

引用格式:丁双宁,卢小龙,孙志云,等.机场服务区光储配置和电能管理双层规划模型[J].电力科学与技术学报,2024,39(4):222-233.

Citation: DING Shuangning, LU Xiaolong, SUN Zhiyun, et al. Two-layer planning model for photovoltaic and energy storage configuration and power management in airport service areas[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(4): 222-233.

机场服务区光储配置和电能管理双层规划模型

丁双宁¹, 卢小龙², 孙志云², 韦启珍², 陈贺伟², 唐远程², 李俊宇²

(1. 湖南省机场管理集团有限公司, 湖南长沙 410100; 2. 中国能源建设集团湖南省电力设计院有限公司, 湖南长沙 410007)

摘要: 电动汽车的兴起增加了机场服务区内的用电负荷。为此, 利用机场周边发展光伏与储能, 结合电动汽车停放期间充电特点, 建立电动汽车参与价格型需求响应、服务区光储容量配置的双层优化模型。上层模型为光伏与储能设备容量优化配置, 以光储配置成本最小为目标; 下层模型中提出考虑分时电价与电动汽车停放中不同充电需求的服务区电能优化管理策略, 同时, 建立电动汽车负荷随机模型与价格型需求响应模型, 以充电效益、光储效益最大为目标, 建立典型日优化控制模型并优化电动汽车负荷曲线、服务区内储能控制。仿真中考虑光伏出力与充电负荷随机性, 通过蒙特卡罗方法消除其对结果的影响, 并且分析需求响应不确定性对优化结果的影响。结果表明: 考虑分时电价与电动汽车充电效益的光储系统优化配置可节省一次投资费用, 利用分时电价政策的充电和光储优化控制可获得更好的经济效益。因此, 合理的系统配置与场地利用、充电管理和光储控制, 是提高能源利用和经济效益的有效途径。

关键词: 电动汽车; 光储容量配置; 机场服务区; 需求响应; 分时电价; 电能优化管理; 双层规划

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.04.025 **中图分类号:** TM732 **文章编号:** 1673-9140(2024)04-0222-12

Two-layer planning model for photovoltaic and energy storage configuration and power management in airport service areas

DING Shuangning¹, LU Xiaolong², SUN Zhiyun², WEI Qizhen²,
CHEN Hewei², TANG Yuancheng², LI Junyu²

(1. Hunan Airport Management Group Co., Ltd., Changsha 410100, China; 2. Hunan Electric Power Design Institute Co., Ltd.,
China Energy Construction Group, Changsha 410007, China)

Abstract: The rise of electric vehicles has increased the electrical load in airport service areas. Therefore, by utilizing the development of photovoltaic and energy storage around the airport, combined with the charging characteristics of electric vehicles during parking, a two-layer optimization model for electric vehicles to participate in the price-based demand response and the capacity configuration of photovoltaic and energy storage in service areas is established. The upper model is optimized for the capacity configuration of photovoltaic and energy storage equipment, with the goal of minimizing the configuration cost of photovoltaic and energy storage; the lower model proposes a power optimization management strategy for service areas that considers time-of-use tariff and different charging demands during electric vehicle parking. Simultaneously, a load stochastic model of electric vehicles and a price-based demand response model are established, with the goal of maximizing the benefits of charging, photovoltaic and energy storage, a typical daily optimization control model is established, and the load curve of electric vehicles and the control of energy storage in service areas are optimized. In the simulation, the randomness of photovoltaic output and charging load is considered, and the Monte Carlo method is used to eliminate its impact on the results, and the impact of demand response uncertainty on the optimization results is analyzed. The results show that optimizing the configuration of photovoltaic and energy storage systems considering time-of-use tariff and the charging benefits of electric vehicles can save one-time

收稿日期: 2023-10-12; 修回日期: 2023-12-11

基金项目: 中国电力工程顾问集团有限公司重大科技专项(DG4-A03 2022)

通信作者: 卢小龙(1988—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电力系统控制与保护、电动汽车充电设施等研究; E-mail: 190243508@qq.com

investment costs, and utilizing the time-of-use electricity pricing policies for charging and the optimization control of photovoltaic and energy storage can achieve better economic benefits. Therefore, reasonable system configuration, site utilization, charging management, and photovoltaic and energy storage control are effective ways to improve energy utilization and economic benefits.

Keywords: electric vehicles; photovoltaic and energy storage configuration; airport service areas; demand response; time-of-use tariff; power optimization management; two-layer planning

中国电动汽车(electric vehicles, EV)的日益普及带来了充电设施的迫切需求。随着这类车辆持有量的稳步上升,对充电桩和服务区的建设要求相应地膨胀,这一领域的投资和运营成本成为人们热议的话题^[1-5]。机场高速服务区作为重要交通枢纽之一,贯通中国的重点交通线路,伴随着交通运输需求的增大,承担的负荷逐渐增多,并且根据《关于促进交通运输与旅游融合发展的若干意见》中提出的服务区应向交通、生态、旅游和消费等复合功能型服务区转型升级,将进一步增加区内用电负荷。例如,广州机场高速白云服务区开始打造一种包括停车场、充电桩、厕所、母婴室、餐饮以及创新服务的“文化—商业—旅游”融合型服务区。

机场周围拥有大量的收费站、服务区、绿化带、路基边坡以及互通区域等可利用的土地资源,多数处于未开发状态,可以用来发展可再生能源,不仅可以做到充分消纳可再生资源,节能减排和减轻能源压力,还可以减少区内净负荷,提升服务区运行经济性^[6-10]。通过在可利用地区上加装光伏发电设备,不仅可以减少服务区从电网购入的电量成本,而且可以减少间接碳排放^[11-13]。但是光伏发电的功率波动将影响服务区运行的安全可靠并且可能会导致大量弃光,因此需要在服务区内配置具有快速功率调节能力的储能系统^[14-15]。采用光储系统可以提高光伏并网运行时的可靠性,同时光储系统的补贴政策与电力辅助服务市场的发展推动了其技术的发展与应用^[16-18]。但是选择光伏与储能设备的合理容量配置方案需要理论研究支撑^[19-20]。

目前,针对服务区光储系统的研究主要集中在光伏与储能设备的联合配置与运行问题。文献[19-20]利用机会约束将模型中含不确定量的约束转化为确定性约束,建立了以投资和运行成本最小为目标的含光储系统的充电站容量配置模型;文献[21]在多种运行场景下,提出了一种考虑充电用户用电满意度的光储充一体化系统运行策略,引导电动汽车有序充电;文献[22]根据实时电价与预测光伏出力,调控储能充放电功率,使得光储充一体化系统的运行成本最小化;文献[23]基于一致性算法,以

通信终端与光储系统的投资成本最小为目标,建立了一种三层规划模型;文献[24]以光伏消纳为优先原则,同时考虑光储系统日内收益最大,对光储系统容量配置进行分析;文献[25]提出一种以光储系统输出最大为目标的优化调度模型,采用了混合整数算法进行求解;文献[26]以峰值负荷削减量最大、系统投资成本最小和运行网损最小为目标,建立了多目标光储充电站容量规划模型。以上文献在单一时间尺度下,研究了包含相关约束与目标函数的光储充电站容量规划或日内优化调度,但光储充电站容量规划或日内调度实为一种多时间尺度优化问题。双层规划模型可以将运行优化的结果反馈到容量规划中,上层容量规划与下层调度优化相互关联,同时为系统的规划与调度提供参考。

关于光储系统的电能优化管理研究,文献[27]对比了2种电价结构对光储系统调度的影响,说明了分时电价结构可以减少用户的峰值负荷;文献[28]针对不同投资主体共同投资的光储系统收益分配不均的问题,提出了考虑公平收益的光储系统共享模式,建立了共享分布式光储系统优化调度模型;文献[29]分析了热泵对光储系统调度的影响,可以降低光储系统中对电池容量的需求。以上文献分析了各种影响光储系统调度的因素,但是电动汽车负荷的增加带来的服务区内用电负荷不确定性与电动汽车负荷受电价影响的变化程度,在进行日内调度与电能优化时无法忽视。

负荷受电价影响参与需求响应,可以改善负荷用电特性,减少服务区购电成本^[17]。文献[30]考虑了不同用户的效用与弹性的需求响应建模,可以减少微网系统总运行成本;文献[31]利用不确定性区间分析法对需求响应进行建模,为决策者留出了一定的现实选择空间;文献[32]将综合能源系统中电—气综合需求响应的能源零售打包机制提高了能源利用效率、减少了碳排放;文献[33-34]计入少量需求侧响应资源作为灵活性约束可大幅降低系统成本。虽然以上不同需求响应模型与策略可以提高系统的灵活性,但是实际上需求响应不仅与各个时刻的电价相关,而且与电动汽车负荷有关,其

具有一定的随机性。

因此,本文建立考虑光储系统配置与电能优化管理的机场高速服务区双层规划模型。首先,提出考虑实时电价与需求响应的服务区电能优化管理策略与电动汽车停放中不同充电需求,同时,建立电动汽车负荷随机性及其价格型需求响应模型;然后,构建含光伏发电系统、蓄电池储能系统和电动汽车负荷的光储系统双层规划优化模型;最后,对比负荷不参与需求响应的电能优化结果,验证本文所提模型与电能优化策略的合理性与经济性。

1 机场高速服务区光储系统拓扑模型

机场高速服务区光储系统的主要组成部分包括光伏发电单元、储能单元、逆变器以及能量控制器等。该系统可以连接公共电网并网运行,也可以不接入公共电网离网运行,本文主要考虑光储系统并网运行。

光储系统并网运行示意如图1所示,光伏发电单元将太阳能转化为电能供给服务区电负荷与电动汽车负荷使用或者上网出售。储能单元利用其充放电特性,可以协调光伏出力与负荷用电需求,也可以参与负荷调峰或峰谷价差套利。逆变器负责能量转换,将发电单元和储能与电网连接起来。

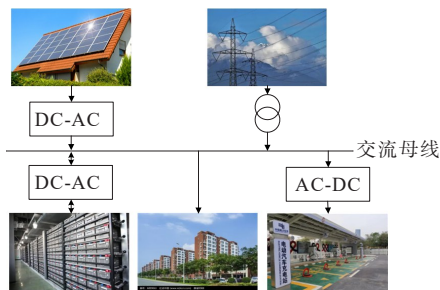


图1 机场高速服务区光储系统并网运行示意

Figure 1 Schematic diagram of grid-connected operation of photovoltaic and energy storage system in airport expressway service areas

当服务区光储系统的光伏出力大于总负荷时,可以将多余电能出售给电网,此时该系统相当于一个供电电源;当服务区光储系统的光伏出力小于总负荷时,功率缺额部分可以从大电网购入,此时该系统相当于一个集中式负荷;当部分电动汽车负荷参与需求响应时,可以通过协调服务区总负荷与光储系统出力,减少净负荷曲线的波动,降低服务区运行成本。

本文所提机场高速服务区双层规划模型的框

架如图2所示。本文模型输入包括模型参数、上层模型容量初值与典型日光伏与负荷功率曲线。上层模型的规划策略选取不超过上限值的最优光伏与储能装机容量;下层模型则提出考虑分时电价的光伏、储能与需求响应运行策略。目标函数为规划投资与运行总成本最小。最后,通过上、下层模型迭代求得最优规划投资容量与典型日运行优化结果。

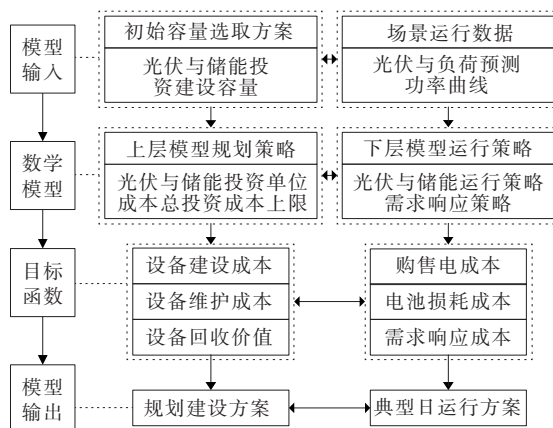


图2 机场高速服务区光储系统双层规划与运行优化模型

Figure 2 Two-layer planning and operation optimization model of photovoltaic and energy storage system in airport expressway service areas

2 机场高速服务区上层规划模型

2.1 服务区光储系统上层规划模型目标函数

光储系统上层规划建设总成本包括建设等年值安装成本 C_s 、年运行维护费用 C_{SM} 和回收利用价值 C_{SR} ,其表达式为

$$\min F_1 = \min(C_s + C_{SM} - C_{SR}) \quad (1)$$

1) 建设等年值安装成本。表达式为

$$C_s = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} (K_s E_s + K_B E_B) \quad (2)$$

式中, C_s 为光伏和储能的建设等年值总投资成本; K_s 、 K_B 分别为光伏、储能的单位容量成本系数; E_s 、 E_B 分别为光伏、储能的投资容量; n 为全寿命周期年限; r 为资金贴现率,本文取10%。

2) 年运行维护费用。光伏与储能的年运行维护费用是指光伏和储能投入运行后为保障其正常运行所进行维护、维修所需的费用。本文取光伏和储能的年运行维护成本 C_{SM} 正比于光伏储能的投资容量 $E_s + E_B$,即

$$C_{SM} = K_{SM} \cdot (E_s + E_B) \quad (3)$$

式中, K_{SM} 为光伏和储能的单位运行维护费用系数,元/(kW·a)。

3) 回收利用价值。指光伏和储能的寿命周期结束后对其进行回收利用所得到的收益。与投资费用一样,回收利用费用也是根据当前市场情况进行评价的,与建设等年值安装成本有关,即

$$C_{SR} = K_{SR} C_S \quad (4)$$

式中, C_{SR} 为回收利用价值; K_{SR} 为回收系数。

2.2 上层规划模型约束

1) 光伏和储能设备的容量需要满足一定的约束条件,其表达式为

$$\begin{cases} 0 \leq E_S \leq E_{Smax} \\ 0 \leq E_B \leq E_{Bmax} \end{cases} \quad (5)$$

式中, E_{Smax} 、 E_{Bmax} 分别为光伏、储能安装容量的上限,可依据实际情况进行限制。

2) 负荷容量约束。服务区光储系统中负荷容量约束也需要考虑:

$$\begin{cases} E_{Pmin} \leq E_P \leq E_{Pmax} \\ E_P \leq E_S \end{cases} \quad (6)$$

式中, E_P 为负荷容量; E_{Pmax} 、 E_{Pmin} 分别为负荷容量的最大、最小值。

3 机场高速服务区下层日前调度优化模型

3.1 考虑实时电价与需求响应的服务区电能优化管理策略

光伏发电电能可以用来供给服务区自用或者上网出售,服务区电负荷包括服务区内用电负荷和电动汽车负荷,仅部分服务区和电动汽车负荷积极参与需求响应。当实时电价为高峰电价时,光伏发电电能用来供给服务区自用所得利益较高;当实时电价为低谷电价时,由于光伏上网电价采用燃煤发电基准价,因此将光伏发电上网出售,从电网购电使用可以赚取差价。同时,考虑服务区内用电负荷与电动汽车负荷参与需求响应,将部分负荷转移至低谷电价时刻,可以减少低谷电价时刻服务区的购电成本,同时减少电动汽车用户的充电费用。并且在满足服务区用电的前提下,通过服务区内用电负荷与电动汽车负荷参与需求响应,可以改善负荷特性,提高光伏消纳率。因此,本文提出考虑实时电价与需求响应的服务区电能优化管理策略。在保证用户正常用电的前提下,认为参与需求响应的负荷完全服从系统的电能管理。考虑实时电价与需求响应的服务区电能优化管理策略流程如图 3 所示,具体步骤如下:

1) 获取各个时刻的预测光伏出力与预测服务区

内用电负荷功率与电动汽车充电功率,对每个时刻的设备功率进行优化,判断光伏出力是否大于负荷,多余电能可以给储能充电,也可以部分反向注入电网;

2) 当电价处于谷期时,若光伏出力小于负荷需求,缺额部分可由电网提供,储能此时可以充电,在电价处于峰值时储能放电,获取峰谷差价收益;

3) 电价较高且光伏出力不足时应优先通过需求响应,使部分负荷转移至电价低谷时期,然后考虑储能放电,最后剩余的缺额部分可由电网提供。

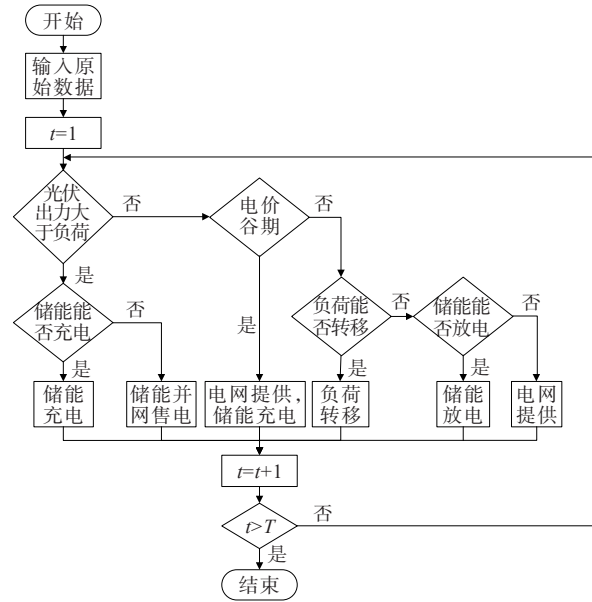


图 3 考虑实时电价与需求响应的服务区电能优化管理策略流程

Figure 3 Flowchart of power optimization management strategy in service areas considering real-time tariff and transferable demand response

3.2 电动汽车随机充电需求

电动汽车常规充电方式是用户结束一段长途行程后的充电方式,例如送客到机场后需要充电的同时可以在服务区休息。该方式下的充电起始荷电状态(state of charge, SOC)通常服从对数正态分布,其概率密度函数如下:

$$f(S_{EV}) = \frac{1}{S_{EV} \sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln S_{EV} - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right] \quad (7)$$

式中, S_{EV} 为电动汽车的充电起始荷电状态; μ_s 、 σ_s 为汽车充电起始荷电状态变量取对数后的平均值和标准差。

EV 起始充电时刻的概率密度函数如下:

$$f(t_{EV}) = \frac{1}{\sigma_t \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t_{EV} - \mu_t)^2}{2\sigma_t^2}\right] \quad (8)$$

式中, t_{EV} 为起始充电时刻; μ_t 、 σ_t 为电动汽车充电起

始时刻的平均值和标准差。

最后,通过蒙特卡罗抽样方法,即可得到各个时刻的电动汽车充电功率。取 $\mu_s = 3.2, \sigma_s = 0.88, \mu_t = 17.6, \sigma_t = 3.4$,EV充电功率为8.5 kW/辆,总计1 000辆。电动汽车充电负荷曲线如图4所示。

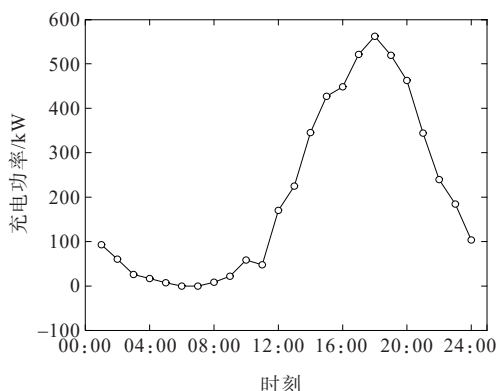


图4 电动汽车充电功率曲线

Figure 4 Electric vehicle charging power curve

区别于常规的“充满即走”的EV充电模式,本文提出一种适于机场服务区的充电模式。在服务区住宿的EV充电用户可以享受充电价格折扣。由于夜晚电价更低,并且充电时长更长,因此,服务区可以通过控制EV充电功率来优化充电曲线,从而减少用户的充电成本。

3.3 价格型需求响应建模

制定合理的日前实时电价可以改变用户用电行为。通过价格型需求弹性矩阵 E 来表示电价的变化对负荷变化的影响^[35]。

$$[\lambda_i(t)] = E[\lambda_p(t)], t = 1, 2, \dots, T \quad (9)$$

式中, t 为调度时段; T 为调度总时段; $[\lambda_i(t)] = [\lambda_i(1), \lambda_i(2), \dots, \lambda_i(T)]^T$ 为负荷变化率; $[\lambda_p(t)] = [\lambda_p(1), \lambda_p(2), \dots, \lambda_p(T)]^T$ 为电价变化率; E 的自弹性和交叉弹性系数取值参考文献^[35],详细数值如表1、2所示。

表1 自弹性系数

Table 1 Coefficients of self elasticity

时刻	自弹性系数	时刻	自弹性系数	时刻	自弹性系数	时刻	自弹性系数
01:00	-0.02	07:00	-0.01	13:00	-0.13	19:00	-0.25
02:00	-0.01	08:00	-0.01	14:00	-0.12	20:00	-0.22
03:00	-0.01	09:00	-0.02	15:00	-0.03	21:00	-0.20
04:00	-0.01	10:00	-0.10	16:00	-0.04	22:00	-0.20
05:00	-0.01	11:00	-0.10	17:00	-0.16	23:00	-0.03
06:00	-0.01	12:00	-0.13	18:00	-0.45	24:00	-0.02

表2 交叉弹性系数

Table 2 Coefficients of cross elasticity

时刻	10:00	11:00	12:00	13:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
05:00	—	—	—	—	—	—	—	0.010	0.010	0.010
09:00	0.019	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10:00	0.019	0.020	—	—	—	—	—	—	—	—
11:00	0.018	0.019	0.020	—	—	—	—	—	—	—
12:00	0.017	0.018	0.019	0.020	—	—	—	—	—	—
14:00	-0.050	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15:00	—	-0.100	—	—	—	—	—	—	—	—
16:00	—	—	-0.160	—	0.100	—	—	—	—	—
17:00	—	—	—	-0.160	0.025	0.200	—	—	—	—
18:00	—	—	—	—	—	0.120	—	—	—	—
19:00	—	—	—	—	0.025	0.025	0.020	0.017	—	—
20:00	—	—	—	—	0.025	0.025	0.020	0.017	0.015	—
21:00	—	—	—	—	-0.160	0.100	0.080	0.025	0.020	—
22:00	—	—	—	—	—	-0.450	—	—	—	—
23:00	—	—	—	—	—	0.019	-0.250	—	—	—
24:00	—	—	—	—	—	0.020	0.190	-0.220	—	—

一个调度周期内需求响应还需满足功率平衡:

$$\sum_{t=1}^T \lambda_i(t) = 0 \quad (10)$$

3.4 需求响应不确定性的建模

需求响应的不确定性主要来源于用户侧柔性可调负荷的不同弹性需求和消费心理等因素,如机场服务区中的空调、灯光等柔性可调负荷。本文采用区间法处理需求响应的不确定性。区间法所需数据较少且不需要精确的概率分布模型,只需通过求解上、下边界就可以优化目标函数区间结果,体现不确定性参数对系统的影响^[31]。

如图5所示,当激励价格为0时,服务区有一定的响应空间 $[0, \lambda_0]$,但服务区的响应具有不确定性;随着激励价格的增加,需求响应系数将不断增大,考虑到运行经济性,服务区逐渐从增加负荷过渡到参与响应并削减负荷。当激励价格为 x_0 时,此时服务区负荷不会增加;当激励价格继续增大到 x_1 时,服务区响应负荷达到最大值,此时可以忽略需求响应的不确定性。需求响应功率上限曲线 λ_{\max} 、下限曲线 λ_{\min} 的表达式分别为

$$\lambda_{\max} = \begin{cases} \frac{\lambda_1 - \lambda_0}{x_1} x + \lambda_0, & 0 \leq x < x_1 \\ \lambda_1, & x \geq x_1 \end{cases} \quad (11)$$

$$\lambda_{\min} = \begin{cases} \frac{\lambda_1}{x_1 - x_0} x - \frac{\lambda_1 x_0}{x_1 - x_0}, & 0 \leq x < x_1 \\ \lambda_1, & x \geq x_1 \end{cases} \quad (12)$$

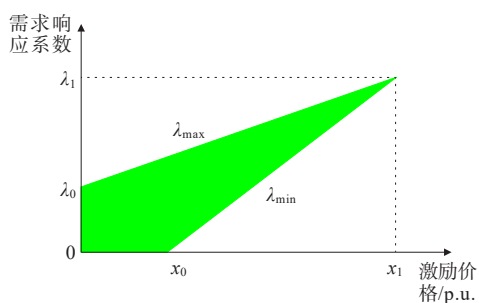


图5 需求响应系数曲线及其上、下限

Figure 5 Demand response coefficient curve and its upper and lower limits

3.5 下层服务区光储系统优化调度模型

3.5.1 下层优化调度模型目标函数

下层根据日前光伏预测出力和负荷预测功率,在不影响服务区内正常用电活动的前提下,优化调度策略对光伏出力、储能系统、需求响应功率和EV功率进行优化控制,使服务区日用电成本最小,即购售电成本、储能电池损耗成本以及EV充电收益

最小。优化调度模型的目标函数为

$$\min F_2 = \min \sum_{t=1}^T \left[C_e(t) P_n(t) - C_s(t) P_s(t) + C_b(P_c(b) + P_d(t)) - C_{ev} P_{ev}(t) \right] \quad (13)$$

式中, T 为调度总时段数; $C_e(t)$ 为分时电价; $P_n(t)$ 和 $P_s(t)$ 、 $P_c(b)$ 和 $P_d(t)$ 、 $P_{ev}(t)$ 分别为 t 时段服务区向电网购售电、储能充放电功率、电动汽车充放电功率; C_{ev} 为电动汽车充电价格。

储能系统单位充放电损耗成本^[27]为

$$C_b = C_w / 2N_a D_{dod} \quad (14)$$

式中, C_w 为储能系统容量成本系数; N_a 为储能全寿命周期的额定充放电循环次数; D_{dod} 为储能充放电深度系数。

3.5.2 下层优化调度模型约束

1) 功率平衡约束。购入的电能和储能充放电功率、服务区总负荷以及光伏出力需保持平衡,其约束条件为

$$P_n(t) + P_s(t) + P_c(t) + P_d(t) - (P_l(t) + P_{sh}(t)) + P_p(t) = 0 \quad (15)$$

式中, $P_n(t) \geq 0$ 、 $P_s(t) \leq 0$ 、 $P_c(t) \leq 0$ 、 $P_d(t) \geq 0$ 、 $P_l(t) \geq 0$ 、 $P_p(t) \geq 0$; $P_l(t)$ 为负荷预测功率,包括服务区内负荷与EV负荷; $P_p(t)$ 为光伏预测功率; $P_{sh}(t)$ 为需求响应功率,其大于0表示增加负荷,小于0表示削减负荷。

2) 需求响应功率约束。约束条件为

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T P_{sh}(t) = 0 \\ P_{sh}(t) = \lambda_i(t) P_l(t) \end{cases} \quad (16)$$

式中, $P_{sh}(t)$ 为需求响应功率; $\lambda_i(t)$ 为需求响应的负荷变化率。

3) 电网交换功率约束。约束条件为

$$\begin{cases} 0 \leq P_n(t) \leq P_{n, \max} \\ 0 \leq P_s(t) \leq P_{s, \max} \\ P_n(t) \cdot P_s(t) = 0 \end{cases} \quad (17)$$

式中, $P_{n, \max}$ 、 $P_{s, \max}$ 分别为服务区光储系统的最大购、售电功率。

4) 储能设备充放电深度约束^[36]。约束条件为

$$\begin{cases} S(t+1) = S(t)(1-\sigma) - \frac{1}{V} \left(\eta_c P_c(t) - \frac{P_d(t)}{\eta_d} \right) \Delta t \\ S_{\min} \leq S(t+1) \leq S_{\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中, $S(t+1)$ 为 t 时段内储能系统 SOC 值; σ 为储能系统自放电率; V 为储能系统容量; η_c/η_d 分别为储能充/放电效率; $P_c(t)/P_d(t)$ 分别为 t 时段储能充/放电功率; Δt 为调度时间尺度; S_{\max}/S_{\min} 分别为储能 SOC 的上、下限。

5) 储能 SOC 周期平衡约束。约束条件为

$$S(0) = S(T) \quad (19)$$

6) 储能系统充放电功率约束。约束条件为

$$\begin{cases} P_{c,\min}(t) \leq P_c(t) \leq P_{c,\max}(t) \\ P_{d,\min}(t) \leq P_d(t) \leq P_{d,\max}(t) \\ P_c(t) \cdot P_d(t) = 0 \end{cases} \quad (20)$$

式中, $P_{c,\max}(t) \leq 0, P_{c,\min}(t) \leq 0$ 分别表示储能充电功率的上、下限; $P_{d,\max}(t) \geq 0, P_{d,\min}(t) \geq 0$ 分别表示储能放电功率的上、下限。

7) 价格型需求响应约束^[35]。约束条件为

$$\begin{cases} p_{\min} \leq \lambda_p(t) \leq p_{\max} \\ [\lambda_i(t)] = E[\lambda_p(t)] \end{cases} \quad (21)$$

式中, p_{\max}, p_{\min} 分别为电价变化率的上、下限。

8) 光储系统的网络安全约束。约束条件为

$$\begin{cases} 0 \leq P_p(t) \leq P_{p,\max} \\ P_{s,\min} \leq P_c(t), P_d(t) \leq P_{s,\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中, $P_{p,\max}, P_{s,\min}, P_{s,\max}$ 分别为光伏并网功率上限、储能并网功率下限、上限。

9) 功率波动水平约束。限制相邻时刻功率变化量, 减少服务区负荷对电网的影响, 其约束条件为

$$\begin{cases} -P_{f,\max} \leq P_n(t) - P_n(t-1) \\ P_s(t) - P_s(t-1) \leq P_{f,\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中, $P_{f,\max}$ 为并网功率波动上限。

3.6 双层规划模型优化计算流程

综上所述, 本文双层规划模型具有形式:

$$\begin{cases} \min_x F(x, y) \\ \text{s.t. } G(x, y) \leq 0 \end{cases} \quad (24)$$

其中, $y = y(x)$ 由如下规划求得:

$$\begin{cases} \min_y f(x, y) \\ \text{s.t. } g(x, y) \leq 0 \end{cases} \quad (25)$$

式(24)、(25)中, $x, F(x, y)$ 分别为上层决策变量、目标函数; $y, f(x, y)$ 分别为下层决策变量、目标函数; $G(x, y), g(x, y)$ 分别对上下层的优化进行约束。上层决策通过设置 x 影响下层决策。

上层模型的决策变量包括光伏和储能的最大

容量 x , 通过设置 x 改变下层模型中的储能容量与光伏出力上下限约束, 即储能容量的上下限与 E_B 成比例, 光伏出力的上限为 E_S (式(2))。 y 则表示 t 时段服务区从电网购入功率、储能充放电功率等, 通过求解下层模型得到决策变量 y 的取值。上层模型的容量选择受下层模型的调度决策限制, 如储能系统的充放电功率等决策变量取值, 即下层模型目标函数最优值将反过来影响上层模型目标函数中的容量选择最优值。模型通过上下层迭代计算, 当迭代次数到达设定次数 N 时, 退出循环, 得到最优配置 x 与日前最优运行策略 y 。

双层规划模型优化计算流程如图6所示, 上层采用改进型十进制遗传算法 (genetic algorithm, GA) 进行求解^[37], 下层采用 YALMIP 工具箱编程进行求解。

日前光伏出力预测曲线获取参考文献[31], 通过蒙特卡罗法生成 100 个随机光伏发电场景, 选取光伏波动标准差为 20%^[31], 使用 K-means 聚类算法基于欧氏距离对光伏场景进行缩减。负荷预测曲线直接在算例中进行设定。

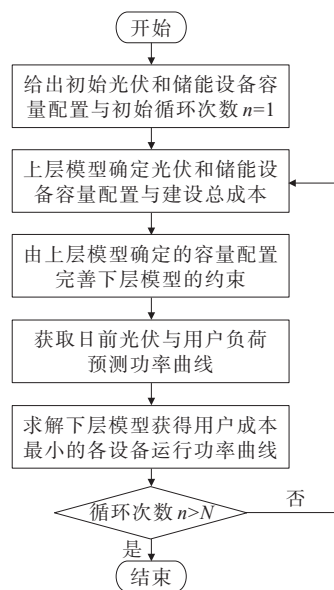


图6 模型优化计算流程

Figure 6 Calculation process of model optimization

4 算例与仿真

4.1 算例仿真设定

为了验证本文所提的机场高速服务区光储系统电能优化管理策略优越性, 通过 MATLAB 编程构建含光伏发电、蓄电池储能系统和 EV 需求响应的光储系统模型, 分析服务区光储系统在典型日的

运行成本与收益。

设定 3 种运行模式:①仅考虑服务区光储系统;②考虑峰谷平时电价需求响应的服务区光储系统;③考虑实时电价需求响应的服务区光储系统。峰谷平时电价^[36]如表 3 所示。

表 3 峰、谷、平时电价

Table 3 Time-of-use tariff

时段	电价/(元·(kW·h) ⁻¹)
谷(00:00—07:00)	0.31
平(08:00—10:00,15:00—17:00,22:00—24:00)	0.64
峰(11:00—14:00,18:00—21:00)	1.06

如图 7 所示,使用 K-means 聚类算法基于欧氏距离对光伏场景进行缩减,得到 4 条光伏出力曲线,由于第 1 类光伏出力曲线概率最高,为 41.3%,故选取其进行仿真分析。需求响应的随机性处理采用区间法^[31],对应需求响应系数区间为[0.25,0.35],需求响应的负荷比例为 0.3。

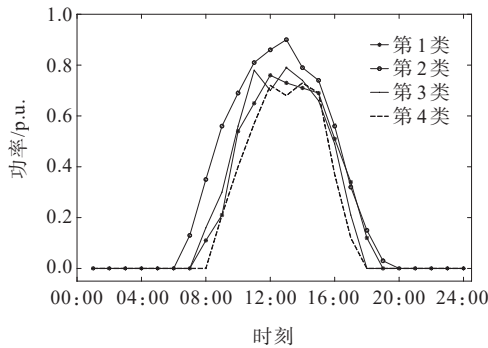


图 7 4 类日光伏预测出力曲线

Figure 7 Prediction curves of four types of daily photovoltaic output

所响应的负荷量区间为

$$P_{sh}(t) = \lambda_{sh} W_{sh}(t) P_1(t) \quad (26)$$

式中, $\lambda_{sh} \in [\lambda_{min}, \lambda_{max}]$ 为需求响应系数区间; $W_{sh}(t)$ 为参与需求响应的负荷比例。

本文算例参数:光伏、储能投资最大容量上限分别为 600、300 kW·h;光伏、储能的单位容量投资成本系数分别为 4 000、2 000 元/kW;光伏、储能的单位运行维护费用系数为 50,回收系数为 0.1;全寿命周期年限取 20 a;实时分时电价变化率上下限取 0.2。电池储能系统参考某省的实际服务区光储系统,仿真参数如表 4 所示^[36]。光储服务区的一个调度运行优化周期为 $T=24$ h,典型日负荷曲线如图 8 所示;分时电价曲线如图 9 所示。

表 4 储能电池相关参数

Table 4 Parameters of battery

额定充放电 功率/kW	S_{oc}			C_w /(元· (MW·h) ⁻¹)
	初始	最大值	最小值	
50	0.4	0.85	0.15	10 000
自放电率	充放电效率/%		N_a /次	D_{dod}
0.001	85		5 000	0.8

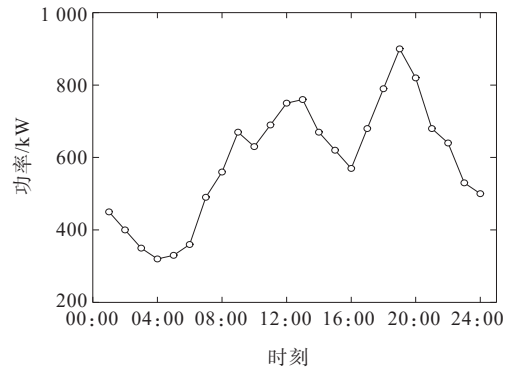


图 8 典型日前负荷预测功率曲线

Figure 8 Power prediction curve of typical daily load

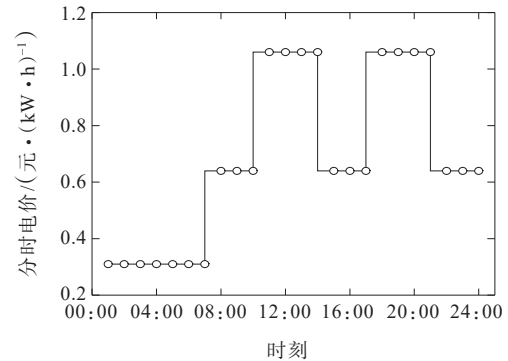


图 9 分时电价曲线

Figure 9 Curve of time-of-use tariff

4.2 算例结果分析

通过包含 YALMAP 工具箱求解器和遗传算法的双层优化方法计算求解,得出运行模式 1、2、3 的最优配置方案,如表 5 所示。配置光伏可以减少服务区购电成本,增加售电收益,而储能模块的设备成本虽较低,但因其存在充放电损耗成本,这使得其配置的经济性受到影响,进而导致其配置容量不及光伏。由表 5 可知,3 种运行模式的建设总成本差距不大,其中模式 3 的总成本最低。因为模式 3 采用了动态分时电价,需求响应总电量最大,因此储能配置容量的需求相对最小,其余的建设费用可以用来配置光伏。相对地,模式 1 负荷不参与需求响应,储能容量的需求较大。

表5 服务区光储系统最优配置方案

Table 5 Optimal configuration scheme of photovoltaic and storage system in service areas

运行模式	配置容量/(kW·h)		规划建设 总成本/万元
	光伏	储能	
1	502	301	234.8
2	534	235	234.5
3	537	210	231.1

3种运行模式下服务区光储系统日内运行成本如表6所示,考虑需求响应后模式2、3的购电成本显著降低。由于模式1的储能容量最大,因此储能运行成本较大,但光伏容量较大,因此售电收益最高。模式3相比模式2购电成本进一步降低,因为采用实时电价刺激了需求响应功率的进一步增加,从而日内运行总成本最低。

表6 服务区光储系统日内运行成本

Table 6 Daily operating cost of photovoltaic and storage system in service areas 元

运行模式	购电成本	储能运行成本	总成本
1	7 274.0	1 107.3	8 199.5
2	7 044.0	1 033.8	7 908.7
3	6 878.2	1 000.1	7 715.0

模式3典型日优化运行仿真结果如图10所示,可以看出,分时电价处于低谷时储能充电;同时,调整后的负荷相较预测负荷增加了部分需求响应负荷。因此,服务区向电网购电的成本相比预测负荷时有所增加。08:00—10:00时光伏出力使得服务区购电量显著减少,但是此时分时电价依旧较低,因此,需求响应依然增加了该时段的服务区用电量。当分时电价处于高峰,通过需求响应减少了此时的服务区用电,同时储能放电,光伏出力也达到最大值,使得服务区购电成本显著下降。

关于购电成本的对比如图11所示,模式2、3相较于模式1,在考虑需求响应后,削减了高峰时期负荷,增加了低谷时期负荷,改善了负荷用电特性。因此,通过减少部分高峰时期的购电量,考虑服务区光储系统与负荷需求响应的协调调度可以减少服务区用电成本。

考虑峰谷平分时电价前、后的需求响应功率曲线如图12所示,模式3相较于模式2,进一步增加了价格高峰时的响应功率,减少了服务区用电成本,并且使得负荷峰谷差减小,从而更好地改善了服务区负荷特性。

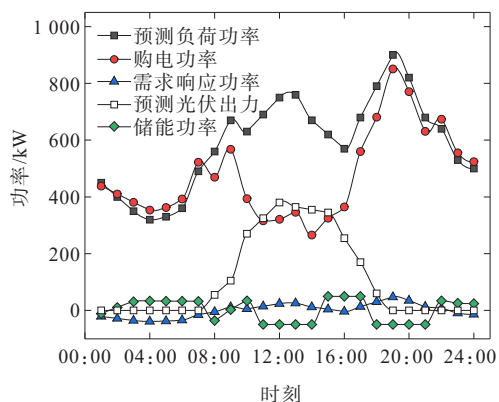


图10 模式3典型日优化仿真结果

Figure 10 Simulation results of typical daily optimization for mode 3

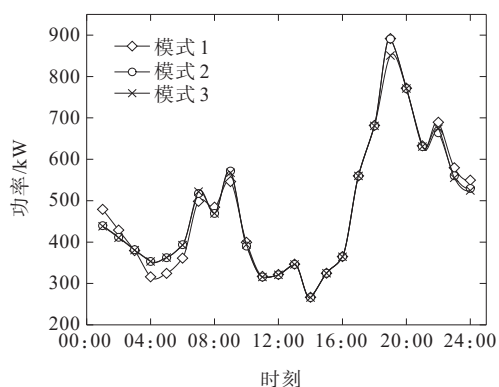


图11 3种模式的购电功率优化仿真曲线

Figure 11 Simulation curves of three modes of power purchase optimization

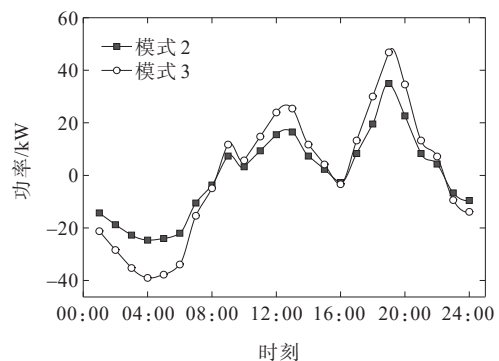


图12 2种模式的需求响应功率优化仿真结果

Figure 12 Power simulation curves of two modes of demand response optimization

4.3 需求响应不确定性对服务区调度优化结果的影响

为了分析需求响应不确定性与分时电价带来的影响,选取模式3的优化结果,需求响应系数区间为 $[0.25, 0.35]$ 。需求响应不确定性对负荷的影响如图13所示,可知在引入电动汽车参与需求响应后,光伏发电的出力高峰时段服务区的电能需求显

著降低,调度周期内的负荷峰谷差也降低,使得负荷曲线的波动程度降低;利用区间法可以得到需求响应调整后的负荷曲线的上、下限。模式3中调整后的负荷曲线位于上、下限曲线包围内,说明采用区间法考虑需求响应不确定后,可以确保服务区在可调范围内运行,提高了系统的运行安全性。结合分时电价曲线可知,负荷曲线的上、下限受分时电价影响,电价越高则上、下限包围范围越大,电价越低则上、下限包围范围越小。例如,在11:00—14:00、18:00—21:00这2个电价峰值时段,上、下限包围范围最大,为[761.03, 889.31]。因此,需求响应不确定性主要对光储系统的总负荷进行调控,从而削峰填谷,维持系统稳定性。

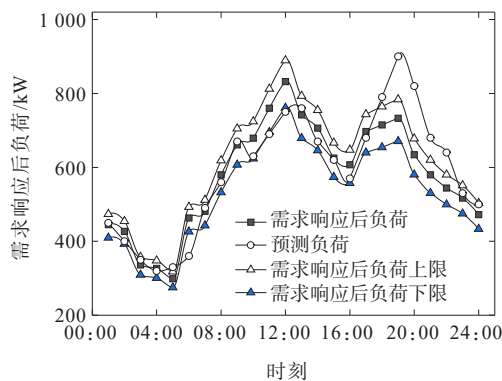


图13 需求响应不确定性对负荷的影响

Figure 13 Impact of demand response uncertainty on load

5 结语

本文提出的考虑分时电价与价格型需求响应的电能优化管理策略能协调光伏出力、储能系统出力和服务区负荷,在保证系统可靠运行的基础上,可以减少服务区购电成本,改善负荷用电曲线。

含机场服务区光储配置和电能管理的机场服务区双层规划模型根据预测光伏随机出力与电动汽车随机负荷,上层模型以总等年值成本最小为目标进行全局优化,确定服务区光储系统的最优配置方案;下层模型协调储能出力、需求响应和光伏出力,申报各时刻服务区日前从电网购入电量,以获得最低服务区用电成本,提高光储系统的运行经济性。

机场高速服务区光储系统与价格型负荷需求响应协调调度,相比于采用定分时电价时的需求响应,进一步减少了服务区购电成本,改善服务区负荷用电特性,提高分布式光伏接纳能力,在考虑需求响应不确定性的日前调度中,可以保证系统在可

控范围内运行,进一步增强了系统的供电可靠性。

参考文献:

- [1] 胡朔焱,谭泽富,邱刚,等. 电动汽车发展综述[J]. 电气应用,2018,37(20):79-85.
HU Pengqiu, TAN Zefu, QIU Gang, et al. Overview of electric vehicle development[J]. *Electrotechnical Application*, 2018, 37(20):79-85.
- [2] 徐燕. 新能源汽车发展现状及趋势[J]. 汽车实用技术, 2020,45(24):13-15.
XU Yan. Development status and trend of new energy vehicles[J]. *Automobile Applied Technology*, 2020, 45(24):13-15.
- [3] KUMAR N, KUMAR T, NEMA S, et al. A multiobjective planning framework for EV charging stations assisted by solar photovoltaic and battery energy storage system in coupled power and transportation network[J]. *International Journal of Energy Research*, 2021, 10(3): 1-33.
- [4] 高爽,戴如鑫. 电动汽车集群参与调频辅助服务市场的充电调控策略[J]. 电力系统自动化,2023,47(18):60-67.
GAO Shuang, DAI Ruxin. Charging control strategy for electric vehicle aggregation participating in frequency regulation ancillary service market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(18):60-67.
- [5] 毛玲,邓思文,赵登辉,等. 新能源汽车监测平台在行驶和充电场景中的应用与思考[J]. 电工技术学报,2022,37(1):48-57.
MAO Ling, DENG Siwen, ZHAO Denghui, et al. Application and thinking of big data technology of new energy vehicle monitoring platform in driving and charging scenarios[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(1):48-57.
- [6] 张克勇,王冠瑞,耿新,等. 含高比例光一储单元的主动配电网并网功率分布式协同控制策略[J]. 电力科学与技术学报,2022,37(2):147-155.
ZHANG Keyong, WANG guanrui, GENG Xin, et al. Distributed collaborative control strategy for grid connected power of active distribution network with high proportion of light storage units[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2022, 37(2): 147-155.
- [7] 陈钦泽,王文,岳雨霏,等. 基于功率补偿量及下垂系数衰减的直流微电网并网转离网无缝切换控制策略[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(16):14-22.
CHEN Qinze, WANG Wen, YUE Yufei, et al. Seamless switching control strategy for DC microgrid from grid connected to off grid based on power compensation and droop coefficient attenuation[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(16):14-22.
- [8] MIKKILI S, BOLLIPO R B, BONTAGARLA P K. A

- critical review on PV MPPT techniques: classical, intelligent and optimization[J]. IET Renewable Power Generation,2020,14:1433-1452.
- [9] 张新民,郭铭海,林亚培,等.考虑灵活性的含分布式光伏配电网双层优化调度方法[J].电力科学与技术学报,2021,36(3):56-66.
ZHANG Xinmin, GUO Minghai, LIN Yapei, et al. A two-layer optimal dispatching method for distributed photovoltaic distribution network considering flexibility [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021,36 (3):56-66.
- [10] 罗轩,黄云辉,熊斌宇.基于配电网—路网融合的移动储能车多场景时空协同优化调度策略[J].智慧电力,2023,51(8):30-37+66.
LUO Xuan, HUANG Yunhui, XIONG Binyu. Multi-scenario spatial-temporal collaborative optimal scheduling strategy for mobile energy storage vehicles based on distribution network and road network integration[J]. Smart Power,2023,51(8):30-37+66.
- [11] 李建林,马会萌,袁晓冬,等.规模化分布式储能的关键应用技术研究综述[J].电网技术,2017,41(10):3365-3375.
LI Jianlin, MA Huimeng, YUAN Xiaodong, et al. Summary of research on key application technologies of large-scale distributed energy storage[J]. Power System Technology,2017,41(10):3365-3375.
- [12] 李英量,蔡鹤鸣,王康,等.改善不平衡配电网电压质量的分布式储能序次优化配置方法[J].电力建设,2022,43(1):87-95.
LI Yingliang, CAI Heming, WANG Kang, et al. Sequence optimal configuration of distributed energy storage for improving voltage quality of unbalanced distribution network[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(1): 87-95.
- [13] ARVIND P, MARTIN F, IRINIA T, et al. Energy management for a grid-connected wave energy park through a hybrid energy storage system[J]. Applied Energy,2018,231:399-411.
- [14] YANG M, ZHANG L, ZHAO Z, et al. Comprehensive benefits analysis of electric vehicle charging station integrated photovoltaic and energy storage[J]. Journal of Cleaner Production,2021,14(9):234-251.
- [15] 解磊,王建基,耿敏,等.光储充一体化电站建设关键技术研究[J].通信电源技术,2018,35(12):26-27.
XIE Lei, WANG Jianji, GENG Min, et al. Research on key technologies for the construction of optical storage and charging integrated power station[J]. Telecom Power Technologies,2018,35(12):26-27.
- [16] 陈豪,张伟华,石磊,等.国内外用户侧光储系统发展应用研究[J].发电技术,2020,41(2):110-117.
CHEN Hao, ZHANG Weihua, SHI Lei, et al. Research on the development and application of user side optical storage system at home and abroad[J]. Power Generation Technology,2020,41(2):110-117.
- [17] 张丹丹.用户侧光储互补优化配置研究[D].北京:北京交通大学,2017.
ZHANG Dandan. Research on the optimal configuration of user-side PV-ESS hybrid generation system[D]. Beijing:Beijing Jiaotong University,2017.
- [18] 郑云平,亚夏尔·吐尔洪.基于VSG技术的风—光—储系统自适应调频控制策略研究[J].高压电器,2023,59(7):12-19.
ZHENG Yunping, YASHAR Turhong. Research on adaptive frequency modulation control strategy of wind-PV-storage system based on VSG technology[J]. High Voltage Apparatus,2023,59 (7):12-19.
- [19] 徐岩,陈泽雄,于博文,等.基于机会约束的电动汽车充光储一体化充电站容量优化方法[J].智慧电力,2021,49(12):25-30+36.
XU Yan, CHEN Zexiong, YU Bowen, et al. Optimization method of electric vehicle charging station capacity based on chance constraints[J]. Smart Power,2021,49(12): 25-30+36.
- [20] 乔春雨,易建波,谷宇杰,等.基于虚拟同步机技术的光储协控无功优化策略[J].电网与清洁能源,2022,38(6):129-136.
QIAO Chunyu, YI Jianbo, GU Yujie, et al. Reactive power optimization strategy of photovoltaic and energy storage co-control based on virtual synchronous generator[J]. Power System and Clean Energy,2022,38(6):129-136.
- [21] 蒋甜甜.基于需求响应的光储充一体化系统多目标优化运行研究[D].郑州:郑州大学,2020.
JIANG Tiantian. Research on multi-objective optimized operation of integrated optical storage and charging system based on demand response[D]. Zhengzhou: Zhengzhou University,2020.
- [22] CHAUDHARI K, UKIL A, KUMARK N, et al. Hybrid optimization for economic deployment of ESS in PV-integrated EV charging stations[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics,2018,14(1):106-116.
- [23] 张斌,于力,白浩,等.基于一致性算法的农村中压配电网光储系统与通信网络协调规划[J].可再生能源,2021,39(10):1371-1379.
ZHANG Bin, YU Li, BAI Hao, et al. Coordination Planning of optical storage system and communication network of rural medium voltage distribution network based on consistency algorithm[J]. Renewable Energy, 2021,39(10):1371-1379.
- [24] 任荣荣,谢丽蓉,徐波丰,等.基于弃光消纳的光储系统容量优化配置研究[J].新疆大学学报(自然科学版)(中英文),2021,38(5):632-640.
REN Rongrong, XIE Lirong, XU Bofeng, et al. Research

- on optimal allocation of photovoltaic energy storage system capacity based on curtailment consumption[J]. Journal of Xinjiang University(Natural Science Edition in Chinese and English),2021,38(5):632-640.
- [25] CONTE F, D'AGOSTINO F, PONGIGLIONE P, et al. Mixed-Integer algorithm for optimal dispatch of integrated PV-Storage systems[J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2019,55(1):238-247.
- [26] LAKSHMI S, GANGULY S. Multi-objective planning for the allocation of PV-BESS integrated open UPQC for peak load shaving of radial distribution networks[J]. The Journal of Energy Storage,2019,22:208-218.
- [27] TALENT O, DU H. Optimal sizing and energy scheduling of photovoltaic-battery systems under different tariff structures[J]. Renewable Energy,2018,129:513-526.
- [28] 王蓓蓓, 谢明成, 张汀荟, 等. 考虑收益公平性的分布式光储系统基于动态费率的共享模式研究[J]. 电网技术, 2021,45(6):2228-2237.
- WANG Beibei, XIE Mingcheng, ZHANG Tinghui, et al. Research on the sharing mode of distributed optical storage system based on dynamic tariff with consideration of income fairness[J]. Power System Technology,2021,45(6):2228-2237.
- [29] LIU X, ZHANG P, PIMM A, et al. Optimal design and operation of PV-battery systems considering the interdependency of heat pumps[J]. The Journal of Energy Storage,2019,23:526-536.
- [30] BISHWAJIT D, SRIKANT M, FAUSTO PEDRO G M. Microgrid system energy management with demand response program for clean and economical operation[J]. Applied Energy,2023,334:120717.
- [31] 李东东, 王啸林, 沈运帷, 等. 考虑多重不确定性的含需求响应及电碳交易的虚拟电厂优化调度策略[J]. 电力自动化设备,2023,43(5):210-217+251.
- LI Dongdong, WANG Xiaolin, SHEN Yunyun, et al. Competitiveness improving strategy for electricity retailer integrating with investment, marketing and operation considering needs of different types of users [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 210-217+251.
- [32] GAO H, ZHAO Y, HE S, et al. Demand response management of community integrated energy system: a multi-energy retail package perspective[J]. Applied Energy,2023,330:120278.
- [33] 黄远明, 张玉欣, 夏赞阳, 等. 考虑需求响应资源和储能容量价值的新型电力系统电源规划方法[J]. 上海交通大学学报,2023,57(4):432-441.
- HUANG Yuanming, ZHANG Yuxin, XIA Zanyang, et al. Power system planning considering demand response resources and capacity value of energy storage[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2023, 57(4): 432-441.
- [34] 刘刚, 王秀茹, 李华, 等. 考虑风电不确定性的配电网区间潮流计算[J]. 电测与仪表,2022,59(2):126-132.
- LIU Gang, WANG Xiuru, LI Hua, et al. Interval power flow calculation for distribution networks considering the uncertainty of wind power[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2022,59(2):126-132.
- [35] 刘芸, 韩松, 黄秋立. 基于实时电价响应行为的源荷协调日前调度模型[J]. 系统仿真学报,2021,33(5):1196-1204.
- LIU Yun, HAN song, HUANG Qiuli. Source load coordination day ahead scheduling model based on real-time price response behavior[J]. Journal of System Simulation,2021,33(5):1196-1204.
- [36] 王建波, 王春亮, 魏强, 等. 用户侧储能参与需求响应的多时间尺度优化调度策略研究[J]. 电气工程学报,2021, 16(3):115-122.
- WANG Jianbo, WANG Chunliang, WEI Qiang, et al. Research on multi time scale optimal scheduling strategy of user side energy storage participating in demand response[J]. Journal of Electrical Engineering,2021,16(3): 115-122.
- [37] 寇凌峰, 季宇, 吴鸣, 等. 多能互补系统全寿命周期优化配置方法[J]. 中国电力,2020,53(12):75-82.
- KOU Lingfeng, JI Yu, WU Ming, et al. Life cycle optimal configuration method of multi energy complementary system[J]. Electric Power,2020,53(12):75-82.