

DOI: 10.19666/j.rlfed.202403048

考虑需求侧与碳捕集的电力系统 低碳调度优化研究

路小娟¹, 刘丹¹, 范多进², 张志勇²

(1.兰州交通大学自动化与电气工程学院, 甘肃 兰州 730000;

2.兰州交通大学研究院光热储能综合能源系统工程研究中心, 甘肃 兰州 730000)

[摘要] 为提升风电消纳率, 实现能源电力“碳达峰、碳中和”的目标, 以电力系统综合成本最低为目标, 提出一种新能源电力系统低碳经济优化方法, 建立源荷两侧规划模型。首先, 源侧对火电机组进行低碳化改造, 设溶液存储器与烟气旁路系统, 使之成为储液式碳捕集机组, 引入可调度资源光热电站 (concentrating solar power, CSP) 和储能电池与风电协调配合; 然后, 荷侧调用价格型与激励型需求响应资源进行削峰填谷, 调整用户的用电行为与用电量。通过 4 种案例进行验证, 结果表明: 从源荷两侧对电力系统进行低碳化改造, 有助于促进风电消纳, 提高可再生能源的发电占比, 提升系统的低碳性能, 降低成本。

[关键词] 需求响应; 储液式碳捕集; 可再生能源; 低碳经济调度

[引用本文格式] 路小娟, 刘丹, 范多进, 等. 考虑需求侧与碳捕集的电力系统低碳调度优化研究[J]. 热力发电, 2024, 53(11): 1-9. LU Xiaojuan, LIU Dan, FAN Duo Jin, et al. Optimization of low-carbon scheduling of power system considering demand side and carbon capture[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(11): 1-9.

Optimization of low-carbon scheduling of power system considering demand side and carbon capture

LU Xiaojuan¹, LIU Dan¹, FAN Duo Jin², ZHANG Zhiyong²

(1.College of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730000, China;

2.Engineering Research Center for Photothermal Energy Storage Integrated Energy System, Research Institute of Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730000, China)

Abstract: In order to enhance the wind power consumption rate, achieve the goal of energy and power carbon peak and carbon neutral, with the goal of the lowest comprehensive cost of the power system, a new energy power system low carbon economic optimization method is proposed to establish the source and load side of the planning model. Firstly, on the source side of thermal power units, low-carbon transformation is performed, and a solution memory and flue gas bypass system is set up to make the unit become a liquid storage carbon capture unit, and dispatchable resources of photovoltaic power plant (concentrating solar power, CSP) and storage battery is introduced to coordinated with wind power. Then, on the load side, the price and incentive-type demand response resources are used for peak shaving and valley filling, and adjusting the users' power consumption behaviors and power consumption. Finally, four cases are verified, and the results show that, the decarbonization of the power system from both the source and load sides can help promote wind power consumption, increase the share of renewable energy generation, enhance the low-carbon performance of the system, and save costs.

Key words: demand response; liquid storage carbon capture; renewable energy; low carbon economy dispatch

收稿日期: 2024-03-12

基金项目: 甘肃省高校产业支撑计划项目 (2022CYZC-34); 国家自然科学基金项目 (52266012); 甘肃省科技重大专项 (22ZD6GA063, 20ZD7GF011); 酒泉市科技计划项目 (2023CA3058)

Supported by: Gansu Province University Industry Support Program Project (2022CYZC-34); National Natural Science Foundation of China (52266012); Gansu Province Science and Technology Major Project (22ZD6GA063, 20ZD7GF011); Jiuquan Science and Technology Program (2023CA3058)

第一作者简介: 路小娟 (1975), 女, 博士, 教授, 主要研究方向为智能电网控制, luxj@mail.lzjtu.cn.

通信作者简介: 刘丹 (1999), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统规划, 1319934006@qq.com.

随着环境污染问题日益突出,传统发电模式难以满足当前节能减排的需求。化石能源燃烧会产生多种有害气体,控制CO₂的排放以及发展清洁能源已经成为各国关注的重点^[1-2]。碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)技术^[3]是目前控制电力行业排放CO₂最有效的技术之一,将传统燃煤机组改造为兼备捕碳能力的机组是实现“双碳”目标的关键^[4-6]。文献[7]阐述了CCS技术的运行原理与调峰优势,验证了其与多种机组配合促进风电消纳的效果更为理想;文献[8]将CCS技术运用到综合能源系统中,减少系统碳排放的同时把封存起来的CO₂作为碳源合成天然气进行二次利用,解决电转气过程中的原料供应问题。但是,碳捕集过程中解析CO₂与处理CO₂相互耦合,导致碳捕集能耗与机组出力同增同减,影响了供给负荷的功率。

风光等新能源发电无碳排放,但其具有很强的波动性,会影响电能质量,因此必要时需舍弃部分风电以保证电网的稳定性^[9]。提高风光消纳率已成为亟需解决的问题,相关文献对此进行了研究。文献[10]建立了风电、光伏、光热互补发电模型,提高了风光消纳率和发电系统的稳定性;文献[11]采用多元高斯混合分布和蒙特卡洛对日前预测误差进行场景生成和优化,引入电加热熔盐储热锅炉促进风光电力消纳,增强了低碳运行能力。风电消纳水平与系统碳排放量密切相关,通过提升风电消纳率以代替燃煤机组出力具有现实意义。

除在供电侧发展清洁能源与CCS技术,还需挖掘消费侧的低碳潜力。目前,主要通过电力需求响应(demand response, DR)以调整负荷,从而实现促进风电消纳、节能减排的目的^[12-13]。文献[14]提出了一种DR参与碳捕集设备和耦合电转气的优化方法,结果表明该方法能降低系统成本和CO₂排放量;文献[15]将阶梯式碳交易与DR同时引入综合能源系统,既降低碳排又节约成本,兼顾环保性与经济性。

综上,本文综合考虑储液式碳捕集机组快速调节的特性和DR资源转移与削减负荷的特性,提出一种新能源电力系统低碳调度优化方法,即通过储液式碳捕集机组发挥能量转移的作用以促进源侧的低碳运行,可调度资源光热电站(CSP)与DR资源配合提高系统调度的灵活性,在源荷两侧同时挖掘电力系统调度优化潜力,最后通过算例应用分析进行验证。

1 源侧储液式碳捕集机组模型

1.1 储液式运行方式低碳机理

在传统火电机组中增加碳捕集设备,可实现低碳化改造。从现有研究可知,燃烧后碳捕集机组主要有分流式和储液式^[16-17]2种运行方式。储液式碳捕集系统增设了烟气旁路系统和储液罐。烟气旁路系统能主动排放CO₂到大气中,通过控制烟气流量进而控制碳捕集能耗;储液罐可以灵活调整负荷周期内的CO₂吸收量与释放量。某时段内富液储量增多,贫液储量减少时,说明碳捕集运行水平降低,电厂的净出力得到提升;反之亦然。图1为储液式碳捕集系统工作原理。

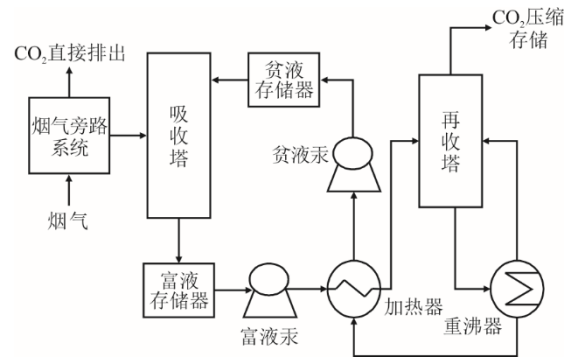


图1 储液式碳捕集系统工作原理

Fig.1 Working principle of liquid storage carbon capture

储液罐可以对吸收塔流出的富液量与再生塔流入的富液量进行解耦,通过调整剩余储液量进行“能量时移”。一方面可以解决捕碳需求与负荷需求的矛盾,减少对环境的负面影响;另一方面,可以捕集高峰期存储的CO₂,从而增大碳捕集能耗,减少机组净出力,进而促进风电消纳。换言之,负荷低谷期低碳排机组出力代替了负荷高峰期部分高碳排机组出力,有利于促进发电侧的低碳经济。

1.2 储液式碳捕集机组模型

碳捕集出力包括净出力与碳捕集能耗^[18-19],其数学模型为:

$$\begin{cases} P_{CCS,i,t} = P_{GS,i,t} - P_{D,i} - P_{B,i,t} \\ E_{G,i,t} = e_{gi} P_{GS,i,t} \\ 0 \leq \delta_i \leq 1 \\ E_{CCS,i,t} = E_{CG,i,t} + \beta \delta_i E_{GS,i,t} \\ 0 \leq E_{CCS,i,t} \leq \eta \beta e_{gi} P_{G,i,max} \\ P_{B,i,t} = \lambda_{CCS} E_{CCS,i,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{CCS,i,t}$ 、 $P_{GS,i,t}$ 、 $P_{B,i,t}$ 、 $P_{G,i,max}$ 分别为碳捕集机

组 i 在 t 时刻的净出力、总输出功率、运行能耗、最大功率； $P_{D,i}$ 为碳捕集机组的固定能耗； e_{gi} 、 δ_i 分别为机组 i 的碳排放强度、烟气风流比； $E_{GS,i,t}$ 、 $E_{CCS,i,t}$ 、 $E_{CG,i,t}$ 分别为机组 i 在 t 时刻产生的 CO_2 总量、碳捕集总量和储液罐中的待捕集 CO_2 量； β 为碳捕集效率； η 为再生塔和压缩机最大工作状态系数； λ 为捕集单位 CO_2 的能耗。

由式(1)可知，储液式碳捕集能耗范围如下：

$$P_{D,i} \leq P_{B,i,t} + P_{D,i} \leq \lambda \eta \beta \delta_{i,\max} e_{gi} P_{G,i,\max} + P_{D,i}$$

推导可得净出力范围如下：

$$P_{G,i,\min} - \lambda \eta \beta \delta_{i,\max} e_{gi} P_{G,i,\max} - P_{D,i} \leq P_{G,i,t} \leq P_{G,i,\max} - P_{D,i}$$

综上所述，储液式碳捕集机组相较于常规火电机组净出力范围更大（图2）。

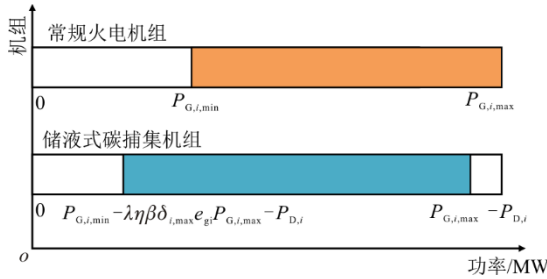


图 2 储液式碳捕集机组净出力对比

Fig.2 Comparison of net output of liquid storage carbon capture units

碳捕集设备中 CO_2 以化合物的状态存在于储液罐的乙醇胺溶液中，因此需要将待捕集的 CO_2 转换为溶液体积，用溶液体积代替待捕集的 CO_2 质量^[20]。具体表达式为：

$$V_{CAi,t} = \frac{E_{CG,i,t} M_{\text{MEA}}}{M_{\text{CO}_2} \theta C_R \rho_R} \quad (2)$$

式中： $V_{CAi,t}$ 为储液罐在 t 时段释放 CO_2 消耗的溶液体积； M_{MEA} 、 C_R 、 ρ_R 分别为乙醇胺溶液摩尔质量、浓度、密度； M_{CO_2} 为 CO_2 摩尔质量； θ 为再生塔解析量。

储液罐的储液量约束与储液变化量约束为：

$$\begin{cases} V_{FYi,t} = V_{FYi,t-1} - V_{CAi,t} \\ V_{PYi,t} = V_{PYi,t-1} - V_{CAi,t} \\ 0 \leq V_{FYi,t} \leq V_{CRi}, 0 \leq V_{PYi,t} \leq V_{CRi} \\ V_{FYi,0} = V_{FYi,24}, V_{PYi,0} = V_{PYi,24} \end{cases} \quad (3)$$

式中： $V_{FYi,t}$ 、 $V_{PYi,t}$ 分别为机组 i 的富液罐与贫液罐在 t 时刻的剩余溶液体积； V_{CRi} 为储液罐的容积； $V_{FYi,0}$ 、 $V_{PYi,0}$ 分别为机组 i 的富液罐与贫液罐初始储液量； $V_{FYi,24}$ 、 $V_{PYi,24}$ 分别为 1 个调度周期结束时机组 i 富液

罐与贫液罐的储液量。

2 荷侧 DR 资源模型

DR 资源主要包括价格型需求响应（price demand response, PDR）与激励型需求响应（incentive demand response, IDR）2 种^[21-22]。DR 资源可以对用户端的负荷量进行灵活调整，在降低峰谷差的同时缓解供需之间的矛盾，降低配电网的运行成本。

2.1 激励型需求响应模型

IDR 是电力公司利用相应的政策手段激励大用户、大负荷签订相应的协议，通过改变用电习惯，按照所签协议对大用户、大负荷进行补偿的一种调度方式，视为一种可调度资源^[23]。IDR 的常见类型为可中断负荷，即在负荷高峰期直接削减适量的用电量，并对用户进行补偿。具体表达式为：

$$P_{\text{load}1,t} = P_{\text{load},t} - P_{\text{IDR},t} \quad (4)$$

式中： $P_{\text{load},t}$ 、 $P_{\text{load}1,t}$ 分别为 IDR 前、后 t 时刻的负荷量； $P_{\text{IDR},t}$ 为 IDR 削减的负荷量。

2.2 价格型需求响应模型

PDR 计划是一种鼓励电力消费者根据实时变动的电价动态管理其电能消耗，以降低峰值电力需求的一种机制，这种需求响应机制是利用分时电价来影响用户用电量^[24]。通过实行分时电价来改变负荷功率，既保证了用户的用电需要，又削减了尖端负荷。电价弹性系数^[25]模型为：

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \end{bmatrix} = \mathbf{E} \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{bmatrix} \quad (5)$$

式中： \mathbf{E} 为分时电价需求弹性矩阵； λ 为负荷变化率矩阵； \mathbf{d} 为电价变化率矩阵。

3 发电系统调度模型

3.1 目标函数

模型以系统综合成本最优为目标函数进行优化，建立低碳调度模型。目标函数如下：

$$f_1 = \min(C_{\text{PV}} + C_{\text{WP}} + C_{\text{CSP}} + C_{\text{ESS}} + C_{\text{GS}} + C_{\text{T}} + C_{\text{R}} + C_{\text{IDR}}) \quad (6)$$

式中： f_1 为总成本； C_{PV} 为光伏电站运行成本； C_{WP} 为风机运行成本； C_{CSP} 为光热电站运行成本； C_{ESS} 为储能电池运行成本； C_{GS} 为火电机组运行成本； C_{T} 为碳交易成本； C_{R} 为溶剂损耗成本； C_{IDR} 为 IDR 调用成本。

$$\begin{cases}
C_{PV} = \sum_{t=1}^{24} k_{PV} P_{PV,t}, & C_{WD} = \sum_{t=1}^{24} k_{WD} P_{WD,t} \\
C_{CSP} = \sum_{t=1}^{24} k_{CSP} P_{CSP,t}, & C_{ESS} = \sum_{t=1}^{24} k_{ESS} P_{ESS,t} \\
C_{GS} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N U_{i,t} [(a_i P_{GS,i,t}^2 + b_i P_{GS,i,t} + c_i) + S_{i,t} (1 - U_{i,t-1})] \\
S_{i,t} = \begin{cases} HSU_i, & T_{down,i} \leq T_{off,i,t} \leq T_{cold,i} \\ CSU_i, & T_{off,i,t} > T_{cold,i} \end{cases} \\
C_R = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_T} k_R \varphi E_{CCS,i,t}, & C_{IDR} = \sum_{t=1}^{24} k_{IDR} |P_{IDR,t}| \\
C_T = k_T [E_c - \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N (\delta_h P_{GS,i,t})]
\end{cases} \quad (7)$$

式中： k_{PV} 、 k_{WD} 、 k_{CSP} 、 k_{ESS} 分别为光伏、风机、CSP、储能电池的发电成本系数； $P_{PV,t}$ 、 $P_{WD,t}$ 、 $P_{CSP,t}$ 、 $P_{ESS,t}$ 分别为 t 时刻光伏、风机、CSP、储能电池入网功率； N 为机组数； a_i 、 b_i 、 c_i 分别为机组 i 的燃煤成本系数； $U_{i,t}$ 、 $S_{i,t}$ 、 HSU_i 、 CSU_i 分别为 t 时刻第 i 台火电机组的开机状态、开机成本、热开机成本、冷停机成本； $T_{down,i}$ 、 $T_{off,i,t}$ 、 $T_{cold,i}$ 分别为第 i 台火电机组的停机时间、关机时间、冷启动时间； k_T 、 k_R 分别为碳交易价格、乙醇胺溶剂成本系数； E_c 为火电机组产生的 CO_2 总量； δ_h 为碳排放配额系数； φ 、 K_{IDR} 分别溶剂损耗系数、IDR调用成本系数； $P_{IDR,t}$ 为 t 时刻IDR削减的电负荷值。

3.2 约束条件

系统不平衡约束主要有：常规火电机组容量约束、爬坡约束、启停约束（碳捕集机组容量约束、爬坡约束、启停约束与火电机组一致），风力发电约束，IDR约束，烟气风流比约束。

$$\begin{cases}
P_{GS,i,\min} \leq P_{GS,t,i} \leq P_{GS,i,\max} \\
\begin{cases} (T_{on,t-1,i} - T_{on,i})(U_{t-1,i} - U_{t,i}) \geq 0 \\ (T_{off,t-1,i} - T_{off,i})(U_{t,i} - U_{t-1,i}) \geq 0 \end{cases} \\
P_{GS,i,\downarrow} \leq P_{GS,t,i} - P_{GS,t-1,i} \leq P_{GS,i,\uparrow} \\
P_{var(v)} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_i \\ a + bv^3 & v_i \leq v < v_r \\ P_r & v_r \leq v < v_o \\ 0 & v \geq v_o \end{cases} \\
a = \frac{P_r v_i^3}{v_i^3 - v_r^3}, \quad b = \frac{P_r}{v_r^3 - v_i^3} \\
0 \leq P_{IDR,t} \leq u_{i,t} P_{IDR,\max} \\
0 \leq \delta_i \leq 1
\end{cases} \quad (8)$$

式中： $T_{on,i,t}$ 、 $T_{off,i,t}$ 、 $T_{on,i}$ 、 $T_{off,i}$ 分别为第 i 台机组 t 时段连续启动时间、连续关机时间、最小启动时间、最小关机时间； $P_{GS,i,\downarrow}$ 、 $P_{GS,i,\uparrow}$ 分别为第 i 台机组向下爬坡功率、向上爬坡功率； $P_{var(v)}$ 为单台风电机功率； v_i 、 v_r 、 v_o 分别为切入风速、额定风速、切断风速； P_r 为风机额定功率； $u_{i,t}$ 为负荷在 t 时刻的中断状态； δ_i 为烟气风流比； $P_{IDR,\max}$ 为IDR削减的最大负荷值。

系统平衡约束包括：储能电池约束；CSP的发电系统约束、储能系统约束、集热场约束；PDR约束；功率平衡约束。

$$\begin{cases}
SOC_t = SOC_{t-1} + \Delta \left(\frac{\eta_{cha} P_{cha,t}}{E_m} - \frac{P_{dis,t}}{\eta_{dis} E_m} \right) \\
P_{bes,t} = f_{cha,t} P_{cha,t} + f_{dis,t} P_{dis,t} \\
\begin{cases} f_{cha,t}, f_{dis,t} = \{0,1\} \\ f_{cha,t} + f_{dis,t} = \{0,1\} \end{cases}
\end{cases} \quad (9)$$

式中： SOC_t 为 t 时刻荷电状态； η_{cha} 、 η_{dis} 为充、放电效率； E_m 为电池容量； $P_{cha,t}$ 、 $P_{dis,t}$ 为 t 时刻充电、放电功率； $f_{cha,t}$ 、 $f_{dis,t}$ 为储能充电、放电二进制标识，充放电不能同时进行。

$$\begin{cases}
\begin{cases} P_{csp,t} = P_{sp,t} + P_{tp,t} \\ P_{sp,t} = \eta_1 q_{sp,t} \\ P_{tp,t} = \eta_2 q_{tp,t} \end{cases} \\
q_{tes,t} = q_{tes,t-1} + \eta_3 q_{st,t} - q_{tp,t} \\
q_{sf,t} = q_{sp,t} + q_{tp,t} \\
\sum_{t=1}^{24} P_{PDR,t} = \sum_{t=1}^{24} P_t \\
P_{PDR,t} = P_{PV,t} + P_{WD,t} + P_{CSP,t} + P_{ESS,t} - P_{IDR,t} + \sum_{i=1}^N P_{CCS,i,t}
\end{cases} \quad (10)$$

式中： $P_{sp,t}$ 、 $P_{tp,t}$ 分别为 t 时刻集热系统、储热系统提供的电功率； $q_{sp,t}$ 、 $q_{tp,t}$ 分别为 t 时刻集热系统、储热系统输出的热功率； η_1 和 η_2 均为发电系统的热电转换效率； $q_{tes,t}$ 为 t 时刻储热装置容量； $q_{st,t}$ 为 t 时刻集热系统输入热功率； η_3 为储热系统转换效率； $q_{sf,t}$ 为 t 时刻集热场输出总热功率； P_t 、 $P_{PDR,t}$ 分别为PDR前后 t 时刻的负荷功率，PDR前后负荷总功率不变。

4 算例应用分析

4.1 调度结果分析

火电机组改造时，引入可调度资源CSP和储能

电池，与不可调度资源风电和光伏一起组成含双重需求侧响应的电力系统低碳调度模型。图 3 为风电、光伏以及负荷预测功率。各机组参数见表 1—表 5。

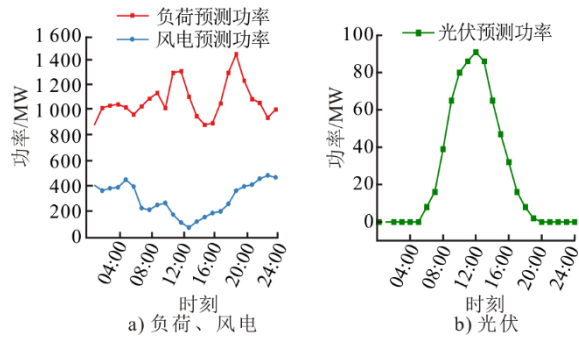


图 3 负荷、风电、光伏预测功率
Fig.3 Forecast power of load, wind and PV

表 1 光伏电站参数

Tab.1 Parameters of photovoltaic power station

最大功率/MW	光电转换效率/%	场镜面积/m ²
100	15.7	21 000

表 2 火电机组参数

Tab.2 Parameters of thermal power units

$P_{GS,i,max}/$ MW	$P_{GS,i,min}/$ MW	$a_i/$ (美元·MW ⁻²)	$b_i/$ (美元·MW ⁻²)	$c_i/$ 美元
130	20	700	16.60	0.002 00
130	20	680	16.50	0.002 11
85	25	480	22.74	0.007 90
80	20	370	22.26	0.007 12
55	10	660	25.92	0.004 13
55	10	665	27.27	0.002 22
55	10	670	27.29	0.001 73

表 3 光热电站参数

Tab.3 Parameters of photovoltaic power station

项目	数值	项目	数值
储热上限/(MW·h)	1 000	额定功率/MW	100
储热下限/(MW·h)	100	最小输出功率/MW	10
光热转换效率/%	51	最大放热功率/(MW·h ⁻¹)	70
热电转换效率/%	45	最大充热功率/(MW·h ⁻¹)	300

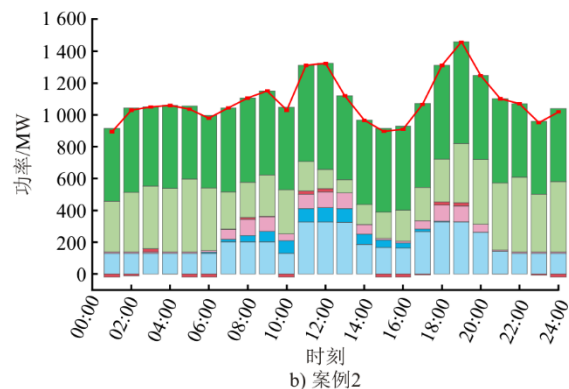
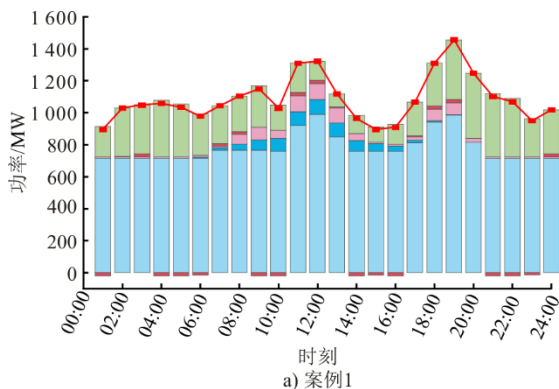


表 4 碳捕集设备参数

Tab.4 Parameters of carbon capture equipment

项目	数值	项目	数值
单位捕碳能耗/(MW·h)·t ⁻¹	0.269	碳交易价格/(美元·t ⁻¹)	14.286
醇胺溶液摩尔质量/(g·mol ⁻¹)	61.08	IDR 调用成本系数/(美元·(MW·h) ⁻¹)	20
碳捕集效率/%	90	碳配额系数/(t·(MW·h) ⁻¹)	0.7
醇胺溶剂成本系数/(美元·kg ⁻¹)	1.17	CO ₂ 摩尔质量/(g·mol ⁻¹)	44
溶剂运行损耗系数/(kg·t ⁻¹)	1.5	固定能耗/(MW·h)	5
再生塔解析量/(mol·mol ⁻¹)	0.3	醇胺溶液质量分数/%	30
IDR 调用容量系数/%	5	醇胺溶液密度/(g·mL ⁻¹)	1.01

表 5 储能电站参数

Tab.5 Parameters of the energy storage plant

容量/(MW·h)	最大充/放电功率/MW	充/放电效率/%
50	10	90

本文设置 4 种案例分析所建模型：

- 1) 配备常规火电机组，不含碳捕集机组，不考虑 DR 资源；
- 2) 配备常规火电机组与储液式碳捕集机组，不考虑 DR 资源；
- 3) 配备常规火电机组与储液式碳捕集机组，仅考虑 PDR；
- 4) 配备常规火电机组与储液式碳捕集机组，考虑 PDR 与 IDR。

图 4 为不同案例的机组调度结果。由图 4 可知，案例 1 由常规火电机组提供大部分负荷，风电与光伏承担了小部分负荷，CSP 在中午光照充足时出力高，通过启停调峰发挥其调峰优势，以减少火电机组启停次数与燃煤成本，缓解调峰压力。在负荷需求低的时段碳捕集机组净出力下限更低，消纳了部分风电；虽然低碳机组承担了大部分的负荷压力，但其他高碳机组均存在开机状态，其产生的 CO₂ 占据了系统的碳排放配额，与低碳理念相悖，导致碳交易收益降低，因此系统的低碳性能需要进一步挖掘。

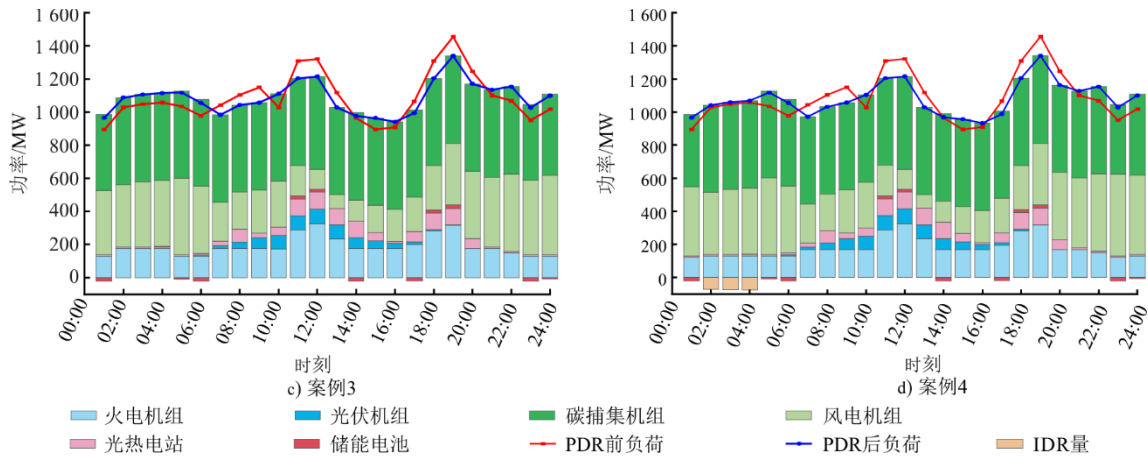


图 4 4 种案例下机组调度结果
Fig.4 The unit scheduling results for four cases

案例 3 在案例 2 的基础上引入了 PDR，从荷侧挖掘系统的低碳潜力。PDR 可将高峰时段的部分负荷量转移到低谷时段处理。从案例 3 调度结果可以看到，PDR 对负荷曲线具有平缓作用，在 01:00—06:00、21:00—24:00 的平谷时段，负荷量提高，促进了风电消纳，代替了部分高碳机组出力；在 07:00—09:00、11:00—13:00、17:00—20:00 顶峰时段，负荷下降，缓解了碳捕集能耗的压力，抑制高碳机组出力直接降低了碳排放量，使碳排放配额有部分冗余，提高了碳交易收益。案例 4 在荷侧实行 PDR 与 IDR 共同作用的双重需求侧响应。在 02:00—04:00 IDR 削减了部分负荷，为低碳机组出力争取了契机，等效为零碳排虚拟电源发电代替高碳机组发电，被代替的高碳机组功率越多，启停次数越少，碳排放量就越少。

表 6 给出了不同案例的调度成本。案例 1 中需要考虑火电机组的启停成本，为保证经济最优选择舍弃一部分风电，所以弃风量较高，且案例 1 未引入碳捕集设备，导致碳排放量很高。对比案例 1 和案例 2 的数据可知：储液式碳捕集机组促进了风力发电对火电机组的替代，但仍有弃风现象存在；由于碳捕集过程中所需的能耗由燃煤机组提供，导致火电机组成本增加了 75 253 美元，增加的这部分成本远小于碳交易收益，所以综合成本仍减少 92 856 美元。案例 2 验证了储液罐对捕碳需求进行能量时移的有效性。案例 3 引入的 PDR 对系统低碳经济调度具有一定促进作用，碳排放量、弃风量、综合成本较案例 2 分别降低了 26.8%、3.0%、16.3%。案例 4 同时考虑 PDR 和 IDR 进行双重需求侧响应，实现了调度周期内风电全部消纳，与案例 3 相比，案例 4 的碳排放量减少了 318 t，综合成本降低了 6 138 美元，进一步挖掘

了低碳潜力。

表 6 不同案例调度结果
Tab.6 Dispatch results for different cases

项目	案例 1	案例 2	案例 3	案例 4
光伏成本/美元	13 461	13 461	13 461	13 461
风电成本/美元	140 908	171 540	176 738	178 579
光热成本/美元	26 696	31 984	31 934	31 964
储能成本/美元	1 467	1 237	1 004	998
火电成本/美元	439 161	514 414	515 601	508 551
碳交易成本/美元	75 814	-158 418	-176 714	-178 295
溶剂损耗成本/美元		29 478	31 778	31 772
IDR 成本/美元				998
碳排放量/t	17 690	4 445	3 253	2 935
弃风量/MW	1 570	293	77	0
弃风率/%	21	4	1	0
综合成本/美元	696 507	603 651	593 802	587 664

4.2 碳交易价格变化敏感性分析

碳交易价格的变化会影响系统运行，图 5 给出了碳交易价格在 0~21 美元/t 且以 3 美元为步长增长时的碳排放量曲线与综合成本变化曲线。由图 5a) 可知：在碳交易价格为 0 美元/t 时，各案例碳排放量就有差异；在 0~3 美元/t 时，碳排放量对价格的变化并不敏感；超过 3 美元/t 时，碳排放量随着碳交易价格增大而减少，最终趋于稳定。案例 1 碳排放量曲线较为平缓，在 9 美元/t 时趋于稳定，这是由于案例 1 的燃煤机组全为高碳排机组，提高碳交易价格并不能抑制碳排放量。案例 2、案例 3、案例 4 配备了碳捕集设备。当碳交易价格在 3~15 美元/t 时，碳排放量曲线陡然下降，在该区间提高碳交易价格能提升碳捕集机组出力，束缚碳排放强度高的火电机组运行，促进碳捕集与封存。当碳交易价格超过 15 美元/t 时，最大碳捕集能耗受限，碳排放量不再受碳交易价格影响。

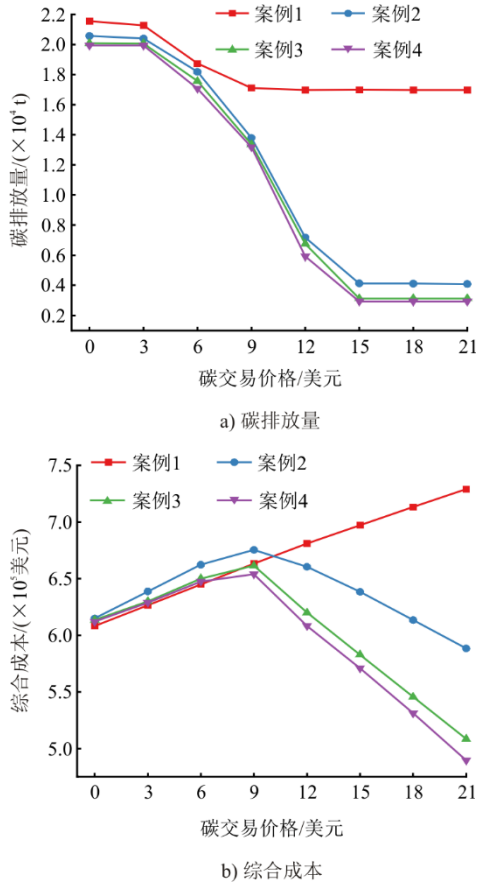


图 5 碳排放量和综合成本随碳交易价格变化
Fig.5 Changes of carbon emissions and integrated costs with carbon trading prices

由图 5b)可知,在碳交易价格为 0 美元/t 时,由于没有碳捕集设备的投资成本,案例 1 的成本低于其他 3 个案例,随着碳交易价格的提升,案例 1 综合成本呈一阶线性关系不断上升,其他案例均先升后降。综合成本在碳交易价格 9 美元/t 转折,碳交易价格小于 9 美元/t 时,案例 2、案例 3、案例 4 的碳交易价格与综合成本正相关,原因是碳交易成本占比尚小,仅减少碳排量带来的碳交易收益远小于多种机组组合的运行成本;碳交易价格大于 9 美元/t 后,案例 2、案例 3、案例 4 的碳交易价格与综合成本负相关,原因是随着碳交易价格的提升,碳交易成本所占比例越来越大,系统为了控制总成本从而提升碳捕集能力,少于碳交易配额的碳排放量均作为碳交易的收益,碳交易收益的优势逐渐显现,系统综合成本呈下降趋势。而案例 1 中产生的 CO₂ 全部排放,远超过了市场的碳交易配额,提高价格只会使碳交易成本不断增加,进而导致综合成本增加。由图 5 可知,案例 4 的综合成本最优,储液式碳捕集方式与双重需求侧响应联合发扬了碳捕集电厂的低碳优势,缩小了局限性。

图 6 为碳交易价格变化对弃风功率的影响,其原理与碳交易价格影响综合成本的原理相似。由图 6 可见:案例 2 增设储液罐,使碳捕集机组净出力更低,以便消纳更多的风电;案例 3、案例 4 的初始弃风功率低于案例 2,原因在于碳捕集带来的收益远小于消耗的醇胺溶剂成本,为保证经济最优额外消纳了部分风电;案例 4 在碳交易价格较低时就可实现全额消纳。

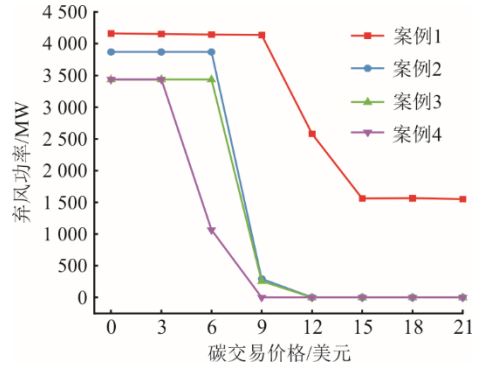


图 6 弃风功率随碳交易价格变化
Fig.6 Changes of wind power abandonment with carbon trading price

案例 1 中 CO₂ 排放量远高于其他案例,图 7 对比了案例 2—案例 4 的碳排放曲线。由图 7 可知:3 条碳排放曲线变化趋势相同;且案例 4 的碳排放曲线整体最低,但 00:00—05:00 时段,案例 4 的碳排放量高于案例 3。原因是为避免碳捕需求和负荷需求之间的矛盾,系统选择在谷时段释放储存在储液罐中的 CO₂,从而提升净出力,避免峰时碳捕集能耗占比过高。

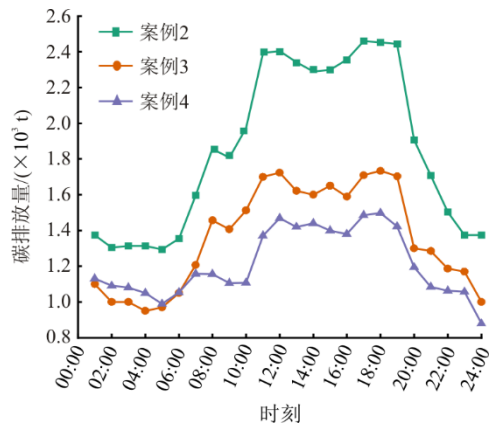


图 7 系统碳排放曲线
Fig.7 Carbon emission curves of the system

图 8 为 PDR 前后负荷与电价变化。由图 8a)可知, PDR 实施后,负荷变化量与电价呈负相关。在 00:00—06:00 时段负荷量随电价降低而升高;在平时与峰时又随着电价升高而降低。由图 8b)可知, PDR 可以平缓负荷曲线。在平谷时段提升负荷,促

进风电消纳；在峰时段转移负荷，缓解捕碳需求与负荷的压力。

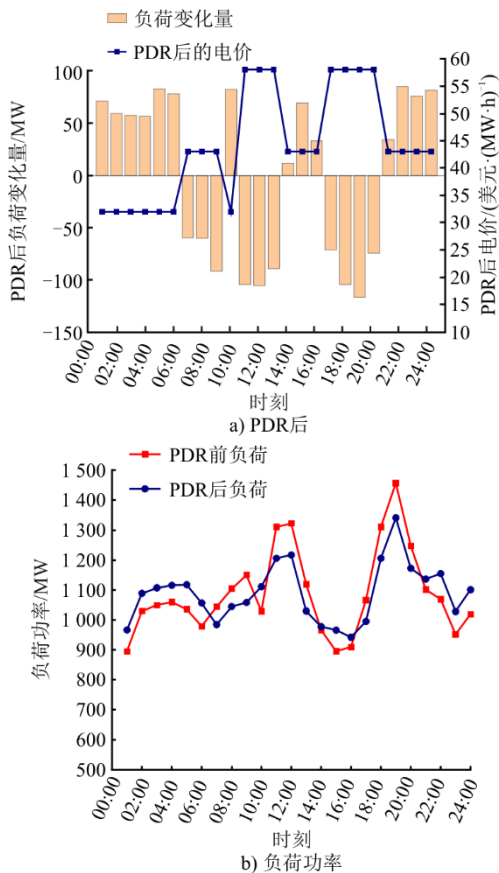


图 8 PDR 前后负荷与电价变化

Fig.8 Changes of load and electricity price before and after PDR

表 7 为 PDR 前后负荷功率峰谷差。由表 7 数据可知：PDR 调用后转移的总负荷量为 1 758.6 MW，最大峰谷差由 562.4 MW 降低到 398.6 MW，降低了 163.8 MW；波峰和波谷均有不同程度的削减和提升，通过调整各个时段的负荷量实现了荷侧的削峰填谷。

表 7 PDR 前后负荷功率峰谷差 单位：MW

Tab.7 Load power peak-to-valley difference before and after PDR

PDR 前后	波峰	波谷	最大峰谷差
PDR 调用前	1 457.2	894.8	562.4
PDR 调用后	1 340.6	942.0	398.6

5 结 论

本文以系统综合成本最低为目标，建立了含储液式碳捕集设备与双重需求侧响应协调作用的低碳调度优化模型，从源-荷两侧入手挖掘系统的低碳潜力。通过对 4 种案例进行分析，得出以下结论。

1) 对传统火电机组进行低碳改造具有现实意义，改造后系统的 CO₂ 排放量与弃风量分别减少了

13 245 t、1 277 MW·h，在降低 CO₂ 排放量的同时提升了风电消纳功率，还能从碳交易中受益。

2) 储液式碳捕集设备能够实现能量时移，选择合适的时机排放 CO₂，合理规划碳捕集能耗，抑制高碳排机组出力，提高了系统调度的灵活性。

3) PDR 可以对负荷功率进行无偿转移，IDR 可以对负荷功率进行有偿削减，两者配合使负载曲线更加平滑，等效为零碳排虚拟电源功率代替高碳机组出力，符合系统的低碳理念，进一步挖掘了系统的低碳性能。

4) 通过对比不同碳交易价格下的 CO₂ 排放量与综合成本以及弃风功率，证明本文所提方法有效。

[参 考 文 献]

- [1] 董海鹰, 负蕴韵, 马志程, 等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳优化运行[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3689-3700.
DONG Haiying, YUN Yunyun, MA Zhicheng, et al. Low-carbon optimal operation of integrated energy systems with multi-energy conversion and photovoltaic power plant participation[J]. Grid Technology, 2020, 44(10): 3689-3700.
- [2] 王玉梅, 周永鑫, 张继钦. 考虑需求侧的综合能源系统虚拟电厂低碳调度[J]. 电工技术, 2023(18): 73-76.
WANG Yumei, ZHOU Yongxin, ZHANG Jiqin. Low-carbon scheduling of virtual power plants for integrated energy systems considering the demand side[J]. Electrotechnology, 2023(18): 73-76.
- [3] XU Q, DING Y, ZHENG A. An optimal dispatch model of wind-integrated power system considering demand response and reliability[J]. Sustainability, 2017, 9(5): 1-20.
- [4] 石蓉, 王雪妍, 陆鑫, 等. 基于改进聚类算法的清洁能源互联网源网荷储协调控制研究[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(7): 134-139.
SHI Rong, WANG Xueyan, LU Xin, et al. Study on coordinated control of source-grid-load-storage for clean energy internet based on improved clustering algorithm[J]. Grid and Clean Energy, 2023, 39(7): 134-139.
- [5] 寇洋, 武家辉, 江欢, 等. 计及碳捕集和旋转备用配置的低碳优化运行[J]. 电力建设, 2024, 45(1): 102-111.
KOU Yang, WU Jiahui, JIANG Huan, et al. Low carbon optimized operation with carbon capture and spinning standby configuration[J]. Power Construction, 2024, 45(1): 102-111.
- [6] 程耀华, 杜尔顺, 田旭, 等. 电力系统中的碳捕集电厂：研究综述及发展新动向[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 339-350.
CHENG Yaohua, DU Ershun, TIAN Xu, et al. Carbon capture power plants in power systems: a review of research and new developments[J]. Global Energy Internet, 2020, 3(4): 339-350.
- [7] AL-HAMED K H M, DINCER I. Analysis and economic evaluation of a unique carbon capturing system with ammonia for producing ammonium bicarbonate[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 252: 115062-115062.
- [8] 汤晔. 考虑储液式碳捕集技术与双重需求响应的IEGS 低碳经济调度[D]. 西安: 西安理工大学, 2023: 1.

- TANG Ye. Low-carbon economic dispatch of IEGS considering liquid storage carbon capture technology and dual demand response[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2023: 1.
- [9] 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.
CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. A source-load multi-timescale scheduling method for wind-containing power systems taking into account the low-carbon characteristics of carbon capture plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5869-5886.
- [10] 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 Duojin, 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.
- [11] 胡阳, 赵玥莉, 胡宇阳, 等. 计及源-荷互动的区域电-热联合系统日前优化调度[J]. 热力发电, 2023, 52(3): 102-111.
HU Yang, ZHAO Yueli, HU Yuyang, et al. Day-ahead optimal scheduling of a combined regional power-heat system with source-load interaction[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(3): 102-111.
- [12] 周任军, 孙洪, 唐夏菲, 等. 双碳量约束下风电-碳捕集虚拟电厂低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6): 1675-1683.
ZHOU Renjun, SUN Hong, TANG Xiafei, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind-carbon capture virtual power plant under double carbon quantity constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1675-1683.
- [13] 吴林林, 陈璨, 胡俊杰, 等. 支撑新能源电力系统灵活性需求的用户侧资源应用与关键技术[J]. 电网技术, 2024, 48(4): 1435-1450.
WU Linlin, CHEN Can, HU Junjie, et al. User-side resource applications and key technologies to support the flexibility demand of new energy power systems[J]. Grid Technology, 2024, 48(4): 1435-1450.
- [14] 高月芬, 员成博, 孔凡鹏, 等. 需求响应激励下耦合电转气、碳捕集设备的综合能源系统优化[J]. 中国电力, 2024, 57(4): 32-41.
GAO Yuefen, YUAN Chengbo, KONG Fanpeng, et al. Optimization of an integrated energy system coupled with electricity-to-gas and carbon capture devices under demand response incentives[J]. Electric Power, 2024, 57(4): 32-41.
- [15] 魏子强, 温鹏, 梁志, 等. 计及需求响应比例的园区综合能源系统低碳经济调度方法[J]. 太阳能学报, 2023, 44(10): 38-45.
WEI Ziqiang, WEN Peng, LIANG Zhi, et al. A low-carbon economic dispatch method for integrated energy systems in parks with meter and demand response ratio[J]. Journal of Solar Energy, 2023, 44(10): 38-45.
- [16] 黄勤坤, 邱瑜, 王飞, 等. 考虑多重不确定性的虚拟电厂随机优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(11): 8-16.
HUANG Qinkun, QIU Yu, WANG Fei, et al. Stochastic optimal scheduling of virtual power plants considering multiple uncertainties[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(11): 8-16.
- [17] 蒙锦辉. 风-光-水-碳捕集多区域虚拟电厂协调优化调度研究[D]. 南昌: 华东交通大学, 2020: 2.
- MENG Jinhui. Research on coordinated optimal scheduling of multi-regional virtual power plants for wind-light-water-carbon capture[D]. Nanchang: East China Jiaotong University, 2020: 2.
- [18] 彭元, 娄素华, 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 wind-containing power systems considering liquid-storage carbon capture plants[J]. Journal of Electrotechnology, 2021, 36(21): 4508-4516.
- [19] ZHANG M, AI X, FANG J, et al. A systematic approach for the joint dispatch of energy and reserve incorporating demand response[J]. Applied Energy, 2018, 230: 1279-1291.
- [20] 陈继明, 徐乾, 李勇, 等. 计及源荷不确定性和碳捕集虚拟电厂的电-气互联系统优化调度[J]. 太阳能学报, 2023, 44(10): 9-18.
CHEN Jiming, XU Qian, LI Yong, et al. Optimal scheduling of an electricity-gas interconnected system accounting for source-load uncertainty and carbon capture virtual power plants[J]. Acta Energetica Sinica, 2023, 44(10): 9-18.
- [21] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6142.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering reward-penalty stepped carbon trading and electricity-heat transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.
- [22] 赵鑫, 李晓露. 计及灵活性需求偏差的综合能源系统分布鲁棒优化调度[J]. 上海电力大学学报, 2023, 39(5): 426-435.
ZHAO Xin, LI Xiaolu. Robust distributional optimal scheduling of integrated energy systems with flexibility demand bias[J]. Journal of Shanghai Electric Power University, 2023, 39(5): 426-435.
- [23] 王昀, 谢海鹏, 孙啸天, 等. 计及激励型综合需求响应的电-热综合能源系统日前经济调度[J]. 电工技术学报, 2021, 36(9): 1926-1934.
WANG Yun, XIE Haipeng, SUN Xiaotian, et al. Day-ahead economic dispatch of an integrated electric-thermal energy system with meter and incentive-based integrated demand response[J]. Journal of Electrotechnology, 2021, 36(9): 1926-1934.
- [24] 崔杨, 姜涛, 仲悟之, 等. 考虑风电消纳的区域综合能源系统源荷协调经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2474-2483.
CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, et al. Source-load coordinated economic dispatch of regional integrated energy system considering wind power consumption[J]. Grid Technology, 2020, 44(7): 2474-2483.
- [25] 马江海, 宋金鹏, 康家玉. 基于分时电价的用户侧光伏储能系统容量配置[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(31): 13387-13393.
MA Huihai, SONG Jinpeng, KANG Jiayu. Capacity allocation of customer-side photovoltaic energy storage system based on time-of-use tariff[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(31): 13387-13393.

(责任编辑 杨嘉蕾)