

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230810

# 考虑系统频率安全稳定约束的风储联合频率响应控制策略

刘军, 朱世祥, 柳盼攀, 武培东

(西安理工大学自动化与信息工程学院, 陕西 西安 710048)

**摘要:**为提升风-储联合运行系统的动态频率稳定性能,针对目前调频控制策略未充分发挥风电机组频率调节能力、无法适应负荷扰动过大情况以及转子转速恢复阶段存在频率二次跌落的问题,提出一种考虑系统频率安全稳定约束的风储联合频率响应控制策略。在惯量响应阶段结合转速约束和频率指标自适应调整虚拟惯量和下垂控制系数,在转子转速恢复阶段利用负指数函数动态调整转速恢复过程中功率参考值,避免频率的二次跌落。将风电机组与储能电池结合,引入频率稳定域概念,利用储能电池扩展频率稳定域边界,进一步提升风储联合系统的抗负荷扰动能力和频率稳定性。最后对风储联合调频策略进行仿真,结果表明在不同风速和不同负荷扰动下,所提控制策略能充分发挥风电机组频率响应控制能力的同时,避免了频率二次跌落,提升了电网频率安全稳定性。

**关键词:**风电机组; 频率二次跌落; 频率稳定域; 风储联合调频

## Coordinated control strategy for wind turbine and energy storage equipment considering system frequency safety and stability constraints

LIU Jun, ZHU Shixiang, LIU Panpan, WU Peidong

(School of Automation and Information Engineering, Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China)

**Abstract:** For a wind storage joint operational system, the current frequency modulation control strategy does not give full play to the frequency regulation ability of the wind turbine, cannot adapt to excessive load disturbance, and there is also a problem of secondary frequency drop in the rotor speed recovery phase. To improve the dynamic frequency stability performance, this paper proposes a wind storage joint frequency response control strategy considering system frequency safety and stability constraints. At the inertia response phase, the virtual inertia and droop control coefficient are adaptively adjusted in combination with the constraint of speed and frequency indicators. In the rotor speed recovery phase, the negative exponential function is used to dynamically adjust the power reference value in the speed recovery process to avoid a secondary drop of frequency. At the same time, combining wind turbines with energy storage battery devices, the concept of frequency stability domain is introduced, and energy storage batteries are used to expand the boundary of the frequency stability domain, further improving the ability of wind storage joint systems to accept load disturbances and frequency stability. Finally, simulation verification is conducted on the strategy, and the results show that the proposed control strategy takes into account the wind turbine frequency response ability at different wind speeds and disturbances, while avoiding secondary frequency drops and improving the frequency safety and stability of the power grid.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of Shaanxi Province (No. 2021GY—106).

**Key words:** wind turbine; frequency secondary drop; frequency stable domain; coordinated frequency regulation of wind turbine generator and energy storage equipment

## 0 引言

为实现“双碳”目标,我国正加速构建以新能

源为主体的新型电力系统,高比例新能源、电力电子设备(简称双高)是新型电力系统的重要特征<sup>[1-2]</sup>。

由于永磁同步风电机组通过双PWM变换器与电网相连,具有高风电渗透率的电网呈现低惯性,在负荷扰动较大时,容易引发电网频率事故<sup>[3-5]</sup>。

综合惯量控制是近年来解决上述问题的研究热

**基金项目:**陕西省重点研发计划项目资助(2021GY—106);  
西安市攻关项目资助(5025)

点, 在频率跌落时引入频率偏差的比例-微分控制, 动态调整功率参考值, 释放风电机组转子中的动能支撑系统频率变化<sup>[6]</sup>; 文献[7]对综合惯量控制的响应特性及机理进行了分析, 得出了下垂系数是影响系统频率最低值的重要因素, 系统频率变化率主要受虚拟惯量系数影响。因此, 为提升风电机组的频率支撑(frequency regulation, FR)能力, 有学者结合频率变化率和频率偏差自适应调整下垂系数<sup>[8-9]</sup>, 但没有考虑风电机组转速过低带来的切机停运风险。文献[10-11]考虑风电机组转速约束整定综合惯量控制系数, 充分发挥 FR 能力。但过度追求风机 FR 深度, 会导致切换转速恢复过程后功率骤降引发频率二次跌落(frequency second dip, FSD)<sup>[12]</sup>。文献[13]提出了一种风机调频退出时刻的确定方法。文献[14-15]结合退出调频的时刻调整虚拟惯量系数和下垂控制系数, 在一定程度上可以减少 FSD, 但作用有限。文献[16-17]虽然借助一次递减函数平缓降低转速恢复过程中的有功功率, 避免了风电机组转速恢复时 FSD, 但并未考虑退出惯量响应时的转速对转速恢复的影响。因此, 研究一种充分发挥风电机组 FR 能力的同时, 避免 FSD 问题的控制策略具有重要研究意义与实际应用价值。

在新能源场站规划中, 将响应快速和控制灵活的储能电池与风电机组结合为调频提供了新的解决办法<sup>[18-20]</sup>。文献[21-22]采用模糊控制策略协调风储联合调频出力, 减轻风、储单独调频负担, 但无法确定电池出力时间, 进而导致未充分发挥风电机组 FR 能力和电池出力过剩。文献[23-25]采取限转矩的惯量控制方式, 充分发挥风电机组 FR 能力, 由储能电池补偿风电机组转速恢复过程中的功率缺额, 避免了 FSD。但上述方法只适用小负荷扰动情况, 在出现过大负荷扰动后, 系统存在失稳、频率越限的风险; 因此负荷扰动边界的确定是合理设计风储联合调频控制策略以及保障系统频率安全稳定关键。

综上所述, 本文基于风电机组参与电网频率响应等效模型, 分析了频率指标与综合惯量控制系数和负荷扰动的关系, 在惯量响应阶段结合转速约束和频率指标整定综合惯量控制系数, 充分发挥风电机组 FR 能力; 在风电机组转子转速恢复阶段, 结合切换转速恢复时刻对应转子转速和一次调频时间, 利用负指数衰减特性动态调整转速恢复过程中风电机组的电磁功率, 避免了 FSD; 为保障系统频率安全稳定, 根据频率指标与负荷扰动关系确定频率稳定域, 结合电池荷电状态(state of charge, SOC)计算储能出力, 制定风储联合调频控制策略, 拓展频率稳定域边界, 提升风储联合系统抗负荷扰动能

力和频率稳定性能。最后对本文所提风储联合调频控制策略进行了仿真, 验证了所提策略在不同风速和不同负荷扰动下的有效性。

## 1 电网频率动态指标

为研究风电机组使用综合惯量控制参与系统频率响应动态特性, 将电网系统的同步发电机组机电动态特性等值为单台机组, 并将电网出现源荷功率不平衡而导致的频率波动等效为负荷扰动, 建立基于综合惯量控制的经典低阶电网频率响应模型<sup>[26-27]</sup>, 如图 1 所示。图中:  $K_d$  为风电机组虚拟惯性控制系数;  $K_p$  为风电机组虚拟下垂控制系数;  $H$  为电网等效惯性常数;  $D$  为电网等效阻尼系数;  $\delta_G$  为原动机调差系数;  $T_R$  为再热时间常数;  $F_H$  为原动机高压缸做功比例;  $\Delta P_L$  为负荷扰动。

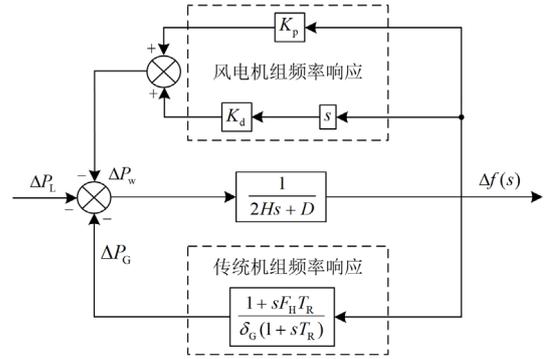


图 1 基于综合惯量控制频率响应模型

Fig. 1 Frequency response model based on integrated inertia control

由图 1 得到的系统一次调频频率响应解析式为

$$\Delta f(s) = \frac{-\Delta P_L}{(2H + K_d)s + D + K_p + \frac{1 + sF_H T_R}{\delta_G (1 + T_R s)}} \quad (1)$$

分析式(1)可知, 增大  $K_d$  相当于增大电网等效惯性常数, 增大  $K_p$  相当于增大电网等效阻尼系数。

为进一步分析对频率变化率、频率稳态偏差和最大频率偏差的影响, 令  $H_{eq} = H + 0.5K_d$ 、 $D_{eq} = D + K_p$ , 由式(1)可得

$$\Delta f(s) = \frac{-\Delta P_L}{2H_{eq}s + D_{eq} + \frac{1 + sF_H T_R}{\delta_G (1 + T_R s)}} = \left( \frac{\Delta P_L \delta_G}{D_{eq} \delta_G + 1} \right) \left( \frac{\omega_n^2}{n s^2 + 2\xi \omega_n s + \omega_n^2} \right) \quad (2)$$

式中:  $n$  为再热时间常数的倒数  $1/T_R$ ;  $\xi$  为阻尼比;

$\omega_n$  为自然振荡角频率。

$$\begin{cases} \xi = \left[ \frac{2H_{eq}\delta_G + (D_{eq}\delta_G + F_H)T_R}{2(D_{eq}\delta_G + 1)} \right] \omega_n \\ \omega_n^2 = \frac{D_{eq}\delta_G + 1}{2H_{eq}\delta_G T_R} \end{cases}$$

利用拉普拉斯逆变换可得频率偏差的时域表达式为

$$\Delta f(t) = -\frac{\Delta P_L \delta_G}{D_{eq} \delta_G + 1} (1 + \alpha e^{-\xi \omega_n t} \sin(\omega_d t + \phi)) \quad (3)$$

式中:  $\Delta f(t)$  为电网瞬时频率偏差;  $\alpha$  和  $\phi$  分别为电网瞬时频率偏差的系数和相位;  $\omega_d$  为阻尼角频率。

当电网出现一个常值负荷扰动时, 最大频率变化率和频率稳态偏差分别为

$$\begin{cases} \frac{d\Delta f}{dt} = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{d\Delta f(t)}{dt} = \lim_{s \rightarrow \infty} s^2 \cdot \Delta f(s) = \frac{-\Delta P_L}{2H_{eq}} \\ \Delta f_\infty = \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta f(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta f(s) = \frac{-\Delta P_L \delta_G}{D_{eq} \delta_G + 1} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $d\Delta f/dt$  为频率变化率;  $\Delta f_\infty$  为频率稳态偏差。

当  $d\Delta f/dt = 0$  时, 频率偏差最大, 最大偏差及出现频率最低点的时刻  $t_{nadir}$  如式(5)所示。

$$\begin{cases} \Delta f_{max} = -\frac{\Delta P_L \delta_G}{D_{eq} \delta_G + 1} (1 + \sqrt{1 - \xi^2} \alpha e^{-\xi \omega_n t_{nadir}}) \\ t_{nadir} = \frac{1}{\omega_d} \arctan\left(\frac{\omega_d T_R}{\xi \omega_n T_R - 1}\right) \end{cases} \quad (5)$$

式中,  $\Delta f_{max}$  为频率偏差最大值。

由式(4)和式(5)可知: 频率变化率与负荷扰动成正比, 与等效惯性系数成反比; 稳态频率偏差和最大频率偏差与负荷扰动成正比, 与等效阻尼系数成反比; 结合式(1)可知, 等效惯性和阻尼系数受综合惯量控制系数的影响, 因此, 为改善风电机组调频控制效果, 对综合惯量控制系数的整定是必要的。

## 2 风电机组频率控制策略

### 2.1 传统综合惯量控制策略

风电机组综合惯量控制中频率支持分为两个阶段: 第一阶段为惯量响应; 第二阶段为转子转速恢复。风电机组控制过程中的功率变化如图2所示。

惯量响应阶段: 假设风电机组工作于最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)状态, 如图2中的A点。当风电机组参与惯量响应时, 其转子运动方程为

$$P_m - P_e = 2H_w \omega_r d\omega_r / dt \quad (6)$$

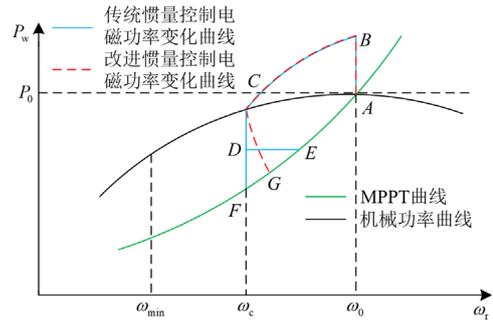


图2 综合惯量控制下风电机组功率变化

Fig. 2 Wind turbine power variation under comprehensive inertia control

式中:  $P_m$ 、 $P_e$  分别为风电机组机械功率、电磁功率;  $H_w$  为风电机组虚拟惯量常数;  $\omega_r$  为风电机组转子转速。

$$\begin{cases} P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \\ v = \frac{\omega_r R}{\lambda} \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $\rho$  为空气密度;  $R$  为风轮半径;  $v$  为风速;  $C_p$  为风能利用系数;  $\beta$  为桨距角;  $\lambda$  为叶尖速比。

利用式(7)中风速与转速的关系可得最大跟踪功率  $P_{mppt} = k\omega_r^3$ , 其中  $k$  为常数。

当频率跌落时, 根据传统惯量控制策略<sup>[6]</sup>, 惯量响应过程(对应图2中的A-B-C)的参考功率为

$$P_{ref1} = P_{mppt} + K_d \cdot (d\Delta f / dt) + K_p \Delta f \quad (8)$$

由式(8)可知, 当频率跌落时, 比例-微分控制附加的辅助功率使电磁功率快速上升, 导致与风电机组机械功率差值增大, 进而通过降低转速释放风电机组转子动能提供频率支撑。由于传统控制策略中的惯量控制系数和下垂控制系数是固定的, 结合第1节对式(4)和式(5)进行分析, 可知固定的惯量控制系数和下垂控制系数对于不同频率波动情况, 调频效果不佳, 并且未考虑对转子转速约束, 存在风电机组转速过度降低发生切机停运风险。

转子转速恢复阶段: 当惯量响应结束时, 风电机组电磁功率骤降, 切换回MPPT模式, 进入转速恢复过程, 如图2所示, 风电机组工作点由C跳变至D或者F, 导致系统出现功率缺额, 引发FSD现象。

图3为风速为12 m/s、负荷扰动为0.1 p.u.下不同功率骤变量(图2中 $\Delta P(C \rightarrow F)$ 过程)的系统FSD曲线。由图3可以看出, 风电机组功率骤变量越大, 系统FSD越严重, 风电机组偏离MPPT状态时间越长。

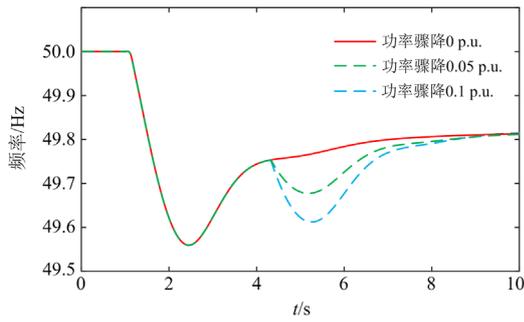


图3 不同功率骤变量下频率的二次跌落

Fig. 3 Secondary frequency drop under different power surges

通过以上分析可知,传统综合惯量控制中存在控制系数固定无法充分发挥风电机组FR能力,转子恢复过程中减载功率过大导致FSD,风电机组恢复MPPT状态缓慢等问题。

### 2.2 改进综合惯量控制策略

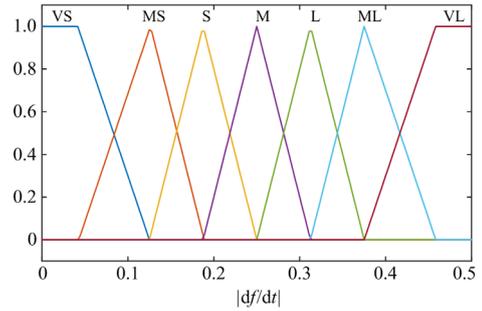
针对以上问题,在惯量响应阶段,本文考虑风电机组转速限制与频率性能指标对虚拟惯量控制和下垂控制系数进行自适应调整,充分发挥风机FR能力;在转子转速恢复阶段,结合转速并利用负指数函数衰减特性平缓降低转速恢复过程的电磁功率,避免FSD问题。

#### 2.2.1 惯量响应阶段

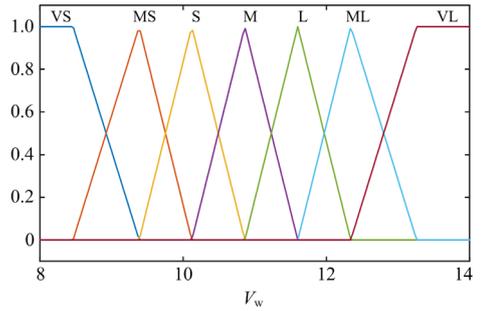
##### 1) 虚拟惯量系数的整定

由式(4)可知,虚拟惯量系数与频率变化率密切相关,其中 $K_d$ 与转速和频率变化率间难以建立准确的数学关系,利用式(7)转速与风速的关系,将转速约束转换成风速约束对 $K_d$ 进行调整,其中风速与 $K_d$ 存在以下逻辑关系:当机组风速超过额定风速时,通过减速无法提升输出功率, $K_d$ 的取值过大对抑制频率变化率的效果并无提升,故其取值应该相对较小。当风速较小时,为了避免转速过低导致风电机组切机停运, $K_d$ 的取值应偏小。当风速适中时,通过减速可提升较大的输出功率,进而有效抑制频率变化率的快速变化, $K_d$ 的取值应为较大。基于以上分析可建立风速和频率变化率与 $K_d$ 的模糊推理关系,其中风速与频率变化率作为输入量,虚拟惯量系数作为输出量。设电网频率变化率论域为 $[0,0.5]$ ;风速的论域为 $[8,14]$ ;为等效同步电机惯性取虚拟惯量系数论域为 $[6,20]$ 。各变量的模糊集合均取7个,分别为VS、MS、S、M、L、ML、VL。频率变化率、风速、虚拟惯量系数隶属度函数如图4所示。

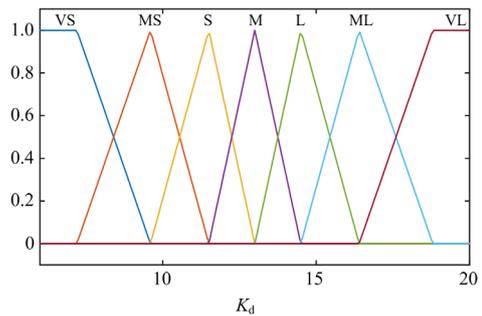
根据风速、频率变化率与虚拟惯量系数的逻辑关系设计模糊逻辑规则,如表1所示。



(a) 频率变化率/(Hz/s)



(b) 风速/(m/s)



(c) 虚拟惯量系数

图4 输入、输出隶属度关系

Fig. 4 Membership function of input and output

表1 模糊逻辑规则表

Table 1 Fuzzy logic rules table

控制系数 $K_d$	$V_w$						
	VS	MS	S	M	L	ML	VL
VS	S	M	L	ML	VL	VL	L
MS	MS	S	M	ML	VL	VL	M
S	MS	S	M	L	VL	VL	M
M	MS	MS	S	L	ML	VL	S
L	VS	MS	S	M	ML	ML	S
ML	VS	VS	MS	S	L	ML	MS
VL	VS	VS	MS	S	M	L	MS

根据模糊逻辑规则,采用重心法去模糊化,得到的虚拟惯量系数推理结果如图5所示。

##### 2) 虚拟下垂系数整定

虚拟下垂控制系数与系统调差系数存在一定比

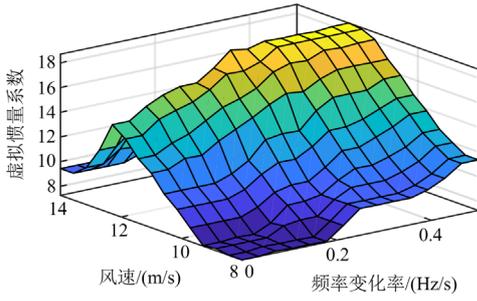


图5 虚拟惯量系数模糊推理结果

Fig. 5 Virtual inertia coefficient fuzzy inference results

例关系<sup>[28]</sup>, 基于逻辑回归函数考虑转速限制约束和频率偏差, 设计了一种变下垂系数, 如式(9)所示。

$$K_p = \frac{1}{\delta_w} (\omega_r^2 - \omega_{\min}^2) \frac{1}{1 + e^{-\Delta f}} + 10 \quad (9)$$

式中:  $\delta_w$  为风电机组的基础调差系数, 设置调差系数为 4%;  $\omega_{\min}$  为风电机组最小转速。结合式(9)可得虚拟下垂系数与电网频率偏差和转子转速的关系, 如图 6 所示。

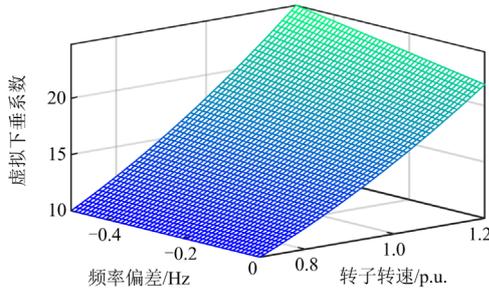


图6 虚拟下垂系数整定结果

Fig. 6 Virtual droop coefficient setting results

从图 6 中可以看出, 当转速低时, 可利用转子动能少, 虚拟下垂系数取值较小; 当转速高时, 可利用转子动能充足, 具备较强补偿电网频率偏差  $\Delta f$  的变化能力, 下垂控制系数随电网频率偏差  $\Delta f$  的增加而变大。

### 2.2.2 转子转速恢复阶段

本文结合当前转速, 利用负指数衰减特性使转速恢复过程中风电机组电磁功率平缓降低(如图 2 中 C-G-A)。首先根据文献[24]可知转速恢复条件为

$$|\omega_r(t+T) - \omega_r(t)| \leq 4 \times 10^{-7} \text{ p.u.} \quad (10)$$

若风电机组转子转速满足式(10), 则可判定进入转速恢复阶段。转速恢复过程的参考功率为

$$\begin{cases} P_{\text{ref}2} = P_{\text{ref}1}(t_{\text{off}}) \cdot \mu \\ \mu = e^{-\frac{t_{\text{ss}}(\omega_{\text{opt}} - \omega_r(t_{\text{off}}))}{10 \omega_{\text{opt}}}(t - t_{\text{off}})} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $t_{\text{off}}$  为转子转速收敛对应时刻;  $t_{\text{ss}}$  为完成一

次调频时间;  $\omega_{\text{opt}}$  为 MPPT 状态时对应转速;  $\omega_r(t_{\text{off}})$  为在转子转速收敛时刻对应转速。

对式(11)分析可知, 将转子转速收敛对应时刻所对应大小作为影响负指数函数的衰减指数, 进而平缓降低转速恢复过程中风电机组电磁功率, 结合式(6), 转速恢复初期,  $P_m$  与  $P_{\text{ref}2}$  的功率差值小, 避免了功率骤降, 进而有效抑制 FSD 问题; 随着时间推移,  $P_m$  与  $P_{\text{ref}2}$  的功率差值增大, 有利于转速快速恢复。

图 7 显示了不同负荷扰动下所提转速恢复策略的适用性。当转子转速较低时, 负指数函数的衰减指数较大, 所以转速恢复曲线较陡。由式(6)可得, 当  $P_m$  与  $P_e$  的功率差值一定时, 初始转速越小, 可得  $d\omega_r/dt$  较大, 有利于转速快速恢复; 当转速较高时, 负指数函数的衰减指数较小, 恢复曲线较平缓, 可得  $d\omega_r/dt$  小, 但此时转子转速较高, 所需恢复时间也较短。与传统转子转速恢复控制相比, 具有快速恢复 MPPT 状态且避免 FSD 的优势。

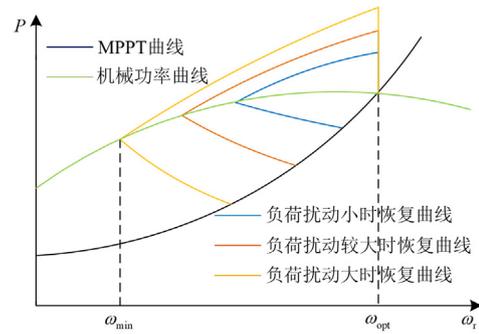


图7 不同负荷扰动下转速恢复过程

Fig. 7 Speed recovery process under different load disturbances

最后, 当  $P_{\text{ref}2} = P_{\text{mppt}}$  (图 2 中的 G 点) 时, 切换至 MPPT 控制。G-A 段的参考功率值为

$$P_{\text{ref}} = k\omega_r^3, \omega_G < \omega_r < \omega_A \quad (12)$$

综上所述, 本文提出了一种充分发挥风电机组频率响应能力的同时, 避免 FSD 的频率控制策略, 控制结构如图 8 所示。

## 3 储能辅助风电机组频率响应控制策略

风电机组频率控制策略可以抑制小负荷扰动下的频率跌落, 但当负荷扰动过大时, 风电机组调频能力有限, 导致频率变化率、最大频差以及稳态频率偏差超出系统频率安全阈值。针对负荷扰动过大带来的频率越限失稳的问题, 本文将利用频率指标与负荷扰动的关系整定风储联合系统的“频率稳定域”, 结合储能电池 SOC 计算电池出力, 拓展风储联合系统频率稳定域, 保障系统频率安全稳定。

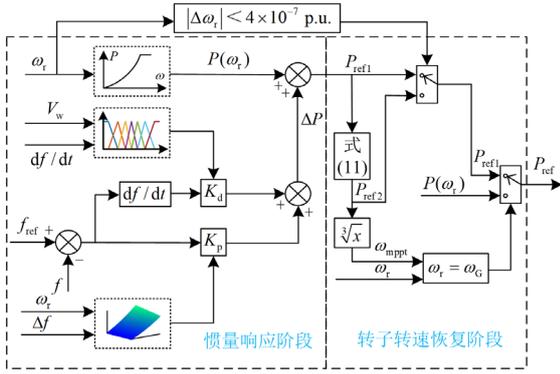


图 8 频率控制结构图

Fig. 8 Frequency control structure diagram

### 3.1 储能响应拓展频率稳定域

本文所提系统频率稳定裕度边界是指一次调频过程中，最大负荷扰动下频率变化率阈值为-0.5 Hz/s、低频减载动作阈值为 49.5 Hz 以及稳态频率偏差阈值为-0.2 Hz。

根据第 1 节可知，在电网系统中传统机组参数确定后，负荷扰动量与频率性能指标成线性关系，负荷扰动边界的确定由频率性能指标的极限值计算得到，同时风电机组在运行中受风速波动影响，在实际运行时，风电机组调频能力是变化的，所以风电机组参与系统调频时，系统负荷扰动边界是变化的，利用文献[26]中的统一结构参数，可以得到频率指标与负荷扰动  $\Delta P_L$  的关系，如图 9 所示。

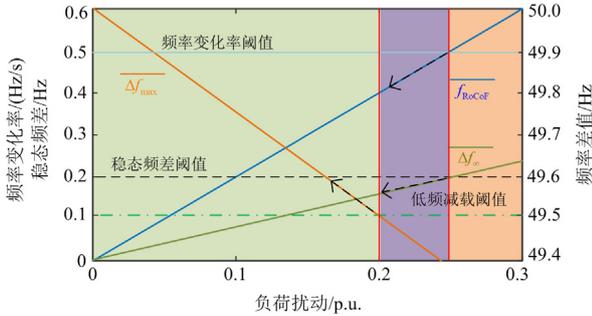


图 9 不同频响能力风机对应扰动边界

Fig. 9 Disturbance boundary corresponding to wind turbines with different frequency response capabilities

图 9 中：绿色区域为系统中风电机组不参与频率调节的频率稳定域；当风电机组参与系统频率调节时，紫色区域为结合风电机组调频能力变化的频率稳定域，结合第 1 节和第 2 节的分析可知，风电机组的调频能力反映在综合惯量控制系数上，综合惯量控制系数越大，风电机组调频能力越强，对应的频率稳定域越大；橘色为储能电池拓展频率稳定域。

由于风电机组不同综合惯量控制系数整定出的频率稳定域边界不同，因此

$$\Delta P_{Lmax} = \min \left\{ \begin{array}{l} \Delta P_L(f_{RoCoF}, K_d), \Delta P_L(\Delta f_{\infty}, K_p), \\ \Delta P_L(\Delta f_{max}, K_p) \end{array} \right\} \quad (13)$$

式中： $\Delta P_L(f_{RoCoF}, K_d)$  为由频率变化率和虚拟惯量系数得到的负荷扰动值； $\Delta P_L(\Delta f_{\infty}, K_p)$  为由稳态频率偏差和虚拟下垂系数得到的负荷扰动值； $\Delta P_L(\Delta f_{max}, K_p)$  为由最大频率偏差和虚拟下垂系数得到的负荷扰动值。频率稳定域边界的整定具体步骤如下。

步骤 1：获取电网频率指标——频率变化率、稳态频率偏差和最大频率偏差。

步骤 2：利用第 2 节的方法将频率指标结合转速约束，整定综合惯量控制系数。

步骤 3：将获得的频率指标与综合惯量控制系数代入式(4)和式(5)，求解负荷扰动值，取较小者作为频率稳定域的边界值。

当  $\Delta P_L > \Delta P_{Lmax}$  时，计算储能最小出力  $P_{ES}$ ，拓展系统频率稳定裕度边界  $\Delta P_{Lmax}$ ，提升系统抗负荷扰动能力和频率稳定性。

$$\begin{cases} P_{ES} = K_b (\Delta P_L - \Delta P_{Lmax}) \\ P_{ES} < \frac{E_{ES}}{t_{ss} - t_0} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $t_0$  为负荷扰动初始时刻； $E_{ES}$  为电池容量，通常配置为风电机组额定功率的 5%~10%； $K_b$  是结合 SOC 的关系采用 S 型函数优化电池放电能力，进而提升电池使用寿命。

$$K_b = \begin{cases} 0 & 0 < S \leq S_{min} \\ \frac{K_{max} P_0 e^{\frac{n(S_{low} - S_{min})}{S_{low} - S_{min}}}}{K_{max} + P_0 (e^{\frac{n(S_{low} - S_{min})}{S_{low} - S_{min}}} - 1)} & S_{min} < S \leq S_{low} \\ K_{max} & S_{low} < S \leq 1 \end{cases} \quad (15)$$

式中： $K_{max}$  为虚拟下垂控制最大单位调节功率； $S_{min}$ 、 $S_{low}$  分别为储能电池 SOC 的最小值、偏小值； $P_0$  和  $n$  为曲线的自适应因子。为兼顾 SOC 与储能电池放电的快速性<sup>[29]</sup>，本文取  $S_{min} = 0.1$ 、 $S_{low} = 0.2$ 、 $P_0 = 0.01$ 、 $n = 10$ 。

综上所述，获得传统机组参数后，利用负荷扰动与频率指标关系即可得到系统负荷扰动范围；在实际运行中，结合风电机组与储能电池自身运行状态明确其承受负荷扰动边界，通过判断  $\Delta P_L$  与  $\Delta P_{Lmax}$  的关系，从而确定风储联合调频出力时的分配方案。

### 3.2 风储联合频率响应控制策略

为应对不同负荷扰动下的频率波动情况, 构建以风电机组为主、储能电池为辅的调频控制方式, 风储联合调频控制策略如图 10 所示。

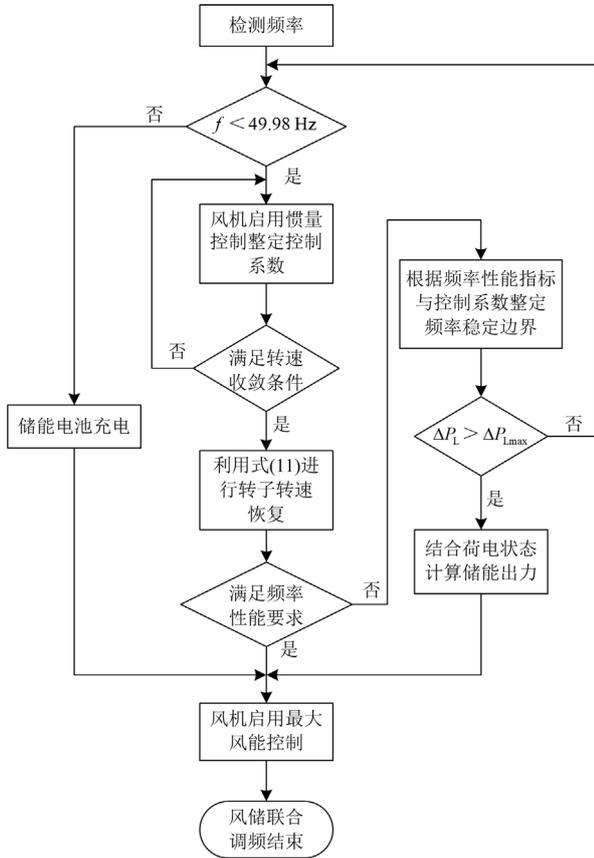


图 10 风储联合调频控制策略

Fig. 10 Wind storage joint frequency modulation control strategy

步骤 1: 检测电网频率, 判断是否低于频率死区范围, 不低于 49.98 Hz 则对储能电池充电, 此时风电机组采取 MPPT 控制。当频率低于 49.98 Hz, 进入步骤 2。

步骤 2: 启动风电机组频率响应控制, 结合风速和频率指标整定综合惯量控制系数, 充分发挥风电机组的频率响应能力。

步骤 3: 当满足转子转速收敛条件时, 退出惯量控制过程, 进入转子转速恢复阶段, 利用式(11)动态调整风电机组电磁功率恢复转子转速。

步骤 4: 判断当前电网频率是否满足频率指标要求, 不满足则进入步骤 5, 满足则进入步骤 6。

步骤 5: 根据频率性能指标以及风电机组频率响应能力系数确定频率稳定域, 当  $\Delta P_L \leq \Delta P_{Lmax}$  时, 回到步骤 1, 当  $\Delta P_L > \Delta P_{Lmax}$  时, 结合储能电池的 SOC 计算储能动作功率  $P_{ES}$ , 补偿风机调频性

能不足, 拓展频率稳定域边界, 保障频率处于安全稳定阈值范围内。

步骤 6: 风电机组恢复 MPPT 状态, 调频结束。

### 4 算例分析

为验证所提控制策略的有效性, 在 Matlab/Simulink 上搭建了一个风储联合系统模型进行仿真验证, 如图 11 所示。该模型包括 1 台 2 MW 直驱永磁同步风力发电机、1 台同步发电机 (SG)、1 个固定负载和 1 个可变负载及储能电池系统。仿真参数见表 2。

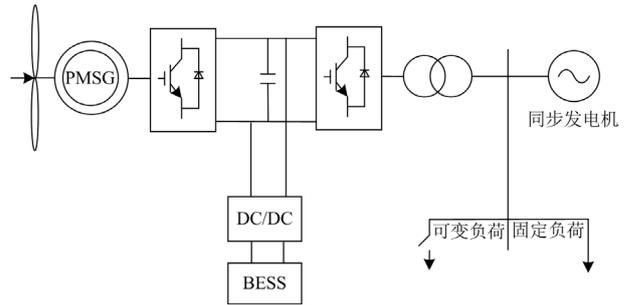


图 11 风储联合仿真结构

Fig. 11 Wind storage joint simulation structure

表 2 算例系统参数取值

Table 2 Parameter value of test system

	参数名	参数值
风机参数	额定电压/V	1600
	额定功率/MW	2
	桨叶半径/m	35
	最佳叶尖速比	8.1
	风机惯量常数/s	4
储能电池参数	额定电压/V	700
	额定容量/Ah	50
	初始 SOC/%	50
同步电机参数	额定功率/MW	20
	额定电压/kV	20
固定负荷	额定功率/MW	10

#### 4.1 改进频率响应控制策略有效性分析

仿真参数设置: 设置风速为 12 m/s, 在  $t=1s$  时, 突增 10% 负荷; 设置最大风能跟踪控制(方法 1)、传统的定系数综合惯量控制策略(方法 2)、基于变系数的调频控制策略, 但未考虑转速平滑恢复(方法 3)、本文所提考虑抑制 FSD 综合惯量控制策略(方法 4) 4 种控制方法。图 12 为 4 种控制方法频率控制效果。

由图 12 可以看出, 与传统控制方法相比, 本文所提控制策略充分发挥了风电机组的频率响应能力, 不仅满足了频率性能指标要求, 而且在最大

频率偏差明显减小，在转子转速恢复阶段风电机组的电磁功率平缓降低，抑制了 FSD，同时转子转速恢复时间更短，可以更快恢复至 MPPT 状态。

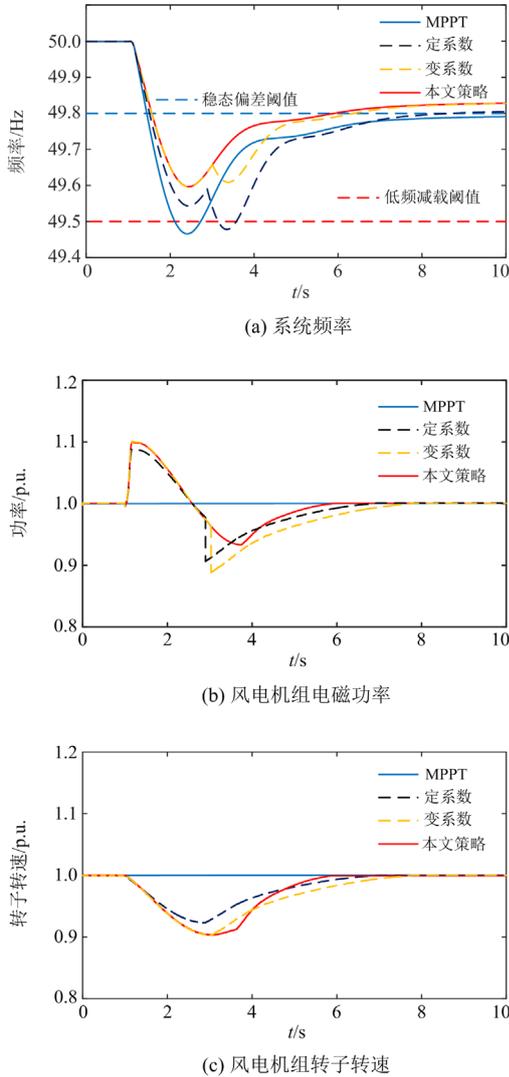


图 12 风速 12 m/s 下风电机组频率响应曲线  
Fig. 12 Wind turbine frequency response curve at a wind speed of 12 m/s

图 13 为不同负荷扰动下频率变化曲线，可以看出，当负荷扰动过大，并超出可接受负荷扰动频率稳定域边界时，仅靠风电机组已经无法保障频率处于安全稳定阈值范围内，对此本文结合储能电池来弥补风电机组的频率响应能力不足。当负荷扰动为 0.3 p.u.时，风电机组功率、转速曲线如图 14 所示。

当负荷扰动为 0.3 p.u.时，风电机组充分响应调频需求后转子转速降至最低值，采取本文转子转速恢复策略后，仍能快速恢复转子转速和 MPPT 状态，保障了风电机组的安全稳定运行。

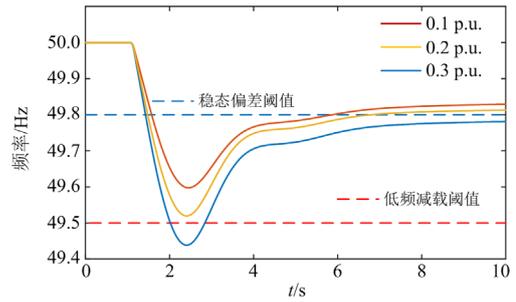


图 13 不同扰动量下频率变化  
Fig. 13 Frequency variation under different disturbances

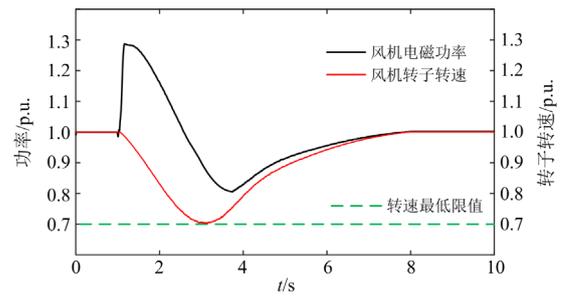


图 14 扰动量为 0.3 p.u.时的风电机组属性  
Fig. 14 Wind turbine properties with a disturbance of 0.3p.u.

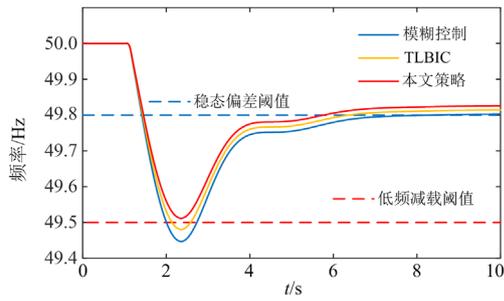
#### 4.2 储能辅助风机频率响应的有效性分析

根据式(13)可得，当风速为 12 m/s 时，对应负荷扰动边界为 0.25 p.u.，通过储能电池可将负荷扰动边界从 0.25 p.u.拓展到 0.3 p.u.，补偿了风电机组频率响应的不足，完成调频任务的同时，提升系统接受负荷扰动能力和频率稳定性。为了验证储能电池辅助风电机组频率响应的有效性，本文对比分析了基于模糊控制的风储联合调频控制策略<sup>[22]</sup>(方法 5)，风储联合控制策略<sup>[24]</sup>(方法 6，简称为 TLBIC)和本文提出的基于频率稳定性提升的风储联合频率响应控制策略(方法 7)。图 15 为负荷扰动 0.3 p.u.下 3 种频率控制策略的响应曲线。

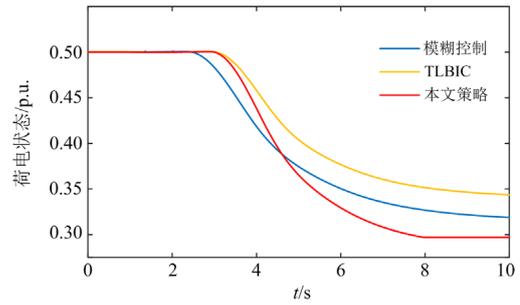
根据图 15 和表 3 可知，由于储能电池需要拓展频率稳定域边界，相较于其他两种方法，本文所提控制策略电池放电功率更多，荷电状态下降更明显，但提升了风储联合系统抗负荷扰动能力和频率稳定性，并且转子转速快速恢复至负荷扰动前状态，避免长时间处于最低转速，减小了切机停运的风险。

#### 4.3 不同风速、负荷扰动下风储联合控制策略适用性分析

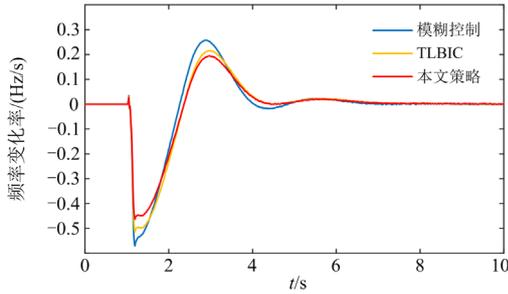
在实际中，风速和负荷扰动都是变化的，因此本节将设置 4 种情景来验证不同风速、不同负荷扰动下风储联合控制策略的适用性，如表 4 所示。



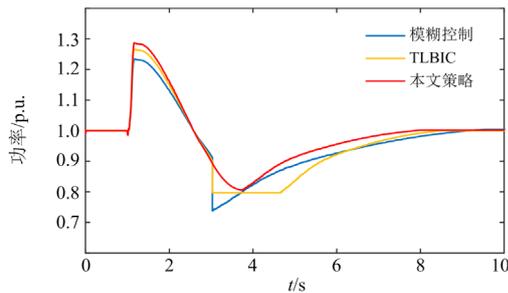
(a) 系统频率



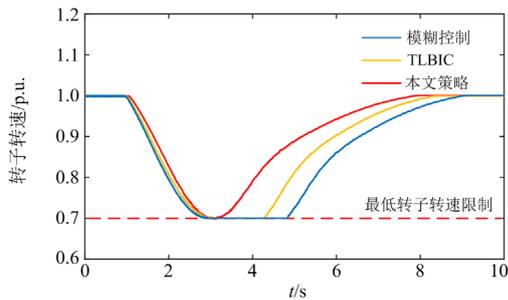
(f) 电池荷电状态



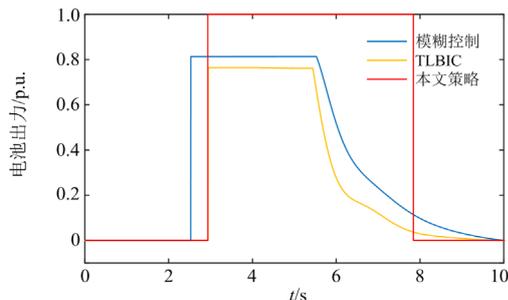
(b) 频率变化率



(c) 风电机组电磁功率



(d) 风电机组转子转速



(e) 电池出力

图 15 储能辅助风机频率响应曲线

Fig. 15 Frequency response curve of energy storage auxiliary wind turbine

表 3 风速为 12 m/s、扰动为 0.3 p.u. 下的仿真结果  
Table 3 Simulation result of wind speed at 12 m/s and disturbance size at 0.3 p.u.

控制策略	最大频差	频率变化率	稳态频差
方法 5	0.558	0.571	0.198
方法 6	0.524	0.514	0.187
方法 7	0.493	0.463	0.175

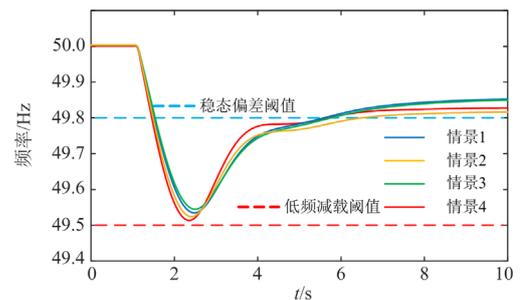
表 4 仿真场景

Table 4 Simulation cases

情景	风速/(m/s)	负荷扰动/p.u.
1	10	0.2
2	10	0.25
3	12	0.25
4	12	0.3

根据式(13)可得, 当风速为 10 m/s 时, 对应负荷扰动边界为 0.225 p.u.; 当风速为 12 m/s 时, 对应负荷扰动边界为 0.25 p.u.。图 16 为不同风速、不同负荷扰动下的频率响应曲线。

由图 16 可知, 情景 2 与情景 3 负荷扰动相同, 但情景 2 负荷扰动超出频率稳定域边界, 借助储能电池将负荷扰动边界从 0.225 p.u. 拓展到 0.25 p.u., 电池在转子转速降低到最低值时开始放电, 持续 3.84 s。情景 2 与情景 3 都充分发挥了风电机组的频率响应能力, 满足频率性能指标要求, 转子转速恢



(a) 系统频率

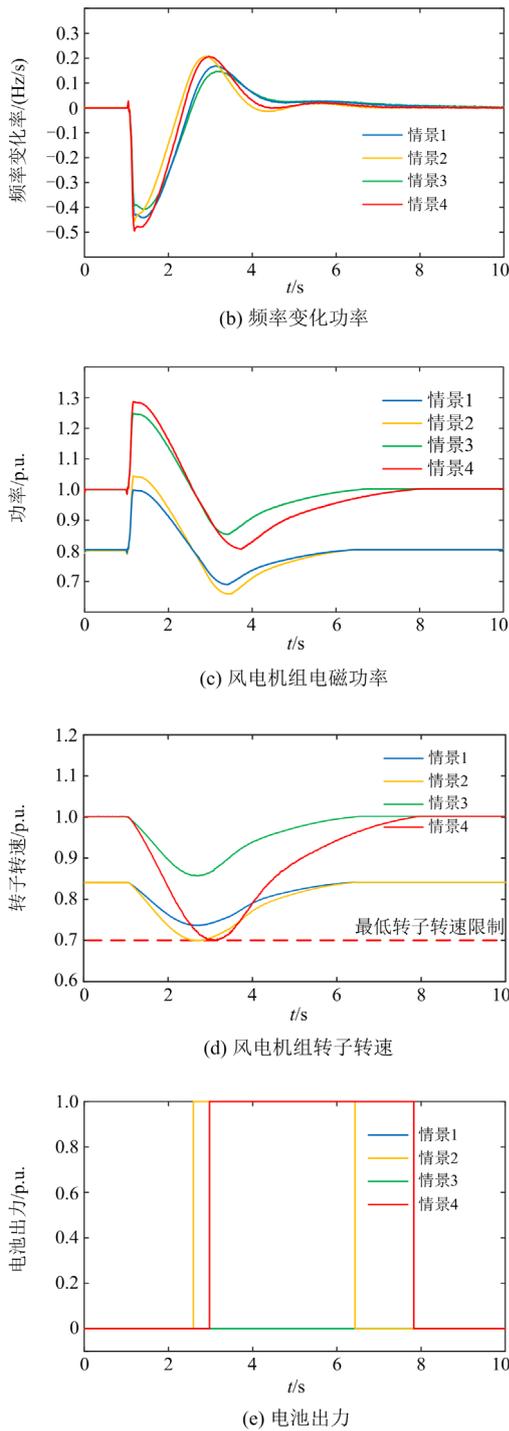


图 16 不同风速、不同负荷扰动下频率响应曲线  
 Fig. 16 Frequency response curve under different wind speeds and disturbances

复阶段时平缓降低风电机组的电磁功率，抑制了 FSD，验证了所提控制策略在不同风速、定负荷扰动下的适用性。

情景 1 和情景 3 风速和负荷扰动都不同，两

种情况负荷扰动均处于相应的频率稳定域范围内，利用第 2 节所提的风电机组频率响应控制策略，风电机组出力根据负荷扰动实时调整，快速释放转子动能支撑频率变化，频率处于安全稳定阈值范围内，转子转速也快速恢复，避免转速恢复过程中功率骤降带来的 FSD。情景 2 和情景 4 负荷扰动超出频率稳定域边界，由于风电机组调频能力有限，借助储能电池进行调频，储能电池在转子转速达到最低转速时开始放电。由图 16 可以看出，情景 4 比情景 2 储能电池放电时刻更晚，出力时间更长。情景 2 和情景 4 频率性能指标均处于安全稳定阈值范围内，转子转速降低至最低值能快速恢复，避免了长时间低速运行导致切机停运风险。根据以上分析可知，本文所提风储联合频率响应控制策略适用于不同风速、不同负荷的扰动情形。

### 5 结论

本文针对综合惯量控制系数固定，在转子转速恢复阶段由于功率骤降带来的 FSD，以及仅靠风电机组频率响应无法适用过大负荷扰动导致频率越限的问题，提出了考虑系统频率安全稳定约束的风储联合频率响应控制策略。通过分析研究，得到以下结论。

- 1) 利用等效低阶电网模型，得到综合惯量控制系数是影响风电机组频率响应控制的主要因素，在惯性响应阶段，应结合转速约束与频率指标整定综合惯量控制系数，充分发挥风电机组频率响应能力。
- 2) 转子转速恢复阶段，应将一次调频时间与切换转速恢复过程时的转子转速相结合，利用负指数的衰减特性，平缓降低转速恢复过程中的电磁功率，避免 FSD 的同时快速恢复风电机组转子转速。
- 3) 本文结合电网频率安全约束、风电机组和储能电池的自身运行状态确定频率稳定域，为合理设计风储联合调频控制策略奠定基础，有效保证了电网频率的安全稳定性。

### 参考文献

[1] 谢小荣, 贺静波, 毛航银, 等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 461-475.  
 XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461-475.

[2] 高骞, 杨俊义, 洪宇, 等. 新型电力系统背景下电网发展业务数字化转型架构及路径研究[J]. 发电技术, 2022,

- 43(6): 851-859.
- GAO Qian, YANG Junyi, HONG Yu, et al. Research on digital transformation architecture and path of power grid development planning business under new power system blueprint[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(6): 851-859.
- [3] HONG Q, KHAN M A U, HENDERSON C, et al. Addressing frequency control challenges in future low-inertia power systems: a Great Britain perspective[J]. Engineering, 2021, 7(8): 1057-1063.
- [4] SHAZON M N H, JAWAD A. Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: a review[J]. Energy Reports, 2022, 8: 6191-6219.
- [5] 项颂, 苏鹏, 吴坚, 等. 基于多源储能协同的交直流送端系统惯量优化控制模型[J]. 中国电力, 2023, 56(4): 68-76.
- XIANG Song, SU Peng, WU Jian, et al. Inertia optimization control model of AC/DC sending-end system based on multi-source energy storage coordination[J]. Electric Power, 2023, 56(4): 68-76.
- [6] 邢鹏翔, 侍乔明, 王刚, 等. 风电机组虚拟惯量控制的响应特性及机理分析[J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1302-1310.
- XING Pengxiang, SHI Qiaoming, WANG Gang, et al. Response characteristics and mechanism analysis about virtual inertia control of wind generators[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1302-1310.
- [7] 王凡, 李海峰, 胥国毅, 等. 调频关键参数对电网频率特性的影响及其灵敏度分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 1-8.
- WANG Fan, LI Haifeng, XU Guoyi, et al. Influence of key parameters of frequency control on frequency characteristics of power grid and sensitivity analysis[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 1-8.
- [8] HWANG M, MULJADI E, JANG G, et al. Disturbance-adaptive short-term frequency support of a DFIG associated with the variable gain based on the ROCOF and rotor speed[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 32(3): 1873-1881.
- [9] 周涛, 刘子诚, 陈中, 等. 异步电机频率支撑能力分析及其等效惯量评估[J]. 电力工程技术, 2022, 41(4): 18-24, 107.
- ZHOU Tao, LIU Zicheng, CHEN Zhong, et al. Frequency support capacity of asynchronous motor and its equivalent inertia evaluation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(4): 18-24, 107.
- [10] 蔡葆锐, 杨蕾, 黄伟. 基于惯性/下垂控制的变速型风电机组频率协调控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 169-177.
- CAI Baorui, YANG Lei, HUANG Wei. Frequency coordination control of a variable speed wind turbine based on inertia/droop control[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 169-177.
- [11] 王同森, 程雪坤. 计及转速限值的双馈风机变下垂系数控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(9): 29-36.
- WANG Tongsen, CHENG Xuekun. Variable droop coefficient control strategy of a DFIG considering rotor speed limit[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 29-36.
- [12] 唐玉烽, 杨义, 杨苹. 考虑频率二次跌落的风电机组频率响应控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 166-174.
- TANG Yufeng, YANG Yi, YANG Ping. Frequency response control strategy of wind turbines considering frequency secondary drop[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 166-174.
- [13] 孙领, 何廷一, 陈亦平, 等. 基于状态空间法的风机调频退出时刻研究[J]. 智慧电力, 2022, 50(5): 17-24.
- SUN Ling, HE Tingyi, CHEN Yiping, et al. Frequency regulation termination time of wind turbine based on state-space method[J]. Smart Power, 2022, 50(5): 17-24.
- [14] 乔颖, 郭晓茜, 鲁宗相, 等. 考虑系统频率二次跌落的风电机组辅助调频参数确定方法[J]. 电网技术, 2020, 44(3): 807-815.
- QIAO Ying, GUO Xiaoqian, LU Zongxiang, et al. Parameter setting of auxiliary frequency regulation of wind turbines considering secondary frequency drop[J]. Power System Technology, 2020, 44(3): 807-815.
- [15] 张雯欣, 吴琛, 黄伟, 等. 考虑频率二次跌落的系统频率特征评估及风电调频参数整定[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 11-19.
- ZHANG Wenxin, WU Chen, HUANG Wei, et al. Evaluation of system frequency characteristic and parameter setting of frequency regulation for wind power considering secondary frequency drop[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 11-19.
- [16] LIU K, QU Y, KIM H M, et al. Avoiding frequency second dip in power unreserved control during wind power rotational speed recovery[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 33(3): 3097-3106.
- [17] 杨德健, 许益恩, 高洪超, 等. 计及转速平滑恢复的双馈风电机组自适应频率控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 172-179.
- YANG Dejian, XU Yien, GAO Hongchao, et al. Self-adaptive frequency control scheme of a doubly-fed

- induction generator with smooth rotor speed recovery[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 172-179.
- [18] 董天翔, 翟保豫, 李星, 等. 风储联合系统参与频率响应的优化控制策略[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3980-3989. DONG Tianxiang, ZHAI Baoyu, LI Xing, et al. Optimal control strategy for combined wind-storage system to participate in frequency response[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3980-3989.
- [19] 陈长青, 李欣然, 谭庄熙. 考虑风电不确定性的风储调频能力[J]. 高电压技术, 2022, 48(6): 2128-2139. CHEN Changqing, LI Xinran, TAN Zhuangxi. Frequency modulation capability of wind storage considering wind power uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2128-2139.
- [20] 赵晶晶, 张宇, 杜明, 等. 基于模型预测控制的新型电力系统光储电站调频控制策略[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 99-107. ZHAO Jingjing, ZHANG Yu, DU Ming, et al. Frequency regulation control strategy based on model predictive control for combined PV and energy storage power station in new power system[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 99-107.
- [21] TAGHVAEI M, GILVANEJAD M, SEDIGHIZADE M. Cooperation of large-scale wind farm and battery storage in frequency control: an optimal fuzzy-logic based controller[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 46.
- [22] 彭勃, 张峰, 梁军. 考虑风速分区的风-储系统短期频率响应协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 57-65. PENG Bo, ZHANG Feng, LIANG Jun. Coordinated control strategy for short-term frequency response of wind-energy storage system considering wind speed partition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 57-65.
- [23] WU Z, GAO D W, ZHANG H, et al. Coordinated control strategy of battery energy storage system and PMSG-WTG to enhance system frequency regulation capability[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1330-1343.
- [24] 赵晶晶, 李敏, 何欣芹, 等. 基于限转矩控制的风储联合调频控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(23): 4982-4990. ZHAO Jingjing, LI Min, HE Xinqin, et al. Coordinated control strategy of wind power and energy storage in frequency regulation based on torque limit control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(23): 4982-4990.
- [25] MIAO L, WEN J, XIE H, et al. Coordinated control strategy of wind turbine generator and energy storage equipment for frequency support[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(4): 2732-2742.
- [26] FERNANDEZ-GUILLAMON A, MULJADI E, MOLINA-GARCIA A. Frequency control studies: a review of power system, conventional and renewable generation unit modeling[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 211.
- [27] 周霞, 刘懿诗, 戴剑丰, 等. 考虑风-储-直参与调频的电力系统频率特征定量分析[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 30-44. ZHOU Xia, LIU Yishi, DAI Jianfeng, et al. Quantitative analysis of power system frequency characteristics considering wind power-energy storage-flexible HVDC transmission participation in frequency modulation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 30-44.
- [28] 劳焕景, 张黎, 宋鹏程, 等. 一种考虑最优状态动态恢复的风电持续调频策略[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4504-4512. LAO Huanjing, ZHANG Li, SONG Pengcheng, et al. A wind power continuous frequency regulation strategy considering optimal state dynamic recovery wind power sustained frequency regulation strategy with dynamic optimized state recovery behavior[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4504-4512.
- [29] 陈长青, 李欣然, 张冰玉, 等. 基于多时间尺度的储能调峰调频协同控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 94-105. CHEN Changqing, LI Xinran, ZHANG Bingyu, et al. Energy storage peak and frequency modulation cooperative control strategy based on multi-time-scale[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 94-105.

收稿日期: 2023-06-28; 修回日期: 2023-08-25

作者简介:

刘军(1963—), 男, 博士, 教授, 研究方向为风力发电、储能系统、智能控制与电力拖动等; E-mail: liujun0301@sina.com

朱世祥(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为风储联合调频优化控制; E-mail: 18011599212@163.com

柳盼攀(1997—), 女, 硕士研究生, 研究方向为风电机组运行状态健康评价。E-mail: 17393189308@163.com

(编辑 姜新丽)