

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231000

# 考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度

付波<sup>1</sup>, 方文俊<sup>1</sup>, 李超顺<sup>2</sup>, 杨勇康<sup>1</sup>, 赵熙临<sup>1</sup>, 权轶<sup>1</sup>

(1. 太阳能高效利用及储能运行控制湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430068; 2. 华中科技大学, 湖北 武汉 430074)

**摘要:** 为提升综合能源系统的环境效益与经济效益, 促进可再生能源消纳并平抑系统波动, 提出考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度模型。首先, 在垃圾焚烧电厂中, 将脱硫、脱硝、碳捕集和烟气储存装置一同构成烟气处理系统, 减少环境污染的同时实现垃圾焚烧发电与烟气处理环节时间上的解耦。其次, 构建烟气处理系统-电转甲醇-甲醇燃料电池协同运行框架, 碳捕集所得 CO<sub>2</sub> 作为电转甲醇原料, 生成的甲醇可直接获得商品收益, 亦可通过甲醇燃料电池维持系统供电稳定性。最后, 提出奖惩差异型阶梯碳交易机制以约束系统碳排放, 建立以系统运行净成本最小为目标的优化调度模型。算例结果表明, 该模型具备“削峰填谷”效用并能有效促进系统绿色、经济运行。

**关键词:** 综合能源系统; 垃圾焚烧发电; 烟气处理; 甲醇化; 碳交易机制

## Optimal scheduling of an integrated energy system considering waste incineration flue gas treatment and power-to-methanol conversion

FU Bo<sup>1</sup>, FANG Wenjun<sup>1</sup>, LI Chaoshun<sup>2</sup>, YANG Yongkang<sup>1</sup>, ZHAO Xilin<sup>1</sup>, QUAN Yi<sup>1</sup>

(1. Hubei Key Laboratory for High-efficiency Utilization of Solar Energy and Operation Control of Energy Storage System, Wuhan 430068, China; 2. Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

**Abstract:** To improve the environmental and economic benefits of an integrated energy system, promote the consumption of renewable energy and stabilize system fluctuation, this paper proposes an optimal scheduling model of an integrated energy system considering waste incineration flue gas treatment and power-to-methanol conversion. First, in the waste incineration power plant, the desulfurization, denitrification, carbon capture and flue gas storage devices together constitute a flue gas treatment system to reduce environmental pollution and realize the decoupling of waste incineration power generation and flue gas treatment. Secondly, a coordinated operational framework of a flue gas treatment system-electric-to-methanol-methanol fuel cell is constructed. The CO<sub>2</sub> obtained by carbon capture is used as the raw material of electricity-to-methanol, and the generated methanol can directly obtain the commodity income, and the power supply stability of the system can be maintained through the methanol fuel cell. Finally, a reward-penalty differential ladder carbon trading mechanism is proposed to constrain the carbon emissions of the system, and an optimal scheduling model with the goal of minimizing the net cost of system operation is established. The results show that the model has the effect of “peak load shifting” and can effectively promote the green and economic operation of the system.

This work is supported by the Key Research and Development Project of Hubei Province (No. 2021BAA193).

**Key words:** integrated energy system; garbage incineration power generation; flue gas treatment; methanolizing; carbon trading mechanism

## 0 引言

随着电力的低碳化和可持续化的快速发展, 发展高比例再生清洁能源网络已成为全球共识<sup>[1]</sup>。

但新能源发电存在波动性和不稳定性, 弃风弃光现象明显<sup>[2]</sup>。针对该问题, 《电力发展“十三五”规划》指出, 多能互补是提高可再生能源消纳能力的重要手段<sup>[3]</sup>。当前, 如何提升可再生能源利用率、实现系统多能互补并减少环境污染等成为研究热点<sup>[4-5]</sup>。

氢能的利用为平抑系统波动、提升可再生能源

基金项目: 湖北省重点研发计划项目资助(2021BAA193)

消纳提供了新思路。文献[6]在园区构建含氢能流的综合能源系统,促进了风光消纳,但仅限于独立园区。文献[7]提出基于风光发电的多园区共享氢储能容量规划方法以实现氢储的容量和能量共享,而常温下为气态的  $H_2$  存在储存、运输、加注难度大和风险高等问题。基于此,文献[8]利用甲醇的灵活储运能力及氢载体属性进行氢能的跨区协同运输,但氢-甲醇-氢的转化会造成能量损失。文献[9-10]介绍了绿氢加  $CO_2$  制甲醇的工艺现状,对比分析氢、甲烷和甲醇作为储电介质的能效,证明甲醇兼具固碳与储能的作用。此外,文献[11]指出作为氢燃料电池可行替代者的直接甲醇燃料电池(direct methanol fuel cell, DMFC)具备在新能源等领域的应用前景。因此,以甲醇为储能载体构建综合能源系统,能在规避氢储运问题的同时促进系统富余电能消纳。

垃圾焚烧电厂以垃圾为燃料,将其焚烧产生的热能转化为电能,在减少垃圾污染的同时发电<sup>[12-13]</sup>。文献[14-15]探讨了垃圾焚烧电厂的发电和运行特点,通过加装储气装置提升垃圾焚烧电厂调控的灵活性,并协同可再生能源运行以实现更高效益。在此基础上,文献[16]改进了烟气处理系统能耗函数,同时应用时间序列协整关系调节出力与负荷以平稳系统波动。上述研究中,垃圾焚烧电厂主要与可再生能源发电协同运行以提升可再生能源消纳量,并未考虑到垃圾焚烧产物的处理与利用问题。基于此,文献[17]在垃圾焚烧电厂加装碳捕集装置,结合 P2G 技术实现了烟气中  $CO_2$  的捕集与再利用,但忽略了烟气中硫化物和硝化物等造成的环境影响。因此,如何在提升垃圾焚烧电厂参与调度灵活性的同时减轻其造成的环境影响具备重要意义。

综上,本文建立了考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度模型。先将脱硫、脱硝、碳捕集和烟气储存装置一同组成烟气处理系统,减轻环境影响的同时将垃圾焚烧发电与烟气处理环节解耦,使得烟气处理系统能耗具备可时移性以平抑系统波动。然后,在系统中构建烟气处理系统-电转甲醇-甲醇燃料电池协同运行框架,完成电-甲醇-电的能量闭环,充分挖掘系统各单元的互补潜能,优化能源结构。最后,以系统运行净成本最小作为优化目标,设定不同方案运用 CPLEX 商业求解器求解分析,验证了所提模型的合理性和优越性。

## 1 考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统结构

为促进垃圾的就近利用与风光出力的就地消

纳,本文在孤岛模式下构建的综合能源系统结构如图1所示,该系统分为源侧和荷侧两部分:光伏发电机组、风力发电机组、垃圾焚烧发电机组、甲醇燃料电池和蓄电池放电出力组成源侧;电负荷、烟气处理系统、电解水装置和蓄电池充电能耗构成荷侧。其中,烟气处理系统包含烟气储存装置、碳捕集装置、脱硫装置和脱硝装置。

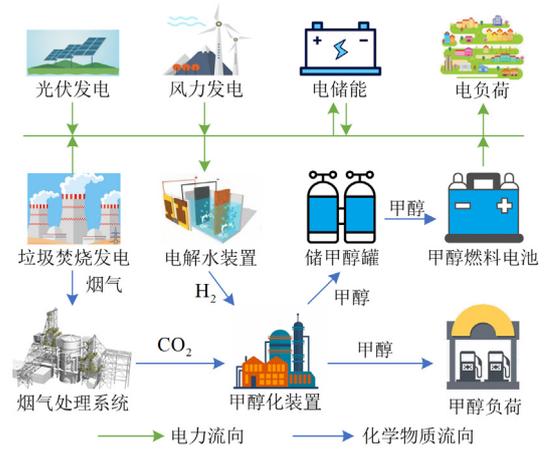


图1 综合能源系统结构图

Fig. 1 Integrated energy system structure diagram

## 2 考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度模型

### 2.1 烟气处理系统

为解决垃圾焚烧发电产生烟气带来的环境污染问题并提高烟气处理的灵活性,本文在烟气出口处加装烟气储存装置,与碳捕集、脱硫和脱硝装置一同构成烟气处理系统,其运行过程为:垃圾焚烧发电产生的烟气在同一时刻可分别进入反应塔和烟气储存装置,调控烟气进入反应塔和烟气储存装置的比例即可实现垃圾焚烧发电与烟气处理环节在时间上的解耦,烟气在反应塔中进行碳捕集、脱硫及脱硝等过程后排放至空气中。烟气处理系统系统内部示意图如图2所示。

烟气流分比  $\theta_t$  为进入反应塔的烟气量与垃圾焚烧电厂产生烟气总量的比值,通过调节  $\theta_t$  即可调节进入烟气储存装置的烟气量<sup>[18]</sup>。

$$\theta_t = Q_t^{RT} / Q_t^{FG} \quad (1)$$

$$Q_t^{FG} = \sigma P_t^{GP} = Q_t^{RT} + Q_t^{GI} \quad (2)$$

式中:  $Q_t^{FG}$  为第  $t$  时段垃圾焚烧电厂发电产生的烟气总量;  $Q_t^{RT}$ 、 $Q_t^{GI}$  分别为第  $t$  时段垃圾焚烧产生烟气直接进入反应塔与进入烟气储存装置的烟气量;  $P_t^{GP}$  为第  $t$  时段的垃圾焚烧电厂出力;  $\sigma$  为垃圾焚

烧电厂单位发电功率产生的烟气量。

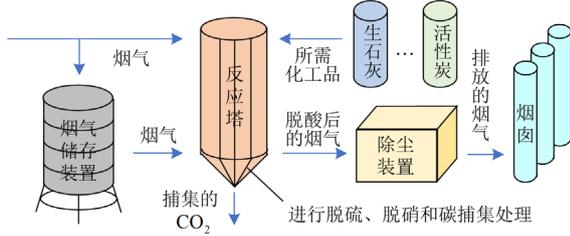


图2 烟气处理系统内部示意图

Fig. 2 Internal schematic diagram of flue gas treatment system

第  $t$  时段的烟气处理系统运行能耗  $P_t^{FG}$  为碳捕集能耗  $P_t^{CC}$ 、脱硫能耗  $P_t^{DS}$  及脱硝能耗  $P_t^{DN}$  之和，如式(3)所示。

$$P_t^{FG} = P_t^{CC} + P_t^{DS} + P_t^{DN} \quad (3)$$

### 2.1.1 反应塔

反应塔内烟气由两部分构成，一部分为由垃圾焚烧电厂直接进入反应塔的烟气，另一部分为由烟气储存装置进入反应塔的烟气，因此，反应塔内待处理气体量  $Q_t^{RT}$  为

$$Q_t^{RT} = \sum_i^n Q_{i,t}^{RT} \quad (4)$$

$$Q_{i,t}^{RT} = \omega_i (Q_t^{RT} + Q_t^{GO}) \quad (5)$$

式中： $n$  为污染物类别，考虑  $CO_2$ 、 $SO_2$ 、 $NO_x$  等污染物； $Q_{i,t}^{RT}$  为反应塔内待处理烟气中第  $i$  类污染物量； $\omega_i$  为单位烟气中第  $i$  类污染物的占比； $Q_t^{GO}$  为第  $t$  时段烟气储存装置排进反应塔的烟气量。

### 2.1.2 碳捕集装置

碳捕集与封存技术有利于推进电力行业的低碳化进程<sup>[19-20]</sup>。本文通过碳捕集装置捕捉烟气中的  $CO_2$  作为氢转甲醇的原料，产生的能耗  $P_t^{CC}$  为

$$P_t^{CC} = k_{CC} Q_t^{CC} \quad (6)$$

式中： $k_{CC}$  为碳捕集装置的单位捕集质量能耗系数； $Q_t^{CC}$  为第  $t$  时段碳捕集装置捕集的  $CO_2$  量。

### 2.1.3 脱硫脱硝装置

垃圾焚烧发电产生的烟气中含有  $SO_2$ 、 $NO_x$  等污染气体，脱硫脱硝装置处理能耗分别为

$$P_t^{DS} = k_{DS} Q_t^{DS} \quad (7)$$

$$P_t^{DN} = k_{DN} Q_t^{DN} \quad (8)$$

式中： $k_{DS}$ 、 $k_{DN}$  分别为脱硫和脱硝装置的单位能耗系数； $Q_t^{DS}$ 、 $Q_t^{DN}$  分别为第  $t$  时段的脱硫和脱硝量。

## 2.2 电转甲醇设备

### 2.2.1 电解制氢

系统富余电力可进行电解水制氢，制氢量与能

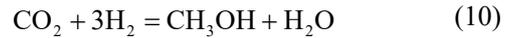
耗的关系式为<sup>[21]</sup>

$$Q_t^H = P_t^{WE} / h_1 \quad (9)$$

式中： $Q_t^H$  为第  $t$  时段的产氢量； $P_t^{WE}$  为第  $t$  时段的电解水能耗； $h_1$  为电解水装置的单位质量  $H_2$  的能耗系数。

### 2.2.2 氢转甲醇

$ZnO-ZrO_2$  固溶体催化剂可实现二氧化碳加氢高选择性、高稳定性合成甲醇，在  $CO_2$  单程转化率超过 10% 时，甲醇选择性仍保持在 90% 左右，表现出良好的工业应用前景<sup>[22]</sup>。反应式为



式中， $CO_2$ 、 $H_2$ 、 $CH_3OH$  物质的量的比例为 1:3:1，摩尔质量的比例为 44:2:32。单程转化中  $CH_3OH$  选择性取 90% 时， $CO_2$ 、 $H_2$ 、 $CH_3OH$  对应质量比例为 44:6:28.8。若  $CO_2$  单程转化率取 10%，第一次反应  $CO_2$ 、 $H_2$ 、 $CH_3OH$  投产对应质量比例为 7.33:1:0.48，第二次及以后反应对应质量比例则为 7.33:1:4.8。

考虑到系统运行的实际情况，取第二次及以后反应对应质量比例进行折算，则对应转化关系式为

$$Q_t^M = m_1 Q_t^H \quad (11)$$

$$Q_t^{MC} = m_2 Q_t^H \quad (12)$$

式中： $Q_t^M$ 、 $Q_t^{MC}$  分别为第  $t$  时段的甲醇产量和甲醇化所需  $CO_2$  量； $m_1$ 、 $m_2$  分别为消耗单位  $H_2$  生产的甲醇量和所需  $CO_2$  量的折算比例。

## 2.3 储能装置

### 2.3.1 电储能

考虑锂电池自身功率损耗，其数学模型如式(13)所示。

$$S_t^{ES} = S_{t-1}^{ES} (1 - \sigma^{ES}) + \eta^{ESC} P_t^{ESC} - \frac{P_t^{ESD}}{\eta^{ESD}} \quad (13)$$

式中： $S_t^{ES}$  为锂电池在第  $t$  时段末的蓄电功率； $\sigma^{ES}$  为锂电池自身电损耗率； $P_t^{ESC}$ 、 $P_t^{ESD}$  分别为第  $t$  时段锂电池的充、放电功率； $\eta^{ESC}$ 、 $\eta^{ESD}$  分别为第  $t$  时段锂电池的充、放电效率。

### 2.3.2 化学储能

为简化模型，储甲醇罐仅考虑自身挥发，其数学模型用储甲醇罐余量表示，如式(14)所示。

$$Q_t^{MS} = Q_{t-1}^{MS} + Q_t^{MSI} - Q_t^{MSO} - \sigma^{MS} \quad (14)$$

式中： $Q_t^{MS}$  为储甲醇罐在第  $t$  时段末的甲醇余量； $Q_t^{MSI}$ 、 $Q_t^{MSO}$  分别为第  $t$  时段甲醇的流入、流出量； $\sigma^{MS}$  为每时段储甲醇罐的甲醇挥发量。

DMFC 可以实现化学能到电能的转换，能量转换关系与碳排放量为

$$P_t^{\text{DMFC}} = k_M Q_t^{\text{DMFC}} \quad (15)$$

$$Q_t^{\text{MCC}} = m_C Q_t^{\text{DMFC}} \quad (16)$$

式中:  $P_t^{\text{DMFC}}$  为第  $t$  时段甲醇燃料电池出力;  $k_M$  为单位质量甲醇的发电量;  $Q_t^{\text{DMFC}}$  为第  $t$  时段甲醇燃料电池消耗甲醇的质量;  $Q_t^{\text{MCC}}$  为第  $t$  时段甲醇燃料电池的碳排放量;  $m_C$  为甲醇燃料电池消耗单位质量甲醇产生  $\text{CO}_2$  量的折算比例。

#### 2.4 奖惩差异型阶梯碳交易机制

系统可以出售富余碳排放权获得碳交易市场收益。反之, 碳排放权不足时则需要向碳交易市场购买从而产生碳交易成本<sup>[23]</sup>。传统碳交易机制中碳交易成本为

$$C_t^C = \mu_C (Q_t^C - A_t^C) \quad (17)$$

$$A_t^C = \gamma_C (P_t^{\text{GP}} + P_t^{\text{DMFC}}) \quad (18)$$

式中:  $C_t^C$  为第  $t$  时段系统的奖惩差异型阶梯碳交易成本;  $\mu_C$  为碳交易基准价格;  $Q_t^C$  为第  $t$  时段系统的实际碳排放量;  $A_t^C$  为第  $t$  时段系统分配的碳排放额度;  $\gamma_C$  为供电机组单位出力的碳排放额度分配基准值<sup>[24]</sup>。

为进一步挖掘系统参与碳交易市场的潜能并完善碳交易机制, 本文提出奖惩差异型阶梯碳交易机制, 将碳排放量分为多个区间, 碳排放量越高的区间对应的碳交易价格越高; 当系统的碳排放量低于分配的碳排放额度时给予一定的减排奖励。此外, 该机制差异划分奖惩区间的长度, 更具普适性, 奖惩差异型阶梯碳交易机制模型具体表示为

$$C_t^C = \begin{cases} \mu_C(1+3s)(Q_t^C - A_t^C + 2N) - \mu_C(2+3s)N, & A_t^C - 3N \leq Q_t^C \leq A_t^C - 2N \\ \mu_C(1+2s)(Q_t^C - A_t^C + N) - \mu_C(1+s)N, & A_t^C - 2N < Q_t^C \leq A_t^C - N \\ \mu_C(1+s)(Q_t^C - A_t^C), & A_t^C - N < Q_t^C \leq A_t^C \\ \mu_C(Q_t^C - A_t^C), & A_t^C < Q_t^C \leq A_t^C + L \\ \mu_C(1+v)(Q_t^C - A_t^C - L) + \mu_C L, & A_t^C + L < Q_t^C \leq A_t^C + 2L \\ \mu_C(1+2v)(Q_t^C - A_t^C - 2L) + \mu_C(2+v)L, & A_t^C + 2L < Q_t^C \leq A_t^C + 3L \\ \mu_C(1+3v)(Q_t^C - A_t^C - 3L) + \mu_C(3+3v)L, & A_t^C + 3L < Q_t^C \leq A_t^C + 4L \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $s$ 、 $v$  分别为减排奖励和碳排惩罚的增长幅度;  $N$ 、 $L$  分别为减排奖励和碳排惩罚的区间长度。

该模型的碳交易价格与碳交易量之间的关系如图3所示。图3中, 正区间表示该时段的实际碳排放量高于碳配额, 系统需向碳交易市场购买所需的碳排放权, 从而产生碳排惩罚成本; 负区间表示该时段的实际碳排放量低于碳配额, 系统可向碳交易市场出售多余的碳排放权以获得减排奖励收益。

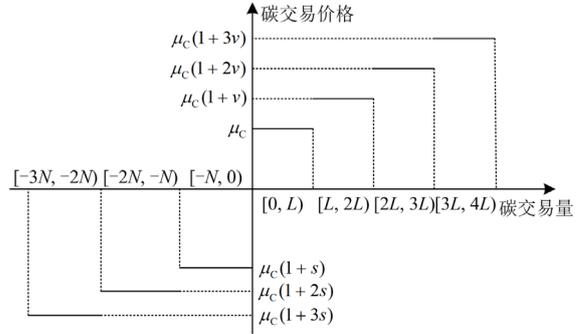


图3 奖惩差异型阶梯碳交易机制下碳交易价格与碳交易量的关系

Fig. 3 Relationship between carbon trading price and carbon trading volume under the reward and punishment comprehensive ladder carbon trading mechanism

### 3 考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度

#### 3.1 目标函数

为体现综合能源系统的经济性, 本文以系统运行净成本最小作为优化目标, 决策变量包括风电消纳量、光电消纳量、垃圾焚烧发电厂出力、甲醇燃料电池出力、电储能充放电功率、烟气处理系统能耗、电解水能耗、中断负荷量, 其目标函数表示为

$$F = \min \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{PV}} + C_t^{\text{W}} + C_t^{\text{IL}} + C_t^{\text{FG}} + C_t^{\text{WE}} + C_t^{\text{M}} + C_t^{\text{EC}} + C_t^{\text{E}} - I_t^{\text{E}} - I_t^{\text{M}}) \quad (20)$$

式中:  $C_t^{\text{PV}}$  为弃光成本;  $C_t^{\text{W}}$  为弃风成本;  $C_t^{\text{IL}}$  为中断负荷成本;  $C_t^{\text{FG}}$  为烟气处理系统运行成本;  $C_t^{\text{WE}}$  为电解制氢成本;  $C_t^{\text{M}}$  为氢转甲醇成本;  $C_t^{\text{EC}}$  为环境成本;  $I_t^{\text{E}}$  和  $I_t^{\text{M}}$  分别为电负荷收益、甲醇负荷收益;  $T$  为调度总时长。每部分具体表达式如下。

1) 弃风弃光成本分别为<sup>[25]</sup>

$$C_t^{\text{W}} = \alpha_1 (P_t^{\text{Wact}} - P_t^{\text{W}}) \quad (21)$$

$$C_t^{\text{PV}} = \alpha_2 (P_t^{\text{PVact}} - P_t^{\text{PV}}) \quad (22)$$

式中:  $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$  分别为弃风、弃光惩罚成本系数;  $P_t^{\text{Wact}}$ 、 $P_t^{\text{PVact}}$  分别为第  $t$  时段的风光发电实际出力;  $P_t^{\text{W}}$ 、 $P_t^{\text{PV}}$  分别为第  $t$  时段系统的风光消纳量。

2) 中断补偿费用与负荷中断的等级有关<sup>[18]</sup>, 中断负荷成本如式(23)所示。

$$C_t^{\text{IL}} = \sum_{m=1}^{n_m} (\lambda_m^{\text{CUT}} P_{m,t}^{\text{CUT}}) \quad (23)$$

式中:  $n_m$  为中断等级数;  $\lambda_m^{\text{CUT}}$  为第  $m$  级中断负荷补偿价格;  $P_{m,t}^{\text{CUT}}$  为第  $t$  时段第  $m$  级中断负荷。

3) 烟气处理系统运行成本主要包括碳捕集成本、脱硫成本和脱硝成本<sup>[26]</sup>, 表达式为

$$C_t^{\text{FG}} = C_t^{\text{CC}} + C_t^{\text{DS}} + C_t^{\text{DN}} \quad (24)$$

$$C_t^{\text{CC}} = \beta_1 Q_t^{\text{CC}} \quad (25)$$

$$C_t^{\text{DS}} = \beta_2 Q_t^{\text{DS}} \quad (26)$$

$$C_t^{\text{DN}} = \beta_3 Q_t^{\text{DN}} \quad (27)$$

式中:  $C_t^{\text{CC}}$ 、 $C_t^{\text{DS}}$ 、 $C_t^{\text{DN}}$  分别为第  $t$  时段的碳捕集成本、脱硫成本和脱硝成本;  $\beta_1$ 、 $\beta_2$ 、 $\beta_3$  分别为碳捕集成本系数、脱硫成本系数和脱硝成本系数;  $Q_t^{\text{CC}}$ 、 $Q_t^{\text{DS}}$ 、 $Q_t^{\text{DN}}$  分别为第  $t$  时段的碳捕集量、脱硫量和脱硝量。

4) 电解水制氢存在运行成本, 其表达式为

$$C_t^{\text{WE}} = k_1 P_t^{\text{WE}} \quad (28)$$

式中,  $k_1$  为电解水制氢成本系数。

5) 氢转甲醇成本主要为运行成本和购买所需  $\text{CO}_2$  的原料成本。

$$C_t^{\text{M}} = k_2 Q_t^{\text{M}} + k_{\text{cbuy}} (Q_t^{\text{MC}} - Q_t^{\text{CC}}) \quad (29)$$

式中:  $k_2$  为氢转甲醇成本系数;  $k_{\text{cbuy}}$  为单位质量  $\text{CO}_2$  购买价格。

6) 垃圾焚烧烟气中的  $\text{CO}_2$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  等污染物排放将产生环境成本<sup>[27]</sup>。

$$C_t^{\text{EC}} = \sum_i (\gamma_i Q_t^i + \eta_i) \quad (30)$$

式中:  $\gamma_i$  为第  $i$  类污染物的治理成本;  $Q_t^i$  为第  $t$  时段第  $i$  类污染物的排放量;  $\eta_i$  为第  $i$  类污染物的惩罚费用。

7) 奖惩差异型阶梯碳交易成本  $C_t^{\text{C}}$  见式(19), 第  $t$  时段系统实际碳排放量  $Q_t^{\text{C}}$  如式(31)所示。

$$Q_t^{\text{C}} = Q_{t,t}^{\text{RT}} - Q_t^{\text{CC}} + Q_t^{\text{MCC}} \quad (31)$$

式中,  $Q_{t,t}^{\text{RT}}$  为反应塔内待处理烟气中  $\text{CO}_2$  量。

8) 系统向所在区域供电以获取售电收益  $I_t^{\text{E}}$ , 表达式如式(32)所示。

$$I_t^{\text{E}} = \varepsilon_{\text{E}} (P_t^{\text{EL}} - P_t^{\text{CUT}}) \quad (32)$$

式中:  $\varepsilon_{\text{E}}$  为售电价格;  $P_t^{\text{EL}}$  为第  $t$  时段的电负荷;  $P_t^{\text{CUT}}$  为第  $t$  时段的各级中断负荷功率之和。

9) 系统所制甲醇售卖收益表达式为

$$I_t^{\text{M}} = \varepsilon_{\text{M}} Q_t^{\text{ML}} \quad (33)$$

式中:  $\varepsilon_{\text{M}}$  为单位质量甲醇售卖价格;  $Q_t^{\text{ML}}$  为第  $t$  时段甲醇销售量。

### 3.2 约束条件

约束条件主要包括功率平衡约束、风光出力约束、垃圾焚烧发电出力约束、烟气储存装置约束、碳捕集和脱硫脱硝装置约束、可中断负荷约束、电储能约束、储甲醇罐约束以及甲醇燃料电池约束。详见附录 A 式(A1)~式(A25)。

## 4 算例分析

### 4.1 风光出力的不确定性分析

风光出力具有较大的波动性和随机性, 为分析其不确定性, 本文将风光发电出力实际值表征为风光发电出力预测值与对应误差之和。

$$P_t^{\text{Wact}} = P_t^{\text{Wpre}} + e_t^{\text{W}} \quad (34)$$

$$P_t^{\text{PVact}} = P_t^{\text{PVpre}} + e_t^{\text{PV}} \quad (35)$$

式中:  $P_t^{\text{Wpre}}$ 、 $P_t^{\text{PVpre}}$  分别为第  $t$  时段的风、光伏发电预测出力;  $e_t^{\text{W}}$ 、 $e_t^{\text{PV}}$  分别为第  $t$  时段的风、光伏发电出力实际值与预测值的误差。

现有研究表明, 风光发电出力预测误差一般服从正态分布, 且不超过 10%<sup>[28]</sup>。因此本文取  $\pm 10\%$  预测误差, 置信度给定为 95%, 采用拉丁超立方抽样生成 1000 个风光出力场景, 并采取基于概率距离的快速前代消除技术<sup>[29]</sup>将上述场景削减得到 5 个风光出力典型场景及其对应发生概率, 如附录 B 图 B1、图 B2 所示, 则风光实际出力可等效为

$$P_t^{\text{Wact}} = \sum_{i=1}^k P_t^{\text{Wi}} \times \pi_i^{\text{W}} \quad (36)$$

$$P_t^{\text{PVact}} = \sum_{i=1}^k P_t^{\text{PVi}} \times \pi_i^{\text{PV}} \quad (37)$$

式中:  $P_t^{\text{Wi}}$ 、 $P_t^{\text{PVi}}$  分别为第  $t$  时段第  $i$  个典型场景下的风光发电出力;  $\pi_i^{\text{W}}$ 、 $\pi_i^{\text{PV}}$  分别为第  $i$  个风光场景的发生概率。

### 4.2 系统构成及参数

文中系统包含 1 个风力发电厂、1 个光伏发电厂、1 个垃圾焚烧电厂、1 台电解水设备、1 台氢转甲醇设备、1 台碳捕集装置、1 台脱硫装置、1 台脱硝装置和 1 组甲醇燃料电池。风光预测出力、风光实际出力及系统电负荷预测值见附录 B 图 B3, 分时电价、各单元参数分别见附录 B 表 B1、表 B2。

### 4.3 对比方案构建及调度分析

为分析烟气处理系统-电转甲醇-甲醇燃料电池协同运行框架和奖惩差异型阶梯碳交易机制对系统

运行成本的影响,本文设定如表1所示6种方案进行仿真分析。同时,为检验模型的削峰填谷效果,以荷侧方差衡量模型的稳定性,荷侧方差表示为

$$S^2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_t^E - P^{E,avg})^2 \quad (38)$$

$$P_t^E = P_t^{EL} + P_t^{FG} + P_t^{WE} + P_t^{ESC} - P_t^{CUT} \quad (39)$$

$$P^{E,avg} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_t^E \quad (40)$$

式中:  $S^2$  为荷侧方差;  $P_t^E$  为第  $t$  时段等效负荷;

$P^{E,avg}$  为等效负荷平均值。

其中,方案5无氢转甲醇装置,电解水所制  $H_2$  直接由加氢站售卖,碳捕集装置所捕集的  $CO_2$  全部封存。由此产生的售氢收益、加氢站运行成本和碳封存成本见附录A式(A26)~式(A28)。

对所设定的6种方案优化求解,得出系统各部分收益和成本结果、电力调度情况结果、化学物质生产处理结果分别如表2、表3和表4所示,等效负荷、源侧出力、中断负荷分别如图4~图6所示。

表1 6种不同的系统构建方案

Table 1 Six different systems construction schemes

方案	烟气处理系统			氢转甲醇装置	甲醇燃料电池	储甲醇罐	奖惩差异型阶梯碳交易机制
	碳捕集装置	烟气储存装置	脱硫脱硝装置				
1	√	×	√	√	√	√	√
2	√	√	×	√	√	√	√
3	√	√	√	√	×	×	√
4	√	√	√	√	√	√	×
5	√	√	√	×	×	×	√
6	√	√	√	√	√	√	√

表2 收益和成本结果

Table 2 Profit and cost results

方案	弃风弃光成本	中断负荷成本	烟气处理系统运行成本	电解制氢成本	氢转甲醇成本	环境成本	碳交易成本	加氢站运行成本	碳封存成本	电负荷收益	甲醇负荷收益	售氢收益	净收益
1	0	0	30 514.54	212 310.50	66 485.35	90 258.82	-192 579.48	—	—	5 781 830.60	269 670.09	—	5 844 510.96
2	0	0	26 742.24	187 004.18	58 560.63	373 710.11	-210 184.81	—	—	5 781 830.60	231 152.13	—	5 577 150.37
3	0	77 685.28	30 552.54	212 576.24	66 568.56	88 478.10	-242 585.91	—	—	5 730 225.38	346 156.53	—	5 843 107.09
4	0	0	30 601.35	212 917.58	66 675.45	90 168.03	-159 544.86	—	—	5 781 830.60	273 462.21	—	5 814 475.26
5	0	77 685.28	153.41	219 371.68	—	97 423.81	-154 791.00	543 847.81	0	5 730 225.38	—	944 577.77	5 891 112.17
6	0	0	30 552.54	212 576.24	66 568.56	90 182.40	-239 375.31	—	—	5 781 830.60	272 906.38	—	5 894 232.54

表3 电力调度结果

Table 3 Power dispatching results

方案	风电消纳量/MW	光电消纳量/MW	垃圾焚烧电厂出力/MW	甲醇燃料池出力/MW	蓄电池放电出力/MW	蓄电池充电能耗/MW	烟气处理系统能耗/MW	电解水能耗/MW	售电量/MWh	中断负荷/MW	荷侧方差
1	4073.53	1476.14	2000	41.15	184.59	205.13	56.82	1540.71	5972.74	0	1802.90
2	4073.53	1476.14	1802.66	39.70	184.62	205.69	41.14	1357.07	5972.74	0	1615.98
3	4073.53	1476.14	2000	—	147.11	164.16	56.88	1542.64	5933.10	39.64	1183.09
4	4073.53	1476.14	2000	39.64	126.86	141.35	56.95	1545.12	5972.74	0	1307.67
5	4073.53	1476.14	2000	—	126.86	141.35	10.11	1591.96	5933.10	39.64	1349.93
6	4073.53	1476.14	2000	39.64	147.11	164.16	56.88	1542.64	5972.74	0	1284.86

表4 化学物质生产处理结果

Table 4 Results of chemical material production and processing

方案	总烟量	碳排放量	碳捕集量	碳封存量	SO <sub>2</sub> 排放量	SO <sub>2</sub> 处理量	NO <sub>x</sub> 排放量	NO <sub>x</sub> 处理量	氢气产量	售氢气量	甲醇产量	售甲醇量
1	1920	1233.00	203.06	—	0.35	3.11	4.22	38.02	27.70	—	132.97	103.72
2	1730.55	1118.05	178.85	—	3.11	—	38.07	—	24.40	—	117.12	88.90
3	1920	1192.53	203.31	—	0.35	3.11	4.22	38.02	27.74	—	133.14	133.14
4	1920	1230.94	203.64	—	0.35	3.11	4.22	38.02	27.78	—	133.35	105.18
5	1920	1395.84	0	0	0.35	3.11	4.22	38.02	28.62	28.62	—	—
6	1920	1231.26	203.31	—	0.35	3.11	4.22	38.02	27.74	—	133.14	104.96

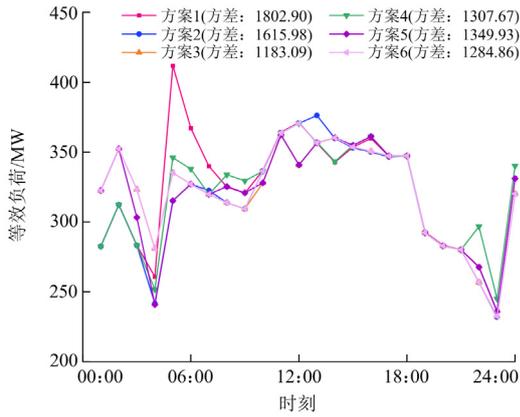


图4 等效负荷  
Fig. 4 Equivalent load

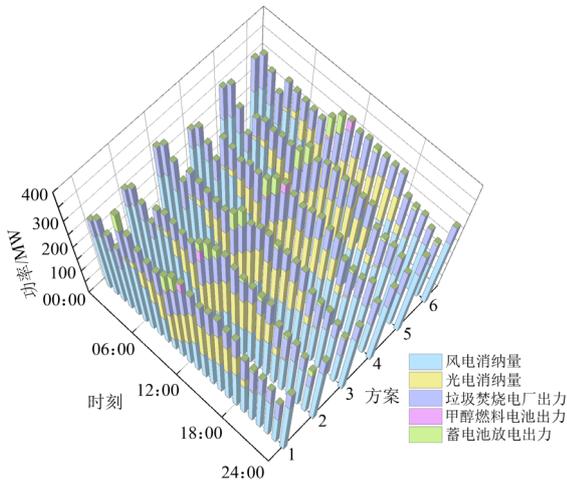


图5 源侧出力  
Fig. 5 Source side output

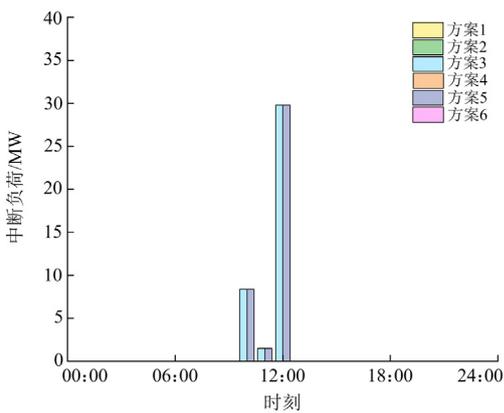


图6 中断负荷  
Fig. 6 Interruptible load

1) 方案6相比于方案1, 加装了烟气储存装置, 使得垃圾焚烧发电和烟气处理环节解耦。如图7、图8所示, 通过合理调度进入反应塔烟气的处理时

段和处理量, 避开用电高峰期的同时实现每一时段实际碳排放量的合理分配以取得较低的碳交易成本, 因此方案6碳交易成本降低了46795.83元。图4中, 方案6的等效负荷曲线较之方案1明显更为平缓, 表3中, 方案6的负荷侧方差比方案1低518.04。以上说明, 烟气储存装置不仅可以降低系统的碳交易成本, 还可以促进“削峰填谷”效应, 提升系统的供电稳定性。

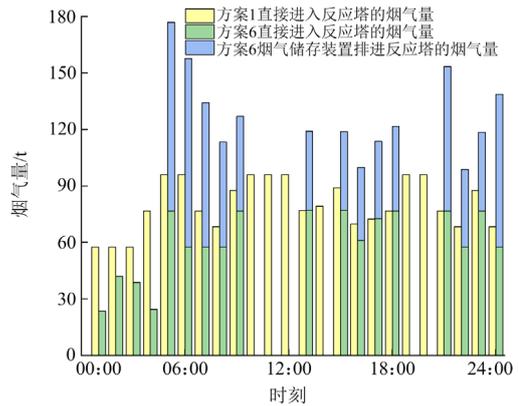


图7 方案1和方案6进入反应塔烟气流量  
Fig. 7 Reaction tower flue gas flow of Scheme 1 and Scheme 6

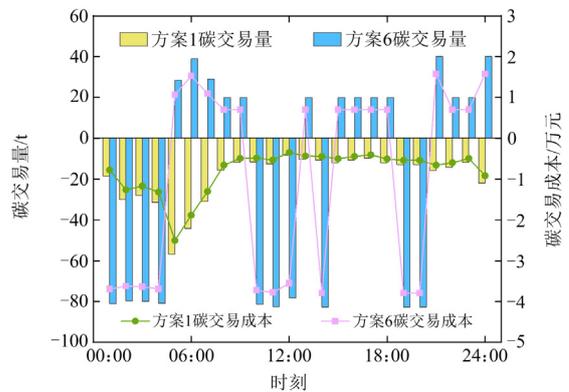


图8 方案1和方案6的碳交易量和碳交易成本  
Fig. 8 Carbon trading volume and carbon trading cost of Scheme 1 and Scheme 6

2) 方案6相比于方案2, 在烟气处理系统中加装脱硫脱硝装置, 共处理烟气中SO<sub>2</sub> 3.11 t、NO<sub>x</sub> 38.02 t。由图9可知, 脱硫脱硝装置使得方案6每一时段SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>的排放量均得到降低, 从而减少了环境成本283527.71元。且方案6中的甲醇负荷收益比方案2高41754.25元, 碳交易成本比方案2低29190.5元, 这是由于处理烟气中的SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>会产生功耗, 从而增加了垃圾焚烧电厂出力, 进一步产生了更多的CO<sub>2</sub>, 促进碳捕集的进行, 而

CO<sub>2</sub> 作为氢转甲醇的原料之一,其增长则会刺激 H<sub>2</sub> 和甲醇的产量。因此,尽管脱硫脱硝装置的引入增加了少量烟气处理系统运行成本、电解制氢成本和氢转甲醇成本,方案 6 中的净收益仍增加了 317 082.17 元。同时,由表 3 和图 4 可知,方案 6 的荷侧方差比方案 2 低 331.12。由此可得,在烟气处理系统中引入脱硫脱硝装置不仅可以带来较大的环境效益,还可促进碳捕集装置运行,从而减少碳排放进一步提升系统经济效益,此外脱硫脱硝装置亦可配合烟气存储装置平抑系统波动。

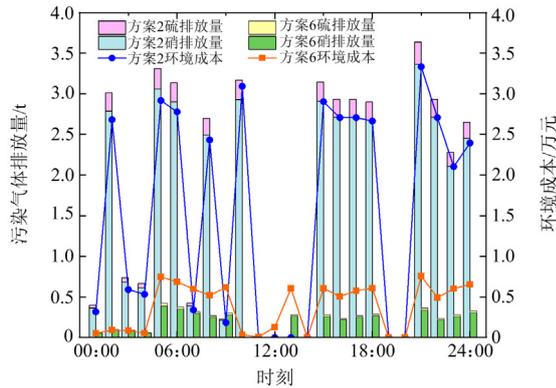


图 9 方案 2 和方案 6 的 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 排放量和环境成本

Fig. 9 SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions and environmental costs of Scheme 2 and Scheme 6

3) 方案 6 相比于方案 3,在引入甲醇燃料电池的同时加装了储甲醇罐,使其整体作为系统备用供电能源。由表 2、表 3、图 5 及图 6 可知,方案 6 中的甲醇燃料电池在 10:00—12:00 时段对电负荷进行供电,减少了系统中断负荷量 39.64 MW,从而降低了中断负荷成本 77 685.28 元。可以看出,通过储甲醇罐合理存储及使用甲醇,再由甲醇燃料电池对系统进行供电,能够在实现甲醇二次利用的同时提高系统供电稳定性。

4) 相比于方案 4 的传统碳交易机制,方案 6 采用了奖惩差异型阶梯碳交易机制。由表 2、表 4 知,在碳排放量几乎相同的情况下,方案 6 的碳交易成本比之方案 4 共降低了 79 830.45 元。这是由于在奖惩差异型阶梯碳交易机制下,碳排量越高的区间对应的碳排惩罚越高,因此,如图 10 所示,方案 6 系统多数时段的碳交易成本明显低于方案 4,这是由于方案 6 系统每时段碳排放量都控制在较低的碳排惩罚区间。同时,减排量越高的区间对应的减排奖励也越高,通过调节每时段的碳交易量,在碳排惩罚较低的区间内适量排放 CO<sub>2</sub>,某些时刻减排量则可以达到较高的减排奖励区间,从而获得较高的

减排奖励以降低碳交易成本。由此可知,奖惩差异型阶梯碳交易机制不仅可以控制每时段的碳排放量,而且有助于提升系统的碳交易收益。

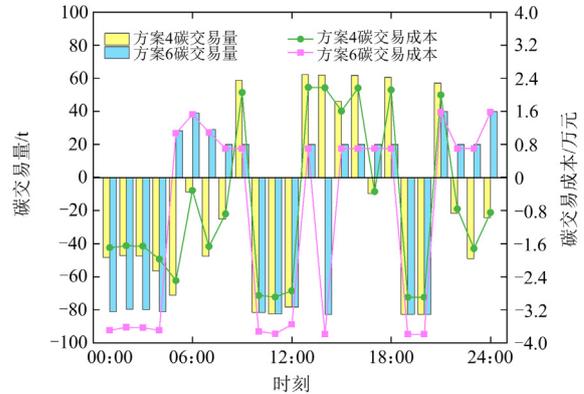


图 10 方案 4 和方案 6 的碳交易量和碳交易成本

Fig. 10 Carbon trading volume and carbon trading cost of Scheme 4 and Scheme 6

5) 方案 6 相比于方案 5,引入了氢转甲醇和甲醇再利用部分,不再直接出售储运难度大、风险高的氢气,改为出售常温下为液态的甲醇,免去了加氢站的运行成本 543 847.81 元。氢转甲醇存在成本,如表 2、图 11 所示,方案 6 出售甲醇的收益较之方案 5 出售氢气的收益减少了 671 671.39 元。但在方案 5 中,由于系统没有二次利用 CO<sub>2</sub> 的装置,捕集的 CO<sub>2</sub> 只能封存处理或直接排放,而碳捕集与碳封存合计成本较高,因此系统产生的 CO<sub>2</sub> 直接排放。因此,虽然方案 6 的烟气处理系统成本较之方案 5 增加了 30 399.13 元,但其碳交易成本、环境成本分别降低了 84 584.31 元、7241.41 元。此外,在方案 6 中,由于购买 CO<sub>2</sub> 用以甲醇生产成本较高,系统仅将捕集的 CO<sub>2</sub> 用于甲醇生产,使得氢气产量、电解制氢成本分别降低了 0.88 t、6795.44 元。同时,如图 5、图 6 所示,方案 6 中甲醇燃料电池在 10:00—12:00 时段作为后备能源提供出力,较之方案 5,方案 6 的中断负荷成本降低了 77 685.28 元,最终使得方案 6 的净收益增长 3120.37 元。由此证明了氢转甲醇和甲醇再利用部分在提高供电稳定性、减少碳排和降低系统所生产化工产品运输风险等方面的优越性。

综上,引入烟气处理系统-电转甲醇-甲醇燃料电池协同运行框架以及奖惩差异型阶梯碳交易机制后,系统不仅经济效益、环境效益得到了提升,还有利于“削峰填谷”,加强负荷稳定性,实现能源结构的优化和各类资源的有效利用。

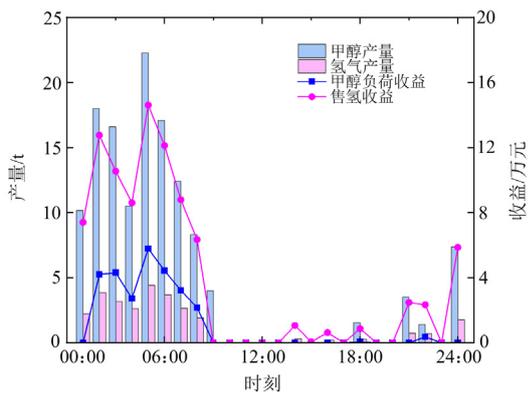


图 11 方案 5 和方案 6 的化工产品产量与收益  
Fig. 11 Output and income of chemical products in Scheme 5 and Scheme 6

#### 4.4 系统优化调度结果分析

根据优化调度所得结果，方案 6 中系统源侧出力和等效负荷如图 12 所示。SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 排放量如图 9 所示，进入反应塔的烟气流量如图 7 所示，烟气处理系统能耗、CO<sub>2</sub> 排放量和捕集量如图 13、图 14 所示，碳交易量和碳交易成本如图 10 所示。烟气储存装置烟气情况、蓄电池蓄电情况、储甲醇罐甲醇存量如图 15—图 17 所示。

01:00—09:00 时段，风光及垃圾焚烧电厂综合出力较大而电负荷需求较小，由图 12、图 13 和图 17 可知，系统此时有充足的电力进行电解制氢及烟气处理，因此蓄电池充电、储甲醇罐存储和烟气处理系统能耗主要集中在该时段。其中，烟气储存装置的烟气流量、流向及存量如图 15 所示，01:00—04:00 时段，烟气储存装置存入部分烟气，05:00—09:00 时段则排出部分烟气进入反应塔。这是由于 01:00—04:00 时段光伏电厂并未出力，系统仅由风力发电厂和垃圾焚烧电厂出力，因此系统存入部分

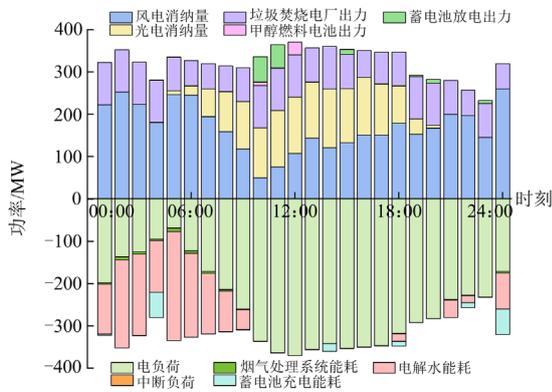


图 12 源侧出力和等效负荷  
Fig. 12 Source side output and equivalent load

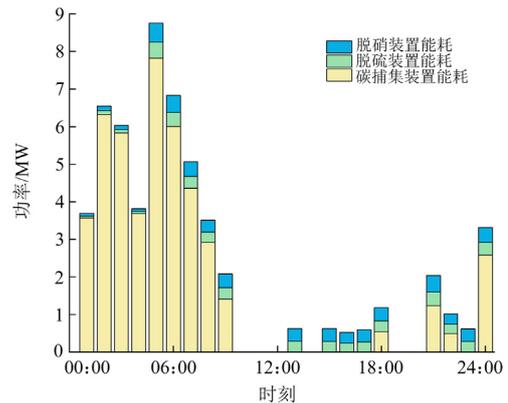


图 13 烟气处理系统能耗

Fig. 13 Energy consumption of flue gas treatment system

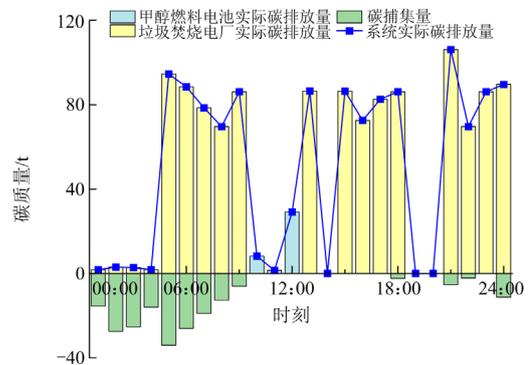


图 14 碳排放量和碳捕集量

Fig. 14 Carbon emissions and carbon captures

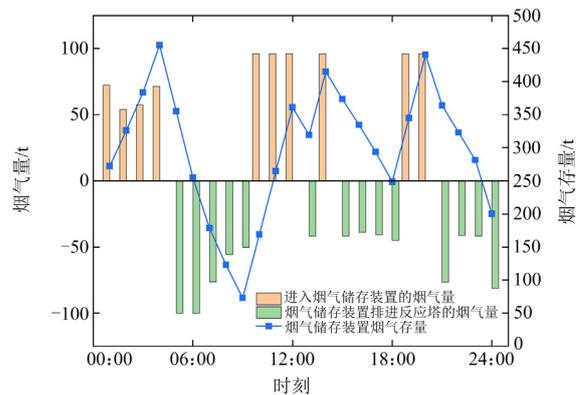


图 15 烟气储存装置烟气情况

Fig. 15 Flue gas situation of flue gas storage device

烟气以转移该时段部分烟气处理能耗从而维持电负荷的供电稳定性。由图 10、图 14 和图 15 知，由于此时段部分烟气得到储存，另一部分直接进入反应塔的烟气中的 CO<sub>2</sub> 进行了碳捕集，该时段碳排放量大幅度降低，因而减少了大量碳交易成本。在 05:00—09:00 时段，光伏电厂开始出力，系统电力

逐渐富余,烟气储存装置则释放了之前时段储存的部分烟气进入反应塔,将烟气处理系统能耗转移到该时段。同时,该时段在碳配额一定的情况下,由于待处理烟气量较大以及碳捕集装置不能极尽捕集,其碳排放量较 01:00—04:00 时段出现了一定程度的增长,产生了较多的碳交易成本。

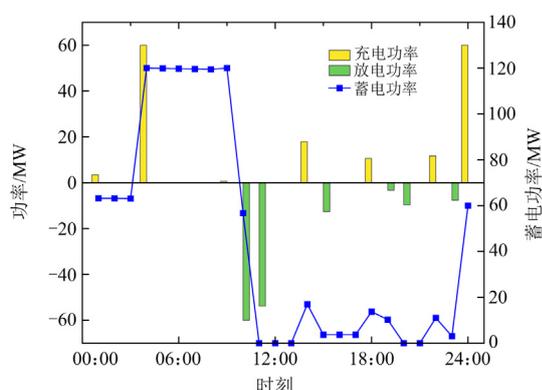


图 16 蓄电池蓄电情况

Fig. 16 Battery storage situation

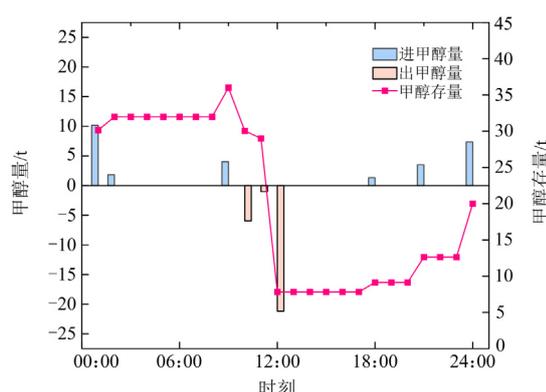


图 17 储甲醇罐甲醇存量

Fig. 17 Methanol stock in methanol storage tank

10:00—12:00 时段,风力发电厂出力减少而系统电负荷进入用电高峰期。图 16、图 17 中该时段蓄电池、甲醇燃料电池开始出力维持系统供电稳定。图 13 中,系统无富余电力进行烟气处理,因此图 7、图 15 显示垃圾焚烧电厂产生烟气全部进入烟气储存装置。如图 9、图 14 所示,该时段除甲醇燃料电池出力产生的少量碳排放,系统无污染气体排放,由此产生了碳交易收益,如图 10 所示。

13:00—20:00 时段,风力发电厂出力增加。其中,13:00—18:00 时段,系统富余少量电力进行烟气处理、电解制氢及蓄电池充电。如图 10、图 15 所示,为了使系统在 14:00、19:00—20:00 时段以最大烟气流量存储烟气,进而达到较高的减排奖

励区间获得更多的碳交易收益,烟气储存装置在 13:00、15:00—18:00 时段排出部分烟气进入反应塔,并通过调节排出的烟气量控制碳交易量始终处于最低碳排惩罚区间。同时,如图 12 所示,由于风光及垃圾焚烧电厂综合出力仅些许高于电负荷,SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 单位质量环境成本远高于 CO<sub>2</sub>,且烟气中 CO<sub>2</sub> 比重大,该时段若进行大量碳捕集将会产生较大的能耗致使出现电力缺口。因此,图 13 中该时段烟气处理系统碳捕集能耗极小,甚至在 13:00、15:00—17:00 时段仅进行了脱硫脱硝处理。19:00—20:00 时段,光伏发电厂出力减少而电负荷较大,系统电力出现紧缺,如图 12、图 16 所示,蓄电池放电填充供电缺口。此时,如图 7、图 15 所示,烟气全部进入烟气储存装置,避免系统产生烟气处理能耗以错开该用电高峰期,因此,图 9、图 14 中该时段无污染气体排放。

21:00—24:00 时段,电负荷减少,光伏发电厂停止出力,系统由风力发电厂、垃圾焚烧电厂出力,电力出现富余用以处理烟气。同时,烟气存储装置为了在调度周期末回到初始状态,如图 15 所示,烟气存储装置排出部分烟气进入反应塔,而此时电力富余量不足以维持碳捕集的大量进行,系统产生了碳排,致使系统出现碳交易成本,如图 10 所示。

综上所述,本文所提出的奖惩差异型阶梯碳交易机制下的考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度,能够充分利用不同能源在能量、功率上的时空互补性实现系统各单元之间的灵活互补、协同调度。由烟气储存装置、碳捕集、脱硫脱硝装置共同组成的烟气处理系统能在提升环境效益的同时解耦垃圾焚烧发电与烟气处理环节,使得烟气处理系统具备可时移、可调节负荷功率的特性,进而平稳系统波动。碳捕集装置所得的 CO<sub>2</sub> 既可作为电转甲醇的原料以降低成本,亦可参与碳交易市场获得收益,生成的甲醇也可通过甲醇燃料电池补足系统电力缺口,进而提高系统供电稳定性,促进源荷之间的供需平衡。同时,奖惩差异型阶梯碳交易机制极大地挖掘了系统的碳交易潜能,使碳交易成本降低,从而提升了系统的经济效益。

#### 4.5 储甲醇罐容量影响分析

为探讨储甲醇罐容量大小对系统调度运行的影响,本文分析了储甲醇罐容量在 25 t 到 50 t 时系统的各部分成本与收益情况,具体如图 18 所示,本文设定储甲醇罐容量为 40 t。

如图 18(a)所示,系统的弃风弃光成本始终为 0,说明本文构建系统的风光消纳能力在设定范围内不受储甲醇罐容量的影响。此外,由于甲醇燃料电池仅在系统电力紧缺时补充供电,其出力大小相对风、

光和垃圾焚烧出力较小，出力时长也较短，因此，储甲醇罐容量的变化对烟气处理系统运行成本、电解制氢成本、氢转甲醇成本、环境成本以及碳交易成本产生的影响十分微小，对应曲线的变动幅度在图 18(a)中也不甚明显。

由图 18(b)可知，系统的净收益、电负荷收益、甲醇负荷收益和中断负荷成本受储甲醇罐容量的影响相对其他成本和收益而言较大。这是由于在储甲醇罐容量接近 40 t 以前，受到容量的限制，甲醇燃料电池出力不能完全补足系统电力缺口，系统中断了部分负荷。随着储甲醇罐容量的增大，中断负荷量减少，系统的中断负荷成本降低，电负荷收益增加，净收益增长。同时，甲醇存储量的增大使得供给甲醇负荷的甲醇量减少，甲醇负荷收益随之降低。当储甲醇罐容量超过 40 t 时，储甲醇罐仅需存储一定量的甲醇便能使得甲醇燃料电池出力补足系统电力缺口，系统不再中断负荷，供给甲醇负荷的甲醇量也将不再减少，故系统的净收益、电负荷收益、

甲醇负荷收益和中断负荷成本将不再随容量的增大而改变。由此可知，本文所选容量较为合理。

综上，在一定范围内，储甲醇罐容量的增大对提高系统的供电稳定性、经济性存在积极意义，其具体容量应根据系统实际情况决定。

### 5 结论

本文提出了奖惩差异型阶梯碳交易机制下的考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度，构建了烟气处理系统-电转甲醇-甲醇燃料电池协同运行框架，将垃圾焚烧发电与烟气处理环节解耦，考虑系统各单元间的相互关系，分析了系统整体运行效益，得到结论如下。

1) 烟气储存装置、碳捕集和脱硫脱硝装置共同构成的烟气处理系统能够有效处理烟气带来的环境问题，形成良好的环境效益。同时，引入的烟气储存装置实现了垃圾焚烧发电与烟气处理环节的解耦，使得烟气处理系统能耗具备时移性和可调节性，结合系统储能装置与可中断负荷资源参与系统优化调度，可有效平抑系统波动，促进“削峰填谷”。

2) 烟气处理系统-电转甲醇-甲醇燃料电池协同运行框架实现了风光产生的电能到化学能的储存，促进了系统风光消纳。碳捕集所得 CO<sub>2</sub> 与电解水所得 H<sub>2</sub> 生成甲醇，在规避氢气储运问题的同时实现了 CO<sub>2</sub> 的再利用，有效地降低了系统的碳交易成本。此外，生成的甲醇不仅可以通过储甲醇罐和甲醇燃料电池作为系统后备能源提高系统供电稳定性，亦可直接获得商品收益提升系统整体经济效益。

3) 奖惩差异型阶梯碳交易机制能够充分挖掘系统参与碳交易市场的潜能，配合烟气处理系统实现碳交易成本的降低。

本文所提出的优化调度模型虽然能够提升综合能源系统的环境效益与经济效益，并具备对系统波动的平抑作用，但在系统实际运行时，还需考虑系统并网运行、网架约束等因素的影响，这将是后续研究的重点。

### 附录 A

#### 1) 约束条件

##### (1) 功率平衡约束

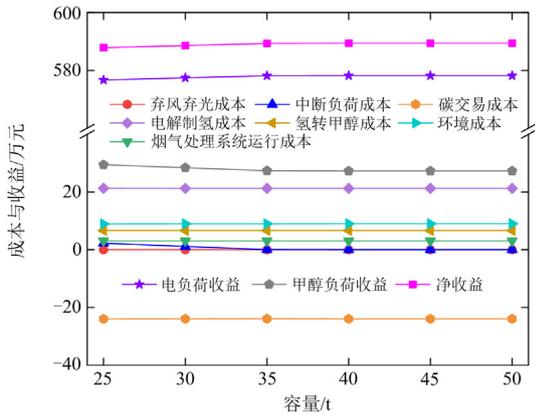
$$P_t^W + P_t^{PV} + P_t^{GP} + P_t^{DMFC} + P_t^{ESD} = P_t^{EL} + P_t^{FG} + P_t^{WE} + P_t^{ESC} - P_t^{CUT} \quad (A1)$$

##### (2) 风光出力约束

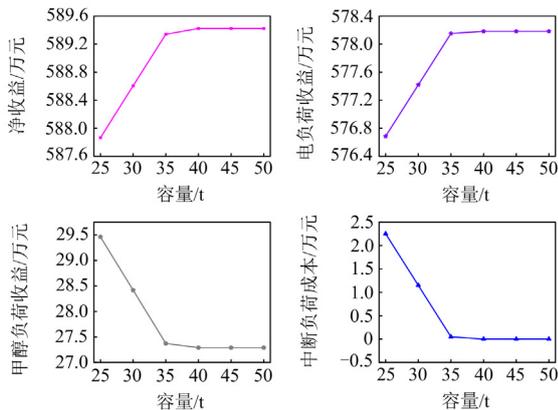
$$0 \leq P_t^W \leq P_t^{Wact} \quad (A2)$$

$$0 \leq P_t^{PV} \leq P_t^{PVact} \quad (A3)$$

##### (3) 垃圾焚烧发电出力约束



(a) 总览图



(b) 典例图

图 18 储甲醇罐不同容量下系统的各部分成本与收益

Fig. 18 Cost and benefit of each part of the system under different capacity of methanol storage tank

$$W^{GP} = \sum_{t=1}^T P_t^{GP} \leq W^{GP,max} \quad (A4)$$

$$P^{GP,min} \leq P_t^{GP} \leq P^{GP,max} \quad (A5)$$

$$|P_{t+1}^{GP} - P_t^{GP}| \leq \Delta P^{GP} \quad (A6)$$

式中:  $W^{GP}$  为垃圾焚烧发电日总出力, 因其燃料为政府根据装机容量提供的固定量居民生活垃圾, 其日总出力恒定;  $W^{GP,max}$  为垃圾焚烧发电日总出力上限;  $P^{GP,max}$ 、 $P^{GP,min}$  分别为每时段的垃圾焚烧发电出力上下限;  $\Delta P^{GP}$  为爬坡约束。

#### (4) 烟气储存装置约束

$$0 \leq \theta_t \leq 1 \quad (A7)$$

$$0 \leq Q_t^{RT} \leq Q^{L,max} \quad (A8)$$

$$0 \leq Q_t^{GI} \leq \mu_t^{GI} Q^{L,max} \quad (A9)$$

$$0 \leq Q_t^{GO} \leq \mu_t^{GO} Q^{L,max} \quad (A10)$$

$$0 \leq \mu_t^{GI} + \mu_t^{GO} \leq 1 \quad (A11)$$

$$Q_{t+1}^G = Q_t^G + Q_{t+1}^{GI} - Q_{t+1}^{GO} \quad (A12)$$

$$10\% \times Q^{G,max} \leq Q_t^G \leq 90\% \times Q^{G,max} \quad (A13)$$

$$Q_0^G = Q_{24}^G \quad (A14)$$

式中:  $Q^{L,max}$  为每时段烟气管道的最大流量; 布尔变量  $\mu_t^{GI}$ 、 $\mu_t^{GO}$  分别表示第  $t$  时段烟气储存装置是否进、出烟气, 是则置 1, 否则置 0;  $Q_t^G$  为第  $t$  时段烟气储存装置的储气量;  $Q^{G,max}$  为烟气储存装置的最大容量;  $Q_0^G$ 、 $Q_{24}^G$  分别为烟气储存装置在一天的始、末烟气体量。

#### (5) 碳捕集、脱硫脱硝装置约束

$$0 \leq Q_t^{CC} \leq d_1 \times Q_{1,t}^{RT} \quad (A15)$$

$$0 \leq Q_t^{DS} \leq d_2 \times Q_{2,t}^{RT} \quad (A16)$$

$$0 \leq Q_t^{DN} \leq d_3 \times Q_{3,t}^{RT} \quad (A17)$$

式中,  $d_1$ 、 $d_2$ 、 $d_3$  分别为第  $t$  时段碳捕集、脱硫和脱硝的效率。

#### (6) 可中断负荷约束

$$0 \leq P_{m,t}^{CUT} \leq k_m^{CUT} P_t^{EL} \quad (A18)$$

$$P_t^{CUT} = \sum_{m=1}^{n_m} P_{m,t}^{CUT} \quad (A19)$$

式中,  $k_m^{CUT}$  为第  $m$  级负荷中断系数。

#### (7) 电储能约束

$$0 \leq P_t^{ESC} \leq \mu_t^{ESC} P^{ESC,max} \quad (A20)$$

$$0 \leq P_t^{ESD} \leq \mu_t^{ESD} P^{ESD,max} \quad (A21)$$

$$0 \leq \mu_t^{ESC} + \mu_t^{ESD} \leq 1 \quad (A22)$$

$$S^{ES,min} \leq S_t^{ES} \leq S^{ES,max} \quad (A23)$$

$$S_0^{ES} = S_{24}^{ES} \quad (A24)$$

式中:  $P^{ESC,max}$ 、 $P^{ESD,max}$  分别为锂电池的充、放电功率最大值; 布尔变量  $\mu_t^{ESC}$ 、 $\mu_t^{ESD}$  分别表示第  $t$  时段锂电池的充、放电状态, 是则置 1, 否则置 0;  $S^{ES,max}$ 、 $S^{ES,min}$  分别为锂电池蓄电容量的上下限;  $S_0^{ES}$ 、 $S_{24}^{ES}$  分别为锂电池在一天的始、末蓄电量。

#### (8) 储甲醇罐约束

为简化计算, 储甲醇罐不设管道流量约束, 其余约束条件同烟气储存装置一致, 此处不再赘述。

#### (9) 甲醇燃料电池约束

$$P^{DMFC,min} \leq P_t^{DMFC} \leq P^{DMFC,max} \quad (A25)$$

式中,  $P^{DMFC,max}$ 、 $P^{DMFC,min}$  分别为甲醇燃料电池的功率上下限。

#### 2) 储氢站运营成本

方案 5 产生的售氢收益  $I_t^H$ 、加氢站运行成本  $C_t^H$  (仅考虑储运成本  $C_t^{HC}$  和加注成本  $C_t^{HJ}$ ) 和碳封存成本  $C_t^{CS}$  分别表示为

$$I_t^H = \varepsilon_H Q_t^H \quad (A26)$$

$$C_t^H = C_t^{HC} + C_t^{HJ} = (g_1 + g_2) Q_t^H \quad (A27)$$

$$C_t^{CS} = \chi_{CS} Q_t^{CC} \quad (A28)$$

式中:  $\varepsilon_H$  为单位质量  $H_2$  售卖价格;  $g_1$ 、 $g_2$  分别为单位质量  $H_2$  的储运和加注成本系数;  $\chi_{CS}$  为单位质量  $CO_2$  的封存成本系数。

## 附录 B

表 B1 分时电价

Table B1 Time-of-use price

时段	电价/(元/MWh)
01:00—06:00, 23:00—次日 01:00	280
06:00—09:00, 15:00—17:00, 20:00—23:00	784
09:00—15:00, 17:00—20:00	1302

表 B2 系统参数表

Table B2 System parameters

$\sigma$ /(t/MW)	$W^{GP,max}$ /MW	$P^{GP,max}$ /MW	$P^{GP,min}$ /MW	$\Delta P^{GP}$ /MW
0.96	2000	100	60	20
$Q^{L,max}$ /t	$Q^{G,max}$ /t	$Q_0^G$ /t	$k_{CC}$ /(MW/t)	$d_1$
100	600	200	0.23	0.9
$k_{DS}$ /(MW/t)	$d_2$	$k_{DN}$ /(MW/t)	$d_3$	$h_1$ /(MW/t)
1.5	0.9	0.143 33	0.9	55.617
$m_1$	$m_2$	$\sigma^{ES}$	$\eta^{ESC}$	$\eta^{ESD}$
4.8	7.33	0.001	0.95	0.95
$P^{ESC,max}$ /MW	$P^{ESD,max}$ /MW	$S^{ES,max}$ /MW	$S^{ES,min}$ /MW	$S_0^{ES}$ /MW
60	60	120	0	60

续表 B2

$\sigma^{MS}/t$	$Q^{MS,max}/t$	$Q_0^{MS}/t$	$k_M/(MW/t)$	$m_C$
$1.26 \times 10^{-4}$	40	20	1.407	1.375
$P^{DMFC,max}/MW$	$P^{DMFC,min}/MW$	$\mu_C/(\text{元}/t)$	$\gamma_C/(t/MWh)$	$s/\%$
50	0	350	0.827	20
$v/\%$	$N/t$	$L/t$	$a_1/(\text{元}/MW)$	$a_2/(\text{元}/MW)$
25	40	20	280	245
$\beta_1/(\text{元}/t)$	$\beta_2/(\text{元}/t)$	$\beta_3/(\text{元}/t)$	$k_1/(\text{元}/MW)$	$k_2/(\text{元}/t)$
149.52	19.8	11.2	137.8	500
$k_{Cbuy}/(\text{元}/t)$	$\epsilon_M/(\text{元}/t)$	$\epsilon_H/(\text{元}/t)$	$g_1/(\text{元}/t)$	$g_2/(\text{元}/t)$
840	2600	33 000	7700	11 300
$\chi_{CS}/(\text{元}/t)$	$\omega_i$	$\eta_i/元$	$\gamma_i/(\text{元}/t)$	
360	CO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 分别为 0.72、 $1.8 \times 10^{-3}$ 、0.022	CO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 分别为 0.01、1、2	CO <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 分别为 44、6400、8000	

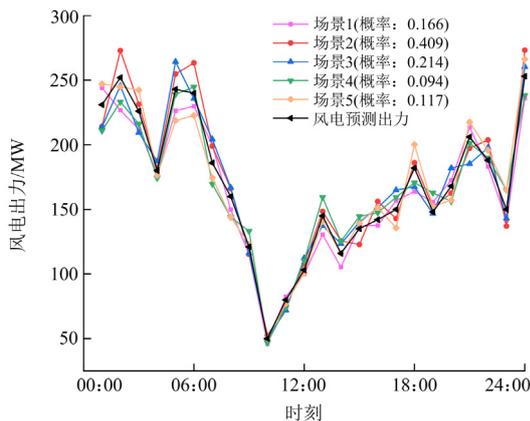


图 B1 风电出力典型场景

Fig. B1 Typical scenarios of wind power output

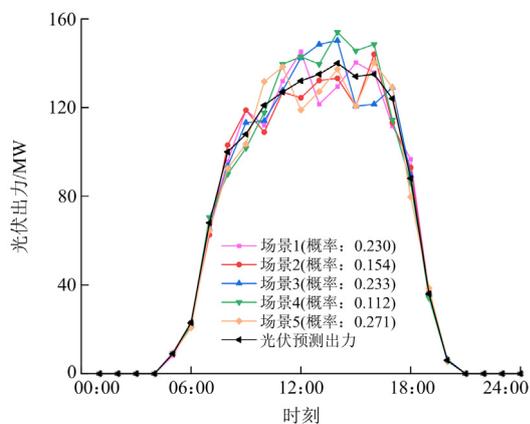


图 B2 光伏出力典型场景

Fig. B2 Typical scenarios of photovoltaic output

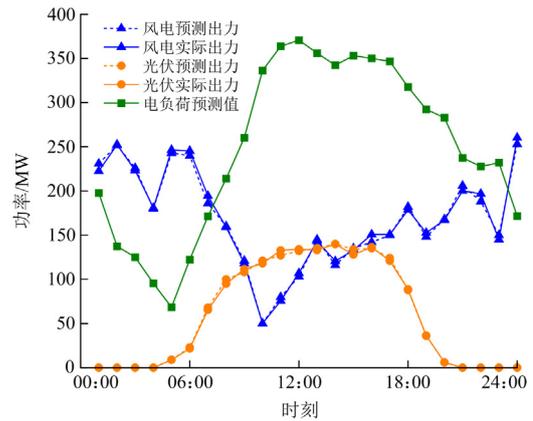


图 B3 风光预测出力、风光实际出力及电负荷预测值

Fig. B3 Predicted output of wind and solar, the actual output of wind and solar and the predicted value of electric load

参考文献

[1] 程杉, 傅桐, 李洋洋, 等. 含高渗透可再生能源的配电网灵活性供需协同规划[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 1-12.  
CHENG Shan, FU Tong, LI Fengyang, et al. Flexible supply demand collaborative planning for distribution networks with high penetration of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 1-12.

[2] 赵福林, 俞啸玲, 杜诗嘉, 等. 计及需求响应的含大规模风电并网下电力系统灵活性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 42-51.  
ZHAO Fulin, YU Xiaoling, DU Shijia, et al. Assessment on flexibility of a power grid with large-scale wind farm integration considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 42-51.

[3] 刘世宇, 杜忠明, 王茜, 等. “十三五”电力发展思路解析[J]. 中国电力, 2017, 50(1): 7-12.  
LIU Shiyu, DU Zhongming, WANG Qian, et al. Analysis on the development ideas of electric power industry in the period of the 13th five-year[J]. Electric Power, 2017, 50(1): 7-12.

[4] 侯慧, 戈翔迪, 吴细秀, 等. 运行与规划协同的电热氢联供系统最优容量配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 144-151.  
HOU Hui, GE Xiangdi, WU Xixiu, et al. Optimal capacity allocation of an electricity heat hydrogen cogeneration system based on coordinated operation and planning[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 144-151.

[5] YANG Penghong, JIANG Hui, LIU Chunming, et al. Coordinated optimization scheduling operation of integrated energy system considering demand response and carbon

- trading mechanism[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2023, 147: 108902.
- [6] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(14): 11-20.  
LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(14): 11-20.
- [7] 李笑竹, 陈来军, 殷骏, 等. 面向低碳供能的多园区共享氢储能系统容量规划[J]. *高电压技术*, 2022, 48(7): 2534-2544.  
LI Xiaozhu, CHEN Laijun, YIN Jun, et al. Capacity planning of multiple parks shared hydrogen energy storage system for low-carbon energy supply[J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(7): 2534-2544.
- [8] 程欢, 任洲洋, 孙志媛, 等. 电能-甲醇跨区协同运输下的电-氢耦合系统调度方法[J/OL]. *电工技术学报*: 1-15[2023-07-06]. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221965.  
CHENG Huan, REN Zhouyang, SUN Zhiyuan, et al. A dispatching method for the electricity-hydrogen coupling systems considering the coordinated inter-region transportation of electricity and methanol[J/OL]. *Transactions of China Electrotechnical Society*: 1-15[2023-07-06]. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221965.
- [9] 季东, 王健, 王可, 等. 不同 CO<sub>2</sub> 捕集技术的 CO<sub>2</sub> 耦合绿氢制甲醇工艺研究[J]. *化工学报*, 2022, 73(10): 4565-4575.  
JI Dong, WANG Jian, WANG Ke, et al. Process research of methanol production by CO<sub>2</sub> coupled green hydrogen with different CO<sub>2</sub> capture technologies[J]. *CIESC Journal*, 2022, 73(10): 4565-4575.
- [10] 宋鹏翔, 赵波, 杨岑玉, 等. 利用捕集 CO<sub>2</sub> 制燃料化学品储存可再生能源电力的能效分析与评价[J]. *储能科学与技术*, 2016, 5(1): 78-84.  
SONG Pengxiang, ZHAO Bo, YANG Cenyu, et al. An assessment of the use of fuel chemicals synthesized from captured carbon dioxide for renewable electricity storage[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2016, 5(1): 78-84.
- [11] 季东, 安欣, 郭鹏, 等. 直接甲醇燃料电池中碳基载体材料的研究进展[J/OL]. *精细化工*: 1-10[2023-07-06]. DOI:10.13550/j.jxhg.20230118.  
JI Dong, AN Xin, GUO Peng, et al. Research progress on carbon-based support materials for direct methanol fuel cells[J/OL]. *Fine Chemicals*: 1-10[2023-07-06]. DOI: 10.13550/j.jxhg.20230118.
- [12] ZHENG Wendi, XU Zhihong, SHAO Zhenguo, et al. Optimal dispatch of nearly-zero carbon integrated energy system considering waste incineration plant-carbon capture system and market mechanisms[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(69): 27013-27031.
- [13] MAYANTI B, SONGOK J, HELO P. Multi-objective optimization to improve energy, economic and environmental life cycle assessment in waste-to-energy plant[J]. *Waste Management*, 2021, 127: 147-157.
- [14] 周任军, 陈溢, 阳卫伟, 等. 含烟气储存装置的风电-垃圾焚烧虚拟电厂双阶段优化调度[J]. *中国电力*, 2019, 52(2): 78-84.  
ZHOU Renjun, CHEN Yi, YANG Weiwei, et al. Two-stage optimal dispatching of wind power-waste incineration virtual power plant with flue gas storage device[J]. *Electric Power*, 2019, 52(2): 78-84.
- [15] 周任军, 徐健, 王仰之, 等. 利用市场交易奖惩措施的风电-垃圾焚烧虚拟电厂优化运行[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2020, 32(10): 90-96.  
ZHOU Renjun, XU Jian, WANG Yangzhi, et al. Optimal operation of virtual power plant with wind power and waste incineration based on rewards and punishment measures for market trading[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2020, 32(10): 90-96.
- [16] 张志遥, 周任军, 黄婧杰, 等. 垃圾焚烧电厂参与调峰的源荷线性协整优化模型[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(3): 115-121.  
ZHANG Zhiyao, ZHOU Renjun, HUANG Jingjie, et al. Source-load linear cointegration optimization model of waste incineration power plant participating in peak load regulation[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(3): 115-121.
- [17] 黄婧杰, 刘镭志, 殷旭锋, 等. 碳循环利用的垃圾焚烧电厂-烟气处理-P2G 协调优化运行[J]. *中国电力*, 2022, 55(3): 152-158.  
HUANG Jingjie, LIU Louzhi, YIN Xufeng, et al. Coordinated and optimized operation of waste incineration plant-flue gas treatment-P2G with carbon cycle[J]. *Electric Power*, 2022, 55(3): 152-158.
- [18] 孙惠娟, 刘昀, 彭春华, 等. 计及电转气协同的含碳捕集与垃圾焚烧虚拟电厂优化调度[J]. *电网技术*, 2021, 45(9): 3534-3545.  
SUN Huijuan, LIU Yun, PENG Chunhua, et al. Optimization scheduling of virtual power plant with carbon capture and waste incineration considering power-to-gas coordination[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(9): 3534-3545.
- [19] 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.

[20] WU Qunli, LI Chunxiang. Modeling and operation optimization of hydrogen-based integrated energy system with refined power-to-gas and carbon-capture-storage technologies under carbon trading[J]. Energy, 2023, 270: 126832.

[21] 李玉婷, 彭敏放. 考虑碳捕集与甲烷化的综合能源微网分布式优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(3): 46-53.

LI Yuting, PENG Minfang. Distributed optimal dispatching of integrated energy microgrid considering carbon capture and methanation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(3): 46-53.

[22] SHA Feng, HAN Zhe, TANG Shan, et al. Hydrogenation of carbon dioxide to methanol over noncu-based heterogeneous catalysts[J]. Chemsuschem, 2020, 13(23): 6160-6181.

[23] 马跃, 孟润泉, 魏斌, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的微电网两阶段鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 22-33.

MA Yue, MENG Runquan, WEI Bin, et al. Two-stage robust optimal scheduling of a microgrid with a stepped carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 22-33.

[24] 张迁. 对全国发电企业二氧化碳排放配额分配方法的探讨[J]. 节能, 2019, 38(2): 28-30.

ZHANG Qian. Discussion on the allocation method of carbon dioxide emission quotas for national power generation enterprises[J]. Energy Conservation, 2019, 38(2): 28-30.

[25] 祝荣, 任永峰, 孟庆天, 等. 基于合作博弈的综合能源系统电-热-气协同优化运行策略[J]. 太阳能学报, 2022, 43(4): 20-29.

ZHU Rong, REN Yongfeng, MENG Qingtian, et al. Electricity-heat-gas cooperative optimal operation strategy of integrated energy system based on cooperative game[J]. Acta Energaie Solaris Sinica, 2022, 43(4): 20-29.

[26] 崔杨, 周海涛, 严干贵, 等. 考虑环境成本及网络约束的风-火联合发电调度[J]. 电网技术, 2017, 41(11): 3457-3462.

CUI Yang, ZHOU Haitao, YAN Gangui, et al. Combined dispatching of wind and thermal power generation considering environmental cost and network constraints[J]. Power System Technology, 2017, 41(11): 3457-3462.

[27] 袁桂丽, 陈少梁, 王琳博. 计及环境效益的虚拟电厂经济性优化调度[J]. 新能源进展, 2015, 3(5): 398-404.

YUAN Guili, CHEN Shaoliang, WANG Linbo. Economic optimal dispatch of virtual power plant considering environmental benefits[J]. Advances in New and Renewable Energy, 2015, 3(5): 398-404.

[28] 郭怿, 明波, 黄强, 等. 考虑输电功率平稳性的水-风-光-储多能互补日前鲁棒优化调度[J]. 电工技术学报, 2023, 38(9): 2350-2363.

GUO Yi, MING Bo, HUANG Qiang, et al. Day-ahead robust optimal scheduling of hydro-wind-PV-storage complementary system considering the steadiness of power delivery[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(9): 2350-2363.

[29] 董文略, 王群, 杨莉. 含风光水的虚拟电厂与配电公司协调调度模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 75-81, 207.

DONG Wenlüe, WANG Qun, YANG Li. A coordinated dispatching model for a distribution utility and virtual power plants with wind/photovoltaic/hydro generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 75-81, 207.

收稿日期: 2023-08-02; 修回日期: 2024-01-25

作者简介:

付波(1973—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统优化调度、智能控制和模式识别等; E-mail: fubofanxx@mail.hbut.edu.cn

方文俊(1999—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度; E-mail: 975376825@qq.com

权轶(1980—), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为电力系统优化调度、电力经济调度等。E-mail: quanyi@mail.hbut.edu.cn

(编辑 周金梅)