

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.180819

计及负荷规模效应的售电公司决策研究

索瑞鸿, 宋依群

(电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学), 上海 200240)

摘要: 负荷规模对售电公司的市场参与和盈利起着重要作用。从规模经济学的角度分析了售电公司负荷规模对其经营成本和盈利能力的意义; 然后考虑一定规模的售电公司与发电市场的相互作用, 构建详细的购电价格模型, 并基于心理学模型建立售电价格与负荷规模的关系。在此基础上, 考虑市场价格与需求的不确定性, 应用随机规划理论构建售电公司决策模型, 以实现单位负荷的利润最大和风险最小化。模型构成的 EPEC(Equilibrium Problem With Equilibrium Constraints)问题, 采用敏感度函数法迭代求解。算例结果表明, 该算法可以有效收敛, 且售电公司的规模对降低单位购电成本具有经济效益。

关键词: 售电公司; 规模效应; 购售电; 风险评估; 电力市场

Decision-making study of electricity retailers considering the economies of scale

SUO Ruihong, SONG Yiqun

(Key Laboratory of Control of Power Transmission and Transformation (Shanghai Jiao Tong University),
Ministry of Education, Shanghai 200240, China)

Abstract: Load scale has an important impact on market participation and profitability of an electricity retailer. From the perspective of scale economies, this paper analyses the significance of load scale on the operating cost and profitability of an electricity retailer. Then considering the interaction between power generation market and the retailer of a certain scale, a detailed price model of electricity purchasing is constructed. The connection between power retail price and load scale is established based on the psychological model. On this basis, considering the uncertainty of power purchasing price and demand, the stochastic programming theory is used to construct the decision model of a retailer, so as to maximize profit and minimize risk of unit load. The Equilibrium Problem with Equilibrium Constraints (EPEC) problem developed by constructed model is solved with the iterative sensitivity function method. The numerical results show that the algorithm can effectively converge, and load scale has economic benefits in reducing unit purchasing cost.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0900100).

Key words: electricity retailer; scale economies; power purchasing and selling; risk assessment; electricity market

0 引言

自国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》以来^[1-2], 售电市场的放开吸引了大量社会资本进入, 分享改革红利, 截止 2017 年年底, 全国各电力交易中心公示的售电公司数量已有 3 298 家。然而, 大多数完成工商注册的售电公司尚未能够开展正常的售电业务, 例如江苏省规定年代理总量达到 4 000 万 kWh 以上的售电公司才有交易资格。可见售电行业对市场参与能力有较高的要求,

其中负荷规模是不可忽视的因素。负荷规模效应体现在大量用户聚合能形成稳定的负荷曲线, 增强售电公司的议价能力, 实现售电公司单位购电成本下降或收益递增。随着售电市场进一步放开, 未来会有更多的中小型用户签约售电公司, 单个用户的用电行为更加随机, 为售电公司的负荷预测和购电决策带来一定挑战, 因此售电公司需注重规模经济性。

考察售电行业的规模效应, 必须建立售电公司的购电决策模型^[3]。文献[4]以双边合同和电力库作为购电渠道, 通过固定电价售电, 并将条件风险价值纳入考量; 文献[5]在文献[4]的基础上将售电公司的购电来源扩展到可再生能源及储能租用业务,

建立三类售电合同。以上购售电模型只集中在售电公司本身,没有考虑到售电公司与发电侧市场的相互作用。文献[6]运用系统动力学法研究电力批发市场和零售市场的关联;文献[7-8]采用多代理技术构建含发电企业及售电公司等市场主体的博弈框架,并用强化学习算法求解。这些研究考虑了发电商与售电公司的互动关系,但是没有从负荷规模的角度考察售电公司对发电侧的影响,且仅以售电公司的利润最大化为目标,没有计及经营风险。

针对上述文献对售电公司购售电决策及规模效应影响的缺失,本文研究了计及负荷规模效应的售电公司决策问题,为具有一定规模的售电公司的购售电和经济性分析提供了技术参考。首先讨论了售电行业的规模经济性和制约因素。为描述售电公司规模对购电价格的影响,建立双边合同和现货价格模型。然后以预期利润最大化和风险最小为目标,基于多场景法建立非线性随机优化模型;针对形成的EPEC问题,介绍基于敏感度函数的求解算法。算例结果证明了模型和算法的有效性。

1 负荷规模效应

规模效应是可明显观察到的客观经济现象。产业组织理论中,规模经济^[9]指企业通过大量生产或销售,实现单位成本下降或收益递增。售电公司的规模主要表现在掌控的负荷规模上,也存在规模作用下的种种优势和制约。

1.1 负荷规模的优势

1.1.1 稳定的负荷曲线

通常个体的用电行为较为随机,而群体用电行为呈现规律性。售电公司正是基于这一特性,聚集大量用户,形成稳定的负荷曲线参与发电侧市场,并以相对固定的价格售电给用户,分担了单个用户直接参与市场的难度和风险。

图1展示了两种规模下的典型日负荷曲线。显然,随着用户规模增大,整体的用电行为更加规律,各时段负荷相对于均值的偏离程度更小,负荷曲线的波动性、随机性更小。

为衡量负荷曲线的稳定性,定义曲线的偏离指标 d 和爬坡指标 r 为

$$d = \frac{1}{n_r T} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{n_r} \left| 1 - \frac{Q_{j,t}}{Q_{j,\text{avg}}} \right| \quad (1)$$

$$r = \frac{1}{n_r T} \sum_{j=1}^{n_r} \sum_{t=1}^{T-1} \frac{|Q_{j,t+1} - Q_{j,t}|}{Q_{j,\text{avg}}} \quad (2)$$

式中: n_r 为统计的典型日负荷曲线数量; T 为时段数; $Q_{j,t}$ 为曲线 j 在时刻 t 的负荷需求; $Q_{j,\text{avg}}$ 为 n_r

条负荷曲线在 t 时刻的平均值; $Q_{j,\text{avg}}$ 为第 j 条负荷曲线在所有时段的平均值。

本文采用售电公司典型负荷曲线的平均值代表负荷规模 S_R , 如式(3)。

$$S_R = \frac{1}{n_r T} \sum_{j=1}^{n_r} \sum_{t=1}^T Q_{j,t} \quad (3)$$

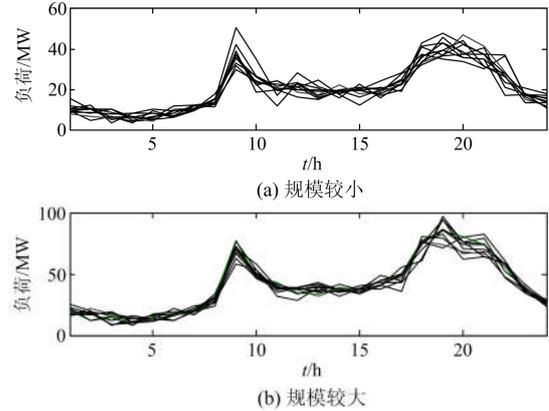


图1 不同规模的典型日负荷曲线

Fig. 1 Typical daily load curves of different scales

1.1.2 负荷的互补性

一般情况下,负荷规模较大的售电公司拥有更多种类的用户,通过不同用户的错峰互补效应,售电公司可以减小聚合曲线的波动幅度,从而得到对发电商更友好的负荷曲线,获得优惠的购电价格。

1.1.3 可再生能源的平滑效应

随着配电网内越来越多的用户安装可再生能源设备^[10],可再生能源的随机性和波动性对售电公司负荷平衡能力提出更高要求。按照“自发自用,余量上网”的模式,分布式电源出力会影响售电公司的负荷曲线特征。相关研究表明^[11-12],大规模风电、光伏并网有助于总体波动性的减弱,称为平滑效应。随着负荷规模扩大,区域内用户数量和用户之间距离增大,不同空间的可再生能源出力呈现相互抵消、互补、平抑的效果。

1.1.4 议价能力

售电公司可凭借其负荷优势,在与发电商的双边合同议价中获得优惠。对于具有一定规模的售电公司,分配在现货市场的购电量将影响出清价格,详细的购电价格模型将在后文介绍。

1.2 负荷规模的制约

负荷规模扩张带给售电公司一定经济效益的同时,也存在制约售电公司规模的因素,主要从以下两个方面说明。

1.2.1 管理成本增加

随着售电公司业务规模的扩大,管理成本不仅

体现在抄表、核算、收缴等用户管理支出的上升,更体现在公司内部管理成本的激增。由产业经济学理论可知,大型公司为维持自身运转,需设立复杂的管理层级和制度安排,导致内部资源配置效率降低、单位产品成本增加,且这种不经济性会随着企业规模的扩大而愈加明显。这就是“X非效率”现象^[13],常存在于一些大企业,特别是垄断性企业中。因此售电公司的规模与管理难度成正比,与管理效率成反比关系。

1.2.2 零售电价降低

社会总负荷需求有限是制约售电公司负荷规模扩大的重要因素之一。根据市场需求曲线,电价降低会在一定范围内提升用电量。在竞争激烈的市场环境下,售电公司要想扩张负荷规模,需采用更优惠的电价吸引用户^[14],以赢取更大的市场份额。然而,通过降价来盲目扩大负荷规模,可能并不利于公司效益的增加。

2 计及负荷规模效应的售电公司决策模型

2.1 售电商行为分析

售电公司的购电途径主要包括:与发电商签订双边合同购电,在集中交易的现货市场购电。

第一步:距离负荷实时运行的较长时间前^[15],售电公司根据历史信息、电力用户的生产、检修计划等因素对未来一段时间的电力负荷以及现货市场环境进行预测。然后与发电商协商价格,确定双边合同的购电量。双边合同以书面形式约定未来某段时间交易的电能数量和价格。

第二步:距离负荷实时运行一天内,售电公司根据更精确的负荷预测信息,确定合同电量在各时段的分配比例,并向调度中心报告。其余偏差电量,即次日预测负荷与合同电量的差值,申报参与现货市场集中交易。集中市场通过竞价确定交易电力的价格,其优势是相对实时运行时间短,更利于负荷平衡;缺点是交易价格波动大,当购电价格过高时,会引起售电公司亏损。

2.2 购电价格模型

2.2.1 双边合同电价

售电公司与发电商提前协商签订某日的购电量和价格,协商价格不仅受购电总量影响,也与负荷曲线的友好程度有关,假设合同价格由基本电价与爬坡附加电价两个部分组成^[16],如式(4)。

$$\lambda_B = \lambda_0(Q_B) + r\lambda' \quad (4)$$

式中: Q_B 、 λ_B 分别为双边合同的购电量与单位价格; λ_0 表示单位基本电价,随 Q_B 增加缓慢下降; λ' 为爬坡指标有关的附加电价系数。

2.2.2 现货市场电价

现货市场相对实时运行的时间短,有较大的不确定性^[17],采用多场景技术描述现货市场的负荷需求,针对各个场景分别构建出清模型。

(1) 出清模型

现货市场的价格由购电需求和发电商报价经过市场出清确定。总负荷需求的变化引起出清价格波动,包含了决策主体在现货市场的购电量,以及市场其他参与者的投标电量,其中 ω 场景的出清模型为

$$\begin{aligned} \min & \sum_{t=1}^T \sum_{i \in I} \rho_{i,\omega} G_{i,t,\omega} \\ \text{s.t.} & \sum_{i \in I} G_{i,t,\omega} = Q_{t,\omega}^{\text{po}} + (Q_{t,\omega} - k_{t,\omega} Q_B) \quad \forall t \\ & G_{i,\min} \leq G_{i,t,\omega} \leq G_{i,\max} \quad \forall i, \forall t \\ & -R_i \leq G_{i,t,\omega} - G_{i,t-1,\omega} \leq R_i \quad \forall i, \forall t \end{aligned} \quad (5)$$

式中: I 为发电商集合; $\rho_{i,\omega}$ 为发电商 i 在 ω 场景的报价曲线; $G_{i,t,\omega}$ 为发电商 i 在 ω 场景 t 时段的出清电量; $Q_{t,\omega}^{\text{po}}$ 为其他参与者在现货市场的投标电量; $Q_{t,\omega}$ 为决策主体在 t 时段的负荷需求; $k_{t,\omega}$ 为 ω 场景下 t 时段的双边签购电量分配比例,通常为该时段负荷占 T 个时段总负荷的比例; $G_{i,\min}$ 和 $G_{i,\max}$ 分别为发电商 i 出力的最小、最大值; R_i 为最大爬坡率。

(2) 发电商报价模型

发电商根据不同场景的市场供求情况调整报价曲线 $\rho_{i,\omega}$,报价曲线表示为单位成本曲线乘以策略系数,且策略系数具有上下限约束,如式(6)和式(7)。

$$\rho_{i,\omega} = l_{i,\omega}(2a_i G_i + b_i) \quad (6)$$

$$l_{i,\min} \leq l_{i,\omega} \leq l_{i,\max} \quad (7)$$

式中: $l_{i,\omega}$ 为发电商 i 在场景 ω 的报价策略系数; $l_{i,\max}$ 与 $l_{i,\min}$ 分别为报价策略系数的上下限; a_i 、 b_i 为发电商 i 的成本系数。

发电商的报价策略会影响出清电量和市场价格。根据市场供需状况,发电商选取自身的最优策略系数,以获得最大效用。现货市场中发电商效用为售电收入与发电成本的差值,可表示为

$$\max_{l_{i,\omega}} f_{G,i,\omega} = \sum_{t=1}^T \lambda_{t,\omega} G_{i,t,\omega} - (a_i G_{i,t,\omega}^2 + b_i G_{i,t,\omega} + c_i) \quad (8)$$

式中: $\lambda_{t,\omega}$ 为 ω 场景下 t 时段的现货价格; c_i 为发电商 i 的固定成本。

2.3 售电公司模型

2.3.1 售电利润

由于售电公司管理成本受内部组织形态和所处地区环境影响,难以直接量化,本文构建的成本

模型仅考虑购电成本。针对现货市场价格和实时负荷需求的不确定性,采用多场景法描述。购电成本期望可表示为

$$F = Q_B \lambda_B + \sum_{\omega=1}^N \sum_{t=1}^T \pi_{\omega} \lambda_{t,\omega} (Q_{t,\omega} - k_{t,\omega} Q_B) \quad (9)$$

式中: ω 为现货价格与实时负荷的场景; π_{ω} 为场景 ω 出现的概率。

当售电公司以均一价格售电,其收入期望可表示为

$$R = \sum_{\omega=1}^N \sum_{t=1}^T \pi_{\omega} p_s Q_{t,\omega} \quad (10)$$

式中, p_s 为面向电力用户的零售价格。

在一定时间范围内售电公司的服务、品牌等因素不变,其对用户的吸引只与价格有关,利用韦伯-费希纳定律^[18]模拟用户消费心理与价格激励的关系,则售电价格可表示为

$$p_s = p_0 - e^{-\frac{S_R / S_{all} - D}{K}} \quad (11)$$

式中: p_0 为电网公司目录电价; S_R 、 S_{all} 分别为售电公司的负荷规模以及售电市场的总负荷规模; K 、 D 为常数。

则售电公司单位负荷的利润为

$$f_1 = \frac{R - F}{TS_R} \quad (12)$$

2.3.2 售电风险

售电公司面临集中市场价格波动与用户负荷波动的双重不确定性,因此在决策过程中,不仅要实现利润最大化,也要考虑不确定性引发的风险。

条件风险价值^[19](Conditional Value at Risk, CVaR)为度量给定置信度水平下尾部损失的条件均值。CVaR 具有很多优点,不仅充分描述最坏可能下的平均损失情况,还可用优化模型求解,避免定义法求解的不便。本文采用的多场景法对应离散概率模型^[20],售电公司的风险可表示为

$$\begin{aligned} \text{CVaR} = \min \quad & \xi_{\alpha} + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega=1}^N \pi_{\omega} \eta_{\omega} \\ \text{s.t.} \quad & Q_B \lambda_B + \sum_{t=1}^T \lambda_{t,\omega} (Q_{t,\omega} - k_{t,\omega} Q_B) - Q_{t,\omega} p_s \leq \xi_{\alpha} + \eta_{\omega} \quad \forall \omega \quad h_{\omega} \\ & \eta_{\omega} \geq 0 \quad \forall \omega \end{aligned} \quad (13)$$

式中: ξ_{α} 为定义在 R 上的决策变量; α 为置信度,代表损失小于 ξ_{α} 的概率; η_{ω} 表示场景 ω 下损失超过 ξ_{α} 的部分; h_{ω} 为约束的对偶变量。

售电公司对风险的厌恶随尾部损失偏离期望利润的程度增强,故售电公司的单位负荷的风险程度

可以表示为

$$f_2 = \beta \cdot \left(\frac{F - R - \text{CVaR}}{TS_R} \right)^2 \quad (14)$$

式中, β 为风险权重系数, β 值越大,代表售电公司更加规避风险。

综合利润和风险,一定规模下的售电公司的效用函数为

$$\min_{Q_B} f_R = -f_1 + f_2 \quad (15)$$

3 基于敏感度函数法的售电公司决策算法

3.1 敏感度函数法

本文构建的售电公司决策模型是 MPEC (Mathematical Problem With Equilibrium Constraints) 问题,上层为售电损失和风险的综合效用最小化,下层是出清价格模型。发电商在现货市场的报价决策也是 MPEC 问题,上层为收入与发电成本之差,下层是出清价格模型。多个 MPEC 具有相同的下层出清约束,代表发电商和售电公司的决策会共同影响出清结果,因此市场均衡时构成一个 EPEC 问题。EPEC 问题中各参与者相互作用。本文采用敏感度函数法求解^[21],基于下层出清模型的最优条件,计算参与者效用关于各自决策变量的敏感度,迭代求解市场均衡。

由式(12)、式(14)和式(15)可得,售电公司效用关于合同电量的敏感度函数为

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_R}{\partial Q_B} = & \frac{2\beta}{(TS_R)^2} (F - R - \text{CVaR}) \left(\frac{\partial F}{\partial Q_B} - \frac{\partial \text{CVaR}}{\partial Q_B} \right) + \\ & \frac{1}{TS_R} \frac{\partial F}{\partial Q_B} \end{aligned} \quad (16)$$

其中成本关于合同电量的偏导数为

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial Q_B} = & \sum_{\omega=1}^N \sum_{t=1}^T \left[\pi_{\omega} \frac{\partial \lambda_{t,\omega}}{\partial Q_B} (Q_{t,\omega} - k_{t,\omega} Q_B) - \pi_{\omega} \lambda_{t,\omega} k_{t,\omega} \right] + \\ & \lambda_B + Q_B \lambda'_0 \end{aligned} \quad (17)$$

根据式(13)的 KKT 条件,售电公司条件风险关于合同电量的偏导数为

$$\begin{aligned} \frac{\partial \text{CVaR}}{\partial Q_B} = & \sum_{\omega=1}^N h_{\omega} [\lambda_B + Q_B \lambda'_0 + \\ & \sum_{t=1}^T \frac{\partial \lambda_{t,\omega}}{\partial Q_B} (Q_{t,\omega} - k_{t,\omega} Q_B) - \lambda_{t,\omega} k_{t,\omega}] \end{aligned} \quad (18)$$

从式(8)可知,发电商效用关于报价策略的敏感度函数为

$$\frac{\partial f_{G_{i,t,\omega}}}{\partial l_{i,\omega}} = \sum_{t=1}^T (\lambda_{t,\omega} - 2a_i G_{i,t,\omega} - b_i) \frac{\partial G_{i,t,\omega}}{\partial l_{i,\omega}} + G_{i,t,\omega} \frac{\partial \lambda_{t,\omega}}{\partial l_{i,\omega}} \quad (19)$$

为求解 $\partial \lambda_{t,\omega} / \partial Q_B$ 、 $\partial \lambda_{t,\omega} / \partial l_{i,\omega}$ 、 $\partial G_{i,t,\omega} / \partial l_{i,\omega}$ ，将式(5)的现货出清模型表达为向量形式，如式(20)。

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{g}) &= \boldsymbol{\rho}^T \mathbf{g} = \\ &\text{Diag}(\mathbf{I})(2\text{Diag}(\mathbf{a})\mathbf{g} + \text{Diag}(\mathbf{b}))\mathbf{g} \\ \text{s.t. } \mathbf{H}\mathbf{g} &= \mathbf{d} \boldsymbol{\lambda} \\ \mathbf{g} &\geq \mathbf{g}_{\min} \boldsymbol{\tau} \\ \mathbf{g} &\leq \mathbf{g}_{\max} \boldsymbol{\varphi} \\ \mathbf{W}\mathbf{g} &\geq -\mathbf{r} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{W}\mathbf{g} &\leq \mathbf{r} \boldsymbol{\mu} \end{aligned} \quad (20)$$

式中： $\text{Diag}(\cdot)$ 表示把向量化为对角矩阵，即向量元素作为矩阵的对角线元素； \mathbf{g} 为普通变量； $\boldsymbol{\lambda}$ 、 $\boldsymbol{\tau}$ 、 $\boldsymbol{\varphi}$ 、 $\boldsymbol{\theta}$ 、 $\boldsymbol{\mu}$ 为对偶变量。

根据 KKT 条件，最优解满足的等式约束为

$$\begin{aligned} \mathbf{H}\mathbf{g} &= \mathbf{d} \\ \mathbf{H}^T \boldsymbol{\lambda} + \boldsymbol{\tau} - \boldsymbol{\varphi} + \mathbf{W}^T \boldsymbol{\theta} - \mathbf{W}^T \boldsymbol{\mu} &= \nabla f(\mathbf{g}) \\ \mathbf{G}_{\min} \boldsymbol{\tau} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{G}_{\max} \boldsymbol{\varphi} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{R}_1 \boldsymbol{\theta} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{R}_2 \boldsymbol{\mu} &= \mathbf{0} \end{aligned} \quad (21)$$

式中： \mathbf{G}_{\min} 为 $\text{Diag}(\mathbf{g} - \mathbf{g}_{\min})$ ； \mathbf{G}_{\max} 为 $\text{Diag}(\mathbf{g}_{\max} - \mathbf{g})$ ； \mathbf{R}_1 为 $\text{Diag}(\mathbf{W}\mathbf{g} + \mathbf{r})$ ； \mathbf{R}_2 为 $\text{Diag}(\mathbf{r} - \mathbf{W}\mathbf{g})$ 。

将(21)的等式两侧对 Q_B 微分，可表示为

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{H}^T & \mathbf{I} & -\mathbf{I} & \mathbf{W}^T & -\mathbf{W}^T \\ \mathbf{T} & \mathbf{0} & \mathbf{G}_{\min} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ -\boldsymbol{\Phi} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{G}_{\max} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \boldsymbol{\Theta}\mathbf{W}^T & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{R}_1 & \mathbf{0} \\ -\mathbf{M}\mathbf{W}^T & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{R}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial Q_B} \\ \frac{\partial \boldsymbol{\lambda}}{\partial Q_B} \\ \frac{\partial \boldsymbol{\tau}}{\partial Q_B} \\ \frac{\partial \boldsymbol{\varphi}}{\partial Q_B} \\ \frac{\partial \boldsymbol{\theta}}{\partial Q_B} \\ \frac{\partial \boldsymbol{\mu}}{\partial Q_B} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{d}}{\partial Q_B} \\ \frac{\partial \nabla f}{\partial Q_B} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (22)$$

式中： \mathbf{T} 为 $\text{Diag}(\boldsymbol{\tau})$ ； $\boldsymbol{\Phi}$ 为 $\text{Diag}(\boldsymbol{\varphi})$ ； $\boldsymbol{\Theta}$ 为 $\text{Diag}(\boldsymbol{\theta})$ ； \mathbf{M} 为 $\text{Diag}(\boldsymbol{\mu})$ 。

求解式(22)，可以得到出清价格 $\boldsymbol{\lambda}$ 关于 Q_B 的偏导数。对于售电公司，式(22)等号右侧列向量元素为

$$\frac{\partial \nabla f}{\partial Q_B} = 4\text{Diag}(\mathbf{a})\text{Diag}(\mathbf{I}) \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial Q_B} \quad (23)$$

$$\frac{\partial \mathbf{d}}{\partial Q_B} = -Q_B \mathbf{k} \quad (24)$$

同理，对于发电商 i ，将式(21)表示为关于 $l_{i,\omega}$ 的偏微分等式，形式同式(22)，其中自变量 Q_B 变更为 $l_{i,\omega}$ ，求解得到出清电量 \mathbf{g} 和出清价格 $\boldsymbol{\lambda}$ 关于 $l_{i,\omega}$ 的

偏导数。式(22)左端矩阵不变，等号右侧列向量元素为

$$\frac{\partial \nabla f}{\partial l_{i,\omega}} = 4\text{Diag}(\mathbf{a})\text{Diag}(\mathbf{I}) \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial l_{i,\omega}} + \mathbf{u}_{i,\omega} \quad (25)$$

$$\frac{\partial \mathbf{d}}{\partial l_{i,\omega}} = \mathbf{0} \quad (26)$$

式中， $\mathbf{u}_{i,\omega}$ 为 $[0, \dots, 0, 4a_i G_{i,1,\omega}, \dots, 4a_i G_{i,T,\omega}, 0, \dots, 0]$ ，即只有发电商 i 对应的位置有关于 $l_{i,\omega}$ 偏导数值。

则通过式(16)、式(19)和式(22)，最终计算出售电公司与发电商效用关于各自决策变量的敏感度。基于敏感度函数，售电公司和发电商决策迭代的计算公式如式(27)和式(28)，当达到最优均衡时，各参与者均不更新策略。

$$Q_B^{n+1} = Q_B^n - \delta_B \frac{\partial f_R}{\partial Q_B^n} \quad (27)$$

$$l_{i,\omega}^{n+1} = l_{i,\omega}^n + \delta_G \frac{\partial f_{G_{i,t,\omega}}}{\partial l_{i,\omega}^n} \quad (28)$$

式中： δ_B 、 δ_G 为迭代步长有关的常数； n 为迭代次数。

3.2 求解步骤

本文基于敏感度函数的求解流程为：

第一步 迭代次数 $n=1$ ，设置售电公司决策量 Q_B 与发电商决策量 $l_{i,\omega}$ 的初始值。

第二步 对多个预测场景的现货市场出清，发电商在每个实时场景具有不同策略，使用式(28)更新不同场景下发电商的报价策略。

第三步 综合各场景的出清结果，使用式(27)更新售电公司的购电策略。

第四步 如果参与者的策略变化量满足精度要求，即条件式(29)和式(30)同时成立，则求得最优解；如果不满足，返回步骤二， $n=n+1$ 。

$$|l_{i,\omega}^{n+1} - l_{i,\omega}^n| \leq \varepsilon_G \quad \forall i, \forall \omega \quad (29)$$

$$|Q_B^{n+1} - Q_B^n| \leq \varepsilon_B \quad (30)$$

4 算例分析

4.1 基本数据

为便于比较，假设不同规模的售电公司拥有同类型用户，基于文献[21]构建单个家庭日负荷曲线模型，根据用户数量叠加形成售电公司的整体日负荷曲线，并生成 10 个典型场景。其中每一万用户的平均负荷规模为 5 MW。双边合同的基本电价为 $(29-0.001Q_B)$ \$/MWh，附加电价系数为 10 \$/MWh。风险的置信度 α 为 95%，权重系数 β 为 1。

市场平均总负荷规模为 200 MW，目录电价为 39.5 \$/MWh。由于缺乏实际数据，假设售电价格比

目录电价低 1.5 \$/MWh, 售电公司能进入市场; 当售电公司比目录电价低 10 \$/MWh, 可以拥有 50% 的市场份额, 根据式(11)解得 K 为 0.25、 D 为 -0.1。

设置两个发电商参与现货市场, 表 1 给出了发电机具体参数, 报价系数的取值范围为 0.5~3.5。现货市场需求存在不确定性, 本文假设剩余负荷需求参与集中市场的比例是随机的, 典型场景如图 2 所示, 与售电公司自身的负荷需求共组成 100 个场景。

表 1 机组运行参数

Table 1 Unit's operating parameters

机组	G_{min}/MW	G_{max}/MW	a	b	c
G_1	0	200	0.058	6.926	0
G_2	0	200	0.053	7.352	0

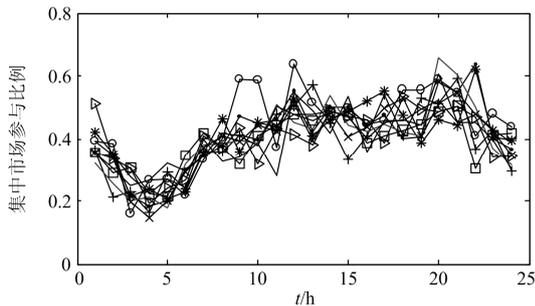


图 2 集中市场参与比例

Fig. 2 Ratio of centralized market participation

迭代算法中, 发电商策略的 δ_G 和 ε_G 分别为 10^{-4} 和 10^{-2} 。售电公司合同电量迭代的 δ_B 和 ε_B 分别为 5 000 和 0.1。

4.2 结果分析

4.2.1 算法有效性分析

对于 4 万用户规模的售电公司, 选取不同的迭代初始状态, 状态 1 为售电公司初始 Q_B 占购电总量的 50%, 发电商初始报价策略系数为 2; 状态 2 为售电公司初始 Q_B 占购电总量的 100%, 发电商初始报价策略系数为 1。图 3 展示了两种初始值下售电公司双边合同购电量、 G_1 、 G_2 报价策略平均值的迭代变化。

由图 3 可以看出参与者决策的动态收敛过程, 均可收敛到稳定解, 且结果与初始状态无关。但是不同初始值对迭代次数有影响, 初始状态 1 收敛得更快。

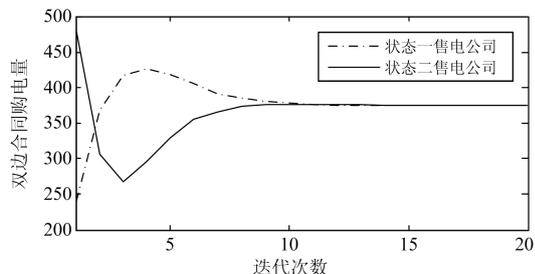


图 3 市场参与者决策收敛过程

Fig. 3 Convergence process of market participants

4.2.2 不同规模售电公司经营分析

设置大小两种规模的售电公司, 分别为 4 万用户以及 8 万用户, 典型负荷曲线已于图 1 展示, 计算两种规模的售电公司经营状况; 再加入 15% 渗透率的分布式风能^[11], 考察分布式可再生能源对不同规模售电公司的影响, 表 2 给出了两种规模的售电公司经营状况。

表 2 两种规模的售电公司经营状况

Table 2 Operating conditions of retailers of two scales

经营状况	无可再生能源		含分布式风能	
	4 万用户	8 万用户	4 万用户	8 万用户
偏离指标	0.133	0.089	0.180	0.120
爬坡指标	0.272	0.245	0.341	0.293
合同电量/MWh	374.58	734.54	309.04	603.85
单位成本/(\$/MWh)	30.39	29.64	30.91	30.00
单位风险/($\$/MWh^2$)	0.39	0.30	0.51	0.41
零售价格/(\$/MWh)	37.28	36.18	37.28	36.18
总利润/\$	3 307.2	6 278.4	2 599.0	5 042.9
G_1 平均报价系数	1.58	1.56	1.58	1.55
G_2 平均报价系数	1.66	1.64	1.66	1.63

由表 2 可以看出:

(1) 用户规模较小的售电公司, 偏离指标和爬坡指标更高, 说明负荷曲线稳定性较差。加入可再生能源后, 净负荷曲线的两种指标均上升, 但规模大的售电公司指标上升幅度更小, 这是因为大规模风电的平滑效应缓解了净负荷的波动。

(2) 两种情况下, 大规模售电公司的单位购电成本和单位风险更低, 体现了规模经济效应。一方面, 大型售电公司签订双边合同获得一定优惠; 另一方面, 负荷规模大的售电公司能发挥市场力, 调节现货市场的需求情况, 此时发电商平均报价策略系数也更低, 导致出清电价下降。此外, 大规模售电公司总负荷曲线更稳定, 降低了单位负荷的经营风险。

(3) 为维持较大的负荷规模, 8 万用户的售电公司降低了零售电价, 但由于售电总量大且成本低,

总利润仍高于小规模售电公司。

图4给出了售电公司的单位购电成本与总利润随用户规模的变化趋势。可以看出,随着用户数量增多,单位购电成本呈下降趋势,但有限的市场容量下,为扩大规模而降低售电价格不利于总利润增长,其中利润最大值点约为13万户,占据市场份额的32.5%。

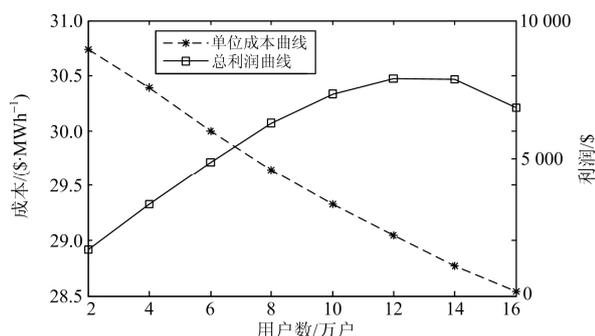


图4 不同规模售电公司的单位购电成本和总利润变化趋势

Fig. 4 Per-unit cost and total profit curves of retailers of different scales

5 结论

针对中国售电市场放开后快速增长的售电公司,本文分析了负荷规模对售电公司经营成本和盈利能力的重要意义,并充分考虑具有一定规模的售电公司与发电商的互动,建立购电价格模型,在此基础上形成计及风险的售电公司决策模型。对于此类带有共同均衡约束的多主体优化问题,采用敏感度函数迭代求解。在规模经济的作用下,售电公司不能盲目进入市场,需具有合理的规模大小,才能更好地履行电力中介的职能,充分发挥衔接发用电两端的优势。本文对售电公司的购售电决策和规模经济性分析具有参考价值。未来将考察引入需求响应后售电公司的负荷规模效应。

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] 何非, 桂俊平, 张川, 等. 售电侧改革背景下供电公司应对策略研究[J]. 供用电, 2018, 35(3): 75-79.
HE Fei, GUI Junping, ZHANG Chuan, et al. Research on the strategies of power companies under the background of power retail market reform[J]. Distribution & Utilization, 2018, 35(3): 75-79.

[3] 雷霞, 刘俊勇, 党晓强. 配电市场购售电优化模型研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(2): 136-145.
LEI Xia, LIU Junyong, DANG Xiaoqiang. Review of optimal models of purchase and sale in distribution

electricity market[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(2): 136-145.

[4] CARRION M, CONEJO A J, ARROYO J M. Forward contracting and selling price determination for a retailer[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 2105-2114.

[5] 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, 143.
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, 143.

[6] 姜庆国, 王昀昀, 林海涛. 基于系统动力学的电力批发市场和零售市场相互关系分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(24): 77-84.
JIANG Qingguo, WANG Yunyun, LIN Haitao. Analysis on relationship between electricity wholesale market and retail market based on system dynamics method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 77-84.

[7] 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 Jiashi, 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.

[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] 张新华. 电力市场中发电市场结构与企业竞价行为研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2004.
ZHANG Xinhua. A study on generation market structure and generation enterprises' bidding behavior in electricity market[D]. Chongqing: Chongqing University, 2004.

[10] 王甜婧, 许阔, 朱永强. 主动配电网的源-网-荷多层博弈经济调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(4): 10-19.
WANG Tianjing, XU Kuo, ZHU Yongqiang. Economic dispatch strategy of active distribution network based on source-network-load multi-layer game[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(4): 10-19.

[11] 刘燕华, 田茹, 张东英, 等. 风电出力平滑效应的分析与应用[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 987-991.

- LIU Yanhua, TIAN Ru, ZHANG Dongying, et al. Analysis and application of wind farm output smoothing effect[J]. Power System Technology, 2013, 37(4): 987-991.
- [12] 王秀丽, 武泽辰, 曲翀. 光伏发电系统可靠性分析及其置信容量计算[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 15-21.
- WANG Xiuli, WU Zechen, QU Chong. Reliability and capacity value evaluation of photovoltaic generation systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 15-21.
- [13] 刘芳. 企业规模决策及其有效路径研究[D]. 北京: 首都经济贸易大学, 2014.
- LIU Fang. Research on scale of enterprise and effective route[D]. Beijing: Capital University of Economics and Business, 2014.
- [14] 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.
- [15] 郭源善, 匡洪辉, 郭少青, 等. 协调中长期市场交易计划与日发电计划的周机组组合策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(22): 78-82.
- GUO Yuanshan, KUANG Honghui, GUO Shaoqing, et al. Research on weekly unit commitment strategy harmonizing long term market trade planning and daily generation scheduling[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(22): 78-82.
- [16] 周宁, 杨知方, 钟海旺, 等. 售电侧市场的工业园区能源代理模式设计[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 147-152, 191.
- ZHOU Ning, YANG Zhifang, ZHONG Haiwang, et al. Energy agent mechanism design for industrial parks in retail electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 147-152, 191.
- [17] 罗琴, 宋依群. 售电市场环境下的可中断负荷的营销策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 134-139.
- LUO Qin, SONG Yiqun. Marketing strategy in competitive retail market considering interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 134-139.
- [18] 孙霁, CONTENT A, 孙沛. 数量表征和韦伯-费希纳定律:应用及发展[J]. 心理研究, 2017, 10(5): 35-39.
- SUN Ji, CONTENT A, SUN Pei. Studying numerical representation by Weber-Fechner law[J]. Psychological Research, 2017, 10(5): 35-39.
- [19] 易国伟, 童小娇, 周鹏, 等. CVaR 和 EVaR 安全运行风险管理下的电力系统经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 49-56.
- YI Guowei, TONG Xiaojiao, ZHOU Peng, et al. Power system economic dispatch under CVaR and EVaR security operation risk management[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 49-56.
- [20] 王金凤. CVaR 在电力市场风险管理中的应用研究[D]. 上海: 上海大学, 2012.
- WANG Jinfeng. Research on application of CVaR in risk management under electrical market[D]. Shanghai: Shanghai University, 2012.
- [21] SAEED D M, MOHAMMAD E K. A hierarchical electricity market structure for the smart grid paradigm[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(4): 1866-1874.
- [22] 林顺富, 黄娜娜, 赵伦加, 等. 基于用户行为的家庭日负荷曲线模型[J]. 电力建设, 2016, 37(10): 114-121.
- LIN Shunfu, HUANG Nana, ZHAO Lunjia, et al. The model of domestic daily load curve based on user behavior[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(10): 114-121.

收稿日期: 2018-07-06

作者简介:

索瑞鸿(1994—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力市场; E-mail: srh@sjtu.edu.cn

宋依群(1970—), 女, 博士, 副教授, 研究方向为电力市场与电力系统优化运行. E-mail: yqsong@sjtu.edu.cn

(编辑 周金梅)