

# 考虑 CCUS 电转气技术及碳市场风险的 电-气综合能源系统低碳调度

郭静蓉<sup>1</sup>, 向月<sup>1\*</sup>, 吴佳婕<sup>2</sup>, 吴刚<sup>3</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川省 成都市 610065; 2. 厦门大学王亚南经济研究院, 福建省 厦门市 361005; 3. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川省 成都市 610041)

## Low-carbon Optimal Scheduling of Integrated Electricity-gas Energy Systems Considering CCUS-P2G Technology and Risk of Carbon Market

GUO Jingrong<sup>1</sup>, XIANG Yue<sup>1\*</sup>, WU Jiajie<sup>2</sup>, WU Gang<sup>3</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan Province, China;  
2. The Wang Yanan Institute for Studies in Economics, Xiamen University, Xiamen 361005, Fujian Province, China;  
3. State Grid Sichuan Economic Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan Province, China)

**ABSTRACT:** In the context of carbon market price risk, it is urgent to quantify the risk of carbon market volatility and formulate corresponding low-carbon operation strategies for energy systems to reduce operation costs and carbon emissions. A low-carbon optimal dispatching model for integrated electricity-gas energy system (IEGS) considering carbon price risk with carbon capture utilization and storage system (CCUS) and power to gas (P2G) synergistic operation is proposed. First, the generalized auto regressive conditional heteroskedasticity model is used to predict the carbon price on the next trading day, and the conditional value at risk model is used to measure the risk of price fluctuations to provide a carbon price basis for IEGS. Then, the CCUS-P2G operation framework is introduced. The CO<sub>2</sub> captured by the carbon capture unit is used as the raw material for P2G conversion, and the curtailed wind power is used to produce natural gas by P2G units during the load valley period. The optimal scheduling model is established to minimize the operation cost and risk of carbon trading. Finally, simulations are conducted in an IEGS composed of an improved IEEE 24-bus system and a natural gas 6-node system. The results demonstrate that the proposed scheduling model can accurately measure the risk during the fluctuation period of the carbon market and increase the renewable energy consumption of the IEGS, and thus achieve reductions in total operation costs and carbon emissions.

**KEY WORDS:** generalized auto regressive conditional

heteroskedasticity model; carbon capture utilization and storage system; power to gas; integrated electricity-gas energy system; optimal dispatch

**摘要:** 在碳市场价格波动的背景下, 合理量化碳交易价格波动风险并制定相应的低碳运行策略对于降低系统运行成本和碳排放量具有十分重要的意义。该文提出一种考虑碳市场价格风险及碳捕集、利用与封存系统-电转气协同运行的电-气综合能源系统低碳优化调度模型。首先, 利用广义自回归条件异方差模型预测次日交易碳价, 并使用条件风险价值衡量碳市场价格波动风险, 为电-气综合能源系统调度提供碳价参考。然后, 引入碳捕集、利用与封存系统-电转气协同运行框架, 将碳捕集机组捕获的 CO<sub>2</sub> 作为电转气原料, 电转气利用负荷谷期的风电出力生产天然气, 以电-气综合能源系统总调度成本及碳交易风险最低为目标建立优化调度模型。最后, 在改进的 IEEE 24 节点和天然气 6 节点系统构成的电-气综合能源系统中进行仿真。结果表明, 提出的调度模型能够捕捉碳市场波动期内风险, 提高电-气综合能源系统可再生能源消纳量, 并降低系统总运行成本和碳排放。

**关键词:** 广义自回归条件异方差模型; 碳捕集、利用与封存; 电转气; 电-气综合能源系统; 优化调度

## 0 引言

全世界的气候变暖对可持续发展构成了严重威胁<sup>[1-2]</sup>, 能源技术革命及发展低碳能源已成为共识, 中国承诺在 2030 年和 2060 年分别实现“碳达峰”和“碳中和”<sup>[3]</sup>。为发展低碳发电技术、促进调度环节对低碳机组的偏好, 中国已经采取了一些措施, 例如, 增加可再生能源的发电占比、对燃

基金项目: 国家自然科学基金项目(U2166211)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (U2166211).

煤电厂进行低碳化改造，以及建立碳排放权交易市场等。

风电、光伏及天然气发电凭借其环境友好性得到了快速的发展。但是，风电和光伏的波动性和随机性导致电力系统对其的消纳能力受限。减少弃风弃光电量的关键在于提升电力系统的灵活消纳能力，其中碳捕集、利用与封存(carbon capture, utilization and storage, CCUS)是实现火电机组低碳及灵活改造的关键技术<sup>[4]</sup>。碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP)的碳捕集能耗可控特征赋予了其灵活运行的潜力<sup>[5]</sup>。电转气(power to gas, P2G)技术利用 CO<sub>2</sub> 作为生产原料，利用电能制取天然气。并且 P2G 设备可以将风电、光伏作为供能来源，从而有效地增加风电和光伏消纳量，同时也是一种重要的灵活性备用资源<sup>[6]</sup>。燃气轮机和 P2G 设备实现了电力系统和天然气系统的双向耦合，从而形成了电-气综合能源系统(integrated electricity-gas system, IEGS)。IEGS 具有明显的碳减排潜力<sup>[7]</sup>，因为它在能源生产、传输、分配和消费各环节实行统一的协调与优化。

IEGS 的低碳调度已经成为国内外能源领域的研究热点。文献[8]建立了同时考虑可中断负荷、储能、燃煤及燃气机组备用的 IEGS 低碳调度模型。文献[9]构建了一种考虑 P2G、CCPP 和超临界二氧化碳循环的碳循环系统，实现电-气-热耦合系统的高能效运行和 CO<sub>2</sub> 的循环利用。文献[6]建立了考虑 CCPP 能量时移特性的多时间尺度弃风消纳策略。文献[10]建立了考虑综合灵活运行方式的碳捕集机组日前-实时双阶段协调调度模型，以综合调度经济性和低碳性。除此之外，碳排放权交易政策被认为是推动碳减排最有效的方法之一<sup>[11]</sup>。文献[12]提出了含碳-绿色证书联合交易机制的 IEGS 优化运行模型，结论证明碳交易机制可以有效提高 IEGS 可再生能源消纳率。文献[4]分析了 CCUS 项目参与碳市场所面临的问题。然而，现有 IEGS 优化调度研究大多关注集中于 CCUS、P2G 等能源设备配置及市场机制对 IEGS 低碳调度的影响，较少有研究考虑碳市场自身的价格不确定性。

在碳市场波动金融实证分析研究中，文献[13]发现差分整合移动平均自回归模型无法捕获碳价格的非线性特征；文献[14]记录了广义自回归条件异方差模型在预测碳期货时表现良好。但金融碳市场风险研究较少考虑宏观风险对具体排碳企业运

行策略及调度计划的影响。由于 IEGS 运营商难以具有足够的市场力，只能作为碳市场价格的接受者，并且中国的碳排放权交易试点市场存在明显的波动聚集现象<sup>[15]</sup>。因此，忽略碳市场的价格波动风险可能给 IEGS 运营商带来额外的损失。

综上，现有研究大多考虑多种能源设备组合或不同交易机制下 IEGS 的经济最优运行，较少涉及碳市场价格波动风险；CCUS-P2G 联合运行方式对 IEGS 应对碳市场价格风险能力的影响研究也待完善。因此，本文基于现有研究，构建考虑碳市场价格风险及 CCUS-P2G 联合运行的 IEGS 低碳日前优化调度模型。首先，分析碳市场价格波动给 IEGS 运营商带来的风险，提出次日交易日价格波动风险和交易风险的量度模型；其次，引入 CCUS-P2G 联合运行框架，充分利用各能量单元之间的互补潜能，利用 CCUS-P2G 灵活运行能力消纳风电和光伏，并共同提供 IEGS 备用资源；最后，提出了集合碳价格风险与 CCUS-P2G 联合运行的 IEGS 低碳优化调度模型。算例分析结果验证了该模型在衡量碳市场价格波动风险方面的准确性，并反映出 IEGS 灵活调用 P2G、CCPP 等设备对系统经济低碳运行的有效性。

## 1 基于 GARCH-CVaR 的碳配额交易模型

### 1.1 碳市场价格波动特性

中国碳排放权试点市场价格具有波动聚集性，即碳价的高波动期和低波动期各自聚集交替出现。能源价格、经济活动、政策变动、市场事件等均可能导致碳市场成交价格的波动<sup>[16]</sup>。

除此之外，碳排放权市场的配额交易收益率不服从高斯分布  $N(\mu, \sigma^2)$ ，具有尖峰厚尾特征。即与高斯分布相比，碳市场收益率在均值  $\mu$  附近的概率密度更高；出现超出  $[\mu-3\sigma, \mu+3\sigma]$  区间极端值的概率也更高，如图 1 所示。

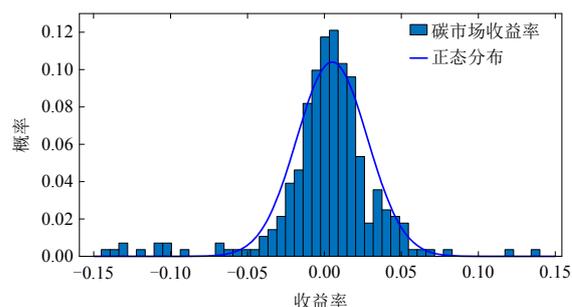


图 1 碳市场收益率概率分布

Fig. 1 Probability distribution of carbon market returns

碳配额市场收益率的波动聚集性和尖峰厚尾特征使得 IEGS 运营商取得极端收益的概率增加, 交易风险较大, 选择恰当的金融工具量度交易风险从而规避风险是极为重要的。

## 1.2 GARCH 碳市场价格波动预测模型

按照基准线法, IEGS 经政府分配获得的碳配额数量可以表示为

$$E^{\text{cap}} = \kappa \sum_d \sum_t L_d^t \quad (1)$$

式中:  $\kappa$  为碳配额分配基准系数;  $L_d^t$  为 IEGS 在  $t$  时段内的负荷量。

对 IEGS 运营商来说, 利用预测碳价制定调度计划有助于获取更优的经济效益, 对下一序列时段的碳市场价格  $I_{t+1}$  预测值为

$$I_{t+1} = \beta_0 + \beta_1 I_t + \varepsilon_{t+1} \quad (2)$$

在刻画市场风险时, 回归函数中的随机误差项  $\varepsilon_t$  可能具有不同的方差, 此时线性最小二乘回归模型就不能准确描述  $\varepsilon_t$  的条件异方差这一重要信息。与计量经济学常用的, 自回归滑动平均模型<sup>[17]</sup>、风险价值(value at risk, VaR)模型<sup>[18]</sup>等价格风险预测模型相比, 广义自回归条件异方差(generalized autoregressive conditional heteroskedasticity, GARCH)模型能够更有效地捕捉收益率时间序列数据的波动聚集性和异方差特性。

对碳配额市场成交价格的随机误差项  $\varepsilon_t$  假设其服从高斯分布、T 分布或 GED 分布。假设  $\varepsilon_t \sim N \cdot (0, \sigma_t^2)$ , 异方差  $\sigma_t^2$  取决于前  $p$  期扰动项的平方和, 记为自回归条件异方差模型 ARCH( $p$ ), 计算如下:

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 \quad (3)$$

在 ARCH( $p$ )模型的基础上, 加上随机误差  $\varepsilon_t$  的异方差  $\sigma_t^2$  的自回归部分:

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 + \gamma_1 \sigma_{t-1}^2 + \dots + \gamma_q \sigma_{t-q}^2 \quad (4)$$

式中:  $p$  为  $\varepsilon_t^2$  的自回归阶数;  $q$  为  $\sigma_t^2$  的自回归阶数, 均由市场实际价格波动确定。将式(4)与式(2)联立, 则得到基于 GARCH( $p, q$ )的次日碳价格波动预测模型。当碳价序列的随机误差  $\varepsilon_t$  不满足高斯分布时, 可以将基础 GARCH( $p, q$ )模型修正为 EGARCH( $p, q$ )模型, 一阶 EGARCH 模型如下:

$$\ln \sigma_t^2 = \alpha_0 + \underbrace{\alpha_1 (\varepsilon_{t-1} / \sigma_{t-1})}_{\text{EGARCH}} + \underbrace{\lambda_1 |\varepsilon_{t-1} / \sigma_{t-1}|}_{\text{EGARCH}_a} + \underbrace{\beta_1 \ln \sigma_{t-1}^2}_{\text{EGARCH}} \quad (5)$$

EGARCH 模型对于基准 GARCH 模型的改进

为: 无论  $\ln \sigma_t^2$  取何值, 都有  $\sigma_t^2 = \exp(\ln \sigma_t^2) > 0$ , 故对模型中的所有参数没有限制。

## 1.3 基于 GARCH-CVaR 的碳交易风险度量模型

条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)度量在给定的置信度水平上, 资产损失超过  $VaR_\beta$  的条件均值, 表示投资者在波动市场中超额损失的平均水平。与传统 VaR 模型相比, CVaR 对于尾部损失的测度更加准确。对于 IEGS 运营商, CVaR 可以衡量市场碳价出于波动聚集期时, 市场整体波动而给 IEGS 运营商带来的交易损失。

基于 GARCH 族模型计算 CVaR 的公式可以表示为

$$A_{\text{CVaR}} = E[f(x, y) | f(x, y) \geq VaR_\beta] = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{-\infty}^{-Z} f(x, y) p(y) dy \quad (6)$$

式中:  $\alpha$  为风险价值损失值;  $\beta$  为置信分位数, 记为  $Z$ ; 函数  $f(x, y)$  表示 IEGS 运营商在碳配额市场中的交易损失, 由次日碳价  $I_{p+1}$  和碳排放量  $C_t^E$  共同决定;  $p(y)$  为市场收益率序列的概率密度。

由于 CVaR 中含有积分部分, 难以在线性规划问题中直接求解, 文献[19]用  $F_\beta(x, \alpha)$  代替原 CVaR 计算式, 如式(7)。引入虚拟变量  $z_n$ ,  $n \in [1, N]$  替代  $[f(x, y) - \alpha]^+$ , 并将积分项离散化取期望值, 化简后的 CVaR 计算式表示为式(8), 且满足约束式(9)。

$$F_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{y \in Y} [f(x, y) - \alpha]^+ p(y) dy \quad (7)$$

$$A_{\text{CVaR}} = F_\beta(C_t^E, I_{p+1}) = \alpha + \frac{1}{(1-\beta)} \sum_{n=1}^N p_n z_n \quad (8)$$

$$\begin{cases} z_n \geq 0 \\ z_n \geq I_{p+1} (E^{\text{cap}} - C_t^E) - \alpha \end{cases} \quad (9)$$

式中  $p_n$  为不同收益率区间的概率密度。

## 2 集成 CCUS 和 P2G 的 IEGS 建模

### 2.1 CCUS 系统数学模型

目前, 碳捕集技术主要分为 3 类: 富氧燃烧捕集、燃烧前捕集和燃烧后捕集<sup>[20]</sup>。本文仅考虑燃烧后捕集技术, 即发电厂排出的烟气首先进入吸收塔, 随后利用醇胺溶剂吸收烟气中的  $\text{CO}_2$ , 最后在汽提塔中将  $\text{CO}_2$  与溶剂分离以供后续利用和封存<sup>[21]</sup>。

碳捕集电厂的净输出功率  $P_t^{\text{CCN}}$  为总发电功率  $P_t^{\text{CCG}}$  与碳捕集能耗功率  $P_t^{\text{CC}}$  之差, 碳捕集能耗由固定能耗  $P_t^{\text{CCF}}$  和运行能耗  $P_t^{\text{CCY}}$  组成。

燃煤和燃气电厂发电过程的碳排放量表示为

$$\begin{bmatrix} Q_{i,t}^E \\ Q_{j,t}^E \end{bmatrix} = \frac{22400}{\nu \cdot M_{CO_2}} \begin{bmatrix} e_{i,t}^r \\ e_{j,t}^r \end{bmatrix} [P_{i,t} \quad P_{j,t}] \quad (10)$$

式中： $\nu$ 为体积转换系数； $M_{CO_2}$ 为  $CO_2$  的摩尔质量； $e_{i,t}^r$  和  $e_{j,t}^r$  分别为不同燃煤机组和燃气机组的单位功率碳排放系数。

由于烟气吸收环节的能耗仅占碳捕集运行能耗的 2%~10%<sup>[20]</sup>，故将其忽略。碳捕集电厂的  $CO_2$  捕集量、利用量、存储量和运行成本可分别表示为：

$$Q_t^{CC} = \alpha_C P_t^{CCY} \quad (11)$$

$$Q_t^{CC} = Q_t^{CCU} + Q_t^{CCS} \quad (12)$$

$$C_{CCUS} = \sum_{m \in N_m} (c_c P_{m,t}^{CCG} + c_{cc} Q_{m,t}^{CC} + c_{cs} Q_{m,t}^{CCS}) \quad (13)$$

式中： $\alpha_C$ 为单位功率的  $CO_2$  吸收系数； $Q_t^{CCU}$  和  $Q_t^{CCS}$  分别为利用和存储的  $CO_2$  体积； $c_c$ 、 $c_{cc}$  和  $c_{cs}$  分别为火电机组的发电成本系数、CCPP 的捕集成本系数和碳储存成本系数； $N_m$ 为连接 CCPP 机组的节点集合。

CCPP 可以通过控制  $CO_2$  的吸收和捕集时间增加火电机组的下调峰能力<sup>[6]</sup>，以  $\beta_C$  表示碳捕集电厂捕集量与总发电功率之比，则 CCPP 净输出功率的上下限可表示为约束式(14)。由 CCPP 提供的向上备用  $R_t^{cu}$  及向下备用  $R_t^{cd}$  满足约束式(15)和(16)。

$$(1 - \frac{e^r \cdot \beta_C^{max}}{\alpha_C}) P_{min}^{CCG} - P_t^{CCF} \leq P_t^{CCN} \leq P_{max}^{CCG} - P_t^{CCF} \quad (14)$$

$$(1 - \frac{e^r \cdot \beta_C}{\alpha_C}) P_t^{CCG} - P_t^{CCF} \leq P_t^{CCN} - R_t^{cd} \quad (15)$$

$$P_t^{CCN} + R_t^{cu} \leq P_{max}^{CCN} - P^{CCF} \quad (16)$$

### 2.2 P2G 系统数学模型

P2G 技术利用电能制取天然气，能够有效地消纳清洁能源电能，同时降低天然气系统的产气成本。本文忽略 P2G 系统中氢气压缩、储存及利用环节，将 P2G 系统运行过程简化为两个能量转换阶段：电解水制氢和氢气甲烷化。在电解水制氢过程， $H_2$  的产量<sup>[20]</sup>与 P2G 运行功率满足：

$$Q_t^{H_2} = \frac{\alpha_{H_2} P_t^{P2G}}{H_{H_2}} \quad (17)$$

式中： $Q_t^{H_2}$ 为电制氢生成的  $H_2$  量； $P_t^{P2G}$ 为电制氢过程消耗的电功率； $\alpha_{H_2}$ 为单位功率转换系数； $H_{H_2}$ 为  $H_2$  的高热值，取  $12.7MJ/m^3$ 。

在氢气甲烷化阶段， $H_2$  与  $CO_2$  在催化环境中生

成甲烷和水。该过程消耗的  $CO_2$  和产生的  $CH_4$  与消耗氢气量  $Q_t^{H_2}$  的关系为

$$\begin{bmatrix} Q_t^{CO_2} \\ Q_t^{CH_4} \end{bmatrix} = Q_t^{H_2} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{H_2-CO_2} \\ \lambda_{H_2-CH_4} \end{bmatrix} \quad (18)$$

式中  $\lambda_{H_2-CO_2}$  和  $\lambda_{H_2-CH_4}$  分别为  $H_2$  与  $CO_2$  和  $CH_4$  的化学反应系数，均取 0.25。

P2G 系统的运行成本可以表示为

$$C_{P2G} = \sum_{n \in N_n} (c_{P2G} P_{n,t}^{P2G} + c_{CO_2} \cdot Q_{n,t}^{Buy}) \quad (19)$$

式中： $c_{P2G}$ 为 P2G 运行成本系数； $c_{CO_2}$ 和  $Q_{n,t}^{Buy}$  分别为 P2G 系统购买  $CO_2$  原料的单价和购买量； $N_n$ 为连接有 P2G 机组的节点集合。

P2G 设备接入电-气综合能源系统后可作为提供系统备用容量的辅助方式，系统运行所需的旋转备用可部分转由 P2G 设备提供，以缓解火电机组的备用调节压力。P2G 设备提供的向上备用  $R_t^{pu}$  和向下备用  $R_t^{pd}$  满足约束如下：

$$0 \leq P_t^{P2G} - R_t^{pu} \quad (20)$$

$$P_t^{P2G} + R_t^{pd} \leq P_{max}^{P2G} \quad (21)$$

### 2.3 CCUS-P2G 联合运行架构及其碳排放量计算

将 CCUS 捕集和存储的  $CO_2$  提供给 P2G 设备，P2G 设备消纳弃风弃光电量制取天然气并送入天然气网络，可以有效地降低 CCUS 的碳储存成本并削减弃风弃光电量。本文基于 CCUS 和 P2G 的原料-产品特点，结合两种设备的削峰填谷特性，建立 CCUS-P2G 联合运行系统模型，并与燃煤、燃气机组共同参与备用调度，进一步促进 IEGS 的减碳运行。CCUS-P2G 联合运行的 IEGS 结构如图 2 所示。

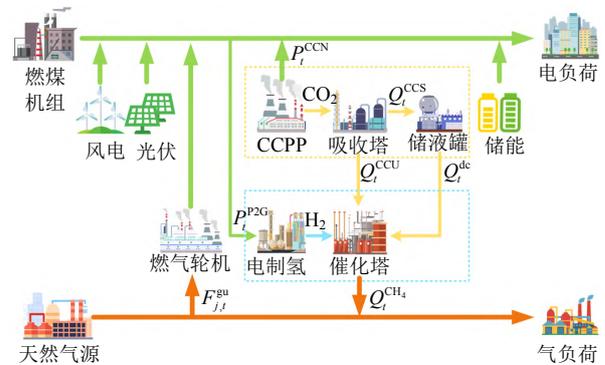


图 2 CCUS-P2G 联合运行的 IEGS 架构

Fig. 2 A IEGS architecture with CCUS-P2G operation

CCUS 与 P2G 联合运行时，P2G 制取甲烷所需要的  $CO_2$  不必再额外购买，可以由 CCPP 机组的碳捕集利用量和储存量共同满足，即：

$$Q_t^{\text{CO}_2} = Q_t^{\text{dc}} + Q_t^{\text{CCU}} \quad (22)$$

重点考虑 CCUS 与 P2G 联合运行过程中 CO<sub>2</sub> 的转移过程, 本文忽略 CO<sub>2</sub> 储液罐的化学反应细节和溶液体积变化, 对储液罐吸收及释放 CO<sub>2</sub> 过程建模如下:

$$E_t^{\text{CCS}} = E_{t-1}^{\text{CCS}} + Q_t^{\text{CCS}} - Q_t^{\text{dc}} \quad (23)$$

$$E_{\min}^{\text{CCS}} \leq E_t^{\text{CCS}} \leq E_{\max}^{\text{CCS}} \quad (24)$$

$$\begin{cases} 0 \leq Q_t^{\text{CCS}} \leq \omega_{p,t} Q_{\max}^{\text{CCS}} \\ 0 \leq Q_t^{\text{dc}} \leq \omega_{q,t} Q_{\max}^{\text{dc}} \end{cases} \quad (25)$$

$$Q_t^{\text{CO}_2} \leq E_t^{\text{CCS}} + Q_t^{\text{CC}} \quad (26)$$

式中:  $E_t^{\text{CCS}}$  为储液罐中的 CO<sub>2</sub> 储量;  $Q_t^{\text{dc}}$  为储液罐中的 CO<sub>2</sub> 释放量。式(25)是储液罐吸收与释放速率约束,  $\omega_{p,t} + \omega_{q,t} \leq 1$ 。式(26)表示 CCUS-P2G 联合运行状态下 P2G 的 CO<sub>2</sub> 消耗量不应超过 CCPP 的捕集和存储量。

系统内的总碳排放量计算方式为

$$C_t^{\text{E}} = \sum_{\substack{i \in N_i \\ j \in N_j}} Q_{i,j,t}^{\text{E}} - \sum_{m \in N_m} Q_{m,t}^{\text{CC}} \quad (27)$$

### 3 考虑 CCUS 和 P2G 联合运行的 IEGS 低碳调度模型

#### 3.1 目标函数

考虑 CCUS 和 P2G 联合运行的 IEGS 低碳调度模型以系统调度周期内总运行成本和风险最低作为目标。假设风电的发电成本为 0, 则系统的总运行成本共由能量供应成本  $C_{\text{en}}$ 、备用成本  $C_{\text{st}}$ 、弃风弃光成本  $C_{\text{re}}$ 、CCUS 运行成本  $C_{\text{CCUS}}$ 、P2G 运行成本  $C_{\text{P2G}}$  和碳交易及风险成本  $C_{\text{carbon}}$  六部分组成:

$$\min \sum_{t=1}^T (C_{\text{en}} + C_{\text{st}} + C_{\text{re}} + C_{\text{CCUS}} + C_{\text{P2G}} + C_{\text{carbon}}) \quad (28)$$

$$C_{\text{en}} = \sum_{i \in N_i} c_i P_{i,t} + \sum_{s \in N_s} c_s |P_{s,t}| + \sum_{k \in N_{\text{int}}} c_k^{\text{int}} P_{k,t}^{\text{int}} + \sum_{g \in N_G} c_g F_{g,t} \quad (29)$$

$$\begin{aligned} C_{\text{st}} = & \sum_{i \in N_i} (c_i^{\text{u}} R_{i,t}^{\text{u}} + c_i^{\text{d}} R_{i,t}^{\text{d}}) + \sum_{j \in N_j} (c_j^{\text{u}} F_{j,t}^{\text{u}} + c_j^{\text{d}} F_{j,t}^{\text{d}}) + \\ & \sum_{m \in N_m} (c_m^{\text{u}} R_{m,t}^{\text{u}} + c_m^{\text{d}} R_{m,t}^{\text{d}}) + \sum_{n \in N_n} (c_n^{\text{u}} R_{n,t}^{\text{u}} + c_n^{\text{d}} R_{n,t}^{\text{d}}) + \\ & \sum_{s \in N_s} (c_s^{\text{u}} R_{s,t}^{\text{u}} + c_s^{\text{d}} R_{s,t}^{\text{d}}) + \sum_{k \in N_{\text{int}}} c_k^{\text{int}} R_{k,t}^{\text{int}} \end{aligned} \quad (30)$$

$$C_{\text{re}} = \sum_{w \in N_w} c_w P_{w,t}^{\text{c}} + \sum_{v \in N_v} c_v P_{v,t}^{\text{c}} \quad (31)$$

$$C_{\text{carbon}} = I_{p+1} (E^{\text{cap}} - C_t^{\text{E}}) + \Gamma \cdot A_{\text{CVaR}} \quad (32)$$

式中:  $P_{i,t}$  为燃煤机组的发电量;  $F_{g,t}$  为天然气气井

产量;  $P_{s,t}$  为蓄电池的充电或放电功率;  $P_{k,t}^{\text{int}}$  为可中断负荷的调度功率;  $R_{k,t}^{\text{int}}$  为可中断负荷提供的向上备用容量;  $R_i^{\text{u}}$  和  $R_i^{\text{d}}$  分别为备用源提供的向上容量和备用容量, 备用源可能是燃煤机组、燃气机组、CCPP、P2G 机组或可中断负荷;  $P_{w,t}^{\text{c}}$  和  $P_{v,t}^{\text{c}}$  分别为弃风和弃光电量;  $c$  为单位功率或产气量的成本系数;  $T$  为总调度周期内的调度时段数;  $\Gamma$  为 IEGS 运营商对风险的偏好系数, 其取值范围为  $\Gamma \geq 0$ 。通常认为,  $\Gamma < 0.1$  时系统决策者为风险偏好型,  $\Gamma > 0.5$  时决策者为风险规避型<sup>[22]</sup>,  $\Gamma$  越大表示运营商越倾向于规避风险。

#### 3.2 电力系统约束

采用直流潮流模型计算系统潮流, 忽略各节点电压幅值及线路无功差异, 仅考虑线路传输容量及节点相角约束等。

1) 系统功率平衡约束:

$$\begin{aligned} \sum_{i,j \in N_{i,j}} P_{i,j,t} + \sum_{w,v \in N_{w,v}} P_{w,v,t} + \sum_{s \in N_s} P_{s,t} + \sum_{m \in N_m} P_{m,t}^{\text{CCN}} = \\ \sum_{d \in N_d} L_{d,e,t} - \sum_{k \in N_k} P_{k,t}^{\text{int}} + \sum_{n \in N_n} P_{n,t}^{\text{P2G}} \end{aligned} \quad (33)$$

式中:  $P_{i,j,t}$  为系统中燃煤和燃气机组的总发电功率;  $P_{w,v,t}$  为系统接入的风电和光伏电场的发电功率;  $P_{s,t}$  为系统中蓄电池的放电功率;  $P_{d,e,t}$  为系统总负荷量;  $P_{k,t}^{\text{int}}$  为系统可中断负荷提供的运行功率。

2) 线路传输容量约束:

$$\begin{aligned} P_L = \sum_{i,j} K_{m,i,j} P_{i,j,t} + \sum_w K_{m,w} P_{w,t} + \sum_v K_{m,v} P_{v,t} + \\ \sum_s K_{m,w} P_{s,t} + \sum_m K_{m,m} P_{m,t}^{\text{CCN}} - \sum_d K_{m,d} L_{d,e,t} - \\ \sum_k K_{m,k} P_{k,t}^{\text{int}} - \sum_n K_{m,n} P_{n,t}^{\text{P2G}} \end{aligned} \quad (34)$$

$$-P_m^{\text{max}} \leq P_L \leq P_m^{\text{max}} \quad (35)$$

式中:  $K_m$  为网络的功率分配系数, 可根据发电转移分布因子求出;  $P_m^{\text{max}}$  为线路的最大可传输功率。

3) 可再生能源出力约束:

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\text{f}}, \quad 0 \leq P_{v,t} \leq P_{v,t}^{\text{f}} \quad (36)$$

式中:  $P_{w,t}$  和  $P_{v,t}$  为时段内风电和光伏电场出力实际值;  $P_{w,t}^{\text{f}}$  和  $P_{v,t}^{\text{f}}$  为清洁能源出力预测值。

4) 燃气轮机运行约束:

燃气轮机是电-气综合能源系统中实现电力系统与天然气系统联接的耦合元件, 其天然气消耗量与发电量之间的关系满足式(37):

$$F_{j,t}^{\text{gu}} = (\alpha_j P_{j,t}) / H_{\text{CH}_4} \quad (37)$$

式中:  $\alpha_f$  为燃气轮机的热转换效率系数;  $H_{CH_4}$  为天然气高热值, 取  $40.6 \text{ MJ/m}^3$ 。

5) 发电机出力约束:

$$u_{i,t} P_i^{\min} \leq P_{i,t} \leq u_{i,t} P_i^{\max} \quad (38)$$

式中:  $P_i^{\max}$  和  $P_i^{\min}$  分别为发电机的出力上下限;  $u_{i,t}$  为 0-1 变量, 表示机组的启停状态。

6) 发电机爬坡约束:

$$P_{i,j,t} - r_{i,j} \leq P_{i,j,t+1} \leq P_{i,j,t} + r_{i,j} \quad (39)$$

式中  $r_{i,j}$  为机组的爬坡速率。CCPP 与 P2G 机组的运行功率也遵循爬坡约束, 不再赘述。

7) 发电备用容量约束:

燃煤、燃气机组提供的备用容量及备用响应时间分别满足约束式(40)和(41):

$$\begin{cases} P_i^{\min} \leq P_{i,t} - R_{i,t}^d \\ P_{i,t} + R_{i,t}^u \leq P_i^{\max} \end{cases} \quad (40)$$

$$0 \leq R_{i,t}^u \leq T_r r_i, 0 \leq R_{i,t}^d \leq T_r r_i \quad (41)$$

式中  $T_r$  为机组的备用响应时间要求。

8) 储能运行约束如下:

$$E_{s,t} = E_{s,t-1}(1 - \mu_{\text{loss}}) + (P_{\text{ch},t} \eta_e^{\text{ch}} - \frac{P_{\text{dc},t}}{\eta_e^{\text{dc}}}) \quad (42)$$

$$E_s^{\min} \leq E_{s,t} \leq E_s^{\max} \quad (43)$$

$$E_{s,0} = E_{s,T} \quad (44)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch},t} \leq P_{\text{ch}}^{\max} \omega_{s,t} \\ 0 \leq P_{\text{dc},t} \leq P_{\text{dc}}^{\max} \omega_{r,t} \end{cases} \quad (45)$$

式中:  $E_{s,t}$  为蓄电池在时段  $t$  剩余的能量;  $E_s^{\min}$  和  $E_s^{\max}$  分别为蓄电池的最小和最大储能量。在制定调度计划时, 当一个完整的调度时间段结束后, 蓄电池的储能量  $E_{s,T}$  应与调度周期开始时的能量  $E_{s,0}$  保持一致, 以避免多个调度周期之间的紊乱。CCUS 系统中的  $\text{CO}_2$  储液罐与蓄电池有相似的运行方式, 因此也应满足约束式(44)。约束式(45)表示蓄电池的充放电速率约束, 其中  $\omega_{s,t} + \omega_{r,t} \leq 1$ 。

蓄电池作为储能资源, 能够为系统提供向上和向下备用, 满足约束:

$$\begin{cases} 0 \leq R_{s,t}^u \leq \min[(E_{s,t} - E_s^{\min})\eta_e^{\text{dc}}, P_{\text{dc}}^{\max} - P_{\text{dc},t}] \\ 0 \leq R_{s,t}^d \leq \min[(E_s^{\max} - E_{s,t})/\eta_e^{\text{ch}}, P_{\text{ch}}^{\max} - P_{\text{ch},t}] \end{cases} \quad (46)$$

式中:  $R_{s,t}^u$  和  $R_{s,t}^d$  分别为蓄电池提供的向上备用容量和向下备用容量;  $\eta_e^{\text{ch}}$  和  $\eta_e^{\text{dc}}$  分别为蓄电池的充电和放电效率。

9) 可中断负荷约束。

当系统处于负荷峰值或者紧急状态时, 可以将可中断负荷视作虚拟的备用发电容量, 通过切除可中断负荷的方式缩减系统供能缺口, 可中断负荷满足约束:

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{int}} \geq u_{k,t} P_{i,t,\min}^{\text{int}} \\ P_{i,t}^{\text{int}} + R_{i,t}^{\text{int}} \leq u_{k,t} P_{i,t,\max}^{\text{int}} \end{cases} \quad (47)$$

$$\begin{cases} (X_{k,t-l}^{\text{on}} - T_k^{\text{on}})(u_{k,t-l} - u_{k,t}) \geq 0 \\ (X_{k,t-l}^{\text{off}} - T_k^{\text{off}})(u_{k,t} - u_{k,t-l}) \geq 0 \end{cases} \quad (48)$$

式中:  $P_{i,t,\max}^{\text{int}}$  和  $P_{i,t,\min}^{\text{int}}$  分别为第  $i$  个节点连接的可中断负荷的最大和最小调度容量;  $u_{k,t}$  为 0-1 变量, 表示可中断负荷的工作状态;  $T_k^{\text{on}}$  和  $T_k^{\text{off}}$  分别表示可中断负荷的最小接通时间和最小中断时间限制;  $X_{k,t-l}^{\text{on}}$  和  $X_{k,t-l}^{\text{off}}$  分别表示  $t$  时刻前该可中断负荷的累计开通时间和累计中断时间。

10) 系统备用约束。

系统备用容量应当能够承受由风力、负荷不确定性和系统组件故障引起的功率波动。系统应对风电和负荷波动的备用容量需求被认为是其预测值的一定百分比<sup>[23]</sup>。将应对意外情况的备用容量设置为发电机的最大装机容量、负荷波动量以及可再生能源出力波动量之和。系统内总的向上和向下备用约束如下:

$$\sum_{i,j,s,m,n,k} R_t^u \geq \beta_d \sum_{d \in N_e} L_{d,e,t} + \beta_w \sum_{w,v \in N_{w,v}} P_{w,v,t}^f + P_G^{\max} \quad (49)$$

$$\sum_{i,j,s,m,n} R_t^d \geq \beta_d \sum_{d \in N_e} L_{d,e,t} + \beta_w \sum_{w,v \in N_{w,v}} P_{w,v,t}^f \quad (50)$$

式中:  $G$  是在调度范围内可能发生故障的发电单元, 由燃煤机组、燃气机组、CCPP、P2G 机组和蓄电池共同提供向上和向下备用, 可中断负荷仅提供向下备用;  $\beta_d$  和  $\beta_w$  分别表示负荷和可再生能源的备用系数。

### 3.3 天然气系统约束

为了减少建模和求解的困难, 采用基于 Weymouth 方程的天然气稳态模型<sup>[24]</sup>, 天然气管道中的气体流量  $F_{MN}$  与节点气压  $\pi$  满足约束式(51)、(52), 气井的气体输出  $F_{g,t}$  和节点气压  $\pi$  满足约束式(53)、(54):

$$\text{sgn}(\pi_M, \pi_N) F_{MN}^2 = C_{MN} (\pi_M^2 - \pi_N^2) \quad (51)$$

$$\text{sgn}(\pi_M, \pi_N) = \begin{cases} +1, & \pi_M \geq \pi_N \\ -1, & \pi_M < \pi_N \end{cases} \quad (52)$$

$$F_g^{\min} \leq F_{g,t} \leq F_g^{\max} \quad (53)$$

$$\pi_M^{\min} \leq \pi_{M,t} \leq \pi_M^{\max} \quad (54)$$

式中： $C_{MN}$ 为常数，具体取决于管道的特性； $F_g^{\min}$ 和 $F_g^{\max}$ 分别为气井的气体输出上限和下限； $\pi_M^{\min}$ 和 $\pi_M^{\max}$ 分别为节点气压的上限和下限。

天然气网络的节点气流平衡方程为

$$\sum_{g \in N_G} F_{g,t} + \sum_{n \in N_n} Q_{n,t}^{CH_4} = \sum_{d \in N_{GL}} L_{d,g,t} + \sum_{N \in M} F_{MN,t} + \sum_{j \in N_j} F_{j,t}^{GU} \quad (55)$$

式中： $F_{g,t}$ 为气井的天然气输出量； $Q_{n,t}^{CH_4}$ 为P2G机组输入天然气系统的天然气量； $L_{d,g,t}$ 为节点连接天然气负荷量； $F_{MN,t}$ 为管道MN中的气体流量。天然气系统的非线性约束使用文献[25]中的分段线性化法转化为线性约束，转换步骤见附录A。

### 4 算例分析

#### 4.1 算例描述

算例系统由改进的IEEE 24节点电力系统和6节点天然气系统通过燃气轮机以及P2G机组耦合，如图3所示。仿真系统共含10台燃煤机组G1—G10，2台燃气机组G11、G12。其中G2经过碳捕集改造；风电场位于节点3和6；光伏位于节点3和18；储能和P2G设备位于节点6，忽略相邻两节点间CO<sub>2</sub>运输成本；可中断负荷位于节点3和节点10。调度周期设置为24h。电负荷、气负荷及IEGS参数见文献[23]，算例仿真参数见附录B。使用MATLAB-yalmip平台调用gurobi 8.1求解器实现仿真与优化。

为了验证提出的CCUS-P2G联合运行模型的有效性，设置了4个场景进行算例仿真。

场景1：仅考虑蓄电池和可中断负荷作为灵活

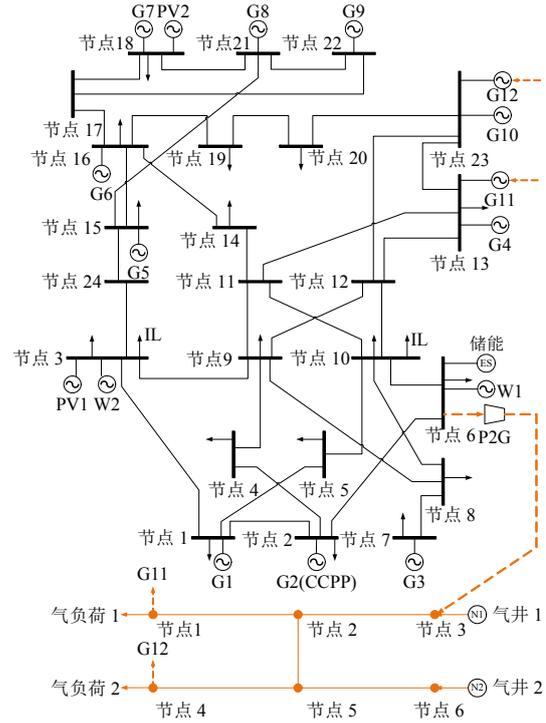


图3 仿真实电-气综合能源系统结构图

Fig. 3 Structure diagram of IEGS in simulation

备用资源，无CCUS和P2G设备；

场景2：考虑CCUS独立运行，无P2G设备，捕集碳量全部储存；

场景3：考虑P2G独立运行，无CCUS，CO<sub>2</sub>原料单独购买；

场景4：CCUS-P2G联合运行，P2G运行原料由CCUS提供。

#### 4.2 调度结果分析

考虑以上4种场景进行算例仿真，具体优化调度结果成本分布如表1所示。

表1 调度仿真结果

Table 1 Results of scheduling simulation

| 场景  | 能量成本/\$ | 备用成本/\$ | 弃风成本/\$ | CCUS成本/\$ | P2G成本/\$ | 碳交易成本/\$ | 总运行成本/\$ | CVaR/\$ | 弃风电量/(MW·h) | 碳排放量/吨 | 碳减排量/% |
|-----|---------|---------|---------|-----------|----------|----------|----------|---------|-------------|--------|--------|
| 场景1 | 846229  | 67799   | 83214   | —         | —        | -107040  | 886633   | -35693  | 832.14      | 32084  | —      |
| 场景2 | 829170  | 68368   | 193572  | 22947     | —        | -276505  | 823814   | -137382 | 1935.72     | 29851  | 6.96   |
| 场景3 | 822333  | 68663   | 691.36  | —         | 99545    | -93273   | 894446   | -35131  | 6.91        | 32265  | -0.56  |
| 场景4 | 817032  | 69343   | 0       | 29396     | 48116    | -159301  | 797746   | -68396  | 0           | 31395  | 2.15   |

与场景1相比，加入CCUS后场景2的总运行成本降低了62819美元，降幅7.09%；其中碳交易获利增加169465美元，虽然系统内的弃风弃光成本增加，但碳捕集机组捕获原本排放到大气中的CO<sub>2</sub>，使得系统内的碳排放量明显减少，从而有更多的剩余配额在碳配额市场中获利。

加入P2G设备后场景3总运行成本提高7813

美元，主要原因是充分消纳清洁能源，尽管弃风弃光电量减少了825.23MW，降低了弃风弃光成本，但不足以覆盖P2G较高的运行成本；由于P2G设备孤立运行时只能从系统外部购买CO<sub>2</sub>原料，并不能吸收综合能源系统内部排放的CO<sub>2</sub>，系统整体的碳排放量反而增加了0.56%。

考虑CCUS-P2G联合运行的场景4与场景1相

比，总运行成本降低了 88887 美元，成本降幅达到 10.03%，共有 193.56 吨被捕集的 CO<sub>2</sub> 成为 P2G 原料，节约原料购买费用 14685 美元；同时，及时利用 CCP 捕获的 CO<sub>2</sub> 也降低了 CO<sub>2</sub> 的储存压力。CCUS 与 P2G 的配合能够较好地适应可再生能源出力波动，弃风弃光电量降低至 0MW。虽然场景 4 总碳减排效果不如场景 2，但 CO<sub>2</sub> 大量封存的安全性尚未完全证实<sup>[1]</sup>，及时利用 CCP 捕获的 CO<sub>2</sub> 可以有效避免 CO<sub>2</sub> 长期封存带来的风险。由于 IEGS 运营商在碳配额市场中的交易损失与交易量直接相关，系统总碳排放量越低，IEGS 运营商可能面临的最大的风险损失就越小。虽然仅从降低市场风险损失的角度，场景 2 比场景 4 具有更好的效果，但是在 CCUS-P2G 联合运行方式下，最大风险损失与场景 1 和场景 3 相比仍有明显优势，且总运行成本更低。

### 4.3 机组调度情况分析

场景 2 中 CCP 机组的运行功率、碳捕集量以及场景 1 中机组 G2 的出力情况如图 4 所示。

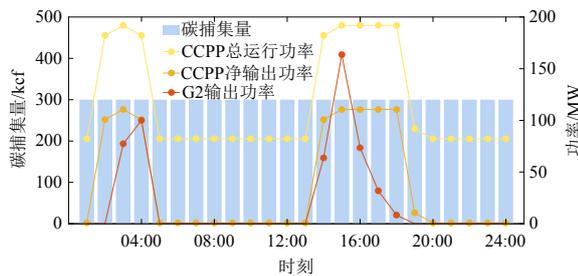


图 4 场景 2 中 CCP 运行情况

Fig. 4 CCPP operation status in Scenario 2

由图 4 可以看出，CCUS 系统独立运行时，由于不需要与 P2G 机组相互配合，始终以最大捕集功率运行，以捕获更多 CO<sub>2</sub>，从而降低系统的总碳排放量，增加碳交易收入。由于碳储存成本较高且单位时段内能够完成存储的碳量有限，此时制约 CCP 最大捕集功率的是 CCUS 系统的最大储存效率。值得注意的是，在优化调度结果中场景 2 与场景 1 相比弃风电量增加 1103.58MW，对比两个场景中 G2 与 CCP 机组的净输出功率可以看出：在 02:00—03:00、14:00、16:00—19:00 时段内 CCP 机组的净输出值高于场景 1 中 G2 在同时段的出力，线路 L<sub>2-6</sub> 潮流增加，线路阻塞导致节点 6 的风电场外送功率受限，从而增加了该节点风电场的弃风电量。图 5 对比了场景 1 中各时段弃风弃光电量和储能荷电状态(state of charge, SOC)与场景 3、场景 4 中 P2G 机组运行功率之间的关系。

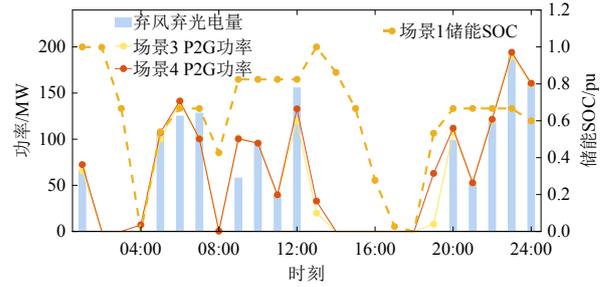


图 5 P2G 运行功率与弃风电量

Fig. 5 P2G operating power and wind curtailment

由图 5 可以看出，在场景 1 中，产生弃风弃光的 05:00—07:00、09:00—12:00 时段储能大多处于充电状态，在不产生弃风弃光的时段则向电网放电，实现了对风电的灵活消纳。在第 20:00—24:00 时段负荷已经减小，但风电出力仍较高，线路 L<sub>6-10</sub> 一直阻塞使风电外送受限，储能受约束式(44)限制，无法在调度周期结束前充更多电，并不能实现对风光的完全消纳。但 P2G 机组具有更好的主动调节能力，在场景 1 产生弃风弃光的时段，P2G 都维持了较大的运行功率，场景 3 和场景 4 中分别累计消纳风电 1422.4 和 1491.1MW·h，能够充分利用可再生能源发电量制取天然气，与储能运行配合可以实现对可再生能源电量的完全消纳。图 6 显示了 CCUS-P2G 联合运行状态中 P2G 机组与 CCUS 系统的碳利用量、存储量和储液罐 CO<sub>2</sub> 释放量。

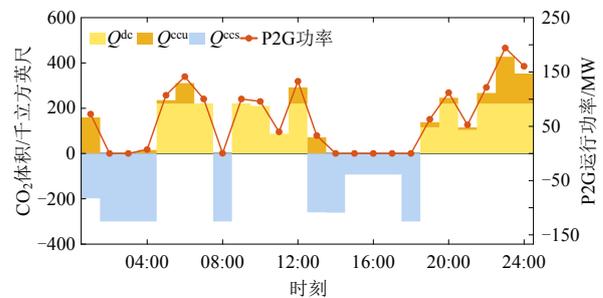


图 6 场景 4 中 CCUS 系统捕集碳去向

Fig. 6 Carbon destination of CCUS in scenario 4

注意到 CCUS 碳捕集量与 P2G 碳需求量并不具备调度时间上的正相关性，原因在于 CCUS-P2G 联合运行过程中 P2G 机组在  $t$  时段的碳需求量可以由 CCP 的当时段捕集量和历史碳储存量共同满足。由于 CCP 所能捕获的碳量与该时段捕集功率成正比，当调度所需净输出功率较大时，捕集功率受限，能够提供给 P2G 机组的碳量也有限。若遇到风电高波动期，仅依靠 CCP 的实时捕集量将不能满足风电消纳需求。场景 4 中累计储气量为 249.8 千立方英尺，节省总运行成本 190.89 美元。CCUS 提前捕获 CO<sub>2</sub> 并移入储液罐储存既能保证给 P2G 机组提

供充足的碳原料,同时还可以利用比捕获成本低的储存成本,提高联合运行的经济性。图 7、8 分别显示了场景 1 和场景 4 的备用容量调度情况,正值和负值分别表示向上备用容量和向下备用容量。

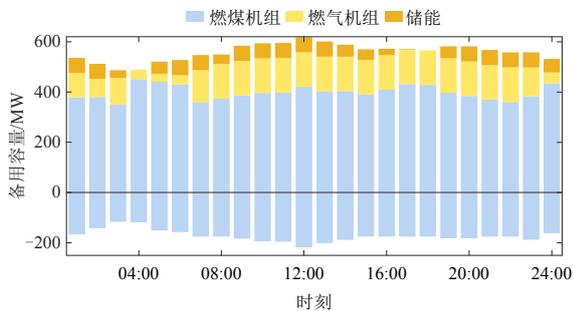


图 7 场景 1 中 IEGS 备用容量

Fig. 7 Reserve capacity of IEGS in Scenario 1

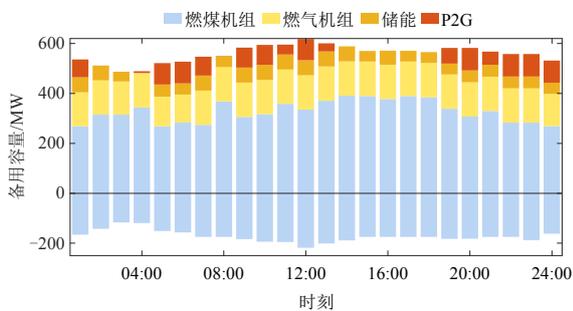


图 8 场景 4 中 IEGS 备用容量

Fig. 8 Reserve capacity of IEGS in Scenario 4

从图 7、8 可以看出,向上备用需要应对发电机  $N-1$  故障,所需容量较大;向下备用仅需应对负荷及可再生能源出力波动,所需容量较小,仅由成本低廉的燃煤机组提供。场景 1 和场景 4 中 IEGS 备用调度量有相同的包络线,即所需的总备用容量相同。场景 4 中 P2G 机组在风电波动时段提供了部分向上备用,累计提供向上备用 1093.5MW;同时,天然气产气量的增加也使燃气机组能够提供的向上备用增加。这使得燃煤机组的备用负担减小,且燃气机组及 P2G 机组具有快速调节特性,系统能够有更快速的备用资源来响应功率波动,提高了系统调度的灵活性。

P2G 机组在 IEGS 调度过程中起到了协调资源、降低弃风弃光的作用,P2G 机组的  $\text{CO}_2$  利用量与其最大运行功率直接相关。基于场景 4 分析了不同 P2G 最大运行功率与 IEGS 总运行成本及总碳排放量的关系,如图 9 所示。

可知,在 CCUS-P2G 联合运行状态下,随着 P2G 最大运行功率增加,IEGS 的总运行成本和总碳排放量逐渐减小。在最大运行功率大于 220MW 后,IEGS 的总运行成本和总碳排放量不再继续降

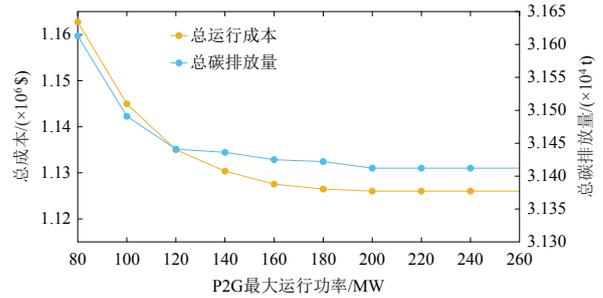


图 9 P2G 最大运行功率与总运行成本及碳排放关系

Fig. 9 Relationship between P2G maximum operating power, total operating cost and carbon emissions

低。由于 P2G 和 CCUS 的运行成本均明显高于燃煤、燃气机组,降低弃风和碳排放量是实现 CCUS-P2G 联合运行获利的原因。但当 P2G 最大运行功率大于 220MW 时,系统已不再有弃风弃光电量,此时若要维持 CCUS-P2G 运行需要由系统燃煤、燃气机组向 P2G 机组供电,碳排放成本与能量供应成本增加,而由此产生的碳减排收益和天然气成本收益小于成本增加量。因此,当 IEGS 未出现弃风弃光情况时,CCUS-P2G 联合运行的经济性降低。

#### 4.4 GARCH-CVaR 模型有效性分析

为了验证本文使用的 GARCH-CVaR 模型在衡量碳配额市场交易波动及碳价预测方面的有效性,基于场景 4 设置了 3 个碳交易场景,IEGS 运营商分别采用不同的碳价模型进行调度决策,使用碳配额市场一年内共 258 个交易日的碳价数据,在碳价波动期内逐日制定共 30 天的日前调度计划。

场景 4-1: 在调度中使用阶梯碳价作为调度碳价,阶梯碳价的计算方式见附录 C。

场景 4-2: 在调度中使用碳配额市场前一交易日的碳价作为调度碳价。

场景 4-3: 在调度中使用基于 GARCH 的碳市场价格预测模型生成调度碳价。

图 10 是基于 GARCH 模型预测的碳配额市场波动率与实际市场波动率对比。

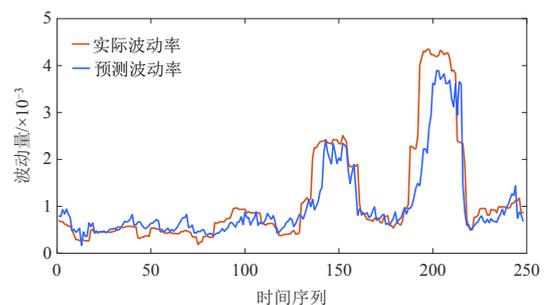


图 10 预测波动率与实际波动率

Fig. 10 Predicted volatility and actual volatility

由图 10 可以看出，在碳价波动平稳交易日内，GARCH 模型能够很好地跟随实际市场波动率，波动率预测差值稳定在  $2.5 \times 10^{-4}$  内。在第 130~160 和第 190~220 交易日市场存在明显的高波动聚集，在对应时段内预测波动率也较高且呈现聚集特征。尽管对波动上升期的预测略滞后于市场，但单序列最大误差仅为  $2 \times 10^{-3}$ ，具有较好的预测精度，可以认为基于 GARCH 模型的碳价波动预测能够较好地捕捉不同交易时段内的波动情况。预测碳价与实际碳价间的波动量最大差值仅约为 0.13 美元，足以作为有效的调度碳价参考，IEGS 运营商借助该预测模型可以有效预测未来碳市场的价格波动，从而调整调度计划，规避碳市场价格波动风险。

使用平均绝对误差(mean absolute error, MAE)和均方根误差(root mean square error, RMSE)两种指标计算 3 种碳价计算方式与次日实际成交碳价的误差，计算结果如表 2、3 所示。

表 2 碳价预测误差

Table 2 Errors in carbon price forecasts

| 误差   | 场景 4-1 | 场景 4-2 | 场景 4-3 |
|------|--------|--------|--------|
| MAE  | 6.6420 | 2.5090 | 0.0011 |
| RMSE | 7.7150 | 3.4802 | 0.0027 |

表 3 总调度成本误差

Table 3 Errors in total operation costs

| 误差   | 场景 4-1 | 场景 4-2 | 场景 4-3 |
|------|--------|--------|--------|
| MAE  | 13341  | 5403   | 637.75 |
| RMSE | 16030  | 7953   | 1754   |

由表 2、图 11、12 可知，3 种碳价计算方式中，基于 GARCH 的碳价格预测模型与阶梯碳价模型和前一交易日碳价相比，MAE 和 RMSE 均更小，碳价预测的准确度更高。阶梯碳价模型对市场没有跟随性，完全不能反映碳市场的价格变化情况，使得普遍总调度成本比实际调度成本高。使用前一交易日市场碳价能够依据市场碳价涨跌趋势进行调度，在碳价稳定上升或下降期内(如第 5—13 交易日)，以此方式获得的碳价与实际次日碳价相差约为 2.5 美元；但在市场碳价剧烈变化期(第 19—21 交易日)，相邻两交易日的碳价差可高达 10.7 美元，使用前一交易日碳价制定调度计划会带来 23643 美元的损失。使用 GARCH 碳价格预测模型制定调度计划，除波动聚集期外均能很好地反映市场变化情况，波动期内预测结果偏保守，但整体准确性仍明显优于场景 4-1 和场景 4-2。图 13 显示了不同预测碳价和  $I$  对 CVaR 的影响。

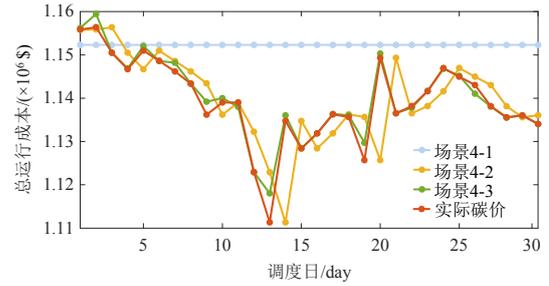


图 11 各调度日 IEGS 总运行成本

Fig. 11 Total operating cost of IEGS in each scheduling day

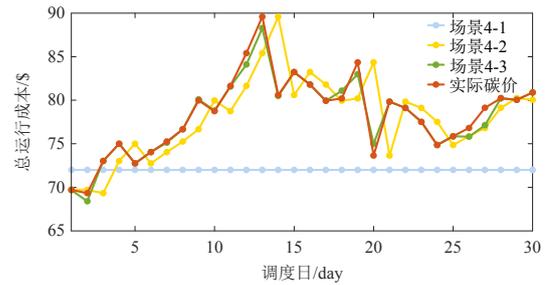


图 12 各调度日碳价

Fig. 12 Carbon price in each scheduling day

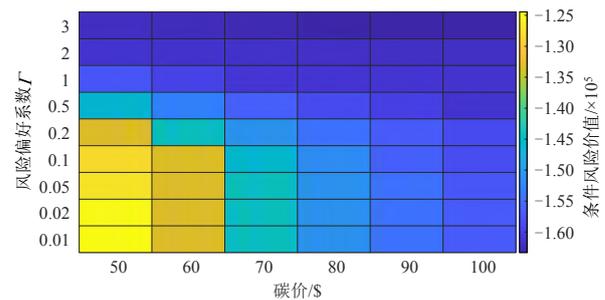


图 13 CVaR 优化结果

Fig. 13 Optimization results of CVaR

由图 13 可知，随着 IEGS 运营商的决策态度趋向保守( $I$ 取值变大)，CVaR 优化值降低，即在置信区间内超出期望损失阈值 VaR 的最大损失值降低。由于 IEGS 运营商的决策风险来自于碳配额市场交易过程中对市场价格波动的不确定性，保守决策时 IEGS 运营商在制定调度计划的过程中会尽可能利用低碳排放机组，从而减少在次日碳配额市场的交易量，以规避交易损失。此外，随预测碳价的提升，IEGS 运营商的决策也趋于保守，CVaR 值逐步降低。这是因为越高的碳价格带来越强的碳排放约束，虽然低碳排放机组运行成本比燃煤机组高，但更加低碳的调度计划可以节省更多配额，从而在市场中出售获利。保守的决策态度和较高的碳价均可以实现降低 CVaR 的作用，但当决策者倾向于不规避风险时( $I$ 取值小于 0.1)，IEGS 运营商不再重视碳市场交易风险，而是更倾向于积极参与碳市场并在市场波动中获取更大收益，碳价的改变会对其

CVaR 优化值产生更大影响。

## 5 结论

本文提出一种考虑碳市场价格风险的电-气综合能源系统优化调度方法,通过 CCUS 系统与 P2G 机组协调互补运行实现 IEGS 低碳经济运行,所设计的 GARCH-CVaR 模型能辅助 IEGS 运营商有效降低碳交易风险。结合算例分析可得结论如下:

1) CCUS 和 P2G 各自独立运行会面临弃风增加、原料不足等问题。CCUS-P2G 联合运行方式能够有效提高负荷谷期风电利用率,相比 CCUS 独立运行方式,总运行成本降低 3.16%, CVaR 降低 50.2%;与无 CCUS 和 P2G 设备场景相比,碳排放量降低 2.15%,提升 IEGS 运行经济性和灵活性。

2) P2G 机组在与 CCUS 联合运行方式下,累计为电力系统提供向上备用 1093.5MW,有效降低了燃煤机组的备用负担,在 IEGS 调度过程中起到了协调资源的作用。

3) 相比使用阶梯碳价和前一交易日碳价制定调度计划,基于 GARCH 的碳价预测模型预测误差最小,可在市场波动期避免约 23643 美元碳交易损失,证实了碳价预测模型的有效性。

4) 随着 IEGS 运营商的决策态度趋向保守和预测碳价的升高, CVaR 优化值降低,代表 IEGS 运营商通过减少在次日碳配额市场交易量的方式规避交易损失,验证了本文使用的 GARCH-CVaR 模型在风险预测方面的有效性。

本文研究中的碳价预测模型未考虑不同能源市场及政策对碳市场价格的影响,且未涉及风电不确定性风险及天然气市场对电能量市场的影响,后续工作将继续加深碳-电-气多市场间的价格影响研究。

## 参考文献

- [1] 米剑锋, 马晓芳. 中国 CCUS 技术发展趋势分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2537-2543.  
MI Jianfeng, MA Xiaofang. Development trend analysis of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2537-2543(in Chinese).
- [2] SHEN Wei, QIU Jing, MENG Ke, et al. Low-carbon electricity network transition considering retirement of aging coal generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4193-4205.
- [3] 黄雨涵, 丁涛, 李雨婷, 等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(S1): 28-51.  
HUANG Yuhan, DING Tao, LI Yuting, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 28-51(in Chinese).
- [4] 刘牧心, 梁希, 林千果, 等. 碳中和驱动下 CCUS 项目衔接碳交易市场的关键问题和对策分析[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 4731-4739.  
LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo, et al. Key issues and countermeasures of CCUS projects linking carbon emission trading market under the target of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4731-4739(in Chinese).
- [5] 王珺瑶, 付建欣, 曾雪兰, 等. 基于 gCCS 的醇胺法碳捕集中试平台动态仿真研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6340-6349.  
WANG Junyao, FU Jianxin, ZENG Xuelan, et al. Research on dynamic modelling of amine-based carbon capture pilot plant based on gCCS[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6340-6349(in Chinese).
- [6] 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): 946-960.  
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): 946-960(in Chinese).
- [7] ZHANG Zhihui, JING Rui, LIN Jian, et al. Combining agent-based residential demand modeling with design optimization for integrated energy systems planning and operation[J]. Applied Energy, 2020, 263: 114623.
- [8] XIANG Yue, WU Gang, SHEN Xiaodong, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas systems [J]. Energy, 2021, 226: 120267.
- [9] ZHANG Guangming, WANG Wei, CHEN Zhenyu, et al. Modeling and optimal dispatch of a carbon-cycle integrated energy system for low-carbon and economic operation[J]. Energy, 2022, 240: 122795.
- [10] 周任军, 孙洪, 唐夏菲, 等. 双碳量约束下风电-碳捕集虚拟电厂低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6): 1675-1683.  
ZHOU Renjun, SUN Hong, TANG Xiafei, et al. Low-carbon economic dispatch based on virtual power

- plant made up of carbon capture unit and wind power under double carbon constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1675-1683(in Chinese).
- [11] WANG Chen, WANG Zhaohua, KE Ruoyu, et al. Integrated impact of the carbon quota constraints on enterprises within supply chain: direct cost and indirect cost[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 92: 774-783.
- [12] 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(in Chinese).
- [13] ZHU Bangzhu, WEI Yiming. Carbon price forecasting with a novel hybrid ARIMA and least squares support vector machines methodology[J]. Omega, 2013, 41(3): 517-524.
- [14] BYUN S J, CHO H. Forecasting carbon futures volatility using GARCH models with energy volatilities[J]. Energy Economics, 2013, 40: 207-221.
- [15] LYU Jingye, CAO Ming, WU Kuang, et al. Price volatility in the carbon market in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 255: 120171.
- [16] RICKELS W, GÖRLICH D, PETERSON S. Explaining European emission allowance price dynamics: evidence from phase II[J]. German Economic Review, 2015, 16(2): 181-202.
- [17] CHEN K H, KHASHANAH K. Analysis of systemic risk: a vine copula-based ARMA-GARCH model[J]. Engineering Letters, 2016, 24(3): 268-273.
- [18] CHEN Jinyu, ZHU Xuehong, ZHONG Meirui. Nonlinear effects of financial factors on fluctuations in nonferrous metals prices: a Markov-switching VAR analysis[J]. Resources Policy, 2019, 61: 489-500.
- [19] 杨佳澄, 翟晓鹤, 谭忠富, 等. 基于相对鲁棒 CVaR 的高不确定性机组日前竞价申报优化[J]. 电网技术, 2021, 45(11): 4366-4374.
- YANG Jiacheng, ZHAI Xiaohu, TAN Zhongfu, et al. Day-ahead bidding optimization for high-uncertainty units based on relatively robust conditional value at risk[J]. Power System Technology, 2021, 45(11): 4366-4374(in Chinese).
- [20] HE Liangce, LU Zhigang, ZHANG Jiangfeng, et al. Low-carbon economic dispatch for electricity and natural gas systems considering carbon capture systems and power-to-gas[J]. Applied Energy, 2018, 224: 357-370.
- [21] ZHANG Zongnan, DU Jun, LI Menghan, et al. Bi-level optimization dispatch of integrated-energy systems with P2G and carbon capture[J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 9: 784703.
- [22] 卫志农, 陈好, 黄文进, 等. 考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 39-46.
- WEI Zhinong, CHEN Yu, HUANG Wenjin, et al. Optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 39-46(in Chinese).
- [23] WU Gang, XIANG Yue, LIU Junyong, et al. Distributed energy-reserve co-optimization of electricity and natural gas systems with multi-type reserve resources[J]. Energy, 2020, 207: 118229.
- [24] CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Adaptive robust day-ahead dispatch for urban energy systems[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1379-1390.
- [25] 胡源, 别朝红, 李更丰, 等. 天然气网络和电源、电网联合规划的方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 45-53.
- HU Yuan, BIE Zhaohong, LI Gengfeng, et al. Integrated planning of natural gas network and composite power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 45-53(in Chinese).

#### 附录 A

天然气系统约束中, 非线性项只出现在约束(52), 引入新变量 $\phi$ , 并令 $\phi = \pi^2$ , 以此去掉气压平方项带来的非线性部分。此时仅剩非线性的气流平方项 $\text{sgn}(\pi_M, \pi_N)F_{MN}^2$ , 即 $F_{MN}|F_{MN}|$ ,  $F_{MN}$ 的正负由管道两端气压的大小决定。

令 $f(x)=x|x|$ , 对 $f(x)$ 进行增量分段线性化处理, 具体过程如下:

1) 根据要求解的模型的规模和对求解精度的要求以及求解的计算量, 选择合适的线性化段数, 如 $U$ ;

2) 按照分段数量确定 $x$ 取值范围内的每个离散分段点 $x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_U$ ;

3) 求取各离散分段点对应的 $f(x)$ 值;

4) 引入新变量 $\bar{\delta}$ 和 $\bar{\eta}$ , 将 $x$ 和 $f(x)$ 按照式(A1)—(A4)进行线性化表示。

$$f(x) = f(x_1) + \sum_{k=1}^{U-1} [f(x_{k+1}) - f(x_k)] \bar{\delta}_k \quad (\text{A1})$$

$$x = x_1 + \sum_{k=1}^{U-1} (x_{k+1} - x_k) \bar{\eta}_k \quad (\text{A2})$$

$$\begin{cases} \eta_k \geq \delta_{k+1}, & k=1,2,\dots,U-2 \\ \eta_k \leq \delta_k \end{cases} \quad (A3)$$

$$0 \leq \delta_k \leq 1, \quad k=1,2,\dots,U-1 \quad (A4)$$

式中： $\delta_k$ 为在第  $k$  个分段区间上的位置； $\eta_k$ 为 0-1 变量。式(A3)用于确保分段线性化必须连续填充从左到右的整个分段间隔，而不会跳转。

附录 B

表 B1 仿真参数

Table B1 Parameters

| 参数              | 取值    | 参数         | 取值   | 参数        | 取值   |
|-----------------|-------|------------|------|-----------|------|
| $c_v$           | 100   | $c_w$      | 100  | $T_i^m$   | 6    |
| $M_{CO_2}$      | 22.4  | $E_{i,0}$  | 60   | $T_i^m$   | 6    |
| $\alpha_{it}$   | 2.993 | $c_{cc}$   | 30   | $x_i^m$   | 6    |
| $c_{p2G}$       | 35    | $c_{cs}$   | 20.7 | $x_i^m$   | 6    |
| $c_{co_2}$      | 75    | $E_i^m$    | 110  | $c_g$     | 2.5  |
| $P_{min}^{20}$  | 220   | $\eta_i^a$ | 0.9  | $c_s$     | 20   |
| $E_{min}^{CS}$  | 300   | $\eta_i^c$ | 0.9  | $c_i^m$   | 27   |
| $P_{i,j,min}^m$ | 60    | $\beta_w$  | 0.1  | $\beta_d$ | 0.05 |

表 B2 碳市场价格

Table B2 Carbon market price

| 调度日 | 碳价/\$ | 调度日 | 碳价/\$ | 调度日 | 碳价/\$ |
|-----|-------|-----|-------|-----|-------|
| 1   | 69.7  | 11  | 81.65 | 21  | 79.84 |
| 2   | 69.33 | 12  | 85.41 | 22  | 79.12 |
| 3   | 73.02 | 13  | 89.6  | 23  | 77.52 |
| 4   | 75    | 14  | 80.6  | 24  | 74.86 |
| 5   | 72.75 | 15  | 83.24 | 25  | 75.86 |
| 6   | 74.05 | 16  | 81.8  | 26  | 76.82 |
| 7   | 75.26 | 17  | 79.95 | 27  | 79.14 |
| 8   | 76.67 | 18  | 80.21 | 28  | 80.24 |
| 9   | 79.98 | 19  | 84.35 | 29  | 80.05 |
| 10  | 78.75 | 20  | 73.65 | 30  | 80.9  |

附录 C

阶梯碳价计算公式如下：

$$I = \begin{cases} -I_0 - 2\rho, & C^E \leq E^{cap} - 2d \\ -I_0 - \rho, & E^{cap} - 2d < C^E \leq E^{cap} - d \\ -I_0, & E^{cap} - d \leq C^E \leq E^{cap} \\ I_0, & E^{cap} < C^E \leq E^{cap} + d \\ I_0 + \rho, & E^{cap} + d < C^E \leq E^{cap} + 2d \\ I_0 + 2\rho, & C^E > E^{cap} + 2d \end{cases} \quad (C1)$$

式中： $I_0$ 取 54； $\rho$ 取 18； $d$ 取 1500。



郭静蓉

在线出版日期：2022-12-15。

收稿日期：2022-05-13。

作者简介：

郭静蓉(1998)，女，硕士研究生，主要研究方向为综合能源系统优化调度，995107394@qq.com；

\*通信作者：向月(1987)，男，副教授，博士，博士生导师，主要研究方向为综合能源系统优化运行与协同规划，xiang@scu.edu.cn。

(编辑 胡琳琳)

