DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2026.3.100 **中图分类号**：TM73 **文献标志码**：A

碳交易机制下考虑液态CO_2储能的微电网双层优化调度

李子龙(中国电源学会学生会员)，匡洪海(中国电源学会会员)，徐雨溟，王 俊
(湖南工业大学交通电气工程学院，株洲 412007)

摘要：为减少微电网系统运行的碳排放量，同时考虑可再生能源出力不确定性对系统调度结果的影响，提出1种含液态二氧化碳CO_2(carbon dioxide)储能的微电网双层优化低碳经济调度模型。该模型将阶梯式碳交易机制引入系统的运行调度阶段，以减少微电网系统的碳排放量。在碳交易场景下，通过对比分析液态CO_2储能和常规储能2种模型在微电网运行时所产生的碳排放量和调度成本数据，验证了所提模型在引入液态CO_2储能后可以有效减少碳排放量和提高经济性。

关键词：微电网；液态CO_2储能；碳交易机制；双层优化；不确定性

Two-layer Optimal Scheduling of Microgrids Considering Liquid CO_2 Energy Storage under Carbon Trading Mechanism

LI Zilong, *Student Member, CPSS*, KUANG Honghai, *Member, CPSS*, XU Yuhao, WANG Jun
(School of Transportation and Electrical Engineering, Hunan University of Technology, Zhuzhou 412007, China)

Abstract: To reduce the carbon emissions of a microgrid system under operation and with the consideration of influences of uncertainties in renewable energy output on the system's scheduling results, a two-layer optimal low-carbon economic scheduling model for microgrids containing liquid carbon dioxide (CO_2) energy storage is proposed. This model introduces a tiered carbon trading mechanism into the operation and scheduling stage of the system, so as to reduce carbon emissions of the microgrid system. Under a carbon trading scenario, the carbon emissions and scheduling cost data generated by two models of liquid CO_2 energy storage and conventional energy storage during the operation of microgrids are compared and analyzed, and results verify that the proposed model can effectively reduce carbon emissions and improve the economic efficiency after the introduction of liquid CO_2 energy storage.

Keywords: Microgrid; liquid carbon dioxide (CO_2) energy storage; carbon trading mechanism; two-layer optimization; uncertainty

近年来，随着全球温室效应的加剧，微电网技术成为减少碳排放的有效途径，对微电网内各出力电源进行优化和控制显得格外重要[1-2]。微电网内通常含有较多的风、光等可再生能源，其发电功率输出受自然因素影响较大，因此风电与光伏能源的随机性将会影响微电网的优化配置结果[3-5]。

在低碳背景下，引入碳交易机制到微电网中可以有效地减少碳排放量。目前，大量学者对引入碳交易机制相关的系统进行了广泛研究。文献[6]针对系统的经济性和低碳性，建立了核热电厂和虚拟电厂的联合调度模型；文献[7]提出1种在碳交易机制下考虑环境经济调度的多目标优化策略，综合考虑碳和其他污染物的排放成本；文献[8]提出了考虑综

收稿日期：2023-10-09；**修回日期**：2023-11-04，2023-12-04，2024-01-08；**录用日期**：2024-01-20；**网络首发日期**：2024-05-14
基金项目：湖南省自然科学基金资助项目(2023JJ50176)；湖南省教育厅重点资助项目(23A0441)
This work is supported by Hunan Natural Science Foundation under the grant 2023JJ50176; the Key Project of Department of Education of Hunan Province under the grant 23A0441

合需求响应和奖惩阶梯型碳交易机制的主从博弈优化调度策略，二者共同作用有效限制了系统的碳排放量，实现了经济性和环保性的双赢；文献[9]考虑源侧不确定性及碳交易机制对微电网优化调度的影响，提出了 1 种适用于日前调度的碳交易机制下微电网两阶段鲁棒优化调度模型。然而现有研究中，仅在传统模型上考虑不确定性对系统安全经济运行和低碳运行的影响。

目前，针对源侧不确定性已经进行了相关研究。文献[10]提出了基于风电概率模型的弃风成本和可中断负荷成本的发用电一体优化方法，研究了风电的不确定性；文献[11]在微电网的不确定性规划中引入二元变量，并采用 Benders 分解算法对模型进行变换来解决不确定性问题；文献[12]提出了 1 种基于双层模糊机会约束规划的虚拟电厂优化调度方法，有利于复杂双层模糊机会约束规划问题求解；文献[13]考虑了风电和光伏发电出力的不确定性，建立基于机会约束目标规划的风−光−水−气−火−储联合优化调度模型，提高可再生能源的消纳能力，降低系统运行成本；文献[14]建立了 1 套考虑风、光、荷不确定性的随机生产模拟模型和算法；文献[1]考虑了可再生能源发电的间歇性与不确定性对微电网优化配置的影响，引入需求侧响应，通过引导用户改变用电方式，达到优化负荷特性的目的，从而降低系统的经济成本，提高微电网系统的稳定性。在液态二氧化碳 CO_2(carbon dioxide)储能方面，由于 CO_2 液化难度较低且液化后低压侧密度提升大，有学者提出液态 CO_2 储能 LCES(liquid CO_2 energy storage)系统，将储释能阶段的 CO_2 均以液态形式储存，极大地提高了系统储能密度，减小存储容积，提高了 CO_2 储能系统安全性和可靠性[15-16]。文献[17]详细阐述了液态 CO_2 储能技术在实际工程应用中的可行性，其极大地降低了存储压力，且不受地理条件限制，还可以显著降低压力容器加工制造成本，提高了 CO_2 储能系统在空旷的荒漠、高原等可再生能源聚集地区的运行安全性。

综上所述，现有文献通常仅考虑到了低碳性、经济性、稳定性的 1 个或几个方面，同时大部分集中在综合能源系统及大型电力系统上，而针对微电网等小型系统的研究也只是常规的风光水储柴。因此，本文在考虑系统不确定性和阶梯式碳交易机制对微电网最优调度的影响下，提出含液态 CO_2 储能的微电网调度模型，分析有无液态 CO_2 储能及不同不确定度对微电网低碳经济调度的影响及液态 CO_2 储能的优越性。

1　微电网供电系统

1.1　微电网系统结构

本文采用如图 1 所示的微电网系统结构，主要由光伏 PV(photovoltaic)电池发电装置、风力发电机 WT(wind turbine)等不确定性微电源和微型燃气轮机 MT(micro turbine)、燃料电池 FC(fuel cell)等可控微电源，以及 LCES 系统、大电网和负荷构成。

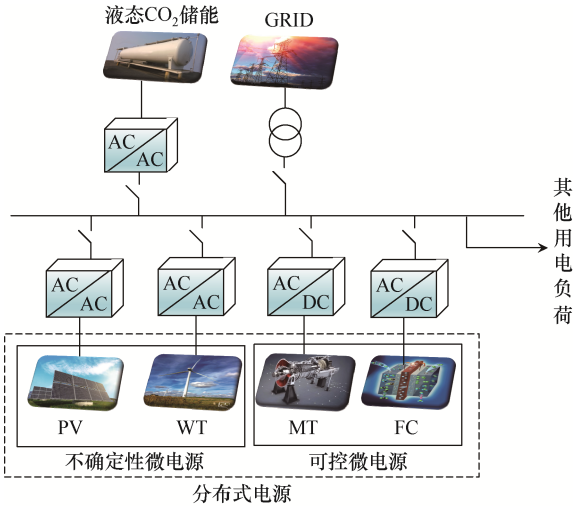


图 1　微电网的结构

Fig. 1 Structure of microgrid

1.2　可控微电源机组

系统中的 MT 及 FC 属于可控微电源机组，输出功率可有效控制，其燃料成本可以分别表示为

$$M_{\mathrm{MT}}=\frac{m_{\mathrm{ng}}}{c_{\mathrm{ng}}\eta_{\mathrm{MT}}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{MT}}(t)=\sigma_{\mathrm{MT}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{MT}}(t) \tag{1}$$

$$M_{\mathrm{FC}}=\frac{m_{\mathrm{fuel}}}{c_{\mathrm{fuel}}\eta_{\mathrm{FC}}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{FC}}(t)=\sigma_{\mathrm{FC}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{FC}}(t) \tag{2}$$

式中：M_{MT} 和 M_{FC} 分别为微型燃气轮机和燃料电池的燃料成本；m_{ng} 和 c_{ng} 分别为天然气的价格和低热

值；m_{fuel} 和 c_{fuel} 分别为燃料电池综合单价和综合低热值；η_{MT} 和 η_{FC} 为微型燃气轮机和燃料电池的发电效率；$P_{\text{MT}}(t)$ 和 $P_{\text{FC}}(t)$ 分别为微型燃气轮机和燃料电池在 t 时刻的输出功率；σ_{MT} 和 σ_{FC} 分别为微型燃气轮机和燃料电池的燃料成本系数。

1.3 大电网交换功率

当微电网系统自身的电能不能满足日常用电负荷时，就必须从大电网购买电能来弥补缺口。在电能供应过剩的情况下，微电网系统通过向大电网出售电能来获取收益。其购能成本可以表示为

$$M_{\text{grid}} = m_{\text{grid}}\left(\sum_{t=1}^{T} P_{\text{buy}}(t) - \sum_{t=1}^{T} P_{\text{sell}}(t)\right) \tag{3}$$

式中：M_{grid} 为购能成本；m_{grid} 为分时电价；$P_{\text{buy}}(t)$ 与 $P_{\text{sell}}(t)$ 分别为微电网在 t 时刻向大电网的购电和售电功率。

1.4 液态 CO_2 储能

本文为有效减少微电网 CO_2 的排放及提升微电网的经济性能，提出用液态 CO_2 储能取代常规储能模块，在不同的不确定度下，验证所提模型在微电网调度中多方面(经济、减排、环保)均优于常规储能模块。LCES 系统[18]具体工艺流程如图 2 所示。其基本原理是：在用电低谷时，用盈余电能将常温、常压下的 CO_2 气体压缩成液态，并将压缩气体时产生的热能储存；在用电高峰时段，存储的热能使液态 CO_2 加热成气体，从而驱动透平机发电。LCES 与常规储能的维护和老化成本参数取自已有文献[19-20]，具体如下。

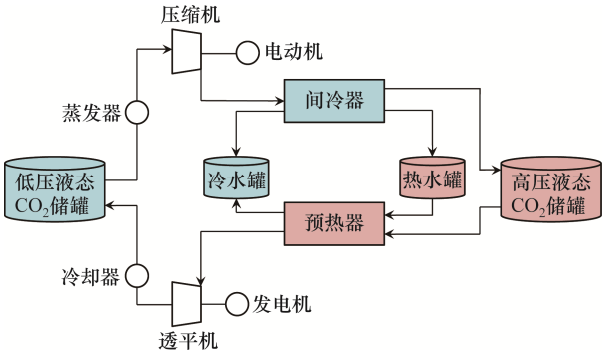


图 2 LCES 系统

Fig. 2 LCES system

LCES 年运行维护成本是指为保证其安全稳定运行进行维护所产生的费用，可表示为

$$M_{\text{aom}} = \mu_{M_{\text{aom}}} M_{\text{ti},M_{\text{aom}}} \tag{4}$$

式中：M_{aom} 为 LCES 年维护费用；$\mu_{M_{\text{aom}}}$ 为 LCES 年运行维护系数，取 0.01；$M_{ti,M_{\text{aom}}}$ 为 LCES 总投资成本。

LCES 老化成本是指储能系统内设备老化进行更换直至报废所产生的费用，可表示为

$$M_{\text{age}} = \sum_{i=1}^{k} \frac{i\alpha M_{\text{ti},M_{\text{aom}}}}{(1+r)^i} \tag{5}$$

式中：M_{age} 为 LCES 老化所产生的成本；k 为储能设备模块最大更换次数，取 10；α 为储能系统成本的上升比例，取 0.008；r 为 LCES 的折现率，取 0.08。

为与液态 CO_2 储能进行对比分析，引入常规储能的年维护成本和老化成本计算公式，即

$$\begin{cases} M_{\text{ces}} = \mu_{M_{\text{ces}}} M_{\text{ti},M_{\text{ces}}} \\ M_{\text{ces,age}} = \sum_{i=1}^{k_{\text{ces}}} \dfrac{i\alpha_{\text{ces}} M_{\text{ti},M_{\text{ces}}}}{(1+r_{\text{ces}})^i} \end{cases} \tag{6}$$

式中：M_{ces} 为常规储能年维护费用；$\mu_{M_{\text{ces}}}$ 为常规储能年运行维护系数，取 0.008；$M_{\text{ti},M_{\text{ces}}}$ 为常规储能总投资成本；$M_{\text{ces,age}}$ 为常规储能老化所产生的成本；k_{ces} 为常规储能设备模块最大更换次数，取 10；α_{ces} 为常规储能系统成本的上升比例，取 0.005；r_{ces} 为常规储能的折现率，取 0.08。

2 碳交易机制

阶梯型碳交易机制是监管部门向系统发放免费碳排放配额，建立合法碳排放权交易市场，并允许生产者进行碳排放权交易的机制。当系统产生的碳排放量低于配额时，剩余配额可在碳交易市场上出售；否则，需要购买剩余的配额。碳交易机制由无偿碳配额、实际碳排放、阶梯碳交易成本 3 个部分组成。

2.1 系统实际碳排放

系统的实际碳排放量由系统购电、MT 和 FC 3 个部分产生，可表示为

$$E_{\mathrm{p}}=\varsigma_1\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{buy}}(t)+\varsigma_2\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{MT}}(t)+\varsigma_3\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{FC}}(t) \quad (7)$$

式中：E_{p} 为系统运行所产生的总碳排放量；ς_1 为系统购电单位功率的碳排放量系数；ς_2 为 MT 单位功率的碳排放量系数；ς_3 为 FC 单位功率的碳排放量系数。

排放因子=低位发热量(TJ/kg)×潜在排放因子(kg C/TJ)×碳氧化因子×44/12，各微电源碳排放因子具体取值参考文献[21-22]，本文 ς_1、ς_2、ς_3 分别为 1.080 0、0.724 6 和 0.569 0 kg/(kW·h)。

2.2 碳交易的无偿碳排放配额

系统获得的总碳配额量可表示为

$$E_{\mathrm{c}}=\tau_1\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{buy}}(t)+\tau_2\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{MT}}(t)+\tau_3\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{FC}}(t)+\tau_4\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{CO_2}}(t) \quad (8)$$

式中：E_{c} 为系统获得的总碳配额量；τ_1 为系统购电单位功率的无偿碳排放配额系数；τ_2 为 MT 单位功率的无偿碳排放配额系数；τ_3 为 FC 单位功率的无偿碳排放配额系数；τ_4 为液态 CO_2 储能单位功率的无偿碳排放配额系数；$P_{\mathrm{CO_2}}(t)$ 为液态 CO_2 储能在 t 时刻的功率。

机组配额因子=供电基准值×修正系数+供热基准值，各机组碳配额因子取值参考国务院出台的文件及文献[21-23]，本文 τ_1、τ_2 和 τ_3 分别为 0.728、0.424 和 0.269 kg/(kW·h)；据 2014 年《中国科学报》，1 t CO_2 能产出 140 kW·h 电能，即 7.142 kg CO_2 能产出 1 kW·h 电能，所以 τ_4 =7.142 kg/(kW·h)。

2.3 系统阶梯碳交易机制

阶梯碳交易成本计算公式可表示为

$$M_{\mathrm{CO_2}}=\begin{cases}\xi(E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}) & E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}\leqslant d\\ \xi(1+\upsilon)(E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}-d)+\xi d & d<E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}\leqslant 2d\\ \xi(1+2\upsilon)(E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}-2d)+\xi(2+\upsilon)d & 2d<E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}\leqslant 3d\\ \xi(1+3\upsilon)(E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}-3d)+\xi(3+3\upsilon)d & 3d<E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}\leqslant 4d\\ \xi(1+4\upsilon)(E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}-4d)+\xi(4+6\upsilon)d & 4d<E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}\end{cases} \quad (9)$$

式中：$M_{\mathrm{CO_2}}$ 为系统的碳交易成本；ξ 为阶梯碳交易基准价格，本文取 100 元/t；υ 为价格增长率，取 35%；d 为碳排放量区间长度。

用系统在实际运行过程中产生的碳排放量减去监管部门发放的免费碳配额量，即可得到系统的实际碳排放量 $E_{\mathrm{p}}-E_{\mathrm{c}}$。当系统产生的碳排放量低于配额时，剩余配额可在碳交易市场上出售；高于配额时，则需要在碳交易市场上购买配额。阶梯式碳交易机制在价格的确定上采用了阶梯定价的方式，在不同的区间内，碳交易的价格也不一样，追加购买的碳排放量越多，其对应的碳交易价格也越昂贵。当 $E_{\mathrm{c}}>E_{\mathrm{p}}$ 时，$M_{\mathrm{CO_2}}$ 为负数，表示系统在实际运行过程中产生的碳排放量低于监管部门发放的免费碳配额量，可通过同样的阶梯式碳交易方式，在碳交易市场中将过剩的碳排放配额进行交易，从而获取利润。

3 微电网优化数学模型

3.1 液态 CO_2 储能模型

合理控制 LCES 设备的充放电能够有效降低微电网的碳排放量及碳收益。LCES 设备在调度过程中应满足充放电功率约束及容量约束，即

$$\begin{cases}U_{\mathrm{CO_2,ch}}(t)+U_{\mathrm{CO_2,dis}}(t)\leqslant 1\\ 0\leqslant P_{\mathrm{CO_2,ch}}(t)\leqslant U_{\mathrm{CO_2,ch}}(t)P_{\mathrm{CO_2,ch}}^{\max}\\ 0\leqslant P_{\mathrm{CO_2,dis}}(t)\leqslant U_{\mathrm{CO_2,dis}}(t)P_{\mathrm{CO_2,dis}}^{\max}\\ E_{\mathrm{CO_2,min}}\leqslant E_{\mathrm{CO_2}}(t)\leqslant E_{\mathrm{CO_2,max}}\end{cases} \quad (10)$$

式中：$U_{\mathrm{CO_2,ch}}(t)$、$U_{\mathrm{CO_2,dis}}(t)$ 分别为 LCES 设备在 t 时刻的充放电状态(非 0 即 1)；$P_{\mathrm{CO_2,ch}}(t)$、$P_{\mathrm{CO_2,dis}}(t)$ 分别为 LCES 设备在 t 时刻的充放电功率；$P_{\mathrm{CO_2,ch}}^{\max}$、$P_{\mathrm{CO_2,dis}}^{\max}$ 分别为 LCES 的最大充放电功率；$E_{\mathrm{CO_2}}(t)$ 为储能设备在 t 时刻的电量；$E_{\mathrm{CO_2,min}}$、$E_{\mathrm{CO_2,max}}$ 分别为储能设备的最小、最大储电量，分别取 0 kW·h 和 1 000 kW·h。

3.2 不确定性模型

在微电网中，往往包含大量的分布式光伏发电设备，针对风电和光伏发电的随机性和间歇性，本

文通过利用二元变量对风、光伏进行线性化处理和不确定性分析，具体模型可表示为

$$\begin{cases} P_{\mathrm{WT}}(t)=P_{\mathrm{WTf}}(t)+[\rho_{\mathrm{WTu}}(t)-\rho_{\mathrm{WTl}}(t)]\vartheta P_{\mathrm{WTf}}(t) \\ P_{\mathrm{PV}}(t)=P_{\mathrm{PVf}}(t)+[\rho_{\mathrm{PVu}}(t)-\rho_{\mathrm{PVl}}(t)]\vartheta P_{\mathrm{PVf}}(t) \\ P_{\mathrm{WT}}\leqslant P_{\mathrm{WT,max}} \\ P_{\mathrm{PV}}\leqslant P_{\mathrm{PV,max}} \\ \rho_{\mathrm{WTu}}(t)+\rho_{\mathrm{WTl}}(t)\leqslant 1 \\ \rho_{\mathrm{PVu}}(t)+\rho_{\mathrm{PVl}}(t)\leqslant 1 \\ \sum_{t=1}^{T}\rho_{\mathrm{WTu}}(t)+\sum_{t=1}^{T}\rho_{\mathrm{WTl}}(t)\leqslant\gamma_{\mathrm{WT}} \\ \sum_{t=1}^{T}\rho_{\mathrm{PVu}}(t)+\sum_{t=1}^{T}\rho_{\mathrm{PVl}}(t)\leqslant\gamma_{\mathrm{PV}} \end{cases} \tag{11}$$

式中：$P_{\mathrm{WTf}}(t)$、$P_{\mathrm{PVf}}(t)$ 分别为 WT、PV 的预测输出功率；二元变量 $\rho_{\mathrm{WTu}}(t)$、$\rho_{\mathrm{WTl}}(t)$、$\rho_{\mathrm{PVu}}(t)$、$\rho_{\mathrm{PVl}}(t)$ 分别为 WT、PV 不确定性波动因子，表征风机和光伏机组在 t 时刻是否出现出力波动，$\rho_{\mathrm{WTu}}(t)$、$\rho_{\mathrm{PVu}}(t)$ 取 1 时表示在 t 时刻预测功率向上波动，同理 $\rho_{\mathrm{WTl}}(t)$、$\rho_{\mathrm{PVl}}(t)$ 取 1 时表示 t 时刻预测功率向下波动，均取 0 时表示 WT、PV 在 t 时刻为预测功率；ϑ 为预测误差；$P_{\mathrm{WT,max}}$、$P_{\mathrm{PV,max}}$ 分别为风机、光伏输出功率的上限；γ_{WT}、γ_{PV} 为引入的不确定性变量，取 0~T 之间的整数，表示 WT、PV 机组出现功率偏差的总时段数，其取值越大，预测误差越大。

3.3 约束条件

(1)微电源出力约束及爬坡功率约束分别为

$$P_{i,\min}\leqslant P_i(t)\leqslant P_{i,\max} \tag{12}$$

$$\begin{cases} \dfrac{P_k(t)-P_k(t-1)}{\Delta t}\leqslant P_{k,\mathrm{up}} \\ \dfrac{P_k(t-1)-P_k(t)}{\Delta t}\leqslant P_{k,\mathrm{down}} \end{cases} \tag{13}$$

式中：$P_{i,\max}$、$P_{i,\min}$ 分别为第 i 个微电源在 t 时刻发出功率的最大值和最小值；$P_k(t)$、$P_k(t-1)$ 分别为第 t 时刻与 t−1 时刻第 k 种燃料微电源发出的功率；$P_{k,\mathrm{up}}$、$P_{k,\mathrm{down}}$ 分别为第 k 种燃料微电源的上坡率与下坡率；Δt 为 t 时刻与 t−1 时刻相差的时长；k 可用集合表示为 $k=\{\mathrm{MT,\ FC}\}$。

(2)微电网与大电网的交换功率约束为

$$\begin{cases} U_{\mathrm{buy}}(t)+U_{\mathrm{sell}}(t)\leqslant 1 \\ 0\leqslant P_{\mathrm{buy}}(t)\leqslant U_{\mathrm{buy}}(t)P_{\mathrm{buy,max}} \\ 0\leqslant P_{\mathrm{sell}}(t)\leqslant U_{\mathrm{sell}}(t)P_{\mathrm{sell,max}} \end{cases} \tag{14}$$

式中：$U_{\mathrm{buy}}(t)$、$U_{\mathrm{sell}}(t)$ 分别为系统在 t 时刻的购电和售电状态(非 0 即 1)；$P_{\mathrm{buy,max}}$、$P_{\mathrm{sell,max}}$ 分别为微电网系统与大电网进行电能交换时的最大购电和售电功率。

(3)功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^{k}P_i(t)+P_{\mathrm{buy}}(t)+P_{\mathrm{CO_2,dis}}(t)=P_{\mathrm{Load}}(t)+P_{\mathrm{sell}}(t)+P_{\mathrm{CO_2,ch}}(t) \tag{15}$$

式中，$P_{\mathrm{Load}}(t)$ 为微电网在 t 时刻的负荷。

3.4 目标函数

以系统发电运行成本最低、环境经济效益最优为目标函数，其表达式为

$$M_1=M_{\mathrm{MT}}+M_{\mathrm{FC}}+M_{\mathrm{grid}}+M_{\mathrm{CO_2}}+M_{\mathrm{ope}} \tag{16}$$

式中：M_1 为日前调度成本；M_{ope} 为系统运维成本。

燃料成本、购能成本、碳交易成本分别见式(1)、式(2)、式(3)和式(9)，系统运维成本为

$$M_{\mathrm{ope}}=\beta_{\mathrm{MT}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{MT}}(t)+\beta_{\mathrm{FC}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{FC}}(t)+\beta_{\mathrm{PV}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{PV}}(t)+\beta_{\mathrm{WT}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{WT}}(t) \tag{17}$$

式中：β_{MT} 为 MT 的运行维护费用系数；β_{FC} 为 FC 的运行维护费用系数；β_{PV} 为 PV 的运行维护费用系数；β_{WT} 为 WT 的运行维护费用系数。

3.5 双层优化

为了最大化利用微电网的灵活性资源并降低微电网的运行成本及碳排放量，本文提出了 1 种双层规划优化方法。上层以调度成本最小为目标，确定储能系统的最优充放电状态。下层在满足储能系统的最优充放电状态前提下，根据不确定性条件寻找 1 组使系统日前调度成本最大的场景。将下层场景返回至上层，结合上层条件使系统的调度成本最小。本文提出了用于描述和解决上述问题的双层优化模型，其基本流程如图 3 所示。

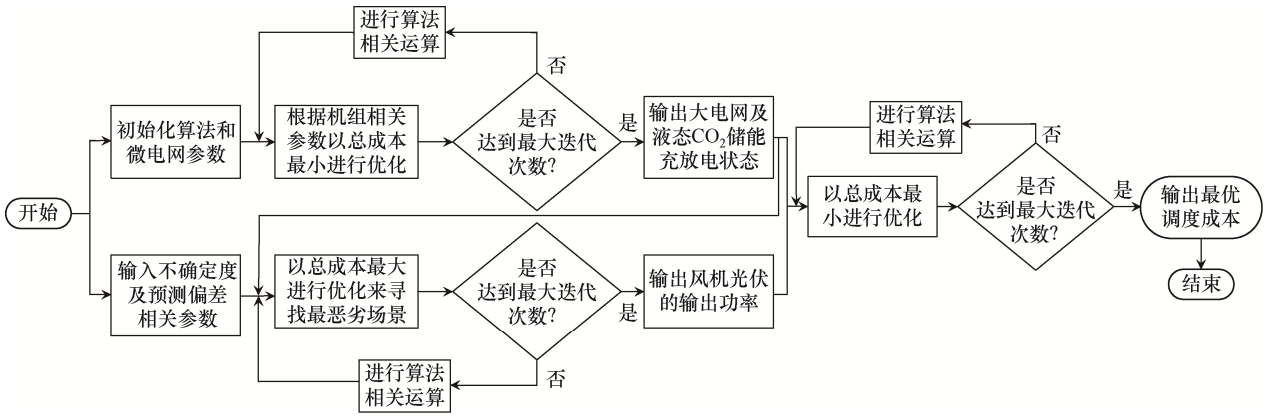


图 3　双层优化模型流程

Fig. 3 Flow chart of two-layer optimization model

具体步骤如下：

步骤 1 初始化算法和微电网参数；

步骤 2 生成初始种群，种群中个体包含 MT、FC 的功率信息；

步骤 3 调用上层算法，采用跳蛛算法根据相关目标函数得到每个个体的日前调度成本，并寻找最优的运行方案，将最优运行方案反馈至下层；

步骤 4 根据下层读取的不确定性条件、预测偏差参数及上层所反馈的最优运行方案，求解下层以调度成本最大的目标值，得到使系统日前调度成本最大的最坏场景；

步骤 5 将下层所得场景返回至上层，再结合上层运行方案，采用跳蛛算法求取系统日前调度最优成本；

步骤 6 重复步骤 2~5，当迭代次数达到给定的最大迭代次数时，求解结果为最优。

4　仿真算例分析

4.1　参数设置

某季典型日风机、光伏及负荷的预测功率[9]如图 4 所示，不确定度为 12，现有功率预测技术多数能将预测偏差控制在 20%以内[24]，故取最大预测偏差 20%，各设备参数参考文献[25-26]，具体见表 1。

4.2　夏季典型日调度结果分析

在所寻到的最恶劣场景中，光伏机组在 08:00—19:00 时间段取得功率的下边界值，风电机组在 07:00、9:00—15:00、20:00—23:00 时间段取得功率的下边界值，以上时间段包含了负荷高峰时段，证明了恶劣场景的有效性。微电网各个机组某季典型日调度结果如图 5 所示。

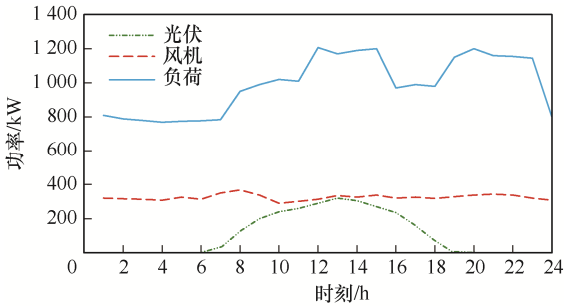


图 4　某季典型日预测数据

Fig. 4 Forecast data on a typical day in one certain season

表 1　各微电源参数

Tab. 1 Parameters of each micro power supply

电源类型	出力上限/kW	燃料系数/(元·kW^{-1})	维护系数/(元·kW^{-1})
WT	350	0	0.090 0
PV	350	0	0.040 0
MT	350	0.28	0.128 0
FC	270	0.35	0.029 3
Grid	500	0	0

在 01:00—07:00 时段，由于 MT、FC 单位功率发电成本大于购电成本，此时 MT、FC 一直以小功率输出且优先向大电网购电，将 LCES 容量存满为后续即将到来的峰时段进行削峰；进入到平-峰(08:00—23:00)时段，MT、FC 以最大功率输出；

LCES 于低-平(01:00—11:00、16:00—18:00)时段进行储能，将系统多余电能消纳，于峰时段弥补功率缺额，实现削峰填谷以减小碳排放量；微电网于低-平时段向电网购能来弥补功率缺额及 LCES 充能，峰时段(12:00—15:00、19:00—23:00)在系统电能盈余时向大电网售电以换取经济性。

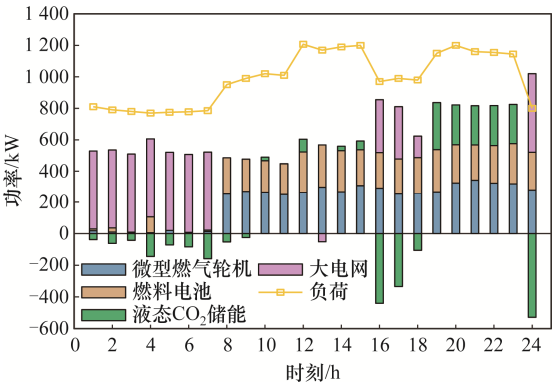


图 5 微电网各个机组某季典型日调度结果

Fig. 5 Typical daily scheduling results of each unit of microgrid in one certain season

4.3 优化模型对比

为了对所搭建模型的经济性与低碳性进行对比分析，对以下 3 种模型的碳排放量、碳交易成本、调度成本进行对比分析。模型 1：常规储能，无碳交易机制；模型 2：常规储能，阶梯碳交易机制；模型 3：LCES，阶梯碳交易机制。根据所构建的模型得到 3 种模型的调度成本及碳相关参数对比结果，见表 2。

表 2 不同模型下春秋季典型日的调度结果

Tab. 2 Scheduling results on typical days in spring and autumn under different models

模型	碳排放量/kg	碳交易成本/元	调度成本/元
1	5 507.9	0	6 511.8
2	5 405.5	673.56	7 259.7
3	−2 052.3	−255.73	5 046.2

由表 2 可知，本文所提模型 3 的碳排放量、碳交易成本与调度成本均最少。通过对比模型 1 与模型 2 可知，模型 2 相对于模型 1 碳排放量下降了 102.4 kg，降幅为 1.890%；而调度成本上涨了 747.9 元，涨幅为 11.485%。模型 3 相对于模型 2 碳排放量下降了 7 457 kg，降幅达 137.952%；调度成本下降了 2 213.5 元，降幅达 30.490%。通过对比分析，为降低系统碳排放量，在运行策略上引入 LCES 系统，使微电网系统在提升经济性的同时也保证了低碳性。

图 6 为 3 种模型不同不确定度情况下碳排放量的变化，由于光伏发电 1 天有效功率时间为 12 h，故不确定度在 1~12 变化时，所寻得的场景也较为恶劣，缺额功率较大，即需各微电源增加出力和外购功率，导致碳排放量变化趋势较为明显。3 种模型随不确定度的变化碳排放量均有所上升，但是模型 3 相较于模型 1、2，碳排放量上升较为缓慢，可以得出在结合了 LCES 系统的模型下，提高了微电网系统对环境的免疫能力，减少了环境变化导致碳排放量大幅增加的情况。图 7 给出了不同不确定度下 3 种模型的调度成本变化情况，可以看出，随着不确定度的增加，3 种模型的调度成本也随之增加，但是模型 3 的增加幅度较为缓慢，平均涨幅约

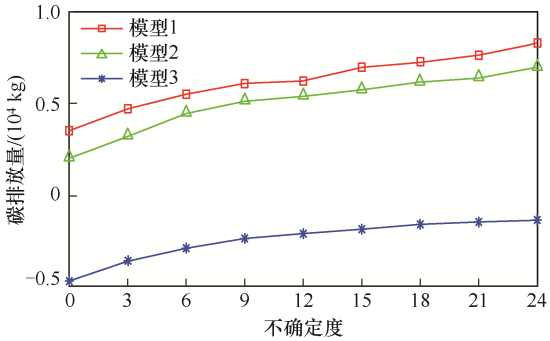


图 6 碳排放量随不确定度变化情况

Fig. 6 Changes in carbon emissions with uncertainty

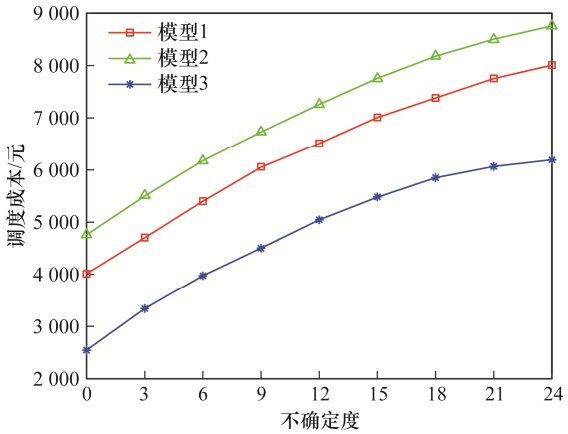


图 7 调度成本随不确定度变化情况

Fig. 7 Changes in scheduling cost with uncertainty

为 5.67%。综上所述，微电网在引入 LCES 系统下，可以有效避免因源侧输出变化使分布式电源输出和外购功率增加从而产生大量 CO_2 的问题，同时也保障了微电网调度的经济性。

4.4 液态 CO_2 储能优越性

与其他储能系统相比，液态 CO_2 储能系统不受地理条件的限制，可以建在任何地方，建设周期不到 2 年；CO_2 常温下即可液化，可以方便实现液态存储，存储成本低且安全可靠。

在系统投资方面，由于液态 CO_2 储能系统主要设备(压缩机、透平机等)造价高，经过估算，单位千瓦投资成本达到 1 万元左右，而常规电储能系统单位千瓦投资成本约为 0.7 万元[27]。所以在容量为 1 000 kW·h 的储能系统下，液态 CO_2 储能的造价要比常规电储能贵 300 万元，由式(4)~式(6)可得 M_{aom} =10.0000 万元，M_{age} =261.495 3 万元，M_{ces} = 5.6000 万元，$M_{ces,age}$ =114.404 2 万元。由图 8 可知，在微电网系统未考虑储能的老化成本和年维护成本下，第 4 年，液态 CO_2 储能系统的综合成本将低于常规电储能系统，之后将转为盈利且碳减排量约为 466 t，相较于常规电储能系统减排 1 140.8 t 左右。液态 CO_2 储能使用至第 10 年，可通过碳交易盈利 507.92 万元且减排 2 852 t 左右的 CO_2，经济和环保效益远远优于常规储能。在考虑老化成本和年维护成本下，第 6 年时，LCES 与常规储能经济效益基本持平，但碳排量约 655.5 t，相较于常规储能模型排放的 2 464.2 t，降幅达 73.41%，而后续年份 LCES 储能经济效益将大幅超越常规电化学储能。通过对比，引入液态 CO_2 储能系统的微电网在运行至第 6 年后，可保证微电网的经济性，同时大幅度减少碳排放量，达到节能减排的目的。

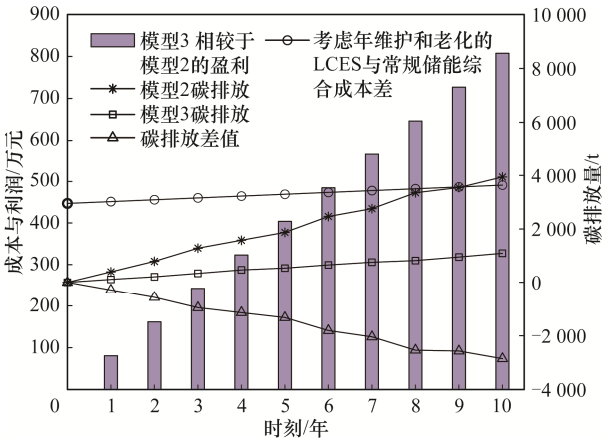


图 8　LCES 与常规电储能经济性与低碳性能对比

Fig. 8 Comparison of economy and low carbon performance between LCES and conventional electric energy storage

4.5 碳交易价格因素的敏感性分析

本节将对采用了本文所提模型后的系统进行碳交易价格因素的敏感性分析，微电网碳交易成本和碳排放量随着碳交易价格变化而变化，三者之间的关系曲线如图 9 所示。由图 9 可见，当碳交易价格较低时，碳排放量随之增加，当碳交易价格较高时，碳交易成本随之下降；碳交易成本分别在碳交易价格为 80 元/t 及 100 元/t 时有所放缓，尤其是 100 元/t 时几乎趋于水平；而碳排放量在碳交易价格为 80~100 元/t 时为最低排放量附近。综上所述，微电网的碳交易成本及碳排放量对碳交易价格变化较为敏感，当碳交易价格为 100 元/t 时即为同时考虑碳排放量最低与碳交易成本最优的价格。

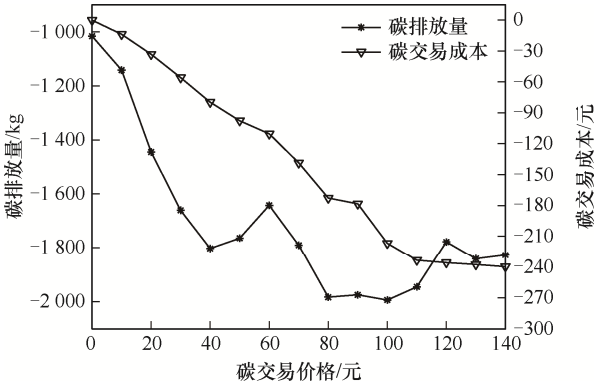


图 9　不同碳价下的碳成本与碳排放曲线

Fig. 9 Carbon cost and carbon emission curves under different carbon prices

微电网碳排放量与调度成本随价格增长率变化的曲线如图 10 所示。当价格增长率在 0~20%之间变化时，碳交易成本在调度成本中的占比减小，调度成本随着价格增长率的增长而缓慢下降，碳排放量也缓慢下降；当价格增长率在 20%~35%之间变化时，碳交易成本在调度成本中的占比增加，碳排放量便随之下降，由于在阶梯碳交易机制的作用下碳交易成本收益增加，系统调度成本随之迅速下

降；当价格增长率在 35%~50%之间变化时，LCES 及系统内各设备机组出力已经趋于饱和，剩余发电功率下降，因此系统碳排放量下降趋势放缓，从而碳成本收益增加缓慢，最终导致系统调度成本下降缓慢。综上，微电网碳排放量与调度成本对价格增长率变化敏感，当增长率大于 35%时系统减排效果不显著，当增长率为 35%时即为同时考虑碳排放量最低与调度成本最优的取值。

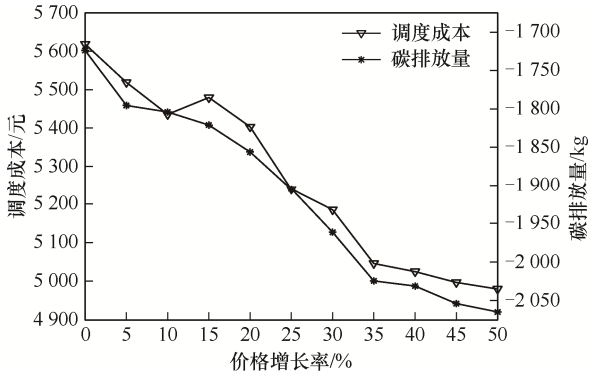


图 10 调度成本与碳排放量随价格增长率变化曲线

Fig. 10 Curves of scheduling cost and carbon emissions varying with price growth rate

5 结论

本文针对微电网系统在碳排放及经济性方面的不足，提出 1 种考虑液态 CO_2 储能的微电网模型。通过对 LCES 造价、碳排放、碳成本和经济性能进行分析，得到如下结论。

(1)本文通过碳交易机制综合分析了不同不确定度下的 LCES 系统对微电网低碳调度运行的影响，验证了本文所提含 LCES 的微电网调度模型相较于常规电化学储能可以有效降低微电网的碳排放量并提高经济性。

(2)从长远来看，在阶梯碳交易机制介入下，LCES 的综合经济性能(即造价、年维护成本、老化成本、碳交易成本)要大幅优于常规电化学储能，第 6 年两系统经济效益持平，碳排量约 655.5 t，相较于常规储能模型排放的 2 464.2 t，降幅达 73.41%。

(3)碳交易基价及价格增长率会影响系统的碳排放量，在实际调度过程中应根据实际系统参数选择合适的碳交易基价和价格增长率。

参考文献：

[1] 赵波, 汪湘晋, 张雪松, 等. 考虑需求侧响应及不确定性的微电网双层优化配置方法[J]. 电工技术学报, 2018, 33(14): 3284-3295.
Zhao Bo, Wang Xiangjin, Zhang Xuesong, et al. Two-layer method of microgrid optimal sizing considering demand-side response and uncertainties [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(14): 3284-3295. (in Chinese)

[2] 余运俊, 杨林锋, 哈志蕊, 等. 考虑灵活性资源的微电网双层优化策略[J]. 电源学报, 2025, 23(2): 115-124.
Yu Yunjun, Yang Linfeng, Ha Zhirui, et al. Two-layer optimal strategy for microgrid considering flexible resources [J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(2): 115-124. (in Chinese)

[3] Yan Cheng, Tang Yi, Dai Jianfeng, et al. Uncertainty modeling of wind power frequency regulation potential considering distributed characteristics of forecast errors [J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 22.

[4] Thale S S, Wandhare R G, Agarwal V. A novel reconfigurable microgrid architecture with renewable energy sources and storage [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(2): 1805-1816.

[5] 李利, 韩胜峰, 郑焕坤, 等. 考虑源-荷不确定性的微能源网区间规划方法[J]. 电源学报, 2024, 22(2): 290-304.
Li Li, Han Shengfeng, Zheng Huankun, et al. Interval planning method for micro energy grid considering source-load uncertainties [J]. Journal of Power Supply, 2024, 22(2): 290-304. (in Chinese)

[6] 李旭东, 艾欣, 胡俊杰, 等. 计及碳交易机制的核-火-虚拟电厂三阶段联合调峰策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2460-2468.
Li Xudong, Ai Xin, Hu Junjie, et al. Three-stage combined peak regulation strategy for nuclear-thermal-virtual power plant considering carbon trading mechanism [J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2460-2468. (in Chinese)

[7] 马燕峰, 范振亚, 刘伟东, 等. 考虑碳权交易和风荷预测误差随机性的环境经济调度[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 412-418.
Ma Yanfeng, Fan Zhenya, Liu Weidong, et al. Environmental and economic dispatch considering carbon trading credit and randomicity of wind power and load forecast error [J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 412-418. (in Chinese)

[8] 王瑞, 程杉, 刘烨, 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. (in Chinese)

[9] 马跃, 孟润泉, 魏斌, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的微电网两阶段鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 22-33.
Ma Yue, Meng Runquan, Wei Bin, et al. Two-stage robust optimal scheduling of a microgrid with a stepped carbon trading mechanism [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 22-33. (in Chinese)

[10] 孙欣, 方陈, 沈风, 等. 考虑风电出力不确定性的发用电机组组合方法[J]. 电工技术学报, 2017, 32(4): 204-211.
Sun Xin, Fang Chen, Shen Feng, et al. An integrated generation-consumption unit commitment modelconsidering the uncertainty of wind power [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(4): 204-211. (in Chinese)

[11] Khodaei A, Bahramirad S, Shahidehpour M. Microgrid planning under uncertainty [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2417-2425.

[12] 段翩, 朱建全, 刘明波. 基于双层模糊机会约束规划的虚拟电厂优化调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(9): 58-67.
Duan Pian, Zhu Jianquan, Liu Mingbo. Optimal dispatch of virtual power plant based on bi-level fuzzy chance constrained programming [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(9): 58-67. (in Chinese)

[13] 李志伟, 赵书强, 刘金山. 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 214-223.
Li Zhiwei, Zhao Shuqiang, Liu Jinshan. Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system based on chance-constrained goal programming [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 214-223. (in Chinese)

[14] 丁明, 林玉娟. 考虑风光荷不确定性的随机生产模拟[J]. 太阳能学报, 2018, 39(10): 2937-2944.
Ding Ming, Lin Yujuan. Probabilistic production simulation considering randomness of renewable wind power, photovoltaic and load [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2018, 39(10): 2937-2944. (in Chinese)

[15] Xu Wenpan, Zhao Pan, Liu Aijie, et al. Design and off-design performance analysis of a liquid carbon dioxide energy storage system integrated with low-grade heat source [J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 228: 120570.

[16] 刘青山, 葛俊, 黄葆华, 等. 储能压力对液态压缩空气储能系统特性的影响[J]. 西安交通大学学报, 2019, 53(11): 1-9.
Liu Qingshan, Ge Jun, Huang Baohua, et al. Influence of energy storage pressure on the characteristics of liquid air energy storage system [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2019, 53(11): 1-9. (in Chinese)

[17] 张家俊, 李晓琼, 张振涛, 等. 压缩二氧化碳储能系统研究进展[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(6): 1928-1945.
Zhang Jiajun, Li Xiaoqiong, Zhang Zhentao, et al. Research progress of compressed carbon dioxide energy storage system [J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(6): 1928-1945. (in Chinese)

[18] 张杰, 陈洁, 孙晗喆, 等. 基于碳捕集与液态 CO_2 储能的综合能源系统优化调度[J]. 智慧电力, 2023, 51(3): 1-8.
Zhang Jie, Chen Jie, Sun Hanzhe, et al. Optimal scheduling of integrated energy systems based on carbon capture and liquid CO_2 energy storage [J]. Smart Power, 2023, 51(3): 1-8. (in Chinese)

[19] 吴全, 孙春良, 郭海涛, 等. 压缩气体储能技术经济特点和发展方向探析[J]. 油气与新能源, 2023, 35(6):

90-98.
Wu Quan, Sun Chunliang, Guo Haitao, et al. Analyzing the technological and financial features and prospects for compressed gas energy storage technologies [J]. Petroleum and New Energy, 2023, 35(6): 90-98. (in Chinese)

[20] 徐伟航, 杨茂, 孙莉. 利用电化学储能追踪风电预测曲线的风储联合调度经济性分析[J]. 南方电网技术, 2023, 17(11): 87-96.
Xu Weihang, Yang Mao, Sun Li. Economic analysis of wind storage joint scheduling using battery energy storage to track wind power prediction curve [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(11): 87-96. (in Chinese)

[21] 陈彦奇, 刘康祥, 赵鑫, 等. 基于阶梯型碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 动力工程学报, 2023, 43(7): 901-909, 916.
Chen Yanqi, Liu Kangxiang, Zhao Xin, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(7): 901-909, 916. (in Chinese)

[22] 李佳勇. 基于碳交易机制的综合能源系统低碳经济运行研究[D]. 宜昌: 三峡大学, 2021.
Li Jiayong. Research on low carbon economy operation of integrated energy system based on carbon trading mechanism [D]. Yichang: China Three Gorges University, 2021. (in Chinese)

[23] 国务院生态环境部. 关于做好 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额分配相关工作的通知: 国环规气候〔2023〕1 号[EB/OL]. (2023-03-23) [2023-11-04]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2023-03/16/content_5747106.htm.

[24] 国家能源局. 风电功率预测技术规定: NB/T 10205—2019[S]. 北京: 中国电力出版社, 2019.
National Energy Bureau of the People's Republic of China. Technical regulations for wind power power prediction: NB/T 10205—2019 [S]. Beijing: China Electric Power Press, 2019. (in Chinese)

[25] 丁明, 张颖媛, 茆美琴, 等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(4): 7-14.
Ding Ming, Zhang Yingyuan, Mao Meiqin, et al. Economic operation optimization for microgrids including Na/S battery storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(4): 7-14. (in Chinese)

[26] 魏斌, 韩肖清, 李雯, 等. 融合多场景分析的交直流混合微电网多时间尺度随机优化调度策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(7): 2359-2369.
Wei Bin, Han Xiaoqing, Li Wen, et al. Multi-time scale stochastic optimal dispatch for AC/DC hybrid microgrid incorporating multi-scenario analysis [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2359-2369. (in Chinese)

[27] 姬海民, 韩伟, 赵瀚辰, 等. 液态空气储能与液态 CO_2 储能技术对比[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(13): 5539-5546.
Ji Haimin, Han Wei, Zhao Hanchen, et al. Comparison of liquid air energy storage and liquid CO_2 energy storage technology [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(13): 5539-5546. (in Chinese)



李子龙

作者简介：

李子龙(1999—)，男，中国电源学会学生会员，硕士研究生。研究方向：微电网调度优化。E-mail：1315922386@qq.com。

匡洪海(1972—)，女，中国电源学会会员，通信作者，博士，教授。研究方向：电力系统运行与优化。E-mail：khhzyz@163.com。

徐雨溟(1999—)，男，硕士研究生。研究方向：新能源发电并网。E-mail：980786842@qq.com。

王俊(1998—)，男，硕士研究生。研究方向：电力系统运行优化。E-mail：1272118904@qq.com。

(责任编辑：耿越)