

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250027

# 计及动态绿证-碳排协同交易机制的含氢综合能源系统鲁棒优化调度

卢佳富<sup>1</sup>, 梁宁<sup>1</sup>, 徐慧慧<sup>2</sup>, 徐雅峯<sup>1</sup>, 尚应战<sup>1</sup>, 赵帅<sup>1</sup>

(1. 昆明理工大学电力工程学院, 云南 昆明 650500; 2. 国网甘肃省电力公司经济技术研究院, 甘肃 兰州 730050)

**摘要:** 在“双碳”背景下, 为进一步实现综合能源系统内低碳经济发展, 构建计及动态绿证-碳排协同交易机制的含氢综合能源系统鲁棒优化调度模型。首先, 基于市场流动商品及其价格的供需关系原理制定动态交易供需曲线, 并通过非线性价格映射函数量化每时段绿证-碳排转换系数, 从而建立计及奖惩特性的动态绿证-碳排协同交易机制。其次, 构建可逆固体氧化物电池双向灵活电制氢模型, 就地消纳新能源富余出力的同时, 提高系统调度灵活性。最后, 建立源荷不确定性模型, 将动态绿证-碳排协同交易机制引入计及可逆固体氧化物电池和源荷不确定性的含氢综合能源系统进行鲁棒优化调度。案例分析结果表明, 所提模型在降低碳排放的同时可提升系统运行的经济性。

**关键词:** 含氢综合能源系统; 交易供需曲线; 动态绿证-碳排协同交易机制; RSOC; 鲁棒优化调度

## Robust optimal dispatch of hydrogen-integrated energy systems considering dynamic green certificate-carbon emission cooperative trading mechanism

LU Jiafu<sup>1</sup>, LIANG Ning<sup>1</sup>, XU Huihui<sup>2</sup>, XU Yayin<sup>1</sup>, SHANG Yingzhan<sup>1</sup>, ZHAO Shuai<sup>1</sup>

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

2. Institute of Economic Technology, State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730050, China)

**Abstract:** Under the “dual-carbon” goal, to further promote the low-carbon economic development in integrated energy systems (IES), a robust optimal dispatch model of hydrogen-integrated energy system considering dynamic green certificate-carbon emission cooperative trading mechanism is constructed. First, based on the supply-demand relationship of tradable market commodities and their prices, dynamic trading supply-demand curves are formulated. A nonlinear price mapping function is introduced to quantify the time-varying conversion coefficients between green certificates and carbon emissions, thereby establishing a dynamic trading mechanism that reflects both reward and penalty characteristics. Second, a bidirectional flexible electro-hydrogen conversion model is developed using reversible solid oxide cells (RSOC), which enables local absorption of surplus renewable energy and enhances system scheduling flexibility. Finally, the source-load uncertainty model is established, and the dynamic green certificate-carbon emission cooperative trading mechanism is introduced into the robust optimal dispatch of hydrogen-integrated energy system considering RSOC and source-load uncertainties. Case study results show that the proposed model not only reduces carbon emissions but also improves system economic performance.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52167010).

**Key words:** hydrogen-integrated energy system; trading supply-demand curve; dynamic green certificate-carbon emission cooperative trading mechanism; RSOC; robust optimal dispatch

## 0 引言

碳交易机制(carbon trading mechanism, CTM)与绿证交易机制(green certificate trading, GCT)被认为

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52167010); 国家电网有限公司科技项目资助(W24FZ2730049, 52273023010C)

是可兼顾电力经济性和低碳环保性的有效手段, 能够有效激励市场参与者通过适宜的减碳行动, 实现碳排放总量的有效控制。含氢综合能源系统(integrated energy system, IES)作为碳市场、绿证市场交易的重要参与者, 可通过多能互补和电转氢等方式促进电力系统清洁化转型和节能减排<sup>[1-5]</sup>。因此, 如何协调含氢 IES 在相互耦合的碳-绿证市场中的综合调度效益最

优,是当下进一步推进减排任务亟需解决的问题。

目前,已有诸多学者在考虑 GCT 与 CTM 作用的基础上,对 IES 调度展开了研究。文献[6]在 IES 调度中考虑奖惩阶梯式 CTM 的作用,通过市场机制激励企业主动减少碳排放,以期获得碳交易的经济效益;文献[7]提出小时级 GCT 和 CTM,激励系统主动减少碳排放;文献[8]建立动态的 IES 碳交易模型,灵活捕捉碳交易市场的供需起伏。上述文献虽在 IES 优化调度中考虑 GCT 和计及供需关系的 CTM 作用,但大多为孤立或并行研究,对于两市场间的交互影响仍有待探索。

为此,诸多学者在 IES 调度中进一步考虑 GCT 与 CTM 的联合作用。文献[9]建立了考虑绿证-碳排等价交互的 IES 绿色调度模型,初步探索两市场的融合交易;文献[10]通过两市场基础交易价格联通阶梯绿证交易与碳交易,建立了考虑绿证-碳交易融合机制的含氢 IES 优化调度;文献[11]提出考虑绿证-碳交易的综合能源系统电-热-气协同低碳优化调度,实现系统的节能降碳。上述研究在 IES 调度中纳入了传统交易或阶梯交易方式下 GCT 与 CTM 间的相互影响分析,但未能提供动态的绿证-碳排协同交易市场供需价格信号以灵活引导企业或用户调整用电行为,从而达到减少供给侧碳排放的效果。此外,针对碳-绿证市场的耦合研究,较少考虑新能源出力的不确定性风险以及厘清不同时段绿电和绿证的碳排放责任抵扣能力。

电转氢技术是应对新能源出力不确定性的新兴技术之一<sup>[12-13]</sup>,可逆固体氧化物电池(reversible solid oxide cell, RSOC)具有发电效率高、高温余热可回收等优点<sup>[14]</sup>,能够实现双向电转氢<sup>[15]</sup>,是理想的终端电能替代有效途径之一<sup>[16]</sup>。因此,文献[17]构建了含 RSOC 的园区氢能 IES 鲁棒优化调度模型,以应对可再生能源出力波动性;文献[18]建立了 RSOC 设备的容量配置和经济调度模型,有效提升系统的经济效益;文献[19]建立电氢一体化能源 RSOC 和储氢库的非线性混合整数规划模型,提高电氢能源系统经济性和可靠性。上述研究虽然考虑了电氢双向能流以及 CTM 的作用,但并未进一步研究 RSOC 与碳-绿证交易联合运行对含氢 IES 优化调度灵活性的影响。

鉴于此,基于现有研究,本文首先建立了动态绿证-碳排协同交易机制,并利用该机制来反映碳市场与绿证市场实时的供需关系,促进碳市场与绿证市场的有效协同,并挖掘其与氢能相耦合对 IES 的低碳效益。其中,基于非线性价格映射函数量化每个时段绿证价格与碳价的关系,确定转换系数,实

现绿证-碳排动态协同交易,为碳-绿证市场耦合提供新思路。其次,构建以 RSOC 作为电-热-气-氢转换枢纽的含氢 IES,就地消纳新能源富余出力。最后,采用改进的鲁棒线性优化理论处理源荷不确定性带来的系统运行风险,建立计及动态绿证-碳排协同交易机制及 ROSC 的含氢 IES 鲁棒优化调度模型,通过案例仿真验证所提模型在挖掘系统运行低碳经济潜力以及降低系统运行风险的有效性。

## 1 动态绿证-碳排协同交易机理

### 1.1 计及奖惩特性的动态绿证交易机制

#### 1.1.1 绿证交易分析

现有绿证交易大都是以年为时间尺度运作,涵盖新能源配额的分配和履约过程,目前,绿证主要通过集中拍卖或双边协商等方式进行定价<sup>[20-21]</sup>。然而,这种定价方式导致了一个问题:以年度为周期的新能源配额要求,与电力系统每日、每小时的实时运行特性难以匹配,可能导致在考核期末因未达到配额指标而产生高额罚款。为引导未来新型电力系统更好地嵌入绿证交易,本文假设系统会根据新能源出力的季节性与日变化特性,提前分配不同时间段所需的新能源配额<sup>[22-23]</sup>,从而将绿证交易离散化为所需的细分时段。

#### 1.1.2 计及奖惩特性的动态绿证交易供需曲线

在交易中,单份绿证等同于 1 MW 的绿电,则系统所获得的绿证数量核算方法如式(1)所示。

$$N_{ob,t} = \frac{P_{WT,t} \Delta t}{1000} \quad (1)$$

式中:  $N_{ob,t}$  为  $t$  时刻系统获得的绿证数量;  $P_{WT,t}$  为  $t$  时刻系统风电机组出力;  $\Delta t$  为单位调度时段。

根据可再生能源配额机制<sup>[24]</sup>,企业或用户的发电、用电量必须有一部分来自新能源,则系统所需要的绿证数量计算公式为

$$N_{ne,t} = \frac{\chi_{GCT} P_{load,t} \Delta t}{1000} \quad (2)$$

式中:  $N_{ne,t}$  为  $t$  时刻系统需要的绿证数量;  $\chi_{GCT}$  为绿证配额系数;  $P_{load,t}$  为  $t$  时刻系统负荷需求量。

基于上述分析,系统参与 GCT 的绿证交易数量计算公式为

$$N_{GCT,t} = N_{ne,t} - N_{ob,t} \quad (3)$$

式中:  $N_{GCT,t}$  为  $t$  时刻参与绿证交易的绿证数量。

根据经济学原理,绿证需求量与其价格之间存在特定的关系,一般以线性函数的形式描述。考虑到目前我国绿证交易积极性不高,本文引入线性补偿系数,将单调惩罚线性函数转化为计及奖惩特性

的两阶段线性函数形式。计及奖惩特性的动态绿证交易供需曲线如图 1 所示。当绿证需求逐渐增大时, 绿证价格线性增高, 直至阈值区固定为惩罚性高价; 随着绿证出售量的增大, 相应提高绿证出售价格, 促进更多的参与者加入绿证交易, 从而增强绿证市场的流动性与活力。计及奖惩特性的动态绿证交易价格模型表示为

$$c_{GCT,t} = \begin{cases} c_{GCT}^{\min}, & -N_{GCT}^{\max} \geq N_{GCT,t} \\ k_1 N_{GCT,t} + c_{GCT}^{\min}, & -N_{GCT}^{\max} < N_{GCT,t} \leq 0 \\ k_2 N_{GCT,t} + c_{GCT}^{\min}, & 0 < N_{GCT,t} \leq N_{GCT}^{\max} \\ c_{GCT}^{\max}, & N_{GCT,t} > N_{GCT}^{\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $c_{GCT,t}$  为  $t$  时刻动态绿证交易价格;  $c_{GCT}^{\min}$  为绿证交易地板价;  $c_{GCT}^{\max}$  为绿证交易惩罚价;  $N_{GCT}^{\max}$  为绿证交易阈值;  $k_1$ 、 $k_2$  分别为绿证交易线性化函数 BC、CD 段的线性价格斜率。

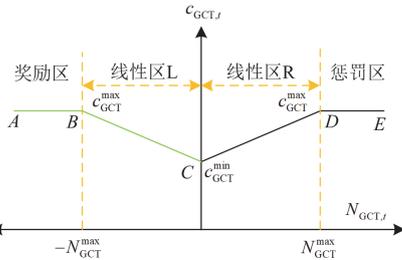


图 1 计及奖惩特性的动态绿证交易供需曲线

Fig. 1 Dynamic green certificate trading supply and demand curve considering reward and punishment characteristics

绿证交易阈值计算公式为

$$N_{GCT}^{\max} = \frac{(1 - \rho_{\text{com}}) E_{\text{IES},t}}{\theta_1} \quad (5)$$

式中:  $\rho_{\text{com}}$  为有偿碳配额占比<sup>[25]</sup>;  $E_{\text{IES},t}$  为  $t$  时刻系统碳配额;  $\theta_1$  为碳配额与绿证转换系数。

式(4)为多段函数耦合的连续非线性表达式, 无法在线性求解器中直接求解, 为此本文通过引入  $Q+1$  个连续型辅助变量  $[w_{1,t}, w_{2,t}, \dots, w_{Q+1,t}]$  与  $Q$  个二进制型辅助变量  $[z_{1,t}, z_{2,t}, \dots, z_{Q,t}]$ , 将其转换为式(6)所示的线性形式。

$$c_{GCT,t} = w_{1,t} c_{GCT,t}(b_1) + w_{2,t} c_{GCT,t}(b_2) + \dots + w_{Q+1,t} c_{GCT,t}(b_{Q+1}) \quad (6)$$

$$\begin{cases} w_{1,t} + w_{2,t} + \dots + w_{Q+1,t} = 1 \\ z_{1,t} + z_{2,t} + \dots + z_{Q,t} = 1 \\ N_{GCT,t} = w_{1,t} b_1 + w_{2,t} b_2 + \dots + w_{Q+1,t} b_{Q+1} \\ w_{1,t} \geq 0, w_{2,t} \geq 0, \dots, w_{Q+1,t} \geq 0 \\ w_{1,t} \leq z_{1,t}, w_{2,t} \leq z_{1,t} + z_{2,t}, \dots, w_{Q+1,t} \leq z_{Q,t} \end{cases} \quad (7)$$

式(7)中, 第一行实现函数的线性化; 第二行是对第一行的约束, 使其在  $N_{GCT,t}$  的取值范围内;  $[b_1, b_2, \dots, b_{Q+1}]$  为  $Q+1$  个分段点。

## 1.2 计及奖惩特性的动态碳交易机制

### 1.2.1 碳交易分析

CTM 是一种基于经济激励促进碳减排的市场机制。为实现 CTM 与含氢 IES 未来调度的一体化, 本节假设根据生产的季节周期和日周期提前分配含氢 IES 允许的碳排放配额总量, 且不同时间段的碳排放配额不同, 从而将 CTM 离散化为与含氢 IES 相同的时间尺度<sup>[26]</sup>。

### 1.2.2 计及奖惩特性的动态碳交易供需曲线

与传统 CTM 仅涉及发电环节碳排放不同, 本文采用生命周期评价方法, 量化分析含氢 IES 中风电(wind turbine, WT)、热电联产机组(combined heat and power, CHP)、燃气锅炉(gas boiler, GB)等不同能源转换链的碳排放情况, 计算出标准化的碳排放因子<sup>[27]</sup>。碳排放及碳配额模型表示为

$$\begin{cases} E_{C,t} = a_1 P_{\text{buy},t}^e + a_2 (P_{\text{CHP},t}^e + P_{\text{CHP},t}^h + P_{\text{GB},t}^h) + a_3 P_{\text{WT},t} \\ E_{\text{IES},t} = \chi_1 P_{\text{buy},t}^e + \chi_2 (P_{\text{CHP},t}^e + P_{\text{CHP},t}^h + P_{\text{GB},t}^h) + \chi_3 P_{\text{WT},t} \\ E_{\text{CEA},t} = E_{C,t} - E_{\text{IES},t} \\ E_{\text{CEA}}^{\max} = \rho_{\text{com}} E_{\text{IES},t} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $E_{C,t}$  为  $t$  时刻系统实际碳排放量;  $P_{\text{buy},t}^e$  为  $t$  时刻系统购电功率;  $P_{\text{CHP},t}^e$ 、 $P_{\text{CHP},t}^h$  分别为  $t$  时刻 CHP 输出的电、热功率;  $P_{\text{GB},t}^h$  为  $t$  时刻 GB 的产热功率;  $a_1$  为上级购电碳排放参数;  $a_2$  为耗天然气设备碳排放参数;  $a_3$  为考虑生命周期评价法的风电碳排放参数;  $\chi_1$  为上级购电碳排放配额参数;  $\chi_2$  为耗天然气设备碳排放配额参数;  $\chi_3$  为考虑生命周期评价法的风电碳排放配额参数;  $E_{\text{CEA},t}$  为  $t$  时刻参与碳市场的碳配额交易量;  $E_{\text{CEA}}^{\max}$  为可购买的有偿碳配额最大值。

类似于动态绿证交易供需曲线, 动态碳交易供需曲线实时反映了碳市场的碳价形成机制, 则计及奖惩特性的动态碳交易价格模型可以表示为

$$c_{\text{CTM},t} = \begin{cases} c_{\text{CTM}}^{\min}, & E_{\text{CEA},t} \leq -E_{\text{CEA}}^{\max} \\ k_3 E_{\text{CEA},t} + c_{\text{CTM}}^{\min}, & -E_{\text{CEA}}^{\max} < E_{\text{CEA},t} \leq 0 \\ k_4 E_{\text{CEA},t} + c_{\text{CTM}}^{\min}, & 0 < E_{\text{CEA},t} \leq E_{\text{CEA}}^{\max} \\ c_{\text{CTM}}^{\max}, & E_{\text{CEA},t} > E_{\text{CEA}}^{\max} \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $c_{\text{CTM},t}$  为  $t$  时刻动态碳交易价格;  $c_{\text{CTM}}^{\min}$  为碳交易地板价;  $c_{\text{CTM}}^{\max}$  为碳交易惩罚价;  $k_3$ 、 $k_4$  为碳交易线性化函数的线性价格斜率。其中, 对于式(9)的线

性化同式(4), 在此不做赘述。

### 1.3 计及奖惩特性的动态绿证-碳排协同交易机制

在明确绿证环境权益后, 离散化碳市场、绿证市场为需要的细分时段, 协同两市场的交易时间尺度, 然后根据绿证对应的碳排放抵消量, 在碳交易考核时段抵消一部分碳排放责任, 间接影响碳市场。同时, 基于自然对数的非线性价格映射函数量化每时段绿证价格和碳价确定绿证-碳配额转换关系, 重新参与两市场的动态交易, 因此, 本文基于绿证的供需关系与交易价格建立 GCT 与 CTM 联动机制, 实现动态交互, 降低二者交易成本。动态绿证-碳排协同交易详细步骤如下。

#### 1) 碳-绿证市场多时间尺度协同交易

将绿证交易、碳交易时间尺度离散化为与电力系统时间尺度一致。含氢 IES 同时进行单个时段内绿证市场和碳市场中的交易计划, 实现同一时间尺度上的碳-绿证交易, 示意图如图 2 所示。

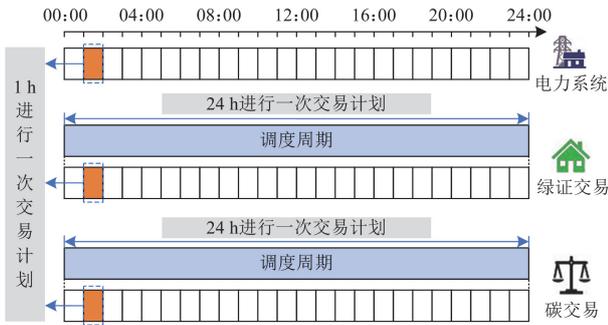


图 2 碳-绿证市场多时间尺度协同交易

Fig. 2 Multi-time scale collaborative trading in carbon-green certificate market

#### 2) 计算绿证数量及其背后的碳减排量

通过含氢 IES 生产或消耗的绿电确定绿证数量, 并对比传统能源发电与新能源发电所产生的碳排放量, 得到绿证背后所代表的碳减排量, 从而为每个绿证赋予明确的环境价值。

#### 3) 确定绿色权益归属

为避免使用绿证抵扣碳排放过程中绿电与绿证环境权益的重复计算, 根据“环境权益认证唯一性”的原则<sup>[28]</sup>, 当电力企业或用户进行绿电交易时, 该部分绿电所附带的绿证相当于自动由该电力企业或用户收购。此时, 绿证和绿电“证电合一”, 即在交易过程中同时购买了绿电的能量价值和环境价值。当电力企业或用户单纯购买绿证时, 绿电和绿证“证电分离”, 此时, 相当于仅购买了绿电的环境价值。

4) 基于自然对数的非线性价格映射函数确定转换系数

式(10)根据实时绿证价格及碳价的关系, 确定转换系数, 得到转换后的绿证及碳配额数量重新参与到绿证市场、碳市场中进行交易, 实现动态绿证-碳排协同交易。

$$\theta_1 = \omega(e^{-(c_{GCT,t}/c_{GCT}^{\max})} + e^{c_{CTM,t}/c_{CTM}^{\max}}) \quad (10)$$

式中:  $\omega$  为量化程度系数。

5) 计算含氢 IES 考虑动态绿证-碳排协同交易后的绿证及碳配额交易量

$$N_{GCT,t} = N_{GCT,t} - N_{trans,t} \quad (11)$$

$$E_{CEA,t} = E_{CEA,t} - \theta_1 N_{trans,t} - \varphi_2 N_{ne,t} \quad (12)$$

式中:  $N_{trans,t}$  为参与转换的绿证数量;  $\varphi_2$  为绿证背后对应的碳减排量系数。式(11)表示减去转换的绿证后参与绿证市场的绿证交易量, 式(12)表示计及实时绿证碳抵扣后参与碳市场的碳配额交易量。

## 2 含氢 IES 相关设备建模

### 2.1 RSOC 模型

RSOC 的能量转换过程可分为固体氧化物燃料电池(solid oxide fuel cell, SOFC)模式与固体氧化物电解池(solid oxide electrolytic cell, SOEC)模式, 其可在负荷高峰期工作于 SOFC 模式, 利用储氢设备储存的氢气, 通过氢电转换进行负荷削峰, 缓解用电高峰期耗天然气设备的高碳排, 从而提升碳交易收益。在负荷低谷时, RSOC 工作于 SOEC 模式, 将新能源富余出力及低收益电能转换为氢气, 提高新能源利用率, 从而增加从国家可再生能源信息管理中心核发的绿证量, 提高绿证收益。RSOC 模型如式(13)所示。

$$\begin{cases} P_{SOEC,t}^{H_2} = \eta_{SOEC} P_{SOEC,t} \\ P_{SOFC,t}^c = \eta_{SOFC}^c P_{SOFC,t}^{H_2} \\ P_{SOFC,t}^h = \eta_{SOFC}^h P_{SOFC,t}^{H_2} \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{SOEC,t} \leq P_{SOEC}^{\max} \\ \Delta P_{SOEC}^{\min} \leq P_{SOEC,t+1} - P_{SOEC,t} \leq \Delta P_{SOEC}^{\max} \\ 0 \leq P_{SOFC,t}^{H_2} \leq P_{SOFC}^{H_2,\max} \\ \Delta P_{SOFC}^{H_2,\min} \leq P_{SOFC,t+1}^{H_2} - P_{SOFC,t}^{H_2} \leq \Delta P_{SOFC}^{H_2,\max} \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $P_{SOEC,t}^{H_2}$ 、 $P_{SOEC,t}$  分别为  $t$  时刻 SOEC 模式产氢功率、耗电功率;  $P_{SOFC,t}^c$ 、 $P_{SOFC,t}^h$ 、 $P_{SOFC,t}^{H_2}$  分别为  $t$  时刻 SOFC 模式产电功率、产热功率及耗氢功率;  $\eta_{SOEC}$  为 SOEC 模式产氢效率;  $\eta_{SOFC}^c$ 、 $\eta_{SOFC}^h$  分别为 SOFC 模式产电及产热效率;  $P_{SOEC}^{\max}$ 、 $P_{SOFC}^{H_2,\max}$  分别为 RSOC 的最大耗电、耗氢功率;  $\Delta P_{SOEC}^{\max}$ 、 $\Delta P_{SOEC}^{\min}$  分别为 SOEC 模式爬坡功率上、下限;  $\Delta P_{SOFC}^{H_2,\max}$ 、

$\Delta P_{\text{SOFC}}^{\text{H}_2, \min}$  分别为 SOFC 模式爬坡功率上、下限。

## 2.2 源荷不确定模型

新能源出力和负荷功率由预测值与偏差值两部分构成<sup>[29]</sup>。国内允许的偏差值为 20%以内, 本文取 15%。考虑不确定性条件的源荷模型表示为

$$\begin{cases} P_{\text{WT},t} \in \{P_{\text{WT},t}^{\text{re}} - \Gamma_{\text{WT}} \Delta P_{\text{WT},t}^{\text{re}}, P_{\text{WT},t}^{\text{re}} + \Gamma_{\text{WT}} \Delta P_{\text{WT},t}^{\text{re}}\} \\ P_{\text{load},t}^{\text{e},0} \in \{P_{\text{load},t}^{\text{e, re}} - \Gamma_{\text{load}}^{\text{e}} \Delta P_{\text{load},t}^{\text{e, re}}, P_{\text{load},t}^{\text{e, re}} + \Gamma_{\text{load}}^{\text{e}} \Delta P_{\text{load},t}^{\text{e, re}}\} \\ P_{\text{load},t}^{\text{h},0} \in \{P_{\text{load},t}^{\text{h, re}} - \Gamma_{\text{load}}^{\text{h}} \Delta P_{\text{load},t}^{\text{h, re}}, P_{\text{load},t}^{\text{h, re}} + \Gamma_{\text{load}}^{\text{h}} \Delta P_{\text{load},t}^{\text{h, re}}\} \\ P_{\text{load},t}^{\text{g},0} \in \{P_{\text{load},t}^{\text{g, re}} - \Gamma_{\text{load}}^{\text{g}} \Delta P_{\text{load},t}^{\text{g, re}}, P_{\text{load},t}^{\text{g, re}} + \Gamma_{\text{load}}^{\text{g}} \Delta P_{\text{load},t}^{\text{g, re}}\} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{load},t}^{\text{e},0}$ 、 $P_{\text{load},t}^{\text{h},0}$ 、 $P_{\text{load},t}^{\text{g},0}$  分别为  $t$  时刻系统电负荷、热负荷及气负荷功率;  $P_{\text{WT},t}^{\text{re}}$ 、 $P_{\text{load},t}^{\text{e, re}}$ 、 $P_{\text{load},t}^{\text{h, re}}$ 、 $P_{\text{load},t}^{\text{g, re}}$  分别为  $t$  时刻系统风电机组出力、电负荷、热负荷和气负荷预测值;  $\Delta P_{\text{WT},t}^{\text{re}}$ 、 $\Delta P_{\text{load},t}^{\text{e, re}}$ 、 $\Delta P_{\text{load},t}^{\text{h, re}}$ 、 $\Delta P_{\text{load},t}^{\text{g, re}}$  分别为  $t$  时刻系统风电机组出力、电负荷、热负荷及气负荷偏差值;  $\Gamma_{\text{WT}}$ 、 $\Gamma_{\text{load}}^{\text{e}}$ 、 $\Gamma_{\text{load}}^{\text{h}}$ 、 $\Gamma_{\text{load}}^{\text{g}}$  为鲁棒调节参数。

本文采用鲁棒线性优化理论<sup>[30-31]</sup>处理源荷不确定性。考虑到经济性与鲁棒性的关系, 同时为增强鲁棒调节系数的灵敏性, 在实际调度过程中, 引入对不确定性的约束条件, 以调整和限定不确定性因素在预设区间内可能达到极值的时段数。基于改进的鲁棒线性优化理论进行处理得到的鲁棒对等模型如式(16)所示。

$$\begin{cases} P_{\text{WT},t} + \Gamma_{\text{WT}} v_{\text{WT},t} + q_{\text{WT},t} \leq P_{\text{WT},t}^{\text{re}} \\ P_{\text{load},t}^{\text{e},0} - \Gamma_{\text{load}}^{\text{e}} v_{\text{load},t}^{\text{e}} - q_{\text{load},t}^{\text{e}} \geq P_{\text{load},t}^{\text{e, re}} \\ P_{\text{load},t}^{\text{h},0} - \Gamma_{\text{load}}^{\text{h}} v_{\text{load},t}^{\text{h}} - q_{\text{load},t}^{\text{h}} \geq P_{\text{load},t}^{\text{h, re}} \\ P_{\text{load},t}^{\text{g},0} - \Gamma_{\text{load}}^{\text{g}} v_{\text{load},t}^{\text{g}} - q_{\text{load},t}^{\text{g}} \geq P_{\text{load},t}^{\text{g, re}} \\ v_{\text{WT},t} + q_{\text{WT},t} \geq \Delta P_{\text{WT},t}^{\text{re}} y_{\text{WT},t} \\ v_{\text{load},t}^{\text{e}} + q_{\text{load},t}^{\text{e}} \geq \Delta P_{\text{load},t}^{\text{e, re}} y_{\text{load},t}^{\text{e}} \\ v_{\text{load},t}^{\text{h}} + q_{\text{load},t}^{\text{h}} \geq \Delta P_{\text{load},t}^{\text{h, re}} y_{\text{load},t}^{\text{h}} \\ v_{\text{load},t}^{\text{g}} + q_{\text{load},t}^{\text{g}} \geq \Delta P_{\text{load},t}^{\text{g, re}} y_{\text{load},t}^{\text{g}} \\ v_{\text{WT},t}, q_{\text{WT},t}, v_{\text{load},t}^{\text{e}}, q_{\text{load},t}^{\text{e}}, v_{\text{load},t}^{\text{h}}, \\ q_{\text{load},t}^{\text{h}}, v_{\text{load},t}^{\text{g}}, q_{\text{load},t}^{\text{g}} \geq 0 \\ \tau_{\text{WT}} \geq \sum_{t=1}^T y_{\text{WT},t}, \tau_{\text{load}}^{\text{e}} \geq \sum_{t=1}^T y_{\text{load},t}^{\text{e}} \\ \tau_{\text{load}}^{\text{h}} \geq \sum_{t=1}^T y_{\text{load},t}^{\text{h}}, \tau_{\text{load}}^{\text{g}} \geq \sum_{t=1}^T y_{\text{load},t}^{\text{g}} \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $v_{\text{WT},t}$ 、 $q_{\text{WT},t}$ 、 $v_{\text{load},t}^{\text{e}}$ 、 $q_{\text{load},t}^{\text{e}}$ 、 $v_{\text{load},t}^{\text{h}}$ 、 $q_{\text{load},t}^{\text{h}}$ 、 $v_{\text{load},t}^{\text{g}}$ 、 $q_{\text{load},t}^{\text{g}}$  为引入的辅助变量;  $y_{\text{WT},t}$ 、 $y_{\text{load},t}^{\text{e}}$ 、 $y_{\text{load},t}^{\text{h}}$ 、 $y_{\text{load},t}^{\text{g}}$  为二进制变量, 取 0 时表示未取不确定参数,

取 1 时表示不确定参数取到不确定集合的极值;  $T$  为调度周期;  $\tau_{\text{WT}}$ 、 $\tau_{\text{load}}^{\text{e}}$ 、 $\tau_{\text{load}}^{\text{h}}$ 、 $\tau_{\text{load}}^{\text{g}}$  为不确定度。

CHP 模型、综合需求响应(demand respond, DR)模型、储能模型、GB 模型以及氢燃料电池汽车模型详细参见文献[32-34]。

## 3 计及动态绿证-碳排协同交易机制的含氢 IES 鲁棒优化调度模型

### 3.1 目标函数

本文以含氢 IES 碳交易成本  $F_{\text{CTM}}$ 、绿证交易成本  $F_{\text{GCT}}$ 、购能成本  $F_{\text{buy}}$ 、设备维护成本  $F_{\text{M}}$ 、弃风成本  $F_{\text{CW}}$  及 DR 成本  $F_{\text{DR}}$  之和  $F$  最小为优化目标进行鲁棒优化调度, 模型如式(17)所示。

$$\begin{cases} F = \min(F_{\text{CTM}} + F_{\text{GCT}} + F_{\text{buy}} + F_{\text{M}} + F_{\text{CW}} + F_{\text{DR}}) \\ \text{s.t. 式(16)} \end{cases} \quad (17)$$

碳交易成本、绿证交易成本、购能成本、设备维护成本、弃风成本、DR 成本分别表示为

$$F_{\text{CTM}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{CTM},t} E_{\text{CEA},t}) \quad (18)$$

$$F_{\text{GCT}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{GCT},t} N_{\text{GCT},t}) \quad (19)$$

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{buy}}^{\text{e}} P_{\text{buy},t}^{\text{e}} + c_{\text{buy}}^{\text{g}} P_{\text{buy},t}^{\text{g}}) \quad (20)$$

$$F_{\text{M}} = \sum_{t=1}^T \left( c_{\text{CHP}}^{\text{M}} P_{\text{CHP},t}^{\text{e}} + c_{\text{RSOC}}^{\text{M}} (P_{\text{SOEC},t} + P_{\text{SOFC},t}^{\text{e}}) + c_{\text{GB}}^{\text{M}} P_{\text{GB},t}^{\text{h}} + c_{\text{WT}}^{\text{M}} P_{\text{WT},t} \right) \quad (21)$$

$$F_{\text{CW}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{CW}} P_{\text{CW},t}) \quad (22)$$

$$F_{\text{DR}} = \sum_{t=1}^T (c_{\text{cut}} P_{i,t,\text{par}}^{\text{cut}} + c_{\text{tra}} P_{i,t,\text{par}}^{\text{tra}}) \quad (23)$$

式中:  $c_{\text{buy}}^{\text{e}}$  为购电电价;  $c_{\text{buy}}^{\text{g}}$  为购气气价;  $P_{\text{buy},t}^{\text{e}}$  为  $t$  时刻系统购天然气功率;  $c_{\text{CHP}}^{\text{M}}$ 、 $c_{\text{RSOC}}^{\text{M}}$ 、 $c_{\text{GB}}^{\text{M}}$ 、 $c_{\text{WT}}^{\text{M}}$  分别为 CHP、RSOC、GB 和风电机组单位维护成本;  $c_{\text{CW}}$  为单位弃风惩罚成本;  $P_{\text{CW},t}$  为  $t$  时刻弃风功率;  $c_{\text{cut}}$  为参与纵向 DR 成本系数;  $c_{\text{tra}}$  为参与横向 DR 成本系数;  $P_{i,t,\text{par}}^{\text{cut}}$ 、 $P_{i,t,\text{par}}^{\text{tra}}$  分别为  $t$  时刻第  $i$  种负荷参与纵向 DR 与横向 DR 的负荷量。其中, 式(18)、式(19)为多个连续变量相乘的非线性表达式, 因此本文采用二进制扩展法对其进行线性化处理, 详细步骤如下。

以式(18)为例, 设变量  $c_{\text{CTM},t}$  和  $E_{\text{CEA},t}$  取值范围分别为  $[c_{\text{CTM},t}^{\min}, c_{\text{CTM},t}^{\max}]$  和  $[E_{\text{CEA},t}^{\min}, E_{\text{CEA},t}^{\max}]$ , 使用  $2^K$  个离散单元对  $E_{\text{CEA},t}$  进行离散处理,  $K$  值越大, 效果越

好, 但效率越慢, 如式(24)所示。

$$E_{CEA,t} = E_{CEA,t}^{\min} + \Delta E_{CEA,t} \sum_{k=1}^K 2^{k-1} u_k \quad (24)$$

式中:  $u_k$  为二进制变量;  $\Delta E_{CEA,t}$  为离散单元, 表达式为

$$\Delta E_{CEA,t} = \frac{E_{CEA,t}^{\max} - E_{CEA,t}^{\min}}{2^K} \quad (25)$$

由式(24)、式(25)可得出  $F_{CTM}$  近似表达式为

$$F_{CTM} = \sum_{t=1}^T \left( c_{CTM,t} E_{CEA,t}^{\min} + \Delta E_{CEA,t} \sum_{k=1}^K 2^{k-1} c_{CTM,t} u_k \right) \quad (26)$$

令  $\gamma_k = c_{CTM,t} u_k$ , 则  $F_{CTM}$  近似线性化表达式可表示为

$$\begin{cases} F_{CTM} = \sum_{t=1}^T \left( c_{CTM,t} E_{CEA,t}^{\min} + \Delta E_{CEA,t} \sum_{k=1}^K 2^{k-1} \gamma_k \right) \\ c_{CTM,t} - \gamma_k \geq c_{CTM,t}^{\min} (1 - u_k) \\ c_{CTM,t} - \gamma_k \leq c_{CTM,t}^{\max} (1 - u_k) \\ c_{CTM,t}^{\min} u_k \leq \gamma_k \leq c_{CTM,t}^{\max} u_k \end{cases} \quad (27)$$

对于式(19)的线性化过程同理, 在此不做赘述。

### 3.2 约束条件

#### 1) 电功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{buy,t}^c + P_{CHP,t}^c + P_{WT,t}^c + P_{SOFC,t}^c = \\ P_{load,t}^c + P_{SOEC,t}^c + P_{e,t}^{cha} - P_{e,t}^{dis} \\ 0 \leq P_{buy,t}^c \leq P_{buy}^{c,max} \end{cases} \quad (28)$$

式中:  $P_{load,t}^c$  为  $t$  时刻系统 DR 后电负荷;  $P_{e,t}^{cha}$  为  $t$  时刻电储储存的电功率;  $P_{e,t}^{dis}$  为  $t$  时刻电储放出的电功率;  $P_{buy}^{c,max}$  为系统购电功率限值。

#### 2) 热功率平衡约束

$$P_{CHP,t}^h + P_{GB,t}^h + P_{SOFC,t}^h = P_{load,t}^h + P_{h,t}^{cha} - P_{h,t}^{dis} \quad (29)$$

式中:  $P_{load,t}^h$  为  $t$  时刻系统 DR 后热负荷;  $P_{h,t}^{cha}$  为  $t$  时刻热储储存的热功率;  $P_{h,t}^{dis}$  为  $t$  时刻热储放出的热功率。

#### 3) 气功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{buy,t}^g + P_{mix,t}^{H_2} = P_{load,t}^g + P_{CHP,t}^g + P_{GB,t}^g + P_{g,t}^{cha} - P_{g,t}^{dis} \\ 0 \leq P_{buy,t}^g \leq P_{buy}^{g,max} \end{cases} \quad (30)$$

式中:  $P_{mix,t}^{H_2}$  为  $t$  时刻系统掺氢功率;  $P_{load,t}^g$  为  $t$  时刻系统 DR 后气负荷;  $P_{CHP,t}^g$  为  $t$  时刻 CHP 耗气功率;  $P_{GB,t}^g$  为  $t$  时刻 GB 耗气功率;  $P_{g,t}^{cha}$  为  $t$  时刻气储储气功率;  $P_{g,t}^{dis}$  为  $t$  时刻气储放气功率;  $P_{buy}^{g,max}$  为系统购

气功率限值。

#### 4) 氢功率平衡约束

$$P_{SOEC,t}^{H_2} = P_{SOFC,t}^{H_2} + P_{mix,t}^{H_2} + P_{H_2,t}^{cha} - P_{H_2,t}^{dis} \quad (31)$$

式中:  $P_{H_2,t}^{cha}$  为  $t$  时刻氢储储存的氢功率;  $P_{H_2,t}^{dis}$  为  $t$  时刻氢储放出的氢功率。

## 4 案例分析

本文案例以图 3 含氢 IES 架构为基础构造, 设置调度周期为 24 h 进行验证。该系统包含多类型“源网荷储”, 实现电、热、气、氢 4 种能源互补。WT、GB、CHP 构成含氢 IES 的能源供给侧, 满足负荷需求; RSOC 实现含氢 IES 内不同能源之间的耦合; 氢燃料电池汽车、储电装置、储热装置、储气装置构成含氢 IES 储能部分。其中, 常规相关设备参数及分时电价信息可参考文献[27, 32], 相关参数见附录 A 表 A1, 原始负荷及风电出力预测曲线见附录 A 图 A1。

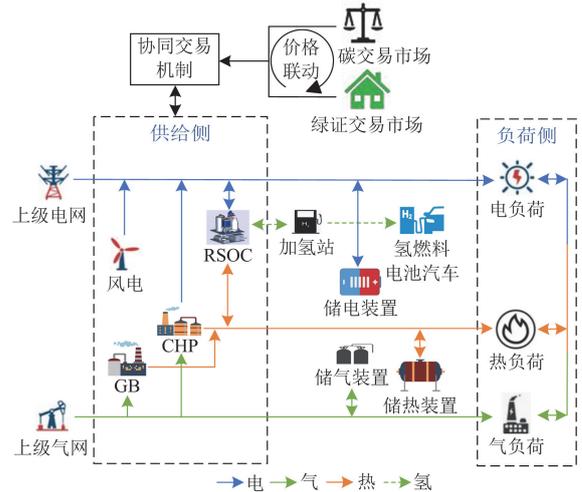


图 3 含氢 IES 架构

Fig. 3 Hydrogen-contained IES architecture

### 4.1 各场景调度结果分析

为验证本文所提模型的有效性, 设置 4 种场景进行对比分析。场景 1 为考虑传统碳交易与绿证交易机制并行的含氢 IES 鲁棒优化调度; 场景 2 为考虑传统碳-绿证交易机制交互的含氢 IES 鲁棒优化调度; 场景 3 为考虑动态碳交易机制与动态绿证交易机制并行的含氢 IES 鲁棒优化调度; 场景 4 为考虑动态绿证-碳排协同交易机制的含氢 IES 鲁棒优化调度。以鲁棒调节参数为 0.5、不确定度为 18 的调度结果为例, 计及不确定性条件前后电负荷及风电预测出力曲线如附录 A 图 A2 所示, 计及不确定性条件前后热负荷及气负荷曲线如附录 A 图 A3 所

示, 不同场景调度结果如表 1 所示。

表 1 不同场景调度结果

Table 1 Scheduling results for different cases

类型	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
总成本/元	31 714.2	30 043.8	31 273.3	29 673.3
碳交易成本/元	2403.3	732.2	2087.6	854.2
绿证交易收益/元	828.6	828.6	1455.1	1439.4
DR 成本/元	1040.9	1042.1	1034.4	1022.3
碳排放量/kg	12 016.7	6102.1	12 246.1	5976.6

由表 1 可知, 场景 2 较场景 1 总成本和碳排放量分别降低 5.27%、49.22%, 这说明碳市场与绿证市场交互运行能够有效降低系统运行成本的同时减少碳排放量。场景 3 较场景 1 总成本和碳交易成本分别降低 1.39%、13.14%, 同时绿证收益提升 43.05%, 这说明本文所提的动态交易供需曲线能够降低系统运行成本的同时提升绿证交易收益。场景 3 碳排放量略高于场景 1, 原因是本文提出的动态交易供需曲线策略提供时变的市场供需价格信号, 使得含氢 IES 能够对其碳-绿证成本的风险进行掌控, 从而适当增加系统的机组出力供应给电负荷, 降低 DR 成本。场景 4 由于考虑了动态绿证-碳排协同交易, 总成本及碳排放量均较其余 3 个场景低, 这说明本文所提模型在降低系统运行成本和碳排放的同时可提升绿证收益。

#### 4.2 动态绿证-碳排协同交易机制对含氢 IES 运行特性的影响研究

##### 1) 基于动态交易供需曲线的绿证-碳排协同交易机制分析

为验证本文所提出的动态绿证-碳排协同交易机制的有效性, 设置 4 组场景与场景 4 进行对比分析。场景 5 为考虑传统碳交易模型, 且碳价取最低值的鲁棒优化调度; 场景 6 为考虑传统碳交易模型, 且碳价取最高值的鲁棒优化调度; 场景 7 为考虑传统绿证交易模型, 且绿证价格取最低值的鲁棒优化调度; 场景 8 为考虑传统绿证交易模型, 且绿证价格取最高值的鲁棒优化调度。不同场景对比分析如表 2 所示。

表 2 不同场景对比分析

Table 2 Comparative analysis of different cases

类型	场景 5	场景 6	场景 7	场景 8
总成本/元	29 001.0	31 910.8	30 278.7	28 135.4
碳交易成本/元	300.9	2703.3	870.7	884.5
绿证收益/元	1439.4	957.2	766.5	2985.1
碳排放量/kg	6018.7	4915.0	5859.4	6123.0

由表 2 可知, 由于场景 5 将碳价设为固定的最低值, 因此总成本较场景 4 低, 但由于碳价过低放

松了对碳排放量的限制, 碳排放量较场景 4 高; 场景 6 将碳价设为固定的最高值, 碳排放量较场景 4 降低 1061.6 kg, 但相应成本增加了 2237.5 元。这表明碳价设为最高值能增加对碳排放的管控, 但导致成本大大提高。此外, 场景 6 较场景 4 碳排放量降低 17.76%, 成本上升 7.54%, 这是由于碳价较绿证价格高, 转换系数较大, 因此促使系统增购绿证并将绿证对应的减排效益用于抵消部分碳排放责任, 从而降低系统碳排放量, 即牺牲部分利益加大碳减排力度, 但总的来说, 碳排降低更显著, 这也从侧面印证了本文所提动态绿证交易和基于实时价格的绿证-碳排转换交互的有效性。场景 7 将绿证价格设为固定的最低值, 系统总成本较场景 4 增加 2.04%, 绿证收益降低 46.75%; 场景 8 将绿证价格设为固定的最大值, 系统总成本较场景 4 降低 5.18%, 但绿证价格过高影响了绿证交易积极性, 碳排放量较场景 4 增加 2.45%。场景 4 由于考虑动态交易供需曲线, 灵活反映了碳市场与绿证市场实时的供需关系, 因此其经济性和低碳性在场景 5—场景 8 之间取得均衡, 进一步促进了碳-绿证耦合市场的有效协同。

交易绿证与绿证价格的变化关系如图 4 所示。

结合图 4 可知, 在 01:00—07:00、22:00—24:00 期间, 风电出力充足, 核发得到的绿证数量较多, 在这些时段满足配额指标后出售的绿证亦较多, 因此绿证售价更靠近奖励区, 绿证售价偏高; 在 13:00—18:00 期间, 风电出力较低, 核发的绿证无法满足新能源配额指标, 为此需要向绿证市场购买绿证抵消新能源配额指标; 在 15:00 绿证需求量最大, 因此该时段绿证价格偏向于惩罚区, 绿证购买价格最高。此外, 在 13:00—18:00 期间, 绿证的购售价格均较低, 并且此时的碳配额需求较高, 为此提高绿证转换为碳配额抵扣碳排放的数量, 优化系统运行。

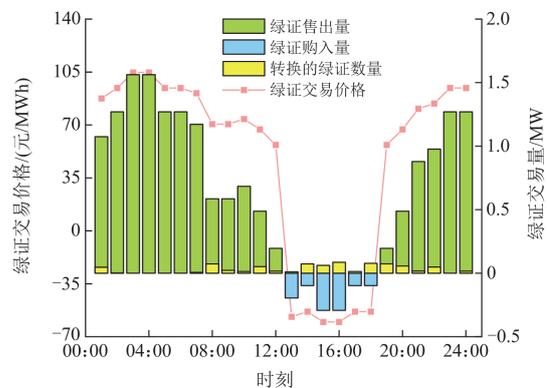


图 4 交易绿证与绿证价格的变化关系

Fig. 4 Relationship between trading green certificate and the change of green certificate price

碳配额交易与碳交易价格的变化关系如图 5 所示。由图 5 可知，在大部分时段内，含氢 IES 整体需要向外购买碳配额；在 01:00 含氢 IES 整体需要较少的碳配额，因此可以售出多余的碳配额获得收益；在 16:00 期间由于碳配额的需求量最大，因此购买碳配额的碳价最高，为 167.92 元/t。这表明碳配额交易与碳价之间呈现密切的动态供需关系。同时，考虑动态绿证-碳排协同交易后，在 15:00—17:00 期间，碳排放量大，碳价偏向于惩罚区，因此在这些时段通过提高绿证转换为碳配额抵扣碳排放的数量，优化绿证、碳配额供需平衡。以上分析表明，绿证价格和碳价在不同时段与绿证和碳配额交易量呈现动态的供需关系，体现了动态协同交易机制的动态变化特点，更灵活地反映了绿证市场与碳市场中的供需关系，且绿证、碳配额供需关系与对应的绿证价格、碳价变化趋势相似。

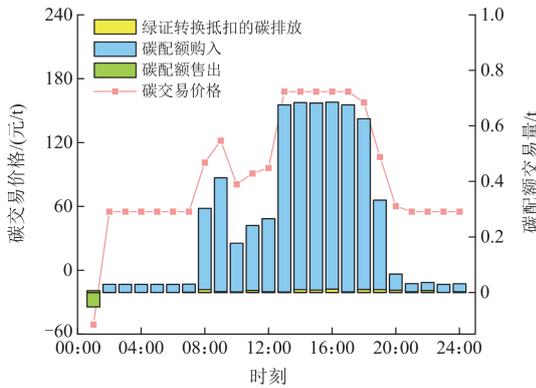


图 5 碳配额交易与碳交易价格的变化关系

Fig. 5 Relationship between carbon quota trading and carbon trading price changes

### 2) 不同绿证配额系数影响分析

不同绿证配额系数对系统运行的影响如图 6 所示。由图 6 可知，随着绿证配额系数的增大，系统碳排放量减少，但牺牲了系统运行的经济性。绿证配额系数取值在 0.15~0.20 时，系统运行的经济性及低碳性均较好。分析表明，在生成调度方案时，应合理设置绿证配额系数，在保证系统运行的经济性的同时兼顾其低碳效益。

### 4.3 鲁棒不确定性参数对动态绿证-碳排协同交易的影响

鲁棒不确定性参数对动态绿证-碳排协同交易的影响如图 7 所示。可以看到，随着鲁棒不确定性参数增大，协同收益逐渐减少。固定鲁棒调节参数  $\Gamma$  为 0.5，协同收益与不确定度的取值呈负相关，协同收益随着不确定度的增大而降低，这是因为随

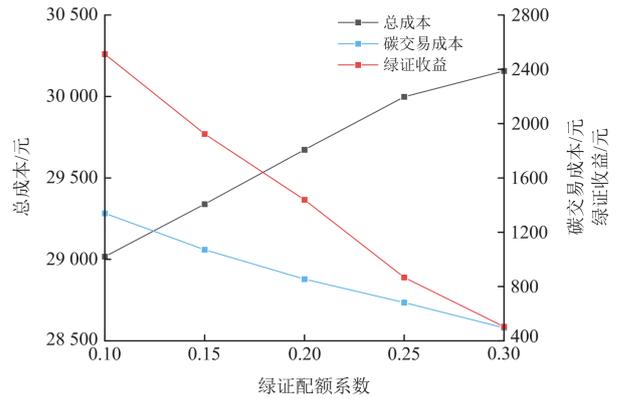


图 6 不同绿证配额系数对系统各成本的影响

Fig. 6 Influence curve of different green certificate quota coefficients on the cost of the system

着不确定度的增大，系统在设备允许的工作区间内购买更多的能源，产生更高的碳排放量。固定不确定度  $\tau$  为 24，当  $\Gamma \in [0, 0.25]$  时，含氢 IES 动态绿证-碳排协同交易收益最高，但灵活性不足，应对不确定性的能力较弱；当  $\Gamma \in [0.75, 1]$  时，含氢 IES 调度方案应对不确定性因素的能力较强，但动态绿证-碳排协同交易收益较差；当  $\Gamma \in [0.25, 0.75]$  时，含氢 IES 动态绿证-碳排协同交易收益取得均衡。分析表明，不确定度及鲁棒调节参数的合理设置对绿证-碳排协同交易效益具有明显的正向作用。

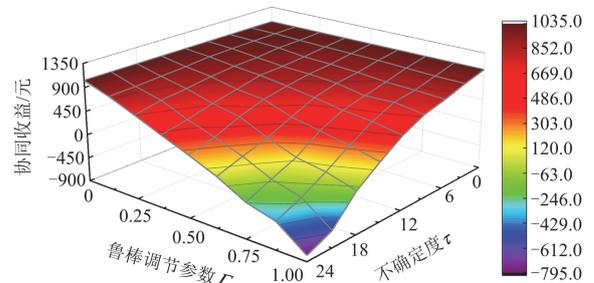


图 7 鲁棒不确定性参数对动态绿证-碳排协同交易的影响

Fig. 7 Influence of robust uncertainty parameters on dynamic green certificate-carbon emission cooperative trading

### 4.4 计及源荷不确定性的 RSOC 运行分析

计及源荷不确定性的 RSOC 运行结果如图 8 所示。由图 8 可知，RSOC 充分发挥电氢双向转换的灵活性，在新能源充足且电负荷低谷期，风电出力较高且电价较低，RSOC 会以 SOEC 模式运行，就地系统低价和富余的电能转换为氢气存储，提高风电消纳率，从而提升了绿证交易收益；在负荷高峰期，RSOC 会以 SOFC 模式运行，消耗氢气生产热电，在一定程度上也减轻了 CHP 机组的供电负担；同时，氢气发电对环境更友好，能够有效减少

碳排放量, 从而提高碳交易收益。分析表明, 引入 RSOC 提高了含氢 IES 电能供需的时空互补性, 有效提升含氢 IES 调度的灵活性。

SOEC 模式相关设备出力如图 9 所示。由图 9 可知, RSOC 主要在风电高发及电价平-谷时段通过 SOEC 模式进行电制氢, 并将部分制取的氢通过天然气管道掺入天然气系统。而氢燃料电池汽车在 10:00—12:00、14:00—17:00、01:00 等时段耗能, 在 02:00—07:00 及 23:00—24:00 时段充能, 消耗风电转化的部分氢气。通过合理安排 SOEC 模式的运行时间和氢燃料电池汽车的充能计划, 不仅能够充分利用风电资源, 减少弃风现象, 还能有效平衡负荷需求。

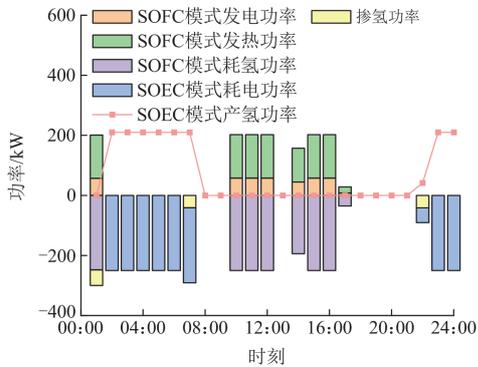


图 8 计及源荷不确定性的 RSOC 运行结果

Fig. 8 RSOC operation results considering source-load uncertainty

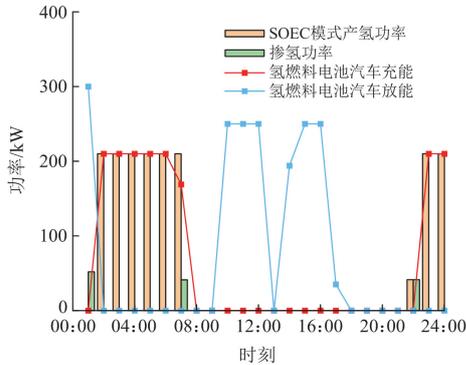


图 9 SOEC 模式相关设备出力

Fig. 9 SOEC mode related equipment output

## 5 结论

为进一步提升含氢 IES 的低碳性及经济性, 本文建立计及动态绿证-碳排协同交易机制的含氢 IES 鲁棒优化调度模型, 研究在源荷不确定性背景下动态绿证-碳排协同交易机制及 RSOC 的低碳经济潜力, 结论如下。

1) 当考虑计及动态交易供需曲线的绿证-碳排

协同交易机制后, 通过绿证市场与碳市场时间尺度的协同离散化, 厘清了不同时段绿电和绿证的碳排放责任抵扣能力, 反映碳市场与绿证市场实时的供需关系, 提供了动态的市场供需价格信号以引导企业或用户调整用电行为, 该机制在系统总成本与碳排放量之间取得了有效均衡, 实现了碳-绿证市场的协同运作, 从而提升了整体市场效率。

2) 提出的 RSOC 与碳-绿证交易联合运行策略有助于提升含氢 IES 调度的灵活性和经济性。在负荷低谷时, RSOC 将新能源富余出力及低收益电能转换为氢气, 提高新能源利用率, 从而提高绿证收益; 在负荷高峰时, RSOC 通过氢电转换进行负荷削峰, 缓解用电高峰期耗天然气设备的高碳排, 提升碳交易收益。

3) 针对含氢 IES 优化调度过程中的源荷不确定性问题, 本文基于改进的鲁棒线性优化理论进行处理, 有效提高了含氢 IES 的抗不确定性风险能力; 同时, 含氢 IES 能够根据实际的风险偏好程度, 在经济性和鲁棒性之间灵活调整, 作出最优选择。

## 附录 A

表 A1 相关参数

Table A1 Interrelating parameters

参数	数值	参数	数值
绿证基础交易价格/(元/本)	50	碳交易基础交易价格/(元/t)	120
绿证背后对应的碳减排量/(kg/kW)	0.15	RSOC 电解效率	0.84
$c_{cut}$ /(元/kWh)	0.15	RSOC 发电效率	0.23
$c_{tra}$ /(元/kWh)	0.10	RSOC 发热效率	0.58
$K$	10	RSOC 运维费用/(元/kWh)	0.01

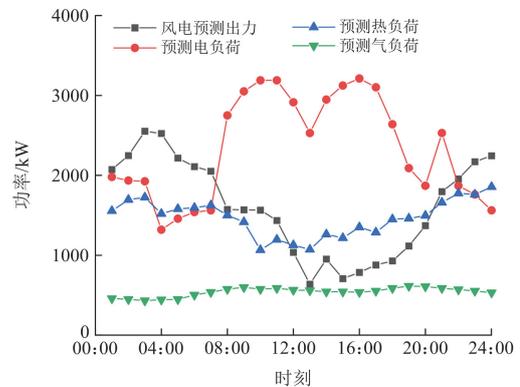


图 A1 原始负荷及风电出力预测曲线

Fig. A1 Original load and wind power output prediction curve

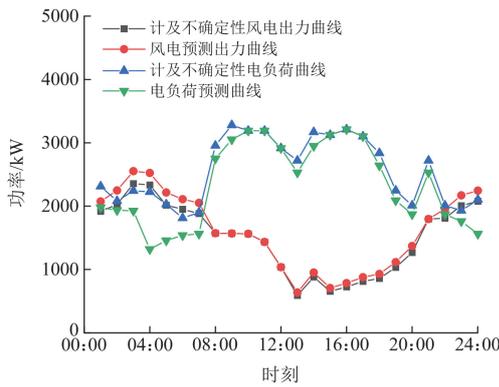


图 A2 计及不确定性的电负荷及风电预测出力曲线  
Fig. A2 Electric load and wind power forecast output curves considering uncertainty

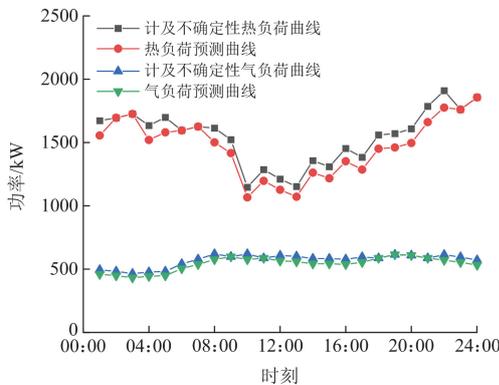


图 A3 计及不确定性的热负荷及气负荷曲线

Fig. A3 Heat load and gas load curves considering uncertainty

参考文献

[1] 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): 26-36.  
LI Hongwei, WU Jiahang, WANG Jiayi, 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): 26-36.

[2] 刘鹏飞, 武家辉, 王海云, 等. 计及氢气注入与压缩因子的综合能源系统能流计算[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 118-128.  
LIU Pengfei, WU Jiahui, WANG Haiyun, et al. Calculation of energy flow in integrated energy systems with hydrogen injection and compression factors[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 118-128.

[3] 陶淳逸. 基于时间 Petri 网的电-气综合能源系统薄弱环节辨识[J]. 电测与仪表, 2024, 61(5): 1-8.  
TAO Chunyi. Identification of weak links of electrical-

gas integrated energy systems based on time Petri nets[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(5): 1-8.

[4] 郭尊, 安之, 魏楠, 等. 计及氢能多环节利用和混合需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳优化[J]. 供用电, 2024, 41(2): 52-63, 72.  
GUO Zun, AN Zhi, WEI Nan, et al. Multi-time scale low-carbon optimization of an integrated energy system considering the multi-link utilization of hydrogen energy and mixed demand response[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(2): 52-63, 72.

[5] 康丽虹, 贾燕冰, 谢栋, 等. 考虑混氢天然气的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(7): 108-117.  
KANG Lihong, JIA Yanbing, XIE Dong, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated energy system considering hydrogen enriched compressed natural gas[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(7): 108-117.

[6] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 75-85.  
WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 75-85.

[7] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含碳-绿色证书联合交易机制的综合能源系统日前优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 248-255.  
LUO Zhao, QIN Jinghui, LIANG Junyu, et al. Day-ahead optimal scheduling of integrated energy system with carbon-green certificate coordinated trading mechanism[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 248-255.

[8] CUI Y, XU Y, HUANG T, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy systems that incorporate CCP-P2G and PDR considering dynamic carbon trading price[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 423.

[9] 崔杨, 沈卓, 王铮, 等. 考虑绿证-碳排等价交互机制的区域综合能源系统绿色调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12): 4508-4517.  
CUI Yang, SHEN Zhuo, WANG Zheng, et al. Green dispatch of regional integrated energy system considering green certificate-carbon emission equivalent interaction mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(12): 4508-4517.

[10] 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 Yafeng, WANG Weiqing, KOU Yang, et al. Considering green certificate-carbon joint trading and demand response integrated energy system economic operation[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2023, 44(11): 538-546.
- [11] 周益民, 杨博, 胡袁炜骥, 等. 考虑绿证-碳交易的多能互补综合能源系统电-热-气协同低碳优化调度[J]. *电网技术*, 2025, 49(6): 2428-2435.
- ZHOU Yimin, YANG Bo, HU Yuanweiji, et al. Electricity-heat-gas collaborative low-carbon optimal dispatch of multi-energy complementary integrated energy system considering green certificate and carbon emission trading[J]. *Power System Technology*, 2025, 49(6): 2428-2435.
- [12] KHAN M A, BAYATI N, EBEL T. Techno-economic analysis and predictive operation of a power-to-hydrogen for renewable microgrids[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 298.
- [13] YOUSSEF A R, MALLAH M, ALI A, et al. Advancement of power-to-hydrogen and heat-to-hydrogen technologies and their applications in renewable-rich power grids[J]. *Computers and Electrical Engineering*, 2024, 120.
- [14] 胡亮, 杨志宾, 熊星宇, 等. 我国固体氧化物燃料电池产业发展战略研究[J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 118-126.
- HU Liang, YANG Zhibin, XIONG Xingyu, et al. Development strategy for solid oxide fuel cell industry in China[J]. *Strategic Study of CAE*, 2022, 24(3): 118-126.
- [15] 韩子娇, 那广宇, 董鹤楠, 等. 考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(6): 161-169.
- HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal operation of integrated energy system with P2H considering flexibility balance[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(6): 161-169.
- [16] 郑国太, 李昊, 郑保国, 等. 基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(16): 8-18.
- ZHENG Guotai, LI Hao, ZHENG Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(16): 8-18.
- [17] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(12): 122-132.
- BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(12): 122-132.
- [18] ZHANG Z, ZHOU J, ZONG Z, et al. Development and modelling of a novel electricity-hydrogen energy system based on reversible solid oxide cells and power to gas technology[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44: 28305-28315.
- [19] 高赐威, 王崑, 陈涛. 基于可逆固体氧化物电池的氢一体化能源站容量规划[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(17): 6155-6169.
- GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(17): 6155-6169.
- [20] 刘海涛, 刘杨, 荀汉龙, 等. 绿证与改进型阶梯式碳交易互动机制下的 CHP 系统低碳经济调度研究[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(12): 144-155.
- LIU Haitao, LIU Yang, XUN Hanlong, et al. A study of low-carbon economic dispatching in CHP system under the interactive mechanism of green certificates and improved stepped carbon trading[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2024, 61(12): 144-155.
- [21] 郑婉婷, 赵倩宇, 王璇, 等. 绿证-碳交易机制下新型电力系统电-氢-气混合储能容量优化配置方法[J]. *供用电*, 2024, 41(3): 24-31, 41.
- ZHENG Wanting, ZHAO Qianyu, WANG Xuan, et al. Optimization configuration method for hybrid energy storage capacity of electricity-hydrogen-gas for new power system under the green certificate carbon trading mechanism[J]. *Distribution & Utilization*, 2024, 41(3): 24-31, 41.
- [22] 张显, 汤亚宸, 李达, 等. 考虑绿电交易的电力碳排放定量测算[J]. *电网技术*, 2024, 48(5): 1957-1966.
- ZHANG Xian, TANG Yachen, LI Da, et al. Carbon emission evaluation for green power transaction[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(5): 1957-1966.
- [23] 李姚旺, 张世旭, 杨晨, 等. 考虑绿电与绿证交易的实时用电碳核算方法[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(12): 4543-4555.
- LI Yaowang, ZHANG Shixu, YANG Chen, et al. Real-time carbon emission accounting method considering green electricity and green certificate transactions[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(12): 4543-4555.
- [24] 蒋轶澄, 曹红霞, 杨莉, 等. 可再生能源配额制的机制设计与影响分析[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(7): 187-199.
- JIANG Yicheng, CAO Hongxia, YANG Li, et al.

- Mechanism design and impact analysis of renewable portfolio standard[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(7): 187-199.
- [25] 碳配额收紧, 控排企业如何经营管理碳资产[EB/OL]. [2024-10-11]. <https://mp.weixin.qq.com/s/fEfdawBoOhWaS--Ng8oZ-w>  
Carbon quotas have been tightened, and how to manage carbon assets[EB/OL]. [2024-10-11]. <https://mp.weixin.qq.com/s/fEfdawBoOhWaS--Ng8oZ-w>
- [26] ZHANG R F, JIANG T, LI F X, et al. Bi-level strategic bidding model for P2G facilities considering a carbon emission trading scheme-embedded LMP and wind power uncertainty[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 128.
- [27] 王泽森, 石岩, 唐艳梅, 等. 考虑 LCA 能源链与碳交易机制的综合能源系统低碳经济运行及能效分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(6): 1614-1626.  
WANG Zesen, SHI Yan, TANG Yanmei, et al. Low carbon economy operation and energy efficiency analysis of integrated energy systems considering LCA energy chain and carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(6): 1614-1626.
- [28] 尚楠, 陈政, 卢治霖, 等. 电力市场、碳市场及绿证市场互动机理及协调机制[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 142-154.  
SHANG Nan, CHEN Zheng, LU Zhilin, et al. Interaction principle and cohesive mechanism between electricity market, carbon market and green power certificate market[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 142-154.
- [29] 宋晓通, 陈佳琪, 师芊芊. 多主体博弈背景下的综合能源微网优化调度[J]. 高电压技术, 2023, 49(8): 3163-3178.  
SONG Xiaotong, CHEN Jiaqi, SHI Qianqian. Optimal scheduling of integrated energy microgrid under the background of multi-agent game[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(8): 3163-3178.
- [30] 孙国强, 周亦洲, 卫志农, 等. 能量和旋转备用市场下虚拟电厂热电联合调度鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.  
SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Thermal and electrical scheduling of a virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets based on robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3118-3128, 3367.
- [31] 蒋燕, 李秀峰, 高道春, 等. 面向区域综合能源系统的电-气负荷联合预测研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(5): 154-158.  
JIANG Yan, LI Xiufeng, GAO Daochun, et al. Research on combined forecasting of electricity-gas load for regional integrated energy system[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(5): 154-158.
- [32] 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 Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, 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.
- [33] 徐慧慧, 柴宜, 赵宇洋, 等. 基于阶梯绿证与源荷双重响应的 HIES 优化调度模型[J]. 智慧电力, 2024, 52(8): 57-63, 136.  
XU Huihui, CHAI Yi, ZHAO Yuyang, et al. Optimal scheduling model of hydrogen-containing integrated energy system based on step green card & source-load dual response[J]. Smart Power, 2024, 52(8): 57-63, 136.
- [34] 高玉, 王琦, 陈严, 等. 考虑需求响应和能量梯级利用的含氢综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 51-59.  
GAO Yu, WANG Qi, CHEN Yan, et al. Optimal dispatch of integrated energy system with hydrogen considering demand response and cascade energy utilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 51-59.

收稿日期: 2025-01-08; 修回日期: 2025-06-28

作者简介:

卢佳富(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度; E-mail: 2061897378@qq.com

梁宁(1985—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统优化调度。E-mail: liangning@whu.edu.cn

(编辑 许威)