

引用格式:周年光,谢欣涛,马俊杰,等.风电场配套储能的自适应虚拟惯性—阻尼控制[J].电力科学与技术学报,2024,39(3):150-158.

Citation: ZHOU Nianguang, XIE Xintao, MA Junjie, et al. An adaptive virtual inertial damping control for wind farm integrated energy storage system [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(3): 150-158.

# 风电场配套储能的自适应虚拟惯性—阻尼控制

周年光<sup>1</sup>, 谢欣涛<sup>1,3</sup>, 马俊杰<sup>2,3</sup>, 禹海峰<sup>1,3</sup>, 李勇<sup>2,3</sup>, 谢宇征<sup>1</sup>

(1. 国网湖南省电力有限公司经济技术研究院, 湖南长沙 410004; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南长沙 410012;

3. 规模化电池储能应用技术湖南省工程研究中心, 湖南长沙 410114)

**摘要:** 提出了一种面向风储系统并网点频率稳定性提升的储能自适应虚拟惯性—阻尼控制策略。首先, 通过分析推导, 在储能控制策略中引入惯量控制参数与阻尼控制参数的调整系数, 实现控制参数的自适应调整; 其次, 通过小信号分析整定, 给出惯量控制参数与阻尼控制参数的取值范围; 最后, 基于所搭建的风储联合系统, 对本文所提控制方法面对不同类型故障时的有效性进行了验证。结果证明, 相比于传统虚拟同步控制方法, 本文所提方法能够显著提升并网点频率稳定性, 并且实现惯性和阻尼的自适应平滑调节。

**关键词:** 储能; 风储系统; 频率稳定性; 虚拟同步控制; 自适应控制

**DOI:** 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.03.017 **中图分类号:** TM762 **文章编号:** 1673-9140(2024)03-0150-09

## An adaptive virtual inertial damping control for wind farm integrated energy storage system

ZHOU Nianguang<sup>1</sup>, XIE Xintao<sup>1,3</sup>, MA Junjie<sup>2,3</sup>, YU Haifeng<sup>1,3</sup>, LI Yong<sup>2,3</sup>, XIE Yuzheng<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Economic and Technology, State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Changsha 410004, China; 2. College of

Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410012, China; 3. Hunan Engineering Research

Center of Large-scale Battery Energy Storage Application Technology, Changsha 410114, China)

**Abstract:** In this paper, an adaptive virtual inertial-damping control method of battery energy storage for maximum wind power point tracking is proposed to increase the frequency stability of wind farms. First, adjustment coefficients of both the inertia control parameter and damping parameter are introduced to the virtual synchronous control strategy. Then, the value range of both control parameters is given by small signal analysis. Finally, based on the combined wind and storage system, the effectiveness of the control method proposed in this paper is verified when facing different types of faults. The results show that compared with the traditional virtual synchronous control method, the proposed method can significantly improve the frequency stability of the merging points, and realize the adaptive smooth adjustment of inertia and damping.

**Key words:** battery energy storage; wind farm integrated energy storage system; frequency stability; virtual synchronous generator control; self-adaptive control

以风电、光伏为主的新能源逐步替代传统化石能源发电是实现“双碳”目标的关键一环。在高风电渗透率的新型电力系统中, 由于电力电子化电源替代传统发电机, 导致系统惯量水平下降, 使得由

于系统频率稳定性下降造成的事故时有发生<sup>[1-3]</sup>。风电场继电保护控制模式对频率稳定性要求高, 当频率跌落速率过快、频率偏差过大时易发生风电场脱网事故。

收稿日期: 2022-08-04; 修回日期: 2023-11-13

基金项目: 湖南创新型省份建设科技重大专项项目(2020GK1011); 国家自然科学基金(52007057)

通信作者: 马俊杰(1989—), 男, 博士, 副研究员, 主要从事新能源电力系统稳定性分析与控制研究; E-mail: majunjie1989@hnu.edu.cn

储能技术是新能源发展的核心支撑,其在提升高比例风电系统频率稳定性、抑制风功率波动、促进风电消纳等方面具有重要促进作用<sup>[4-5]</sup>。在许多省份,风电场并网侧按比例配置储能成为了风电场建设的要求。

目前,已有许多针对储能参与系统频率支撑的研究。储能在虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)控制方式下,能够通过输出功率模拟同步电机转子方程使得变流器具备调频调压等功能,从而实现提升并网点惯量,为系统频率稳定性提供支撑<sup>[6-8]</sup>。研究已证明储能有良好的系统惯量支撑和一次调频的能力,能有效支撑并网点频率<sup>[8-13]</sup>,并依据理想动态频率特性提出了储能配置方法<sup>[14-15]</sup>。基于储能的风储系统并网点频率控制,对荷电状态(state of charge, SOC)、储能输出能力均有所考虑<sup>[10-12]</sup>。但传统 VSG 控制架构中,惯量控制参数和阻尼控制参数固定不变,且需要根据系统拓扑进行整定,因此在面对系统运行模式变化时往往难以达到最佳效果。

另一方面,部分研究考虑将储能与风机进行协同,风机通过 VSG 控制或通过变桨距角控制等减载控制来实现频率支撑,风储联合参与系统调频<sup>[16-24]</sup>。该种运行模式能够解决储能可能由于输出功率不够,无法稳定支撑系统惯量的问题,大大降低了电力系统因惯量不足带来的频率失稳风险。然而新能源出力波动的不确定性导致二者很难根据频率变化特性来协调各机组的频率支撑水平,同时风机参与频率支撑时,难以实现最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT),导致发电效率下降,变桨距角控制则易加剧风电机组机械部件的磨损。此外,二者不当会造成频率的进一步崩溃<sup>[25-26]</sup>。

针对上述问题,本文提出一种面向风储系统并网点频率稳定性提升的储能自适应虚拟惯性—阻尼控制(adaptive virtual inertia-damping control, AVIDC)策略,该方法在 VSG 控制策略的基础上对惯量控制系数和阻尼控制系数引入自适应项,基于频率动态特性实现控制参数自整定,有效改善风储系统并网点的频率响应外特性。在本控制策略下,风机采用 MPPT 控制,在避免频率二次下跌的前提下保障了风电运行水平,同时在扰动下风机转速有更好的恢复效果,从而为风电场提供更好的经济性能。

## 1 储能 VSG 暂态响应过程分析

对储能 VSG 系统施加一段时间的瞬时功率扰动,系统功角响应、转子角频率的变化曲线如图 1 所示<sup>[20]</sup>。

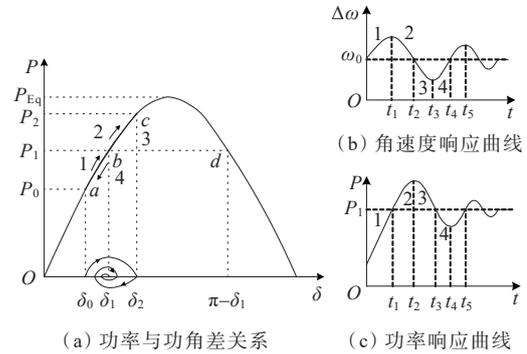


图 1 功率扰动下 VSG 的功角差和角速度响应曲线

Figure 1 Power angle and angular velocity response curves of VSG under power disturbance

受到瞬时功率扰动后 VSG 的功角在  $\delta_0 \sim \delta_2$  衰减振荡,功角变化曲线分为以下 4 个阶段。

阶段 1 从  $a$  点逐渐转移到  $b$  点,功率角偏差  $\Delta\omega > 0$ ,角速度  $d\omega/dt > 0$ ,且  $d\omega$  逐渐增大;

阶段 2 从  $b$  点逐渐转移到  $c$  点,功率角偏差  $\Delta\omega > 0$ ,角速度  $d\omega/dt > 0$ ,且  $d\omega$  逐渐减小;

阶段 3 从  $c$  点逐渐转移到  $b$  点,功率角偏差  $\Delta\omega < 0$ ,角速度  $d\omega/dt > 0$ ,且  $d\omega$  逐渐减小;

阶段 4 从  $b$  点逐渐转移到  $a$  点,功率角偏差  $\Delta\omega < 0$ ,角速度  $d\omega/dt > 0$ ,且  $d\omega$  逐渐增大。

惯量控制参数  $J$  和阻尼控制参数  $D$  是模拟同步发电机转动运动方程而引入的控制参数。结合上述分析,各阶段自适应虚拟惯性和阻尼系数的设计原则如表 1 所示。

表 1 自适应虚拟惯性和阻尼系数的设计原则

Table 1 Design principles for adaptive virtual inertia and damping coefficients

阶段	$\Delta\omega$	$d\omega/dt$	$J$	$D$
1	$> 0$	$> 0$	增大	减小
2	$> 0$	$< 0$	减小	增大
3	$< 0$	$< 0$	增大	减小
4	$< 0$	$> 0$	减小	增大

在阶段 1、3,转子角频率正在偏离初始的转子角频率  $\omega_0$ ,为了抑制转子角频率的变化,需要再适当增大 VSG 控制中的惯量控制参数  $J$ ;在阶段 2、4,

转子角频率正在回归初始的转子角频率 $\omega_0$ ,为了促进转子角频率复位,需要适当减小惯量控制参数 $J$ 。

从VSG系统暂态响应的角度考虑, $J$ 增大意味着系统的响应速度变慢,为了提高响应速度需要适当减小阻尼控制参数 $D$ 进行合理补偿。相似的, $J$ 减小时需要适当增大 $D$ 进行补偿。

## 2 储能自适应虚拟惯性—阻尼控制

### 2.1 自适应虚拟惯性—阻尼控制策略

在系统满足稳定运行的前提要求下可以对 $J$ 和 $D$ 进行实时调节。观察表1可以得出,当 $\Delta\omega(d\omega/dt) > 0$ 时,虚拟惯量刚好处在增大的位置,阻尼系数刚好处于减小的位置,当 $\Delta\omega(d\omega/dt) < 0$ 时,虚拟惯量处在需要减小的位置,阻尼系数刚好处在增大的位置。因此,将两者的乘积作为补偿项,可以实现虚拟惯量和阻尼系数根据角频率的变化的自适应调节。引入自适应控制系数后, $J$ 、 $D$ 计算如下:

$$J = J_0 + J_{\text{comp}} = J_0 + K_J \Delta\omega \frac{d\omega}{dt} \quad (1)$$

$$D = D_0 + D_{\text{comp}} = D_0 + K_D \Delta\omega \frac{d\omega}{dt} \quad (2)$$

式(1)、(2)中, $J_{\text{comp}}$ 、 $D_{\text{comp}}$ 分别为引入的惯量自适应控制参数和阻尼自适应控制参数; $J_0$ 为惯量控制参数初始值; $D_0$ 为虚拟阻尼常参数; $K_J$ 为虚拟惯性补

偿系数; $K_D$ 为虚阻尼补偿系数。可以得到典型的二阶虚拟同步控制方程如下:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = \Delta P - D \Delta\omega_m \quad (3)$$

式中, $\omega_m$ 为虚拟同步机的等值角速度; $\Delta\omega_m$ 为虚拟同步机的等值角速度偏差。

将式(1)、(2)代入式(3)可得:

$$(J_0 + K_J \omega_m \frac{d\omega_m}{dt}) \frac{d\omega_m}{dt} = \Delta P - (D_0 + K_D \omega_m \frac{d\omega_m}{dt}) \omega_m \quad (4)$$

将式(4)进一步展开化简可得:

$$J_0 \frac{d\omega_m}{dt} + K_J \omega_m (\frac{d\omega_m}{dt})^2 = \Delta P - D_0 \omega_m - K_D (\omega_m)^2 \frac{d\omega_m}{dt} \quad (5)$$

将式(5)重写为

$$K_J \omega_m (\frac{d\omega_m}{dt})^2 + (J_0 + K_D \omega_m^2) \frac{d\omega_m}{dt} + D_0 \omega_m - \Delta P = 0 \quad (6)$$

基于表1分析,将不合理的负根舍去,将分子分母进行有理化可得:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = [-2(D_0 \omega_m - \Delta P) / (J_0 + K_D \omega_m^2)] + \sqrt{(J_0 + K_D \omega_m^2)^2 - 4K_J \omega_m (D_0 \omega_m - \Delta P)} \quad (7)$$

式(7)为引入自适应项后的AVIDC策略。将其替代VSG控制中的有功环,可得详细的储能系统控制结构如图2所示。

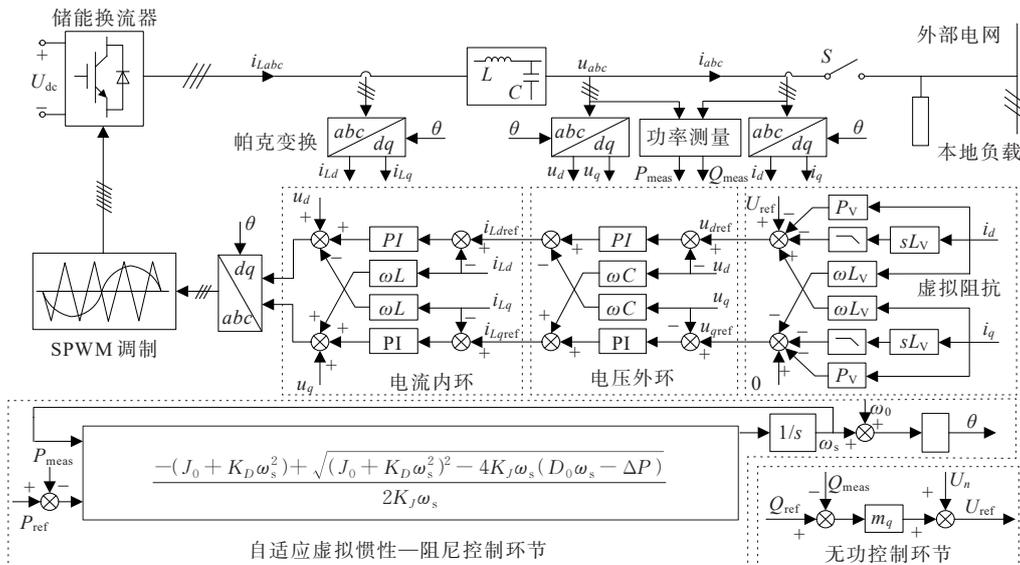


图2 自适应虚拟惯性—阻尼控制框图

Figure 2 Adaptive virtual inertia-damping control diagram

储能控制主要分为自适应虚拟惯性—阻尼控制环节、无功控制环节、虚拟阻抗环节、电网外环和电流内环组成。其中,无功环节依据同步发电机的励磁调节器的基本方程,实现励磁电压和无功功率的下垂控制。虚拟阻抗环节抑制出口电流突变,提高运行稳定性。储能换流器的电压外环、电流内环的双环控制保证电压信号的稳定和电流信号与电压信号的尽量重合。

## 2.2 控制参数整定

如式(7)所示,本文提出的 AVIDC 控制主要涉及 4 个控制参数:  $J_0$ 、 $D_0$ 、 $K_J$ 、 $K_D$ 。控制参数整定设计过程如下。

首先,选取  $J_0$  和  $D_0$  合适的参数值。参考电力系统小信号模型分析方法,得到同步机二阶模型的固有振荡角频率  $\omega_n$  和阻尼系数  $\xi$  值如下:

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{k_e/J} \\ \xi = 0.5D\sqrt{k_e/J} \end{cases} \quad (8)$$

式中,  $k_e = UE/X_{\Sigma}$ ;  $U$ 、 $E$  分别为 VSG 的输出电压和内电势;  $X_{\Sigma}$  为输出线路的阻抗。可计算出  $J_0$  取值区间为

$$J_{0,\min} = \frac{k_e}{\omega_{n,\max}^2} \leq J_0 \leq \frac{k_e}{\omega_{n,\min}^2} = J_{0,\max} \quad (9)$$

考虑最优二阶系统的概念,  $\xi = 0.707$  作为参考值, 阻尼系数  $D_0$  可进一步求得:

$$D_{0,\min} = 2\xi \sqrt{\frac{J_{0,\min}}{k_e}} \leq D_0 \leq 2\xi \sqrt{\frac{J_{0,\max}}{k_e}} = D_{0,\max} \quad (10)$$

其次,虚拟惯性补偿系数  $K_J$  和虚拟阻尼补偿系数  $K_D$ 。根据韦达定理,为了保证式(6)能够求解,需要满足以下条件:

$$(J_0 + K_D \omega_m^2)^2 - 4K_J \omega_m (D_0 \omega_m - \Delta P) \geq 0 \quad (11)$$

特别是在最大功率输出和最小输出的 2 个极端条件下必须满足式(11),考虑 2 个极端条件,对式(11)进行移项计算得到:

$$\begin{cases} (J_0 + K_D \omega_m^2)^2 \geq 4K_J \omega_m (D_0 \omega_m - \Delta P), \\ \omega_m = \omega - \omega_{\max}, \Delta P = P - P_{\min} \\ (J_0 + K_D \omega_m^2)^2 \geq 4K_J \omega_m (D_0 \omega_m - \Delta P), \\ \omega_m = \omega - \omega_{\min}, \Delta P = P - P_{\max} \end{cases} \quad (12)$$

在稳态情况下,存在下列算式:

$$\begin{cases} P - P_{\min} = -D_0(\omega - \omega_{\max}) \\ P - P_{\max} = -D_0(\omega - \omega_{\min}) \end{cases} \quad (13)$$

结合式(9)~(13)可求出  $K_J$ 、 $K_D$  的取值范围:

$$-\frac{J_0 D_0^2}{4(P_{\text{dev}})^2} < K_D < 0 < K_J \leq \frac{J_0^2 D_0}{16(P_{\text{dev}})^2} \quad (14)$$

式中,  $P_{\text{dev}}$  是允许的最大功率偏差:

$$P_{\text{dev}} = \max\{|P - P_{\min}|, |P - P_{\max}|\} \quad (15)$$

即可整定获得控制参数  $J$  与  $D$  的初始值及其自适应变化区间。

## 2.3 面向储能 SOC 状态的风储协调

惯量支撑的时间非常短,因此储能参与惯量支撑对其本身 SOC 状态影响可以忽略不计。但考虑储能可能由于 SOC 过低或过饱和,无法进行充放电,导致储能无法进行惯量支撑,因此在储能 SOC 无法满足 AVIDC 时需要风机调整控制策略,以满足并网频率动态特性要求。

根据储能设备的经济性准则设置 SOC 的深度放电上限  $S_{\text{high}}$  与深度放电下限  $S_{\text{low}}$ :

- 1) 当  $S_{\text{high}} > S_{\text{SOC}} > S_{\text{low}}$ , 风机处于 MPPT 控制、储能处于 AVIDC 控制,为系统提供虚拟惯性支持;
- 2) 当  $S_{\text{SOC}} < S_{\text{low}}$  或  $S_{\text{high}} < S_{\text{SOC}}$  时,风电机组根据惯量需求选取 MPPT 控制或 MPPT+VSG 控制,储能待机实现 SOC 快速恢复。

此外,虽然储能通过调节输出功率抵消其并网分配的扰动功率,但考虑储能自身除惯量支撑外可能参与风电场功率波动抑制、调峰等长时间尺度的 SOC 管理过程,因此储能实际输出功率  $P_{\text{ES}}$  为

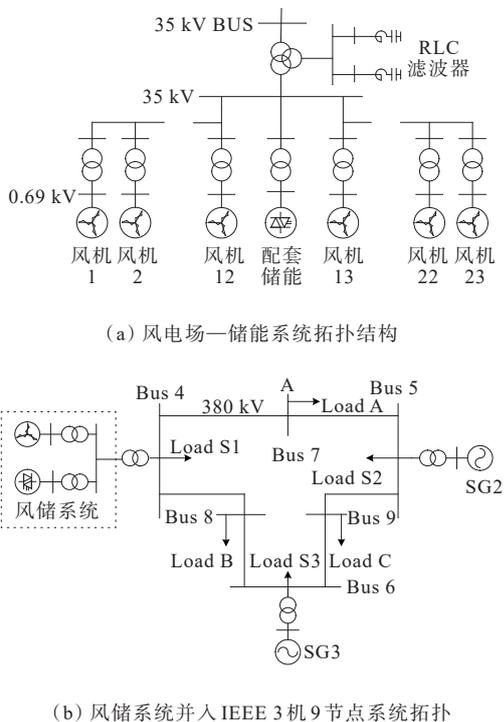
$$P_{\text{ES}} = P_{\text{AVIDC}} + P_{\text{SOC}} \quad (16)$$

式中,  $P_{\text{AVIDC}}$  为储能用以参与并网点频率稳定性支撑输出的功率;  $P_{\text{SOC}}$  为储能在风电场功率波动抑制、调峰等运行场景下输出或吸收的功率。从而通过调节储能功率实现了储能对多场景的参与。

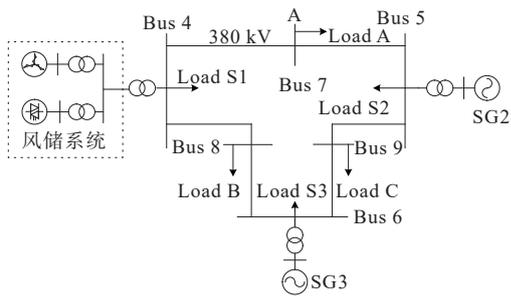
## 3 算例分析

以湖南某实际风电场及其配套储能系统为典型对象,在 DIgSILNET/PowerFactory 软件平台搭建了风储联合系统的仿真模型,并将风电场并网接入 IEEE 3 机 9 节点系统替代原有的发电机组  $G_{10}$ 。测试系统整体结构如图 3 所示。风电场总装机容量为 50.6 MW,由 23 台 2.2 MW 的双馈风力发电机组组成。在风电场的 35 kV 汇集母线 1 上,按照风电场装机容量的标准,配置了 5 MW/10 MW·h 的电池储能。风机外环为最大风能追踪的 MPPT 控制,内环为定子电压定向的矢量控制,储能采用本文所提 AVIDC 控制。

首先通过基于小信号模型的模态分析法选取最优的控制参数,其次通过运行系统的时域仿真验证所提控制方法的实际效果。



(a) 风电场—储能系统拓扑结构



(b) 风储系统并入 IEEE 3机9节点系统拓扑

图3 含风储系统的测试系统

Figure 3 Test system for wind-storage system

3.1 根轨迹分析

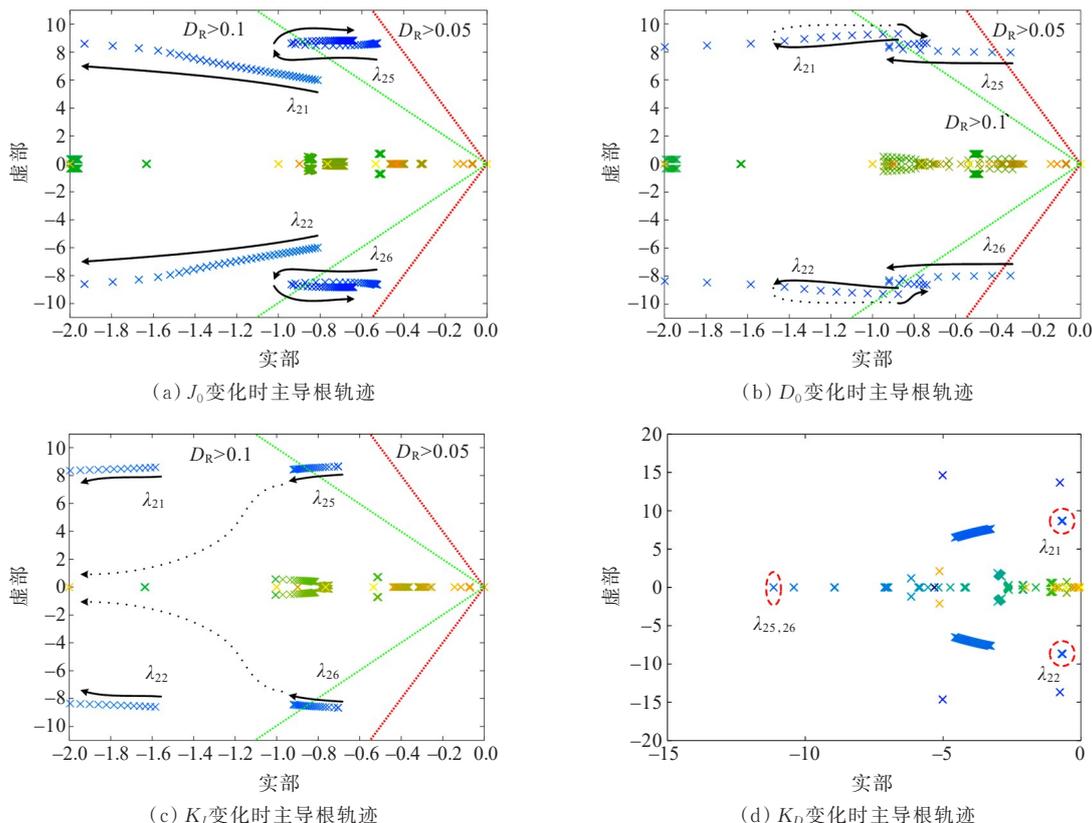
为了分析控制策略对系统振荡的抑制效果,首

先通过根轨迹分析各控制参数对振荡抑制效果的影响,并以此对控制参数进行优化选择。系统初始有一对阻尼比(damping ratio, DR) $D_R$ 小于0.05的特征根(计算获得的第25、26特征根 $\lambda_{25,26} = -0.348 \pm j8.448$ ),这意味着系统在受到小扰动后存在低频振荡失稳的风险,振荡频率为1.345 Hz。

储能 AVIDG 控制参数  $J_0$ 、 $D_0$ 、 $K_J$ 、 $K_D$  变化时系统的特征根变化轨迹如图4所示。

随着  $J_0$  的增加,  $\lambda_{21,22}$  对应振荡模态的阻尼比持续增大,  $\lambda_{25,26}$  阻尼比先增大后减小。随着  $D_0$  的增加,  $\lambda_{25,26}$  阻尼比持续增大,  $\lambda_{21,22}$  阻尼比先增大后减小。因此  $J_0$ 、 $D_0$  应取到达拐点前的数值。但  $J_0$ 、 $D_0$  的初始取值只影响其在动态响应最开始的阶段,之后会根据参数  $K_J$ 、 $K_D$  进行调整。对于  $K_J$ 、 $K_D$  而言,随着  $K_J$  的增大,  $\lambda_{25,26}$  从一对共轭复数根变成实轴上的实根,对应模态从欠阻尼状态过渡到过阻尼状态,而  $\lambda_{21,22}$  阻尼比持续增大。随着  $K_D$  的参数变化,  $\lambda_{25,26}$  与  $\lambda_{21,22}$  的根轨迹变化不明显。

经过上述的模态分析过程,结合式(9)~(14),本算例中可确定  $J_0$  取值为27,  $D_0$  取值为90,  $K_J$  取值为0.45,  $K_D$  取值为-0.65。



(a)  $J_0$  变化时主导根轨迹

(b)  $D_0$  变化时主导根轨迹

(c)  $K_J$  变化时主导根轨迹

(d)  $K_D$  变化时主导根轨迹

图4 AVIDC控制参数变化时主导特征根轨迹变化

Figure 4 The dominant eigenvalue locus according to the variation of different AVIDC control parameters

对于结构确定的系统,均可经由小信号分析实现初始控制参数  $J_0$ 、 $D_0$  以及惯量、阻尼自适应比例系数参数  $K_J$ 、 $K_D$  的整定。对于结构、运行状态不确定或动态变化的系统,即使不整定储能 AVIDG 控制参数  $J_0$ 、 $D_0$ 、 $K_J$ 、 $K_D$ ,式(1)、(2)中的  $J$ 、 $D$  也能够根据频率变化率自适应调整,从而呈现比 VSG 控制更好的频率动态特性。

### 3.2 振荡模态对比分析

对储能应用 PQ 控制、典型 VSG 控制以及本文所述 AVIDC 控制时,主导低频振荡模态对应特征根对比如表 2 所示。PQ 控制下,系统主导模态阻尼比仍低于 0.05,意味着 PQ 控制对主导振荡模态没有很好的抑制效果。VSG 控制与本文所提 AVIDC 控制对于系统的主导低频振荡模态均有良好的抑制效果。对于失稳风险最高的模态  $\lambda_{25,26}$ ,本文所提方法对其阻尼比的提高效果最为明显。

表 2 不同控制策略下主导振荡模态比较

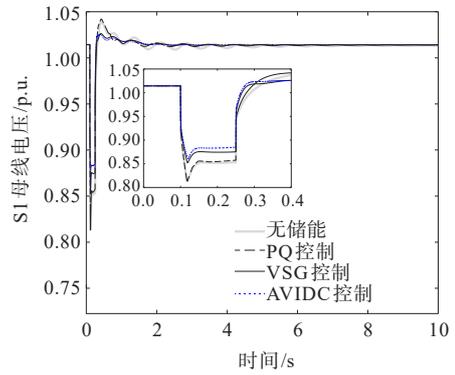
Table 2 Comparison of dominant oscillation modes under different control strategies

方法	模态	特征根	振荡频率	阻尼比
PQ 控制	$\lambda_{25,26}$	$-0.348 \pm j8.448$	1.345	0.041 2
	$\lambda_{21,22}$	$-0.742 \pm j13.68$	2.177	0.054 2
	$\lambda_{19,20}$	$-3.856 \pm j15.325$	2.439	0.244 0
VSG 控制	$\lambda_{25,26}$	$-0.528 \pm j8.640$	1.375	0.060 9
	$\lambda_{21,22}$	$-0.754 \pm j13.68$	2.178	0.055 1
	$\lambda_{19,20}$	$-5.209 \pm j14.65$	2.332	0.325 0
AVIDC 控制 (本文方法)	$\lambda_{25,26}$	$-0.704 \pm j8.682$	1.377	0.081 1
	$\lambda_{21,22}$	$-0.763 \pm j13.681$	2.177	0.055 6
	$\lambda_{19,20}$	$-5.016 \pm j14.631$	2.329	0.324 0

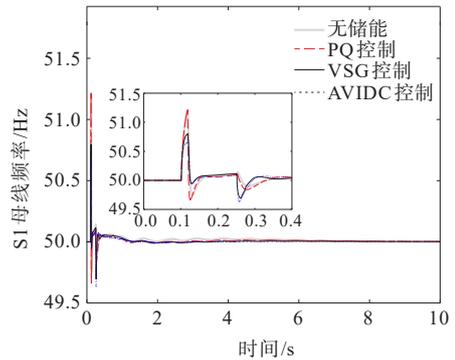
### 3.3 三相对地故障动态特性

在风电场并网母线 Bus 4 上设置三相对地短路故障,故障发生 0.15 s 后清除。对比不同控制策略下系统的动态响应,如图 5~7 所示。

通过图 5(a)可知,当无储能或储能采用 PQ 控制时,存在 1.3 Hz 左右的低频振荡波动,VSG 与 AVIDC 控制对该振荡有良好抑制效果,显著提高了系统的低频振荡阻尼。从图 5(b)可知,在发生瞬时故障时,风储系统并网母线频率有较大波动,无储能时频率波动高达 1.5 Hz,PQ 控制对母线频率波动几乎不起作用,VSG 控制与 AVIDC 控制均对频率波动有良好抑制效果,相比于 VSG 控制,AVIDC 控制减小了 0.01 p.u. 的电压跌落、降低了 0.15 Hz 频率偏差。



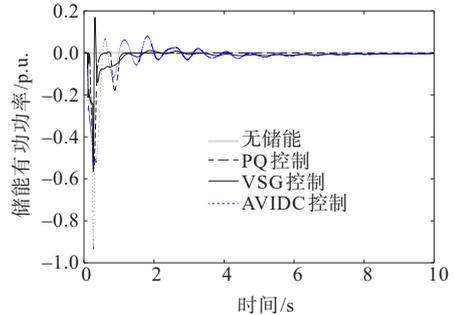
(a) Bus 4 电压变化



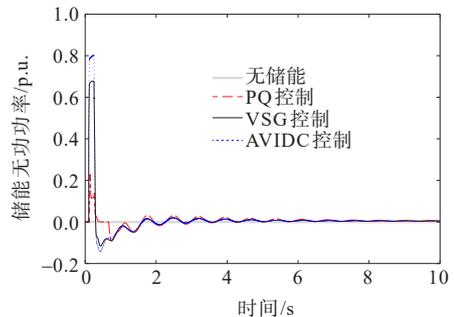
(b) Bus 4 频率变化

图 5 三相短路故障下 Bus 4 的电压频率特性

Figure 5 Dynamic of voltage and frequency in Bus 4 under three phase to ground faults



(a) 储能的有功功率



(b) 储能的无功功率

图 6 三相短路故障下储能动态响应

Figure 6 Dynamic responses of BESS under three phase to ground faults

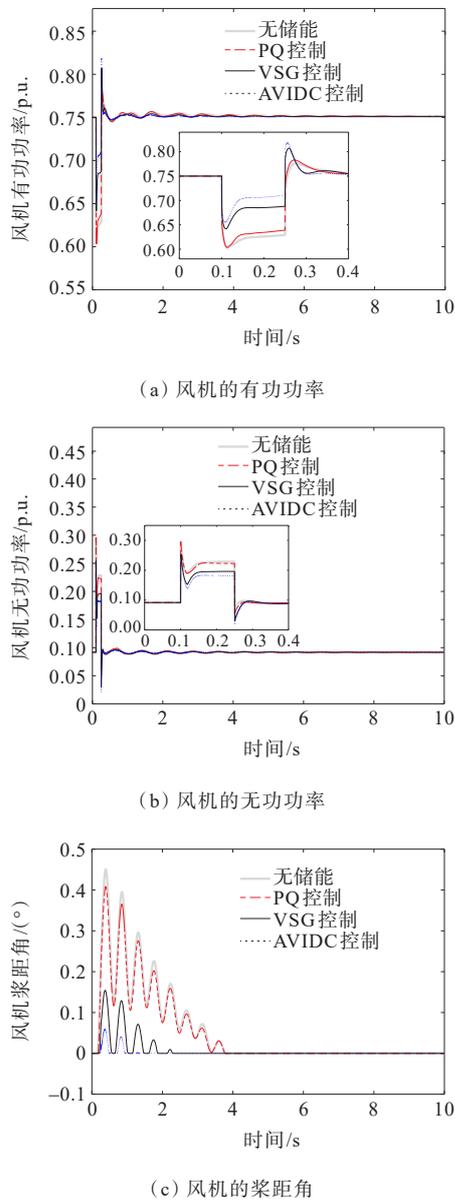


图7 三相短路故障下风电场动态响应

Figure 7 Dynamic responses of DFIG wind farm under three phases to ground faults

通过图6可知,相比于PQ控制和VSG控制,AVIDC可以更好地发挥储能快速充放的优势来抑制系统的波动,在功率不越限的前提下充分吸收和释放故障时的冗余能量。在0~6.5 s内,AVIDC控制下的储能根据系统的波动来精准地吸收系统的有功功率,储能的无功功率出力在PQ控制下是0.21 p.u.,在VSG控制下是0.68 p.u.,AVIDC下是0.8 p.u.,对比典型的VSG控制无功功率幅值提高了18%。

同时需提及的是:在本仿真下储能初始SOC设定为50%,通过AVIDC控制对本次三相对地故障进行惯量支撑,15 s后其SOC变为49.98%,仅变化

0.02%。因此AVIDC进行并网点频率支撑时,输出功率对储能SOC状态的影响可以忽略不计。

通过图7可知,发生三相短路瞬时故障后,风机的有功会发生跌落,无功发生突增,转速和桨距角产生衰减振荡的现象。对比典型的VSG控制,AVIDC控制抑制风机有功跌落提高0.023 p.u.,在抑制无功功率突增上提高了0.015 p.u.。此外,在抑制风机桨距角波动上,AVIDC有最为良好的调节效果。相比于VSG控制,其调节时间缩短了1.34 s,风机机桨距角偏差降低了0.09°;相比于PQ控制其调节时间缩短了3.02 s,风机机桨距角偏差降低了0.34°,因此本文所提方法对于提高风机运行效率、降低由于故障带来的风机轴系损害有显著效果。

### 3.4 负荷突增下动态响应

在风电场并网母线 $S_1$ 上设置负荷突增的故障,1 s时负荷突然增大20 MW,对比不同控制策略下系统的动态响应如图8所示。

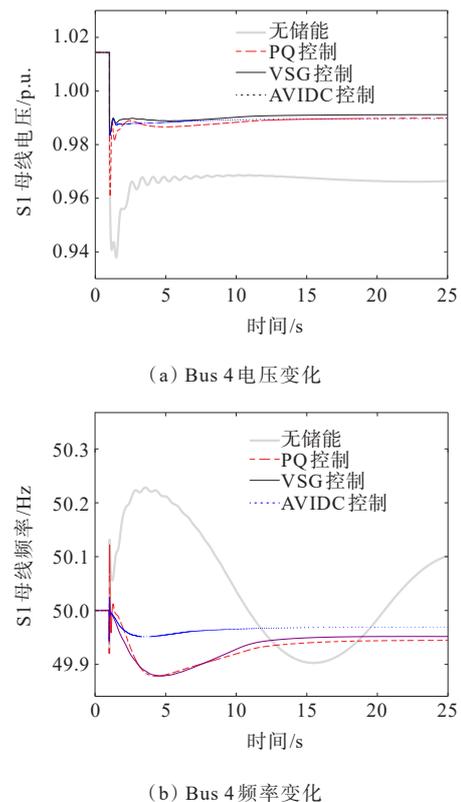


图8 负荷突增下Bus 4的电压频率特性

Figure 8 Dynamic of voltage and frequency in Bus 4 under three phase to ground faults

可以看出,在风电场的并网母线上,PQ、VSG和AVIDC控制对电压的提升基本相同。而在频率方面,PQ和VSG控制下频率偏差0.12 Hz,显著高

于本文所提方法的0.05 Hz;PQ和VSG控制下频率偏差稳定的调节时间为13.13 s,显著高于本文所提方法的6.28 s。因此通过AVIDC控制,并网点频率稳定性得到大幅提升。

## 4 结语

本文提出了一种面向风储系统并网点频率稳定性提升的储能自适应虚拟惯性—阻尼控制方法。在虚拟同步控制的基础上,将惯量控制参数与阻尼控制参数加入自适应补偿项,使其能够根据频率偏差以及频率变化率自适应调节,从而能够在不影响风机出力的前提下通过风电场配套储能实现并网点惯量与振荡阻尼的有效提升,对故障及负荷突变情况下风储系统并网点频率突变以及振荡有更好的调节效果。

与目前已有的自适应控制方法相比,本文所提方法的优势在于:无须根据系统拓扑及运行模式对控制参数进行整定,有更好的控制效果,此方法对风机桨距角波动有更好的调节效果,对提高风机运行效率、降低由于故障带来的风机轴系损害有显著效果。此外,本方法仅需改变储能的控制模式,在无须附加任何硬件的条件下实现了风储并网点频率稳定性的显著提升。

## 参考文献:

- [1] 江全元,龚裕仲. 储能技术辅助风电并网控制的应用综述[J]. 电网技术,2015,39(12):3360-3368.  
JIANG Quanyuan, GONG Yuzhong. Review of wind power integration control with energy storage technology [J]. Power System Technology,2015,39(12):3360-3368.
- [2] 李铮,郭小江,申旭辉,等. 我国海上风电发展关键技术综述[J]. 发电技术,2022,43(2):186-197.  
LI Zheng, GUO Xiaojiang, SHEN Xuhui, et al. Summary of technologies for the development of offshore wind power industry in China[J]. Power Generation Technology,2022,43(2):186-197.
- [3] 乔左江,杜欣慧,薛晴. 大规模风电参与系统调频研究综述[J]. 电测与仪表,2023,60(7):1-12.  
QIAO Zuojiang, DU Xinhui, XUE Qing. Review of large-scale wind power participating in system frequency regulation[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023,60(7):1-12.
- [4] WANG S, HU J B, YUAN X M. Virtual synchronous control for grid-connected DFIG-based wind turbines[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics,2015,3(4):932-944.
- [5] 孙华东,许涛,郭强,等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报,2019,39(21):6183-6192.  
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in great Britain power grid on August 9th,2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(21):6183-6192.
- [6] 刘闯,孙同,蔡国伟,等. 基于同步机三阶模型的电池储能电站主动支撑控制及其一次调频贡献力分析[J]. 中国电机工程学报,2020,40(15):4854-4866.  
LIU Chuang, SUN Tong, CAI Guowei, et al. Third-order synchronous machine model based active support control of battery storage power plant and its contribution analysis for primary frequency response[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(15):4854-4866.
- [7] 李世春,王丽君,薛臻瑶,等. 基于惯量“削弱—补偿”责任分担的风电场虚拟惯量控制方法[J]. 智慧电力,2023,51(11):30-37.  
LI Shichun, WANG Lijun, XUE Zhenyao, et al. Virtual inertia control method for wind farm based on inertia “weakening-compensation” responsibility sharing[J]. Smart Power,2023,51(11):30-37.
- [8] 赵恩盛,韩杨,周思宇,等. 微电网惯量与阻尼模拟技术综述及展望[J]. 中国电机工程学报,2022,42(4):1413-1428.  
ZHAO Ensheng, HAN Yang, ZHOU Siyu, et al. Review and prospect of inertia and damping simulation technologies of microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2022,42(4):1413-1428.
- [9] 刘巨,姚伟,文劲宇,等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量补偿策略[J]. 中国电机工程学报,2015,35(7):1596-1605.  
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. A wind farm virtual inertia compensation strategy based on energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(7): 1596-1605.
- [10] DANG J, SEUSS J, SUNEJA L, et al. SOC feedback control for wind and ESS hybrid power system frequency regulation[C]//2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications. Denver, CO, USA. IEEE,2012:1-7.
- [11] ZHANG S Q, MISHRA Y, SHAHIDEHPOUR M. Fuzzy-logic based frequency controller for wind farms augmented with energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(2):1595-1603.
- [12] LIU J, WEN J Y, YAO W, et al. Solution to short-term frequency response of wind farms by using energy storage systems[J]. IET Renewable Power Generation, 2016,10(5):669-678.
- [13] 赵熙临,周红玉,付波,等. 考虑风速随机性的风电—抽水蓄能微网一次调频方法[J]. 电网与清洁能源,2023,39

- (1):111-119.  
ZHAO Xilin, ZHOU Hongyu, FU Bo, et al. The primary frequency regulation method of wind power and pumped storage in the microgrid considering random wind speed [J]. *Power System and Clean Energy*, 2023, 39(1):111-119.
- [14] 苗福丰, 唐西胜, 齐智平. 储能参与风电场惯性响应的容量配置方法[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(20):6-11+83.  
MIAO Fufeng, TANG Xisheng, QI Zhiping. Capacity configuration method for wind power plant inertia response considering energy storage[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(20):6-11+83.
- [15] KNAP V, CHAUDHARY S K, STROE D I, et al. Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(5):3447-3456.
- [16] 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.
- [17] MIAO L, WEN J Y, XIE H L, 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.
- [18] TU S J, ZHANG B D, JIN X L. Research on DFIG-ES system to enhance the fast-frequency response capability of wind farms[J]. *Energies*, 2019, 12(18):3581.
- [19] 姜惠兰, 蔡继朝, 肖瑞, 等. 一种提高系统频率响应特性的风储协调控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(7):44-51.  
JIANG Huilan, CAI Jizhao, XIAO Rui, et al. A wind-storage coordinated control strategy for improving system frequency response characteristics[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(7):44-51.
- [20] 陈来军, 王任, 郑天文, 等. 基于参数自适应调节的虚拟同步发电机暂态响应优化控制[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(21):5724-5731+6014.  
CHEN Laijun, WANG Ren, ZHENG Tianwen, et al. Optimal control of transient response of virtual synchronous generator based on adaptive parameter adjustment[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(21):5724-5731+6014.
- [21] 郭俊, 刘升伟, 赵天阳. 含海上风储联合发电系统的韧性调度策略[J]. *电力建设*, 2023, 44(2):92-100.  
GUO Jun, LIU Shengwei, ZHAO Tianyang. Resilience scheduling strategy for offshore combined wind-storage power generation system[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(2):92-100.
- [22] 徐波, 俞向栋, 杨逸欣, 等. 基于多智能体系统的分布式风储协同频率控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(19):13-24.  
XU Bo, YU Xiangdong, YANG Yixin, et al. Distributed wind-storage coordinate frequency control strategy based on a multi-agent system[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(19):13-24.
- [23] 苏开元, 董文凯, 邱银锋, 等. 分散式风储一体化系统提升海上油田群电网频率稳定性研究[J]. *中国电力*, 2023, 56(5):163-171.  
SU Kaiyuan, DONG Wenkai, QIU Yinfeng, et al. Study on using distributed wind-storage integrated system to improve frequency stability of offshore oilfield power systems[J]. *Electric Power*, 2023, 56(5):163-171.
- [24] 张冠锋, 杨俊友, 王海鑫, 等. 基于虚拟同步机技术的风储系统协调调频控制策略[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(S1):83-92.  
ZHANG Guanfeng, YANG Junyou, WANG Haixin, et al. Coordinated frequency modulation control strategy of wind storage system based on virtual synchronous machine technology[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(S1):83-92.
- [25] 张子扬, 张宁, 杜尔顺, 等. 双高电力系统频率安全问题评述及其应对措施[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(1):1-25.  
ZHANG Ziyang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Review and countermeasures on frequency security issues of power systems with high shares of renewables and power electronics[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(1):1-25.
- [26] 闫斯哲, 王维庆, 李笑竹, 等. 储能—机组联合调频的动态经济环境跨区灵活性鲁棒优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(9):61-70.  
YAN Sizhe, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, et al. Cross-regional flexible robust optimal scheduling in dynamic economic environment with joint frequency regulation of energy storage and units[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(9):61-70.