

# 考虑用户侧柔性特性的电氢能源系统低碳优化调度\*

巴丽合亚·卡里布汗<sup>1,2</sup>, 谢丽蓉<sup>1†</sup>

(1. 新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017; 2. 新疆工程学院 控制工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830023)

**摘要:** 随着“双碳”目标推进, 电氢耦合技术因其具备深度减排潜力, 正成为能源转型的关键技术之一. 针对电氢能源系统中存在的可调度资源, 提出了考虑柔性负荷特性和碳交易机制的电氢能源系统低碳优化调度模型. 首先, 基于用户侧需求响应特性, 分别建立电负荷与氢负荷响应模型, 从而降低上级电网峰时购电成本. 其次, 进一步在模型中嵌入阶梯式碳交易机制, 并考虑各元件约束和碳配额成本约束, 促使系统运行向低碳模式演进. 最后, 通过场景设置以及算例仿真验证该模型的有效性. 结果表明: 与未考虑柔性特性和阶梯式碳交易机制的电氢耦合系统相比, 所提模型使总成本与碳排放量分别降低了12.2%与30%, 有效提高了系统运行的灵活性与经济性.

**关键词:** 电氢能源系统; 柔性电氢负荷; 碳交易; 优化调度

**DOI:** 10.13568/j.cnki.651094.651316.2024.04.29.0001

**中图分类号:** TM732 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-7675(2025)02-0202-012

**引文格式:** 巴丽合亚·卡里布汗, 谢丽蓉. 考虑用户侧柔性特性的电氢能源系统低碳优化调度[J]. 新疆大学学报(自然科学版中英文), 2025, 42(2): 202-213.

**英文引文格式:** BALIHEYA Kalibuhan, XIE Lirong. Low-carbon optimal dispatch of electric-hydrogen energy systems considering user-side flexibility characteristics[J]. Journal of Xinjiang University(Natural Science Edition in Chinese and English), 2025, 42(2): 202-213.

## Low-Carbon Optimal Dispatch of Electric-Hydrogen Energy Systems Considering User-Side Flexibility Characteristics

BALIHEYA Kalibuhan<sup>1,2</sup>, XIE Lirong<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi Xinjiang 830017, China;

2. School of Control Engineering, Xinjiang Institute of Engineering, Urumqi Xinjiang 830023, China)

**Abstract:** With the advancement of the “dual-carbon” goal, electric-hydrogen coupled energy systems have become one of the key technologies in the energy transition due to their deep emission reduction potential. A low-carbon optimal scheduling model for electric-hydrogen energy system considering flexible load characteristics is proposed for the potential dispatchable resources existing in the electric-hydrogen energy system. Firstly, based on the demand response characteristics of the user-side, the electric load and hydrogen load response models are established respectively, so as to reduce the cost of power purchase at peak time from the superior grid. Secondly, the stepped carbon trading mechanism is further embedded in the model, which takes into account the component constraints and the carbon quota cost constraints, and drives the system operation to evolve towards a low-carbon mode. Finally, the effectiveness of the proposed model is verified through scenario setting as well as arithmetic simulation. The results show that the proposed model reduces the total cost and carbon emissions by 12.2% and 30%, respectively, and that the user-side demand response characteristics can achieve system operational flexibility, which can reasonably and effectively improve the system economy.

**Key words:** electric-hydrogen energy system; flexible electric-hydrogen load; carbon trading; optimal scheduling

\* 收稿日期: 2024-04-29

**基金项目:** 新疆维吾尔自治区自然科学基金重点项目“计及共享储能的含氢综合能源系统协同优化控制研究”(2024D01D05); 新疆维吾尔自治区科技创新领军人才项目“计及矿山安全的源网储荷低碳优化关键技术研究”(2022TSYCLJ0017); 新疆维吾尔自治区重大科技专项“能源数据标准化体系研究”(2022A01007-4).

**作者简介:** 巴丽合亚·卡里布汗(1989—), 女, 博士生, 从事电氢耦合能源系统优化的研究, E-mail: balhy\_xj@163.com.

**† 通讯作者:** 谢丽蓉(1969—), 女, 教授, 主要从事控制系统优化、新能源发电、储能优化配置的研究, E-mail: xielirong@xju.edu.cn.

## 0 引言

在实现“双碳”目标的背景下,清洁能源的开发正加速推进,同时新型电力系统的构建也迫在眉睫.然而,风能、太阳能等资源的波动性、随机性等特性给电网的稳定运行带来了巨大挑战<sup>[1]</sup>,加上电网建设和消纳机制滞后,导致“弃风弃光”问题加剧.氢能作为来源种类多且高效、高密度、清洁的二次能源,与电能共同构成新型能源载体电氢能源系统(Electric-Hydrogen energy System, EHS),为构建新型电力系统提供了一种新的研究思路<sup>[2]</sup>.通过利用清洁能源电解水制氢,可显著提升绿色氢能的比例,从而助力电力系统低碳转型与可持续发展.因此,如何科学、有效地优化与协调调度EHS系统内各个设备来提高系统经济性和低碳性,是目前需要研究的重要问题.

电氢深度融合的电转氢技术作为EHS的重要支撑技术之一,为风光资源消纳问题提供了有效途径.柔性负荷具有动态调节调度能力,能够提升清洁能源消纳率、调整电网运行方式,实现源网荷储协同互动下的系统效益最大化.目前,国内外已有大量关于合理优化电、热、氢等负荷,实现能源消纳的相关研究.文献[3]基于多代理系统(Multi-Agent System, MAS)构建了微电网的需求响应互动定价优化模型,模型包括分时电价、柔性负荷等,使配电网新能源消纳率有所提高;文献[4]考虑电负荷和热负荷的柔性特性,构建了电热耦合系统优化模型,实现了系统的削峰填谷;文献[5]在电力系统架构上考虑氢负荷,以系统年均值成本最低为目标建立优化配置模型,提高了可再生能源利用率;文献[6-7]考虑电负荷的可平移特性,以综合运行成本为目标函数,建立热电联供系统(Combined Cooling Heating and Power, CCHP)优化调度模型,验证了CCHP能够提高设备利用率,并减少尖峰负荷出力.目前有关柔性负荷的研究主要集中在单一类型负荷方面,或者只考虑电、热等常规负荷形式.氢负荷的柔性特性研究较少,负荷模型也不完善.

此外,在EHS引入碳交易机制是当前低碳转型领域的研究热点.文献[8]在综合能源系统中考虑绿色氢能,并验证碳交易机制能够降低系统总碳排放量;文献[9]将阶梯式碳交易机制引入考虑电、气、热等混合储能的综合能源调度模型中,最后验证了阶梯式碳交易机制的有效性;文献[10]在电热综合能源系统中引入碳交易机制和需求响应机制,验证了前者具有经济价值、后者可挖掘用能侧潜力,共同实现系统的低碳经济运行;文献[11]利用碳捕获与储存(Carbon Capture and Storage, CCS)技术在电能、燃气、热能的综合能源系统长期、多阶段优化模型中引入碳交易机制,实现了燃煤设备的低碳改造;文献[12]建立氢能精细化利用模型,在多个时间尺度上对含氢能综合能源系统日前、日内阶段进行鲁棒优化调度,提高了系统灵活性和稳定性;文献[13]建立一种价格型需求响应和碳排放费用的综合能源系统规划模型,验证了碳交易机制的有效性.但以上大部分文献只考虑柔性负荷的需求响应机制或者碳交易机制,较少文献同时考虑电氢负荷需求响应与碳交易机制,不利于兼顾系统低碳性和经济性.因此,本文兼顾源侧和负荷侧协调配合,建立考虑柔性电氢负荷需求响应的EHS低碳优化调度模型.最后,设置不同情景,验证柔性电氢负荷需求响应和碳交易机制对EHS的降费、减碳作用.

## 1 电氢能源系统结构

本文采用集线器概念<sup>[14]</sup>对EHS进行建模,系统由风电机组、光伏、蓄电池、电解水制氢装置、储氢罐、燃料电池及其他配套设备组成,具体框架如图1所示.

## 2 含柔性负荷的EHS建模

### 2.1 光伏设备模型

光伏电站的发电原理是将照射在光伏板上的太阳能转换成电能.太阳辐照强度、温度、阴影遮挡、光伏逆变器效率是影响光伏阵列输出功率的四大因素<sup>[15]</sup>.光伏发电数学模型见式(1):

$$P_{pv,t} = P_{pvN} f_{pv} \alpha(t) \frac{G_t}{G_{re}}, \quad (1)$$

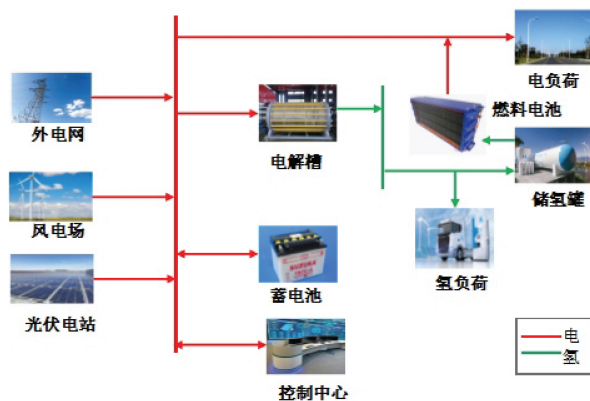


图1 电氢能源系统结构

式中:  $P_{pv,t}$  为单位光伏阵列实际输出功率, kW;  $P_{pvN}$  为单位光伏阵列的额定输出功率, kW;  $f_{pv}$  为光伏变换器的效率, 取90%<sup>[15]</sup>;  $G_t$  为太阳辐照强度;  $G_{re}$  为标准参考辐照强度;  $\alpha(t)$  为遮挡比例系数, 见式(2):

$$\alpha(t) = 1 + 0.0048(T(t) - 25), \quad (2)$$

$$T(t) = T_a(t) + \frac{G_t}{800}(T_N - 20), \quad (3)$$

式中: 0.0048 为温度系数;  $T(t)$  为当前工作温度, °C;  $T_a(t)$  为当前环境温度, °C;  $T_N$  为标准工作温度 (25 °C)。

## 2.2 风电设备模型

风力发电机组将风的动能通过风轮(叶片)捕获并转化为电能, 其输出功率  $P_{wind,t}$  与实时风速、风轮面积、空气密度等参数相关, 见式(4):

$$P_{wind,t} = \frac{1}{2} C_P \rho S v^3, \quad (4)$$

式中:  $v$  为实时风速, m/s;  $\rho$  为空气密度, kg/m<sup>3</sup>;  $S$  为风轮扫过的面积, m<sup>2</sup>;  $C_P$  为风力发电功率因子, 见式(5):

$$C_P = 0.5176 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-21/\lambda} + 0.0068\lambda, \quad (5)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}, \quad (6)$$

式中:  $\lambda$  与  $\beta$  分别为叶尖速比与桨距角。

## 2.3 蓄电池

蓄电池是EHS的储电设备, 其数学模型见式(7):

$$E_{EHS,t}^{ba} = E_{EHS,t-1}^{ba} + (\eta_{ba,cha} P_{EHS,cha,t}^{ba} - \eta_{ba,dis} / P_{EHS,dis,t}^{ba}) \Delta t, \quad (7)$$

式中:  $E_{EHS,t-1}^{ba}$  为储电设备  $t-1$  时段的剩余电量;  $E_{EHS,t}^{ba}$  为第  $t$  个时段的储电设备容量;  $P_{EHS,cha,t}^{ba}$  为第  $t$  个时段充电功率;  $P_{EHS,dis,t}^{ba}$  为第  $t$  个时段放电功率;  $\eta_{ba,cha}$ 、 $\eta_{ba,dis}$  分别为充电效率和放电效率;  $\Delta t$  为时间间隔。

## 2.4 电解槽

电解槽制氢(P2H)实现电转氢, 提高风光等可再生能源的消纳与低谷时段电氢能源系统灵活调度能力. 电解槽是EHS的耦合设备之一, 是电氢转换装置, 电解槽工作模型见式(8)<sup>[15]</sup>:

$$\begin{cases} q_{el,t} = P_{H,t} \eta(t), \\ \eta(t) = 0.965 e^{0.09/I(t) - 75.5/I(t)^2} \frac{U_{TN}}{U_{el,t}}, \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $q_{el,t}$  为电解槽制氢量;  $P_{H,t}$  为电解槽制氢消耗的电功率;  $\eta(t)$  为电解槽电氢转换效率;  $U_{TN}$  为电解槽热中性电压, 理论值为1.23 V;  $U_{el,t}$  为电解槽实际电解水电压。

根据电解槽效率特性曲线, 发现电解槽效率受电流密度和实际电压影响; 电流密度同电解槽效率成正比, 同实际电压成反比<sup>[15-16]</sup>. 当电解槽消耗的输入功率达到额定功率的31%时, 电解效率为80%以上, 此时效率较高, 但输入电压降低, 导致产氢速率降低; 当电解槽消耗的输入功率大于额定功率的50%时, 电解槽效率略降低, 但制氢速度提高; 当电解槽输入功率同额定功率相等时, 电解槽电氢转换效率达到71%, 制氢速度最大, 同时制氢收益最高. 综合考虑效率、制氢速度、电能损失等指标, 可知电解槽最优工作区间为电解槽额定功率的50%~100%<sup>[17]</sup>.

由电解槽工作曲线可知, 其运行状态分为3种: 停机(I)、待机(S)、工作状态, 其中工作状态可细分为低载(L)、变载(V)、过载(R). I、S、V、L、R二进制变量表示电解槽的工作状态。

1) 停机状态. 电解槽不制氢, 转换原理见式(9):

$$I_{n,t} = 1(P_{PEM,h2,t} = 0, P_{PEM,E,t} = 0). \quad (9)$$

2) 待机状态. 电解槽不制氢, 转换原理见式(10):

$$S_{n,t} = 1(P_{PEM,h2,t} = 0, P_{PEM,E,t} = P_{PEM}^b). \quad (10)$$

3) 工作状态. 由于氢气易爆, 需要保证电解槽制氢安全, 该状态应满足爆炸体积约束. 电解槽在大部分工作时间为变载状态 (额定功率的30%~100%), 也可在过载 (100%~150%) 和低载 (10%~30%) 状态下短时工作, 让电解槽具有灵活调节功能, 相应状态的表示见式 (11):

$$\begin{aligned} V_{n,t} &= 1(0.3P_{\text{PEM}}^e \leq P_{\text{PEM},E,n,t} \leq P_{\text{PEM}}^e), \\ L_{n,t} &= 1(0.1P_{\text{PEM}}^e \leq P_{\text{PEM},E,n,t} \leq 0.3P_{\text{PEM}}^e), \\ R_{n,t} &= 1(P_{\text{PEM}}^e \leq P_{\text{PEM},E,n,t} \leq 1.5P_{\text{PEM}}^e). \end{aligned} \quad (11)$$

电解槽完全启动的时间 (设为1 h) 作为调度的时间尺度, 冷启动时间一般小于完全启动的时间, 本文设为10 min, 所以冷启动状态中有一定的氢气损失需要被考虑. 电解槽用电和产氢功率的关系见式 (12):

$$P_{\text{PEM},h2,n,t} = \eta_{\text{PEM}}^{h2} (P_{\text{PEM},E,n,t} - S_{n,t} P_{\text{PEM}}^b) - \lambda_{\text{PEM}} W_{n,t}, \quad (12)$$

式中:  $P_{\text{PEM},h2,n,t}$  为第  $n$  个电解槽在  $t$  时刻产氢功率;  $\eta_{\text{PEM}}^{h2}$  为电解槽的电氢转换效率;  $P_{\text{PEM},E,n,t}$  为第  $n$  个电解槽在  $t$  时刻消耗的电功率;  $P_{\text{PEM}}^b$  为电解槽处于冷待机状态的待机功率;  $\lambda_{\text{PEM}}$  为冷启动时产生的氢功率惩罚系数, 表示时间尺度不一致导致的氢能损失;  $W_{n,t}$  为二进制变量,  $W_{n,t} = 1$  表示电解槽从冷待机状态转到完全启动工作状态.

## 2.5 燃料电池

燃料电池是EHS的耦合设备之一, 氢燃料电池效率随着输出功率呈现非线性特性<sup>[18]</sup>, 见式 (13):

$$\begin{aligned} P_{\text{HFC},e,t} &= \eta_{\text{HFC}}^e P_{\text{H}_2,\text{HFC},t}, \\ \eta_{\text{HFC}}^e &= \sum_{i=1}^n \psi_{\text{HFC},e,i} \left( \frac{P_{\text{HFC},e,t}}{P_{\text{HFC},N}} \right)^i, \end{aligned} \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{HFC},e,t}$  为燃料电池发电功率;  $P_{\text{H}_2,\text{HFC},t}$  为燃料电池用氢量;  $\eta_{\text{HFC}}^e$  为转换效率, 取45%<sup>[18]</sup>;  $\psi_{\text{HFC},e,i}$  为氢燃料电池发电效率函数的多项式系数;  $P_{\text{HFC},N}$  为氢燃料电池额定功率.

## 2.6 储氢罐

储氢罐内储存的氢气容量主要取决于上一时间段储氢罐内剩余氢气、储氢罐计入氢量和储氢罐放氢量等, 表达式见式 (14):

$$E_{\text{EHS},t}^{\text{HST}} = E_{\text{EHS},t-1}^{\text{HST}} + (\eta_{\text{HST},\text{cha}} P_{\text{EHS},\text{cha},t}^{\text{HST}} - P_{\text{EHS},\text{dis},t}^{\text{HST}} / \eta_{\text{HST},\text{dis}}) \Delta t, \quad (14)$$

式中:  $E_{\text{EHS},t}^{\text{HST}}$  为  $t$  时刻储氢罐容量;  $E_{\text{EHS},t-1}^{\text{HST}}$  为  $t-1$  时刻储氢罐剩余容量;  $\eta_{\text{HST},\text{cha}}$  为储氢罐储氢效率;  $\eta_{\text{HST},\text{dis}}$  为储氢罐放氢效率;  $P_{\text{EHS},\text{cha},t}^{\text{HST}}$  为  $t$  时刻储氢罐充氢功率;  $P_{\text{EHS},\text{dis},t}^{\text{HST}}$  为  $t$  时刻储氢罐放氢功率.

## 2.7 碳交易模型

EHS主要碳排放源为上级电网火电机组, 因此考虑碳交易机制, 主要包括碳排放配额、实际碳排放以及碳排放权 (参与碳交易的量) 3个环节. 在碳交易机制下, 首先监管部门无偿给各个碳排放源分配碳排放配额, 根据配额调节生产环节, 从而达到减碳目的, 若实际碳排放比配额高, 需要从碳交易市场购买配额; 反之, 向碳交易市场售卖配额、获得收益<sup>[19]</sup>. 相应的数学模型见式 (15):

$$\begin{cases} E_{\text{EHS},f} = \delta_e \sum_{t=1}^T P_{\text{grid},t}, \\ E_{\text{EHS},a} = \lambda_a \sum_{t=1}^T P_{\text{grid},t}, \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $E_{\text{EHS},f}$  为碳排放配额;  $\delta_e$  为单位购能功率碳排放权配额, 取0.728 t/MWh<sup>[19]</sup>;  $E_{\text{EHS},a}$  为EHS实际碳排放量;  $\lambda_a$  为单位购能功率实际碳排放量, 取1.08 t/MWh<sup>[19]</sup>. 根据式 (15) 计算EHS实际碳排放量、碳排放配额等参数, 最终求EHS实际碳交易额, 见式 (16):

$$E_{\text{EHS},t} = E_{\text{EHS},a} - E_{\text{EHS},f}, \quad (16)$$

式中:  $E_{\text{EHS},t}$  为EHS参与碳交易市场的碳交易额.

阶梯式碳交易模式把EHS实际碳排放量划分为几个不同的正负区间,比传统交易模式更适合实际,随着EHS购买的碳配额越多,相应碳交易区间的购价就越高,碳交易的成本计算见式(17)<sup>[19]</sup>:

$$F_{CO_2} = \begin{cases} -\lambda(2+3\omega)l + \lambda(1+3\omega)(E_{EHS,t} - 2l), & E_{EHS,t} \leq -2l, \\ -\lambda(1+\omega)l + \lambda(1+2\omega)(E_{EHS,t} - l), & -2l < E_{EHS,t} \leq -l, \\ \lambda(1+\omega)E_{EHS,t}, & -l < E_{EHS,t} \leq 0, \\ \lambda E_{EHS,t}, & 0 < E_{EHS,t} \leq l, \\ \lambda l + \lambda(1+a)(E_{EHS,t} - l), & l < E_{EHS,t} \leq 2l, \\ \lambda(2+a)l + \lambda(1+2a)(E_{EHS,t} - 2l), & 2l < E_{EHS,t} \leq 3l, \\ \lambda(3+3a)l + \lambda(1+3a)(E_{EHS,t} - 3l), & 3l < E_{EHS,t}, \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $F_{CO_2}$  为碳交易成本;  $\lambda$  为碳交易基价,取250 CNY/t;  $\omega$  为奖励系数,取20%<sup>[19]</sup>;  $l$  为碳排放量区间长度,取2 000 kg<sup>[20]</sup>;  $a$  为价格增长幅度,取30%。

## 2.8 用户侧柔性电氢负荷需求响应模型

EHS用户侧柔性特性将负荷划分为基础负荷与柔性负荷,其中柔性负荷包括可转移负荷(各时段用电量可灵活调节,保证转移后周期内总量与之前一致)、可平移负荷(负荷需要整体平移)、可消减负荷(一定时间内可中断,减少运行时间的负荷)<sup>[20]</sup>,平移时间及其他相关柔性负荷的参数详见文献[4]。任意时刻系统负荷满足式(18):

$$P_{j,load,t} = P_{j,load}^{base,b}(t) + P_{j,load}^{shift,b}(t) + P_{j,load}^{cut,b}(t) + P_{j,load}^{tra,b}(t), \quad (18)$$

式中:  $j$  为负荷种类,包括电负荷和氢负荷;  $P_{j,load}^{base,b}(t)$  为  $t$  时刻  $j$  类基础负荷, kW;  $P_{j,load}^{shift,b}(t)$ 、 $P_{j,load}^{cut,b}(t)$ 、 $P_{j,load}^{tra,b}(t)$  为  $t$  时刻  $j$  类负荷的可平移、可消减、可转移负荷值, kW。

### 1) 可平移负荷

$$\begin{aligned} L_{shift} &= (0, \dots, P_{\tau}^{shift}, P_{\tau+1}^{shift}, P_{t_d}^{shift}, \dots, 0), \\ F_{shift} &= F_{cost}^{shift} P_{sum}^{shift} \sum_{t=t_{sh}-}^{t_{sh}-t_d+1} a, \end{aligned} \quad (19)$$

式中:  $F_{shift}$  为平移后需补偿用户的费用;  $F_{cost}^{shift}$  为单位功率负荷平移后补偿价格, CNY/kWh;  $P_{sum}^{shift}$  为可平移负荷用电功率之和, kW;  $\tau$  为起始时间;  $t_d$  为持续时间, h;  $a$  为平移状态,  $a=1$  表示平移从起始时间开始,  $a=0$  表示负荷不平移。

### 2) 可转移负荷

$$\begin{aligned} \beta_t P_{tra}^{min} &\leq P_{tra,t} \leq \beta_t P_{tra}^{max}, \\ \sum_t^{t+T_{tra}^{min}} \beta_t &\geq T_{tra}^{min} (\beta_t - \beta_{t-1}), \end{aligned} \quad (20)$$

式中:  $P_{tra,t}$  为转移负荷;  $P_{tra}^{min}$ 、 $P_{tra}^{max}$  为可转移负荷功率的最小值、最大值,取8~26.7 kW<sup>[4]</sup>;  $T_{tra}^{min}$  为可转移负荷最小连续时间,取2 h<sup>[4]</sup>;  $\beta_t$  为  $t$  时刻转移负荷二进制状态变量(0或1),1表示负荷发生转移,0表示负荷不转移。定义:

$$F_{tra} = F_{cost}^{tra} \sum_{t=t_{tr}-}^{t_{tr}+} \beta_t P_{tra,t}, \quad (21)$$

式中:  $F_{tra}$  为转移后需补偿用户的费用;  $F_{cost}^{tra}$  为转移负荷的补偿价格, CNY/kWh。

### 3) 可消减负荷

可消减负荷对用户负荷特性有所影响,会改变用电量,其定义如下:

$$P_{cut,t} = (1 - \varphi_t \gamma_t) P_{cut,t^*}, \quad (22)$$

式中:  $\varphi_t$  为负荷消减系数,  $\varphi_t \in [0, 1]$ ;  $\gamma_t$  为  $t$  时刻消减状态,  $\gamma_t=1$  表示被消减;  $P_{cut,t^*}$  为参与调度前功率, kW。

若考虑用户满意度, 还需要对消减次数进行限制约束, 即

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{t+T_{\text{cut}}^{\text{min}}-1} \gamma_t &\geq T_{\text{cut}}^{\text{min}}(\gamma_t - \gamma_{t-1}), \\ \sum_{t=1}^{t+T_{\text{cut}}^{\text{max}}+1} (1 - \gamma_t) &\geq 1, \end{aligned} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} F_{\text{cut}} &= F_{\text{cost}}^{\text{cut}} \sum_t \gamma_t (P_{\text{cut},t} - P_{\text{cut},t^*}), \\ \sum_t \gamma_t &\leq N^{\text{max}}, \end{aligned} \quad (24)$$

式中:  $T_{\text{cut}}^{\text{min}}$  为最小连续消减时间, h;  $F_{\text{cut}}$  为消减后补偿费用;  $P_{\text{cut},t}$  为参与调度后在  $t$  时刻的功率;  $P_{\text{cut},t^*}$  为消减负荷参与调度前  $t$  时刻的功率;  $N^{\text{max}}$  为最大消减次数, 取8<sup>[4]</sup>;  $F_{\text{cost}}^{\text{cut}}$  为可消减负荷的补偿价格, CNY/kWh.

### 3 EHS低碳经济调度模型

#### 3.1 目标函数

对于含柔性负荷和碳交易机制并网运行的EHS, 未来24 h电氢负荷、风电机组、光伏预测曲线满足各设备约束边界前提下, 以EHS总成本为目标函数, 包括购电、运维、碳交易、柔性负荷补偿成本, 见式 (25):

$$\min F = F_{\text{buy}} + F_{\text{op}} + F_{\text{CO}_2} + F_{\text{xq}}, \quad (25)$$

##### 1) 购电成本

$$F_{\text{buy}} = \delta_e \sum_{t=1}^T P_{\text{grid},t}, \quad (26)$$

式中:  $\delta_e$  为分时购电电价;  $P_{\text{grid},t}$  为向电网购电功率.

##### 2) 运维成本

$$\begin{aligned} F_{\text{op}} &= \sum_{t=1}^T (\alpha_{\text{wind}} P_{\text{wind},t} + \alpha_{\text{pv}} P_{\text{pv},t} + \alpha_{\text{PEM}} P_{\text{PEM},e,n,t} + \alpha_{\text{HFC}} P_{\text{HFC},e,t} \\ &\quad + \alpha_{\text{EHS}}^{\text{ba}} (P_{\text{EHS},\text{dis},t}^{\text{ba}} + P_{\text{EHS},\text{cha},t}^{\text{ba}}) + \alpha_{\text{EHS}}^{\text{HST}} (P_{\text{EHS},\text{dis},t}^{\text{HST}} + P_{\text{EHS},\text{cha},t}^{\text{HST}})), \end{aligned} \quad (27)$$

式中:  $\alpha_{\text{wind}}$ 、 $\alpha_{\text{pv}}$ 、 $\alpha_{\text{PEM}}$ 、 $\alpha_{\text{HFC}}$ 、 $\alpha_{\text{EHS}}^{\text{ba}}$ 、 $\alpha_{\text{EHS}}^{\text{HST}}$  为各设备运行与维护成本系数.

##### 3) 柔性负荷补偿成本

$$F_{\text{xq}} = \sum_{j=1}^2 (F_{\text{cut},j} + F_{\text{tra},j} + F_{\text{shift},j}), \quad (28)$$

式中:  $F_{\text{cut},j}$ 、 $F_{\text{tra},j}$ 、 $F_{\text{shift},j}$  为可消减、可转移、可平移负荷补偿成本;  $j$  为负荷类型.

##### 4) 碳交易成本

碳交易成本见式 (17).

#### 3.2 约束条件

##### 1) 可再生能源出力约束

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{\text{wind},t} \leq P_{\text{wind}}^{\text{max}}, \\ 0 &\leq P_{\text{pv},t} \leq P_{\text{pv}}^{\text{max}}, \end{aligned} \quad (29)$$

式中:  $P_{\text{wind}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{pv}}^{\text{max}}$  为风光预测值.

##### 2) 购能约束

$$0 \leq P_{\text{grid},t} \leq P_{\text{grid}}^{\text{max}}, \quad (30)$$

式中:  $P_{\text{grid}}^{\text{max}}$  为电网购电上限, 本文取1 000 kW.

##### 3) 燃料电池约束

$$\begin{aligned} P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\text{min}} &\leq P_{\text{H}_2,\text{HFC},t} \leq P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\text{max}}, \\ \Delta P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\text{min}} &\leq P_{\text{H}_2,\text{HFC},t} - P_{\text{H}_2,\text{HFC},t-1} \leq \Delta P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\text{max}}, \end{aligned} \quad (31)$$

式中:  $P_{H_2,HFC}^{\min}$ 、 $P_{H_2,HFC}^{\max}$  为氢燃料电池功率上下限;  $\Delta P_{H_2,HFC}^{\min}$ 、 $\Delta P_{H_2,HFC}^{\max}$  为氢燃料电池爬坡上下限.

#### 4) 储能设备运行约束

由文献[21]可知, 电储能同氢储能设备模型相似, 故本文对储能约束统一进行建模:

$$\begin{cases} U_{EHS,cha,t}^j P_{EHS,cha}^{j,\min} \leq P_{EHS,cha,t}^j \leq U_{EHS,cha,t}^j P_{EHS,cha}^{j,\max}, \\ U_{EHS,dis,t}^j P_{EHS,dis}^{j,\min} \leq P_{EHS,dis,t}^j \leq U_{EHS,dis,t}^j P_{EHS,dis}^{j,\max}, \\ E_{EHS}^{j,\min} \leq E_{EHS,t}^j \leq E_{EHS}^{j,\max}, \\ E_{EHS,1}^j = E_{EHS,24}^j, \\ U_{EHS,cha,t}^j + U_{EHS,dis,t}^j \in (0, 1), \end{cases} \quad (32)$$

式中:  $j$  为储能类型, 本文包括蓄电池 (ba) 和储氢罐 (HST).  $U_{EHS,cha,t}^j$ 、 $U_{EHS,dis,t}^j$  为  $t$  时刻储能设备电能、氢能充放状态变量, 当  $U_{EHS,cha,t}^j = 1$ 、 $U_{EHS,dis,t}^j = 1$  时表示电能、氢能充放进行,  $U_{EHS,cha,t}^j = 0$ 、 $U_{EHS,dis,t}^j = 0$  时表示电能、氢能充放停止;  $P_{EHS,cha}^{j,\min}$ 、 $P_{EHS,dis}^{j,\min}$  为第  $j$  类储能设备的充、放最小功率;  $P_{EHS,cha}^{j,\max}$ 、 $P_{EHS,dis}^{j,\max}$  为第  $j$  类储能设备的充、放最大功率;  $E_{EHS}^{j,\min}$ 、 $E_{EHS}^{j,\max}$  为储能设备容量上下限;  $E_{EHS,t}^j$  为第  $j$  类储能设备容量, kWh;  $E_{EHS,1}^j$ 、 $E_{EHS,24}^j$  为第  $j$  类储能设备调度周期内初始容量与末时容量.

#### 5) 电功率平衡约束

$$\begin{aligned} P_{grid,t} + P_{wind,t} + P_{pv,t} + P_{HFC,e,t} + P_{EHS,dis,t}^{ba} &= P_{PEM,e,n,t} + P_{load,e,t} + P_{EHS,cha,t}^{ba}, \\ P_{load,e,t} &= P_{base,e,t} + P_{shift,t} + P_{cut,t} + P_{tra,t}, \end{aligned} \quad (33)$$

式中:  $P_{wind,t}$ 、 $P_{pv,t}$  为  $t$  时刻风电、光伏发电功率, kW;  $P_{HFC,e,t}$  为  $t$  时刻氢燃料电池发电功率, kW;  $P_{EHS,cha,t}^{ba}$ 、 $P_{EHS,dis,t}^{ba}$  为  $t$  时刻蓄电池充、放电功率, kW;  $P_{PEM,e,n,t}$  为  $t$  时刻电解槽耗电功率, kW;  $P_{load,e,t}$  为  $t$  时刻的电负荷, kW.

#### 6) 氢功率平衡

$$\begin{aligned} P_{H_2,HFC,t} + P_{load,h_2,t} + P_{EHS,cha,t}^{HST} &= P_{PEM,h_2,n,t} + P_{EHS,dis,t}^{HST}, \\ P_{load,h_2,t} &= P_{base,h_2,t} + P_{cut,h_2,t} + P_{shift,h_2,t}, \end{aligned} \quad (34)$$

式中:  $P_{H_2,HFC,t}$  为  $t$  时刻氢燃料电池耗氢量;  $P_{load,h_2,t}$  为  $t$  时刻氢负荷;  $P_{PEM,h_2,n,t}$  为  $t$  时刻电解槽产氢量;  $P_{EHS,cha,t}^{HST}$ 、 $P_{EHS,dis,t}^{HST}$  为  $t$  时刻储氢罐充、放氢量.

#### 7) 可再生能源利用率

$$\eta = \frac{\sum_{t=1}^T (P_{wind,t} + P_{pv,t})}{\sum_{t=1}^T (P_{wind}^{\max} + P_{pv}^{\max})} \times 100\%, \quad (35)$$

式中:  $\eta$  为可再生能源利用率.

### 3.3 模型求解

本文构建的EHS低碳经济调度模型为混合整数非线性模型, 根据文献[22]对模型进行线性化处理, 将模型转换为混合整数线性规划模型, 然后在Matlab 2021b平台, 采用Yalmip调用Cplex求解器进行求解.

## 4 算例分析

### 4.1 数据来源

选取西北某一化工园区EHS开展算例分析, 调度时间步长为1 h, 调度周期为24 h. 某典型日风光出力, 电氢负荷预测曲线如图2所示, 光伏、风力、电负荷数据对应左侧纵坐标, 氢负荷数据对应右侧纵坐标. EHS的设备参数参考文献[22-23], 氢燃料电池爬坡约束参考文献[12,22], 设备具体参数见表1, 柔性负荷参数见表2. 采用分时电价: 1) 峰时段, 12时至15时、19时至21时, 1.2 CNY/kWh; 2) 平时段, 8时至11时、16时至18时, 0.68 CNY/kWh; 3) 谷时段, 0时至7时、22时至23时, 0.38 CNY/kWh.

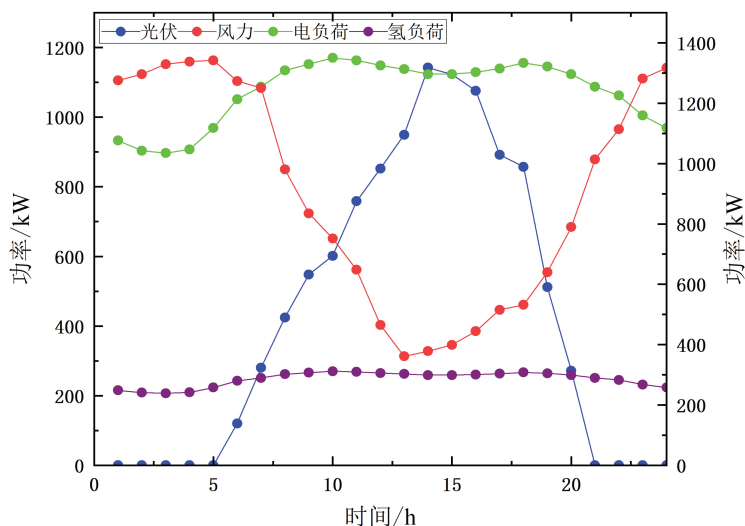


图 2 EHS风、光、电、氢负荷预测出力

表 1 EHS设备参数

设备	容量/kW	转换效率/%	爬坡率/%	成本系数/元
PEM	500	80	20	0.05
HFC	500	45	20	0.04
ba/kWh	450	-	20	0.02
HST/kWh	450	-	20	0.02

表 2 柔性负荷参数

参数	可平移电负荷1	可平移电负荷2	可平移氢负荷1	可平移氢负荷2	可转移电负荷	可转移氢负荷	可消减电负荷	可消减氢负荷
$\tau$	12:00	19:00	11:00	19:00	-	-	-	-
$t_d/h$	2	3	2	3	-	-	-	-
$F_{cost}^{shift}/(CNY/kWh)$	0.2	0.2	0.2	0.2	-	-	-	-
$T_{cut}^{min}/h$	-	-	-	-	-	-	2	2
$T_{cut}^{max}/h$	-	-	-	-	-	-	5	5
$F_{cost}^{tra}/(CNY/kWh)$	-	-	-	-	0.3	0.3	-	-
$F_{cost}^{cut}/(CNY/kWh)$	-	-	-	-	-	-	0.4	0.4

为验证柔性负荷、碳交易机制对EHS的影响, 设置以下4个情景来对比和分析结果. 情景1, 基础的EHS优化调度模型; 情景2, 在情景1基础上, 引入柔性氢负荷需求响应的EHS优化调度模型; 情景3, 同时考虑柔性电氢负荷需求响应EHS优化调度模型; 情景4, 在情景3基础上, 加入阶梯式碳交易机制的EHS优化调度模型.

### 4.2 优化结果分析

情景1的运行结果如表3所示, 电功率与氢功率平衡图如图3所示. 由表3可知, 情景2和3的总成本比情景1的总成本分别减少了266.354 1元、1 097.319 4元; 由于氢负荷较小, 单独考虑氢能柔性特性对系统总成本影响较小, 但同时考虑电负荷和氢负荷柔性特性对系统总成本影响较大. 与未考虑碳交易和柔性特性补偿情景1相比, 情景2的购能成本减少了272.287 8元, 情景3的购能成本减少了1 413.056 7元, 分别减少了7.8%、40.5%, 运维成本相差不明显; 情景4的减碳效果最好, 比情景1碳排放量减少了30.55%; 情景2比情景1碳排放量减少了176.76 kg, 情景3比情景1碳排放量减少了1 346.238 7 kg, 可见柔性负荷特性有助于提升EHS低碳性和经济效益. 主要是用户侧电氢柔性特性引导用户在保证自身电能和氢能的需求下提倡经济效益, 电价高时合理转移或降低电氢等负荷的需求, 减少上级电网购电量以获得碳减排效益, 提高系统经济性. 情景4的总成本虽略有提高, 但整体减碳效果最好. 由图3可知, 1时至5时, 由于电负荷需求较低, 由风电出力满足电负荷, 多余风电用来制氢. 14时至18时, 由于电负荷及氢负荷需求较高, 风光等新能源优先满足电负荷, 不足部分由上级购电量来补充.

表 3 各情景运行结果

	情景1	情景2	情景3	情景4
购能成本/CNY	3 491.386 0	3 219.098 2	2 078.329 3	2 078.329 3
运维成本/CNY	1 675.682 4	1 644.615 2	1 643.819 7	1 643.819 7
柔性补偿/CNY	-	37.0	347.6	347.6
碳交易成本/CNY	-	-	-	470.776 1
碳排放量/kg	4 987.411 6	4 810.651 9	3 641.172 9	3 463.528 4
总成本/CNY	5 167.068 4	4 900.714 3	4 069.749 0	4 538.525 1
可再生能源利用率/%	95.06	98.66	99.9	100

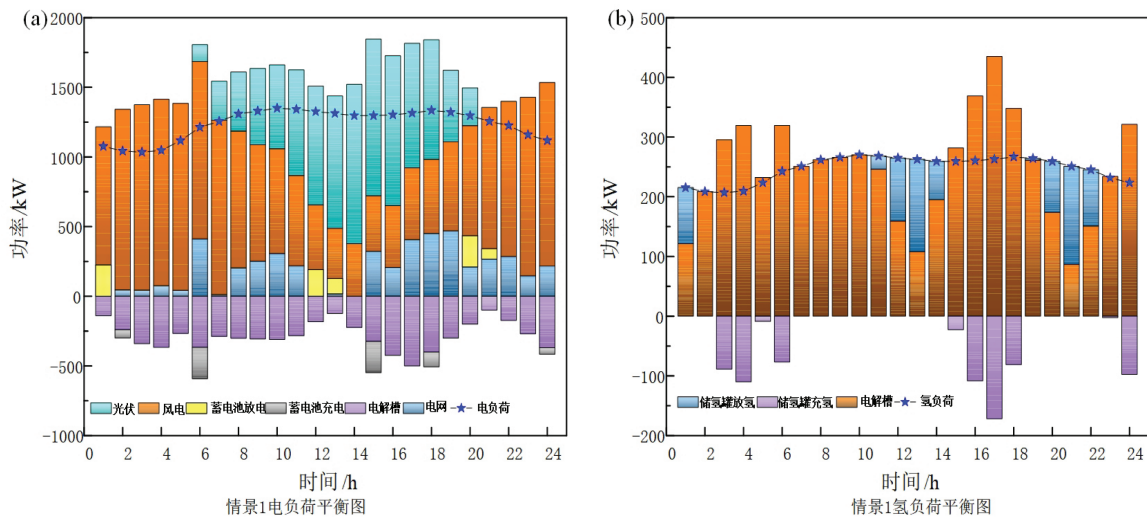


图 3 情景1电氢功率平衡图

### 4.3 碳交易价格对EHS运行的影响

情景4在柔性电氢负荷需求响应的基础上考虑阶梯式碳交易机制,总成本虽略有提高但减碳效果较好.碳交易机制基本参数的变化会影响EHS内部的运行情况.目前,大部分文献分析碳交易基价对系统的影响<sup>[3,12]</sup>.而其他参数(如基价 $\lambda$ 、增长率 $a$ 、区间长度 $l$ 等)对EHS的影响研究较少.对此,本文将根据以上3个参数( $\lambda$ 、 $a$ 、 $l$ )对EHS运行的影响进行分析,结果如图4所示.

由图4(a)可知,碳交易价格增长率 $a$ 的变化对运行成本有所影响,二者之间呈线性关系.为降低成本,EHS选择风电机组和光伏机组投入运行,减少上级电网购电量,达到减碳目的.

由图4(b)可知,区间长度 $l$ 对总运行成本也有所影响,随着区间长度增加,总成本减少.1 000~2 000 kg区间,总成本降低速度较快;2 000~3 000 kg区间,总成本降低速度较慢.

由图4(c)可知,碳交易基价 $\lambda$ 变化对系统也有所影响,一般 $\lambda$ 越高,系统碳排放权重越大,总成本也会越高,系统可以通过减少碳排放量来降低碳交易成本.

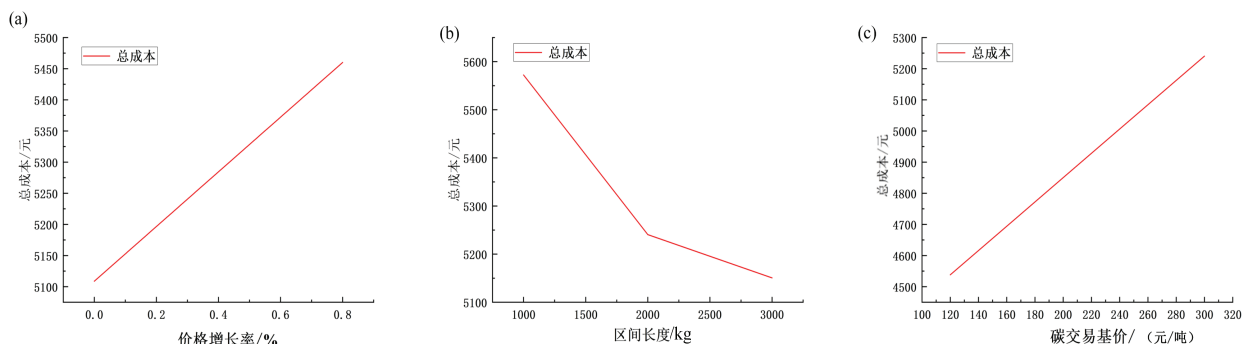


图 4 碳交易价格参数对EHS的影响

#### 4.4 柔性电氢负荷需求响应特性分析

为说明考虑柔性电氢负荷需求响应对系统运行的影响,对情景4中各设备运行情况进行分析.由图5可知,引入需求响应后,电负荷风电和光伏出力较少时段和电负荷高峰时段,通过负荷消减、转移、平移来优化电负荷,减少系统购电量和碳排放.5时至10时、19时至22时,氢负荷起到削峰填谷的作用.

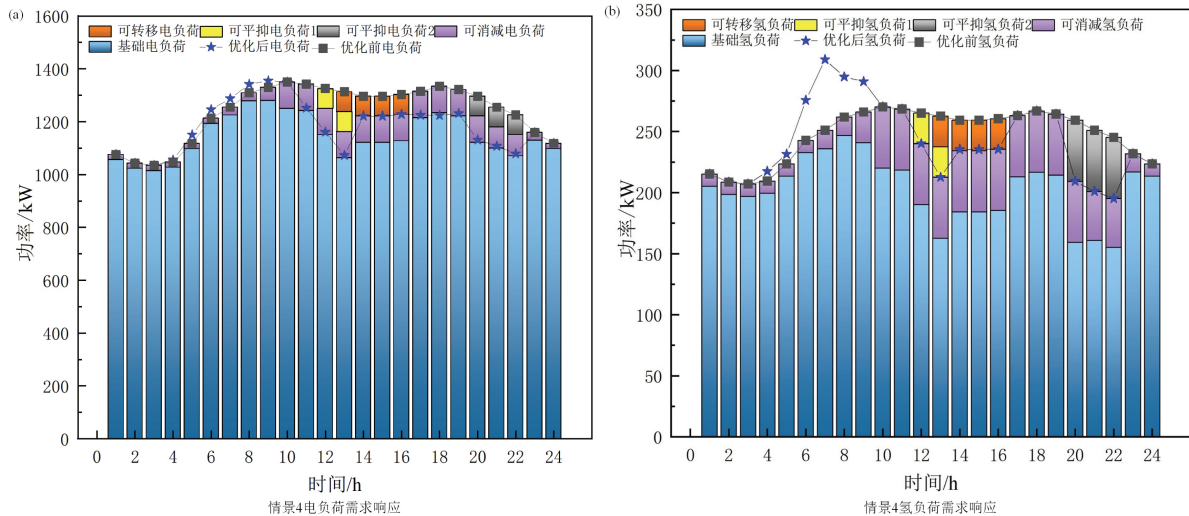


图5 情景4电氢负荷需求响应情况

与情景2相比,情景4同时考虑了电氢负荷的可转移、可消减、可转换特性需求响应,利用新能源出力来管理负荷.当风力足够大时,光伏出力低谷时期(0时至6时)以少量电氢负荷消减.10时至18时为电氢负荷高峰,部分柔性负荷消减转移到其他时间,使得系统总运行成本降低,提高系统经济性和能源利用率.

情景4同时考虑了电氢需求响应后的能源供需情况.由图6(a)可知,0时至5时为谷时电价时段,光伏出力不足,由风电机组提供电能;8时起为负荷高峰阶段,风光资源提供电能,剩余从上级电网和蓄电池补充;蓄电池在谷时电价时段进行充电,在峰时电价时段(19时至21时)进行放电;12时至20时,由于需求响应优化电负荷后向上级购电量减少,从而促进碳排放量减少.氢负荷由电解槽和储氢罐放氢来满足.由图6(b)可知,3时至6时,电解槽制氢量超过氢负荷需求,多余的氢由储氢罐储存.

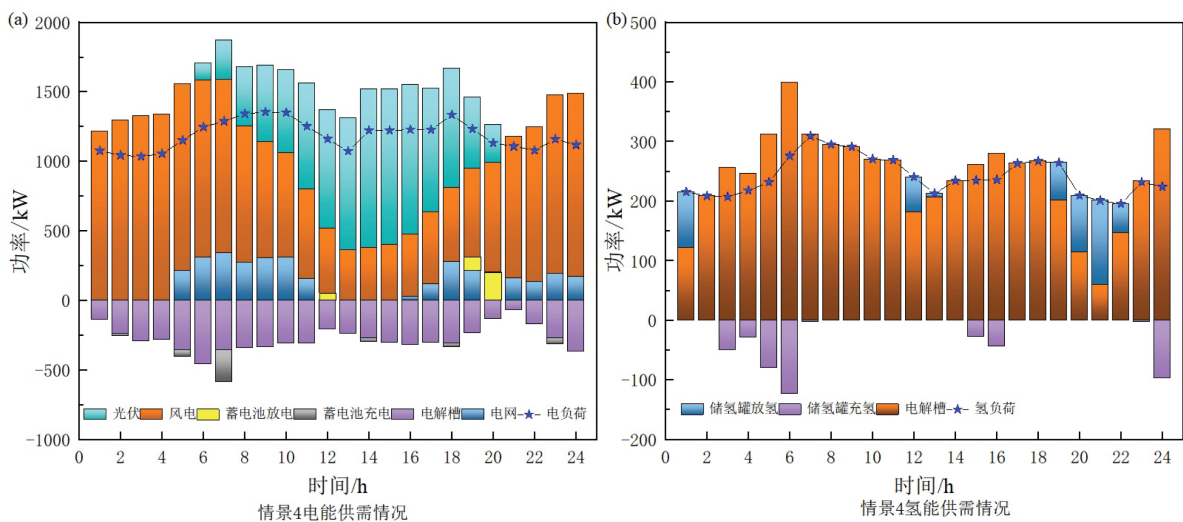


图6 情景4能源供需情况

## 5 结论

本文基于柔性电氢负荷需求响应机制和碳交易机制,建立了一种EHS低碳经济优化调度模型.通过对比不同情景下EHS的运行结果,得出以下结论:

1) 考虑源侧电解槽制氢方式,能够实现氢能的有效利用并提升夜间风电消纳率。

2) 在负荷侧引入可转移、可平移、可消减的电氢负荷,可提高系统运行灵活性,并进一步降低EHS碳排放量和经济成本。

3) 考虑需求响应和阶梯式碳交易机制后,系统的碳排放量降低了30%。

综上,考虑多种负荷柔性特性、碳交易机制不仅符合国家“双碳”目标,还可提升系统经济性和灵活性。后续工作主要从以下两方面展开:1) 由于风光等资源和电氢负荷都具有随机性和波动性,因此,可考虑源荷侧不确定性对EHS的影响。2) 电解槽及氢燃料电池的动态运行特性(如效率非线性、响应延迟等),对EHS运行灵活性有影响,为提高系统经济性,需针对电解槽、燃料电池效率波动及设备耦合特性,构建精细化动态模型以提升调度优化模型的精度。

## 参考文献:

- [1] 王维庆,李笑竹,褚龙浩. 大规模可再生能源发电友好并网与运行调控技术研究综述[J]. 新疆大学学报(自然科学版中英文), 2024, 41(2): 129-144+156.  
WANG W Q, LI X Z, CHU L H. A review of research on friendly grid connection and operation control technology for large scale renewable energy generation[J]. Journal of Xinjiang University(Natural Science Edition in Chinese and English), 2024, 41(2): 129-144+156. (in Chinese)
- [2] 孙惠娟,阙炜新,碰春华. 考虑电氢耦合和碳交易的电氢能源系统置信间隙鲁棒规划[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4477-4487.  
SUN H J, QUE W X, PENG C H. Confidence gap robust planning of electricity and hydrogen energy system considering electricity-hydrogen coupling carbon trading[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4477-4487. (in Chinese)
- [3] 王凌云,马奇伟,徐嘉阳. 基于MAS微电网的需求响应互动定价优化模型[J]. 可再生能源, 2017, 35(6): 905-911.  
WANG L Y, MA Q W, XU J Y. Demand response interactive pricing optimization model of microgrid based on MAS[J]. Renewable Energy Resources, 2017, 35(6): 905-911. (in Chinese)
- [4] 刘蓉晖,李子林,杨秀,等. 考虑用户侧柔性负荷的社区综合能源系统日前优化调度[J]. 太阳能学报, 2019, 40(10): 2842-2850.  
LIU R H, LI Z L, YANG X, et al. Optimal dispatch of community integrated energy system considering user-side flexible load[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2019, 40(10): 2842-2850. (in Chinese)
- [5] 袁铁江,孙传帅,谭捷,等. 考虑氢负荷的新型电力系统电源规划[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(17): 6316-6325.  
YUAN T J, SUN C S, TAN J, et al. Generation planning of new power system considering hydrogen load[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6316-6325. (in Chinese)
- [6] 胡荣,张宓璐,李振坤,等. 计及可平移负荷的分布式冷热电联供系统优化运行[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 715-721.  
HU R, ZHANG M L, LI Z K, et al. Optimal operation for CCHP system considering shiftable loads[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 715-721. (in Chinese)
- [7] 符杨,蒋一夔,李振坤,等. 计及可平移负荷的微网经济优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2612-2620.  
FU Y, JIANG Y L, LI Z K, et al. Optimal economic dispatch for microgrid considering shiftable loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2612-2620. (in Chinese)
- [8] WU Q L, LI C X. Economy-environment-energy benefit analysis for green hydrogen based integrated energy system operation under carbon trading with a robust optimization model[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 55: 105560.
- [9] GUO R, YE H W, ZHAO Y. Low carbon dispatch of electricity-gas-thermal-storage integrated energy system based on stepped carbon trading[J]. Energy Reports, 2022, 8: 449-455.
- [10] HUANG W J, ZHANG N, KANG C Q, et al. From demand response to integrated demand response: Review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(1): 12.
- [11] LEI D Y, ZHANG Z H, WANG Z J, et al. Long-term, multi-stage low-carbon planning model of electricity-gas-heat integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and CCS[J]. Energy, 2023, 280: 128113.
- [12] 胡俊杰,童宇轩,刘雪涛,等. 计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1419-1435.  
HU J J, TONG Y X, LIU X T, et al. Multi-time-scale robust optimization strategy for integrated energy system considering the refinement of hydrogen energy use[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1419-1435. (in Chinese)
- [13] GE L J, LIU H X, YAN J, et al. Optimal integrated energy system planning with DG uncertainty affine model and carbon emissions charges[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(2): 905-918.

- [14] 马腾飞, 吴俊勇, 郝亮亮, 等. 基于能源集线器的微能源网能量流建模及优化运行分析[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 179-186.  
MA T F, WU J Y, HAO L L, et al. Energy flow modeling and optimal operation analysis of micro energy grid based on energy hub[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 179-186. (in Chinese)
- [15] 李亚军, 何山, 胡兵, 等. 考虑最大效率的风光制氢系统容量配置及功率调控[J]. 电气传动, 2024, 54(10): 50-57.  
LI Y J, HE S, HU B, et al. Capacity configuration and power regulation of scenic hydrogen production system considering maximum efficiency[J]. Electric Drive, 2024, 54(10): 50-57. (in Chinese)
- [16] 苏昕, 徐立军, 胡兵. 考虑多变量因素影响的光伏PEM制氢系统建模与分析[J]. 太阳能学报, 2022, 43(6): 521-529.  
SU X, XU L J, HU B. Modelling and analysis of photovoltaic PEM hydrogen production system considering multivariable factors[J]. Acta Energeticae Solaris Sinica, 2022, 43(6): 521-529. (in Chinese)
- [17] 汪致洵, 林湘宁, 刘畅, 等. 基于光热电站水电联产的独立海岛综合供给系统容量优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(16): 5192-5203.  
WANG Z X, LIN X N, LIU C, et al. Optimal planning of integrated supply system in independent islands based on cogeneration of concentrating solar power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16): 5192-5203. (in Chinese)
- [18] 陈杨, 陈健, 张文, 等. 考虑电解槽和蓄电池寿命衰减特性的分布式电热氢系统优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 135-142.  
CHEN Y, CHEN J, ZHANG W, et al. Optimal scheduling strategy of distributed electric-thermo-hydrogen system considering lifetime decay characteristics of electrolytic cell and battery[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 135-142. (in Chinese)
- [19] 李亚峰, 王维庆, 寇洋, 等. 考虑绿证-碳联合交易与需求响应综合能源系统经济运行[J]. 太阳能学报, 2023, 44(11): 538-546.  
LI Y F, WANG W Q, KOU Y, et al. Considering green certificate-carbon joint trading and demand response integrated energy system economic operation[J]. Acta Energeticae Solaris Sinica, 2023, 44(11): 538-546. (in Chinese)
- [20] 王晗, 徐潇源, 严正. 考虑柔性负荷的多目标安全约束机组组合优化模型及求解[J]. 电网技术, 2017, 41(6): 1904-1911.  
WANG H, XU X Y, YAN Z. Multi-objective optimization of security constrained unit commitment model and solution considering flexible load[J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1904-1911. (in Chinese)
- [21] BIAN Y F, XIE L R, YE J H, et al. Peer-to-peer energy sharing model considering multi-objective optimal allocation of shared energy storage in a multi-microgrid system[J]. Energy, 2024, 288: 129864.
- [22] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48-55.  
CHEN J P, HU Z J, CHEN Y G, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55. (in Chinese)
- [23] 杜易达, 王迩, 谭忠富, 等. 电-碳-气-绿证市场耦合下的电氢耦合系统运行优化研究[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3121-3131.  
DU Y D, WANG E, TAN Z F, et al. Operation optimization of electro-hydrogen coupling system under coupling of electricity, carbon, gas and green card market[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3121-3131. (in Chinese)

责任编辑: 张自强