

考虑绿证-碳交易与需求响应的含氢 IES 低碳优化调度

蔡昌春^{1,2}, 何瑶瑶^{2,3}, 石庆伦¹, 侯世玺^{1,2}, 王斌⁴

(1. 河海大学人工智能与自动化学院, 江苏 常州 213022; 2. 江苏省输配电装备技术重点实验室(河海大学), 江苏 常州 213022; 3. 河海大学信息科学与工程学院, 江苏 常州 213022; 4. 国网江苏省电力有限公司太仓市供电分公司, 江苏 太仓 215400)

摘要:综合能源系统(integrated energy system, IES)以其高度灵活、环境友好的特点,在实现低碳经济和提高能源效率方面具有巨大潜力。然而,现有的 IES 建模方法难以挖掘氢能多设备的协同耦合性、且调度策略缺少市场机制的支持。因此,文中提出一种综合考虑绿色证书交易、阶梯型碳交易和需求响应的含氢 IES 优化调度策略。首先,建立基于电转气(power-to-gas, P2G)两阶段运行的氢能多元利用模型,推动新能源的使用;然后,建立绿证-碳联合交易机制,通过市场激励减少对化石燃料的依赖;最后,考虑综合需求响应优化用户侧用能行为,建立以经济运行成本最小为目标函数的 IES 优化调度模型,并通过 CPLEX 求解器进行求解。算例结果表明,文中所提模型能够实现 IES 多能耦合,提高新能源的消纳能力,减少碳排放量。

关键词:综合能源系统(IES);氢能多元利用;绿色证书交易;碳交易;碳排放;需求响应;优化调度

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)03-0043-10

0 引言

在全球环境污染和能源短缺日益加剧的背景下,积极发展氢能的多元化应用^[1-3],对于我国实现碳达峰、碳中和以及推动综合能源系统(integrated energy system, IES)向低碳转型至关重要^[4-7]。在实现 IES 低碳运行的过程中,氢能多级利用起到关键作用。通过综合需求响应(integrated demand response, IDR)调节用户用能行为,可以实现负荷削峰填谷,优化多设备协同运行,减少电力系统的波动性^[8-12]。

随着对 IES 研究的深入,需求响应机制的构建与优化逐渐成为影响系统调度和碳排放的关键因素。文献[13]建立热电 IDR 模型,通过调整热电需求占比降低 IES 的碳排放量。文献[14-16]通过建立不同环境下的 IDR 模型,降低了系统运行成本。文献[17]通过建立基于电价和激励两种模式的电热 IDR 模型,评估 IES 的可靠性。文献[18-19]通过调用不同响应速率的需求响应资源,突破碳捕集技术的多时间尺度限制。由于 IES 中的耦合设备类型多样,如何更精确地构建不同能源的需求响应机制,是实现 IES 合理调度的关键,而以上文献均未考虑此因素。

绿色证书交易(green certificate trading, GCT)和碳交易(carbon emission trading, CET)机制通过提

供市场政策支撑,推动系统的低碳转型^[20-21]。文献[22]构建了 GCT-CET 机制的市场框架,提出了一种 IES 最优运行模式。文献[23]建立了考虑碳排放机制的园区 IES,采用纳什模型分析园区的供需博弈。文献[24-27]引入 CET 和 GCT 机制,研究了 CET 对 IES 的碳减排作用。文献[28]综合考虑 GCT 和 CET 对 IES 优化运行的影响,虽然有效降低了碳排放,但存在两种机制独立的问题。以上文献提出了各种 CET 机制的应用场景,但忽略了 GCT-CET 机制和 IDR 在 IES 调度上的协同作用,可能会出现供给侧不稳定、需求侧管理不足等问题。

文中提出一种考虑 GCT-CET 和需求响应机制的含氢 IES 低碳优化调度方法。在源侧建立氢能多元综合利用协同模型,协调氢能存储和转化,提高氢能综合利用效率;结合市场激励政策建立 GCT-CET 联合交易机制,明确交易过程中碳排放属性,避免碳排放重复计算;综合考虑不同负荷运行特性,结合价格型和激励型需求响应机制,建立考虑 GCT-CET 和 IDR 的含氢 IES 低碳优化调度模型,提升 IES 新能源的消纳水平和氢能综合利用效率。最后,通过含氢 IES 的算例分析验证了文中所提方法的有效性和合理性。

1 含氢 IES 框架

1.1 基本框架

含氢 IES 的框架如图 1 所示,包括外部供能、

收稿日期:2024-10-09;修回日期:2024-12-13

基金项目:国家自然科学基金资助项目(62103132)

能源转换装置以及负荷三部分。外部供能包括上级电网、外部气网、风电和光伏；能源转换装置包括燃气锅炉(gas boiler, GB)、燃气轮机(gas turbine, GT)、吸收式制冷机(absorption refrigerator, AR)、电制冷机(electric refrigerator, ER)、电解槽(electrolytic cell, EL)、甲烷反应器(methane reactor, MR)、氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)和电、热、气、氢、冷等储能设备(energy storage, ES)；负荷包括电、热、气、冷4种负荷。

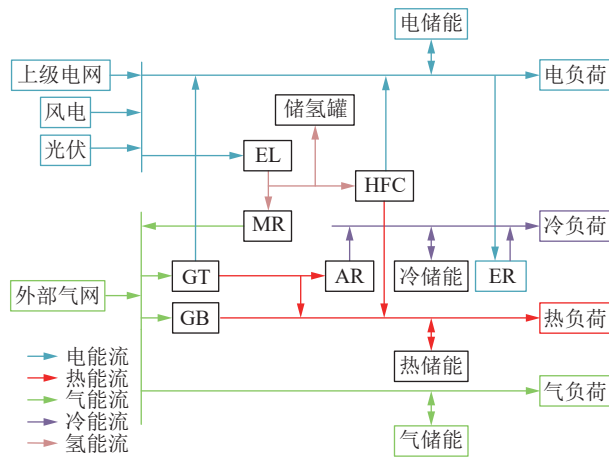


图1 含氢 IES 框架

Fig.1 Framework of hydrogen-containing IES

IES 中电能主要来源于上级电网和风光新能源发电系统,利用电制氢技术可以实现电能到氢能的转换。氢能的利用主要有3个途径,即利用MR生成天然气、利用HFC生成电能以及氢能存储。冷、热负荷可以分别通过GT以及电制冷、电制热实现。IES通过多种能源形式之间的相互转换和综合优化利用,可以有效提升新能源消纳和减少系统碳排放量。

1.2 氢能利用模式

电制氢技术是提高新能源消纳的重要手段,其通过过剩新能源电能分解水制得氢气,解决了弃风、弃光问题。氢能因其便于存储、转化等优势而在IES中得到广泛应用。氢能的主要利用模式有3种:氢转电、氢转气、氢存储。3种氢能转化模式如图2所示。

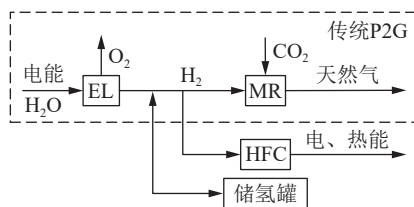


图2 P2G 两阶段运行过程

Fig.2 Two-stage P2G operating process

1.2.1 MR 模型

$$\begin{cases} P_{MR,g}(t) = \eta_{MR} P_{H_2,MR}(t) \\ P_{H_2,MR}^{min} \leq P_{H_2,MR}(t) \leq P_{H_2,MR}^{max} \\ \Delta P_{H_2,MR}^{min} \leq P_{H_2,MR}(t+1) - P_{H_2,MR}(t) \leq \Delta P_{H_2,MR}^{max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{H_2,MR}(t)$ 、 $P_{MR,g}(t)$ 分别为 t 时刻MR的输入氢功率和输出天然气功率; η_{MR} 为MR将氢气转换为天然气的效率; $P_{H_2,MR}^{max}$ 、 $P_{H_2,MR}^{min}$ 分别为MR输入氢功率的上限和下限; $\Delta P_{H_2,MR}^{max}$ 、 $\Delta P_{H_2,MR}^{min}$ 分别为MR爬坡的上限和下限。

1.2.2 HFC 模型

$$\begin{cases} P_{HFC,e}(t) = \eta_{HFC,e} P_{H_2,HFC}(t) \\ P_{HFC,h}(t) = \eta_{HFC,h} P_{H_2,HFC}(t) \\ P_{H_2,HFC}^{min} \leq P_{H_2,HFC}(t) \leq P_{H_2,HFC}^{max} \\ \Delta P_{H_2,HFC}^{min} \leq P_{H_2,HFC}(t+1) - P_{H_2,HFC}(t) \leq \Delta P_{H_2,HFC}^{max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{HFC,e}(t)$ 、 $P_{HFC,h}(t)$ 分别为 t 时刻HFC的输出电功率和热功率; $P_{H_2,HFC}(t)$ 为 t 时刻HFC的输入氢功率; $\eta_{HFC,e}$ 、 $\eta_{HFC,h}$ 分别为HFC的氢转电和氢转热的转换效率; $P_{H_2,HFC}^{max}$ 、 $P_{H_2,HFC}^{min}$ 分别为HFC输入氢功率的上限和下限; $\Delta P_{H_2,HFC}^{max}$ 、 $\Delta P_{H_2,HFC}^{min}$ 分别为HFC爬坡的上限和下限。

1.2.3 ES 模型

电、气等ES工作状态相似,因此对其进行统一建模:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ES,cha,i}(t) \leq N_{ES,cha,i}(t) P_{ES,i}^{max} \\ 0 \leq P_{ES,dis,i}(t) \leq N_{ES,dis,i}(t) P_{ES,i}^{max} \\ S_i(t+1) = S_i(t) + P_{ES,cha,i}(t) \eta_{ES,cha,i} / P_{ES,cha,i} - \\ \quad P_{ES,dis,i}(t) / (\eta_{ES,dis,i} P_{ES,cha,i}) \\ S_i(1) = S_i(T) \\ N_{ES,cha,i}(t) + N_{ES,dis,i}(t) = 1 \\ S_{i,min} \leq S_i(t) \leq S_{i,max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{ES,cha,i}(t)$ 、 $P_{ES,dis,i}(t)$ 分别为第 i 类ES在 t 时刻的充能和放能功率; $N_{ES,cha,i}(t)$ 、 $N_{ES,dis,i}(t)$ 分别为第 i 类ES在 t 时刻的充能和放能状态参数,均为二元参数, $N_{ES,cha,i}(t) = 1$ 、 $N_{ES,dis,i}(t) = 0$ 表示充能状态, $N_{ES,cha,i}(t) = 0$ 、 $N_{ES,dis,i}(t) = 1$ 表示放能状态; $P_{ES,i}^{max}$ 为第 i 类ES单次最大充放能功率; $S_i(t)$ 为 t 时刻第 i 类ES的储能容量; T 为调度周期, $T=24$ h; $\eta_{ES,cha,i}$ 、 $\eta_{ES,dis,i}$ 分别为第 i 类ES的充能和放能效率; $P_{ES,cha,i}(t)$ 为第 i 类ES在 t 时刻结束的额定功率; $S_{i,max}$ 、 $S_{i,min}$ 分别为第 i 类ES的储能容量上限和下限。

2 GCT-CET 联合交易机制

文中将GCT-CET联合交易机制用于含氢IES的优化调度中,通过转移GCT和CET过程中

的碳减排属性, 确定碳减排权的归属, 实现碳排放的精准补偿, 同时避免碳减排的重复计算。文中提出的 GCT-CET 联合交易机制原理如图 3 所示。

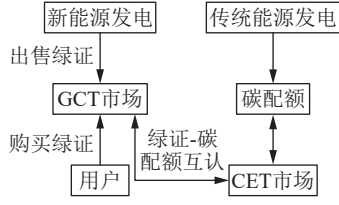


图 3 GCT-CET 联合交易机制原理
Fig.3 Principle of GCT-CET joint trading mechanism

2.1 GCT 机制

GCT 机制是绿色电力属性的代表。系统中绿证数量可反映总发电量中可再生能源的占比, 如果能源体系内持有的绿证总量超出无偿配额指标, 则该系统可以在 GCT 平台出售过剩的绿证。相反, 如果没有达到绿证的配额要求, 就必须在该平台上购买足够数量的绿证。GCT 成本的计算公式如下:

$$\begin{cases} N_{\text{IES}} = \sum_{t=1}^T \zeta_e P_{e,\text{load}}(t) \\ N_{\text{Gre}} = \sum_{t=1}^T k_{\text{gre}} (P_{\text{wi}}(t) + P_{\text{pv}}(t)) \end{cases} \quad (4)$$

$$F_{\text{GCT}} = c_{\text{GCT}}(N_{\text{IES}} - N_{\text{Gre}}) \quad (5)$$

式中: N_{IES} 、 N_{Gre} 分别为绿证配额指标和 IES 绿色能源发电得到的绿证总量; ζ_e 、 k_{gre} 分别为绿证的数量额度系数和风力发电总量与绿证数量之间转换的量化系数, 单本绿证对应的风力发电功率为 1 MW; $P_{e,\text{load}}(t)$ 为 t 时刻为满足供需平衡需求的电功率预估值; $P_{\text{wi}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}(t)$ 分别为 t 时刻风电和光伏的输出功率; F_{GCT} 为系统的 GCT 成本; c_{GCT} 为单位 GCT 的成本。

文中火电机组负责外购电力。将可再生能源机组和火电机组的碳排放进行对比, 可以计算出对应的 GCT 碳减排量。

$$E_{\text{gc}} = G_{\text{gc}} N_{\text{IES}} \quad (6)$$

式中: E_{gc} 为 GCT 削减的碳排放量; G_{gc} 为 GCT 代表的碳减排量。

2.2 阶梯型 CET 机制

通过计算 IES 的碳排放权配额与实际碳排放量之差, 能够得出参与 CET 的实际碳排放量。为更好地控制碳排放, 文中提出一种基于梯级定价的调控模式。该模式为 IES 设定了多级碳排放额度购买区间, 随着碳排放配额增多, IES 的购置成本升高。图 4 展示了 CET 价格与 CET 量的关系。

$$E_{\text{IES},c} = E_{\text{IES},a} - E_{\text{IES}} - E_{\text{gc}} \quad (7)$$

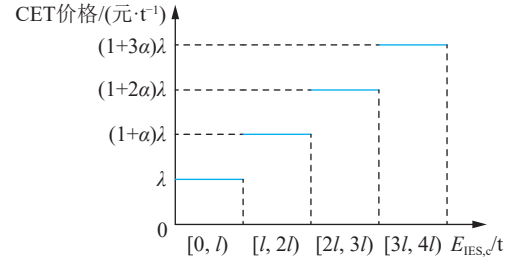


图 4 CET 价格与 CET 量的关系

Fig.4 Relationship between CET price and CET volume

$$F_{\text{CET}} = \begin{cases} \lambda E_{\text{IES},c} & E_{\text{IES},c} < l \\ \lambda(1+\alpha)(E_{\text{IES},c} - l) + \lambda l & l \leq E_{\text{IES},c} < 2l \\ \lambda(1+2\alpha)(E_{\text{IES},c} - 2l) + \lambda(2+\alpha)l & 2l \leq E_{\text{IES},c} < 3l \\ \lambda(1+3\alpha)(E_{\text{IES},c} - 3l) + \lambda(3+\alpha)l & 3l \leq E_{\text{IES},c} < 4l \\ \lambda(1+4\alpha)(E_{\text{IES},c} - 4l) + \lambda(4+\alpha)l & E_{\text{IES},c} \geq 4l \end{cases} \quad (8)$$

式中: $E_{\text{IES},c}$ 、 $E_{\text{IES},a}$ 、 E_{IES} 分别为 IES 碳排放交易总量、实际碳排放量、碳排放配额; F_{CET} 为阶梯型 CET 成本; l 为碳排放量的间隔, 取 2 t; λ 为市场单位 CET 价格, 取 250 元/t; α 为成本增长幅值, 取 25%。

3 考虑 GCT-CET 机制和需求侧响应的 IES 低碳优化调度

用户的用能行为对 IES 的优化调度具有重要影响, 不同响应机制下的用户用能选择和用能行为受价格、温度的影响较大。因此, 文中针对不同用户分别制定价格型和激励型响应机制, 引导用户合理用能, 提高能源的利用效率。

3.1 基于价格响应的电、气负荷优化

基于价格的响应机制是利用分时电价调控用户侧用电行为, 从而减小负荷的峰谷差, 平抑负荷波动。价格-需求弹性矩阵法通常用来描述价格型响应模型, 其表达式为:

$$E_{tt'} = \frac{\Delta P(t)}{P(t)} \left(\frac{\Delta c(t')}{c(t')} \right)^{-1} \quad (9)$$

$$\mathbf{E}(t, t') = \begin{bmatrix} E_{11} & E_{12} & \cdots & E_{1t'} \\ E_{21} & E_{22} & \cdots & E_{2t'} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ E_{t1} & E_{t2} & \cdots & E_{tt'} \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中: $\mathbf{E}(t, t')$ 为价格-需求电量的弹性矩阵; $E_{tt'}$ 为 t 时刻负荷与 t' 时刻价格的弹性系数; $P(t)$ 为需求响应前 t 时刻的负荷量; $\Delta P(t)$ 为需求响应后相对 t 时刻负荷量 $P(t)$ 的负荷增量; $c(t')$ 为需求响应前 t' 时刻的价格; $\Delta c(t')$ 为需求响应后相对 t' 时刻价格 $c(t')$ 的价格增量。

电负荷和气负荷的商品特性相似, 均根据市场

价格的变化响应负荷的变化,在此统一建模:

$$\Delta P_{u,tsl}(t) = P_{u,int} \left(\sum_{t'=1}^T E_u(t,t') \frac{c_u(t') - c_{u,int}}{c_{u,int}} \right) \quad (11)$$

式中: $\Delta P_{u,tsl}(t)$ 为需求响应后 t 时刻的电、气负荷变化量, $u \in \{e, g\}$; $P_{u,int}$ 为初始电、气负荷; $E_u(t, t')$ 为电、气负荷可转移价格-需求弹性矩阵; $c_u(t')$ 为 t' 时刻需求响应的电、气价格; $c_{u,int}$ 为初始电、气价格。

3.2 基于激励响应的冷、热负荷优化

供热系统具有热惯性,将供热温度控制在用户舒适范围内,可将热负荷视为柔性负荷进行调整。假设用户可接受水温范围为 $[T_{h,min}, T_{h,max}]$, 则控制热负荷的响应范围应在一个固定区间,其表达式为:

$$\begin{cases} P_{h,min} \leq P_h(t) \leq P_{h,max} \\ P_{h,min} = \rho_w \varphi V_c(t) (T_{h,int} - T_{h,min}) \\ P_{h,max} = \rho_w \varphi V_c(t) (T_{h,max} - T_{h,int}) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_h(t)$ 为 t 时刻用户的热负荷; $P_{h,max}$ 、 $P_{h,min}$ 分别为用户热负荷可调节值的上限和下限; $T_{h,max}$ 、 $T_{h,min}$ 分别为热网供水温度的上限和下限; ρ_w 、 φ 、 $V_c(t)$ 分别为水的密度、比热容和 t 时刻的体积; $T_{h,int}$ 为供水初始温度,取 15°C 。

与热负荷相似,假设用户可接受温度范围为 $[T_{in,min}, T_{in,max}]$, 则控制冷负荷的响应范围也应固定在特定区间,其表达式为:

$$\begin{cases} P_{c,min} \leq P_c(t) \leq P_{c,max} \\ P_{c,min} = (T_{in,min} - T_{out}(t)) / R_z \\ P_{c,max} = (T_{in,max} - T_{out}(t)) / R_z \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_c(t)$ 为 t 时刻用户的冷负荷; $P_{c,max}$ 、 $P_{c,min}$ 分别为用户调节冷负荷的上限和下限; $T_{in,max}$ 、 $T_{in,min}$ 分别为用户能接受的室内温度上限和下限; $T_{out}(t)$ 为 t 时刻的室外温度; R_z 为建筑热阻。

文中采用一种阶梯型的激励与补偿机制,即负载变化在 ξ_v 范围内时,使用系数 $\gamma_{v,1}$ 补贴;否则使用系数 $\gamma_{v,2}$ 进行补贴,可表示为:

$$F_{IDR} = \sum_{t=1}^T \gamma_v |P_{v,int} - P_v(t)| \quad (14)$$

$$\gamma_v = \begin{cases} \gamma_{v,1} & 0 < |P_{v,int} - P_v(t)| < \xi_v \\ \gamma_{v,2} & |P_{v,int} - P_v(t)| \geq \xi_v \end{cases} \quad (15)$$

式中: F_{IDR} 为 IES 给予用户的 IDR 激励补贴; γ_v 为冷、热负荷的补贴系数, $v \in \{c, h\}$; $P_{v,int}$ 、 $P_v(t)$ 分别为冷、热负荷的初始负荷和 t 时刻的响应负荷; ξ_v 为冷、热负荷的划分界限。

3.3 含氢 IES 低碳优化调度模型

结合上述讨论,文中提出一种含氢 IES 低碳优化调度模型,旨在通过综合考虑系统运行的经济性与环保性,实现能源系统的最优调度。模型引入

GCT 和阶梯型 CET 机制,结合 IDR,以最大化系统运行效益,最小化碳排放,提升能源利用效率。

3.3.1 目标函数

以最小化 IES 在调度周期内的综合运行成本为目标函数,该成本 F 包括购能成本、运维成本、CET 成本、GCT 成本、IDR 补偿成本以及弃风光惩罚成本,如式(16)所示。

$$F = \min (F_{Buy} + F_{OP} + F_{GCT} + F_{CET} + F_{IDR} + F_{DG,cut}) \quad (16)$$

(1) 购能成本 F_{Buy} 。

$$F_{Buy} = \sum_{t=1}^T (c_e(t) P_{e,buy}(t) + c_g(t) P_{g,buy}(t)) \quad (17)$$

式中: $c_e(t)$ 、 $c_g(t)$ 分别为 t 时刻的购电、气价格; $P_{e,buy}(t)$ 、 $P_{g,buy}(t)$ 分别为 t 时刻 IES 的购入电功率和购入气功率。

(2) 运维成本 F_{OP} 。

$$F_{OP} = \sum_{t=1}^T \sum_o \kappa_o P_o(t) \quad (18)$$

式中: o 为风电、光伏、GT、GB、储能等设备; κ_o 为设备 o 的运维成本系数; $P_o(t)$ 为设备 o 在 t 时刻的输出功率。

(3) GCT 成本可见式(5)。

(4) CET 成本可见式(8)。

(5) IDR 补偿成本可见式(14)。

(6) 弃风光惩罚成本 $F_{DG,cut}$ 。

$$F_{DG,cut} = \delta_{DG} \sum_{t=1}^T (P_{wi,cut}(t) + P_{pv,cut}(t)) \quad (19)$$

式中: δ_{DG} 为单位弃能惩罚成本; $P_{wi,cut}(t)$ 、 $P_{pv,cut}(t)$ 分别为 t 时刻的弃风、弃光功率。

3.3.2 约束条件

(1) 绿色能源出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{wi}(t) \leq P_{wi,max} \\ 0 \leq P_{pv}(t) \leq P_{pv,max} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $P_{wi,max}$ 、 $P_{pv,max}$ 分别为风电和光伏的输出上限。

(2) 电功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{e,load}(t) = P_{e,buy}(t) - P_{e,sell}(t) + P_{wi}(t) + P_{pv}(t) - \\ P_{e,ER}(t) - P_{e,EL}(t) - P_{e,ES}(t) + P_{GT,e}(t) + P_{HFC,e}(t) \\ 0 \leq P_{e,buy}(t) \leq P_{e,buy}^{max} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{e,sell}(t)$ 、 $P_{e,ER}(t)$ 、 $P_{e,EL}(t)$ 、 $P_{e,ES}(t)$ 、 $P_{GT,e}(t)$ 分别为 t 时刻的售出电功率、ER 的输入电功率、EL 的输入电功率、电储能和 GT 的输出电功率; $P_{e,buy}^{max}$ 为各时刻的购电限值。

(3) 热功率平衡约束。

$$P_{h,load}(t) = P_{GT,h}(t) + P_{HFC,h}(t) + P_{GB,h}(t) - P_{h,ES}(t) - P_{h,AR}(t) \quad (22)$$

式中: $P_{h,load}(t)$ 、 $P_{GT,h}(t)$ 、 $P_{GB,h}(t)$ 、 $P_{h,ES}(t)$ 、 $P_{h,AR}(t)$ 分别为 t 时刻的热负荷、GT 的输出热功率、GB 的输出热功率、热储能和 AR 的输入热功率。

(4) 天然气平衡约束。

$$\begin{cases} P_{g,load}(t) = P_{g,buy}(t) + P_{MR,g}(t) - P_{g,ES}(t) - P_{g,GT}(t) - P_{g,GB}(t) \\ 0 \leq P_{g,buy}(t) \leq P_{g,buy}^{max} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{g,load}(t)$ 、 $P_{g,ES}(t)$ 、 $P_{g,GT}(t)$ 、 $P_{g,GB}(t)$ 分别为 t 时刻的气负荷、气储能、GT 的输入气功率和 GB 的输入气功率; $P_{g,buy}^{max}$ 为各时刻的购气限值。

(5) 氢平衡约束。

$$P_{EL,H_2}(t) = P_{H_2,MR}(t) + P_{H_2,HFC}(t) + P_{ES,H_2}(t) \quad (24)$$

式中: $P_{EL,H_2}(t)$ 、 $P_{ES,H_2}(t)$ 分别为 t 时刻 EL 的输出氢功率和氢储能。

(6) 冷平衡约束。

$$P_{c,load}(t) = P_{AR,c}(t) + P_{ER,c}(t) - P_{c,ES}(t) \quad (25)$$

式中: $P_{c,load}(t)$ 、 $P_{AR,c}(t)$ 、 $P_{ER,c}(t)$ 、 $P_{c,ES}(t)$ 分别为 t 时刻的冷负荷、AR 的输出冷功率、ER 的输出冷功率和冷储能。

3.4 模型求解

文中所建模型涵盖多种能源耦合装置,是混合整数线性优化问题,因此,采用 MATLAB R2022a 的工具包 YALMIP 调用 CPLEX 求解器求解。文中综合考虑 GCT-CET 联合交易机制和 IDR, 构建的含氢 IES 优化调度示意图见图 5。

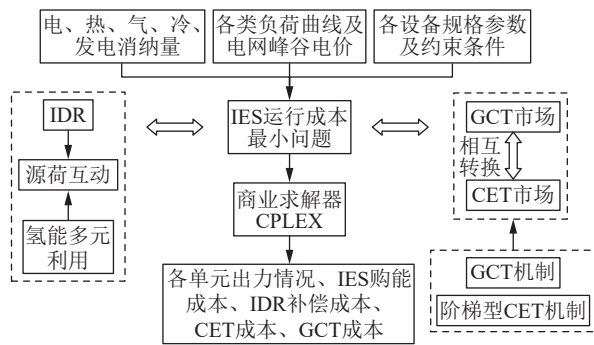


图 5 IES 优化调度示意

Fig.5 Schematic diagram of IES optimal dispatching

4 算例分析

4.1 基础数据

文中对某含氢 IES 进行算例仿真分析,系统参数见表 1—表 3。CET 参数如下:单位购电功率消耗的碳排放权配额为 0.728 t/(MW·h),单位天然气消耗的碳排放权配额为 0.385 t/(MW·h);电功率、

天然气实际碳排放分别为 1.08、0.234 t/(MW·h);购售 GCT 成本为 100 元/本,即 0.01 元/(kW·h),惩罚成本为 300 元/本,即 0.03 元/(kW·h);单位弃风光惩罚成本为 0.2 元/(kW·h)。

表 1 IES 各设备参数

Table 1 Equipment parameters of IES

设备	容量/kW	能量转换效率/%	爬坡约束/%	运维成本/[元·(kW·h) ⁻¹]
EL	600	89	20	0.030
MR	300	65	20	0.025
HFC	250	95	20	0.025
GB	800	95	20	0.025
GT	600	92	20	0.040
AR	800	87	20	0.028
ER	600	280	20	0.024

表 2 ES 参数

Table 2 Parameters of ES

设备	容量/kW	能量充、放效率/%	爬坡约束/%	运维成本/[元·(kW·h) ⁻¹]
电储能	450	90、10	20	0.018
热储能	500	90、10	20	0.016
气储能	150	90、10	20	0.018
氢储能	200	90、10	20	0.020
冷储能	300	90、10	20	0.016

表 3 外网购能价格

Table 3 Purchase price of energy from external networks

时间	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	气价/[元·(kW·h) ⁻¹]
00:00—07:00、 22:00—24:00	0.45	0.48
07:00—11:00、 14:00—18:00	0.73	0.35
11:00—14:00、 18:00—22:00	1.21	0.25

文中将 24 h 作为调度周期,调度间隔为 1 h,系统的电、热、冷、气负荷以及风、光预测出力见图 6,其中基础数据的预测值参考文献[26]。

4.2 仿真结果分析

在氢能多元利用模型、IDR 机制、阶梯型 CET 和 GCT 机制都能成功实施的前提下,为充分验证文中所提 IES 优化调度策略的有效性,设置如下 5 种运行场景。

场景 1: 采用传统 IES 模型,仅考虑电、热等多能耦合互补优化。

场景 2: 在场景 1 的基础上,考虑 IDR 模型,通过用户侧主动改变用电行为实现负荷曲线的移峰

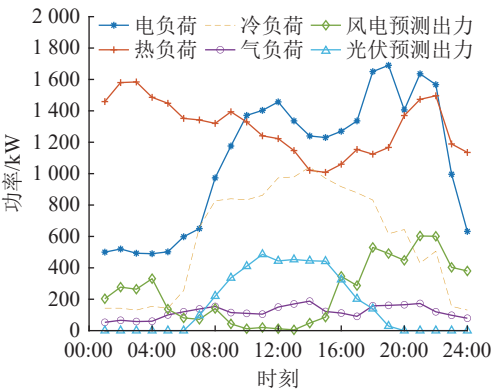


图 6 基础数据预测曲线

Fig.6 Prediction curves for the basic data

填谷。

场景 3: 在场景 2 的基础上, 计及氢能多元利用模型, 在源侧引入高效清洁氢能源与 IDR 实现源荷互动。

场景 4: 在场景 3 的基础上, 将传统 CET 市场的固定碳额度价格阶梯化, 考虑阶梯型 CET 机制。

场景 5: 在场景 4 的基础上, 引入 GCT 机制, 计及 GCT-CET 联合交易机制。

场景 1—场景 5 的经济运行结果如表 4 所示。

表 4 5 种场景经济运行结果对比
Table 4 Comparison of economic operating results for five scenarios

参数	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
总成本/元	27 225	26 270	26 183	22 413	18 587
购能成本/元	22 633	18 895	19 983	19 591	19 096
运维成本/元	2 137	2 168	2 192	2 273	2 298
CET成本/元	0	0	0	-2 504	-4 093
GCT成本/元	0	0	0	0	-927
IDR成本/元	0	3 008	2 454	2 289	2 213
弃能成本/元	2 455	2 199	1 554	764	0
碳排放量/kg	29 684	28 499	27 231	25 844	23 584

4.2.1 IDR 效益分析

首先, 对比场景 1 和场景 2, 电、热、冷和气负荷在加入 IDR 模型前后的负荷曲线对比分别如图 7—图 10 所示。

由图 7—图 10 可知, 场景 2 下用户参与 IDR 的电、热、冷、气负荷曲线相比场景 1 下原负荷曲线, 均实现了移峰填谷。图 7 中, 电负荷在 11:00—14:00 和 18:00—22:00 高电价时段转出, 降低了负荷峰值和成本; 在 00:00—07:00 低电价时段转入, 实现了填谷效果。这表明分时电价可以有效引导电负荷转移, 降低成本和峰谷差。图 8 中, 热负荷在 01:00—03:00 时段转入, 13:00—16:00 时段转

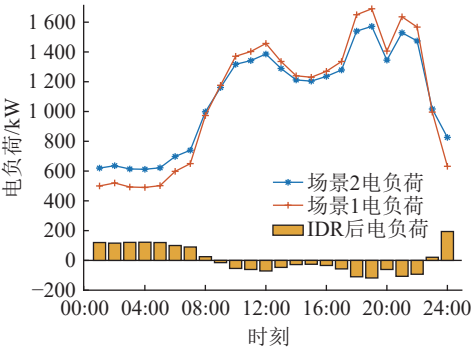


图 7 电负荷变化结果

Fig.7 Results of electrical load changes

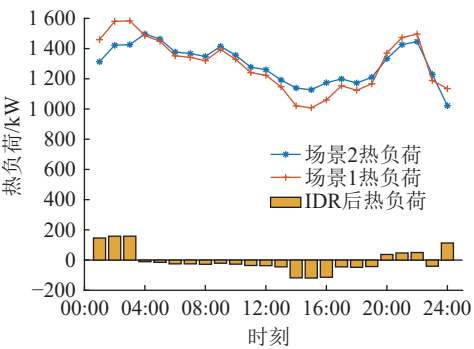


图 8 热负荷变化结果

Fig.8 Results of heat load changes

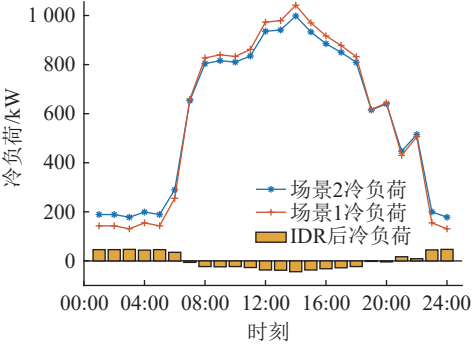


图 9 冷负荷变化结果

Fig.9 Results of cold load changes

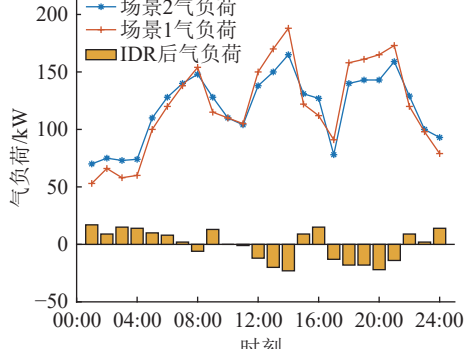


图 10 气负荷变化结果

Fig.10 Results of gas load changes

出, 其余时段间歇性转移。由于热惯性, 热负荷转移滞后, 转入、转出次数减少, 主要集中在高峰和低

谷时段。图 9 中,冷负荷在低谷时段转入,高峰时段转出。夏季冷负荷需求高,转移值较小,不影响用户舒适度。图 10 中,气负荷与电负荷类似,在分时气价的影响下,于 12:00—14:00 和 18:00—21:00 高峰期转出,01:00—06:00 低谷期转入。

综合分析发现,用户参与负荷转移响应时,会根据价格策略、冷热特性以及目标函数进行负荷转入和转出。由表 4 可以看出,与场景 1 相比,场景 2 考虑 IDR 后 IES 的总成本下降 3.5%,弃能成本也下降 10.4%。这是因为用户冷、热负荷在分时价格引导下进行了转移响应,使得部分冷、热负荷由峰时段向谷时段转移,达到了移峰填谷的效果。IDR 补偿成本为 3 008 元,这是因为在满足自身舒适体验的范围内,用户冷、热负荷对阶梯型的激励与补偿机制进行转移响应可以获得相应的补贴,减小负荷曲线的波动性,从而平抑负荷曲线。在移峰填谷的过程中,以成本为目标函数,尽可能地降低成本,达到最优负荷曲线。

4.2.2 氢能多元利用效益分析

场景 3 在场景 2 的基础上加入 HFC 和储氢罐,图 11 为场景 3 下氢能供需平衡关系。

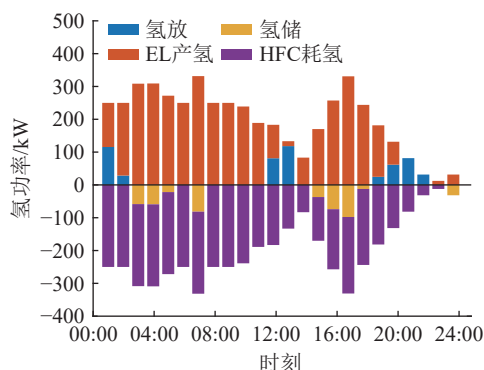


图 11 场景 3 下氢能供需平衡关系

Fig.11 Hydrogen supply and demand balance under scenario 3

由图 11 可知,EL 主要在 00:00—07:00 低电价时段和 07:00—11:00、14:00—18:00 平电价时段工作,产生的氢能部分送至 MR 转化为天然气,降低碳排放,部分供给 HFC 产生电、热能,减轻供能压力,降低用能成本,剩余氢气存入储氢罐。03:00—05:00 和 15:00—17:00 时段,电能需求低且风电出力大,储氢罐存储多余氢能,提高风电消纳能力。为保证氢储能平衡,EL 在 22:00—24:00 时段工作以补充储氢罐中的氢能。

由表 4 可知,与场景 2 相比,场景 3 中由于 EL 工作增加了电能需求,购能成本上升 5.8%;同时,弃能成本下降 29.3%,总成本下降 0.3%。这表

明,基于氢储能的快速响应能力,通过耦合制氢平抑风电和光伏波动,减少了弃风、弃光现象,实现了可再生能源的友好并网,降低了系统购电购气成本,提高了经济性。此外,场景 3 的碳排放量下降了 4.4%。可见,氢能多元利用模型通过制氢和储氢消纳可再生能源盈余电力,有效降低了碳排放,提高了供电可靠性。

4.2.3 GCT-CET 联合交易机制效益分析

场景 5 在场景 4 的基础上引入了 GCT-CET 联合交易机制。以电、热能供需平衡为例进行分析,场景 5 下的电能供需平衡关系如图 12 所示。在 00:00—11:00 和 14:00—18:00 时段,电价处于低谷和平时段,IES 利用外购电力和光、风功率输入至 EL,将电能转化为氢能。在 11:00—14:00 和 19:00—22:00 时段,由于电价高峰且光、风功率较大,外购电力大幅减少,新能源完全消纳以满足系统功率需求。在 21:00—24:00 时段,夜间风电出力较大且电能需求低谷,将多余电力用于 ER 转化为电能,实现多能耦合互补利用。场景 5 下的热能供需平衡关系如图 13 所示,热能在 03:00—06:00、13:00—16:00 和 23:00—24:00 时段由 GB 高出力供给,热储能吸收多余热能,其余时间段产生的热能直接供给热负荷,实现能源的最大利用。

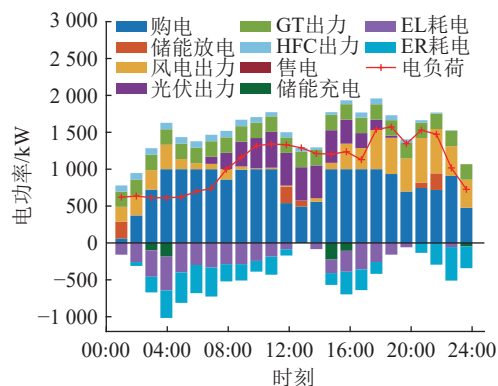


图 12 场景 5 下电能供需平衡关系

Fig.12 Electricity supply and demand balance under scenario 5

由表 4 可知,相较于场景 3,场景 4 考虑阶梯型 CET,更大程度地限制了 IES 的碳排放,碳排放量下降 5.1%,弃能成本下降 50.8%,总成本下降 14.4%,证明阶梯型 CET 机制在碳减排的前提下保证了较低的运行成本。场景 5 引入 GCT 机制,构成 GCT-CET 联合交易机制,利用 GCT 的低碳特性联合 CET,使碳排放量比场景 4 下降 8.7%,新能源得到完全利用,且弃能成本为 0,证明了 GCT-CET 联合交易机制有利于 IES 绿色转型。场景 5 的总成本相比场景 1、2、3、4 分别减少 8 638、7 683、7 596、

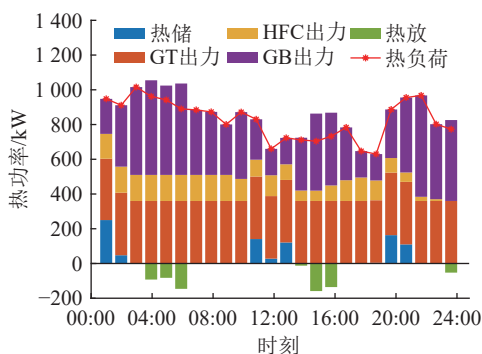


图 13 场景 5 下热能供需平衡关系

Fig.13 Heat supply and demand balance under scenario 5

3 826 元,即下降 31.7%、29.2%、29.0%、17.1%;碳排放量相比场景 1、2、3、4 分别减少 6 100、4 915、3 647、2 260 kg,即下降 20.5%、17.2%、13.4%、8.7%,故提高了 IES 低碳经济性。

5 结论

文中提出一种考虑设备模型耦合和市场机制联动的 IES 优化调度方法,对能量转换和存储设备进行协调优化调控。同时,通过算例研究了 IDR 机制、氢能多元利用模型与 GCT-CET 机制对 IES 调度的影响,算例结果表明:

(1) 考虑 IDR,引导用户侧主动改变用能行为,实现负荷侧的移峰填谷和源侧的可再生能源最大化消纳,使得 IES 的总成本和弃能成本分别降低 3.5%、10.4%。

(2) 将氢能多元利用模型引入 IES,可显著提升 IES 对可再生能源的消纳能力,IES 的弃能成本下降 29.3%,同时利用氢能的高效低碳性,可有效降低 IES 的碳排放量,IES 的碳排放量减少 1 268 kg,即碳排放下降 4.4%。

(3) 综合考虑 GCT 机制和阶梯型 CET 机制,与传统 IES 模型相比,总成本下降 31.7%,碳排放量下降 20.5%,在实现经济环保效益的同时,提升了绿电在供能中的占比,使得可再生能源被深度消纳,弃能成本为 0,验证了文中所提 GCT-CET 联合交易机制可提升系统的经济效益和环保效益。

致谢

本文得到常州市应用基础研究计划(CJ20220245)资助,谨此致谢!

参考文献:

[1] 林森,文书礼,朱森,等.海港综合能源系统低碳经济发展研究综述[J].中国电机工程学报,2024,44(4):1364-1386.
LIN Sen, WEN Shuli, ZHU Miao, et al. Review on low-carbon and economic development of seaport integrated energy

system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1364-1386.

[2] 夏佳伟,张一帆,雷浩,等.考虑高效氢能利用和碳捕集的综合能源系统低碳优化调度[J].电力建设,2024,45(12):100-111.
XIA Jiawei, ZHANG Yifan, LEI Hao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering efficient hydrogen utilization and carbon capture equipment[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 100-111.
[3] 贺文,陈珍萍,胡伏原,等.基于一致性的综合能源系统低碳经济调度[J].电力系统保护与控制,2023,51(19):42-53.
HE Wen, CHEN Zhenping, HU Fuyuan, et al. Consensus-based low-carbon economic dispatching of integrated energy systems[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 42-53.
[4] 崔杨,沈卓,王铮,等.考虑绿证-碳排等价交互机制的区域综合能源系统绿色调度[J].中国电机工程学报,2023,43(12):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.
[5] 彭婧,徐慧慧,田云飞,等.基于碳绿证市场机制的多区域电力系统低碳调度模型[J].可再生能源,2024,42(8):1120-1126.
PENG Jing, XU Huihui, TIAN Yunfei, et al. A low carbon dispatching model for multi regional power systems based on carbon green certificate market mechanism[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(8): 1120-1126.
[6] 张红,袁铁江,谭捷,等.面向统一能源系统的氢能规划框架[J].中国电机工程学报,2022,42(1):83-94.
ZHANG Hong, YUAN Tiejiang, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 83-94.
[7] 李永毅,王子哈,张磊,等.风-光-氢-燃气轮机一体化氢电耦合系统容量配置优化[J].中国电机工程学报,2025,45(2):489-502.
LI Yongyi, WANG Zihan, ZHANG Lei, et al. Capacity allocation optimization of integrated hydrogen-electric coupling system of wind-solar-hydrogen-gas turbine[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(2): 489-502.
[8] 张全明,崔晓昱,张笑弟,等.计及用户不确定性的多时段耦合需求响应激励优化策略[J].中国电机工程学报,2022,42(24):8844-8854.
ZHANG Quanming, CUI Xiaoyu, ZHANG Xiaodi, et al. Incentive optimization strategy of multi period coupling demand response considering user uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(24): 8844-8854.
[9] 葛淑娜,张彩玲,王爽,等.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[J].电力自动化设备,2023,43(12):231-237.
GE Shuna, ZHANG Cailing, WANG Shuang, et al. Optimal operation of integrated energy system considering multi-utilization of hydrogen energy and green certification-carbon joint

- trading[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(12): 231-237.
- [10] 张洪涛, 周意入, 涂玲英, 等. 计及绿证-碳交易与氢能的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(11): 95-106.
- ZHANG Hongtao, ZHOU Yiru, TU Lingying, et al. Multi-timescale optimal scheduling of integrated energy system with consideration of green certificate-carbon trading and hydrogen energy[J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2023, 35(11): 95-106.
- [11] 刘珊珊, 李柯睿, 刘柏康, 等. 绿证—碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度[J]. *电力科学与技术学报*, 2024, 39(5): 203-215, 225.
- LIU Shanshan, LI Kerui, LI Baikang, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2024, 39(5): 203-215, 225.
- [12] 陈芯羽, 郭红霞, 左冠林, 等. 考虑综合需求响应的多区域综合能源系统协同优化调度模型[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(9): 1-11.
- CHEN Xinyu, GUO Hongxia, ZUO Guanlin, et al. Collaborative optimal scheduling model of multi-region integrated energy system considering integrated demand response[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2024, 61(9): 1-11.
- [13] CHEN H P, WU H, KAN T Y, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system containing electric hydrogen production based on VMD-GRU short-term wind power prediction[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2023, 154: 109420.
- [14] LI Y Z, LI Y, ZENG Z G. Optimal scheduling of integrated demand response-enabled community integrated energy systems in uncertain environments[M]// *Flexible Load Control for Enhancing Renewable Power System Operation*. Singapore: Springer Nature Singapore, 2024: 215-238.
- [15] 王仕炬, 刘天琪, 何川, 等. 基于舒适度的需求响应与碳交易的园区综合能源经济调度[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(11): 1-7.
- WANG Shiju, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Comfort demand response and carbon trading based comprehensive energy economic dispatching in industrial parks[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(11): 1-7.
- [16] 程杉, 陈诺, 徐建宇, 等. 考虑综合需求响应的楼宇综合能源系统能量管理优化[J]. *电力工程技术*, 2023, 42(2): 40-47, 57.
- CHENG Shan, CHEN Nuo, XU Jianyu, et al. Optimal energy management of residential integrated energy system with consideration of integrated demand response[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2023, 42(2): 40-47, 57.
- [17] 董晓晶, 刘洪, 宫建锋, 等. 考虑多类型综合需求响应的电热耦合能源系统可靠性评估[J]. *电力建设*, 2018, 39(11): 10-19.
- DONG Xiaojing, LIU Hong, GONG Jianfeng, et al. Reliability assessment of coupled electricity-heat energy system considering multi-type integrated demand response[J]. *Electric Power Construction*, 2018, 39(11): 10-19.
- [18] 周鹏, 朱晓彤, 吴俊, 等. 考虑参与碳交易市场的大规模屋顶光伏经济性分析[J]. *电力工程技术*, 2023, 42(6): 83-90.
- ZHOU Peng, ZHU Xiaotong, WU Jun, et al. Economic analysis of large-scale rooftop photovoltaics considering carbon trading market[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2023, 42(6): 83-90.
- [19] 崔杨, 邓贵波, 曾鹏, 等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(16): 5869-5886, 6163.
- CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(16): 5869-5886, 6163.
- [20] 程耀华, 张宁, 康重庆, 等. 低碳多能源系统研究框架及展望[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(14): 4060-4069, 4285.
- CHENG Yaohua, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Research framework and prospects of low-carbon multiple energy systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(14): 4060-4069, 4285.
- [21] 邓淑斌, 李嵘, 梁志飞, 等. 考虑碳交易和绿证交易的配电网优化运行策略[J]. *电力建设*, 2023, 44(10): 149-156.
- DENG Shubin, LI Rong, LIANG Zhifei, et al. The optimal operation strategy of distribution network considering carbon trading and green certificate trading mechanisms[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(10): 149-156.
- [22] ZHANG Y, LAN T, HU W. Day-ahead optimal scheduling of integrated energy system considering carbon-green certificate trading mechanism[C]// *2023 8th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*. Shanghai, China. IEEE, 2023: 1887-1895.
- [23] 张笑滨, 王櫓裕, 黄蕾, 等. 考虑扩展碳排放流和碳交易议价模型的园区综合能源优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(9): 34-46.
- ZHANG Xiaoyan, WANG Luyu, HUANG Lei, et al. Optimal dispatching of park-level integrated energy system considering augmented carbon emission flow and carbon trading bargain model[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(9): 34-46.
- [24] 杨冬锋, 刘厚伟, 孙勇, 等. 考虑绿证交易机制与碳捕集电厂深度调峰补偿的多主体联合调峰优化调度[J]. *电网技术*, 2024, 48(1): 100-112.
- YANG Dongfeng, LIU Houwei, SUN Yong, et al. Multi-agent joint peak regulation optimal scheduling considering green certificate trading mechanism and deep peak regulation compensation for carbon capture power plant[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(1): 100-112.

- [25] 李亚峰, 王维庆, 寇洋, 等. 考虑绿证-碳联合交易与需求响应综合能源系统经济运行[J]. 太阳能学报, 2023, 44(11): 538-546.
- LI Yafeng, WANG Weiqing, KOU Yang, et al. Considering green certificate-carbon joint trading and demand response integrated energy system economic operation[J]. Acta Ener-giae Solaris Sinica, 2023, 44(11): 538-546.
- [26] 邱彬, 宋绍鑫, 王凯, 等. 计及需求响应和阶梯型碳交易机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(5): 87-95, 101.
- QIU Bin, SONG Shaoxin, WANG Kai, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand response and ladder-type carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSU-EPSSA, 2022, 34(5): 87-95, 101.
- [27] 秦景辉, 潘学萍, 孙晓荣, 等. 综合能源系统两阶段鲁棒优化调度及碳-绿色证书联合交易下重复收费的影响[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(6): 59-67.
- QIN Jinghui, PAN Xueping, SUN Xiaorong, et al. Two-stage robust optimization scheduling of integrated energy system and

influence of repeated benefit under carbon-green certificate joint trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(6): 59-67.

- [28] 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.

作者简介:



蔡昌春

蔡昌春(1981), 男, 博士, 副教授, 研究方向为分布式发电及微电网建模、无功优化 (E-mail: fload_cai@163.com);

何瑶瑶(2000), 女, 硕士在读, 研究方向为综合能源系统优化调度;

石庆伦(2000), 男, 硕士在读, 研究方向为海上风力发电预测。

Low-carbon optimal dispatching of hydrogen-containing IES considering joint green certificate-carbon emission trading and demand response

CAI Changchun^{1,2}, HE Yaoyao^{2,3}, SHI Qinglun¹, HOU Shixi^{1,2}, WANG Bin⁴

(1. College of Artificial Intelligence and Automation, Hohai University, Changzhou 213022, China; 2. Jiangsu Key Laboratory of Power Transmission & Distribution Equipment Technology (Hohai University), Changzhou 213022, China;

3. College of Information Science and Engineering, Hohai University, Changzhou 213022, China;

4. State Grid Taicang Power Supply Company of Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Taicang 215400, China)

Abstract: The integrated energy system (IES), known for its flexibility and environmental friendliness, is a promising solution for low-carbon economies and energy efficiency. However, existing IES modeling methods are limited in their ability to explore the synergistic coupling of hydrogen energy across multiple devices, and the scheduling strategies lack market mechanism support. To address this, an optimal scheduling strategy of hydrogen-containing IES is proposed, which comprehensively considers green certificate trading, tiered carbon emission trading, and demand response. Firstly, a hydrogen multi-utilization model based on two-stage power-to-gas is established to promote the use of renewable energy. Secondly, a green certificate-carbon joint trading mechanism is developed to reduce reliance on fossil fuels through market incentives. Finally, an IES optimal scheduling model is constructed with the objective of minimizing economic operating costs, incorporating comprehensive demand response to optimize user-side energy consumption. The model is solved using the CPLEX solver. The results demonstrate that the proposed model effectively achieves multi-energy coupling within IES, enhances the absorption capacity of renewable energy, and reduces carbon emissions.

Keywords: integrated energy system (IES); hydrogen multi-utilization; green certificate trading; carbon emission trading; carbon emission; demand response; optimal dispatching

(编辑 陆海霞)