

渔光氢热储互补的乡村能源系统时序生产模拟方法

徐志¹, 尚进², 任敏¹, 张明强¹, 赵勇帅¹, 陈又新², 张宽², 刘念²

(1. 云南电网有限责任公司电力科学研究院, 昆明 650220; 2. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206)

摘要: 在“双碳”目标下, 乡村能源系统亟需兼顾可再生能源高效消纳与多元负荷协同供给。针对渔业养殖场景下电、热、氢、氧多能耦合关系复杂、可再生能源季节波动显著的问题, 构建了融合光伏、水电、生物质、电网以及电解槽—储氢罐—燃料电池、电化学储能和电解副产氧利用环节的乡村能源系统耦合模型; 建立以综合成本最小和综合能源利用效率最大为目标的多目标优化模型, 并设置设备运行约束及电-氢-氧-热平衡约束; 在求解层面, 提出嵌入时序生产模拟的改进NSGA-II方法, 对长时间尺度逐时运行过程进行评估。以南方某示范区为例, 采用覆盖全年四季特征的552 h典型时段开展仿真。结果表明: 相较于基准场景S0, 所提方法可使系统运行成本降低约12%, 可再生能源消纳率由91.2%提升至98.5%, 综合能源利用效率达到81%; 同时能够实现氢能跨季节调节、电解副产氧与夜间增氧负荷匹配以及生物质与余热回收协同供热。研究结果验证了所提方法在乡村能源清洁转型中的有效性与工程适用性。

关键词: 渔光互补; 乡村能源系统; 多能互补; 时序生产模拟; 副产氧气利用

Time-Series Production Simulation Method for Rural Integrated Energy Systems with Complementary Fishery-PV-Hydrogen-Heat-Storage

XU Zhi¹, SHANG Jin², REN Min¹, ZHANG Mingqiang¹, ZHAO Yongshuai¹, CHEN Youxin², ZHANG Kuan², LIU Nian²

(1. Electric Power Research Institute of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650220, China; 2. The State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Under the "dual carbon" goals, rural energy systems urgently need to balance the efficient utilization of renewable energy with the coordinated supply of diverse loads. To address the complex multi-energy coupling relationships (electricity, heat, hydrogen, oxygen) in aquaculture scenarios and the significant seasonal fluctuations of renewable energy, a rural energy system coupling model is developed, integrating photovoltaic, hydropower, biomass, grid, and electrolyzer-hydrogen tank-fuel cell, electrochemical energy storage, and byproduct oxygen utilization components. A multi-objective optimization model is established, aiming to minimize comprehensive costs and maximize overall energy utilization efficiency, with constraints on equipment operation and electro-hydrogen-oxygen-heat balance. At the solution level, an improved NSGA-II method incorporating temporal production simulation is proposed to evaluate the hourly operation process over extended time scales. Using a demonstration zone in southern China as a case study, simulations are conducted over a 552-hour period covering all four seasons. Results show that compared to the baseline scenario S0, the proposed method reduces system operation costs by approximately 12%, increases renewable energy utilization from 91.2% to 98.5%, and achieves an overall energy utilization efficiency of 81%. Additionally, it enables seasonal hydrogen regulation, matches electrolyzer byproduct oxygen with nighttime aeration loads, and synergistically provides heating through biomass and waste heat recovery. The results validate the effectiveness and practical applicability of the proposed method in the clean transition of rural energy systems.

Key words: fishery-PV complementary; rural energy system; multi-energy complementary; time-series production simulation; byproduct oxygen utilization

0 引言

在“双碳”战略目标下,建设以可再生能源为主导的乡村能源系统(rural energy system, RES)迫在眉睫^[1]。当前,光伏、水电等新能源发展迅速^[2],但我国偏远乡村地区仍有大量秸秆等生物质能、渔场水能等资源尚未得到有效利用,其经济性与利用率有待提升。生物质能具有可循环特性,可为系统提供稳定的电、热供应^[3]。乡村地区分布广泛的渔业水体不仅蕴含水能资源,可通过水电或抽水蓄能设施进行开发,转化为稳定电力补充;还可作为光伏板的支撑基础,形成“渔光互补”模式,提升空间资源利用率^[4]。通过构建“渔-光-氢-热-储”多能互补的乡村能源系统,能高效整合光伏、水电、生物质等可再生能源,提高可再生能源的消纳水平。

当前,针对乡村能源系统的储能方案主要有电储能^[5]和电氢混合储能^[6]。具体来说,电储能具有响应速度快、技术成熟度高、短期调节性能优越等优点^[7-8],但也存在容量有限、周期寿命较短、成本较高及安全性问题等缺点^[9]。电氢混合储能系统结合了电能与氢能的优势,可实现能量的长期、大规模存储,具备良好的跨季节调节能力,有助于提升系统灵活性与可靠性^[10-11]。然而,“电-氢-电”转换效率偏低,会导致整体能源利用率不足^[12]。值得注意的是,现有研究大多忽略电解水制氢过程中所产生的高纯度氧气的资源化利用潜力^[13]。若能将电解副产氧气用于乡村渔业养殖中的水体增氧^[14-15],可提升能源综合利用效率,具备显著的应用潜力。

时序生产模拟方法在长时间尺度、细时间步长下逐时段开展源荷平衡分析,可准确刻画新能源出力波动及设备运行约束,已成为支撑乡村能源系统中长期运行规划的重要工具^[16-18]。随着多能流耦合系统研究的深入,时序生产模拟逐步从单一电力系统扩展至综合能源系统,需协同处理新能源间歇性、随机性出力与多能源流在时间维

度上的耦合与约束问题^[19]。当前,面向“风-光-储-热”^[20]及“风-光-储-氢”^[21]等系统的时序生产模拟研究已积累较多成果。利用电解槽制氢、储氢装置与燃料电池的组合实现氢能的制备、储存与再发电,有助于增强电力与氢能之间的协调互济,提升可再生能源的消纳能力^[22]。然而,既有研究仍存在多能耦合关系界定不清、系统整体效率受限等问题^[23-26]。一方面,现有建模方法往往将不同供能系统视为独立单元进行简单叠加,系统调控策略也多局限于“以热定电”^[27-28]、“以电定热”^[29]或“以电定氢”^[30]等单一运行模式,缺乏从系统集成角度对多能流非线性、动态耦合关系的深入挖掘。另一方面,电-氢-电转换过程的效率普遍偏低(通常在30%~45%之间)^[7],单纯依靠氢储能进行电力调峰或返送电网,经济性与综合能效难以支撑规模化应用。与此同时,乡村场景下“渔-光-氢-热-储”协同系统的时序模拟研究仍较不足,尤其未能系统化利用电解制氢副产氧并用于渔业增氧等需求,限制了整体能源利用效率的进一步提升^[31]。

本文面向乡村渔业资源与可再生能源协同利用需求,提出考虑“渔-光-氢-热-储”多能互补的RES时序生产模拟方法。本文的创新点与贡献主要体现在:1)提出“制氢副产氧-渔业增氧”耦合机制,将电解水制氢产生的副产氧由传统的排放项转化为可调度资源,建立供氧与夜间增氧负荷的时序匹配模型,从而提升能量-物质的梯级利用水平。2)构建电-热-氢-氧多能流耦合与约束一致的逐时生产模拟模型,在长时间尺度下同步刻画新能源波动、储能与多元负荷协同供给的能量平衡与运行边界。3)提出嵌入时序生产模拟的改进NSGA-II求解框架:将个体策略与逐时生产模拟紧耦合评估,并在遗传迭代中引入互斥/边界约束的可行性修复与惩罚机制,同时通过“相对权重+相对优势度”实现Pareto解集的二次决策筛选,提高运行策略的可解释性与工程可用性。

针对南方某示范区的乡村能源系统进行仿真分析,算例结果表明,本文所提方法可实现系统运行成本降低约12%、可再生能源消纳率提升至98.5%、综合能源利用效率达到81%,从而验证了所提方法在渔光氢热储互补乡村能源系统中的有效性与适用性。

基金项目:智能电网重大专项(2030)资助项目(2024ZD0800600);国家自然科学基金资助项目(52407099 & U23B20124)。

Foundation item: Supported by the National Science and Technology Major Project for Smart Grid (2030) (2024ZD0800600); the National Natural Science Foundation of China (52407099 & U23B20124).

1 RES 供能框架及设备建模

1.1 乡村能源系统模型

本文以某地渔场典型运行周期特点为参考依据,构建了如图1所示的渔光氢热储多能互补乡村能源系统模型。系统供能侧包含光伏机组 (photovoltaic, PV)、水电机组 (hydroelectric generating unit, HGU)、生物质发电机组 (biomass fuel generator, BFG) 以及电网。通过多能转换与存储环节,包括储氢罐 (hydrogen storage tank, HST)、燃料电池 (fuel cell, FC) 及电化学储能 (battery energy storage, BES) 组成的储能模块,电解槽 (electrolyzer, ELZ) 耦合制氧机的产出模块,实现对电、热、氢、氧多元负荷的协同供给。该系统设计旨在支撑后续的时序生产模拟分析。

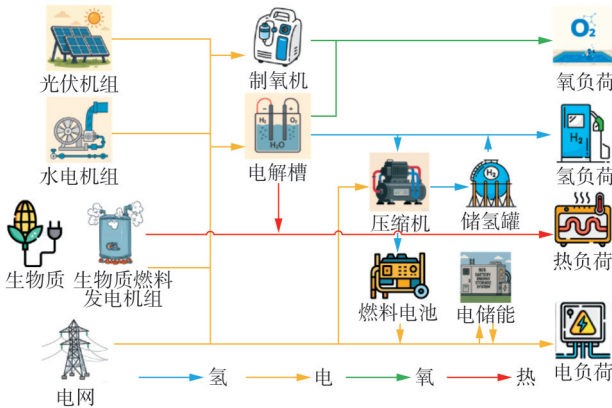


图1 乡村能源系统供能模型

Fig. 1 Energy supply model of rural energy systems

1.2 乡村能源系统设备建模

1.2.1 渔光互补单元模型

光伏板铺设于水面可在提供清洁电力的同时发挥遮阳作用,降低水体蒸发量,利于节约水资源;其反射效应也有助于提高光伏发电效率,实现空间立体化综合利用。然而目前的渔光互补项目多聚焦于光伏电站开发,以售电为主要收益来源,存在“重电轻渔”倾向。在外塘养殖模式下推进渔光互补项目,需统筹考虑渔业安全生产要求,突出渔业生产运行特点,增强“光”和“渔”的协同关系。

本文所研究的渔光互补单元采用室外土塘育肥与室内工厂化循环水育种相结合的养殖模式。在典型生产周期中,土塘分批投苗育肥,其核心用能需求为水体增氧。塘口溶氧主要来自空气溶解与浮游

植物光合作用。夜间光合作用停止,而鱼类呼吸、浮游生物代谢及底质分解共同耗氧,致使溶氧水平急剧下降。如图2所示,某塘口在自然状态下溶氧量于17:00达到峰值,03:00跌破警戒线,06:00接近危险水平,易导致鱼虾缺氧死亡,因此需在溶氧临近安全阈值时启动增氧设备。

本文根据文献[32]数据拟合出溶氧量 $C(t)$ 和时间 t 的函数关系,如式(1)所示。

$$C(t) = 4.943 \sin(0.2825t - 3.1008) + 7.0789 \quad (1)$$

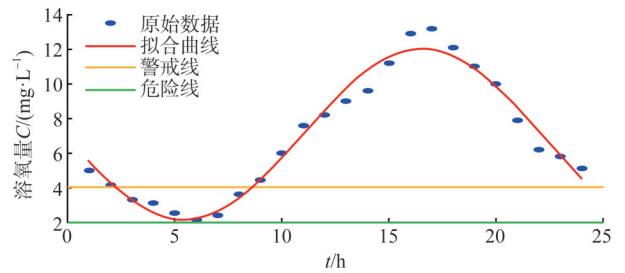


图2 渔场溶氧量变化

Fig. 2 Changes in dissolved oxygen in fish farms

光伏发电设备发电功率为:

$$P_t^{E,PV} = \eta_e^{PV} \cdot D_t^{E,PV} \cdot S^{E,PV} \quad (2)$$

式中: $P_t^{E,PV}$ 为光伏板额定发电功率; η_e^{PV} 为发电效率; $D_t^{E,PV}$ 为光伏板单位面积可利用太阳能; $S^{E,PV}$ 为光伏板铺设面积。

由于空间限制以及对生态的影响光伏发电设备存在最大容量限制,考虑到光伏发电的弃光现象:

$$0 \leq P_t^{E,PV} \leq P^{E,PV,max} \quad (3)$$

$$P_t^{E,PV} = P_t^{e,PV} + P_t^{e,PV,cur} \quad (4)$$

式中: $P_t^{E,PV}$ 为光伏板实际发电功率; $P^{E,PV,max}$ 为光伏板最大发电功率; $P_t^{e,PV}$ 为光伏板实际消纳功率; $P_t^{e,PV,cur}$ 为光伏板弃电功率。

制氧机模型如下:

$$P_t^{E,Mo} = \lambda^{O_2} V_t^{O_2,Mo} \quad (5)$$

$$P^{E,Mo,min} \leq P_t^{E,Mo} \leq P^{E,Mo,max} \quad (6)$$

式中: $P_t^{E,Mo}$ 、 $P^{E,Mo,max}$ 、 $P^{E,Mo,min}$ 分别为制氧机耗功率及其上下限; λ^{O_2} 为制氧机产生 $V_t^{O_2,Mo}$ 氧气的电耗系数。

1.2.2 氢能单元模型

广义的氢能存储模型包括氢气生产、储存和利用阶段。电解槽堆、HST、FC 和电动压缩机的运行模型,考虑了电氢转换,可以表示如下。

$$m_t^{\text{EZ}} = \frac{\eta^{\text{EZ}} P_t^{\text{EZ}} M^{\text{H}}}{u_c N_e F} \quad (7)$$

$$Q_t^{\text{EZ}} = \eta^{\text{EZ}, \text{h}} P_t^{\text{EZ}} \quad (8)$$

$$E_t^{\text{HST}} = E_{t-1}^{\text{HST}} + \frac{1}{C^{\text{HST}}} \left(\eta_{\text{ch}}^{\text{HST}} m_t^{\text{HST}, \text{ch}} - \frac{m_t^{\text{HST}, \text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{HST}}} \right) \Delta t \quad (9)$$

$$U_t^{\text{HST}} = U_{t-1}^{\text{HST}} + \frac{RT}{C^{\text{HST}} M^{\text{H}}} \left[E_{t-1}^{\text{HST}} m^{\text{ra}} - \left(\eta_{\text{ch}}^{\text{HST}} m_t^{\text{HST}, \text{ch}} - \frac{m_t^{\text{HST}, \text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{HST}}} \right) \Delta t \right] \quad (10)$$

$$E_t^{\text{HST}, \text{min}} \leq E_t^{\text{HST}} \leq E_t^{\text{HST}, \text{max}} \quad (11)$$

$$U_t^{\text{HST}, \text{min}} \leq U_t^{\text{HST}} \leq U_t^{\text{HST}, \text{max}} \quad (12)$$

$$0 \leq m_t^{\text{HST}, \text{ch}} \leq m^{\text{Hch}, \text{max}} B_t^{\text{HST}, \text{ch}} \quad (13)$$

$$0 \leq m_t^{\text{HST}, \text{dis}} \leq m^{\text{Hdis}, \text{max}} B_t^{\text{HST}, \text{dis}} \quad (14)$$

$$0 \leq m_t^{\text{HST}, \text{dis}} \leq m^{\text{Hdis}, \text{max}} B_t^{\text{HST}, \text{dis}} \quad (15)$$

$$P_t^{\text{CP}} = \alpha_{\text{CP}} m_t^{\text{ch}} \quad (16)$$

$$Q_t^{\text{FC}} = \frac{P_t^{\text{FC}}}{\eta_{\text{FC}, \text{e}}} \eta_{\text{FC}, \text{h}} \quad (17)$$

式中: m_t^{EZ} 为电解堆 t 时刻的产氢速率; $m_t^{\text{HST}, \text{ch}}$ 、 $m_t^{\text{HST}, \text{dis}}$ 分别为 HST 的储氢/释氢速率; η^{EZ} 、 $\eta^{\text{EZ}, \text{h}}$ 分别为电解水制氢/产热效率; P_t^{EZ} 为电解堆 t 时刻的电解功率; Q_t^{EZ} 为 t 时刻电解水过程中产生的热值; E_t^{HST} 为 HST 在 t 时刻的能量状态 (state of energy, SOE); U_t^{HST} 为 t 时刻 HST 的内部压力; C^{HST} 为 HST 的额定容量; M^{H} 为氢的分子量; $B_t^{\text{HST}, \text{ch}}$ 和 $B_t^{\text{HST}, \text{dis}}$ 为二进制变量, 分别表示 HST 在 t 时刻的充氢和释氢状态, 1 表示 HST 处于充氢或释氢状态, 0 表示 HST 不处于工作状态; u_c 为电解槽工作电压; N_e 为电解反应电子转移数; F 为法拉第常数; $\eta_{\text{ch}}^{\text{HST}}$ 和 $\eta_{\text{dis}}^{\text{HST}}$ 分别为储氢罐充氢/放氢效率; R 为气体常数; T 为储氢罐内氢气温度; m^{ra} 为储氢罐额定状态对应的氢气质量; $m^{\text{Hch}, \text{max}}$ 和 $m^{\text{Hdis}, \text{max}}$ 分别为最大充、放氢速率; α_{CP} 为压缩机单位氢气流量耗电系数; Q_t^{FC} 为燃料电池余热; $\eta_{\text{FC}, \text{e}}$ 为燃料电池发电效率; $\eta_{\text{FC}, \text{h}}$ 为余热回收效率。

1.2.3 电储能单元模型

考虑到荷电状态 (state of charge, SOC) 和充放电速率, BES 的储电动力学公式如下。

$$E_t^{\text{BES}} = (1 - \tau) E_{t-1}^{\text{BES}} + \frac{1}{M^{\text{BES}}} \left(\eta_{\text{ch}}^{\text{BES}} P_t^{\text{ch}} - \frac{P_t^{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{BES}}} \right) \Delta t \quad (18)$$

$$\tau = \tau_0 + \Theta e^{-\Gamma t} \quad (19)$$

$$E_t^{\text{BES}, \text{min}} \leq E_t^{\text{BES}} \leq E_t^{\text{BES}, \text{max}} \quad (20)$$

$$0 \leq P_t^{\text{ch}} \leq P_{\text{ra}}^{\text{BES}} B_t^{\text{ch}} \quad (21)$$

$$0 \leq P_t^{\text{dis}} \leq P_{\text{ra}}^{\text{BES}} B_t^{\text{dis}} \quad (22)$$

$$0 \leq B_t^{\text{ch}} + B_t^{\text{dis}} \leq 1 \quad (23)$$

式中: E_t^{BES} 为 t 时刻 BES 的荷电状态; Θ 和 Γ 为基于实验数据的拟合参数; M^{BES} 为 BES 的额定容量; B_t^{ch} 和 B_t^{dis} 为二进制变量, 表示 BES 的工作状态; τ 为电储能自放电系数; τ_0 为衰减系数基值; P_t^{ch} 和 P_t^{dis} 为充电、放电功率; $\eta_{\text{ch}}^{\text{BES}}$ 和 $\eta_{\text{dis}}^{\text{BES}}$ 分别为充、放电效率; $E_t^{\text{BES}, \text{max}}$ 和 $E_t^{\text{BES}, \text{min}}$ 分别为电储能能量状态上、下限; $P_{\text{ra}}^{\text{BES}}$ 为电储能额定充放电功率上限。

1.2.4 热能单元模型

在典型乡村示范区中, 当地种植的农作物秸秆、甘蔗等可作为丰富的生物质资源, 为生物质燃烧发电机组提供燃料来源。考虑到农作物收获过程及燃料可获得性具有明显的季节性特征, 本文在典型时段 (552 h) 内对可利用秸秆等生物质资源对应的热值进行折算。该典型时段由全年典型日组合形成, 用于表征不同季节生物质资源供给与热负荷需求的统计特征, 具体计算如式 (24)~(26) 所示。

$$L_t^{\text{CS}} = \frac{s^{\text{CS}} L^{\text{CS}, \text{d}}}{8760} \quad (24)$$

$$P_t^{\text{CS}} = \eta^{\text{CS}, \text{e}} L_t^{\text{CS}} \quad (25)$$

$$Q_t^{\text{CS}} = \eta^{\text{CS}, \text{h}} L_t^{\text{CS}} \quad (26)$$

式中: L_t^{CS} 为 t 时刻可参与发电的生物质热值; s^{CS} 为消耗的生物质总质量; $L^{\text{CS}, \text{d}}$ 为单位质量的热值; P_t^{CS} 、 Q_t^{CS} 分别为生物质燃料机组时刻 t 发电/供热功率; $\eta^{\text{CS}, \text{e}}$ 、 $\eta^{\text{CS}, \text{h}}$ 分别为燃烧生物质转电、产热效率。

1.2.5 水电单元模型

本地负荷以恒功率模型表示。抽水蓄能可在不同时段承担着电源/负荷等双重角色, 如图 3 所示。

抽水蓄能工作在发电模式下的数学模型如下。

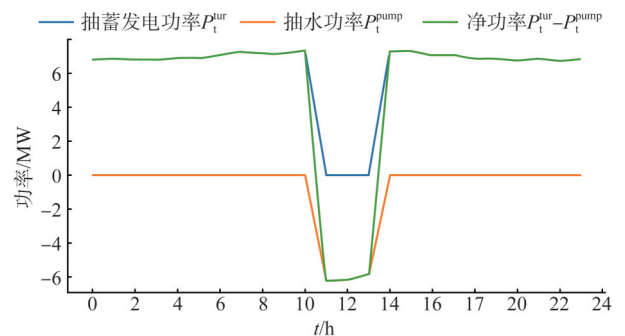


图 3 水电单元示意图

Fig. 3 Schematic diagram of hydropower unit

$$P_t^{\text{tur}} = \frac{\eta^{\text{tur}} g H l_t^{\text{tur}}}{1000} \quad (27)$$

式中: P_t^{tur} 为抽水蓄能在 t 时刻的发电量; η^{tur} 为发电效率; g 为重力加速度; H 为水头高度; l_t^{tur} 为 t 时刻的发电水流量。

抽水蓄能工作在抽水模式下的数学模型如下。

$$P_t^{\text{pump}} = \frac{g H l_t^{\text{pump}}}{1000 \eta^{\text{pump}}} \quad (28)$$

式中: P_t^{pump} 为抽水蓄能在 t 时刻的用电量; η^{pump} 为水泵效率; l_t^{pump} 为 t 时刻的发电水流量。

上游水库水量的变化可由式(29)计算:

$$V_t = V_{t-\Delta t} + \int_{t-\Delta t}^t \psi_t + l_t^{\text{pump}} - l_t^{\text{tur}} dt \quad (29)$$

式中: V_t 为 t 时刻剩余水量; Δt 为优化时间间隔; ψ_t 为 t 时刻其他支流的流入水流量。

上游水库的剩余水量可以类比蓄电池的荷电状态, 其实数学定义如下。

$$\text{Soc}_t = \frac{V_t}{V_{\text{ur}}} \times 100\% \quad (30)$$

式中: Soc_t 为 t 时刻的剩余可用水量百分比; V_{ur} 为上游水库最大容量。

2 RES 时序生产模拟方法

2.1 目标函数

在长时间尺度逐时仿真中, 依据电-氢-氧-热平衡与设备运行约束逐时校核可行性, 并在全时域统计形成综合评价指标。其核心采用双目标评价, 其一为综合成本最小化, 表达式为:

$$C_1 = \min(C^{\text{om}} + C^{\text{loss}} + C^{\text{short}}) \quad (31)$$

式中: $\min(\cdot)$ 为最小取值函数; C_1 为系统的综合成本; C^{om} 、 C^{loss} 、 C^{short} 分别为运维成本、可再生能源发电弃风弃光惩罚成本、电力供应不足的罚款成本。

具体而言, C^{om} 包含电储能单元运维成本 $C_{\text{om}}^{\text{BES}}$ 、氢能单元运维成本 $C_{\text{om}}^{\text{HES}}$ 、水电机组运维成本 $C_{\text{om}}^{\text{tur}}$ 和热能单元运维成本 C_{om}^{h} , 如式(32)~(35)所示。

$$C^{\text{om}} = C_{\text{om}}^{\text{BES}} + C_{\text{om}}^{\text{HES}} + C_{\text{om}}^{\text{tur}} + C_{\text{om}}^{\text{h}} \quad (32)$$

$$C_{\text{om}}^{\text{BES}} = \sum_{t=1}^T \lambda^{\text{BES}} (\eta_{\text{ch}}^{\text{BES}} P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{dis}} / \eta_{\text{dis}}^{\text{BES}}) \Delta t \quad (33)$$

$$C_{\text{om}}^{\text{HES}} = \sum_{t=1}^T \left(\lambda^{\text{HST}} (\eta_{\text{ch}}^{\text{HST}} m_t^{\text{HST, ch}} - m_t^{\text{HST, dis}} / \eta_{\text{dis}}^{\text{HST}}) + \lambda^{\text{EZ}} P_t^{\text{EZ}} + \lambda^{\text{FC}} P_t^{\text{FC}} \right) \Delta t \quad (34)$$

$$C_{\text{om}}^{\text{h}} = \sum_{t=1}^T (\lambda^{\text{CS}} L_t^{\text{CS}} + c^{\text{CS}}) \Delta t \quad (35)$$

式中: λ^{BES} 、 λ^{HST} 、 λ^{EZ} 、 λ^{FC} 、 λ^{CS} 分别为 BES、HST、电解堆、FC、生物质燃料机组的运行和维护成本系数; $\eta_{\text{ch}}^{\text{BES}}$ 、 $\eta_{\text{dis}}^{\text{BES}}$ 分别为 BES 的充电、放电效率; P_t^{ch} 、 P_t^{dis} 分别为 BES 的充电、放电功率; P_t^{FC} 为 FC 的输出电功率; L_t^{CS} 为 t 时刻可参与发电的生物质热值; c^{CS} 为生物质燃料成本系数; T 为时序生产模拟时域内的总时段数量。

如果水电和太阳能产生的电力不能完全消耗, 就会导致能源浪费。因此, 对风能和太阳能的削减 C^{loss} 采取了惩罚性措施, 计算如式(36)所示。

$$C^{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T c^{\text{w}} P_t^{\text{waste}} \Delta t \quad (36)$$

式中: c^{w} 为每单位放弃可再生能源的罚款成本; P_t^{waste} 为 t 时刻 RES 废弃水电和太阳能发电量。

如果 RES 不能完全满足电力负荷需求, 则能量供给不足的惩罚成本 C^{short} 可以表示如式(37)所示。

$$C^{\text{short}} = \sum_{t=1}^T (c^{\text{s}} P_t^{\text{short}}) \Delta t \quad (37)$$

式中: c^{s} 为每单位缺电的罚款成本; P_t^{short} 为 t 时刻系统缺电量。

其二为综合能源利用效率最大化, 综合能源利用效率表达式为:

$$C_2 = \max(\eta^{\text{p}} + \eta^{\text{q}}) \quad (38)$$

式中: $\max(\cdot)$ 为最大取值函数; C_2 为综合能源利用效率; η^{p} 为电能利用效率; η^{q} 为热能利用效率。

$$\eta^{\text{p}} = \frac{\sum P_t^{\text{e}}}{\sum (P_t^{\text{WA}} + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{grid}})} \quad (39)$$

$$\eta^{\text{q}} = \frac{\sum Q_t^{\text{h}}}{\sum L_t^{\text{CS}}} \quad (40)$$

式中: P_t^{WA} 、 P_t^{PV} 分别为 t 时刻 HGUs/PVs 的输出功率; P_t^{grid} 为从电网购电功率; P_t^{e} 、 Q_t^{h} 分别为系统的输出电功率/热功率。

2.2 约束条件

1) 可再生能源约束: 由于 RES 遵守可持续发展政策, 水电和太阳能的削减量约束如式(41)所示。

$$P_t^{\text{waste}} \leq r_{\text{w}} (P_t^{\text{WA}} + P_t^{\text{PV}}) \quad (41)$$

式中 r_{w} 为水电和太阳能发电的削减系数, 取值在 $[0, 1]$ 范围内。

2) 运行约束: 电解槽和 FC 都是系统中关键电氢耦合设备, 它们自身输入/输出工作功率均不能高于其额定功率且两设备不能同时处于工作状态,

$$0 \leq P_t^{\text{EZ}} \leq P_{\text{ra}}^{\text{EZ}} B_t^{\text{EZ}} \quad (42)$$

$$0 \leq P_t^{\text{FC}} \leq P_{\text{ra}}^{\text{FC}} B_t^{\text{FC}} \quad (43)$$

$$0 \leq B_t^{\text{EZ}} + B_t^{\text{FC}} \leq 1 \quad (44)$$

式中 B_t^{EZ} 和 B_t^{FC} 为二进制变量, 分别表示时间 t 电解槽堆和 FC 的工作状态, 0 表示设备处于关机状态, 1 表示设备处于运行状态。

3) 平衡约束: RES 的电-氢-氧-热约束如下。

$$P_t^{\text{WA}} + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{FC}} + P_t^{\text{dis}} + P_t^{\text{grid}} + P_t^{\text{CS}} + P_t^{\text{short}} = P_t^{\text{EZ}} + P_t^{\text{CP}} + P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{e}} + P_t^{\text{E,M}_0} \quad (45)$$

$$m_t^{\text{EZ}} + m_t^{\text{HST,dis}} = m_t^{\text{HST,ch}} + m_t^{\text{H}} + m_t^{\text{ch}} + m_t^{\text{HF}} \quad (46)$$

$$\eta^{\text{O}_2} \cdot M_{\text{O}_2, \text{Mo}} + k^{\text{HO}} \cdot \rho^{\text{H}_2} \cdot V_{\text{H}_2, \text{ET}} = M_{\text{O}_2, \text{load}} \quad (47)$$

$$Q_t^{\text{CS}} + Q_t^{\text{EZ}} + Q_t^{\text{FC}} + Q_t^{\text{AN}} = Q_t^{\text{h}} \quad (48)$$

式中: $M_{\text{O}_2, \text{Mo}}$ 为需求响应后的氧负荷功率; η^{O_2} 为制氧机制取氧气的纯度; k^{HO} 为产生氧气和氢气质量比值; ρ^{H_2} 为标况下氢气的密度。 P_t^{e} 为电负荷需求功率; P_t^{CP} 为压缩机耗电功率; m_t^{HF} 为燃料电池耗氢量; $P_t^{\text{E,M}_0}$ 为制氧机耗电功率。

4) 水电单元功率平衡约束如下。

$$P_t^{\text{grid}} = P_t^{\text{pv}} + P_t^{\text{phs}} - P_t^{\text{load}} \quad (49)$$

式中: P_t^{grid} 为 t 时刻并网点交互的功率; P_t^{pv} 为 t 时刻光伏的实发功率; P_t^{load} 为 t 时刻的负荷需求功率; P_t^{phs} 为 t 时刻抽水蓄能的发出或吸收功率。

抽水蓄能最大用/发电功率约束:

$$-P_{\text{max}}^{\text{pump}} \leq P_t^{\text{phs}} \leq P_{\text{max}}^{\text{tur}} \quad (50)$$

上游水库水量约束:

$$S_{\text{oc}}^{\text{min}} \leq S_{\text{oc}, t} \leq S_{\text{oc}}^{\text{max}} \quad (51)$$

式中: P_t^{phs} 为抽水蓄能在时段 t 的功率; $S_{\text{oc}, t}$ 为时段 t 的剩余可用水量; $S_{\text{oc}}^{\text{min}}$ 和 $S_{\text{oc}}^{\text{max}}$ 分别为最小和最大可用水量。

3 求解算法

3.1 基于时序生产模拟的多目标运行优化策略

在明确系统的综合成本最小化、综合能源利用效率最大化两个优化目标后, 采用改进非支配排序遗传算法进行迭代计算。该算法的每个个体代表一套系统运行策略, 通过长时间时序生产模拟来计算该个体策略或方案的两个目标函数值。算法迭代计算后, 可获取 Pareto 最优解集, 其中每个解都对应该一套非支配的优化运行策略。为从 Pareto 解集中筛选最佳决策, 需定义各策略的综合评价方法。

本文所述“改进”主要体现在适应度评估与解集决策环节: 1) 与时序生产模拟的紧耦合评估: 将每个个体视为一套运行策略, 通过长时间逐时的时序

生产模拟计算综合成本与综合能源利用效率, 并在逐时计算中同步检查设备运行边界与能量平衡约束。2) 约束处理的可行性保证: 针对互斥类与边界类约束, 如电解槽与燃料电池不能同时运行等, 在遗传操作后增加可行性修复处理: 对明显不满足互斥逻辑或越界的变量进行修复, 互斥状态置零、功率按上下限截断, 对仍不可行的个体在适应度中施加惩罚, 以提高可行解比例与收敛稳定性。3) Pareto 解的二次决策机制: 在获得 Pareto 最优解集后, 引入“相对权重+相对优势度”的综合评价来筛选最终运行策略。

首先, 基于时序生产模拟的结果, 确定每个策略对应的目标函数值, 并计算其相对于参考目标函数的权重。

$$\begin{cases} \eta_j = \bar{C}_j / \hat{C}_j \\ \hat{C}_j = \max \{ \bar{C}_j | j = 1, 2 \} \end{cases} \quad (52)$$

式中: η 为相对权重值; j 为目标函数编号; $\bar{C}_j$ 为基于改进非支配排序遗传算法求出的目标函数; $\hat{C}_j$ 为参考目标函数; $\max(\cdot)$ 为取最大值函数。

同时, 将不同运行策略间的相对优势度表示为:

$$\Psi_j(G', G'') = \begin{cases} \sqrt{\frac{\eta_j}{\sum_{j=1}^2 \eta_j}} (\bar{\omega}_j' - \bar{\omega}_j''), \bar{\omega}_j' > \bar{\omega}_j'' \\ 0, \bar{\omega}_j' = \bar{\omega}_j'' \\ -\frac{1}{m} \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^2 \eta_j}{\eta_j}} (\bar{\omega}_j'' - \bar{\omega}_j'), \bar{\omega}_j' < \bar{\omega}_j'' \end{cases} \quad (53)$$

式中: Ψ_j 为相对优势度; G', G'' 分别为待比较的两种运行策略; $\bar{\omega}_j'$ 和 $\bar{\omega}_j''$ 为对应策略经标准化处理后的第 j 个目标函数评价价值; m 为衰减因子。

基于改进非支配排序遗传算法获取 Pareto 最优解集后, 通过计算并比较解集中各非支配解与参考解之间的相对优势度, 最终筛选出综合性能最优的运行策略作为多目标优化决策。

3.2 求解流程

渔光氢热储互补的乡村能源系统长时间时序生产模拟模型求解算法流程如图4所示。

4 算例分析

4.1 系统数据

本算例以南方某示范区的乡村能源系统为研究

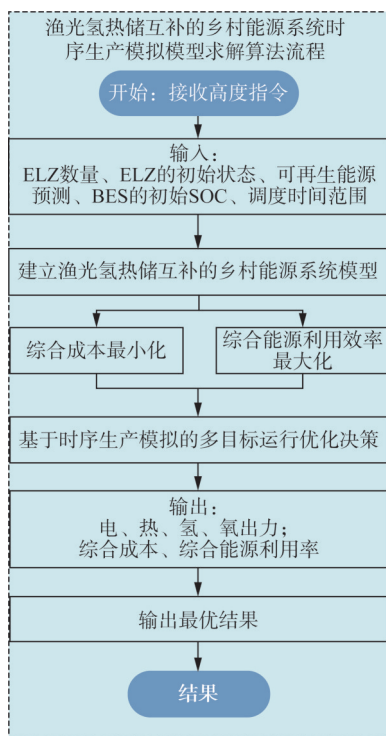


图4 求解流程图

Fig. 4 Solution flowchart

对象,如图5所示。该地区属于亚热带季风气候,夏季炎热、冬季温和,为“渔光互补”模式提供了良好的自然条件。该示范区水电机组、光伏机组和生物质燃料机组的装机容量分别为7.8 MW、10.5 MW和6.6 MW,机组的发电曲线取自2024年度1—12月示范区内的供能数据。光伏电源来源于示范区太阳能资源及已建光伏项目;水电来源于当地小型水电站;生物质能来源于秸秆、稻壳、薪柴、生物质颗粒等燃料;氧负荷来源于淡水鱼养殖增氧需求;氢负荷主要用于电-氢转换的储能与调峰需求;热负荷来源于冬季居民取暖及稻谷烘干、蚕丝加工等产业用热;电负荷主要由居民生活、旅游及农业生产用电构成。

本算例构建的渔光氢热储互补乡村能源系统旨在满足当地居民生活、乡村产业、设施农业以及生态旅游的多元化用能需求。系统中,光伏机组作为主要的绿色电力来源,生物质能提供稳定的热电补充,抽水蓄能和氢储能共同承担长短期储能任务。系统的一个关键创新点在于,电解水制氢过程中产生的副产氧气被直接用于满足渔业养殖的增氧负荷,实现了能源的梯级利用和系统整体效率的提升。

本算例采用552 h的逐时生产模拟,对系统的经济性和综合能源利用效率进行优化分析。

4.2 运行结果分析

为进行时序生产模拟,根据示范区的气候特征、产业结构和居民生活习惯,对示范区可再生能源出力和多能负荷进行了预测,如图6所示。

定义基准场景S0:在相同负荷与可再生能源出力条件下,仅配置光伏/水电/生物质、电储能与电网等供能单元,不配置“电解槽-储氢-燃料电池”氢能链,同时不考虑电解副产氧气对渔业增氧负荷的供给,增氧需求由常规增氧设备满足。本文方案在S0基础上配置氢能链,并将电解水制氢过程中的副产氧气用于满足渔业增氧负荷,实现电-氢-氧多能协同。由于S0不具备富余电力长时转化与副产氧资源化利用能力,可作为验证本文多能互补效益的对照场景。

从电能平衡图(图7)可以看出,系统以光伏发电为主要电力来源。在日间光伏出力高峰期,电力首先满足本地负荷需求,富余的电力则通过电解槽制氢和抽水蓄能进行储存,有效提升了光伏的就地消纳率,相较于基准场景S0,可再生能源消纳率由91.2%提高至98.5%。当光伏出力不足或夜间无光时,电力缺口优先由抽水蓄能和生物质发电补充。在极端缺电或季节性长周期调节场景下,则启动燃料电池,利用储存的氢气发电,保障系统的供电可靠性。购电作为备用补充,主要在可再生能源出力极低且储能耗尽时启用,确保了能源供应的稳定性。

氢能在系统中扮演着关键的跨季节长时储能角色。如图8所示,电解槽的产氢功率与光伏出力曲线高度相关,主要集中在春夏两季光照充足、电力富余的时段。生产的氢气被送入储氢罐储存。而在秋冬季节或连续阴雨天,当电力供应紧张时,储氢罐释放氢气,通过燃料电池发电,实现了能量在时间维度上的“削峰填谷”。这种长时储能机制有效解决了可再生能源的季节性波动问题。

系统的热负荷主要由生物质能满足,提供了稳定可靠的基础热源。如图9所示,生物质机组的出力与产业热负荷的需求高度匹配。此外,系统通过余热回收技术,将电解槽和燃料电池在运行过程中产生的废热进行回收,作为热负荷的补充来源。这种热电联产和能源梯级利用的方式,进一步减少了

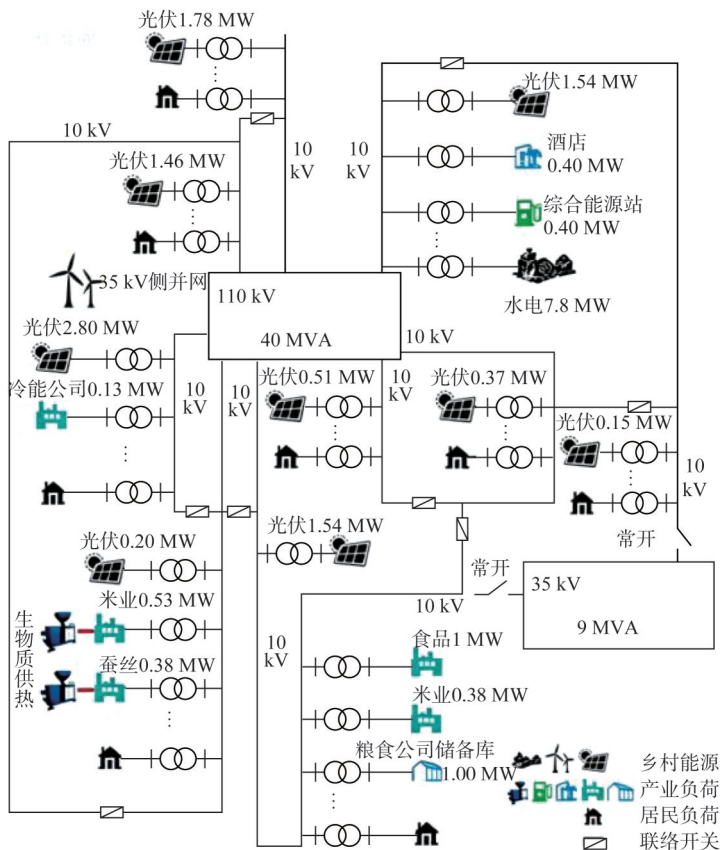


图 5 示范区拓扑图

Fig. 5 Topological diagram of demonstration area

表 1 RES 参数表

Tab. 1 RES parameter table

电解槽	$\eta^{\text{EZ}}=0.7$	$M^{\text{H}}=2$
	$\lambda^{\text{EZ}}=180 \text{ 元/kW}$	$\eta^{\text{EZ},\text{h}}=0.6$
氢燃料电池	$\eta^{\text{FC},\text{e}}=0.65, \eta^{\text{FC},\text{h}}=0.6$	$\lambda^{\text{FC}}=900 \text{ 元/kW}$
	$SOE^{\text{HST},\text{max}}=0.9$	$SOE^{\text{HST},\text{min}}=0.1$
储氢罐	$\alpha^{\text{CP}}=0.75 \text{ kWh/kg}$	$\lambda^{\text{HST}}=300 \text{ 元/kg}$
	$\eta^{\text{HST}}=0.95$	$\eta^{\text{HST}}_{\text{dis}}=0.95$
	$U^{\text{HST},\text{min}}=35 \text{ MPa}$	$U^{\text{HST},\text{max}}=75 \text{ MPa}$
	$T=15 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$m^{\text{Hdis},\text{max}}=150 \text{ kg/h}$
	$m^{\text{Hch},\text{max}}=150 \text{ kg/h}$	$R=8.314 \text{ J/(mol}\cdot\text{K)}$
电储能	$\tau_0=-22.06$	$\theta=22.06$
	$I=-162488.13$	$\eta^{\text{BES}}_{\text{ch}}=0.95$
	$\eta^{\text{BES}}_{\text{dis}}=0.95$	$SOC^{\text{BES},\text{max}}=0.9$
	$SOC^{\text{BES},\text{min}}=0.1$	$\lambda^{\text{BES}}=30 \text{ 元/kW}$
制氧机	$P^{\text{E},\text{Mo},\text{min}}=0 \text{ MW}$	$P^{\text{E},\text{Mo},\text{max}}=2 \text{ MW}$
	$\lambda^{\text{CS}}=0.12 \text{ 元/kW}$	$\eta^{\text{comb}}=0.95$
生物质燃料机组	$\eta^{\text{turbine}}=0.85$	$\eta^{\text{heat}}=0.95$

能源浪费,提高了系统的综合能效。

氧气的平衡是本“渔光互补”系统的核心特色。

如图 10 所示,电解槽在制氢的同时会产生大量的副产氧气。这些氧气被收集起来,精确地满足了渔业养殖的增氧需求。从图中可以看出,供氧曲线与夜间的增氧负荷曲线匹配。这一设计不仅避免了氧气的直接排放浪费,还为渔业养殖提供了低成本、清洁的氧源,补充了传统的高耗能增氧设备,提升了系统的整体经济效益和能源综合利用效率,相较于基准场景 S0,运行成本降低约 12%,综合能源利用效率达 81%,验证了该系统在乡村能源清洁转型中的可行性与优越。

5 结论

本文提出了面向“渔-光-氢-热-储”多能耦合的乡村能源系统时序生产模拟方法,并在南方某示范区域开展了实证研究,主要结论如下。

1)构建了面向“渔-光-氢-热-储”乡村能源系统的电-热-氢-氧多能耦合模型及双目标评价体系,并提出嵌入时序生产模拟的改进 NSGA-II 求解框架,可在统一约束下评估多能源设备协同运行。

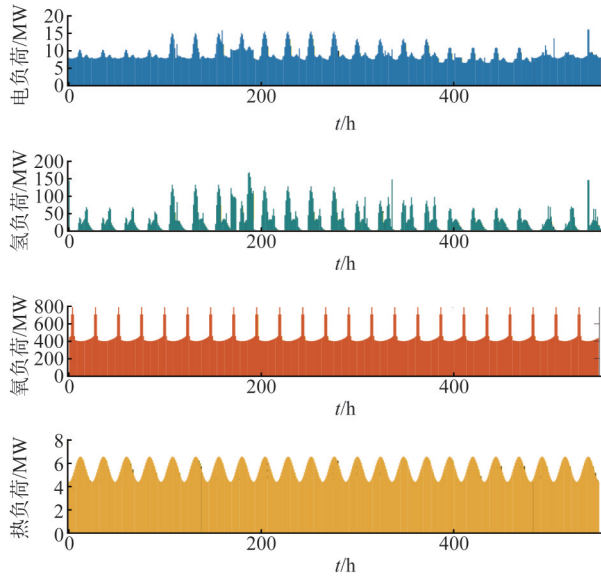


图6 示范区电-热-氢-氧负荷曲线

Fig. 6 Demonstration area electricity-heat-hydrogen-oxygen load curves

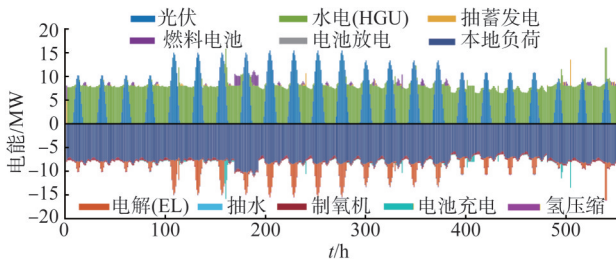


图7 电能平衡图

Fig. 7 Electric power balance diagram

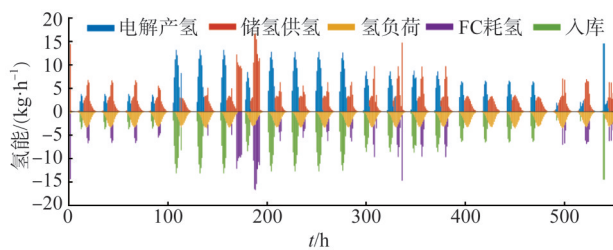


图8 氢能平衡图

Fig. 8 Hydrogen energy balance diagram

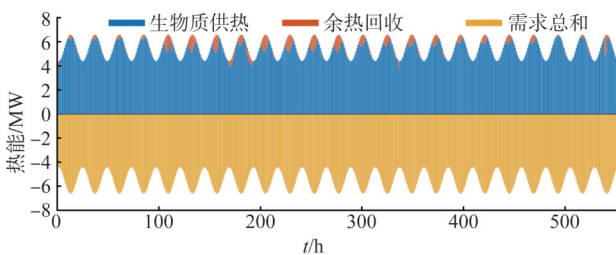


图9 热能平衡图

Fig. 9 Thermal energy balance diagram

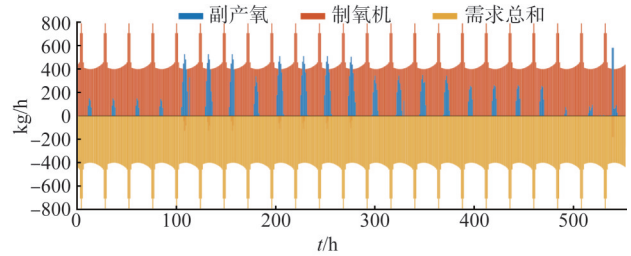
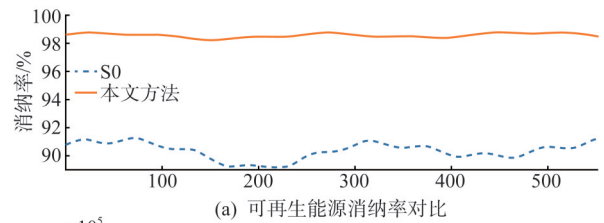
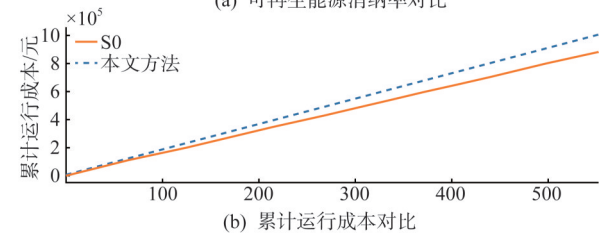


图10 氧气供需平衡图

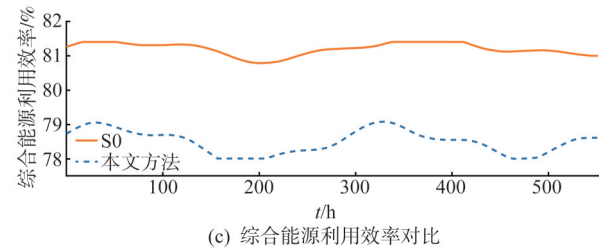
Fig. 10 Oxygen supply and demand balance diagram



(a) 可再生能源消纳率对比



(b) 累计运行成本对比



(c) 综合能源利用效率对比

图11 S0与本文方法对比图

Fig. 11 Comparison diagram between S0 and the proposed method

2)为兼顾四季出力差异表征与优化计算效率,采用覆盖全年四季的552 h典型时段开展逐时仿真。结果表明,氢储能能够承担跨季节能量转移功能,电解副产氧可与夜间增氧负荷实现较好匹配,生物与余热回收可共同支撑热负荷供给。

3)与基准场景S0相比,所提方案使运行成本降低约12%,可再生能源消纳率由91.2%提升至98.5%,综合能源利用效率达到81%,说明该方法能够有效提升乡村能源系统的经济性、可再生能源消纳能力与综合能效,具有较好的工程推广价值。

参考文献

- [1] 郭琦,卢远宏.新型电力系统的建模仿真关键技术及展望[J].电力系统自动化,2022,46(10):18-32.

- GUO Qi, LU Yuanhong. Key technologies and prospects of modeling and simulation of new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(10): 18–32.
- [2] 李建华, 李成奥, 陆建宇, 等. 基于出力特征的华东电网新能源统计学特性研究[J]. 智慧电力, 2025, 53(7): 53–60.
LI Jianhua, LI Chengao, LU Jianyu, et al. Research on statistical characteristics of renewable energy in east China power grid based on output features[J]. Smart Power, 2025, 53(7): 53–60.
- [3] 陈付杰, 张婉琳, 程明, 等. 面向数据中心的生物质与太阳能互补冷电系统及容量配置研究[J]. 中国电机工程学报, 2026, 46(4): 1396–1406.
CHEN Fujie, ZHANG Wanlin, CHENG Ming, et al. Biomass and solar complementary cooling and power systems for data centers and their capacity configuration[J]. Proceedings of the CSEE, 2026, 46(4): 1396–1406.
- [4] 杨琛, 杨雨静, 郭锋, 等. “渔光互补”下的微电网多目标能量优化调度策略[J]. 上海海洋大学学报, 2023, 32(5): 986–996.
YANG Chen, YANG Yujing, GUO Feng, et al. Multi-objective energy optimization scheduling strategy of microgrid under “fisheries and light complementarity” [J]. Journal of Shanghai Ocean University, 2023, 32(5): 986–996.
- [5] 李民, 刘钦浩, 赵冠, 等. 考虑多元产业协同的乡村综合能源系统规划[J]. 中国电力, 2022, 55(8): 14–22.
LI Min, LIU Qin hao, ZHAO Guan, et al. Rural integrated energy system planning considering multi-industry synergy[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 14–22.
- [6] LIU H, ZHOU S, GU W, et al. Coordinated planning model for multi-regional ammonia industries leveraging hydrogen supply chain and power grid integration: a case study of Shandong [J]. Applied Energy, 2025, 377(Part A): 124456.
- [7] 乔艺林, 王楚通, 熊厚博, 等. 基于发电侧共建共享的季节性-短期混合储能系统优化配置[J]. 可再生能源, 2025, 43(5): 654–662.
QIAO Yilin, WANG Chutong, XIONG Houbo, et al. Optimization of seasonal and short-term hybrid energy storage system based on co-construction and sharing of power generation side[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(5): 654–662.
- [8] 周程, 刘赛, 郭昊旻, 等. 考虑用户充电负荷-最优分时电价互动的光储充换电站双层优化运行模型[J/OL]. 南方电网技术: 1–14[2025–08–22]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.TK.20250822.1225.008>.
ZHOU Cheng, LIU Sai, GUO Haomin, et al. A dual layer optimization operation model for photovoltaic storage charging and swapping station considering the interaction between Time-of-Use price and charging load[J/OL]. Southern Power System Technology: 1–14[2025–08–22]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.TK.20250822.1225.008>.
- [9] 李家珏, 刘子伟, 白伊琳, 等. 基于风电场景概率的电热混合储能优化配置[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 172–182.
LI Jiajue, LIU Ziyi, BAI Yilin, et al. Optimized configuration of electro-thermal hybrid energy storage capacity based on wind power scenario probabilistic[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(3): 172–182.
- [10] 袁博, 田广, 刘钊, 等. 考虑“氢-电”储能的电力需求响应策略[J]. 太阳能学报, 2025, 46(1): 288–299.
YUAN Bo, TIAN Guang, LIU Zhao, et al. Power demand response strategy considering “energy storage of hydrogen & electricity” [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(1): 288–299.
- [11] 鲍红焉, 刘吉成, 刘子毅, 等. 考虑电氢混合储能容量配置的主动配电网双层优化模型[J]. 中国电力, 2025, 58(10): 27–38.
BAO Hongyan, LIU Jicheng, LIU Ziyi, et al. A two-layer optimization model for active distribution networks considering electric-hydrogen hybrid energy storage capacity allocation[J]. Electric Power, 2025, 58(10): 27–38.
- [12] 吉星, 侯依昕, 白坚实, 等. 考虑灵活性的新能源电网-氢储能优化规划方法[J]. 可再生能源, 2025, 43(1): 107–114.
JI Xing, HOU Yixin, BAI Jianshi, et al. Optimal planning method for electric-hydrogen energy storage in new energy grid considering flexibility [J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(1): 107–114.
- [13] 孙晖, 孟祥海, 魏景海, 等. 绿电制氢生产氨的新场景与实践[J]. 化工进展, 2023, 42(2): 1098–1102.
XUN Hui, MENG Xianghai, WEI Jinghai, et al. New scene for ammonia synthesis by green hydrogen [J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2023, 42(2): 1098–1102.
- [14] 彭飞, 宋雨龙, 张丽梅, 等. 水产养殖增氧设备的研究进展[J]. 饲料工业, 2023, 44(22): 54–58.
PENG Fei, SONG Yulong, ZHANG Limei, et al. Research progress in aquaculture oxygenation equipment [J]. Feed Industry, 2023, 44(22): 54–58.
- [15] 周新辉, 黄琳, 樊宇星, 等. 基于建模预测与关系规则的养殖水体溶解氧含量调控方法[J]. 农业机械学报, 2022, 53(6): 318–326.
ZHOU Xinhui, HUANG Lin, FAN Yuxin, et al. Dissolved oxygen control method based on modeling prediction and relation rule database[J]. Transactions of the Chinese Society for Agricultural Machinery, 2022, 53(6): 318–326.
- [16] 金昱烨, 方家琨, 艾小猛, 等. 含季节性氢储能的电力系统跨尺度全年时序生产模拟方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(14): 120–129.
JIN Yuye, FANG Jiakun, AI Xiaomeng, et al. Cross-time-scale Annual Chronological Production Simulation Method for Power System with Seasonal Hydrogen Energy Storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(14): 120–129.
- [17] 魏利岫, 艾小猛, 方家琨, 等. 面向新型电力系统的时序生产模拟应用与求解技术综述[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(6): 170–184.
WEI Lishen, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Review on applications and solving techniques of time-series production simulation for new power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(6): 170–184.
- [18] 郑永乐, 韦仁博, 冯宇昂, 等. 农村新型电力系统精细化时序生产模拟方法[J]. 中国电力, 2025, 58(10): 71–81.
ZHENG Yongle, WEI Renbo, FENG Yuang, et al. A refined time-series production simulation method for new rural power systems[J]. Electric Power, 2025, 58(10): 71–81.
- [19] 段乃欣, 吕金历, 张小奇, 等. 基于时序模型的储能功率时长评估方法[J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 425–432.
DUAN Naixin, LÜ Jinli, ZHANG Xiaoqi, et al. Evaluation method of energy storage power duration based on time series model[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2023, 44(12): 425–432.

- [20] SU Z, ZHENG G, WANG G, et al. Multi-objective optimal planning study of integrated regional energy system considering source-load forecasting uncertainty [J]. Energy, 2025 (319): 134861.1 – 134861.11.
- [21] 王彦文, 魏博, 张丽芳, 等. 基于遗传算法的风光储耦合并网制氢系统多目标优化研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(10): 3814 – 3823.
WANG Yanwen, WEI Bo, ZHANG Lifang, et al. Multi-objective optimization of the grid-connected wind-solar-storage coupled hydrogen production system based on a genetic algorithm [J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(10): 3814 – 3823.
- [22] MA M, LONG Z, LIU X, et al. Distributionally robust optimization of electric-thermal-hydrogen integrated energy system considering source-load uncertainty [J]. Energy, 2025 (316): 134568.
- [23] 崔琼, 马泽涛, 朱继忠, 等. 冷热电联供微网优化运行策略研究[J]. 现代电力, 2025, 42(4): 623 – 629.
CUI Qiong, MA Zetao, ZHU Jizhong, et al. Research on optimal operation strategy of CCHP microgrid [J]. Modern Electric Power, 2025, 42(4): 623 – 629.
- [24] 朱岑. 含光热电站的虚拟电厂热电联合优化调度[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
- [25] 李佳蓉, 林今, 邢学韬, 等. 主动配电网中基于统一运行模型的电制氢(P2H)模块组合选型与优化规划[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4021 – 4033.
LI Jiarong, LIN Jin, XING Xuetao, et al. Technology portfolio selection and optimal planning of power-to-hydrogen (P2H) modules in active distribution network [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4021 – 4033.
- [26] 朱倩, 刘祎琳, 王希平, 等. 电氢氧热渔光互补系统设计[J]. 煤气与热力, 2023, 43(6): 16 – 18.
ZHU Qian, LIU Yilin, WANG Xiping, et al. Design of electro-hydrogen-oxygen-thermal fishery photovoltaic complementary system [J]. Gas & Heat, 2023, 43(6): 16 – 18.
- [27] 岳洋, 陈沼宇, 马聪智, 等. 考虑电-氢-电过程综合能效的渔光风储零碳微网优化运行策略[J]. 电气技术与经济, 2024 (8): 265 – 272.
- [28] 鲁玲, 苑涛, 杨波, 等. 计及熵效率和多重不确定性的区域综合能源系统双层优化[J]. 中国电力, 2025, 58(1): 128 – 140.
- LU Ling, YUAN Tao, YANG Bo, et al. Two-layer optimization of regional integrated energy system considering exergy efficiency and multiple uncertainties [J]. Electric Power, 2025, 58(1): 128 – 140.
- [29] 彭寒梅, 张玲, 谭貌, 等. 重构与抢修协同下电-气区域综合能源系统多阶段博弈故障恢复方法[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 27 – 38.
PENG Hanmei, ZHANG Ling, TAN Mao, et al. Multi-stage game fault recovery method for electricity-gas regional integrated energy system under reconfiguration and repair coordination [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 27 – 38.
- [30] 周建华, 梁昌誉, 史林军, 等. 计及阶梯式碳交易机制的综合能源系统优化调度[J]. 中国电力, 2025, 58(2): 77 – 87.
ZHOU Jianhua, LIANG Changyu, SHI Linjun, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering the ladder-type carbon trading mechanism [J]. Electric Power, 2025, 58(2): 77 – 87.
- [31] 张玉敏, 尹延宾, 吉兴全, 等. 计及热网不同运行状态下灵活性供给能力的综合能源系统优化调度[J]. 中国电力, 2025, 58(2): 88 – 102.
ZHANG Yumin, YIN Yanbin, JI Xingquan, et al. Optimal dispatch of integrated electric-heat energy system considering supply flexibility of heat networks under different operation states [J]. Electric Power, 2025, 58(2): 88 – 102.
- [32] 束娜, 江山, 刘春伶, 等. 计及灵活性资源多时间尺度协调互济的电-气-热综合能源系统优化调度[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 3 – 15.
SHU Na, JIANG Shan, LIU Chunling, et al. Optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system with flexible resources in multiple time scales [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 3 – 15.

收稿日期: 2025-09-26; 网络首发日期: 2026-06-17

作者简介:

徐志(1984), 男, 高级工程师, 硕士, 从事电能质量与电磁暂态仿真技术相关工作, xuzhi1123@163.com;

尚进(2001), 男, 通信作者, 硕士, 研究方向为电氢综合能源系统, lele1sj@163.com;

任敏(1998), 男, 助理研究员, 硕士, 研究方向为电能质量。