下成交, 由于双方都只有一个量价序列, 所以成交电量 Q' 等于市场成交规模上限 Q_{max} , 成交部分结算价差根据式(2)、式(3)计算得到; 如果 $\Delta P_g > \Delta P_d$, 则成交电量为 0。以上两种情况下, 售电公司总代理需向电网公司购买的缺口电量分别为 $(\sum_{j=1}^J Q_{d,j} - Q_{max})$ 和 $\sum_{j=1}^J Q_{d,j}$, 其中 $\sum_{j=1}^J Q_{d,j}$ 为下层市场的电量总需求。

在这一静态贝叶斯博弈中, 发电企业侧的类型为 C_g , 售电公司总代理的类型为 $\Delta P_{d,j}^{rm}$ 。假设 C_g 和 $\Delta P_{d,j}^{rm}$ 在各自的区间上服从均匀分布, 双方的战略分别为函数 $\Delta P_g(C_g)$ 和函数 $\Delta P_d(\Delta P_d^{rm})$ 。如果下列两个条件成立, 战略组合 $\{\Delta P_g^*, \Delta P_d^*\}$ 即为该博弈的贝叶斯纳什均衡。

(1) 对所有 $C_g \in [C_\alpha, C_\beta]$, $\Delta P_g(C_g)$ 满足

$$\max_{\Delta P_g} [P_g^0 + (1-k) \cdot E[\Delta P_d(\Delta P_d^{rm}) | \Delta P_d(\Delta P_d^{rm}) \geq \Delta P_g] + k \cdot \Delta P_g - C_g] \cdot Q_{max} \cdot \text{prob}\{\Delta P_d(\Delta P_d^{rm}) \geq \Delta P_g\} \quad (7)$$

其中, $E[\Delta P_d(\Delta P_d^{rm}) | \Delta P_d(\Delta P_d^{rm}) \geq \Delta P_g]$ 为在售电公司总代理申报价差高于发电企业侧申报价差的条件下, 发电企业侧对售电公司总代理申报价差的期望值, $\text{prob}\{\cdot\}$ 表示概率。

$$(2) \text{ 对所有 } \Delta P_{d,j}^{\text{mm}} \in [r_\alpha, r_\beta], \Delta P_d(\Delta P_d^{\text{mm}}) \text{ 满足}$$

$$\max_{\Delta P_d} \{ [\Delta P_d^{\text{mm}} - k \cdot E[\Delta P_g(C_g) | \Delta P_d \geq \Delta P_g(C_g)] -$$

$$(1-k) \cdot \Delta P_d] \cdot Q_{\max} + \Delta P_d^{\text{mm}} \cdot (\sum_{j=1}^J Q_{d,j} - Q_{\max}) \} \cdot$$

$$\text{prob}\{\Delta P_d \geq \Delta P_g(C_g)\} +$$

$$\Delta P_d^{\text{mm}} \cdot \sum_{j=1}^J Q_{d,j} \cdot (1 - \text{prob}\{\Delta P_d \geq \Delta P_g(C_g)\})$$

其中, $E[\Delta P_g(C_g) | \Delta P_d \geq \Delta P_g(C_g)]$ 为在发电企业侧申报价差低于售电公司总代理申报价差条件下, 售电公司总代理对发电企业侧申报价差的期望值。

该博弈有多个贝叶斯纳什均衡解, 本文研究一种线性价差申报策略。假设发电企业侧的策略为

$$\Delta P_g(C_g) = \alpha_g + \beta_g \cdot C_g \quad (9)$$

售电公司总代理的策略为

$$\Delta P_d(\Delta P_d^{\text{mm}}) = \alpha_d + \beta_d \cdot \Delta P_d^{\text{mm}} \quad (10)$$

式中, α_g 、 β_g 、 α_d 、 β_d 分别为线性函数的系数。

可求得双方均衡策略为(推导过程见附录):

$$\begin{cases} \Delta P_g^* = \frac{k(1-k)C_\alpha - (2-k)(1+k)P_g^0}{2(1+k)} + \frac{1}{1+k} \cdot C_g \\ \Delta P_d^* = \frac{1-k}{2} (C_\alpha - P_g^0) \end{cases} \quad (11)$$

由式(11)可知, 售电公司总代理的均衡策略 ΔP_d^* 与 ΔP_d^{mm} 无关, 一旦市场 k 值公布, 其均衡申报价差就为一个定值。

如果将售电公司总代理在上层市场成交和向电网公司购电的两部分费用整合为一个等效价差下的购电电费, 即

$$(P_d^0 + \Delta P_d') \cdot Q_{\max} + P_d^0 \cdot (\sum_{j=1}^J Q_{d,j} - Q_{\max}) =$$

$$(P_d^0 + \Delta P_d^{\text{eq}}) \cdot \sum_{j=1}^J Q_{d,j}$$

那么, 上层市场购电价差电费的表达式可写为

$$\Delta F_D^{\text{eq}} = \Delta P_d^{\text{eq}} \cdot \sum_{j=1}^J Q_{d,j} = \Delta P_d' \cdot Q_{\max} \quad (13)$$

式中: ΔP_d^{eq} 为等效购电价差; ΔF_D^{eq} 为等效购电电费差。

4 下层市场售电公司决策模型

下层市场成员包括售电公司总代理、售电公司 $j(j=1,2,\dots,J)$ 以及售电公司所代理的用户群体 $j'(j'=1,2,\dots,J')$ 。一般情况下, 在各售电公司与其所代理的用户群体签订协议降价 $\Delta P_{d,j}^{\text{mm}}$ 后, 终端用电

量会随之增加。假设同一群体中的用户对电价变化的敏感程度相同, 那么售电公司 j 在某一竞价周期内的电量需求可表示为

$$Q_{d,j} = (1 - \eta_{d,j} \cdot \Delta P_{d,j}^{\text{mm}}) \cdot Q_{d,j}^{\text{base}} \quad (14)$$

式中: $\eta_{d,j}$ 为用户群体 j' 的电价敏感系数; $Q_{d,j}^{\text{base}}$ 为用户群体 j' 在目录电价下的基数用电量。

在双层市场结构下, 售电公司 j 的结算电量与其申报电量相等, 即

$$Q'_{d,j} = Q_{d,j} \quad (15)$$

售电公司 j 向终端用户收取售电价差电费, 同时分摊上层市场购电价差电费, 其利润函数可写为

$$\pi_{d,j} = \Delta P_{d,j}^{\text{mm}} \cdot Q'_{d,j} - \frac{\Delta P_{d,j} \cdot Q_{d,j}}{\sum_{j=1}^J \Delta P_{d,j} \cdot Q_{d,j}} \cdot \Delta F_D^{\text{eq}} \quad (16)$$

就售电公司 j 而言, 最优策略 $\{\Delta P_{d,j}^{\text{mm}*}, \Delta P_{d,j}^*, Q_{d,j}^*\}$ 满足:

$$\begin{cases} \Delta P_{d,j}^{\text{mm}*} = \arg \max_{\substack{\Delta P_{d,j} \\ \Delta P_{d,j}^{\text{mm}}}} \pi_{d,j} \\ \Delta P_{d,j}^* = \arg \max_{\substack{\Delta P_{d,j} \\ \Delta P_{d,j}^{\text{mm}}}} \pi_{d,j} \\ Q_{d,j}^* = (1 - \eta_{d,j} \cdot \Delta P_{d,j}^{\text{mm}*}) \cdot Q_{d,j}^{\text{base}} \\ \text{s.t.} \quad \Delta P_{d,j}^{\text{mm}} \in [r_\alpha, r_\beta] \end{cases} \quad (17)$$

本文采用遗传算法进行求解^[18]。

5 算例仿真

5.1 仿真参数

本文选取 8 家发电企业和 8 家售电公司进行市场模拟, 各发电企业与售电公司的相关参数如表 1、表 2 所示。

表 1 发电企业市场参数

Table 1 Market parameters of generations			
发电企业	单位成本/ (元/MWh)	装机容量/ MW	电量申报 上限/MWh
1	286.2	570	12 825
2	382.1	330	7 425
3	236.3	700	15 750
4	252.7	600	13 500
5	229.1	880	19 800
6	227.2	1 025	23 062.5
7	373.8	500	11 250
8	315.9	550	12 375

注*: 发电企业申报电量上限为竞争直购利用小时数的 1.2~2 倍与该企业装机容量的乘积, 其中竞争直购利用小时数及具体倍率均由经信委依市场情况确定。本文将电量申报上限设置为装机容量 $\times 22.5$ h。

假设上网标杆电价 P_g^0 为 450 元 / MWh, 各发电企业均按各自上限申报其电量; 市场成交规模上限 Q_{max} 为 92 790 MWh, 价差返还比例 k 为 0.25, 售电公司申报价差 $\Delta P_{d,j}$ 范围为 $[-300, 0]$ 元 / MWh; 单位生产成本下限 C_a 取 200 元 / MWh, 上限 C_b 取 400 元 / MWh; 零售电价降值下限 r_a 取 -30 元 / MWh, 上限 r_b 取 -10 元 / MWh。

表 2 售电公司市场参数

Table 2 Market parameters of retail companies

售电公司	基数电量需求/MWh	价格敏感系数
1	13 800	0.005
2	15 500	0.009
3	15 300	0.005
4	14 200	0.008
5	5 000	0.006
6	8 000	0.01
7	17 500	0.009
8	10 700	0.006

遗传算法参数如下: 交叉概率 0.9, 变异概率 0.1, 种群规模 100, 迭代次数 100。

5.2 上层市场运行结果

表 3 为上层市场的模拟运行结果, 图 4 为对应的交易图示。当价差返还系数为 0.25 时, 售电公司总代理的均衡报价为 -93.75 元 / MWh, 由于市场成交规模的限制, 其申报电量中可成交的部分为 92 790 MWh, 结算价差为 -107.42 元 / MWh。随后售电公司总代理将上层市场等效价差电费 -9 967 501.8 元向下层市场发布, 得到的实际电量反馈为 118 497.02 MWh, 即售电公司总代理需要向电网公司购电 25 707.02 MWh 来补充电量缺口。

表 3 上层市场运行结果

Table 3 Operation results of the upper-market

发电企业侧	申报电量/MWh	115 987.5
	平均申报价差/(元/MWh)	-148.43
	成交电量/MWh	92 790
售电公司总代理	申报电量/MWh	115 000
	申报价差/(元/MWh)	-93.75
	成交电量/MWh	92 790
	结算价差/(元/MWh)	-107.42
	实际需购电量/MWh	118 497.02
	缺口电量/MWh	25 707.02
	购电价差电费/元	-9 967 501.8

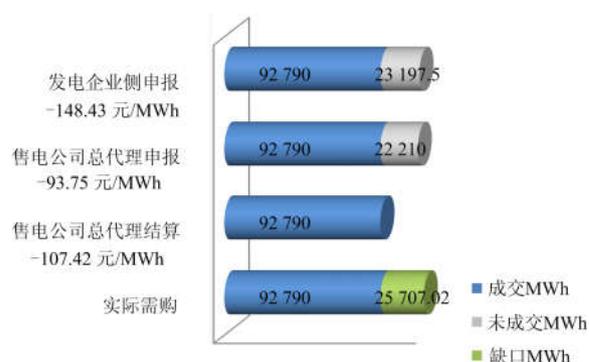


图 4 上层市场交易图示

Fig. 4 Upper-market trading schematic

5.3 下层市场运行结果

表 4 给出了上层市场购电价差电费发布后, 各下层售电公司的均衡决策以及结算结果。可以看出, 在本文所提模型下, 各售电公司的均衡申报价差较为合理。市场终端的零售电价降值集中在 -20 ~ -30 元 / MWh, 差异较小, 因此没有售电公司能够在用户侧形成绝对的价格优势。

表 4 下层市场运行结果

Table 4 Operation results of the lower market

(a) 均衡决策			
售电公司	零售降价/(元/MWh)	申报价差/(元/MWh)	申报电量/MWh
1	-21.5	-209	15 283.5
2	-28.9	-174.9	19 531.55
3	-24.6	-203.4	17 181.9
4	-21.3	-188.8	16 619.68
5	-21.7	-114.8	5 651
6	-22.4	-142.1	9 792
7	-27.7	-207.9	21 862.75
8	-29.2	-175.4	12 574.64
(b) 结算统计			
售电公司	结算价差/(元/MWh)	结算电量/MWh	总利润/元
1	-94.5	15 283.5	1 116 388.9
2	-79.1	19 531.55	980 865.6
3	-92.0	17 181.9	1 158 267.9
4	-85.4	16 619.68	1 065 446.0
5	-51.9	5 651	170 841.6
6	-64.3	9 792	410 106.6
7	-94.0	21 862.75	1 450 544.5
8	-79.3	12 574.64	630 564.5

图 5 展示了用户电价敏感系数和基数电量需求对售电公司单位利润的影响。一般情况下, 终端用户群体对电价变化越敏感, 基数用电量越大, 售电公司的单位利润就越高。

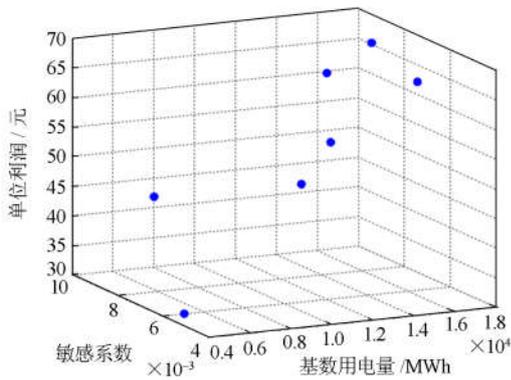


图 5 售电公司单位利润研究

Fig. 5 Study on the unit profit of retail companies

5.4 价差返还机制的影响研究

图 6 展示了价差返还机制对市场各方的影响。价差返还机制运行前电网公司以目录电价向终端用户供电,运行后终端用电单价平均降价水平为 -25.2 元 / MWh。由于需求侧对降价的响应,终端用电量反而增大,其最终结果是市场电费收入提高。价差返还机制下,发电企业侧的利润遭到削弱,新兴的售电主体则获得了盈利。

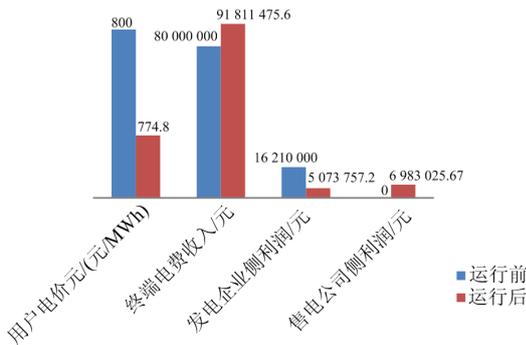


图 6 价差返还机制的影响

Fig. 6 Impact of the spread-rebate mechanism

图 7 对比了价差返还机制和统一出清机制下售电公司侧和发电企业侧的收益。可以看出,两种机制下售电公司侧的利润均高于发电企业侧的利润。相对而言,价差返还机制对发电企业更有利,而统一出清机制对售电公司更有利。

5.5 售电公司总代理的影响研究

图 8 展示了无售电公司总代理的情景下,集中市场的自然竞价交易结果。相对于总代理存在时集中市场成交电量达到的规模上限 $92\,790$ MWh,前者自然成交的电量减少了 $28\,621.13$ MWh。这说明售电公司总代理的引入,最大限度地减少了价差返还机制下无序竞价带来的市场效率浪费。

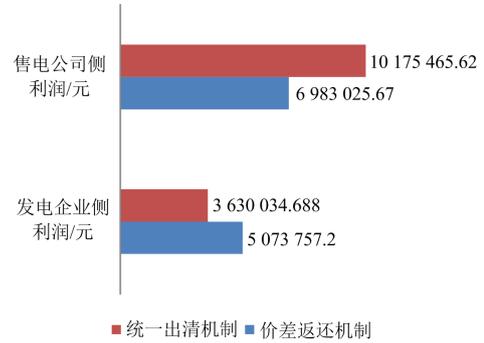


图 7 两种机制的影响对比

Fig. 7 Contrast between the two mechanisms

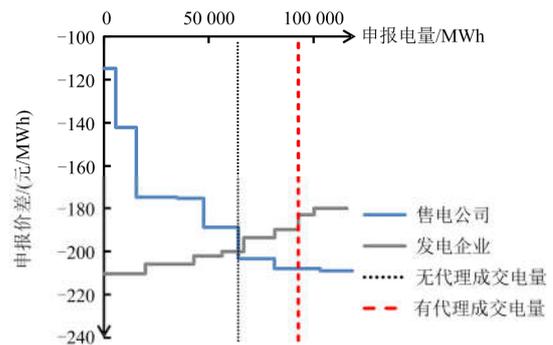


图 8 无售电公司总代理集中竞价图示

Fig. 8 Centralized bidding graphic when there's no general retailer agent

图 9 对比了有代理和无代理时售电公司侧和发电企业侧的利润。可以看出,售电公司总代理的引入,不仅大幅增加了售电公司侧的盈利,同时也使发电企业侧的利润得到相应提高。

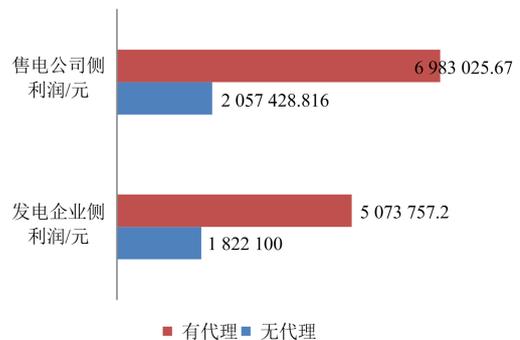


图 9 售电公司总代理的影响

Fig. 9 Impact of the general retailer agent

6 结论

本文针对价差返还机制下售电公司的决策难题,提出了双层电力市场模型,主要结论如下:

(1) 售电公司总代理的引入,使集中市场的申报电量能以最大允许规模成交,提高了市场竞争效率。

(2) 通过双层市场结构, 售电公司的决策难度大大降低。算例仿真结果表明, 各售电公司均能取得较合理的利润, 且售电公司可通过争取电价敏感程度高、基数用电量大的供区市场来提高单位盈利。

(3) 价差返还机制以价差传导的方式, 实现了等效意义上的固定输配电价, 在降低市场电价水平的同时, 提高了电费收入, 使新兴售电公司分得了市场红利, 达到了售电侧改革的部分目标。

针对价差返还机制下的售电公司决策问题, 本文只做了较为初步的研究工作, 没有讨论引入售电公司总代理可能带来的用户侧垄断问题, 未考虑不同类型售电公司^[19](如发售一体售电公司、配售一体售电公司等)的特性, 也没有计及偏差考核^[20], 这些问题有待下一步研究。

附录

由于 C_g 在区间 $[C_\alpha, C_\beta]$ 上均匀分布, 所以 $\Delta P_g(C_g)$ 也服从区间 $[\alpha_g + C_\alpha \beta_g, \alpha_g + C_\beta \beta_g]$ 上的均匀分布, 于是有

$$\text{prob}\{\Delta P_d \geq \Delta P_g(C_g)\} = \frac{\Delta P_d - \alpha_g - C_\alpha \beta_g}{(C_\beta - C_\alpha) \beta_g} \quad (18)$$

$$E[\Delta P_g(C_g) | \Delta P_d \geq \Delta P_g(C_g)] = \frac{1}{2}(\alpha_g + C_\alpha \beta_g + \Delta P_d) \quad (19)$$

将式(18)、式(19)代入式(7), 得

$$\max_{\Delta P_d} \left[-\frac{k}{2} \cdot (\alpha_g + C_\alpha \beta_g + \Delta P_d) - (1-k) \cdot \Delta P_d \right] \cdot \frac{\Delta P_d - \alpha_g - C_\alpha \beta_g}{(C_\beta - C_\alpha) \beta_g} \cdot Q_{\max} + \Delta P_d^{\text{mm}} \cdot \sum_{j=1}^J Q_{d,j} \quad (20)$$

由其一阶优化条件可得

$$\Delta P_d = \frac{1-k}{2-k} (\alpha_g + C_\alpha \beta_g) \quad (21)$$

由于 ΔP_d^{mm} 在区间 $[r_\alpha, r_\beta]$ 上均匀分布, 所以 $\Delta P_d(\Delta P_d^{\text{mm}})$ 也服从区间 $[\alpha_d + r_\alpha \beta_d, \alpha_d + r_\beta \beta_d]$ 上的均匀分布, 于是

$$\text{prob}\{\Delta P_d(\Delta P_d^{\text{mm}}) \geq \Delta P_g\} = \frac{\alpha_d + r_\beta \beta_d - \Delta P_g}{(r_\beta - r_\alpha) \beta_d} \quad (22)$$

$$E[\Delta P_d(\Delta P_d^{\text{mm}}) | \Delta P_d(\Delta P_d^{\text{mm}}) \geq \Delta P_g] = \frac{1}{2}(\Delta P_g + \alpha_d + r_\beta \beta_d) \quad (23)$$

将式(22)、式(23)代入式(8), 得

$$\max_{\Delta P_g} \left[P_g^0 + k \cdot \Delta P_g + \frac{1-k}{2} \cdot (\Delta P_g + \alpha_d + r_\beta \beta_d) - C_g \right] \cdot \frac{\alpha_d + r_\beta \beta_d - \Delta P_g}{(r_\beta - r_\alpha) \beta_d} \cdot Q_{\max} \quad (24)$$

由其一阶优化条件可得

$$\Delta P_g = \frac{k}{1+k} (\alpha_d + r_\beta \beta_d) - \frac{1}{1+k} (P_g^0 - C_g) \quad (25)$$

联立式(9)、式(10)、式(21)、式(25)可得双方均衡策略为

$$\begin{cases} \Delta P_g^* = \frac{k(1-k)C_\alpha - (2-k)(1+k)P_g^0}{2(1+k)} + \frac{1}{1+k} \cdot C_g \\ \Delta P_d^* = \frac{1-k}{2} (C_\alpha - P_g^0) \end{cases} \quad (26)$$

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号)[Z]. 2015.
- [2] 陈思远, 王波, 王佳丽, 等. 基于价差返还机制的月度集中市场模拟及参数影响分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(16): 111-118.
CHEN Siyuan, WANG Bo, WANG Jiali, et al. Spread-back mechanism based simulation and parameter impact analysis of monthly-centralized electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(16): 111-118.
- [3] 岑建军, 王梦瑶. 解读广东省集中交易第一单[J]. 山东工业技术, 2017(15): 285-287.
CEN Jianjun, WANG Mengyao. Interpretation of the first order of Guangdong centralized trading[J]. Shandong Industrial Technology, 2017(15): 285-287.
- [4] 卢强, 陈来军, 梅生伟. 博弈论在电力系统中典型应用及若干展望[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5009-5017.
LU Qiang, CHEN Laijun, MEI Shengwei. Typical applications and prospects of game theory in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5009-5017.
- [5] 张忠会, 刘故帅, 谢义苗. 基于博弈论的电力系统供给侧多方交易决策[J]. 电网技术, 2017, 41(6): 1779-1785.
ZHANG Zhonghui, LIU Gushuai, XIE Yimiao. A game theory approach to analyzing multi-party electricity trading on supply side[J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1779-1785.
- [6] 陈亦杰, 刘故帅, 张忠会. 考虑电动汽车群和新增实体的电力市场多方交易策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(13): 33-40.
CHEN Yijie, LIU Gushuai, ZHANG Zhonghui. A study on multi-party trading strategy of electricity market considering electric vehicle group and new entity[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(13): 33-40.
- [7] MARZBAND M, JAVADI M, DOMÍNGUEZ-GARCÍA J

- L, et al. Non-cooperative game theory based energy management systems for energy district in the retail market considering DER uncertainties[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(12): 2999-3009.
- [8] 李刚, 刘继春, 魏震波, 等. 含分布式电源接入的市场多主体博弈分析[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(19): 1-9.
- LI Gang, LIU Jichun, WEI Zhenbo, et al. Analysis of game among multi-agents in electrical power market with integration of distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(19): 1-9.
- [9] 方德斌, 王先甲, 张玉新, 等. 完全开放的双边电力市场中供需双方叫价拍卖的贝叶斯博弈模型[J]. 电网技术, 2003, 27(12): 1-5.
- FANG Debin, WANG Xianjia, ZHANG Yuxin, et al. A double auction Bayesian model with supplier and demander in open lateral electricity market[J]. Power System Technology, 2003, 27(12): 1-5.
- [10] BOMPARD E, HUANG Tao, YANG Li. Market equilibrium under incomplete and imperfect information in bilateral electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1231-1240.
- [11] HUANG Tao, BOMPARD E, YAN Zheng. Congestion management impacts on bilateral electricity markets under strategic negotiation[J]. Electric Power Systems Research, 2011(81): 1161-1170.
- [12] NEKOUEI E, ALPCAN T, CHATTOPADHYAY D. Game-theoretic frameworks for demand response in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 748-758.
- [13] 王林炎, 张粒子, 张凡, 等. 售电公司购售电业务决策与风险评估[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(1): 47-54.
- WANG Linyan, ZHANG Lizi, ZHANG Fan, et al. Decision-making and risk assessment of purchasing and selling business of electricity retailers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(1): 47-54.
- [14] CHENG Yu, ZHANG Chengwei. Configuration and operation combined optimization for EV battery swapping station considering PV consumption bundling[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 276-293. DOI: 10.1186/s41601-017-0056-y.
- [15] 曾嘉志, 赵雄飞, 李静, 等. 用电侧市场放开下的电力市场多主体博弈[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 129-136.
- ZENG Jiazhi, ZHAO Xiongfei, LI Jing, et al. Game among multiple entities in electricity market with liberalization of power demand side market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 129-136.
- [16] 张鹏, 李春燕, 张谦. 基于需求响应调度容量上报策略博弈的电网多代理系统调度模式[J]. 电工技术学报, 2017, 32(19): 170-179.
- ZHANG Peng, LI Chunyan, ZHANG Qian. A power system dispatch model based on game-theoretic multi-agent system demand response scheduling capacity reporting[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(19): 170-179.
- [17] 张维迎. 博弈论与信息经济学[M]. 上海: 上海人民出版社, 2004: 154-158.
- [18] 王先齐, 吕智林, 汤泽琦. 基于分时电价机制的并网型微网多目标动态优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 9-18.
- WANG Xianqi, LÜ Zhilin, TANG Zeqi. Multiobjective dynamic optimal dispatching of grid-connected microgrid based on TOU power price mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(4): 9-18.
- [19] 石帮松, 张靖, 李博文, 等. 多类型售电公司共存下竞价售电的市场均衡研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(5): 62-67.
- SHI Bangsong, ZHANG Jing, LI Bowen, et al. Market equilibrium study on multiple types of electric power retailers bidding[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(5): 62-67.
- [20] 郭曼兰, 陈皓勇, 张聪, 等. 偏差电量考核机制下售电公司的最优经营策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(20): 17-25.
- GUO Manlan, CHEN Haoyong, ZHANG Cong, et al. Optimal marketing strategy of retailers under energy deviation penalty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(20): 17-25.

收稿日期: 2018-07-13; 修回日期: 2018-09-28

作者简介:

吴浩可(1993—), 男, 硕士, 研究方向为电力市场;

E-mail: woohulk@hotmail.com

雷霞(1973—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力市场、调度自动化、配电自动化等。E-mail: Snow_lei246@mail.xhu.edu.cn

(编辑 魏小丽)