

DOI: 10.19666/j.rlfed.202210256

考虑风电消纳的“风-网-EV充换电站” 协同优化策略研究

王帅强¹, 段俊东¹, 段志远²

(1.河南理工大学电气学院, 河南 焦作 454000;
2.国网河南省电力公司济源供电公司, 河南 济源 454650)

[摘要] 为降低风电功率波动性、反调峰性对电网运行的不利影响, 提出一种考虑风电消纳的“风-网-EV充换电站”协同优化调度策略。首先将火电作为可调节电源辅助风电上网, 并通过碳交易机制促使火电系统在电网负荷低、弃风率高的时段, 主动降低出力减碳运行, 等效提升风电上网空间; 然后在满足电网用电需求基础上, 接入充换电站负荷进一步抑制风电功率波动, 同时提升风电消纳量, 以电网负荷峰谷差最小以及系统综合运行成本最优为目标函数, 构建联合系统低碳经济运行模型; 最后通过NSGA-II算法对不同情景求解分析。结果表明: 该策略能够有效降低系统运行成本、电网负荷峰谷差, 提高电网风电消纳率。

[关键词] 风电消纳; 碳交易机制; 配网负荷峰谷差; EV充换电站; NSGA-II算法

[引用本文格式] 王帅强, 段俊东, 段志远. 考虑风电消纳的“风-网-EV充换电站”协同优化策略研究[J]. 热力发电, 2023, 52(3): 112-120. WANG Shuaiqiang, DUAN Jundong, DUAN Zhiyuan. Study on collaborative optimization strategy of “wind-grid-EV charging and swapping station” considering wind power consumption[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(3): 112-120.

Study on collaborative optimization strategy of “wind-grid-EV charging and swapping station” considering wind power consumption

WANG Shuaiqiang¹, DUAN Jundong¹, DUAN Zhiyuan²

(1. College of Electrical Engineering, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454000, China;
2. State Grid Henan Electric Power Company Jiyuan Power Supply Company, Jiyuan 454650, China)

Abstract: In order to reduce the adverse impact of wind power fluctuation and anti-peak shaving on power grid operation, a coordinated optimal dispatching strategy of “wind-grid-EV charging and swapping station” considering wind power consumption is proposed. Firstly, thermal power is used as an adjustable power supply to assist wind power grid, and through the carbon trading mechanism, the thermal power system is encouraged to actively reduce output and reduce carbon during periods of low grid load and high wind abandonment rate, so as to effectively improve the wind power grid space. Then, on the basis of meeting the power demand of the power grid, the load of the charging and changing power station is connected to further restrain the fluctuation of wind power, and at the same time, the wind power consumption is increased. The objective function is to minimize the peak valley difference of power grid load and optimize the comprehensive operation cost of the system. The low-carbon economic operation model of the joint system is constructed. Finally, the NSGA-II algorithm is used to solve and analyze different scenarios. The results show that, this strategy can effectively reduce the system operation cost and the peak valley difference of grid load, and improve the wind power consumption rate of the grid.

Key words: wind power consumption; carbon trading mechanism; peak valley difference of distribution network load; EV charging and swapping station; NSGA-II algorithm

收稿日期: 2022-10-10 网络首发日期: 2022-12-30

基金项目: 国家自然科学基金项目(61703144)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (61703144)

第一作者简介: 王帅强(1996), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统及其自动化, 1216318771@qq.com.

风电由于清洁无污染、边际成本低,作为解决我国能源问题的一种有效途径,近年来获得了超常规的迅猛发展^[1]。但受网架结构、输电线路、就地负荷消纳以及风电自身并网特点等因素限制,导致风机常被迫脱网运行,产生大量弃风现象^[2-3]。尤其是风电随机性、波动性以及反调峰性的发电特点,不仅给电网调频、调峰增加了难度,也直接影响风能利用率以及风电企业的经济效益^[4-5]。因此,考虑如何降低风电机组并网后的不利影响,对促进电网提高风电消纳的同时,兼顾经济运行,以及助力实现我国“双碳”目标有着重要意义。

当前已有许多文献对风电并网特点及弃风消纳问题进行研究。文献[6]针对风电、火电和电网独立运行造成的成本浪费问题,对风电、火电、电网联合调度运行进行研究,提出风火网混合博弈规划策略,以促进风电消纳为目标,通过电网联合调度,实现系统经济效益的最大化。文献[7-8]对利用火电机组灵活性参与电力系统调频调峰进行研究,以系统综合运行费用最小和最大风电消纳量为目标,建立了灵活调峰机组与风电机组的日前机组组合优化模型。文献[9]在促进风电消纳的基础上,研究了碳交易机制对约束火电机组减碳运行,提高系统低碳经济性,以及提高风电上网空间的作用。文献[10-11]提出通过电网调度的多种能源互补发电运行策略,提高了调度控制的灵敏性,实现了风能、光能利用率与系统经济效益的最大化。

上述文献对电网提升风电消纳均能起到促进作用,然而风电自身并网特性对电网运行造成的不利影响并未得到良好改善。在电网负荷低而风电功率波动较大的时段,电力系统为确保稳定、经济运行,仍可能切除部分时段风电^[12-13]。考虑到未来我国新能源发电从补充电源转为基荷电源时,需要有辅助电源来解决其随机性强等问题^[14-15],以及当前我国电动汽车(electric-vehicle, EV)保有量及充换电站(battery charging and swapping station, BCSS)建设规模正快速增加、电力能源结构仍以火电为主的发展现状^[16-17],本文将风电、火电系统以及BCSS合理结合,引入碳交易机制(carbon trading mechanism, CTM),建立以包含BCSS负荷在内的电网负荷峰谷差最小及系统综合成本最优为目标的“风-网-BCSS”协同优化运行系统模型,综合考虑风电消纳率及系统低碳经济性等社会价值。

1 “风-网-BCSS”协同优化系统设计

协同优化系统模型结构如图1所示。按照功能模块可分为风电系统、逆功率保护装置、火电系统、DC/AC变换器、BCSS以及电网调度中心。图1中,风电、火电机组发出的电量由调度中心控制上网,BCSS并网后受调度中心协调规划,与电网负荷共同消纳风电。图2为某地区日计划负荷曲线。图2中,基载表示24h内不变的负荷,峰载表示平均负荷以上的部分负荷。

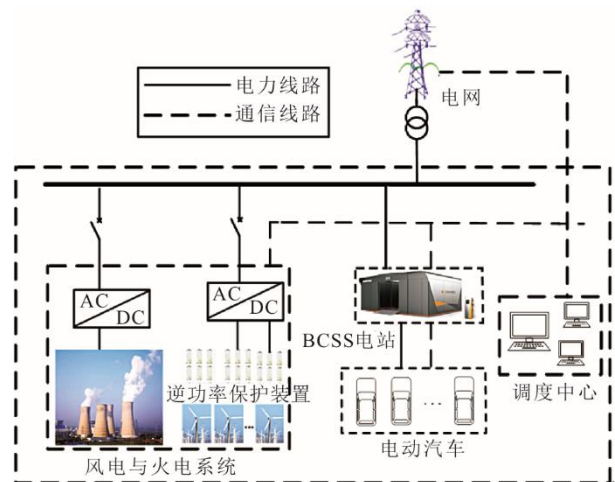


图1 “风-网-BCSS”协同优化系统运行模型
Fig.1 The operation model of “wind-grid-BCSS” collaborative optimization system

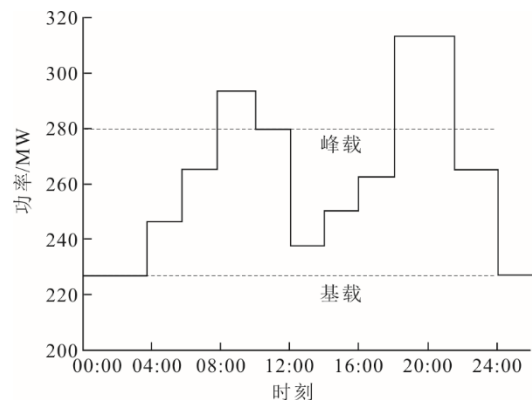


图2 某地区日计划负荷曲线
Fig.2 The daily planned load curve of an area

在系统运行中,调度中心根据地区电网日计划负荷供电需求及日前风电预测出力,来预先分配风电与火电机组各自承担的负荷量。由于火电机组与BCSS均具有良好的可控性,因此对风电的随机性和不确定性具有一定的缓冲作用。当风速低时,风机出力未达到期望范围,通过调度中心使火电机组增大输出功率,使总功率满足负荷需求;当风速高时,在风力发电高峰,减少火电机组负荷任务,让

风电机组优先出力。实际运行中,针对风电出力随机性强、波动速度快等不可控特性,在夜间电网负荷低、风电波动大的时段,通过调度中心控制,使 BCSS 站内高密度动力电池以及部分待充电的 EV 就地消纳该部分风电^[18],抑制风电波动的同时,进一步提升风电消纳量。

在此过程中,为提高系统低碳经济性,同时保证风电上网空间,以 CTM 成本约束火电机组,使高参数(经济性能好)的机组优先出力。火电机组出力成本分析如图 3 所示。由图 3 可知:若无 CTM 约束,系统会选择单位成本低的 G1、G3 机组优先出力,由于 G3 的排碳量居高不下,且远大于机组 G1,进而将影响系统整体的低碳性能;若有 CTM,高碳排放的 G3 需要承担 CTM 成本,这样总单位成本反而高于 G2,系统就会考虑 G1、G2 机组优先出力。通过市场调节方式,高碳的火电机组在运行中主动减少出力,等效提升了风电上网空间^[19]。

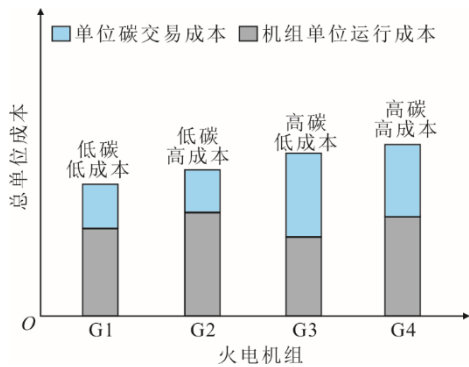


图 3 火电机组成本分析

Fig.3 Cost analysis diagram of thermal power unit

2 BCSS 负荷需求计算

2.1 EV 出行特性分析

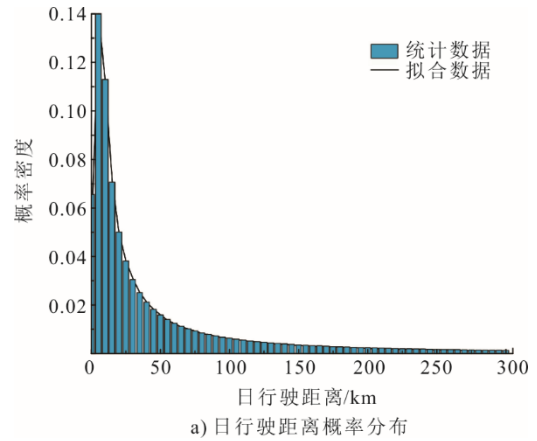
根据美国交通部对全美家用车辆出行统计的调查结果, EV 与燃油汽车在满足人们日常工作、生活方面的行驶规律相同, EV 日行驶里程 s 近似满足对数正态分布,最后返程时刻 x 近似满足正态分布^[20],对应概率密度函数分别为:

$$f(s) = \frac{1}{s\sigma_s\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln s - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right] \quad (1)$$

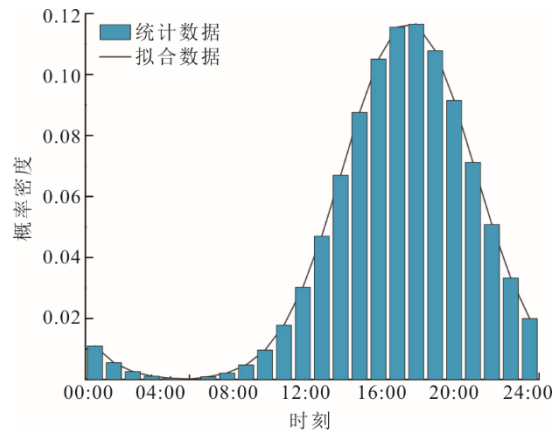
$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_x\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right], & \mu_x - 12 < x \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_x\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x + 24 - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right], & 0 < x \leq \mu_x - 12 \end{cases} \quad (2)$$

其中: $\sigma_s=3.2$, $\sigma_x=17.6$, $\mu_s=0.88$, $\mu_x=3.4$ 。

利用 MATLAB 软件进行分析,得概率密度函数分布如图 4 所示。由图 4 可知, EV 用户充电大多集中在时段 10:00—24:00,且多数用户使用 EV 行驶里程为中短途。



a) 日行驶距离概率分布



b) 充电开始时刻概率分布

图 4 概率分布

Fig.4 Probability distribution

2.2 BCSS 充电负荷模型

对无序充电而言, EV 用户返程时刻即为充电开始时刻。假设 EV 动力电池与 BCSS 换电服务提供的动力电池容量、功率参数均统一,且仅考虑电池恒功率充电至满荷电状态,忽略电池开始和结束充电阶段,则 EV 充电负荷与站内提供换电的动力电池充电负荷可等效为站内动力电池充电总负荷。电池充电时长以及充电总负荷为:

$$\begin{cases} T_c(t) = \frac{sq_{100}}{100P_{ev,i}(t)\eta_e} \\ S_{SOC,desire,i} \leq S_{SOC,end,i} \leq S_{SOC,max,i} \\ P_{BCSS}(t) = \sum_{i=1}^N P_{ev,i}(t) = \sum_{i=1}^N P_c \end{cases} \quad (3)$$

式中: T_c 为充电时长; q_{100} 为百千米耗电量; η_e 为

电池充电效率; $S_{SOC,desire,i}$ 、 $S_{SOC,end,i}$ 、 $S_{SOC,max,i}$ 分别为电池 i 充电结束后的期望、最终、最大荷电状态 (state of charge, SOC); $P_{ev,i}(t)$ 、 $P_{BCSS}(t)$ 分别为 t 时刻电池 i 充电负荷及 BCSS 站内总负荷; P_c 为充电功率。

基于上述模型, 采用 Monte Carlo 仿真法对不同数量 X 的 EV ($X=200$ 、 400 、 600 、 800 、 1000) 进行抽样模拟, 得到无序充电情形下的负荷数据如图 5 所示。由图 5 可知, 在负荷高峰时段 16:00—22:00, 如果越来越多的 EV 负荷直接接入电网, 集群充电负荷会造成“峰上加峰”的结果, 进一步加剧电网负荷峰谷差。

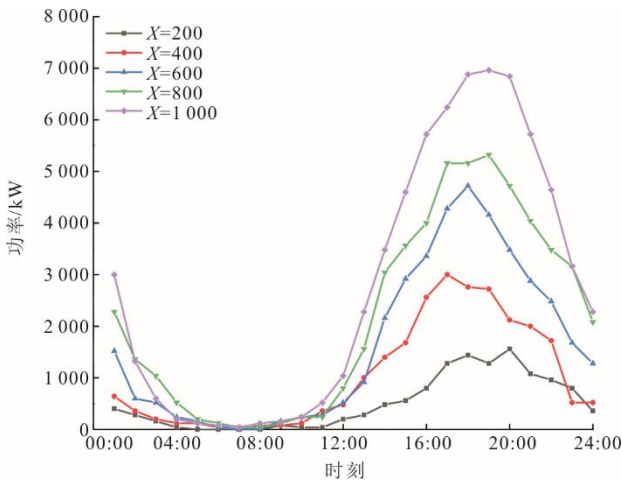


图 5 EV 无序充电负荷功率曲线
Fig.5 Power curves of EV random charging load

3 “风-网-BCSS”协同优化系统运行控制

以包含 BCSS 充电负荷在内的电网负荷峰谷差最小、系统综合运行成本最优为目标函数, 考虑各机组约束条件, 构建低碳经济运行模型。

3.1 目标函数

3.1.1 电网负荷峰谷差最小

$$F_1 = \min[P_{\max}(t) - P_{\min}(t)] \quad (4)$$

$$P(t) = P_f(t) + P_h(t) \quad (5)$$

式中: $P(t)$ 为 t 时段电网负荷总功率; $P_f(t)$ 与 $P_h(t)$ 分别为 t 时段风电实际出力和火电机组出力。

3.1.2 系统运行成本最优

$$F_2 = \min(C_f + C_h + C_{BCSS} + C_p + C_r) \quad (6)$$

式中: F_2 为系统运行成本; C_f 与 C_h 分别为风电机组和火电机组运维成本; C_{BCSS} 为 BCSS 运维成本; C_p 和 C_r 分别为碳交易成本和旋转备用成本。

1) 风电、火电机组及 BCSS 运维成本

$$\begin{cases} C_f = \sum_{t=1}^T k_1 P_f(t) + \sum_{t=1}^T k_2 [P_{f,pre}(t) - P_f(t)] \\ C_h = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [a_i P_{h,i}^2(t) + b_i P_{h,i}(t) + c_i] \\ C_{BCSS} = \eta_{Bat} \sum_{i=1}^N P_{ev,i}(t) \end{cases} \quad (7)$$

式中: T 为 1 个时间周期; k_1 、 k_2 分别为风电单位运维成本系数和弃风惩罚系数; $P_{f,pre}(t)$ 为 t 时段风电场日前预测出力; N 为火电机组台数; $P_{h,i}(t)$ 为 t 时段第 i 台火电机组的发电功率; a_i 、 b_i 、 c_i 为机组燃煤成本系数; η_{Bat} 为电池折旧成本系数。

本文将弃风电量等效为弃风惩罚成本, 计入系统运行成本中, 进一步保障风电消纳能力。风力发电无燃料成本, 因此仅考虑运维成本; 火电仅考虑常规火电机组发电成本费用; BCSS 仅考虑站内电池的折旧费用。若实际应用还应考虑机组发电效率、市场燃煤价格变化以及电站其他投资成本。

2) 碳交易成本

$$\begin{cases} D_{h,e} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \delta_{i,e} P_{h,i}(t) \\ D_h = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \delta_i P_{h,i}(t) \\ C_p = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \sigma (D_h - D_{h,e}) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $D_{h,e}$ 与 D_h 分别为火电机组碳排放配额和实际碳排放量; $\delta_{i,e}$ 与 δ_i 分别为第 i 台机组碳排放配额系数和实际排放系数; σ 为单位碳排放权交易价格。

3) 旋转备用成本

$$C_r(t) = \sum_{i=1}^{N_h} [P_{h,i,up}(t) + P_{h,i,down}(t)] c_r \quad (9)$$

式中: $C_r(t)$ 为 t 时段系统所需旋转备用成本; $P_{h,i,up}(t)$ 、 $P_{h,i,down}(t)$ 分别为火电提供的上、下旋转备用; c_r 为备用成本系数^[21]。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P(t) = P_w(t) + P_{BCSS}(t) \quad (10)$$

式中: $P_w(t)$ 为电网基础负荷; $P_{BCSS}(t)$ 为 BCSS 负荷功率。

2) 风电与火电系统功率约束

$$\begin{cases} P_{fa,max}(t) = P_{fg}(t) + P_{fq}(t) \\ 0 \leq P_f(t) \leq P_{fa,max}(t) \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} P_{h,i,\min}(t) \leq P_{h,i}(t) \leq P_{h,i,\max}(t) \\ -\Delta P_{d,i}(t) \leq P_i(t) - P_i(t-1) \leq \Delta P_{u,i}(t) \end{cases} \quad (12)$$

式中： $P_{fa,\max}(t)$ 为风电场最大可用输出功率； $P_{f,g}(t)$ 为风电上网电量； $P_{f,q}(t)$ 为弃风电量； $P_{h,i,\max}(t)$ 与 $P_{h,i,\min}(t)$ 分别为火电机组*i*的最大、最小出力； $\Delta P_{u,i}(t)$ 与 $\Delta P_{d,i}(t)$ 分别为机组*i*最大向上、向下爬坡速率。

3) 系统旋转备用约束

由于风电并网特点以及电网负荷不确定性，系统需要有一定容量的旋转备用，考虑到火电提供旋转备用成本远低于其他可调度能源，因此文中以火电提供系统所需备用。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_h} P_{h,i,\text{down}}(t) \geq r_{\text{sys,down}}(t) \\ \sum_{i=1}^{N_h} P_{h,i,\text{up}}(t) \geq r_{\text{sys,up}}(t) \end{cases} \quad (13)$$

其中： $P_{h,i,\text{up}}(t)$ 、 $P_{h,i,\text{down}}(t)$ 分别为火电机组*i*在*t*时段提供的上、下旋转备用； $r_{\text{sys,up}}(t)$ 和 $r_{\text{sys,down}}(t)$ 分别为*t*时段系统所需的上、下旋转备用。

4) BCSS 运行功率约束

$$0 \leq C(t) \leq C_{\max}(t) \quad (14)$$

式中： $C(t)$ 为*t*时刻 BCSS 从电网消纳的功率，由*t*时刻受调度控制的电池 SOC 决定； C_{\max} 为电站储能容量上限。

3.3 模型求解

非支配排序遗传算法 (non-dominated sorting genetic algorithms, NSGA) 存在求解时间长、需要人为指定共享半径 σ_{share} 的问题；改进的 NSGA-II 提出快速非支配排序算法，引进精英策略，又以拥挤度距离和拥挤度比较算子代替 σ_{share} 作为种群个体间的比较标准，克服了 NSGA 的缺陷，在求解过程中，降低了计算复杂度，同时具有运行速度快、解集的收敛性好的优点。设参与系统调度的机组总数为*N*，种群大小*M*，第*i*台机组在*t*时刻的输出功率为 $P_i(t)$ ，预计工作时长为 T_i ， $t \in T_i$ ，形成初始种群大小为 $M \times (N \times T_i)$ 。算法求解流程如图 6 所示。

4 仿真结果与分析

4.1 参数设置

系统中包含 1 个风电场、1 座 BCSS^[22]以及 4 台常规火电机组^[23]。其中，风电场装机容量为 200 MW。BCSS 换电模式日均可提供服务标准值为 500 次，日均充电负荷车辆为 1000 辆。风电出力来自西北地区某 200 MW 风电场 2021 年全年实测数

据。典型日风电场景预测功率如图 7 所示。火电机组运行参数见表 1。

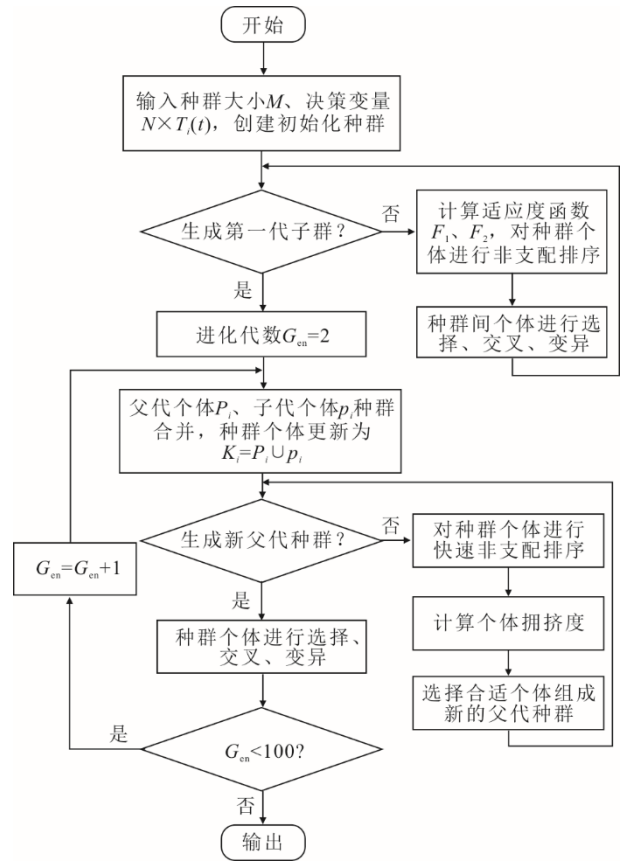


图 6 NSGA-II算法流程

Fig.6 Flow chart of the NSGA-II algorithm

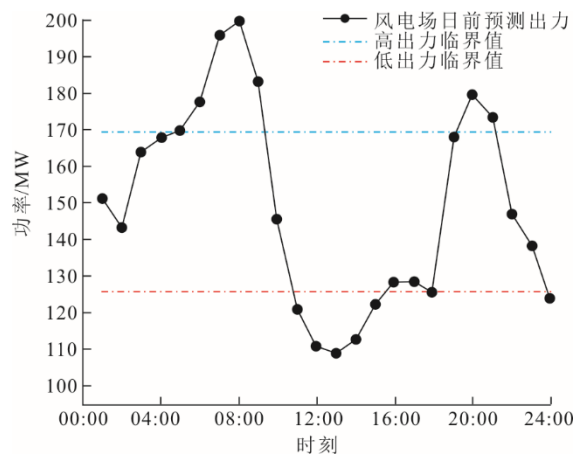


图 7 风机日前出力预测曲线

Fig.7 Prediction curve of the fan day-ahead output

BCSS 充电负荷参考 EV 有序充电策略，在不影响用户充电需求基础上，根据风电功率大小制定 24 h 分时电价，引导 EV 用户有序充电，以降低配网负荷峰谷差，详见文献[24]。

本文算例中风电高出力时段为 05:00—09:00、

19:00—21:00, 低出力时段为 11:00—15:00, 其余为平时段。高、平、低时段对应充电电价分别为 0.6、0.8、1.2 元。BCSS 运行参数及模型其他参数见表 2。

算法参数设置仿真时间跨度为 24 h, 自当日 00:00—24:00, 单位时间间隔 $\Delta t=1$ h, 种群数量 M 为 500, 迭代次数 100 次。

表 1 火电机组运行参数
Tab.1 Operation parameters of thermal power unit

机组	P_{max}/MW	P_{min}/MW	爬坡速率/ (MW·h ⁻¹)	燃料成本系数			碳排放强度/ (t·(MW·h) ⁻¹)
				$a_i/(\text{元}\cdot\text{MW}^{-2})$	$b_i/(\text{元}\cdot\text{MW}^{-1})$	$c_i/\text{元}$	
G1	200	50	100	0.001 45	200	75	0.98
G2	35	10	18	0.001 50	225	167	0.97
G3	50	15	25	0.002 30	100	1 250	1.08
G4	40	10	15	0.000 90	150	500	1.15

表 2 BCSS 及系统其他运行参数
Tab.2 Setting values of the BCSS and other parameters of the system

项目	数值	项目	数值
EV 充电效率/kW	0.9	BCSS 最大储能容量/(MW·h)	50
充电功率/kW	20	电池折旧成本/(元·MW ⁻¹)	80
额定电压/V	320	弃风惩罚成本系数/(元·MW ⁻¹)	100
电池容量/(kW·h)	82	风电运维成本系数/(元·MW ⁻¹)	30
百千米耗电量/(kW·h)	20.5	碳排放配额/(t·(MW·h) ⁻¹)	0.7
最大输出功率/MW	20	单位碳排放权交易价格/(元·t ⁻¹)	120
EV 充电效率/kW	0.9	BCSS 最大储能容量/(MW·h)	50

4.2 仿真结果与分析

通过 NSGA-II 算法求得本文策略下的 Pareto 前沿最优解集以及本文选取的最优折中解如图 8 所示。在包含 BCSS 电力负荷后, 由于电网负荷峰谷差的变化主要取决于电网调度下 BCSS 负荷对风电的消纳情况, 峰谷差减小, 表明加入 BCSS 负荷后, 能够在弃风率高或电网负荷低的时段有效提高发电机组负荷率, 对配网负荷起到“削峰填谷”作用, 因此在图 8 中 Pareto 前沿的下半部分选取最优解, 最优折中解在图 8 中小图 Pareto 前沿的中间选取。

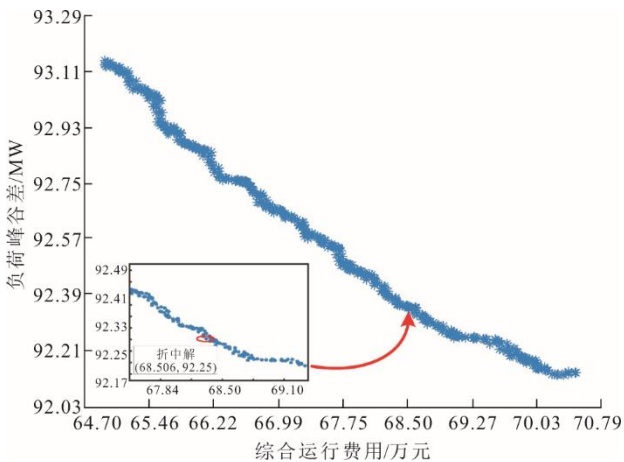


图 8 Pareto 前沿最优解集以及最优折中解
Fig.8 The optimal solution set and optimal compromise solution of Pareto front edge

为具体分析 CTM 在促使火电系统内部减碳运行方面的改善效果, 给出在 CTM 约束下 G1、G3 机组出力的变化情况如图 9 所示。

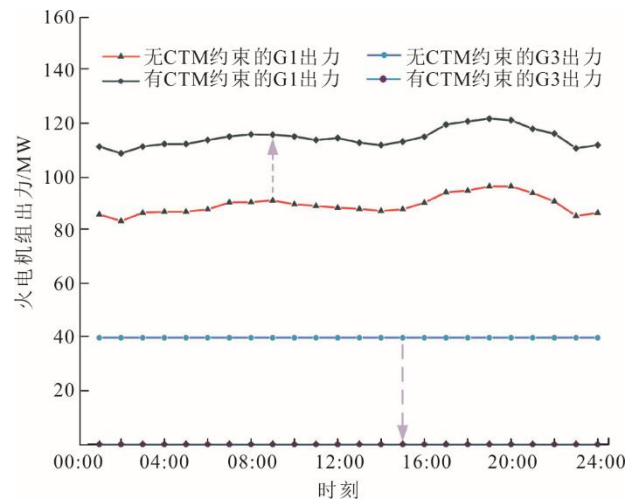


图 9 有无 CTM 约束的火电机组出力
Fig.9 The outputs of thermal power units with or without CTM constraints

由图 9 可知: 当无 CTM 约束时, 单位运行成本低且成本接近的 G1、G3 会优先投入运行, 其碳排放强度分别为 0.98、1.08 t/(MW·h), 此时系统中 G2、G4 由于运行成本高而关停; 当有 CTM 成本时, G2 和 G4 仍因运行成本高关停, G3 也因总成

本升高而降低出力直至停机, 机组 G1 由于经济性能高而继续增大出力, 但总体上火电系统总出力减少了 303.57 MW·h。由此可见, CTM 在优化火电机组间出力过程中能够实现良好的调节效果, 等效提升了风电上网空间, 在实际上促进风电的消纳。

图 10 给出基于 CTM 约束下, 风电与 BCSS 系统联合运行(模型 1)的最优负荷功率曲线以及风电、火电的实际出力情况。为验证该模型在降低负荷波动性以及系统运行成本方面的改进效果, 还求解了无 CTM 约束的仅含风电、火电联合并网发电(模型 2)的运行结果, 具体如图 11 所示。这里风电、火电联合运行在满足实际负荷需求的同时, 仍以配网负荷峰谷差最小以及系统运行成本最低为目标。

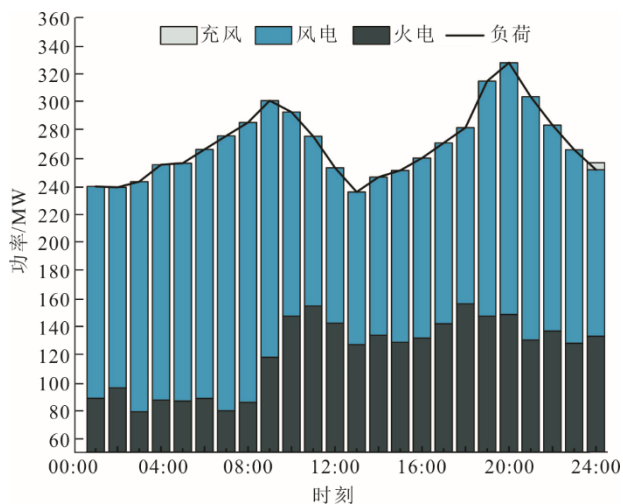


图 10 模型 1 仿真结果

Fig.10 Simulation results of Model 1

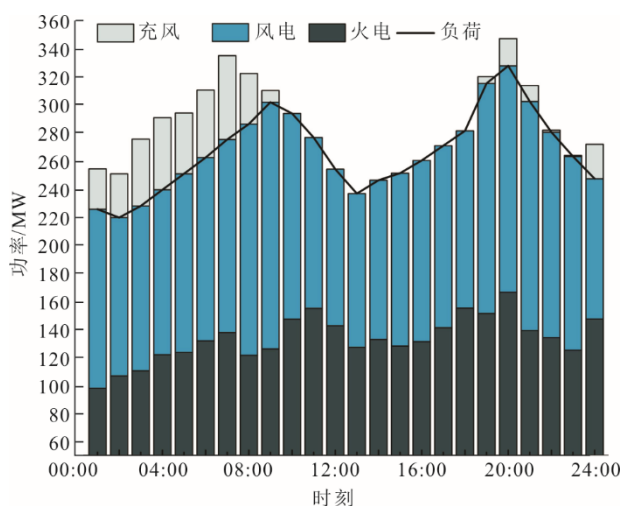


图 11 模型 2 仿真结果

Fig.11 Simulation results of Model 2

由图 10 和图 11 可以看出, 火电参与系统调频, 风火联合并网后的电力供应能够满足稳定、连续、

可调的供电要求, 以及负荷侧用电需求, 实现系统有功功率的平衡, 也即降低了风电功率波动对电网的冲击。在无 CTM 约束时, 图 11 中虽然火电作为辅助电源, 也能使电源侧留有足够的旋转备用容量, 以应对风电的不确定性; 但在夜间风速波动大、电网负荷较低的时段, 电网会优先选出出力稳定且成本低的火电, 保证供电经济性、稳定性, 风电的上网空间无法保障, 造成在时段 00:00—07:00 弃风现象最为严重。与图 11 仿真结果相比, 图 10 中火电机组在弃风现象严重的时段主动降低出力, 提高风电上网空间, 同时接入 BCSS 充电负荷, 与配网负荷共同实现对弃风电量的最大化消纳。

BCSS 可提供 EV 换电和充电 2 种模式, 其充电总负荷包含 EV 充电负荷和提供换电服务的动力电池充电负荷。未来人们日常工作生活中, EV 使用量大规模增加时, 仅由充电模式无法满足更频繁、更高负荷的充电需求, 而换电模式仅用 3~5 min 就可实现 EV 满电量继续使用, 但在换电完成之前, 大量的动力电池需要有时间和空间上的储能准备。

图 12 为 BCSS 负荷功率曲线。由图 12 可以看出, BCSS 储能准备主要集中在时段 00:00—04:00。该时段内配网负荷最低, 弃风现象也最为严重, 大量充电负荷的增加能够对弃风电量形成有效消纳, 提高发电机组负荷率, 使风电波动性、反调峰性得到有效抑制。在有序充电情形下, 由于 EV 的充电负荷具有良好可转移性, 在根据风电出力大小划分各时段充电价格后, EV 用户为了降低充电费用, 会在充电花费较低即风电出力较高的时段充电。

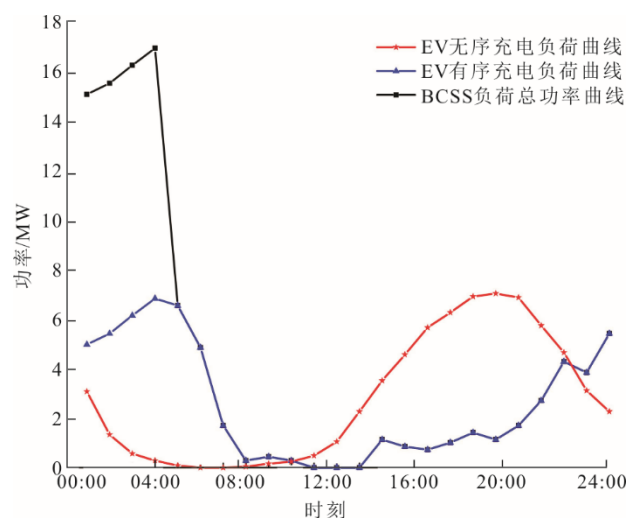


图 12 BCSS 负荷功率曲线

Fig.12 Load power curves of BCSS

图 12 中 EV 充电负荷主要集中在时段 00:00—

07:00 和 21:00—24:00, 避免了电网负荷高峰期间 08:00—12:00、18:00—22:00 接入 BCSS 后, EV 无序充电负荷进一步加剧负荷峰谷差, 造成峰上加峰的结果。

图 13 给出本文 2 种不同模型下, 基于算法求解的总负荷功率曲线。图 13 中, 模型 1 为 BCSS 负荷功率与原配网负荷叠加的最优总负荷功率曲线, 与模型 2 相比, 其对夜间风电消纳的程度得到提高, 并且电网的负荷峰谷差也明显降低。

表 3 给出 2 种情形下负荷峰谷差、风电消纳率、碳排放量以及系统综合成本费用的仿真结果。由表 3 可知: 有 CTM 约束时, 与模型 2 相比, 模型 1 的峰谷差降低了 15.45 MW; 弃风率降低 11.28%, 提高了 404.46 MW·h 的风电消纳量; 系统综合成本费用降低了 4.33 万元。因此验证了本文策略整体在提升电网风电消纳以及减少传统能源消耗, 保证

联合系统低碳经济运行方面的有效性。

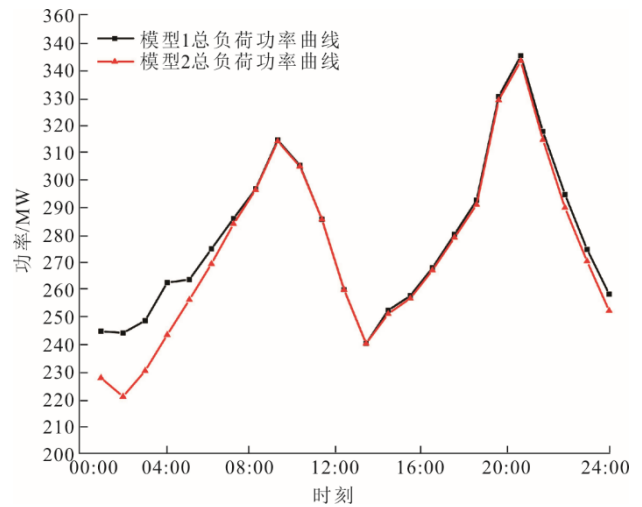


图 13 不同模型的负荷功率曲线
Fig.13 Load power curves of different models

表 3 不同模型的仿真结果对比

Tab.3 Comparison of the simulation results of different models

模型	系统综合成本/ (万元·d ⁻¹)	负荷峰谷特性			风电		火电	
		最大负荷/ MW	最小负荷/ MW	峰谷差/ (MW·d ⁻¹)	上网电量/ (MW·h)	弃风率/ %	上网电量/ (MW·h)	碳排放量/ t
1	68.506	327.68	235.43	92.25	3 579.69	0.14	2890.20	1961.56
2	72.837	326.20	218.50	107.70	3 175.23	11.42	3188.55	2583.68

5 结 论

1) 火电辅助风电并网发电, 联合发电使风电功率随机波动性得到抑制, 发电总功率趋于稳定, 有效降低了风电大规模并网给电力系统调频带来的冲击影响。此外, 火电承担部分调频任务, 经济发电并不是其主要目的, 虽然损失了部分经济性, 但由于系统增加了对弃风电量的消纳, 并且减少了弃风惩罚成本, 因此在整体上仍具有良好的经济性及社会价值。

2) 将 CTM 与传统经济调度相结合, 当成本水平接近时可以实现对火电机组之间出力的“再分配”, 能够有效降低系统碳排放量, 同时兼顾经济运行以及保证风电上网空间, 在实际上促进电网大幅提升风电消纳量。

3) 在夜间风电功率波动大、电网负荷低时段, 将存在大量电力需求的 BCSS 负荷与风电系统相关联, 可对风电形成最直接、有效的就地消纳, 降低弃风率, 同时也可减少对传统能源的消耗。

【参 考 文 献】

[1] 辛保安, 单葆国, 李琼慧, 等. “双碳”目标下“能源

三要素”再思考[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3117-3126.
 XIN Baoan, SHAN Baoguo, LI Qionghui, et al. Rethinking of the “three elements of energy” toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3117-3126.
 [2] LIU D N, WANG L X, WANG W Y, et al. Strategy of large-scale electric vehicles absorbing renewable energy abandoned electricity based on master-slave game[J]. IEEE Access, 2021, 9: 92473-92482.
 [3] 李祖明, 张星宇, 陈松林, 等. 安稳系统中风电脱网风险在线评价指标[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 162-169.
 LI Zuming, ZHANG Xingyu, CHEN Songlin, et al. On-line evaluation method of wind farm off-grid risk in power system stability control[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 162-169.
 [4] CHI Y N, TANG B J, HU J B, et al. Overview of mechanism and mitigation measures on multi-frequency oscillation caused by large-scale integration of wind power[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(4): 433-443.
 [5] 董文博, 顾秀芳, 罗振鹏, 等. 提高风电并网价值最优储能容量配置研究[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 47-53.
 DONG Wenbo, GU Xiufang, LUO Zhenpeng, et al. Research on optimal dispatching of energy storage device to increase the value of wind power grid[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 47-53.
 [6] 常源, 刘宗歧, 黄珊, 等. 风火网混合博弈协调规划及利益分配方法[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3899-3907.
 CHANG Yuan, LIU Zongqi, HUANG Shan, et al.

- Coordinated planning and profit distribution of wind power, thermal power and grid based on mixed game theory[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(11): 3899-3907.
- [7] 李明扬, 蒋媛媛. 考虑煤耗率的火电机组灵活调峰对风电消纳的影响效果研究[J]. *热力发电*, 2020, 49(2): 45-51.
LI Mingyang, JIANG Yuanyuan. Effect of flexible load regulation of thermal power units considering coal consumption rate on wind power utilization[J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(2): 45-51.
- [8] 赵冠南, 李正豪. 火电机组负荷分配中多源不确定性因素影响分析[J]. *热力发电*, 2020, 49(12): 114-119.
ZHAO Guannan, LI Zhenghao. Influence of multi-source uncertainties on optimized scheduling of thermal power plant[J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(12): 114-119.
- [9] 陈曦, 袁梦玲, 王松, 等. 考虑碳交易影响风电消纳的综合能源系统优化运行[J]. *重庆理工大学学报(自然科学)*, 2022, 36(1): 268-276.
CHEN Xi, YUAN Mengling, WANG Song, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering impact of carbon trading on wind power consumption[J]. *Journal of Chongqing University of Technology (Natural Science)*, 2022, 36(1): 268-276.
- [10] 杨昆, 孙磊, 房超运, 等. 促进新能源消纳的混合发电系统[J]. *中国电力*, 2022, 55(2): 145-151.
YANG Kun, SUN Lei, FANG Chaoyun, et al. Analysis about the effect of dielectric film surface residual charge on vibration of filter capacitor core[J]. *Electric Power*, 2022, 55(2): 145-151.
- [11] FANG Y C, ZHAO S Q, DU E, et al. Coordinated operation of concentrating solar power plant and wind farm for frequency regulation[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2021, 9(4): 751-759.
- [12] 卞一帆, 谢丽蓉, 杨建宾, 等. 计及弃风的“电气互补-冷热联供”模式研究[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(4): 311-317.
BIAN Yifan, XIE Lirong, YANG Jianbin, et al. Study on mode of “electricity and gas complementation”-“cooling and heating combined supply” considering wind curtailment[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2022, 43(4): 311-317.
- [13] 崔杨, 庄妍, 陈志, 等. 基于蓄热式电锅炉电-热时移特性的弃风消纳方案经济性分析[J]. *热力发电*, 2019, 48(6): 9-17.
CUI Yang, ZHUANG Yan, CHEN Zhi, et al. Economic analysis of abandoned wind power consumption schemes based on electric-thermal time shift characteristics of regenerative electric boiler[J]. *Thermal Power Generation*, 2019, 48(6): 9-17.
- [14] AIGNER T, JAEHNERT S, DOORMAN G, et al. The effect of large-scale wind power on system balancing in Northern Europe[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012, 3(4): 751-759.
- [15] 张博智, 卢妍, 谭晨, 等. 光伏光热互补发电系统多目标容量优化研究[J]. *热力发电*, 2022, 51(5): 9-17.
ZHANG Bozhi, LU Yan, TAN Chen, et al. Research on multi-objective capacity optimization of PV-CSP hybrid system[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(5): 9-17.
- [16] 樊宇琦, 丁涛, 孙瑜歌, 等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(5): 1729-1752.
FAN Yuqi, DING Tao, SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(5): 1729-1752.
- [17] 孙波, 王璠, 王璐, 等. 基于核心理论的风火-EV 两阶段调度中的利润分配研究[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(3): 449-454.
SUN Bo, WANG Fan, WANG Lu, et al. Profit distribution in two-stage dispatch of wind-thermal-EV based on core theory[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2022, 43(3): 449-454.
- [18] 万杰, 任国瑞, 姚坤, 等. 基于风电机组启停频度的风电间歇性定量刻画及分析[J]. *太阳能学报*, 2021, 42(4): 342-350.
WAN Jie, REN Guorui, YAO Kun, et al. Quantitative measurement and analysis of wind power intermittence based on start-stop frequency of wind turbines[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2021, 42(4): 342-350.
- [19] 崔杨, 邓贵波, 王铮, 等. 计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 232-239.
CUI Yang, DENG Guibo, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 232-239.
- [20] 田立婷, 史双龙, 贾卓. 电动汽车充电功率需求的统计学建模方法[J]. *电网技术*, 2010, 34(11): 126-130.
TIAN Liting, SHI Shuanglong, JIA Zhuo. A statistical model for charging power demand of electric vehicles[J]. *Power System Technology*, 2010, 34(11): 126-130.
- [21] 崔杨, 张家瑞, 仲悟之, 等. 计及电热转换的含储热光热电站与风电系统优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(20): 6482-6494.
CUI Yang, ZHANG Jiarui, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal scheduling of concentrating solar power plant with thermal energy storage and wind farm considering electric-thermal conversion[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(20): 6482-6494.
- [22] 卢志刚, 王文涛, 张丹, 等. 基于配电网可靠性的分布式电源与充换电站协同规划[J]. *太阳能学报*, 2020, 41(4): 348-356.
LU Zhigang, WANG Wentao, ZHANG Dan, et al. DG and EVCS collaborative planning based on distribution network reliability[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2020, 41(4): 348-356.
- [23] 崔杨, 修志坚, 刘闯, 等. 计及需求响应与火-储深度调峰定价策略的电力系统双层优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(13): 4403-4415.
CUI Yang, XIU Zhijian, LIU Chuang, et al. Dual level optimal dispatch of power system considering demand response and pricing strategy on deep peak regulation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(13): 4403-4415.
- [24] 段俊东, 李高尚, 李一石, 等. 考虑风电消纳的电动汽车充电站有序充电控制[J]. *储能科学与技术*, 2021, 10(2): 630-637.
DUAN Jundong, LI Gaoshang, LI Yishi, et al. Coordinated charging control for EV charging stations considering wind power accommodation[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2021, 10(2): 630-637.

(责任编辑 刘永强)