

# 基于碳减排价值权证融合交易的综合能源系统 低碳优化调度

赵宇洋<sup>1</sup>,徐慧慧<sup>2</sup>,尚应战<sup>3</sup>,梁宁<sup>3</sup>,赵帅<sup>3</sup>,董怡帆<sup>3</sup>

(1. 国家电投集团能源科学技术研究院,西安 710061;2. 国家电网有限公司 西北分部,西安 710048;3. 昆明理工大学 电力工程学院,昆明 650500)

**摘要:**在“双碳”目标的推动下,融合多种碳减排价值权证,对综合能源系统的低碳经济转型具有重要作用。为此,提出了基于绿证-碳交易-中国核证自愿减排量联合交互机制的热电联产综合能源系统优化调度策略。首先,综合考虑绿证交易、阶梯碳交易和国家核证自愿减排量的联合机制,引导综合能源系统约束碳排放量;然后,提出热电比可调的新型热电联产模型,充分利用IES中的灵活性资源,进一步提高综合能源系统的低碳性与经济性;最后,通过设置对比场景,利用MATLAB求解所构建的综合能源系统低碳调度模型,验证所提策略的合理性与有效性。经过算例分析论证,所用方法可促进综合能源系统的低碳经济运行。

**关键词:**绿证;碳交易;国家核证自愿减排量;新型热电联产;综合能源系统;优化调度

## Low-carbon optimal scheduling of integrated energy system based on carbon emission reduction value warrant fusion transaction

ZHAO Yuyang<sup>1</sup>, XU Huihui<sup>2</sup>, SHANG Yingzhan<sup>3</sup>, LIANG Ning<sup>3</sup>, ZHAO Shuai<sup>3</sup>, DONG Yifan<sup>3</sup>

(1. Institute of Energy Science and Technology, National Power Investment Group, Xi'an 710061, China; 2. Northwest Branch, State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China; 3. School of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China)

**Abstract:** Driven by the “dual carbon” goal, an important role is played by the integration of multiple carbon-emission reduction value warrants in the low-carbon economic transformation of the integrated energy system. To this end, an optimal scheduling strategy for the combined heat and power integrated energy system, based on the joint interaction mechanism of green certificate-carbon trading-China certified emission reduction is proposed. Firstly, the integrated energy system is guided to constrain carbon emissions by considering the joint mechanism of green certificate trading, ladder carbon trading, and national certified voluntary emission reductions. Then, a new cogeneration model with an adjustable heat-to-electricity ratio is proposed so that the flexible resources in the integrated energy system can be fully utilized and the low-carbon and economic performance of the integrated energy system can be further improved. Finally, the rationality and effectiveness of the proposed strategy are verified by setting the comparison scenario and using MATLAB to solve the constructed low-carbon scheduling model of the integrated energy system. Through example analysis and demonstration, it is shown that all methods can promote the low-carbon economic operation of the integrated energy system.

**Key words:** green certificate; carbon trading; China certified emission reduction; new combined heat and power generation; integrated energy system; optimized scheduling

## 0 引言

随着新一轮科技革命和产业革命深入发展,能源电力系统的绿色低碳转型已经成为全球发展趋势。为了顺利完成新型电力系统的高比例新能源供给消纳体系建设的主线任务<sup>[1-3]</sup>,促进“双碳”目

标的达成,亟需进一步优化能源互补利用与碳减排方案。同时,在可再生能源实现平价上网的背景下,我国正在积极的构建绿证交易(green certificate trading, GCT)和碳排放交易(carbon emission trading, CET)体系,从能源结构优化和温室气体排放控制两方面同步推进国家核证自愿减排量(China certified emission reduction, CCER),促进可再生能源的可持续转型<sup>[4-6]</sup>。结合电力和热力供应的综合能源系统(integrated energy system, IES),在促

进新能源的广泛使用和实施低碳能源战略中发挥着关键作用<sup>[7-8]</sup>。

在考虑减排权证的 IES 调度方面,文献[9—10]考虑了在 CET 作用下的 IES 电能和气能的调度机制,阐述了在能源价格和 CET 的影响下,综合能源系统运行状态的变化。文献[11]考虑了在 CET 的作用下,对含电能、热能和气能的 IES 所产生的影响。文献[12]提出了一种在 GCT 作用下的 IES 运行优化模型,旨在剖析可再生能源消纳和综合能源系统经济性受 GCT 交易基价的影响。上述文献考虑利用 CET 策略来达到 IES 的经济与环境双重效益,但其与现有电力市场的交易体系融合等方面仍需进一步研究。文献[13]考虑在 GCT 与 CET 交互交易风险因素下,提出一种 IES 的日前优化调度策略。在减排价值权证融合及其在 IES 中的综合应用等领域,仍有一定的研究空间。CCER 可抵消 CET 过程中不超过 10% 的碳配额占比,对于 GCT 与 CET 的运作原理和成效分析,在众多文献中被证实具备良好的交互性<sup>[14]</sup>。

同时,推进碳捕集系统(carbon capture system, CCS)以及电转气(power-to-gas, P2G)技术的研究,是促进新能源消纳的有效途径<sup>[15]</sup>。电转气技术在消纳碳资源方面具有很大的优势,同时在可再生能源消纳方面也富有成效<sup>[16]</sup>。文献[17]考虑了日前、日内、实时多时间尺度下碳捕集电厂的新能源消纳能力。

基于上述研究与分析,本文提出了一种在考虑 GCT-CET-CCER 联合交互机制下, P2G 与 CCS 联合运行的综合能源系统低碳经济调度。首先,基于含 CCS-P2G 联合运行的新型热电联产(new combined heat and power, NCHP)原理,构建了 IES 运行模型;其次,在考虑 GCT-CET-CCER 联合交互机制作用下,构建 CCS-P2G 联合运行的 IES 低碳经济调度模型;最后,通过算例分析证实所提出模型的有效性和合理性。

## 1 含 CCS-P2G 的区域综合能源模型

### 1.1 NCHP 模型

燃气机组以天然气为原料燃烧进行发电,其中产生的热量将其供给热负荷。考虑含 CCS、P2G 的热电比可调 NCHP,优先使用弃风量供应 CCS、P2G 工作所需电量,降低弃风率,同时可调的热电比保证系统的电、热功率效应,进一步优化运行效益,其中 NCHP 机组模型如下

$$P_t^{\text{CHP}} = Q_t^{\text{CHP}} \kappa_{\text{CHP}} V_{\text{CH}_4} \quad (1)$$

$$\max \left\{ P_{\min}^{\text{CHP}} - \kappa_1 P_t^{\text{h,CHP}}, \kappa_m (P_t^{\text{h,CHP}} - H_0) \right\} \leq P_t^{\text{CHP}} \leq P_{\max}^{\text{CHP}} - \kappa_2 P_t^{\text{h,CHP}} \quad (2)$$

式中:  $P_t^{\text{CHP}}$  为 NCHP 的  $t$  时刻输出电功率;  $Q_t^{\text{CHP}}$  为 NCHP 消耗的天然气量;  $\kappa_{\text{CHP}}$  为燃气轮机的发电效率;  $V_{\text{CH}_4}$  为天然气的燃烧热值;  $P_t^{\text{h,CHP}}$  为 NCHP 机组在  $t$  时刻的热输出功率;  $\kappa_1$  和  $\kappa_2$  分别为 NCHP 机组在最小与最大输出状态下的电热转换系数;  $\kappa_m$  为热电联产系统中热与电供应能力的线性增长斜率;  $H_0$  为 NCHP 机组在最低发电功率状态下相应的热功率;  $P_{\min}^{\text{CHP}}$  和  $P_{\max}^{\text{CHP}}$  分别为 NCHP 的输出电功率下限、上限。

### 1.2 燃气锅炉模型

燃气锅炉的产热功率  $P_t^{\text{GB}}$  为

$$P_t^{\text{GB}} = Q_t^{\text{GB}} \kappa_{\text{GB}} V_{\text{CH}_4} \quad (3)$$

式中:  $Q_t^{\text{GB}}$  为燃气锅炉在  $t$  时刻所消耗的天然气量;  $\kappa_{\text{GB}}$  为燃气锅炉的热能产出效率。

### 1.3 含 CCS 和 P2G 的 NCHP 模型

NCHP 模型的电功率根据用途有如下关系

$$P_t^{\text{CHP}} = P_t^{\text{e,CHP}} + P_t^{\text{h,CHP}} + P_t^{\text{e,P2G}} + P_t^{\text{e,CCS}} \quad (4)$$

式中:  $P_t^{\text{e,CHP}}$  为 NCHP 机组供给电负荷的供电功率;  $P_t^{\text{h,CHP}}$  为 NCHP 机组供给热负荷的供热功率;  $P_t^{\text{e,P2G}}$  为 P2G 所消耗的电功率;  $P_t^{\text{e,CCS}}$  为 CCS 所消耗的电功率。

P2G 制取天然气的功率  $Q_t^{\text{P2G}}$  为

$$Q_t^{\text{P2G}} = \alpha_e P_t^{\text{e,P2G}} \quad (5)$$

式中:  $\alpha_e$  为 P2G 产气功率的电转换效率。

相应地 P2G 所需的  $\text{CO}_2$  量  $Q_t^{\text{CO}_2}$  由式(6)计算

$$Q_t^{\text{CO}_2} = \beta_{\text{CO}_2} P_t^{\text{e,P2G}} \quad (6)$$

式中:  $\beta_{\text{CO}_2}$  为影响  $\text{CO}_2$  量的计算系数。

CCS 系统在捕获  $\text{CO}_2$  以供 P2G 使用时,其消耗的电功率与所需的  $\text{CO}_2$  量相对应由式(7)得

$$P_t^{\text{e,CCS}} = \gamma_e Q_t^{\text{CO}_2} \quad (7)$$

式中:  $\gamma_e$  为用于量化捕获  $\text{CO}_2$  过程中所消耗电能的转换系数。

NCHP、CCS 和 P2G 各自的电功率都应保持在各自对应的功率上下限之间

$$P_{\min}^{\text{e,CCS}} \leq P_t^{\text{e,CCS}} \leq P_{\max}^{\text{e,CCS}} \quad (8)$$

$$P_{\min}^{\text{e,P2G}} \leq P_t^{\text{e,P2G}} \leq P_{\max}^{\text{e,P2G}} \quad (9)$$

$$P_{\min}^{\text{e,CHP}} \leq P_t^{\text{e,CHP}} \leq P_{\max}^{\text{e,CHP}} \quad (10)$$

式中:  $P_{\min}^{\text{e,CCS}}$  和  $P_{\max}^{\text{e,CCS}}$  分别为 CCS 系统所耗电功率的最低和最高限制;  $P_{\min}^{\text{e,P2G}}$  和  $P_{\max}^{\text{e,P2G}}$  分别为 P2G 系统所耗电功率的最低和最高限制;  $P_{\min}^{\text{e,CHP}}$  和  $P_{\max}^{\text{e,CHP}}$  分

别为NCHP供电电负荷的电功率最低和最高限制。

NCHP电热功率与P2G和CCS的耦合特性

$$\max \left\{ P_{\min}^{e, \text{CHP}} - \kappa_1 P_t^{h, \text{CHP}}, \kappa_m (P_t^{h, \text{CHP}} - H_0) - P_{\max}^{e, \text{P2G}} - P_{\max}^{e, \text{CCS}} \right\} \leq P_t^{e, \text{CHP}} \leq P_{\max}^{e, \text{CHP}} - \kappa_2 P_t^{h, \text{CHP}} - P_{\min}^{e, \text{P2G}} - P_{\min}^{e, \text{CCS}} \quad (11)$$

NCHP的供电功率、热功率和产气功率之间的耦合关系为

$$\max \left\{ \frac{\alpha_e}{1 + \chi \beta_{\text{CO}_2}} [(P_{\min}^{e, \text{CHP}} - \kappa_1 P_t^{h, \text{CHP}} - P_t^{e, \text{CHP}}), \kappa_m (P_t^{h, \text{CHP}} - H_0) - P_t^{e, \text{CHP}}] \right\} \leq Q_t^{\text{P2G}} \leq \frac{\alpha_e}{1 + \chi \beta_{\text{CO}_2}} (P_{\max}^{e, \text{CHP}} - \kappa_2 P_t^{h, \text{CHP}} - P_t^{e, \text{CHP}}) \quad (12)$$

式中： $\chi$ 为损耗系数。

#### 1.4 电池储能系统模型

电池储能系统在充放电过程中第 $t$ 个时段的储能容量如式(13)所示。

$$S_t = (1 - \theta^{\text{los}}) S_{t-1} + \theta^{\text{ch}} P_t^{\text{ch}} - \theta^{\text{dis}} P_t^{\text{dis}} \quad \forall t \quad (13)$$

式中： $\theta^{\text{los}}$ 为能量损耗系数， $\theta^{\text{los}} < 1$ ； $\theta^{\text{ch}}$ 和 $\theta^{\text{dis}}$ 分别为充、放电效率； $P_t^{\text{ch}}$ 和 $P_t^{\text{dis}}$ 分别为 $t$ 时刻的充、放电功率。

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{ch}} \leq P_{\max}^{\text{ch}}, 0 \leq P_t^{\text{dis}} \leq (1 - \mu_t^{\text{bat}}) P_{\max}^{\text{dis}} \\ \theta_{\min}^{\text{SOC}} S^{\text{SOC}} \leq S_t \leq \theta_{\max}^{\text{SOC}} S^{\text{SOC}} \end{cases} \quad \forall t \quad (14)$$

$$S_{\text{end}} = S_0 \quad (15)$$

式中： $P_{\max}^{\text{ch}}$ 和 $P_{\max}^{\text{dis}}$ 分别为储能系统的最大充电功率和最大放电功率； $\theta_{\min}^{\text{SOC}}$ 和 $\theta_{\max}^{\text{SOC}}$ 分别为储能系统荷电状态最低和最高限制；在优化调度过程中，通过二进制变量 $\mu_t^{\text{bat}}$ 来限制不会同时进行充电和放电操作； $S^{\text{SOC}}$ 为储能设备荷电额定容量； $S_{\text{end}}$ 为储能设备末尾容量； $S_0$ 为储能设备初始容量。

#### 1.5 需求响应模型

为了最大化利用IES中的灵活性资源，电负荷被区分为刚性和柔性两大类。进一步细分，柔性负荷可划分为转移性和削减性电负荷。

$$-\mu_{\text{shf},j}^e P_{\text{EL},j,t}^e \leq P_{\text{shf},j,t}^e \leq \mu_{\text{shf},j}^e P_{\text{EL},j,t}^e \quad (16)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{\text{shf},j,t}^e = 0 \quad (17)$$

$$-\mu_{\text{red},j}^e P_{\text{EL},j,t}^e \leq P_{\text{red},j,t}^e \leq 0 \quad (18)$$

式中： $P_{\text{EL},j,t}^e$ 为IES的电力负荷的预测值； $P_{\text{shf},j,t}^e$ 和 $P_{\text{red},j,t}^e$ 分别为转移性电力负荷量和削减性电力负荷量； $\mu_{\text{shf},j}^e$ 和 $\mu_{\text{red},j}^e$ 分别为转移性电力负荷的百分比和削减性电力负荷的百分比。

与柔性电负荷类似，IES的柔性热负荷模型表示为

$$-\mu_{\text{shf},j}^h P_{\text{EL},j,t}^h \leq P_{\text{shf},j,t}^h \leq \mu_{\text{shf},j}^h P_{\text{EL},j,t}^h \quad (19)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{\text{shf},j,t}^h = 0 \quad (20)$$

$$-\mu_{\text{red},j}^h P_{\text{EL},j,t}^h \leq P_{\text{red},j,t}^h \leq 0 \quad (21)$$

式中： $P_{\text{EL},j,t}^h$ 为IES的热能负荷的预测值； $P_{\text{shf},j,t}^h$ 和 $P_{\text{red},j,t}^h$ 分别为转移性热能负荷量和削减性热能负荷量； $\mu_{\text{shf},j}^h$ 和 $\mu_{\text{red},j}^h$ 分别为转移性热能负荷的百分比和削减性热能负荷的百分比。

## 2 GCT-CET-CCER的联合交易机制

GCT-CET-CCER联合交易，使得IES通过购买GCT完成绿证配额，在风电功率获得绿证量可1:1兑换为CCER。CET交易平衡碳排放，同时利用CCER抵消最高占比10%的碳排放量，降低履约成本。基于此机制提升碳减排价值权证市场的灵活性，促进可再生能源消纳与碳减排目标的协同实现。三者联合交易框架如图1所示。

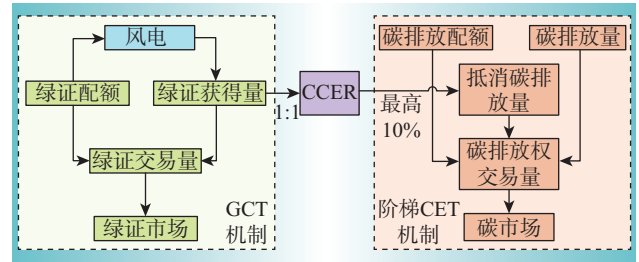


图1 GCT-CET-CCER联合交易框架

Fig. 1 GCT-CET-CCER joint trading framework

根据能源规划设定各地区或主体的可再生能源消费比例，IES需通过购买绿证完成新能源配额。新能源的配额表达式

$$\begin{cases} P_q = \lambda(1 + \zeta) P_s \\ \zeta = \varepsilon(\delta_m - \delta) \end{cases} \quad (22)$$

式中： $P_q$ 为系统中新能源配额所需要的电量； $\lambda$ 为系统中新能源配额系数； $P_s$ 为系统中总使用电量的预测值； $\zeta$ 为新能源配额完成情况的影响系数； $\varepsilon$ 为新能源配额完成情况的影响权重； $\delta$ 为新能源配额完成情况系数； $\delta_m$ 为新能源配额完成情况的平均值。

根据可再生能源配额制度的要求，IES需要的绿证数量为

$$N_{\text{IES,ne}} = P_q \Delta t / 1000 \quad (23)$$

式中： $N_{\text{IES,ne}}$ 为在满足可再生能源消纳责任权重时，综合能源系统所需要的绿证的数量； $\Delta t$ 为单位调度时段。绿证获取数量表达式

$$\begin{cases} N_{\text{IES,ob}} = (1 + \psi) \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{N}} \Delta t / 1000) \\ \psi = \varpi(\tau - \tau_m) \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $N_{\text{IES},\text{ob}}$  为可再生能源发电企业获取的绿证数量;  $P_t^N$  为第  $t$  时刻可再生能源的发电功率;  $T$  为调度的时间周期;  $\psi$  为影响可再生能源预测功率的系数;  $\varpi$  为影响可再生能源预测功率权重的系数;  $\tau$  为在上个调度时间周期的可再生能源预测功率的精度值;  $\tau_m$  为可再生能源预测功率精度的标准值。IES参与绿证交易成本为

$$f_{\text{GCT}}^{\text{price}} = \mu_{\text{GCT}}(N_{\text{IES},\text{ne}} - N_{\text{IES},\text{ob}}) \quad (25)$$

式中:  $f_{\text{GCT}}^{\text{price}}$  为综合能源系统参与绿证交易的成本;  $\mu_{\text{GCT}}$  为单位绿证的交易价格。

本文考虑采用无偿碳配额分配方法,且设定购电均来源于燃煤机组发电

$$E_{\text{IES}} = \rho(P_t^{\text{e,CHP}} + P_t^{\text{e,P2G}} + P_t^{\text{e,CCS}} + P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{GB}}) + D_{\text{CCER}} \quad (26)$$

式中:  $E_{\text{IES}}$  为 IES 碳排放权配额;  $\rho$  为各机组单位碳排放权配额;  $P_t^{\text{WT}}$  为风电功率;  $D_{\text{CCER}}$  为 CCER 的碳减排量。

针对申报 CCER 项目的新能源发电企业,可以利用式(27)将绿证转换为 CCER,以此确保环境权益的唯一性。CCER 与碳配额可以进行 1:1 的等价划分

$$D_{\text{CCER}} = (\lambda_{\text{OM}}\mu_{\text{e1}} + \lambda_{\text{BM}}\mu_{\text{e2}})N_{\text{IES},\text{ne}} \quad (27)$$

式中:  $\mu_{\text{e1}}$  和  $\mu_{\text{e2}}$  分别为电量和容量的边际排放因子权重;  $\lambda_{\text{OM}}$  和  $\lambda_{\text{BM}}$  分别为电量和容量的边际排放因子。实际碳排放模型为

$$E_{\text{IES}}^{\text{CO}_2} = a_{\text{CO}_2}(P_t^{\text{e,CHP}} + \kappa_1 P_t^{\text{h,CHP}}) + b_{\text{CO}_2} P_t^{\text{GB}} + c_{\text{CO}_2} - C_{\text{cc,t}} \quad (28)$$

式中:  $E_{\text{IES}}^{\text{CO}_2}$  为 IES 的实际碳排放量;  $a_{\text{CO}_2}$ 、 $b_{\text{CO}_2}$  和  $c_{\text{CO}_2}$  分别为 GB 和 NCHP 机组的  $\text{CO}_2$  排放系数;  $C_{\text{cc,t}}$  为在 P2G 技术和 CCS 引入后, IES 减少的  $\text{CO}_2$  排放量。

通过比较 IES 的碳配额与实际  $\text{CO}_2$  排放量,可以通过计算公式得出参与碳排放权交易市场的实际碳排放权交易数额

$$E_{\text{IES}}^{\text{C}} = E_{\text{IES}} - E_{\text{IES}}^{\text{CO}_2} \quad (29)$$

式中:  $E_{\text{IES}}^{\text{C}}$  为 IES 的碳排放权交易数额。

GCT-CET-CCER 联合交易成本计算表达式如下

$$f_{\text{CO}_2}^{\text{price}} = \begin{cases} vE_{\text{IES}}^{\text{C}} & E_{\text{IES}}^{\text{C}} \leq L \\ v(1+\sigma)(E_{\text{IES}}^{\text{C}} - L) + vL & L \leq E_{\text{IES}}^{\text{C}} \leq 2L \\ v(1+2\sigma)(E_{\text{IES}}^{\text{C}} - 2L) + v(2+\sigma)L & 2L \leq E_{\text{IES}}^{\text{C}} \leq 3L \\ v(1+3\sigma)(E_{\text{IES}}^{\text{C}} - 3L) + v(3+3\sigma)L & 3L \leq E_{\text{IES}}^{\text{C}} \leq 4L \\ v(1+4\sigma)(E_{\text{IES}}^{\text{C}} - 4L) + v(4+6\sigma)L & E_{\text{IES}}^{\text{C}} \geq 4L \end{cases} \quad (30)$$

式中:  $f_{\text{CO}_2}^{\text{price}}$  为阶梯碳交易成本;  $v$  为碳交易的基本价格;  $L$  为  $\text{CO}_2$  排放量单位区间长度;  $\sigma$  为碳交易的价格增长系数。

### 3 考虑 GCT-CET-CCER 联合交互机制的 IES 低碳经济调度模型

#### 3.1 目标函数

本文中 IES 的成本由 7 个部分组成,分别为绿证交易成本  $f_{\text{GCT}}^{\text{price}}$ 、阶梯碳交易成本  $f_{\text{CO}_2}^{\text{price}}$ 、购能成本  $f_{\text{buy}}^{\text{price}}$ 、弃风成本  $f_{\text{w,cut}}^{\text{price}}$ 、风电运维成本  $f_{\text{WT}}^{\text{price}}$ 、NCHP 机组运行成本  $f_{\text{CHP}}^{\text{price}}$  和电池储能系统运行退化成本  $f_{\text{ESS}}^{\text{price}}$ , 构建运行总成本  $F$  最小的低碳经济调度目标如下

$$F = \min(f_{\text{GCT}}^{\text{price}} + f_{\text{CO}_2}^{\text{price}} + f_{\text{buy}}^{\text{price}} + f_{\text{w,cut}}^{\text{price}} + f_{\text{WT}}^{\text{price}} + f_{\text{CHP}}^{\text{price}} + f_{\text{ESS}}^{\text{price}}) \quad (31)$$

##### (1) 购能成本

$$f_{\text{buy}}^{\text{price}} = \sum_{t=1}^T \alpha_t^{\text{e}} P_t^{\text{e,buy}} + \sum_{t=1}^T \beta_t^{\text{g}} P_t^{\text{g,buy}} \quad (32)$$

式中:  $P_t^{\text{e,buy}}$  为  $t$  时刻的购买电能的数量;  $P_t^{\text{g,buy}}$  为  $t$  时刻的购买气能的数量;  $\alpha_t^{\text{e}}$  和  $\beta_t^{\text{g}}$  分别为  $t$  时刻的电价和气价。

##### (2) 弃风成本

$$f_{\text{w,cut}}^{\text{price}} = \delta_{\text{w}} \sum_{t=1}^T P_t^{\text{w,cut}} \quad (33)$$

式中:  $\delta_{\text{w}}$  为单位弃风惩罚成本;  $P_t^{\text{w,cut}}$  为  $t$  时刻的弃风功率。

##### (3) 风电运维成本

$$\begin{cases} f_{\text{WT}}^{\text{price}} = \sum_{t=1}^T \omega_{\text{se}} P_t^{\text{WT}} \\ 0 \leq P_t^{\text{WT}} \leq P_t^{\text{WT,pre}} \end{cases} \quad (34)$$

式中:  $\omega_{\text{se}}$  为风机运维系数;  $P_t^{\text{WT}}$  为风电实际功率;  $P_t^{\text{WT,pre}}$  为风电预测功率。

##### (4) NCHP 机组运行成本

$$f_{\text{CHP}}^{\text{price}} = \sum_{t=1}^T [b_1 P_t^{\text{CHP}} + a_1 (P_t^{\text{CHP}})^2 + b_2 P_t^{\text{CCS}} + b_3 P_t^{\text{P2G}} + c_1] \quad (35)$$

##### (5) 电池储能系统运行退化成本

$$f_{\text{ESS}}^{\text{price}} = \sum_{t=1}^T s_{\text{ess}} (P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{dis}}) \quad (36)$$

式中:  $s_{\text{ess}}$  为充放电单位能量的退化成本。

#### 3.2 约束条件

##### (1) 电功率平衡约束

$$P_t^{\text{e,CHP}} + P_t^{\text{WT,pre}} + P_t^{\text{e,buy}} + P_t^{\text{dis}} = P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{e,load}} + \quad (37)$$

$$P_t^{\text{e,sell}} + P_t^{\text{e,CCS}} + P_t^{\text{e,P2G}} + P_t^{\text{WT,P2G}} + P_t^{\text{WT,CCS}} \\ P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{WT,P2G}} + P_t^{\text{WT,CCS}} = P_t^{\text{WT,pre}} \quad (38)$$

式中:  $P_t^{\text{e,buy}}$  为购电功率;  $P_t^{\text{e,load}}$  为负荷所需电功率;  $P_t^{\text{e,sell}}$  为售电功率;  $P_t^{\text{WT,P2G}}$  为风电供给 P2G 的电功率;  $P_t^{\text{WT,CCS}}$  为风电供给 CCS 的电功率。

##### (2) 热功率平衡约束

$$P_t^{\text{GB}} + P_t^{\text{h,CHP}} = P_t^{\text{h,load}} \quad (39)$$

式中： $P_t^{h,load}$  为系统热负荷。

(3) 售电电量约束

$$0 \leq P_t^{e,sell} \leq P_{max}^{sell}$$

(40)

式中： $P_{max}^{sell}$  为最大销售电量。

4 算例分析

4.1 算例基础数据

为验证所提减碳价值权证融合交易的 IES 优化调度策略及模型的实用性,以西北某农业 IES 作为仿真研究对象,该农业 IES 占地面积 213 440 m<sup>2</sup>[18]。IES 运行拓扑如图 2 所示,设备参数如表 1 所示。其中,GCT、CET、CCER 的交易主体都是 IES 运营者。

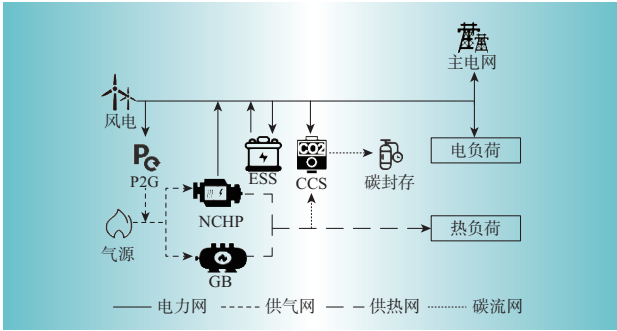


图2 IES运行拓扑  
Fig. 2 IES running topology

碳交易的基础交易价格设定为 100 元/t,阶梯式碳排放交易的单位区间长度设定为  $L=2\ 000\ t$ ,阶梯式碳排放交易的单位区间价格增长率 $\alpha$ 设定为 25%。

表1 设备主要参数  
Table 1 Primary parameters of test apparatus

| 设备类型 | 参数                             | 数值      |
|------|--------------------------------|---------|
| 风电   | 发电功率最大值/kW                     | 500     |
|      | 运维成本/(元·kWh <sup>-1</sup> )    | 0.020 0 |
| NCHP | 发电功率最大值/kW                     | 5 000   |
|      | 发电效率                           | 0.35    |
|      | 运维成本/(元·kWh <sup>-1</sup> )    | 0.080 0 |
|      | 碳排放因子/(kg·kWh <sup>-1</sup> )  | 0.627 4 |
| GB   | 热功率输出最大值/kW                    | 500     |
|      | 制热系数                           | 0.92    |
|      | 运维成本/(元·kWh <sup>-1</sup> )    | 0.020 0 |
| CCS  | 单位捕集能耗/(kWh·kg <sup>-1</sup> ) | 0.269   |
|      | 碳封存运输成本/(元·kg <sup>-1</sup> )  | 0.03    |
| P2G  | 容量上限/kW                        | 2 000   |
|      | 运行效率系数                         | 0.6     |
|      | 运维成本/(元·kWh <sup>-1</sup> )    | 0.080 0 |
| ESS  | 容量上限/kWh                       | 2 500   |
|      | 最小SOC                          | 0.2     |
|      | 最大SOC                          | 0.8     |
|      | 初始SOC                          | 0.2     |
|      | 最大充、放电功率/kW                    | 600     |
|      | 运维成本/(元·kWh <sup>-1</sup> )    | 0.001 8 |

为了证实所构建的低碳经济调度策略的合理性,设置了考虑不同影响因素的 3 种场景进行分析比对。3 种不同影响因素的场景信息如表 2 所示。

表2 各场景信息  
Table 2 Each scenario information

| 场景  | GCT | CCER | CET |
|-----|-----|------|-----|
| 场景1 | √   | √    | √   |
| 场景2 | √   | ×    | √   |
| 场景3 | ×   | ×    | √   |

4.2 优化调度结果分析

以上设置的 3 种场景调度结果对比如表 3 所示。

表3 3种场景结果对比  
Table 3 Comparison of the results of three scenarios

| 参数        | 场景1    | 场景2    | 场景3    |
|-----------|--------|--------|--------|
| 碳排放量/kg   | 20 251 | 25 578 | 31 547 |
| 碳交易收益/元   | 8 635  | 6 687  | 4 525  |
| 绿证收益/元    | 1 553  | 1 474  | 1 021  |
| 总成本/元     | 25 758 | 28 232 | 35 345 |
| 新能源功率占比/% | 74.5   | 67.3   | 61.4   |

由表 3 可知,场景 1 在碳排放控制方面展现出明显成效,其实际碳排放量相较于场景 2 减少了 5 327 kg,与场景 3 相比更是减少了高达 11 296 kg。若以同比减排率来衡量,场景 1 相较于场景 2 的减排率约为 20.8%,而相较于场景 3 的减排率则达到了约 35.8%,这一数据对比彰显场景 1 在低碳排放方面的优势。当综合考虑 GCT、CET、CCER 的联合机制时,绿证交易所凸显的可再生能源特性发挥了关键作用。这种特性通过合理配置和有效利用可再生能源,有力地推动了碳排放量的降低。随着碳排放量的减少,IES 的碳减排成本也随之降低,这不仅有助于提升系统的经济性,更为实现可持续的低碳发展目标提供了有力支持。不仅提升了 IES 参与绿证交易的意愿,也增强了其调整机组功率的积极性,从而达到减排目的。场景 1 的总成本比场景 2、场景 3 分别降低了 2 474 元和 9 587 元,提升率分别为 9.6%、27.1%,从而反映了 GCT、CET、CCER 联合机制策略的低碳经济性。场景 1 的新能源功率占比相对场景 2、场景 3 增加 7.2%、13.1%,表明考虑 GCT、CET、CCER 联合机制的 IES 系统能够促进高比例新能源的消纳。场景 1 中典型时刻的潮流计算结果如表 4 所示。

通过 GCT 获得量 1:1 兑换 CCER,IES 可以利用 CCER 来抵消一定比例的碳排放。由于 CCER 的获取成本相对较低,使用 CCER 进行抵消可以避免在高价的 CET 市场中购买过多的碳配额,从而显著降

低整体的碳减排成本。同时,使得 IES 在调度过程中能够更加灵活地配置资源,调整能源的生产和消费结构,实现经济利益最大化。

表4 典型时刻潮流计算结果  
Table 4 Typical time power flow calculation results

| 时刻    | WT    | 主电网    | EES    | NCHP    | GB    |
|-------|-------|--------|--------|---------|-------|
| 04:00 | 320.7 | -434.2 | -100.9 | 1 199.6 | 437.5 |
| 08:00 | 336.4 | 365.0  | 332.8  | 2 002.0 | 406.4 |
| 12:00 | 284.9 | 604.0  | -4.2   | 2 824.9 | 168.9 |
| 16:00 | 351.6 | 771.4  | -500.0 | 3 411.6 | 122.4 |
| 20:00 | 485.0 | -158.1 | 600.0  | 1 734.1 | 575.9 |
| 24:00 | 392.8 | -83.3  | -425.2 | 1 977.4 | 88.2  |

结合图3—图5进一步分析,在夜晚到凌晨时段,风电功率多,电负荷低,且此时电价低,则风电已能满足大部分电负荷,同时热负荷高,所以 NCHP 热电比大,多发热、少发电。图4和图5为 GCT、CET、CCER 联合机制运行场景下的 IES 内部电、热功率平衡图。在夜间时段,风电的输出达到高峰,而此时电力需求则处于低谷。在这一时段,一部分风电被直接用于满足电力需求,剩余部分则存储于电池储能中,以便在电力需求高峰时释放使用。在风电产出过剩的时段,将过剩的电力转换为天然气

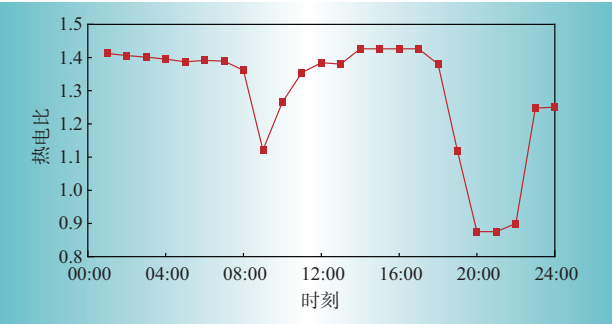


图3 NCHP 各时段热电比  
Fig. 3 Heat-to-electric ratio of NCHP in each period

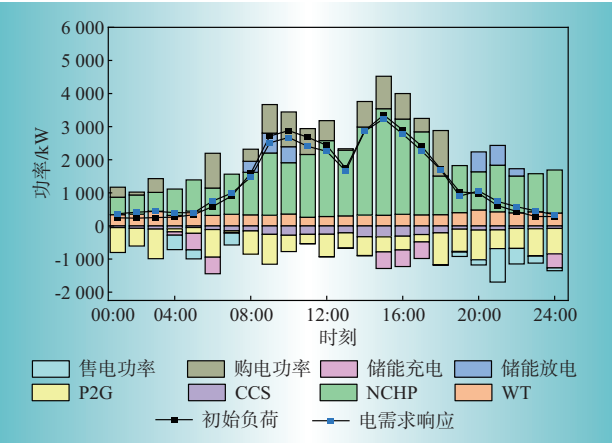


图4 场景1电力供需平衡  
Fig. 4 Scenario 1 electricity supply and demand balance

能量,用于给负荷供能,从而实现了负荷的就地消纳,有效减少了风电弃风的情况。同时,通过利用原本可能被弃风的电能,降低了原本需要从上级电网购买电能的成本,从而进一步优化了经济成本。

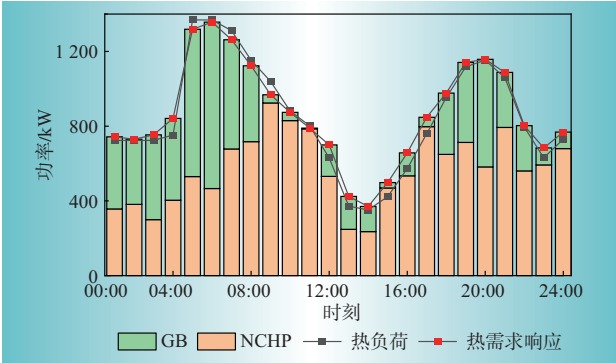


图5 场景1热力供需平衡  
Fig. 5 Scenario 1 heat supply and demand balance

5 结束语

本文提出了考虑 GCT、CET、CCER 联合交易机制的热电比可调 NCHP 的 IES 调度策略。通过实例仿真分析,得出了以下结论:在 IES 中,通过综合 GCT、CET 和 CCER 的联合交互机制的作用,能更有效地利用其互补优势。对于所提出的优化调度策略不仅显著减少了碳排放量,而且增强了新能源的消纳能力,从而达到了 IES 的低碳目标和经济效益目标。考虑含 CCS、P2G 的热电比可调 NCHP 机组,在 CCS、P2G 工作时优先使用弃风量供应所需电量,从而降低弃风率,有效提升了高比例新能源的消纳能力。

参考文献:

[1] 国家能源局. 关于公开征求《新型电力系统发展蓝皮书(征求意见稿)》意见的通知[EB/OL]. (2023-01-04). [https://zfxxgk.nea.gov.cn/2023-01/04/c\\_1310688702.htm](https://zfxxgk.nea.gov.cn/2023-01/04/c_1310688702.htm).  
National Energy Administration. Notice of public consultation on the blue book on the development of new power systems(draft for comments)[EB/OL]. (2023-01-04). [https://zfxxgk.nea.gov.cn/2023-01/04/c\\_1310688702.htm](https://zfxxgk.nea.gov.cn/2023-01/04/c_1310688702.htm).  
[2] 魏利岫,艾小猛,方家琨,等. 面向新型电力系统的时序生产模拟应用与求解技术综述[J]. 电力系统自动化,2024,48(6):170-184.  
WEI Lishen, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Review on applications and solving techniques of timeseries production simulation for new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(6):170-184.  
[3] 翟绘景,高梓淳,李文静,等. 计及网损和相关性的新

- 型电力系统概率碳排放流计算[J]. 供用电, 2024, 41(7):84-91.
- ZHAI Huijing, GAO Zichun, LI Wenjing, et al. Calculation of probabilistic carbon emission flow in a new power system considering network losses and correlation [J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(7):84-91.
- [4] 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):4 508-4 517.
- 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):4 508-4 517.
- [5] 崔杨, 周慧娟, 崔成伟, 等. 考虑降低碳排放的多源微网经济调度方法[J]. 东北电力大学学报, 2021, 41(3):85-92.
- CUI Yang, ZHOU Huijuan, CUI Chengwei, et al. Economic scheduling of multi-source microgrid considering carbon emissions reduction [J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2021, 41(3):85-92.
- [6] 张波, 冯国礼, 郭景维, 等. 基于深度强化学习的微能源系统优化调度[J]. 电机与控制应用, 2022, 49(11):63.
- ZHANG Bo, FENG Guoli, GUO Jingwei, et al. Optimized scheduling of micro-energy systems based on deep reinforcement learning [J]. Electric Machines & Control Application, 2022, 49(11):63.
- [7] WANG Y, YANG Y, XU Q. Integrated planning of natural gas and electricity distribution systems for enhancing resilience [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 151:109 103.
- [8] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含碳-绿证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.
- [9] GUO R, YE H, 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] ZHANG X, HAN K W, WANG H Z, et al. Game-theoretic planning for integrated energy system with independent participants considering ancillary services of power-to-gas stations [J]. Energy, 2019, 176:249-264.
- [11] LYU G, ZHANG Y, ZHU J, et al. Low-carbon optimal operation of electricity-heat-gas systems based on bi-directional tiered-pricing carbon trading [J]. Energy Reports, 2023, 9:377-387.
- [12] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 考虑碳捕集电厂能量转移特性的弃风消纳多时间尺度调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(3):946-961.
- CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, et al. Multiple time scales scheduling strategy of wind power accommodation considering energy transfer characteristics of carbon capture power plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(3):946-961.
- [13] 周任军, 肖钧文, 唐夏菲, 等. 电转气消纳新能源与碳捕集电厂碳利用的协调优化[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7):61-67.
- ZHOU Renjun, XIAO Junwen, TANG Xiafei, et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7):61-67.
- [14] 郭胜伟, 门秀杰, 孙海萍, 等. 中国绿电、绿证及CCER政策现状及趋势比较研究[J]. 中国能源, 2022, 44(3):75-80.
- GUO Shengwei, MEN Xiujie, SUN Haiping, et al. A comparative study on the current situation and trend of China's green power, green certificate and CCER policies [J]. Energy of China, 2022, 44(3):75-80.
- [15] ZHANG X, HAN K W, WANG H Z, et al. Game-theoretic planning for integrated energy system with independent participants considering ancillary services of power-to-gas stations [J]. Energy, 2019, 176:249-264.
- [16] YU X, ZHANG S, LIU L, et al. Optimal design and scheduling of carbon capture power plant based on uncertainty decision-making methods [J]. Journal of Cleaner Production, 2022, 380:134 852.
- [17] 原睿萌, 范绚然, 姬广龙, 等. 考虑响应量与风电功率相关性的需求响应优化调度研究[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(6):6-11.
- YUAN Ruimeng, FAN Xuanran, JI Guanglong, et al. Study on the optimal dispatching of hybrid type demand response load considering the correlation between response quantity and wind power output [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(6):6-11.
- [18] 柳思贤, 丁坤, 董海鹰. 考虑碳捕集和电转气的零碳园区综合能源系统经济调度[J]. 太阳能学报, 2024, 45(9):188-196.
- LIU Sixian, DING Kun, DONG Haiying. Economic dispatch of zero-carbon park integrated energy system considering carbon capture and power-to-gas [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(9):188-196.

#### 作者简介:

赵宇洋(1985), 男, 河南开封人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统运行与低碳技术;

梁宁(1985), 男, 通信作者, 河南商丘人, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统优化与运行。

(责任编辑 安然)