

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250051

基于多主体博弈的配电网-多综合能源系统分布式优化调度

万思宇¹, 程杉¹, 刘炜炜¹, 卢渊涛¹, 程颖²

(1. 湖北省微电网工程技术研究中心(三峡大学), 湖北 宜昌 443000; 2. 国家电网长寿供电公司, 重庆 401220)

摘要: 针对多综合能源系统(multi-integrated energy system, MIES)与配电网(distribution network, DN)协同优化中存在的源荷不确定性、多主体利益分配失衡及求解缓慢难题, 提出一种基于混合博弈与改进目标级联分析的分布式优化调度策略。首先, 采用区间数表征分布式电源与负荷的波动特性, 建立具有鲁棒性的多主体博弈模型。其次, 构建 DN-MIES 双层协同架构, 通过融合纳什议价模型, 建立动态电价交易机制, 解决多主体利益均衡与市场激励相容问题。进一步地, 设计基于最大变差分析的目标级联(maximum variation analysis based analytical target cascading, MVA-ATC)算法, 在分布式求解过程中同步处理不确定性与高效求解需求。仿真结果表明本方法在提升系统经济性、保障主体收益均衡性及降低计算复杂度方面具有显著优势, 为新型电力系统下多能源主体协同优化提供了理论支撑与技术路径。

关键词: 多综合能源系统; 配电网; 分布式优化; 最大变差分析; 目标级联分析法

Distributed optimal scheduling of distribution network-multi-integrated energy systems based on multi-agent game theory

WAN Siyu¹, CHENG Shan¹, LIU Weiwei¹, LU Yuantao¹, CHENG Ying²

(1. Hubei Engineering Research Center of New Energy Microgrid (China Three Gorges University), Yichang 443000, China;
2. State Grid Changshou Power Supply Company, Chongqing 401220, China)

Abstract: To address the challenges of source-load uncertainty, multi-agent benefit distribution imbalance, and slow convergence in the collaborative optimization of multi-integrated energy systems (MIES) and distribution networks (DN), a distributed optimal scheduling strategy based on hybrid game theory and improved analytical target cascading (ATC) method is proposed. First, interval numbers are used to characterize the fluctuation characteristics of distributed generation and loads, establishing a robust multi-agent game model. Second, the double-layer DN-MIES collaborative framework is constructed. By integrating the Nash bargaining model, a dynamic electricity price trading mechanism is established to achieve multi-agent benefit balance and market incentive compatibility among multiple agents. Furthermore, a maximum variation analysis based ATC (MVA-ATC) algorithm is designed to simultaneously handle uncertainty and computation efficiency during the distributed optimization process. Simulation results show that the proposed method significantly improves system economy, ensures fair benefit distribution among agents, and reduces computational complexity. The work provides both theoretical support and a technical pathway for collaborative optimization of multi-energy subjects in new power systems.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52407118).

Key words: multi-integrated energy system; distribution network; distributed optimization; maximum variation analysis; analytical target cascading

0 引言

耦合多种异质能源的综合能源系统(integrated energy system, IES)已成为目前和未来高效利用能源的重要形式^[1], 将地理位置上临近的 IESs 互联构成多综合能源系统(multi-integrated energy system, MIES),

可以通过能量互济和协同优化控制提升 MIES 运行的可靠性、高效性^[2]、低碳性和经济性。含有 MIES 的配电网(distribution network with MIES, DN-MIES)因而变成一个复杂网络, MIES 的优越性实现也有赖于各 IES 的协调优化与控制, 传统的调度模式已经不再适用, 这对 DN-MIES 的调度提出了挑战。

对于 DN-MIES 联合系统中的多主体之间的利益关系, 常采用博弈论进行处理, 但单一的合作博

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52407118)

弈^[3-4]易过度追求整体利益而忽视个体诉求,非合作博弈^[5-6]在实现个体收益最大化时易导致各主体间收益失衡。为此现有研究多采用混合博弈以满足系统多主体利益均衡。文献[7-8]基于混合博弈并考虑多能耦合和共享储能,提出一种考虑产消者与微网经济利益的优化策略;为进一步考虑综合能源多主体市场交易的影响,文献[9-10]构建出一种基于混合博弈的双层能量管理模型,以满足园区综合能源系统利益均衡要求并使多主体收益最大化;为有效促进新能源本地消纳同时降低储能运行成本,文献[11]针对多区域电能与储能资源共享问题,提出一种基于混合博弈的多区域电能-储能共享运营模式;文献[12]考虑不同主体的利益冲突和信息不对称,提出一种基于混合博弈的双层能量交易策略。尽管上述研究通过混合博弈实现了多主体交互,但对于市场交易对多主体之间经济性的影响还缺乏深入探讨,尤其是电价-利益耦合机制方面还鲜有涉及。

在 DN-MIES 协同优化求解层面,传统集中式调度因依赖全局信息整合,存在决策变量维度爆炸与隐私泄露风险^[13]。基于分解-协调机制的目标级联法(analytical target cascading, ATC)凭借高收敛性、低参数依赖性和隐私保护优势^[14-15],为分布式优化提供了新思路。同时 ATC 算法的工程适用性已在电力系统中得到充分验证。在系统规划方面,文献[16]针对新能源接入导致的变电站容量冗余问题,构建基于全生命周期成本的经济性规划模型,通过广义 ATC(G-ATC)实现多变电站协同配置;在系统运行方面,文献[17]设计虚拟电厂(virtual power plant, VPP)驱动的两阶段能源交易机制,采用 ATC 解耦日前与实时调度问题,有效提高新能源的消纳率;文献[18]进一步考虑配电网电压安全约束,提出多微网联盟的分层调度模型,经 ATC 分布式求解后计算耗时显著减少。同时在复杂的电力系统运行中,源荷不确定性几乎是不可避免的,文献[19-22]为应对可再生能源的不确定性对 IES 优化调度所带来的挑战,构建了一种基于分布鲁棒自适应预测控制的两阶段优化调度模型;文献[23-25]充分考虑电价和源荷负荷多重不确定性,基于纳什博弈构建出三阶段鲁棒优化模型;文献[26]采用多面体不确定集描述风电出力的不确定性,并通过 ATC 分布式求解确保系统的安全性和经济性。上述研究对于不确定性的处理都需要一定的概率信息,但在工程实际中获取不确定性的概率分布具有一定的挑战性,相对而言不确定性的区间信息更易获得,如何利用区间信息在 ATC 框架下实现能量互济与鲁棒性协同优化仍待深入探索。

针对上述研究瓶颈,解决 DN-MIES 协同优化中存在的源荷不确定性、多主体利益分配失衡及求解效率低的问题,本文提出一种基于混合博弈的分布式优化调度策略。首先,引入区间数表征源荷不确定性,构建具有鲁棒性的双层优化模型。其次,构建基于纳什议价的动态电价交易机制,满足 DN-MIES 系统中各主体收益要求,实现系统利益均衡。最后,基于源荷不确定性的区间信息提出基于最大变差分析的目标级联(maximum variation analysis based analytical target cascading, MVA-ATC)算法进行分布式迭代求解,在提升求解效率的同时保障主体隐私。通过对比仿真验证,所提方法在提升系统经济性、保障主体收益公平性及降低计算复杂度方面均展现出优越性。

1 DN-MIES 不确定性及能量流建模

1.1 源-荷不确定性模型

系统的不确定性主要来源于风速、光照强度以及负荷预测的误差,这些因素使得不确定性参数的精确概率分布难以确定。但这些参数波动的边界值相对容易获取,基于此本文采用区间数的方法来描述这些不确定性参数的波动范围。

以风力发电机的出力为例,根据历史风电功率数据,得到具有时间统计特征的风电出力区间。在该区间中,风电出力的波动上、下限分别为 \bar{P}_{WT} 、 \underline{P}_{WT} , 则风机功率区间 P'_{WT} 、不确定度 $\theta_{WT,t}$ 分别为

$$P'_{WT} = [\underline{P}_{WT}, \bar{P}_{WT}] \quad (1)$$

$$\theta_{WT,t} = \min \left[\frac{\tilde{P}_{WT,t} - \underline{P}_{WT}}{\bar{P}_{WT,t}}, \frac{\bar{P}_{WT} - \tilde{P}_{WT,t}}{\bar{P}_{WT,t}} \right] \quad (2)$$

式中: $\tilde{P}_{WT,t}$ 为 t 时刻风机出力预测值。

同理,光伏出力和电负荷的不确定度 $\theta_{PV,t}$ 、 $\theta_{L,t}$ 也可确定。则源、荷不确定性模型为

$$\begin{cases} P_{WT,t}, P_{WT,t} \in [(1 - \theta_{WT,t})\tilde{P}_{WT,t}, (1 + \theta_{WT,t})\tilde{P}_{WT,t}] \\ P_{PV,t}, P_{PV,t} \in [(1 - \theta_{PV,t})\tilde{P}_{PV,t}, (1 + \theta_{PV,t})\tilde{P}_{PV,t}] \\ P_{L,t}, P_{L,t} \in [(1 - \theta_{L,t})\tilde{P}_{L,t}, (1 + \theta_{L,t})\tilde{P}_{L,t}] \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{WT,t}$ 、 $P_{PV,t}$ 和 $P_{L,t}$ 分别为 t 时刻风、光出力以及负荷需求; $\tilde{P}_{PV,t}$ 和 $\tilde{P}_{L,t}$ 分别为 t 时刻光伏出力和电负荷出力预测值。

1.2 DN-MIES 能流结构

图 1 所示的 DN-MIES 能流拓扑揭示了系统多主体协同运行机制,即市场能量基地通过协调各 IES 间的多能流优化分配,并经由联络线调节 DN 与 MIES 间的电能交换,以实现 MIES 运行成本最

小化。在此架构中, 配电网作为上级电网运营商, 通过动态优化购售电策略实现整体收益最大化; 而各 IES 作为分布式能源, 基于其多能耦合特性与负荷需求响应特性, 通过调整多元能流分配比, 构建供需匹配度最大化的本地优化运行模式。

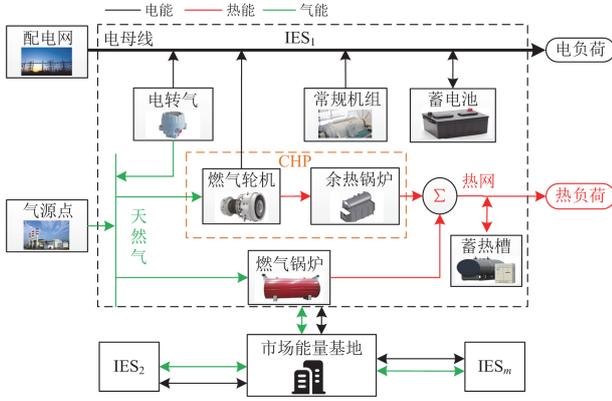


图 1 DN-MIES 结构和能量流示意图

Fig. 1 Structure of the DN-MIES and energy flow diagram

这种多主体协同机制本质上构成双向能流约束下的非合作博弈过程, 即 DN 以运营收益最大为目标函数, MIES 联盟以综合能源自身收益最大为优化导向, 双方通过联络线功率交互形成强耦合的博弈均衡条件。

2 双层多主体博弈模型

在 DN-MIES 中, MIES 既是能量的生产者, 也是能源的消费者。DN 运营商根据净负荷峰谷时段制定分时电价引导 IES 响应其削峰填谷调度需求; 对于 IES 运营商, 基于满足自身负荷需求的前提下与配电网进行电力交易以实现最大收益。MIES 中各 IES 组成合作同盟, 通过能量互济实现互助共赢, 并统一通过 MIES 与配电网进行双边电能交易。这既有助于提高 IES 对配电网的需求响应能力, 也能减轻配电网的供能压力, 保证系统的良好运行。配电网和 IES 均为不同的利益主体, 具有各自的运营目标, 但各 IES 主体之间存在高度相似性, 因此在联合调度时, 本文基于博弈理论, 采用主从博弈描述配电网和 IES 的优化调度关系, 用合作博弈构建 IES 联盟调度模型。从而构成“配电网-IES 联盟”的多主体博弈调度框架, 如图 2 所示。

配电网运营商作为主导者制定电价, 跟随者 IES 运营商通过配电网分布的分时电价制定自己的运营策略, 同时在 MIES 内部进行合作再分配收益, 然后将优化结果反馈给领导者, 经过反复博弈从而达

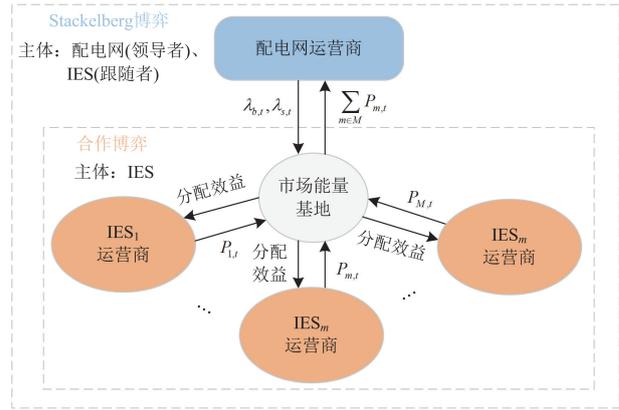


图 2 DN-MIES 的多主体博弈框架

Fig. 2 Multi-agent game framework of the DN-MIES

到全局最优策略。

2.1 目标函数

1) 配电网运营商目标函数

配电网运营商以最大化运行效益 F_{DSO} 为目标。

$$\max F_{\text{DSO}} = \sum_{m \in M} F_{\text{DI}}^m - C_{\text{loss}}^{\text{dn}} - C_{\text{co}_2}^{\text{dn}} - C_{\text{buy}} - C_{\text{dg}} \quad (4)$$

$$F_{\text{DI}}^m = \sum_{t \in T} -\lambda_{b,t} P_{b,m,t} + \lambda_{s,t} P_{s,m,t} \quad (5)$$

$$C_{\text{loss}}^{\text{dn}} = \sum_{t \in T, ij \in \Omega_1} c_t^{\text{loss}} P_{ij,t}^{\text{loss}} \quad (6)$$

$$C_{\text{co}_2}^{\text{dn}} = \alpha \left(\sum_{i \in \Omega_s, t \in T} \beta P_{i,t}^s - D_{s,\text{fre}} \right) \quad (7)$$

$$C_{\text{buy}} = \lambda_t^{\text{up}} P_t^{\text{up}} \quad (8)$$

$$C_{\text{dg}} = \sum_{t \in T} c_{\text{cur}}^{\text{W}} (P_{\text{WT},t}^{\text{W}} - P_{\text{WT},t}^{\text{re}}) + c_{\text{cur}}^{\text{PV}} (P_{\text{PV},t}^{\text{PV}} - P_{\text{PV},t}^{\text{re}}) \quad (9)$$

式中: F_{DI}^m 为运营商对不同 IES 的收益; $C_{\text{loss}}^{\text{dn}}$ 为系统网损成本; $C_{\text{co}_2}^{\text{dn}}$ 为配电网碳交易成本; C_{buy} 为配电网从上级电网购电成本; C_{dg} 为新能源机组弃风、弃光的惩罚费用; $\lambda_{b,t}$ 、 $\lambda_{s,t}$ 和 $P_{b,m,t}$ 、 $P_{s,m,t}$ 分别为 IES 的购售电电价、电量; c_t^{loss} 、 $P_{ij,t}^{\text{loss}}$ 分别为单位功率损耗成本和线路有功损耗; α 、 β 为 IES 运营商相互交易电能时需缴纳的过网费折算系数; $D_{s,\text{fre}}$ 为配电网碳排放配额; λ_t^{up} 、 P_t^{up} 分别为配电网上网边际电价、边际电量; $c_{\text{cur}}^{\text{W}}$ 、 $c_{\text{cur}}^{\text{PV}}$ 分别为弃风、弃光的惩罚成本系数; $P_{\text{WT},t}^{\text{re}}$ 、 $P_{\text{PV},t}^{\text{re}}$ 分别为 t 时刻消耗的风、光电功率; M 为 IES 的总数; T 为总时长; Ω_1 为联络线总数; Ω_s 为节点总数。

2) IES 运营商目标函数

IES 运营商以最大化自身收益 F_{IES} 为目标。

$$\max F_{\text{IES}} = - \sum_{m \in M} (F_{\text{DI}}^m + C_{\text{oc}}^m + C_{\text{co2}}^m) - \sum_{i=1, j \neq i}^M C_{ij}^{\text{pass}} \quad (10)$$

$$C_{\text{oc}}^m = \sum_{t \in T} a_D + b_D P_{D,t} + c_D (P_{D,t})^2 \quad (11)$$

$$C_{ij}^{\text{pass}} = \sum_{t \in T} \alpha |P'_{ij,t}| + \beta (P'_{ij,t})^2 \quad (12)$$

式中: C_{oc}^m 为不同 IES 的运行成本; C_{ij}^{pass} 为不同 IES 之间的过网费; C_{co2}^m 为 IES 碳交易成本; a_D 、 b_D 、 c_D 分别为各类设备的能源生产成本系数; $P_{D,t}$ 为设备 D 在 t 时刻的发电功率; $P'_{ij,t}$ 为 t 时刻各 IES 运营商相互交易时的功率。

2.2 约束条件

1) 配电网潮流约束

$$\begin{cases} P_{ij,t} = \sum_k P_{jk,t} + (P_{j,t}^L + P_{j,t}^{\text{p2g}} + P_{j,t}^{\text{gb}}) - \\ \quad (\sum P_{j,t}^{\text{m1,chp}} + P_{j,t}^{\text{WT}} + P_{j,t}^{\text{PV}} + \sum P_{j,t}^{\text{m3,g}} + P_{j,t}^{\text{str}}) \\ Q_{ij,t} = \sum_k Q_{jk,t} + Q_{j,t}^L - (\sum Q_{j,t}^{\text{m1,chp}} + \sum Q_{j,t}^{\text{m3,g}}) \\ V_{j,t} = V_0 - \frac{P_{ij,t} r_{ij} + Q_{ij,t} x_{ij}}{V_0} \\ V_{j,t}^{\min} \leq V_{j,t} \leq V_{j,t}^{\max} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为 t 时刻从节点 i 流向节点 j 的线路有功、无功功率; $P_{jk,t}$ 、 $Q_{jk,t}$ 分别为 t 时刻从节点 j 流向节点 k 的有功、无功功率; $P_{j,t}^L$ 、 $Q_{j,t}^L$ 分别为 t 时刻节点 j 上负荷的有功、无功功率; $P_{j,t}^{\text{p2g}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{gb}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{str}}$ 分别为 t 时刻节点 j 上的 P2G、燃气锅炉和蓄电池消耗的有功功率; $P_{j,t}^{\text{WT}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{PV}}$ 分别为 t 时刻节点 j 的风机、光伏出力; $P_{j,t}^{\text{m1,chp}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{m1,chp}}$ 分别为 t 时刻节点 j 上第 $m1$ 个热电联产产生的有功、无功功率; $P_{j,t}^{\text{m3,g}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{m3,g}}$ 分别为 t 时刻节点 j 上第 $m3$ 个常规机组产生的有功、无功功率; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为从节点 i 到节点 j 线路的电阻和电抗; $V_{j,t}$ 、 V_0 分别为 t 时刻节点 j 的电压和标准电压; $V_{j,t}^{\max}$ 、 $V_{j,t}^{\min}$ 分别为 t 时刻节点 j 电压的最大、最小值。

2) IES 内耦合设备出力约束

$$\begin{cases} P_{i,\min}^{\text{m3,g}} \leq P_{i,t}^{\text{m3,g}} \leq P_{i,\max}^{\text{m3,g}} \\ P_{i,\min}^{\text{m1,chp}} \leq P_{i,t}^{\text{m1,chp}} \leq P_{i,\max}^{\text{m1,chp}} \\ H_{i,\min}^{\text{m',gb}} \leq H_{i,t}^{\text{m',gb}} \leq H_{i,\max}^{\text{m',gb}} \\ P_{i,\min}^{\text{m2,p2g}} \leq P_{i,t}^{\text{m2,p2g}} \leq P_{i,\max}^{\text{m2,p2g}} \\ P_{i,\min}^{\text{m0,str}} \leq P_{i,t}^{\text{m0,str}} \leq P_{i,\max}^{\text{m0,str}} \\ P_{\text{net},\min}^m \leq P_{\text{net},t}^m \leq P_{\text{net},\max}^m \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{i,\max}^{\text{m3,g}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{m3,g}}$ 、 $P_{i,\max}^{\text{m1,chp}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{m1,chp}}$ 、 $H_{i,\max}^{\text{m',gb}}$ 、 $H_{i,\min}^{\text{m',gb}}$ 分别为常规设备、热电联产机组(combined heat and power unit, CHP)和燃气锅炉(gas boiler, GB)输出功率上、下限; $P_{i,\max}^{\text{m2,p2g}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{m2,p2g}}$ 分别为 P2G 耗电功率上、下限; $P_{i,\max}^{\text{m0,str}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{m0,str}}$ 分别为储能充放电功率上、下限; $P_{\text{net},\max}^m$ 、 $P_{\text{net},\min}^m$ 分别为 IES 与配电网交易功率上、下限。

3) IES 内设备爬坡约束

$$\begin{cases} -\Delta P_i^{\text{m3,g}} \leq P_{i,t}^{\text{m3,g}} - P_{i,t-1}^{\text{m3,g}} \leq \Delta P_i^{\text{m3,g}} \\ -\Delta P_i^{\text{m1,chp}} \leq P_{i,t}^{\text{m1,chp}} - P_{i,t-1}^{\text{m1,chp}} \leq \Delta P_i^{\text{m1,chp}} \\ -\Delta H_i^{\text{m',gb}} \leq H_{i,t}^{\text{m',gb}} - H_{i,t-1}^{\text{m',gb}} \leq \Delta H_i^{\text{m',gb}} \\ -\Delta P_i^{\text{m2,p2g}} \leq P_{i,t}^{\text{m2,p2g}} - P_{i,t-1}^{\text{m2,p2g}} \leq \Delta P_i^{\text{m2,p2g}} \\ -\Delta P_i^{\text{m0,str}} \leq P_{i,t}^{\text{m0,str}} - P_{i,t-1}^{\text{m0,str}} \leq \Delta P_i^{\text{m0,str}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $\Delta P_i^{\text{m3,g}}$ 、 $\Delta P_i^{\text{m1,chp}}$ 、 $\Delta H_i^{\text{m',gb}}$ 、 $\Delta P_i^{\text{m2,p2g}}$ 、 $\Delta P_i^{\text{m0,str}}$ 分别为常规机组、CHP、GB、P2G 和储能的爬坡速率。

4) 电能交易价格约束

为避免 IES 越级购电, 配电网售卖电价应低于上级电网的电价, 如式(16)所示。

$$\lambda_t^{\text{up}} \leq \lambda_{b,t} \leq \lambda_{s,t} \leq \lambda_{t,\max}^{\text{up}} \quad (16)$$

式中: $\lambda_{t,\max}^{\text{up}}$ 为配电网上网边际电价 λ_t^{up} 的上限值。

同时, 考虑到配电网在博弈中主导定价权, 为保护用户利益, 对 IES 售电电价约束如式(17)所示。

$$\sum_{t \in T} \lambda_{s,t} \leq 24 \bar{\lambda}_{s,\max} \quad (17)$$

式中: $\bar{\lambda}_{s,\max}$ 为 $\lambda_{s,t}$ 平均值的最大值。

5) 功率交互约束

为保证各主体利益及 DN-MIES 运行稳定性, $P_{ij,t}$ 应满足式(18)。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ij,t} \leq P_{ij,\max} \\ 0 \leq \sum_{m \in M} P_{b,m,t} \leq P_{\text{ies},\max} \\ 0 \leq \sum_{m \in M} P_{s,m,t} \leq P_{\text{ies},\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{\text{ies},\max}$ 为 $P_{b,m,t}$ 的最大值; $P_{ij,\max}$ 为 IES 之间交互的最大功率。

在 MIES 内, 各 IES 通过联络母线进行能量互补, 实现多能互济。为确保各 IES 的利益得到保障, 制定了以下规则, 即能源过剩的 IES 在向能源短缺的 IES 输送能源时, 其输送量不得超过自身的剩余能量; 同时, 能源短缺的 IES 在接收能源时, 其接受量不得超过自身的能源缺口。具体约束条件为

$$\begin{cases} P'_{ij,t} \leq P_{m,1,t}, P'_{ji,t} = 0, & P_{m,1,t} > 0 \\ P'_{ij,t} = 0, P'_{ji,t} \leq -P_{m,1,t}, & P_{m,1,t} < 0 \\ P'_{ij,t} = 0, P'_{ji,t} = 0, & P_{m,1,t} = 0 \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{m,1,t}$ 为第 m 个 IES 的负荷缺额, 当其大于 0 时表示为该 IES 需要购买电能, 反之可供销售。

6) 电、热、气功率平衡约束

$$\sum_{i \in \Omega_s} P_{i,t}^{m3,g} + \sum_{i \in \Omega_s} P_{i,t}^{m1,chp} + \sum_{i \in \Omega_s} P_{i,t}^{m*,es} + P_t^m = \sum_{i \in \Omega_s} P_{i,t}^{m2,p2g} + P_{load,t}^m \quad (20)$$

$$\sum_{i \in \Omega_s} H_{i,t}^{m1,chp} + \sum_{i \in \Omega_s} H_{i,t}^{m2,gb} + \sum_{i \in \Omega_s} H_{i,t}^{m*,hs} = P_{hot,t}^m \quad (21)$$

$$G_{t,min}^m \leq \sum_{i \in \Omega_s} G_{i,t}^{m1,chp} + \sum_{i \in \Omega_s} G_{i,t}^{m',gb} - \sum_{i \in \Omega_s} G_{i,t}^{m2,p2g} \leq G_{t,max}^m \quad (22)$$

式中: $P_{load,t}^m$ 、 $P_{hot,t}^m$ 分别为 t 时刻 IES 的电、热负荷; $P_{i,t}^{m*,es}$ 、 $H_{i,t}^{m*,hs}$ 分别为电、热储能设备功率; $G_{t,max}^m$ 、 $G_{t,min}^m$ 分别为气源点出力上、下限; $H_{i,t}^{m1,chp}$ 、 $G_{i,t}^{m1,chp}$ 分别为 CHP 的热功率和气功率。

3 求解算法及流程

3.1 纳什议价模型转换

由于基于纳什议价的合作博弈模型为非凸非线性优化问题, 无法直接求解, 因此, 将上述合作博弈问题转化为社会效益最大化、支付效益最大化两个子问题, 如式(23)和式(24)所示。其中社会效益最大化的最佳策略即为纳什议价问题的最佳策略, 本文将社会效益定义为 MIES 的收益总和。

$$\begin{cases} \max \sum_{m \in M} F_{IES,m} = - \sum_{m \in M} (C_{oc}^m + C_{co2}^m) - \sum_{i=1, j \neq i}^M C_{ij}^{pass} \\ \text{s.t. 式(17)、式(18)} \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} \max \ln \sum_{m \in M} (F_{IES,m}^* - F_{IES,m}^0 + Z_m) = \\ \ln \sum_{m \in M} \left[-(F_{DI}^m + C_{oc}^m + C_{co2}^m + \sum_{i=1, j \neq i}^M C_{ij}^{pass*}) - F_{IES,m}^0 \right] \\ \text{s.t. } -(F_{DI}^m + C_{oc}^m + C_{co2}^m + \sum_{i=1, j \neq i}^M C_{ij}^{pass*}) \geq 0 \\ \text{式(17)、式(18)} \end{cases} \quad (24)$$

式中: Z_m 为第 m 个 IES 的议价效益偏移; 式(24)中上标为“*”的变量为式(23)所得最优值; 上标为“0”的变量为 IES 谈判破裂时的数值。

3.2 考虑价格博弈的收敛判据

本文采用 ATC 多层次系统结构对转换后的模型进行了分析。分析的第一步是将配电网与 MIES 分离。在此过程中, 配电网将联络线的功率当作虚拟负荷 \bar{P}_{vl}^m , 而 IES 则将同一联络线的功率视为虚拟电厂的输出功率 \bar{P}_{vg}^m 。在系统上层, 配电网在优

化了其运行方案之后, 将联络线功率传递给 IES。在系统下层, IES 根据配电网提供的联络线功率 \bar{P}_{vl}^m 进行优化, 并将结果回传给配电网。需要注意的是, 由于系统涉及区间不确定性参数, 因此耦合变量不再是固定值, 而是具有一定的不确定性。

本文基于 MVA-ATC 算法提出双层系统优化框架, 其中式(25)为上层配电网优化框架。

$$\begin{cases} \min f_{dn} = C_{dn}(X_{dn}, U_{dn}^0) + \left\| \left\| \pi_m (P^{dn,m} - \bar{P}_{vl}^m) \right\| \right\| \\ \left\| \omega_m (P^{dn,m} - \bar{P}_{vl}^m) \right\|_2^2 \\ \text{s.t. } g_{dn}(X_{dn}, U_{dn}^0) + \zeta \Delta g_{dn} \leq 0 \\ h_{dn}(X_{dn}, U_{dn}^0) = 0 \\ \Delta h_{dn} \leq 0 \quad \Delta f_{dn} \leq 0 \\ P_{dn} \in [U_{dn}^0 - u_{dn}, U_{dn}^0 + u_{dn}] \\ \Delta g_{dn} = \max \{g_{dn}(X_{dn}, U_{dn}) - g_{dn}(X_{dn}, U_{dn}^0)\} \\ \Delta h_{dn} = \max \{h_{dn}(X_{dn}, U_{dn}) - h_{dn}(X_{dn}, U_{dn}^0)\} \\ \Delta f_{dn} = \max \{C_{dn}(X_{dn}, U_{dn}) - C_{dn}(X_{dn}, U_{dn}^0)\} \end{cases} \quad (25)$$

式中: π_m 、 ω_m 为偏差项初始系数; ζ 为协调因子, 用以平衡主、子系统之间存在的收敛误差和耦合差异, 调整约束函数的权重, 使约束函数满足要求以获得鲁棒解; f_{dn} 、 Δf_{dn} 分别为配电网层的优化目标和优化后的差值; $C_{dn}(\cdot)$ 为配电网目标函数; $h_{dn}(\cdot)$ 、 $g_{dn}(\cdot)$ 分别为配电网层等式、不等式约束; X_{dn} 为系统决策变量; U_{dn}^0 、 u_{dn} 分别为配电网不确定性参数的标准值、变化范围; Δh_{dn} 、 Δg_{dn} 分别为配电网等式、不等式约束的最大差值。

同理, 下层 IES 的优化框架如式(26)所示。

$$\begin{cases} \min f_{ies,m} = C_m(X_m, U_m^0) + \left\| \left\| \pi_m (P^{m,dn} - \bar{P}_{vg}^{dn}) \right\| \right\| \\ \left\| \omega_{m,t} (P^{m,dn} - \bar{P}_{vg}^{dn}) \right\|_2^2 \\ \text{s.t. } g_m(X_m, U_m^0) + \zeta \Delta g_m \leq 0 \\ \Delta h_m \leq 0 \\ \Delta f_m \leq 0 \\ P_m \in [U_m^0 - u_m, U_m^0 + u_m] \\ \Delta g_m = \max \{g_m(X_m, U_m) - g_m(X_m, U_m^0)\} \\ \Delta h_m = \max \{h_m(X_m, U_m) - h_m(X_m, U_m^0)\} \\ \Delta f_m = \max \{C_m(X_m, U_m) - C_m(X_m, U_m^0)\} \end{cases} \quad (26)$$

式中: $f_{ies,m}$ 为第 m 个 IES 的优化目标; $C_m(\cdot)$ 、 $g_m(\cdot)$ 分别为 IES 目标函数、IES 层不等式约束; X_m 为系统决策变量; U_m^0 、 u_m 分别为 IES 不确定性参数的

标准值、变化范围； Δh_m 、 Δg_m 分别为 IES 等式、不等式约束的最大差值。

上述方法在不断迭代过程中，需满足式(27)一式(29)所示收敛条件才能求得系统最优解。

$$\varepsilon_1 = \sum_{m \in M} |P_{k,t}^{dn,m} - P_{k,t}^{m,dn}| \quad (27)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{(C_{dn}^k + \sum_{m \in M} C_{ies}^{m,k}) - (C_{dn}^{k-1} + \sum_{m \in M} C_{ies}^{m,k-1})}{C_{dn}^k + \sum_{m \in M} C_{ies}^{m,k}} \quad (28)$$

$$\|\varepsilon_1\| + \|\varepsilon_2\| \leq \varepsilon \quad (29)$$

式中： k 为步长，一般 $k \in [2,3]$ ； ε_1 、 ε_2 分别为系统耦合变量偏差、系统效益变化度； ε 为收敛误差常数。当它们满足式(29)时，则系统达到最佳状态，反之按式(30)更新权重系数。

$$\begin{cases} \pi_{m,t}^k = \pi_{m,t}^{k-1} + \omega_{m,t}^{k-1} \|\| P_{k,t}^{dn,m} - P_{k,t}^{m,dn} \|\| \\ \omega_{m,t}^k = k \omega_{m,t}^{k-1} \end{cases} \quad (30)$$

本文所考虑的博弈内容还包含对交易电价的优化，其满足的收敛条件为

$$\|\lambda_{b,k} - \lambda_{b,k-1}\| + \|\lambda_{s,k} - \lambda_{s,k-1}\| \leq \varepsilon_3 \quad (31)$$

式中： ε_3 为电价变化允许误差。

收敛条件不满足时，交易电价按式(32)更新。

$$\begin{cases} \lambda_{b,t,k} = \lambda_{b,t,k-1} + \varpi_{k,t} (P_{k,t}^{dn,m} - P_{k,t}^{m,dn}) \\ \lambda_{s,t,k} = \lambda_{s,t,k-1} + \varpi_{k,t} (P_{k,t}^{dn,m} - P_{k,t}^{m,dn}) \end{cases} \quad (32)$$

式中： $\varpi_{k,t}$ 为电价调节因子。由式(32)收敛形式可知，交易电量和电价收敛趋势相同。

3.3 基于 MVA-ATC 算法的博弈求解流程

MVA-ATC 嵌套 MATLAB 中 fmincon 函数的求解流程如图 3 所示，具体步骤如下。

步骤 1：初始化参数，包括配电网与 MIES 的耦合变量、电价。

步骤 2：各 IES 独立参与配电网优化调度，将优化结果当作后续博弈优化调度的谈判破裂点。

步骤 3：进行 DN-MIES 主从博弈优化，配电网主问题进行非线性优化后，将电价与耦合电量参数传递给下层 MIES。

步骤 4：下层 MIES 求解 MIES 子问题优化调度。

步骤 5：各 IES 主体根据联盟合作效益以及步骤 2 所得谈判破裂参数，进行分配基于纳什议价的有效合作分配。若达到合作均衡则进行下一步，否则返回步骤 4。

步骤 6：判断上下层所得数据是否满足收敛条件即式(29)，若满足则输出最优结果，反之，则根据式(32)更新电价与权重系数，返回步骤 3 直至满

足条件。

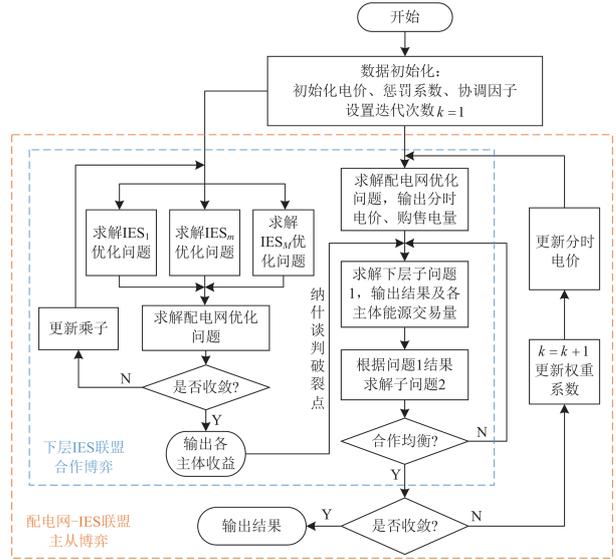


图 3 多主体博弈求解流程图

Fig. 3 Flowchart of multi agent game solving

4 算例仿真与分析

4.1 算例参数

为验证本文所提方法有效性，本文选取结构为图 1 所示的 DN-MIES 联盟系统进行分析，并以工业、商业和居民区 3 个典型 IES 接入改进 IEEE33 节点的配电网^[29]。其中光伏和风机相关参数、MIES 电、热负荷数据、不确定条件下风、光、荷日曲线图、配电网购售电价、碳交易及设备参数分别如表 1、图 4—图 6、表 2 所示。

4.2 双层多主体博弈分析

基于本文所提 DN-MIES 系统的多主体博弈策略，本节以 IES₃ 运行实况为例进行分析，其系统电、热功率平衡图分别如图 7、图 8 所示。

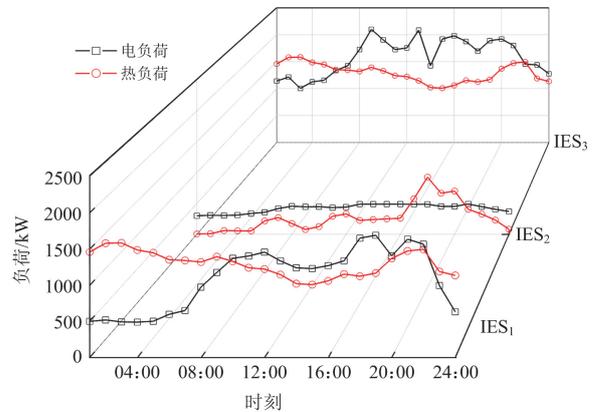


图 4 MIES 电、热负荷

Fig. 4 MIES electrical and heat load

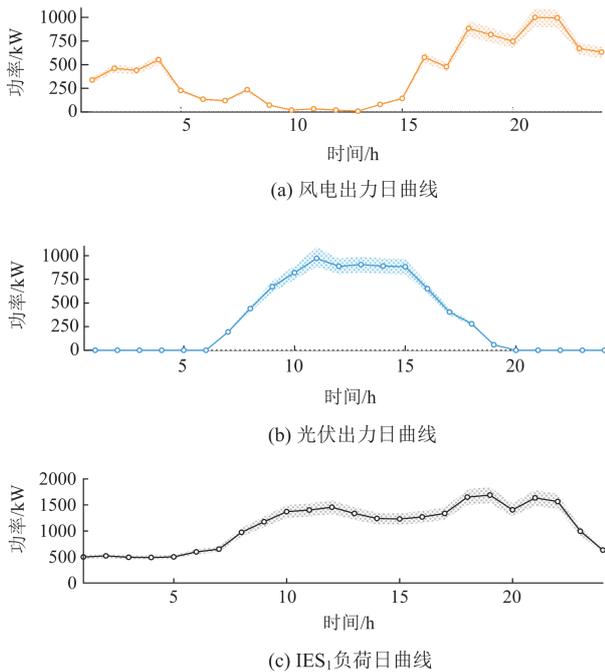


图5 不确定条件下风、光、荷日曲线图
Fig. 5 Daily curves of wind, PV and load in IES₁ with uncertainty

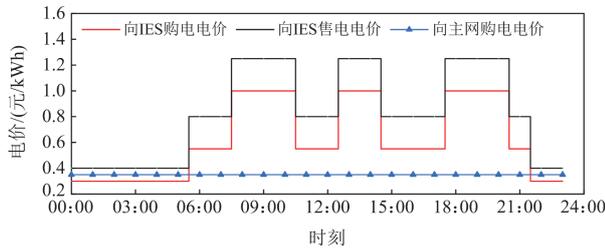


图6 配电网购售电价
Fig. 6 Purchase and sale price of distribution network

表1 光伏、风机相关参数

Table 1 Related parameters of PV and wind turbine

| 类型 | 单机容量/kW | 运维成本/(元/kWh) |
|----|---------|--------------|
| 光伏 | 50 | 0.15 |
| 风机 | 50 | 0.2 |

表2 碳交易及设备参数

Table 2 Carbon trading and equipment parameters

| 参数 | 数值 | 参数 | 数值 |
|----------------|----------|-------------------|--------|
| c_{cur}^W | 0.35 | a_{chp} | 0.0015 |
| c_{cur}^{PV} | 0.29 | b_{chp} | 0.14 |
| a_g | 20 | c_{chp} | 0 |
| b_g | 0.16 | a_{gb} | 0.0006 |
| c_g | 0.0009 | b_{gb} | 0.1 |
| α | 0.01 | c_{gb} | 0 |
| β | 0.000 02 | $\lambda_{s,max}$ | 0.7 |

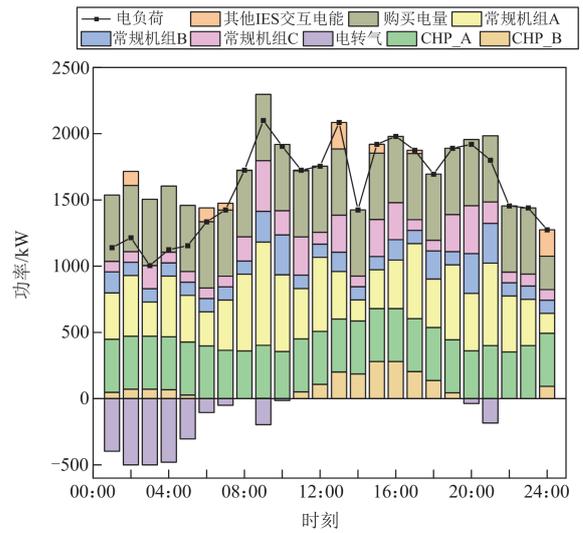


图7 IES₃电功率平衡

Fig. 7 IES₃ electrical power balance

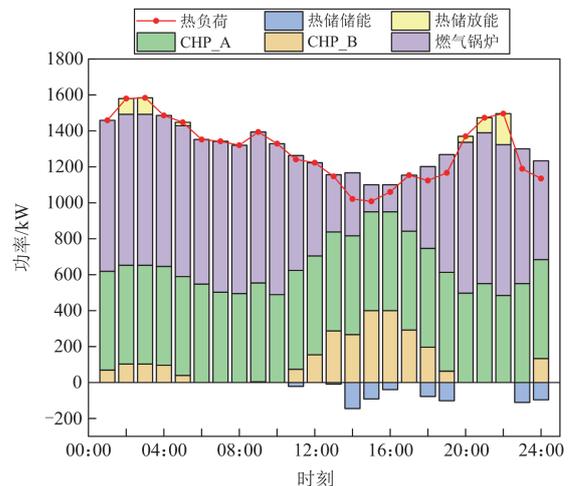


图8 IES₃热功率平衡

Fig. 8 IES₃ thermal power balance

图7中, 由于电价在 00:00—08:00 时段风电充裕同时配电网电价处于低谷状态, IES₃ 通过新能源出力支撑和向配电网购电以满足自身的负荷需求, 同时将系统内的富余电能提供给 P2G 设备进行电-气转换为 CHP、GB 等设备提供更多天然气能源, 及出售给其他 IES 系统。此外, IES₃ 中的电负荷比较大, 为了追求系统运行的经济性, CHP_A 机组的出力始终处于最大, 一是因为 CHP_A 机组效率比 CHP_B 高, 且为“以热定电”模式, 因此, CHP_A 机组一直处于满发状态; 二是由于常规机组的爬坡约束且生产成本较高, IES₃ 在交易电价低谷期尽量向配电网和其他 IES 购电来满足用户用电需求以减少 3 台常规机组的出力。由图7可以看出, IES₃ 与其他 IES 在 00:00—05:00、11:00—19:00

有部分能量交互,因为在满足 IES₃ 负荷时,优先考虑内部新能源的消纳,同时为了追求自身系统利益的最大化,先利用效率更高的产电设备再通过与其他 IES 之间的交互来满足负荷。

图 8 中,针对于供热能力 CHP 机组相较于 GB 机组灵活性不高,调节能力不强,因此 CHP 机组热出力波动较小,为满足热功率平衡,主要由 GB 机组承担调节任务,根据热负荷大小调整热出力大小。图中各时段的 CHP_A 机组热功率比 CHP_B 机组的热功率出力更高,是因为 CHP_A 机组比 CHP_B 机组的热转换效率更高,所以在满足系统热负荷的要求下优先利用 CHP_A 机组出力,以提高能源效率。同时,由于 IES₃ 中配置了热储能,在 11:00—20:00 时段,热负荷较小,此时储能设备存储热能,并在 02:00—04:00、20:00—23:00 热负荷处于峰值时进行放热,减少热负荷压力,实现对系统热负荷“削峰填谷”,提高系统经济效益。

4.3 不同优化方案对比分析

1) DN-MIES 合作博弈优化结果分析

为验证本文所提 DN-MIES 多主体博弈优化模型的优越性,设置了如下 3 种策略。

策略 1: 各个 IES 独立地参与配电网的调度过程。

策略 2: 所有 IES 联合参与合作,但在合作中不实施纳什议价来进行效益分配。

策略 3: 在本文提出的策略中, MIES 以合作博弈的形式参与,并通过纳什谈判机制来分配合作产生的效益。

本文设置 3 种不同策略,其对应的运行成本如表 3 所示。策略 1 中工业、商业和居民区 3 个典型 IES 主体单独运行,各主体只需负责自身用户,因此,根据用户用能场景不同、需求不同导致各 IES 的运行成本也大不相同。而策略 2 中, IES 进行合作博弈运行,各 IES 之间的决策相互影响,最终经过合作协商使得 MIES 总成本比策略 1 中的低 2108 元,但其中 IES₂ 的运行成本显著提高 10 319 元,易导致合作联盟被破坏,从而脱离联盟独立运行。本文所提策略 3 中,在各 IES 形成联盟的基础上增加了配电网的影响,并引入配电网的交易定价及纳什谈判机制进一步影响联盟系统不同主体之间的利益交互,从而使得 MIES 联盟总成本成本低于策略 1 和策略 2,且在本文策略下的各 IES 成员运行成本均低于之前两种策略中各独立主体的运行成本。因此,本文所提基于纳什议价的混合博弈策略相比非合作博弈以及传统合作博弈策略而言,能更有效提高多主体系统经济效益。

表 3 3 种策略下各 IES 运行成本

Table 3 Operating costs of each IES under three strategies

| 策略 | 运行成本/元 | | | |
|------|------------------|------------------|------------------|---------|
| | IES ₁ | IES ₂ | IES ₃ | MIES |
| 策略 1 | 342 810 | 10 965 | 304 321 | 658 096 |
| 策略 2 | 339 395 | 21 284 | 295 209 | 655 988 |
| 策略 3 | 340 654 | 10 386 | 300 367 | 651 407 |

2) 不确定性优化分析

为验证本文博弈耦合关系下对系统不确定性以及低碳性的优化控制,进而产生对系统调度经济性的影响,设置以下 4 种场景进行对比分析。

场景 1: 固定电价,不考虑不确定性、碳交易等影响,各 IES 独立运行。

场景 2: 固定电价,考虑不确定性、碳交易等影响,各 IES 独立运行。

场景 3: 固定电价,考虑不确定性、碳交易等影响,各 IES 合作运行。

场景 4: 本文策略下,即计及不确定性、碳交易等影响,各 IES 合作运行。

4 种不同场景下的优化结果如表 4 所示。可以看出,相比场景 1 下不考虑不确定性、碳交易的系统优化情况,场景 2 中为平抑源-荷出力波动增补机组出力导致总运行成本增加 424 998 元,可再生能源利用率显著提高 6.6%。虽然机组出力增大会导致碳排放量增加,但场景 2 考虑了碳交易机制的影响,尽可能降低系统碳排放量,因此比场景 1 碳排放减少了 151 kg。场景 3 中各 IES 合作运行,促进系统多能耦合互补利用,相对于场景 2,运行总成本降低了 356 546 元,碳交易成本降低了 262 元,碳排放量降低了 4446 kg,弃风、弃光率降低了 2.7%。在场景 4 中,考虑配电网与 IES、各 IES 之间的博弈调度,促进耦合系统里各子系统的交互和合理分配效益的行为,从而进一步提升了系统风、光消纳率和系统的经济性、低碳性。

表 4 不同场景下运行优化结果

Table 4 Optimization results in different scenarios

| 场景 | 总运行成本/元 | 碳交易成本/元 | 碳排放量/kg | 弃风、弃光率/% |
|------|-----------|---------|---------|----------|
| 场景 1 | 1 847 713 | □ | 105 961 | 16.6 |
| 场景 2 | 2 272 711 | 6347 | 105 810 | 10 |
| 场景 3 | 1 916 165 | 6085 | 101 364 | 7.3 |
| 场景 4 | 839 911 | 5810 | 99 113 | 5.6 |

4.4 配电网电价优化结果分析

基于本文所述博弈优化策略,优化配电网分时电价的均衡结果如图 9 所示。

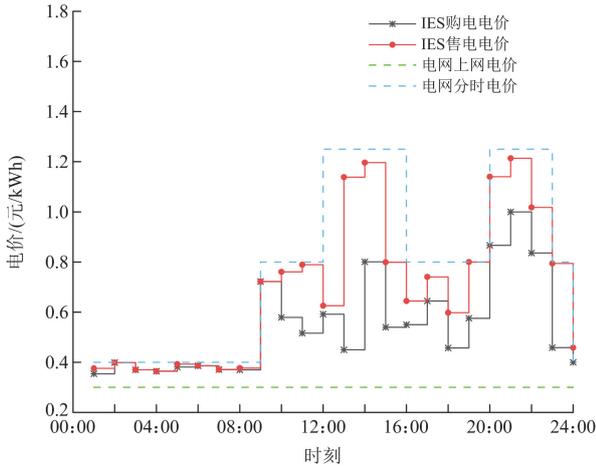


图9 电价优化结果

Fig. 9 Optimized electricity prices

配电网通过对电价与综合能源系统的购、售电价格的优化制定保证盈利。同时, IES 为了在联盟系统中能够获得更优的电价, 配电网的定价始终低于上级大电网定价。具体在 00:00—08:00 时段, 此时根据前文中可再生能源出力预测可知配电网风力发电出力较大, 供大于求, 因此电价处于低谷时段, 且 IES 向配电网的购、售电电价几乎相同; 在 12:00—16:00 和 20:00—23:00 时段, 用户需求大, 供能紧张, 即风、光出力还不足以平抑负荷需求, 因此购售电价都处于峰时段; 除上述时段外, 09:00—12:00 和 16:00—20:00 时段电能基本处于供需平衡状态, 制定电价也处于上级电网的峰、谷电价之间。总的来说, 配电网与 IES 的博弈调度使得电价在每个时刻都有所变动, 但售电电价的趋势与电网分时电价趋势保持一致, 购电电价趋势则与负荷需求保持一致, 以保证各主体经济效益。

4.5 算法扩展性分析

为了验证本文所提算法的可扩展性, 在本文算法和粒子群算法的基础上, 对 4 个、5 个和 6 个 IES 接入配电网系统场景分别进行仿真对比。计算效率如表 5 所示。

表 5 不同算法拓展性对比

Table 5 Expansion comparison of different algorithms

| 规模 | 粒子群算法 | | 本文算法 | |
|---------|-------|--------|------|--------|
| | 迭代次数 | 求解时间/s | 迭代次数 | 求解时间/s |
| 4 个 IES | 35 | 3319 | 18 | 534 |
| 5 个 IES | 41 | 4339 | 22 | 618 |
| 6 个 IES | 54 | 5364 | 24 | 657 |

根据表 5 中不同场景的求解效率对比分析, 本文算法的计算效率明显更高。在系统中的 IES 数量

增加为 4 个时, 本文算法的计算时间是粒子群算法的 16.1%; 在 IES 数量增加为 5 个时, 本文算法的计算时间是粒子群算法的 14.2%; 在 IES 数量增加为 6 个时, 本文算法的计算时间是粒子群算法的 12.2%。在 DN-MIES 中 IES 的数量增大过程中, 粒子群算法的计算时间呈爆炸式增长, 而本文所提算法的计算时间变化不大。对各场景不同算法的迭代次数比较分析, 可以看出 IES 数量增加后本文算法和粒子群算法的迭代次数都有所增加, 粒子群算法的迭代次数机会随着 IES 数量增多呈现线性增长, 但本文算法的迭代次数增加较少。

由此可见, 在 IES 规模增大后, 由于粒子群算法通过集中式来进行求解, 计算量庞大且过程繁琐, 而本文算法将问题分解为两个子问题并行求解, 故本文算法更加高效。

为进一步说明在 IES 规模扩大时所提算法的优越性, 本文将计算复杂度理论分析和问题分解特性相结合进行论证。计算复杂度分析需基于问题规模, 分别对本文算法与粒子群算法建模以比对计算量增长趋势。一般情况下, 算法的重复执行次数是模块 n 的某一个函数 $f(n)$, 因此, 算法的计算复杂度记作 $T(n) = O(f(n))$, 随着模块 n 的增大, 算法计算时间与 $f(n)$ 增长率成正比, 所以 $f(n)$ 越小, 算法的计算复杂度越低, 从而算法的效率就越高, 以下对不同算法的计算复杂度进行推导说明。

1) MVA-ATC 计算复杂度

MVA-ATC 通过分层分解将原问题划分为多个子问题, 并通过协调机制迭代更新目标值, 其计算复杂度如下。

$$T_{MA}(n) = O_{MA}(f(n)) = O_{MA}(T_{MA} \cdot L \cdot k' \cdot m^\alpha) = O_{MA}(T_{MA} \cdot \log n \cdot k' \cdot \left(\frac{n}{k'}\right)^\alpha) \quad (33)$$

式中: L 为层级数, $L = O(\log n)$; k' 为每层子问题数量, 且分解后每个子问题规模为 $m = O(n/k')$; T_{MA} 为协调迭代次数。采用平衡分解, 如 $k' = O(n\beta)$, $0 < \beta < 1$, 复杂度化简为

$$T_{MA}(n) = O_{MA}(n^\beta \cdot (n^{1-\beta})^\alpha) = O_{MA}(n^{\beta+\alpha(1-\beta)}) \quad (34)$$

本文采用分布式求解, $\alpha = 2$ 且 $\beta = 0.5$, 其复杂度为 $O(n^{1.5})$, 明显低于未分解问题的 $O(n^2)$ 。

2) 粒子群算法计算复杂度

$$T_{PSO}(n) = O_{PSO}(f(n)) = O_{PSO}(T_{PSO} \cdot N \cdot d) = O_{PSO}(n \cdot n \cdot n) = O_{PSO}(n^3) \quad (35)$$

式中: N 为种群大小, 设 $N = O(n)$; T_{PSO} 为迭代次数; 每个粒子需更新位置并计算适应度, 复杂度记为 $O(d)$, 其中 $d = n$ 为变量维度。

3) 计算复杂度对比

在计算复杂度分析中, MVA-ATC 通过层级分解将原问题划分为 $k' = O(\sqrt{n})$ 个子问题, 每个子问题规模为 $O(\sqrt{n})$ 。MVA-ATC 的子问题采用二次规划求解 ($\alpha = 2$), 协调迭代次数 $T_{MA} = O(1)$, 则总复杂度为 $O(n^{1.5})$ 。相比之下, 粒子群算法的种群大小与迭代次数均需随 n 线性增长, 导致复杂度为 $O(n^3)$ 。当 n 增大时, $\lim_{n \rightarrow \infty} (n^{1.5}/n^3) = 0$, 表明 MVA-ATC 的计算效率优势随规模扩大而愈发显著。

4.6 有效性分析

本文采用 MVA-ATC 算法求解纳什议价模型, 模型分解后通过迭代求解得到 DN-MIES 的配电网收益和各个 IES 的收益情况。上层配电网收益和下层各 IES 收益有效性曲线如图 10 所示。从图中可以看出, 上下层均经过了 15 次迭代后收敛, 联盟中各个主体通过相互影响来进行利益分配以满足各自的利益要求, 同时降低了联盟整体的运行成本以提高系统的经济性。由此可知基于 MVA-ATC 算法求解本文模型所转换的两个子问题均有较好的收敛性, 同时在求解的过程中只需提供少量的 IES 信息, 间接保护了各个 IES 主体的隐私性。

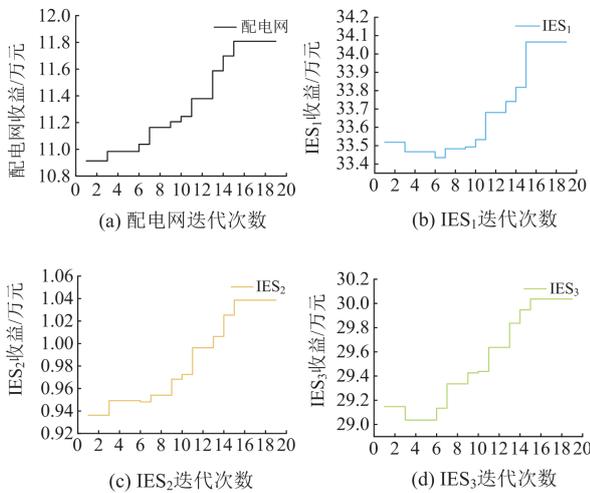


图 10 DN-MIES 收益有效性分析

Fig. 10 DN-MIES revenue effectiveness analysis

5 结论

本文针对配电网与 MIES 协调运行问题展开研究, 并引入博弈理论, 构建了 DN-MIES 多主体联盟混合博弈调度优化模型, 实现了配电网与 IES、IES 与 IES 之间的多主体协同优化调度。主要结论如下。

1) 配电网引入 MIES 联盟并通过纳什谈判机制

制定购、售电价的策略, 促进了系统中配电网与 IES、IES 与 IES 之间的经济效益。

2) 对于 MIES 联盟接入配电网后的利益分配问题, 本文提出考虑多主体利益的 DN-MIES 混合博弈分布式优化方法, 实现了配电网接入多 IES 的利益分配, 有效保障了配电网和多 IES 协同运行时的利益均衡。

3) 利用区间不确定性和 ATC 算法, 提出 MVA-ATC 分布式求解算法, 提高模型的求解效率同时平抑了源荷负荷波动。

参考文献

[1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2818. ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818.

[2] 司方远, 张宁, 韩英华, 等. 面向多元灵活资源聚合的区域综合能源系统主动调节能力评估与优化: 关键问题与研究架构[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(6): 2097-2119. SI Fangyuan, ZHANG Ning, HAN Yinghua, et al. Fundamental problems and research framework for assessment and optimization of the functional regulation capacity of the regional integrated energy system under the aggregation of diversified and flexible resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(6): 2097-2119.

[3] ZHOU Yanting, MA Zhongjing, SHI Xingyu, et al. Multi-agent optimal scheduling for integrated energy system considering the global carbon emission constraint[J]. Energy, 2024, 288.

[4] WU Yanjuan, WANG Caiwei, WANG Yunliang. Cooperative game optimization scheduling of multi-region integrated energy system based on ADMM algorithm[J]. Energy, 2024, 302.

[5] 殷晨旭, 孙永辉, 谢东亮, 等. 博弈视角下电-气互联综合能源系统多目标协同优化[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 173-183. YIN Chenxu, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Multi-objective cooperative optimization of electricity-gas interconnected integrated energy system from game perspective[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 173-183.

[6] WANG Zibo, DONG Lei, SHI Mengjie, et al. Market power modeling and restraint of aggregated prosumers in peer-to-peer energy trading: a game-theoretic approach[J]. Applied Energy, 2023, 348.

[7] 王泽淇, 贾燕冰, 韩肖清, 等. 考虑产消者响应与不确定性的微能网双层混合博弈优化[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2754-2764. WANG Zeqi, JIA Yanbing, HAN Xiaoqing, et al.

- Optimization of a two-layer hybrid game between micro-energy networks and producer-consumers considering demand response and uncertainty[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(7): 2754-2764.
- [8] 林墨涵, 刘佳, 唐早, 等. 考虑多能耦合共享储能的微网多智能体混合博弈协调优化[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(4): 132-141.
LIN Mohan, LIU Jia, TANG Zao, et al. Coordinated optimization of mixed microgrid multi-agent game considering multi-energy coupled shared energy storage[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(4): 132-141.
- [9] LIANG Ziwen, MU Longhua. Multi-agent low-carbon optimal dispatch of regional integrated energy system based on mixed game theory[J]. *Energy*, 2024, 295.
- [10] 时珊珊, 张智泉, 方陈, 等. 基于合作博弈和高斯混合聚类的多主体综合能源微网群联盟能量管理策略[J]. *南方电网技术*, 2025, 19(4): 63-77.
SHI Shanshan, ZHANG Zhiquan, FANG Chen, et al. Coalition energy management strategy for multi-agent integrated energy microgrid cluster based on cooperative game and Gaussian mixture clustering[J]. *Southern Power System Technology*, 2025, 19(4): 63-77.
- [11] 张军, 钟康骅, 张勇军, 等. 基于混合博弈的多区域电-储共享运营模式与经济效益分析[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(3): 31-41.
ZHANG Jun, ZHONG Kanghua, ZHANG Yongjun, et al. Hybrid game based sharing operation mode for multi-regional electric power and energy storage and its economic benefit analysis[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(3): 31-41.
- [12] 杨冬锋, 王轶琳, 杨士慧, 等. 基于混合博弈的多微网-共享储能双层能量交易策略[J]. *高电压技术*, 2024, 50(4): 1392-1402.
YANG Dongfeng, WANG Yilin, YANG Shihui, et al. Multi-microgrid and shared energy storage two-layer energy trading strategy based on hybrid game[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(4): 1392-1402.
- [13] 薛溟枫, 毛晓波, 肖浩, 等. 基于联邦学习的综合能源微网群协同优化运行方法[J]. *中国电力*, 2023, 56(12): 164-173.
XUE Mingfeng, MAO Xiaobo, XIAO Hao, et al. Cooperative operation optimization for integrated energy microgrid groups based on federated learning[J]. *Electric Power*, 2023, 56(12): 164-173.
- [14] 杨晓辉, 张柳芳, 吴龙杰, 等. 含考虑 IDR 的冷热电联供微网的主动配电网经济优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(3): 19-28.
YANG Xiaohui, ZHANG Liufang, WU Longjie, et al. Economic optimal dispatch of an active distribution network with combined cooling, heating and power microgrids considering integrated demand response[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(3): 19-28.
- [15] GAO Yang, AI Qian, HE Xing, et al. Coordination for regional integrated energy system through target cascade optimization[J]. *Energy*, 2023, 276.
- [16] 陈艳波, 刘宇翔, 田昊欣, 等. 基于广义目标级联法的多牵引变电站光伏-储能协同规划配置[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(15): 4599-4612.
CHEN Yanbo, LIU Yuxiang, TIAN Haoxin, et al. Collaborative planning and configuration of photovoltaic and energy storage in multiple traction substations based on generalized analytical target cascading method[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(15): 4599-4612.
- [17] YAN Xingyu, GAO Ciwei, MENG Jing, et al. An analytical target cascading method-based two-step distributed optimization strategy for energy sharing in a virtual power plant[J]. *Renewable Energy*, 2024, 222.
- [18] 吕超贤, 邢润发, 梁睿, 等. 考虑多维联动碳减排策略的多微网配电系统分层分布式调度[J/OL]. *电网技术*: 1-15[2025-03-04]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0768>
LÜ Chaoxian, XING Runfa, LIANG Rui, et al. Hierarchical distributed scheduling of multi-microgrid distribution system considering multi-dimensional linked carbon emission reduction strategies[J/OL]. *Power System Technology*: 1-15[2025-03-04]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0768>
- [19] HAN Fengwu, ZENG Jianfeng, LIN Junjie, et al. Multi-stage distributionally robust optimization for hybrid energy storage in regional integrated energy system considering robustness and nonanticipativity[J]. *Energy*, 2023, 277.
- [20] MENG Qinglin, JIN Xiaolong, LUO Fengzhang, et al. Distributionally robust scheduling for benefit allocation in regional integrated energy system with multiple stakeholders[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2024, 12(5): 1631-1642.
- [21] FAN Guozhu, PENG Chunhua, WANG Xuekui, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering renewable energy uncertainties based on distributionally robust adaptive MPC[J]. *Renewable Energy*, 2024, 226.
- [22] XU Wei, GUO Yufeng, MENG Tianhui, et al. Coordinated dispatch based on distributed robust optimization for interconnected urban integrated energy and transmission systems[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2024, 12(3): 840-851.
- [23] 刘金朋, 胡国松, 彭锦淳, 等. 多能互补的虚拟电厂低碳-经济-鲁棒优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(24): 9718-9731.
LIU Jinpeng, HU Guosong, PENG Jinchun, et al. Low-carbon economic-robust optimization scheduling of multi-energy complementary virtual power plants[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(24): 9718-9731.

- [24] 高雪倩, 刘畅, 刘文霞. 计及备用优化的电热灵活性资源协同鲁棒规划[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(20): 171-181.
GAO Xueqian, LIU Chang, LIU Wenxia. Collaborative robust planning of electric and thermal flexibility resources considering reserve optimization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(20): 171-181.
- [25] ZHANG Zongnan, KUDASHEV S F. Optimal operation of multi-integrated energy system based on multi-level Nash multi-stage robust[J]. Applied Energy, 2024, 358.
- [26] 黄馨仪, 刘明波, 林舜江, 等. 考虑风电不确定性的输配电系统鲁棒经济调度分布式算法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(4): 165-177.
HUANG Xinyi, LIU Mingbo, LIN Shunjiang, et al. Distributed algorithm for robust economic dispatch of integrated transmission and distribution system considering wind power uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(4): 165-177.
- [27] 李咸善, 马凯琳, 程杉. 含多区域综合能源系统的主动配电网双层博弈优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(1): 8-22.
LI Xianshan, MA Kailin, CHENG Shan. Dispatching strategy of an active distribution network with multiple regional integrated energy systems based on two-level game optimization[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(1): 8-22.
- [28] 高瑞阳, 王新宝, 高娴, 等. 考虑灵活性资源和多能共享的低碳区域综合能源系统联盟-配电网博弈优化调度[J]. 南方电网技术, 2024, 18(2): 77-88.
GAO Ruiyang, WANG Xinbao, GAO Xian, et al. Optimal dispatching of low-carbon regional integrated energy system alliance and distribution network game considering flexible resources and multi energy sharing[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(2): 77-88.
- [29] 程杉, 程颖, 贺彩, 等. 考虑不确定性的配电网-多综合能源系统分布式协同规划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(11): 24-32.
CHENG Shan, CHENG Ying, HE Cai, et al. Distributed collaborative planning of distribution network-multiple integrated energy system considering uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(11): 24-32.
- [30] WANG Chunling, LIU Chunming, ZHOU Xiulin, et al. Flexibility based expansion planning of active distribution networks considering optimal operation of multi-community integrated energy systems[J]. Energy, 2024, 307.
- [31] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 75-85.
WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 75-85.
- [32] 孙文杰, 武家辉, 张强. 基于双层博弈的配电网与多综合能源微网协调优化[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 26-38.
SUN Wenjie, WU Jiahui, ZHANG Qiang. Coordinated optimization of a distribution network and multi-integrated energy microgrid based on a double-layer game[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 26-38.
- [33] 程杉, 傅桐, 李泮洋, 等. 含高渗透可再生能源的配电网灵活性供需协同规划[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 1-12.
CHENG Shan, FU Tong, LI Fengyang, et al. Flexible supply demand collaborative planning for distribution networks with high penetration of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 1-12.
- [34] 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.
- [35] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 122-132.
BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122-132.
- [36] CHEN Jianrun, CHEN Haoyong, LIANG Zipeng, et al. An exergy analysis model for the optimal operation of integrated heat-and-electricity-based energy systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(1): 1-18.
- [37] 李靖, 徐天奇, 李琰, 等. 基于多市场耦合的新能源综合发电项目的盈利能力研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(6): 65-76.
LI Jing, XU Tianqi, LI Yan, et al. Profitability study of multi-market coupled integrated renewable energy generation projects[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(6): 65-76.

收稿日期: 2025-01-15; 修回日期: 2025-04-09

作者简介:

程杉(1981—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 主要研究方向为综合能源系统、新能源并网、车网互动等; E-mail: hpucquyzu@ctgu.edu.cn

王思宇(1998—), 男, 博士研究生, 研究方向为综合能源系统优化调度。E-mail: 870002730@qq.com

(编辑 石晋美)