

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.04.018

考虑 P2G 富氧改进和混合光能利用的综合能源系统优化

杨晓辉, 万钊, 肖日璞, 杨泽宇, 胡泽成, 吴迟绿

(南昌大学信息工程学院, 江西 南昌 330031)

摘要:电转气(power to gas, P2G)技术可将电能转化为天然气, 在实现综合能源系统低碳经济调度方面发挥着重要作用。为解决 P2G 过程中 O_2 未充分利用的问题并进一步降低碳排放, 文中提出一种考虑 P2G 富氧改进和混合光能利用的低碳综合能源系统。首先, 利用 P2G 生产的 O_2 与 CO_2 混合作为助燃气体, P2G 利用碳捕集的 CO_2 制造天然气供给燃气机组使用; 然后, 因锅炉效率受 O_2 浓度影响, 通过遗传算法和 Gurobi 求解器的联合算法得出耗氧设备各时段的最优供氧状态; 最后, 通过混合光能利用提升光能效率, 以减少化石能源使用。将富氧燃烧和混合光能利用引入综合能源系统, 构建考虑 P2G 富氧改进和混合光能利用的综合能源系统低碳经济运行模型, 并设置场景进行对比验证。仿真结果显示, 对比富氧改进前 CO_2 排放量降低 75.83%, 对比无混合光能场景光能总出力增加 9.79%, 表明所提模型可有效降低碳排放和运行成本。

关键词:电转气(P2G); 富氧燃烧; 混合光能; 碳捕集; 综合能源系统; O_2 浓度

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)04-0167-10

0 引言

全球气候问题形势越发严峻, 为应对气候问题对环境、经济的影响, 我国提出“碳达峰”和“碳中和”的双碳发展目标^[1-3]。为减少化石能源的使用和调整能源结构, 大力发展可再生能源和出台碳税政策是实现双碳目标的重要途径^[4-6]。

电转气(power to gas, P2G)技术是一种可将富余电能转换为天然气的技术, 可实现电能的转换、储存和使用, 其对风电、光电等新能源电能进行转化, 使得综合能源系统(integrated energy system, IES)在新能源消纳方面找到了新的途径^[7]。文献[8]构建一种含碳捕集设备(carbon capture system, CCS)和 P2G 耦合运行的 IES, 验证含 CCS-P2G 的系统在新能源消纳能力和系统运行效益方面的效用。文献[9-10]中系统电解水产生的 H_2 除参加甲烷反应制成天然气之外, 多余 H_2 用于储存或者掺入天然气进行掺氢燃烧, 掺氢燃烧可提高新能源消纳, 但上述文献未考虑掺氢燃烧对设备和普通用户的影响且未分析掺氢燃烧能量利用率。文献[11]在考虑 P2G 技术含电-热-气耦合的 IES 上增加碳交易机制, 进一步降低系统碳排放。文献[12]细化 P2G 过程, 实现电、热、气之间的相互耦合, 充分利用系统各阶段能量, 提升系统运行效益。上述文献利用 P2G 技术提升新能源消纳水平, 并提高系统运行经济效益, 但没有考虑甲烷反应余热的回收和

电解水阶段产生的 O_2 的利用。

作为实现双碳目标的重要途径, 碳捕集技术快速发展。具有更高碳捕集效率和更低碳捕集成本的富氧燃烧(oxygen-enriched combustion, OEC)技术受到广泛关注。文献[13]对富氧燃烧电厂的设备成本、运营成本、碳排放成本进行经济性分析。文献[14]对 100 kW 的加压循环流化床富氧燃烧热态试验装置实现 OEC 技术的规模化示范, 结果表明, OEC 状态下干烟气中 CO_2 的浓度能够达到 90%, 说明 OEC 技术与含 CCS 综合能源系统低碳经济调度的结合具有可行性。文献[15]对基于 OEC 技术的燃煤电厂多能源耦合模型进行研究, 分析 OEC 技术对系统碳排放、IES 调度、系统运行效益的影响。文献[16]构建考虑 OEC 技术的 IES, 研究 OEC 技术改造后发电厂运行原理, 以 CO_2 和 O_2 的混合气体作为助燃气体, 得到高浓度 CO_2 尾气, 使得 CCS 功耗大大降低。以上文献均只考虑单一 OEC 技术对 IES 运行的影响, 未研究 OEC 技术与 P2G 联合运行下 IES 的运行调度情况, 亦未研究 O_2 浓度对锅炉效率和 IES 运行调度的影响。

当前太阳能发电是极具发展前景的可再生能源发电技术^[17-18], 光伏发电是太阳能最常见的利用方式, 转换效率可达 22%^[19]。太阳能还有一种比较常见的利用方式就是光热电站, 光热电站灵活可控的太阳能利用方式可以提高新能源的消纳水平^[20]。文献[21]构建基于储能和光热电站的多能耦合的 IES, 以光热电站充当系统热电联产机组, 建立优化调度模型, 利用光热电站供热、发电的灵活性优化

收稿日期: 2024-11-09; 修回日期: 2025-01-21

基金项目: 江西省自然科学基金资助项目(20232BAB212021)

率,但 O_2 浓度增加后循环烟气排烟量和 O_2 损耗会增加,故锅炉效率在 O_2 达到一定浓度后提升速度变缓,锅炉效率与 O_2 浓度的关系如图 2 所示。

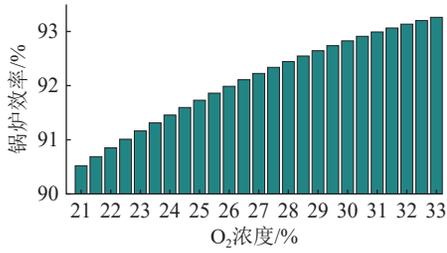


图 2 锅炉效率与 O_2 浓度的关系

Fig.2 The relationship between boiler efficiency and oxygen concentration

1.3 P2G 运行原理及模型

(1) P2G 两阶段运行模型如下:

$$Q_{H_2,t}^{el} = \eta_{el} P_{e,t}^{el} / H_g \quad (6)$$

$$Q_{CH_4,t}^{me} = \mu Q_{H_2,t}^{el} \quad (7)$$

$$Q_{CH_4,t}^{me} = \lambda \pi (Q_{CO_2,t}^{me} + Q_{CO_2,t}^{buy}) / 1000 \quad (8)$$

式中: $Q_{H_2,t}^{el}$ 为 t 时段电解槽产生的 H_2 的体积; η_{el} 为电解槽产生 H_2 的效率; $P_{e,t}^{el}$ 为 t 时段电解槽的输入功率; H_g 为 H_2 热值; $Q_{CH_4,t}^{me}$ 为 t 时段甲烷反应产生的天然气的体积; $Q_{CO_2,t}^{me}$ 为 t 时段捕集的 CO_2 中参与甲烷反应的 CO_2 体积; $Q_{CO_2,t}^{buy}$ 为 t 时段购买的 CO_2 体积; μ 、 λ 分别为甲烷与 H_2 、 CO_2 的摩尔关系。

(2) 甲烷反应为放热反应,其放热模型如下:

$$P_{h,t}^{me} = \zeta Q_{CH_4,t}^{me} \quad (9)$$

式中: $P_{h,t}^{me}$ 、 ζ 分别为 t 时段甲烷反应放热功率和放热系数。

1.4 混合光能利用方式及模型

文中针对光伏发电和光热发电的特点,在总辐射面积不变的情况下将 2 种发电形式混合利用。在基础模型仅有光热电站的基础上新增光伏电

站。在总辐射面积不变的情况下,调整光伏电站太阳能板和光热电站定日镜的面积以调整电站容量,研究不同辐射面积配比下系统运行调度情况。光伏以满足电负荷为主,光热以满足热负荷为主。电能富余时可通过电锅炉进行电热转换,热能富余时可通过蒸汽轮机进行发电,实现混合光能的电热耦合。

光伏电站和光热电站模型如下:

$$S = S_{pv} + S_{sf} \quad (10)$$

$$P_{e,t}^{pv} = \eta_{pv} S_{pv} D_t \quad (11)$$

$$P_{h,t}^{sf} = \eta_{sf} S_{sf} D_t \quad (12)$$

$$P_{e,t}^{sf} = \eta_{st} P_{dis2,t}^{tes} + P_{e,t}^{st1} \quad (13)$$

式中: S_{pv} 、 S_{sf} 、 S 分别为光伏电站、光热电站的光照辐射面积和总光照辐射面积; $P_{e,t}^{pv}$ 为 t 时段光伏发电功率; η_{pv} 为光伏发电效率; D_t 为 t 时段光照强度; $P_{h,t}^{sf}$ 为 t 时段光热电站吸收的热辐射功率; η_{sf} 为光热电站的光热转换效率; $P_{e,t}^{sf}$ 为 t 时段光热电站的发电功率; $P_{dis2,t}^{tes}$ 为 t 时段光热电站用于发电的热功率; η_{st} 为光热电站的汽轮机发电效率; $P_{e,t}^{st1}$ 为 t 时段光热电站直接通过蒸汽轮机发电的电功率。

2 IES 模型结构

2.1 IES 系统结构及能量流

文中构建的 IES 模型配置如图 3 所示,包含 CCS、两阶段 P2G 装置、火电厂、燃气锅炉、燃气轮机、余热锅炉、电锅炉、ASU、风力机组、蒸汽轮机、热储装置、电储能装置、光伏电站、光热电站、电负荷、热负荷、天然气负荷等。文中为提高风能消纳,制定弃风惩罚,通过惩罚和奖励鼓励系统多使用可再生能源。

2.2 系统设备模型

(1) 燃气轮机模型。燃气轮机余热除了供热外

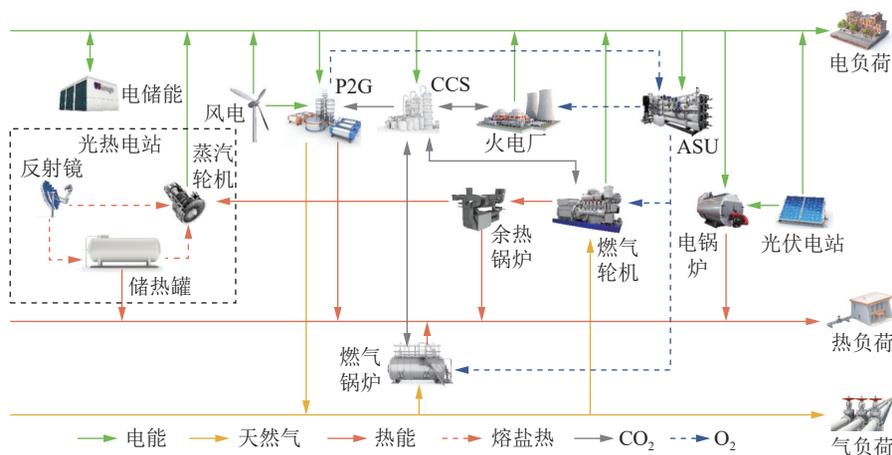


图 3 IES 配置及能量流

Fig.3 IES configuration and energy flow

还可与储热罐通过余热锅炉进行热交换,用于蒸汽轮机发电。

$$\begin{cases} \lambda_{ng} Q_{g,t}^{st} \eta_{gt} = P_{e,t}^{st} + P_{h,t}^{hrb} \\ P_{h,t}^{hrb} = k P_{e,t}^{st} \\ P_{h,t}^{hrb} = P_{e,t}^{st2} / \eta_{st} + P_{h,t}^{st} \end{cases} \quad (14)$$

式中: λ_{ng} 为天然气热值; $Q_{g,t}^{st}$ 为 t 时段燃气轮机消耗的天然气体积; $P_{e,t}^{st}$ 为 t 时段燃气轮机发电功率; $P_{h,t}^{hrb}$ 为 t 时段燃气轮机余热功率; η_{gt} 为燃气轮机效率; $P_{e,t}^{st2}$ 为 t 时段燃气轮机余热发电功率; $P_{h,t}^{st}$ 为 t 时段燃气轮机余热供热功率; k 为燃气轮机热电系数。

(2) CCS 相关模型。CCS 捕集火电厂、燃气轮机、燃气锅炉产生的 CO_2 。其运行电能消耗模型及 CO_2 捕集模型如下:

$$\begin{cases} P_{e,t}^{CCS} = P_{v,t}^{CCS} + P_{c,t}^{CCS} \\ P_{c,t}^{CCS} = \lambda_{CCS} Q_{CO_2,t}^{CCS} \\ Q_{CO_2,t}^{XCCS} = (1 - \eta_{CCS}) Q_{CO_2,t} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{e,t}^{CCS}$ 为 t 时段 CCS 消耗电能; $P_{v,t}^{CCS}$ 、 $P_{c,t}^{CCS}$ 分别为 CCS 在 t 时段的固定耗能和运行耗能; $Q_{CO_2,t}^{CCS}$ 为 CCS 在 t 时段捕获的 CO_2 体积; $Q_{CO_2,t}$ 、 $Q_{CO_2,t}^{XCCS}$ 分别为 t 时段系统产生的 CO_2 量和实际 CO_2 排放量; λ_{CCS} 为 CCS 捕获 CO_2 单位功耗系数; η_{CCS} 为 CCS 的捕获效率。

(3) 设备碳排放模型。系统中含有 3 个碳排放设备,分别为火电厂、燃气轮机、燃气锅炉,产生 CO_2 的模型如下:

$$Q_{CO_2,i,t} = \alpha_i P_{e,i,t}^2 + \beta_i P_{e,i,t} + \gamma_i \quad i \in \Omega_C \quad (16)$$

$$Q_{CO_2,t} = \sum_{i \in \Omega_C} Q_{CO_2,i,t} \quad (17)$$

式中: $Q_{CO_2,i,t}$ 为 t 时段设备 i 产生的 CO_2 的体积; Ω_C 为系统中产生 CO_2 的设备的集合; $P_{e,i,t}$ 为 t 时段设备 i 的功率; α_i 、 β_i 、 γ_i 为设备 i 的排碳系数。

(4) 储热罐热电耦合模型。储热装置可吸收光热电站获得的太阳能,储热装置中的热能可直接供给热负荷或通过驱动蒸汽轮机发电,其耦合模型如下:

$$\begin{cases} P_{h,t}^{sf} = P_{e,t}^{st1} / \eta_{st} + P_{ch,t}^{les} \\ P_{e,t}^{sf} = P_{e,t}^{st1} + P_{dis2,t}^{les} \eta_{st} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{ch,t}^{les}$ 、 $P_{dis2,t}^{les}$ 分别为 t 时段光热电站储热功率和储热罐用于蒸汽轮机发电的热功率。

(5) 为解决系统弃风问题,文中设置 P2G 设备优先使用风电,其能量交换模型如下:

$$P_{av,t}^{wp} = P_{e,t}^{wp} + P_{curt,t} \quad (19)$$

$$P_{e,t}^{wp} = P_{e,t}^{el} + P_{net,t}^{wp} \quad (20)$$

式中: $P_{av,t}^{wp}$ 为 t 时段风电总发电功率; $P_{e,t}^{wp}$ 为 t 时段风

电输出的电功率; $P_{curt,t}$ 为 t 时段弃风功率; $P_{net,t}^{wp}$ 为 t 时段风电供应负荷功率。

(6) 燃气设备出力约束和储能设备容量约束。

$$\begin{cases} E_{min}^{tes} \leq E_t^{tes} \leq E_{max}^{tes} \\ E_{min}^{ees} \leq E_t^{ees} \leq E_{max}^{ees} \end{cases} \quad (21)$$

$$E_t^{tes} = (1 - \gamma^{tes}) E_{t-1}^{tes} - \frac{P_{dis1,t}^{tes} + P_{dis2,t}^{tes}}{\eta_{dis}^{tes}} + P_{ch,t}^{tes} \eta_{ch}^{tes} \quad (22)$$

$$E_t^{ees} = (1 - \gamma^{ees}) E_{t-1}^{ees} - \frac{P_{dis,t}^{ees}}{\eta_{dis}^{ees}} + P_{ch,t}^{ees} \eta_{ch}^{ees} \quad (23)$$

式中: E_{min}^{tes} 、 E_{max}^{tes} 分别为储热罐最小、最大容量; E_{min}^{ees} 、 E_{max}^{ees} 分别为电储能最小、最大容量; E_t^{tes} 、 E_t^{ees} 分别为 t 时段储热罐、电储能容量; $P_{dis1,t}^{tes}$ 为 t 时段储热罐用于供热的热功率; $P_{ch,t}^{ees}$ 、 $P_{dis,t}^{ees}$ 分别为 t 时段电储能充电功率和放电功率; γ^{tes} 、 γ^{ees} 分别为热储能、电储能损耗系数; η_{dis}^{tes} 、 η_{ch}^{tes} 分别为热储能释放、储能效率; η_{dis}^{ees} 、 η_{ch}^{ees} 分别为电储能释放、储能效率。

(7) 电解槽、CCS、电锅炉、燃气设备功率约束。设备爬坡参考文献[12], ASU 运行约束参考文献[16]。

2.3 碳交易机制及其模型

(1) 碳排放配额模型。

$$\begin{cases} Q_{em} = \alpha_{cet} (P_{e,t}^{st} + P_{e,t}^{wp} + P_{e,t}^{sf} + P_{e,t}^{pv}) \\ Q_{CO_2,t}^{XCCS} = Q_{tpc,t} + Q_{gtc,t} + Q_{gbc,t} - Q_{CO_2,t}^{CCS} \end{cases} \quad (24)$$

式中: Q_{em} 为系统中碳排放配额; α_{cet} 为单位功率碳排放配额; $P_{e,t}^{wp}$ 为 t 时段火电厂输出电功率; $Q_{tpc,t}$ 、 $Q_{gtc,t}$ 、 $Q_{gbc,t}$ 分别为 t 时段火电厂、燃气轮机、燃气锅炉碳排放量。

(2) 碳交易成本模型。

$$F_{CET} = \sum_{t=1}^T \varepsilon (Q_{CO_2,t}^{XCCS} - Q_{em}) \quad (25)$$

式中: F_{CET} 为碳交易成本; ε 为碳交易成本系数; T 为一天内总时段。

3 IES 低碳经济调度模型

3.1 目标函数

文中 IES 调度目标为每日运行总成本最小,包括调度成本 F_D 、运维成本 F_O 、碳成本 F_C 、弃风成本 F_W 、设备成本 F_T 和对外出售成本 F_S 。经济调度模型如下:

$$F = \min(F_D + F_O + F_C + F_W + F_T - F_S) \quad (26)$$

(1) F_D 包括从外部购买的电、热、气成本,其模型如下:

$$F_D = \sum_{t=1}^T (r_{e,t} P_{e,t}^{buy} + r_{h,t} P_{h,t}^{buy} + r_{g,t} Q_{g,t}^{buy}) \quad (27)$$

式中: $r_{e,t}$ 、 $r_{h,t}$ 、 $r_{g,t}$ 分别为 t 时段电价、热价、气价; $P_{e,t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{h,t}^{\text{buy}}$ 、 $Q_{g,t}^{\text{buy}}$ 分别为 t 时段购买的电能、热能、天然气。

(2) F_O 包括设备的运行、维护、煤炭消耗、启动、关断成本,其模型如下:

$$F_O = \sum_{t=1}^T \left[C_{\text{coal}} P_{e,t}^{\text{pp}} + \sum_{i \in \Omega} C_{\text{on}} x_{i,t} (1 - x_{i,t-1}) + \sum_{i \in \Omega} C_{\text{off}} x_{i,t} (1 - x_{i,t-1}) + \sum_{i \in \Omega} C_{i,\text{om}} P_{i,t} \right] \quad (28)$$

式中: C_{coal} 为火力电厂单位功率煤炭成本; Ω 为系统运行的各设备集合; C_{on} 、 C_{off} 分别为启动成本和关断成本; $C_{i,\text{om}}$ 为设备 i 的单位功率运行维护成本; $P_{i,t}$ 为 t 时段设备 i 的运行功率; $x_{i,t}$ 为 t 时段设备 i 运行状态。

(3) F_C 为 IES 中与 CO_2 相关的成本,包括碳交易成本 F_{CET} 、购买 CO_2 成本、 CO_2 封存成本,其模型如下:

$$F_C = F_{\text{CET}} + \sum_{t=1}^T (r_c Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{buy}} + r_{\text{om}} Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{sto}}) \quad (29)$$

式中: $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{buy}}$ 、 $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{sto}}$ 分别为 t 时段购买的 CO_2 体积和存储的 CO_2 体积; r_c 、 r_{om} 分别为购买和封存 CO_2 的成本系数。

(4) 系统弃风成本模型如下:

$$F_W = C_p \sum_{t=1}^T P_{\text{curt},t} \quad (30)$$

式中: C_p 为弃风成本系数。

(5) 设备成本模型。因系统优化需要,文中新增 P2G、CCS、ASU、光伏电站等设备并对光热电站容量进行调整,设备成本参数参考文献[16]。设备成本计算模型如下:

$$F_T = \frac{T_g + T_c + T_a + T_v + T_s}{365N_k} \quad (31)$$

式中: T_g 、 T_c 、 T_a 、 T_v 分别为 P2G、CCS、ASU、光伏电站的初始投资成本; T_s 为光热电站容量调整造成的成本变化; N_k 为设计使用寿命。

3.2 约束条件

电功率、热功率及天然气平衡约束见式(32)~式(34)。

$$P_{e,t}^{\text{sell}} + P_{e,t}^{\text{el}} + P_{e,t}^{\text{CCS}} + P_{\text{ch},t}^{\text{ees}} + P_{e,t}^{\text{eb}} + P_{e,t}^{\text{l}} + P_{e,t}^{\text{asu}} = P_{e,t}^{\text{pp}} + P_{e,t}^{\text{wp}} + P_{e,t}^{\text{gt}} + P_{e,t}^{\text{buy}} + P_{\text{dis},t}^{\text{ees}} + P_{e,t}^{\text{sf}} + P_{e,t}^{\text{pv}} \quad (32)$$

$$P_{h,t}^{\text{sell}} + P_{h,t}^{\text{l}} = P_{h,t}^{\text{gt}} + P_{h,t}^{\text{buy}} + P_{h,t}^{\text{gb}} + P_{h,t}^{\text{me}} + P_{h,t}^{\text{eb}} + P_{h,t}^{\text{les}} \quad (33)$$

$$Q_{g,t}^{\text{buy}} + Q_{\text{CH}_4,t}^{\text{me}} = Q_{g,t}^{\text{sell}} + Q_{g,t}^{\text{gt}} + Q_{g,t}^{\text{gb}} + Q_{g,t}^{\text{l}} \quad (34)$$

式中: $P_{e,t}^{\text{l}}$ 、 $P_{h,t}^{\text{l}}$ 、 $Q_{g,t}^{\text{l}}$ 分别为 t 时段电负荷、热负荷、气负荷; $P_{e,t}^{\text{sell}}$ 、 $P_{h,t}^{\text{sell}}$ 、 $Q_{g,t}^{\text{sell}}$ 分别为 t 时段对外出售的电

能、热能、天然气; $P_{e,t}^{\text{eb}}$ 、 $P_{h,t}^{\text{eb}}$ 分别为 t 时段电锅炉电功率和热功率; $P_{h,t}^{\text{gb}}$ 、 $Q_{g,t}^{\text{gb}}$ 分别为 t 时段燃气锅炉热功率和消耗的天然气体积。

3.3 模型求解

文中构建的 IES 调度模型优化变量中包含各设备的运行状态,在建模过程中引入非线性模型,为求解设备各时段出力 $\{X_2\}$ 、耗氧设备各时段最佳供氧状态 $\{X_1\}$ 以及系统最小运行成本 F ,文中采用遗传算法联合 Gurobi 求解器进行求解。遗传算法随机生成耗氧设备各时段供氧浓度 $\{X_1\}$, $\{X_1\}$ 与系统其他参数合并后输入 Gurobi 求解器求解,以系统最小成本 F 为目标,计算各设备出力 $\{X_2\}$ 。通过遗传算法迭代求出最优解,遗传算法种群规模为 200,迭代次数为 500,求解计算流程如图 4 所示。

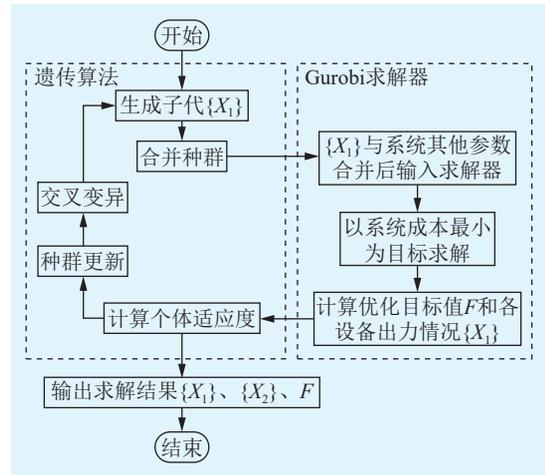


图 4 联合优化算法求解流程

Fig.4 Solution process of joint optimization algorithm

4 算例分析

4.1 案例介绍

采用北方某地区典型日的数据,该典型日的电、热、气负荷预测值和风速、光照强度预测值如图 5、图 6 所示。

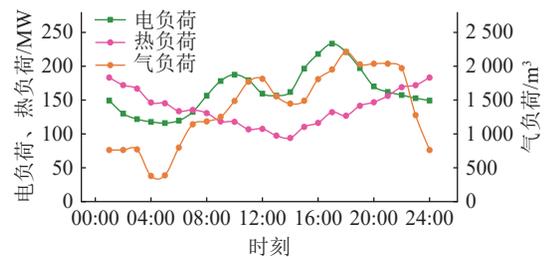


图 5 电、热、气负荷预测值

Fig.5 Electricity, heat, gas load predicted values

为验证文中所提 IES 模型的有效性,设置 4 个对比场景进行分析。

场景 1: 不考虑 P2G、CCS 设备和 OEC 技术,

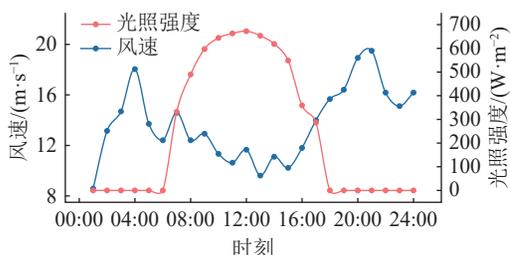


图6 风速、光照强度预测值

Fig.6 Wind speed, solar intensity predicted value

光能利用方面仅考虑光热电站;

场景 2: 在场景 1 基础上添加 P2G、CCS 设备;

场景 3: 在场景 2 基础上进行 OEC 技术改进;

场景 4: 采用文中优化调度策略, 即在场景 3 的基础上进行混合光能利用。

4.2 各场景调度成本及碳排放分析

各场景调度结果如表 1 所示, 场景 1 中风力发电最高可达 250 MW, 大量新能源电能无法完全被储能调节吸收, 导致弃风成本高达 264.10 万元。增加 P2G、CCS 设备后, 弃风成本降为 0, 表明 P2G 设备对于新能源电能有巨大的消纳作用, CCS 的加入使 CO₂ 排放减少了 2 150.21 t。对耗氧设备进行 OEC 技术改进后, 碳排放量由场景 2 的 325.59 t 下降为 78.69 t, 主要原因是 OEC 技术改进后, 排放烟气中 CO₂ 浓度提高, CCS 的捕获效率大幅度提升。虽然增加 ASU 设备使得运维成本增加 6.06 万元, 但 CCS 功耗的下降使得系统整体功耗下降, 外购电能减少, 调度成本下降 13.41 万元。场景 4 中, 进行混合光能利用后, 光能出力提升, 外购电能、热能下降, 对外成本下降 2.43 万元。光能出力的增加使得发电设备出力减少, 系统的运维成本下降 1.47 万元。虽增加光伏电站, 但同时光热电站容量也减少, 而光热电站单位容量成本更高, 故设备变化成本减少 0.81 万元。

表 1 各场景调度结果

Table 1 Scheduling results of each scenario

| 调度数据 | 场景1 | 场景2 | 场景3 | 场景4 |
|-----------|----------|--------|--------|--------|
| 调度成本/万元 | 218.99 | 23.23 | 9.82 | 7.79 |
| 运维成本/万元 | 34.30 | 74.18 | 80.24 | 78.77 |
| 碳成本/万元 | 27.87 | 8.05 | 7.35 | 7.03 |
| 弃风成本/万元 | 264.10 | 0 | 0 | 0 |
| 对外销售成本/万元 | -3.00 | -0.55 | -0.92 | -3.35 |
| 设备变化成本/万元 | 0 | 6.03 | 13.92 | 13.11 |
| 总成本/万元 | 542.26 | 110.94 | 110.41 | 103.35 |
| 碳排放量/t | 2 475.80 | 325.59 | 78.69 | 76.67 |

综上, 系统优化过程中虽增加了设备投资成本, 但系统优化后的运行成本、碳排放下降更为显著。

4.2.1 系统各设备出力分析

图 7 为场景 4 中各设备的出力情况。可知, 场景 4 中风电出力比较充足, 大部分时段都超过 200 MW, 这得益于 P2G 和 CCS 设备提升了风电的消纳能力。在 01:00—06:00, 光热电站无法向系统提供足够的热能, 此时热能主要由电锅炉、燃气锅炉等供应, 系统天然气消耗量增加。为满足天然气消耗, P2G 设备耗能增加, 制造的天然气增加。01:00、03:00、05:00 因光能供热的不足, 系统出现购买热功率的情况。07:00—14:00, 光照逐渐增强, 由于光伏、光热的合理配置, 此时供热、供电均可得到满足, 07:00—10:00, 出现多余电能出售, 说明光伏、光热的配置使得系统光能利用率提高。15:00—18:00, 系统的供热一部分由光热电站吸收太阳能后直接供热, 另一部分由储热罐储存的热量供热, 因光照的减弱, 逐步替换到电锅炉和燃气锅炉供热, 由于该时段风力逐渐增强, P2G 供气能力增强。19:00—24:00, 风力再次达到峰值, P2G 功耗也达到峰值。19:00—24:00, 夜间热负荷增加, 储热罐释放白天储存的多余热能, 系统内部供热达到平衡。

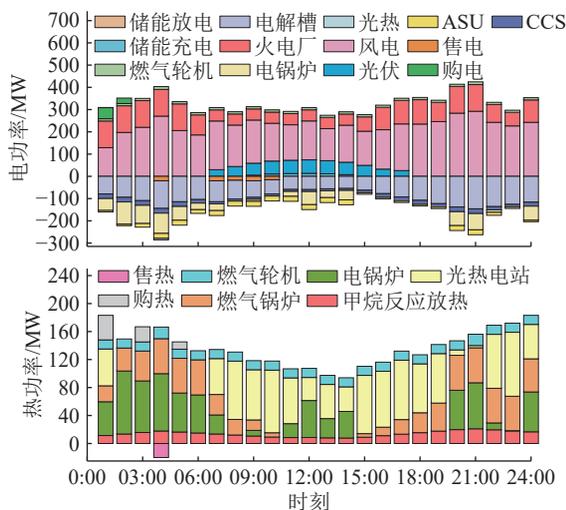


图 7 场景 4 中各设备出力情况

Fig.7 Output of each equipment in scenario 4

4.2.2 P2G 与 CCS 功耗调节分析

在风电渗透率高的情况下, 若以调节机组输出功率适应风电的波动会增加调度难度。文中将 P2G 和 CCS 耦合, 以吸收负载侧的多余风电。图 8 为可用风电及 P2G、CCS 功耗, 可以观察到, P2G 的输入功率曲线与风电的波动趋势大体一致, 在 04:00 达到第一个峰值点后振荡向下, 在 13:00 达到最低点后又向上行, 21:00 到达第二个峰值, 随后振荡下行。整体一致的走势说明, CCS 与 P2G 设备的耦合可使得系统能够高度贴合风电走势情况, 极大

地提升了系统与风力电能的粘度,提高了系统的新能源消纳水平。

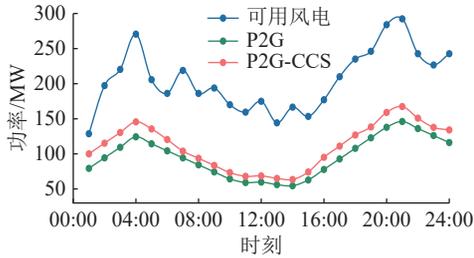


图 8 可用风电及 P2G、CCS 功耗
Fig.8 Available wind power and P2G, CCS power consumption

4.3 OEC 技术优化分析

4.3.1 OEC 技术改造后 CCS 功耗分析

OEC 技术改造前后,即场景 2、场景 3 中 CCS 功耗对比如图 9 所示。系统经 OEC 技术改造后,CCS 的捕获效率得到提高,功耗系数大幅度下降,故场景 3 虽添加 ASU 设备但是 ASU-CCS 整体功耗会比场景 2 的单一 CCS 设备有所下降,24 h 内总功耗由 902.64 MW 下降为 779.31 MW,表明 OEC 技术改造后系统整体功耗降低,CCS 碳捕集效率得到提升。

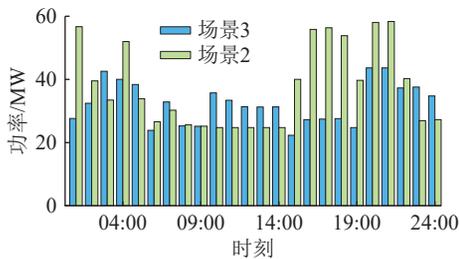


图 9 CCS 功耗对比
Fig.9 Comparison of power consumption of CCS

4.3.2 储氧罐负荷时移特性分析

图 10 为储氧罐 O_2 调度情况,可以看出储氧罐主要是在 07:00—14:00、20:00—24:00 储存 ASU 产生的 O_2 ,该时段电负荷处于相对低点。在 01:00—02:00、05:00—06:00、15:00—19:00 释放储氧罐中的 O_2 ,该时段电负荷处于相对高点。表明在系统实际调度中,在电负荷处于相对低点时 ASU 利用储氧罐充分制氧,在电负荷处于相对高点时系统降低了 ASU 出力,利用储氧罐释放 O_2 。表明 ASU 配合储氧罐可实现负荷调节从而优化系统调度。

4.3.3 O_2 浓度对锅炉及系统运行影响

图 11 为各耗氧设备的供氧调度情况,可以看出,火电厂、燃气轮机、燃气锅炉等设备 O_2 浓度的整体趋势相近, O_2 浓度均在 30% 以上。表明虽然增加 O_2 浓度会增加 O_2 损耗,但锅炉效率的提升对

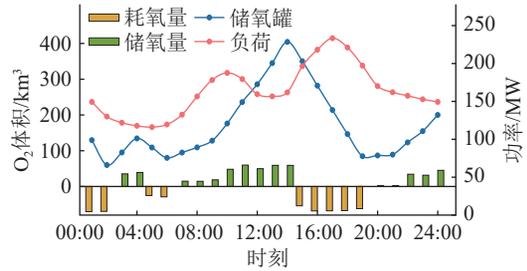


图 10 储氧罐利用情况
Fig.10 Utilization of oxygen storage tank

系统运行成本影响更大。系统调度时并未全部选择最高的 O_2 浓度(33%),是因为在部分时段负荷较高情况下, O_2 达到一定浓度后,锅炉效率上升缓慢,效率提升带来的经济效益与氧气损耗成本、用电成本相抵消。由图 9 可以看出 O_2 浓度最佳运行区间为 30%~33%。

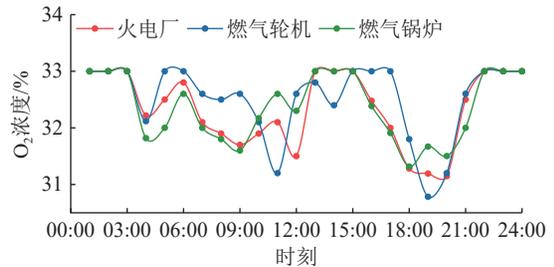


图 11 各设备供氧情况
Fig.11 Oxygen supply to each device

4.4 混合光能利用分析

4.4.1 光热电站辐射面积配比分析

图 12 为光热电站不同辐射面积配比对系统运行效益和碳排放的影响。从混合光能利用的原理可知,合理的配比可以增加光能出力,减少化石能源使用,从而减少碳排放,故总成本与碳排放的最低点为同一点。以文中算例模型为基础,在配比 24 h 不变的情况下计算最优配比为 0.606 6,即光热电站光照辐射面积占比为 60.66%。

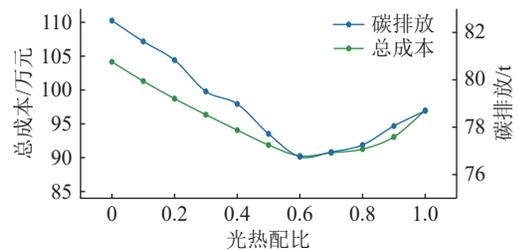


图 12 不同配比下系统运行情况
Fig.12 System operation under different ratios

4.4.2 光能出力分析

文中模型光能部分由光伏电站和光热电站混合利用完成,图 13 为不同场景光能出力情况。在 01:00—06:00,场景 3 和场景 4 均利用储热罐的热

量进行供热,故出力一样。在 07:00—19:00,场景 4 出力大于场景 3,表明在有光照的情况下,混合光能场景的光能出力大于单一利用方式场景的光能出力。其中 11:00—14:00 光照较强而热负荷处于波谷,系统将多余光能以储热的方式储存,故出力下降。在 20:00—24:00,没有光照,因场景 3 的光热电站辐射面积更大,储热量大于场景 4,故场景 3 可利用储热罐释放更多的热能,使得光能出力大于场景 4。从 24 h 调度情况看,场景 4 光能总出力为 1 682.8 MW,场景 3 为 1 532.7 MW,场景 4 相比场景 3 光能总出力提升 9.79%。

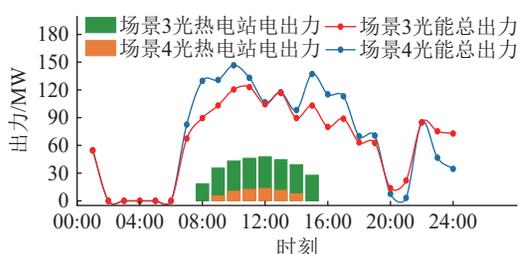


图 13 光能出力

Fig.13 Contribution of solar power

4.4.3 混合光能利用中最优配比分析

场景 3、场景 4 的光能利用率如图 14 所示。07:00—08:00、16:00—17:00 时,光照不强,储热罐的储热功率未达到上限,且热负荷较高,场景 3 中光热电站将吸收的辐射热能大部分用于供热或者储存在储热罐,故光能利用率高于场景 4。09:00—15:00 光照强度高,场景 3 的光热电站吸收的热功率已高于储热罐储热功率上限,多余热能将用于发电,由于光热电站的发电效率低,故该时段场景 3 的光能利用率低于场景 4。其中场景 4 的光热电站光照面积更少,在光照强度高时,受储热功率上限影响更低。综上可知,光能利用效率与光照强度、储热功率等因素相关。

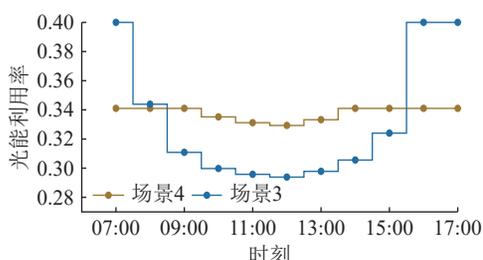


图 14 不同场景光能利用率

Fig.14 Solar energy utilization rates of different scenario

5 结论

文中构建考虑 P2G 富氧改进和混合光能利用的 IES 模型,配合多种场景进行分析得出以下结论:

(1) 系统中 P2G、CCS 设备使得系统运行成本和碳排放大幅度下降,并且完全吸收了风电发出的电能,表明 P2G-CCS 的耦合运行可有效降低碳排放,提升风电消纳和系统整体运行效益。

(2) OEC 技术的关键在于以 O_2/CO_2 作为助燃气体,提高了尾气中 CO_2 浓度,从而优化碳捕集过程,降低了碳排放量。系统经 OEC 技术改进后可通过控制设备供氧浓度来提升锅炉效率,以降低碳排放和提升系统运行效益。ASU 调节负荷的特性,使系统能够更好地削峰填谷,优化调度。

(3) 进行混合光能利用是从提高光能效率上提升光能出力水平。通过调度数据可知,进行混合光能利用后系统光能出力提升 9.79%,表明混合光能利用可有效提升光能利用率和出力水平。在实际生产中,光能利用率与光照辐射强度、储热功率上限、光热配比均有联系,故在其他场景地区考虑光伏电站、光热电站配置时应综合考虑地区光照、系统设备容量配置等因素。

参考文献:

[1] 汤奕,易俊,薛峰. “双碳”目标下的新型电力系统规划与运行[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(3): 241-242.
TANG Yi, YI Jun, XUE Feng. Planning and operation of new power system under the goal of "dual carbon"[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(3): 241-242.

[2] 张全斌,周琼芳. 基于“双碳”目标的中国火力发电技术发展路径研究[J]. 发电技术, 2023, 44(2): 143-154.
ZHANG Quanbin, ZHOU Qiongfang. Research on the development path of China's thermal power generation technology based on the goal of "carbon peak and carbon neutralization"[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(2): 143-154.

[3] 李政,张东杰,潘玲颖,等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议[J]. 动力工程学报, 2021, 41(11): 905-909, 971.
LI Zheng, ZHANG Dongjie, PAN Lingying, et al. Low-carbon transition of China's energy sector and suggestions with the 'carbon-peak and carbon-neutrality' target[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(11): 905-909,971.

[4] 舒印彪,赵勇,赵良,等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663-1672.
SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663-1672.

[5] 张帅泽,王丹,贾宏杰,等. 基于 IGDT 理论的电-热耦合系统低碳扩展规划[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(5): 512-528.
ZHANG Shuaize, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Low-carbon expansion planning of electric thermal coupling system based on IGDT theory[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(5): 512-528.

- [6] 许洪华, 邵桂萍, 鄂春良, 等. 我国未来能源系统及能源转型现实路径研究[J]. 发电技术, 2023, 44(4): 484-491.
XU Honghua, SHAO Guiping, E Chunliang, et al. Research on China's future energy system and the realistic path of energy transformation[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(4): 484-491.
- [7] ZHANG G M, WANG W, CHEN Z Y, et al. Modeling and optimal dispatch of a carbon-cycle integrated energy system for low-carbon and economic operation[J]. Energy, 2022, 240: 122795.
- [8] 袁桂丽, 刘骅骐, 禹建芳, 等. 含碳捕集热电机组的虚拟电厂热电联合优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 4440-4449.
YUAN Guili, LIU Huaqi, YU Jianfang, et al. Combined heat and power optimal dispatching in virtual power plant with carbon capture cogeneration unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12): 4440-4449.
- [9] 李剑峰, 姜涛, 窦文雷, 等. 电-热-氢综合能源系统鲁棒区间优化调度[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 44-54.
LI Jianfeng, JIANG Tao, DOU Wenlei, et al. Robust interval optimal dispatch of integrated electricity and district heating system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 44-54.
- [10] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2042-2054.
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2042-2054.
- [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] LI X, LI T X, LIU L, et al. Operation optimization for integrated energy system based on hybrid CSP-CHP considering power-to-gas technology and carbon capture system[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 391: 136119.
- [13] OBOIRIEN B O, NORTH B C, KLEYN T. Techno-economic assessments of oxy-fuel technology for South African coal-fired power stations[J]. Energy, 2014, 66: 550-555.
- [14] 咎海峰, 陈晓平, 刘道银, 等. 100 kW_{th} 加压循环流化床富氧燃烧试验研究[J]. 煤炭学报, 2022, 47(10): 3822-3828.
ZAN Haifeng, CHEN Xiaoping, LIU Daoyin, et al. Experimental research on oxygen-enriched combustion at 100 kW_{th} pressurized circulating fluidized bed[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(10): 3822-3828.
- [15] 张全斌, 周琼芳. 燃煤电厂碳-氢-风-光-电耦合模型初探: 基于“富氧燃烧”CO₂捕集技术[J]. 中国国土资源经济, 2023, 36(12): 10-17.
ZHANG Quanbin, ZHOU Qiongfang. A preliminary study on the coupled carbon-hydrogen-wind-light-electric model for coal-fired power plants: based on CO₂ capture technology of 'oxygen-enriched combustion'[J]. Natural Resource Economics of China, 2023, 36(12): 10-17.
- [16] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 592-608.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 592-608.
- [17] 张金平, 周强, 王定美, 等. 太阳能光热发电技术及其发展综述[J]. 综合智慧能源, 2023, 45(2): 44-52.
ZHANG Jinping, ZHOU Qiang, WANG Dingmei, et al. Review on solar thermal power generation technologies and their development[J]. Integrated Intelligent Energy, 2023, 45(2): 44-52.
- [18] 字琼珍, 王昌梅, 吴凯, 等. “双碳”目标下中国农村能源发展现状、问题与对策[J]. 南方能源建设, 2024, 11(6): 69-78.
ZI Qiongzhen, WANG Changmei, WU Kai, et al. Current situation, problem and countermeasure of China's rural energy development under the "dual carbon" goal[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(6): 69-78.
- [19] 许伟滨, 陈秋宇, 刘佳坤, 等. 光伏发电效率影响因素研究进展及前景展望[J]. 电器工业, 2023(11): 48-50, 55.
XU Weibin, CHEN Qiuyu, LIU Jiakun, et al. Research progress and prospect of influencing factors of photovoltaic power generation efficiency[J]. China Electrical Equipment Industry, 2023(11): 48-50, 55.
- [20] 张尧翔, 刘文颖, 庞清仑, 等. 高比例风电接入系统光热发电-火电旋转备用优化方法[J]. 电工技术学报, 2022, 37(21): 5478-5489.
ZHANG Yaoliang, LIU Wenying, PANG Qinglun, et al. Optimal power spinning reserve method of concentrating solar power and thermal power for high-proportion wind power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(21): 5478-5489.
- [21] 张大海, 俞韞韵, 王小君, 等. 考虑广义储能及光热电站的电热气互联综合能源系统经济调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 33-42.
ZHANG Dahai, YUN Yunyun, WANG Xiaojun, et al. Economic dispatch of integrated electricity-heat-gas energy system considering generalized energy storage and concentrating solar power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 33-42.
- [22] QI Y C, HU W, DONG Y, et al. Optimal configuration of concentrating solar power in multienergy power systems with an improved variational autoencoder[J]. Applied Energy, 2020, 274: 115124.

[23] 路小娟, 白建聪, 范多进, 等. 风光热储互补发电系统容量配置技术研究[J]. 热力发电, 2024, 53(3): 51-58.
 LU Xiaojuan, BAI Jiancong, FAN Duo jin, et al. Research on capacity configuration technology of wind-solar-thermal-storage complementary power generation system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(3): 51-58.

[24] 高大明, 陈鸿伟, 谷俊杰, 等. 富氧燃烧循环流化床锅炉烟气动态特性与运行经济性分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(S1): 112-121.
 GAO Daming, CHEN Hongwei, GU Junjie, et al. Flue gas dynamic characteristics and operation economic analysis of oxy-fuel combustion circulating fluidized bed boiler[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(S1): 112-121.

[25] 高大明, 陈鸿伟, 杨建蒙, 等. 循环流化床锅炉富氧燃烧与CO₂捕集发电机组运行能耗影响因素分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(5): 1387-1397.
 GAO Daming, CHEN Hongwei, YANG Jianmeng, et al. Influence factor analysis of circulating fluidized bed boiler oxy-fuel combustion and CO₂ capture power generation unit operation energy consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(5): 1387-1397.

[26] 张智羽, 杨勇平, 翟融融. 富氧燃烧锅炉热效率及火用效率影响

因素研究[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2019, 46(6): 81-89.
 ZHANG Zhiyu, YANG Yongping, ZHAI Rongrong. Study on influencing factors of thermal efficiency and exergy efficiency of oxygen-rich boiler[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2019, 46(6): 81-89.

[27] 刘杰, 黄勇理, 曾天成, 等. 典型富氧风烟燃烧系统稳态建模研究[J]. 动力工程学报, 2016, 36(9): 677-682, 696.
 LIU Jie, HUANG Yongli, ZENG Tiancheng, et al. Study on steady-state model of typical oxy-fuel air/gas combustion systems[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2016, 36(9): 677-682, 696.

作者简介:



杨晓辉

杨晓辉(1978), 男, 博士、教授, 研究方向为新能源并网(E-mail: yangxiaohui@ncu.edu.cn);
 万钊(1992), 男, 硕士, 研究方向为综合能源系统优化;
 肖日瑛(2000), 男, 硕士, 研究方向为柔性资源协调优化。

Optimization of integrated energy system considering P2G oxygen-enriched improvement and hybrid solar energy utilization

YANG Xiaohui, WAN Zhao, XIAO Riyang, YANG Zeyu, HU Zecheng, WU Chilyu
 (School of Information Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China)

Abstract: Power to gas (P2G) technology converts electricity energy into natural gas, playing an important role in achieving a low-carbon economic dispatch in an integrated energy system. To solve the problem of underutilized oxygen in the P2G process and further reduce carbon emissions, a low-carbon integrated energy system that considers P2G oxygen-enriched improvement and combined solar energy utilization, handling carbon reduction from the following aspects is proposed. Firstly, the oxygen produced by P2G is mixed with CO₂ as an assistant combustion gas, and P2G utilizes captured CO₂ to produce natural gas for gas-fired units. Secondly, because the boiler efficiency is affected by the oxygen concentration, the optimal oxygen supply state for each period of the oxygen-consuming equipment is determined by a combined algorithm of genetic algorithm and Gurobi solver. Finally, the solar energy efficiency is improved by using mixed solar energy to reduce the use of fossil energy. By introducing oxygen-enriched and combined solar energy into the integrated energy system, a low-carbon economic operation model of the integrated energy system is constructed, and scenarios are set for comparison and verification. The simulation results show that the CO₂ emissions are reduced by 75.83% compared to the oxygen-enriched improvement before, and the total solar energy output is increased by 9.79% compared to the scenario without combined solar energy, indicating that the proposed model can effectively reduce carbon emissions and operating costs.

Keywords: power to gas (P2G); oxygen-enriched combustion; hybrid solar energy; carbon capture; integrated energy system; oxygen concentration

(编辑 方晶)