doi:10.3772/j.issn.1002 - 0470.2026.08.009

面向规模化新能源并网的混合储能调频控制策略①

洪建军② 郑建锋 束兰兰③ 郑振华 吴俊飞 何育钦

(国网浙江省电力有限公司衢州供电公司 衢州 324000)

摘 要 大规模新能源发电站通常在高压汇集站处实现并网,在汇集站处增加调频控制功能是实现新能源并网的一种重要手段。本文提出了一种面向规模化新能源并网的混合储能调频控制策略。当电网频率超过混合储能调频死区时,频率波动的高频部分由电池储能调节,低频部分由抽蓄电站调节。电池储能部分通过双重惯性控制与下垂控制综合调控,在频率变化初期采用正虚拟惯性抑制频率变化趋势,在频率恢复期采用负虚拟惯性加快恢复。同时在整个调频期内采用变系数下垂控制,可在保证调频需求的同时维持荷电状态(state of charge,SOC)在工作区间。另外,当频率未超过调频死区时,采用 SOC 自恢复控制使电池储能 SOC 恢复到设定值,加强电池储能参与长时间调频的能力。最后在数字实时仿真系统 RT1000 中搭建了浙江某汇集站的调频模型,对新能源参与电网一次调频进行了仿真,验证了所提策略的可行性和有效性。

关键词 新能源汇集站;混合储能;一次调频;分频指令;虚拟惯性;荷电状态恢复

构建以新能源为主体的新型电力系统是实现电力系统节能减排的关键手段。风能、太阳能等可再生能源出力受地理环境及气候等因素影响表现出很大的随机性,对电网频率产生较大的扰动[1-3]。因此,为应对大规模新能源并网对电网频率产生的冲击,电网调频策略已经成为研究的热点。

目前,研究人员通常在源侧施加调频手段提升电网的运行稳定性。随着新能源发电比重的增加,新能源汇集站的数量和规模也将不断发展。新能源场站若具备一定的调频能力,能够在一定程度上自我调节发电量,有助于进一步提高其并网效率和电网整体的调度灵活性。文献[4]通过动态调整机组的惯性参数与下垂参数,使其在保持正常运行的情况下提高机组一次调频的自适应性。文献[5,6]从光伏场站的组网方式出发,将自动发电控制与调频之间通信问题考虑在内,使得光伏场站能够更快响应频率变化。文献[7,8]从新能源发电设备调频参数出发,探究调频参数对于调频能力的影响。文献[9]提出变速调频方法释放风电机组转子动能来响应电力系统的调频需求,进一步提高了风电的经济性与有效性。

近年来,储能设备凭借着快速的反应能力广泛参与电网调频。文献[10]通过推导电池储能调频作用下电网频率的变化趋势,验证了储能调频的有效性。文献[11]提出一种抽水电站参与风电场有功功率控制的方法,验证了抽水蓄能跟踪有功功率有效性。文献[12]在大规模风电并网的情况下,提出了鲁棒控制算法对抽水蓄能机组一次调频进行优化,提高了机组对于风电功率波动的调节。相较于抽水蓄能电站,电池储能具有更快的充放电能力,能够有效提升风电、光伏等再生能源发电的可控性。文献[13]使用固定下垂系数(定 K 法)来调节储能系统的调频能力(出力情况),但是未考虑电池电荷容量容易出现过充和过放的现象,而这会影响电池

① 浙江省重点研发计划(2019C01149)资助项目。
② 男,1977 年生,高级工程师;研究方向:电网规划;E-mail:738295685@qq.com。
③ 通信作者,E-mail:zhangshu531@qq.com。
(收稿日期:2025 - 06 - 19)

循环使用寿命。文献[14,15]综合考虑了储能电池荷电状态(state of charge,SOC)合理充放的情况下,采用变系数下垂控制(变 K 法)。文献[16,17]提出将虚拟惯性控制与下垂控制运用于电池储能环节进行一次调频,考虑了储能调频的动态过程。文献[18,19]提出正/负虚拟惯性进一步改善储能调频时的动态特性,下垂控制作用于储能调频的稳态特性,3 种方式互相配合的策略。文献[20]在考虑储能电站荷电状态与健康状态的基础上快速投切多组储能用于电网的调频。文献[21]考虑超级电容和蓄电池的混合储能同时运用于电网调频,充分利用不同储能的优势。文献[22]在混合储能同时参与电网调频的基础上提出一种功率分配策略优化了混合储能出力的有效性。

可见,如果能够利用储能设备在新能源汇集站处对汇入电网的能量进行集中式控制,能够进一步减少新能源出力的不确定性对电网频率的冲击。文献[23]研究了新能源汇集站处储能系统按照分组出力的策略,针对不同的负荷场景,调用不同容量的储能组进行调频。文献[24]提出了新能源汇集站与场站储能协调运行的策略,但是未提及如何协调储能的出力。

针对新能源场站调频问题,已有研究多聚焦于场站内部储能系统的调频控制。然而,面对大容量、多类型新能源接入带来的电网频率波动,现有手段仍存在明显不足:一方面,常规火电和水电机组受响应死区大、容量不足及响应延时等因素制约,一次调频效果有限[25-26];另一方面,储能电池虽能利用快充快放特性响应高频扰动,但其荷电状态限制使其无法承担 大容量系统调频任务[7]。为此,需综合考量调 频性能与调频方式,重点探究大容量新能源汇集站储能系统参与电网一次调频的机制,以满足新型电力系统的频率稳定需求。

本文提出一种基于抽蓄/电池混合储能的构网型新能源汇集站调频控制策略,应对不同类型的电网频率扰动。首先根据电网频率特性关系式,设定了混合储能调频死区的范围。当频率超过调频死区后,通过分频装置分发对应的指令信号。低频部分由抽蓄电站调节,提供稳定且长时间的功率与频率支持。高频部分由电池储能调节,电池储能通过双重虚拟惯性控制与自适应下垂控制根据电池 SOC 和频率的变化动态地调整出力。同时,为改善电池储能长时调频能力,加入了 SOC 自恢复策略,使电池 SOC 接近理想状态。最后,在 Matlab\Simulink 以及数字实时仿真系统 RT1000 上,搭建了浙江省某区域调频模型,验证所提策略在新能源汇集站处调频策略的有效性。

1 汇集站处一次调频指标

为评估本文所提汇集站调频策略的有效性,针对不同类型的扰动提出相应的评价指标。

1.1 阶跃负荷扰动

阶跃负荷扰动针对于大型发电设备脱网、大容量负荷瞬时投切的情况。本文用下述指标描述阶跃负荷扰动:频率最大偏差 Δf_m、频率稳定时偏差 Δf_s、频率稳态时间为 t_m、频率到底峰值时间 t_s。

设定频率下降速度 α:

$$\alpha = \frac{|\Delta f_m|}{t_m} \tag{1}$$

设定频率恢复速度 β:

$$\beta = \frac{\Delta f_m - \Delta f_s}{t_s - t_m} \tag{2}$$

Δf_m 与 α 越小,代表系统频率最大偏差值越小与跌落速度越慢,系统惯性提高;Δf_s 越小,β 越大,说明频率恢复较好,调频效果越好。

1.2 连续扰动

新能源发电受外界环境干扰,出力具有波动性。选择频率偏差的均方根值 f_{index} 反映频率偏离基准值的离散程度:

$$f_{index} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(f_i - f_0)^2} \tag{3}$$

式中:f_i 为第 i 时刻的电网频率值,f_0 为电网额定频率 50 Hz,n 为总采样点总量。f_{index} 值越小,表明频率波动越小,调频效果越好。

2 汇集站系统建模

2.1 新能源汇集站系统结构

基于浙江省某区域的真实电网建立仿真系统,

并针对新能源汇集站搭建了调频模型，如图 1 所示。

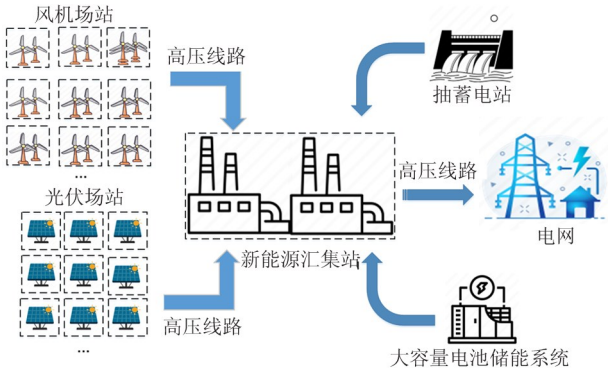


图 1　新能源汇集站结构图

新能源发电设备通过母线在汇集站处进行统一接入与调控，随后通过变电站接入电网。在汇集站处放置一定容量的电池储能和抽蓄电站，可以有效调节不同类型的扰动所带来的电网频率波动。

2.2　新能源汇集站数学模型

可再生能源侧由风电场和光伏电站组成，并在高电压等级的可再生能源接入点放置大容量储能，以提升电网的一次调频能力。电池储能的快速调节能力结合抽蓄电站大容量调节能力，适合本文讨论的大规模可再生能源集中接入场景。综上所述，新能源汇集站处由大规模风电站、光伏电站、抽蓄电站与一定容量的电池储能装置组成。

新能源汇集站数学模型由式(4)可得。

$$
\begin{aligned}
&P_m^n = 0 && v < v_{ci}\quad v > v_{co}\\
&P_m^n = n\frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} && v_{ci} \leqslant v < v_r\\
&P_m^n = nP_m && v_r \leqslant \nu < v_{co}\\
&P_K^S = \sum_{i=1}^{In} S^k A_i \eta_{pv} p_{vi} && 0 < p_v < p_{max}\\
&P_B^c(t) = \frac{(S_{soc}(t+\Delta t) - S_{soc}(t))E_N}{\eta_c \Delta t} && P_s > P_l\\
&P_B^d(t) = \frac{(S_{soc}(t) - S_{soc}(t+\Delta t))E_N \eta_d}{\Delta t} && P_s < P_l\\
&P_p = \left(\frac{\pi}{30}\right) MnD^2 H^{1.5} && P_s > P_l\\
&P_h = 9.81 QD^2 H^{1.5} && P_s < P_l
\end{aligned}
\tag{4}
$$

式中：P_m^n 为风电场站的输出功率；v 为实际风速；v_{ci} 是风机转动的最小风速；v_{co} 是风机转动的最大风速，过大会造成风机的脱网；v_r 是额定功率下的风速；P_K^S 是 k 时刻光伏电站的输出功率；S^k 为 k 时刻的辐照强度；A_i 为光伏设备的发电面积，η_{pv} 为光电转换效率；I_n 为光伏设备的总数；p_v 为单位面积内的光伏设备发电功率；$P_B^c(t)$ 和 $P_B^d(t)$ 分别代表电池储能系统在 t 时刻充电和放电的功率；E_N 代表电池储能的容量；η_c 与 η_d 分别代表电池充放电效率；M 为单位力矩；n 为单位转矩；D 为转轮直径；H 为上下水库水位差；$S_{soc}(t)$ 和 $S_{soc}(t+\Delta t)$ 分别为电池储能系统在 t 时刻和 $t+\Delta t$ 时刻的荷电状态，Δt 为时间间隔；P_h 为水泵抽水功率；P_P 为水轮机功；P_l 与 P_s 分别代表负荷功率与电力系统发电功率。

3　汇集站混合储能一次调频综合策略

3.1　混合储能综合控制策略

本文提出了一种针对新能源汇集站处混合储能参与电网一次调频的综合控制策略，如图 2 所示。

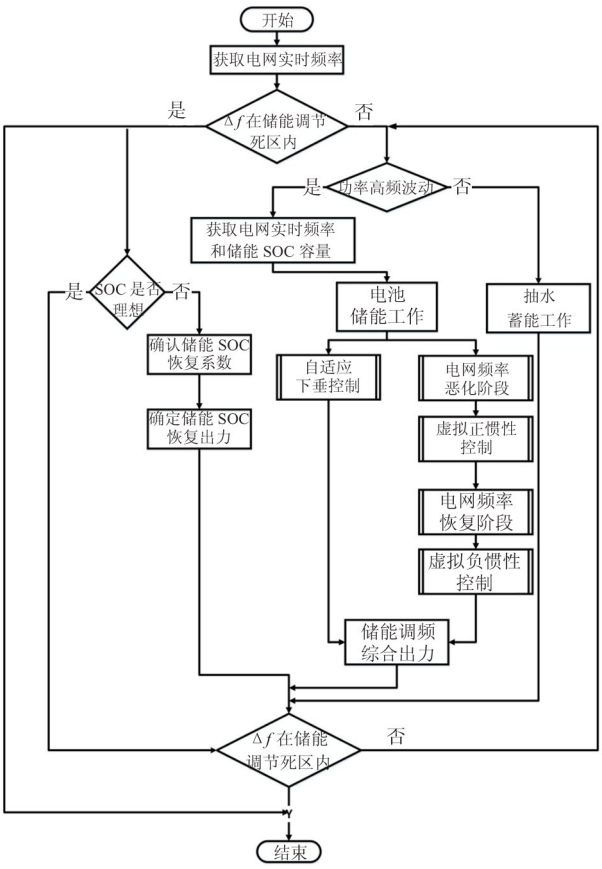


图 2　综合控制策略流程图

可以将调频周期分为多个阶段:储能闭锁、频率恶化期、频率恢复期、频率稳定期。图 2 以频率偏差($\Delta f<0$)为例。首先,判断电网的频率变化是否达到了混合储能装置的调频死区,当电网频率偏差超过调频死区范围后($|\Delta f|>f_{db}$),混合储能介入电网的一次调频。将频率波动信号通过分频装置后,将波动中的高频部分由电池储能调节,低频部分由抽蓄电站调节,提供稳定的功率与频率支撑。由于电池储能的容量有限,整个调频周期,下垂控制在保持 $\sum OX$ 状态的前提下自适应调节其出力;结合电网频率初始变化阶段,频率变化较快,容易造成较大的频率偏差,通过引入电池储能的正虚拟惯性控制改善频率恶化情况;在电网频率恢复阶段,负虚拟惯性结合 $\sum OX$ 状态与频率偏差情况综合调整出力,加快电网频率的恢复。

为充分发挥电池储能的调频性能,在电网频率处于储能调频死区($|\Delta f|>f_{db}$),但 $\sum OX$ 不符合设定要求的时刻($SOC<S_{ref1}$,$SOC>S_{ref2}$),引入 $\sum OX$ 自恢复策略,使得 $\sum OX$ 可以往理想范围内恢复,优化储能下阶段出力情况,从而提高电池储能参与长期调频的能力。

建立区域电网调频模型,如图 3 所示。图中,s 为拉普拉斯算子;$G_q(s)$、$G_T(s)$ 和 $G_E(s)$ 分别为常规机组一次调频、抽水蓄能调频和电池储能功率响应环节的等效传递函数;M_{eq} 为电网惯性时间常数;D_L 为负荷阻尼系数;综合扰动由 $\Delta P_L(s)$ 负荷扰动与 $\Delta P_{RES}(s)$ 新能源出力波动两部分组成;$\Delta P_G(s)$ 为机组调频出力,$\Delta P_E(s)$ 为混合储能出力;$\Delta F(s)$ 为区域电网频率偏差;$\Delta P_{BP}(s)$、$\Delta P_{BN}(s)$ 和 $\Delta P_B(s)$ 分别对应储能不同阶段的出力;K_G 为传统调频机组单位调节功率因数;E_N 为电池容量;T_w 为水轮机启动时间常数;T_B 为电池储能惯性的时间常数;T_G 代表机组调速器时间常数;F_{HP} 为汽轮机再热增益;T_{RH} 为再热器时间常数;T_{CH} 为汽轮机时间常数。

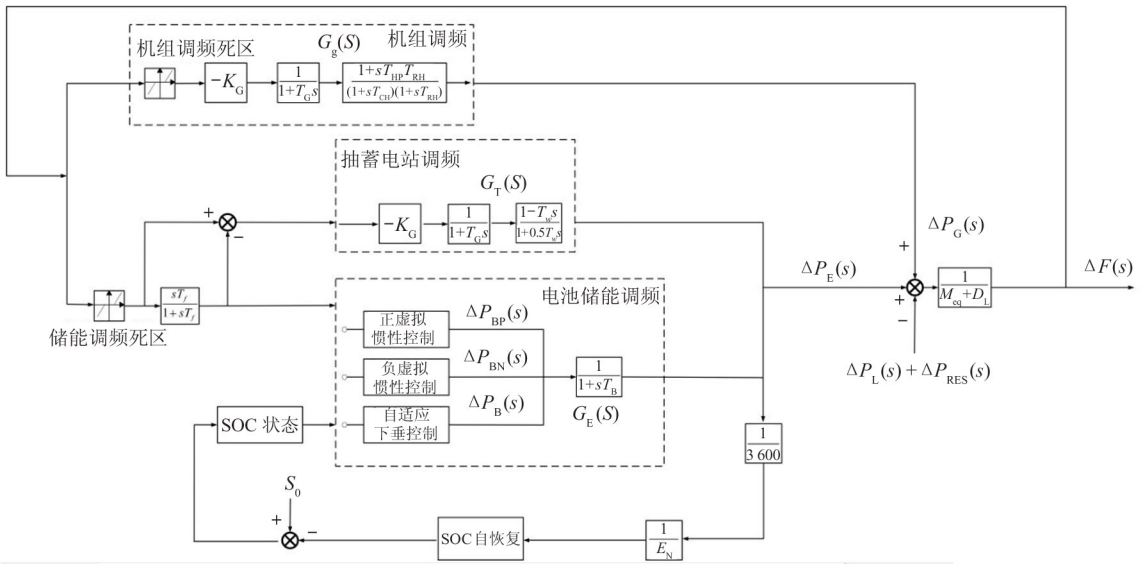


图 3　含混合储能汇集站调频模型

调频仿真模型由火电机组模块、电池储能模块和抽蓄电站模块 3 部分组成,针对汇集站处新能源出力波动以及负荷波动所带来的电网频率的波动效果作出综合的控制。

3.2　混合储能调频分配策略

新能源渗透率的提高造成电网惯性下降,并带来较频繁的频率波动。引入混合储能参与一次调频时,电池储能具有较高的短期充放电功率,而容量较大的抽蓄电站可以在较长时间内提供稳定的功率输出,有助于维持或恢复电网频率。为降低不同频率波动对混合储能调频性能的影响,需要对频率偏差信号进行线性分解,得到高频和低频分量,并分别分

配给电池储能和抽蓄电站。

首先,采用高通滤波器对频率指令值 $\Delta F_{\mathrm{HESS}}(s)$ 进行滤波处理,得到其中高频波动分配 $\Delta F_{\mathrm{BESS}}(s)$ 给电池储能管理,再将低频指令值 $\Delta F_{\mathrm{PHES}}(s)$ 分配给抽蓄电站。

$$\Delta F_{\mathrm{BESS}}(s) = \frac{sT_{\mathrm{f}}}{1+sT_{\mathrm{f}}}\Delta F_{\mathrm{HESS}} \tag{5}$$

$$\Delta F_{\mathrm{PHES}}(s) = \Delta F_{\mathrm{HESS}}(s) - \Delta F_{\mathrm{BESS}}(s) = \frac{1}{1+sT_{\mathrm{f}}}\Delta F_{\mathrm{HESS}} \tag{6}$$

式中:T_{f} 为高通滤波时间常数,需要根据调频效果以及混合储能容量选择合适的值。

将上式化为差分方程,ΔT 作为计算步长,得到电池储能的频率指令 $\Delta F_{\mathrm{BESS}}(s)$ 随 $\Delta F_{\mathrm{HESS}}(s)$ 而快速变化、呈高频波动特性;而 $\Delta F_{\mathrm{PHES}}(s)$ 则缓慢跟随 $\Delta F_{\mathrm{HESS}}(s)$ 变化,具体关系如下:

$$\Delta F_{\mathrm{BESS}}(t) = \frac{T_f}{T_f+\Delta T}\{F_{\mathrm{BESS}}(t-1) + [\Delta F_{\mathrm{HESS}}(t) - \Delta F_{\mathrm{HESS}}(t-1)]\} \tag{7}$$

$$\Delta F_{\mathrm{PHES}}(t) = \frac{\Delta T}{T_f+\Delta T}\Delta F_{\mathrm{HESS}}(t) + \frac{T_f}{T_f+\Delta T}\Delta F_{\mathrm{PHES}}(t-1) \tag{8}$$

3.3　抽水蓄能一次调频

据运行状况,抽水蓄能分为发电机和电动机 2 种工况,前者等效为水电机组模型,后者等效为水泵模型。其中,水电机组又分为调速系统和水轮发电机组,如图 4 所示。

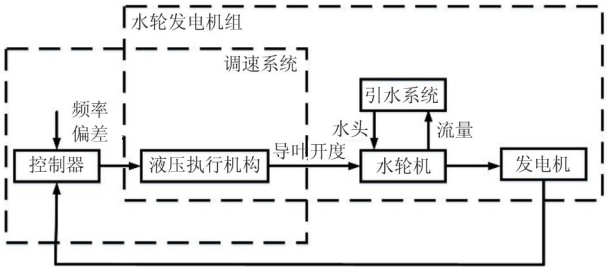


图 4　水电机组机构图

当抽水蓄能机组参与调频时,机组功率会自动增减完成调频任务,其调速系统传递函数如下:

$$G_{\mathrm{g}}(s) = \frac{\Delta y}{\Delta x} = G_{\mathrm{c}}(s)G_{\mathrm{s}}(S) \tag{9}$$

$$G_{\mathrm{c}}(s) = k_{\mathrm{p}} + k_{\mathrm{d}}s \tag{10}$$

$$G_{\mathrm{s}}(s) = \frac{1}{1+T_{\mathrm{G}}s} \tag{11}$$

式中:Δy 为导叶开度;Δx 为转速偏差;$G_{\mathrm{c}}(s)$ 为控制器传递函数;$G_{\mathrm{s}}(s)$ 为液压系统传递函数;k_{P}、k_{d} 分别为 $\prod\Delta$ 控制器的比例系数和微分系数;T_{G} 为调速器时间常数。

3.4　电池储能一次调频

电池储能响应速度快,较分钟级别的抽水蓄能机组而言更迅速。将系统调频的整个周期分为 3 个部分,即频率恶化期、频率恢复期、频率稳定期。分别引入正虚拟惯性控制、负虚拟惯性控制、自适应下垂控制以及 SOC 自恢复控制。

3.4.1　正虚拟惯性控制

在电网频率变化初期,引入正虚拟惯性控制来模拟发电机的惯性响应,可有效改善扰动初期的频率的动态特性。正虚拟惯性响应的计算式:

$$\Delta P_{\mathrm{BP}} = \begin{cases} -K_{\mathrm{BP}}\mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t & |\ \mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t > 0\ | \\ 0 & |\ \mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t \leqslant 0\ | \end{cases} \tag{12}$$

式中:K_{BP} 为正虚拟惯性系数,K_{BP0} 为初始正虚拟惯性系数。为保证整个频率恶化期的 ΔP_{BP} 均匀变化,K_{BP} 与 Δf 的关系如式(13)所示。且 $K_{\mathrm{BP}} > 0$,$\mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t$ 为频率扰动初期频率的变化率。

$$K_{\mathrm{BP}} = \begin{cases} K_{\mathrm{BP0}}(1+e)^{-\Delta f} & f < -f_{\mathrm{db}} \\ 0 & -f < \Delta f < f_{\mathrm{db}} \\ K_{\mathrm{BP0}}(1+e)^{\Delta f} & \Delta f > f_{\mathrm{db}} \end{cases} \tag{13}$$

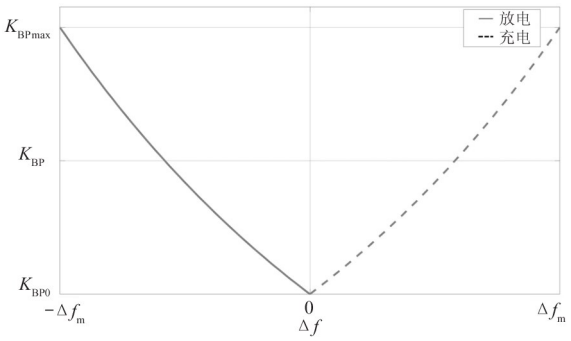


图 5　正虚拟惯性曲线

3.4.2　负虚拟惯性控制

频率恢复阶段耗时较长,需要兼顾控制的有效性和电池 SOC 对其出力的影响,因此本文在频率恢复期设计了自适应负虚拟惯性控制。负虚拟惯性系数 K_{BN},考虑 Δf_m 与电池 SOC 来调整电池储能的出力大小。负虚拟惯性响应的计算式为

$$\Delta P_{BP}=\begin{cases}K_{BN}\mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t & |\mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t>0|\\ 0 & |\mathrm{d}\Delta f/\mathrm{d}t\leqslant 0|\end{cases} \tag{14}$$

式中:K_{BN} 大于 0,负虚拟惯性系数的计算式 K_{BN} 为

$$K_{BN}=K_{BN1}K_{BN2}K_{BN3} \tag{15}$$

$$K_{BN2}=\begin{cases}\dfrac{0.01\,\mathrm{e}^{4(S_{soc}-S_{min})}}{1+0.01\,\mathrm{e}^{4(S_{soc}-S_{min})}} & \Delta f<0\\ \dfrac{0.01\,\mathrm{e}^{4S_{max}-S_{soc})}}{1+0.01\,\mathrm{e}^{4(S_{max}-S_{soc})}} & \Delta f>0\end{cases} \tag{16}$$

$$K_{BN3}=\frac{1-f_{db}}{0.5-f_{db}}(|\Delta f_m|-f_{db}) \tag{17}$$

式中:$K_{BN}>0$ 为负虚拟惯性系数;K_{BN1} 为负虚拟惯性初始系数;K_{BN2} 为考虑电池储能 SOC 状态的修止系数;K_{BN3} 为考虑电网频率偏差的修止系数;S_{soc} 为电池储能当前荷电状态;S_{max} 和 S_{min} 分别为荷电状态上限和下限,本文分别取 0.9 和 0.1;Δf 为电网题率偏差:f_{db} 为储能装置的调频死区;$|\Delta f_m|$ 频率偏差的最大值。

负虚拟惯性系数的组成与 SOC 和 $|\Delta f_m|$ 有关。根据当前 SOC 以及 $|\Delta f_m|$ 动态地调节电池的负虚拟惯性出力加快频率的恢复,三者的关系如图 6 所示。

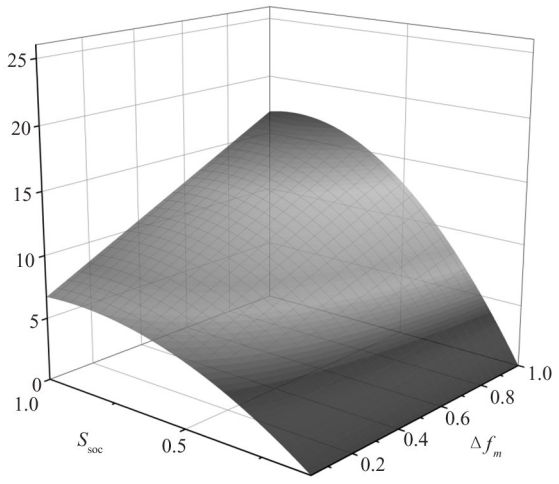


图 6　负虚拟惯性曲线

3.4.3　自适应下垂控制

传统定 K 法的下垂控制容易造成储能电池的过充与过放现象,且储能电池过充过放容易引起 SOC 越界,造成电池的充放电效率持久损耗。本文提出的下垂控制在兼顾调频效果的同时以 SOC 为参考量而设计。

储能通过下垂控制参与电网的频率调节,下垂控制主要针对频率调节的稳态控制。自适应下垂控制出力 ΔP_B 与频率偏差 Δf 的响应计算式为

$$\Delta P_B=\begin{cases}-K_d\Delta f & \Delta f<-f_d\\ 0 & -f_d<f<f_d\\ -K_c\Delta f & f_d<\Delta f\end{cases} \tag{18}$$

式中:Δf 为频率偏差;K_c、K_d 为充电、放电时下垂系数。

本策略在 S_{max} 与 S_{min} 之间将 SOC 为 0.4 和 0.6 时设为 S_{ref1} 与 S_{ref2}。在 S_{ref1} 与 S_{min} 之间选取一点作为中间值 S_{low},在 S_{ref2} 与 S_{max} 之间选取一点作为中间值 S_{high}。下垂系数 K_c 与 K_d 的取值充分考虑了充放电模式下的 SOC 有关,计算式如下:

$$K_d=\begin{cases}K_{max} & S_{ref1}<S_{SOC}<1\\ K_{max}-\dfrac{K_{max}}{2}\left(\dfrac{S_{soc}-S_{min}}{S_{ref1}-S_{low}}\right)^4 & S_{low}<S_{SOC}<S_{ref1}\\ \dfrac{K_{max}}{2}\left(\dfrac{S_{soc}-S_{min}}{S_{low}-S_{min}}\right)^4 & S_{min}<S_{SOC}<S_{min}\\ 0 & 0<S_{SOC}<S_{min}\end{cases} \tag{19}$$

$$K_c=\begin{cases}K_{max} & 0<S_{soc}<S_{ref2}\\ K_{max}-\dfrac{K_{max}}{2}\left(\dfrac{S_{soc}-S_{ref2}}{S_{high}-S_{ref2}}\right)^4 & S_{ref2}<S_{soc}<S_{high}\\ \dfrac{K_{max}}{2}\left(\dfrac{S_{soc}-S_{max}}{S_{max}-S_{high}}\right)^4 & S_{ref2}<S_{soc}<S_{max}\\ 0 & S_{max}<S_{soc}<1\end{cases} \tag{20}$$

3.4.4　电池储能 SOC 自恢复控制

荷电状态通常是电池储能在长时间调频与大容量调频时首先考虑的限制因素。当电网频率在储能调频死区中($|\Delta f|<f_{db}$),而 SOC 却不在理想区间时($S_{soc}<S_{ref1}$ 或 $S_{soc}>S_{ref2}$),可以在电网频率不跌出死区的条件下,对 SOC 进行恢复,让其往理想区

间靠近,提高下一阶段电池调频的效果。

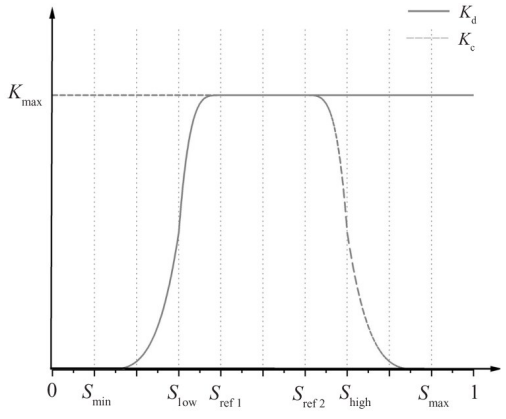


图 7　基于 SOC 的自适应下垂系数曲线

恢复系数的选定与 SOC 有着密切的关系。放电恢复需求系数 K_{d1} 与充电恢复需求系数 K_{c1} 与 SOC 的对应关系式如下:

$$K_{d1}=\begin{cases}0 & 0<S_{soc}<S_{ref2}\\ \dfrac{K_{max}}{1+e^{50(1-2S_{soc})}} & S_{ref2}<S_{soc}<S_{high}\\ \dfrac{K_{max}}{1+e^{-50(1.1-S_{soc})}} & S_{high}<S_{soc}<S_{max}\\ K_{max} & S_{max}<S_{soc}<1\end{cases} \tag{21}$$

$$K_{c1}=\begin{cases}0 & S_{ref1}\leqslant S_{soc}<1\\ \dfrac{K_{max}}{1+e^{10(10S_{soc}-3)}} & S_{low}\leqslant S_{soc}<S_{ref1}\\ \dfrac{K_{max}}{1+e^{-50(0.3-S_{soc})}} & S_{min}\leqslant S_{soc}<S_{low}\\ K_{max} & 0\leqslant S_{soc}<S_{min}\end{cases} \tag{22}$$

由式(21)、(22)可知,当 SOC 低于 S_{ref1} 时,着重考虑充电需求系数;当 SOC 大于 S_{ref2} 时,着重考虑放电需求系数,恢复需求系数曲线如图 8 所示。

以 SOC 为基础的充放电需求系数,以电网频率维持在储能调频死区为前提。对此可以利用调频死区的范围来约束恢复系数。设定 $-f_{db}$、f_{min}、f_{low},f_{ref1}、f_{ref2}、f_{high}、f_{max}、f_{db} 分别对应约束曲线的不同。以 Δf 为自变量,建立放电约束系数 K_{d2} 与充电约束系数 K_{c2} 的曲线。

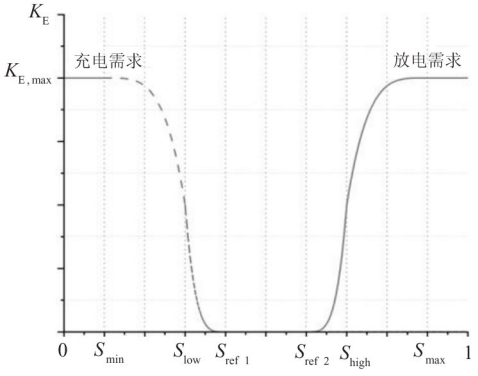


图 8　储能恢复需求系数

$$K_{d2}=\begin{cases}K_{max} & \Delta f\leqslant f_{ref2}\\ \dfrac{K_{max}}{1+e^{-10\left(1+\frac{\Delta f-f_{ref1}}{f_{ref1}-f_{low}}\right)}} & f_{ref2}\leqslant\Delta f\leqslant f_{high}\\ \dfrac{K_{E,max}}{1+e^{10\left(1-\frac{\Delta f-f_{min}}{f_{min}-f_{low}}\right)}} & f_{high}\leqslant\Delta f\leqslant f_{max}\\ 0 & f_{max}<\Delta f\leqslant f_d\end{cases} \tag{23}$$

$$K_{c2}=\begin{cases}K_{max} & f_{ref1}\leqslant\Delta f\\ \dfrac{K_{max}}{1+e^{-10\left(1+\frac{\Delta f-f_{ref1}}{f_{ref1}-f_{low}}\right)}} & f_{low}\leqslant\Delta f\leqslant f_{ref1}\\ \dfrac{K_{E,max}}{1+e^{10\left(1-\frac{\Delta f-f_{min}}{f_{min}-f_{low}}\right)}} & f_{min}\leqslant\Delta f\leqslant f_{low}\\ 0 & -f_d<\Delta f\leqslant f_{min}\end{cases} \tag{24}$$

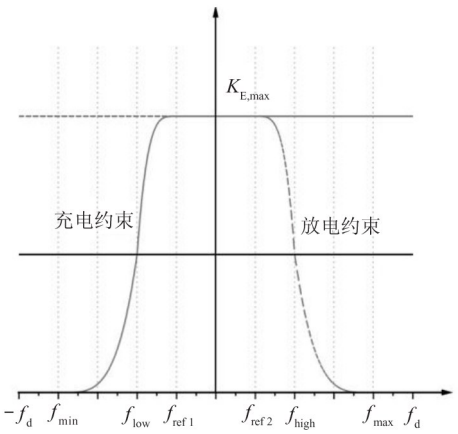


图 9　储能恢复约束系数

将充放电恢复需求系数与充放电约束系数放到同一坐标系下进行对比。兼顾电池荷电状态恢复需求和频率区间正常的情况下,将二者中的较小值作

为 K_{rep} (SOC 恢复系数),计算式如下:

$$K_{rep}=\begin{cases}\min(K_{c1},K_{c2}) & S_{soc}\leqslant S_{ref1}\\ 0 & S_{ref1}<S_{soc}<S_{ref2}\\ \min(K_{d1},K_{d2}) & S_{soc}\geqslant S_{ref2}\end{cases} \tag{25}$$

确定恢复系数之后,计算储能的恢复出力 ΔP_{rep},作用于 SOC 的恢复。储能的恢复系数与需求系数和约束系数的关系如图 10 所示。

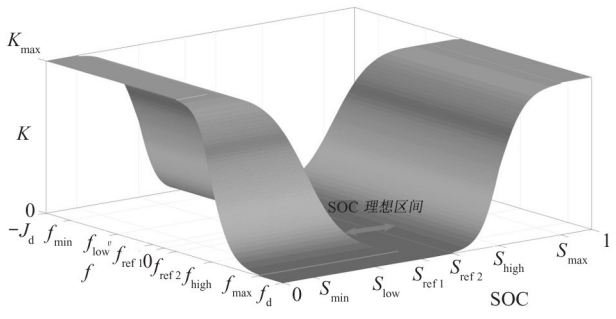


图 10　储能恢复系数

4　仿真分析

为验证上述新能源汇集站混合储能装置对于电网一次调频策略的有效性,在数字实时仿真系统 RT 1000中以浙江省某区域电网为仿真模型进行验证,对比有无混合储能装置对电网调频的影响。设置火电机组额定容量为 1 000 MW (S_B =1 000 MVA),电网基准频率为 50 Hz,新能源场站风电机组额定容量为 0.30 pu,光伏阵列额定容量为 0.20 pu,电池储能额定参数为 0.05 pu,抽水蓄能额定参数为 0.80 pu。按照国际标准设置传统火电机组的调频死区为 ±0.033 Hz。其余参数由表 1 所示。

表 1　仿真模型参数

M_{eq}	D_L	K_G	T_G	T_{CH}	T_{RH}	T_B	T_W	T_f
10	1	20	0.08 s	0.30 s	10	0.10 s	1.00 s	0.50 s

4.1　RT1000

本文采用的实时数字仿真系统 RT1000 拥有先进的计算机硬件和完备的软件应用,支持多速率并行运行,设备间通信采用工业级高速协议,通信时延达到微秒级。该系统可以实现电力系统元件和大部分控制模块模型的仿真,仿真步长可达 50 μs,从而实现电力系统的实时仿真。将区域汇集站调频模型集成到系统中,验证了相应策略的有效性。

4.2　仿真结果

为验证本文所提策略的有效性,在不同扰动类型的情况下,对比综合策略以及无储能引入时电网一次调频的情况。

4.2.1　阶跃负荷扰动

现将储能死区设置为传统机组死区的 70%,以验证在本文所提综合策略下,减小储能死区能否改善混合储能调频效果。

启动仿真后,在初始阶段投入一定量的阶跃负荷,如图 11 上半部分所示,两种方案在整体上并无偏差,但从频率最低点,即最大频率偏差处的细节放大图(图 11 下半部分)可见,储能调频死区的设定可以在一定程度上减少频率变化。表 2 给出了在不同负荷扰动下,死区设置不同引起的最大频率偏差。可以看到,随着负荷扰动量的不断变小,两者之间的对比更加明显。所以设置合理的死区范围,可以提高电网频率稳定性。

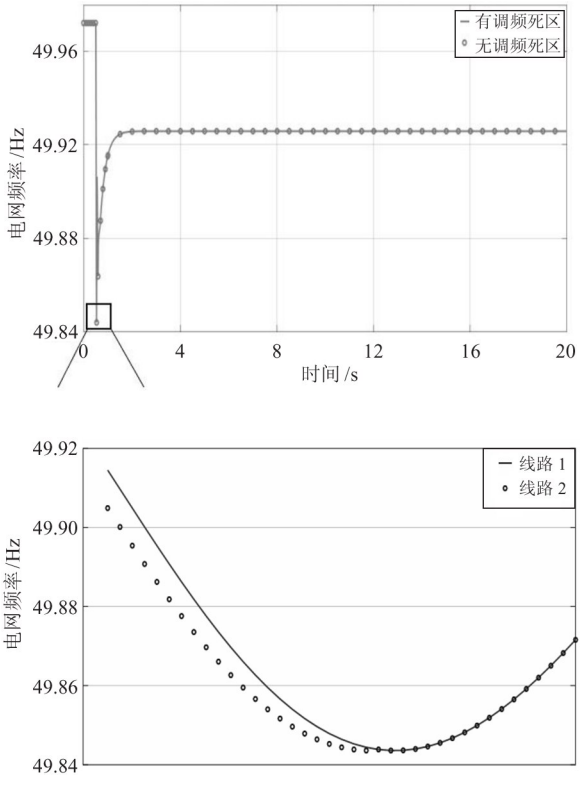


图 11　储能调频死区细节图

表 2　不同负荷扰动下死区效果对比表

负荷扰动	最大频率偏差/Hz	
	死区缩小	死区相等
0.03 pu	0.062	0.073
0.04 pu	0.075	0.081
0.05 pu	0.153	0.156

综上,在阶跃负荷扰动情况下,储能调频死区设为 0.023 1 Hz,仿真开始后加入大幅度的阶跃负荷扰动。对比两种情况下,系统频率的变化情况如图 12所示,相应的评价指标见表 3。

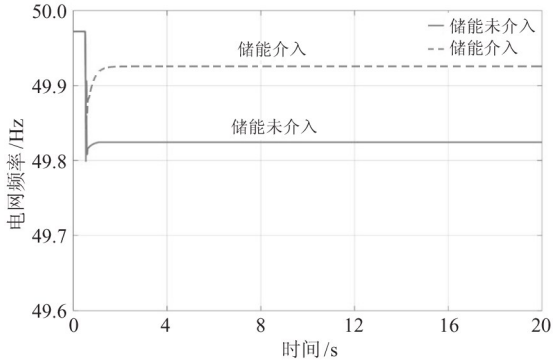


图 12　阶跃负荷下频率变化曲线

表 3　阶跃负荷扰动下调频评价指标

	Δf_m /Hz	Δf_s /Hz	α	β
综合策略	0.155	0.077	0.55	0.09
无储能	0.200	0.181	1.21	0.03

由图 13 可知,在扰动初期,电网频率呈迅速下降的趋势,无储能情况下下降较快并且最大频率偏差也较大。综合策略中电池储能快速响应频率的跌落,由于在频率恶化期引入了正虚拟惯性控制,而得到缓解,从而使得 α 与 Δf_m 较小;在频率恢复时期引入负虚拟惯性控制加快了频率的恢复。频率达到稳态后,电池储能闭锁,抽蓄电站提供持续的功率支撑。从表 3 可以看出,综合策略的 Δf_s 相较于无储能得到了一定的提高。

4.2.2　连续型短期负荷扰动

针对连续型负荷扰动的影响,仿真模型中加入幅值和频率随时间变化的扰动负荷,持续时间为 5 min,如图 13 所示。

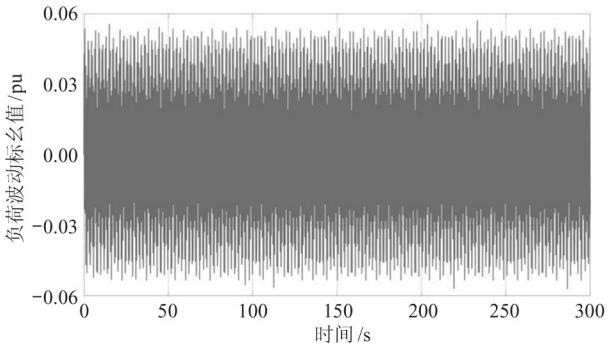


图 13　连续负荷扰动曲线

图 14 为电网频率在有无储能 2 种调控情况下的频率变化曲线。由图可知,由于综合策略中电池储能对高频负荷波动的快速响应能力,结合抽蓄电站对低频波动的调节能力,使得电网频率始终维持在一个较小的频率范围内波动,f_{index1} =0.055,从而不会对电网本身造成较大的冲击;而只有火电机组参与调频时,f_{index2} =0.110。通过对比综合策略使得 f_{index} 提高 50%。

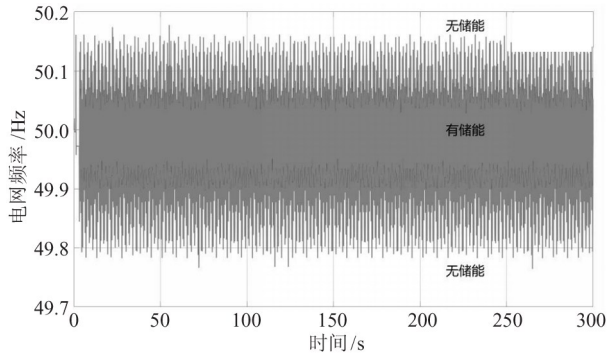


图 14　5 min 连续负荷扰动频率偏差曲线

为验证电池储能与抽水蓄能分频时间常数的设定对调频有一定的帮助,在连续负荷波动情况下,比较综合控制策略在不同时间常数下的调频效果。图 15给出了不同的时间常数下电网频率的变化。时间常数 1 设为 0.05,时间常数 2 为根据混合储能的调频能力而设置为 0.50。由图中可以看出,在同一工况下时间常数 1 的频率偏差值大于时间常数 2 的频率偏差值,但偏差值均小于无储能参与调控。因此可以得出合理选择分频时间常数可以改善混合储能调频性能。

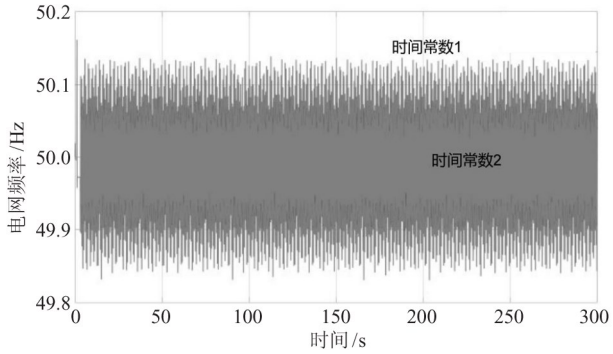
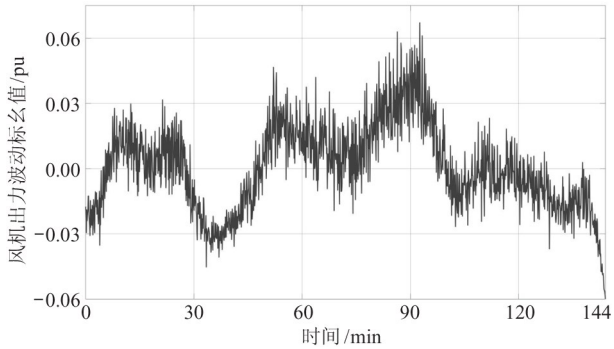


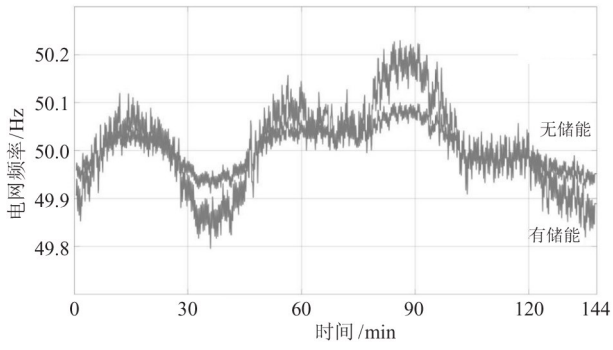
图 15　不同时间常数下频率变化曲线

4.2.3　新能源出力连续波动

新能源的渗透率不断提高,导致电网的惯性下降,以及带来电网频率的扰动。光伏场站出力波动较为平缓,而风机的出力波动更加具有偶然性、随机性,因此被作为本文研究新能源出力连续波动的实验对象。本文仿真了新能源风电场站因风速波动引起的电网频率变化过程。图 16 为浙江某地144 min内风电场因海上风速的变化所造成的风机出力波动曲线以及电网频率波动曲线。



(a) 风机出力波动曲线



(b) 电网频率波动曲线

图 16　长时间新能源出力波动、电网频率波动曲线

由仿真结果可知,高风电渗透率下,电网因风速的变动导致风电站出力不稳,导致电网频率呈现大幅度波动。汇集站未加储能时,连续波动调频值指标$f_{\text{index}}=0.091$;汇集处引入混合储能综合调频策略之后$f1_{\text{index}}=0.043$。$f1_{\text{index}}$明显小于f_{index},表明在新能源连续波动的情况下汇集站综合策略调频的有效性。新能源发电的不稳定性与间歇性要求电网调频响应更快。无储能的情况下,电网中仅有火电机组参与一次调频,机组启动与调速相对较慢,难以满足快速变化的功率要求,导致电网频率偏离额定频率的幅度较大。引入混合储能的综合策略调控以后,由于电池储能和抽蓄电站的互补联动调节,在风速的快速变化时电池储能中的自适应惯性控制与下垂控制在保证 SOC 的同时快速响应频率的变化,使得频率波动进一步减小。并且引入了 SOC 的自恢复控制可以使得 SOC 的值更趋于设定值,进一步提高了电池储能长时间调频的能力;同时抽蓄电站响应风速缓慢变化所带来的频率波动,提供了长时间的功率支持,有效避免了由电网频率超临界引起的机组脱网事故。

5　结　论

根据本文所提的新能源汇集站处电网一次调频综合策略,得出以下结论。

(1)将混合储能的调频死区缩小在传统机组调频死区内可以进一步提高调频效果,且扰动量越小,效果越明显。

(2)混合储能综合控制策略中的分频时间对系统调频具有一定的影响效果,要根据混合储能的调频效果设定合适的取值。

(3)本文提出的综合策略将虚拟惯性控制与自适应下垂控制相结合,既提高了调频的动态性能且最大限度发挥电池储能的调频效果,同时又避免了 SOC 过充过放。同时该策略结合了 SOC 的自恢复策略,大幅加强了 SOC 的维持能力,使电池储能在面临长时间扰动时具有更好的容量裕度,有利于电力系统资源的合理配置。

参考文献

[1] 方勇杰. 英国“8·9”停电事故对频率稳定控制技术的启示[J]. 电力系统自动化,2019,43(24):1-5.
[2] Dai J,Tang Y,Wang Q,et al. Aggregation frequency response modeling for wind power plants with primary frequency regulation service[J]. IEEE Access,2019,7:108561-108570.
[3] 李军徽,冯喜超,严干贵,等. 高风电渗透率下的电力系统调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(2):163-170.
[4] 夏祥武,田梦瑶. 风电并网一次调频控制性能研究[J]. 电气传动, 2021,51(5):70-75.
[5] 王淑超,段胜朋,侯炜,等. 光伏电站分层分布式自动功率控制技术[J]. 电力系统自动化, 2016,40(8):126-132.
[6] 王淑超, 段胜朋, 王健, 等. 光伏电站面向快速频率响应的优化控制技术研究与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2019,47(14):59-70.
[7] 刘洋,邵广惠,张弘鹏,等. 新能源参与系统一次调频分析及参数设置[J]. 电网技术,2020,44(2):683-689.
[8] 赵大伟,马进,钱敏慧等. 光伏电站参与大电网一次调频的控制增益研究[J]. 电网技术,2019,43(2):425-435.
[9] 李腾辉, 李卫东, 申家锴, 等. 双馈风电机组利用转子动能进行一次调频能力动态估计[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10):109-117.
[10] 周婷婷, 李欣然, 姜学皎. 储能电源参与电网调频的需求评估方法[J]. 电力建设, 2016,37(8):65-71.
[11] 王珏, 廖溢文, 韩文福, 等. 碳达峰背景下抽水蓄能-风电联合系统建模及有功功率控制特性研究[J]. 水利水电技术, 2021,52(9):172-181.
[12] 邹金,赖旭,汪宁渤. 大规模风电并网下的抽水蓄能机组调频控制研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):564-572.
[13] 邓睿. 电池储能技术在电力系统调频中的应用研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2017.
[14] 李欣然,邓涛,黄际元,等. 储能电池参与电网快速调频的自适应控制策略[J]. 高电压技术,2017,43(7):2362-2369.
[15] 邓霞, 孙威, 肖海伟. 储能电池参与一次调频的综合控制方法[J]. 高电压技术, 2018,44(4):1157-1165.
[16] Knap V,Chaudhary S,Stroe D I,et al. Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve[J]. IEEE Transactions on Power System,2016,31(5):3447-3456.
[17] 许宏远. 储能参与含风电的电力系统的调频策略研究[D]. 北京:北京交通大学, 2018.
[18] 吴启帆, 宋新立, 张静冉, 等. 电池储能参与电网一次调频的自适应综合控制策略研究[J]. 电网技术, 2020,44(10):3829-3836.
[19] 吴启帆. 电池储能系统在电网中的全过程动态建模与仿真研究[D]. 北京:华北电力大学, 2020.
[20] 张嘉诚,夏向阳,邓子豪,等. 储能电站安全参与电网一次调频的优化控制策略[J]. 中国电力,2022,55(2):19-27.
[21] 方红艳, 马平. 考虑混合储能调频死区的自适应下垂控制策略[J]. 电气工程学报, 2021,16(4):213-222.
[22] 李逢兵. 含锂电池和超级电容混合储能系统的控制与优化研究[D]. 重庆:重庆大学, 2015.
[23] 赵熙临, 桂玥, 付波, 等. 考虑 SOC 的自适应分组策略在储能参与一次调频中的应用[J]. 电网与清洁能源, 2022,38(10):116-125.
[24] 东亚光,李凤婷,王森. 跟踪计划出力的新能源场站与汇集站储能协调运行策略[J]. 电网技术,2023,47(4):1579-1591.
[25] 黄亚唯. 纯能电源参与电力系统调频的需求场景及其控制策略研究[D]. 长沙: 湖南大学, 2015.
[26] 雷博. 电池储能参与电力系统调频研究[D]. 长沙:湖南大学, 2014.

Hybrid energy storage frequency regulation control strategy for large-scale renewable energy grid integration

Hong Jianjun, Zheng Jianfeng, Shu Lanlan, Zheng Zhenhua, Wu Junfei, He Yuqin
(Quzhou Power Supply Company, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Quzhou 324000)

Abstract

Large-scale new energy power stations usually connect to the grid at high-voltage collection stations. Adding frequency modulation control functions at collection stations is an important means to achieve the grid connection of new energy. This paper proposes a hybrid energy storage frequency modulation control strategy for large-scale new energy grid connection. When the grid frequency exceeds the dead zone of the hybrid energy storage frequency modulation, the high-frequency part of the frequency fluctuation is regulated by battery energy storage, and the low-frequency part is regulated by pumped storage power stations. The battery energy storage part is comprehensively regulated by dual inertia control and droop control. Positive virtual inertia is adopted in the initial stage of frequency change to suppress the frequency change trend, and negative virtual inertia is adopted in the frequency recovery period to accelerate the recovery. At the same time, variable coefficient droop control is adopted throughout the frequency modulation period, which can maintain the state of charge (SOC) within the working range while meeting the frequency modulation requirements. In addition, when the frequency does not exceed the frequency modulation dead zone, SOC self-recovery control is adopted to restore the SOC of the battery energy storage to the set value, enhancing the ability of battery energy storage to participate in long-term frequency modulation. Finally, a frequency modulation model of a certain collection station in Zhejiang Province is built in the digital real-time simulation system RT1000, and the simulation of new energy participating in the primary frequency modulation of the power grid is carried out, verifying the feasibility and effectiveness of the proposed strategy.

Key words: renewable energy gathering station, hybrid energy storage, primary frequency regulation, frequency division command, virtual inertial, state of charge self-recovery