

储能技术经济性分析



储能电池系统提供 AGC 调频的机会成本建模与市场策略

时 雨¹, 张 忠², 杨晶莹¹, 钱 薇², 李 昊¹, 赵 祥¹, 杨欣桐¹

(¹国网吉林省电力有限公司经济技术研究院, 吉林 长春 130000; ²大连理工大学
电气工程学院, 辽宁 大连 116024)

摘 要: 在“双碳”背景下, 可再生能源发电在电网中的比重越来越高, 电力系统的 AGC 调频、备用等辅助服务需求也显著增加。储能电池系统作为一种新型灵活资源, 在提供辅助服务方面潜力巨大。同时, 储能电池系统也面临着参与电能量市场与辅助服务市场的收益权衡问题。为此, 本文以锂电池储能电池系统为例, 基于机会成本概念, 提出了储能电池系统提供 AGC 调频的机会成本分析与建模方法; 进而提出了储能电池系统参与电能量市场与 AGC 调频市场运行策略。算例分析表明, 储能电池系统提供 AGC 调频的边际机会成本随申报容量的增加而增加, 因此, 当 AGC 调频容量的边际机会成本与 AGC 调节成本之和等于 AGC 调频补偿价格时, 储能电池系统的总收益达到最大。

关键词: 锂电池储能; AGC 调频; 机会成本; 电能量市场; 市场策略

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0581

中图分类号: TM 622

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2022) 07-2366-08

Opportunity cost modelling and market strategy of energy storage participating in the AGC market

SHI Yu¹, ZHANG Zhong², YANG Jingying¹, QIAN Wei², LI Hao¹, ZHAO Xiang¹, YANG Xintong¹

(¹Power Economic Research Institute of Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130000, Jilin, China;

²School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, Liaoning, China)

Abstract: In the context of "Double Carbon," the penetration of renewable energy generation in the electricity grid is increasing. It advocates for increased AGC frequency control and reserve services requirements. As a newly emerging flexible resource, energy storage has great potential to provide ancillary services. Simultaneously, it faces a trade-off issue between the energy and ancillary service markets. In this context, an opportunity cost analysis approach for lithium battery energy storage in delivering AGC service is provided. An effective capacity allocation mechanism for energy storage between the energy and AGC markets is provided. Case studies reveal that the marginal opportunity cost of AGC capacity for energy storage increase with the growth of the declared AGC capacity. As a result, the return from energy storage is maximized when the marginal opportunity cost of AGC capacity equals the compensation price for AGC frequency control.

Key words: lithium battery energy storage; AGC frequency regulation; opportunity cost; energy market; market strategy

“双碳”目标下, 新能源发电装机容量逐年攀升。虽然目前我国的电力来源结构中, 火电、水电发电形式仍占较大比重^[1], 但这一比重将逐渐降低。2020年煤电发电装机容量占比下降至49.1%, 非化石能源装机容量升高至44.8%。以风能、太阳能为代表的可再生能源发电具有较大的不确定性与波动性, 使得电力系统的调频、备用等辅助服务需求显著增加。

为了维护电力系统的安全稳定运行, 减少新能源发电对电网运行的不利影响, 辅助服务市场将进一步扩大, 以挖掘和激励更多的辅助服务资源。储能电池系统作为一种新型灵活资源, 在提供辅助服务方面潜力巨大。然而, 储能电池系统具有充、放特性, 其表现为负荷、电源双重角色。同时又是电能量市场与辅助服务市场的重要参与者, 因此, 储能电池系统参与电能量市场与辅助服务市场的决策和效益分析问题变得较为复杂。本文以机会成本概念为基础, 为储能电池系统参与AGC调频辅助服务的决策问题提供了一种分析与解决方法。

电源侧的辅助服务资源已难以满足新形势下电网调峰、备用等需求。因此, 世界范围内越来越重视储能与需求侧灵活资源参与辅助服务市场。英国电网公司^[2]已经明确定义了储能与负荷响应的频率响应产品。相关文献对储能电池系统以及负荷侧参与辅助服务的运行和收益问题开展了初步的研究^[3-6]。

针对储能电池系统提供辅助服务的技术可行性已开展了较多的研究。文献[7]提出了一种基于分布式自主控制的、蓄电池储能用于频率调节的实现方案, 该方案根据实时频率变化, 确定蓄电池储能与可再生能源系统的最优控制方案。文献[8]提出了风能转换系统(WECS)和压缩空气储能系统(CAES)的协同控制框架, CAES在充放电模式下参与频率调节, 减轻风电不确定性对电网频率的影响。文献[9]为了提高AGC的动态响应性能, 以总功率偏差最小和调频里程成本最小为目标, 建立了考虑储能电池系统参与调频的双目标互补控制模型, 基于灰色目标决策理论, 提出了兼顾运行经济性和电能质量的综合调度方案。文献[10]在考虑储能设备的老化成本的基础上, 以获得最大调频收益为目标, 提出了储能电池系统提供调频服务的控制方法。文献[11]对比了火电机组和储能系统的调频性能, 得出了储能电池系统调频具有响应速度快、

稳定性高的优势的结论。

市场层面上, 已开展了考虑储能参与的市场规则和建模等研究。文献[12]提出了分布式储能聚合商参与调峰辅助服务市场的交易模式。文献[13]考虑了储能电站对电力市场的影响, 提出了一种考虑需求响应和储能设备的市场出清方案, 实现了日前市场与实时市场的出清。文献[14]在加利福尼亚独立系统运营商的市场规则的背景下, 研究了储能电站与电动汽车参与调频市场的运行策略, 以及如何最小化总成本价。文献[15]考虑了调频性能指标, 构建了风光水火储等多类型电源参与调频市场、采用顺序竞价模式和边际价格进行结算出清, 验证了风光水火储等多类型电源参与调频有利于提高系统的调频性能。

综上, 相关文献从技术角度和市场总体层角度开展了储能电池系统参与辅助服务的分析与建模。然而, 储能电池系统将逐渐成为独立的市场参与单元, 并完成市场决策, 其参与电能量市场并提供辅助服务的成本和收益问题还有待进一步研究。锂电池作为典型的储能电池类型之一, 也逐渐成为重要的辅助服务提供单元。本研究以锂电池为例, 以机会成本为理论基础, 研究储能电池提供调频辅助服务的成本, 进而提出储能电池系统参与电能量市场与调频市场的最优运行策略。

1 锂电池储能的AGC调频特性分析

1.1 锂电池储能特性分析

电化学储能技术较为成熟, 已被大规模应用, 其安全性和环境友好性得到了很大的提升, 成本也逐步下降, 在电力系统应用中逐渐占据领先地位^[16]。锂电池储能具有低自放电、充电效率高、循环寿命长、无记忆效应等特点。

文献[11]对相同装机容量的火电机组和储能电池系统的调频响应速度指标开展了测试并发现: 在相同扰动下, 储能响应频率偏差并达到稳定出力状态所需的时间约为1 s, 而火电机组所需的时间约为6 s。并且火电机组在调节过程中出现了一定的超调现象, 而储能电池系统调节过程的超调现象并不明显, 表明储能电池系统具有较好的频率响应性能。锂电池储能系统的快速响应能力为电力系统在频率波动初期提供一定的有功功率补偿, 使系统较快地响应频率偏差, 减少频率的最大偏移量。

1.2 锂电池储能的调频原理分析

锂电池储能系统通过入网变流器的功率控制实现频率响应控制,从而达到频率调整目的。储能系统实现频率调节功率,需要经过两个环节的控制过程^[11]。

(1) DC/AC变流器控制

DC/AC变流器控制包括内环控制和外环控制两部分。内环控制为内环电流的解耦控制,外环控制可实现综合惯性控制、下垂控制。

锂电池储能系统响应电力系统频率偏差的控制方法中,有功-频率下垂控制是较为常用的控制方法之一,其有功增量与频率偏差满足如下关系:

$$\Delta P_{s,t} = -\Delta f_t / \delta_s \quad (1)$$

式(1)中, $\Delta P_{s,t}$ 表示 t 时刻储能的有功增量; Δf_t 为 t 时刻系统的频率偏差; δ_s 为储能调差系数。

储能系统吸收或释放的有功功率是由频率偏差和调差系数决定的。当系统的频率偏差大于其设定限值时,储能吸收或释放的有功功率将发生变化。考虑到锂电池储能的过充电和过放电能力差,所以其荷电状态应被限制在 $[\text{SOC}_{\min}^{\text{es}}, \text{SOC}_{\max}^{\text{es}}]$ (一般为 10%~90%) 区间内。

(2) 锂电池储能运行状态控制

对于传统电源,受其物理特性的限制,其输出功率变化量的最大值为其额定功率的大小。而锂电池储能系统在调频时,理论上调节范围为全功率调节,即在 $[-P_{\max}, P_{\max}]$ 范围内变化。

2 锂电池储能的运行建模

2.1 锂电池储能的运行建模

锂电池储能系统在电力系统运行中,需要考虑其最大充放电功率的限制和荷电状态(state of charge, SOC)限制,由于储能系统具有较快的调节速率,一般不考虑其爬坡约束。储能系统在运行调度建模中的最大充放电功率约束、荷电状态的连续性约束,以及荷电状态上、下限约束:

$$0 \leq p_{\text{ch},t}^{\text{es}} \leq p_{\text{ch},\max}^{\text{es}} \quad (2)$$

$$0 \leq p_{\text{dch},t}^{\text{es}} \leq p_{\text{dch},\max}^{\text{es}} \quad (3)$$

$$\text{SOC}_t^{\text{es}} = \text{SOC}_{t-1}^{\text{es}} + p_{\text{ch},t}^{\text{es}} \eta_{\text{ch}} T - p_{\text{dch},t}^{\text{es}} / \eta_{\text{dch}} T \quad (4)$$

$$\text{SOC}_{\min}^{\text{es}} \leq \text{SOC}_t^{\text{es}} \leq \text{SOC}_{\max}^{\text{es}} \quad (5)$$

式(2)~(5)中, $p_{\text{ch},t}^{\text{es}}$ 、 $p_{\text{dch},t}^{\text{es}}$ 分别为储能系统的充、放电功率变量; $p_{\text{ch},\max}^{\text{es}}$ 、 $p_{\text{dch},\max}^{\text{es}}$ 分别为储能系统的最大充、放电功率; SOC_t^{es} 为储能系统的荷电

状态; η_{ch} 、 η_{dch} 分别为储能系统的充、放电效率; $\text{SOC}_{\min}^{\text{es}}$ 、 $\text{SOC}_{\max}^{\text{es}}$ 分别为储能系统允许荷电状态的上、下限; T 为调度的时间步长。

由于储能系统不能既充电且放电,可以通过增加两个“0-1”变量及其互斥约束,使得充放电功率不同时为非零值,因此需将式(2)、(3)替换为式(6)、(7):

$$0 \leq p_{\text{ch},t}^{\text{es}} \leq b_{\text{ch},t} p_{\text{ch},\max}^{\text{es}} \quad (6)$$

$$0 \leq p_{\text{dch},t}^{\text{es}} \leq b_{\text{dch},t} p_{\text{dch},\max}^{\text{es}} \quad (7)$$

$$b_{\text{ch},t} + b_{\text{dch},t} \leq 1 \quad (8)$$

式(6)~(8)中, $b_{\text{ch},t}$ 、 $b_{\text{dch},t}$ 分别为储能的充、放电状态。

上述锂电池储能系统的运行约束将作为含储能的电能市场出清问题的约束条件的一部分。

2.2 锂电池储能系统参与电能市场的收益建模

在电能市场中锂电池储能系统在电价较低时充电、在电价较高时放电来获得最大的收益。锂电池储能系统的净收益为其充、放电收益减去其运行折旧与运行维护成本。

(1) 运行成本

锂电池的运行寿命与放电深度有关,文献[17]提出了如式(9)所示的锂电池运行折旧成本模型:

$$C_{D,t} = \frac{C_i}{2N_{\text{life}} Q_0} (p_{\text{ch},t}^{\text{es}} + p_{\text{dch},t}^{\text{es}}) T \quad (9)$$

式(9)中, $C_{D,t}$ 锂电池储能系统的运行折旧成本; C_i 为锂电池储能系统的初始投资费用, N_{life} 为锂电池储能系统的平均循环寿命, Q_0 为锂电池储能系统的额定容量。

锂电池储能系统在充、放过程中,储能系统的设备运行维护会产生费用,单位时间的运行维护成本和充、放电功率有关:

$$C_{M,t} = K_{M,t} (p_{\text{ch},t}^{\text{es}} + p_{\text{dch},t}^{\text{es}}) T \quad (10)$$

式中, $C_{M,t}$ 为 t 时段储能设备的运行维护成本, $K_{M,t}$ 为系统运行维护成本系数。

(2) 运行收益

锂电池储能系统的运行收益是指在一定运行周期内,放电的收益减去充电的费用和总运行成本。以一天作为一个周期,并分为 N 个时段,则一天内储能的收益为:

$$f^{\text{es}} = \sum_{t=1}^N (p_{\text{dch},t}^{\text{es}} \lambda_t - p_{\text{ch},t}^{\text{es}} \lambda_t - C_{D,t} - C_{M,t}) T \quad (11)$$

式(11)中, λ_t 为 t 时段的电价。

3 锂电池储能提供调频的机会成本分析与市场策略

3.1 电能量市场模型

锂电池储能系统提供辅助服务的机会成本来自于电能量市场中收益损失量。为此, 建立了电能量市场的出清模型, 包含火电机组、风电机组、锂电池储能系统和负荷。

以系统总运行成本最小为目标, 包括火电机组发电成本、储能系统的运行成本:

$$(P)\min f = \sum_{t=1}^N \sum_{i=1}^{n_g} \text{Cost}_{i,t}^g + \sum_{t=1}^N (C_{D,t} + C_{M,t}) \quad (12)$$

$$\text{Cost}_{i,t}^g = a_i^g + b_i^g p_{i,t}^g + c_i^g p_{i,t}^{g^2} + u_i^g x_{i,t}^g \quad (13)$$

式(12)中, 第一项为传统火电机组的发电成本, u_i^g 为火电机组的启动费用; 第二项包括储能系统的运行折旧费用 $C_{D,t}$ 和运行维护费用 $C_{M,t}$, 分别见公式(9)、(10)。

电量平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{n_g} p_{i,t}^g + p_t^{\text{re}} + p_{\text{ch},t}^{\text{es}} - p_{\text{ch},t}^{\text{es}} = L_t \quad (14)$$

式(14)中, L_t 为系统负荷功率; p_t^{re} 为新能源的出力变量。

火电机组出力上、下限约束:

$$b_{i,t}^g P_{i,\min}^g \leq p_{i,t}^g \leq b_{i,t}^g P_{i,\max}^g \quad (15)$$

火电机组爬坡约束:

$$p_{i,t}^g - p_{i,t-1}^g \leq \Delta P_{i,\max}^{g,u}, \forall i, t \quad (16)$$

$$p_{i,t-1}^g - p_{i,t}^g \leq \Delta P_{i,\max}^{g,d}, \forall i, t \quad (17)$$

火电机组启停约束:

$$b_{i,t}^g - b_{i,t-1}^g = x_{i,t}^g - y_{i,t}^g, \forall t \quad (18)$$

$$\sum_{r=\max\{1,t-U_i+1\}}^t x_{i,r}^g \leq b_{i,t}^g, \forall t \quad (19)$$

$$\sum_{r=\max\{1,t-D_i+1\}}^t y_{i,r}^g \leq 1 - b_{i,t}^g, \forall t \quad (20)$$

式(15)~(20)中, $b_{i,t}^g$ 表示机组的运行状态变量; $P_{i,\min}^g$ 、 $P_{i,\max}^g$ 为机组的最大、最小技术出力; $\Delta P_{i,\max}^{g,u}$ 、 $\Delta P_{i,\max}^{g,d}$ 分别为机组的最大向上、向下爬坡速率; $x_{i,t}^g$ 、 $y_{i,t}^g$ 分别表示机组的开机、停机状态变量; U_i 、 D_i 为机组的最小开、停机时间。

新能源出力约束:

$$0 \leq p_t^{\text{re}} \leq P_t^{\text{re}} \quad (21)$$

式(21)中, P_t^{re} 为新能源发电的预测出力。

市场出清模型还包括锂电池储能运行约束, 即式(4)~(8)。上述电量平衡约束、火电机组特性约

束、新能源出力约束及锂电池储能系统运行约束一起构成了电能量市场出清优化问题的可行域, 保证市场出清结果的实际可行性。

3.2 锂电池储能提供AGC辅助服务的机会成本

机会成本在经济学上是指某种经济资源由于用于生产一种产品而放弃生产其他产品可获得的最大收益。之所以要考虑机会成本, 本质上是因为这种资源是稀缺的, 并且它可以有另外的用途, 如果这种资源是饱和状态, 那么它用于某种生产的机会成本为零。机会成本可以帮助决策者对资源做出合理的配置, 使理论上的收益能最大化。

锂电池储能系统提供调频服务的机会成本是指储能系统由于提供调频辅助服务而在电能量市场中减少的收益, 如式(22), 储能系统不提供调频服务时在电能量市场中的收益减去储能系统提供一定调频容量后在电能量市场中的收益, 即为储能提供调频容量的机会成本。

$$C_{\text{OP}} = Pr_e - Pr'_e \quad (22)$$

式中, C_{OP} 表示储能提供一定容量调频容量的机会成本, Pr_e 表示储能不提供调频服务时在电能量市场中的收益, Pr'_e 储能提供一定容量调频容量后在电能量市场中的收益。

本研究中考考虑储能在AGC调频市场中采用对称报价策略, 即申报的向上、向下AGC容量相同, 价格也相等。在电能量市场中, 锂电池储能系统提供AGC调频辅助服务机会成本分析模拟计算流程为:

- (1) 输入各电源、储能和负荷参数;
- (2) 建立含储能系统电能量市场优化出清模型, 即公式(4)~(10)、(12)~(21);
- (3) 利用Cplex求解器完成上述优化问题的求解; 并计算储能系统在电能量市场中收益 Pr_e ;
- (4) 考虑储能系统参与AGC调频市场并预留一定的向上、向下AGC调频容量, 本研究中采用对称申报模式, 即向上、向下AGC申报容量相等 ($R_u=R_d$); 考虑预留AGC容量后, 锂电池储能系统在电能量市场中的运行边界将发生变化, 因此, 需要更新其充、放电功率上限与荷电状态上、下限;
- (5) 重新优化并计算储能在电能量市场中收益 Pr'_e ;
- (6) 计算储能提供AGC调频容量的机会成本, 即为 $Pr_e - Pr'_e$;

3.3 锂电池储能系统的市场策略分析

锂电池储能系统可以同时参与电能量市场和辅助服务市场,需要预留出一部分容量,以备AGC的调用,而储能一般有荷电状态上、下限的约束,所以储能除了要预留功率容量外,还需预留电量裕度,即荷电状态的上、下限:

$$\text{SOC}_{\min}^{\text{es}'} = \text{SOC}_{\min}^{\text{es}} + R_U t_{\text{AGC}} \quad (23)$$

$$\text{SOC}_{\max}^{\text{es}'} = \text{SOC}_{\max}^{\text{es}} - R_D t_{\text{AGC}} \quad (24)$$

式中, $\text{SOC}_{\max}^{\text{es}'}$ 、 $\text{SOC}_{\min}^{\text{es}'}$ 分别为锂电池储能预留AGC容量 R_U 、 R_D 后,参与电能量市场的荷电状态的上、下限; t_{AGC} 表示调用时要求的AGC持续运行时间,例如 10 min。

储能提供AGC辅助服务包括两部分功能,即提供AGC容量与AGC实时调节服务,前者的成本表现为机会成本,后者的成本表现为频繁的功率调节对锂电池储能寿命的影响,产生了折旧成本。若已知储能的AGC调节量,可利用公式(9)计算相应的折旧成本。然而电网中AGC调节工况复杂多变,难以预测。因此,可以通过经验法评估一段时间内储能提供AGC的功率调节量,进而折算出单位AGC调节容量对应的运行调节成本,用符号 C_{Reg} 表示,本研究主要讨论储能提供辅助服务的市场策略,仅在分析模型考虑AGC调节成本 C_{Reg} ,对其提供AGC调节服务的实际成本不作具体测算。

储能系统参与电能量市场和辅助服务市场时,其功率和电量容量有两种选择,参与电能量市场进行电量交易获利,或者参与AGC辅助服务市场获得补偿收益。为了实现最优的市场决策,可以通过比较单位容量的机会成本、AGC调节成本之和与AGC补偿价格的大小做出决策。例如,若每小时AGC补偿价格为0.16元/kW,单位容量储能的机会成本为0.15元/kW,AGC调节成本0.02元/kW,两者之和为0.17元/kW,大于AGC补偿价格,说明储能系统提供AGC服务的收益小于参加电能量市场的获利,因此,将不参与AGC市场;若单位容量的机会成本为0.12元/kW,与AGC调节成本之和为0.14元/kW,小于调频补偿价格,说明通过参与调频市场可以获得更多的收益,因此,将参与AGC市场。

值得注意的是,如果储能系统的容量相对于整个电力系统来说很小,则其对电能量市场出清电价的影响可以忽略不计。本研究将逐次计算锂电池储

能提供不同AGC调频容量下的机会成本,然后根据AGC机会成本、AGC调节成本之和与AGC补偿价格的大小,做出参与电能量市场和辅助服务市场的决策。只要单位AGC容量的机会成本与AGC调节成本之和小于AGC补偿价格,储能系统就可以通过参与AGC市场获得更多收益。因此,选取机会成本小于AGC补偿价格下的最大AGC可申报容量,作为最优决策,该市场策略的流程如图1所示。

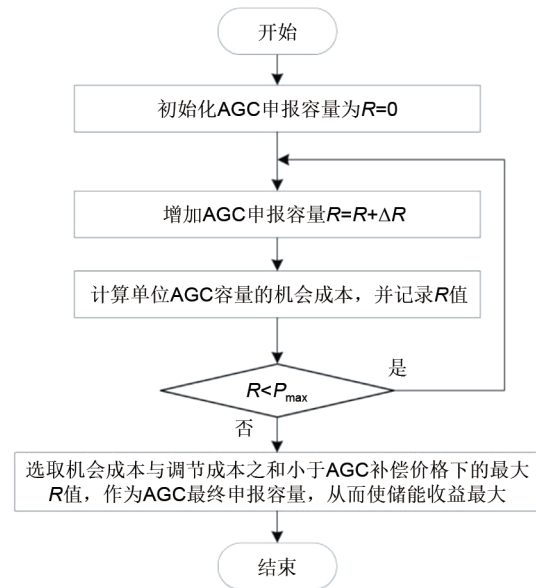


图1 锂电池储能参与市场的决策流程

Fig. 1 Decision-making process for lithium battery in the market

4 算例分析

4.1 算例介绍

基于改进的IEEE 6节点系统开展算例分析,如图2所示。该系统中包含3台常规机组:G1、G2、G3,分别接在编号为1、2、6号节点上;1个风电场(WT)接在编号为4的节点上;1个容量

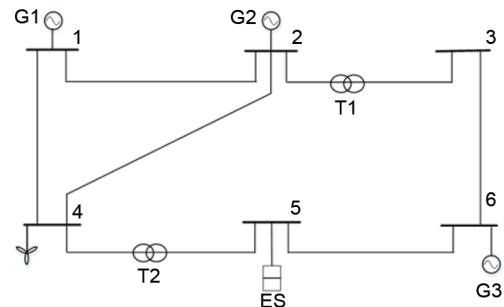


图2 IEEE 6节点算例系统单线图

Fig. 2 Single-line diagram of IEEE 6-bus system

为 20 MW/100 MWh 的锂电池储能系统接在编号为 5 号节点上。三台常规机组参数见表 1，包括最大、最小技术出力参数、发电成本二次函数系数、燃料价格、以及各常规机组所能提供的 AGC 容量。

表 1 三台常规机组参数
Table 1 Parameters of three conventional units

| 机组 | 最小出力/MW | 最大出力/MW | 二次费用函数系数 | | | 燃料价格/(\$/MBtu) |
|----|---------|---------|----------|--------------|----------------------------|----------------|
| | | | a/MBtu | b/(MBtu/MWh) | c/(MBtu/MWh ²) | |
| G1 | 90 | 220 | 176.9 | 13.5 | 0.0004 | 5 |
| G2 | 10 | 100 | 129.9 | 32.6 | 0.001 | 5.5 |
| G3 | 10 | 20 | 137.4 | 17.6 | 0.005 | 5.2 |

4.2 电能量市场出清结果

锂电池储能全部容量参与能量市场的出清结果如图 3~图 4 所示，市场出清电价由常规发电机组的边际发电成本决定，负荷越大，市场出清电价越高，该算例中，峰时段电价为 40.57 \$/MWh，谷时段电价为 17.05 \$/MWh。储能主要在电价低谷时段充电，电价高峰时段放电，从而利用电能量市场中的电价差获得收益。本算例中，锂电池储能的充放电效率取值为 90%，即充 1 度电可放 0.9 度电。单位充放电功率的运行维护成本为 4 \$/MWh。算例中的峰、谷电价差 23.52 \$/MWh，因此，储能可以在电能量市场中利用峰、谷电价差获利。可知：若峰时段电价乘以充放电效率后与谷时段电价只差大于储能运行维护成本，储能便可利用峰谷价差获利。

图 4 中，三个常规机组总出力是 6106.89 MWh，

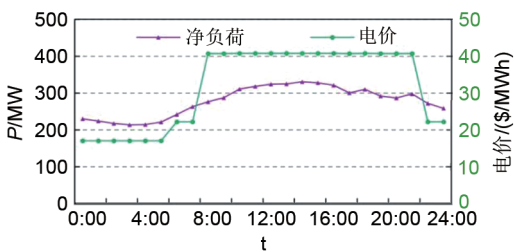


图 3 负荷和电能量市场出清价格
Fig. 3 Load curve and clearing price curves in the energy market

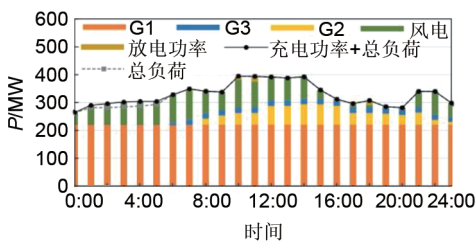


图 4 电能量市场出清结果
Fig. 4 Energy market results

风电出力是 1471.2 MWh，储能总充电功率为 68.82 MWh，放电功率为 61.94 MWh。利用峰谷电价差进行充放电的总收益为 1199 元，总运行成本 524 元，因此储能在电能量市场中的净收益为 675 元。

4.3 锂电池储能系统 AGC 调频机会成本计算结果

逐步模拟锂电池储能系统提供不同 AGC 调频容量，其在电能量市场中的获利情况，并获取余下容量在能量市场中收益情况，并与全容量参与电能量市场时的收益对比，获取储能系统提供 AGC 调频的机会成本。

锂电池储能系统提供不同 AGC 调频容量时，其荷电状态变化趋势如图 5 所示。储能系统通过充放电参与电能量市场，获取收益。因此，荷电状态的变化程度也可反映其在电能量市场中的收益情况。调频容量为 0，即储能系统只参与电能量市场时，储能系统在电能量市场收益最大，最大荷电状态接近 100 MWh，最小值接近 22 MWh；而当调频容量增大到 10 MW 时，储能系统最多储存的电量不到 80 MWh；当调频容量增大到 12 MW 时，储能系统最多储存的电量不到 70 MWh，储能系统在电能量市场中的利用情况进一步降低；当调频容量增大到 18 MW 时，储能系统的荷电状态变化范围为 20~40 MWh，在电能量市场中的收益变得更小。当系统储能提供 AGC 容量较大时，储能系统的荷电状态离

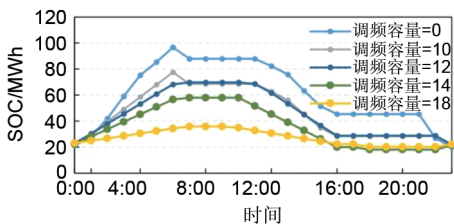


图 5 不同 AGC 申报容量下储能系统的荷电状态
Fig. 5 SOC of energy storage system curves under different AGC bidding capacity

上限范围较大,即为松弛约束。然而,功率容量是限制储能系统提供AGC获利的主要因素。

图6展示了锂电池储能在不同AGC调频容量下在能量市场收益的变化与AGC服务机会成本的变化情况。随着申报的AGC调频容量的增加,储能在电能量市场中收益逐步减小;随着申报的AGC调频容量的增加,其机会成本进一步增加,储能AGC调频的机会成本曲线的斜率也逐渐增大,机会成本曲线的斜率即为边际机会成本,说明边际机会成本越来越大。通过差分方法获取不同时段上的曲线斜率,得到:0~2 MW处的斜率为0.1 \$/MW, 16~18 MW处的斜率为1.35 \$/MW。

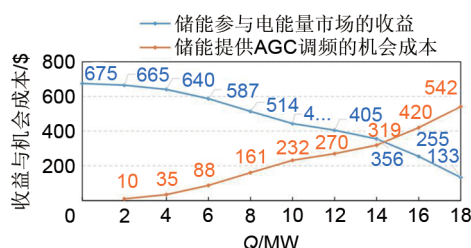


图6 不同AGC调频容量下的储能机会成本
Fig. 6 Energy storage opportunity cost under different FM capacity

为了实现储能的市场最优决策,合理分配锂电池储能系统在电能量与AGC调频市场中的容量,需要计算单位调频容量的机会成本,计算结果如图7所示。可以看出,申报的AGC调频容量越大,单位调频容量的机会成本越大,当该值与AGC调节成本之和大于单位容量在调频市场中的补偿价格时,锂电池储能系统的总收益开始减少。

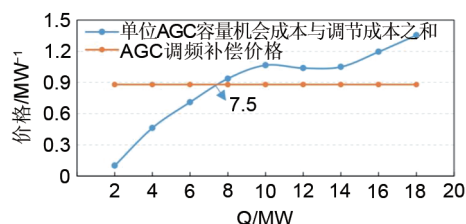


图7 单位AGC容量的机会成本
Fig. 7 Opportunity cost per unit AGC capacity

我国电网各区域电网AGC补偿方式和价格存在较大差异,其中华北电网AGC调节容量的补偿价格为5元/MW,西北电网AGC调节容量的补偿价格为20元/MW,折合成成本算例中的单位分别为:0.78 \$/MW和3.14 \$/MW。如图7所示,参考我国

华北区域电网AGC补偿价格,若AGC调频补偿价格定为0.78 \$/MW,AGC调节成本的经验值设为0.1 \$/MW,则在调频容量约为7.5 MW时,单位调频容量的机会成本与AGC调节成本之和等于其AGC调频补偿价格,此时,储能在电能量与AGC调频市场中的总收益达到最大,即为最优市场决策。若申报的AGC调频容量大于7.5 MW,储能获得的总收益将开始减小。若参考西北电网AGC调节容量的补偿价格,由于补偿价格高达3.14 \$/MW,储能全部容量将用于提供AGC服务,获得更高收益。

5 结 论

本文基于机会成本分析,提出了锂电池储能系统提供AGC调频的机会成本分析与建模方法。建立了含储能参与的电能量市场出清模型,通过逐次模拟获得储能系统提供AGC调频容量的机会成本。并通过机会成本与AGC补偿价格对比,提出了储能系统参与电能量市场与AGC调频市场的最优决策方法。

随着储能申报的AGC调频容量的增加,其参与电能量市场的功率上限变小,同时其荷电状态的可调节范围也变小,从而导致在电能量市场中的收益变小。

储能系统提供AGC调频的边际机会成本随申报容量的增加而增加。当AGC调频容量的边际机会成本与AGC调节成本之和等于AGC调频补偿价格时,此时储能系统在电能量市场与AGC市场中的总收益达到最大,对应的容量即为最优AGC调频申报容量。当AGC补偿价格很大时,储能系统全部容量将用于提供AGC服务。

参 考 文 献

- [1] 中电联电力统计与数据中心. 2020—2021年度全国电力供需形势分析预测[J]. 中国电力企业管理, 2021(4): 91-94.
- [2] Ancillary services report 2017[R]. Energy UK, 2017.
- [3] 薛禹胜, 罗运虎, 李碧君, 等. 关于可中断负荷参与系统备用的评述[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(10): 1-6.
XUE Y S, LUO Y H, LI B J, et al. A review of interruptible load participating in system reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(10): 1-6.
- [4] HAN B, LU S F, XUE F, et al. Day-ahead electric vehicle aggregator bidding strategy using stochastic programming in an uncertain reserve market[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(12): 2517-2525.

- [5] KONDA S R, PANWAR L K, PANIGRAHI B K, et al. Optimal offering of demand response aggregation company in price-based energy and reserve market participation[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(2): 578-587.
- [6] TANG Z, LIU Y K, WU L, et al. Reserve model of energy storage in day-ahead joint energy and reserve markets: A stochastic UC solution[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(1): 372-382.
- [7] KIM H S, HONG J, CHOI I S. Implementation of distributed autonomous control based battery energy storage system for frequency regulation[J]. Energies, 2021, 14(9): 2672.
- [8] ABOUZEID S I, GUO Y F, ZHANG H C. Cooperative control framework of the wind turbine generators and the compressed air energy storage system for efficient frequency regulation support[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 130: 106844.
- [9] HE T Y, LI S N, WU S J, et al. Biobjective optimization-based frequency regulation of power grids with high-participated renewable energy and energy storage systems[J]. Mathematical Problems in Engineering, 2021, 2021: 5526492.
- [10] 刘庆楷, 刘明波, 陆文甜. 考虑退化成本的电池储能参与调频辅助服务市场的控制方法[J]. 电网技术, 2021, 45(8): 3043-3051.
- LIU Q K, LIU M B, LU W T. Control method for battery energy storage participating in frequency regulation market considering degradation cost[J]. Power System Technology, 2021, 45(8): 3043-3051.
- [11] 王凯丰, 谢丽蓉, 乔颖, 等. 电池储能提高电力系统调频性能分析[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(1): 174-181.
- WANG K F, XIE L R, QIAO Y, et al. Analysis of frequency regulation performance of power system improved by battery energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(1): 174-181.
- [12] LIU D N, GAO Y, ZHANG T T, et al. Research on Strategy of distributed energy storage aggregators participating in peak load regulation auxiliary service[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2021, 687(1): 012140.
- [13] KHAZALI A, KALANTAR M. Optimal dispatch of responsive loads and generic energy storage units in a co-optimized energy and reserve market for smart power systems[J]. Electric Power Components and Systems, 2016, 44(20): 2285-2297.
- [14] VATANDOUST B, AHMADIAN A, GOLKAR M A, et al. Risk-averse optimal bidding of electric vehicles and energy storage aggregator in day-ahead frequency regulation market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2036-2047.
- [15] 孙中昊, 赵晋泉, 杨余华, 等. 风光水火储多类型电源参与调频市场出清模型[C]//中国电机工程学会电力市场专业委员会2019年学术年会暨全国电力交易机构联盟论坛论文集, 2019.
- SUN Zhonghao, ZHAO Jinquan, YANG Yuhua, et al. Clearing model of regulation market with participation of multi-type source of wind-pv-hydro-thermal-storage[C]//Proceedings of the 2019 Annual Conference of the Electric Power Market Committee of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2019.
- [16] 贾永丽. 锂电池储能特性及关键技术研究[D]. 唐山: 华北理工大学, 2015.
- JIA Y L. Study on the energy storage properties and key technology of lithium battery[D]. Tangshan: North China University of Science and Technology, 2015.
- [17] 张海涛, 秦文萍, 韩肖清, 等. 多时间尺度微电网能量管理优化调度方案[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1533-1542.
- ZHANG H T, QIN W P, HAN X Q, et al. Multi-time scale optimization scheduling scheme of microgrid energy management[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1533-1542.