

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231210

基于多市场耦合的新能源综合发电项目的盈利能力研究

李靖¹, 徐天奇^{1,2}, 李琰^{1,2}, 李晓兰¹, 吴佩芝¹

(1. 云南省高校电力信息物理融合系统重点实验室(云南民族大学电气信息工程学院), 云南 昆明 650504;

2. 云南省无人自主系统重点实验室, 云南 昆明 650504)

摘要: 为解决我国新能源发电产业扩张引发的弃风弃光问题, 引入氢储能系统与风能、太阳能光伏发电配合, 构建新能源综合发电项目。为解决预算赤字问题, 提出碳减排市场(carbon certified emission reduction, CCER)与综合项目结合, 构建市场交易模型。为评估项目平准化度电成本(levelized cost of electricity, LCOE), 基于现有风、光伏发电基础, 引入氢储能系统成本和“氢-电”收益、氢能收益、氧气收益、碳排放收益, 建立优化的平准化度电成本(optimizing levelized cost of electricity, OLCOE)模型。以我国西北某省风、光电厂为例, 设定3种盈利情景, 计算项目的OLCOE。选取符合实际效益的模型, 以传统燃煤上网电价为新能源上网电价, 在不同氢能和碳排放定价下进行敏感性分析, 深入研究综合发电项目的盈利能力。研究表明: 多市场辅助对新能源综合发电项目的发展不仅增强其盈利潜力, 还能补偿高额的建设成本, 从而提高项目的可行性。此外, 可持续发展政策的有效实施和技术的进步也将进一步推动项目的未来发展。

关键词: 新能源发电; 氢储能系统; 弃电消纳; 补贴取消; 盈利能力; 碳市场

Profitability study of multi-market coupled integrated renewable energy generation projects

LI Jing¹, XU Tianqi^{1,2}, LI Yan^{1,2}, LI Xiaolan¹, WU Peizhi¹

(1. Yunnan Provincial Key Laboratory of Cyber-Physical Power System in Universities (School of Electrical and Information Engineering, Yunnan Minzu University), 2. Yunnan Key Laboratory of Unmanned Autonomous System, Kunming 650504, China)

Abstract: To address the issue of wind and solar curtailment caused by the expansion of China's new energy generation industry, this paper introduces a hydrogen energy storage system in conjunction with wind and solar photovoltaic power generation to establish an integrated new energy generation project. To tackle the budget deficit problem, it proposes to combine the carbon certified emission reduction market (CCER) with the integrated project to construct a market trading model. To assess the levelized cost of electricity (LCOE) for the project, based on the existing foundation of wind and solar power generation, it introduces the costs of the hydrogen energy storage system and the benefits from "hydrogen-electricity", hydrogen, oxygen, and carbon emission, establishing an optimized model for optimizing the levelized cost of electricity (OLCOE). Taking a wind and solar power plant in a northwestern province of China as an example, three profit scenarios are set, and the OLCOE is calculated. A model that aligns with actual benefits is selected, using the traditional coal-fired grid electricity price as the new energy grid electricity price. Sensitivity analyses are conducted with different hydrogen and carbon emission pricing to further investigate the profit potential of the integrated power generation project. The research indicates that multi-market assistance not only enhances the profit potential of the integrated new energy generation project but also compensates for high construction costs, thereby improving project feasibility. Additionally, effective implementation of sustainable development policies and technological advances will further drive the development of the project.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 62062068).

Key words: renewable energy generation; hydrogen energy storage system; power curtailment absorption; subsidy cancellation; profitability; carbon market

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(62062068); 云南省中青年学术和技术带头人后备人才项目资助(202305AC160077)

0 引言

为实现“双碳”目标，引导能源产业向更环保和可持续方向发展已成为当前研究的重要方向。氢能开发技术作为零碳排放能源利用的解决方案备受关注^[1-2]。为推动新能源项目在市场中的发展，碳排放权交易市场被认为是不可或缺的手段^[3]。

氢能作为一种清洁的二次能源，具有资源广泛、高热值、高能量密度、可储存、可再生、可电可燃、无污染以及零碳排放等优点。文献[4]介绍了煤化工制氢的优势，但其生产过程中大量排放二氧化碳，造成环境污染。文献[5]则强调电解水制氢的优势，包括设备简单、工艺成熟、污染小、氢气纯度高，因此在工业规模制氢领域具备实用性。通过利用废弃可再生能源发电的电能进行电解水制氢，还可通过燃料电池和电-气循环直接并网或销售，从而实现平滑调节风电波动^[6-7]、提高供电可靠性^[8-9]以及优化机组调度^[10]等目标。然而，随着可再生能源产能的快速扩张，风能和太阳能的波动性问题愈发显著^[11-12]。文献[13]指出气象因素使得准确预测可再生能源产量变得困难，从而导致发电量不稳定。面对这一问题，文献[14]为了保持实时负荷与发电之间的平衡，尤其在电力无法经济大规模储存的情况下，不得不考虑削减可再生能源供应。综上，解决新能源发电的弃电和不稳定性问题，将储能技术纳入新能源发电系统是必然趋势。目前，关于氢储能的研究更侧重于将氢储能系统融入新能源发电体系以解决能源消纳问题，而对于系统整体的投资成本与市场效益的研究还相对较少。

基于项目的区域碳交易机制，即碳排放核减与交易管理(Chinese certified emission reduction exchange, CCERE)系统，立足于国家《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，通过构建与我国需求相契合的价格稳定机制，着力于履行我国减排目标的承诺^[15-16]。如今，将碳排放交易权市场与新能源发电项目相结合的研究已成为国内外研究的热点^[17-19]。我国于2017年底宣布成立统一的碳市场，旨在更有效地管理全国范围内碳排放总量和交易制度^[20]，CCERE系统的设立在推动减排项目方面发挥了举足轻重的作用，尤其在风能和光伏发电领域。

平准化度电成本(levelized cost of electricity, LCOE)模型是目前广泛应用于计算发电成本的有效工具。该模型不仅能评估各类发电技术本身的

成本和收益情况，还能进行不同发电技术之间的成本对比分析。文献[21-22]考虑了碳排放权交易市场(China certified emission reduction, CCER)对新能源发电项目收益的提升，但每年由于大量弃电而带来的赔偿成本显著降低了项目整体的LCOE。文献[23]虽然解决了新能源发电上网导致的部分弃电问题，但额外的配置投资成本增加项目总发电成本。文献[24]通过利用蓄电池和峰谷电价来调整新能源发电项目的整体LCOE，但仍未能达到与传统燃煤电价相匹敌的预期水平，并且造成了一定程度的弃电现象。通过文献梳理，本文发现当前LCOE模型主要应用于新能源发电项目的前期申报阶段，其优化主要关注于各收益因素对项目的正面影响，却未充分考虑到发电项目投运后的实际情况，例如发电项目整体的投资过大以及由源荷不平衡问题导致的大量弃电等。此外，目前的模型也未考虑如何利用氢储能技术来消纳弃电，以产生实际的额外收益。

本文以我国西北某省已投产的风能、太阳能光伏发电项目为研究对象，为解决弃电消纳引入氢储能系统，将其构建为一种新型能源综合发电项目。在传统LCOE模型的基础上，考虑到氢储能系统的投资成本和多项收益，如“氢-电”收益、氢能收益、氧气收益以及CCER，建立了更为优化的平准化度电成本(optimizing levelized cost of electricity, OLCOE)模型。在新能源发电项目逐步取消财政补贴的情况下，分析实际效益对逐步降低上网电价的影响，并评估引入氢储能系统和碳定价对推动新能源发电可持续发展的有效性。研究分析氢储能系统投资成本对发电项目整体收益的负面影响，以及适应未来市场的金融政策对可再生发电项目的积极影响。此外，探讨了在不同氢能定价和碳排放定价情景下新能源综合项目的盈利能力，并针对我国可再生能源发电产业面临的挑战提出了解决方案。

1 系统结构和平准化度电成本建模

1.1 系统拓扑结构

随着可再生能源在我国能源结构中日益重要，其发电成本逐渐下降。自2021年8月1日起，中央财政不再提供补贴，转而实行平价上网政策，新建项目将通过市场化交易自愿形成上网电价，以更好地凸显光伏发电和风电的绿色电力价值。

本文将风电厂和光伏电厂视为新能源发电耦合电厂，通过引入氢储能系统解决耦合电厂的弃电问题，实现新能源发电全消纳的目标。为反映

耦合项目的碳减排效果,引入了 CCER;为评估能源利用的综合盈利能力,构建了市场交易模型。在该模型中,直接上网电量和燃料电池发电上网电量将统一定价销售,并接入氢气和氧气销售市场,实现储能系统中能源的直接销售。系统拓扑结构见图 1。

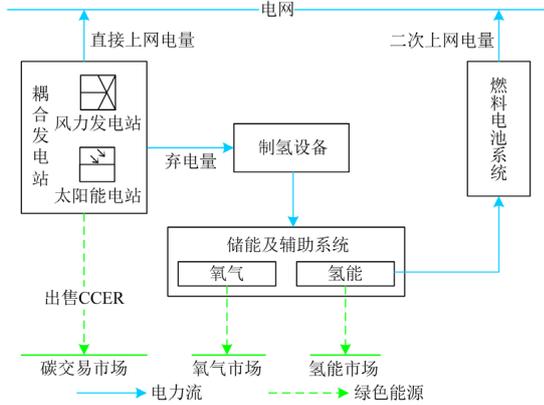


图 1 系统拓扑结构

Fig. 1 System topology structure

1.2 平准化度电成本模型

现金流折现(discounted cash flow, DCF)技术的 LCOE 是评估可再生能源发电技术的经济可行性的一种计算方法^[25-27]。因考虑了项目的现金流在不同时间点的价值,其可以提供更全面的经济

评估,有助于决策者更准确地了解投资项目的回报率和项目的可行性。通过 DCF 技术,假设总收入的现值等于系统在 T 年的生命周期内的总成本的现值(项目的净现值为 0), LCOE^[28]为

$$L_{COE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_{osts,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

式中: $C_{osts,t}$ 为项目生命周期内第 t 年的总成本; r 为项目第 t 年的贴现率; E_t 为项目生命周期内第 t 年的年发电量。

2 引入辅助市场的新能源平准化度电成本模型

2.1 模型假设

本文基于传统 LCOE 模型,计算陆上风电项目和光伏项目耦合时在经济效益侧考虑氢能(传统“电-氢-电”和广义“电-氢”)收入和碳减排收入,氢能效益和低碳效益都用于补贴新能源发电项目;在项目成本侧增加了氢储能系统成本,包括制氢系统、储氢和辅助系统、氢燃料电池发电系统。由图 2 所示,提出将氢收益和碳收益融入新能源发电项目的综合效益模型,得出 OLCOE 模型的计算公式(4)^[22]。

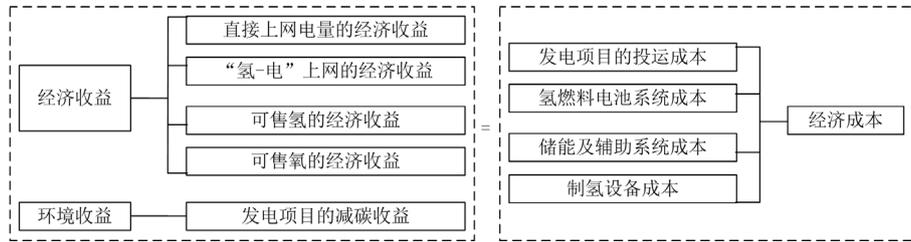


图 2 发电项目的综合效益模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the comprehensive benefit model of power generation projects

项目收益侧和成本侧可分别表示为

$$R_x = R_E + R_F + R_H + R_O + R_C \quad (2)$$

$$C_x = C_E + C_G + C_B + C_F \quad (3)$$

即 OLCOE 模型表示为

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_E + R_F + R_H + R_O + R_C}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{C_E + C_G + C_B + C_F}{(1+r)^t} \quad (4)$$

式中: R_x (R_{venues}) 为新能源综合发电项目的总收益; C_x (C_{osts}) 为综合发电项目的总成本; R_E 为第 t 年发电直接上网电量收益; R_F 为第 t 年“氢-电”收益; R_H 为第 t 年售氢收益; R_O 为第 t 年售氧收益; R_C 为

第 t 年为碳减排收益; C_E 为第 t 年发电经济成本; C_G 为第 t 年制氢设备成本; C_B 为第 t 年储氢和辅助系统成本; C_F 为第 t 年燃料电池系统成本。

2.1.1 经济与环境收益的计算模型

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_E}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{p_t \times E_{c,t}}{(1+r)^t} \quad (5)$$

式中: p_t 为项目第 t 年的上网电价; $E_{c,t}$ 为项目第 t 年可直接上网电量。

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_F}{(1+r)^t} = \beta \times \sum_{t=0}^T \frac{p_t \times (E_t - E_{c,t}) \times \eta \times \lambda}{(1+r)^t} \quad (6)$$

式中: $(E_t - E_{c,t})$ 为项目第 t 年弃电量; β 为燃料电

池系统所需氢能占总制氢量的占比； η 为制氢设备电转氢转化效率； λ 为燃料电池将氢能转换成电能的效率。

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_H}{(1+r)^t} = (1-\beta) \times \sum_{t=0}^T \frac{p_h \times (E_t - E_{e,t}) \times \eta}{(1+r)^t} \quad (7)$$

式中： p_h 为氢能市场单位氢价格； $(1-\beta)$ 为储能系统储氢量占总制氢量的占比。

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_o}{(1+r)^t} = 1/2 \times \sum_{t=0}^T \frac{p_o \times (E_t - E_{e,t}) \times \eta \times (1-\beta)}{(1+r)^t} \quad (8)$$

式中： p_o 为氧气市场单位氧气价格； $1/2$ 为电解制氢中氢氧占比关系，即生产 1 nm^3 氢气同时生产 0.5 nm^3 氧气(以 5 kWh 电量为单位制氢发电量)^[29]。

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_c}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{p_c \times E_t \times E_{\text{Fgrid}}}{(1+r)^t} \quad (9)$$

式中： p_c 为碳交易价格； E_{Fgrid} 为第 t 年项目组合边际 CO_2 排放因子。

2.1.2 项目成本的计算模型

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_E}{(1+r)^t} = C_{\text{co}} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{go}} \times O \& M_{e,t} + L_{Rt} + T_{At}}{(1+r)^t} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{t=0}^T \frac{p_t \times E_{e,t}}{(1+r)^t} + \beta \times \sum_{t=0}^T \frac{p_t \times (E_t - E_{e,t}) \times \eta \times \lambda}{(1+r)^t} + (1-\beta) \times \sum_{t=0}^T \frac{p_h \times (E_t - E_{e,t}) \times \eta}{(1+r)^t} + \frac{1-\beta}{2} \times \sum_{t=0}^T \frac{p_o \times (E_t - E_{e,t}) \times \eta}{(1+r)^t} + \\ & \sum_{t=0}^T \frac{p_c \times E_t \times E_{\text{Fgrid}}}{(1+r)^t} = C_{\text{co}} + C_{\text{go}} + C_{\text{bo}} + C_{\text{fo}} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{co}} \times O \& M_{e,t} + L_{Rt} + T_{At}}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{go}} \times O \& M_{g,t} + C_{\text{go}} \times \mu_t}{(1+r)^t} + \\ & \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{bo}} \times O \& M_{b,t}}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{fo}} \times O \& M_{f,t}}{(1+r)^t} \end{aligned} \quad (14)$$

令 $p_t = O_{\text{LCOE}}$ ，由传统 LCOE 模型表达式，最终可将 OLCOE 模型表达为

$$\begin{aligned} O_{\text{LCOE}} = & \frac{C_{\text{co}} + C_{\text{go}} + C_{\text{bo}} + C_{\text{fo}} + \sum_{t=0}^T \frac{(C_{\text{co}} \times O \& M_{e,t} + L_{Rt} + T_{At}) + (C_{\text{go}} \times O \& M_{g,t} + C_{\text{go}} \times \mu_t) + C_{\text{bo}} \times O \& M_{b,t} + C_{\text{fo}} \times O \& M_{f,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_{e,t}}{(1+r)^t} + \beta \times \sum_{t=0}^T \frac{(E_t - E_{e,t}) \times \eta \times \lambda}{(1+r)^t}} \\ & \frac{(1-\beta) \times \sum_{t=0}^T \frac{p_h \times (E_t - E_{e,t}) \times \eta}{(1+r)^t} + \frac{1-\beta}{2} \times \sum_{t=0}^T \frac{p_o \times (E_t - E_{e,t}) \times \eta}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{p_c \times E_t \times E_{\text{Fgrid}}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_{e,t}}{(1+r)^t} + \beta \times \sum_{t=0}^T \frac{(E_t - E_{e,t}) \times \eta \times \lambda}{(1+r)^t}} \end{aligned} \quad (15)$$

2.2 约束条件

在电力市场模型规划的过程中，为确保电网的安全稳定运行，综合发电项目在运行过程中需要遵守如下的约束条件。

1) 功率平衡约束

$$E_{\text{PV}} + E_{\text{W}} + E_{\text{F(e)}} = E_{\text{E}} + E_{\text{G(e)}} \quad (16)$$

$$V_{\text{G}} = V_{\text{B(in)}} + V_{\text{F(H)}} \quad (17)$$

式中： C_{co} 为项目初始投资成本； $O \& M$ 为每年的运营和维护成本占投资成本的比率($O \& M$ 下标 e,g,b,f 分别表示耦合发电厂系统、制氢系统、储能及辅助系统以及燃料电池发电系统)； L_{Rt} 为第 t 年的贷款支付额，包含利息以及末年的本金； T_{At} 为第 t 年的税收成本，包括增值税、附加税和所得税。

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{G}}}{(1+r)^t} = C_{\text{go}} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{go}} \times O \& M_{g,t} + C_{\text{go}} \times \mu_t}{(1+r)^t} \quad (11)$$

式中： C_{go} 为制氢系统投资成本； μ_t 为年金现值，计算时取利率为 5% 以及寿命为 20 年^[30]。

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{B}}}{(1+r)^t} = C_{\text{bo}} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{bo}} \times O \& M_{b,t}}{(1+r)^t} \quad (12)$$

式中： C_{bo} 为储能及辅助系统投资成本。

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{F}}}{(1+r)^t} = C_{\text{fo}} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{\text{fo}} \times O \& M_{f,t}}{(1+r)^t} \quad (13)$$

式中： C_{fo} 为燃料电池发电系统投资成本。

2.1.3 OLCOE 计算模型和计算流程

将式(4)由式(5)一式(13)重新表达，得出 OLCOE 模型，如式(14)所示。

$$V_{\text{F(H)}} = V_{\text{G}} + V_{\text{B(out)}} \quad (18)$$

式中： E_{PV} 、 E_{W} 、 $E_{\text{F(e)}}$ 、 E_{E} 、 $E_{\text{G(e)}}$ 分别为发电侧光伏和风力发电的实际出力以及燃料电池系统发电出力和用电侧实际并网用电和电解槽用电； V_{G} 、 $V_{\text{F(H)}}$ 、 $V_{\text{B(in)}}$ 、 $V_{\text{B(out)}}$ 分别为电解槽产氢速率、燃料电池系统消耗氢能的速率、储能系统输入和输出能量的速率。

2) 设备运行约束

$$0 \leq E_{PV} \leq E_{PV,max} \quad (19)$$

$$0 \leq E_W \leq E_{W,max} \quad (20)$$

$$E_{F(e),min} \leq E_{F(e)} \leq E_{F(e),max} \quad (21)$$

$$S_{OBmin} \leq S_{OB} \leq S_{OBmax} \quad (22)$$

$$V_{G,min} \leq V_G \leq V_{G,max} \quad (23)$$

$$0 \leq V_{B(in)} \leq V_{B(in),max} \quad (24)$$

$$0 \leq V_{B(out)} \leq V_{B(out),max} \quad (25)$$

式中: $E_{PV,max}$ 、 $E_{W,max}$ 、 $E_{F(e),max}$ 分别为光伏、风力、燃料电池系统的最大发电出力; $E_{F(e),min}$ 为燃料电池系统最小发电出力; S_{OBmin} 、 $V_{G,max}$ 、 $V_{B(in),max}$ 、 $V_{B(out),max}$ 分别为储能系统最大储能状态、电解槽产氢的最大速率、储能系统最大储能速率、储能系统最大输送速率; S_{OBmin} 、 $V_{G,min}$ 分别为储能系统最小储能状态和电解槽产氢的最小速率。

以选取的风电厂和光伏电厂作为新能源耦合发电项目, 获取其一年的发电时间序列, 将数据进行处理和整合, 得到 E_t 、 $E_{e,t}$ 以及 $(E_t - E_{e,t})$ 。为实现产电全消纳的目标, 在项目安全稳定运行的条件下以全年弃电功率作为建造制氢设备的参考标准, 根据氢能的产出按照一定的分配比例 β 搭建储氢系统和燃料电厂系统, 形成一个以新能源发电系统为基准的辅助系统, 以此提升新

能源发电的盈利能力。最后, 利用现金流折现技术对各自盈利和成本的计算, 得出新能源平准化度电成本。

3 数据说明

本节将描述用于计算综合项目(包括陆上风能和太阳能光伏发电)OLCOE 的数据参数。

3.1 数据来源及描述

我国的可再生资源主要分布在“三北”(西北、东北、华北)地区, 这些地区凭借其独特的地理优势, 拥有丰富的风能和太阳能资源。

由图 3 可知, 近年来, 风电和光伏发电在迅猛发展, 相较于东部地区, 其地区经济发展水平较低, 这造成了严重的弃风和弃光现象。表 1 列举了我国弃风和弃光的区域分布情况, 可以观察到, 西北地区(如新疆、甘肃等), 其平均弃风和弃光率都超过了 20%^[14]。本文中的数据主要选自我国西北某省 49.5 MW 级风电场和 50 MW 级光伏电厂的 2019 年全年发电负荷以及上网负荷。为实现风光耦合资源发电全面消纳, 本文通过数据整理和分析, 采用了 62 MW 的质子交换膜(PEM)水电解制氢系统来解决弃电问题。同时, 根据电力市场线上交易平台的能源需求, 配置了相应的储能系统和燃料电池系统。

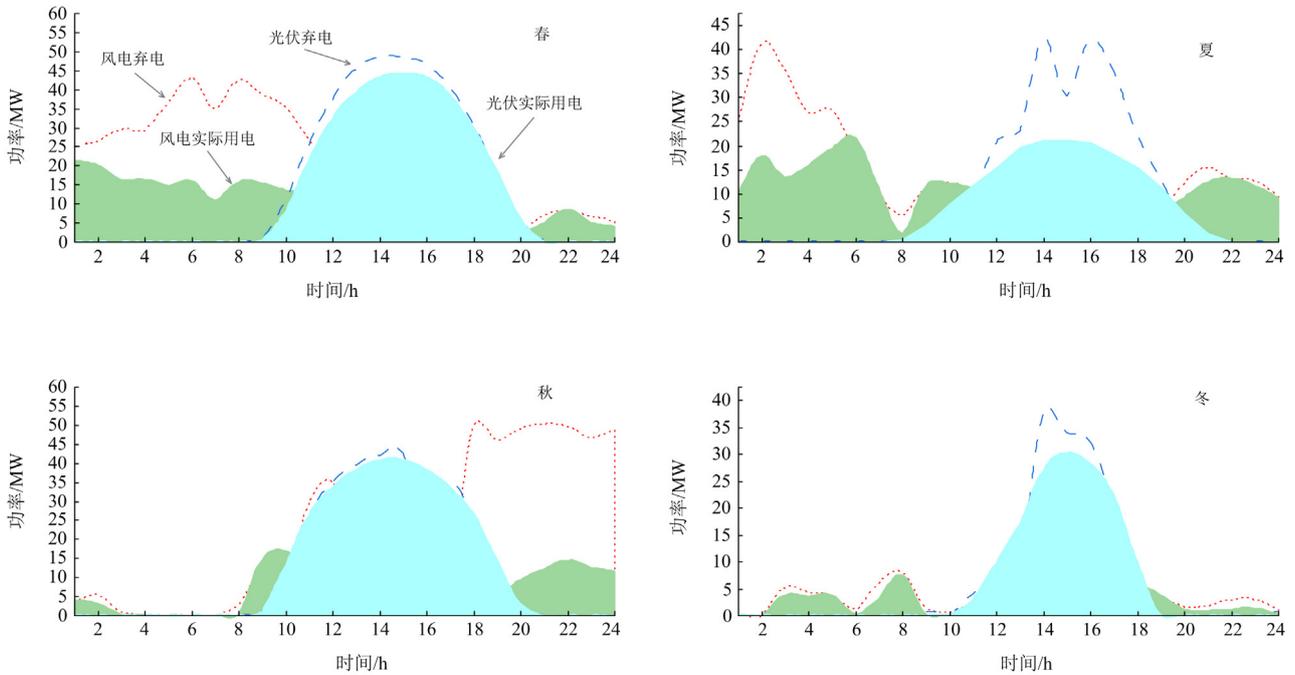


图 3 风力、光伏发电厂实际用电负荷和弃电量

Fig. 3 Actual power load and abandoned volume of wind power and photovoltaic power plants

表 1 2017 年各地区弃风率和弃光率
Table 1 Abandonment rates of wind and solar power
for different regions in 2017

地区	风电弃风率	太阳能弃光率
新疆	29.0	21.6
内蒙古	15.0	3.4
甘肃	33.0	20.8
宁夏	5.0	6.4
青海	0	6.2
河北	7.0	1.3
辽宁	8.0	0
吉林	21.0	0
黑龙江	14.0	0

3.2 项目初始投资成本

可再生能源电力项目的初始投资成本涵盖了设备成本、土地成本、设计与建设成本以及其他项成本。针对所选取的风电和光伏电厂项目，在我国风能和太阳能资源区的分类下，均属于 I 类资源区。据我国自愿碳减排交易信息平台的 PDD 项目文件所示，I 类风能资源区的项目单位投资成本为 5964 元/kW，I 类太阳能资源区的项目单位投资成本为 7250 元/kW。此外，研究设定的项目资本结构，自有成本占总投资的 20%，银行贷款则占总投资的 80%。

为实现新能源发电全消纳，考虑了氢能的开发利用在电力项目建设中的应用。设定制氢设备的单位投资成本为 2000 元/kW，储能和辅助系统的单位投资成本为 2000 元/kW，燃料电池发电系统的单位投资成本约为 9000 元/kW^[27]。

与传统发电方式相比，风力发电和光伏发电方式表现出较为优异的运营与维护经济性，包括运营成本、管理成本以及其他相关成本。通过对相关数据的综合整理与分析，得出陆上风电项目的平均运营和维护成本约为初始投资成本的 2.25%^[22,31]；太阳能光伏发电项目的平均运营和维护成本约占初始投资成本的 1.25%^[32]。此外，考虑制氢设备、储能与辅助系统以及燃料电池系统各自的运营与维护成本。具体而言，制氢设备的平均运营和维护成本设定为初始投资成本的 2.5%，并引入年金系数取 5%^[30,33-34]；储能及辅助系统的平均运营和维护成本设定为初始投资成本的 2%^[35-36]；燃料电池系统的平均运营和维护成本设定为初始投资成本的 2%^[37-38]。

3.3 项目营业收入

本文将综合项目的直接上网电量与燃料电池

的“氢-电”上网电量汇总，以得到项目整体的可上网电量。同时，考虑将氢气和氧气的销售收益以及碳减排所带来的环境效益作为辅助市场因素，来全面评估项目在电力市场中的盈利潜力。

我国在新能源辅助市场方面的研究和应用目前仍处于初级阶段，相关数据相对有限。本文依据国家发改委和国家能源局发布的一系列政策^[39]，设定氢气的单位售价为 30 元/kg，氧气的单位售价为 1 元/kg(当前价格固定，下同)。为估算碳市场带来的收益，基于碳市场自 2011 年启动以来的数据，结合 2017 年 7 月 16 日、7 月 30 日和 8 月 31 日的收盘价，得出 CO₂ 平均价约为 50 元/t^[22]。

3.4 其他有关参数

由表 2 可知，本文涉及的税务成本充分考虑所得税方面的“三免三减半”政策，以及增值税方面的即征即退 50% 的税收优惠政策^[40]。在平准化度电成本的核算中，贴现率作为其中最为重要的输入参数之一，反映了资金的时间价值以及投资所涵盖的风险。本文采用不包含核证减排量(certified emission reduction, CER)收益的平均内部收益率(internal rate of return, IRR)作为贴现率，其设定值为 8%，这一选取基于我国陆上风电和太阳能光伏发电项目的政策要求。平均贷款利率同样是 OLCOE 的关键参数之一，根据陆上风电和太阳能光伏项目的项目设计文件，设定为 6%。

表 2 耦合项目所征收税率表

Table 2 Table of tax rates for coupled items				
类别	项目年限	增值税	附加税	所得税
风力	20	17%	1.36%	1~3 年免税、4~6 年 7.5%、15%
光伏	25	17%	1.87%	1~3 年免税、4~6 年 7.5%、15%

在计算综合发电项目的碳减排收益时，组合边际 CO₂ 排放因子的确定至关重要。组合边际 CO₂ 排放因子 $E_{F_{grid}}$ 是指运行电量边际排放因子 $E_{F_{grid,OM}}$ 和容量边际排放因子 $E_{F_{grid,BM}}$ 的加权平均值，其计算公式见附录 A。本文根据 CM-001-V02 可再生能源并网发电方法学的说明，确定了运行电量边际排放因子的权重 w_{OM} 为 0.75 和容量边际排放因子 w_{BM} 为 0.25；通过参考最新公布的减排项目我国区域电网基准线排放因子^[41]，得到西北区域的 $E_{F_{grid,OM}}$ 和 $E_{F_{grid,BM}}$ 分别为 0.8922 t/MWh、0.4407 t/MWh。因此，计算得出我国西北地区年度 $E_{F_{grid}}$ 为 0.7793 t/MWh。

本文使用的数据集涵盖了陆上风电和太阳能光伏项目的综合统计数据。考虑到风力和光照资

源在时空上的互补性, 本文将风电场和光伏电场进行耦合, 形成一个综合性的新能源发电项目。由表 3 可知, 鉴于风电场和光伏电厂的预期运行寿命存在差异(风电场为 20 年, 光伏电厂为 25 年), 设定综合项目的运行寿命为 20 年。同样地, 组合边际排放因子、贴现率、银行利率以及银行贷款期限皆采用综合项目的具体数值。为实现新能源产能的有效吸纳, 借助氢能开发利用技术构建了一个氢能调峰模型, 其中包括弃风/弃光电解制氢、二次并网发电以及直接能源销售等方式。有关各阶段所需设备的综合统计数据详见表 4。

表 3 项目数据统计摘要

Table 3 Statistical summary of project data

参数	单位	数据
容量	MW	99.5
年利用小时数	h	4878.43
$E_{e,t}$	GWh	223.69
$C_{co,w}$	元/kW	5964
$C_{co,pv}$	元/kW	7250
$O\&M_w$	%	2.25
$O\&M_{pv}$	%	1.25
E_{Fgrid}	t/MWh	0.78
r	%	8.00
T	年	20
利率	%	6.00
贷款期限	年	15

注: 当前风光耦合电厂的运营和维护成本暂无统一的标准规范, 本文仍遵循电厂各自的定价机制, 具体可见第 3.2 节。

表 4 氢储能调峰模型

Table 4 Hydrogen storage peak shaving model

设备	成本/(元/kW)	$O\&M/\%$	$T/\text{年}$	$\lambda/\%$
PEM 电解器	C_{go} 2000	$O\&M_{g,t}$ 2.50	20	0.85
储氢及辅助系统	C_{bo} 2000	$O\&M_{b,t}$ 2.00	25	—
PEMFC 燃料电池	C_{fo} 9000	$O\&M_{f,t}$ 2.00	25	0.60

4 算例分析

基于第 2 节介绍的全寿命周期发电成本方法, 并结合第 3 节的数据, 对综合发电项目进行 OLCOE 计算。本文依据税收政策制定了 3 种盈利情景。

情景一: 项目在 1~3 年内实现投资回本, 随后在 4~20 年期间实现盈利;

情景二: 项目在 1~6 年内实现投资回本并部分盈利, 之后在 7~20 年期间保持持续盈利;

情景三: 项目在 1~6 年内处于亏损状态, 随后在 7~20 年内实现投资回本并盈利。

将 3 种情景下计算得出的 OLCOE 与仍在执行财政补贴的新能源上网电价以及传统燃煤电价进行对比, 通过敏感性分析评估综合发电项目的盈利能力。

4.1 仿真结果讨论分析

本文采用氢能利用开发技术并引入 CCER, 通过优化的 OLCOE 模型将新能源传统交易市场与氢能市场(含氧气市场)以及 CCER 相结合。通过计算, 评估了耦合发电系统在 3 种情景下的单位发电成本。

4.1.1 考虑氢储能的 OLCOE

根据综合发电厂实际的弃电数据, 结合氢储能技术, 将弃电转化为氢能。同时, 通过传统氢储能开发和广义氢储能开发两种形式进入交易市场, 以测算综合项目的 OLCOE。需要注意的是, 传统的新能源电力交易市场实施风、光发电上网分开定价。本文所选取的初始市场年份为 2019 年, 当时新能源发电上网电价仍享受着国家相关财政补贴。

由表 5 可知, 即便经过补贴后, 新能源上网电价仍然高于传统燃煤电价。这种情况与新能源发电的不稳定特性以及间歇特性密切相关, 其导致新能源发电难以实时满足负荷侧用电需求, 造成大量弃电。这正是新能源上网电价长期无法实现下调的主要因素之一。当将氢储能纳入新能源发电项目后, 本文假设的 3 种情景中, 情景一、二由于投资回报期望过高, 导致项目无法实现盈利, 其边际发电成本明显高于统计的上网电价; 情景三的投资回报期望适中, 若以当前模型计算得出的 OLCOE 作为标准, 在风、光上网电价仍然以当前价格进入电力市场, 则项目在第 7 年就能实现盈利。

表 5 含氢储能 OLCOE 对比模型

Table 5 OLCOE comparison model of hydrogen-containing energy storage

情景	风电电价/ (元/kWh)	光伏电价/ (元/kWh)	燃煤电价/ (元/kWh)	OLCOE/ (元/kWh)	盈利 周期/年
一	0.34	0.4	0.2595	0.7244	0
二	0.34	0.4	0.2595	0.5303	0
三	0.34	0.4	0.2595	0.3377	14

由此可见, 利用氢储能技术消纳发电厂弃电的同时, 通过氢能市场、氧气市场提高新能源发电的整体效益, 可以实现新能源发电边际成本的下调, 从而实现上网电价的降低。

4.1.2 获得碳排放市场收益的 OLCOE

尽管氢储能技术可以降低新能源项目的 OLCOE，但传统的“电-氢-电”技术所带来的效益远不及其所承受的项目成本-燃料电池投资在氢储能系统整体投资中的占比可达到约 70%。高昂的氢储能系统投资成本即便对于我国可再生资源丰富的区域内的风光电厂也难以实现如传统燃煤发电一样低廉的上网电价。

然而，新能源投资者可以通过避免碳排放来获得收入，从而弥补部分较高的电力生产成本，进而降低项目的整体 OLCOE。由表 6 可知，本文列出初始碳排放收益为 50 元/t 的 3 种设定情景下的 OLCOE 情况，可以看到 3 种情景的 OLCOE 都有明显的下降趋势。

表 6 含碳交易市场 OLCOE 对比模型
Table 6 OLCOE comparison model of carbon trading market

情景	风电电价/ (元/kWh)	光伏电价/ (元/kWh)	燃煤电价/ (元/kWh)	OLCOE/ (元/kWh)	盈利 周期/年
一	0.34	0.4	0.2595	0.6420	0
二	0.34	0.4	0.2595	0.4479	0
三	0.34	0.4	0.2595	0.2544	14

情景一、二相较于无碳排放收益前其 OLCOE 分别下降了 11.37%和 15.54%，但仍高于已实施于电力市场的新能源上网电价；情景三相较于无碳排放收益前 OLCOE 下降了 24.67%，耦合项目的 OLCOE 已经明显低于传统燃煤电价，其盈利周期长达 14 年，符合项目投资者对于新能源项目投建的预期目标。

4.1.3 LCOE 模型对比分析

本节通过对比已有文献提出的优化 LCOE 模型，来验证所提出的 OLCOE 模型在新能源综合发电项目的 LCOE 测算中的显著优势。通过前两节的观察，情景三的盈利规划更符合实际电力市场应用的要求，因此后续将以情景三作为研究的基本场景。目前，大多数文献在进行新能源发电项目的 LCOE 模型测算时倾向于采用理想化的场景设定，且数据来源主要基于项目规划书，这导致模型测算结果可能存在一定的不准确性，如新能源发电上网量的预测值与实际值存在偏差以及风光耦合发电上网可降低弃电率等。

本文基于综合项目的实际发电数据引入了已知的优化方法，对综合项目进行了平准化度电成本的测算，具体结果如表 7 所示。

文献[23]通过搭建 CSP 电厂和蓄电池等配置，实现了新能源发电的平稳上网以及消纳部分

弃能，导致项目整体投资成本过大，而收入仅依赖于发电上网，使得综合项目的 LCOE 高达 2.1779 元/kWh。相比之下，文献[21-22, 24]均通过引入辅助市场的方式实现了综合项目的额外营收，但单一化的辅助市场以及始终存在的弃能问题使得项目整体的 LCOE 无法降低至预期值。同时，通过储能技术解决弃能问题又将导致项目整体的投建成本上升。而本文所提出的模型方法不仅解决了新能源发电的弃能问题，还采用多市场的方式来辅助电力市场交易，从而显著降低了新能源综合发电项目的 LCOE。

表 7 不同方法的 LCOE 模型对比
Table 7 Comparison of LCOE models with different methods

方法	研究对象	优化方法	LCOE/ (元/kWh)
文献[21]		CCER	0.6309
文献[22]	综合	CCER、绿色金融政策	0.4868
文献[23]	发电	CSP 电厂、蓄电池储能技术	2.1779
文献[24]	项目	峰谷电价、蓄电池储能技术	0.6025
本文		氢储能技术、CCER、多市场交易	0.2544

4.2 综合项目盈利能力的敏感性分析

为探寻发电项目平价上网的可行途径，有必要对影响综合项目发电的关键因素进行敏感性分析。研究发现，项目贴现率 r 、燃料电池发电系统的单位投资成本 C_0 以及绿色金融作用下^[22]的融资成本对 OLCOE 的影响更为显著。本文将传统燃煤上网电价作为新能源发电项目进入电力市场的上网电价，与无补贴情况下风光耦合项目的边际发电成本进行对比，通过分析不同氢能售价 p_h 和不同碳价格 p_c 下的盈利项目比例，探讨各项因素对新能源综合发电项目 LCOE 的影响，在分析前已得出初始设定条件下耦合发电项目的盈利比例仅为 2%，这显然不足以激发投资者对项目的投资热情。即使将 p_c 提高至 100 元/t，项目的盈利比例也仅达到 34%。然而，根据我国《2020 年中国碳价调查》，预计到 2025 年， p_c 才能达到 71 元/t。因此，仅通过 p_c 来实现新能源发电项目的平价上网仍需一定时间。另外，30 元/kg 的 p_h 虽然具备市场优势，但仍处于初步阶段。最终结果表明：项目贴现率对 OLCOE 的影响最为显著，燃料电池发电系统的单位投资成本的影响，次之绿色金融作用下的融资成本的影响较小。

由图 4(a)所示， r 的降低对 OLCOE 的降低有显著作用，综合项目的盈利能力上升趋势最为明显。能源价格的持续下降进一步影响了投资者对

新能源项目未来现金流的估算。高贴现率将导致未来现金流的折现值降低,从而影响了投资项目的评估和决策,降低了项目的吸引力。相反,低贴现率会使投资项目更具吸引力,因为未来现金流在现值上的权重增加,这将会对项目的可行性和盈利能力产生积极的影响。在 r 降低至6%^[22,30]时,满足项目盈利三个期望指标(70%、80%和90%,下同)的 p_h 的范围为28.65~30元/kg(p_c 为50元/t),或者为28.15~30元/kg(p_c 为71元/t)。因此,采用较低的贴现率来评估投资项目,有望吸引更多投资者参与。

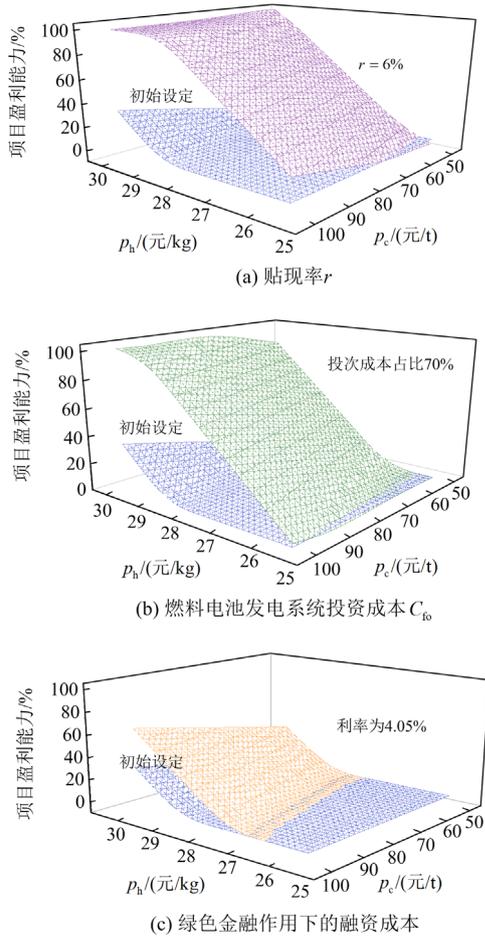


图4 r 、 C_{i0} 和绿色金融作用下的融资成本在不同 p_h 和 p_c 下对综合项目盈利能力的影响

Fig. 4 r , C_{i0} and the financing cost under the influence of green finance on the profitability of the integrated project under different p_h and p_c

由图4(b)所示, C_{i0} 的降低对OLCOE的降低也有较大影响,综合项目的盈利能力上升趋势较为明显。正如4.1.2节所述,实现能源绿色转型不可或缺地涉及氢储能技术的引入。当前,氢储

能系统的发展亟需解决燃料电池发电系统部分投资成本的降低问题。在投资成本占70%^[42]的条件下,满足项目盈利的三个期望指标的 p_h 的范围为29.3~30元/kg(p_c 为50元/t)或为28.85~30元/kg(p_c 为71元/t)。

由图4(c)所示,绿色金融对项目融资成本的降低对OLCOE仍然有一定的影响,使得综合项目的盈利能力呈现上升的趋势。当前,碳排放权交易市场日趋受到重视,绿色金融政策应运而生,该政策规定,金融机构向关键领域提供碳减排贷款后,可向中国人民银行申请相当于贷款本金60%的资金支持,利率为1.75%。根据此政策,本文计算出绿色金融工具对新能源企业的贷款利率为4.05%。故本文将在绿色金融工具的作用下将融资成本的利率设定为4.05%。结果表明,当前阶段融资成本利率的降低尚未达到满足项目盈利的三个期望指标的水平,但与初始设定的测算结果相比,仍然具有一定的可行性和经济价值。以 p_c 为50元/t为基准,项目的盈利比例达到34%及以上时, p_h 的范围为29.9~30元/kg;同样地,以 p_c 为71元/t为基准,项目的盈利比例达到34%及以上时, p_h 的范围为29.45~30元/kg。而根据初始设定,要使综合项目的盈利比例达到34%, p_c 必须上涨至100元/t。

此外,如果以100元/t的 p_c 进入碳交易市场,则3种因素敏感性分析下的盈利能力达到70%的 p_h 分别为28.05元/kg、27.45元/kg和30元/kg。

由表8可知,为确保新能源发电在取消财政补贴后能够持续发展,随着能源价格持续下降,适度降低项目贴现率在新能源项目投资建设的政策上具有积极作用,可以提升项目的经济吸引力,推动更多投资者的参与,从而加速能源转型进程;同时,氢储能技术作为重点引入的对象,降低燃料电池发电系统的投资成本是促进氢储能技术大规模发展的关键;绿色金融政策的实施,尽管其对综合项目盈利能力的影响程度不如前两项因素

表8 OLCOE模型敏感性分析对比

Table 8 Comparison of OLCOE model sensitivity analysis

情景三	分析因素	p_h / (元/kg)	p_c / (元/t)	OLCOE/ (元/kWh)
初始设定	$r = 8\%$; $C_{i0} = 100\%$; 利率为6%			0.2544
因素一	$r = 6\%$	30	50	0.0157
因素二	$C_{i0} = 70\%$			0.0298
因素三	利率为4.05%			0.1656

显著，但对未来新能源发电项目的大规模发展以及电力市场效益的多样化具有一定的促进作用。

5 结论

针对当前我国可再生能源发电产业迅速扩张引发的弃风弃光和预算赤字导致未来固定收益递减的局面，提出氢储能技术和 CCER 的 OLCOE 测算模型。在考虑我国当前新能源发电产业的相关财政政策背景、经济成本和激励政策的基础上，本文预设了 3 种盈利情景，并将其引入模型以测算综合项目的边际发电成本。其中，以符合实际效益的第 3 种盈利情景进行敏感性分析，通过调整贴现率、燃料电池发电系统的投资成本以及绿色金融作用下的融资成本 3 种方式，深入研究和分析了耦合发电项目的盈利能力，最后给出敏感性分析下的项目 OLCOE。

首先，通过氢储能系统的辅助，有效解决了新能源发电系统因弃电而导致的资源浪费问题，并且实现了新能源发电上网的二次盈利。同时，高纯度氢气和氧气产生的销售也创造了额外的财务收益，提高了新能源发电产业的总体盈利。

其次，通过碳排放权交易机制的 CCER，新能源发电的环境效益得以货币化，增加了可再生能源发电项目的收入。这为我国新能源电力开发的发展提供了经济支持，同时也在一定程度上解决了氢储能系统引入所带来的项目整体投资成本过高的问题。

最后，政府的利好政策和财政激励以及能源价格的降低和市场的稳定，采用较低的贴现率可以增加投资项目的吸引力和总收益；燃料电池系统研发的投入增加和成本降低预示着氢储能系统的大规模推广将加速；绿色金融政策的实施将对新能源发电项目的融资成本产生积极的影响，吸引更多新能源领域的投资者，从而提高项目的可行性和盈利能力。

附录 A 组合边际 CO₂ 排放因子

1) 组合边际 CO₂ 排放因子 $E_{F_{grid}}$ 是根据运行电量边际排放因子 $E_{F_{grid,OM}}$ 和容量边际排放因子 $E_{F_{grid,BM}}$ 的加权平均值计算得出的。

$$E_{F_{grid}} = E_{F_{grid,OM}} \times w_{OM} + E_{F_{grid,BM}} \times w_{BM} \quad (A1)$$

2) 新能源发电项目可以有效减少化石燃料发电厂产生的 CO₂ 排放，从而实现温室气体的减排。第 t 年的预计减排量 E_{R_t} 的计算方法为

$$E_{R_t} = B_{E_t} - P_{E_t} - L_t \quad (A2)$$

在此过程中，鉴于可再生能源项目的发电过程中的排放量 P_{E_t} 以及泄漏排放量 L_t 被视为零，因此减排量等于基准排放量 B_{E_t} ，该基准排放量又等于组合 CO₂ 排放因子 $E_{F_{grid}}$ 与年发电量 E_t 的乘积，即

$$E_{R_t} = B_{E_t} = E_t \times E_{F_{grid}} \quad (A3)$$

参考文献

- [1] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 11-20.
LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 11-20.
- [2] 赵海岭, 王维庆, 李笑竹, 等. 发电侧多主体投资低碳综合微网氢储能的演化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 49-62.
ZHAO Hailing, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, et al. Evolution strategy of low carbon integrated microgrid hydrogen energy storage with multi-agents investment on the power generation side[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 49-62.
- [3] 邓盛盛, 陈皓勇, 肖东亮, 等. 发电商参与碳市场与电力中长期市场联合决策模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 1-10.
DENG Shengsheng, CHEN Haoyong, XIAO Dongliang, et al. A joint decision making model for power generators to participate in the carbon market and the medium-and long-term power markets[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 1-10.
- [4] QUARTON C J, SAMSATLI S. The value of hydrogen and carbon capture, storage and utilisation in value chain optimization[J]. Applied Energy, 2020, 257: 113936.
- [5] CHISHOLM G, ZHAO T, CRONIN L. Hydrogen from water electrolysis[M] // Storing Energy, Elsevier, 2022: 559-591.
- [6] SYED M A, KHALID M. An intelligent model predictive control strategy for stable solar-wind renewable power dispatch coupled with hydrogen electrolyzer and battery energy storage[J]. International Journal of Energy Research, 2023, 2023.
- [7] 初壮, 赵蕾, 孙健浩, 等. 考虑热动态平衡的含氢储能的综合能源系统热电优化[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 1-12.

- CHU Zhuang, ZHAO Lei, SUN Jianhao, et al. Thermoelectric optimization of an integrated energy system with hydrogen energy storage considering thermal energy dynamic balance[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(3): 1-12.
- [8] 蔡国伟, 孔令国, 徐昂翮, 等. 基于改进化学反应优化算法的风/氢/燃并网系统功率平滑经济性评估[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(20): 251-260.
- CAI Guowei, KONG Lingguo, XU Angxuan, et al. Economical evaluation of wind/hydrogen/fuel cell grid-connected system power smoothing based on improved chemical reaction optimization algorithm[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(20): 251-260.
- [9] FIRTINA-ERTIS I, ACAR C, ERTURK E. Optimal sizing design of an isolated stand-alone hybrid wind-hydrogen system for a zero-energy house[J]. *Applied Energy*, 2020, 274: 115244.
- [10] 李蕊睿, 李奇, 蒲雨辰, 等. 计及功率交互约束的含电-氢混合储能的多微电网系统容量优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(14): 53-64.
- LI Ruirui, LI Qi, PU Yuchen, et al. Optimal configuration of an electric-hydrogen hybrid energy storage multi-microgrid system considering power interaction constraints[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(14): 53-64.
- [11] BBAB C, NB A, SMCE F. et al. Experimental investigation of power management and control of a PV/wind/fuel cell/battery hybrid energy system microgrid[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(53): 29110-29122.
- [12] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 电力发展“十三五”规划(2016-2020年)[EB/OL]. [2016-12-22]. <https://zfxk.gk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=398>.
- [13] KIM D Y, KIM B S. Contribution of meteorological factors based on explainable artificial intelligence in predicting wind farm power production using machine learning algorithms[J]. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2023, 15(1).
- [14] 国家能源局. 2018年风电并网运行情况[EB/OL]. [2019-01-28]. <http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c137780779.htm>.
- [15] 国家能源局. 2018年光伏发电统计信息[EB/OL]. [2019-03-19]. <http://www.nea.gov.cn/2019-03/19/c137907428.htm>.
- [16] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 国家发展改革委关于印发《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》的通知[EB/OL]. [2012-06-12]. <https://www.beijing.gov.cn/zhengce/zhengcefagui/qtwj/201611/t201611151162096.html>.
- [17] WANG A, LIN B. Structural optimization and carbon taxation in China's commercial sector[J]. *Energy Policy*, 2020, 140: 111442.
- [18] AZIZI S, RADFAR R, NIKOOMARAM H, et al. Dynamic modeling to analyze the impacts of carbon reduction policies, Iran's electricity industry[J]. *Environmental Monitoring and Assessment*, 2023, 195(2): 350.
- [19] ABBAS J, WANG L, BELGACEM S B, et al. Investment in renewable energy and electricity output: role of green finance, environmental tax, and geopolitical risk: empirical evidence from China[J]. *Energy*, 2023, 269: 126683.
- [20] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 国家发展改革委关于印发《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》的通知[EB/OL]. [2017-12-18]. <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201712/t20171220960930.html>.
- [21] TU Q, BETZ R, MO J, et al. The profitability of onshore wind and solar PV power projects in China—a comparative study[J]. *Energy Policy*, 2019, 132: 404-417.
- [22] 聂洪光, 刘尚奇, 莫建雷. 补贴“退坡”背景下可再生能源发电激励政策及发展路径研究—基于拓展的平准化度电成本模型[J]. *中国地质大学学报(社会科学版)*, 2022, 22(6): 66-81.
- NIE Hongguang, LIU Shangqi, MO Jianlei. Incentive policies and development path of China's renewable energy power under the background of declining subsidy—a study using comprehensive levelized cost of electricity (CLCOE) model[J]. *Journal of China University of Geosciences (Social Sciences Edition)*, 2022, 22(6): 66-81.
- [23] YANG J, YANG Z, DUAN Y. Capacity optimization and feasibility assessment of solar-wind hybrid renewable energy systems in China[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2022, 368: 133139.
- [24] ZHANG J, DU K, LIU J, et al. The economic impact of energy storage co-deployment on renewable energy in China[J]. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2023, 15(3).
- [25] HAQUE A S M S, RAHMAN M M, JOY C J I, et al. Levelized cost of energy and cost-benefit analysis of 230 kV bulk power transmission in Bangladesh[C] // 2022 12th International Conference on Electrical and

- Computer Engineering (ICECE), December 21-23, 2022, Dhaka, Bangladesh: 236-239.
- [26] TU Q, BETZ R, MO J, et al. Can carbon pricing support onshore wind power development in China? An assessment based on a large sample project dataset[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 198: 24-36.
- [27] MALEK A B M A, KAWSARY M, HASANUZZAMAN M. Economic assessment of solar thermal energy technologies[M] // *Technologies for Solar Thermal Energy*, Academic Press, 2022: 293-322.
- [28] 宋冬然, 梁梓昂, 夏鄂, 等. 风电全生命周期成本建模与经济分析综述[J]. *热力发电*, 2023, 52(3): 1-12.
SONG Dongran, LIANG Ziang, XIA E, et al. Overview of wind power life-cycle cost modeling and economic analysis[J]. *Thermal Power Generation*, 2023, 52(3): 1-12.
- [29] 李娜, 李志远, 王楠, 等. 氢储能调峰站发展路径探索研究[J]. *中国能源*, 2021, 43(1): 55-59, 67.
LI Na, LI Zhiyuan, WANG Nan, et al. Exploration of development path of hydrogen storage peak shaving station[J]. *Energy of China*, 2021, 43(1): 55-59, 67.
- [30] HOFRIKHTER A, RANK D, HEBERL M, et al. Determination of the optimal power ratio between electrolysis and renewable energy to investigate the effects on the hydrogen production costs[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(5): 1651-1663.
- [31] LI J, HE D, WANG T G, et al. Roadmap for sustainable development of China's wind power industry[J]. *Strategies of Sustainable Development in China's Wind Power Industry*, 2020: 129-176.
- [32] ZAINUDDIN H, SALIKIN H R, SHAARI S, et al. Revisiting solar photovoltaic roadmap of tropical Malaysia: past, present and future[J]. *Pertanika Journal of Science & Technology*, 2021, 29(3).
- [33] GALLARDO F I, FERRARIO A M, LAMAGNA M, et al. A techno-economic analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46: 13709-13728.
- [34] HANCKE R, HOLM T, ULLEBERG Ø. The case for high-pressure PEM water electrolysis[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 261: 115642.
- [35] ZHANG X. Current status of stationary fuel cells for coal power generation[J]. *Clean Energy*, 2018, 2(2): 126-139.
- [36] TIAN Y, LI X, ZHU Y, et al. Optimal capacity allocation of multiple energy storage considering microgrid cost[J]. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, 2018, 1074(1): 12126.
- [37] SHAHVERDIAN M H, SOHANI A, PEDRAM M Z, et al. An optimal strategy for application of photovoltaic-wind turbine with PEMEC-PEMFC hydrogen storage system based on techno-economic, environmental, and availability indicators[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2023, 384: 135499.
- [38] SHAHVERDIAN M H, SOHANI A, SAYYAADI H. A 3E water energy nexus based optimum design for a hybrid PV-PEMFC electricity production systems for off-grid applications[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 267: 115911.
- [39] 中国新闻网. “成渝氢走廊”: 助力西部打造氢能及燃料电池产业发展高地[EB/OL]. [2023-04-24]. <http://www.chinatax.gov.cn/chinatax/n810219/n810744/n3439465/n3439470/n3439509/index.html>.
- [40] 国家税务总局. 基础设施建设税收优惠[EB/OL]. [2018-05-14]. <http://www.chinatax.gov.cn/chinatax/n810219/n810744/n3439465/n3439470/n3439509/index.html>.
- [41] 中华人民共和国生态环境部. 2019年度减排项目中国区域电网基准线排放因子[EB/OL]. [2020-12-29]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/ycqhbh/wsqtz/202012/t20201229_815386.shtml.
- [42] 北极星氢能网. 2021年燃料电池电堆及系统将继续降价30%左右[EB/OL]. [2021-01-19]. <https://news.bjx.com.cn/html/20210119/1130472.shtml>.

收稿日期: 2023-09-13; 修回日期: 2023-12-22

作者简介:

李靖(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源电力市场; E-mail: lijingwilliam997@163.com

徐天奇(1978—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为新能源发电并网、电力信息物理系统、电力市场等; E-mail: xu.tianqi@ymu.edu.cn

李琰(1977—), 女, 博士, 教授, 研究方向为电力信息物理系统。E-mail: yan.li@ymu.edu.cn

(编辑 姜新丽)