

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250124

基于两阶段博弈的“资源-机组-平台”型 虚拟电厂能源管理策略

薛美佳¹, 熊小伏¹, 杨堤², 汪松²

(1. 输变电装备技术全国重点实验室(重庆大学), 重庆 400044; 2. 重庆汇智能源有限公司, 重庆 400044)

摘要: 为提升分布式能源资源管理效率, 响应电网差异化调控需求, 解决风光出力不确定性带来的风险问题, 首先提出“资源-机组-平台”型虚拟电厂能源管理架构, 通过能源管理平台与虚拟机组代理商交互增强调度灵活性。其次, 设计两阶段博弈策略。第一阶段构建平台与多虚拟机组主从博弈模型, 平台根据代理商上报的电功率购售需求, 结合配电网电价动态调整与虚拟机组的交易电价。第二阶段引入广义纳什谈判合作博弈, 将运营问题转化为成本最小化与利益分配问题, 揭示“配电网价格波动→平台调价→机组交易策略调整”的联动效应。最后依托 KKT 条件及强对偶理论将双层优化转化为单层混合整数线性规划, 并纳入条件风险价值平抑不确定性风险。所提架构与策略形成“外部基准引导→内部自主调节→风险协同控制”的联动机制, 在多元资源协同优化、风险管控及经济效益提升方面具有显著优势。

关键词: 虚拟电厂; 能源管理; 主从博弈; 广义纳什谈判合作博弈; 条件风险价值

Energy management strategy for “resource-unit-platform” virtual power plants based on a two-stage game framework

XUE Meijia¹, XIONG Xiaofu¹, YANG Di², WANG Song²

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment Technology (Chongqing University), Chongqing 400044, China;

2. Chongqing Huizhi Energy Co., Ltd., Chongqing 400044, China)

Abstract: To enhance the management efficiency of distributed energy resources, meet differentiated grid control requirements, and mitigate risks caused by wind-solar output uncertainties, a “resource-unit-platform” virtual power plant (VPP) energy management architecture is first proposed. The architecture enhances scheduling flexibility through interactions between the energy management platform and virtual unit aggregators. Second, a two-stage game strategy is designed. In the first stage, a master-slave (Stackelberg) game model is established between the platform and multiple virtual units. The platform adjusts the transaction prices offered to the units based on the power purchase and sale requirements reported by the aggregators and the dynamic electricity price of the distribution network. In the second stage, a generalized Nash bargaining cooperation game is introduced to transform the operational issues into one of cost minimization and benefit allocation. This reveals the interdependent effects of “distribution grid price fluctuations → platform price adjustment → unit transaction strategy adjustment”. Finally, by applying the (KKT) conditions and strong duality theory, the bi-layer optimization is reformulated as a single-layer mixed-integer linear programming problem, and conditional value-at-risk (CVaR) is incorporated to mitigate uncertainty-related risks. The proposed architecture and strategy form a coordinated mechanism of “external benchmark guidance → internal autonomous regulation → joint risk control”, offering significantly advantages in multi-resource co-optimization, risk management, and economic performance improvement.

This work is supported by the Key Project of Chongqing’s Technological Innovation and Application Development (No. CSTB2024TIAD-KPX0088).

Key words: virtual power plant; energy management; Stackelberg game; generalized Nash bargaining cooperative game; conditional value-at-risk (CVaR)

基金项目: 重庆市技术创新与应用发展专项重点项目资助 (CSTB2024TIAD-KPX0088)

0 引言

随着碳中和与碳达峰目标的提出,构建新型电力系统成为未来能源发展的关键方向^[1-2]。然而,风能、太阳能等新能源发电的不确定性对电力系统的安全稳定运行和灵活调节能力提出了挑战,传统“源随荷动”的运行模式已难以满足当前电网需求,亟需向“源荷互动”模式转变。需求响应通过价格信号或补贴激励,引导负荷侧用户主动调节用电负荷,成为电力系统中灵活的资源调节手段^[3]。但随着能源互联网和智能电网技术的发展,单一的负荷调节已无法满足复杂电力系统的需求。在此背景下,虚拟电厂(virtual power plant, VPP)作为一种新型能源聚合与管理模式应运而生。与需求响应相比, VPP不仅整合了负荷侧用户的调节能力,还接入了分布式电源、储能系统等多元资源,并通过先进的通信技术和智能控制算法,减少弃风弃光现象,削弱分布式能源资源出力波动性、响应随机性和地理位置分散所带来的负面影响,为电网供需平衡提供了更丰富的调节手段和更灵活的策略^[4-5]。由此, VPP优化调度成为研究热点。文献[6]探讨了 VPP 在电力市场中的参与模式及多样化调度策略。文献[7]分析了风电、光伏出力不确定性及电价波动对 VPP 竞标策略的影响。文献[8]研究火电机组、风光电场等发电单元的最优出力情景,结合电价预测技术,优化了 VPP 内部可转移负荷及发电机组的调度策略。

随着分布式能源在电力系统中占比上升,其响应能力因地理位置、资源类型和技术条件制约,在电网各节点差异显著,若这种差异未得到有效整合优化,将影响调度效率与整体收益。现有研究虽关注此问题,但多聚焦单一类型分布式能源。例如,文献[9]通过聚合可控负荷,构建了考虑资源性能差异的辅助服务优化投标策略。文献[10]通过聚合 5G 基站形成虚拟机组(virtual group, VG),实现实时经济调度,降低控制成本,但均未涉及虚拟电厂内多元灵活性资源的协同优化。此外,现有虚拟电厂控制方式多采用集中式或分布式控制^[11],前者在资源过多时易出现计算瓶颈,后者缺乏整体协同,难以实现资源的灵活组合与优化配置^[12]。因此,如何在考虑资源特性差异的基础上,构建高效灵活的虚拟电厂控制架构,实现多元资源的协同优化与高效管理,成为亟待解决的关键问题。

在能源交易决策中,动态定价模型中的 Stackelberg 主从博弈用于构建一个领导者与多个跟随者之间的定价方案。领导者通过价格激励跟随者调整能源消耗计划,以最大化共同利益^[13]。价格敏

感型领导者通过动态定价协调跟随者间的能源共享,匹配内部净能源偏差^[14]。文献[15-16]构建了虚拟电厂参与日前电力市场投标的主从博弈模型,以最大化 VPP 及社会收益。文献[17]提出了高电价时段减少能源消耗的价格策略。然而,主从博弈中领导者与跟随者均以自身利益最大化为目标,难以实现整体最优收益^[18]。随着点对点能源交易的出现,虚拟机组可直接交易能源,减小对配电网的影响^[19],参与者在上游市场提供固定价格的情况下,本地共享闲置能源并根据合同或贡献分配收益^[20]。文献[21]提出了基于合作博弈的虚拟电厂联盟策略与收益分配机制,文献[22]研究了风电商与电动汽车聚合商的合作博弈利益分配问题。Shapley 值法常用于利益分配,但其计算复杂且参与者顺序会影响结果。在多元灵活性资源组合的虚拟电厂架构下,如何提高电力交易效率与多方经济收益,增强成员参与市场交易的积极性与公平性,是需要解决的关键问题,这既需优化电力交易策略,也需设计合理的收益分配方案。

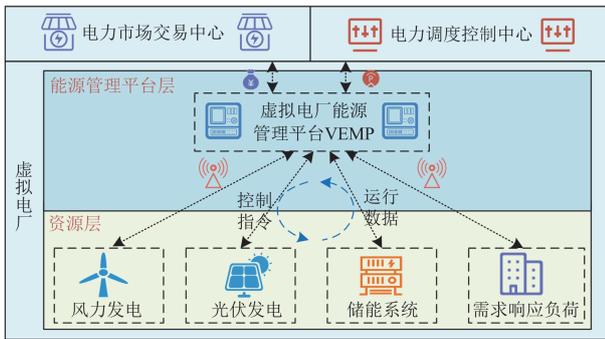
此外,虚拟电厂中分布式能源的随机性可能会导致间歇性能源短缺或过剩,从而引起电力系统的波动,可采用随机规划方法处理这类不确定性^[23]。文献[24-25]以条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)量化分布式能源的不确定性损失,但如何把握风险损失与经济收益的权衡关系,适应不同场景下的不确定性,灵活应对不同风险偏好下的优化需求,还需进一步探索。

综上所述,为了更灵活有效地聚合各类分布式资源,本文探讨面向各类分布式资源的“资源-机组-平台”型虚拟电厂体系架构和能源管理调控策略,建立虚拟电厂能源管理平台(virtual power plant energy management platform, VEMP)与多虚拟机组(virtual groups, VGs)之间的决策博弈模型。同时,针对虚拟机组的不同贡献,考虑点对点电功率交易中的利益分配方法。针对可再生能源参与的虚拟电厂资源不确定性,考虑虚拟电厂能源管理预期损失。最后通过仿真实验验证本文方法的效果,确保模型的有效性和准确性。

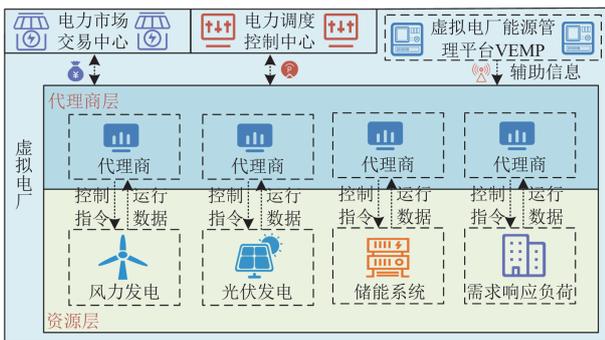
1 “资源-机组-平台”型虚拟电厂能源管理架构

虚拟电厂资源利用有集中式和分布式两种调控模式,均采用双层能量管控流程。如图 1(a)所示,在“资源-平台”型集中式调控模式下,平台可直接调度接入的各类可调资源,但当分布式资源类型

多、调节方式复杂时,平台需同时实现实时计算与决策制定,可扩展性受限。如图1(b)所示,在“资源-代理商”型分布式调控模式中,平台向各代理商提供气象、电价等辅助信息,由代理商调控所辖区域的资源,其模块化结构简单、可扩展性强,但缺乏资源间协同能力,削弱平台直接调控力,难以同时实现交易获利最大化和电网支撑能力提升^[26]。



(a) “资源-平台”型虚拟电厂双层架构图



(b) “资源-代理商”型虚拟电厂双层架构图

图1 虚拟电厂双层架构图

Fig. 1 Two-level architecture of VPP

为兼顾集中式控制的竞争力与分布式控制的运算能力优势,并适配不同区域的资源特性,本文采用集中-分布混合控制模式,构建如图2所示的“资源-机组-平台”型虚拟电厂能源管理架构。

依据地理位置、资源类型及通信控制设施等,可将分布式能源资源分区,形成具有特定功能和属性的管理单元,即虚拟机组,其按“虚拟代理商”或“真实代理商”模式管控,整合管理区域内或权属一致的资源,上报整合后的技术与经济参数至能源管理平台,并依平台确认的发电计划优化内部控制及机组间的合作交易。平台基于虚拟机组的出力和成本特性,参与电力系统集中调度和市场竞价,收集响应信息并处理。机组与平台的功能区分,能使各类能源资源匹配有效的调控策略,提升资源组合与调度灵活性,更适配电网各节点的差异化需求。

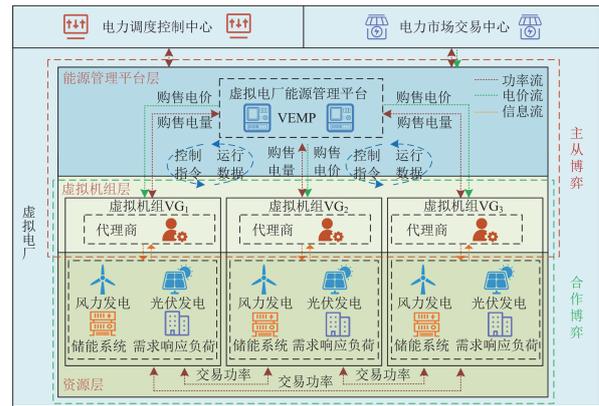


图2 “资源-机组-平台”型虚拟电厂能源管理架构

Fig. 2 Energy management architecture of “resource-group-platform” type VPP

2 虚拟电厂能源管理平台与多虚拟机组间的两阶段博弈模型

2.1 虚拟电厂能源管理平台与多虚拟机组间的两阶段博弈模型整体框架

为实现平台参与电力市场时自身收益最大,各机组在平衡共享资源时成本最小,本文构建了平台与多虚拟机组间的两阶段博弈决策模型,如图3所示。

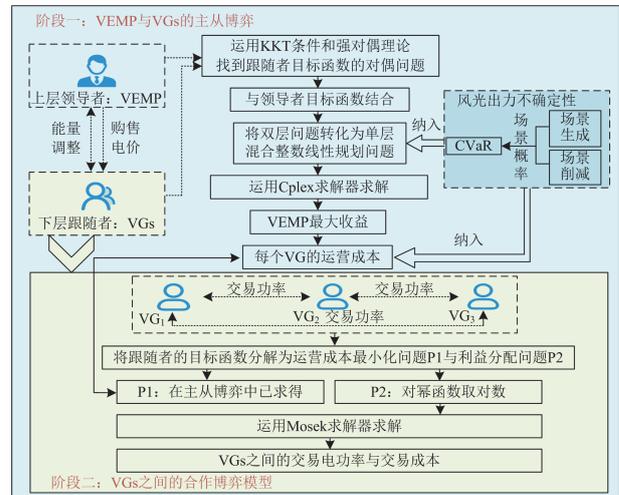


图3 虚拟电厂能源管理平台与多虚拟机组间两阶段博弈模型整体框架

Fig. 3 Overall framework of the two-stage game model between VEMP and VGs

阶段一,平台作为领导者与虚拟机组进行主从博弈,依据机组上报的电功率购售需求,动态设定交易电价,同时考量风光出力不确定性,权衡多场景收益;阶段二,基于阶段一设定的交易电价,机组间开展合作博弈,形成联盟,代理商优化机组与平台的交易功率及成本,并反馈至阶段一以调整电

价设定,按贡献比例分配合作收益,遵循“代理商与机组获利严格等同”的原则,保障决策与利益一致,激励资源协同优化,提升虚拟电厂的整体效率。

2.2 虚拟电厂能源管理平台与多虚拟机组间的主从博弈模型

2.2.1 虚拟电厂能源管理平台模型

虚拟电厂能源管理平台为虚拟机组设定交易电价,鼓励代理商安排内部能源,通过购售电功率交易平衡其供需,减小对配电网的影响。领导者能源管理平台的目标函数表达式为

$$F_{\text{VEMP}} = \max_{\substack{\mu_{\text{Ds}}^{i,t}, \mu_{\text{Ps}}^{i,t}, \\ \mu_{\text{Ps}}^{i,t,w}, \mu_{\text{Ps}}^{i,t,w}}} \sum_{w=1}^{\Omega} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \pi^{i,w} \left(\mu_{\text{Ds}}^{i,t} P_{\text{Ps}}^{i,t,w} - \mu_{\text{Db}}^{i,t} P_{\text{Pb}}^{i,t,w} + \right. \\ \left. \mu_{\text{Ps}}^{i,t} P_{\text{Pb}}^{i,t,w} - \mu_{\text{Ps}}^{i,t} P_{\text{Ps}}^{i,t,w} \right) \quad (1)$$

式中: F_{VEMP} 表示虚拟电厂能源管理平台 VEMP 的收益,等于其与配电网、虚拟机组的交易收益之和; $\mu_{\text{Ds}}^{i,t}$ 为 VEMP 向配电网出售电功率的价格; $\mu_{\text{Db}}^{i,t}$ 为 VEMP 从配电网购买电功率的价格; $\mu_{\text{Ps}}^{i,t}$ 为 VG_i 向 VEMP 出售电功率的价格; $\mu_{\text{Ps}}^{i,t,w}$ 为 VG_i 从 VEMP 购买电功率的价格; $P_{\text{Ps}}^{i,t,w}$ 为 VG_i 向 VEMP 出售的电功率; $P_{\text{Pb}}^{i,t,w}$ 为 VG_i 从 VEMP 购买的电功率; $\pi^{i,w}$ 为 VG_i 内第 w 个风光联合出力场景的概率; 文中风光联合出力场景 $w=1,2,\dots,\Omega$; 一天内时刻 $t=1,2,\dots,T$; 虚拟机组编号 $i=1,2,\dots,N$ 。电价单位均为元/MWh。

在与虚拟机组进行交易的过程中,能源管理平台为其制定的交易电价应满足一定的约束。

$$\mu_{\text{Pb}}^{i,t,\min} \leq \mu_{\text{Pb}}^{i,t} \leq \mu_{\text{Pb}}^{i,t,\max} \quad (2)$$

$$\mu_{\text{Ps}}^{i,t,\min} \leq \mu_{\text{Ps}}^{i,t} \leq \mu_{\text{Ps}}^{i,t,\max} \quad (3)$$

式中: $\mu_{\text{Pb}}^{i,t,\max}$ 、 $\mu_{\text{Pb}}^{i,t,\min}$ 分别为虚拟机组购电电价的上下限; $\mu_{\text{Ps}}^{i,t,\max}$ 、 $\mu_{\text{Ps}}^{i,t,\min}$ 分别为虚拟机组售电电价的上下限。此外,为限制能源管理平台的市场支配力,电价还应满足平均值约束,见式(4)、式(5)。

$$\sum_{t=1}^T \mu_{\text{Pb}}^{i,t} / T \leq \mu_{\text{Pb,ave}}^{i,t} \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^T \mu_{\text{Ps}}^{i,t} / T \geq \mu_{\text{Ps,ave}}^{i,t} \quad (5)$$

式中: $\mu_{\text{Pb,ave}}^{i,t}$ 、 $\mu_{\text{Ps,ave}}^{i,t}$ 分别为 VG_i 的最大平均购电电价和最大平均售电电价。

在交易过程中, VEMP 与配电网的交易电价 $\mu_{\text{Ds}}^{i,t}$ 、 $\mu_{\text{Db}}^{i,t}$ 通过平台目标函数式(1)影响购售电价 $\mu_{\text{Ps}}^{i,t}$ 、 $\mu_{\text{Ps}}^{i,t,w}$, 而 $\mu_{\text{Ps}}^{i,t}$ 、 $\mu_{\text{Ps}}^{i,t,w}$ 又通过式(2)一式(5)的约束条件,构成虚拟机组间交易电价的外部价格基准,

形成“配电网价格波动→平台 VEMP 调价→机组交易策略调整”的联动效应。

2.2.2 虚拟机组模型

博弈中,具有电能生产能力的虚拟机组可自主决策,选择与其他机组直接交易电功率或与平台交易。相关模型通过最大化纳什积优化合作收益,引导机组在物理约束下选择最优交易策略,最小化总成本。下层目标函数式(6)包含无电功率交易时的成本函数与有电功率交易时的成本函数,后者等于内部成本函数与向邻近机组支付的转移成本之和。

$$P_{\text{Pb}}^{i,t,w}, P_{\text{Ps}}^{i,t,w} \in \arg \left\{ \max \prod_{i=1}^N (C_{\text{Non}}^{i,w}(x_{\text{Non}}^{i,w}) - (C_{\text{Tra}}^{i,w}(x_{\text{Tra}}^{i,w}) + C_{\text{Pay}}^{i,w})) \alpha_i^w \right\} \quad (6)$$

式中: $C_{\text{Non}}^{i,w}$ 为无电功率交易时的成本函数; $C_{\text{Tra}}^{i,w}$ 为有电功率交易时虚拟机组内部成本函数; $C_{\text{Pay}}^{i,w}$ 为向邻近机组支付的转移成本; α_i^w 表示 VG_i 在场景 w 下的议价能力; $x_{\text{Non}}^{i,w}$ 和 $x_{\text{Tra}}^{i,w}$ 为 VG_i 的决策变量。

$$\begin{cases} x_{\text{Non}}^{i,w} = \{P_{\text{Pb}}^{i,t,w}, P_{\text{Ps}}^{i,t,w}, P_{\text{Ec}}^{i,t,w}, P_{\text{Ed}}^{i,t,w}, E_{\text{SOC}}^{i,t,w}, P_{\text{cut}}^{i,t,w}\} \\ x_{\text{Tra}}^{i,w} = \{P_{\text{Pb}}^{i,t,w}, P_{\text{Ps}}^{i,t,w}, P_{\text{Ec}}^{i,t,w}, P_{\text{Ed}}^{i,t,w}, E_{\text{SOC}}^{i,t,w}, P_{\text{trading}}^{i,t,w}, P_{\text{cut}}^{i,t,w}\} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{\text{Ec}}^{i,t,w}$ 、 $P_{\text{Ed}}^{i,t,w}$ 、 $E_{\text{SOC}}^{i,t,w}$ 分别为 VG_i 中储能系统的充电功率、放电功率、荷电状态(%); $P_{\text{cut}}^{i,t,w}$ 为 VG_i 中可削减负荷的功率; $P_{\text{trading}}^{i,t,w}$ 为 VG_i 与邻近机组交易的电功率。各项成本的表达式为

$$C_{\text{Non}}^{i,w}(x_{\text{Non}}^{i,w}) = \sum_{t=1}^T [\mu_{\text{Pb}}^{i,t} P_{\text{Pb}}^{i,t,w} - \mu_{\text{Ps}}^{i,t} P_{\text{Ps}}^{i,t,w} + c_{\text{E}}^i (P_{\text{Ec}}^{i,t,w} + P_{\text{Ed}}^{i,t,w}) + c_{\text{cut}}^i P_{\text{cut}}^{i,t,w}] \quad (8)$$

$$C_{\text{Tra}}^{i,w}(x_{\text{Tra}}^{i,w}) = \sum_{t=1}^T [\mu_{\text{Pb}}^{i,t} P_{\text{Pb}}^{i,t,w} - \mu_{\text{Ps}}^{i,t} P_{\text{Ps}}^{i,t,w} + c_{\text{E}}^i (P_{\text{Ec}}^{i,t,w} + P_{\text{Ed}}^{i,t,w}) + c_{\text{cut}}^i P_{\text{cut}}^{i,t,w}] \quad (9)$$

式中: c_{E}^i 为 VG_i 中储能系统的退化成本; c_{cut}^i 为 VG_i 中电负荷削减成本。 $C_{\text{Non}}^{i,w}$ 和 $C_{\text{Tra}}^{i,w}$ 的不同之处在于功率平衡约束式(10)中是否考虑了 $P_{\text{trading}}^{i,t,w}$ 。

VG_i 运行应满足如下约束条件。

1) 电功率平衡约束

$$P_{\text{Pb}}^{i,t,w} + P_{\text{PV}}^{i,t,w} + P_{\text{WT}}^{i,t,w} + P_{\text{Ed}}^{i,t,w} + P_{\text{trading}}^{i,t,w} + P_{\text{cut}}^{i,t,w} = P_{\text{Ps}}^{i,t,w} + P_{\text{pre}}^{i,t,w} + P_{\text{Ec}}^{i,t,w} : \lambda_{\text{pro}}^{i,t,w} \quad (10)$$

式中: $P_{\text{PV}}^{i,t,w}$ 、 $P_{\text{WT}}^{i,t,w}$ 分别为光伏机组、风电机组输出电功率; $P_{\text{pre}}^{i,t,w}$ 为 VG_i 中负荷的预测功率; $\lambda_{\text{pro}}^{i,t,w}$ 为 VG_i 内电功率平衡约束的对偶变量。

2) 虚拟机组联盟内部交易电功率守恒约束

$$\sum_{i=1}^N P_{\text{trading}}^{i,t,w} = 0 : \lambda_{\text{trading}}^{t,w} \quad (11)$$

式中: $\lambda_{\text{trading}}^{t,w}$ 为虚拟机组联盟内部交易电功率守恒约束的对偶变量。

3) 平台和机组之间电功率交易约束

$$0 \leq P_{\text{Pb}}^{i,t,w} \leq P_{\text{Pb},i}^{\max} : \lambda_{\text{Pb}}^{i,t,w} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{\text{Ps}}^{i,t,w} \leq P_{\text{Ps},i}^{\max} : \lambda_{\text{Ps}}^{i,t,w} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{Pb},i}^{\max}$ 、 $P_{\text{Ps},i}^{\max}$ 分别为 VG_i 从 VEMP 购买电功率、 VG_i 向 VEMP 出售电功率的最大值; $\lambda_{\text{Pb}}^{i,t,w}$ 、 $\lambda_{\text{Ps}}^{i,t,w}$ 分别表示 VG_i 与 VEMP 之间购电功率约束、售电功率约束的对偶变量。

4) 储能系统的运行约束

$$0 \leq P_{\text{Ec}}^{i,t,w} \leq P_{\text{Ec},i}^{\max} : \lambda_{\text{Ec}}^{i,t,w} \quad (14)$$

$$0 \leq P_{\text{Ed}}^{i,t,w} \leq P_{\text{Ed},i}^{\max} : \lambda_{\text{Ed}}^{i,t,w} \quad (15)$$

$$E_{\text{SOC},\min}^i \leq E_{\text{SOC}}^{i,t,w} \leq E_{\text{SOC},\max}^i : \lambda_{\text{SOC},\min}^{i,t,w}, \lambda_{\text{SOC},\max}^{i,t,w} \quad (16)$$

$$E_{\text{SOC}}^{i,1,w} E_{\text{cap}}^i = E_{\text{SOC},\text{ini}}^i E_{\text{cap}}^i + \eta_{\text{Ec}}^i P_{\text{Ec}}^{i,1,w} - 1/\eta_{\text{Ed}}^i P_{\text{Ed}}^{i,1,w} : \lambda_{\text{SOC1}}^{i,1,w} \quad (17)$$

$$E_{\text{SOC}}^{i,t,w} E_{\text{cap}}^i = E_{\text{SOC}}^{i,t-1,w} E_{\text{cap}}^i + \eta_{\text{Ec}}^i P_{\text{Ec}}^{i,t,w} - 1/\eta_{\text{Ed}}^i P_{\text{Ed}}^{i,t,w} : \lambda_{\text{SOC1}}^{i,t,w} \quad (18)$$

$$E_{\text{SOC}}^{i,24,w} = E_{\text{SOC},\text{exp}}^i : \lambda_{\text{SOC2}}^{i,w} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{Ec},i}^{\max}$ 、 $P_{\text{Ed},i}^{\max}$ 分别为 VG_i 中储能系统的最大充电、放电功率; $\lambda_{\text{Ec}}^{i,t,w}$ 、 $\lambda_{\text{Ed}}^{i,t,w}$ 分别为储能系统充电、放电功率约束的对偶变量; $E_{\text{SOC},\max}^i$ 、 $E_{\text{SOC},\min}^i$ 分别为储能系统的最大、最小荷电状态; $\lambda_{\text{SOC},\max}^{i,t,w}$ 、 $\lambda_{\text{SOC},\min}^{i,t,w}$ 分别为储能系统最大、最小荷电状态约束的对偶变量; $E_{\text{SOC}}^{i,1,w}$ 、 $E_{\text{SOC}}^{i,24,w}$ 分别为 $t=1$ 时、 $t=24$ 时储能系统的荷电状态; E_{cap}^i 为储能系统的容量; $E_{\text{SOC},\text{ini}}^i$ 、 $E_{\text{SOC},\text{exp}}^i$ 分别为储能系统的初始充电状态与期望充电状态; η_{Ec}^i 、 η_{Ed}^i 分别为储能系统的充电、放电效率; $P_{\text{Ec}}^{i,1,w}$ 、 $P_{\text{Ed}}^{i,1,w}$ 分别为 $t=1$ 时储能系统的充电、放电功率; $\lambda_{\text{SOC1}}^{i,1,w}$ 、 $\lambda_{\text{SOC1}}^{i,t,w}$ 、 $\lambda_{\text{SOC2}}^{i,w}$ 分别为 $t=1$ 时、任意时刻 t 、 $t=24$ 时储能系统容量约束的对偶变量。

5) 可削减负荷的运行约束

$$0 \leq P_{\text{cut}}^{i,t,w} \leq P_{\text{cut},i}^{\max} : \lambda_{\text{cut}}^{i,t,w} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{cut},i}^{\max}$ 为可削减负荷的最大电功率; $\lambda_{\text{cut}}^{i,t,w}$ 为可削减负荷运行约束的对偶变量。

不同代理商在议价过程中的议价能力用 α_i^w 表示, α_i^w 的和等于 1。为鼓励虚拟机组参与直接电功率交易, 合作联盟的收益应大于个体经营收益, 且所有支付总和应等于所有收益总和。

$$\alpha_i^w = \frac{\sum_{t=1}^T P_{\text{trading}}^{i,t,w}}{\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T P_{\text{trading}}^{i,t,w}}, \sum_i \alpha_i^w = 1 \quad (21)$$

$$\begin{cases} C_{\text{Tra}}^{i,w}(x_{\text{Tra}}^{i,w}) + C_{\text{Pay}}^{i,w} \leq C_{\text{Non}}^{i,w}(x_{\text{Non}}^{i,w}) \\ \sum_i C_{\text{Pay}}^{i,w} = 0 \end{cases} \quad (22)$$

2.3 多虚拟机组间的广义纳什谈判合作博弈模型

在虚拟电厂能源管理中, 多个虚拟机组间存在复杂的利益关系与资源优化需求。本文采用广义纳什谈判合作博弈模型, 将下层虚拟机组之间的直接电功率交易问题式(6)进行分解: 先通过 P1 实现机组间能源共享以最小化总运行成本, 再通过 P2 谈判确定利益分配, 激励点对点电功率交易。

P1: 运营成本最小化问题

$$\begin{cases} C_{\text{Operation}}^w = \min \sum_{i=1}^N C_{\text{Tra}}^{i,w}(x_{\text{Tra}}^{i,w}) \\ \text{s.t. 式(10)一式(20)} \end{cases} \quad (23)$$

P2: 利益分配问题

$$\begin{cases} F_{\text{Benefits}}^w = \max \prod_i (\eta^{i,w,*} - C_{\text{Pay}}^{i,w})^{\alpha_i^w} \\ \eta^{i,w,*} = C_{\text{Non}}^{i,w}(x_{\text{Non}}^{i,w}) - C_{\text{Tra}}^{i,w}(x_{\text{Tra}}^{i,w}) \end{cases} \quad (24)$$

式中: $C_{\text{Operation}}^w$ 为虚拟机组运营总成本; F_{Benefits}^w 为虚拟机组合作经济效益; $\eta^{i,w,*}$ 为 VG_i 个体合作剩余(合作较独立运行节省的成本)。

2.4 虚拟电厂内部新能源出力波动性风险管理

由于分布式新能源发电出力不稳定, 使得虚拟电厂的资源调度受到干扰, 平台审核代理商购售电计划时需考量其带来的风险。金融领域常用风险价值(value at risk, VaR)评估投资组合风险, 但其存在非凸性及尾部风险处理难题^[27]。故本文采用条件风险价值作为风险衡量指标, 其反映给定置信水平下超过 VaR 的平均损失^[28], 结合风光联合出力场景概率分布, 测算极端不利情况下风光出力失衡的预期损失, 为虚拟电厂能源管理提供风险预警。

$$\xi_{\gamma} = \sum_{i=1}^N \left(\delta_{\gamma}^i - \frac{1}{1-\gamma} \sum_w \pi^{i,w} \eta^{i,w} \right) \quad (25)$$

$$0 \leq \eta^{i,w} \leq \sum_{t=1}^T (\mu_{\text{Pb}}^{i,t} P_{\text{Pb}}^{i,t,w} - \mu_{\text{Ps}}^{i,t} P_{\text{Ps}}^{i,t,w} + c_{\text{E}}^i (P_{\text{Ec}}^{i,t,w} + P_{\text{Ed}}^{i,t,w}) + c_{\text{cut}}^i P_{\text{cut}}^{i,t,w}) - \delta_{\gamma}^i \quad (26)$$

式中: ξ_{γ} 为 VGs 总成本的 CVaR 值; δ_{γ}^i 为在置信水平 γ 下 VG_i 成本的 VaR 值; $\eta^{i,w}$ 为 VG_i 成本在场景 w 下超过 VaR 的值。

考虑条件风险价值后, VEMP 的收益、有功功率交易时 VG_i 的运行成本分别用 F'_{VEMP} 、 $C_{Tra}^{i,w}(x_{Tra}^{i,w})$ 表示, 相较于式(1)和式(9), 增加了预期收益与风险的权衡, 即风险规避系数 β 乘以 CVaR 值。

$$F'_{VEMP} = \max \sum_{w=1}^{\Omega} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \left(\pi^{i,w} (\mu_{Ds}^{i,t} P_{Ps}^{i,t,w} - \mu_{Db}^{i,t} P_{Pb}^{i,t,w} + \mu_{Pb}^{i,t} P_{Pb}^{i,t,w} - \mu_{Ps}^{i,t} P_{Ps}^{i,t,w}) + \beta \xi_{\gamma} \right) \quad (27)$$

$$C_{Tra}^{i,w}(x_{Tra}^{i,w}) = \min \sum_{t=1}^T \left(c_E^i (P_{Ec}^{i,t,w} + P_{Ed}^{i,t,w}) + c_{cut}^i P_{cut}^{i,t,w} + \beta \xi_{\gamma} \right) \quad (28)$$

3 两阶段博弈模型求解

3.1 基于强对偶理论求解虚拟电厂能源管理平台与多虚拟机组间的主从博弈

本文中, 因式(23)与式(27)含双线性项呈非线性, 故基于 KKT 条件和强对偶理论, 将主从博弈双层问题转化为等效单层问题: 首先, 通过强对偶理论将式(23)最小化问题转为最大化问题, 再与式(27)结合形成非线性单层问题; 继而采用大 M 法替代对偶变量与约束乘积的互补松弛条件, 进一步将问题整理为混合整数线性规划问题, 如式(29)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \sum_{w=1}^{\Omega} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \pi^{i,w} (\mu_{Ds}^{i,t} P_{Ps}^{i,t,w} - \mu_{Db}^{i,t} P_{Pb}^{i,t,w} + \lambda_{pro}^{i,t,w} \cdot \\ (P_{pre}^{i,t} - P_{PV}^{i,t,w} - P_{WT}^{i,t,w}) + \lambda_{Pb}^{i,t,w} P_{Pb}^{max} + \lambda_{Ps}^{i,t,w} P_{Ps}^{max} + \\ \lambda_{Ec}^{i,t,w} P_{Ec,i}^{max} + \lambda_{Ed}^{i,t,w} P_{Ed,i}^{max} + \lambda_{SOC,max}^i E_{SOC,max}^i + \lambda_{SOC,min}^i \cdot (29) \\ E_{SOC,min}^i + \lambda_{SOC2}^{i,w} E_{SOC,exp}^i + \lambda_{SOC1}^{i,w} E_{SOC,ini}^i E_{cap} + \lambda_{cut}^{i,t,w} \cdot \\ P_{cut}^{max} - c_E^i (P_{Ec}^{i,t,w} + P_{Ed}^{i,t,w}) - c_{cut}^i P_{cut}^{i,t,w}) + \beta \xi_{\gamma} \\ \text{s.t. 式(2)一式(5), 式(10)一式(20), 式(25)、式(26)} \end{array} \right.$$

3.2 基于广义纳什谈判求解虚拟机组间的合作博弈

通过求解式(29)得到 VG 间无交易、有交易成本函数 $C_{Non}^{i,w}$ 、 $C_{Tra}^{i,w}$ 及联盟合作交易电功率 $P_{trading}^{i,t,w}$ 后, 计算个体合作剩余 $\eta^{i,w,*}$; 再以最大化纳什积式(24)为目标, 通过对数变换将其转化为凸优化问题。

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{Benefits}^w = \min \sum_i^N (-\alpha_i^w \ln(\eta^{i,w,*} - C_{Pay}^i)) \quad (30) \\ \text{s.t. 式(21)、式(22)} \end{array} \right.$$

利用 Mosek 求解器求解式(30)得到各机组转移成本 $C_{Pay}^{i,w}$, 其符号大小由议价能力 α_i^w 决定, 体现“多贡献多收益”。接着将场景级转移成本 $C_{Pay}^{i,w}$ 按“交易功率占场景总交易功率的比例”分摊, 得到时刻 t 场景 w 下 VG_i 的交易电价。

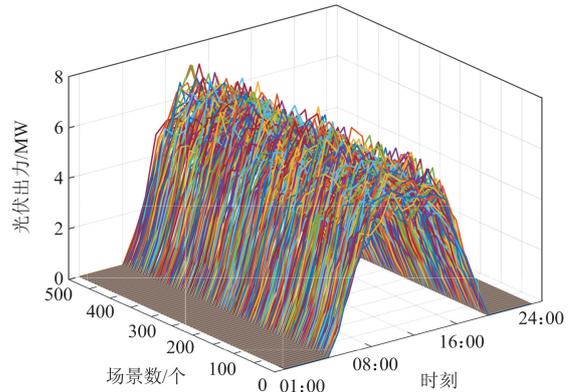
$$\mu_{trade}^{i,w,t} = C_{Pay}^{i,w} \cdot \frac{P_{trading}^{i,w,t}}{\sum_{t=1}^T |P_{trading}^{i,w,t}|} \quad (31)$$

式中: $\mu_{trade}^{i,w,t}$ 表示 VG_i 在时刻 t 场景 w 下, 与邻近机组交易电功率的价格, 若 $\mu_{trade}^{i,w,t} > 0$, 表明 VG_i 在该时刻为购电方, 若 $\mu_{trade}^{i,w,t} < 0$, 则表明其为售电方。

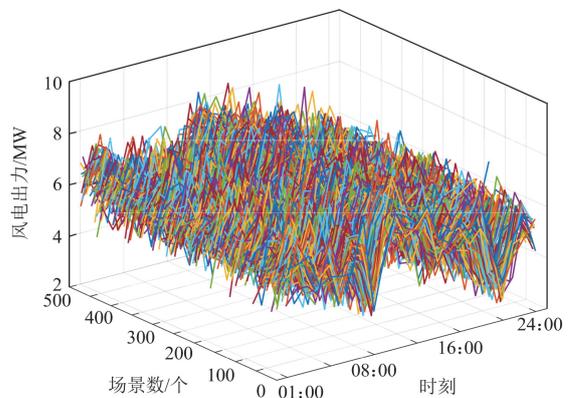
该方法侧重于合作剩余的公平分配, 对实时边际成本、时段差异等联盟动态特性简化处理, 适用于虚拟机组间的长期协作场景, 而非高频交易定价。后续研究可根据实际需求补充更复杂的定价因子。

4 算例分析

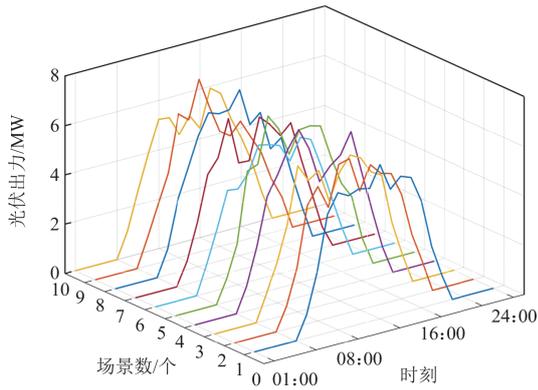
本文以含 1 个能源管理平台和 3 个虚拟机组的虚拟电厂为例测试两阶段博弈调度模型。采用蒙特卡罗法, 基于预测均值和 10%标准差模拟 24 h 的风光出力, 再用概率距离快速削减算法迭代筛选, 将模拟生成的场景削减至 10 个, 保留原始特性。 VG_1 场景筛选前后风光出力情况、等效风光出力情况、虚拟机组内的负荷预测情况以及各场景发生的概率情况分别如图 4—图 7 所示, 分时电价见表 1。



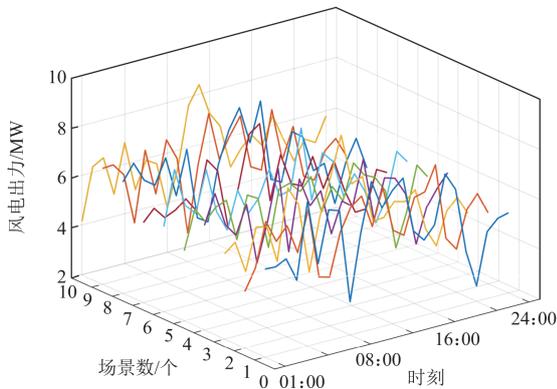
(a) 未进行场景筛选时 VG_1 的 500 个光伏发电场景



(b) 未进行场景筛选时 VG_1 的 500 个风机发电场景



(c) 场景筛选后VG₁的10个光伏发电场景



(d) 场景筛选后VG₁的10个风机发电场景

图4 场景筛选前后的风光出力情况

Fig. 4 Landscape output before and after scene screening

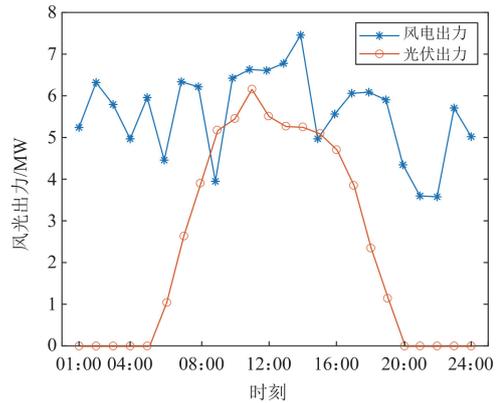


图5 VG₁的等效风光出力情况

Fig. 5 Equivalent wind and PV output of VG₁

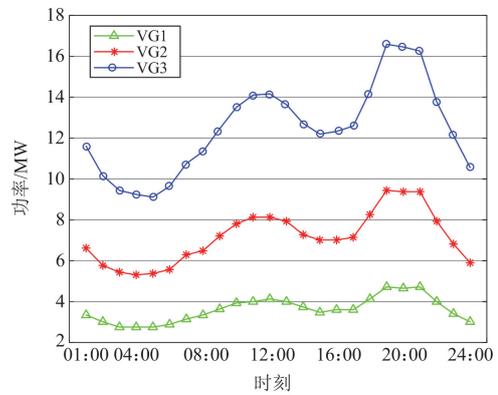
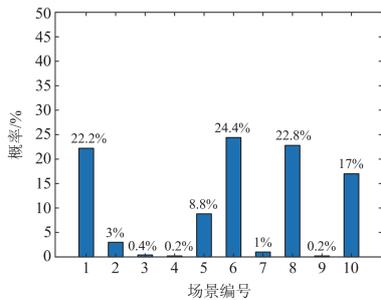
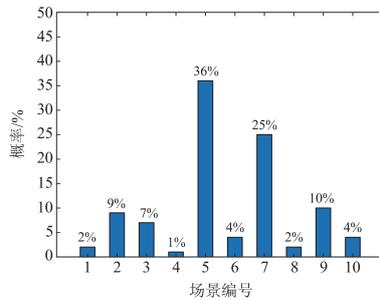


图6 3个虚拟机组内的负荷预测情况

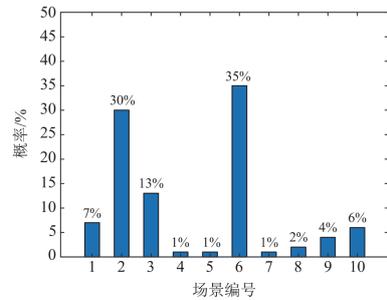
Fig. 6 Load forecasts within the three VGs



(a) VG₁场景筛选后风光联合出力各场景概率



(b) VG₂场景筛选后风光联合出力各场景概率



(c) VG₃场景筛选后风光联合出力各场景概率

图7 场景筛选后各场景发生概率

Fig. 7 Probability of occurrence of each scenario after scenario screening

表1 虚拟电厂能源管理平台和配电网之间的分时电价

Table 1 Time-sharing tariffs between VEMP and the distribution network

时间	元/MWh	
	购电价	售电价
[01:00, 07:00), [23:00, 24:00]	400	350
[07:00, 10:00), [15:00, 18:00), [21:00, 23:00)	790	680
[10:00, 15:00), [18:00, 21:00)	1200	1120

4.1 不同方案对比分析

为证明本文方法的有效性, 设立以下4种方案进行对比分析, 不同方案下的运行结果如表2所示。

方案一: VEMP与多个虚拟机组之间采用主从博弈, 虚拟机组联盟成员间采用合作博弈, 考虑条件风险价值, $\beta = 0.1$, 即本文所提方法。

方案二: VEMP与多个虚拟机组之间采用主从

博弈，虚拟机组联盟成员间不采用合作博弈，考虑条件风险价值， $\beta = 0.1$ 。

方案三：VEMP 与多个虚拟机组之间采用主从博弈，虚拟机组联盟成员间采用合作博弈，但不考虑条件风险价值。

方案四：VEMP 与多个虚拟机组之间采用主从博弈，虚拟机组联盟成员间不采用合作博弈，也不考虑条件风险价值。

表 2 不同方案下的收益情况

Table 2 Benefits and costs under different scenarios

方案	VEMP 收益/元	虚拟机组	成本/元	VGs 间电功率转移成本/元	VGs 联盟总成本/元
一	226 711.46	VG ₁	374 841.14	-91 248.86	1 530 280
		VG ₂	287 127.98	-101 562.02	
		VG ₃	898 310.88	192 810.88	
二	325 033.09	VG ₁	645 600	0	2 303 490
		VG ₂	585 290	0	
		VG ₃	1 072 600	0	
三	99 549.61	VG ₁	349 295.39	-54 184.61	1 450 480
		VG ₂	288 761.08	-69 848.92	
		VG ₃	812 423.53	124 033.53	
四	147 690.17	VG ₁	447 250	0	1 853 920
		VG ₂	409 800	0	
		VG ₃	996 870	0	

方案一合作前后收益对比如表 3 所示。对比方案一与方案二，方案一通过引入合作博弈，促进代理商间点对点交易，减少对平台的依赖，促进电功率在机组间灵活流动，形成局部分布式消耗模式，验证了合作博弈在降本增效中的有效性，虽然平台收益减少 98 321.63 元，但联盟总成本降低 773 210 元，该方案有效降低了系统整体运行成本。

表 3 虚拟机组联盟前后收益分析

Table 3 Benefits analysis before and after VGs alliance

虚拟机组	联盟前成本	联盟后成本	成本节约
VG ₁	645 600	374 841.14	270 758.86
VG ₂	585 290	287 127.98	298 162.02
VG ₃	1 072 600	898 310.88	174 289.12

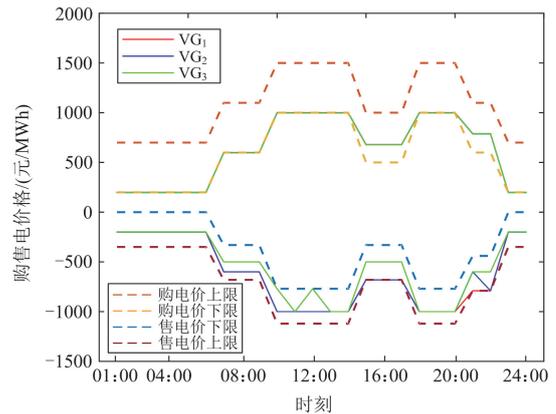
对比方案一与方案三，方案一采用 CVaR 规避新能源不确定性风险，虽使联盟总成本增加 79 800 元，但平台收益增长 127 161.85 元，整体经济效益提高，揭示风险管理与经济效率权衡的必要性。对比方案三与方案四，在均不考虑 CVaR 的条件下，方案三通过虚拟机组合作博弈与点对点交易，使联盟总成本节约 403 440 元，提升能源利用效率。对比方案一与方案四，方案一结合合作博弈策略与 CVaR

风险管理，使联盟运行总成本降低 323 640 元，平台收益增加 79 021.29 元，提高能源调度灵活性与效率，降低高成本风险、提升收益稳定性。此外，方案一通过公平分配合作收益，维护虚拟电厂内部长期合作与稳定运营。

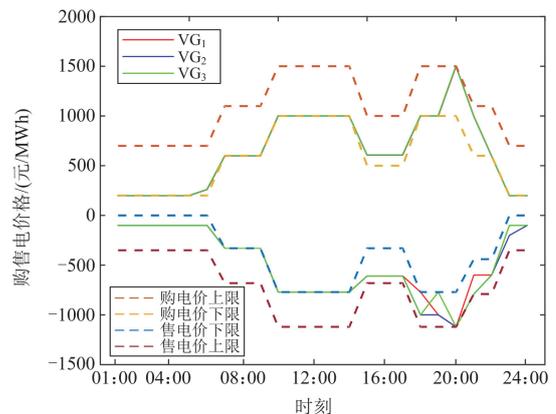
4.2 两阶段博弈结果分析

4.2.1 虚拟电厂能源管理平台与虚拟机组之间的购售电价

对比图 8 发现合作博弈机制显著影响价格波动特性。09:00—12:00 负荷增长，VG₁、VG₂ 光伏出力达到峰值，盈余电功率增大，VG₃ 负荷增加，净需求差异突出。虚拟机组点对点交易实现局部供需平衡，降低对平台交易依赖，平台基于配电网中等价格区间制定策略，无需频繁调价，图 8(b)中的售电价波动区间较图 8(a)明显收窄；17:00—21:00 负荷处于峰值，各机组净需求趋同，VG₁、VG₂ 新能源盈余不足，VG₃ 负荷缺口大，内部交易难平衡供需，部分机组依赖平台购售电。平台根据配电网



(a) 虚拟机组之间无电功率交易



(b) 虚拟机组之间有电功率交易

图 8 无/有电功率交易时虚拟机组的购售电价

Fig. 8 Purchase and sale price of electricity for VGs without/with power trading

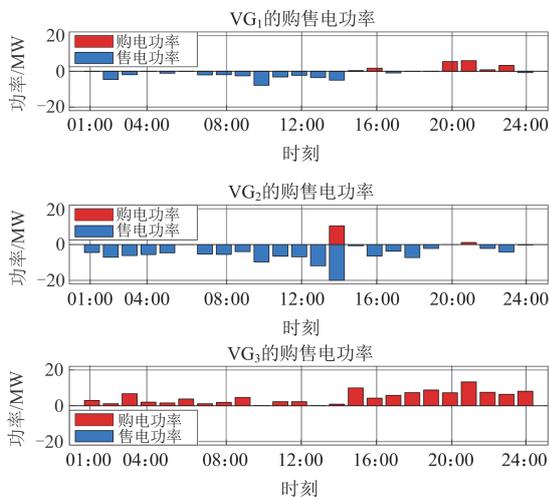
电价梯度调整售电价以最大化收益, 机组因高负荷刚性需求, 对平台购电价格不太敏感, 形成“供需临界平衡状态时的策略性博弈”, 图 8(b)中的售电价波动幅度和频率高于图 8(a)。

上述现象表明, 价格波动与负荷水平、净需求差异及合作交易能力密切相关: 负荷为峰值且净需求趋同, 平台与机组博弈加剧导致电价振荡; 负荷为中等水平且净需求差异大, 合作交易通过局部平衡降低平台干预、平抑波动。验证合作交易提升价格稳定性的有效性, 在净需求差异化场景下实现资源高效配置, 体现混合控制模式对不同负荷情境的适应性能力。

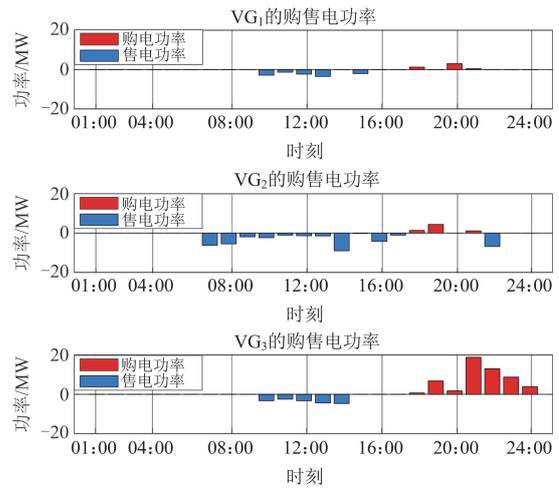
4.2.2 虚拟电厂能源管理平台与虚拟机组之间的购售电功率

虚拟机组内部无/有电功率交易时, 平台与机组的购售电功率如图 9 所示。合作博弈形成联盟后, 机组与平台购售电功率显著减少。由表 2 可知, 方案一与方案二相比, 方案一平台收益降低 30.25%, 但虚拟机组联盟总成本节约 33.57%, 本质是机组通过本地化交易降低对平台的依赖性, 将集中式交易转为自主协同。高峰时段机组优先内部交易满足负荷需求, 避免高价购电, 减少储能充电与负荷削减成本。尽管平台收益随交易功率减少而下降, 但其通过降低配电网高电价的依赖性、结合 CVaR 模型平抑风光波动风险, 实现系统风险与收益的再平衡。

“资源-机组-平台”架构通过双层博弈形成“平台让利-机组增效”机制: 平台适度舍弃短期收益, 换取机组深度协同, 机组通过本地化交易平抑供需波动, 减少弃电与高价购电。该模式从“单一收益导向”转向系统效率优先, 旨在降低联盟总成本, 并提升其整体运营效益, 验证两阶段博弈策略的有效性。



(a) 虚拟机组之间无电功率交易



(b) 虚拟机组之间有电功率交易

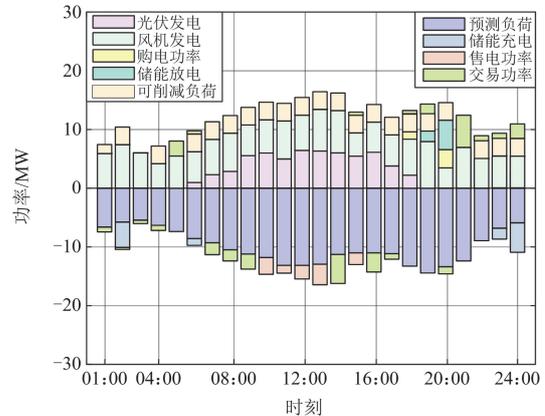
图 9 无/有电功率交易时虚拟机组的购售电功率

Fig. 9 Purchased and sold power for VGs without/with power trading

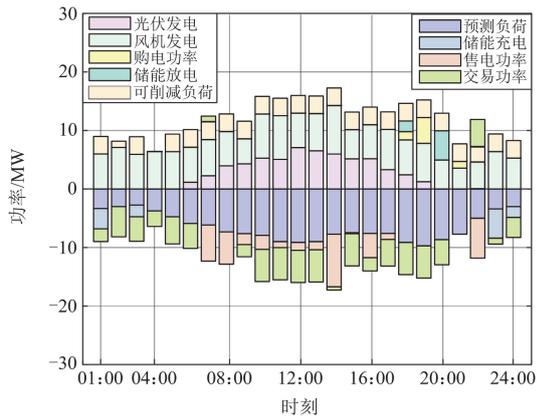
4.3 虚拟机组调度结果分析

基于方案一对图 10 进行分析可知: 夜间至清晨, 风速增强提升风电充裕度, 白天光照充足, 光伏机组多发。负荷低谷阶段(如 01:00—06:00、15:00—17:00、22:00—24:00)风电过剩, 余电存入储能系统, VG_3 购入适配电量并为储能充电, 优化电能利用。负荷高峰时段(如 10:00—14:00、18:00—20:00), 虚拟机组通过合作交易减少平台购电, 于售电高价期售电增加收益; 储能放电满足高峰需求, 可削减负荷根据自身利益与最大可削减容量调整实际调度功率。 VG_3 因负荷需求高、风电出力有限, 无交易时高度依赖平台, 联盟形成后, 其能源缺口由 VG_1 、 VG_2 售电填补, 三者实现自身平衡并提升运营收益。

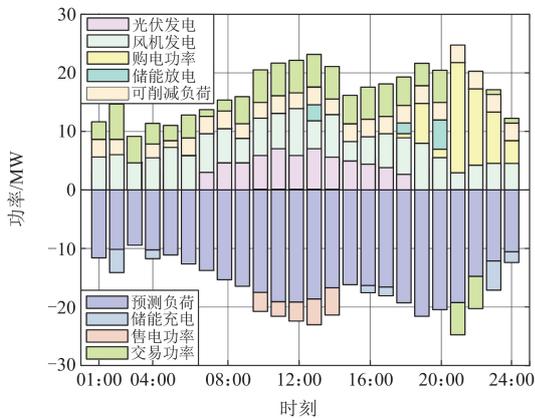
由图 11 可以看出, 虽各时段交易功率存在波动, 但机组间交易总量保持动态平衡, 说明该机制兼具经济优势, 在供需响应中稳定性与调节效率较高。



(a) VG_1 的电功率平衡图



(b) VG₂的电功率平衡图



(c) VG₃的电功率平衡图

图 10 有电功率交易时 3 个虚拟机组的调度结果

Fig. 10 Scheduling results of three VGs with power trading

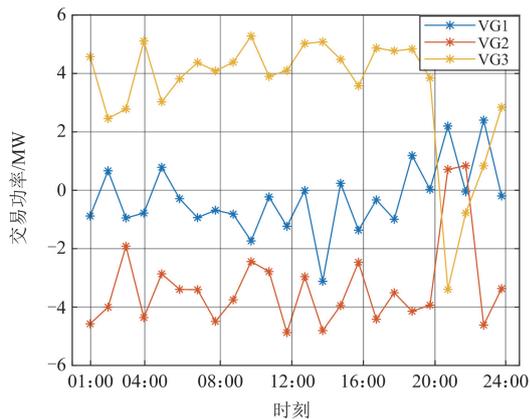


图 11 3 个虚拟机组的合作交易功率

Fig. 11 Cooperative transaction power for three VGs

4. 4 风险规避分析

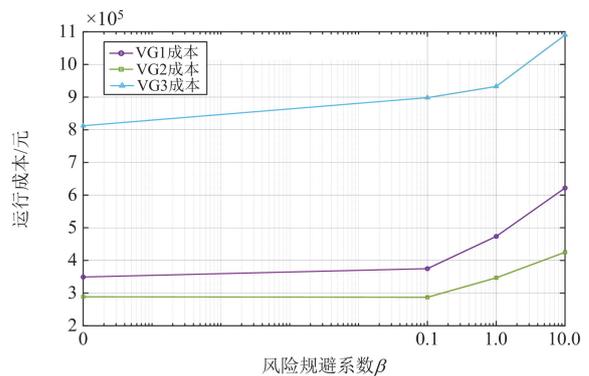
现代投资理论中, 风险规避系数 β 源于效用理论, 通过效用函数凹度量化风险厌恶程度: β 值越大, 风险规避倾向越强, 保守型 VEMP 和代理商倾

向于选择较大 β 值以增加风险规避权重; 追求高收益者可选较低 β 值, 但需承担高风险。为验证其应对新能源不确定性风险的效用, 在 0.95 置信度下, 本节对比 4 种 β 值下虚拟机组的成本及 CVaR 值, 见表 4 和图 12。

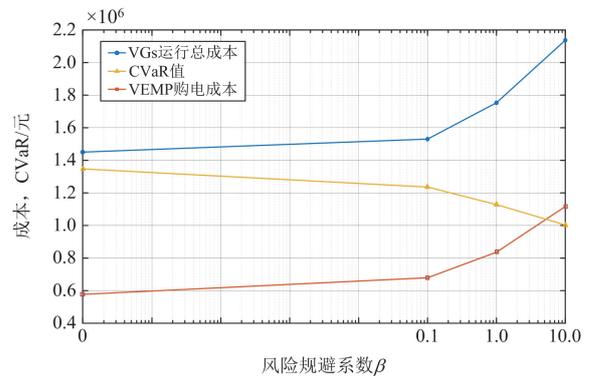
表 4 风险规避系数的影响

Table 4 Impact of risk aversion coefficients

成本/元	$\beta = 0$	$\beta = 0.1$	$\beta = 1$	$\beta = 10$
VG ₁ 运行成本	349 295.39	374 841.14	473 681.34	621 835.57
VG ₂ 运行成本	288 761.08	287 127.98	346 810.53	425 064.61
VG ₃ 运行成本	812 423.53	898 310.88	932 758.67	1 090 253.81
VGs 运行总成本	1 450 480	1 530 280	1 753 250.54	2 137 153.99
VEMP 购电成本	577 490	679 340	836 195	1 116 670
CVaR	1 347 405	1 236 100	1 128 420	1 003 100



(a) 3 个虚拟机组的运行成本随风险规避系数的变化



(b) 虚拟机组运行总成本、CVaR值与VEMP购电成本随风险规避系数的变化

图 12 不同风险系数下的 VPP 用能成本及 CVaR 值

Fig. 12 VPP energy costs and CVaR values with different risk factors

5 结论

本文提出基于两阶段博弈的“资源-机组-平台”型虚拟电厂能源管理策略,通过混合控制架构与双层博弈模型,实现分布式能源的高效聚合与风险协同控制,主要结论如下。

1) 架构创新与资源协同:通过“资源-机组-平台”三层架构分区聚合分布式能源,构建平台与机组代理商的交互机制,融合集中式协同优势与分布式决策效率。机组基于资源特性参与内部合作交易,配合平台主从博弈形成电价联动机制,建立“配电网价格波动→平台调价→机组策略调整”的分层响应链,显著提升资源调度灵活性与共享经济性。

2) 博弈模型与风险控制:主从博弈通过强对偶理论转化优化问题,明确平台定价与机组交易的互动机理,构建外部市场与内部调度的传导机制;合作博弈基于广义纳什谈判实现贡献度与收益匹配的公平分配,激励机组通过点对点交易平抑供需波动。引入 CVaR 量化风光不确定性,形成“外部基准引导→内部自主调节→风险协同控制”的闭环体系,兼顾风险可控与收益提升。

3) 效益验证与应用价值:算例显示,该策略使平台收益提升 53.50%,机组联盟总成本降低 17.46%,验证了双层博弈模型在优化购售电策略、降低成本及应对新能源不确定性方面的有效性。

综上,该策略能够显著提升电能管理效率、经济效益与风险控制能力,为虚拟电厂优化运行提供支撑。未来需在优化分区策略、制定动态电价及政策机制等方向进行进一步探索,推动虚拟电厂向智能化、高效化与可持续方向发展。

参考文献

- [1] 鲁宗相, 黄瀚, 单葆国, 等. 高比例可再生能源电力系统结构形态演化及电力预测展望[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 12-18.
- [2] 王佳, 吴任博, 肖健, 等. 新型电力系统能源调度与碳排放计价优化方法研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(10): 17-25.
- [3] 杨力帆, 周鲲, 齐增清, 等. 基于需求响应的虚拟电厂多时间尺度优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(3): 10-21.
- [4] 罗翼婷, 杨洪明, 牛犇, 等. 考虑多风能预测场景的虚拟电厂日内滚动柔性优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 51-59.
- [5] 张宁, 贾焦心, 李博强, 等. 计及碳交易的气-电耦合型虚拟电厂运行策略优化研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(8): 20-28.
- [6] 董文略, 王群, 杨莉. 含风光水的虚拟电厂与配电公司协调调度模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 75-81, 207.
- [7] 赵丰明, 樊艳芳. 分时电价影响下的多能源虚拟电厂双层优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(20): 33-40.
- [8] 高明, 曾平良, 李亚楼, 等. 考虑需求侧响应的虚拟电厂优化调度[J]. 电力科学与工程, 2020, 36(11): 45-52.
- [9] 关舒丰, 王旭, 蒋传文, 等. 基于可控负荷响应性能差异的虚拟电厂分类聚合方法及辅助服务市场投标策略研究[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 933-944.
- [10] 关舒丰, 王旭, 蒋传文, 等. 基于可控负荷响应性能差异的虚拟电厂分类聚合方法及辅助服务市场投标策略研究[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 933-944.
- [11] 张高. 含多种分布式能源的虚拟电厂竞价策略与协调调度研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2019.

- distributed energy sources[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2019.
- [12] 黄宇翔, 陈皓勇, 牛振勇, 等. 基于“能量-信息-价值”三层网络的虚拟电厂架构及运行关键技术综述[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(24): 169-187.
HUANG Yuxiang, CHEN Haoyong, NIU Zhenyong, et al. A review of key technologies for virtual power plant architecture and operation based on energy-information-value three-layer network[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(24): 169-187.
- [13] 郝元钊, 吴豫, 苗福丰, 等. 基于不动点映射的多微网与配电网主从博弈定价策略及均衡求解方法[J]. 电测与仪表, 2023, 60(11): 37-44.
HAO Yuanzhao, WU Yu, MIAO Fufeng, et al. Fixed point mapping-based master-slave game pricing strategy and equilibrium solution method for distribution networks with multi-microgrids[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(11): 37-44.
- [14] LIU Nian, YU Xinghuo, WANG Cheng, et al. Energy sharing management for microgrids with PV prosumers: a Stackelberg game approach[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(3): 1088-1098.
- [15] 彭超逸, 徐苏越, 顾慧杰, 等. 基于主从博弈的虚拟电厂参与多元竞争市场投标策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 125-137.
PENG Chaoyi, XU Suyue, GU Huijie, et al. Study on bidding strategy of virtual power plant in multi-competitive market based on master-slave game[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 125-137.
- [16] 朱永胜, 常稳, 武东亚, 等. 考虑充放储一体站与电动汽车互动的主从博弈优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 157-167.
ZHU Yongsheng, CHANG Wen, WU Dongya, et al. Master-slave game optimal scheduling strategy considering the interaction between charging, discharging and storage integrated station and electric vehicle[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 157-167.
- [17] YU M, HONG S. A real-time demand- response algorithm for smart grids: a Stackelberg game approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 879-888.
- [18] 李欣煜, 许刚, 王小明, 等. 基于主从博弈的源荷协同优化调度策略研究[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(12): 1-9.
LI Xinyu, XU Gang, WANG Xiaoming, et al. Research on the source-load collaborative optimization scheduling strategy based on master-slave game[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(12): 1-9.
- [19] WAYES T, SAHA T K, YUEN C, et al. Grid influenced peer-to-peer energy trading[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1407-1418.
- [20] LI Guanguan, LI Qiqiang, SONG Wen, et al. Incentivizing distributed energy trading among prosumers: a general Nash bargaining approach[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 131.
- [21] 陈志永, 胡平, 别朝红, 等. 基于合作博弈的虚拟电厂联盟策略与收益分配机制研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(1): 39-46, 64.
CHEN Zhiyong, HU Ping, BIE Zhaohong, et al. Research on alliance strategy and benefit distribution mechanism of virtual power plant based on cooperative game[J]. Smart Power, 2024, 52(1): 39-46, 64.
- [22] 刘立洲, 龚锦霞. 基于改进 Shapley 算法的虚拟电厂博弈模型分析[J]. 电测与仪表, 2022, 59(12): 41-47.
LIU Lizhou, GONG Jinxia. Analysis of virtual power plant game model based on improved Shapley algorithm[J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2022, 59(12): 41-47.
- [23] ZADSAR M, SEBTAHMADI S S, KAZEMI M, et al. Two stage risk based decision making for operation of smart grid by optimal dynamic multi-microgrid[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 118.
- [24] LIU Nian, CHENG Minyang, YU Xinghuo, et al. Energy-sharing provider for PV prosumer clusters: a hybrid approach using stochastic programming and Stackelberg game[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 65(8): 6740-6750.
- [25] CAMPOS DO PRADO J, QIAO W. A stochastic bilevel model for an electricity retailer in a liberalized distributed renewable energy market[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2803-2812.
- [26] 宋天琦, 吕志鹏, 宋振浩, 等. 虚拟电厂规模化灵活资源聚合调控框架研究与思考[J]. 中国电力, 2024, 57(1): 2-8.
SONG Tianqi, LÜ Zhipeng, SONG Zhenhao, et al. Research and thinking on flexible resource aggregation and regulation framework for virtual power plant scale-up[J]. Electric Power, 2024, 57(1): 2-8.
- [27] LI Guanguan, LI Qiqiang, LIU Yi, et al. A cooperative Stackelberg game based energy management considering price discrimination and risk assessment[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 135.
- [28] 李东东, 仇文杰, 周波, 等. 考虑源荷相关性及条件风险价值的综合能源系统参与电能-备用市场优化[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(18): 24-34.
LI Dongdong, QIU Wenjie, ZHOU Bo, et al. Optimization of integrated energy system participation in electricity energy-standby markets considering source-load correlation and conditional value-at-risk[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 24-34.

收稿日期: 2025-02-07; 修回日期: 2025-09-10

作者简介:

薛美佳(2001—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统保护与控制、考虑新能源的电力系统运行与调度; E-mail: 3091065049@qq.com

熊小伏(1962—), 男, 博士生导师, 教授, 研究方向为电力系统保护与控制、智能电网与智能变电站技术、新能源并网故障分析等。E-mail: cqquxf@vip.sina.com

(编辑 许威)