

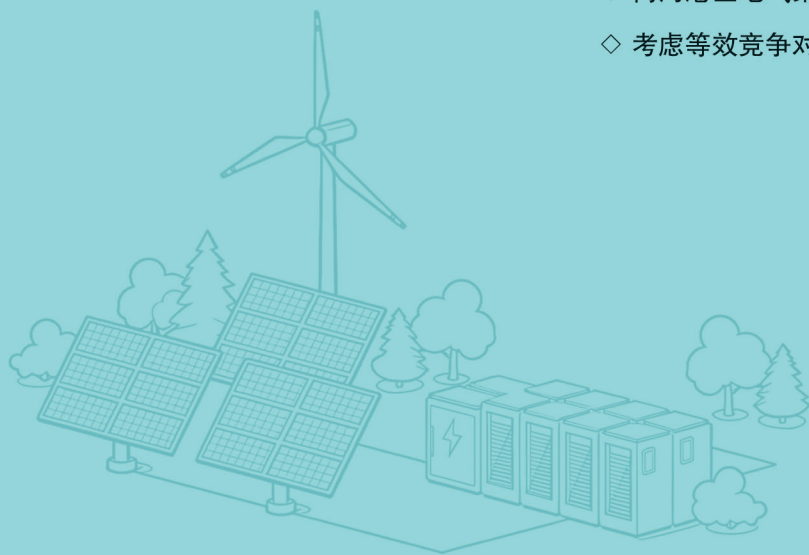
· 中国科技核心期刊 · 瑞典开放获取期刊目录 (DOAJ)

ISSN 1007-9904
CN 37-1258/TM

山东电力技术

SHANDONG ELECTRIC POWER

- ◇ 考虑能量梯级利用和混合储能的综合能源系统运行优化
- ◇ 内河港区电气柔性负荷可调潜力测算方法研究
- ◇ 考虑等效竞争对手的发电商日前市场竞价策略优化



2026.2

第53卷
2026年2月

国网山东省电力公司主办

ISSN 1007-9904



山东电力技术

2026年 第53卷 第2期 (总第339期)

山东电力技术
SHANDONG ELECTRIC POWER

收录情况

中国科技核心期刊
中国核心期刊(遴选)数据库收录期刊
中国期刊全文数据库(CJFD)收录期刊
中文科技期刊数据库收录期刊
波兰 ICI World of Journals 数据库收录期刊
美国《乌利希国际期刊指南》收录期刊
瑞典开放获取期刊目录(DOAJ)收录期刊
美国 EBSCO 学术数据库收录期刊

山东电力技术

SHANDONG DIANLI JISHU

(月刊)

1974年创刊 2026年第2期
第53卷(总第339期)
2026年2月25日出版

主管单位: 国网山东省电力公司
主办单位: 国网山东省电力公司
编辑出版: 《山东电力技术》编辑部
地址: 济南市市中区望岳路2000号
邮政编码: 250003
电话: (0531) 67982997
电子信箱: sddljs@sina.com
网址: sddljs.cbpt.cnki.net
印刷: 济南浪宇印刷有限公司
发行: 公开发行 自办征订
定价: 18.00元/册

《山东电力技术》编辑委员会

顾问: 陈维江 郑建华 侯保荣 雷清泉 王成山

主任: 孙岗

副主任: 王伟胜 吴文传 刘玉田 陈志勇 慕世友
田健

委员: (按姓氏笔画为序)

丁磊 丁勇 王波 王建东 孙波
孙树敏 严志国 苏洲 吴秋伟 赵艳雷
姜雨泽 郭锐 彭道刚 董泽 程新功

青年编委主任委员: 姚伟 李正烁

青年委员: (按姓氏笔画为序)

丁涛 王士柏 王中冠 王彬 巨云涛
牛涛 刘晓明 许寅 李志刚 李知艺
杨越 沈欣炜 陈思捷 郑伟业 钟海旺
高嵩 常馨月 薛屹洵

主编: 吴文传 孟瑜

执行主编: 马艳

责任编辑: 郑天茹 姜婷婷 张丹丹 车永强

中国标准连续出版物号:

ISSN 1007-9904
CN 37-1258/TM

期刊基本参数:

CN 37-1258/TM*1974*m*A4*120*zh*P* ¥18.00*6000*10*2026-2*n

《山东电力技术》连续入选 中国科技核心期刊



特约 专栏主编简介



包铭磊，浙江大学电气工程学院新百人计划研究员，主要研究方向是综合能源和电力系统可靠性，发表 SCI/EI 期刊论文 50 余篇，主持国家自然科学基金青年基金、中国博士后科学基金等项目，入选中国科协青年人才托举工程，担任《电力建设》和《Power System Protection and Control》等杂志的青年编委，获中国电工技术学会科技进步奖、浙江省电力学会科技进步奖等奖励。



陈颀，博士，湘潭大学电气工程系讲师，硕士生导师。长期从事综合能源系统调度优化等相关领域的研究。主持省级项目 2 项，横向 3 项；近年以第一 / 通讯作者在国内外权威期刊发表 SCI 检索期刊论文 10 余篇，担任《湖南电力》、《内蒙古电力技术》等杂志的青年编委，担任多个国内外权威期刊的审稿人。



谢李为，博士，长沙理工大学电气与信息工程学院讲师，硕士生导师。长期从事电力系统保护与控制，配电网故障检测与定位等相关领域的研究。主持国家自然科学基金项目 1 项，参与国家重点研发计划项目 2 项，参与制定 IEEE 国际标准 1 项；近五年，以第一 / 通讯作者在国内外权威期刊，发表 SCI/EI 检索期刊论文 10 余篇，担任多个国内外权威期刊的审稿人，授权发明专利 5 项。

特约主编寄语

在“碳达峰、碳中和”的战略目标下，建设以新能源为主体的新型电力系统是电力行业践行碳减排的重要途径。此背景下，未来新型电力系统将呈现高比例新能源和高比例电力电子设备广泛接入、调节资源多元化等特征，发展需求也将转变为低碳—安全等多元目标。然而，近年来随着极端天气等事件的频发，电力系统面临的新能源间歇性、设备故障、保护误动作等内外不确定因素明显增多，电网安全运行风险日益增大。因此，在以新能源规模化接入为核心的能源低碳转型过程中，如何保障新型电力系统的安全运行成为国内外研究的热点问题。在此背景下，为展示面向新型电力系统低碳韧性运行的最新研究进展和发展趋势，解决技术研究和应用中的难题和热点问题，推动技术创新和交流，《山东电力技术》设立“考虑多元灵活资源协同的新型电力系统低碳安全运行技术”专栏，衷心希望本专题能够为相关领域的专家学者提供交流平台，为我国“双碳”战略的实施提供有益借鉴与参考。

目次

考虑多元灵活资源协同的新型电力系统低碳安全运行技术

- 内河港区电气柔性负荷可调潜力测算方法研究 唐艳梅,李斌,虞坚阳,薛利,张元星,高鹏(1)
- 考虑可再生能源接入的多能源站稳态安全域分析 刘波,王栋,陈士军,徐敦彬,赵渊,孟凡琳(14)
- 考虑电动汽车充电需求捕获的配电网光-充协同规划
..... 王可欣,杨慎全,刘钊,赵韧,于秋阳,王延朔(26)

综合能源

- 考虑能量梯级利用和混合储能的综合能源系统运行优化
..... 李熠阳,汪明,张存明,王明远,杨东润,高鹤,韩荣(39)
- 基于低碳综合需求响应的综合能源系统双层互动调度策略
..... 王鸿玺,申洪涛,冯波,王洪莹,阎超,李梦宇(51)
- 站-网交互碳排放因子计算下的区域综合能源系统低碳调度方法
..... 孟凡琳,赵超,颜辉,陈曙光,刘志闯(65)

电力市场运营

- 考虑等效竞争对手的发电商日前市场竞价策略优化 ... 吴主辉,黄宇飞,郭久林,张少为,鞠家鑫,李知艺(78)
- 基于改进RFM的用户需求响应潜力分级方法 刘涛,李鹏,卫一民,程雯,任鹏(89)

储能技术

- 基于部分满充放电数据的锂离子电池梯次利用SOH估计 魏峰,李中原,王新栋,董政(98)
- 基于改进AHP-TOPSIS的可变速抽蓄改造可行性评估方法
..... 侯健生,邱璐,何明锋,季克勤,费咏攀,付宇欣(110)

CONTENTS

• Low-carbon and Secure Operation Technology for New Power System With Diverse Flexible Resources •

Research on Adjustable Potential Evaluation Methods of Flexible Electrical Loads in Inland River Ports
 TANG Yanmei, LI Bin, YU Janyang, XUE Li, ZHANG Yuanxing, GAO Peng(1)

Steady State Security Region Analysis of Multi-energy Station Considering Renewable Energy Access
 LIU Bo, WANG Dong, CHEN Shijun, XU Dunbin, ZHAO Yuan, MENG Fanlin(14)

Collaborative Planning for Distributed Photovoltaic and Electric Vehicle Charging Station Considering Charging
 Demand Capturing ... WANG Kexin, YANG Shenquan, LIU Zhao, ZHAO Ren, YU Qiuyang, WANG Yanshuo(26)

• Integrated Energy •

Low-carbon Operation Optimization of Integrated Energy System Considering Energy Hierarchical Utilization and
 Hybrid Energy Storage
 LI Yiyang, WANG Ming, ZHANG Cunming, WANG Mingyuan, YANG Dongrun, GAO He, HAN Rong(39)

Dual Layer Interactive Operation Strategy of Integrated Energy System Based on Low-carbon Comprehensive Demand
 Response WANG Hongxi, SHEN Hongtao, FENG Bo, WANG Hongying, YAN Chao, LI Mengyu(51)

Low-carbon Dispatch Method for Regional Integrated Energy Systems under the Calculation of Carbon Emission Factors
 in Station-network Interaction MENG Fanlin, ZHAO Chao, YAN Hui, CHEN Shuguang, LIU Zhichuang(65)

• Electricity Market Operation •

Research on Day-ahead Market Bidding Strategy Optimization for Power Generators Considering Equivalent
 Competitors WU Zhuhui, HUANG Yufei, GUO Jiulin, ZHANG Shaowei, JU Jiabin, LI Zhiyi(78)

A Grading Method for User Demand Response Potential Based on Improved RFM
 LIU Tao, LI Peng, WEI Yimin, CHENG Wen, REN Peng(89)

• Energy Storage Column •

SOH Estimation of Lithium-ion Batteries in Echelon Utilization Based on Partial Full Charge-discharge Data
 WEI Feng, LI Zhongyuan, WANG Xindong, DONG Zheng(98)

Feasibility Evaluation Method of Variable Speed Pumped Storage Transformation Based on Improved AHP-TOPSIS
 HOU Jiansheng, QIU Lu, HE Mingfeng, JI Keqin, FEI Yongpan, FU Yuxin(110)

SHANDONG ELECTRIC POWER

(Monthly, Started in 1974)

Administration State Grid Shandong Electric Power Company**Sponsor** State Grid Shandong Electric Power Company**Edited by** Editorial Department of Shandong Electric Power**Chief Editor** WU Wenchuan MENG Yu**Address** No.2000, Wangyue Road, Jinan, China 250003

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.250268

·考虑多元灵活资源协同的新型电力系统
低碳安全运行技术·

内河港区电气柔性负荷可调潜力测算方法研究

唐艳梅^{1*}, 李斌¹, 虞坚阳², 薛利¹, 张元星¹, 高鹏¹

(1. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192; 2. 国网江苏省电力有限公司常州供电分公司, 江苏 常州 210000)

摘要:随着“双碳”战略的深入推进,我国内河港区电气化建设全面提速。港区柔性负荷资源丰富、可调节潜力显著,但由于其负荷种类多、特性差异大,当前仍缺乏有效的可调潜力量化评估方法,制约了港区能源系统的资源利用效率提升空间。因此,本文针对内河港区的主要电气柔性负荷,即空调、冷箱、电动重卡、港作机械、岸电系统,基于其运行特性,将其归纳为广义储能负荷、可平移负荷以及需求响应负荷三类,综合考虑环境温度、设备运行参数、物流作业计划、船舶靠泊情况等多维动态要素,建立精细化负荷模型,明确各类负荷的可调潜力来源,并建立指标体系,提出了面向港区电气柔性负荷的可调潜力测算方法。最后,根据某内河港区典型日的数据进行分析,实现了电气柔性负荷分钟级的可调潜力量化计算,为更大程度地实现港区资源的优化调度提供理论支撑。

关键词:内河港区;柔性负荷;可调潜力;资源优化利用

中图分类号:TM732

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2026)02-0001-13

**Research on Adjustable Potential Evaluation Methods of Flexible
Electrical Loads in Inland River Ports**TANG Yanmei^{1*}, LI Bin¹, YU Janyang², XUE Li¹, ZHANG Yuanxing¹, GAO Peng¹

(1. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

2. State Grid Changzhou Power Supply Company, Changzhou 210000, China)

Abstract: With the in-depth advancement of China's "Dual Carbon" strategy, the electrification of inland river port areas has undergone comprehensive acceleration. These port areas possess abundant flexible load resources and significant adjustable potential. However, due to the diversity of load types and substantial differences in operational characteristics, effective quantitative assessment methods for adjustable potential remain lacking, which limits improvements in utilization efficiency. To address this challenge, a methodology is proposed for quantifying the adjustable potential of flexible electrical loads in inland river port areas. The primary flexible electrical loads—air conditioning systems, reefer containers, electric heavy-duty trucks, port machinery, and shore power systems—are classified into three categories based on operational characteristics: generalized energy storage loads, shiftable loads, and demand-responsive loads. By comprehensively considering multi-dimensional dynamic factors such as ambient temperature, equipment operating parameters, logistics schedules, and vessel berthing status, refined load models are established to identify sources of adjustable potential for each load category. Furthermore, an evaluation index system is developed, and a spatial-temporal estimation method is proposed to quantify the adjustable potential of port loads. Finally, through analysis of typical daily operational data from an inland river port, minute-level quantification of the adjustable potential for flexible electrical loads is achieved, providing theoretical support for optimizing resource allocation and enhancing dispatch efficiency in port energy systems.

Keywords: inland river port; flexible loads; adjustable potential; optimized resource utilization

基金项目:国家电网有限公司科技项目(5400-202418219A-1-1-ZN)。
Science and Technology Project of State Grid Corporation of China
(5400-202418219A-1-1-ZN).

0 引言

在全球能源结构转型与“双碳”目标驱动下,电气柔性负荷资源的优化配置与调度已成为提升能源

利用效率、促进可再生能源消纳的关键路径。内河港区作为水上运输的重要组成部分,随着“以电代油”政策推进,港口岸电、电动装卸设备、电动运输车辆等负荷占比持续攀升,电气化建设正在全面提速,其大量电气柔性资源蕴含极大的可调潜力。据统计,长江干线内河港区年用电量超200亿kWh。如何系统挖掘港区负荷的可调潜力,对构建港-网协同的能源系统具有重要意义^[1-3]。

当前,在柔性负荷的需求响应机制设计、可调潜力评估等方面的研究已取得显著进展^[4-6]。例如,文献[7]中提出考虑温度-功率映射关系的可调潜力区间评估方法,结合用户行为特征构建了空调负荷的差异化激励成本模型,为需求响应策略的精准制定以及用户侧负荷的优化管理提供了理论支撑;文献[8]针对温控负荷的参数异构问题,提出基于可控能量状态裕度的虚拟储能聚合模型,通过模糊参与响应机制评估主客观调控潜力;文献[9]通过建立调度效益的优化和评估模型,将用户行为所占比例作为优化变量,得到满足电网运行稳定性或经济性的最优调度范围,以此评估电动汽车的调度潜力;文献[10]根据电动汽车接入充电桩时的电池容量、荷电状态等关键信息,分析出电动汽车充电的总需求能量以及充电桩所能提供的最大电能,构建了无调度潜力和有调度潜力电动汽车的功率与累积能量边界模型,为充电负荷调控提供了理论依据和技术支撑。然而,现有柔性负荷可调潜力研究多聚焦于居民区温控负荷调节、电动汽车有序充电等场景,作为高耗能主体的内河港区,其电气化设备集群蕴藏的柔性调节能力尚未得到充分重视^[11]。

目前,关于港区柔性负荷特性的研究存在明显的局限性,港区负荷种类多样,运行特性各不相同,空调、冷箱、电动重卡、港作机械、岸电系统等作为港区主要的电气柔性负荷,针对其可调潜力测算方法的研究较为分散,尚未形成完整、统一体系^[12-14]。例如,冷箱具备可调控性和蓄冷特性,已有研究将其作为灵活响应资源,构建其需求响应模型,提出分层优化方法,用于优化用电策略和实现削峰填谷,降低港区运行成本^[15-16],但对于冷箱参与港区电力调节的可调潜力测算方法,目前的文献尚未明确给出;港作机械的可调潜力与物流作业调度密切

相关,主要有岸桥、场桥、传送带等,部分学者考虑港作机械的调速能力与不同优化目标,评估其可调潜力^[17-18],然而港作机械的变速调节目前主要为理论分析层面,实际内河港区中港作机械通常不进行调速控制,因此也有学者将其视为港口基荷,不考虑其调节能力^[12];岸电负荷具有需求响应特性,现有研究主要从岸电价格、岸电功率等维度量化其可调潜力^[19-20],分析分时电价政策对船舶调度的影响、不同电价场景下的岸电负荷的变化情况,为港区能源系统的规划和调度提供数据支持^[21-22],然而以上研究工作未充分考虑实际岸电系统的设备参数、港区岸电使用政策以及一些外部因素等所产生的影响。

综上所述,内河港区具有丰富的电气柔性资源,蕴含极大的可调潜力,然而目前对港区负荷可调潜力的测算方法缺乏完整、体系化的研究,尚未形成统一认识。目前针对可调潜力尤其是内河港口可调潜力研究的局限性主要体现在:1)可调潜力研究对象多集中于单一类型柔性负荷,且以居民区、私家车等场景为主,缺乏对港口这类多源异构复合系统的针对性分析;2)可调潜力评估方法不统一,不同学者针对不同负荷建立不同测算方法,甚至同一类型负荷也存在多种评估指标,如功率调节范围、容量裕度或电价敏感度等,而现代港口作为能源-物流耦合系统,其柔性资源呈现显著多样性,包括空调虚拟储能(热惯性调节)、电动汽车(充放电时序优化)、场桥岸桥(作业计划平移)及冷藏集装箱(温控弹性)等异构负荷,测算方法难以达成统一。

因此,本文提出了面向内河港区电气化柔性负荷的可调潜力测算方法,充分考虑港口负荷的实际运行特性、与交通物流作业的关联性、相关政策等方面,从功率和能量的角度形成了较为完整、全面的可调潜力衡量指标体系,旨在充分挖掘内河港区的负荷调度空间,为优化调度提供理论支撑。首先,梳理了内河港区的主要电气柔性负荷及其运行特性,将其归纳为广义储能负荷、可平移负荷以及需求响应负荷;其次,综合考虑各类影响因素,建立精细化负荷模型;此后,提出各类负荷的可调潜力衡量指标体系,并最终实现了内河港区主要柔性负荷可调潜力的动态测算。

1 港区柔性负荷特性分析与模型建立

1.1 港口物流作业流程概述

内河港口作为水上物流运输的重要节点,承担着货物装卸、存储和转运等多重功能。港口物流作业过程涵盖了从船舶靠港、货物装卸、运输、保存到船舶最终离港的各个环节。港口物流作业如图1所示,具体流程包括:船舶靠港后关闭副机,通过岸电系统获取电能;岸桥负责对船舶上的集装箱进行装卸;货运电动重卡往返码头与堆场,承担集装箱运输任务;门式起重机(岸桥)完成堆场堆码作业;针对易腐货物,将其专门存放于堆场内的冷藏箱,通过低温环境保障货物质量。各环节紧密配合,确保港口作业有序推进^[23]。

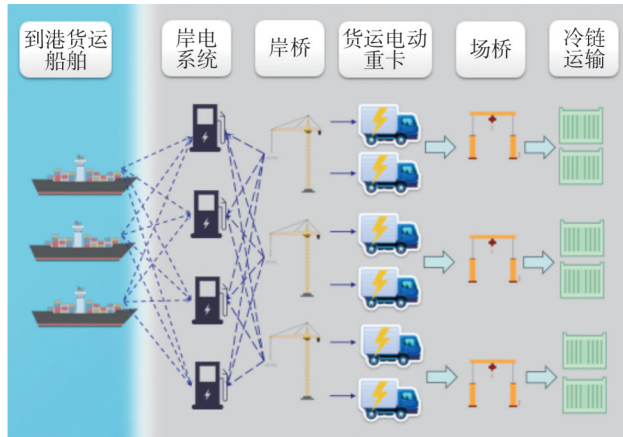


图1 港口物流作业图

Fig.1 Port logistics operations diagram

基于港区的运营功能与物流作业特征,其主要电气化柔性负荷有:冷箱负荷、电动重卡负荷、岸电负荷、岸桥/场桥负荷,除此之外,港口内生活工作区的空调数量众多,负荷较大,故亦可作为港区主要电气柔性负荷。其中,空调负荷、冷箱负荷拥有热能/冷能储存能力,属于温控负荷,可将其归纳为广义储能负荷;电动重卡可视作有限时间挂网的移动储能,亦可作为广义储能负荷;岸桥/场桥为港作机械,由于其在整体船舶停靠时间段中工作时间可平移,是能够灵活调整用电时段的电力负荷,所以将其作为可平移负荷;岸电负荷受电价激励与政策约束影响,可响应港口的调度需求,归纳为需求响应负荷。

1.2 温控负荷

1.2.1 空调负荷

内河港区往往存在大量的建筑物,包含生活与工作区域,这些场所配备了数目众多的空调设备。可对空调系统构建热路模型,基于建筑热力学特性进行动态分析,与电路网络分析类似,建筑围护结构的热阻类比为电路中的电阻元件,空调作用空间的热容则类比为电路中的电容,空调的制冷量/制热量类比为电路中的电源。由空调系统的热路模型,可得描述室内温度动态变化的一阶微分方程如式(1)所示。

$$\frac{dT_{x,r}(t)}{dt} = -\frac{Q_{x,ac}(t)}{C_x} + \frac{T_{out}(t) - T_{x,r}(t)}{R_x C_x} \quad (1)$$

式中: $T_{x,r}(t)$ 为 t 时刻空调 x 所在房间的温度, $^{\circ}\text{C}$; $T_{out}(t)$ 为 t 时刻室外温度, $^{\circ}\text{C}$; $Q_{x,ac}(t)$ 为 t 时刻空调 x 制冷/制热量, kW ; R_x 为空调 x 所在房间的等效热阻, $^{\circ}\text{C}/\text{kW}$; C_x 为空调 x 所在房间的等效热容, $\text{kJ}/^{\circ}\text{C}$ 。

求解该式可得到其解析解如式(2)所示。

$$T_{x,r}(t + \Delta t) = (T_{x,r}(t) - T_{out}(t) + R_x Q_{x,ac}(t)) e^{\frac{1}{R_x C_x} \Delta t} + T_{out}(t) - R_x Q_{x,ac}(t) \quad (2)$$

式中: Δt 为时间步长。

考虑定频空调的情况,压缩机有开/断两个工作模式。当室内的温度大于定频空调阈值温度上限时,空调压缩机开启;当室内温度小于定频空调阈值温度下限时,空调的压缩机关闭。即单台空调 x 在 t 时刻的电功率 $P_{x,t,ac}$ 如式(3)所示。

$$P_{x,t,ac} = \begin{cases} 0, & T_{x,r}(t) \leq T_{set,ac}(t) - \frac{\Delta T_{d,ac}}{2} \\ P_{x,acN}, & T_{x,r}(t) \geq T_{set,ac}(t) + \frac{\Delta T_{d,ac}}{2} \\ P_{x,t-\Delta t,ac}, & T_{set,ac}(t) - \frac{\Delta T_{d,ac}}{2} \leq T_{x,r}(t) \leq T_{set,ac}(t) + \frac{\Delta T_{d,ac}}{2} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{x,acN}$ 为空调 x 额定功率, kW ; $\Delta T_{d,ac}$ 为空调的阈值温度死区; $T_{set,ac}(t)$ 为空调在 t 时刻的设定温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

空调 x 的制冷/制热量 $Q_{x,ac}$ 的计算如式(4)所示。

$$Q_{x,ac}(t) = P_{x,acN} \eta_{x,ac} \quad (4)$$

式中: $\eta_{x,ac}$ 为空调 η 制冷/制热能效比。

空调负荷起到调节室内温度的作用,根据人体舒适度需求,其温度设定具有上限与下限,如式(5)

所示。

$$T_{\min,ac} \leq T_{\text{set},ac}(t) \leq T_{\max,ac} \quad (5)$$

式中: $T_{\max,ac}$ 和 $T_{\min,ac}$ 分别为空调温度设定的上限与下限。

空调建筑系统具有的热能/冷能储备特性,因此可以将其等效为虚拟储能负荷,其储能量可由室内温度与人体可接受极限温度之差来进行计算衡量,并将其归为广义储能负荷。

1.2.2 冷箱负荷

为了满足各类对温度敏感货物的冷藏保鲜需求,确保货物质量安全,同时提升港区服务功能,部分内河港区会设置大量冷箱。为准确描述冷箱的温度动态特性,采用指数模型对冷箱进行建模,考虑环境温度、箱内货物种类等因素影响,根据热量平衡原理可建立冷箱热力学动态模型如式(6)所示。

$$\begin{cases} T_{y,cold}(t + \Delta t) = T_{y,cold}(t) + \\ \left[T_{\text{amb}}(t) - T_{y,cold}(t) \right] \left(1 - e^{-\frac{A_y K_y}{10^3 m_y c_y} \Delta t} \right) - \frac{[Q_{y,cold}(t) \Delta t]}{m_y c_y} \\ Q_{y,cold}(t) = \eta_{y,cold} P_{y,cold}(t) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $T_{y,cold}(t)$ 为 t 时刻冷箱 y 内部温度, $^{\circ}\text{C}$; T_{amb} 为外部环境温度, $^{\circ}\text{C}$; A_y 为冷箱 y 外表面积, m^2 ; K_y 为传热系数, $\text{W}/\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$; m_y 为冷箱 y 内货物质量, kg ; c_y 为冷箱 y 的比热容, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$; $\eta_{y,cold}$ 为冷箱 y 能效比; $P_{y,cold}$ 为冷箱 y 用电功率, kW ; $Q_{y,cold}$ 为冷箱 y 的制冷量, kW , 当制冷压缩机停止工作时, $Q_{y,cold} = 0$ 。

冷箱的功率特性与空调相似,可建立单台冷箱 y 的电功率模型如式(7)所示。

$$P_{y,cold} = \begin{cases} 0, T_{y,cold}(t) \leq T_{\text{set},cold}(t) - \frac{\Delta T_{d,cold}}{2} \\ P_{y,cold} \cdot T_{y,cold}(t) \geq T_{\text{set},cold}(t) + \frac{\Delta T_{d,cold}}{2} \\ P_{y,t-\Delta t,cold} \cdot T_{\text{set},cold}(t) - \frac{\Delta T_{d,cold}}{2} \leq T_{y,cold}(t) \leq T_{\text{set},cold}(t) + \frac{\Delta T_{d,cold}}{2} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{y,cold}$ 为冷箱 y 电功率, kW ; $\Delta T_{d,cold}$ 为冷箱的阈值温度死区; $T_{\text{set},cold}$ 为冷箱定温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

由于冷箱内货物对储存温度具有一定要求,为了不损坏货物,需要使箱内温度保持在如式(8)所示范围内。

$$T_{\min,cold} \leq T_{\text{set},cold}(t) \leq T_{\max,cold} \quad (8)$$

式中: $T_{\max,cold}$ 和 $T_{\min,cold}$ 分别为冷箱内设定温度上限和下限。

与空调负荷工作原理类似,冷箱同样具有冷能储备特性,将其作为广义储能负荷。

1.3 电动重卡负荷

电动重卡为港区的电气化转运车辆,内河港区内往往使用大型电动重卡来转运岸边与堆场或货运站的货物,对港区内单台电动重卡进行模型构建。

当其停留在港区的充电站内,连接充放电设施时,其电池电量随充放电状态发生变化,如式(9)所示。

$$S_{n,t} = \eta^{\text{ch}} p_{n,t}^{\text{ch}} \Delta t - p_{n,t}^{\text{dis}} \Delta t / \eta^{\text{dis}} + S_{n,t-1}, \quad \forall t \in T_n^{\text{EV}} \quad (9)$$

式中: $S_{n,t}$ 和 $S_{n,t-1}$ 分别为电动重卡 n 在 t 时刻和 $t-1$ 时刻的电池电量; η^{ch} 和 η^{dis} 分别为充电效率与放电效率; $p_{n,t}^{\text{ch}}$ 和 $p_{n,t}^{\text{dis}}$ 分别为电动重卡 n 在 t 时刻的充放电功率, kW ; T_n^{EV} 为电动重卡 n 并网时间集合。

其充放电功率边界如式(10)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq p_{n,t}^{\text{ch}} \leq p_{n,t}^{\text{ch,max}}, \quad \forall t \in T_n^{\text{EV}} \\ 0 \leq p_{n,t}^{\text{dis}} \leq p_{n,t}^{\text{dis,max}}, \quad \forall t \in T_n^{\text{EV}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $p_{n,t}^{\text{ch,max}}$ 和 $p_{n,t}^{\text{dis,max}}$ 分别为电动重卡 n 的最大充电功率、最大放电功率, kW 。

电动重卡的电池电量安全边界约束如式(11)所示。

$$S_{n,t}^{\min} \leq S_{n,t} \leq S_{n,t}^{\max}, \quad \forall t \in T_n^{\text{EV}} \quad (11)$$

式中: $S_{n,t}^{\min}$ 和 $S_{n,t}^{\max}$ 分别为电动重卡 n 的电池电量下限和上限。

为避免出现电动重卡同时处于充电和放电的情况,设立充放电状态互斥约束如式(12)所示。

$$p_{n,t}^{\text{ch}} \cdot p_{n,t}^{\text{dis}} = 0, \quad \forall t \in T_n^{\text{EV}} \quad (12)$$

由于电动重卡拥有大容量储能电池,充电功率高且充电速度快,同时车网互动技术正在加速发展,部分充电桩可具备放电功能,可将电动重卡视作有限时间挂网运行的移动储能,仅在其通过充放电设施接入港区电力系统时具备可调空间,将其归类为广义储能负荷^[24-25]。

1.4 港作机械负荷

对于集装箱的运输,通常使用港机(场桥、岸桥)进行货物装卸与堆放,场桥与岸桥运行方式类似,此处以岸桥为例进行说明。通过对我国内河港区的实际岸桥运行情况进行走访调研,目前岸桥通常不具备调速功能,因此,对于某一货运作业任务,可认为在作业时段内,近似额定功率运行,其作业时长与总

用电量固定,而作业开始时间存在一定的调度空间,货物装卸作业在船舶靠泊后开展,船舶离港之前完成即可。构建岸桥运行于额定功率下的工作模型,岸桥完成作业任务的时间约束与所需的能量约束满足式(13)。

$$\begin{cases} t_{\text{crane}} + t_{\text{wait}} < T_{i,2} - T_{i,1} \\ W_{\text{base}} = W_{\text{base}}' \\ p_{\text{crane}} t_{\text{crane}} = W_{\text{base}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: t_{wait} 与 t_{crane} 分别为船舶到港后至开始装卸工作的等待时间与当前泊位任务量完成所需时间,h; $T_{i,1}$ 和 $T_{i,2}$ 分别为第 i 台岸桥/场桥处船舶到港与离港时刻; W_{base} 、 W_{base}' 分别为港机负荷调整前后的货运任务用电量,kW; p_{crane} 为岸桥额定工作功率。

由于港机负荷在整体船舶停靠时间段中工作时间可平移,是能够灵活调整用电时段的电力负荷,故将其作为可平移负荷。

1.5 岸电系统负荷

船舶停靠港区期间需要关闭主机,开启副机发电,以此满足船舶在港期间的日常电力需求。船舶岸电系统作为一种绿色、节能技术,船舶接入岸电时,使用岸电替代船舶柴油发电副机对船舶进行供电,副机功率即为岸电替代船舶副机的发电功率^[26]。

建立船舶岸电能量传输模型,设定求解的时间序列为 $T = \{1, 2, \dots, t, \dots, |T|\}$,设定 $G = \{1, 2, \dots, g, \dots, |G|\}$ 为求解时间序列 T 内连接岸电的船舶集合,港口泊位集合为 $B = \{1, 2, \dots, b, \dots, |B|\}$ 。 x_{tgb} 为0-1变量,0代表不连接岸电,1代表第 g 艘船在时刻 t 连接第 b 个泊位的岸电。

由于任一船舶在任意时刻只能停靠在一个泊位上,船舶岸电服务时间连续,且须大于船舶在泊位调度模型中的最小服务时间约束 T_L ,则可用式(14)表示该约束。

$$\begin{cases} \sum_{t \in T, b \in B} x_{tgb} = 1, \forall g \in G \\ \sum_{t \in T} x_{tgb} \geq T_L, \forall g \in G, b \in B \\ x_{(t-1)gb} - x_{tgb} \leq 1 - x_{\tau gb}, \forall g \in G, b \in B \\ \tau \in [t + 1, \min(t + T_L - 1, |T|)] \end{cases} \quad (14)$$

建立内河港区岸电总功率数学模型如式(15)所示。

$$P_{t,sp} = \sum_{b \in B, g \in G} x_{tgb} P_g, \forall t \in T \quad (15)$$

式中: $P_{t,sp}$ 为 t 时刻的岸电总功率,kW; P_g 为第 g 艘船所需要岸电功率(即副机功率),kW。

不同类型的船舶,其用电需求存在显著差异,并且船舶的停泊时间也长短不一。岸电负荷受电价激励与政策约束,港区通过电价调控,可影响船舶是否接入岸电;同时,根据《港口和船舶岸电管理办法》第二章第十一条要求,“在内河港口具备岸电供应能力的泊位靠泊超过2h,且未使用有效替代措施的,应当使用岸电”^[27]。由此可知,岸电系统可归纳为需求响应负荷。

2 港区柔性负荷可调潜力指标体系

2.1 温控负荷

2.1.1 空调负荷

由于空调为广义储能负荷,其输出功率上下限表征空调负荷的可调功率区间,虚拟储能电量表征了建筑系统的储冷/热能力,所以可根据上述指标表征空调的可调潜力^[1]。将内河港区的空调集群可调潜力的指标衡量体系表示如式(16)所示。

$$\Gamma_{ac} = \{P_{t,ac}^{\max}, P_{t,ac}^{\min}, E_{t,ac}^{\max}, E_{t,ac}^{\min}\} \quad (16)$$

式中: Γ_{ac} 为空调集群的可调潜力; $P_{t,ac}^{\max}$ 和 $P_{t,ac}^{\min}$ 分别为空调集群在 t 时刻的最大与最小电功率,kW; $E_{t,ac}^{\max}$ 和 $E_{t,ac}^{\min}$ 分别为空调集群在 t 时刻的最大及最小虚拟储电量,kWh。

在空调的最大设定温度和最小设定温度之间,每间隔 1°C 对港区内空调 x 组成的集群 S_j 的运行状态进行仿真,得到 m_{ac} 条空调集群的功率曲线,则空调集群在 t 时刻的最大功率和最小功率如式(17)所示。

$$\begin{cases} P_{t,ac}^{\max} = \max_{1 \leq j \leq m_{ac}} \left(\sum_{x \in S_j} P_{t,x,ac} \right) \\ P_{t,ac}^{\min} = \min_{1 \leq j \leq m_{ac}} \left(\sum_{x \in S_j} P_{t,x,ac} \right) \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{t,ac}^{\max}$ 为空调集群在 t 时刻的最大输出功率; $P_{t,ac}^{\min}$ 为空调集群在 t 时刻的最小输出功率; $P_{t,x,ac}$ 为空调 x 在 t 时刻的输出功率; S_j 为第 j 个设定温度下运行的空调集群; m_{ac} 为空调设定温度的档位数。

以制冷为例,当室内温度上升到用户可接受的温度极限 T_{lim} 时,表示空调系统已达到最大放电深

度,即未储备任何虚拟电量。因此,可建立空调 x 在 t 时刻的虚拟储电量模型如式(18)所示。

$$E_{t,x,ac} = \frac{C_x (T_{lim} - T_{x,r}(t))}{\eta_{x,ac}} \quad (18)$$

式中: $E_{t,x,ac}$ 为空调 x 在 t 时刻的虚拟储电量; C_x 为热容, $\text{kJ}/^\circ\text{C}$; T_{lim} 为用户可接受的极限温度, $^\circ\text{C}$; $T_{x,r}$ 为空调 x 所在房间的室内温度, $^\circ\text{C}$; $\eta_{x,ac}$ 为空调 x 的热电转化系数。

空调集群的最大虚拟储电量 $E_{t,ac}^{\max}$ 和最小虚拟储电量 $E_{t,ac}^{\min}$ 如式(19)所示。

$$\begin{cases} E_{t,ac}^{\max} = \max_{1 \leq j \leq m_x} \left(\sum_{x \in S_j} E_{t,x,ac} \right) \\ E_{t,ac}^{\min} = \min_{1 \leq j \leq m_x} \left(\sum_{x \in S_j} E_{t,x,ac} \right) \end{cases} \quad (19)$$

式中: $E_{t,ac}^{\max}$ 为空调集群在 t 时刻的最大虚拟储电量; $E_{t,ac}^{\min}$ 为空调集群在 t 时刻的最小虚拟储电量。

2.1.2 冷箱负荷

与空调类似,冷箱为广义储能负荷,其可调潜力大小可通过输出功率上下限、虚拟储电量大小来决定。故将整个港区内的冷箱集群可调潜力指标衡量体系表示如式(20)所示。

$$\Gamma_{cold} = \{P_{t,cold}^{\max}, P_{t,cold}^{\min}, E_{t,cold}^{\max}, E_{t,cold}^{\min}\} \quad (20)$$

式中: Γ_{cold} 为冷箱集群的可调潜力; $P_{t,cold}^{\max}$ 和 $P_{t,cold}^{\min}$ 分别为冷箱集群在 t 时刻的最大与最小电功率, kW ; $E_{t,cold}^{\max}$ 和 $E_{t,cold}^{\min}$ 分别为冷箱集群在 t 时刻的最大及最小虚拟储电量, kWh 。

在冷箱的最大设定温度和最小设定温度之间,每间隔 1°C 对港区内冷箱 y 组成的集群 S_v 的运行状态进行仿真,得到 n_{cold} 条冷箱集群的功率曲线,则冷箱集群在 t 时刻的最大功率 $P_{t,cold}^{\max}$ 和最小功率 $P_{t,cold}^{\min}$ 如式(21)所示。

$$\begin{cases} P_{t,cold}^{\max} = \max_{1 \leq v \leq n_{cold}} \left(\sum_{y \in S_v} P_{t,y,cold} \right) \\ P_{t,cold}^{\min} = \min_{1 \leq v \leq n_{cold}} \left(\sum_{y \in S_v} P_{t,y,cold} \right) \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{t,cold}^{\max}$ 为冷箱集群在 t 时刻的最大输出功率; $P_{t,cold}^{\min}$ 为冷箱集群在 t 时刻的最小输出功率; $P_{t,y,cold}$ 为冷箱 y 在 t 时刻的输出功率; S_v 为第 v 个设定温度下运行的冷箱集群; n_{cold} 为冷箱设定温度的档位数。

建立 t 时刻单台冷箱 y 的虚拟储电量数学模型如式(22)所示。

$$E_{t,y,cold} = \frac{m_y c_y (T_{max,cold} - T_{y,cold}(t))}{\eta_{y,cold}} \quad (22)$$

式中: m_y 为冷箱 y 内所装货物的质量, kg ; c_y 为冷箱 y 的比热容, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; $T_{max,cold}$ 为冷箱可接受的最高温度, $^\circ\text{C}$; $T_{y,cold}$ 为冷箱 y 内的温度, $^\circ\text{C}$; $\eta_{y,cold}$ 为冷箱 y 能效比。

整个内河港区中冷箱集群的最大虚拟储电量 $E_{t,cold}^{\max}$ 和最小虚拟储电量 $E_{t,cold}^{\min}$ 如式(23)所示。

$$\begin{cases} E_{t,cold}^{\max} = \max_{1 \leq v \leq n_{cold}} \left(\sum_{y \in S_v} E_{t,y,cold} \right) \\ E_{t,cold}^{\min} = \min_{1 \leq v \leq n_{cold}} \left(\sum_{y \in S_v} E_{t,y,cold} \right) \end{cases} \quad (23)$$

式中: $E_{t,cold}^{\max}$ 为冷箱集群在 t 时刻的最大虚拟储电量; $E_{t,cold}^{\min}$ 为冷箱集群在 t 时刻的最小虚拟储电量; $E_{t,y,cold}$ 为冷箱 y 在 t 时刻的虚拟储电量。

2.2 电动重卡负荷

将内河港区内接入充电站的所有电动重卡看作一个集群,其同样为广义储能负荷,需要采用功率指标与储电量指标同时对其可调潜力进行表征。该集群可调潜力的指标衡量体系如式(24)所示。

$$\Gamma_{\alpha} = \{P_t^{\text{ch,max}}, P_t^{\text{dis,max}}, \Delta S_t, S_t^{\text{min}}, S_t^{\text{max}}\} \quad (24)$$

式中: Γ_{α} 为电动重卡集群的可调潜力; $P_t^{\text{ch,max}}$ 和 $P_t^{\text{dis,max}}$ 分别为充电站中接入的电动重卡在 t 时刻可达到的总充电与放电功率的最大值, kW ; ΔS_t 为充电站中在 t 时刻电动重卡并网状态变化导致的电量变化量, kWh ; S_t^{max} 和 S_t^{min} 分别为充电站中接入的电动重卡在 t 时刻的总电量上下限, kWh 。

假设港区内有 z 台电动重卡, t 时刻时电动重卡 n 的最大充电与放电功率为 $p_{n,t}^{\text{ch,max}}$ 和 $p_{n,t}^{\text{dis,max}}$, 则 $P_t^{\text{ch,max}}$ 和 $P_t^{\text{dis,max}}$ 的计算如式(25)所示。

$$\begin{cases} P_t^{\text{ch,max}} = \sum_{n=1}^z p_{n,t}^{\text{ch,max}} \\ P_t^{\text{dis,max}} = \sum_{n=1}^z p_{n,t}^{\text{dis,max}} \end{cases} \quad (25)$$

$\Delta S_{n,t}$ 为电动重卡 n 在 t 时刻并网状态变化导致的电量变化量, ΔS_t 的计算如式(26)所示。

$$\Delta S_t = \sum_{n=1}^z \Delta S_{n,t} \quad (26)$$

$S_{n,t}^{\max}$ 和 $S_{n,t}^{\min}$ 分别为电动重卡 n 在 t 时刻的电量上限与下限,则 S_t^{\max} 和 S_t^{\min} 可通过式(27)计算得到。

$$\begin{cases} S_t^{\max} = \sum_{n=1}^z (S_{n,t}^{\max} + \Delta S_{n,t}) \\ S_t^{\min} = \sum_{n=1}^z (S_{n,t}^{\min} + \Delta S_{n,t}) \end{cases} \quad (27)$$

2.3 港作机械负荷

由于港机的可平移运行特性,通过对工作时间范围灵活调整,可以实现功率的柔性调节。这种灵活的调整机制可以根据实时作业需求控制能耗,在负荷变化时调整港机的功率负荷,有效优化能源利用效率。故将整个港区内所有港机的可调潜力指标衡量体系表示为

$$\Gamma_m = \{P_{t,m}^{\max}, P_{t,m}^{\min}\} \quad (28)$$

式中: Γ_m 为港区所有港作机械的可调潜力; $P_{t,m}^{\max}$ 和 $P_{t,m}^{\min}$ 分别为港机 m 在 t 时刻的最大与最小电功率, kW。

内河港区第 i 台岸桥/场桥机械运输负荷功率可使用式(29)表示。

$$\begin{cases} p_{i,1} = 0, & t \in [T_{i,1}, T_{i,1} + t_{i,\text{wait}}) \\ p_{i,2} = p, & t \in [T_{i,1} + t_{i,\text{wait}}, T_{i,1} + t_{i,\text{crane}} + t_{i,\text{wait}}] \\ p_{i,3} = 0, & t \in (T_{i,1} + t_{i,\text{crane}} + t_{i,\text{wait}}, T_{i,2}] \end{cases} \quad (29)$$

式中: $t_{i,\text{crane}}$ 为第 i 台岸桥/场桥工作时间; $t_{i,\text{wait}}$ 为第 i 台岸桥/场桥工作前等待的时间; p 为岸桥/场桥额定功率; $p_{i,1}$ 、 $p_{i,2}$ 、 $p_{i,3}$ 分别为第 i 台岸桥/场桥在对应泊位船舶停靠时间内等待时间段、工作时间段、完成工作至离港前时间段的功率分段函数, kW。该船舶靠港装卸任务总装卸时间应满足式(30)。

$$t_{i,\text{crane}} + t_{i,\text{wait}} < T_{i,2} - T_{i,1} \quad (30)$$

因此港机负荷功率进行调整后的总时间在一定限度内,这使得后续泊位交通不受影响。

则 t 时刻时所有港机的最大与最小总功率 $P_{t,M}^{\max}$ 和 $P_{t,M}^{\min}$ 由式(31)计算可得。

$$\begin{cases} P_{t,M}^{\max} = \sum_{m=1}^{m_{t,1}} P_m \\ P_{t,M}^{\min} = \sum_{m=1}^{m_{t,2}} P_m \end{cases} \quad (31)$$

式中: $m_{t,1}$ 为 t 时刻可能投入运行的最大港机数量; $m_{t,2}$ 为 t 时刻必须投入运行的最小港机数量; p_m 为第 m 台港作机械的额定功率。

2.4 岸电系统负荷

岸电系统的可调潜力大小取决于其输出总功率的大小,通过制定相应岸电连接船舶充电方案,计算方案内输出的最大与最小总功率,即可反映其可调潜力。其可调潜力的指标衡量体系如式(32)所示。

$$\Gamma_A = \{P_{t,\text{sp}}^{\max}, P_{t,\text{sp}}^{\min}\} \quad (32)$$

式中: Γ_A 为岸电系统的可调潜力; $P_{t,\text{sp}}^{\max}$ 和 $P_{t,\text{sp}}^{\min}$ 分别为岸电系统在 t 时刻输出电功率的最大值与最小值, kW。

内河港区相较于海港,其岸电系统最大功率、船舶停靠时间以及所对应政策均有不同。在分析可调潜力时,充分考虑港口对岸电电价的调控能力,可通过降低岸电电价引导船舶积极使用岸电,同时,船舶用电受《港口和船舶岸电管理办法》规定约束,如 1.5 节所述。则其最大功率与最小功率可通过如下方法测算。

1)到港后立即全部连接岸电,直到离港。此时 x_{tgb} 在 T 内恒为 1,计算得到 t 时刻的最大岸电功率 $P_{t,\text{sp}}^{\max}$ 如式(33)所示。

$$P_{t,\text{sp}}^{\max} = \sum_{b \in B, g \in G} P_g, 0 \leq t \leq T \quad (33)$$

2)停泊时间在 2 h 以内的均不使用岸电;停泊时间超过 2 h 的在停泊的 2 h 后开始使用岸电,直到离港。 $t < 2$ h 时 x_{tgb} 为 0, $t \geq 2$ h 时 x_{tgb} 为 1,计算得到 t 时刻的最小岸电功率 $P_{t,\text{sp}}^{\min}$ 如式(34)所示。

$$P_{t,\text{sp}}^{\min} = \begin{cases} \sum_{b \in B, g \in G} P_g, & 2 \text{ h} \leq t \leq T \\ 0, & 0 \leq t < 2 \text{ h} \end{cases} \quad (34)$$

t 时刻的岸电可调潜力大小由 $[P_{t,\text{sp}}^{\min}, P_{t,\text{sp}}^{\max}]$ 即可表征。

3 算例分析

3.1 港区模型参数

本文采用某典型港区的数据验证所提内河港区电气柔性负荷可调潜力测算方法,以夏季某日船舶到港离港计划、港区充电设备等基础数据以及某日室外温度数据为依据,运用本文方法求解内河港区柔性负荷的可调潜力。本文所涉及的岸桥作业、电动重卡充电、岸电供应、空调及冷箱等关键运行数据,主要来源于研究团队在重庆、江苏等地区多处内河港口的实地调研,结合现场与专家研讨,以及对港

口实际运营数据的整理与分析,同时参考了相关港口后期发展规划文件,通过将港口数据与国内外相关文献资料进行统一设置与合理选择,确保研究的全面性与科学性。

仿真时段为 00:00—24:00,该典型日室外温度曲线如图 2 所示,港区陆域面积 180 000 m²,共布置 9 个 1 000 t 级的生产性泊位,拥有 9 台岸电设施,岸电最大充电功率为 80 kW。港区工作与生活区域空调数量设置为 500 台,对应 500 个大小不尽相同的房间(房间大致归为 8 类,面积为 9~152 m² 不等,对应 8 种大小不一的热容热阻),港区配备 300 台相同类型的用于储存新鲜食品的长度为 6 m 的冷箱,并同时配备 9 台岸桥、12 台场桥和 20 台用于物流交通的电动重卡充电配套设施,充电配套设施同时支持放电功能,单个充电设施充/放电功率为 120 kW,充电站最大充/放电功率为 2 400 kW,电动重卡电池容量为 282 kWh,充电站每日接入充电车辆 480 台次。该港口岸桥额定工作功率为 203.9 kW,场桥额定功率为 127.5 kW。

通过对内河港区的实地调研,获取港区典型日的船舶靠港数据如表 1 所示;将停靠船舶主要分为 3 种典型类型,其相关数据如表 2 所示,其中 P_g 为第 g 艘船所需要岸电功率(即副机功率);空调负荷的参数配置参考港口实际建筑面积、功率配置与部分文献^[7-8],如表 3 所示,其中 $N(a, b^2)$ 表示参数符合以 a 为均值、 b^2 为方差的正态分布, $U(e, d)$ 表示符合区间 (e, d) 内的均匀分布。冷箱负荷的参数配置如表 4 所示^[16]。

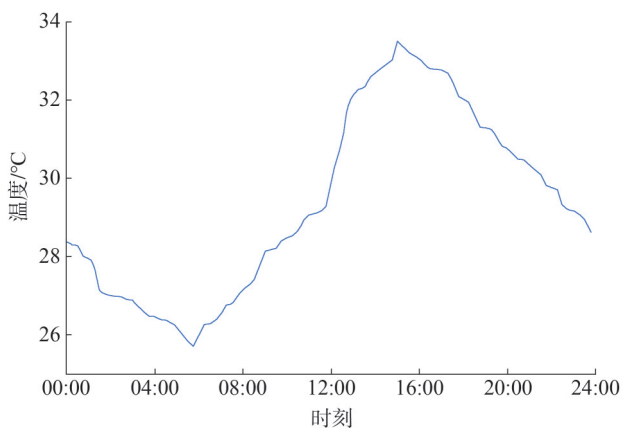


图2 港区室外温度曲线

Fig.2 Outdoor temperature curve in river ports

表1 典型内河港区船舶靠港数据

Table 1 Typical inland port vessel berthing data

停靠泊位号	到港时间	离港时间
1	07:00	12:00
2	03:30	06:00
3	02:00	09:00
4	06:00	10:00
5	00:00	07:30
6	06:00	09:00
7	07:45	11:00
8	08:00	11:30
9	04:00	09:45
1	14:00	18:00
2	08:00	11:30
3	14:15	19:30
4	14:00	17:00
5	12:00	13:30
6	13:15	14:30
7	16:00	22:00
8	19:30	24:00
9	13:00	21:00
2	15:30	19:00
5	18:30	22:15
6	17:45	20:15

表2 内河港区典型船舶类型数据

Table 2 Typical vessel type data in inland port areas

典型船舶类型	船舶副机功率 P_g /kW	停泊时间/h
大型船舶	70	(5, 8]
中型船舶	40	(3, 5]
小型船舶	20	(0, 3]

表3 内河港区空调配置数据

Table 3 Air conditioning system data of inland river port areas

参数类型/单位	数值
热阻 R_1 /(°C/kW)	$N(9.5, 0.5^2)$
热容 C_1 /(kJ/°C)	$N(1\ 022, 20^2)$
热阻 R_2 /(°C/kW)	$N(7, 0.5^2)$
热容 C_2 /(kJ/°C)	$N(756, 20^2)$
热阻 R_3 /(°C/kW)	$N(19, 0.5^2)$

表3 (续)

参数类型/单位	数值
热容 $C_3/(kJ/^\circ C)$	$N(2047, 20^2)$
热阻 $R_4/(^\circ C/kW)$	$N(8.2, 0.5^2)$
热容 $C_4/(kJ/^\circ C)$	$N(886, 20^2)$
热阻 $R_5/(^\circ C/kW)$	$N(1.5, 0.5^2)$
热容 $C_5/(kJ/^\circ C)$	$N(162, 20^2)$
热阻 $R_6/(^\circ C/kW)$	$N(8.6, 0.5^2)$
热容 $C_6/(kJ/^\circ C)$	$N(928, 20^2)$
热阻 $R_7/(^\circ C/kW)$	$N(2.6, 0.2^2)$
热容 $C_7/(kJ/^\circ C)$	$N(284, 20^2)$
热阻 $R_8/(^\circ C/kW)$	$N(1.1, 0.2^2)$
热容 $C_8/(kJ/^\circ C)$	$N(122, 20^2)$
制冷/制热能效比 η_{ac}	3
空调的阈值温度死区 $\Delta T_{d,ac}/^\circ C$	4
可接受极限温度 $T_{lim}/^\circ C$	28
最小设定温度 $T_{min,ac}/^\circ C$	24
最大设定温度 $T_{max,ac}/^\circ C$	28
房间初始温度 $T_{r(0)}/^\circ C$	$U(22, 30)$

表4 内河港区冷箱配置数据
Table 4 Reefer container configuration data for inland river ports

参数类型/单位	数值
表面积 A/m^2	73.56
货物质量 m/kg	$N(19000, 900^2)$
传热系数 $k_f/(W/m^2 \cdot ^\circ C)$	0.4
比热容 $c/(kJ/(kg \cdot ^\circ C))$	$N(2.76, 0.4^2)$
制冷能效比 η_{cold}	3.5
额定电功率 P_{cold}/kW	5
阈值温度死区 $\Delta T_{d,cold}/^\circ C$	2
可接受温度下限 $T_{min,cold}/^\circ C$	0
可接受温度上限 $T_{max,cold}/^\circ C$	4

3.2 温控负荷可调潜力

3.2.1 空调负荷

空调负荷群电功率的最大值与最小值可反映负荷的功率调节潜力,通过对最大与最小可接受设定温度区间内以 $1^\circ C$ 为间隔进行仿真,得到空调集群负荷的总体运行功率上下限结果如图 3 所示,两曲线的取值区间表征了空调负荷的实时可调功率范围。

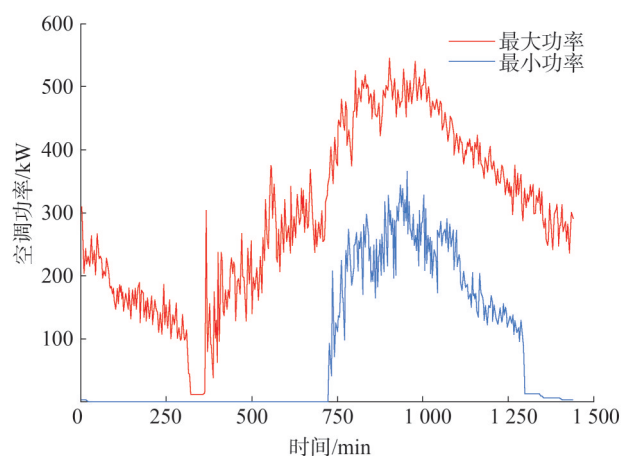


图3 空调负荷群的最大与最小功率曲线图

Fig.3 Maximum and minimum power curves of air conditioning load clusters

由图 3 可知,在该典型日温度最高或温度最低时段,空调集体开启或关闭,最大/最小功率曲线间距较大,此时空调群的可调功率范围较大,具备较高的功率调节潜力;早晨升温或傍晚降温阶段,空调最大/最小功率曲线间距收窄,空调负荷功率调节范围缩小。

同时,空调负荷群的最大/最小虚拟储能量是表征其可调潜力的另一部分,其结果如图 4 所示,两曲线即为空调集群负荷的实时虚拟储电量上下限。在进行一定的大小的功率削减时,虚拟储电量越高,则可支持功率削减运行的时间越长。此外,由图 4 可知,定频空调的阈值温度死区导致可调潜力呈现阶梯式变化,调节响应存在滞后性。

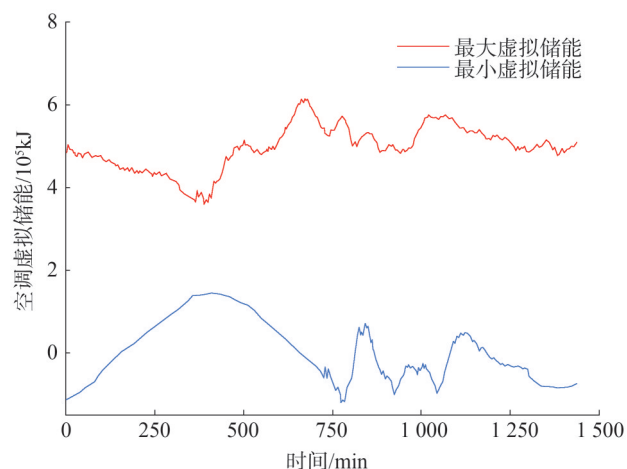


图4 空调负荷群的虚拟储能曲线

Fig.4 Virtual energy storage curve of air conditioning load clusters

3.2.2 冷箱负荷

由于冷箱集群可调潜力衡量指标与空调集群相同,对同日内港区冷箱集群以1℃为间隔进行多次仿真,最终得到冷箱负荷群的最大与最小功率曲线如图5所示。

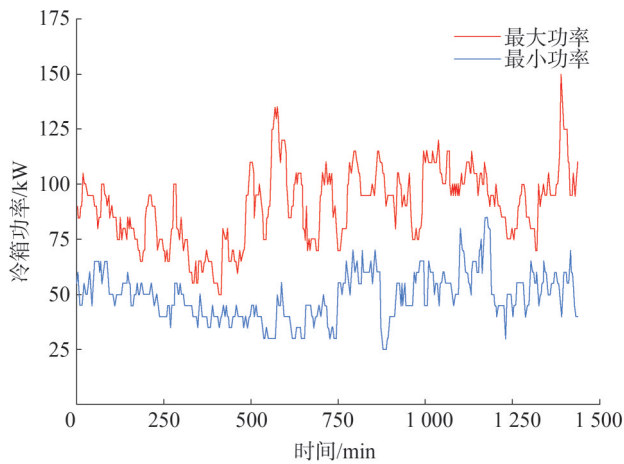


图5 冷箱负荷群的最大与最小功率曲线图

Fig.5 Maximum and minimum power curves of reefer container load cluster

尽管在室外温度变化的过程中,冷箱输出功率也随之剧烈波动变化,但最大/最小输出功率之差基本能维持在一定水平,表明冷箱负荷群的功率可调潜力较为稳定。

冷箱负荷群的最大/最小虚拟储能量如图6所示,两曲线即为实时可调储电量上下界。可见,由于

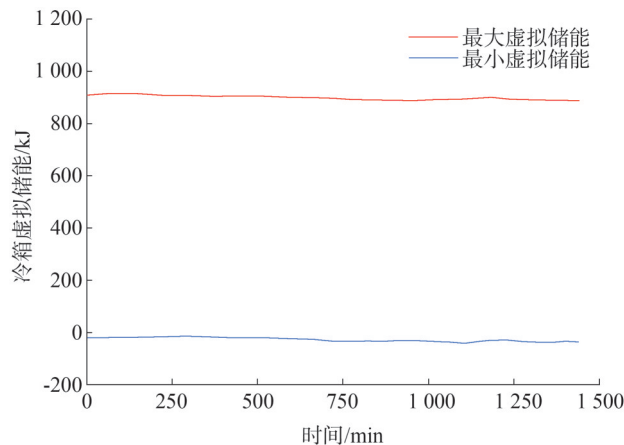


图6 冷箱负荷群的虚拟储能曲线

Fig.6 Virtual energy storage curve of reefer container load cluster

冷箱保温性能高,其具备较好的恒温水平,最大、最小虚拟储电量依据设定温度均可维持在较为平稳的水平,基本维持不变。

3.3 电动重卡负荷可调潜力

根据该港区充电场站运行数据,对电动货运重卡充放电可调节潜力进行算例分析,得到电动重卡充放电功率界限以及并网电动重卡总电量界限,如图7与图8所示。

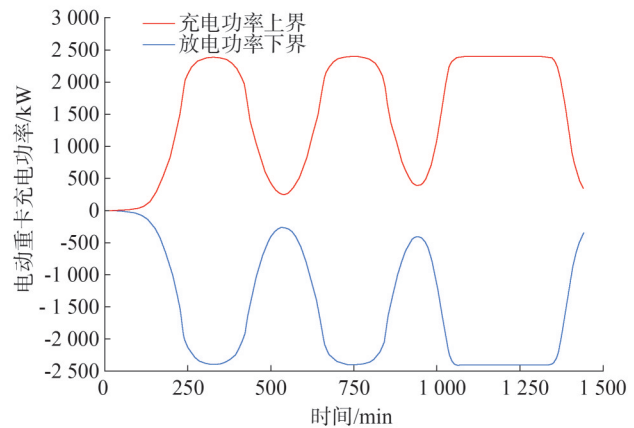


图7 电动重卡充放电功率界限

Fig.7 Charging/discharging power limits of electric heavy-duty trucks

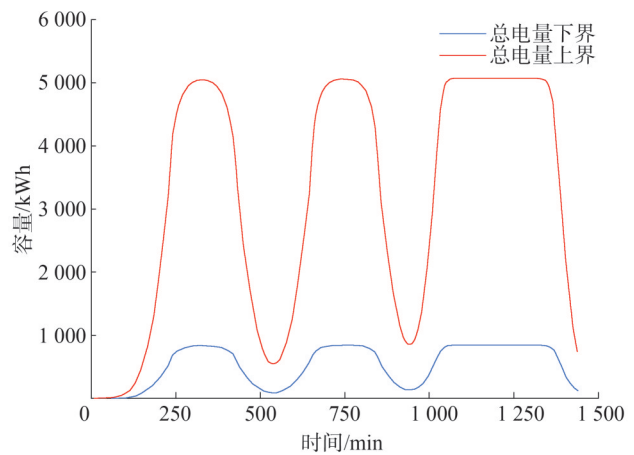


图8 电动重卡并网总电量界限

Fig.8 Grid-connected total energy capacity

图7与图8展示了港区电动重卡的充放电功率与20个充电桩的电动重卡总电量变化范围。可以看出可调潜力与港区船舶停靠具有相关性,货运吞

吐量大时货运重卡参与转运任务,停留在充电站内的车辆较少,其充放电功率调节潜力较小;港机货运任务空白期时电动重卡停留在充电站内等待转运指令,可调潜力可达峰值。由此可见,电动重卡的可调潜力与港口船舶到港频次及集装箱装卸作业强度呈负相关。当港口作业强度降低时,电动重卡集群实质上构成了一个聚合容量可达 5 000 kWh 的储能系统,此时段可调度储电量较作业强度高峰期提升近 4 倍。

3.4 港作机械负荷可调潜力

场桥与岸桥工作方式类似,都具有可平移特性,根据该港区船舶停靠岸时间安排得到内河港区岸桥负荷可平移区间与各时刻的岸桥总体可平移功率如图 9 及图 10 所示。

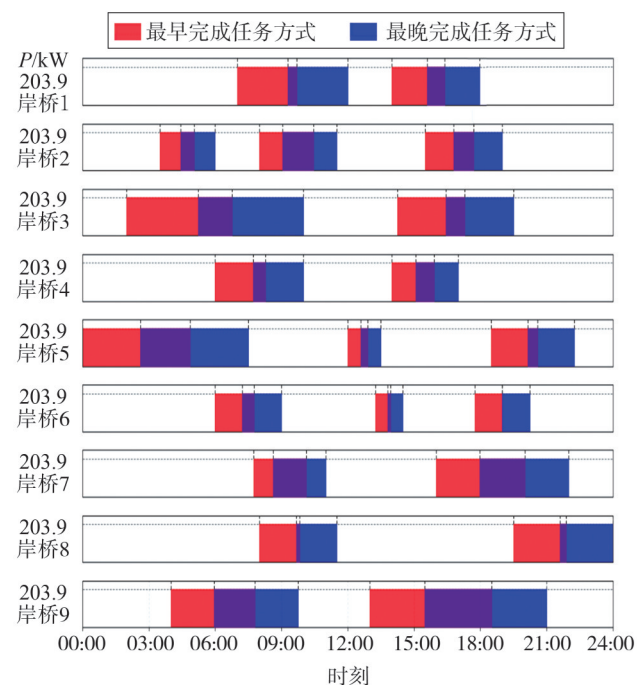


图9 岸桥负荷可平移区间图

Fig.9 Quay cranes load movable range diagram

根据港口靠港数据以及靠港时间段内泊位岸桥工作必需时间,根据式(30)可获得岸桥执行工作范围。执行泊位装卸工作最早与最晚完成任务方式的时间区间分别如图 9 红、蓝色区间所示。其中蓝色与红色叠加的紫色区域为同一任务不同执行时段下都会工作产生功率的时间区间。

按照岸桥负荷可平移区间图,对各时刻岸桥可

能的完成任务方式进行功率叠加,按式(31)进行计算,将功率叠加后最大与最小功率运行方式相减,得到岸桥总可平移功率,如图 10 所示。由计算结果可知,港机作为典型可平移负荷,可对任务执行时段进行调整,具备巨大的可调潜力。

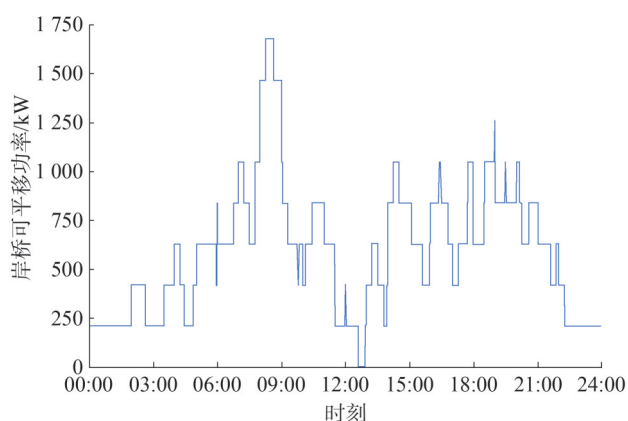


图10 各时刻的岸桥总可平移功率

Fig.10 Total movable power of quay cranes at each moment

3.5 岸电负荷可调潜力

岸电负荷可调潜力取决于岸电输出功率的最大值与最小值,通过数据计算可得到其变化曲线如图 11 所示。

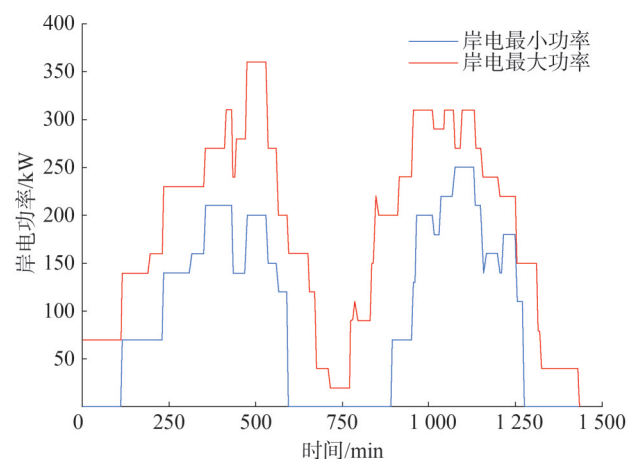


图11 内河港区典型日岸电功率界限

Fig.11 Typical daily shore power limits for inland river ports

计算结果表明,内河港区岸电系统在该典型日不同时段内均具有一定的可调潜力,特别在 05:00—10:00,15:00—21:00 时段的作业高峰时段,船

舶接入岸电功率较高,可调潜力达到峰值。

通过对该内河港区典型日的可调潜力测算可知,其柔性负荷系统具备显著的时空动态调节特性,这种分钟级精度的可调潜力量化方法不仅验证了多源异构负荷耦合调控的可行性,更为构建港-网协同的实时调度策略提供了关键参数支撑。

4 结论

在内河港区电气化进程持续推进的背景下,针对目前如何准确合理地评估港区的可调潜力,提出了一套考虑其时空特性的测算方法。具体结论如下:

1)内河港区柔性电气负荷系统主要由空调、冷箱、电动重卡、港作机械及岸电系统构成,基于其运行特性,可将空调、冷箱与电动重卡归属广义储能负荷,空调和冷箱通过热惯性实现虚拟储能,电动重卡则基于电池系统完成实体储能;港作机械属于可平移负荷,其用电需求可通过作业计划调整实现时段迁移;岸电系统归类为需求响应负荷,受电价激励与政策约束影响。

2)不同类型设备系统的可调节潜力呈现差异化特征。空调与冷箱负荷的调节能力主要体现在电功率的可控调节区间与虚拟储电量范围。电动重卡作为移动式储能单元,其调节维度更为复杂,既受限于动力电池的最大充放电功率阈值,也需遵循广义储能容量对应的荷电状态安全区间,同时还需考虑车辆并网状态切换时产生的电量变化。相比之下,港作机械的可调潜力相对集中,主要表现为电功率在额定范围内的线性调节特性。此外,岸电系统的调节能力则直接取决于其输出功率的可控范围。

3)本文研究成果表明,所提方法能够有效地评估内河港区柔性负荷分钟级的可调潜力,同时可有效应对船舶作业频繁变更、电网调度复杂指令以及政策动态调整等多种复杂情况。在未来的研究中,将更多的外界因素影响纳入考虑范围,完善测算方法体系,提升结果的准确度,并进一步研究新能源参与内河港区负荷系统的可行性,提出促进绿色电力消纳的方案。

参考文献

[1] 侯慧,谢应彪,赵波,等.能源与交通耦合的港口多能微网优化调度综述[J].电力自动化设备,2025,45(3):50-63.

HOU Hui, XIE Yingbiao, ZHAO Bo, et al. Review of optimal scheduling for port multi-energy microgrid with energy and transportation coupling[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(3): 50-63.

[2] 邵能灵,王萧博,黄文焘,等.港口综合能源系统低碳化技术综述[J].电网技术,2022,46(10):3749-3763.

TAI Nengling, WANG Xiaobo, HUANG Wentao, et al. Review of low-carbon technology for integrated port energy systems [J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3749-3763.

[3] 林森,文书礼,朱森,等.海港综合能源系统低碳经济发展研究综述[J].中国电机工程学报,2024,44(4):1364-1386.

LIN Sen, WEN Shuli, ZHU Miao, et al. Review on low-carbon and economic development of seaport integrated energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1364-1386.

[4] 孙毅,李泽坤,许鹏,等.异构柔性负荷建模调控关键技术及发展方向研究[J].中国电机工程学报,2019,39(24):7146-7158.

SUN Yi, LI Zekun, XU Peng, et al. Research on key technologies and development direction of heterogeneous flexible load modeling and regulation [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(24): 7146-7158.

[5] 刘彦伶,武志刚,赖翔,等.异质空调负荷参与多区域电力系统频率调节的协同控制策略[J].电力系统保护与控制,2025,53(03):47-57.

LIU Yanling, WU Zhigang, LAI Xiang, et al. Cooperative control strategy for heterogeneous air-conditioning loads participating in frequency regulation of multi-area power systems [J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(03): 47-57.

[6] 王浩林.电动汽车时空多维度负荷预测及其可调度潜力容量评估方法[D].广州:华南理工大学,2020.

[7] 赵烁.居民负荷可调潜力评估与控制研究[D].南京:东南大学,2023.

[8] 陈可.柔性负荷聚合建模及协调控制研究[D].南京:东南大学,2021.

[9] 蒯圣宇,田佳,马静,等.电动汽车充电负荷的调度效益及潜力研究[J].电子测量技术,2019,42(14):37-42.

KUAI Shengyu, TIAN Jia, MA Jing, et al. EV charging load dispatching benefit and potential research [J]. Electronic Measurement Technology, 2019, 42(14): 37-42.

[10] 潘志伟.电动汽车可调度潜力及有序充电策略研究[D].广州:华南理工大学,2022.

[11] 辜勇,葛平旭,袁宇继,等.港口综合能源储能系统容量配置优化[J/OL].武汉理工大学学报(交通科学与工程版),1-7 [2025-03-30]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1824.U.20250320.0916.005.html>.

GU Yong, GE Pingxu, YUAN Yuji, et al. Optimization of capacity configuration for port integrated energy storage systems [J]. Wuhan University of Technology, 1-7. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1824.U.20250320.0916.005.html>.

- [12] 普月,纪历,刘皓明.考虑综合需求响应的港口能源系统优化运行[J].电力需求侧管理,2021,23(1):11-17.
PU Yue, JI Li, LIU Haoming. Optimal operation of port energy system considering integrated demand response[J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(1): 11-17.
- [13] 方斯顿,赵常宏,丁肇豪,等.面向碳中和的港口综合能源系统(一):典型系统结构与关键问题[J].中国电机工程学报,2023,43(1):114-135.
FANG Sidun, ZHAO Changhong, DING Zhaohao, et al. Port integrated energy systems toward carbon neutrality (Part I): typical topology and key problems [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 114-135.
- [14] 方斯顿,赵常宏,丁肇豪,等.面向碳中和的港口综合能源系统(二):能源-交通融合中的柔性资源与关键技术[J].中国电机工程学报,2023,43(3):950-968.
FANG Sidun, ZHAO Changhong, DING Zhaohao, et al. Port integrated energy systems toward carbon neutrality (II): flexible resources and key technologies in energy-transportation integration [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 950-968.
- [15] SONG T L, LI Y, ZHANG X P, et al. Integrated port energy system considering integrated demand response and energy interconnection [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 117: 105654.
- [16] 杨莉,黄文焘,余墨多,等.港口大规模冷箱负荷群用电的一致性分层优化调度方法[J].中国电机工程学报,2024,44(2):586-597. YANG Li, HUANG Wentao, YU Moduo, et al. Consensus based hierarchical optimization scheduling method for large-scale reefer loads in ports [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(2): 586-597.
- [17] HE D J, PANG Y S, LODIEWIJKS G. Green operations of belt conveyors by means of speed control [J]. Applied Energy, 2017, 188: 330-341.
- [18] ZHANG S R, XIA X H. Modeling and energy efficiency optimization of belt conveyors [J]. Applied Energy, 2011, 88(9): 3061-3071.
- [19] ABU BAKAR N N, BAZMOHAMMADI N, VASQUEZ J C, et al. Electrification of onshore power systems in maritime transportation towards decarbonization of ports: a review of the cold ironing technology [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 178: 113243.
- [20] 马梦颀.集装箱船舶抵港时间不均匀性与泊位调度优化研究[D].南京:东南大学,2020.
- [21] 郑捷航,钟慧玲.分时电价下考虑岸电船舶优先的泊位岸桥联合动态调度[J].科学技术与工程,2024,24(29):12763-12772.
ZHENG Jiehang, ZHONG Huiling. Joint dynamic scheduling of berths and quay cranes with berthing priority for shore power ships under time-of-use price [J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(29): 12763-12772.
- [22] 宋天立.计及需求响应的港口综合能源系统研究[D].南京:东南大学,2020.
- [23] 曲欣赞.考虑多设备分配的港口综合能源系统优化调度[D].大连:大连海事大学,2023.
- [24] 陈中,刘艺,陈轩,等.考虑移动储能特性的电动汽车充放电调度策略[J].电力系统自动化,2020,44(2):77-85.
CHEN Zhong, LIU Yi, CHEN Xuan, et al. Charging and discharging dispatching strategy for electric vehicles considering characteristics of mobile energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 77-85.
- [25] 杨晓东,任帅杰,张有兵,等.电动汽车可调度能力模型与日内优先调度策略[J].电力系统自动化,2017,41(2):84-93.
YANG Xiaodong, REN Shuaijie, ZHANG Youbing, et al. Schedulable ability model and priority-based intraday scheduling strategy for electric vehicle [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(2): 84-93.
- [26] 胡子玮.内河港口的船舶岸电系统建设策略研究[D].广州:华南理工大学,2021.
- [27] 交通运输部.交通运输部关于修改《港口和船舶岸电管理办法》的决定 [EB/OL].(2021-09-13)[2025-04-20].https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-09/23/content_5638865.htm.

收稿日期:2025-03-30

修回日期:2025-07-29

作者简介:

唐艳梅(1992),通信作者(gotoliuye@163.com),女,硕士,高级工程师,从事电动汽车充换电等工作;

李 斌(1973),男,硕士,高级工程师,从事负荷侧管理等工作;

虞坚阳(1974),男,高级工程师,从事电网运行建设等工作;

薛 利(1988),男,硕士,高级工程师,从事电力营销等工作;

张元星(1988),男,硕士,高级工程师,从事电动汽车充换电等工作;

高 鹏(1998),男,硕士,工程师,从事电动汽车充换电等工作。

(责任编辑 郑天茹)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240554

考虑可再生能源接入的多能源站稳态安全域分析

刘波^{1*}, 王栋¹, 陈士军¹, 徐敦彬¹, 赵渊², 孟凡琳¹

(1. 国网江苏省电力有限公司徐州供电分公司, 江苏 徐州 221000; 2. 中国矿业大学电气工程学院, 江苏 徐州 221116)

摘要:针对多综合能源站的电-热耦合系统,建立了综合能源站模型以描述用能需求、节点负荷、光伏出力(包括有功和无功功率)、网络拓扑结构及技术参数(如电阻、电抗等)。在此基础上,构建了耦合系统的运行操作约束,并对其安全操作约束进行简化表达,推导出系统的稳态安全域。研究充分考虑了可再生能源出力的波动性,提出了一种在单一设备故障退出运行情况下保障系统最大供能能力的方法。基于耦合系统的操作约束和稳态安全域的数学表示,采用非线性动力系统商梯度系统(quasi-gradient system, QGS)探索稳态安全域的完整表征,同时通过非双曲动力系统的数值轨迹统一(numerical trajectory unification, TJU)方法计算稳态安全域的边界。所提方法能够准确表征多综合能源站的稳态安全域,具有鲁棒性,解决了传统方法的限制。

关键词:多综合能源站; 稳态安全域; 可再生能源; 数值轨迹统一; 鲁棒性

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2026)02-0014-12

Steady State Security Region Analysis of Multi-energy Station Considering Renewable Energy Access

LIU Bo^{1*}, WANG Dong¹, CHEN Shijun¹, XU Dunbin¹, ZHAO Yuan², MENG Fanlin¹

(1. State Grid Xuzhou Power Supply Company, Xuzhou 221000, China;

2. School of Electrical Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China)

Abstract: An integrated electricity-heat energy station model is established, which systematically captures the energy demand of each energy station, electrical loads, active/reactive power outputs from photovoltaic units, network topology configurations, and relevant technical parameters, including line resistances and reactances. Operation constraints are constructed to ensure system meets its operational requirements, with safety operation boundaries for the coupled energy system concisely formulated. The steady-state safe region is subsequently derived through rigorous mathematical derivation processes, where renewable energy fluctuations are comprehensively accounted for using probabilistic power injection models. Furthermore, it can ensure the maximum energy supply capacity of the entire system, even in the event of a failure of one device within the energy station fails. Based on the operation constraints of the coupled system and the representation of the steady-state safe region, the quasi-gradient system (QGS) method in nonlinear dynamical systems is employed to explore a comprehensive representation of the steady-state safe region in nonlinear dynamical systems. Subsequently, the numerical trajectory unification (TJU) method of non-hyperbolic dynamical systems is used to calculate the boundary of the steady-state safe region for non-hyperbolic dynamical systems. This paper can effectively represent the steady-state safe region of a multi-integrated energy station and demonstrates considerable certain robustness, significantly reducing the errors associated with traditional methods.

Keywords: electrically-heated integrated multi-energy station; steady-state safety domain; renewable energy; numerical trajectory unification; robustness

0 引言

在能源短缺和环境污染的压力下,综合能源站

基金项目:国网江苏省电力有限公司科技项目(J2023173)。

Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Company(J2023173)。

被认为是一种理想的能源利用方式,其中多个能量流紧密耦合。热电耦合是一种典型的方式。另一方面,电力系统和热力系统之间的相互依赖可能会由于扰动传导而导致更多的安全问题。

多能源站内各能源系统之间有强烈的相关性,

其间交互作用会影响系统运行的稳定性和高效性,为保证系统运行能够满足用户对能源的需求,探究区域综合能源站安全模型和安全分析方法具有重要意义。随着综合能源的研究与应用,系统间能源紧密耦合也带来了一些问题和挑战。随着综合能源站的数字化和智能化程度提高,利用智能化和自动化控制技术优化多能互补系统运行的相关研究越来越多,依据区域安全模型和分析方法能够在一定程度上解决多能源系统间运行安全风险,通过构建基于多能源站外特性的安全域模型,有效解决多能源站接入配电网后对电力系统安全可靠运行带来挑战的问题^[1]。

安全性是能源系统运行的基础,单一能源站已形成较成熟的安全分析方法。对于多能源站,不仅需要保障单一能源站的运行安全,还需要注意多个能源站交互带来的安全问题,应站在综合视角上对其安全性进行统一分析^[2]。目前,多能源站安全性的研究仍处于起步阶段,主要围绕逐点法展开,存在以下不足:每次校验安全性时,都需要预先进行多能流计算,计算耗时难以满足安全分析的在线需求;无法获取能源站完整运行范围与安全边界,无法给出工作点安全性的整体测度、可调裕度等调度员和市场参与者关注的信息。与逐点法相比,安全域方法更具优势,安全域分析方法能够描述系统安全状态点的集合,直观给出系统运行安全边界、运行点与安全边界的距离等多类信息,通过“离线计算、在线应用”的模式实现快速、实时的系统安全监测、评估和控制,该方法将能流计算等过程转移至离线预先完成,大大提升了在线安全分析的效率;通过计算工作点到安全边界距离,能得到系统安全裕度,获取系统的全局安全信息,便于实现态势感知和主动预防控制。安全域最初应用于输电网中,后来被扩展至配电网中^[3]。近年来,随着综合能源概念的提出和示范应用的不断推进,研究人员开始将安全域方法应用于多能源站安全分析领域。安全域对工程应用的指导,主要体现在其边界、形状、体积等指标可作为系统评价或优化的依据,可应用于区域综合能源系统的规划设计、优化运行等研究中,是平衡安全、高效等需求的重要工具。

多能源站的安全域还可以为电力市场、电压控

制、规划等研究提供重要支撑^[4]。从时间尺度上,安全域分为稳态安全域^[5]和暂态安全域^[6]两个方面。本文主要研究多能源站的稳态安全域。

“稳态安全域”于20世纪70年代提出,定义为满足潮流方程和设备运行极限安全约束的一组有功和无功注入(负荷需求和发电量)。文献^[7]首次将静态安全域应用于电-气综合能源系统,将系统安全域定义为满足能流方程和安全约束的节点能量注入构成的集合。基于能流计算获取安全边界点的集合,利用超平面拟合安全域边界。文献^[8]定义了综合能源系统中的安全域集合,各个安全域由满足能流等式约束和特定安全约束的工作点构成。建立优化模型求取安全域边界,利用轨道法加速安全域边界点求解,进而利用基于超平面的分段近似法对安全域边界进行拟合。在文献^[9]中,利用线性配电系统公式计算和观测了配电系统安全区域的边界,对交流潮流模型进行了一些简化。文献^[10]提出了区域综合能源系统(integrated energy system, IES)安全域的概念与模型,该安全域定义为能源枢纽关键设备 $N-1$ 与关键管线出口 $N-1$ 约束下,能够保证系统安全运行的所有工作点的集合。对安全约束进行简化后获得以超平面为边界的安全域,并将安全边界距离定义为工作点到安全边界的垂直距离,在此基础上,分析了储能设备和可再生能源机组接入对IES安全域的影响,并提出了基于实用化安全域的IES安全分析框架^[11]。文献^[12]面向综合能源系统的耦合特性,定义了设备级和系统级的耦合度指标,进而建立系统运行域模型,研究了系统耦合度对运行域的影响规律。文献^[13]构造了稳态安全域的凸内逼近,其为精确稳态安全域的子集。文献^[14]提出了一种基于优化的方法来构造可负载区,尽管该方法速度较快,但由于发电机都被建模为恒定有功功率(P)和无功功率(Q)注入点(PQ 母线),这可能会导致高估可负载区。虽然针对电力系统的静态安全域已经进行了大量研究,但目前对构建多能耦合的静态安全域的研究非常有限。文献^[15]中引入了天然气系统的凸载荷域,简化了天然气系统的非线性约束,进一步扩展了超平面近似方法,得到了综合能源系统安全域的临界边界。文献^[16]中用凸包络方法描述了电力天然气综合系统的鲁棒安全域,假设综

合能源系统的稳态安全域是连续凸的。文献[17]提出了一种计算综合能源系统稳态安全域边界点的优化方法,在迭代过程中,雅可比矩阵可能出现病态,导致优化求解器失败。文献[18]针对概率性潮流分析问题,基于静态安全域提出了一种改进分析方法,利用概率潮流判断安全域边界。文献[19]考虑风电不确定性,引入鲁棒参数建立了基于电-气-热系统的安全域模型,但采用的直流模型对系统的电压及无功分布考虑不足。文献[20]将电力系统和天然气系统耦合,构建了计及电-气的综合能源系统安全域模型,并针对高维安全域模型提出分段线性化求解方法。文献[21]从系统的安全性和能源供应角度出发,通过构建综合能源系统安全域将安全性和能源供应潜力指标可视化,从而表征系统安全裕度,考虑了可再生能源高比例渗透对综合能源系统带来的安全问题。文献[22]根据数据驱动的动态安全评估方法直接获取输入特征与动态安全输出间的映射关系,快速发现各类动态安全风险,提高系统安全防御水平。

可再生能源随机性对安全域的影响可通过概率或区间数学的方法来处理^[23]。前者通常采用蒙特卡罗抽样法生成大量随机数来描述可再生能源的随机性,耗时久,占用计算资源多^[24];后者则将随机性变量处理为一个具有明确上下边界的区间数^[25],其计算性能优于随机优化^[26]。同时,在安全域建模中,如何确定系统可安全运行边界更为重要,选取区间数学的方法处理可再生能源随机性更为简单有效。

综上所述,多能源站稳态安全域求解存在以下限制:在构建能源站的稳态安全域时,假设了一些近似简化,例如假设能源站稳态安全域是凸的/连通的,或者在潮流模型和气体流动模型中进行了简化,区域的计算算法仍然存在频繁的发散,这将导致多能源站稳态安全区域表征结果不完整。多能源站中的可再生能源存在随机性,影响计算求解性能。

针对上述局限性,提出一个完整的表征多能源站稳态安全区域的方法,该方法考虑了可再生能源的波动性,并且当能源站的某一设备发生故障退出运行时,可以保障整个系统的最大供能能力。基于此,构造了多能源站稳态安全区域和正则稳定平衡流形的非双曲动力系统之间的等价性,为了解决可

再生能源大规模集成到能源站的问题以及可再生能源的不确定性对稳态安全区域的影响,进一步提出了一种基于非双曲动力系统的数值随机统一(numerical trajectory unification, TJU)方法来计算可行解,该方法无须对模型进行任何近似和简化,即可得到多能源站稳态安全域的完整刻画。该方法采用非线性非凸交流潮流模型、非线性气体流模型,并考虑了光伏的不确定性;在此基础上,以能源站对配电网及供热系统所呈现的外特性构建稳态安全域,在表征多能源站稳态安全域方面具有鲁棒性和有效性,并克服了现有传统方法的缺点。

1 多能源站安全域的基础概念

1.1 电热一体化多综合能源站模型

建立如图1所示的电-热一体化的多综合能源站模型,获取系统中各节点负荷(包括有功和无功负荷)、光伏的有功和无功出力、网络拓扑结构以及电阻、电抗等相关技术参数。构建满足系统运行的操作约束:

$$P_{Gi} + P_{Li} = V_i \sum_{j=1}^{N_e} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} = V_i \sum_{j=1}^{N_e} V_j (B_{ij} \sin \theta_{ij} - G_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2)$$

$$P_m = \sum_{i=1}^{N_e} P_{mLi} \quad (3)$$

$$P_c = \sum_{i=1}^{N_e} P_{cLi} \quad (4)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, i \in \{1, \dots, N_{PG}\} \quad (5)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}, i \in \{1, \dots, N_{PG}\} \quad (6)$$

$$|S_{ij}| \leq S_l^{\max}, l \in \{1, \dots, N_L\} \quad (7)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, i \in \{1, \dots, N_e\} \quad (8)$$

式中: P_{Gi} 、 Q_{Gi} 分别为接入母线*i*的发电机有功和无功输出; P_{Li} 、 Q_{Li} 分别为接入母线*i*的有功和无功负荷; P_m 为供热机组输出功率; P_{cLi} 、 P_{mLi} 为各能源站冷、热负荷需求; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为传输线*i-j*的等效电导和等效磁阻; θ_{ij} 为传输线*i-j*的电压角; V_i 为母线*i*的电压幅值; S_{ij} 为通过分支*i-j*的分支流; P_{Gi}^{\min} 、 P_{Gi}^{\max} 分别为母线*i*的最小有功输出和最大有功输出; Q_{Gi}^{\min} 、 Q_{Gi}^{\max} 分别为母线*i*的最小无功输出和最大无功输出; S_l^{\max} 为线路*l*的最大热限制; V_i^{\min} 、 V_i^{\max} 分别为母线*i*的最小电压幅值和最大电压幅值; N_e 为电力系统母

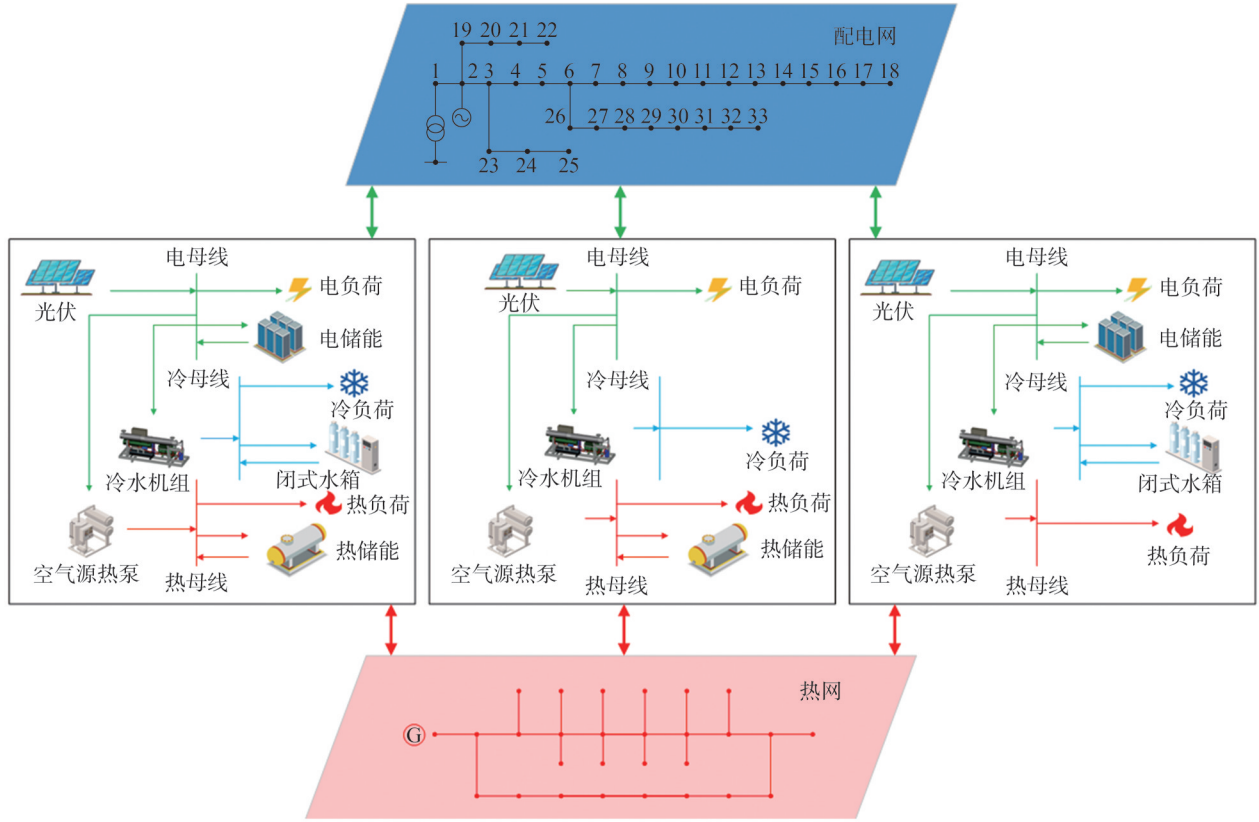


图1 多能源站拓扑

Fig.1 Multi-energy station topology

线数,其中母线1代表松弛母线, $\{2, \dots, N_{PG}\}$ 表示发电机母线, $\{N_{PG} + 1, \dots, N_e\}$ 是负载总线; N_L 为线路数。

空气源热泵是通过消耗电能来提供热能的电热耦合设备,被广泛应用在综合能源系统中,其数学模型为

$$Q_{EB}(t) = \eta_{EB} \cdot P_{EB}(t) \quad (9)$$

式中: $Q_{EB}(t)$ 、 $P_{EB}(t)$ 分别为电锅炉在 t 时刻的制热出力和耗电量; η_{EB} 为其电热转换效率系数,取0.85。

能源站中冷水机组是通过消耗电能来满足冷负荷的供给需求,其数学模型为

$$D_{ER}(t) = C_{opER} \cdot P_{ER}(t) \quad (10)$$

式中: $D_{ER}(t)$ 、 $P_{ER}(t)$ 分别为电制冷机在 t 时刻的制冷功率和耗电量; C_{opER} 为电制冷机的制冷系数,本文取4.5。

储能系统能够使能量的生产与消耗解耦,实现能量跨越时间段的转移并协调能源站供给与负荷需求侧间的不均衡。本文中的多能源站模型中储能包括电储能、热储能和冷储能,其数学模型为

$$S_{x'}(t) = (1 - \alpha_{x'}) S_{x'}(t-1) + \left[\eta_{x'}^{ch} \cdot S_{x'}^{ch}(t) - \frac{S_{x'}^{dis}(t)}{\eta_{x'}^{dis}} \right] \Delta t \quad (11)$$

式中: $S_{x'}(t)$ 为单位调度时间内储存的能量,其中 x' 可为ES、HS、CS,分别对应电、热、冷储能; $S_{x'}^{ch}(t)$ 、 $S_{x'}^{dis}(t)$ 分别为储能系统在单位调度时间内的充、放能功率; $\alpha_{x'}$ 为储能的损失率; $\eta_{x'}^{ch}$ 、 $\eta_{x'}^{dis}$ 分别为储能的充、放能效率; Δt 为单位调度时间。

储能系统约束为:

$$-\beta_{x'ch} \cdot C_{x'} \leq S_{x'}^{ch}(t) \leq 0 \quad (12)$$

$$0 \leq S_{x'}^{dis}(t) \leq \beta_{x'dis} \cdot C_{x'} \quad (13)$$

$$\lambda_{x'min} \cdot C_{x'} \leq S_{x'}(t) \leq \lambda_{x'max} \cdot C_{x'} \quad (14)$$

$$S_{x'}(0) = S_{x'}(T) \quad (15)$$

式中: $C_{x'}$ 为各类储能的初始容量; $\beta_{x'ch}$ 、 $\beta_{x'dis}$ 分别为各类储能系统的最大充放倍率; $\lambda_{x'max}$ 、 $\lambda_{x'min}$ 分别为各类储能系统的最大、最小荷电状态; T 为最大调度时刻。

根据上述操作约束,将多综合能源站模型的问题变量分为两组:依赖于控制变量的状态变量、可以

在实际中调整的控制变量。状态变量是负荷节点的电压角和电压幅值,控制变量是节点真实的发电量和电压大小。

1.2 能源站关键设备安全约束

1.2.1 可再生能源随机性模型

基于 Beta 分布模型,光伏机组 (photovoltaic generator, PVG) 输出功率 P_{PVG} 可表示为:

$$f(S_h) = \frac{\Gamma(\alpha_p + \beta_p)}{\Gamma(\alpha_p)\Gamma(\beta_p)} \left(\frac{S_h}{S_r}\right)^{\alpha_p - 1} \left(1 - \frac{S_h}{S_r}\right)^{\beta_p - 1} \quad (16)$$

$$P_{PVG} = \begin{cases} C_{PVG} \times \frac{S_h}{S_r}, & S_h \leq S_r \\ C_{PVG}, & S_h > S_r \end{cases} \quad (17)$$

式中: $f(S_h)$ 光伏机组的概率密度函数; $\Gamma(\cdot)$ 为伽马函数; α_p, β_p 分别为规模和形状参数; S_h, S_r 分别为光照强度和额定光照强度; C_{PVG} 为光伏机组额定容量。

1.2.2 可再生能源对配电网的影响

光伏接入配电网如图 2 所示,假设系统共有 k 个节点,光伏并网节点 n 电压为 U_n ,相邻上一节点 m 电压为 U_m ,相邻上一条线路的等效电阻和电抗为 R, X ,光伏并网节点 n 负荷水平为 $P_{n,L} + jQ_{n,L}$,光伏出力为 $P_{pv} + jQ_{pv}$ 。

忽略线路损耗,此时节点 n 的电压计算如式(18)所示。光伏并网会提升并网节点的电压水平,当分布式光伏接入容量较大时,可能会出现电压越限的问题。

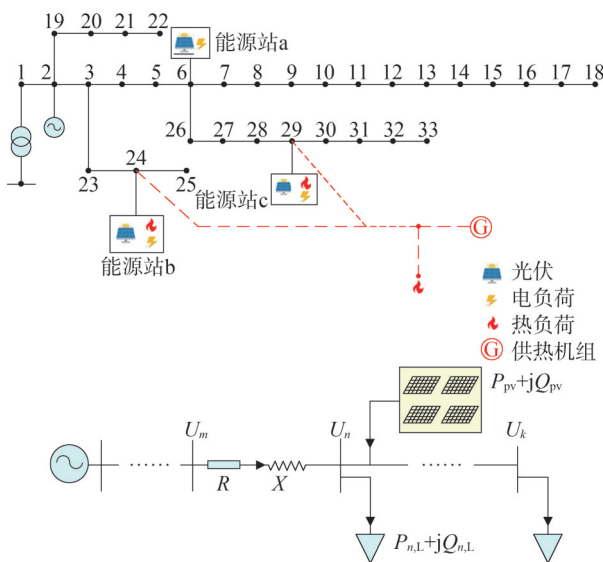


图2 光伏接入配电网示意图

Fig.2 Photovoltaic access to the distribution network diagram

$$U_n = U_m - \frac{(\sum_{i=n}^k P_{i,L} - P_{PV})R + (\sum_{i=n}^k Q_{i,L} - Q_{PV})X}{U_m} \quad (18)$$

1.2.3 光伏机组 N-1 转带区间化安全约束

$N-1$ 转带区间化上限安全约束为:

$$H_r + H_c \leq C_b + \sum_{z=1}^f C_{pro,z} \in [C_b, C_b + \sum_{z=1}^f C_{RE,z}] \quad (19)$$

$$\begin{aligned} H_r + H_c &\leq \min(C_b, C_b - L) + \sum_{z=1}^f C_{pro,z} \\ &\in [\min(C_b, C_b - L), \\ &\min(C_b, C_b - L) + \sum_{z=1}^f C_{RE,z}] \\ &\in [\underline{C}_{a,y_i}^{equ,dis}, \bar{C}_{a,y_i}^{equ,dis}] \end{aligned} \quad (20)$$

式中: C_{pro} 为概率容量,表示在给定光照强度下,在相应的时间断面上,可再生能源出力能力,实现对可再生能源随机性的应用; $C_{pro,z}$ 为第 z 台可再生能源设备的概率容量; $C_{RE,z}$ 为第 z 台可再生能源设备的额定容量; H_r 为第 r 台设备对应管段所供应负荷之和; H_c 为第 c 台设备对应管段所供应负荷之和; C_b 为第 b 台光伏设备的额定容量; f 为可再生能源机组数量; L 为需要转带的负荷; $\bar{C}_{a,y_i}^{equ,dis}, \underline{C}_{a,y_i}^{equ,dis}$ 分别为可再生能源分布式接入时设备侧区间化上限安全约束值上界、下界,对应于第 a 个除供需不平衡外的 $N-1$ 故障下第 y_i 个转带方案。

$N-1$ 转带区间化下限安全约束为:

$$\begin{aligned} H_r + H_c &\geq \max(P_{con} + H_r, \sum_{z=1}^f C_{pro,z}) \\ &= C^{RE,equ} \in [\max(P_{con} + H_r, L), \\ &\max(P_{con} + H_r, L + \sum_{z=1}^f C_{RE,z})] \\ &= \max(P_{con} + H_r, \sum_{z=1}^f C_{pro,z}) \\ &\in [\underline{C}^{RE,equ}, \bar{C}^{RE,equ}] \end{aligned} \quad (21)$$

式中: $\bar{C}^{RE,equ}, \underline{C}^{RE,equ}$ 分别为可再生能源分布式接入时设备侧区间化下限安全约束上界、下界; P_{con} 为循环泵、压缩机等电驱动设备耗能。

2 多能源站的稳态安全域建模

2.1 稳态安全域模型

本文将问题变量分为两组:依赖于控制变量的状态变量,以及可以在实践中调整的控制变量。 u_c 、

u_g 分别为电力系统和热力系统的控制变量, y_e, y_g 分别为电力系统和热力系统的状态变量。基于多能源站的操作约束以及状态变量和控制变量,耦合系统的约束可以用式(22)和式(23)表示。

$$\begin{cases} C_E^e(u_e, u_g, y_e, y_g) = 0 \\ C_I^e(u_e, u_g, y_e, y_g) \leq 0 \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} C_E^g(u_e, u_g, y_e, y_g) = 0 \\ C_I^g(u_e, u_g, y_e, y_g) \leq 0 \end{cases} \quad (23)$$

其中, $C_E^e(u_e, u_g, y_e, y_g) = 0$ 和 $C_E^g(u_e, u_g, y_e, y_g) = 0$ 分别为电力系统和供热系统的约束等式; $C_I^e(u_e, u_g, y_e, y_g) \leq 0$ 和 $C_I^g(u_e, u_g, y_e, y_g) \leq 0$ 分别为电力系统和供热系统的约束不等式。为将不等式约束转换为等式约束。采用松弛变量如下:

$$\begin{aligned} H_0(x) &= \begin{bmatrix} H_e(x) \\ H_g(x) \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} C_E^e(u_e, u_g, y_e, y_g) \\ C_I^e(u_e, u_g, y_e, y_g) + S_c^2 \\ C_E^g(u_e, u_g, y_e, y_g) \\ C_I^g(u_e, u_g, y_e, y_g) + S_g^2 \end{bmatrix} = E \end{aligned} \quad (24)$$

$$x = (u_e, u_g, y_e, y_g, S_e, S_g) \quad (25)$$

式中: $H_0(x)$ 为耦合系统的约束矩阵; $H_e(x)$ 为电力系统的约束矩阵; $H_g(x)$ 为热力系统的约束矩阵; S_e^2, S_g^2 分别为电力系统和热力系统的松弛变量; E 为零矩阵。

多综合能源站的稳态安全域 (steady-state security region, SSR) 可以表示为

$$\begin{aligned} S_{SSR} &= \{u = (u_e, u_g); \\ H_0(x) &= H_0(u_e, u_g, y_e, y_g, S_e, S_g) = E\} \end{aligned} \quad (26)$$

稳态安全区域中的每个点表示满足 IES 模型的能量流方程和安全操作约束的可行控制。由于非线性约束, IES 稳态安全区域通常是非凸的, 并且可以由多个不相交的分量组成。

基于耦合系统的操作约束以及稳态安全域的表示, 通过非线性动力系统中的商梯度系统 (quasi-gradient system, QGS) 探索稳态安全域 \dot{x} 的完整表征为

$$\dot{x} = -DH_0(x)^T H_0(x) \quad (27)$$

式中: $DH_0(x)$ 为来自向量 $H_0(x)$ 的雅可比矩阵。

QGS 的稳定平衡流形 (steady-state security domain, SEM) 如果满足 $H(\sum_i s_i) = 0$, 则称之为正则 SEM (regular SEM, RSEM), 否则称之为退化 SEM

(degenerate SEM, DSEM)。

根据非线性动力系统的性质, 一个路径连通集, 比如说 SSR, 是集成能量系统模型的稳态安全分量, 当且仅当其为对应于集成能量系统的 QGS 的正则稳定平衡流形, 即

$$S_{SSR} = \sum_w^{rs}, w = 1, \dots, n \quad (28)$$

式中: \sum_w^{rs} 为相关商梯度系统的第 w 个 RSEM。

此外, 该耦合能量系统的稳态安全域等于与该耦合能量系统相对应的相关商梯度系统的正则稳定平衡流形的并集, 即

$$\cup S_{SSR} = \cup \sum_w^{rs}, w = 1, \dots, n \quad (29)$$

由于光伏出力具有高度间歇性和波动性的特点, 随着光伏在能源站中的渗透水平不断提高, 给系统带来了挑战, 其不确定性和可变性导致系统的重新调度。

光伏输出的向量可以表示为一组情景为

$$P_w^s = (P_{w1}^s, P_{w2}^s, \dots, P_{wn}^s), s \in \{1, 2, \dots, S\} \quad (30)$$

式中: S 为代表性情景的总数; s 为情景指数; P_w^s 为每个场景是光伏发电的一组功率输出。

形式上, 约束的综合集合可以表示为

$$H(x) = \begin{bmatrix} H_0(x_0, P_C^0, P_W^0) \\ H_0(x_0, P_C^s, P_W^s) \\ P_C^0 - P_C^s - U + S_{gu}^2 \\ P_C^s - P_C^0 + D + S_{gl}^2 \end{bmatrix} = E \quad (31)$$

式中: x_0 为耦合系统的初始约束; P_C^0, P_W^0 分别为基本情况下常规发电机、光伏发电的发电输出; P_C^s, P_W^s 分别为常规发电机、光伏发电在每个代表性情景下的发电量, 其中基本情况和代表性场景之间的耦合是由发电机的斜坡极限引入的; D, U 分别为发电机的向下、向上斜升极限; S_{gu}^2, S_{gl}^2 分别为将不等式斜升限制转换为等式约束的松弛变量。

类似地, 构造的对应 QGS 为

$$\dot{x} = -DH^T(x) H(x) \quad (32)$$

关于多能源站的稳态安全区域可以通过相应 QGS 的正则稳定平衡流形来表征。

2.2 区间化最大供能能力模型

区间化最大供能能力表示含可再生能源的能源站所能供应的最大负荷区间, 基于上述操作限制以及安全约束, 其模型可表示为

$$\begin{cases} \max T_{\text{ITSC}} = \max(\sum_{m=1}^M L_m), \\ T_{\text{ITSC}} \in [\underline{T}_{\text{ITSC}}, \bar{T}_{\text{ITSC}}] \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{h}(\mathbf{L}) = \mathbf{E} \\ ([\underline{\mathbf{C}}_i^L, \bar{\mathbf{C}}_i^L]_{d \times 1}) \leq \lambda_l \mathbf{L} \\ \lambda_u \mathbf{L} \leq ([\underline{\mathbf{C}}_i^U, \bar{\mathbf{C}}_i^U]_{d \times 1}) \end{cases} \end{cases} \quad (33)$$

式中： λ_l, λ_u 分别为 $N-1$ 转带区间化下限与上限安全约束对应的线路比例参数矩阵； \mathbf{L} 为工作点向量， $\mathbf{L} = (L_1; \dots; L_m; \dots; L_M)_{M \times 1}$ ，其中 M 为管线段数目； $\mathbf{h}(\mathbf{L}) = \mathbf{E}$ 为能流平衡约束； T_{ITSC} 为耦合系统最大供应负荷； $\bar{T}_{\text{ITSC}}, \underline{T}_{\text{ITSC}}$ 分别为系统所能供应最大负荷的上界、下界，其对应工作点被称为 \bar{T}_{ITSC} 工作点与 $\underline{T}_{\text{ITSC}}$ 工作点，二者统称为最大负荷工作点； $([\underline{\mathbf{C}}_i^U, \bar{\mathbf{C}}_i^U]_{d \times 1}, [\underline{\mathbf{C}}_i^L, \bar{\mathbf{C}}_i^L]_{d \times 1})$ 分别为 d 行的上、下限供能容量列矩阵，其中第 i 行的元素表示对应于第 i 个区间化上、下限安全不等式约束时供能容量的区间； $\bar{\mathbf{C}}_i^U, \underline{\mathbf{C}}_i^U$ 及 $\bar{\mathbf{C}}_i^L, \underline{\mathbf{C}}_i^L$ 分别为由供能容量区间上下界构成的 d 行列矩阵。

根据区间优化问题求解方法，式(25)可转化为两个确定性优化模型，如式(26)一式(27)所示。

$$\begin{cases} \max \underline{T}_{\text{ITSC}} = \max(\sum_{m=1}^M L_m) \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{h}(\mathbf{L}) = \mathbf{E} \\ ([\underline{\mathbf{C}}_i^L]_{d \times 1}) \leq \lambda_l \mathbf{L}, \lambda_u \mathbf{L} \leq ([\underline{\mathbf{C}}_i^U]_{d \times 1}) \end{cases} \end{cases} \quad (34)$$

$$\begin{cases} \max \bar{T}_{\text{ITSC}} = \max(\sum_{m=1}^M L_m) \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{h}(\mathbf{L}) = \mathbf{E} \\ ([\bar{\mathbf{C}}_i^L]_{d \times 1}) \leq \lambda_l \mathbf{L}, \lambda_u \mathbf{L} \leq ([\bar{\mathbf{C}}_i^U]_{d \times 1}) \end{cases} \end{cases} \quad (35)$$

3 安全域求解

事实上，对于多综合能源站的安全问题更重要的是稳态安全区域的边界而不是安全域内的点，因此，提出一种有效的基于非双曲动力系统的 TJU 方法来计算稳态安全域的边界。

首先，将多能源站中的操作约束转换为参数化等式，如式(36)所示。构造对应的 QGS，其中，QGS 是表示在 V_o 方向上的投影的参数。

$$\mathbf{H}'(x) = \begin{bmatrix} \mathbf{H}(x) \\ V_o x - \lambda \end{bmatrix} = \mathbf{E} \quad (36)$$

$$\dot{x} = -D\mathbf{H}'(x) \mathbf{H}'(x) \quad (37)$$

式中： $\mathbf{H}'(x)$ 为经过投影后求解的一次约束矩阵； λ 为投影变量。

通过不断地将 λ 变为 $\lambda = \lambda + \Delta\lambda$ ，可以沿着 V_o 方向获得一系列可行解，直到到达该方向的稳态安全区域的边界，如图3所示，在稳态安全域的边界上计算一些可行点，其中 V_o 是连接两个边界点的直线的垂直方向。可以沿着方向 V_{12} 到达新的边界点 x_5 ，新的搜索方向可以通过连接 x_5 与 x_1 或 x_2 生成。通过不断改变方向，可以计算出稳态安全区域的完整边界。

综上所述，本文提出了一种计算可行安全分量的 TJU 方法。第一阶段是基于概率的 QGS 方法(用于全局收敛和鲁棒性)，然后是局部方法，利用牛顿法达到第二阶段的局部微调 and 加快求解速度的目的。可以得到 TJU 方法的流程为：

- 1) 输入网络数据和变量的边界。
- 2) 构造相应的 QGS 并对其进行积分，以获得稳态安全区域的一些边界点。
- 3) 连接边界点，确定边界搜索方向，并在搜索方向上确定初始点(边界点之间连接线的中点)。

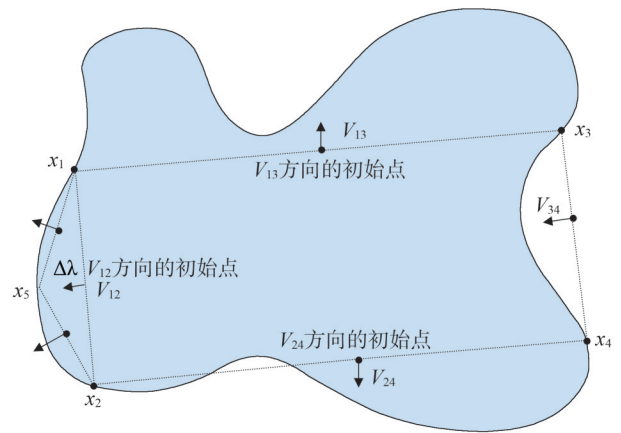


图3 安全域求边界示意图

Fig.3 Security domain boundary diagram

4) 构造对应的 QGS，给定初始点 x_0 ，其中 $\mathbf{H}'(x_0) \neq 0$ 。

5) 从初始点 x_0 开始，对相应的 QGS 轨迹积分，计算能量函数值 $\mathbf{H}'(x(t))$ 。沿轨迹监测能量函数值 $\mathbf{H}'(x(t))$ ，当 $\mathbf{H}'(x(t))$ 小于阈值时停止积分。

6)应用数值方法,使用步骤5)中获得的轨迹终点作为初始猜测来求解方程 $H'(x)$,将该解作为可行解输出。

7)如果在当前安全组件的边界中获得足够数量的可行解,则转到步骤8);否则,在当前安全组件中尝试另一个边界搜索方向并转到步骤4)。

8)如果得到了所有不相交的安全分量,则停止;否则,尝试位于相邻正则稳定流形的收敛区域中的另一个初始点,并转到步骤2)。

该方法用于计算QGS的稳态解,而不是轨迹本身。在探索新边界点的过程中,避免了大量无意义的安全区域内点的计算。此外,通过并行计算不同边界搜索方向的边界点,可以提高计算效率。

该方法可以完整地表征多能源站稳态安全区域的精确模型,不需要矩阵求逆,因此,避免了由沿轨迹的雅可比矩阵沿着可能的病态引起的发散问题。此外TJU方法的全局收敛性保证了任何初始点必须收敛到存在的可行解。结合QGS和局部方法,TJU方法是强大的和有效的,可再生能源光伏的输出具有随机性和波动性,该模型和方法能够在这种不确定性下推导稳态安全域,可以适应多变的能源供需环境,具有较强的抗扰动能力。如图4所示,以可再生能源出力为例,PV1、PV2、PV3分别对应三个能源站中光伏出力,该方法求出的边界可完整地描述多能源站稳态安全域且具有一定的鲁棒性。

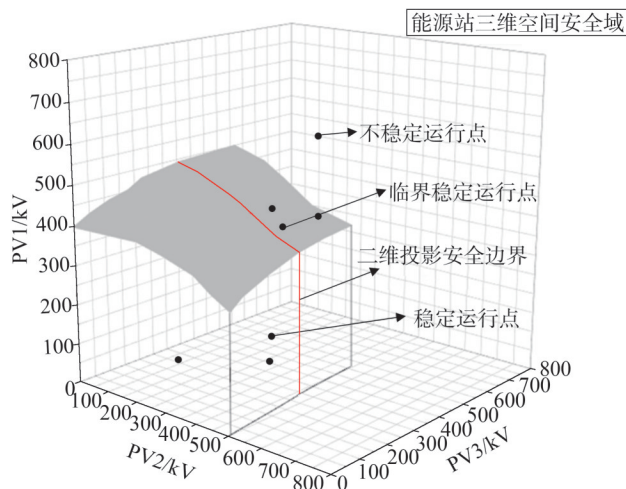


图4 构造稳态安全域

Fig.4 Construct a steady-state security domain

4 算例分析

为验证本文所提出的方法的有效性,结合上述步骤,以如图1所示IEEE 33母线系统与供热系统耦合进行算例分析,对比多能源站独立运行与联合运行光伏机组出力所构成的安全域。算例求解目标为系统的可再生能源总供电能力最大,通过仿真法求解光伏发电机注入空间上的安全边界。能源站1、2、3的光伏出力波动及电、热、冷负荷如图5所示。

算例求解目标为图1所示系统的多能源站总供电能力最大,通过仿真法求解三个能源站对配电网以及供热系统呈现的外特性的安全边界。能源站1和3配置电储能装置和闭式水箱作为储冷装置,能源站2配置热储能装置,储能装置的具体设备参数如表1所示。

采用TJU方法求解稳态安全域边界,该方法鲁棒性体现在能够有效应对波动、不确定性、故障和复杂性,保证系统的安全运行和最大供能能力。

以能源站1、2、3对配电网节点6、24、29所呈现的外特性构建安全域,吸收功率为正,输出功率为负,当三个能源站独立运行时,稳态安全域求解结果如图6所示能源站之间存在电力交互时,稳态安全域求解结果如图7所示,其中三维坐标对应各个能源站对配网的电功率。

以能源站1、2、3对供热系统节点7、10、12所呈现的外特性构建安全域,输出功率为负,吸收功率为正,当三个能源站独立运行时,稳态安全域求解结果如图8所示,能源站之间存在交互时,稳态安全域求解结果如图9所示。其中三维坐标对应各个能源站对供热系统的热功率。

以能源站3为例进行分析,对比图6与图7,当能源站之间存在交互,可显著增加能源站独立运行时对配电网呈现的外特性的范围。

对比图8与图9,能源站单独运行与联合运行对供热系统的外特性存在较大差异,联合运行可显著增加能源站独立运行时对配电网呈现的外特性的范围,提升系统的安全性。

为验证所构建的安全域边界的正确性,在多能源站联合运行条件下,分别选取安全边界内、外运行点进行潮流仿真计算,通过判断仿真计算是否违反所构建的安全约束来检验边界有效性。仿真结果如表2所示。

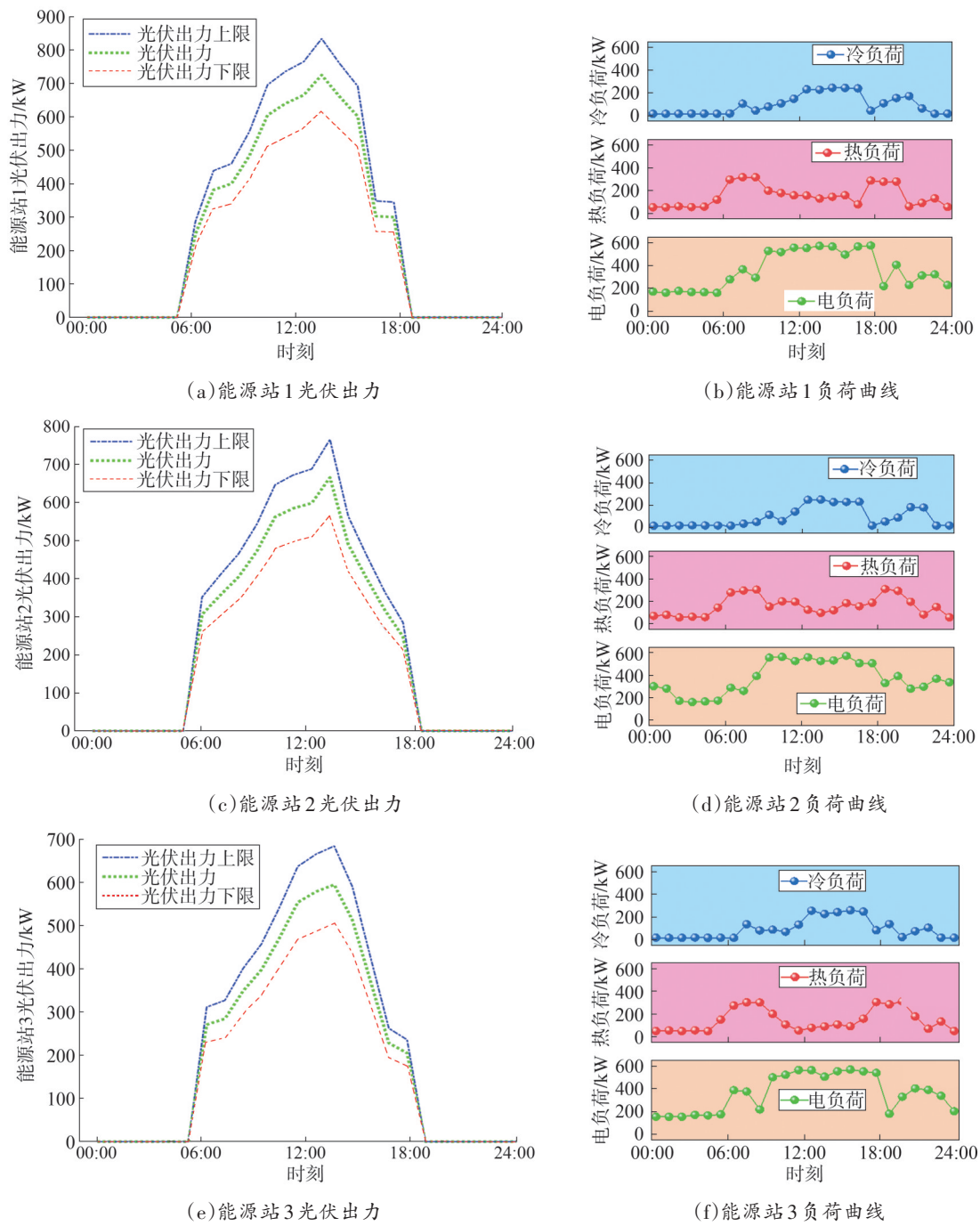


图5 多能源站光伏波动及负荷曲线示意图

Fig.5 PV fluctuation and load curve diagram of multi-energy station

表1 储能设备参数

Table1 Security constraint verification

类型	η_x^{ch}	η_x^{dis}	α_x	β_{xch}	β_{xdis}	λ_{xmin}	λ_{xmax}	$S_x(0)$
电储能	0.90	0.90	0.001	0.3	0.3	0.2	0.8	120
热储能	0.95	0.95	0.010	0.3	0.3	0.2	0.8	80
闭式水箱	0.95	0.95	0.010	0.3	0.3	0.2	0.8	80

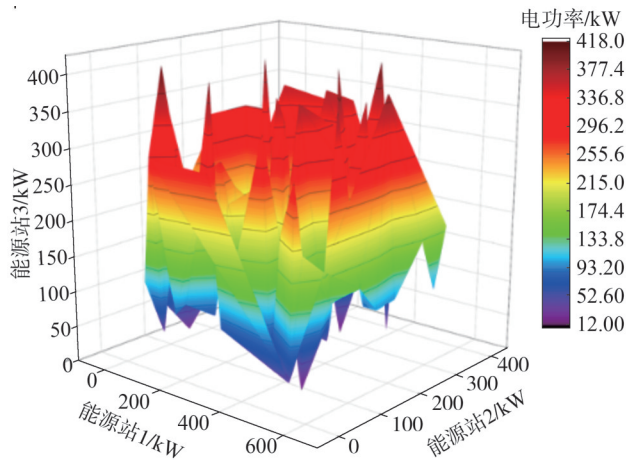


图6 多能源站独立运行对配电网安全域

Fig.6 Distribution network security domain when multi-energy stations operate independently

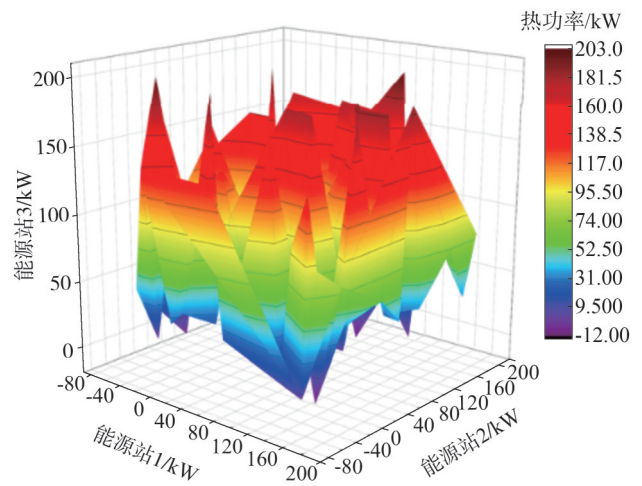


图9 多能源站综合运行对供热系统安全域

Fig.9 Safety domain of heating systems during coordinated operation of multiple energy stations

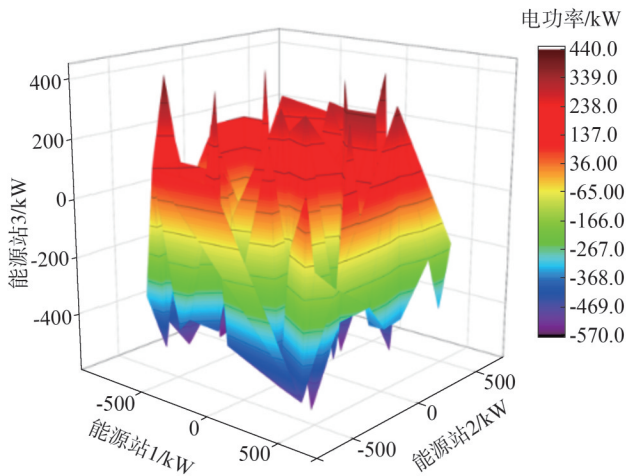


图7 多能源站综合运行对配电网安全域

Fig.7 Distribution network security domain during coordinated operation of multiple energy stations

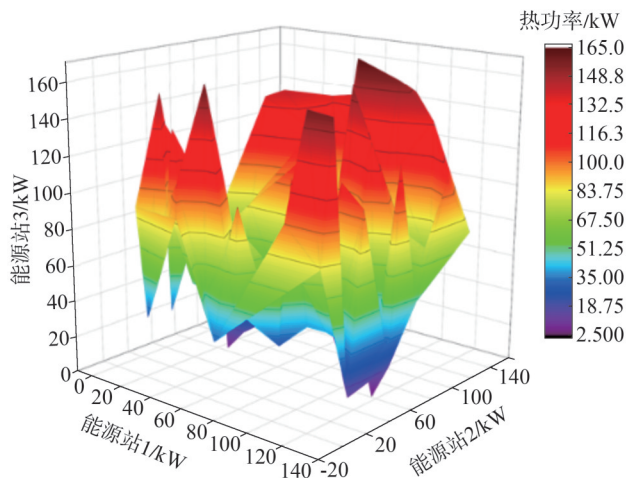


图8 多能源站独立运行对供热系统安全域

Fig.8 Multi-energy station operates independently on Safety domain of the heating system when multi-energy stations operate independently

表2 安全约束验证

Table2 Security constraint verification

运行点	能源站1有功出力/kW	能源站1有功出力/kW	能源站1有功出力/kW	是否位于安全域内	是否违反安全约束
1	55.5	275.5	350	是	否
2	152.0	210.0	125	是	否
3	210.5	135.2	200	是	否
4	510.3	220.0	156	否	是
5	320.0	545.0	378	否	是

5 结束语

提出了一种适用于多综合能源站的稳态安全域完全表征方法,基于非线性动力系统的 QGS 和非双曲动力系统的 TJU 方法,在非线性、非凸的交流潮流模型、热力系统模型及可再生能源不确定性条件下,构建了无线性化假设的完整稳态安全域表征框架。研究表明,该方法能够精确计算多综合能源站的稳态安全域,显著提高了传统方法的准确性和鲁棒性,为系统的快速安全评估和安全优化提供了理论依据。

进一步分析发现,多综合能源站的稳态安全域受多种因素影响。可再生能源的波动性是最重要的不确定性来源,其出力的变化直接影响系统的功率分布和稳态安全域范围;系统网络拓扑及其参数(如

电阻、电抗)决定了能量在系统中的传输路径,对稳态范围产生深远影响;节点负荷需求的分布则影响了系统局部与整体的平衡状态,从而限制稳态安全域的边界。此外,关键设备的运行状态和可靠性对系统在故障情况下的供能能力具有直接作用,操作约束的严格程度(如功率、温度和电压的限制条件)也显著影响了稳态安全域的可达范围。

总体而言,本文所提方法为综合能源系统的稳态安全域表征提供了一个鲁棒且高效的解决方案,有助于多能源系统在不确定环境下的安全运行,并为未来多能源耦合系统的规划和运行提供了有力的理论支持。

参考文献

- [1] 陈刚,包严,赵晋泉,等.考虑负荷增长随机性的大电网电压稳定概率评估[J].电力系统保护与控制,2018,46(23):37-44.
CHEN Gang, BAO Yan, ZHAO Jinquan, et al. Probabilistic voltage stability assessment of large power grid considering stochastic load growth [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(23): 37-44.
- [2] 丁明,王伟胜,王秀丽,等.大规模光伏发电对电力系统影响综述[J].中国电机工程学报,2014,34(1):1-14.
DING Ming, WANG Weisheng, WANG Xiuli, et al. A review on the effect of large-scale PV generation on power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 1-14.
- [3] 肖峻,祖国强,白冠男,等.配电系统安全域的数学定义与存在性证明[J].中国电机工程学报,2016,36(18):4828-4836.
XIAO Jun, ZU Guoqiang, BAI Guannan, et al. Mathematical definition and existence proof of distribution system security region [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(18): 4828-4836.
- [4] CHAVEZ-LUGO M, FUERTE-ESQUIVEL C R, CANIZARES C A, et al. Practical security boundary-constrained DC optimal power flow for electricity markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3358-3368.
- [5] WU F, KUMAGAI S. Steady-state security regions of power systems [J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems, 1982, 29(11): 703-711.
- [6] YAN R, GENG G C, JIANG Q Y. Data-driven transient stability boundary generation for online security monitoring [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3042-3052.
- [7] CHEN S, WEI Z N, SUN G Q, et al. Steady-state security regions of electricity-gas integrated energy systems [C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2016: 1-5.
- [8] JIANG T, ZHANG R F, LI X, et al. Integrated energy system security region: concepts, methods, and implementations [J]. Applied Energy, 2021, 283: 116124.
- [9] XIAO J, ZU G Q, GONG X X, et al. Observation of security region boundary for smart distribution grid [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(4): 1731-1738.
- [10] 刘柳,王丹,贾宏杰,等.综合能源配电系统运行域模型[J].电力自动化设备,2019,39(10):1-9.
LIU Liu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Operation region model for integrated energy distribution system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(10): 1-9.
- [11] LIU L, WANG D, HOU K, et al. Region model and application of regional integrated energy system security analysis [J]. Applied Energy, 2020, 260: 114268.
- [12] 肖峻,李宗哲,宋晨辉,等.综合能源系统能源耦合度及其对运行域的影响[J].电力系统自动化,2023,47(5):74-83.
XIAO Jun, LI Zongzhe, SONG Chenhui, et al. Energy coupling degree of integrated energy system and its influence on operation region [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 74-83.
- [13] NGUYEN H D, DVIJOTHAM K, TURITSYN K. Constructing convex inner approximations of steady-state security regions [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(1): 257-267.
- [14] WENG Y, RAJAGOPAL R, ZHANG B S A. Geometric analysis of power system loadability regions [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(4): 3580-3592.
- [15] WU D, NIE T T, TURITSYN K, et al. Estimating loadability region of natural gas system via monotone inner polytope sequence [J]. IEEE Transactions on Control of Network Systems, 2020, 7(2): 660-672.
- [16] CHEN S, WEI Z N, SUN G Q, et al. Convex hull based robust security region for electricity-gas integrated energy systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 1740-1748.
- [17] LI X, TIAN G D, SHI Q X, et al. Security region of natural gas network in electricity-gas integrated energy system [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 117: 105601.
- [18] 李伟琦,王维庆,王海云,等.基于安全域理论的含新能源电力系统概率潮流分析方法[J].太阳能学报,2022,43(8):1-7.
LI Weiqi, WANG Weiqing, WANG Haiyun, et al. Probabilistic power flow analysis method for power system with renewable energy based on security region theory [J]. Acta Energetica Sinica, 2022, 43(8): 1-7.
- [19] ZHOU Y Z, LI X L, WANG C X, et al. Robust optimal scheduling of integrated electricity-gas-heat system considering DC power flow safety domain [C]//IECON 2023-49th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IEEE, 2023: 1-5.
- [20] 肖峻,宋晨辉,焦衡,等.基于能路的综合能源系统安全域稳态建模与求解[J].电力系统自动化,2023,47(19):53-63.
XIAO Jun, SONG Chenhui, JIAO Heng, et al. Stability modeling

- and solution for security region of integrated energy system based on energy circuit[J].Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(19):53-63.
- [21] LIU K C, CHEN H Y, LI S Y, et al. Security and energy supply valleys assessment of regional integrated energy system based on practical security region [C] // 2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2).IEEE, 2021: 1474-1478.
- [22] 姜力杨, 盖晨昊, 齐航, 等. 数据驱动的电力系统动态安全评估研究综述[J]. 山东电力技术, 2024, 51(4):27-35.
JIANG Liyang, GAI Chenhao, QI Hang, et al. Review on data-driven dynamic security assessment of power systems[J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(4):27-35.
- [23] 肖峻, 张宝强, 李敬如, 等. 基于安全边界的高渗透率可再生能源配电系统规划研究思路[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 28-35.
XIAO Jun, ZHANG Baoqiang, LI Jingru, et al. Security boundary based research idea on planning of distribution networks with high renewable penetration [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9):28-35.
- [24] AHN H, RIM D, PAVLAK G S, et al. Uncertainty analysis of energy and economic performances of hybrid solar photovoltaic and combined cooling, heating, and power (CCHP + PV) systems using a Monte-Carlo method[J]. Applied Energy, 2019, 255:113753.
- [25] YANG D F, JIANG C, CAI G W, et al. Interval method based optimal planning of multi-energy microgrid with uncertain renewable generation and demand[J]. Applied Energy, 2020, 277: 115491.
- [26] 廖小兵, 刘开培, 乐健, 等. 电力系统区间潮流计算方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(2):447-458.
LIAO Xiaobing, LIU Kaipei, LE Jian, et al. Review on interval power flow calculation methods in power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(2):447-458.
-
- 收稿日期:2024-12-16
修回日期:2025-04-16
- 作者简介:
刘 波(1983), 通信作者(1274224205@qq.com), 男, 高级工程师, 主要从事智能配电网技术、基建项目管理等方面研究工作;
王 栋(1982), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事智能配电网技术、配电网一张图等方面研究工作;
陈士军(1972), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事智能配电网技术、基建项目管理、电网规划等方面研究工作;
徐敦彬(1974), 男, 高级工程师, 主要从事电网调度控制、电网规划、电力系统数字化等相关专业工作;
赵 渊(2000), 男, 硕士, 主要研究方向为综合能源系统运行优化;
孟凡琳(1995), 女, 硕士, 工程师, 主要从事智能配电网技术、微电网等方面研究工作。
- (责任编辑 郑天茹)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.250264

考虑电动汽车充电需求捕获的配电网光-充协同规划

王可欣*, 杨慎全, 刘 钊, 赵 韧, 于秋阳, 王延朔

(国网山东省电力公司经济技术研究院, 山东 济南 250022)

摘要:“双碳”目标的战略驱动下,清洁低碳的电动汽车与分布式光伏规模化接入配电网,给配电网运行带来巨大挑战。开展配电网光伏与充电站协同规划,发挥两者的源荷互补作用,对于提升配电网承载力和用户充电便捷性均有重要意义。然而,电动汽车充电需求受交通流量等因素影响,呈现时空分布异质特征,对充电桩规划造成重要的影响。为此,本文提出考虑电动汽车充电需求捕获的配电网光-充协同规划方法。首先,考虑用户出行需求不确定性等要素,提出基于交通均衡模型的充电站充电需求评估方法,量化不同概率场景下各节点的充电交通流量,用于表征充电站建设后的用户充电需求效益。以此为基础,考虑配电网中新能源出力与负荷的不确定性,构建了基于随机优化的配电网光伏-充电站协同规划模型,支撑光伏、充电站的选址定容决策。最后,基于改进的IEEE 33节点配电网与12节点环状交通网的测试算例验证所提模型的有效性。

关键词:电动汽车充电站;分布式光伏;协同规划;随机优化;配电网

中图分类号:TM715

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2026)02-0026-13

Collaborative Planning for Distributed Photovoltaic and Electric Vehicle Charging Station Considering Charging Demand Capturing

WANG Kexin*, YANG Shenquan, LIU Zhao, ZHAO Ren, YU Qiuyang, WANG Yanshuo

(Economic and Technical Research Institute of State Grid Shandong Electric Power, Jinan 250022, China)

Abstract: Driven by the strategy of “carbon peaking and carbon neutrality” target, the power distribution networks (PDNs) are integrated with generous electric vehicles (EVs) and distributed photovoltaics (PVs). This integration presents significant challenges for the operation of distribution networks. Implementing collaborative planning for distributed PVs and charging stations, while leveraging the complementary roles of energy sources and loads, is crucial for enhancing the hosting capacity of the distribution network and improving charging convenience for users. However, the demand for EV charging is affected by traffic flow and various other factors, exhibiting heterogeneous characteristics in both spatial and temporal distribution. This variability significantly impacts the planning of charging stations. To address these challenges, we propose a collaborative planning approach for distributed PV and EV charging station that takes into account the capture of charging demand. First, we introduce a charging demand assessment method for charging stations based on the traffic equilibrium model, which quantifies the charging traffic flow at each station under different probabilistic scenarios. This method considers elements such as the uncertainty of user travel demand and is utilized to evaluate the benefits of user charging demand following the construction of charging stations. Building on this foundation, we develop a stochastic optimization-based collaborative planning model for PV-charging stations within distribution networks, accounting for the uncertainties associated with PV output and load variations. Finally, a modified IEEE 33-bus system with a 12-bus transportation network is used as a case study to illustrate the effectiveness of the proposed method.

Keywords: electric vehicle charging station; distributed photovoltaic; collaborative planning; stochastic optimization; power distribution networks

0 引言

在“双碳”背景下,电动汽车(electric vehicle,

EV)和新能源发电增长快速,成为推动能源绿色转型的关键手段^[1]。一方面,电动汽车以清洁的电能作为能量来源,可以有效促进能源消费侧的碳减排。我国电动汽车规模快速增长,截至2024年底,全国新能源汽车保有量达3 140万辆,其中新注册登记新能源汽车1 125万辆,占全年新注册登记汽车数

基金项目:国网山东省电力公司科技项目(52062524000A)。
Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power company(52062524000A)。

量的41.83%^[2]。据预测,2030年我国电动汽车保有量将达到8000万辆^[3],全球电动汽车保有量将达到2.4亿辆^[4]。另一方面,以分布式光伏(photovoltaic, PV)为代表的新能源凭借其在优化能源结构、推动节能减排的作用,也成为实现“双碳”目标的主力军^[5]。预计到2030年,我国分布式新能源装机容量将达到5亿kW,全球分布式光伏装机容量将达到23亿kW^[6]。

电动汽车与分布式光伏的大规模接入配电网,给电网的安全运行带来巨大挑战。大规模电动汽车充电负荷接入配电网,引起配电网供电压力加剧、节点电压偏差、线路过载等问题^[7]。此外,分布式光伏的波动性也将导致电网调节压力与新能源消纳压力的加剧,同时还将引起节点电压偏差等问题。为此,亟须探索新能源汽车与分布式光伏高效协同,从规划层面考虑两者的协同配置,以更好地支撑配电网高质量承载源荷资源,实现资源的合理配置。

目前,国内外学者对配电网中电动汽车充电站(charging station, CS)和分布式光伏的规划进行了广泛的研究。针对电动汽车充电站的规划,文献[8]以充电站成本和用户经济损失最小为目标提出电动汽车充电站选址定容数学模型。文献[9]通过各类出行链的出行产生量,分析不同时段下居民区、工作区、商业区的电动汽车数量变化特征,以电网收益以及用户的平均充电距离为目标构建电动汽车充电站规划模型。文献[10]以最大化满足路径中的充电需求与最小化平均等待时间为目标建立充电站的选址定容模型。针对分布式光伏电站的规划,文献[11]提出一种含分布式光伏的配电网双层规划方法,上层以光伏成本及选址、线路扩展规划成本为目标,下层以配电网运行成本为目标。文献[12]对负荷和分布式电源的典型时序特性进行了分析,以配电网损耗、停电损失最小为目标,提出了考虑时序特性和多场景的多目标分布式电源选址定容模型。上述文献多是单独考虑充电站及分布式光伏的规划,缺乏对二者之间协同的考虑,不利于电动汽车与分布式新能源的友好互动。

针对配电网中分布式光伏与充电站的协同规划问题,文献[13]采用长短期记忆网络算法得到分布

式光伏典型日出力特性,并根据电动汽车用户特性对充电用户进行建模,之后建立了充电站与光伏电站的选址定容模型。文献[14]考虑了配电系统的经济性、社会性和低碳性,以优化经济成本、充电距离和系统碳排放量为目标,建立了光-充配电网协同优化规划模型。文献[15]建立了计及分布式电源(distributed generation, DG)出力相关性和EV需求响应的规划运行双层模型以减小负荷波动。文献[16]考虑光伏出力、基础负荷和充电负荷的不确定性,采用场景生成方法构建了配电网规划的随机优化模型。上述研究主要侧重于配电网的相关约束,以配电网为主体满足其安全运行条件,忽略了交通网对于电动汽车规划的影响。在实际交通网中,电动汽车出行行为随机、分布不同,因此充电需求的时空分布也具有强随机特征,若忽略交通网中用户的充电需求会导致用户的出行效率较低。因此,亟须从交通网-电网耦合视角下,开展光-充协同规划的研究。

目前对于交通网与电网耦合的光-充协同规划已有一些研究。文献[17]建立了路径选择模型与交通满意度评价模型,建立了总成本最小、网络损耗最小和交通满意度最高的电动汽车充电站与分布式电源定容选址模型。文献[18]基于电力-交通耦合单元联系主动配电网和交通系统,提出一种含电动汽车充电站与分布式电源选址决策的主动配电网二阶段鲁棒规划模型。文献[19]涉及了不确定性因素下的交通-电力耦合问题,在灾后负荷恢复场景下,利用应急电源车时空灵活性,协同调度实现有限能量在时间尺度上的优化配置,提升关键负荷恢复效果,该文章从调度角度出发,没有在规划层面考虑电动汽车的充电需求。传统研究主要基于用户的出行路径建立评价指标,用于反映充电站规划对交通网中用户的影响,并未考虑实际交通网中用户基于路况的具体出行行为以及充电站对于用户出行需求的匹配,不能很好地表征充电站对于实际交通网运行的效益。针对此问题,本文基于交通网均衡状态(user equilibrium, UE)的均衡模型进行交通网运行状态分析,得到交通网中电动汽车的充电流量状态,以此来计算充电站捕获的电动汽车充电需求,进行充电站对用户出行需求的匹配。

针对上述问题,本文以配电网-交通网耦合为

视角,提出了一种考虑电动汽车充电需求捕获的配电网光-充协同规划方法。首先,考虑用户出行需求不确定性、交通网络结构等因素,建立基于交通均衡模型的充电流量不确定性模型,以此来量化不同概率场景下各节点的充电交通流量,用于表征充电站建设后的用户充电需求效益。以此为基础,考虑交通-电力耦合网络中的负荷、光伏出力、充电需求等多维不确定性,提出考虑充电需求捕获的配电网光-充协同规划模型,确定光伏和充电桩的规划方案。所提方法可有效提升配电网对分布式光伏和电动汽车的承载力,还能增强用户充电的便捷性。

1 考虑交通-电网耦合的配电网光-充协同规划

随着电动汽车规模的不断增加,交通网与电力网的耦合关系逐渐加深^[20]。交通网中电动汽车车主的出行方式和路径选择会影响充电需求的时空分布和充电负荷调节潜力^[21]。同时,充电设施的分布和充电电价也会影响用户的出行和充电决策,二者相互影响,紧密耦合。

在交通网络中,用户从出发地到目的地有多种路径选择,不同用户的不同路径决策影响了交通网中的流量分配,合理的流量分配可以降低道路中的拥堵程度,降低出行成本^[22]。随着电动汽车的普及,用户的出行需求通常还伴随着充电需求,即电动汽车车主在行车途中是否选择充电,选择的充电地点和充电量的大小,若电动汽车用户在行驶途中的荷电量(state of charge, SOC)不足以支撑其到达目的地,用户便会选择在出行道路上的充电站进行充电,用户的不同出行路径会带来各个充电站不同的充电负荷分布^[23],交通流量大的路径上的充电负荷高,交通流量小的路径上的充电负荷低。充电负荷的不同分布可能会导致配电网负荷分布不均,影响电网运行。同时,在配电网中接入了大量分布式光伏资源,其在光伏出力的高峰时段会有弃光风险,在傍晚负荷出力高峰时会有切负荷风险。如果配电网中某些节点负荷高,可能会对电压质量和线路潮流产生影响^[24]。因此,配电网面临着源荷双侧的压力。

电动汽车与新能源的友好互动成为解决上述

问题的可行途径,考虑交通-电力耦合的配电网规划如图1所示。其中,电力系统和交通网络通过电动汽车在充电站处的充电行为相互耦合,电力系统中红色的节点和线路表示存在电压越限或线路过载的风险,交通网中红色的线路表示车流量比较大的道路,浅红色的线路表示车流量中等的道路,绿色线路表示车流量较小的道路,车流量的大小通常对应着充电需求的大小。交通网中充电站的运行会影响电力系统的运行状态,而充电站建设在电动汽车流量较大的区域又可以便利用户的出行,所以二者需要进行协同规划。交通网和电网协同规划的意义在于统一考虑二者之间的影响,将交通流量所引起的充电负荷和配电网中的分布式光伏资源相互匹配,合理利用资源,同时考虑交通网的运行和配电网的运行。协同规划内容是结合交通网中的道路流量分配,决策配电网中充电站和光伏电站的接入位置和接入容量,可以降低总规划成本,降低交通网中电动汽车用户的出行成本。合理配置充电站和光伏电站的位置可以使得充电站捕获更多的交通流量的同时,消纳更多光伏出力,提高总体运行效率。

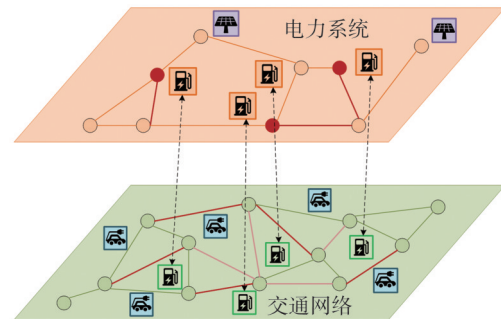


图1 交通-电网协同下的配电网规划

Fig.1 Distribution network planning under the coordination of transportation and power grid

2 考虑充电需求捕获的光-充系统协同规划

2.1 电动汽车充电需求捕获模型

2.1.1 出行需求与交通均衡概念

基础的交通网络模型参见文献[25],交通网被建模为连接图 $G(T_N, T_A)$,其中 T_N 表示交通网络中的节点集, T_A 表示交通网络中的道路集。在此基础上,为描述电动汽车在充电站的充电行为,进一步

扩展道路模型,将道路划分为出行道路集 T_A^R 与充电道路集 $T_A^{C[26]}$ 两个子集,有 $T_A^R \cap T_A^C = \emptyset$, 且 $T_A^R \cup T_A^C = T_A$, 其中出行道路描述了车辆在交通网中普通道路上的出行行为,而充电站被视为一种充电道路,电动汽车进入充电站充电即为驶入充电道路,在充电道路上的行驶时间为充电等待时间与充电时间之和。采用此种充电站建模方法可以将交通网模型保持为由节点和道路组成的连接图,便于后续计算。

基于交通网络模型,可以描述交通网中用户的出行需求。出行需求是指用户存在一段从起点(origin)移动到终点(destination)的需求。整个交通网的出行需求可以通过 O-D(origin-destination) 矩阵 D 来描述^[27],即为

$$D = \begin{bmatrix} D_{11} & D_{12} & \cdots & D_{1n} \\ D_{21} & D_{22} & \cdots & D_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ D_{n1} & D_{n2} & \cdots & D_{nn} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: D_{ij} 为从节点 i 出发去节点 j 的车辆数。

在实际运行中,用户从出发地到目的地有多种路径选择,路径选择的不同会对道路交通流量的分布产生影响,进而会造成不同的交通拥堵程度,影响用户的出行成本。同时,用户的出行行为也会对充电负荷产生影响,电动汽车交通流量高的充电站处的充电负荷高,将充电站建在交通流量高的地方可以捕获更多的充电需求,降低用户的充电成本,提升交通网运行效率。

车辆出行总是倾向于选择出行成本最低的路径,燃油汽车的出行成本包括出行时间成本,电动汽车的出行成本包括出行时间成本、充电时间成本以及充电费用成本。同时,由于道路通行时间与道路上的车流量有关,这使得不同用户的出行路径决策相互影响,用户会根据自身出行成本最小为目标,选择最合适的出行路径,最终会达到一个均衡状态^[28],此状态下,每个用户都不能通过调整自身的出行路径来降低总的出行成本。

2.1.2 交通均衡与充电需求捕获模型

上述交通均衡状态可以通过交通均衡模型^[29]来表征,目标函数为最小化整个交通网络的总成本,如式(1)所示,考虑了所有车辆的出行时间成本,电动汽车的充电时间成本和充电费用成本。

$$\min F_{TAP} = \sum_{a \in T_A^R} \int_0^{x_a} \tau_a^R(z) dz + \sum_{u \in T_A^C} \int_0^{x_u} \tau_u^C(z) dz + \sum_{(r,s) \in M_{od}} \sum_{l \in L_{v,rs}} f_{v,rs,l} F_{e,rs,l}^u \varphi_u \quad (2)$$

式中: F_{TAP} 为交通网络的总出行成本; r 和 s 分别为 O-D 对的起点和终点; M_{od} 为交通网中所有 O-D 对的集合; $L_{v,rs}$ 为车辆类型 v 在 O-D 对 rs 间可选择的路径集; $f_{v,rs,l}$ 为车辆类型 v 在 O-D 对 rs 中选择路径 l 上的交通流量,其中 $v \in \{e, g\}$, 分别表征电动汽车与燃油汽车; x_a 和 x_u 分别为出行道路 a 和充电道路 u 的车流量; $\tau_a^R(z)$ 和 $\tau_u^C(z)$ 分别为在交通流量为 z 的情况下出行道路 a 和充电道路 u 的通行时间和充电时间; φ_u 为充电道路 u 的充电电价,为一个给定的参数; $F_{e,rs,l}^u$ 为电动汽车在 O-D 对 rs 中的路径 l 上的充电道路 u 处的单位流量的充电量,为给定常量,有 $F_{e,rs,l}^u = \delta_{e,rs,l}^u E_B$, 其中 E_B 为电动汽车充电量的平均值^[26],为给定常量, $\delta_{e,rs,l}^u$ 为电动汽车在 O-D 对 rs 中的路径 l 是否经过充电道路 u 的标识,其由网络拓扑决定,如果路径 l 经过充电道路 u , 则有 $\delta_{e,rs,l}^u = 1$, 否则 $\delta_{e,rs,l}^u = 0$ 。

交通均衡模型的约束条件如式(3)一式(6)所示,其中,约束条件式(3)表示电动汽车或燃油汽车在每个 O-D 对之间的出行需求将被完全分配到相应的可行路线上。

$$\sum_{l \in L_{v,rs}} f_{v,rs,l} = d_{v,rs}, \quad v \in \{e, g\} \quad (3)$$

约束条件式(4)表示任何路线上的交通流量都不能为负。

$$f_{v,rs,l} \geq 0, \quad \forall v \in \{e, g\}, (r, s) \in M_{od}, l \in L_{v,rs} \quad (4)$$

约束条件式(5)表示道路 a 中的交通流量等于通过该道路的电动汽车和燃油汽车总数。

$$x_a = \sum_{v \in \{e, g\}} \sum_{(r,s) \in M_{od}} \sum_{l \in L_{v,rs}} \delta_{v,rs,l}^a \cdot f_{v,rs,l} \quad (5)$$

约束条件式(6)表示充电道路 u 中的电动汽车流量等于选择到该充电站充电的电动汽车的总数。

$$x_u = \sum_{(r,s) \in M_{od}} \sum_{l \in L_{v,rs}} f_{e,rs,l} \delta_{e,rs,l}^u \quad (6)$$

式中: $d_{v,rs}$ 为车辆类型 v 在 O-D 对 rs 间的出行需求; $\delta_{v,rs,l}^a$ 为出行路径和交通网道路之间的关系,当车辆类型 v 在 O-D 对 rs 中的路径 l 上经过道路 $a \in T_A^R$ 时为 1, 否则为 0。

其中,对于交通道路,道路通行时间 τ_a^R 与道路

上的车流量 x_a 之间关系如式(7)所示^[30]。

$$\tau_a^R(x_a) = \tau_{a,0}^R \cdot \left[1 + 0.15 \left(\frac{x_a}{c_a} \right)^4 \right] \quad (7)$$

式中: $\tau_{a,0}^R$ 为道路没有车流量时的自由通行时间; c_a 为交通道路 a 的通行容量。

对于充电道路, 电动汽车在充电道路 u 的充电时间 τ_u^C 与充电站车流量 x_u 关系如式(8)所示^[29]。

$$\tau_u^C(x_u) = \tau_{u,0}^C \cdot \delta_{e,rs,l}^u \left(\frac{x_u}{c_u} \right)^4 + \frac{F_{e,rs,l}^u}{P_u} \quad (8)$$

式中: $\tau_{u,0}^C$ 为充电站的平均等待时间; c_u 为充电道路 u 处的充电站总容量; P_u 为充电道路 u 中充电桩功率。需要说明的是, 当一个充电站的充电车辆数大于充电桩数时, 新的电动汽车需要排队等候充电, 等待时间与充电站总容量与充电车流量有关。

通过交通均衡模型可以得到每个 O-D 对的每条路径上的电动汽车流量 $f_{e,rs,l}$, 则候选充电站点 k 处可以捕获的交通流量 f_k 为通过该站点的所有电动汽车流量之和。即为

$$f_k = \sum_{(r,s) \in M_{u,l} \in L_{u,l}} \delta_{e,rs,l}^k \cdot f_{e,rs,l} \quad (9)$$

交通均衡模型的目标函数为交通网出行成本最小化, 在充电站规划中引入交通均衡, 可以反映规划结果对交通网运行效率的影响^[31]。即将充电站建设在能捕获更大交通流量的地点上可以减少电动汽车用户的总体充电成本, 便利用户出行。

2.2 配电网光伏-充电站协同规划模型

考虑交通网与配电网中的多维不确定性因素, 本文提出了一种基于随机优化的配电网光伏-充电站协同规划模型, 主要包含规划和运行两个阶段。在规划阶段, 以分布式光伏电站和电动汽车充电站的建设位置和建设容量为决策变量, 最小化总体建设成本; 在运行阶段, 考虑各典型场景下的分布式光伏出力波动和电动汽车充电需求, 在保证系统安全稳定运行的同时, 尽可能降低配电网的运行成本。

2.2.1 目标函数

配电网光-充协同规划的目标函数为光伏电站和充电站的投资成本、配电网运行成本、配电网中的弃光和切负荷成本与充电站捕获的电动汽车流量等效收益成本之和 F_{cost} 最小, 如式(10)所示。

$$\min F_{\text{cost}} = C_{\text{inv}} + C_{\text{pur}} + F_{\text{LC}} + F_{\text{PC}} - C_f \quad (10)$$

式中: C_{inv} 为光伏电站和充电站的投资成本; C_{pur} 为配

电网的运行成本; F_{LC} 为配电网中的切负荷成本; F_{PC} 为配电网中的弃光成本; C_f 为配电网中充电站捕获交通流量的收益。

光伏电站和充电站建设成本为:

$$C_{\text{inv}} = \frac{r_0(1+r_0)^{T_0}}{(1+r_0)^{T_0} - 1} (C_{\text{DG}} + C_{\text{EV}}) \quad (11)$$

$$C_{\text{DG}} = \sum_{w=1}^{N_{\text{DG}}} (\gamma_{\text{DG}} \cdot S_{\text{DG}}^w + x_{\text{DG}}^w \cdot \mu_{\text{DG}}) \quad (12)$$

$$C_{\text{EV}} = \sum_{k=1}^{N_{\text{EV}}} (\gamma_{\text{EV}} \cdot S_{\text{EV}}^k + x_{\text{EV}}^k \cdot \mu_{\text{EV}}) \quad (13)$$

式中: r_0 为贴现率; T_0 为使用年限; C_{DG} 为光伏投资成本; N_{DG} 为待建光伏电站数量; γ_{DG} 为光伏电站建设单位容量成本; μ_{DG} 为光伏电站建设的固定门槛费; x_{DG}^w 为 0-1 变量, 表示是否在 w 节点建设光伏电站; S_{DG}^w 为节点 w 处光伏电站建设容量; C_{EV} 为电动汽车充电站投资成本; N_{EV} 为待建充电站数量; γ_{EV} 为充电站建设单位容量成本; μ_{EV} 为充电站建设的固定门槛费; x_{EV}^k 为 0-1 变量, 表示是否在节点 k 建设充电站; S_{EV}^k 为节点 k 处充电站建设容量。

不确定性下配电网运行成本为:

$$C_{\text{pur}} = \sum_{b=1}^Q \left(c_{\text{pur}} \sum_{t=1}^T (P_{\text{net},b,t}) \cdot p(b) \right) \quad (14)$$

$$P_{\text{net},b,t} = \sum_{i=1}^N P_{b,t}^i + \sum_{k=1}^{N_{\text{EV}}} P_{\text{EV},b,t}^k - \sum_{w=1}^{N_{\text{DG}}} P_{\text{DG},b,t}^w \quad (15)$$

式中: c_{pur} 为配电网向上级电网购电的单位电量成本; $P_{\text{net},b,t}$ 为配电网在场景 b 的时刻 t 时的注入功率; T 为一天内的时段数; N 为系统节点数; Q 为运行场景总数; $p(b)$ 为场景 b 出现的概率; $P_{b,t}^i$ 、 $P_{\text{EV},b,t}^k$ 、 $P_{\text{DG},b,t}^w$ 分别为场景 b 时刻 t 时节点 i 的负荷量、充电站 k 的充电功率以及光伏电站 w 的光伏出力。

配电网中切负荷 F_{LC} 和弃光成本 F_{PC} 分别为:

$$F_{\text{LC}} = \sum_{b=1}^Q \left(F_1 \cdot \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T P_{b,t,\text{curt}}^i \cdot p(b) \right) \quad (16)$$

$$F_{\text{PC}} = \sum_{b=1}^Q \left(F_g \cdot \sum_{w=1}^{N_{\text{DG}}} \sum_{t=1}^T P_{b,t,\text{curt}}^w \cdot p(b) \right) \quad (17)$$

式中: F_1 和 F_g 分别为单位切负荷成本和单位弃光成本; $P_{b,t,\text{curt}}^i$ 和 $P_{b,t,\text{curt}}^w$ 分别为在场景 b 的时刻 t 下节点 i 的切负荷量和光伏电站 w 的弃光量。

交通网中充电站捕获电动汽车流量的收益为

$$C_f = c_f \sum_{k=1}^{N_{\text{EV}}} f_k \quad (18)$$

式中: c_f 为捕获单位电动汽车流量的收益; f_k 为充电站 k 捕获的电动汽车流量。

2.2.2 约束条件

在规划层面,光伏电站和充电站需满足各自建设数量和建设容量约束,表示为:

$$S_{DC}^{\min} x_{DC}^w \leq S_{DC}^w \leq S_{DC}^{\max} x_{DC}^w \quad (19)$$

$$S_{EV}^{\min} x_{EV}^k \leq S_{EV}^k \leq S_{EV}^{\max} x_{EV}^k \quad (20)$$

$$\sum_{w=1}^{N_{DC}} x_{DC}^w = M \quad (21)$$

$$\sum_{k=1}^{N_{EV}} x_{EV}^k = R \quad (22)$$

式中: S_{DC}^{\max} 和 S_{DC}^{\min} 分别为光伏电站建设容量的最大值和最小值; S_{EV}^{\max} 和 S_{EV}^{\min} 分别为充电站建设容量的最大值和最小值; M 和 R 分别为光伏电站和充电站的建设数量。

在运行层面需要考虑光伏的输出功率和充电站的充电负荷、弃光和切负荷约束,以及电网安全稳定运行约束。

光伏电站实际出力约束为

$$P_{DG,b,t}^w = \frac{S_{DG}^w}{S_{DG}^{\text{set}}} P_{DG,b,t}^{\text{set}} - P_{b,t,\text{curt}}^w \quad (23)$$

式中: S_{DG}^{set} 为光伏电站容量的基准值; $P_{DG,b,t}^{\text{set}}$ 为光伏电站场景 b 的时刻 t 时的功率基准值,以此表示若光伏电站建设容量越大,则其光伏出力越大。

充电站实际负荷约束为

$$P_{EV,b,t}^k = \frac{S_{EV}^k}{S_{EV}^{\text{set}}} P_{EV,b,t}^{\text{set}} \quad (24)$$

式中: S_{EV}^{set} 为充电站建设容量的基准值; $P_{EV,b,t}^{\text{set}}$ 为充电站场景 b 的时刻 t 时的功率基准值,以此表示若充电站建设容量越大,则其分配的充电功率越大。

弃光和切负荷约束表示为

$$0 \leq P_{b,t,\text{curt}}^w \leq \frac{S_{DG}^w}{S_{DG}^{\text{set}}} P_{DG,b,t}^{\text{set}} \quad (25)$$

$$0 \leq P_{b,t,\text{curt}}^i \leq P_{b,t}^i \quad (26)$$

配电网潮流约束表示为

$$\begin{cases} P_{i+1,b,t} = P_{i,b,t} - p_{i+1,b,t} \\ Q_{i+1,b,t} = Q_{i,b,t} - q_{i+1,b,t} \\ V_{i+1,b,t} = V_{i,b,t} - \frac{(r_i P_{i,b,t} + x_i Q_{i,b,t})}{V_{1,b,t}} \\ P_{i,b,t} = P_{i,b,t}^D - P_{i,b,t}^G \\ Q_{i,b,t} = Q_{i,b,t}^D - Q_{i,b,t}^G \end{cases} \quad (27)$$

式中: $P_{i,b,t}$ 和 $Q_{i,b,t}$ 分别为在场景 b 的时刻 t 时从第 i 个节点流向第 $i+1$ 个节点的有功功率和无功功率;

$P_{i,b,t}$ 和 $Q_{i,b,t}$ 分别为在场景 b 的时刻 t 时第 i 个节点的净有功功率和净无功功率; $P_{i,b,t}^D$ 和 $Q_{i,b,t}^D$ 分别为在场景 b 的时刻 t 时节点 i 的总有功负荷和总无功负荷; $P_{i,b,t}^G$ 和 $Q_{i,b,t}^G$ 分别为在场景 b 的时刻 t 时节点 i 的注入有功功率和注入无功功率; $V_{i,b,t}$ 和 $V_{1,b,t}$ 分别为在场景 b 的时刻 t 时节点 i 和根节点的电压; r_i 和 x_i 分别为节点 i 到节点 $i+1$ 之间线路的电阻和电抗。

节点电压约束表示为

$$V_i^{\min} \leq V_{i,b,t} \leq V_i^{\max} \quad (28)$$

式中: V_i^{\max} 和 V_i^{\min} 分别为节点 i 处电压的最大值和最小值。

支路功率约束表示为

$$\begin{cases} P_{ij}^{\min} \leq P_{ij,b,t} \leq P_{ij}^{\max} \\ Q_{ij}^{\min} \leq Q_{ij,b,t} \leq Q_{ij}^{\max} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $P_{ij,b,t}$ 和 $Q_{ij,b,t}$ 分别为在场景 b 的时刻 t 时支路 ij 上的有功功率和无功功率; P_{ij}^{\max} 和 P_{ij}^{\min} 分别为支路 ij 上的有功功率最大值和最小值; Q_{ij}^{\max} 和 Q_{ij}^{\min} 分别为支路 ij 上的无功功率最大值和最小值。

配电网注入功率约束表示为

$$P_{\text{net},b,t} \geq 0 \quad (30)$$

该约束是为了防止配电网向主网倒送功率,对电网的运行产生风险。

2.2.3 规划流程

有考虑电动汽车充电需求捕获的配电网光-充协同规划流程如图2所示。

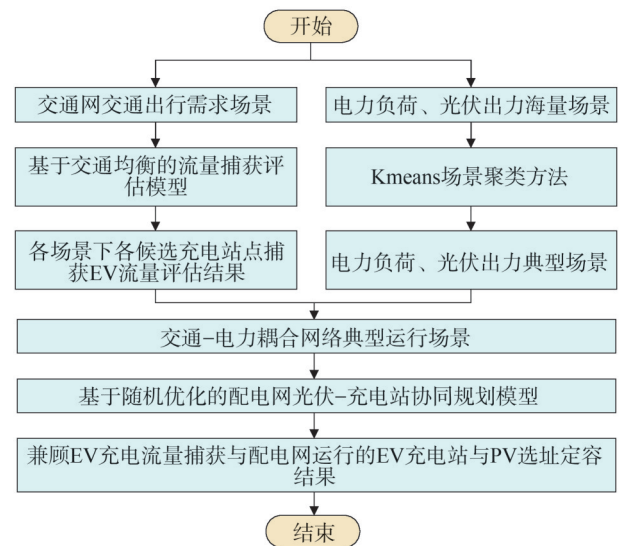


图2 光-充协同规划流程

Fig.2 Collaborative planning process for PV generation and EV charging station

步骤1)结合交通出行需求场景,采用基于交通均衡的流量评估模型,计算各场景下各候选充电站点的电动汽车流量。

步骤2)结合电力负荷、光伏出力的海量场景,通过K-means场景聚类方法计算电力负荷、光伏出力的典型场景,获得交通-电力网络典型运行场景。

步骤3)根据各运行场景,求解基于随机优化的配电网光伏-充电站协同规划模型。

步骤4)获取兼顾电动汽车充电流量与配电网运行的电动汽车充电站与光伏电站的选址定容结果。

3 算例

3.1 算例说明

为说明本文所提出方法的有效性,基于改进的IEEE 33节点系统^[32]和改进的12节点环状交通网^[26]构建算例。其中改进的IEEE 33节点系统拓扑如图3所示,待建光伏站点的节点为2、5、10、15、21、24、29、31,待建光伏站点用PV1—PV8表示,待建充电站的连接节点为4、12、20、28,待建充电站用CS1—CS4表示。

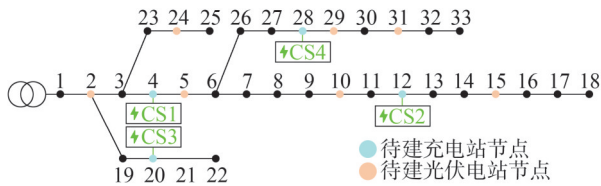


图3 改进的IEEE 33拓扑图

Fig.3 Modified IEEE 33 topological diagram

改进的12节点环状交通网如图4所示,其中CS1—CS4为4个电动汽车充电站候选规划站点在交通网中的配置,分别与配电网中4、12、20、28节点相对应;灰色箭头为交通网中主要出行需求,主要从1、3节点到10、12节点。

关于系统中不确定性,采用正态分布描述负荷和光伏出力的不确定性,其中,负荷正态分布的均值为节点负荷设定值,光伏出力均值为典型日光伏出力值,标准差均为均值的10%。规划模型参数如表1所示,其中规划成本的权重设置参考文献^[17],电动汽车流量捕获收益权重设置参考文献^[33]。

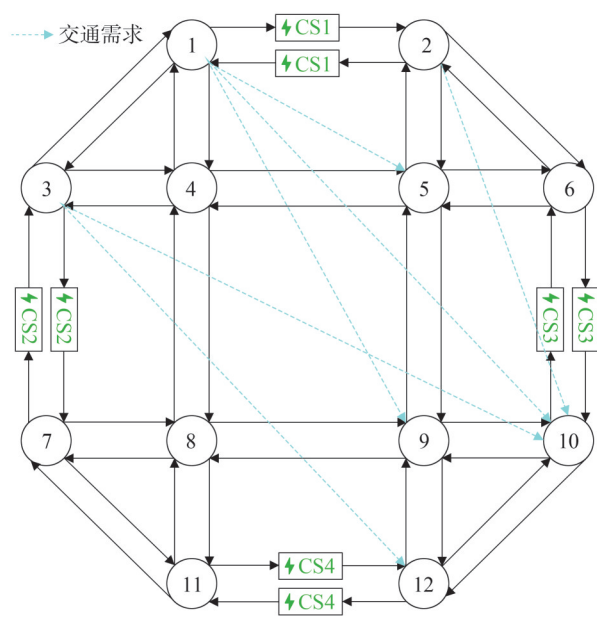


图4 改进的12节点环状交通网拓扑图

Fig.4 Improved topological diagram of a 12-bus ring-shaped transportation network

表1 规划模型参数

Table 1 Planning model parameters

指标	参数
光伏单位容量成本/(元/kW)	5 000
光伏固定门槛费/万元	50
光伏安装容量上限/kW	2 000
光伏安装容量下限/kW	500
光伏电站建设数量/个	4
充电站单位容量成本/(元/kW)	1 200
充电站固定门槛费/万元	50
充电站安装容量上限/kW	200
充电站安装容量下限/kW	60
充电站建设数量/个	2

3.2 算例分析

3.2.1 系统规划运行结果分析

通过基于用户出行需求的交通均衡模型可以得到交通网中各条道路的流量分布的期望值如图5所示。

从图5中可以看出,由于交通网中主要交通需求是从1、3节点到10、12节点,节点3-4、4-5、4-8、8-9、5-9、1-2、2-6、6-10之间的道路交通流量较大,相应CS1站点和CS2站点捕获的电动汽车流量较大。每个候选充电站点预计捕获的电动汽车流量可以表征每个候选站点预计的充电需求,输入光-充配

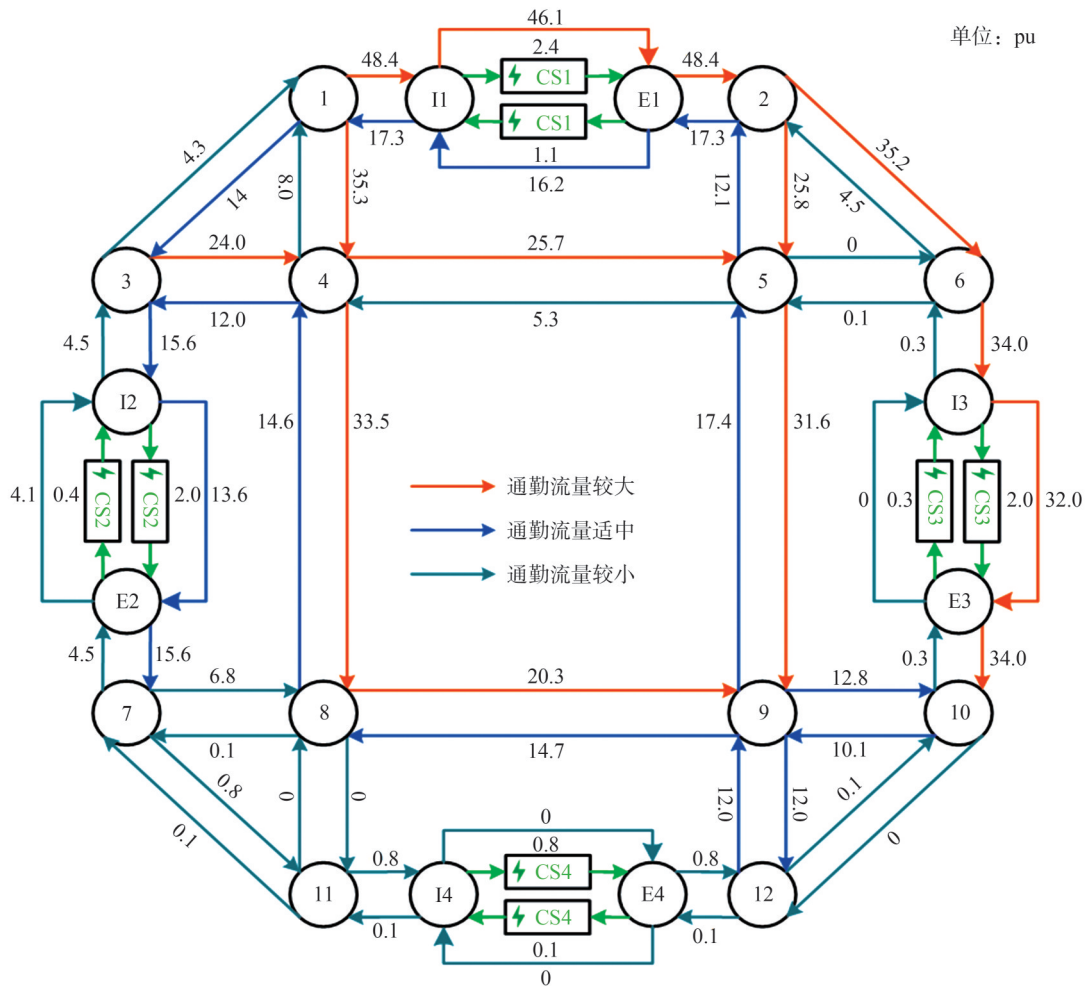


图5 交通网流量分布期望值

Fig.5 Expected value of traffic flow distribution

电网规划模型中进行后续计算。

多场景下候选充电站点 CS1 捕获的电动汽车流量概率分布如图 6 所示。

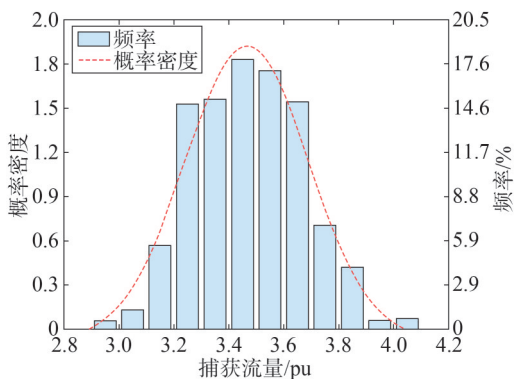
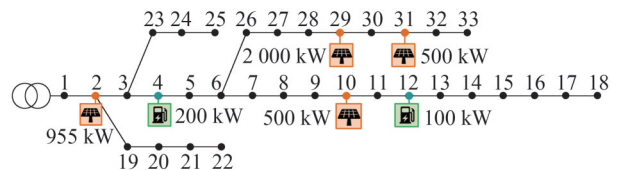


图6 充电站点 CS1 捕获流量概率分布图

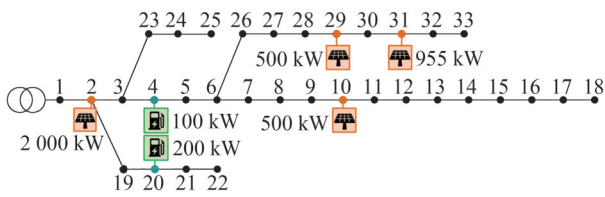
Fig.6 Probability distribution diagram of the traffic flow captured by charging station CS1

从图 6 中可以看出,充电站 CS1 捕获电动汽车流量的期望值为 3.5 pu,捕获流量的分布近似为正态分布,通过计算多个不同充电需求场景下每个候选充电站点捕获的电动汽车流量可以反映充电需求的不确定性。

考虑交通网的充电需求捕获模型和不考虑的情况下分布式电源和充电站的安装位置和容量如图 7 所示。



(a)所提出方法



(b)不考虑充电需求捕获

图7 光-充协同规划结果

Fig.7 Collaborative planning results of PV and CS

在所提出方法中,充电站更倾向于建设在交通网中捕获充电需求更大的候选站点上,即4、12号节点;不考虑充电需求捕获时,充电站倾向于建设在有利于配电网运行的候选站点上,即4、20号节点。光伏电站一部分配置在配电网末端能量供应较差的区域,一部分配置在充电站节点附近,以应对接入的充电负荷。

是否考虑交通网的充电需求捕获下的配电网的投资运行成本如表2所示。

表2 成本对比

Table 2 Cost comparison

是否考虑充电捕获	是	否
综合成本/(万元/年)	1 246.8	1 469.3
切负荷成本/(万元/年)	2.0	1.8
道路通行成本/万元	0.50	0.52
充电时间成本/元	173	237
充电费用成本/万元	3.8	4.3
交通出行总成本/万元	4.36	4.87

根据表2中两种情况对比可知,考虑交通网充电需求捕获相比于不考虑的情况,增加了交通流量捕获的收益,配电网规划的总成本从1 469.3万元/年降低到1 246.8万元/年,总规划成本下降。因为充电站规划在捕获充电需求更大的地点,所以电动汽车用户的充电时间成本会更低,交通网中用户的出行总成本从4.87万元降低到4.36万元,便利了用户的出行。同时因为充电需求高的地点通常会有较高的基础负荷,再叠加充电负荷后可能会增加一定的电网运行压力,切负荷成本稍有提高。总体而言,考虑交通网充电需求捕获的配电网规划可以降低系统的规划成本和用户的出行成本,给电动汽车用户带来

一定便利的同时,也确保电网的运行在安全范围内。

为进一步验证增强参数的多样性与复杂性,并分析充电电价对规划结果的影响,各个待建的充电站和光伏电站的单位容量成本、安装容量上下限以及充电站充电电价的设置如表3和表4所示。

表3 充电站规划参数

Table 3 Planning parameters for CS

站点	单位容量成本/(元/kW)	容量上限/kW	容量下限/kW	电价/(元/kWh)
CS1	1 200	200	60	1.8
CS2	1 100	190	50	1.6
CS3	1 300	210	70	1.5
CS4	1 200	220	65	1.2

表4 光伏电站规划参数

Table 4 Planning parameters for PV

光伏站点	单位容量成本/(元/kW)	容量上限/kW	容量下限/kW
PV1	5 000	2 000	500
PV2	4 800	1 800	480
PV3	5 200	1 700	470
PV4	5 000	2 100	500
PV5	4 900	2 000	510
PV6	5 100	2 200	520
PV7	4 600	1 900	490
PV8	5 300	1 800	510

在上述待建充电站电价水平下,考虑交通网的充电需求捕获模型和不考虑的情况下分布式电源和充电站的安装位置和容量如图8所示。

考虑充电站充电需求捕获模型时,每个候选充电站点的电价会影响交通均衡状态,进而会影响每个候选充电站点捕获的电动汽车流量,规划结果显示,考虑充电站充电需求捕获模型时,充电站配置在12、20号节点上,此时因为电价的因素这两个节点处的候选充电站点捕获的电动汽车流量较大;不考虑充电需求捕获时,充电站仍然配置在4、20号节点上,因为此时充电站倾向于建设在有利于配电网运行的候选站点上,充电电价对此配置不会有影响。

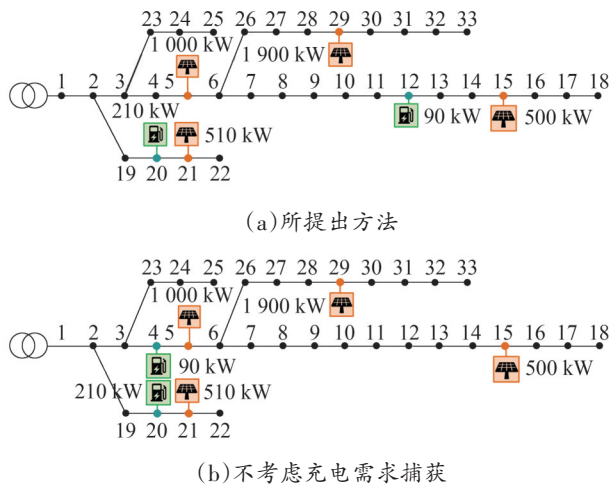


图8 考虑参数多样性的光-充协同规划结果
Fig.8 Collaborative planning results of PV and CS considering parameter diversity

为进一步说明所提规划方法有利于电动汽车与新能源的友好互动,促进配电网的安全稳定运行,基于所提方法得到光-充的最优配置结果,模拟了某一场景下的配电网优化运行情况,有运行结果如图9所示。

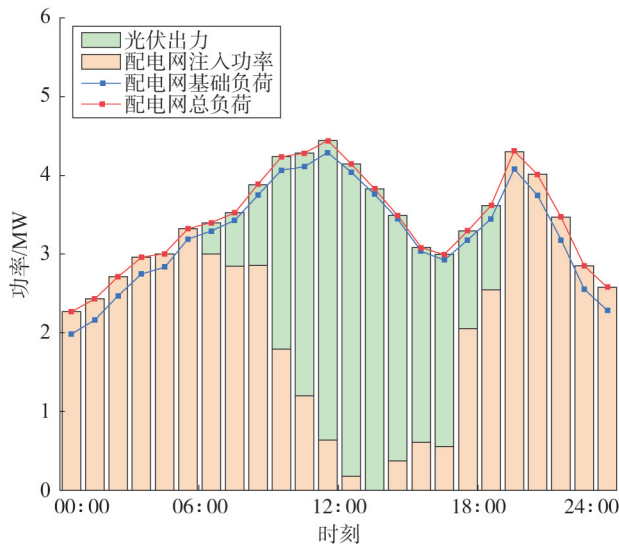


图9 某一测试场景下配电网运行结果
Fig.9 The operation results of the power distribution network in a certain test scenario

可见,电动汽车充电负荷在午间和凌晨时刻较高,使得配电网的总负荷升高,而午间的光伏出力较高,可以很好地缓解电网的运行压力,提高光伏的消

纳水平,而凌晨电网基础负荷本身较低,叠加充电负荷后不会给电网带来运行风险,还可以使电网在低谷时刻的负荷升高,使得运行更加平稳。

3.2.2 灵敏度分析

交通网中计算的候选站点捕获的电动汽车流量通过单位流量捕获收益耦合到配电网的光伏-充电站协同规划模型中,单位流量捕获收益的变化对于配电网的规划结果和规划成本有一定影响,单位流量捕获收益变化下配电网规划结果的变化如图10所示。

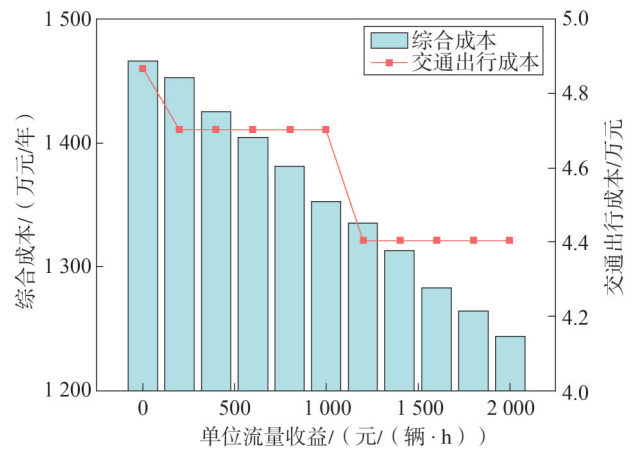


图10 配电网规划结果变化趋势
Fig.10 The change trend of the distribution network planning results

可见,随着单位流量捕获收益的增加,因为配电网规划中电动汽车流量捕获的总收益增加,规划的综合成本从1466.5万元/年逐渐降低至1243.6万元/年,总规划成本在不断下降;单位流量捕获收益的增加同时会使得充电站更倾向于配置在捕获电动汽车流量更大的地点,使得交通出行成本从4.86万元逐渐降低至4.40万元,用户出行的便利性在不断增加。

4 结束语

本文在配电网-交通网耦合的视角下提出了一种考虑电动汽车充电需求捕获的配电网光-充协同规划方法。首先,考虑用户出行的不确定性,建立基于交通均衡模型的充电流量不确定性模型,用以表征不同场景下各候选充电站点的充电需求效益。

以此为基础,考虑交通-电力耦合网络中负荷、光伏出力、充电需求等多维不确定性,提出考虑充电需求捕获的配电网光-充协同规划模型,确定光伏和充电站的最优配置。所提方法可有效提升配电网对分布式光伏和电动汽车的承载力,还能更加便利用户的出行。最后通过改进的 IEEE-33 节点配电网和 12 节点环状交通网为例进行仿真计算,算例结果说明了考虑充电需求捕获的光-充协同规划通过在规划模型中引入交通流量捕获收益,使得充电站可以配置在交通流量较大的地点,配电网规划的总成本从 1 469.3 万元/年降低至 1 246.8 万元/年,降低了规划总成本,交通出行总成本从 4.87 万元降低至 4.36 万元,提高了用户的出行效率,便利用户的出行。光伏电站配置在配电网末端和充电负荷较高的区域,保障了系统安全运行的同时也有利于光伏的消纳。

目前,综合能源系统正在快速发展,电力与天然气等网络的耦合日益紧密,耦合网络的运行场景多样,规划除了要保证系统在正常运行条件下的安全稳定之外,还需要具备抵御极端场景的能力。未来,作者将进一步考虑不同能源网耦合下充电站的规划,针对规划场景,将进一步考虑更多场景下配电网的规划,比如考虑极端场景下的规划,以满足电网在不同场景下的运行要求。

参考文献

- [1] 李咸善,仇成龙,张远航,等.考虑电碳需求响应的电动汽车集群市场化运营策略[J].电力系统保护与控制,2025,53(6):163-154.
LI Xianshan, QIU Chenglong, ZHANG Yuanhang, et al. Market-oriented operation strategy for EV clusters considering electricity-carbon demand response[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(6): 163-154.
- [2] 新华网.公安部:2024年全国机动车保有量达4.53亿辆[EB/OL]. (2025-01-17) [2025-03-25]. <https://www.news.cn/20250117/3af70d12acee43118b80d1c84f618ac8/c.html>.
Xinhua News Agency. The Ministry of Public Security of the People's Republic of China: China's motor vehicle fleet to reach 453 million by 2024 [EB/OL]. (2025-01-17) [2025-03-25]. <https://www.news.cn/20250117/3af70d12acee43118b80d1c84f618ac8/c.html>.
- [3] 毛玲,张钟浩,赵晋斌,等.车-桩-网交融技术研究现状及展望[J].电工技术学报,2022,37(24):6357-6371.
MAO Ling, ZHANG Zhonghao, ZHAO Jinbin, et al. Research status and prospects of fusion technology of vehicle-charging pile-power grid [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(24): 6357-6371.
- [4] International Energy Agency. Global EV Outlook 2023: Catching up with Climate Ambitions[M]. OECD, 2023.
- [5] LI Q Q, XU Y, CHEW B S H, et al. An integrated missing-data tolerant model for probabilistic PV power generation forecasting [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4447-4459.
- [6] International Energy Agency. Renewables 2024: Analysis and Forecast to 2030[M]. OECD, 2024.
- [7] 宣羿,樊立波,孙智卿,等.考虑低碳交通的电动汽车充电站优化配置方法[J].浙江电力,2024,43(6):69-79.
XUAN Yi, FAN Libo, SUN Zhiqing, et al. An optimal allocation method for electric vehicle charging stations considering lowcarbon transportation[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(6): 69-79.
- [8] 严干贵,刘华南,韩凝晖,等.计及电动汽车时空分布状态的充电站选址定容优化方法[J].中国电机工程学报,2021,41(18):6271-6283.
YAN Gangui, LIU Huanan, HAN Ninghui, et al. An optimization method for location and capacity determination of charging stations considering spatial and temporal distribution of electric vehicles [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6271-6283.
- [9] 王冬,刘继春,曹芷健,等.考虑驾驶人出行链的电动汽车充电站规划[J].电力系统及其自动化学报,2018,30(6):1-9.
WANG Dong, LIU Jichun, CAO Zhijian, et al. Planning for charging stations of electric vehicles considering drivers' trip chains[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2018, 30(6): 1-9.
- [10] 朱书研,杨斌,朱小林.考虑偏差路径的电动汽车充电站选址和定容[J].上海海事大学学报,2019,40(1):44-50.
ZHU Shuyan, YANG Bin, ZHU Xiaolin. Location and capacity of electric vehicle charging stations considering deviation path [J]. Journal of Shanghai Maritime University, 2019, 40(1): 44-50.
- [11] 郝文斌,谢波,孟志高,等.考虑短时尖峰负荷影响的含分布式电源配电系统规划方法研究[J].电力需求侧管理,2025,27(2):105-112.
HAO Wenbin, XIE Bo, MENG Zhigao, et al. Research on the planning method of distribution system with distributed generations considering the impact of short-term peak load [J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(2): 105-112.
- [12] 李亮,唐巍,白牧可,等.考虑时序特性的多目标分布式电源选址定容规划[J].电力系统自动化,2013,37(3):58-63.
LI Liang, TANG Wei, BAI Muke, et al. Multi-objective locating and sizing of distributed generators based on time-sequence characteristics [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(3): 58-63.

- [13] 吴豫,董智,赵阳,等.基于LSTM算法的配电网分布式电源和电动汽车充电站联合优化规划[J].供用电,2023,40(6):64-74.
WU Yu, DONG Zhi, ZHAO Yang, et al. Joint optimization planning of distribution network DG and EV charging station based on LSTM algorithm [J]. Distribution & Utilization, 2023, 40 (6) : 64-74.
- [14] 韩宇奇,刘立扬,鲁宗相,等.考虑多目标协同的“水光充储”配电网优化规划方法[J].供用电,2024,41(8):100-111.
HAN Yuqi, LIU Liyang, LU Zongxiang, et al. Optimal planning method of “hydropower, photovoltaic, charging and storage” distribution network considering multi-objective coordination [J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(8) : 100-111.
- [15] 刘晋源,吕林,高红均,等.计及分布式电源和电动汽车特性的主动配电网规划[J].电力系统自动化,2020,44(12):41-48.
LIU Jinyuan, LYU Lin, GAO Hongjun, et al. Planning of active distribution network considering characteristics of distributed generator and electric vehicle [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12) : 41-48.
- [16] ZHOU S Y, HAN Y, MAHMOUD K, et al. A novel unified planning model for distributed generation and electric vehicle charging station considering multi-uncertainties and battery degradation [J]. Applied Energy, 2023, 348: 121566.
- [17] 刘柏良,黄学良,李军,等.含分布式电源及电动汽车充电站的配电网多目标规划研究[J].电网技术,2015,39(2):450-456.
LIU Bailiang, HUANG Xueliang, LI Jun, et al. Multi-objective planning of distribution network containing distributed generation and electric vehicle charging stations [J]. Power System Technology, 2015, 39(2) : 450-456.
- [18] 孔顺飞,胡志坚,谢仕炜,等.含电动汽车充电站的主动配电网二阶段鲁棒规划模型及其求解方法[J].电工技术学报,2020,35(5):1093-1105.
KONG Shunfei, HU Zhijian, XIE Shiwei, et al. Two-stage robust planning model and its solution algorithm of active distribution network containing electric vehicle charging stations [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35 (5) : 1093-1105.
- [19] 李泽宁,孙宏斌,薛屹洵,等.计及需求侧资源的电力-交通系统协同负荷恢复随机优化方法:以建筑用能为例[J/OL].中国电机工程学报,2025:1-16 (2025-02-20)[2025-03-25].https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?v=XMmmt_ij6VFWCQKxwhkKUA1nhFsDiMDakFSthUHfFoaHHFsN5_5lz - RIYgzCqnKQDrqvmz0mVHZ3X6PwLpOA50aUhAYDwtGmnXq - 9K3urhlQnQmmeSUiT8_BWTcNFJyNS7vwScO - viEX4xy5CRbLk9AckRmUN2raxuvBvxIb5nTbUua7LYbZJQg== &uniplatform=NZKPT&language=CHS.
LI Zening, SUN Hongbin, XUE Yixun, et al. Stochastic optimization method for cooperative load recovery of power - transportation system considering demand-side resources: taking building energy consumption as an example [J/OL]. China Industrial Economics, 2025: 1-16 (2025-02-20) [2025-03-25]. https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?v=XMmmt_ij6VFWCQKxwhkKUA1nhFsDiMDakFSthUHfFoaHHFsN5_5lz - RIYgzCqnKQDrqvmz0mVHZ3X6PwLpOA50aUhAYDwtGmnXq - 9K3urhlQnQmmeSUiT8_BWTcNFJyNS7vwScO - viEX4xy5CRbLk9AckRmUN2raxuvBvxIb5nTbUua7LYbZJQg== &uniplatform=NZKPT&language=CHS.
- [20] XIONG J W, ZHANG K L, GUO Y, et al. Investigate the impacts of PEV charging facilities on integrated electric distribution system and electrified transportation system [J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2015, 1(2) : 178-187.
- [21] 陈丽丹,张尧, Antonio FIGUEIREDO. 电动汽车充放电负荷预测研究综述[J].电力系统自动化,2019,43(10):177-191.
CHEN Lidan, ZHANG Yao, FIGUEIREDO A. Overview of charging and discharging load forecasting for electric vehicles [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10) : 177-191.
- [22] XIA Y, HU B, XIE K G, et al. An EV charging demand model for the distribution system using traffic property [J]. IEEE Access, 2019, 7: 28089-28099.
- [23] TANG D F, WANG P. Probabilistic modeling of nodal charging demand based on spatial-temporal dynamics of moving electric vehicles [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7 (2) : 627-636.
- [24] VAGROPOULOS S I, BALASKAS G A, BAKIRTZIS A G. An investigation of plug-In electric vehicle charging impact on power systems scheduling and energy costs [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3) : 1902-1912.
- [25] DASKIN M S. Urban transportation networks: equilibrium analysis with mathematical programming methods [J]. Transportation Research Part A: General, 1986, 20(1) : 76-77.
- [26] WEI W, WU L, WANG J H, et al. Network equilibrium of coupled transportation and power distribution systems [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6) : 6764-6779.
- [27] 张晨彧,丁明,张晶晶.基于交通出行矩阵的私家车充电负荷时空分布预测[J].电工技术学报,2017(1):78-87.
ZHANG Chenyu, DING Ming, ZHANG Jingjing. A temporal and spatial distribution forecasting of private car charging load based on origin - destination matrix [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017(1) : 78-87.
- [28] LI W Z, JIANG M L, CHEN Y Y, et al. Estimating urban traffic states using iterative refinement and Wardrop equilibria [J]. IET Intelligent Transport Systems, 2018, 12(8) : 875-883.
- [29] 邵成成,李徐亮,钱涛,等.基于交通均衡的电动汽车快速充电负荷模拟[J].中国电机工程学报,2021,41(4):1368-1376.
SHAO Chengcheng, LI Xuliang, QIAN Tao, et al. Simulation of EV fast charging load based on traffic equilibrium [J]. Proceedings of

- the CSEE, 2021, 41(4): 1368-1376.
- [30] CASTILLO E, CALVIÑO A, SÁNCHEZ-CAMBRONERO S, et al. A multiclass user equilibrium model considering overtaking across classes [J]. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, 2013, 14(2): 928-942.
- [31] CRUZ-ZAMBRANO M, CORCHERO C, IGUALADA-GONZALEZ L, et al. Optimal location of fast charging stations in Barcelona: a flow-capturing approach [C] // 2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE, 2013: 1-6.
- [32] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1401-1407.
- [33] 江岳文, 杨国铭, 朱振山. 考虑交通流量捕获的风-氢-电耦合网络规划[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 19-28.
JIANG Yuewen, YANG Guoming, ZHU Zhenshan. Wind -

hydrogen-electricity coupled network planning considering traffic flow capture [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 19-28.

收稿日期: 2025-03-28

修回日期: 2025-06-03

作者简介:

王可欣(1995), 通信作者(654674084@qq.com), 女, 硕士, 工程师, 研究方向为配电网承载力规划和综合承载能力评估;

杨慎全(1983), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为配电网规划;

刘 钊(1989), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为配电网规划;

赵 韧(1995), 女, 硕士, 工程师, 研究方向为配电网规划工作;

于秋阳(1998), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为配电网规划;

王延朔(1993), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为配电网规划及分布式电源并网。

(责任编辑 郑天茹)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.250675

·综合能源·

考虑能量梯级利用和混合储能的综合能源系统运行优化

李熠阳^{1,2}, 汪明^{2*}, 张存明³, 王明远², 杨东润², 高鹤⁴, 韩荣⁵

(1. 山东建筑大学理学院, 山东 济南 250101;

2. 山东建筑大学信息与电气工程学院山东省智慧建筑与建筑节能重点实验室, 山东 济南 250101;

3. 国网山东综合能源服务有限公司, 山东 济南 250001; 4. 山东正晨科技股份有限公司, 山东 济南 250101;

5. 国网山东省电力公司东营供电公司, 山东 东营 257100)

摘要:为提高现有含氢综合能源系统的能效水平,提出了一种考虑能量梯次利用和混合储能联合影响的含氢综合能源系统低碳运行优化方法。首先,通过对热负荷进行分级,并对含氢综合能源系统中电-氢高温耦合设备产生的高品位余热与传统余热回收进行配合,提出对上述设备进行三级余热回收的策略;其次,在含氢综合能源系统中,加入绿证-阶梯碳耦合交易机制,核算绿证抵消的碳排放量;再次,将飞轮储能和蓄电池组成混合储能系统,处理电功率变化引起的波动;最后,建立含氢综合能源系统运行调度优化模型,以北方某园区为例进行算例分析,构建以综合运行成本最小化为目标的调度模型,通过案例分析验证了所提方法的经济性和有效性。

关键词:含氢综合能源系统;余热梯级利用;绿证交易;阶梯式碳交易;碳捕集系统;飞轮储能

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2026)02-0039-12

Low-carbon Operation Optimization of Integrated Energy System Considering Energy Hierarchical Utilization and Hybrid Energy Storage

LI Yiyang^{1,2}, WANG Ming^{2*}, ZHANG Cunming³, WANG Mingyuan², YANG Dongrun², GAO He⁴, HAN Rong⁵

(1. School of Science, Shandong Jianzhu University, Jinan 250101, China;

2. Shandong Key Laboratory of Smart Buildings and Energy Efficiency, School of Information and Electrical Engineering, Shandong Jianzhu University, Jinan 250101, China;

3. State Grid Shandong Integrated Energy Services Co., Ltd., Jinan 250001, China;

4. Shandong Zhengchen Technology Co., Ltd., Jinan 250101, China;

5. State Grid Dongying Power Supply Company, Dongying 257100, China)

Abstract: To improve the energy efficiency of existing hydrogen-integrated energy systems, this paper proposes a low-carbon operation optimization method for hydrogen-integrated energy systems that considers the combined impact of energy cascade utilization and hybrid energy storage. Firstly, the paper classifies thermal loads, and proposes a three-stage waste heat recovery strategy for the aforementioned equipment by coordinating the high-grade waste heat generated by the electricity-hydrogen high-temperature coupling equipment in the hydrogen-integrated energy system with traditional waste heat recovery. Secondly, a green certificate-step carbon coupled trading mechanism is put forward to calculate the carbon emissions offset by green certificates. Thirdly, a hybrid energy storage system composed of flywheel energy storage and batteries is adopted to handle fluctuations caused by the changes in electrical power. Finally, an operation and dispatch optimization model for the hydrogen-integrated energy system is established. Taking a park in northern China as an example for case analysis, a dispatch model aiming at minimizing the comprehensive operation cost is constructed, and the economic efficiency and effectiveness of the proposed method are verified through case studies.

Keywords: integrated energy systems; gradient utilization of waste heat; green certificate trading; stepped carbon trading; carbon capture systems; flywheel energy storage

基金项目:国家自然科学基金项目“多主体综合能源系统分布式优化控制理论与方法”(62133008);泰山产业领军人才工程资助(tscx202312127);山东省技术创新项目“分布式云储能关键技术及装备研发与应用”(202350101599)。

National Natural Science Foundation of China Project “Distributed Optimization and Control Theory and Methods for Multi-Agent Integrated Energy Systems” (62133008); Taishan Industrial Experts Program (tscx202312127); Shandong Provincial Technological Innovation Project “R&D and Application of Key Technologies and Equipment for Distributed Cloud Energy Storage” (202350101599).

0 引言

在“双碳”背景下,以“零碳排放”作为目标的园区级综合能源系统(integrated energy system, IES)作为链接源荷两侧的设备网,成为节能降碳、提质增效政策的重点^[1]。然而,由于系统中新能源的输出不确定性、各设备间耦合机理暂无最优解等问题,园区级综合能源系统在优化以及能源调配等方面仍面临诸多挑战。同时,近年来随着氢技术的持续发展,氢能的制备、运输和应用受到各方广泛关注^[2]。氢能负荷的需求应作为综合能源系统的输出能源进行优化。但目前对含氢综合能源系统的研究不够深入,缺乏与已验证效果技术及运行策略的融合。

现有研究针对氢能在综合能源系统的运行策略问题,提出了一系列运行优化方案。文献[3]构建燃气机组掺氢与灵活碳捕集等模型,搭建以氢能为核心的多能耦合模型,结合阶梯碳交易机制与碳捕集设备,实现源荷协同降碳,挖掘系统低碳潜力。通过不同情景对比分析,验证优化调度模型可提升可再生能源消纳水平。文献[4]针对氢能利用形式单一等问题,提出考虑电氢耦合与双层不确定性的园区综合能源系统优化运行方法,构建多能耦合综合能源系统模型,仿真表明该模型与方法提升了系统经济性与灵活调节能力。文献[5]为发挥氢能汽车与氢供应链优势,提出考虑氢能汽车需求响应的电气-氢综合能源系统事件式分布鲁棒优化调度模型。文献[6]提出氢能多元利用的综合能源系统低碳灵活调度模型,引入阶梯式碳交易与分时电价机制,算例显示该模型降低了运行成本与CO₂排放量,实现设备灵活运行与多能互补。上述文献围绕氢能综合利用研究,但在制氢、用氢过程中,对高温设备余热回收研究不足,也未考虑上级氢网中灰氢制造过程中产生碳排放的问题。

在交易机制方面,文献[7]在热电联产机组模型引入碳捕集耦合电转气,构建计及动态碳-绿证交易交互机制的系统优化模型;收益分配阶段,用非对称议价方法,将各主体新能源出力与负荷匹配程度、点对点资源共享贡献度量化为议价因子,促进联盟内收益公平分配。文献[8]为促进系统低碳经济调度,提出绿证-碳市场互认抵消下的综合能源系统优化

调度方法,分析绿证交易机制、可再生能源配额及系统获绿证计算方法,通过构建优化调度模型仿真验证效果。文献[9]提出计及综合需求响应和绿证-碳交易机制的综合能源日前低碳经济调度方法,将系统盈余碳排放权和绿色证书进行市场交易,但该研究在碳交易与绿证交易耦合机制方面不足,未考虑余热梯级利用与交易机制耦合,未能进一步提升系统能源利用率和经济性。

随着可再生能源的发展,其在综合能源系统输入功率中的占比增加,现有研究针对可再生能源发电占比较高带来的问题提出优化方法。文献[10]提出考虑碳捕集和电转气的零碳园区综合能源系统经济调度策略,结合分时电价,用改进粒子群算法求解,算例验证该策略可提高清洁能源消纳率、降低成本。文献[11]提出基于碳交易-绿色证书联合交易机制的区域综合能源系统低碳经济调度模型,引入碳捕集和电转气设备,分析热电联产机组联合运行的电力、热力耦合特性,扩大可再生能源上网空间、提升经济性。文献[12]构建两阶段设备模型,建立含氢园区综合能源系统低碳经济调度模型,用量化运行风险,算例验证其在能源多元利用和低碳运行方面有双重优势。

上述文献多进行综合能源系统稳态分析,对新能源发电不确定性及波动问题重视不足,对混合储能系统(hybrid energy storage system, HESS)提升暂态性能研究较少。本文采用阶梯式碳交易-绿证耦合机制优化策略,降低碳排放,提升经济性与环保性。在含氢综合能源系统中进行余热梯级利用,提升能源利用率和新能源发电使用比例。在采用阶梯式碳交易-绿证耦合机制和余热梯级利用方法的基础上,将飞轮储能与电储能组成综合储能系统,提高系统应对供电设备功率变化的能力和安全裕度。

1 含氢综合能源系统模型

提出的含氢综合能源系统包括外部供能、内部能源转化设备、多能源类型储能设备和负荷四个关键部分。

外部供能方面,系统在上级电网、上级氢网、上级气网和上级热网传统能源以外,还有风电机组、光伏机组两种可再生能源供能。

内部能源转换设备中电解槽(electrolyzer, ELY)与固体氧化燃料电池(solid oxide fuel cell, SOFC)形成了制氢、用氢的设备组合,后者工作温度较高^[13]。与燃气轮机(gas turbine, GT)产生的高温蒸汽通过热回收蒸汽锅炉(heat recovery steam generator, HRSG)作为余热梯级利用的第一级热回收设备(waste heat recovery 1, WHR1)进行余热回收,并配合燃气锅炉(gas boiler, GB)制备的高温蒸汽共同供给园区内的一级热负荷(heat load 1, HL1),即工业用高温蒸汽热负荷,并将低温废气通过碳捕集系统(carbon capture and storage, CCS)进行回收。经 HRSG 回收后的余热与电解槽工作中产生的余热,共同通过余热锅炉(waste heat boiler, WHB)进行热回收,作为余热梯级利用的第二级回收(waste heat recovery 2, WHR2),并配合电锅炉(electric boiler, EB)产热,共同供给二级热负荷(heat load 2, HL2),即工业用热负荷,以及通过吸收式制冷机(absorption chiller, AC)供冷。最后,剩余的低品味热在相变材料(phase change material, PCM)将间歇性工业余热转变为连续输出热量后^[14],通过相变换热器进行最终的余热回收,作为余热梯级利用的第三级回收(waste heat recovery 3, WHR3),供给三级热负荷(heat load 3, HL3),即生活用热负荷。冷负荷的供给除上述吸收式制冷机外,还有电-冷转换设备电制冷机(electric chiller, EC)作为补充。

储能方面,为了解决可再生能源发电占比增加导致的电网波动幅值大、出现频次高的问题,本文使

用飞轮(fly wheel, FW)、电池(energy storage, ES)组成的 HESS 进行响应,即使用功率型储能 FW 快速响应供电设备功率频繁变化所引起的电能高频波动,并与容量型储能 ES 组成 HESS,共同参与含氢综合能源系统电能调度。

负荷方面,除了上文所述的三级热负荷之外,还有电负荷(electric load, EL),氢负荷(hydrogen load, HL)和冷负荷(cold load, CL)。

本文参照文献[15-18]建立上述供能设备功率模型,综合储能系统在后续章节单独介绍,系统能源流动设备如图 1 所示。

2 交易机制模型

2.1 阶梯式碳交易模型

碳交易是通过量化系统碳排放量,并结合阶梯碳价,将碳排放与系统运行成本挂钩,降低系统碳排放量机制^[19]。本文 IES 中的碳排放源为:外网购能、燃气轮机和燃气锅炉。碳排放源的模型为

$$m_{CO_2} = \sum_{n=1}^6 \lambda_n P_n - \mu P_{CCS} \quad (1)$$

式中: m_{CO_2} 为系统碳排放总量; $n=1, 2, 3, 4, 5, 6$ 时分别为电网购能、氢网购氢、热网购热、气网购气、燃气轮机和燃气锅炉; λ_n 为系统内第 n 个设备碳排放系数; P_n 为系统内第 n 个设备出力; μ 为碳捕集设备功率系数; P_{CCS} 为碳捕集设备出力。

阶梯碳交易机制模型为

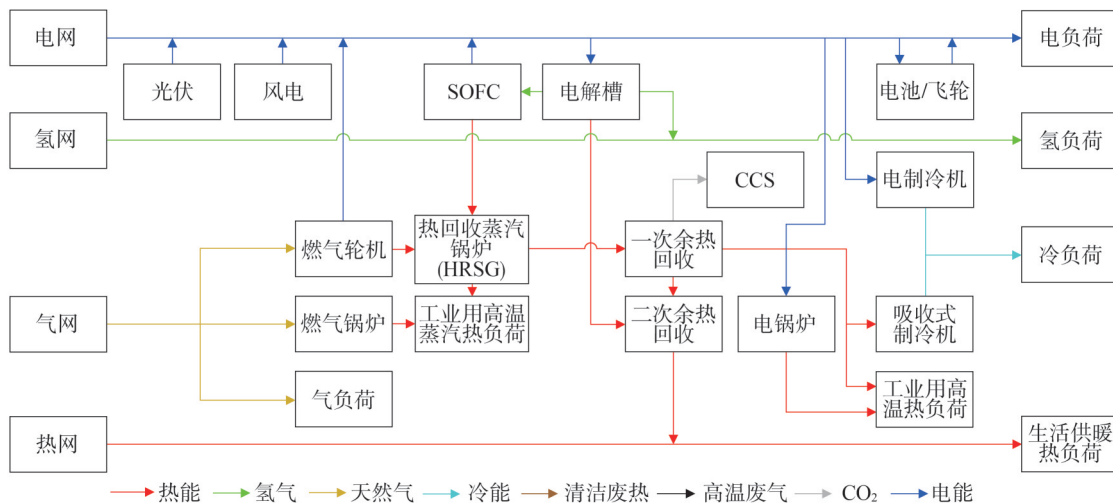


图 1 系统能源流动设备图

Fig.1 Equipment diagram of system energy flow

$$f_{\text{price}} = \begin{cases} \gamma m_{\text{co}_2}, m_{\text{co}_2} < d \\ \gamma(1 + \beta)(m_{\text{co}_2} - d) + \gamma d, d \leq m_{\text{co}_2} < 2d \\ \gamma(1 + 2\beta)(m_{\text{co}_2} - 2d) + \gamma(2 + \beta)d, 2d \leq m_{\text{co}_2} < 3d \\ \gamma(1 + 3\beta)(m_{\text{co}_2} - 3d) + \gamma(3 + 3\beta)d, 3d \leq m_{\text{co}_2} < 4d \\ \gamma(1 + 4\beta)(m_{\text{co}_2} - 4d) + \gamma(4 + 6\beta)d, m_{\text{co}_2} \geq 4d \end{cases} \quad (2)$$

式中: f_{price} 为单位二氧化碳排放价格; γ 为碳交易基价; β 为碳阶梯系数; d 为碳阶梯长度。

综上,阶梯式碳交易计算公式为

$$f_{\text{co}_2} = m_{\text{co}_2} f_{\text{price}} \quad (3)$$

式中: f_{co_2} 为系统阶梯碳交易总成本。

2.2 绿证交易模型

绿证交易是指制定政策,量化可再生能源发电在用电量中的比例,通过分配绿证额度来提升系统可再生能源消纳能力,提升系统对可再生能源的重视程度。系统可售卖绿证额度模型为

$$\begin{cases} N_{\text{green}} = N_{\text{usg}} - N_{\text{prod}} \\ N_{\text{prod}} = \sum_{t=1}^{T_0} (P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{pv}}(t)) / 1000 \\ N_{\text{usg}} = \sum_{t=1}^{T_0} \varepsilon P_{\text{load}}(t) / 1000 \end{cases} \quad (4)$$

式中: N_{green} 为系统可出售绿证量; N_{usg} 为系统可消纳的绿证数量; N_{prod} 为系统产生绿证数量; $P_{\text{wind}}(t)$ 为 t 时刻风机发电功率; $P_{\text{pv}}(t)$ 为 t 时刻光伏发电功率; ε 为新能源配额比例; $P_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻负荷功率; T_0 为 24 h。

因此,系统绿证交易成本为

$$F_{\text{green}} = \begin{cases} cN_{\text{green}}, & N_{\text{green}} \geq 0 \\ -(c + c_p)N_{\text{green}}, & N_{\text{green}} < 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中: F_{green} 为绿证交易成本; c 为单位绿证交易价格,元/kg; c_p 为单位绿证惩罚价格,元/kg。

2.3 绿证-阶梯碳耦合交易模型

上述交易机制中,阶梯式碳交易通过市场交易提高碳排放成本,促使用户和企业重视碳排放量,降低系统碳排放。与碳交易类似,绿证交易通过规定企业新能源发电消纳量的最低占比,以市场交易的方式,将发电企业所产生的新能源电力以绿证形式进行交易,从而提高供能企业和用户的新能源消纳率^[20]。

在本文 IES 中,既有作为发电企业的新能源发电能力,也有作为电力用户使用电能的负荷属性。故本文提出绿证-阶梯碳交易耦合交易机制,在新能

源发电的风机和光伏设备处,计算其产生绿证的数量;在系统中使用绿电进行供能的设备处,由于其能量来源无碳排放,故在碳排放计算中将其定量抵消系统部分碳排放量。系统削减碳排放量为

$$\begin{cases} M_{\text{co}_2} = m_{\text{co}_2} - m_{\text{green}} \\ m_{\text{green}} = \chi P_{\text{green}} \\ P_{\text{green}} = \tau P_{\text{load}}(t) \end{cases} \quad (6)$$

式中: M_{co_2} 为绿电抵消后碳排放量; m_{green} 为绿电抵消的二氧化碳排放量; χ 为单位绿电削减碳排放系数; P_{green} 为绿电出力的绿证配额量; τ 为绿证数量配额系数。

联立式(1)~(6),最终碳交易成本为

$$F_{\text{co}_2} = M_{\text{co}_2} f_{\text{price}} \quad (7)$$

式中: F_{co_2} 为最终碳交易成本。

3 综合储能系统模型

本文通过 MATLAB 中 Simulink 模块平台进行实验,通过传递函数等效的方法将传统电池储能和本文提出的综合储能系统分别进行建模。

3.1 设备模型

3.1.1 电池模型

本文基于 Simulink 平台搭建了如图 2 所示的电池储能系统仿真架构。构建的电池储能系统仿真架构采用模块化设计,其核心由电池本体、功率调节单元和控制模块三部分组成。电池本体选用 Simulink 中的 Battery 模块模拟理想电池特性。功率调节单元包含 IGBT/Diode 功率开关模块,通过 PWM 信号实现功率控制。当充电控制器检测到母线电压低于阈值时,触发绝缘栅双极型晶体管(insulated gate bipolar transistor, IGBT)导通,将外部电能转化为化学能存储;放电时则通过反向导通二极管释放能量。为抑制高频波动,系统配置 LC 滤波电路,其中电感 L1 负责平抑电流突变,电容 C1 负责稳定电压输出。C2 作为直流支撑电容,可有效减少母线电压波动。220 V 辅助电源为控制电路供电,确保系统在主电源中断时仍能维持控制逻辑运行。

3.1.2 飞轮储能模型

飞轮储能系统采用机电能量转换原理,其仿真模型基于永磁同步电机(permanent magnet synchronous motor, PMSM)构建。系统主要包括机械储能单元、电力电子变换器和闭环控制系统三部分。机械储能单元由高速飞轮转子和磁悬浮轴承构成,

其转动惯量和阻尼系数决定了储能容量与响应速度。电力电子变换器采用两电平电压源型逆变器,包含六个 IGBT 模块,通过空间矢量脉宽调制(space vector pulse width modulation, SVPWM)算法实现四象限运行。控制模块分为转速外环和电流内环。转速环采用模糊 PID 控制器,根据实时转速偏差生成转矩指令;电流环通过 d, q 轴解耦控制,将转矩指令转化为定子电流参考值。系统通过离散脉冲宽度调制(pulse width modulation, PWM)模块生成脉冲信号驱动电机,同时引入速度传感器构成闭环反馈,使系统在闭环运行负反馈的调节下保持稳定。此模型能够在极短时间内完成阶跃响应,与电池储能的能量型特性形成互补,共同提升混合储能的综合性能。飞轮储能模型如图 3 所示。

3.2 传递函数模型

由于计算过程过于复杂, MATLAB 和 Simulink 的协同运行较为困难,计算时间长,故使用传递函数进行等效运行,并简化控制电路,仅对设备的出力快速性进行分析。

3.2.1 电池等效传递函数

工作中的电池在电路原理图中可等效为电压源和等效内阻,本文采取传统一阶 RC 电路对电池进行分析。另外,由于仅研究其快速性,故忽略电量对电池参数的影响,其传递函数在拉普拉斯变换后为

$$G_{\text{battery}}(s) = \frac{V(s)}{I(s)} = R_0 + \frac{R_1}{R_1Cs + 1} \quad (8)$$

式中: $G_{\text{battery}}(s)$ 为电池的传递函数; $V(s)$ 为开路电压的拉普拉斯变换; $I(s)$ 为短路电流的拉普拉斯变换; R_0 为电池等效内阻; R_1, C 为 RC 并联电路中的电阻和电容; s 为拉普拉斯算子。

3.2.2 飞轮等效传递函数

工作中的飞轮储能系统可以简化为一个一阶传递函数,飞轮等效为

$$G_{\text{flywheel}}(s) = \frac{\omega(s)}{T(s)} = \frac{1}{Js + B + B_{\text{ext}}} \quad (9)$$

式中: $G_{\text{flywheel}}(s)$ 为飞轮的传递函数; $\omega(s)$ 为角速度的拉普拉斯变换; $T(s)$ 为飞轮所受转矩的拉普拉斯变换; J 为飞轮转动惯量; B 为飞轮自身阻尼系数; B_{ext}

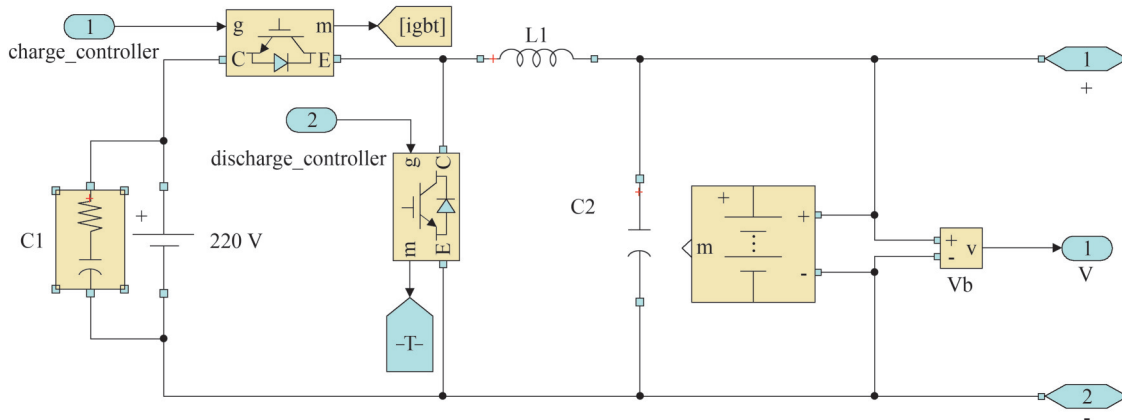


图 2 电池 Simulink 仿真图

Fig.2 Battery Simulink simulation diagram

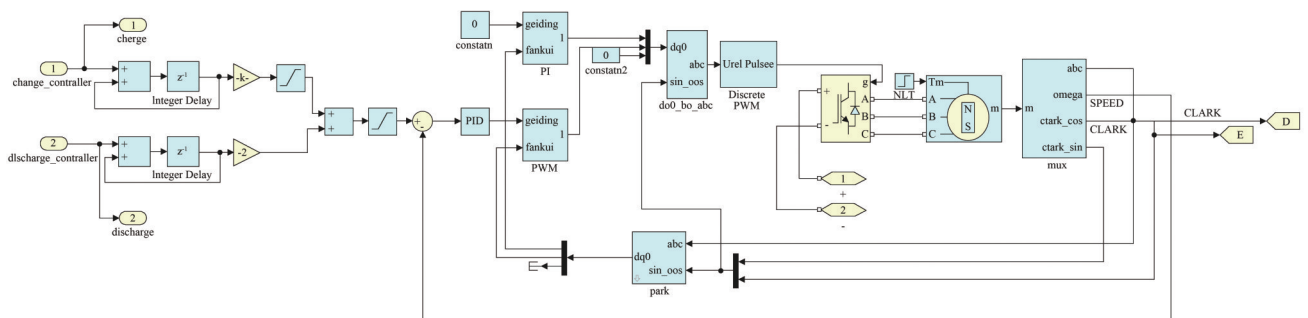


图 3 飞轮储能 Simulink 仿真图

Fig.3 Flywheel energy storage Simulink simulation diagram

为飞轮外部驱动阻尼系数。

3.3 性能指标

在本文所述场景中,针对供电设备功率变化引起的电能波动问题,系统通过采用结合飞轮储能和传统电池储能的综合储能系统来解决。在分析该系统的稳态效果时,本文通过电功率平衡图来进行评估。同时,对系统进行暂态分析时,采用设备出力图来进行相应的评估工作。除此之外,本文引入调节时间 t_{s1} 和 t_{s2} 作为分析系统动态性能的指标,计算公式如式(10)一式(11)所示。

$$\begin{cases} c(t) = 1 - e^{-\frac{t}{T}} \\ c(t_{s1}) = 1 - e^{-\frac{t_{s1}}{T}} = 0.95 \\ e^{-\frac{t_{s1}}{T}} = 1 - 0.95 = 0.05 \\ t_{s1} = -T \ln 0.05 \approx 3T \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} c(t) = 1 - e^{-\frac{t}{T}} \\ c(t_{s2}) = 1 - e^{-\frac{t_{s2}}{T}} = 0.98 \\ e^{-\frac{t_{s2}}{T}} = 1 - 0.98 = 0.02 \\ t_{s2} = -T \ln 0.02 \approx 4T \end{cases} \quad (11)$$

式中: $c(t)$ 为 t 时刻系统的输出响应; T 为系统的时间常数; t_{s1} 和 t_{s2} 为设备出力满足系统需求的95%和98%的时间长度,将加入飞轮储能前后的 t_{s1} 和 t_{s2} 进行对比,以此作为评估和衡量本文所提出的系统快速响应性能的关键指标。

4 运行优化模型

4.1 目标函数

本文以夏季园区综合能源系统运营商为研究对象,将系统运行成本最低作为目标函数对此系统进行优化调度计算。系统优化目标为

$$\begin{cases} F = F_1 + F_2 + F_3 - F_{co_2} + F_{green} \\ F_1 = v \sum_{t=1}^T P_{windcur}(t) \\ F_2 = \sum_{x=1}^4 \sum_{t=1}^T \rho_x(t) P_x(t) \\ F_3 = \sum_{y=1}^{16} \sum_{t=1}^T \mu_y P_y(t) \end{cases} \quad (12)$$

式中: F 为系统运行成本; F_1 为系统弃风成本; F_2 为系统购能成本; F_3 为系统设备运维成本; v 为单位弃

风成本系数; $P_{windcur}(t)$ 为 t 时刻弃风功率; $\rho_x(t)$ 为 t 时刻系统的第 x 类购能成本系数; $P_x(t)$ 为 t 时刻第 x 类购能功率; $x=1,2,3,4$ 分别代表了电网购电、气网购气、热网购热和氢网购氢; μ_y 为第 y 类设备的单位运维成本系数; $P_y(t)$ 为第 y 类设备在 t 时刻功率; $y=1, \dots, 16$ 分别代表了各能源转换设备、碳捕集设备、余热回收设备和储能设备。

4.2 约束条件

本文所建立的功率平衡约束、购能约束、设备运行约束均为常规约束,建立内容参考文献[21-22]。

此外,本文中储能约束包括电池和飞轮储能,两种设备在功率模型上相似,故使用同一模型代表两种电储能设备。

$$\begin{cases} S_i^{\min} \leq S_i(t) \leq S_i^{\max} \\ 0 \leq P_i^{cha}(t) \leq P_i^{chamax} \phi_i \\ 0 \leq P_i^{dis}(t) \leq P_i^{dismax} \varphi_i \\ \phi_i + \varphi_i \in (0, 1) \\ S_i(0) = S_i(24) \end{cases} \quad (13)$$

式中: S_i^{\min} 、 S_i^{\max} 分别为第 i 类设备的储能上下限, $i=1,2$ 分别代表电池储能和飞轮储能; $S_i(t)$ 、 $P_i^{cha}(t)$ 、 $P_i^{dis}(t)$ 分别为 t 时刻储能容量、充电功率和放电功率; P_i^{chamax} 、 P_i^{dismax} 分别为第 i 类设备的储能充、放电功率上限; ϕ_i 、 φ_i 为第 i 类设备的储能设备充放状态变量; $S_i(0)$ 、 $S_i(24)$ 为本文运行优化周期第 i 类储能设备始、末设备电量。

4.3 求解方法

解决混合整数线性规划问题的求解器中,由于MATLAB中CPLEX求解器能够快速处理复杂且大规模的混合整数线性规划问题,并能够提供可靠的最优解,同时可以满足本文在不同场景下的求解要求,故本文选择使用MATLAB中的CPLEX求解器进行求解计算。对于综合储能系统,本文通过MATLAB中Simulink模块进行仿真,更好地比较其快速性的优势。

5 算例分析

5.1 基础数据

本文选取了国内北方某工业园区作为算例,对绿证-阶梯式碳交易耦合机制、余热梯级利用和综合储能系统效果进行验证分析。设定调度时长为夏季

典型日 24 h,单位调度时间为 1 h。图 4 为夏季典型日目标园区的各类负荷与新能源发电功率,设备运维参数如表 1 所示,能源价格相关参数如表 2、表 3 所示,储能设备参数如表 4、表 5 所示,以上数据参考文献[23-24]。

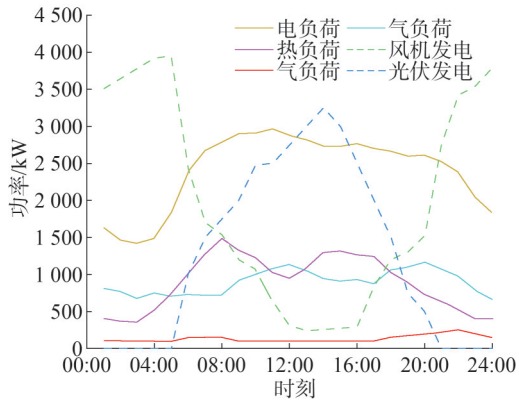


图 4 各类能源负荷与新能源发电功率

Fig.4 Loads of various energy sources and new energy generation power diagram

表 1 各设备的运维成本及输出功率范围

Table 1 Operation and maintenance costs and output power ranges of various equipments

设备名称	最大输出功率/kW	运维成本/(元/kWh)	设备运行效率
GT	500	0.4	发电:0.39 产热:0.44
WHR1	800	0.03	0.8
WHR2	700	0.03	0.8
WHR3	500	0.01	0.7
AC	2 500	0.04	0.7
EC	400	0.06	0.9
ELY	2 000	0.15	发电:0.45 产热:0.44
SOFC	400	0.01	发电:0.45 产热:0.44
GB	500	0.62	0.8
EB	500	0.04	0.86

表 2 分时电价参数

Table 2 Parameters of time-of-use electricity prices

参数	价格	时间
峰时电价/(元/kWh)	1.2	11:00—15:00、 18:00—22:00
平时电价/(元/kWh)	0.78	07:00—11:00、 15:00—18:00
谷时电价/(元/kWh)	0.36	00:00—07:00、 22:00—24:00

表 3 其他能源价格参数

Table 3 Parameters of other energy prices

参数	数值
气价/(元/m ³)	2.7
热价/(元/kWh)	0.16
氢价/(元/kg)	25

表 4 储能设备参数

Table 4 Parameters of energy storage equipment

储能设备	运维成本/(元/kWh)	最大容量/kWh	初始储能量/kWh	充/放效率	自损系数
电池	0.045	2 000	1 000	0.98/0.98	0.02
飞轮	0.001	40	20	0.99/0.99	0.01

表 5 综合储能系统参数

Table 5 Parameters of integrated energy storage system

参数	数值
R_o/Ω	0.009 6
R_i/Ω	0.007 1
C/F	60
$J/(kg \times m^2)$	0.007 2
$B/(N \cdot s/m)$	1.4
$B_{ext}/(N \cdot s/m)$	500

5.2 算例设置

根据上文提出的优化策略和流程,本研究采用以下 5 种场景对工业园区的综合能源系统进行仿真并分析比较,具体场景如下。

基础场景:典型的含氢综合能源系统,包括碳捕集设备。

场景 1:加入阶梯型碳交易机制。

场景 2:在场景 1 的基础上考虑阶梯型碳税与绿证耦合交易机制。

场景 3:在场景 2 的基础上考虑电解槽、高温氢燃料电池、燃气锅炉以及燃气轮机的余热梯级利用。

场景 4:在场景 3 的基础上考虑飞轮储能和蓄电池组成混合储能系统处理电功率变化引起的波动。

5.3 算例结果分析

分析前 3 个场景,对比本文提出的交易机制与传统系统、绿证交易和阶梯式碳交易单独运行系统的关键数据,以验证本文所提方法的有效性。将场景 3 与场景 2 进行比较,对比本文提出的余热梯级利用与传统余热回收对系统运行成本和能源利用率的影响,验证使用此方法的优势。将以上场景的结果通过 MATLAB 的 CPLEX 求解器进行计算总结。场景四通过 MATLAB 的 Simulink 模块进行模拟仿真,对 24 h 混合储能系统的调度过程进行分析,验证此系统对比传统电储能系统在应对系统电功率变化时的优势。

5.4 交易机制效果分析

本文各场景结果如表 6 所示。

本文基础场景与场景 1、2 的电平衡功率如图 5、6 所示。

在基础场景与场景 1 的对比中,工业园区在加入阶梯式碳交易之后,由于碳排放量对系统运行成本的影响变大,故在运行策略中降低了碳排放因子高的上级购能和设备的使用量,通过应用碳排放因子低、但购能成本和设备运行成本较高的上级购能和设备进行弥补。例如场景 1 在 06:00—07:00、10:00—12:00 时段中电储能放电量增加,其他碳排放量较高的设备减少出力。由于电储能设备在上文所提

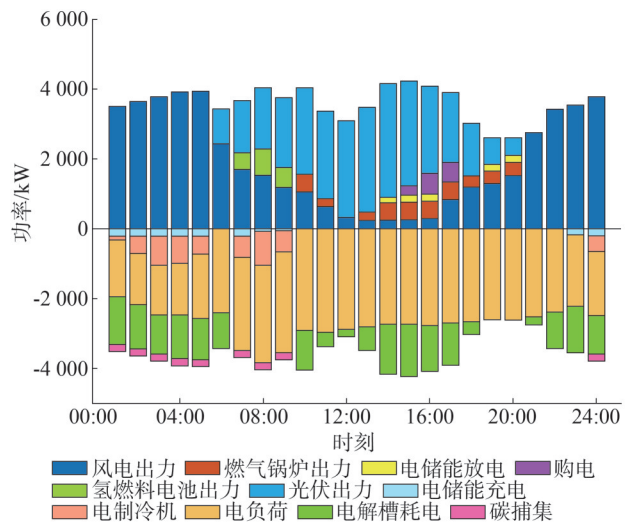


图 5 基础场景电平衡功率图

Fig.5 Power diagram of electrical balance in the basic scenario

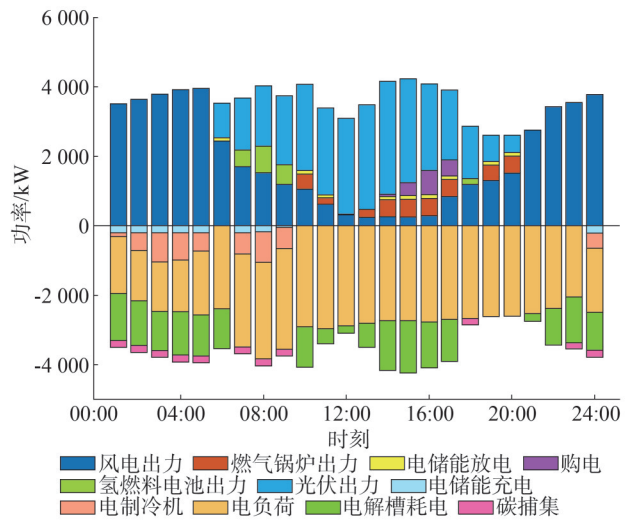


图 6 场景 1、2 电平衡功率图

Fig.6 Power diagrams of electrical balance in scenario 1 and scenario 2

表 6 各场景成本与碳排放量

Table 6 Costs and carbon emissions in various scenarios

参数	基础场景	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
总成本/元	46 894	47 452	46 136	44 972	44 798
碳排放质量/kg	10 386.24	9 821.93	9 244.62	7 998.86	7 998.86
购能成本/元	16 537.82	16 842.97	16 842.97	16 519.45	16 331.41
运维成本/元	30 148.62	29 939.17	29 939.17	29 247.44	29 261.57
碳排放成本/元	207.72	670.14	508.5	359.74	359.74
绿证交易成本/元			-1 155.01	-1 155.01	-1 155.01

时段出力增加,尽管场景1夜间电储能充电量相较于基础场景提升了7.19%,但在14:00—17:00、19:00—21:00时段中,电储能设备由于电量不足减小了出力。另外,场景1在18:00—19:00时段中完全关闭燃气轮机,进而减少向上级购电所带来的高碳排放量能源,通过向上级购氢后经由高温氢燃料电池进行供电,此时,电解槽关闭,转而通过碳捕集设备进行可再生能源发电的消纳。因此,相较于基础场景,场景1碳排放降低5.43%,但由于阶梯式碳排放机制的加入,碳排放成本增加了462.42元,从而使系统总成本提高0.12%。虽然系统运行成本微弱提高,但场景1的碳排放降低比例远远高于阶梯式碳交易机制带来的运行成本提升的比例。

在场景2与场景1的对比中,工业园区加入了本文所提的交易机制后,尽管系统设备运行策略与场景1相比未发生变化,但由于所提机制下,系统的可再生能源发电量所产生的绿证远远超过系统电负荷所需要的绿证配额,故能够通过绿证交易获利1155.01元。另外,系统能提高绿证交易额来削减碳排放,如表6所示,场景2的碳排放质量相较于场景1降低5.88%,碳排放成本降低161.64元,系统总运行成本降低2.78%。以上数据证明了绿证交易-阶梯式碳交易耦合机制在降低系统碳排放和系统运行成本的作用。

5.5 余热梯级利用效果分析

在场景2和场景3的对比中,本文通过电功率平衡图进行分析,体现其效果。场景2与场景1的系统设备运行策略相同,故分析场景2、3的电功率平衡图,即分析场景1和场景3的电功率平衡图,场景3的电功率平衡如图7所示。

为了降低系统运行成本,同时提升电-氢耦合设备和其他传统余热设备在额定工作时产生的余热回收效率,本文通过引入余热梯级利用技术,使综合能源系统的整体热效率得到了显著提升。相较于场景2,场景3的热效率提升了8.75%,对应的系统总效率提升了3.12%。

同时,由于系统效率的提升、余热梯级利用设备的加入有效地缓解了高温燃料电池和燃气轮机在制热和产电两方面的工作压力。在07:00—08:00、10:00—19:00时段内,系统的电能消耗量有了明显

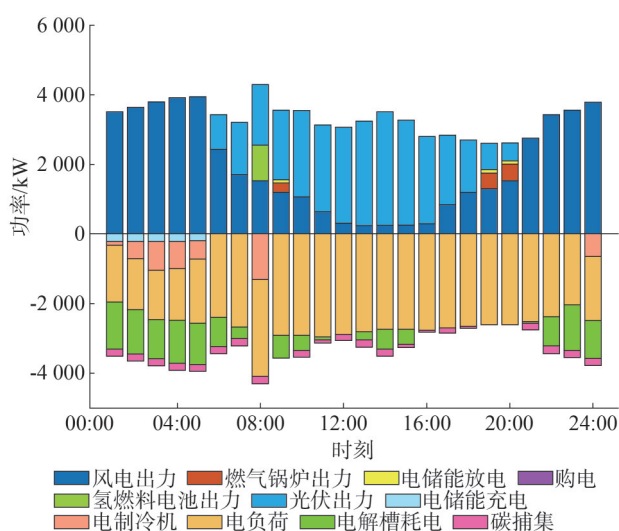


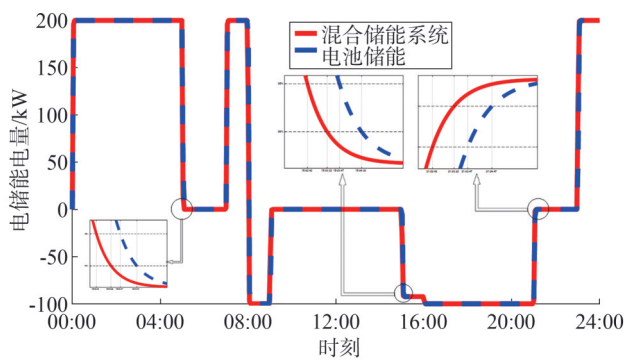
图7 场景3电功率平衡图

Fig.7 Power diagrams of electrical balance in scenario 3

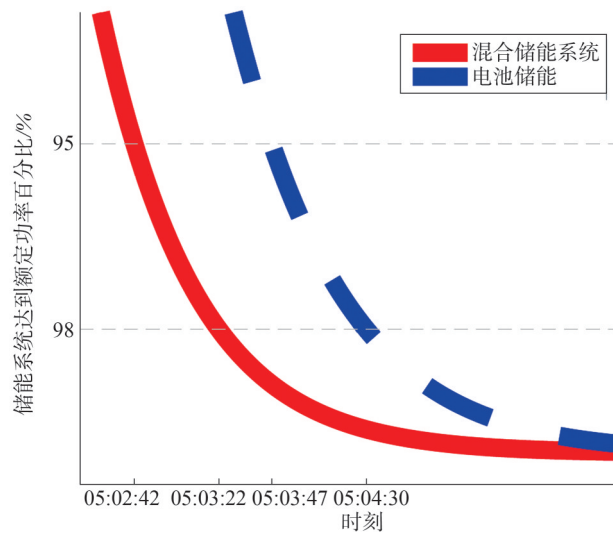
下降,在第15小时的电能用量减少最为显著。相较于场景2,场景3在14:00—17:00时段中,系统停止向上级购电;在07:00—08:00时段中,氢燃料电池停止出力;在13:00—18:00时段中,燃气轮机停止工作;在10:00—12:00、14:00—18:00时段中,电储能停止放电,使得系统在时段内做到用电设备的电能完全通过新能源发电进行供给。同时,对比场景3,场景2在10:00—19:00时段中由于系统电解槽出力的减少,增加了碳捕集设备的出力,一方面提升系统对新能源发电的消纳能力,另一方面可降低系统碳排放量。另外,参考表5的数据和图7中的设备运行情况,由于热效率的提升,场景3减少了系统设备的频繁启停和运维费用,所以场景3相较于场景2的购能成本和运维费用分别降低了1.92%和2.76%,系统总成本减少了2.52%。最后,由于热效率的大幅提升,系统减少了大量污染指数较高设备的出力,故场景3相较于场景2系统碳排放减少了13.48%。由此可见,应用余热梯级利用技术可以有效提升系统的整体热能利用效率,增强系统运行环保性,为实现“双碳”目标提供切实可行的技术路径。

5.6 综合储能系统效果分析

在场景四中,本文使用MATLAB中Simulink模块内的示波器对蓄电池和混合储能系统出力情况分别进行检测,并对比二者应对供电设备功率频繁变化的调度过程,两种储能模式的功率变化波形如图8所示。



(a)场景3、4电储能功率波形图



(b)场景3、4电储能功率波形放大图

图8 场景3、4电储能功率波形图及放大图

Fig.8 Power waveform diagrams and their enlarged views of electric energy storage for scenario 3 and scenario 4

为了应对新能源发电占比高所带来的系统内电能波动问题,本文拟通过比较设备出力达到平抑系统波动量的95%和98%的用时来作为本文所提系统对快速性影响的参考量。引入飞轮储能技术后,其快速启停的特性赋予了综合储能系统快速充放电的能力。在应对快速充、放电需求时,相较于单纯依赖电池的系统,加入飞轮储能技术后的系统在快速性方面展现出了更好的性能。如图8所示,在05:00、15:00、21:00时刻选取采样点,与传统电池储能系统达到额定输出功率的95%和98%所需的时间相比,本文提出的综合储能系统达到额定输出功率95%的时间减少了28.6%,达到额定输出功率的98%的减少了25.3%。以上结论证明本文提出的综合储能系统提升了综合能源系统应对高频波动的快

速响应能力。

6 结论

对绿证交易机制与阶梯式碳交易机制的耦合协同效应,以及工业余热梯级利用技术展开了研究。同时,针对可再生能源发电不稳定问题,在电-氢-热多类型综合储能系统中加入综合储能系统进行分析。结合上述实验,研究结果显示:

1)运用本文所提出的含氢综合能源系统多设备优化方法,使含氢综合能源系统的整体能源转化效率提高了3.12%。

2)在验证综合考虑绿证交易与阶梯碳交易耦合机制的作用时,系统的总运行成本降低了4.4%,系统全周期的碳排放总量削减了22.98%。

3)在实际运行测试中,系统针对可再生能源出力波动和负荷需求变化的动态响应速度提升了25%以上,充分彰显了良好的运行灵活性与稳定性。

这些实证数据充分证实了本文所提优化方法的多方优势,不仅能够有效抑制新能源接入引发的供电设备功率波动,保障电能质量的稳定,更为关键的是实现了含氢综合能源系统在经济性、低碳性和安全性三个维度的更优性能,为新型电力系统的构建提供了切实可行的技术路径。

参考文献

- [1] 赵佩尧,李正烁,高晗,等.电-气-热综合能源系统协同调度优化研究综述[J].山东电力技术,2024,51(4):1-11.
ZHAO Peiyao, LI Zhengshuo, GAO Han, et al. Review on collaborative scheduling optimization of electricity - gas - heat integrated energy system [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51 (4):1-11.
- [2] 谭洪,张雅丽,关苏敏,等.含光伏光热制氢设备的园区综合能源系统低碳经济调度[J].浙江电力,2025,44(7):44-54.
TAN Hong, ZHANG Yali, GUAN Sumin, et al. Low-carbon economic dispatch of a park integrated energy system with PV/T-driven hydrogen production equipment [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(7):44-54.
- [3] 鲁子凡,熊军华,王亭岭,等.考虑动态掺氢和灵活碳捕集的综合能源系统源荷协同优化[J].太阳能学报,2025,46(7):82-92.
LU Zifan, XIONG Junhua, WANG Tingling, et al. Source - load synergistic optimization of integrated energy systems considering dynamic hydrogen blending and flexible carbon capture [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(7):82-92.

- [4] 田雨,许仪勋,徐永乐,等.考虑电氢耦合及双层不确定性的园区综合能源系统优化运行[J/OL].电力自动化设备,1-17[2025-08-11].https://doi.org/10.16081/j.epae.202506025.
TIAN Yu, XU Yixun, XU Yongle, et al. Optimal operation of park integrated energy systems considering electricity - hydrogen coupling and double - layer uncertainties [J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 1-17[2025-08-11].
- [5] 朱振山,郭磊,罗冠辉.考虑氢能汽车需求响应的电-气-氢综合能源系统事件式分布鲁棒优化调度[J/OL].电网技术,1-17[2025-08-11].https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1906.
ZHU Zhenshan, GUO Lei, LUO Guanhui. Event - based distributionally robust optimal scheduling of electricity - gas - hydrogen integrated energy systems considering hydrogen vehicle demand response [J/OL]. Power System Technology, 1-17[2025-08-11].https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1906.
- [6] 张瀚公,谢丽蓉,王层层,等.考虑氢能多元利用的综合能源系统低碳灵活调度[J/OL].中国电力,1-15[2025-08-11].https://link-cnki-net-s.webvpn.sdjzu.edu.cn/urld/11.3265.TM.20250509.0922.002.
ZHANG Hangong, XIE Lirong, WANG Cengceng, et al. Low - carbon and flexible scheduling of integrated energy systems considering multiple utilizations of hydrogen [J/OL]. Electric Power, 1-15[2025-08-11].https://link-cnki-net-s.webvpn.sdjzu.edu.cn/urld/11.3265.TM.20250509.0922.002.
- [7] 卢佳富,梁宁,徐慧慧,等.动态碳-绿证交易交互机制下多综合能源系统协调优化调度[J].电力系统自动化,2025,49(9):52-60.
LU Jiafu, LIANG Ning, XU Huihui, et al. Coordinated optimal dispatch of multiple integrated energy systems under dynamic carbon - green certificate trading interaction mechanism [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(9):52-60.
- [8] 王婷,张晶,高冲,等.绿证-碳市场互认抵消下综合能源系统优化调度[J].智慧电力,2025,53(2):104-110.
WANG Ting, ZHANG Jing, GAO Chong, et al. Optimal scheduling of integrated energy system under mutual recognition and offset of green certificate and carbon market [J]. Smart Power, 2025, 53(2):104-110.
- [9] 周炜,张春雁,窦真兰,等.面向综合能源系统的绿证-碳交易运行机制与低碳经济调度方法[J].电力需求侧管理,2025,27(4):78-85.
ZHOU Wei, ZHANG Chunyan, DOU Zhenlan, et al. Green certificate - carbon trading operation mechanism and low carbon economy scheduling method for integrated energy system [J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(4):78-85.
- [10] 柳思贤,丁坤,董海鹰.考虑碳捕集和电转气的零碳园区综合能源系统经济调度[J].太阳能学报,2024,45(9):188-196.
LIU Sixian, DING Kun, DONG Haiying. Zero - carbon economic dispatch of park integrated energy system considering carbon capture and power to gas [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2024, 45(9):188-196.
- [11] 杨晓辉,邓叶恒,王晓鹏,等.基于碳交易-绿色证书联合交易机制的含CHP-CCS-P2G耦合的区域综合能源系统低碳经济调度[J].太阳能学报,2024,45(6):244-254.
YANG Xiaohui, DENG Yeheng, WANG Xiaopeng, et al. Low - carbon economic dispatching of regional integrated energy system with CHP - CSP - P2G coupling based on carbon trade - green certificate joint trading mechanism [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2024, 45(6):244-254.
- [12] 巴金宇,何川,南路,等.基于绿证-阶梯碳交易联动与分布鲁棒机会约束的含氢园区综合能源系统低碳经济调度[J/OL].电力自动化设备,1-12[2025-08-11].https://doi.org/10.16081/j.epae.202504004.
BA Jinyu, HE Chuan, NAN Lu, et al. Low - carbon economic dispatch of hydrogen - containing park integrated energy systems based on green certificate - step carbon trading linkage and distributionally robust chance constraints [J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 1-12[2025-08-11].https://doi.org/10.16081/j.epae.202504004.
- [13] 刘少名,邓占锋,徐桂芝,等.欧洲固体氧化物燃料电池(SOFC)产业化现状[J].工程科学学报,2020,42(3):278-288.
LIU Shaoming, DENG Zhanfeng, XU Guizhi, et al. Commercialization and future development of the solid oxide fuel cell (SOFC) in Europe [J]. Chinese Journal of Engineering, 2020, 42(3):278-288.
- [14] 闫全英,穆白,潘利生,等.回收工业余热用于供暖的相变换热装置储能材料的研究[J].化工新型材料,2025,53(1):148-151.
YAN Quanying, MU Bai, PAN Lisheng, et al. Study of phase change heat exchanger energy storage materials for heating by recovering industrial waste heat [J]. New Chemical Materials, 2025, 53(1):148-151.
- [15] 樊晓伟,王瑞妙,杨海峰,等.计及源荷不确定的综合能源微电网集群优化运行[J].电力建设,2024,45(8):128-139.
FAN Xiaowei, WANG Ruimiao, YANG Haifeng, et al. Optimization operation of integrated energy microgrid cluster considering source-load uncertainty [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(8):128-139.
- [16] 李浩然,姚方,宋显锦.计及源荷不确定性的综合能源系统协同优化策略[J].分布式能源,2024,9(5):32-40.
LI Haoran, YAO Fang, SONG Xianjin. Collaborative optimization strategy for integrated energy system considering uncertainties in source and load [J]. Distributed Energy, 2024, 9(5):32-40.
- [17] 黄文焘,王萧博,邵能灵,等.电热微网能量耦合转换模型与梯级优化利用方法[J].中国电机工程学报,2020,40(21):6804-6814.
HUANG Wentao, WANG Xiaobo, TAI Nengling, et al. Energy

- coupling conversion model and cascade utilization method for microgrid with heat and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21): 6804-6814.
- [18] 徐航,董树锋,何仲潇,等.考虑能量梯级利用的工厂综合能源系统多能协同优化[J].电力系统自动化, 2018, 42(14): 123-130.
XU Hang, DONG Shufeng, HE Zhongxiao, et al. Multi-energy cooperative optimization of integrated energy system in plant considering stepped utilization of energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 123-130.
- [19] 刘奕辰,肖红谊,刘晓宏,等.考虑绿证交易及碳排放约束的含风光储微网低碳优化调度[J].浙江电力, 2024, 43(8): 66-73.
LIU Yichen, XIAO Hongyi, LIU Xiaohong, et al. Low-carbon optimal scheduling for hybrid wind / PV / storage microgrids considering GEC trading and carbon emission constraints [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(8): 66-73.
- [20] 李军祥,刘艳,王溪.基于信息间隙决策理论的绿证实时定价问题研究[J].电力系统保护与控制, 2024, 52(24): 32-43.
LI Junxiang, LIU Yanli, WANG Xi. Green certificate real-time pricing based on information gap decision theory [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(24): 32-43.
- [21] 翟晶晶,冷昕,李承澳,等.考虑源荷不确定性的楼宇综合能源系统日前优化调度[J].电力需求侧管理, 2025, 27(5): 71-77.
ZHAI Jingjing, LENG Xin, LI Cheng'ao, et al. Day-ahead optimal operation of building integrated energy system considering source and load uncertainty [J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(5): 71-77.
- [22] 张泓楷,张黎,朱梦妹,等.基于氢能枢纽的电-氢综合能源系统能量管理建模与优化运行[J].南方电网技术, 2025, 19(9): 47-58.
ZHANG Hongkai, ZHANG Li, ZHU Mengshu, et al. Modeling and optimal operation for energy management of electric-hydrogen integrated energy system based on hydrogen energy hub [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(9): 47-58.
- [23] 石家铮,高辉,徐子尚,等.计及电碳耦合价格的园区综合能源系统优化决策方法[J].电气工程学报, 2025, 20(2): 284-294.
SHI Jiazheng, GAO Hui, XU Zishang, et al. Optimization decision method for park integrated energy system considering the price of electricity and carbon coupling [J]. Journal of Electrical Engineering, 2025, 20(2): 284-294.
- [24] 王明远,王瑞琪,刘继岩,等.基于综合需求响应的园区综合能源系统运行优化[J].能源报告, 2022, 8: 249-259.
WANG Mingyuan, WANG Ruiqi, LIU Jiyan, JU Wenjie, ZHOU Qi, ZHANG Guiqing, and WANG Ming. Operation optimization for park with integrated energy system based on integrated demand response. Energy Reports, 2022, 8: 249-259.

收稿日期: 2025-08-21

修回日期: 2025-12-22

作者简介:

李熠阳(2000),男,硕士在读,研究方向为综合能源系统运行优化;

汪明(1976),通讯作者(xclwm@sdjzu.edu.cn),男,博士,教授,研究方向为电气节能控制、仿生机器人;

张存明(1972),男,硕士,高级工程师,从事综合能源系统优化、电力市场交易等工作;

王明远(1997),男,博士研究生,研究方向为建筑设备智能化、建筑节能技术;

杨东润(1997),男,博士研究生,研究方向为建筑设备智能化、建筑节能技术;

高鹤(1978),男,博士,正高级工程师,从事建筑及园区智能化设计工作;

韩荣(1979),男,硕士,高级工程师,从事负责电力系统的规划、设计、实施和维护。

(责任编辑 车永强)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.250248

基于低碳综合需求响应的综合能源系统双层互动调度策略

王鸿玺*, 申洪涛, 冯波, 王洪莹, 阎超, 李梦宇

(国网河北省电力有限公司营销服务中心, 河北 石家庄 050000)

摘要:在“双碳”目标持续推进背景下,发挥源荷互动在节能降碳中的潜力是推动综合能源系统(integrated energy system, IES)低碳转型的关键路径。提出一种基于低碳综合需求响应(low-carbon integrated demand response, LCIDR)的IES双层低碳调度模型。首先,构建多能源耦合碳排放矩阵,厘清电、热、气等多能源转换过程中碳排放的转移关系,基于此提出多动态碳排放因子计算方法,实现对IES碳排放强度的精准量化。其次,建立以动态碳排放因子为交互信号的IES双层低碳调度架构,上层由IES进行多能设备调度与动态碳排放因子的迭代计算,下层由负荷聚合商(load aggregator, LA)聚合用户负荷并实施低碳需求响应,通过在上下层之间的迭代反馈机制,实现碳排放因子与低碳需求响应策略的协同演化。最后,通过仿真对所提策略进行验证,结果表明,所提策略在确保经济性的同时,显著降低了整体碳排放,并提升了可再生能源利用率。

关键词:动态碳排放因子;低碳需求响应;供需互动;综合能源系统;综合需求响应

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2026)02-0051-14

Dual Layer Interactive Operation Strategy of Integrated Energy System Based on Low-carbon Comprehensive Demand Response

WANG Hongxi*, SHEN Hongtao, FENG Bo, WANG Hongying, YAN Chao, LI Mengyu

(Marketing Service Center of State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijianzhuang 050000, China)

Abstract: Against the backdrop of the ongoing dual-carbon initiative, unlocking the potential of source-load interaction in energy conservation and carbon reduction has become a key pathway to promote the low-carbon transformation of integrated energy systems. This paper proposes a dual-layer low-carbon scheduling model for integrated energy systems based on comprehensive low-carbon demand response. First, a multi-energy coupled carbon emission matrix is constructed to clarify the transmission relationships of carbon emissions during the conversion among electricity, heat, and gas. Building on this foundation, a dynamic carbon emission factor calculation method is developed to enable accurate quantification of carbon intensity across multiple energy carriers. Then, a dual-layer scheduling architecture is established, wherein dynamic carbon emission factors function as interactive signals. In the upper layer, the integrated energy system performs multi-energy device scheduling and iteratively updates the carbon emission factors. In the lower layer, a load aggregator aggregates user loads and implements low-carbon demand response strategies. Through iterative feedback between the two layers, the model achieves a coordinated evolution of emission factors and demand response strategies. Finally, simulation results demonstrate that the proposed strategy significantly reduces overall carbon emissions and enhances the utilization of renewable energy, while maintaining economic efficiency.

Keywords: dynamic carbon emission factor; low carbon demand response; supply-demand interaction; integrated energy system; integrated demand response

基金项目:国网河北省电力有限公司科技项目“广域负荷侧供需互动与平衡调节技术研究及示范应用”(5204YF230006)。

State Grid Hebei Electric Power Company Technology Project “Research and Demonstration Application of Wide Area Load Side Supply Demand Interaction and Balance Regulation Technology” (5204YF230006)。

0 引言

随着全球能源转型的不断加速,低碳化和可持续发展日益成为现代能源系统优化与运营的首要目标。近年来,综合能源系统(integrated energy system,

IES)作为一种新型的能源管理与调度模式,通过多种能源的协同调度与分配,在提升系统能源利用效率、促进可再生能源消纳以及增强电网灵活调控能力等方面发挥了显著作用^[1]。在此背景下,如何进一步挖掘 IES 在碳减排方面的潜力,已逐渐变为研究的热点^[2]。

碳排放的精准计量和碳排放责任的合理分配是实施低碳管理的基础^[3-4]。已有大量研究^[5-6]将碳排放因子作为用户侧碳排放责任的量化依据,而随着碳排放流理论的提出与发展,动态碳排放因子为用户用能行为的碳排放量精准计量提供了全新的研究思路^[7]。在此基础上,文献[8]提出了微电网的动态碳排放因子计量方法,文献[9]提出了消纳等效碳排放因子计量方法,量化用户用能行为对可再生能源消纳和碳排放的影响。然而,现有文献主要聚焦于电力系统的碳排放强度,对电、热、气等多种能源形式在耦合转换过程中的碳排放计量关注较为不足。多种能源耦合与互补的复杂性使得碳排放流在不同能源间的传递与分配更为复杂^[10],碳排放责任在不同能源品类间的划分缺乏统一、全面的分析方法,成为 IES 低碳优化的难点。

基于动态碳排放因子,已有研究提出低碳需求响应机制^[11-14],在电力系统中通过动态碳排放因子的引导用户优化用能行为,降低碳排放。文献[15]提出基于全流程碳排放追踪的低碳需求响应机制。文献[16]提出基于动态碳熵的主动配电网两阶段低碳能量管理策略,同时利用分时电价以及节点碳价,引导柔性负荷参与低碳需求响应。上述研究主要集中于电力系统,而 IES 具备多能互补和替代的特点,具有更大的减碳潜力。部分研究初步将低碳需求响应引入 IES,即低碳综合需求响应(low-carbon integrated demand response, LCIDR)。文献[17]在社区场景下通过动态碳排放因子引导居民用户优化用能行为,降低社区碳排放,文献[18]构建电-气综合系统的双层碳交易模型,在需求侧通过碳交易价格信号优化用能行为,实现供需两侧协同降碳。文献[19]提出碳-能协同响应的 IES 低碳调度方法,设计基于需求响应的双目标优化策略。在上述研究中,配电网或 IES 将预先计算的碳排放因子作为外部引导信号直接下发给用户。然而,用户在响应该信号

调整用能行为后,会反过来影响能源生产计划,进而改变系统的实际碳排放结构,使原有碳因子失效或偏离最优引导目标。现有研究普遍忽略了需求响应过程中用能行为改变对能源供应及碳排放因子的动态影响,难以实现系统整体的低碳最优调控目标。

当前 IES 供需互动调度的研究大多集中在需求响应策略的设计与实施上^[20-22],利用价格激励或市场交易机制来调动用户侧可调度资源并实现对电网的支持。文献[23]提出基于电-碳点对点交易的 IES 联盟协同低碳运行策略。文献[24]提出结合需求响应与储能优化的 IES 资源规划方法。文献[25]研究考虑阶梯式碳交易与综合需求响应的 IES 调度模型。文献[26]提出基于碳交易与需求响应的 IES 优化策略,协调供需两侧的经济性与低碳目标。文献[27]提出基于碳排放优先级的 IES 运行策略,实现多能源协同调度与低碳优化。文献[28]在电-气耦合 IES 中考虑了碳价格、碳税和负荷的不确定性。文献[29]提出了多区域互联低碳经济调度模型,在其中引入碳交易市场和需求响应机制。上述双层优化研究通常以电价、激励补偿等经济信号作为调度层与响应层之间的主要交互手段,但价格信号难以体现碳排放水平的动态变化,也无法有效捕捉用户用能行为对系统碳排放的实时影响。由于缺乏直接与碳目标挂钩的引导机制,上下层在低碳调控方面难以形成联动与反馈优化。因此,引入动态碳排放因子作为调度层与响应层之间的交互信号,可在源荷之间建立反映系统碳排放状态的统一指标,推动两层在碳减排方向上实现协同调控。也有文献引入动态碳价格信号作为双层调度模型的交互因子,如文献[30]采用 Shapley 值法获得区域 IES 的碳排放责任区间,提出了一种动态的分层碳定价方法,实现输电级 IES 和区域 IES 的低碳互动运行。但该文献聚焦于区域和园区级 IES 的协同互动,尚未探讨 IES 与用户用能行为的联动关系。

针对上述问题,提出一种基于 LCIDR 的 IES 双层低碳调度模型。首先,构建基于能源耦合矩阵的多能动态碳排放因子计算方法,实现对电、热、气等多种能源形式的碳排放强度的精确量化;其次,设计基于多能动态碳排放因子的 LCIDR 机制,通过负荷响应与碳引导信号的迭代修正过程,动态适应 IES

的供需变化;然后,提出 IES 双层互动运行策略,以多能动态碳排放因子为交互信号,供能侧的出力计划与负荷聚合商(load aggregator, LA)的激励计划在动态排放因子的作用下相互影响,形成供需两侧的闭环互动;最后,通过仿真验证所提策略能够有效降低系统碳排放。

1 IES 低碳需求响应机制

1.1 IES 结构

IES 的结构如图 1 所示,IES 从上级能源网络购电力和天然气,并结合内部的光伏、热电联产机组(combined heat and power, CHP)、电锅炉、电转气装置(power to gas, P2G)、燃气锅炉以及电储能等设备,构建了一个涵盖能源供应、转换与存储的综合体系,以满足用户的多种用能需求。由上述单元组成以下 4 个模块:1)外部能源供应模块,为 IES 提供电力与

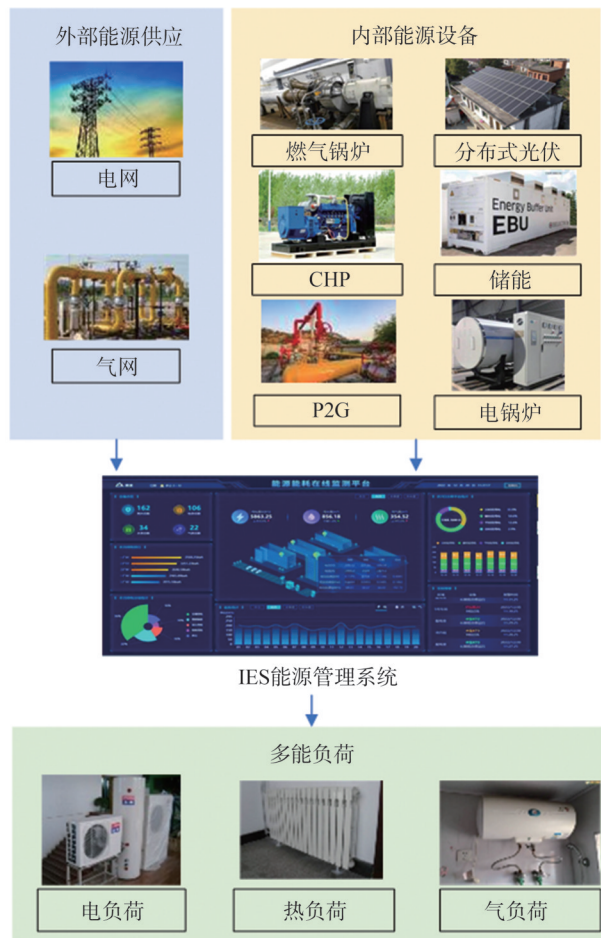


图 1 IES 结构

Fig.1 IES structure

天然气,保障能源输入的稳定性;2)内部能源设备模块,通过 P2G、CHP、电锅炉等设备实现多种能源形式间的高效转换与协同利用;3)多能负荷模块,涵盖电能、气能和热能需求,是需求响应的关键环节;4)能源管控平台模块,作为 IES 的核心,负责对能源供给、转换、存储和消费的全过程进行动态监控与优化。

IES 各模块之间通过能量流与信息流的交互实现协同优化。能源管控平台通过实时监测各模块的运行状态和需求变化,综合利用价格信号与动态碳排放因子,实时调整能源调度计划,引导用户优化用能行为。在能量流方面,供给侧与需求侧通过能源转换设备和储能设备的协调调度,实现多能源形式的高效互补,提升能源利用的灵活性和适应性,同时减少了高碳排放能源的使用比例。通过能量的跨品种、跨时空调配,提高可再生能源的利用效率,同时显著减少碳排放,为实现能源系统的低碳转型提供了可行路径。

1.2 IES 多能源动态碳排放因子计量方法

对 IES 生产侧和用户侧的碳排放分别计量。生产侧,核算各能源生产设备产生的直接碳排放和购买电力的间接碳排放,并根据各能源的碳排放强度,得到负荷侧能源消费的碳排放因子。基于此,在负荷侧核算使用电、热、气负荷产生的间接碳排放。

根据图 1 中多能设备的能源耦合关系,建立多能流示意图如图 2 所示。图中: $P_{e,in}$, $P_{h,in}$, $P_{g,in}$ 为电网、热网、气网的输入功率; $v_1(t)$, $v_2(t)$, $v_3(t)$, $v_4(t)$ 分别为 t 时刻电锅炉、P2G、CHP 和燃气锅炉的调度系数,取值范围 $[0, 1]$; $L_{e,out}$, $L_{h,out}$, $L_{g,out}$ 分别为能源转换部分输出的电、热、气功率,将输出至用户或储能设备; η_{EB} , η_{P2G} , η_{CF} 分别为电锅炉、P2G、燃气锅炉的能源转换效率; η_{CHP}^e 和 η_{CHP}^h 分别为 CHP 生产电和热的能源转换效率。

IES 从电网购电的碳排放根据电网碳排放因子计算得出,如式(1)所示。

$$E_{grid}(t) = F_{grid} \times P_{grid}(t) \quad (1)$$

式中: $E_{grid}(t)$ 为 t 时刻购电产生的碳排放量; $P_{grid}(t)$ 为 t 时刻的购电量; F_{grid} 为电网碳排放因子。

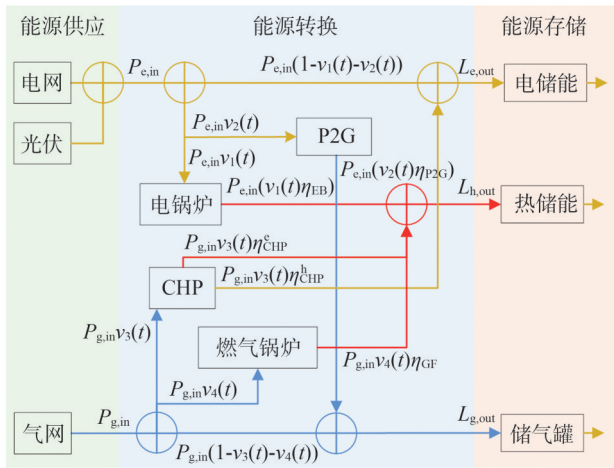


图2 IES多能流结构图

Fig.2 IES Multi-energy flow structure

对于光伏来说,不考虑其生命周期碳排放,只考虑能源生产过程,碳排放量为0。

IES中多能耦合关系复杂,为厘清其能量流和碳排放流,将图2中能源转换部分的CHP、燃气锅炉、电锅炉、P2G等设备视为一个整体,该部分输入为 $P_{in} = [P_{e,in}, P_{h,in}, P_{g,in}]^T$, 输出为 $L_{out} = [L_{e,out}, L_{h,out}, L_{g,out}]^T$, 基于能源耦合矩阵 C 建立其输入输出关系 $L_{out} = C \times P_{in}$, 其中能源耦合矩阵 C 如式(2)所示。

$$C = \begin{bmatrix} 1 - v_1(t) - v_2(t) & 0 & v_3(t) \eta_{CHP}^e \\ v_1(t) \eta_{EB} & 1 & v_3(t) \eta_{CHP}^h + v_4(t) \eta_{GF} \\ v_2(t) \eta_{P2G} & 0 & 1 - v_3(t) - v_4(t) \end{bmatrix} \quad (2)$$

能源转换部分产生的碳排放为 $E_{Lout}(t) = [E_{EH,e}(t), E_{EH,h}(t), E_{EH,g}(t)]^T$, 其中, $E_{EH,e}(t)$ 、 $E_{EH,h}(t)$ 、 $E_{EH,g}(t)$ 分别为 t 时刻电、热、气产生的碳排放量; 基于能源耦合矩阵, 建立能源转换部分的碳排放耦合矩阵 C_{CO2} , 可计算出能源转换部分的碳排放量 $E_{Lout} = C_{CO2} \times P_{in}$ 。 C_{CO2} 如式(3)所示。

$$\begin{bmatrix} (1 - v_1(t) - v_2(t)) z_E & 0 & v_3(t) \eta_{CHP}^e \lambda_{gas} \\ v_1(t) z_E & 1 & v_3(t) \eta_{CHP}^h \lambda_{gas} + v_4(t) \eta_{GF} \lambda_{gas} \\ -v_2(t) \eta_{P2G} z_{P2G} & 0 & (1 - v_3(t) - v_4(t)) \lambda_{gas} \end{bmatrix} \quad (3)$$

式中: z_E 为电网和光伏出力经比例分摊后的碳排放强度, 如式(4)所示; λ_{gas} 为天然气燃烧的碳排放系数, 计算方法参考文献[31-32], 如式(5)所示; z_{P2G} 为P2G设备运行的碳排放系数, 由于P2G能够消耗二氧化碳, 因此系数为负。

$$z_E(t) = \frac{E_{grid}(t)}{P_{PV}(t) + P_{grid}(t)} \quad (4)$$

$$\lambda_{gas} = N \times C_C \times O_F \times \frac{44}{12} \quad (5)$$

式中: $P_{PV}(t)$ 为光伏出力; N 、 C_C 、 O_F 分别为天然气的低位发热量、单位热值含碳量和碳氧化率。

能源转换部分 t 时刻输出的电、热、气的碳排放强度 $\theta_{EH,e}(t)$ 、 $\theta_{EH,h}(t)$ 、 $\theta_{EH,g}(t)$ 如式(6)所示。

$$\begin{cases} \theta_{EH,e}(t) = \frac{E_{EH,e}(t)}{L_{e,out}(t)} \\ \theta_{EH,h}(t) = \frac{E_{EH,h}(t)}{L_{h,out}(t)} \\ \theta_{EH,g}(t) = \frac{E_{EH,g}(t)}{L_{g,out}(t)} \end{cases} \quad (6)$$

对于多能源储能设备来说, 在能源存储阶段, 储能设备作为系统负荷产生间接碳排放。在放电阶段, 储能设备被视为分布式发电源, 此时其碳排放强度等同于设备内部的平均碳排放强度。

$$\theta_{ES,k}(t) = \begin{cases} \frac{\theta_{ES,k}(t-1) S_{ES,k}(t-1) + (S_{ES,k}(t) - S_{ES,k}(t-1)) \theta_{EH,k}(t)}{S_{ES,k}(t)}, & P_{es,char,k}(t) > 0 \\ \frac{\theta_{ES,k}(t-1) (S_{ES,k}(t-1) - \frac{P_{es,dis,k}(t)}{\eta_{ES,k}} \Delta t)}{S_{ES,k}(t)}, & P_{es,dis,k}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\theta_{ES,k}(t)$ 为 t 时刻 $k(k=e, h, g)$ 种能源的储能设备动态碳排放因子; $S_{ES,k}(t)$ 为 t 时刻第 k 种能源的储能状态; $\eta_{ES,k}$ 为第 k 种能源的储能充能、放能效率; $P_{es,char,k}(t)$ 为第 k 种能源的储能充能功率; $P_{es,dis,k}(t)$ 为第 k 种能源的储能放能功率。

综上, 得到多能动态碳排放因子如式(8)所示。

$$\begin{cases} \theta_p(t) = \frac{\theta_{EH,e}(t) \times L_{e,out} + \theta_{ES,p}(t) \times P_{es,dis,p}(t)}{P_{load}(t)} \\ \theta_h(t) = \frac{\theta_{EH,h}(t) \times L_{h,out} + \theta_{ES,h}(t) \times P_{es,dis,h}(t)}{H_{load}(t)} \\ \theta_g(t) = \frac{\theta_{EH,g}(t) \times L_{g,out} + \theta_{ES,g}(t) \times P_{es,dis,g}(t)}{G_{load}(t)} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $\theta_p(t)$ 、 $\theta_h(t)$ 、 $\theta_g(t)$ 分别为 t 时刻电、热、气的动态碳排放因子; $P_{load}(t)$ 、 $H_{load}(t)$ 、 $G_{load}(t)$ 分别为用户 t 时刻电、热、气负荷。

基于动态碳排放因子的用户碳排放量计算方法

如式(9)所示。

$$E_{CO_2} = \sum_{t=1}^T [\theta_p(t) \times P_{load}(t)] + \sum_{t=1}^T [\theta_h(t) \times H_{load}(t)] + \sum_{t=1}^T [\theta_g(t) \times G_{load}(t)] \quad (9)$$

1.3 基于多能动态碳排放因子的低碳需求响应机制

基于多能动态碳排放因子,提出 LCIDR 机制,将碳排放量直接融入用户能源成本的核算中,使用户在支付传统能源费用的基础上,根据其用能产生的碳排放量支付相应的碳成本,从而形成能源费用与碳成本双重约束的用能成本结构,如式(10)所示。

$$C_{power}(t) = \tau_p P_{load}(t) + \tau_h H_{load}(t) + \tau_g G_{load}(t) + P_{CO_2} E_{CO_2} \quad (10)$$

式中: $C_{power}(t)$ 为用户使用单位电力、热力和天然气的综合成本; τ_p 、 τ_h 、 τ_g 分别为电力、热力和天然气的能源价格,也即能源属性成本; P_{CO_2} 为碳排放价格。

在 LCIDR 机制下,用户的用能行为受到能源价格信号和碳排放因子信号的双重引导,通过优化能源消费模式,实现经济效益与低碳目标的平衡。

由于单个用户的能源消耗量和碳排放量通常较小,直接参与 IES 的调度和碳交易存在较高的复杂性,因此 LCIDR 机制并非由 IES 直接对用户实施,而是通过 LA 为中介机构进行。LA 作为用户与 IES 之间的桥梁,一方面聚合分散的用户负荷,降低用户参与碳排放管理的复杂性;另一方面在与 IES 的互动中,实现碳排放成本的传递和需求响应的实施。本文建立了由 IES、LA、用户三主体协同的 LCIDR 实施流程如下:

1) IES 日前调度与动态碳排放因子计算: IES 基于日前调度结果和实际运行情况,计算电、热、气等多种能源的动态碳排放因子,并将结果发送至 LA。

2) LA 制定激励型需求响应计划: 接收到动态碳排放因子后, LA 结合能源价格信号,制定激励型需求响应计划,通过智能终端向用户发布。该计划以激励补偿的形式引导用户调整用能行为,例如转移高碳排放时段的负荷需求,减少整体碳排放。

3) 用户响应与负荷反馈: 用户根据响应计划调整用能行为,并将优化后的负荷需求反馈至 LA。LA 对用户负荷进行聚合后,向 IES 传递统一的负荷计划。

4) IES 低碳调度与费用结算: IES 根据更新的负荷计划重新进行调度优化,结合用户的实际用能数据与碳排放因子计算碳排放费用,并向 LA 结算能源费用和碳排放费用。通过上下两层的多轮迭代,最终实现供需两侧的闭环调控。

2 IES 双层低碳调度模型

2.1 IES 双层低碳调度架构

为实现供需两侧的低碳协同优化,本文在 LCIDR 机制的基础上,构建了 IES 双层低碳调度架构,如图 3 所示。

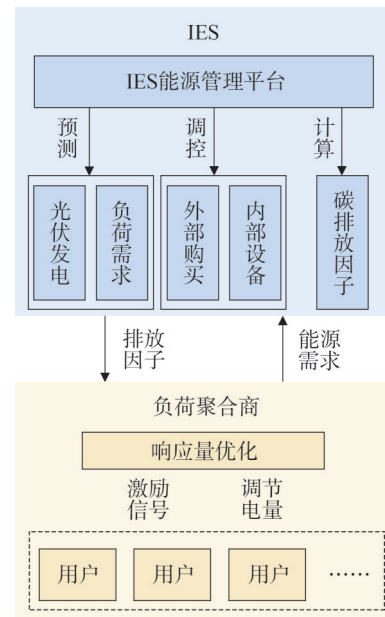


图3 IES 双层低碳运行框架

Fig.3 IES dual layer low carbon operating framework

上层为 IES 调度层,负责供给侧的能源调度与碳排放管理。IES 基于日前预测的分布式能源出力预测及电、热、气等多能源需求预测,优化能源生产、转换设备和储能设备的运行状态,制定初始调度计划。同时,IES 计算多能源动态碳排放因子,并通过该因子量化不同能源形式的碳排放强度,作为下层调控的核心引导信号。

下层以 LA 作为用户与 IES 之间的桥梁,负责用户负荷的聚合与响应任务的发布。LA 接收到 IES 提供的动态碳排放因子和能源价格信号后,综合考虑购能成本与碳交易成本,制定激励型需求响应计

划,通过智能终端向用户传递负荷调整任务,引导用户在高碳排放时段减少用能需求或将负荷转移至低碳时段。用户完成响应任务后,LA聚合用户优化后的负荷计划,向IES反馈整体的负荷需求,实现与上层的协同调控。

双层低碳调度架构下,以动态碳排放因子为纽带,通过上下两层的互动迭代实现供需两侧的深度协同。在每轮迭代中,IES依据LA反馈的负荷计划调整能源调度策略,重新计算动态碳排放因子,并将更新后的因子传递至LA;LA则利用最新动态碳排放因子优化需求响应计划,引导用户进一步调整用能行为。通过多轮迭代,得到IES和LA的最优运行计划,最大化挖掘源荷两侧的降碳潜力。

2.2 基于低碳需求响应的IES双层低碳调度模型

2.2.1 上层IES低碳调度模型

IES中各设备需满足设备运行约束和功率平衡约束。

1)设备运行约束如式(11)所示。

$$\begin{cases} v_1(t) \eta_{EB} P_{e,in} \leq P_{EB}^{rated} \\ v_2(t) \eta_{P2G} P_{e,in} \leq P_{P2G}^{rated} \\ v_3(t) \eta_{CHP}^e P_{g,in} \leq P_{CHP,e}^{rated} \\ v_3(t) \eta_{CHP}^h P_{g,in} \leq P_{CHP,h}^{rated} \\ v_4(t) \eta_{CF} P_{g,in} \leq P_{CF}^{rated} \end{cases} \quad (11)$$

式中: P_{EB}^{rated} 、 P_{P2G}^{rated} 、 $P_{CHP,e}^{rated}$ 、 $P_{CHP,h}^{rated}$ 、 P_{CF}^{rated} 分别为电锅炉、P2G、CHP产电设备、CHP产热设备、燃气锅炉的额定输出功率。

2)功率平衡约束如式(12)~式(14)所示。

$$P_{grid}(t) + P_{PV}(t) + P_{CT}(t) = P_{load}(t) + P_{EB}(t) \quad (12)$$

$$H_{HE}(t) + H_{EB}(t) = H_{load}(t) \quad (13)$$

$$L_{g,out}(t) + G_{net}(t) = G_{load}(t) \quad (14)$$

式中: $P_{CT}(t)$ 、 $P_{EB}(t)$ 分别为燃气轮机、电锅炉耗电功率; $H_{HE}(t)$ 、 $H_{EB}(t)$ 分别为CHP供热、电锅炉供热功率; $G_{net}(t)$ 为气网供气功率。

上层IES计算运行成本和碳交易成本,进行日前调度,确定各类能源的动态碳排放因子,并将碳排放因子和能源价格传递给下层LA。IES的优化目标是总收益最大,可以表示为

$$\max E = \sum_{t=1}^T (C_{sell}(t) - C_{grid}(t) - C_{op}(t) - C_P(t)) + C_{CT} \quad (15)$$

式中: $C_{sell}(t)$ 为售能收益; $C_{grid}(t)$ 为从电网购电成本; $C_{op}(t)$ 为运行成本; $C_P(t)$ 为弃光惩罚成本; C_{CT} 为

碳交易成本。以上各式可以表示为:

$$C_{sell}(t) = P_{load}(t) \tau_p + H_{load}(t) \tau_h + G_{load}(t) \tau_g \quad (16)$$

$$C_{grid}(t) = P_{grid}(t) c_{g,b}(t) \quad (17)$$

$$C_{op}(t) = a_{CHP} P_{CHP}(t) + a_{CF} P_{CF}(t) + a_{EB} P_{EB}(t) + a_{P2G} P_{P2G}(t) + a_s (P_{es,cha}(t) + P_{es,dis}(t)) \quad (18)$$

$$C_P(t) = P_{abandon}(t) \times W_p, P_{abandon}(t) > 0 \quad (19)$$

式中: $c_{g,b}(t)$ 为IES从外部电网购电的价格; a_{CHP} 、 a_{CF} 、 a_{EB} 、 a_{P2G} 、 a_s 分别为CHP、燃气锅炉,电锅炉,P2G,储能的运行成本系数; $P_{CHP}(t)$ 、 $P_{CF}(t)$ 、 $P_{es,cha}(t)$ 、 $P_{es,dis}(t)$ 分别为CHP、燃气轮机、储能充电、储能放电的功率; $P_{abandon}(t)$ 为 t 时刻弃光电量, W_p 为弃光惩罚价格;

IES参与外部碳配额交易市场, D_{CO_2} 为IES配额; β 为碳交易价格。IES的碳配额只考虑CHP、燃气锅炉的使用以及外购电能,系统的碳配额可表示为:

$$C_{CT} = \left[\sum_{t=1}^T (E_{CHP}(t) + E_{CF}(t) + E_{grid}(t)) - D_{CO_2} \right] \beta \quad (20)$$

$$D_{CO_2} = \sigma_{CHP} \sum_{t=1}^T P_{CHP}(t) + \sigma_{CF} \sum_{t=1}^T P_{CF}(t) + \sigma_{grid} \sum_{t=1}^T P_{grid}(t) \quad (21)$$

式中: σ_{CHP} 、 σ_{CF} 、 σ_{Grid} 分别为CHP、燃气锅炉和电网购电的配额系数; $E_{CHP}(t)$ 、 $E_{CF}(t)$ 分别为CHP、燃气锅炉 t 时刻碳排放量。

2.2.2 下层LA低碳运行模型

下层LA根据碳排放因子和能源价格,设置各能源的激励响应量,激励用户改变用能行为,同时给予用户一定程度的经济补贴。激励型需求响应模型参考文献[28]。模型由LA和用户两部分主体组成。

用户在接收到聚合商的激励价格后,自主制订响应策略以使自身的效益最大。各能源的响应量应在用户响应潜力范围内,如式(22)所示。同时,为保证用户用能舒适度,设置用户满意度约束,如式(23)所示。

$$0 \leq P_{k,idr}(t) \leq P_{k,max} \quad (22)$$

式中: $P_{k,idr}(t)$ 为第 k 种能源的需求响应量; $P_{k,max}$ 为第 k 种能源的最大响应潜力。

$$0 \leq \varphi_k(t) \leq \varphi_{k,max} \quad (23)$$

式中: $\varphi_k(t)$ 为 t 时刻用户对第 k 种能源的不满意度;

$\varphi_{k,\max}$ 为用户对第 k 种能源的不满意度上限。不满意度计算方法如式(24)所示。

$$\varphi_k(t) = \frac{1}{2} \theta_k(t) [P_{k,\text{idr}}(t)]^2 + \lambda_{k,\text{idr}}(t) P_{k,\text{idr}}(t) \quad (24)$$

式中: $\theta_k(t)$ 为 t 时刻用户使用能源 k 参与需求响应(demand response, DR)的主动程度,用户参与 DR 的主动程度大小与其数值大小成反比; $\lambda_{k,\text{idr}}(t)$ 为第 k 种能源的最低补贴价格。

此外,本文考虑用户的电热负荷可以相互进行替代,例如用户可选择使用集中供暖系统提供的热能或电驱动的空调/电暖器等进行采暖。用户可通过电热负荷相互替代,提升参与激励型需求响应的响应量,模型如下:

$$P_{e,\text{idr}}(t) = P_{e1,\text{idr}}(t) - P_{e2h}(t) + \eta_{h2e} P_{h2e}(t) \quad (25)$$

$$P_{h,\text{idr}}(t) = P_{h1,\text{idr}}(t) - P_{h2e}(t) + \eta_{e2h} P_{e2h}(t) \quad (26)$$

式中: $P_{e2h}(t)$ 、 $P_{h2e}(t)$ 分别为电转热和热转电的替代响应量; $P_{e1,\text{idr}}(t)$ 、 $P_{h1,\text{idr}}(t)$ 分别为电热替代前的电、热激励响应量; η_{h2e} 、 η_{e2h} 分别为热转电和电转热替代效率。电热可替代量需在一定范围内,满足式(27)和式(28)的约束。

$$0 \leq P_{e2h}(t) \leq P_{e2h,\max}(t) \quad (27)$$

$$0 \leq P_{h2e}(t) \leq P_{h2e,\max}(t) \quad (28)$$

式中: $P_{e2h,\max}(t)$ 、 $P_{h2e,\max}(t)$ 分别为电转热和热转电的最大可替代量。电热相互替代在不改变用户用能总需求的前提下进行,因此不影响用户满意度。

综上,用户在参与需求响应获得激励补贴的同时也会损失一定的用能满意度,优化目标位总效用 U_{idr} 最大,可表示为

$$\max U_{\text{idr}} = \sum_{k=1}^T [P_{k,\text{idr}}(t) q_{k,\text{idr}} - \varphi_k(t)] \quad (29)$$

式中: $q_{k,\text{idr}}$ 为第 k 种能源的激励价格。

LA 在接收到 IES 的碳排放信息后,向其下层用户释放激励信号,通过调节对下层用户的单位激励价格使自身的响应成本最小,其目标函数如式(25)所示。

$$\min C_{\text{LA}} = C_{\text{buy}} + C_{\text{CDR}} + C_{\text{idr}} \quad (30)$$

式中: C_{buy} 为购电成本; C_{CDR} 为参与 IES 低碳需求响应成本; C_{idr} 为激励型需求响应成本。各成本计算如式(31)所示。

$$\begin{cases} C_{\text{idr}} = \sum_{t=1}^{N_t} [q_{e,\text{idr}} P_{e,\text{idr}}(t) + q_{h,\text{idr}} P_{h,\text{idr}}(t) + q_{g,\text{idr}} P_{g,\text{idr}}(t)] \\ C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{N_t} [q_{e,\text{IES}} P_{e,\text{load}}(t) + q_{h,\text{IES}} P_{h,\text{load}}(t) + q_{g,\text{IES}} P_{g,\text{load}}(t)] \\ C_{\text{CDR}} = \lambda_{\text{CDR}} E_{\text{CO}_2} \end{cases} \quad (31)$$

式中: $q_{e,\text{IES}}$ 、 $q_{h,\text{IES}}$ 、 $q_{g,\text{IES}}$ 为 LA 向电网购买电、热、气的价格功率; $q_{e,\text{idr}}$ 、 $q_{h,\text{idr}}$ 、 $q_{g,\text{idr}}$ 为 LA 向用户发放的电、热、气激励补偿价格; $P_{e,\text{load}}(t)$ 、 $P_{h,\text{load}}(t)$ 、 $P_{g,\text{load}}(t)$ 为响应后用户电、热、气负荷总量; λ_{CDR} 为低碳需求响应价格, E_{CO_2} 由式(9)计算得到。

2.3 求解流程

本文中 IES 双层低碳调度模型,其中,上层 IES 承担领导者角色,由式(15)一式(21)可知,上层的目标函数为线性函数,由式(11)一式(14)可知,上层的约束条件均为线性约束,由此可知,上层的优化模型为一个典型的线性规划模型,可采用基于梯度的方法予以求解。其中,主要决策变量包括从电网与天然气网获取的能源功率、各类能量转换设备的出力系数以及储能系统的充放电安排。下层 LA 作为跟随者,包含用户和 LA 两个部分。

由式(24)和式(29)可知,用户模型典型的二次规划模型,目标函数的一阶和二阶偏导数如式(32)和式(33)所示。

$$\frac{\partial U_{\text{idr}}}{\partial P_{k,\text{idr}}(t)} = q_{k,\text{idr}}(t) - \theta_k(t) P_{k,\text{idr}}(t) - \lambda_{k,\text{idr}} \quad (32)$$

$$\frac{\partial^2 U_{\text{idr}}}{\partial (P_{k,\text{idr}}(t))^2} = -\theta_k(t) \quad (33)$$

由式(33)可知,用户模型的目标函数为一个严格凹函数,令目标函数的一阶导数等于零,求得用户模型的最优解如式(34)所示。

$$P_{k,\text{idr}}(t) = \frac{q_{k,\text{idr}}(t) - \lambda_{k,\text{idr}}(t)}{\theta_k(t)} \quad (34)$$

将式(34)作为 LA 模型的约束,为线性约束;由式(30)一式(31)可知,下层的目标函数是目标函数为二次函数,下层的优化模型为典型的二次规划模型,也可采用基于梯度的方法予以求解。

综上,IES 与 LA 之间以多能源动态碳排放因子及负荷需求为传递变量,通过多轮迭代交换信息,最终收敛至全局最优解。IES 双层低碳调度模型求解流程如图 4 所示。其基本求解步骤如下所示:

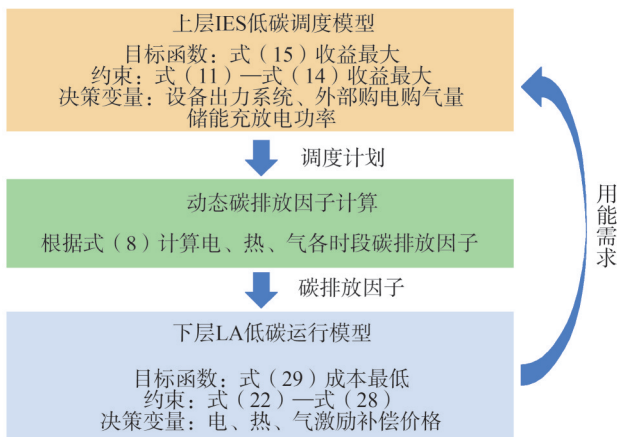


图4 IES 双层低碳调度模型求解流程

Fig.4 Solution process of IES double-layer low-carbon scheduling model

1)读取并设定用户负荷曲线、光伏出力曲线、机组运行参数等初始信息。

2)IES 根据当前用能需求进行最优调度,结合文中 1.2 节给出的碳排放因子计算方法,得到电、热、气等多种能源的动态碳排放因子。

3)LA 利用上层发布的碳排放因子作为引导信号,求解自身的优化模型,确定激励机制下的用户响应量与用能调整方案。

4)将新的负荷需求传回 IES,IES 据此再次执行低碳经济调度,刷新各类能源的动态碳排放因子并下发给 LA。

5)重复执行步骤 2)–4),直至上下层间的调度与响应均达到稳定,得到供需协同优化的最终结果。

3 仿真分析

3.1 仿真设置

选取北方供暖季的某 IES 作为研究对象。该 IES 与电网和天然气管网直接连接,利用内部的光伏、燃气轮机、CHP 机组等多种设备向用户供能,调度周期设为 24 h,时间分辨率为 1 h,结构参考图 1 和图 2。仿真参数参考文献[24,28–29],外部购电、购气价格设为固定参数,动态碳排放因子计量及低碳需求响应相关主要参数设置如表 1 所示。设备运行数据以及两类用户的典型用能曲线与可调设备信息均参考文献[17]。

考虑光伏出力及用户侧负荷的不确定性,首先采用蒙特卡洛方法分别生成光伏出力及电、热、气负

荷曲线,构建其统计样本集,然后基于 K-means 聚类算法对场景进行降维处理,得到具有代表性的典型日曲线^[21]。仿真环境基于 MATLAB R2021b 平台,采用 Ipopt 工具箱完成迭代优化。

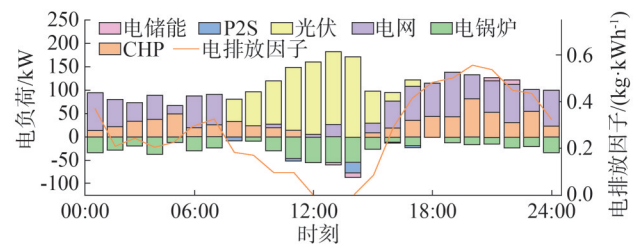
表 1 仿真参数设置

Table 1 Simulation parameter settings

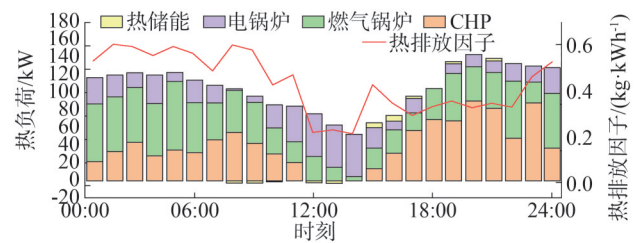
参数	取值
$\lambda_{gas}/(\text{kg}/\text{m}^3)$	0.19
$F_{grid}/(\text{kg}/\text{kWh})$	0.570 3
η_{EB}	0.85
η_{P2C}	0.85
η_{CHP}^c	0.4
η_{CF}	0.5
$q_{e,IES}/(\text{元}/\text{kWh})$	0.5
$q_{h,IES}/(\text{元}/\text{kWh})$	0.2
$\lambda_{CDR}/(\text{元}/\text{kg})$	1
$b/(\text{元}/\text{t})$	50

3.2 多能动态排放因子对用户的引导作用分析

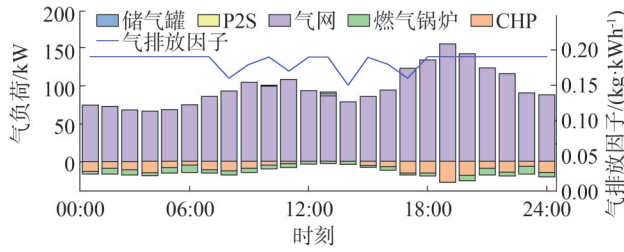
为评估多能动态碳排放因子对用户侧用能调整的引导作用,首先计算各设备的实际出力及相应碳排放因子,结果如图 5 所示。在光伏出力较为充裕的时段,各能源形式的排放强度普遍降低,而在电网与化石燃料机组出力上升的晚高峰时段,电力碳排放因子则会出现明显升高。



(a)电负荷



(b)热负荷



(c)气负荷

图5 动态碳排放因子及 IES 出力情况

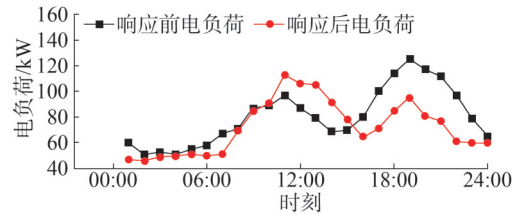
Fig.5 Dynamic carbon emission factors and output of IES

光伏出力在午间至下午时段(如 10:00—15:00)相对充裕,电力端排放强度随之下降,用户若将电力负荷转移至该时段,不仅能充分利用光伏电能,也能有效削减整体排放量。另一方面,在晚间高峰(如 17:00—20:00),电网和化石燃料机组的出力占比较大,电力排放因子随之升至峰值,而 CHP 机组因热电联产特性提升了供热比例,使得晚高峰时段热能排放强度相对维持在较低水平。利用这一差异化特性,用户可选择在高排放时段减少用电、提高热能使用比例,进而在削减晚峰电力排放的同时,满足必要的供热需求。

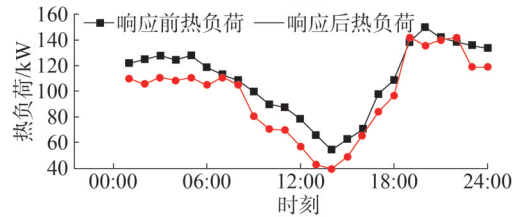
储能设备常在光伏出力充足的时段进行充电,此时电力排放因子相对较低。通过夜间放电,可以平抑当时高排放电力的使用量,实现抑制负荷高峰与减少化石燃料机组调峰出力的双重效果。P2G 设备在光伏富余时段能将二氧化碳转化为合成天然气,但由于装机规模有限,整体对天然气的排放因子的影响幅度不大。由此可见,电、热、气排放因子在一天内部会出现显著差异和时序波动,若用户在接收到多能动态排放因子后及时调整用能方式,便能在确保基本需求的同时充分利用低排放时段或低排放能源,最终实现碳排放削减与提升可再生能源使用效率的双重目标。

在将动态碳排放因子下发至 LA 后,LA 根据实时的排放强度为用户制定相应的激励策略,引导用户在低碳时段集中用能、在高碳时段削减或延后用能。图 6 展示了用户侧电、热、气负荷在该策略下的响应结果。仿真结果表明,电负荷在 11:00—14:00 时段明显提升,这是因为电力排放因子在此期间处于相对低谷,LA 利用价格或补贴等手段鼓励用户将部分用电需求转移至该时段,以充分利用光伏等清洁能源。除这一低排放区间外,其余时段的电负荷

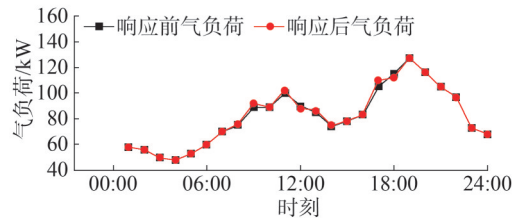
均有所削减,从而显现出“削峰填谷”的整体特征。热负荷则通过在能量耦合环节中转移与削减,整体需求量较原先有所下降。对于气负荷来说,由于天然气排放因子的波动幅度相对较小,其响应变化相对有限,只有少量用户负荷转移至 P2G 有效出力的时段,但总量仍较为微弱。



(a)电负荷



(b)热负荷



(c)气负荷

图6 用户低碳需求响应前后负荷变化情况

Fig.6 Load changes before and after LCIDR

在得到用户侧反馈的负荷需求后,LA 将新负荷曲线上传至 IES,IES 在最新负荷分布的基础上进行再次调度优化,如图 7 所示。结果显示,在电力碳排放强度较低的时段显著提升光伏消纳率,有效发挥动态排放因子对用户行为的引导作用,实现了多能源协同下的可再生能源高效利用。

3.3 IES 供需互动有效性分析

为验证所提方法的有效性,设立以下 6 种场景:

场景 1:原始基准场景;

场景 2:分时能源价格引导的传统需求响应;

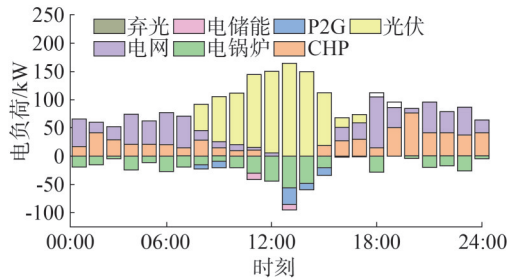
场景 3:固定能源价格和动态碳排放因子引导的低碳需求响应,不进行迭代;

场景 4:分时能源价格和动态碳排放因子引导的

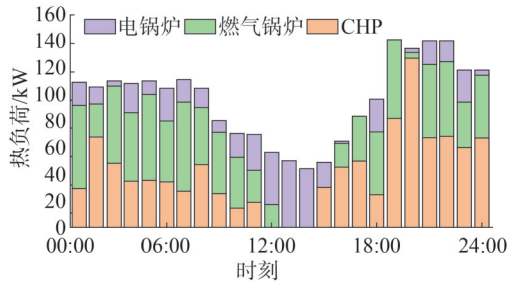
低碳需求响应,不进行迭代;

场景5:固定能源价格和动态碳排放因子引导的低碳需求响应,上下层进行迭代互动;

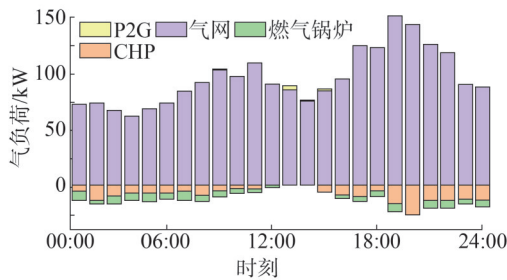
场景6:分时能源价格和动态碳排放因子引导的低碳需求响应,上下层进行迭代互动;



(a)电负荷



(b)热负荷



(c)气负荷

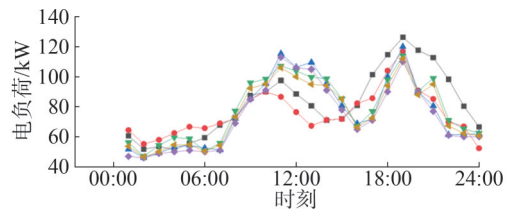
图7 响应后 IES 出力情况

Fig.7 IES output status after response

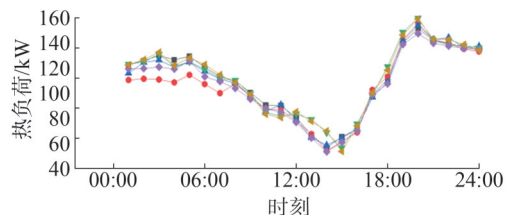
各场景对负荷曲线的优化结果如图8所示,结果指标如表2所示。由图8可以看出,场景2仅利用分时电价信号对用户进行经济引导,LA倾向于在价格低谷时段增加用能或转移负荷,在价格高峰时段进行削减,但由于碳排放因子并未纳入成本考量,其用能调整并未直接面向低碳目标。相比之下,场景3在固定电价下通过动态碳排放因子进行激励,用户负荷调整随排放因子的变化而呈现明显的峰谷特征,在排放强度低的时段增加电能消费,高排放时段

则加大负荷削减或推迟,碳排放量较场景2下降了9.4%。场景4则兼顾了分时电价与动态碳排放因子,用户在午间光伏出力丰富但电价偏高时段,对负荷转入略有降低,而在晚高峰电价与碳排放叠加的高成本时段大幅削减电力需求,因此碳排放和供能成本较场景3均略有下降。

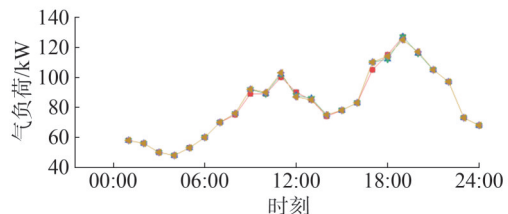
场景5与场景6与场景3、场景4在引导方式上保持一致,但增加了上下层多次迭代:LA在接收IES下发的排放因子后进行负荷聚合与调整,IES根据新的负荷需求再次修正排放因子并调整供给侧出力。多轮循环后,用户侧负荷与供给侧设备出力的匹配度不断提高,进一步凸显了低排放能源的优势。从表2的统计结果可以看出,场景5较场景3,碳排放降低1%,成本降低6%;场景6较场景4,碳排放降低1%,成本降低3%,表明供需双方的多轮互动有助于在兼顾经济性的同时实现更高层次的低碳化运行。相对于传统方法(场景2),本文所提方法(场景6)的碳排放量降低了10%,成本降低了12%,优化效果显著。



(a)电负荷



(b)热负荷



(c)气负荷

—■— 场景1 —●— 场景2 —▲— 场景3
—▼— 场景4 —◆— 场景5 —*— 场景6

图8 各场景电、热、气负荷曲线对比

Fig.8 Comparison of electricity, heat, and gas load curves in various scenarios

表2 各场景仿真结果指标

Table 2 Simulation results indicators for each scenario

场景	碳排放量/kg	供能成本/元	弃光量/kWh
1	1 763.270	1 319.835	29.28
2	1 699.944	1 195.596	25.265
3	1 540.177	1 149.368	0
4	1 536.737	1 083.765	0
5	1 525.316	1 074.848	0
6	1 528.941	1 049.596	0

为分析不同碳价格对系统调控效果的影响,将基础碳价格分别设定为0.8元、0.9元、1.0元、1.1元与1.2元,并在上述设置下进行数值仿真,结果如图9所示。可见,当碳价格处于较低水平时,系统的整体成本波动较为平稳,电力与热力之间的用能成本差异并不显著,因此用户在负荷转移或能量形式转换方面的意愿相对较弱。此时,因用能成本相对较低,用户削减负荷的动机不足,从而在一定程度上削弱了碳排放削减的效果。随着碳价格进一步升高,用户对碳排放的感知增强,响应行为愈发明显,逐渐逼近其可响应的上限。然而,在高碳价情境下,用能总成本会出现显著攀升,超过多数用户能接受的经济承受范围,使得此种大规模削峰或能量转移在实际运行中难以广泛实施。

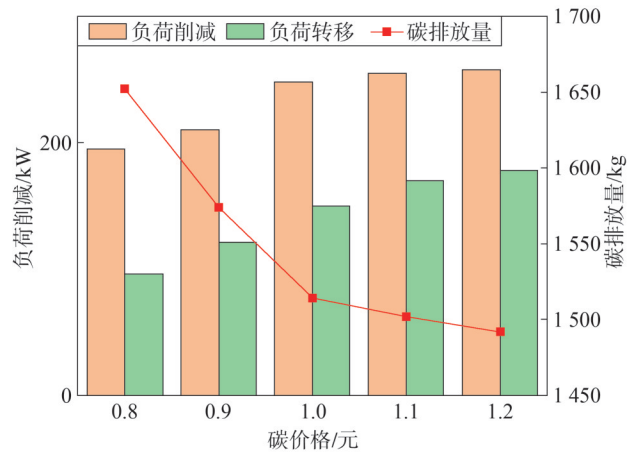


图9 不同碳价格下负荷转移情况和碳排放量
Fig.9 Load transfer and carbon emissions under different carbon prices

3.4 光伏渗透率对调控效果的影响分析

为探讨光伏渗透率对系统碳排放及运行成本的

具体影响,分别将光伏装机容量设置为100kW、160kW和200kW三种情形,并在场景5与场景6的配置下开展数值仿真,结果如图10和图11所示。

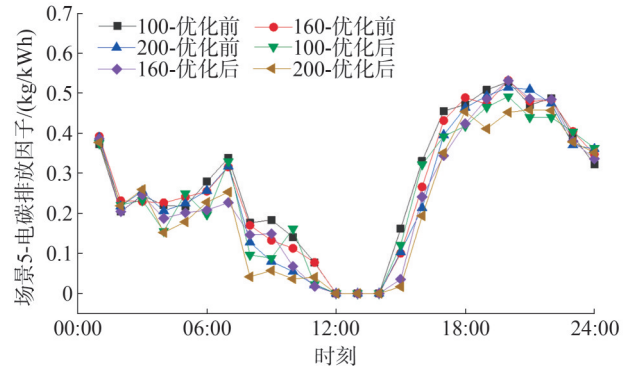


图10 不同光伏容量下场景5负荷转移情况和碳排放量
Fig.10 Load transfer and carbon emissions under different photovoltaic capacities in scenario 5

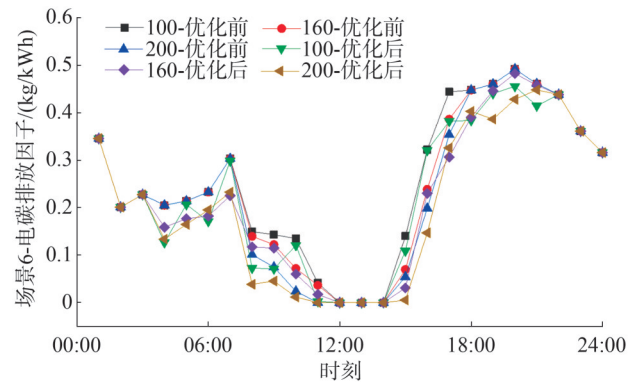


图11 不同光伏容量下场景6负荷转移情况和碳排放量
Fig.11 Load transfer and carbon emissions under different photovoltaic capacities in scenario 6

在双层迭代优化前,当光伏出力为零时,各方案的电力碳排放因子无差异;当光伏出力逐渐增大,化石燃料机组出力相应减少,使得电力端碳排放强度呈明显下降趋势。光伏渗透率越高,电力碳排放因子降幅越大,因而对用户负荷时序的引导作用也越强。经过多轮迭代后,各方案在光伏不足时段的用户负荷亦有所调整,从而使得光伏不出力时段的排放因子出现变化。对于高渗透率场景来说,整体碳排放因子更低,LA的碳排放量也随之下滑,可在碳交易中获取更多经济收益,最终体现为系统运行成本的显著降低。

然而,由表3可知,当光伏装机容量进一步提高时,部分高峰时段的电量可能难以被有效消纳。此时采用场景5中固定能源价格与动态碳排放因子协同引导的方式能够在光伏峰值时段形成更明显的低价吸引效应,使得大量负荷得以转移至该时段,从而促进光伏发电的就地消纳;而场景6中分时电价与碳排放因子耦合的协同效应在此情形下受到较高峰时电价的制约,难以充分引导用户在光伏产能充裕时段进行能量转移,因此其光伏消纳效果相对逊色。

综上,在高光伏渗透率环境下,若系统主要通过固定能源价格和动态碳排放因子来传递信号,能够更好地鼓励用户在光伏峰值时段转移负荷,进而实现可再生能源的更大规模利用与整体碳排放的进一步降低。

表3 不同光伏容量仿真结果

Table 3 Simulation results of different photovoltaic capacities

光伏容量/kW	场景	碳排放量/kg	供电成本/元	弃光量/kWh
100	5	1 575.03	1 074.848	0
	6	1 556.04	1 084.39	0
160	5	1 543.42	1 095.10	0
	6	1 537.91	1 077.10	0
200	5	1 509.75	1 016.03	12
	6	1 528.03	1 055.27	36

4 结论

提出基于LCIDR的IES双层低碳调度模型,研究结论如下:

1)构建多能源耦合碳排放矩阵,厘清电、热、气等能源在转换过程中的碳排放传递关系,提出了动态碳排放因子的计算方法,实现IES碳排放强度的动态量化。

2)设计以动态碳排放因子为交互信号的双层调度模型,上层IES进行多能设备的低碳优化调度,下层LA聚合用户负荷并实施低碳响应,通过上下层迭代反馈实现协同演化。

3)仿真结果表明,多能动态碳排放因子可有效引导用户在低碳时段增加用电、在高碳时段削减负荷,实现负荷移峰填谷并提升光伏发电消纳率。上

下两层的迭代优化机制使用户响应与供能调度形成闭环联动,系统碳排放与供能成本均显著下降,碳排放量较传统方法降低10%。

参考文献

- [1] 胡惊涛,吕飞春,张文涛,等.基于条件风险价值的综合能源系统日前-日内两阶段调度模型[J].电力需求侧管理,2023,25(2):43-49.
HU Jingtao, LYU Feichun, ZHANG Wentao, et al. A conditional value-at-risk based two stage day-ahead dispatch model for integrated energy systems [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(2): 43-49.
- [2] 徐斌,王傲,王小明,等.储充换一体站协同多综合能源楼宇的低碳经济调度[J].电力系统保护与控制,2024,52(20):119-130.
XU Bin, WANG Ao, WANG Xiaoming, et al. SCSIS collaborative multi-IEB scheduling for a low carbon economy [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(20): 119-130.
- [3] 高超,韦斌,隋宇,等.能源低碳利用评价指标与技术综述[J].南方能源建设,2024,11(5):178-190. DOI: 10.16516/j.cec.2024.5.19.
GAO Chao, WEI Bin, SUI Yu, et al. Review of evaluation indicators and technologies for low-carbon energy utilization [J]. Southern energy construction, 2024, 11(5): 178-190.
<https://www.energychina.press/cn/article/doi/10.16516/j.cec.2024.5.19>.
- [4] 张妍,冷媛,尚楠,等.考虑碳排放需求响应及碳交易的电力系统双层优化调度[J].电力建设,2024,45(5):94-104.
ZHANG Yan, LENG Yuan, SHANG Nan, et al. Bi-level optimal scheduling of power system considering carbon demand response and carbon trading [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(5): 94-104.
- [5] 张程,匡宇,陈文兴,等.计及电动汽车充电方式与多能耦合的综合能源系统低碳经济优化运行[J].上海交通大学学报,2024,58(5):669-681.
ZHANG Cheng, KUANG Yu, CHEN Wenxing, et al. Low carbon economy optimization of integrated energy system considering electric vehicle charging mode and multi-energy coupling [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(5): 669-681.
- [6] 陈勇,芮俊,肖雷鸣,等.基于动态主从博弈模型的综合能源系统碳交易方法[J].浙江电力,2024,43(4):51-62.
CHEN Yong, RUI Jun, XIAO Leiming, et al. A carbon trading method for integrated energy systems based on a dynamic master-slave game model [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(4): 51-62.
- [7] 陈影,孙毅,鲍荟谕,等.基于微网碳计量数据的低压台区协同管理方法[J].电力需求侧管理,2024,26(1):93-100.

- CHEN Ying, SUN Yi, BAO Huiyu, et al. Collaborative management method, low voltage station area based on microgrid carbon metering data [J]. *Power Demand Side Management*, 2024, 26(1): 93-100.
- [8] 周欢, 黄婷, 卢世祥, 等. 面向减排贡献的电碳解耦分摊离散分析理论及计算方法 [J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(23): 9033-9045.
- ZHOU Huan, HUANG Ting, LU Shixiang, et al. Discrete analysis theory and calculation method of electricity-carbon decoupling sharing by contribution to carbon emission reduction [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(23): 9033-9045.
- [9] 董振斌, 蒯狄正. 多能互补集成优化能源系统的研究与实践 [J]. *电力需求侧管理*, 2018, 20(1): 46-49.
- DONG Zhenbin, KUAI Dizheng. Research and practice of optimizing energy system with multi-complementary integration [J]. *Power Demand Side Management*, 2018, 20(1): 46-49.
- [10] XU J Z, XIAO Z, XU H H, et al. Optimization Management of Source Network Load Storage Based on Energy Routers [J]. *Power Demand Side Management*, 2018, 20(6): 16-17.
- [11] 李姚旺, 张宁, 杜尔顺, 等. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析 [J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(8): 2830-2841.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Mechanism study and benefit analysis on power system low carbon demand response based on carbon emission flow [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(8): 2830-2841.
- [12] 彭春华, 娄钰杰, 范国柱, 等. 基于节点碳势响应的新型电力系统鲁棒优化调度 [J/OL]. *电网技术*, 1-15 [2025-05-20]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0691>. PENG Chunhua, LOU Yujie, FAN Guozhu, et al. A novel robust optimal scheduling of power system based on node carbon potential response [J/OL]. *Grid Technology*, 1-15. [2025-05-20]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0691>.
- [13] WANG J, JIN X L, JIA H J, et al. Joint electricity and carbon sharing with PV and energy storage: a low-carbon DR-based game theoretic approach [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2024, 15(4): 2703-2717.
- [14] 陈磊, 戎士敏, 王聪, 等. 考虑需求侧资源参与的区域综合能源系统低碳协同调度 [J]. *电力建设*, 2024, 45(12): 54-64.
- CHEN Lei, RONG Shimin, WANG Cong, et al. Low-carbon co-dispatch of integrated regional energy systems considering demand side resource participation [J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(12): 54-64.
- [15] ZHANG Y M, SUN P K, JI X Q, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy systems considering full-process carbon emission tracking and low carbon demand response [J]. *IEEE Transactions on Network Science and Engineering*, 2024, 11(6): 5417-5431.
- [16] WU D G, CHANG X Y, XUE Y X, et al. Bilevel low-carbon coordinated operation of integrated energy systems considering dynamic tiered carbon pricing methodology [J]. *Energy*, 2024, 310: 133251.
- [17] 高波, 李飞, 史轮, 等. 基于实时碳强度评估的社区综合能源系统低碳互动管理策略 [J/OL]. *上海交通大学学报*, 1-22 [2025-05-20]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.329>. GAO Bo, LI Fei, SHI Lun, et al. Low-carbon interactive management strategy for community integrated energy system based on real-time carbon intensity assessment [J/OL]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 1-22. [2025-05-20]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.329>.
- [18] YAN Z C, LI C Y, YAO Y M, et al. Bi-level carbon trading model on demand side for integrated electricity-gas system [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023, 14(4): 2681-2696.
- [19] 马广超, 颜宁, 王明强, 等. 基于“碳-能”协同响应的综合能源系统季节性低碳经济优化调度方法 [J]. *电网技术*, 2025, 49(3): 955-965.
- MA Guangchao, YAN Ning, WANG Mingqiang, et al. Seasonal low-carbon and economic optimal scheduling method of integrated energy system based on “carbon-energy” Collaborative response [J]. *Power System Technology*, 2025, 49(3): 955-965.
- [20] 袁红斌, 易晓东. 计及碳捕集和需求响应的综合能源系统低碳经济调度策略 [J]. *电力需求侧管理*, 2024, 26(1): 86-92.
- YUAN Hongbin, YI Xiaodong. A low carbon economic dispatch strategy for integrated energy systems with carbon capture and demand response [J]. *Power Demand Side Management*, 2024, 26(1): 86-92.
- [21] WU J K, LIU Z W, LI C J, et al. Coordinated operation strategy of virtual power plant based on two-layer game approach [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2025, 16(1): 554-567.
- [22] 刘铠诚, 贾晓强, 何桂雄, 等. 计及虚拟储能的冷热电综合能源系统优化调度方法 [J]. *浙江电力*, 2024, 43(12): 38-48.
- LIU Kaicheng, JIA Xiaoliang, HE Guixiong, et al. An optimal scheduling method for IES considering virtual energy storage [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2024, 43(12): 38-48.
- [23] 钟荣豪, 张亚超, 朱蜀, 等. 基于电-碳点对点交易的虚拟电厂联盟与配电网协同低碳运行策略研究 [J]. *电网技术*, 2024, 48(9): 3554-3563.
- ZHONG Ronghao, ZHANG Yachao, ZHU Shu, et al. Research on collaborative low-carbon operation strategy of electricity carbon peer-to-peer trading based virtual power plant union and power distribution network [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(9): 3554-3563.
- [24] LIANG H S, MA J. Data-driven resource planning for virtual power plant integrating demand response customer selection and storage [J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2022, 18(3): 1833-1844.

- [25] 苏志鹏,王莉,梁欣怡,等.考虑阶梯式碳交易及综合需求响应的虚拟电厂优化调度[J].中国电力,2023,56(12):174-182.
SU Zhipeng, WANG Li, LIANG Xinyi, et al. Optimal dispatch of virtual power plant considering stepped carbon trading and comprehensive demand response [J]. Electric Power, 2023, 56 (12): 174-182.
- [26] 李文琦,孙伟卿,杨文威.考虑碳交易及需求响应的虚拟电厂运行优化策略[J].上海理工大学学报,2024,46(5):484-493.
LI Wenqi, SUN Weiqing, YANG Wenwei. Virtual power plant operation optimization strategy considering carbon trading and demand response [J]. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2024, 46(5): 484-493.
- [27] 杨丰任,王鸿,王致杰.基于碳排放生产优先级的综合能源虚拟电厂优化运行策略[J].电力科学与技术学报,2024,39(5):192-202.
YANG Fengren, WANG Hong, WANG Zhijie. Optimal operation strategy of integrated energy virtual power plant based on production priority of carbon emission [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 192-202.
- [28] XUAN A, SHEN X W, GUO Q L, et al. Two-stage planning for electricity-gas coupled integrated energy system with carbon capture, utilization, and storage considering carbon tax and price uncertainties [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38 (3): 2553-2565.
- [29] WEI Z B, WEI P G, CHEN C Y, et al. Two-stage stochastic decentralized low-carbon economic dispatch of integrated electricity-gas networks [J]. Energy, 2023, 282: 128325.
- [30] 邹东格,常馨月,薛屹洵,等.基于动态碳熵的主动配电网低碳能量管理策略[J/OL].上海交通大学学报,1-20 [2025-04-27].
<https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.262>.
WU Dongge, CHANG Xinyue, XUE Yixun, et al. Low-carbon energy management strategy for active distribution networks based on dynamic carbon entropy [J/OL]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 1-20 [2025-04-27]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.262>.
- [31] 中华人民共和国生态环境部.企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施(2022年修订版)[EB/OL].(2022-12-21) [2025-04-27].
https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202212/t20221221_1008430.html
- [32] 北京市生态环境局.二氧化碳排放核算和报告要求 电力生产业:DB11/T 1781—2020[S].北京:北京市市场监督管理局,2020.

收稿日期:2025-03-25

修回日期:2025-06-06

作者简介:

王鸿玺(1986),通信作者(2248257810@qq.com),男,硕士,高级工程师,从事用电信息采集及智能量测工作;

申洪涛(1969),男,正高级工程师,从事电能计量工作;

冯波(1984),男,硕士,高级工程师,从事电能计量工作;

王洪莹(1983),男,硕士,高级工程师,从事用电信息采集工作;

阎超(1984),男,硕士,高级工程师,从事电能计量工作;

李梦宇(1988),男,硕士,高级工程师,从事大数据分析与应用工作。

(责任编辑 娄婷婷)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240467

站-网交互碳排放因子计算下的区域综合能源系统 低碳调度方法

孟凡琳^{1*}, 赵超¹, 颜辉^{1,2}, 陈曙光^{1,2}, 刘志闯¹

(1. 国网江苏省电力有限公司徐州供电分公司, 江苏 徐州 221000; 2. 中国矿业大学, 江苏 徐州 221000)

摘要:随着“双碳”目标的深入推进,在工业领域,构建满足全产业链集聚区能源消费需求的综合能源系统日益迫切。综合能源站突破了不同工业集聚区的能源互联限制,对促进区域清洁能源消纳、节能减排具有重要意义。首先,建立能源站内部不同能源转换设备模型与碳排放模型;其次,研究站-网交互功率特性,提出适用于多能源站与电网电力交互的碳计量方法;最后,考虑能源站与全产业链集聚区负荷的灵活供需关系,设计区域能源管理商和能源站用能集聚区的调度策略。通过算例分析,验证本文方法能够精准监测站-网交互下能源站的碳排放因子,实现区域能源管理商与能源站用能集聚区协调运行下的碳排放与经济性目标。

关键词:全产业链集聚区;综合能源站;综合能源系统;碳计量;低碳调度

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2026)02-0065-13

Low-carbon Dispatch Method for Regional Integrated Energy Systems under the Calculation of Carbon Emission Factors in Station-network Interaction

MENG Fanlin^{1*}, ZHAO Chao¹, YAN Hui^{1,2}, CHEN Shuguang^{1,2}, LIU Zhichuang¹

(1.State Grid Xuzhou Electric Power Company, Xuzhou 221000, China;

2.China University of Mining and Technology, Xuzhou 221000, China)

Abstract: With the deepening implementation of the "dual carbon" goals, it has become increasingly urgent in the industrial sector to build integrated energy systems that meet the energy consumption needs of the entire industrial chain cluster. Integrated energy stations break through the energy interconnection limitations of different industrial clusters, which is of great significance for promoting the consumption of clean energy in the region and achieving energy conservation and emission reduction. Firstly, the models of different energy conversion devices and carbon emission models within the energy station are established. Secondly, the power interaction characteristics between the station and the grid are explored, then a carbon measurement method suitable for multi-energy stations interacting with the electric grid is proposed, subsequently. Finally, considering the flexible supply and demand characteristics within the energy station, a scheduling strategy for regional energy managers and energy station operators is designed. The results prove that the proposed method accurately monitors the carbon emission factor of the energy station under station-grid interaction, achieving both carbon emission and economic objectives under the operation of regional energy operators and energy stations.

Keywords: full industrial chain cluster; integrated energy station; integrated energy system; carbon measurement; low-carbon dispatch

0 引言

在我国环境保护和绿色转型发展的关键阶

段的背景下,贯彻落实能源低碳、高效发展战略是实现“双碳”目标的重要环节,综合能源系统(integrated energy system, IES)打破能源独立供应和运作的模式,实现电、热、气、冷等多种能源的耦合,在提质减碳、节能降耗、推动能源结构优化升级等方面拥有较大潜力^[1]。分布式能源站(distributed energy station,

基金项目:国网江苏省电力有限公司科技项目(J2023173)。
Science and Technology Foundation of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. (J2023173).

DES)作为区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)^[2-3]中的重要能源转换环节,不仅能够整合多源异质能源,还可以灵活调控输出从而满足不同能源需求,面向全产业链聚集区等不同生产环节具有较大潜力。为此,研究 IES 的低碳调度方法对减少区域碳排放、促进能源绿色转型具有重要意义。

截至目前,国内外学者对 IES 展开了大量研究,电锅炉、储热罐、燃气锅炉、热泵等具有跨时段平移与储存能源特性的能量转换设备在减少供能成本、降低碳排放方面具有巨大潜力^[4-6]。文献[7]结合能源集线器理论,耦合 IES 能量设备,形成多品质能源的输入与输出转换模型,系统化的建模概念挖掘了各类能源设备的调度潜力;文献[8]通过能源设备对传统火电机组进行低碳改造,充分激发资源灵活调配能力,实现“燃煤+”耦合发电下的节能降碳。同时,负荷侧具有可替代、可平移、可削减等灵活可控的资源^[9-10],可直接或间接的参与 IES 优化调度,在响应低碳号召等方面具有较大潜力。文献[11-12]通过研究用户响应意愿,构建了激励型与价格响应型两种需求响应数学模型;文献[13]研究主从博弈下的低碳经济调度模型,制定不同阶梯碳势下动态变化的碳价系数,引导负荷参与低碳需求响应。

尽管低碳调度策略在源侧降碳层面具有显著效益,而低碳调度策略下各个节点的碳排放指标无法监测,为准确计量电力节点及能源站内部电-热-冷环节的碳排放水平,本文采用碳排放流法计量站-网交互节点的碳排放因子并研究能源站内部不同用能环节的碳排放量。碳排放流的概念最先由文献[14-15]提出,其通过碳排放耦合电力潮流的方式,实现对电力碳排放责任的划分;随后,文献[16-20]在碳排放流理论的基础上,提出了基于比例迭代、潮流分配、图论、碳流溯源等计量方法。同时,为实现电-热-气-冷耦合的 IES 碳排放计量,文献[21]将电力碳排放流的概念应用于热力碳排放流;文献[22]结合碳排放与熵的相关特性,在电力碳排放流的基础上引入了热网叠加原理,实现对 IES 内部的碳计量。为实现 RIES 碳排放统一计算,文献[23]将多层热力系统结构转换为单层结构,对电-热数据进行归一化处理,形成 DES 侧碳排放计量方法。然而,DES 与

RIES 交互时,DES 扮演“荷”“源”两种角色,文献[23]并未考虑其可变的碳排放因子对原有模型的影响。

另一方面,在低碳调度过程中,区域能源运营商与能源站所在用能集聚区(以下简称能源站用能集聚区)属于两个不同的利益主体,涉及各自利益问题,单角度的调度方法无法满足各自指标。博弈的方法能够有效解决不同主体利益交互的问题,寻找各主体利益最大化的策略。文献[24]建立发电端、固碳端与市场端的合作博弈模型,解决了 IES 面临灵活互动、低碳排放、整体经济性难以均衡的问题;文献[25]以讨价还价为博弈策略,进行微网与配电网经济的合作博弈。但由于 IES 利益在整个区域中低碳经济性发挥主导作用,DES 自身效益需以 IES 效益为前提,双方不符合合作博弈关系,文献[26]为挖掘信息不完备条件下的用户需求响应策略,建立售电公司与居民用户家庭能源的主从博弈推演模型;文献[27]构建以能源运营商为主体、RIES 联盟为从体的主从博弈策略,同时,RIES 联盟各个成员以各自目标进行合作博弈。上述文献中分别建立了合作博弈、主从博弈、混合博弈模型,本文所建立满足三类半导体行业能源消费特征的能源站不存在利益纠纷问题,但需要实现区域能源管理商与能源站所在用能集聚区的主从利益关系,因此,本文将从主从博弈的角度出发进行优化调度。

针对上述问题,提出了考虑站-网双向电力交互的 IES 低碳调度方法,推导适用于 DES 的碳排放流计算方法,在考虑区域灵活供需调控的基础上,研究主从博弈下的区域低碳经济调度策略,主要包括:

- 1)建立满足半导体行业不同用能需求的能源站设备及碳排放转换模型。研究不同能源设备的能量关系,分析碳排放因子计算下的设备碳排放模型。

- 2)构建站-网功率交互下的碳排放计量模型。推导适用于 DES 购售电的碳排放模型,并获取交互节点碳排放因子,计量 DES 的电-热-冷碳排放因子及其碳排放量。

- 3)设计碳流视角下的低碳调度策略。设计区域能源运行商和能源站用能集聚区的主从博弈方法,挖掘负荷侧低碳调度潜力,并考虑 DES 的灵活供能特性,制定引导负荷减排的低碳调度策略。

1 区域综合能源系统运行架构

以半导体行业为例的全产业链集聚区用能情况存在显著差异,构建满足其不同能源需求的能源站对提升能源利用率、减少区域碳排放、实现经济性目标具有重要意义。

能源站与电网电力交互运行框图如图 1 所示,区域能源管理商需要协调区域配电网、区域热网、区域分布式能源站的总体利益,实现区域的低碳与经济性目标;三类能源站所在的用能集聚区需要在区域能源运行商的目标下追求效益最大化,充分调动灵活供能设备并引导半导体行业内多元负荷实现用能集聚区的经济性目标。

碳排放流理论将发电侧产生的直接碳排放耦合电力潮流,随着功率方向分摊到各个节点,并通过碳排放因子衡量碳排放水平。结合电力碳排放流性质,本文将能源站内部能源转换机组产生的碳排放耦合能量流,将顺着能量流流入设备或节点的碳排放量定义为输入碳排放量,顺着能量流流出设备或节点的碳排放量为输出碳排放量,顺着电-热-冷功

率的流动分摊,实现多种供能环节下的区域碳排放计量。

图 1 中列出三类能源站所接入的电力节点,受线路拓扑影响,不同节点的碳排放因子存在差异。在能源站与电网进行电力交互时,本文通过分析该电力节点(下文称为站-网交互节点)的功率变化,结合电力碳排放流理论,计量能源站及电网的碳排放因子。并针对站-网电力交互过程中存在的电力碳排放因子正反向的问题,提出适用于多能源站与电网电力交互的碳计量方法。

能源站用能集聚区主要包含设备维护成本、购能成本、售能成本、负荷补偿成本,三类能源站归属于同一产业链,不存在利益冲突问题。为此,本文耦合三类能源站的相似特征,建立通用能源站模型如图 2 所示,该模型包含用能集聚区的典型能源转换、能源存储设备,可灵活调控电-热-冷的输出,满足硅原料制作、晶圆加工、芯片制作区域的不同用能需求,实际能源站与本文构建的能源站模型在设备装配方面存在差异。

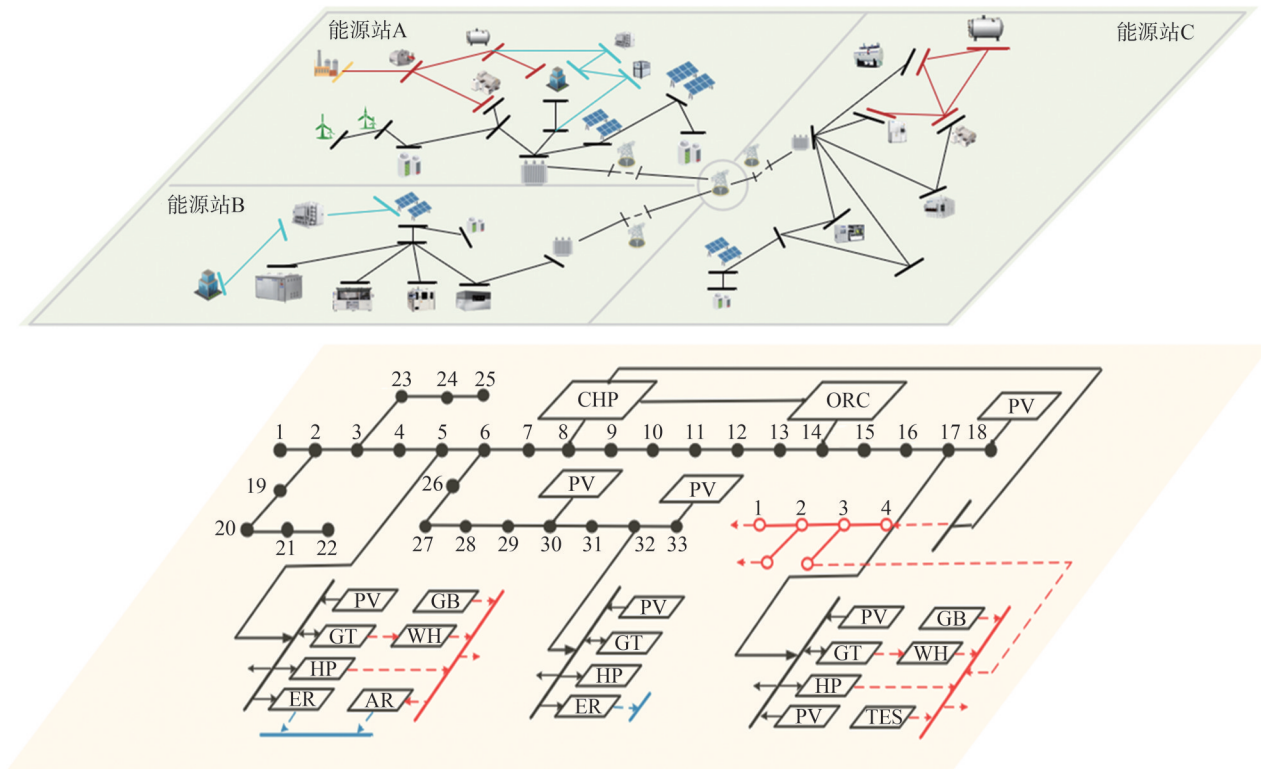


图 1 电力交互下 IES 与 DES 运行框图

Fig.1 IES and DES operating block diagram

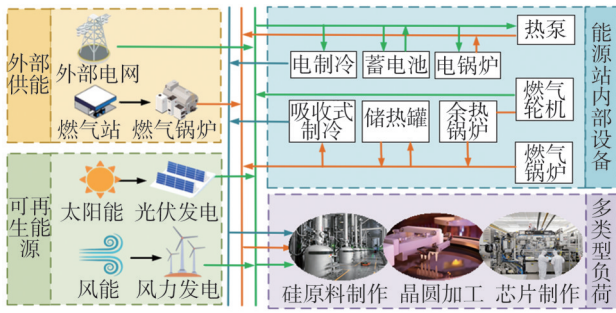


图2 区域能源管理商结构图

Fig.2 Structure diagram of a regional energy operator

同时,能源站用能集聚区内部存在大量可控调节的柔性负荷,通过设计各类负荷可控调节的范围及能源设备灵活性,以二分法^[28]为基础建立区域能源管理商及能源站用能集聚区主从博弈下的低碳调度策略,控制电-气机组出力与能源转换设备的灵活运行,从而在实现 RIES 低碳经济效益的基础上,以经济性为目标引导能源站设备的协调运行。

2 分布式能源站模型构建

2.1 能源站架构

DES 内部具有单输入单输出、单输入多输出的能源转换设备,在不同园区配有不同容量的分布式可再生能源发电机组,不同设备及机组建模见参考文献^[2]。

2.2 能源转换设备建模

为使计算简化,本文通过功率对不同能源数据的统一测算,则能源站内部能源转换设备的输入输出关系可以表示为

$$P_{out,k,t}^{(n)} = \gamma_k^{(n)} P_{in,k,t}^{(n)} \quad (1)$$

式中: $\gamma_k^{(n)}$ 为能源站 n 能量转换设备 k 的能量转换效率; $P_{in,k,t}^{(n)}$ 为在 t 时刻能源站 n 能量转换设备 k 输入功率; $P_{out,k,t}^{(n)}$ 为在 t 时刻能源站 n 能量转换设备 k 输出功率。

2.3 能源存储设备建模

能源站内部包含蓄电池、蓄热槽等能量存储设备,其设备充放能时输入输出转换关系为

$$E_{E/HSS,m,t}^{(n)} = E_{E/HSS,m,t-1}^{(n)} + \eta_{E/HSSin,m}^{(n)} P_{E/HSSin,m,t}^{(n)} - P_{E/HSSout,m,t}^{(n)} / \eta_{E/HSSout,m}^{(n)} \quad (2)$$

式中: $\eta_{E/HSSin,m}^{(n)}$ 、 $\eta_{E/HSSout,m}^{(n)}$ 分别为能源站 n 内部电/热储能装置 m 充、放功率转换效率; $P_{E/HSSin,m,t}^{(n)}$ 、 $P_{E/HSSout,m,t}^{(n)}$ 分

别为能源站 n 电/热储能装置 m 在 t 时刻的充、放功率; $E_{E/HSS,m,t}^{(n)}$ 为能源站 n 电/热储能装置 m 在 t 时刻储存的能量。

2.4 能源站碳排放建模

2.4.1 能源设备碳排放模型

根据碳排放流法的碳流原则,单一线路上碳排放因子不变化^[14],其值不随设备类型、线路类型等因素变化,对于单输入的能源转换设备,其输入和输出端口碳排放因子不变,满足

$$\begin{cases} F_{out,k,t}^{(n)} = \gamma_k^{(n)} F_{in,k,t}^{(n)} \\ e_{out,k,t}^{(n)} = e_{in,k,t}^{(n)} \\ P_{out,k,t}^{(n)} e_{out,k,t}^{(n)} = \gamma_k^{(n)} P_{in,k,t}^{(n)} e_{in,k,t}^{(n)} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $e_{in,k,t}^{(n)}$ 、 $e_{out,k,t}^{(n)}$ 分别为 t 时刻能量转换设备 k 的输入、输出碳排放因子; $F_{in,k,t}^{(n)}$ 、 $F_{out,k,t}^{(n)}$ 为 t 时刻能量转换设备 k 输入、输出碳排放量。

2.4.2 储能设备碳排放模型

储能装置可实现将不同时刻的碳排放存储与释放,其输入碳排放量取决于当前时刻电力管线注入的碳排放因子,其输出碳排放量取决于当前时刻输出电功率与储存电功率的比值,即为

$$\begin{cases} F_{CE,E/HSS,m,t}^{(n)} = \eta_{E/HSSin,m}^{(n)} P_{E/HSSin,m,t}^{(n)} e_{E/HSSin,m,t}^{(n)} + S_{E/HSS,m,t-1}^{(n)} - F_{E/HSSout,m,t}^{(n)} / \eta_{E/HSSout,m}^{(n)} \\ F_{E/HSSout,m,t}^{(n)} = F_{CE,E/HSS,m,t}^{(n)} \cdot P_{E/HSSout,m,t}^{(n)} / E_{E/HSS,m,t}^{(n)} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $F_{CE,E/HSS,m,t}^{(n)}$ 为能源站 n 的电/热储能装置 m 在 t 时刻的存储的碳排放总量; $e_{E/HSSin,m,t}^{(n)}$ 为能源站 n 的电/热储能装置 m 在 t 时刻储存能量时源端碳排放因子; $F_{E/HSSout,m,t}^{(n)}$ 为能源站 n 的电/热储能装置 m 在 t 时刻输出的碳排放量。

2.4.3 站-网交互碳排放因子计算

当 RIES 系统运行后,DES 与电网供应商进行电力交互,一般情况下,能源站需要向电网购电,其功率流动为电网-能源站,规定此时功率流向为正向。

然而,DES 内部存在的分布式可再生能源以及灵活可控的电热转换机组使得 DES 与电网交互节点的功率流动会实现反向流动,即能源站售电与购电时导致站-网电力交互节点的交互功率存在正反向变化,其功率可以表示为

$$\begin{cases} P_{DESin,t}^{(n)} = w_1 P_{1-D,t}^{(n)} - w_2 P_{D-1,t}^{(n)} \\ w_1 + w_2 = 1 \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{1-D,t}^{(n)}$ 、 $P_{D-1,t}^{(n)}$ 分别为 t 时刻从电网向能源站 n 、能源站 n 向电网流入的电功率; w_1 、 w_2 为均电力交互

状态变量,为0-1变量,当 $w_1=0$ 时,表示能源站 n 向电网流入电功率,当 $w_2=0$ 时,表示电网向能源站 n 流入电功率。

根据碳排放因子定义^[16],节点碳排放因子等于流入该节点总碳排放量与总功率的比值,则能源站 n 的电力侧碳排放因子表示为

$$e_{\text{DESe},t}^{(n)} = \frac{\sum_{k \in U^{\text{dc}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)} e_{\text{out},k,t}^{(n)} + \sum_{m \in M^{\text{dc}^+}} F_{\text{ESSout},m,t}^{(n)} + \lambda_{an} w_1 P_{1-D,t}^{(n)} e_{m,t}}{\sum_{i \in U^{\text{dc}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)} + \sum_{m \in M^{\text{dc}^+}} P_{\text{ESSout},m,t}^{(n)} + P_{\text{PV/WT},t}^{(n)} + P_{1-D,t}^{(n)} w_1} \quad (6)$$

式中: $e_{\text{DESe},t}^{(n)}$ 为能源站 n 在 t 时刻的电力侧碳排放因子; $P_{\text{PV/WT},t}^{(n)}$ 为能源站 n 内部的分布式可再生能源在 t 时刻总出力; U^{dc^+} 、 M^{dc^+} 分别为与能源站 n 相连的所有输出为电的能源设备集合、电力存储设备集合; $e_{m,t}$ 为与能源站 n 相连的外电网在 t 时刻的碳排放因子; λ_{an} 为能源站 n 是否与节点 a 相连的系数,若相连其值为1,否则为0。

同理,能源站 n 的热力侧碳排放因子为

$$e_{\text{DESh},t}^{(n)} = \frac{\sum_{k \in U^{\text{hc}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)} e_{\text{out},k,t}^{(n)} + \sum_{m \in M^{\text{hc}^+}} F_{\text{ESSout},m,t}^{(n)}}{\sum_{i \in U^{\text{hc}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)} + \sum_{m \in M^{\text{hc}^+}} P_{\text{ESSout},m,t}^{(n)}} \quad (7)$$

式中: $e_{\text{DESh},t}^{(n)}$ 为能源站 n 在 t 时刻的热力碳排放因子; U^{hc^+} 、 M^{hc^+} 为与能源站 n 相连的所有输出为热的能源设备、热力存储设备的集合。

能源站 n 的制冷碳排放因子可表示为

$$e_{\text{DESc},t}^{(n)} = \frac{\sum_{k \in U^{\text{ec}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)} e_{\text{out},k,t}^{(n)} + \sum_{m \in U^{\text{hc}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)} e_{\text{DESh},t}^{(n)}}{\sum_{k \in U^{\text{ec}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)} + \sum_{k \in U^{\text{hc}^+}} P_{\text{out},k,t}^{(n)}} \quad (8)$$

式中: $e_{\text{DESc},t}^{(n)}$ 为能源站 n 在 t 时刻的制冷碳排放因子; U^{ec^+} 、 U^{hc^+} 为与能源站 n 相连所有电制冷、吸收式制冷的能源设备的集合。

2.4.4 电网交互碳排放模型

对于电网内部的节点 a ,其上游线路为 i ,下游线路为 j ,根据节点碳排放因子的定义,该节点的碳排放因子

$$e_{a,t} = \frac{\sum_{i \in A^+} P_{i \rightarrow a,t} \rho_{i \rightarrow a,t} + P_{G,a,t} \cdot e_{G,a,t} + F_{D-1,t}^{(n)}}{\sum_{i \in A^+} P_{i \rightarrow a,t} + P_{G,a,t} + w_2 P_{D-1,t}^{(n)}} \quad (9)$$

$$F_{D-1,t}^{(n)} = \lambda_{an} w_2 P_{D-1,t}^{(n)} e_{\text{DESe},t}^{(n)} \quad (10)$$

式中: $P_{i \rightarrow a,t}$ 为 t 时刻流入节点 a 的支路 i 的功率; $\rho_{i \rightarrow a,t}$ 为 t 时刻流入节点 a 的支路 i 的碳排放流密度,

其值等于其上游节点的碳排放因子; $P_{G,a,t}$ 为 t 时刻与节点 a 相连的发电机发电功率; $e_{G,a,t}$ 为 t 时刻与节点 a 相连的发电机的发电碳排放因子; A^+ 为流入节点 n 的所有支路的集合; $F_{D-1,t}^{(n)}$ 为 t 时刻能源站 n 向电网流入的碳排放量。

2.5 荷侧碳排放建模

荷侧碳排放因子与其上游节点的碳排放因子相等,对于区域能源管理商的负荷,其荷侧碳排放量为

$$F_{l,t} = e_{m,t} P_{l,t} \quad (11)$$

式中: $F_{l,t}$ 为 t 时刻负荷 l 碳排放量; $P_{l,t}$ 为 t 时刻负荷 l 用电量。

对于DES的电-热-冷负荷,其荷侧碳排放量为

$$F_{\text{DES},l,t}^{(n)} = F_{\text{elc},l,t}^{(n)} + F_{\text{h},l,t}^{(n)} + F_{\text{cold},l,t}^{(n)} + e_{\text{DESe},t}^{(n)} P_{\text{elc},l,t}^{(n)} = e_{\text{DESh},t}^{(n)} P_{\text{h},l,t}^{(n)} + e_{\text{DESc},t}^{(n)} P_{\text{c},l,t}^{(n)} \quad (12)$$

式中: l 为elc、hot、cold分别代表电负荷、热负荷、冷负荷; $F_{\text{DES},l,t}^{(n)}$ 为 t 时刻能源站 n 负荷 l 的碳排放总量; $F_{\text{elc},l,t}^{(n)}$ 、 $F_{\text{h},l,t}^{(n)}$ 、 $F_{\text{cold},l,t}^{(n)}$ 分别为 t 时刻能源站 n 的电、热、冷负荷 l 碳排放量; $P_{\text{elc},l,t}^{(n)}$ 、 $P_{\text{h},l,t}^{(n)}$ 、 $P_{\text{c},l,t}^{(n)}$ 分别为 t 时刻能源站 n 的电、热、冷负荷 l 的用电量。

3 区域低碳经济调度策略

3.1 约束条件

3.1.1 灵活性机组约束

能源站内部不同机组具有能源灵活调控的能力,其设备的容量约束、爬坡约束可表示为

$$\begin{cases} E_{\text{in},\sigma,t}^{\text{min},(n)} \leq P_{\text{in},\sigma,t}^{(n)} \leq E_{\text{in},\sigma,t}^{\text{max},(n)} \\ P_{\text{in},\sigma,t}^{\text{down max},(n)} \leq P_{\text{in},\sigma,t}^{(n)} - P_{\text{in},\sigma,t-1}^{(n)} \leq P_{\text{in},\sigma,t}^{\text{up max},(n)} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $E_{\text{in},\sigma,t}^{\text{min},(n)}$ 、 $E_{\text{in},\sigma,t}^{\text{max},(n)}$ 分别为 t 时刻设备 σ 容量的上限、下限; $P_{\text{in},\sigma,t}^{\text{up max},(n)}$ 、 $P_{\text{in},\sigma,t}^{\text{down max},(n)}$ 分别为 t 时刻设备 σ 爬坡约束上限、下限。

3.1.2 可控调节负荷约束

区域内部具有可替代、可削减、可平移等柔性负荷,帮助能源站更好地应对系统经济性、低碳性等灵活性需求。不同负荷可描述为

$$\begin{cases} P_{L,l,t}^{\text{after},(n)} = P_{L,l,t}^{\text{before},(n)} + \Delta P_{L,l,t}^{(n)} \\ \Delta P_{L,l,t}^{(n)} = \Delta P_{\text{SL},l,t}^{(n)} - \Delta P_{\text{RL},l,t}^{(n)} + \Delta P_{\text{ShL},l,t}^{(n)} \\ 0 \leq \Delta P_{\text{RL},l,t}^{(n)} \leq P_{\text{RL},l,t}^{\text{max},(n)} \\ 0 \leq \Delta P_{\text{SL},l,t}^{(n)} \leq P_{\text{SL},l,t}^{\text{max},(n)} \\ 0 \leq |\Delta P_{\text{ShL},l,t}^{(n)}| \leq \Delta P_{\text{ShL},l,t}^{\text{max},(n)} \\ \sum_{t=1}^T \Delta P_{\text{ShL},l,t}^{(n)} = 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中: $\Delta P_{SL,l,t}^{(n)}$ 、 $\Delta P_{RL,l,t}^{(n)}$ 、 $\Delta P_{ShL,l,t}^{(n)}$ 分别为在 t 时刻能源站 n 负荷 l 的替代、削减、平移量; $P_{L,l,t}^{before(n)}$ 、 $P_{L,l,t}^{after(n)}$ 分别为在 t 时刻能源站 n 负荷 l 调度前、后的实际负荷需求; $P_{RL,l,t}^{max(n)}$ 、 $P_{SL,l,t}^{max(n)}$ 、 $\Delta P_{ShL,l,t}^{max(n)}$ 分别为在 t 时刻能源站 n 负荷 l 允许替代、削减、平移的最大值; $\Delta P_{L,l,t}^{(n)}$ 为在 t 时刻能源站 n 负荷 l 灵活调控的总量; T 为调度周期。

3.1.3 功率平衡约束

能源站的电、热、冷功率平衡约束为

$$\begin{cases} P_{L,elec,t}^{after(n)} = \sum_{k \in U^{elec+}} P_{out,k,t}^{(n)} + \sum_{m \in M^{elec+}} P_{ESSout,m,t}^{(n)} - \sum_{i \in U^{elec-}} P_{in,i,t}^{(n)} - \sum_{m \in M^{elec-}} P_{ESSout,m,t}^{(n)} + w_1 P_{D-1,t}^{(n)} - w_2 P_{D-1,t}^{(n)} + P_{PV/WT,t}^{(n)} \\ P_{L,hot,t}^{after(n)} = \sum_{k \in U^{h+}} P_{out,k,t}^{(n)} + \sum_{m \in M^{h+}} P_{HSSout,m,t}^{(n)} - \sum_{m \in M^{h-}} P_{HSSin,m,t}^{(n)} - \sum_{i \in h^-} P_{in,i,t}^{(n)} \\ P_{L,cold,t}^{after(n)} = \sum_{k \in U^{c+}} P_{out,k,t}^{(n)} + \sum_{k \in U^{c+}} P_{out,k,t}^{(n)} \end{cases} \quad (15)$$

式中: U^{elec-} 、 M^{elec-} 为与能源站 n 相连的所有输入为电的能源设备、电力存储设备的集合; $P_{L,elec,t}^{after(n)}$ 、 $P_{L,hot,t}^{after(n)}$ 、 $P_{L,cold,t}^{after(n)}$ 分别为 t 时刻调控后的电、热、冷负荷需求。

配电网功率及其他安全性约束见参考文献[29]。

3.2 目标函数

3.2.1 区域能源管理商目标函数

以区域能源管理商收益最大化及碳排放最小化为主目标进行多目标求解。

1)经济目标。

区域能源管理商追求经济性的最大化,考虑其购售能效益、运行成本、负荷调度成本,其优化目标1为收益最大化,可表示为

$$\max F_{IES} = F_{IES,sell} - F_{IES,buy} - F_{DR}^{IES} - F_{om}^{IES} \quad (16)$$

$$\begin{cases} F_{IES,sell} = \sum_{t=1}^T (\sum_{l \in \Omega^{e+}} P_{l,t} \varepsilon_{e,t}^{sell} + \sum_{l \in \Omega^{h+}} P_{l,t} \varepsilon_{h,t}^{sell} + \sum_{l \in \Omega^{c+}} P_{l,t} \varepsilon_{c,t}^{sell}) \\ F_{IES,buy} = \sum_{t=1}^T (P_t^e \varepsilon_{e,t}^{buy} + P_t^g \varepsilon_{g,t}^{buy}) \\ F_{DR}^{IES} = \sum_{t=1}^T (\delta_{SL} |\Delta P_{SL,t}| + \delta_{ShL} |\Delta P_{ShL,t}| + \delta_{RL} |\Delta P_{RL,t}|) \\ F_{om}^{IES} = \sum_{t=1}^T \sum_{\sigma=1}^N (\lambda_{\sigma} P_{in,\sigma,t}) \end{cases} \quad (17)$$

式中: F_{IES} 为区域能源管理商的运行效益; $F_{IES,buy}$ 、 $F_{IES,sell}$ 为区域能源管理商购售能源成本与收益; $\varepsilon_{e,t}^{sell}$ 、 $\varepsilon_{h,t}^{sell}$ 、 $\varepsilon_{c,t}^{sell}$ 分别为 t 时刻区域能源管理商售卖单位电、热、冷的价格; Ω^{elec} 、 Ω^{hot} 、 Ω^{cold} 分别为区域能源管理商电、热、冷负荷的集合; $\varepsilon_{e,t}^{buy}$ 为 t 时刻区域能源管

理商购买单位电的价格; ε_{gas}^{buy} 为区域能源管理商购买单位气的价格; F_{DR}^{IES} 为负荷调度补贴成本; δ_{SL} 、 δ_{ShL} 、 δ_{RL} 为负荷 l 的替代、削减、平移补偿单位成本; N 为区域所有能源存储、能源转换设备总数; F_{om}^{IES} 为不同机组的运维成本; λ_{σ} 为不同设备 σ 的运维价格系数。

2)碳排放目标。

同时区域能源管理商追求区域碳排放的最小化,考虑其电-气源侧碳排放及未参与电能替代负荷产生的碳排放。其优化目标2为碳排放 C_{IES} 最小,可表示为

$$\min C_{IES} = \sum_{t=1}^T [e_{e,t}^{CO_2} P_t^e + e_{g,t}^{CO_2} P_t^g + e_{SL,z,t}^{CO_2} (P_{SL,l,t}^{max} - \Delta P_{SL,l,t})] \quad (18)$$

式中: $e_{SL,z,t}^{CO_2}$ 为所有未参与电能替代负荷在 t 时刻燃烧的第 z 类化石能源碳排放因子; $e_{e,t}^{CO_2}$ 为 t 时刻电碳排放因子,取决于上级电网碳排放因子,其值可参考联合国政府间气候变化专门委员会(intergovernmental panel on climate change, IPCC)颁布的发电侧碳排放因子^[30]; $e_{g,t}^{CO_2}$ 为气碳排放因子,一般取定值0.23 kg/kWh。

3.2.2 DES用能集聚区运行商目标函数

1)区域经济低碳性约束。

在上层经济性与低碳性的求解下,区域能源管理商会权衡区域的经济效益与碳排放水平,从而给下层DES多用能集聚区留有相应的裕度,其裕度约束为

$$\begin{cases} \gamma_{min} F_{IES}^{max} \leq F_{IES} \leq \gamma_{max} F_{IES}^{max} \\ \lambda_{min} C_{IES}^{max} \leq C_{IES} \leq \lambda_{max} C_{IES}^{max} \end{cases} \quad (19)$$

式中: γ_{min} 、 γ_{max} 分别为经济性约束系数的下限、上限; λ_{min} 、 λ_{max} 分别为碳排放约束系数的下限、上限; F_{IES}^{max} 、 C_{IES}^{max} 分别为区域能源管理商经济性最大值、碳排放最大值。

2)经济目标。

以半导体行业为例的能源站用能集聚区追求总运行成本 F_{DES} 最低,即为

$$\max F_{DES} = \sum_{n=1,2,3} (F_{DES,sell}^{(n)} - F_{DES,buy}^{(n)} - F_{DR}^{DES,(n)} - F_{om}^{DES,(n)}) \quad (20)$$

式中: $F_{DES,sell}^{(n)}$ 、 $F_{DES,buy}^{(n)}$ 、 $F_{DR}^{DES,(n)}$ 、 $F_{om}^{DES,(n)}$ 分别为能源站 n 中DES的售能效益、购能成本、负荷补偿成本、运维成本。具体指标与区域能源管理商式(17)相似,此

处不再赘述。

3.3 主从博弈求解方法

采用二分法^[28]来优化主从博弈模型。主要思路为将领导者最优解转换为跟随者求解函数下的约束区间,并采用二分法在迭代过程中逼近上下约束边界求解最优结果。

首先求解出均衡区域经济与碳排放特征的领导者最优解。考虑到直接将领导者最优解代入跟随者目标函数最大化求解问题可能存在无解的情况,规定在式(19)下的领导者求解最优结果称为 Z_{IES}^{\max} ,从而将最优解 Z_{IES}^{\max} 缩放为区间形式即为

$$\begin{cases} \theta_{\min,w} Z_{IES}^{\max} \leq Z_w \leq \theta_{\max,w} Z_{IES}^{\max} \\ Z_w = \Gamma(C_{IES}) + \Phi(F_{IES}) \end{cases} \quad (21)$$

式中: $\theta_{\min,w}$ 、 $\theta_{\max,w}$ 分别为第 w 次迭代下目标区间的上、下边界系数; Z_w 为第 w 次迭代下领导者收益分数; $\Gamma(C_{IES})$ 为区域碳排放的评分模型; $\Phi(F_{IES})$ 为区域经济效益的评分模型。

以区域能源管理商为领导者、能源站用能集聚区运行商为追随者构建的主从博弈模型,包含参与者、策略集和收益三要素,建立主从博弈模型,表示如下。

参与者:区域能源管理商、能源站用能集聚区为该博弈的2个参与者,参与者集合 Ψ 表示为 $\Psi = \{IES, DES\}$ 。

策略:领导者区域能源管理商的策略为购能量、设备运维,以集合 s_{IES} 的形式可以表示为 $s_{IES} = \{P_{v,t}^{IES,buy}, P_{om,\sigma,t}^{IES}\}$, $v \in \{e, g, h\}$, $P_{v,t}^{IES,buy}$ 、 $P_{om,\sigma,t}^{IES}$ 分别为区域能源管理商的购能量、设备消耗功率。跟随者为能源站用能集聚区的设备维护成本、各时刻购能成本、需求响应补偿成本,以集合 δ_{DES} 的形式可以表示为 $\delta_{DES} = \{P_{om,\sigma}^{DES}, P_{v,t}^{Load}, P_{v,t}^{DES,buy}\}$, $P_{om,\sigma}^{DES}$ 、 $P_{v,t}^{Load}$ 、 $P_{v,t}^{DES,buy}$ 分别为能源站用能集聚区内部的设备消耗功率、需求响应负荷功率、购能量。

收益:区域能源管理商的目标函数见式(17)、式(18)、式(21),能源站用能集聚区的目标函数见式(20)。

在二分法中,首先判断当前区间是否有解,若无解,放宽上下边界系数。当该区间有解时,靠近 Z_{IES}^{\max} 的点具有更高的优先级。

二分法求解流程如图3所示,假设图中曲线上的点为领导者目标函数下的解集,规定此时最优解

区间内有5个点,在跟随者目标函数下, Z_w 点和 Z_1 点均对应不同的能源站效益,但 Z_w 具有更高的优先级。求解 Z_w 步骤如下。

流程①:求解跟随者目标函数,得出目标函数下的结果,排除优先级较低的区间,将此点传递给流程②。

流程②:判断流程①中传递的点是否为唯一点。将排除此点的区间重新代入目标函数,若排除区间无解,则当前点为唯一均衡点;否则将当前区间信息传递给流程③。

流程③:二分法逼近区间。二分法划分当前区间中位点,选取有解区间并排除无解或优先级低的区间,当点位优先级相同时,即在 Z_{IES}^{\max} 上下各存在一个距离相同的点位,此时通过比较 Z_w 分值优先级,选取最优结果,若分值相同,选取分值情况下能源站效益较高的点位,传递给流程①。

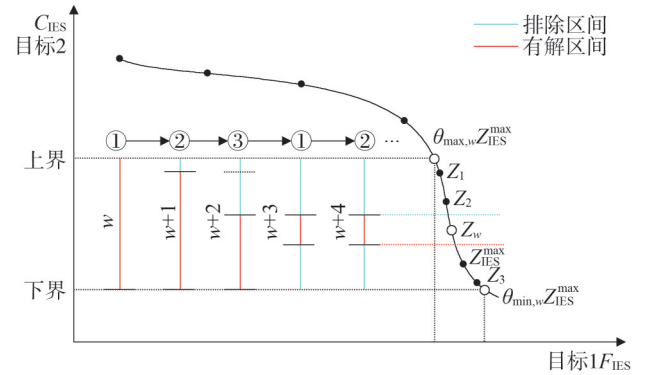


图3 二分法求解流程

Fig.3 Bisection method solution process

通过上述方法逼近区间上下界,能够避免区间设置过大或过小导致的跟随者存在多个解或者无解的情况,当流程②判定结果为唯一解时,停止迭代,并输出博弈均衡点为唯一点。

文中各决策变量约束条件均为从最小限制至最大限制的闭区间,即策略集均为非空紧凸集。能源站用能集聚区作为追随者,其目标函数为关于策略集的线性函数,必为凸函数,因此满足主从博弈均衡条件。

3.4 主从博弈证明

当模型存在 Stackelberg 均衡解且具有唯一性时,满足以下两个条件:1)区域能源管理商及能源站集聚区的目标函数是博弈策略集的非空且连续函

数;2)能源站集聚区的目标函数是双方博弈策略集
的连续凸函数或凹函数。证明如下。

1) 主从博弈主体区域能源管理商策略集需满足式(13)一式(14), 博弈从体需满足式(14)一式(15)。因此参与者为非空紧缩集。

2) 分析能源站集聚区的目标函数, F_{DES} 为多元线性函数, 对其策略集中各决策变量求二阶偏导, 可得:

$$\frac{\partial^2 F_{DES}}{\partial P_{om,i}^{DES,2}} = \frac{\partial^2 F_{DES}}{\partial P_{v,t}^{Load,2}} = \frac{\partial^2 F_{DES}}{\partial P_{v,t}^{DES,buy,2}} = 0 \quad (22)$$

则能源站集聚区运行商目标函数是关于其策略集的线性函数, 条件2得证。因此主从博弈均衡点存在且唯一。

3.4 模型求解流程

全产业链集聚区负荷体量大, 其用能对整个区域的经济性及碳排放影响较高。构建以区域能源管理商为主体、DES为跟随的低碳调度策略, 可以实现整个区域的节能减排及经济效益提升。其求解流程如图4所示。

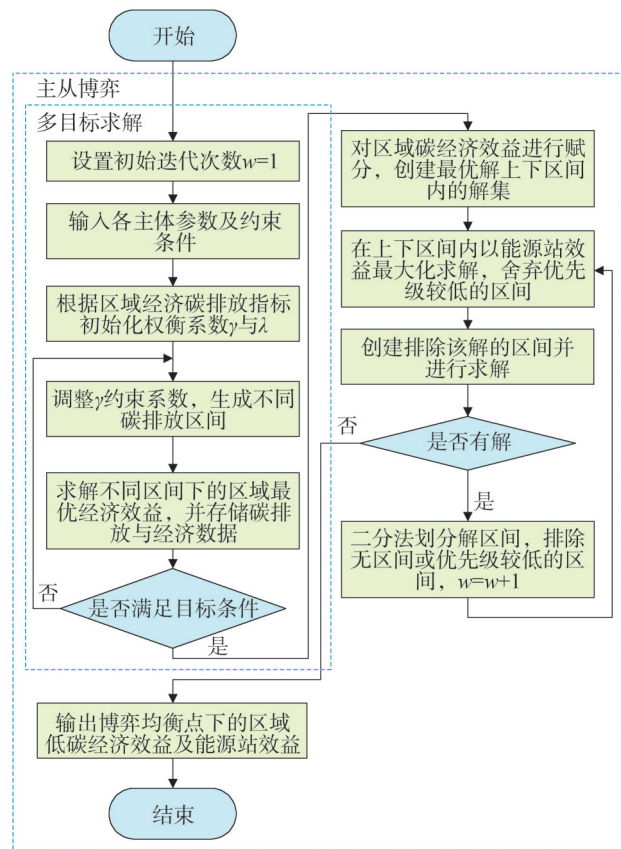


图4 模型求解流程

Fig.4 Flowchart of the model solution process

步骤1)首先输入参数及约束条件, 根据区域指标调整权衡系数并设置区间, 对区域能源管理商进行多目标求解, 生成指标范围内的碳排与经济效益解集;

步骤2)对区域低碳与经济效益进行赋分, 设置先后优先级, 通过求解设立随机区间及二分法对区间进行逼近, 选取最优解, 并输出博弈均衡点。

4 算例分析

4.1 案例数据

以我国华东地区某区域的半导体企业来进行算例分析, 调度周期为24h, 时间尺度为1h。该半导体企业主要由三个园区构成: 晶圆加工区(能源站1)热需求高、芯片制造区(能源站2)电力需求高、硅原料制备区(能源站3)电-热需求较高。

本文仿真模型采用MATLAB R2022b搭建, 并调用GUROBI求解器进行求解。计算机CPU为Ryzen 7 5800 H, 内存16GB。

4.2 仿真数据分析

为证明本文所述方法对RIES系统运行结果的有效性以及主从博弈策略实现两主体利益共赢的合理性, 设置4个对比方案进行分析。

- 方案1: 区域能源管理商碳排放最小为目标;
- 方案2: DES经济效益最大化为目标;
- 方案3: 区域能源管理商低碳经济效益最大化为
主目标、DES经济效益最大化为次目标;
- 方案4: 在方案3的基础上, 增加考虑多元供需
响应及电能替代负荷的减碳效益。

上述4种方案下区域能源管理商购售、碳排放成本、DES收益如表1所示。

对比方案1和方案2可知, 方案1与方案2分别在追求经济效益或碳排放效益时忽视了彼此利益, 造成区域碳排放过高或能源站经济效益较差。方案3均衡主目标低碳性与经济性并绘制帕累托前沿, 在区域碳排放处于2545t区间时, 系统评分较高, 将碳排放约束(2500~4500t)带入次目标, 最终得到区域碳排放处于3847.5684t时, 区域低碳经济与DES经济收益实现最大化。方案4在主从博弈的基础上引入了多元供需响应, 供需响应在分布式可再生能源出力较高时段, 调动电储能、电锅炉等能源设备实现对新能源的存储与利用, 在碳势较高时段调控负

表1 各方案下IES优化调度结果对比

Table 1 Scheduling results comparison of IES under various schemes

方案	区域总收益/万元	DES 总收益/万元	区域碳排放/t	总成本/万元	购电成本/万元	购气成本/万元
1	5.411 2	6.912 7	1 571.137 5	7.756 4	1.001 2	8.164 5
2	7.502 6	5.689 2	4 332.178 2	11.464 1	7.864 8	3.025 9
3	10.502 7	5.248 4	3 847.568 4	11.761 5	6.761 5	4.155 6
4	10.478 8	5.149 1	2 567.242 4	11.451 2	5.167 3	5.245 8

荷用电功率、时序实现高碳排放负荷的转出与削减,相较于方案3,能源站经济效益维持在10.5万元左右,总体碳排放下降1280t。因此,在主从博弈与多元供需响应的结合下,不仅能兼顾区域低碳经济的均衡,同时实现能源站收益的最大化。

4.3 低碳经济调度影响分析

4.3.1 不同DES电-热-冷调度分析

图5、图6分别为方案4下的DES电力、热力优化运行结果。

能源站1与能源站3作为半导体的晶圆加工区与硅原料制备区的主要供能单元,其热力需求较高,在夜间00:00—06:00时段,电价处于低谷期,风力发电已满足能源站1电力供应需求,电储能充电,但由于能源站1热-冷需求较高,热泵、电制冷设备工作将能源站1购买的低价电力转换弥补热-冷需求上的缺失。同时,图6中可以看出能源站1、能源站3的燃气锅炉承担了部分热力供应,考虑到夜间电力碳排放因子较高,说明能源站为改善夜间碳排放水平,通过牺牲部分经济性选择低碳排放的燃气来降低整体碳排放因子。由于能源站2、3该时段没有其他能源供应,

其只能通过向配电网购电来满足用能需求。

在08:00—10:00、16:00—19:00时段,此时分时电价略低于气价,分布式能源出力比例较低,整体碳排放处于较高水平,所以燃气轮机牺牲经济性降低区域碳排放量;但由于16:00—18:00时段负荷电力需求较低,燃气轮机部分出力无法消纳,此时电储能进行充电。

在10:00—12:00、19:00—21:00电价高于气价,CHP消耗天然气增加电力输出,同时,能源站追求自身效益,选择在该时段最大化释放电热储能,从而向区域能源管理商出售富余电能获取利润。燃气轮机工作时段内,吸收式制冷将余热锅炉富余的余热进行消纳。

在12:00—16:00时段,光伏出力提升,电力需求略微降低,能源站3在本时段售出电能;能源站1受燃气锅炉设备容量上限影响,热泵将富余的电能转换为热力。

在21:00—24:00时段,电价较低、碳排放因子较高,受机组爬坡约束影响,能源站1仍需要购买高价天然气维持燃气锅炉工作状态,并将富余的风电售卖;能源站3释放电、热储能并购买低价电力此时

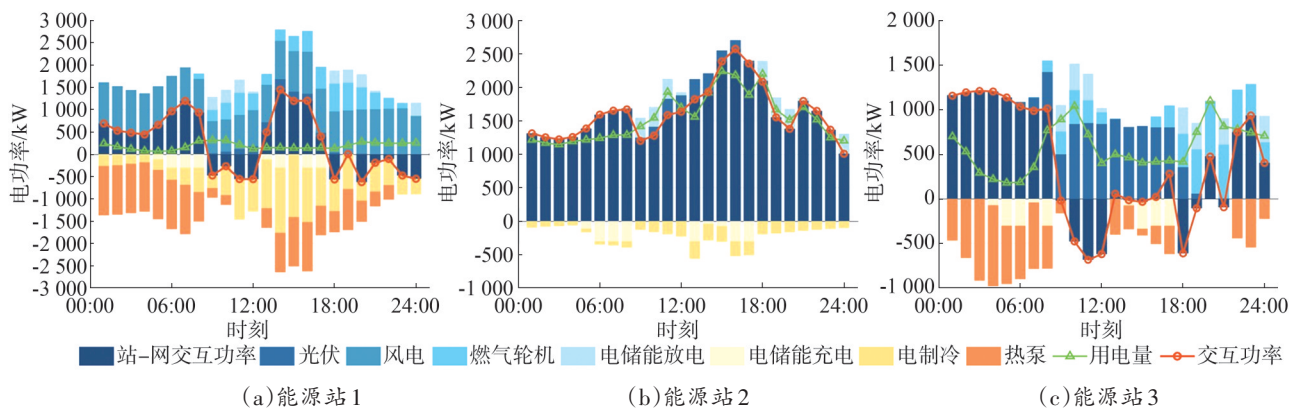


图5 方案4下能源站电力优化运行结果

Fig.5 Optimization results of electric operation in the energy station operation under scheme 4

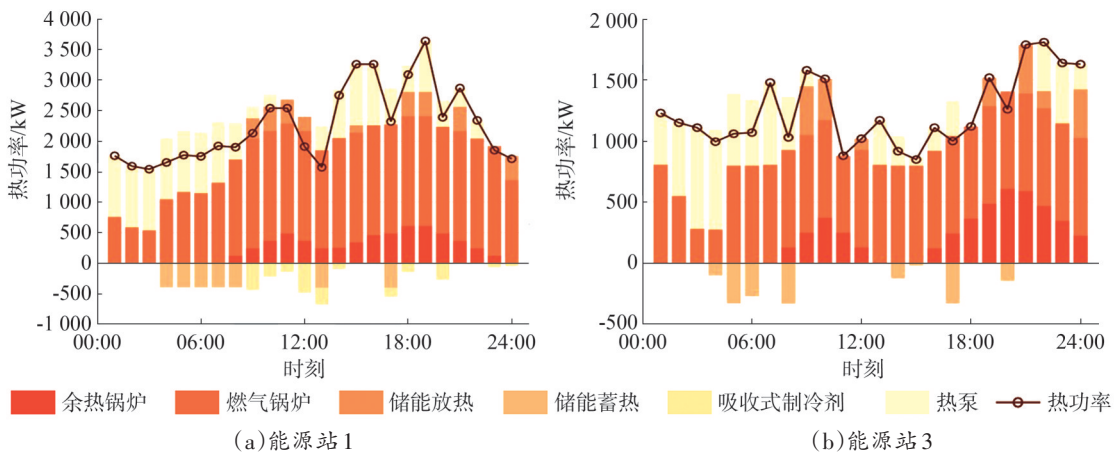


图6 方案4下能源站热力优化运行结果

Fig.6 Optimization results of thermal operation in the energy station operation under scheme 4

较高热力需求。

4.3.2 站-网交互碳排放因子分析

图7为站-网交互节点的碳排放因子热图,其中,当功率流向为电网节点到能源站时,碳排放因子为正数,当功率流向为能源站到电网节点时,碳排放因子为负数(正数与负数仅表示碳排放因子流向)。

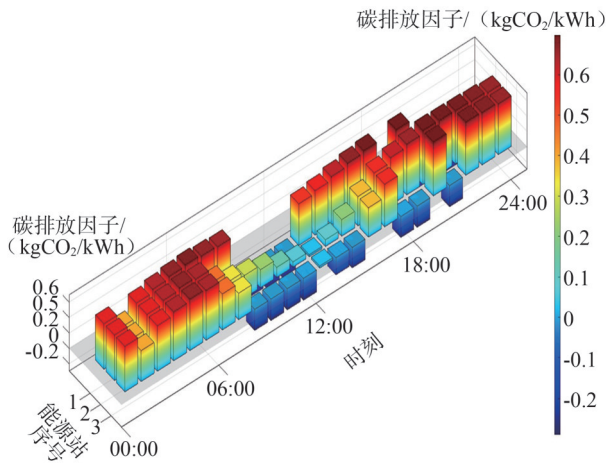


图7 站-网碳排放因子计算结果

Fig.7 Calculation results of station-grid carbon emission factor

对比图5可得,在00:00—08:00时段,能源站向电网购电,此时碳排放因子为正数,站-网交互节点碳排放因子取决于电网节点的碳排放因子;同时,电网电量成分主要为上级电网及风机,不同节点的碳排放因子差异较小。

在06:00—08:00,由于电网部分节点装配的光伏开始出力,改善了包括与能源站2、3相连的电力节点的碳排放因子,使其在该时段碳排放因子降低。从09:00开始,能源站1与能源站2在部分时段向电网输送功率,站-网交互节点受电力节点与能源站共同作用,其碳排放因子为负数。

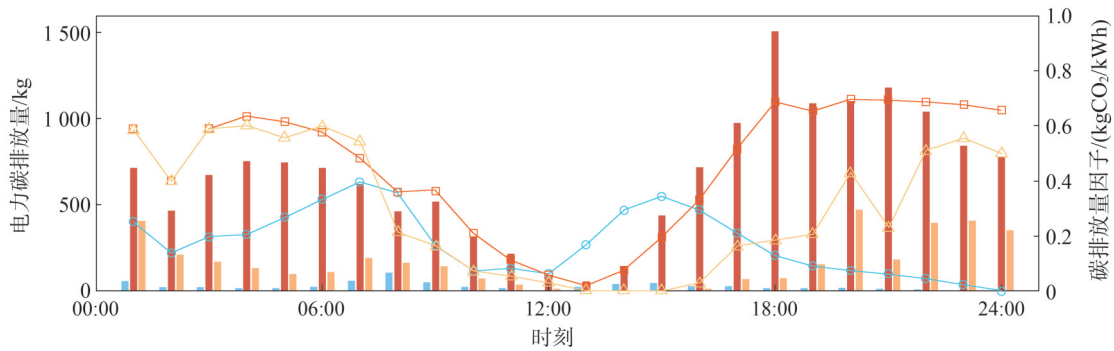
站-网碳排放因子及其功率决定能源站与电网的碳排放水平。当方向为负时,能源站内部负荷所产生的碳排放量仅与能源站消耗的天然气及储能放电有关;当方向为正时,电力节点的碳排放因子不受能源站影响。

4.3.3 不同DES电-热-冷碳排放分析

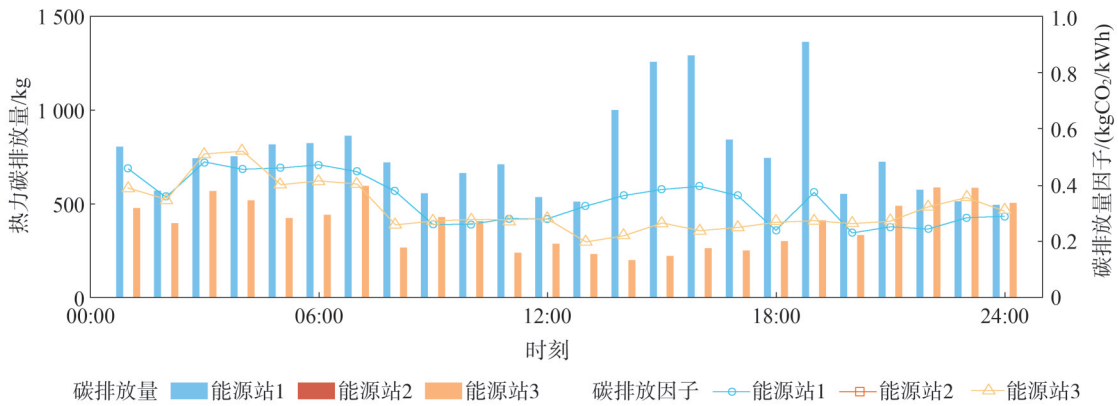
图8(a)为三个能源站的电力碳排放,与图5对比可知,能源站碳排放因子与站-网交互曲线呈大致相同趋势,当能源站购电量增多时,外电网碳排放因子占主导地位,能源站碳排放因子较高;当能源站向外售电时,能源站主要依靠光伏/风机、燃气轮机、储能等设备供给电力,此时碳排放因子较低。

能源站1因其电力负荷体量小,电力碳排放量在多能源站中最低,同时,与能源站2、3对比发现能源站1配备的风机改善了能源站的夜间碳排放因子。

图8(b)展示了三个能源站的热力碳排放,能源站2由于没有热负荷,其热力碳排放量为0;能源站1、3碳排放因子整体呈夜间较高、白天较低的趋势,主要因为夜间能源站牺牲减碳效益购买夜间低价电能,导致碳排放因子提升。能源站在14:00—19:00热力需求较高,尽管此时热力碳排放因子不高,但总体碳排放受



(a)能源站电力碳排放测算结果



(b)能源站热力环节优化运行结果

图8 能源站碳排放因子及其碳排放量

Fig.8 Carbon emission factor and carbon emissions of the energy station

需求影响显著,在此时段达到峰值。

5 结束语

以半导体行业为代表的全产业链集聚区电-热-冷系统为研究对象,构建了不同能源需求下的 DES 设备及碳计量模型。在考虑能源站与电网交互功率流向的基础上,结合碳排放流理论,提出了适用于 DES 与电网交互环节及其内部用能的碳计量方法。同时,考虑供需灵活响应约束,从区域能源管理商及 DES 运行商协同控碳的角度,提出了以区域低碳经济目标为主导、DES 运行商经济性为跟随的区域电-热-冷低碳调度模型,并以二分法对主从博弈进行求解。最后,对设备运行情况与碳排放数据进行分析,表明所提出的低碳调度策略可以有效降低区域碳排放及区域的运行成本,提高供需各环节灵活调控水平,在经济效益的引导下能源站各个设备均参与能量调节。

后续研究将围绕区域能源站与电网协同降碳能力,结合碳交易、绿证交易政策,挖掘不同激励下用能需求响应特征进行进一步研究。

参考文献

- [1] 袁越,苗安康,吴涵,等.低碳综合能源系统研究框架与关键问题研究综述[J].高电压技术,2024,50(9):4019-4036.
YUAN Yue, MIAO Ankang, WU Han, et al. Review of the research framework and key issues for low-carbon integrated energy system [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(9): 4019-4036.
- [2] 刘钊,郭子豪,申安,等.考虑冷热电灵活性负荷需求响应的区域综合能源系统运行优化[J].南方能源建设,2024,11(6):153-163.DOI: 10.16516/j.ceeec.2024.6.16.
LIU Zhao, GUO Zihao, SHEN An, et al. Optimization of regional integrated energy system operation considering flexible load demand response for cooling, heating and power [J]. Southern energy construction, 2024, 11(6): 153-163. <https://www.energychina.press/cn/article/doi/10.16516/j.ceeec.2024.6.16>
- [3] 窦真兰,刘浩,李鹏,等.计及烟效率的多园区综合能源系统协同优化运行方法[J].电网与清洁能源,2025,41(1):61-70.
DOU Zhenlan, LIU Hao, LI Peng, et al. A synergistic and optimized operation method of multi-park integrated energy system considering the exergy efficiency of the system [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(1): 61-70.
- [4] 王利猛,刘雪梦,李扬,等.阶梯式碳交易机制下考虑需求响应

- 的综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力建设, 2024, 45(2): 102-114.
- WANG Limeng, LIU Xuemeng, LI Yang, et al. Low-carbon optimal dispatch of integrated energy system considering demand response under the tiered carbon trading mechanism [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(2): 102-114.
- [5] 王巍, 周芷伊, 徐向彬, 等. 计及源-荷不确定性及需求侧响应的多主体综合能源系统两阶段鲁棒优化配置[J]. 电力大数据, 2024, 27(3): 23-32.
- WANG Wei, ZHOU Zhiyi, XU Xiangbin, et al. Two-stage robust optimal configuration of a multi-actor integrated energy system considering demand response and flexibility [J]. Power Systems and Big Data, 2024, 27(3): 23-32.
- [6] 张浩, 陆海, 罗恩博, 等. 考虑资源灵活性的多区域综合能源系统协同调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(9): 148-154.
- ZHANG Hao, LU Hai, LUO Enbo, et al. Coordinated scheduling of multi-region integrated energy systems considering resource flexibility [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(9): 148-154.
- [7] GUO X S, LOU S H, WU Y W, et al. Low-carbon operation of combined heat and power integrated plants based on solar-assisted carbon capture [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(5): 1138-1151.
- [8] 王丹, 李宜哲, 贾宏杰, 等. 面向广义能量品质分析的多能耦合流集线器建模[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(24): 52-62.
- WANG Dan, LI Yizhe, JIA Hongjie, et al. Multi-energy coupled flow hub modeling for generalized energy quality analysis [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(24): 52-62.
- [9] 崔杨, 孙喜斌, 朱晗, 等. 考虑“燃煤+”耦合发电与灵活性资源备用的综合能源系统低碳经济调度[J/OL]. 中国电机工程学报, 1-14 [2024-10-15]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.241219>.
- CUI Yang, SUN Xibin, ZHU Han, et al. Low-Carbon economic dispatch of integrated energy system considering “coal-fired+” coupling power generation and flexible resource reserve [J/OL]. Proceedings of the CSEE, 1-14 [2024-10-15]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.241219>.
- [10] 盛四清, 张佳欣, 李然, 等. 考虑综合需求响应的综合能源系统多能协同优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(6): 1-9.
- SHENG Siqing, ZHANG Jiixin, LI Ran, et al. Multi-energy collaborative optimization scheduling of integrated energy system considering integrated demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(6): 1-9.
- [11] 廖望, 刘东, 巫宇锋, 等. 考虑源荷不确定性及用户响应行为的电力系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(3): 905-918.
- LIAO Wang, LIU Dong, WU Yufeng, et al. Low-carbon economic dispatch of power system considering source-load uncertainties and users response behavior [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(3): 905-918.
- [12] 李云莺, 刘吉臻, 胡阳. 计及低碳响应的综合能源系统多时间尺度源-荷互动优化调度[J/OL]. 太阳能学报, 1-13 [2024-10-15]. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2023-1115>.
- LI Yunzhi, LIU Jizhen, HU Yang. Multi-time scale source-load interactive optimal scheduling of integrated energy system considering low-carbon demand response [J/OL]. Acta Energetica Solaris Sinica, 1-13 [2024-10-15]. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2023-1115>.
- [13] 余洋, 吴千, 霍宇航, 等. 计及自适应阶梯碳势-碳价与供需双响应基于主从博弈的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2702-2714.
- YU Yang, WU Qian, HUO Yuhang, et al. Low-carbon economic dispatch for integrated energy system based on Stackelberg game considering adaptive stepped carbon potential-carbon price and dual response of supply and demand [J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2702-2714.
- [14] 周天睿, 康重庆, 徐乾耀, 等. 电力系统碳排放流分析理论初探[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(7): 38-43.
- ZHOU Tianrui, KANG Chongqing, XU Qianyao, et al. Preliminary theoretical investigation on power system carbon emission flow [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(7): 38-43.
- [15] 康重庆, 程耀华, 孙彦龙, 等. 电力系统碳排放流的递推算法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 10-16.
- KANG Chongqing, CHENG Yaohua, SUN Yanlong, et al. Recursive calculation method of carbon emission flow in power systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 10-16.
- [16] 李业辉, 李姚旺, 刘昱良, 等. 基于碳排放流迭代算法的分布式碳表系统(一): 理论方法与分析[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2165-2173.
- LI Yehui, LI Yaowang, LIU Yuliang, et al. Distributed carbon meter system based on iterative calculation of carbon emission flow (I): theoretical method and analysis [J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2165-2173.
- [17] 李业辉, 包维瀚, 周特, 等. 基于碳排放流迭代算法的分布式碳表系统(二): 系统设计与验证[J]. 电网技术, 2023, 47(7): 2682-2690.
- LI Yehui, BAO Weihao, ZHOU Te, et al. Distributed carbon meter system based on iterative calculation of carbon emission flow (II): system design and validation [J]. Power System Technology, 2023, 47(7): 2682-2690.
- [18] 毕瀚文, 范晓舟, 肖海, 等. 支撑电力系统全环节碳流追踪的节点导纳矩阵算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(20): 7881-7892.
- BI Hanwen, FAN Xiaozhou, XIAO Hai, et al. A node admittance matrix algorithm to support the carbon emission tracing model of whole power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(20): 7881-7892.

- 7881-7892.
- [19] 左伟林,秦晓辉,许彦平,等.基于图论的碳流网络分布和路径追踪算法研究[J/OL].电网技术,1-17[2024-10-22].https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1094.
ZUO Weilin, QIN Xiaohui, XU Yanping, et al. Research on carbon flow network distribution and path tracing algorithm based on graph theory [J/OL]. Power System Technology, 1-17 [2024-10-22]. https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1094.
- [20] 岳付昌,刘晗,苏晓东,等.考虑负荷侧电能替代的区域配电网碳溯源方法[J].广东电力,2024,37(2):47-55.
YUE Fuchang, LIU Han, SU Xiaodong, et al. Carbon tracing method for regional distribution networks considering load side electricity substitution [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37 (2):47-55.
- [21] 李沅,陆帅,顾伟,等.考虑热动态的综合能源系统碳排放流建模与分析[J].电力自动化设备,2024,44(7):205-213.
LI Yuan, LU Shuai, GU Wei, et al. Modelling and analysis of carbon emission flow for integrated energy system considering thermal dynamic [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7):205-213.
- [22] 王梦雪,赵浩然,刘春阳,等.基于碳熵指标的电-热互联综合能源系统碳轨迹追踪方法[J].电力系统自动化,2023,47(9):13-22.
WANG Mengxue, ZHAO Haoran, LIU Chunyang, et al. Carbon trajectory tracking method for electric-thermal interconnected integrated energy system based on carbon entropy index [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9):13-22.
- [23] 曹逸滔,王丹,贾宏杰,等.计及站-网损耗分摊的区域综合能源系统碳排放流计算方法[J].电力系统自动化,2024,48(12):14-23.
CAO Yitao, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Calculation method for carbon emission flow in regional integrated energy system considering station-network loss allocation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12):14-23.
- [24] 徐睿婕,任永峰,祝荣,等.基于绿证-碳交易交互机制与合作博弈理论的IES系统低碳经济调度[J].太阳能学报,2024,45(9):91-100.
XU Ruijie, REN Yongfeng, ZHU Rong, et al. Low carbon economic dispatch of ies based on green certificate-carbon trading interaction mechanism and cooperative game theory [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(9):91-100.
- [25] 范添圆,王海云,王维庆,等.计及主/被动需求响应下基于合作博弈的微网-配电网协调优化调度[J].电网技术,2022,46(2):453-462.
FAN Tianyuan, WANG Haiyun, WANG Weiqing, et al. Coordinated optimization scheduling of microgrid and distribution network based on cooperative game considering active/passive demand response [J]. Power System Technology, 2022, 46(2):453-462.
- [26] 李志煌,邵振国,朱少林,等.基于主从博弈推演和改进多任务学习的居民用户需求响应潜力评估[J/OL].电网技术,1-14[2024-10-15].https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0720.
LI Zhihuang, SHAO Zhenguo, ZHU Shaolin, et al. Assessing the potential of residential user demand response based on stackelberg game theory and improvements in multi-task learning [J]. Power System Technology, 1-14 [2024-10-15]. https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0720.
- [27] 刘英培,信明垚,秦浩然,等.考虑碳排放权交易风险的能源运营商-区域综合能源系统联盟混合博弈优化调度[J/OL].电力自动化设备,1-18[2024-10-15].https://doi.org/10.16081/j.epae.202409013.
LIU Yingpei, XIN Mingyao, QIN Haoran, et al. Optimal scheduling of energy system operator and regional integrated energy system alliance hybrid game considering risk of carbon emission right trading [J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 1-18 [2024-10-15]. https://doi.org/10.16081/j.epae.202409013.
- [28] 李鹏,刘浩,李雨薇.考虑两阶段碳交易的多园区综合能源微网混合博弈优化运行方法[J/OL].电工技术学报,1-17[2024-12-23].https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241302.
LI Peng, LIU Hao, LI Yuwei. Multi-park integrated energy microgrids hybrid game optimization strategy considering two-stage carbon trading [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 1-17 [2024-12-23]. https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241302.
- [29] ZHENG W Y, WU W C, ZHANG B M, et al. A fully distributed reactive power optimization and control method for active distribution networks [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7 (2):1021-1033.
- [30] NEP O, IEA I. The IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories [J]. IPCC, 2006, 1995:51-155.
- 收稿日期:2024-11-18
修回日期:2025-04-10
作者简介:
孟凡琳(1995),通信作者(19852159896@163.com),女,硕士,工程师,研究方向为智能配电网技术;
赵超(1992),男,工程师,研究方向为电网基建技术;
颜辉(1990),男,硕士,工程师,研究方向为智能配电网技术;
陈曙光(2001),男,硕士在读,从事综合能源碳排放计量、低碳调度技术等方面研究工作;
刘志闯(1992),男,工程师,从事配电网运维和智慧系统建设。
(责任编辑 郑天茹)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.250387

·电力市场运营·

考虑等效竞争对手的发电商日前市场竞价策略优化

吴主辉¹, 黄宇飞², 郭久林², 张少为², 鞠家鑫³, 李知艺^{4*}

(1. 浙江大唐能源营销有限公司, 浙江 杭州 310000; 2. 浙江大唐乌沙山发电有限责任公司, 浙江 宁波 315722;
3. 国家电网有限公司东北分部, 辽宁 沈阳 110181; 4. 浙江大学电气工程学院, 浙江 杭州 310027)

摘要:在电力市场化交易规模不断扩大的背景下,发电商如何制定科学合理的市场竞价策略问题亟待解决。针对发电商作为价格制定者参与日前市场的报量报价问题,本文提出考虑等效竞争对手的发电商日前市场竞价决策方法。首先,对各发电商历史报价数据标准化处理后采用Chameleon聚类,提取出不同类型机组的典型报价模式。其次,针对竞争对手报价行为的不确定性问题,引入等效竞争对手概念,建立两阶段长短期记忆网络(long short-term memory, LSTM)模型估计和预测等效竞争对手的累积报价曲线。然后,建立双层优化模型求解发电商参与日前市场的最优报价策略。最后,通过算例验证了本方法的有效性,建立的模型对真实电力市场的模拟效果较好,制定的竞价策略可提高发电商的市场收益,从而为发电商的报量报价决策提供有效指导。

关键词:发电商;电力市场;等效竞争对手;双层优化模型;交易决策

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2026)02-0078-11

Research on Day-ahead Market Bidding Strategy Optimization for Power Generators Considering Equivalent Competitors

WU Zhuhui¹, HUANG Yufei², GUO Jiulin², ZHANG Shaowei², JU Jiaxin³, LI Zhiyi^{4*}

(1. Zhejiang Datang Energy Marketing Co., Ltd., Hangzhou 310000, China;

2. Zhejiang Datang Wushashan Power Generation Co., Ltd., Ningbo 315722, China;

3. Northeast Branch of State Grid Co., Ltd., Shenyang 110181, China;

4. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: In the context of the continuously expanding electricity market trading scale, the scientific and reasonable formulation of market bidding strategies for power generators has become an urgent issue to solve. This paper proposes a day-ahead market bidding decision method for power generators participating as price makers, which considers equivalent competitors. The method first standardizes historical bidding data of power generators using Chameleon clustering to extract typical bidding patterns for different types of generating units. To manage the uncertainty of competitors' bidding behaviors, the concept of equivalent competitors is introduced, and a two-stage long short-term memory (LSTM) model is established to estimate and predict the cumulative bidding curve of these equivalent competitors. Based on this, a bi-level optimization model is constructed to determine the optimal bidding strategy for power generators participating in the day-ahead market. Case studies validate the effectiveness of this method, demonstrating good simulation results for real electricity markets and improved market returns for power generators, thereby providing effective guidance for quantity and price bidding decisions of power generators.

Keywords: power generator; electricity market; equivalent competitor; bi-level optimization model; trading decision

0 引言

随着新型电力系统建设的推进和电力体制改革

的不断深化,我国电力市场正经历着重大变革。随着新能源发电装机容量持续增加、电源结构逐步优化、市场化交易规模不断扩大,均为电力现货市场的建设与完善创造了有利条件。近年来,国内电力现货市场开始着手完善市场架构和市场机制设计,各

基金项目:国家自然科学基金项目(52477132)。
National Natural Science Foundation of China(52477132)。

试点地区积极探索符合地区特点的市场模式,为发电主体参与市场提供了更加规范化、透明化的平台^[1-2]。在此背景下,发电商如何根据市场规则制定科学合理的竞价策略,实现自身效益最大化,成为电力市场研究的重要课题。

发电商参与电力市场主要分为两种类型。第一种类型是发电商作为价格接受者,即报量不报价作为市场边界参与市场^[3]。在此情况下,发电商参与市场的行为不会对市场出清价格产生影响^[4-5]。第二种类型为发电商作为价格制定者参与市场,这时发电商的报价策略会直接影响市场出清结果,不仅影响自身的中标电量,还会影响最终的市场出清价格。因此,发电商需要综合考虑市场供需形势、自身成本特性、竞争对手行为等多个因素,通过合理的报量报价策略来实现收益最大化。针对这类问题,双层优化和强化学习是两类使用最广泛的方法。在双层优化方法中,上层模型的目标为最大化市场主体的收益,下层模型为模拟市场出清过程。双层问题可以通过上下层之间的迭代优化来求解,也可以基于卡罗需-库恩-塔克(karush-kuhn-tucker, KKT)条件和强对偶理论转化为混合整数线性规划问题进行求解。文献[6]建立风储聚合商参与日前和平衡市场的双层分布鲁棒优化竞价策略模型。文献[7]针对储能参与日前电能-备用和平衡市场的问题,提出基于双层优化和条件风险价值模型(conditional value at risk, CVaR)的竞价策略模型,考虑实时调度可行性和电池建模误差的运行风险。文献[8]针对梯级水电站参与多区域电力市场问题,提出基于改进区间规划的双层优化竞价模型。文献[9]针对发电商参与日前市场的竞价问题,提出基于前景理论和公平性约束的有限理性决策模型。但上述文献中,一些模型没有考虑竞争对手的竞价策略。还有文献假设竞争对手根据其发电成本报价^[10]。文献[11]通过将竞争对手的边际成本乘以随机比例因子来生成竞争对手的报价情景。文献[12]假设所有市场主体发布基本出价曲线,之后根据经验概率分布对竞争对手的策略系数进行建模。然而,上述方法并不能反映真实的市场行为。

为研究发电商作为价格制定者参与市场的策略性报价问题,准确建模竞争对手行为是关键挑战。已有的研究主要通过场景法来处理这种不确定性,

即把竞争对手的报价通过场景生成来建模,但该方法难以精确地模拟竞争对手的行为以及对市场出清和自身收益的影响^[13-14]。还有研究者通过逆向优化方法来估计市场参与者的历史报价,但该研究假设竞争对手机组的技术参数等是已知的,而在实际情况中这些数据应是保密的^[15]。在实际电力市场环境中,发电商面临着复杂的信息不对称问题。各发电商无法获得竞争对手的技术参数、成本结构和决策逻辑,只能通过市场运营商公开披露的历史报价数据和市场出清结果来推断竞争对手的行为模式。这种信息环境使得传统的完全信息博弈方法在实际应用中面临重大挑战。相比于强化学习方法,基于历史数据的机器学习方法能够充分利用已有的市场运行数据,训练和预测速度更快,更适合电力市场的实时决策需求,且避免了在真实市场中的试错成本。

因此,本文在发电商作为价格制定者参与现货市场的背景下,研究发电商在竞争对手行为未知情况下如何通过策略性报价实现自身收益最大的目标。为制定更优的策略,对市场披露信息中的竞争对手报价行为进行分析,合理地建模并预测竞争对手行为,为优化报价策略提供依据。因此本文首先提出发电商参与现货市场报价行为的分析方法,对历史报价数据进行标准化处理,并采用 Chameleon 聚类提取典型报价模型。之后,引入等效竞争对手概念,将参与市场的其他发电商建模为等效竞争对手,将真实的电力市场转换为等效电力市场,并建立两阶段长短期记忆网络(long short-term memory, LSTM)模型估计和预测等效竞争对手的报价行为。在完成对竞争对手的行为建模后,建立双层模型决策发电商参与现货市场的最优报价策略,以参与现货市场的收益最大为目标,决策发电商在日前市场的最优报量。

1 发电商参与现货市场机制

电力现货市场主要包括日前市场和实时市场。在日前市场中,各发电商需要综合考虑机组性能、燃料成本、发电计划等因素,向交易中心申报次日 24 h 各时段的发电容量(或发电功率)和相应的价格,各发电商的报价曲线应满足一定的单调性约束,即报价应随着发电量的增加而增加(或不变)。市场运营

商按照社会福利最大化或发电成本最小化原则进行市场出清,确定次日各时段机组的中标电量及对应的系统边际价格,形成日前市场交易计划并经安全校核后发布,如图1所示。

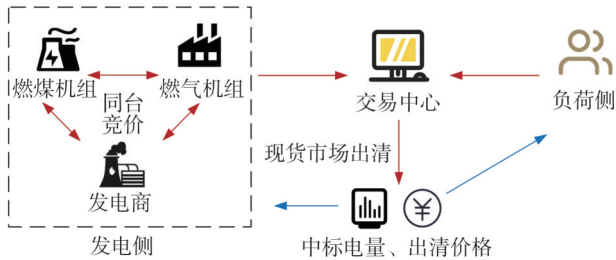


图1 市场出清示意图

Fig.1 Electricity market clearing diagram

由于各发电商实际发电出力、电力用户实际用电负荷可能与日前市场交易计划存在一定偏差,各发电商和电力用户根据电力系统实时运行情况,在实时市场进行电量、报价的二次申报和交易。即发电商和电力用户基于实时运行状态,申报未来1h内每15min的可调发电容量(或发电功率)增量和相应的价格,并由市场运营者进行出清,以调整发电出力和用电负荷,保障电力电量实时平衡和系统安全稳定运行。

综上所述,在现货市场中,市场出清价格与发电商的报价策略密切相关,并直接影响发电商的收益水平。此外,实时市场价格受实时情况影响可能会出现大幅变动,也会对发电商在现货市场中的总收益产生影响。因此,建立发电商参与日前市场的最优竞价模型,综合考虑竞争对手报价模式、实时市场不平衡电量的影响。

2 发电商市场报价行为分析

2.1 报价数据标准化处理

在对发电商的报价模式特征进行提取和分析之前,考虑各机组的特性存在差异,首先需要对报价数据进行标准化处理。

在市场出清前,作为价格制定者参与市场的发电商应在申报日向市场运行商申报自身的报量和报价,电力现货市场报价采用电量-价格格式,发电商*i*申报*N*段电量-价格数据 B_i ,公式^[16]为

$$B_i = \{(P_{i,1}, b_{i,1}), \dots, (P_{i,n}, b_{i,n}), \dots, (P_{i,N}, b_{i,N})\} \quad (1)$$

式中: $P_{i,n}$ 为发电商*i*申报的第*n*段功率; $b_{i,n}$ 为发电商*i*申报的第*n*段功率的报价。

申报的价格应保证单调非递减,申报的功率上限应不超过机组可用最大容量,约束条件为:

$$b_{i,n+1} \geq b_{i,n} \quad (2)$$

$$P_i^{\min} \leq \sum_{n=1}^N P_{i,n} \leq P_i^{\max} \quad (3)$$

式中: P_i^{\max} 、 P_i^{\min} 分别为发电商*i*最大出力和最小技术出力。

在大多数情况下发电商在报价区间内进行报价,但在极端情况下,例如为试探负荷高峰时的高出清价格,发电商可能会以极高的价格申报某段容量。这种极端报价行为虽然不会对市场出清结果产生影响,但生成的大量无关紧要信息会干扰对报价数据的分析。因此采用价格边界裁剪方法处理异常报价数据,将超出合理区间的报价值映射至报价边界,如式(4)所示。

$$b_{i,n}^s = \begin{cases} b^u, & b_{i,n} > b^u \\ b_{i,n}, & b^l \leq b_{i,n} \leq b^u \\ b^l, & b_{i,n} < b^l \end{cases} \quad (4)$$

式中: b^u 、 b^l 分别为设置有效价格区间上下限; $b_{i,n}^s$ 为发电商*i*处理后的第*n*段功率的报价。

为便于比较不同容量机组申报曲线的走势,基于机组最大可用功率对其申报电量进行标准化处理,通过将申报电量统一映射到[0,1]区间,消除机组容量差异对报价曲线分析的影响。

$$P_{i,n}^s = \frac{P_{i,n}}{P_i^{\max}} \quad (5)$$

式中: $P_{i,n}^s$ 为发电商*i*经标准化处理后申报的第*n*段功率。

在对申报数据进行价格边界裁剪和电量标准化处理后,得到后续用于聚类分析的发电商*i*标准化报价数据 B_i^s 。

$$B_i^s = [(P_{i,1}^s, b_{i,1}^s), \dots, (P_{i,n}^s, b_{i,n}^s), \dots, (P_{i,N}^s, b_{i,N}^s)] \quad (6)$$

2.2 基于Chameleon聚类的发电商报价行为特征提取方法

为提取各发电商报价行为的典型特征,采用Chameleon聚类方法。该方法是一种两阶段聚类方法,首先使用图划分算法将数据划分为大量相对较

小的簇作为下一阶段的初始子簇,之后使用凝聚层次聚类算法,综合考虑互连性和近似性作为子簇的相似度指标反复合并子簇。Chameleon 聚类可以兼具对簇与簇之间互连性和近似性的要求,既考虑了被合并簇之间的结构关系,也考虑了各个簇的内部特征。因此,Chameleon 算法不受原本的静态模型影响,能够自适应发现任意形状和不同规模的簇^[17]。

在第一阶段的图划分过程中,首先对数据集进行稀疏图的划分,得到 K -最近邻图。在此基础上,改进 Chameleon 算法中的图划分过程,对 K -最近邻图使用 K -medoids 聚类算法进行初始子簇划分,形成基础聚类结构。

在第二阶段的凝聚性层次聚类中,引入相对互连性 (relative interconnectivity, RI) 和相对近似性 (relative closeness, RC) 对每一对簇之间的互连性和近似性进行建模,从而决定子簇之间的相似性并进行合并。两个子簇是否合并的衡量标准为相似度函数,每次合并子簇中相似度最大的两个子簇,重复此合并过程,直到达到结果簇的个数。

簇 C_a 和 C_b 之间的相对互连性公式^[17]为

$$I(C_a, C_b) = \frac{|e_{\{C_a, C_b\}}|}{\frac{|e_{C_a}| + |e_{C_b}|}{2}} \quad (7)$$

式中: e_{C_a} 、 e_{C_b} 分别为第 a 个簇 C_a 、第 b 个簇 C_b 内的边的权重和; $e_{\{C_a, C_b\}}$ 为簇 C_a 和 C_b 相连接的边的权重的和。

簇 C_a 和 C_b 之间的相对近似性公式^[17]为

$$L(C_a, C_b) = \frac{\bar{S}(C_a, C_b)}{\frac{|C_a|}{|C_a| + |C_b|} \bar{S}(C_a) + \frac{|C_b|}{|C_a| + |C_b|} \bar{S}(C_b)} \quad (8)$$

式中: $|C_a|$ 、 $|C_b|$ 分别为簇 C_a 、 C_b 所含的对象个数; $\bar{S}(C_a, C_b)$ 为连接簇 C_a 和 C_b 的边的平均权重; $\bar{S}(C_a)$ 、 $\bar{S}(C_b)$ 分别为最小二分簇 C_a 、 C_b 的边的平均权重。

簇之间的相似度函数 $S(C_a, C_b)$ 是相对互连性与相对近似性的乘积,若求得的相似度满足条件,则进行合并。相似度函数的公式^[17]为

$$S(C_a, C_b) = I(C_a, C_b) \times L(C_a, C_b)^\varepsilon \quad (9)$$

式中: ε 为相对互连性与相对近似性之间的权重系数,可根据对互连性和近似性的偏好程度进行调整。

采用上述 Chameleon 方法对各发电商标准化后

的报价曲线进行聚类分析,提取典型的报价行为模式,通过有效识别和归纳不同报价策略的特征,为后续建立竞争对手行为分析模型提供数据基础。

3 等效竞争对手报价行为预测

发电商作为价格制定者报量报价参与市场时,面临着竞争对手行为的不确定性,因此在进行策略性报价前应对竞争对手报价行为进行合理地估计与预测,从而更好地指导发电商参与市场的竞价决策。在实际电力市场中,发电商无法获得所有竞争对手的技术参数、成本信息和决策逻辑,只能观察到历史报价数据和市场出清结果。发电商主要关注的是其他所有竞争对手的聚合行为对市场出清价格和自身收益的影响,而非每个竞争对手的具体策略。文献 [18-19] 为估计竞争对手的报价行为,引入等效竞争对手的概念,即把市场中的所有竞争对手等效为一个竞争对手,将真实的电力市场等效为只有两个发电主体的等效市场,等效竞争对手在等效市场中的行为反映了所有竞争对手在真实市场中行为的汇总。相比于传统的场景生成方法,等效竞争对手方法能够充分利用历史市场数据中蕴含的竞争对手行为模式,将复杂的多主体决策问题转化为相对简单的双主体问题,降低了计算复杂度,避免了对竞争对手技术参数等私有信息的依赖,如图 2 所示^[18]。

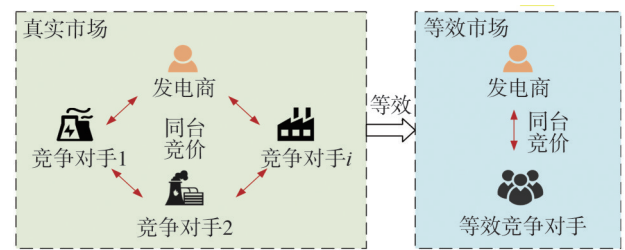


图2 等效市场和等效竞争对手示意图

Fig.2 Equivalent market and equivalent competitor diagram

假设建立的等效市场中,只有发电商和等效竞争对手两个主体,其他条件和真实市场情况相同,设计基于 LSTM 的两阶段模型来预测等效竞争对手的报价行为。第一阶段为历史数据报价估计模型,第二阶段为未来数据报价预测模型,第一阶段模型获得的输出数据作为第二阶段报价预测模型的训练数据^[19]。

第一阶段的报价估计模型旨在基于历史数据估计竞争对手的报价行为,使建立的等效市场更贴近真实市场结果。为训练好报价估计模型,首先根据2.2节得到的聚类结果分布情况抽样随机生成报价场景 B_i^R ,代入市场出清模型,得到市场出清价格 λ^R 和中标电量 $p_{i,n}^R$ 。之后将随机生成的报价场景 B_i^R 以及市场出清结果 $\lambda^R, p_{i,n}^R$ 作为 LSTM 模型的输入,将已知的随机生成的等效竞争对手累积报价数据 B_D^R 作为目标数据训练模型。模型训练好之后,将历史实际运行数据中的发电商报价 B_i^H 和市场出清结果 $\lambda^H, p_{i,n}^H$ 作为模型输入,模型得到的历史等效竞争对手累积报价估计值 B_D^H 作为输出。

在第二阶段的报价预测模型中,首先用历史负荷数据 P_t^H 和外界条件包括季节 S^H 、天气状态 W^H 作为输入,以第一阶段报价估计模型的输出,即历史等效竞争对手累积报价估计值 B_D^H 作为目标数据训练第二阶段 LSTM 模型^[20]。在模型训练好之后,将预测的未来交易日的负荷数据 P_t^F 和季节 S^F 、天气状态 W^F 作为模型输入,模型得到的预测等效竞争对手累积报价数据 B_D^F 作为输出,完成对等效竞争对手累积报价曲线的预测。两阶段 LSTM 等效竞争对手报价预测模型流程如图3所示。

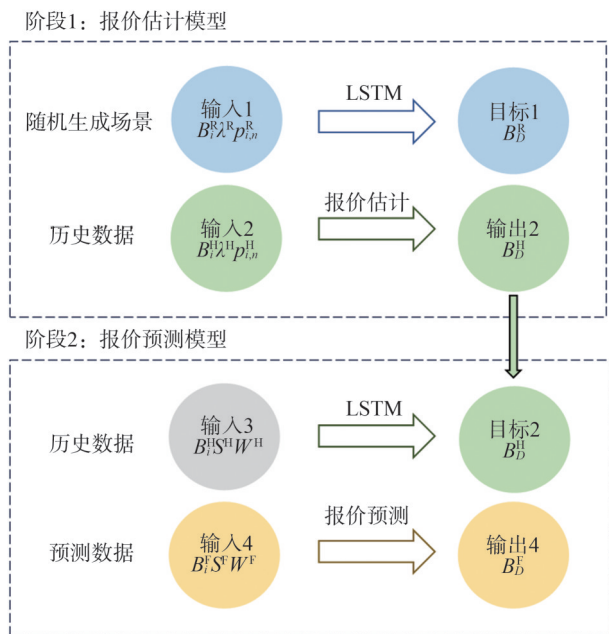


图3 两阶段 LSTM 等效竞争对手报价预测模型
Fig.3 Two-stage LSTM equivalent competitor bidding prediction model

为衡量所建立模型的预测准确性,使用平均绝对百分比误差 (mean absolute percentage error, MAPE) 作为量化指标,对测试数据集进行精度分析,公式^[19]为:

$$M(P_{D,n}^T) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \frac{|P_{D,n}^T - \hat{P}_{D,n}^T|}{P_{D,n}^T} \times 100\% \quad (10)$$

$$M(b_{D,n}^T) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \frac{|b_{D,n}^T - \hat{b}_{D,n}^T|}{b_{D,n}^T} \times 100\% \quad (11)$$

式中: $\hat{P}_{D,n}^T, \hat{b}_{D,n}^T$ 分别为两阶段 LSTM 模型得到的等效竞争对手申报的第 n 段功率和第 n 段功率的报价; $P_{D,n}^T, b_{D,n}^T$ 分别为测试组申报的第 n 段功率和第 n 段功率的报价; $M(P_{D,n}^T), M(b_{D,n}^T)$ 分别为 $P_{D,n}^T, b_{D,n}^T$ 的 MAPE 值。

基于所提方法实现对竞争对手累积报价曲线的预测,从而指导后续发电商参与日前市场的报价策略。

4 发电商日前最优申报策略

4.1 基于双层模型的发电商参与日前市场最优报价策略

在日前市场出清前,参与市场的发电商将报量和报价曲线提交给市场运营商。市场运营商根据采集到的所有发电商的报价信息,考虑全系统负荷需求和网架结构等约束条件,进行现货市场出清,得到市场出清价格和各发电商的中标电量结果。各发电商基于经济效益最大化的目标制定各自的竞价策略,而市场运营商设置的系统运行约束和发电商的报价策略之间构成了相互制约的关系。因此,发电商的竞价策略需要通过博弈产生。

Stackelberg 博弈是一种两阶段完全信息动态博弈,参与博弈的各方都根据彼此可能的策略来选择自身策略,以保证在对方策略下的自身利益最大化。在各发电商参与日前市场的过程中,其报价策略未直接干涉市场运营商的决策,二者在时序上相对独立,但发电商需要考虑其他市场主体的策略以及市场运营商的出清结果;而市场运营商确定购电计划时,以各发电商的申报信息作为已知条件,以购电成本最小为目标,完成市场出清的同时,也受制于各发电商的报价决策。因此,发电商参与日前市场报价的博弈过程可视为一种 Stackelberg 博弈。由于聚焦

于发电商收益最大化的报价策略优化,因此发电商为博弈中的领导者,在双层模型中为上层决策主体;市场运营商为博弈中的跟随者,作为下层决策主体^[21]。

为给发电商参与现货市场制定最优报价策略,建立发电商参与日前市场的双层交易决策模型。上层模型以发电商参与市场的收益最大为目标,旨在求解发电商的最优报价策略,下层模型以市场购电成本最小为目标构建日前市场出清模型。上层模型将优化得到的申报电量和报价传递给下层模型,下层模型将出清得到的出清价格和中标电量传递给上层模型。通过上下层模型之间信息的交互迭代得到发电商的最优报价策略,从而实现发电商的收益最大化。

上层模型为发电商的决策模型,以发电商收益最大化为目标,从而指导其报价策略的制定。目标函数为

$$\max \sum_{n=1}^N \lambda p_{i,n} \quad (12)$$

式中: $p_{i,n}$ 为发电商*i*申报的第*n*段功率的中标电量; λ 为市场出清价格,由下层市场出清模型得到。

发电商申报电量约束如式(3)所示,报价约束如式(13)所示。

$$b_i^{\min} \leq b_{i,n} \leq b_i^{\max} \quad (13)$$

式中: b_i^{\max} 、 b_i^{\min} 分别为市场运营商设置的发电商*i*报价上下限。

在日前市场中采用发电侧报量报价的单边市场模式,市场运营商收集各发电商的报价数据,以购电成本最小为目标进行市场出清。下层市场出清目标函数如式(14)所示^[22]。

$$\min \sum_{n=1}^N b_{i,n} p_{i,n} + \sum_{n=1}^N \hat{b}_{D,n} \hat{p}_{D,n} \quad (14)$$

式中: $\hat{b}_{D,n}$ 、 $\hat{p}_{D,n}$ 分别为两阶段 LSTM 模型预测的等效竞争对手申报的第*n*段功率的报价和第*n*段功率的中标电量。

约束条件考虑系统功率平衡约束、机组中标电量约束和出力约束。

$$\sum_{n=1}^N p_{i,n} + \hat{p}_{D,n} = P_L : \lambda \quad (15)$$

$$0 \leq p_{i,n} \leq P_{i,n} : \omega_{i,n}^{\min}, \omega_{i,n}^{\max} \quad (16)$$

$$P_{D,n}^{\min} \leq \hat{p}_{D,n} \leq P_{D,n}^{\max} : \nu_{D,n}^{\min}, \nu_{D,n}^{\max} \quad (17)$$

式中: P_L 为系统负荷量; $P_{D,n}^{\max}$ 、 $P_{D,n}^{\min}$ 分别为等效竞争对手申报的第*n*段功率的出力上下限; $\omega_{i,n}^{\max}$ 、 $\omega_{i,n}^{\min}$ 、 $\nu_{D,n}^{\max}$ 、 $\nu_{D,n}^{\min}$ 分别为式(16)和式(17)的对偶变量的上下限。

本文建立模型的目的是研究发电商参与日前市场的竞价策略,侧重于整体系统结构对市场机制参数的影响,忽略机组位置对发电商竞价行为的影响。因此,约束条件中暂不考虑电力系统的网络拓扑约束。

4.2 双层模型转化与求解

由于构建的上下层模型之间存在较强的耦合关系,且模型中含有非线性项,难以直接求解。考虑在所构建的双层模型中,下层模型为市场出清构成的线性规划问题,可以采用 KKT 条件和对偶理论,将下层问题替换成上层问题的约束条件,从而将双层模型等价转化为一个单层的优化模型^[23]。

基于 KKT 条件,将原双层优化问题中的下层市场出清模型转化为上层模型的一组等价约束条件,转化后得到的单层模型目标函数如式(12)所示,约束条件公式^[24]为:

$$\text{s.t. 式(3), 式(13)} \quad (18)$$

$$\hat{b}_{D,n} - \lambda + \nu_{D,n}^{\max} - \nu_{D,n}^{\min} = 0 \quad (19)$$

$$b_{i,n} - \lambda + \omega_{i,n}^{\max} - \omega_{i,n}^{\min} = 0 \quad (20)$$

互补松弛条件公式为:

$$0 \leq \omega_{i,n}^{\min} \perp p_{i,n} \geq 0 \quad (21)$$

$$0 \leq \omega_{i,n}^{\max} \perp (P_{i,n} - p_{i,n}) \geq 0 \quad (22)$$

$$0 \leq \nu_{D,n}^{\min} \perp (\hat{p}_{D,n} - P_{D,n}^{\min}) \geq 0 \quad (23)$$

$$0 \leq \nu_{D,n}^{\max} \perp (P_{D,n}^{\max} - \hat{p}_{D,n}) \geq 0 \quad (24)$$

转化后的单层模型存在两类非线性项,第一类是 KKT 条件中的互补松弛约束产生的非线性项,第二类是目标函数中对偶变量和决策变量的乘积项。针对第一类非线性项,利用大 M 法进行线性化处理。该方法通过引入 0-1 整数变量,将非线性的互补松弛条件转化为一组等价的线性约束。例如 $0 \leq x \perp y \geq 0$ 的互补松弛条件可以通过引入二进制辅助变量实现其线性化表达,其中 x 、 y 分别为互补约束中对偶变量和原约束表达式,公式^[25]为

$$\begin{cases} x \leq M \cdot \zeta \\ y \leq M \cdot (1 - \zeta) \end{cases} \quad (25)$$

式中: M 为足够大的常数; ζ 为 0-1 变量。

第二类非线性项为目标函数中的 $\lambda p_{i,n}$,基于强对偶定理和 KKT 最优条件,将目标函数线性化为

$$\min \sum_{n=1}^N \hat{b}_{D,n} \hat{p}_{D,n} + v_{D,n}^{\max} P_{D,n}^{\max} - v_{D,n}^{\min} P_{D,n}^{\min} - \lambda P_L \quad (26)$$

根据上述模型的计算结果为发电商制定最优的日前市场竞价策略,从而实现发电商参与市场收益最大化的目标。发电商参与日前市场竞价模型如图4所示。模型包含典型报价模式提取、等效竞争对手报价估计与预测、日前市场竞价决策三个环节。

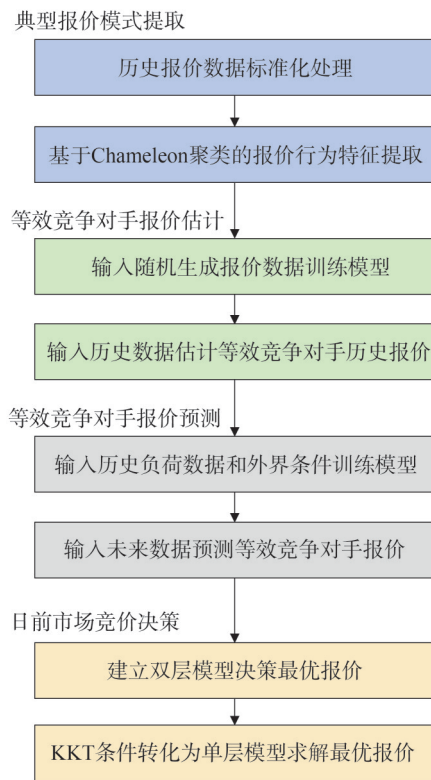


图4 发电商参与日前市场竞价策略优化示意图

Fig.4 Diagram of day-ahead market bidding strategy optimization for power generators

5 算例分析

5.1 发电商参与现货市场报价行为分析

根据某省电力现货电能量市场交易实施细则,机组电能量报价出力区间最多可分10段申报,且报价必须随出力增加满足单调非递减特性,每段需要申报出力区间终点(MW)以及该区间报价(元/MWh)。第一段出力区间起点默认为0 MW(不需要申报),第一段出力区间终点不应小于机组的最小技术出力,最后一段出力区间终点为机组额定功率。市场申报价格上、下限建议分别为1 200元/MWh和-200元/MWh。基于该省披露的市

场申报数据,首先根据运行文件对机组容量和报价数据进行匹配之后,进行标准化处理和报价行为分析,随机抽取10个机组的报价曲线如图5和图6所示。燃气机组的报价水平整体高于燃煤机组,燃气机组的报价曲线整体分布在较高价格段,且报价上限达到1 200元/MWh;燃煤机组的初始报价相对较低,且报价上限为800元/MWh。这种报价差异主要源于两类机组技术经济特性的不同。燃气机组的整体边际成本高于燃煤机组,且燃气机组具有优异的调节性能,特别适合于在负荷高峰期快速响应系统需求,此时电力系统供不应求,市场出清价格普遍较高,燃气机组通过申报高价以保证自身收益。

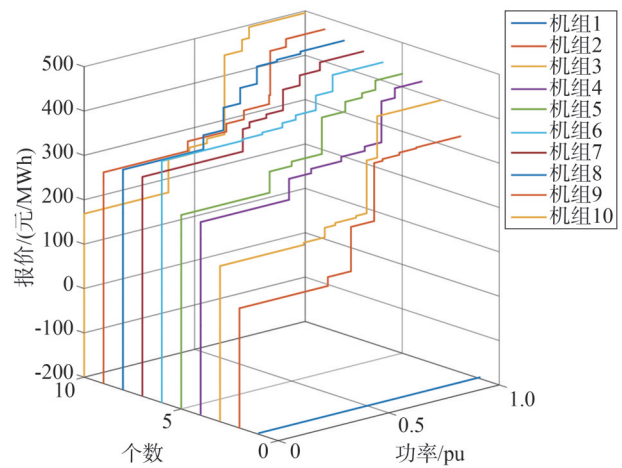


图5 燃煤机组标准化后的报价曲线

Fig.5 Standardized bidding curve of coal-fired generating units

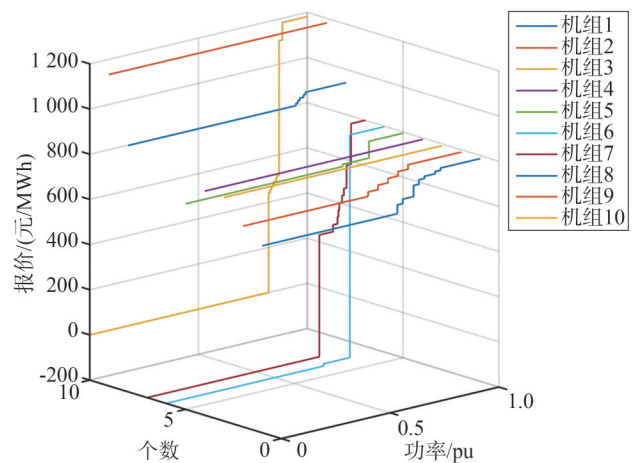


图6 燃气机组标准化后的报价曲线

Fig.6 Standardized bidding curve of gas-fired generating units

基于提出的 Chameleon 聚类方法,分别对不同类型机组的报价数据进行聚类分析。燃煤机组和燃气机组的主要报价行为如图 7 和图 8 所示。各机组的报价行为有所不同,根据聚类结果可将不同类型机组归纳为几种典型报价模式。燃煤机组的报价模式主要分为:全区间申报价格下限的保出清电量模式、阶梯型报价的保出清价格模式和全区间申报价格上限的容量滞留模式。其中阶梯型报价的保出清价格模式又可细分为初始报价位于价格下限且爬升较快,以及初始报价位于中游水平且爬升较慢两种情况。燃气机组的报价模式主要包括阶梯型报价的保出清价格模式和全区间申报价格上限的容量滞留模式。其中阶梯型报价同样存在初始报价位于价格下限且爬升较快,以及初始报价位于中游水平且爬升较慢两种情况。当燃气机组报价较低时,可通过与燃煤机组竞争市场份额获取收益;当燃气机组报

价较高时,则可利用自身的稀缺性特征来提升出清价格实现盈利。这种差异化的报价行为反映了不同类型发电机组在电力市场中竞价的策略选择。

图 9 为不同类型发电机组的报价模式分布情况。通过分析各聚类簇的占比可知,燃煤机组主要采用出清电量优先策略(6%)和快速爬升策略即初始报价位于价格下限且快速上升(69%),上述两种模式的总体占比达到 75%。相比之下,燃气机组则以容量滞留策略(42%)和慢速爬升策略即初始报价位于中等水平且缓慢上升(38%)为主,两者占比合计达到 80%,且燃气机组几乎不存在电量优先的报价模式。这种差异化的报价策略选择主要源于机组自身的技术特性:燃煤机组因其启停过程较慢且成本较高,倾向于采用确保出清电量的策略以维持稳定运行;而燃气机组由于其灵活的启停特性和较高的边际成本,更多地采用保证出清价格的价格优先策略。由此可知,机组的燃料类型、启停成本等因素均会对报价行为产生影响。

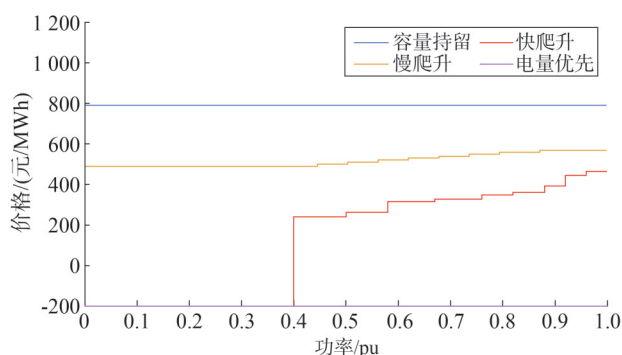


图 7 燃煤机组主要报价行为特性分析

Fig.7 Analysis of the main bidding behavior characteristics of coal-fired generating units

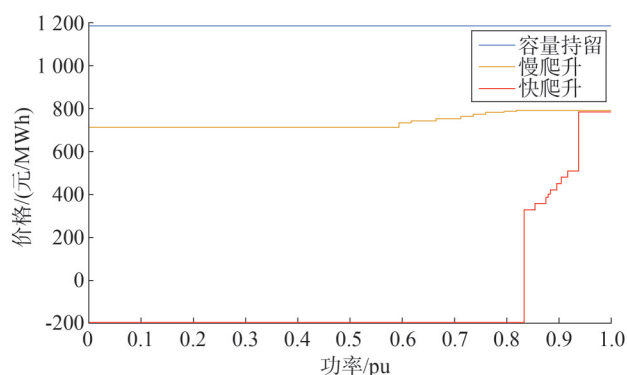


图 8 燃气机组主要报价行为特性分析

Fig.8 Analysis of the main bidding behavior characteristics of gas-fired generating units

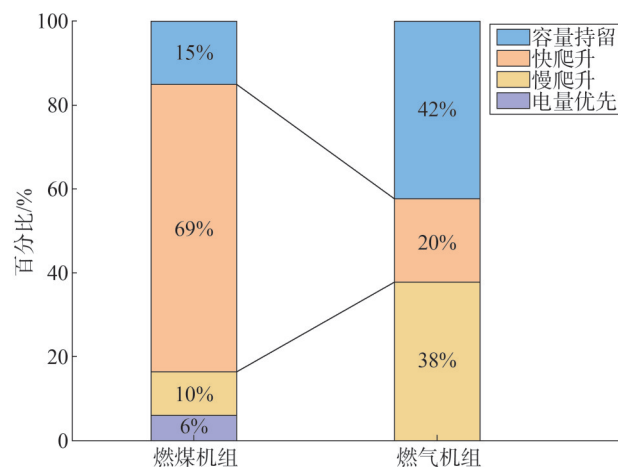


图 9 典型报价模式及其占比

Fig.9 Typical bidding patterns and proportions

基于聚类分析结果,可将机组典型报价行为归纳为三类:1)电量优先,此时机组通过申报负价或极低价格以确保电量出清;2)阶梯报价,此时机组通过申报阶梯状的报价以优化市场出清价格;3)容量滞留,此时机组通过某段容量报高价的形式以实现自身市场力的发挥。

5.2 等效竞争对手累积报价曲线预测

在预测等效竞争对手累积报价曲线之前,验证

上述两阶段 LSTM 模型的等效竞争对手报价行为预测方法的有效性,基于一个包含 7 台机组的系统进行算例分析,各机组类型和额定出力如表 1 所示。

表 1 各机组类型和额定出力
Table 1 Types and rated output of each unit 单位: MW

机组类型	额定出力	机组类型	额定出力
燃煤机组	150	燃气机组	50
燃煤机组	100	燃气机组	50
燃煤机组	80	燃气机组	50
燃煤机组	60		

随机抽取系统中各发电商的报价数据,通过式(14)的市场出清模型计算得到出清价格和各机组中标电量,作为第一阶段 LSTM 模型的输入数据,并求取等效竞争对手的累积报价曲线作为目标数据训练报价估计模型。由于随机生成的累积报价曲线阶跃点过多,因此通过下采样将其近似处理为 10 段的累积报价曲线。对聚类得到的各类型机组报价模式概率分布进行蒙特卡洛采样,随机生成 5 000 组报价场景,最终形成 5 000 组报价场景、出清结果、等效竞争对手累积报价的训练样本,输入第一阶段 LSTM 模型进行训练。针对披露的历史天气数据,将天气类型分为晴天、多云、雨天三种情况,并根据日期将季节按照月份分为春季(3 月—5 月)、夏季(6 月—8 月)、秋季(9 月—11 月)、冬季(12 月—2 月),并构成第二阶段的输入数据天气、季节的数据来源。两阶段 LSTM 模型使用 Python 3.9 编写。

图 10 为第一阶段报价估计模型在不同输入条件下的报价输出值分布情况,图中展示了整体样本的预测趋势。报价估计模型输出的等效竞争对手累积报价曲线估计值和真实值的对比如图 11 所示,可见等效市场估计的累积报价曲线与真实值基本吻合,在关键价格拐点处的拟合效果良好。采用测试集的数据对模型的准确度进行验证,计算得到的 MAPE 为 9.47%,证实了提出的两阶段 LSTM 模型在对等效竞争对手行为建模方面具有较高的准确性。

5.3 发电商参与现货市场的最优申报决策

将预测的未来 24 h 负荷数据输入报价预测模型,获得等效竞争对手的累积报价曲线预测结果。之后将预测得到的累积报价曲线代入 4.1 节建立的双层优化模型模拟日前市场中中标情况。图 12 为发电商和等效竞争对手在市場中的中标电量。

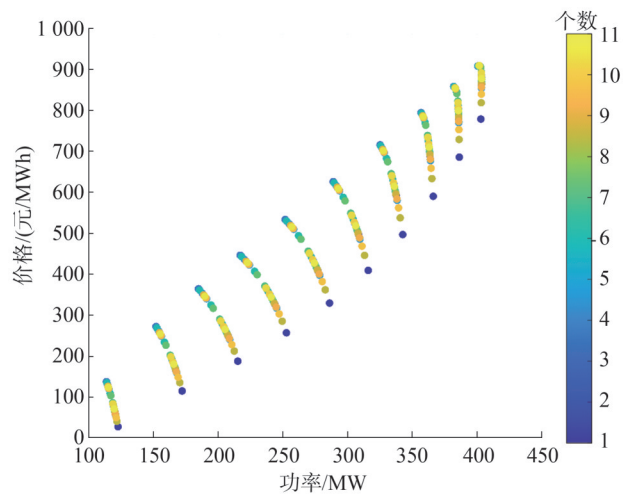


图 10 第一阶段报价估计模型累积报价数据分布
Fig.10 Distribution of cumulative bidding data from first-stage bidding estimation model

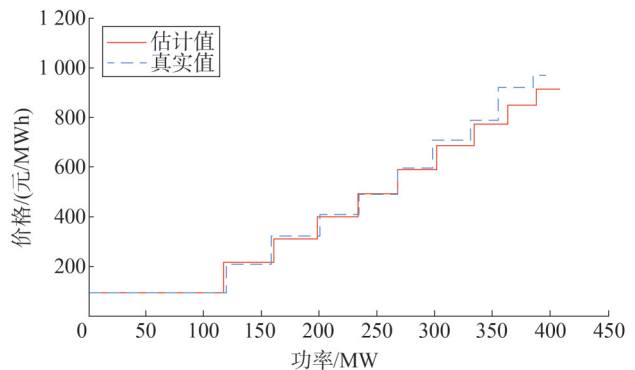


图 11 累积报价曲线真实值与估计值对比
Fig.11 Comparison of actual and estimated values of cumulative bidding curves

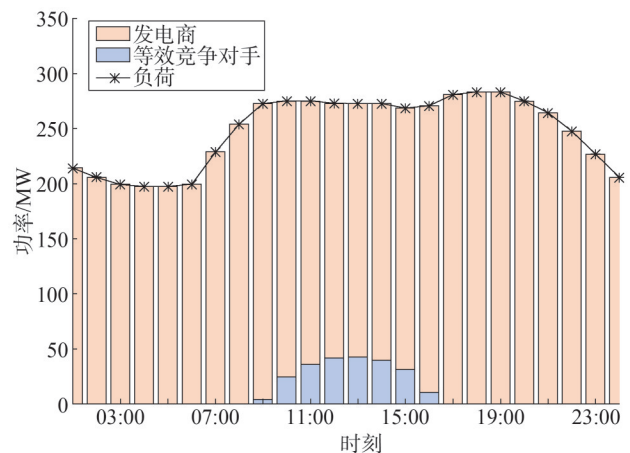


图 12 等效现货市场出清电量
Fig.12 Equivalent spot market clearing quantity

等效市场出清价格的变化趋势如图 13 所示,可见出清价格与系统负荷水平相符合,在负荷早高峰和晚高峰时段市场出清价格达到峰值,在午后和深夜时段则呈现低谷特征。作为价格制定者参与现货市场的发电商为确保自身的申报电量得以出清,报价策略需要将报价上限设定在该时段内的市场出清价格 400.23 元/MWh 以下。基于此最优报价策略,计算得到发电商的预期收益为 136 650.4 元。

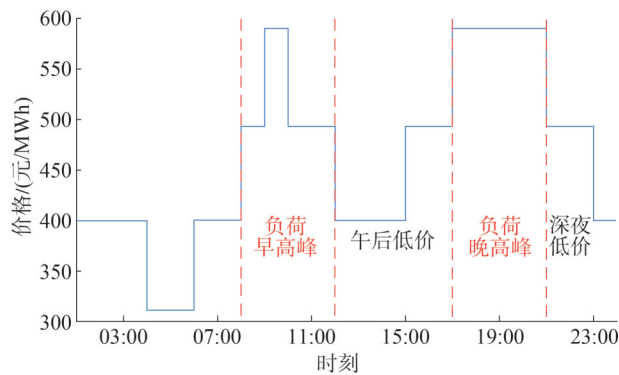


图 13 等效现货市场出清价格

Fig.13 Equivalent spot market clearing price

为进一步验证模型的有效性,对比了报量报价和报量不报价两种策略下发电商的收益。当发电商作为价格接受者被动参与市场时,其收益为 110 712.5 元,比作为价格制定者策略性报价的收益低 25 937.9 元,可知作为价格制定者策略性地参与市场,发电商存在更大的潜在获利空间。

上述分析为发电商作为价格制定者参与日前市场的报量报价策略提供了参考。发电商可通过分析竞争对手的行为模式,优化自身的市场定位和竞价策略,通过合理的报价报量提升自身收益,对参与市场交易过程中面临的自身出力和市场环境中的不确定性风险进行管理和规避。

6 结束语

本文提出了一种发电商作为价格制定者参与日前市场的考虑等效竞争对手的日前市场申报策略方法,该方法通过综合考虑竞争对手的报价行为特征对发电商竞价策略的影响,从而实现日前市场最优申报电量和报价的决策结果。首先对不同类型发电机组的历史报价数据进行分析,提取了具有代表性

的报价模式特征。为精准预测竞争对手报价,提出了等效电力市场的概念,并设计了基于两阶段 LSTM 的报价预测模型。在此基础上,建立了以发电商为上层决策主体、市场运营商为下层出清主体的双层优化模型,求解等效市场的出清价格和发电商的最优报价策略。算例结果表明,提出的两阶段 LSTM 模型对等效竞争对手报价的预测效果较好,提出的价格制定者的报价决策模型与价格接受者相比,发电商的收益有所提升,验证了本方法对发电商制定市场参与策略的有效性。在未来研究中,为处理网络拓扑阻塞情况,可以通过设置节点等效机组来处理网络约束的影响,并通过 LSTM 模型学习包含阻塞影响的历史价格规律。

参考文献

- [1] 国家发展改革委,国家能源局.关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL].[2025-04-28].https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- [2] 国家发展改革委办公厅,国家能源局综合司.关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知[EB/OL].[2025-04-28].https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202311/content_6913560.htm.
- [3] 刘聪聪,李正烁,张利,等.计及BSV有限理性模型和分段点优化的发电商策略竞标模型[J].电工技术学报,2023,38(13):3590-3605.
LIU Congcong, LI Zhengshuo, ZHANG Li, et al. Generator strategic bidding based on bounded rationality model of BSV and breakpoints optimization [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3590-3605.
- [4] 杨雪,黄思皖,史鉴恒,等.基于动态数据及多因素相似日的日前电价预测方法研究[J].电力大数据,2024,27(7):35-44.
YANG Xue, HUANG Siwan, SHI Jianheng, et al. Day-ahead electricity price forecasting based on dynamic data and similar day approach with multi-dimensional impact factors [J]. Power Systems and Big Data, 2024, 27(7): 35-44.
- [5] 刘航航,周蕾,司君诚,等.考虑电价不确定性的发电企业电量-辅助服务市场报价策略[J].山东电力技术,2024,51(8):27-35.
LIU Hanghang, ZHOU Lei, SI Juncheng, et al. A bidding strategy of electric energy and auxiliary service market for power generation enterprises considering the uncertainty [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(8): 27-35.
- [6] HAN X J, HUG G. A distributionally robust bidding strategy for a wind-storage aggregator [J]. Electric Power Systems Research, 2020, 189: 106745.
- [7] PANDŽIĆ, BRUNINX K, PANDŽIĆ H. Managing risks faced by

- strategic battery storage in joint energy-reserve markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4355-4365.
- [8] YU S, ZHANG J T, CHENG C T, et al. Bidding optimization for cascade hydropower plants in multi-regional electricity markets [J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 435: 140477.
- [9] GUO H Y, CHEN Q X, SHAHIDEHPOUR M, et al. Bidding behaviors of GENCOs under bounded rationality with renewable energy [J]. Energy, 2022, 250: 123793.
- [10] 王蕾. 发电企业现货报价策略模型的构建 [J]. 山东电力技术, 2021, 48(12): 77-82.
WANG Lei. Construction of quotation strategy model for coal-fired power enterprises in electricity spot market [J]. Shandong Electric Power, 2021, 48(12): 77-82.
- [11] KARDAKOS E G, SIMOGLU C K, BAKIRTZIS A G. Optimal offering strategy of a virtual power plant: a stochastic bi-level approach [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 7(2): 794-806.
- [12] LI B S, WANG X, SHAHIDEHPOUR M, et al. DER aggregator's data-driven bidding strategy using the information gap decision theory in a non-cooperative electricity market [C] // 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2020: 1.
- [13] BARINGO L, CONEJO A J. Offering strategy of wind-power producer: a multi-stage risk-constrained approach [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1420-1429.
- [14] TAN Y, GUAN L. Hybrid optimization for collaborative bidding strategy of renewable resources aggregator in day-ahead market considering competitors' strategies [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 145: 108681.
- [15] RUIZ C, CONEJO A J, BERTSIMAS D J. Revealing rival marginal offer prices via inverse optimization [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3056-3064.
- [16] GUO H Y, CHEN Q X, GU Y X, et al. A data-driven pattern extraction method for analyzing bidding behaviors in power markets [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(4): 3509-3521.
- [17] 赵晶晶. 基于凝聚的层次聚类方法改进的 CHAMELEON 算法的研究与应用 [D]. 长春: 吉林大学, 2020.
- [18] KIANNEJAD M, SALEHIZADEH M R, OLOOMI-BUYGI M. Two-stage ANN-based bidding strategy for a load aggregator using decentralized equivalent rival concept [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2021, 15(1): 56-70.
- [19] KIANNEJAD M, SALEHIZADEH M R, OLOOMI-BUYGI M, et al. Artificial neural network approach for revealing market competitors' behaviour [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(7): 1292-1297.
- [20] GUO H Y, CHEN Q X, ZHENG K D, et al. Forecast aggregated supply curves in power markets based on LSTM model [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 5767-5779.
- [21] 姜欣, 刘萌, 王天梁, 等. 电网侧储能电站参与现货联合市场的竞价策略 [J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3398-3408.
JIANG Xin, LIU Meng, WANG Tianliang, et al. Bidding strategy for grid-side energy storage power stations to participate in the spot joint market [J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3398-3408.
- [22] 王元元, 刘航航, 司君诚, 等. 电能-调频联合市场中储能电站的参与策略分析 [J]. 山东电力技术, 2024, 51(10): 55-66.
WANG Yuanyuan, LIU Hanghang, SI Juncheng, et al. Analysis on the strategies of energy storage stations participating in the electricity energy-regulation joint market [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(10): 55-66.
- [23] ALHARBI H, BHATTACHARYA K. Participation of pumped hydro storage in energy and performance-based regulation markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4307-4323.
- [24] 李国庆, 闫克非, 范高锋, 等. 储能参与现货电能-调频辅助服务市场的交易决策研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(17): 45-54.
LI Guoqing, YAN Kefei, FAN Gaofeng, et al. Transaction decision-making of energy storage stations participating in the spot energy and frequency modulation ancillary service market [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(17): 45-54.
- [25] NASROLAHPOUR E, KAZEMPOUR J, ZAREIPOUR H, et al. A bilevel model for participation of a storage system in energy and reserve markets [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 9(2): 582-598.

收稿日期: 2025-05-13

修回日期: 2025-07-28

作者简介:

吴主辉(1989), 男, 工程师, 从事电力市场领域研究工作;
黄宇飞(1993), 男, 经济师, 从事电力市场领域研究工作;
郭久林(1986), 男, 工程师, 从事电力市场领域研究工作;
张少为(1987), 男, 经济师, 从事电力市场领域研究工作;
鞠家鑫(2001), 女, 硕士, 从事电力系统优化运行和电力市场等研究工作;

李知艺(1989), 通信作者(zhiyi@zju.edu.cn), 男, 博士, 研究员, 从事新型电力系统规划及运行等研究工作。

(责任编辑 车永强)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240519

基于改进RFM的用户需求响应潜力分级方法

刘涛¹, 李鹏¹, 卫一民¹, 程雯^{1*}, 任鹏²

(1. 河南九域腾龙信息工程有限公司, 河南 郑州 450000; 2. 清华大学北京信息科学与技术国家研究中心, 北京 100084)

摘要:为精确评估用户需求响应潜力,并对其进行分级,提出了一种基于改进RFM模型的用户需求响应潜力分级方法。传统的使用最近一次购买时间、购买次数和购买金额(recency, frequency, monetary, RFM)的模型在客户关系管理中得到了广泛应用,但其三个维度无法直接反映用户参与需求响应的意愿。因此,本文首先对RFM模型进行改进,引入平均响应量、响应次数和响应有效性三个指标来衡量用户参与意愿。其次结合用户负荷特性,构建包含重要性、波动性、规律性和敏感性等维度指标体系。最后通过将二者加权组合,可实现对不同用户需求响应潜力大小进行分级评估。算例分析结果表明,该方法能更全面地反映用户的响应能力和意愿,为需求响应的有效实施提供了理论支持和实践参考。

关键词:需求响应;用户参与意愿;改进RFM模型;负荷特性

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2026)02-0089-09

A Grading Method for User Demand Response Potential Based on Improved RFM

LIU Tao¹, LI Peng¹, WEI Yimin¹, CHENG Wen^{1*}, REN Peng²

(1. Henan Jiuyu Tenglong Information Engineering Co., Ltd., Zhengzhou 450000, China;

2. Beijing National Research Center for Information Science and Technology, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: To precisely evaluate and classify user demand response potential, a grading method for user demand response potential based on an improved recency, frequency, monetary (RFM) model is proposed. While the traditional RFM model has been widely applied in customer relationship management, its three dimensions do not directly reflect users' willingness to engage in demand response. Therefore, this paper first improves the RFM model by incorporating three indicators: average response value, response frequency, and response effectiveness, to measure users' willingness to participate. Additionally, combined with user load characteristics, an indicator system is constructed that encompassing dimensions such as importance, volatility, regularity, and sensitivity. Finally, by weighting and combining these two factors, the method enables the grading evaluation of different users' demand response potential. Case study results demonstrate that this method can more comprehensively reflect users' response capability and willingness, providing theoretical support and practical reference for the effective implementation of demand response.

Keywords: demand response; user participation willingness; improved RFM model; load characteristics

0 引言

在全球气候变化的背景下,中国积极推动“双碳”目标,即碳达峰与碳中和。为了实现这一目标,能源结构的快速转型成为必要举措。新型电力系统的发展正朝着高比例新能源的方向迈进,而新能源

的波动性和不确定性使得传统的“源随荷动”模式逐渐向“源荷互动”模式转变。在此过程中,需求侧不仅需要从单一的负荷提供者转变为调节者,还要具备一定的调节能力,以确保电力系统的稳定性和安全性。尽管我国近年来在需求响应领域已取得初步成效,如在部分地区推广响应能力提升行动,但需求侧资源的开发利用尚未完全挖掘,尤其在尖峰负荷管理和新能源消纳方面仍存在显著提升空间。因此,深入掌握需求侧的响应潜力,合理有效地开展需

基金项目:国网河南省电力公司2024年省管产业单位科技项目(豫电科[2024]190号)。

State Grid Henan Electric Power Company 2024 Provincial-level Industrial Science and Technology Project ([2024]190).

求侧管理,是实现“双碳”目标的重要途径^[1]。

近年来,众多研究致力于评估用户的需求响应潜力,主要通过分析用户负荷特性来判断其调节潜力。文献[2]采用非侵入式技术,建立基于精细化负荷数据的用户需求响应潜力评估指标,为需求侧管理提供指导。文献[3]提出了一种面向电力电量平衡的可调节负荷潜力计算方法,在考虑电力电量平衡约束下可用于计算区域削峰潜力。文献[4]应用模糊优化集对分析理论,开展用户需求响应评估,初步量化用户响应潜力并对用户实现分级。文献[5]对多种类型的需求侧负荷可调度潜力进行了分析,并提出一种考虑切断可调负荷的分层分区协调策略。然而,上述研究大多仅采用用户的负荷特性评估用户可能响应的时段和可调负荷的潜力,忽略了用户参与需求响应意愿的重要性,可能导致在需求响应潜力评估中存在偏差。美国橡树岭国家实验室针对美国西部地区的需求响应评估报告^[6]指出,工业用户的需求响应潜力不仅与用户的可调负荷特征相关,还与用户参与需求响应的意愿密切相关。近年来,中国各省开展了若干次需求响应试点并积累了大量数据,这些数据在一定程度上反映了用户的参与意愿。因此,有学者开始尝试将用户参与意愿纳入需求响应潜力评估模型中,通过结合负荷特性与参与意愿,提高潜力评估的准确性。文献[7-8]通过价格弹性系数对用户参与需求响应项目的潜力进行评估,然而,在缺乏负荷特性数据的情况下,该方法的准确性仍需进一步验证。文献[9]结合用户负荷数据本身的主要特征,考虑激励价格对需求响应意愿的影响,实现了对大规模用户的响应潜力评估,但需要对不同行业逐一建模,且对试点用户的数据依赖性较大。文献[10]探讨了基于用户响应意愿的负荷聚合与控制策略,但其响应意愿模型仅考虑了用户年龄、收入和教育程度等单一因素,导致模型的普适性和准确性受限。文献[11]提出了一种考虑用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估方法,文献[12]提出了一种用于评估单户及聚合住宅空调响应潜力的方法,文献[13]结合网络层次分析法和模糊逻辑推理,预测用户主动调控空调意愿,并评估需求响应可调控功率潜力。但文献[11-13]主要针对居民用户的空调负荷,并未结合实际参与响

应数据。文献[14]提出了一个基于用户负荷、参与意愿度、智能化水平和经济性四个维度构建的需求响应潜力评估指标体系,但将用户参与意愿度指标设置为 $[0,1]$ 之间的随机值,对用户参与的不确定性评估方法过于简单,无法准确反映用户参与意愿的复杂性和多样性。上述文献在评估用户需求响应意愿特性时,多以群体为单位分析用户的电价敏感性,并集中于对空调负荷响应意愿进行预测,而未充分结合用户个体的需求响应申报情况和历史响应参与完成情况等关键特性。这种方法难以全面刻画用户的需求响应意愿特征,未能充分利用已开展需求响应的历史数据,导致对用户需求响应潜力的评估存在一定局限性。

为了提升企业的服务质量,基于需求特征对客户进行分级显得尤为重要。最近一次购买时间(recency, R)、购买次数(frequency, F)和购买金额(monetary, M)(简称RFM模型)因其在客户需求分类中的广泛应用而备受关注^[15]。例如,文献[16]提出了一个用于客户忠诚度分类的客户细分模型,将客户分为偶然、典型和黄金三类。此外,文献[17]提出了一种基于RFM的分类模型,通过肘部法分析分类结果,并能够有效识别出高价值客户和无价值客户。文献[18]则基于RFM模型和K-means算法提出了一个客户行为分析模型,用以探讨营销策略的有效性,测试结果显示该模型能够有效分类客户行为,并分析营销策略对客户的影响。然而,在市场营销和客户关系管理中非常有效,但在用于需求响应潜力评估时,其三个维度无法直接反映用户参与需求响应的意愿,因此应加以改进,并结合数据驱动的负荷特征全面而准确地对用户需求响应潜力进行分级。

因此,本文在传统RFM方法的基础上进行了创新改进,将用户参与意愿引入评估体系,提出了一种融合用户负荷特性与参与意愿的全新需求响应潜力分级方法。与现有研究仅依赖负荷特性评估的局限相比,本文通过挖掘实际需求响应试点数据,综合考虑用户历史响应行为与负荷特征,全面刻画用户的响应能力与意愿。改进后的模型不仅提升了评估结果的可靠性,还具备更强的实际应用价值,为后续需求响应工作的实施提供了重要的理论依据和实践参考。

1 考虑用户参与意愿的改进RFM算法

RFM模型是市场营销和客户关系管理中广泛应用的经典算法,用于分析和分类客户行为。RFM模型通过三个维度来描述客户价值,传统的RFM模型通常用于客户细分、忠诚度分析,以及制定有针对性的营销策略,以提升客户的整体价值和企业的营销效果。

然而,在需求响应领域,传统RFM模型的三个维度无法直接反映用户参与需求响应的意愿。因此,本文对RFM算法进行了改进,将其应用于需求响应潜力的评估中,构建了一个考虑用户参与意愿的改进RFM模型。

1.1 改进RFM指标

改进后的RFM模型中各指标描述如下。

1)平均响应量为

$$R = \sum_{l=1}^{N_r} r_l / N_r \quad (1)$$

式中: R 为用户在需求响应中的平均响应量; N_r 为历史需求响应次数; r_l 为第 l 次历史需求响应的实际响应功率。平均响应量 R 反映了用户在历次参与的需求响应事件中实际响应量的平均值,即用户在响应中贡献了多少负荷调整量,该值越大,意味着用户在需求响应中的参与度越高。

2)响应次数。 F 用于表示用户参与需求响应的次数,其反映了用户在一定时间内参与需求响应的活跃程度。参与次数越多,表明用户对需求响应的态度越积极,其潜在的响应意愿也越强。

3)响应有效性为

$$M = \frac{1}{N_r} \sum_{l=1}^{N_r} \frac{r_l}{k_l} \quad (2)$$

式中: M 为用户响应的有效性,即响应量与签约量的比值; k_l 为第 l 次历史需求响应的用户申报功率。式(2)反映了用户在需求响应中的承诺兑现情况,响应有效性越高,表明用户在需求响应中的可靠性越强。

本文提出的RFM指标空间如图1所示。通过这三个维度的指标,模型能够更加全面地反映用户参与需求响应的意愿,为需求侧管理提供更为精准的用户分类和潜力评估。这一改进不仅克服了传统RFM模型在需求响应领域应用中的局限性,还为后续的需求响应决策提供了重要参考。

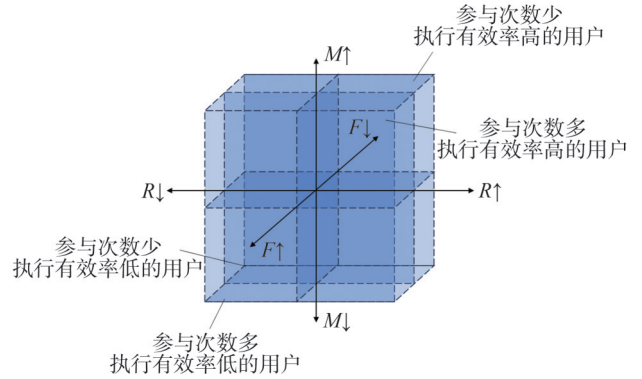


图1 RFM指标空间

Fig.1 RFM indicator space

1.2 标准化处理

标准化可以采用最小-最大标准化方法,将 R 、 M 、 F 值映射到 $[0, 1]$ 的区间,具体方法如式(3)。

$$\delta_{\text{norm}} = \frac{\delta - \delta_{\min}}{\delta_{\max} - \delta_{\min}} \quad (3)$$

式中: δ_{\max} 和 δ_{\min} 分别为序列 δ 的最大值和最小值; δ_{norm} 为标准化后的序列。通过将 R 、 M 、 F 标准化,确保它们在同一量级,这样在计算综合得分时,量级差异不会对结果产生过大的影响。

1.3 计算RFM综合得分

对标准化后的 R 、 M 、 F 值进行加权求和,得到每个用户的RFM综合得分 C^{RFM} ,如式(4)所示。其中 w_r 、 w_f 和 w_m 是对应指标的权重,可以根据业务需求进行设置。

$$C^{\text{RFM}} = w_r R + w_f F + w_m M \quad (4)$$

2 负荷特性提取

上述改进的RFM方法能从已有的需求响应事件中反映用户参与需求响应的意愿,为了更加全面的评估需求响应潜力,仍应结合用户用电负荷的特性进行综合判断。

2.1 负荷特征指标构建

首先用户负荷的数值大小一定程度反映了需求响应的能力,大用户即使参与调节的比例很小,但仍然能比小用户提供更大的需求侧响应潜力,因此选择负荷在系统负荷中占比程度作为重要性指标;依据用户负荷的日内波动,选取日均峰谷差率、日均负荷率作为波动性指标;根据用户用电日间规律特性

选取轮休负荷下降率、峰时平均负荷差异系数以及规律性系数作为规律性指标;此外,由于不同用户对温度等外部因素的敏感性不同,将温度敏感系数作为重要的敏感性指标。依据对需求响应潜力值贡献相关度的正负,划分指标类别:指标值越大,对用户需求响应潜力越高的指标记为正向指标,反之记为负向指标。各指标及解释如表1所示。

表1 负荷特征指标体系

Table 1 Load characteristic indicator system

一级指标	二级指标	物理意义	指标类别
重要性	最大负荷占比	反映用户负荷在系统负荷中占比程度	正向
	日均峰谷差率	反映日均峰谷差变化程度	正向
波动性	日均负荷率	反映日负荷均值与峰值对比水平	负向
	休息日负荷下降率	反映休息日相对工作日负荷下降率	正向
规律性	尖峰负荷贡献系数	反映用户对系统尖峰负荷的贡献程度	正向
	温度敏感系数	反映用电行为对温度敏感度	负向

1)重要性。重要性通过最大负荷占比衡量,最大负荷占比 Z_1 反映一个用户在系统负荷中的贡献程度,可表示为

$$Z_1 = \frac{P_{usr}^{max}}{P_{sys}^{max}} \quad (5)$$

式中: P_{usr}^{max} 为用户的最大负荷; P_{sys}^{max} 为系统的最大负荷。

2)波动性。波动性通过日均峰谷差率和日均负荷率衡量。

峰谷差率用于表示用户负荷曲线的峰谷功率差与峰时功率之比。 N 天内用户日均峰谷差率 B_1 计算公式为

$$B_1 = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{P_n^{max} - P_n^{min}}{P_n^{max}}}{N} \quad (6)$$

式中: P_n^{max} 和 P_n^{min} 分别为用户第 n 天负荷的最大值和最小值。

负荷率表示用户负荷曲线的平均值与最大值之比,反映用户在一段时间内的用电稳定性。 N 天内

用户日均负荷率 B_2 计算公式为

$$B_2 = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{P_n^{mean}}{P_n^{max}}}{N} \quad (7)$$

式中: P_n^{mean} 为第 n 天用户负荷的平均值。

3)规律性。规律性通过休息日负荷下降率和尖峰负荷贡献系数衡量。

休息日负荷下降率 G_1 是指休息日(即节假日或周末)负荷与工作日负荷相比的下降程度,反映了工作日进行负荷下调潜力的相对值,计算公式为

$$G_1 = \frac{(\bar{P}_{weekday} - \bar{P}_{holiday})}{\bar{P}_{weekday}} \quad (8)$$

式中: $\bar{P}_{weekday}$ 为用户工作日的平均负荷; $\bar{P}_{holiday}$ 为用户休息日的平均负荷。

若一个用户在系统负荷的高峰时段同样为自身负荷的尖峰,即峰上加峰的推动系统尖峰负荷的形成,则该用户有相对较大的避峰潜力。因此定义尖峰负荷贡献系数 G_2 ,该指标越大,说明其峰上加峰的推动作用越明显,对应的越大的避峰潜力。具体计算公式为

$$G_2 = \frac{\sum_{n=1}^N \left(\frac{\bar{P}_n^{peak}}{P_n^{max}} - \frac{P_n^{mean}}{P_n^{max}} \right)}{N} \quad (9)$$

式中: \bar{P}_n^{peak} 为第 n 天用户在系统高峰负荷时段内负荷的平均值。

4)敏感性。敏感性通过温度敏感系数衡量。温度敏感系数 M_1 利用 Spearman 相关系数来衡量用户每天的负荷曲线与温度曲线变化趋势的一致性程度,该系数反映了用户用电特征对温度的敏感性,计算公式为

$$M_1 = \frac{\sum_{n=1}^N |\rho(P_n, e_n)|}{N} \quad (10)$$

式中: ρ 为 Spearman 相关系数运算; P_n 为用户在第 n 天的负荷数据; e_n 为第 n 天的温度数据。

2.2 负荷特征指标预处理

基于上述负荷特征指标,可以构建初始特征矩阵 X ,矩阵中元素 x_{ij} 每一行代表一个用户,每一列代表一个指标。该矩阵为后续负荷特征对需求响应潜力贡献得分的计算提供了基础。

由于不同指标的量纲存在差异,需要对指标进

行预处理后才可用于后续分级方法。

1)按列最小-最大标准化。

首先采用式(4)中的方法,对矩阵进行最小-最大标准化,将各列的值映射到[0,1]区间内,得到矩阵 Y 。

2)缩放与平移。

为了确保归一化后的数据仍然围绕0.5为均值分布,且不会出现0和1的边界问题,采用式(11)中的方法将矩阵中数据缩放平移至[0.1,0.9]区间内得到矩阵 Z 。

$$z_{ij} = y_{ij}(s_{\max} - s_{\min}) + s_{\min} \quad (11)$$

式中: s_{\min} 和 s_{\max} 分别为缩放因子0.1和0.9; y_{ij} 和 z_{ij} 分别为矩阵 Y 和 Z 的元素。

3)熵权法求取指标权重。

熵权法是一种基于客观计算的赋权方法,它通过计算各指标的信息熵来衡量其变异程度。熵值越小,表示该指标的信息量越大,从而其权重也会相应增大。因此,熵权法能够有效地减少主观因素的影响,使得评价结果更加客观和公正。由于负荷特性本身是由用户的客观用电负荷值和相关数据形成的,为保证客观性,采用熵权法自适应地为不同指标赋权,具体步骤如下。

①计算比例系数。计算第 i 个用户在第 j 个指标上的比例系数 p_{ij} ,如式(12)所示。

$$p_{ij} = \frac{z_{ij}}{\sum_{i=1}^m z_{ij}} \quad (12)$$

式中: m 为用户数量。

②计算信息熵。根据比例系数 p_{ij} 计算每个指标的信息熵 e_j ,即为

$$e_j = -k \sum_{i=1}^m p_{ij} \ln(p_{ij}) \quad (13)$$

式中: k 为系数,满足 $k = 1/\ln(m)$ 。 e_j 的取值范围为 $0 \leq e_j \leq 1$ 。

③计算熵权。计算每个指标的权重 w_j 为

$$w_j = \frac{1 - e_j}{\sum_{j=1}^n (1 - e_j)} \quad (14)$$

式中: n 为指标数量; $1 - e_j$ 为指标差异系数,差异系数越大,说明各指标之间的差异越显著,其对决策的影响越大,因此计算出的权重也相应更高。

④计算加权评价矩阵。将标准化后的矩阵 Z 按

照熵权 w_j 加权,即可得到加权评价矩阵 S 中的元素 s_{ij} 满足

$$s_{ij} = w_j z_{ij} \quad (15)$$

2.3 负荷特征对需求响应潜力贡献得分

逼近理想解排序法(technique for order preference by similarity to ideal solution, TOPSIS)是一种多指标决策分析方法,由C.L.Hwang和K.Yoon于1981年提出^[19],在经济管理及工程等领域有着广泛的应用。TOPSIS法通过计算每个样本与正理想解和负理想解之间的距离,对样本进行排序^[20]。基于TOPSIS法,首先计算加权后的评价矩阵 S 中每个用户的加权指标值,并求出这些值与正负理想解的距离,最终对各用户的需求响应潜力进行排序。

1)确定正理想解和负理想解。

正理想解 A^+ 是由每个正向指标的最大值和负向指标的最小值组成的向量,负理想解 A^- 则是由每个正向指标的最小值和负向指标的最大值组成的向量。

对正向指标而言,满足

$$\begin{cases} A_j^+ = \max \{ s_{ij} \} \\ A_j^- = \min \{ s_{ij} \} \end{cases} \quad (16)$$

对负向指标而言,满足

$$\begin{cases} A_j^+ = \min \{ s_{ij} \} \\ A_j^- = \max \{ s_{ij} \} \end{cases} \quad (17)$$

2)计算各用户指标值与正、负理想解之间的距离。

用户 i 指标值与正理想解 A^+ 之间的距离 D_i^+ 为

$$D_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (s_{ij} - A_j^+)^2} \quad (18)$$

用户 i 指标值与负理想解 A^- 之间的距离 D_i^- 为

$$D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (s_{ij} - A_j^-)^2} \quad (19)$$

3)计算负荷特性对需求响应潜力贡献得分。

针对用户 i ,根据式(20)分别计算负荷特性对需求响应潜力贡献的得分 C_i 。用户指标值距离正理想解越近, D_i^+ 越小, D_i^- 越大,计算出的得分越接近1,表示用户需求响应潜力越大;反之,用户指标值距离负理想解越近,计算出的得分越接近0,表示用户需求响应潜力越小。

$$C_i = \frac{D_i^-}{D_i^+ + D_i^-} \quad (20)$$

3 需求响应潜力分级方法

为计算最终用户 i 的需求响应潜力值 $R_i^{\text{potential}}$, 本文综合考虑用户的需求响应意愿得分 C_i^{RFM} 和负荷特征得分 C_i , 将二者按照一定的权重系数进行加权, 如式(21)所示。

$$R_i^{\text{potential}} = \omega_{\text{RFM}} C_i^{\text{RFM}} + \omega_c C_i \quad (21)$$

式中: ω_{RFM} 和 ω_c 分别为用户需求响应意愿和负荷特征得分分别对应的权重系数, 取值范围为 $[0, 1]$ 。该权重系数的取值可由德尔菲法通过专家打分给出。

对加权后的得分 $R_i^{\text{potential}}$ 采用 K-means 聚类方法分类, 分类的结果即为用户分级的结果。分级方法如图 2 所示。

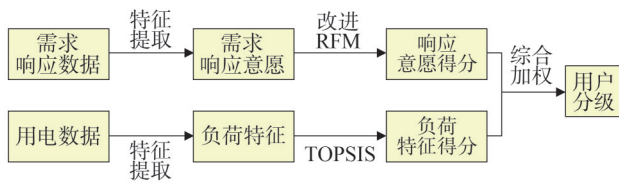


图2 需求响应潜力分级方法示意图

Fig.2 Demand response potential grading method diagram

4 算例分析

4.1 基准算例

选取某省申报参与需求响应的部分用户数据为例进行算例分析, 共选择 16 个用户 2023 年的历史数据作为输入参数。为计算休息日负荷下降率和温度敏感系数, 也将 2023 年全年节假日和周末的数据以及每个用户对应地市的气温数据作为输入。系统负荷的高峰时段定义如下。夏季响应时段(午高峰)11:00—15:00, 夏季响应时段(晚高峰)20:00—23:00, 冬季响应时段(午高峰)09:00—13:00, 冬季响应时段(晚高峰)17:00—21:00。

根据所选用户实际参与需求响应的数据记录, 采用文中提出的改进 RFM 方法计算响应意愿得分。各用户归一化后的 RFM 分项值如图 3 所示, 具体每个用户的综合得分如表 2 所示。

基于各用户负荷特征指标, 计算初始特征矩阵 X 如表 3 所示, 按照第 2 节介绍的方法计算负荷特性对需求响应潜力贡献得分如表 2 所示。综合计算负荷特征后, 考虑对用户意愿得分和负荷特征得分采

用相同权重, 即 $\omega_{\text{RFM}} = 0.5, \omega_c = 0.5$, 对 16 个用户综合加权, 结果如表 2 所示。按照最终的得分对用户进行分级, 结果如图 4 所示。

由图 4 可知, 用户 2 和 6 得分最高, 分级为一级用户, 也就是具有最高的需求响应潜力, 可作为电网企业开展需求响应的首选用户。用户 14、15、3、11、4、5 得分中等, 分级为二级用户。用户 16、13、10、1、7、12、9、8 得分最低, 是具有最低需求响应潜力的一类用户。本文选择得分最高的用户 2 和得分最低的用户 8 开展具体分析, 结果如图 5 所示。

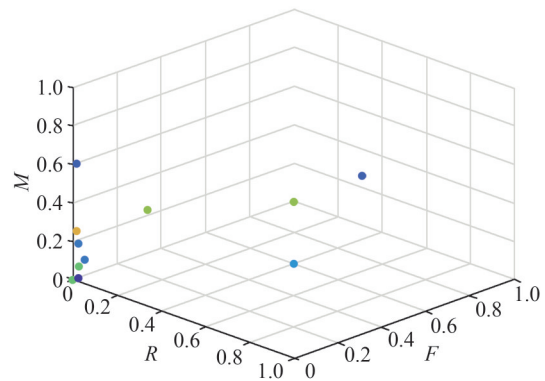


图3 各用户归一化后的RFM值

Fig.3 Normalized RFM values for each user

表2 各用户综合需求响应潜力得分

Table 2 Comprehensive scores of demand response potential of each user

用户	RFM 得分	负荷特性得分	综合需求响应潜力得分
1	0.000 0	0.423 8	0.211 9
2	0.518 6	0.669 2	0.593 9
3	0.344 6	0.275 6	0.310 1
4	0.336 9	0.246 8	0.291 9
5	0.014 2	0.538 5	0.276 3
6	0.497 9	0.393 0	0.445 4
7	0.000 0	0.411 2	0.205 6
8	0.000 0	0.195 4	0.097 7
9	0.061 0	0.310 4	0.185 7
10	0.036 2	0.400 7	0.218 5
11	0.208 8	0.388 4	0.298 6
12	0.000 2	0.405 4	0.202 8
13	0.075 6	0.387 1	0.231 4
14	0.280 1	0.390 6	0.335 4
15	0.333 3	0.304 5	0.318 9
16	0.093 4	0.384 4	0.238 9

表3 各用户初始特征矩阵
Table 3 Initial feature matrix for each user

用户	Z_1	B_1	B_2	G_1	G_2	M_1
1	0.12	0.70	0.30	0.02	-0.27	-0.23
2	0.39	0.40	0.60	0.37	0.04	0.22
3	0.00	0.53	0.47	-0.07	0.15	-0.57
4	0.01	0.49	0.51	-0.03	0.15	0.29
5	0.23	0.40	0.60	0.41	0.06	0.23
6	0.04	0.66	0.34	0.01	0.20	0.07
7	0.00	0.81	0.19	0.32	0.02	-0.57
8	0.01	0.18	0.82	0.04	0.00	0.02
9	0.01	0.61	0.39	0.10	0.17	0.02
10	0.01	0.81	0.19	0.13	-0.02	0.03
11	0.00	0.79	0.21	-0.10	-0.02	-0.02
12	0.01	0.69	0.31	0.28	-0.04	-0.03
13	0.01	0.65	0.35	0.43	0.11	0.09
14	0.02	0.68	0.32	0.00	0.20	0.09
15	0.11	0.40	0.59	0.12	-0.02	0.28
16	0.04	0.56	0.43	0.26	-0.10	-0.10

用户2参与过2次需求响应,签约量分别为2 000 kW和1 500 kW,响应量分别为1 113 kW和356 kW,因此,其 $R=735, F=2, M=0.40$,RFM得分为0.5186。整体来看该用户需求响应的积极性较高,且有较强的响应能力。图5(a)展示了用户2的全年日负荷曲线和聚类后的典型日负荷曲线,从曲线可以看出该用户属于典型的迎峰型用户,在系统午高峰时段负荷水平较高,而在夜间低谷时段负荷相对较低。且用户负荷可聚类为明显的工作日负荷和休息日负荷两类,休息日全天负荷水平较低。从图6的用户负荷特性画像来看,该用户有较高的日均峰谷差率和较低的日均负荷率,负荷水平整体很高,且尖峰负荷贡献度较高,具备在尖峰负荷时段将主要生产流程调节至休息日或夜间时段的潜力,加之其历史参与需求响应的意愿较强,因此分级为第一级较为合理。

用户8参与过1次需求响应,签约量为520 kW,响应量为0。因此,其 $R=0, F=1, M=0$,RFM得分为0。可以看出,该用户参与需求响应的积极性很低。图5(b)展示了用户8的全年日负荷曲线和聚类后的典型日负荷曲线,从曲线可以看出该用户属于典型的平稳型用户,在日内负荷较为平稳,波动较小。从图6的用户负荷特性画像来看,与用户2相反,该用户有较低的日均峰谷差率和较高的日均负荷率,且尖峰负荷贡献度相对较低,说明该用户各时段生产

流程平稳,较难将尖峰负荷时段的负荷调整至其他时段,加之其历史参与需求响应的意愿较弱,因此分级为第三级较为合理。

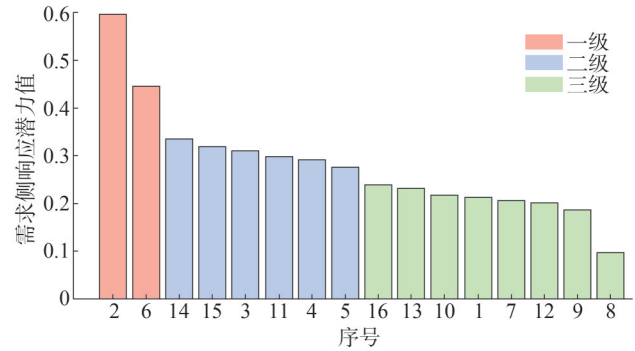
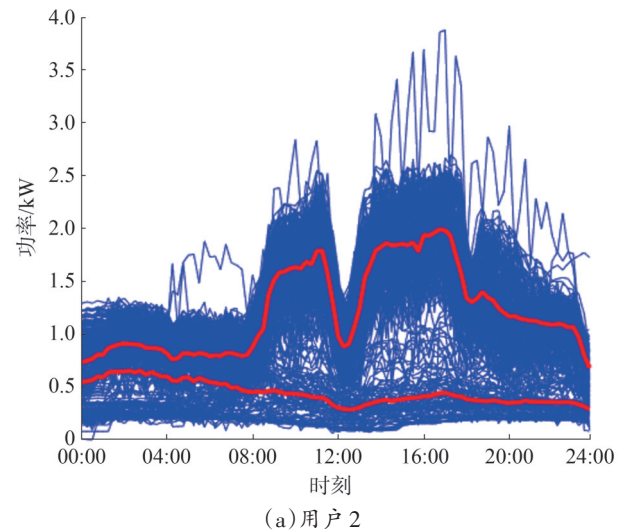
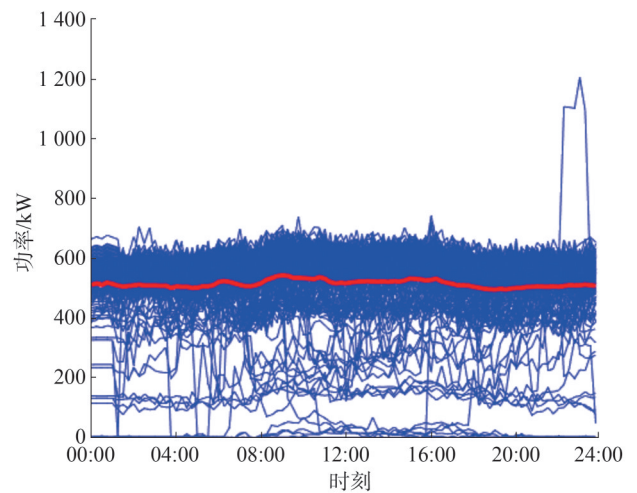


图4 用户需求响应潜力分级结果
Fig.4 User demand response potential grading results



(a)用户2



(b)用户8

图5 全年日负荷曲线和聚类后的典型日负荷曲线
Fig.5 Annual daily load curve and typical daily load curve after clustering

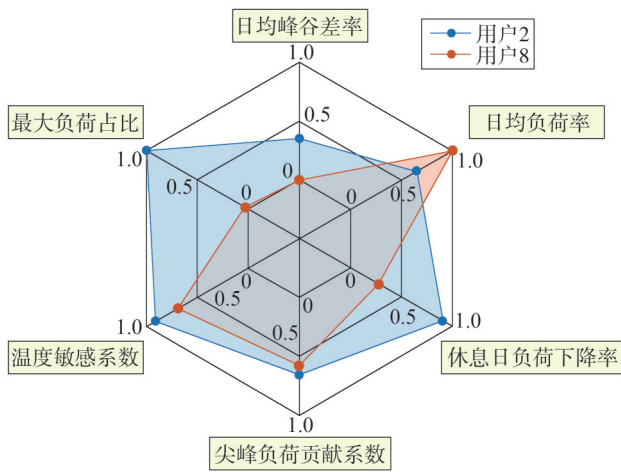


图6 用户负荷特性画像

Fig.6 User load characteristic profile

4.2 对比算例

为验证本文方法的优越性,增加了一组基于传统方法(仅考虑负荷特性、不引入用户意愿)的对比算例。对比算例中,仅使用负荷特性计算最终用户需求响应潜力排名,分级结果如图7所示。

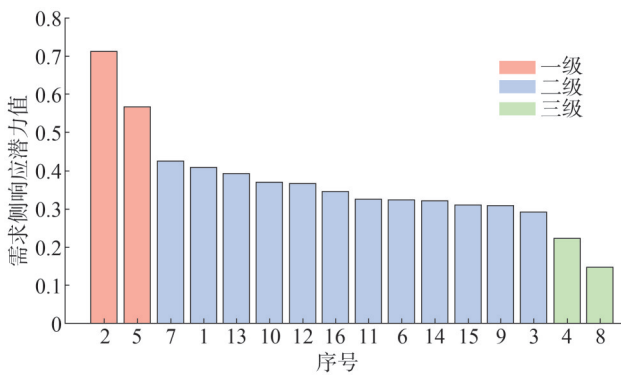


图7 对比算例用户需求响应潜力分级结果

Fig.7 User demand response potential grading results in comparative case

与图4相比,用户6的潜力值排名下降较为明显,由第一级下降为第二级。历史响应数据中,用户6参与过1次需求响应,签约量为3000kW,响应量为2379.6kW。若按照本文所提改进RFM算法计算,其 $R=2379.6$, $F=1$, $M=0.7932$,RFM得分为0.4979,用户6属于参与需求响应意愿最强的用户之一。但在对比算例中,由于没有考虑用户意愿,则仅凭负荷特性将用户6列为二级用户并不合理。与

之相对应,用户5在对比算例中潜力值排名第2,而在图4中仅分级为二级用户。历史响应数据中,用户5参与过1次需求响应,签约量为2000kW,但响应量仅为58.27kW。若按照本文所提改进RFM算法计算,其 $R=58.27$, $F=1$, $M=0.0291$,RFM得分为0.0142。虽然参与过需求响应,但用户5的响应量与中标量相差较大,因此,如果仅按照负荷特性将用户5作为高潜力的一级用户分类,将可能造成响应指标分配不合理,进而影响精准完成需求响应调节的任务。

5 结束语

本文提出了一种改进RFM方法,利用用户参与需求响应的历史数据有效评估用户参与意愿,同时构建了用户负荷特征指标,将参与意愿得分和负荷特征得分综合加权,可对用户需求响应潜力进行分级。最后,通过与传统方法的算例对比验证了所提分级方法的合理性和有效性。算例分析结果表明,本文所提方法可充分利用用户历史数据,快速准确评估用户的需求响应潜力并进行有效分级,为电力公司管理需求侧的用户资源提供参考。

随着未来需求响应工作的进一步深化,用户侧数据的规模和丰富度将持续增长,这为本文方法的推广应用提供了坚实基础。研究成果不仅能够为区域尖峰负荷管理及需求响应项目的精准设计提供科学指导,还可为制定差异化激励政策、提升用户响应率提供理论支持。此外,本文方法在用户行为分析和数据驱动模型开发方面的探索,对其他能源领域的用户参与性研究也具有重要借鉴意义。未来,可进一步结合机器学习算法与实时数据流,构建更动态、智能化的需求响应潜力评估框架,推动电力系统更高效、更可靠的运行,为实现“双碳”目标和能源结构转型提供技术保障。

参考文献

[1] 任彦辉,宋景龙,余瑞,等.考虑需求侧响应的配电网无功补偿装置协调优化[J].智慧电力,2024,52(1):79-86.
REN Yanhui, SONG Jinglong, YU Rui, et al. Coordinated Optimization of Reactive Power Compensation Device in Distribution Network Considering on Demand-side Response [J]. Smart Power, 2024, 52(1): 79-86.

- [2] 王琳,郭志鹏,张郁静.基于非侵入式负荷监测的用户行为精细化分析[J].电力系统及其自动化学报,2021,33(4):102-107.
WANG Lin, GUO Zhipeng, ZHANG Yujing. Refined analysis of user behavior based on non-intrusive load monitoring [J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2021, 33(4): 102-107.
- [3] 韩凝晖,周颖,石坤,等.面向新型电力系统电量平衡的可调节负荷互动潜力分析[J].电力需求侧管理,2022,24(6):70-76.
HAN Ninghui, ZHOU Ying, SHI Kun, et al. Adjustable load interaction potential oriented to power balance of new power system [J]. Power Demand Side Management, 2022, 24(6): 70-76.
- [4] 刘国辉,赵佳,孙毅.基于模糊优化集对分析理论的需求响应潜力评估[J].电力需求侧管理,2018,20(6):1-5.
LIU Guohui, ZHAO Jia, SUN Yi. Potential evaluation of demand response based on fuzzy optimization of set pair analysis [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(6): 1-5.
- [5] 周博曦,张国静,徐家恒,等.需求侧负荷可调度潜力分析及供需协调策略研究[J].山东电力技术,2021,48(1):1-5.
ZHOU Boxi, ZHANG Guojing, XU Jiaheng, et al. Schedulable potential analysis as well as supply and demand coordination strategy for demand side load [J]. Shandong Electric Power, 2021, 48(1): 1-5.
- [6] STARKE M, ALKADI N, MA O. Assessment of industrial load for demand response across US regions of the western interconnect [R]. Oak Ridge National Lab. (ORNL), Oak Ridge, TN (United States), 2013.
- [7] KONG X Y, KONG D Q, YAO J T, et al. Online pricing of demand response based on long short-term memory and reinforcement learning [J]. Applied Energy, 2020, 271: 114945.
- [8] 刘迪,孙毅,李彬,等.计及调节弹性差异化的产消群价格型需求响应机制[J].电网技术,2020,44(6):2062-2070.
LIU Di, SUN Yi, LI Bin, et al. Price-based demand response mechanism of prosumer groups considering adjusting elasticity differentiation [J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2062-2070.
- [9] 王蓓蓓,胥鹏,王宣元,等.需求响应分布鲁棒建模及其大规模潜力推演方法[J].电力系统自动化,2022,46(3):33-41.
WANG Beibei, XU Peng, WANG Xuanyuan, et al. Distributionally robust modeling of demand response and its large-scale potential deduction method [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(3): 33-41.
- [10] 张翔.考虑用户响应意愿的负荷聚合及其控制策略研究[D].南京:南京邮电大学,2022.
- [11] 郑若楠,李志浩,唐雅洁,等.考虑居民用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估[J].电力系统自动化,2022,46(8):154-162.
ZHENG Ruonan, LI Zhihao, TANG Yajie, et al. Incentive demand response model and evaluation considering uncertainty of residential customer participation degree [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 154-162.
- [12] SONG Z F, SHI J, LI S J, et al. Data-driven and physical model-based evaluation method for the achievable demand response potential of residential consumers' air conditioning loads [J]. Applied Energy, 2022, 307: 118017.
- [13] 闫雪峰.居民温控负荷需求响应潜力评估及其调控策略研究[D].北京:北京交通大学,2023.
- [14] 王樊云,刘敏,李庆生,等.新型电力系统下电力用户的需求响应潜力评估[J].电测与仪表,2023,60(8):105-113,132.
WANG Fanyun, LIU Min, LI Qingsheng, et al. Evaluation of demand response potential of power users in novel power system [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(8): 105-113, 132.
- [15] OLSON D L, CAO Q, GU C, et al. Comparison of customer response models [J]. Service Business, 2009, 3(2): 117-130.
- [16] PUSPITASARI N, WIDIANS J A, SETIAWAN N B. Customer segmentation using bisecting k-means algorithm based on recency, frequency, and monetary (RFM) model [J]. Jurnal Teknologi Dan Sistem Komputer, 2020, 8(2): 78-83.
- [17] SUN G, XIE X F, ZENG J, et al. Using improved RFM model to classify consumer in big data environment [J]. International Journal of Embedded Systems, 2021, 14(1): 54.
- [18] RIZKI B, GINASTA N G, TAMRIN M A, et al. Customer loyalty segmentation on point of sale system using recency-frequency-monetary (RFM) and K-means [J]. Jurnal Online Informatika, 2020: 130-136.
- [19] HWANG C L, YOON K. Methods for multiple attribute decision making [M] // Multiple Attribute Decision Making. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1981: 58-191.
- [20] 赵先海,刘晓峰,季振亚,等.考虑居民用户动态行为的负荷聚合商决策分析[J].中国电力,2024,57(10):179-189.
ZHAO Xianhai, LIU Xiaofeng, JI Zhenya, et al. Decision analysis of load aggregator considering dynamic behavior of residential users [J]. Electric Power, 2024, 57(10): 179-189.

收稿日期:2024-12-05

修回日期:2025-07-11

作者简介:

刘涛(1980),男,工程师,主要研究方向为综合能源、新型电力系统及需求侧管理;

李鹏(1982),男,工程师,主要研究方向为负荷管理及能效服务;

卫一民(1983),男,工程师,主要研究方向为电力市场营销;

程雯(1987),通信作者(981420469@qq.com),女,工程师,主要研究方向为综合能源及能效服务;

任鹏(1995),男,硕士,助理研究员,主要研究方向为电力大数据及人工智能在电力系统的应用。

(责任编辑 郑天茹)

基于部分满充放电数据的锂离子电池梯次利用SOH估计

魏峰¹, 李中原^{1*}, 王新栋², 董政²

(1. 国网山东省电力公司应急管理中心, 山东 济南 250118; 2. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要: 退役锂离子电池高效准确的梯次利用健康状态(state of health, SOH)估计对最大化发挥电池全寿命周期价值至关重要。现有研究多聚焦于提高估计精度和节时节能, 忽略了设备、实验与实施成本, 缺乏工程化考量。围绕特征选择、模型构建及充放电策略优化展开研究, 首先, 从部分满充放电增量容量曲线中提取4个有效的峰值健康特征; 然后, 基于深度前馈神经网络实现梯次利用SOH估计。所提方法在多个不同温度及多种电池类型测试中的均方根误差不超过3.85%, 平均绝对误差不超过3.65%, 磷酸铁锂电池的最大误差不超过2.85%, 具有较好的准确性、稳健性和适应性。进一步, 结合所提方法提出一种考虑储存再再利用的SOH估计充放电方案, 在保证估计精度的前提下, 充分贴合梯次利用的实际应用场景, 显著减少时间、能源、设备、实验和实施成本, 最小耗能约为电池总能量的40%, 为梯次利用SOH估计提供了新的思路 and 实现途径。

关键词: 锂离子电池; 梯次利用; 深度学习; 健康状态

中图分类号: TM912

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2026)02-0098-12

SOH Estimation of Lithium-ion Batteries in Echelon Utilization Based on Partial Full Charge-discharge Data

WEI Feng¹, LI Zhongyuan^{1*}, WANG Xindong², DONG Zheng²

(1. Emergency Management Center of State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250118, China;

2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: Accurate and efficient state of health (SOH) estimation of retired lithium-ion batteries in echelon utilization is crucial for maximizing their value throughout the entire lifecycle. Existing studies predominantly focus on improving estimation accuracy and reducing time and energy consumption, while overlooking equipment, experimental, and implementation costs, thus lacking engineering considerations. This research is conducted around feature selection, model development, and charging-discharging strategy optimization. Firstly, four effective peak-related health features are extracted from the incremental capacity curve during partial discharge after a full charge. Secondly, echelon utilization SOH estimation is achieved based on a deep feedforward neural network. The proposed method achieves root mean square error below 3.85% and mean absolute error below 3.65% in tests across multiple temperatures and battery types, with a maximum error of 2.85% for LiFePO₄ batteries, demonstrating high accuracy, robustness, and adaptability. Furthermore, combining the proposed method, a SOH estimation charge-discharge scheme considering storage and reuse is developed. While ensuring estimation accuracy, it fully aligns with the practical application scenarios in echelon utilization, significantly reducing time, energy, equipment, experimental, and implementation expenses. The minimum energy consumption is approximately 40% of the total battery energy, providing novel insights and implementation pathways for SOH estimation in echelon utilization.

Keywords: lithium-ion batteries; echelon utilization; deep learning; state of health

基金项目: 国网山东省电力公司科技项目“新型电力系统微网应急供电保障技术研发与应用”(2024A-087)。

Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power Company "Research and Application of Emergency Power Supply Guarantee Technology for Microgrids in New Power Systems" (2024A-087).

0 引言

锂离子电池具有高能量密度、低成本和长循环寿命等特点, 是目前世界上使用最广泛的二次电池, 在电动汽车、便携式电子产品和电网储能等领域占

据主导地位^[1]。由于电动汽车市场的不断扩大^[2],未来可预见将有大批量的退役锂离子电池。退役锂离子电池中不仅含有高比例的贵金属而且存在污染环境的有毒物质,因此,高安全性和低成本的退役锂离子电池回收备受关注^[3]。

梯次利用技术有望最大化发挥电池全寿命周期价值,是实现退役电池妥善回收的重要途径,符合国家“双碳”战略需求,受到学术界和产业界的高度关注^[4]。然而,梯次利用技术的壁垒较高,主要难点集中在智能拆解、健康状态(state of health, SOH)估计和分选重组3项关键技术上,SOH估计技术是最关键的问题之一^[5]。准确的SOH估计可以掌握电池的容量衰退状况,进而保证梯次利用电池产品质量,防止寿命缩短和安全性不足等问题出现^[6]。然而,由于退役电池本身复杂的退化机制以及退役电池之间的退化不一致,使SOH难以准确估计^[7]。此外,因为数据主权问题,电池退役前的运行数据获取困难,所以仅能采用现场测试数据来进行SOH估计,这可能导致技术、设备、时间或能源等成本的显著增加^[8]。因此,锂离子电池梯次利用急需一种高效准确的SOH估计方法,为退役锂离子电池提供经济可行的SOH估计。

锂离子电池SOH估计方法总体可分为直接估计法和间接估计法两大类^[9],具体地,间接估计法通常分为基于状态空间模型的方法、基于数据驱动模型的方法以及混合方法^[10]。本文在电池历史工况数据不可获取的前提下,对梯次利用SOH估计展开研究,对各个方法进行总结。直接估计法通过监测能直接表征SOH的物理量进而实现SOH估计^[11]。安时积分法通过准确监测电池完整充放电过程中传输的电荷,从而简单地计算得到剩余容量并完成梯次利用SOH估计^[12],该方法容易实现且精度较高,但耗时耗能严重。此外,声发射检测^[13]、电化学阻抗谱测量^[14]等非破坏性直接估计方法,虽然避免了耗时耗能,但实现条件苛刻且设备成本增加^[15-16]。基于状态空间模型的方法,其核心思想是将电池模型与一个或多个状态估计滤波器结合,从而实现梯次利用SOH估计^[17]。该方法虽然具有实现高精度和强适应性梯次利用SOH估计的潜力,但是由于实验成本高和参数差异大,难以建立准确的退役电池模型,

并且难以设计高效的充放电方案^[18]。文献[19]基于周期依赖性等效电路模型和自适应扩展卡尔曼滤波实现了25℃环境温度下的退役三元锂离子电池的荷电状态和SOH联合估计,二者的最大估计误差均不超过2.2%,但该方法需要进行完整的恒流恒压充电和恒流放电,耗时耗能严重。基于数据驱动模型的方法依靠机器学习技术,挖掘不同时间尺度退化特征和SOH之间联系,最终建立模型实现梯次利用SOH估计^[20]。该方法无须深入了解复杂的电池建模和电化学知识便可实现梯次利用SOH估计,但是合理的特征选择是关键难点,是保证方法实用性、准确性以及泛化能力的关键^[21]。文献[22]从恒流恒压充电阶段中提取4个特征参数,并基于支持向量机回归建立数据驱动模型实现多温度磷酸铁锂电池梯次利用SOH估计,估计误差小于2%;但该方法未验证在其他类型电池上的适用性,且仍需要完整恒流恒压充电过程来实现SOH估计,时间和能量损耗仍然较大。文献[23]将满电退役电池放电至10%标称容量,并结合大电流脉冲测试和电化学阻抗谱测量中提取5个特征参数,并基于随机森林回归和高斯过程回归建立数据驱动模型,实现了25℃环境温度下磷酸铁锂电池梯次利用SOH估计,估计误差小于6%;但该方法需要长时间静置和增加设备成本,并且未验证在其他类型电池和环境温度下的适用性。混合方法是结合了状态空间模型和数据驱动模型的方法,该方法期望通过整合两种方法进而克服两种方法的局限性,但面临技术性和复杂性方面的挑战^[24-25]。文献[26]从基于容量损失机制的状态空间模型中提取健康指标,并与数据驱动模型结合,仅使用10%的数据和0~20%的SOC电压区间实现了快速准确的梯次利用剩余容量估计,均方根误差在2.67%以内;该方法仅验证了25℃环境温度下对磷酸铁锂电池的估计性能。

综上所述,在电池历史工况数据不可获取的前提下,当前研究尚未能实现多温度且适用于多种电池类型的高效准确梯次利用SOH估计。显然,充放电条件可控虽然解除了先工况分析后方法研究的传统束缚,但也产生了如何合理设置电池充放电条件这一新问题。此外,梯次利用SOH估计的目标应是在保证估计性能的前提下,全方面地节约各种成本,

以最大化梯次利用的效益。然而,现有研究主要集中在提高精度和节时节能两点,忽略了设备、实验和实施等成本的增加问题,未能深入结合梯次利用场景进行工程化考量。

本文选择基于数据驱动模型的方法进行深入研究,主要贡献如下:

1)通过挖掘满充放电增量容量(incremental capacity, IC)曲线中包含的退化信息,从部分放电中提取了4个有效的峰值健康特征。

2)基于深度前馈神经网络(deep feedforward neural network, DFNN)实现了多温度高精度梯次利用SOH估计,并验证了在其他类型电池上的可行性。

3)结合所提梯次利用SOH估计方法,提出了一种考虑储存再利用的梯次利用SOH估计充放电方案。

4)所提梯次利用SOH估计方法深入结合梯次利用场景,节时节能的同时,避免了设备、实验和实施成本的显著增加,为当前梯次利用SOH估计提供了新的视角。

1 实验数据选择

1.1 数据来源

本文锂离子电池实验数据来源于美国桑迪亚国家实验室的开源商业锂离子电池长期退化数据集^[27](https://www.batteryarchive.org/study_summaries.html)。实验平台包括Arbin SCTS、Arbin高精度(型号:LBT21084)多通道电池测试系统、温度试验箱和带有Arbin软件的计算机。

1.2 数据分析

实验电池包含LiFePO₄(LFP)、LiNiMnCoO₂(NMC)、LiNiCoAlO₂(NCA)3种不同类型的18650电池,电池电极配方常见且由知名公司生产,电池数据具有代表性。每种电池均在15℃、25℃和35℃环境温度下分别进行循环退化测试,较宽的环境温度符合实际充放电测试因设备条件不足无法保证环境温度恒定的情况。充电采用恒流恒压充电,恒流充电电流为0.5C,恒压充电截止电流为0.05A;放电采用恒流放电,放电电流有0.5C、1C、2C和3C四种。考虑到实际充放电设备最大电流限制,选择放电量

大小为1C的测试数据。测量数据包括测试时间、电流、电压、温度、能量和每个循环的充放电容量等。其中,放电采样频率为0.1Hz,电压采样精度为毫伏级,采样频率和采样精度较低,容易实现。本文所用数据汇总详见表1,其中,A、B、C、D为数据组编号。

综上所述,本文所选数据充分贴合了实际梯次利用场景下测试平台的设备条件,可用于验证本文所提方法。

表1 可用数据组汇总

Table 1 Summary of available data groups

电池类型	15℃	25℃	35℃	样本数
LFP	A、B	A、B、C、D	A、B、C、D	588
NMC	A、B	A、B、C、D	A、B、C、D	216
NCA	—	A、B、C、D	A、B、C、D	86

2 特征参数选择

2.1 SOH定义

SOH是反映电池当前健康(退化)水平的重要指标,用百分比表示。任何表征电池健康(退化)状况的性能参数都可以定义SOH^[28]。SOH可被宽泛定义为当前电池性能参数状态值与电池额定值之间的比值。梯次利用SOH估计主要聚焦于电池的容量退化,因此本文从容量角度对SOH进行定义,即

$$S_{OH} = \frac{C_{current}}{C_{rated}} \times 100\% \quad (1)$$

式中: S_{OH} 为电池SOH; $C_{current}$ 为电池当前容量; C_{rated} 为电池额定容量。

2.2 增量容量曲线

通过深入分析退化机理,研究人员总结得到锂离子电池3种主要的退化模式分别为:电导率损失、活性材料损失和锂库存损失^[29]。识别和量化电池内部退化模式有助于准确可信的SOH估计^[30]。IC曲线分析能够为充放电序列提供物理层面的解释,并已被证明是一种有效揭示电池内部退化机理的技术手段^[31]。因此,为了克服健康特征选择困难的问题,选择从满充放电IC曲线中提取健康特征。

IC曲线表示单位电压下电池电量的增量。采用中心差分法从满充电池的恒流放电数据中提取放电

IC曲线,如式(2)所示。

$$C_1 = \frac{dQ}{dV} \approx \frac{\Delta Q}{\Delta V} = \frac{\int_{t-1}^t i_t dt + \int_t^{t+1} i_{t+1} dt}{V_{t+1} - V_{t-1}} \quad (2)$$

式中: C_1 为IC曲线值; Q 为电池容量; V_t 为 t 时刻的电池电压; i_t 为 t 时刻的电池电流。提取到的LFP的满充放电IC曲线如图1所示。

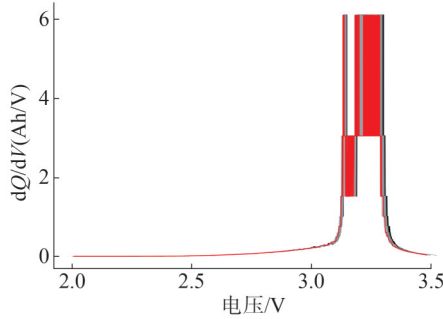


图1 LFP的满充放电IC曲线

Fig.1 Discharge IC curve of LFP after full charge

由图1可知,基于中心差分法直接近似计算得到的IC曲线出现异常波动,这主要归因于监测设备采样精度的不足。不平滑的IC曲线不利于健康特征的提取,因此需要对IC曲线进行滤波。Savitzky-Golay(S-G)滤波算法是一种基于局部多项式最小二乘法拟合的滤波方法,其具有在实现平滑和去噪同时保持曲线的趋势和宽度不变的优点^[32]。因此,本文采用两次S-G滤波对放电IC曲线进行滤波。

对于靠近边界,无法作为窗口中心的点来说,采用原始数据对称镜像的方法在边界生成虚拟点,从而实现滤波估计。对于其他点来说,不断移动窗口重复操作即可。基于上述原理,得到滤波后的LFP的满充放电IC曲线如图2所示,其中 x 轴和 y 轴分别对应放电IC曲线中的 V 和 dQ/dV 。

2.3 健康特征提取

放电IC曲线将放电曲线中难以辨别的电压平台转化为清晰可辨的波峰,峰值附近区域包含了丰富的老化信息,其与电池内部的相变和化学反应密切相关^[33-34]。此外,为降低梯次利用SOH估计过程的时间和能源成本,应尽量减少健康特征提取的放电时间。因此,本文提取满充放电IC曲线电压由高到低第一个波峰的峰值电压 V_{peak1} 、峰值 H_{peak1} 、放电

开始到第一个波谷的面积 $S_{valley1}$ 以及放电开始到第一个波峰的面积 S_{peak1} 作为健康特征。各特征在部分满充放电IC曲线上的表现如图3所示。

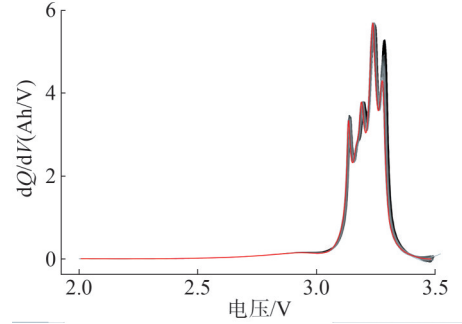


图2 滤波后的LFP的满充放电IC曲线

Fig.2 Filtered discharge IC curve of LFP after full charge

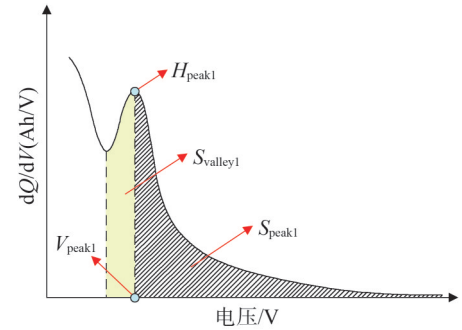


图3 部分满充放电IC曲线上的健康特征

Fig.3 Health characteristics on the partial discharge IC curve after full charge

采用Spearman相关系数来给出各健康特征和SOH之间的相关性评价,相关系数的取值范围为 $[-1, 1]$ 。当其值接近于1或-1时,表明健康特征与SOH之间存在强的正或负相性,而接近于0的值则表明存在弱的相关性。LFP电池不同环境温度下各健康特征的相关系数如表2所示。

分析表1可知,在3种环境温度下, H_{peak1} 的相关系数平均值为0.96,最小值为0.92,表明 H_{peak1} 与SOH呈高度正相关; $S_{valley1}$ 的相关系数平均值为0.89,最小值为0.77,表明 $S_{valley1}$ 与SOH呈较强正相关。15℃时, V_{peak1} 的相关系数为-0.43,表明 V_{peak1} 与SOH呈较弱负相关,而在其他两种环境温度下, V_{peak1} 的相关系数平均值为0.78,最小值为0.75,表明 V_{peak1} 与SOH呈较强正相关。在15℃和25℃时, S_{peak1} 的

相关系数平均值为0.51,最大值为0.55,表明 S_{peak1} 与 SOH 呈较弱正相关,而在 35 °C 时, S_{peak1} 的相关系数为 0.86,表明 S_{peak1} 与 SOH 呈较强正相关。

表2 健康特征与 SOH 之间的相关系数
Table 2 The correlation coefficient between health characteristics and SOH

温度/°C	健康特征	相关系数
15	V_{peak1}	-0.43
	H_{peak1}	0.92
	$S_{valley1}$	0.77
	S_{peak1}	0.46
25	V_{peak1}	0.75
	H_{peak1}	0.98
	$S_{valley1}$	0.92
	S_{peak1}	0.55
35	V_{peak1}	0.80
	H_{peak1}	0.98
	$S_{valley1}$	0.99
	S_{peak1}	0.86

综上所述, H_{peak1} 和 $S_{valley1}$ 在 3 种环境温度下与 SOH 之间呈强而稳定的相关性;虽然 V_{peak1} 和 S_{peak1} 在特定温度下与 SOH 之间呈较强相关性,但当温度发生变化时,相关性可能不稳定。考虑上述相关性分析未完全挖掘特征与 SOH 之间的非线性关系以及特征之间的交互影响,选择 3 种特征组合用于建立 SOH 估计模型,分别为:组合①(V_{peak1} 、 H_{peak1} 、 $S_{valley1}$ 和 S_{peak1}), 组合②(V_{peak1} 、 H_{peak1} 和 $S_{valley1}$) 以及组合③(H_{peak1} 、 $S_{valley1}$)。

3 基于 DFNN 的 SOH 估计

3.1 深度前馈神经网络

神经网络被广泛应用于锂离子电池 SOH 估计中,其主要包含前馈和循环两种架构^[35]。DFNN 是一种前馈神经网络,其由分布在多个层中的互联神经元组成,由此捕获输入特征和期望输出之间的相关性,其在多维非线性问题上具有较好的优越性和较高的容错性^[36]。此外,DFNN 可以克服梯度消失和爆炸的问题,并且离线训练后,在线计算速度快,有利于减少计算成本^[37-38]。

定义含有 K 批次训练数据的训练数据集为 $\{(\chi_1, \gamma_1), (\chi_2, \gamma_2), \dots, (\chi_K, \gamma_K)\}$, 其中, χ_k 和 γ_k 分别表示第 k 次训练的输入特征数据和输出标签数据,一次完整的训练循环包含一次前向传播和一次后向传播。

在前向传播中,DFNN 由矩阵乘法组成,一个神经元前向计算一次可以被表示为

$$h_{\kappa}^l(k) = \eta \left(\sum_{\lambda} (w_{\lambda, \kappa}^l h_{\lambda}^{l-1}(k) + b_{\kappa}^l) \right) \quad (3)$$

式中: $h_{\kappa}^l(k)$ 为 l 层中神经元 κ 第 k 次训练的输出; $w_{\lambda, \kappa}^l$ 为 $l-1$ 层中的神经元 λ 和 l 层中的神经元 κ 之间的权重连接; b_{κ}^l 为 l 层中神经元 κ 偏置; η 为激活函数。当 l 等于网络总层数时,得到

$$h_m^l(k) = \gamma_{k,q}^* \quad (4)$$

式中: m 为最后一层的神经元; $\gamma_{k,q}^*$ 为第 k 次训练数据中第 q 个标签样本的估计值。

一次前向传播完成后计算网络整体损失 L_{oss} 为

$$L_{oss} = \frac{1}{Q} \left(\sum_{q=1}^Q \varphi(\gamma_{k,q} - \gamma_{k,q}^*) \right) \quad (5)$$

式中: Q 为第 k 次训练数据中样本数量; $\varphi(\cdot)$ 为损失函数; $\gamma_{k,q}$ 为第 k 次训练数据中第 q 个标签样本真实值。

在后向传播中,通过链式法则将整体损失向后传递至各层,计算出各层权重和偏差的梯度。随后,优化器基于梯度下降算法利用这些梯度更新网络参数。最终,在离线环境下反复进行前向传播与反向传播的迭代训练,直至满足停止条件,训练完成的 DFNN 模型随后将在线应用于实际场景中。DFNN 的多层网络结构如图 4 所示。

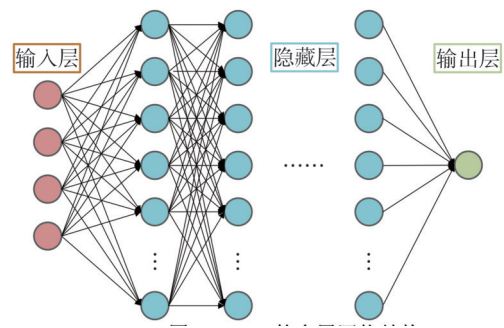


图4 DFNN 的多层网络结构

Fig.4 Multi-layer network structure of DFNN

3.2 参数设置及模型训练

对LFP、NCA和NMC这3种类型的电池分别建立DFNN模型,输入特征有3种组合(详见2.3节),输出标签为SOH。DFNN的网络架构设置如表3所示。

表3 DFNN网络结构
Table 3 DFNN network structure

层数	对应层	神经元数	激活函数
第1层	输入层	2/3/4	
第2层	全连接层	64	ReLU
第3层	全连接层	32	ReLU
第4层	全连接层	16	ReLU
第5层	输出层	1	

由表3可知,输入层负责接收原始数据,其维度可根据实验设计调整;随后网络依次包含3个全连接隐藏层,各层均采用ReLU激活函数以增强非线性拟合能力。具体地,模型训练时使用均方误差作为损失函数,并选用Adam优化器进行参数更新;参数batch设置为20,参数epoch设置为50。

结合第1章内容,LFP电池选取各温度下的A组数据作为测试数据,共3组;而其余7组数据打乱整合为一组用于训练。NMC电池的数据集划分与LFP电池相同。对于NCA电池来说,由于15℃下无可用数据,仅选取25℃和35℃下的A组数据作为测试数据,共2组;而其余6组打乱整合为一组用于训练。

采用最大误差(maximum absolute error, MAX)、均方根误差(root mean square error, RMSE)和平均绝对误差(mean absolute error, MAE)来评估最终模型性能。此外,考虑到DFNN存在随机性参数,对每种电池的SOH估计模型分别进行了50次独立训练,并对估计结果及评价指标取平均值,同时引入95%置信区间反映估计结果的不确定性,以确保结果分析的可靠性。

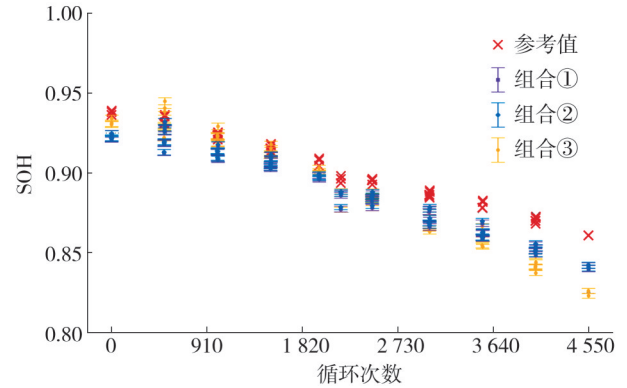
4 结果分析及验证

基于DFNN对3种健康特征组合(详见2.3节)在多温度不同电池类型下的SOH估计性能进行深

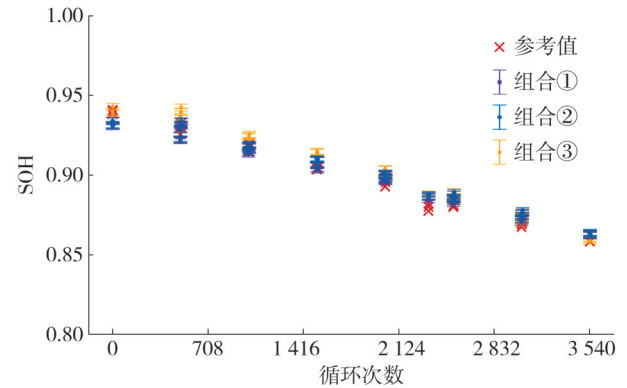
入研究和对比,以确定最终健康特征组合,并验证本文所提梯次利用SOH估计方法的有效性。

4.1 LFP电池估计结果分析

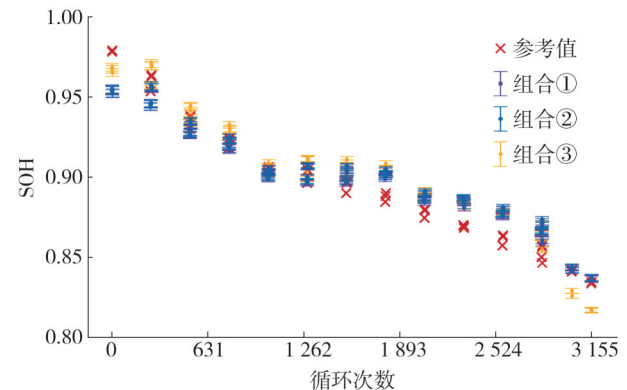
针对LFP电池在15℃、25℃和35℃环境温度下分别进行了3种健康特征组合的SOH估计测试。估计结果如图5所示,具体误差分析见表4。



(a) 15℃下SOH估计结果



(b) 25℃下SOH估计结果



(c) 35℃下SOH估计结果

图5 多温度下LFP电池的SOH估计结果(95%置信区间)

Fig.5 SOH estimation results of LFP batteries under multi-temperature conditions (95% confidence interval)

表4 多温度下LFP电池的SOH估计误差
Table 4 SOH estimation errors of LFP batteries under multi-temperature conditions

温度/°C	特征	RMSE/%	MAE/%	MAX/%
15	①	1.50	1.39	2.50
	②	1.77	1.66	2.72
	③	1.69	1.37	3.65
25	①	0.70	0.60	1.44
	②	1.01	0.92	1.73
	③	0.68	0.60	1.23
35	①	1.26	1.06	2.85
	②	1.56	1.35	3.18
	③	1.24	1.08	2.36

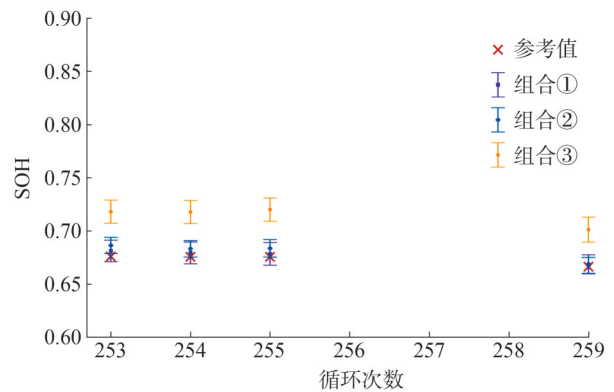
通过分析图5及表4可得,基于DFNN对LFP电池SOH估计在3种健康特征组合及多温度下均表现出高精度,并且在95%置信区间内,估计值的波动幅度极小,进一步验证了DFNN的可靠性。在RMSE和MAE上,三种特征组合的误差均低于1.77%,其中组合①与组合③的误差几乎相同,而组合②的误差相对较大。在MAX上,仅有组合①的误差小于3%,而组合③在15℃下的误差达到3.65%,显著高于其他两种特征组合。上述结果表明,对于LFP电池来说,特征组合①的估计精度最佳,同时整体SOH估计方法对特征选择的敏感性较低,具备较强的稳健性。

4.2 NMC电池类型估计结果分析

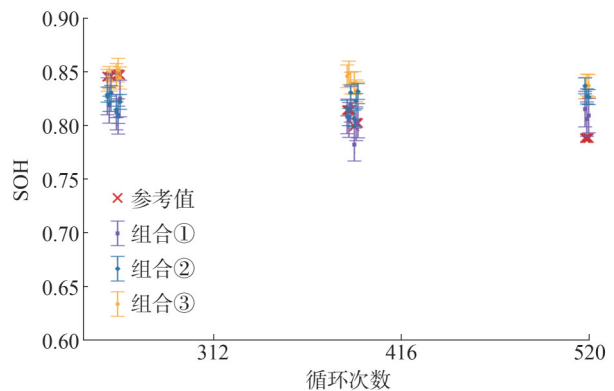
针对NMC电池在15℃、25℃和35℃环境温度下分别进行了3种健康特征组合的SOH估计测试。估计结果如图6所示,具体误差分析见表5。

分析图6及表5可知,NMC电池相较于LFP电池,基于DFNN的SOH估计在3种健康特征组合和多温度下整体精度下滑;在95%置信区间下,估计值的变化幅度明显增加但仍然较小,个别样本误差显著。在RMSE和MAE上,仅有组合①的误差均低于3%,组合②和组合③虽然RMSE误差平均值分别为3.31%和3.59%,但最大值均高于4%。在MAX上,3种特征组合的误差均较大,组合①误差最大值最小(5.69%),组合③误差最大值最大(7.76%)。上述结果说明,对于NMC电池来说,整体方法精度受特征选择影响大,特征组合①估计精度仍然最佳。

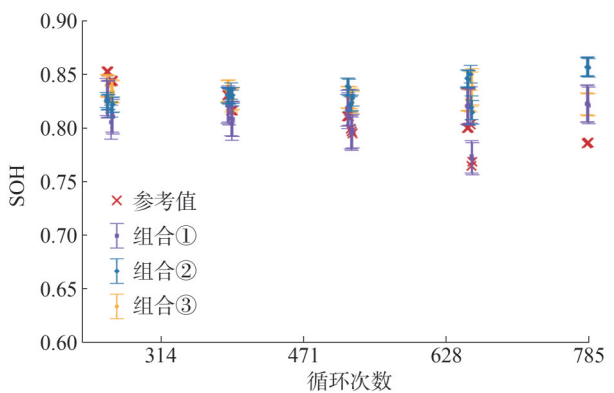
此外,除组合③在15℃下的估计结果外,其余情况下的RMSE和MAE均显著低于MAX,这表明整体SOH估计方法在绝大多数样本上均表现良好,仅在个别样本上存在较大误差。结合表1可知,相较于LFP电池,NMC电池的样本数量减少了一半以上,数据集样本量不足可能是导致整体估计误差增大以及个别样本估计误差显著的重要因素。



(a)15℃下SOH估计结果



(b)25℃下SOH估计结果



(c)35℃下SOH估计结果

图6 多温度下NMC电池的SOH估计结果(95%置信区间)
Fig.6 SOH estimation results of NMC batteries under multi-temperature conditions (95% confidence interval)

表5 多温度下NMC电池的SOH估计误差

Table 5 SOH estimation errors of NMC batteries under multi-temperature conditions

温度/°C	特征	RMSE/%	MAE/%	MAX/%
15	①	1.69	1.59	2.13
	②	1.85	1.75	2.28
	③	4.03	3.99	4.45
25	①	2.61	2.19	4.89
	②	3.79	3.20	6.77
	③	3.39	2.97	5.21
35	①	2.92	2.43	5.69
	②	4.29	3.64	7.70
	③	3.36	2.71	7.76

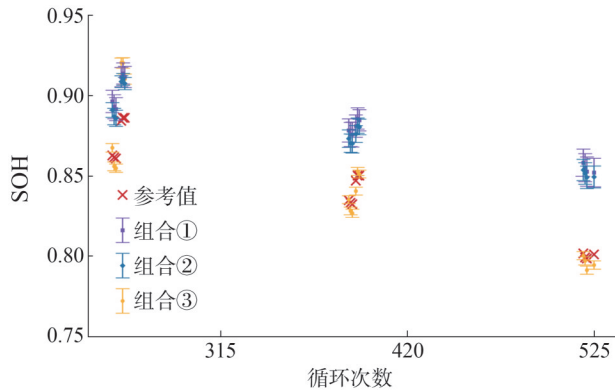
表6 多温度下NCA电池的SOH估计误差

Table 6 SOH estimation errors of NCA batteries under multi-temperature conditions

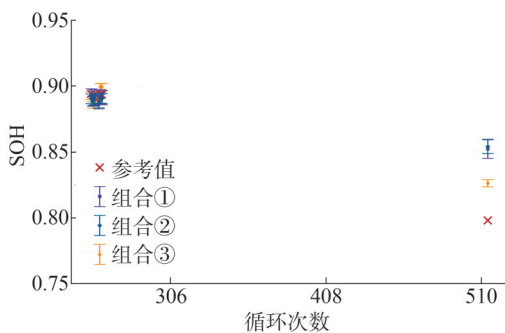
温度/°C	特征	RMSE/%	MAE/%	MAX/%
25	①	3.85	3.65	5.56
	②	3.76	3.57	5.38
	③	1.46	1.11	3.16
35	①	2.41	1.47	5.81
	②	2.31	1.34	5.82
	③	1.38	1.06	2.85

4.3 NCA电池估计结果分析

针对NCA电池在15 °C、25 °C和35 °C环境温度下分别进行了3种健康特征组合的SOH估计测试。估计结果如图7所示,具体误差分析如表6所示。



(a)25 °C下SOH估计结果



(b)35 °C下SOH估计结果

图7 多温度下NCA电池的SOH估计结果(95%置信区间)

Fig.7 SOH estimation results of NCA batteries under multi-temperature conditions (95% confidence interval)

分析图7及表6可知,对于NCA电池来说,在数据集样本数仅有86个的情况下基于3种健康特征组合及DFNN的SOH估计在35 °C下仍具有较高的精度,但在25 °C下组合①和组合②的精度严重下滑;在95%置信区间下,估计值的变化幅度较LFP电池小幅增加,个别样本误差显著。在RMSE和MAE上,仅有组合③的误差均低于2.92%,组合①和组合②RMSE误差平均值分别为3.13%和3.04%,且最大值均小于4%。在MAX上,仅有组合③的误差均低于3.2%,其他两种特征组合的误差较大,均超过5%。上述结果说明,对于NCA电池来说,整体方法精度受特征选择影响大,特征组合①估计精度不佳,反而在LFP电池和NMC电池上表现最差的组合③表现最佳。此外,除组合①和组合②在25 °C下的估计结果外,其余情况下的RMSE和MAE均显著低于MAX,仍表明整体SOH估计方法在绝大多数样本上均表现良好,仅在个别样本上存在较大误差。此外,相较于LFP电池,NCA电池的样本数量减少了85%以上,数据集样本量的不足可能是导致整体估计误差增大以及个别样本估计误差显著的重要因素。

综上所述,本节分析了在多温度不同电池类型下,不同特征选择对基于DFNN的SOH估计性能的影响。研究发现,基于特征组合①(V_{peak1} 、 H_{peak1} 、 $S_{valley1}$ 和 S_{peak1})的估计方法在LFP电池上能够实现多温度高精度SOH估计;同时,在数据集样本量相对不足的情况下,该方法在NMC和NCA电池上依然表现出良好的适应性和准确性,从而进一步验证了基于DFNN的SOH估计方法的有效性、可靠性和鲁棒性。

5 梯次利用 SOH 估计充放电方案

在梯次利用过程中,经 SOH 估计后的电池通常需要储存再利用。为确保退役电池在储存期间不发生进一步退化,从而保障梯次利用电池产品的质量,必须控制电池的储存电量。更重要的是,当前研究面临的实质性挑战在于如何将 SOH 估计方法高效应用到实际梯次利用场景中。因此,为更好地适应实际梯次利用场景,本节结合基于特征组合①和 DFNN 建立的 SOH 估计模型,提出了一种考虑储存再利用的梯次利用 SOH 估计充放电方案,方案流程如图 8 所示,图中, a 为额定容量的百分数,满足 $b < a \leq 100\%$, b 的取值如式(6)所示。

$$b = \frac{Q_{\text{valley1}}}{Q_{\text{nom}}} \times 100\% \quad (6)$$

式中: Q_{valley1} 为满充放电 IC 曲线电压由高到低第一个波谷的谷值电压对应的放电量; Q_{nom} 为电池额定容量。

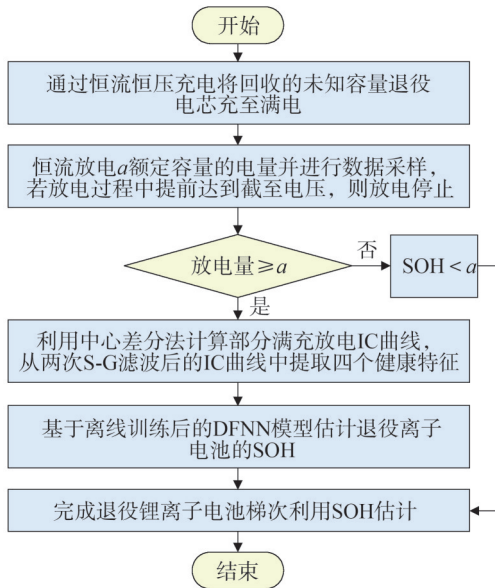


图 8 一种考虑储存再利用的梯次利用 SOH 估计充放电方案
Fig.8 A charge-discharge scheme for echelon utilization SOH estimation considering storage and reuse

具体步骤如下。

步骤 1):通过恒流恒压充电将回收的未知容量的退役电芯充至满电。

步骤 2):恒流放电 a 额定容量的电量并进行采

样,采样数据包括:时间、电流和电压,若放电过程中提前达到截止电压,则放电停止。

步骤 3):判断步骤 2)放出电量是否大于等于 a 额定容量,是则继续执行,否则判定电池 SOH 小于 a ,直接执行步骤 6)。

步骤 4):储存步骤 2)的放电数据,利用中心差分法计算部分满充放电 IC 曲线,基于两次 S-G 滤波对满充放电 IC 曲线进行滤波,并提取 IC 曲线中的 4 个峰值健康特征 (V_{peak1} 、 H_{peak1} 、 S_{valley1} 和 S_{peak1})。

步骤 5):将步骤 4)提取的 4 个峰值健康特征输入提前根据历史数据离线训练完成的 DFNN 模型中,准确估计退役锂离子电池的 SOH。

步骤 6):完成退役锂离子电池梯次利用 SOH 估计。

重复步骤 1)一步骤 6)直至所有退役锂离子电池完成 SOH 估计。

通过改变 a 的取值,本方案可在完成退役锂电池 SOH 估计的同时,按需调整电池剩余电量。具体地,方案执行后电池剩余电量相对于当前容量可计算为

$$S_{\text{OC, current}} = \frac{S_{\text{OH}} - a}{S_{\text{OH}}} \quad (7)$$

式中: $S_{\text{OC, current}}$ 为相对于当前容量的荷电状态。以 $a = 40\%$ 为例,若退役锂电池 SOH 为 $70\% \sim 100\%$,则方案执行后,退役锂电池剩余电量占当前容量的 $43\% \sim 60\%$ 。由于锂离子电池的最佳储存荷电状态通常为当前容量的 $40\% \sim 60\%$,本方案可使退役锂电池在完成 SOH 估计后直接进入最佳储存状态,无须额外充电。

为进一步验证所提梯次利用 SOH 估计充放电方案的优越性,将文献[39]所提方案(方案①)和传统完全放电方案(方案②)在考虑储存再利用的前提下同本节所提方案(方案③)进行了时间和能量上的对比。3 种方案均依托常规电池充放电装置完成,不涉及高成本设备引入。其中,文献[39]利用特定电压范围下的放电数据(对应放电能量约占电池当前可用总能量的 70%)实现退役锂电池的 SOH 估计,从而节省时间和能源。本节假设 $a = 40\%$,并将方案①和方案②中的储存电量设定为 40% ,将方案③中的储存电量设定为 60% ,以进一步减少因储存需要

导致的耗时耗能。此外,本节采用充放电过程中的平均电压估算能量消耗,因此能量消耗与电量消耗成正比。对比结果如图9所示,充电为恒流恒压充电,放电为恒流放电,图中的百分比表示能量消耗占电池当前可用总能量的比例。

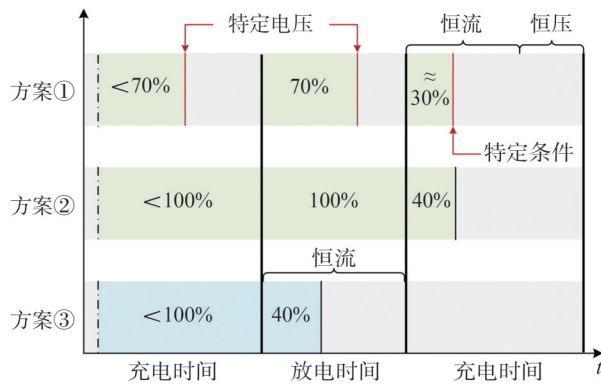


图9 不同梯次利用SOH估计充放电方案耗时耗能对比
Fig.9 Comparison of time and energy consumptions of different echelon utilization SOH estimation charge-discharge schemes

分析图9可知,耗能上,方案①、方案②和方案③的最大耗能分别约为总能量的170%、240%和140%,最小耗能分别约为总能量的100%、140%和40%。耗时上,方案①与方案③的最大耗时大致相当,均较方案②减少近一半;在最小耗时情况下,方案③较方案①节省近一半时间,较方案②减少约三分之二时间。上述结果表明,方案③在绝大多数工况下,无论是时间消耗还是能量消耗,均显著优于方案①和方案②。此外,对于方案①,其充放电过程中涉及多个特定的截止条件,实际应用时,这些截止条件受电池类型和环境温度的影响较大,如何在多温度及多种电池类型下合理设定充放电截止条件并实现,成为限制其工程应用的关键障碍。这一过程不仅增加了实验成本,还可能引发额外的设备改造与实施成本。相比之下,方案②与方案③的充放电过程更容易实现,二者流程相似,这也表明方案③具备在方案②的基础上进一步改进实施的潜力。

综上所述,所提方案在时间消耗和能源消耗方面均表现出显著优势,且充放电过程简单且适应性强。此外,所提方案相比传统方案,在充放电流程与设备配置方面保持较高的一致性,所需实验和模型

训练数据亦可依托传统方案的历史测试记录获取,从而显著降低设备成本、实验成本与实施难度,有利于加速工程化应用落地。

6 结论

深入研究基于DFNN的锂离子电池梯次利用SOH估计方法,就不同特征组合在多温度不同电池类型下的估计性能及梯次利用SOH估计充放电方案两方面进行了重点讨论。以下为本文的核心结论:

1)通过两次S-G滤波从较低设备条件的实验数据中提取到了满充放电IC曲线,并在部分曲线的峰值附近选择了4个健康特征,并初步验证了其SOH之间较强的相关性。

2)针对不同健康特征组合,采用DFNN对LFP、NMC和NCA电池的多温度SOH估计进行了对比分析。在LFP上,基于DFNN的SOH估计方法在3种健康特征组合及多温度下MAX不超过2.85%,表现出高精度,对特征选择的敏感性较低,且具备较强的稳健性。而对于NMC和NCA电池,受限于样本数量不足,部分组合在个别样本上出现较大误差,但特征组合①(V_{peak1} 、 H_{peak1} 、 $S_{valley1}$ 和 S_{peak1})仍保持较高的适应性和准确性,RMSE不超过3.85%,MAE不超过3.65%,从而进一步验证了基于DFNN的SOH估计方法的有效性、可靠性和鲁棒性。

3)为实现全方面成本节约,以最大化梯次利用效益,结合所提梯次利用SOH估计方法,提出了一种考虑储存再利用的梯次利用SOH估计充放电方案。最大耗能和最小耗能分别约为总能量的140%和40%,耗时减少近一半。该方案在保证梯次利用SOH估计精度的基础上,有效避免了梯次利用SOH估计时间、能源、设备、实验和实施成本的显著增加。

最终,提出一种基于部分满充放电IC曲线中4个有效峰值健康特征与DFNN模型的梯次利用SOH估计方法,并创新性地设计了一种兼顾储存再利用的梯次利用SOH估计充放电方案。实验证明,所提方法可在多温度和多种电池类型条件下,实现高效、准确的梯次利用SOH估计,并表现出较强的稳定性、鲁棒性与可靠性。

参考文献

- [1] 彭昊,罗正经,夏向阳,等.储能系统多电池簇健康状态均衡控制策略[J].中国电力,2024,57(6):45-52.
PENG Hao, LUO Zhengjing, XIA Xiangyang, et al. Health state equalization control strategy for multi-battery clusters in energy storage systems[J].Electric Power,2024,57(6):45-52.
- [2] 于霄宇,纪正森,嵇灵,等.双碳目标下我国电动汽车碳减排贡献潜力分析[J].智慧电力,2024,52(2):25-31,39.
YU Xiaoyu, JI Zhengsen, JI Ling, et al. Analysis on carbon emission reduction potential of electric vehicles in China under goal of carbon neutrality and carbon peaking [J]. Smart Power, 2024, 52(2): 25-31, 39.
- [3] 熊慧敏,彭跃中,何励学,等.热管耦合相变材料全气候锂离子电池热管理系统性能分析[J].中国电力,2024,57(6):27-36.
XIONG Huimin, PENG Yuezhong, HE Lixue, et al. Thermal performance analysis of novel all-climate lithium-ion battery thermal management system coupled with heat pipes and phase change materials[J].Electric Power,2024,57(6):27-36.
- [4] 李建林,李雅欣,陈光,等.退役动力电池健康状态特征提取及评估方法综述[J].中国电机工程学报,2022,42(4):1332-1347.
LI Jianlin, LI Yaxin, CHEN Guang, et al. Research on feature extraction and SOH evaluation methods for retired power battery [J].Proceedings of the CSEE,2022,42(4):1332-1347.
- [5] 翟苏巍,李文云,周成,等.基于改进概率神经网络的储能电池荷电状态估计[J].智慧电力,2024,52(2):94-100.
ZHAI Suwei, LI Wenyun, ZHOU Cheng, et al. State-of-charge estimation of energy storage batteries based on modified probabilistic neural networks [J]. Smart Power, 2024, 52 (2) : 94-100.
- [6] FAN W J, JIANG B, WANG X Y, et al. Enhancing capacity estimation of retired electric vehicle lithium-ion batteries through transfer learning from electrochemical impedance spectroscopy[J].eTransportation,2024,22:100362.
- [7] VIGNESH S, CHE H S, SELVARAJ J, et al. State of health indicators for second life battery through non-destructive test approaches from repurposer perspective [J]. Journal of Energy Storage,2024,89:111656.
- [8] TAO S Y, MA R F, ZHAO Z X, et al. Generative learning assisted state-of-health estimation for sustainable battery recycling with random retirement conditions [J].Nature Communications, 2024, 15:10154.
- [9] YANG B, QIAN Y C, LI Q, et al. Critical summary and perspectives on state-of-health of lithium-ion battery [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 190: 114077.
- [10] JIANG Y Y, KE Y Q, YANG F F, et al. State of health estimation for second-life lithium-ion batteries in energy storage system with partial charging-discharging workloads [J].IEEE Transactions on Industrial Electronics,2024,71(10):13178-13188.
- [11] PRADHAN S K, CHAKRABORTY B. Battery management strategies: an essential review for battery state of health monitoring techniques[J].Journal of Energy Storage,2022,51:104427.
- [12] XIONG R, LI L L, TIAN J P. Towards a smarter battery management system: a critical review on battery state of health monitoring methods [J]. Journal of Power Sources, 2018, 405: 18-29.
- [13] ZHANG K, TANG L H, FAN W H, et al. Aging and echelon utilization status monitoring of power batteries based on improved EMD and PCA of acoustic emission [J]. IEEE Sensors Journal, 2024, 24(8): 12142-12152.
- [14] 张连德.基于电化学阻抗谱的三元锂离子电池状态估计研究[D].长春:吉林大学,2018.
- [15] LUO F, HUANG H H, NI L P, et al. Rapid prediction of the state of health of retired power batteries based on electrochemical impedance spectroscopy [J]. Journal of Energy Storage, 2021, 41: 102866.
- [16] WANG Y C, CHEN K C. Classification of aged batteries based on capacity and/or resistance through machine learning models with aging features as input: a comparative study [J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 471: 143431.
- [17] SUI X, HE S, VILSEN S B, et al. A review of non-probabilistic machine learning-based state of health estimation techniques for Lithium-ion battery [J]. Applied Energy, 2021, 300: 117346.
- [18] MA L K, ZHANG C P, WANG J Y, et al. Study on capacity estimation methods of second-life application batteries [J]. World Electric Vehicle Journal, 2021, 12(4): 163.
- [19] JIANG N, PANG H. Study on co-estimation of SoC and SoH for second-use lithium-ion power batteries [J]. Electronics, 2022, 11 (11): 1789.
- [20] ZHANG C H, KANG Y Z, DUAN B, et al. An adaptive battery capacity estimation method suitable for random charging voltage range in electric vehicles [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2022, 69(9): 9121-9132.
- [21] ZHANG C L, ZHAO S S, YANG Z, et al. A reliable data-driven state-of-health estimation model for lithium-ion batteries in electric vehicles [J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 1013800.
- [22] MA H Z, DENG Y L, LIU W W, et al. State of health estimation of retired battery for echelon utilization based on charging curve [J]. Procedia CIRP, 2022, 105: 458-463.
- [23] WANG Y H, HUANG H H, WANG H X, et al. A fast estimation method for state-of-health of retired batteries based on health features [J]. Journal of Energy Storage, 2023, 72: 108677.
- [24] ZHENG X J, FANG H J. An integrated unscented Kalman filter and relevance vector regression approach for lithium-ion battery remaining useful life and short-term capacity prediction [J].

- Reliability Engineering & System Safety, 2015, 144: 74–82.
- [25] LIAO L X, KÖTTIG F A hybrid framework combining data-driven and model-based methods for system remaining useful life prediction[J]. Applied Soft Computing, 2016, 44: 191–199.
- [26] NI Y L, XU J N, ZHU C B, et al. Rapid estimation of residual capacity for retired LiFePO₄ batteries using voltage interval at low state of charge[J]. Energy Storage Materials, 2023, 55: 463–478.
- [27] PREGER Y, BARKHOLTZ H M, FRESQUEZ A, et al. Degradation of commercial lithium-ion cells as a function of chemistry and cycling conditions [J]. Journal of the Electrochemical Society, 2020, 167(12): 120532.
- [28] TIAN H X, QIN P L, LI K, et al. A review of the state of health for lithium-ion batteries: research status and suggestions [J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 261: 120813.
- [29] TELIZ E, ZINOLA C F, DÍAZ V. Identification and quantification of ageing mechanisms in Li-ion batteries by Electrochemical impedance spectroscopy [J]. Electrochimica Acta, 2022, 426: 140801.
- [30] LIN C P, XU J, JIANG D L, et al. A comparative study of data-driven battery capacity estimation based on partial charging curves [J]. Journal of Energy Chemistry, 2024, 88: 409–420.
- [31] YANG F F, WANG D, ZHAO Y, et al. A study of the relationship between coulombic efficiency and capacity degradation of commercial lithium-ion batteries [J]. Energy, 2018, 145: 486–495.
- [32] 刘素贞, 陈云龙, 张闯, 等. 融合多维超声时频域特征的锂离子电池荷电状态估计[J]. 电工技术学报, 2023, 38(17): 4539–4550.
- LIU Suzhen, CHEN Yunlong, ZHANG Chuang, et al. State of charge estimation of lithium-ion batteries fused with MultiDimensional ultrasonic time-frequency domain features [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(17): 4539–4550.
- [33] JIANG B, DAI H F, WEI X Z. Incremental capacity analysis based adaptive capacity estimation for lithium-ion battery considering charging condition [J]. Applied Energy, 2020, 269: 115074.
- [34] LI Y Q, GUO W D, STROE D I, et al. Evolution of aging mechanisms and performance degradation of lithium-ion battery from moderate to severe capacity loss scenarios [J]. Chemical Engineering Journal, 2024, 498: 155588.
- [35] MANOHARAN A, BEGAM K M, APAROW V R, et al. Artificial Neural Networks, Gradient Boosting and Support Vector Machines for electric vehicle battery state estimation: a review [J]. Journal of Energy Storage, 2022, 55: 105384.
- [36] SONG L J, ZHANG K Y, LIANG T Y, et al. Intelligent state of health estimation for lithium-ion battery pack based on big data analysis [J]. Journal of Energy Storage, 2020, 32: 101836.
- [37] 许培德, 刘康, 康龙云, 等. 基于弛豫电压和BO-DNN的锂离子电池健康状态估计[J/OL]. 电源学报, 2025, 1–14 [2025-02-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20241204.1319.002.html>.
- XU Peide, LIU Kang, KANG Longyun, et al. State of health estimation of lithium-ion batteries based on relaxation voltage and BO-DNN [J/OL]. Journal of Power Supply, 2025, 1–14 [2025-02-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20241204.1319.002.html>.
- [38] CHEMALI E, KOLLMAYER P J, PREINDL M, et al. State-of-charge estimation of Li-ion batteries using deep neural networks: a machine learning approach [J]. Journal of Power Sources, 2018, 400: 242–255.
- [39] AHMEID M, MUHAMMAD M, LAMBERT S, et al. A rapid capacity evaluation of retired electric vehicle battery modules using partial discharge test [J]. Journal of Energy Storage, 2022, 50: 104562.

收稿日期: 2025-06-06

修回日期: 2025-07-29

作者简介:

魏峰(1980),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为应急供电、应急通信等;

李中原(1992),通信作者(791993811@qq.com),男,高级工程师,主要研究方向为能源电力行业应急体系建设和应急能力提升;

王新栋(2000),男,硕士,主要研究方向锂离子电池状态估计等;

董政(1988),男,副教授,硕士生导师,主要研究方向为新能源发电与智能微电网、大功率电力电子装备及其先进控制等。

(责任编辑 娄婷婷)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240555

基于改进AHP-TOPSIS的可变速抽蓄改造可行性评估方法

侯健生¹, 邱璐¹, 何明锋¹, 季克勤¹, 费咏攀¹, 付宇欣^{2*}

(1. 国网浙江省电力有限公司金华供电公司, 浙江 金华 321000; 2. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要: 抽水蓄能作为成熟的商业化储能技术, 是目前解决新能源消纳的有效途径。受不同地域条件限制, 传统定速抽蓄凸显出水头适应能力差、灵活调节能力不足的问题, 这使得可变速抽蓄机组成为未来抽蓄电站的优选, 但准确评估存量机组进行变速改造的经济、社会及环境综合效益是亟待解决的难题。本文基于改进的层次分析法(analytic hierarchy process, AHP)-逼近理想解排序法(technique for order preference by similarity to the ideal solution, TOPSIS), 提出了一种可变速抽蓄改造可行性评估方法, 从经济效益、社会效益和环境效益三方面, 建立了考虑综合效益的改造可行性评价指标体系; 进一步对AHP的权重获得方法进行改进, 并与TOPSIS结合, 对可变速抽蓄改造项目进行评分, 得出其改造可行性的综合评分。对某地区三处可变速抽蓄电站改造进行算例分析, 验证本文所提方法的有效性与可行性。所提方法对可变速抽蓄改造的发展具有一定的工程实践意义, 为可变速抽蓄改造方案的可行性评估提供了理论依据。

关键词: 新能源; 可变速抽蓄; AHP-TOPSIS; 可行性评估

中图分类号: TM61

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2026)02-0110-11

Feasibility Evaluation Method of Variable Speed Pumped Storage Transformation Based on Improved AHP-TOPSIS

HOU Jiansheng¹, QIU Lu¹, HE Mingfeng¹, JI Keqin¹, FEI Yongpan¹, FU Yuxin^{2*}

(1. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Jinhua Electric Power Company, Jinhua 321000, China;

2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Pumped storage, as a mature commercial energy storage technology, is an effective way to solve the problem of new energy consumption. Limited by different regional conditions, the traditional fixed speed pumped storage has highlighted the problems of poor water head adaptability and insufficient flexible adjustment ability, which makes the variable speed pumped storage units the best choice for future pumped storage power stations. However, how to accurately evaluate the comprehensive economic, social and environmental benefits of variable speed transformation of existing units is an urgent problem to be solved. This paper uses the analytic hierarchy process (AHP)-technique for order preference by similarity to the ideal solution (TOPSIS), a feasibility evaluation method for variable speed pumped storage transformation is proposed. The evaluation index system of reconstruction feasibility considering comprehensive benefit is established from three aspects: economic benefit, social benefit and environmental benefit. Further, the weight method of AHP is improved, and combined with TOPSIS, the project of variable speed pumped storage is scored, and the comprehensive score of its reconstruction feasibility is obtained. The effectiveness and feasibility of the proposed method are verified by the case analysis of the transformation of three variable speed pumped storage power stations in a certain area. The method proposed in this paper has a certain engineering practical significance for the development of variable speed pumped storage transformation, and provides a theoretical basis for the feasibility evaluation of variable speed pumped storage transformation scheme.

Keywords: new energy; variable speed storage; AHP-TOPSIS; feasibility evaluation

0 引言

近年来, 新能源发展呈迅猛态势, 在各种政策的

激励下, 中国的可再生能源发电在新增装机容量方面取得了巨大的增长^[1], 风电、光伏等低碳清洁的可再生能源在电网中所占比重逐年增加^[2]。虽然新能源降低了污染物的排放, 减少了对化石燃料的依赖^[3], 但风电、光伏等新能源发展处于起步阶段, 如大型风电场, 其并网技术就存在一定缺陷^[4], 新能源

基金项目: 国网浙江省电力有限公司科技项目(5211JH240007).
Science and Technology Project of State Grid Zhejiang Electric Power Company(5211JH240007).

大规模并网对电网产生的波动性等问题不容忽视^[5]。为应对此类新能源出力波动问题,储能技术得以迅速发展^[6]。抽水蓄能是目前我国规模最大且经济性最好的大容量储能系统^[7],其在各类储能技术中占据重要地位。抽水蓄能技术一直在性能等方面进行改进,近数十年来,抽水蓄能发电技术取得了重大进展^[8],抽蓄技术实现了可变转速的突破^[9]。可变速抽蓄电站已被提议替代定速抽蓄电站^[10]。因此,对可变速抽蓄进行改造并评估其综合效益具有重大意义。

目前,国内外学者对可变速抽蓄的效益进行了大量的研究与探讨,收获也颇多。传统水电站的效益评估只需要考虑其经济效益^[11],但对于抽蓄电站还需要考虑调频、调相等社会效益^[12],因此,须对其建立一个特有的综合效益评估体系。文献[13]基于生产运行模拟理念,提出了一种抽水蓄能电站的容量效益评估方法;文献[14]提出了抽水蓄能容量效益的概念,并对其进行评估。但二者均只考虑了抽蓄的容量效益,并未考虑其他类型效益。文献[15]结合新的电价政策对抽蓄电站的容量和电量两部分收益进行分析;文献[16]对抽水蓄能电站全寿命周期的经济效益进行了评价。但二者均未将其他类型效益考虑在内,如环境效益等。文献[17]从经济、低碳、灵活、可靠四个方面建立了抽水蓄能运行效果的综合评价指标体系,采用层次分析法(analytic hierarchy process, AHP)构建了综合评价模型,并对不同规模的抽蓄电站的运行效益进行评分,但其未考虑抽蓄所在电网的特点。文献[18]从可靠性、经济性、环保性方面建立了多特性评估指标体系,但其体系中未考虑技术层面的效益以及社会效益等,过于片面。文献[19]针对抽蓄项目后评价,建立了评价指标体系,但未将社会效益考虑在内,且针对各项效益并未进行详细阐述。文献[20]采用了模糊综合评价法对抽蓄电站进行评价,并采用了改进 AHP-综合评价排序法(criteria importance through intercriteria correlation, CRITIC)对各层指标进行赋权。综上所述,现有的针对抽蓄电站的评价多考虑其经济效益或从单一效益出发,对于其他效益,如社会效益、环境效益的评价基本只体现在文字上,主观性较强;并且以可变速抽蓄改造可行性为出发点的评估研究并不多见。

本文利用改进的 AHP-逼近理想解排序法

(technique for order preference by similarity to the ideal solution, TOPSIS),提出了一种可变速抽蓄改造可行性评估方法。首先,从经济效益、社会效益和环境效益三方面,对可变速抽蓄机组改造的可行性进行分析,并建立考虑综合效益的改造可行性评价指标体系,所提指标体系更加全面;其次,对 AHP 的权重获得方法进行改进,并与 TOPSIS 结合,对可变速抽蓄改造项目进行评分,更为客观地得出可变速抽蓄改造可行性的综合评分;最后对三处可变速抽蓄电站改造进行算例分析,验证本文所提方法的有效性与可行性。

1 考虑综合效益的可变速抽蓄改造可行性评估体系

1.1 经济效益

经济效益评价是评估可变速抽蓄改造在经济层面可行性的重要环节。它主要包括成本和盈利两个方面。

1.1.1 成本计算

1) 投资成本。

估算改造项目的总投资成本 C_{invest} 。

$$C_{\text{invest}} = C_B + C_D + C_S + C_M \quad (1)$$

式中: C_B 为建造费用; C_D 为设备购置费用; C_S 为安装与调试成本; C_M 为间接成本,包括管理费用、财务费用(如贷款利息)、税费等。

2) 运行成本。

在可变速抽蓄机组改造中,年运行成本 C_{year} 包括能耗成本 C_E 、维护成本 C_R 、人员成本 C_P 和其他运营成本 C_O 。

$$C_{\text{year}} = C_E + C_R + C_P + C_O \quad (2)$$

$$C_E = P_i m C_j \quad (3)$$

$$C_R = C_{\text{inv}} + C_j^{\text{rep}} h \quad (4)$$

$$C_P = r p (1 + \eta_w) \quad (5)$$

式中: P_i 为第 i 台机组的功率; m 为年抽水小时数; C_j 为第 j 小时的电价; C_{inv} 为固定维护成本; C_j^{rep} 为第 j 小时的维护成本; h 为年运行小时数; r 为员工数量; p 为平均工资; η_w 为福利率。

1.1.2 盈利估算

1) 净现值 F_{NPV} 。

$$F_{\text{NPV}} = \sum_{t=0}^n (C_{\text{in},t} - C_{\text{out},t}) (1 + w)^{-t} \quad (6)$$

式中: w 为电力行业项目的基准收益率; n 为计算期; $C_{\text{in},t}$ 为计算期内第 t 年的实际现金流入或重新测算的

现金流入; $C_{out,t}$ 为计算期内第 t 年的实际现金流出或重新测算的现金流出。净现值越大,表明该方案越好。

2)内部收益率 F_{IRR} 。

$$\sum_{t=0}^n (C_{in,t} - C_{out,t})(1 + F_{IRR})^{-t} = 0 \quad (7)$$

当内部收益率大于等于基准收益时,说明方案是可行的。

3)动态投资回收期 T_d 。

$$\sum_{t=0}^{T_d} (C_{in,t} - C_{out,t})(1 + w)^{-t} = 0 \quad (8)$$

$$T_d = Y_{rs} - 1 + \frac{|N_{Y_{rs}-1}|}{N_{Y_{rs}}} \quad (9)$$

式中: Y_{rs} 为累计净现金流量为正值的年份数; $N_{Y_{rs}}$ 为 Y_{rs} 年净现金流量现值。当动态投资回收期 T_d 小于行业的基准投资回收期时,表明该改造项目的投资可以在规定时间内收回。

4)总投资收益率。

$$R_{OI} = \frac{E_{BIT}}{C_{invest}} \times 100\% \quad (10)$$

式中: R_{OI} 为总投资收益率; E_{BIT} 为项目在经营期内平均年利润总额。

总投资收益率越大,表明该项目的收益能力越高,投资效果越好。

1.2 社会效益

可变速抽蓄机组的改造会带来显著的社会效益,如提高电网稳定性、提高电力系统灵活性以及创造就业机会等。

1)调频效益。

调频效益是指改造后的可变速抽蓄机组能够通过其快速响应能力来迅速调整其输出功率,应对系统中的频率波动,从而稳定电网频率所获的效益,调频效益 B_f 计算公式^[21]为

$$B_f = (E_{range} N_{daily} + C_{st} H_{daily}) P_r N_{total} f_{coal} - \frac{Q_{em} H_{avg} \eta_{or}}{367.2} n_{start} N_{units} P_{unit} + C_{ex} + K \quad (11)$$

式中: E_{range} 为火电机组从最低技术出力到满载的煤耗率; N_{daily} 为日启动次数; C_{st} 为火电机组发电时的标准煤耗; H_{daily} 为机组带计划外负荷运行的小时数; P_r 为机组容量; N_{total} 为机组数量; f_{coal} 为煤炭价格; Q_{em} 为水轮机开泵空载耗水量; H_{avg} 为水电站平均水头的高度; η_{or} 为水轮机的效率; n_{start} 为水轮机启动的次数; N_{units} 为水轮机台数; P_{unit} 为电价; C_{ex} 为火电机组调频工况下所增加的维修费用; K 为速度

滞后损失。

2)调相效益。

调相效益的计算可以利用“等效替代”的思想获得,即一定容量的调相机组可以用相应容量的可变速抽蓄机组来替代^[22],则减少的投资即为调相效益。

$$F_x = LA_m(c, d) + C_0 \quad (12)$$

$$A_m(c, d) = \frac{c(1+c)^d}{(1+c)^d - 1} \quad (13)$$

式中: F_x 为调相效益; L 为减少安装的调相机的投资金额; $A_m(c, d)$ 为资金回收因子,其中 c 为调相机的使用年限, d 为年利率; C_0 为所降低的调相机的年运行维护费用。

3)黑启动效益。

可变速抽水蓄能机组与火电机组相比,具有消耗厂用电少和启动迅速的优点,是承担黑启动功能的理想电源^[23],其所带来的黑启动效益由以下几个部分组成。

①发电单机自启所需最小功率补偿费用 F_{min} 。

$$P_{min} = U_{min} I_{min} \quad (14)$$

$$F_{min} = \mu P_{min} \quad (15)$$

式中: P_{min} 为支持单机自启的最小功率; U_{min} 为支持单机制动的最小电压; I_{min} 为支持单机制动的最小电流; μ 为给予单位功率的补偿价格。

②维持基本厂用设备最小功率运行的补偿费用 F_0 。

$$P_{u0} = \sum P_{s0} \quad (16)$$

$$F_0 = \mu P_{u0} \quad (17)$$

式中: P_{s0} 、 P_{u0} 分别为维持单个、全部基本厂用设备运行的最小功率。

③黑启动电量费用 F_b 。

$$F_b = \int_0^{t_1} V(t_*) \gamma(t_*) dt_* \quad (18)$$

式中: $V(t_*)$ 为在恢复阶段中抽蓄机组 t_* 时刻的功率,即供电量; $\gamma(t_*)$ 为机组 t_* 时刻供电的电价; t_1 为系统恢复时间。

④黑启动机组年测试费用 F_t 。

黑启动电源需要定期进行黑启动测试试验以保证机组性能。

⑤运行维护费用 F_k 。

该项费用用于承担黑启动功能的机组的定期维护。

⑥减少社会经济损失的奖励 F_s 。

由于可变速抽蓄作为黑启动电源具有启动迅速的优点,所以将减少因电网崩溃造成的损失。

$$F_s = M_s \alpha \quad (19)$$

式中: M_s 为挽回的社会经济损失总额; α 为奖励百分比。

⑦动态奖励 F_e 。

电力系统根据机组发挥黑启动功能的响应时间实施差异化奖励。

$$F_e = M_e \left(\frac{t_0}{t_{\min}} \right) \quad (20)$$

式中: M_e 为设定的奖励值; t_0 为黑启动过程中机组并网时间; t_{\min} 为多次试验过程中机组并网发电时间的最小值。

变速抽蓄机组黑启动时的效益 F_h 为

$$F_h = F_{\min} + F_0 + F_b - F_1 - F_k + F_s + F_e \quad (21)$$

4) 就业效益。

该改造工程结束后需要增加一定的管理人员,因此创造出一定的就业效果。本文利用直接就业效果 D 来表征就业效益。

$$D = \frac{z}{C_{\text{invest}} + C_{\text{year}}} \quad (22)$$

式中: z 为项目提供的直接就业人数。

1.3 环境效益

将常规水电机组改造为可变速抽蓄机组,不仅能促进新能源消纳,还能减少污染物排放等,带来一系列环境效益。

1) 新能源消纳率提升量。

可变速抽水蓄能电站的调节速度快、负荷跟踪效果好,能够更好地适应新能源的出力特性,帮助新能源高效接入电网,减少弃风、弃光现象,本文以新能源消纳率提升量 k_{cons} 来表征其促进风光消纳的作用。

$$\begin{cases} k_{\text{before}} = \frac{E_{\text{grid,bf}}}{E_{\text{gen}}} \\ k_{\text{after}} = \frac{E_{\text{grid,af}}}{E_{\text{gen}}} \\ k_{\text{cons}} = \frac{k_{\text{after}} - k_{\text{before}}}{k_{\text{before}}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $E_{\text{grid,bf}}$ 和 $E_{\text{grid,af}}$ 分别为改造前后新能源实际上网电量; E_{gen} 为新能源实际发电量; k_{before} 、 k_{after} 分别为改造前后新能源消纳率。

2) 减排效益。

可变速抽蓄机组减少了对传统化石能源的依赖,并且在运行过程中不产生有害气体,从而降低了二氧化碳等温室气体的排放。本文依旧采用“等效替代”的思想计算减排效益,即减排量通过替代火力发电得到,然后将其货币化计算出具体数值。

燃烧 1 t 煤排放的主要污染物及其治理成本如表 1 所示。

表 1 燃烧 1 t 煤排放的主要污染物及其治理成本^[24-26]

Table 1 The main pollutants emitted by burning 1 t of coal and their treatment costs

污染物	排放量/kg	治理成本/(元/kg)
CO ₂	1 731.00	0.13
CO	0.26	1.00
SO ₂	1.25	6.00
NO _x	8.00	8.00
总悬浮颗粒物	0.41	2.20
灰	110.00	0.12
渣	30.00	0.10

因此,减排效益的计算方式为

$$F_g = 0.33 \sum_{o=1}^l (G_o J_o P_d) \quad (24)$$

式中: F_g 为减排效益,万元; l 为污染物种类; G_o 为第 o 种污染物的排放量; J_o 为第 o 种污染物的治理成本; P_d 为变速抽蓄机组替代煤电的电能。

3) 水资源利用系数。

利用水资源利用系数量化改造项目对提高水资源利用率的效果。

$$E = \frac{e_{\text{before}}}{e_{\text{after}}} \quad (25)$$

式中: E 为水资源利用系数; e_{before} 为改造前水资源利用率; e_{after} 为改造后水资源利用率。

综上所述,建立考虑综合效益的可变速抽蓄改造可行性评价指标体系,并选取经济效益、社会效益、环境效益 3 个指标作为一级指标,设置适当的二级指标。为方便表述,将经济效益、社会效益、环境效益分别记为 A_1 、 A_2 、 A_3 ;1.1 节经济效益中的各项指标依次记为 B_1 — B_6 ;1.2 节社会效益中的各项指标依次记为 B_7 — B_{10} ;1.3 节环境效益中的各项指标依次

记为 $B_{11}—B_{13}$, 如图 1 所示。

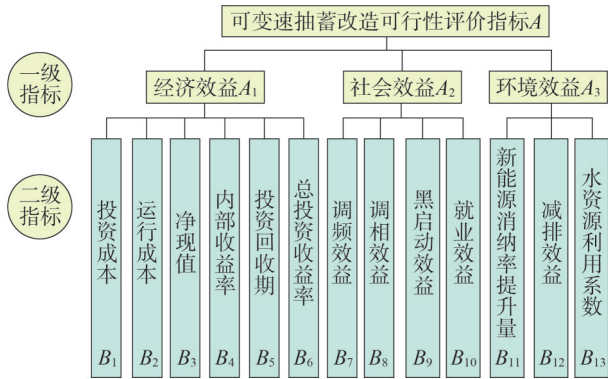


图1 可变速抽蓄改造可行性评价指标体系

Fig.1 Feasibility evaluation index system of variable speed pumped storage transformation

2 基于改进AHP-TOPSIS的可行性评估方法

2.1 基于改进AHP确定指标权重

本文对传统AHP比较过程中的比例标度法进行改进来获取综合评价指标体系中各个指标的综合权重。

1)构造层次分析图。

以图1为基础,依次建立1级、2级、3级指标,以此构造层次分析图,如图2所示。

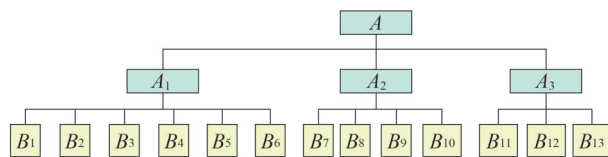


图2 层次分析图

Fig.2 Hierarchy diagram

2)构造判断矩阵。

对每一层的指标进行两两比较,形成判断矩阵。根据托马斯实验分析方法,为平衡不同标准下人们判断的准确性,可以采用表2所示的1—9比例标度法,量化判断比较标准。

1—9比例标度法中划分的情况过多,这样可能会导致各个指标的重要程度差异较小,决策结果特征不明显,而且评分专家的主观性导致的误差偏大。为方便评分和保证后续计算快捷简便,本文将采用表3所示的改进的1—4的指标赋值标度法,对专家学者的打分情况进行整理,从而得到各效益评估指标所占的比重。

表2 1—9比例标度法

Table 2 1—9 scale method

量化标度	因素 a_i 比因素 b_i
1	同样重要
3	稍微重要
5	比较重要
7	十分重要
9	绝对重要
2, 4, 6, 8	两相邻判断的中间值

表3 改进的1—4比例标度法

Table 3 Improved 1—4 scale method

1—4 标度	含义
1/4	两指标相比, b_i 指标比 a_i 指标十分重要
1/3	两指标相比, b_i 指标比 a_i 指标比较重要
1/2	两指标相比, b_i 指标比 a_i 指标稍微重要
1	两指标相比, a_i, b_i 指标相比同等重要
2	两指标相比, a_i 指标比 b_i 指标稍微重要
3	两指标相比, a_i 指标比 b_i 指标比较重要
4	两指标相比, a_i 指标比 b_i 指标十分重要

3)指标权重一致性检验。

①归一化。

计算判断矩阵的最大特征值,记为 λ_{max} ,归一化处理后的矩阵,记为 W 。

②单个层次排序。

评价每个层次评价因素的相对重要性。

③一致性检验。

一致性指标 C_i 的计算公式为

$$C_i = \frac{\lambda_{max} - a}{a - 1} \quad (26)$$

式中: a 为矩阵的阶数。

C_i 越接近于 0, 其一致性检测结果的满意性越高。为衡量 C_i , 引入随机一致性指标 R_i 。

$$C_{RS} = \frac{C_i}{R_i} \quad (27)$$

若检验系数 $C_{RS} < 0.1$, 则判断矩阵通过一致性检验, 反之, 其一致性不满足要求, 须重新确定权重。

4)层次总排序得到综合权重。

由权重矩阵计算得分并进行排序, 把各层指标权重相乘得到该指标的综合权重。

2.2 基于TOPSIS建立改造可行性评估模型

与传统 TOPSIS 对比,本文将 2.1 节得到的综合权重与 TOPSIS 相结合,综合考虑了多个指标及其权重因素,提高了效益评估过程的全面性和均衡性。

1)将指标属性正向化。

将设置的全部指标转变为 max 型指标,即指标值越大越好,得到共 n_* 行、 m_* 列的正向化矩阵 X 。

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1m_*} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2m_*} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n_*,1} & x_{n_*,2} & \cdots & x_{n_*,m_*} \end{bmatrix} \quad (28)$$

2)将正向化矩阵标准化。

标准化矩阵 Y 可以解决量纲不统一这一问题。

$$y_{i,j} = \frac{x_{i,j}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_*} x_{i,j}^2}} \quad (29)$$

式中: $y_{i,j}$ 为矩阵 Y 中的第 i_* 行第 j_* 列元素; $x_{i,j}$ 为矩阵 X 中第 i_* 行第 j_* 列元素。

3)引入指标权重矩阵。

加权评价矩阵 Z 计算方法为

$$Z = \delta Y = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & \cdots & z_{1m_*} \\ z_{21} & z_{22} & \cdots & z_{2m_*} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_{n_*,1} & z_{n_*,2} & \cdots & z_{n_*,m_*} \end{bmatrix} \quad (30)$$

式中: δ 为 AHP 方法计算得到的权重矩阵。

4)计算各个评估单元与正、负理想解的欧式距离。

$$D_q^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^{m_*} (Z_j^+ - z_{i,j})^2} \quad (31)$$

$$Z_j^+ = \max(z_{11}, z_{21}, \cdots, z_{n_*,1}) \quad (32)$$

$$D_q^- = \sqrt{\sum_{j=1}^{m_*} (Z_j^- - z_{i,j})^2} \quad (33)$$

$$Z_j^- = \min(z_{11}, z_{21}, \cdots, z_{n_*,1}) \quad (34)$$

式中: D_q^+ 为评估对象 q 与正理想解的欧式距离; Z_j^+ 为矩阵 Z 中第 j_* 列的最大值; $z_{i,j}$ 为矩阵 Z 中第 i_* 行第 j_* 列元素; D_q^- 为评估对象 q 与负理想解的欧氏距离; Z_j^- 为矩阵 Z 中第 j_* 列的最小值。

5)计算综合评分。

$$S_q = \frac{D_q^-}{D_q^+ + D_q^-} \quad (35)$$

式中: S_q 为第 q 个评价对象的综合评分。

S_q 的取值为 $[0, 1]$,若综合评分为 0,则表示改造完全不可行;若综合评分为 1,则说明改造完全可行。当 S_q 为 $[0.5, 1)$ 时,表示该电站改造为变速抽蓄具有高可行性,且评分越高说明改造的可行性越高,这是因为此时改造项目在多个评价指标上的综合表现达到了一半及以上的水平,这反映了项目在各方面都有一定的可行性和基础,是一个相对均衡的考量;当 S_q 为 $(0, 0.5)$ 时,表明改造项目的可行性较低。

2.3 AHP-TOPSIS 改造可行性评估方法

基于上述可变速抽蓄改造的综合评价方法,综合评价流程如图 3 所示。

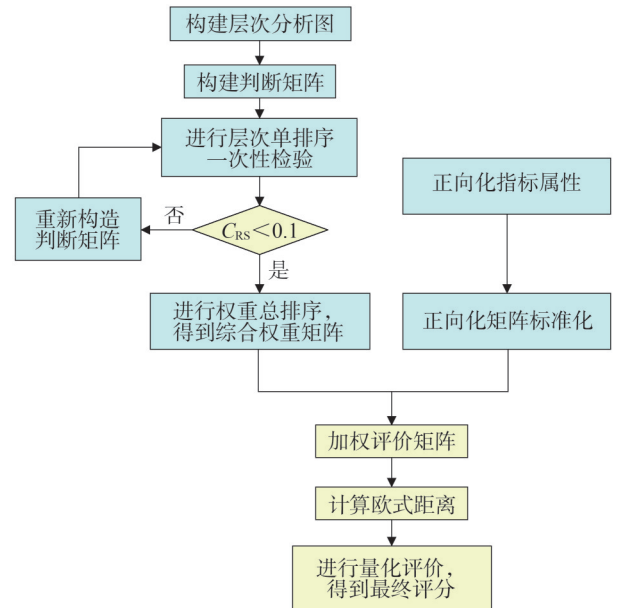


图3 AHP-TOPSIS 改造可行性评估流程

Fig.3 AHP-TOPSIS reconstruction feasibility assessment process

3 算例分析

本文以某地区 HPP₁、HPP₂、HPP₃ 三座水电站为例,考虑其综合效益,利用改进的 AHP-TOPSIS 法对三处电站改造的可行性进行评分,从而判断是否适合可变速抽蓄改造。

3.1 指标权重确定结果

1)构建各指标判断矩阵,确定单层次权重,并进行一致性检验。

对于经济效益 A_1 、社会效益 A_2 、环境效益 A_3 而言,经济效益通常被视为首要考虑因素,这是因为经济效

益直接关系到项目的投资回报和盈利能力,对于投资者的决策具有决定性影响;同时,环境效益的提升有利于推动可持续发展和应对全球气候变化等全球性挑战,也有助于实现“双碳”目标;而社会效益虽然重要,但其影响范围和程度可能因地区和项目而异,且更多地表现为间接效应。因此一级指标的判断矩阵及单层次权重如表4所示, $C_{RS} = 0.0088 < 0.1$,通过一致性检验。 W_1 为 A_1 — A_3 各指标之间的相对权重。

表4 一级指标判断矩阵及单层次权重
Table 4 One level index judgment matrix and single-level weight

指标	A_1	A_2	A_3	W_1
A_1	1	3	2	0.539 6
A_2	1/3	1	1/2	0.163 4
A_3	1/2	2	1	0.297 0

对于经济效益的各项评估指标,内部收益率是衡量项目盈利能力的重要指标,直接决定了项目的经济可行性和吸引力,因此它在经济效益评估中占据首要地位。净现值虽然和内部收益率在评估时有所重叠,但是其更侧重改造项目的整体收益情况,投资回收期也间接反映改造项目的盈利能力,因此二者也是投资者决策时的重要参考。投资成本和运行成本是基础性指标,直接反映了项目的总成本支出。总投资收益率虽然反映了项目的经济效果,但是可能受到多种因素的影响,如市场需求、电价政策等,因此与其他指标相比,其重要程度相对较低。因此,经济效益 A_1 的判断矩阵及权重如表5所示, $C_{RS} = 0.0058 < 0.1$,通过一致性检验。 W_2 为 B_1 — B_6 各指标之间的相对权重。

表5 经济效益指标判断矩阵及单层次权重
Table 5 Economic benefit index judgment matrix and single-level weight

指标	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5	B_6	W_2
B_1	1	1	1/2	1/3	1/2	2	0.107 2
B_2	1	1	1/2	1/3	1/2	2	0.107 2
B_3	2	2	1	1/2	1	3	0.194 7
B_4	3	3	2	1	2	4	0.332 7
B_5	2	2	1	1/2	1	3	0.194 7
B_6	1/2	1/2	1/3	1/4	1/3	1	0.063 6

对于社会效益,电力系统的稳定运行对于社会经济活动的正常进行至关重要,黑启动能力有利于提升整个电力系统的恢复能力和韧性,因此黑启动效益在社会效益中占据首要地位。调频和调相效益则因其在维持电网稳定和提升供电质量方面的关键作用而同样重要。就业效益虽然具有一定的积极意义,但相对其他评价指标而言重要性较低。因此社会效益 A_2 的判断矩阵及权重如表6所示, $C_{RS} = 0.0077 < 0.1$,通过一致性检验。 W_3 为 B_7 — B_{10} 各指标之间的相对权重。

表6 社会效益指标判断矩阵及单层次权重
Table 6 Social benefit index judgment matrix and single-level weight

指标	B_7	B_8	B_9	B_{10}	W_3
B_7	1	1	1/2	3	0.238 9
B_8	1	1	1/2	3	0.238 9
B_9	2	2	1	4	0.433 7
B_{10}	1/3	1/3	1/4	1	0.088 6

对于环境效益,新能源消纳率提升量因其对于促进清洁能源发展、减少弃电现象以及推动能源结构转型的重要作用占据主要地位。减排效益因其有助于改善空气质量、保护生态环境而次之。水资源利用系数相对另外两个指标来说,影响范围相对较小,并且随着技术的进步,在水资源利用方面可能更加高效,所以该指标的重要程度相对较低。因此环境效益 A_3 的判断矩阵及权重如表7所示, $C_{RS} = 0.0088 < 0.1$,通过一致性检验。 W_4 为 B_{11} — B_{13} 各指标之间的相对权重。

表7 环境效益指标判断矩阵及单层次权重
Table 7 The environmental benefit index judgment matrix and single-level weight

指标	B_{11}	B_{12}	B_{13}	W_4
B_{11}	1	2	3	0.539 6
B_{12}	1/2	1	2	0.297 0
B_{13}	1/3	1/2	1	0.163 4

2)层次总排序得到综合权重。

各个指标的综合权重等于该指标的相对权重乘

以它所属的上级层次的权重。可变速抽蓄改造项目的各项评估指标权重汇总如表 8 所示。

表 8 可变速抽蓄改造项目可行性评估指标权重汇总
Table 8 Weight summary of feasibility evaluation index of variable speed pumped storage renovation project

一级指标	权重	二级指标	相对权重	综合权重
经济效益 A_1	0.539 6	投资成本 B_1	0.107 2	0.057 8
		运行成本 B_2	0.107 2	0.057 8
		净现值 B_3	0.194 7	0.105 1
		内部收益率 B_4	0.332 7	0.179 5
		投资回收期 B_5	0.194 7	0.105 1
		总投资收益率 B_6	0.063 6	0.034 3
社会效益 A_2	0.163 4	调频效益 B_7	0.238 9	0.039 0
		调相效益 B_8	0.238 9	0.039 0
		黑启动效益 B_9	0.433 7	0.070 9
		就业效益 B_{10}	0.088 6	0.014 5
环境效益 A_3	0.297 0	新能源消纳率提升量 B_{11}	0.539 6	0.160 3
		减排效益 B_{12}	0.297 0	0.088 2
		水资源利用系数 B_{13}	0.163 4	0.048 5

$$\delta = \begin{bmatrix} 0.057 8 \\ 0.057 8 \\ 0.105 1 \\ 0.179 5 \\ 0.105 1 \\ 0.034 3 \\ 0.039 0 \\ 0.039 0 \\ 0.070 9 \\ 0.014 5 \\ 0.160 3 \\ 0.088 2 \\ 0.048 5 \end{bmatrix}^T$$

3.2 改造可行性评估结果

1) 指标属性正向化结果。

根据公式计算 HPP_1 、 HPP_2 、 HPP_3 三处可变速抽蓄电站改造的各项效益,如表 9 所示。

表 9 三个可变速抽蓄电站改造效益汇总
Table 9 Summary of reconstruction benefits of three variable speed pumped storage power stations

指标	HPP_1	HPP_2	HPP_3
B_1 /万元	1 825.00	154.17	425.00
B_2 /万元	336.9	16.0	20.0
B_3 /万元	52	49	48
B_4 %	6.23	8.81	8.17
B_5 /年	15.8	9.8	11.3
B_6 %	6.53	9.09	8.50
B_7 /万元	6.379 5	0.911 4	1.139 2
B_8 /万元	1.280 2	0.182 9	0.228 6
B_9 /万元	4.16	0.49	0.53
B_{10}	0.002 8	0.029 4	0.013 5
B_{11} %	2.93	2.17	2.35
B_{12} /万元	8.502 3	1.843 4	1.750 2
B_{13}	2.286 1	3.619 8	2.173 7

各项改造项目可行性指标综合权重汇总图如图 4 所示。

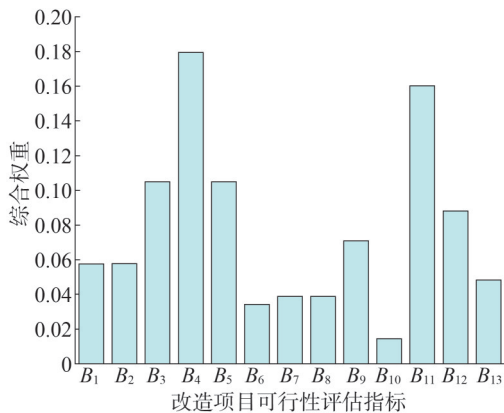


图 4 改造项目可行性指标综合权重汇总图
Fig.4 Reconstruction project feasibility index comprehensive weight summary chart

由表 8 中各指标的综合权重,可得权重矩阵 δ 为

将表 9 中 HPP_1 、 HPP_2 、 HPP_3 三处可变速抽蓄电站改造的各项效益写成矩阵形式,则矩阵 M 为

$$M = \begin{bmatrix} 1825 & 154.17 & 425 \\ 336.9 & 16 & 20 \\ 52 & 49 & 48 \\ 6.23 & 8.81 & 8.17 \\ 15.8 & 9.8 & 11.3 \\ 6.53 & 9.09 & 8.5 \\ 6.379\ 5 & 0.911\ 4 & 1.139\ 2 \\ 1.280\ 2 & 0.182\ 9 & 0.228\ 6 \\ 4.16 & 0.49 & 0.53 \\ 0.002\ 8 & 0.029\ 4 & 0.013\ 5 \\ 2.93 & 2.17 & 2.35 \\ 8.502\ 3 & 1.843\ 4 & 1.750\ 2 \\ 2.286\ 1 & 3.619\ 8 & 2.173\ 7 \end{bmatrix}^T$$

将矩阵 M 进行正向化处理,把所设置的全部指标转变为 max 型指标,得到正向化矩阵 X 。

$$X = \begin{bmatrix} \frac{1}{1825} & \frac{100}{15417} & \frac{1}{425} \\ \frac{10}{3369} & \frac{1}{16} & \frac{1}{20} \\ 52 & 49 & 48 \\ 6.23 & 8.81 & 8.17 \\ \frac{5}{79} & \frac{5}{49} & \frac{10}{113} \\ 6.53 & 9.09 & 8.5 \\ 6.379\ 5 & 0.911\ 4 & 1.139\ 2 \\ 1.280\ 2 & 0.182\ 9 & 0.228\ 6 \\ 4.16 & 0.49 & 0.53 \\ 0.002\ 8 & 0.029\ 4 & 0.013\ 5 \\ 2.93 & 2.17 & 2.35 \\ 8.502\ 3 & 1.843\ 4 & 1.750\ 2 \\ 2.286\ 1 & 3.619\ 8 & 2.173\ 7 \end{bmatrix}^T$$

2)标准化结果。

去除量纲对各项指标的影响,得到标准化矩阵 Y 。

$$Y = \begin{bmatrix} 0.079\ 2 & 0.937\ 1 & 0.339\ 9 \\ 0.037\ 1 & 0.780\ 3 & 0.624\ 3 \\ 0.604\ 1 & 0.569\ 3 & 0.557\ 6 \\ 0.460\ 3 & 0.650\ 9 & 0.603\ 7 \\ 0.424\ 3 & 0.684\ 1 & 0.593\ 3 \\ 0.464\ 6 & 0.646\ 8 & 0.604\ 8 \\ 0.974\ 8 & 0.139\ 3 & 0.174\ 1 \\ 0.974\ 8 & 0.139\ 3 & 0.174\ 1 \\ 0.985\ 3 & 0.116\ 1 & 0.125\ 5 \\ 0.086\ 2 & 0.905\ 4 & 0.415\ 7 \\ 0.675\ 5 & 0.500\ 3 & 0.541\ 8 \\ 0.958\ 1 & 0.207\ 7 & 0.197\ 2 \\ 0.476\ 1 & 0.753\ 9 & 0.452\ 7 \end{bmatrix}^T$$

3)加权评价矩阵 Z 。

$$Z = \begin{bmatrix} 0.004\ 6 & 0.054\ 2 & 0.019\ 6 \\ 0.002\ 1 & 0.045\ 1 & 0.036\ 1 \\ 0.063\ 5 & 0.059\ 8 & 0.058\ 6 \\ 0.082\ 6 & 0.116\ 8 & 0.108\ 4 \\ 0.044\ 6 & 0.071\ 9 & 0.062\ 4 \\ 0.015\ 9 & 0.022\ 2 & 0.020\ 7 \\ 0.038\ 0 & 0.005\ 4 & 0.006\ 8 \\ 0.038\ 0 & 0.005\ 4 & 0.006\ 8 \\ 0.069\ 9 & 0.008\ 2 & 0.008\ 9 \\ 0.001\ 3 & 0.013\ 1 & 0.006\ 0 \\ 0.108\ 3 & 0.080\ 2 & 0.086\ 8 \\ 0.084\ 5 & 0.018\ 3 & 0.017\ 4 \\ 0.023\ 1 & 0.036\ 6 & 0.022\ 0 \end{bmatrix}^T$$

4)最终得分。

最后计算出 HPP_1 、 HPP_2 、 HPP_3 三处可变速抽蓄电站改造可行性的综合评分如表 10 所示。由表中数据可以看出,评分由高到低依次为 HPP_1 、 HPP_2 、 HPP_3 ,即 HPP_1 可变速抽蓄改造的可行性最强,属于高可行性; HPP_2 和 HPP_3 的可变速抽蓄改造属于低可行性。

表 10 三个可变速抽蓄电站改造可行性的综合评分
Table 10 Comprehensive evaluation of the feasibility of three variable speed pumped storage power stations

可行性综合评分	取值
HPP_1	0.566 5
HPP_2	0.435 6
HPP_3	0.308 1

3.3 基于传统 AHP-TOPSIS 的改造评估结果

基于传统 AHP-TOPSIS 计算出的可变速抽蓄电站改造可行性的综合评分如表 11 所示。

表 11 基于传统 AHP-TOPSIS 的可变速抽蓄电站改造可行性的综合评分

Table 11 Comprehensive evaluation of the feasibility of transformation of variable speed pumped storage power stations based on traditional AHP-TOPSIS

可行性综合评分	取值
HPP_1	0.566 1
HPP_2	0.434 8
HPP_3	0.430 8

由表 11 可知,传统 AHP-TOPSIS 法获得的

HPP₂ 和 HPP₃ 的综合评分非常接近,如果不能保留足够的小数位数,基本可以认为二者的改造可行性相同。然而,在可变速抽蓄改造项目的决策过程中,电站的改造顺序往往直接依据其可行性的高低来确定。若综合评分过于接近,便难以准确判定改造的优先次序,进而可能影响实现理想的综合效益。因此,相较于传统方法,改进后的 AHP-TOPSIS 方法具有更高的合理性和实用性。

4 结论

本文提出了一种改进 AHP-TOPSIS 的可变速抽蓄改造可行性评估方法,对比现有研究,所建立的考虑经济效益、社会效益和环境效益三方面的改造可行性指标体系更为全面。此改造可行性指标体系中,各效益又包含了投资成本、运行成本、净现值等 13 种指标,通过对 AHP 的权重获得方法进行改进,并与 TOPSIS 结合,可以更为客观地得到最终可变速抽蓄改造可行性的综合评分。基于上述方法,本文对三处可变速抽蓄电站改造可行性进行评分,并与传统 AHP-TOPSIS 获得的综合评分进行对比,验证了本文所提方法的有效性和实用性,并且得分越高,则可变速抽蓄改造的可行性越高。

本文所提出的方法对可变速抽蓄改造的发展具有一定的工程实践意义,为可变速抽蓄改造方案的可行性评估提供了理论依据。

参考文献

- [1] 许常昊,关伟东,王越,等.全功率小型变速抽水蓄能机组双层 MPC 虚拟惯量控制策略[J].中国电力,2025,58(2):216-226.
XU Changhao, GUAN Weidong, WANG Yue, et al. Two-layer MPC virtual inertia control strategy for small-scale variable-speed pumped storage unit with full-size converter [J]. Electric Power, 2025, 58(2): 216-226.
- [2] 和萍,刘鑫,宫智杰,等.高比例可再生能源电力系统源荷储联合调峰分层优化运行[J].电力系统保护与控制,2024,52(18):112-122.
HE Ping, LIU Xin, GONG Zhijie, et al. Hierarchical optimization operation model for joint peak-load regulation of source-load-storage in a high proportion of renewable energy power system [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 112-122.
- [3] 崔茗莉,冯天天,刘利利.双碳目标下区块链与可再生能源的融合发展研究[J].智慧电力,2024,52(2):17-24.
CUI Mingli, FENG Tiantian, LIU Lili. Integration and development of blockchain and renewable energy under double carbon target [J]. Smart Power, 2024, 52(2): 17-24.
- [4] 刘昊霖,贾科,毕天姝,等.计及新能源耦合特性的柔直换流站短路电流解析[J/OL].电工技术学报:1-9[2024-12-10].https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241122.
LIU Haolin, JIA Ke, BI Tianshu, et al. Analysis of short circuit current in soft direct converter station considering new energy coupling characteristics [J / OL]. Transactions of China Electrotechnical Society: 1-9 [2024-12-10]. https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241122.
- [5] 李春华,韩自奋,高宝龙.配电网新能源消纳能力评估与应用[J].电工技术,2024(20):43-46.
LI Chunhua, HAN Zifen, GAO Baolong. Evaluation of absorption and consumption ability of distribution networks for new energy generations and preliminary application [J]. Electric Engineering, 2024(20): 43-46.
- [6] 李建林,康靖悦,辛迪熙.新型电力系统储能技术应用研究[J].分布式能源,2024,9(6):1-8.
LI Jianlin, KANG Jingyue, XIN Dixi. Application research of new power system energy storage technology [J]. Distributed Energy, 2024, 9(6): 1-8.
- [7] 徐秋实,施通勤,井浩然,等.面向新型电力系统的输电网与分布式变速抽水蓄能联合规划[J].电力系统保护与控制,2024,52(10):128-137.
XU Qiushi, SHI Tongqin, JING Haoran, et al. Joint planning of a transmission network and distributed variable speed pumped storage for a new power system [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(10): 128-137.
- [8] 李海鹏,张继光,衡鑫,等.风-火-抽蓄联合发电系统优化运行研究[J].电网与清洁能源,2025,41(5):126-132.
LI Haipeng, ZHANG Jiguang, HENG Xin, et al. A study on the optimized operation of wind-thermal-pumped storage combined generation system [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(5): 126-132.
- [9] 王雪林,钟海旺.新型电力系统背景下抽水蓄能和新型储能协同发展研究[J].全球能源互联网,2024,7(4):363-371.
WANG Xuelin, ZHONG Haiwang. Research on the synergetic development of pumped storage and new energy storage under the background of new power system [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(4): 363-371.
- [10] LAN Z, GU J T, LIU J, et al. Benefits of variable speed pumped hydro storage technology for increasing renewable integration in regional power grids [C] // 2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). IEEE, 2021: 660-664.
- [11] 包娟,李想,穆祥鹏,等.黄河上游玛尔挡-班多-羊曲梯级水电站联合调度效益分析[J/OL].南水北调与水利科技:中英文,2024:1-16[2024-12-10].https://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1430.tv.20241101.1728.002.html.
BAO Juan, LI Xiang, MU Xiangpeng, et al. Benefit analysis of joint operation of Maerdang - Banduo - Yangqu cascade hydropower

- stations in the upper reaches of the Yellow River[J/OL].South-to-North Water Transfers and Water Science & Technology, 2024: 1-16 [2024-12-10]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1430.tv.20241101.1728.002.html>.
- [12] 魏新煦.抽水蓄能电站综合效益评价分析[J].中国科技信息, 2021(12):106-108.
WEI Xinxu. Comprehensive benefit evaluation and analysis of pumped storage power station [J]. China Science and Technology Information, 2021(12):106-108.
- [13] 张祥成,田旭,张桂红,等.新型电力系统下抽水蓄能电站容量效益分析[J].哈尔滨理工大学学报, 2023, 28(1):105-113.
ZHANG Xiangcheng, TIAN Xu, ZHANG Guihong, et al. Capacity benefit analysis of pumped-storage power stations in a new-type power system [J]. Journal of Harbin University of Science and Technology, 2023, 28(1):105-113.
- [14] 方绍凤,唐宇,周野,等.考虑新能源不确定性影响的抽水蓄能容量效益分析[J].电力需求侧管理, 2024, 26(6):44-48.
FANG Shaofeng, TANG Yu, ZHOU Ye, et al. Capacity benefit analysis of pumped storage considering the uncertainty of new energy sources[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(6): 44-48.
- [15] 赵晨晨,马良,翟海燕.基于峰谷电价的抽水蓄能电站效益分析研究[J].建筑经济, 2022, 43(S2):467-470.
ZHAO Chenchen, MA Liang, ZHAI Haiyan. Benefit analysis of pumped storage power station based on peak-valley electricity price[J]. Construction Economy, 2022, 43(S2):467-470.
- [16] 柳洋,何永秀,李漠兴,等.市场环境下水蓄能电站的价格市场衔接机制设计与效益评估[J].现代电力, 2023, 40(1):42-49.
LIU Yang, HE Yongxiu, LI Moxing, et al. Design of price market linkage mechanism and economic benefit evaluation of pumped storage power station under the power market environment [J]. Modern Electric Power, 2023, 40(1):42-49.
- [17] YANG Y G, YANG Y, LU Q Y, et al. Comprehensive evaluation of a pumped storage operation effect considering multidimensional benefits of a new power system[J]. Energies, 2024, 17(17):4449.
- [18] 钱啸,章姝俊,陈楚楚,等.多应用场景下基于云模型直觉模糊层次分析法的储能技术综合评估方法[J].电工电能新技术, 2022, 41(9):68-80.
QIAN Xiao, ZHANG Shujun, CHEN Chuchu, et al. Comprehensive evaluation method of energy storage technology based on cloud model intuitionistic fuzzy analytic hierarchy process in multiple application scenarios [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2022, 41(9):68-80.
- [19] 刘芳欣,张扬,翟海燕.基于改进型AHP法的抽水蓄能电站项目后评价研究[J].建筑经济, 2023, 44(S2):162-165.
LIU Fangxin, ZHANG Yang, ZHAI Haiyan. Research on post evaluation of pumped storage power station projects based on improved AHP method[J]. Construction Economy, 2023, 44(S2): 162-165.
- [20] 李军徽,董福财,郭琦,等.考虑调峰特性的抽水蓄能电站综合效益量化评估[J].全球能源互联网, 2024, 7(5):567-578.
LI Junhui, DONG Fucui, GUO Qi, et al. Quantitative assessment of the integrated efficiency of pumped storage power stations considering peak shifting characteristics [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(5):567-578.
- [21] 抽水蓄能电站静态效益评估研究综述[C]//国网新源控股有限公司.抽水蓄能电站工程建设文集(2007).2007:9.
Review on static and dynamic benefit evaluation of pumped storage power station [C] // State Grid Xinyuan Holdings CO., LTD. Pumped Storage Power Station Project Construction Collection (2007).2007:14-22.
- [22] 罗胤,靳国云,赵俊杰,等.抽蓄-火电联合运营的经济效益分析[J].浙江电力, 2023, 42(9):61-68.
LUO Yin, JIN Guoyun, ZHAO Junjie, et al. Economic benefit analysis of the collaboration between a pumped storage power plant and a thermal power plant [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(9):61-68.
- [23] 孙薇.市场条件下抽水蓄能电站效益综合评价及运营模式研究[D].保定:华北电力大学(河北), 2007.
- [24] 袁玥.风光储组合发电单元运行经济性评估的研究与实现[D].北京:华北电力大学, 2015.
- [25] 白连勇.中国火力发电行业减排污染物的环境价值标准估算[J].科技创新与应用, 2013, 3(26):127.
BAI Lianyong. Estimation of environmental value standard for pollutant emission reduction in thermal power generation industry in China [J]. Technology Innovation and Application, 2013, 3(26):127.
- [26] 李璐,张泽端,毕贵红,等.“双碳”目标下基于系统动力学的发电行业碳减排政策研究[J].电力系统保护与控制, 2024, 52(12):69-81.
LI Lu, ZHANG Zeduan, BI Guihong, et al. Carbon emission reduction policy in the power generation sector based on system dynamics with “dual carbon” targets [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(12):69-81.

收稿日期:2024-12-16

修回日期:2025-03-04

作者简介:

侯健生(1981),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统规划、综合能源系统;

邱璐(1990),男,硕士,工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;

何明锋(1979),男,硕士,教授级高级工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;

季克勤(1982),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;


费咏攀(1993),男,工程师,主要研究方向为电力系统及其自动化;

付宇欣(2001),通信作者(2825271789@qq.com),女,硕士在读,主要研究方向为新能源电力系统分析与控制。

(责任编辑 车永强)

“基于人工智能的车桩网协同最优规划 调度关键技术”专栏

征稿启事



全球“双碳”目标的推进与可再生能源技术的迅猛发展，推动了电动汽车的广泛应用。与此同时，人工智能技术的突破性进展为电动汽车、充电基础设施与电网的协同优化开辟了全新路径。电动汽车充电基础设施是配电网与路网的重要组成部分。对电网而言，充电桩的规划与运行必须考虑大规模电动汽车充电负荷带来的安全、可靠性和经济性挑战。同时，充电桩的建设和运营也受到电网容量和运行可靠性的制约。对路网而言，电动汽车的出行行为以及充电桩的选址与容量规划显著改变了电动汽车在路网上的时空分布，进而影响充电基础设施的规划与运营。在此背景下，利用人工智能技术对车桩网协同交互策略进行深入研究，实施充电桩的合理选址与容量规划，并确保大规模电动汽车接入下电网的安全稳定运行，对于推动新能源汽车技术的发展以及提升电网的安全性、稳定性和经济性具有重要意义。同时，如何制定合适的调度策略使得车主 - 运营商 - 电网三方利益最大化，电网运营压力最小也是亟待解决的重要问题。

为展示车桩网一体协同规划关键技术的最新研究进展和发展趋势，解决技术研究和应用中的难题和热点问题，推动技术创新和交流，**诚邀昆明理工大学教授杨博、英国利物浦大学教授蒋林、东北大学副教授张孝顺和新西兰奥克兰理工大学讲师周率担任特约主编**，拟针对“基于人工智能的车桩网协同最优规划调度关键技术”开设专栏，欢迎国内外相关领域的专家学者踊跃投稿！

一、征稿方向（包括但不限于）

- 1、基于人工智能的电动汽车充电负荷预测技术；
- 2、基于人工智能的车桩网耦合的规划与调度技术；
- 3、基于人工智能的充电基础设施选址与容量规划技术；
- 4、基于人工智能的车桩网一体化系统调度技术；
- 5、基于人工智能的车桩网深度耦合的电网协同规划与运行技术；
- 6、含大规模电动汽车与充电基础设施的电网安全稳定运行技术；
- 7、考虑电动汽车运行的综合能源系统规划与调度技术；
- 8、基于人工智能车桩网协同互动（V2G）策略优化；
- 9、基于人工智能的电动汽车 - 充电桩 - 电网系统故障诊断与预测性技术；
- 10、基于人工智能的车桩网协同互动（V2G）参与多元市场调度策略优化。

二、投稿要求

1、请从山东电力技术网站投稿，请在题名后标注“基于人工智能的车桩网协同最优规划调度关键技术”，
网址：<http://sddljs.cbpt.cnki.net>

2、稿件详细要求请参照《山东电力技术》投稿须知及论文写作模版，投稿须知及论文写作模版请在山东电力技术网站下载。

3、稿件一经采用，本刊将按照《山东电力技术》期刊稿费发放标准向作者发放稿费，稿酬优厚。

4、征文截止时间 2026 年 12 月 31 日，其他不明事宜，请联系《山东电力技术》编辑部。电话：0531-67982997。



关注《山东电力技术》