

考虑条件风险价值的多源协调优化运行策略

钱仲豪¹, 胡骏¹, 沈思辰², 秦婷¹, 马晗怡¹, 王小栋¹, 冯曹毅¹, 卫志农²

(1. 国网江苏省电力有限公司南通供电分公司, 江苏省 南通市 226000;

2. 河海大学能源与电气学院, 江苏省 南京市 211100)

Multi-Power Coordinated Optimization Operation Strategy Considering Conditional Value at Risk

QIAN Zhonghao¹, HU Jun¹, SHEN Sichen², QIN Ting¹, MA Hanyi¹, WANG Xiaodong¹,
FENG Caoyi¹, WEI Zhinong²

(1. Nantong Power Supply Branch of State Grid Jiangsu Electric Power Co., LTD., Nantong 226000, Jiangsu Province, China;

2. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, Jiangsu Province, China)

摘要: 为实现双碳目标, 电力系统呈现多种电源广泛接入的趋势。提出一种多源协调双层优化运行模型, 上层模型将光伏、燃气轮机、储能等多种电源聚合为虚拟电厂, 通过优化实现虚拟电厂整体的调度成本最小, 针对光伏出力的不确定性, 采用条件风险价值理论对风险进行度量; 下层模型为系统出清模型, 该模型以系统总成本最小为优化目标, 考虑虚拟电厂与火电机组、柴油机组参与竞标, 输出虚拟电厂实际中标容量返回给上层, 使得虚拟电厂可根据实际中标容量调整各电源出力。为求解所构模型, 采用卡罗斯-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件和强对偶理论将双层模型转化为单层模型。最后, 通过算例验证模型有效性, 结果表明, 多源协调运行参与系统调度, 能有效减少系统运行成本, 提高可再生能源消纳率。

关键词: 虚拟电厂; 多源优化; 双层模型; 条件风险价值

ABSTRACT: In order to achieve carbon peaking and carbon neutrality goals, the power system presents the trend of extensive access of multiple power sources. A multi-power coordination bi-level optimal operation model was proposed. In the upper level model, photovoltaic, gas turbine, energy storage and other power sources were aggregated into the virtual power plant, and the overall dispatching cost of virtual power plant was minimized through optimization. In addition, the conditional value at risk theory was adopted to measure the risks in view of the uncertainty of photovoltaic output.

基金项目: 国家自然科学基金项目(52077060); 国网江苏省电力有限公司科技项目(J2022114)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (52077060); Science and Technology Program of State Grid Jiangsu Electric Power Co., LTD. (J2022114).

The lower level model was the system clearing model, which took the minimum total cost of the system as the optimization objective. It can consider the virtual power plant, thermal power units and diesel units to participate in the bidding, and output the actual bidding capacity of the virtual power plant back to the upper level, so that the virtual power plant can adjust the power output according to the actual bidding capacity. In order to solve the constructed model, Karush-Kuhn-Tucker (KKT) condition and strong duality theory were used to transform the bi-level model into a single-level model. Finally, an example was given to verify the validity of the model, the results show that the coordinated operation of multiple power sources can effectively reduce the operating cost of the system and improve the consumption rate of renewable energy.

KEY WORDS: virtual power plant; multi-power optimization; bi-level model; conditional value at risk

0 引言

近年来, 在日益增长的能源需求和环境问题的压力下, 各国都在大力发展可再生能源, 构建清洁低碳、安全高效能源体系^[1]。随着“双碳”战略目标的提出以及新型电力系统的建设, 我国可再生能源实现跨越式发展。然而, 可再生能源出力因受环境因素影响而具有波动性, 威胁电力系统的稳定运行。因此, 多种电源协调优化调度成为解决可再生能源消纳问题的有效方法^[2-4]。

针对多源协调优化运行, 文献[5]总结了风光

水火储多能互补构建原则，对多能互补项目不同模式的发展路径进行了详细分析。文献[6-7]基于虚拟电厂(virtual power plant, VPP)技术对多种电源进行协同优化调度，提高风光消纳率。文献[8]建立了多时间尺度的多源优化调度模型，采用了场景分析法描述预测的不确定性。文献[9]构建了含风、光、储能的多目标优化调度模型，通过协调运行和能量互补提高风光消纳量及电网运行可靠性。

多种电源经过聚合后可以参与市场竞标，提高市场主体的经济性。文献[10]建立了含风电的供应商参与多源市场竞标模型，通过增加风电比例来降低市场电价。文献[11]建立了含光伏、储能、电动汽车的虚拟电厂合作能源交易模型，协调多种能源参与电力市场。文献[12-13]构建了多源聚合商参与电力市场出清双层模型，聚合商作为价格制定者，其竞标策略影响市场出清电价。

可再生能源发电具有较高随机性，会给系统运行带来潜在风险。条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)平衡利益与风险的决策过程，广泛应用于电力系统的风险规避、风险衡量和风险约束等风险管理中^[14]。文献[15]考虑光伏随机性，提出了一种基于CVaR的多源实时滚动的能量管理模型。文献[16]通过虚拟电厂和产消者将多种分布式电源聚合为整体进行分布式交易，采用CVaR理论处理光伏出力的不确定性。文献[17]采用了CVaR理论量化光伏出力和室外温度的不确定性，得到含多源楼宇最优调度策略。

目前对于含可再生能源的多源系统，缺少相应聚合、统一调度管理和市场竞争技术。对于多市场主体竞标模型，含可再生能源的市场主体具有不确定性，缺少对该风险的衡量方法的研究。本文在已有研究的基础上，首先，采用VPP技术对多种电源进行协调优化和能量管理，实现多电源统一调控。然后，建立VPP双层优化模型，同时考虑自身调度成本和系统总成本最小化，得到最优运行策略。采用卡罗斯-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件和强对偶理论将双层模型转化为单层模型进行求解。最后，针对VPP内部光伏出力的不确定性，采用CVaR理论对风险进行量化，提高系统运行的经济性和稳定性。

1 多源优化模型框架

光伏、储能等能源具有分散、灵活性高的特点。为了实现多源集中调控，VPP通过先进的通信、控制、计量等手段实现多种能源的聚合管控，提高可再生能源消纳率^[18-19]。本文构建的多源优化模型框架如图1所示。上层模型中，VPP聚合燃气轮机、储能、可削减负荷和光伏等能源，在多场景光伏出力下通过协调优化调度，平抑光伏出力的不确定性，最小化调度成本，得到确定性的投标策略并传递到下层模型。下层模型中，电力系统根据负荷需求调度VPP、火电机组和柴油机组，实现系统成本最小化，得到各参与主体的实际中标量，反馈到上层模型，VPP根据实际中标量重新规划各能源出力。通过双层模型优化，得到VPP最优协调优化运行策略。

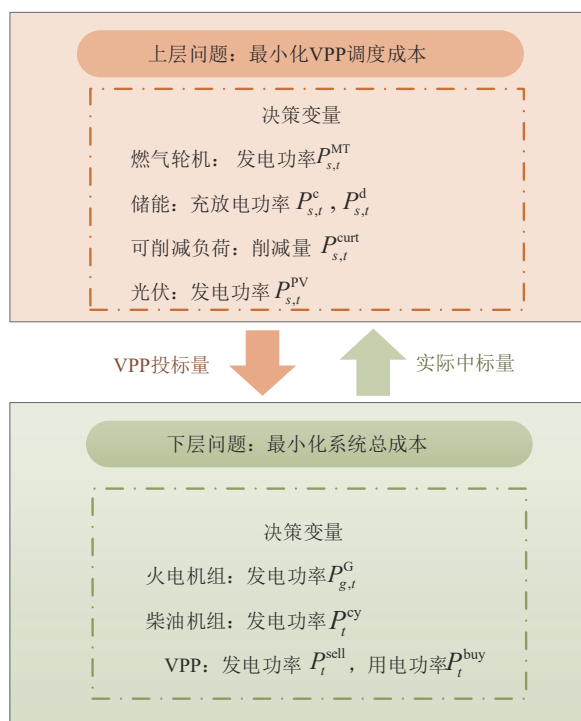


图1 多源优化模型框架

Fig. 1 Multi-power optimization model framework

2 双层优化模型

2.1 上层优化模型

2.1.1 模型目标函数

VPP聚合光伏、燃气轮机、储能以及内部可削减负荷，VPP以调度成本最小为目标对内部能

源进行协调优化。

$$\min \sum_s \sum_t \rho_s (C_t^{\text{buy}} - C_t^{\text{sell}} + C_{s,t}^{\text{MT}} + C_{s,t}^{\text{ESS}} + C_{s,t}^{\text{cut}}) \quad (1)$$

式中： s 为光伏出力场景； t 为交易时段； ρ_s 为光伏出力场景 s 的概率； C_t^{buy} 和 C_t^{sell} 分别为VPP向系统购电和售电成本； $C_{s,t}^{\text{MT}}$ 为燃气轮机运行成本； $C_{s,t}^{\text{ESS}}$ 为储能运行成本； $C_{s,t}^{\text{cut}}$ 为可削减负荷削减成本。各成本具体计算公式如下。

购售电成本：

$$C_t^{\text{buy}} = c_t^{\text{DAbuy}} P_t^{\text{buy}} \quad (2)$$

$$C_t^{\text{sell}} = c_t^{\text{DAsell}} P_t^{\text{sell}} \quad (3)$$

式中 c_t^{DAbuy} 和 c_t^{DAsell} 分别为VPP购电和售电的价格。

燃气轮机成本：

$$C_{s,t}^{\text{MT}} = c_{s,t}^{\text{MT}} P_{s,t}^{\text{MT}} \quad (4)$$

式中 $c_{s,t}^{\text{MT}}$ 为燃气轮机单位发电成本。

储能成本：

$$C_{s,t}^{\text{ESS}} = \varepsilon^c P_{s,t}^c + \varepsilon^d P_{s,t}^d \quad (5)$$

式中 ε^c 和 ε^d 分别为储能的充、放电耗散系数^[20]。

可削减负荷成本：

$$C_{s,t}^{\text{cut}} = c_{s,t}^{\text{cut}} P_{s,t}^{\text{curt}} \quad (6)$$

式中： $c_{s,t}^{\text{cut}}$ 为负荷削减单位成本，用于补偿用户的不舒适度； $P_{s,t}^{\text{curt}}$ 为削减负荷量。

2.1.2 模型约束条件

燃气轮机约束：

$$P^{\min} \leq P_{s,t}^{\text{MT}} \leq P^{\max} \quad (7)$$

$$-r^d \leq P_{s,t}^{\text{MT}} - P_{s,t-1}^{\text{MT}} \leq r^u \quad (8)$$

式中： $P^{\min}$ 和 $P^{\max}$ 分别为燃气轮机最小和最大输出功率； r^u 和 r^d 分别为燃气轮机的向上和向下爬坡率。

储能约束：

$$0 \leq P_{s,t}^c \leq P^{c,\max} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{s,t}^d \leq P^{d,\max} \quad (10)$$

$$S_{s,t} = S_{s,t-1} + \eta^c P_{s,t}^c - \frac{P_{s,t}^d}{\eta_d} \quad (11)$$

$$S^{\min} \leq S_{s,t} \leq S^{\max} \quad (12)$$

式中： $P^{c,\max}$ 和 $P^{d,\max}$ 分别为储能的最大充电和放电功率； $S_{s,t}$ 为储能的荷电状态； $S^{\min}$ 和 $S^{\max}$ 分别为最小和最大储电量； η^c 和 η^d 分别为储能的充电和放电效率。

可削减负荷约束：

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{curt}} \leq k^{\text{curt}} P_t^{\text{base}} \quad (13)$$

式中： k^{curt} 为负荷可削减比例； P_t^{base} 为负荷基准值。

功率平衡约束：

$$Q_t^{\text{sell}} - Q_t^{\text{buy}} + P_{s,t}^c + P_t^{\text{base}} - P_{s,t}^{\text{curt}} = P_{s,t}^{\text{PV}} + P_{s,t}^{\text{MT}} + P_{s,t}^d \quad (14)$$

式中 Q_t^{buy} 和 Q_t^{sell} 分别为VPP购电和售电投标容量。

投标容量约束：

$$0 \leq Q_t^{\text{buy}} \leq Q_t^{\text{buy,max}} \quad (15)$$

$$0 \leq Q_t^{\text{sell}} \leq Q_t^{\text{sell,max}} \quad (16)$$

式中 $Q_t^{\text{buy,max}}$ 和 $Q_t^{\text{sell,max}}$ 分别为VPP购售电投标量上限。需要说明的是，由于VPP具有生产者和消费者2种身份，根据内部多种能源调度情况决定向系统购电或售电，因此本文将VPP的2种身份分开，分别设置购售电投标上限。经过下层模型优化后，VPP根据实际购售电中标量调整运行策略。

2.2 下层优化模型

2.2.1 下层模型目标函数

下层问题中，系统根据负荷供给和需求关系进行出清，确定中标容量。假设由火电机组、柴油机组和VPP进行供电，目标函数为系统成本最小。

$$\min \sum_g \sum_t C_{g,t}^G + \sum_t (C_t^{\text{cy}} - C_t^{\text{buy,down}} + C_t^{\text{sell,down}}) \quad (17)$$

式中： $C_{g,t}^G$ 为火电机组 g 发电成本； C_t^{cy} 为柴油机组发电成本； $C_t^{\text{buy,down}}$ 为VPP购电成本； $C_t^{\text{sell,down}}$ 为VPP售电成本。各成本具体计算公式如下。

火电机组发电成本：

$$C_{g,t}^G = c_g^G P_{g,t}^G \quad (18)$$

式中 c_g^G 为火电机组 g 单位发电成本。

柴油机组发电成本：

$$C_t^{\text{cy}} = c^{\text{cy}} P_t^{\text{cy}} \quad (19)$$

式中 c^{cy} 为柴油机组单位发电成本。

VPP购售电成本：

$$C_t^{\text{buy,down}} = c^{\text{buy}} P_t^{\text{buy}} \quad (20)$$

$$C_t^{\text{sell,down}} = c^{\text{sell}} P_t^{\text{sell}} \quad (21)$$

式中： c^{buy} 、 c^{sell} 分别为VPP单位负荷和单位发电成本； P_t^{buy} 和 P_t^{sell} 分别为VPP购买和出售中标电量。

2.2.2 下层模型约束条件

火电机组约束：

$$0 \leq P_{g,t}^G \leq P_{g,t}^{\text{G,max}} \cdot \mu_{g,t}^G, \bar{\mu}_{g,t}^G \quad (22)$$

$$-k_g^{\text{ramp}} P_{g,t}^{\text{G,max}} \leq P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G \leq k_g^{\text{ramp}} P_{g,t}^{\text{G,max}} \cdot \mu_{g,t}^{\text{ramp}}, \bar{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} \quad (23)$$

式中： $P_g^{G, \max}$ 为火电机组 g 最大输出功率； k_g^{ramp} 为火电机组 g 爬坡率； $\underline{\mu}_{g,t}^G$ 、 $\bar{\mu}_{g,t}^G$ 和 $\underline{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}}$ 、 $\bar{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}}$ 分别为式(22)和式(23)的对偶变量。

柴油机组约束：

$$0 \leq P_t^{\text{cy}} \leq P_t^{\text{cy}, \max} : \underline{\mu}_t^{\text{cy}}, \bar{\mu}_t^{\text{cy}} \quad (24)$$

式中： $P_t^{\text{cy}, \max}$ 为柴油机组最大输出功率； $\underline{\mu}_t^{\text{cy}}$ 、 $\bar{\mu}_t^{\text{cy}}$ 为式(24)的对偶变量。

VPP约束：

$$0 \leq P_t^{\text{buy}} \leq Q_t^{\text{buy}} : \underline{\mu}_t^{\text{buy}}, \bar{\mu}_t^{\text{buy}} \quad (25)$$

$$0 \leq P_t^{\text{sell}} \leq Q_t^{\text{sell}} : \underline{\mu}_t^{\text{sell}}, \bar{\mu}_t^{\text{sell}} \quad (26)$$

式中 $\underline{\mu}_t^{\text{buy}}$ 、 $\bar{\mu}_t^{\text{buy}}$ 和 $\underline{\mu}_t^{\text{sell}}$ 、 $\bar{\mu}_t^{\text{sell}}$ 分别为式(25)和式(26)的对偶变量。

平衡约束：

$$\sum_g P_{g,t}^G + P_t^{\text{cy}} + P_t^{\text{sell}} - P_t^{\text{buy}} = P_t^{\text{load}} : \lambda_t \quad (27)$$

式中： P_t^{load} 为系统需求负荷； λ_t 为对偶变量。

2.3 求解方法

对于本文建立的VPP双层优化模型，采用KKT条件和强对偶理论将双层模型转化为单层模型求解。首先，考虑到下层模型为线性模型，采用KKT条件将下层优化模型约束式(22)–(27)转化为对应的约束条件，如下所示：

$$c_g^G - \lambda_t - \underline{\mu}_{g,t}^G + \bar{\mu}_{g,t}^G - \underline{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} + \bar{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} = 0 \quad (28)$$

$$c^{\text{cy}} - \lambda_t - \underline{\mu}_t^{\text{cy}} + \bar{\mu}_t^{\text{cy}} = 0 \quad (29)$$

$$c^{\text{sell}} - \lambda_t - \underline{\mu}_t^{\text{sell}} + \bar{\mu}_t^{\text{sell}} = 0 \quad (30)$$

$$-c^{\text{buy}} + \lambda_t - \underline{\mu}_t^{\text{buy}} + \bar{\mu}_t^{\text{buy}} = 0 \quad (31)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_{g,t}^G \perp P_{g,t}^G \geq 0 \quad (32)$$

$$0 \leq \bar{\mu}_{g,t}^G \perp (P_{g,t}^{G, \max} - P_{g,t}^G) \geq 0 \quad (33)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} \perp (P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G + k_g^{\text{ramp}} P_{g,t}^{G, \max}) \geq 0 \quad (34)$$

$$0 \leq \bar{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} \perp (P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G - k_g^{\text{ramp}} P_{g,t}^{G, \max}) \geq 0 \quad (35)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_t^{\text{cy}} \perp P_t^{\text{cy}} \geq 0 \quad (36)$$

$$0 \leq \bar{\mu}_t^{\text{cy}} \perp (P_t^{\text{cy}, \max} - P_t^{\text{cy}}) \geq 0 \quad (37)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_t^{\text{sell}} \perp P_t^{\text{sell}} \geq 0 \quad (38)$$

$$0 \leq \bar{\mu}_t^{\text{sell}} \perp (Q_t^{\text{sell}} - P_t^{\text{sell}}) \geq 0 \quad (39)$$

$$0 \leq \underline{\mu}_t^{\text{buy}} \perp P_t^{\text{buy}} \geq 0 \quad (40)$$

$$0 \leq \bar{\mu}_t^{\text{buy}} \perp (Q_t^{\text{buy}} - P_t^{\text{buy}}) \geq 0 \quad (41)$$

其中，式(32)–(41)为互补松弛约束，用强对偶理论对其线性化^[21]，结果如下所示：

$$\bar{\mu}_{g,t}^G P_{g,t}^{G, \max} = \bar{\mu}_{g,t}^G P_{g,t}^G \quad (42)$$

$$\underline{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} (P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G) = \underline{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} (-k_g^{\text{ramp}} P_{g,t}^{G, \max}) \quad (43)$$

$$\bar{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} (P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G) = \bar{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} (k_g^{\text{ramp}} P_{g,t}^{G, \max}) \quad (44)$$

$$\bar{\mu}_t^{\text{cy}} P_t^{\text{cy}, \max} = \bar{\mu}_t^{\text{cy}} P_t^{\text{cy}} \quad (45)$$

$$\bar{\mu}_t^{\text{sell}} Q_t^{\text{sell}} = \bar{\mu}_t^{\text{sell}} P_t^{\text{sell}} \quad (46)$$

$$\bar{\mu}_t^{\text{buy}} Q_t^{\text{buy}} = \bar{\mu}_t^{\text{buy}} P_t^{\text{buy}} \quad (47)$$

$$\begin{aligned} & \sum_g \sum_t c_g^G P_{g,t}^G + \sum_t (c^{\text{cy}} P_t^{\text{cy}} - c^{\text{buy}} P_t^{\text{buy}} + c^{\text{sell}} P_t^{\text{sell}}) = \\ & \sum_t \lambda_t P_t^{\text{load}} - \sum_t \bar{\mu}_t^{\text{cy}} P_t^{\text{cy}, \max} - \sum_t Q_t^{\text{buy}} \bar{\mu}_t^{\text{buy}} - \sum_t Q_t^{\text{sell}} \times \\ & \bar{\mu}_t^{\text{sell}} - \sum_g \sum_t (\bar{\mu}_{g,t}^G P_{g,t}^{G, \max} + k_g^{\text{ramp}} \underline{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}} + k_g^{\text{ramp}} \bar{\mu}_{g,t}^{\text{ramp}}) \quad (48) \end{aligned}$$

至此，双层优化问题转化为单层带平衡约束的数学优化模型，采用BARON求解器对该单层模型进行求解：

$$\min \sum_s \rho_s (C_t^{\text{buy}} - C_t^{\text{sell}} + C_{s,t}^{\text{MT}} + C_{s,t}^{\text{ESS}} + C_{s,t}^{\text{cut}}) \quad (49)$$

约束条件对应式(2)–(16), (18)–(31), (48)。

模型求解流程如图2所示。

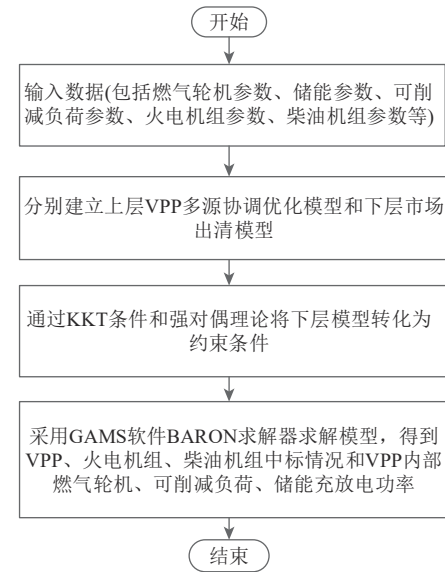


图2 求解流程

Fig. 2 Flow chart of the model

3 基于CVaR的VPP双层优化模型

3.1 基于CVaR的风险量度

本文建立风险模型评估光伏出力不确定性带来的收益风险。常见的风险模型有风险价值方法(value at risk, VaR)和CVaR等。VaR指在置信度 ξ 下，某一金融资产在未来特定的一段时间内的最

大可能损失。计算方法如下：

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(x,y) \leq \alpha} \rho(y) dy \quad (50)$$

$$V_{\text{VaR}} = \min \{ \alpha \in \mathbf{R} : \psi(x, \alpha) \geq \xi \} \quad (51)$$

式中： x 和 y 分别为决策变量和随机变量； $f(x,y)$ 为损失函数； α 为边界值； $\psi(x,\alpha)$ 为分布函数； $\rho(y)$ 为概率密度函数； V_{VaR} 为置信度 ξ 下的VaR值。

VaR在风险管理领域应用较早，然而VaR只表示某个置信度下的分位点，忽略了置信度下分位点后的风险信息，存在“尾部风险”的问题，可能会造成意外损失。因此，在VaR基础上，美国学者Rockafellar和Uryasev提出了CVaR风险度量方法^[22]，其含义为超过VaR的金融资产平均损失值，将超过VaR部分的损失计算在内，计算方法如下：

$$V_{\text{CVaR}} = \frac{1}{1-\xi} \int_{f(x,y) \geq V_{\text{VaR}}} f(x,y) \rho(y) dy \quad (52)$$

式中 V_{CVaR} 为置信度 ξ 下的CVaR值。

由于 V_{VaR} 难以求解，以变换函数 $F_\xi(x, \alpha)$ 代替CVaR：

$$F_\xi(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\xi} \int [f(x,y) - \alpha]^+ \rho(y) dy \quad (53)$$

式中： $[f(x,y) - \alpha]^+ = \max \{ f(x,y) - \alpha, 0 \}$ ； α 即为VaR值。

为了便于求解CVaR值，对上述变换函数离散化，可得：

$$\tilde{F}_\xi(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{q(1-\xi)} \sum_{k=1}^q [f(x, y_k) - \alpha]^+ \quad (54)$$

式中 $y_1, y_2, \dots, y_q$ 为随机变量 y 的 q 个样本，则 $V_{\text{CVaR}} = \min \tilde{F}_\xi(x, \alpha)$ 。

3.2 基于CVaR的VPP优化模型

为降低VPP内光伏出力不确定性带来的风险，上层模型采用CVaR方法实现VPP风险评估。对于VPP，考虑光伏出力不确定性，CVaR值表示为

$$\delta = \phi + \frac{1}{1-\xi} \sum_s \rho_s z_s \quad (55)$$

式中： δ 为VPP成本的CVaR值； ϕ 为VPP成本的VaR值； ρ_s 为光伏场景 s 的概率； z_s 表示VPP成本超过VaR的值。为便于计算，将 z_s 松弛为如下2

个不等式：

$$z_s \geq 0 \quad (56)$$

$$z_s \geq \sum_t (C_t^{\text{buy}} - C_t^{\text{sell}} + C_{s,t}^{\text{MT}} + C_{s,t}^{\text{ESS}} + C_{s,t}^{\text{cut}}) - \phi \quad (57)$$

最终，基于CVaR的VPP双层优化模型可表示为：

$$\min (1-L) \sum_s \sum_t \rho_s (C_t^{\text{buy}} - C_t^{\text{sell}} + C_{s,t}^{\text{MT}} + C_{s,t}^{\text{ESS}} + C_{s,t}^{\text{cut}}) + L\delta \quad (58)$$

式中 L 为风险偏好系数，表示投资者对于风险的态度，其取值范围为0~1。约束条件为式(2)—(16), (18)—(31), (48), (55)—(57)。

4 算例分析

4.1 参数设置

为验证所建模型的正确性，分析上层虚拟电厂内部多源协调优化调度和下层电力系统调度的经济性，本文以德国某地区的数据为例进行分析。VPP包含光伏、燃气轮机、储能和可削减负荷。燃气轮机和储能参数见表1，火电机组和柴油机组参数见表2。采用蒙特卡洛方法生成1 000组光伏出力场景，并采用基于概率距离的快速前代消除技术将场景削减至15组，各光伏场景概率见表3，各场景光伏出力见图3。可削减负荷基准值见图4。VPP与上级电网交易价格参考德国电力市场，交易电价见图5。

表1 燃气轮机和储能参数

Tab. 1 Parameters of gas turbine and energy storage

设备	数值	数值
燃气轮机	最大功率/MW	5.67
	最小功率/MW	2.5
	爬坡率/(MW/h)	3
	运行成本/[欧元/(MW·h)]	50
储能	最大储电量/(MW·h)	40
	最大充(放)电功率/MW	8
	充(放)电效率	0.9

为了防止VPP套利，设定VPP向电力市场购买价格为出售价格的1.1倍。设定VPP调度周期为1天，分为24 h。

4.2 市场主体中标情况

设置2种交易方案，方案1为不考虑VPP的系统调度优化策略，方案2为考虑VPP的系统调度

表2 火电机组和柴油机组参数

Tab. 2 Parameters of thermal power units and diesel

units		
设备	参数	数值
火电机组1	最大功率/MW	500
	最小功率/MW	0
	爬坡率/(MW/h)	50
	运行成本/[欧元/(MW·h)]	70
火电机组2	最大功率/MW	100
	最小功率/MW	0
	爬坡率/(MW/h)	20
	运行成本/[欧元/(MW·h)]	60
柴油机组	最大功率/MW	10
	最小功率/MW	0
	运行成本/[欧元/(MW·h)]	30

表3 光伏出力场景概率

Tab. 3 Probabilities of the PV output scenarios

场景	概率	场景	概率
s1	0.22	s9	0.08
s2	0.12	s10	0.02
s3	0.02	s11	0.04
s4	0.02	s12	0.02
s5	0.02	s13	0.02
s6	0.02	s14	0.02
s7	0.02	s15	0.02
s8	0.34		

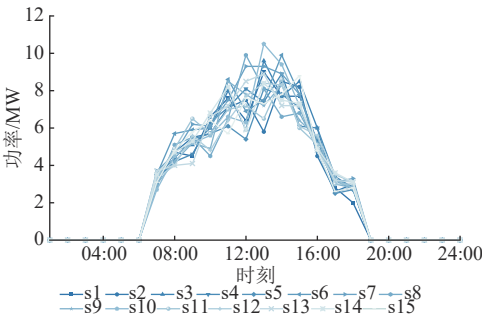


图3 15场景光伏出力

Fig. 3 15 scenarios photovoltaic output

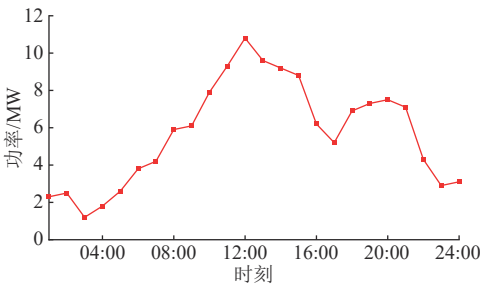


图4 负荷基准值

Fig. 4 Base load

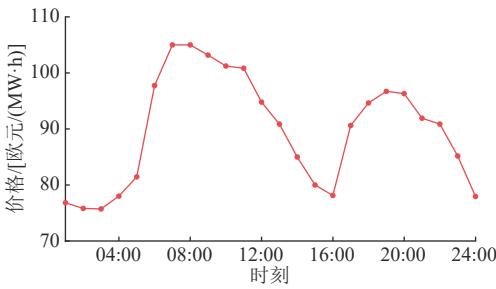


图5 电价

Fig. 5 Electricity price

优化策略，2种方案下的市场主体中标情况分别如图6、7所示。对比图6、7可以看出，VPP的加入改变了2个火电机组的中标容量，而柴油机组不受影响。这是因为VPP的发电成本高于柴油机组，低于2个火电机组，系统为了实现成本最小化，将按照柴油机组、VPP、火电机组2、火电机组1的顺序购电，所以VPP的加入将减少火电机组1和火电机组2的购电量。计算2种方案下的系统成本：方案1的成本为152 910欧元；方案2的成本为150 597.8欧元，比方案1节省2 312.2欧元。综上，考虑VPP参与系统调度，可有效降低系统调度成本，减少火电机组的发电比例，提高可再生能源消纳率，实现系统经济绿色运行。

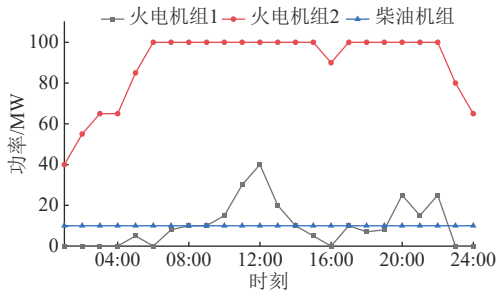


图6 方案1优化策略

Fig. 6 Optimization strategy of case 1

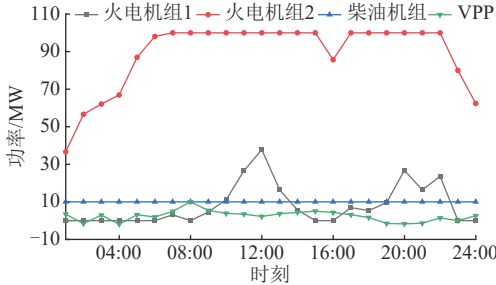


图7 方案2优化策略

Fig. 7 Optimization strategy of case 2

4.3 多源协调调度情况

图 8 展示了 2 个相差较大的光伏出力场景(场景 2 和场景 10)下 VPP 内部多源协调调度情况。图中正值表示 VPP 售电, 负值表示 VPP 购电。在光伏不出力时段(02:00、04:00、19:00—21:00)VPP 内部负荷较高, 燃气轮机供应电能不足, VPP 作为消费者向上级电网购买电能以满足自身负荷需求, 其余时段 VPP 作为生产者向上级电网出售电能。对于光伏低出力场景 2, 燃气轮机增加出力, 储能放电, 可削减负荷减少削减量。对于光伏高出力场景 10, 燃气轮机降低出力, 储能充电, 可削减负荷增加削减量。通过多源协调运行, 各光伏场景下 VPP 系统交易量相同。综上, VPP 内部多能源协调运行充分挖掘能源的灵活性, 有利于平抑光伏出力不确定性, 鼓励更多可再生能源接入系统。

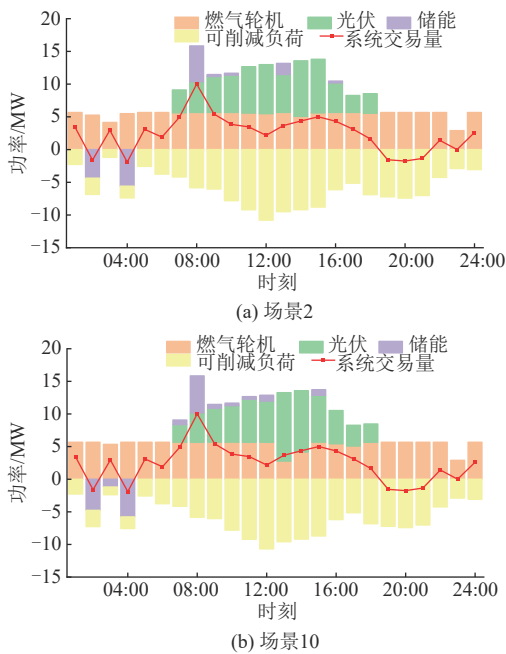


图 8 不同光伏场景下多源协调调度情况
Fig. 8 Multi-power coordinated dispatch in different PV scenarios

4.4 CVaR 结果分析

图 9 为考虑条件风险价值的 VPP 成本有效前沿曲线。可以看出, 风险偏好系数 L 的选取对 VPP 成本有明显影响。当 L 取值较大时, VPP 对风险持厌恶态度, 倾向于增加 VPP 成本, 减少 CVaR 值。当 L 取值较小时, VPP 对风险持激进态度, 倾向于

减少 VPP 成本, 增加 CVaR 值。由此形成了有效前沿曲线, VPP 可以根据心理预期选择风险偏好值, 评估光伏不确定性为交易带来的风险。

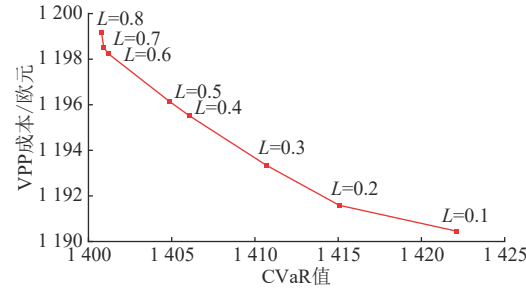


图 9 有效前沿曲线
Fig. 9 Curve of efficient frontier

图 10 为不同置信度下的成本分析, 从图中可以看出, CVaR 值和考虑风险下的成本随着置信度的增加而增加, VPP 成本基本不变。这是因为 CVaR 值呈正态分布, 置信度越大, CVaR 值越高, 而置信度基本不影响 VPP 成本, 所以考虑风险下的成本增加。综上, VPP 决策者需在设定范围内选择更小的置信度减少光伏风险成本, 提高交易经济性。

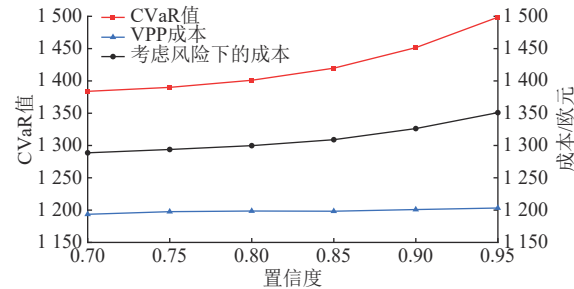


图 10 不同置信度下的成本分析
Fig. 10 Cost analysis under different confidence levels

表 4 对比了 VPP 确定性模型和 CVaR 模型的成本。在日前交易阶段, 由于确定性模型不考虑光伏出力的不确定性, 该模型 VPP 成本低于 CVaR 模型。在日内阶段, 实际光伏出力与预测光伏出力存在偏差, 在确定性模型下, 当光伏日内实际出力低于预测值时, 在日前阶段交易策略基础上, VPP 需以高价购买不足的发电量, 因此日内成本和总成本增大。而 CVaR 模型在日前阶段考虑了光伏不确定性, 日内阶段光伏预测误差对 VPP 策略影响较小, 因而其日内调度成本和总成本小于确定性模型, 这证明了 CVaR 模型的经济性。

表4 确定性模型和CVaR 模型成本对比
Tab. 4 Comparison of cost between deterministic model and CVaR model 欧元

模型	成本		总成本
	日前阶段	日内阶段	
确定性模型	-6 236.2	7 564.9	1 328.7
CVaR 模型	-5 418.6	6 600.3	1 181.7

5 结论

提出了一种多源协调优化双层模型，并采用 CVaR 理论规避 VPP 内光伏出力不确定性的潜在风险。采用 KKT 条件和强对偶理论将双层模型转化为单层模型进行求解，提高模型的求解效率。算例结果表明：

1) 考虑 VPP 内多源协调优化有利于平抑光伏出力的不确定性，鼓励更多分散的可再生能源接入系统，实现多种能源高效管控，可提高可再生能源消纳率。

2) VPP 的接入调整系统购电比例，由于 VPP 接入可再生能源，发电成本更低，系统倾向于先购买 VPP 的电，降低火电等机组中标量，推进实现“双碳”战略目标。

3) CVaR 可实现光伏出力不确定情况下 VPP 成本和风险值的量化，协助 VPP 根据自身风险偏好制定对应的交易策略。

参考文献

[1] KIM W W, SHIN J S, KIM J O. Operation strategy of multi-energy storage system for ancillary services[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4409-4417.

[2] 王芸芸, 马志程, 周强, 等. 兼顾公平性的多能源合作博弈优化调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 482-492. WANG Y Y, MA Z C, ZHOU Q, et al. Multi energy cooperative game optimal scheduling considering fairness[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2022, 43(10): 482-492.

[3] 张淑兴, 马驰, 杨志学, 等. 基于深度确定性策略梯度算法的风光储系统联合调度策略[J]. 中国电力, 2023, 56(2): 68-76. WANG S X, MA C, YANG Z X, et al. Deep deterministic policy gradient algorithm based wind-photovoltaic-storage hybrid system joint dispatch[J].

Electric Power, 2023, 56(2): 68-76.

[4] 杨锡勇, 张仰飞, 林纲, 等. 考虑需求响应的源-荷-储多时间尺度协同优化调度策略[J]. 发电技术, 2023, 44(2): 253-260. YANG X Y, ZHANG Y F, LIN G, et al. Multi-time scale collaborative optimal scheduling strategy for source-load-storage considering demand response[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(2): 253-260.

[5] 康俊杰, 赵春阳, 周国鹏, 等. 风光水火储多能互补示范项目发展现状及实施路径研究[J]. 发电技术, 2023, 44(3): 407-416. KANG J J, ZHAO C Y, ZHOU G P, et al. Research on development status and implementation path of wind-solar-water-thermal-energy storage multi-energy complementary demonstration project[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(3): 407-416.

[6] 郭佳兴, 王金梅, 张海同. 基于虚拟电厂的多能源协同系统调度优化策略[J]. 电力建设, 2022, 43(12): 141-151. GUO J X, WANG J M, ZHANG H T. Scheduling optimization strategy based on virtual power plant for multi-energy collaborative system[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(12): 141-151.

[7] 宣文博, 李慧, 刘忠义, 等. 一种基于虚拟电厂技术的城市可再生能源消纳能力提升方法[J]. 发电技术, 2021, 42(3): 289-297. XUAN W B, LI H, LIU Z Y, et al. A method for improving the accommodating capability of urban renewable energy based on virtual power plant technology[J]. Power Generation Technology, 2021, 42(3): 289-297.

[8] 何畅, 程杉, 徐建宇, 等. 基于多时间尺度和多源储能的综合能源系统能量协调优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(2): 77-84. HE C, CHENG S, XU J Y, et al. Coordinated optimal scheduling of integrated energy system considering multi-time scale and hybrid energy storage system[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2020, 32(2): 77-84.

[9] SUN K Q, LI K J, PAN J P, et al. An optimal combined operation scheme for pumped storage and hybrid wind photovoltaic complementary power generation system[J]. Applied Energy, 2019, 242: 1155-1163.

[10] 王晔, 吴丙楠, 张少华. 含风电的综合能源供应商参与投标竞争的多能源市场博弈分析[J/OL]. 电网技术 [2023-03-29]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0051>.

- WANG X, WU B N, ZHANG S H. Game analysis of multi-energy market with strategic bidding of integrated energy suppliers including wind power[J/OL]. Power System Technology[2023-03-29]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0051>.
- [11] MOHY-UD-DIN G, MUTTAQI K M, SUTANTO D. A cooperative energy transaction model for VPP integrated renewable energy hubs in deregulated electricity markets[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(6): 7776-7791.
- [12] 吴心弘, 潘玲玲, 王泽荣, 等. 能量-备用多品种电力交易下空调负荷聚合商竞价策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 203-211.
- WU X H, PAN L L, WANG Z R, et al. Bidding strategy of air conditioning load aggregator for energy-reserve multi-variety power trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(2): 203-211.
- [13] JIA Y, MI Z, YU Y, et al. A bilevel model for optimal bidding and offering of flexible load aggregator in day-ahead energy and reserve markets[J]. IEEE Access, 2018, 6: 67799-67808.
- [14] 卫志农, 陈好, 黄文进, 等. 考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 39-46.
- WEI Z N, CHEN Y, HUANG W J, et al. Optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 39-46.
- [15] MA L, LIU N, ZHANG J, et al. Real-time rolling horizon energy management for the energy-hub-coordinated prosumer community from a cooperative perspective[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2): 1227-1242.
- [16] HAN H T, SHEN S C, WEI Z N, et al. Security constrained distributed transaction model for multiple prosumers[J/OL]. CSEE Journal of Power and Energy Systems[2023-03-29]. doi: 10.17775/CSEEJPES.2022.06950.
- [17] FENG W, WEI Z N, SUN G Q, et al. A conditional value-at-risk-based dispatch approach for the energy management of smart buildings with HVAC systems[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 188: 106535.
- [18] 赵建立, 向佳霓, 汤卓凡, 等. 虚拟电厂在上海的实践探索与前景分析[J]. 中国电力, 2023, 56(2): 1-13.
- ZHAO J L, XIANG J N, TANG Z F, et al. Practice exploration and prospect analysis of virtual power plant in Shanghai[J]. Electric Power, 2023, 56(2): 1-13.
- [19] 黄勤坤, 邱瑜, 王飞, 等. 考虑多重不确定性的虚拟电厂随机优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(11): 8-16.
- HUANG Q K, QIU Y, WANG F, et al. Stochastic optimal scheduling of virtual power plants considering multiple uncertainties[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(11): 8-16.
- [20] CUI S C, WANG Y W, XIAO J W. Peer-to-peer energy sharing among smart energy buildings by distributed transaction[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(6): 6491-6501.
- [21] CHEN S, CONEJO A J, SIOSHANSI R, et al. Operational equilibria of electric and natural gas systems with limited information interchange[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 662-671.
- [22] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. The Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.
-
- 收稿日期: 2023-04-03.
- 作者简介:
- 
- 钱仲豪
- 钱仲豪(1988), 男, 博士, 研究方向为电力系统及其自动化, 电网调度运行管理, qianzhonghao@163.com;
- 
- 沈思辰
- 沈思辰(1997), 女, 硕士研究生, 研究方向为虚拟电厂调度、电力市场, 1378400874@qq.com。
- (责任编辑 辛培裕)