

考虑用户用电效用的售电公司交易联合优化策略

蔡浩¹, 黄博², 高赐威², 陈涛²

(1. 国网江苏省电力有限公司 苏州供电分公司, 江苏 苏州 215000; 2. 东南大学 电气工程学院, 南京 210096)

Joint optimization strategy for electricity retailers' transaction considering the utility of users' electricity consumption

CAI Hao¹, HUANG Bo², GAO Ciwei², CHENG Tao²

(1. Suzhou Power Supply Company, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Suzhou 215000, China;
2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

摘要:随着电力体制改革的深入,在电力市场环境下,购售电作为售电公司的核心业务,将决定其主要运营成本与核心竞争力。提出了一种售电公司购售电联合优化策略,在购电侧考虑中长期市场与现货市场购电组合以及需求响应用户的可中断负荷的调用。售电侧结合用户用电效用,决策零售套餐的价格,采用CVaR衡量风险,进行联合优化,达到售电公司收益最大,风险最小的目标。通过算例证明了所提出的联合优化模型能有效提高售电公司购售电收益,为售电公司的决策提供参考。

关键词:电力市场;售电公司;购售电策略;用电效用

Abstract: With the deepening of electricity market system, under the environment of power market, the purchase and sale of electricity as the core business of the electricity retailer will determine its main operating costs and core competitiveness. A united optimization strategy for the purchase and sale of electricity by electricity retailers is proposed. On the electricity purchase side, it considers the combination of medium and long-term market and spot market electricity purchases and interruptible load call of users. The electricity sale side combines the user's electricity utility, decision of the price of retail packages, and the use of CVaR to measure the risk, to achieve the goal of maximizing profit and minimizing risk for electricity sales companies. It is proved through calculation examples that the proposed joint optimization model can effectively increase the purchase and sale revenue of electricity retailers. It provides reference for the electricity retailers' decision-making.

Key words: electricity market; electricity retailer; purchase and sale strategy; utility of users

0 引言

售电公司作为新兴的市场主体,其核心业务在于购售电,如何规避用户侧负荷与现货市场电价预测的不确定性风险,在批发侧确定中长期市场与现货市场的购电组合以及零售侧制定合适的价格策略,达到售电公司收益最大、风险最小是售电公司进行购售电业务的决策关键^[1]。文献[2]仅考虑现货市场风险,以不同市场的购电组合为优化目标,而未对零售侧进行考虑。文献[3]在购电侧考虑了包括可再生能源、分布式能源等多能量市场购电,售电侧构建了固定电价与分时电价合同。文献[4]考虑了用户参与需求响应,构建了购售电双层优化模型,然而对售电侧的电价合同参数均考虑为售电

商与用户提前商定,未能对电价进行优化,形成购售联动。文献[5]在售电侧构建了售电公司定价与市场份额之间的函数,从较为宏观角度考虑了购售电联合优化,然而由于现实中想要准确获得市场价格份额函数极为困难。文献[6]考虑了用户的用电效用,对用户进行了个性化电价套餐推荐与优化设计,然而在对购电侧仅考虑了现货市场电价的波动,不能反映售电公司购电侧的真实成本。

综上所述,目前研究只考虑了售电公司在购电侧对不同能量市场的购电组合、售电侧针对峰谷电价进行单边优化,或宏观考虑售电公司之间的竞争,将售电定价与其市场份额相关联,得到在现实中,由于市场竞争关系复杂,无法准确获得的售电定价与市场份额函数,未能结合售电公司自身用户的具体情况,考虑售电价格水平对用户用电量带来的影响,而对购售电策略进行联合优化。针对上述问题,本文提出了售电公司购售电联合优化模型,在购电侧考虑售电公司月前在中长期市场与现货

收稿日期:2021-07-13;修回日期:2021-09-26

基金项目:国家自然科学基金资助项目“基于城市光伏密集接入地区楼宇空调虚拟机组组合及联动策略的研究”(51577028)

市场进行购电,售电侧结合用户的用电效用,制定下个月度的电价水平,采用CVaR衡量现货市场电价和用户负荷预测的不确定性风险,构建售电公司月前的购售电联合优化模型,达到售电公司购售电收益最大,风险最小的目标。

1 售电公司购售电策略场景分析

本文考虑的售电公司购售电运营场景为售电公司在日常运营过程中,拥有一定客户保有量,在月前尺度,根据现货市场电价预测以及用户的负荷预测制定下个月的零售套餐电价水平,同时决策在批发市场的购电组合,与发电商确定在下个月双边合同各时段电量以及确定需求响应用户的可中断负荷的调用。在本文购电侧部分的决策结果中,仅决策不同市场的购电组合,在市场机制方面,中长期电量采用双边交易的方式与发电商签订自定义中长期合同进行购电,此部分暂时不在本文的研究范围。

针对现货电价预测的波动性,本文采用蒙特卡洛抽样法[7]生成现货市场电价与负荷需求场景,通过场景缩减技术中的后向场景削减技术得到经典场景集。售电公司根据用户的历史用电数据,可以获得用户各时段的用电弹性系数。

2 售电公司购电侧成本建模

2.1 中长期市场购电成本

为规避现货电价以及负荷预测等不确定性因素造成的风险,售电公司通常会在中长期市场与发电商签订中长期合约,商定合约各时段的价格、电量以及电力交付手段,此类购电业务的价格和电量是在合约签订之后就确定不变,合约签订会先于交易日一段时间之前。本文考虑中长期合约电价已经由售电公司与其合作的发电商提前商定,且按照峰平谷时段划分,售电公司需要在给定的价格下,决策下月各时段的中长期电量。中长期市场购电成本建模如下

$$C^F = \sum_{t=1}^T \lambda_t^F \cdot Q_t^F \quad (1)$$

式中: T 为所有可交易的时段; C^F 为售电公司中长期购电成本; λ_t^F 为中长期合约各时段的价格,包括峰平谷3个时段; Q_t^F 为各时段的电量。

考虑到售电公司与发电商签订合约通常会以固定的单位数量级签订,对中长期电量模型处理如下

$$Q_t^F \in \{0, \Delta Q^F, 2\Delta Q^F, \dots, K\Delta Q^F\} \quad (2)$$

式中: ΔQ^F 为该固定量级,售电公司签订合同只能

是该数量级的整数倍数,且在某个时刻,最大购电量为 $K\Delta Q^F$ 。

因此,处理后的售电公司中长期市场购电成本为

$$C^F = \sum_{t=1}^T \sum_{k=0}^K \lambda_t^F \cdot k \cdot \Delta Q^F \cdot \delta_{k,t} \quad (3)$$

式中: k 为售电公司各时刻可能的购电份数; $\delta_{k,t}$ 为优化过程中的决策变量。

由于中长期购电成本采用求和的方式表示,在某一时刻售电公司中长期购电量只能为某一准确的数,因此有约束条件为

$$\sum_{k=0}^K \delta_{k,t} = 1 \quad \forall t \quad (4)$$

2.2 现货市场购电成本

售电公司除了在中长期市场签订双边合约外,为了达到其购电量与用户需求的实时平衡,必须在现货市场,通过集中交易的方式获得电能。本文采用多场景法模拟现货市场的出清电价情况,现货市场的价格场景集合 Λ 为

$$\Lambda = \{\lambda_{\omega}^s: t=1, 2, \dots, T, \forall \omega \in \Omega\} \quad (5)$$

式中: λ_{ω}^s 为第 ω 场景,第 t 个时段下的现货市场下的价格; Ω 为可能出现的所有场景。

则售电公司在现货市场的购电成本建模为

$$C^S(\omega) = \sum_{t=1}^T \sum_{\omega \in \Omega} Q_t^S(\omega) \cdot \lambda_{\omega}^s \cdot \gamma(\omega) \quad (6)$$

式中: C^S 为售电公司现货市场购电成本期望; $Q_t^S(\omega)$ 为售电公司在第 ω 场景,第 t 个时段下的购电量; $\gamma(\omega)$ 为第 ω 场景的概率。

为避免投机行为,假设售电公司不可以在现货市场将中长期市场所签的双边合约电量出售,本文规定售电公司在各时段现货市场购电量必须为正,即

$$Q_t^S(\omega) > 0 \quad \forall t, \omega \in \Omega \quad (7)$$

2.3 可中断负荷成本

在现货市场电价出现极端情况下,售电公司可以通过采取激励型需求响应措施,将用户的可中断负荷作为一种“虚拟电源”进行调用,从而降低自身的供电成本,提高收益。假设售电公司已经提前与参与需求响应的用户签订好了需求响应合约,单位补偿价格已经确定,且需要在需求响应调用的日前提前通知用户。售电公司在月前进行购售电决策时应提前将可中断负荷的调用情况同时考虑,因此售电公司调用可中断负荷成本如下

$$C^{IL} = \sum_{t=1}^T Q_t^{IL} \cdot P^{comp} \quad (8)$$

式中: C^{IL} 为调用可中断负荷成本; Q_t^{IL} 为在 t 时段下的可中断负荷调用量; P^{comp} 为售电公司与用户签订的单位补偿价格。

与中长期合同类似,考虑可中断负荷调用合同同样按照固定数量等级进行签订

$$Q_t^{\text{IL}} \in \{0, \Delta Q^{\text{IL}}, 2\Delta Q^{\text{IL}}, \dots, J\Delta Q^{\text{IL}}\} \quad (9)$$

式中: ΔQ^{IL} 为可中断负荷调用的固定数量等级; $J\Delta Q^{\text{IL}}$ 为该时刻最大调用量。

因此售电公司可中断负荷费用支出 C^{IL} 为

$$C^{\text{IL}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=0}^J P^{\text{comp}} \cdot j \cdot \Delta Q^{\text{IL}} \chi_{k,t} \quad (10)$$

式中: ΔQ^{IL} 为单位电量; $\chi_{k,t}$ 为0-1变量。

需满足下列约束

$$\sum_{k=0}^K \chi_{k,t} = 1 \quad \forall t \quad (11)$$

3 考虑用户用电效用的售电侧收益建模

3.1 用户用电效用建模

用户的用电效用函数通常用来作为衡量用户消费电能所能获得的满意度或满足感的评价指标,本文采用文献[7]所提出的用户效用函数来描述用户的用电效用,即

$$u_k = \sum_{t=1}^T s_{k,t}(x_{k,t}, d_{k,t}) - C_k \quad (12)$$

式中: u_k 为第 k 个用户的用电效用; $s_{k,t}(x_{k,t}, d_{k,t})$ 为用户用电的满足感相关函数; C_k 为该用户所需缴纳的电费成本。

$s_{k,t}(x_{k,t}, d_{k,t})$ 通常以单调递增的指数形式出现为

$$s_{k,t}(x_{k,t}, d_{k,t}) = d_{k,t} \beta_{k,t} [1 - (\frac{x_{k,t}}{d_{k,t}})^{\alpha_{k,t}}] \quad (13)$$

式中: $\alpha_{k,t}$ 和 $\beta_{k,t}$ 分别为反映用户的弹性系数与前一周期用户的电价情况。

$\alpha_{k,t}$ 和 $\beta_{k,t}$ 可以根据式(14)进行计算为

$$\begin{cases} \varepsilon_{k,t} = \frac{1}{\alpha_{k,t} - 1} \\ p_{i,n(0)} = -\alpha_{k,t} \beta_{k,t} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $\varepsilon_{k,t}$ 为用户在第 t 时段的弹性系数; $p_{i,n(0)}$ 为用户在前一周选择的第 i 个电价套餐的零售电价。

3.2 用户用电策略

考虑用户为完全理性主体,针对不同电价套餐下的不同的价格,用户会调整每个时段下的用电量,使其用电效用最大^[8],即用户的用电行为可描述为

$$x_{k,t}^* = \max_{x_{k,t}} u_k \quad (15)$$

根据式(12)效用函数的一阶导数可知

$$\left. \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right|_{x_k} = \left(\frac{\partial s_k}{\partial x_k} - \frac{\partial C_k}{\partial x_k} \right) \bigg|_{x_k} = 0 \quad (16)$$

求出在每个时刻下用户的最优响应电量为

$$x_{k,t}^* = \left(-\frac{p_{i,t}}{\alpha_{k,t} \beta_{k,t}} \right)^{\frac{1}{\alpha_{k,t}-1}} d_{k,t} \quad (17)$$

3.3 售电公司售电收益

售电公司为用户提供2种售电套餐,分别为固定电价套餐与分时电价套餐,固定电价套餐对于整个合同期来说电价在各时段保持不变,即

$$p_{1,t} = p_1^{\text{fix}} \quad \forall t \quad (18)$$

对于分时电价套餐,售电公司会根据自身的负荷情况,划分峰平谷时段,根据峰平谷时段进行定价,引导用户错峰用电,分时电价套餐电价表示为

$$p_{2,t} = \begin{cases} p_{2,t_p}^{\text{TOU}} & t \in T_p \\ p_{2,t_f}^{\text{TOU}} & t \in T_f \\ p_{2,t_v}^{\text{TOU}} & t \in T_v \end{cases} \quad (19)$$

式中: $p_{2,t_p}^{\text{TOU}}, p_{2,t_f}^{\text{TOU}}, p_{2,t_v}^{\text{TOU}}$ 分别为峰平谷时段的电价; T_p, T_f, T_v 分别为所划分的峰平谷时段。

设定 N_1, N_2 分别为选择2种电价套餐的用户数量,则售电公司的收入为

$$F = F_1 + F_2 = \sum_{k_1=1}^{N_1} \sum_{t=1}^T p_{1,t} x_{k_1,t} \Delta t + \sum_{k_2=1}^{N_2} \sum_{t=1}^T p_{2,t} x_{k_2,t} \Delta t \quad (20)$$

式中: F 为售电公司总收益; F_1, F_2 分别为固定电价套餐与分时电价套餐收益; $x_{k_1,t}, x_{k_2,t}$ 分别为选择2种套餐用户在 t 时段的实际负荷。

4 基于CVaR衡量风险的购售电联合优化模型

4.1 基于CVaR的风险衡量建模

条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)由于很好的弥补了风险价值(value at risk, VaR)不满足风险计量一致性的问题,目前已被广泛用于售电公司的风险评估^[1,5,6],它代表在一定的置信度下,投资组合的损失大于VaR的条件均值。

售电公司的收益可以表示为售电收入与购电成本之差,即

$$PR(\omega) = F - C^F - C^S(\omega) - C^{\text{IL}} \\ = \sum_{k_1=1}^{N_1} \sum_{t=1}^T p_{1,t} x_{k_1,t} \Delta t + \sum_{k_2=1}^{N_2} \sum_{t=1}^T p_{2,t} x_{k_2,t} \Delta t - \sum_{i=1}^T \lambda_i^F \cdot Q_i^F \quad (21)$$

$$- \sum_{i=1}^T \sum_{\omega \in \Omega} Q_i^S(\omega) \cdot \lambda_{i\omega}^S \cdot \gamma(\omega) - \sum_{t=1}^T \sum_{j=0}^J P^{\text{comp}} \cdot j \cdot \Delta Q^{\text{IL}} \chi_{k,t}$$

售电公司的损失函数可以表示为负的收益,即

$$L(\omega) = -PR(\omega) \quad (22)$$

根据文献[9],售电公司的CVaR模型为

$$F_{\text{CVaR}} = VaR + \frac{1}{1-u} \sum_{\omega} \gamma(\omega) [L(\omega) - VaR]^+ \quad (23)$$

$$[L(\omega) - VaR]^+ = \max\{0, L(\omega) - VaR\} \quad (24)$$

4.2 联合优化目标函数与约束条件

售电公司在购电侧决策目标在于购售电收益最大且风险最小,因此优化目标函数为

max F - C^F - C^S(omega) - C^IL - rho F_CVaR (25)

式中: rho 为售电公司的风险偏好因子,对于风险厌恶的售电公司, rho 取值较大,风险喜好的售电公司, rho 取值较小。

约束条件为

能量平衡约束,即

x_{k_1,t} + x_{k_2,t} = Q_t^F + Q_t^S(omega) + Q_t^{IL} \quad \forall t, \omega \in \Omega (26)

即各时段用户总电量之和与中长期市场、现货市场、可中断负荷调用量相等,达到能量的实时平衡。

电价约束,即

(p_{2,t_p}^{TOU} + p_{2,t_e}^{TOU} + p_{2,t_v}^{TOU})/3 = p_1^{fix} (27)

表示不同用电套餐的电价平均水平相同。

除上述约束外,还有式(4)和式(11)的0-1变量约束;式(7)的现货市场电量约束以及CVaR模型约束。

5 算例分析

假定售电公司有3位大用户,考虑决策时间尺度

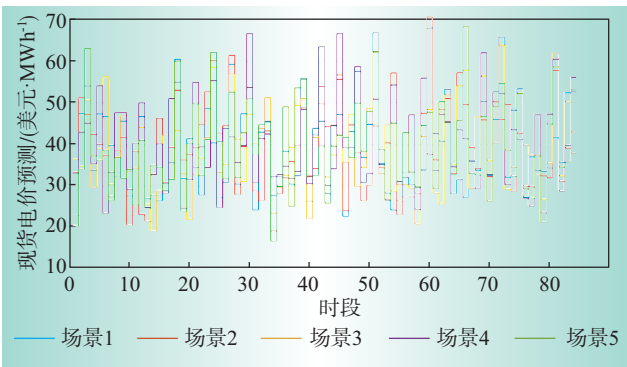


图2 现货市场电价场景

Fig. 2 Spot market electricity price scenarios

为4周,将每日分为峰平谷时段,共计84个峰平谷时段,各时段负荷总量预测如图1所示。

通过蒙特卡洛抽样与场景削减,最后形成5组电价场景如图2所示。

场景1出现的概率为0.180;场景2出现的概率为0.110;场景3出现的概率为0.090;场景4出现的概率为0.215;场景5出现的概率为0.405。

售电公司中长期市场中签订的双边合约,峰时段电价为50美元/MWh,平时段电价为42美元/MWh,谷时段电价为33美元/MWh,单位电量为200 MWh,单时段最大电量为2 800 MWh;3位用户与售电公司签订的

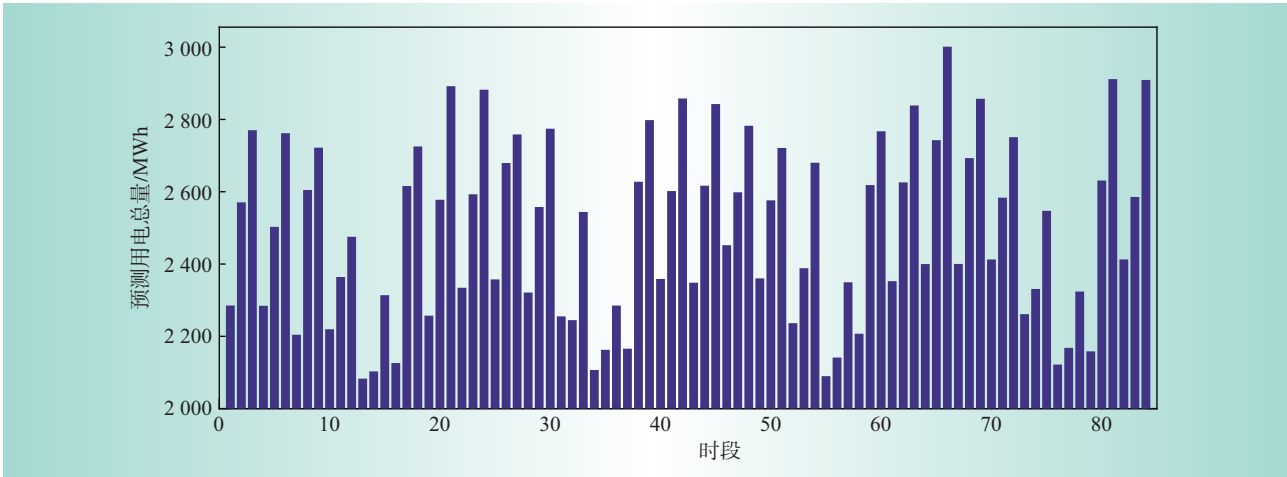


图1 售电公司负荷预测总量

Fig. 1 Total load forecast of retail companies

表1 不同风险偏好因子下售电公司决策与收益情况

Table 1 Decision and profitability of retail electricity companies under different risk preference factors

ρ	售电收益/ 美元	现货市场购电量/ MWh	中长期市场购电量/ MWh	可中断负荷调用量/ MWh	售电定价 (峰平谷时段)/美元	条件风险价值/ 美元
0.1	1 369 435.96	125 668.30	85 200	30	[37.10,45.30,52.60]	166 870.18
0.5	1 345 856.26	114 476.43	96 400	30	[37.05,45.40,52.55]	66 845.66
1.0	1 309 576.54	106 247.38	104 600	25	[37.10,45.40,52.50]	14 945.19
5.0	1 282 879.45	103 164.33	107 800	10	[36.85,45.55,52.60]	275.94
10.0	1 281 157.55	103 017.57	108 000	0	[37.10,45.55,52.35]	4.99
20.0	1 281 157.55	103 017.57	108 000	0	[37.10,45.55,52.35]	4.99

可中断负荷合约最大中断量为5 MWh,单位补偿费用为2美元/MWh,周期内最大可中断次数为2次;售电公司3位用户各时段需求弹性 $\varepsilon_{k,t}=-0.8$;上一周期用户均采用费率为45美元/MWh的固定电价套餐,本周期均采用分时电价套餐,CVaR模型中置信度取95%,分析在不同的风险偏好下,售电公司决策结果如图3和表1所示。

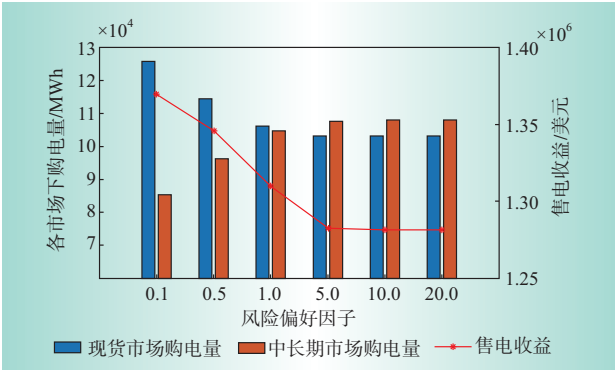


图3 不同风险偏好因子决策下的售电收益与各市场购电量
Fig. 3 Electricity sales income and electricity purchases in various markets under different risk factors

结合图3与表1可以看出,随着售电公司对风险厌恶的增加,售电公司的售电收益降低,现货市场的购电量下降,中长期市场购电量上升,其因为现货市场电价的总体期望低于中长期市场中的购电成本。对于风险偏好因子高的激进型售电公司,为寻求更大的收益期望,会增加现货市场的购电量,条件风险价值CVaR增大,售电公司将面临更大的风险。在风险偏好因子较低时从现货市场购买了大量的电量,出现极端电价情况时,将会调用可中断负荷降低售电公司损失。随着风险偏好因子增大,当存在预测出现极端电价情况的时段中,大多数电量从中长期市场购得,因此将不再调用可中断负荷。当 ρ 取值由10.0变成20.0时,由表1可以看出优化结果相同,其原因在于此时风险因子取值已经够大,售电公司的风险程度降到最低,优化目标中的风险项不会再对购售决策的优化结果产生了。对于售电定价决策,整体上看来不同的风险偏好对于定价策略影响不大。

本文所构建的联合优化模型同时优化了购电决策与售电定价,对比购电决策的单边优化分别考虑将售电侧采用上一周期费率为45美元/MWh的固定电价套餐,以及平均电价水平相同情况下的峰平谷时段费率分别为50美元/MWh、45美元/MWh、40美元/MWh的分时电价,在 ρ 取1的场景下进行优化,对比联合优化与购电决策单边优化收益,结果如表2和图4所示。

表2 不同优化场景下的优化结果
Table 2 Optimization results under different optimization scenarios

优化场景	售电收益/美元	峰时段电量/MWh	平时段电量/MWh	谷时段电量/MWh
固定电价单边优化	1 187 423.01	75 844.31	70 106.65	63 573.64
分时电价单边优化	1 286 825.54	69 713.52	70 106.65	69 855.25
双边联合优化	1 309 576.54	67 044.87	69 612.06	74 190.44

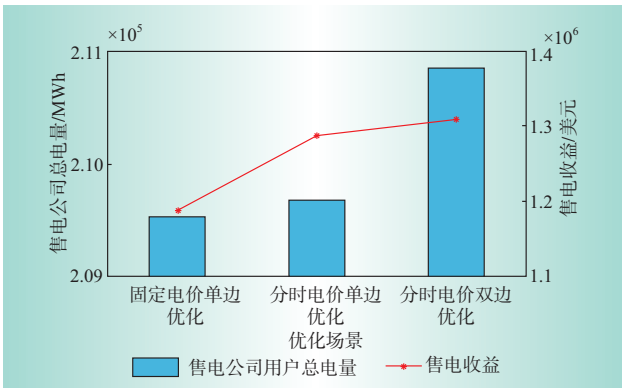


图4 不同优化场景下的优化结果
Fig. 4 Optimization results under different optimization scenarios

从售电收益来看,在平均电价水平相同的情况下,采用分时电价收益比固定电价收益高,其原因在于采用分时电价传递了上级市场的价格信号,用户将电量进行转移,降低了售电公司的购电成本,在平均电价水平相同的情况下,售电公司整体收益增加。对比采用分时电价套餐下,购电侧单边优化与联合优化的结果可以看出,联合优化下的售电公司收益大于单边优化的结果。一方面,售电电价影响售电公司的收入,将售电电价作为决策变量优化结果必然将提高售电公司收益,从总体电量上来看,考虑用户用电效用的联合优化下,售电公司总电量为210 847.37 MWh,不对电价进行优化时售电公司总用电量为209 675.42 MWh,可以看出在联合优化中用户的总用电量有所增加,表明在对电价的决策中,结合考虑了用户的用电效用,不仅挖掘了用户的需求响应能力,同时也使得用户侧福利得到了提升,达到了售电公司与用户双赢的结果。

6 结束语

本文提出了一种考虑售电公司用户用电效用的购售电联合优化方法,根据对用户负荷以及现货市场电价的预测,在购电侧,售电公司在月前进行

中长期市场与现货市场购电量的决策以及可中断负荷的调用。在售电侧,考虑用户的用电效用,决策售电套餐的电价水平,采用 CVaR 衡量售电公司风险,达到售电公司购售电收益最大,风险最小的目标。通过算例表明该模型对比传统的单边优化购电组合,能够提高售电公司的购售电收益,通过对电价的优化,反映了上级市场的价格信号,将削峰填谷的激励作用传导给了用户,并结合了用户的效用,促进了售电公司用户用电,提升了用户侧福利,达到了售电公司双赢的结果。本文研究的售电公司购售电模型对于售电侧零售套餐定价只进行了初步研究,尚未考虑不同种形式的电价套餐的费率制定方法以及售电侧的定价与市场竞争的关系,上述问题将有待进一步的研究。D

参考文献:

- [1] 宋艺航,王刚,蔡浩,等. 售电公司购售电决策研究综述[J]. 电力需求侧管理,2020,22(6):85-89.
SONG Yihang, WANG Gang, CAI Hao, et al. Research review of electricity purchase and sale trading strategies[J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(6):85-89.
- [2] 岳红权,曹敏,张栋,等. 计及需求响应的大用户购电决策优化模型[J]. 数学的实践与认识,2020,50(3):143-153.
YUE Hongquan, CAO Min, ZHANG Dong, et al. Optimization decision model for large user power purchase decisions considering demand response[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2020, 50(3):143-153.
- [3] 罗舒瀚,蒋传文,王旭,等. 新电改背景下售电公司的购售电策略及风险评估[J]. 电网技术,2019,43(3):944-953.
LUO Shuhan, JIANG Chuanwen, WANG Xu, et al. Power trading strategy and risk assessment of electricity retailing company under power system reform[J]. Power System Technology, 2019, 43(3):944-953.
- [4] 任艺,周明,李庚银. 考虑用户需求响应的售电公司购售电决策双层模型[J]. 电力系统自动化,2017,41(14):30-36.
REN Yi, ZHOU Ming, LI Gengyin. Bi-level model of electricity procurement and sale strategies for electricity retailers considering users' demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14):30-36.
- [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 for electricity retailers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(1):47-54, 143.
- [6] 卢恩,别佩,王浩浩,等. 考虑用户自主选择性的零售电价套餐定价策略设计[J]. 电力系统自动化,2020,44(19):177-186.
LU En, BIE Pei, WANG Haohao, et al. Pricing strategy design of electricity retail pricing package considering self-selectivity of users[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19):177-186.
- [7] YANG J, ZHAO J, WEN F, et al. A framework of customizing electricity retail prices[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3):2 415-2 428.
- [8] 王毅,张宁,康重庆,等. 电力用户行为模型:基本概念与研究框架[J]. 电工技术学报,2019,34(10):2 056-2 068.
WANG Yi, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Electrical consumer behavior model: basic concept and research framework[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10):2 056-2 068.
- [9] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Risk, 2000(2):21-42.

(责任编辑 郝 洁 张紫涛)

(上接第25页)

- [8] 孙友源,郭振,张继广,等. 碳市场与电力市场机制影响下发电机组成本分析与竞争力研究[J]. 气候变化研究进展,2021,17(4):476-483.
SUN Youyuan, GUO Zhen, ZHANG Jiguang, et al. Research on cost analysis and competitiveness of power generation units under the influence of carbon market and power market coupling mechanism[J]. Climate Change Research, 2021, 17(4):476-483.
- [9] 赵文会,高姣倩,于金龙,等. 计及碳交易和绿色证书交易机制的发电权交易模型[J]. 可再生能源,2016,34(8):1 129-1 137.
ZHAO Wenhui, GAO Jiaoqian, YU Jinlong, et al. Generation rights trade model with carbon trading and greencertificate trading mechanisms[J]. Renewable Energy Resources, 2016, 34(8):1 129-1 137.
- [10] 朱继忠,冯禹清,谢平平,等. 考虑可再生能源配额制的中国电力市场均衡模型[J]. 电力系统自动化,2019,43(1):168-176.
ZHU Jizhong, FENG Yuqing, XIE Pingping, et al. China's electricity market equilibrium model considering renewable energy quota system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1):168-176.

(责任编辑 水 鹤)