

可再生能源参与下两阶段电力现货市场交易的双层规划模型研究

周德群^{1,2}, 张一宁^{1,2}, 丁浩^{1,2,*}

1. 南京航空航天大学 经济与管理学院, 南京 211106;
2. 南京航空航天大学 能源软科学研究中心, 南京 211106



摘要 : 随着可再生能源发电在电力系统中比例的上升和电力现货市场建设的推进, 现货交易对可再生能源发电的消纳发挥着越来越重要的作用。然而, 可再生能源的供给具有随机性、间歇性和波动性的特征, 这不仅会损害发电商的经济利益, 也不利于维持电力市场的平衡与稳定。为了应对可再生能源发电的不确定性, 本文应用双层规划模型, 对可再生能源参与下的日前现货交易和实时现货交易进行建模, 模拟市场出清的过程和结果, 为市场建设中政策的制定和实施提供依据。以风力发电和光伏发电为例, 本文综合运用 Copula 函数、蒙特卡罗抽样和聚类方法生成风光出力场景及概率, 以描述风光发电的不确定性和相关性, 并在所得场景下计算各个交易时段的出清电价、偏差电量和发电商中标结果。在此基础上, 对可再生能源发电项目强制配储政策的效果进行了分析。研究结果表明, 储能配置有利于改善可再生能源发电的不确定性对电力供给的影响, 但是成本分担和疏导机制的缺失会降低储能的利用率。

关键词 : 可再生能源发电; 电力现货交易; 不确定性
中图分类号 : C934 **文献标志码:** A **文章编号:** 2097-4981(2025)01-0076-16
DOI: 10.3724/j.issn.2097-4981.JECC-2024-0014

A Bi-Level Framework for Modeling a Two-Stage Electricity Spot Market Trading with Renewable Energy Participation

ZHOU Dequn^{1,2}, ZHANG Yining^{1,2}, DING Hao^{1,2,*}

1. College of Economics and Management, Nanjing University of Aeronautics and Astronautics, Nanjing 211106, China;
2. Research Center for Soft Energy Science, Nanjing University of Aeronautics and Astronautics, Nanjing 211106, China

Abstract : With the increasing electricity generated by renewable energy in the power system and the development of the spot electricity market, spot trading is playing an important role in the consumption of renewable electricity. However, the stochasticity, intermittency, and volatility could damage the interests of renewable generators and the stability of electricity trading. To mitigate the adverse effects caused by uncertain renewable energy, this paper utilizes a bilevel programming method to model the trading process and outcome of the day-ahead spot market and the real-time spot market considering the participation of renewable energy. Taking wind power generation and photovoltaic power generation as examples, this paper uses Copula, sampling, and clustering methods to generate scenarios and probabilities of renewable energy generation, and calculates the optimal supply decisions of power generators, as well as the corresponding prices and revenues, so as to provide a basis for market administrators to take actions to avoid the risks arising from uncertain renewable energy. Further, this paper studies the effects of policy concerning mandatory energy storage deployment based on the bi-level programming model proposed. As a result, energy storage deployment helps mitigate the impact of renewable energy generation uncertainty on electricity supply. However, the absence of a cost-sharing policy results in low energy storage utilization.

Key Words : renewable energy generation; electricity spot market; uncertainty

收稿日期: 2024-10-08; 接受日期: 2024-11-12

基金项目: 国家社会科学基金重大项目 (22ZDA113)

作者简介: 周德群 (1963—), 教授, 博士生导师, 主要从事能源软科学方向相关研究。E-mail: dqzhou@nuaa.edu.cn

通讯作者: 丁浩 (1991—), 讲师, 硕士生导师, 主要从事能源转型系统建模分析相关研究。E-mail: dding2009@hotmail.com

0 引言

发展可再生能源是我国应对全球气候变暖、实现碳达峰碳中和（“双碳”）目标的重要举措。电力部门是我国重要的二氧化碳排放来源，据生态环境部数据统计，当前我国电力部门的碳排放量占全国总量的40%以上。为了实现“双碳”目标，有必要大力发展风能和太阳能等可再生能源，促进清洁能源对高碳化石能源的替代^[1]。2023年，我国风能发电量在发电总量中占比约为9%，太阳能发电量占比约为6%^[2]。相关研究成果表明，在2060年碳中和情景下，风光发电占比将达到60%，其中风电发电占比约为31%，太阳能发电占比约为29%^[3]。随着新型电力系统建设的推进，未来风能、太阳能等可再生能源在发电中的占比将持续扩大。发电规模的扩大和发电技术的成熟使得可再生能源相比于化石能源具备明显的成本优势。研究报告指出，2022年，全球新建太阳能光伏发电项目和陆上风电项目相比新建化石发电项目的成本优势分别达到29%和52%^[4]。在电力消纳侧，市场化交易正逐步成为可再生电力消纳的重要形式。随着电力体制市场化改革的深入推进，我国持续完善适应可再生能源的市场交易机制，推动可再生能源有序参与电力市场交易^[5]。

风能和太阳能等可再生能源发电具有不稳定性和波动性等特征，给电力市场交易的稳定与平衡带来不利影响。具体而言，可再生能源发电具有随机性和波动性，难以准确预测，因而其大规模的市场参与会引起发电商计划发电量与实际发电量的偏差，加剧电价波动^[6]，造成发电商的经济损失^[7]。此外，可再生能源发电具有间歇性，难以匹配不同交易时段电力需求的变化，加大了电力系统对储能和其他灵活性资源的需求^[8]。随着风电和光伏发电的大比例接入，有必要研究风光出力的不确定性对电力市场交易结果和发电商经济利益的影响，从而为电力市场建设过程中相关政策的制定和市场风险的防范提供依据和参考。

电力现货市场交易有利于促进可再生电力的消纳。相较于电力中长期交易，电力现货交易的频次更高，时间尺度更短^[9]，更符合可再生能源供给的间歇性、波动性和随机性等特点。此外，可再生能源发电技术的成熟使得其发电成本不断下降，在平等竞争的市场机制下，当火电的边际成本更高时，可再生能源发电更能在现货交易中被优先消纳^[10]。自2017年电力现货市场建设试点启动以来，我国政府不断扩大电力现货市场的建设范围，推动可再生能源发电参与电力市场交易，探索可再生能源参与市场交易的有效机制^[11]。在该背景下，本文聚焦于电力现货交易，研究可再生能源参与市场交易对

日内各个交易时段的出清结果和中标结果的影响。

关于可再生能源参与电力现货市场交易的研究主要围绕电力现货市场的建设和发展展开。Goodarzi等^[12]利用回归模型研究风力发电和光伏发电预测误差对现货交易电价的影响，结果表明预测误差会引起现货电价的上涨，并且风力发电预测误差的影响更加明显。Sirin和Yilmaz^[13]利用分位数回归模型研究风力发电和川流式发电对实时平衡电价的影响，发现可再生能源出力的增加会降低实时交易的系统边际电价，同时增加不平衡电量。除交易结果外，也有研究对现货交易机制的设计进行探索。任景等^[14]针对风光出力的随机性和反调峰性，设计源荷双边参与日前电能市场与备用市场的交易规则，构建联合优化调度模型，模型求解结果表明源荷双边参与的交易机制有利于在促进新能源消纳的同时降低工业用户用电成本。由此可见，目前关于可再生能源发电商参与电力现货交易的研究往往忽略了现货市场的多阶段性。然而，在现实交易中，现货交易通过日前交易、日内交易和实时交易分阶段开展，在不同的交易阶段，发电商面临的市场环境也在发生变化。同时，不同阶段的交易之间也会相互影响。Liu和Xu^[15]构建了日前现货市场和实时平衡市场组成的两阶段电力现货市场，利用均衡模型对可再生能源发电商在现货交易中报量报价和报量不报价的市场机制进行比较，研究表明报量报价的竞价模式更有利于可再生发电商参与电力市场交易。然而，该文献忽略了风光出力的相关性。事实上，同一区域的风能和太阳能供给既有不确定性也存在相关性^[16]。

储能是新型电力系统的重要组成部分，它的配置有利于缓解可再生能源供给的不确定性，促进可再生能源发电的消纳。许多研究针对可再生能源与储能系统的协同进行研究，Hong等^[17]利用神经网络对可再生能源发电的反调峰特性进行量化，并基于反调峰特性对可再生能源参与下的电力系统对储能容量的需求进行估算。Dadashi等^[18]研究了整合风力发电和电储能系统的虚拟电站在电力现货市场的投标策略优化问题。Alahyari等^[19]研究了风电机组和电动汽车联合参与日前电力市场和备用服务市场的调度问题。近年来，为了减少弃风、弃光现象，各省、市发布文件要求新建可再生能源项目必须配置储能，并对配储比例和连续储能时长等规定了具体要求，这些要求成为可再生能源发电项目并网的基本条件。然而，现有研究对于可再生能源配置储能是否具有经济性尚未达成一致。Mei等^[20]构建了风电、光伏和储能系统参与多阶段电力交易的模型，发现储能系统有利于提升虚拟电站的经济效益。Gong等^[21]构建了包含风电、光伏和氢储能的综合系统，发现相比于单独参与电力市场，同时参与电力市场和灵活爬坡市

场有利于提升该系统的经济性。然而,任君^[22]利用模糊实物期权方法,基于全生命周期现金流对青海省某光伏电站配置储能项目的投资价值进行了评估,研究结果表明该项目经济性不足,应放弃投资。现有研究往往将可再生能源与储能综合系统视为市场电价的接受者,基于预测电价进行调度决策,并对可再生能源发电配储的经济性进行评价。然而,作为电力市场的重要组成,可再生能源发电和储能充/放电既会受到电价曲线的影响,也会影响实时电价的走向,对以上影响考虑不足会影响其经济性研究的合理性。

本文基于电力分时交易的规则,以一个由日前现货市场和实时平衡市场组成的两阶段电力现货市场为背景,构建了可再生能源参与下电力现货市场交易的双层规划模型。其中,上层问题为可再生发电商的收益最大化决策问题,下层问题为日前现货市场和实时平衡市场成本最小化的出清问题。同时,考虑可再生能源发电的不确定性,以风能资源和太阳能资源为例,选择Copula函数建立风光资源的联合分布函数,使用蒙特卡罗抽样法和K-means聚类法生成典型风光联合出力场景,将其纳入双层规划模型,通过模型求解来获得运行日内各个交易时段的出清结果和中标结果。在此基础上,应用文中构建的模型,对可再生能源发电项目强制配储政策的政策效果进行分析,研究结果表明,储能的配置有利于缓解风光出力的间歇性和波动性对电力市场交易的影响,但是由于成本分担、疏导机制的缺乏以及需求不足,储能设施的利用率低下。

本文的主要研究贡献包括:①将风能和太阳能供给的不确定性和相关性同时纳入可再生能源发电商的决策模型中,弥补了现有研究在建模时忽略风光出力相关性的不足,改善了模型对于风光出力的预测性能。②建立了日前交易市场和实时平衡市场之间的联系,揭示了风光发电参与下两阶段电力现货交易中分时电价的形成机理和规律。③针对现有可再生能源发电项目强制配储政策的不足进行了详细分析,为未来政策的完善提供参考。

1 模型构建

在电力现货市场交易中,发电商需要向交易机构进行申报,再由交易机构进行出清计算,因此本文建立可再生能源发电商在日前现货交易和实时现货交易中的双层规划模型,考虑可再生能源发电的不确定性,针对可再生能源发电商在各个交易时段的电量供给计划进行研究。具体而言,上层问题是可再生能源发电商以自身利益最大化为目标,考虑容量和储能约束,对自身在日前市场和实时市场的分时供给电量

进行决策。下层问题是交易机构以总交易成本最小化为目标,考虑供需平衡约束进行出清电价的计算。

1.1 模型假设

参考我国电力现货市场交易规则以及可再生能源发电参与下电力现货市场试点的运行模式,提出以下模型假设:

1) 本文中的电力现货交易采用集中式市场模式。考虑到我国大部分地区的电力现货市场采用集中式的市场模式,本文中的日前交易和实时交易均采用集中式市场,即现货交易不考虑前序出清结果,发电商以全部发电能力参与现货市场^[23]。

2) 本文中的电力现货交易均采用单边集中竞价的边际统一出清电价,即仅发电商参与市场竞争,而用电需求被视为无弹性。假定火电商向电力调度中心提供真实的边际成本信息和容量信息,电力调度中心根据预测的总需求进行全电量集中出清。

3) 本文中的电力现货市场是自由竞争市场结构,发电商无法通过行使市场力抬高市场价格,进而提高自身收益。根据我国电力现货交易规则,发电商在申报时需提供成本及容量等技术参数,市场电价由电力调度中心进行出清计算,同时,政府会对市场中恶意串通操纵市场的行为进行干预,这些规则对发电商的串谋和同盟行为进行了限制和约束。

4) 可再生能源发电商以报量不报价参与电力现货交易。为保障可再生能源在电力市场交易中优先出清,降低弃风弃光,参考各省电力现货市场的运行方式,在本文构建的模型中,可再生能源发电商基于出力预测,在申报中报量不报价,作为边界条件优先出清。

1.2 问题描述

本文聚焦于电力现货市场交易,以日前电力交易和实时电力交易构成的两阶段电力现货交易为研究背景,利用双层规划模型构建可再生能源发电参与下的电力现货交易模型,结合我国电力现货市场交易的现状,对电力现货交易的过程和结果进行推演,模型框架如图1所示。

在日前交易中,可再生能源发电商向电力交易机构上报预期发电量,以报量不报价的方式参与市场交易;传统火电商以边际成本进行日前电力交易的申报。可再生能源发电商申报的电量成为电力交易机构市场出清计算的边界条件,火电商申报的供给函数成为市场出清电价的重要影响因素。电力交易机构基于预测的需求和发电商的申报信息进行市场出清计算,确定出清电价和发电商的日前发电计划。

在实时交易中,根据实时风光出力情况,可再生能源发

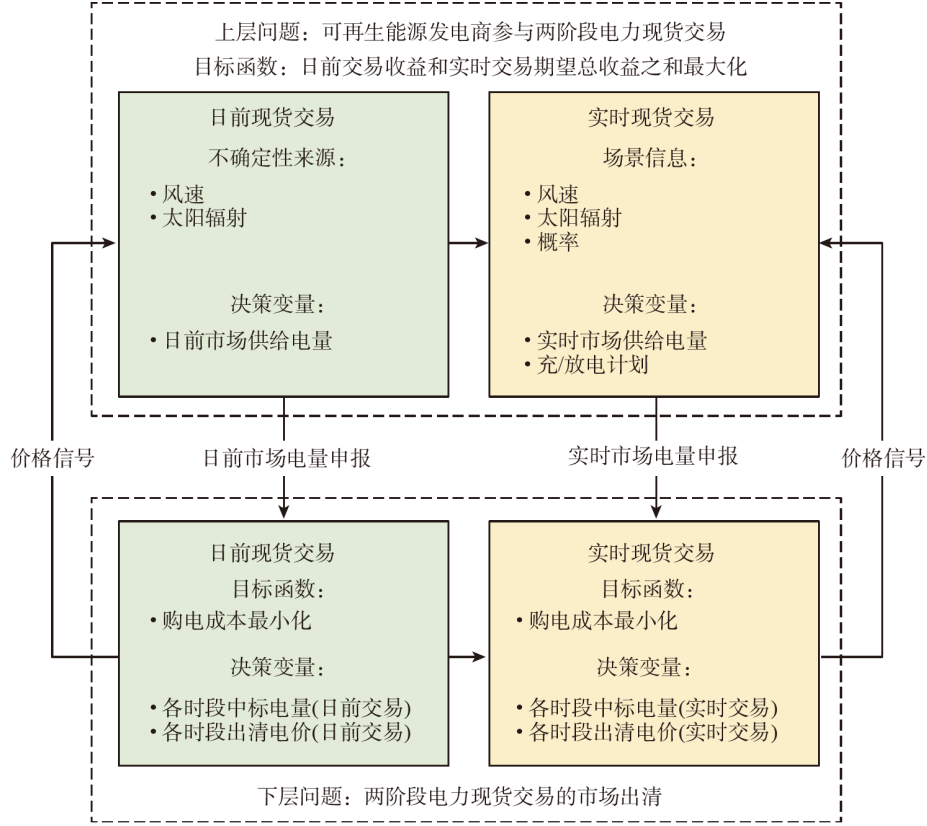


图1 可再生能源发电商参与两阶段电力现货交易的双层优化模型

Fig.1 Bi-level optimization model for renewable energy generators participating in two-stage electricity spot trading

电商对于实时申报电量和充/放电进行决策，火电以边际成本进行实时电力交易的申报。电力交易机构基于需求预测，根据可再生能源发电商和火电商的实时申报信息，进行实时电力交易出清计算，确定实时出清价格和发电商的实际中标电量。

1.3 可再生能源发电商的决策模型

可再生能源发电商以日前市场总收益和实时市场期望总收益之和最大化为决策目标，目标函数如式（1）所示。日前市场的决策变量是分时申报电量 $q_{i,t}^{\text{DA,Offer}}$ ，实时市场的决策变量是分时充/放电 $q_{i,t,s}^{\text{CH}}/q_{i,t,s}^{\text{DCH}}$ 。

$$\pi_i = \sum_{t=1}^T \pi_{i,t}^{\text{DA}} + \sum_{t=1}^T E \left[\pi_{i,t}^{\text{RT}}(q_{i,t}^{\text{DA}}, q_{i,t,s}^{\text{W}}, q_{i,t,s}^{\text{P}}) \right] \quad (1)$$

$$\pi_{i,t}^{\text{DA}} = \lambda_t^{\text{DA}} q_{i,t}^{\text{DA,Offer}} \quad (2)$$

$$E \left[\pi_{i,t}^{\text{RT}}(q_{i,t}^{\text{DA}}, q_{i,t,s}^{\text{W}}, q_{i,t,s}^{\text{P}}) \right] = \sum_{s=1}^S \omega_s \pi_{i,t,s}^{\text{RT}}(q_{i,t}^{\text{DA}}, q_{i,t,s}^{\text{W}}, q_{i,t,s}^{\text{P}}) \quad (3)$$

$$\pi_{i,t,s}^{\text{RT}}(q_{i,t}^{\text{DA}}, q_{i,t,s}^{\text{W}}, q_{i,t,s}^{\text{P}}) = \lambda_{t,s}^{\text{RT}}(q_{i,t,s}^{\text{W}} + q_{i,t,s}^{\text{P}} + q_{i,t,s}^{\text{DCH}} - q_{i,t,s}^{\text{CH}} - q_{i,t}^{\text{DA}}) \quad (4)$$

其中， T 为交易周期，本文中假定每一小时为一个交易时段，因此 $T=24$ ； S 为风光实际出力场景数量。目标函数式（1）的右侧第一项为可再生能源发电商在日前市场的总收益，第二项为可再生能源发电商在实时市场的期望总收益。式（2）为可再生能源发电商在日前市场的第 t 时段的收益，等式右侧的 λ_t^{DA} 为 t 时段的日前出清电价。式（3）是可再生能源发电商在实时市场的第 t 时段的期望收益， ω_s 为每个场景发生的概率， $\pi_{i,t,s}^{\text{RT}}(q_{i,t}^{\text{DA}}, q_{i,t,s}^{\text{W}}, q_{i,t,s}^{\text{P}})$ 为每个场景下可再生能源发电商在实时市场的第 t 时段的收益，如式（4）所示，其中， $q_{i,t,s}^{\text{W}}$ 和 $q_{i,t,s}^{\text{P}}$ 分别为每个场景下的实际风力发电量和实际光伏发电量； $q_{i,t}^{\text{DA}}$ 为可再生能源发电商在日前市场的第 t 时段中标电量。式（4）表明，可再生发电商在日前电力现货市场进行分时电量申报，并在实时平衡市场对不平衡电量进行结算。如果出现实际供给短缺，可再生发电商要以实时电价购入少发电量；如果出现实际供给过剩，可再生发电商要以实时电价出售超发电量。

本研究中，可再生发电商采用报量不报价的方式参与电力市场交易。在日前交易中， $q_{i,t}^{\text{DA,Offer}}$ 为可再生发电商每个交

易时段的申报电量，该参数受到自身装机容量 $q_{i,t}^{\text{Max}}$ 的约束，如式（5）所示：

$$0 \leq q_{i,t}^{\text{DA, Offer}} \leq q_{i,t}^{\text{Max}} \quad \forall t \quad (5)$$

本文利用随机波动的风速和太阳辐射描述可再生能源发电的不确定性，并将实际风速和太阳辐射分别转化为实际风力发电和光伏发电。风速与风力发电的转换公式如式（6）所示：

$$q_{i,t,s}^{\text{W}} = \begin{cases} 0 & v_{t,s} < v_{\text{in}} \\ 0.5\rho^{\text{WP}} A^{\text{WP}} C^{\text{WP}} v_{t,s}^3 & v_{\text{in}} \leq v_{t,s} < v_{\text{rated}} \\ q_{\text{rated}}^{\text{WP}} & v_{\text{rated}} \leq v_{t,s} \leq v_{\text{out}} \\ 0 & v > v_{\text{out}} \end{cases} \quad (6)$$

其中， $v_{t,s}$ 为实际风速； v_{in} 为切入风速，即开始发电的最低风速； v_{rated} 为额定风速，即达到额定功率时的风速； v_{out} 为切出风速，即发电的最大风速。当 $v_{t,s}$ 低于 v_{in} 或者高于 v_{out} 时，风力发电停止；当 $v_{\text{in}} \leq v_{t,s} \leq v_{\text{rated}}$ 时，实际风速与实际发电之间满足 $q_{i,t,s}^{\text{W}} = 0.5\rho^{\text{WP}} A^{\text{WP}} C^{\text{WP}} v_{t,s}^3$ ，其中， ρ^{WP} 为空气密度； A^{WP} 为扫风面积； C^{WP} 为风能的利用效率。当 $v_{\text{rated}} \leq v_{t,s} \leq v_{\text{out}}$ 时，风速达到额定风速，风机输出额定功率。

太阳辐射与光伏发电的转换公式如式（7）所示：

$$q_{i,t,s}^{\text{P}} = A^{\text{SP}} \eta^{\text{SP}} r_{t,s} \quad (7)$$

其中， A^{SP} 为光伏发电板安装面积； η^{SP} 为太阳能转换效率； $r_{t,s}$ 为实际太阳辐射。

式（8）和式（9）表明，风力发电和光伏发电既可用于实时电力市场交易，也可充入储能电池：

$$q_{i,t,s}^{\text{W}} = q_{i,t,s}^{\text{W,RT}} + q_{i,t,s}^{\text{W,CH}} \quad \forall t, s \quad (8)$$

$$q_{i,t,s}^{\text{P}} = q_{i,t,s}^{\text{P,RT}} + q_{i,t,s}^{\text{P,CH}} \quad \forall t, s \quad (9)$$

式（10）表明电池单次充电量等于充入的风力发电和光伏发电的总和：

$$q_{i,t,s}^{\text{CH}} = q_{i,t,s}^{\text{W,CH}} + q_{i,t,s}^{\text{P,CH}} \quad \forall t, s \quad (10)$$

参考谢雨龙等^[24]对储能的状态、充/放电功率以及能量值设置相应的约束。式（11）和式（12）表明储能电池单次充/放电需要满足相应的运行约束，式（13）表明充电和放电不允许进行：

$$q_{i,t,s}^{\text{CH,Min}} U_{i,t,s}^{\text{CH}} \leq q_{i,t,s}^{\text{CH}} \leq q_{i,t,s}^{\text{CH,Max}} U_{i,t,s}^{\text{CH}} \quad \forall t, s \quad (11)$$

$$q_{i,t,s}^{\text{DCH,Min}} U_{i,t,s}^{\text{DCH}} \leq q_{i,t,s}^{\text{DCH}} \leq q_{i,t,s}^{\text{DCH,Max}} U_{i,t,s}^{\text{DCH}} \quad \forall t, s \quad (12)$$

$$U_{i,t,s}^{\text{CH}} + U_{i,t,s}^{\text{DCH}} \leq 1 \quad \forall t, s \quad (13)$$

式（14）对第一个小时的交易开始前的电池电量进行定

义，式（15）定义了每个时段交易后电池电量的变化，式（16）对最后一个小时的交易结束后的电池电量进行定义，式（17）对每个时段的电池电量进行约束：

$$E_{t,s} = E_0 \quad t = 1, \forall s \quad (14)$$

$$E_{t+1,s} = E_{t,s} + q_{i,t,s}^{\text{DCH}} \eta^{\text{CH}} - q_{i,t,s}^{\text{CH}} / \eta^{\text{DCH}} \quad \forall t < 24, s \quad (15)$$

$$E_{t,s}^T = E_{t,s} + q_{i,t,s}^{\text{DCH}} \eta^{\text{CH}} - q_{i,t,s}^{\text{CH}} / \eta^{\text{DCH}} \quad t = 24, \forall s \quad (16)$$

$$E^{\text{Max}} \leq E_{t,s} \leq E^{\text{Min}} \quad \forall t, s \quad (17)$$

1.4 现货市场出清模型

根据1.3节所述，下层规划进行日前市场和实时市场的出清。日前市场和实时市场均采用单边集中竞价、边际统一出清的定价机制，可再生发电商以报量不报价、传统火电商以报量报价的方式进行申报。参考林晓凡等^[25]，根据预测的需求，以电力系统运行成本最低为目标进行市场出清的计算：

$$\text{Min } C_t^{\text{DA}} = \sum_{j=1}^J p_{j,t}^{\text{DA}} q_{j,t}^{\text{DA}} \quad (18)$$

其中， $p_{j,t}^{\text{DA}} = a_j + b_j q_{j,t}^{\text{DA}}$ 为火电商 j 的边际成本曲线； $q_{j,t}^{\text{DA}}$ 为火电商 j 在时段 t 的中标电量。在本文构建的自由竞争电力现货市场中，火电商均以边际成本进行报价以避免亏损。同时，如果火电商报价大于边际成本，可能导致中标电量下降，进而导致经济利益的减少，因此假定火电商没有虚假申报边际成本的激励。在边际统一出清的机制下（图2），可再生能源发电商报量不报价，因此加总所有火电商申报的边际成本可以获得供给侧总的边际成本曲线，电力交易机构根据总需求对应的边际机组的边际成本作为统一出清电价。

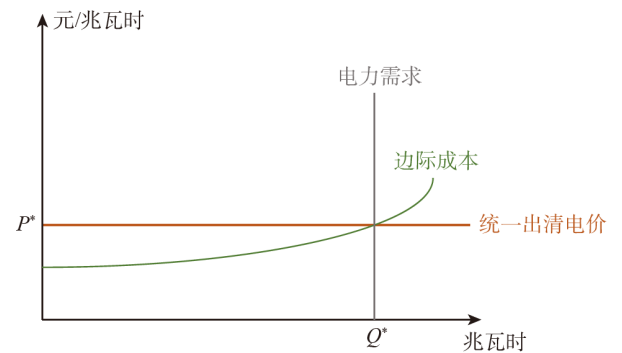


图2 电力现货交易中的边际统一出清机制
Fig.2 The marginal unified clearing mechanism in electricity spot trading

可再生发电商的中标电量受其申报电量的约束，如式（19）所示。火电商的中标电量则受到其最小、最大发电容量的约束，如式（20）所示。同时，式（21）表明可再生发电

商和火电商中标电量的总和应等于市场需求，以保证供求的平衡。此外， μ_t^{DA} 、 $\bar{\mu}_t^{\text{DA}}$ 、 σ_t^{DA} 、 $\bar{\sigma}_t^{\text{DA}}$ 和 λ_t^{DA} 为约束对应的对偶变量。其中，供求平衡约束对应的对偶变量 λ_t^{DA} 表示日前市场交易的出清电价。

$$0 \leq q_{i,t}^{\text{DA}} \leq q_{i,t}^{\text{DA,Offer}} \quad \mu_t^{\text{DA}}, \bar{\mu}_t^{\text{DA}} \quad (19)$$

$$q_j^{\text{Min}} \leq q_{j,t}^{\text{DA}} \leq q_j^{\text{Max}} \quad \sigma_t^{\text{DA}}, \bar{\sigma}_t^{\text{DA}} \quad (20)$$

$$q_{i,t}^{\text{DA}} + \sum_{j=1}^J q_{j,t}^{\text{DA}} = D_t^{\text{DA}} \quad \lambda_t^{\text{DA}} \quad (21)$$

与日前出清过程类似，实时市场出清的电力交易成本也以电力系统运行成本最低为目标进行市场出清的计算，如式(22)所示。考虑到火电发电成本具有稳定性，火电商在日前市场和实时市场申报的边际成本曲线是相同的。可再生发电商依然以报量不报价的方式参与实时市场交易，作为价格接收者优先出清。

$$\text{Min } C_{i,t,s}^{\text{RT}} = \sum_{j=1}^J p_{j,t,s}^{\text{RT}} q_{j,t,s}^{\text{RT}} \quad (22)$$

其中， $p_{j,t,s}^{\text{RT}} = a_j + b_j q_{j,t,s}^{\text{RT}}$ 为火电商 j 的边际成本曲线； $q_{j,t,s}^{\text{RT}}$ 为实时交易中情景 s 下火电商 j 在时段 t 的中标电量。

可再生发电商和火电商的总中标电量需等于市场需求，如式(23)所示。由于本文主要考虑的不确定性来自发电侧，因此假定电力需求是确定的，并且需求在日前交易和实时交易之间没有发生变化。式(24)表明可再生发电商在实时市场的电力供给 $q_{i,t,s}^{\text{RT}}$ 由风光实际出力、充电电量和放电电量共同决定。供求平衡约束对应的对偶变量 $\lambda_{t,s}^{\text{RT}}$ 用于表示实时出清电价。

$$q_{i,t,s}^{\text{RT}} + \sum_{j=1}^J q_{j,t,s}^{\text{RT}} = D_t^{\text{RT}} \quad \forall t, s : \lambda_{t,s}^{\text{RT}} \quad (23)$$

$$q_{i,t,s}^{\text{RT}} = q_{i,t,s}^{\text{W}} + q_{i,t,s}^{\text{P}} + q_{i,t,s}^{\text{DCH}} - q_{i,t,s}^{\text{CH}} \quad (24)$$

式(25)表明，火电商在实时市场中的中标电量不低于

$$\begin{aligned} \text{Max } \pi_i = & \sum_{t=1}^T \pi_{i,t}^{\text{DA}} + \sum_{t=1}^T E \left[\pi_{i,t}^{\text{RT}} (q_{i,t}^{\text{DA}}, q_{i,t,s}^{\text{W}}, q_{i,t,s}^{\text{P}}) \right] = \sum_{t=1}^T \left[\lambda_t^{\text{DA}} D_t^{\text{DA}} + \sigma_t^{\text{DA}} q_j^{\text{Min}} - \bar{\sigma}_t^{\text{DA}} q_j^{\text{Max}} - \sum_{j=1}^J p_{j,t}^{\text{DA}} q_{j,t}^{\text{DA}} \right] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \omega_s \lambda_{t,s}^{\text{RT}} (q_{i,t,s}^{\text{W}} + q_{i,t,s}^{\text{P}} - q_{i,t,s}^{\text{DA}}) + \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \omega_s \left[\lambda_{t,s}^{\text{RT}} (D_{t,s}^{\text{RT}} - q_{i,t,s}^{\text{W}} - q_{i,t,s}^{\text{P}}) + \sum_{j=1}^J (\sigma_{t,s}^{\text{RT}} q_j^{\text{Min}} - \bar{\sigma}_{t,s}^{\text{RT}} q_j^{\text{Max}} - p_{j,t,s}^{\text{RT}} q_{j,t,s}^{\text{RT}}) \right] \end{aligned} \quad (25)$$

针对约束(29)~(34)中的对偶变量与决策变量的乘积，采用大M法对其进行线性化处理，此处以互补松弛约束式(29)为例进行说明，结果如式(36)~(39)所示。进一步，可借助Yamlip+Cplex专业求解器在Matlab平台上完成求解。

$$q_{j,t}^{\text{DA}} - q_j^{\text{Min}} \geq 0 \quad (36)$$

最小发电容量 q_j^{Min} ，且不低于最大发电容量 q_j^{Max} 。

$$q_j^{\text{Min}} \leq q_{j,t}^{\text{DA}} \leq q_j^{\text{Max}} \quad \forall i, t : \sigma_t^{\text{RT}}, \bar{\sigma}_t^{\text{RT}} \quad (25)$$

1.5 双层规划模型求解

本文构建的两阶段电力现货市场双层规划模型是混合整数非线性(Mixed Integer Nonlinear Programming, MINLP)问题，难以进行直接求解。因此，参考文献[26]，首先利用卡罗需-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件将双层优化问题转化为单层优化问题，即带均衡约束的数学规划(Mathematical Programs with Equilibrium Constraints, MPEC)模型，结果如式(26)~(34)所示。经过KKT条件的数学变换，下层优化问题被转换为上层优化问题的约束，由此双层模型已转换为单层模型。

$$\frac{\partial L_{i,t}^{\text{DA}}}{\partial q_{j,t}^{\text{DA}}} = a_j + 2b_j q_{j,t}^{\text{DA}} - \lambda_t^{\text{DA}} - \sigma_t^{\text{DA}} + \bar{\sigma}_t^{\text{DA}} = 0 \quad (26)$$

$$\frac{\partial L_{i,t}^{\text{DA}}}{\partial q_{i,t}^{\text{DA}}} = -\lambda_t^{\text{DA}} - \mu_t^{\text{DA}} + \bar{\mu}_t^{\text{DA}} = 0 \quad (27)$$

$$\frac{\partial L_{i,t,s}^{\text{RT}}}{\partial q_{j,t,s}^{\text{RT}}} = a_j + 2b_j q_{j,t,s}^{\text{RT}} - \lambda_{t,s}^{\text{RT}} - \sigma_{t,s}^{\text{RT}} + \bar{\sigma}_{t,s}^{\text{RT}} = 0 \quad (28)$$

$$0 \leq q_{j,t}^{\text{DA}} - q_j^{\text{Min}} \perp \sigma_t^{\text{DA}} \geq 0 \quad (29)$$

$$0 \leq q_j^{\text{Max}} - q_{j,t}^{\text{DA}} \perp \bar{\sigma}_t^{\text{DA}} \geq 0 \quad (30)$$

$$0 \leq q_{i,t}^{\text{DA}} \perp \mu_t^{\text{DA}} \geq 0 \quad (31)$$

$$0 \leq q_{i,t}^{\text{DA,Offer}} - q_{i,t}^{\text{DA}} \perp \bar{\mu}_t^{\text{DA}} \geq 0 \quad (32)$$

$$0 \leq q_{j,t,s}^{\text{RT}} - q_j^{\text{Min}} \perp \sigma_{t,s}^{\text{RT}} \geq 0 \quad (33)$$

$$0 \leq q_j^{\text{Max}} - q_{j,t,s}^{\text{RT}} \perp \bar{\sigma}_{t,s}^{\text{RT}} \geq 0 \quad (34)$$

对所得的MPEC模型，参考文献[27]，采用强对偶定理对目标函数中对偶变量与决策变量的乘积进行处理，如式(35)所示：

$$\sigma_t^{\text{DA}} \geq 0 \quad (37)$$

$$q_{j,t}^{\text{DA}} - q_j^{\text{Min}} \leq x_1 M \quad (38)$$

$$\sigma_t^{\text{DA}} \leq (1 - x_1) M \quad (39)$$

其中， M 为一个足够大的正整数， x_1 为辅助0-1变量。

2 风光发电场景生成

风力发电和光伏风电的不确定性和相关性都会影响发电商的市场参与，因此本文将其纳入研究模型。具体而言，参考文献[28]，首先利用概率分布函数获得风力发电和光伏风电的概率分布和累计分布函数，然后基于实际数据选择合适的Copula函数以得到风光联合出力的概率分布函数，进而对累积分布进行采样和逆变换得到风光联合出力场景，再利用聚类方法进行场景削减，最终得到风光联合出力典型场景及概率，利用场景替代风光实际发电的随机变量，进而采用基于场景的建模方法来构建可再生能源发电商的决策模型。

2.1 风光联合发电函数构建

本文研究的是同时采用风力发电和光伏发电两种发电技术的可再生能源发电商的决策问题，因此需要同时考虑风力发电的不确定性和光伏发电的不确定性。首先，考虑风能和太阳能资源自身的出力特性，利用Weibull分布刻画风速，表示风力发电的不确定性，利用Beta分布刻画太阳辐射，表示光伏发电的不确定性。进一步，考虑到同一地区风能资源和太阳能资源的供给之间的相关性，本文基于Clayton-Copula函数建立两者的联合概率分布函数。在此基础上，利用抽样和K-means场景削减技术获得典型风光出力场景。

(1) 风电的不确定性

风速的随机性和间歇性是造成风力发电波动的主要因素。本文参考文献[29]，基于经典的双参数Weibull分布构建风速的概率密度函数，如式(40)所示：

$$f(v; c, k) = \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (40)$$

其中， v 为实际风速； c 为尺度参数（Scale Parameter），影响曲线大小而不影响曲线形状； k 为形状参数（Shape Parameter），决定分布的基本形状。Weibull分布的累计分布函数、均值和方差分布如式(41)~(43)所示：

$$F(v; c, k) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (41)$$

$$\mu = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (42)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)^2 \right] \quad (43)$$

其中， Γ 为Gamma函数。

(2) 光伏发电的不确定性

光伏发电主要受太阳辐射的影响。本文参考文献[30]，基

于Beta分布构建太阳辐射的概率密度函数，如式(44)所示：

$$f(s; \alpha, \beta) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} s^{\alpha-1} (1-s)^{\beta-1} \quad (44)$$

Beta分布是一组定义在(0,1)区间的连续型概率密度分布， α 和 β 为Beta分布的两个参数， s 为太阳辐射。Beta分布的均值和方差如式(45)和式(46)所示：

$$\mu = \frac{\alpha}{\alpha + \beta} \quad (45)$$

$$\sigma^2 = \frac{\alpha\beta}{(\alpha + \beta + 1)(\alpha + \beta)^2} \quad (46)$$

(3) Copula函数

考虑到一定范围内风光出力的相关性，参考文献[31]，采用Copula理论对风光资源出力的相关性进行建模，通过生成含有概率信息的风光联合出力场景描述风光的不确定性。Copula函数的表达式如式(47)所示：

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) = C(F_{X_1}(x_1), F_{X_2}(x_2), \dots, F_{X_n}(x_n)) \quad (47)$$

其中， n 为变量个数； $F_{X_i}(x_i)$ ($i = 1, 2, \dots, n$)为单个变量的边缘分布函数； $C(\cdot)$ 为Copula连接函数， $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ 为 n 个变量的联合分布函数。

Copula函数主要分为椭圆Copula函数族和阿基米德Copula函数族。由于Copula函数类型众多，因此需要基于样本数据，利用函数图像判别法、相关系数判别法和欧氏距离判别法选取最优函数。

函数图像判别法通过对比样本数据的概率分布图像与Copula函数的概率分布图像，选择图像与样本数据最为贴近的Copula函数。

相关系数判别法主要通过计算样本数据和各Copula的Kendall秩相关系数和Spearman秩相关系数，从而选取与样本数据相关系数最为接近的Copula函数。Kendall秩相关系数如式(48)所示，它用于度量两个变量之间单调关系的强弱，取值范围为 $[-1, 1]$ ，绝对值越大，表示单调相关性越强。

$$\rho_k = \frac{2(a-b)}{N(N+1)} \quad (48)$$

其中， a 为一致对的数量，即两个变量取值的相对关系一致； b 为分歧对的数量，即两个变量取值的相对关系不一致； N 为采样点总数。

Spearman秩相关系数表示为式(49)：

$$\rho_s = \frac{\sum_{i=1}^N (c_i - \bar{c})(d_i - \bar{d})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (c_i - \bar{c})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N (d_i - \bar{d})^2}} \quad (49)$$

其中， c_i 为 u_i 在 $(u_1, u_2, \dots, u_n)$ 中的秩； d_i 为 v_i 在 $(v_1, v_2, \dots, v_n)$ 中的秩； $\bar{c} = \sum_{i=1}^N c_i / N$ ； $\bar{d} = \sum_{i=1}^N d_i / N$ 。

欧氏距离判别法通过计算样本数据经验Copula函数与各个Copula函数的欧氏距离,选取欧氏距离最小的Copula函数。假定 $G_N(u_i)$ 和 $H_N(v_i)$ 分别为 u_i 和 v_i 的经验累积分布函数, (U,V) 的样本经验Copula函数计算公式可表示为式(50):

$$C_N(u_i, v_i) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{[G_N(u_i) \leq u]} I_{[H_N(v_i) \leq v]} \quad (50)$$

其中, $I_{[\cdot]}$ 为示性函数,当 $G_N(u_i) \leq u$ 时,存在 $I_{[G_N(u_i) \leq u]} = 1$,否则 $I_{[G_N(u_i) \leq u]} = 0$, $I_{[H_N(v_i) \leq v]}$ 同理。基于计算所得的经验Copula函数 $C_N(u_i, v_i)$,各类Copula函数与经验Copula函数之间的欧氏距离可以表示为式(51):

$$d^2 = \sum_{i=1}^N |C_N(u_i, v_i) - C_e(u_i, v_i)| \quad (51)$$

其中, C_e 为具体的某类Copula函数; d^2 反映各类Copula函数与样本数据的经验Copula函数的接近程度, d^2 越小,表明该函数的拟合性能越好。

参考文献[32],在选取出最优的Copula函数后,利用历史数据拟合每个时段的联合概率分布,并进行采样。根据采样结果和联合概率分布函数反变换得到每个时段采样的风光出力,从而最终生成考虑随机性和相关性的风光联合出力场景。由于采样数通常较大,不利于计算,因此本文利用K-means聚类算法对生成的大量风光联合出力场景进行缩减,获取风光联合出力典型场景,并计算每一个场景出现的概率。

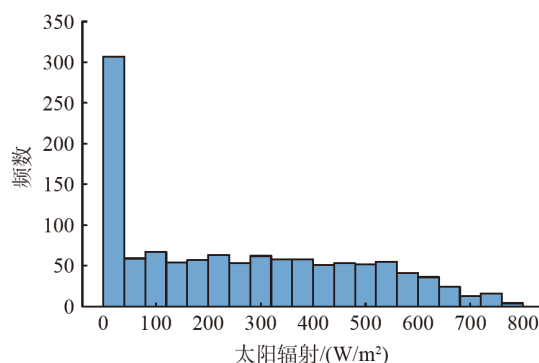


图3 太阳辐射频数分布图

Fig.3 Frequency distribution chart of solar radiation

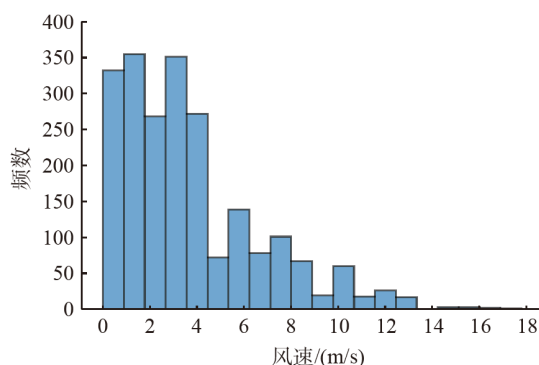


图4 实际风速频数分布图

Fig.4 Frequency distribution chart of actual wind speed

表1 Kendall 秩相关系数、Spearman 秩相关系数和欧氏距离

Table 1 Kendall rank correlation coefficients, Spearman rank correlation coefficients, and Euclidean distances

Copula 函数类型或样本数据	Kendall 秩相关系数	Spearman 秩相关系数	欧氏距离
Gumbel-Copula 函数	0.0995	0.1483	0.0611
Clayton-Copula 函数	0.0232	0.0348	0.0436
Frank-Copula 函数	0.0834	0.1248	0.0534
样本数据	0.0496	0.0742	0

2.2 风光联合发电场景生成

为获取风力发电和光伏发电的随机出力场景,本文通过美国国家可再生能源实验室网站收集了山西省大同市2021年春季的风速和太阳辐射分时数据,并利用前文所述的方法进行风光联合出力典型场景的生成。

通过绘制风速数据和太阳辐射数据的频数分布直方图(图3、图4),发现二者分布都是不对称的,因此相比于椭圆Copula函数族(正态Copula函数、t-Copula函数等),阿基米德Copula函数族更适合用于拟合本文中风速和太阳辐射的联合分布。

基于样本风速数据和太阳辐射数据,依次计算Gumbel-Copula函数、Clayton-Copula函数和Frank-Copula函数的Kendall秩相关系数、Spearman秩相关系数,以及各个Copula函数与经验Copula函数之间的欧氏距离,结果如表1所示。

由表1可知,使用Clayton-Copula函数计算得到的Kendall秩相关系数和Spearman秩相关系数与样本数据的相关系数较为接近,并且Clayton-Copula函数与经验Copula函数的欧氏距离在所有结果中是最小的。因此选择Clayton-Copula函数对数据进行拟合。

对各个时段的风速数据和太阳辐射数据分别进行Clayton-Copula拟合,并使用蒙特卡罗抽样法生成1000个风光联合出力场景。利用K-means聚类法将生成的随机场景缩减至10个典型风光联合出力场景,结果如图5和图6所示,并计算出每个场

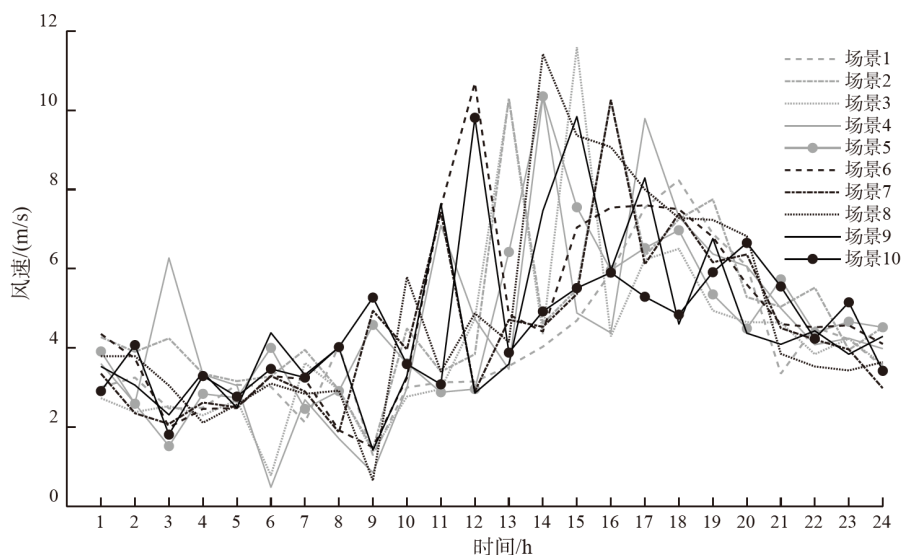


图5 实际风速随机场景

Fig.5 Random scenario of actual wind speed

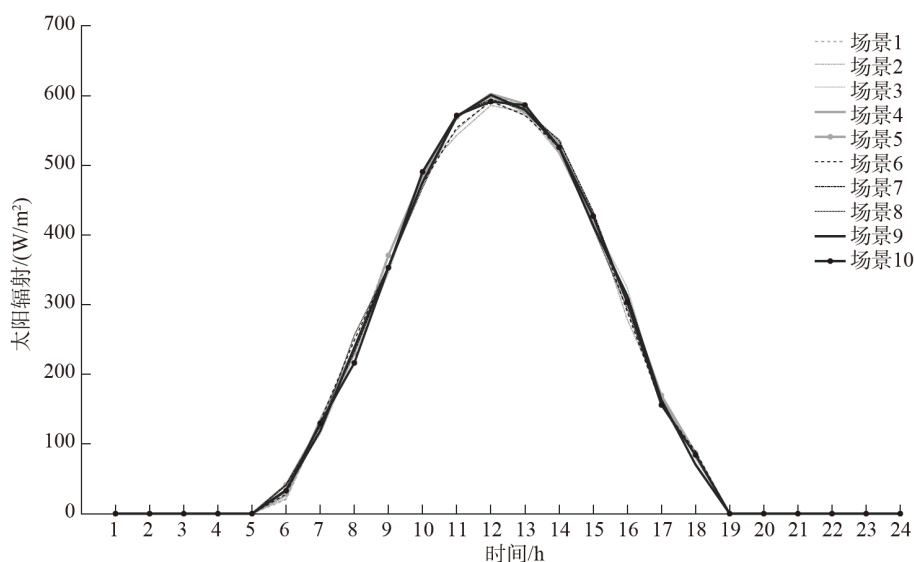


图6 太阳辐射随机场景

Fig.6 Random scenario of solar radiation

景对应的概率，结果如表2所示。

2.3 场景生成方法比较

为说明考虑相关性对风光出力预测模型性能的影响，本文以均方误差（Mean Square Error, MSE）作为评价指标，对比不同方法生成场景与实际值之间的误差平方和。文中考虑的方法包括：本文应用的基于概率密度函数和Copula函数进行场景抽样（方法一），不考虑相关性，基于概率密度函数进行场景抽样（方法二），基于样本进行随机抽样（方法三）。利

用以上三种方法，分别对样本进行1000次抽样，然后通过K-means聚类法将1000个场景聚类为10个场景，并获得每个场景的概率。各个评价指标的计算结果如表3和表4所示。

根据表3和表4，计算三种方法下预测风光出力总的MSE，方法一预测风速和太阳辐射的MSE为 2.09×10^4 和 1.67×10^7 ，方法二预测风速和太阳辐射的MSE为 2.24×10^4 和 1.71×10^7 ，方法三预测风速和太阳辐射的MSE为 2.23×10^4 和 1.71×10^7 ，方法一的均方误差低于方法二和方法三，这表明考虑风光出力的相关性有利于提高模型预测的准确性。

表2 风光联合出力场景概率

Table 2 Probability of combined wind and solar power output scenarios

场景序号	概率
1	0.11
2	0.11
3	0.10
4	0.11
5	0.12
6	0.09
7	0.09
8	0.08
9	0.10
10	0.09

3 数值分析

基于前文构建的双层规划模型和风光联合出力典型场景，本文利用具体数据对模型进行求解计算。

3.1 数据来源

在本文构建的电力批发市场中，可再生发电商通过报量不报价的方式向交易机构进行电量申报，火电商向交易机构申报供给函数，市场出清电价受到可再生发电商的申报电量和火电商的供给函数的影响。本节考虑了由5个火电商和1个可再生能源发电商构成的电力现货交易市场。火电商参与电力市场交易的相关参数如表5所示。

表3 风速预测模型性能对比

Table 3 Performance comparison of wind speed prediction models

序号	方法一	方法二	方法三	序号	方法一	方法二	方法三
1	453	452	438	13	1407	1669	1970
2	453	452	782	14	1341	17485	1571
3	453	452	769	15	1340	1869	1761
4	453	452	557	16	1351	1466	1445
5	453	452	561	17	1120	1272	1431
6	453	452	610	18	1000	1485	1013
7	453	452	533	19	1192	762	1291
8	453	452	631	20	637	580	843
9	453	452	851	21	624	591	666
10	453	452	712	22	472	465	608
11	453	452	967	23	403	394	401
12	453	452	1634	24	402	399	396

表4 太阳辐射预测模型性能对比

Table 4 Performance comparison of solar radiation prediction models

序号	方法一	方法二	方法三	序号	方法一	方法二	方法三
1	0	0	0	13	1.91×10^6	1.67×10^6	1.79×10^6
2	0	0	0	14	1.46×10^6	1.54×10^6	1.46×10^6
3	0	0	0	15	9.49×10^5	1.05×10^6	8.64×10^5
4	0	0	0	16	6.55×10^5	6.10×10^5	6.78×10^5
5	55	410	56	17	6.43×10^5	5.67×10^5	5.52×10^5
6	1.90×10^5	1.77×10^5	1.40×10^5	18	3.94×10^5	2.71×10^5	2.37×10^5
7	4.22×10^5	3.50×10^5	3.49×10^5	19	0	1	0.25
8	7.39×10^5	6.69×10^5	6.04×10^5	20	0	0	0
9	1.47×10^6	1.55×10^6	1.44×10^6	21	0	0	0
10	2.22×10^6	2.66×10^6	3.96×10^6	22	0	0	0
11	2.50×10^6	3.55×10^6	2.43×10^6	23	0	0	0
12	2.72×10^6	2.39×10^6	2.55×10^6	24	0	0	0

表5 火电商发电参数

Table 5 Power generation parameters of thermal power companies

火电商序号	a_j	b_j	q_j^{Min}	q_j^{Max}
1	18	0.06	50	500
2	17	0.02	50	500
3	37	0.10	50	500
4	25	0.20	50	500
5	26	0.04	50	500

本文利用式(6)将风速转换为分时风力发电。假定可再生发电商拥有750MW的风电机组,切入风速为3m/s,额定风速为10m/s,切出风速为22m/s,转换效率为0.45,扫风面积为5324m²,大气密度为1.29kg/m³,轮毂高度为75m。利用式(7)将太阳辐射转换为分时光伏发电,假定可再生发电商拥有750MW的光伏电站,转换效率为0.15,每兆瓦占地面积约为70m²[33]。陆上风电的平准化度电成本为0.033\$/kWh,光伏电站发电的平准化度电成本为0.049\$/kWh[4]。

3.2 可再生能源发电商在现货交易中的决策

本文基于山西省电力市场交易数据案例,以一个总装机容量为1500MW的可再生能源发电商为研究对象,分析其在两阶段电力现货市场中供给电量决策的优化问题。

(1) 日前交易

本文综合考虑山西省典型分时负荷数据和大同市在省内的GDP比重,计算获得大同市典型日分时负荷。在日前电力交易中,风电和光伏风电的平均发电量与分时电力需求的对应关系如图7所示,可再生发电商的分时电量申报与日前出清电价的对价关系如图8所示,这表明风光资源的日内出力具有显著的间歇性和反调峰性。可再生发电的高峰集中在14时前后,而该时段对应电力需求的低谷。因此,作为市场价格的接受者,可再生发电商以低价供应大量电力。电力需求的峰值集中在19时前后,由于太阳辐射的消失,此时可再生发电处于低谷时段,无法在高价时段进行电力的出售。此外,8时前后是电力需求的另一个峰值,对应的出清电价也

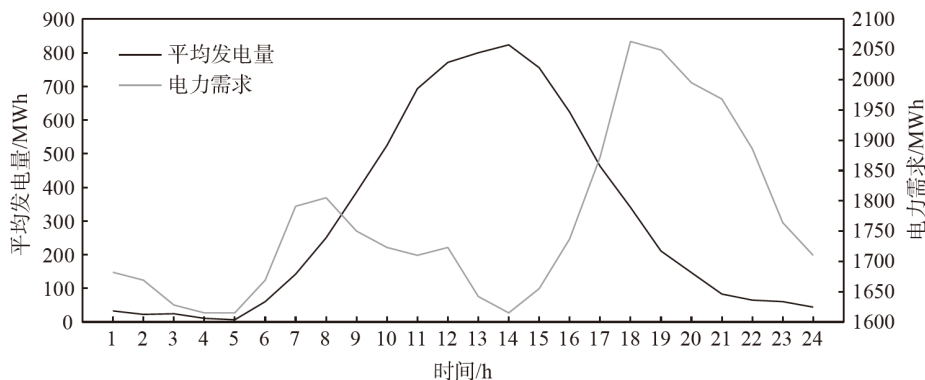


图7 风光资源平均出力与分时电力需求

Fig.7 Average output of wind and solar resources and demand for time-sharing electricity

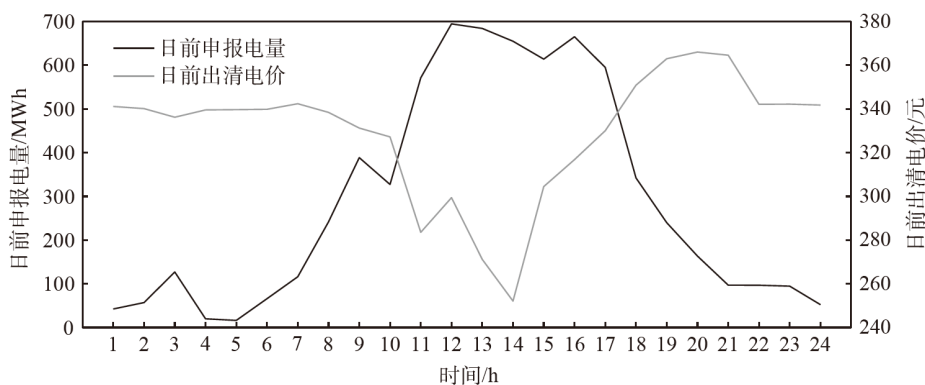


图8 可再生发电商日前电量申报与日前出清电价

Fig.8 Daily electricity declaration and clearing price of renewable power generators

相对较高,但是此时风力资源不足,导致可再生发电处于低谷,难以在高价时段进行高额电量出售。

(2) 实时交易

本文通过抽样生成了1000个风光联合出力的随机场景,并利用K-means聚类法将其缩减至10个风光联合出力的典型场景,用于刻画实时交易中可再生能源发电的不确定性。图9利用箱线图展示了各个典型场景下的实时风光发电与日前申报电量的偏差的分布。图10利用箱线图展示了各个典型场景下实时出清电价的分布。综合考虑图7、图9和图10,风光资源出力较高的交易时段也伴随着更为显著的出力不确定性(11~16时),具体表现为实时风光发电相较于日前申报电量的偏差电量的显著增加,这使可再生发电商承担更高的平衡成本,同时也造成这些时段中的实时出清电价呈现更高的不确定性,不利于电力市场交易的平稳运行。

3.3 可再生能源发电项目配储政策分析

为缓解风力资源和太阳辐射等可再生能源的随机性和间歇性对可再生发电商和电力市场交易的影响,各地陆续发文

要求新增可再生发电项目按照一定比例配置储能设施(下文简称“配储政策”)。在前文分析的基础上,本文对比配储与未配储情景下的可再生发电商的电量申报、售电收益以及分时电价,对可再生能源发电项目配储政策的政策效果进行讨论。

(1) 配储政策对电力现货交易的影响

图11为配置储能场景下和未配置储能场景下日前交易中可再生发电商的电量申报和出清电价。二者对比可以发现,通过配置储能,可再生发电商可以在电价较低的时段降低申报电量,这既可以减少低价售出的电量,也可以提升这些时段的低电价。在电价较高的时段,可再生发电商可以增加电量申报,从而增加售电的收益,这也引起相应交易时段的电价的下降。

图12为配置储能场景下和未配置储能场景下实时风光发电与日前申报电量的偏差的分布。图13为配置储能场景下和未配置储能场景下实时出清电价的分布。二者对比可以发现,储能设备的配置有效降低了可再生发电商在实时交易中的不平衡电量,进而缓解实时出清电价的波动。通过配置储能,

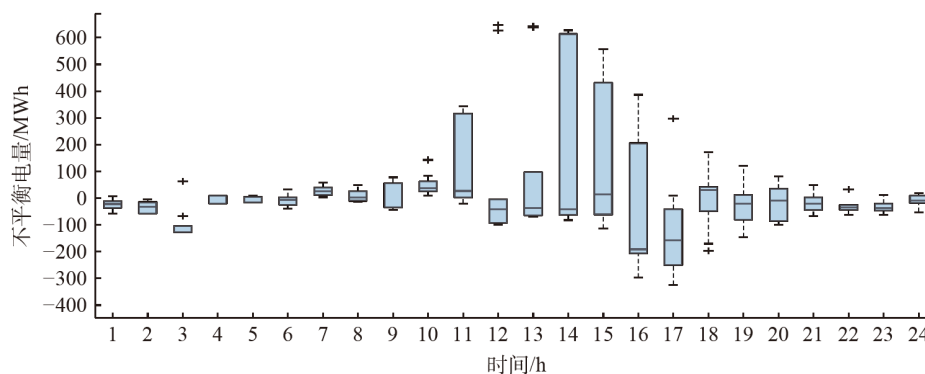


图9 实时风光发电与日前申报电量的偏差

Fig.9 Deviation between real-time wind and solar power generation and recently declared electricity consumption

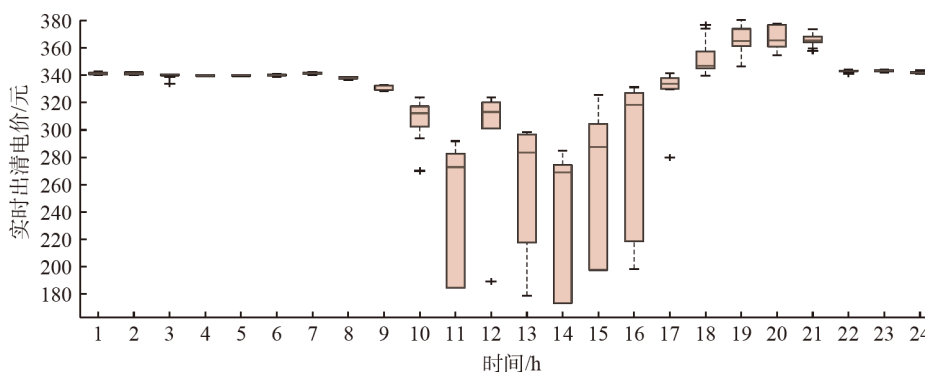


图10 实时出清电价

Fig.10 Real time clearing of electricity prices

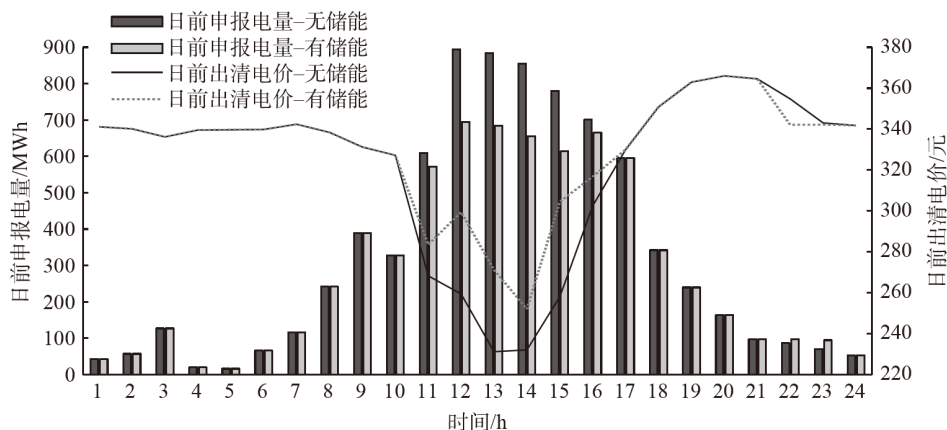


图11 可再生发电商的日前申报电量与出清电价（有/无储能对比）

Fig.11 Daily declared electricity quantity and clearing electricity price of renewable power generators (with/without energy storage comparison)

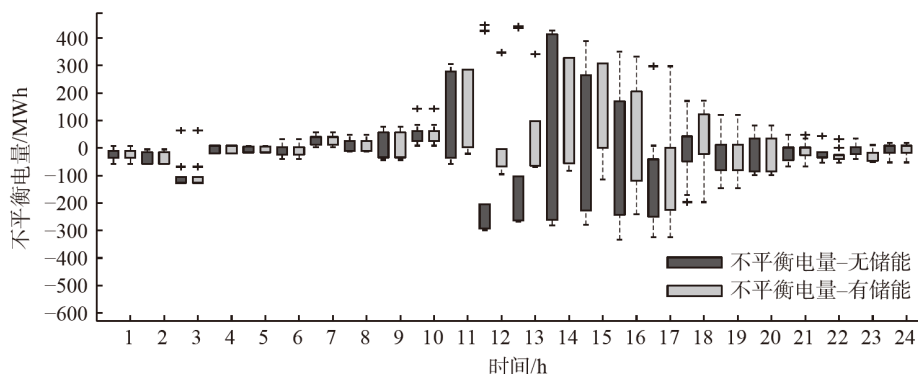


图12 实时风光发电与日前申报电量的偏差（有/无储能对比）

Fig.12 Deviation between real-time wind and solar power generation and recently declared electricity consumption (with/without energy storage comparison)

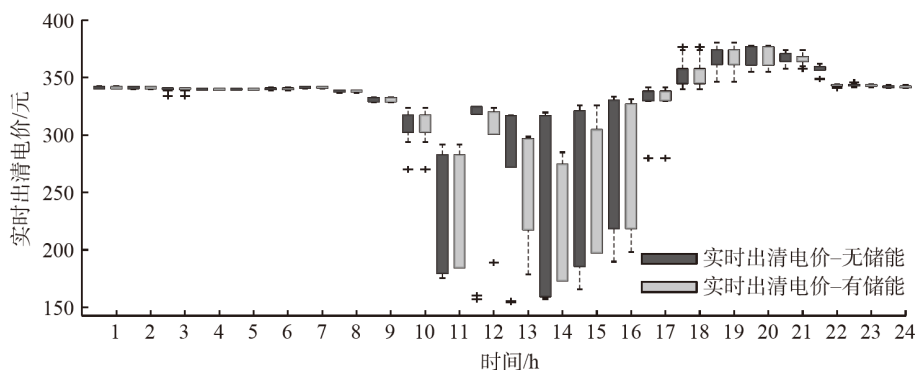


图13 实时出清电价（有/无储能对比）

Fig.13 Real time clearing of electricity prices (with/without energy storage comparison)

在风光出力高峰时段，可再生发电商将过剩的电量进行充电储存，在出力低谷时段，可再生发电商通过放电弥补实际出力的短缺。

图14对比了在实时现货交易中在配置储能与未配置储能

条件下可再生发电商的分时售电收益，结果表明，储能设施的配置有利于提升可再生发电商的售电收益，并减少可能出现的损失。在风光出力过剩时段，可再生发电商进行充电决策，从而减少该时段市场交易中的电力供给，避免实时交易

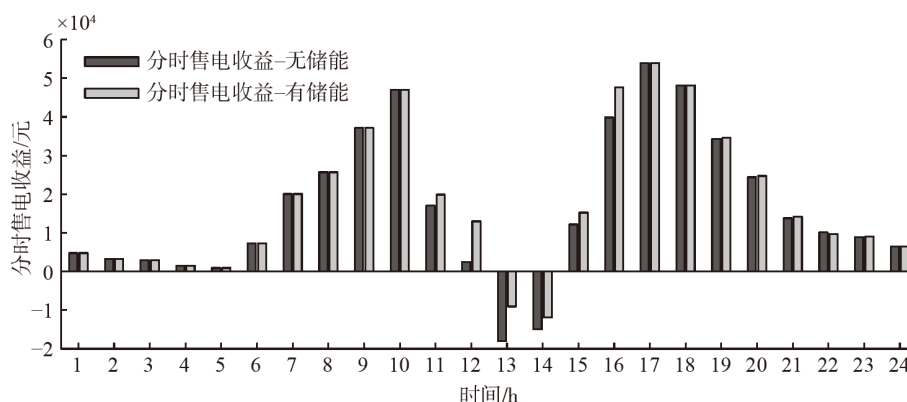


图14 可再生发电商的分时收益（有/无储能对比）

Fig.14 Time of use benefits of renewable power generators (with/without energy storage comparison)

的出清电价过低；在风光出力不足的时段，可再生发电商进行放电决策，弥补风光实际出力的短缺，从而减少其负担的平衡成本。

（2）配储政策的局限性

图15为情景2中可再生发电商的实际出力和充/放电的情况，虚线表示在该情景下的实时交易中可再生发电商的供应电量（情景3~10见附录^①）。储能的配置使可再生发电商在风光出力高峰交易时段将过剩电量进行储存，在风光出力低谷交易时段进行放电，弥补实时交易中的出力短缺，减少自身承担的不平衡成本。情景1中发电商没有进行充电或放电，在其他情景中，储能设施的利用率也处于较低的水平。一方面，风光资源的日内出力具有间歇性，在出力较低的时段，风光出力的波动性相对较低，未能产生对储能设施的需求；另一方面，本研究中设定储能产生的充/放电成本由可再生发电商自行承担，由于当前储能技术仍处于持续发展的过程

中，使用成本相对高昂。因此在部分交易时段，当不平衡成本低于单次充/放电成本时，可再生发电商选择承担不平衡成本。

4 研究结论与对策建议

本文考虑了风光发电的不确定性，构建了可再生能源发电商参与下的两阶段电力现货市场交易模型。考虑风光资源出力的相关性，本文利用Copula函数建立风光资源的联合分布函数，并使用蒙特卡罗抽样和K-means聚类法对风光联合出力场景进行预测。在此基础上，基于双层规划模型对日前现货交易和实时平衡交易进行模拟，对分时段出清电价和发电商的中标电量进行计算。主要研究结果如下：由于波动性和间歇性的存在，可再生能源发电在现货交易中有明显的反调峰特征；在可再生能源发电的高峰时段，实际发电的波动性更

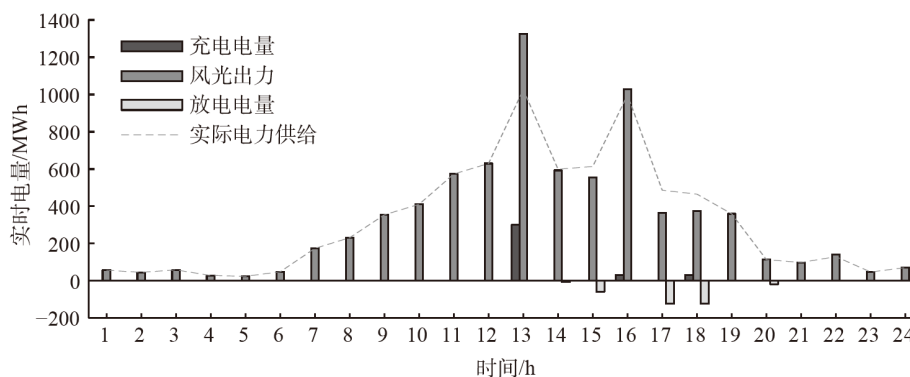


图15 情景2中可再生发电商的充/放电决策

Fig.15 Charging and discharging decisions of renewable power generators in scenario 2

① 因篇幅所限，相关内容详见本刊网站登载的扩展资料中的附录图S1~S8。

高,会增加实时电价的不确定性;尽管储能配置有利于缓解风光出力的间歇性和随机性的不利影响,但是成本分担和疏导机制的缺失会造成储能设施的利用率较低。

本文将风光发电预测与电力现货市场模拟进行结合,对可再生能源参与下电力现货交易的过程和结果进行推演。模型推演结果可应用于未来电力现货市场的建设,为其提供参考和依据:第一,本文提出的模型计算了运行日内分时段的出清电价和不平衡电量,对可再生能源参与下现货市场交易的供需错配进行量化呈现,有利于电力交易机构对备用、调峰等辅助市场交易时段进行合理安排,从而为电力系统提供充足的正、负备用。第二,本文提出的模型计算了运行日内分时段电价曲线,为独立储能主体和需求侧主体未来参与电力现货交易,利用峰谷电价优化策略、改善经济效益提供决策参考;第三,基于本文构建的模型对可再生能源发电项目强制配储政策的作用与不足进行分析,指出储能需求日内波动大、储能成本疏导不畅导致储能设施利用率低下,对可再生能源发电的间歇性和波动性的改善程度较低。

基于模型研究结果,本文从以下4个方面提出对策建议,以在电力现货交易中应对可再生能源发电的不确定性的不利影响:第一,可再生能源发电商应提升自身对于风电、光伏等可再生能源发电的预测能力,提高预测的准确性,从而优化自身在市場中的供给计划,提升经济利益;第二,可再生能源发电商应积极探索应用储能的商业模式,如储能设施共享、与储能主体进行合作等,降低应用储能的经济成本,以更经济的方式改善自身电力供给的灵活性;第三,政府应加强对需求侧管理的重视,探索适当的机制引导用电侧优化用电方式,缓解可再生能源电力供给与电力需求之间各个时段的供需不平衡;第四,政府应加强对辅助服务市场的建设,促进储能等灵活性资源利用率的提升,同时探索合理的成本疏导机制。

本文对可再生能源发电商在电力现货交易中的决策优化问题进行了初步探索,虽然得出了一些结论,但仍可以从以下3个方面进行更加深入的分析:第一,本文仅考虑了可再生能源发电商报量不报价的市场交易规则,当前,个别省份逐步尝试可再生能源报量报价参与现货市场交易,未来可以考虑针对不同的市场机制对发电商的决策问题进行研究;第二,本文将火电商的报价进行外生处理,忽略了火电商在现货交易中的策略性行为,未来的研究可以将火电商的决策也进行建模分析;第三,本文假定电力需求是确定性的,在实际交易中,分时电力需求也存在不确定性,未来的研究可以进一步将需求的不确定性纳入研究设计。

参考文献

- [1] 范英,衣博文. 能源转型的规律、驱动机制与中国路径[J]. 管理世界, 2021, 37(8): 95–105.
- [2] 国家统计局. 中华人民共和国2023年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL]. (2024-02-29) [2024-11-21]. https://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202402/t20240228_1947915.html.
- [3] 张希良,黄晓丹,张达,等. 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究[J]. 管理世界, 2022, 38(1): 35–66.
- [4] International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2022[R]. 2023.
- [5] 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]. (2022-01-18)[2024-11-21]. 2022. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- [6] Shimomura M, Keeley A R, Matsumoto K, et al. Beyond the merit order effect: Impact of the rapid expansion of renewable energy on electricity market price[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 189: 114037.
- [7] Li Y B, Sun Y T, Liu J C, et al. A data driven robust optimization model for scheduling near-zero carbon emission power plant considering the wind power output uncertainties and electricity-carbon market[J]. Energy, 2023, 279: 128053.
- [8] 张增凯,彭彬彬,解伟,等. 能源转型与管理领域的科学研究问题[J]. 管理科学学报, 2021, 24(8): 147–153.
- [9] 国家发展改革委,国家能源局. 关于印发《电力现货市场基本规则(试行)》的通知[EB/OL]. 2023. (2023-09-07)[2024-11-21]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202309/content_6904881.htm.
- [10] Tselika K, Tselika M, Demetriades E. Quantifying the short-term asymmetric effects of renewable energy on the electricity merit-order curve [J]. Energy Economics, 2024, 132: 107471.
- [11] 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]. 2023. (2023-10-12)[2024-11-21]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202311/content_6913560.htm.
- [12] Goodarzi S, Perera H N, Bunn D. The impact of renewable energy forecast errors on imbalance volumes and electricity spot prices[J]. Energy Policy, 2019, 134: 110827.
- [13] Sirin S M, Yilmaz B N. The impact of variable renewable energy technologies on electricity markets: An analysis of the Turkish balancing market [J]. Energy Policy, 2021, 151: 112093.
- [14] 任景,周鑫,程松,等. 源荷双边参与的高比例新能源电力系统能量与备用市场联合出清方法[J]. 电力建设, 2023, 44(1): 30–38.
- [15] Liu T T, Xu J P. Equilibrium strategy based policy shifts towards the integration of wind power in spot electricity markets: A perspective from China[J]. Energy Policy, 2021, 157: 112482.
- [16] Wang Z L, Zhu H Y, Zhang D D, et al. Modelling of wind and photovoltaic power output considering dynamic spatio-temporal correlation[J]. Applied Energy, 2023, 352: 121948.
- [17] Hong Z, Wei Z, Li J, et al. A novel capacity demand analysis method of energy storage system for peak shaving based on data-driven[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 39: 102617.
- [18] Dadashi M, Zare K, Seyedi H, et al. Coordination of wind power producers with an energy storage system for the optimal participation in wholesale electricity markets[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 136: 107672.
- [19] Alahyari A, Ehsan M, Mousavizadeh M. A hybrid storage-wind virtual power plant (VPP) participation in the electricity markets: A self-scheduling optimization considering price, renewable generation, and electric vehicles uncertainties[J]. Journal of Energy Storage, 2019, 25: 100812.
- [20] Mei S F, Tan Q L, Trivedi A, et al. A two-step optimization model for virtual power plant participating in spot market based on energy storage power distribution considering comprehensive forecasting error of renewable energy output[J]. Applied Energy, 2024, 376: 124234.

- [21] Gong X, Li X, Zhong Z. Strategic bidding of hydrogen-wind-photovoltaic energy system in integrated energy and flexible ramping markets with renewable energy uncertainty[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 80: 1406–1423.
- [22] 任君. 基于模糊实物期权的光伏发电侧配储项目投资决策研究[D]. 上海: 华东师范大学, 2022.
- [23] 张粒子, 李雲建, 张洪, 等. 统一电力现货市场体系的结构设计理论方法[J/OL]. *中国电机工程学报*, 2024, 1–18. (2024-10-09)[2024-11-21]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.TM.20241009.1323.012>.
- [24] 谢雨龙, 罗逸飏, 李智威, 等. 考虑微网新能源经济消纳的共享储能优化配置[J]. *高电压技术*, 2022, 48(11): 4403–4412.
- [25] 林晓凡, 曾佳妮, 冯冬涵. 可再生能源消纳责任权重制下电力市场优化决策模型[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(6): 158–168.
- [26] 胡小平, 赵梅, 何建敏. PGAs求解双层规划及其在分销系统优化设计中的应用[J]. *系统工程*, 2008, 26(6): 16–21.
- [27] 齐彩娟, 车彬, 杨燕, 等. 考虑新能源消纳与储能参与调频的共享储能主从博弈鲁棒定价方法[J]. *中国电力*, 2023, 56(8): 26–39.
- [28] 林顺富, 刘持涛, 李东东, 等. 考虑电能交互的冷热电区域多微网系统双层多场景协同优化配置[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(5): 1409–1421.
- [29] 龚伟俊, 李为相, 张广明. 基于威布尔分布的风速概率分布参数估计方法[J]. *可再生能源*, 2011, 29(6): 20–23.
- [30] 管霖, 陈旭, 吕耀棠, 等. 适用于电网规划的光伏发电概率模型及其应用[J]. *电力自动化设备*, 2017, 37(11): 1–7.
- [31] 梅光银, 龚锦霞, 郑元黎. 考虑风光出力相关性和碳排放限额的多能互补虚拟电厂的调度策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2021, 33(8): 62–69.
- [32] 白凯峰, 顾洁, 彭虹桥, 等. 融合风光出力场景生成的多能互补微网系统优化配置[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(15): 133–141.
- [33] Emami J M, Ghaderi S F, Sangari M S. Integrating energy and water optimization in buildings using multi-objective mixed-integer linear programming[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2020, 62: 102409.