

考虑广义储能与碳捕集设备联合调峰的 电力系统低碳经济调度

崔杨¹, 安宁¹, 付小标², 赵钰婷¹, 仲悟之³

(1. 东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室, 吉林 吉林 132012;
2. 国网吉林省电力有限公司, 吉林 长春 130012; 3. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

摘要:在运用碳捕集设备提高深度调峰机组负荷低谷时段出力的同时,采用广义储能提高负荷高峰时段的碳捕集水平,是实现碳达峰、碳中和的重要途径之一。提出考虑广义储能与火电深度调峰的低碳经济调度模型,通过引入碳捕集设备与广义储能解决机组深度调峰损耗大及负荷高峰时段碳排放量高的问题。将深度调峰机组改造为碳捕集机组,提高其深度调峰时段的出力水平;将由价格型需求响应与储能装置构成的广义储能用于调度模型中,提高负荷高峰时段的碳捕集水平;以系统总运行成本最优为目标,制定各主体出力方案。仿真结果表明,所提模型能够缓解机组深度调峰压力,提高碳捕集机组的捕碳水平,兼顾系统的经济效益与低碳性能。

关键词:机组深度调峰;碳捕集设备;广义储能;低碳经济调度

中图分类号: TM73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202211003

0 引言

为实现2030年碳达峰、2060年碳中和的“双碳”目标,中国科学院发布了“双碳”战略行动计划,以促进经济社会绿色低碳转型^[1]。现阶段我国电力结构仍以火力发电为主,2021年煤炭消费量占能源消费总量的56%^[2]。电力生产结构决定了电力消费结构的非清洁性,因此当前须提高新能源上网电量,加快电力绿色转型的步伐。

目前广泛采用火电机组深度调峰的手段来使更多的新能源上网^[3-4]。文献[5]针对机组深度调峰阶段成本大幅上升的问题,利用全场景优化方法制定综合经济性最优的方案。文献[6]提出计及阶梯式爬坡率的深度调峰机组模型,提升可再生能源经济效益。然而,深度调峰既降低了机组经济性,又导致了碳排放增量,不符合当前的低碳转型策略。

对火电机组加装碳捕集设备^[7-9]能够有效降低机组碳排放量,同时提高机组深度调峰出力,增大调峰裕度。文献[10]构建考虑碳捕集设备的综合能源系统低碳经济调度模型,以降低系统碳排放量。但碳捕集设备存在运行能耗较高的问题,在负荷高峰时段,机组出力用于平衡系统负荷,无法满足碳捕集设备所需运行能耗,碳捕集水平不足问题尤为突出^[11]。

广义储能(generalized energy storage, GES)是

指一切可以使能量时移的设备或调度措施,将传统储能设备归为实际储能^[12],将可转移负荷等用户侧调度措施归为虚拟储能,将实际储能与虚拟储能相结合构成GES^[13]。GES凭借其调节灵活、能量时移的优势,可缓解碳捕集机组在负荷高峰时段不能兼顾上网功率与碳捕集设备运行能耗的矛盾。文献[14-16]提出考虑GES的系统优化调度模型,并验证模型在降低系统运行成本方面的有效性。这些研究虽然证明了GES为有效的调节资源,但是并没有将GES应用到低碳经济调度中。目前较少有关于GES与碳捕集机组协调配合的研究。

上述研究在提高新能源消纳能力、降低机组深度调峰成本以及促进GES参与系统优化调度方面已经取得了重要的成果,但仍有需解决的问题:①目前关于深度调峰的研究大多关注系统优化调度层面,而较少关注如何降低机组损耗以及挖掘低碳特性;②虽有研究通过对火电机组加装碳捕集设备将其改造为碳捕集机组,减轻了负荷低谷时段的调峰成本,同时对CO₂进行捕集,但机组在负荷高峰时段无法达到最高的碳捕集水平,对该问题仍需进一步深入研究;③GES作为可灵活调节资源,具有能量时移的作用,能够提高系统调峰能力,但目前还未将其应用到低碳层面,没有考虑GES对系统低碳的灵活调节作用。

基于上述分析,本文针对深度调峰机组损耗大的问题,通过在发电侧加装碳捕集设备将机组改造成碳捕集机组,以提高负荷低谷时段的机组出力;针对碳捕集机组在负荷高峰时段无法达到最高碳捕集水平的问题,引入由价格型需求响应(price-based demand response, PDR)与实际储能设备相结合的

收稿日期:2022-04-24;修回日期:2022-07-20

在线出版日期:2022-12-08

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777027)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777027)

GES,以提高负荷高峰时段的碳捕集水平;提出考虑GES与碳捕集设备相配合的电力系统低碳经济调度模型,以增大机组深度调峰裕度,减少负荷高峰时段的碳排放量,并分析在储能容量与碳交易成本共同改变的情况下采用所提调度模型时系统总运行成本的变化趋势。

1 考虑GES与火电深度调峰的含碳捕集系统低碳原理

本文引入GES,使GES配合传统火电机组进行系统整体优化调度,通过对深度调峰火电机组加装碳捕集设备将其改造成碳捕集机组,同时提高深度调峰机组在负荷低谷时段的出力,增大深度调峰裕度。考虑GES与火电机组深度调峰的电力系统低碳经济调度模型结构如附录A图A1所示。

1.1 碳捕集机组运行原理

碳捕集技术是一种将火电机组发电所产生的CO₂进行分离、封存的技术,通过碳捕集达到减排的目的^[17]。碳捕集方式分为燃烧前捕集、富氧燃烧以及燃烧后捕集3种^[18]。其中,燃烧后捕集虽然还处于发展阶段,但在降低能耗等方面具有很大的发展潜力,同时该碳捕集方式适用于所有类型的火电机组,因此,本文考虑这种碳捕集方式。

碳捕集机组的碳捕集水平是衡量碳捕集设备捕碳能力的重要指标,指碳捕集机组捕集到的CO₂量与CO₂总产生量的比值,反映了碳捕集机组的捕碳程度。然而,目前碳捕集机组在负荷高峰时段存在碳捕集水平过低的问题,阻碍了系统整体的经济优化运行。

1.2 火电机组深度调峰原理

传统火电机组通过下压出力为风电留出上网空间。火电机组深度调峰与常规调峰不同,当机组出力降至常规调峰最小出力时,调峰处于常规调峰与深度调峰的临界状态。火电机组深度调峰示意图如附录A图A2所示。图中: P_{GS}^{MAX} 为火电机组最大技术出力; P_{GS}^{MIN} 为火电机组最小技术出力; P_{GS}^A 为不投油深度调峰最小出力; P_{GS}^B 为投油深度调峰最小出力。根据负荷率大小将机组调峰状态划分为常规调峰、不投油深度调峰以及投油深度调峰3种状态^[16]。

碳捕集设备捕碳时需消耗大量电能,此时深度调峰机组总出力包括用于平衡负荷的上网功率以及用于捕碳的运行能耗和维持能耗两部分。而在装设碳捕集设备之前,深度调峰机组出力仅用于平衡系统负荷,负荷低谷时段的出力常使机组处于投油深度调峰阶段。因此,在对深度调峰机组加装碳捕集设备后,不仅降低了碳排放量,而且增加了机组出力,降低了负荷低谷时段的机组深度调峰压力。同时,机组在原投油深度调峰阶段的上网功率能够降至该阶段的

最小出力值以下,可余出空间来增加风电上网量。装设碳捕集设备前、后的机组出力对比如图1所示。图中: P 为机组输出功率; P_{GME}^{CCU} 为碳捕集机组的维持能耗; P_{GRE}^{CCU} 为碳捕集机组的运行能耗; P_{GS}^{ADD} 为装设碳捕集设备后机组输出功率的增加量; P_{GS}^{GIP} 为机组的上网功率; P_{WGO} 为风电场的上网功率。

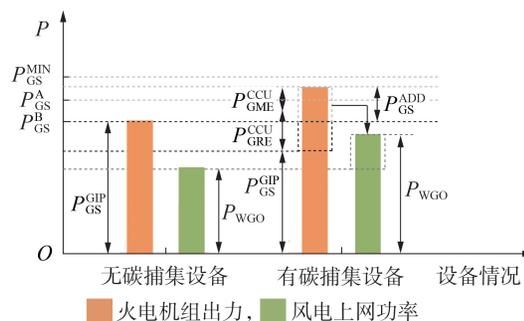


图1 装设碳捕集设备前、后的机组出力对比

Fig.1 Comparison of unit output between before and after installing carbon capture equipment

1.3 GES运行原理

PDR作为一种用户侧灵活调节资源,具有非常大的调控潜力,其作用为通过电价引导用户改变固有的用电状态,从而实现能量时移,因此PDR被称为虚拟储能。虚拟储能与实际储能共同构成GES^[19],GES无论是在通过消纳新能源减少机组深度调峰份额方面,还是在通过提高碳捕集水平降低碳排放量方面,都具有很大的优势,因此本文将GES引入电力系统低碳经济调度模型中。GES优化调度示意图如附录A图A3所示。在GES未被引入低碳调度模型中时,仅通过机组深度调峰无法有效解决系统调峰困难的问题,同时为平衡系统负荷,在负荷高峰时段机组上网功率达到峰值,这导致需抽取部分碳捕集能耗用于供给负荷,此时的碳捕集水平较低。当PDR与储能装置相结合作用于调度模型时,实际储能在负荷低谷时段充电,在负荷高峰时段放电,同时用户将负荷高峰时段的用电需求转移到负荷低谷时段。GES的能量时移作用降低了原始负荷曲线的负荷高峰,抬高了原始负荷曲线的负荷低谷,起到了削峰填谷的作用。在GES参与系统使得负荷低谷时段的负荷得到提高后,深度调峰机组能够增加出力,减轻自身深度调峰负担,降低系统深度调峰成本;在GES参与系统使得负荷高峰时段的负荷得到降低后,深度调峰机组能够留出更多的电量用于满足碳捕集设备的运行能耗需求,提高碳捕集水平,减少CO₂的排放,降低系统碳交易成本。

2 GES与碳捕集机组深度调峰模型的建立

2.1 碳捕集机组深度调峰建模

由于深度调峰机组在负荷低谷时段的出力已降

至使机组处于不投油深度调峰阶段或投油深度调峰阶段,深度调峰成本较高。在通过对深度调峰机组装设碳捕集设备将其改造为碳捕集机组后,机组在负荷低谷时段的出力除用于平衡负荷外,剩余部分作为碳捕集能耗用于捕碳,这样能够提高机组在负荷低谷时段的出力,降低机组深度调峰损耗,并挖掘机组的低碳特性。

2.1.1 深度调峰建模

火电机组深度调峰成本不仅包括机组煤耗成本,还包括因深度调峰而额外增加的成本,即机组损耗成本和机组投油成本。

1) 机组煤耗成本,即:

$$C_1^t = a(P_{GS}^{CCU,t})^2 + bP_{GS}^{CCU,t} + c \quad (1)$$

式中: C_1^t 为 t 时刻的机组煤耗成本; a 、 b 、 c 为机组的耗量特性系数; $P_{GS}^{CCU,t}$ 为 t 时刻深度调峰机组的总出力。

2) 机组损耗成本。

由于机组深度调峰出力低于正常出力值,机组转子轴热应力过大导致寿命损耗和蠕变损耗,缩短了机组寿命^[20]。本文应用 Manson-Coffin 公式粗略计算因转子低周疲劳损耗而引起的机组损耗成本,如式(2)所示。

$$C_2^t = \frac{\beta S_{BM}}{2N_f(P_{GS}^{CCU,t})} \quad (2)$$

式中: C_2^t 为 t 时刻机组的深度调峰损耗成本; β 为机组运行影响系数; S_{BM} 为机组购机成本; $N_f(P_{GS}^{CCU,t})$ 为 t 时刻机组的转子致裂循环周次。

3) 机组投油成本。

机组在投油调峰阶段需要对锅炉投油助燃以维持机组运行,机组投油成本可表示为:

$$C_3^t = Q_{OIL}^t p_{OIL} \quad (3)$$

式中: C_3^t 为 t 时刻机组的深度调峰投油成本; Q_{OIL}^t 为 t 时刻机组的深度调峰投油量; p_{OIL} 为机组投油单价。

综上,根据机组不同运行状态,本文将调峰总成本用分段函数表示为:

$$C_{TP}^t = \begin{cases} C_1^t & P_{GS}^{MIN} \leq P_{GS}^{CCU,t} \leq P_{GS}^{MAX} \\ C_1^t + C_2^t & P_{GS}^A \leq P_{GS}^{CCU,t} < P_{GS}^{MIN} \\ C_1^t + C_2^t + C_3^t & P_{GS}^B \leq P_{GS}^{CCU,t} < P_{GS}^A \end{cases} \quad (4)$$

由于火电机组深度调峰总成本函数为非连续函数,这给模型求解造成不便,为此,本文引入 0-1 变量将总成本函数简化为一个表达式,即:

$$C_{TP}^t = C_1^t + C_2^t M_{LOSS} + C_3^t M_{OIL} \quad (5)$$

$$M_{LOSS} = \begin{cases} 0 & P_{GS}^{MIN} \leq P_{GS}^{CCU,t} \leq P_{GS}^{MAX} \\ 1 & P_{GS}^B \leq P_{GS}^{CCU,t} < P_{GS}^{MIN} \end{cases} \quad (6)$$

$$M_{OIL} = \begin{cases} 0 & P_{GS}^A \leq P_{GS}^{CCU,t} \leq P_{GS}^{MAX} \\ 1 & P_{GS}^B \leq P_{GS}^{CCU,t} < P_{GS}^A \end{cases} \quad (7)$$

式中: C_{TP}^t 为 t 时刻机组的深度调峰总成本; M_{LOSS} 表示机组是否处于深度调峰状态的 0-1 变量,若机组处于深度调峰状态,则其值为 1,否则为 0; M_{OIL} 表示机

组是否处于投油深度调峰状态的 0-1 变量,若机组处于投油深度调峰状态,则其值为 1,否则为 0。

2.1.2 碳捕集机组建模

由于增加了碳捕集运行能耗,这使机组深度调峰时段的总出力提高,进而减轻了机组深度调峰负担。

1) 碳捕集机组能量守恒模型,即:

$$\begin{cases} P_{GS}^{CCU,t} = P_{GIP}^{CCU,t} + P_{GRE}^{CCU,t} + P_{GME}^{CCU,t} \\ P_{GRE}^{CCU,t} = \gamma_E Q_{TCO_2}^t \\ 0 \leq Q_{TCO_2}^t \leq \alpha_E Q_{ZCO_2}^t \\ Q_{NCE}^t = Q_{ZCO_2}^t - Q_{TCO_2}^t \\ Q_{ZCO_2}^t = E_{CEE}^{CCU} P_{GS}^{CCU,t} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{GIP}^{CCU,t}$ 为 t 时刻碳捕集机组的上网功率; $P_{GRE}^{CCU,t}$ 为 t 时刻碳捕集机组的运行能耗; $P_{GME}^{CCU,t}$ 为 t 时刻碳捕集机组的维持能耗; γ_E 为机组捕集单位 CO_2 所需能耗; $Q_{TCO_2}^t$ 为 t 时刻碳捕集机组的捕碳总量; α_E 为碳捕集机组的碳捕集水平; $Q_{ZCO_2}^t$ 为 t 时刻碳捕集机组的 CO_2 总产生量; Q_{NCE}^t 为 t 时刻碳捕集机组的净碳排放量; E_{CEE}^{CCU} 为碳捕集机组单位碳排放量。

2) 机组碳交易成本。

碳捕集机组参与碳交易的 CO_2 排放量为碳捕集设备捕集之后的净碳排放量。碳捕集机组碳交易成本的表达式为:

$$C_{CT}^{CCU,t} = K_{CT} (Q_{NCE}^t - E_{CEB}^{CCU} P_{GS}^{CCU,t}) \quad (9)$$

式中: $C_{CT}^{CCU,t}$ 为 t 时刻碳捕集机组的碳交易成本; K_{CT} 为排放单位 CO_2 的碳交易价格; E_{CEB}^{CCU} 为碳捕集机组单位出力下的碳排放配额。

未参与深度调峰的常规火电机组由于不进行对 CO_2 的捕集,其发电产生的全部碳排放量均参与碳交易市场。常规火电机组碳交易成本表达式为:

$$C_{CT}^{TPU,t} = K_{CT} (E_{CEE}^{TPU} - E_{CEB}^{TPU}) P_{GS}^{TPU,t} \quad (10)$$

式中: $C_{CT}^{TPU,t}$ 为 t 时刻常规火电机组的碳交易成本; E_{CEE}^{TPU} 为常规火电机组单位碳排放量; E_{CEB}^{TPU} 为常规火电机组单位出力下的碳排放配额; $P_{GS}^{TPU,t}$ 为 t 时刻常规火电机组的出力。

综上,火电机组总碳交易成本 C_{CT}^t 的表达式为:

$$C_{CT}^t = C_{CT}^{CCU,t} + C_{CT}^{TPU,t} \quad (11)$$

3) 碳捕集机组运输、封存 CO_2 的成本。

碳捕集设备捕集到的 CO_2 需运输到海洋、油气田等地点进行封存。机组运输、封存 CO_2 成本 C_{TM}^t 的表达式为:

$$C_{TM}^t = K_{TM} Q_{TCO_2}^t \quad (12)$$

式中: K_{TM} 为运输、封存单位 CO_2 的价格。

2.2 GES 低碳建模

机组在负荷高峰时段将绝大部分发电量用于维持负荷平衡,无法达到高碳捕集水平,针对该问题,

本文引入GES来建立低碳经济调度模型。GES作为可灵活调节资源,具有能量时移的作用,能够提升系统调峰能力,同时可用于碳捕集能耗,提高碳捕集水平。

2.2.1 PDR建模

PDR通过改变荷侧固定电价引导用户为节约自身用电成本而改变原有的用电需求,从而改变用电负荷曲线,减小系统负荷峰谷差^[21]。PDR是一种实现负荷能量时移的调度措施,本文应用峰平谷分时电价来引导负荷转移。负荷电量对电价的变化尺度用价格需求弹性系数 ε 表示,如式(13)所示。

$$\varepsilon = \frac{\Delta P_L^t / D_A^t}{P_{LO}^t / \Delta D^t} \quad (13)$$

式中: P_{LO}^t 、 D_A^t 分别为实施PDR之前 t 时刻的电量和电价; ΔP_L^t 、 ΔD^t 分别为实施PDR前后 t 时刻的电量和电价改变量。

根据价格需求弹性系数确定价格需求弹性矩阵,如式(14)所示。

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{FF} & \varepsilon_{FP} & \varepsilon_{FG} \\ \varepsilon_{PF} & \varepsilon_{PP} & \varepsilon_{PG} \\ \varepsilon_{GF} & \varepsilon_{GP} & \varepsilon_{GG} \end{bmatrix} \quad (14)$$

式中: \mathbf{E} 为价格需求弹性矩阵;主对角线元素 ε_{ii} 为自弹性系数,其余元素 ε_{ij} 为互弹性系数, $i, j = F, P, G$,其中F表示负荷高峰时段,P表示平荷时段,G表示负荷低谷时段。

根据价格需求弹性矩阵可将负荷响应模型表示为:

$$\begin{bmatrix} P_{LDR}^F \\ P_{LDR}^P \\ P_{LDR}^G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{LO}^F \\ P_{LO}^P \\ P_{LO}^G \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{LO}^F & 0 & 0 \\ 0 & P_{LO}^P & 0 \\ 0 & 0 & P_{LO}^G \end{bmatrix} \mathbf{E} \begin{bmatrix} \Delta D_F / D_A \\ \Delta D_P / D_A \\ \Delta D_G / D_A \end{bmatrix} \quad (15)$$

式中: P_{LO}^F 、 P_{LO}^P 、 P_{LO}^G 和 P_{LDR}^F 、 P_{LDR}^P 、 P_{LDR}^G 分别为实施PDR之前和实施PDR之后的峰、平、谷时段电量; ΔD_F 、 ΔD_P 、 ΔD_G 分别为实施PDR前后峰、平、谷时段的电价变化量; D_A 为实施PDR之前的固定电价。

2.2.2 实际储能建模

电池储能可在火电机组深度调峰时段充电,此时储能相当于“负荷”,起到缓解机组深度调峰压力的作用;电池储能可在负荷高峰、风电低谷时段放电,此时储能相当于“电源”,起到降低机组碳排放量的作用。储能通过扮演“源荷”双重角色对系统进行整体优化。

实际储能调度模型可表示为:

$$C_{ES}^t = K_{ES} (P_{ECHA}^t + P_{EDIS}^t) \quad (16)$$

式中: C_{ES}^t 为 t 时刻储能的充放电成本; K_{ES} 为储能单位功率运行成本; P_{ECHA}^t 为 t 时刻储能的充电功率; P_{EDIS}^t 为 t 时刻储能的放电功率。

2.2.3 不同时段GES与机组的配合

1) 负荷高峰时段。

由于GES的作用,碳捕集机组在负荷高峰时段减少的上网功率由实际储能放电量与负荷减少量构成,具体如下:

$$\Delta P_{GIP}^{CCU, Fr} = P_{EDIS}^{Fr} + P_{LO}^{Fr} - P_{LDR}^{Fr} \quad (17)$$

式中: $\Delta P_{GIP}^{CCU, Fr}$ 为在负荷高峰时段 t 时刻碳捕集机组减少的上网功率; P_{EDIS}^{Fr} 为在负荷高峰时段 t 时刻储能的放电功率; P_{LO}^{Fr} 为在负荷高峰时段 t 时刻的原始负荷; P_{LDR}^{Fr} 为在负荷高峰时段 t 时刻实施PDR之后的负荷。

2) 负荷低谷时段。

由于GES的作用,碳捕集机组在负荷低谷时段增加的上网功率由实际储能充电量与负荷增加量构成,具体如下:

$$\Delta P_{GIP}^{CCU, Gr} = P_{ECHA}^{Gr} + P_{LDR}^{Gr} - P_{LO}^{Gr} \quad (18)$$

式中: $\Delta P_{GIP}^{CCU, Gr}$ 为在负荷低谷时段 t 时刻碳捕集机组增加的上网功率; P_{ECHA}^{Gr} 为在负荷低谷时段 t 时刻储能的充电功率; P_{LDR}^{Gr} 为在负荷低谷时段 t 时刻实施PDR之后的负荷; P_{LO}^{Gr} 为在负荷低谷时段 t 时刻的原始负荷。

在负荷高峰时段,由于GES的作用而减少的机组上网功率用于碳捕集能耗,增加了捕集的CO₂总量,提高了该时段的碳捕集水平;在负荷低谷时段,由于GES的作用,机组上网功率增加,因而减少了深度调峰成本,缓解了系统深度调峰压力。

3 考虑火储深度调峰的低碳经济调度模型

3.1 模型目标函数

本文低碳经济调度模型以系统总运行成本最小为目标函数进行优化,数学表达式为:

$$\min F = C_{TP}^t + C_{CT}^t + C_{TM}^t + C_{WAP}^t + C_{ES}^t \quad (19)$$

式中: F 为调度周期内的系统总运行成本; C_{WAP}^t 为 t 时刻风电场的弃风惩罚成本,如式(20)所示。

$$C_{WAP}^t = K_{WAP} (P_{WS}^t - P_{WGO}^t) \quad (20)$$

式中: K_{WAP} 为单位弃风惩罚成本; P_{WS}^t 为 t 时刻风电场的总功率; P_{WGO}^t 为 t 时刻风电场的上网功率。

3.2 模型约束条件

1) 系统功率平衡约束,即:

$$P_{WGO}^t + P_{GIP}^{CCU, t} + P_{GS}^{TPU, t} + P_{EDIS}^t = P_{LDR}^t + P_{ECHA}^t \quad (21)$$

式中: P_{LDR}^t 为 t 时刻实施PDR之后的负荷。

2) 模型约束还包括火电机组约束、风电功率约束、储能相关约束、PDR相关约束、线路潮流约束及系统备用约束,具体表达式如附录B式(B1)—(B6)所示。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文采用改进的IEEE 30节点系统进行算例分析,系统结构如附录A图A4所示。原始负荷数据及实施PDR之后的负荷数据如附录A图A5所示。在节点16引入700 MW风电场,风电出力数据如附录

A 图 A6 所示,弃风惩罚系数为 600 元 / MW;6 台火电机组(G_1-G_6)相关参数如附录 C 表 C1 所示,各调峰阶段的划分参考文献[22];实际储能相关参数如附录 C 表 C2 所示;价格弹性矩阵^[23]中的自弹性系数为 -0.2,互弹性系数为 0.033;时段划分及分时电价如附录 C 表 C3 所示。

本文通过 MATLAB 调用 YALMIP 工具箱构建调度模型,采用 CPLEX 求解器对模型进行求解。设置 5 个模型进行算例对比分析:模型 1,不考虑 GES,不装设碳捕集设备,仅 300 MW 火电机组进行深度调峰;模型 2,不考虑 GES,装设碳捕集设备,300 MW 火电机组进行深度调峰;模型 3,考虑 PDR,装设碳捕集设备,300 MW 火电机组进行深度调峰;模型 4,考虑实际储能,装设碳捕集设备,300 MW 火电机组进行深度调峰;模型 5,考虑 GES,装设碳捕集设备,300 MW 火电机组进行深度调峰。

4.2 各模型深度调峰成本及碳排放量分析

各模型下的系统碳排放量及优化调度结果如表 1 所示。

表 1 各模型下的系统碳排放量及优化调度结果

Table 1 System carbon emission and optimal dispatching results under each model

模型	F / 元	弃风率 / %	$(C_2^t + C_3^t) /$ 元	C_{TM}^t / 元	C_{CT}^t / 元	碳排放量 / t
1	2555485	3.57	172774	0	619067	12487
2	2136566	3.23	32215	124340	30715	9347
3	2071953	2.66	29098	134253	-22050	9027
4	2045309	2.30	27019	141368	-55345	8830
5	2003020	1.90	23902	145395	-82123	8657

对比模型 2 与模型 1 可知,通过对深度调峰的火电机组装设碳捕集设备将其改造成碳捕集机组后,由于碳捕集设备存在运行能耗,在负荷低谷时段机组深度调峰出力得到了提升,深度调峰成本降低了 81.35%,同时碳捕集设备的装设能够减少深度调峰火电机组的碳排放量,系统碳排放量减少了 25.15%,碳交易成本降低了 95.04%。虽然装设碳捕集设备增加了煤耗成本与运碳成本,但由于深度调峰成本与碳交易成本的大幅下降,总成本降低了 16.39%。

模型 3 在模型 2 的基础上引入了 PDR,系统总成本降低了 3.02%。PDR 的实施使得负荷峰谷差减小,在原始负荷低谷时段的负荷增加,为火电和风电上网提供了更多空间,深度调峰成本降低了 9.68%,弃风率降低了 0.57%。在负荷高峰时段的负荷减少,碳捕集机组将余出的电量用于捕碳,系统碳交易成本降低了 52765 元。

模型 4 在模型 2 的基础上引入了实际储能,系统总成本降低了 4.27%。储能在负荷低谷时段充电,相当于负荷,机组深度调峰压力减小,深度调峰成本

降低了 16.13%;储能在负荷高峰时段放电,相当于电源,碳捕集机组将多余电量用于捕碳,系统碳交易成本下降了 86060 元,碳排放量降低了 5.53%。

模型 5 在模型 2 的基础上综合考虑 PDR 与实际储能相结合构成的 GES,系统总成本降低了 6.25%。GES 的引入使碳捕集机组深度调峰成本下降了 25.80%,系统碳排放量下降了 7.38%,碳交易成本减少了 112838 元。因此,本文所提调度模型能够有效缓解机组深度调峰压力,解决负荷高峰时段碳捕集机组碳捕集水平不足的问题。

各模型下的碳捕集机组碳捕集水平如附录 A 图 A7 所示。由图可知,在 GES 的作用下,在负荷高峰时段模型 5 下的碳捕集机组碳捕集水平均高于其他模型下机组的碳捕集水平,除时段 12 以外,在其余时段模型 5 下的碳捕集机组均达到最高碳捕集水平。

各模型下的火电机组深度调峰时段如附录 C 表 C4 所示。由表可知,在模型 2 中装设碳捕集设备使得火电机组投油调峰时段全部变为不投油调峰时段,不投油调峰时段全部变为常规调峰时段,在模型 5 中引入 GES 使机组深度调峰时段数量达到最少。

4.3 各模型下的系统优化调度结果

图 2 为模型 1 下的系统功率平衡图。由图可知,弃风出现在负荷低谷且风电高发时段,火电机组少发电量仍不满足风电全部上网条件。在负荷低谷时段,需 300 MW 火电机组进行深度调峰以及风电场弃风来维持系统供电平衡,这使机组具有高深度调峰损耗并使风电场具有高弃风量。火电机组发电时会伴随大量的 CO_2 排放,这使系统存在高昂的碳交易成本。

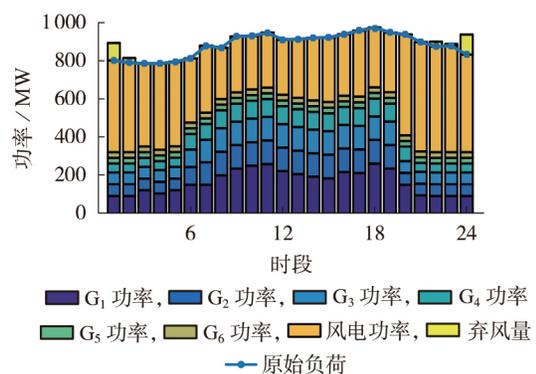


图 2 模型 1 下的系统功率平衡图

Fig.2 System power balance diagram under Model 1

模型 2 下的碳捕集机组出力如附录 A 图 A8 所示。由图可知,模型 2 中的深度调峰火电机组装设碳捕集设备,增加了碳捕集设备的运行能耗与维持能耗,有效降低了火电机组深度调峰成本。由于时段 10—18 处于负荷高峰时段,火电机组首先需将电量上网以维持负荷平衡,而深度调峰机组总出力仅

为 300 MW,除留出系统备用外,用于碳捕集能耗的电量很少,因此该时段的碳捕集水平呈骤降趋势。

图 3 为模型 2 下的系统功率平衡图。在模型 2 中装设碳捕集设备后,弃风量较模型 1 有所减少,这是由于碳捕集机组的上网功率能低于投油深度调峰的最小出力,为风电场留出了一定的上网空间。然而在负荷高峰时段,碳捕集机组出力大部分用于平衡负荷,仅有小部分用于捕碳,这使碳捕集水平过低。

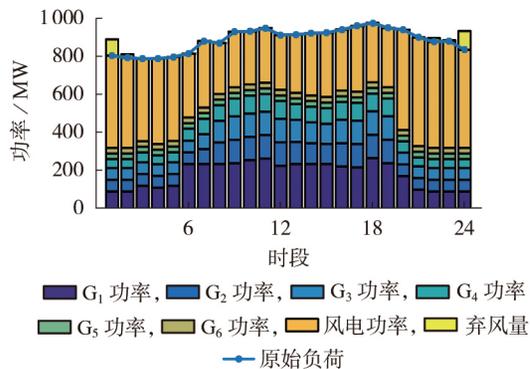


图 3 模型 2 下的系统功率平衡图

Fig. 3 System power balance diagram under Model 2

图 4 为模型 3 下的系统功率平衡图。模型 3 在模型 2 的基础上引入 PDR 后,时段 4、23 的负荷增加量高于风电未上网量,在风电全部上网后,为平衡上网功率,碳捕集机组出力有所增加,深度调峰成本降低。由模型 2 与模型 3 下碳捕集机组出力的对比可知,引入 PDR 后,时段 9—11、16—18 的碳捕集水平均有所提高,然而由于荷侧资源调节范围有限,深度调峰和碳捕集水平仍有较大提升空间。附录 A 图 A9 为模型 3 下的碳捕集机组出力。

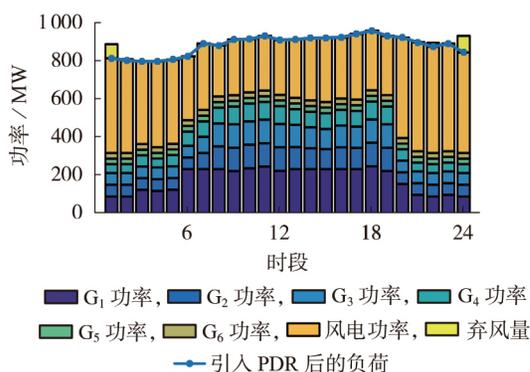


图 4 模型 3 下的系统功率平衡图

Fig.4 System power balance diagram under Model 3

图 5 为模型 4 下的系统功率平衡图。由图可知:由于负荷低谷时段储能充电的作用,碳捕集机组在时段 2、4 由不投油深度调峰状态变为常规调峰状态,其深度调峰压力减轻;在负荷高峰时段储能放电,代替碳捕集机组部分出力来供给负荷,因此在时段 9—11、18、19 碳捕集机组的碳捕集水平有所提

升,但仍未达到最高碳捕集水平。附录 A 图 A10 为模型 4 下的碳捕集机组出力。

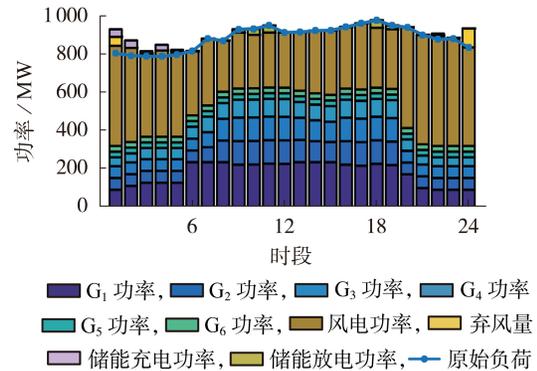


图 5 模型 4 下的系统功率平衡图

Fig.5 System power balance diagram under Model 4

图 6 为模型 5 下的系统功率平衡图。在 GES 的作用下,通过 PDR 与储能的能量时移可得到使系统经济性最优的结果,降低了深度调峰成本。在负荷高峰时段,由于 GES 的作用,碳捕集机组的碳捕集水平仅在时段 12 未达到最高水平,比模型 3 和模型 4 的碳捕集水平均有很大提升。附录 A 图 A11 为模型 5 下的碳捕集机组出力。

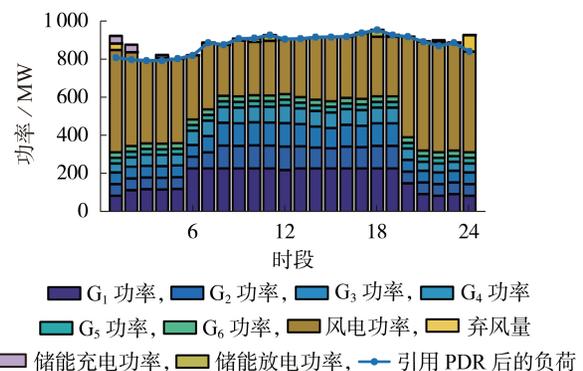


图 6 模型 5 下的系统功率平衡图

Fig.6 System power balance diagram under Model 5

4.4 碳捕集设备装设位置对比

设置 2 种场景进行对比:场景 1,在深度调峰机组上装设碳捕集设备;场景 2,在常规火电机组上装设碳捕集设备。

不同场景下的系统优化调度结果如附录 C 表 C5 所示。由表可知:在深度调峰机组上装设碳捕集设备比在常规机组上装设碳捕集设备更为经济,总运行成本更低;尽管场景 2 比场景 1 下的碳交易成本和弃风惩罚成本更低,但由于捕集的 CO_2 量增多,这使场景 2 的运碳成本升高;由于场景 1 下深度调峰机组的发电量除用于上网功率外,还有一部分电量用于捕碳,该场景下的深度调峰机组发电量要大于场景 2 下深度调峰机组的发电量,这使场景 1 比场景 2 下的机组深度调峰成本降低了 49.51%;相较于深度

调峰机组,采用常规机组进行碳捕集时的捕碳量大,常规机组发电量增加,因此场景 2 下的煤耗成本远大于场景 1 下的煤耗成本,比场景 1 下的煤耗成本增加了 16.56%。

深度调峰机组、常规火电机组装设碳捕集设备时的各机组出力分别如附录 A 图 A12 和图 A13 所示。由图可知,在深度调峰机组装设碳捕集设备时,在时段 1、24 的机组总出力比常规火电机组装设碳捕集设备时的机组总出力有所提高,且机组均由投油深度调峰阶段转变为不投油深度调峰阶段,减少了深度调峰投油损耗成本。

由于容量小的机组的单位碳排放量较高,且发电量较多,这导致总碳排放量增加,而常规火电机组发电量在负荷高峰时段达到上限,碳捕集水平也会受到限制。由图 A12 和图 A13 的碳捕集水平可知,采用深度调峰机组进行捕碳更有利于减少系统总碳排放量,提高碳捕集水平。

综上,在深度调峰机组上装设碳捕集设备更优,有利于提高系统碳捕集水平,降低发电成本以及系统深度调峰成本,使得总运行成本更低。

4.5 不同影响因素下的算例结果分析

为验证所提方法的合理性,本节分析储能容量在 150~250 MW·h、碳交易价格在 80~200 元/t 范围内变化时,系统总成本、碳交易成本及深度调峰成本的变化情况。

图 7 为不同储能容量、碳交易价格影响下的系统总成本三维曲面图。由图可知,在储能容量为 250 MW·h、碳交易价格为 200 元/t 时,系统总经济性达到最优状态,这是由于储能容量从 150 MW·h 增加到 250 MW·h 时,能够更有效地消纳弃风,同时在负荷低谷时段增加充电量来缓解机组深度调峰压力,在负荷高峰时段增加发电量来提高碳捕集机组的碳捕集水平,在碳交易价格从 80 元/t 上升至 100 元/t 的过程中,碳交易成本增加,系统总成本逐渐达到最高点,当碳交易价格大于 100 元/t 时,碳捕集机组在碳交易市场中的收益增多,系统总成本呈下降趋势。

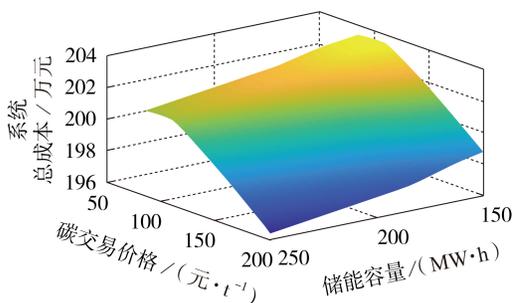


图 7 模型 5 下系统总成本的三维曲面图

Fig.7 Three-dimensional surface plot of system total cost under Model 5

模型 5 下的碳交易成本三维曲面图如附录 A 图 A14 所示。由图可知:储能容量与碳交易价格越高,系统碳交易成本越低;随着储能容量的增加,碳捕集机组可在负荷高峰时段留出更多的电量用于捕碳,碳交易收益增多;随着碳交易价格的升高,碳交易成本逐渐降低,这是由于碳捕集机组净碳排放量远小于碳排放基准,碳交易价格越高,碳捕集机组获得的收益就越多。

模型 5 下的深度调峰成本三维曲面图如附录 A 图 A15 所示。由图可知,当储能容量和碳交易价格最低时,碳捕集机组的深度调峰成本最高,这是由于储能在负荷低谷时段的容量太小,无法提高碳捕集机组在深度调峰时的出力,同时,碳交易价格较低使碳捕集设备在部分时段不启动,机组净碳排放量高于碳排放基准,碳交易成本较高,此时因机组提高出力而增加的碳交易成本远高于减少的深度调峰成本,为使系统总经济性最优,碳捕集机组在负荷低谷时段选择减少出力以降低碳交易成本及煤耗成本。

相较于储能容量最小时,随着储能容量的增加,机组在负荷低谷时段提高出力,能够减少机组深度调峰成本,机组深度调峰成本呈下降趋势。相较于碳交易价格最低时,随着碳交易价格的提升,碳捕集设备在负荷低谷时段进行捕碳,且碳捕集水平随着碳交易价格的提升而升高,捕碳的发电量也增加,提高了机组在深度调峰时段的出力,因此机组深度调峰成本也呈下降趋势。综合考虑,储能容量及碳交易价格越高,机组深度调峰成本越低,因此在储能容量最低(150 MW·h)和碳交易价格最低(80 元/t)处的深度调峰成本最高,出现尖峰点。

综上,储能容量与碳交易价格不同,对系统总成本、系统碳交易成本以及碳捕集机组深度调峰成本均有一定影响:储能容量越大,系统总成本、系统碳交易成本及深度调峰成本越小;碳交易价格越高,系统碳交易成本及深度调峰成本越小,而系统总成本以碳交易价格 100 元/t 为转折点先增大后减小。

5 结论

本文针对机组高深度调峰损耗、高碳排放量等问题,构建了考虑 GES 与火电深度调峰的电力系统低碳经济调度模型。对深度调峰机组装设碳捕集设备,并使其与 GES 协调配合,有效缓解了机组深度调峰压力,提高了碳捕集机组的碳捕集水平,可为电力系统低碳经济调度提供参考。具体结论如下。

1) 对深度调峰火电机组装设碳捕集设备后,由于运行能耗的存在,相较于未装设碳捕集设备时,此时的深度调峰成本降低了 81.35%,系统碳排放量减少了 25.15%。这表明将深度调峰机组改造为碳捕集机组后,能够有效降低负荷低谷时段的深度

调峰损耗,减少系统的CO₂排放量。

2)相较于未考虑GES时的电力系统,考虑GES的含碳捕集机组的电力系统的总成本降低了6.25%,深度调峰成本降低了25.8%,系统净碳排放量下降了7.38%,碳交易成本减少了112 838元。这表明GES的引入在很大程度上降低了系统深度调峰损耗及碳排放量,对于解决负荷高峰时段碳捕集水平不足的问题有重要作用。

3)在深度调峰机组上装设碳捕集设备比在常规机组上装设碳捕集设备更为经济,总成本更低。场景1下的煤耗成本远小于场景2下的煤耗成本,比场景2下的煤耗成本降低了16.56%,深度调峰成本降低了49.51%。

4)本文通过设置不同的储能容量与碳交易价格对本文模型下的系统总成本、碳交易成本及碳捕集机组的深度调峰成本进行对比分析,充分考虑系统的低碳性和经济性,证明了储能容量与碳交易价格的增加能有效降低系统碳排放量及深度调峰成本。

需要说明的是,本文主要对碳捕集设备的低碳能力以及储能装置的调度能力进行研究,因此暂未考虑碳捕集设备与储能装置的建设成本(不属于运行成本范畴)。在后续研究工作中,笔者将综合考虑碳捕集设备与实际储能的建设成本,进行最优储能容量的配置研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 中华人民共和国中央人民政府. 中科院发布科技支撑“双碳”战略行动计划[EB/OL]. (2022-03-02)[2022-03-06]. http://www.gov.cn/xinwen/2022-03/03/content_5676567.htm.
- [2] 国家统计局. 2021年全国原煤产量41.3亿吨煤炭消费量增长4.6% [EB/OL]. (2022-02-28)[2022-03-06]. <http://www.coalchina.org.cn/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=10&id=136761.html>.
- [3] 周升彧,戴赛,许丹,等. 考虑源侧灵活性改造及可调节电热负荷的电热联合调度模型[J]. 电网技术,2020,44(6):2254-2262.
ZHOU Shengyu, DAI Sai, XU Dan, et al. Optimal dispatching model of combined heat and power system considering source-side flexibility improvement and controllable heat-power load [J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2254-2262.
- [4] PROGNOS A G, FICHTNER G H, CO K G, et al. Flexibility in thermal power plants-with a focus on existing coal-fired power plants[M]. Berlin, Germany: Agora Energiewende, 2017: 15-40.
- [5] 杨寅平,曾沅,秦超,等. 面向深度调峰的火电机组灵活性改造规划模型[J]. 电力系统自动化,2021,45(17):79-88.
YANG Yinping, ZENG Yuan, QIN Chao, et al. Planning model for flexibility reformation of thermal power units for deep peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 79-88.
- [6] 杨龙杰,周念成,胡博,等. 计及火电阶梯式爬坡率的耦合系统优化调度方法[J]. 中国电机工程学报,2022,42(1):153-164.
YANG Longjie, ZHOU Niancheng, HU Bo, et al. Optimal scheduling method for coupled system based on ladder-type ramp rate of thermal power units[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 153-164.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] LI X, ZHANG R F, BAI L Q, et al. Stochastic low-carbon scheduling with carbon capture power plants and coupon-based demand response[J]. Applied Energy, 2018, 210: 1219-1228.
- [10] 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.
- [11] 崔杨,曾鹏,王铮,等. 计及电价型需求侧响应含碳捕集设备的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术,2021,45(2):447-461.
CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system with carbon capture equipment considering price-based demand response[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 447-461.
- [12] NIU J D, TIAN Z, LU Y K, et al. Flexible dispatch of a building energy system using building thermal storage and battery energy storage[J]. Applied Energy, 2019, 243: 274-287.
- [13] 李宏仲,吕梦琳,胡列翔,等. 考虑广义储能的微电网联合规划[J]. 电力自动化设备,2020,40(7):149-160.
LI Hongzhong, LÜ Menglin, HU Liexiang, et al. Joint planning of microgrid considering generalized energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 149-160.
- [14] 王瑞东,吴杰康,蔡志宏,等. 含广义储能虚拟电厂电-气-热三阶段协同优化调度[J]. 电网技术,2022,46(5):1857-1868.
WANG Ruidong, WU Jiekang, CAI Zhihong, et al. Three-stage collaborative optimal scheduling of electricity-gas-heat in virtual power plant with generalized energy storage[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1857-1868.
- [15] 叶畅,曹侃,丁凯,等. 基于广义储能的多能源系统不确定优化调度策略[J]. 电工技术学报,2021,36(17):3753-3764.
YE Chang, CAO Kan, DING Kai, et al. Uncertain optimal dispatch strategy based on generalized energy storage for multi-energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(17): 3753-3764.
- [16] 崔杨,周慧娟,仲悟之,等. 考虑广义储能与火电联合调峰的前一日-日内两阶段滚动优化调度[J]. 电网技术,2021,45(1):10-20.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Two-stage day-ahead and intra-day rolling optimization scheduling considering joint peak regulation of generalized energy storage and thermal power[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 10-20.

- [17] 陈海鹏,陈晋冬,张忠,等. 计及灵活运行碳捕集电厂捕获能耗的电力系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):133-139.
CHEN Haipeng, CHEN Jindong, ZHANG Zhong, et al. Low-carbon economic dispatching of power system considering capture energy consumption of carbon capture power plants with flexible operation mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 133-139.
- [18] 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.
- [19] 张大海,负轭韵,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.
- [20] 林俐,田欣雨. 基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]. 电网技术,2017,41(7):2255-2263.
LIN Li, TIAN Xinyu. Analysis of deep peak regulation and its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2255-2263.
- [21] 王义军,陈美霖,牟雪峰,等. 考虑储能及多负荷需求响应的微电网优化运行[J]. 东北电力大学学报,2021,41(2):108-118.
WANG Yijun, CHEN Meilin, MOU Xuefeng, et al. Operation of microgrid considering energy storage and response of power and thermal loads[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2021, 41(2): 108-118.
- [22] 李军徽,张嘉辉,穆钢,等. 储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度[J]. 电网技术,2019,43(11):3961-3970.
LI Junhui, ZHANG Jiahui, MU Gang, et al. Hierarchical optimization scheduling of deep peak shaving for energy-storage auxiliary thermal power generating units[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3961-3970.
- [23] 别朝红,胡国伟,谢海鹏,等. 考虑需求响应的含风电电力系统的优化调度[J]. 电力系统自动化,2014,38(13):115-120,159.
BIE Zhaohong, HU Guowei, XIE Haipeng, et al. Optimal dispatch for wind power integrated systems considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 115-120, 159.

作者简介:



崔 杨

崔 杨(1980—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统运行分析、新能源联网发电关键技术等(E-mail: cuiyang0432@163.com);

安 宁(1998—),女,硕士研究生,主要研究方向为新能源联网发电协调调度(E-mail: an98030@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Low-carbon economic dispatching of power system considering joint peak shaving of generalized energy storage and carbon capture equipment

CUI Yang¹, AN Ning¹, FU Xiaobiao², ZHAO Yuting¹, ZHONG Wuzhi³

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130012, China;

3. China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100192, China)

Abstract: It is one of the important ways to realize carbon peaking and carbon neutrality by using carbon capture equipment to improve the output of deep peak shaving units during the load valley period while using the generalized energy storage to improve the carbon capture level during the load peak period. A low-carbon economic dispatching model is proposed considering generalized energy storage and deep peak shaving of thermal power, the problems of large deep peak shaving loss of units and high carbon emission during load peak period are solved through the introduction of carbon capture equipment and generalized energy storage. The deep peak shaving units are transformed into carbon capture units to increase their output levels during deep peak shaving period. The generalized energy storage consisting of priced-based demand response and energy storage devices is used in the dispatching model, and the carbon capture level during load peak period is improved. The output plan of each entity is designed with the optimal total system operation cost as the object. The simulative results show that the proposed model can alleviate the deep peak shaving pressure of units, improve the carbon capture level of carbon capture units, and consider both the economic benefit and low-carbon performance of the system.

Key words: deep peak shaving of unit; carbon capture equipment; generalized energy storage; low-carbon economic dispatching

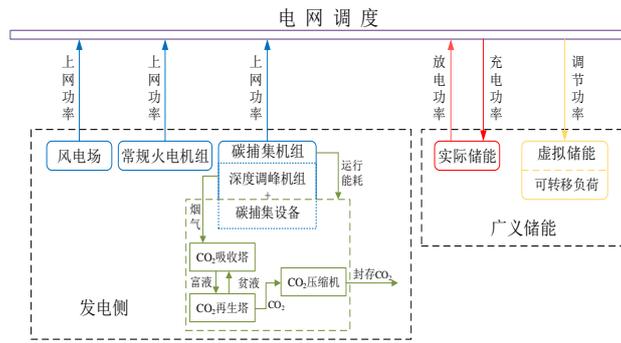


图 A1 系统调度模型结构图

Fig.A1 Structural diagram of system dispatching model

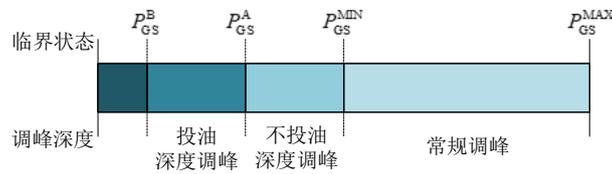


图 A2 火电机组深度调峰示意图

Fig.A2 Schematic diagram of deep peak shaving of thermal power units

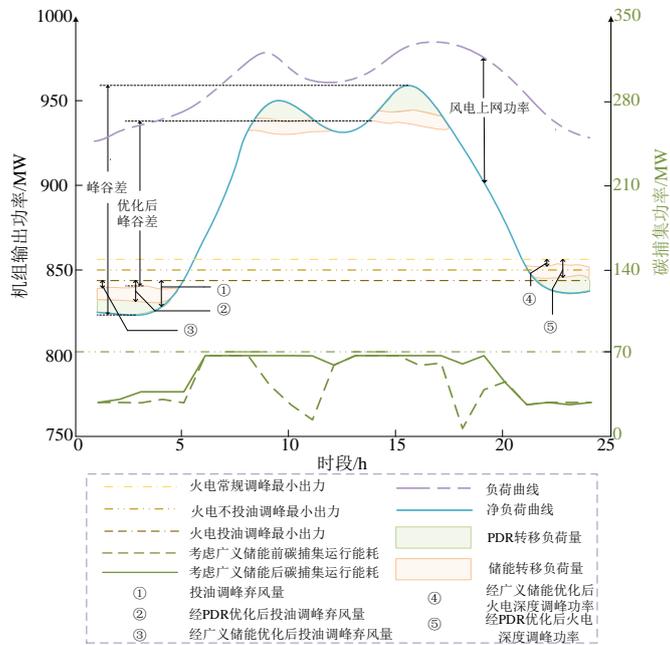


图 A3 GES 优化调度示意图

Fig.A3 Schematic diagram of GES optimal dispatching

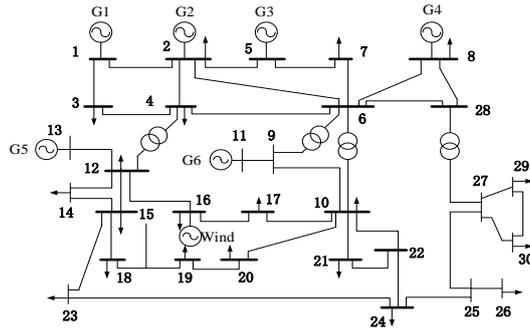


图 A4 IEEE 30 节点系统结构图

Fig.A4 Structural diagram of IEEE 30-bus system

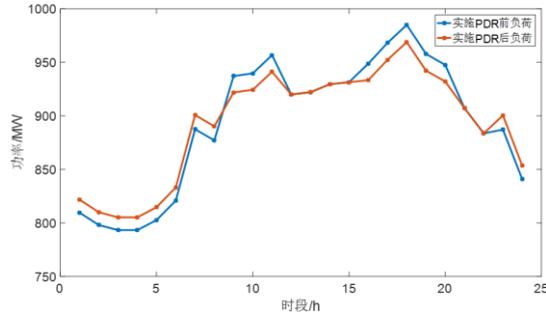


图 A5 实施 PDR 前后的负荷

Fig.A5 Load before and after implementing PDR

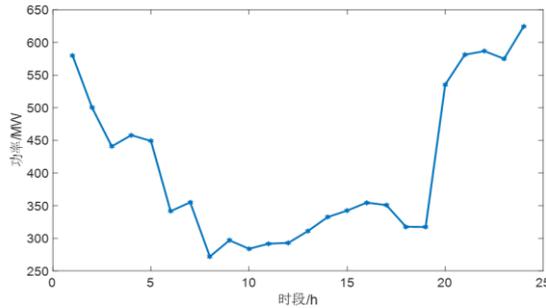


图 A6 风电场出力

Fig.A6 Wind farm output

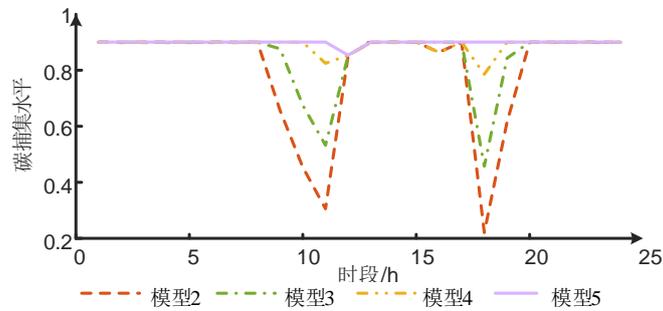


图 A7 各模型下的碳捕集机组碳捕集水平

Fig.A7 Carbon capture levels of carbon capture units under each model

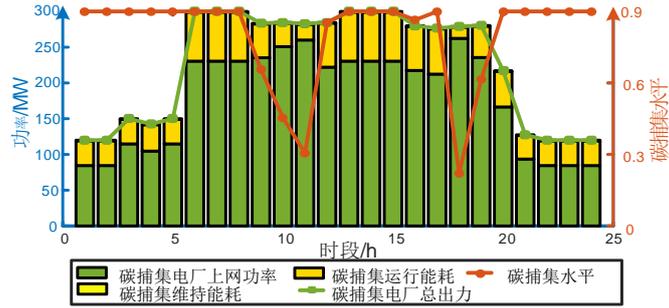


图 A8 模型 2 下的碳捕集机组出力

Fig.A8 Carbon capture unit output under Model 2

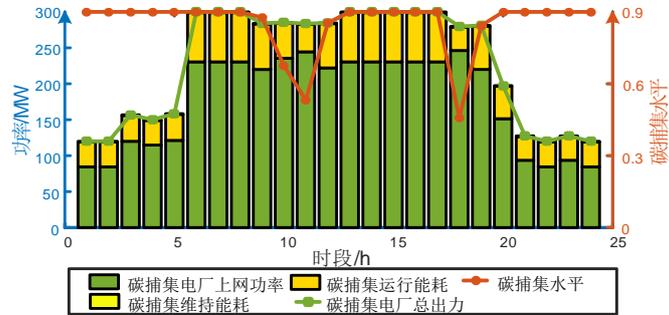


图 A9 模型 3 下的碳捕集机组出力

Fig.A9 Carbon capture unit output under Model 3

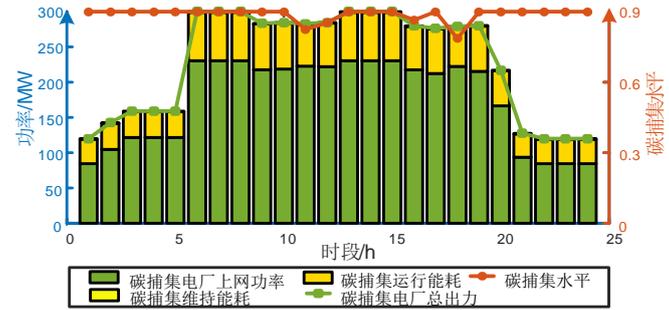


图 A10 模型 4 下的碳捕集机组出力

Fig.A10 Carbon capture unit output under Model 4

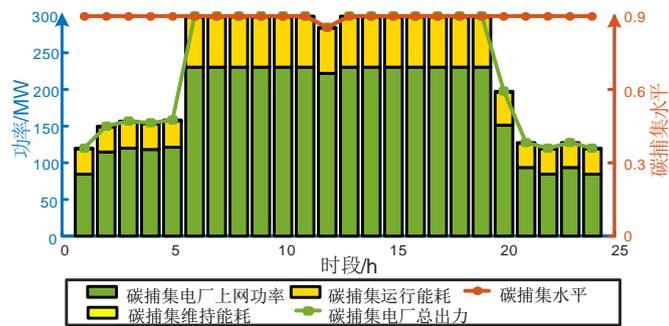


图 A11 模型 5 下的碳捕集机组出力

Fig.A11 Carbon capture unit output under Model 5

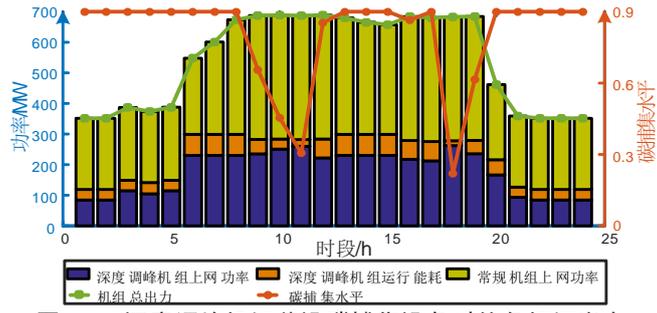


图 A12 深度调峰机组装设碳捕集设备时的各机组出力

Fig.A12 Output of each unit when carbon capture device is installed in deep peak shaving unit

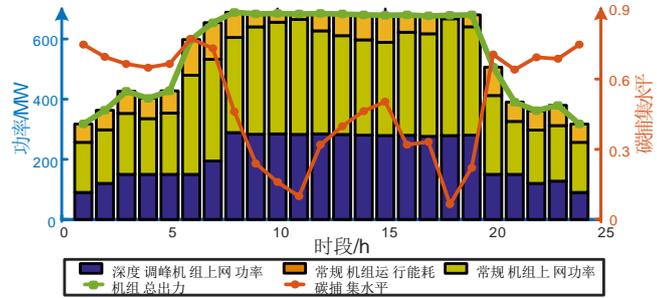


图 A13 常规火电机组装设碳捕集设备时的各机组出力

Fig.A13 Output of each unit when carbon capture device is installed in conventional thermal power units

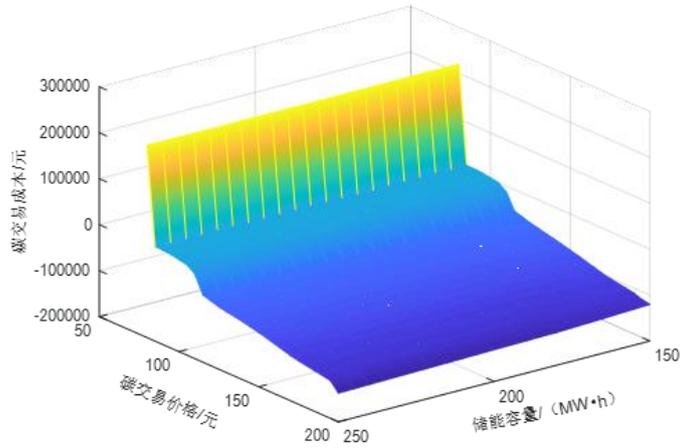


图 A14 模型 5 下的碳交易成本三维曲面图

Fig.A14 Three-dimensional surface plot of carbon transaction cost under Model 5

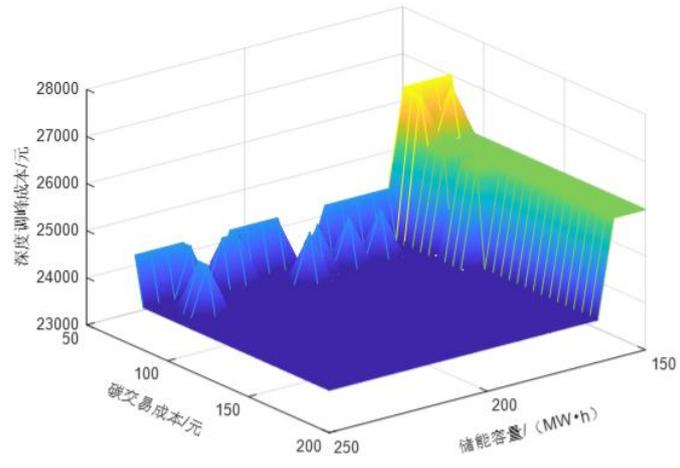


图 A15 模型 5 下的深度调峰成本三维曲面图

Fig.A15 Three-dimensional surface plot of deep peak shaving costs under Model 5

附录 B

1) 火电机组约束

$$\begin{cases} P_{GS}^B \leq P_{GS}^{CCU,t} \leq P_{GS}^{MAX} \\ P_{GS}^{MIN} \leq P_{GS}^{TPU,t} \leq P_{GS}^{MAX} \\ -P_{GS}^{RAMP} \leq P_{GS}^t \leq P_{GS}^{RAMP} \end{cases} \quad (B1)$$

式中： P_{GS}^{RAMP} 为火电机组最大爬坡速率。

2) 风电功率约束

$$0 \leq P_{WGO}^t \leq P_{WS}^t \quad (B2)$$

3) 储能相关约束

储能相关约束包括荷电状态约束、始末状态约束、能量约束以及充放电功率约束。数学表达式如下：

$$\begin{cases} S_{SOC}^{MIN} \leq S_{SOC}^t \leq S_{SOC}^{MAX} \\ S_{SOC}^0 = S_{SOC}^T \\ S_{SOC}^{t+1} = S_{SOC}^t + \left(\eta_{EC} P_{ECHA}^t X_E^t - \frac{P_{EDIS}^t Y_E^t}{\eta_{ED}} \right) \frac{\Delta t}{S_E} \\ P_{ECHA}^{MIN} X_E^t \leq P_{ECHA}^t \leq P_{ECHA}^{MAX} X_E^t \\ P_{EDIS}^{MIN} Y_E^t \leq P_{EDIS}^t \leq P_{EDIS}^{MAX} Y_E^t \\ X_E^t + Y_E^t \leq 1 \end{cases} \quad (B3)$$

式中： S_{SOC}^{MAX} 、 S_{SOC}^{MIN} 分别为荷电状态上、下限值； S_{SOC}^t 为储能 t 时刻荷电状态； S_{SOC}^0 、 S_{SOC}^T 分别为储能始末荷电状态； η_{EC} 、 η_{ED} 分别为储能 t 时刻充、放电效率； S_E 为储能容量； P_{ECHA}^{MAX} 、 P_{ECHA}^{MIN} 分别为储能充电功率上、下限值； P_{EDIS}^{MAX} 、 P_{EDIS}^{MIN} 分别为储能放电功率上、下限值； X_E^t 为储能 t 时刻充电状态变量，充电时取值为 1，反之取 0； Y_E^t 为储能 t 时刻放电状态变量，放电时取值为 1，反之取 0； Δt 为时间变化量。

4) PDR 相关约束

需求响应约束包括负荷平衡约束、负荷转移约束、电价约束及用户用电方式满意度约束。数学表达式如下：

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T P_{LDR}^t = \sum_{t=1}^T P_{LO}^t \\ \Delta P_L^t \leq \lambda_{DR}^t P_{LO}^t \\ \Delta D^t \leq \tau_{DR}^t D_A^t \\ 0 \leq D_G \leq D_P \leq D_F \\ 1 - \frac{\sum_{t=1}^T \Delta P_L^t}{\sum_{t=1}^T P_{LO}^t} \geq R_{MIN} \end{cases} \quad (B4)$$

式中： T 为调度周期； P_{LO}^t 为系统 t 时刻原始负荷； λ_{DR}^t 为负荷 t 时刻最大转移系数； τ_{DR}^t 为电价 t 时刻最大变化系数； D_F 、 D_P 、 D_G 分别为实施 PDR 后峰平谷三时段电价； R_{MIN} 为用户用电方式满意度最小值。

5) 线路潮流约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{LCS}^t \leq P_{LCS}^{MAX} \\ -\theta_j^{MAX} \leq \theta_j \leq \theta_j^{MAX} \\ \theta_{BN} = 0 \end{cases} \quad (B5)$$

式中： P_{LCS}^t 为线路 t 时刻潮流； P_{LCS}^{MAX} 为线路最大潮流； θ_j 为节点 j 处电压相角值； θ_j^{MAX} 为节点 j 处电压相角最大值； θ_{BN} 为平衡节点电压相角值。

6) 系统备用约束

本文设置旋转备用以应对系统负荷和风电出力的不确定性，具体表达式如下：

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^N \min(P_{GS,i}^{\text{MAX}} - P_{GS,i}^t, P_{GS,i}^{\text{RAMP}}) \geq P^{\text{BY},t} \\ P^{\text{BY},t} = \sum_{i=1}^N P_{GS,i}^{\text{BY},t} \\ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N P_{GS,i}^{\text{BY},t} = \delta P_{\text{LDR}}^t + \mu P_{\text{WGO}}^t \end{array} \right. \quad (\text{B6})$$

式中： $P^{\text{BY},t}$ 为系统 t 时刻旋转备用容量； $P_{GS,i}^{\text{BY},t}$ 为机组 i 在 t 时刻的旋转备用容量； δ 为负荷旋转备用容量系数； μ 为风电旋转备用容量系数； N 为火电机组台数。

附录 C

表 C1 火电机组参数

Table C1 Parameters of thermal power unit

机组	出力上限 $P_{GS}^{MAX}/$ MW	出力下限 $P_{GS}^{MIN}/$ MW	机组爬坡率 $P_{GS}^{RAMP}/$ (MW·h ⁻¹)	燃料成本系数			碳排放强度/ [t·(MW·h) ⁻¹]
				$a/(\text{元} \cdot \text{MW}^2)$	$b/(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$	$c/\text{元}$	
G ₁	300	150	150	0.016	161.258	5017.983	0.94
G ₂	125	62.5	63	0.046	115.345	1474.583	1.06
G ₃	125	62.5	63	0.046	115.345	1474.583	1.06
G ₄	95	47.5	48	1.016	-47.173	8395.349	1.08
G ₅	60	30	30	0.112	156.774	-630.573	1.12
G ₆	60	30	30	0.112	156.774	-630.573	1.12

表 C2 实际储能参数

Table C2 Parameters of actual energy storage

容量/MW	额定充电功率/MW	额定放电功率/MW	充、放电效率/%	荷电状态上限	荷电状态下限	始末荷电状态
200	40	40	98	0.95	0.25	0.3

表 C3 时段划分及分时电价

Table C3 Time division and time-of-use tariff

时段	时段状态	负荷电价/元
01:00—09:00	谷时段	553
09:00—12:00	峰时段	866
12:00—16:00	平时段	703
16:00—21:00	峰时段	866
21:00—23:00	平时段	703
23:00—24:00	谷时段	553

表 C4 各模型下的火电机组深度调峰时段

Table C4 Deep peak shaving period of thermal power units under each model

模型	不投油深度调峰时段	投油深度调峰时段
1	3、5	1、2、4、21—24
2	1、2、4、21—24	—
3	1、2、21—24	—
4	1、2、21—24	—
5	1、21—24	—

表 C5 不同场景下的系统优化调度结果

Table C5 System optimal dispatching results under different scenarios

参数	场景 1	场景 2
总运行成本/元	2 136 566	2 166 784
深度调峰成本/元	32 215	63 799
弃风惩罚成本/元	140 297	40 323
煤耗成本/元	1 808 999	2 108 590
运碳成本/元	124 340	175 418
碳交易成本/元	30 715	-221 346