

计及供氧动态约束的富氧燃烧综合能源 系统灵活调峰调度

罗瑞骏¹, 唐晓玲¹, 熊炜¹, 刘兴艳², 赵菁¹, 张田¹

(1. 贵州大学电气工程学院, 贵州 贵阳 550025;

2. 贵州电网有限责任公司电网规划研究中心, 贵州 贵阳 550002)

[摘要] 【目的】火电机组正由基荷电源向调节电源转型, 含火电综合能源园区亟需提升运行灵活性与深调能力, 以支撑新能源消纳和低碳运行。富氧燃烧机组具备低负荷稳燃优势, 但其深调响应受空气分离装置 (air separation unit, ASU) 制氧功耗、动态特性及实时用氧需求约束, 若假定氧气供需可实时匹配, 会高估可用深调容量。为此, 提出计及 ASU 制氧约束与液氧储能 (liquid oxygen energy storage, LOES) 供氧缓冲的富氧燃烧综合能源系统深调调度方法。【方法】建立计及 ASU 制氧、电转氢 (power-to-hydrogen, P2H) 制氢及副产氧、LOES 储放氧的电-氧-氢-碳协同模型, 将低谷或新能源富余电能转化为跨时段释放的氧、氢物质流, 实现制氧制氢用电与深调供氧供氢需求的时序解耦; 并构建电网-园区双层优化调度模型, 通过动态补偿价格引导园区释放调峰容量。【结果】相比传统运行模式, 累计深调响应量达 596.8 MWh, 提高 47.6%, 日运行成本降低 15.1%, 直接碳排放量降低 77.7%。【结论】氧、氢物质流缓冲可缓解供氧动态约束对富氧燃烧机组出力下探的限制, 支撑低负荷稳燃与 CO₂ 连续捕集, 提高园区低碳灵活调峰性能。

[关键词] 含富氧燃烧的综合能源系统; 深度调峰; 储氧时移解耦; 动态调峰补偿价格

[引用本文格式] (本段作者勿动) 作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码.

Flexible peak-regulation dispatch of an oxy-fuel combustion integrated energy system considering dynamic oxygen-supply constraints

Luo Ruijun¹, Tang Xiaoling¹, Xiong Wei¹, Liu Xingyan², Zhao Jing¹, Zhang Tian¹

(1. College of Electrical Engineering, Guizhou University, Guiyang 550025, China;

2. Power Grid Planning Research Center, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China)

Abstract: [Objective] With increasing renewable penetration, thermal power units are shifting from baseload generation to flexible regulation. For integrated energy parks containing coal-fired units, deep peak-regulation capability is essential for renewable accommodation and low-carbon operation. Oxy-fuel combustion power plants (OCPs) offer advantages in low-load stable combustion and CO₂ capture, but their available downward regulation is constrained by the power consumption, ramping limits, and start-stop characteristics of the air separation unit (ASU), together with the boiler's real-time oxygen demand. Assuming instantaneous oxygen supply may therefore overestimate feasible regulation capacity. This paper proposes a flexible peak-regulation dispatch method for an

收稿日期: 2026-06-22 修回日期: 2026-07-24 接受日期: 2026-07-27 网络首发日期: XXXX-XX-XX

基金项目: 国家自然科学基金项目 (52367005)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (52367005).

第一作者简介: 罗瑞骏 (2003), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化运行与电力市场, 908760049@qq.com.

通信作者简介: 唐晓玲 (1979), 女, 副教授, 主要研究方向为电力市场, xltang@gzu.edu.cn.

oxy-fuel-combustion integrated energy system considering dynamic oxygen-supply constraints and liquid oxygen energy storage (LOES) buffering. [Methods] An electricity-oxygen-hydrogen-carbon coordinated dispatch model is established, explicitly representing OCPP operation, ASU oxygen production, power-to-hydrogen (P2H) hydrogen production and by-product oxygen generation, LOES oxygen charging and discharging, hydrogen storage and utilization, and CO₂ capture. During deep peak-regulation periods with surplus renewable generation, additional electricity consumption is allocated to ASU, P2H, and LOES charging, converting surplus electricity into storable oxygen and hydrogen material flows. These materials are released in subsequent periods, thereby temporally decoupling oxygen and hydrogen production from their consumption. LOES is placed between ASU production and OCPP demand as an oxygen buffer, reducing the dependence of low-load OCPP operation on real-time ASU output. A grid-park bilevel optimization framework with iterative response feedback is further developed: the upper-level grid adjusts the dynamic peak-regulation compensation price according to regulation demand, while the lower-level park coordinates unit output, ASU, P2H, LOES, demand response, and CO₂ capture to minimize net operating cost and release feasible downward regulation capacity. [Results] Case studies under the specified parameters and operating conditions show that the proposed method improves deep peak-regulation performance while preserving oxygen-supply feasibility. Compared with the traditional operating mode, the cumulative deep peak-regulation response reaches 596.8 MWh, an increase of 47.6%. Daily operating cost decreases by 15.1%, while direct carbon emissions, calculated from coal and natural-gas combustion net of captured and stored CO₂, decrease by 77.7%. The results confirm that coordinated ASU-P2H-LOES operation transfers flexible electricity consumption to renewable-surplus periods and uses stored oxygen and hydrogen across time, supporting continuous oxygen supply and CO₂ capture. [Conclusion] Oxygen and hydrogen material-flow buffering mitigates the restriction imposed by dynamic ASU oxygen supply on OCPP downward regulation. The proposed method strengthens low-load stable combustion, continuous carbon capture, and low-carbon flexible operation in thermal-power integrated energy parks.

Key words: oxy-fuel combustion integrated energy system; deep peak regulation; oxygen-storage time-shift decoupling; dynamic peak-regulation compensation pricing

“双碳”目标和新型电力系统“双高”特征下,火电调峰是支撑新能源消纳与系统平衡的重要灵活性资源^[1-2]。但机组在极低负荷下易出现稳燃困难、煤耗率及碳排放强度上升,深调面临经济与低碳双重约束;调峰补偿、碳配额及储能协同进一步改变其调度边界^[3]。现有研究已将电转气、碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)、碳交易和氢储能等技术引入综合能源系统^[4-5],但对供氧动态约束下低负荷稳燃及深调灵活性释放的影响研究仍不足。

富氧燃烧技术(oxy-fuel combustion power plant, OCPP)因具有低负荷稳燃和高浓度CO₂捕集优势,是煤电清洁高效转型的重要路径^[6-9]。现有研究已将OCPP引入综合能源系统和虚拟电厂调度框架^[10-11],并结合需求响应、P2H等设备提升系统灵活性,利用电解水副产氧补充富氧燃烧用氧需求^[12-13]。上述研究较好刻画了OCPP、CCS与P2H的低碳协同关系,但多假定氧气供需可实时匹配,未充分考虑供氧动态约束。OCPP低负荷运行除受锅炉稳燃、富氧燃烧及CO₂捕集能耗影响外^[14-16],其出力下探还受供氧侧约束。ASU作为主要供氧设备,具有能耗高、爬坡受限和启停不灵活等特点^[17-18];同步制氧模式下,OCPP用氧依赖ASU实时跟随,

ASU制氧功耗会占用园区内部用电空间,削弱机组降出力形成的外部调峰容量,其爬坡和启停约束也难以及时匹配低负荷稳燃用氧需求。因此,将氧气供应简化为实时匹配过程会高估富氧燃烧机组的可用深调能力。

低温液体储能可通过跨时段储放实现能量时移^[19-20],其中液氧储能已用于灵活制氧系统研究^[21-22]。然而,现有研究主要聚焦制氧单元的峰谷电价响应或低温储能过程优化,对OCPP深调场景下ASU制氧负荷与OCPP用氧需求之间的时序耦合关系,以及LOES参与园区级调峰的作用机制,仍缺乏系统研究。此外,固定调峰补偿价格难以反映电网调峰缺额、园区响应能力及供氧约束的变化,LOES形成的供氧解耦能力难以充分转化为电网可调用的深调响应。

针对上述问题,本文围绕供氧动态约束下的园区低碳灵活调峰开展研究。首先,将ASU制氧功耗、爬坡、启停及氧气供需平衡约束引入园区调度模型,刻画供氧过程对OCPP低负荷运行边界和深调响应量的影响;其次,在ASU与OCPP之间设置LOES储氧缓冲环节,并结合P2H副产氧和储氢过程,将富余电能转化为可跨时段释放的氧、氢物质流,实现制氧、制氢用电与用氧、用氢需求的时

序解耦；最后，建立电网-园区响应反馈调度模型，通过动态调峰补偿价格引导园区在供氧约束下释放可用调峰容量，并通过多方案对比验证低碳调峰效果。

1 ASU-LOES 供氧解耦型富氧燃烧综合能源系统架构与设备模型

1.1 系统架构与氧氢物质流

传统 OCPP 调峰过程中，机组降负荷、CCS 捕

集与 ASU 制氧同步耦合，ASU 爬坡及启停约束可能限制用氧匹配和深调响应。为此，在 ASU 产氧端与 OCPP 供氧母管之间设置 LOES，以缓冲制氧与用氧的时序差异。

面向深度调峰的园区综合能源系统如图 1 所示，包括风电、OCPP、热电联产燃气轮机、燃气锅炉、ASU、P2H、CCS、储氢罐和液氧储罐。P2H 产生氢气和副产氧，氢气经储氢后供燃气设备掺烧，氧气由 ASU 直供或经 LOES 储放后供 OCPP，烟气经 CCS 捕集，实现电、氧、氢、碳协同运行。

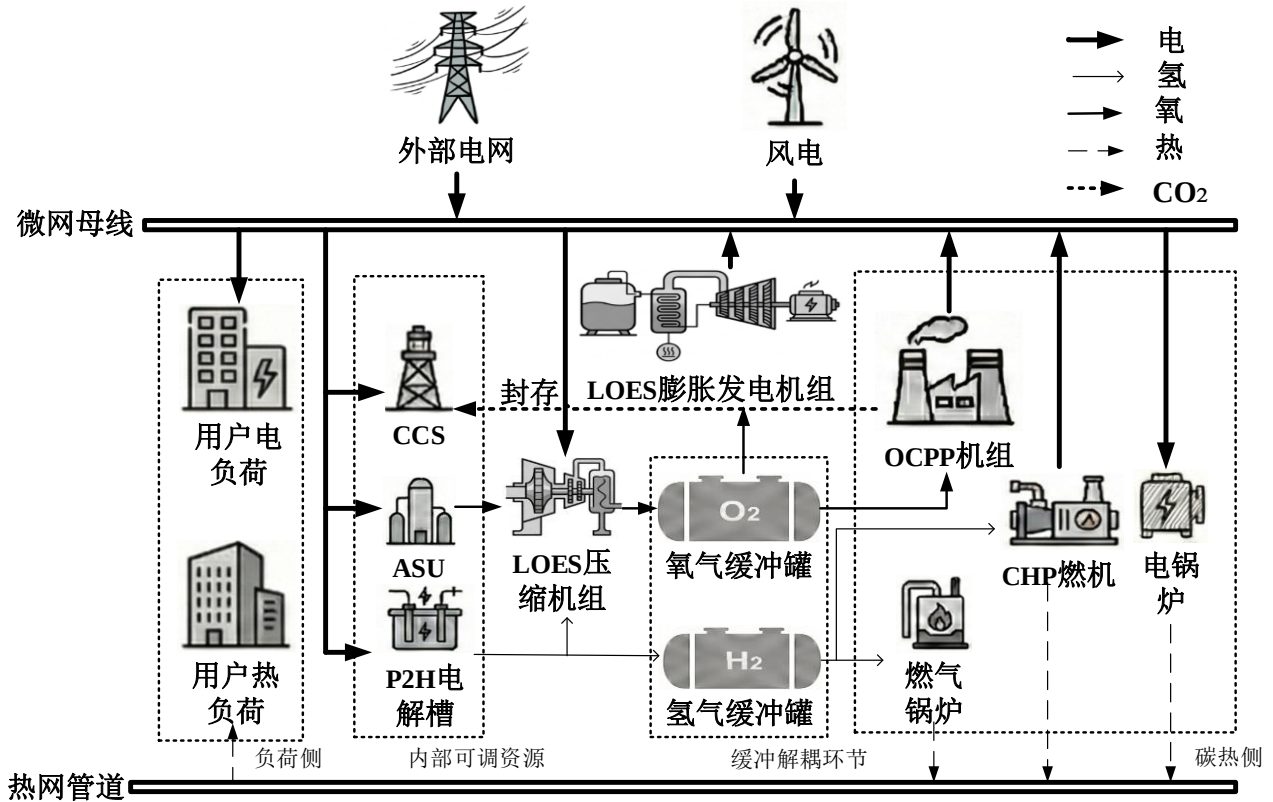


图 1 富氧燃烧综合能源系统电-氧-氢-碳协同运行架构

Fig.1 Electricity-oxygen-hydrogen-carbon coordinated operation architecture of the oxy-fuel combustion integrated energy system

1.2 源端设备运行特性

调峰工况下，OCPP 机组常需下探至极低负荷区间运行，此时煤耗率显著上升，呈现强烈的非线性特征。机组的煤耗量 $M_{\text{coal},t}$ 与发电功率 $P_{\text{gen},t}$ 呈非线性关系：

$$M_{\text{coal},t} = a_{\text{TP}} \cdot P_{\text{gen},t}^2 + b_{\text{TP}} \cdot P_{\text{gen},t} + c_{\text{TP}} \quad (1)$$

式中： $a_{\text{TP}}, b_{\text{TP}}, c_{\text{TP}}$ 为煤耗特性系数。

t 时段基础燃烧耗氧 $O_{\text{base},t}$ 及产生的二氧化碳 $E_{\text{CO}_2,t}$ 与煤耗量成正比：

$$\begin{cases} O_{\text{base},t} = \chi_o \cdot M_{\text{coal},t} \cdot \Delta t \\ E_{\text{CO}_2,t} = k_c \cdot M_{\text{coal},t} \cdot \Delta t \\ O_{\text{req},t} = O_{\text{base},t} + O_{\text{deep},t} \end{cases} \quad (2)$$

式中： $O_{\text{req},t}$ 为 t 时段总用氧需求； χ_o 为单位燃煤耗氧系数； k_c 为单位燃煤产碳系数； $O_{\text{deep},t}$ 为 t 时段低负荷稳燃额外耗氧量。

其中机组出力需满足以下约束以实现低负荷稳燃：

$$\begin{cases} P_{\text{genmin}} \leq P_{\text{genmid}} - k_{\text{O}_2} \cdot O_{\text{deep},t} \leq P_{\text{gen},t} \leq P_{\text{genmax}} \\ O_{\text{deep},t} \geq 0 \\ |P_{\text{gen},t} - P_{\text{gen},t-1}| \leq \Delta P_{\text{ramp}} \Delta t \end{cases} \quad (3)$$

式中: P_{genmax} 与 P_{genmin} 分别为 OCPP 机组的最大与最小技术出力边界, P_{genmid} 为增氧界限、 k_{O_2} 为氧气助燃系数、 $P_{\text{gen},t-1}$ 为 $t-1$ 时段机组发电功率、 ΔP_{ramp} 为 OCPP 机组爬坡速率限值。

1.3 荷储端解耦设备运行特性

1.3.1 ASU 运行特性

ASU 变工况采用分段线性模型, 将运行区间划分为 N_{ASU} 段, 运行功率与产氧量关系为:

$$\begin{cases} P_{\text{ASU},t} = \sum_{n=1}^{N_{\text{ASU}}} P_{n,t} \\ O_{\text{ASU},t} = \sum_{n=1}^{N_{\text{ASU}}} \eta_{\text{ASU},n} \cdot P_{n,t} \cdot \Delta t \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{\text{ASU},t}$ 、 $O_{\text{ASU},t}$ 分别为 ASU 总运行功率和产氧量; $\eta_{\text{ASU},n}$ 为第 n 分段的边际产氧效率、 $P_{n,t}$ 为 ASU 第 n 个分段在 t 时段的运行功率。

$$\begin{cases} \delta_{n+1,t} \leq \delta_{n,t} \\ \delta_{n,t} \in \{0,1\} \\ \delta_{1,t} = U_{\text{ASU}}(t) \\ \delta_{n+1,t} \cdot P_{n,\text{ASU}}^{\text{max}} \leq P_{n,t} \leq \delta_{n,t} \cdot P_{n,\text{ASU}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\delta_{n,t}$ 为第 n 分段激活状态; $P_{n,\text{ASU}}^{\text{max}}$ 为该分段功率上限; $U_{\text{ASU}}(t)$ 为 ASU 启停状态。

$$\begin{cases} P_{\text{ASU}}^{\text{min}} U_{\text{ASU}}(t) \leq P_{\text{ASU},t} \leq P_{\text{ASU}}^{\text{max}} U_{\text{ASU}}(t) \\ -\Delta R_{\text{ASU}} \Delta t \leq P_{\text{ASU},t} - P_{\text{ASU},t-1} \leq \Delta R_{\text{ASU}} \Delta t \end{cases} \quad (6)$$

式中: ΔR_{ASU} 为爬坡速率限值; $P_{\text{ASU}}^{\text{min}}$ 、 $P_{\text{ASU}}^{\text{max}}$ 为运行功率上下限。

$$\begin{cases} \sum_{\tau=t}^{t+T_{\text{ASU}}^{\text{up}}-1} U_{\text{ASU}}(\tau) \geq T_{\text{ASU}}^{\text{up}} [U_{\text{ASU}}(t) - U_{\text{ASU}}(t-1)] \\ \sum_{\tau=t}^{t+T_{\text{ASU}}^{\text{down}}-1} [1 - U_{\text{ASU}}(\tau)] \geq T_{\text{ASU}}^{\text{down}} [U_{\text{ASU}}(t-1) - U_{\text{ASU}}(t)] \end{cases} \quad (7)$$

式中: τ 为求和时段索引; $T_{\text{ASU}}^{\text{up}}$ 、 $T_{\text{ASU}}^{\text{down}}$ 分别为最小连续运行和停机时间。

1.3.2 电解水制氢-氧过程与质流转换

P2H 用于消纳低谷电力并提供氢气和副产氧, 其分段模型描述不同负载下的效率特性。将运行功率区间划分为 H_{P2H} 段, 功率与产氢质量 $m_{\text{H}_2,t}^{\text{P2H}}$ 的关系为:

$$\begin{cases} m_{\text{H}_2,t}^{\text{P2H}} = \sum_{h=1}^{H_{\text{P2H}}} \eta_{\text{H}_2,h} \cdot P_{h,t}^{\text{seg}} \cdot \Delta t \\ O_{\text{P2H},t} = 8m_{\text{H}_2,t}^{\text{P2H}} = 8 \sum_{h=1}^{H_{\text{P2H}}} \eta_{\text{H}_2,h} P_{h,t}^{\text{seg}} \Delta t \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{h,t}^{\text{seg}}$ 、 $\eta_{\text{H}_2,h}$ 和 $P_{\text{P2H},h}^{\text{bd}}$ 分别为第 h 段出力、产氢效率和功率分段点, 其中 $0 \leq P_{h,t}^{\text{seg}} \leq P_{\text{P2H},h}^{\text{bd}} - P_{\text{P2H},h-1}^{\text{bd}}$, $P_{\text{P2H},0}^{\text{bd}} = 0$ 各功率分段依次激活。

P2H 总功率 $P_{\text{P2H},t}^{\text{total}}$ 由电解槽本体的分段运行功率与氧气侧辅助能耗构成:

$$P_{\text{P2H},t}^{\text{total}} \Delta t = \sum_{h=1}^{H_{\text{P2H}}} P_{h,t}^{\text{seg}} \Delta t + \delta_{\text{O}_2} \cdot O_{\text{P2H},t} \quad (9)$$

式中: $O_{\text{P2H},t}$ 为 t 时刻的产氧量; δ_{O_2} 为功耗系数。

为缓解制氢与用氢时序错配, 建立储氢罐运行约束, 忽略短周期泄漏损失。

$$\begin{cases} S_{\text{H}_2,t} = S_{\text{H}_2,t-1} + m_{\text{H}_2,t}^{\text{st}} \\ 0 \leq S_{\text{H}_2,t} \leq S_{\text{H}_2}^{\text{max}} \\ -m_{\text{H}_2}^{\text{out,max}} \Delta t \leq m_{\text{H}_2,t}^{\text{st}} \leq m_{\text{H}_2}^{\text{in,max}} \Delta t \\ S_{\text{H}_2,T} = S_{\text{H}_2,0} \\ S_{\text{H}_2,0} = S_{\text{H}_2}^{\text{ini}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $S_{\text{H}_2,t}$ 和 $S_{\text{H}_2}^{\text{max}}$ 分别为时段末储氢量和容量上限; $m_{\text{H}_2}^{\text{in,max}}$ 和 $m_{\text{H}_2}^{\text{out,max}}$ 为最大充、放氢量, 周期末储氢量恢复至初值 $S_{\text{H}_2}^{\text{ini}}$; $m_{\text{H}_2,t}^{\text{st}}$ 为储氢罐净变化量。

1.3.3 ASU 耦合液氧缓冲储供系统

设置 LOES 实现 ASU 制氧与 OCPP 用氧的时序解耦。深调时段, 园区通过新增购电驱动 ASU 制氧、P2H 制氢及 LOES 充氧等柔性用能环节增荷; 后续时段, LOES 放氧补充 OCPP 用氧并回收部分电能。日前模型中, 液化、汽化、调压及管路等快速过程通过等效系数计入可用氧量和电功率平衡。

建立储氧罐的动态荷氧状态模型:

$$\begin{cases} S_{\text{OT},t} = S_{\text{OT},t-1} + O_{\text{OT},t}^{\text{in}} - O_{\text{OT},t}^{\text{out}} \\ 0 \leq S_{\text{OT},t} \leq S_{\text{OT}}^{\text{max}} \\ S_{\text{OT},0} = S_{\text{OT},T} \\ S_{\text{OT},0} = S_{\text{OT}}^{\text{ini}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $S_{\text{OT}}^{\text{max}}$ 、 $S_{\text{OT},t}$ 分别为容量上限和储氧量; $S_{\text{OT},t-1}$ 为上一时刻的荷氧状态; $O_{\text{OT},t}^{\text{in}}$ 、 $O_{\text{OT},t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时段储氧罐的充氧量与放氧量; $S_{\text{OT},0}$ 为开始时刻的荷氧量, 与结束时刻荷氧量 $S_{\text{OT},T}$ 相同; $S_{\text{OT}}^{\text{ini}}$ 为初始时刻荷氧量。

储氧罐充放氧约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq O_{OT,t}^{\text{in}} \leq O_{OT}^{\text{in,max}} \Delta t \cdot u_{OT,t} \\ 0 \leq O_{OT,t}^{\text{out}} \leq O_{OT}^{\text{out,max}} \Delta t (1 - u_{OT,t}) \\ u_{OT,t} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $O_{OT}^{\text{in/out,max}}$ 为当时段最大充放氧量； $u_{OT,t}$ 为充放氧状态变量，取 1 表示充氧，取 0 表示放氧或闲置。在充氧阶段，压缩机做功消耗电能；放氧阶段，液氧经汽化与调压后送入 OCPP 供氧母管，压力释放过程可经膨胀机回收部分电能。

建立 LOES 充氧耗电、放氧电能回收及往返效率模型。

$$\begin{cases} P_{OT,t}^{\text{comp}} \Delta t = k_{\text{comp}} \cdot O_{OT,t}^{\text{in}} \\ P_{OT,t}^{\text{exp}} \Delta t = k_{\text{exp}} \cdot O_{OT,t}^{\text{out}} \\ \eta_{\text{LOES}} = k_{\text{exp}} / k_{\text{comp}} \end{cases} \quad (13)$$

式中： $P_{OT,t}^{\text{comp/exp}}$ 分别为充氧压缩耗电功率和放氧膨胀回收电功率； $k_{\text{comp/exp}}$ 分别为压缩耗电系数与膨胀发电系数； η_{LOES} 为电能往返效率。

$$O_{OT,t}^{\text{ocp}} = n_{OT}^{\text{int}} \cdot O_{OT,t}^{\text{out}} \quad (14)$$

式中： $O_{OT,t}^{\text{ocp}}$ 为可供 OCPP 使用的有效氧量； n_{OT}^{int} 为综合考虑液化、储存、汽化、调压和输送损失的等效可用系数，其中 $0 < n_{OT}^{\text{int}} \leq 1$ 。

2 面向深度调峰的电网-园区双层优化调度模型

2.1 动态调峰补偿价格下的园区深度调峰响应模型

下层园区通过机组出力下探，以及 ASU 制氧、P2H 制氢和 LOES 充氧等柔性用能环节增荷，提供下调灵活性。LOES 在深调时段充氧增荷，后续时段放氧补充 OCPP 用氧并降低 ASU 实时制氧需求；动态补偿价格用于引导园区释放可用调峰容量。

$$\begin{cases} R_{\text{deep},t} = P_{\text{grid},t}, & t \in \Omega_{\text{deep}} \\ P_{\text{grid},t} = 0, & t \notin \Omega_{\text{deep}} \\ E_{\text{deep}} = \sum_{t \in \Omega_{\text{deep}}} R_{\text{deep},t} \Delta t \end{cases} \quad (15)$$

未参与深调时，园区购电功率取 0 作为基准， $R_{\text{deep},t}$ 、 $P_{\text{grid},t}$ 和 E_{deep} 分别为下调响应功率、深调新增购电功率和累计响应量。当 $R_{\text{deep},t}$ 大于 0 时，新增购电驱动 ASU、P2H 及 LOES 充氧等柔性用能环节，储存的氧、氢物质流在后续时段释放，从而扩大深调时段的可调购电能力。因此，园区深调响应量反映 ASU、P2H、LOES 和 CCS 等内部设备对外部可见调峰能力的综合影响。

2.2 电网调度中心动态定价决策模型

2.2.1 上层目标函数

$$\begin{aligned} \min F_{\text{upper}} = & \sum_{t \in \Omega_{\text{deep}}} \pi_{\text{deep},t} R_{\text{deep},t} \Delta t + \\ & \lambda_{\text{pen}} \sum_{t \in \Omega_{\text{deep}}} \max(0, R_{\text{target},t} - R_{\text{deep},t}) \Delta t \end{aligned} \quad (16)$$

以调峰服务采购成本 F_{upper} 最低为目标，式中 Ω_{deep} 为深调时段、 $\pi_{\text{deep},t}$ 为时段 t 的动态深调补偿单价； λ_{pen} 为缺额惩罚成本； $R_{\text{target},t}$ 为 t 时刻调峰需求。响应不足时，惩罚项促使上层权衡补偿支出与调峰缺额并更新价格。

2.2.2 下调型调峰目标生成约束

本文以新能源消纳型下调为功率调节正方向，下调需求及响应量均取正值。当新能源预测出力与园区外常规机组最小出力之和超过区域基础负荷与联络线最大外送能力之和时，超出部分构成新能源消纳型下调需求：

$$R_{\text{target},t} = \max(0, P_{\text{RE},t}^{\text{grid}} + P_{\text{conv},t}^{\text{min}} - P_{\text{load},t}^{\text{grid}} - P_{\text{tie}}^{\text{max}}) \quad (17)$$

式中： $P_{\text{load},t}^{\text{grid}}$ 为区域电网基础负荷； $P_{\text{RE},t}^{\text{grid}}$ 为区域内新能源预测出力； $P_{\text{tie}}^{\text{max}}$ 为联络线最大外送能力； $R_{\text{target},t}$ 为区域电网调峰容量需求； $P_{\text{conv},t}^{\text{min}}$ 为园区外常规机组的最小运行出力。

2.3 供氧约束下的园区电-氧-氢-碳运行模型

2.3.1 下层园区综合运行成本与收益目标函数

在给定动态调峰补偿价格下，园区以日净运行总成本 F_{net} 最小为目标，其中燃料与运维成本 C_{coal} 、碳资产综合成本 C_{CO_2} 、购气成本 C_{gas} 、需求响应费用 C_{DR} 、购电费用 C_{grid} 、深调补偿收益 I_{deep} 。

$$\min F_{\text{net}} = C_{\text{coal}} + C_{\text{CO}_2} + C_{\text{gas}} + C_{\text{grid}} + C_{\text{DR}} - I_{\text{deep}} \quad (18)$$

ASU、P2H、LOES 及 CCS 等设备的辅助电耗通过园区电功率平衡影响购电功率，统一计入购电成本。

$$I_{\text{deep}} = \sum_{t \in \Omega_{\text{deep}}} (\pi_{\text{deep},t}) \cdot R_{\text{deep},t} \cdot \Delta t \quad (19)$$

式中： I_{deep} 为动态补偿电价与响应量决定的深调收益。

OCPP 煤耗及运维成本为：

$$C_{\text{coal}} = \sum_{t=1}^T (M_{\text{coal},t} \cdot \pi_{\text{coal}} + \beta_{\text{OM}} \cdot P_{\text{gen},t}) \cdot \Delta t \quad (20)$$

式中： π_{coal} 为煤价； $M_{\text{coal},t}$ 为机组实时煤耗量； β_{OM} 为运维系数。

碳资产成本包括阶梯碳交易成本 F_{trade} 和封存耗材成本:

$$C_{\text{CO}_2} = \sum_{t=1}^T F_{\text{trade},t} + \pi_{\text{store}} \cdot \sum_{t=1}^T E_{\text{store},t} \quad (21)$$

式中: π_{store} 为碳封存单位成本; $E_{\text{store},t}$ 为实际封存的二氧化碳质量; $F_{\text{trade},t}$ 为 t 时段阶梯碳交易成本。

购气成本:

$$C_{\text{gas}} = \sum_{t=1}^T \pi_{\text{gas}} \cdot V_{\text{gas},t}^{\text{buy}} \quad (22)$$

式中: π_{gas} 和 $V_{\text{gas},t}^{\text{buy}}$ 分别为天然气单价和耗量。

$$C_{\text{DR}} = \lambda_{\text{DR}}^e E_{\text{DR}}^e + \lambda_{\text{DR}}^h E_{\text{DR}}^h \quad (23)$$

式中: λ_{DR}^e 和 E_{DR}^e 分别为电、热负荷响应补偿单价和平移量。

$$C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T \pi_{\text{grid},t} P_{\text{grid},t} \Delta t \quad (24)$$

式中: $\pi_{\text{grid},t}$ 和 $P_{\text{grid},t}$ 分别为 t 时段电价和购电功率, 园区仅在深调时段购电。

2.3.2 电-氧-氢-碳协同平衡与物质流约束

园区电功率平衡:

$$P_{\text{wind},t} + P_{\text{gen},t} + P_{\text{CHP},t}^e + P_{\text{grid},t} + P_{\text{OT},t}^{\text{exp}} = P_{\text{load},t}^{\text{DR}} + P_{\text{ASU},t} + P_{\text{CPU},t} + P_{\text{P2H},t}^{\text{total}} + P_{\text{EB},t} + P_{\text{OT},t}^{\text{comp}} \quad (25)$$

式中: $P_{\text{EB},t}$ 、 $P_{\text{CPU},t}$ 、 $P_{\text{CHP},t}^e$ 、 $P_{\text{load},t}^{\text{DR}}$ 分别为电锅炉、碳捕集装置耗电功率、CHP 发电功率和需求响应后电功率; $P_{\text{wind},t}$ 为给定且全部消纳的风电出力。

园区热功率平衡:

$$H_{\text{CHP},t} + H_{\text{GB},t} + H_{\text{EB},t} = H_{\text{load},t}^{\text{DR}} \quad (26)$$

式中: $H_{\text{CHP},t}$ 、 $H_{\text{GB},t}$ 及 $H_{\text{EB},t}$ 分别为热电联产机组、燃气锅炉及电热锅炉在 t 时刻的产热功率; $H_{\text{load},t}^{\text{DR}}$ 为热负荷需求响应后的园区总热负荷需求。

园区购气量由燃气轮机和燃气锅炉需求决定, 并据此计算天然气碳排放量:

$$\begin{cases} V_{\text{gas},t}^{\text{buy}} = V_{\text{CH}_4,t}^{\text{CHP}} + V_{\text{CH}_4,t}^{\text{GB}} \\ E_{\text{CO}_2}^{\text{gen}} = \sum_{t=1}^T (E_{\text{CO}_2,t} + k_{\text{gas}} V_{\text{gas},t}^{\text{buy}}) \\ E_{\text{CO}_2}^{\text{net}} = E_{\text{CO}_2}^{\text{gen}} - \sum_{t=1}^T E_{\text{store},t} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $E_{\text{CO}_2}^{\text{gen}}$ 、 $E_{\text{CO}_2}^{\text{net}}$ 分别为碳生成量和净排放量; k_{gas} 为天然气排放系数; $V_{\text{gas},t}^{\text{buy}}$ 为购气量; $V_{\text{CH}_4,t}^{\text{CHP/GB}}$ 为 CHP、燃气锅炉在 t 时段的天然气消耗量。

P2H 产氢用于储氢及燃气设备掺烧:

$$m_{\text{H}_2,t}^{\text{P2H}} = m_{\text{H}_2,t}^{\text{CHP}} + m_{\text{H}_2,t}^{\text{GB}} + m_{\text{H}_2,t}^{\text{st}} \quad (28)$$

式中: $m_{\text{H}_2,t}^{\text{st}}$ 为储氢罐净充氢量, 正、负值分别表示充、放氢; $m_{\text{H}_2,t}^{\text{CHP/GB}}$ 为 CHP 和燃气锅炉的氢气消耗量。

ASU 制氧、P2H 副产氧和 LOES 放氧用于满足 OCPP 基础燃烧、低负荷稳燃及 LOES 充氧需求:

$$O_{\text{deep},t} + O_{\text{base},t} + O_{\text{OT},t}^{\text{in}} = O_{\text{ASU},t} + O_{\text{P2H},t} + O_{\text{OT},t}^{\text{ocp}} \quad (29)$$

式中: $O_{\text{ASU},t}$ 为 ASU 供氧量; $O_{\text{P2H},t}$ 为 P2H 产氧量; $O_{\text{OT},t}^{\text{in}}$ 为 t 时段 LOES 充氧量。

模型还计及热电联产机组、燃气锅炉、碳捕集及阶梯碳交易约束, 以闭合电、热、气、碳平衡。

3 电网-园区响应反馈调度模型

3.1 动态补偿价格寻优方法

在电网-园区响应反馈框架中, 上层通过动态补偿价格引导园区在 ASU 制氧和 LOES 储放氧约束下释放深调容量。其中动态补偿价格为连续变量, 下层响应容量由优化调度反馈, 故采用融合高斯变异的自适应粒子群算法寻优。

采用线性递减惯性权重 w 兼顾前期全局搜索与后期局部开发:

$$w = w_{\text{max}} - (w_{\text{max}} - w_{\text{min}}) \frac{k}{K_{\text{max}}} \quad (30)$$

式中: w_{max} 和 w_{min} 分别为惯性权重的最大值与最小值; k 为当前迭代次数; K_{max} 为最大迭代次数。

连续迭代未改进并达到停滞阈值时, 触发高斯变异:

$$x_{\text{mut}} = x_i + N(0,1) \cdot (u_b - l_b) \cdot \delta \quad (31)$$

式中: $N(0,1)$ 为标准正态随机数; u_b 和 l_b 分别为搜索上下界; δ 为变异步长系数; x_{mut} 为高斯变异后变量; x_i 为第 i 个待变异变量。

3.2 响应反馈交互求解流程

上层根据调峰需求生成动态补偿价格, 下层在给定价格下求解电-氧-氢-碳协同模型并反馈深调容量。上层依据反馈结果更新补偿价格, 经价格决策、园区优化和容量反馈迭代, 得到最终补偿价格及园区运行方案, 具体流程见图 2。

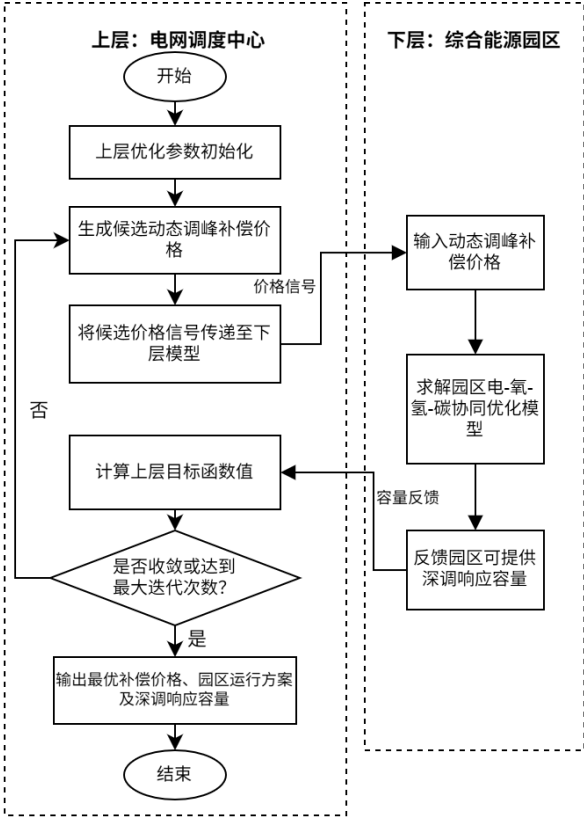


图 2 电网-园区响应反馈调度模型求解流程

Fig.2 Solution flowchart of the grid-park response-feedback dispatch model

4 算例分析

4.1 算例基础数据和参数设定

算例运行场景调度周期 $T=24\text{h}$ ，时间步长 $\Delta t=1\text{h}$ ，深调时段集合取 $\Omega_{\text{deep}}=\{1,2,3,4\}$ ，园区主设备参数及负荷曲线如表 1、表 2 和图 3 所示。

表 1 园区主设备参数

Tab.1 Parameters of the main system equipment

参数	数值	参数	数值
OCPP 数据参数			
$a_{TP}/(\text{t} \cdot (\text{MW}^2 \cdot \text{h})^{-1})$	0.000 02	$\chi_o/(\text{t} \cdot \text{t}^{-1})$	1.65
$b_{TP}/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	0.29	$k_o/(\text{t} \cdot \text{t}^{-1})$	2.4
$c_{TP}/(\text{t} \cdot \text{h}^{-1})$	4.5	$\Delta P_{\text{ramp}}/(\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})$	210
$P_{\text{genmax}}/\text{MW}$	350	$P_{\text{genmid}}/\text{MW}$	175
$P_{\text{genmin}}/\text{MW}$	70	$k_{O_2}/(\text{MW} \cdot \text{t}^{-1})$	120
$\beta_{OM}/(\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	50	—	—
掺氢燃气轮机、掺氢燃气锅炉数据参数			
$P_{\text{CHP}}^{\text{min}}/\text{MW}$	150	$\lambda_{\text{HP}}^{\text{max}}/\%$	20
$P_{\text{CHP}}^{\text{mid}}/\text{MW}$	45	$H_{\text{GB}}^{\text{min}}/\text{MW}$	50
$H_{\text{CHP}}^{\text{min}}/\text{MW}$	120	$H_{\text{GB}}^{\text{max}}/\text{MW}$	0
$R_{\text{CHP}}/(\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})$	100	$R_{\text{GB}}/(\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})$	30
η_c^{CHP}	0.4	η_{GB}	0.92
η_h^{CHP}	0.45	—	—
P2H、ASU 参数			
$P_{\text{P2H}}^{\text{min}}/\text{MW}$	60	$\Delta R_{\text{ASU}}/(\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})$	30
$P_{\text{P2H},1}^{\text{pd}}/\text{MW}$	20	$P_{\text{P2H},2}^{\text{pd}}/\text{MW}$	40
$P_{\text{P2H},3}^{\text{pd}}/\text{MW}$	60	$P_{\text{ASU},1}^{\text{max}}/\text{MW}$	15
$P_{\text{ASU},2}^{\text{max}}/\text{MW}$	20	$P_{\text{ASU},3}^{\text{max}}/\text{MW}$	15
$\eta_{\text{H}_2,1}/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	0.026 6	$\eta_{\text{ASU},1}/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	4.60
$\eta_{\text{H}_2,2}/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	0.024 5	$\eta_{\text{ASU},2}/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	4.64
$\eta_{\text{H}_2,3}/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	0.023 4	$\eta_{\text{ASU},3}/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	4.62
$T_{\text{ASU}}^{\text{op}}/\text{h}$	3	$T_{\text{ASU}}^{\text{down}}/\text{h}$	2
氧、氢缓冲设备参数			
$S_{\text{OT}}^{\text{max}}/\text{t}$	1 600	$S_{\text{OT}}^{\text{min}}/\text{t}$	800
$O_{\text{OT}}^{\text{in,max}}/(\text{t} \cdot \text{h}^{-1})$	280	$O_{\text{OT}}^{\text{out,max}}/(\text{t} \cdot \text{h}^{-1})$	280
$k_{\text{comp}}/(\text{MW} \cdot \text{h} \cdot \text{t}^{-1})$	0.5	$k_{\text{exp}}/(\text{MW} \cdot \text{h} \cdot \text{t}^{-1})$	0.275
$S_{\text{HP}}^{\text{max}}/\text{t}$	45	$S_{\text{HP}}^{\text{min}}/\text{t}$	22.5
η_{LOES}	0.55	$\eta_{\text{OT}}^{\text{int}}$	0.99
$\delta_{\text{O}_2}/(\text{MW} \cdot \text{h} \cdot \text{t}^{-1})$	0.02	$P_{\text{ASU}}^{\text{min}}/\text{MW}$	10
$m_{\text{HP}}^{\text{in,max}}/(\text{t} \cdot \text{h}^{-1})$	1.5	$m_{\text{HP}}^{\text{out,max}}/(\text{t} \cdot \text{h}^{-1})$	1.5

表 1 参数依据设备容量、典型运行边界及物理关系设定。煤耗系数由 OCPP 额定、半负荷和最低负荷工况拟合，耗氧与产碳系数由煤质及物质守恒确定，经济参数结合设备容量和算例成本设置。

园区典型日电、热负荷及风电预测曲线如图 3 所示，风电反调峰特性和电负荷双峰明显，对园区灵活调节能力要求较高。

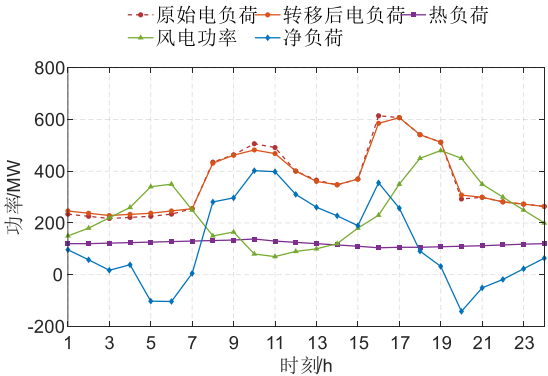


图 3 典型日电-热负荷需求与风电出力预测曲线
Fig.3 Typical daily electricity and heat load demands and the predicted wind power curve

选取贵州市场坑口长协基准价作为燃料成本基准，见表 2。

表 2 能源价格及系统关键经济参数设定
Tab.2 Energy prices and key economic parameter settings of the system

参数	数值
煤炭价格/(元·t ⁻¹)	600
天然气价格/(元·m ⁻³)	2.3
碳交易基价/(元·t ⁻¹)	115
CO ₂ 封存成本/(元·t ⁻¹)	40
碳捕集耗电/(kW·h·kg ⁻¹)	0.269
天然气热值/(J·m ⁻³)	3.5×10 ⁷
氢气热值/(J·kg ⁻¹)	1.2×10 ⁸
天然气碳排放系数/(t·m ⁻³)	1.9×10 ⁻³
电、热负荷补偿单价/(元·(MW·h) ⁻¹)	200
购电价格/(元·(MW·h) ⁻¹)	200
电负荷 DR 平移比例/%	15
热负荷 DR 平移比例/%	10

4.2 双层模型求解收敛性分析

双层优化模型上层算法收敛曲线如图 4 所示。

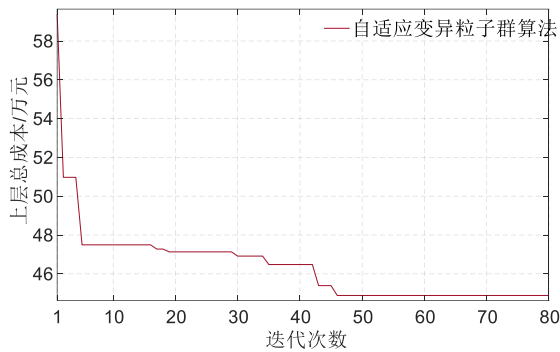


图 4 双层优化模型上层算法收敛曲线
Fig.4 Convergence curve of the upper-level algorithm in the bilevel optimization model

图 4 表明，在本文算例及参数下，改进粒子群算法经高斯变异后收敛，可满足价格寻优需求。

4.3 运行结果与 ASU-LOES 储氧时移解耦特性分析

ASU-LOES 储氧时移解耦策略源-荷电功率平衡图如图 5 所示。

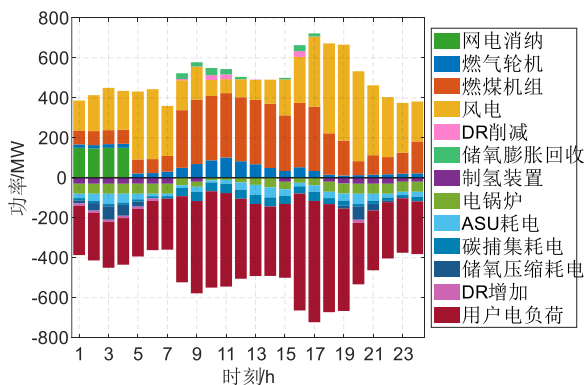


图 5 ASU-LOES 储氧时移解耦策略源-荷电功率平衡图
Fig.5 Source-load power balance under the ASU-LOES oxygen-storage time-shift decoupling strategy

图 5 显示：P2H 与 ASU 主要在 01:00—04:00 风电充裕时运行，将电能转化为氢、氧并储存；10:00—12:00 和 16:00—18:00 负荷上升后，由 LOES 放氧补充 OCPP 用氧。

ASU-LOES 储氧时移解耦下园区氧-氢运行及平衡关系如图 6 所示。

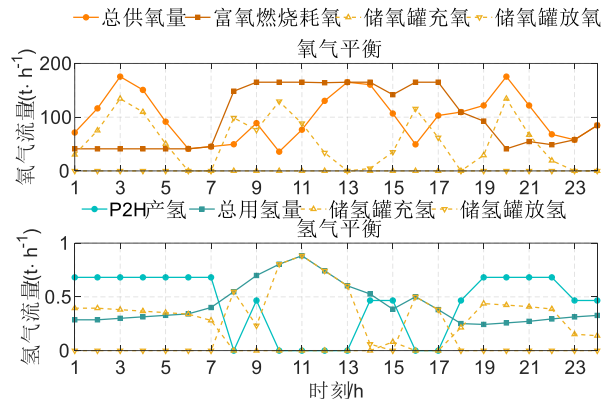


图 6 ASU-LOES 储氧时移解耦下园区氧-氢运行及平衡关系
Fig.6 Oxygen-hydrogen operation and balance in the integrated energy park under ASU-LOES oxygen-storage time-shift decoupling

ASU-LOES 储氧时移解耦下园区碳平衡与 LOES 运行情况如图 7 所示。

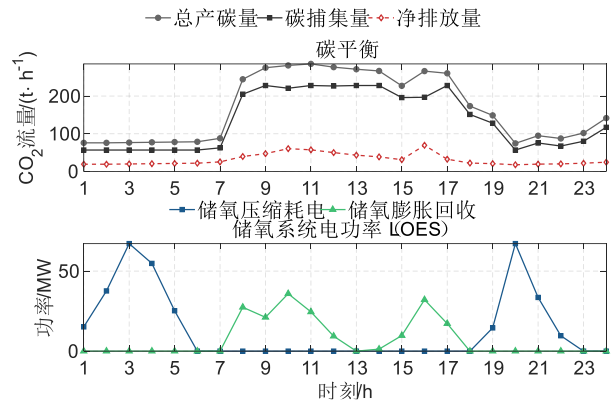


图 7 ASU-LOES 储氧时移解耦下园区碳平衡与 LOES 运行情况
Fig.7 Carbon balance and LOES operation under ASU-LOES decoupling

图 6 和图 7 表明：风电充裕的深调时段，ASU 与 P2H 共同运行，ASU 富余产氧进入 LOES 储罐，P2H 副产氧补充氧平衡；负荷高峰后，ASU 出力下降，由 LOES 放氧承担 OCPP 主要用氧需求。LOES 通过深调时段充氧增荷、后续放氧保供，实现制氧—用氧时序重构，而非单纯增加制氧出力。储氢缓

解 P2H 制氢与燃气设备用氢错配,使 ASU、P2H 优先在风电富余时段运行,扩大园区可调购电能力。

4.4 不同运行方案的低碳运行经济性对比

为验证 ASU-LOES 储氧时移解耦策略,设置 4 种方案:方案 4 为不含 OCPP、P2H 和 CCS 的普通燃煤园区;方案 3 配置 OCPP 和 CCS,但无 P2H、LOES;方案 2 在方案 3 基础上加入 P2H;方案 1 进一步配置 LOES。4 种方案均采用动态补偿价格,分别评估 OCPP/CCS、P2H 副产氧和 LOES 储氧解耦的作用。

4.4.1 日运行成本和收益

表 3 列出了 4 种方案运行经济性与深调灵活性指标对比。

表 3 方案运行经济性与深调灵活性指标对比
Tab.3 Comparison of economic and deep peak-regulation flexibility indicators under four schemes

指标	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
累计深调响应量/(MW·h)	596.8	512.0	452.0	404.4
燃煤及运维成本/万元	109.8	105.9	101.5	93.6
天然气成本/万元	66.3	74.5	82.8	67.3
碳交易与封存成本/万元	-15.6	-10.1	-7.0	18.6
深调收益/万元	41.7	39.1	36.6	34.7
购电成本/万元	11.9	10.2	9.0	8.1
需求响应成本/万元	2.5	3.2	3.5	4.0
总计/万元	133.2	144.6	153.2	156.9

由表 3 可见:方案 1 日运行总成本为 133.2 万元,较方案 2、3、4 分别降低 7.9%、13.1%和 15.1%,日前运行经济性最优;天然气、需求响应及碳成本得到有效控制,其中碳交易与封存成本为-15.6 万元,体现碳收益优势;深调收益达 41.7 万元,较方案 4 提升 20.2%。其优势源于深调收益提升、碳成本降低及多能协同效应。

在灵活性方面:方案 1 累计深调响应量为 596.8 MW·h,较方案 4 提高 47.6%,表明 LOES 储氧可实现 ASU 与 OCPP 时序解耦并缓解供氧约束。方案 2 较方案 3 提高 60.0 MW·h,说明 P2H 副产氧与储氢协同可提升深调能力;其中方案 1 较方案 2 再提高 84.8 MW·h,体现 LOES 储氧时移对供氧动态约束的缓解作用。方案 1 总运行成本最低,新增购电主要用于新能源富余时段驱动 ASU、P2H 和 LOES 运行。

4.4.2 碳减排收益

表 4 给出了 4 种方案碳排放关键指标对比。

表 4 4 种方案碳排放关键指标对比
Tab.4 Carbon-emission indicators under four schemes

指标	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
碳排放量/t	786.1	1 711.5	1 854.8	3 531.4
碳捕集总量/t	3 242.9	2 264.7	2 052.0	0
碳生成总量/t	4 029.0	3 976.2	3 906.8	3 531.4
较方案 4 减排幅度/%	77.7	51.5	47.5	-

表 4 显示,方案 1 实际碳排放量仅为 786.1 t,为 4 种方案最低,较方案 4 降低 77.7%。这说明富氧燃烧、LOES 跨时段供氧与 CCS 连续运行的协同作用能够显著提高 CO₂捕集封存水平。LOES 在深调时段充氧、后续时段放氧,协调 ASU 制氧与 OCPP 用氧,使机组低负荷运行时仍能维持连续供氧和较高的 CO₂捕集水平。

碳核算计及 OCPP 燃煤及 CHP、燃气锅炉天然气燃烧排放,扣除 CCS 实际捕集封存量,不计外购电间接排放。以方案 4 为基准,减排率为两方案直接净碳排放量之差与方案 4 排放量之比。

4.4.3 动态补偿价格机制分析

表 5 为固定补偿价格下不同 LOES 配置对比。

表 5 固定补偿价格下不同 LOES 配置对比
Tab.5 Comparison of different LOES configurations under a fixed peak-regulation compensation price

项目	方案 A	方案 B
LOES 补偿价格	包含 固定	不包含 固定
日运行成本/万元	136.9	147.4
累计深调量/(MW·h)	568.3	510.2

表 5 表明,以动态补偿电价均值 0.69 元/(kW·h)作为固定价格时,配置 LOES 仍可降低运行成本并提高深调响应量,说明氧气跨时段储放是扩大深调可行域的物理基础。

与表 3 对比:动态补偿使含 LOES 方案累计响应量由 568.3 MW·h 增至 596.8 MW·h,增幅 5.0%;无 LOES 方案仅由 510.2 MW·h 增至 512.0 MW·h,增幅 0.35%,说明动态价格主要释放 LOES 调峰潜力。

4.5 敏感性测试

4.5.1 ASU 调节能力敏感性分析

为分析 ASU 调节能力对调度结果的影响,将其爬坡上限设为额定功率的 60%/h、40%/h 和 20%/h,各场景采用相同动态补偿价格。不同 ASU 爬坡约束下的累计深调响应量见表 6。

表 6 不同 ASU 爬坡约束下的累计深调响应量
Tab.6 Cumulative deep peak-regulation response under different ASU ramp-rate constraints

ASU 爬坡上限	有 LOES 累计响应量/(MW·h)	无 LOES 累计响应量/(MW·h)
60%/h	596.8	512.0
40%/h	565.2	483.1
20%/h	554.9	419.9

ASU 爬坡上限由 60%/h 降至 20%/h 时, 含 LOES 与无 LOES 方案累计响应量分别下降 7.0%和 18.0%, 日运行成本分别增加 0.45 万元和 8.82 万元, 表明 LOES 可缓解 ASU 爬坡受限对深调性能与运行经济性的影响。

4.5.2 LOES 电能往返效率敏感性分析

LOES 效率对日运行成本和净耗电量的影响如图 8 所示。

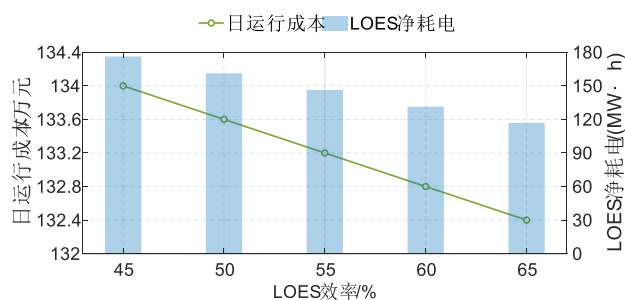


图 8 LOES 效率对日运行成本和净耗电量的影响

Fig.8 Effects of LOES efficiency on daily operating cost and net electricity consumption

由图 8 可以看出, LOES 电能往返效率由 45% 提高至 65% 时, 日净运行成本由约 134.0 万元降至 132.4 万元, 降低 1.6 万元, 降幅约 1.2%; 此时 LOES 净耗电量同步下降, 说明电能往返效率主要通过改变充放氧过程的电能损失影响运行经济性。

5 结论

针对含富氧燃烧综合能源园区深调过程中 OCPP 用氧需求与 ASU 制氧难以实时匹配的问题, 本文提出计及 ASU-LOES 供氧时序解耦的深度调峰优化调度方法。该方法在电网-园区响应反馈框架下, 综合考虑 ASU 制氧约束、LOES 储放氧、P2H 制氢副产氧及动态补偿价格, 通过深调时段制氧、制氢并储存, 后续放氧、供氢, 可实现制氧制氢负荷与用氧用氢需求的跨时段协调。本文主要结论如下:

1) 相比传统运行模式, 本文提出的方法累计深调响应量达到 596.8 MW·h, 提高了 47.6%; 日运行成本和实际碳排放量分别降低 15.1% 和 77.7%。

2) 供氧动态约束会限制 OCPP 出力下探, 而 ASU-LOES 与 P2H 协同可扩大深调时段制氧、制氢及储氧环节的柔性用电空间, 并通过后续氧、氢物质流释放保障低负荷稳燃和 CO₂ 连续捕集, 提升园区低碳灵活调峰性能。

[参 考 文 献]

- [1] 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.
- [2] 滕孟杰, 陈晨, 赵宇鸿, 等. 不确定风电接入下计及煤电机组深调和储能的电力系统分布鲁棒优化日前调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3122. Teng M J, Chen C, Zhao Y H, et al. Distribution robust optimal day-ahead dispatch method for power systems with uncertain wind power access considering deep peak regulation of coal-fired units and energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3122.
- [3] 李军徽, 安晨宇, 李翠萍, 等. 计及调峰市场交易的储能-新能源-火电多目标优化调度[J]. 电工技术学报, 2023, 38(23): 6391. Li J H, An C Y, Li C P, et al. Multi-objective optimization scheduling method considering peak regulating market transactions for energy storage-new energy-thermal power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(23): 6391.
- [4] 路小娟, 刘丹, 范多进, 等. 考虑需求侧与碳捕集的电力系统低碳调度优化研究[J]. 热力发电, 2024, 53(11): 1. Lu X J, Liu D, Fan D J, et al. Optimization of low-carbon scheduling of power system considering demand side and carbon capture[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(11): 1.
- [5] 李红伟, 吴佳航, 王佳怡, 等. 计及 P2G 及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 26. Li H W, Wu J H, Wang J Y, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 26.
- [6] 高兵, 王进, 张孝跃, 等. 考虑碳捕集机组深度调峰的虚拟电厂低碳经济调度[J]. 现代电力, 2025, 42(3): 451. Gao B, Wang J, Zhang X Y, et al. Low carbon economic dispatch of virtual power plants considering deep peak shaving of Carbon capture units[J]. Modern Electric Power, 2025, 42(3): 451.
- [7] 彭楚轩, 边晓燕, 金海翔, 等. 基于多能灵活性约束的含富氧燃烧机组综合能源系统两阶段优化调度[J]. 上海交通大学学报, 2025, 59(9): 1281. Peng C X, Bian X Y, Jin H X, et al. Two-stage optimal dispatch for integrated energy system with oxy-combustion based on multi-energy flexibility constraints[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2025, 59(9): 1281.
- [8] 赵均祥, 文中, 王秋杰, 等. 基于富氧燃烧技术的综合能源两阶段鲁棒低碳经济优化[J]. 中国电力, 2025, 58(7): 24. Zhao J X, Wen Z, Wang Q J, et al. Two-stage robust low-carbon economic optimization for integrated energy system based on oxy-fuel combustion technology[J]. Electric Power, 2025, 58(7): 24.
- [9] 李贻涛, 李可, 邢晓敏, 等. 考虑富氧燃烧技术的综合能源系统优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(8): 1. Li Y T, Li K, Xing X M, et al. Optimal scheduling of the integrated energy system considering oxy-fuel combustion technology[J]. Advances of Power System & Hydroelectric Engineering, 2024, 40(8): 1.
- [10] Li H, Bai X L, Li H, et al. Optimal scheduling of integrated energy systems considering oxy-fuel power plants and

- carbon trading[J]. *Energies*, 2025, 18(14): 3814.
- [11] Wang J H, Wang X T, Li B K. A three-stage stochastic-robust scheduling for oxy-fuel combustion capture involved virtual power plants considering source-load uncertainties and carbon trading[J]. *Sustainability*, 2025, 17(16): 7354.
- [12] 覃育茗, 祝云. 考虑富氧燃烧技术与需求响应的工业园区综合能源系统优化调度[J]. *中国电力*, 2026, 59(3): 48.
Qin Y M, Zhu Y. Optimal scheduling of integrated energy system in industrial parks considering oxy-fuel combustion technology and demand response[J]. *Electric Power*, 2026, 59(3): 48.
- [13] 贾家欢, 杨培宏, 时习之, 等. 计及富氧燃烧电厂的综合能源系统低碳经济调度[J]. *太阳能学报*, 2025, 46(11): 470.
Jia J H, Yang P H, Shi X Z, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering oxy-fuel combustion power plant[J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2025, 46(11): 470.
- [14] 李良君, 张芮萌, 庄钰, 等. 考虑延迟特性的电厂-碳捕集系统优化调度[J]. *化工学报*, 2026, 77(4): 1948.
Li L J, Zhang R M, Zhuang Y, et al. Optimal scheduling of power plant carbon capture system considering delay characteristics[J]. *CIESC Journal*, 2026, 77(4): 1948.
- [15] Huang C C, Li Z Q, Wang Y F, et al. Influence of central air on flow and combustion characteristics and low-load stabilization performance of a Babcock burner[J]. *Processes*, 2023, 11(7): 1916.
- [16] Liao P Z, Wu X, Wang M H, et al. Robust control and flexible operation for commercial-scale coal-fired power plant with solvent-based post-combustion carbon capture[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2023, 123: 103831.
- [17] Che G, Zhang Y Y, Tang L X, et al. A deep reinforcement learning based multi-objective optimization for the scheduling of oxygen production system in integrated iron and steel plants[J]. *Applied Energy*, 2023, 345: 121332.
- [18] Wang Z K, Li Y H, Li J X, et al. A novel low-energy, low-cost air separation unit integrating heat pump recovery and off-peak cold storage: an energy, exergy, and economic performance analysis[J]. *Energy*, 2025, 333: 137363.
- [19] 高远志, 殷戈, 孙雪丽, 等. 液态空气储能技术研究现状与展望[J]. *储能科学与技术*, 2025, 14(10): 3900.
Gao Y Z, Yin G, Sun X L, et al. Research status and outlooks of liquid air energy storage technology[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2025, 14(10): 3900.
- [20] Wang Z K, Fan X Y, Li J X, et al. Coupled system of liquid air energy storage and air separation unit: a novel approach for large-scale energy storage and industrial gas production[J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 92: 112076.
- [21] Šulc R, Ditl P. The potential of liquefied oxygen storage for flexible oxygen-pressure swing adsorption unit[J]. *Chemical Engineering Transactions*, 2021, 88: 487.
- [22] He X F, Liu Y N, Rehman A, et al. A novel air separation unit with energy storage and generation and its energy efficiency and economy analysis[J]. *Applied Energy*, 2021, 281: 115976.

(责任编辑 李园)