

考虑风光不确定性的多园区综合能源系统 市场多主体两阶段鲁棒博弈交易策略

沈赋¹, 戴翔¹, 徐潇源², 王健¹, 蔡子龙¹, 翟苏巍³

(1. 昆明理工大学电力工程学院, 昆明市 650500; 2. 上海交通大学电子信息与电气工程学院
上海市 200240; 3. 云南电网有限责任公司电力科学研究院, 昆明市 650217)

摘要:【目的】随着新能源广泛接入多园区综合能源系统(multi-park integrated energy system, MPIES), 新能源出力波动导致的能源供应波动直接影响市场和系统稳定性, 各主体面临不确定性风险应对与合作收益分配不均的双重挑战。为此, 提出一种考虑风光不确定性风险应对的MPIES市场多主体两阶段鲁棒博弈交易策略。【方法】首先, 结合随机场景生成法建立基于多场景加权的可调鲁棒风光不确定性集合。其次, 基于强对偶理论与KKT(Karush-Kuhn-Tucker)条件将运营商-MPIES主从博弈问题重构为混合整数线性规划问题。最后, 据此建立基于风险应对的两阶段鲁棒主从博弈模型, 利用列与约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法迭代循环求解生成最终的交易策略。【结果】所提策略增强了市场各主体风险应对能力, 减少博弈过程中各主体的预期效益偏差。【结论】所提策略通过两阶段框架实现主从博弈与鲁棒优化的协同融合, 能够在不确定性环境下有效权衡风险与收益, 提升系统整体的决策质量与经济稳健性。

关键词:多园区综合能源系统(MPIES); 主从博弈; 鲁棒优化; 电能交易

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)06-0180-15

DOI: 10. 12204/j. issn. 1000-7229. 2026. 06. 014

Two-Stage Robust Game Trading Strategy for Multi-Park Integrated Energy Systems Considering Wind and PV Power Uncertainties

SHEN Fu¹, DAI Xiang¹, XU Xiaoyuan², WANG Jian¹, CAI Zilong¹, ZHAI Suwei³

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;
2. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240,
China; 3. Electric Power Research Institute, Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650217, China)

ABSTRACT: [Objective] The widespread integration of renewable energy into multi-park integrated energy systems (MPIES) exacerbates supply-side fluctuations due to the intrinsic intermittency of renewable resources. These variations directly impact market operations and system stability, imposing dual challenges on market participants: managing uncertainties and ensuring equitable allocation of cooperative benefits. This paper proposes a two-stage robust Stackelberg game trading strategy for MPIES that accounts for uncertainties associated with wind and photovoltaic power. [Methods] First, a stochastic scenario generation method is adopted to construct an adjustable robust uncertainty set for wind and photovoltaic outputs based on multi-scenario weighting. Second, by leveraging strong duality theory and Karush-Kuhn-Tucker (KKT) conditions, the Stackelberg game between the operator and MPIES is reformulated as a mixed-integer linear programming (MILP) problem. Finally, a two-stage robust Stackelberg game model is established from a risk-response perspective, and the column-and-constraint generation (C&CG) algorithm is used to iteratively solve the problem to generate the final trading strategy. [Results] Case studies verify that the proposed strategy enhances the risk-response capabilities of all market entities and reduces deviations in expected returns during the game process. [Conclusions] The proposed strategy achieves the synergistic integration of the Stackelberg game and robust optimization within a two-stage framework, effectively balancing risks and benefits under uncertainties, thereby improving overall decision-making quality and economic robustness.

of the system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 62563016), Yunnan Fundamental Research Projects (No. 202501AT070350), Yunnan Revitalizing Talent Plan (No. KKRD202204021) and High-level Platform Construction Project of Kunming University of Science and Technology (No. KKZ7202004004).

KEYWORDS: multi-park integrated energy system (MPIES); Stackelberg game; robust optimization; electric energy trading

0 引言

“双碳”目标下,为应对结构转型与环境治理的挑战,多种异质能源集成的园区综合能源系统(park integrated energy system, PIES)向规模化方向发展。多个地理位置相近且具有能源互补需求的园区通过互联形成多园区综合能源系统(multi-park integrated energy system, MPIES),逐渐成为能源领域的重要研究方向^[1]。MPIES通过内部能源交易能较好地根据各园区的能源盈缺情况进行能源互补调度。交互过程中参与者包括电网运营商和MPIES,共同协调能源交易过程以从中获益,被视为一个多主体博弈过程。

基于博弈论的框架、理论和方法研究含多主体协调优化的研究已有较多^[2-5],现有研究主要针对MPIES市场环境下多主体之间的竞争行为和合作行为等主要问题进行分析,旨在通过协调博弈各主体的行为策略以优化决策过程,适用于综合能源系统中园区多主体合作利益分配问题^[6-9]。文献[10]提出了一种合作Stackelberg博弈模型,以合作联盟的形式让生产者参与能源管理。文献[11]提出了一种基于纳什谈判-主从博弈的点对点分布式交易策略,可实现联盟收益的最大化并进行合理分配。

但考虑到随着PIES源侧接入的可再生能源规模逐渐增加^[12],系统的随机性也随之增加,引起的间歇性能源短缺或过剩可能导致MPIES优化调度愈发困难^[13-14],激化市场各主体在能源交易中的利益冲突。因此,如何处理新能源接入给MPIES市场带来的不确定性问题成为了近年的研究热点^[15-18]。文献[19]针对新能源场站在两级电力市场下的最优决策问题,考虑不确定性带来的市场风险,基于条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)理论建立了适应两级电力市场环境下的新能源场站最优售电模型。文献[20]提出了一种考虑到新能源与负荷不确定性的双层电力市场交易非线性优化模型,基于CVaR理论、KKT(Karush-Kuhn-Tucker)条件和对偶理论,将上述非线性双层问题转化为线性单层问题求解。文献[21]针对分布式可再生能源引入带来的不确定性问题,根据用户的风险偏好对执行需求响应中可能存在的经济损失进行了量化。文献[22]提出了电力

市场中多能源耦合下混合电站鲁棒优化调度模型,采用鲁棒优化方法针对调度模型中的多种不确定性问题进行运行优化,表明鲁棒优化方法在针对多目标优化时可以避免做出的决策相对保守或冒进。

以上研究针对日前市场电力交易中多种不确定性因素的处理进行了研究,为单一主体提供较优的风险决策依据。但实际市场中做出决策并非单一的决策即接受问题,各主体间作出行为前往往往存在信息交互和相互博弈,行为存在相互影响。目前少有研究考虑不确定性对电力市场交易中多个主体博弈后行为造成的影响或将新能源出力波动性考虑纳入多主体协调交互的博弈决策中。

鉴于此,本文针对新能源出力不确定性风险下的MPIES市场多主体博弈问题,提出考虑风光不确定性的运营商-MPIES的两阶段鲁棒主从博弈交易策略。首先,进行日前预调度。MPIES上报计划购售电信息,运营商据此以自身收益最大化和MPIES成本最小化为目标经过主从博弈制定初始电价,与MPIES达成初步均衡。其次,运营商依据风光不确定性对初始电价进行修正,MPIES响应,调整能源调度方案,并反馈给运营商;运营商再基于MPIES的能源调度反馈更新定价决策,形成两阶段鲁棒博弈交易闭环优化策略。最后,据此构建基于风险应对的两阶段鲁棒主从博弈模型,结合KKT条件和强对偶理论,利用列与约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法进行迭代求解,获得问题的最优交易策略,经算例验证所提策略的有效性。

1 基于多能耦合的MPIES风光场景生成与削减方法

1.1 不确定性场景生成与削减

新能源的不确定性造成预测生成的场景与实际场景具有一定误差,对系统日前优化调度影响较大。为了兼顾求解过程的复杂性和结果的精确性,采用拉丁超立方抽样(Latin hypercube sampling, LHS)结合同步回代法场景缩减技术建立MPIES的新能源出力不确定集,由于LHS在处理随机优化中的多场景生成问题时具有良好的效率和精度,能保证抽样结果覆盖整个分布区间,但需要预测数据误差的概率

分布。对此,已有研究表明,风机、光伏出力的预测误差分别服从 Weibull 分布、Beta 分布。

首先,采用 LHS 对一天内 24 个时段的新能源出力样本进行分层随机抽样模拟,得到均值和方差后计算累计概率密度分布函数。在不改变原始密度函数的情况下等分为 1000 组不重叠的子区间,可避免抽样中的样本聚集现象,使生成场景更精确地逼近预测误差分布,可基于较少的采样点获得较好的采样效果,并且其采样值能够有效反映随机变量的整体分布^[23]。

其次,由于产生的场景较多难以进行模型运算求解,考虑到计算效率和准确性之间的均衡,采用同步回代场景缩减方法对场景进行削减^[24]:

1) 将 LHS 生成的 N 个初始场景导入后,设定迭代次数,假设 $U(s)$ 为新能源出力场景集合, $s=1, 2, \dots, N$, 其中各场景概率均等且各场景出现概率之和为 1。

2) 计算各场景间的距离 $D(\cdot)$:

$$D[U(s), U(s^*)] = \|U(s) - U(s^*)\|_2 \quad (1)$$

式中: s^* 为削减后的场景。

3) 根据场景削减后的场景集之间的概率距离最小对相似场景进行聚类,即满足:

$$\min_{s \in J, s^* \in J} D[U(s), U(s^*)] \quad (2)$$

式中: J 为削减后的场景集合。

最后,判断 N 是否等于需要保留的场景数。若不等于,则继续迭代,直至 N 满足求解需求。利用同步回代法削减至 10 种具有代表性的日负荷曲线场景,将各场景进行概率加权求和形成最终日前新能源出力预测,减少源端出力的预测误差,从而降低新能源不确定性对系统的影响。

1.2 基于 LHS 的多场景加权鲁棒风光不确定性集合构造

MPIES 在参与电力市场交易时,需要提前进行日前预调度并申报电能交易计划,然而由于新能源出力具有随机波动性,使得次日实际交易的电能与日前申报存在偏差。考虑到基于单一概率分布的随机优化风险度量容易低估或误判极端事件的影响。为更精细地将市场交易中的边际风险进一步刻画^[25],通过将场景分析方法和鲁棒优化方法相结合,在文献^[26]的基础上建立基于加权场景分布的鲁棒不确定性集,用于描述风光出力的不确定性,考虑风电和光伏出力的波动区间为基于 LHS 的加权预测值的正负偏差 15%^[27],既通过加权典型概率多场景增强模型的鲁棒性,又保留了原方法调整调度方案保守程度的灵活性。

$$\begin{cases} P_{wt}^{i,t,s} = P_{prd,wt}^{i,t,s} \pm u_{wt}^{i,t,s} \Delta P_{wt}^{i,t,s} \\ \sum_{t \in T} u_{wt}^{i,t,s} \leq \Gamma_{wt}^{i,t,s} \\ P_{pv}^{i,t,s} = P_{prd,pv}^{i,t,s} \pm u_{pv}^{i,t,s} \Delta P_{pv}^{i,t,s} \\ \sum_{t \in T} u_{pv}^{i,t,s} \leq \Gamma_{pv}^{i,t,s} \end{cases}, \forall i \in I, \forall s \in S \quad (3)$$

式中: $P_{wt}^{i,t,s}$ 、 $P_{pv}^{i,t,s}$ 分别为 t 时段风电、光伏机组的实际出力; $P_{prd,wt}^{i,t,s}$ 、 $P_{prd,pv}^{i,t,s}$ 分别为 t 时段风电、光伏机组出力的预测值; $\Delta P_{wt}^{i,t,s}$ 、 $\Delta P_{pv}^{i,t,s}$ 分别为风电、光伏机组在 t 时段出力的波动值; $u_{wt}^{i,t,s}$ 、 $u_{pv}^{i,t,s}$ 为 0-1 变量,表示 t 时段风电和光伏机组出力的波动状态; $\Gamma_{wt}^{i,t,s}$ 、 $\Gamma_{pv}^{i,t,s}$ 为控制不确定性程度大小的鲁棒性因子,取值范围为 $[0, 24]$,不确定度取值越大,风光出现波动的时段越多; T 为时段数集合,本文取一天 24 个时段; I 为园区数量集合; S 为新能源预测场景集合。

2 基于多能耦合的 MPIES 能源协同优化模型

2.1 各单元约束条件模型

考虑不确定性因素影响下 MPIES 的能源协同优化运行,建立基于缩减后不确定性场景下各 PIES 运行成本的目标函数,并对系统中出力单元的约束条件进行设置。能源供给、能源转换设备、能源储存设备、互联电能交互成本模型建模如下。

1) 热电联产机组模型。

$$\begin{cases} P_{CHP}^{i,t,s} = \eta_{eCHP} \lambda_{gas} G_{CHP}^{i,t,s} / 3600 \\ Q_{CHP}^{i,t,s} = \eta_{hCHP} \lambda_{gas} G_{CHP}^{i,t,s} / 3600 \end{cases} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{CHP}^{i,t,s} \leq P_{CHP \max}^i \quad (5)$$

式中: $P_{CHP}^{i,t,s}$ 、 $Q_{CHP}^{i,t,s}$ 分别为 t 时段园区 i 的热电联产机组的发电、发热功率; η_{eCHP} 、 η_{hCHP} 分别为热电联产机组的气转电、气转热效率; λ_{gas} 为天然气热值; $G_{CHP}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的热电联产机组耗气量; $P_{CHP \max}^i$ 为微型燃气轮机电能出力的功率上限。

2) 燃气锅炉模型。

$$Q_{GB}^{i,t,s} = \eta_{GB} \lambda_{gas} G_{GB}^{i,t,s} / 3600 \quad (6)$$

$$0 \leq Q_{GB}^{i,t,s} \leq Q_{GB \max}^i \quad (7)$$

式中: $Q_{GB}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的燃气锅炉热功率; $G_{GB}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的燃气锅炉耗气量; $Q_{GB \max}^i$ 为燃气锅炉发热功率上限; η_{GB} 为燃气锅炉的发热效率。

3) 蓄电池模型。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{SOC}^{i,t,s} \leq P_{SOC \max}^i \\ 0 \leq P_{SOCd}^{i,t,s} \leq P_{SOCd \max}^i \\ S_{SOC \min}^i \leq S_{SOC}^{i,t,s} \leq S_{SOC \max}^i \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} S_{\text{SOC}}^{i,1,s} C_{\text{ap}}^{i,t} = S_{\text{SOCini}}^i C_{\text{ap}}^{i,t} + \eta_{\text{SOCc}}^i P_{\text{SOCc}}^{i,1,s} - \\ \quad P_{\text{SOCd}}^{i,1,s} / \eta_{\text{SOCd}}^i, t = 1 \\ S_{\text{SOC}}^{i,t,s} C_{\text{ap}}^{i,t} = S_{\text{SOC}}^{i,t-1,s} C_{\text{ap}}^{i,t} + \eta_{\text{SOCc}}^i P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} - \\ \quad P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} / \eta_{\text{SOCd}}^i, 2 \leq t \leq 24 \\ S_{\text{SOC}}^{i,t,s} = S_{\text{SOC,exp}}^i, t = 24 \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P_{\text{SOCc}}^{i,t,s}$ 、 $P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}$ 分别为 t 时段园区 i 的蓄电池充、放电功率; $P_{\text{SOCc,max}}^i$ 、 $P_{\text{SOCd,max}}^i$ 分别为 t 时段园区 i 的蓄电池充、放电功率的最大值; $S_{\text{SOC}}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的蓄电池荷电状态; $S_{\text{SOC,max}}^i$ 、 $S_{\text{SOC,min}}^i$ 分别为 t 时段园区 i 的蓄电池荷电状态的上、下限; $C_{\text{ap}}^{i,t}$ 为 t 时段园区 i 的蓄电池容量; S_{SOCini}^i 为 t 时段园区 i 的蓄电池初始荷电状态; η_{SOCc}^i 、 η_{SOCd}^i 分别为 t 时段园区 i 的蓄电池充、放电效率; $S_{\text{SOC,exp}}^i$ 为 $t=24$ 时园区 i 的蓄电池最终荷电状态。

4) 购售电上下限约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{buy}}^{i,t,s} \leq P_{\text{buy,max}}^i \\ 0 \leq P_{\text{sell}}^{i,t,s} \leq P_{\text{sell,max}}^i \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{\text{buy}}^{i,t,s}$ 、 $P_{\text{sell}}^{i,t,s}$ 分别为 t 时段园区 i 购、售电功率; $P_{\text{buy,max}}^i$ 、 $P_{\text{sell,max}}^i$ 分别为园区 i 购、售电功率上限。

2.2 功率平衡约束

各园区均需满足相应场景的电、热功率平衡约束:

$$P_{\text{buy}}^{i,t,s} + P_{\text{wt}}^{i,t,s} + P_{\text{pv}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} + P_{\text{tra}}^{i,t,s} + P_{\text{CHP}}^{i,t,s} = P_{\text{sell}}^{i,t,s} + P_{\text{L}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} \quad (11)$$

$$Q_{\text{CHP}}^{i,t,s} + Q_{\text{GB}}^{i,t,s} = Q_{\text{L}}^{i,t,s} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{L}}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的电负荷; $P_{\text{tra}}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 传输给其他园区的电功率; $Q_{\text{L}}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的热负荷。

2.3 PIES 目标函数

基于约束式(4)~(12), 计算各个场景下各园区运行成本 C_{area}^i 。由于日前调度决策基于风光出力预测值制定, 预测偏差将对系统功率平衡产生影响。通过调节式(3)中鲁棒系数 $\Gamma_{\text{wt}}^{i,t,s}$ 和 $\Gamma_{\text{pv}}^{i,t,s}$ 的取值, 可以反映调度方案对风光出力不确定性风险的不同应对态度。当鲁棒系数取值较小时, 调度方案对预测偏差的风险应对能力相对较弱, 其运行过程中可能面临较大的平衡调节压力。因此, 本文在目标函数中引入风险惩罚成本项, 用于刻画风光出力不确定性对系统调度经济性的影响:

$$C_{\text{gen}}^{i,t,s} = \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s} \quad (13)$$

式中: $C_{\text{gen}}^{i,t,s}$ 为风险惩罚成本; μ_{gen}^t 为 t 时段风险惩罚功率的成本系数; $P_{\text{Gen}}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 在给定不确定性水平下的平衡调整功率。

将式(13)中的风险成本纳入目标函数, 并综合各场景概率, 以最小化各园区运行总成本的期望值为目标进行优化, 得到目标函数为:

$$\begin{aligned} C_{\text{area}}^i = & \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (C_{\text{gas}}^{i,t,s} + C_{\text{SOC}}^{i,t,s} + C_{\text{Grid}}^{i,t,s} + C_{\text{gen}}^{i,t,s}) = \\ & \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} [\mu_{\text{gas}}^t G_{\text{gas}}^{i,t,s} + \mu_{\text{SOC}}^t (P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}) + \\ & (\mu_{\text{buy}}^{i,t,s} P_{\text{buy}}^{i,t,s} - \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} P_{\text{sell}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s}] \end{aligned} \quad (14)$$

式中: $C_{\text{gas}}^{i,t,s}$ 、 $C_{\text{SOC}}^{i,t,s}$ 、 $C_{\text{Grid}}^{i,t,s}$ 分别为 t 时段园区 i 的购气成本、储能运行成本、电网交互成本; μ_{gas}^t 为 t 时段园区向气网的购气价格; $G_{\text{gas}}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的燃气机组总耗气量; μ_{SOC}^t 为 t 时段储能的充放电成本系数; $\mu_{\text{buy}}^{i,t,s}$ 、 $\mu_{\text{sell}}^{i,t,s}$ 分别为 t 时段园区 i 的电能购、售电价。

3 基于风险应对的运营商-MPIES 两阶段鲁棒主从博弈模型

3.1 运营商-MPIES 主从博弈模型

1) 上层领导者-运营商决策模型。

领导者运营商在获取各园区计划购售电信息后, 做出定价决策并向 MPIES 传递价格信息, 追随者 MPIES 响应价格信息并调整能源调度方案后向运营商传递购售电量信息; 运营商根据新的信息调整定价, 衡量决策带来的预期利益, 决策模型为:

$$\begin{aligned} \min C_{\text{up}} = & \min \sum_{i \in T} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} [(\mu_{\text{sell}}^{i,t,s} - \mu_{\text{gsell}}^t) P_{\text{sell}}^{i,t,s} - \\ & (\mu_{\text{buy}}^{i,t,s} - \mu_{\text{gbuy}}^t) P_{\text{buy}}^{i,t,s}] \end{aligned} \quad (15)$$

式中: C_{up} 为上层决策模型的目标函数; μ_{gbuy}^t 、 μ_{gsell}^t 分别为 t 时段运营商向电网的电能购、售电价。

运营商可能会趋向于在交互峰时段制定更高的购电价格和更低的售电价格以促进其在交易中的获利, 因此设定上下限和均值定价以约束所有时段的价格在合理的范围内, 如式(16)所示。

$$\begin{cases} \mu_{\text{buymin}}^i \leq \mu_{\text{buy}}^{i,t,s} \leq \mu_{\text{buymax}}^i \\ \mu_{\text{sellmin}}^i \leq \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} \leq \mu_{\text{sellmax}}^i \\ \sum_{t \in T} \mu_{\text{buy}}^{i,t,s} / 24 \leq \bar{\mu}_{\text{buy}}^i \\ \sum_{t \in T} \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} / 24 \geq \bar{\mu}_{\text{sell}}^i \end{cases} \quad (16)$$

式中: μ_{buymax}^i 、 μ_{sellmax}^i 分别为园区 i 向运营商购、售电价格上限; μ_{buymin}^i 、 μ_{sellmin}^i 分别为园区 i 向运营商购、售电价格下限; $\bar{\mu}_{\text{buy}}^i$ 、 $\bar{\mu}_{\text{sell}}^i$ 分别为园区 i 向运营商购电价格的最大平均值和售电价格的最小平均值。

2) 下层追随者-MPIES 决策模型。

在主从博弈中, 追随者 MPIES 与上级电网进行能源交易时需要响应电网运营商的定价决策, 通过量化领导者对于能源交易风险的态度来获得 MPIES 对于调整后的电价反应, 以最小化园区内部运行成本为目标, 自主决策优化各园区机组调度并与其他园区的电交互出力达到博弈平衡, 决策函数 C_{down} 为:

$$\min C_{\text{down}} = \min \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} [(\mu_{\text{buy}}^{i,t,s} P_{\text{buy}}^{i,t,s} - \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} P_{\text{sell}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{gas}}^t C_{\text{gas}}^{i,t,s} + \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s} + \mu_{\text{SOC}}^t (P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s})] \quad (17)$$

3.2 基于风险应对的运营商-MPIES 两阶段鲁棒主从博弈模型

基于风险应对的两阶段鲁棒主从博弈交易优化模型由约束条件式(4)–(12)和目标函数式(15)和式(17)构造而成,将模型基于变量和矩阵形式表示为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{\mu, \gamma} \{(\mu_{\text{g}}^{\text{T}} - \mu^{\text{T}}) \gamma_1 + \max_{u \in U} \min \sum c^{\text{T}} \gamma_2 - \mu^{\text{T}} \gamma_1\} \\ \text{s.t. } \Omega \mu_k \leq \alpha \\ Fx + Gy_k \leq h \rightarrow \lambda \\ Ky_k = 0 \rightarrow \tau \\ Dy_k \leq d \rightarrow \gamma \\ I_u \gamma_k = u_k \rightarrow \pi \\ \gamma = \gamma_1 \cup \gamma_2 \\ \forall k \leq k_{\text{max}} \end{array} \right. \quad (18)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu = -[\mu_{\text{buy}}^{i,t,s}, \mu_{\text{sell}}^{i,t,s}] \\ \mu_{\text{g}} = [\mu_{\text{gbuy}}^t, \mu_{\text{gsell}}^t] \\ x = [u_{\text{buy}}^{i,t,s}, u_{\text{sell}}^{i,t,s}] \\ \gamma_1 = [P_{\text{buy}}^{i,t,s}, P_{\text{sell}}^{i,t,s}] \\ \gamma_2 = [P_{\text{SOCc}}^{i,t,s}, P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}, P_{\text{gas}}^{i,t,s}, P_{\text{pv}}^{i,t,s}, P_{\text{wt}}^{i,t,s}, P_{\text{L}}^{i,t}] \\ U = [P_{\text{prd,wt}}^{i,t,s} \pm \Delta P_{\text{wt}}^{i,t,s}, P_{\text{prd,pv}}^{i,t,s} \pm \Delta P_{\text{pv}}^{i,t,s}] \end{array} \right. \quad (19)$$

式中: u 为表征风光出力不确定变量的向量; γ 、 λ 、 τ 、 π 为最小化问题中各互补松弛约束对应的对偶变量; c 为常数系数矩阵; D/Ω 、 K 、 F/G 、 I_u 分别为根据不等式约束、等式约束、包含状态变量(0-1变量)的松弛不等式约束、不确定变量约束建立的系数矩阵; α 、 h 、 d 为对应矩阵约束的常数向量; k 为当前算法循环的迭代次数; k_{max} 为最大迭代次数; $P_{\text{gas}}^{i,t,s}$ 为 t 时段园区 i 的耗气功率。

3.3 模型的转换与求解

采用结合KKT条件的C&CG算法求解上述两阶段鲁棒主从博弈交易优化模型,将原问题式(18)拆分为两阶段鲁棒模型的主问题和子问题。

针对主从博弈问题中目标函数存在双线性项 $\mu^{\text{T}} \gamma_1$ 的问题,根据第2节建立的MPIES模型构造下层模型的拉格朗日函数 L 及下层模型KKT条件见附录A。附录式(A15)–(A34)中,对偶变量与决策变量相乘结果为非线性项,无法满足模型线性化的需求,因此利用大 M 法将其转化为线性不等式。

由于转化后的单层模型的目标函数包含非线性项,基于强对偶理论对重构后下层目标函数进一步线性化,如附录式(A56)所示。根据KKT条件化简式

(A56)后将其代入上层目标函数式(15),最终得到化简后的单层模型目标函数,如式(20)所示。

$$\min C_{\text{bi-level}} = \min \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \{ \mu_{\text{gas}}^t (C_{\text{CHP}}^{i,t,s} + G_{\text{GB}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{SOC}}^t (P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s} + \lambda_e^{i,t,s} (P_{\text{L}}^{i,t} - P_{\text{wt}}^{i,t,s} - P_{\text{pv}}^{i,t,s}) + \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} P_{\text{buymax}}^i - \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} P_{\text{sellmax}}^i + \varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} G_{\text{CHPmax}}^i + \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} G_{\text{GBmax}}^i + \varphi_{\text{SOCcmax}}^{i,t,s} P_{\text{SOCcmax}}^i + \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} P_{\text{SOCdmax}}^i + \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} S_{\text{SOCmin}}^i + \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} S_{\text{SOCmax}}^i + \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} S_{\text{SOCini}}^i C_{\text{ap}}^i + \lambda_{\text{SOCexp}}^{i,t,s} S_{\text{SOCexp}}^i \} \quad (20)$$

式中:下标加max和min的变量为相应变量的最大和最小值; $\lambda_e^{i,t,s}$ 、 $\lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s}$ 、 $\lambda_{\text{SOCexp}}^{i,t,s}$ 和 $\varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s}$ 、 $\varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s}$ 、 $\varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s}$ 、 $\varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s}$ 、 $\varphi_{\text{SOCcmax}}^{i,t,s}$ 、 $\varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s}$ 、 $\varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s}$ 、 $\varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s}$ 均为对偶变量。

主问题中将下层模型KKT条件作为上层售能商的新增约束条件,实现将双层模型转化为单层混合整数线性规划问题求解,以此刻画运营商与MPIES联盟的主从博弈联合决策行为。主问题中目标为最小化各主体在已知新能源出力最恶劣情况下的总成本,包括预交易成本与调整成本;决策变量为运营商的定价策略与能源交易计划 (μ^*, γ_1^*) 。主问题的具体形式为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{\mu, \gamma} C_{\text{bi-level}} + \eta \\ \text{s.t. } \eta \geq c^{\text{T}} \gamma_{2k} + \mu_k^{\text{T}} \gamma_{1k} \\ \Omega \mu_k \leq \alpha \\ \nabla_{\gamma} L(x, \gamma_k, \lambda_k, \gamma_k, \pi_k, \tau_k) = 0 \\ \lambda_k \geq 0, \gamma_k \geq 0, \pi_k \geq 0 \\ I_u \gamma_k = u_k^* \\ \forall k \leq k_{\text{max}} \end{array} \right. \quad (21)$$

式中: γ_{1k} 为第 k 次迭代后子问题的解; $\nabla_{\gamma} L$ 为推导的下层模型拉格朗日函数对变量求偏导; η 为引入的辅助变量; u_k^* 为第 k 次迭代后子问题得到的最恶劣场景下对应不确定变量 u 的取值。

得到主问题求解给定的决策量 (μ^*, γ_1^*) 后,子问题通过设置不确定参数 Γ ,在不确定集内寻找对应总成本最高的最恶劣新能源出力场景变量 u^* ,并得到基于场景重新制定的能源调度计划 γ_2 。子问题的具体形式为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{u \in U} \min_{(x, u) \rightarrow y} \sum c^{\text{T}} \gamma_2 + \mu^{\text{T}} \gamma_1 \\ \text{s.t. 式(3)–(12)} \end{array} \right. \quad (22)$$

通过引入辅助变量和相关约束对式(3)中的风光出力不确定变量进行线性化^[22],此时式(22)的内层最小化是一个线性规划问题,不存在双线性项,因此子问题可等效为求对偶极大问题,如式(23)所示:

$$\begin{cases} \max_{b, B, \gamma, \lambda, \pi} & d^T \gamma + (h - Fx)^T \lambda + \hat{u}^T \pi + \Delta u^T B \\ \text{s.t.} & D^T \gamma + G^T \lambda + K^T \tau + I_u^T \pi \leq \eta \\ & 0 \leq b \leq \pi_u B \\ & \pi - \pi_u (1 - b) \leq B \leq \pi \\ & \sum_t u_{wt}^{i,t,s} \leq \Gamma_{wt}^{i,t,s}, \sum_t u_{pv}^{i,t,s} \leq \Gamma_{pv}^{i,t,s} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\Delta u = [\Delta P_{wt}^{i,t,s}, \Delta P_{pv}^{i,t,s}]$; $b = [u_{wt}^{i,t,s}, u_{pv}^{i,t,s}]$; π_u 和 B 为线性化不确定性变量约束引入的辅助变量。

最后,将子问题求解所得不确定变量 u^* 和新的调度信息 γ_2^* 反馈回主问题式(20),此时运营商衡量决策带来的预期利益和偏差,重新调整适应新一轮不确定性场景下的定价决策,并传递给 MPIES 实现模型基于主从博弈的双向反馈矫正。通过迭代直至主问题和子问题中总成本的值相对误差小于给定值时,停止迭代得出模型的鲁棒最优解。C&CG 算法的求解流程如图 1 所示。

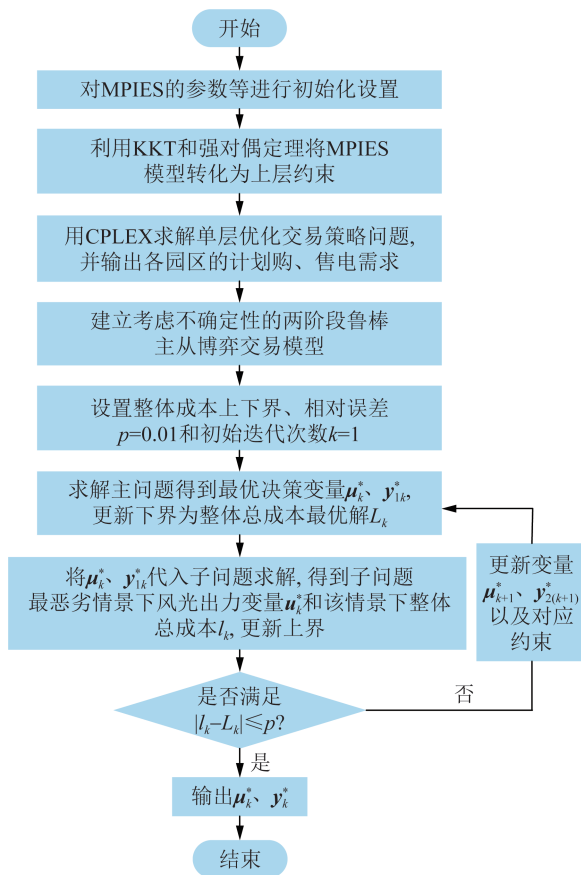


图 1 C&CG 算法求解流程
Fig. 1 Solution process of the C&CG algorithm

步骤 1: 给定一组初始风光出力场景 u_1 作为初始的最恶劣场景,设定 MPIES 与运营商总成本的上界 $l = +\infty$ 和下界 $L = -\infty$, 初始迭代次数 $k=1$ 。

步骤 2: 根据步骤 1 给定的最恶劣场景变量 u_1 , 求解主问题式(21), 得到当前最优决策变量 μ_k^*, γ_{1k}^* 和整

体总成本最优解 L_k^* , 并更新下界 $L_k = \max(L_{k-1}, L_k^*)$ 。

步骤 3: 将主问题求得的决策变量代入子问题式(23), 得到新的最恶劣场景变量 u_k^* 和当前总成本的最优解 $l_k = (\mu_k^*, \gamma_{1k}^*)$, 更新总成本上界为 $l_{k+1} = \min\{l_{k-1}, l_k(\mu_k^*, \gamma_{1k}^*)\}$ 。

步骤 4: 若 $|l_k - L_k| \leq p$ (p 为设定的收敛阈值), 则表明已求得最优解, 停止迭代; 否则执行步骤 5。

步骤 5: 更新步骤 3 中的变量 $u_{k+1}^*, \gamma_{2(k+1)}^*$ 及约束 $\eta \geq C^T \gamma_{2(k+1)}^* + \mu_k^T \gamma_{1k}^*$ 和式(18)中的所有 γ_{2k} 相关约束。令 $k=k+1$, 返回步骤 2, 重新循环直至收敛。

4 算例分析

4.1 算例设置

算例考虑 3 个相邻园区网间与上级电网运营商的电能共享与交易问题。为进行对比分析, 本文研究 3 个相邻园区与上级电网运营商的电能交易问题。所选园区的日负荷曲线在幅值与时序上均存在显著差异, 旨在考察不同园区差异化用电行为对交易策略的影响。具体交易策略设置如下:

方案 1: 确定性优化, 运营商和 MPIES 之间不进行主从博弈议价。

方案 2: 确定性优化, 运营商和 MPIES 之间进行主从博弈议价。

方案 3: 两阶段鲁棒优化, 运营商和 MPIES 之间考虑交易风险进行主从博弈闭环优化。

4.2 不同场景优化结果分析

进一步对不同方案进行分析, 运营商向电网购售电价格如附录表 B1 所示, 关键机组参数如附录表 B2 所示。本节主要比较 3 种方案下运营商收益、园区间交互电量(输出电量取负值)、MPIES 与运营商购售电量以 MPIES 成本的差异, 优化结果见表 1。风、光不确定性调节参数 $\Gamma_{wt}=12$ 和 $\Gamma_{pv}=6$ 分别表示 MPIES 调度方案中风电最多 12 个时段取到预测区间最小值, 光伏出力有 6 个时段取到预测区间最小值, 其余时段则等于预测值。MPIES 风电和光伏出力曲线如附录图 B1 所示, 阴影部分即为式(3)考虑的不确定集。

为评估不同策略的经济性, 表 1 展示了 3 种交易策略方案下的关键经济指标。由于方案 1 不进行博弈议价, 假定 MPIES 市场中的购、售电价分别为日前电网相应时段电价的 120%、80%。分析表 1 可得以下结论:

1) 对比方案 1 及方案 2, 运营商收益从 5 283.89 元下降至 2 445.45 元, MPIES 总成本从 32 385.21 元显著下降至 26 379.81 元。二者收益与成本的变化清晰地揭示了主从博弈机制所带来的协同利益, 尽

表 1 不同方案下的优化结果
Table 1 Optimization of system under different schemes

方案	园区	运营商 收益/元	园区间交互 电量/kWh	与运营商交互电量/kWh		各园区 成本/元	MPIES 总成本/元
				购电量	售电量		
1	1	5 283.89	-5 422.03	1 001.90	424.64	9 581.46	33 385.21
	2		-1 169.57	2 352.69	139.167	10 676.49	
	3		6 591.60	5 096.48	888.59	13 127.26	
2	1	2 445.45	-4 120.46	2 524.01	82.21	5 923.68	26 379.81
	2		501.82	2 350.13	221.67	9 454.36	
	3		3 618.64	5 245.84	234.12	11 001.77	
3 ($\Gamma_{wt}=12, \Gamma_{pv}=6$)	1	2 791.13	-2 799.25	3 229.08	129.95	6 492.95	28 227.04
	2		-1 633.84	5 419.70	110.09	11 010.67	
	3		4 433.09	4 229.09	390.41	10 723.42	
3 ($\Gamma_{wt}=16, \Gamma_{pv}=12$)	1	3 326.81	-3 150.94	3 621.67	47.93	7 086.09	30 671.64
	2		-2 826.42	5 117.33	707.43	12 014.87	
	3		5 977.36	5 336.85	682.65	11 570.68	

管作为领导者的运营商通过电价调整等方式让利于 MPIES, 虽牺牲了部分自身收益, 但通过价格引导有效激发了 MPIES 调整用能行为的积极性, 激励了园区调整其用能行为, 如增加低谷时段用电、优化内部调度、增加园区间电能交互量等, 极大地提升了系统整体运行效率, 降低了 MPIES 系统总成本, 促进了 MPIES 参与电能交易的意愿。证明了主从博弈机制在协调各主体利益和促进 MPIES 协同优化方面具有明显优势。

2) 方案 3 ($\Gamma_{wt}=12, \Gamma_{pv}=6$) 基于方案 2 引入两阶段鲁棒优化方法后, 运营商收益由 2 445.45 元增至 2 791.13 元, MPIES 总成本则由 26 379.81 元增至 28 227.04 元, 运营商收益增加 345.68 元, 而 MPIES 总成本增加 1 847.23 元, 两者相差 1 501.55 元。MPIES 系统为应对可能的最坏风光出力场景, 不得不采取更为保守的调度方案, 如增加外购电和机组增发等, 调度决策的保守导致了 MPIES 系统整体运行效率下降, 从而增加了部分风险应对成本。

3) 当不确定性水平进一步提升 ($\Gamma_{wt}=16, \Gamma_{pv}=12$) 时, 运营商收益增至 3 326.81 元, 为追求更高的运行可靠性, MPIES 总成本增至 30 671.64 元。运营商收益仅增加 535.68 元, MPIES 总成本增加 2 444.60 元, 两者差值扩大至 1 908.92 元, 可知运营商收益与 MPIES 总成本的变化与不考虑博弈情况时二者的线性转移关系不同。原因在于主从博弈本质上属于非合作博弈。在该框架下, 作为领导者的运营商优先考虑自身收益与风险, 将增加的部分不确定性风险融入定价决策信息向追随者 MPIES 传递, 而 MPIES 响应领

导者电价信息并保障自身用能可靠性付出了相应的经济额外增量, 二者之间的收益-成本变化呈现出的特征更符合实际主体市场地位不对等情况下达成鲁棒博弈均衡的结果。

4.3 基于两阶段鲁棒主从博弈模型的多主体决策行为优化结果分析

图 2 和图 3 分别为 $\Gamma_{wt}=12, \Gamma_{pv}=6$ 时和 $\Gamma_{wt}=16, \Gamma_{pv}=12$ 时运营商与园区的交易电价, 为方便对比, 设置电价购电时取值为正, 售电时取值为负。

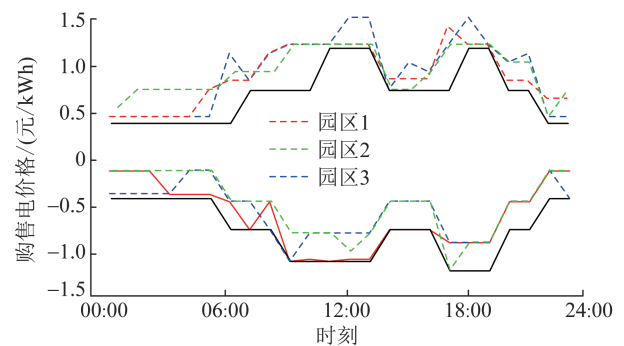


图 2 $\Gamma_{wt}=12, \Gamma_{pv}=6$ 时运营商与园区交易电价

Fig. 2 Trading price between operators and MPIES when $\Gamma_{wt}=12$ and $\Gamma_{pv}=6$

MPIES 调度优化结果如图 4 所示, 当园区向运营商购电时取值为正, 反之, 园区向配电网售电时取值为负。

分析表 1、图 2—4 可得:

1) 由表 1 和图 4 可知, 随着不确定性程度增加, 园区间交互量也随之增加, 运营商会根据电能交互后各园区的需求电量来确定价格, 在各园区内部电能交互、发电机组与储能启停的联合调度下能够改

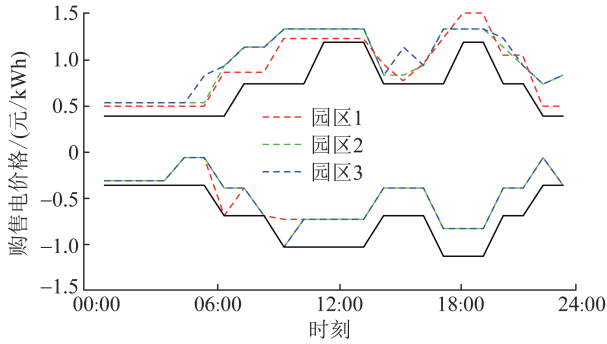


图 3 $\Gamma_{wt}=16, \Gamma_{pv}=12$ 时各园区向运营商购售电价

Fig. 3 Trading price between operators and MPIES when $\Gamma_{wt}=16$ and $\Gamma_{pv}=12$

变在某些峰值时段 MPIES 对上级运营商的电能交易量,减少 MPIES 多时段与多能量的需求,增加了系统运行的灵活程度。

2)对比图 2 与图 3 可知,一旦风光出力不确定性

程度变大,运营商为了降低风险对收益的影响,倾向于制定全时段相对平缓的园区电价,此举旨在减少因 MPIES 购电计划受不确定性影响而产生的收益波动。同时相较于图 2,园区购电价格具体趋势表现为购电价整体上升与售电价整体下降,引导园区更多转向内部合作交易,从而将运营商的鲁棒性目标通过主从博弈过程有效传递,最终提升市场交易过程的整体鲁棒性。

3)3 个园区典型日的电能负荷曲线如图 5 所示。园区 1 的负荷曲线在午间时段(13:00—15:00)达到高峰,其余时段相对较低;园区 2 基础负荷高,曲线相对平坦;园区 3 在下午与傍晚时段(12:00—15:00, 18:00—20:00)存在较高的负荷需求峰值,峰谷差大。

结合园区向运营商购售电价曲线和各园区的用电行为曲线,分析可得:

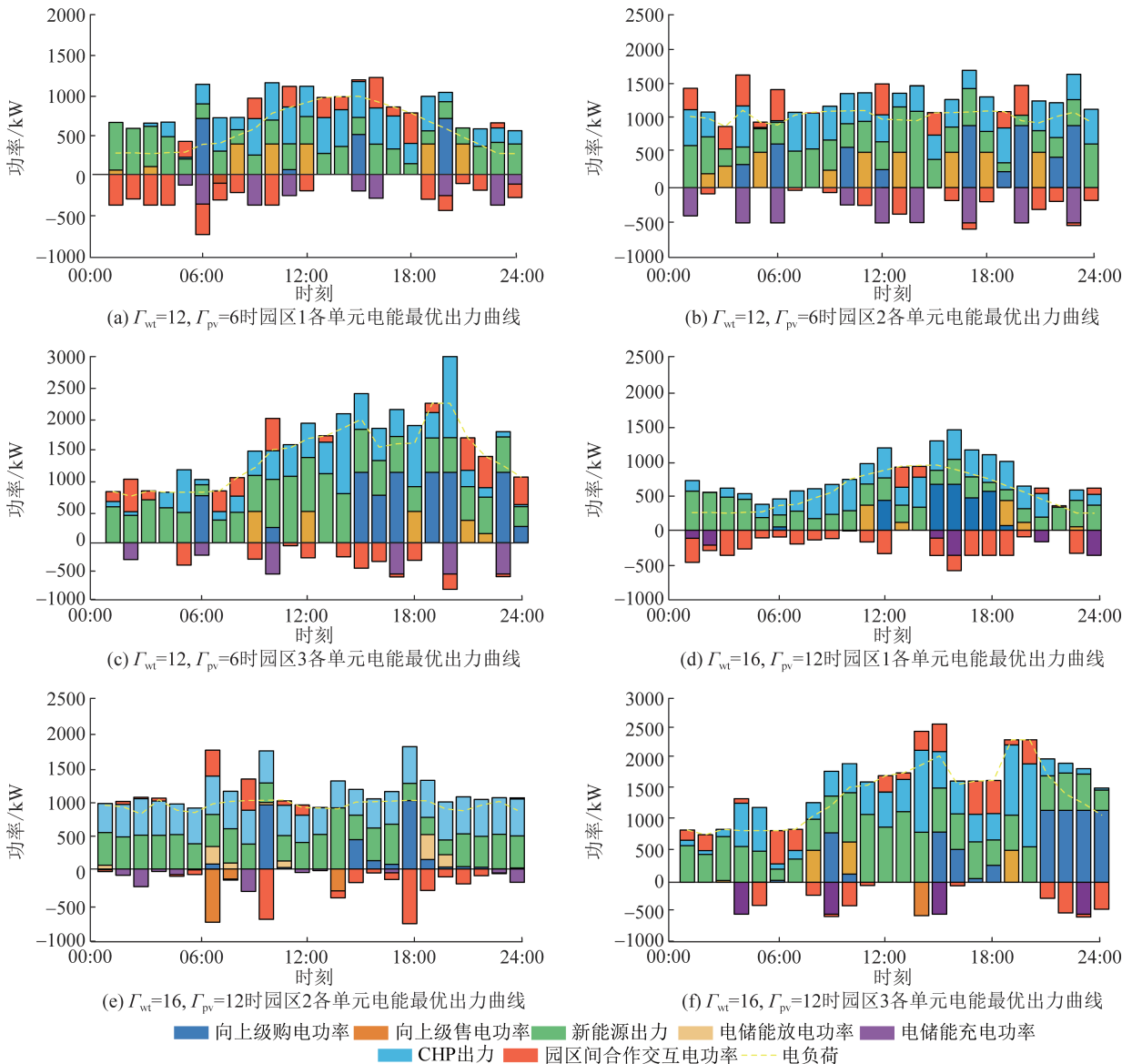


图 4 方案 3 调度结果

Fig. 4 Dispatching results under scheme 3

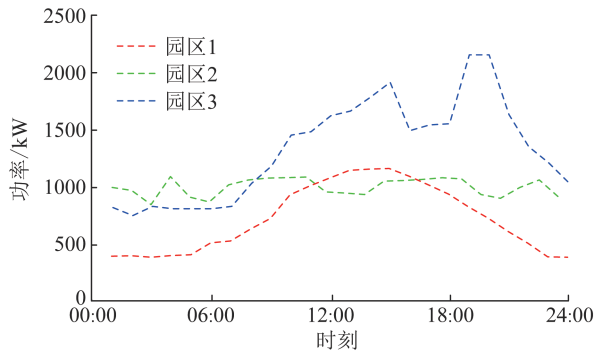


图5 3个园区的负荷功率曲线

Fig. 5 Load curves of three PIESS

1) 由图2—4分析可知,价格受风险程度的影响。在风险程度较低时,运营商在09:00—14:00午间峰时段和18:00—21:00晚间峰时段等大额用电需求时段相较于其他时段增加各园区购电价格幅度较大,其更愿意承担市场波动风险以争取收益最大。由图3可知,在不确定性程度最大时,运营商在09:00—14:00午间峰时段和18:00—21:00晚间峰时段相较于其他时段增加的购电价格幅度明显少于前者,此时其更厌恶承担市场波动风险以争取实际收益偏差最小,体现整体交易策略为经济与风险的权衡。

2) 分析表1、图2—4和附录图A1可知,价格受用电行为影响。当运营商为提高鲁棒性而更改电价时,定价策略会在不同园区内基于差异化用电行为引发非对称响应。园区1只有午间峰值时段电能需求高,其他大部分时段新能源发电出力相对富余,用电量少,因此选择将大部分电能交易给其他园区,一定程度上降低了其他园区的发/购电成本;由于园

区2的负荷曲线相对平缓,峰谷差最小。因此运营商针对园区2在不同不确定度下的定价曲线改变幅度也最小;而对于计划购电量较大的园区3,新能源出力不确定性程度变化对园区3峰时段的价格决策影响较大,因此在峰时段运营商选择将园区3的价格维持在较高水平,以抑制其交易意愿,并促进内部储能或园区间交易优化调度,满足峰时段负荷需求。

由于上述分析可知,在所提两阶段鲁棒主从博弈模型中,风险程度和园区用电行为均会对运营商定价策略价格产生影响,从而影响交易策略结果。而传统的分时电价等固定价格机制仅只能作用于单向式的确定性计划交易策略,而本文所提鲁棒博弈模型能够进一步刻画运营商-MPIES电能交易过程的特征和市场各主体的行为,最终得到兼顾经济性和鲁棒性的运行优化策略。

4.4 基于不同程度风险下两阶段鲁棒主从博弈模型鲁棒-经济性优化结果评估

基于风险应对的两阶段鲁棒博弈模型主要通过寻找最恶劣场景中的对应风光出力,博弈上层和下层主体分别不断反馈优化电价和规划额外的机组出力和购电量达到博弈均衡。为分析不同风险水平下所提两阶段鲁棒博弈模型在鲁棒-经济性方面的优势,设置2组不同不确定度对两阶段鲁棒博弈优化结果与确定性博弈优化结果进行对比,具体成本如表2所示,确定性博弈优化方案为在调节参数 $\Gamma_{wt} = \Gamma_{pv} = 0$ 情况下的两阶段鲁棒博弈优化模型。

表2 不同优化方法的成本

Table 2 Costs of system under different optimization methods

优化方法	运营商电能交易收益/元		MPIES调度成本/元	
	计划收益	平衡收益	计划成本	平衡成本
确定性博弈优化($\Gamma_{wt} = \Gamma_{pv} = 0$)	2 645.45	+1 512.85	26 379.97	+4 732.59
基于两阶段鲁棒的博弈优化	$\Gamma_{wt} = 12, \Gamma_{pv} = 6$	+774.66	28 227.04	+2 913.39
	$\Gamma_{wt} = 16, \Gamma_{pv} = 12$	+543.99	30 671.63	+1 537.70

基于KKT条件的C&CG算法在求解两阶段鲁棒主从博弈问题时的收敛情况如附录图B2所示。可以发现基于KKT条件的C&CG算法在求解所提模型时具有快速收敛的特性,模型求解在2次迭代内收敛,可知C&CG算法对所提模型的求解具有较好的效果。

针对表2中不同程度风险下的鲁棒博弈优化结果与确定性博弈优化方法的寻优结果进行分析,可得以下结论:

采用两阶段鲁棒优化方法相比确定性优化得到的MPIES计划调度方案具有更高的运行成本,但因

其考虑了风电和光伏出力的不确定性,在实际运行中因预测误差引起的不平衡量要低于确定性优化方法,因此其平衡成本和计划成本之和低于确定性优化方法中的平衡成本与计划成本之和,从而降低了实际情况下的运行成本。

进一步分析表2可知,从运营商角度分析,随着 Γ_{wt} 和 Γ_{pv} 增大,在制定日前电价时就会越多地考虑交易所面临的不确定性风险,相应定价方案越保守,导致收益偏差越小;反之,收益偏差则越大。从MPIES

视角分析,随着 Γ_{wt} 和 Γ_{pv} 的增大,MPIES的运行成本也相应地提高,意味着风光出力取到预测区间最小值的时段数越多,因此各园区的电能缺额时段也相应越多,导致园区总购电量越高,因此2种优化的平衡成本均增大。但相较于确定性优化,采用鲁棒优化方法得到总运行成本更低。

利用不同程度的实际风光出力偏离度 δ 情景下运营商实际收益相较于计划收益的偏差值大小^[28],进一步验证求解基于风险应对的两阶段鲁棒博弈模型所得交易策略抵抗不同风光出力不确定性的干扰程度。不同风光预测偏离度下的运营商收益偏差如表3所示。

表3 不同风光预测偏离度下的运营商收益偏差

Table 3 Operator return deviations under different wind and photovoltaic power prediction deviations

δ	运营商电能交易收益/元					
	$\Gamma_{wt}=0, \Gamma_{pv}=0$		$\Gamma_{wt}=12, \Gamma_{pv}=6$		$\Gamma_{wt}=16, \Gamma_{pv}=12$	
	计划收益	平衡收益	计划收益	平衡收益	计划收益	平衡收益
0.1	2 645.42	+1 512.85	2 891.13	+774.66	3 326.81	+543.99
0.2	2 742.25	+1 416.02	2 989.81	+575.98	3 480.87	+389.93
0.3	2 988.56	+1 169.71	3 064.37	+501.42	3 625.79	+245.01
0.5	3 311.31	+846.96	3 286.76	+279.03	3 748.34	+122.46

随着偏离度 δ 的不断增大,运营商的收益偏差程度也不断在增加,考虑不确定性的鲁棒优化方案的平衡收益比确定性优化方案偏差更低。由此可知,在忽略可再生能源出力不确定性影响时,当风光机组的实际出力与发电计划出现较大偏差时,会大幅改变MPIES的经济性最优调度运行方案,增加较多的向运营商购电成本。考虑不确定性的鲁棒优化交易策略可以有效降低出力偏差给市场各主体带来的计划之外的风险程度,并且由不同新能源的出力偏离度 δ 下对比分析可知,偏离度越大,鲁棒优化效果越明显,作为博弈领导者的运营商需要考虑的平衡收益越少。

5 结论

本文在高比例新能源接入MPIES背景下,针对新能源出力不确定性风险下的MPIES市场主从博弈问题,提出一种考虑风光不确定性的运营商-MPIES两阶段鲁棒主从博弈策略,结合KKT条件和强对偶理论,采用C&CG算法求解基于风险应对的两阶段鲁棒主从博弈模型,主要结论如下:

1)考虑风光不确定性的鲁棒博弈交易策略能够有效协调运营商与各园区在不同不确定性程度下的电能市场交易行为,从而系统提升整体风险抵御能力,显著压缩各主体的预期效益偏差。

2)所提策略利用两阶段鲁棒优化方法结合主从博弈过程形成动态闭环反馈,使运营商能够通过定价决策主动调节交易中的可接受风险程度,同时引导MPIES调整用能计划,体现所提策略具备较优的市场多主体适应性与调度灵活性。

3)相比传统仅针对单一能源类型、单一市场主体和单一博弈策略研究,分析市场多主体中多能耦合的MPIES系统与电网运营商的利益联系,得到的日前闭环优化交易方案在不确定性场景下展现出较优的经济性与鲁棒性,验证了模型在复杂系统中考虑风险参与市场博弈背景下的适用性。未来研究方向中,可将本文构建的考虑风光不确定性的鲁棒博弈策略进一步拓展至考虑市场侧不确定性的影响,深入研究考虑“源-荷-市场”多侧不确定性因素的优化问题,从而优化形成更具普适性的交易策略。

利益冲突声明 (Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明 (Authors' Contributions):

沈赋提出基本框架,提出研究方向,设计论文框架;戴翔完成文献调研与整理,进行对比实验、实验分析,起草论文;徐潇源参与论文讨论及修改;王健承担全文学术逻辑与模型论证;蔡子龙参与文献调研与整理;翟苏巍确定研究对象范围,收集、采集、清洗与分析数据。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

6 参考文献

- [1] 吴严杰,平健,严正,等.基于差分隐私的多园区综合能源系统分布式调度方法[J].电力系统自动化,2025,49(5):80-88.
WU Yanjie, PING Jian, YAN Zheng, et al. Differential privacy based distributed dispatch method for multi-park integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(5):

- 80-88.
- [2] 张桂红, 李俊贤, 张祥成, 等. 基于双层模型预测控制的建筑与社区综合能源系统主从博弈协调优化[J]. 全球能源互联网, 2025, 8(3): 289-298.
ZHANG Guihong, LI Junxian, ZHANG Xiangcheng, et al. Coordinated optimization of buildings and integrated community energy systems through a bi-level model predictive control method with Stackelberg game [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(3): 289-298.
- [3] 李崎勇, 赵新哲, 郑一飞, 等. 基于纳什谈判考虑能源共享的区域综合能源系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 22-32.
LI Jiyong, ZHAO Xinzhe, ZHENG Yifei, et al. Optimal configuration of a regional integrated energy system considering energy sharing based on Nash negotiation [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 22-32.
- [4] 侯朗博, 孙昊, 陈衡, 等. 基于需求响应与Stackelberg博弈的小区综合能源系统优化调度[J]. 发电技术, 2025, 46(2): 219-230.
HOU Langbo, SUN Hao, CHEN Heng, et al. Optimization scheduling of integrated energy systems in communities based on demand response and Stackelberg game [J]. Power Generation Technology, 2025, 46(2): 219-230.
- [5] 李金超, 兰心怡, 吴子静, 等. 考虑多重不确定性的综合能源系统与加氢站主从博弈鲁棒定价策略[J]. 全球能源互联网, 2025, 8(5): 636-650.
LI Jinchao, LAN Xinyi, WU Zijing, et al. Robust pricing strategy based on Stackelberg game for integrated energy system and hydrogen refueling station considering multiple uncertainties [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(5): 636-650.
- [6] 牛焕娜, 王青林, 袁嘉兴, 等. 基于三层博弈的社区综合能源系统电热交易策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(5): 25-37.
NIU Huanna, WANG Qinglin, YUAN Jiaying, et al. Heat-electricity trading decisions of a community integrated energy system based on three-layer game theory [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(5): 25-37.
- [7] LI G G, LI Q Q, LIU Y, 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: 107461.
- [8] 顾洁, 白凯峰, 时亚军. 基于多主体主从博弈优化交互机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3119-3134.
GU Jie, BAI Kaifeng, SHI Yajun. Optimized operation of regional integrated energy system based on multi-agent master-slave game optimization interaction mechanism [J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3119-3134.
- [9] 史伟平, 莫峻, 杨辉, 等. 碳交易机制下基于合作博弈的综合能源系统经济性分析[J]. 南方电网技术, 2025, 19(7): 182-194.
SHI Weiping, MO Jun, YANG Hui, et al. Economic analysis of integrated energy system based on cooperative game under carbon trading mechanism [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(7): 182-194.
- [10] 李宁, 撤奥洋, 张智晟. 基于Stackelberg博弈实时定价机制的电-气综合能源系统优化调度[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(4): 80-85.
LI Ning, HAN Aoyang, ZHANG Zhisheng. Optimal dispatching of integrated energy system based on Stackelberg game real-time pricing mechanism [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(4): 80-85.
- [11] 聂永辉, 李宗镨. 基于纳什谈判和主从博弈的多园区综合能源系统优化调度[J]. 智慧电力, 2024, 52(5): 37-43, 104.
NIE Yonghui, LI Zongkai. Optimal scheduling of multi-park integrated energy system based on Nash negotiation and master-slave game [J]. Smart Power, 2024, 52(5): 37-43, 104.
- [12] LI P, ZHANG F, MA X Y, et al. Operation cost optimization method of regional integrated energy system in electricity market environment considering uncertainty [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2023, 11(1): 368-380.
- [13] 闫振靖, 李皓然, 杨欣可, 等. 基于不确定性分析与电价波动的电-氢-热综合能源系统分析[J]. 高压电器, 2024, 60(7): 69-77.
YAN Zhenjing, LI Haoran, YANG Xinke, et al. Analysis of electric-hydrogen-thermal integrated energy system based on uncertainty analysis and electricity tariff fluctuation [J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(7): 69-77.
- [14] 程杉, 卢渊涛, 王灿. 考虑P2G-CCS-HFC协调运行的园区综合能源系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(10): 87-101.
CHENG Shan, LU Yuantao, WANG Can. Distributed robust optimal scheduling for a regional integrated energy system considering coordinated operation of P2G-CCS-HFC [J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(10): 87-101.
- [15] 吉兴全, 刘健, 叶平峰, 等. 计及灵活性与可靠性的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(8): 132-144.
JI Xingquan, LIU Jian, YE Pingfeng, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering flexibility and reliability [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(8): 132-144.
- [16] 王若谷, 陈果, 王秀丽, 等. 计及风电与电动汽车随机性的两阶段机组组合研究[J]. 电力建设, 2021, 42(8): 63-70.
WANG Ruogu, CHEN Guo, WANG Xiuli, et al. Two-stage stochastic unit commitment considering the uncertainty of wind power and electric vehicle travel patterns [J]. Electric Power Construction, 2021, 42(8): 63-70.
- [17] 朱健全, 刘海欣, 叶汉芳, 等. 园区综合能源系统优化运行研究综述[J]. 高电压技术, 2022, 48(7): 2469-2482.
ZHU Jianquan, LIU Haixin, YE Hanfang, et al. Review on optimal operation of park-level integrated energy system [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2469-2482.
- [18] SHEN F, YANG G B, SHAHIDEHPOUR M, et al. Two-stage optimal dispatch of electricity-natural gas networks considering natural gas pipeline leakage and linepack [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2024, 15(4): 3542-3553.
- [19] 王天航, 王艺博, 尹立敏, 等. 两级电力市场环境考虑条件风险价值的新能源场站最优售电模型[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 113-120.
WANG Tianhang, WANG Yibo, YIN Limin, et al. Optimal power

- sales model for new energy stations considering conditional value-at-risk in two-level electricity market [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(5): 113-120.
- [20] 郭立邦, 丁一, 包铭磊, 等. 两级电力市场环境下游及风险的省间交易商最优购电模型[J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2726-2734.
- GUO Libang, DING Yi, BAO Minglei, et al. An optimal power purchase model of inter-provincial traders in two-level electricity market considering risk management [J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2726-2734.
- [21] LIU W J, QI D L, WEN F S. Intraday residential demand response scheme based on peer-to-peer energy trading [J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2020, 16(3): 1823-1835.
- [22] 臧海洋, 马铭欣, 周亦洲, 等. 电力市场环境下风电-光热-生物质混合电站鲁棒优化调度模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(5): 1-11.
- ZANG Haixiang, MA Mingxin, ZHOU Yizhou, et al. Robust optimal scheduling model for a 'wind power-concentrating solar power-biomass' hybrid power plant in the electricity market [J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(5): 1-11.
- [23] 郑能, 丁晓群, 管志成, 等. 考虑相关性的含风电的配电网无功优化[J]. *南方电网技术*, 2018, 12(1): 62-69.
- ZHENG Neng, DING Xiaoqun, GUAN Zhicheng, et al. Reactive power optimization in distribution network with wind turbine generators considering the correlations [J]. *Southern Power System Technology*, 2018, 12(1): 62-69.
- [24] 沈赋, 杨光兵, 王健, 等. 计及电-气园区综合能源系统多重不确定性的变置信区间优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(11): 33-40.
- SHEN Fu, YANG Guangbing, WANG Jian, et al. Optimal scheduling with variable confidence interval considering multiple uncertainties of electricity-gas park integrated energy system [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(11): 33-40.
- [25] 李欣, 陈英彰, 李涵文, 等. 考虑碳交易的电-热综合能源系统两阶段鲁棒优化低碳经济调度[J]. *电力建设*, 2024, 45(6): 58-69.
- LI Xin, CHEN Yingzhang, LI Hanwen, et al. Two-stage robust optimization of low-carbon economic dispatch for electricity-thermal integrated energy system considering carbon trade [J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(6): 58-69.
- [26] 王志强, 方正, 刘文霞, 等. 基于概率多场景的柔性配电网鲁棒运行优化[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(7): 37-44.
- WANG Zhiqiang, FANG Zheng, LIU Wenxia, et al. Robust operation optimization of flexible distribution network based on probabilistic multi-scenario [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(7): 37-44.
- [27] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(14): 4013-4022, 4307.
- LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(14): 4013-4022, 4307.
- [28] 赵会茹, 陆昊, 李子衿, 等. 考虑风光不确定性的含储能CCHP微网市场环境下两阶段鲁棒优化运行策略[J]. *电力建设*, 2020, 41(11): 116-125.
- ZHAO Huiru, LU Hao, LI Zijin, et al. Two-stage robust optimization of CCHP microgrid with consideration of wind power and PV uncertainty and storage system [J]. *Electric Power Construction*, 2020, 41(11): 116-125.

收稿日期: 2025-11-04 修回日期: 2025-11-26

作者简介:



沈赋

沈赋(1988),男,博士,副教授,主要研究方向为新型电力系统建模、电网运行与调度等,E-mail: shenfu@kust.edu.cn;

戴翔(2001),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统建模,E-mail: 18468133045@163.com;

徐潇源(1989),男,博士,副教授,主要从事新型电力系统建模方面的研究工作,E-mail: xuxiaoyuan@sjtu.edu.cn;

王健(1994),男,博士,讲师,主要研究方向为综合能源系统建模及可靠性评估,E-mail: jianwangzx@163.com;

蔡子龙(1976),男,博士,副教授,通信作者,主要研究方向为电动汽车充电站规划、车网互动、信息技术在电力系统中的应用,E-mail: 20040142@kust.edu.cn;

翟苏巍(1991),男,博士,高级工程师,主要从事新型电力系统建模方面的研究工作,E-mail: suwei_zhai@163.com。

(编辑 景贺峰)

附录 A

根据 KKT 条件的基本原理构造追随者 MPIES 模型的拉格朗日函数:

$$\begin{cases} \min f(X) \\ \text{s.t. } h_i(X) = 0, & i = 1, 2, \dots, m \\ g_j(X) \leq 0, & j = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (\text{A1})$$

$$L(X, \lambda, \mu) = f(X) + \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(X) + \sum_{j=1}^n \varphi_j g_j(X) \quad (\text{A2})$$

式中: $f(X)$ 为目标函数; $h_i(X)$ 为等式约束条件; $g_j(X)$ 为不等式约束条件; m, n 分别为等式、不等式约束条件数目; λ, μ 为拉格朗日乘子; λ_i 和 φ_j 分别为第 i 个等式约束、第 j 个不等式约束的对偶变量。

原目标的拉格朗日函数为:

$$f(X) = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (C_{\text{gas}}^{i,t,s} + C_{\text{SOC}}^{i,t,s} + C_{\text{Grid}}^{i,t,s} + C_{\text{gen}}^{i,t,s}) = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} [\mu_{\text{gas}}^t (G_{\text{CHP}}^{i,t,s} + G_{\text{GB}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{SOC}}^t (P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}) + (\mu_{\text{buy}}^{i,t,s} P_{\text{buy}}^{i,t,s} - \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} P_{\text{sell}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s}] \quad (\text{A3})$$

等式约束函数为:

$$\sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(X) = \lambda_e^{i,t,s} (P_{\text{buy}}^{i,t,s} + P_{\text{wt}}^{i,t,s} + P_{\text{pv}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} + P_{\text{CHP}}^{i,t,s} + P_{\text{tra}}^{i,t,s} - P_{\text{sell}}^{i,t,s} - P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} - P_{\text{L}}^{i,t,s}) + \lambda_h^{i,t,s} (Q_{\text{GB}}^{i,t,s} + Q_{\text{CHP}}^{i,t,s} - Q_{\text{L}}^{i,t,s}) + \lambda_{\text{tra}}^{i,t,s} \sum P_{\text{tra}}^{i,t,s} + \lambda_{\text{SOC}}^{i,1,s} (S_{\text{SOC}}^{i,1,s} C_{\text{ap}}^{i,t} - S_{\text{SOCini}}^{i,t} C_{\text{ap}}^{i,t} - \eta_{\text{SOCc}}^i P_{\text{SOCc}}^{i,1,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,1,s} / \eta_{\text{SOCd}}^i) + \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} (S_{\text{SOC}}^{i,t,s} C_{\text{ap}}^{i,t} - S_{\text{SOC}}^{i,t-1,s} C_{\text{ap}}^{i,t} - \eta_{\text{SOCc}}^i P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} / \eta_{\text{SOCd}}^i) + \lambda_{\text{SOCexp}}^{i,t,s} (S_{\text{SOC}}^{i,t,s} - S_{\text{SOCexp}}^i) \quad (\text{A4})$$

不等式约束函数为:

$$\sum_{j=1}^n \varphi_j g_j(X) = -\varphi_{\text{buymin}}^{i,t,s} P_{\text{buy}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} (P_{\text{buy}}^{i,t,s} - P_{\text{buymax}}^i) - \varphi_{\text{sellmin}}^{i,t,s} P_{\text{sell}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} (P_{\text{sell}}^{i,t,s} - P_{\text{sellmax}}^i) - \varphi_{\text{CHPmin}}^{i,t,s} G_{\text{CHP}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} (G_{\text{CHP}}^{i,t,s} - G_{\text{CHPmax}}^i) - \varphi_{\text{GBmin}}^{i,t,s} G_{\text{GB}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} (G_{\text{GB}}^{i,t,s} - G_{\text{GBmax}}^i) - \varphi_{\text{SOCcmin}}^{i,t,s} P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCcmax}}^{i,t,s} (P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} - P_{\text{SOCcmax}}^i) - \varphi_{\text{SOCdmin}}^{i,t,s} P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} (P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} - P_{\text{SOCdmax}}^i) - \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} (S_{\text{SOCmin}}^i - S_{\text{SOC}}^{i,t,s}) + \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} (S_{\text{SOC}}^{i,t,s} - S_{\text{SOCmax}}^i) \quad (\text{A5})$$

式中: G_{CHPmax}^i 、 G_{GBmax}^i 分别为园区 i 热电联产机组、燃气锅炉耗气量的最大值。

KKT对偶条件为:

$$\mu_{\text{gas}}^t + (\lambda_e^{i,t,s} \eta_{\text{eCHP}} \lambda_{\text{gas}} + \lambda_h^{i,t,s} \eta_{\text{hCHP}} \lambda_{\text{gas}}) / 3600 - \varphi_{\text{CHPmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A6})$$

$$\mu_{\text{gas}}^t + \lambda_h^{i,t,s} \eta_{\text{GB}} \lambda_{\text{gas}} / 3600 - \varphi_{\text{GBmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A7})$$

$$\mu_{\text{SOC}}^t - \lambda_e^{i,t,s} - \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} \eta_{\text{SOCc}}^i - \varphi_{\text{SOCcmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCcmax}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A8})$$

$$\mu_{\text{SOC}}^t + \lambda_e^{i,t,s} + \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} / \eta_{\text{SOCd}}^i - \varphi_{\text{SOCdmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A9})$$

$$\mu_{\text{buy}}^{i,t,s} + \lambda_e^{i,t,s} - \varphi_{\text{buymin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A10})$$

$$-\mu_{\text{sell}}^{i,t,s} - \lambda_e^{i,t,s} - \varphi_{\text{sellmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A11})$$

$$\lambda_e^{i,t,s} + \lambda_{\text{tra}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A12})$$

$$\lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} C_{\text{ap}}^{i,t} - \lambda_{\text{SOC}}^{i,t+1,s} C_{\text{ap}}^{i,t} + \lambda_{\text{SOCexp}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A13})$$

$$\varphi_{\text{SOCmin}}^{i,24,s} + \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,24,s} + \lambda_{\text{SOC}}^{i,24,s} C_{\text{ap}}^{i,t} - \lambda_{\text{SOC}}^{i,23,s} C_{\text{ap}}^{i,t} + \lambda_{\text{SOCexp}}^{i,t,s} = 0 \quad (\text{A14})$$

下层模型 KKT 满足的互补松弛条件为:

$$0 \geq \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} \perp P_{\text{buy}}^{i,t,s} - P_{\text{buymax}}^i \leq 0 \quad (\text{A15})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{buymin}}^{i,t,s} \perp P_{\text{buy}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A16})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} \perp P_{\text{sell}}^{i,t,s} - P_{\text{sellmax}}^i \leq 0 \quad (\text{A17})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{sellmin}}^{i,t,s} \perp P_{\text{sell}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A18})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{SOCcmax}}^{i,t,s} \perp P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} - P_{\text{SOCcmax}}^i \leq 0 \quad (\text{A19})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{SOCcmin}}^{i,t,s} \perp P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A20})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} \perp P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} - P_{\text{SOCdmax}}^i \leq 0 \quad (\text{A21})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{SOCdmin}}^{i,t,s} \perp P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A22})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} \perp S_{\text{SOC}}^{i,t,s} - S_{\text{SOCmax}}^i \leq 0 \quad (\text{A23})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} \perp S_{\text{SOC}}^{i,t,s} - S_{\text{SOCmin}}^i \leq 0 \quad (\text{A24})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} \perp P_{\text{CHP}}^{i,t,s} - P_{\text{CHPmax}}^i \leq 0 \quad (\text{A25})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{CHPmin}}^{i,t,s} \perp P_{\text{CHP}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A26})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} \perp Q_{\text{GB}}^{i,t,s} - Q_{\text{GBmax}}^i \leq 0 \quad (\text{A27})$$

$$0 \geq \varphi_{\text{GBmin}}^{i,t,s} \perp Q_{\text{GB}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A28})$$

割平面约束为:

$$0 \geq G_{\text{CHP}}^{i,t,s} \perp \mu_{\text{gas}}^t + (\lambda_e^{i,t,s} \eta_{\text{eCHP}} \lambda_{\text{gas}} + \lambda_h^{i,t,s} \eta_{\text{hCHP}} \lambda_{\text{gas}}) / 3600 - \varphi_{\text{CHPmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A29})$$

$$0 \geq G_{\text{GB}}^{i,t,s} \perp 3600 e^t / \eta_{\text{GB}} \lambda_{\text{gas}} + \lambda_h^{i,t,s} - \varphi_{\text{GBmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A30})$$

$$0 \geq P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} \perp \mu_{\text{SOC}}^t - \lambda_e^{i,t,s} - \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} \eta_{\text{SOCc}}^i - \varphi_{\text{SOCcmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCcmax}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A31})$$

$$0 \geq P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} \perp \mu_{\text{SOC}}^t + \lambda_e^{i,t,s} + \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} / \eta_{\text{SOCd}}^i - \varphi_{\text{SOCdmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A32})$$

$$0 \geq P_{\text{buy}}^{i,t,s} \perp -\mu_{\text{buy}}^{i,t,s} + \lambda_e^{i,t,s} - \varphi_{\text{buymin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A33})$$

$$0 \geq P_{\text{sell}}^{i,t,s} \perp \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} - \lambda_e^{i,t,s} - \varphi_{\text{sellmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} \leq 0 \quad (\text{A34})$$

由于式(A15)~(A34)中为 2 个线性变量的乘积,结果依然为非线性,无法满足模型线性化的要求,于是对其做线性化处理,引入布尔变量向量 $b=[b_1, \dots, b_{20}]$ 和一个足够大的正数 M 将其转化为线性不等式:

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} \leq b_1 M \\ 0 \leq P_{\text{buy}}^{i,t,s} - P_{\text{buymax}}^i \leq (1 - b_1) M \end{cases} \quad (\text{A35})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{buymin}}^{i,t,s} \leq b_2 M \\ 0 \leq P_{\text{buy}}^{i,t,s} \leq (1 - b_2) M \end{cases} \quad (\text{A36})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} \leq b_3 M \\ 0 \leq P_{\text{sell}}^{i,t,s} - P_{\text{sellmax}}^i \leq (1 - b_3) M \end{cases} \quad (\text{A37})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{sellmin}}^{i,t,s} \leq b_4 M \\ 0 \leq P_{\text{sell}}^{i,t,s} \leq (1 - b_4) M \end{cases} \quad (\text{A38})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} \leq b_5 M \\ 0 \leq P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} - P_{\text{SOCdmax}}^i \leq (1 - b_5) M \end{cases} \quad (\text{A39})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{SOCdmin}}^{i,t,s} \leq b_6 M \\ 0 \leq P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} \leq (1 - b_6) M \end{cases} \quad (\text{A40})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{SOCcmax}}^{i,t,s} \leq b_7 M \\ 0 \leq P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} - P_{\text{SOCcmax}}^i \leq (1 - b_7) M \end{cases} \quad (\text{A41})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{SOCcmin}}^{i,t,s} \leq b_8 M \\ 0 \leq P_{\text{SOCc}}^{i,t,s} \leq (1 - b_8) M \end{cases} \quad (\text{A42})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} \leq b_9 M \\ 0 \leq S_{\text{SOC}}^{i,t,s} - S_{\text{SOCmax}}^i \leq (1 - b_9) M \end{cases} \quad (\text{A43})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} \leq b_{10}M \\ 0 \leq S_{\text{SOCmin}}^i - S_{\text{SOC}}^{i,t,s} \leq (1 - b_{10})M \end{cases} \quad (\text{A44})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} \leq b_{11}M \\ 0 \leq G_{\text{CHP}}^{i,t,s} - G_{\text{CHPmax}}^i \leq (1 - b_{11})M \end{cases} \quad (\text{A45})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{CHPmin}}^{i,t,s} \leq b_{12}M \\ 0 \leq G_{\text{CHP}}^{i,t,s} \leq (1 - b_{12})M \end{cases} \quad (\text{A46})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} \leq b_{13}M \\ 0 \leq G_{\text{GB}}^{i,t,s} - G_{\text{GBmax}}^i \leq (1 - b_{13})M \end{cases} \quad (\text{A47})$$

$$\begin{cases} 0 \leq \varphi_{\text{GBmin}}^{i,t,s} \leq b_{14}M \\ 0 \leq G_{\text{GB}}^{i,t,s} \leq (1 - b_{14})M \end{cases} \quad (\text{A48})$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{SOCe}}^{i,t,s} \leq b_{17}M \\ 0 \leq e_{\text{soc}}^t - \lambda_e^{i,t,s} - \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} \eta_{\text{SOC}}^i - \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} \leq (1 - b_{17})M \end{cases} \quad (\text{A49})$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{SOCd}}^{i,t,s} \leq b_{18}M \\ 0 \leq e_{\text{soc}}^t + \lambda_e^{i,t,s} + \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} / \eta_{\text{SOCd}}^i - \varphi_{\text{SOCdmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} \leq (1 - b_{18})M \end{cases} \quad (\text{A50})$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{buy}}^{i,t,s} \leq b_{19}M \\ 0 \leq \lambda_e^{i,t,s} - \mu_{\text{buy}}^{i,t,s} - \varphi_{\text{buymin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} \leq (1 - b_{19})M \end{cases} \quad (\text{A51})$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{sell}}^{i,t,s} \leq b_{20}M \\ 0 \leq \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} - \lambda_e^{i,t,s} - \varphi_{\text{sellmin}}^{i,t,s} + \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} \leq (1 - b_{20})M \end{cases} \quad (\text{A52})$$

由于上层目标函数中存在购、售电价与电购、售量的乘积非线性项,二者皆为优化中的变量,于是利用互补松弛定理及强对偶定理对下层用户目标函数

重新表示为:

$$f(x) = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} [\mu_{\text{gas}}^t (G_{\text{CHP}}^{i,t,s} + G_{\text{GB}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{SOC}}^t (P_{\text{SOCe}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{buy}}^{i,t,s} P_{\text{buy}}^{i,t,s} - \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} P_{\text{sell}}^{i,t,s} + \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s} = - \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (\varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} P_{\text{buymax}}^i - \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} P_{\text{sellmax}}^i) - \sum X \quad (\text{A53})$$

$$\sum X = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} [\varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} G_{\text{CHPmax}}^i + \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} G_{\text{GBmax}}^i + \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} P_{\text{SOCmax}}^i + \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} P_{\text{SOCdmax}}^i + \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} S_{\text{SOCmin}}^i + \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} S_{\text{SOCmax}}^i + \lambda_e^{i,t,s} (P_{\text{L}}^{i,t} - P_{\text{wt}}^{i,t,s} - P_{\text{pv}}^{i,t,s}) + \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} S_{\text{SOCini}}^i C_{\text{ap}}^i + \lambda_{\text{SOCexp}}^{i,t,s} S_{\text{SOCexp}}^i] \quad (\text{A54})$$

$$\sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (\mu_{\text{buy}}^{i,t,s} P_{\text{buy}}^{i,t,s} - \mu_{\text{sell}}^{i,t,s} P_{\text{sell}}^{i,t,s}) = - \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} [\mu_{\text{gas}}^t (G_{\text{CHP}}^{i,t,s} + G_{\text{GB}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{SOC}}^t (P_{\text{SOCe}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}) + \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s}] - \sum X + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (-\varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} P_{\text{buymax}}^i + \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} P_{\text{sellmax}}^i) \quad (\text{A55})$$

于是,下层目标函数可以表示为:

$$\max \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \{-\mu_{\text{gas}}^t (G_{\text{CHP}}^{i,t,s} + G_{\text{GB}}^{i,t,s}) - \mu_{\text{SOC}}^t (P_{\text{SOCe}}^{i,t,s} + P_{\text{SOCd}}^{i,t,s}) - \mu_{\text{gen}}^t P_{\text{Gen}}^{i,t,s} - \lambda_e^{i,t,s} (P_{\text{L}}^{i,t} - P_{\text{wt}}^{i,t,s} - P_{\text{pv}}^{i,t,s}) - \varphi_{\text{buymax}}^{i,t,s} P_{\text{buymax}}^i + \varphi_{\text{sellmax}}^{i,t,s} P_{\text{sellmax}}^i - \varphi_{\text{CHPmax}}^{i,t,s} G_{\text{CHPmax}}^i - \varphi_{\text{GBmax}}^{i,t,s} G_{\text{GBmax}}^i - \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} P_{\text{SOCmax}}^i - \varphi_{\text{SOCdmax}}^{i,t,s} P_{\text{SOCdmax}}^i - \varphi_{\text{SOCmin}}^{i,t,s} S_{\text{SOCmin}}^i - \varphi_{\text{SOCmax}}^{i,t,s} S_{\text{SOCmax}}^i - \lambda_{\text{SOC}}^{i,t,s} S_{\text{SOCini}}^i C_{\text{ap}}^i - \lambda_{\text{SOCexp}}^{i,t,s} S_{\text{SOCexp}}^i\} \quad (\text{A56})$$

附录 B

表 B1 电网分时电价

Table B1 TOU prices of grid

时段	购电电价/(元/kWh)	售电电价/(元/kWh)
00:00—07:00, 23:00—24:00	0.40	0.35
07:00—10:00, 15:00—18:00, 21:00—23:00	0.79	0.68
10:00—15:00, 18:00—21:00	1.20	1.12

表 B2 关键机组参数

Table B2 Parameters of key equipment

设备	能量转换效率/%	容量/kW	爬坡约束/%
CHP	40(热), 45(电)	1300	20
GB	80	1000	20
ES	95	800	50

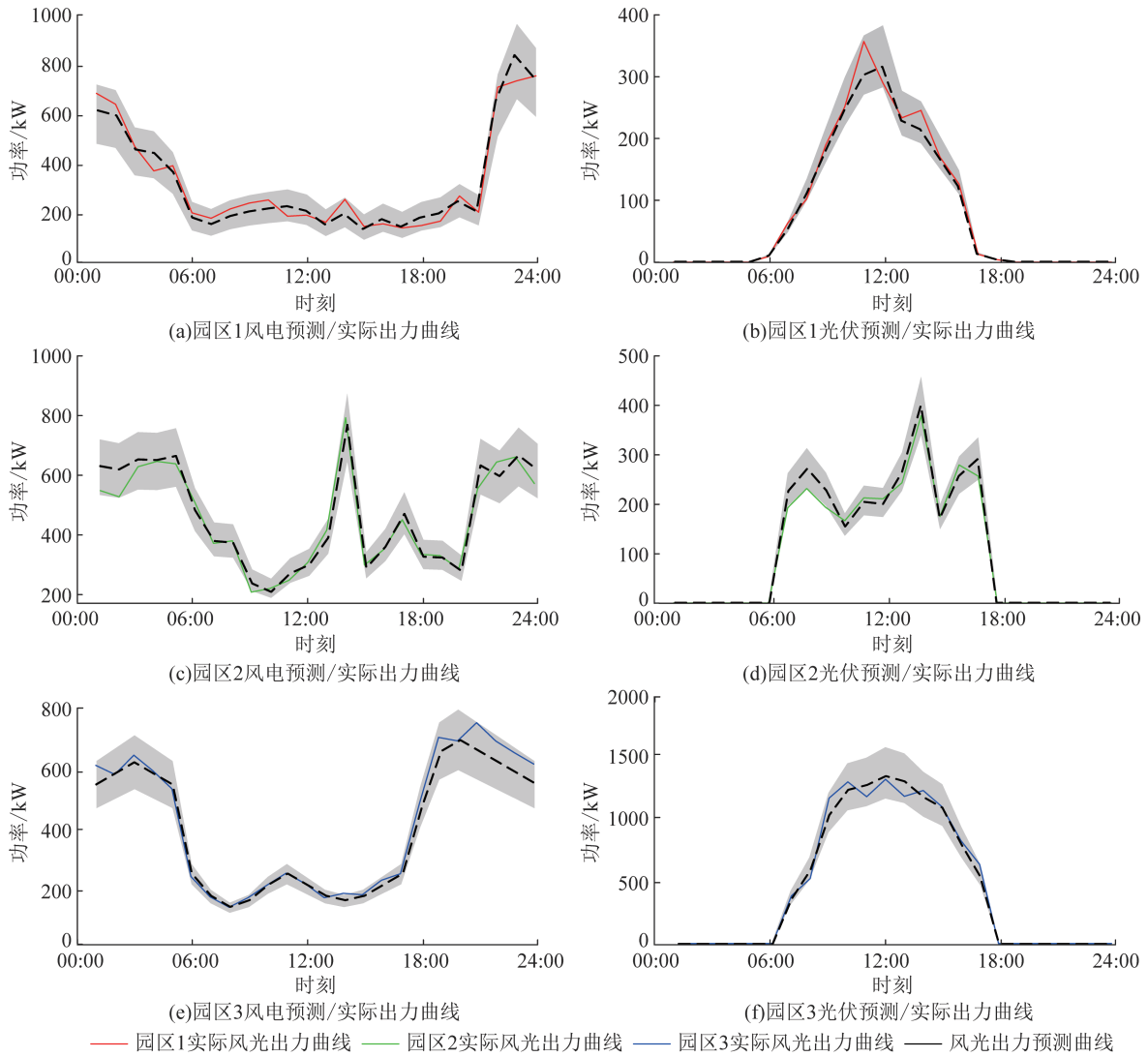


图 B1 MPIES 风光预测/实际出力曲线

Fig. B1 Predicted/actual wind and photovoltaic power output curves for MPIES

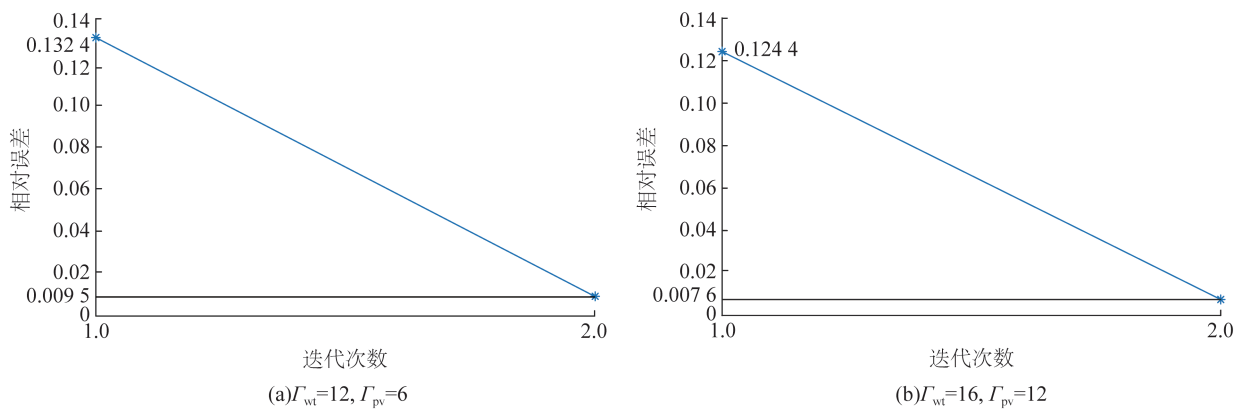


图 B2 C&CG 算法求解两阶段鲁棒模型迭代过程

Fig. B2 Iterative solution process for two-stage robust model using C&CG algorithm