

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2023.08.010

计及需求响应的风-火-储-碳捕集多源参与深度调峰市场的低碳经济调度

Low-carbon economic scheduling of deep peak regulating market with the participation of wind power, thermal power, storage and carbon capture units considering demand response

郁海彬, 高亦凌, 陆增洁, 董帅, 鲁林, 任逸之

YU Haibin, GAO Yiling, LU Zengjie, DONG Shuai, LU Lin, REN Yizhi

(国网上海市电力公司市北供电公司, 上海 200040)

(Shibei Power Supply Company of State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200040, China)

摘要:“双碳”目标背景下的新型能源体系既要大力发展清洁能源,又需要发挥火电的保障作用。为解决现有源、荷两侧市场机制不足以适应高比例可再生能源渗透率电网的调峰需求,构建了一种价格型需求侧响应(PBDR)下的风-火-储-碳捕集多源联合深度调峰(DPR)模型,并分析了其特性。该模型不仅解决了火电机组深度调峰损耗大、成本高、碳排放多、参与调峰积极性差等问题,而且优化了源-荷双侧出力及负荷曲线,呈现良好的削峰填谷效果,并缓解了电网的调峰压力和成本。算例表明,所建模型在提升系统风电消纳水平、降低火电机组煤耗、控制运行成本及减少深度调峰次数等方面成效显著,引入碳捕集机组参与深度调峰,进一步减少了碳排放量并促进储能参与深度调峰收益。根据火-储市场主体的成本特性考虑定价策略,实现了电网深度调峰运行的经济性和低碳性。
关键词:源-荷特性;深度调峰;碳排放量;清洁低碳;分时电价;储能;新能源;“双碳”目标;需求侧响应;碳捕集
中图分类号:TK 01:TM 73 **文献标志码:**A **文章编号:**2097-0706(2023)08-0080-10

Abstract: Under the "dual carbon" target, it is necessary to vigorously develop clean energy and keep the guarantee role of thermal power. In order to adapt the market mechanism on both source and load end to the peak-load shaving requirements of the power grid with high permeability of renewable energy, a multi-source deep peak regulation (DPR) model with the participation of wind power, thermal power, storage and carbon capture units is proposed based on priced-based demand response (PBDR), and the characteristics of the demand response mechanism are analysed. The model not only solves the excessive energy loss, high cost, high carbon emissions and lack of motivation in participating in DPR of thermal power units, but also optimizes their output and load curves, working well on peak-load shifting, peak regulation cost reduction and pressure alleviation. Numerical study examples show that the proposed model is effective in improving wind power consumption, and reducing the coal consumption, operation cost and deep peak regulation times of thermal power units. Carbon capture units can further reduce the carbon emissions and facilitate energy storage units' earnings from participation in DPR. The pricing strategy considering the cost characteristics of thermal-storage units realizes the economic and low-carbon DPR of power grid.

Keywords: source-load characteristics; deep peak regulation; carbon emission; time-of-use tariff; energy storage; new energy; "dual carbon" target; priced-based demand response; carbon capture

0 引言

“双碳”目标背景下,促进能源转型、提高可再生能源上网比例已是大势所趋。根据《能源生产和消费革命战略(2016—2030年)》,2030年和2050年

非化石能源消费占比要分别达到20%和50%。可再生能源发电的大规模并网给电力系统辅助服务带来了大量问题,包括调峰/调频容量不足、运行备用资源匮乏等。面向源、荷两侧设计的市场机制已无法适应电力市场化改革,需要调整适合的市场主体参与机制及技术路线。

目前,以风电为主的新能源并网规模不断攀升,电网调峰负担日益加深。储能具备源-荷双向特性,有助于在可再生能源高渗透率场景下构建清

基金项目:国网上海市电力公司科学技术项目(SGTYHT/21-JS-223)
Science and Technology Project of State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company(SGTYHT/21-JS-223)

洁低碳能源体系。现阶段,对火电机组参与深度调峰能力的要求越来越高,但其快速追踪负荷的能力难以满足系统的调峰需求,因此有必要对火电机组的调峰能力进行系统探究,充分挖掘火电机组的调峰深度,以有效降低系统的弃风率。同时,火电作为最大的碳排放源,仍在我国电力结构中占据主导地位,为实现电力低碳化,将常规燃煤电厂改造成碳捕集电厂可以有效降低机组的碳排放量,避免负荷峰谷差过大。综上所述,考虑到新能源出力的随机性难以改变,源侧大量配置储能参与电力辅助服务,考虑在荷侧构建价格型需求侧响应(Priced-based Demand Response, PBDR)机制,引导居民用电行为,进而达到削峰填谷的目的,这是解决当前困境的最优解。文献[1]对火电机组进行低碳改造,挖掘源-荷两侧的低碳资源,形成源侧碳捕集电厂灵活参与风电协调配置,荷侧调用不同响应速度的价格型、激励型深度调峰(Deep Peak Regulation, DPR)资源,构建源-荷协调的日前、日内和实时3阶段低碳经济模型,改善电网失负荷与弃风问题。文献[2]中实现CO₂吸收与再生2个环节的解耦,建立计及储液式碳捕集电厂的含风电低碳经济调度模型,实现系统总运行费用最优。文献[3]利用储能和深度调峰火电机组促进新能源消纳和平抑电网峰谷差,构建考虑火电机组深度调峰的多类型储能系统日前经济调度模型,并给出合理的储能容量配置建议。文献[4]提出虚拟储能、深度调峰共同参与备用的市场决策模型,引入不确定度的新能源备用模型及不同调峰深度的补偿机制来保证系统调峰备用容量的有效性。文献[5]提出一种储能辅助火电机组深度调峰的上、中、下优化模型,降低负荷峰谷差和总调峰成本,提高风电消纳率来满足火电机组运行效益最大化,从调峰性能和经济性2个角度得出储能系统的加入可以改善弃风率和降低火电机组总调峰成本。文献[6]提出考虑火电深度调峰的风光火储系统日前调度模型,设定火电机组不同调峰深度下含高比例新能源的风光火储系统在典型日的优化调度策略,满足不同优化目标下优化火电机组深度调峰能力,降低新能源弃电率。文献[7]提供有效改善制约因素的技术手段、改造方向及耦合多形态储能,耦合碳捕获、利用与封存(CCUS)技术和多能耦合调节等新型耦合调峰技术,极大程度改善了机组调峰性能,提出耦合调峰是未来火电机组进一步增强调峰能力的重要技术手段。

本文采用PBDR的风-火-储-碳捕集多源DRP协同调度模式,有效减小日内负荷侧峰谷差,减小源侧发电出力的峰谷差,缓解系统调峰压力,大幅

提升了系统风电消纳水平,降低了火电煤耗成本及运行成本。以火电机组和储能作为市场主体参与深度调峰,考虑部分火电机组改造成碳捕集机组,有效较少了碳排放,合理优化了源侧出力,增加了储能的电量出力,获取更大的调峰收益,缓解火电机组的深度调峰压力,以火-储收益最大为目标,从技术、经济和低碳角度验证所提策略的有效性。

1 DPR机理分析

风电因其具有间歇性及一定时段内的反调峰特性,在系统调峰中担任被调节的角色。火电机组参与调峰辅助服务主要通过大幅度降低自身出力为风电等新能源让出上网空间,进而提高系统新能源消纳水平。根据降出力程度,将给予低出力运行的DPR机组一定补偿,该费用由未参与DPR的火电机组进行分摊。

本文采用日前和实时2级DPR市场交易流程,将每天分为96个时段(每个时段15 min)。参与市场主体为火电机组(含改造的碳捕集机组)和储能,交易标的为调峰容量。日前现货市场出清之后,遇弃风弃光现象,启动DPR市场,市场主体申报次日DPR容量及价格曲线参与竞价,流程如图1所示。

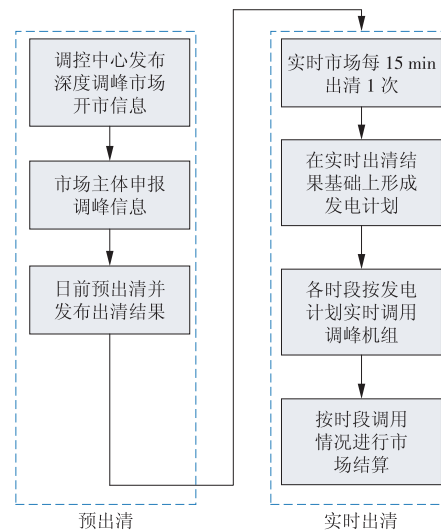


图1 DPR市场交易流程

Fig. 1 DPR market trading process

(1)竞价日09:30前,调控中心发布DPR市场各时段调峰需求信息,可参与市场交易的主体申报价格的上下限;(2)竞价日09:30—10:00,各市场主体集中竞价申报,火电机组按3档报价,储能提供自身的申报曲线;(3)竞价日10:30,调控中心进行DPR市场日前预出清,向市场发布调峰市场交易日前发电计划;(4)日内,调控中心参照调峰市场日前报价按价格由低到高的顺序依次调用市场主体进行DPR实时出清,形成日内发电计划;(5)每个周期开

始前 5 min, 调控中心发布调峰市场交易结果, 含下一周期市场主体的调峰曲线; (6) 在每个调度周期内, 实时调用市场主体调峰服务, 并统计实际调用调峰电量; (7) 日后, 调控中心根据运行日的实际调用电量和各机组的实际报价, 发布参与 DPR 的市场主体调峰收益。

在运行日出现弃风时, 启动 DPR 市场, 调度依据超短期负荷预测、新能源出力预测, 形成深度调峰日内发电计划。发电机组在深度调峰市场参与基准之下, 进行“阶梯式”分档申报价格, 火-储 DPR 市场的档位划分及各类型机组单向报价区间见表 1 (P_e 为机组额定功率, P 为实际出力)。

表 1 市场参与主体调峰出力区间及报价区间

Table 1 Quotations of market participants in different peak regulating output ranges

机组类型	档位	申报价格区间/ [元·(MW·h) ⁻¹]	调峰出力区间
火电机组	1	[200, 300)	$0.4P_e \leq P < 0.5P_e$
	2	[300, 400)	$0.3P_e \leq P < 0.4P_e$
	3	[400, 500)	$P < 0.3P_e$
储能	—	750 ~ 950	$\geq 20 \text{ MW}/40 \text{ MW} \cdot \text{h}$

2 DPR 参与主体特性分析

2.1 储能双向特性分析

储能既可以独立主体, 又可与虚拟电厂 (Virtual Power Plant, VPP) 聚合参与电力市场, 根据获取的市场信息、竞标计划等协调工作, 以获取最大收益^[8]。

2.1.1 储能的功能

(1) 提升风、光出力消纳。确定储能资源在调峰市场和电能量市场的竞标电量, 从而确定在 2 个市场的竞标计划。根据风、光申报期日前出力预测制定充放电计划, 来提升新能源出力的消纳, 保证储能获取最优经济效益^[9-11]。

(2) 获取运行补偿。储能在电能量市场可以通过负荷转移来降低购电成本, 通过充放电提供填谷削峰服务参与调峰市场, 从而获得补偿。根据市场信息制定储能的充放电计划和运行补偿价格, 根据调峰竞标电量获得相应的调峰收益^[12-14]。

2.1.2 VPP 下储能获得的利益分配

VPP 将电能和调峰市场的收益分配给内部电源 (风、光及柔性负荷) 和储能系统等 (如图 2 所示): 一方面补偿储能和柔性负荷; 另一方面将调峰市场收益分配给储能和柔性负荷。

为实现“源-网-荷-储”聚合优化调度, 可以考虑让储能参与更多电力市场的交易竞标来深度优

化调度。储能可以在发电侧、电网侧、用户侧分别表现出存储超发电量、缓解调峰压力、错峰用电及节约电费的功能, 并以分时电价信号的形式出现在市场中。储能在源-网-荷-市场侧的价值如图 3 所示。

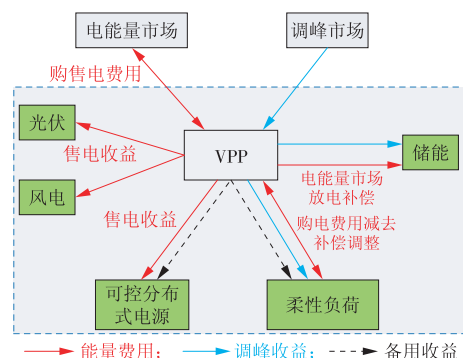


图 2 VPP 利益分配

Fig. 2 VPP benefit distribution

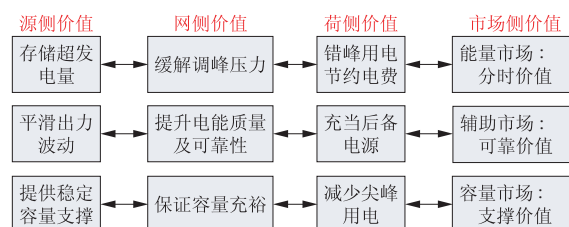


图 3 储能在源-网-荷-市场侧价值

Fig. 3 Value of energy storage at source, network, load and market end

2.1.3 竞标策略

VPP 制定最高的调峰竞标电量来获得最大调峰收益^[9]。储能调峰策略为参与调峰时获得 VPP 调峰补偿: 在电能量市场中充电时, 购电成本由 VPP 承担, 放电时获得 VPP 补偿。储能的补偿价格会影响 VPP 制定的储能出力计划, 改变 VPP 与储能的收益, 需要协定合适的补偿价格, 既保证 VPP 收益, 又能提高储能收益。调峰市场的准入条件为竞标电量不小于 2 MW·h, 调峰市场发布填谷调峰需求时, 调动储能充电; 尖峰时段的调峰市场发布填谷调峰的需求时, 调动储能放电; 调峰市场需求相同, 调峰价格不同时, 改变调峰竞标电量来提高收益。

2.2 国外储能参与电力市场概况

国外电力市场中, 储能主要提供的产品类型调频, 此外也包括备用、无功调节、黑启动等。从市场组织形式看, 定价采用集中竞价或长期协议, 一般竞争程度较高的产品 (如调频、备用) 采用竞价或招标的方式; 其他服务 (如无功调节、黑启动) 则采用长期协议的模式。美国交易-调度一体化的独立系统运营商 (ISO) 根据市场主体的报价, 在日前、实时 DPR 市场执行全电量出清, 确定市场价格和调度计划, 出清模型构建主要由 ISO 完成^[15-16]。国外典

型的电力市场包括澳大利亚、英国、美国宾夕法尼亚-新泽西-马里兰(PJM)和美国加州独立系统运营商(CASIO)电力市场,见表2^[17-19]。

表2 国外储能参与电力市场概况

Table 2 Overview of energy storage participation in electricity market abroad

项目	澳大利亚	英国	PJM	CASIO
电能市场	申报充电 报价和放 电报价,依 靠尖峰电 价套利	双边交易,交 易所交易,平 衡交易	“量-价”阶 梯报价,统 一调度规 划,自计划	充放电投标 价,循环充放 电价差投标, 自计划
辅助 服务 市场	调频市场 (调节调频 市场,应急 调频市场)	调频市场(快 速调频),备 用市场(短期 运行备用,快 速备用)	调频市场, 备用市场 (旋转备 用、非旋转 备用)	调频市场(上 调频,下调频) 灵活爬坡(向 上灵活爬坡、 向下灵活爬 坡),备用市场 (旋转备用、 非旋转备用)
容量 市场		参与容量市场	参与容量 市场	参与容量市场

2.3 国内储能参与电力市场概况

国网公司已建立覆盖储能调度各流程的管理体系,在储能的并网、运行、调度技术等开展大量工作,为储能奠定了良好基础。以江苏、浙江和山东为例,分析国内储能参与电力市场的概况,见表3。

表3 国内储能参与电力市场概况^[20-22]

Table 3 Overview of the participation of energy storage in the domestic electricity market^[20-22]

项目	江苏	浙江	山东
电能市场	尚未参	通过自计划形 式参与	按自计划形式 参与
辅助服务市场	调频市场、调 峰市场	调频市场、调 峰市场	调频市场、调 峰市场

2.4 火电机组 DPR 特性分析

目前,我国火电机组主要采用通过调节火电机组自身出力大小来保证系统的调峰需求^[23-24]。火电机组调峰根据出力水平可分为2个阶段,即基本调峰和DPR,DPR根据机组自身降出力程度又分为不投油深度调峰和投油:当火电机组出力在最大出力($P_{\max}$)和最小出力($P_{\min}$)之间时,机组运行在常规调峰阶段;当负荷较低时,火电机组降出力至 $P_{\min}$ 与火电机组不投油深度调峰阶段的稳燃出力(P_a)之间,处于不投油深度调峰阶段;如需进一步降出力则需投油助燃,但机组出力应大于电机组投油深度调峰阶段的稳燃出力(P_b),处于投油深度调峰阶段^[25-27]。

2.5 碳捕集机组“削峰填谷”特性分析

传统火电机组没有加装碳捕集系统,运行方式不够灵活。碳捕集机组的净输出功率运行区间较

传统燃煤电厂更大,赋予其更大的调峰深度。另外,在负荷高峰时段,碳捕集机组为跟踪负荷需提高净输出功率, CO_2 排放量较大,此时若利用碳捕集系统捕集 CO_2 ,可降低机组净输出功率;在负荷低谷时段,碳捕集机组为跟踪负荷需降低净输出功率,此时电池的富液存储单元释放 CO_2 ,增大碳捕集系统损耗,以此来减小净输出功率,实现碳捕集电厂“削峰填谷”功能。

3 竞标模型

3.1 火电机组 DPR 成本模型

在传统电网经济调度中火电机组深度调峰阶段的能耗成本包括燃料成本、寿命损耗成本、投油成本以及附加环境成本^[28-29]。

(1)燃料成本(E_1)。DPR阶段的燃料成本与常规调峰阶段相同,即

$$E_1 = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i, \quad (1)$$

式中: $P_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时段的出力功率; a_i, b_i, c_i 为机组 i 的煤耗系数。

(2)寿命损耗成本

$$E_2 = \frac{\beta \times S_1}{2N_{f,p}}, \quad (2)$$

式中: β 为火电机组损耗系数; S_1 为建造成本; $N_{f,p}$ 为转子致裂周次,与 $P_{i,t}$ ³有关。

(3)投油成本(E_3)。当机组 DPR 过高时,需要投油来维持机组正常运行,其成本

$$E_3 = X_{\text{oil}} S_{\text{oil}}, \quad (3)$$

式中: X_{oil} 为油耗量; S_{oil} 为油价。

(4)附加环境成本。大气污染物包括 SO_2, NO_x ,随着机组负荷率的降低,机组污染物排放水平也随之增加,产生环境附加成本

$$E_4 = S_s H_s \Delta \mu_{s,t,i} + S_n H_n \Delta \mu_{n,t,i}, \quad (4)$$

式中: S_s, S_n 分别为 SO_2 和 NO_x 单位体积的超标罚款; H_s, H_n 分别为 SO_2 和 NO_x 单位体积的排放标准; $\Delta \mu_{s,t,i}, \Delta \mu_{n,t,i}$ 分别为机组 i 在 t 时段的 SO_2, NO_x 排放超标率。

综上所述,火电机组各运行阶段的调峰成本分段表示为

$$E = \begin{cases} E_1, & P_{\min} \leq P \leq P_{\max} \\ E_1 + E_2, & P_a \leq P \leq P_{\min} \\ E_1 + E_2 + E_3 + E_4, & P_b \leq P \leq P_a \end{cases} \quad (5)$$

3.2 碳捕集机组数学模型

机组对外表现出的输出功率(净输出功率)为总输出功率扣除碳捕集系统的能量损耗,即

$$\begin{cases} P_{\text{CCG},i,t} = P_{\text{CCN},i,t} + P_{\text{CCL},i,t} \\ P_{\text{CCL},i,t} = P_{\text{CCB},i,t} + P_{\text{CCY},i,t} \end{cases}, \quad (6)$$

式中: $P_{CCG,i,t}$, $P_{CCN,i,t}$ 分别为机组 i 在 t 时段的总输出功率和净输出功率; $P_{CCL,i,t}$ 为碳捕集系统在 t 时段的能量损耗; $P_{CCB,i,t}$, $P_{CCY,i,t}$ 分别为碳捕集系统在 t 时段的固定损耗和运行损耗。若火电机组 i 的碳排放强度为 $e_{G,i}$, 在 t 时段的总 CO_2 排放量为

$$E_{CCG,i,t} = e_{G,i} P_{CCG,i,t}, \quad (7)$$

碳捕集量为

$$E_{CO_2,i,t} = \beta_C \delta_{i,t} E_{CCG,i,t} + E_{SS,i,t}, \quad (8)$$

式中: β_C 为碳捕集机组的 CO_2 捕集效率; $\delta_{i,t}$ 为 t 时段烟气分流比; $E_{SS,i,t}$ 为存储单元在 t 时段可储存的 CO_2 质量; $e_{G,i}$ 为火电机组 i 的碳排放强度。

3.3 储能运行成本

本研究暂不考虑寿命损耗和附加环境成本, 以充放功率、电能损耗及储能运行维护成本构造 DPR 成本模型, 储能运行维护成本

$$C_1 = \sum_{t=1}^T (P_{ES,d,t} + P_{ES,c,t}) \times C_{cs}, \quad (9)$$

式中: $P_{ES,c,t}$, $P_{ES,d,t}$ 为 t 时段储能系统的充、放电功率; C_{cs} 为储能的单位功率充放电费用。

3.4 PBDR 数学模型

用户对电价的响应可用需求价格弹性系数来描述: 本文对风电消纳后的等效负荷曲线进行分析, 将用电时间划分为 3 类时段: 峰时段 (17:00—22:00); 平时段 (07:00—16:00); 谷时段 (01:00—06:00, 23:00—24:00)。引入电价弹性矩阵得到 PBDR 后各时段的用电量, 负荷电价响应模型可表示为

$$\begin{bmatrix} P_f^1 \\ P_p^1 \\ P_g^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_f^0 & 0 & 0 \\ 0 & P_p^0 & 0 \\ 0 & 0 & P_g^0 \end{bmatrix} E \begin{bmatrix} \frac{\Delta D_f}{D_f^0} \\ \frac{\Delta D_p}{D_p^0} \\ \frac{\Delta D_g}{D_g^0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_f^0 \\ P_p^0 \\ P_g^0 \end{bmatrix}, \quad (10)$$

式中: P_f^0 , P_p^0 , P_g^0 和 P_f^1 , P_p^1 , P_g^1 分别为 PBDR 前后峰、平、谷时段的用电量; D_f^0 , D_p^0 , D_g^0 和 ΔD_f , ΔD_p , ΔD_g 分别为 PBDR 前后各时段的电价及其改变量; E 为需求价格弹性矩阵。

3.5 阶梯型碳交易成本模型

3.5.1 碳交易机制及碳排放配额

碳排放交易机制是为促进 CO_2 减排而提出的市场机制, 目前全球碳排放交易市场主要有 2 种模式: 一种是基于配额的市场, 如排放交易市场; 另一种是基于项目的市场, 如清洁发展机制市场。本文讨论对象为前者。

对于电力行业, 初始碳排放额一般采用无偿分配原则, 在收集、比对同行业相同机组不同排放水

平的基础上, 综合考虑国家的减排目标、行业配额缺口等因素后确定, 对超出或者不足的部分可在碳排放市场中进行交易。基于《2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案 (发电行业)》对系统的碳排放额度进行分配, 电力系统在 t 时段的碳排放配额为

$$M_{L,t} = \sum_{i=1}^N \varepsilon_i P_{i,t} \Delta T, \quad (11)$$

式中: ε_i 为单位电量 CO_2 排放基准值; N 为火电机组总台数; ΔT 为时间区间, 本文 $\Delta T=1$ h。

3.5.2 碳交易成本计算模型

电力系统碳排放的来源为火电机组发电时化石燃料的燃烧, 当机组在 DPR 状态时, 其工况及参数偏离设计值, 机组能量转换效率大幅降低, 引起供电煤耗和碳排放量的增加。

$$M_{P,t} = \sum_{i=1}^N \sigma_i P_{i,t} \Delta T, \quad (12)$$

式中: $M_{P,t}$ 为系统在 t 时段的碳排放量; σ_i 为火电机组 i 的碳排放强度, 随机组载荷率的不同而变化, DPR 状态下火电机组的 σ_i 较常规出力时明显增大。

传统的碳交易采用统一的价格系数计算碳交易成本。为了进一步控制碳排放总量, 本文构建了阶梯型碳交易成本模型, 以碳排放配额为基准, 设置若干排放量区间, 排放量越大的区间对应的价格系数越高。

$$F_{C,t} = \begin{cases} \lambda (M_{P,t} - M_{L,t}), & M_{P,t} \leq M_{L,t} + d \\ (1 + \tau) \lambda (M_{P,t} - M_{L,t}) - \tau \lambda d, & M_{L,t} + d < M_{P,t} \leq M_{L,t} + 2d \\ (1 + 2\tau) \lambda (M_{P,t} - M_{L,t}) - 3\tau \lambda d, & M_{P,t} > M_{L,t} + 2d \end{cases}, \quad (13)$$

式中: $F_{C,t}$ 为系统在 t 时段的碳交易成本; λ 为市场上的碳交易价格; d 为碳排放量区间长度; τ 为各阶梯碳交易价格的增长幅度, 每上升一个阶梯, 碳交易价格增加 $\tau \lambda$ 。当 $M_{P,t} > M_{L,t}$ 时, $F_{C,t}$ 为正, 表示系统需要购买超额部分的碳排放额度; 当 $M_{P,t} < M_{L,t}$ 时, $F_{C,t}$ 为负, 表示系统能够以初始碳交易价格出售剩余碳排放额度从而获取收益。

3.6 风电和储能模型

3.6.1 风电机组

向调度上报发电出力预测值, 即

$$P_{w,t} = P_{w1,t} + \varepsilon_w, \quad (14)$$

式中: $P_{w,t}$ 为风电在 t 时段的出力日前预测值; $P_{w1,t}$ 为风电在 t 时段的实际出力; ε_w 为风电在 t 时段的预测误差。

3.6.2 储能

储能具有充电与放电 2 种模式,

$$-P_{ES, \max} \leq P_{ES, e, t} \leq P_{ES, \max}, \quad (15)$$

$$P_{ES, d, t} = \max(P_{ES, e, t}, 0), \quad (16)$$

$$P_{ES, c, t} = -\min(P_{ES, e, t}, 0), \quad (17)$$

式中: $P_{ES, e, t}$ 为储能在 t 时段的充放电功率; $P_{ES, \max}$ 为储能充放电功率的最大值。

3.7 目标函数

以火-储总收益最高为目标, 目标函数如下

$$\max F = Q_1 \times P_{h, i, t} + Q_2 \times P_{ES, e, t}, \quad (18)$$

式中: Q_1 为火电机组进行深度调峰的单位容量报价; Q_2 为电池储能电站进行深度调峰的单位容量报价; $P_{h, i, t}$ 为火电深度调峰机组 i 在 t 时段的出力。

3.8 约束条件

(1) 功率平衡约束 (P_{load} 为系统总负荷)

$$\sum_{i=1}^N P_{h, i, t} + P_{c, t} + P_{W1, t} = P_{load} \quad (19)$$

(2) 火电机组功率约束

$$P_{h, i, \min} \leq P_{i, t} \leq P_{h, i, \max} \quad (20)$$

(3) 火电机组爬坡约束 (V_i 为火电机组的爬坡率极限)

$$-V_i \leq P_{h, i, t} - P_{h, i, t-1} \leq V_i \quad (21)$$

(4) 风电出力约束

$$0 \leq P_{W1, t} \leq P_{W1, \max} \quad (22)$$

(5) 储能充放电逻辑状态约束。在任一调度时段, 储能处于充放电 2 种状态, 存在如下约束

$$U_{ch, t} + U_{dis, t} \leq 1, \quad (23)$$

$$(W_t - W_{t-1}) - U_{ch, t} + U_{dis, t} = 0, \quad (24)$$

式中: $U_{ch, t}$, $U_{dis, t}$ 为二进制变量, $U_{ch, t}=1$ 表示储能电站由放电状态切换到充电状态; $U_{dis, t}=1$ 表示储能电站由充电状态切换到放电状态; W_t 为二进制变量, W_t 取 1/0 时, 表示储能电站在调度时段 t 处于充电/放电状态。

(6) 储能充放电功率约束。充、放电功率过高也将显著影响电池的循环寿命, 因此, 储能电站的充放电功率 $P_{ES, c, t}$, $P_{ES, d, t}$ 需要满足下面的约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ES, c, t} \leq P_{ch, \max} \\ 0 \leq P_{ES, d, t} \leq P_{dis, \max} \end{cases}, \quad (25)$$

式中: $P_{ch, \max}$, $P_{dis, \max}$ 分别表示储能电站在时刻 t 允许的最大充放电功率。

从经济性的角度来说, 火电机组不能过多处于深度调峰状态, 还需要考虑机组调度周期内调用深度调峰的最大次数约束

$$\sum_{t=1}^T v_{k, t} \leq N_k, \quad (26)$$

式中: $v_{k, t}$ 表示火电机组 k 在 t 时段是否处于深度调峰状态, 若火电机组处于深度调峰状态, $v_{k, t}=1$; N_k 表示火电机组调用周期内深度调峰的最大调用次数。

碳捕集机组出力上下限约束、爬坡约束等与火电机组类似, 本文不再列举。

4 算例分析

模型采用改进的 IEEE30 节点系统进行算例分析, 算例包含 5 台火电机组 (#1—#5)、1 个风电场, 1 个储能电站。若考虑碳捕集电厂, 则 #4, #5 可被改造成碳捕集机组; 若不考虑碳捕集电厂, 则 #4, #5 仍为火电燃煤机组。碳捕集机组的 CO_2 捕集效率取 0.9, 单位捕碳损耗为 0.269 MW·h/t; 负荷及风电出力如图 4 所示; 火电机组技术参数见表 4; 储能调峰出力 ≥ 20 MW/40 MW·h。

算例中, #1 机组、碳捕集机组、储能均可参与 DPR 服务。按照是否参与 PBDR、考虑储能系统和碳捕集机组, 火电机组参与调峰的场景可分为 5 种 (见表 5)。不同场景下, 5 台机组的出力情况如图 5 所示。

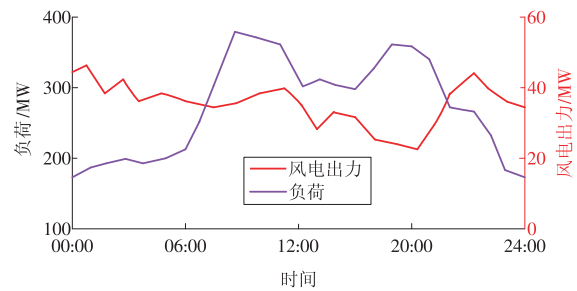


图 4 风电-负荷的预测曲线

Fig. 4 Wind power-load prediction curve

表 4 火电机组运行参数

Table 4 Operation parameters of thermal power units

项目	火电机组				
	#1	#2	#3	#4	#5
$P_{\max}$	220	100	70	35	30
$P_{\min}$	55	25	20	10	10
a_i	0.037 5	0.175 0	0.625 0	0.083 4	0.250 0
b_i	20.0	17.5	12.0	32.5	30.0
c_i	372.5	352.6	318.0	329.5	232.5

表 5 火电机组参与调峰的场景

Table 5 Different scenarios of coal-fired units participating in peak regulation

场景	考虑 PBDR	考虑储能	考虑碳捕集
0	否	否	否
1	否	是	否
2	是	否	否
3	是	是	否
4	是	是	是

图 5a 为场景 0 下火电机组参与调峰的出力, 火电机组存在调峰损耗大、成本高、碳排放多、积极性

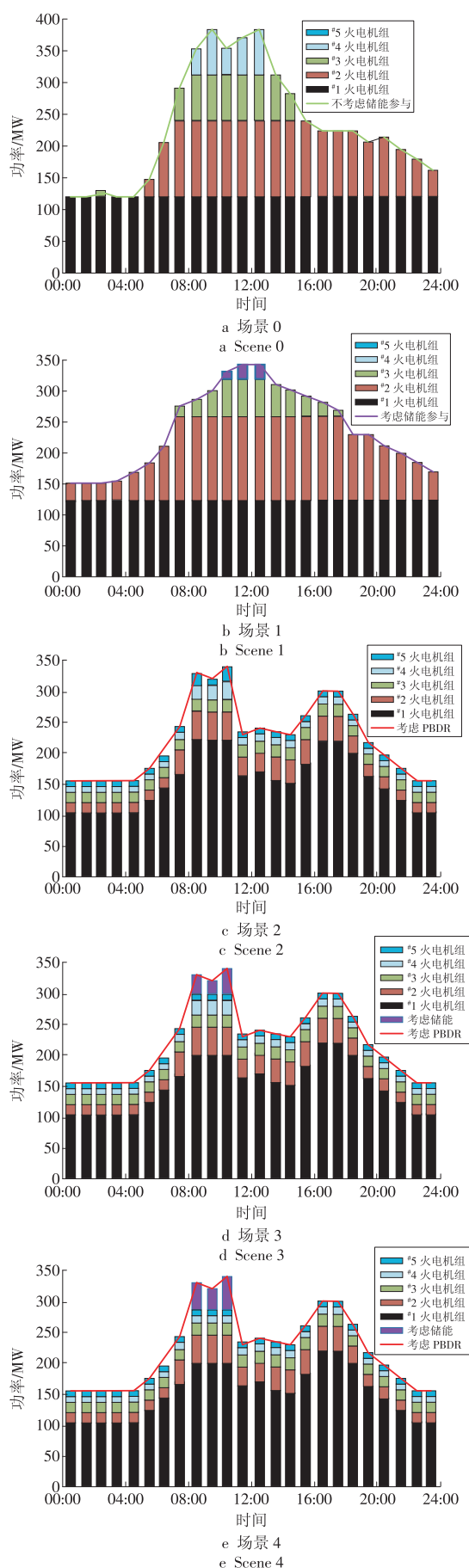


图5 火-储参与调峰出力场景

Fig. 5 Outputs of thermal-storage units participating in peak regulating under different scenes

差等问题;由图 5b 可见,考虑储能参与后火电机组出力呈现削峰填谷的趋势,场景 0 的问题稍有改善。

实施 PBDR 后,系统负荷优化后的电价为峰时 0.756 元/(kW·h),平时 0.698 元/(kW·h),谷时 0.385 元/(kW·h)。用电负荷在分时电价引导下进行时段平移,使谷时的电量有所增加,峰时负荷显著降低,有效降低了系统的购电成本。与此同时, PBDR 缓解了风电并网带来的系统调峰压力,提升了常规机组运行的经济性。对比图 5c 与 5b 可知, PBDR 和储能降低了系统总运行成本、煤耗成本、投油及环境成本,有效地降低火电机组进入深度调峰程度,提高火电机组调峰积极性。

对比场景 0—4 可知:随着机组 DPR 的加深,机组进入投油阶段增加了额外的投油成本和环境损耗成本, DPR 成本对系统运行成本起主要影响。此时加入储能,储能充放电成本及充放电损耗成本远低于火电 DPR 成本,将系统剩余电量用于储能然后在高峰时段进行放电,相当于增大了火电机组调峰深度,并同时降低了系统的运行成本。从图 5c 可以看出,考虑 PBDR 的机组负荷峰谷差显著降低,且参与 DPR 的机组容量显著减小,缓解了系统的调峰压力。从图 5d 和 5e,场景 4 中 #4 和 #5 机组改造成碳捕集机组,碳排放量较场景 3 有所降低,储能调峰电量增大,系统获取更大调峰收益。

场景 4 下的各个火电机组的煤耗较其余场景下的煤耗最低,由此可知,采用储能及 PBDR 可以减少火电深度调峰机组在全天内处于投油深度调峰状态的次数,降低系统的深度调峰成本,提高常规机组调峰积极性,所以场景 4 为最优机组运行状态。

比较不同场景下风电调度出力(如图 6 所示)可知:场景 4 和场景 3 下的风电调度出力最多,构建的模型可以有效改善负荷低谷时段的风电消纳率,即场景 4、场景 3 较场景 1 中的风电消纳率提高了 24.0%;考虑 PBDR 下,即场景 3 比场景 2 下风电消纳率提高 11.2%。由此可知,通过采用 PBDR 引导负荷转移及储能充放电策略,可以有效提高风电的消纳率,验证了所构模型对提升风电消纳水平的有效性。

4 种场景下机组的各项成本见表 6。由表 6 可知:场景 2 相比于场景 1 的火电运行成本降低了 5.29%;考虑碳捕集机组后,场景 4 相比于场景 3 的火电运行成本降低了 4.86%,碳排放量较场景 1, 2, 3 分别降低了 30.20%, 22.22%, 7.55%;虽然场景 4 的储能成本最高,但其调峰收益显著高于其他 3 类场景;场景 4 的弃风成本最小,燃煤机组启停调峰数量少,使得总运行成本小于场景 1, 2, 3, 虽然总折旧

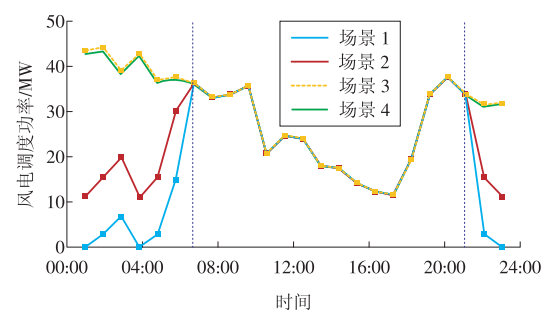


图 6 不同场景下风电调度出力
Fig. 6 Wind power dispatching outputs under different scenarios

成本增大,但储能单元的折旧成本较低,其带来的效益可以抵消增大的折旧成本,降低总运行成本,体现了碳捕集机组带来的经济性和低碳性。

表 6 各场景成本比较
Table 6 Various costs under different scenarios

场景	火电运行成本/元	投油及环境成本/元	碳排放量/t	储能成本/元	弃风成本/元	机组耗煤成本/元
1	189 235.5	6 000	351	3 628	7 263.24	178 578.5
2	179 256.6	0	315	0	6 257.25	169 657.2
3	180 256.6	0	265	3 418	357.50	170 362.2
4	171 256.5	0	245	4 412	0	165 234.5

基于本文调峰策略,得到符合火电阶梯报价规律的 DPR 报价,如图 7 所示。

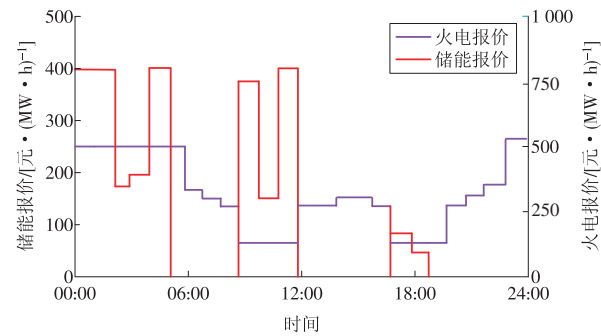


图 7 火-储系统各时段的调峰成本
Fig. 7 Peak shaving cost of the thermal-storage system at different stage

(1)在负荷时段, #1 机组处于投油 DPR 阶段,此时 E 报价为 510~520 元/(MW·h),为日内最高价格,机组出力在 30%~40%;(2)当 #1 机组处于不投油 DPR 阶段及基本调峰时段,报价区间为 160~360 元/(MW·h);(3)当火电机组不处于深度调峰阶段,即基本调峰时,报价属于电能量市场范畴,不属于辅助服务市场,此时火电机组的成本主要来源于煤耗量,报价较低。当储能设备在 01:00—04:00、23:00—24:00 充电并在 09:00—11:00 进行放电时,储能系统产生 DPR 报价,考虑碳捕集机组时,储

能根据碳排放约束条件适当增大放电出力,获取更多的调峰电量收益,其余时段报价为 0。

5 结论

本文提出一种计及 PBDR 风-火-储-碳捕集多源深度调峰及定价策略的优化调度方法,解决源、荷两侧市场机制适应性不足,得出下述结论。

(1)多源 DPR 协同调度,有效减小日内负荷峰谷差,缓解系统调峰压力,大幅提升了系统风电消纳水平,降低火电煤耗成本和运行成本,有效减少火电机组 DPR 次数,提升了火电运行的灵活性。

(2)考虑 PBDR 下,火电机组+碳捕集机组同时进行 DPR,最大程度减小日内火电机组出力峰谷差,增大了储能调峰出力从而获取更大的调峰收益。

(3)定价策略充分考虑了风-火-储-碳捕集成本特性,并从技术层面给出系统最优 DPR 报价,提高了各主体参与深度调峰的积极性。

参考文献:

[1]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. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant[J].Proceedings of the CSEE, 2022, 42 (16):5869-5886.
[2]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 power system with wind power considering solvent-storaged carbon capture power plant [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(21):4508-4516.
[3]张松岩,苗世洪,尹斌鑫,等.考虑火电深度调峰的多类型储能经济性分析[J].电力建设,2022,43(1):132-142.
ZHANG Songyan, MIAO Shihong, YIN Binxin, et al. Economic analysis of multi-type energy storages considering the deep peak-regulation of thermal power units[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(1): 132-142.
[4]薛晨,任景,张小东,等.含虚拟储能的新能源高渗透电网深度调峰备用决策模型[J].中国电力,2019,52(11): 35-43.
XUE Chen, REN Jing, ZHANG Xiaodong, et al. A reserve decision model for high-proportional renew energy

- integrated power grid based on deep peak-shaving and virtual storage[J]. Electric Power of China, 2019, 52(11): 35-43.
- [5] 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): 3961-3969.
- 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 Grid Technology, 2019, 43(11): 3961-3969.
- [6] 李雄威, 王昕, 顾佳伟, 等. 考虑火电深度调峰的风光火储系统日前优化调度[J]. 中国电力, 2023, 56(1): 1-7, 48.
- LI Xiongwei, WANG Xin, GU Jiawei, et al. Day-ahead optimal dispatching of wind-solar-thermal power storage system considering deep peak shaving of thermal power[J]. Electric Power of China, 2023, 56(1): 1-7, 48.
- [7] 童家麟, 吴瑞康, 茅建波, 等. 燃煤机组深度调峰瓶颈改善及耦合调峰技术研究[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(4): 43-50.
- TONG Jialin, WU Ruikang, MAO Jianbo, et al. Improvement of deep peak regulation and comprehensive peak shaving technologies for coal-fired units[J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(4): 43-50.
- [8] 陈启鑫, 房曦晨, 郭鸿业, 等. 储能参与电力市场机制: 现状与展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 14-28.
- CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Energy storage participation in electric power market mechanism: Current situation and prospect [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 14-28.
- [9] 宋安琪, 李新. 美国加州分布式储能参与电力市场分析[J]. 机电信息, 2019(35): 166-167, 169.
- SONG Anqi, LI Xin. Analysis of distributed energy storage participation in electric power market in California, USA [J]. Mechanical & Electrical Information, 2019(35): 166-167, 169.
- [10] 关立, 周蕾, 刘航航, 等. 独立储能电站参与电力现货市场机制及试运行分析[J]. 中国电力, 2022, 55(10): 185-190.
- GUAN Li, ZHOU Lei, LIU Hanghang, et al. Analysis on mechanism and trial operation of independent energy storage power station participating in power spot market [J]. Power of China, 2022, 55(10): 185-190.
- [11] 管馨, 陈涛, 高赐威. 适应风电参与电力市场的需求侧储能负荷运行优化研究[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(2): 35-41.
- GUAN Xin, CHEN Tao, GAO Ciwei. Research on operation optimization of energy storage load on demand side for wind power market [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(2): 35-41.
- [12] 赵建平, 胡家华, 李东辉, 等. 储能参与下的中长期电力市场合约转让机制灵活性研究[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 18-23.
- ZHAO Jianping, HU Jiahua, LI Donghui, et al. Study on the flexibility of contract transfer mechanism in the medium and long term power market with the participation of energy storage [J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 18-23.
- [13] 林立乾, 米增强, 贾雨龙, 等. 面向电力市场的分布式储能聚合参与电网调峰[J]. 储能科学与技术, 2019, 8(2): 276-283.
- LI Lingan, MI Zengqiang, JIA Yulong, et al. Distributed energy storage aggregation for power grid peak shaving in a power market [J]. Energy Storage Science and Technology, 2019, 8(2): 276-283.
- [14] 李明, 焦丰顺, 任畅翔, 等. 新一轮电改下电力辅助服务市场机制及储能参与辅助服务的经济性研究[J]. 南方能源建设, 2019, 6(3): 132-138.
- LI Ming, JIAO Fengshun, REN Changxiang, et al. An economic study on the market mechanism of power auxiliary service and the participation of energy storage in auxiliary service under the new round of electricity reform [J]. Southern Energy Construction, 2019, 6(3): 132-138.
- [15] 陈达鹏, 荆朝霞. 美国调频辅助服务市场的调频补偿机制分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 1-9.
- CHEN Dapeng, JING Zhaoxia. Analysis of FM compensation mechanism in US FM auxiliary Service Market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 1-9.
- [16] 杨水丽, 李建林, 李蓓, 等. 电池储能系统参与电网调频的优势分析[J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(2): 43-47.
- YANG Shuli, LI Jianlin, LI Bei, et al. Analysis of advantages of battery energy storage system participating in power grid frequency modulation [J]. Power Grid and Clean Energy, 2013, 29(2): 43-47.
- [17] 陶以彬, 薛金花, 王德顺, 等. 面向电网调峰调频的储能电站综合性能评价[J]. 电源技术, 2021, 45(6): 764-767.
- TAO Yibin, XUE Jinhua, WANG Deshun, et al. Comprehensive performance evaluation of energy storage power station oriented to power grid peak and frequency modulation [J]. Power Sources Technology, 2021, 45(6): 764-767.
- [18] 陈中飞, 荆朝霞, 陈达鹏, 等. 美国调频辅助服务市场的定价机制分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(12): 1-10.
- CHEN Zhongfei, JING Zhaoxia, CHEN Dapeng, et al. Analysis on Pricing mechanism of FM auxiliary service market in the United States [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 1-10.
- [19] 刘国静, 李冰洁, 胡晓燕, 等. 澳大利亚储能相关政策与电力市场机制及对我国的启示[J]. 储能科学与技术,

- 2022,11(7):2332-2343.
- LIU Guojing, LI Bingjie, HU Xiaoyan, et al. Energy storage Policy in Australia and power market mechanism and enlightenment to our country [J]. Energy storage Science and Technology, 2022, 11(7): 2332-2343.
- [20] 庄晓丹, 刘卫东, 黄为群, 等. 浙江电力现货市场环境下储能的市场交易机制与效益分析[J]. 中国电力, 2022, 55(6): 80-85.
- ZHUANG Xiaodan, LIU Weidong, HUANG Weiqun, et al. Market trading mechanism and benefit analysis of energy storage in Zhejiang electric power spot market [J]. Electric Power of China, 2022, 55(6): 80-85.
- [21] 高海翔, 董超, 孟子杰, 等. 机组储能联合系统参与调频辅助服务市场的关键技术研究与实践[J]. 广东电力, 2020, 33(6): 46-52.
- GAO Haixiang, DONG Chao, MENG Zijie, et al. Research and Practice on key technologies of unit energy storage integrated system participating in frequency modulation auxiliary service market [J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(6): 46-52.
- [22] 史沛然, 李彦宾, 江长明. 第三方独立主体参与华北电力调峰市场规则设计与实践[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(5): 168-174.
- SHI Peiran, LI Yanbin, JIANG Changming. The design and practice of peak regulating market rules of electric power in North China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(5): 168-174.
- [23] 宁剑, 江长明, 张哲, 等. 可调节负荷资源参与电网调控的思考与技术实践[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(17): 1-8.
- NING Jing, JIANG Changming, ZHANG Zhe, et al. Adjustable load resources to participate in power grid control thinking and technology practice [J]. Automation of electric power systems, 2020, 44(17): 1-8.
- [24] 林阿竹, 柯清辉, 江岳文. 独立储能参与调频辅助服务市场机制设计[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(12): 26-34.
- LIN Azhu, KE Qinghui, JIANG Yuewen. Independent energy storage participating in frequency modulation auxiliary service market mechanism design [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(12): 26-34.
- [25] 李博嵩, 王旭, 蒋传文, 等. 广泛负荷聚集商市场策略建模及风险效益分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(16): 119-126.
- LI Bosong, WANG Xu, JIANG Chuanwen, et al. Wide load gather dealer market strategy modeling and risk benefit analysis [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(16): 119-126.
- [26] 李翔宇, 赵冬梅. 计及可调资源动态特性的虚拟电厂多级优化配置[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(13): 17-24.
- LI Xiangyu, ZHAO Dongmei. Meter and dynamic characteristics of adjustable resources multilevel optimization configuration of virtual power plant [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(13): 17-24.
- [27] 陈定会, 尚楠, 叶承晋. 分布式抽水蓄能系统的市场力机理分析[J]. 电力需求侧管理, 2019, 21(3): 69-72.
- CHEN Dinghui, SHANG Nan, YE Chenjin. Analysis on market force mechanism of distributed pumped storage system [J]. Power Demand Side Management, 2019, 21(3): 69-72.
- [28] 李甲伟, 刘新龙, 梁祖雄, 等. 火电机组深度调峰控制系统优化研究[J]. 自动化仪表, 2022, 43(7): 67-72.
- LI Jiawei, LIU Xinlong, LIANG Zuxiong, et al. Research on optimization of deep peak shaving control system for thermal power units [J]. Automation Instrument, 2022, 43(7): 67-72.
- [29] 张明理, 张娜, 武志锴, 等. 日前电能市场与深度调峰市场联合出清模型[J]. 中国电力, 2022, 55(2): 138-144.
- ZHANG Mingli, ZHANG Na, WU Zhikai, et al. Joint clearing model of day-ahead energy market and down regulation service market for accommodation of renewable energy [J]. China Power, 2022, 55(2): 138-144.

(本文责编: 陆华)

收稿日期: 2023-04-14; 修回日期: 2023-04-26
上网日期: 2023-08-25; 附录网址: www.ienergy.cn

作者简介:

郁海彬(1990), 男, 工程师, 硕士, 从事电力调度与电力通信技术方面的研究, yuafuhan@163.com。