

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230448

含共享储能的微电网群分布鲁棒博弈优化调度方法

臧云帆¹, 夏晟², 李嘉文¹, 杨程¹, 李珂¹, 刘诚³, 崔昊杨¹

(1. 上海电力大学电子与信息工程学院, 上海 200090; 2. 国网浙江省宁波市奉化区供电公司, 浙江 宁波 315500;
3. 长沙市泓泽电力技术有限公司, 湖南 长沙 410015)

摘要: 共享储能作为一种新兴的储能方案, 有助于微电网内部新能源的消纳并降低运行成本, 释放微电网作为独立的利益相关者的资源共享潜力。而传统的共享储能和微电网间的互联忽略了各主体交易的信息隐私问题, 且合作策略往往不能实现合理的利益分配。为此, 提出了一种含有共享储能的微电网群分布鲁棒博弈优化调度方法。首先, 建立了具有多种能量形式的微电网模型以及共享储能模型。其次, 为降低风光出力不确定性对系统经济性的影响, 采用分布鲁棒优化理论对其进行处理, 求解最恶劣概率分布下的运行策略。最后, 基于纳什谈判理论, 建立了共享储能与微电网系统的联合运行模型, 并利用具有良好收敛性与私密性的交替方向乘法将模型分解为联合系统运行成本最小化问题和系统内部电能交易谈判问题进行求解。通过合作前后对比分析, 所提方法使得微电网运行成本分别降低了2.99%、4.90%和4.27%, 说明所提方法能够在有效应对风光出力不确定性的同时降低各主体的运行成本, 使系统兼具灵活性与经济性。

关键词: 共享储能; 分布鲁棒优化; 纳什谈判; 微电网

A robust game optimization scheduling method for shared energy storage micro electric network group distribution

ZANG Yunfan¹, XIA Sheng², LI Jiawen¹, YANG Cheng¹, LI Ke¹, LIU Cheng³, CUI Haoyang¹

(1. College of Electronics and Information Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;
2. State Grid Zhejiang Ningbo Fenghua District Power Supply Company, Ningbo 315500, China;
3. Changsha Hongze Power Technology Co., Ltd., Changsha 410015, China)

Abstract: Shared energy storage, as an emerging energy storage solution, helps to integrate renewable energy sources within microgrids and reduce operational costs, unleashing the potential for resource sharing among independent stakeholders in the microgrid. However, traditional approaches to shared energy storage and interconnection between microgrids overlook the issue of information privacy in transactions among entities, and cooperative strategies often fail to achieve fair benefit allocation. To address this, a distributed robust game-theoretic optimization scheduling method is proposed for microgrid clusters with shared energy storage. First, a microgrid model with multiple energy forms and a shared energy storage model are established. Second, to mitigate the impact of uncertain wind and solar power outputs on system economics, robust optimization theory is applied to handle uncertainty and solve for the worst-case probability distribution of operational strategies. Finally, based on the Nash bargaining theory, a joint operation model for shared energy storage and microgrid systems is developed, and the model is decomposed into two sub-problems: minimizing the joint system operational cost and negotiating internal electricity transactions within the system, using the alternating direction method of multipliers with good convergence and privacy properties. Through comparative analysis before and after cooperation, the proposed method reduces microgrid operational costs by 2.99%, 4.90%, and 4.27%, respectively, demonstrating its effectiveness in addressing wind and solar power uncertainty while reducing operational costs for all stakeholders, achieving both flexibility and economic efficiency in the system.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52177185).

Key words: shared energy storage; distributed robust optimization; Nash negotiations; microgrid

0 引言

目前, 储能仍面临投建成本高、设备利用率低、容量定制困难等问题, 近年产生的共享经济模式可为上述问题的解决提供新思路。2021年7月, 在《关于加快推进新型储能发展的指导意见》^[1]中, 鼓励共享型储能(shared energy storage, SES)的探索建设。当前国内多个省市地区也推出了共享储能、云储能等创新商业模式的发展^[2-3]。储能系统依据需求特性可分为功率型储能系统与容量型储能系统等类型^[4], 在储能辅助快速调频等短时环境下使用功率型储能系统^[5], 在削峰填谷、能源平衡等中长时间环境下使用容量型储能系统^[6]。相对于单微网的有限调度能力, 多微网连接实现能源共享可极大促进新能源的就地消纳。通过 SES 系统与多个微网互联, 不仅可在风光出力不确定场景下保障微网群的平稳运行, 还可以提升微网系统的经济性。然而, 由于 SES 和储能系统属于不同的利益群体, 其复杂利益关系将对整体系统的调控带来较大影响, 因此实现多微网和 SES 系统的协同运行不仅要考虑系统内部可再生能源的不确定性问题, 还需要考虑利益分配问题。

目前, 在解决微电网群内部的不确定性问题时, 常采用随机规划方法(stochastic optimization, SO)^[7-9]和鲁棒优化方法(robust optimization, RO)^[10-12]。在采用 SO 处理包含新能源发电和电力需求的不确定性的优化问题时, 其中不确定性的概率分布将被假定为确定概率, SO 的最优解对概率分布很敏感, 同时研究者手中的历史数据量通常是有限的, 采用 SO 会导致一定的误差。文献[13]通过多场景随机优化的方法, 提出考虑储能寿命的风电场配储方案; 文献[14]通过构建新能源预测误差分布特性的潜在期望风险评估模型, 以风险成本最小化为目标进行求解。RO 是在最坏的情况下进行目标的优化, 而新能源发电发生最坏情况的概率极低, 于是采用 RO 进行优化会导致成本的显著提高, 因此, RO 方法通常被认为过于保守。文献[15]将储能与考虑寿命机组组合建模进行优化求解, 为应对运行的不确定性, 考虑机组寿命的鲁棒规划模型; 文献[16]以减少弃风和切负荷作为优化目标, 建立了电网侧的鲁棒配置模型。通过对上述两种方法优缺点的考虑, 得到一种近几年受到广泛关注的分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)^[17]方法。DRO 考虑由数据构造的不确定集中最坏情况的概率分布, 它比 SO 更可靠, 并且比 RO 保守性低。文献[18]提出一种基于数据驱动的 DRO 水光蓄联合优化方法, 形成最优调度计划。文献[19]以成本

最小为目标, 利用矩不确定性建立 DRO 不确定集, 解决风电不确定性和能源成本问题; 文献[20]利用场景聚类的方法处理主动配电网中的不确定性问题。

针对上述问题, 提出一种考虑风光出力不确定性的基于纳什谈判理论的多微网联合 SES 的经济运行模型。联合系统内的参与者通过纳什谈判达成合作联盟, 使系统内实现能量共享, 同时保证系统内各主体的信息安全。本文主要工作如下:

1) 构建微网内部的运行结构, 以微网经济运行为目标, 采用冷热电联产与可再生能源设备, 提高微网运行效益。同时通过有效利用风光出力的历史数据构建分布鲁棒优化模型, 建立基于综合范数的风光场景不确定集, 并利用列和约束生成算法进行求解。

2) 将分布鲁棒优化方法与纳什谈判相结合, 优化微网与 SES 联合运行策略, 实现最优能量交易, 不仅可增强系统的鲁棒性和稳定性, 还能使系统在不确定环境下应对外部扰动和变化, 提高系统的可靠性和可持续性。

3) 通过将原问题分解为系统效益最大和电能交易支付两个子问题, 实现了微网内部从自主优化到能量共享协调的过程。为保障微网群与 SES 系统间的交易安全性, 采用交替方向乘子法实现分布式求解, 保证了各主体获得公平的利益分配, 提升了各主体参与的积极性。最后, 通过仿真分析, 验证所提模型及方法的有效性。

1 微电网群与共享储能系统框架

以微网经济运行为目标, 构建了微网内部运行结构。本文构建的微网群-SES 联合系统如图 1 所示。

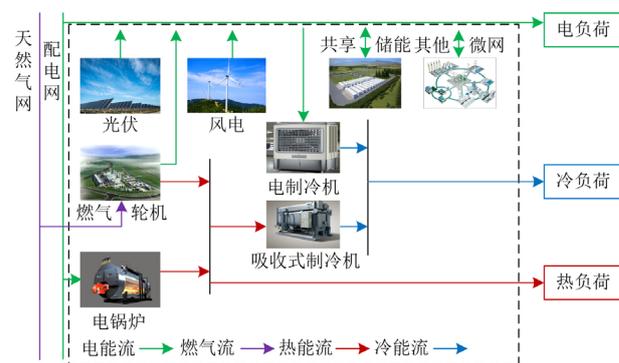


图 1 微网群-SES 联合系统

Fig. 1 The microgrid group-SES system

由图 1 可知, 该系统内部包含的主要设备有: 风力发电机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、微型燃气轮机(gas turbine, GT)、电锅炉(electric

boiler, EB)以及由吸收型制冷机(absorption chiller, AC)和电制冷设备(electric refrigerator, EC)组成的制冷设备等。微网群内部有电负荷、热负荷、冷负荷3种负荷类型。微网除了与SES交互外,还可向上级电网与天然气网购置能源。本文构建的广义SES系统,包括由蓄电池为代表的实际储能以及需求响应构成的虚拟储能共同构成。SES系统可为微网群提供成本更小的储能服务,提升系统整体效益。

1.1 主要设备模型

GT通过消耗天然气产生电能的同时,通过燃烧产生热能,可将热能回收利用,实现能量的梯级利用,因此模型表示为

$$\begin{cases} P_{GT,i}(t) = \eta_{GT} H_{LNG} F_{GT,i}(t) \\ H_{GT,i}(t) = \eta_{GT,h} (1 - \eta_{GT}) H_{LNG} F_{GT,i}(t) \\ P_{GT,min} \leq P_{GT,i}(t) \leq P_{GT,max} \\ H_{GT,min} \leq H_{GT,i}(t) \leq H_{GT,max} \\ C_{gas,i} = \sum_{t=1}^{24} \sigma_{gas} \cdot \frac{P_{GT,i}(t)}{\eta_{GT} H_{LNG}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{GT,i}(t)$ 和 $H_{GT,i}(t)$ 分别为GT某时刻的发电量和制热量; η_{GT} 和 $\eta_{GT,h}$ 分别为GT发电效率与制热效率; H_{LNG} 为天然气热值; $F_{GT,i}(t)$ 为天然气消耗量; $P_{GT,max}$ 、 $P_{GT,min}$ 分别为GT发电的功率上下限; $H_{GT,max}$ 、 $H_{GT,min}$ 分别为GT发热的功率上下限; $C_{gas,i}$ 为消耗天然气的成本; σ_{gas} 为天然气单价。

EB通过电能获得热量,其发热功率与约束条件如式(2)所示。

$$\begin{cases} H_{EB,i}(t) = \eta_{EB} P_{EB,i}(t) \\ H_{EB,min} \leq H_{EB,i}(t) \leq H_{EB,max} \\ P_{EB,min} \leq P_{EB,i}(t) \leq P_{EB,max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $H_{EB,i}(t)$ 和 $P_{EB,i}(t)$ 分别为EB某时刻输出热能量与电能量; η_{EB} 为发热效率; $H_{EB,max}$ 和 $H_{EB,min}$ 分别为热功率上下限; $P_{EB,max}$ 和 $P_{EB,min}$ 分别为EB电功率上下限。

由于GT与EB会产生热量,多余热量将通过AC与EC进行吸收。

$$\begin{cases} E_{AC}(t) = H(t) \eta_{AC} \\ E_{EC}(t) = P_{EC}(t) \eta_{EC} \\ P_{EC,min} \leq P_{EC,i}(t) \leq P_{EC,max} \\ P_{AC,min} \leq P_{AC,i}(t) \leq P_{AC,max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $E_{AC}(t)$ 和 $H(t)$ 分别为某时刻AC输出的冷功率和吸热功率; η_{AC} 为冷热转换效率; $E_{EC}(t)$ 和 $P_{EC}(t)$ 分别为某时刻EC输出的冷功率和耗电功率;

η_{EC} 为电-冷转换效率; $P_{EC,i}(t)$ 和 $P_{AC,i}(t)$ 分别为EC和AC某时刻输出的冷功率; $P_{EC,max}$ 和 $P_{EC,min}$ 分别为EC输出冷功率的上下限; $P_{AC,max}$ 和 $P_{AC,min}$ 分别为AC输出功率的上下限。

1.2 SES系统模型

SES系统模型主要包括储能充放电约束、SES荷电状态约束和电功率平衡约束等。

SES充放电约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch}(t) \leq P_{ch,max} \\ 0 \leq P_{dis}(t) \leq P_{dis,max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{ch}(t)$ 和 $P_{dis}(t)$ 分别为某时刻SES的充、放电功率; $P_{ch,max}$ 和 $P_{dis,max}$ 分别为SES系统充、放电最大功率。

SES荷电状态约束为

$$E_{SES}(t) = E_{SES}(t-1) + (\delta_{ch} P_{ch}(t) - \frac{P_{dis}(t)}{\delta_{dis}}) \quad (5)$$

$$E_{SES}(0) = E_{SES}(T) \quad (6)$$

$$E_{SES,min} \leq E_{SES}(t) \leq E_{SES,max} \quad (7)$$

式(5)表示SES系统荷电状态约束, $E_{SES}(t)$ 表示某一时刻SES的容量; $E_{SES}(t-1)$ 表示SES上一时刻的容量; δ_{ch} 和 δ_{dis} 分别表示SES系统充、放电效率。式(6)表示SES系统在一个周期内的始末容量一致, $E_{SES}(0)$ 和 $E_{SES}(T)$ 分别表示SES系统在0时刻和周期时刻的容量值。式(7)表示SES系统容量约束, $E_{SES,min}$ 和 $E_{SES,max}$ 分别为SES系统最小和最大容量。

SES电功率约束为

$$P_{dis}(t) - P_{ch}(t) - P_{MG,i}(t) - P_{grid}(t) = 0 \quad (8)$$

$$0 \leq P_{dis}(t) \perp P_{ch}(t) \geq 0, \forall t \quad (9)$$

式(8)表示SES系统与微网和上级电网间电功率交互平衡, $P_{MG,i}(t)$ 和 $P_{grid}(t)$ 分别为微电网和上级电网某时刻的功率; 式(9)表示SES系统在同一时刻,不能同时进行充电和放电动作。

1.3 需求响应模型

通过对微网内部负荷需求进行建模,在不影响正常用能情况下对用能策略进行灵活调节,能有效提高微网运行的经济性。

1) 需求响应成本如式(10)所示。

$$C_{DR} = \varphi_{tran} \sum_{t=1}^{24} (|P_{tran,i}(t)|) + \varphi_{cut} \sum_{t=1}^{24} P_{cut,i}(t) \quad (10)$$

式中: C_{DR} 为需求响应费用; φ_{tran} 和 φ_{cut} 分别为负荷转移与削减的补偿单价; $P_{tran,i}(t)$ 和 $P_{cut,i}(t)$ 分别为 t 时刻某微网的可转移负荷和可削减负荷。

2) 需求响应约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{cut},i}(t) \leq P_{\text{cut},i,\text{max}} \\ -k_{\text{tran}} P_{\text{Load},i}(t) \leq P_{\text{tran},i}(t) \leq k_{\text{tran}} P_{\text{Load},i}(t) \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{cut},i,\text{max}}$ 为可削减负荷的上限; $P_{\text{Load},i}(t)$ 为 t 时刻总负荷; k_{tran} 为可转移负荷比例系数。

1.4 其他约束条件

1) 其他设备出力约束

$$0 \leq P_{\text{PV},i}(t) \leq P_{\text{PV},\text{max}} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{\text{WT},i}(t) \leq P_{\text{WT},\text{max}} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{PV},i}(t)$ 和 $P_{\text{WT},i}(t)$ 分别表示光伏和风机某时刻的出力情况; $P_{\text{PV},\text{max}}$ 和 $P_{\text{WT},\text{max}}$ 分别表示光伏和风机的最大出力。

2) 向上级电网购电约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{buy,grid},i}(t) \leq \omega_{\text{buy,grid},i}(t) P_{\text{buy,grid},i,\text{max}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{sell,grid},i}(t) \leq \omega_{\text{sell,grid},i}(t) P_{\text{sell,grid},i,\text{max}}(t) \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{buy,grid},i}(t)$ 和 $P_{\text{sell,grid},i}(t)$ 分别为某微网向上级电网购、售电量; $\omega_{\text{buy,grid},i}(t)$ 和 $\omega_{\text{sell,grid},i}(t)$ 分别为购、售电状态变量; $P_{\text{buy,grid},i,\text{max}}(t)$ 和 $P_{\text{sell,grid},i,\text{max}}(t)$ 分别为某微网向上级电网购、售电上限。

3) 微网群-SES 系统电价约束

为保证系统内各主体利益, 假设 SES 系统与微网间的交易价格大于向上级电网的售电价格。

$$\lambda_{\text{grid,buy}}(t) \leq \gamma_i(t) \quad (15)$$

式中: $\lambda_{\text{grid,buy}}(t)$ 为某时刻微网向上级电网的售电价格; $\gamma_i(t)$ 为某时刻 SES 系统向微网的交易价格。

1.5 运维成本函数

运维成本如式(16)所示。

$$\begin{cases} C_{\text{MG,op},i} = \sum_{i=1}^N \varphi_i P_i \\ C_{\text{SES,op}} = \sum_{t=1}^{24} v_{\text{SES}} (C_{\text{SES,sell}} + C_{\text{SES,buy}}) \end{cases} \quad (16)$$

式中: $C_{\text{MG,op},i}$ 为某微电网设备的运维费用; $C_{\text{SES,op}}$ 为 SES 设备的运维费用; N 为微网中的设备总数; φ_i 为微网内各设备的单位维护费用; P_i 为微网内部设备出力量; v_{SES} 为单位电功率传输费用; $C_{\text{SES,buy}}$ 和 $C_{\text{SES,sell}}$ 分别为 SES 系统的购、售电金额。

1.6 目标函数

本文建立了微电网群与上级电网交互成本和 SES 系统充放电成本的综合成本最小化为目标函数, 具体如式(17)所示。

$$\begin{cases} C_1 = C_{\text{MG,buy},i} - C_{\text{MG,sell},i} \\ C_2 = C_{\text{MG,in},i} + C_{\text{SES}} \\ C_{\text{MG,in},i} = C_{\text{MG,op},i} + C_{\text{DR}} + C_{\text{gas}} \\ C_{\text{MG},i} = C_1 + C_2 - C_{\text{SES}} \\ C_{\text{MG,buy},i} = \sum_{t=1}^{24} (C_{\text{grid,buy}} + C_{\text{SES,buy}}) \\ C_{\text{grid,buy}} = \sum_{t=1}^{24} \psi_{\text{grid,buy}}(t) P_{\text{grid,buy},i}(t) \\ C_{\text{SES,buy}} = \sum_{t=1}^{24} \gamma_i(t) P_{\text{SES,buy},i}(t) \\ C_{\text{MG,sell},i} = \sum_{t=1}^{24} (C_{\text{grid,sell}} + C_{\text{SES,sell}}) \\ C_{\text{SES,sell}} = \sum_{t=1}^{24} \gamma_i(t) P_{\text{SES,sell},i}(t) \\ C_{\text{grid,sell}} = \sum_{t=1}^{24} \psi_{\text{grid,sell}}(t) P_{\text{grid,sell},i}(t) \\ C_{\text{SES}} = C_{\text{SES,op}} + C_{\text{SES,sell}} - C_{\text{SES,buy}} \end{cases} \quad (17)$$

式中: C_1 表示微网购售电金额之差; C_2 表示某微网内部费用与使用 SES 费用之和; $C_{\text{MG,buy},i}$ 和 $C_{\text{MG,sell},i}$ 分别为某微网购、售电金额; C_{SES} 为 SES 系统运行成本; $C_{\text{MG,in},i}$ 和 $C_{\text{MG,op},i}$ 分别为某微网内部总运行费用与设备运行成本; C_{gas} 为某微网内部设备购气费用; $C_{\text{MG},i}$ 为某微网总运行费用; $C_{\text{grid,buy}}$ 和 $C_{\text{SES,buy}}$ 分别为上级电网和 SES 系统购电费用; $C_{\text{SES,sell}}$ 和 $C_{\text{grid,sell}}$ 分别为 SES 系统和上级电网的售电费用; $\psi_{\text{grid,buy}}(t)$ 和 $\psi_{\text{grid,sell}}(t)$ 分别为某时段上级电网购、售电价格; $P_{\text{grid,buy},i}(t)$ 、 $P_{\text{grid,sell},i}(t)$ 、 $P_{\text{SES,buy},i}(t)$ 和 $P_{\text{SES,sell},i}(t)$ 分别为上级电网和 SES 系统的购、售电量。

根据上述公式可得到分布鲁棒优化调度模型为

$$\min \left\{ C_1 + \max_{\{p_s\}} \left[\sum_{s=1}^K p_s \cdot \min(C_2) \right] \right\} \quad (18)$$

式中: p_s 为第 s 个离散风光出力场景的概率; $\{p_s\}$ 为风光出力的决策变量集合。式(18)为一个典型的 min-max-min 的三层两阶段鲁棒优化模型。本文中采用分布鲁棒的方法求解该模型, 相较于传统的鲁棒优化算法保守性过强的缺点, 本方法首先通过内层 max-min 函数对风光出力场景进行寻优, 之后求解离散场景中风光出力最差的概率分布, 最终获得期望的最大值, 并将最大值加入目标函数。

2 基于综合范数的风光场景不确定集

本文所述的此类 min-max-min 的三层两阶段鲁

棒优化模型,是一种适用于多离散场景的模型,可避免对风光出力的概率密度信息进行直接描述。首先假设其存在 A 个风光出力的场景,通过聚类法^[21-22]对其进行筛选,可得到 K 个离散场景、典型风光出力的场景 $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_k\}$ 以及各场景的初始概率分布情况 $P = \{p_0, p_1, \dots, p_k\}$ 。然后,由于风光出力不可控,则实际的概率分布 P_R 与初始概率分布 P 之间会有一定的偏差。所以,除上述约束条件之外,本文引入综合范数条件对风光出力场景进行约束。综合范数约束从两方面对风光出力场景进行描述,1-范数所构建的不确定集根据风光出力的全部场景概率分布的总波动程度对其进行不确定性的描述, ∞ -范数的不确定集从概率的最大波动程度对其不确定性进行描述。相比单一范数的方法,本方法避免了某些极端情景。具体描述方法见附录 A。

3 两阶段分布鲁棒优化模型求解

本文采用可并行计算的行列生成算法(column-and-constraint generation, C&CG)算法^[23]求解本文所提两阶段分布鲁棒优化调度模型。第一阶段,根据风光出力和负荷的预测信息,针对微电网群与上级电网购、售电交互计划进行决策;第二阶段,根据风光出力的实际数据,求解在实际场景下,微电网群内部出力与 SES 系统出力调整。C&CG 算法将所提两阶段鲁棒模型分解成两个问题进行迭代求解,采用 C&CG 算法时,无须对变量进行对偶转换,避免计算步骤中出现非线性项。第一阶段的求解如式(19)所示。

$$\begin{cases} \min_{x \in X, y_0 \in (x, \xi_0), y_s^{(m)} \in Y(x, \xi_s), L} C_1(x, y_0, \xi_0) + L \\ \sum_{s=1}^K p_s^{(m)} C_2(y_s^{(m)}, \xi_s) \leq L, \forall m = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (19)$$

式中: x 为阶段 1 的决策变量; X 为阶段 1 离散变量的集合; Y 为阶段 2 连续决策变量的集合; y_0 为阶段 2 的初始决策变量; ξ_0 为风光出力的初始预测值; ξ_s 是第 s 个离散场景下的风光出力; $p_s^{(m)}$ 为第 s 个场景下发生的概率; $y_s^{(m)}$ 为第 s 个场景下第 m 次迭代后的阶段 2 决策变量; m 为迭代次数; L 为引入的辅助变量,表示子问题预估值。在第一阶段的决策变量 x 给定的情况下,在第二阶段中寻找最恶劣的风光出力概率分布,为模型提供上界值,并代入第一阶段进行迭代计算。第二阶段求解方法可表示为

$$L(x^*) = \max_{P_s \in \Omega} \sum_{s=1}^K p_s \min_{y_s \in Y(x^*, \xi_s)} C_2(y_s, \xi_s) \quad (20)$$

式中, $L(x^*)$ 为最优出力调整策略, x^* 为满足残差

所输出的最优策略; Ω 为综合范数可行域; y_s 为第 s 个场景下第 2 阶段决策变量。

由于风光出力场景之间没有关联,可并行求解,式(20)可改写为式(21)。

$$L(x^*) = \max_{P_s \in \Omega} \sum_{s=1}^K p_s \cdot f(x^*, \xi_s) \quad (21)$$

式中, $f(x^*, \xi_s)$ 为式(20)中的内层 \min 函数。之后通过两阶段的不断迭代计算,更新结果,直到满足残差 ε 的要求。

4 微网群-SES 系统的纳什谈判模型

目前,常用的成本分摊方法包括:主从博弈^[24]、Shapley 值法^[25]、Owen 值法^[26]和纳什谈判^[27]等,传统的 Shapley 值分配思想只考虑了各主体对联盟的单一贡献,忽略了各主体在联盟其他方面做出的贡献,而主从博弈分为领导者和参与者,在行动上先后顺序,与本文的研究不符。而纳什谈判的方法可帮助合作者之间实现资源的公平分配,并对合作联盟内部存在利益冲突的主体进行相互协调,加强联盟合作。纳什谈判原理见附录 A。

4.1 微网群-SES 系统的纳什谈判模型转换

纳什谈判是一个非凸非线性且含有多变量耦合的问题,可将纳什谈判的标准模型转化为两个子问题:微网联盟成本最小化问题和成本分配问题,对两个问题进行依次求解,转化过程见文献[28],由于篇幅原因,本文中不再赘述。

子问题 1: 微网群-SES 系统成本最小化问题。

求解系统整体成本最小化的问题可等价于联盟效益最大化问题,联盟合作所节约的成本即为收益。

$$\begin{cases} \max C_{MG,i} + C_{SES} \\ \text{s.t. } C_{SES} = -(C_{SES,op} + C_{SES,sell} - C_{SES,buy}) \\ C_{MG,i} = -(C_1 + C_2 - C_{SES}) \\ \text{式(3)一式(23)} \end{cases} \quad (22)$$

子问题 2: 微网群-SES 系统电能交易谈判问题

$$\begin{cases} \min -[\sum_{i \in n} \ln(C_{SES}^* + C_{SES,sell} - C_{SES,buy} - C_{SES,0}) + \\ \ln(-C_{MG,i}^* - C_{MG,SES,i} + C_{MG,i,0})] \\ \text{s.t. } C_{MG,SES,i} = \gamma_i(t)(P_{SES,buy,i}(t) - P_{SES,sell,i}(t)) \\ C_{SES}^* + C_{SES,sell} - C_{SES,buy} - C_{SES,0} \geq 0 \\ C_{MG,i,0} - C_{MG,i}^* - C_{MG,SES,i} \geq 0 \\ \text{式(3)一式(23)} \end{cases} \quad (23)$$

式中: n 为参与谈判的主体的集合; $C_{MG,SES,i}$ 为微网与 SES 系统交易金额; $C_{MG,i,0}$ 为微网参与合作前的最优运行效益; C_{SES}^* 和 $C_{MG,i}^*$ 是对子问题 1 求解得到

的最优解。通过式(22)和式(23)可求得系统内各主体间的最优电能交易量及电能交易额。

4.2 纳什谈判模型求解

交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)具有求解速度快、收敛性好且可保护谈判各主体的隐私等众多优点^[29], 故本文使用 ADMM 求解上述两个子问题。对于问题 1 的求解可借助 Matlab2021a 中使用商业求解器 Cplex、数学优化求解器 Mosek 和 Yalmip 工具箱进行求解。通过求解可得到微网与 SES 系统间的最佳期望交易量, 之后利用 ADMM 算法对子问题 2 进行求解, 构建式(23)的增广拉格朗日函数, 并引入辅助变量对其进行解耦, 如式(24)和式(25)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \left\{ \begin{array}{l} - \left[\sum_{i \in n} \ln(C_{SES}^* + C_{SES, sell} - C_{SES, buy} - C_{SES, 0}) + \right. \\ \sum_{i \in n} \sum_{t=1}^{24} \chi_i(t)(\gamma_i(t) - \gamma_i^*(t)) + \\ \left. \sum_{i \in n} \left(\frac{\theta_i}{2} \sum_{t=1}^{24} \|\gamma_i(t) - \gamma_i^*(t)\|_2^2 \right) \right] \\ \text{s.t. } C_{SES}^* + C_{SES, sell} - C_{SES, buy} - C_{SES, 0} \geq 0 \\ \lambda_{grid, buy}(t) \leq \gamma_i(t) \end{array} \right\} \end{array} \right. \quad (24)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \left[-\ln(-C_{MG, i}^* - C_{MG, SES, i} + C_{MG, i, 0}) + \sum_{t=1}^{24} \chi_i(t)(\gamma_i(t) - \gamma_i^*(t)) + \frac{\theta_i}{2} \sum_{t=1}^{24} \|\gamma_i(t) - \gamma_i^*(t)\|_2^2 \right] \\ \text{s.t. } C_{MG, i, 0} - C_{MG, i}^* - C_{MG, SES, i} \geq 0 \\ \lambda_{grid, buy}(t) \leq \gamma_i^*(t) \end{array} \right. \quad (25)$$

式中: $\chi_i(t)$ 为拉格朗日乘子; θ_i 为惩罚因子; $\gamma_i^*(t)$ 为微网向 SES 系统的交易价格。式(24)和式(25)分别为 SES 系统和微网各自的电能交易价格优化模型。

5 仿真分析

文中仿真考虑 3 个微网组成的微电网群与 SES 系统之间的优化问题, 下文表示为 MG1、MG2 和 MG3, 各微网内设备参数见附录 B 表 B1, SES 系统的容量为 2000 kWh, 最大充放电功率为 500 kW, 上级电网电价见表 1。本文基于 200 个风光出力数据采用聚类法得到其典型场景, 设定典型场景的数量为 10 个, 置信度为 99.9%。

5.1 4 种方案对比

为验证本文所用方法, 设定以下 4 个方案, 在

保持其他参数不变的前提下进行对比, 所得结果如表 2 所示。

表 1 上级电网电价

时间段	购电电价/(元/kWh)	售电电价/(元/kWh)
07:00—11:00	0.75	0.4
14:00—18:00		
11:00—14:00	1.2	0.6
18:00—22:00		
22:00—07:00	0.4	0.2

表 2 4 种方案结果对比

Table 2 Comparison of results of four schemes

所用方案	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
SES 成本	-0.160	0	-0.203	-0.042
MG1 成本	5.196	5.356	4.976	5.386
MG2 成本	3.107	3.267	2.896	3.489
MG3 成本	3.587	3.748	3.345	3.946

方案 1: 考虑源荷不确定性, 采用分布鲁棒优化方法, 含有共享储能(本文方法)。

方案 2: 考虑源荷不确定性, 采用分布鲁棒优化方法, 不含共享储能。

方案 3: 考虑源荷不确定性, 采用随机优化方法, 含有共享储能。

方案 4: 考虑源荷不确定性, 采用鲁棒优化方法, 含有共享储能。

从表 2 分析可知, 同样采用分布鲁棒优化方法, 相比于没有共享储能的方案 2, 本文所采用的方案 1 可不同程度降低各微电网的运行成本, 同时共享储能还可从中收益, 体现出共享储能对微电网群的可持续运行和经济性都具有重要意义。

将方案 1、2 和 3 进行对比, 可以看出方案 3 中的 SO 是根据给定的风光出力场景进行优化, 没有考虑到预测值与实际值之间的概率误差, 所得结果虽然经济性较好, 但是未考虑恶劣环境, 与实际情况可能相差较大。方案 4 中的 RO 算法仅考虑出力最差情况进行优化, 但实际情况中, 最差情况所发生的概率极小, 所以 RO 算法的结果保守性过强, 导致经济性较差。本文所采用的方案 1 结合了以上两种算法的优点, 在所构建的不确定集内部的最差场景下进行优化, 同时修改置信度或增加历史数据量提升不确定集的概率分布, 所以本方法能够在考虑风光出力不确定性的同时, 使结果具有一定的鲁棒性。采用本文所提方案, 能够较好地实现优化结果的保守性与经济性的折中优化。

5.2 综合范数与单一范数的结果对比

为对比综合范数和 1-范数计算结果, 取 $\alpha_1 = 0.6$

进行对比计算, 所得结果如表 3 所示。

表 3 综合范数和 1-范数结果对比

Table 3 Comparison of comprehensive norm and 1-norm results

α_∞	综合成本/万元	
	1-范数	综合范数
0.4	11.9135	11.7303
0.5	11.9135	11.7328
0.6	11.9135	11.7354
0.99	11.9135	11.7392

同理, 为对比 ∞ -范数和综合范数的结果, 取 $\alpha_\infty = 0.99$ 进行计算, 所得结果对比如表 4 所示。

表 4 综合范数和 ∞ -范数结果对比

Table 4 Comparison of comprehensive norm and ∞ -norm results

α_1	综合成本/万元	
	∞ -范数	综合范数
0.4	11.8261	11.8207
0.5	11.8261	11.8214
0.6	11.8261	11.8222
0.99	11.8261	11.8251

由表 3 和表 4 数据可看出, 相比于使用单一的 1-范数和 ∞ -范数, 本文所采用的综合范数方法所得综合成本更低, 使用综合范数的方法可以降低优化时所带来的保守性问题, 从而获得更佳的经济效益。而且, 当 1-范数的置信度足够大时, ∞ -范数的约束对综合成本的影响更大。

5.3 数据量对综合成本的影响

为研究风光出力历史数据规模对综合成本的影响, 随机生成不同数量的历史数据, 在其他参数不变的情况下, 所得结果如表 5 所示。随着历史数据规模的增大, 所得综合成本不断降低, 原因是随着风光出力历史场景数的增多, 所构建的概率分布与真实概率分布之间的误差不断缩小, 可降低优化结果的保守度。

表 5 不同历史数据个数的结果对比

Table 5 Results comparison of different numbers of historical data

风光出力历史场景个数	综合成本/万元
200	11.9648
500	11.9485
1000	11.9230
1500	11.9172

5.4 各主体电能交易分析

SES 系统与各微电网的交互电量以及 MG1、MG2 和 MG3 中的电功率优化如图 2—图 5 所示。

由图 3—图 5 可知, 在 22:00—24:00 和

00:00—07:00 时段, 由于此时间段为谷时电价, MG1 和 MG2 为满足功率平衡, 大量从上级电网购电, 同时少量为 SES 系统充电, MG3 除了从上级电网购电外, 还利用 SES 满足功率平衡。在 07:00—11:00 和 14:00—18:00 时段, 电价为分时电价, MG3 内部的光伏系统大量出力, 在满足自身负荷需求的同时, 为 SES 系统充电; MG1 和 MG2 除了内部的风光出力外, 还积极利用 SES 系统和 GT 发电满足负荷平衡, 以获取最佳经济效益。在 11:00—14:00 和 18:00—22:00 时段, 由于此时段为峰时电价, 除各微网内可再生能源出力外, 大量使用 GT 发电和 SES 系统内的电量平衡负荷需求, 但在个别时段, 由于负荷需求量过大, 导致 MG2 不得已向上级电网购电。各微网的热功率与冷功率曲线见附录 B 图 B1—图 B6, 分析形式与电功率分析类似, 在此不过多赘述。

5.5 微网群-SES 系统内各主体运行效益分析

表 6 分别给出了微网群-SES 系统内部各主体合

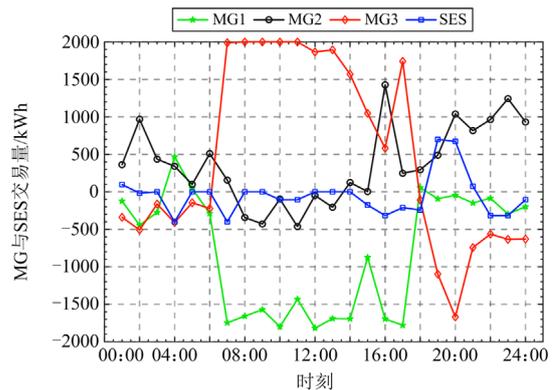


图 2 MG 与 SES 电量交互曲线

Fig. 2 MG and SES electricity interaction curve

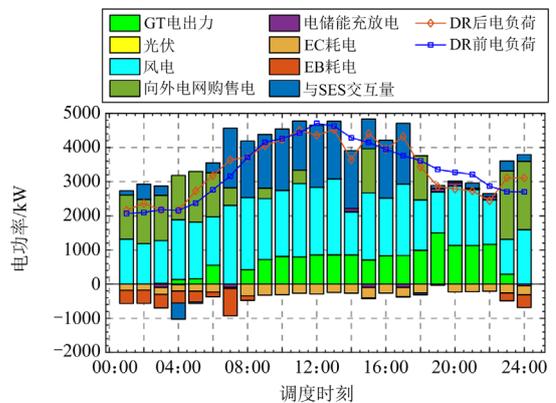


图 3 MG1 电功率曲线

Fig. 3 MG1 electric power curve

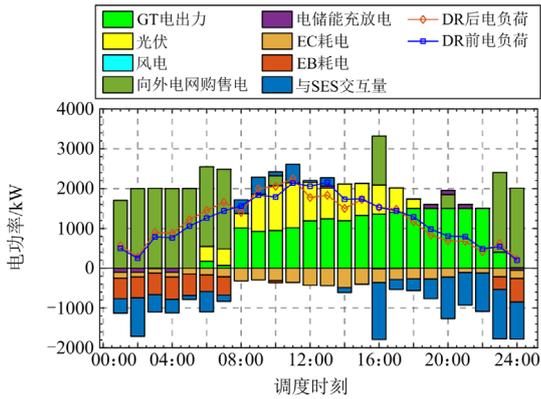


图4 MG2 电功率曲线

Fig. 4 MG2 electric power curve

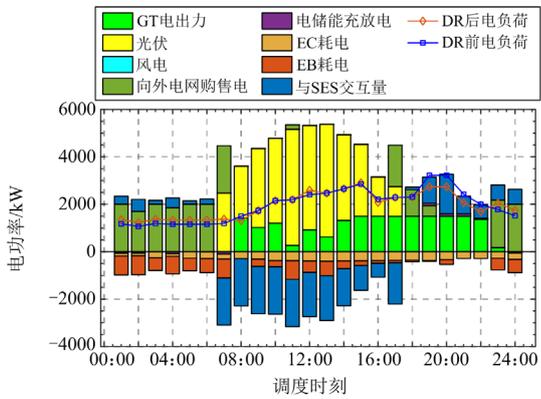


图5 MG3 电功率曲线

Fig. 5 MG3 electric power curve

表6 微电网群-SES 系统合作前后收益/成本对比
Table 6 Comparison of benefits/costs before and after collaboration of microgrid group-SES system

系统成员	合作前成本/ 万元	合作后成本/ 万元	变化量
SES	0	-0.1602	—
MG1	5.3559	5.1958	降低 2.99%
MG2	3.2674	3.1072	降低 4.90%
MG3	3.7476	3.5874	降低 4.27%

作前后的收益与成本对比。在一个周期内, SES 系统在纳什谈判后总收益提高了 1601.8 元, 系统内部的 3 个微网的运行成本分别降低了 2.99%、4.90%和 4.27%。说明了系统内的各主体通过纳什谈判均提升了各自的效益, 该方法可同时兼顾系统的整体利益与系统内部各成员的个体利益。

6 结论

本文以多微网-SES 系统为研究对象, 提出了一

种基于分布鲁棒优化的多微网-SES 模型, 经过仿真验证, 主要结论如下。

1) 本文所构建的多微网-SES 系统模型通过结合风光出力的历史信息进行优化, 所得结果相比传统方法保守性降低, 同时能够考虑到风光出力的不确定性, 将鲁棒优化和随机优化的特点相结合。引入综合范数构建概率分布的不确定集合, 进一步降低保守性。

2) 多微网-SES 系统内部, 微网间进行功率互济, 通过风光互补的行为, 使得各微网的运行成本降低, 还可提高风光的就地消纳能力。

3) 分布鲁棒结合纳什谈判的鲁棒博弈方法, 能够更好地处理不确定性因素, 相比直接使用纳什谈判求解能够更加稳健地应对不确定性, 提高系统的鲁棒性。而纳什谈判所得到的公平利益分配, 可一定程度上促进微电网参与共享储能的积极性, 使共享储能具有更好的发展前景。

本文的优化调度模型暂未考虑 SES 的寿命问题对系统的影响, 也未考虑多运行商共享储能的非合作关系。在未来的研究中将对这两方面进行深入的探索, 建立更加全面的微电网群-SES 系统模型, 以提高系统整体的经济性, 促进 SES 在负荷侧的大规模发展。

附录 A

范数约束如式(A1)和式(A2)所示。

$$\Omega_1 = \left\{ P \mid \|P - P_0\|_1 \leq \gamma_1 \right\} = \begin{cases} \sum_{s=1}^K p_s = 1 \\ p_s \geq 0 \quad s=1, 2, \dots, K \\ \sum_{s=1}^K |p_s - p_0| \leq \gamma_1 \end{cases} \quad (\text{A1})$$

式中: Ω_1 为 1-范数的概率分布不确定集; γ_1 为 1-范数约束下风光场景概率允许偏差值。

$$\Omega_\infty = \left\{ P \mid \|P - P_0\|_\infty \leq \gamma_\infty \right\} = \begin{cases} \sum_{s=1}^K p_s = 1 \\ p_s \geq 0 \quad s=1, 2, \dots, K \\ \max_{s=1, 2, \dots, K} |p_s - p_0| \leq \gamma_\infty \end{cases} \quad (\text{A2})$$

式中: Ω_∞ 为 ∞ -范数的概率分布不确定集; γ_∞ 为 ∞ -范数约束下风光场景概率允许偏差值。

所以, 综合范数所构成的可行域 Ω 为

$$\Omega = \left\{ \left\{ p_s \right\} \begin{cases} \sum_{s=1}^K |p_s - p_0| \leq \gamma_1 \\ \max_{s=1,2,\dots,K} |p_s - p_0| \leq \gamma_\infty \\ p_s \geq 0 \\ \sum_{s=1}^K p_s = 1 \end{cases} \right. \quad (A3)$$

随着 γ_∞ 和 γ_1 的不断增大, 会使得模型求解结果过于保守, 与实际情况差距较大, 所以需要寻找确定合理保守性的方法。

由文献[30]可知, $\{p_s\}$ 的置信度可表示为

$$\begin{cases} p_r \left\{ \sum_{s=1}^K |p_s - p_0| \leq \gamma_1 \right\} \geq 1 - 2Ke^{-\frac{2A\gamma_1}{K}} \\ p_r \left\{ \max_{s=1,2,\dots,K} |p_s - p_0| \leq \gamma_\infty \right\} \geq 1 - 2Ke^{-2A\gamma_\infty} \end{cases} \quad (A4)$$

式中: $p_r\{\}$ 为不等式成立的概率; $1 - 2Ke^{-\frac{2A\gamma_1}{K}}$ 和 $1 - 2Ke^{-2A\gamma_\infty}$ 分别为离散场景在 1-范数和 ∞ -范数约束下, 两个不等式成立的置信度。从而可以得到不确定度、风光出力场景总量、典型风光出力场景数量和置信度之间的关系为

$$\begin{cases} \gamma_1 = \frac{K}{2A} \ln \frac{2K}{1 - \alpha_1} \\ \gamma_\infty = \frac{1}{2A} \ln \frac{2K}{1 - \alpha_\infty} \end{cases} \quad (A5)$$

式中: $\alpha_1 = 1 - 2Ke^{-\frac{2A\gamma_1}{K}}$; $\alpha_\infty = 1 - 2Ke^{-2A\gamma_\infty}$ 。根据式(A5)可知, 随着累计数据量的增加, 使得不确定度无限趋近 0, 这时风光出力场景的综合范数概率分布趋近于实际概率分布。

如采用式(A4)中以绝对值来表达约束条件的形式, 在求解本文模型时会遇到很大的困难。故应对其进行线性化处理, 引入一个辅助变量^[31], 将其转化为等效的线性约束。

1-范数约束条件: 引入辅助变量 a_s^- 和 a_s^+ 。

$$a_s^- + a_s^+ \leq 1, \forall s \quad (A6)$$

$$\begin{cases} 0 \leq p_s^- \leq a_s^- \gamma_1, \forall s \\ 0 \leq p_s^+ \leq a_s^+ \gamma_1, \forall s \\ p_s = p_s^- + p_s^+ + p_s^0, \forall s \end{cases} \quad (A7)$$

$$\sum_{s=1}^K (p_s^- + p_s^+) \leq \gamma_1 \quad (A8)$$

式中: p_s^+ 和 p_s^- 分别为 p_s 相对初始概率的正、负偏

移量; p_s^0 为初始概率。两辅助变量由式(A6)进行约束, 辅助变量和离散场景概率应满足式(A7), 则最终的约束条件可线性化为式(A8), ∞ -范数与 1-范数线性化的处理方法类似。

附录 B

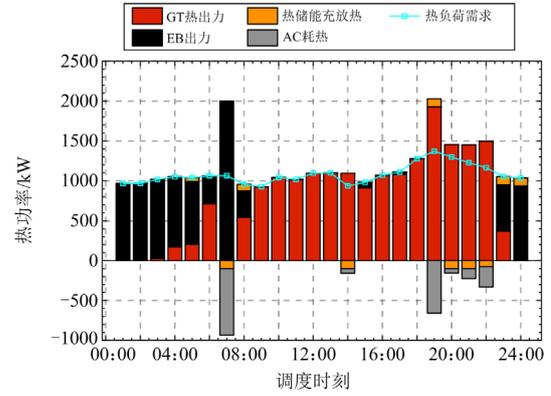


图 B1 MG1 热功率曲线

Fig. B1 MG1 thermal power curve

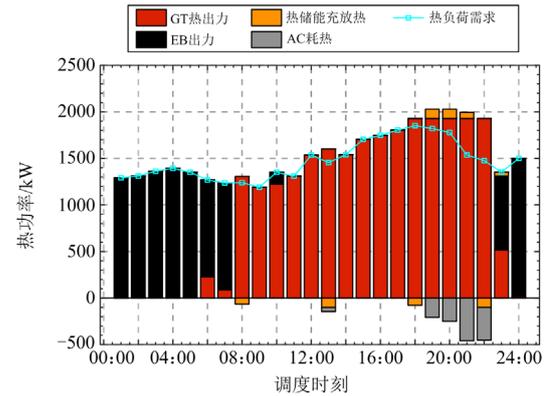


图 B2 MG2 热功率曲线

Fig. B2 MG2 thermal power curve

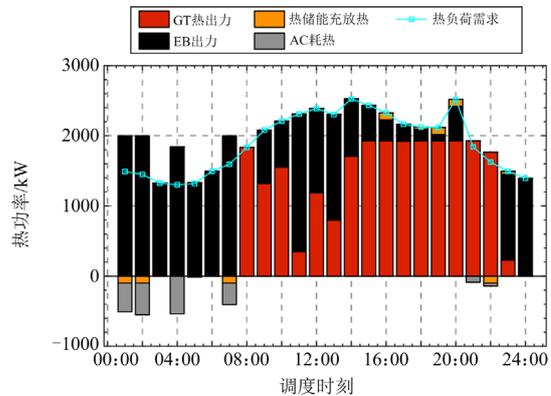


图 B3 MG3 热功率曲线

Fig. B3 MG3 thermal power curve

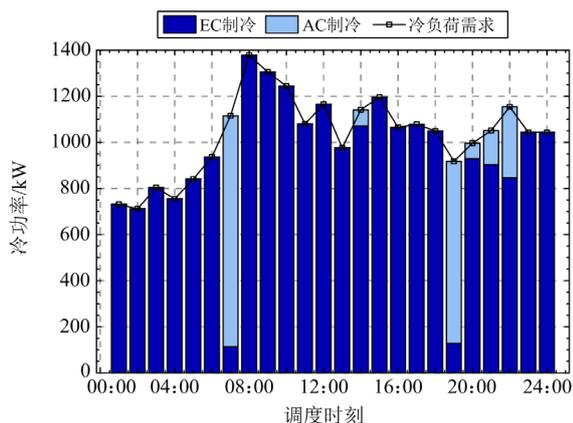


图 B4 MG1 冷功率曲线

Fig. B4 MG1 cold power curve

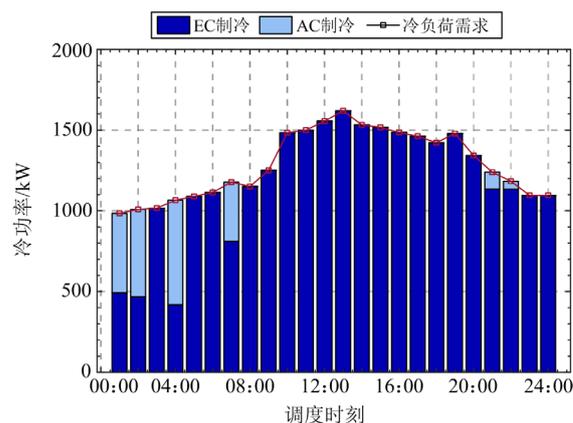


图 B6 MG3 冷功率曲线

Fig. B6 MG3 cold power curve

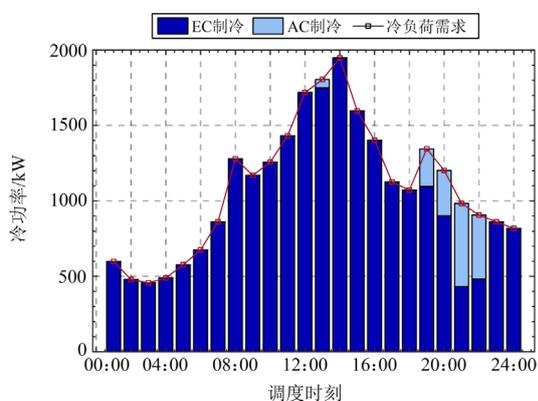


图 B5 MG2 冷功率曲线

Fig B5 MG2 cold power curve

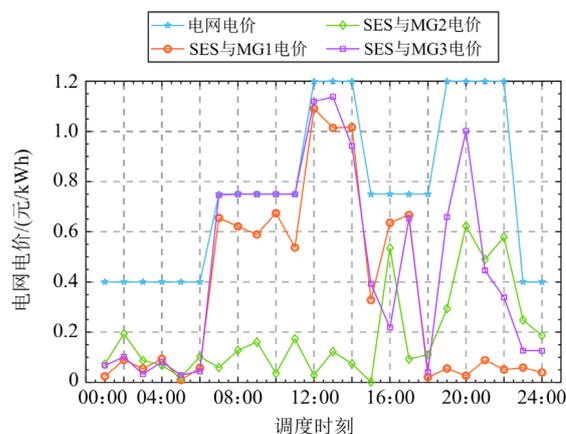


图 B7 各主体电能交易价格

Fig. B7 Electricity trading prices of each entity

表 B1 微网设备参数

Table B1 Microgrid device parameters

设备/参数	数值
$P_{GT,max}$ /kW	1500
$P_{EB,max}$ /kW	2000
$P_{AC,max}$ /kW	1500
$P_{EC,max}$ /kW	1000
$P_{WT,max}$ /kW	5000
$P_{PV,max}$ /kW	2000
天然气低热值	9.7
燃气轮机发电效率	0.3
燃气轮机热电比	1.47
电锅炉效率	0.92
共享储能充放电效率	0.9
电负荷削减补偿价格/(元/kW)	0.03
电负荷转移补偿价格/(元/kW)	0.01
向上级电网购电上限/kW	2000

参考文献

- [1] 发展改革委, 能源局. 发展改革委 能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见[J]. 中华人民共和国国务院公报, 2021(25): 43-46.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guiding opinions of the national development and reform commission and the national energy administration on accelerating the development of new types of energy storage[J]. Gazette of the State Council of the People's Republic of China, 2021(25): 43-46.
- [2] 刘静琨, 张宁, 康重庆. 电力系统云储能研究框架与基础模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3361-3371, 3663.
LIU Jingkun, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Research framework and basic models for cloud energy storage in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3361-3371, 3663.
- [3] 张青苗, 陈来军, 马恒瑞, 等. 基于主从博弈的共享储

- 能分时电价策略[J]. 智慧电力, 2022, 50(7): 82-88.
ZHANG Qingmiao, CHEN Laijun, MA Hengrui, et al. Time-of-use price strategy for shared energy storage based on stackelberg game[J]. Smart Power, 2022, 50(7): 82-88.
- [4] 谢小荣, 马宁嘉, 刘威, 等. 新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 158-168.
XIE Xiaorong, MA Ningjia, LIU Wei, et al. Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158-168.
- [5] 闫来清, 曹丽源, 薛太林, 等. 风电场黑启动储能容量优化配置: 一种考虑储能运行策略的方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(16): 131-139.
YAN Laiqing, CAO Liyuan, XUE Tailin, et al. Optimal configuration of wind farm black start energy storage capacity: a method considering energy storage operation strategy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(16): 131-139.
- [6] 寇凌峰, 张颖, 季宇, 等. 分布式储能的典型应用场景及运营模式分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 177-187.
KOU Lingfeng, ZHANG Ying, JI Yu, et al. Typical application scenario and operation mode analysis of distributed energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 177-187.
- [7] AASLID P, KORPÅS M, BELSNES M M, et al. Stochastic optimization of microgrid operation with renewable generation and energy storages[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(3): 1481-1491.
- [8] 程瑜, 陈熙. 基于源-荷-储互动的储能对风电消纳能力影响分析[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(13): 84-93.
CHENG Yu, CHEN Xi. Analysis on influence of energy storage on accommodation capability of wind power based on source-load-storage interaction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(13): 84-93.
- [9] 赵文杰, 杨萌, 刘军会, 等. 基于双层随机规划的电力零售商短期决策模型[J]. 智慧电力, 2022, 50(8): 38-45.
ZHAO Wenjie, YANG Meng, LIU Junhui, et al. Short-term decision-making model for electricity retailer based on bilevel stochastic programming[J]. Smart Power, 2022, 50(8): 38-45.
- [10] 臧海祥, 马铭欣, 周亦洲, 等. 电力市场环境下风电光热-生物质混合电站鲁棒优化调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 1-11.
ZANG Haixiang, MA Mingxin, ZHOU Yizhou, et al. Robust optimal scheduling model for a 'wind power-concentrating solar power-biomass' hybrid power plant in the electricity market[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 1-11.
- [11] 徐忠林, 刘彦琴, 向泽, 等. 基于 Mesh 网络鲁棒性优化的电缆监控系统研究[J]. 高压电器, 2021, 57(1): 123-128.
XU Zhonglin, LIU Yanqin, XIANG Ze, et al. Study on cable monitoring system based on Mesh network robustness optimization[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(1): 123-128.
- [12] 宋晓文, 回茜, 张雯舒. 基于多阶段鲁棒优化的多站合一能源站市场优化策略[J]. 智慧电力, 2023, 51(2): 53-60.
SONG Xiaowen, HUI Qian, ZHANG Wenshu. Market optimization strategy for multi-station integrated energy stations based on multi-stage robust optimization[J]. Smart Power, 2023, 51(2): 53-60.
- [13] 吴玮坪, 胡泽春, 宋永华. 结合随机规划和序贯蒙特卡洛模拟的风电场储能优化配置方法[J]. 电网技术, 2018, 42(4): 1055-1062.
WU Weiping, HU Zechun, SONG Yonghua. Optimal sizing of energy storage system for wind farms combining stochastic programming and sequential Monte Carlo simulation[J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1055-1062.
- [14] 虎智峰, 陈静, 张婧菲, 等. 考虑新能源不确定性边界的主动配电网优化调度[J]. 智慧电力, 2022, 50(11): 48-55.
HU Zhifeng, CHEN Jing, ZHANG Jingfei, et al. Optimal dispatch of active distribution network considering uncertainty boundary of renewable power generation[J]. Smart Power, 2022, 50(11): 48-55.
- [15] 葛玉友, 尚策. 寿命约束的储能规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6150-6161.
GE Yuyou, SHANG Ce. Energy storage planning constrained by its life[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6150-6161.
- [16] 朱晓荣, 鹿国微, 谢婉莹. 考虑源网荷灵活性资源的配电网储能鲁棒规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(8): 8-16.
ZHU Xiaorong, LU Guowei, XIE Wanying. Robust planning of energy storage in distribution network considering source network-load flexible resources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8): 8-16.
- [17] 魏梅芳, 吴燕, 黎跃龙, 等. 基于分布鲁棒优化的微电网日前经济运行模型与求解方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(12): 81-90.
WEI Meifang, WU Yan, LI Yuelong, et al. Day-ahead economic operation model of microgrid and its solving method based on distributed robust optimization[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34(12): 81-90.
- [18] 张帅, 汪子涵, 张蜀程, 等. 基于数据驱动分布鲁棒优化的梯级水光蓄联合优化调度[J]. 工程科学与技术, 2022, 14(1): 1-11.

- 2023, 55(2): 128-140.
ZHANG Shuai, WANG Zihan, ZHANG Shucheng, et al. Data-driven distributionally robust optimization based coordinated dispatching for cascaded hydro-PV-PSH combined system[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2023, 55(2): 128-140.
- [19] E Chuan, ZHANG Xiaping, LIU Tianqi, et al. Distributionally robust scheduling of integrated gas-electricity systems with demand response[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(5): 3791-3803.
- [20] 高海淑, 张玉敏, 吉兴全, 等. 基于场景聚类的主动配电网分布鲁棒综合优化[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(21): 32-41.
GAO Haishu, ZHANG Yumin, JI Xingquan, et al. Scenario clustering based distributionally robust comprehensive optimization of active distribution network[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(21): 32-41.
- [21] 王潇笛, 刘俊勇, 刘友波, 等. 采用自适应分段聚合近似的典型负荷曲线形态聚类算法[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(1): 110-121.
WANG Xiaodi, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Shape clustering algorithm of typical load curves based on adaptive piecewise aggregate approximation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(1): 110-121.
- [22] 郭浩泽, 朱晨烜, 张贻山, 等. 一种基于改进模糊聚类算法的自适应典型日选取方法[J]. *智慧电力*, 2022, 50(1): 60-67.
WU Haoze, ZHU Chenxuan, ZHANG Yishan, et al. Adaptive method for selecting typical days based on improved fuzzy clustering algorithm[J]. *Smart Power*, 2022, 50(1): 60-67.
- [23] 郑晓东, 陈皓勇, 段声志, 等. 基于场景概率驱动的输电网和储能分布鲁棒规划[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(6): 170-178.
ZHENG Xiaodong, CHEN Haoyong, DUAN Shengzhi, et al. Distributionally robust planning of transmission network and energy storage based on scenario probability-driven[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(6): 170-178.
- [24] 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.
- [25] 麻秀范, 余思雨, 朱思嘉, 等. 基于多因素改进 Shapley 的虚拟电厂利润分配[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(增刊 2): 585-595.
MA Xiufan, YU Siyu, ZHU Sijia, et al. Profit allocation to virtual power plant members based on improved multifactor Shapley value method[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(S2): 585-595.
- [26] 陈岑, 武传涛, 康慨, 等. 基于改进 Owen 值法的分布式储能双层合作博弈优化策略[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(11): 3924-3935.
CHEN Cen, WU Chuantao, KANG Kai, et al. Optimal strategy of distributed energy storage two-layer cooperative game based on improved Owen-value method[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(11): 3924-3935.
- [27] 李崎勇, 赵新哲, 郑一飞, 等. 基于纳什谈判考虑能源共享的区域综合能源系统优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(5): 22-32.
LI Qiyong, ZHAO Xinzhe, ZHENG Yifei, et al. Optimal configuration of a regional integrated energy system considering energy sharing based on Nash negotiation[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(5): 22-32.
- [28] BOYD S, PARIKH N, HU E C, et al. Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers[J]. *Foundations & Trends in Machine Learning*, 2010, 3(1): 1-122.
- [29] 马腾飞, 裴玮, 肖浩, 等. 基于纳什谈判理论的风-光-氢多主体能源系统合作运行方法[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(1): 25-39.
MA Tengfei, PEI Wei, XIAO Hao, et al. Cooperative operation method for wind-solar-hydrogen multi-agent energy system based on Nash bargaining theory[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(1): 25-39.
- [30] DING T, YANG Q R, LIU X Y, et al. Duality-free decomposition based data-driven stochastic security-constrained unit commitment[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2019, 10(1): 82-93.
- [31] 税月, 刘俊勇, 高红均. 考虑风电不确定性的电气能源系统两阶段分布鲁棒协同调度[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(13): 43-50, 75.
SHUI Yue, LIU Junyong, GAO Hongjun. Two-stage distributed robust cooperative dispatch for integrated electricity and natural gas energy systems considering uncertainty of wind power[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(13): 43-50, 75.

收稿日期: 2023-04-21; 修回日期: 2023-09-20

作者简介:

臧云帆(1997—), 男, 硕士研究生, 从事共享储能优化配置研究; E-mail: bdzyf1997@163.com

崔昊杨(1978—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 从事电力设备状态检测研究。E-mail: cuihy@shiep.edu.cn

(编辑 周金梅)