

# 计及氢能多元利用和绿证-碳联合交易的 综合能源系统优化运行

葛淑娜<sup>1</sup>,张彩玲<sup>1</sup>,王爽<sup>1</sup>,栗俊杰<sup>2</sup>,张岩<sup>1</sup>,韩伟<sup>3</sup>,段文岩<sup>3</sup>

(1. 郑州工业应用技术学院 机电工程学院,河南 郑州 451100;2. 河南森源电气股份有限公司,河南 许昌 461500;  
3. 国网河南省电力公司电力科学研究院,河南 郑州 450000)

**摘要:**为充分利用综合能源系统的多能耦合特性和高比例新能源的特点,提出一种计及氢能精细化多元利用和绿证-碳联合交易的综合能源系统低碳经济优化调度策略。针对氢能的低碳清洁特性,建立含电解制氢、氢转电热、氢制甲烷以及热电掺氢的氢能多元利用模型,并考虑氢能利用过程中产生的余热,在氢能多元利用模型中引入热回收装置,提出氢能精细化多元利用结构;为提升新能源消纳能力以及降低系统碳排放量,分别建立碳交易机制和绿证交易机制,并针对两者之间的关联性提出绿证-碳联合交易机制;兼顾综合能源系统的经济性和环保性,建立以绿证交易成本、购能成本、碳交易成本、运行维护成本和弃风成本之和最低为目标的综合能源系统低碳经济调度模型。算例结果表明,所提模型能够提高新能源消纳能力,显著降低碳排放量,实现了能源的高效利用和综合能源系统的低碳经济运行。

**关键词:**氢能多元利用;绿证交易机制;碳交易机制;综合能源系统;热回收利用

**中图分类号:**TM732

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202310016

## 0 引言

随着全球变暖、能源危机等问题不断凸显,大力推动可再生能源消纳和氢能多元利用对实现碳达峰、碳中和目标及电力系统绿色转型有重要意义<sup>[1-2]</sup>。综合能源系统(integrated energy system, IES)能耦合多种能源和各种转换装置,能满足负荷的多元化需求,并可接入高比例可再生能源,为提升可再生能源消纳以及降低碳排放量提供了有利的技术支撑<sup>[3]</sup>。

氢能作为一种低碳、清洁的二次绿色能源,在 IES 优化运行中有着广泛的应用前景<sup>[4]</sup>。目前,关于氢能在 IES 中应用的研究主要聚焦于电制氢技术、氢储能以及氢能多阶段利用。文献[5]为提升可再生能源的消纳水平,研究可再生能源制氢技术。文献[6]针对电转气的运行特性,提出电-氢 IES 日前优化调度模型,同时兼顾新能源消纳和运行经济性。文献[7]将电转气过程精细化分为电制氢、氢制甲烷和氢制热电 3 个环节,充分发挥了氢能的多方面效益,进一步提高了风电消纳能力。文献[8]提出一种考虑氢能利用和电、热柔性负荷的氢能 IES 低碳运行

方法,并分析氢能利用机理。文献[9]构建考虑氢能利用和需求响应的 IES 低碳协同优化调度模型,实现了 IES 经济、低碳运行。然而,在利用氢能时,电解水和氢气甲烷化过程会产生大量热量,现有研究较少考虑这部分热量的利用,无法发挥氢能环节的最大利用效率。此外,大多研究仅聚焦于电制氢、氢制甲烷和氢制热电 3 个环节,而忽略了燃气掺氢对 IES 优化运行的作用。

除了通过引入氢能实现 IES 低碳运行外,碳排放交易(carbon emission trading, CET)机制和绿证交易(green certificate trading, GCT)机制的应用也为 IES 低碳运行提供了重要的政策支持<sup>[10]</sup>。CET 机制是实现 IES 低碳运行的关键手段之一。文献[11]在电-气 IES 模型中引入 CET 机制,通过惩罚高碳火电机组引导清洁机组的积极上网。文献[12]对 CET 机制进行改进,提出含奖励系数和惩罚系数的奖惩阶梯型 CET 机制,进一步限制了 IES 的碳排放量。文献[13]同时引入综合需求响应策略和 CET 机制,通过联合需求侧资源和政策手段实现 IES 的低碳运行。随着高比例可再生能源接入电力系统,提升风电、光伏的消纳水平对降低碳排放量具有重要意义,而 GCT 机制为提升可再生能源消纳提供了有效途径。文献[14]基于 GCT 机制,提出计及可再生能源消纳权重 IES 运行优化模型,提高了绿电占比和系统经济性。文献[15]分析绿证价格对可再生能源的消纳作用,提出考虑 GCT 机制的 IES 优化调度模型。文献[16]为提升风电消纳水平,提出计及 GCT 机制和 CET 机制的 IES 低碳经济调度模型,分析 2 种交易机制同时作用对 IES 的影响。然而,现阶段

收稿日期:2023-06-27;修回日期:2023-10-17

在线出版日期:2023-10-19

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目(5100-202240012A-1-1-ZN);教育部产学研合作协同育人项目(220705563263810)

Project supported by the Science and Technology Project of Headquarters of State Grid Corporation of China (5100-202240012A-1-1-ZN) and the Industry-University Cooperative Education Project of Ministry of Education (220705563263810)

段大多研究仅单独考虑CET机制或GCT机制对IES优化运行的影响,或简单将2种机制同时作用于IES,未充分考虑CET机制和GCT机制的相关特性。

针对上述问题,本文提出一种计及氢能精细化多元利用和绿证-碳联合交易的IES低碳经济优化调度策略。首先,为发挥氢能的多方面效益,分别构建电制氢、氢制甲烷、氢转热电以及燃气掺氢的氢能精细化多元利用模型;其次,分析CET机制和GCT机制的相关特性,提出绿证-碳联合交易机制;然后,综合考虑IES的低碳性和经济性,构建以GCT成本、购能成本、CET成本、弃风惩罚成本以及运行维护成本之和最低为目标的IES低碳经济调度模型;最后,通过算例仿真设置不同的调度方案进行对比,分别验证所提氢能精细化多元利用模型和绿证-碳联合交易机制在低碳性和经济性方面的有效性,以实现IES的低碳经济运行。

## 1 氢能精细化多元利用模型

本文提出的氢能精细化多元利用模型见图1。电解槽(electrolytic, EL)基于电解水环节,通过利用夜间富裕的风电资源进行制氢,并将产生的氢气分别输送至甲烷反应器(methane reactor, MR)、掺氢热电联产(combined heat and power, CHP)及氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)中进行气、热、电等不同能源的生产。储氢罐(hydrogen energy storage, HES)可在氢能利用过程中对氢气进行调节,实现能量的平移。在氢能利用环节中,考虑到电解水和氢气甲烷化会产生部分热量<sup>[17-18]</sup>,本文在电解制氢和氢制甲烷过程中引入余热回收装置对产生的余热进行回收利用,并供给热网管道补充热能。

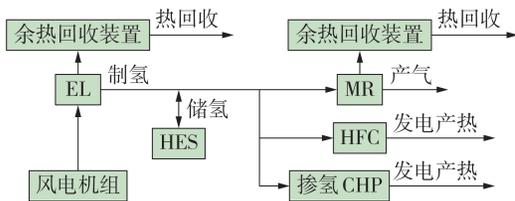


图1 氢能精细化多元利用模型

Fig.1 Refinement diversified utilization model of hydrogen energy

### 1.1 考虑热回收的EL模型

本文以碱性EL为例,对电解制氢环节进行精细化建模。EL的运行过程可分为电解过程和热回收过程<sup>[18]</sup>,电解过程是基于电化学反应原理,将电能转换为氢能,在该过程中存在部分余热散失,为此,本文在制氢环节中增设余热回收装置进行热回收,则计及热回收的EL运行模型<sup>[19]</sup>可表示为:

$$\begin{cases} P_{EL}^H(t) = \alpha_1 P_{EL}^e(t) + \beta_1 \lambda_{EL}^e(t) T_{EL}(t) \\ P_{EL}^{he}(t) = \alpha_2 P_{EL}^e(t) + \beta_2 T_{EL}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{EL}^H(t)$ 、 $P_{EL}^{he}(t)$ 分别为 $t$ 时刻EL的制氢和热回收功率; $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$ 、 $\beta_1$ 、 $\beta_2$ 为EL的运行系数; $P_{EL}^e(t)$ 为 $t$ 时刻电解水的耗电功率; $\lambda_{EL}^e(t)$ 为 $t$ 时刻EL运行状态的0-1状态变量; $T_{EL}(t)$ 为 $t$ 时刻EL运行时的内部温度。

在热回收过程中,电解制氢过程中的热量可通过换热器传输至热网中供应热负荷。考虑到热传输过程中存在损耗,热传输模型可表示为:

$$P_{Net}^{he}(t) = \eta_h P_h^{in}(t) = \eta_h (P_{EL}^{he}(t) - P_{Lost}^{he}(t)) \quad (2)$$

式中: $P_{Net}^{he}(t)$ 为 $t$ 时刻注入热网的热功率; $\eta_h$ 为换热效率; $P_h^{in}(t)$ 、 $P_{Lost}^{he}(t)$ 分别为 $t$ 时刻EL输出热功率和热传输损耗。

为反映EL内温度与热量之间的关系,可通过准稳态热模型表示传热过程中EL的温度变化,即:

$$\begin{cases} T_{EL}(t+1) = T_{EL}(t) + \frac{\Delta t}{C_{EL}} (P_{EL}^{he}(t) - P_{Lost}^{he}(t) - P_h^{in}(t)) \\ P_{Lost}^{he}(t) = (T_{EL}(t) - T_{OL}(t)) / R_{EL} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\Delta t$ 为时间间隔; $R_{EL}$ 、 $C_{EL}$ 分别为集总热阻和集总热容; $T_{OL}(t)$ 为 $t$ 时刻的外界温度。

由式(3)知, $P_h^{in}(t)$ 的变化会导致 $T_{EL}(t)$ 的变化,从而影响 $P_{EL}^H(t)$ 和 $P_{EL}^{he}(t)$ 的分配比。EL运行综合效率 $\eta_{EL}$ 可表示为输出总功率和输入总功率之比,即:

$$\eta_{EL} = (P_{EL}^H(t) + P_h^{in}(t)) / P_{EL}^e(t) \quad (4)$$

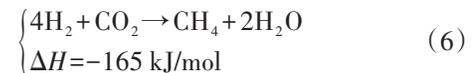
为了保障EL正常稳定运行, $T_{EL}(t)$ 需保持在一定范围内,即:

$$T_{EL}^{min}(t) \leq T_{EL}(t) \leq T_{EL}^{max}(t) \quad (5)$$

式中: $T_{EL}^{max}(t)$ 、 $T_{EL}^{min}(t)$ 分别为 $t$ 时刻EL运行时的内部温度最大、最小值。

### 1.2 考虑热回收的MR模型

由于MR的甲烷化属于强放热反应,故反应器中的温度控制至关重要<sup>[20]</sup>。MR甲烷化反应的热量关系可表示为:



式中: $\Delta H$ 为产生单位摩尔甲烷而释放的热量。

MR中的反应原料和产物需满足物质质量平衡关系,即:

$$n_{MR}^{mh}(t) = \frac{v_{MR}^c(t)}{N_{MR}^c} = \frac{v_{MR}^{mh}(t)}{N_{MR}^{mh}} = \frac{v_{MR}^H(t)}{\lambda_{mh}^H N_{MR}^H} \quad (7)$$

式中: $n_{MR}^{mh}(t)$ 为 $t$ 时刻MR产生甲烷的摩尔速率; $v_{MR}^c(t)$ 为 $t$ 时刻MR消耗二氧化碳的速率; $N_{MR}^c$ 、 $N_{MR}^{mh}$ 、 $N_{MR}^H$ 分别为二氧化碳、甲烷和氢气的相对分子量; $v_{MR}^{mh}(t)$ 为 $t$ 时刻MR产生甲烷的速率; $v_{MR}^H(t)$ 为 $t$ 时刻MR消耗氢气的速率; $\lambda_{mh}^H$ 为MR产生的甲烷和氢气物质的量比例。

因此,利用MR甲烷化过程中的热量可得到MR的产热功率、余热回收功率和产气功率,即:

$$P_{MR}^{he}(t) = \eta_{MR} v_{MR}^H(t) \Delta H / (\lambda_{mh}^H M_H) \quad (8)$$

$$\begin{cases} P_{MR}^{re}(t) = \eta_{MR,rc} P_{MR}^{he}(t) \\ P_{MR}^g(t) = \eta_{MR} P_{MR}^H(t) \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $P_{MR}^{he}(t)$  为  $t$  时刻 MR 产热功率;  $\eta_{MR}$  为 MR 甲烷化效率;  $M_H$  为氢气的相对分子质量;  $P_{MR}^{re}(t)$  为  $t$  时刻甲烷化过程回收的热量;  $\eta_{MR,rc}$  为余热回收装置的热回收效率;  $P_{MR}^g(t)$  为  $t$  时刻 MR 产气功率;  $P_{MR}^H(t)$  为  $t$  时刻 MR 耗氢功率。

### 1.3 HFC 模型

HFC 可将氢气燃烧产生的能量转换为电能和热能,充分发挥氢能燃烧效率高且不产生二氧化碳的优势。本文采用热电比可调的 HFC 模型,即:

$$\begin{cases} P_{HFC}^e(t) = \eta_{HFC}^e(t) P_{HFC}^H(t) \\ P_{HFC}^{he}(t) = \eta_{HFC}^{he}(t) P_{HFC}^H(t) \\ \lambda_{HFC}^{min} \leq P_{HFC}^e(t) / P_{HFC}^{he}(t) \leq \lambda_{HFC}^{max} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $P_{HFC}^e(t)$ 、 $P_{HFC}^{he}(t)$  分别为  $t$  时刻 HFC 的产电、产热功率;  $P_{HFC}^H(t)$  为  $t$  时刻输入 HFC 的氢功率;  $\eta_{HFC}^e(t)$ 、 $\eta_{HFC}^{he}(t)$  分别为  $t$  时刻 HFC 的电、热功率转换效率;  $\lambda_{HFC}^{max}$ 、 $\lambda_{HFC}^{min}$  分别为 HFC 的热电比上、下限。

### 1.4 掺氢 CHP 模型

相关研究表明,天然气掺氢体积控制在 20% 之内可有效降低燃气购能成本和碳排放量<sup>[21]</sup>。本文为了进一步提升氢能的利用效率,在 IES 中引入燃气掺氢装置,构建掺氢 CHP 系统,即:

$$\begin{cases} P_{CHP}(t) = \delta_{mix} \left( \frac{P_{CHP}^H(t)}{L_H} + \frac{P_{CHP}^g(t)}{L_{mh}} \right) \\ \delta_{mix} = \xi(t) L_H + (1 - \xi(t)) L_{mh} \\ \xi(t) = \frac{P_{CHP}^H(t)}{L_H} / \left( \frac{P_{CHP}^H(t)}{L_H} + \frac{P_{CHP}^g(t)}{L_{mh}} \right) \\ 0 \leq \xi(t) \leq 20\% \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $P_{CHP}(t)$  为  $t$  时刻输入掺氢 CHP 的混合燃气功率;  $\delta_{mix}$  为混合燃气的低热值;  $P_{CHP}^H(t)$ 、 $P_{CHP}^g(t)$  分别为  $t$  时刻通过燃气掺氢装置输入掺氢 CHP 的氢能和天然气量;  $L_H$ 、 $L_{mh}$  分别为氢气和天然气的低热值;  $\xi(t)$  为  $t$  时刻的燃气掺氢比例。

掺氢 CHP 模型可表示为:

$$\begin{cases} P_{CHP}^e(t) = \eta_{CHP}^e P_{CHP}(t) \\ P_{CHP}^{he}(t) = \eta_{CHP}^{he} P_{CHP}(t) \\ \lambda_{CHP}^{min} \leq P_{CHP}^e(t) / P_{CHP}^{he}(t) \leq \lambda_{CHP}^{max} \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $P_{CHP}^e(t)$ 、 $P_{CHP}^{he}(t)$  分别为  $t$  时刻掺氢 CHP 输出的电、热功率;  $\eta_{CHP}^e$ 、 $\eta_{CHP}^{he}$  分别为 CHP 的电、热转换效率;  $\lambda_{CHP}^{max}$ 、 $\lambda_{CHP}^{min}$  分别为 CHP 的热电比上、下限。

## 2 绿证-碳联合交易机制

### 2.1 CET 机制

我国主要采用基准线法对 IES 碳配额额度进行分配,仅考虑使用过程中产生的碳排放量,认为 IES

中的碳排放来自外部购电和燃气机组<sup>[7,11]</sup>,其中外部购电主要为燃煤机组。IES 碳配额分配模型为:

$$\begin{cases} D_{IES}^{Grid} = \sum_{t=1}^T \alpha_e P_{Grid}(t) \\ D_{IES}^{CHP} = \sum_{t=1}^T \alpha_h (\varphi_{e-h} P_{CHP}^e(t) + P_{CHP}^{he}(t)) \\ D_{IES}^{GB} = \sum_{t=1}^T \alpha_h P_{GB}^{he}(t) \\ D_{IES}^{Total} = D_{IES}^{Grid} + D_{IES}^{CHP} + D_{IES}^{GB} \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $D_{IES}^{Grid}$  为 IES 从外部电网购电的无偿碳配额;  $T$  为调度周期的总时刻数;  $\alpha_e$ 、 $\alpha_h$  分别为单位电量和单位热量碳排放分配系数;  $P_{Grid}(t)$  为  $t$  时刻系统的购电功率;  $\varphi_{e-h}$  为电-热折算系数;  $D_{IES}^{GB}$  为燃气锅炉的无偿碳配额;  $P_{GB}^{he}(t)$  为  $t$  时刻燃气锅炉的输出热功率;  $D_{IES}^{Total}$  为 IES 总的碳配额;  $D_{IES}^{CHP}$  为 CHP 的无偿碳配额。

考虑到 IES 中的 MR 在运行过程中会吸收部分二氧化碳,IES 的实际碳排放量模型可表示为:

$$\begin{cases} E_{IES}^{Grid} = \sum_{t=1}^T (x_1 P_{Grid}^2(t) + y_1 P_{Grid}(t) + z_1) \\ E_{IES}^{All} = \sum_{t=1}^T (x_2 P_{All}^2(t) + y_2 P_{All}(t) + z_2) \\ E_{IES}^{MR} = \sum_{t=1}^T \varphi_{MR} P_{MR}^g(t) \\ P_{All}(t) = \varphi_{e-h} P_{CHP}^e(t) + P_{CHP}^{he}(t) + P_{GB}^{he}(t) \\ E_{IES}^{Total} = E_{IES}^{Grid} + E_{IES}^{All} - E_{IES}^{MR} \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $E_{IES}^{Grid}$  为外购电力的碳排放量;  $x_1$ 、 $y_1$ 、 $z_1$  为燃煤机组碳排放计算系数;  $x_2$ 、 $y_2$ 、 $z_2$  为燃气机组碳排放计算系数;  $P_{All}(t)$  为  $t$  时刻燃气机组输出总功率;  $E_{IES}^{MR}$  为 MR 吸收的碳排放量;  $\varphi_{MR}$  为 MR 吸收二氧化碳的效率系数;  $E_{IES}^{Total}$  为 IES 总的碳排放量;  $E_{IES}^{All}$  为燃气机组碳排放量。

因此,IES 的 CET 成本可表示为:

$$F_{CET} = c_{CET} (E_{IES}^{Total} - D_{IES}^{Total}) \quad (16)$$

式中:  $F_{CET}$  为 IES 承担的 CET 成本;  $c_{CET}$  为 CET 价格。

### 2.2 GCT 机制

绿证是我国对新能源上网电量的认证,同时也是用户消费绿电的凭证。通常将 GCT 机制与新能源配额制度组合,通过规定新能源发电在用户用电量中的比例促进用户消费一定比例的绿电。与 CET 机制类似,GCT 机制也是通过交易发挥市场在资源优化配置中的作用。当电力系统中的绿证数量低于所分配的绿证配额时,电力系统需购买绿证,以达到绿证配额指标;相反,则电力系统可出售多余的绿证,以获取收益。GCT 成本可表示为:

$$\begin{cases} E_{IES} = \sum_{t=1}^T \delta_e P_{load}^e(t) \\ E_{Wind} = \sum_{t=1}^T k_{green} P_{Wind}(t) \end{cases} \quad (17)$$

$$F_{\text{GCT}} = c_{\text{GCT}}(E_{\text{IES}} - E_{\text{Wind}}) \quad (18)$$

式中： $E_{\text{IES}}$ 为IES所需持有的绿证配额指标； $\delta_e$ 为IES的绿证数量配额系数； $P_{\text{load}}(t)$ 为 $t$ 时刻系统所需总电量预测值； $E_{\text{Wind}}$ 为IES可再生发电获得的绿证数量； $k_{\text{green}}$ 为风机发电量与绿证数量之间相互转化的量化系数，1本绿证对应1 MW·h的风电结算量； $P_{\text{Wind}}(t)$ 为 $t$ 时刻风机输出电功率； $F_{\text{GCT}}$ 为GCT成本； $c_{\text{GCT}}$ 为单位GCT价格。

### 2.3 绿证-碳联合交易机制

由于新能源供能的碳减排量可通过计算得到<sup>[22]</sup>，因此可通过绿证联动CET和GCT机制，实现绿证-碳联合交易。一般而言，在考虑GCT和CET机制的基础上，在碳排放权考核时，可通过新能源供能引起的碳减排量抵消部分碳排放，进而影响CET机制。此时，绿证可同时参与CET和GCT机制，通过市场引导交易价格、需求量等因素实现两机制的联合互动，绿证-碳联合交易机制的具体步骤如下。

1) 计算IES的碳排放量。根据式(13)–(15)计算IES燃煤机组和燃气机组在运行过程中的碳排放量。

2) 分析绿证的碳减排量。由于我国燃煤发电的占比较高，本文通过对比燃煤发电与新能源发电产生的碳排放当量得到绿证引起的碳减排量<sup>[22]</sup>，即：

$$E_{\text{green}} = D_{\text{coal}} - D_{\text{green}} \quad (19)$$

式中： $E_{\text{green}}$ 为新能源发电引起的碳减排量； $D_{\text{green}}$ 、 $D_{\text{coal}}$ 分别为新能源供能和燃煤供能在各自产业链生命周期的碳排放当量。

3) 计算新能源抵消碳排放量后的CET成本。根据式(13)–(16)，由于新能源供能抵消一部分碳排放量，则CET成本可表示为：

$$F_{\text{CET}} = c_{\text{CET}}(E_{\text{IES}}^{\text{Total}} - D_{\text{IES}}^{\text{Total}} - E_{\text{green}} E_{\text{IES}}) \quad (20)$$

## 3 IES优化模型

### 3.1 IES低碳经济目标函数

IES低碳经济优化目标综合考虑经济性和环保性，以CET成本、GCT成本、购能成本、各设备运行维护成本以及弃风惩罚成本之和最小为目标，即：

$$\min F_{\text{IES}} = F_{\text{CET}} + F_{\text{Buy}} + F_{\text{GCT}} + F_{\text{Oper}} + F_{\text{Wind}} \quad (21)$$

式中： $F_{\text{IES}}$ 为IES的总成本； $F_{\text{Buy}}$ 、 $F_{\text{Oper}}$ 、 $F_{\text{Wind}}$ 分别为购能成本、各设备运行维护成本和弃风惩罚成本。GCT成本和CET成本分别如式(18)、(20)所示，其他成本如式(22)–(24)所示。

1) 购能成本。

$$F_{\text{Buy}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{Grid}}^e(t) P_{\text{Grid}}(t) + \sum_{t=1}^T c_{\text{Gas}}^e(t) \frac{P_{\text{CHP}}^e(t) + P_{\text{CB}}^e(t)}{V_g} \quad (22)$$

式中： $c_{\text{Grid}}^e(t)$ 为 $t$ 时刻系统的购电电价； $c_{\text{Gas}}^e(t)$ 为 $t$ 时刻系统购天然气的单价； $P_{\text{CB}}^e(t)$ 为 $t$ 时刻输入燃气锅炉的天然气的量； $V_g$ 为天然气低热值。

2) 各设备运行维护成本。

$$F_{\text{Oper}} = \sum_{t=1}^T \left[ \sum_i \lambda_i P_i(t) + \sum_j \gamma_j (P_{j,\text{chr}}(t) + P_{j,\text{dis}}(t)) \right] \quad (23)$$

式中： $\lambda_i$ 、 $\gamma_j$ 分别为能源供应设备 $i$ 和储能设备 $j$ 的运行维护成本系数，储能设备包括蓄电池、蓄热槽和HES； $P_i(t)$ 为 $t$ 时刻能源供应设备 $i$ 的输出功率； $P_{j,\text{chr}}(t)$ 、 $P_{j,\text{dis}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻储能设备 $j$ 的充、放能功率。

3) 弃风惩罚成本。

$$F_{\text{Wind}} = \sum_{t=1}^T \alpha_q (P_{\text{WT}}^{\text{pred}}(t) - P_{\text{WT}}^{\text{act}}(t)) \quad (24)$$

式中： $\alpha_q$ 为单位弃风惩罚成本系数； $P_{\text{WT}}^{\text{pred}}(t)$ 为 $t$ 时刻的风电预测功率； $P_{\text{WT}}^{\text{act}}(t)$ 为 $t$ 时刻的风电上网功率。

### 3.2 约束条件

本文模型的约束条件包括各设备运行约束、储能容量约束以及电、热、气、氢能的功率平衡约束，如附录A式(A1)–(A3)所示。

### 3.3 模型求解

由于式(14)包含平方项，属于非线性约束，因此本文构建的IES优化模型为混合整数非线性模型，可采用分段线性化方法<sup>[7]</sup>将约束转换为线性约束，再采用Gurobi工具箱对模型进行求解，具体处理方法可参考文献<sup>[7]</sup>。

## 4 算例分析

### 4.1 基础数据

为了验证所提调度模型的经济、低碳效益，以某地区冬季典型日为例，以24 h为一个调度周期进行仿真分析。典型的电、热负荷曲线和风电预测功率见附录A图A1；分时电价见附录A表A1；各能源转换设备参数见附录A表A2和表A3；在CET机制方面， $\alpha_e$ 、 $\alpha_h$ 分别为0.728 t / (MW·h)和0.102 t / GJ<sup>[11]</sup>，单位CET价格 $c_{\text{CET}}=0.268$ 元 / kg，燃煤机组的实际碳排放计算系数 $x_1$ 、 $y_1$ 、 $z_1$ 分别为36、-0.38、0.0034<sup>[7]</sup>，燃气机组的实际碳排放计算系数 $x_2$ 、 $y_2$ 、 $z_2$ 分别为3、-0.04、0.001<sup>[7]</sup>；GCT价格 $c_{\text{GCT}}=220$ 元 / 本<sup>[16]</sup>。

### 4.2 氢能多元利用效益分析

为了验证本文所提氢能多元利用模型的有效性，设置以下4种方案进行对比分析：方案1，采用电-热-气IES低碳经济调度模型，未考虑氢能利用模型；方案2，在方案1的基础上引入包含EL、HFC和MR的氢能利用模型；方案3，在方案2的基础上引入掺氢CHP，考虑氢能多元利用模型；方案4，在方案3的基础上进一步考虑氢能多元利用环节的余热回收。表1为4种方案下的各项成本对比结果。

1) 方案1和方案2的对比分析。

方案1和方案2的电、热能调度结果分别见附录B图B1和图B2。在方案1下，电、热负荷的峰谷趋

表 1 4种方案的成本对比结果

Table 1 Cost comparison results among four schemes

方案	购气成本 / 万元	电网交互成本 / 万元	运行维护成本 / 万元	弃风惩罚成本 / 万元	IES总成本 / 万元	碳排放量 / t
1	221.54	141.16	50.91	32.50	446.11	6615.4
2	204.61	136.44	56.12	8.54	405.71	5124.5
3	200.54	134.26	57.28	5.77	397.85	5011.7
4	194.22	131.52	57.81	2.15	385.70	4615.1

势相反,即在电负荷谷值时段的热负荷较高,由于CHP的“以热定电”特性,在夜间热负荷较高时段的CHP热出力较高,这导致CHP电出力较高,从而造成大量的弃风现象。相较于方案1,方案2在IES优化模型中引入了由EL、HFC和MR构成的氢能利用环节,在夜间风电功率较高时段,可通过EL将风电转换为氢能,不仅提高了夜间风电功率消纳能力,还补充了电、热负荷的供应,降低了高峰负荷时段的供能压力和系统购能成本。由表1知,相较于方案1,方案2的购气成本、IES总成本和碳排放量分别下降了7.64%、9.06%和22.54%,验证了氢能利用环节的有效性。

#### 2)方案2和方案3的对比分析。

相较于方案2,方案3通过在CHP系统中引入掺氢装置构建了掺氢CHP系统。在方案2下,氢能的利用只有HFC和MR这2种途径,但通过MR生产气能后在进行热电生产时增加了能源的损耗,这导致能源利用效率不高。而方案3由于引入掺氢CHP增加了氢能的利用途径,形成了氢能的多元利用环节,可将HFC消纳后富裕的氢气通过掺氢CHP进行热电生产,提升了能源利用效率。由表1可知,相较于方案2,方案3的IES总成本和碳排放量分别下降了1.94%和2.20%。

#### 3)方案3和方案4的对比分析。

相较于方案3,方案4进一步考虑了氢能利用环节的余热回收。图2为方案4的热能调度结果,图3为方案3和方案4下CHP和燃气锅炉的功率对比结果。由图2和图3可知:在方案3下,由于在01:00—06:00和23:00—24:00时段热负荷较高,为了满足该时段的热负荷需求,燃气锅炉处于满发状态,不足的热负荷需求则通过CHP补充,因此,CHP和燃气锅炉的功率均较高;方案4由于引入了余热回收装置,在EL和MR运行过程中能回收部分热量供应热负荷,因此缓解了CHP和燃气锅炉的供能压力。由表1可知,相较于方案3,方案4的弃风惩罚成本、IES总成本以及碳排放量分别下降了62.74%、3.05%和7.91%。可见,考虑余热回收的氢能多元利用模型能进一步提高系统的运行经济性和低碳性以及能源利用效率。

### 4.3 绿证-碳联合交易机制的有效性分析

为了验证所提绿证-碳联合交易机制的有效性,

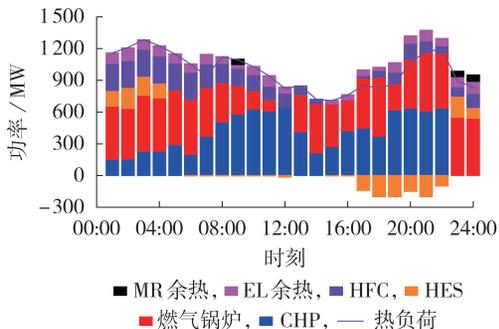


图2 方案4的热能调度结果

Fig.2 Thermal energy dispatch results of Scheme 4

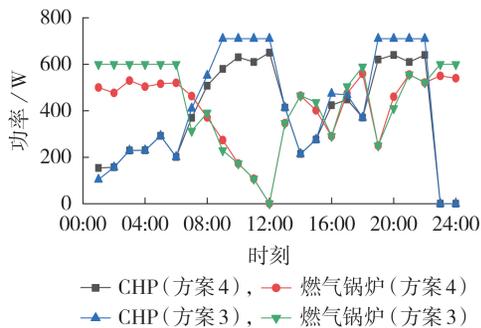


图3 方案3和方案4下CHP和燃气锅炉的功率对比结果

Fig.3 Power comparison results of CHP and gas boiler between Scheme 3 and Scheme 4

设置如下方案进行对比分析:方案5,在方案4的基础上仅考虑CET机制;方案6,在方案4的基础上仅考虑GCT机制;方案7,在方案4的基础上同时考虑CET机制和GCT机制,但未考虑两机制间的联系;方案8,在方案4的基础上考虑本文所提绿证-碳联合交易机制。各方案的对比结果如附录B表B1所示。

#### 1)方案4和方案5的对比分析。

相较于方案4,方案5引入了CET成本,由于IES内部清洁机组占比较高,且燃气机组CHP和燃气锅炉的碳配额大于其实际产生的碳排放量,因此,在引入CET成本后,IES可在CET市场中出售富裕的碳配额,从而获得一部分收益。此外,引入CET成本进一步限制了外购电力,增加了燃气机组如CHP的上网能力。由表B1可知,相较于方案4,方案5的IES总成本和碳排放量分别下降7.22%和22.73%,验证了CET机制的有效性。

#### 2)方案4和方案6的对比分析。

相较于方案4,方案6引入了GCT机制,由于模型中绿电占比较高,因此IES能在GCT市场中获取部分收益,从而进一步提升风电功率的消纳能力,此时弃风成本降为0。由表B1可知,相较于方案4,方案6的IES总成本和碳排放量分别下降了4.63%和13.10%。可知,GCT和CET机制的作用有相似之处。

#### 3)方案5—8的对比分析。

相较于方案5和方案6,方案7在IES优化模型

中同时引入了CET机制和GCT机制。由表B1可知,引入两机制后,IES能同时在CET和GCT市场中获取收益,因此IES总成本和碳排放量进一步降低。而方案8进一步考虑了CET和GCT机制间的相互影响,即在碳排放权考核时可通过新能源供能引起的碳减排量抵消部分碳排放,进而影响CET机制,因此进一步降低了IES的碳排放量,提高了IES购买绿证和机组出力的积极性,反映了CET和GCT机制联合交易策略的低碳经济性。由表B1可知,相较于方案7,方案8的IES总成本和碳排放量分别下降了1.92%和7.85%,验证了本文所提机制的有效性。

## 5 结论

本文提出一种考虑氢能多元利用和绿证-碳联合交易机制的IES低碳经济协同优化模型,充分利用IES的能源耦合特性和高比例新能源的特点,研究氢能利用、CET机制以及GCT机制对IES优化运行的影响。通过算例仿真得到如下结论:氢能多元利用模型的引入能有效提升夜间风电功率的消纳能力,不仅避免了可再生资源的浪费,还降低了IES的碳排放量,充分发挥了氢能的低碳清洁特性;通过在氢能利用环节中引入余热回收装置,有效利用了氢能生产和转换过程中释放的余热量,不仅降低了系统的运行成本和碳排放量,还提升了能源利用效率;CET机制和GCT机制的引入均对改善IES的经济性和环保性有显著作用,并且在考虑CET与GCT机制联合交易后其效果更为明显,对提升可再生能源消纳水平具有重要意义。

在本文模型中,源、荷预测数据均来自确定性模型,忽略了源、荷不确定性对IES优化运行的影响,在后续研究中,笔者将重点考虑源、荷不确定性以及多时间尺度调度对IES运行的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):189-207. ZHANG Shenxi,WANG Danyang,CHENG Haozhong,et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(8):189-207.
- [2] 周步祥,夏海东,臧天磊. 考虑能量梯级利用的园区综合能源系统站网协同规划[J]. 电力自动化设备,2022,42(1):20-27. ZHOU Buxiang,XIA Haidong,ZANG Tianlei. Station and network coordinated planning of park integrated energy system considering energy cascade utilization[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(1):20-27.
- [3] LI G Q,ZHANG R F,JIANG T,et al. Optimal dispatch strategy for integrated energy systems with CCHP and wind power[J]. Applied Energy,2017,192:408-419.
- [4] EBRAHIMI-MOGHADAM A,MOGHADAM A J,FARZA-NEHGORD M,et al. Performance investigation of a novel hybrid system for simultaneous production of cooling, heating, and electricity[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments,2021,43:100931.
- [5] 徐诗鸿,张宏志,林湘宁,等. 近海海岛多态能源供需自治系统日前优化调度策略[J]. 中国电机工程学报,2019,39(增刊1):15-29. XU Shihong,ZHANG Hongzhi,LIN Xiangning,et al. Optimal day-ahead dispatching strategy for polymorphic energy self-consistent system with supply and demand for offshore island[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(Supplement 1):15-29.
- [6] 董帅,王成福,梁军,等. 计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(11):8-15,121. DONG Shuai,WANG Chengfu,LIANG Jun,et al. Multi-objective optimal day-ahead dispatch of integrated energy system considering power-to-gas operation cost[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(11):8-15,121.
- [7] 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. Thermo-electric 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.
- [8] 邓杰,姜飞,王文焯,等. 考虑电热柔性负荷与氢能精细化建模的综合能源系统低碳运行[J]. 电网技术,2022,46(5):1692-1704. DENG Jie,JIANG Fei,WANG Wenye,et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric-heat flexible load and hydrogen energy refined modeling[J]. Power System Technology,2022,46(5):1692-1704.
- [9] 吕智林,易佳奇,刘泉,等. 含氢能利用和需求响应的综合能源系统低碳优化[J]. 电力系统及其自动化学报,2023,35(7):10-19. LÜ Zhilin,YI Jiaqi,LIU Quan,et al. Low-carbon optimization of integrated energy system with hydrogen energy utilization and demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2023,35(7):10-19.
- [10] JIN J L,WEN Q L,CHENG S Q,et al. Optimization of carbon emission reduction paths in the low-carbon power dispatching process[J]. Renewable Energy,2022,188:425-436.
- [11] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):10-17. CUI Yang,ZENG Peng,ZHONG Wuzhi,et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(3):10-17.
- [12] 张晓辉,刘小琰,钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报,2020,40(19):6132-6142. ZHANG Xiaohui,LIU Xiaoyan,ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(19):6132-6142.
- [13] 姜河,周航,解相朋,等. 考虑温度舒适度与碳交易的综合能源系统优化调控[J]. 控制理论与应用,2022,39(3):519-526. JIANG He,ZHOU Hang,XIE Xiangpeng,et al. Optimal control of integrated energy system considering temperature comfort and carbon trade[J]. Control Theory & Applications,2022,39(3):519-526.
- [14] 曹雨微,郭晓鹏,董厚琦,等. 计及消纳权重区域综合能源系统运行优化研究[J]. 华北电力大学学报(自然科学

- 版),2022,49(3):84-95.
- CAO Yuwei, GUO Xiaopeng, DONG Houqi, et al. Operation optimization of regional integrated energy system under responsibility of renewable energy consumption[J]. Journal of North China Electric Power University, 2022, 49(3):84-95.
- [15] 骆钊,秦景辉,梁俊宇,等. 含绿色证书跨链交易的综合能源系统运行优化[J]. 电网技术, 2021, 45(4):1311-1320.
- LUO Zhao, QIN Jinghui, LIANG Junyu, et al. Operation optimization of integrated energy system with green certificate cross-chain transaction[J]. Power System Technology, 2021, 45(4):1311-1320.
- [16] 刘晓军,聂凡杰,杨冬锋,等. 碳捕集电厂-电转气联合运行模式下考虑绿证-碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6):2207-2222.
- LIU Xiaojun, NIE Fanjie, YANG Dongfeng, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering green certificates-carbon trading mechanism under CAPP-P2G joint operation model[J]. Power System Technology, 2023, 47(6):2207-2222.
- [17] LI J R, LIN J, SONG Y H, et al. Operation optimization of power to hydrogen and heat (P2HH) in ADN coordinated with the district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(4):1672-1683.
- [18] CHENG Y, LIU M B, CHEN H L, et al. Optimization of multi-carrier energy system based on new operation mechanism modelling of power-to-gas integrated with CO<sub>2</sub>-based electrothermal energy storage[J]. Energy, 2021, 216:119269.
- [19] 陈云,刘东,高飞,等. 考虑电转气环节氢能精细化利用的区域综合能源系统日前优化调度[J]. 供用电, 2021, 38(11):59-67.
- CHEN Yun, LIU Dong, GAO Fei, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated energy system considering refined utilization of hydrogen in power to gas process [J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(11):59-67.
- [20] 张锴,郭小璇,韩帅,等. 基于电转气反应热应用和合作博弈的电转气装置容量规划[J]. 电网技术, 2021, 45(7):2801-2811.
- ZHANG Kai, GUO Xiaoxuan, HAN Shuai, et al. Capacity planning of power-to-gas devices considering reaction heat recovery and cooperative game[J]. Power System Technology, 2021, 45(7):2801-2811.
- [21] MEHRJERDI H, SABOORI H, JADID S. Power-to-gas utilization in optimal sizing of hybrid power, water, and hydrogen microgrids with energy and gas storage[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 45:103745.
- [22] 崔杨,沈卓,王铮,等. 考虑绿证-碳排等价交互机制的区域综合能源系统绿色调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12):4508-4517.
- CUI Yang, SHEN Zhuo, WANG Zheng, et al. Green dispatch of regional integrated energy system considering green certificate-carbon emission equivalent interaction mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(12):4508-4517.

#### 作者简介:

葛淑娜(1989—),女,工程师,主要研究方向为综合能源系统(**E-mail**:871006314@qq.com);

韩伟(1975—),男,教授级高级工程师,主要研究方向为电力系统继电保护(**E-mail**:hanwei@sgcc.com);

张岩(1989—),男,讲师,通信作者,主要研究方向为综合能源系统、微网能量管理(**E-mail**:zhangyanep@163.com)。(编辑 王锦秀)

## Optimal operation of integrated energy system considering multi-utilization of hydrogen energy and green certification-carbon joint trading

GE Shuna<sup>1</sup>, ZHANG Cailing<sup>1</sup>, WANG Shuang<sup>1</sup>, LI Junjie<sup>2</sup>, ZHANG Yan<sup>1</sup>, HAN Wei<sup>3</sup>, DUAN Wenyan<sup>3</sup>

(1. School of Mechanical and Electrical Engineering, Zhengzhou University of Industrial Technology,

Zhengzhou 451100, China; 2. Henan Senyuan Electric Co., Ltd., Xuchang 461500, China;

3. State Grid Henan Electric Power Research Institute, Zhengzhou 450000, China)

**Abstract:** In order to fully utilize the characteristics of multi-energy coupling and high proportion of renewable energy in the integrated energy system, a low-carbon economic optimization scheduling strategy of integrated energy system is proposed considering the refined and diversified utilization of hydrogen energy and the green certification-carbon joint trading. In view of the low-carbon and clean characteristics of hydrogen energy, a multi-utilization model of hydrogen energy including electrolytic hydrogen production, hydrogen to electric heating, hydrogen to methane and thermoelectric hydrogen mixing is established. Considering the waste heat generated in the process of hydrogen energy utilization, a heat recovery device is introduced into the multi-utilization model of hydrogen energy, and a refined multi-utilization structure of hydrogen energy is proposed. In order to enhance the absorption capacity of renewable energy and reduce system carbon emission, the carbon trading mechanism and green certificate trading mechanism are established respectively, aiming at the correlation between the two mechanisms, a green certificate-carbon joint trading mechanism is proposed. Considering the economy and environmental protection of integrated energy system, a low-carbon economic scheduling model of integrated energy system is established with the goal of the lowest sum of green certificate trading cost, energy purchase cost, carbon trading cost, operation and maintenance cost and wind curtailment cost. The example results show that the proposed model can improve the absorption capacity of renewable energy, significantly reduce the carbon emission, realizing the efficient energy utilization and the low-carbon economic operation of integrated energy system.

**Key words:** multi-utilization of hydrogen energy; green certificate trading mechanism; carbon trading mechanism; integrated energy system; heat recovery and utilization

## 附录 A

### 1) 能源转换设备运行约束

$$\begin{cases} P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max} \\ P_i^{\text{down}} \leq P_i(t+1) - P_i(t) \leq P_i^{\text{up}} \end{cases} \quad (\text{A1})$$

式中： $P_i^{\max}$ 和 $P_i^{\min}$ 分别为能源转换设备 $i$ 的输出上限和下限值； $P_i^{\text{up}}$ 和 $P_i^{\text{down}}$ 分别为能源转换设备 $i$ 的爬坡率上限值和下限值。

### 2) 储能设备运行约束

$$\begin{cases} M_j(t) = M_j(t) + (P_{j,\text{chr}}(t)\eta_{j,\text{chr}} - P_{j,\text{dis}}(t)/\eta_{j,\text{dis}}) \\ M_j^{\min} \leq M_j(t) \leq M_j^{\max} \\ 0 \leq P_{j,\text{chr}}(t) \leq k_{j,\text{chr}}(t)P_{j,\text{chr}}^{\max} \\ 0 \leq P_{j,\text{dis}}(t) \leq k_{j,\text{dis}}(t)P_{j,\text{dis}}^{\max} \\ k_{j,\text{chr}}(t) + k_{j,\text{dis}}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (\text{A2})$$

式中： $M_j(t)$ 为 $t$ 时刻储能设备 $j$ 的储能容量； $P_{j,\text{chr}}^{\max}$ 为储能设备 $j$ 的上限值； $M_j^{\min}$ 和 $M_j^{\max}$ 分别为 $M_j(t)$ 的最小、最大值； $P_{j,\text{chr}}(t)$ 和 $P_{j,\text{dis}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻储能设备 $j$ 的充、放能功率； $\eta_{j,\text{chr}}$ 和 $\eta_{j,\text{dis}}$ 分别为储能设备 $j$ 的充、放能效率； $k_{j,\text{chr}}(t)$ 和 $k_{j,\text{dis}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻储能设备 $j$ 的充、放能状态标志位； $P_{j,\text{chr}}^{\max}$ 和 $P_{j,\text{dis}}^{\max}$ 分别为储能设备 $j$ 的充、放能功率上限值。

### 3) 功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{CHP}}^{\text{c}}(t) + P_{\text{Grid}}(t) + P_{\text{BT},\text{dis}}(t) + P_{\text{HFC}}^{\text{c}}(t) = P_{\text{User}}^{\text{c}}(t) + P_{\text{BT},\text{chr}}(t) + P_{\text{EL}}^{\text{c}}(t) \\ P_{\text{CHP}}^{\text{be}}(t) + P_{\text{HST},\text{dis}}(t) + P_{\text{HFC}}^{\text{be}}(t) + P_{\text{MR}}^{\text{re}}(t) + P_{\text{EL}}^{\text{be}}(t) = P_{\text{User}}^{\text{be}}(t) + P_{\text{HST},\text{chr}}(t) \\ P_{\text{EL}}^{\text{H}}(t) + P_{\text{HES},\text{chr}}(t) = P_{\text{CHP}}^{\text{H}}(t) + P_{\text{MR}}^{\text{H}}(t) + P_{\text{HFC}}^{\text{H}}(t) + P_{\text{HES},\text{dis}}(t) \\ P_{\text{Gas}}(t) = P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t) + P_{\text{GB}}^{\text{g}}(t) - P_{\text{MR}}^{\text{g}}(t) \end{cases} \quad (\text{A3})$$

式中： $P_{\text{User}}^{\text{c}}(t)$ 和 $P_{\text{User}}^{\text{be}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻用户的电、热负荷； $P_{\text{Gas}}(t)$ 为 $t$ 时刻天然气的购能量； $P_{\text{BT},\text{chr}}(t)$ 和 $P_{\text{BT},\text{dis}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻蓄电池的充、放能功率； $P_{\text{HST},\text{chr}}(t)$ 和 $P_{\text{HST},\text{dis}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻HST的充、放能功率； $P_{\text{HES},\text{chr}}(t)$ 和 $P_{\text{HES},\text{dis}}(t)$ 分别为 $t$ 时刻HES的充、放能功率。

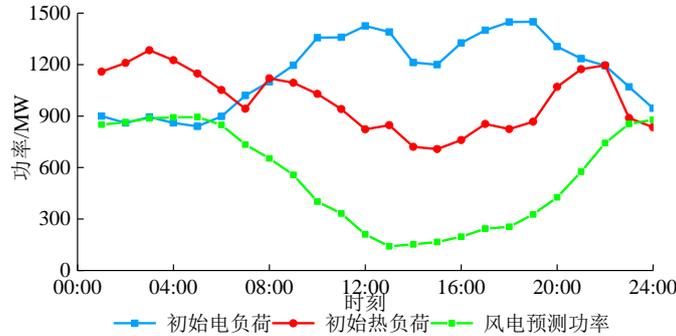


图 A1 电、热初始负荷和风电预测功率

Fig.A1 Electricity, thermal initial load and predicted wind power

表 A1 分时电价信息

Table A1 IES' electricity price parameters

时段	电价/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
[23: 00, 07: 00)	0.45
[07:00, 10:00),[14:00, 17:00),[21:00, 23:00)	0.71
[10:00, 14:00),[17:00, 21:00)	1.18

表 A2 各设备运行参数

Table A2 Equipment Parameters of Thermal Power Units

机组	容量/MW	爬坡率/(MW·h <sup>-1</sup> )	单位运行成本/[元·(kW·h) <sup>-1</sup> ]
CHP	600	120	0.04
氢燃料电池	250	50	0.025
燃气锅炉	600	120	0.02
EL	300	60	0.028
甲烷反应器	150	30	0.015
蓄电池	200	40	0.011
HST	200	40	0.016
HES	150	30	0.018

表 A3 各设备内部参数

Table A3 IES equipment parameters

参数	值	参数	值
$\eta_{\text{CHP}}^e$	0.4	$\eta_{\text{CHP}}^{\text{he}}$	0.6
$\eta_{\text{h}}$	0.86	$C_{\text{EL}}$	4.2 kJ/(kg·°C)
$\eta_{\text{EL}}$	0.87	$\eta_{\text{MR}}$	0.7
$\eta_{\text{HFC}}^e$	0.45	$\eta_{\text{HFC}}^{\text{he}}$	0.55
$N_{\text{c}}$	0.044 kg/mol	$N_{\text{H}}$	0.002 kg/mol
$N_{\text{mh}}$	0.016 kg/mol	$\eta_{\text{MR, re}}$	0.9
$\lambda_{\text{HFC}}^{\text{min}}$	0.6	$\lambda_{\text{HFC}}^{\text{max}}$	1.8
$\lambda_{\text{CHP}}^{\text{min}}$	0.58	$\lambda_{\text{CHP}}^{\text{max}}$	2.07
$\eta_{\text{BT, chr}}$	0.95	$\eta_{\text{BT, dis}}$	0.95
$\eta_{\text{HST, chr}}$	0.97	$\eta_{\text{HST, dis}}$	0.97
$\eta_{\text{HES, chr}}$	0.95	$\eta_{\text{HES, dis}}$	0.95

附录 B

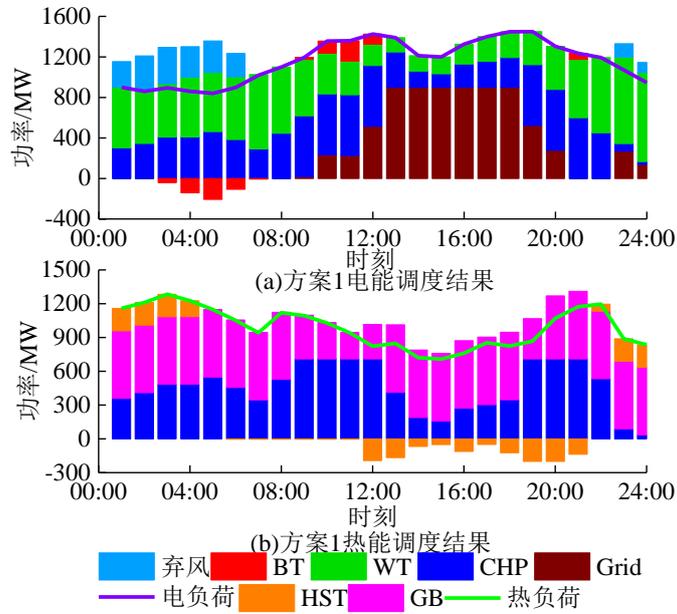


图 B1 方案 1 的电、热能调度结果

Fig.B1 Electric and thermal energy scheduling results of Scheme 1

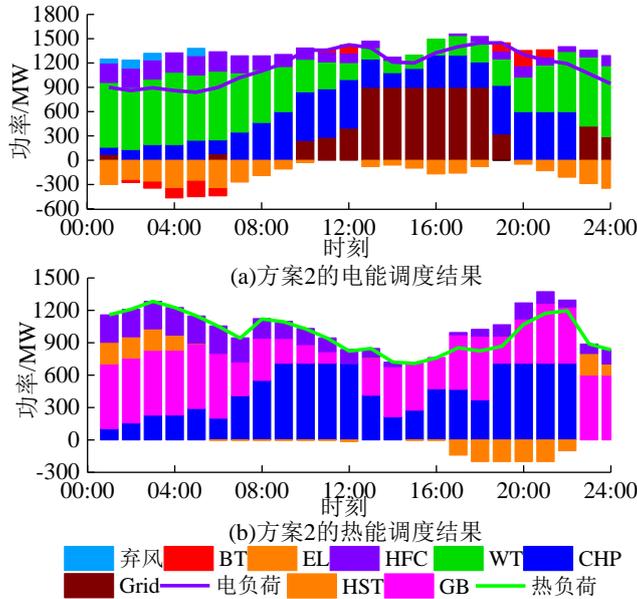


图 B2 方案 2 的电、热能调度结果

Fig.B2 Electric and thermal energy scheduling results of Scheme 2

表 B1 不同方案下的成本结果

Table B1 Cost results under different schemes

方案	购气成本/ 万元	电网交互成本/ 万元	运行维护成本/ 万元	CET 成本/ 万元	GCT 成本/ 万元	弃风成本/ 万元	IES 总成本/ 万元	碳排放量/t
4	194.22	131.52	57.81	0	0	2.15	385.70	4615.1
5	212.56	125.41	59.12	-41.55	0	2.31	357.85	3566.3
6	193.77	130.53	58.21	0	-14.66	0	367.85	4010.5
7	210.54	127.46	59.88	-36.54	-11.35	0	349.99	3311.6
8	208.89	126.32	60.51	-42.14	-10.32	0	343.26	3051.6