

电力市场环境下独立储能电站的运行策略研究

薛 琰¹,殷文倩²,杨志豪²,朱俊澎²

(1. 武汉供电公司,武汉 430077;2. 河海大学 能源与电气学院,南京 211100)

Study on operation strategy of independent energy storage power station in electricity market

XUE Yan¹, YIN Wen-qian², YANG Zhi-hao², ZHU Jun-peng²

(1. State Grid Wuhan Power Supply Company, Wuhan 430077, China; 2. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

摘要:如何最大化获取收益是电力市场环境下储能电站投资、运营亟需解决的重要问题。针对一个独立运营的储能电站,研究了其参与日前市场的优化运行策略。首先从我国电力市场建设政策方面分析了储能独立参与电力市场的可行性;然后,基于日前市场价格预测,建立了考虑预留备用容量的储能参与日前市场的运行策略模型,以储能在前日市场中的总收益最大为目标,优化其在运行当天各时段的出力结果和预留备用容量。算例结果表明,所提运行策略能够有效提高储能市场收益。

关键词:储能;电力市场;经济运行;备用;价格预测

Abstract: How to maximize market revenue is one of the key issues remaining exploring for investment and operation of energy storage station. Focusing on an independently operated battery energy storage (BES), an economic operation strategy in day-ahead market is presented. First, the feasibility for an independent BES to participate in electricity market is discussed through analyzing relevant policies issued in China. Then, based on market price forecast, the mathematical model of operation strategy is established with the objective of maximizing market revenues of the BES, including revenue from day-ahead energy market and reserving capacity, so that charging/discharging behavior and reserved capacity in the operating day can be optimized. Case study demonstrated that with operation strategy presented market revenue of the BES can be effectively improved.

Key words: battery energy storage; electricity market; economic operation; reserve; price forecast

中图分类号:TK018;TK02 文献标志码:A

由于响应快、配置灵活、控制精准等特点^[1],大规模电池储能在电网中能够实现快速调频、削峰填谷、提高电网稳定性等,近年来受到业界广泛关注。储能规模化应用成为电力系统发展的一个新的方向。

我国新一轮电力体制改革为储能独立运营、参与电力市场提供了平台。2016年6月,国家能源局下发《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作》的通知^[2],是我国第一个给予电储能参与调峰调频辅助服务身份的电力政策;2018年1月,南方监管局发布《南方区域电化学储能电站并网运行管理及辅助服务管理实施细则(试行)》^[3],指出储能可以按照独立参与AGC辅助服务市场、联合火电等发电企业提供辅助服务。储能作为一项新兴主体,在陆续出台的政策中逐渐被列为电力市场的参与主体,为储能实现商业化运行、

充分发挥其可提供多种类服务的潜力提供了可能。

在电力市场环境中,如何制定参与不同市场的优化运行策略、充分实现储能市场收益最大化,是未来储能电站运营面临的一大问题。目前对于电力系统中蓄电池储能经济优化运行与应用的相关研究大致可以分为以下几类:在发电侧与新能源发电系统联合运行以平滑出力波动^[4-5],在输配电侧用以提升电网可靠性与运行效率^[6],在配用电侧与分布式电源、用户负荷等组成虚拟电厂优化运行^[7]或参与实现家庭能效管理^[8-9]。这些研究重点在于如何通过储能充放电控制实现联合系统整体运行效果最优或经济效益最大,难以保证储能系统本身效益最大化。现阶段针对独立储能系统的优化运行、最大化独立储能系统市场收益的研究较少。文献[10]研究了单个电力市场价格波动环境下的储能充放电套利策略。在储能参与多个市场的运行策略方面,文献[11]以储能系统在前日市场中的收益最大化为目标,对储能在前日主能量市场、旋转备用市场和调频市场中各时段出力优化配置进行了研究。文献[12]在制定储能参与前日主能量市场和备用市场优化投标策略时考虑了未来实时市场中可能的出力调整。

收稿日期:2018-09-06;修回日期:2018-09-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目“基于双向辅助服务的主动配电网与微电网互动优化运行”(51807051);国网浙江省电力有限公司管理咨询项目“售电侧放开后售电公司电能质量监督管理机制研究”

作者简介:薛琰(1980),女,江苏无锡人,本科,工程师,主要从事电力系统建设项目管理工作;殷文倩(1993),女,江苏徐州人,硕士研究生,研究方向为智能配用电与电力市场。

电力市场化改革为储能电站独立参与电力市场提供了市场环境和政策支持。基于上述分析,本文针对一个独立运营的电池储能电站,基于市场价格预测,研究其参与日前市场的运行策略,通过优化储能在日前主能量市场中不同时段出力和预留备用出力,以期实现其总收益最大化。

1 背景与假设

本文针对储能独立参与日前主能量市场和日前辅助服务市场的运行策略开展研究。考虑到独立储能电站可参与调频和备用辅助服务市场,与参与主能量市场的电量存在有功耦合关系,可将主能量市场和辅助服务市场联合出清^[13]。

本文设置市场规则如下:储能根据日前主能量市场预测价格制定第2天各时段的充放电出力方案;根据日前备用辅助服务市场预测价格决策第2天各时段的预留备用容量。为简化研究,做出以下假设:①假设所在电力市场为市场库模式,发、用电交易集中进行,采用统一价格出清;②考虑到储能系统容量占主能量市场份额很小,假设储能的报价对市场出清的影响可以忽略,即储能仅作为市场价格接受者。

2 储能运行策略模型

考虑到场景集规模较大情况下计算时间与计算精度的折中,本文采用ARMA法^[14]生成场景集合 s ,并基于k-均值聚类方法进行场景聚类^[15],获得期望电价曲线。

2.1 目标函数

以储能在日前市场中市场收益最大化为目标,通过优化各时段的充放电功率和备用出力,实现储能在日前市场中的经济运行

$$\max B = B^e + B^r - C \quad (1)$$

式中: B 为储能系统在日前市场中的总收益期望; B^e 为储能系统在日前主能量市场中的收益期望; B^r 为储能系统预留一定容量参与备用容量市场的收益期望; C 为储能系统参与日前市场的运行成本。

(1) 日前主能量市场收益期望

储能在日前主能量市场中的收益取决于通过放电行为向市场售电的收益和通过充电行为向市场购电的成本。假设储能充电功率为正、放电功率为负,储能系统日前主能量市场收益期望为

$$B^e = - \sum_{s=1}^S \pi^s \sum_{t=1}^T (R_{t,c,s} P_{t,c} + R_{t,d,s} P_{t,d}) \Delta T \quad (2)$$

式中: π^s 为价格预测场景 s 发生的概率; $P_{t,c}$ 和 $P_{t,d}$ 分别为储能在日前主能量市场中 t 时段的充电和放

电功率; $R_{t,c,s}$ 和 $R_{t,d,s}$ 分别为场景 s 下日前主能量市场中 t 时段的充电和放电价格的预测值; T 为1天中总时段, ΔT 为时间间隔,取 $\Delta T = 1\text{ h}$, $T = 24\text{ h}$ 。

(2) 日前备用市场收益期望

储能在日前备用市场中的收益来源于其在各个时段的预留备用出力

$$B^r = - \sum_{s=1}^S \pi^s \sum_{t=1}^T (R_{t,r,s} P_{t,r} \Delta T) \quad (3)$$

式中: $P_{t,r}$ 为 t 时段预留备用; $R_{t,r,s}$ 为 t 时段的备用容量价格。

(3) 储能参与日前市场运行成本

储能参与日前市场的运行成本可简化描述为与实际充放电量相关的函数

$$C = \sum_{t=1}^T c_0 |\Delta E_t| \quad (4)$$

式中: c_0 为考虑充放电效率的单位电量成本; ΔE_t 为第 t 个时段内储能充电或放电电量。

2.2 约束条件

(1) 充放电功率约束

日前主能量市场充放电功率约束

$$\begin{cases} P_d^{\min} \leq P_{t,d} \leq P_d^{\max} \\ P_c^{\min} \leq P_{t,c} \leq P_c^{\max} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_d^{\min}$ 、 $P_d^{\max}$ 分别为独立储能系统的最小和最大放电功率; $P_c^{\min}$ 、 $P_c^{\max}$ 分别为独立储能系统的最小和最大充电功率。

备用容量市场充放电功率约束,本文仅考虑储能预留向上备用,则备用出力约束可以表示为

$$P_d^{\min} \leq P_{t,r} \leq P_d^{\max} \quad (6)$$

实际充放电功率约束

$$P_t^* = P_{t,c}^e + P_{t,d}^e + P_{t,r} \quad (7)$$

$$\begin{cases} P_c^{\min} \leq P_t^* \leq P_c^{\max} & P_t^* > 0 \\ P_d^{\min} \leq P_t^* \leq P_d^{\max} & P_t^* \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{t,r}$ 为储能参与备用容量市场充放电功率; P_t^* 为综合考虑日前主能量市场和备用容量市场后 t 时段的储能电站实际总充放电功率。

(2) 荷电状态约束

$$\Delta E_t = \begin{cases} P_t^* \Delta T \eta_c & P_t^* > 0 \\ P_t^* \Delta T / \eta_d & P_t^* \leq 0 \end{cases} \quad (9)$$

$$E_t = E_{t-1} + \Delta E_t \quad (10)$$

$$SOC_t = \frac{E_t}{E^N} \quad (11)$$

$$SOC^{\min} \leq SOC_t \leq SOC^{\max} \quad (12)$$

式中: η_c 和 η_d 分别为储能系统充电效率和放电效率; $SOC^{\max}$ 和 $SOC^{\min}$ 分别为储能系统最大、最小荷电状态; E^N 为储能系统额定容量; E_t 为 t 时段储能系统存储的电量。

(3) 日剩余电量水平约束

为保证储能系统在每一个运行周期都具备一

定的充放电能力,因此限制储能电站在运行周期始末状态的荷电状态之差在一个允许的小范围内^[6]

|SOC₀ - SOC_T| ≤ ΔS (13)

式中: SOC₀ 和 SOC_T 分别为储能在一天内的始末荷电状态; ΔS 为一个较小的正常数。

3 算例分析

3.1 算例参数

以一个独立运行的蓄电池储能电站为例,相关技术参数如下。

额定功率 P^N 为 8 MW;额定容量 E^N 为 32 MWh;充电效率 η_c 为 0.95;放电效率 η_d 为 0.95;单位运行成本 c_0 为 1.5 美元/MWh;最大荷电状态 SOC^{max} 为 1.0;最小荷电状态 SOC^{min} 为 0.1;初始荷电状态 SOC_0 为 0.5;始末荷电状态之差最大值 ΔS 为 0.1。

根据某地区 2017 年 1 月日前市场价格数据^[16],采用 ARMA 预测和 k-均值聚类方法进行价格预测。该日前市场某 1 日实际价格数据和预测价格数据分别如图 1 和图 2 所示。

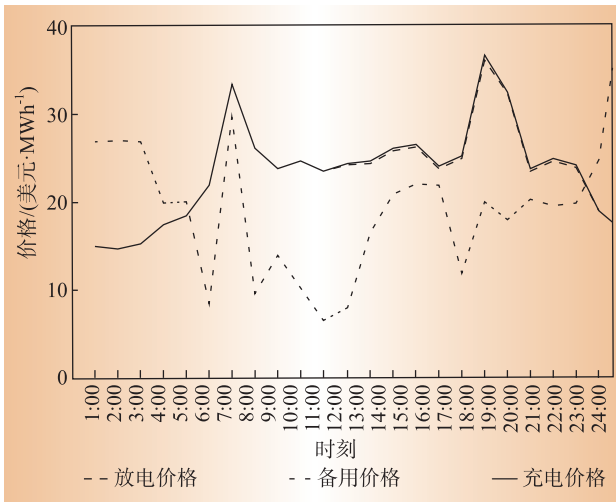


图1 某地区日前市场价格实际数据

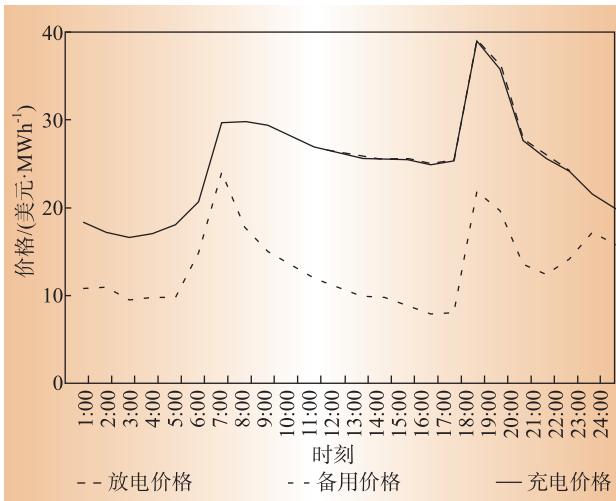


图2 预测市场价格

3.2 算例结果及分析

为更好地体现本文所提策略的可行性和有效性,设置如下 3 种案例。案例 1:在价格预测的基础上制定储能运行策略;案例 2:基于真实价格制定储能仅参与日前主能量市场的运行策略,不考虑预留备用容量;案例 3:基于真实价格制定储能日前市场的运行策略,同时考虑预留备用容量。

3 种案例下储能运行出力曲线及对应的市场期望收益如图 3 和表 1 所示。

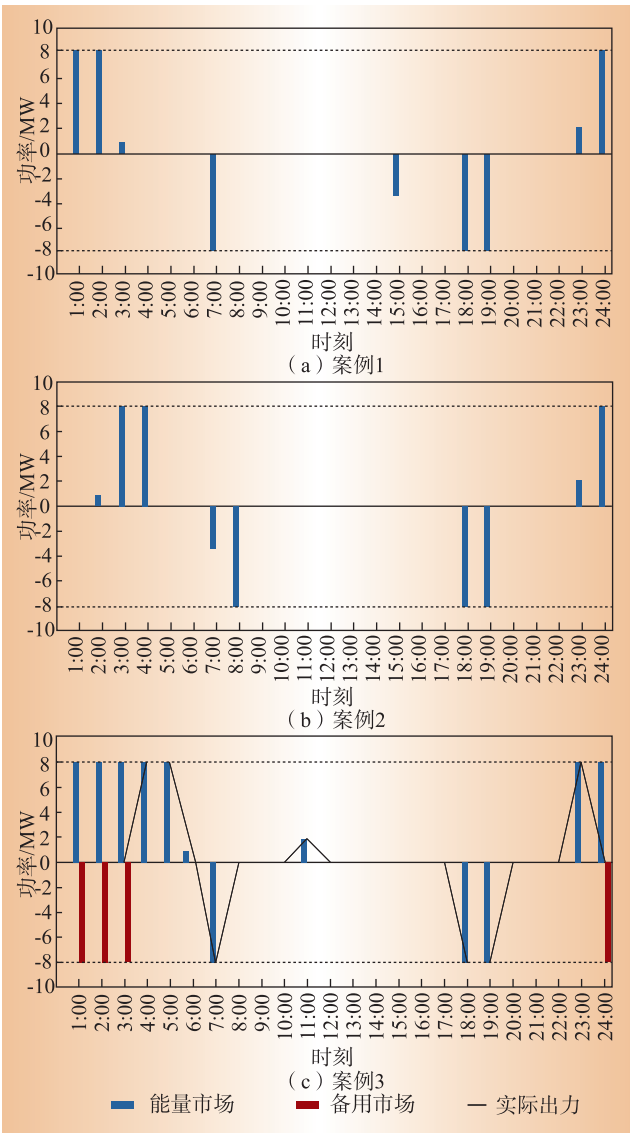


图3 不同案例中储能充放电结果

表1 不同案例中储能的市场收益

					美元
		主能量 市场	备用 市场	运行 成本	总收益
案例1	期望收益	450.87	0	54.40	396.47
	实际收益	417.50	0	54.40	363.10
案例2		475.28		81.60	393.68
案例3		-185.28	930.48	75.91	669.28

对比储能不同案例中的出力结果和市场收益可以看出:案例1中,由于出现较大预测偏差,备用价格始终低于主能量市场放电价格,因而储能没有预留备用容量,且最终实际收益小于期望收益。案例3中,在备用价格高于购售电价格的时刻,储能选择参与主能量市场进行充电、同时留出容量参与备用市场。通过在日前主能量市场价格较低时充电,保障其有充裕的存储电量来提供备用。储能日前主能量市场中收益为负、在日前备用市场中收益较高。而案例2中,当储能仅参与日前主能量市场时,其市场收益低于同时参与日前主能量市场和日前备用市场,这是因为部分时段备用市场价格较高,为储能放电提供了更好的套利机会。对比案例2和案例3可以发现,同时参与多个市场的情况下,储能可以获得更高的市场收益;对比案例1和案例3可以看出,当各时段预测价格存在不同程度误差时,储能实际收益小于期望收益。

储能的市场收益随各时段市场价格的变化情况如图4所示。当日前市场价格整体变动时,在其仍大于单位充放电量成本的情况下,对储能的充放电策略不产生影响,且储能实际收益等于期望收益,储能能够以最优的充放电策略获得最大化市场收益。

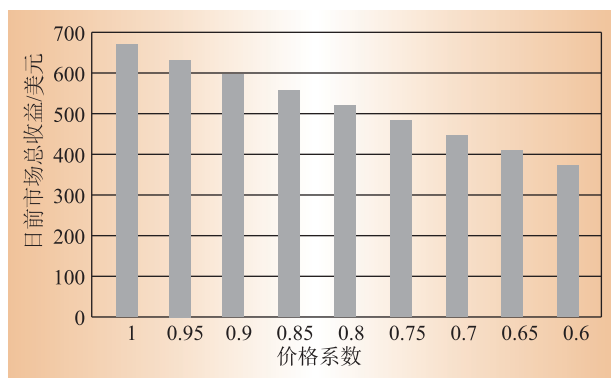


图4 市场收益随价格水平变化情况

4 结束语

本文研究了电力市场环境考虑备用容量时储能参与日前市场的运行策略。研究发现,同时参与多个市场能够为独立运营的储能带来更高的市场收益。此外,价格预测误差对储能运行策略和市场收益有着不同程度的影响。本文工作对于电力市场环境独立运营的储能电站挖掘自身潜力、提供多重服务、实现更高市场获利具有一定的借鉴意义。D

参考文献:

- [1] 蒋凯. 电力储能技术进展与挑战[J]. 电力需求侧管理, 2017, 19(4): 1-5.
- [2] 国家能源局监管局. 国家能源局关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知[Z], 2016.
- [3] 国家能源局. 完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案(国能发监管[2017]67号)[Z], 2017.
- [4] 刘皓明, 陆丹, 杨波, 等. 可平抑高渗透分布式光伏发电功率波动的储能电站调度策略[J]. 高电压技术, 2015, 41(10): 3 213-3 223.
- [5] 杨可林, 黄瑞雯, 刘皓明. 平滑光伏功率波动的储能系统充放电控制策略研究[J]. 电力需求侧管理, 2015, 17(2): 17-21.
- [6] Hu Z, Zhang F, Li B, Transmission expansion planning considering the deployment of energy storage systems[C]// 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2012, 1-6.
- [7] 冯其芝, 喻洁, 李扬, 等. 考虑分时电价的虚拟发电厂调度策略[J]. 电力需求侧管理, 2014, 16(4): 1-5.
- [8] 王尉杰, 刘皓明, 杨志豪, 等. 基于需求响应的家庭能效管理优化调度[J]. 电力需求侧管理, 2017, 19(3): 15-20.
- [9] 高琳, 王志新, 邹建龙, 等. 基于分布式光伏电站和储能系统的家庭能效管理策略研究[J]. 电力需求侧管理, 2017, 19(2): 20-24.
- [10] Shafiee S, Zareipour H, Knight A M, et al. Risk-constrained bidding and offering strategy for a merchant compressed air energy storage plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 946-957.
- [11] 苏峰, 张贲, 史沛然, 等. 考虑调频绩效机制下储能能在多市场中的最优投标策略研究[J]. 电力建设, 2016, 37(3): 71-75.
- [12] Akhavan-Hejazi H, Mohsenian-Rad H. Optimal operation of independent storage systems in energy and reserve markets with high wind penetration[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2): 1 088-1 097.
- [13] Sardou I, Khodayar M E, Khaledian K, et al. Energy and reserve market clearing with microgrid aggregators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(6): 2 703-2 712.
- [14] 董文略. 基于合作博弈的虚拟电厂与配电网协调调度研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2016.
- [15] 丁明, 解蛟龙, 刘新宇, 等. 面向风电接纳能力评价的风资源/负荷典型场景集生成方法与应用[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4 064-4 071.
- [16] ERCOT. ERCOT market prices[EB/OL]. [2017-08-30]. <http://ercot.com/mktinto/prices>.

(本栏责任编辑 李雅超)