

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.05.006

考虑碳交易的虚拟电厂日前电力市场竞价策略

舒征宇, 朱凯翔, 王灿, 邵浩然, 贾可凡

(三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

摘要:虚拟电厂(virtual power plant, VPP)可以将各类资源聚合成一个整体参与电力市场和碳交易市场。随着VPP的规模不断扩大,其也将由原来的价格接受者转变为价格制定者。为此,文中将VPP作为价格的制定者,提出了一种考虑碳交易影响的VPP日前电力市场双层竞价策略。首先,对考虑碳交易的前日电力市场机制进行介绍和分析。其次,基于Stackelberg博弈原理建立以VPP为竞价主体的日前电力市场双层竞价模型,上层模型以VPP预期收益最大化为目标,下层模型以系统出清成本最小化为目标。针对VPP中风电场出力预测的不确定性,基于信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)给VPP运营商提供风险规避和机会寻求2种投标策略。然后,利用强对偶理论、Karush-Kuhn-Tucker(KKT)最优性条件以及大M法,将双层模型简化为一个混合整数线性规划问题进行求解。最后,通过算例给出VPP的最优竞价策略以及运行计划,并分析VPP中风电场出力预测的不确定性对VPP预期收益的影响。算例表明,VPP可以通过策略性的投标决策影响市场价格,考虑碳交易后,VPP的预期收益较无碳交易时增加了5.1%。

关键词:虚拟电厂(VPP);日前电力市场;碳交易;竞价策略;Stackelberg博弈;信息间隙决策理论(IGDT)

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)05-0058-11

0 引言

自中国提出“双碳”目标以来,碳交易已经成为各方关注的热点。2017年12月,国家发改委发布《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》,提出以发电行业为突破口率先建立全国性的碳交易体系^[1]。2021年7月,全国性的碳交易市场正式开始交易。与此同时,为了加快构建新型电力系统,推进电力市场化改革,国家发改委、国家能源局于2021年2月印发了《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》,建议通过虚拟电厂(virtual power plant, VPP)等一体化聚合模式参与电力市场交易,为系统提供调节支撑能力。VPP作为发电协调控制和能源管理技术,可以基于互联网通信技术将区域内的各类资源聚合成一个整体,统一参与电力市场和碳交易市场^[2-4]。

在现有文献中,VPP通常在电力市场中充当价格的接受者,即其竞价策略不能影响到市场的出清结果^[5]。文献[6]采用信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)来应对日前市场电价的不确定性,提出了基于可再生能源VPP的风险规避和机会获利投标策略。文献[7]针对风电出力的不确定性,提出了一个风储电站参与电力现货市场的两阶段优化模型。文献[8]提出了一种VPP内外协调竞标策略,通过动态博弈实现了对VPP中各类

资源的协调管理,以价格信号引导内部可控分布式电源和柔性负荷完成日前电能量市场和调峰市场的竞标过程。上述文献均是作为市场价格接受者来处理,但随着VPP的规模不断扩大,其也将由价格接受者转变为价格制定者参与到电力现货市场中。因此,在制定竞价策略时,就有必要在决策模型中考虑市场出清过程。文献[9-11]将VPP作为价格的制定者,提出了一种VPP参与电力现货市场竞价的双层Stackelberg博弈模型,具有很好的参考价值,但没有考虑碳交易机制对电力现货市场的影响。

在双碳背景下,碳交易的引入会通过改变常规发电机组的发电成本来影响整个电力市场的竞争环境,从而影响VPP的决策制定。目前,国内外对碳交易机制下的VPP优化运行进行了广泛的研究^[2,12-13]。文献[12]考虑了碳交易机制的影响,通过鲁棒优化理论,构建了一个考虑源荷多重不确定性的多能VPP调度模型。文献[13]提出了一种考虑碳交易影响的VPP经济调度模型,在模型中考虑了用户用电行为变化的影响,实现了VPP发电侧和用户侧之间的联动。但这些文献均是作为价格的接受者来进行建模处理,而忽略了VPP的决策行为可能会对市场价格产生的影响。

此外,可再生能源出力的不确定性给VPP的决策过程带来了重大挑战^[14]。目前已经有许多方法可以克服不确定性,例如概率分布描述和随机规划。但这些方法需要大量数据进行不确定性建模,

收稿日期:2023-12-20;修回日期:2024-03-03

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52107108)

当没有足够的历史数据时,这些方法并不适用^[15],而IGDT则不受上述问题的影响。基于IGDT的建模可以采用2种不同的策略,即风险规避策略和机会寻求策略^[16-18]。在风险规避策略下,决策者希望通过牺牲部分预期收益来获得规避风险的能力。在机会寻求策略下,决策者希望利用不确定性来增加预期收益。

综上,文中将VPP作为日前市场价格的制定者,考虑碳交易机制对日前电力市场的影响,提出了一种VPP参与日前市场的双层竞价模型。首先,对考虑碳交易的日前市场机制进行说明。然后,构建VPP参与日前市场的双层竞价模型:上层以VPP预期收益最大化为目标进行策略竞价,下层以日前市场发电和备用容量成本最小化为目标模拟出清过程。针对VPP中风电场出力预测的不确定性,基于IGDT给VPP决策者提供了风险规避和机会寻求2种策略,使VPP更理性地参与市场。最后,将所提模型转换为一个混合整数线性规划模型,并基于IEEE 14节点系统验证了模型的有效性与合理性。

1 考虑碳交易的日前电力市场机制

考虑到我国当前两阶段电力现货市场(日前市场和实时市场)还处于试运行阶段,文中参考国外日前电力市场交易规则,并结合国内试运行的日前电力市场交易规则对VPP参与日前电力市场的模式、交易方式及相关规则进行约定^[19],具体如下。

(1) 市场组成:日前电力市场由日前电能量市场和备用容量市场构成。

(2) 市场出清方式:采用日前电能量市场和备用容量市场联合出清的方式。

(3) 价格机制:采用出清形成的节点边际电价。

(4) 出清时段:以1h为出清时段。

(5) 申报机制:采用“发电侧报价报量、负荷侧报量不报价”的申报机制。假设新能源机组为保证中标,设定其投标价格为0。由于VPP发电边际成本难以确定,因此其需要结合对竞争对手报价的猜测进行策略性的出价,最终形成24h报价。常规机组综合考虑其发电成本与碳交易成本,向独立系统运营机构提供阶梯式的电能量报价曲线以及备用容量和价格。

日前电力市场交易总框图如图1所示。

在碳交易背景下,政府设定了总碳排放的强制性上限。一定数量的碳排放额度免费分配给常规机组,分配的碳排放额度可以在碳市场上交易。国内目前的碳排放权分配方法有2种:基准线法^[13]和历史法^[13,20]。其中,基准线法是根据发电机组碳排

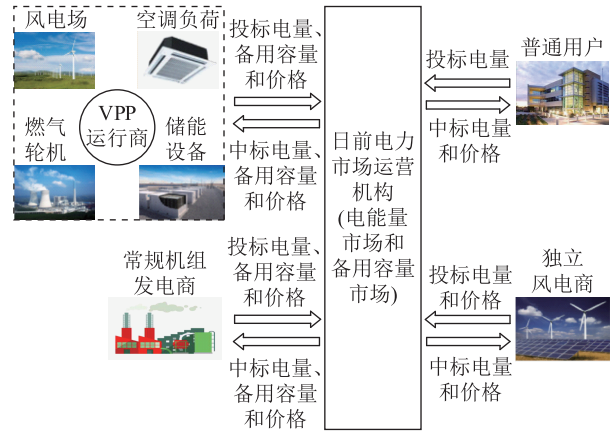


图1 含VPP的日前电力市场交易总框图

Fig.1 Overall block diagram of day-ahead electricity market transactions with VPP

放情况,免费分配一定的碳排放额度,且碳排放额度与机组的发电量成正比,其分配方式如下:

$$E_{i,t}^{\text{cet}} = \varepsilon P_{i,t} \quad (1)$$

式中: $E_{i,t}^{\text{cet}}$ 为常规机组 i 在 t 时段获得的碳配额; ε 为区域电网基准线排放因子; $P_{i,t}$ 为常规机组 i 在 t 时段的出力。

文中采用基准线法确定常规机组的碳配额总量。当考虑碳交易市场后,常规机组的报价还需要考虑碳交易成本。因此,考虑碳交易市场后,常规机组 i 在 t 时段第 k 段的报价为:

$$b'_{i,t,k} = b_{i,t,k} + \lambda_c (\alpha_i - \varepsilon) \quad (2)$$

式中: $b'_{i,t,k}$ 、 $b_{i,t,k}$ 分别为考虑和不考虑碳交易时,常规机组 i 在 t 时段第 k 段的报价; λ_c 为碳价; α_i 为常规机组 i 的碳排放强度。

2 VPP 日前电力市场竞价模型架构

与常规机组参与市场化交易相比,VPP由于包含的可再生能源出力具有不确定性,因此投标时,不仅需要考虑报价问题还需要考虑报量问题。其次,VPP通常是将各类资源聚合成一个整体参与市场化交易,因此还需要考虑内部各资源的协调调度以及利益分配问题。此外,VPP中由于包含负荷类资源以及储能设备,有时候还可以以产消者的身份参与市场。

文中考虑的VPP包含燃气轮机、风电场、储能设备和智能楼宇空调负荷,由于具有足够大的容量,其投标决策会影响日前电力市场的出清价格,所以有必要将市场出清纳入到决策模型中。文中通过基于单领导者-单跟随者的Stackelberg双层博弈模型来实现,双层模型的原理如下。

在上层问题中,价格制定者VPP向系统运营机构提交日前电能量市场中的投标价格和投标功率,

以及备用容量市场中正、负备用的投标价格和投标容量。VPP 通过投标决策,试图影响日前电能量市场和备用容量市场的价格,以实现最大收益。

在下层问题中,市场运营机构根据价格制定者 VPP 以及其他市场参与者提交的投标信息,以日前市场发电和备用容量成本最小化为目标,对日前电能量市场和备用容量市场进行联合出清,并将出清结果反馈给各个市场参与者。

2.1 日前市场上层竞价模型

为了简化模型,文中认为 VPP 所有资源(包括燃气轮机、风电场、储能设备和智能楼宇空调负荷)均接入同一并网点。

2.1.1 上层目标函数

VPP 的日前电力市场预期总收益由其参与日前电力市场、碳交易市场以及向灵活负荷售电的收益减去其运营成本得到。以 VPP 预期收益最大化为目标的上层目标函数为:

$$\max F^{\text{VPP}} = \sum_{t=1}^T [\lambda_{n,t}(P_{t,n,\text{sal}}^{\text{VPP}} - P_{t,n,\text{buy}}^{\text{VPP}}) + \lambda_t^{\text{up}} R_{t,\text{up}}^{\text{VPP}} + \lambda_t^{\text{dn}} R_{t,\text{dn}}^{\text{VPP}} + F_{\text{fl},t}^{\text{VPP}} - C_{g,t}^{\text{VPP}} - C_{w,t}^{\text{VPP}} - C_{s,t}^{\text{VPP}}] \quad (3)$$

式中: F^{VPP} 为 VPP 次日预期总收益; $\lambda_{n,t}$ 、 λ_t^{up} 、 λ_t^{dn} 分别为 t 时段日前电能量市场、正备用容量、负备用容量的出清价格; $P_{t,n,\text{sal}}^{\text{VPP}}$ 、 $P_{t,n,\text{buy}}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段位于节点 n 的 VPP 在日前电能量市场中标的售、购电量; $R_{t,\text{up}}^{\text{VPP}}$ 、 $R_{t,\text{dn}}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段 VPP 中标的正、负备用容量; $F_{\text{fl},t}^{\text{VPP}}$ 为 t 时段 VPP 向灵活负荷售电的收益; $C_{g,t}^{\text{VPP}}$ 、 $C_{w,t}^{\text{VPP}}$ 、 $C_{s,t}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段 VPP 中燃气轮机、风电场、储能设备的运行成本; T 为调度周期,取为 24 h。

2.1.2 上层约束条件

(1) 燃气轮机运行约束。燃气轮机的使用为 VPP 提供了增加其经济收益的机会,并增加了实时条件下的爬坡灵活性。常规机组的运行成本包括燃料成本和碳交易成本,其模型为:

$$\begin{cases} C_{g,t}^{\text{VPP}} = c^{c,v} P_{g,t}^{\text{VPP}} + c^{c,\text{sd}}(v_{g,t}^{\text{VPP}} + y_{g,t}^{\text{VPP}}) + C_{g,t}^{\text{cet},\text{VPP}} \\ C_{g,t}^{\text{cet},\text{VPP}} = \lambda_c(\alpha_g^{\text{VPP}} - \varepsilon) P_{g,t}^{\text{VPP}} \\ P_{g,t}^{\text{VPP}} + R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP},\text{up}} \leq u_{g,t}^{\text{VPP}} P_{g,\text{max}}^{\text{VPP}} \\ P_{g,t}^{\text{VPP}} - R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP},\text{dn}} \geq u_{g,t}^{\text{VPP}} P_{g,\text{min}}^{\text{VPP}} \\ (P_{g,t}^{\text{VPP}} + R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP},\text{up}}) - (P_{g,t-1}^{\text{VPP}} - R_{g,t-1,\text{max}}^{\text{VPP},\text{dn}}) \leq u_{g,t}^{\text{VPP}} r_g^{\text{VPP},\text{up}} \\ (P_{g,t-1}^{\text{VPP}} + R_{g,t-1,\text{max}}^{\text{VPP},\text{up}}) - (P_{g,t}^{\text{VPP}} - R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP},\text{dn}}) \leq u_{g,t}^{\text{VPP}} r_g^{\text{VPP},\text{dn}} \\ u_{g,t}^{\text{VPP}} - u_{g,t-1}^{\text{VPP}} = v_{g,t}^{\text{VPP}} - y_{g,t}^{\text{VPP}} \\ v_{g,t}^{\text{VPP}} + y_{g,t}^{\text{VPP}} \leq 1 \end{cases} \quad (4)$$

式中: $c^{c,v}$ 、 $c^{c,\text{sd}}$ 分别为燃气轮机的燃料成本系数、

启停成本; $P_{g,t}^{\text{VPP}}$ 为 t 时段燃气轮机出力; $v_{g,t}^{\text{VPP}}$ 、 $y_{g,t}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段启、停状态布尔变量; $C_{g,t}^{\text{cet},\text{VPP}}$ 为 t 时段 VPP 的碳交易成本; α_g^{VPP} 为燃气轮机的碳排放强度; $R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP},\text{up}}$ 、 $R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP},\text{dn}}$ 分别为燃气轮机在 t 时段可以提供的最大正、负备用容量; $P_{g,\text{max}}^{\text{VPP}}$ 、 $P_{g,\text{min}}^{\text{VPP}}$ 分别为燃气轮机最大和最小技术出力; $u_{g,t}^{\text{VPP}}$ 为布尔变量,在 t 时段燃气轮机发电为 1,否则为 0; $r_g^{\text{VPP},\text{up}}$ 、 $r_g^{\text{VPP},\text{dn}}$ 分别为燃气轮机的上、下爬坡效率。

(2) 风电场运行约束。

$$\begin{cases} C_{w,t}^{\text{VPP}} = c_w P_{w,t}^{\text{VPP}} \\ 0 \leq P_{w,t}^{\text{VPP}} \leq P_{w,t,\text{max}}^{\text{VPP}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: c_w 为风电场的单位运行成本; $P_{w,t}^{\text{VPP}}$ 为 t 时段风电场的出力; $P_{w,t,\text{max}}^{\text{VPP}}$ 为风电场在 t 时段的日前预测最大出力。

(3) 储能设备运行约束。储能设备在运行过程中必须遵循的约束为:

$$\begin{cases} C_{s,t}^{\text{VPP}} = c_s (P_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}} + P_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}}) \\ 0 \leq P_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}} \leq s_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}} P_{s,\text{ch},\text{max}}^{\text{VPP}} \\ 0 \leq P_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}} \leq s_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}} P_{s,\text{dis},\text{max}}^{\text{VPP}} \\ s_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}} + s_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}} \leq 1 \\ E_{s,t}^{\text{VPP}} = E_{s,t-1}^{\text{VPP}} + (P_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}} \eta_s - P_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}} / \eta_s) \\ E_{s,\text{min}}^{\text{VPP}} \leq E_{s,t}^{\text{VPP}} \leq E_{s,\text{max}}^{\text{VPP}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: c_s 为储能设备的单位运行成本; $P_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}}$ 、 $P_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段 VPP 中电化学储能设备的充电和放电功率; $P_{s,\text{ch},\text{max}}^{\text{VPP}}$ 、 $P_{s,\text{dis},\text{max}}^{\text{VPP}}$ 分别为 VPP 中电化学储能设备的最大充电和放电功率; $s_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}}$ 、 $s_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}}$ 为布尔变量,用于避免 VPP 储能设备 t 时段同时充电和放电; $E_{s,t}^{\text{VPP}}$ 为在 t 时段末, VPP 中电化学储能设备的功率; η_s 为储能设备充放电效率; $E_{s,\text{min}}^{\text{VPP}}$ 、 $E_{s,\text{max}}^{\text{VPP}}$ 分别为储能设备的容量下限和上限。

(4) 智能楼宇空调负荷。VPP 运营商和智能楼宇空调负荷事先签订协议, VPP 运营商以低于市场一定比例的电价向智能楼宇空调负荷供电,而智能楼宇空调负荷则给予 VPP 运营商一定的灵活性。文中考虑的空调负荷处于夏季制冷状态,智能楼宇空调负荷的相关约束^[21]为:

$$\begin{cases} F_{\text{fl},t}^{\text{VPP}} = \lambda_{\text{fl},t}^{\text{HVAC}} L_{d,t}^{\text{HVAC}} \\ L_{d,t,\text{max}}^{\text{HVAC}} = N_{\text{AC}} \frac{k_1}{k_2} \left[\frac{1}{R} (T_t^{\text{out}} - T^{\text{down}}) - \frac{k_1 l_2 - l_1 k_2}{k_1} \right] \\ L_{d,t,\text{min}}^{\text{HVAC}} = N_{\text{AC}} \frac{k_1}{k_2} \left[\frac{1}{R} (T_t^{\text{out}} - T^{\text{up}}) - \frac{k_1 l_2 - l_1 k_2}{k_1} \right] \\ L_{d,t}^{\text{HVAC}} + R_{d,t,\text{max}}^{\text{HVAC},\text{dn}} \leq L_{d,t,\text{max}}^{\text{HVAC}} \\ L_{d,t}^{\text{HVAC}} - R_{d,t,\text{max}}^{\text{HVAC},\text{up}} \geq L_{d,t,\text{min}}^{\text{HVAC}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\lambda_{n,t}$ 为 VPP 运营商和智能楼宇空调负荷事先商定的 t 时段的协议电价; $L_{d,t}^{\text{HVAC}}$ 为在次日 t 时段, VPP 运营商计划向智能楼宇空调负荷提供的功率; $L_{d,t,\max}^{\text{HVAC}}$ 、 $L_{d,t,\min}^{\text{HVAC}}$ 分别为智能楼宇空调负荷在 t 时段的最大和最小功率; N_{AC} 为空调负荷的数量; k_1 、 k_2 、 l_1 、 l_2 、 R 均为线性模型的系数,具体参考文献[21]; T_t^{out} 为次日 t 时段的室外温度; T^{down} 、 T^{up} 分别为用户舒适区温度区间的下限和上限; $R_{d,t,\max}^{\text{HVAC,up}}$ 、 $R_{d,t,\max}^{\text{HVAC,dn}}$ 分别为智能楼宇空调负荷在 t 时段可以提供的最大正、负备用容量。

(5) VPP 电量平衡约束。

$$\begin{aligned} P_{t,n,\text{sal}}^{\text{VPP}} - P_{t,n,\text{buy}}^{\text{VPP}} &= P_{g,t}^{\text{VPP}} + P_{w,t}^{\text{VPP}} + \\ P_{s,t,\text{dis}}^{\text{VPP}} - P_{s,t,\text{ch}}^{\text{VPP}} - L_{d,t}^{\text{HVAC}} & \end{aligned} \quad (8)$$

(6) VPP 申报容量约束。

$$\begin{cases} \bar{P}_{t,n,\text{sal}}^{\text{VPP}} \leq v_{t,\text{sal}}^{\text{VPP}} E_t^{\text{VPP}+} \\ \bar{P}_{t,n,\text{buy}}^{\text{VPP}} \leq v_{t,\text{buy}}^{\text{VPP}} E_t^{\text{VPP}-} \\ E_t^{\text{VPP}+} = P_{g,\text{max}}^{\text{VPP}} + P_{w,t,\text{max}}^{\text{VPP}} + P_{s,\text{dis},\text{max}}^{\text{VPP}} \\ E_t^{\text{VPP}-} = P_{s,\text{ch},\text{max}}^{\text{VPP}} + L_{d,t,\text{max}}^{\text{HVAC}} \\ v_{t,\text{sal}}^{\text{VPP}} + v_{t,\text{buy}}^{\text{VPP}} \leq 1 \\ \bar{R}_{t,\text{up}}^{\text{VPP}} \leq R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP,up}} + R_{d,t,\text{max}}^{\text{HVAC,up}} \\ \bar{R}_{t,\text{dn}}^{\text{VPP}} \leq R_{g,t,\text{max}}^{\text{VPP,dn}} + R_{d,t,\text{max}}^{\text{HVAC,dn}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\bar{P}_{t,n,\text{sal}}^{\text{VPP}}$ 、 $\bar{P}_{t,n,\text{buy}}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段位于节点 n 的 VPP 申报的最大售、购电功率; $v_{t,\text{sal}}^{\text{VPP}}$ 、 $v_{t,\text{buy}}^{\text{VPP}}$ 为布尔变量,用于防止 VPP 在 t 时段同时向市场售电和购电; $E_t^{\text{VPP}+}$ 、 $E_t^{\text{VPP}-}$ 分别为 t 时段 VPP 最大的可发功率和可耗功率; $\bar{R}_{t,\text{up}}^{\text{VPP}}$ 、 $\bar{R}_{t,\text{dn}}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段 VPP 申报的最大正、负备用容量。

(7) VPP 申报价格约束。

$$\begin{cases} b_{t,\text{sal}}^{\text{VPP}} \leq \lambda_{e,\text{max}} \\ b_{t,\text{buy}}^{\text{VPP}} \leq \lambda_{e,\text{max}} \\ b_t^{\text{VPP,up}} \leq \lambda_{re,\text{max}} \\ b_t^{\text{VPP,dn}} \leq \lambda_{re,\text{max}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $b_{t,\text{sal}}^{\text{VPP}}$ 、 $b_{t,\text{buy}}^{\text{VPP}}$ 分别为 t 时段 VPP 向市场申报的售电、购电价格; $b_t^{\text{VPP,up}}$ 、 $b_t^{\text{VPP,dn}}$ 分别为 t 时段 VPP 向市场申报的正、负备用报价; $\lambda_{e,\text{max}}$ 、 $\lambda_{re,\text{max}}$ 分别为电能市场和备用容量市场允许的最高申报价格。

2.2 下层日前市场出清模拟

2.2.1 下层目标函数

在下层问题中,市场运营机构根据价格制定者 VPP 以及其他市场参与者提交的投标信息,以目前市场发电和备用容量成本最小化为目标,对日前电能市场和备用市场进行联合出清,其模型为:

$$\begin{aligned} \min \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i \in \Omega_n^G} \left(\sum_{k=1}^K b'_{i,t,k} P_{i,t,k} + b_{i,t}^{\text{up}} R_{i,t}^{\text{up}} + b_{i,t}^{\text{dn}} R_{i,t}^{\text{dn}} \right) + \right. \\ \left. b_{t,\text{sal}}^{\text{VPP}} P_{t,n,\text{sal}}^{\text{VPP}} - b_{t,\text{buy}}^{\text{VPP}} P_{t,n,\text{buy}}^{\text{VPP}} + b_t^{\text{VPP,up}} R_{t,\text{up}}^{\text{VPP}} + b_t^{\text{VPP,dn}} R_{t,\text{dn}}^{\text{VPP}} \right] \end{aligned} \quad (11)$$

式中: $b_{i,t}^{\text{up}}$ 、 $b_{i,t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时段常规机组 i 正、负备用的投标价格; $P_{i,t,k}$ 、 $R_{i,t}^{\text{up}}$ 、 $R_{i,t}^{\text{dn}}$ 分别为 t 时段常规机组 i 在日前电能市场(考虑碳交易后)的第 k 段中标量、正备用中标容量、负备用中标容量; K 为常规机组报价总段数; Ω_n^G 为常规机组发电商集合。

2.2.2 下层约束条件

(1) 节点电量平衡约束。

$$\begin{aligned} P_{t,n,\text{sal}}^{\text{VPP}} - P_{t,n,\text{buy}}^{\text{VPP}} + \sum_{i \in \Omega_n} \sum_{k=1}^K P_{i,t,k} + \sum_{w \in \Omega_n^W} P_{w,t} - \\ \sum_{d \in \Omega_n^D} L_{d,t} = \sum_{m \in \Theta_n} B_{nm} (\theta_{t,n} - \theta_{t,m}) : \lambda_{n,t} \end{aligned} \quad (12)$$

式中: Ω_n 为与节点 n 相连的其他市场参与者集合; Ω_n^D 、 Ω_n^W 分别为负荷集合、独立风电商集合; Θ_n 为与节点 n 相连的传输线集合; $P_{w,t}$ 为独立风电商 w 在 t 时段的中标量; $L_{d,t}$ 为负荷 d 在 t 时段的预测负荷大小; B_{nm} 为节点 n 与 m 之间线路的导纳值; $\theta_{t,n}$ 、 $\theta_{t,m}$ 分别为 t 时刻节点 n 、 m 的电压相位; 冒号右边为左边等式约束对应的对偶变量。

(2) 正负备用平衡约束。

$$\begin{cases} \sum_{i \in \Omega_n^G} R_{i,t}^{\text{up}} + R_{t,\text{up}}^{\text{VPP}} = \eta_1 \sum_{d \in \Omega_n^D} L_{d,t} + \eta_2 \sum_{w \in \Omega_n^W} P_{w,t} : \lambda_t^{\text{up}} \\ \sum_{i \in \Omega_n^G} R_{i,t}^{\text{dn}} + R_{t,\text{dn}}^{\text{VPP}} = \eta_1 \sum_{d \in \Omega_n^D} L_{d,t} + \eta_2 \sum_{w \in \Omega_n^W} P_{w,t} : \lambda_t^{\text{dn}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: η_1 为由负荷引起的正、负备用需求权重系数; η_2 为由独立风电商引起的正、负备用需求权重系数; 冒号右边为左边等式约束对应的对偶变量。

(3) 网络安全约束。

$$\begin{cases} -C_{nm}^{\text{max}} \leq B_{nm} (\theta_{t,n} - \theta_{t,m}) \leq C_{nm}^{\text{max}} \\ -\pi \leq \theta_{t,n} \leq \pi \\ \theta_{t,1} = 0; \xi_{t,1} \end{cases} \quad (14)$$

式中: C_{nm}^{max} 为节点 n 与 m 之间线路的功率传输上限; $\theta_{t,1}$ 为 t 时刻 1 号节点的电压相位,将其作为平衡节点,相位为 0; $\xi_{t,1}$ 为约束对应的对偶变量。

(4) 常规机组发电商各时段中标量约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t,k} \leq \bar{P}_{i,t,k} \\ 0 \leq R_{i,t}^{\text{up}} \leq \bar{R}_{i,t}^{\text{up}} \\ 0 \leq R_{i,t}^{\text{dn}} \leq \bar{R}_{i,t}^{\text{dn}} \\ R_{i,t}^{\text{dn}} + P_{i,\text{min}} \leq \sum_{k=1}^K P_{i,t,k} \leq P_{i,\text{max}} - R_{i,t}^{\text{up}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $\bar{P}_{i,t,k}$ 为 t 时段常规机组 i 第 k 段的申报量; $\bar{R}_{i,t}^{up}$ 、 $\bar{R}_{i,t}^{dn}$ 分别为 t 时段常规机组 i 的最大正、负备用申报量; $P_{i,max}$ 、 $P_{i,min}$ 分别为常规机组 i 的最大和最小技术出力。

此外, VPP 和独立风电商的中标量约束与常规机组发电商类似, 文中不再赘述。

2.3 基于 IGDT 的 VPP 竞价策略

为了避免模型非线性而造成求解困难, 文中根据 VPP 中风电预测值的不确定度, 获得相应的预期利润偏差系数。

因此, 针对风电场出力预测的不确定性, VPP 风险规避策略如下:

$$\begin{cases} \max F^{VPP} \geq (1 - \theta_r) F_0^{VPP} \\ 0 \leq P_{w,t}^{VPP} \leq (1 - \gamma_r) P_{w,t,max}^{VPP} \\ \gamma_r \geq 0 \end{cases} \quad (16)$$

式(3)、式(4)、式(6)一式(15)

式中: θ_r 为在风险规避策略下, 偏离预期基准利润的偏移度; F_0^{VPP} 为 VPP 预期基准利润, 即风电预测不确定度为 0 时, VPP 参与日前市场所获得的预期收益; γ_r 为风险规避策略下, VPP 中风电出力预测的不确定度。

类似地, 针对风电场出力预测的不确定性, VPP 机会寻求策略如下:

$$\begin{cases} \max F^{VPP} \geq (1 + \theta_0) F_0^{VPP} \\ 0 \leq P_{w,t}^{VPP} \leq (1 + \gamma_0) P_{w,t,max}^{VPP} \\ \gamma_0 \geq 0 \end{cases} \quad (17)$$

式(3)、式(4)、式(6)一式(15)

式中: θ_0 为在机会寻求策略下, 偏离预期基准利润的偏移度; γ_0 为机会寻求策略下, VPP 中风电出力预测的不确定度。

3 模型求解

文中所提出的双层模型中下层模型是线性 and 凸的, 可以用 Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件等效替代, 因此双层模型可转化为单层均衡约束数学规划 (mathematical program with equilibrium constraints, MPEC) 模型。推导 KKT 条件的方法参考文献 [22]。然而, 模型中仍然存在一些非线性项, 这使得 MPEC 模型难以求解, 但受文献 [22-23] 的启发, 可以采用强对偶原理来线性化这些非线性项。此外, 在 KKT 条件下, 模型还存在一些非线性的互补约束, 可以使用大 M 方法来线性化。

通过上述线性化方法, 可以将所提出的双层模型转换为一个混合整数线性规划模型。最后, 求解

VPP 竞价策略问题相当于求解一个混合整数线性规划问题。在 GAMS 软件平台上, 调用 CPLEX 商业求解器对优化模型进行求解 [24]。上述模型的求解方法示意如图 2 所示。

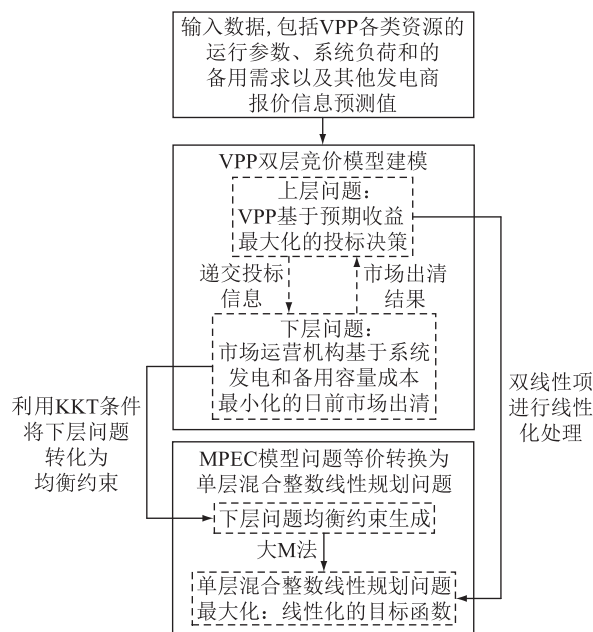


图 2 模型变换求解方法示意
Fig.2 Schematic diagram of model transformation solution method

4 算例分析

4.1 基础数据

文中以 IEEE 14 节点系统为例验证所提模型的有效性, IEEE 14 节点系统如图 3 所示。

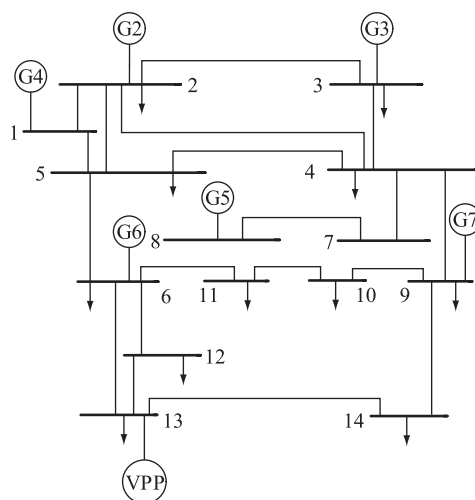


图 3 改进的 IEEE 14 节点系统
Fig.3 Improved IEEE 14-node system

VPP 包括一个燃气轮机、一个 30 MW 的风电场、一个储能设备和智能楼宇空调负荷。空调负荷包含 2 000 台空调, 具体参数参考文献 [21]。VPP

中储能容量为30 MW/150 MW·h,充放电效率为0.95,初始荷电状态为0.2,充放电深度为20%~80%。表1为燃气轮机的相关参数。G2—G7均为常规火力发电机组,碳排放强度分别取1.30、0.75、0.90、1.20、0.73、0.63 t/(MW·h)。常规机组电能量报价均采用5段报价,相关参数见表2^[25]和表3。文中区域电网基准线排放因子为0.85 t/(MW·h),碳价为80元/t,调度周期24 h,以1 h为单位时间进行调度。未来一天独立风电商出力及系统的负荷需求预测值参考文献[26],未来一天的室外温度参考文献[27],用户温度舒适区间为[24,28]℃。

表1 VPP中燃气轮机参数

Table 1 Parameters of gas turbine in VPP

参数	数值
最大出力/MW	20
最小出力/MW	6
机组爬坡速率/(MW·h ⁻¹)	12
启停成本/元	770
运行成本/(元·MW ⁻¹)	345
碳排放强度/[t·(MW·h) ⁻¹]	0.65

表2 常规机组发电商报价参数

Table 2 Quotation parameters of conventional unit generators 元/(MW·h)

机组编号	第一段报价	第二段报价	第三段报价	第四段报价	第五段报价	备用容量报价
G2	150	240	330	430	510	60
G3	161	264	359	445	520	70
G4	170	255	348	455	505	75
G5	160	245	340	440	515	55
G6	171	260	365	458	523	72
G7	173	260	360	455	530	65

表3 常规机组发电商报量参数

Table 3 Volume parameters of conventional unit generators MW

机组编号	第一段报量	第二段报量	第三段报量	第四段报量	第五段报量	备用容量报量
G2	35	20	15	15	15	20
G3	25	10	15	15	15	16
G4	20	15	15	15	15	16
G5	20	10	10	10	10	12
G6	10	10	10	10	10	10
G7	12	7	7	7	7	8

4.2 VPP 日前电力市场竞价结果

4.2.1 市场出清结果分析

为了突出对比VPP参与市场的有效性,在此设定5种场景进行对比分析。

场景1:在不考虑碳交易的条件下,不考虑VPP

参与日前电力市场。

场景2:在不考虑碳交易的条件下,VPP以发电商的身份参与市场出清,进行策略性的竞价并制定运行计划。

场景3:在不考虑碳交易的条件下,VPP以产消者的身份参与市场出清,进行策略性的竞价并制定运行计划。

场景4:在考虑碳交易的条件下,VPP以发电商的身份参与市场出清,进行策略性的竞价并制定运行计划。

场景5:在考虑碳交易的条件下,VPP以产消者的身份参与市场出清,进行策略性的竞价并制定运行计划。

场景2—场景5中,VPP运营商均以风险中性的策略参与日前电力市场,即忽略了其风电场出力预测的不确定性。不同场景下市场出清结果对比如表4所示。

表4 不同场景下市场出清结果对比

Table 4 Comparison of market clearing results under different scenarios

场景	VPP收益/万元	市场出清成本/万元	碳排放总量/t
场景1		319.15	6 076.4
场景2	16.82	304.23	5 760.2
场景3	16.98	304.70	5 760.6
场景4	17.74	309.40	5 570.2
场景5	17.84	309.47	5 576.4

由表4的结果可知,VPP参与市场出清以后,因为其发电成本较低以及低碳特性,可以显著降低市场的出清成本以及碳排放总量。比较场景2与3以及场景4与5的VPP收益可知,VPP以产消者的身份参与市场时,可以利用其低充高放特性,低买高卖产生电价差增加其收益。比较场景3和场景5可知,考虑碳交易之后,VPP因低碳特性收益有所增加,较无碳交易时收益增加了5.1%,在降低系统碳排放总量的同时,也增加了市场的出清成本。图4、图5分别给出了市场电能量和正、负备用容量的出清价格。图6、图7分别给出了场景3和场景5下各主体的电能量中标情况。

(1) 从图4中可以看出,各场景下系统的电能量出清价格和负荷的趋势相近。从图5中可以看出,各场景下系统的备用容量价格差别不大,基本维持在60~65元/(MW·h)。

(2) 比较场景1和2的电能量价格以及备用容量价格可知,当VPP具有足够规模时,其投标决策会对市场的价格造成影响。这是因为VPP发电成

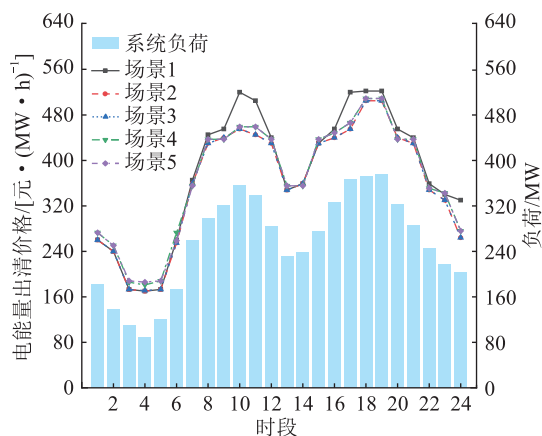


图4 电能量出清价格

Fig.4 Electricity clearing price

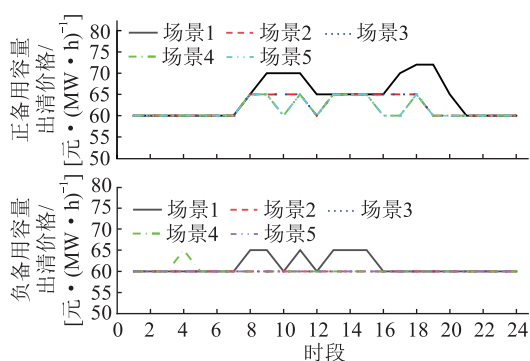


图5 备用容量出清价格

Fig.5 Capacity price in the reserve market

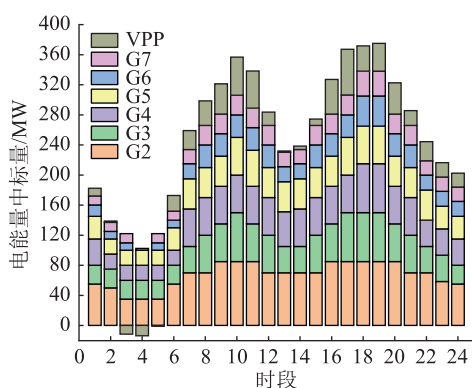


图6 场景3下各主体电能量中标情况

Fig.6 Bid winning situation of electric energy of each main body in scenario 3

本较低,往往会降低市场的价格。

(3) 比较场景2和4以及场景3和5的电能量出清价格可知,考虑碳交易后部分高碳机组的发电成本增加,使得其电能量出清价格较无碳交易时有明显增加。

(4) 比较场景3和场景5下各主体的电能量中标情况可知,考虑碳交易后,由于G2和G5碳交易成本较高,其中标的电能量明显下降,分别下降了14.7%和10.4%;而G3和G7以及VPP的碳交易成

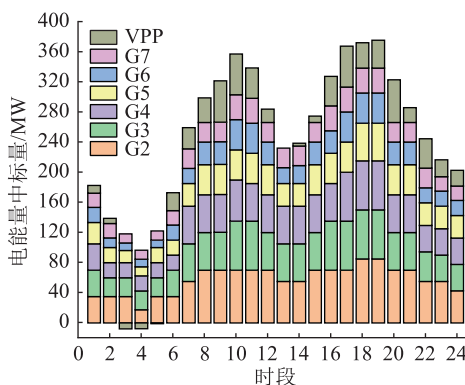


图7 场景5下各主体电能量中标情况

Fig.7 Bid winning situation of electric energy of each main body in scenario 5

本低,其中标的电能量明显增加,分别增加了10.8%、16.6%和7.9%。

4.2.2 VPP 日前市场投标策略分析

图8—图10分别给出了VPP在电能量市场和正、负备用容量市场的竞标情况。

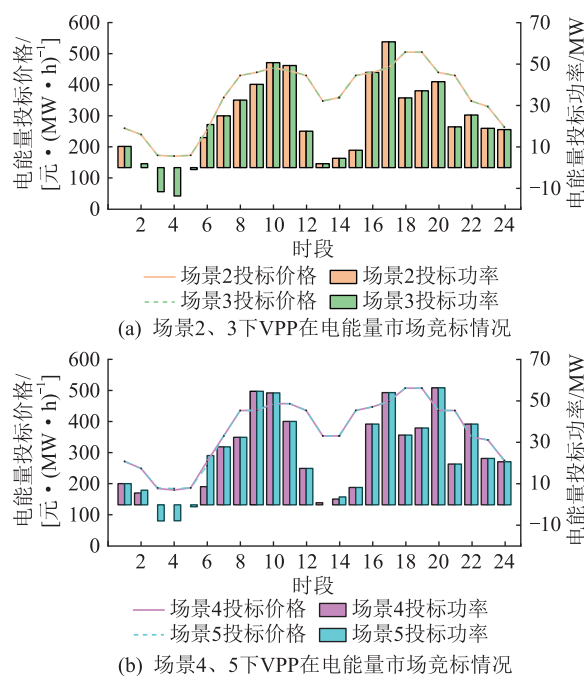


图8 VPP在电能量市场的竞标情况

Fig.8 VPP's bidding in the electric energy market

(1) 图8中,VPP通过策略性地调整投标功率和投标价格使其成为边际机组而获利。当VPP只作为发电商时,在负荷电价较低的时段(时段1—时段6)向市场出售少量电能甚至不向市场出售电能,而在负荷电价较高的时段(时段8—时段11以及时段16—时段20)向市场出售大量的电能而获利。当VPP作为产消者时,其可以在负荷电价最低的时段(时段3、时段4)向市场购买电能,然后在电价较高时段出售,利用低充高放特性带来额外收益。

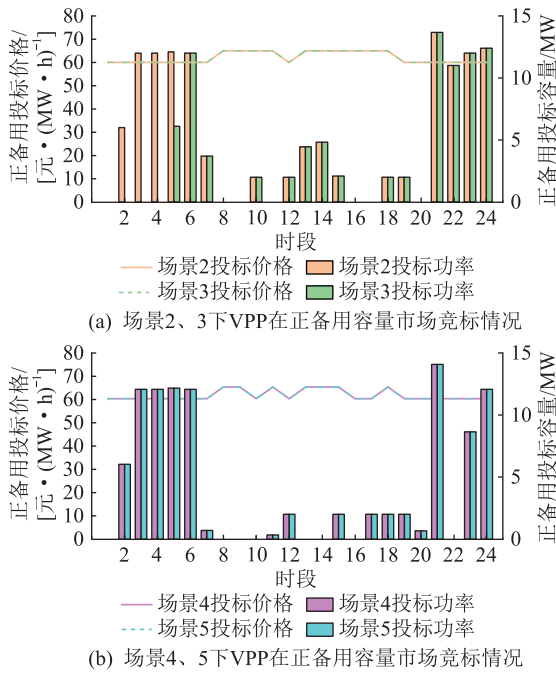


图9 VPP在正备用容量市场的竞标情况

Fig.9 VPP's bidding in the up-reserve capacity market

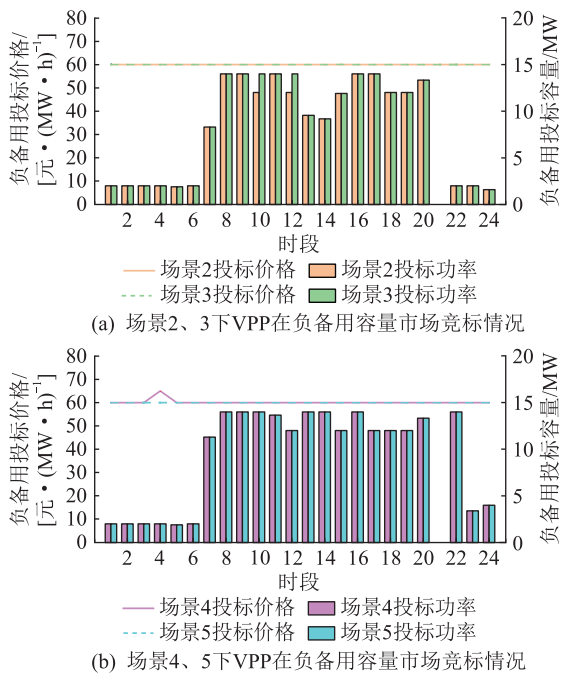


图10 VPP在负备用容量市场的竞标情况

Fig.10 VPP's bidding in the down-reserve capacity market

(2) 比较场景3和场景5的电能市场竞标情况可知,考虑碳交易之后,VPP将向市场出售更多的电能。这是因为VPP包含的燃气轮机碳交易成本较低,使得VPP可以向市场出售更多的电能而获利。

(3) 从图9和图10中可以看出,VPP通过策略性地调整投标容量和投标价格,使得备用出清价格

等于其投标价格,从而作为市场的边际机组而获利。备用投标容量为0的时段,表示VPP在该时段不向系统提供备用,这是因为此时VPP中燃气轮机和空调负荷均没有备用容量,无法提供备用。

4.2.3 VPP内部调控分析

VPP内部各资源的日前运行计划如图11所示。

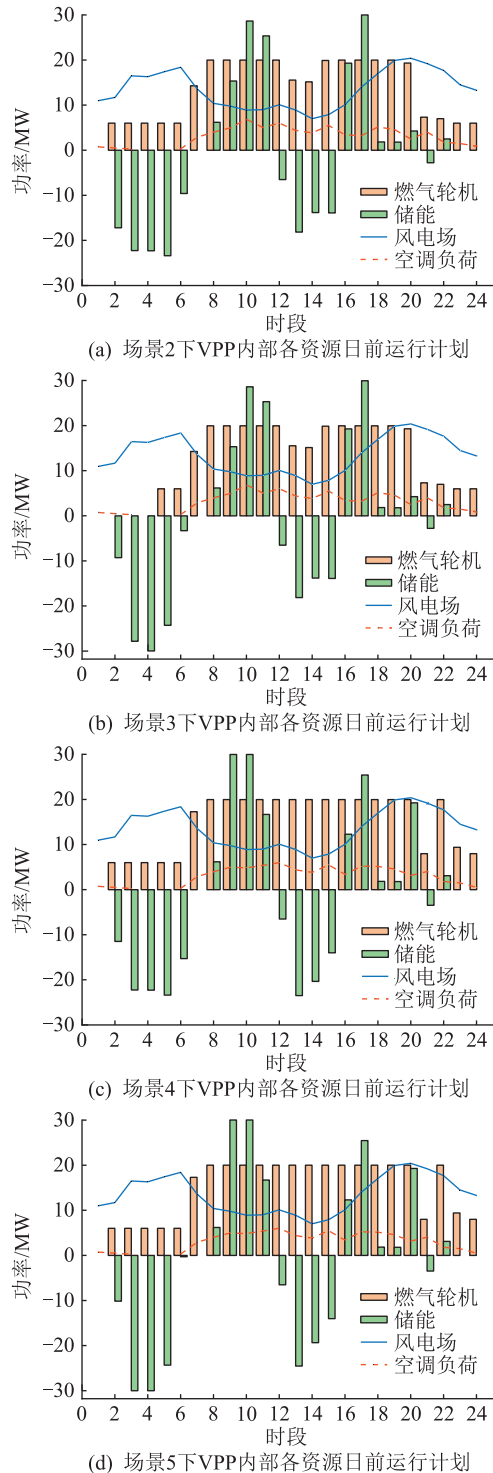


图11 各场景下VPP内部各资源日前运行计划

Fig.11 Day-ahead operation plan of each resource within VPP under each scenario

(1) 由图 11 可知,各场景下的储能运行策略基本一样。在负荷电价较低时段(时段 2—时段 6 以及时段 12—时段 15),储能充电;在负荷电价较高时段(时段 8—时段 11 以及时段 16、时段 17),储能放电。空调负荷的功率则随着室外温度的变化而变化,在温度较低的时段功率较小,在温度较高的时段功率较大。燃气轮机则在负荷电价较低的时段低发甚至是停机,在负荷电价较高的时段高发甚至是满发。

(2) 对比场景 2 和 3 可知,由于场景 2 下 VPP 不能向市场购买电能,因此与场景 3 相比,VPP 运营商会提前运行燃气轮机给储能充电以便在电价较高的时段放电而获利。

(3) 对比场景 3 和 5 可知,在场景 5 下,燃气轮机开机时间比场景 3 更早,承担发电任务的时段也更多。这是因为考虑碳交易后,由于 VPP 中的燃气轮机碳排放强度低,综合发电成本降低,因此将在更多的时段承担更多的发电任务。

4.2.4 基于 IGDT 的 VPP 竞价策略

风险规避策略:在该策略中,考虑到 VPP 中风电场出力的不确定性,VPP 运营商采用保守的方法来保证最低的利润。

机会寻求策略:在该策略中,VPP 运营商采用乐观策略,认为风力发电量将高于每小时的预测值。

图 12 展现了场景 3 和场景 5 下,VPP 风电预测不确定半径与预期收益之间的关系。

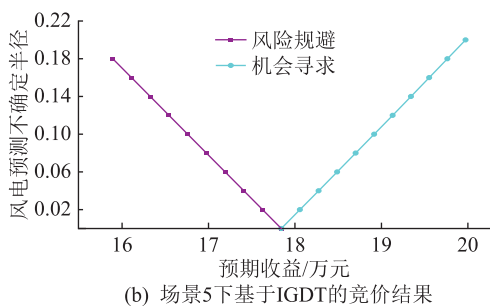
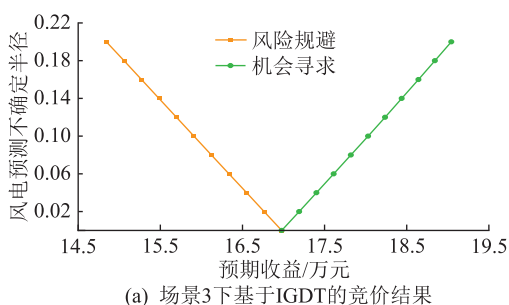


图 12 基于 IGDT 的竞价结果
Fig.12 Bidding results based on IGDT

由图 12 可知,VPP 中风电预测不确定半径与预期收益几乎是线性关系。当 VPP 运营商越保守

时,获得的风险规避能力也就越大,在实时阶段面临出力缺额的风险和惩罚就越小,但相应的预期收益也将越少;而当 VPP 运营商越激进时,承担的风险就越大,在实时阶段面临出力缺额的风险和惩罚就越大,但相应的预期收益也将越大。特别地,当 VPP 风电场预测偏差达到 20%时,在风险规避策略和机会寻求策略下,预期收益分别为基准利润的 0.87和 1.12。

4.2.5 碳价灵敏度分析

碳价的大小直接决定了碳交易对日前电力市场的影响大小,文中在场景 5 下分析碳价对市场出清电价、出清成本以及碳排放总量以及各主体电能量中标量的影响。碳价在 0~320 元/t 变化时,其对出清结果以及各主体电能量中标量的影响分别如图 13 和图 14 所示。

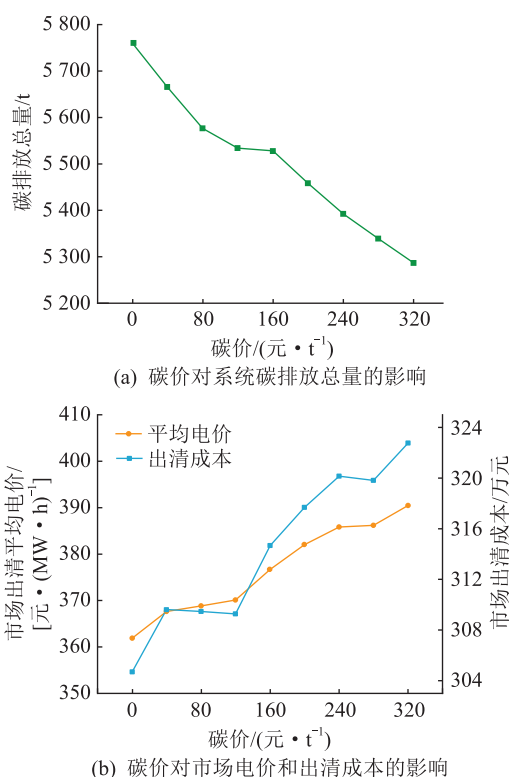


图 13 碳价对市场出清结果的影响

Fig.13 Impact of carbon price on market clearing results

(1) 由图 13 可知,随着碳价的提高,系统的碳排放总量逐渐下降,但市场的平均电价以及出清成本也随之上升。当碳价从 0 元/t 提高到 320 元/t 时,系统碳排放总量由 5760.3 t 下降到了 5286.7 t,但市场的平均电价则由 361.9 元/(MW·h) 提升到了 390.5 元/(MW·h),并且市场出清总成本也由 304.7 万元增加到了 322.8 万元。因此,有关部门在制定碳价时,需要权衡其对系统碳排放以及出清成本的影响。碳价过低,则达不到减排的目的,而碳

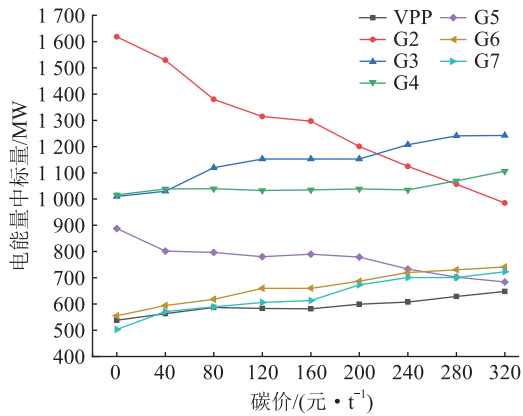


图 14 碳价对各主体电能量中标量的影响

Fig.14 Impact of carbon price on scales on scalars in each subject's electrical energy

价过高,则会造成电价和出清成本的过度增加。

(2) 由图 14 可知,随着碳价的提高,高碳机组 G2 和 G5 的发电成本逐渐增加,电能量的中标量逐渐减少,而低碳机组 G3、G6 和 G7 以及 VPP 的电能量中标量则逐渐增加。碳交易的引入增加了高碳机组的发电成本,降低了低碳机组的发电成本,使低碳机组更多地承担发电任务,从而降低了系统的碳排放总量。

5 结论

文中提出了一种 VPP 参与日前市场的双层竞价模型,考虑了碳交易的影响,用于确定参与日前电力市场的价格制定者 VPP 报价策略,得出的结论如下:

(1) 当 VPP 具有足够容量时,市场价格受 VPP 投标策略的影响,因此,有必要在决策过程中考虑市场出清问题。

(2) VPP 可以通过低充高放产生电价差获利,同时还可以利用其灵活特性给系统提供备用带来额外收益。

(3) 碳交易的引入减少了系统碳排放总量,但也增加了高碳机组的发电成本,导致电价的上升,而 VPP 因为其低碳特性可以获得收益。

(4) VPP 中风电场出力预测的不确定性会对其预期收益产生显著影响,VPP 运营者在投标时,需要权衡风险和利润。

(5) 碳价的大小会对市场出清结果产生显著影响,因此,有关部门在制定碳价时,需要权衡其对系统碳排放以及出清成本的影响。

所提出的模型可为 VPP 参与电力现货市场提供相关思路。在后续研究中,将考虑其他发电商出价的不确定性,并将实时市场纳入到决策模型中。

参考文献:

- [1] 张楠. 中国碳排放权交易市场运行状况及其效率分析:基于碳交易价格的测算[J]. 工业技术经济,2023,42(4):100-107.
ZHANG Nan. Analysis on the operation status and efficiency of China's carbon emission trading market—based on the calculation of carbon trading price[J]. Journal of Industrial Technological Economics,2023,42(4):100-107.
- [2] LIU X O. Research on bidding strategy of virtual power plant considering carbon-electricity integrated market mechanism[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022,137:107891.
- [3] 王健,郑峻峰,黄际元,等. 虚拟电厂关键技术综述与发展展望[J]. 供用电,2023,40(12):43-54,86.
WANG Jian,ZHENG Junfeng,HUANG Jiyuan,et al. Key technology and development prospects of virtual power plants[J]. Distribution & Utilization,2023,40(12):43-54,86.
- [4] 张钧钊,姜欣,段世杰,等. 虚拟电厂参与电-碳联合市场运行的竞价策略研究[J]. 电力系统保护与控制,2023,51(11):108-118.
ZHANG Junzhao,JIANG Xin,DUAN Shijie,et al. Bidding strategy for a virtual power plant to participate in the power-carbon joint market[J]. Power System Protection and Control,2023,51(11):108-118.
- [5] NAVAL N,YUSTA J M. Virtual power plant models and electricity markets—a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2021,149:111393.
- [6] SHAFIEKHANI M,AHMADI A,HOMAEI O,et al. Optimal bidding strategy of a renewable-based virtual power plant including wind and solar units and dispatchable loads[J]. Energy,2022,239:122379.
- [7] 德格吉日夫,谭忠富,李梦露,等. 考虑不确定性的风储电站参与电力现货市场竞价策略[J]. 电网技术,2019,43(8):2799-2807.
DE Gejirifu,TAN Zhongfu,LI Menglu,et al. Bidding strategy of wind-storage power plant participation in electricity spot market considering uncertainty[J]. Power System Technology,2019,43(8):2799-2807.
- [8] 孙辉,范轩轩,胡姝博,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.
- [9] BARINGO L,FREIRE M,GARCÍA-BERTRAND R,et al. Offering strategy of a price-maker virtual power plant in energy and reserve markets[J]. Sustainable Energy, Grids and Networks, 2021,28:100558.
- [10] HU J K,JIANG C W,LIU Y Y. Short-term bidding strategy for a price-maker virtual power plant based on interval optimization[J]. Energies,2019,12(19):3662.
- [11] 宋大为,尹硕,何洋,等. 基于虚拟电厂的多元小微主体参

- 与现货市场的竞价策略[J]. 南方电网技术, 2021, 15(9): 75-84.
- SONG Dawei, YIN Shuo, HE Yang, et al. Bidding strategy of multiple small and micro entities participating in the spot market based on virtual power plant[J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(9): 75-84.
- [12] YAN Q Y, ZHANG M J, LIN H Y, et al. Two-stage adjustable robust optimal dispatching model for multi-energy virtual power plant considering multiple uncertainties and carbon trading[J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 336: 130400.
- [13] 张立辉, 戴谷禹, 聂青云, 等. 碳交易机制下计及用电行为的虚拟电厂经济调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 154-163.
- ZHANG Lihui, DAI Guyu, NIE Qingyun, et al. Economic dispatch model of virtual power plant considering electricity consumption under a carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 154-163.
- [14] 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.
- [15] MAJIDI M, MOHAMMADI-IVATLOO B, SOROUDI A. Application of information gap decision theory in practical energy problems: a comprehensive review[J]. Applied Energy, 2019, 249: 157-165.
- [16] KHAZALI A, REZAEI N, SU W C, et al. Risk-aware bilevel optimal offering strategy of a joint wind/storage unit based on information gap decision theory [J]. IEEE Systems Journal, 2021, 15(2): 1939-1949.
- [17] 闫庆友, 刘达, 李金孟, 等. 基于场景生成与 IGDT 的风光-碳捕集-P2G 虚拟电厂经济调度[J]. 智慧电力, 2023, 51(2): 1-7.
- YAN Qingyou, LIU Da, LI Jinmeng, et al. Economic dispatching of wind power-PV-carbon capture-P2G virtual power plant based on scenario generating and IGDT [J]. Smart Power, 2023, 51(2): 1-7.
- [18] 张帅泽, 王丹, 贾宏杰, 等. 基于 IGDT 理论的电-热耦合系统低碳扩展规划[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(5): 512-528.
- ZHANG Shuaize, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Low-carbon expansion planning of electric thermal coupling system based on IGDT theory[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(5): 512-528.
- [19] 王志成, 王秀丽, 王帅. 考虑实时市场平衡费用的含风电日前市场电能-备用联合出清模型[J]. 中国电力, 2020, 53(9): 19-27.
- WANG Zhicheng, WANG Xiuli, WANG Shuai. Day-ahead market energy-reserve joint clearing model considering real-time market balancing cost under participation of wind power generation[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 19-27.
- [20] 卢治霖, 刘明波, 尚楠, 等. 考虑碳排放权交易市场影响的日前电力市场两阶段出清模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(10): 159-170.
- LU Zhilin, LIU Mingbo, SHANG Nan, et al. Two-stage clearing model for day-ahead electricity market considering impact of carbon emissions trading market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(10): 159-170.
- [21] SONG M, GAO C W, YAN H G, et al. Thermal battery modeling of inverter air conditioning for demand response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 5522-5534.
- [22] RUIZ C, CONEJO A J. Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(4): 1855-1866.
- [23] NASROLAHOPOUR E, KAZEMPOUR J, ZAREIPOUR H, et al. A bilevel model for participation of a storage system in energy and reserve markets [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 582-598.
- [24] SOROUDI A. Power system optimization modeling in GAMS [M]. Cham: Springer International Publishing, 2017.
- [25] GUO H Y, CHEN Q X, XIA Q, et al. Modeling strategic behaviors of renewable energy with joint consideration on energy and tradable green certificate markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3): 1898-1910.
- [26] 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.
- [27] SUN G Q, SHEN S C, CHEN S, et al. Bidding strategy for a prosumer aggregator with stochastic renewable energy production in energy and reserve markets [J]. Renewable Energy, 2022, 191: 278-290.

作者简介:



舒征宇

舒征宇(1983),男,博士,副教授,研究方向为含新能源的电力系统运行与调度控制(E-mail:james_brons@yeah.net);

朱凯翔(1998),男,硕士在读,研究方向为虚拟电厂、电力市场;

王灿(1987),男,博士,副教授,博士生导师,研究方向为综合能源系统优化运行、微电网协调控制与优化运行。

(下转第 149 页)

Electric-thermal coupling and ampacity of 500 kV DC submarine cable under the action of vertical ocean currents

WANG Zhong, TANG Yingying, JIA Lichuan

(School of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Developing offshore wind power is an important measure to achieve the goal of 'dual carbon'. DC submarine cables are important devices in offshore wind power transmission projects, and the research on the ampacity of submarine cables plays an important role in promoting the large-scale development of offshore wind power. In recent years, the research on the ampacity of high-voltage DC submarine cables has considered relatively single marine environmental factors, and the limitation of temperature difference of insulation layer has not fully be considered. The article establishes an electric-thermal-current coupling model of the 500 kV DC submarine cable and the seawater system. Under different laying methods for single and bipolar submarine cables, the effects of vertical ocean currents (currents flowing perpendicular to the length direction of the cable) flow velocity, limitation of temperature difference of insulation layer and the the different spacing of the bipolar cables on the ampacity are studied. The results show that considering the temperature difference limitation 20 °C of the insulation layer comprehensively has a smaller ampacity compared with the situation only considering the temperature limitation 70 °C of the wire core, and direct burial laying has a smaller impact on the ampacity compared to any other laying method. It is also found that the ampacity of bipolar submarine cables increases with the increase of the distance between the two poles. When the flow rate is 0.1 m/s, the vortex have a small improvement effect on the ampacity of the submarine cable. The electric field flips around a temperature difference of 6 °C in the insulation layer. The research results can provide important guidance and reference for the selection of laying methods, and even for the prediction or evaluation of ampacity.

Keywords: 500 kV DC submarine cable; vertical ocean current; electric-thermal coupling; ampacity; ampacity of submarine cables; temperature difference of insulation layer; direct burial laying

(编辑 李栋)

(上接第 68 页)

Virtual power plants participating in day-ahead electricity market bidding strategy considering carbon trading

SHU Zhengyu, ZHU Kaixiang, WANG Can, SHAO Haoran, JIA Kefan

(College of Electrical Engineering & New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: A virtual power plant (VPP) is proposed to aggregate various resources to participate as a whole in both electricity and carbon trading markets. As the scale of VPPs continues to expand, they are transitioning from being price takers to price makers. To this end, this paper treats the VPP as a price maker and proposes a bi-level bidding strategy in the day-ahead electricity market, considering the impact of carbon trading. Firstly, an introduction and analysis of the day-ahead electricity market mechanism, considering carbon trading, are provided. Secondly, based on the Stackelberg game theory, a bi-level bidding model in the day-ahead electricity market is established with the VPP as the bidding entity. The upper-level model aims to maximize the anticipated profit of the VPP, while the lower-level model aims to minimize the system's clearing cost. Considering the uncertainty in wind farm output predictions within the VPP, operators are provided with two bidding strategies; risk-averse and opportunity seeker strategies based on the information gap decision theory (IGDT). Then, utilizing the strong duality theory, the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) optimality conditions, and the big-M method, the bi-level model is simplified into a mixed-integer linear programming problem for resolution. Finally, an example is provided to illustrate the optimal bidding strategy and operation plan for the VPP, along with an analysis of how uncertainty in wind farm output predictions within the VPP affects the expected profit of the VPP. The example shows that VPPs can influence market prices through strategic bidding decisions. After considering carbon trading, the expected revenue of the VPP increased by 5.1% compared to the scenario without carbon trading.

Keywords: virtual power plant (VPP); day-ahead electricity market; carbon trading; bidding strategy; Stackelberg game; information gap decision theory (IGDT)

(编辑 陆海霞)