



## 近海海上风电制氢经济性分析

孙建梅 郭博

### Economic Analysis of Hydrogen Production From Near-shore Wind Power

SUN Jianmei, GUO Xuanbo

引用本文:

孙建梅, 郭博. 近海海上风电制氢经济性分析[J]. 现代电力, 2025, 42(3): 523–530. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2023.0183  
SUN Jianmei, GUO Xuanbo. Economic Analysis of Hydrogen Production From Near–shore Wind Power[J]. *Modern Electric Power*, 2025, 42(3): 523–530. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2023.0183

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2023.0183>

## 您可能感兴趣的其他文章

### Articles you may be interested in

#### 考虑海上风电接入与转动惯量约束的电源规划模型

A Model for Power Planning Considering Large Offshore Wind Power Integration and Rotational Inertia Constraints  
现代电力. 2023, 40(4): 448–456 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0375>

#### 离网型光伏制氢项目经济性分析及压力测试

Economic Analysis and Stress Test of Off–grid Photovoltaic Hydrogen Production Projects  
现代电力. 2023, 40(1): 1–7 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0218>

#### 基于统一潮流控制器和拓扑调整的海上风电功率控制策略

A Power Control Strategy of Offshore Wind Power Based on Unified Power Flow Controller and Topology Adjustment  
现代电力. 2023, 40(3): 285–294 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0326>

#### 耦合氢储能的综合能源园区系统容量配置与运行优化

Capacity Allocation and Operation Optimization of Integrated Energy Park System Coupled with Hydrogen Energy Storage  
现代电力. 2023, 40(6): 931–938 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2022.0099>

#### 基于改进郊狼算法的新能源制氢能量优化调度

Energy Optimal Scheduling of New Energy Hydrogen Production Based on Improved Coyote Algorithm  
现代电力. 2022, 39(5): 514–520 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0194>

#### 基于风电机组状态信息的海上风电场维护策略

An Offshore Wind Farm Maintenance Strategy Based on Wind Turbine Condition Information  
现代电力. 2022, 39(1): 26–35 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0004>

# 近海海上风电制氢经济性分析

孙建梅, 郭烜博

(上海电力大学 经济管理学院, 上海市 浦东新区 200090)

## Economic Analysis of Hydrogen Production From Near-shore Wind Power

SUN Jianmei, GUO Xuanbo

(College of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Pudong New District, Shanghai 200090, China)

**摘要:** 随着近年来我国双碳目标的确立, 以及未来我国氢能汽车的普及, 越来越需要一种低碳的制氢方法来满足日益增长的氢气需求。海上风电制氢技术成为解决氢气需求的关键。但是, 我国风电制氢处于起步阶段, 面临着风能利用率低、经济效益不佳等问题。针对上述问题, 首先建立系统所需要的各设备模型, 根据风速数据得到风电场出力 and 氢气产量。其次, 设置多种收益方案, 建立考虑不同电解槽容量配置的经济性模型。最后, 对海上风电的不同利用方案进行敏感性分析。结果表明, 海上风电制氢具有一定的经济可行性, 同时, 适当的电解槽容量能够进一步提升系统的经济效益。氧气参与系统收益对制氢模式的经济性具有积极意义, 但氢气价格的变化对系统经济性的影响占主导地位, 其变化受市场供需影响, 具有一定的不确定性。

**关键词:** 海上风电; 氢能; 风电制氢; 容量配置; 经济可行性

**Abstract:** With the establishment of dual carbon targets and the popularity of hydrogen energy vehicles in the future, a low-carbon hydrogen production method is required to meet the growing demand for hydrogen. Offshore wind-power hydrogen production technology has become the pivotal solution to this challenge. China's wind-power hydrogen production technology, however, is still at its early stage and encounters challenges such as low wind energy utilization rates and poor economic benefits. To address these issues, based on the wind speed data, various equipment models were established to determine the wind farm's output and hydrogen production. In addition, multiple profit scenarios were set up to determine an economic model that considers different electrolyzer capacities. Finally, a sensitivity analysis was conducted on various

**基金项目:** 国家社科基金资助项目 (20BJL036)。

Project Supported by the National Social Science Foundation of China (20BJL036).

utilization schemes for offshore wind power. The results show that the utilization of offshore wind power for hydrogen production has certain economic feasibility. Meanwhile, the system's economics can be further enhanced by adjusting the electrolyzer capacity appropriately. The participation of oxygen in the system revenue holds a positive significance to the economics of hydrogen production mode. Still, the change in hydrogen price dominates the system economics, which is influenced by market supply and demand with inevitable uncertainty.

**Keywords:** offshore wind power; hydrogen energy; wind-power hydrogen production; capacity configuration; economic feasibility

**DOI:** 10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0183

## 0 引言

我国国务院印发的《新能源汽车产业发展规划 (2021—2035 年)》与《2030 年前碳达峰行动方案》中指出, 发展绿色清洁能源是应对气候变化、奠定碳中和基础、应对化石能源枯竭的重要方法<sup>[1-2]</sup>。目前, 我国氢气生产主要以煤炭制氢为主, 2020 年我国煤炭消费占据世界煤炭消费总量的 54.33%, 根据《中国氢能及燃料电池产业白皮书》中的氢能市场发展远期预测, 我国于 2050 年将会有 6000 万 t 的年氢气需求, 其中可再生能源电解制氢占比要达到 70%, 而目前全球仅有 4% 的氢气采用可再生能源制取, 为满足工业用氢以及车用氢能快速增长的需求, 需要一种高效低碳的制氢方式<sup>[3-6]</sup>。

目前, 已有部分学者对海上风电制氢技术的经济性进行了研究。文献 [7] 比较了海上风力发电场并网发电和电力全额制氢模式的经济性, 结

果表明采用全额制氢并以氢气管道运输回陆地的方式具有更高的经济性。文献[8]建立远海风电制氢项目功率-效率模型,评估远海风电制氢项目的经济可行性。文献[9-11]提出目前海上风电就地制氢面临的挑战,认为设备的选型和项目选址是影响系统经济性的主要因素。文献[12]综述美国、欧洲和日本等主要发达国家的电解水制氢技术路线,结合国内发展现状,得出目前可再生能源电解水制氢的平准化成本约为20~40元/kg。文献[13]从投资者的视角出发,采用净现值和系统年收益表示投资者意愿,评估投资者对海上风电系统售电和制氢方式的投资意向。文献[14]构建了涵盖技术、经济、环境和政策方面的混合整数线性规划模型,分析海上风电项目设备成本分布和政策驱动因素,结果表明系统经济性对当地政策和氢气需求敏感。上述研究中,海上制氢项目采用的海底氢气管道运输在经济效益方面具有一定优势,但在目前仍有较大建设难度。在对系统进行经济分析时采用单一的经济指标无法从时间、价值和效率等方面反映项目的经济性。在对系统进行收益分析时未考虑电解产生副产物的利用,而合理的副产物利用可以减少资源浪费,提高经济效益。因此,有必要分析在近海风电制氢系统中氧气的参与对系统经济性的影响。

我国海上风电处于起步阶段,对风电的利用形式仍需进行探讨。本文将风电利用模式分为并网发电和风电制氢,并网发电模式下风电通过海底电缆输送至陆地,而在制氢模式下产物被存储在高压气罐中,并通过轮船运输至陆地。根据氧气是否参与收益对制氢模式分别讨论。建立设备模型和不同模式下的经济模型,结合经济模型对方案进行多方位分析。最后在制氢模式下进行敏感性分析,得出影响制氢模式经济性的主要因素。

## 1 各设备模型

并网发电模式的系统主要组成有海上风电机、海底电缆和陆上变电站。相较于并网发电模式,海上风电制氢模式需添加水泵、海水淡化装置、电解系统和储气装置。海上风力发电机提供电力,运送电力到海上制氢平台,提供电力给海水提纯装置、制氢系统等负荷,其中,制氢部分包括电解槽和气体提纯压缩装置,产生的气体通过储气设备进行收集并通过船舶运回陆地。

### 1.1 风力发电场模型

海上平台所需要的电能全部由海上风力发电场提供,因此需要建立风机的风速-功率模型。常用的曲线建模方法有参数方法和非参数方法,参数方法利用风机输入与输出设计参数之间的数学关系建立数学表达式,该方法能够通过风力数据较快地得到输出功率,适用于缺少风机运行数据的地区,缺点在于忽略了气温、气压、气流等环境因素对风机输出功率的影响。非参数方法是在大量的原始数据基础上建立某种关系,从而得出风机的输出数据,该方法相较参数方法拟合效果较好,且有较高的拟合精度,能够更好地反映风机的实际运行情况,但在缺少风机运行数据的地区,该方法不适用。我国海上风电项目处于起步阶段,本文所选地区缺少足够的海上风机原始数据,因此这里采用参数方法中的多项式功率曲线法,公式如(1)所示<sup>[15]</sup>。

$$P_{w,t} = \begin{cases} P_r, & v_r < v < v_{out} \\ P_r(A + Bv + Cv^2), & v_{in} < v < v_r \\ 0, & 0 < v < v_{in}, v > v_{out} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{w,t}$ 为风机在  $t$ 时刻风速  $v$ 时的输出功率;  $P_r$ 为风机在额定风速下的输出功率;  $v_r$ 、 $v_{in}$ 、 $v_{out}$ 分别为风机的额定风速、切入风速和切出风速;参数  $A$ 、 $B$ 、 $C$ 的计算公式如下<sup>[16]</sup>:

$$\begin{cases} A = \frac{1}{(v_{in} - v_r)^2} \left[ v_{in}(v_{in} + v_r) - 4v_{in}v_r \left( \frac{v_{in} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right] \\ B = \frac{1}{(v_{in} - v_r)^2} \left[ 4(v_{in} + v_r) \left( \frac{v_{in} + v_r}{2v_r} \right)^3 - (3v_{in} + v_r) \right] \\ C = \frac{1}{(v_{in} - v_r)^2} \left[ 2 - 4 \left( \frac{v_{in} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right] \end{cases} \quad (2)$$

### 1.2 海水淡化装置模型

为适应电解系统快速响应的特点,风力发电机产生的电能优先驱动反渗透膜海水淡化装置,产生可用于电解装置的淡化水。淡化装置能耗为

$$e_d = \frac{P_d t}{Q_{d,t}} \cdot \frac{L}{\eta_1} \quad (3)$$

式中:  $e_d$ 表示电解系统中生产每千克氢气所需的淡化水装置消耗的电能;  $P_d$ 表示海水淡化装置额定功率;  $L$ 表示产生1kg氢气理论所需要水的质量,这里取9kg;  $Q_{d,t}$ 表示淡化装置额定产水量;  $\eta_1$ 表示电解槽产氢效率。

### 1.3 电解系统模型

目前，水电解方式有 3 种：碱性水电解 (alkaline water electrolysis, AWE)、质子交换膜电解 (proton exchange membrane, PEM) 和固体氧化物电解 (solid oxide electrolysis cell, SOEC)。碱性水电解技术因其成本低、技术成熟，被广泛用于工业制氢，但其日常维护需要耗费人力，产出氢气含杂质需要进一步提纯，并且电解废液对生物有害，会对环境造成影响；质子交换膜电解水技术因其动态响应快被广泛用于可再生能源系统，并且其产物浓度高（氢气 99.999%，氧气 99.5%），运行可实现自动化；固体氧化物水电解未达到商业化阶段。因风速具有不确定性，风机出力具有波动性，且电解系统建立在海上，不能排出有害物质，故采用动态响应时间短、环境友好、产物杂质少的 PEM 水电解系统。

电解系统所需要电力全部来源于风电场，因此，风电场输出功率的变化会影响电解槽的产氢速度。单位时间内电解系统产氢量公式如下所示<sup>[17]</sup>：

$$q_{H,t} = \frac{NP_{w,t}}{e_H/\eta_1 + e_d + e_g} \quad (4)$$

式中： $N$ 表示风机个数； $q_{H,t}$ 为 $t$ 时刻的氢气产量； $e_H$ 表示电解系统中电解槽生产每千克氢气所消耗的电能； $e_d$ 表示电解系统中生产每千克氢气所需淡化水装置消耗的电能； $e_g$ 表示压缩气体所消耗的电能。

电解系统最大功率不能超过风电场的输出功率，在风力发电厂满负荷运行时，电解槽最大容量 $P_{E,max}$ 可通过 $q_{H,t}$ 算出，即：

$$P_{E,max} = \max q_{H,t} \cdot \frac{e_H}{\eta_1} \quad (5)$$

因此，电解槽容量取值范围为 $0 < P_E < P_{E,max}$ 。

为保证系统正常运行，当电解系统的输入功率低于设计容量的 5% 时，电解槽停止生产氢气。当风力发电机输出功率小于电解系统总功率，且大于最低要求功率时，电解系统按风力发电机的输出功率运行。当风力发电机输出功率大于电解系统总功率时，电解槽按设计容量运行。 $t$ 时刻电解系统实际产氢公式<sup>[18]</sup>为

$$Q_{H,t} = \begin{cases} 0, & NP_{w,t} \leq 0.05P_E \\ q_{H,t}, & 0.05P_E < NP_{w,t} \leq P_E + \frac{P_E}{e_H} \cdot \eta_1 \cdot (e_d + e_g) \\ \frac{P_E}{e_H/\eta_1}, & NP_{w,t} > P_E + \frac{P_E}{e_H} \cdot \eta_1 \cdot (e_d + e_g) \end{cases} \quad (6)$$

式中： $Q_{H,t}$ 为 $t$ 时刻氢气产量； $P_E$ 为电解槽规划容量； $N$ 为风力发电机数量。

1 mol 水通过电解可以产生 1 mol 氢气和 0.5 mol 氧气，重量分别为 2 g 和 16 g，对应重量比为 1:8，即在产生 1 kg 氢气的同时，会产生 8 kg 氧气。氧气的产量公式为

$$Q_{OXY,t} = 8Q_{H,t} \quad (7)$$

在海上风电制氢系统中，弃电量可以一定程度上反映系统对可再生能源的消纳程度。当风电厂输出功率小于电解平台运行所需要的最低功率，且高于最高功率时，其无法被利用的电量为弃电量，系统年弃电量 $Q_p$ 和年弃电率 $W$ 如下所示：

$$Q_p = \sum_{t=1}^{8760} NP_{w,t} - \sum_{t=1}^{8760} Q_{H,t} \left( \frac{e_H}{\eta} + e_d + e_g \right) \quad (8)$$

$$W = 1 - \frac{\sum_{t=1}^{8760} Q_{H,t} \left( \frac{e_H}{\eta} + e_d + e_g \right)}{\sum_{t=1}^{8760} NP_{w,t}} \times 100\% \quad (9)$$

## 2 经济性模型

### 2.1 成本和收益模型

系统总成本 $f$ 包括系统初始投资成本 $f_i$ 、系统后期运行维护成本 $f_{o,n}$ 和弃电惩罚成本 $f_p$ ，即

$$f = f_i + f_{o,n} + f_p \quad (10)$$

系统的初始投资 $f_i$ 为

$$f_i = f_{w,i} + f_{E,i} + f_{c,i} + f_{L,i} \quad (11)$$

式中： $f_{w,i}$ 表示海上风力发电厂投资成本； $f_{E,i}$ 表示电解系统投资成本； $f_{c,i}$ 表示储气设备投资成本； $f_{L,i}$ 表示线缆投资成本。

海上风电系统年运行维护成本 $f_{o,n}$ 包括设备的维护费用和设备更换费用：

$$f_{o,n} = f_{w,o} + f_{E,o} + f_{E,r} + f_{H\&O} \quad (12)$$

式中： $f_{w,o}$ 表示海上风力发电厂每年维护成本； $f_{E,o}$ 表示电解槽每年维护成本； $f_{E,r}$ 表示电解槽每年更换成本； $f_{H\&O}$ 表示气体每年运输成本。

年弃电惩罚成本 $f_p$ 为

$$f_p = C_p Q_p \quad (13)$$

全额售电模式系统年收益为

$$f_{E,n} = \sum_{t=1}^{8760} NP_{w,t} \eta_2 C_E \quad (14)$$

全额制氢模式系统年收益分为售氢收益和售氧收益,表达式为

$$f_{H,n} = \sum_{t=1}^{8760} Q_{H,t} C_H \quad (15)$$

$$f_{OXY,n} = \sum_{t=1}^{8760} Q_{OXY,t} C_{OXY} \quad (16)$$

式中:  $f_{E,n}$  为第  $n$  年售电收益;  $\eta_2$  为变电站效率;  $f_{H,n}$  为第  $n$  年售氢收益;  $C_E$ 、 $C_H$ 、 $C_{OXY}$  分别为电价、氢气价格和氧气价格;  $f_{OXY,n}$  为第  $n$  年售氧收益。

## 2.2 经济评估指标

对一个项目的经济性评价指标, 根据是否考虑资金的时间价值, 可分为静态评价指标和动态评价指标。静态投资回收期 (static payback, SPB) 因其计算简单, 被广泛应用于项目经济性评价, 但在计算中未来现金流权重较高, 导致评估过于乐观。

$$SPB = f / \sum_{n=1}^T (f_{H,n} + f_{OXY,n} - f_{o,n} - f_p) \quad (17)$$

净现值 (net present value, NPV) 是一种反映项目获利能力的指标, 考虑了未来资金的时间价值, 其值越大, 项目的获利能力也越大, 但在项目投资额相差较大时, 无法判断方案的优劣。

$$NPV = \sum_{n=0}^T F_n (1+D)^{-n} T \quad (18)$$

式中:  $T$  表示寿命周期;  $F_n$  表示第  $n$  年净现金流量 (第  $n$  年收入 - 第  $n$  年支出);  $D$  表示贴现率。

净现值率是一种动态投资收益指标, 其值越大, 项目获利能力越强, 具体表达式为

$$NPVR = \frac{NPV}{f_i} \quad (19)$$

静态投资回收期能够比较直观地反映海上风电制氢项目的返本期限, 但却忽视资金的时间价值和该项目回收期之后的盈利能力, 而净现值不仅考虑了金钱的时间价值, 还能较好地反映海上风电项目的盈利能力, 但是不适用于方案的比选, 净现值率作为净现值的辅助评价指标, 能够克服不同投资下的方案比选问题。因此, 需要利用静态投资回收期、净现值和净现值率分别从时间、价值和效率 3 个方面对不同电解槽容量和气体价格的海上风力发电制氢系统全寿命周期的经济性

进行分析。

## 3 模型求解

### 3.1 模型设置

1) 风力发电机互不影响, 输出功率不受因时间增长发生的老化影响;

2) 售电模式下电力全部售出, 上网电价参考工业电价设置为 0.6 元/(kW·h);

3) 氢气价格为 4.5 元/(N·m<sup>3</sup>);

4) PEM 电解系统所产生的气体在压缩、储藏过程中不发生损失;

5) 集装管束箱排气后气体残余为 0;

6) 投资期设置为 1 年, 寿命周期为 20 年;

7) 系统残值率为 5%。

### 3.2 参数选择

系统参数如表 1—2 所示<sup>[19-21]</sup>。

表 1 风力发电机参数

Table 1 Parameters of wind turbine

参数	数值
数量 $N$ /台	16
额定功率 $P_r$ /MW	6.45
额定风速 $v_r$ /(m/s)	10
切入风速 $v_{in}$ /(m/s)	3
切出风速 $v_{out}$ /(m/s)	21

表 2 各项运行参数

Table 2 Various operating parameters

参数	数值
电解槽寿命/h	80000
电解槽产氢耗能 $e_H$ /(kW·h/kg)	55
电解槽效率 $\eta_1$	0.9
变电站效率 $\eta_2$	0.95
氢气密度 $\rho_H$ /(kg/(N·m <sup>3</sup> ))	0.089
氧气密度 $\rho_O$ /(kg/(N·m <sup>3</sup> ))	1.429
气体压缩耗能 $e_g$ /(kW·h/kg)	2.4
海水淡化装置额定功率 $P_d$ /kW	18.5
海水淡化装置额定产能 $Q_{d,r}$ /kW	416

目前, 氢气运输方式有高压气态储氢、低温液态储氢、固体氧化物储氢和管道运氢。低温液态储氢在液化 1 kg 氢气时耗能为 12~17 kW·h, 一定程度上会减少氢气的产出; 海底氢气管道建设成本高、建设周期长且维护成本高; 固体氧化物

则处于研究阶段；高压气态储氢是目前比较成熟的运氢方式，且气瓶可以重复使用<sup>[22]</sup>。采用高压气态储氢，设备为集装管束箱，工作压力为 20 MPa，容积为 4164 m<sup>3</sup>，并通过轮船进行气体运输，运输费用设置为 381.7 元/km<sup>[23]</sup>。在海上运行的风机，由于天气等原因，每年运行维护费用约为陆地上的 2 倍，但这一费用正随着技术的发展而下降<sup>[24-25]</sup>。PEM 电解槽陆地上每年的运行维护费用约为电解系统总投资的 2%，由于电解槽建设在海上，运行维护成本将高于在陆地上时的费用<sup>[26]</sup>。具体成本参数如表 3 所示。

表 3 投资运维成本

Table 3 Investment operation and maintenance costs

参数	投资成本/(元/kW)	年运行维护费用/(元/kW)
风力发电厂	11000	200
电解系统	8000	200
陆上变电站	500	10
海底电缆	400	—
海水抽取、淡化、气体压缩装置	100	—
集装管束箱	120万元/个	
弃电惩罚	300元/MW	

### 3.3 算例分析

以我国平均年风速为 7.4 m/s 的距离陆地 56 km 的某近海气象观测点 2019 年的典型年逐时风力数据为基础，根据表 1 所示风力发电机设备参数，计算得到式 (2) 中参数 A、B、C 分别为 0.7957、-0.6212 和 0.1187，进而得到风力发电机逐时功率。最终得到风电场每日平均功率，如图 1 所示。

风电场总容量为 103.2 MW，年等效运行时长为 3751 h。电解槽最大容量为 98 MW，全寿命周

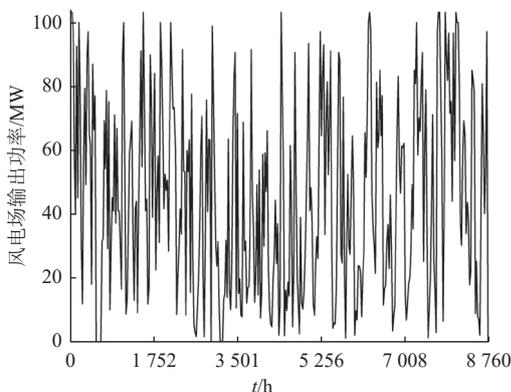


图 1 风电场逐时功率

Fig. 1 Hourly power of wind farm

期内电解槽不发生更换。

### 3.3.1 基础方案分析

制氢方案和售电方案的经济指标如表 4 所示。传统海上风电售电模式的经济性较差，项目净现值为负。全额售电方案的静态投资回收期略短于全额制氢模式，但在考虑资金的时间价值后，全额制氢方案更能吸引投资。综合得出现有技术水平下，全额制氢方案具有一定经济可行性。图 2 为两种方案累计折现现金流，进一步表明制氢工程是海上风电开发的最优选项。

表 4 经济指标

Table 4 Economic indicators

模式	SPB/年	NPV/万元
全额售电	15.9	-48122
全额制氢	16.5	88673

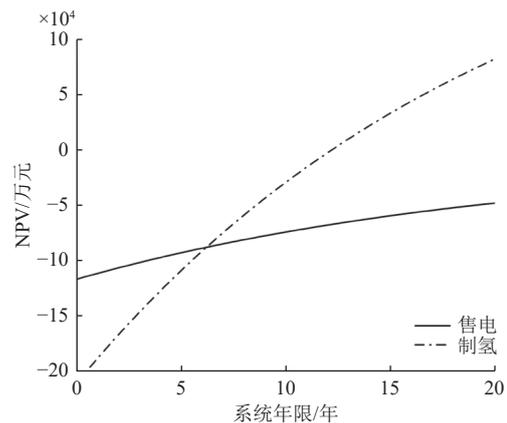


图 2 累计折现现金流

Fig. 2 Accumulated discounted cash flow

### 3.3.2 氧气参与对制氢模式经济性的影响

设置以下 2 种方案对制氢模式中氧气参与收益进行经济性分析，如表 5 所示。

表 5 方案条件

Table 5 Various operating parameters

方案	条件设置
1	氧气不参与系统收益
2	氧气参与收益，价格设置为 1 元/kg

最小二乘法是一种数学回归分析形式，用于确定一组数据的最佳拟合线，从而直观地演示数据点之间的关系。方案 1 与方案 2 中利用最小二乘法拟合出的不同电解槽容量与 NPVR 的关系，如图 3 所示，详细参数如表 6 所示。

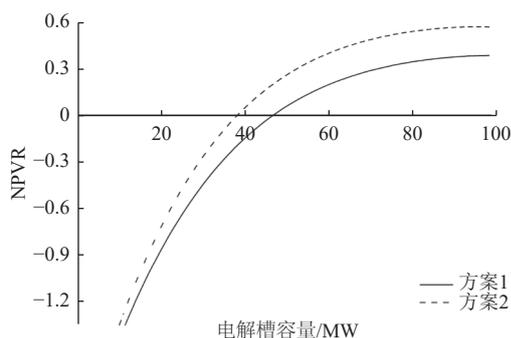


图3 电解槽容量与 NPVR 的关系

Fig. 3 Relationship between electrolyzer capacity and NPVR

表6 详细参数

Table 6 Detailed parameters

方案	电解槽容量/MW	NPVR	SPB/年	初始投资/万元	弃电率/%
1	65	0.2555	20.4	185598	18.9
1	75	0.3264	18.3	196533	12.6
1	85	0.3816	17.4	207469	7.6
1	98	0.4000	16.5	221684	2
2	65	0.4559	15.5	193838	18.9
2	75	0.5225	14.2	206040	12.6
2	85	0.5675	13.7	218243	7.6
2	98	0.5820	13.3	234107	2

从图3可以看出,当系统的电解槽容量大于43 MW时,方案1和方案2均具有经济可行性。随着电解槽容量的增大,弃电率得到一定程度地提升,这表示系统消纳风能的程度得到提高,但是系统的NPVR、SPB指标则逐渐趋于平缓。当电解槽容量在85MW以下时,增加电解槽容量,系统的NPVR、SPB变化明显。电解槽容量从85MW增长到98 MW,两种方案下NPVR和SPB变化幅度较小,且初始投资分别增加6.85%和9.72%。因此,在海上风电制氢项目中,应选取合适的电解槽容量。以85 MW的电解槽容量为基础进行进一步分析。

85 MW电解槽容量下,系统中氧气参与收益可以显著提高NPVR并且降低静态投资回收期,但在氧气参与时,系统中添加相应的储气运气设备导致初始投资增大,投资成本增长约为5.2%。

### 3.3.3 敏感性分析

项目投资成本分为初始投资成本和后期运行维护成本,其中运行维护成本数值较小,对经济评估指标影响较小。气体收益作为总收益的主要

组成部分,影响年收益的大小。因此,本文对气体价格和设备成本进行敏感性分析。

对方案2中氢气价格和氧气价格进行敏感性分析,结果如图4所示。

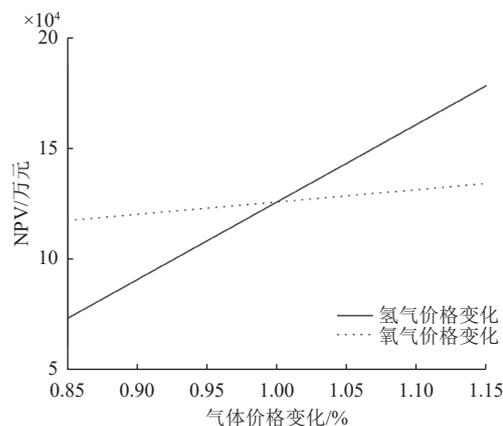


图4 气体价格敏感性分析

Fig. 4 Gas price sensitivity analysis

氧气价格保持不变,氢气价格增加5%,系统净现值增加约14.65%;氢气价格保持不变,氧气价格增加5%,系统净现值增加仅为2.32%。可见,提高氢气价格能显著提高系统收益水平,而氧气价格的变化对系统经济性的影响较小。因此,在系统收益环节,氢气的价格对系统经济性的影响占主导地位。

分析设备成本改变对制氢方案的影响,结果如表7所示。随着成本的下降,项目NPVR等指标显著提升,明显增加了制氢系统的盈利。

表7 设备成本变化对经济指标的影响

Table 7 Economic impact of changes in equipment costs

设备成本变化/%	SPB/年	NPVR
0	13.7	0.5675
-5	12.6	0.6429
-10	11.6	0.7312
-15	10.6	0.8304

将降低设备成本和提高氢气价格对系统收益能力的影响进行对比,结果如图5所示。氢气价格的增加对净现值率的影响略高于减少设备成本,但总体相差较小。设备成本的减少得益于技术的发展,而氢气收益的提升则与市场需求和政府政策的制定有关,应结合当地氢气需求和政策选择是否采用海上风电制氢。

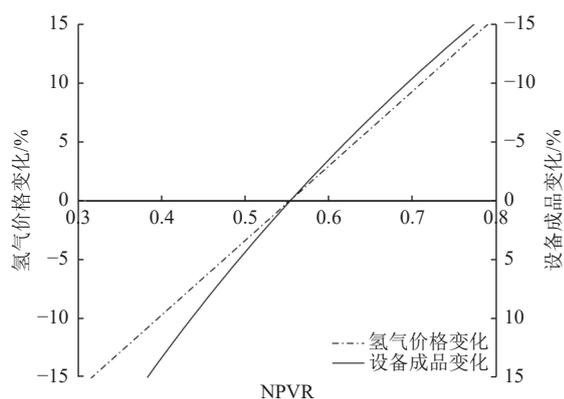


图 5 氢气价格与设备成本敏感性分析

Fig. 5 Hydrogen price and equipment cost sensitivity

## 4 结论

1) 在现有的技术条件下, 当氢气价格达到 4.5 元/(N·m<sup>3</sup>), 上网电价为 0.6 元/(kW·h), 将海上风电用于制氢比售电更具有经济性。在制氢模式下, 随着电解槽容量的增长, 系统的 NPVR、SPB 逐渐趋于平缓, 容量的提升使弃电率进一步降低, 但初始投资都有所增加。因此, 在风电制氢项目中, 应综合考虑系统的初始投资、弃电率和各项经济评估指标, 选取合适的电解槽容量。

2) 采用静态投资回收期、净现值和净现值率相结合的方式对海上风电项目进行经济性分析。通过算例得出, 考虑氧气收益的海上风电制氢系统, 不仅系统收益得到提高, 使静态投资回收期减少 3 年, 还充分利用了风力资源, 有效促进了海上风电制氢项目的发展, 具有工程价值。

3) 通过敏感分析得出, 氢气价格在海上风电制氢系统收益中占主导地位, 而氢气价格受市场需求和政府政策的影响, 应结合当地实际情况选择是否采用海上风电制氢。同时, 降低系统建设成本, 可以有效促进海上风电开发, 进一步提升项目经济指标, 吸引投资。

## 参考文献

- [1] 国务院. 国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知 [EB/OL]. [2022-04-28]. [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/26/content\\_5644984.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/26/content_5644984.htm).
- [2] 国务院. 国务院办公厅关于印发新能源汽车产业发展规划 (2021—2035 年) 的通知 [EB/OL]. [2022-01-20]. [http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/26/content\\_5644984.htm](http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-10/26/content_5644984.htm).
- [3] 李天太. “双碳目标”下传统化石能源与新能源发展趋势浅析 [J]. 陕西教育 (高教), 2022(03): 5–6.  
LI Tiantai. The development trend of traditional fossil energy and new energy under the “double carbon target” [J]. Shaanxi Education (Higher Education), 2022(03): 5–6(in Chinese).
- [4] 韩红梅, 杨铮, 王敏, 等. 我国氢气生产和利用现状及展望 [J]. 中国煤炭, 2021, 47(05): 59–63.  
HAN Hongmei, YANG Zheng, WANG Min, *et al.* Current status and outlook of hydrogen production and utilization in China[J]. China Coal, 2021, 47(05): 59–63(in Chinese).
- [5] KUMAR S S, HIMABINDU V. Hydrogen production by PEM water electrolysis—A review[J]. *Materials Science for Energy Technologies*, 2019, 2(3): 442–454.
- [6] 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业白皮书 [R]. 2019.
- [7] IBRAHIM O S, SINGLITICO A, PROSKOVICS R, *et al.* Dedicated large-scale floating offshore wind to hydrogen: assessing design variables in proposed typologies[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 160: 112310.
- [8] 黄伟捷, 江岳文. 远海风电输电和制氢经济可行性分析 [J]. 中国电力, 2022, 55(1): 91–100.  
HUANG Weijie, JIANG Yuewen. Current status and outlook of hydrogen production and utilization in China[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 91–100(in Chinese).
- [9] SOVACOOOL B K, HIRSH R F. Island wind-hydrogen energy: A significant potential US resource[J]. *Renewable Energy*, 2008, 33(8): 1928–1935.
- [10] DINH V N, MCKEOGH E. Offshore wind energy: technology opportunities and challenges[C]//Proceedings of the 1st Vietnam Symposium on Advances in Offshore Engineering: Energy and Geotechnics. Singapore: Springer, 2019: 3–22.
- [11] GENÇ M S, ÇELİK M, KARASU İ. A review on wind energy and wind-hydrogen production in Turkey: A case study of hydrogen production via electrolysis system supplied by wind energy conversion system in Central Anatolian Turkey[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, 16(9): 6631–6646.
- [12] 刘玮, 万燕鸣, 熊亚林, 等. 碳中和目标下电解水制氢关键技术及价格平准化分析 [J]. 电工技术学报, 2022, 37(11): 2888–2896.  
LIU Wei, WAN Yanming, XIONG Yalin, *et al.* Key technology of water electrolysis and levelized cost of hydrogen analysis under carbon neutral vision[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(11):

- 2888–2896(in Chinese).
- [13] MCDONAGH S, AHMED S, DESMOND C, *et al.* Hydrogen from offshore wind: Investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment[J]. *Applied Energy*, 2020, 265: 114732.
- [14] KIM M, KIM J. An integrated decision support model for design and operation of a wind-based hydrogen supply system[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(7): 3899–3915.
- [15] 杨茂, 杨琼琼. 风电机组风速-功率特性曲线建模研究综述 [J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(02): 34–43.  
YANG Mao, YANG Qionqiong. A review of wind turbine wind speed-power characteristic curve modeling research[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(02): 34–43(in Chinese).
- [16] CARRILLO C, MONTANO A F O, CIDRAS J, *et al.* Review of power curve modelling for wind turbines[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 21: 572–581.
- [17] 张焱, 郝振波, 朱振涛, 等. 海上风能岸上制氢的经济可行性分析 [J]. *电力建设*, 2023, 44(03): 148–154.  
ZHANG Yan, HAO Zhenbo, ZHU Zhentao, *et al.* Economic feasibility analysis of onshore hydrogen production using offshore wind power[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(03): 148–154(in Chinese).
- [18] DINH V N, LEAHY P, MCKEOGH E, *et al.* Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46(48): 24620–24631.
- [19] 高亚静, 王志, 梁海峰. 含经 VSC-HVDC 并网海上风电场的电网可用输电能力计算 [J]. *现代电力*, 2013, 30(04): 19–23.  
GAO Yajing, WANG Zhi, LIANG Haifeng. Available transfer capability calculation with offshore wind farms connected by VSC-HVDC[J]. *Modern Electric Power*, 2013, 30(04): 19–23(in Chinese).
- [20] DAVID M, OCAMPO-MART Nez C, SANCHEZ-PENA R. Advances in alkaline water electrolyzers: A review[J]. *Journal of Energy Storage*, 2019, 23: 392–403.
- [21] US Department of Energy. Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs[R]. 2009.
- [22] D'AMORE D R, LEO T J, POLLET B G. Bulk power transmission at sea: Life cycle cost comparison of electricity and hydrogen as energy vectors[J]. *Applied Energy*, 2021, 288: 116625.
- [23] 田甜, 李怡雪, 黄磊, 等. 海上风电制氢技术经济性对比分析 [J]. *电力建设*, 2021, 42(12): 136–144.  
TIAN Tian, LI Yixue, HUANG Lei, *et al.* Comparative analysis of the economics of offshore wind power hydrogen production technology[J]. *Electric Power Construction*, 2021, 42(12): 136–144(in Chinese).
- [24] U. S. Department Of Energy. Offshore wind market report: 2021 Edition. Applied energy[R]. 2021.
- [25] NREL. Offshore Wind Energy Outlook[R]. 2021.
- [26] IRENA. Hydrogen From Renewable Power[R]. 2018.

收稿日期: 2023-05-19

作者简介:

孙建梅(1974), 女, 博士, 教授, 研究方向为电力工程经济与管理, E-mail: 13472787768@139.com;

郭焯博(1999), 男, 硕士研究生, 通信作者, 研究方向为新能源发电, E-mail: gxb1030203646@163.com。