DOI: 10.19666/j.rlfd.202511088

基于电网约束与关键设备运行特性的风光氢储系统优化配置与经济性研究

游筱辉[1,2]，张 猛[1]，南 雄[1]，戴晓业[2]，史 琳[2]，宋 寅[1]
（1. 中国大唐集团科技创新有限公司，河北 雄安 071700；2. 清华大学能源与动力工程系，北京 100084）

［摘 要］【目的】为提升风光氢储系统规划方案的实用性与经济性评估的准确性，针对现有研究中常忽视电网政策约束与关键设备运行特性的问题，提出一种融合多重约束的风光氢储系统优化配置方法。【方法】该方法将关键设备运行特性与电网政策约束有机结合，首先考虑电解槽的启停特性，采用动态启停与加权功率分配策略，更接近于工程实际运行；其次将电网的上下网功率限制、电量等关键政策性要求作为硬性边界条件纳入优化模型。优化模型以全生命周期净现值为目标函数，统筹考虑电网约束与电解槽运行特性，基于内蒙古某地区的气象数据开展案例仿真分析。【结果】仿真结果表明：所提方法能够在严格满足电网政策与设备运行约束的前提下，得到技术可行、经济性更优的系统配置方案，有效避免了因模型简化导致的运行成本低估和方案不可行问题；售氢价格与上网电价是影响系统经济性的关键参数，其中售氢价格对净现值的敏感性显著高于上网电价；进一步求解得到的盈亏平衡临界参数表明，在上网电价为 0.282 9 元/(kW·h)时，氢价需达到 1.88 元/m^3 方可实现项目盈利，为项目可行性判断提供了明确量化依据。【结论】案例结果反映出当前氢价与电价水平下项目经济性仍面临挑战，需从技术降本、市场机制与政策支持多方面协同发力。所提方法增强了规划方案对实际工程与政策环境的适应性，可为风光氢储系统的科学规划提供理论依据与具备工程应用价值的决策支持，该模型框架亦可推广至同类新能源项目的可行性评估中。

［关 键 词］风光氢储；容量优化；电网约束；电解槽启停；经济性评估

［引用本文格式］游筱辉，张猛，南雄. 基于电网约束与关键设备运行特性的风光氢储系统优化配置与经济性研究[J]. 热力发电，2026，55(7)：36. You X H, Zhang M, Nan X, et al. Optimal configuration and economic analysis for wind-photovoltaic-hydrogen-storage systems considering grid constraints and key equipment operating characteristics[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(7): 36.

Optimal configuration and economic analysis for wind-photovoltaic-hydrogen-storage systems considering grid constraints and key equipment operating characteristics

You Xiaohui[1,2], Zhang Meng[1], Nan Xiong[1], Dai Xiaoye[2], Shi Lin[2], Song Yin[1]
(1. China Datang Corporation Technology Innovation Co., Ltd., Xiong'an 071700, China;
2. Department of Energy and Power Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: [Objective] To improve the practicality of wind-photovoltaic-hydrogen storage system planning and enhance the accuracy of economic evaluations, an optimal configuration method integrating multiple constraints is proposed. It addresses the common oversight in current research regarding actual grid constraints and the operational characteristics of key equipment. [Methods] The core innovation of this method lies in the organic integration of critical equipment operational features with grid policy constraints, which is reflected in two main aspects: first, by

收 稿 日 期：2025-11-25 修 回 日 期：2026-01-15 接 受 日 期：2026-01-20 网络首发日期：2026-02-11
基 金 项 目：雄安新区科技创新专项（2025XAGG0047）
Supported by: Science and Technology Innovation Special Project of Xiong'an New Area (2025XAGG0047)
第一作者简介：游筱辉（2001），女，硕士研究生，主要研究方向为能源系统优化，youxiaohui2021@163.com。
通信作者简介：宋寅（1987），男，博士，正高级工程师，主要研究方向为数字能源技术，song-y04@163.com。

considering the start-stop characteristics of the electrolyzer, a dynamic start-stop and weighted power allocation strategy is adopted to better align with real-world operational scenarios; second, key policy requirements, such as grid feed-in and feed-out power limits and electricity quotas, are incorporated as rigid boundary conditions into the optimization model. The constructed model takes the net present value (NPV) over the full life cycle as the objective function, comprehensively considering grid constraints and electrolyzer operational characteristics. A case study is conducted based on actual meteorological data from a region in Inner Mongolia, focusing on a 150 MW integrated wind-photovoltaic-hydrogen storage project. The system configuration includes 100 MW of wind power and 30 MW of photovoltaic power. The simulation analysis period spans 20 years, with a discount rate of 5% applied for economic evaluation. [Results] The results show that the proposed method can derive a technically feasible and economically optimal system configuration while strictly adhering to policy and operational constraints. This effectively avoids the underestimation of operational costs and potential infeasibility due to model oversimplification. Both hydrogen selling price and feed-in tariff are key parameters influencing the system's economic performance, with the sensitivity of hydrogen price to NPV being significantly higher than that of the feed-in tariff, the absolute sensitivity coefficient of hydrogen price is eight times greater. The calculated breakeven parameters indicate that, with a feed-in tariff of 0.282 9 yuan/(kW ħ), the hydrogen price must reach at least 1.88 yuan/m^3 for the project to achieve profitability, providing a clear quantitative basis for feasibility assessment. The case study results indicate that, under current hydrogen and electricity price levels, the project's economic viability remains challenging, requiring coordinated efforts in technology cost reduction, market mechanisms, and policy support. [Conclusion] The proposed method enhances the adaptability of planning schemes to actual engineering and policy contexts, offering a theoretical foundation and practical decision-making support to the scientific planning of wind-photovoltaic-hydrogen storage systems. Moreover, the modeling framework can be extended to feasibility assessments of other new energy projects, such as solar-hydrogen, wind-hydrogen, and various other renewable energy storage configurations, providing valuable insights for decision-makers and project developers during the energy transition process.

Key words: wind-photovoltaic-hydrogen-storage; capacity allocation optimization; grid constraints; electrolyzer start-stop; economic assessment

国家自主贡献目标 2035 年非化石能源消费在一次能源消费占比将提高至 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量力争突破 36 亿千瓦[1]。大规模风电、光伏并网将带来波动性和不确定性，给电网平稳运行和新能源消纳带来压力[2-4]。风光氢储系统通过多能协同互补，能够有效平抑新能源出力的波动性与间歇性，在促进新能源高效利用方面展现巨大潜力[5-10]。

目前，许多理论研究和已落地的风光制氢示范项目中并网型占多数，其运行依赖电网的支撑与备用[11]。但在政策层面，为尽量实现新能源的就地消纳，国家对此类项目提出了明确要求，规定新能源项目应实现较高的自发自用比例，同时上网电量占总可用发电量的比例上限由各省级能源主管部门结合实际确定，一般不超过 20%[12]。以内蒙古地区为例，并网型风光制氢一体化项目年上网电量不超过年总发电量的 20%，年下网电量不超过项目年总用电量的 10%，并在条件允许时尽可能实现不下网购电，上、下网电费按照自治区电力市场相关要求执行，此外地区内风光制氢一体化项目需配置电储能，调峰能力原则上不低于新能源规模的 15%[13]。

在风光氢储系统的设计与规划中，容量优化配置是提升其经济性与可靠性的核心问题。国内外学者对此已开展了广泛研究，并形成了较为成熟的方法体系。现有研究主要采用数学规划、智能优化算法或模拟仿真等方法进行系统容量优化求解。Li 等人[14]以平准化能源成本最小化为目标，利用梯度下降法确定了风光储氢系统的最佳容量配置。Wang 等人[15]基于负荷波动建立了一个具有决策变量和目标函数的粒子群多目标优化问题并使用了改进的多目标粒子群优化算法进行求解。有学者通过构建双层优化模型或混合整数线性规划模型来处理系统运行中的复杂约束[16-17]。加拿大的 RETScreen、美国 NREL 的 Homer 等软件被广泛用于新能源项目的技术经济性评估与容量优化[18-20]。

在关键设备建模方面，研究正逐步从稳态模型向动态精细化模型深化。已有学者关注电解槽的动态效率与衰减特性，建立计及功率-效率关系的动态模型[21-22]。Zhu 等人[23]提出了一种考虑二氧化碳排放以及可再生能源波动对电解槽影响的氢气平准化成本评估模型。还有研究进一步考虑电解槽的启停特性[24-25]，提出相应的协调运行策略，以期延长设备寿命、提升系统综合收益[26-27]。

但从工程应用的角度看，现有研究仍存在局

限：风光氢储项目的落地可行性不仅取决于技术经济性，更受到严格的政策与电网规则的制约，系统的优化配置应符合实际的政策与并网规范。前述优化模型更侧重于技术经济性目标[28-29]，虽有考虑电解槽启停、变载等实际运行情况，却忽略了电解槽实际运行特性引发的下网购电需求，少有能将电网政策限制的工程硬约束纳入优化框架[30]。这种模型与实际规则的脱节，一定程度上制约了研究成果向实际项目的转化。

针对上述问题，开展兼顾电网政策约束、电解槽启停变载的风光氢储协同优化配置研究，对提升工程项目运行可靠性与全生命周期经济性具有关键意义。本文提出一种融合全生命周期经济性分析与动态运行约束的容量优化方法：一是考虑电解槽的启停特性及其滞后性，采用动态启停与加权功率分配策略，更接近于工程实际运行；二是将电网的上下网功率限制以及下网率等政策性约束作为硬性边界条件纳入模型，并求解出满足政策性要求的项目盈亏参数临界值。

1 风光氢储系统建模

1.1 系统结构

风光氢储系统通过多能互补与协同优化，旨在实现新能源的高效利用与稳定供应能力，图 1 为风光氢储系统结构示意。该系统主要由新能源发电、电网、制氢及储能四部分构成，系统电解槽将水分解为氢气和氧气，生成的氢气可储存或直接利用。当风电和光伏发电量过剩时，系统可进行储能充电或向电网售电；当风光发电量不足时，系统可以通过储能放电或从电网购电以维持氢气生产。

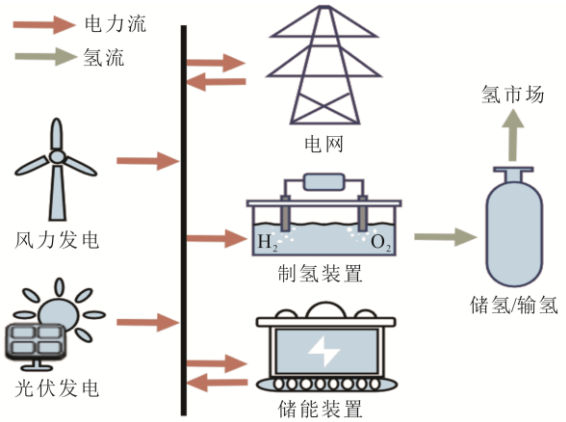


图 1 风光氢储系统结构

Fig.1 Structural diagram of the wind-photovoltaic-hydrogen-storage system

1.2 系统模型

1.2.1 风电

风力发电机组是将风能转化为电能的设备，按运行方式可分为恒速风力发电机组和变速风力发电机组。风机输出功率与风速之间的关系为：

$$P_{\mathrm{WT}}=\begin{cases}0, & v<v_{\mathrm{in}}\\ P_{\mathrm{WT,r}}(v^3-v_{\mathrm{in}}^3)/(v_{\mathrm{r}}^3-v^3), & v_{\mathrm{in}}\leqslant v<v_{\mathrm{r}}\\ P_{\mathrm{WT,r}}, & v_{\mathrm{r}}\leqslant v<v_{\mathrm{out}}\\ 0, & v\geqslant v_{\mathrm{out}}\end{cases} \tag{1}$$

式中：P_{WT} 为风机实际功率；$P_{\mathrm{WT,r}}$ 为风机额定功率；v_{in}、v_{r}、v_{out} 分别为切入风速、额定风速、切出风速。

1.2.2 光伏

光伏电池的输出功率具有非线性和波动性的特点。当光照强度一定时，光伏的输出功率存在最大功率点，光伏在实际运行中也运行在最大功率跟踪模式。由于光伏电池材料的特性，光伏电池的输出功率还与温度有关。其输出功率可表示为：

$$T_{\mathrm{cell}}=T_{\mathrm{amb}}+(T_{\mathrm{cell,r}}-T_{\mathrm{en}})\frac{\phi_{\mathrm{GHI}}}{\phi_{\mathrm{GHI,r}}}\cdot\frac{U_r}{U}\cdot\left(1-\frac{\eta_{\mathrm{PV}}}{f_{\mathrm{ta}}}\right) \tag{2}$$

$$\eta_{\mathrm{PV}}=\eta_{\mathrm{PV,r}}[1+\gamma(T_{\mathrm{cell}}-T_{\mathrm{cell,STC}})] \tag{3}$$

$$P_{\mathrm{PV}}=n_{\mathrm{PV}}A\cdot\phi_{\mathrm{GHI}}\cdot f_{\mathrm{PV}}\eta_{\mathrm{PV}} \tag{4}$$

式中：T_{cell}、T_{amb} 分别为实际工况下电池板温度和环境温度；$T_{\mathrm{cell,r}}$、T_{en} 分别为额定工况下的电池温度和环境温度；ϕ_{GHI}、$\phi_{\mathrm{GHI,r}}$ 分别为实际辐照度和额定工况辐照度；U_{r}、U 分别为额定工况传热系数和实际传热系数；η_{PV} 为电池板实际温度对应的实际效率；f_{ta} 为电池对太阳辐射的吸收系数；$\eta_{\mathrm{PV,r}}$ 为光伏组件额定效率；γ 为光伏温度系数；$T_{\mathrm{cell,STC}}$ 为标准测试条件下的电池温度；P_{PV} 为光伏的输出功率；n_{PV} 为光伏板数量；A 为单个光伏板面积；f_{PV} 为系统其他损失系数。

1.2.3 储能电池

储能电池数学模型可以表示为：

$$E_{\mathrm{ES},t+1}=(1-\sigma)E_{\mathrm{ES},t}+\eta_{\mathrm{ch}}E_{\mathrm{ES,ch}}-\eta_{\mathrm{disch}}E_{\mathrm{ES,disch}} \tag{5}$$

$$S_{\mathrm{SOC,ES}}=E_{\mathrm{ES}}/E_{\mathrm{ES,r}} \tag{6}$$

式中：$E_{\mathrm{ES},t}$ 为 t 时刻储能设备的电量；σ自放电率；η_{ch} 与 η_{disch} 分别为充电效率与放电效率；$E_{\mathrm{ES,ch}}$ 与 $E_{\mathrm{ES,disch}}$ 分别为充电量与放电量；$E_{\mathrm{ES,r}}$ 为额定容量；$S_{\mathrm{SOC,ES}}$ 为储能设备的荷电状态。

1.2.4 电解槽

电解槽是水电解制取氢气和氧气过程中的核心设备，本研究采用碱性电解槽，其特点是采用碱性

电解质，如氢氧化钾或氢氧化钠。电解槽在电解过程中，阳极发生氧化反应，阴极则发生还原反应，从而产生氢气和氧气。电解槽的理论产氢量为：

$$Q_{\mathrm{H_2}} = P_{\mathrm{H_2}} / E_{\mathrm{H_2}} \tag{7}$$

式中：$P_{\mathrm{H_2}}$ 为电解槽的实际功率；$E_{\mathrm{H_2}}$ 为电解槽的能耗系数，由于计算较为复杂，通常应用电解槽实际运行功率与能耗系数或产氢量进行拟合插值，即可获得电解槽在任意输入功率下的能耗系数及产氢量。电解槽制氢曲线如图 2 所示。

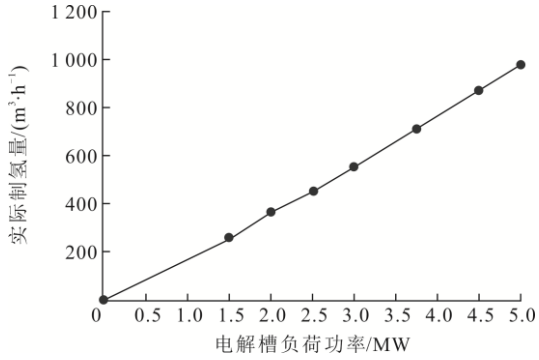


图 2 电解槽制氢曲线

Fig.2 Hydrogen production curve of the electrolyzer

2 容量配置优化模型

2.1 目标函数

使用全生命周期净现值评价系统经济效益[31]：

$$\max \delta_{\mathrm{NPV}} = \delta_{\mathrm{CI}} - \delta_{\mathrm{CO}} \tag{8}$$

式中：δ_{NPV} 为净现值；δ_{CI} 为现金流入量；δ_{CO} 为现金流出量。δ_{CI} 和 δ_{CO} 计算公式分别为：

$$\delta_{\mathrm{CI}} = R_{\mathrm{in}} + R_{\mathrm{re}} + R_{\mathrm{sub}} \tag{9}$$

$$\delta_{\mathrm{CO}} = C_{\mathrm{inv}} + C_{\mathrm{op}} + C_{\mathrm{tax}} \tag{10}$$

式中：R_{in} 为营业收入；R_{re} 为回收资金；R_{sub} 为补贴收益；C_{inv} 为系统建设初期的总投资；C_{op} 为经营期内的成本费用；C_{tax} 为税金。

营业收入 R_{in} 主要包括售电收入和售氢收入，即：

$$R_{\mathrm{in}} = \sum_{t=1}^{T} (P_{\mathrm{grid},t} E_{\mathrm{grid},t} + P_{\mathrm{H_2},t} M_{\mathrm{H_2},t})(1+i_{\mathrm{c}})^{-t} \tag{11}$$

式中：t 为年份；T 为项目生命周期；$P_{\mathrm{grid},t}$ 为第 t 年售电价格；$E_{\mathrm{grid},t}$ 为第 t 年的上网电量；i_{c} 为财务基准收益率或设定折现率；$P_{\mathrm{H_2},t}$ 为第 t 年的氢气销售价格；$M_{\mathrm{H_2},t}$ 为第 t 年的氢气销售量，由于假设电解槽制备氢气可以完全被下游消纳，因此氢气销量等于氢气年产量。

回收资金 R_{re} 包括土地资产余值 $R_{\mathrm{re_1}}$、固定资产余值 $R_{\mathrm{re_2}}$ 和流动资金 $R_{\mathrm{re_3}}$ 的回收，其关系为[32]：

$$R_{\mathrm{re}} = R_{\mathrm{re_1}} + R_{\mathrm{re_2}} + R_{\mathrm{re_3}} \tag{12}$$

系统建设初期的总投资 C_{inv} 为[33]：

$$C_{\mathrm{inv}} = C_{\mathrm{WT}} P_{\mathrm{WT,r}} + C_{\mathrm{PV}} P_{\mathrm{PV,r}} + C_{\mathrm{H_2}} P_{\mathrm{H_2,r}} + C_{\mathrm{ES}} E_{\mathrm{ES,r}} \tag{13}$$

式中：C_{WT}、C_{PV}、$C_{\mathrm{H_2}}$ 和 C_{ES} 分别为风机、光伏、电解槽和储能系统的单位投资成本；$P_{\mathrm{WT,r}}$、$P_{\mathrm{PV,r}}$、$P_{\mathrm{H2,r}}$ 和 $E_{\mathrm{ES,r}}$ 分别为风机、光伏、电解槽的额定功率和储能系统的额定容量。

经营期内的成本费用 C_{op} 为：

$$\begin{aligned} C_{\mathrm{op}} = {} & \sum_{t=1}^{T} [C_{\mathrm{H_2,om}} + Q_{\mathrm{H_2}} (C_{\mathrm{H_2,dem}} + C_{\mathrm{H_2,prod}})](1+i_{\mathrm{c}})^{-t} + \\ & \sum_{t=1}^{T} C_{\mathrm{PW,om}} (1+i_{\mathrm{c}})^{-t} + \sum_{t=1}^{T} \alpha C_{\mathrm{ES}} E_{\mathrm{ES,r}} (1+i_{\mathrm{c}})^{-t} + \\ & C_{\mathrm{ES}} E_{\mathrm{ES,r}} (1+i_{\mathrm{c}})^{-T_{\mathrm{ES}}} \end{aligned} \tag{14}$$

式中：第 1 分项代表制氢侧运维成本现值；$C_{\mathrm{H_2,om}}$ 为逐年制氢系统除用水外的运维费；$C_{\mathrm{H_2,dem}}$ 和 $C_{\mathrm{H_2,prod}}$ 分别为除盐水与生产水的耗费系数；第 2 分项代表风光侧运维成本现值；$C_{\mathrm{PW,om}}$ 为逐年风光总运维费；第 3 分项表示储能侧运维成本现值；α 为系统运行维护成本占其投资成本的比例；第 4 分项表示在项目周期内更换储能费用；T_{ES} 为储能系统更换周期。

2.2 边界约束

约束条件主要包括优化变量约束、设备运行约束、能量平衡约束。优化变量需要在设定的上限与下限之间，并根据系统配置要求选定。系统优化变量需满足：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{H_2,min}} \leqslant P_{\mathrm{H_2,r}} \leqslant P_{\mathrm{H_2,max}} \\ E_{\mathrm{ES,min}} \leqslant E_{\mathrm{ES,r}} \leqslant E_{\mathrm{ES,max}} \end{cases} \tag{15}$$

式中：$P_{\mathrm{H_2,min}}$、$E_{\mathrm{ES,min}}$ 分别为额定制氢功率和储能容量的设定下限；$P_{\mathrm{H_2,max}}$、$E_{\mathrm{ES,max}}$ 分别为额定制氢功率和储能容量的设定上限。

设备运行的功率不超过设定功率，同时考虑过度充放电对蓄电池储能寿命的影响，必须控制其荷电状态的范围。设备运行需满足：

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{\mathrm{WT}} \leqslant P_{\mathrm{WT,r}}, \\ 0 \leqslant P_{\mathrm{PV}} \leqslant P_{\mathrm{PV,r}} \\ 0 \leqslant E_{\mathrm{ES}} \leqslant E_{\mathrm{ES,r}}, \\ 0 \leqslant P_{\mathrm{H_2}} \leqslant P_{\mathrm{H_2,r}} \\ P_{\mathrm{ch,min}} \leqslant P_{\mathrm{ch}} \leqslant P_{\mathrm{ch,max}} \\ P_{\mathrm{disch,min}} \leqslant P_{\mathrm{disch}} \leqslant P_{\mathrm{disch,max}} \\ S_{\mathrm{SOC,ES,min}} \leqslant S_{\mathrm{SOC,ES}} \leqslant S_{\mathrm{SOC,ES,max}} \end{cases} \tag{16}$$

式中：$P_{ch,min}$、$P_{ch,max}$ 分别为蓄电池最小、最大充电功率；$P_{disch,min}$、$P_{disch,max}$ 分别为蓄电池最小、最大放电功率；$S_{SOC,ES,min}$、$S_{SOC,ES,max}$ 分别为蓄电池荷电状态的最小值与最大值。

制氢系统中，风电、光伏发电用于电解槽制氢，储能可以吸收风光多余电量并且在风光发电能力不足时为电解槽提供电能支撑，该系统满足功率平衡关系式：

$$P_{WT}+P_{PV}+P_{disch}=P_{H_2}+P_{grid}+P_{buy}+P_{surplus} \tag{17}$$

式中：P_{disch} 为储能放电功率；P_{grid} 为向电网售电即上网功率；P_{buy} 为从电网购电即下网功率；$P_{surplus}$ 为最终弃电功率。

另外，该系统需满足瞬时上网功率不超过新能源装机规模的 40%，系统年上网电量不超过年总发电量的 20%。

$$\begin{cases} P_{grid} \leqslant (P_{WT}+P_{PV})\times 40\% \\ E_{grid} \leqslant (E_{WT}+E_{PV})\times 20\% \end{cases} \tag{18}$$

式中：E_{grid} 为上网电量；E_{WT}、E_{PV} 分别为风电、光伏发电量。

2.3 运行策略

2.3.1 电解槽持续运行

本方案基于电解槽持续运行的静态功率分配模型，将系统运行状态简化为功率盈余和功率平衡 2 种典型工况，适用于系统初步可行性研究和简化场景分析。

在功率分配策略方面，本研究构建了多层次的决策机制，图 3 为基于电解槽持续运行的功率分配策略。由图 3 可见：系统优先保障制氢负荷，当风光总功率大于或等于全部电解槽额定功率之和时，制氢系统以额定功率满负荷运行；当风光总功率不足时，制氢功率等于实时风光总功率，实现绿电的最大化消纳。

2.3.2 考虑电解槽动态启停与加权功率分配

本约束策略在电解槽持续运行策略的基础上，建立了更加精细化的系统运行约束体系，电解槽动态启停与加权功率分配策略如图 4 所示。该方案通过引入电解槽动态启停机制，完善系统全工况覆盖能力，提升了模型的精细化程度和工程实用性。

1）上层电解槽启停策略

基于未来 24 h 风光发电预测曲线和当前电解槽运行状态，系统动态调整电解槽运行台数。启停决策遵循规则：①启动判定条件，从当前时刻开始，连续 2 h 内预测的风光发电量超过当前运行电解槽的功率上限时，系统启动 1 台新的电解槽，启动顺序优先选择已有电解槽运行的单元，当所有运行单元均满负荷后，才启动新的制氢单元；②停止判定条件，当连续 2 h 内预测的风光发电量低于当前运行电解槽的功率下限时，系统停止 1 台电解槽。停止顺序需保证每个制氢单元至少保留 1 台运行电解槽，单元级停机需要连续 4 h 功率不足的条件。

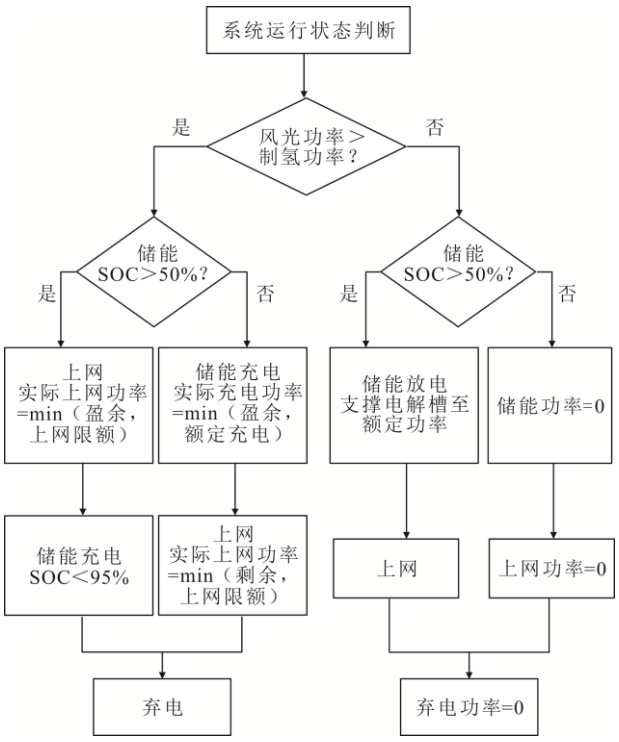


图 3 基于电解槽持续运行的功率分配策略
Fig.3 Power allocation strategy based on continuous operation of the electrolyzer

2）下层功率分配策略

在确定电解槽运行台数的基础上，系统执行精细化功率分配：①当风光功率大于制氢运行功率时，系统上调电解槽至额定功率，并按照储能荷电状态分配盈余功率。具体分配逻辑为：荷电状态>75%时采用上网优先，储电其次策略；荷电状态≤75%时采用储能优先，上网其次策略，均受电网接纳能力约束。②当风光功率小于制氢运行功率时，系统下调电解槽至最低运行功率即 30%额定功率。功率缺额由储能放电优先补充，必要时在允许下网场景下考虑电网购电。

按照各槽设置的可调负荷上下限计算各槽的可调负荷能力进行权重计算，根据计算权重进行增

量负荷的加权分配，分配至各运行单槽。

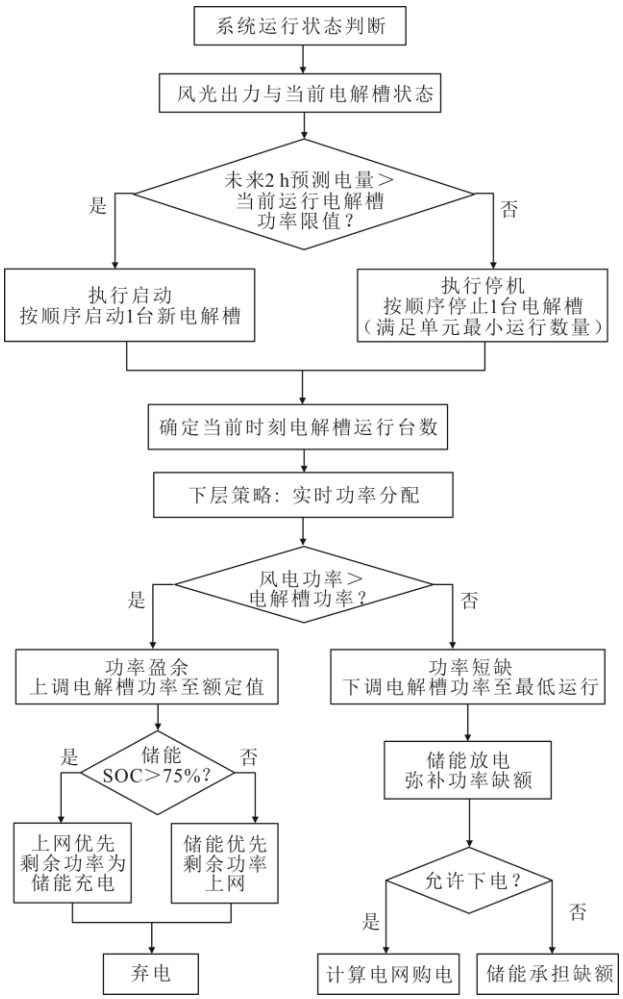


图 4 电解槽动态启停与加权功率分配策略
Fig.4 Dynamic start-stop and weighted power allocation strategy for the electrolyzer

3 案例分析

3.1 概况及参数设置

本研究的基础模型理论框架源自该领域广泛应用的经典成果，并创新引入电解槽启停特性与电网约束。为验证本文所建模型的有效性，明确创新约束对系统运行结果的影响机制与工程意义，以内蒙古某 150 MW 风光氢储一体化项目为案例开展分析。该场站某年 8 760 h 的实际风光数据如图 5 所示，对该场站进行氢储容量优化配置。

假设该系统现有风电装机 120 MW，光伏装机 30 MW，电解槽制备氢气可以完全被市场消纳。瞬时上网电力不超过新能源装机规模的 40%，系统年上网电量不超过年总发电量的 20%，且运行过程中不从电网下电，其他参数设定见表 1。

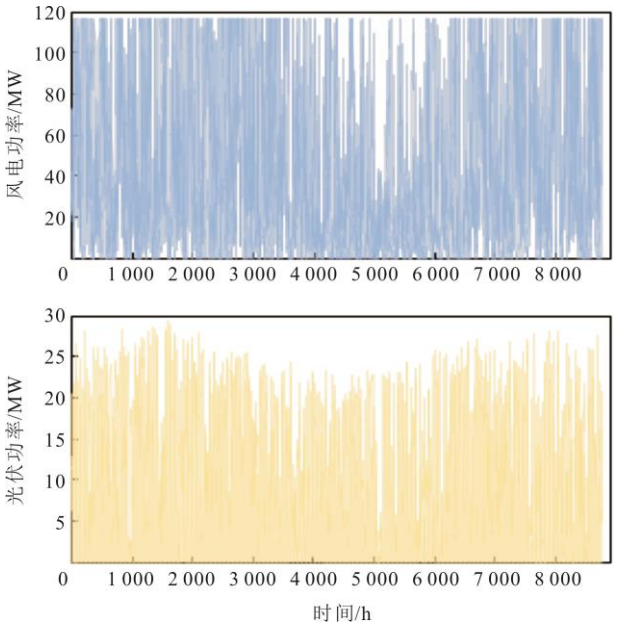


图 5 案例场站 8 760 h 风光数据
Fig.5 The 8 760-hour wind and solar power data in the case site

表 1 模型参数设置
Tab.1 Parameters setting for the model

类别	参数	数值
建设投资	风电单位造价/(元 W^{-1})	5.200[34]
	光伏单位造价/(元 W^{-1})	2.900[35]
	制氢系统单位/(元 W^{-1})	6.200[36]
	储能系统单位造价/(元 (kW h)$^{-1}$)	950.000 0[37]
运营成本	风电年运维费/(元 W^{-1})	0.090[38]
	光伏年运维费/(元 W^{-1})	0.038[35]
	储能运维费率/%	3
	生产水单价/(元 W^{-1})	2.500
	除盐水单价/(元 W^{-1})	6.600
	储能更换周期/年	10
市场价格	上网电价（初始预设）/(元 (kW h)$^{-1}$)	0.282 9
	氢气销售价格（初始预设）/(元 m^{-3})	1.6
技术参数	储能系统充放电深度/%	5~95
	充放电效率/%	85
	初始 SOC/%	50
	最大瞬时上网功率比	0.4
	最大年上网电量占比	0.2
	单台电解槽产量/(m^3 h^{-1})	1 000
经济参数	贴现率/%	5
	固定资产转化率/%	95
	残值率/%	5
	增值税率/%	13
	项目周期/年	20

3.2 场景设置

本研究设置了 2 个递进的分析场景，用以逐步优化系统配置并揭示其内在经济性规律。场景 1 旨

在确定基准的电解槽容量，场景 2 则在此基础上，通过引入更精细化的电解槽启停策略来优化储能规模，以平衡技术可行性与经济性。

3.2.1 场景 1：电解槽容量优化配置

本场景在风光装机容量确定的条件下，采用电解槽连续运行的策略，以净现值最大化为目标，储能功率依据地区政策不低于新能源规模的 15%，暂取 22.5 MW，在不同储能时长配置条件下，优化电解槽配置数量，计算结果如表 2 和图 6、图 7 所示，文中制氢量均为标准状态下。结果表明，电解槽数量对系统技术经济性能具有显著影响。

表 2 储能功率 22.5 MW 时不同储能时长最优电解槽配置计算结果

Tab.2 Calculation results of optimal electrolyzer configuration for different storage durations with a storage power of 22.5 MW

储能工况	1 h	2 h	3 h
最优电解槽数量/台	14	14	14
年制氢量/($\times10^4$ m^3)	6 931	6 968	6 996
上网电量/(MW h)	74 405	75 230	75 600
上网率/%	17.29	17.48	17.56
弃电量/(MW h)	11 466	9 601	8 142
弃电率/%	2.66	2.23	1.89
净现值/万元/(i=5%)	3	–2 996	–6 319
内部收益率/%	5.00	4.68	4.34
投资回收期/年	13	13	14
储能工况	4 h	5 h	6 h
最优电解槽数量/台	14	13	13
年制氢量/($\times10^4$ m^3)	7 022	6 808	6 834
上网电量/(MW h)	75 737	81 598	81 689
上网率/%	17.60	18.96	18.98
弃电量/(MW h)	6 875	12 350	11 102
弃电率/%	1.60	2.87	2.58
净现值/万元/(i=5%)	–9 754	–13 170	–16 642
内部收益率/%	3.99	3.61	3.26
投资回收期/年	14	15	16
储能工况	7 h	8 h	9 h
最优电解槽数量/台	13	13	13
年制氢量/($\times10^4$ m^3)	6 858	6 879	6 899
上网电量/(MW h)	81 807	81 906	81 990
上网率/%	19.01	19.03	19.05
弃电量/(MW h)	9 929	8 869	7 948
弃电率/%	2.31	2.06	1.85
净现值/万元/(i=5%)	–20 130	–23 696	–27 279
内部收益率/%	2.91	2.56	2.22
投资回收期/年	16	17	17

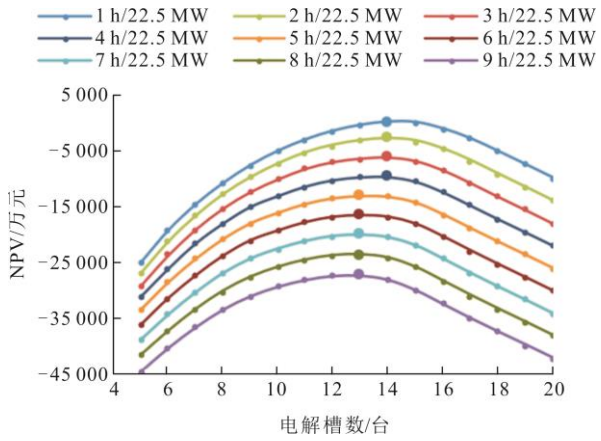


图 6 电解槽数对净现值的影响

Fig.6 Effect of the number of electrolyzers on the net present value

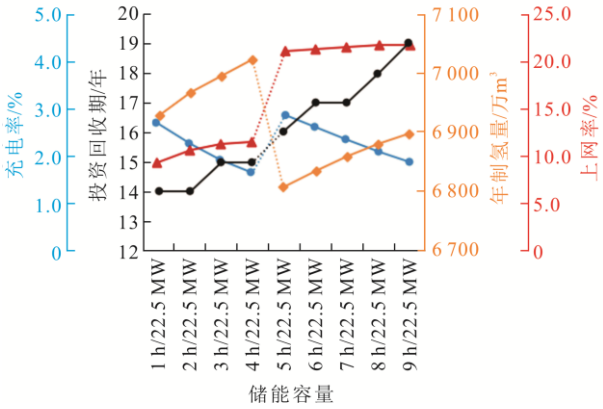


图 7 储能时长对弃电率、投资回收期、年制氢量和上网率的影响

Fig.7 Effect of energy storage duration on the curtailment rate, payback period, annual hydrogen production, and grid feed-in rate

由图 6 可见：在储能容量小于 4 h/22.5 MW 时，经济性最优的电解槽数量为 14 台，对应 14 000 m^3/h 电解槽；而在储能容量大于 5 h/22.5 MW 时，最优电解槽数量则为 13 台。但图 7 表明，与配置 13 台电解槽相比，配置 14 台具备更高的年制氢量，项目的投资回收期、弃电率、上网率和净现值均更优，故将 14 台电解槽作为后续研究的基准配置。

该场景结果也暴露出简化模型的局限性：在不同储能功率下，项目净现值随储能容量增加呈单调下降趋势，储能投资成本无法通过运行收益有效补偿。忽视电解槽的启停灵活性会影响储能的配置价值，仅追求经济最优将导致零储能配置。

3.2.2 场景 2：技术经济协同的储能规模优化

为克服场景 1 的局限，场景 2 在确定电解槽数量为 14 台的基础上，采用考虑电解槽动态启停与

加权功率分配的运行策略，并对储能功率和时长组合进行优化。

鉴于优化变量维度较低，且为契合工程设备选型的实际需求，在此采用等步长参数遍历法进行优化求解，参数范围及步长设置见表 3。对储能功率和储能时长的组合进行等步长参数空间搜索，首先计算各配置在允许下网条件下的经济性指标，允许系统在功率短缺时从电网购电，以全面评估各配置的经济性，随后筛选、对比确定满足不下网技术要求的最优方案。

表 3 参数范围及步长设置
Tab.3 Parameter ranges and step sizes

参数名称	范围	步长
储能时长/h	[1, 4]	1
储能功率/MW	[22.5, 50.0]	2.5

图 8 为储能时长、储能功率对下网率影响。由图 8 可见，下网率随储能功率增加而显著降低。当储能功率达到一定水平时，各储能时长配置下的下网率均趋近于 0，满足不下网的技术约束。并且在相同储能功率下，储能时长越长，下网风险越小，如图 8 中 3 h 和 4 h 的曲线所示。

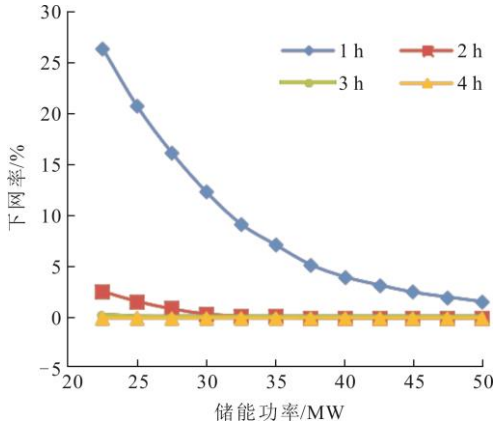


图 8 储能时长、储能功率对下网率影响
Fig.8 Effect of energy storage duration and power rating on the grid power purchase ratio

计算各配置在允许下网条件下的净现值，分析其随储能时长、储能功率的变化规律，计算结果如图 9 所示，分析储能参数对净现值的影响如下。

1）对于 1 h 的储能配置，净现值始终呈现增大趋势，但是由于配储不足，需要从电网购电，经济性较差。

2）对于 2、3 h 的储能配置，净现值随功率增加呈先增后减的趋势，有 2 h/37.5 MW 与 3 h/25.0 MW 2 个局部最优点。

3）对于时长>4 h 储能，提高储能功率会导致项目的净现值减小，亏损增加，经济性较差。

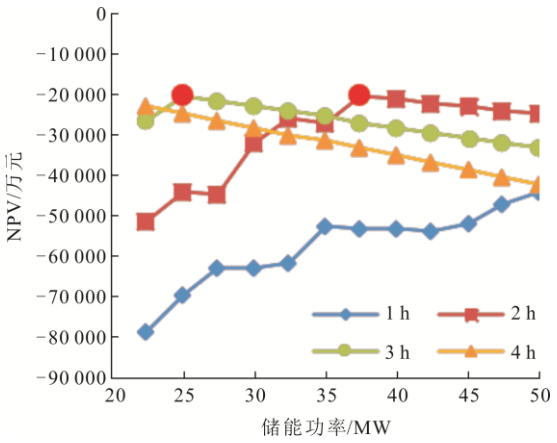


图 9 储能时长、储能功率对净现值影响
Fig.9 Effect of energy storage duration and power rating on the net present value

对 2 h/37.5 MW 与 3 h/25.0 MW 2 种较优配置进行比较，其关键指标结果对比如表 4 所示。综合技术必要性与经济性最优的双重考量，选择 14 台电解槽，储能配置为 3 h/25.0 MW。该配置不仅严格满足不下网的技术约束要求，同时实现了所有可能配置中的最佳经济性，是技术必要性与投资效益平衡的最佳选择。

表 4 关键评价指标结果对比
Tab.4 Calculation results of key evaluation indexes

参数指标	2 h/37.5 MW 配置	3 h/25.0 MW 配置
上网电量/(MW h)	75 630	75 821
上网率/%	17.57	17.61
购电需量/(MW h)	0	0
下网率/%	0	0
弃电量/(MW h)	25 447	25 257
弃电率/%	5.91	5.87
净现值/万元	−20 671	−20 604
内部收益率/%	2.72	2.72
回收期/年	16	16

结果表明，即使在此最优配置下，项目净现值仍为负值，这表明在当前边界条件下不具备经济可行性。该结果为后续的敏感性分析与临界参数计算提供了至关重要的技术参考基准，明确了项目经济性改善的方向与空间。

3.3 参数敏感性分析与临界参数确定

3.3.1 敏感性分析

本节基于历史价格波动设定其合理变化范围，开展敏感性分析与临界参数计算。研究旨在量化售

氢价格与上网电价 2 个关键参数对净现值的影响，并确定项目盈亏平衡的临界条件，为政策制定与风险管理提供定量依据。图 10 分析了上网电价分别为 0.200 0、0.282 9、0.300 0 和 0.400 0 元/(kW·h)时售氢价格和上网电价对净现值的影响。

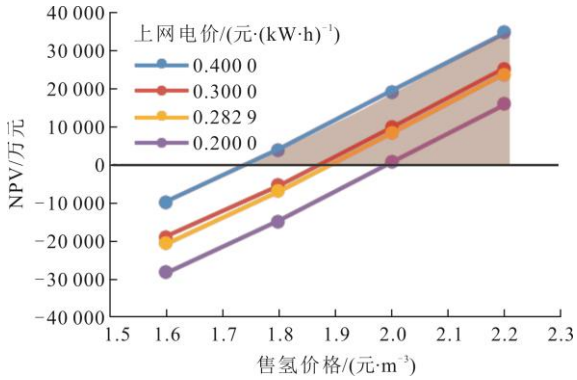


图 10 上网电价对售氢价格和净现值的影响
Fig.10 Effect of hydrogen selling price and feed-in tariff on net present value

采用标准化敏感度系数 S_i 进行评价，敏感度系数的绝对值代表影响程度，其计算公式为：

$$S_i = \frac{\Delta_{\mathrm{NPV}}/\delta_{\mathrm{NPV,base}}}{\Delta P_i/P_{i,\mathrm{base}}} \tag{19}$$

式中：Δ_{NPV} 为净现值变化量；$\delta_{\mathrm{NPV,base}}$ 为基准情景下的净现值；ΔP_i 为参数 P_i 的变化量；$P_{i,\mathrm{base}}$ 为参数的基准值。计算结果如表 5 所示。

表 5 敏感性分析基准设置及计算结果
Tab.5 Sensitivity analysis baseline scenario and the calculation results

参数	数值
基准售氢价格/(元 m⁻³)	1.6
基准上网电价/(元 (kW·h)⁻¹)	0.282 9
基准净现值/万元	–20 604
售氢价格敏感度	–5.73
上网电价敏感度	–0.66

由表 5 可以看出，售氢价格的敏感度系数绝对值是上网电价的 8 倍，该项目盈利模式中售氢价格比上网电价对净现值的影响大。

3.3.2 临界参数分析

临界售氢价格和临界电价可行域如图 10 中加深区域所示，关键临界参数取值见表 6。

表 6 关键临界参数取值
Tab.6 Key critical parameters' values

临界上网电价/(元 (kW·h)⁻¹)	0.200 0	0.282 9	0.300 0	0.400 0
临界售氢价格/(元 m⁻³)	1.99	1.88	1.86	1.74

由表 6 可知，上网电价越高，项目所需的临界售氢价格越低，项目可行性越高。这是因为高电价带来了更高的发电收入，因此即使售氢价较低，项目也能盈利。若按照当前氢价 1.6 元/m³ 考虑，上网电价预估需要达到 0.500 0 元/(kW·h)以上才可以实现盈利；若初始给定上网电价 0.282 9 元/(kW·h)，氢价需要达到 1.88 元/m³ 以上才可以实现盈利。

4 结论与展望

本文提出了一种融合电网实际约束与关键设备电解槽启停特性的风光氢储系统优化配置方法，并以内蒙古某 150 MW 风光氢储一体化项目为案例进行分析。研究旨在提升规划方案的实用性与经济性评估的准确性，主要结论如下：

1）所构建的优化模型更贴合工程实际需求。本文模型将电网上下网功率及电量限制作为硬性边界条件，并融合了电解槽的启停特性与运行策略。案例结果表明，该模型能够在严格满足政策性约束的前提下，求解出技术可行性与经济性协同最优的系统配置方案，避免了因模型简化导致的运行成本低估和方案不可行问题。

2）售氢价格和上网电价是影响系统净现值的重要参数，且售氢价格对系统经济性的影响比上网电价的影响更大。

3）临界参数分析为项目可行性判断提供了定量依据。基于所建模型，研究求解了确保项目盈亏平衡的临界售氢价格与临界上网电价。

分析指出，突破价格临界点是项目实现商业可行的根本途径。本风光氢储系统在当前氢价、上网电价条件下，项目经济性面临挑战，可考虑通过以下途径改善：

1）技术层面，后续研究可考虑降低设备成本、运行成本等，并综合考察设备投资成本、储能循环寿命、风光预测准确性等其他参数对项目经济性的影响程度，形成更为系统全面的评估结论。

2）市场层面，对于项目所在地，若无法提供较高上网电价，则需通过进入高附加值氢气市场等方式提升售氢收入，降低对电价收益的单一依赖。

3）政策层面，建议通过制定氢气价格补贴、绿色证书交易或保障性收购等机制，确保氢价处于临界水平之上。

[参 考 文 献]

[1] 新华社. 习近平在联合国气候变化峰会发表视频致辞

[EB/OL]. (2025-09-25)[2025-11-20]. https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202509/content_7042187.htm.
Xinhua News Agency. XI Jinping delivers a video speech at the UN climate change summit[EB/OL]. (2025-09-25) [2025-11-20]. https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202509/content_7042187.htm.

[2] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806.
Zhang Z G, Kang C Q. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806.

[3] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171.
Zhuo Z Y, Zhang N, Xie X R, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171.

[4] 杨经纬, 张宁, 王毅, 等. 面向可再生能源消纳的多能源系统:述评与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 11.
Yang J W, Zhang N, Wang Y, et al. Multi-energy system towards renewable energy accommodation: review and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 11.

[5] 蔡国伟, 孔令国, 薛宇, 等. 风氢耦合发电技术研究综述[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(21): 127.
Cai G W, Kong L G, Xue Y, et al. Overview of research on wind power coupled with hydrogen production technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 127.

[6] 孙鹤旭, 李争, 陈爱兵, 等. 风电制氢技术现状及发展趋势[J]. 电工技术学报, 2019, 34(19): 4071.
Sun H X, Li Z, Chen A B, et al. Current status and development trend of hydrogen production technology by wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(19): 4071.

[7] 周峻, 冀承泽, 李儒欢, 等. 电解水制氢技术发展现状及其在新型电力系统中的应用进展[J]. 高电压技术, 2025, 51(5): 2096.
Zhou J, Ji C Z, Li R H, et al. Recent development in the technology of water electrolysis and its applications to new power systems[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(5): 2096.

[8] 孟翔宇, 陈铭韵, 顾阿伦, 等.“双碳”目标下中国氢能发展战略[J]. 天然气工业, 2022, 42(4): 156.
Meng X Y, Chen M Y, Gu A L, et al. China's hydrogen development strategy in the context of double carbon Targets[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 156.

[9] Wen Y, Yang S H, Lu Z G, et al. Reviewing the current state of development on renewable energy electrolytic water hydrogen production and ammonia synthesis systems[C]//Proceedings of the 2024 7th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE). 2024: 1481.

[10] 王振彪. 构建“电为核心”的现代能源体系[J]. 分布式能源, 2020, 5(4): 1.
Wang Z B. Construction of modern energy system with electricity as the core[J]. Distributed Energy, 2020, 5(4): 1.

[11] Irham A, Roslan M F, Jern K P, et al. Hydrogen energy storage integrated grid: a bibliometric analysis for sustainable energy production[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 63: 1044.

[12] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知[EB/OL]. (2025-05-21) [2025-11-07]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202506/content_7026087.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on matters related to the orderly promotion of green electricity direct connection development[EB/OL]. (2025-05-21) [2025-11-07]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202506/content_7026087.htm.

[13] 内蒙古自治区能源局. 关于印发《内蒙古自治区工业园区绿色供电项目实施细则 2023 年修订版(试行)》等六个市场化实施细则的通知[EB/OL]. (2023-11-10) [2025-11-07]. https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/zcwj_16462/202311/t20231117_2412591.html.
Inner Mongolia Autonomous Region Energy Bureau. Notice on issuing the *Implementation Rules for Green Power Supply Projects in Industrial Parks of Inner Mongolia Autonomous Region (2023 Revised Trial Version)* and six other market-oriented implementation rules[EB/OL]. (2023-11-10) [2025-11-07]. https://nyj.Nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/zcwj_16462/202311/t20231117_2412591.html.

[14] Li R Z, Jin X M,Yang P, et al. Capacity optimization of a wind-photovoltaic-electrolysis-battery (WPEB) hybrid energy system for power and hydrogen generation[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 52: 311.

[15] Wang H, Chen X W, Yang Q P, et al. Optimization of renewable energy hydrogen production systems using volatility improved multi-objective particle swarm algorithm[J]. Energies, 2024, 17(10): 2384.

[16] Zeng G H, Liu M B, Lei Z X, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in an integrated energy system considering variable hydrogen production efficiency[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 98: 113044.

[17] 王正一. 兼顾弃风率与经济性的风电制氢容量规划研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2021: 30.
Wang Z Y. Research on hydrogen production capacity planning of wind power in consideration of wind curtailment rate and economic efficiency[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2021: 30.

[18] 王梦雪, 赵浩然, 田航, 等. 典型综合能源系统仿真与规划平台综述[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4702.
Wang M X, Zhao H R, Tian H, et al. Review of typical simulation and planning platforms for integrated energy system[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4702.

[19] 左冲, 贾彦, 孟克其劳, 等. 基于 HOMER 仿真的风光储互补发电系统容量优化配置研究[J]. 内蒙古电力技术, 2023, 41(1): 21.
Zuo C, Jia Y, Meng K Q L, et al. Research on optimized capacity allocation of wind-solar-storage complementary power generation system based on HOMER simulation[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2023, 41(1): 21.

[20] 张盛, 郑津洋, 戴剑锋, 等. 可再生能源大规模制氢及储氢系统研究进展[J]. 太阳能学报, 2024, 45(1): 457.
Zhang S, Zheng J Y, Dai J F, et al. Research progress on renewable energy system coupled with large-scale hydrogen production and storage[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(1): 457.

[21] 李军舟, 赵晋斌, 陈逸文, 等. 考虑动态功率区间和制氢效率的电转氢(P2H)设备容量配置优化[J]. 电工技术学报, 2023, 38(18): 4864.
Li J Z, Zhao J B, Chen Y W, et al. Optimal capacity

configuration of P2H equipment considering dynamic power range and hydrogen production efficiency [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(18): 4864.

[22] 李志伟, 赵雨泽, 吴培, 等. 基于制氢设备精细建模的综合能源系统绿氢蓝氢协调低碳优化策略[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2317.
Li Z W, Zhao Y Z, Wu P, et al. Low-carbon dispatching strategy of integrated energy system with coordination of green hydrogen and blue hydrogen based on fine modeling of hydrogen production equipment[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2317.

[23] Zhu P C, Mae M, Matsuhashi R. Techno-economic analysis of grid-connected hydrogen production via water electrolysis[J]. Energies, 2024, 17(7): 1653.

[24] 杨紫娟, 田雪沁, 吴伟丽, 等. 考虑电解槽组合运行的风电-氢能-HCNG 耦合网络容量优化配置[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 76.
Yang Z J, Tian X Q, Wu W L, et al. Optimal capacity configuration of wind-hydrogen-HCNG coupled network considering combined electrolyzer operation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(12): 76.

[25] Ma B, Zheng J F, Xian Z Y, et al. Optimal operation strategy for wind-photovoltaic power-based hydrogen production systems considering electrolyzer start-up characteristics[J]. Processes, 2024, 12(8): 1756.

[26] Fang R M, Liang Y. Control strategy of electrolyzer in a wind-hydrogen system considering the constraints of switching times[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(46): 25104.

[27] Li Y Y, Deng X T, Zhang T, et al. Exploration of the configuration and operation rule of the multi-electrolyzers hybrid system of large-scale alkaline water hydrogen production system[J]. Applied Energy, 2023, 331: 120413.

[28] 张雯涵, 艾欣, 徐衍会, 等. 面向新能源消纳的电氢耦合系统容量优化配置[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(12): 93.
Zhang W G, Ai X, Xu Y H, et al. A study on capacity optimization of electric-hydrogen coupling systems for new energy consumption[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(12): 93.

[29] Tamburrano G, Zotto L D, Zuccari F, et al. Techno-economic analysis of hydrogen production via photovoltaic, battery and electrolysis: plant sizing and hydrogen cost[J]. Journal of Physics: Conference Series, 2023, 2648: 12067.

[30] 孔令国, 贾忠华, 石振宇, 等. 考虑上/下网电量约束的风光氢氨耦合系统容量优化配置[J]. 智慧电力, 2025, 53(1): 75.
Kong L G, Jia Z H, Shi Z Y, et al. Capacity optimization configuration of wind-solar-hydrogen-ammonia coupling system considering on/off grid electricity constraints[J]. Smart Power, 2025, 53(1): 75.

[31] 多能互补项目经济评价规范: NB/T 11812—2025[S]. 北京: 中国标准出版社, 2025: 5.
Code for economic evaluation of hybrid power projects: NB/T 11812—2025[S]. Beijing: Standards Press of China, 2025: 5.

[32] 孔令国. 风光氢综合能源系统优化配置与协调控制策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017: 7.
Kong L G. Research on optimal sizing and coordinated control strategy of integrated energy system of wind photovoltaic and hydrogen[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017: 7.

[33] 贾成真, 王灵梅, 孟恩隆, 等. 风光氢耦合发电系统的容量优化配置及日前优化调度[J]. 中国电力, 2020, 53(10): 80.
Jia C Z, Wang Li M, Meng E L, et al. Optimal capacity configuration and day-ahead scheduling of wind-solar-hydrogen coupled power generation system[J]. Electric Power, 2020, 53(10): 80.

[34] 北极星风力发电网. 风电项目工程造价构成分析[EB/OL]. (2024-01-20) [2025-11-24]. https://news.bjx.com.cn/html/20240527/1379527.shtml.
Polaris Wind Power Network. Analysis of wind power project engineering cost composition[EB/OL]. (2024-01-20) [2025-11-24]. https://news.bjx.com.cn/html/20240527/1379527.shtml.

[35] 中国光伏行业协会. 2024—2025 年中国光伏产业发展路线图[R/OL]. (2024-02-27) [2025-11-24]. https://www.chinapv. org.cn/Industry/resource_1405.html.
China Photovoltaic Industry Association. 2024—2025 China PV industry development roadmap[R/OL]. (2024-02-27) [2025-11-24]. https://www.chinapv.org.cn/Industry/resource_1405.html.

[36] 华经产业研究院. 2024—2030 年中国电解水制氢设备行业市场深度分析及发展趋势预测报告[R/OL]. (2024-06-21) [2025-11-24]. https://www.huaon.com/channel/yzsb/994831.html.
Huaon Industry Research Institute. 2024—2030 China water electrolysis hydrogen production equipment industry market in-depth analysis and development trend forecast report[R/OL]. (2024-06-21) [2025-11-24]. https:// www.huaon.com/channel/yzsb/994831.html.

[37] 宇博智业. 2025—2030 年中国储能行业市场分析及发展前景预测报告[EB/OL]. (2025-02-28) [2025-11-12]. https://www.chinabgao.com/report/16761252.html.
Yubo Intelligence. 2025—2030 China energy storage industry market analysis and development prospect forecast report[EB/OL]. (2025-02-28) [2025-11-12]. https://www.chinabgao.com/report/16761252.html.

[38] 华经产业研究院. 2025—2031 年中国风电运维行业市场发展监测及投资战略规划报告[R/OL]. (2024-10-14) [2025-10-21]. https://www.huaon.com/channel/jingpin/energy/1020651.html.
Huaon Industry Research Institute. 2025—2031 China wind power operation and maintenance industry market development monitoring and investment strategy planning report[R/OL]. (2024-10-14) [2025-10-21]. https://www.huaon.com/channel/jingpin/energy/1020651.html.

（责任编辑 杜亚勤）