DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.04.014

分时电价下企业光储系统的容量配置及优化运行

郝思鹏[1,2]，张前[1,2]，周宇[3]，唐蕾[1,2]
（1. 南京工程学院电力工程学院，江苏 南京 211167；
2. 江苏省主动配电网重点建设实验室（南京工程学院），江苏 南京 211167；
3. 国网江苏省电力有限公司泰州供电分公司，江苏 泰州 225309）

摘　要：针对企业光储系统普遍存在的高用能成本问题，考虑光伏出力、负荷需求以及峰谷分时电价三者于不同时段的相关性对光储容量配置的影响，基于峰谷分时电价和储能荷电状态信息，以光伏出力和负荷实际大小为判断依据确定系统运行策略及容量配置原则。综合各组成部分成本和收益，建立以用能成本最低为目标的容量配置模型。采用遗传算法求解优化问题，得到光储最优配置容量以及优化运行策略。实例验证了模型的有效性，对系统灵敏度的分析表明，未来的光储系统规划还可根据分时电价及储能投资成本变化选择适宜容量的光储组合，具有实际工程价值。

关键词：企业光储；容量配置；用能成本；峰谷分时电价；优化调度；灵敏度分析
中图分类号：TM731　　**文献标志码**：A　　**文章编号**：2096-3203（2020）04-0096-08

0　引言

以光伏为代表的新能源迅速发展，根据国家能源局《2019 年光伏发电项目建设工作方案》，要求优先推进平价上网项目建设。工商业等企业负荷峰谷差大，且采用的峰谷分时电价较高，利用光伏系统可极大降低用能成本，但仍面临光伏出力与负荷用电不协调等问题，储能可切实解决问题并进一步降低企业运营成本。企业负荷大多为用电长期稳定的用户，一般根据场地面积或负荷大小安装一定的光储容量，目前光伏成本逐渐降低而储能系统的建设成本较高，且国内缺乏有效的辅助补偿机制[1]，因此合理规划电源容量是降低系统用能成本的必然前提。

国内外学者对光储系统中的容量配置问题进行了深入研究，文献[2]利用储能填补光伏实际与预测功率误差，提出固定光伏容量下的储能容量配置方法，未考虑二者的协同配置。文献[3]根据不同天气光伏输出能力差异，建立了光储系统能量管理优化模型，忽略了四季光伏出力对输出的影响。文献[4—7]考虑了光伏特性、电价机制对光储电站容量配置的影响，但未针对系统进行全寿命周期经济分析。文献[8]侧重于通过低买高卖实现峰谷价差获利，忽略了峰平价差。文献[9]考虑了不同负荷特性，以分布式光伏和储能系统网损最小为目标进行了容量配置和充放电策略优化，未综合考虑光伏出力、电价、负荷需求三者的时序特性对容量配置的影响。

整体而言，现有研究在考虑光伏出力随机性的基础上，从不同角度建立光储容量配置模型，但未考虑光伏、负荷及分时电价三者于不同时段的相关性对容量配置的影响，忽略了四季光伏出力的差异，且对企业同时配置光、储容量的研究较少。文中提出光伏出力、负荷需求与峰谷分时电价三者在同时段的相关性是影响容量配置的关键因素，建立以用能成本最低为目标的容量配置模型。同时，灵敏度的分析表明，未来的光储系统规划还可根据分时电价及储能投资成本变化选择适宜容量的光储组合，具有实际工程价值。

收稿日期：2020-03-11；修回日期：2020-04-19
基金项目：国家自然科学基金资助项目（51607083）；江苏省高校自然科学研究重大项目（17KJA470003）

1　企业光储系统结构

图 1 为企业光储系统结构。系统采用“自发自用，余电上网”的运行方式，当光储系统功率大于负荷需求，光储系统除了向负荷供电，还可向上级电网输送能量，相当于供电电源，反之由电网补充功率缺额，相当于负荷[10]。随着光储安装容量的上升，除了对电网带来的影响不可忽视外[11]，用能成本也随之增大，故优化光储系统的容量配置有利于实现系统的经济稳定运行。

2　企业光储容量配置关键因素分析

2.1　光伏四季出力特性

光伏组件出力与季节天气、光照强度等因素有

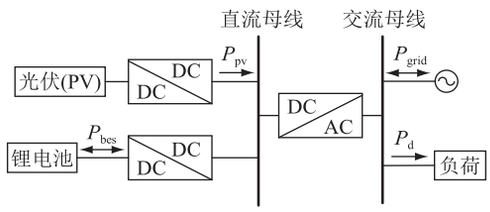


图 1　企业光储系统结构

Fig.1　Structure of enterprise optical storage system

关。虽然夏季有强烈光照和时长的优势,但温度对光伏出力的影响不可忽视。图 2 为某地区光伏四季出力,可知由于地理位置、温度差异,光伏出力在春、秋季最佳,夏、冬次之。由于夏季温度较高,光伏电池板的温度很高,据统计因温度造成的衰减高达 14%,因此高温造成的功率折减是夏季出力低的主要原因。相反,温度适宜的春、秋季光伏发电量较高。故以夏季条件配置的光伏容量在其余季节将产生严重的能量过剩。为合理利用资源,光伏容量配置须考虑光伏四季出力的时移性和效率。

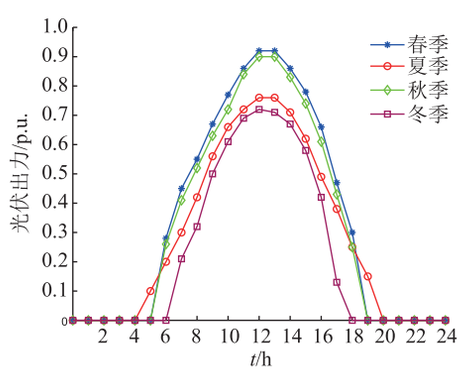


图 2　四季光伏日出力对比

Fig.2　Four seasons photovoltaic solar output comparison

2.2　光储系统运行策略

企业光储容量配置还涉及到系统运行策略对整体经济性的影响[12]。关键问题在于根据光伏出力确定储能的充放电时间和功率大小,将存储的能量进行最优分配。提出“谷充峰、平放及平充峰放”的企业光储系统运行方式,以光伏出力和负荷实际大小情况为判断依据,基于峰谷分时电价和储能荷电状态信息,以光伏出力和负荷实际大小为判断依据确定系统运行策略,如图 3 所示。

2.2.1　光伏出力大于负荷需求的光储系统运行策略

(1) 低谷电价时段。若储能系统未充满,由剩余光伏和电网同时为储能充电;若储能已充满,光伏余电上网。储能充电功率为:

$$P_{cl}(t) = P_{eq}(t) + P_{ccl}(t) \tag{1}$$

$$P_{eq}(t) = P_{pv}(t) - P_{d}(t) \tag{2}$$

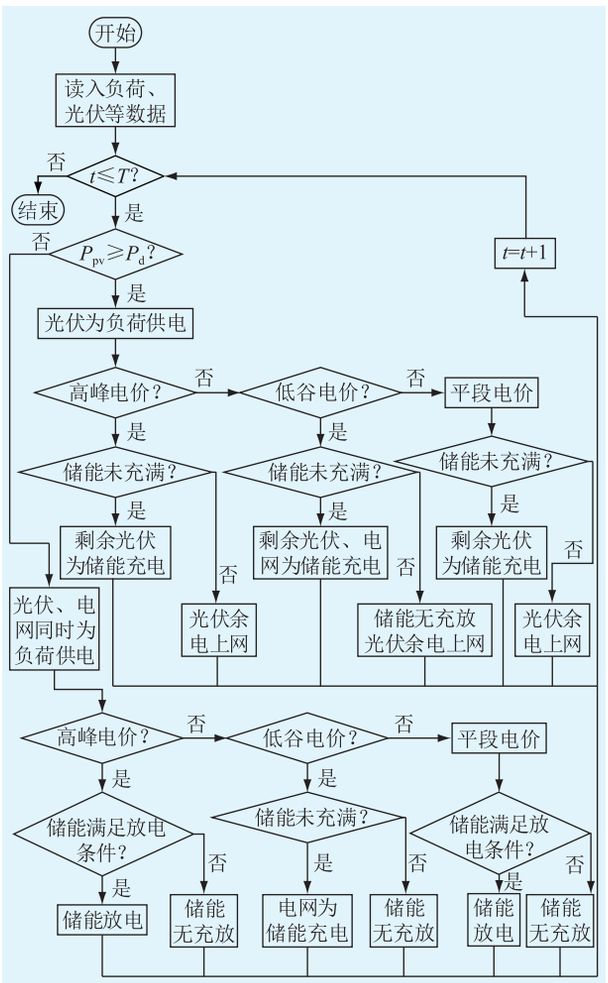


图 3　企业光储运行策略

Fig.3　Operational strategy of enterprise optical storage

式中:$P_{cl}(t)$为该时段储能充电功率;$P_{ccl}(t)$为该时段电网出力功率;$P_{pv}(t)$,$P_{d}(t)$分别为该时段光伏出力和负荷需求;$P_{eq}(t)$为该时段光伏出力与负荷差值,为正表示光伏有剩余,为负表示光伏出力不足。

(2) 平段电价时段。同低谷电价时段,储能充电功率为:

$$P_{cf}(t) = P_{eq}(t) - P_{ccf}(t) \tag{3}$$

式中:$P_{cf}(t)$为该时段储能充电功率;$P_{ccf}(t)$为该时段电网出力功率,$P_{ccf}(t)$,$P_{ccl}(t)$均属于联络线功率$P_{cc}(t)$。

(3) 高峰电价时段。若储能系统未充满,不额外从电网购电,仅吸收剩余光伏;若储能已充满,光伏余电上网。储能充电功率为:

$$P_{ch}(t) = P_{eq}(t) \tag{4}$$

式中:$P_{ch}(t)$为该时段储能充电功率。

2.2.2　光伏出力小于负荷需求的光储系统运行策略

(1) 低谷电价时段。储能不参与放电,若储能

未充满，储能充电；否则储能无充放。储能充电功率同式(1)。

(2) 平段电价时段。储能不参与充电，若光伏出力不足，储能放电；否则储能无充放。储能放电功率为 $P_{df}(t)$。

(3) 高峰电价时段。同平段电价时段，储能放电功率为 $P_{dh}(t)$。

2.3 分时电价下最优光储容量及收益分析

光储系统收益来源于光伏自发自用节省的电量电费、上网售电费用及度电补贴，文中不考虑国家光伏退坡政策发电补贴带来的收益。峰谷分时电价由地方政府制定，相对固定。峰谷分时电价下的光伏及负荷特性如图 4 所示。

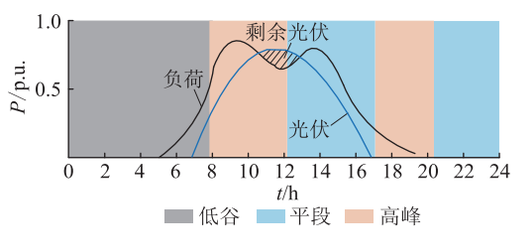


图 4 峰谷分时电价下光伏及负荷分布

Fig.4 Photovoltaic-load distribution under peak-valley time-of-use price

图 4 中，双峰曲线代表负荷，单峰曲线代表光伏出力，光伏出力大于负荷的面积为剩余光伏部分。若继续加大光伏建设容量，光伏出力将覆盖更多负荷，节省更多电量电费，储能消纳剩余光伏并利用分时电价进行套利。但若节省的电量电费以及上网售电等收益仍不足以抵消光储容量增加导致的装机成本、运行维护成本以及储能充电等费用的增加，光储容量必存在最优值。

理想收益是指不同电价时段负荷尽可能消纳光伏出力，尤其是高电价时段，光伏出力良好且负荷需求大，收益与持续时间成正比，抵消更多成本。而最高负荷与光伏出力峰值通常不会同时出现在高峰电价，因此系统收益与光伏出力、负荷需求以及峰谷分时电价密切相关。根据分时电价下光储容量的配置[13]，建立系统收益模型。

2.3.1 光伏出力大于负荷需求的系统收益

负荷处于低谷电价时段的系统收益为：

$$w_1(t)=\begin{cases}(P_d(t)-P_{ccf}(t))l_p+(P_{eq}(t)+P_{ccf}(t))h_p \\ \qquad S_{oc,min}\leqslant S_{oc}(t)\leqslant S_{oc,max} \\ P_d(t)l_p+P_{eq}(t)e_e \\ \qquad S_{oc}(t)<S_{oc,min},S_{oc}(t)>S_{oc,max}\end{cases} \tag{5}$$

式中：$S_{oc,min}$，$S_{oc,max}$分别为储能电池最小和最大荷电状态；l_p，h_p分别为低谷、高峰电价；e_e为光伏发电上网电价。

负荷处于平段电价时段的系统收益为：

$$w_2(t)=\begin{cases}(P_d(t)-P_{ccf}(t))f_p+(P_{eq}(t)+P_{ccf}(t))h_p \\ \qquad S_{oc,min}\leqslant S_{oc}(t)\leqslant S_{oc,max} \\ P_d(t)f_p+P_{eq}(t)e_e \\ \qquad S_{oc}(t)<S_{oc,min},S_{oc}(t)>S_{oc,max}\end{cases} \tag{6}$$

式中：f_p为平段电价。

负荷处于高峰电价时段的系统收益为：

$$w_3(t)=\begin{cases}P_d(t)h_p+P_{eq}(t)h_p \\ \qquad S_{oc,min}\leqslant S_{oc}(t)\leqslant S_{oc,max} \\ P_d(t)h_p+P_{eq}(t)e_e \\ \qquad S_{oc}(t)<S_{oc,min},S_{oc}(t)>S_{oc,max}\end{cases} \tag{7}$$

2.3.2 光伏出力小于负荷需求的系统收益

负荷处于低谷电价时段的系统收益为：

$$w_1(t)=\begin{cases}(P_{pv}(t)-P_{cl}(t)+P_{eq}(t))l_p+P_{cl}(t)h_p \\ \qquad S_{oc,min}\leqslant S_{oc}(t)\leqslant S_{oc,max} \\ (P_{pv}(t)+P_{eq}(t))l_p \\ \qquad S_{oc}(t)<S_{oc,min},S_{oc}(t)>S_{oc,max}\end{cases} \tag{8}$$

负荷处于平段电价时段的系统收益为：

$$w_2(t)=\begin{cases}(2P_{pv}(t)+2P_{df}(t)-P_d(t))f_p \\ \qquad S_{oc,min}\leqslant S_{oc}(t)\leqslant S_{oc,max} \\ (P_{pv}(t)+P_{eq}(t))f_p \\ \qquad S_{oc}(t)<S_{oc,min},S_{oc}(t)>S_{oc,max}\end{cases} \tag{9}$$

负荷处于高峰电价时段的系统收益为：

$$w_3(t)=\begin{cases}(2P_{pv}(t)+2P_{dh}(t)-P_d(t))h_p \\ \qquad S_{oc,min}\leqslant S_{oc}(t)\leqslant S_{oc,max} \\ (P_{pv}(t)+P_{eq}(t))h_p \\ \qquad S_{oc}(t)<S_{oc,min},S_{oc}(t)>S_{oc,max}\end{cases} \tag{10}$$

综上，系统日收益为：

$$w(t)=\sum_{t=1}^{p}w_1(t)+\sum_{t=1}^{q}w_2(t)+\sum_{t=1}^{T-p-q}w_3(t) \tag{11}$$

式中：p，q 分别为日低谷、平段电价的时段数；T 为系统日运行时段总数，即取值 24。

3 企业光储系统容量配置模型求解

3.1 光伏折算

根据光伏四季出力特性以及功率与容量的函

数关系[14],光伏出力 P_{pv} 表示为:

$$P_{pv}(t) = P_{k,\max} P^*_{ipv}(t) \tag{12}$$

$$P_{k,\max} = a_i \eta Q_{pv} (1-d)^k \tag{13}$$

$$P^*_{ipv}(t) = p_1 t^2 + p_2 t + t_0 \tag{14}$$

式中:$P_{k,\max}$ 为光伏系统第 k 年日最大发电功率;a_i 为当地各季节功率变化系数,$i=1$ 为春季,依次类推;η 为光伏电池转换效率;Q_{pv} 为光伏装机容量;d 为光伏电池衰减率[15],一般不大于 2%;P^*_{ipv} 为季节 i 日光伏出力标么值;p_1,p_2 为拟合曲线系数。当地光伏出力采用历史数据回归的拟合函数[16]表示为:

$$\begin{cases} P^*_{1pv}(t) = -0.016\,4t^2 + 0.41t - 1.76 & t\in(6,18) \\ P^*_{2pv}(t) = -0.017\,6t^2 + 0.44t - 1.94 & t\in(5,18) \\ P^*_{3pv}(t) = -0.016\,3t^2 + 0.43t - 1.89 & t\in(6,17) \\ P^*_{4pv}(t) = -0.018\,2t^2 + 0.45t - 2.04 & t\in(7,17) \end{cases} \tag{15}$$

式中:P^*_{1pv},P^*_{2pv},P^*_{3pv},P^*_{4pv} 分别为春、夏、秋、冬季光伏出力标幺值。

3.2 容量优化模型

根据全寿命周期企业光储系统收益与成本,建立以用能成本最低为目标函数,用能成本为系统运营期内总成本与收益的差值。

$$\min F = C_T - Y \tag{16}$$

式中:C_T,Y 分别为全寿命周期光储系统总成本和收益。

由式(5)—式(11)及光伏四季等效天数得到 Y 为:

$$Y = \sum_{k=1}^{N} Y_k \left(\frac{1+i_r}{1+d_r}\right)^k \tag{17}$$

$$Y_k = \sum_{i=1}^{4} R_i w(t) \tag{18}$$

式中:Y_k 为系统年收益;N 为系统运行年限;i_r 为通货膨胀率;d_r 为贴现率;R_i 为光伏四季等效天数,春夏秋冬依次取 62,65,60,60。

光储系统成本包含光伏、储能初期的投资、运行维护以及储能的更换成本[17],系统投资成本为:

$$C_T = Q_{pv}I_{pv} + Q_{bes}I_{bes} + P_{bes}I_{bp} + Q_{pv}\mu_{pv} + Q_{bes}\mu_{bes} + \beta Q_{bes}\mu_{re} \tag{19}$$

式中:Q_{pv},Q_{bes},P_{bes} 分别为光伏、储能容量及储能额定功率;I_{pv},I_{bes},I_{bp} 分别为光伏、储能单位容量装机成本及储能单位功率装机成本;μ_{pv},μ_{bes},μ_{re},β 分别为光伏、储能单位运行维护成本,储能置换成本及次数[18]。

3.3 约束条件

需考虑与储能性能相关的荷电状态、储能充放电功率限制以及与电网的交互功率约束,还要保证储能日充放电量平衡。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{T}[P_{cl}(t) + P_{cf}(t) + P_{ch}(t)] = \sum_{t=1}^{T}[P_{df}(t) + P_{dh}(t)] \\ S_{oc}(t) = S_{oc}(t-1) + \varepsilon_{bc}\mu_c P_{bc}(t)/Q_{bes} - \varepsilon_{bd}P_{bd}(t)/Q_{bes}\mu_d \\ S_{oc,\min} \leqslant S_{oc}(t) \leqslant S_{oc,\max} \\ 0 \leqslant P_{cc}(t) \leqslant P_{cc,\max} \\ 0 \leqslant P_{cn}(t) \leqslant P_{bes} \\ \varepsilon_{bc}\varepsilon_{bd} = 0 \end{cases} \tag{20}$$

式中:μ_c,μ_d 分别为储能充、放电效率;$P_{bc}(t)$,$P_{bd}(t)$ 分别为第 t 时段充、放电功率;$P_{bc}(t)$ 包含 $P_{cl}(t)$,$P_{cf}(t)$,$P_{ch}(t)$;$P_{bd}(t)$ 包含 $P_{df}(t)$,$P_{dh}(t)$;$P_{cn}(t)$ 为储能功率总称;$P_{cc,\max}$ 为联络线功率限值;ε_{bc},ε_{bd} 为储能充放电的二进制数,限制储能的状态统一。

3.4 求解方法

遗传算法直接以目标函数作为搜索信息,通过概率化搜索方法自适应地调整寻优方向,适用于解决大规模复杂工程问题[17]。根据文中提出的光储系统运行策略,将求解遗传算法得到的各电价下每小时光伏出力值以及储能充放电功率调度值进行累加,从而确定光伏、储能的最优配置容量,如图 5 所示。其中,N_{gen} 为最大迭代次数。

4 实例分析

以南京地区某工、商业负荷为研究对象,利用负荷数据和当地峰谷分时电价,对工、商业企业光储系统进行容量优化配置,并对配置结果进行分析。

该地区四季光伏出力由式(14)—式(17)等比例缩放得到,典型工业用电负荷见图 6,不同企业峰谷分时电价见表 1,其余参数值见表 2。考虑并网情况,联络线功率为 500 kW。优化的变量包括光伏容量、储能容量及额定功率,以及各电价下储能的充放电功率。采用遗传算法,种群数量 M 为 50,N_{gen} 为 100,交叉率为 0.8,突变率为 0.02,配置结果如表 3 所示。

若工、商业企业不配置光储系统,全寿命周期用电成本分别为 11 035.2 万元,15 523.5 万元,单位用能成本分别为 0.855 元/W,1.185 元/W。对比分析可知,光储的配置有利于降低系统的用能成本。一方面光伏自发自用减少了上网购电费用;另一方面储能存储剩余光伏能量的同时,在低谷、平段电价时段购入电能以补偿光伏出力不足时负荷对电能

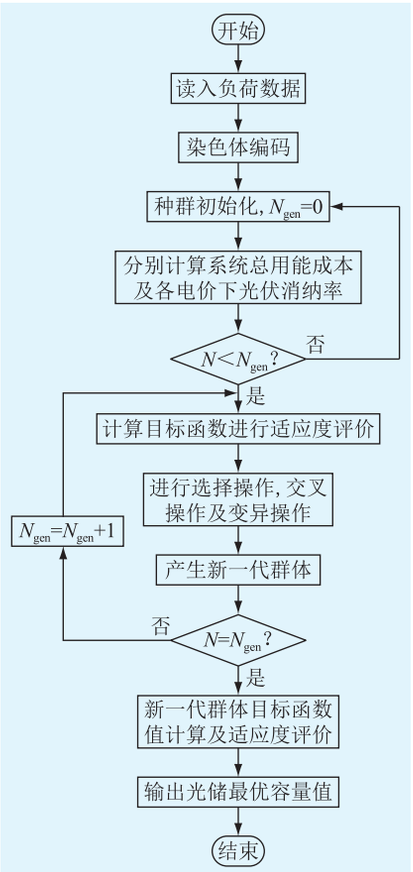


图 5　企业光储系统容量配置优化算法

Fig.5　Optimization algorithm for capacity allocation of enterprise optical storage system

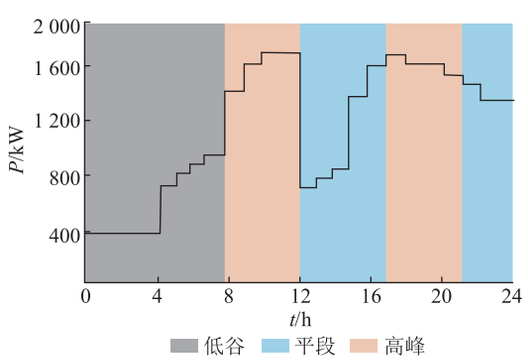


图 6　分时电价下工业负荷用电

Fig.6　Industrial load under time sharing price

表 1　不同负荷分时电价表

Table 1　Time-of-use tariffs with different loads

时段	工业		商业	
	时间	价格/[元·(kW·h)$^{-1}$]	时间	价格/[元·(kW·h)$^{-1}$]
高峰	08:00—12:00 17:00—21:00	1.044 7	10:00—15:00 18:00—23:00	1.378 2
平段	12:00—17:00 21:00—24:00	0.626 8	07:00—10:00 15:00—18:00	0.859 5
低谷	00:00—08:00	0.308 9	23:00—07:00	0.365 8

表 2　算例参数

Table 2　Parameters of examples

参数	数值	参数	数值
光伏单价/(元·kW^{-1})	4 500	通货膨胀率	0.015
储能容量单价/[元·(kW·h)$^{-1}$]	4 000	贴现率	0.09
储能功率单价/(元·kW^{-1})	1 000	荷电状态	0.1~0.9
光伏维护成本/[元·(kW·h)$^{-1}$]	5	充放电效率	0.86
储能维护成本/[元·(kW·h)$^{-1}$]	4	运行年限/a	20
储能置换成本/[元·(kW·h)$^{-1}$]	5 000	储能置换次数	2

表 3　光储系统不同负荷配置结果对比

Table 3　Load allocation results comparison in optical storage system

参数	考虑光伏四季出力		未考虑光伏四季出力	
	工业	商业	工业	商业
光伏消纳率/%	70.33	62.13	65.45	58.21
全寿命周期用能成本/万元	6 475.8	8 541.2	7 056.3	9 536.8
负荷全天用电量/(kW·h)	25 800	26 200	25 800	26 200
平均负荷功率/kW	1 075	1 092	1 075	1 092
单位用能成本/(元·W^{-1})	0.502	0.652	0.547	0.728
光伏最优容量/MW	1.452	0.672	1.783	0.983
储能最优容量/(MW·h)	0.925	1.482	1.324	1.856
储能额定功率/kW	250	450	300	500

的需求,极大地增加了系统的收益。此外,工、商业的日负荷用电量相差不大,工业的光伏装机容量明显大于商业,商业的储能装机容量大于工业,商业负荷集中在晚间,可通过较大容量的储能将日间光伏能量转移至晚间释放。工业负荷与光伏出力特性较为接近,故可配置较大容量的光伏,增设储能将午间因负荷用电量低而光伏出力较强时的剩余光伏电量得以存储,至高电价时释放,增加了系统的收益。由于目前储能成本较高,储能扩容导致的成本增长速度可能大于其所能带来的收益增长速度,因此具有相对大储能容量的商业用能成本也高。另外,文中考虑的光伏四季出力影响可有效减小光储配置容量,大幅减少因容量扩大带来的成本增加。

由于光伏四季出力差异,储能四季运行也具有相应的变化。以工业企业为例,储能四季运行情况如图 7 所示。根据提出的光储系统运行模式,在冬季光伏出力较薄弱时,在午间平段电价时段,储能增加从电网购入的电能,在春、秋季则减少企业购电费用,利用储能能量迁移特性提升企业用能经济性。

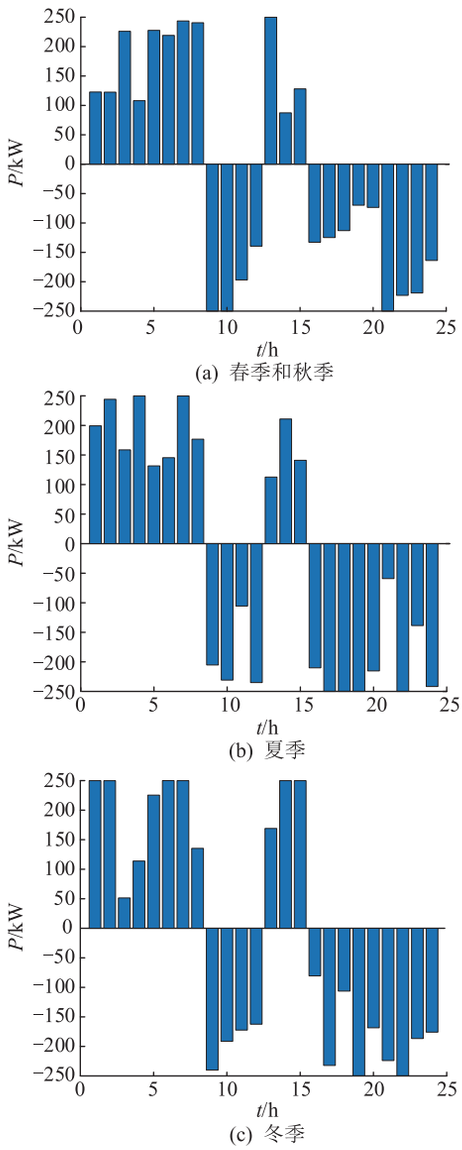


图 7 工业储能日充放电功率

Fig.7 Daily charge and discharge power of industrial energy storage

工、商业负荷特性不同,配置的光储容量不同,分时电价、储能投资成本也会影响系统的容量配置。针对分时电价和储能投资成本进行光储系统容量配置灵敏度分析。以工业负荷为例,峰谷分时电价与系统用能成本的关系,如图 8 所示。

当高峰电价提高 0.2 元/(kW·h),低谷电价减少 0.1 元/(kW·h),即峰谷电价差 0.3 元/(kW·h)时,光伏容量增加 5.6%,储能容量增加 8.1%,单位用能成本下降 2.2%;当高峰电价提高 0.4 元/(kW·h),低谷电价减少 0.2 元/(kW·h),即峰谷电价差 0.6 元/(kW·h)时,光伏容量增加 7.8%,储能容量增加 3.2%,单位用能成本下降 3.8%;当高峰电价提高 0.6 元/(kW·h),低谷电价减少 0.3 元/(kW·h),即峰谷电价差 0.9 元/(kW·h)时,光伏容量增加

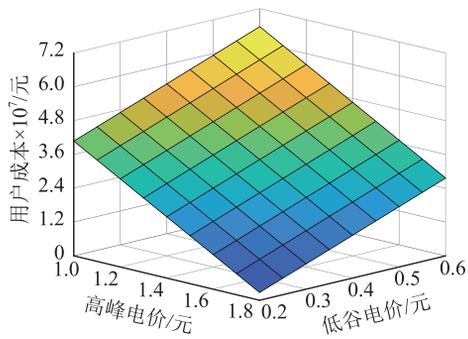


图 8 分时电价与用能成本关系

Fig.8 Relationship between time-shared price and energy consumption cost

9.2%,储能容量增加 9.3%,单位用能成本下降 4.6%。可见,随着电价差的增大,光伏、储能容量都会增加,用能成本减低,但下降速度逐渐减缓,与储能成本增长过快有关。因此,峰谷电价差的拉大可增大光储最优配置容量,进一步降低系统用能成本。

分析储能成本增长过快对用能成本的影响,以工业负荷为例,得到储能成本与系统单位用能成本的关系,如图 9 所示。用能成本随储能成本降低而减少,当储能成本下降至 1 500 元/(kW·h)时,系统用能成本将达到 0.386 元/W,该值未体现光伏成本降低的影响,实际单位用能成本会更低,故企业光储系统实现平价上网具有可行性。

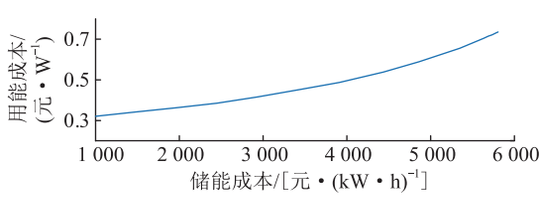


图 9 储能价格与用能成本关系

Fig.9 Relationship between energy storage price and energy consumption cost

5 结语

文中针对企业光储系统容量配置和优化运行问题,研究了光伏出力、负荷需求以及峰谷分时电价三者于不同时段的相关性对光储容量配置的影响,提出了基于分时电价的企业光储系统运行策略及容量配置原则,通过实例验证了模型的合理性。对系统灵敏度的分析表明:一方面,对于未来的企业投资者可通过合理的容量配置实现平价发电,取得与传统能源成本一致的优势;另一方面,国家可通过电价调节实现补贴退坡政策,进一步推动光储系统的健康发展。后期将继续研究多优化目标用户侧光储系统的优化调度策略以及光储系统平价上网的可行性指标。

参考文献：

[1] 李建林,修晓青,吕项羽,等. 储能系统容量优化配置及全寿命周期经济性评估研究综述[J]. 电源学报,2018,16(4):2-13.
LI Jianlin,XIU Xiaoqing,LYU Xiangyu,et al. Review on capacity optimization configuration and life cycle economic evaluation method for energy storage system[J]. Journal of Power Supply,2018,16(4):2-13.

[2] 吴杰,温晨阳,李珊,等. 基于分时电价的光伏-储能系统容量优化配置[J]. 电工电能新技术,2018,37(1):23-30.
WU Jie,WEN Chenyang,LI Shan,et al. Optimal allocation of PV and accumulator system based on time-of-use price[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2018,37(1):23-30.

[3] 阮启运,黄炜. 考虑季节性分时电价策略对分布式光伏消纳的影响[J]. 电工技术,2017,9(2):16-19.
RUAN Qiyun,HUANG Wei. Considering the influence of the seasonal TOU price strategy on distributed photovoltaic accommodation[J]. Electric Engineering,2017,9(2):16-19.

[4] HAFEZ O,BHATTACHARYA K. Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids[J]. Renewable Energy,2015,45:7-15.

[5] BAHRAMARA S,JAFARI F,RAHIMI-KIAN A,et al. Planning of a grid-connected smart micro-power system[C]//Proceedings of IEEE conference on Innovative Smart Grid Technologies-Asia. ISGT Asia,2016:1-5.

[6] MOHANTY P,BHUVANESWARI G,BALASUBRAMANIANR. Optimal planning and design of distributed generation based microgrids[C]//Proceedings of the 7th IEEE International Conference on Industrial and Information Systems. ICIIS,2015:1-6.

[7] 张子奇,郭彬,潘月,等. 陕西省典型行业日负荷曲线拟合方法[J]. 陕西电力,2014,42(5):61-64.
ZHANG Ziqi,GUO Bin,PAN Yue,et al. Typical industry daily load curve fitting method in Shaanxi province[J]. Shaanxi Electric Power,2014,42(5):61-64.

[8] 姜晓亮,李巍,吕项羽,等. 基于非参数核密度估计法的光储系统容量优化配置[J]. 高电压技术,2015,41(7):2225-2230.
JIANG Xiaoliang,LI Wei,LYU Xiangyu,et al. Optimization configuration of photovoltaic-storage system capacity based on non-parametric kernel density estimation[J]. High Voltage Engineering,2015,41(7):2225-2230.

[9] 傅金洲,孙鸣. 基于气候条件的光伏储能一体发电系统的能量管理策略[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(24):142-149.
FU Jinzhou,SUN Ming. Energy management strategy based on weather condition for photovoltaic-energy storage integrated power system[J]. Power System Protection and Control,2018,46(24):142-149.

[10] 薛伏申. 光储联合电站电价机制和运营模式研究[D]. 河北:华北电力大学,2018.
XUE Fushen. Research on the electricity price mechanism and operation modes of the photovoltaic-battery energy storage system based power plants[D]. Hebei:North China Electric Power University,2018.

[11] 熊雄,叶林,杨仁刚. 电力需求侧规模储能容量优化和经济性分析[J]. 电力系统自动化,2015,39(17):42-48.
XIONG Xiong,YE Lin,YANG Rengang. Power demand side scale energy storage capacity optimization and economic analysis[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(17):42-48.

[12] 吴峰,黄绮彦,史林军. 考虑优化充放电策略的分布式储能容量配置方法[J]. 供用电,2019,36(5):85-92.
WU Feng,HUANG Qiyan,SHI Linjun. Distributed energy storage system capacity configuration considering optimized charging and discharging strategy[J]. Distribution & Utilization,2019,36(5):85-92.

[13] 郝思鹏,张前,杨李星. 企业光伏系统容量的优化配置[J]. 广东电力,2019,32(6):1-6.
HAO Sipeng,ZHANG Qian,YANG Lixing. Optimal allocation of PV system capacity in enterprises[J]. Guangdong Electric Power,2019,32(6):1-6.

[14] 吴杰,温晨阳,李珊,等. 户用屋顶分布式光伏发电成本效益分析[J]. 电气技术,2018,19(8):35-38.
WU Jie,WEN Chenyang,LI Shan,et al. Cost-benefit analysis of distributed photovoltaic power generation for residential roofs[J]. Electrical Engineering,2018,19(8):35-38.

[15] 郑睿敏,谭春辉,侯惠勇,等. 用户侧电池储能系统容量配置探讨[J]. 电工技术,2020(5):60-62.
ZHENG Ruimin,TAN Chunhui,HOU Huiyong,et al. Discussion on capacity configuration of user-side battery energy storage system[J]. Electric Engineering,2020(5):60-62.

[16] ZHANG S X,CHENG H Z,ZHANG L B,et al. Probabilistic evaluation of available load supply capability for distribution system[J]. IEEE Transaction on Power Systems,2013,28(3):3215-3225.

[17] KUMAR Y V P,BHIMASINGU R. Renewable energy based microgrid system sizing and energy management for green buildings[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2015,3(1):1-13.

[18] 徐岩,何宸,付超,等. 多种调度模式下的光储电站经济性最优储能容量配置分析[J]. 太阳能学报,2019,40(6):1632-1640.
XU Yan,HE Chen,FU Chao,et al. Analysis of energy storage capacity allocation considering optimal economy of PV & battery cogeneration system under different schduling modes[J]. Acta Enerciae Solaris Sinica,2019,40(6):1632-1640.

作者简介：


郝思鹏

郝思鹏(1971),男,博士,教授,研究方向为主动配电网规划与运行(E-mail:63301300@qq.com);

张前(1995),女,硕士在读,研究方向为光储容量配置及优化运行;

周宇(1994),男,硕士,从事交直流电网协调控制相关工作。

Capacity configuration and optimal operation of enterprise optical storage system under time-shared price

HAO Sipeng[1,2], ZHANG Qian[1,2], ZHOU Yu[3], TANG Lei[1,2]

(1. School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China; 2. Key Construction Laboratory of Jiangsu Active Distribution Network (Nanjing Institute of Technology), Nanjing 211167, China; 3. State Grid Taizhou Power Supply Company of Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Taizhou 225309, China)

Abstract: In view of the common high energy cost problem of the enterprise optical storage system, considering the influence of the correlation of photovoltaic output, load demand and peak valley time-sharing price on the optical storage capacity allocation in different periods, based on the peak valley time-sharing price and storage state information, the system operation strategy and capacity allocation principle are determined based on the actual size of photovoltaic output and load. Based on the cost and benefit of each component, capacity allocation model with the lowest energy cost as the objective is established. The genetic algorithm is used to solve the optimization problem, and the optimal allocation capacity and operation strategy of optical storage are obtained. The validity of the model is validated by an example. In addition, the sensitivity analysis of the system shows that the future optical storage system planning can also select the appropriate capacity optical storage combination according to the change of time-sharing price and energy storage investment cost, which has practical engineering value.

Keywords: enterprise photovoltaic energy storage system; capacity allocation; energy cost; time-of-use price; optimal scheduling; sensitivity analysis

(编辑 吴楠)

(上接第 95 页)

Optimal configuration of abandoned mine pumped storage power station based on high proportion of renewable energy

TENG Song[1], LIU Yi[2], ZHONG Rui[2,3], ZHANG Jing[4], LIANG Rui[2,3]

(1. State Grid Xuzhou Power Supply Company of Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Xuzhou 221005, China; 2. Jiangsu Laboratory of Coal Mine Electrical and Automation Engineering, Xuzhou 221116, China; 3. School of Electrical and Power Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 4. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Maintenance Branch Company, Xuzhou 221006, China)

Abstract: The development of green and clean energy represented by wind and photovoltaic energy has become the trend of the times. At the same time, as the country deepens the process of coal de-capacity, a large number of coal mines have been abandoned, and research on waste mine management has received much attention. To this end, this paper firstly design the basic structure of the abandoned mine pumped storage station, and mathematically model the operating power and different operating conditions of the abandoned mine pumped storage station. On this basis, aiming at reducing the investment cost of abandoned mine pumped storage station, the operation and maintenance cost of mine distribution network system, and the penalty cost of abandoned wind and photovoltaic shortage and load shortage, the optimal configuration model of abandoned mine pumped storage station is constructed. The optimized configuration model is solved by a hybrid particle swarm and a simulated annealing algorithm. Based on the improved IEEE 14-node distribution network system, the test cases are established. The effects of the installed capacity of the waste mine and the access node on the objective function in different scenarios are compared. The effectiveness of the optimized configuration model and algorithm is analyzed and verified. Relevant parameters such as installed capacity and site selection of abandoned mine pumped storage station is determined.

Keywords: abandoned mine pumped storage station; mine distribution network system; optimized configuration; wind and photovoltaic energy; electrical energy substitution

(编辑 钱悦)