

考虑电能-备用-碳多元资源交易的 配-微电网协同调度

随权^{1,2}, 王仲源¹, 张传青³, 廖伟⁴, 李琼林⁵, 张迪⁵

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北省宜昌市 443002; 2. 郑州大学电气与信息工程学院, 郑州市 450001;
3. 山东安澜电力科技有限公司, 山东省淄博市 255000; 4. 国网湖北省电力有限公司,
武汉市 430077; 5. 国网河南省电力公司电力科学研究院, 郑州市 450052)

摘要:【目的】针对现有配电网与多微网协同灵活性挖潜不足导致两者运行成本高昂的问题, 提出一种考虑电能-备用-碳排放多元资源交易的配-微电网协同优化调度策略。【方法】首先, 充分计及微网个体入市资格差异, 构建一种兼容差异化主体参与现货和备用市场竞价的新型非对称微网联盟(asymmetric microgrid alliance, AMGA)框架。在此基础上, 设计计及多级市场出清机制的配网运营商(distribution network operator, DNO)与AMGA主从博弈策略, 其中上层DNO充分考虑配网潮流约束, 针对不同市场主体实施电能量、备用及碳动态定价, 下层AMGA挖掘电动汽车(electric vehicle, EV)能量转供潜力, 进行多微网协同调度。最后, 采用融合二分法的优化算法迭代求解调度模型。【结果】所提策略能够降低配微网运行成本, 系统经济性提高12.83%, 保障电网高效运行。【结论】该方法在兼顾经济性与环保性的基础上, 实现了多主体间的协同优化与公平收益分配。

关键词:配电网; 微网联盟; 主从博弈; 市场出清机制; 二分法

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)06-0195-14

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.06.015

Coordinated Scheduling of Distribution and Microgrids Considering Energy-Reserve-Carbon Multi-Resource Trading

SUI Quan^{1,2}, WANG Zhongyuan¹, ZHANG Chuanqing³, LIAO Wei⁴,
LI Qionglin⁵, ZHANG Di⁵

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, Hubei Province, China; 2. College of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China;
3. Shandong Anlan Electric Power Technology Co., Ltd., Zibo 255000, Shandong Province, China;
4. State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430077, China; 5. State Grid Henan
Electric Power Research Institute, Zhengzhou 450052, China)

ABSTRACT: [Objective] To address the issue of high operational costs in existing distribution networks and multi-microgrids caused by insufficient exploitation of synergistic flexibility, this paper proposes a coordinated optimal scheduling strategy for distribution-microgrids considering multi-resource trading of energy, reserve, and carbon emissions. [Methods] First, by fully considering the heterogeneity in market access qualifications among individual microgrids, a novel asymmetric microgrid alliance (AMGA) framework is established to enable differentiated entities participating in spot and reserve market bidding. On this basis, a Stackelberg game strategy between the distribution network operator (DNO) and AMGA is designed, incorporating a multi-level market clearing mechanism. In the upper-level, the DNO fully accounts for the power flow constraints of the distribution network and implements dynamic pricing of energy, reserve, and carbon targeting different market entities. In the lower-level, AMGA explores the energy transfer potential of Electric Vehicles (EV) to achieve coordinated scheduling of multi-microgrids. Subsequently, an optimization algorithm integrating a bisection method is employed to iteratively solve the scheduling model. [Results] The proposed strategy effectively reduces the operational costs of

distribution- microgrid system, improves system economic performance by 12.83%, and ensures efficient grid operation.

[Conclusions] This method achieves collaborative optimization and fair benefit distribution among multiple entities while balancing economic efficiency and environmental sustainability.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2024YFE0199400).

KEYWORDS: distribution network; microgrid alliance; Stackelberg game; market clearing mechanism; bisection method

0 引言

随着“双碳”目标提出,新能源微网正在规模化建设^[1-3],传统自上而下的电网单向供电机制逐步向配-微电网协同互动的新模式转变。然而,由于配电网与微电网通常属于不同的利益主体,彼此之间存在价值壁垒,严重制约了二者的资源价值开发和协同互动效果。如何充分挖掘系统灵活性资源的调节潜力,提升配-微电网互补优势和协同运行效益^[4-6],已成为当前研究的核心问题。

配-微电网之间的市场化电力交易已得到广泛应用^[7]。例如,文献[8]针对多微网运营商与配电网运营商联合投资下的电力交易优化问题,提出一种基于主从博弈的协同配置方法。文献[9-12]针对配电网-多微网(microgrid, MG)协同问题,构建了主从博弈模型,其中配电网运营商(distribution network operator, DNO)作为领导者制定电价策略,多个MG作为跟随者通过调整运行计划进行响应,最终在双层优化框架下实现系统协同。文献[13-14]研究了DNO下多综合能源微网(integrated energy microgrids, IEM)的协同管理,通过DNO主导的电能定价引导IEM联盟调度和成员间的点对点电能交易,结合主从与合作混合博弈优化联盟运行并实现公平收益分配。文献[15]构建了主从博弈下的配电网-多微网协同调度模型,创新性引入网络重构与过网费机制以平衡交易公平性与系统运行。文献[16]基于双边交易与合作博弈,提出了风光不确定性下配电网与微网协同规划策略,实现多主体利益分配与投资优化。文献[17]提出了一种双层协同调度策略,通过分时电价与多能耦合实现峰谷调节与效益共享,从而优化IEM与DNO的交互运行。然而,现有工作主要着眼于配-微网间的电能互动效益,鲜有挖掘两者电力备用交易的潜在价值与低碳减排需求。并且,上述微网群主要依托配电网网架结构进行电能共享,该模式在过网费核算、收取及政策方面尚未成熟。最后,当前工作忽视了微网群联盟体在不同环境下的成员组合变化,导致实际应用灵活性不足。

实际上,电-碳协同交易日益成为研究热点,并取得了众多卓有成效的研究成果。例如,文献[18]同时考虑传统电-碳交易,并引入了点对点(point to

point, P2P)交易,提出了电-碳联合P2P交易机制。文献[19]首次将多层级博弈与碳-源不确定性联合建模,并提出阶梯碳交易机制,动态优化碳排放成本。文献[20]将碳排放约束充分纳入交易机制,建立了考虑需求侧响应的主从博弈模型,实现了多能互补协调优化。文献[21-22]设计了绿证-碳排等价抵消机制,实现了绿证市场与碳市场的价值联动。文献[23]构建了两级碳市场和绿电占比的双重约束机制,从源头优化园区微网的碳排放。文献[24-26]基于纳什议价理论,运用交替方向乘子法进行求解,实现了多主体收益公平分配。然而,以上研究主要聚焦于园区综合能源系统层面,难以适配配-微电网的分层交互模式,另一方面,现有模型多强调发电侧碳成本内部化或多能源耦合下的碳排放削减,对以电动汽车为代表的移动灵活资源如何通过能量转运实现微网间协同互济关注不足,尚未形成面向多主体、跨节点的低碳交互机制。

为此,本文提出一种考虑电能-备用-碳多元资源交易的配-微电网协同调度方法。首先,阐释面向多级电力市场的非对称微网联盟(asymmetric microgrid alliance, AMGA)成员动态组合模式,构建以DNO为领导者、AMGA为跟随者的主从博弈框架。其次,充分考虑市场多主体竞价差异,建立兼容潮流约束的DNO调控模型;同时,挖掘电能、电力备用、绿证、碳配额潜力,提出计及电动汽车(electric vehicle, EV)电力转供约束的AMGA能量管理方法。最后,采用二分法对所提模型进行求解,并通过算例仿真验证该方法的有效性。本文创新点如下:

1)充分考虑微网参与多级电力市场资质差异,提出微网群非对称联盟架构,实现电力资源的充分共享和最大化利用。

2)采用合约模式激励电动汽车响应电力调节需求,进而构建考虑电动汽车能量时空转供模式的微网群联合运行模型。

3)设计计及电能-备用-碳多元资源交易的配-微电网协同调度策略,全面提升系统运行经济性。

1 DNO与AMGA主从博弈方法

1.1 配-微电网非对称博弈架构与多元交易机制

考虑到常规MG规模较小,多个MG合作组成联

盟体是参与多级电力市场出清的重要途径。但是,由于资源禀赋或业主意愿差异,部分MG未获得进入电力现货或备用服务市场的资质。在这种背景下,不同MG将动态联盟进入多级电力市场,本节称为AMGA。DNO与AMGA在电能量和现货市场交易示意如图1所示。

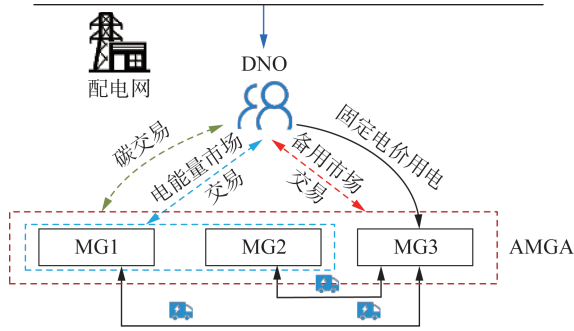


图1 DNO与AMGA交易框架

Fig. 1 Trading framework of DNO and AMGA

这种新型的电力交易机制具有如下特点:

1) 联盟体成员在多级电力市场上具有非对称性。在电能量市场, MG1和MG2联盟参与现货市场交易, 而MG3不具备入市资质, 将以固定电价使用电力。与之不同, 在电力备用市场, MG1、MG2和MG3结成联盟体, 参与备用市场竞价。

2) 联盟体依托电动汽车实现能量共享, 不必缴纳过网费。为提高电动汽车的可控性, 本节采用合约形式激励电动汽车参与MG能量调度。通过引导电动汽车在不同MG间充放电, 实现了联盟体内部电能的自由流动, 同时避免了过网费核算的繁琐业务, 降低了配电网负担。

3) 多主体共同承担碳排放责任。DNO和AMGA在生产或使用非清洁电力时, 必须缴纳碳税, 共同承担环境保护责任。因此, 两者在交换电力的同时进行碳交易。

在此基础上, 本文提出配-微电网多级市场的整体框架, 如图2所示。在电能量市场中, DNO中的燃气轮机(gas-turbine, GT)、外部电网及常规负荷依据各自报价参与出清, AMGA中的MG1与MG2通过与DNO的电价迭代机制参与电能量交易, 共同形成电能量市场出清结果。在备用辅助服务市场中, DNO内部燃气轮机根据其备用报价提供系统备用容量, AMGA作为整体聚合体参与上、下备用市场竞争并获取相应收益。在碳交易市场中, DNO侧含碳发电单元参与碳市场购售碳配额, 而MG3通过向DNO购电承担相应的隐含碳排放责任。在绿证市场中, AMGA将其可再生能源发电量转化为绿证并进行出售, 从而获得收益。

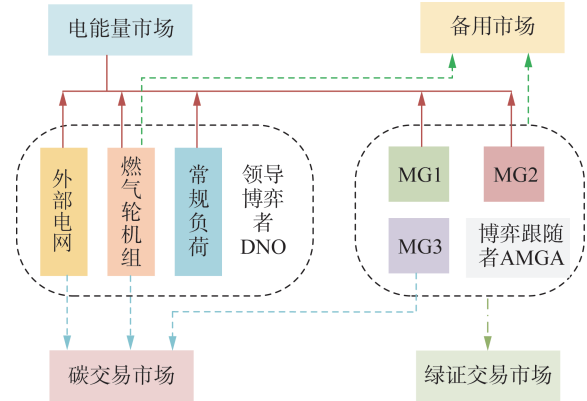


图2 DNO与AMGA多级市场总体框架

Fig. 2 Overall multi-level market framework for DNO and AMGA

为保障多主体利益, 本节引入主从博弈模型, 引导DNO与AMGA进行电碳交易, 构建双层主从博弈结构, 如图3所示。上层DNO负责制定电价与备用价格, 下层AMGA在给定价格信号下通过优化购售电功率、备用响应容量完成内部经济调度。双方通过主从博弈机制实现价格-功率的双向互动与协同优化。

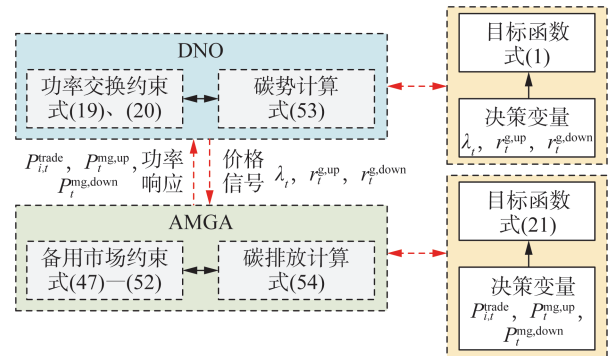


图3 DNO与AMGA双层主从博弈优化框架

Fig. 3 Bi-level Stackelberg game optimization framework of DNO and AMGA

1.2 博弈领导者——DNO

在博弈框架中, DNO作为领导者, 根据AMGA提交的购售电计划, 优化制定相应的购电与售电价格。

1) 目标函数。

以DNO运行周期内总成本 F_1 最低为目标, 运行成本目标函数为:

$$\min F_1 = \sum_{t=t_0}^{t_1} (C_t^{\text{spot}} + C_t^{\text{res}}) \quad (1)$$

$$C_t^{\text{spot}} = \sum_{i=1}^{N_g} B_i^g P_{i,t}^g - \sum_{i=1}^{N_d} B_i^l P_{i,t}^l - \sum_{i=1}^{N_b} B_i^{\text{buy}} P_{i,t}^{\text{buy}} + C_t^{\text{trade}} + C_t^c \quad (2)$$

$$C_t^{\text{trade}} = \lambda_t \sum_{i=1}^{N_{\text{trade}}} P_{i,t}^{\text{trade}} + B_t^l P_{i,t}^{\text{trade}} \quad (3)$$

$$C_t^c = \sigma(B_t^{\text{sig}} - B_t^s - B_t^{\text{green}}) + \pi \sum_{i=1}^{N_{\text{mg}}} E_{i,t} \quad (4)$$

$$C_t^{\text{res}} = \left(r_t^{\text{g, up}} \sum_{i=1}^{N_{\text{g}}} P_{i,t}^{\text{g, up}} + r_t^{\text{g, down}} \sum_{i=1}^{N_{\text{g}}} P_{i,t}^{\text{g, down}} \right) + (r_t^{\text{up}} P_t^{\text{mg, up}} + r_t^{\text{down}} P_t^{\text{mg, down}}) \quad (5)$$

式中: C_t^{spot} 、 C_t^{trade} 、 C_t^c 、 C_t^{res} 分别为现货市场成本、电网与MG的电力交易成本、碳排放交易成本和辅助服务市场成本; t_0 、 t_1 分别为调度开始、结束时刻; B_t^{g} 、 B_t^{l} 、 B_t^{buy} 分别为发电机报价、电网负荷价格、向外部电网购电价格; $P_{i,t}^{\text{g}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{l}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{buy}}$ 分别为发电机有功出力、配电网的有功负荷、向外电网购电有功功率; N_{g} 、 N_{d} 、 N_{b} 分别为发电机节点数、电网负荷节点数、外电网购电节点数; N_{trade} 为AMGO与DNO进行电能-碳交易的微网总个数; λ_t 为电能交易价格; $P_{i,t}^{\text{trade}}$ 为MG与配电网交易有功功率; σ 、 π 分别为单位碳交易价格、碳惩罚系数; B_t^{sig} 、 B_t^s 、 B_t^{green} 分别为产生的碳排放量、碳配额、可再生能源转化绿证所获得的碳排放配额; $E_{i,t}$ 为MG产生的碳排放量; N_{mg} 为MG节点数; $r_t^{\text{g, up}}$ 、 $r_t^{\text{g, down}}$ 分别为电网中燃气轮机的上、下备用报价; r_t^{up} 、 r_t^{down} 分别为MG提供的上、下备用报价; $P_{i,t}^{\text{g, up}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{g, down}}$ 分别为燃气轮机的上、下备用; $P_t^{\text{mg, up}}$ 、 $P_t^{\text{mg, down}}$ 分别为MG提供的上、下备用。

$$\begin{cases} B_t^{\text{sig}} = \beta_1 \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{g}}} P_{i,t}^{\text{g}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{b}}} P_{i,t}^{\text{buy}} \right) \\ B_t^s = \beta_2 \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{d}}} P_{i,t}^{\text{g}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{b}}} P_{i,t}^{\text{buy}} \right) \\ B_t^{\text{green}} = \kappa \delta \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{pv}}} P_{i,t}^{\text{pv}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{wt}}} P_{i,t}^{\text{wt}} \right) \end{cases} \quad (6)$$

式中: β_1 、 β_2 分别为单位功率产生的碳排放量和单位功率分配的碳排放量; κ 、 δ 分别为转化系数和可再生能源发电转化为绿证的量化系数; N_{pv} 、 N_{wt} 分别为光伏、风机节点数; $P_{i,t}^{\text{pv}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{wt}}$ 分别为光伏、风机有功功率。

2) 约束条件。

(1) 潮流约束。

与电网节点 i 相连的常规负荷、燃气轮机组、MG电力交易、向外部电网购电之和决定了该点注入有功功率 $P_{i,t}$ 和无功功率 $Q_{i,t}$ 。

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{\text{g}} + P_{i,t}^{\text{buy}} + P_{i,t}^{\text{trade}} - P_{i,t}^{\text{l}} \quad (7)$$

$$Q_{i,t} = Q_{i,t}^{\text{g}} + Q_{i,t}^{\text{buy}} + Q_{i,t}^{\text{trade}} - Q_{i,t}^{\text{l}} \quad (8)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{g}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{buy}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{trade}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{l}}$ 分别为发电机的无功出力、向外部电网购电无功功率、微网与配电网交易无功功率和配电网节点的无功负荷。

支路的有功、无功功率平衡约束为:

$$P_{j,t} = P_{ij,t} - r_{ij} l_{ij,t} - \sum_{\forall k, k \neq i} P_{jk,t} \quad (9)$$

$$Q_{j,t} = Q_{ij,t} - x_{ij} l_{ij,t} - \sum_{\forall k, k \neq i} Q_{jk,t} \quad (10)$$

式中: $P_{j,t}$ 为节点 j 的有功注入功率; $Q_{j,t}$ 为节点 j 的无功注入功率; $P_{ij,t}$ 为从节点 i 侧注入的有功功率; $Q_{ij,t}$ 为从节点 i 侧注入的无功功率; r_{ij} 为支路 ij 的等效电阻; x_{ij} 为支路 ij 的电抗; $\sum_{\forall k, k \neq i} P_{jk,t}$ 为节点 j 注入到所有支路的有功功率之和 (ij 支路除外); $\sum_{\forall k, k \neq i} Q_{jk,t}$ 为节点 j 注入到所有支路的无功功率之和 (ij 支路除外); $l_{ij,t}$ 为标准化的 ij 支路电流的二范数。

配电网电压电流约束为:

$$v_{j,t} = v_{i,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij,t}^2 \quad (11)$$

$$l_{ij,t}^2 = \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{v_{i,t}^2} \quad (12)$$

$$l_{ij,t} = I_{ij,t}^2 \quad (13)$$

$$v_{j,t} = V_{j,t}^2 \quad (14)$$

$$P_{\text{loss}, ij,t} = l_{ij,t} r_{ij} \quad (15)$$

式中: $I_{ij,t}$ 为标准化的 ij 支路电流; $V_{j,t}$ 、 $v_{j,t}$ 分别为标准化的节点 j 电压及其二范数; $P_{\text{loss}, ij,t}$ 为网损。

其中, 式(11)表示基于欧姆定律的相邻节点电压的关系^[27]; 式(12)表示视在功率和节点电压计算电流; 式(13)、(14)表示标准形式的电压和支路电流的二范数; 式(15)表示支路网损。

配电系统中各节点的电压幅值应在规定的范围内, 以保证供电质量和设备的正常运行。对于每个节点 i , 电压约束为:

$$v_{i,t}^{\min} \leq v_{i,t} \leq v_{i,t}^{\max} \quad (16)$$

式中: $v_{i,t}^{\min}$ 、 $v_{i,t}^{\max}$ 分别为节点电压运行下限和上限。

线路传输功率应在线路的热稳定和安全运行范围内:

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \leq S_{ij}^2 \quad (17)$$

式中: S_{ij} 为线路 ij 的额定容量。

(2) 燃气轮机约束。

燃气轮机既能参与电网功率平衡调节, 又能提供上下旋转备用, 具体运行约束为:

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^{\text{g}} \leq P_{i,t}^{\max} \\ Q_{i,t}^{\min} \leq Q_{i,t}^{\text{g}} \leq Q_{i,t}^{\max} \\ -D_i^{\text{g}} \leq P_{i,t}^{\text{g}} - P_{i,t-1}^{\text{g}} \leq U_i^{\text{g}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{g, up}} \leq \min(P_{i,t}^{\text{g, max}} - P_{i,t}^{\text{g}}, U_i^{\text{g}}) \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{g, down}} \leq \min(P_{i,t}^{\text{g}} - P_{i,t}^{\text{g, min}}, D_i^{\text{g}}) \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 分别为第 i 台燃气轮机机组的最小、最大有功出力; $Q_{i,t}^{\min}$ 、 $Q_{i,t}^{\max}$ 分别为第 i 台燃气轮机机组的最小、最大无功出力; U_i^{g} 、 D_i^{g} 分别为第 i 台燃气轮机向上和向下爬坡速率; $P_{i,t}^{\text{g, min}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{g, max}}$ 分别为燃气轮机机组的最小、最大有功出力。

(3)配电网与外部电网及微网交换功率约束。

DNO 向外部电网购电和与 MG 电能交互应该在一定的限制区间内:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{buy}} \leq P_{i,t}^{\text{buy}, \max} \\ 0 \leq Q_{i,t}^{\text{buy}} \leq Q_{i,t}^{\text{buy}, \max} \end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{trade}, \min} \leq P_{i,t}^{\text{trade}} \leq P_{i,t}^{\text{trade}, \max} \\ Q_{i,t}^{\text{trade}, \min} \leq Q_{i,t}^{\text{trade}} \leq Q_{i,t}^{\text{trade}, \max} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{buy}, \max}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{buy}, \max}$ 分别为节点 i 在 t 时刻从外部电网购电的有功、无功功率; $P_{i,t}^{\text{trade}, \max}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{trade}, \max}$ 分别为节点 i 在 t 时刻微网与配电网交换的有功、无功功率上限; $P_{i,t}^{\text{trade}, \min}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{trade}, \min}$ 分别为节点 i 在 t 时刻微网与配电网交换的有功、无功功率下限。

1.3 博弈跟随者——AMGA

AMGA 作为博弈的跟随者,根据 DNO 制定的购售电价格,优化确定其购售电量,并将购售电计划反馈给 DNO。

1) 目标函数。

AMGA 成员以自身效益最大化为目标,其包括车辆成本、储能运维成本、弃光成本、购售电收益、备用收益和绿证收益。

$$\max F_2 = \sum_{t=t_0}^{t_1} [C_t^{\text{ev}, \text{pow}} + C_t^{\text{ev}, \text{tra}} + C_t^{\text{ev}, \text{neg}} + C_t^{\text{es}} + C_t^{\text{cut}} - (C_t^{\text{spot}, *}, C_t^{\text{res}, *}, C_t^{\text{GCT}})] \quad (21)$$

式中: F_2 为 AMGA 的综合效益; $C_t^{\text{ev}, \text{pow}}$ 、 $C_t^{\text{ev}, \text{tra}}$ 、 $C_t^{\text{ev}, \text{neg}}$ 分别为 EV 充放电补偿成本、EV 路上成本和 EV 一次性补偿费用; C_t^{es} 、 C_t^{cut} 分别为储能运维成本、弃光成本; $C_t^{\text{spot}, *}$ 、 $C_t^{\text{res}, *}$ 、 C_t^{GCT} 分别为 AMGA 与 DNO 间电能交互收益、AMGA 提供的备用收益、绿证收益。

AMGA 的各项成本函数为:

$$C_t^{\text{ev}, \text{pow}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ev}, \text{pow}}} (k^c P_{i,t}^{\text{ev}, c} + k^d P_{i,t}^{\text{ev}, d}) \quad (22)$$

$$C_t^{\text{ev}, \text{tra}} = \sum_{i \rightarrow j \in L} \Delta_{i \rightarrow j} c^0 (y_{i \rightarrow j, t}^F + y_{i \rightarrow j, t}^E) \quad (23)$$

$$C_t^{\text{ev}, \text{neg}} = p^{\text{ev}, \text{neg}} V_t \quad (24)$$

$$C_t^{\text{res}, *} = r_t^{\text{up}, *} P_t^{\text{mg}, \text{up}} + r_t^{\text{down}, *} P_t^{\text{mg}, \text{down}} \quad (25)$$

$$C_t^{\text{es}} = \zeta \sum_{i=1}^{N_{\text{es}}} (P_{i,t}^{\text{es}, c} + P_{i,t}^{\text{es}, d}) \quad (26)$$

$$C_t^{\text{spot}, *} = \lambda_t^* \sum_{i=1}^{N_{\text{trade}}} P_{i,t}^{\text{trade}} + B_t^1 P_{i,t}^{\text{trade}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{mg}}} E_{i,t} \quad (27)$$

$$C_t^{\text{GCT}} = \phi \delta \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{pv}}} P_{i,t}^{\text{pv}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{wt}}} P_{i,t}^{\text{wt}} \right) \quad (28)$$

$$C_t^{\text{cut}} = c^{\text{pv}, \text{cut}} \sum_{i=1}^{N_{\text{pv}}} (P_{i,t}^{\text{pv}, \text{pre}} - P_{i,t}^{\text{pv}}) + c^{\text{wt}, \text{cut}} \sum_{i=1}^{N_{\text{wt}}} (P_{i,t}^{\text{wt}, \text{pre}} - P_{i,t}^{\text{wt}}) \quad (29)$$

式中: $N_{\text{ev}, \text{pow}}$ 为 AMGA 内充电站总个数; k^c 、 k^d 分别为 EV 充、放电功率的补贴成本系数; $P_{i,t}^{\text{ev}, c}$ 、 $P_{i,t}^{\text{ev}, d}$ 分别为

EV 在 t 时刻的充、放电功率; L 为运输路径集合; $\Delta_{i \rightarrow j}$ 为 EV 在站点通行的时间; c^0 为 EV 的单位时间运行成本; $y_{i \rightarrow j, t}^F$ 为满电 EV 在 t 时刻从 i 到达 j 的数量; $y_{i \rightarrow j, t}^E$ 为无电 EV 在 t 时刻从 i 到达 j 的数量; $p^{\text{ev}, \text{neg}}$ 为每辆车的补偿费用; V_t 为实际参与配电网运行的 EV 数量; $r_t^{\text{up}, *}$ 、 $r_t^{\text{down}, *}$ 分别为 t 时刻电力辅助服务市场中的上、下备用出清价格; ζ 为储能成本系数; N_{es} 为储能节点总数; $P_{i,t}^{\text{es}, c}$ 、 $P_{i,t}^{\text{es}, d}$ 分别为 MG i 在 t 时刻的电储能充、放电功率; λ_t^* 为 MG1、MG2 与 DNO 的交易电价; ϕ 为绿证交易单价; $c^{\text{pv}, \text{cut}}$ 、 $c^{\text{wt}, \text{cut}}$ 分别为弃光、弃风的单位惩罚成本; $P_{i,t}^{\text{pv}, \text{pre}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{wt}, \text{pre}}$ 分别为光伏、风电出力预测值。

其中,式(22)~(24)为电动汽车的运行成本;式(25)表示 AMGA 会向 DNO 提供备用以获取收益;式(26)表示储能运维成本由储能的充放电功率决定;式(27)表示 AMGA 的电力收益由与 DNO 的电能交易收入、未参与电能量市场的微网按负荷电价购电成本及其碳税共同构成;式(28)表示绿证收益;式(29)表示弃电成本。

2) 约束条件。

(1) EV 能量转供约束。

本节假设车辆仅存在满载电能和低位电能 2 种状态,通过优化站点和站间转移的 EV 数量,实现微网电能共享。其中,低位电能 EV 仅预留道路行驶所需电能,为简便起见,本文称为无电 EV。

满电和无电 EV 数量之和等于参与配电网运行的车辆总数。并且,满(无)电的 EV 可进一步分为站间转移和站点停泊 2 种状态,具体约束^[28]为:

$$e_t^F + e_t^E = V_t \quad (30)$$

$$\begin{cases} e_t^F = \sum_{i \rightarrow j \in L} u_{i \rightarrow j, t}^F + \sum_{i \in Z} q_{i, t}^F \\ e_t^E = \sum_{i \rightarrow j \in L} u_{i \rightarrow j, t}^E + \sum_{i \in Z} q_{i, t}^E \end{cases} \quad (31)$$

式中: e_t^F 为 t 时刻满电 EV 数量; e_t^E 为 t 时刻无电 EV 数量; $u_{i \rightarrow j, t}^F$ 、 $u_{i \rightarrow j, t}^E$ 分别为 t 时刻从 i 站点到 j 站点运输途中的满、无电 EV 数量; $q_{i, t}^F$ 、 $q_{i, t}^E$ 分别为 t 时刻在 i 站点可用的满、无电 EV 数量; Z 为站点集合。

站内停泊的 EV 既能通过充放电参与电网运行,又能驶离站点。并且,在道路转移的 EV 也有可能进入站点停泊。假设车辆充放电时长为单个调度步长(1 h),站点 i 内满(无)电 EV 的总数量变化与充放电车辆、进入站点和驶离站点车辆数量存在直接联系。相关约束可以表示为:

$$\begin{cases} q_{i, t}^F - q_{i, t-1}^F = q_{i, t}^{\text{CHA}} - q_{i, t}^{\text{DIS}} + \sum_{j \in Z} (-x_{i \rightarrow j, t}^F + y_{i \rightarrow j, t}^F), \forall i \in Z, t \in T \\ q_{i, t}^E - q_{i, t-1}^E = -q_{i, t}^{\text{CHA}} + q_{i, t}^{\text{DIS}} + \sum_{j \in Z} (-x_{i \rightarrow j, t}^E + y_{i \rightarrow j, t}^E), \forall i \in Z, t \in T \end{cases} \quad (32)$$

式中: $q_{i,t}^{\text{CHA}}$ 、 $q_{i,t}^{\text{DIS}}$ 分别为 t 时刻在 i 站点充、放电的 EV 数量; $x_{i \rightarrow j,t}^{\text{F}}$ 、 $x_{i \rightarrow j,t}^{\text{E}}$ 分别为 t 时刻离开 i 站点驶往 j 区域的满、无电 EV 数量; T 为时间集合。

从站点离开或驶入站点的车辆数目也会引起路上转移的 EV 数量变化, 相关约束为:

$$\begin{cases} u_{i \rightarrow j,t}^{\text{F}} - u_{i \rightarrow j,t-1}^{\text{F}} = x_{i \rightarrow j,t}^{\text{F}} - y_{i \rightarrow j,t}^{\text{F}}, \forall i \rightarrow j \in L, t \in T \\ u_{i \rightarrow j,t}^{\text{E}} - u_{i \rightarrow j,t-1}^{\text{E}} = x_{i \rightarrow j,t}^{\text{E}} - y_{i \rightarrow j,t}^{\text{E}}, \forall i \rightarrow j \in L, t \in T \end{cases} \quad (33)$$

假设 EV 从 i 站点转移到 j 站点需要耗时 $\Delta_{i \rightarrow j}$, 显然, 在 t 时刻从 i 站点到 j 站点运输途中的满(无)电 EV 数量应大于 $t - \Delta_{i \rightarrow j} + 1$ 时刻至 t 时刻期间从 i 站点出发的满(无)电 EV 数量。同理, 在 t 时刻从 i 站点到 j 站点运输途中的满(无)电 EV 数量应大于 $t+1$ 时刻至 $t + \Delta_{i \rightarrow j}$ 时刻期间从 i 站点抵达 j 站点的满(无)电 EV 数量。相关约束为:

$$\begin{cases} u_{i \rightarrow j,t}^{\text{F}} \geq \sum_{e=t-\Delta_{i \rightarrow j}+1}^t x_{i \rightarrow j,e}^{\text{F}}, \forall i \rightarrow j \in L, t \in T \\ u_{i \rightarrow j,t}^{\text{E}} \geq \sum_{e=t-\Delta_{i \rightarrow j}+1}^t x_{i \rightarrow j,e}^{\text{E}}, \forall i \rightarrow j \in L, t \in T \end{cases} \quad (34)$$

$$\begin{cases} u_{i \rightarrow j,t}^{\text{F}} \geq \sum_{e=t+1}^{t+\Delta_{i \rightarrow j}} y_{i \rightarrow j,e}^{\text{F}}, \forall i \rightarrow j \in L, t \in T \\ u_{i \rightarrow j,t}^{\text{E}} \geq \sum_{e=t+1}^{t+\Delta_{i \rightarrow j}} y_{i \rightarrow j,e}^{\text{E}}, \forall i \rightarrow j \in L, t \in T \end{cases} \quad (35)$$

EV 可以在微网进行充电或放电, 相关约束为:

$$P_{i,t}^{\text{ev,c}} = q_{i,t}^{\text{CHA}} P_m \quad (36)$$

$$P_{i,t}^{\text{ev,d}} = q_{i,t}^{\text{DIS}} P_m \quad (37)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{ev,c}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{ev,d}}$ 分别为节点 i 处充电站的充、放电功率; P_m 为车辆额定充放电功率。

(2) EV 动态签约约束。

当前研究通常假设调度周期内新能源车全程参与配电网运行优化, 数量恒定不变, 导致部分时段参与车辆冗余浪费的问题。为提高新能源网约车在配电网调度中的灵活性, 本文提出动态时限签约机制, 允许车辆根据系统运行状态灵活调整参与时长。相比于固定时限调度模式, 动态签约机制使得车辆可以根据电网负荷、光伏出力等因素自主决策是否加入或退出调度, 进一步提升电能的时空匹配能力, 有利于实现更精细化的能量调配。定义布尔型变量 μ_i 表示车辆是否参与电网运行, 布尔型变量 $B_{s,t}$ 、 $B_{e,t}$ 分别用于标记新能源参与电网运行的起始和结束时刻。相关约束为:

$$B_{s,t-1} \leq B_{s,t} \quad (38)$$

$$B_{e,t-1} \leq B_{e,t} \quad (39)$$

$$B_{e,t} \leq B_{s,t} \quad (40)$$

$$\mu_t = B_{s,t} - B_{e,t} \quad (41)$$

$$V - M + \mu_t M \leq V_t \leq V + M - \mu_t M \quad (42)$$

$$0 \leq V_t \leq \mu_t M \quad (43)$$

式中: V 为决策变量, 代表电动车的招募总规模, 通过引入 Big- M 参数 M , 实现对实际运行车辆数 V_t 的动态控制, $\mu_t=1$ 时, V_t 必须等于决策规模 V , $\mu_t=0$ 时, $V_t=0$ 。

其中, 式(38)限制车辆一旦启动($B_{s,t}=1$), 后续时刻 $B_{s,\tau}=1$ ($\tau=t+1, t+2, \dots$) 恒成立; 式(39)限制车辆一旦退出($B_{e,t}=1$), 后续时刻 $B_{e,\tau}=1$ ($\tau=t+1, t+2, \dots$) 恒成立; 式(40)要求新能源车参与时刻不能小于退出时刻; 式(41)使用 μ_t 表示新能源车是否正在参与电网运行; 式(42)和(43)表示新能源车参与电网运行的数量始终等于应召的车辆数目 V 。

(3) 风光储运行约束。

风光储系统提供部分能源, 储能设备可灵活调整充放电时间, 以降低购电成本。新能源发电出力应当小于预测值。风光约束条件为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{pv}} \leq P_{i,t}^{\text{pv,pre}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{wt}} \leq P_{i,t}^{\text{wt,pre}} \end{cases} \quad (44)$$

储能系统能量约束为:

$$\begin{cases} U_{i,t}^{\text{c}} + U_{i,t}^{\text{d}} \leq 1 \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{es,c}} \leq U_{i,t}^{\text{c}} P_{i,\max}^{\text{es,c}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{es,d}} \leq U_{i,t}^{\text{d}} P_{i,\max}^{\text{es,d}} \\ K_{i,t}^{\text{es}} = K_{i,t-1}^{\text{es}} + (\varphi P_{i,t}^{\text{es,c}} - \frac{P_{i,t}^{\text{es,d}}}{\varphi}) \Delta t / K_i^{\text{rate}} \\ K_{i,\min}^{\text{es}} \leq K_{i,t}^{\text{es}} \leq K_{i,\max}^{\text{es}} \\ K_{i,s}^{\text{es}} = K_{i,e}^{\text{es}} \end{cases} \quad (45)$$

式中: $U_{i,t}^{\text{c}}$ 、 $U_{i,t}^{\text{d}}$ 为布尔变量, 表示充放电标志位; $P_{i,t}^{\text{es,c}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{es,d}}$ 分别为储能的充、放电功率; $P_{i,\max}^{\text{es,c}}$ 、 $P_{i,\max}^{\text{es,d}}$ 分别为最大充、放电功率; $K_{i,t}^{\text{es}}$ 为 i 站点的电池的荷电状态; φ 为电站充放电效率; K_i^{rate} 为储能电池的额定容量; $K_{i,\min}^{\text{es}}$ 、 $K_{i,\max}^{\text{es}}$ 分别为储能电池荷电状态设置的最小、最大值; $K_{i,s}^{\text{es}}$ 、 $K_{i,e}^{\text{es}}$ 分别为电池在初始、最终时刻的荷电状态。

(4) AMGA 能量平衡约束。

AMGA 电能平衡约束为:

$$P_{i,t}^{\text{pv}} + P_{i,t}^{\text{wt}} + P_{i,t}^{\text{es,d}} + P_{i,t}^{\text{ev,d}} = P_{i,t}^{\text{trade}} + P_{i,t}^{\text{es,c}} + P_{i,t}^{\text{ev,c}} + P_{i,t}^{\text{l}} \quad (46)$$

(5) 备用服务市场约束。

储能在当前时刻的上(下)备用容量等于其剩余放(充)电功率空间与当前充(放)电功率之和。当前充电功率可以通过切换为放(充)电来提供额外的上(下)备用。

$$P_{i,t}^{\text{es,up}} = P_{i,\max}^{\text{es,d}} - P_{i,t}^{\text{es,d}} + P_{i,t}^{\text{es,c}} \quad (47)$$

$$P_{i,t}^{\text{es,down}} = P_{i,\max}^{\text{es,c}} - P_{i,t}^{\text{es,c}} + P_{i,t}^{\text{es,d}} \quad (48)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{es,up}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{es,down}}$ 分别为储能提供的上、下备用容量。

EV 的上备用等于随时可参与放电的满电车辆数

量乘以其单车最大可输出功率。满电车辆能够释放全部功率,因此它们的总功率输出潜力就是可提供的上备用容量。EV的下备用等于可立即参与充电的低电量车辆数量乘以单车最大可充电功率。这些车辆能在电网电力过剩时立刻吸收功率,相当于提供了调节能力,因此它们的充电潜力就是可提供的下备用容量。

$$P_{i,t}^{\text{ev, up}} = q_{i,t}^F P_m \quad (49)$$

$$P_{i,t}^{\text{ev, down}} = q_{i,t}^E P_m \quad (50)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{ev, up}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{ev, down}}$ 分别为 EV 能够提供的上、下备用容量。

$$P_{i,t}^{\text{mg, up}} = P_{i,t}^{\text{es, up}} + P_{i,t}^{\text{ev, up}} \quad (51)$$

$$P_{i,t}^{\text{mg, down}} = P_{i,t}^{\text{es, down}} + P_{i,t}^{\text{ev, down}} \quad (52)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{mg, up}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{mg, down}}$ 分别为 AMGA 能够提供的总的上、下备用容量。

1.4 碳势指标计算

为刻画配电网在 t 时刻的供电碳强度,并对 MG 购电的隐含碳排放进行统一核算^[29],本文采用电网平均碳势计量微网购电碳排放,体现区域公平分配原则,将新能源环境属性在各微网间平均分配,从而统一碳排放核算并便于多微网协同优化,具体为:

$$\eta_t^c = B_t^{\text{sig}} / \sum_{i=1}^{N_d} P_{i,t}^1 \quad (53)$$

$$E_{i,t} = \eta_t^c \max(-P_{i,t}^{\text{trade}}, 0) \quad (54)$$

式中: η_t^c 为电网中的平均碳势。

2 算法求解

2.1 二分法求解

在本文所提主从博弈模型中,下层 AMGA 模型包含 0-1 决策变量,无法直接利用 KKT (Karush-Kuhn-Tucker) 条件将其等效转化为上层 DNO 优化问题的约束条件。为此,本文采用二分法^[30]来求解 DNO 与 AMGA 博弈模型。二分法求解流程如图 4 所示。

其中, $x_{d,t}$ 为第 d 次迭代中 t 时刻的能源价格。假设此时 $x_{d,t}$ 为上界,通过判断第 d 次和第 $d-2$ 次迭代结果是否相等,决定是否采用二分法对边界进行处理。具体而言:

1) 当 $x_{d,t} \neq x_{d-2,t}$ 时,添加约束:

$$x_{d-1,t} \leq x_{d+1,t} \leq x_{d,t} \quad (55)$$

2) 当 $x_{d,t} = x_{d-2,t}$ 时,添加约束:

$$x_{d+1,t} = (x_{d,t} + x_{d-1,t})/2 \quad (56)$$

式(55)、(56)保证了每次迭代都可以将边界快速缩小,提高算法的求解效率,每次迭代中都会判断是否满足式(57)所示的收敛条件 ξ ,若收敛则结束迭代。

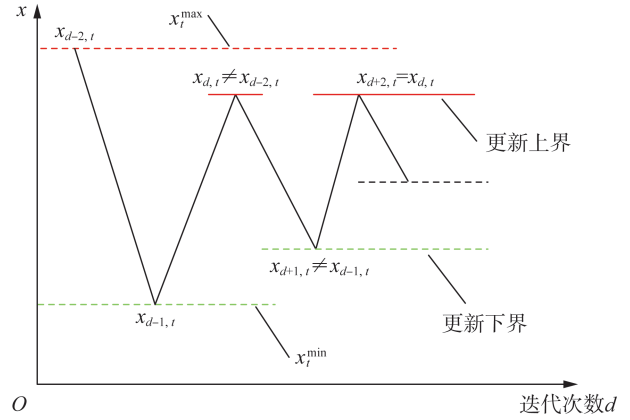


图4 二分法求解过程

Fig. 4 Solution process of the bisection-based heuristic method

$$|\lambda_{d+1,t} - \lambda_{d,t}| / \lambda_{d,t} \leq \xi \quad (57)$$

式中: $\lambda_{d,t}$ 为在 d 次迭代中 DNO 在 t 时刻给 AMGA 制定的购售电价格。

本文的主从博弈模型计算流程如图 5 所示,通过 Yalmip 调用 Gurobi 求解上下层优化问题,并采用二分法对电力交易价格和备用价格进行循环迭代,直至 DNO 和 AMGA 达成交互一致的出清价格。

2.2 收敛性分析

本节从二分法的区间缩减特性出发,分析价格协调迭代的收敛性与误差界。

以任一接口 i 与任一时段 t 为例,设第 d 次迭代时交易电价的搜索区间为 $[\underline{\lambda}_{d,t}, \bar{\lambda}_{d,t}]$,二分法更新取区间中点作为下一次候选电价:

$$\lambda_{d,t} = (\underline{\lambda}_{d,t} + \bar{\lambda}_{d,t})/2 \quad (58)$$

式中: $\underline{\lambda}_{d,t}$ 、 $\bar{\lambda}_{d,t}$ 分别为当前迭代交易电价的下界、上界。

根据本轮功率响应与电价更新方向对区间端点进行调整后,新区间仍包含真实出清电价 λ_t^* ,且区间长度满足:

$$\bar{\lambda}_{d+1,t} - \underline{\lambda}_{d+1,t} = \frac{1}{2} (\bar{\lambda}_{d,t} - \underline{\lambda}_{d,t}) \quad (59)$$

令区间长度 $\Delta\lambda_{d,t} = \bar{\lambda}_{d,t} - \underline{\lambda}_{d,t}$,则由式(59)可得:

$$\Delta\lambda_{d+1,t} = \frac{1}{2} \Delta\lambda_{d,t} \quad (60)$$

因此对任意 t ,有 $\Delta\lambda_{d+1,t} < \Delta\lambda_{d,t}$,即搜索区间长度随迭代次数 d 单调递减;同时 $\Delta\lambda_{d,t} \geq 0$,从而 $\{\Delta\lambda_{d,t}\}$ 为有下界的单调递减序列,必然收敛,并且随着 d 增大逐步趋于 0。

进一步由式(60)递推可得,经过 d 次迭代后:

$$\bar{\lambda}_{d,t} - \underline{\lambda}_{d,t} = \frac{\bar{\lambda}_{0,t} - \underline{\lambda}_{0,t}}{2^d} \quad (61)$$

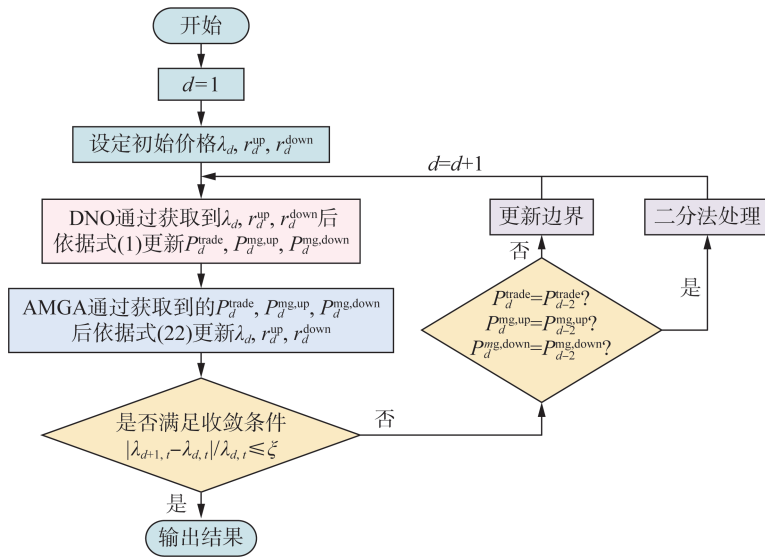


图5 二分法求解流程

Fig. 5 Bisection-based solution procedure

式中: $\lambda_{0,t}$ 、 $\bar{\lambda}_{0,t}$ 分别为初始电价的下界与上界。

由于候选电价 $\lambda_{d,t}$ 取区间中点, 出清电价的误差满足:

$$|\lambda_{d,t} - \lambda_t^*| \leq \frac{\bar{\lambda}_{d,t} - \lambda_{d,t}}{2} = \frac{\bar{\lambda}_{0,t} - \lambda_{0,t}}{2^{d+1}} \quad (62)$$

由式(62)可见, 随着迭代次数 d 增加, 误差上界按 $2^{-(d+1)}$ 速度衰减, 从而二分法通过不断挤压搜索区间, 使电价序列在有限迭代内达到任意给定精度, 并在 d 足够大时收敛到真实出清电价 λ_t^* 。本文进一步采用式(57)的相对变化阈值作为终止准则, 当所有时段满足阈值要求时即可停止迭代。上、下备用价格的更新方式与电价一致, 收敛性结论可类比得到。

3 算例验证

3.1 算例基本数据

本节采用图6所示调整的IEEE 33节点配电网系统来进行仿真分析。配电网系统共有33个节点, 32条支路, 基准电压为12.66 kV, 基准容量为10 MVA。节点电压所允许的范围为0.93~1.07 p. u.。系统风、光、负荷功率时序曲线如图7所示。

配电网中接入5台燃气轮机进行售电, 具体配电网参数见表1^[31]。微网设备配置见表2。MG1的装机容量为2.80 MW, 并配备一套额定功率为0.2 MW的储能系统; MG2的装机容量为3.00 MW, 并配备额定功率为0.1 MW的储能系统; MG3的装机容量为0.15 MW, 每座光伏电站侧均配备1 MW容量的变压器。风电方面, 系统配置一座装机容量为1 MW的风机。EV在充放电过程中可获得0.4元/kWh的补贴。EV运行成本为15元/(辆·h), 每辆车的净收益为10

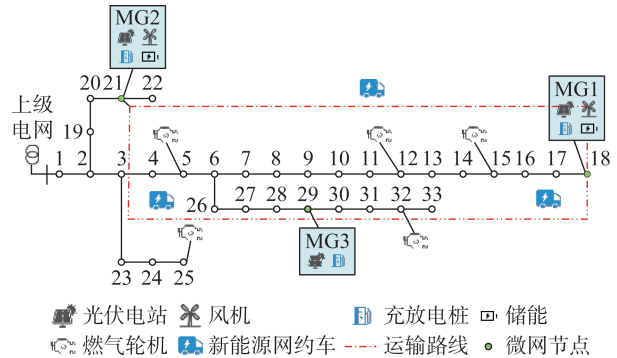


图6 IEEE 33节点配电网拓扑结构

Fig. 6 IEEE 33-bus distribution network topology

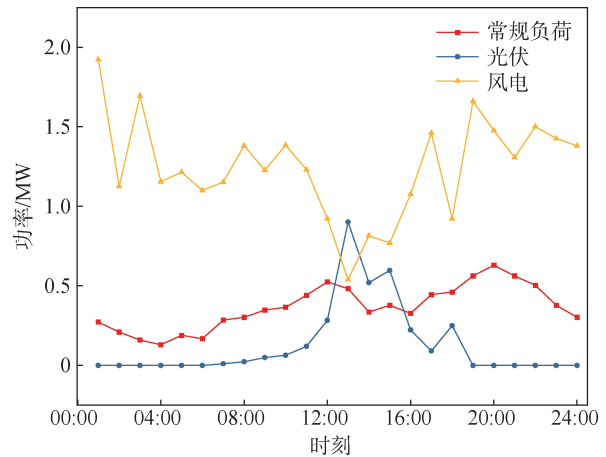


图7 风、光、负荷功率时序曲线

Fig. 7 Time-series curves of WT, PV and load power

元/(辆·h), 额定充放电功率为0.1 MW。调度周期设为12 h, 且单辆EV在站点通行时间设为1 h。可再生能源发电可转换为绿证, 1 MWh可再生能源对应1张绿证, 绿证价格为80元/张。

仿真模型在配置为12th Gen Intel(R) Core(TM)

表 1 配电网电源及输电网参数
Table 1 Distribution grid power parameters

电源或 输电网	节点	最大有(无)功出 力/MW(Mvar)	电能报价/ (元/MWh)	备用报价/ (元/MWh)
GT1	32	1.2	425	174.0
GT2	15	2.0	419	180.0
GT3	5	1.5	390	152.4
GT4	12	1.5	420	163.2
GT5	25	2.0	430	138.0
输电网	1	∞	423	

表 2 微网节点及设备配置情况
Table 2 Microgrid node and device configuration

MG	节点	光伏电站	风机	储能	充放电桩
MG1	18	√	√	√	√
MG2	21	√	√	√	√
MG3	29	√			√

i5-12600KF 3.70 GHz、工作环境为 Windows 10 系统的电脑,在 MATLAB 中的 Yalmip 环境下编程,并调用 Gurobi 求解器进行求解。

3.2 仿真结果分析

为验证本文所提策略的优越性,本文设置以下 2 种典型运行方案进行对比:

方案 1:采用本文所提策略。

方案 2:采用传统调度方法,即 EV 不参与调度,同时不考虑 AMGA 向 DNO 提供上、下备用的能力与收益,电网运行与备用由电网内部机组独立承担。

图 8 展示了方案 1 站点上充满电的 EV 和待充电的 EV 数量情况。纵坐标 0 以上表示充满电的 EV 数量;0 以下表示待充电 EV 数量。在不同时间段,各站点的 EV 数量动态变化,反映了车辆在不同站点间的调度情况。充满电的 EV 数量随时间变化,与系统的光伏出力 and 负荷需求密切相关,而未充满电的 EV 数量则受车辆充电行为及调度策略的影响。这表明网约车作为移动储能单元,在时空维度上对电能的平衡和调度起到了积极作用。

图 9 展示了方案 1 中 EV 的时空分布状态。在 24 h 调度周期内,满电车辆与待充电车辆在微网间的跨区流动呈现出明显的时段性特征。从满电车辆流入情况来看, MG3 主要在 03:00、08:00、10:00、19:00、21:00、22:00 时段接收来自其他 MG 的满电车辆,其中来自 MG1 的流入量分别为 4、1、1、1、1 辆,来自 MG2 的流入量则为 4、1、2、1、1、1 辆。该现象表明在这些时段, MG3 的交通需求较高,或在充电需求不足时有多余的运力调配至 MG3。在待充电车辆流出方

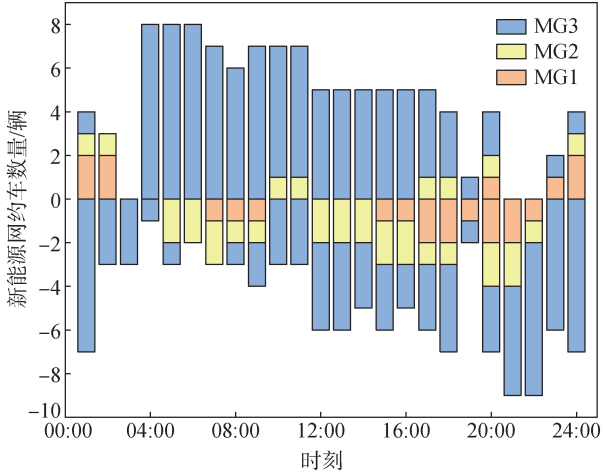


图 8 方案 1 站点的 EV 数量

Fig. 8 Number of electric vehicles at stations under scheme 1

面, MG3 向 MG1 的主要输出集中在 02:00、06:00、07:00、14:00、15:00、19:00、23:00 时段,车辆数为 1~2 辆;向 MG2 的输出集中在 02:00、04:00、11:00、19:00、23:00,其中 02:00 和 19:00 输出量最高。待充电车辆的流出表明在这些时段, MG1 和 MG2 具有较强的充电能力,吸引了 MG3 的车辆前往补能。

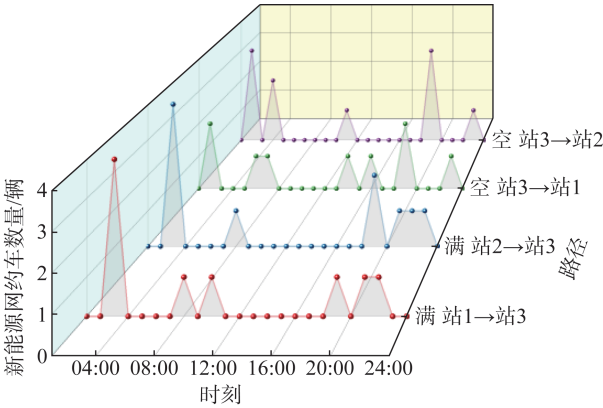


图 9 方案 1 站间转移 EV 时空分布

Fig. 9 Spatiotemporal distribution of inter-station EV transfers under scheme 1

图 10 展示了在迭代过程中 DNO 与 AMGA 的经济收益随能源价格调整的变化趋势。可以看到,在第 15 次迭代时,两者的经济收益均达到收敛标准,此后收益变化幅度可以忽略,表明交易电价与备用价格已达到双方均接受的最优水平。结果表明二分法在解决该问题上的有效性,能够在较少迭代次数内实现收敛。

现货市场交易电价出清结果和辅助服务市场上备用价格出清结果如图 11 所示。电价与备用价格在二分法迭代中逐渐收敛至稳定,交易电价反映了微网联盟与配电网在现货市场中经过多次报价与响

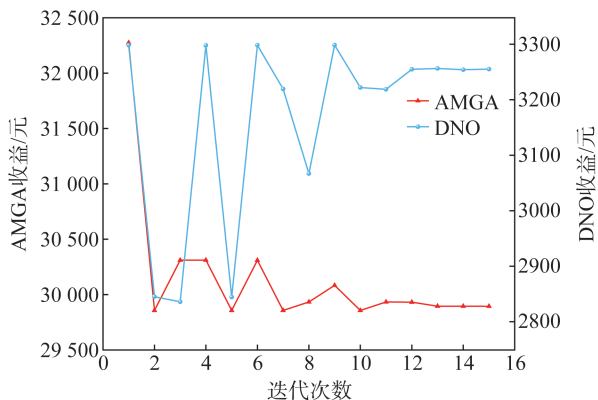
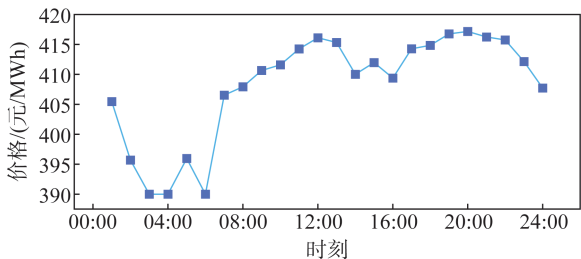


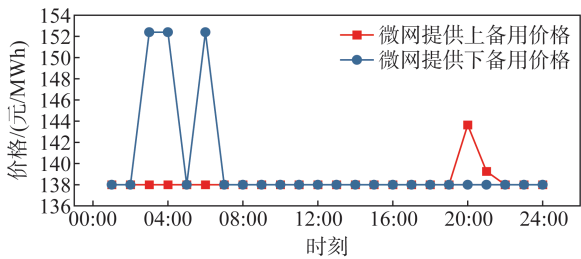
图 10 二分法迭代收敛情况

Fig. 10 Convergence of the bisection method iterations

应后的均衡结果,即现货市场的出清价格;备用出清价格为各参与方提供备用服务的经济激励参考。



(a) 微网联盟与电网交互电价



(b) 微网提供上、下备用价格

图 11 电力与备用交易出清价格

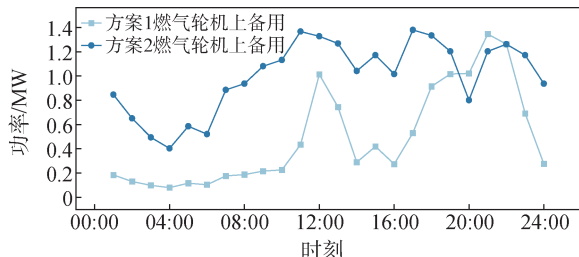
Fig. 11 Energy and reserve market clearing prices

方案 1 和 2 中燃气轮机提供备用对比如图 12 所示。引入分布式灵活资源后,燃气轮机上、下备用水平均显著下降,说明其在辅助服务市场中的备用供给压力得到有效缓解。这不仅优化了燃气轮机的运行方式,还可降低化石能源消耗与碳排放,从而提升系统运行的经济性与环保性。

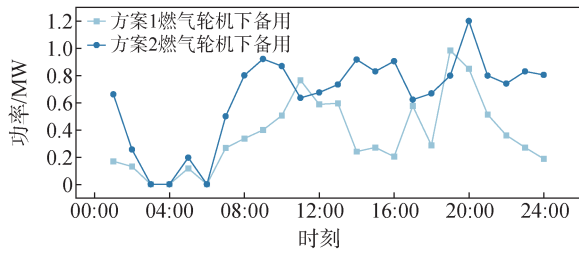
方案 1 的 AMGA 功率平衡如图 13 所示。由图可知,在 02:00 前后购电功率较低,系统主要依靠储能和风电供给;09:00—15:00 时段,光伏出力充足,EV 集中充电吸收多余电能,购电功率保持在低位;18:00 左右负荷上升,EV 放电补充供给,削减购电峰值,使全天功率波动明显减小。

3.3 经济性分析

在上述典型运行场景分析的基础上,为进一步



(a) 上备用



(b) 下备用

图 12 方案 1 与方案 2 中燃气轮机上、下备用响应对比

Fig. 12 Upward and downward reserve responses of gas turbines under scheme 1 and scheme 2

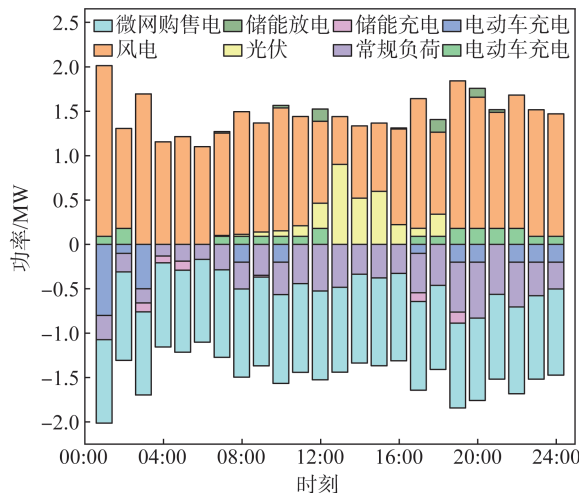


图 13 方案 1 AMGA 功率平衡

Fig. 13 Asymmetric microgrid alliance power balance under scheme 1

评估 EV 调度、备用辅助服务及碳/绿证交易机制对系统经济性的影响,本文补充构建了 6 种对比方案,对不同市场机制组合下的经济性结果进行对比分析。各方案设置如下:

方案 3:考虑电力市场和 EV 调度,不考虑备用辅助服务和碳/绿证交易;

方案 4:考虑电力市场、EV 调度和备用辅助服务,不考虑碳/绿证交易;

方案 5:考虑电力市场、EV 调度和碳/绿证交易,不考虑备用辅助服务;

方案 6:考虑电力市场和备用辅助服务,不考虑 EV 调度和碳/绿证交易;

方案 7:考虑电力市场、备用辅助服务和碳/绿证

交易,不考虑EV调度;

方案 8:考虑电力市场,不考虑 EV 调度、备用辅助服务和碳/绿证交易。

不同方案下配电网与微网的经济性对比结果见表 3 和表 4。由表可知,与采用固定交易模式的方案 2 相比,本文所提协同调度策略使系统综合经济性提升了 12.83%,体现了多级市场协同机制在资源配置与收益挖掘方面的显著优势。

表 3 8 种方案下配电网的经济效益
Table 3 Economic benefits of the distribution network under eight schemes 元

方案	现货市场成本	辅助服务市场成本	总成本
1	-10 767.77	7 510.62	-3 257.15
2	-10 499.26	7 727.94	-2 771.32
3	-10 837.87	7 727.58	-3 110.29
4	-11 278.55	7 518.45	-3 760.10
5	-10 365.54	7 724.54	-2 641.00
6	-10 848.64	7 618.29	-3 230.35
7	-10 899.22	7 591.91	-3 307.31
8	-10 837.87	7 727.57	-3 110.30

进一步对比分析表明,仅依赖传统电力市场的方案 8 虽在配电网侧表现成本略低,但由于缺乏备用与低碳激励机制,系统调节灵活性不足、收益结构单一;在未考虑电动汽车调度的方案 2、6 和 7 中,虽然微网侧车辆成本为 0,但同时失去了电动汽车提供的能量转供与备用潜力,使系统整体收益受限。相比之下,方案 1 虽引入了 4 179.00 元的车辆成本,但通过备用收益与绿证收益显著提升了微网侧净收益水平。进一步地,未引入备用辅助服务的方案 3 和 5 导致配电网侧辅助服务成本明显升高,而引入备用市场可有效降低对电网内部机组备用的依赖;同时,在未考虑碳/绿证交易的方案 3、4 和 6 中,系统总收益显

著下降,表明低碳市场机制为微网提供了重要的经济激励。需要指出的是,在方案 3 中虽允许电动汽车参与调度,但由于缺乏备用与低碳收益来源,电动汽车在优化过程中自发退出运行,使配电网侧结果与方案 8 保持一致。综合来看,方案 1 在配电网侧与微网侧均取得最优或近最优的综合经济性,充分验证了电力市场、备用辅助服务市场与碳/绿证市场协同运行的有效性。EV 调度提升了系统运行灵活性,备用辅助服务增强了调节能力,而碳/绿证交易显著改善了低碳收益结构,三者协同作用下可实现配-微网系统经济性与运行效率的全面提升。

3.4 敏感性分析

3.4.1 路况因素下的敏感性分析

为了验证本文模型在不同交通路况下的稳定性,对 EV 参与调度进行了敏感性分析。图 14 给出了站点间转移时间在 24 h 调度周期内的变化示意。为刻画交通条件对电动汽车能量转供过程的影响,本文参考已有文献中交通拥挤程度的日内变化趋势,在不引入精细交通路网拓扑的前提下,对站点间转移时间进行等效建模。具体而言,非高峰时段转移时间设为 1 h,而在交通高峰时段适当延长转移时间,以反映拥堵对车辆通行能力的影响。

考虑路况时站间转移 EV 的时空分布如图 15 所示。由图 15 可知,在早高峰时段,EV 在不同站点间的流动量比较集中。对比不考虑路况的情况下,车辆调度行为有所调整,堵塞时段车辆在路上行驶时间延长,部分车辆停留在站点的时间增加,整体调度逻辑保持一致,EV 能够完成能量转供和备用任务。

考虑路况与不考虑路况的系统运行成本对比见表 5。由表 5 可知,考虑路况后的经济性略低于不考虑路况的经济性,调度模型能够通过合理调整 EV 的充放电和站点分布策略,有效缓解短时拥堵带来的影响。

表 4 8 种方案下微网的经济效益
Table 4 Economic benefits of the microgrid under eight schemes 元

方案	车辆成本	电能交易	备用收益	绿证收益	其他成本	总成本
1	4 179.00	-9 015.62	-4 496.48	-2 8916.09	8 355.00	-29 894.19
2	0	-8 121.48	0	-26 327.45	8 323.67	-26 125.26
3	0	-8 121.48	0	0	5 820.62	-2 300.86
4	1 767.00	-8 254.44	-3 923.86	0	5 800.62	-4 610.68
5	1 911.00	-8 808.21	0	-28 205.54	8 317.99	-26 784.76
6	0	-8 121.48	-1 987.20	0	5 820.62	-4 288.06
7	0	-8 103.56	-1 988.98	-26 327.45	8 281.53	-28 138.46
8	0	-8 121.48	0	0	5 820.62	-2 300.86

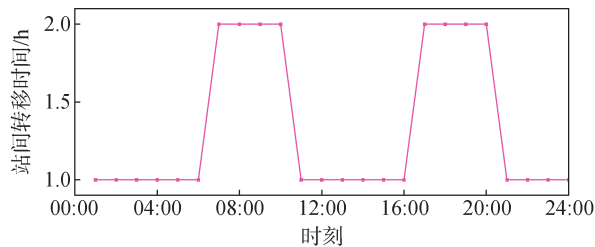


图 14 24 h 站点转移时间示意
Fig. 14 Schematic diagram of station transfers over 24 hours

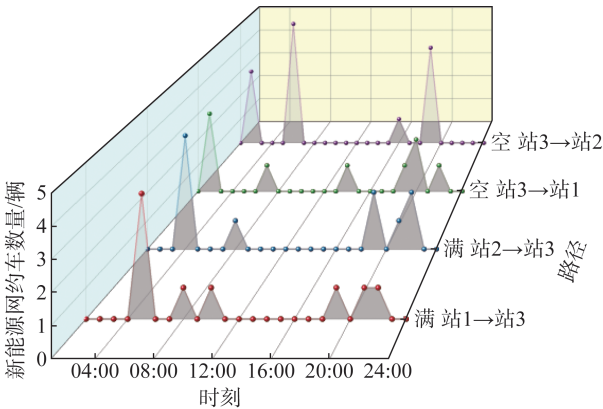


图 15 考虑路况时站间转移 EV 时空分布
Fig. 15 Spatiotemporal distribution of inter-station EV transfers under traffic conditions

表 5 考虑路况与不考虑路况的经济性对比
Table 5 Economic comparison with and without considering traffic conditions 元

场景	DNO 成本/元	AMGA 成本/元	总成本/元
不考虑路况	-3 257.15	-29 894.19	-33 151.34
考虑路况	-3 288.42	-29 796.57	-33 084.99

3.4.2 车辆规模敏感性分析

原模型中,系统共有 11 辆 EV 参与调度,由于车辆数量有限,调度效益对配-微电网系统的运行影响相对有限。为评估车辆规模对经济性和系统运行的影响,本文设置了多种 EV 参与规模场景:在保持原 11 辆车调度路线和站点充放电安排不变的前提下,将每条路线的车辆数量成倍增加。例如,在 22 辆车场景中,每条原本为 1 辆车的路线配置 2 辆车,在 33 辆车场景中,每条路线配置 3 辆车,依此类推。通过这种方式,调度路线和站点充放电模式保持不变,增加的车辆仅用于反映更大规模的投入及其对车辆成本和系统经济性的影响。

不同 EV 规模下的收益见表 6。由表 6 可知,随着 EV 规模由 11 辆逐步扩大至 22 辆、33 辆和 44 辆,车辆成本明显增加,总体经济性下降。由于本文车辆是全时段参与,可能需要考虑实际的场景来确定最优的数量,未来将面向更大规模的配电网系统,

探究 EV 数量与系统经济性、灵活性之间的权衡关系。

表 6 EV 数量变化下的经济性分析
Table 6 Economic analysis under different EV scales 元

EV 规模/辆	EV 成本	备用收益	电能交易	总成本
11	4 179.00	-4 496.48	-9 015.62	-33 151.34
22	9 498.00	-5 297.60	-8 979.58	-26 252.19
33	14 247.00	-5 475.34	-8 979.58	-22 661.57
44	18 996.00	-5 561.62	-8 978.58	-18 968.17

4 结 论

针对多微网场景下的电力市场交易与调度问题,本文提出一种考虑电能-备用-碳多元资源交易的配-微电网协同优化策略,以降低系统运行成本。主要结论如下:

1)非对称微网联盟兼顾多主体诉求与入市资质,通过多级电力市场协调,实现联盟整体最优调度与经济效益最大化。

2)通过电动汽车实现电能转移,有效缓解了局部供需不平衡,提升了备用资源利用率与可再生能源消纳水平。

3)所提配电网运营商主导动态电价-非对称微网联盟双层优化框架,结合电动汽车跨微网灵活输电机理,使系统经济性较传统固定交易模式提升 12.83%。

4)在计及碳配额与绿证的约束下,所提模型兼顾环保与经济效益,实现了多主体间的公平收益分配。

本文工作为多主体协同交易与移动储能在新电力系统中的融合应用提供了新的研究视角,后续可针对多能源互补、电动汽车规模化接入带来的稳定性挑战及市场机制演化开展深入研究。

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):

随权提出研究方向,设计论文框架;王仲源、随权负责仿真程序与论文撰写;张传青和廖伟对论文写作进行指导;李琼林、张迪提供场景数据并参与仿真结果的分析与审阅。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

5 参考文献

[1] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等. 双碳目标下低碳综合能源系统规

- 关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189-207.
- ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.
- [2] 许梓荣, 刘友波, 廖红兵, 等. 微电网边缘智能控制综述及展望[J]. 浙江电力, 2025, 44(10): 121-138.
- XU Zirong, LIU Youbo, LIAO Hongbing, et al. A review and outlook on edge intelligent control for microgrids [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(10): 121-138.
- [3] 曾磊, 丁泉, 陈孝煜, 等. 基于深度强化学习的微电网运行优化方法[J]. 浙江电力, 2025, 44(6): 31-40.
- ZENG Lei, DING Quan, CHEN Xiaoyu, et al. A DRL-based optimization method for microgrid operation [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(6): 31-40.
- [4] 卫志农, 刘鹏, 陈胜, 等. 基于灵活运行域的配-微电网协同优化调度方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(12): 213-220.
- WEI Zhinong, LIU Peng, CHEN Sheng, et al. Cooperative optimal scheduling method of distribution network and microgrids based on flexible operation region [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(12): 213-220.
- [5] 刘运鑫, 姚良忠, 赵波, 等. 考虑灵活组群的配电网-微电网群低碳经济调度方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(20): 59-68.
- LIU Yunxin, YAO Liangzhong, ZHAO Bo, et al. Low-carbon economic dispatch of distribution network-microgrid clusters considering flexible clustering [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(20): 59-68.
- [6] 马立红, 梁亚峰, 程西, 等. 计及构网型储能稳定拓展的微电网群优化运行[J]. 电力工程技术, 2024, 43(6): 214-222.
- MA Lihong, LIANG Yafeng, CHENG Xi, et al. Optimal operation of microgrids considering stabilized expansion of grid-forming energy storage [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(6): 214-222.
- [7] 单兰晴, 孔王维, 顾承红, 等. 配电系统运营商在配网电力市场发展进程中的角色与功能演化初探[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(1): 70-78.
- SHAN Lanqing, KONG Wangwei, GU Chenghong, et al. Roles and functions of distribution system operators in local electricity market development [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 70-78.
- [8] 潘瑞媛, 唐忠, 史晨豪, 等. 基于主从博弈的多主体投资多微网系统优化配置[J]. 中国电力, 2022, 55(6): 65-73, 127.
- PAN Ruiyuan, TANG Zhong, SHI Chenhao, et al. Optimal configuration of multi-microgrid system with multi-agent joint investment based on Stackelberg game [J]. Electric Power, 2022, 55(6): 65-73, 127.
- [9] 林达, 陈哲, 李志浩, 等. 含多微电网的配电网双层互动式电能交易方法[J]. 浙江电力, 2025, 44(6): 20-30.
- LIN Da, CHEN Zhe, LI Zhihao, et al. A bilevel interactive energy trading method for distribution networks incorporating multiple microgrids [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(6): 20-30.
- [10] 陈哲, 李志浩, 唐雅洁, 等. 基于半正定规划松弛的配-微电网协同调度方法[J]. 浙江电力, 2025, 44(6): 41-49.
- CHEN Zhe, LI Zhihao, TANG Yajie, et al. A coordinated dispatch method for distribution and microgrid systems based on semidefinite programming relaxation [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(6): 41-49.
- [11] 高鑫, 魏立保, 梁岩. 基于主从博弈的配电网-多微网双层优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(4): 12-17.
- GAO Xin, WEI Libao, LIANG Yan. Hierarchical optimization dispatching of distribution network-multi microgrid based on master-slave game theory [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(4): 12-17.
- [12] 刘佳佳, 田铭兴, 毛旭升. 基于主从博弈的配电网与多微网两阶段能源管理策略[J]. 太阳能学报, 2025, 46(6): 347-359.
- LIU Jiajia, TIAN Mingxing, MAO Xusheng. Two-stage energy management strategy for distribution networks and multi-microgrids based on master-slave game [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(6): 347-359.
- [13] 陈乐飞, 朱自伟, 王凯, 等. 基于混合博弈的配电网与多综合能源微网优化运行[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2229-2238.
- CHEN Lefei, ZHU Ziwei, WANG Kai, et al. Optimal operation of distribution networks and multiple integrated energy microgrids based on mixed game theory [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2229-2238.
- [14] 马瑞, 夏绪卫, 闫振华, 等. 基于双层合作博弈的微电网群与共享储能联合调度优化策略[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(5): 133-139.
- MA Rui, XIA Xuwei, YAN Zhenhua, et al. The optimization strategy for joint scheduling of microgrids cluster and shared energy storage based on bi-level cooperation game [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(5): 133-139.
- [15] 刘洪, 鲍明阳, 路劭涵, 等. 考虑网络重构的配电网-多微电网协同运行方法[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(8): 114-121.
- LIU Hong, BAO Mingyang, LU Shaohan, et al. Coordinated operation method of distribution network and multiple microgrids considering network reconfiguration [J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(8): 114-121.
- [16] 王书征, 吴守豪, 吴志, 等. 风光不确定条件下考虑双边交易的配微电网协同规划[J]. 电力工程技术, 2025, 44(3): 97-107, 227.
- WANG Shuzheng, WU Shouhao, WU Zhi, et al. Collaborative planning of distribution-grid and micro-grid considering bilateral transactions under wind-solar uncertain conditions [J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(3): 97-107, 227.
- [17] 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.
- [18] 曾慧, 王美艳, 李涛, 等. 基于P2P的碳市场交易模型及电碳联合出清方法[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(3): 95-100.
- ZENG Hui, WANG Meiyang, LI Tao, et al. P2P-based carbon market trading model and electric carbon joint clearing method [J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(3): 95-100.
- [19] 张志强, 袁至, 李骥. 考虑碳-源不确定性时基于三层主从博弈的综合能源系统低碳优化策略[J]. 电网技术, 2026, 50(1):

- 157-167.
- ZHANG Zhiqiang, YUAN Zhi, LI Ji. Low-carbon optimization strategy for integrated energy systems based on three-level Stackelberg game considering carbon-source uncertainties [J]. Power System Technology, 2026, 50(1): 157-167.
- [20] 陈磊, 戎士敏, 王聪, 等. 考虑需求侧资源参与的区域综合能源系统低碳协同调度[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 54-64.
- CHEN Lei, RONG Shimin, WANG Cong, et al. Low-carbon co-dispatch of integrated regional energy systems considering demand side resource participation[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 54-64.
- [21] 梁泽琪, 周云, 冯冬涵, 等. 考虑电碳绿证市场耦合的园区综合能源系统日前优化调度[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 43-53.
- LIANG Zeqi, ZHOU Yun, FENG Donghan, et al. Day-ahead optimal scheduling of park-integrated energy system considering electricity-carbon-green certificate market [J]. Electric Power Construction, 2023, 44(12): 43-53.
- [22] 王守相, 郑婉婷, 赵倩宇, 等. 基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的含氢多能系统源荷低碳经济调度方法[J]. 高电压技术, 2025, 51(4): 1834-1845.
- WANG Shouxiang, ZHENG Wanting, ZHAO Qianyu, et al. Source-load low-carbon economic dispatch method for hydrogen multi-energy system based on mutual recognition of carbon-green certificates and electric and thermal flexible loads [J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(4): 1834-1845.
- [23] 李振坤, 李逸冰, 罗潇, 等. 计及碳交易和绿电占比的园区微电网优化运行[J]. 电测与仪表, 2025, 62(5): 130-139.
- LI Zhenkun, LI Yimu, LUO Xiao, et al. Optimal operation of microgrid in the park considering carbon trading and the proportion of green electricity[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(5): 130-139.
- [24] 向恩民, 高红均, 刘畅, 等. 基于供需双侧博弈互动的园区多能运营商能源交易优化决策[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2744-2756.
- XIANG Enmin, GAO Hongjun, LIU Chang, et al. Optimal decision of energy trading for community multi-energy operator based on game interaction with supply and demand sides [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2744-2756.
- [25] 王海洋, 李珂, 张承慧, 等. 基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5435-5444.
- WANG Haiyang, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Distributed coordinative optimal operation of community integrated energy system based on Stackelberg game [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5435-5444.
- [26] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321.
- LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and Stackelberg game [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321.
- [27] 随权, 林湘宁, 童宁, 等. 基于改进两阶段鲁棒优化的主动配电网经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2166-2179.
- SUI Quan, LIN Xiangning, TONG Ning, et al. Economic dispatch of active distribution network based on improved two-stage robust optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2166-2179.
- [28] HE G N, MALLAPRAGADA D S, BOSE A, et al. Hydrogen supply chain planning with flexible transmission and storage scheduling [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(3): 1730-1740.
- [29] 李洪美, 李香凡, 林志芳, 等. 计及车网互动的热电联供微电网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(9): 63-73.
- LI Hongmei, LI Xiangfan, LIN Zhifang, et al. Optimized scheduling of the combined heat and power microgrid considering vehicle-to-grid interaction [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(9): 63-73.
- [30] CHENG Y H, ZHANG N, ZHANG B S, et al. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy-carbon integrated prices [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1307-1318.
- [31] 张继国, 任洪民, 刘大勇, 等. 考虑市场出清的农业园区能量管理策略[J]. 电力建设, 2024, 45(3): 58-68.
- ZHANG Jiguo, REN Hongmin, LIU Dayong, et al. Energy management strategies in agricultural parks considering market clearing [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(3): 58-68.

收稿日期: 2025-11-05 修回日期: 2026-01-13



随权

作者简介:

随权(1995),男,博士,教授,通信作者,主要研究方向为电力系统/综合能源系统规划布局、优化调度和大停电负荷恢复,E-mail: quan_sui@163.com;

王仲源(2000),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化调度,E-mail: 1359105035@qq.com;

张传青(1976),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力工程,E-mail: zchuanqing@126.com;

廖伟(1985),男,硕士,注册会计师,主要研究方向为电力系统及其自动化,E-mail: 47469096@qq.com;

李琼林(1980),男,博士,高级工程师,主要研究方向为电能质量分析与控制,E-mail: yingshanli_2001@163.com;

张迪(1992),男,博士,高级工程师,主要研究方向为电力系统分析,E-mail: zdhenanepri@126.com。

(编辑 景贺峰)