

多时间尺度下计及综合需求响应和碳捕集-电转气联合运行的综合能源系统优化调度

陈静¹, 杨坤漓¹, 张岩¹, 韩伟², 宋闯²

(1. 郑州工业应用技术学院 机电工程学院, 河南 郑州 451100;

2. 国网河南省电力公司电力科学研究院, 河南 郑州 450000)

摘要:对源侧进行低碳化改造、荷侧辅以综合需求响应策略有利于“双碳”目标的实现。为此,提出一种多时间尺度下计及综合需求响应和碳捕集-电转气联合运行的综合能源系统低碳优化调度策略。源侧在碳捕集电厂中引入储液罐,形成碳捕集电厂的综合灵活运行方式,并构建计及碳捕集电厂和电转气设备的新型联合运行模型;在荷侧分析需求侧资源在不同时间尺度下的响应特性,建立不同时间尺度下的价格型、激励型需求响应模型,通过源荷协调配合提升系统的低碳性能;提出源荷互补的综合能源系统多时间尺度低碳调度策略,构建含综合需求响应的日前-日内-实时调度模型。算例结果表明,所提模型能够充分利用源荷资源参与调节,实现系统低碳、经济、稳定运行。

关键词:综合能源系统;综合灵活运行方式;多时间尺度;综合需求响应;碳捕集电厂;联合运行;电转气;优化调度

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202311007

0 引言

随着环境污染和能源紧缺问题日益严峻,如何构建低碳清洁、可持续发展的能源供应系统对实现碳达峰、碳中和目标以及促进能源行业高质量发展至关重要^[1]。综合能源系统(integrated energy system, IES)融合天然气、可再生能源、传统能源等多种能源形式,对大力发展低碳电力、提升可再生能源消纳能力具有重要意义^[2]。

发展碳捕集与封存技术为降低碳排放量、实现电力系统源侧低碳化提供了有利技术支撑。利用碳捕集与封存技术将常规火电机组改造为碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP),能在降低碳排放量的同时增加捕获到的CO₂利用效益,具有良好的灵活性^[3]。文献[4]阐明了CCPP的运行特性,提出了含CCPP的电力系统低碳经济调度模型,并分析了CCPP的低碳性和经济性。文献[5]将电转气(power-to-gas, P2G)和CCPP相结合,构建了P2G和碳捕集协同的IES调度模型,在减少系统碳排放量的同时提高了运行经济性。文献[6]提出了含CCPP-燃气机组-P2G协同的IES优化模型,实现IES低碳优化以及CO₂二次利用。为了提升CCPP的运行灵活性,文献[7]在分流式CCPP中装设溶液储存

器以形成CCPP综合灵活运行模式,并验证了其风电配合的低碳效益。文献[8]提出了计及CCPP综合灵活运行方式的IES低碳调度模型,通过储液罐的能量转移特性,验证CCPP对降低碳排放量和促进风电消纳的有效性。上述文献针对含CCPP的IES运行模型展开研究,兼顾了IES的经济性和低碳性,但忽略了源、荷不确定性和需求侧资源对CCPP和IES运行的影响。

需求侧资源同样对IES低碳运行和新能源消纳具有重要促进作用。文献[9-10]提出了一种考虑电、热综合需求响应(integrated demand response, IDR)模型的IES优化调度模型,通过仿真验证了采用IDR策略在消纳风力发电时的有效性。文献[11]分别在荷侧引入电力需求响应模型和在源侧引入碳捕集设备,建立了考虑源荷协调的风电电力系统调度模型,但仅针对电能进行考虑。为缓解源、荷预测误差对IES优化运行的影响,研究多时间尺度调度策略对降低源荷不确定性和促进风电消纳具有重要意义^[12]。文献[13]根据各不同能源调度时间差异,以慢速控制、中间控制和快速控制3个子层为目标,建立了考虑能源响应速率的日前和日内优化调度模型,实现了IES的各设备最优出力。文献[14]综合考虑了不同时间尺度下的设备响应特性和运行成本,构建了日前-日内-实时的三时间尺度模型,减少了可再生能源波动并有效提高了系统运行可靠性。但目前对CCPP参与IES优化调度的相关研究大多集中在日前调度阶段,忽略了CCPP在实时阶段的快速调节能力。

收稿日期:2023-04-17;修回日期:2023-09-15

在线出版日期:2023-11-14

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目(5100-202124021A-0-0-00)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(5100-202124021A-0-0-00)

总体而言,上述文献在研究 IES 低碳经济优化运行方面取得了丰富的研究成果,但仍存在以下不足:①需求响应作为实现源荷互动的关键技术,现阶段鲜有研究充分考虑源侧 CCPP 与荷侧 IDR 的协调配合;②IDR 资源在不同时间尺度下具有不同的调节速率和响应特性,少有研究充分考虑不同时间尺度下的 IDR 资源对 IES 运行的影响,未充分发挥其响应能力;③在含 CCPP 的 IES 优化研究中,多数研究仅集中于日前调度阶段,未充分考虑不同时间尺度下源侧 CCPP 与荷侧 IDR 的协调机理。因此,亟需针对 IDR 在不同时间尺度下的差异性,充分挖掘需求侧资源的响应能力和灵活性,建立一种能同时考虑源侧 CCPP 和荷侧需求响应的联合优化的 IES 运行模型。

基于此,为了探究源侧 CCPP 与荷侧 IDR 的协调配合以及 IES 的低碳特性,本文提出了多时间尺度下考虑 CCPP-P2G 联合运行和 IDR 的 IES 低碳经济优化调度策略。首先,建立了计及综合灵活运行方式的 CCPP-P2G 联合运行模型,在提升风电消纳的同时解决了 P2G 的碳源问题;然后,考虑 IDR 资源在不同时间尺度下具有不同的调节速率和响应特性,分析了 IDR 资源的多时间尺度特性,提出了考虑多时间尺度的 IDR 模型,充分挖掘需求侧资源的调节能力;最后,提出考虑源、荷协调配合的 IES 日前、日内、实时三时间尺度的低碳经济优化模型,深入挖掘 IES 的经济性与低碳性,并通过算例仿真验证本文所提模型和策略的有效性。

1 考虑 CCPP-P2G 联合运行模型

1.1 考虑综合灵活运行方式的 CCPP 特性

CCPP 的综合灵活运行方式由储液式运行方式和烟气分流式运行方式组成^[15],其是指在 CCPP 内部引入烟气旁路系统的同时装设 1 组储液器,通过调整储液器的储液量实现碳捕集能耗的时移。综合灵活运行方式下的 CCPP 通过控制储液器溶液的流入和流出,从而使吸收塔和解析塔可在不同时间段对 CO₂ 进行处理,使得 CO₂ 的吸收和解析过程互相独立,实现对 CCPP 对 CO₂ 的捕集与吸收过程的解耦^[16]。CCPP 的综合灵活运行模型可表示为:

$$\begin{cases} E_{\text{CCPP}} = \delta_G \sum_{t=1}^T P_G^t \\ P_G^t = P_J^t + P_Y^t + P_M^t \\ \int_0^t P_Y^t dt = \varepsilon_B \int_0^t E_{\text{CO}_2}^{\text{IN},t} dt \\ E_{\text{CO}_2}^{\text{IN}} = \alpha_B \eta_B E_{\text{CCPP}} + E_{\text{CO}_2}^{\text{cyc}} \\ 0 \leq \alpha_B \leq \alpha_{B,\text{max}} \\ E_J = E_{\text{CCPP}} - \alpha_B \eta_B E_{\text{CCPP}} \end{cases} \quad (1)$$

式中:上标 t 表示 t 时刻; T 为调度周期; E_{CCPP} 为 CCPP

的碳排放量; δ_G 和 P_G^t 分别为 CCPP 的碳排放强度和输出功率; P_J^t 为 CCPP 的净输出功率; ε_B 为 CCPP 捕集单位 CO₂ 所需能耗; P_Y^t 为 CCPP 的运行能耗; P_M^t 为 CCPP 的固定能耗; $E_{\text{CO}_2}^{\text{IN},t}$ 为 CCPP 解析塔需处理的 CO₂ 质量; η_B 为烟气分流比; α_B 和 $\alpha_{B,\text{max}}$ 分别为碳捕集效率和最大碳捕集效率; $E_{\text{CO}_2}^{\text{cyc}}$ 为储液罐提供的待处理的 CO₂ 总质量; E_J 为 CCPP 的净碳排放量。

CCPP 通过引入储液罐,在用户负荷高峰时段实现 CO₂ 全额吸收而不捕集,从而降低碳捕集能耗,提高 CCPP 净出力,缓解捕碳需求与负荷需求间的矛盾。而在负荷低谷时段,通过调整储液量,将负荷峰时段吸收的 CO₂ 释放并进行捕集处理,提高 CCPP 的碳捕集能耗,进而降低 CCPP 的净出力,以消纳更多的风电出力。

在传统分流式运行方式下,CCPP 净输出功率为^[17]:

$$P_J^t = P_G^t - P_M^t - \varepsilon_B \alpha_B \eta_B E_{\text{CCPP}} \quad (2)$$

而由于储液罐在运行中会额外产生运行能耗,其增加的运行能耗可表示为:

$$P_D^t = \varepsilon_B E_{\text{CO}_2}^{\text{IN},t} \quad (3)$$

式中: P_D^t 为储液罐运行时产生的运行能耗。

因此,CCPP 在综合灵活运行方式下的净输出功率可表示为:

$$P_J^t = P_G^t - P_M^t - \varepsilon_B (\alpha_B \eta_B E_{\text{CCPP}} - E_{\text{CO}_2}^{\text{IN}}) \quad (4)$$

由式(4)可以看出,相比分流式运行方式,综合灵活运行方式下 CCPP 通过灵活调节储液量和烟气比例,有效扩大了机组净出力范围。

1.2 CCPP-P2G 联合运行模型

在 CCPP-P2G 联合运行模式下,CCPP 可通过储液罐,将负荷峰时段待捕集的 CO₂ 转移到负荷谷时段进行捕集,使 P2G 在运行中有大量的碳原料作为补充。CCPP-P2G 联合运行框架如图 1 所示。

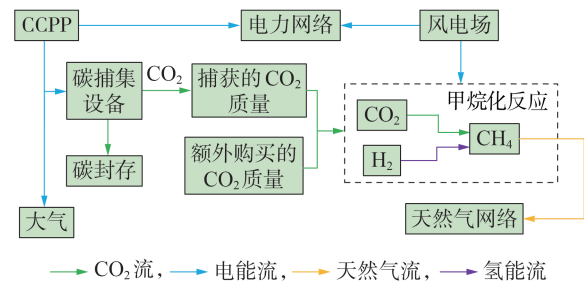


图1 CCPP-P2G联合运行框架

Fig.1 Joint operation framework of CCPP-P2G

CCPP-P2G 的联合运行模型为:

$$\begin{cases} E_{\text{P2G}}^t + E_{\text{Buy}}^t = C_{\text{CO}_2} G_{\text{P2G}}^t \\ E_{\text{FCO}_2} = \alpha_B \eta_B E_{\text{CCPP}} \\ E_{\text{P2G}}^t = \rho_{\text{CO}_2} V_{\text{CO}_2}^t = \rho_{\text{CO}_2} V_{\text{CH}_4}^t \end{cases} \quad (5)$$

$$V_{\text{CH}_4}^t = 3.6\eta_{\text{gas}} P_{\text{P2G}}^t / H_g \quad (6)$$

式中: E_{buy}^t 为 P2G 需额外购买的 CO_2 质量; E_{P2G}^t 为 CCGP 提供给 P2G 的 CO_2 质量; G_{P2G}^t 为 P2G 输出的电能; C_{CO_2} 为 P2G 设备消耗 1 MW·h 电能所需的 CO_2 质量; E_{FCO_2} 为封存的 CO_2 质量; ρ_{CO_2} 为 CO_2 密度; $V_{\text{CO}_2}^t$ 和 $V_{\text{CH}_4}^t$ 分别为 P2G 消耗的 CO_2 体积和生成 CH_4 的体积; η_{gas} 为燃气机组发电效率; H_g 为天然气低热值; P_{P2G}^t 为输入 P2G 的电功率。

2 IDR 的多时间尺度策略

2.1 IDR 的多时间尺度特性

IDR 资源主要分为价格型 IDR 资源和激励型 IDR 资源 2 种。考虑到不同类型的 IDR 资源在响应速度、特点、对系统运行的影响等方面的不同, IDR 的响应特性也不同。

对于价格型 IDR, 由于分时电价、分时气价等均属于日前定制计划, 且均以 1 h 为时间尺度定制其价格信息, 故价格型 IDR 通常用于日前调度阶段。而激励型 IDR 是指 IES 与用户签订合同, 并根据合同相关规定确定补偿价格 / 系数、响应速率以及可削减、可转移负荷量等信息。激励型 IDR 大体上包括可中断负荷、可转移负荷、直接负荷控制、紧急需求响应等, 通常是电力部门将各类 IDR 资源分类、整合, 并由调度中心统一调控。本文通过对需求侧资源的多层协调优化, 建立不同时间尺度下的需求响应模型, 充分发挥需求侧资源的可调度特性以及响应能力。

2.2 IDR 模型

2.2.1 价格型 IDR 模型

作为分时价格 IDR 的衍生和改进, 实时价格 IDR 策略的价格信息更新步长通常为 1 h, 能更准确地反映供需的实时关系, 动态引导用户参与 IDR。

本文参与价格型 IDR 的负荷为电负荷和气负荷。首先设需求弹性矩阵 E_i 中第 t 行第 j 列元素 $e_i^{t,j}$ 为 t 时刻第 i 类负荷对 j 时刻价格的弹性系数, 可表示为:

$$e_i^{t,j} = \frac{\Delta U_{i,L}^t / U_{i,0}^t}{\Delta p_i^t / p_{i,0}^t} \quad (7)$$

式中: $i \in \{e, g\}$, 其中 e、g 分别对应能源电、气; $\Delta U_{i,L}^t$ 为计及实时价格 IDR 后的第 i 类负荷变化量; $U_{i,0}^t$ 为第 i 类初始负荷量; Δp_i^t 为 j 时刻计及实时价格 IDR 后的第 i 类能源价格变化量; $p_{i,0}^t$ 为 j 时刻第 i 类能源的初始价格。因此, 计及实时价格 IDR 后的电 / 气负荷变化量可表示为^[18]:

$$\Delta U_{i,L}^t = U_{i,0}^t \left(\sum_{j=1}^T e_i^{t,j} \frac{p_i^j - p_{i,0}^j}{p_{i,0}^j} \right) \quad (8)$$

式中: p_i^j 为 j 时刻第 i 类能源价格。

实时价格需满足上、下限约束和波动约束, 具体表示如下:

$$\begin{cases} p_{i,b}^t = \lambda_i^t p_{i,0}^t \\ p_{i,\min}^t \leq p_i^t \leq p_{i,\max}^t \\ \Delta p_{i,\min}^t \leq p_i^t - p_{i,b}^t \leq \Delta p_{i,\max}^t \\ 0 \leq |\Delta U_{i,L}^t| \leq U_{i,L,\max}^t \end{cases} \quad (9)$$

式中: $p_{i,b}^t$ 为第 i 类能源价格基准值; λ_i^t 为第 i 类能源实时基准价格浮动系数; $p_{i,\min}^t$ 和 $p_{i,\max}^t$ 分别为第 i 类能源实时能源价格的最小值和最大值; $\Delta p_{i,\min}^t$ 和 $\Delta p_{i,\max}^t$ 分别为第 i 类能源实时能源价格波动的最小值和最大值; $U_{i,L,\max}^t$ 为第 i 类负荷变化量的最大值。

2.2.2 激励型 IDR 模型

1) 电、气负荷 IDR 模型。

对于电、气负荷, 考虑到用户用电、气高峰期通常也是用户生活活动和生产的高峰期, 故该时段价格较高, 此时若削减电、气负荷, 则会对用户满意度产生较大的影响。故给予电、气负荷的激励补贴采用基于实时价格的补贴机制, 即:

$$E_{i,\text{IDR}} = \sum_{i=1}^T \varepsilon_i p_i^t \Delta U_{i,\text{IDR}}^t \quad (10)$$

式中: $i \in \{e, g\}$; $E_{i,\text{IDR}}$ 为用户改变的第 i 类负荷的补贴费用; ε_i 为第 i 类负荷的补贴系数; $\Delta U_{i,\text{IDR}}^t$ 为计及 IDR 后的第 i 类负荷的变化量。

2) 热负荷 IDR 模型。

对于热负荷, 其改变主要影响用户的体验舒适度。热负荷削减得越多, 对用户的舒适度影响就越大, 相反则影响越小。因此, 对于参与调节的热负荷, IES 依据不同响应程度给予不同的激励补贴政策, 采用阶梯型激励补贴机制, 即当热负荷变化量在 λ_h 之内时, 以系数 ε_h^1 进行补贴, 否则以系数 ε_h^2 进行补贴, 可表示为:

$$E_{\text{IDR},h} = \varepsilon_h |U_{h,0}^t - U_h^t| = \sum_{i=1}^T \varepsilon_h \Delta U_{h,\text{IDR}}^t \quad (11)$$

$$\varepsilon_h = \begin{cases} \varepsilon_h^1 & 0 < \Delta U_{h,\text{IDR}}^t \leq \lambda_h \\ \varepsilon_h^2 & \Delta U_{h,\text{IDR}}^t > \lambda_h \end{cases} \quad (12)$$

式中: $E_{\text{IDR},h}$ 为热负荷的激励补贴成本; ε_h 为热负荷的补贴系数; $U_{h,0}^t$ 和 U_h^t 分别为初始热负荷和实际热负荷; $\Delta U_{h,\text{IDR}}^t$ 为计及 IDR 后的热负荷变化量。

激励型 IDR 根据响应速度的不同, 具体可分为以下几类: ①A 类 IDR, 该类 IDR 响应时长 > 1 h, 需提前 1 d 告知; ②B 类 IDR, 该类 IDR 响应时长为 5~15 min, 需提前 0.25~4 h 告知; ③C 类 IDR, 该类 IDR 可实时做出响应, 需提前 5~15 min 告知。

3 多时间尺度低碳经济调度框架

3.1 源-荷协调机理

仅在源侧将火电机组改造为 CCGP 对降低 IES

碳排放量具有一定作用,但存在潜在的局限性:在高峰负荷时段,供电压力较大使得CCPP无法调用更多的能量捕捉过多的CO₂,进而不能充分发挥IES的低碳能力。为解决该问题,荷侧需辅以IDR资源配合源侧共同优化系统内各能源机组,可进一步提高IES的低碳性能。

一方面,IDR资源能改善负荷峰谷差,弱化风电的反调峰特性,减少了负荷高峰时段源侧CCPP的供能压力,避免了CCPP因较高负荷而无法调用更多能量捕捉CO₂的问题;另一方面,源侧依据其CCPP的能量转移特性,使其具备更快的调节速率,能够在实时调度阶段降低可再生能源的预测误差,并能避免日前和日内阶段的烟气分流比对实时阶段弃风的影响。

3.2 多时间尺度低碳调度框架

本文所提多时间尺度调度框架如附录A图A1所示。风电以及各类负荷的不确定性建模如附录A式(A1)~(A3)所示,并且源荷不确定性采用场景生成法和场景削减法进行处理,具体可见文献[19]。

日前调度以1h为时间尺度,执行周期为24h,确定IES各能源机组的日前最优运行状态、实时价格型IDR和A类IDR资源的调用计划,并代入日内调度中。日内调度优化以15min为时间尺度,以4h为执行周期,其目的是修正日前调度计划。该阶段需确定B类IDR的调用计划以及各能源机组的出力计划。实时优化阶段以5min为时间尺度,执行周期为15min,以日内调度计划为基准,该阶段需实时调节调度时长较短的C类IDR资源和调整碳捕集能耗,对日内调度计划进行修正,以降低源荷不确定性、弃风等对IES运行的影响。

4 多时间尺度调度模型建立

4.1 日前低碳优化模型

4.1.1 目标函数

在日前计划中,使用多场景方法描述源、荷不确定性,最终生成10个代表性的场景及其相应概率 $P_s^{DA}(s=1,2,\dots,10$;上标DA对应日前阶段)^[19]。日前低碳经济优化目标综合考虑经济性和环保性,以碳交易成本 E_{Trad}^{DA} 、购气成本 E_{Buy}^{DA} 、火电机组煤耗成本 E_{H}^{DA} 、设备运行维护成本 E_{Oper}^{DA} 、A类IDR成本 $E_{\text{A, IDR}}^{DA}$ 、CO₂封存与运输成本 E_{FC}^{DA} 、弃风惩罚成本 E_{Wind}^{DA} 以及各机组启停成本 E_{QT}^{DA} 之和最小为目标,IES日前的目标函数如下:

$$\min E_{\text{IES}}^{DA} = \sum_{s=1}^{10} P_s^{DA} (E_{\text{Trad}}^{DA} + E_{\text{Buy}}^{DA} + E_{\text{H}}^{DA} + E_{\text{Oper}}^{DA} + E_{\text{A, IDR}}^{DA} + E_{\text{FC}}^{DA} + E_{\text{Wind}}^{DA} + E_{\text{QT}}^{DA}) \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{aligned} E_{\text{Trad}}^{DA} &= c_{\text{CO}_2} (C_{\text{IES}}^{\text{act}} - C_{\text{IES}}), \quad E_{\text{Buy}}^{DA} = \sum_{t=1}^T c_{\text{gas}}^t (G_{\text{gas}}^t / H_{\text{g}}) \\ E_{\text{H}}^{DA} &= \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [a_n (P_{\text{F}, n}^t)^2 + b_n P_{\text{F}, n}^t + c_n + U_n^t (1 - U_n^{t-1}) p_n^t] \\ E_{\text{Oper}}^{DA} &= \sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^K \beta_k P_k^t + \sum_{x=1}^X \beta_x (P_{x, \text{chr}}^t + P_{x, \text{dis}}^t) \right] \\ E_{\text{A, IDR}}^{DA} &= E_{\text{e, IDR}}^{DA} + E_{\text{h, IDR}}^{DA} + E_{\text{g, IDR}}^{DA} \\ E_{\text{Wind}}^{DA} &= \sum_{t=1}^T \lambda_q (P_{\text{WT, pre}}^t - P_{\text{WT}}^t), \quad E_{\text{FC}}^{DA} = \sum_{t=1}^T \alpha_{\text{FC}} (E_{\text{CO}_2}^{\text{IN}, t} - E_{\text{P2G}}^t) \\ E_{\text{QT}}^{DA} &= \sum_{t=1}^T I_k^t (1 - I_k^{t-1}) \varepsilon_k^t \end{aligned} \right. \quad (14)$$

式中: N, K, X 分别为火电机组总数、能源转换设备总数和储能设备总数; E_{IES}^{DA} 为IES日前阶段总成本; P_s^{DA} 为日前阶段场景 s 发生的概率; C_{IES} 为IES的免费分配的碳配额, $C_{\text{IES}}^{\text{act}}$ 为IES的实际碳排放量,碳配额分配和实际碳排放量计算方法可见文献[9]; c_{CO_2} 为单位碳交易价格; c_{gas}^t 为IES购天然气的单价,取值为2.16元/m³; G_{gas}^t 为IES的购气量; $P_{\text{F}, n}^t$ 为火电机组 n 的输出功率; a_n, b_n, c_n 为火电机组 n 的燃耗成本系数; U_n^t 为火电机组 n 的运行状态, $U_n^t=0$ 表示处于停机状态, $U_n^t=1$ 表示处于运行状态; p_n^t 为火电机组 n 的单位启停成本系数; P_k^t 为能源转换设备 k 的输出功率, β_k 为其对应的运行维护系数; $P_{x, \text{chr}}^t, P_{x, \text{dis}}^t$ 分别为第 x 类储能设备的充、放能功率, β_x 为其对应的运行维护系数; λ_q 为弃风惩罚成本系数; $P_{\text{WT, pre}}^t, P_{\text{WT}}^t$ 分别为风电预测功率和实际消纳功率; $E_{\text{e, IDR}}^{DA}, E_{\text{h, IDR}}^{DA}, E_{\text{g, IDR}}^{DA}$ 分别为电、热、气负荷的激励型IDR成本; α_{FC} 为CO₂封存和运输成本系数; ε_k^t 为能源转换设备 k 的单位启停成本系数; I_k^t 为能源转换设备 k 的运行状态, $I_k^t=0$ 表示处于停机状态, $I_k^t=1$ 表示处于运行状态。

4.1.2 约束条件

IES日前调度需满足功率平衡约束、设备运行约束、CCPP约束、需求响应约束、火电机组约束、烟气分流比限值约束,见附录A式(A4)~(A11)。

对日前低碳优化模型进行求解,选取如下参数作为确定参数代入日内和实时优化模型中:①能源供应设备的运行状态;②价格型IDR和A类IDR的调用量。

4.2 日内调度优化模型

4.2.1 目标函数

与日前阶段相比,日内调度阶段不考虑各机组启停成本和A类IDR调用成本,需额外考虑B类IDR调用成本,其他成本与日前阶段类似,此处不再赘述。IES日内调度的目标函数表示如下:

$$\min E_{\text{IES}}^{\text{ID}} = \sum_{s=1}^{10} P_s^{\text{ID}} (E_{\text{Trad}}^{\text{ID}} + E_{\text{Buy}}^{\text{ID}} + E_{\text{H}}^{\text{ID}} + E_{\text{Oper}}^{\text{ID}} + E_{\text{B, IDR}}^{\text{ID}} + E_{\text{FC}}^{\text{ID}} + E_{\text{Wind}}^{\text{ID}}) \quad (15)$$

式中: $E_{\text{IES}}^{\text{ID}}$ 为 IES 日内阶段总成本, 上标 ID 对应日内阶段; P_s^{ID} 为日内阶段场景 s 发生概率; $E_{\text{B, IDR}}^{\text{ID}}$ 为 B 类 IDR 补贴成本。

4.2.2 约束条件

与日前低碳调度阶段类似, 日内调度中 CCPP 约束、各机组运行约束、IDR 约束等均与日前低碳调度类似, 不再赘述。而由于时间尺度从 1 h 变为 15 min, 故各能源转换设备的爬坡率、火电机组的爬坡率和旋转备用约束需进行一定的调整, 即:

$$P_k^{\text{down}}/4 \leq P_k^{t+1} - P_k^t \leq P_k^{\text{up}}/4 \quad (16)$$

$$P_{F,n}^t - P_{F,n}^{t-1} \leq U_n^t R_{F,n}^{\text{up}}/4, \quad P_{F,n}^{t-1} - P_{F,n}^t \leq U_n^t R_{F,n}^{\text{down}}/4 \quad (17)$$

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^N \min [R_{F,n}^{\text{up}}/4, (U_n^t P_{F,n}^{\text{max}} - P_{F,n}^t)] \geq r_{\text{sys}}^{\text{up},t} \\ \sum_{n=1}^N \min [R_{F,n}^{\text{down}}/4, (P_{F,n}^t - U_n^t P_{F,n}^{\text{min}})] \geq r_{\text{sys}}^{\text{down},t} \end{cases} \quad (18)$$

式中: P_k^{up} 、 P_k^{down} 分别为能源转换设备 k 的爬坡率上、下限; $R_{F,n}^{\text{up}}$ 、 $R_{F,n}^{\text{down}}$ 分别为火电机组 n 的爬坡率上、下限; $P_{F,n}^{\text{max}}$ 、 $P_{F,n}^{\text{min}}$ 分别为火电机组 n 的出力上、下限; $r_{\text{sys}}^{\text{up},t}$ 、 $r_{\text{sys}}^{\text{down},t}$ 分别为系统所需的上、下旋转备用。

日内调度阶段后, 可将 CCPP、各储能设备、各能源转换设备、火电机组的出力计划以及 B 类 IDR 的调用计划作为确定量代入实时阶段。

4.3 实时优化模型

实时优化阶段是以更精确的源、荷预测信息, 对日内阶段出力计划进行微调。在不改变能源转换设备、火电机组以及储能出力计划的前提下, 通过对碳捕集能耗的实时调整, 并辅以 C 类 IDR 资源, 对日内调度计划进行修正, 以达到降低源荷预测误差、增加风电消纳等目的。

4.3.1 目标函数

与日内调度类似, 实时阶段同样以运行总成本最小为目标, 但不考虑火电机组总出力、能源转换设备以及各储能的出力计划, 仅考虑碳捕集能耗、电储能和 C 类 IDR 的调整, IES 实时阶段的目标函数如下:

$$\min E_{\text{IES}}^{\text{AT}} = \sum_{s=1}^{10} P_s^{\text{AT}} (E_{\text{Trad}}^{\text{AT}} + E_{\text{Buy}}^{\text{AT}} + E_{\text{H}}^{\text{AT}} + E_{\text{Oper}}^{\text{AT}} + E_{\text{C, IDR}}^{\text{AT}} + E_{\text{FC}}^{\text{AT}} + E_{\text{Wind}}^{\text{AT}}) \quad (19)$$

式中: $E_{\text{IES}}^{\text{AT}}$ 为 IES 实时阶段总成本, 上标 AT 对应实时阶段; P_s^{AT} 为日内阶段场景 s 发生的概率; $E_{\text{C, IDR}}^{\text{AT}}$ 为 C 类 IDR 补贴成本。

4.3.2 约束条件

与日内调度阶段类似, 日内调度中 CCPP 约束、各机组运行约束、IDR 约束等均与日前、日内调度类似, 不再赘述。由于各机组出力以确定值代入实时

调度中, 故不考虑机组爬坡约束、运行约束, 并且由于时间尺度过小, 低于常规火电机组的旋转备用调度时间, 故不考虑旋转备用约束。

实时阶段主要由储液罐承担碳捕集功率的调节任务, 其需满足如下约束:

$$\begin{cases} \Delta P_{Y,S}^t = P_Y^t, \quad \Delta P_{Y,X}^t = P_Y^{\text{max},t} - P_Y^t \\ P_Y^{\text{max},t} = \eta \delta_C \varepsilon_B \alpha_B P_G^t \end{cases} \quad (20)$$

式中: $\Delta P_{Y,S}^t$ 和 $\Delta P_{Y,X}^t$ 分别为 CCPP 净出力的实时上调和下调限值; $P_Y^{\text{max},t}$ 为 CCPP 的压缩机和再生塔所允许的最大能耗; η 为压缩机和再生塔的最大工作状态系数。

储液罐能对 CCPP 的碳捕集能耗进行转移, 故其 CCPP 的净出力调整量需满足:

$$-\Delta P_{Y,X}^t \leq \Delta P_J^t \leq \Delta P_{Y,X}^t \quad (21)$$

式中: ΔP_J^t 为 CCPP 的净出力调整量。

4.4 多时间尺度求解流程

本文多时间尺度模型为混合整数线性模型, 可采用 Gurobi 求解器分别对日前、日内、实时阶段各优化模型进行逐层求解。日前优化为日内阶段提供各机组运行状态情况, 而日内优化为实时阶段提供各机组调度计划情况, 其求解流程图见附录 A 图 A2。

5 算例分析

5.1 基础数据

为了验证本文所提调度模型的有效性, 以某地区冬季典型日为例进行仿真分析。其中 IES 内部拓扑图见附录 B 图 B1, 其中包含 3 台火电机组, 并将其中 1 台容量最大的火电机组改造为 CCPP; CCPP 综合灵活运行方式如图 1 所示; 电、热、气负荷以及风电预测功率曲线如附录 B 图 B2 所示; 初始电价如附录 B 表 B1 所示; 火电机组、能源转换设备和储能设备参数分别如附录 B 表 B2 和表 B3 所示; CCPP 和 IES 其他参数如附录 B 表 B4 所示; 各阶段的典型场景发生概率如附录 B 表 B5 所示。

5.2 算例结果分析

为了验证本文所提多时间尺度调度策略在经济性和环保性方面的有效性, 设置如下 4 种不同运行方案进行对比验证: ①方案 1, 考虑分流式 CCPP 的 IES 低碳优化模型; ②方案 2, 考虑综合灵活运行方式 CCPP 的 IES 低碳优化模型; ③方案 3, 考虑综合灵活运行方式 CCPP-P2G 联合运行的 IES 低碳优化模型; ④方案 4, 在方案 3 的基础上, 进一步考虑多时间尺度 IDR 模型。

5.2.1 日前调度结果分析

日前低碳调度在 4 种方案下的成本对比如表 1 所示。4 种方案下 CCPP 净出力和常规火电机组出力对比如图 2 所示。

表1 日前阶段4种方案下的成本结果
Table 1 Cost results under four scenarios
in day-ahead stage

参数	数值			
	方案1	方案2	方案3	方案4
天然气成本/万元	145.21	142.57	131.78	124.51
燃煤成本/万元	96.11	93.86	100.25	96.51
碳交易成本/万元	-13.88	-15.89	-17.57	-18.46
碳封存与运输成本/万元	8.47	7.16	3.26	2.67
弃风成本/万元	9.26	5.86	3.69	0
设备运行维护成本/万元	37.28	40.19	43.28	39.62
启停成本/万元	6.54	6.22	6.89	6.45
A类IDR成本/万元	—	—	—	6.13
IES总成本/万元	288.99	279.97	271.58	257.43
碳排放量/t	7215.7	6325.1	5512.7	4524.7

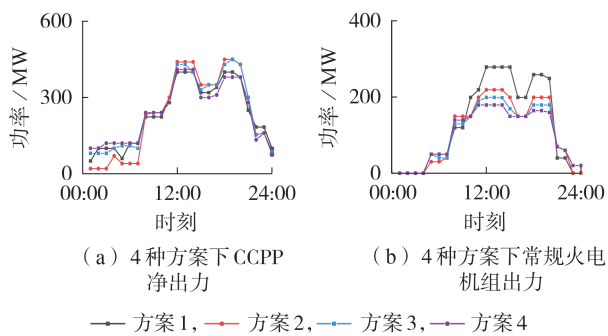


图2 CCPP和常规火电出力对比

Fig.2 Comparison of CCPP and conventional thermal power output

首先对比方案1和方案2,相比方案1,方案2在CCPP中引入了储液罐。由图2可看出,相比方案1,方案2的CCPP净出力较高,且高碳的常规火电机组出力得到了降低。其原因是方案2中CCPP采用综合灵活运行方式,储液罐能在负荷峰值时段让CCPP对CO₂进行全额吸收而不捕集,并将此时的碳捕集能耗转移至负荷谷时段,使该时段的碳捕集能耗降低,从而使得CCPP净出力较高,降低了高碳火电机组的输出电功率。而在负荷谷值时段,综合灵活方式下的CCPP可通过调节储液罐中溶液量将负荷峰时段的碳捕集能耗转移到该时段,进而提高了该时段的碳捕集能耗和风电的消纳能力。由表1可知,相比方案1,方案2的弃风成本、IES总成本、碳排放量分别下降了36.71%、3.12%、12.34%。

接下来对比方案2和方案3。相比方案2,方案3进一步引入了P2G设备,形成了CCPP-P2G联合运行模式。在CCPP-P2G联合运行模式下,CCPP可在负荷高峰时段捕集的CO₂提供给P2G合成天然气,这不仅能进一步提高夜间风电功率的消纳能力,还能降低IES中CO₂封存、运输等成本。此外,在采用CCPP综合灵活运行方式后,储液罐可将负荷峰时的CO₂转移到负荷谷时进行捕集,为P2G过程中氢制甲烷环节提供了大量的碳源,使P2G所需的

CO₂可灵活地取自CCPP,这不仅有效降低了系统碳排放量,还降低了额外购买CO₂的成本。由表1可看出,相比方案2,方案3的碳封存与运输成本、弃风成本和IES总成本分别下降了54.46%、37.03%和2.99%,并且系统碳排放量下降了12.84%。

最后,对比方案3和方案4。电、热、气负荷考虑IDR前、后的结果对比如附录B图B3所示。对于方案3,由于在用能高峰时段供应压力较高,CCPP在该时段无法调用更多的能量吸收过多的CO₂,并且能提供的旋转备用容量也急剧降低,导致其碳排放量较高。方案4在方案3的基础上,在需求侧引入了IDR对各负荷进行调节,缓解了高峰时段的供能压力,使CCPP能腾出更多的能量吸收此时高排放的CO₂,并且能将负荷峰时产生的大量CO₂转移到谷时段进行捕集,负荷的削峰填谷作用也能进一步提升风电的消纳能力。由图2和图B3可以看出,电、热、气这3种负荷均出现不同程度的削峰填谷趋势,并降低了CCPP和常规火电的输出电功率,有效缓解了系统供能压力和降低了碳排放量。

5.2.2 日内调度结果分析

将日前调度阶段确定的各能源设备的运行状态计划、价格型IDR和A类IDR调用计划代入日内调度阶段进行日内调度优化,得到的结果如附录B表B6所示。由表可知,相比方案1,方案2的弃风成本、IES总成本、碳排放量分别下降了36.35%、3.01%、10.98%,验证了考虑综合灵活运行方式的CCPP的有效性。相比方案2,方案3的弃风成本削减了49.05%,且IES总成本、碳排放量分别下降了3.61%、16.43%,体现了CCPP-P2G联合运行在系统经济性和环保性2个方面的积极作用。而对于方案4,虽然引入IDR后IES会承担IDR补贴成本,但引入IDR后其运行成本得到了有效降低,故相比方案3,方案4的IES总成本下降了3.50%,且碳排放量下降了17.89%。总体而言,在日内阶段,其IES总成本均低于日前阶段,并且由于日内考虑了源、荷不确定性,能更精确地描述源荷的预测误差,使机组出力结果更符合实际,对比表1和表B6,日内调度中各方案的弃风成本均得到了大幅度降低。由此可知,在日前阶段确定各能源设备的运行状态后,日内调度阶段能通过灵活调节各能源设备的输出功率实现日内的低碳经济调度,验证了日内优化策略的有效性。

以方案4为例,IES中部分机组的日前和日内出力对比如附录B图B4所示。可以看出,在日内预测源、荷数据发生变动的情况下,日内阶段的各机组运行状态完全符合日前调度阶段,但由于考虑了源、荷预测不确定性,故日内阶段会对各机组进行调整。在12:00—14:00、18:00—19:00等时段,日内阶段的CCPP相比日前阶段均出现了一定程度的削减,同理

常规火电机组在11:00—14:00时段也出现了削减,其原因是由于日内电负荷在该时段出现了部分削减降低了CCPP和常规机组的供电压力,同理CHP出力情况也与之类似。

电、热负荷的日内阶段优化结果如图3所示,气负荷与之类似。

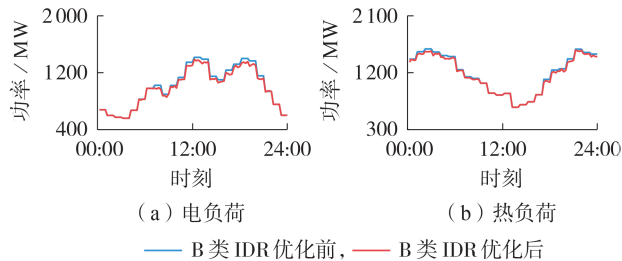


图3 日内阶段电、热负荷优化结果

Fig.3 Optimal results of electricity and heating load in intra-day stage

结合表B6可知,方案4考虑日内B类IDR后,虽然承担了IDR的补贴成本,但由于对负荷进行削减和转移,其运行成本得到一定的降低,其IES总成本、碳排放量分别下降了3.503%、17.89%。由图3可知,在11:00—14:00、17:00—20:00等电负荷较高时段,电负荷均出现了少量削减,而在电负荷谷值时段,为了不影响用户的用能体验、满意度,负荷未发生变化。热负荷的优化结果分析同理,不再赘述。

5.2.3 实时调度结果分析

实时优化阶段是根据5 min时间尺度的源、荷预测信息,将日内确定的能源转换设备、火电机组出力以及储能充、放能功率代入实时调度进行优化。实时调度中4种方案的对比结果与日前、日内调度情况大体一致,不再赘述,其成本对比结果如附录B表B7所示。由表可知,方案4下IES经济性和环保性均最优,验证了考虑综合灵活运行方式CCPP-P2G联合运行的IES低碳优化模型的有效性。总体上,实时阶段下4种方案的弃风成本和总成本相比日内调度更低,证明了实时阶段调度策略的有效性。

4种方案的日前-实时碳捕集能耗的调整对比结果如附录B图B5所示。方案1由于CCPP采用分流式运行方式,CO₂的吸收和捕集过程同步,故在负荷谷时段能耗较低,在负荷峰时段能耗较高。而方案2—4采用CCPP综合灵活运行方式,通过储液罐实现了碳捕集能耗的能量时移,故趋势相反,进而能提升风电的消纳能力。相比方案2,方案3由于采用CCPP-P2G联合运行方式,其CCPP的捕碳能力更强,负荷谷时段的碳捕集能耗更高。而方案4由于引入了IDR策略,增加了负荷谷时段的用能量,则负荷谷时段的碳捕集能耗和风电消纳能力得到进一步提高。

由于风电与负荷存在预测误差,CCPP中碳捕集设备可利用厂用电改变自身运行状态或者调节抽取蒸汽速率的方式,对CCPP的净出力进行调节,相比常规火电厂备用响应速度(5~10 min),其CCPP响应速度可在5 min之内^[18]。因此,利用CCPP较快的调节速率,其在实时阶段能参与深度调节,进而提高实时调度中风电的消纳和功率波动的平抑。而C类IDR同样具有较快的调节速率,可同碳捕集能耗调节相配合,共同应对源、荷预测误差对IES优化运行的影响。

对比图B5中各方案下日前和实时的碳捕集能耗可知,实时阶段碳捕集能耗可在日前阶段的基础上灵活进行上调和下调。结合表B7可知,相比方案1,方案2—4下的弃风量明显降低,这是由于储液罐可将碳捕集能耗从需实时下调的时段转移至需实时上调的时段,提高捕碳能耗以促进风电消纳,并且方案4由于在各时间尺度中引入了IDR资源,在实时阶段通过C类IDR配合储液罐的调节作用以优化IES的调节灵活性,能进一步降低弃风情况,其经济性和环保性均最优。由表B7可看出,相比方案1,方案2和方案3的弃风成本分别下降了24.78%和61.68%,而方案4的弃风成本削减量为0,体现了方案4的有效性。

6 结论

本文提出了一种考虑CCPP-P2G联合运行和IDR的IES多时间尺度低碳优化调度策略,分别建立了CCPP综合灵活运行模型、CCPP-P2G联合运行模型以及多时间尺度下的IDR模型,通过算例分析可得如下结论:

1)在日前、日内调度阶段,IDR资源可与CCPP联合优化进一步挖掘IES的低碳、经济效益,实现源侧和荷侧的深度配合,并且在实时阶段可通过CCPP的快速调节特性,与IDR进行源、荷协调及时响应源荷波动,提高系统的调节灵活性,进一步降低弃风功率和碳排放量;

2)相比传统分流式运行方式,考虑综合灵活运行方式的CCPP通过引入储液罐发挥了其捕碳能耗的时移特性,具备更大的净出力范围和更优的灵活性,并且其减排效果更好;

3)在CCPP-P2G联合运行模式下,CCPP可将捕集的CO₂提供给P2G生成天然气,实现了碳源的自给自足,这不仅降低了IES碳排放量和运行成本,还提高了能源利用效率;

4)多时间尺度优化运行方式能很好地应对源侧不确定性,并根据IES内部设备灵活性和IDR资源的多时间尺度特性进行分级调节,对风电消纳能力、系统经济性和低碳性均能有所提高。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] YU X, ZHENG D. Cross-regional integrated energy system scheduling optimization model considering conditional value at risk[J]. International Journal of Energy Research, 2020, 44(7):5564-5581.
- [2] 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.
- [3] 李政, 陈思源, 董文娟, 等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12):3987-4001. LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Low carbon transition pathway of power sector under carbon emission constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12):3987-4001.
- [4] WANG Y Q, GAO S, JIA W H, et al. Data-driven distributionally robust economic dispatch for park integrated energy systems with coordination of carbon capture and storage devices and combined heat and power plants[J]. IET Renewable Power Generation, 2022, 16(12):2617-2629.
- [5] 陈伯达, 林楷东, 张勇军, 等. 计及碳捕集和电转气协同的电气互联系统优化调度[J]. 南方电网技术, 2019, 13(11):9-17. CHEN Boda, LIN Kaidong, ZHANG Yongjun, et al. Optimal dispatching of integrated electricity and natural gas energy systems considering the coordination of carbon capture system and power-to-gas[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(11):9-17.
- [6] 田丰, 贾燕冰, 任海泉, 等. 考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(9):3346-3355. TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, et al. “Source-load” low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. Power System Technology, 2020, 44(9):3346-3355.
- [7] 崔杨, 曾鹏, 惠鑫欣, 等. 考虑碳捕集电厂综合灵活运行方式的低碳经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(5):1877-1886. CUI Yang, ZENG Peng, HUI Xinxin, et al. Low-carbon economic dispatch considering the integrated flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. Power System Technology, 2021, 45(5):1877-1886.
- [8] 王义军, 李梦涵, 齐岩. 计及碳捕集电厂综合灵活运行方式的含P2G综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1):1-8. WANG Yijun, LI Menghan, QI Yan. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system with P2G considering comprehensive and flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1):1-8.
- [9] 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-EPSA, 2022, 34(5):87-95, 101.
- [10] HE L C, LU Z G, GENG L J, et al. Environmental economic dispatch of integrated regional energy system considering integrated demand response[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 116:105525.
- [11] 崔杨, 邓贵波, 赵钰婷, 等. 考虑源荷低碳特性互补的含风电电力系统经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14):4799-4815. CUI Yang, DENG Guibo, ZHAO Yuting, et al. Economic dispatch of power system with wind power considering the complementarity of low-carbon characteristics of source side and load side[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14):4799-4815.
- [12] YANG M, CUI Y, HUANG D, et al. Multi-time-scale coordinated optimal scheduling of integrated energy system considering frequency out-of-limit interval[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 141:108268.
- [13] YANG H, LI M, JIANG Z, et al. Multi-time scale optimal scheduling of regional integrated energy systems considering integrated demand response[J]. IEEE Access, 2020, 8:5080-5090.
- [14] LI P, ZHANG F, MA X, et al. Multi-time scale economic optimization dispatch of the park integrated energy system[J]. Frontiers in Energy Research, 2021, 9:743619.
- [15] 彭元, 姜素华, 吴耀武, 等. 考虑储液式碳捕集电厂的含风电系统低碳经济调度[J]. 电工技术学报, 2021, 36(21):4508-4516. PENG Yuan, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Low-carbon economic dispatch of power system with wind power considering solvent-storaged carbon capture power plant[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(21):4508-4516.
- [16] MAGNANELLI E, MOSBY J, BECIDAN M. Scenarios for carbon capture integration in a waste-to-energy plant[J]. Energy, 2021, 227:120407.
- [17] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 考虑碳捕集电厂能量转移特性的弃风消纳多时间尺度调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(3):946-961. CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, et al. Multiple time scales scheduling strategy of wind power accommodation considering energy transfer characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(3):946-961.
- [18] 盛四清, 张佳欣, 李然, 等. 考虑综合需求响应的综合能源系统多能协同优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(6):1-9. SHENG Siqing, ZHANG Jiabin, LI Ran, et al. Multi-energy collaborative optimization scheduling of integrated energy system considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(6):1-9.
- [19] 田亮, 谢云磊, 周桂平, 等. 基于两阶段随机规划的热电机组深调峰辅助服务竞价策略[J]. 电网技术, 2019, 43(8):2789-2798. TIAN Liang, XIE Yunlei, ZHOU Guiping, et al. Deep peak regulation ancillary service bidding strategy for CHP units based on two-stage stochastic programming[J]. Power System Technology, 2019, 43(8):2789-2798.

作者简介:

陈静(1987—),女,实验师,主要研究方向为综合能源系统、自动化控制(E-mail:315978997@qq.com);

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

(编辑 李玮)

Optimal scheduling of integrated energy system considering integrated demand response and joint operation of carbon capture and power-to-gas under multiple time scales

CHEN Jing¹, YANG Kunli¹, ZHANG Yan¹, HAN Wei², SONG Chuang²

(1. School of Mechanical and Electrical Engineering, Zhengzhou University of Industrial Technology, Zhengzhou 451100, China;

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

Abstract: Low carbonization transformation on the source side assisted by comprehensive demand response strategy on the load side is beneficial for achieving the “dual carbon” goal. Therefore, a low-carbon optimal scheduling strategy of integrated energy system considering integrated demand response and joint operation of carbon capture and power-to-gas under multiple time scales is proposed. The liquid storage tank is introduced into the carbon capture power plant on the source side, forming a comprehensive and flexible operation mode of the carbon capture power plant. And a new joint operation model of the carbon capture power plant and the power-to-gas equipment is constructed. The response characteristics of demand side resources under different time scales on the load side are analyzed, and the price-based and incentive-based demand response models under different time scales are established, and the low-carbon performance of system is improved through source load coordination. Finally, a multi-time scale low-carbon scheduling strategy of integrated energy system with complementary sources and loads is proposed, and a day-ahead, intra-day and real-time scheduling model with integrated demand response is constructed. The case study results show that the proposed model can make full use of the source and load resources to participate in regulation and achieve low-carbon, economic and stable operation of the system.

Key words: integrated energy system; comprehensive and flexible operation mode; multiple time scales; integrated demand response; carbon capture power plants; joint operation; power-to-gas; optimal scheduling

(上接第58页 continued from page 58)

Distributionally robust low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system considering carbon-green certificate coupling mechanism

SHAO Zhenguo, LIN Yongqi, CHEN Feixiong, ZHENG Xianghao, GUO Yixin, YAN Xiying

(Fujian Smart Electrical Engineering Technology Research Center, College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China)

Abstract: In order to protect the information privacy of different operators in the integrated energy system (IES), balance the low-carbon and economy of the system operation and solve the problem that the robust model of natural gas network is difficult to solve, a distributionally robust low-carbon economic dispatch method of electricity-gas-heat IES considering the carbon-green certificate coupling mechanism is proposed. Considering the dynamic characteristics of natural gas and heat networks and the carbon-green certificate coupling mechanism, the dynamic low-carbon economic dispatch model of IES is constructed. In order to protect the data privacy of each network operator, a distributed collaborative optimization model of the electricity-gas-heat IES is constructed by decoupling the IES according to the energy coupling relationship. On this basis, considering the uncertainties of wind power output and multi-energy load, a distributionally robust optimization framework based on the consensus-based alternating direction method of multipliers is proposed. And the robust sub-problems with second-order cone constraints and binary variables are solved by using the second-order cone dual theory and alternative optimization method. A modified IEEE 39-bus electricity network, Belgium 20-node natural gas network and a 15-node heat network are taken as examples for simulation analysis. It is verified that the proposed method can realize the decentralized autonomous operation of each network in IES under the condition of uncertain source and load, while balancing the low-carbon and economy of system operation.

Key words: electricity-gas-heat integrated energy system; carbon-green certificate coupling; dynamic characteristics; robust optimization; low-carbon economic dispatch; alternating direction method of multipliers

附录 A

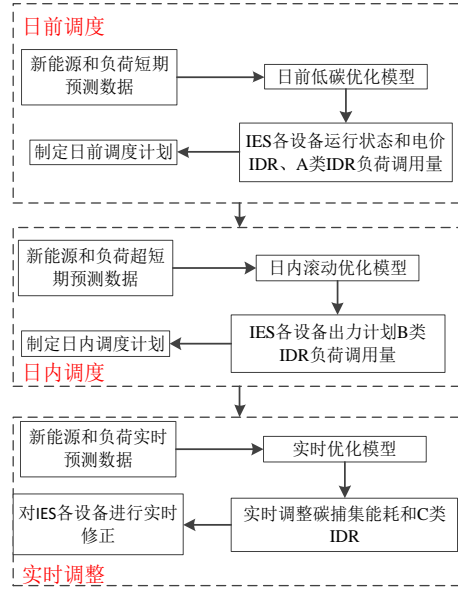


图 A1 IES 多时间尺度调度框架
Fig.A1 Multiple time scales scheduling framework of IES

1) 风电机组建模。

由于每个风电场中的风电功率概率分布差异较大，故无统一的累计概率分布函数。目前被广泛使用的是威布尔分布，具体可表示如下：

$$\begin{cases} f(v) = \frac{a}{b} \left(\frac{v}{b}\right)^{a-1} e^{-(v/b)^a} \\ F(v) = \int_{-\infty}^v f(v)dv = 1 - e^{-(v/b)^a} \end{cases} \quad (A1)$$

式中： v 为风速； a 和 b 分别为尺寸参数和形状参数，其取决于具体的风电场环境因素。

风速 v 与其发电功率 P_{wt} 之间的关系可通过如下公式进行计算：

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \\ a_v v^2 + b_v v + c_v & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_{wt,r} & v_r \leq v < v_{co} \\ 0 & v \geq v_{co} \end{cases} \quad (A2)$$

式中： a_v 、 b_v 、 c_v 为风机输出系数； v_{ci} 、 v_{co} 和 v_r 分别为风机的切入、切出和额定风速； $P_{wt,r}$ 为风机的额定功率。

2) 负荷预测误差建模。

认为用户负荷的预测误差服从正态分布，假定预测误差 ε_{load}^t 服从均值为 0、方差为 $\delta_{load,t}^2$ 的正态分布：

$$\begin{cases} \varepsilon_{load}^t = P_{load}^{t,act} - P_{load}^{t,pre} \\ \varepsilon_{load}^t \sim N(0, \delta_{load,t}^2) \end{cases} \quad (A3)$$

式中： $P_{load}^{t,pre}$ 和 $P_{load}^{t,act}$ 分别为负荷的预测值和实际值。

约束条件如下。

1) 功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{WT}^t + P_{CHP,e}^t + P_F^t + P_{BT,dis}^t = U_e^t + P_{BT,chr}^t + P_{P2G}^t \\ P_{GB}^t + P_{CHP,h}^t + P_{HST,dis}^t = U_h^t + P_{HST,chr}^t \\ G_{Gas}^t + P_{GST,dis}^t + G_{P2G}^t = U_g^t + G_{CHP}^t + G_{GB}^t + P_{GST,chr}^t \end{cases} \quad (A4)$$

式中： $P_{CHP,e}^t$ 、 $P_{CHP,h}^t$ 分别为 CHP 的输出电、热功率； P_F^t 为火电机组的总输出电功率； P_{GB}^t 为 GB 输出热功率； G_{CHP}^t 、 G_{GB}^t 分别为 CHP 和 GB 消耗的天然气量； U_e^t 、 U_h^t 和 U_g^t 分别为计及 IDR 后的电、热、气

负荷； $P'_{\text{BT,chr}}/P'_{\text{BT,dis}}$ 、 $P'_{\text{HST,chr}}/P'_{\text{HST,dis}}$ 和 $P'_{\text{GST,chr}}/P'_{\text{GST,dis}}$ 分别为 BT、HST 和 GST 的充/放能功率； P'_{P2G} 为 P2G 的耗电功率； G'_{Gas} 为 IES 额外的购气功率。

2) 设备运行约束。

IES 内能源转换设备和储能设备需满足包括输出功率上、下限约束、爬坡率约束，储能设备还需满足储能容量约束，具体可表示如下：

$$\begin{cases} 0 \leq P_k^t \leq I_k' P_k^{\max} \\ P_k^{\text{down}} \leq P_k^{t+1} - P_k^t \leq P_k^{\text{up}} \end{cases} \quad (\text{A5})$$

$$\begin{cases} S_x^t = S_x^t(1 - \gamma_x) + (P_{x,\text{chr}}^t \eta_{x,\text{chr}} - P_{x,\text{dis}}^t / \eta_{x,\text{dis}}) \\ S_x^{\min} \leq S_x^t \leq S_x^{\max} \\ 0 \leq P_{x,\text{chr}}^t \leq U_{x,\text{chr}}^t P_{x,\text{chr}}^{\max} \\ 0 \leq P_{x,\text{dis}}^t \leq U_{x,\text{dis}}^t P_{x,\text{dis}}^{\max} \\ U_{x,\text{chr}}^t + U_{x,\text{dis}}^t \leq 1 \end{cases} \quad (\text{A6})$$

式中： P_k^{\max} 为 P_k^t 的上限值； P_k^{up} 、 P_k^{down} 分别为能源转换设备 k 的爬坡率上、下限； S_x^t 为第 x 类储能设备的储能容量； $P_{x,\text{chr}}^{\max}$ 为 $P_{x,\text{chr}}^t$ 的上限值； $P_{x,\text{dis}}^{\max}$ 为 $P_{x,\text{dis}}^t$ 的上限值； $U_{x,\text{chr}}^t$ 、 $U_{x,\text{dis}}^t$ 为 $P_{x,\text{chr}}^t$ 的运行状态； S_x^{\min} 、 S_x^{\max} 分别为 S_x^t 的最小、最大值； $\eta_{x,\text{chr}}$ 、 $\eta_{x,\text{dis}}$ 分别为第 x 类储能设备的充、放能效率； γ_x 为第 x 类储能设备的能量自损系数。

3) CCPP 约束。

CCPP 约束如式 (1) — (6) 所示，不再赘述。

4) 需求响应约束。

价格型电、气负荷变化量需满足上限约束，并且激励型电、热、气负荷（以 A 类 IDR 为例）调整量应在一定范围内：

$$0 \leq \Delta U_{e,L}^t \leq U_{e,L}^{\max}, \quad 0 \leq \Delta U_{g,L}^t \leq U_{g,L}^{\max} \quad (\text{A7})$$

$$\Delta U_{i,\text{IDR}}^t \leq U_{i,\text{IDR}}^{\max}, \quad \sum_{t=1}^T \Delta U_{i,\text{IDR}}^t \leq \sum_{t=1}^T \delta_i U_{i,0}^t \quad (\text{A8})$$

式中： $i \in \{e,h,g\}$ ； $U_{e,L}^{\max}$ 、 $U_{g,L}^{\max}$ 分别为电、气负荷转移量上限值； $U_{i,\text{IDR}}^{\max}$ 为第 i 类负荷变化量上限； $U_{i,0}^t$ 为第 i 类负荷的初始值； δ_i 为第 i 类负荷的总变化率上限。

5) 火电机组约束。

火电机组不仅需满足上下限约束和爬坡率约束，还需满足如下旋转备用约束：

$$\begin{cases} U_n^t P_{F,n}^{\min} \leq P_{F,n}^t \leq U_n^t P_{F,n}^{\max} \\ P_{F,n}^t - P_{F,n}^{t-1} \leq U_n^t R_{F,n}^{\text{up}} \\ P_{F,n}^{t-1} - P_{F,n}^t \leq U_n^t R_{F,n}^{\text{down}} \end{cases} \quad (\text{A9})$$

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^N \min [R_{F,n}^{\text{up}}, (U_n^t P_{F,n}^{\max} - P_{F,n}^t)] \geq r_{\text{sys}}^{\text{up},t} \\ \sum_{n=1}^N \min [R_{F,n}^{\text{down}}, (P_{F,n}^t - U_n^t P_{F,n}^{\min})] \geq r_{\text{sys}}^{\text{down},t} \end{cases} \quad (\text{A10})$$

式中： $P_{F,n}^{\max}$ 、 $P_{F,n}^{\min}$ 分别为火电机组 n 的出力上、下限值； $R_{F,n}^{\text{up}}$ 、 $R_{F,n}^{\text{down}}$ 分别为火电机组 n 的爬坡率上、下限值； $r_{\text{sys}}^{\text{up},t}$ 、 $r_{\text{sys}}^{\text{down},t}$ 分别为系统所需的上、下旋转备用。

6) 烟气分流比限值约束。

为了保证实时阶段的碳捕集功率有一定的调整裕量以应对源、荷预测误差带来的不平衡问题，CCPP 需限制分流比，对碳捕集能耗进行限制，可表示如下：

$$1 - \eta_x \leq \eta_B \leq \eta_x \quad (\text{A11})$$

式中： η_x 为烟气分流比限值。

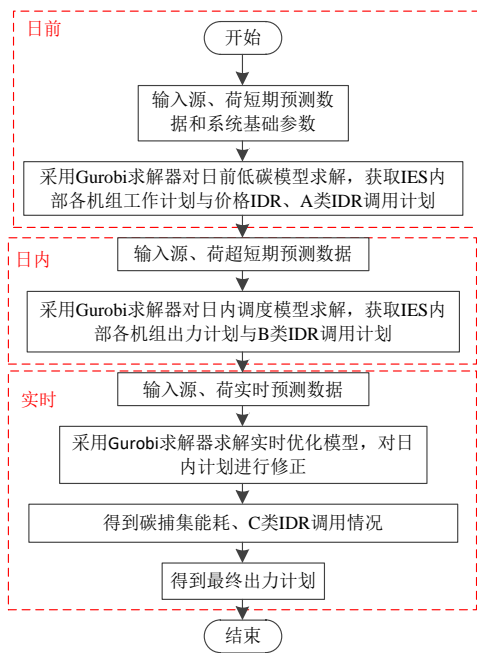


图 A2 多时间尺度求解流程图

Fig.A2 Multiple time scales solution process

附录 B

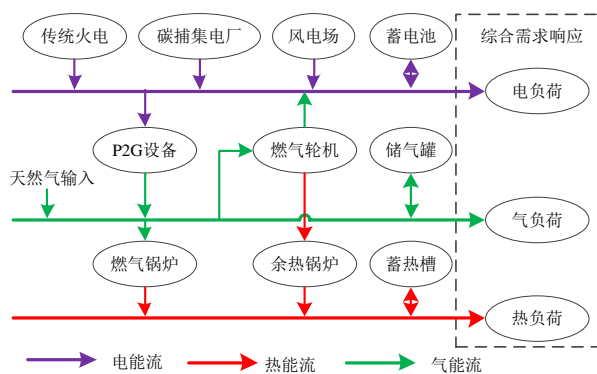


图 B1 IES 结构拓扑图

Fig.B1 Structure topology diagram of IES

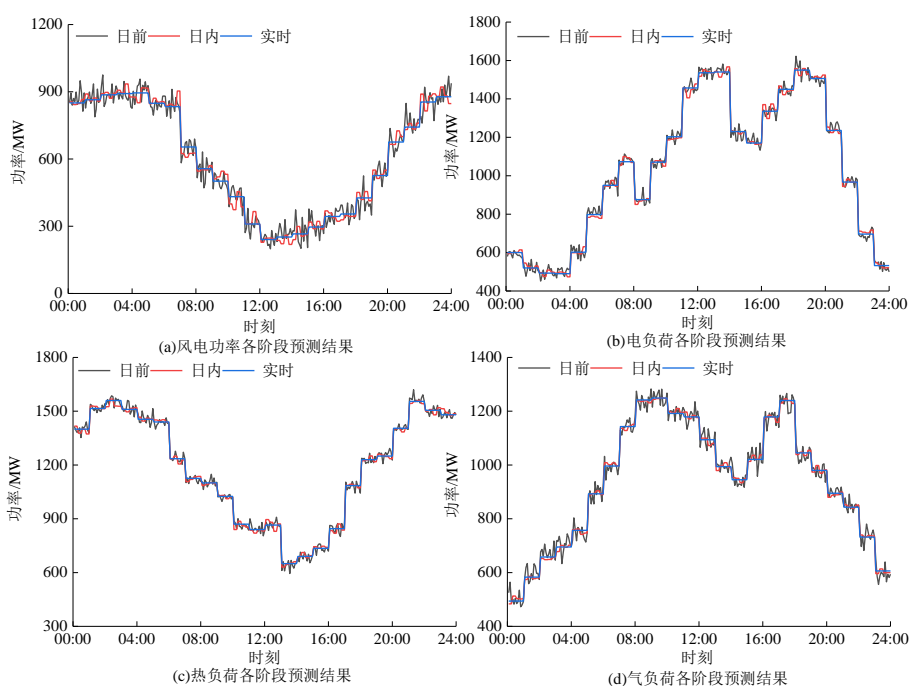


图 B2 风电和各类负荷的预测结果

Fig.B2 Prediction results of wind power and various loads

表 B1 初始电价信息

Table B1 Initial electricity price information

时段	具体时段	初始电价/[元 (kW h) ⁻¹]
谷	1:00-6:00,23:00-24:00	0.5
平	7:00-8:00, 13:00-17:00	0.73
峰	9:00-12:00,18:00-22:00	1.21

表 B2 火电机组设备参数

Table B2 Equipment parameters of thermal power units

机组	上、下限/MW	爬坡率/(MW h ⁻¹)	燃料成本系数 a、b、c/元
G1	600、200	150	0.0014、200、750
G2	200、50	50	0.0023、100、600
G3	200、50	50	0.0015、250、400

表 B3 IES 能源转换、储能设备参数

Table B3 Parameters of IES energy conversion and storage equipment

设备	输出功率上限/MW	能源转换效率	爬坡率/MW	储能能量上限/(MW h)
燃气轮机	400	0.85	100	—
燃气锅炉	1200	0.90	200	—
蓄电池	200	0.95	50	1000
蓄热槽	200	0.97	50	1200
储气罐	150	0.95	30	800

表 B4 其他相关参数

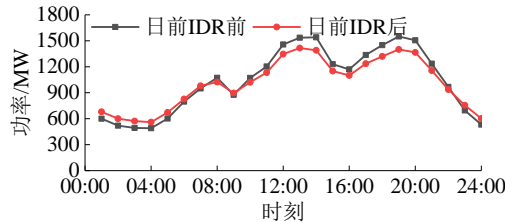
Table B4 Other relevant parameters

参数	取值	参数	取值
c_{CO_2}	0.268 元/t	P_M	40MW h
H_g	36MJ/m ³	η	1.2
ε_B	0.269MW h/t	α_B	0.9
λ_q	260 元/(MW h)	α_{FC}	30 元/t
ε_e	600 元/(MW h)	ε_g	400 元/(MW h)
c_{gas}	2.66 元/m ³	$\varepsilon_h^1, \varepsilon_h^2$	300、500 元/(MW h)

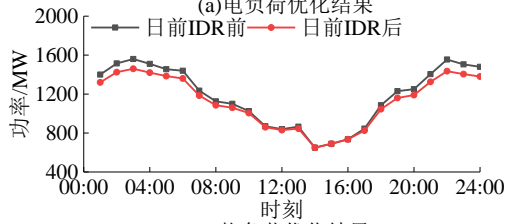
表 B5 各阶段典型场景的概率

Table B5 Probability of typical scenarios in each stage

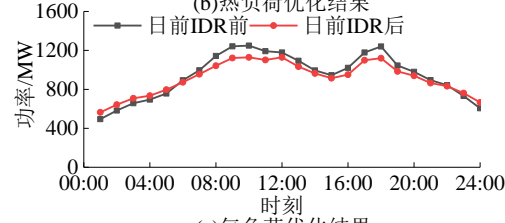
阶段	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}
日前	0.112	0.131	0.086	0.097	0.125	0.101	0.087	0.094	0.075	0.092
日内	0.103	0.091	0.118	0.098	0.105	0.112	0.106	0.101	0.081	0.085
实时	0.087	0.109	0.094	0.085	0.109	0.114	0.099	0.089	0.102	0.112



(a)电负荷优化结果



(b)热负荷优化结果



(c)气负荷优化结果

图 B3 日前电、热、气负荷对比

Fig.B3 Comparison of day-ahead electrical,thermal and gas loads

表 B6 日内阶段不同方案对比

Table B6 Comparison of different schemes in intraday stage

参数	取值			
	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
天然气成本/万元	143.26	139.67	129.86	121.51
燃煤成本/万元	94.77	93.12	98.24	94.55
碳交易成本/万元	-14.67	-16.11	-17.92	-19.45
碳封存与运输成本/万元	7.12	6.54	3.12	2.31
弃风成本/万元	6.63	4.22	2.15	0
设备运行维护成本/万元	38.54	39.91	42.25	40.05
启停成本/万元	0	0	0	0
A、B 类 IDR 成本/万元	—	—	—	9.71
IES 总成本/万元	275.65	267.35	257.70	248.68
碳排放量/t	6754.2	6012.3	5024.6	4125.9

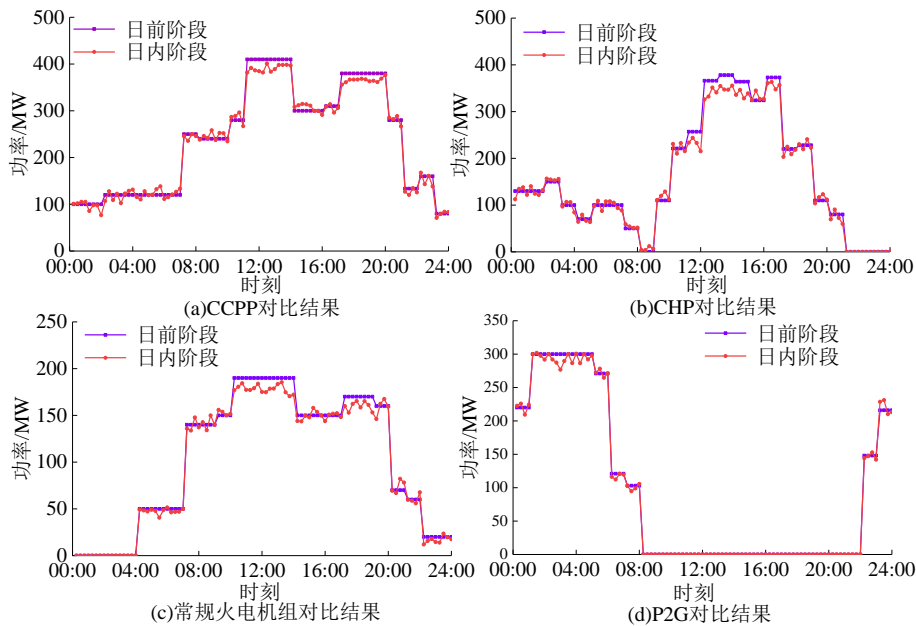


图 B4 方案 4 下日前-日内的部分机组对比

Fig.B4 Comparison of some units under Scheme 4 from day-ahead to intra-day

表 B7 实时阶段不同方案的成本对比

Table B7 Cost comparison of different schemes in real-time stage

参数	取值			
	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
天然气成本/万元	143.78	137.96	130.41	122.14
燃煤成本/万元	94.12	93.88	96.98	92.22
碳交易成本/万元	-15.12	-16.51	-17.46	-18.96
碳封存与运输成本/万元	6.65	6.09	3.76	2.56
弃风成本/万元	5.61	4.22	2.15	0
设备运行维护成本/万元	38.12	39.25	39.61	39.24
A、B、C 类 IDR 成本/万元	—	—	—	11.14
IES 总成本/万元	273.16	264.89	255.45	248.34
碳排放量/t	6125.6	5414.7	4617.9	4077.1

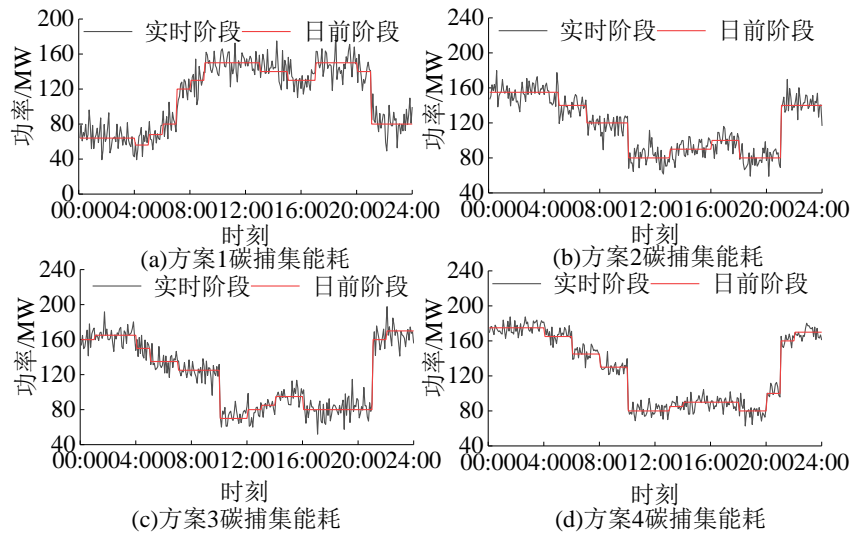


图 B5 日前-实时碳捕集能耗对比

Fig.B5 Comparison of day-ahead and real-time carbon capture energy consumption