

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.06.019

计及碳交易与条件风险值的虚拟电厂竞价策略

刘亚鑫, 蔺红

(新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要:为探索虚拟电厂(virtual power plant, VPP)兼顾经济性与低碳性的竞价策略,从VPP作为价格制定者的角度提出一种计及碳交易与风险的VPP参与电能市场和备用市场的主从博弈竞价模型。以含风电、光伏的VPP为研究对象,首先,采用基准线法为VPP无偿分配碳排放配额,建立VPP的碳交易模型;之后建立了基于主从博弈理论的双层竞价模型,上层领导者为参与碳、电、备用市场的VPP运营商,下层跟随者为电力市场运营商;同时,运用条件风险值(conditional value at risk, CVaR)将上层问题转化为计及风险的多目标优化问题;最后采用遗传算法和求解器联合求解。算例表明该模型可以在多市场的环境下提供经济、低碳的竞价策略及不同市场的出力计划,并分析了不同市场类型、碳交易的加入、不同风险厌恶系数对VPP竞价结果的影响,为提高VPP运营商收益提供了新思路。

关键词:虚拟电厂(VPP);价格制定者;碳交易;主从博弈;电能市场;备用市场;条件风险值(CVaR);遗传算法

中图分类号: TM743

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)06-0179-10

0 引言

随着“双碳”目标的提出和分布式电源迅速发展,虚拟电厂(virtual power plant, VPP)作为一种分布式电源的聚合和管理技术^[1-3],因具有高效、灵活、友好的并网特性而成为处理分布式电源接入电力系统问题的重要手段^[4-6],受到了广泛关注。目前,VPP技术已被逐渐应用于电力市场运营、新能源消纳和能量管理等多个方面^[7-10],其中,VPP参与电力市场是一个基本应用场景,因此研究VPP的竞价策略具有重要意义。

目前国内外已有针对计及碳交易的VPP竞价研究。文献[11]将碳交易引入到多VPP的点对点(peer to peer, P2P)交易模型中,实现了VPP在P2P模式下的“电-碳-备用”交易。文献[12]制定阶梯碳交易价格,实现了含电转气(power to gas, P2G)与碳捕集的VPP低碳经济调度。文献[13]计及碳电一体的竞价策略,构建VPP在碳电市场的竞价模型。以上文献均在VPP中引入了碳交易,实现了碳减排,但是所建碳交易模型粗糙,且VPP均为价格接受者,与市场结合不紧密,本质依然是VPP内部的优化调度^[14-16]。显然,随着VPP容量不断增大,简单认为VPP为价格接受者不符合VPP的发展。在VPP作为价格制定者的研究中,文献[14]构建VPP和市场出清的双层模型,并用鲁棒优化处理VPP内部的不确定性。文献[17]构建VPP和常规

发电商在能量市场的古诺模型,分析了VPP对电力市场的影响,但未考虑风光波动带来的风险。文献[18]构建多VPP的日前能量市场的鲁棒竞标模型,给出了含多类资源的VPP在日前能量市场的竞价策略。以上文献均从价格制定者的角度讨论了VPP的竞价策略,但所讨论的市场单一,均未涉及碳市场。

在VPP的竞价方法上,博弈论有着广泛的应用。文献[16-22]基于博弈理论构建产消者、VPP、储能电站等竞价主体参与电力市场的主从博弈竞价模型,得出最优竞价方案。文献[23]说明了博弈论是实现区域电力市场中多主体协调的一种有效方法,是分析各主体的竞价策略与市场行为的重要手段。上述文献表明博弈论是探讨市场主体参与电力市场竞价的一种有效方法。

VPP中风光出力的不确定性会给VPP运行带来潜在的风险,为了更好地衡量不确定性带来的损失,条件风险值(conditional value at risk, CVaR)被广泛应用于电力系统的风险规避和风险管理。其中CVaR考虑了尾部风险,且具有凸的特性,易于计算。文献[24-26]将CVaR引入VPP综合能源系统中,构建了计及风险的竞价、调度模型,说明了CVaR的普适性与风险管控的优越性。

综上所述,文中在已有研究的基础上,首先,给出了碳交易机制,并根据基准线法划分碳配额;然后,考虑VPP作为价格制定者,提出一种基于主从博弈的VPP参与联合市场竞价模型,建立了计及碳交易的VPP运营商内部运行优化和电力市场运营商联合出清组成的双层主从博弈模型;同时,采用

收稿日期:2023-04-06;修回日期:2023-07-21

基金项目:新疆维吾尔自治区重点研发专项(2022B01020-3)

CVaR 方法将上层转换为计及风险的多目标运行优化决策模型来控制风光不确定性带来的风险;最后,采用遗传算法和求解器联合求解。文中研究为 VPP 参与碳-电-备用市场的竞价提供了参考。

1 VPP 运营结构

文中的 VPP 运营商包含风电、光伏、柔性负荷、燃气轮机 (gas turbine, GT) 和燃料电池 (fuel cell, FC)。VPP 运营商可参与所在区域电网电能量市场和备用辅助服务获得收益,也可参与碳市场进行碳配额的交易。VPP 运营商参与碳市场和电力市场的运营结构如图 1 所示。

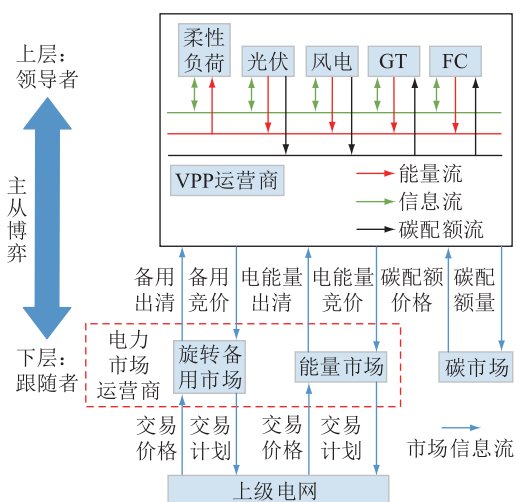


图 1 VPP 运营商运营结构

Fig.1 Operation structure of VPP operator

图 1 中, VPP 运营商作为上层领导者申报电量、电价,其报价策略和其他市场参与者报价策略未直接干涉电力市场运营商的决策,但都要考虑对方的策略以及电力市场运营商对报价的反应;而电力市场运营商在确定购电计划时,以电价作为已知条件,综合考虑各市场主体报价和上级电网电价,可依据自身需求或偏好做出有利于全社会利益最大化的决策^[21]。因此,VPP 参与联合市场竞价的博弈过程可视为一种 Stackelberg 主从博弈。需要说明的是,虽然 VPP 与其他市场参与者均为上层决策者,但是文中着眼于 VPP 的市场行为,确立 VPP 作为唯一的领导者,其余市场参与者的报价必然被视为参数。

2 碳交易机制

碳交易机制是当下减少碳排放的有效措施之一。对聚合众多分布式新能源的 VPP 运营商而言,碳交易机制可以激励其提高新能源的使用率,尽量

减少化石燃料的使用。

2.1 碳排放配额模型

文中采用基准线法进行无偿分配。针对文中的 VPP 聚合资源,碳排放源主要是 GT 和 FC。以 1 h 为 1 个周期, t 时刻碳排放配额为:

$$E_{p,i,t}^{VPP} = \kappa \sum_{m=1}^M W_{i,m,t} \quad (1)$$

式中: $E_{p,i,t}^{VPP}$ 为 t 时刻第 i 个 VPP 的碳配额; $W_{i,m,t}$ 为 t 时刻第 i 个 VPP 中分布式资源 m 的发电量; κ 为单位电量的碳排放系数; M 为第 i 个 VPP 中所有发电设备的总台数。可见碳排放配额是与机组出力相关的变量。

2.2 碳排放收益模型

机组碳排放量和机组出力成正比关系,因此 t 时刻的碳排放量为:

$$E_{ac,i,t}^{VPP} = \kappa_{MT}(p_{i,t}^{GT} + \tau_i p_{r,i,t}^{GT}) + \kappa_{FC}(p_{i,t}^{FC} + \tau_i p_{r,i,t}^{FC}) \quad (2)$$

式中: $E_{ac,i,t}^{VPP}$ 为第 i 个 VPP 在 t 时刻的碳排放量; κ_{MT} 、 κ_{FC} 为碳排放系数; $p_{i,t}^{GT}$ 、 $p_{r,i,t}^{GT}$ 分别为 t 时刻第 i 个 VPP 中 GT 在能量市场与备用市场的出力; $p_{i,t}^{FC}$ 、 $p_{r,i,t}^{FC}$ 分别为 t 时刻第 i 个 VPP 中 FC 在能量市场与备用市场的出力; τ_i 为第 i 个 VPP 的备用调用率。通过式(2)可实现碳电耦合,将碳市场附加到能量市场和备用市场。

在碳交易市场中,VPP 运营商有 2 种交易情况,一是 VPP 实际运行过程中碳排放量高于碳配额,须从碳市场购买超额的碳排放量;二是碳排放量低于碳配额,可以出售多余的额度到碳市场。因此,碳排放收益为:

$$B_{Ca,i} = k_{Ca} \sum_{t=1}^T (E_{p,i,t}^{VPP} - E_{ac,i,t}^{VPP}) \quad (3)$$

式中: $B_{Ca,i}$ 为第 i 个 VPP 碳排放收益; k_{Ca} 为碳交易价格; T 为一个调度周期,取 24 h。

3 双层博弈竞价模型

文中构建 VPP 参与联合市场的博弈竞价整体架构如图 2 所示。上层领导者综合衡量 CVaR 和 VPP 收益,优化 VPP 竞价策略;下层跟随者优化电能量市场和旋转备用辅助服务市场的出清电量及出清电价,VPP 将能量市场的报价、报量和备用市场的报价及剩余容量传递给下层,下层将出清电价和出清电量传递给上层。

3.1 CVaR

由于风光出力的不确定性,日前竞价存在一定的风险。文中采用 CVaR 量化风险损失,以综合考

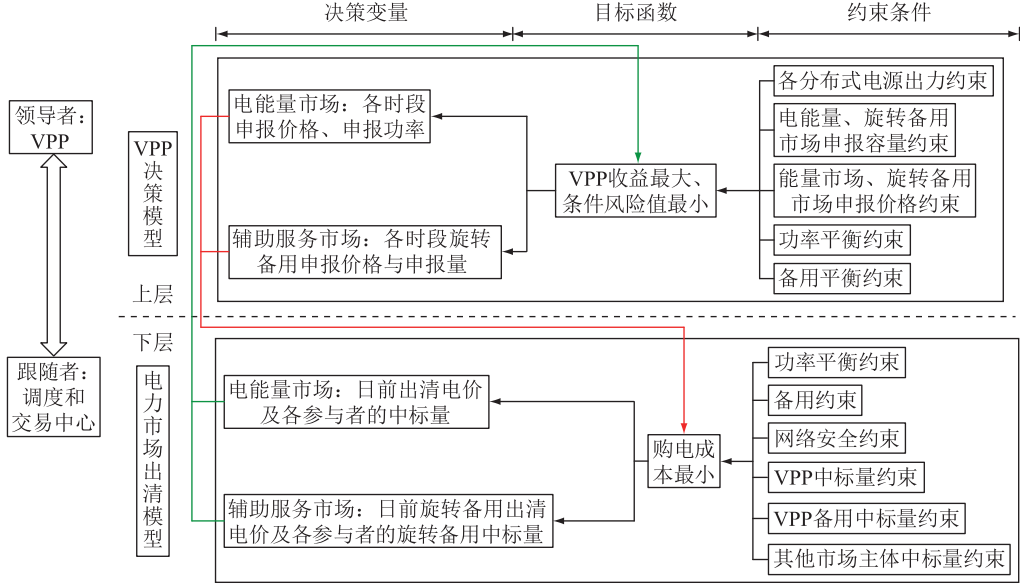


图2 VPP参与联合市场博弈竞价架构

Fig.2 Game model architecture of VPP participating in joint market bidding

考虑收益与风险。假设风光出力预测误差满足正态分布,由此带来的偏差惩罚函数^[27]为:

$$f(\Delta P, P_{P1}) = \begin{cases} \delta_1 \Delta P & \Delta P \geq 0 \\ -\delta_2 \Delta P & \Delta P < 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$\Delta P = P_{R1} - P_{P1} \quad (5)$$

式中: ΔP 为风光预测误差; P_{P1} 为风光预测出力; P_{R1} 为风光的实际出力; δ_1 、 δ_2 分别为出力偏高、偏低的惩罚系数。

风险值(value at risk, VaR)是指在置信度为 ξ 时,风光出力不确定性在未来一段特定的时间内造成的最大可能损失。VaR 忽略了尾部损失,表示置信度为 ξ 时的损失,而 CVaR 表示置信度大于 ξ 的平均损失,因此 CVaR 比 VaR 更好地衡量了尾部损失,其计算如下:

$$C_{CVaR} = \alpha + \frac{1}{1 - \xi} \sum_{q=1}^Q \rho_q (f(\Delta P, P_{P1}) - \alpha)^+ \quad (6)$$

$$(f(\Delta P, P_{P1}) - \alpha)^+ = \max\{f(\Delta P, P_{P1}) - \alpha, 0\} \quad (7)$$

式中: α 为 VaR 数值; ρ_q 为样本 q 的概率; Q 为样本总数。

3.2 上层 VPP 决策模型

3.2.1 目标函数

以 VPP 运营商利润最大、CVaR 最小为目标,则目标函数为:

$$F_i^{VPP} = \max(B_i^f + B_i^{en} + B_{Ca,i} - C_i^{GT} - C_i^{FC} - C_i^{DR} - C_i^{pr}) \quad (8)$$

$$C_{CVaR,i} = \min\left(\alpha_i + \frac{1}{1 - \xi} \sum_{q=1}^Q \rho_q z_{i,q}\right) \quad (9)$$

式中: F_i^{VPP} 为第 i 个 VPP 的收益; B_i^f 为第 i 个 VPP

备用市场的收益; B_i^{en} 为第 i 个 VPP 电能市场的收益; $B_{Ca,i}$ 为第 i 个 VPP 碳市场的收益; C_i^{GT} 、 C_i^{FC} 分别为第 i 个 VPP 中 GT、FC 发电成本; C_i^{DR} 为第 i 个 VPP 中柔性负荷调度成本; C_i^{pr} 为第 i 个 VPP 的备用成本; $C_{CVaR,i}$ 为第 i 个 VPP 的 CVaR; α_i 为第 i 个 VPP 的 VaR; $z_{i,q}$ 为第 i 个 VPP 风险超过 VaR 的值,为引入的辅助变量。

(1) 备用市场收益。

$$B_i^f = \sum_{t=1}^T (\lambda_{r,t} p_{r,i,t}^{VPP} + \tau_i \gamma_{s,t}^{DA} p_{r,i,t}^{VPP}) \quad (10)$$

式中: $\lambda_{r,t}$ 为 t 时刻的备用市场出清电价; $\gamma_{s,t}^{DA}$ 为 t 时刻 s 节点的电能市场出清电价; $p_{r,i,t}^{VPP}$ 为 t 时刻第 i 个 VPP 在备用市场中标量。

(2) 电能市场收益。

$$B_i^{en} = \sum_{t=1}^T \gamma_{s,t}^{DA} p_{i,t}^{VPP} \quad (11)$$

式中: $p_{i,t}^{VPP}$ 为 t 时刻第 i 个 VPP 在日前能量市场中标的电量。

(3) GT 与 FC 发电成本。

$$C_i^{GT} = \sum_{t=1}^T (a_i^{GT} (p_{i,t}^{GT})^2 + b_i^{GT} p_{i,t}^{GT} + c_i^{GT}) \quad (12)$$

式中: C_i^{GT} 为第 i 个 VPP 中 GT 的发电成本; a_i^{GT} 、 b_i^{GT} 、 c_i^{GT} 为 GT 的成本系数; $p_{i,t}^{GT}$ 为第 i 个 VPP 中 GT 在能量市场的出力。

FC 发电成本同 GT,不再赘述。

(4) 柔性负荷响应成本。

$$C_i^{DR} = \sum_{t=1}^T \rho_c p_{lc,i,t} \quad (13)$$

式中: ρ_c 为需求响应补偿价格; $p_{lc,i,t}$ 为 t 时刻第 i 个

VPP 中柔性负荷消减的功率。

(5) 备用成本。文中由 GT 与 FC 提供备用,考虑了提供备用服务可能付出的出力成本。

$$C_i^{\text{pr}} = \tau_i [C_i^{\text{GT}}(p_{i,t}^{\text{GT}} + p_{r,i,t}^{\text{GT}}) - C_i^{\text{GT}} p_{i,t}^{\text{GT}} + C_i^{\text{FC}}(p_{i,t}^{\text{FC}} + p_{r,i,t}^{\text{FC}}) - C_i^{\text{FC}} p_{i,t}^{\text{FC}}] \quad (14)$$

式中: $p_{r,i,t}^{\text{GT}}$ 、 $p_{r,i,t}^{\text{FC}}$ 分别为第 i 个 VPP 中 GT、FC 提供的备用容量。

3.2.2 约束条件

(1) VPP 投标约束。考虑到 VPP 能量市场与备用市场的耦合关系,投标限制如下。

$$\begin{cases} P_{i,t,\min}^{\text{VPP}} \leq P_{i,t}^{\text{VPP}} \leq P_{i,t,\max}^{\text{VPP}} \\ 0 \leq P_{r,i,t}^{\text{VPP}} \leq P_{r,i,t,\max}^{\text{VPP}} \\ P_{i,t,\min}^{\text{VPP}} \leq P_{i,t}^{\text{VPP}} + P_{r,i,t}^{\text{VPP}} \leq P_{i,t,\max}^{\text{VPP}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{VPP}}$ 为 t 时刻第 i 个 VPP 上报的能量市场投标电量; $P_{r,i,t}^{\text{VPP}}$ 为 t 时刻第 i 个 VPP 申报的备用投标容量; $P_{i,t,\max}^{\text{VPP}}$ 、 $P_{i,t,\min}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时刻第 i 个 VPP 能量市场的投标上、下限; $P_{r,i,t,\max}^{\text{VPP}}$ 为第 i 个 VPP 备用市场投标上限。

(2) 风电、光伏约束。

$$\begin{cases} 0 \leq g_{i,t}^{\text{WT}} \leq P_{i,t}^{\text{WT}} \\ 0 \leq g_{i,t}^{\text{PV}} \leq P_{i,t}^{\text{PV}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $g_{i,t}^{\text{WT}}$ 、 $g_{i,t}^{\text{PV}}$ 分别为 t 时刻第 i 个 VPP 风、光实际出力; $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 分别为 t 时刻第 i 个 VPP 风、光出力上限。

(3) 报价约束。

$$\begin{cases} 0 \leq b_{i,t} \leq B \\ 0 \leq b_{r,i,t} \leq B_r \end{cases} \quad (17)$$

式中: $b_{i,t}$ 、 $b_{r,i,t}$ 分别为 t 时刻第 i 个 VPP 的能量市场、备用市场报价; B 、 B_r 为分别为第 i 个 VPP 的能量市场、备用市场报价上限。

(4) GT 与 FC 约束。需要注意的是,GT 与 FC 快速地启停和爬坡,是同时参与能量市场与备用市场的基础。

$$\begin{cases} P_{i,\min}^{\text{GT}} \leq p_{i,t}^{\text{GT}} \leq P_{i,\max}^{\text{GT}} \\ P_{r,\min}^{\text{GT}} \leq p_{r,i,t}^{\text{GT}} \leq P_{r,\max}^{\text{GT}} \\ P_{i,\min}^{\text{GT}} \leq p_{i,t}^{\text{GT}} + p_{r,i,t}^{\text{GT}} \leq P_{i,\max}^{\text{GT}} \\ p_{r,i,t}^{\text{GT}} \leq r_{i,u} \\ -r_{i,d} \leq p_{i,t}^{\text{GT}} - p_{r,i,t}^{\text{GT}} \leq r_{i,u} \\ \mu_{i,t} - \mu_{i,t-1} \leq \mu_{i,t}^{\text{su}} \\ \mu_{i,t-1} - \mu_{i,t} \leq \mu_{i,t}^{\text{sd}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{i,\max}^{\text{GT}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{GT}}$ 分别为第 i 个 VPP 中 GT 最大、最小出力限制; $r_{i,u}$ 、 $r_{i,d}$ 分别为上、下坡率; $\mu_{i,t}$ 、 $\mu_{i,t}^{\text{su}}$ 、 $\mu_{i,t}^{\text{sd}}$ 分别表示 t 时刻是否工作、启动、停止,是则

置 1,否则置 0。

FC 约束同 GT,不再赘述。

(5) 柔性负荷约束。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T p_{lc,i,t} = \sum_{t=1}^T p_{la,i,t} \\ D_{i,t} = D'_{i,t} - p_{lc,i,t} + p_{la,i,t} \\ 0 \leq p_{la,i,t} \leq P_{i,\max}^{\text{DR}} \\ 0 \leq p_{lc,i,t} \leq D_{i,t} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $p_{la,i,t}$ 为 t 时刻第 i 个 VPP 中柔性负荷增加的功率; $D_{i,t}$ 为调度前第 i 个 VPP 总负荷量; $D'_{i,t}$ 为第 i 个 VPP 柔性负荷调度后的负荷总量; $P_{i,\max}^{\text{DR}}$ 为柔性负荷可增加的上限。

(6) 功率平衡约束。通过调整 GT、FC 的出力可以调整其电市场的收益,与式(2)相结合,则可以同时调整碳市场的收益。

$$\begin{cases} p_{i,t}^{\text{VPP}} + D'_{i,t} = p_{i,t}^{\text{GT}} + g_{i,t}^{\text{WT}} + g_{i,t}^{\text{PV}} + p_{i,t}^{\text{FC}} \\ p_{r,i,t}^{\text{FC}} + p_{r,i,t}^{\text{GT}} = p_{r,i,t}^{\text{VPP}} \end{cases} \quad (20)$$

(7) CVaR 约束。

$$\begin{cases} z_{i,q} \geq 0 \\ z_{i,q} \geq \sum_{t=1}^T f(\Delta P, P_{P1}) - \alpha_i \end{cases} \quad (21)$$

上层优化问题为多目标优化问题,对式(8)取负,转化为求最小值,并通过引入非负的风险厌恶系数 β ,将多目标问题转化为单目标优化以便于求解。最终上层优化问题目标函数如下:

$$\begin{cases} \min(-F_i^{\text{VPP}} + \beta C_{\text{CVaR},i}) \\ \text{s.t. 式(15)一式(21)} \end{cases} \quad (22)$$

3.3 下层联合出清模型

3.3.1 目标函数

文中采用联合出清方式,以购电成本最小为目标进行日前市场出清,包括能量市场、备用市场购电成本。联合出清即能量市场和备用市场的时间尺度相同,均采用 1 h。目标函数^[28]如下:

$$F_2 = \min \left(\sum_{t=1}^T \left(\sum_{g=1}^G b_{g,t} p_{g,t} + \sum_{i=1}^I b_{i,t} p_{i,t}^{\text{VPP}} + b_{ts,t} p_{ts,t} + \sum_{g=1}^G b_{r,g,t} p_{r,g,t} + \sum_{i=1}^I b_{r,i,t} p_{r,i,t}^{\text{VPP}} + b_{ts,r,t} p_{ts,r,t} \right) \right) \quad (23)$$

式中: G 为常规机组总个数; I 为 VPP 总个数; $b_{g,t}$ 为 t 时刻常规机组 g 在能量市场的报价; $p_{g,t}$ 为 t 时刻常规机组 g 在能量市场中标量; $b_{ts,t}$ 为 t 时刻输电网电价; $p_{ts,t}$ 为 t 时刻输电网能量市场中标量; $b_{r,g,t}$ 为 t 时刻常规机组 g 在备用市场的报价; $p_{r,g,t}$ 为 t 时刻

常规机组 g 在备用市场中中标量; $b_{ls,r,t}$ 为 t 时刻输电网络的备用市场报价; $p_{ls,r,t}$ 为 t 时刻输电网络备用市场中中标量。

3.3.2 约束条件

(1) 功率平衡。

$$\sum_{g=1}^G p_{g,t} + \sum_{i=1}^I p_{i,t}^{VPP} + p_{ls,t} = \sum_{s=1}^{D_s} p_{s,t}^D \quad (24)$$

(2) 备用平衡。

$$\sum_{g=1}^G p_{r,g,t} + \sum_{i=1}^I p_{r,i,t}^{VPP} + p_{ls,r,t} = p_{r,t}^D \quad (25)$$

(3) 常规机组中标约束。

$$P_{g,\min} \leq p_{g,t} \leq P_{g,\max} \quad (26)$$

$$P_{g,\min} \leq p_{r,g,t} \leq P_{g,\max} \quad (27)$$

$$P_{g,\min} \leq p_{g,t} + p_{r,g,t} \leq P_{g,\max} \quad (28)$$

(4) VPP 中标约束。

$$0 \leq p_{i,t}^{VPP} \leq P_{i,t}^{VPP} \quad (29)$$

$$0 \leq p_{r,i,t}^{VPP} \leq P_{r,i,t}^{VPP} \quad (30)$$

(5) 传输线容量约束。

$$-F_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^I p_{i,t}^{VPP} G_{l-i} + \sum_{g=1}^G p_{g,t} G_{l-g} + p_{ls,t} G_{l-ts} - \sum_{s=1}^{D_s} p_{s,t}^D G_{l-s} \leq F_l^{\max} \quad (31)$$

式中: $p_{s,t}^D$ 为节点 s 在 t 时刻的负荷量; $p_{r,t}^D$ 为系统备用需求量; F_l^{\max} 为线路准许最大容量; G_{l-i} 、 G_{l-g} 、 G_{l-ts} 、 G_{l-s} 分别为第 i 个 VPP、常规机组 g 、外部电网和节点 s 对线路 l 的发电机功率转移分布因子; $P_{g,\max}$ 、 $P_{g,\min}$ 分别为常规机组 g 输出的上、下限。

4 模型求解

针对文中的双层模型,上层采用改进的遗传算法进行求解,下层在 MATLAB 中借助 Yalmip 工具箱调用 Cplex 求解器进行求解。仿真测试环境为 Intel (R) Core (TM) i7-11800H@2.30 GHz,采用 parfor 并行命令加快计算。遗传算法的改进参考文献 [27,29],程序流程如图 3 所示。

5 算例分析

5.1 算例数据

文中采用 2 个常规发电商与 1 个 VPP 参与配网电力市场,在 IEEE 33 节点系统中验证所提策略的有效性。上级电网的电能量市场分时电价、备用市场的分时电价等参数见文献 [27],风光、柔性负荷预测出力见图 4,常规发电商 1、2 容量分别为 400 MW、350 MW,GT 容量为 20 MW,FC 容量为 15 MW,相关参数见文献 [30]。采用拉丁超立方抽样

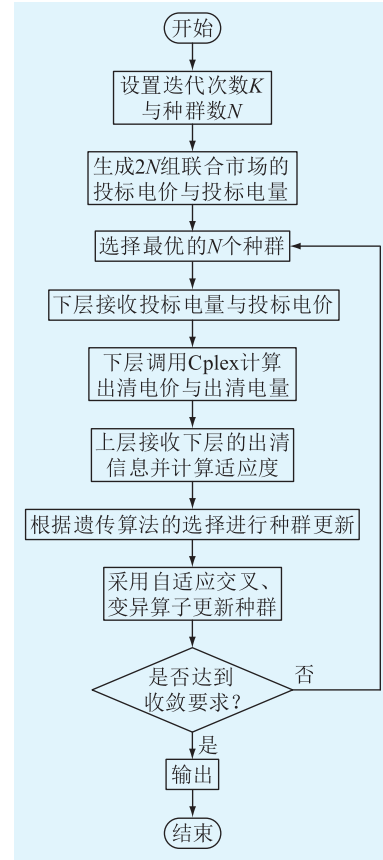


图 3 竞价模型求解流程

Fig.3 Solution process of bidding model

按照正态分布生成 1 000 组风光出力,采用后向场景削减法得到 10 组典型风、光出力场景。备用调用率为 0.3, β 取值为 2,置信水平为 0.8。为验证所提竞价策略的优越性,设定 4 个场景并进行对比:场景 1 中 VPP 只参与能量市场且不考虑碳交易;场景 2 中 VPP 只参与能量市场且考虑碳交易;场景 3 中 VPP 同时参与能量市场与旋转备用市场且不参与碳交易;场景 4 中 VPP 同时参与能量市场与旋转备用市场且参与碳交易。

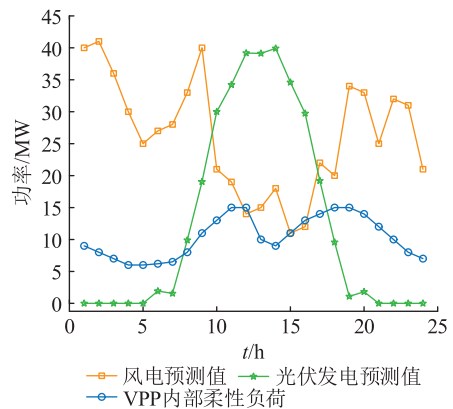


图 4 风光、柔性负荷预测值

Fig.4 Predicted values of wind power and photovoltaic

5.2 仿真结果

5.2.1 各场景总体中标情况及 VPP 收益

4 种场景下 VPP 的收益如表 1 所示。

表 1 VPP 运营商各场景收益

Table 1 Revenue of VPP operator in different scenarios

场景	VPP 能量 收益/元	VPP 备用 收益/元	碳交易 收益/元	VPP 总 收益/元	碳排 放/t
场景 1	394 959	0	0	394 959	593
场景 2	389 614	0	54 626	444 240	540
场景 3	364 181	49 026	0	413 207	391
场景 4	349 843	62 251	67 467	479 561	340

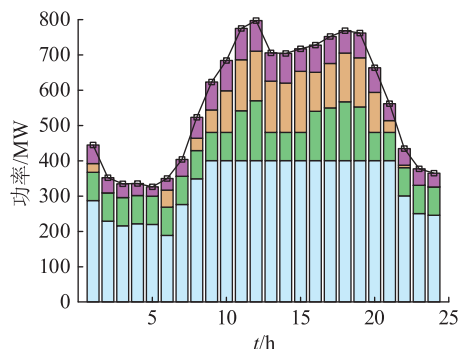
对比场景 1 与 3、场景 2 与 4 可以看出,由于场景 3、4 考虑 VPP 参与备用市场,VPP 总收益分别增加了 18 248、35 321 元,说明 VPP 参与联合市场的竞价策略有更好的灵活性,可以根据不同市场的情况更好地分配自身资源,也因此可以获得更高的收益。对比场景 1 与 2、场景 3 与 4 可以看出,在考虑碳交易的情况下,场景 2、4 中的 VPP 通过减小 GT 和 FC 的出力,减少了电力市场的中标量,但通过出售所获得的碳配额在碳市场获得了更高的盈利,也因此 VPP 收益分别提升了 49 281、66 354 元,碳排放分别减少了 53、51 t。从表 1 中也可以看出,场景 4 收益最大,这说明含碳-电-备用的多品种竞价策略可以有效提升 VPP 的收益,减少碳排放量,增加其在多类型电力市场的竞争力。

5.2.2 多市场出清结果分析

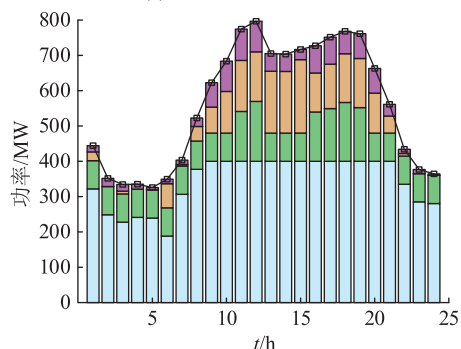
以场景 2 和 4 的出清结果为例,图 5(a)、(b) 分别为场景 2、4 的能量市场出清量;图 6 为场景 4 的备用市场出清量。

对比场景 2、4 的能量市场出清量可以看出,当 VPP 不参加备用市场时,能量市场的中标量有明显的提升,且中标量多的时段主要在 1 时—9 时和 22 时—24 时;而当 VPP 参加备用市场时,能量市场会有部分中标量转移到备用市场。同时,VPP 中标量的多少和风光发电、当前出清电价正相关,即 VPP 在风光发电量较高时会获得更多的市场中标量,在电价高峰时也会调高竞标电量。如能量市场电价较高的 10 时—12 时,此时 VPP 中标量较高,13 时—14 时虽然能量市场电价较低,但此时风光发电多,因此中标量也较高。这反映了 VPP 在多类市场拥有一定的灵活性,可以根据不同市场电价灵活调整自身的投标策略,也反映了 VPP 的投标行为一定程度上受到了自身聚合风光发电的影响。

由图 6 备用市场的出清量可以看出,VPP 在备用市场的中标量主要在 1 时—9 时和 22 时—24 时,



(a) 场景2能量市场出清量



(b) 场景4能量市场出清量

图例: 常规机组1 (light blue), 常规机组2 (green), 输电网 (orange), VPP (purple)

图 5 能量市场出清量

Fig.5 Bidding conditions in energy market

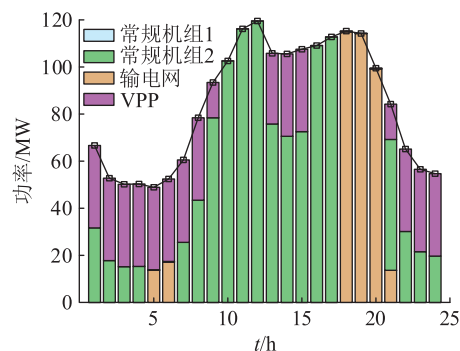


图 6 场景 4 备用市场出清量

Fig.6 Bidding situation in spinning reserve market under scenario 4

这些时段的能量市场电价较低,因此 VPP 运营商减少了能量市场的容量,提升了备用市场的容量。

文中采用节点电价,因此能量市场共 33 个电价,而备用市场采用的是备用平衡的拉格朗日乘子,因此只有一个电价。相关推导过程详见文献 [28]。图 7 所示联合市场出清电价表明,能量市场电价趋势为白天高夜晚低,与负荷趋势相同。

5.2.3 碳交易对 VPP 竞价策略的影响

不同场景下 VPP 的中标量如图 8 所示。对比场景 1、2 可以看出,场景 2 中 VPP 在 2 时—7 时减少了能量市场中标量,主要是因为此时能量市场电价较低,在考虑碳排放的情况下,VPP 减少了 GT 与

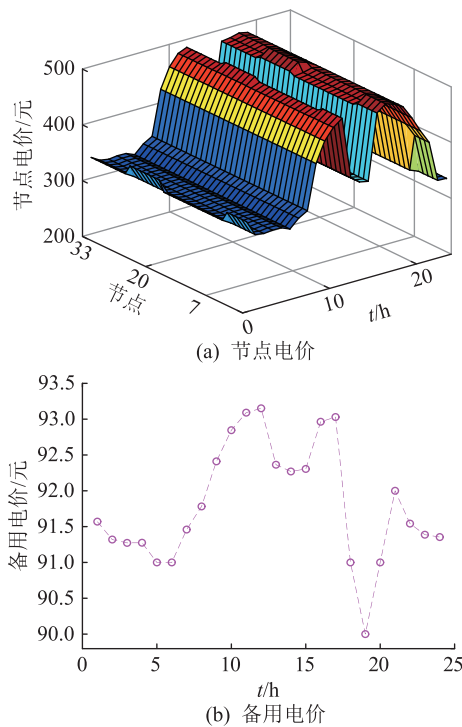


图7 联合市场出清电价

Fig.7 Clearing price of the united market

FC 的出力,以减少碳排放换取碳市场的收益。对比场景 3、4 的能量市场中标量可以看出,在 1 时—2 时、7 时—8 时、13 时—15 时和 22 时—24 时,场景 4 能量市场中标量均减少,与之对应的备用市场中标量则有所提升,可见,在考虑碳交易时,VPP 为了减少碳排放,将一部分能量市场的量转移到备用市场。同时,在能量市场电价较高的 10 时—12 时、16 时—20 时,场景 1—场景 4 的中标量均相同,这主要是因为能量市场出清电价较高,即使考虑碳排放与备用市场的收益,也不足以让 VPP 减少 GT 与 FC 的出力。

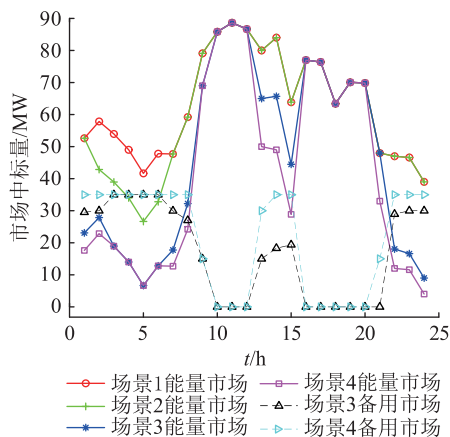


图8 各场景 VPP 各市场中标量

Fig.8 Bidding results of VPP in different scenarios

图 9 为场景 4 中能量市场与备用市场的出力分

配。可以看出,VPP 内部出力顺序基本符合风光优先出力,之后为 GT、FC 和柔性负荷。同时,由于提前在约束条件中对 GT 和 FC 参与双市场的容量作出约束,因此 GT 和 FC 每个时段的竞标结果都满足容量约束。

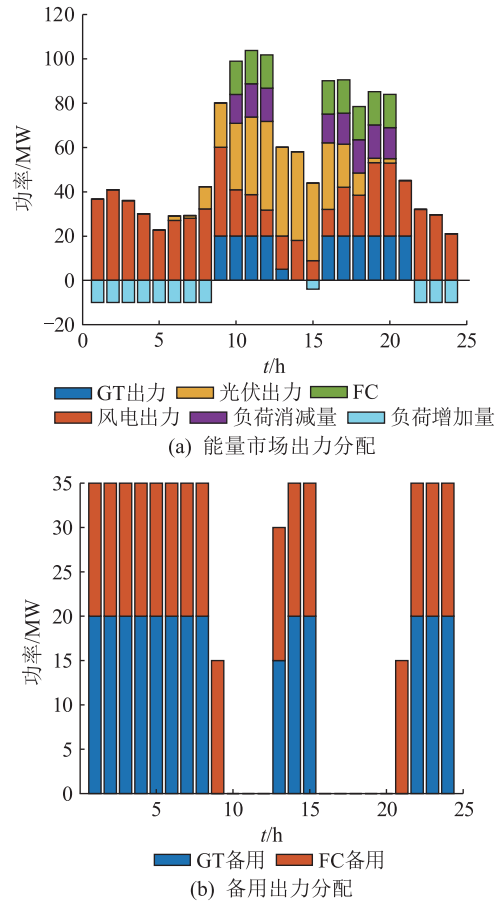


图9 场景 4 下不同市场 VPP 内部成员优化结果

Fig.9 Optimization results of each member in the VPP under scenario 4 in different markets

5.2.4 VPP 竞价策略

图 10 给出了 VPP 的最优竞价策略。由图 10 可知,VPP 的申报电价与出清电价成正相关,在出清电价较高时,申报电价也较高;VPP 的申报功率与电价和风光出力有关,当电价或风光发电量较高时,申报量也较多。

如 13 时—14 时,此时电价较低,但风光发电较多,因此 VPP 在能量市场申报了大量电量。而备用市场的申报与能量市场的出清电价和备用市场的出清电价相关,当能量市场出清电价较低时,VPP 会申报更多的备用容量;在能量市场出清电价较高时,VPP 会调低备用市场的申报功率。如 10 时—12 时,此时能量市场电价高,因此在备用市场的申报量为 0,而在 1 时—9 时,能量市场电价较低时,VPP 在备用市场申报了大量电量。

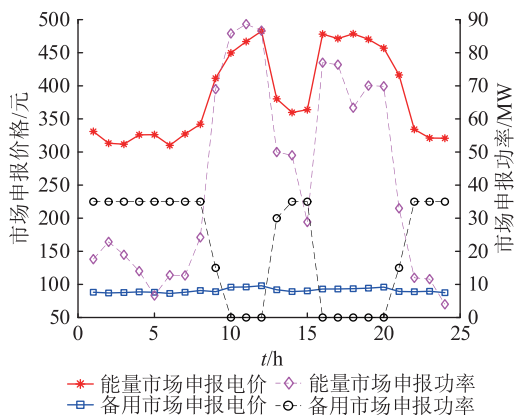


图 10 场景 4 下 VPP 运营商竞价策略
Fig.10 Bidding strategy of VPP operator under scenario 4

5.2.5 CVaR 结果分析

不同风险厌恶系数 β 下 VPP 的收益与 CVaR 如表 2 所示。

表 2 不同风险厌恶系数 β 下 VPP 收益与 CVaR
Table 2 VPP operator income and CVaR under different risk aversion coefficients β

风险厌恶系数 β	VPP 收益/元	CVaR
0	487 816	37 800
0.5	484 204	29 370
1.0	481 578	26 121
2.0	479 561	24 659
4.0	473 970	23 046
5.0	472 819	22 756
20.0	468 082	22 505
30.0	463 087	22 256

由表 2 可知,随着 β 不断增大,VPP 收益逐渐减小, CVaR 也逐渐减小。而在 $\beta > 5$ 之后, CVaR 的下降幅度开始减缓,说明此时继续增加风险厌恶系数对风险的规避提升已经不明显,但 VPP 收益快速下降,显然即使对于风险厌恶者来说, β 也不宜大于 5。当 $0 \leq \beta < 2$ 时, VPP 收益下降缓慢,而 CVaR 下降速度快,说明此处风险过高,不宜选用。当 $2 \leq \beta \leq 5$ 时, VPP 收益与 CVaR 均下降速度缓慢,说明 2~5 之间的风险与收益处于一个较好的均衡状态,是更好的取值空间,对于风险偏好者来说可以选择 2~4 之间,对于风险厌恶者来说可以取 4~5 之间。

6 结论

文中从价格制定者的角度出发,研究了考虑碳交易与风险的 VPP 参与联合电力市场的竞价策略,建立了基于主从博弈理论的双层竞价模型,通过算例验证表明:(1) 相较于单一市场,聚合众多分布式

资源的 VPP 在多市场可以获得更多的收益。(2) 碳市场的加入会增加内部 GT 的出力成本,进而影响其在能量市场的竞标量,而备用市场可以缓解碳市场对 GT 出力的限制。(3) VPP 在市场中高收益面临着高风险,低收益对应的风险也会下降,而 CVaR 可以有效权衡 VPP 运营商运行过程中的收益与风险。

参考文献:

[1] 田立亭,程林,郭剑波,等. 虚拟电厂对分布式能源的管理和互动机制研究综述[J]. 电网技术,2020,44(6):2097-2108. TIAN Liting, CHENG Lin, GUO Jianbo, et al. A review on the study of management and interaction mechanism for distributed energy in virtual power plants[J]. Power System Technology, 2020,44(6):2097-2108.

[2] 卓振宇,张宁,谢小荣,等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化,2021,45(9):171-191. ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021,45(9):171-191.

[3] PENG F X, HU S B, FAN X X, et al. Sequential coalition formation for wind-thermal combined bidding [J]. Energy, 2021, 236:121475.

[4] 王宣元,刘敦楠,刘秦,等. 泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术[J]. 电网技术,2019,43(9):3175-3183. WANG Xuanyuan, LIU Dunnan, LIU Zhen, et al. Operation mechanism and key technologies of virtual power plant under ubiquitous Internet of Things [J]. Power System Technology, 2019,43(9):3175-3183.

[5] 李昭昱,艾芊,张宇帆,等. 数据驱动技术在虚拟电厂中的应用综述[J]. 电网技术,2020,44(7):2411-2419. LI Zhaoyu, AI Qian, ZHANG Yufan, et al. Application of data-driven technology in virtual power plant [J]. Power System Technology, 2020,44(7):2411-2419.

[6] LUO Z, HONG S, DING Y M. A data mining-driven incentive-based demand response scheme for a virtual power plant [J]. Applied Energy, 2019, 239:549-559.

[7] YU S Y, FANG F, LIU Y J, et al. Uncertainties of virtual power plant: problems and countermeasures [J]. Applied Energy, 2019, 239:454-470.

[8] 王晔,张华君,张少华. 风电和电动汽车组成虚拟电厂参与电力市场的博弈模型[J]. 电力系统自动化,2019,43(3):155-162. WANG Xian, ZHANG Huajun, ZHANG Shaohua. Game model of electricity market involving virtual power plant composed of wind power and electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43(3):155-162.

[9] 杨秀,胡晓龙,孙改平,等. 考虑电能共享的楼宇虚拟电厂协调优化调度[J]. 电力科学与技术学报,2022,37(1):96-105. YANG Xiu, HU Xiaolong, SUN Gaiping, et al. Coordinated opti-

- mization scheduling of building virtual power plant considering power sharing[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2022, 37(1): 96-105.
- [10] 王云会, 郑强仁, 郭森, 等. 配电网中广义虚拟电厂的柔性优化规划问题研究[J]. *供用电*, 2022, 39(3): 18-24, 39. WANG Yunhui, ZHENG Qiangren, GUO Miao, et al. Research on flexible optimal planning of generalized virtual power plant in distribution network[J]. *Distribution & Utilization*, 2022, 39(3): 18-24, 39.
- [11] 沈思辰, 韩海腾, 周亦洲, 等. 基于条件风险价值的多虚拟电厂电-碳-备用 P2P 交易模型[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(18): 147-157. SHEN Sichen, HAN Haiteng, ZHOU Yizhou, et al. Electricity-carbon-reserve peer-to-peer trading model for multiple virtual power plants based on conditional value-at-risk[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(18): 147-157.
- [12] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(6): 2042-2054. CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2042-2054.
- [13] 贾德香, 柳占杰, 高嵩, 等. 计及碳-电一体化交易的虚拟电厂竞价策略[J]. *电力科学与技术学报*, 2021, 36(2): 89-97. JIA Dexiang, LIU Zhanjie, GAO Qian, et al. Bidding strategy of the virtual power plant based on the consideration of carbon-electricity integration trading in auxiliary service market[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2021, 36(2): 89-97.
- [14] 韩帅, 吴宛璐, 郭小璇, 等. 含多类型资源虚拟电厂鲁棒竞标模型研究[J]. *电力建设*, 2020, 41(9): 20-29. HAN Shuai, WU Wanlu, GUO Xiaoxuan, et al. Research on robust bidding model of virtual power plant with multi-type resources[J]. *Electric Power Construction*, 2020, 41(9): 20-29.
- [15] 王立平, 邹朋, 周全, 等. 基于水光互补的多个虚拟电厂两阶段优化调度方法[J]. *供用电*, 2022, 39(3): 92-98. WANG Liping, ZOU Peng, ZHOU Quan, et al. Two-stage optimized scheduling method of multiple virtual power plants based on hydro-solar complementary[J]. *Distribution & Utilization*, 2022, 39(3): 92-98.
- [16] 杨秀, 杜楠楠, 孙改平, 等. 考虑需求响应的虚拟电厂双层优化调度[J]. *电力科学与技术学报*, 2022, 37(2): 137-146. YANG Xiu, DU Nannan, SUN Gaiping, et al. Bi-level optimization dispatch of virtual power plants considering the demand response[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2022, 37(2): 137-146.
- [17] 刘天奇, 韩冬, 汪廷德, 等. 基于内嵌增广拉格朗日函数 Q-learning 方法的虚拟电厂市场博弈策略[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 4000-4008. LIU Tianqi, HAN Dong, WANG Yande, et al. Strategies of market game behavior of virtual power plants based on Q-learning with augmented Lagrange function[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(10): 4000-4008.
- [18] 周博, 吕林, 高红均, 等. 多虚拟电厂日前鲁棒交易策略研究[J]. *电网技术*, 2018, 42(8): 2694-2703. ZHOU Bo, LYU Lin, GAO Hongjun, et al. Robust day-ahead trading strategy for multiple virtual power plants[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(8): 2694-2703.
- [19] 陈修鹏, 李庚银, 夏勇. 基于主从博弈的新型城镇配电系统产消者竞价策略[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(14): 97-104. CHEN Xiupeng, LI Gengyin, XIA Yong. Stackelberg game based bidding strategy for prosumers in new urban distribution system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(14): 97-104.
- [20] 孙辉, 范轩轩, 胡妹博, 等. 虚拟电厂参与日前电力市场的内外协调竞标策略[J]. *电网技术*, 2022, 46(4): 1248-1262. SUN Hui, FAN Xuanxuan, HU Shubo, et al. Internal and external coordination bidding strategy of virtual power plant participating in day-ahead power market[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(4): 1248-1262.
- [21] 姜欣, 刘萌, 王天梁, 等. 电网侧储能电站参与现货联合市场的竞价策略[J]. *电网技术*, 2021, 45(9): 3398-3408. JIANG Xin, LIU Meng, WANG Tianliang, et al. Bidding strategy for grid-side energy storage power stations to participate in the spot joint market[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(9): 3398-3408.
- [22] 杨欢红, 洪雨, 史博文, 等. 储能站动力电池逆变单元过电压保护方案优化研究[J]. *电瓷避雷器*, 2021(6): 76-80. YANG Huanhong, HONG Yu, SHI Bowen, et al. Optimization of overvoltage protection scheme of power battery inverter unit in energy storage station[J]. *Insulators and Surge Arresters*, 2021(6): 76-80.
- [23] ESFAHANI M M, HARIRI A, MOHAMMED O A. A multi-agent-based game-theoretic and optimization approach for market operation of multimicrogrid systems[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2019, 15(1): 280-292.
- [24] 李嘉媚, 艾芊. 考虑调峰辅助服务的虚拟电厂运营模式[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(6): 1-13. LI Jiamei, AI Qian. Operation mode of virtual power plant considering peak regulation auxiliary service[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(6): 1-13.
- [25] 钟雅珊, 付聪, 钱峰, 等. 考虑广义储能和条件风险值的综合能源系统经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(9): 54-63. ZHONG Yashan, FU Cong, QIAN Feng, et al. Economic dispatch model of an integrated energy system considering generalized energy storage and conditional value at risk[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(9): 54-63.
- [26] 陈雨鸽, 陈昌铭, 张思, 等. 考虑时空耦合的小水电富集型虚拟电厂优化调度策略[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(18): 90-98.

- CHEN Yuge, CHEN Changming, ZHANG Si, et al. Optimal dispatching strategy of small hydropower enriched virtual power plant considering temporal-spatial coupling[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 90-98.
- [27] 陈寒, 唐忠, 鲁家阳, 等. 基于 CVaR 量化不确定性的微电网优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5): 105-115.
- CHEN Han, TANG Zhong, LU Jiayang, et al. Research on optimal dispatch of a microgrid based on CVaR quantitative uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5): 105-115.
- [28] 仪忠凯, 许银亮, 吴文传. 考虑虚拟电厂多类电力产品的配电网市场出清策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(22): 143-151.
- YI Zhongkai, XU Yinliang, WU Wenchuan. Market clearing strategy for distribution system considering multiple power commodities offered by virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(22): 143-151.
- [29] 陈琳, 王子微, 莫玉良, 等. 改进的自适应复制、交叉和突变遗传算法[J]. 计算机仿真, 2022, 39(8): 323-326, 362.
- CHEN Lin, WANG Ziwei, MO Yuliang, et al. Improved genetic algorithms for adaptive replication crossover and mutation[J]. Computer Simulation, 2022, 39(8): 323-326, 362.
- [30] 孙国强, 周亦洲, 卫志农, 等. 能量和旋转备用市场下虚拟电厂热电联合调度鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.
- SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Thermal and electrical scheduling of a virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets based on robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.

作者简介:



刘亚鑫

刘亚鑫(1997),男,硕士,研究方向为虚拟电厂、电力市场(E-mail:1574006411@qq.com);
 蔺红(1969),女,博士,教授,博士生导师,研究方向为电力系统稳定运行控制及风力发电并网分析与控制、源荷协调与电力经济。

Bidding strategy of virtual power plant considering carbon trading and conditional value at risk

LIU Yaxin, LIN Hong

(School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

Abstract: To explore the bidding strategy of a virtual power plant (VPP) that combines economy and low-carbon, a two-level Stackelberg game bidding model is proposed from the point of view of VPP as the price maker, which takes into account carbon trading and risk to participate in the energy market and spinning reserve market. Taking VPP including wind power and photovoltaic as the research object, the base-line method is firstly used to allocate a free carbon emission quota to VPP, and the carbon trading model of VPP is established. Secondly, a two-level bidding model based on the Stackelberg game theory is established. The upper-level is the VPP operator participating in the carbon, energy power, and spinning reserve markets. The lower-level follower is the electricity market operator. At the same time, conditional value at risk (CVaR) is used to transform the upper-level problem into a multi-objective optimization problem taking risk into account. Finally, the genetic algorithm and solver are combined to solve the problem. The example shows that the model can provide economical and low-carbon bidding strategies in multi-market environments, and it can also provide output plans for different markets. The influence of different market types, carbon trading and different risk aversion coefficients on VPP bidding results are analyzed, which provides a new way to improve the revenue of VPP operators.

Keywords: virtual power plant (VPP); price maker; carbon trading; Stackelberg game; energy market; spinning reserve market; conditional value at risk (CVaR); genetic algorithm

(编辑 钱悦)