

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230726

# 考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站协同优化运行

张程<sup>1,2</sup>, 罗玉锦<sup>1</sup>, 陈昌亮<sup>1</sup>

(1. 福建理工大学电子电气与物理学院, 福建 福州 350118; 2. 智能电网仿真分析与综合控制  
福建省高校工程研究中心, 福建 福州 350118)

**摘要:** 共享储能作为一种新兴能源存储技术正在迅速发展。为提高含共享储能电力系统的经济性, 提出一种基于源荷不确定性的两阶段鲁棒多园区微网与共享储能合作博弈模型。首先, 建立共享储能主体和各园区微网主体间的电能交易优化运行模型。其次, 考虑可再生能源及负荷的不确定性, 建立园区微网的两阶段鲁棒调度模型。然后, 基于纳什谈判理论建立多园区微网-共享储能多主体合作运行模型, 并将其等效为合作成本最小化子问题与电能谈判支付子问题。为了保护各主体隐私, 运用交替方向乘子法对上述两个子问题进行分布式求解。最后, 通过算例验证所提合作运行模型以及分布式算法的有效性。仿真结果表明共享储能与各园区微网协同优化运行能够减少各主体的运行成本。

**关键词:** 共享储能; 两阶段鲁棒; 纳什谈判; 合作运行; 交替方向乘子法

## Collaborative optimization operation of multi park microgrids and shared energy storage power stations considering source load uncertainty

ZHANG Cheng<sup>1,2</sup>, LUO Yujin<sup>1</sup>, CHEN Changliang<sup>1</sup>

(1. School of Electronic, Electrical Engineering and Physics, Fujian University of Technology, Fuzhou 350118, China;  
2. Engineering Research Center for Simulation Analysis and Integrated Control of Smart Grid in  
Colleges and Universities in Fujian Province, Fuzhou 350118, China)

**Abstract:** Shared energy storage, as an emerging energy storage technology, is rapidly developing. To improve the economy of power systems with shared energy storage, a two-stage robust multi park microgrid and shared energy storage cooperative game model based on source load uncertainty is proposed. First, an optimized operation model is established for electricity trading between shared energy storage entities and microgrid entities in each park. Second, considering the uncertainty of renewable energy and load, a two-stage robust scheduling model for the park microgrid is established. Then, based on Nash negotiation theory, a multi park microgrid shared energy storage multi-entity cooperative operation model is established, and it is equivalent to the cooperation cost minimization subproblem and the electricity negotiation payment subproblem. In order to protect the privacy of each entity, the alternating direction multiplier method is used to solve the above two subproblems in a distributed manner. Finally, the effectiveness of the proposed cooperative operation model and distributed algorithm is verified through numerical examples. The simulation results indicate that the collaborative optimization of shared energy storage and microgrids in various parks can reduce the operating costs of various entities.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977039).

**Key words:** shared energy storage; two-stage robustness; Nash negotiations; cooperative operation; alternating direction multiplier method

## 0 引言

在全球绿色低碳转型的背景下, 以“双碳”为

导向并以新能源为主体的新型电力系统孕育而生<sup>[1-4]</sup>。发展新能源是解决我国能源问题, 降低二氧化碳排放量的重要举措。同时, 随着分布式发电和分布式储能技术的发展, 以及电力系统的控制能力的不断提升, 越来越多的传统电力能源需求者逐渐向“产消者”这一新形式主体转变<sup>[5]</sup>。在微网产消者模型中, 分布式光伏、风电模块作为新能源电力

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51977039); 福建省财政厅专项(GY-Z220230); 福建省自然科学基金项目资助(2023J01951)

的主力军得到快速发展。然而风电、光伏出力具有很强的随机性和不确定性<sup>[6-9]</sup>,其出力曲线与负荷的用电曲线不能很好地吻合,这会造成严重的弃风与弃光现象,并给电力系统的电力平衡带来一定的挑战。

为了应对这一挑战,分布式能量存储技术迅速发展,共享储能电站项目得到国家的大力支持<sup>[10]</sup>。文献[11]提出了一种由所有用户共同投资运营的共享储能模式,通过算例证实了这种模式能有效降低所有用户的日平均用电成本。相反,文献[12]提出了一种由第三方运营商投资运营的共享储能模式。多种多样的共享储能运营模式能给用户和投资者带来更多选择。文献[13]从博弈论和经验规则两个方面对共享储能定价机制进行研究,并说明了各种方法的利弊。文献[14]建立了分布式光伏社区共享储能模型,利用主从博弈和改进 Shapley 值的优化运行策略,使各社区的分配结果更加公平合理。为了研究用户对共享储能的依赖程度,文献[15]构建了“共享储能-需求侧资源”联合跟踪可再生能源发电曲线的市场化交易模式,通过算例证明了当用户的用电需求曲线与可再生能源发电曲线的吻合程度越低时,用户对共享储能的依赖程度越高。

目前,大多数的共享储能电站都由第三方投资运营,与各微网属于不同的利益主体。它们不互相交流,只追求自己的最大收益,这些错综复杂的利益互动将会对不同利益主体联合运行的系统产生巨大冲击,导致市场混乱和效率下降,因此,引入博弈理论能有效解决各主体的成本及收益分配问题。文献[16-18]在各主体间进行主从博弈。但其均属于非合作博弈模型,其中的每个主体注重强调自身利益最大化,缺乏对整体利益的考虑。而合作博弈可以克服这个缺点,合作博弈是一种强调团体理性的博弈方法,同时兼顾个体利益和团体利益<sup>[19-22]</sup>。文献[23]基于纳什谈判理论,构建了风-光-氢不同的利益主体,并把它们看成联盟,仿真结果表明通过多主体的合作运行,可以极大地提升各主体的运行效益以及合作联盟的整体效益。为了解决配置共享储能的多微网中储能成本的公平分摊问题,文献[24]提出了一种基于线路功率损耗的改进 Shapley 值法,在成本分摊建模中考虑各微网距离共享储能远近的不同,造成共享储能充放电时电能损耗也会不同。文献[25]考虑共享储能的规划、运行和成本分配问题,提出了一种基于核仁的公平事后成本分配方法,该方法通过最小化所有参与者的不满意度来解决公

平问题。

然而上述研究均没有考虑分布式可再生能源和负荷的不确定性对微网的影响,可再生能源和负荷作为微网中能源的产生者和消费者是微网中极其重要的两个部分。文献[26]面对风光出力的随机性,采用拉丁超立方采样的方法生成大量场景,随后进行场景削减,得到可以进行计算分析的少量典型场景。文献[27]利用可再生能源的不确定性和频率波动率,建立了考虑可再生能源输出不确定性的海岛微电网多目标优化调度模型,并通过算例分析验证了风电和光伏并网会增加电力系统运行调度的不确定性。考虑到在两阶段鲁棒优化问题中,鲁棒化问题难以直接求解,需要采用一些科学方法进行简化求解。文献[28-30]中的微网均考虑风光出力不确定性的两阶段鲁棒,并在第二阶段采用卡罗需-库恩-塔克条件(Karush-Kuhn-Tucker Conditions, KKT)把复杂的双层优化问题转化为易于求解的单层优化问题。

基于以上分析,本文针对多园区微网-共享储能多主体能源系统的合作运行展开研究。为了考虑可再生能源及负荷的不确定性对微网的影响,建立了三层两阶段鲁棒的园区微网模型。并将微网模型转换为微网与共享储能电站交互功率主问题以及不确定性因素影响下微网中各设备调度子问题。通过列和约束生成法(column and constraint generation, C&CG)嵌套重构和分解法(reformulation and decomposition algorithm, RD)交替迭代主问题与子问题进行模型求解。同时为了兼顾个体利益和团体利益,采用合作博弈方法对多园区微网-共享储能多主体系统进行分析,建立多园区微网-共享储能多主体合作运行纳什谈判模型。首先将其等效转化为合作成本最小化和电能谈判支付两个子问题,接着为了保护各主体的隐私,采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)对两个子问题进行分布式求解,最后通过算例验证本文所提方法和模型的合理性及有效性。

## 1 考虑电能交易的多园区微网-共享储能系统各主体优化运行模型

一个由共享储能运营商、配电网和三个园区微网组成的能源系统如图 1 所示。当园区微网中可再生能源出力过多时,可以向共享储能售电,共享储能接收到电能之后,可以向配电网或者其他园区微网售电。这样不仅可以实现不同主体间的能源传输,还可以促进园区微网中多余可再生能源的就地消纳。

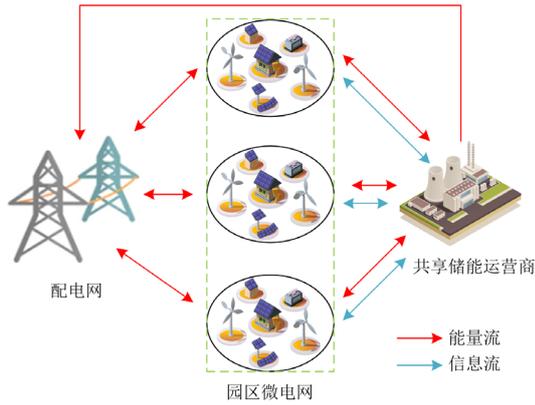


图1 多园区微网能源系统

Fig. 1 Multi park microgrid energy system

### 1.1 园区共享储能运营商模型

本文假设社区共享储能运营商在电价谷时向各园区微网运营商购电, 在峰时向各园区微网运营商和配电网运营商放电进行套利, 其具体模型如下。

#### 1.1.1 目标函数

$$\begin{cases} \min C^{\text{ces}} = C^{\text{ces,deg}} + C^{\text{ces,grid}} + C^{\text{ces,mg}} \\ C^{\text{ces,deg}} = \delta^{\text{ces}} \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{ces,ch}} - P_t^{\text{ces,dis}}) \\ C^{\text{ces,grid}} = \sum_{t=1}^T (p_t^{\text{grid}} P_t^{\text{ces,grid}}) \\ C^{\text{ces,mg}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (p_{i,t}^{\text{ces,mg}} P_{i,t}^{\text{ces,mg}}) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $C^{\text{ces}}$  为社区共享储能运营商的总成本;  $C^{\text{ces,deg}}$  为储能充放电的损耗成本;  $C^{\text{ces,grid}}$  为上级配电网运营商的交互成本;  $C^{\text{ces,mg}}$  为多园区微网运营商的交互成本;  $\delta^{\text{ces}}$  为储能充放电的单位损耗成本;  $P_t^{\text{ces,ch}}$  和  $P_t^{\text{ces,dis}}$  分别表示共享储能充电功率和放电功率;  $p_t^{\text{grid}}$  和  $P_t^{\text{ces,grid}}$  分别为共享储能与配电网运营商的交易电价和交易电量;  $p_{i,t}^{\text{ces,mg}}$  和  $P_{i,t}^{\text{ces,mg}}$  分别为共享储能与园区微网运营商  $i(i \in N)$  的交易电价和交易电量。

#### 1.1.2 约束条件

$$\begin{cases} S_{\text{OCmin}}^{\text{bat,e}} \leq S_{\text{OCt}}^{\text{bat,e}} \leq S_{\text{OCmax}}^{\text{bat,e}} \\ 0 \leq P_t^{\text{ces,ch}} \leq \lambda_t^{\text{ces}} P_{\text{max}}^{\text{ces,ch}} \\ 0 \leq P_t^{\text{ces,dis}} \leq (1 - \lambda_t^{\text{ces}}) P_{\text{max}}^{\text{ces,dis}} \\ S_{\text{OC0}}^{\text{bat,e}} \leq S_{\text{OC7}}^{\text{bat,e}} \\ S_{\text{OCt}}^{\text{bat,e}} = (S_{\text{OCt-1}}^{\text{bat,e}} + P_t^{\text{ces,ch}} \eta^{\text{ces,ch}} - P_t^{\text{ces,dis}} / \eta^{\text{ces,dis}}) / E^{\text{bat,e}} \\ P_t^{\text{ces,ch}} - P_t^{\text{ces,dis}} + P_t^{\text{ces,grid}} + \sum_{i=1}^N P_{i,t}^{\text{ces,mg}} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $S_{\text{OCt}}^{\text{bat,e}}$  表示共享储能  $t$  时刻的荷电状态;  $S_{\text{OCmin}}^{\text{bat,e}}$  和  $S_{\text{OCmax}}^{\text{bat,e}}$  分别表示共享储能荷电状态的上下限;

$P_{\text{max}}^{\text{ces,ch}}$  和  $P_{\text{max}}^{\text{ces,dis}}$  分别表示共享储能充、放电功率的最大值;  $S_{\text{OC0}}^{\text{bat,e}}$  为共享储能初始荷电量;  $\lambda_t^{\text{ces}}$  为二进制状态变量;  $\eta^{\text{ces,ch}}$  和  $\eta^{\text{ces,dis}}$  分别表示共享储能充放电效率;  $E^{\text{bat,e}}$  为共享储能的容量。

### 1.2 园区微网模型

本文考虑的园区微网结构如图2所示。其中包含光伏(photo voltaic, PV)、风机(wind turbine, WT)发电装置、热电联产(combined heat and power, CHP)、燃气锅炉 (gas boiler, GB)、电制冷机(electric chiller, EC)、吸收式制冷机(absorption chiller, AC)、电储能 (electric energy storage, EES) 和热储能 (thermal energy storage, TES), 设备之间通过协调运行满足系统的电热冷负荷。具体园区微网  $i$  中各设备模型和系统内的相关约束如下所述。

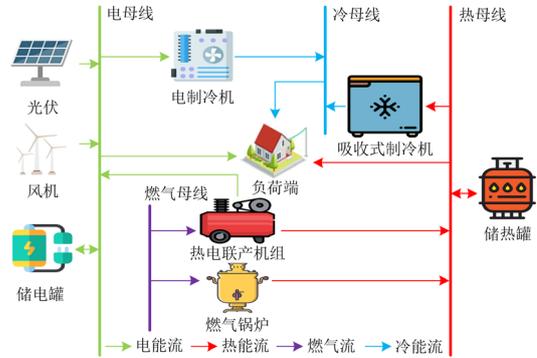


图2 园区微网结构图

Fig. 2 Microgrid structure diagram of the park

#### 1) CHP

CHP 机组核心装置为微型燃气轮机和溴冷机, 微型燃气轮机可以燃烧天然气产生电能, 余热烟气经溴冷机提供热能, 提高能源的利用效率, 其输出热电功率与天然气耗量的关系可表示为

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{CHP}} = \eta_c^{\text{CHP}} Q_{\text{gas}} P_{i,t}^{\text{CHP,gas}} \\ H_{i,t}^{\text{CHP}} = \eta_h^{\text{CHP}} Q_{\text{gas}} P_{i,t}^{\text{CHP,gas}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{CHP}} \leq P_{\text{max}}^{\text{CHP}} \\ 0 \leq H_{i,t}^{\text{CHP}} \leq H_{\text{max}}^{\text{CHP}} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $P_{i,t}^{\text{CHP}}$  和  $H_{i,t}^{\text{CHP}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻燃气轮机产生的电功率和热功率;  $\eta_c^{\text{CHP}}$  和  $\eta_h^{\text{CHP}}$  分别表示燃气轮机产生电能和热能的效率;  $Q_{\text{gas}}$  表示燃气热值, 取  $9.7 \text{ kWh/m}^3$ ;  $P_{i,t}^{\text{CHP,gas}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻 CHP 的进气量;  $P_{\text{max}}^{\text{CHP}}$  和  $H_{\text{max}}^{\text{CHP}}$  分别表示燃气轮机电功率和热功率的上限。

#### 2) GB

本文研究的产热装置除了 CHP 还有 GB, GB

产生的热功率和天然气耗量之间的关系可表示为

$$\begin{cases} H_{i,t}^{\text{GB}} = \eta^{\text{GB}} Q_{\text{gas}} P_{i,t}^{\text{GB,gas}} \\ 0 \leq H_{i,t}^{\text{GB}} \leq H_{\text{max}}^{\text{GB}} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $H_{i,t}^{\text{GB}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻 GB 的产热功率;  $P_{i,t}^{\text{GB,gas}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻 GB 的进气量;  $\eta^{\text{GB}}$  表示 GB 效率;  $H_{\text{max}}^{\text{GB}}$  为 GB 产生热功率的上限。

### 3) EC

EC 由电驱动, 其耗电量与 EC 的制冷功率和能效比有关, 模型可表示为

$$\begin{cases} C_{i,t}^{\text{EC}} = \eta^{\text{EC}} P_{i,t}^{\text{EC}} \\ 0 \leq C_{i,t}^{\text{EC}} \leq C_{\text{max}}^{\text{EC}} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $C_{i,t}^{\text{EC}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻 EC 产生的冷功率;  $P_{i,t}^{\text{EC}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻 EC 耗电功率;  $\eta^{\text{EC}}$  表示 EC 能效比;  $C_{\text{max}}^{\text{EC}}$  表示 EC 产生冷功率的上限。

### 4) AC

AC 可以回收系统中 CHP 和 GB 产生的热量并将其转换成冷功率, 模型可表示为

$$\begin{cases} C_{i,t}^{\text{AC}} = \eta^{\text{AC}} H_{i,t}^{\text{AC}} \\ 0 \leq C_{i,t}^{\text{AC}} \leq C_{\text{max}}^{\text{AC}} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $C_{i,t}^{\text{AC}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻 AC 产生的冷功率;  $H_{i,t}^{\text{AC}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻 AC 回收的热功率;  $\eta^{\text{AC}}$  表示 AC 能效比;  $C_{\text{max}}^{\text{AC}}$  表示 AC 产生冷功率的上限。

### 5) ESS

本文中的 ESS 主要为 EES 和 TES, 且储能系统运行时需要满足式(7)。

$$\begin{cases} E_{\text{min}}^{\text{bat,e}} \leq E_{i,t}^{\text{bat,e}} \leq E_{\text{max}}^{\text{bat,e}} \\ E_{\text{min}}^{\text{bat,h}} \leq E_{i,t}^{\text{bat,h}} \leq E_{\text{max}}^{\text{bat,h}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{ees,ch}} \leq \lambda_{i,t}^{\text{ees}} P_{\text{max}}^{\text{ees,ch}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{ees,dis}} \leq (1 - \lambda_{i,t}^{\text{ees}}) P_{\text{max}}^{\text{ees,dis}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{tes,ch}} \leq \mu_{i,t}^{\text{tes}} P_{\text{max}}^{\text{tes,ch}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{tes,dis}} \leq (1 - \lambda_{i,t}^{\text{tes}}) P_{\text{max}}^{\text{tes,dis}} \\ E_{i,0}^{\text{bat,e}} \leq E_{i,T}^{\text{bat,e}} \\ E_{i,0}^{\text{bat,h}} \leq E_{i,T}^{\text{bat,h}} \\ E_{i,t}^{\text{bat,e}} = (1 - \eta^{\text{loss,e}}) E_{i,t-1}^{\text{bat,e}} + (P_{i,t}^{\text{ees,ch}} \eta^{\text{ch,e}} - P_{i,t}^{\text{ees,dis}} / \eta^{\text{dis,e}}) \\ E_{i,t}^{\text{bat,h}} = (1 - \eta^{\text{loss,h}}) E_{i,t-1}^{\text{bat,h}} + (P_{i,t}^{\text{tes,ch}} \eta^{\text{ch,h}} - P_{i,t}^{\text{tes,dis}} / \eta^{\text{dis,h}}) \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $E_{i,t}^{\text{bat,e}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻电储能设备储能能量;  $E_{\text{min}}^{\text{bat,e}}$  和  $E_{\text{max}}^{\text{bat,e}}$  分别表示电储能能量的上下限;

$E_{i,t}^{\text{bat,h}}$  表示微网  $i$  在  $t$  时刻热储能设备储能能量;  $E_{\text{max}}^{\text{bat,h}}$  和  $E_{\text{min}}^{\text{bat,h}}$  分别表示热储能能量的上下限;  $P_{i,t}^{\text{ees,ch}}$  和  $P_{i,t}^{\text{tes,ch}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻电储能和热储能设备的充电功率;  $P_{i,t}^{\text{ees,dis}}$  和  $P_{i,t}^{\text{tes,dis}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻电储能和热储能的设备放电功率;  $P_{\text{max}}^{\text{ees,ch}}$  和  $P_{\text{max}}^{\text{ees,dis}}$  分别表示电储能设备充、放电功率的最大值;  $P_{\text{max}}^{\text{tes,ch}}$  和  $P_{\text{max}}^{\text{tes,dis}}$  分别表示电储能设备充、放电功率的最大值;  $\lambda_{i,t}^{\text{ees}}$  和  $\lambda_{i,t}^{\text{tes}}$  为二进制状态变量;  $\eta^{\text{loss,e}}$  和  $\eta^{\text{loss,h}}$  分别表示电储能和热储能设备能耗系数;  $\eta^{\text{ch,e}}$  和  $\eta^{\text{dis,e}}$  分别表示电储能设备充放电效率;  $\eta^{\text{ch,h}}$  和  $\eta^{\text{dis,h}}$  分别表示热储能设备充放电效率。

### 6) 与外界的交互约束

本文考虑园区微网与社区共享储能运营商和上级配电网运营商存在电能交互, 并与天然气网存在购气行为, 因此交互模型表示为

$$P_{i,\text{min}}^{\text{mg,ces}} \leq P_{i,t}^{\text{mg,ces}} \leq P_{i,\text{max}}^{\text{mg,ces}} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{i,t,e}^{\text{grid}} \leq P_{i,e}^{\text{grid,max}} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{i,t,\text{gas}}^{\text{grid}} \leq P_{i,\text{gas}}^{\text{grid,max}} \quad (10)$$

$$P_{i,t,\text{gas}}^{\text{grid}} = P_{i,t}^{\text{CHP,gas}} + P_{i,t}^{\text{GB,gas}} \quad (11)$$

式中:  $P_{i,t}^{\text{mg,ces}}$ 、 $P_{i,\text{min}}^{\text{mg,ces}}$  和  $P_{i,\text{max}}^{\text{mg,ces}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻向共享储能电站出售的电功率、出售电功率的下限和上限;  $P_{i,t,e}^{\text{grid}}$  和  $P_{i,e}^{\text{grid,max}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻与上级配电网运营商交互的电功率和电功率上限;  $P_{i,t,\text{gas}}^{\text{grid}}$  和  $P_{i,\text{gas}}^{\text{grid,max}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻向天然气网的购气量和购气量的上限。

### 7) 园区微网功率平衡约束

电功率平衡约束为

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{\text{load}} + P_{i,t}^{\text{EC}} + P_{i,t}^{\text{ees,ch}} + P_{i,t}^{\text{mg,ces}} = \\ P_{i,t,e}^{\text{grid}} + P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{ees,dis}} \end{aligned} \quad (12)$$

热功率平衡约束为

$$P_{i,t}^{\text{hload}} + H_{i,t}^{\text{AC}} + P_{i,t}^{\text{tes,ch}} = H_{i,t}^{\text{CHP}} + H_{i,t}^{\text{GB}} + P_{i,t}^{\text{tes,dis}} \quad (13)$$

冷功率平衡约束为

$$P_{i,t}^{\text{cload}} = C_{i,t}^{\text{EC}} + C_{i,t}^{\text{AC}} \quad (14)$$

式中:  $P_{i,t}^{\text{load}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{hload}}$  和  $P_{i,t}^{\text{cload}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻的电负荷、热负荷以及冷负荷;  $P_{i,t}^{\text{PV}}$  和  $P_{i,t}^{\text{WT}}$  分别表示微网  $i$  在  $t$  时刻光伏和风机产生的电功率。

## 2 两阶段鲁棒园区微网调度模型及求解

### 2.1 源荷不确定集合

园区微网含有 WT、PV 等受风速和光照等自然

条件影响的可再生能源以及受到用户行为等影响的电、热和冷负荷,所以源荷都存在一定不确定性。两阶段鲁棒模型通过构造不确定集合来描述系统运行过程中的不确定性,源荷的不确定性集合模型表示为

$$U_\alpha = \{P_{i,t}^\alpha = \tilde{P}_{i,t}^\alpha + \beta_{i,t}^{\alpha+} P_{i,t}^{\alpha+} - \beta_{i,t}^{\alpha-} P_{i,t}^{\alpha-}, \forall i, t\} \quad (15)$$

$$\beta_{i,t}^{\alpha+} + \beta_{i,t}^{\alpha-} \leq 1, \forall i, t$$

$$\sum_{t \in T} (\beta_{i,t}^{\alpha+} + \beta_{i,t}^{\alpha-}) \leq \chi_i^\alpha, \forall i$$

式中:  $U_\alpha$  为源荷不确定集合;  $P_{i,t}^\alpha$ 、 $\tilde{P}_{i,t}^\alpha$ 、 $P_{i,t}^{\alpha+}$  和  $P_{i,t}^{\alpha-}$  分别为园区微网  $i$  在  $t$  时刻的实际源荷功率值、预测源荷功率值、源荷功率上偏误差值和下偏误差值;  $\alpha = \{WT, PV, P_{i,t}^{\text{load}}, P_{i,t}^{\text{load}}, P_{i,t}^{\text{load}}\}$ ;  $\beta_{i,t}^{\alpha+}$ 、 $\beta_{i,t}^{\alpha-}$  和  $\chi_i^\alpha$  均为不确定预算参数。

## 2.2 两阶段鲁棒调度模型

### 2.2.1 目标函数

$$\min_x \{C_i^{\text{net}} + C_i^{\text{mg,ces}} + \max_{u \in U_\alpha} \min_{y,z} C_i^{\text{grid}} + C_i^{\text{co}_2} + C_i^{\text{om}}\} \quad (16)$$

式中:  $C_i^{\text{net}}$  和  $C_i^{\text{mg,ces}}$  分别为微网  $i$  向社区共享储能电能交易的过网费和支付成本;  $C_i^{\text{grid}}$  为微网  $i$  向外电网和天然气网的购能成本;  $C_i^{\text{co}_2}$  为微网  $i$  的碳排放成本;  $C_i^{\text{om}}$  为设备的损耗成本。第一阶段最外层  $\min$  的决策变量  $x$  为  $P_{i,t}^{\text{mg,ces}}$ , 第二阶段最外层  $\max$  决策系统的不确定性变量  $u$ , 最内层  $\min$  决策的连续变量  $y$  为微网内各设备能量功率, 变量  $z$  为微网内电储能设备和热储能设备充放能的状态变量。

### 2.2.2 约束条件

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{式(3)一式(13)} \\ C_i^{\text{net}} = p_i^{\text{ex}} \sum_{t=1}^T (P_{i,t}^{\text{mg,ces}}) \\ C_i^{\text{mg,ces}} = \sum_{t=1}^T (p_{i,t}^{\text{mg,ces}} P_{i,t}^{\text{mg,ces}}) \\ C_i^{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T (p_{i,t,e}^{\text{grid}} P_{i,t,e}^{\text{grid}} + p_{i,t,gas}^{\text{grid}} P_{i,t,gas}^{\text{grid}}) \\ C_i^{\text{co}_2} = \sum_{t=1}^T (\delta_{\text{grid}} P_{i,t,e}^{\text{grid}} + \delta_c P_{i,t}^{\text{CHP}} + \delta_{h1} H_{i,t}^{\text{CHP}} + \delta_{h2} H_{i,t}^{\text{GB}}) \\ C_i^{\text{om}} = \sum_{t=1}^T (\varepsilon_{\text{grid}} P_{i,t,e}^{\text{grid}} + \varepsilon_{g1} P_{i,t}^{\text{CHP,gas}} + \varepsilon_{g2} P_{i,t}^{\text{GB,gas}} + \\ \varepsilon_e P_{i,t}^{\text{EC}} + \varepsilon_h H_{i,t}^{\text{AC}} + \varepsilon_{wt} P_{i,t}^{\text{WT}} + \varepsilon_{pv} P_{i,t}^{\text{PV}} + \\ \varepsilon_{\text{ces}} (P_{i,t}^{\text{ces,ch}} + P_{i,t}^{\text{ces,dis}}) + \varepsilon_{\text{tes}} (P_{i,t}^{\text{tes,ch}} + P_{i,t}^{\text{tes,dis}})) \end{array} \right. \quad (17)$$

式中:  $p_i^{\text{ex}}$  和  $p_{i,t}^{\text{mg,ces}}$  分别为微网  $i$  向社区共享储能电能交易的过网电价和支付电价;  $p_{i,t,e}^{\text{grid}}$  和  $p_{i,t,gas}^{\text{grid}}$  分别为微网  $i$  向外电网和天然气网的购电电价和购气价;

$\delta_{\text{grid}}$ 、 $\delta_c$ 、 $\delta_{h1}$  和  $\delta_{h2}$  分别为相关的单位碳排放成本系数;  $\varepsilon_{\text{dev}} = \{\varepsilon_{\text{grid}}, \varepsilon_{g1}, \varepsilon_{g2}, \varepsilon_e, \varepsilon_h, \varepsilon_{wt}, \varepsilon_{pv}, \varepsilon_{\text{ces}}, \varepsilon_{\text{tes}}\}$  为各设备单位损耗系数的集合。

### 2.3 两阶段鲁棒模型求解

为了简要说明模型的转换及相关求解思路,将式(16)、式(17)的模型改写为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_x \left\{ P^T x + \max_{u \in U_\alpha} \min_{y,z} Q^T y \right\} \\ \text{s.t. } Ex \leq h \\ Fx + Gy + Hz \leq \tilde{g}(u) \\ z \in \{0,1\} \end{array} \right. \quad (18)$$

式中:  $P$ 、 $Q$ 、 $E$ 、 $F$ 、 $G$ 、 $H$  和  $h$  为常数矩阵;  $\tilde{g}(u)$  表示与不确定变量相关的函数。

第一行约束为第一阶段的约束,具体为式(8),第二行约束为第二阶段约束,具体为式(3)—式(7)及式(9)—式(14)。由于式(7)所示最内层决策变量  $z$  为限制储能在同一时段同时充放电的 0-1 变量,因此第二阶段  $\max$ - $\min$  问题无法直接使用对偶转换或 KKT 条件转换为单层问题,故不能直接使用 C&CG 算法迭代求解该两阶段鲁棒模型,需要使用嵌套的 C&CG 算法求解最内层含 0-1 变量的两阶段鲁棒优化模型。C&CG 算法是将  $\min$ - $\max$ - $\min$  模型拆分为主问题和子问题迭代求解,嵌套 C&CG 算法在此基础上对子问题再运用 C&CG 算法拆分为两个子问题迭代求解,再和主问题迭代求解。算法模型的详细分解方法以及转换过程如图 3 所示。

#### 2.3.1 主问题

主问题根据子问题决策出的最恶劣场景,决策第一阶段的变量  $x$ , 并将其输入到子问题。主问题模型表示为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x,\mu,y^m,z^m} P^T x + \mu \\ \text{s.t. } Ex \leq h \\ Fx + Gy^m + Hz^m \leq \tilde{g}^{m*}(u) \\ \mu \geq Q^T y^m \\ z^m \in \{0,1\}, \forall 1 \leq m \leq M \end{array} \right. \quad (19)$$

式中:  $\mu$  为引入的辅助变量;  $m$  和  $M$  分别为外层 C&CG 算法当前迭代次数和最大迭代次数;  $\tilde{g}^{m*}(u)$  为迭代  $m$  次时求得的源荷最恶劣场景。

外层 C&CG 算法每迭代一次,主问题目标函数求得的最优解  $B_2$  与子问题求得的最优解  $B_1$  比较,当满足一定收敛误差时,两阶段鲁棒模型收敛,得出最恶劣场景下微网运行的最优调度方案。

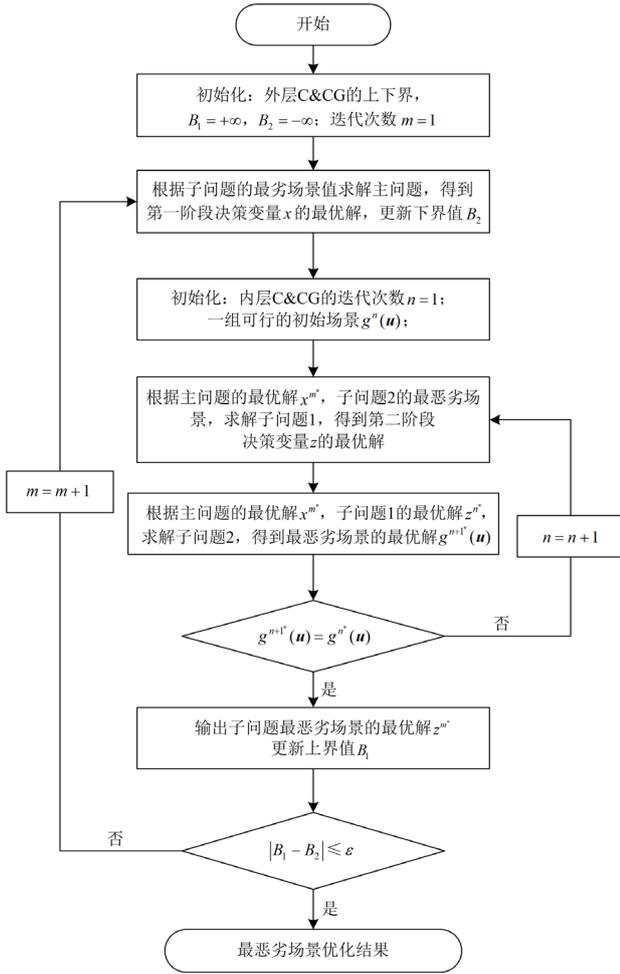


图3 算法流程图

Fig. 3 Algorithm flow chart

### 2.3.2 子问题

子问题根据主问题求得的第一阶段变量  $x^*$  寻找最恶劣场景, 该变量在子问题中为已知值, 求解得到的当前最恶劣场景, 返回给主问题求下一次迭代的  $x$ 。子问题模型可表示为

$$\begin{cases} \max_{u \in U_a} \min_{y, z} Q^T y \\ \text{s.t. } Ex^* \leq h \\ Fx^* + Gy + Hz \leq \tilde{g}(u) \\ z \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (20)$$

内层 min 问题包含 0-1 决策变量, 故子问题无法等效为单层问题, 因此再利用 C&CG 算法的原理, 将子问题拆分为子问题 1 和子问题 2 迭代求解子问题的最恶劣场景。

#### 1) 子问题 1

子问题 1 的目的是决策最恶劣场景下的 0-1 变量。子问题 1 模型可表示为

$$\begin{cases} \min_{y, z} Q^T y \\ \text{s.t. } Fx^* + Gy + Hz \leq \tilde{g}(u^n) \\ z \in \{0, 1\}, \forall 1 \leq n \leq N \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $n$  和  $N$  分别表示内层 C&CG 算法当前迭代次数和最大迭代次数;  $u^n$  为子问题 2 在第  $n$  次迭代求得的不确定变量, 在子问题 1 中为已知量。

#### 2) 子问题 2

子问题 2 中的 0-1 变量  $z^{n+1}$  由子问题 1 决策, 在子问题 2 中为已知量, 因此 max-min 模型可以使用强对偶转换和 KKT 条件等效为单层优化模型。子问题 2 模型可表示为

$$\begin{cases} \max_{u \in U_a} \xi^T [Fx^* + Hz^{n+1} - \tilde{g}(u)] \\ \text{s.t. } Q^T + \xi^T G = 0 \\ z^{n+1} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (22)$$

式中,  $\xi$  为引入的对偶变量, 且  $\xi$  中元素取值为 0 或 1。目标函数中第三项  $\xi^T \tilde{g}(u)$  为双线性项, 可运用 Big-M 法将其线性化。

内层 C&CG 每迭代一次, 子问题 2 求得的  $u^{n+1}$  代入子问题 1 求得 0-1 变量  $z$  再代入子问题 2 循环迭代, 直到满足收敛条件。当子问题 1 和子问题 2 收敛时, 得到子问题最优解  $B_1$  和最恶劣场景  $\tilde{g}^{m*}(u)$ , 再与主问题进行 C&CG 算法迭代, 直至得到最恶劣场景下微网的运行结果。

## 3 社区共享储能与多微网合作博弈模型及求解

### 3.1 纳什谈判模型

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, 纳什谈判的解即为帕累托最优解, 其模型可表示为

$$\begin{cases} \max_{v=1}^V \prod (U_v - U_v^0) \\ \text{s.t. } U_v - U_v^0 \geq 0 \end{cases} \quad (23)$$

式中,  $U_v^0$  和  $U_v$  分别为微网运营商  $v$  合作前后的收益。约束条件表示合作后的收益不低于合作前, 保障个体的利益不受损。

### 3.2 社区共享储能与多微网合作博弈模型

本文社区共享储能和各微网属于不同的利益主体, 运用纳什谈判理论求取共享储能和多微网之间的合作博弈模型, 表示为

$$\begin{cases} \max(C^{ces,0} - C^{ces}) \prod_{i=1}^I (C_i^{mg,0} - C_i^{mg}) \\ \text{s.t. } C^{ces,0} - C^{ces} \geq 0 \\ C_i^{mg,0} - C_i^{mg} \geq 0 \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $C^{\text{ces},0}$  为社区共享储能合作前的成本, 即社区共享储能独立运行成本;  $C^{\text{ces}}$  为共享储能合作博弈后的成本, 即式(1)所示目标函数;  $C_i^{\text{mg},0}$  和  $C_i^{\text{mg}}$  分别为微网  $i$  合作前后的成本, 其中  $C_i^{\text{mg}}$  为式(16)所示目标函数。

由于式(24)为一个非线性非凸问题, 无法利用现有求解器直接求解, 因此将其等效为合作成本最小化问题和谈判支付问题, 并先后求解社区共享储能与各微网的共享电量和支付电价。

### 3.3 合作成本最小化问题

根据均值不等式原理, 式(24)可等效为如下模型, 具体等效过程参考文献[13]。

$$\begin{cases} \min \left\{ C^{\text{ces}}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) + \sum_{i=1}^I C_i^{\text{mg}}(P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}}) \right\} \\ \text{s.t. } P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} = P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}} \\ \text{式(1)、式(2)} \\ \text{式(8)、式(17)} \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $C^{\text{ces}}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}})$  为式(1)中不含  $C^{\text{ces},\text{mg}}$  的社区共享储能合作后的成本;  $C_i^{\text{mg}}(P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}})$  为式(16)中不含  $C_i^{\text{mg},\text{ces}}$  的微网  $i$  合作后的成本; 第一条约束表示社区共享储能在  $t$  时刻向微网  $i$  的购电功率等于微网  $i$  在  $t$  时刻售给社区共享储能的电功率。

### 3.4 合作成本最小化问题求解

基于 ADMM 算法分布式求解社区共享储能与多微网之间的共享电量和最大化合作成本。首先引入辅助变量  $P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}}$  对式(25)进行解耦, 表示为

$$P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} = P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} = P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}} \quad (26)$$

引入拉格朗日乘子  $\lambda_{i,t}$ 、惩罚因子  $\rho_i$ , 构造社区共享储能与多微网运营商的分布式优化模型。社区共享储能分布式优化模型可表示为

$$\begin{cases} \min \left\{ C^{\text{ces}}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) + \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \lambda_{i,t} (P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) + \sum_{i=1}^I \frac{\rho_i}{2} \| P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} \|^2 \right\} \\ \text{s.t. 式(2)} \end{cases} \quad (27)$$

微网运营商分布式优化运行模型可表示为

$$\begin{cases} \min \left\{ C_i^{\text{mg}}(P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}}) + \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \lambda_{i,t} (P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}}) + \sum_{i=1}^I \frac{\rho_i}{2} \| P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}} \|^2 \right\} \\ \text{s.t. 式(5)} \end{cases} \quad (28)$$

分布式模型式(27)、式(28)根据下列分布式迭代公式(29)和 2.3 节分析的嵌套 C&CG 算法求解合作成本最小化问题, 当式(30)迭代的收敛条件满足误差  $\varepsilon$  时, 求解社区共享储能  $C^{\text{ces},*}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}})$  和微网  $C_i^{\text{mg},*}(P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}})$  的最小化合作成本, 同时可得到社区共享储能和微网之间的电能交易量  $P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg},*}$ 。

$$\lambda_{i,t+1} = \lambda_{i,t} + \rho_i (P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}}) \quad (29)$$

$$\max \left\{ \sum_{i=1}^I \| P_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}} \|^2 \right\} \leq \varepsilon \quad (30)$$

### 3.5 电能谈判支付问题

合作前社区共享储能成本可直接由求解器求解, 其值为  $C^{\text{ces},0*}$ ; 合作前各微网两阶段鲁棒调度模型由前文介绍的嵌套 C&CG 算法求解, 其值为  $C_i^{\text{mg},0*}$ 。

通过取对数, 可得非线性模型式(24)转换为如下可求解模型, 具体转换过程参考文献[13]。

$$\begin{cases} \min \left\{ -[\ln(C^{\text{ces},0*} - C^{\text{ces},*}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) - C^{\text{ces},\text{mg}}) + \ln \sum_{i=1}^I (C_i^{\text{mg},0*} - C_i^{\text{mg},*}(P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}}) - C_i^{\text{mg},\text{ces}})] \right\} \\ \text{s.t. } C^{\text{ces},0*} - C^{\text{ces},*}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) - C^{\text{ces},\text{mg}} \geq 0 \\ C_i^{\text{mg},0*} - C_i^{\text{mg},*}(P_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}}) - C_i^{\text{mg},\text{ces}} \geq 0 \\ \underline{p}_t^{\text{grid}} \leq p_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} / p_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}} \leq \bar{p}_t^{\text{grid}} \\ \text{式(1)、式(2)、式(8)、式(17)} \end{cases} \quad (31)$$

式中,  $\underline{p}_t^{\text{grid}}$  和  $\bar{p}_t^{\text{grid}}$  分别表示微网与外电网交互电价的下界与上界。

### 3.6 电能谈判支付问题求解

由式(1)和式(17)可知, 社区共享储能和微网之间还存在交易电价, 引入辅助变量  $p_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}}$  对其解耦, 见式(32)。基于 ADMM 算法的思路, 引入拉格朗日乘子  $\psi_{i,t}$ 、惩罚因子  $\sigma_i$  构造社区共享储能与多微网运营商的分布式优化模型, 表示为

$$p_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} = p_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} = p_{i,t}^{\text{mg},\text{ces}} \quad (32)$$

社区共享储能分布式优化模型可表示为

$$\begin{cases} \min \left\{ -[\ln(C^{\text{ces},0*} - C^{\text{ces},*}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) - p_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} p_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg},*}) + \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \psi_{i,t} (p_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - p_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) + \sum_{i=1}^I \frac{\sigma_i}{2} \| p_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg}} - p_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} \|^2] \right\} \\ \text{s.t. } C^{\text{ces},0*} - C^{\text{ces},*}(P_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}}) - p_{i,t}^{\text{ces},\text{mg}} p_{i,t}^{\text{ces} \leftrightarrow \text{mg},*} \geq 0 \end{cases} \quad (33)$$

微网运营商的分布式优化模型可表示为

$$\left\{ \begin{aligned} & \min \{ -[\ln(C_i^{mg,0*} - C_i^{mg,*} (P_{i,t}^{mg,ces}) - p_{i,t}^{mg,ces} P_{i,t}^{ces \leftrightarrow mg*}) + \\ & \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \psi_{i,t} (p_{i,t}^{ces \leftrightarrow mg} - p_{i,t}^{mg,ces}) + \\ & \sum_{t=1}^T \frac{\sigma_i}{2} \| P_{i,t}^{ces \leftrightarrow mg} - p_{i,t}^{mg,ces} \|_2^2 ] \} \\ & \text{s.t. } C_i^{ces,0*} - C_i^{ces,*} (P_{i,t}^{ces,mg}) - p_{i,t}^{ces,mg} P_{i,t}^{ces \leftrightarrow mg*} \geq 0 \end{aligned} \right. \quad (34)$$

上述分布式优化模型根据下列分布式迭代公式(35)求解电能谈判支付问题,当式(36)迭代的收敛条件满足误差 $\zeta$ 时,求解得到社区共享储能和多微网之间的电能交易价 $p_{i,t}^{ces \leftrightarrow mg*}$ 。

$$\psi_{i,t+1} = \psi_{i,t} + \sigma_i (p_{i,t}^{ces \leftrightarrow mg} - p_{i,t}^{mg,ces}) \quad (35)$$

$$\max \left\{ \sum_{t=1}^T \| p_{i,t}^{ces \leftrightarrow mg} - p_{i,t}^{mg,ces} \|_2^2 \right\} \leq \zeta \quad (36)$$

### 4 算例分析

本文在 Matlab 的编译环境下,通过 Yalmip 工具箱建立社区共享储能和多园区微网的纳什谈判模型,调用 Cplex 求解器求解联盟成本最小化问题,调用 Mosek 求解器求解电能谈判支付问题。

#### 4.1 算例设置

本文考虑 1 个社区共享储能与 3 个园区微网间的电能共享。3 个微网模型均为电、热、冷联供模型,社区共享储能为电储能。当社区共享储能向外电网售电时,社区共享储能和微网向外电网售电价一致,其值为 0.3 元/kWh,微网向外电网的购电价如表 1 所示。微网 1 配置风力机和光伏,微网 2 配置风力机,微网 3 配置光伏。3 个微网的可再生能源数据和负荷数据如图 4—图 7 所示。

表 1 电价参数

| 时段类型 | 时段          | 电价/(元/kWh) |
|------|-------------|------------|
| 谷    | 23:00—07:00 | 0.34       |
| 平    | 07:00—11:00 | 0.75       |
|      | 14:00—18:00 | 0.75       |
| 峰    | 11:00—14:00 | 1.16       |
|      | 18:00—23:00 | 1.16       |

#### 4.2 不同方案下结果分析

为了验证本文提出的考虑源荷不确定的各微网与社区共享储能电能共享运行模型的有效性,建立以下 4 个方案进行多方面对比分析,并得出不同方案下的运行成本如表 2 所示。

方案 1: 各微网不考虑不确定性情况下,社区共享储能和各微网无电能共享。

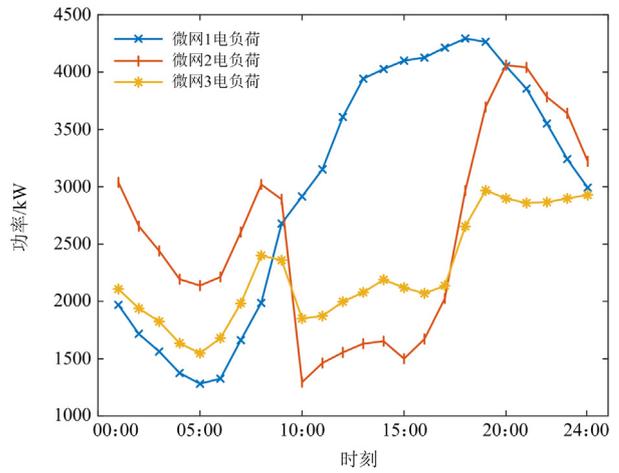


图 4 微网的电负荷

Fig. 4 Electrical load of microgrids

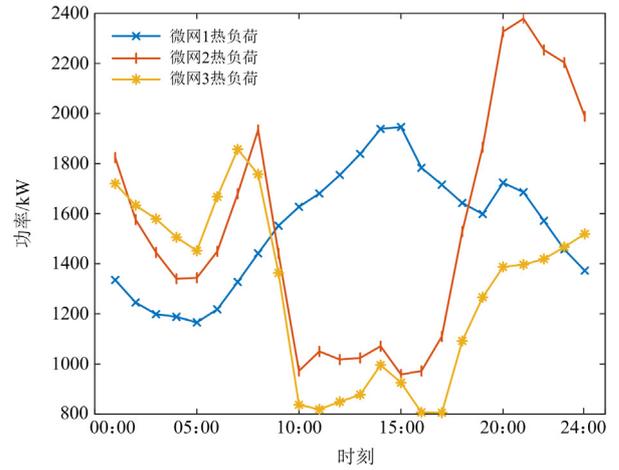


图 5 微网的热负荷

Fig. 5 Thermal load of microgrids

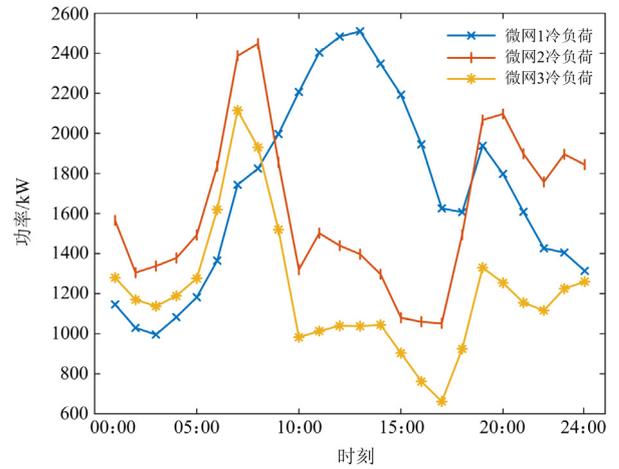


图 6 微网的冷负荷

Fig. 6 Cold load of microgrids

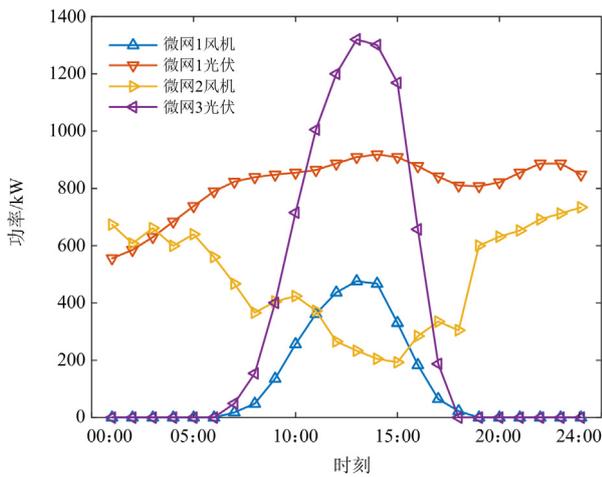


图7 微网的可再生能源出力

Fig. 7 Renewable energy output of microgrids

表2 不同方案下的运行成本

Table 2 Operating costs under different scenario

| 方案 | 社区共享储能 | 微网1       | 微网2       | 微网3       | 总成本        |
|----|--------|-----------|-----------|-----------|------------|
| 1  | 0      | 54 165.74 | 48 364.65 | 42 653.78 | 145 184.17 |
| 2  | 146.75 | 52 455.32 | 46 523.32 | 40 464.35 | 139 296.24 |
| 3  | 0      | 66 329.71 | 60 083.24 | 48 903.09 | 175 316.04 |
| 4  | 275.79 | 66 070.03 | 59 840.50 | 48 647.15 | 174 281.89 |

方案 2: 各微网不考虑不确定性情况下, 社区共享储能和各微网存在电能共享。通过社区共享储能与各微网形成联盟。

方案 3: 各微网考虑不确定性情况下, 社区共享储能和各微网无电能共享。

方案 4: 各微网考虑不确定性情况下, 社区共享储能和各微网存在电能共享。通过社区共享储能与各微网形成联盟。

比较方案 1 和方案 2 可知, 社区共享储能与各微网实行电能共享后, 总成本从 145 184.17 元降低至 139 296.24 元, 这表明电能共享后总成本得到了降低, 在效益的驱动下, 将会激发微网与社区共享储能进行电能交易。

比较方案 1 和方案 3 可知, 由于方案 3 中各微网考虑了可再生能源出力和多能负荷的不确定性影响, 整个系统运行的总成本比方案 1 要高, 这是因为在源荷不确定性发生的时段内, 可再生能源的实际出力比预测出力要低, 而多能负荷的实际值比预测值要高, 微网可能需要向外电网购电或者调度内部能源转换机组多出力以达到供需平衡, 因此方案 3 的最恶劣场景下各微网的运行成本和总成本都比方案 1 预测场景下的运行成本要高, 其中, 方案 3

中微网 1、微网 2 和微网 3 的运行成本分别比方案 1 高 12 163.97 元、11 718.59 和 6249.31 元。

比较方案 3 和方案 4 可知, 总成本从 175 316.04 元降低至 174 281.89 元, 原因同方案 1 和方案 2 的比较分析一致, 此外考虑电能共享可以在一定程度上降低不确定性对调度计划的影响, 改善运行过程中的保守性。

#### 4.3 谈判交易情况分析

本文基于纳什议价构造的社区共享储能和园区微网群的电能共享模型, 通过一系列等效转换为联盟成本最小化问题和电能谈判支付问题。其中联盟成本最小化问题中 3 个微网模型是基于两阶段鲁棒模型构造的, 因此为有效求解联盟成本最小化问题, 本文提出采用内嵌 C&CG-R&D 的 ADMM 算法求解各主体的谈判交易量。对于电能谈判支付问题采用传统的 ADMM 分布式求解各主体的谈判交易价。

##### 4.3.1 各主体电能交易情况分析

社区共享储能与 3 个园区微网间的电能交易量如图 8 所示。

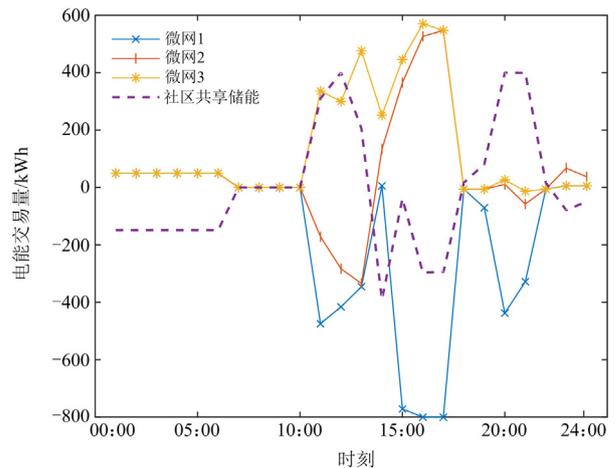


图8 社区共享储能和微网的电能交易量

Fig. 8 Electrical energy interaction between community shared energy storage and microgrids

由图 8 可以看出, 在 00:00—06:00 时段内, 3 个微网均向社区共享储能售电, 在 11:00—13:00、15:00—17:00 和 19:00—21:00 时段, 微网 1 的电负荷功率在 3 MW 以上, 而风力和光伏出力在 800 kW 以下, 可再生能源无法满足这些时段微网 1 对电能的需求量, 除了通过其他能源转换设备发电外, 微网 1 通过向社区共享储能购电以满足自身电能需求。在 11:00—17:00 时段, 微网 3 向社区共享储能售电, 因为在该时段, 微网 3 对电、热和冷功率的需求相较于其他时段骤减, 而微网 3 由于中午

时段的光伏发电量激增,使得供大于求,通过向社区共享储能售电以消纳多余的光伏发电量。微网2在14:00—17:00时段向社区共享储能售电,在11:00—13:00时段向社区共享储能购电。综上,3个微网在24h调度周期内均存在与社区共享储能的电能交互情况,因此考虑微网与社区共享储能进行电能共享,能够促进各微网的供需平衡。

#### 4.3.2 各主体谈判支付情况分析

通过对合作成本最小化问题进行求解,得到了各微网与社区共享储能谈判的电能交易量,所以在电能谈判支付问题中,微网与社区共享储能的电能交易量和电能交易价不再是一个双线性项,根据电能交易量和合作前后各主体成本决策电能交易价格。

社区共享储能与各微网间的电能交易价格如图9所示。为了促进各微网优先于社区共享储能实行电能交互,每个时段的社区共享储能与各微网的谈判交易价格均低于各微网向电网购电的分时电价。

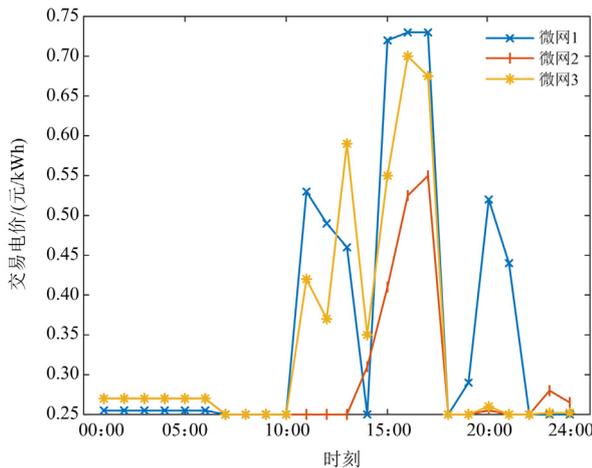


图9 社区共享储能和微网的电能交易电价

Fig. 9 Electrical energy trading price between community shared energy storage and microgrids

由图10可以看出,各微网与社区共享储能的谈判支付问题采用ADMM分布式算法求解,算法在迭代4次后收敛,证明运用ADMM算法求解各主体的谈判支付问题,计算性能好,且能保护各主体

在谈判过程中数据的隐私性。在收敛结束时刻,即谈判结束时刻,可获得每个主体对合作所得总效益的支付情况和相应的交易价格。

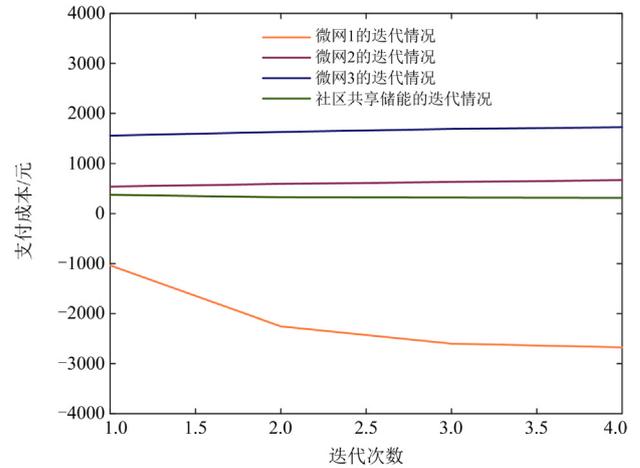


图10 ADMM算法求解谈判支付问题的迭代情况

Fig. 10 Iterative situation of ADMM algorithm for solving negotiation and payment problems

#### 4.4 成本和效益分析

本节基于方案4,考虑各微网运行中源荷的不确定性,并与社区共享储能结成联盟共享电能。设置3个微网的电、热和冷负荷的鲁棒不确定性调节系数为12;微网1的风电出力的不确定性调节系数为12,光伏出力为6;微网2的风电出力为12,微网3的光伏出力为6。

社区共享储能与微网的成本和效益情况如表3所示,观察可发现,破裂点的联盟成本为175316.04元,其中各微网单独运行成本分别为66329.71元、60083.24元和48903.09元,由于社区共享储能没有与微网进行电能共享,成本为0元。值得一提的是,微网合作的联盟成本和谈判结束的联盟成本均为174281.89元,这是因为合作成本忽略了社区共享储能与各微网的电能交易支付成本,可通过求解谈判支付成本最大化问题得到该支付成本,其联盟成本为0元。谈判结束成本是各主体对电能交易支付成本的一种再分配,即在合作成本的基础上各主

表3 比较社区共享储能与微网的成本和效益

Table 3 Comparison of the cost and benefit of community shared energy storage and microgrids

|        | 微网1       | 微网2       | 微网3       | 社区共享储能  | 联盟         |
|--------|-----------|-----------|-----------|---------|------------|
| 破裂点成本  | 66 329.71 | 60 083.24 | 48 903.09 | 0       | 175 316.04 |
| 合作成本   | 63 361.58 | 60 509.30 | 50 372.30 | 38.71   | 174 281.89 |
| 支付成本   | -2 708.45 | 668.80    | 1 725.15  | 314.50  | 0          |
| 谈判结束成本 | 66 070.03 | 59 840.50 | 48 647.15 | -275.79 | 174 281.89 |
| 效益提升值  | 259.68    | 242.74    | 255.94    | 275.79  | 1 034.15   |

元

体平摊经过谈判的支付成本。此外, 联盟后并不会提升或者削减社区共享储能与各微网的电能交易支付成本。因此, 各主体的合作成本与谈判结束成本有差异, 但联盟成本仍然不变。简单计算可知, 社区共享储能与微网进行电能共享后, 联盟效益增加了 1034.15 元, 其中微网 1、微网 2、微网 3 和社区共享储能成本分别增加 259.68 元、242.74 元、255.94 元和 275.79 元, 结果显示各微网和社区共享储能均能获得效益提升, 这也表明, 本文所提的社区共享储能和多微网的纳什谈判电能共享模型能兼顾各主体和联盟的利益, 积极推动社区共享储能与微网参与电能共享, 进而减少各主体自身和联盟的运行成本。

#### 4.5 不确定性调节参数与偏差的影响

在鲁棒优化中, 不确定性程度一般由不确定性调节参数与不确定性偏差共同决定。本文设置调度周期为 24 h, 调度步长为 1 h, 因此不确定性调节参数的范围为 0~24。当不确定性调节参数取值为 0 时, 此时整个调度场景为确定性场景; 当不确定性调节参数为 24 时, 所有调度场景均为最恶劣场景。为了验证不确定性调节参数和偏差对运行成本的影响, 本文选取方案 1 中的微网 1 进行有效验证。根据图 11 可以看出, 不确定性调节参数与总成本成正比相关。这是因为不确定性调节参数代表着在一个调度周期内发生不确定性的次数, 不确定性调节参数越大, 则在一个调度周期内发生不确定性的时段也越多, 因此总成本也相应的增大。此外, 由图 11 可知, 不确定性偏差与总成本也成正比相关。因为不确定性偏差代表着发生不确定性时段的最恶劣场景与预测场景的偏差, 不确定性偏差越大, 最恶劣场景离预测场景的偏差也越大, 因此运行成本也越大。简而言之, 不确定性调节参数和偏差共同影响

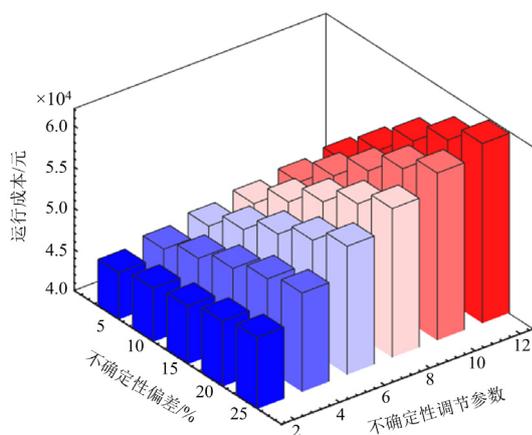


图 11 不确定性调节参数与不确定性偏差对运行成本的影响

Fig. 11 Influence of uncertainty adjustment parameters and uncertainty deviation on operating costs

微网的运行成本, 且都与成本成正比相关。这给微网运营商提供一个风险偏好的指标, 即微网运营商可以提供不确定性调节参数和偏差来调整调度计划的保守性。

$$\text{构建源荷偏差量 } P_i^\alpha = \sum_{t=1}^T |\beta_{i,t}^{\alpha+} P_{i,t}^{\alpha+} + \beta_{i,t}^{\alpha-} P_{i,t}^{\alpha-}|,$$

其表明可再生能源与负荷的不确定性偏差量, 其值越大表明不确定性越强。以微网 2 为例, 当不确定性偏差取 25% 时, 不确定性偏差量随不确定性调节参数的变化情况及其相应成本如表 4 所示。由表 4 可知, 随着不确定调节参数的增加, 偏差量会逐渐增加, 对应的微网成本逐渐增大, 需要牺牲部分经济性以应对不确定性风险。

表 4 微网 2 偏差量情况

Table 4 Deviation situation of microgrid 2

| 调节参数      | 2      | 4      | 6      | 8      | 10     |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 风电偏差量/kW  | 138    | 270    | 384    | 512    | 607    |
| 电负荷偏差量/kW | 384    | 738    | 1052   | 1306   | 1620   |
| 热负荷偏差量/kW | 187    | 354    | 531    | 708    | 875    |
| 冷负荷偏差量/kW | 165    | 312    | 475    | 626    | 784    |
| 成本/元      | 55 017 | 55 793 | 56 282 | 56 917 | 57 664 |

## 5 结论

本文提出一种考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站合作运行模型, 为了应对源荷的不确定性, 将微网模型设置成两阶段鲁棒微网模型进行求解。基于纳什谈判理论将此合作模型转化为合作成本最小化与电能谈判支付两个易于求解的子问题, 最后为了保护各主体隐私, 采用分布式算法求解两个子问题。主要结论如下:

1) 基于纳什谈判理论建立多园区微网与共享储能电站合作运行模型后, 相比未合作情形各主体运行收益及联盟效益均有较大提升。

2) 在两阶段鲁棒微网模型中, 通过 C&CG 算法嵌套 RD 算法将该模型拆分为主问题和子问题迭代求解, 实现模型的高效求解, 最后通过仿真证明, 不确定性调节参数与不确定性偏差对微网运行成本有着巨大的影响。

3) 基于 ADMM 原理来分布式求解多园区微网与共享储能电站合作运行模型时, 可以使各主体隐私得到保护, 仅交互有限的信息, 并且具有较好的收敛性。

## 参考文献

- [1] 彭静, 王军, 元富军, 等. “双碳”目标下配电网多阶段扩展规划[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 153-161.  
PENG Jing, WANG Jun, QI Fujun, et al. Multi-stage

- expansion planning of a distribution network with double-carbon policy[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(7): 153-161.
- [2] 崔文倩, 魏军强, 赵云灏, 等. 双碳目标下含重力储能的配电网多目标运行优化[J]. *电力建设*, 2023, 44(4): 45-53.  
CUI Wenqian, WEI Junqiang, ZHAO Yunhao, et al. Multi-objective operation optimization of distribution network with gravity energy storage under double carbon target[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(4): 45-53.
- [3] 叶远波, 李端超, 谢民, 等. 面向新型电力系统的智能变电站虚回路自动校验技术研究[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(7): 91-99.  
YE Yuanbo, LI Duanchao, XIE Min, et al. Research on automatic calibration technology of virtual circuit in smart substation for novel power system[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(7): 91-99.
- [4] 赵阳, 范文奕, 安佳坤, 等. 基于智能加权混合模型的新型电力系统电量预测方法[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(12): 56-63.  
ZHAO Yang, FAN Wenyi, AN Jiakun, et al. A method of novel power system electricity forecasting based on intelligent weighted hybrid model[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(12): 56-63.
- [5] JOSE I, FILIPF S. An energy-as-a-service business model for aggregators of prosumers[J]. *Applied Energy*, 2023, 347: 121487.
- [6] ZHOU Bo, FANG Jiakun, AI Xiaomeng, et al. Flexibility-enhanced continuous-time scheduling of power system under wind uncertainties[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(4): 2306-2320.
- [7] 杨春祥, 张焯榕, 姚巽, 等. 基于风电出力场景集的电力现货市场两阶段随机规划模型[J]. *供用电*, 2022, 39(6): 76-82, 91.  
YANG Chunxiang, ZHANG Xuanrong, YAO Xun, et al. Two-stage stochastic programming model for electricity spot market based on wind power output scenario set[J]. *Distribution & Utilization*, 2022, 39(6): 76-82, 91.
- [8] 张长庚. 考虑含光伏接入的配电网故障特性研究[J]. *电网与清洁能源*, 2022, 38(12): 138-146.  
ZHANG Changgeng. Research on fault characteristics of the distribution network considering access of photovoltaic[J]. *Power System and Clean Energy*, 2022, 38(12): 138-146.
- [9] 雷旭, 马鹏飞, 宋智帅, 等. 计及风电预测误差的柔性负荷日内调度模型[J]. *发电技术*, 2022, 43(3): 485-491.  
LEI Xu, MA Pengfei, SONG Zhishuai, et al. A flexible intraday load dispatch model considering wind power prediction errors[J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(3): 485-491.
- [10] 国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知[EB/OL]. 北京: 国家能源局[2022-01-29]. [http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-01/29/c\\_1310523208.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-01/29/c_1310523208.htm).
- [11] CHAKRABORTY P, BAEYENS E, POOLLA K, et al. Sharing storage in a smart grid: a coalitional game approach[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(4): 4379-4390.
- [12] LIU Jun, HUANG Zhenyu, FAN Ming, et al. Future energy infrastructure, energy platform and energy storage[J]. *Nano Energy*, 2022, 104: 107915.
- [13] 闫东翔, 陈玥. 共享储能商业模式和定价机制研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(23): 178-191.  
YAN Dongxiang, CHEN Yue. Review on business mode and pricing mechanism for shared energy storage[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(23): 178-191.
- [14] 田欣, 陈来军, 李笑竹, 等. 基于主从博弈和改进 Shapley 值的分布式光伏社区共享储能优化运行策略[J]. *电网技术*, 2023, 47(6): 2252-2261.  
TIAN Xin, CHEN Laijun, LI Xiaozhu, et al. Optimal scheduling strategy for energy storage sharing among multiple communities with photovoltaic resources based on Stackelberg game and improved Shapley value[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(6): 2252-2261.
- [15] 刘敦楠, 赵宁宁, 李鹏飞, 等. 基于“共享储能-需求侧资源”联合跟踪可再生能源发电曲线的市场化消纳模式[J]. *电网技术*, 2021, 45(7): 2791-2802.  
LIU Dunnan, ZHAO Ningning, LI Pengfei, et al. Market-oriented consumption model based on the joint tracking of renewable energy generation curve of “shared energy storage & demand side resources[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(7): 2791-2802.
- [16] OZGE E, FILIK UMMUHAN B. A Stackelberg game approach for energy sharing management of a microgrid providing flexibility to entities[J]. *Applied Energy*, 2022, 316: 118944.
- [17] 王瑞, 程杉, 汪业乔, 等. 基于多主体主从博弈的区域综合能源系统低碳经济优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(5): 12-21.  
WANG Rui, CHENG Shan, WANG Yeqiao, et al. Low-carbon and economic optimization of a regional integrated energy system based on a master-slave game with multiple stakeholders[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(5): 12-21.
- [18] 王瀚琳, 刘洋, 许立雄, 等. 基于主从博弈理论的社区

- 微电网-配网能量交易模型研究[J]. 电测与仪表, 2021, 58(6): 68-75.
- WANG Hanlin, LIU Yang, XU Lixiong, et al. Research on community micro-grid distribution network energy trading model based on leader-follower game theory[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(6): 68-75.
- [19] 王芸芸, 马志程, 周强, 等. 兼顾公平性的多能源合作博弈优化调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 482-492.
- WANG Yunyun, MA Zhicheng, ZHOU Qiang, et al. Multi energy cooperative game optimal scheduling considering fairness[J]. Acta Energiac Solaris Sinica, 2022, 43(10): 482-492.
- [20] SONG Xiaohua, GE Zeqi, ZHANG Wen. Study on multi-subject behavior game of CCUS cooperative alliance[J]. Energy, 2023, 262: 125229.
- [21] 赵舫, 盛青, 王新刚, 等. 基于主成分分析合作博弈的电网负荷智能预测方法研究[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(2): 48-52, 60.
- ZHAO Fang, SHENG Qing, WANG Xingang, et al. A study on the intelligent load forecasting method of power grids based on principal component analysis and cooperative game[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(2): 48-52, 60.
- [22] 冯俊宗, 何光层, 代航, 等. “双碳”目标下基于合作博弈的“源-荷”低碳经济调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(4): 120-127.
- FENG Junzong, HE Guangceng, DAI Hang, et al. The “source-load” low-carbon economic dispatch based on cooperative game under the “double carbon” goal[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(4): 120-127.
- [23] 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, 395.
- 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, 395.
- [24] 李咸善, 解仕杰, 方子健, 等. 多微电网共享储能的优化配置及其成本分摊[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 44-51.
- LI Xianshan, XIE Shijie, FANG Zijian, et al. Optimal configuration of shared energy storage for multi-microgrid and its cost allocation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 44-51.
- [25] YANG Yu, HU Guoqiang, COSTAS J S. Optimal sharing and fair cost allocation of community energy storage[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(5): 4185-4194.
- [26] 张程, 匡宇, 邹复民, 等. 考虑风光不确定性与电动汽车的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 236-244.
- ZHANG Cheng, KUANG Yu, ZOU Fumin, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 236-244.
- [27] YANG Mao, CUI Yu, WANG Jinxin. Multi-objective optimal scheduling of island microgrids considering the uncertainty of renewable energy output[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2023, 144: 108619.
- [28] QIN Peijia, TAN Xianlin, HUANG Youbin, et al. Two-stage robust optimal scheduling framework applied for microgrids: combined energy recovery and forecast[J]. Renewable Energy, 2023, 214: 290-306.
- [29] 刘金朋, 彭锦淳, 邓嘉明, 等. 考虑电热联产的虚拟电厂两阶段鲁棒优化经济调度[J]. 系统仿真学报, 2023, 35(8): 1799-1813.
- LIU Jinpeng, PENG Jinchun, DENG Jiaming, et al. Two-stage robust optimization-based economic dispatch of virtual power plants considering cogeneration[J]. Journal of System Simulation, 2023, 35(8): 1799-1813.
- [30] GAN Wei, SHAHIDEHPOUR M, GUO Jianbo, et al. A tri-level planning approach to resilient expansion and hardening of coupled power distribution and transportation systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1495-1507.
- 
- 收稿日期: 2023-06-14; 修回日期: 2023-08-24
- 作者简介:
- 张程(1982—), 男, 博士, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统稳定性分析、广域监测等; E-mail: zhangcheng@fjut.edu.cn
- 罗玉锦(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析、稳定和控制; E-mail: 543314195@qq.com
- 陈昌亮(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析、稳定和控制。E-mail: 1132556041@qq.com
- (编辑 许威)