

改善电厂调频性能的储能策略研究和容量配置

陈丽娟¹, 姜宇轩¹, 汪 春²

(1. 东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096; 2. 中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘要: 具有快速充放电特性的储能技术, 作为一种新的调频方式已逐步进入多国的辅助服务市场, 参与到传统机组的自动发电控制(AGC)中。基于华北地区的辅助服务补偿政策, 提出了改善电厂调频性能的储能充放电策略和容量配置方法。首先, 根据政策中 AGC 考核指标 K_p 值的定义, 提出调节速率、调节精度、响应时间 3 项指标的计算方法, 并制定出提升调节性能、降低响应时间的储能充放电策略。同时, 为了延长储能的使用寿命, 制定了电池荷电状态的越限回归策略。在分析储能各项成本和收益的基础上, 建立了以净收益最大为目标函数的储能经济性模型。最后, 通过具体算例, 对使用该策略前后机组的 AGC 性能进行对比分析并采用差分进化算法计算出了机组配置储能的最优容量。结果表明, 使用储能策略可以显著提升机组的 K_p 值, 带来明显的调频收益。

关键词: 自动发电控制; 储能; 控制策略; 经济评估; 最优容量

中图分类号: TM 761

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.08.007

0 引言

大规模新能源的并网缓解了电力紧张, 但其本身的间歇性和不确定性给电网的电能质量带来了严重的影响^[1-2]。频率作为电能质量的一项重要指标, 对电力系统的稳定运行有着关键的影响^[3-4]。在我国, 火电、水电仍是电力系统最主要的调频方式。但是, 传统机组响应速度和精度有限, 不能完全满足当下调频需要^[5-6]。

储能作为一种新兴的产业, 在世界电力调频市场得到了越来越广泛的认可^[7-8]。国内外很多学者对储能调频已经做了许多研究。文献[9]通过离散傅里叶变换, 将调频需求中的高频分量分配给储能资源进行调频。文献[10]提出了根据储能的动态有效自动发电控制(AGC)能力采取优先和按比例调节 2 种策略, 并通过算例证明了储能的调频能力远超过传统调频机组。文献[11-12]介绍了一种基于模糊控制策略的储能辅助 AGC 的调频方法, 在负荷波动初期及区域控制偏差(ACE)偏差功率较大时参与调频, 系统趋于稳定后储能逐渐退出运行。文献[13]采用锂电池和超级电容的混合储能分别响应系统频率长期和短期的波动。

储能的快速发展还得益于政策的支持, 近十年来, 国内外多个政策的颁布以及逐渐降低的储能成本, 更有利于储能进入辅助服务市场^[14]。美国的 890、755 等法案确认了储能可提供调频服务并获得合理回报^[15]。英格兰地区也把调频性能指标纳入调

频装置成本中, 实施“按效果付费”。我国的储能政策起步较晚, 2009 年《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华北区域发电厂并网运行管理实施细则》^[16](简称《2 个细则》)颁布, 其考察并网发电厂的 AGC 性能并实现按效果付费, 也鼓励储能与现有传统调频方式相结合, 参与系统运行^[17]。2013 年北京石景山热电厂 2 MW 锂离子电池储能电力调频系统挂网运行, 这是中国第一个储能提供电网调频服务的示范项目, 运行一年多, 机组与储能系统配合效果良好, AGC 性能指标大幅度提高, 单日 AGC 性能考核指标 K_p 值由原来的平均 2.8 左右提升至平均 4.6 左右, 最高达 5.0 以上, 补偿费用得到大幅度提升。文献[18]针对常规机组调频的固有特点, 将储能装置安装于发电侧, 研究了混合储能装置配合传统机组参与 AGC 的充放电策略和最优容量配置计算方法。

上述文献对大规模新能源接入下, 储能参与系统频率调节以及与常规机组配合的相关策略展开一定的研究, 但仍存在一些问题需要深入研究和完善:

a. 现有文献大多根据调频信号重新分配储能和常规机组的出力, 对常规机组现有的出力策略有较大的变动并且很少结合现有的调频政策;

b. 化学类储能充放电循环次数有限, 过于频繁的充放电将会影响储能的寿命, 现有的文献较少考虑储能的频繁动作对经济性的影响。

本文在对《2 个细则》进行解读的基础上, 首先对各项 AGC 考核指标的计算方法进行研究, 然后针对相应的考核指标提出多个储能充放电策略, 考虑了储能频繁动作对寿命的影响并建立了有关储能经济性的目标函数。最后, 通过具体算例证明储能能够

收稿日期: 2017-04-14; 修回日期: 2017-07-19

基金项目: 国家电网公司科技项目(NY71-16-040)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(NY71-16-040)

有效提升火电机组的 AGC 性能,并通过差分进化 DE (Differential Evolution) 算法计算出其最优容量。

1 电厂 AGC 性能指标的评定及计算

《2 个细则》中 AGC 性能考核指标 K_p 是调节速率、调节精度、响应时间的综合体现,如式(1)所示。

$$K_p = K_1 K_2 K_3 \quad (1)$$

其中, K_1 、 K_2 、 K_3 分别为调节速率指标、调节精度指标、响应时间指标。

下面将通过一次典型的 AGC 机组设点控制过程(如图 1 所示),具体介绍各项指标的计算方法。

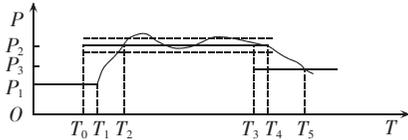


图 1 典型 AGC 机组设点控制过程

Fig.1 Typical setting-point control process of AGC unit

1.1 调节速率指标 K_1

调节速率是指机组响应设点指令的速率,可分为上升速率和下降速率^[6],本文对上升速率和下降速率不加以区分。计算公式如下:

$$v_i = \frac{P_{Ei} - P_{Si}}{T_{Ei} - T_{Si}} \quad (2)$$

$$\begin{cases} K_1 = 2 - v_N/v \\ v = \sum_{i=1}^n v_i/n \end{cases} \quad (3)$$

其中, P_{Si} 和 P_{Ei} 分别为第 i 次调节过程开始和结束时刻的机组出力; T_{Si} 和 T_{Ei} 分别为第 i 次调节过程的开始和结束时刻; v_i 为第 i 次调节的速率, v 为 n 次调节的平均速率, v_N 为机组标准调节速率,与机组类型有关,单位是 MW/min,本文选取超临界机组, v_N 取值为机组额定有功功率的 1%。

计算调节速率指标 K_1 的关键是正确识别每段有效区间的起始时刻(如图 1 中 T_1)和结束时刻^[19](如图 1 中 T_2)。当 AGC 指令下达后,由于机组物理特性限制和人为控制的影响,需经过一定时间的延迟机组才开始响应。所以需要设一定的门槛值,当机组出力跨过死区即判断为有效计算区间的开始;而当 AGC 指令和机组的出力绝对值之差小于一定限值时,即可算作有效区间的结束,即满足式(4)。

$$\begin{cases} |P_a(t_1) - P_g(t_1)| \geq P_{d1} \\ |P_a(t_2) - P_g(t_2)| \leq P_{d2} \end{cases} \quad (4)$$

其中, $P_a(\cdot)$ 为某时刻 AGC 的指令值; $P_g(\cdot)$ 为某时刻机组的出力值; P_{d1} 为判断有效区间开始的阈值, P_{d2} 为判断有效区间结束的阈值,具体取值见算例分析; t_1 为判断有效区间的开始时刻; t_2 为判断有效区间的结束时刻。

1.2 调节精度指标 K_2

调节精度是指机组响应稳定后,实际出力和设点出力之间的差值。如图 1 所示,在机组平稳运行阶段,如 $T_2 - T_3$ 间,机组出力围绕 P_2 轻微波动,类似这样的时段,对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分,再除以积分时间,即为该时段的调节偏差量 ΔP_i 。 ΔP_i 和 K_2 的计算公式分别如式(5)和(6)所示。

$$\Delta P_i = \frac{\int_{T_{Si}}^{T_{Ei}} |P_i(t) - P_j| dt}{T_{Ei} - T_{Si}} \quad (5)$$

$$K_2 = 2 - \frac{\Delta P_i}{0.01 P_N} \quad (6)$$

其中, $P_i(t)$ 为机组平稳运行阶段的出力; P_j 为稳定区间内 AGC 的指令值; T_{Si} 和 T_{Ei} 分别为稳定区间的开始和结束时刻; P_N 为机组的额定功率。

调节精度指标 K_2 的有效区间选取原则为 AGC 指令保持不变,实际出力和设点出力之间的差值始终小于一定阈值,如式(7)所示。

$$\begin{cases} P_a = \text{const} \\ |P_a(t) - P_g(t)| \leq P_{d3} \end{cases} \quad (7)$$

其中, const 表示常数; P_{d3} 为判断有效区间的阈值,具体取值见算例分析。

1.3 响应时间指标 K_3

响应时间是指能量管理系统(EMS)发出指令之后,机组出力在原出力点的基础上,可靠地跨出与“调节方向一致”的调节死区所用的时间,图 1 中, $\Delta T_i = T_1 - T_0$ 。 K_3 计算公式如式(8)所示。

$$\begin{cases} K_3 = 2 - \frac{\Delta T}{T_N} \\ \Delta T = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta T_i}{n} \end{cases} \quad (8)$$

其中, ΔT 为响应时间的平均值; T_N 为响应时间基准值,与机组类型相关,本文取值为 1 min。

计算响应时间指标 K_3 有效区间的开始时刻为 AGC 指令突然改变,与机组出力的差值超过一定的阈值的时刻,结束时刻为机组出力朝着 AGC 指令的方向跨过一定的死区,如式(9)所示。

$$\begin{cases} |P_a(t_3) - P_g(t_3)| \geq P_{d4} \\ (P_g(t_4) - P_g(t_3))(P_a(t_3) - P_g(t_3)) > 0 \\ |P_g(t_4) - P_g(t_3)| \geq P_{d5} \end{cases} \quad (9)$$

其中, t_3 为判断有效区间的开始时刻; t_4 为判断有效区间的结束时刻; P_{d4} 为判断有效区间开始的阈值, P_{d5} 为判断有效区间结束的阈值,具体取值见算例分析。

2 储能参与电厂 AGC 调频的充放电策略

针对《2 个细则》中计算 AGC 性能 K_p 的 3 个指

标,分别从提高调节速率、调节精度和减少响应时间 3 个方面制定储能参与 AGC 调频的充放电策略。另外,为了保证储能能够持续参与 AGC 的调节,延长使用寿命,还需要制定荷电状态(SOC)越限回归策略,在 SOC 达到警戒线后及时归位,以便能够更好地参与下一时刻的频率调节。

2.1 提高调节速率

传统火电机组响应速度有限,很难及时跟踪 AGC 指令。此时可以利用储能瞬时充放电速度快的特点,辅助传统火电参与 AGC 调频,提高电厂的 AGC 响应速度。

设储能的额定功率为 P_{\max} ,单位为 MW。

当 $P_a(t) - P_g(t) < 0$ 时,储能为充电状态,充电功率如式(10)所示。

$$P_c(t) = \max[-P_{\max}, P_a(t) - P_g(t)] \quad (10)$$

当 $P_a(t) - P_g(t) > 0$ 时,储能为放电状态,放电功率如式(11)所示。

$$P_d(t) = \min[P_{\max}, P_a(t) - P_g(t)] \quad (11)$$

2.2 提高调节精度

由于传统机组响应精度有限,在稳定出力点,经常围绕着 AGC 指令点上下波动,始终略低于或略高于出力点。此时,可以利用储能响应速率快的优点,在传统机组的稳定出力点及时通过充放电进行补偿,使综合响应曲线趋于平缓,提高其响应精度。

判断机组进入稳定出力区间后,利用储能进行充放电补偿,平滑综合出力,此时储能出力如式(12)所示。

$$P(t) = P_a(t) - P_g(t) \quad (12)$$

2.3 降低响应时间

响应时间指机组跨出与“调节方向一致”的死区所用的时间。传统火电机组存在响应延时,会造成如图 2 所示的反调现象,即在 AGC 指令改变方向时,传统机组仍延续上一个时刻的调整方向调整,造成传统机组的反调,加剧了其对系统频率的影响,因此应迅速判断出现反调的情况,然后利用储能充放电速度快的特点,进行相应的补偿,降低响应时间。

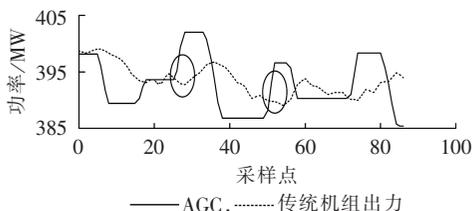


图 2 传统机组反调现象

Fig.2 Reverse adjustment phenomenon of conventional unit

当 $(P_a(t) - P_a(t_n))(P_g(t) - P_g(t_n)) < 0$ 时,说明机组出现反调,此时储能功率应如式(13)所示。

$$P(t) = P_g(t_n) - P_g(t) \quad (13)$$

其中, t_n 为响应时间的开始时刻; t 为当前时刻。

2.4 SOC 归位

储能参与电力系统 AGC,有利于提升火电厂的 AGC 性能。但储能容量有限,若不加以控制,长期累积会使储能的 SOC 超过上下限值,影响使用寿命,不能长期稳定地参与下一时刻的 AGC 调节。所以需要制定相应的充放电策略,在储能达到一定上下限值时及时归位,只允许单方向充放电,直至 SOC 回归正常范围,即可参与下一时刻的调节。

设储能的上限和下限值分别为 S_2 和 S_1 ,本文算例中选取全钒液流电池, S_1 、 S_2 分别取值为 0.2 和 0.8^[20]。

一旦 $SOC > S_2$,储能只能单向放电(此时储能功率如式(14)所示),直至 SOC 回归 S_3 ,才能参与上述常规的充放电调节。为了保证储能再次充电留有一定裕度,本文中 S_3 取值为 0.7。

$$P(t) = \begin{cases} P_a(t) - P_g(t) & P_a(t) - P_g(t) > 0 \\ 0 & P_a(t) - P_g(t) < 0 \end{cases} \quad (14)$$

如果 $SOC < S_1$,储能只能单向充电(此时储能功率如式(15)所示),直至 SOC 回归 S_4 ,才能参与上述常规的充放电调节。为了保证储能再次放电留有一定裕度,本文中 S_4 取值为 0.3。

$$P(t) = \begin{cases} P_a(t) - P_g(t) & P_a(t) - P_g(t) < 0 \\ 0 & P_a(t) - P_g(t) > 0 \end{cases} \quad (15)$$

3 储能最优容量规划

储能可以显著提升火电厂的 AGC 性能,带来调频收益,但由于其成本较高,所以容量并不是越大越好。因此应综合考虑多个成本和收益项,建立储能成本收益模型,以净利润最大为目标函数。

3.1 目标函数

3.1.1 储能装置的成本

储能的成本通常由初始建设投资成本和运行维护成本两部分组成^[21]。

蓄电池由电池本体、能量转换装置和相应的辅助设施构成。因此,储能的建设投资成本 C_{in} 的计算公式如式(16)所示。

$$C_{in} = C_b + C_{pcs} + C_{af} \quad (16)$$

$$C_b = C_E \frac{E_b}{\eta} \quad (17)$$

$$C_{pcs} = C_p P_b \quad (18)$$

$$C_{af} = C_A E_b \quad (19)$$

其中, C_b 为蓄电池成本; C_{pcs} 为能量转换装置成本; C_{af} 为辅助设施成本; C_E 为储能本体的单位能量价格; C_p 为储能系统变流器(PCS)的单位功率价格; C_A 为辅助设施的单位能量价格; E_b 为储能的额定容量; P_b 为

储能的额定功率; η 为储能的充放电总效率。

要计算运行时段内 1 d 的储能投资成本,需要根据年利率和储能运行寿命年限计算出初始投资成本的等年值,再用等年值除以储能的年运行天数即得每天的投资成本。

$$C_{in,year} = (C_b + C_{pes} + C_{af}) \frac{r(1+r)^a}{(1+r)^a - 1} \quad (20)$$

$$C_{in,day} = \frac{C_{in,year}}{d_s} \quad (21)$$

其中, $C_{in,year}$ 为投资成本的等年值; $C_{in,day}$ 为每个运行日的投资成本; r 为贴现率,文中取 8%; a 为储能的使用寿命,单位为 a; d_s 为储能的年运行天数。

运行维护成本 C_{OM} 包括了固定运行成本 C_{fix} 和可变运行维护成本 C_{var} ,可根据式(22)进行计算。

$$C_{OM} = C_{fix} + C_{var} \quad (22)$$

$$C_{fix} = C_F P_b \quad (23)$$

$$C_{var} = C_c \int_0^{24} \frac{P_c}{\eta} dt \quad (24)$$

其中, C_F 为单位功率固定运行成本; C_c 为当前的充电电价; P_c 为储能的充电功率,具体取值见算例分析。

3.1.2 储能频繁调节对寿命的影响

储能的加入会提升机组的性能,带来调频收益,但过于频繁的动作将会降低储能的使用寿命,从而增加储能的成本,因此需要对储能的频繁动作对寿命的影响进行定量分析。

假设电池出厂的使用寿命为 a 年,最大循环次数为 q 次。为评估储能频繁动作对使用寿命的影响,首先需要统计出电池平均每天的等效全充放电循环次数 m 。SOC 的回归策略使得 1 d 中储能的总充电电量和总放电电量近似相等,因此可以将储能 1 d 中所有放电或者充电的荷电数进行累加,得到等效循环次数 m ,本文选择对放电荷电数进行累加,如式(25)所示。再通过与电池的额定循环次数进行比较,得到参与系统调频后的实际寿命 N ,如式(26)所示。

$$m = \sum_{k=1}^K (\text{SOC}(i) - \text{SOC}(i+1)) \quad \text{SOC}(i) > \text{SOC}(i+1) \quad (25)$$

$$N = \begin{cases} a & m < \frac{q}{365a} \\ \frac{q}{365m} & m > \frac{q}{365a} \end{cases} \quad (26)$$

其中, K 为一天中前一时刻的 SOC 大于后一时刻 SOC 的次数。

然后对式(20)中储能的使用寿命 a 进行修正得到实际的成本项。

3.1.3 储能参与调频的收益

根据 AGC 性能指标 K_p 可以确定机组参与 AGC 调频服务的经济补偿 C_{K_p} 如下:

$$C_{K_p} = Y_{AGC} K_p \sum_{i=1}^n D_i \quad (27)$$

$$D_i = |P_g(t_i) - P_g(t_{i-1})| \quad (28)$$

其中, Y_{AGC} 为 AGC 调节性能补偿标准,为 5 元/MW^[22]; D_i 为第 i 次 AGC 调节深度,当机组进行折返调节时,增加机组额定容量的 2% 至调节深度中^[16]。

综合各项成本收益,可得目标函数为:

$$\max C = C_{K_p} - C_{in} - C_{om} \quad (29)$$

3.2 约束条件

储能本身需要考虑充放电功率约束和 SOC 约束。

a. 储能充放电功率。

$$\begin{cases} 0 \leq P_d(t) \leq P_{d,max} \\ 0 \leq P_c(t) \leq P_{c,max} \end{cases} \quad (30)$$

b. 储能 SOC 约束。

$$S_1 \leq \text{SOC}(t) \leq S_2 \quad (31)$$

其中, $P_{d,max}$ 为储能放电功率的最大值; $P_{c,max}$ 为储能充电功率的最大值; $P_d(t)$ 为储能某时刻的放电功率; $P_c(t)$ 为储能某时刻的充电功率。

4 算例分析

本文以国内某电厂一台 630 MW 的超临界机组为样本,为了保证样本的随机性和代表性,选取 1 a 中任意 10 d 的 AGC 指令和机组出力数据,采样时间间隔为 5 s,计算储能参与 AGC 前后机组 K_p 值的变化并计算保证净收益最大的储能最优容量。其中,某一时段内机组接收的 AGC 指令以及实际出力如图 3 所示。

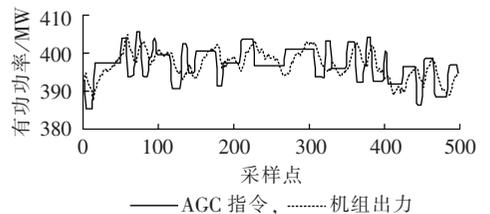


图 3 某电厂 AGC 指令和机组出力
Fig.3 AGC command and unit output of a power plant

4.1 储能提升 AGC 性能分析

采用第 1 节中电厂 AGC 性能指标的评定和计算方法,分别计算出此机组加入储能前后某 10 d 的 AGC 性能指标,并进行对比。加入储能前、后机组的 AGC 性能分别如表 1 和表 2 所示。其中,加入储能的功率容量大小为 4 MW/8 MW·h。AGC 考核性能指标计算阈值 $P_{d1} - P_{d5}$ 与不同发电机的死区有关,通过获取算例中电厂机组的死区数据,阈值 $P_{d1} - P_{d5}$ 的取值如表 3 所示。

考虑第 3.2 节中储能 SOC 的约束条件,储能的 SOC 将始终控制在 [0.2, 0.8] 内,为了保证仿真的可

表 1 加入储能前机组的 AGC 性能

Table 1 AGC performance of unit without energy storage

时间	K_1	K_2	K_3	K_{p1}
第 1 天	1.19	1.83	1.65	3.58
第 2 天	1.17	1.83	1.69	3.62
第 3 天	1.09	1.84	1.64	3.28
第 4 天	1.26	1.84	1.71	3.96
第 5 天	1.25	1.82	1.76	4.00
第 6 天	1.28	1.85	1.79	4.24
第 7 天	1.21	1.83	1.78	3.94
第 8 天	1.37	1.85	1.80	4.58
第 9 天	1.33	1.84	1.78	4.37
第 10 天	1.40	1.86	1.80	4.69

表 2 加入储能后机组 AGC 性能

Table 2 AGC performance of unit with energy storage

时间	K_1	K_2	K_3	K_{p2}
第 1 天	1.70	1.93	1.87	6.13
第 2 天	1.70	1.93	1.88	6.18
第 3 天	1.66	1.93	1.89	6.05
第 4 天	1.73	1.93	1.87	6.23
第 5 天	1.73	1.92	1.88	6.25
第 6 天	1.53	1.90	1.90	5.52
第 7 天	1.60	1.89	1.90	5.75
第 8 天	1.75	1.92	1.90	6.41
第 9 天	1.74	1.92	1.89	6.31
第 10 天	1.77	1.92	1.88	6.41

表 3 阈值的取值

Table 3 Threshold settings

阈值	取值/MW	阈值	取值/MW
P_{11}	1.8	P_{14}	3
P_{12}	1.8	P_{15}	0.6
P_{13}	3		

信度和随机性,假设这 10 d 储能 SOC 的初始值为介于 0.2 和 0.8 之间的随机数。

从表 1 可以看出,加入储能前,此机组 10 d 的 K_p 值介于 3.5~4.7 之间,各项指标数值有一定的差异但整体较为相近,可见上述 K_p 值的计算方法正确实用,可以较好地反映火电厂 AGC 的性能。加入储能后,这 10 d 的 K_p 值整体提高,数值提升至 5.5~6.5 之间,各项指标如表 2 所示,可见储能可以有效提升电厂机组的 AGC 性能。

第 3 天加入储能后的机组及联合出力情况如图 4 所示,储能 SOC 的变化情况如图 5 所示。由图 5 可以看出,储能 SOC 在上升至警戒值 0.8 后及时回归,当天一共出现 4 次达到警戒值的情况,SOC 均及时回归,以便参与下一时刻的调频。

可以看出,由于系统每天的 AGC 指令不同以及火电机组性能的差异,储能参与 AGC 调频的充放电情况会有所不同。但上述储能充放电策略均能有效提升机组的 AGC 性能,并保证储能 SOC 的及时回归,以便能够时刻参与电厂的 AGC 调整。

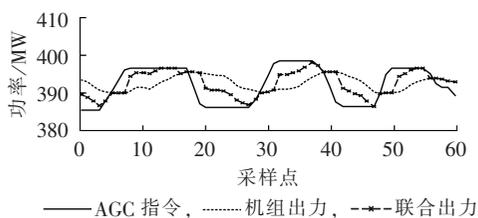
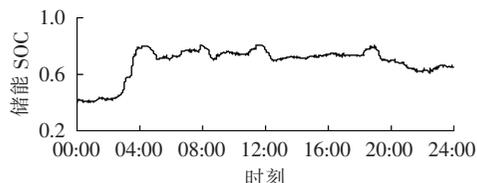
图 4 加入储能后机组及储能联合出力情况
Fig.4 Joint output of unit and energy storage

图 5 第 3 天储能的 SOC 变化

Fig.5 SOC of energy storage,3rd day

4.2 储能的最优容量

储能的最优容量配置属于单变量单目标优化问题,优化目标为净收益最大,优化变量为储能容量。本文采用 DE 算法对经济性模型进行求解,计算电厂配置储能的最优容量。DE 算法在 1995 年被提出,相较其他算法,其具有较强的全局收敛能力和鲁棒性,尤其在在高维问题求解上的优势较为明显。另外,DE 算法参数较少,并且参数设置对结果影响较小,相对于遗传算法和粒子群优化算法使用起来较为简易,所以本文选用 DE 算法进行求解。其中,变异率 F 和杂交参数 C_r 分别取为 0.5 和 0.9,种群规模取为 50,最大迭代次数取为 100。DE 算法的基本步骤如下,流程图如图 6 所示。

步骤 1:生成初始种群。

在 n 维空间里随机生成满足约束条件的 M 个染色体。

$$\mathbf{x}_{i,j}(0) = \mathbf{x}_{ij}^l + \text{rand}_{ij}(0,1)(\mathbf{x}_{ij}^u - \mathbf{x}_{ij}^l) \quad (32)$$

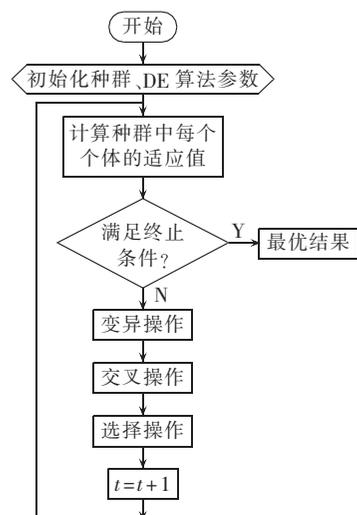


图 6 DE 算法流程图

Fig.6 Flowchart of DE algorithm

其中, $i=1, 2, \dots, M; j=1, 2, \dots, n_1; M$ 为种群规模; n_1 为变量个数; $\mathbf{x}_{ij}^u, \mathbf{x}_{ij}^l$ 分别为求解变量的上、下限值。

步骤 2: 变异操作。

从群体中随机选择 3 个染色体 $\mathbf{x}_{p_1}, \mathbf{x}_{p_2}, \mathbf{x}_{p_3}$, 且 $i \neq p_1 \neq p_2 \neq p_3$ 。

$$\mathbf{v}_{ij}(t+1) = \mathbf{x}_{p_1,j}(t) + \eta_1(\mathbf{x}_{p_2,j}(t) - \mathbf{x}_{p_3,j}(t)) \quad (33)$$

其中, $\mathbf{x}_{p_2,j}(t) - \mathbf{x}_{p_3,j}(t)$ 为差异化向量; η_1 为缩放因子。

步骤 3: 交叉操作。

交叉操作是为了增加群体的多样性, 具体操作如下。

$$\mathbf{u}_{ij}(t+1) = \begin{cases} \mathbf{v}_{ij}(t+1) & \text{rand}1_{ij} \leq C_R \text{ 或 } j = \text{rand}(i) \\ \mathbf{x}_{ij}(t) & \text{rand}1_{ij} > C_R \text{ 且 } j \neq \text{rand}(i) \end{cases} \quad (34)$$

步骤 4: 选择操作。

$$\mathbf{x}_i(t+1) = \begin{cases} \mathbf{u}_i(t+1) & f[\mathbf{u}_i(t+1)] \leq f[\mathbf{x}_i(t)] \\ \mathbf{x}_i(t) & \text{其他} \end{cases} \quad (35)$$

其中, $i=1, 2, \dots, M; f(\cdot)$ 为目标函数。

反复执行步骤 2—4, 直至达到最大的迭代次数 T_{\max} 。

算例中, 储能为全钒液流电池, 其充放电性能好, 寿命长, 可深度放电, 循环次数多达 10000 次。各项参数如表 4 所示^[23]。根据式(26)可以算出电池每天的额定循环次数为 2.74 次。

表 4 储能系统的相关参数

Table 4 Parameters of energy storage system

参数	参数值
储能充放电效率	0.837/0.837
能量成本/[万元·(MW·h) ⁻¹]	372
功率成本/(万元·MW ⁻¹)	108.5
辅助设施的能量成本/[万元·(MW·h) ⁻¹]	18.6
运行维护成本/[万元·(MW·a) ⁻¹]	12.4
充电电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.5
储能寿命/a	10
循环次数	10000

采用第 3 天的 AGC 指令和机组出力作为原始数据, 为了保证结果的可靠性, 采用 DE 算法进行 5 次运算, 选择净收益最大的储能容量。经过计算, 此机组配置的储能最优容量为 8.2 MW/16.4 MW·h, 最大收益为 33.5 万元。

为了更好地研究储能容量对系统 AGC 性能及经济性的影响, 计算不同储能容量下发电厂净收益和机组性能, 如表 5 所示, 不同容量下的 AGC 考核净收益如图 7 所示。

由于系统每天的调度情况有所差异, 仅用第 3 天的储能容量配置结果作为电厂的最优容量配置不具有代表性。但是若采用全年 365 d 的数据, 则计算量过大, 所以本文选取全年 4 个季节中 4 个典型日的数据, 计算储能的最优容量配置。同样, 采用 DE 算法, 计算春、夏、秋、冬的 4 个典型日的最优储能容量配置为 7.6 MW/15.2 MW·h。若要进一步提高计算精

表 5 储能 AGC 考核收益和成本
Table 5 Benefits and costs of energy storage by AGC assessment

储能功率容量	C/万元	K_1	K_2	K_3	K_p
2 MW/4 MW·h	19.6	1.40	1.92	1.89	5.06
4 MW/8 MW·h	27.0	1.66	1.93	1.89	6.05
6 MW/12 MW·h	32.8	1.86	1.95	1.89	6.85
8 MW/16 MW·h	33.4	1.91	1.96	1.89	7.07
10 MW/20 MW·h	33.1	1.92	1.97	1.89	7.12
12 MW/24 MW·h	31.8	1.92	1.97	1.89	7.13
14 MW/28 MW·h	30.5	1.92	1.97	1.90	7.15

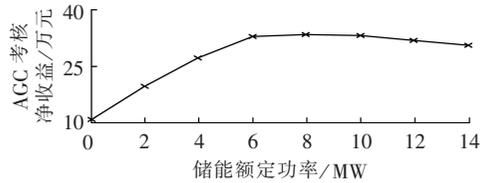


图 7 AGC 考核净收益

Fig.7 Net income by AGC assessment

度, 可增加典型日的天数, 具体计算方法与上文相同。

从图 7 中可以看出, 在未加入储能时, 电厂 AGC 考核的净收益仅为 10.6 万元, 加入 2 MW/4 MW·h 储能后电厂的净收益显著增大, 为 19.6 万元, 其循环次数为 3.86, 电池使用寿命将缩短为 7.09 a。增大储能容量, 净收益继续增加, AGC 考核指标明显提升, 其主要体现在调节速率指标 K_1 的增大, 而响应时间指标 K_3 由于在储能容量较小时就能达到稳定, 而不再提升。在储能大小为 8 MW/16 MW·h 时, 净收益达到 33.4 万元, 其循环次数为 2.06 次, 远小于额定循环次数, 不会影响电池寿命。继续增大储能容量, 机组 AGC 性能不变, 但由于储能成本增大, 净收益将减小。当储能大小为 14 MW/28 MW·h 时, 净收益仅为 30.5 万元。

因此, 此机组配置的储能最优容量为 7.6 MW/15.2 MW·h。

5 结论

本文针对储能参与电力系统 AGC 这一问题, 首先根据华北地区《2 个细则》中 AGC 考核的标准, 提出了 AGC 各项指标的具体计算方法, 并制定了提升 AGC 性能的储能充放电策略。同时, 考虑了储能的经济性, 以净收益最大为目标函数, 通过实际算例证明了该策略的有效性和优越性, 得到以下结论。

a. 本文基于《2 个细则》提出的 AGC 性能计算方法, 可以较为准确地计算出 K_p 值, 为后续充放电策略制定以及有效性的计算奠定基础。

b. 从提升调节速率、调节精度、降低响应时间 3 个方面出发, 制定储能的充放电策略, 并通过具体算例证明策略可以显著提升电厂的 AGC 性能。储能参与调节后单日 K_p 值可从 4 提升至 6。同时, 还考

虑了 SOC 回归策略,可以有效防止 SOC 越限,延长使用寿命。

c. 本文定量分析了储能频繁动作对寿命的影响,并将此项指标纳入储能成本中。采用 DE 算法计算出系统配置储能的最优容量和最大净收益。可以看出,电厂的净收益随着储能容量的增大出现先增大后减小的趋势,单日净收益可由未加入储能的 10.6 万元,最大提升至 33.5 万元,机组的储能最优容量配置为 7.6 MW/15.2 MW·h。

参考文献:

- [1] 于东,孙欣,高丙团,等. 考虑风电不确定出力的风电并网协调优化模型[J]. 电工技术学报,2016,31(9):34-41.
YU Dong,SUN Xin,GAO Bingtuan,et al. Coordinated optimization model for wind power integration considering wind power uncertainty output[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016,31(9):34-41.
- [2] 刘世林,文劲宇,孙海顺,等. 风电并网中的储能技术研究进展[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(23):145-153.
LIU Shilin,WEN Jinyu,SUN Haishun,et al. Progress on applications of energy storage technology in wind power integrated to the grid[J]. Power System Protection and Control,2013,41(23): 145-153.
- [3] 谢平平,李银红,石东源,等. 计及电动汽车换电站储能的负荷频率控制[J]. 电工技术学报,2016,31(12):193-202.
XIE Pingping,LI Yinhong,SHI Dongyuan,et al. Research on load frequency control considering energy storage in electric vehicle battery swapping stations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2016,31(12):193-202.
- [4] GALUS M D,KOCH S,ANDERSSON G. Provision of load frequency control by PHEVs,controllable loads,and a cogeneration unit[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2011,58(10):4568-4582.
- [5] ATTYA A B T,HARTKOPF T. Utilising stored wind energy by hydro-pumped storage to provide frequency support at high levels of wind energy penetration[J]. IET Generation,Transmission & Distribution,2015,9(12):1485-1497.
- [6] 赵书强,王扬,徐岩,等. 基于机会约束目标规划的高风电接入比例下大规模储能与火电协调调度[J]. 中国电机工程学报,2016,36(4):969-977.
ZHAO Shuqiang,WANG Yang,XU Yan,et al. Coordinated dispatch of large scale energy storage system and thermal generation in high wind power penetration level system based on chance constrained goal programming[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(4):969-977.
- [7] 李欣然,黄际元,陈远扬,等. 大规模储能电源参与电网调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(7):145-153.
LI Xinran,HUANG Jiyuan,CHEN Yuanyang,et al. Review on large-scale involvement of energy storage in power grid fast frequency regulation[J]. Power System Protection and Control, 2016,44(7):145-153.
- [8] 鲍彦,贾利民,姜久春,等. 电动汽车移动储能辅助频率控制策略的研究[J]. 电工技术学报,2015,30(11):115-123.
BAO Yan,JIA Limin,JIANG Jiuchun,et al. Research on the control strategy of electric vehicle mobile energy storage in ancillary frequency regulation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2015,30(11):115-123.
- [9] 胡泽春,谢旭,张放,等. 含储能资源参与的自动发电控制策略研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(29):5080-5087.
HU Zechun,XIE Xu,ZHANG Fang,et al. Research on automatic generation control strategy incorporating energy storage resources [J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(29):5080-5087.
- [10] CHENG Yunzhi,TABRIZI M,SAHNI M,et al. Dynamic available AGC based approach for enhancing utility scale energy storage performance[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(2): 1070-1078.
- [11] 丁冬,刘宗歧,杨水丽,等. 基于模糊控制的电池储能系统辅助 AGC 调频方法[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(8):81-87.
DING dong,LIU Zongqi,YANG Shuili,et al. Battery energy storage aid automatic generation control for load frequency control based on fuzzy control[J]. Power System Protection and Control,2015,43(8):81-87.
- [12] DATTA M,SENJYU T. Fuzzy control of distributed PV inverters energy storage systems electric vehicles for frequency regulation in a large power system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013,4(1):479-488.
- [13] CHO Y,SHIM J W,KIM S J,et al. Enhanced frequency regulation service using hybrid energy storage system against increasing power-load variability [C]//IEEE Power & Energy Society General Meeting. Vancouver,Canada:IEEE,2013:1-5.
- [14] 严晓辉,陈海生,张雪辉,等. 国际储能产业政策及我国储能产业发展分析[J]. 中国能源,2011,33(11):28-33.
YAN Xiaohui,CHEN Haisheng,ZHANG Xuehui,et al. Understanding of energy storage industrial policy in overseas and policy analysis in China[J]. Energy of China,2011,33(11):28-33.
- [15] 陈天宇,张粒子,王澍,等. 储能在美国调频市场中的发展及启示[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):9-13.
CHEN Dayu,ZHANG Lizi,WANG Shu,et al. Development of energy storage in frequency regulation market of united states and its enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013,37(1):9-13.
- [16] 华北区域发电厂并网运行管理实施细则(试行)[EB/OL]. (2008-12-26)[2017-02-19]. <http://www.doc88.com/p-22520-61700031.html>.
- [17] 陈天宇,张粒子,马历. 储能参与的 AGC 市场出清优化建模新方法[J]. 电力系统自动化,2014,38(13):79-84.
CHEN Dayu,ZHANG Lizi,MA Li. A new optimization method for AGC market clearing considering energy storage systems[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(13):79-84.
- [18] 牛阳,张峰,张辉,等. 提升火电机组 AGC 性能的混合储能优化控制与容量规划[J]. 电力系统自动化,2016,40(10):38-45,83.
NIU Yang,ZHANG Feng,ZHANG Hui,et al. Optimal control strategy and capacity planning of hybrid energy storage system for improving AGC performance of thermal power units [J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(10):38-45,83.
- [19] 朱光照. 电力市场下改进的 AGC 机组调节效能计算方法研究 [D]. 大连:大连理工大学,2012.
ZHU Guangzhao. Research on improved calculation method of

- regulation efficiency of AGC units in electricity market [D]. Dalian:Dalian University of Technology,2012.
- [20] 戴碧蓉. 基于 SOC 分级优化的混合储能风电功率平抑方法研究[D]. 成都:电子科技大学,2013.
- DAI Birong. Wind power stabilizing control method of hybrid energy storage system based on SOC hierarchical optimization [D]. Chengdu:University of Electronic Science and Technology of China,2013.
- [21] 宁阳天. 基于削峰填谷的储能系统调度模型研究[D]. 北京:华北电力大学,2015.
- NING Yangtian. Research on energy storage system dispatch model based on peak load shift[D]. Beijing:North China Electric Power University,2015.
- [22] 关于调整华北电网调度中心直调电厂 AGC 补偿标准等有关事项的通知[EB/OL]. (2011-12-29)[2017-03-05]. <http://news.bjx.com.cn/html/20111229/333556.shtml>.
- [23] 薛金花,叶季蕾,陶琼,等. 采用全寿命周期成本模型的用户侧电池储能经济可行性研究[J]. 电网技术,2016,40(8):2471-2476.
- XUE Jinhua, YE Jilei, TAO Qiong, et al. Economic feasibility of user-side battery energy storage based on whole-life-cycle cost model[J]. Power System Technology,2016,40(8):2471-2476.

作者简介:



陈丽娟

陈丽娟(1982—),女,江苏姜堰人,副教授,博士,主要研究方向为新能源与储能运行控制(**E-mail**:lijuanchen@seu.edu.cn);

姜宇轩(1993—),女,江苏泰州人,硕士研究生,主要研究方向为新能源和储能调频技术(**E-mail**:jiangyuxuan0804@seu.edu.cn);

汪春(1983—),男,安徽池州人,工程师,主要方向为水电、火电及新能源发电(**E-mail**:

wangchun@epri.sgcc.com.cn)。

Strategy and capacity of energy storage for improving AGC performance of power plant

CHEN Lijuan¹, JIANG Yuxuan¹, WANG Chun²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: With rapid charge/discharge characteristics, energy storage technologies have gradually entered the ancillary service markets of many countries as a new way of frequency control to participate in the AGC (Automatic Generation Control) of traditional unit. Based on the compensation policy of ancillary services in North China, a charge/discharge strategy and a capacity configuration method of energy storage are proposed to improve the AGC performance of power plant. According to the definition of AGC assessment index K_p of the policy, methods for calculating the adjustment rate, adjustment accuracy and response time are proposed and a charge/discharge strategy of energy storage for enhancing the adjustment performance and reducing the response time is developed. An off-limit regression scheme of SOC (State Of Charge) is set to extend the lifetime of energy storage. Based on the cost and benefit analysis, an economic energy storage model with the maximum net income as its objective function is established. With a practical example, the AGC performances of a unit before and after applying this strategy are analyzed and compared, and its optimal energy storage capacity is calculated with differential Evolution algorithm. Results show that the proposed strategy significantly improves K_p with obvious frequency control benefits.

Key words: automatic generation control; energy storage; control strategies; economic evaluation; optimal capacity