doi：10.14186/j.cnki.1671-6620.2026.110

风电-电网协同供能下短流程氢冶金的技术经济分析

周奕彤[1,2]，周明熙[1]，高　轮[1]，彭　博[1]，刘若晨[1]，叶　爽[1]
（1. 上海科技大学 2060 研究院，上海 201210；2. 中国科学院 上海高等研究院，上海 201210）

摘　要：氢基直接还原铁-电弧炉（direct reduced iron-electric arc furnace，DRI-EAF）短流程冶金工艺是钢铁行业减碳的重要路径之一，其中可再生能源利用的技术与经济可行性需重点关注.本文构建了由风电与电网协同供能的氢基 DRI-EAF 工艺模型，对比评估了广东湛江区域海风与陆风绿电直连条件下该工艺的能耗、碳排放及经济性.结果表明：相较于陆风条件，海风条件下风电供给能力更强、波动性更小，系统对电网的依赖程度更低；随着风电场规模扩大，可再生能源渗透率持续上升，CO_2 排放则不断下降；在相同风场规模下，海风条件的减碳效果始终优于陆风条件；在经济性方面，陆风条件具有更低的吨钢成本和更短的投资回收期；1 500 MW 装机规模下，陆上风电吨钢成本为 3 616.32 元，低于海上风电的 4 132.89 元；当陆风场规模为 750 MW 时，系统投资回收期最短，为 7.66 年.

关键词：风电；电网；制氢；直接还原铁；炼钢；技术经济分析
中图分类号：TF 4；TM 614　　**文献标志码**：A　　**文章编号**：1671-6620(2026)05-0443-09

Techno-economic analysis of short-process hydrogen metallurgy under wind power-grid collaborative energy supply

Zhou Yitong[1,2], Zhou Mingxi[1], Gao Lun[1], Peng Bo[1], Liu Ruochen[1], Ye Shuang[1]
(1. Institute of Carbon Neutrality, ShanghaiTech University, Shanghai 201210;
2. Shanghai Advanced Research Institute, Chinese Academy of Sciences, Shanghai 201210)

Abstract: The hydrogen-based direct reduced iron-electric arc furnace (DRI-EAF) short-process metallurgical route is an important pathway for carbon emission reduction in the steel industry, with particular attention needed on the technical and economic feasibility of renewable energy utilization. This paper develops a hydrogen-based DRI-EAF process model co-powered by wind power and the power grid, and conducts a comparative evaluation of the energy consumption, carbon emissions, and economic performance of this process under direct green power connection from offshore and onshore wind conditions in Zhanjiang, Guangdong. The results show that, compared to onshore wind conditions, offshore wind conditions exhibit stronger wind power supply capacity, lower fluctuation, and less dependence on the grid. As the wind farm scale increases, the renewable energy penetration rate continues to rise, and carbon dioxide emissions continue to decline. At the same wind farm scale, the emission reduction performance under offshore wind conditions is consistently better than that under onshore wind conditions. In terms of economic performance, onshore wind conditions result in a lower steel production cost and a shorter payback period. At an installed capacity of 1 500 MW, the steel production cost per ton under onshore wind conditions is CNY 3 616.32, lower than CNY 4 132.89 under offshore wind conditions. When the onshore wind farm scale is 750 MW, the system has the shortest payback period of 7.66 years.

Key words: wind power; power grid; hydrogen production; direct reduced iron; steelmaking; technical and economic analysis

收稿日期：2026-04-30.
作者简介：周奕彤（2001—），女，硕士研究生，E-mail：zhouyt2023@shanghaitech.edu.cn.
通讯作者：周明熙（1992—），男，博士，助理研究员，E-mail：zhoumx@shanghaitech.edu.cn.

引文格式：周奕彤，周明熙，高轮，等. 风电-电网协同供能下短流程氢冶金的技术经济分析［J］. 材料与冶金学报，2026，25（5）：443-451.（Zhou Yitong, Zhou Mingxi, Gao Lun, et al. Techno-economic analysis of short-process hydrogen metallurgy under wind power-grid collaborative energy supply［J］. Journal of Materials and Metallurgy, 2026, 25（5）: 443-451.）

钢铁工业作为国民经济的重要基础产业，具有碳排放量大、脱碳难度高的突出特点[1]. 目前，占据主导地位的高炉-转炉（blast furnace-basic oxygen furnace，BF-BOF）路线的吨钢CO_2排放高达2.33 t[2]，因此，在“双碳”目标下，亟需发展低碳甚至零碳的新冶金工艺. 直接还原铁-电弧炉（direct reduced iron-electric arc furnace，DRI-EAF）的短流程冶金工艺，可采用绿氢作为还原气体，展现出显著的脱碳潜力[3-6]. 然而，绿氢的大规模制备高度依赖于低成本、低碳排放的可再生电力. 风能作为最具经济竞争力的可再生能源之一，其固有的波动性可通过与电网协同供电、配置储氢等方式实现稳定供能，从而为氢基DRI-EAF工艺提供可行的绿氢来源. 因此，研究风电与电网协同供能下的氢基DRI-EAF技术经济性，对于推动钢铁行业的深度脱碳具有重要意义.

已有研究表明，风电耦合电解水制氢用于DRI-EAF在技术路径与经济性上均具备可行性[7]. Rechberger等[8]建立了还原气体从天然气向氢气过渡的直接还原铁模型，证实了氢气的绿色炼钢潜力. Müller等[9]提出了电解水制氢与直接还原铁耦合的工艺路线，验证了绿氢的可行性. Elsheikh等[10]将可变规模的风能引入氢基DRI-EAF系统，分析了其对能耗、碳排放及成本的影响. 此外，Bhaskar等[11]发现，制氢相关的电网碳排放因子对系统的总碳排放有显著影响. Jacobasch等[12]量化了电解水氢基DRI-EAF路线的生产成本与减排成本，并指出其净成本比BF-BOF路线高出55%～59%. Vogl等[13]强调，该工艺可通过储氢或调整废钢比例来匹配生产与电力需求，其经济可行性主要取决于低成本绿电的可得性或更高的碳价格.

尽管上述研究为氢基DRI-EAF提供了重要基础，但大多未充分考虑不同风资源条件下风电出力的时序特性及其与电解槽、竖炉负荷的源荷匹配，也缺乏区域风资源差异下系统整体技术经济性能的对比评估. 本文针对上述不足，开展风电-电网协同供能下整体工艺的时序源荷交互建模，并对其进行技术经济分析.

1 工艺流程模型

1.1 氢基DRI-EAF工艺模型

本研究所构建的工艺流程如图1所示，过程用电由风电站和电网共同提供. 先对铁矿石进行预热（流1），预热后的铁矿石自上而下依靠重力进入竖炉（流2）. 竖炉工作温度为1 173 K，铁矿石内的Fe_2O_3与进入的H_2反应，生成金属铁与FeO，具体反应如式（1）和（2）所示.

$$Fe_2O_3(s)+3H_2(g)\longrightarrow 2Fe(s)+3H_2O(g)$$
$$\Delta H^0_{298K}=+100.01\ \text{kJ/mol} \quad (1)$$
$$Fe_2O_3(s)+H_2(g)\longrightarrow 2FeO(s)+H_2O(g)$$
$$\Delta H^0_{298K}=+39.59\ \text{kJ/mol} \quad (2)$$

含有金属铁、FeO与杂质的DRI以1 123 K温度离开竖炉（流3），进入电弧炉中进行粗钢冶炼. 电弧炉中加入石灰与焦炭，以去除杂质、炉渣发泡并提供额外能量（流4、流5），具体反应如式（3）～（5）所示.

$$FeO(l)+C(s)\longrightarrow Fe(l)+CO(g)$$
$$\Delta H^0_{298K}=+151.40\ \text{kJ/mol} \quad (3)$$
$$C(s)+\frac{1}{2}O_2(g)\longrightarrow CO(g)$$
$$\Delta H^0_{298K}=-110.53\ \text{kJ/mol} \quad (4)$$
$$C(s)+O_2(g)\longrightarrow CO_2(g)$$
$$\Delta H^0_{298K}=-393.52\ \text{kJ/mol} \quad (5)$$

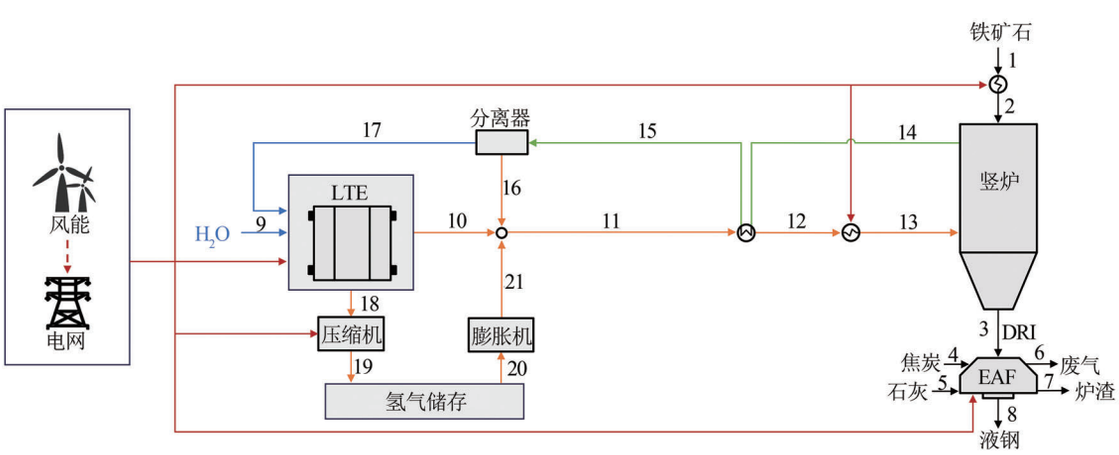


图1 风能与电网协同驱动的氢基DRI-EAF工艺流程模型

Fig. 1 Process flow model of hydrogen-based DRI-EAF co-driven by wind energy and power grid

废气以 1 773 K 温度离开电弧炉(流 6),炉渣与钢液以 1 973 K 温度离开电弧炉(流 7、流 8).竖炉顶的出气温度为 573 K(流 14),通过换热降温至 380 K(流 15),在分离器中降温并分离液态水与氢气(流 16、流 17).其中,液态水与补充的液态水在室温下进入碱性电解槽(流 9),并通过电解输出 H_2(流 10),与分离后回收的 H_2 一起参与换热(流 11),换热后的 H_2 再通过电加热至竖炉工作温度(流 13).电解槽产出的 H_2 部分通过往复式压缩进入地下储存,在风力较弱时段使用.DRI-EAF 关键参数见表 1.

基于质量与能量守恒将各单元进行集成,采用式(6)计算系统质量平衡,采用式(7)作为热力学第一定律,采用式(8)计算各物质(Fe_2O_3、H_2、H_2O、Fe、FeO、SiO_2、Al_2O_3、CaO、MgO、C)焓值,其中,A、B、C、D、E、F、H 为各物质的焓值计算常数.

$$\sum m_{i,\mathrm{in}} = \sum m_{j,\mathrm{out}} + \sum m_{k,\mathrm{con}} \tag{6}$$

$$\sum H_{j,\mathrm{out}} - \sum H_{i,\mathrm{in}} = Q - W \tag{7}$$

$$H_{\mathrm{mol}} = At + \frac{B}{2}t^2 + \frac{C}{3}t^3 + \frac{D}{4}t^4 - \frac{E}{t} + F - H \tag{8}$$

电网电力时序供需计算优先考虑风电场发电量,流程如图 2 所示.

表 1　氢基 DRI-EAF 的关键参数

Table 1　Key parameters of hydrogen-based DRI-EAF

设备	参数	值
碱性电解槽	容量/MW	20[10]
	模块数量/套	29
	H_2耗水量/(kg·kg^{-1})	11
	产H_2电耗/(kWh·kg^{-1})	50[14]
	设计容量冗余度/%	50[10]
DRI-EAF	竖炉氢气过量供应与需求量比率	1.5[10]
	DRI 金属化率/%	94[15]
	铁矿石电加热效率/%	85[10]
	铁矿石杂质 SiO_2 质量分数/%	3[13]
	铁矿石杂质 Al_2O_3 质量分数/%	2[13]
	竖炉热损失/%	15
	电弧炉电效率/%	85
	吨钢电弧炉石灰消耗量/kg	50[16]
	吨钢电弧炉焦炭消耗量/kg	20[16]
	吨钢电弧炉石墨电极消耗量/kg	3[16]
储氢	地下储氢容量/m^3	32 000[17]
	压缩机/膨胀机额定容量/MW	15[18]
	压缩机/膨胀机H_2流量/(kg·h^{-1})	4 552[18]

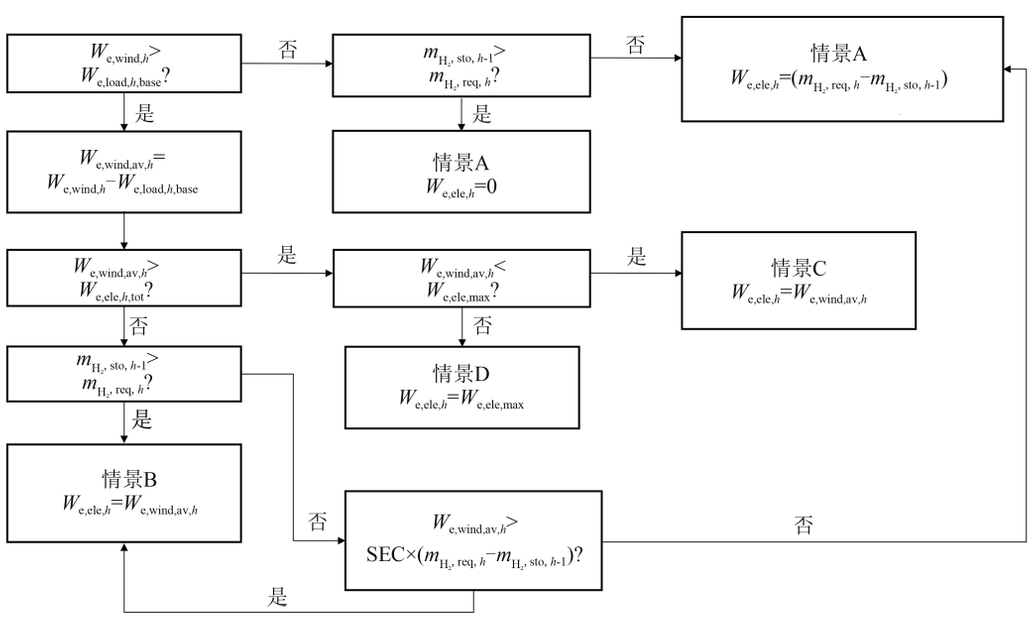


图 2　电力时序供需计算流程

Fig. 2　Flow chart for calculation of hourly power supply and demand

1.2 风能-电网

本文选取广东湛江作为典型地区开展研究,其电网工商业电价如图 3 所示.使用 System Advisor Model 软件[19]分别模拟海风、陆风条件下风电场的年度时序风力发电输出,具体地理条件参数见表 2,风电场规模通过调整风机机组数量变化.

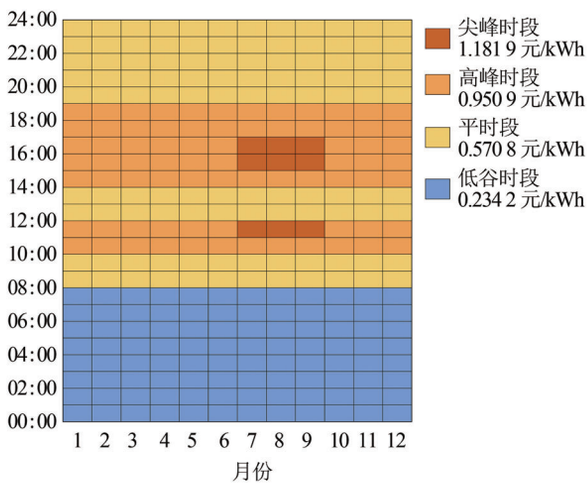


图 3 广东湛江 24 h 工商业峰谷平电价

Fig. 3 24-hour industrial and commercial electricity prices in Zhanjiang, Guangdong Province

表 2 广东湛江地区条件参数

Table 2 Condition parameters in Zhanjiang, Guangdong Province

参数	值
海风选址	21.28°N,110.36°E
陆风选址	20.97°N,110.51°E
地区电力 CO_2 排放因子/(kg·kWh^{-1})	0.440 3
可再生能源电力消纳权重/%	31.60

1.3 电解水制氢与储氢

采用碱性电解槽进行低温电解水制氢,具体反应如式(9)所示.

$$H_2O(l)\longrightarrow H_2(g)+\frac{1}{2}O_2(g)$$

$$\Delta H^0_{298K}=+285.83\ \text{kJ/mol} \tag{9}$$

氢气地下存储过程中,压缩耗能与膨胀释放能量采用等熵公式计算[见式(10)~(13)],电解水制氢和储氢的系统输入参数见表 1.

$$W_{com,kg}=\frac{k\cdot z\cdot R\cdot T_{com,in}}{\eta_{com}\cdot M_{H_2}\cdot(k-1)}\left[\left(\frac{P_{com,out}}{P_{com,in}}\right)^{\frac{k-1}{k}}-1\right] \tag{10}$$

$$\frac{T_{com,out}}{T_{com,in}}=\left(\frac{P_{com,out}}{P_{com,in}}\right)^{\frac{k-1}{k}} \tag{11}$$

$$W_{exp,kg}=\eta_{exp}\cdot c_p\cdot T_{exp,in}\left[1-\left(\frac{P_{exp,out}}{P_{exp,in}}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \tag{12}$$

$$T_{exp,out}=T_{exp,in}\cdot\left(\frac{P_{exp,out}}{P_{exp,in}}\right)^{\frac{k-1}{k}}+\frac{W_{exp,kg}}{c_p} \tag{13}$$

2 技术经济评价

2.1 技术经济成本参数

对年产粗钢 100 万 t 的氢基 DRI-EAF 工厂进行技术经济分析,假设工厂每年运行 330 天(7 920 h),各单元的技术经济参数见表 3.

表 3 氢基 DRI-EAF 工厂技术与经济参数

Table 3 Technical and economic parameters of hydrogen-based DRI-EAF plant

参数		输入值
工厂年产能/t		1×10^6
铁矿石价格/(元·t^{-1})		851
工商业用水价格/(元·t^{-1})		4.74
焦炭价格/(元·t^{-1})		2 004
石灰价格/(元·t^{-1})		782[20]
海上风机	单机容量/MW	15
	建设成本/(元·kW^{-1})	9 000[21]
	运营成本/%	3[22]
	使用寿命/a	30[22]
陆上风机	单机容量/MW	5
	建设成本/(元·kW^{-1})	3 500[21]
	运营成本/%	3[22]
	使用寿命/a	30[22]
电解槽	建设成本/(元·kW^{-1})	2 136[23]
	运营成本/%	3[24]
	使用寿命/a	20[24]
压缩机	建设成本/(元·kW^{-1})	8 546[25]
	运营成本/%	4[25]
	使用寿命/a	20[10]
地下储氢	建设成本/(元·m^{-3})	359[26]
	运营成本占比/%	2[26]
	使用寿命/a	30[26]
膨胀机	建设成本/(元·kW^{-1})	4 409[27]
	运营成本/%	4
	使用寿命/a	20[10]

续表

参数		输入值
竖炉	建设成本/(元·t^{-1})	1 780[22]
	运营成本占比/%	3[28]
	使用寿命/a	20[28]
电弧炉	吨钢建设成本/元	1 638[22]
	运营成本占比/%	2[28]
	使用寿命/a	20[28]
年劳动力成本/(元·$人^{-1}$)		9.76 万[20]
粗钢售价/(元·t^{-1})		4 629
碳市场碳价/(元·t^{-1})		90
税率/%		25
折现率/%		7[13,29]
残值率/%		5

2.2　技术经济指标

本研究通过吨钢能耗、碳排放强度、可再生能源渗透率、成本与投资回收期等指标来评价氢基 DRI-EAF 工艺，具体如表 4 所列.

3　结果与讨论

3.1　时序动态变化

采用氢基 DRI-EAF 单元的能量质量平衡模型进行计算，结果表明，考虑到 DRI 金属化率为 94%，铁矿石中杂质的质量分数为 5%，生产 1 t 钢需消耗 1.51 t 铁矿石、51.98 kg 氢气，吨钢能耗为 3.72 MWh，这与已有研究的结果较为一致(3.95 MWh[10]、3.96 MWh[29]).如图 4 所示，铁矿石预热、电解槽制氢、氢气预热、电弧炉的能耗分别为 0.38、2.73、0.23、0.37 MWh，可见电解槽制氢是主要的耗能单元，占比高达 73.43%.

表 4　技术指标与经济指标计算方法及含义

Table 4　Calculation methods and meanings of technical and economic indicators

指标	计算公式	含义
吨钢能耗/MWh	$SEC = \dfrac{\sum W_{e,load,h}}{m_{LS,a}}$	电解、储氢、竖炉、电弧炉与原料预热等累计的年耗电量与年粗钢产量的比值
吨钢CO_2 排放强度/ t	$E_{mi} = \dfrac{\sum m_{CO_2,grid,h}}{m_{LS,a}} + m_{CO_2,EAF}$	电网碳排放值与电弧炉和石墨电极排放之和与年粗钢产量的比值
可再生能源渗透率	$RE = \dfrac{W_{e,re,out} + W_{e,grid,tot} \times RE_{grid}}{W_{e,re,out} + W_{e,grid,tot}}$	太阳能光伏发电量与电网用电中可再生能源发电量之和与总耗电量的比值
年化投资建设成本/元	$C_{inv,a} = \sum \mathrm{CAPEX}_j \times \dfrac{i \times (1+i)^{N_j}}{(1+i)^{N_j} - 1}$	初始投资建设成本等效为等额年金
吨钢投资成本/元	$C_{LS} = \dfrac{\sum C_{inv,a} + \sum C_{raw,a} + \sum C_{O\&M,a} + \sum C_{e,a}}{m_{LS,a}}$	年化初始投资成本、原料成本、运营成本、电力成本之和与年钢产量之比
净现值/元	$NPV = \sum \dfrac{CF_a}{(1+i)^a}$	当年度净现值之和与初始建设投资成本的差值，即累计净现值为 0 时，投资成本回收，该年限即为投资回收期

图 5 示出了在 1 050 MW 风电站规模下，海风与陆风条件的时序变化情况.由图 5 可知，与海风条件相比，陆风条件下的风电场风电供给能力减弱，波动性增强，短流程炼钢系统对电网依赖显著提高，产氢调节空间收窄，可再生能源渗透率整体下降且稳定性变差.在 1 050 MW 风电站规模下，陆风条件的发电总量为 1.68×10^9 kWh，而海风条件的发电总量为 2.78×10^9 kWh，陆风场年有效利用小时数比海风场少 1 049 h.海风条件下的风机总输出供电量整体处于较高水平，在多个时段可持续维持在 600~900 MW，并呈现较长时间的高可再生能源渗透率，风电是主供电单元.相比之下，陆风条件下风机输出整体显著偏低，大部分时段处于低位，仅在少数时段出现瞬时高峰，虽然峰值仍可接近 800~900 MW，但持续时间很短且快速回落，可再生能源渗透率大多处于 30%~50%，更接近电网主供、风电补充的运行情况.

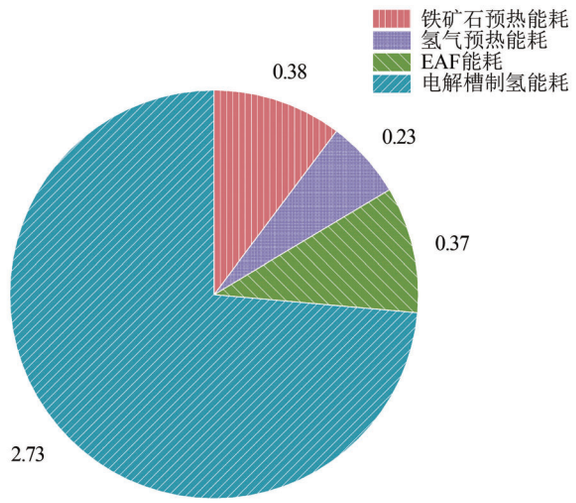


图4 氢基DRI-EAF流程各单元能耗占比(MWh)

Fig. 4 Energy consumption distribution of each unit in hydrogen-based DRI-EAF process(MWh)

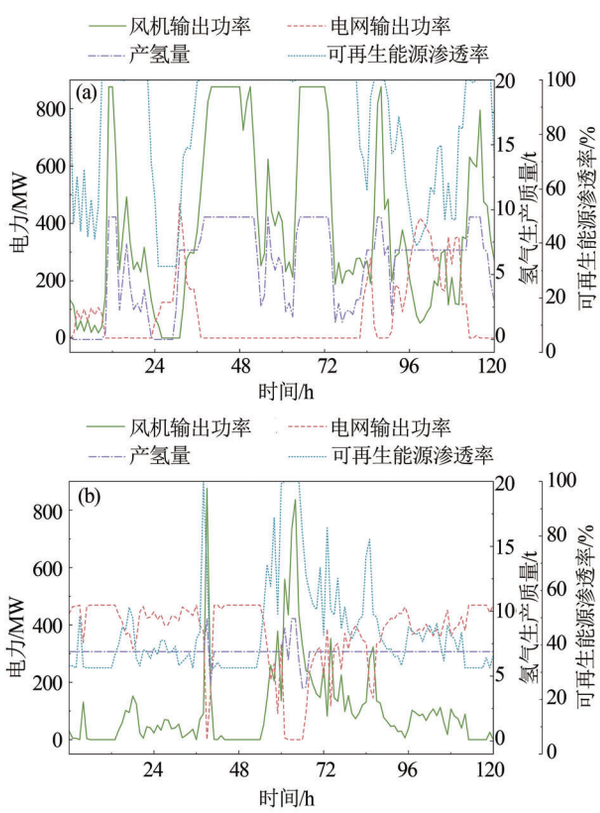


图5 在1 050 MW风电站规模下海风与陆风条件的时序变化情况

Fig. 5 Hourly operational characteristics at 1 050 MW under offshore and onshore wind conditions

(a)—海风条件;(b)—陆风条件.

无论是海风还是陆风条件,氢基DRI-EAF流程在风电与电网协同供能下均具有较强的动态耦合特征,风电出力决定了系统可再生能源利用水平和电解制氢负荷变化趋势.海风条件下,系统在多数时段可维持较高的可再生能源渗透率,但产氢量和能源结构仍随风电波动而显著变化,这说明流程运行稳定性仍需要通过储氢、储能及优化调度进一步提升.

3.2 可再生能源渗透率

由图6可知,随着风电场规模的增大,氢基DRI-EAF的可再生能源渗透率均呈持续上升趋势,但海风条件与陆风条件的增长幅度存在明显差异.在同一风电场规模下,海风条件下的可再生能源渗透率始终高于陆风条件.当风电场规模为0(即完全由电网供电)时,系统可再生能源渗透率即广东湛江的电网可再生能源电力消纳权重为31.60%.随着风电场规模的增大,在低到中等风电场规模区间内,可再生能源渗透率提升较快;当风电场规模达到750 MW时,海风条件下的可再生能源渗透率达到67.35%,陆风条件下可达到53.45%.

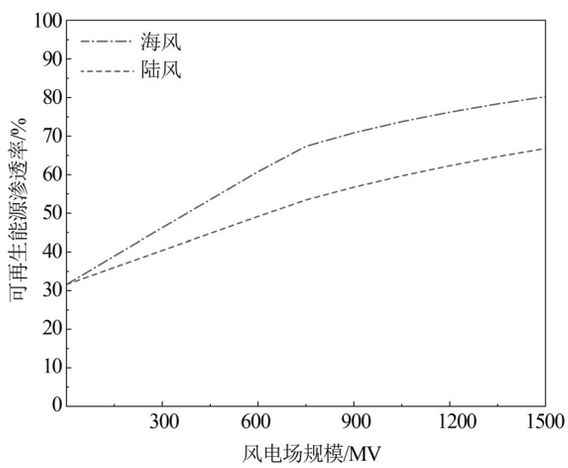


图6 海风与陆风条件下的氢基DRI-EAF可再生能源渗透率

Fig. 6 Renewable energy penetration rate of hydrogen-based DRI-EAF under offshore and onshore wind conditions

还可以发现,随着风电场规模的继续增大,可再生能源渗透率的增长速度逐渐放缓.这主要是因为:当风电装机规模较小时,新增风电可以直接替代大量电网购电,故可再生能源渗透率增长显著;但当装机规模达到一定水平后,受限于电解槽容量、DRI-EAF负荷需求、储氢能力,以及风电时序波动特征,新增风电并不能被完全高效消纳,这导致可再生能源占比的提升速度减缓.当风电场规模达到1 500 MW时,陆风条件下的可再生能源渗透率为66.77%,而海风条件下达到80.20%.

3.3 CO_2 排放

图7为在海风与陆风条件下,不同风电场规

模时氢基 DRI-EAF 的 CO_2 排放量.由图可知,随着风电场规模的增大,氢基 DRI-EAF 的 CO_2 排放量均呈持续下降趋势.当风电场规模为 0(即完全由电网供电)时,系统 CO_2 排放量主要来源为电网电力,吨钢 CO_2 排放量为 1.71 t.随着风电场规模的增大,海风条件下的吨钢 CO_2 排放量比陆风条件的下降幅度明显更大.当风电场规模达到 750 MW时,海风条件下的吨钢 CO_2 排放量快速下降至 0.86 t,降幅接近 50%,而陆风条件下的吨钢 CO_2 排放量下降至 1.19 t,降幅为 30%.当风电场规模继续增至 1 500 MW 时,海风条件下的吨钢 CO_2 排放量进一步下降到 0.56 t,陆风条件下的吨钢 CO_2 排放量则为 0.87 t.因此,在同等风电场规模下,海风条件具有更高的碳减排效益.

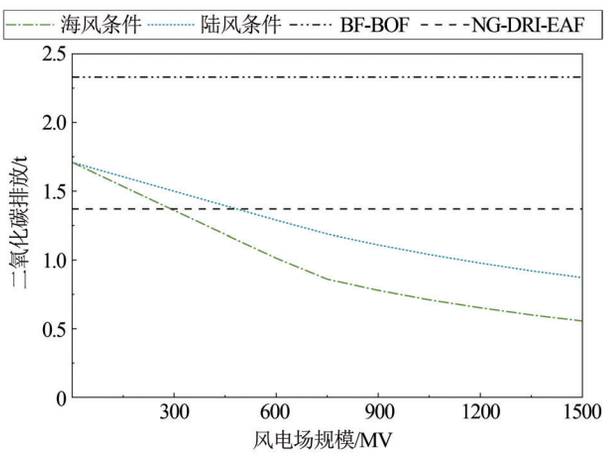


图 7　海风与陆风条件下氢基 DRI-EAF 的 CO_2 排放量

Fig.7　Carbon dioxide emissions of hydrogen-based DRI-EAF under offshore and onshore wind conditions

传统炼钢路线 BF-BOF 的吨钢 CO_2 排放量(2.33 t)显著高于所有海风和陆风条件下氢基 DRI-EAF 的吨钢 CO_2 排放量,这说明无论是否配置风电,氢基 DRI-EAF 路线在结构上均具有明显的减排潜力.而天然气基 DRI-EAF 的吨钢 CO_2 排放量为 1.37 t[2],随着风电装机规模提升,氢基 DRI-EAF 的碳排放可降至天然气基 DRI-EAF 之下(详见图 7).其中,在海风条件下,风电装机规模达到 300 MW,即可实现碳排放反超;而在陆风条件下,则需要装机规模达到 600 MW.这说明只要配套足够规模的可再生绿电,绿氢 DRI-EAF 炼钢不仅碳排放远优于 BF-BOF 传统长流程炼钢,还能在碳排放表现上胜过天然气直接还原炼钢路线.

3.4　经济性分析

图 8 展示了不同风电场规模时,海风与陆风条件下的系统吨钢成本和投资回收期.其中,投资回收期的计算中纳入了碳市场碳价(90 元/t)收益和风电并网收益.当风电场规模为 0 时,海风与陆风两条曲线起点基本一致,吨钢成本均为 4 132.89元.此时,系统成本主要由建设成本、电网电力成本、铁矿石成本决定.随着风电场规模增大,系统外购电量减少,降低了电解制氢和炼钢环节的购电成本,吨钢成本呈现明显下降趋势.当风电场规模增至 750 MW 时,海风与陆风条件下吨钢成本分别下降至 3 767.60 元和 3 727.20 元,相应的投资回收期则为 10.71 年和 7.66 年.此后,海风条件下的吨钢成本开始回升,在 900 MW 时回升至 3 808.97 元,至 1 500 MW 时进一步升至 4 118.92 元,几乎回到初始水平.该现象主要由新增海上风电装机的边际经济效益递减所致.当装机规模从 750 MW 增至 900 MW 时,年风电量增加约 3.96 亿 kWh,但电网购电量仅减少约 1.86 亿 kWh,这说明新增风电中仅约 46.97%直接用于替代电网购电.与此同时,海上风电年化投资成本增加约 1.09 亿元/a,运维成本增加约 0.41 亿元/a,而购电成本仅降低约 1.08 亿元/a,新增固定成本已超过购电成本的节约额.

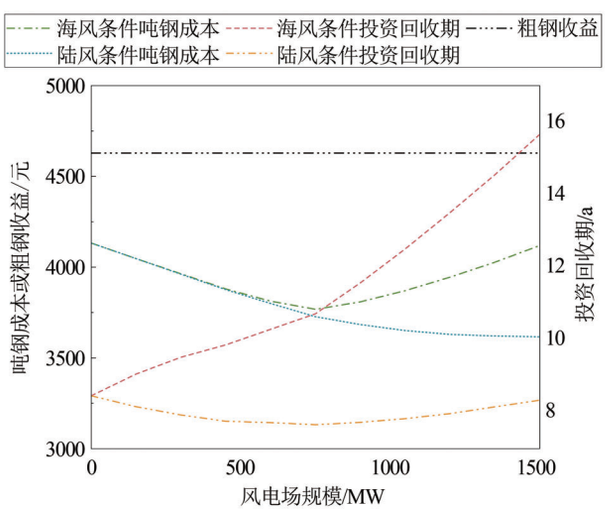


图 8　海风与陆风条件下氢基 DRI-EAF 吨钢成本与投资回收期

Fig. 8　Cost per ton of liquid steel and payback period of hydrogen-based DRI-EAF under offshore and onshore wind conditions

相比之下,陆风条件下的吨钢成本在整个研究区间内持续下降,未出现明显拐点,但下降幅度逐渐减小,吨钢成本从风电场规模为 0 时的 4 132.89 元下降至 1 500 MW 时的 3 616.32 元.这主要是由于陆风条件下风电场的发电输出较小,富余氢气的消纳空间尚未饱和,新增装机仍能持续带来购电替代效益.若进一步增大风电场规模,

受限于富余氢气储存与利用能力,成本同样会在出现最低点后转为上升.此外,陆风条件的初始建设投资成本远低于海风条件,其投资回收期更短,且呈现先下降后增长的趋势.按当前90元/t的碳价考虑减碳收益,陆风场景的最短投资回收期为7.66年,对应风电场规模为750 MW.随着碳市场制度的完善及碳交易活力的提升,碳价的上涨将增加整体项目的减碳收益,投资回收期有望进一步缩短.同时,依托碳市场的减排激励机制,可有效促进钢铁工业中可再生能源的消纳利用水平提升.总体而言,整体工艺在陆风条件下的经济性优于海风条件,且在较大风电场规模下,这一优势更为明显.此外,虽然海上风电具有更高的资源利用效率,但其较高的装机与运营维护成本使得超大规模配置不一定能够带来更优的经济性.

4 结论

(1)在风电与电网协同供能条件下,氢基DRI-EAF流程具有较强的动态耦合特征,且与海风条件相比,陆风条件下的风电场风电供给能力减弱,波动性增强,系统对电网的依赖显著提高.

(2)随着风电场规模的扩大,海风与陆风条件下氢基DRI-EAF的可再生能源渗透率均呈持续上升趋势,CO_2排放量均呈持续下降趋势.同一风电场规模时,海风条件下的可再生能源渗透率始终高于陆风条件,整体减排表现显著优于陆风条件下.提高风电场规模能够有效降低流程对电网电力的依赖,并显著增强其减排效果.当风电场规模扩大到1 500 MW时,海风条件下吨钢CO_2排放量下降到0.56 t,陆风条件下则为0.87 t.

(3)相较于传统BF-BOF路线,氢基DRI-EAF路线具有明显的减排潜力.在300 MW海风场或600 MW陆风场规模下,氢基DRI-EAF可实现与天然气基DRI-EAF路线相当的碳减排效果.当装机规模增至1 500 MW时,海风条件和陆风条件CO_2排放强度分别降至0.56,0.87 t,较天然气基DRI-EAF路线分别减排59.41%和36.32%.

(4)陆风条件下的经济性优于海风条件,且在较大风电装机规模下,这一优势更加明显.陆风条件下的吨钢成本从0 MW时的4 132.89元下降至1 500 MW时的3 616.32元,海风条件下的吨钢成本从0 MW的4 132.89元下降至750 MW时的3767.60元,在1 500 MW时回到初始水平.考虑当前90元/t碳价水平下的减碳收益,当陆风场规模为750 MW时,系统具有7.66年的最短投资回收期.

5 参考文献

[1] International Energy Agency. Iron and steel technology roadmap[R]. Paris: International Energy Agency, 2020.

[2] World Steel Association. Sustainability indicators 2023 report [R]. Brussels: World Steel Association, 2023.

[3] Fan Z Y, Friedmann S J. Low-carbon production of iron and steel: technology options, economic assessment, and policy[J]. Joule, 2021, 5(4): 829-862.

[4] Kodgire P. Hydrogen - imminent clean and green energy: hydrogen production technologies life cycle assessment review [J]. Process Safety and Environmental Protection, 2025, 193: 483-500.

[5] Hasnain S M W U, Farooqi A S, Ayodele B V, et al. Advancements in Ni and co-based catalysts for sustainable syngas production via bi-reforming of methane: a review of recent advances [J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 434: 139904.

[6] Shen J L, Zhang Q, Tian S S, et al. The role of hydrogen in iron and steel production: development trends, decarbonization potentials, and economic impacts[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 92: 1409-1422.

[7] Lan C C, Hao Y J, Shao J N, et al. Effect of H_2 on blast furnace ironmaking: a review[J]. Metals, 2022, 12(11): 1864.

[8] Rechberger K, Spanlang A, Sasiain Conde A, et al. Green hydrogen-based direct reduction for low-carbon steelmaking [J]. Steel Research International, 2020, 91(11): 2000110.

[9] Müller N, Herz G, Reichelt E, et al. Assessment of fossil-free steelmaking based on direct reduction applying high-temperature electrolysis [J]. Cleaner Engineering and Technology, 2021, 4: 100158.

[10] Elsheikh H, Eveloy V. Assessment of variable solar- and grid electricity-driven power-to-hydrogen integration with direct iron ore reduction for low-carbon steel making[J]. Fuel, 2022, 324: 124758.

[11] Bhaskar A, Assadi M, Nikpey Somehsaraei H. Decarbonization of the iron and steel industry with direct reduction of iron ore with green hydrogen[J]. Energies, 2020, 13(3): 758.

[12] Jacobasch E, Herz G, Rix C, et al. Economic evaluation of low-carbon steelmaking via coupling of electrolysis and direct reduction [J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 328: 129502.

[13] Vogl V, Åhman M, Nilsson L J. Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking [J]. Journal of Cleaner Production, 2018, 203: 736-745.

[14] Immonen J, Weingaertner D, Ketkaew J, et al. Process intensification and comparison of electrolytic hydrogen green steel plants for industrial decarbonization[J]. Journal of Cleaner Production, 2025, 490: 144812.

[15] Germeshuizen L M, Blom P W E. A techno-economic evaluation of the use of hydrogen in a steel production process, utilizing nuclear process heat [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2013, 38(25): 10671-10682.

[16] Pfeifer H, Kirschen M. Thermodynamic analysis of EAF energy efficiency and comparison with a statistical model of electric energy demand [C]//7th European Electric Steelmaking

Conference Proceedings. 2002,1:1.413-1.428.

[17] Bade S O, Taiwo K M, Ndulue U F, et al. A review of underground hydrogen storage systems: current status, modeling approaches, challenges, and future prospective[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 80: 449-474.

[18] Neuman & Esser Deutschland GmbH & Co. KG. Piston compressors [EB/OL]. [2026-04-23]. https://www.neuman-esser.com/produkte-services/kompressoren-kompressoranlagen/kolbenkompressoren/.

[19] National Renewable Energy Laboratory. System advisor model [CP/OL]. Golden: National Renewable Energy Laboratory, Home-System Advisor Model, [2026-04-23]. https://sam.nrel.gov/.

[20] Yang L Z, Hu H, Wang M X, et al. Comparative life cycle assessment and techno-economic analysis of electric arc furnace steelmaking processes integrated with solar energy system[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 425: 138868.

[21] 水电水利规划设计总院. 中国可再生能源工程造价管理报告 2024 年度. [EB/OL]. [2026-04-23]. http://www.creei.cn/ueditor/jsp/upload/file/20250603/1748929665756038431.pdf. (China Renewable Energy Engineering Institute. China renewable energy engineering cost management report (2024) [EB/OL]. [2026-04-23]. http://www.creei.cn/ueditor/jsp/upload/file/20250603/1748929665756038431.pdf.)

[22] Sheng K L, Wang X J, Si F Y, et al. Rational capacity investment for renewable hydrogen-based steelmaking systems: a multi-stage expansion planning strategy[J]. Applied Energy, 2024, 372: 123746.

[23] International Energy Agency. Global hydrogen review 2022 [R/OL]. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development, [2026-04-01]. https://www.oecd.org/en/publications/global-hydrogen-review-2022_a15b8442-en.html.

[24] Tebibel H. Dual-objective optimization of solar driven alkaline electrolyzer system for on-site hydrogen production and storage: current and future scenarios[J]. Renewable Energy, 2024, 237: 121784.

[25] Jindal A, Shrimali G, Tiwary N. At scale adoption of green hydrogen in Indian industry: costs, subsidies and policies[J]. Energy for Sustainable Development, 2024, 83: 101549.

[26] Chen Y Z, Hill D, Billings B, et al. Hydrogen underground storage for grid electricity storage: an optimization study on techno-economic analysis [J]. Energy Conversion and Management, 2024, 322: 119115.

[27] Singer G, Köll R, Aichhorn L, et al. Utilizing hydrogen pressure energy by expansion machines-PEM fuel cells in mobile and other potential applications[J]. Applied Energy, 2023, 343: 121056.

[28] Eveloy V, Kannan P, Romeo L M. Comparative energy, emissions and economic assessment of low-carbon iron and steel making processes using imported liquid organic hydrogen carrier options[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 89: 1321-1341.

[29] Bhaskar A, Assadi M, Somehsaraei H N. Can methane pyrolysis based hydrogen production lead to the decarbonisation of iron and steel industry? [J]. Energy Conversion and Management: X, 2021, 10: 100079.

(上接第 433 页)

[10] Fan Z Y, Friedmann S J. Low-carbon production of iron and steel: technology options, economic assessment, and policy[J]. Joule, 2021, 5(4): 829-862.

[11] Chen J, Li S Y, Li X Y, et al. Pursuing zero-carbon steel in China: a critical pillar to reach carbon neutrality[R]. Basalt: Rocky Mountain Institute (RMI), 2021.

[12] Hasanbeigi A, Lu H Y, Zhou N. Net-zero roadmap for China's steel industry[R]. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2023.

[13] Zhou T, Gosens J, Xu H, et al. China's green steel plans: near-term policy challenges & Australia-China links in decarbonization [R]. Canberra: The Australian National University, 2022.

[14] Institute for Energy Economics and Financial Analysis. New from old: the global potential for more scrap steel recycling[R/OL]. 2021. https://ieefa.org/wp-content/uploads/2021/12/The-Global-Potential-for-More-Scrap-Steel-Recycling_December-2021_2.pdf.

[15] Yang R J. Autos, Buildings, Renewables: finding China's green steel buyers [R]. Singapore: Asia Research and Engagement, 2024.

[16] Wang Y H, Wen Z G, Xu M, et al. Long-term transformation in China's steel sector for carbon capture and storage technology deployment[J]. Nature Communications, 2025, 16: 4251.

[17] Xu X Y, Xie W H, Jin P. Financing the decarbonisation of China's steel sector: Insights from the transition finance pilot and market progress[R]. Climate Bonds Initiative, 2024.

[18] Li H F, Zhao Y, Guo C Q, et al. Analysis of technological pathways and development suggestions for blast furnace low-carbon ironmaking[J]. Metals, 2024, 14(11): 1276.