

考虑服务商整合作用的多微网混合博弈双层电能交易策略

员柏, 吴成明, 叶咏

(三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 随着能源互联网战略的深入实施, 可再生能源与微电网的参与度不断攀升, 系统中不确定性因素显著增加, 各参与主体间的合作与竞争关系变得愈发错综复杂。从垂直和水平两个层面建立了电网、服务商及多微电网混合博弈双层电能交易体系。在垂直层面提出主从博弈的思想, 以服务商为主导者、微电网为从属者。构建不确定性问题分阶段优化的分段鲁棒优化模型, 实现不确定性的差异化调度, 提高鲁棒优化的灵活性。利用布尔-列和约束生成(Bool-Column and constraint generation, B-C&CG)算法求解模型, 并把整个模型分为主问题和子问题: 主问题优化电价不确定性问题, 子问题优化源荷不确定问题。在水平层面搭建纳什谈判模型, 通过交替方向乘子(alternating direction method of multipliers, ADMM)算法求解水平层面微电网之间的电能交互模型。利用分布式求解方法得出交易价格策略, 再结合拉格朗日乘子法, 交替优化各分部并更新乘子, 得出各微电网之间的最佳交易电价。仿真结果表明, 所提方案兼顾了系统的鲁棒性、经济性及灵活性, 缩减了各微电网的成本并充分保护了各微电网的隐私。

关键词: 电能交易策略; 多微网; 服务商整合; 混合博弈; 分段鲁棒优化; 布尔-列和约束生成混合算法

Multi-Microgrid Hybrid Game Two-Layer Power Trading Strategy Considering the Integration of Service Providers

YUN Bai, WU Chengming, YE Yong

(College of Electrical Engineering & New Energy, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China)

Abstract: With the in-depth implementation of the energy Internet strategy, the participation of renewable energy and microgrid continues to rise. The uncertainty factors in the system have increased significantly, the cooperation and competition among the participating entities have become more and more complicated. A two-layer electric energy trading system with mixed game among power grid, service provider and multi-microgrid is established from vertical and horizontal levels. At the vertical level, the idea of master-slave game is proposed, with service provider as the leader and microgrid as the subordinate. The uncertainty problem is unified in the second stage optimization of the rough and error-free, the segmented robust optimization model of uncertainty stage optimization is constructed, the differential scheduling of uncertainties is realized, and the flexibility of robust optimization is improved. Using Bool-Column and constraint generation(B-C&CG) algorithm to solve the model, and the whole model is divided into the main and sub problems. The main problem optimizes the electricity price uncertainty problem, and the sub-problem optimizes the source load uncertainty problem. In a horizontal level, Nash negotiation model is structured, using the alternating direction method of multipliers(ADMM) algorithm to solve the horizontal level power interaction model between the microgrid. Using the distributed solution method, the trading price strategy is obtained. Then combined with Lagrange multiplier method, each part is optimized alternately and the multiplier is updated. The optimal transaction price of each microgrid is obtained. The simulation results show that the proposed scheme takes into account the robustness, economy and flexibility of the system, reduces the cost of each microgrid and fully protects the privacy of each microgrid.

Key words: electric energy trading strategy; multi-micro grid; service provider integration; hybrid game; segmented robust optimization; B-C&CG algorithm

0 引言

近年来,随着电力需求的急剧增加输电线路的输送容量不断扩大,导致电网运行的稳定性和安全性逐渐下降。同时,用户对电能质量和电力品质的要求也日益提高。在“双碳目标”及环境政策的推动下电网的改进与优化成为当务之急。可再生能源微电网与传统电网的结合,为电网的发展指明了新的方向。微电网因具备灵活性高、发电端与用电端距离近等优势,弥补了传统电网的不足。然而,微电网的源荷不确定性及交互电价的不确定性对电网的优化调度提出了新的挑战,增加了潜在成本,影响了调度的精准性。

在电力系统当前这种背景下,服务商的整合作用显得尤为重要。通过有效地调节微电网与大电网之间的交互,不仅促进了能量的高效利用,还提高了电网的运行稳定性。尤其是在可再生能源比例不断提高的情况下,服务商的作用更加突出。微电网因其灵活性和就地消纳可再生能源的优势,能够弥补传统电网的不足;而服务商作为中介角色进一步协调了大电网和微电网的运行,减轻了电网的波动压力,提升了整体系统的可靠性。但是,随着服务商在系统中的确立一个现实问题也随之浮现:服务商与微电网之间不仅存在着交流合作,还不可避免地涉及到了利益冲突。服务商通常期望通过提供设备、技术、管理等服务来获取合理的利润。微电网则希望降低运营成本,包括支付给服务商的费用,从而提高自身的经济效益。服务商希望电价能够反映其提供的服务成本,并确保一定的利润空间。微电网则希望电价更加合理,以降低运行成本,减轻用户的电费负担,并提高自身的市场竞争力。此外,在多微电网系统中,各个微电网运营商之间的利益分配是一个关键问题,且各微电网之间不仅强调合作,还包含了竞争的元素,更要妥善处理好公平与效率的问题,而传统单主体决策为主要特征的系统优化方法难以解决多微电网系统带来的复杂主体的多目标优化问题。

然而,现有文献对服务商的研究仍存在一定的局限性。文献[1-2]分别讨论了服务商在微网群优化规划和零售电价定价策略中的作用,但均未充分考虑电价波动性对交易策略的影响。固定电价的设定忽略了市场供需的动态变化,可能导致资源配置

效率的降低。文献[3]构建双层鲁棒模型,把微网最优日前调度问题,分解为日前计划调度主问题和计及风电出力不确定性的执行调控子问题进行优化;但其仅聚焦于风电出力的不确定性,未能充分展现实际问题的多维度复杂性,具有较差的全面性和精确度,难以有效规避潜在未知因素引发的风险。文献[4]进一步考虑了微电网内可再生分布式电源和负荷的不确定性及需求响应,并通过两阶段鲁棒模型优化;但其只考虑了单个微电网,难以有效规避偶然性因素的干扰,忽略了与其他微电网合作互补以实现的规模效益,无法适应当前微电网集群的发展趋势。文献[5]中提出微网运营商与微网的主从博弈模型,通过差分进化-粒子群算法来求解;但没有考虑到系统中的不确定性因素,应对波动的能力较差,在电力系统“双高”的现象下适应能力和优化效果受到较大影响,且未考虑各微电网之间的功率交互。文献[6]利用维克瑞-克拉克-格罗夫斯机制来制定微电网之间的竞争性交易策略,且考虑了源荷的不确定性构建了两阶段鲁棒优化模型,对负荷的平衡制定了先后顺序,使新能源高效的就地消纳。但其仅局限于各微网系统,未考虑到上级与微电网间的电能交互以及电价的不确定性问题,在收益的多主体分配上缺乏均衡性。文献[7]在多微网电能合作模型中,考虑了电价不确定性以及交易欺诈行为;但其构建的鲁棒优化模型,把电价不确定性和源荷不确定性问题都放在第二阶段优化,无法满足多种不同不确定性的差异化决策要求,缺乏灵活性。文献[8-9]提出的优化模型在能量互济和储能配置方面取得了一定进展,但收益分配不均的问题并没有得到有效解决。

对于上述文献中存在的不足,本文探索博弈论与鲁棒优化模型的结合,博弈论为处理各主体间的利益冲突提供了理论支持,鲁棒模型为处理不确定性问题提供了有效的解决方案。博弈论是研究在竞争、合作、冲突等情况下,参与者如何根据已知信息选择最优策略以争取最大利益的理论。在微电网优化中,各种能源资源(如风能、太阳能等)和储能设备之间的调度与分配,实际上就是一个多方参与的博弈过程。每个参与者都试图在满足系统整体需求的前提下最大化自己的利益。服务商与下级微电网群之间的动态交互的过程就是典型的主导者与从属者主从博弈的过程。通过主从博弈模型可以切实

模拟出服务商与微电网之间的交易互动,了解他们在不同策略下的行为选择和结果。这有助于服务商更好地掌握微电网的调度策略,从而制定出更符合市场需求的交易电价,有效避免了因价格分歧导致的交易破裂,维护了双方合作的稳定性和长期性,同时降低了磋商成本。纳什博弈为微电网间收益优化提供了一种有效的解决框架,可以协调不同利益主体之间的功率出力与利益分配问题。使微电网之间可以形成合作联盟,实现资源共享和优势互补。

综上所述,本文提出了垂直、水平层面多微网与服务商联合交易调度的思想。垂直层面将微电网群作为一个整体与服务商和大电网形成电能交互的垂直体系。服务商作为中间环节既与大电网进行电能交互,又为微电网的运行提供服务保障。基于此在垂直层面建立服务商与微电网群之间的主从博弈模型;服务商作为主导者制定交易电价,微电网作为从属者根据主导者的交易电价制定相应的调度策略。在主从博弈的过程中同时考虑不确定性问题,针对传统两阶段鲁棒优化因集中处理不确定性于第二阶段,显得保守僵化,难以适应多种不确定性的差异化需求;构建不确定性分阶段优化的鲁棒模型,将主导者的电价不确定性放在第一阶段优化,从属者的源荷不确定性放在第二阶段处理,通过布尔-列和约束生成算法求解服务商与微电网的动态博弈过程。博弈论与鲁棒优化模型的结合,各取所长,不仅提升了交易调度策略的灵活性,也通过分段鲁棒优化方法提高了调度的稳定性和抗风险能力,使得微电网在应对源荷不确定性和电价不确定性问题时能够更好针对其各自特点分开调控,增强了优化的精细度。微电网在垂直层面跟随服务商的交易电价而优化调度时,还需考虑各微电网个体间能源互补、合作交易和利益分配;因此在水平层面形成了基于纳什谈判博弈模型的多微电网间交易策略,通过交替方向乘法与拉格朗日乘法相结合,分布式求解,得出交易方案。通过结合分段鲁棒优化与博弈论,本文致力于构建灵活、高效的电网调度策略,实现微电网系统间的互利共赢,并通过仿真验证其可行性。

1 系统框架题

本文所提垂直、水平层面多微网与服务商联合交易调度的框架,如图 1—2 所示。图中各微电网

采用典型热电联供型微网模型。

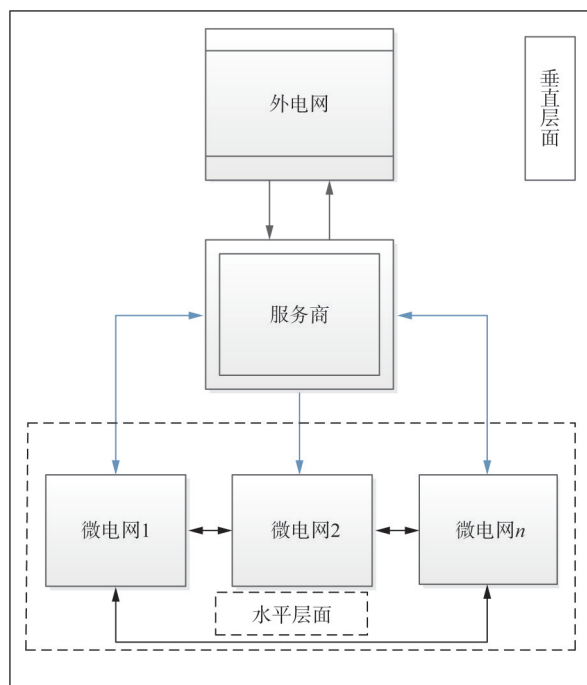


图 1 抽象原理图

Fig. 1 Abstract schematic diagram



图 2 系统概念图

Fig. 2 System concept diagram

1.1 热电联供型微电网系统模型

典型的热电联供型微电网模型如图 3 所示。热电联供型微电网更加贴合用户的生活要求,满足日常生活中主要能源电能和热能的需求,促进能源转型提高可再生能源吸纳率,有助于节能减排净化环境。热电联供型微网中包含燃气轮机(gas turbine, GT)、余热锅炉(generator boiler, GB)、光伏(photo voltaics, PV)、风机(wind turbine, WT)、蓄电池、热负荷和电负荷,其中主要装置的数学模型和运行特性如下。

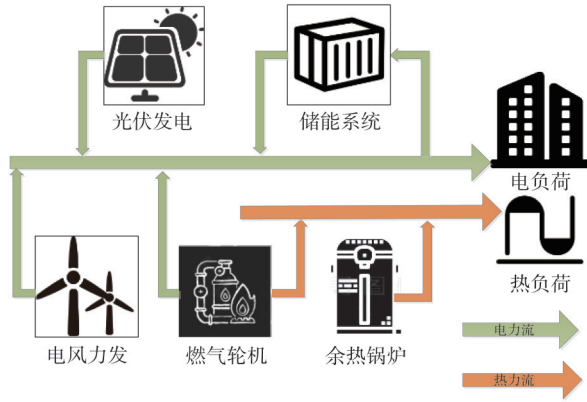


图3 热电联供微电网结构

Fig. 3 Structure of charmoelectric cogeneration microgrid

1.1.1 PV模型

光伏发电的功率输出如下。

$$P_{t_pv}^i = UI = \frac{U_{OC}I}{B} \ln \frac{(1+A)I_{SC} - I}{AI_{SC}} \quad (1)$$

$$A = \left(\frac{I_{SC} - I_M}{I_{SC}} \right) \frac{U_{OC}}{U_{OC} - U_M} \quad (2)$$

$$B = \ln \frac{1+A}{A}$$

式中: U_{OC} 、 I_{SC} 分别为开路电压、短路电流; U 、 I 分别为当前电压、电流; U_M 、 I_M 分别为最大工作电压、最大工作电流; $P_{t_pv}^i$ 为第 i 个微网中光伏系统 t 时刻输出功率; A 、 B 为辅助参数。

1.1.2 风力发电模型

风力发电机的输出功率与风速 V 之间的关系可表示为:

$$P_{t_wd}^i = \begin{cases} \rho D^3 v_b C_p \pi / 8, & v_{in} \leq v_b \leq v_e \\ P_e, & v_e \leq v_b \leq v_{out} \\ 0, & v_b \leq v_{in}, v_b > v_{out} \end{cases} \quad (3)$$

式中: C_p 为风能利用系数; D 为风轮直径; ρ 为空气密度; v_{in} 切入风速; v_b 为平均风速; v_e 额定风速; v_{out} 为切出风速; $P_{t_wd}^i$ 为第 i 个微网中风机 t 时刻输出功率; P_e 为风机额定功率。

1.1.3 燃气轮机(GT)和余热锅炉(GB)模型

燃气轮机以天然气为原料,燃烧时散发热能并产生电能;余热锅炉通过余热回收,再生产热水或蒸汽,提高了燃料的利用效率。公式如下。

$$\begin{cases} P_{h,t_GT}^i = \frac{1 - \eta_{GT}}{\eta_{GT}} \times \eta_{HGT} \times P_{e,t_GT}^i \\ P_{e,t_GT}^i = \eta_{GT} \times L_{HV} \times G_{as,t_GT}^i \end{cases} \quad (4)$$

$$P_{h,t_GB}^i = \eta_{GB} \times L_{HV} \times G_{as,t_GB}^i \quad (5)$$

$$\begin{cases} G_{as,t}^i = G_{as,t_GB}^i + G_{as,t_GT}^i \\ P_{e,t_GT}^{i_min} \leq P_{e,t_GT}^i \leq P_{e,t_GT}^{i_max} \\ P_{h,t_GB}^{i_min} \leq P_{h,t_GB}^i \leq P_{h,t_GB}^{i_max} \end{cases} \quad (6)$$

式中: P_{e,t_GT}^i 、 P_{h,t_GT}^i 分别为第 i 个微网中 t 时刻燃气轮机的发电、发热功率; η_{GT} 为燃气轮机的发电效率; G_{as,t_GT}^i 为第 i 个微网中 t 时刻燃气轮机消耗燃气量; η_{HGT} 为燃气轮机制热系数; L_{HV} 为天然气热值; P_{h,t_GB}^i 为余热锅炉产热功率; $P_{e,t_GT}^{i_max}$ 、 $P_{e,t_GT}^{i_min}$ 分别为第 i 个微网中 t 时刻燃气轮机发电功率上下限; $P_{h,t_GB}^{i_max}$ 、 $P_{h,t_GB}^{i_min}$ 分别为第 i 个微网中 t 时刻余热锅炉产热功率上下限。

1.1.4 电池储能模型

$$S_{e,t}^i = (1 - \eta_r) S_{e,t-1}^i + \eta_{ch} P_{ch,t}^i - \eta_{dis} P_{dis,t}^i \quad (7)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch,t}^i \leq m_{il,t} P_{ch,max}, & 0 \leq P_{dis,t}^i \leq (1 - m_{il,t}) P_{dis,max} \\ \theta_{min} S_{e,max} \leq S_{e,t}^i \leq \theta_{max} S_{e,max}, & t \in [0, 24] \\ S_{e,24}^i \geq S_{e,0}^i \end{cases} \quad (8)$$

式中: $S_{e,t}^i$ 为第 i 个微网的储能系统在 t 时段的荷电状态; η_r 为能量损耗系数远小于1; η_{ch} 、 η_{dis} 分别为充、放电效率且值分别小于、大于1; $P_{ch,max}$ 和 $P_{dis,max}$ 为最大充放电功率; $P_{ch,t}^i$ 和 $P_{dis,t}^i$ 分别为第 i 个微网中 t 时刻储能充放电功率; θ_{max} 和 θ_{min} 分别为荷电状态上下限系数; $S_{e,max}$ 为储能系统的最大容量; 二进制变量 $m_{il,t}$ 限制了优化调度时不允许同时充放电,约束最后一项限定初末时段的储能容量相等。

1.2 目标函数

1) 服务商优化目标,运行成本最小

$$\begin{cases} C_1 = \sum_{i=1}^n C_M^i + C_B \\ C_B = \sum_{t=1}^{24} (U_{Db} \times P_{buy,t}^i - U_{Ds} \times P_{sell,t}^i) \\ C_M^i = \sum_{t=1}^{24} (P_{ai,t_Ps}^i - P_{ai,t_Pb}^i) \end{cases} \quad (9)$$

式中: C_1 为服务商与 n 个微网交易以及与上级大电网之间的交互总成本; C_B 为服务商与主网的交易成本; C_M^i 为服务商与第 i 个微网的交易成本; U_{Db} 和 U_{Ds} 分别为服务商与主网的购、售电价; $P_{buy,t}^i$ 和 $P_{sell,t}^i$ 分别为微网 i 在 t 时段的购、售电功率; P_{ai,t_Ps}^i 和 P_{ai,t_Pb}^i 分别为服务商与第 i 个微网在 t 时段交易中的支出和收入。

2) 微电网目标函数,总成本最小

$$\begin{aligned}
C_2 &= \sum_{i=1}^n C_{MG}^i, \quad C_3 = \sum_{i=1}^n C_{MG, \Delta}^i \\
C_{MG}^i &= C_{grid}^i + C_{fu}^i + C_{dr}^i + C_{sf}^i \\
C_{MG, \Delta}^i &= \sum_{j=1}^n \sum_{t=1}^{24} P_{tran\,ij\,t} \times p_{r, MG}^{ij, t} \quad (i, j = 1, 2, 3, \dots, n, \text{ 且 } i \neq j) \\
C_{grid}^i &= \sum_{t=1}^{24} (U_{Pb, t}^i \times P_{sell, t}^i - U_{Ps, t}^i \times P_{buy, t}^i) \\
C_{fu}^i &= \sum_{t=1}^{24} a \times G_{as, t}^i \\
C_{dr}^i &= \sum_{t=1}^{24} (b \times P_{e, t, tran}^i - c \times P_{e, t, cut}^i + d \times P_{h, t, DR}^i) \\
C_{sf}^i &= \sum_{t=1}^{24} \beta \times (P_{ch, t}^i + P_{dis, t}^i)
\end{aligned} \tag{10}$$

式中： C_2 为微电网群的合作总成本(不包含各微电网之间的交互成本)； i 为第 i 个微电网； t 为第 t 个时刻； C_3 为微电网之间的交互总成本； C_{MG}^i 为微网 i 的合作成本； $C_{MG, \Delta}^i$ 为微网 i 与其他微网的交互成本； C_{grid}^i 为微网与服务商的交互本； C_{fu}^i 为微网消耗的燃气成本； C_{dr}^i 为微网柔性负荷的响应成本； C_{sf}^i 为储能成本； a 为燃气的单位成本系数； b 、 c 、 d 分别为可转移电负荷、可削减电负荷以及可削减热负荷的响应成本系数； β 为储能成本系数； $P_{tran\,ij\,t}$ 为微电网 i 与微网 j 之间在 t 时刻的交易功率； $p_{r, MG}^{ij, t}$ 为微电网 i 与微网 j 之间在 t 时刻的交易电价； $U_{Pb, t}^i$ 、 $U_{Ps, t}^i$ 分别为微电网 i 与服务商在 t 时刻的购、售电价； $P_{e, t, tran}^i$ 为微网 i 在 t 时刻的可转移电功率； $P_{e, t, cut}^i$ 为微网 i 在 t 时刻的可削减电功率； $P_{h, t, DR}^i$ 为微网 i 在 t 时刻的可削减热负荷。

1.3 约束条件

1) 柔性负荷约束

微网内电热柔性负荷分为，可转移负荷：电和热负荷用户在不影响其使用时进行一部分功率的转移；可削减负荷：在其可接受的舒适度范围内削减一部分比例的能源供应。

$$\begin{cases}
-\alpha \times L_{e0, t}^i \leq P_{e, t, cut}^i \leq 0 \\
-\beta_1 \times L_{e0, t}^i \leq P_{e, t, tran}^i \leq \beta_2 \times L_{e0, t}^i \\
L_{e, t}^i = L_{e0, t}^i + P_{e, t, cut}^i + P_{e, t, tran}^i \\
L_{h, t}^i = L_{h0, t}^i - P_{h, t, DR}^i \\
0 \leq P_{h, t, DR}^i \leq \gamma \times L_{h0, t}^i \\
\sum_{t=1}^{24} P_{e, t, tran}^i = 0
\end{cases} \tag{11}$$

式中： $L_{e0, t}^i$ 为微网 i 在 t 时刻的预测电负荷功率； $L_{h0, t}^i$ 为微网 i 在 t 时刻的预测热负荷功率； $L_{h, t}^i$ 为微网 i 在 t 时刻的实际热负荷功率； $L_{e, t}^i$ 为微网 i 在 t 时刻的实际用电负荷； $P_{e, t, cut}^i$ 为微网 i 的可削减电功率； $P_{e, t, tran}^i$ 为微网 i 的可转移电功率； $P_{h, t, DR}^i$ 为可削减热负荷； α 、 γ 分别为可削减电、热负荷系数； β_1 、 β_2 为可转移用电负荷系数，约束最后一项表示第 i 个微网的一天24个时段的可转移功率之和为0，因为负荷只是转移到其他时段了，并未消失所以要保证转移总合为0。

2) 微网向外部的购售电功率约束

$$\begin{cases}
0 \leq P_{buy, t}^i \leq \omega_{buy, t}^i P_{chan, max} \\
0 \leq P_{sell, t}^i \leq \omega_{sell, t}^i P_{chan, max} \\
\omega_{buy, t}^i + \omega_{sell, t}^i \leq 1
\end{cases} \tag{12}$$

式中： $P_{chan, max}$ 为微网 i 在 t 时段与外电网功率交互的上限； $\omega_{buy, t}^i$ 、 $\omega_{sell, t}^i$ 分别为0-1变量，表示购售电功率状态。

3) 可再生能源约束

$$\begin{cases}
0 \leq P_{e, t, wd}^i \leq P_{t, wd}^i \\
0 \leq P_{e, t, pv}^i \leq P_{t, pv}^i
\end{cases} \tag{13}$$

式中： $P_{e, t, wd}^i$ 、 $P_{e, t, pv}^i$ 分别为风电、光伏实际发电功率； $P_{t, wd}^i$ 、 $P_{t, pv}^i$ 分别为风电、光伏预测发电功率。

4) 微网间交互约束

$$\begin{cases}
P_{tran\,ij\,min} \leq P_{tran\,ij\,t} \leq P_{tran\,ij\,max} \\
P_{tran\,ij\,t} + P_{tran\,ji\,t} = 0, \quad (i, j = 1, 2, 3, \dots, n, \text{ 且 } i \neq j)
\end{cases} \tag{14}$$

式中 $P_{tran\,ij\,max}$ 、 $P_{tran\,ij\,min}$ 分别为微网 i 、 j 交互功率的上下限。

5) 功率平衡约束

$$\begin{cases}
P_{h, t, GT}^i + P_{h, t, GB}^i = L_{h, t}^i \\
P_{e, t, GT}^i + P_{e, t, wd}^i + P_{e, t, pv}^i + P_{buy, t}^i + \\
P_{dis, t}^i = P_{ch, t}^i + L_{e, t}^i + P_{sell, t}^i + \sum_j P_{tran\,ij\,t}
\end{cases} \tag{15}$$

上式分别表示，热功率平衡和电功率平衡。

2 垂直层面主从博弈分段鲁棒优化模型

2.1 主从博弈机制

服务商作为主导者首先制定微网与服务商的交易电价，在这个交易电价下从属者微电网制定运行策略，而服务商在微电网的运行策略下进一步调整交易电价，如此进行动态博弈直到双方都接受的结果。公式表示如下。

$$R = \{N, x, y, C_1, C_2\} \quad (16)$$

N 为参与者集合:包含主导者服务商,跟从者微电网群。

博弈策略:服务商制定与微电网交互的购售电价, x ;跟从者微电网的策略为各设备的出力、负荷的调整等, y 。

博弈的目标: C_1, C_2

主从博弈均衡:主从博弈中各参与者通过选择最优策略,实现各自认为的最大效益,从而使整个博弈达到稳定状态,任何一方都不能通过调整自身策略来获得更大收益。

服务商作为主导者,微电网作为从属者。服务商优先制定交易电价,微电网根据服务商的电价确定自身最佳的运行策略;然后服务商根据微电网的运行情况进而优化购、售电价。当服务商接受微电网的策略而不再改动电价时,则认为博弈达到均衡。

设 (x^*, y^*) 为主从博弈均衡解,则公式可以表达为:

$$\begin{cases} C_1(x^*, y^*) \leq C_1(x, y^*) \\ C_2(x^*, y^*) \leq C_2(x^*, y) \end{cases} \quad (17)$$

2.2 不确定性分段优化鲁棒调度模型

由于风光、源荷具有不确定性无法准确得知其功率参数,而且微电网与服务商的电能交易电价也是不确定的需要通过求解来确定一个最合适的价格,为此本文构建考虑不确定性分层优化的两阶段鲁棒优化模型:

$$C = \min_x C_1 + \max_{\psi} \min_y C_2 \quad (18)$$

$$\begin{cases} x = [U_{pb}, U_{ps}] \\ \psi = [L_e, L_h, P_{e_wd}, P_{e_pv}] \\ y = [P_{sell}^i, P_{buy}^i, G_{as}^i, P_{e_tran}^i, P_{e_cut}^i, P_{h_DR}^i, P_{ch}^i, P_{dis}^i] \end{cases} \quad (19)$$

式中:外层优化变量 x 包括: U_{pb} 、 U_{ps} 分别为各微电网与服务商的购、售电价; ψ 为不确定变量集合包括: P_{e_wd} 、 P_{e_pv} 分别为风机、光伏出力; L_e 、 L_h 分别为负荷实际电、热功率。内层优化变量 y 包括: P_{buy}^i 、 P_{sell}^i 分别为微电网 i 与服务商的购、售电功率; G_{as}^i 为微网 i 耗气量; $P_{e_tran}^i$ 、 $P_{e_cut}^i$ 以及 $P_{h_DR}^i$ 分别为微网 i 可转移、可削减电功率以及可削减热负荷; P_{ch}^i 、 P_{dis}^i 分别为微网 i 储能的充放电功率。其中外层 $\min$ 为第一阶段优化问题,在当前场景下实现服务商的双边交互成本最小,并求得各微电网与服务商

的交互电价;内层 $\max \min$ 为第二阶段优化项,利用外层优化模型得出的优化变量 x ,内层优化会进一步寻找这些不确定性量 ψ 中的最恶劣可能表现。在此基础上,内层优化会调整其决策变量,以确保在最恶劣场景下,微电网群的总运行成本达到最小。这个优化结果将作为反馈信息输入到外层优化模型中进而得到上层优化目标函数的最优割集。通过内外两层三步走优化策略,进行循环迭代和变量交互逐步逼近并最终获得两阶段鲁棒模型的收敛可行解。

简化表述,考虑不确定性分层优化的两阶段鲁棒模型可以用以下通用矩阵形式表示:

$$\begin{cases} \min_x (w^T x) + \max_{\phi \in \psi} \min_{y \in \Omega(x, \phi)} b^T y \\ \text{s.t. } Ax \geq f \\ D\phi \geq h \\ \Omega(x, \phi) = \begin{cases} B\phi + Nx + Cy \geq c \\ Ey \geq e \end{cases} \end{cases} \quad (20)$$

式中: A 、 B 、 C 、 D 、 E 、 N 为相关参数对应的矩阵形式; w 、 b 为目标函数中的参数列向量; c 、 f 、 h 、 e 为约束条件中相关参数的列向量; w^T 为外层优化变量 x 前的系数矩阵; b^T 为内层优化变量 y 前的系数矩阵; $\Omega(x, \phi)$ 代表给定外层变量以及不确定变量 (x, ϕ) 时内层变量 y 的可行域, ϕ 为不确定变量集合中当前给定的不确定变量。

3 基于B-C&CG算法的分段鲁棒模型求解

在求解不确定性分层优化的两阶段鲁棒优化模型时,采用布尔-列和约束生成(Bool-column and constraint generation, B-C&CG)混合算法。算法通过将两阶段鲁棒优化模型分解为主问题和子问题来分层求解,从而有效地处理不确定性问题。主问题和子问题分别对应本文所考虑的微电网与服务商的购、售电价格的不确定性,考虑可再生能源以及柔性负荷的不确定性。

在主问题中,本文首先通过引入子问题初始值,求解服务商与微电网之间的双边交易最小成本以及对应的交易电价。具体而言,子问题分为两步进行。第一步是将主问题中求得的交易电价代入,以求解微电网群体的总最小成本。接着,在第一步所得总成本最小值的约束下,以服务商与微电网交易成本的最小化为目标,进一步优化微电网群的总

最小成本, 并生成主问题最优割集。

进一步优化的动机在于服务商与微电网之间的交易电价直接影响微电网的总成本。上一次求解的最小成本会在主问题中产生新的交易电价, 而新的电价会在子问题中生成更新的微电网最小成本。我们的目标是在当前的总成本最小值的约束下, 同时实现服务商的交易成本最小化。子问题的第二步优化正是基于这一一致性原则, 使得整个优化过程更加逻辑严谨且合理精确。

3.1 主问题求解

每次迭代过程中, 基于子问题最不利场景下的最小合作成本, 我们向主问题中添加一个新的约束, 主问题可具体表示为:

$$\begin{aligned} \min_{x, y^k} & \mathbf{w}^T \mathbf{x} + \gamma \\ \text{s.t.} & \mathbf{b}^T \mathbf{y}^k \leq \gamma \\ & \mathbf{A}\mathbf{x} \geq \mathbf{f} \\ & \mathbf{B}\phi + \mathbf{N}\mathbf{x} + \mathbf{C}\mathbf{y} \geq \mathbf{c} \\ & \mathbf{D}\phi \geq \mathbf{h} \\ & \mathbf{E}\mathbf{y} \geq \mathbf{e} \end{aligned} \quad (21)$$

式中: x 为各微电网与服务商的交互电价; k 为优化迭代次数; y^k 为在子问题第 k 次寻优迭代后得到的解。由于在主问题中考虑了微电网与服务商的购、售电价格的不确定性问题, 直接求解较复杂, 需要转化为易于求解的模型。本文利用布尔展开来简化电价的求解, 并在布尔展开线性化中引入大 M 法。

布尔展开等效模型构建:

$$\begin{cases} U_{\text{pb}} = U_{\text{pb, min}} + \frac{U_{\text{pb, max}} - U_{\text{pb, min}}}{G} \times (B_{\text{EM}} \times X_{\text{pb}}) \\ U_{\text{ps}} = U_{\text{ps, min}} + \frac{U_{\text{ps, max}} - U_{\text{ps, min}}}{G} \times (B_{\text{EM}} \times X_{\text{ps}}) \\ B_{\text{EM}} = [2^0, 2^1, 2^2, 2^3, 2^4, 2^5, 2^6] \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{buy}} - Z_{\text{pb}} \leq M \times (1 - X_{\text{pb}}) \\ 0 \leq Z_{\text{pb}} \leq M \times X_{\text{pb}} \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{sell}} - Z_{\text{ps}} \leq M \times (1 - X_{\text{ps}}) \\ 0 \leq Z_{\text{ps}} \leq M \times X_{\text{ps}} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $U_{\text{pb, max}}$ 、 $U_{\text{pb, min}}$ 分别为微电网向服务商购电价上、下限; $U_{\text{ps, max}}$ 、 $U_{\text{ps, min}}$ 分别为微电网向服务商售电价上、下限; P_{buy} 、 P_{sell} 分别为微电网向服务商的购、售电功率; X_{pb} 、 X_{ps} 为引入的辅助(0-1)变量, Z_{pb} 、 Z_{ps} 为引入的辅助连续变量; B_{EM} 为生成 2 的次方数组(从 0 次方到 6 次方共 7 个数); M 为大 M 法的 M 取值; G 为分段数。式(23)是购电价格提供布

尔展开引入的附加约束, 式(24)是售电价格提供布尔展开引入的附加约束。

布尔模型的约束

$$\begin{cases} U_{\text{pb, min}} \leq U_{\text{pb, } t}^i \leq U_{\text{pb, max}} \\ U_{\text{ps, min}} \leq U_{\text{ps, } t}^i \leq U_{\text{ps, max}} \\ \frac{\sum_{t=1}^{24} U_{\text{pb, } t}^i}{24} \leq U_{\text{pb, ave}} \\ \frac{\sum_{t=1}^{24} U_{\text{ps, } t}^i}{24} \leq U_{\text{ps, ave}} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $U_{\text{pb, max}}$ 、 $U_{\text{pb, min}}$ 分别为服务商差别定价给下层各微网的购电价格的上、下限; $U_{\text{ps, max}}$ 、 $U_{\text{ps, min}}$ 分别为服务商差别定价给下层微网的购电价格的上、下限; $U_{\text{pb, } t}^i$ 、 $U_{\text{ps, } t}^i$ 分别为微电网 i 在时刻 t 从服务商的购电价格、售电价格; $U_{\text{pb, ave}}$ 、 $U_{\text{ps, ave}}$ 分别为微电网与服务商的最大平均购电价格、最大平均售电价格。

基于布尔展开的电价交易模型

$$\begin{cases} P_{\text{ai, } t, \text{pb}}^i = U_{\text{pb, min}} \times P_{\text{buy, } t}^i + \frac{U_{\text{pb, max}} - U_{\text{pb, min}}}{G} \times B_{\text{EM}} \times Z_{\text{pb, } t}^i \\ P_{\text{ai, } t, \text{ps}}^i = U_{\text{ps, min}} \times P_{\text{sell, } t}^i + \frac{U_{\text{ps, max}} - U_{\text{ps, min}}}{G} \times B_{\text{EM}} \times Z_{\text{ps, } t}^i \end{cases} \quad (26)$$

式中: $P_{\text{ai, } t, \text{ps}}^i$ 、 $P_{\text{ai, } t, \text{pb}}^i$ 分别为服务商与微网 i 在 t 时刻的购、售电能费用; $Z_{\text{pb, } t}^i$ 、 $Z_{\text{ps, } t}^i$ 分别为服务商与微网 i 在 t 时刻交互时引入的辅助连续变量。通过上述式(26)模型把微电网与服务商的购、售电价格的不确定性问题转化为线性易求解的表达形式, 并通过商业求解器 CPLEX 进行求解。

3.2 子问题求解

在主问题做出上层决策后, 子问题将做出下层决策, 求解出在源荷最恶劣条件下使系统运行成本最小的运行方案, 在求得微网最小总成本后将其作为约束添加到主问题中。

通过把上层主问题求得的微电网与服务商的购、售电价格 x 带入到下层子问题中, 得到最恶劣场景 ϕ 和相应的最佳运行方案 y , 具体为:

$$\begin{aligned} \max_{\phi \in \psi} \min_{y \in \Omega(x, \phi)} & \mathbf{b}^T \mathbf{y} \\ \text{s.t.} & \mathbf{B}\phi + \mathbf{N}\mathbf{x} + \mathbf{C}\mathbf{y} \geq \mathbf{c} : \boldsymbol{\lambda} \\ & \mathbf{E}\mathbf{y} \geq \mathbf{e} : \boldsymbol{\omega} \\ & \mathbf{D}\phi \geq \mathbf{h} \end{aligned} \quad (27)$$

式中 $\boldsymbol{\lambda}$ 、 $\boldsymbol{\omega}$ 为相应约束的对偶变量。子问题是一个

max-min形式的双层优化问题,其结构特点在于内层是一个线性优化问题。由于内层问题的线性性质,利用对偶理论和KKT(Karush-Kuhn-Tucker)条件来消除双层结构;将对偶可行条件、原问题可行条件及互补松弛定理作为约束添加到外层问题中,将双层优化问题转化为一个单层优化问题。表示为:

$$\begin{aligned} & \max_{\phi \in \psi, y \in \Omega(x, \phi)} (c - B\phi - Nx)^T \lambda + e^T \omega \\ & \text{s.t.} \begin{cases} E^T \omega + C^T \lambda \leq b \\ b^T - \lambda^T C - \omega^T E = 0 \\ \lambda^T (c - B\phi - Nx - Cy) = 0 \\ \omega^T (e - Ey) = 0 \\ \lambda \geq 0, \omega \geq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (28)$$

目标函数中 $\phi^T \lambda$ 为双线性项,使用 McCormick 包络法对其凸松弛线性化,如下:

$$\begin{cases} \chi = \phi^T \lambda \\ \chi \leq \bar{\phi}^T \lambda + \phi^T \lambda - \bar{\phi}^T \lambda \\ \chi \leq \phi^T \bar{\lambda} + \bar{\phi}^T \lambda - \phi^T \bar{\lambda} \\ \chi \geq \bar{\phi}^T \lambda + \phi^T \lambda - \bar{\phi}^T \lambda \\ \chi \geq \phi^T \bar{\lambda} + \bar{\phi}^T \lambda - \phi^T \bar{\lambda} \end{cases} \quad (29)$$

式中: χ 为引入的辅助变量; $\bar{\lambda}$ 、 $\underline{\lambda}$ 分别为对偶变量上、下限; $\bar{\phi}$ 、 $\underline{\phi}$ 分别为不确定变量上、下限。

对于约束中的非线性项采用大M法线性化:

$$\begin{cases} \lambda \leq \varepsilon M \\ -(1 - \varepsilon)M \leq c - B\phi - Nx - Cy \\ \varepsilon \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (30)$$

式中: M 为一个足够大的常数; ε 为引入的0-1变量。通过上述方法将子问题转化为可以使用现有的优化算法和工具来实现的问题,再通过最不利场景生成割平面,并将其添加到主问题中,连续迭代得到分段鲁棒优化模型的最优解。

4 水平层面多微网纳什谈判博弈模型及求解

在多微电网集群系统中,每一个微电网都可以看成一个自我主体,所以在系统中就形成了多个主体,从而就会引发每个微网收益多少问题。为了使各主体收益都达到最大化且分配更加公平,所以构建纳什谈判优化模型来优化目标函数 C_3 即微网间的交易成本。

4.1 纳什谈判博弈数学模型

纳什谈判模型作为合作博弈的一种,能够同时兼顾个体和集体的利益,对多主体间的合作收益有很好的分配效果,纳什谈判的解即为帕累托最优解,其模型如下:

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^I (U_i - U_i^0) \\ \text{s.t. } U_i - U_i^0 \geq 0 \end{cases} \quad (31)$$

式中 U_i^0 和 U_i 分别为主体 i 合作前后的收益,约束表示合作后的收益不低于合作前,保障个体的利益不受到损害。

对于本文水平层面多微网综合能源系统主体间的合作博弈问题,应用纳什谈判博弈的数学表达式如下:

$$\begin{cases} \max \prod_{i=1}^I (C_{MG,0}^i - C_{MG}^i - C_{MG,\Delta}^i) \\ \text{s.t. } C_{MG,0}^i - C_{MG}^i - C_{MG,\Delta}^i \geq 0 \end{cases} \quad (32)$$

式中: n 为多主体间交易合作中微电网的数量; $C_{MG,0}^i$ 为微网 i 合作前的成本; C_{MG}^i 和 $C_{MG,\Delta}^i$ 是把合作之后的成本分成了两部分,分别为微网合作运行成本(不含微网间交易成本)和微网间交易成本。通过把总的合作成本转化为合作成本最小化问题和谈判支付问题两个模块可以方便快捷的求解,并先后求解各微网的共享电量和支付电价。

合作成本最小问题(不含微网间交易成本)也就是目标函数 C_2 ,在主从博弈阶段通过两阶段鲁棒优化已经求得多微网的最小化的合作成本 C_2 的值以及多微网之间最优电能交易量 $P_{tran,ij,t}^*$ 。所以在纳什谈判博弈中本文无须再求解最小合作运行成本,直接将其结果值代入到谈判支付问题中,进一步求解出支付电价。

4.2 谈判支付问题

合作前各微网的成本,通过分段鲁棒调度模型调节相关微网间交互参数,即可由本文应用的 B-C&CG 算法求得,其值为 $C_{MG,0*}^i$ 。

由于式(32)纳什谈判模型为非线性不易求解,我们采用取对数的方法转换为如下便于求解模型。

$$\begin{cases} \min - \ln \prod_{i=1}^I (C_{MG,0*}^i - C_{MG,*}^i - C_{MG,\Delta}^i) \\ \text{s.t. } C_{MG,0*}^i - C_{MG,*}^i - C_{MG,\Delta}^i \geq 0 \\ \underline{p}_t^{\text{grid}} \leq p_{t,MG}^{ij,t} \leq \bar{p}_t^{\text{grid}} \end{cases} \quad (33)$$

式中: $\bar{p}_t^{\text{grid}}$ 、 $\underline{p}_t^{\text{grid}}$ 分别为 t 时刻交易电价的上、下限;

$p_{r, MG}^{ij, t}$ 为微网 i 与微网 j 在 t 时刻的交易电价； $C_{MG, \Delta}^i$ 为微网 i 与其他微网之间共享电能支付成本； $C_{MG, *}^i$ 为微网 i 的合作运行成本。本文聚焦于谈判支付问题的求解，多微网间必然存在交易电价这一关键因素。引入辅助变量 $p_{r, MG}^{i \leftrightarrow j, t}$ 对其解耦，基于 ADMM 算法的核心思想，构建了分布式优化模型，通过引入拉格朗日乘子 $\psi_{i, t}$ 、惩罚因子 σ_i 来协调多个微网之间的优化过程。微网 i 的分布式优化模型如下：

$$p_{r, MG}^{i \leftrightarrow j, t} = p_{r, MG}^{ij, t} = p_{r, MG}^{ji, t} \quad (34)$$

$$\begin{cases} \min -\ln(C_{MG, 0*}^i - C_{MG, *}^i - p_{r, MG}^{ij, t} P_{tran ij, t}^*) + \\ \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \psi_{i, t} (p_{r, MG}^{i \leftrightarrow j, t} - p_{r, MG}^{ij, t}) + \\ \sum_{i=1}^I \frac{\sigma_i}{2} \|p_{r, MG}^{i \leftrightarrow j, t} - p_{r, MG}^{ij, t}\|_2^2 \} \\ \text{s.t. } C_{MG, 0*}^i - C_{MG, *}^i - p_{r, MG}^{ij, t} P_{tran ij, t}^* \geq 0 \end{cases} \quad (35)$$

式中 $p_{r, MG}^{ij, t}$ 为微网 j 与微网 i 在 t 时刻的交易电价。模型(35)根据下面分布式迭代公式(36)求解谈判支付问题，当公式(37)迭代过程满足预设的收敛条件小于等于误差 s 时，便可以获得多微网之间的交易电价 $p_{r, MG}^{i \leftrightarrow j, t}, *$ 。

$$\psi_{i, t+1} = \psi_{i, t} + \sigma_i (p_{r, MG}^{i \leftrightarrow j, t} - p_{r, MG}^{ij, t}) \quad (36)$$

$$\max \left\{ \sum_{t=1}^T \|p_{r, MG}^{i \leftrightarrow j, t} - p_{r, MG}^{ij, t}\|_2^2 \right\} \leq s \quad (37)$$

式中： $\psi_{i, t+1}$ 为微电网 i 在 $t+1$ 时的拉格朗日乘子； σ_i 为微电网 i 的惩罚因子。本文通过把合作成本(不包含微电网间交互电能成本)最小化问题带入到分段鲁棒优化模型中去求解，得到微电网间的交互电量和多微电网的最小化合作成本(不包含各微电网之间的交互成本)。各微电网之间的交互成本，通过对第二步谈判支付问题的求解来得出，在求解谈判支付下得到微网间交易电价进而可知道微网间的交互成本。在分段鲁棒模型的优化中还包含了微电网与服务商的交互成本，通过分段鲁棒模型联合纳什模型的混合求解，得出微电网群与服务商联合系统下微网群总的最小成本(即合作成本加上微网间以及微网与服务商交易成本)和服务商的最小成本。详细算法流程如图4所示。

5 算例分析

本文以3个微电网与服务商综合系统为算例。为了体现微电网的多样性，在可再生能源发电上，

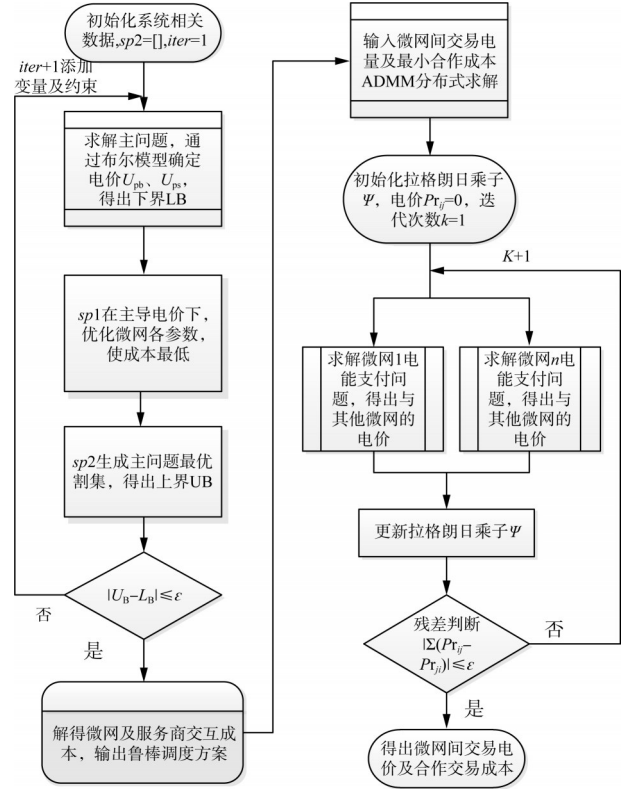


图4 双层博弈模型求解流程

Fig. 4 Solving process of two-layer game model

设微网1建立风力发电，微网2、微网3建立光伏发电分别为光伏1、光伏2出力，此外各微网都包含燃气轮机、余热锅炉及储能部分，其中风机装机容量为4.8 MW，光伏1、2装机容量均为2.6 MW，储能容量为600 kWh。所用计算机主频为2.80 GHz的Intel®Core i5-7200U CPU、内存为8 GB。使用MATLAB在其yalmp编程环境下，通过cplex12.10和gurobi11.0.1求解器求解。风、光出力曲线如图5所示。

5.1 算法收敛性分析

图6给出B-C&CG算法在第三次迭代残差值就

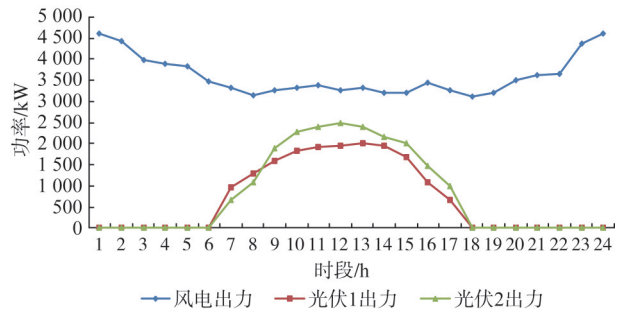


图5 风、光出力曲线

Fig. 5 Wind and photovoltaic output curves

达到收敛精度,计算时间为36 s。图7展现ADMM算法的迭代情况,经过23次迭代后收敛,计算时间为45 s。表明本文在垂直和水平层面的优化都具有很高的效率,所提算法对考虑不确定性的合作成本问题及微网间交易支付问题有很好的求解性能。

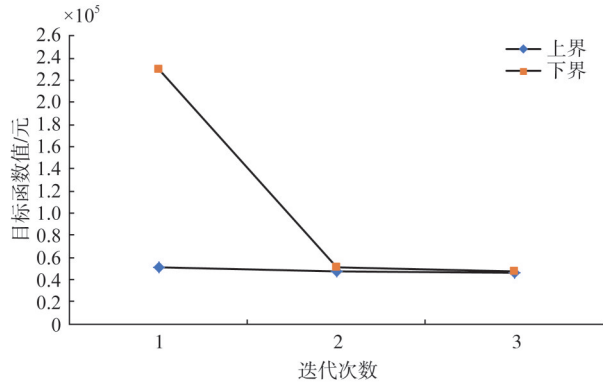


图6 算法梯度图

Fig. 6 Algorithm gradient diagram

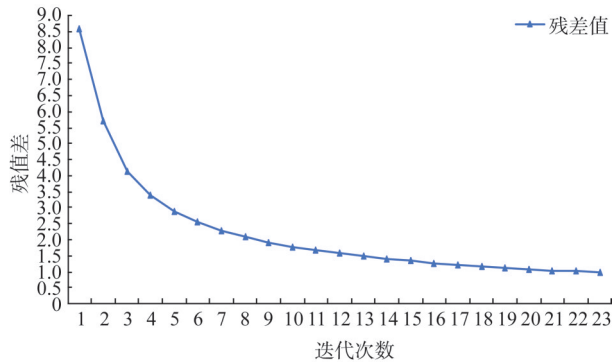


图7 ADMM算法迭代过程

Fig. 7 ADMM Algorithm iteration procedure

5.2 服务商与各微网的交互结果

服务商给微网制定的购电价大于微网出售给服务商的电价,从而使服务商依靠购售电价的差价来赚取收益,如图8所示。服务商与微网间的购、售电量分别为图9—10所示。从三幅图中可以看到服务商购入微网1在夜间风力发电盈余,以及中间一些时段由于微网之间的能量互济和高电价的影响出售的电能,服务商在下午对微网1售出电能;服务商在白天收购微网2、3的电量,夜晚对微网2、3售出电能。

5.3 多微网间电能交互结果

电能交易结果如图11所示,12—17时段微网1、2之间的交易电价为整个交易周期内微网之间最

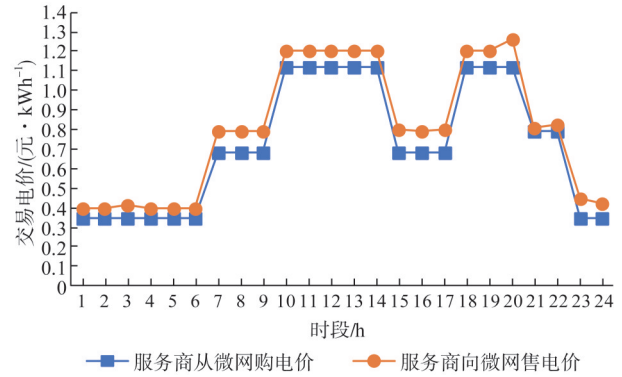


图8 服务商给微网制定的交互电价

Fig. 8 Interactive electricity price set by each service provider for the micro grid

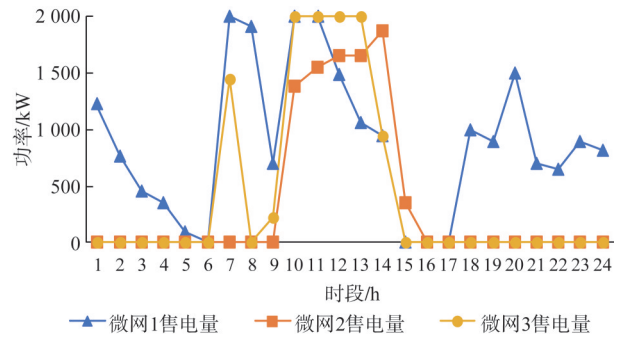


图9 服务商从微网购电量

Fig. 9 Shopping electricity of service providers from micro grid

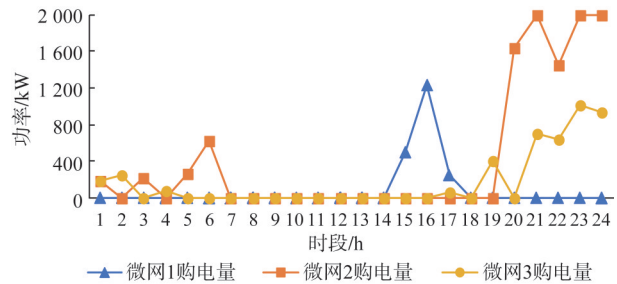


图10 服务商向微网售电量

Fig. 10 Service providers selling electricity to microgrids

高值,因此时段为负荷高峰期。纵观图11可以发现微网1、2和微网1、3的曲线较相似,这是由于微网1为风力发电微网2、3都是光伏发电,都是风力和光伏两种可再生能源之间的电能互济。微网2、3电价曲线在11—18时段因光照强度较好光伏出力较多,两者之间交易电价较低,但又因14时段负荷高峰,电能需求量较大抬升了电价。

微网内外电价如图12所示,可知在0—6、23

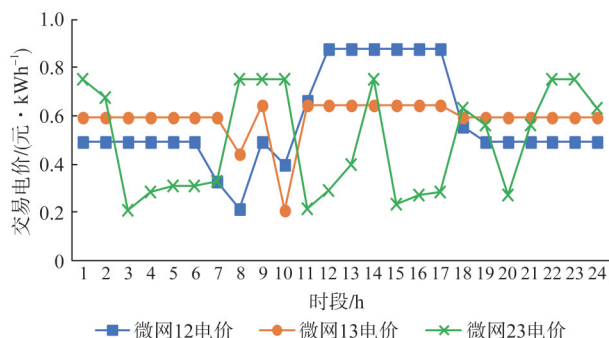


图 11 微网之间交易电价

Fig. 11 Electricity price of transactions between microgrids

—24时段购售电价都低于微网1、2及微网1、3之间的交易电价，所以微网想要提高收益此时就可以从服务商购电然后去微网之间交易。在10—14、18—22这两个时段微网向服务商的售电价大大高于微网间所有交易价格，因此可以在微网间收集电能出售给服务商。

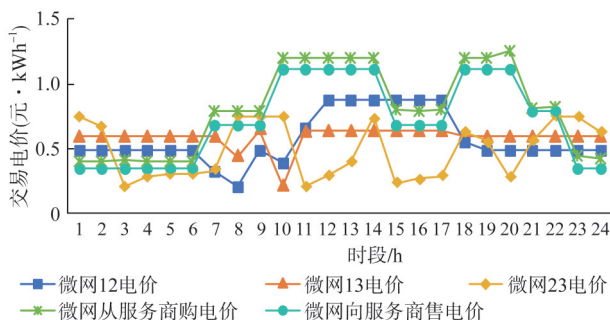


图 12 微网内外电价对比图

Fig. 12 Comparison of electricity prices inside and outside the micro-grid

微电网群与服务商之间交易电价的不确定性导致微网群在电能交易过程中难以准确预测成本和收益，可能使微网群在购电时面临更高的价格，或在售电时无法获得预期收益，从而加大了微电网群整体的运营成本。为了应对电价的不确定性，微网群体需要不断调整能源出力构成和运营策略，如优化储能系统的使用、调整综合能源的出力等，这将带来额外的成本。同时，这种不确定性电价的不确定性可能导致微网群与微电网运营商之间的合作与竞争关系发生变化，服务商需要制定更加灵活和多样化的电价策略，以满足微电网群的需求，平衡供需关系、确保收益稳定。

微网交易电量如图 13 所示，微网 1 在 8—18 点从

其他微网购入电能，在 0—8、18—24 时段向其他微网出售电能；微网 2 在 0—10、18—24 时段从外购入电能，在 10—18 时段向微网 1 出售电量；而微网 3 在 0—7、18—24 时段从外购入电能，在 7—18 时段向其他微网出售电量。主要是由于微网 1 装备了风力发电，在夜间风力较大而负荷减少生成大量电能盈余；微网 2、3 装备了光伏发电，在白天阳光较强产生的电能用于负荷消耗和出售给其他微网，夜间由于没有阳光产能不足需从其他微网购入多余电量。

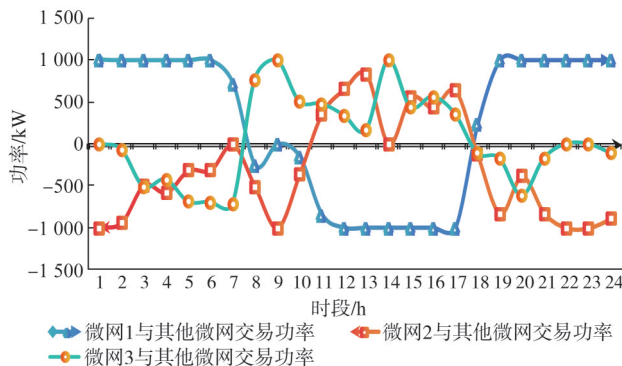


图 13 微网间交互电量

Fig. 13 Interaction electricity between microgrids

5.4 多模式下服务商与微网系统效益分析

模式 1：在垂直层面，不考虑服务商与微网之间的电价不确定性问题，只考虑各微网的源荷不确定性问题。

模式 2：在垂直层面，同时考虑服务商与微网之间的电价不确定性问题，以及微网源荷的不确定性不确定性问题。

模式 3：在水平层面，多微网间不考虑合作交易。

模式 4：在水平层面，多微网间考虑相互合作交易。

各模式下效益如表 1—2 所示。其中模式 1 与模式 2 的对比，可知在考虑电价的不确定性问题上，使服务商的成本增加收益降低，这是由于应对电价的波动，提高抵抗能力而付出的代价。模式 2 即为本文所提综合考虑电价的不确定性和源荷的不确定性不确定性问题模型，由表 1 可知服务商一个周期内收益为 1 243. 167 7 元，系统在拥有较强风险应对能力的同时仍有不错的收益。本文充分考虑了服务商的收益，使其在服务人民方便大家的同时兼顾效益，在一年中有 365 个运行周期收益十分可观。

表 1 服务商双边交易的最小成本

Tab. 1 Minimum cost of bilateral transactions for service providers

模式	服务商与微网电 能交易总成本/元	服务商与大电网 电能交易成本/元	服务商总的 交易成本/元	服务商电能 交易收益/元
模式 1	25 224. 685 2	-27 534. 476 2	-2 309. 791 0	2 309. 791 0
模式 2	26 291. 308 5	-27 534. 476 2	-1 243. 167 7	1 243. 167 7

表 2 服务商与微网电能交易成本

Tab. 2 Electricity transaction costs of service providers and microgrids

模式	微网 1 成本/元	微网 2 成本/元	微网 3 成本/ 元	微网群总 成本/%
模式 1	10 860. 583 7	3 207. 963 0	11 156. 138 6	100. 000 0
模式 2	16 073. 940 3	2 011. 032 7	8 206. 335 5	104. 228 5

微网 1、微网 2 及微网 3 在模式 4 的总成本比模式 3 的总成本, 分别降低了 1 228. 47 元、1 228. 93 元、1 229. 14 元, 同时体现出模式 4 即本文所提策略对收益分配的公平性。微网群整体成本降低了 3 686. 54 元, 为总成本的 7. 5% 效果显著。详情如表 3 所示。

表 3 微电网成本对比

Tab. 3 Cost comparison before and after microgrid cooperation

主体	模式 3	模式 4		
	不考虑微网间合 作的总成本/元	合作成本(不包 括微网间交易 成本)/元	微网间交易 成本/元	考虑合作的总 成本/元
微网 1	18 611. 093 9	19 075. 727 1	-1 693. 103 3	17 382. 623 8
微网 2	22 174. 511 2	18 144. 869 4	2 800. 711 1	20 945. 580 5
微网 3	8 439. 646 6	10 383. 294 0	-3 172. 789 9	7 210. 504 1
微网群	49 225. 251 7	47 603. 890 5	-2 065. 182 1	45 538. 708 4

5.5 策略结果分析

在本文所提策略下, 各微网的能量调度结果如图 14—16 所示, 以微网 2 的调度结果图 15 为分析对象进行简单说明。

在 0—6 时段期间: 由于处于夜间光伏无法发电, 负荷由燃气轮机, 从服务商购电, 微网储能放电来提供电能, 经过 0—1 时段储能的电能先释放完。因为此时段向其他微网的售电价大于从服务商的购电价, 所以微网 2 从服务商那里进购电能再出售给其他微网, 同样由于此时服务商电价较低在 5—6 时段给储能充电以应对后面时段的用电高峰时的高电价。

在 7—17 时段期间: 随着阳光强度的增加光伏

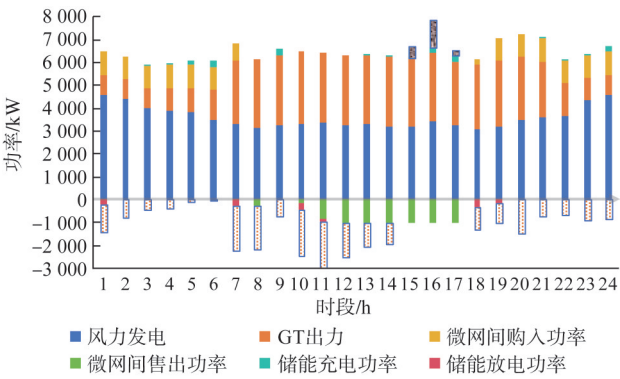


图 14 微网 1 调度方案

Fig. 14 Scheduling scheme of microgrid 1

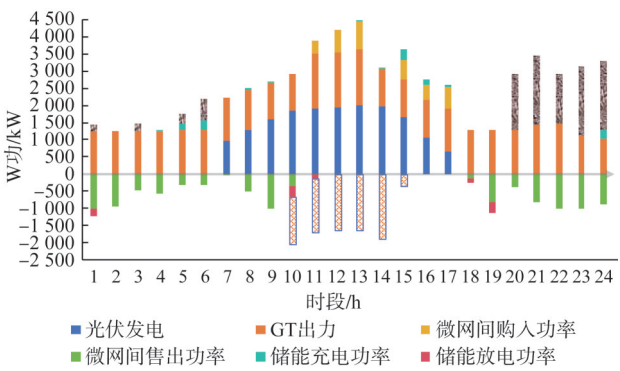


图 15 微网 2 调度方案

Fig. 15 Scheduling scheme of microgrid 2

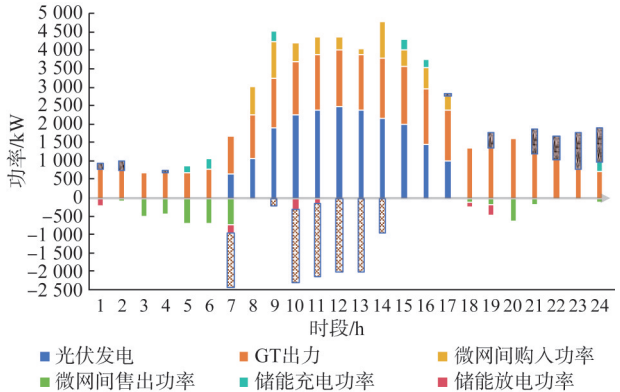


图 16 微网 3 调度方案

Fig. 16 Scheduling scheme of microgrid 3

出力也逐渐提高, 盈余电能出售给其他微网不仅避免了可再生能源的浪费还增加了收益。随着外电网负荷高峰的到来, 向服务商的售电价大大提高, 所以从微网间购入电能、燃气轮机出力以及储能放电出售给服务商从而赚取利益, 后面的 15—17 时段由于与服务商的售电价降低, 把电能给储能装置充

电以备后面高电价时段放电。

在 18—24 时段期间：与 0—6 时段比较相似，进入黑夜无光伏出力，主要由燃气轮机及从服务商购电来平衡负荷。由于从服务商的购电价格低于微网间出售价格，从服务商大量购电一部分用来平衡自身负荷，一部分用于出售给其他微网来获取收益。

微网系统中电、热负荷的优化结果如图 17—18 所示，各微网中电池储能运行曲线如图 19 所示。

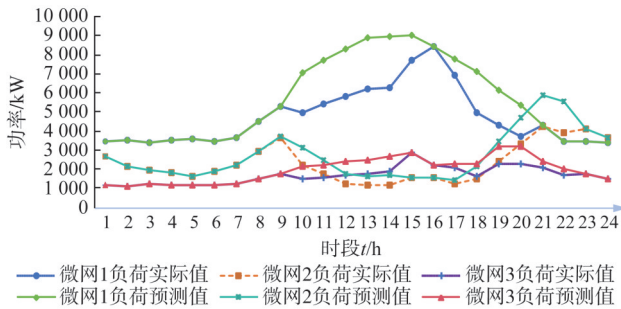


图 17 电负荷优化结果

Fig. 17 Power load optimization results of microgrid

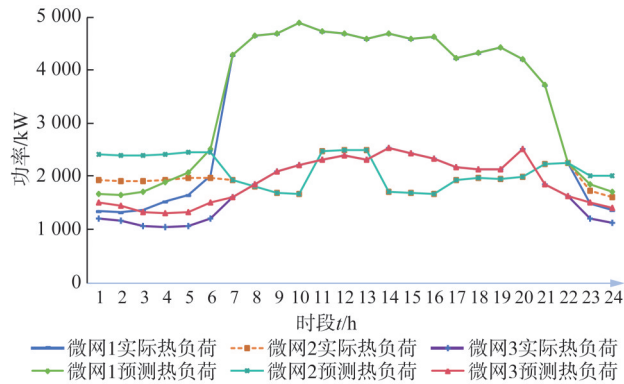


图 18 微网热负荷优化结果

Fig. 18 Heat load optimization results of microgrid

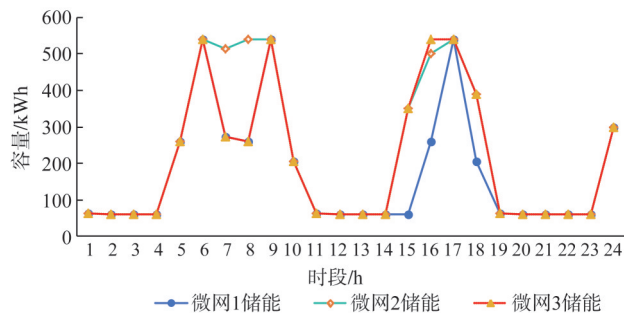


图 19 微网储能调度结果

Fig. 19 Energy storage scheduling results of microgrid

以微网 1 为例，对储能充放电策略分析。在 1—4 时段电负荷稳定，储能容量维持不变，由大部分风机发电和较小部分燃气轮机出力来平衡负荷；4—6 时段为了应对即将到来的早高峰用电负荷，储能快速充电，容量急速增长；6—8 时段快速释放电能，用于平衡用电负荷；8—9 时段储能接着充电，风机出力减小，燃气轮机逐渐成为平衡负荷的主要部分；9—11 时段储能放电到容量最低值；11—15 时段由于处于全天的负荷高峰，其电价较高不适合用来充电，储能能量基本维持不变；15—17 时段由于外部电价较低，此时对储能充电，在 17—19 时段高电价时储能放电，向外售出电能；23—24 时段风机发电较充裕，储能存储起来，在加以利用减少弃风量。

对微网 1 热能调度情况简要分析，从图 20 可知微网 1 主要由燃气轮机供热，0—6、22—24 时段为热负荷低谷时期，可调节相应柔性热负荷。图 21 中微网 1 在 7—21 时段耗气量较大，处于风力发电低负荷高的时期，燃气轮机作为电负荷平衡的主要承担者，同时产生的热量用于热负荷的平衡。

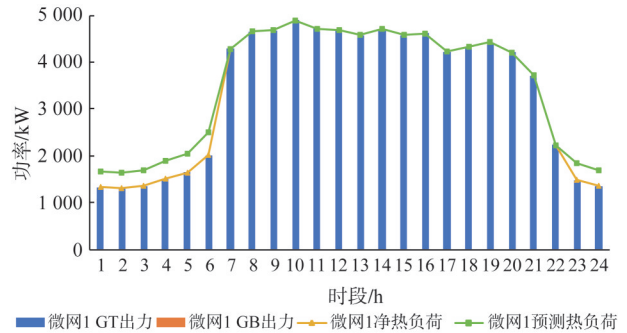


图 20 微网 1 热能调度结果

Fig. 20 Thermal energy scheduling results of microgrid 1

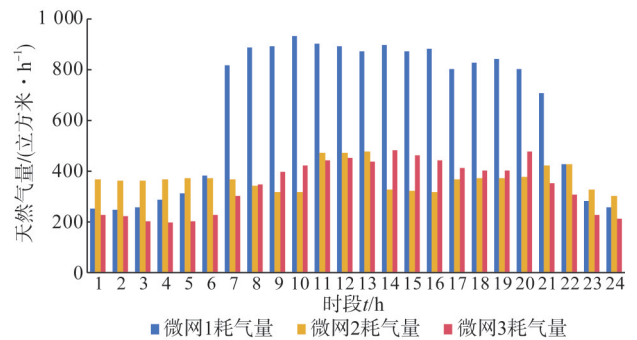


图 21 各微网耗气量情况

Fig. 21 Air consumption of each microgrid

6 结论

1)本文提出垂直、水平两个层面的优化方案,使电能传递过程的多个等级主体,以及微电网间交互关系都融合在内。本方案更加全面更加综合的优化各主体之间的电能交互,克服其他方案只优化单一主体,或不同主体割裂开来优化的不足。

2)本文所建立的主从博弈思路,较契合实际情况中服务商与微网之间交互关系,准确表达了他们之间利益的矛盾情况。在主从博弈机制下构建的分段鲁棒优化模型,有效解决了服务商与微网交易电价的不确定性问题,源荷的不确定性问题,以及对柔性负荷的需求响应问题。结果表明本文策略实现了可再生能源的全部消纳,得到利益冲突双方(服务商、微网)都满意的解决方案。使得服务商在电能交互中收益增加,微电网成本降低,增大各主体收益的同时提高了鲁棒优化的经济性。

3)本文通过B-C&CG算法求解分段鲁棒优化模型,具有很高的效率及很好的收敛性,把电价的不确定性问题放在第一阶段优化与源荷不确定性问题分开解决,突出了差异化调度的能力,提高了灵活性和应对风险的本领。

4)本文采用纳什谈判博弈模型分配微电网之间的利益,有效解决了分配不公问题,使得每个微电网都比较满意,通过合作交互每个微网的总成本都被降低,极大增强了微电网群之间相互合作的意愿及长期合作的黏性。

5)未来微电网与服务商的优化方向,将随着电力市场的不断成熟和电力体制改革的深化,深度探索多元化运营模式,构建公平高效的市场机制;推动与能源互联网的深度融合及多能互补系统的优化,实现多能互联互通;应用物联网、大数据技术实现智能化管理创新,同时加强跨领域合作,提供综合能源服务,以满足不同地域和应用场景的需求,促进资源的优化配置和效益最大化,推动微电网行业持续健康发展。

参考文献

[1] 符杨,邢馨月,李振坤,等.基于主从博弈的微电网群多阶段鲁棒优化规划[J].电力自动化设备,2022,42(4):1-8.
FU Yang, XING Xinyue, LI Zhong, et al. Multi-stage robust optimization planning for microgrid clusters based on the Stackelberg game[J]. Electric Power Automation Equipment,

2022, 42(4):1-8.
[2] 李媛,迟昆,王洲,等.基于强化学习的电-气-热多微网系统定价策略[J].南方电网技术,2024,18(1):94-101.
LI Yuan, CHI Kun, WANG Zhou, et al. Pricing strategy for electro-gas-thermal multi-microgrid systems based on reinforcement learning[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(1):94-101.
[3] 朱嘉远,刘洋,许立雄,等.考虑风电消纳的热电联供型微网日前鲁棒经济调度[J].电力系统自动化,2019,43(4):54-65.
ZHU Jiayuan, LIU Yang, XU Lixiong, et al. Day-ahead robust economic dispatch for CHP microgrids considering wind power accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(4):54-65.
[4] 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.
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.
[5] 佟新,胡存刚,芮涛.基于主从博弈的多微电网系统经济优化方法[J].中国电力,2019,52(6):68-76.
TONG Xin, HU Cungang, RUI Tao. Master-slave game based on economic optimization method of multi-microgrid system[J]. Electric Power, 2019, 52(6):68-76.
[6] 李咸善,王苗.考虑源荷不确定性的多微电网鲁棒优化调度与VCG机制竞价策略[J].电网技术,2023,47(6):2330-2345.
LI Xianshan, WANG Miao. Robust optimization dispatch and VCG mechanism bidding strategy for multi-microgrids considering source-load uncertainties[J]. Power System Technology, 2023, 47(6):2330-2345.
[7] 杜佳男,韩肖清,李廷钧,等.考虑电价不确定性和博弈欺诈行为的多微网电能合作运行优化策略[J].电网技术,2022,46(11):4217-4230.
DU Jianan, HAN Xiaoqing, LI Tingjun, et al. Optimization strategy for cooperative operation of multi-microgrid electricity considering price uncertainty and game fraud behavior[J]. Power System Technology, 2022, 46(11):4217-4230.
[8] 李咸善,丁胜彪,李飞,等.考虑水电调节费用补偿的风光水联盟优化调度策略[J].中国电力,2024,57(05):26-38.
LI Xianshan, DING Shengbiao, LI Fei, et al. Optimal dispatch strategy for wind-solar-hydropower alliances considering hydropower regulation cost compensation[J]. Electric Power, 2024, 57(5):26-38.
[9] 王守相,张齐,王瀚,等.高可再生能源渗透率下的区域多微网系统优化规划方法[J].电力自动化设备,2018,38(12):3338-3352.
WANG Shouxiang, ZHANG Qi, WANG Han, et al. Optimal planning method for regional multi microgrid system with high renewable energy penetration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12):3338-3352.
[10] 林顺富,刘持涛,李东东,等.考虑电能交互的冷热电区域多微网系统双层多场景协同优化配置[J].中国电机工程学报,2020,40(5):1409-1421.
LIN Shunfu, LIU Chitao, LI Dongdong, et al. Bilevel multiple scenarios collaborative optimization configuration of CCHP regional multi microgrid system considering power interaction among microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5):1409-1421.
[11] 卢强,陈来军,梅生伟.博弈论在电力系统中典型应用及若干展望[J].中国电机工程学报,2014,34(29):5009-5017.

- LU Qiang, CHEN Laijun, MEI Shengwei. Typical applications and prospects of game theory in power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5009 – 5017.
- [12] 赵敏, 沈沉, 刘锋, 等. 基于博弈论的多微电网系统交易模式研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(4): 848 – 857.
- ZHAO Min, SHEN Chen, LIU Feng, et al. A game-theoretic approach to analyzing power trading possibilities in multi-microgrids [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(4): 848 – 857.
- [13] LU X, LIU Z, MA L, et al. A robust optimization approach for optimal load dispatch of community energy hub[J]. Applied Energy, 2020, 259(C): 114195 – 114195.
- [14] ZHANG Bingying, LI Qiqiang, WANG Luhao, et al. Robust optimization for energy transactions in multi-microgrids under uncertainty[J]. Appl Energy 2018; 217: 346 – 360.
- [15] WU Chun, SHEN Zhuzheng, XI Dongliang, et al. An optimal scheduling strategy for peer-to-peer trading in interconnected microgrids based on RO and Nash bargaining [J]. Applied Energy, 2021(295): 1 – 10.
- [16] 陈健, 刘玉田, 张文, 等. 基于博弈论的配电网中多级微电网优化配置分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(1): 45 – 52.
- CHEN Jian, LIU Yutian, ZHANG Wen, et al. Optimal sizing analysis of multilevel microgrids in distribution network based on game theory [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 45 – 52.
- [17] 高扬, 张瀚超. 基于共享储能的冷热电多微电网系统两阶段鲁棒优化模型[J]. 电气应用, 2023, 42(7): 34 – 45.
- GAO Yang, ZHANG Hanxiao. Two-stage robust optimization model for combined cooling, heating and power (CCHP) multi-microgrid systems with shared energy storage [J]. Electrical Applications, 2023, 42(7): 34 – 45.
- [18] 宋晓通, 陈佳琪, 师芊芊. 多主体博弈背景下的综合能源微网优化调度[J]. 高电压技术, 2023, 49(8): 3163 – 3178.
- SONG Xiaotong, CHEN Jiaqi, SHI Qianqian. Multi-agent game-based optimal dispatch of integrated energy microgrids [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(8): 3163 – 3173.
- [19] 陈苏豪. 面向居民社区的综合能源系统运行优化技术研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2023.
- [20] 许东辉. 基于区块链的微网电力交易调度优化策略研究[D]. 天津: 天津理工大学, 2023.
- [21] 孙伟高. 电力系统的优化调度及源荷不确定性研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2020.
- [22] 翟俊义, 任建文, 周明, 等. 基于模糊多目标粒子群算法的热电联供型微网环境经济调度[J]. 华北电力大学学报(自然科学版). 2015. 42(5): 13 – 18, 32.
- ZHAI Junyi, REN Jianwen, ZHOU Ming, et al. Environmental-economic dispatch of combined heat and power microgrids using fuzzy multi-objective particle swarm optimization [J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2015, 42(5): 13 – 18, 32.
- [23] 徐艳春, 章世聪, 张涛, 等. 基于混合两阶段鲁棒的多微网合作优化运行[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 247 – 267.
- U Yanchun, ZHANG Shicong, ZHANG Tao, et al. Cooperative optimal operation of multi-microgrids based on hybrid two-stage robust method [J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 247 – 267.
- [24] 崔明勇, 宣名阳, 卢志刚, 等. 基于合作博弈的多综合能源服务商运行优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(10): 3548 – 3564.
- CUI Mingyong, XUAN Mingyang, LU Zhigang, et al. Operation optimization strategy of multi integrated energy service companies based on cooperative game theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10): 3548 – 3564.
- [25] MAHARJAN S, ZHU Quanyan, ZHANG Yan, et al. Dependable demand response management in the smart grid: a Stackelberg game approach [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(1): 120 – 132.
- [26] 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.
- [27] 李敏, 程杉, 陈梓铭, 等. 多微电网系统优化调度的混合博弈模型及求解[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(12): 12 – 19.
- LI Min, CHENG Shan, CHEN Ziming, et al. Hybrid game model and its solution for optimal dispatch of multi-microgrid systems [J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2023, 35(12): 12 – 19.
- [28] 程杉, 陈梓铭, 王瑞, 等. 基于混合博弈的多微电网双层协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8): 41 – 46.
- CHENG Shan, CHEN Ziming, WANG Rui, et al. Double-layer coordinated optimal dispatching of multi-microgrid based on mixed game [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 41 – 46.
- [29] NAWAZ Arshad, ZHOU Min, WU Jing, et al. A comprehensive review on energy management, demand response, and coordination schemes utilization in multi-microgrids network[J]. Apply Energy 2022(323): 119596.
- [30] MOHADESE M, HAMID K, SHAHRAM J. A cooperative game approach for energy management of interconnected microgrids [J]. Electric Power Systems Research, 2022(213): 1 – 10.
- [31] 王琦, 李宁, 顾欣, 等. 考虑碳减排的综合能源服务商合作运行优化策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(7): 131 – 140.
- WANG Qi, LI Ning, GU Xin, et al. Optimization strategy for cooperative operation of integrated energy service providers considering carbon emission reduction [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(7): 131 – 140.
- [32] 芮涛, 李国丽, 王群京, 等. 配电侧多微电网日前电能交易纳什议价方法[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2576 – 2583.
- RUI Tao, LI Guoli, WANG Qunjing, et al. Nash bargaining method for multi-microgrid energy trading in distribution network [J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2576 – 2583.

收稿日期: 2024-03-01; 网络首发日期: 2025-02-26

作者简介:

员柏(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为微电网经济调度, 1459703533@qq.com;

吴成明(1968), 男, 通信作者, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统仿真、计算机应用等, wchm888@sohu.com;

叶咏(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度, 2371456797@qq.com。