

# 风电机组故障穿越与频率调节 风储联合控制策略研究

颜湘武<sup>1</sup>, 王德胜<sup>1\*</sup>, 隗小雪<sup>1</sup>, 贾焦心<sup>1</sup>, 李铁成<sup>2</sup>

- (1. 分布式储能与微网河北省重点实验室(华北电力大学), 河北省保定市 071003;
2. 国网河北省电力有限公司电力科学研究院, 河北省石家庄市 050021)

## Research on the Wind Power-storage Joint Control Based on Fault Ride-through and Frequency Regulation of Wind Turbine

YAN Xiangwu<sup>1</sup>, WANG Desheng<sup>1\*</sup>, WEI Xiaoxue<sup>1</sup>, JIA Jiaoxin<sup>1</sup>, LI Tiecheng<sup>2</sup>

- (1. Hebei Provincial Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Microgrid (North China Electric Power University), Baoding 071003, Hebei Province, China; 2. State Grid Hebei Electric Power Research Institute, Shijiazhuang 050021, Hebei Province, China)

**ABSTRACT:** The frequent occurrence of blackouts due to wind farms-off grid has exposed the shortcomings of wind turbine in fault ride through and active participation in frequency regulation. However, there are few literatures that comprehensively analyze these two requirements simultaneously. Based on the analysis of the principle and demand of fault ride through and frequency regulation, this paper proposed a joint control of wind power-storage based on rotating reserve and DC side energy storage, which used the mechanical kinetic energy of wind turbine to provide virtual inertia support, super capacitor to realize primary frequency regulation and fault ride through. According to the industry standard, the power regulation formula and parameter design during fault and disturbance were analyzed quantitatively, and multi operation mode switching was realized by logic control principle. On the basis of only increasing the energy storage, this strategy has brought many performance improvements to the unit. It ensures the active power balance during the HVRT/LVRT and satisfies the priority of providing dynamic reactive power to the grid to support the voltage recovery. Also, at the same time, it effectively solves the problems such as the second drop of frequency, the waste of reserve capacity, and the lack of regulation margin in the traditional strategy, so as to improve the overall operation stability and economy of the PMSG. Finally, the strategy is verified by simulation.

**KEY WORDS:** fault ride through; reactive power support; virtual inertia; primary regulation; super capacitor

**摘要:** 风电场因故障切机脱网频繁导致大停电事故, 暴露出风电机组在故障穿越以及主动调频两方面能力的不足, 但少有文献同时兼顾这两种需求进行综合研究分析。文中针对直驱风电机组, 在故障穿越与频率调节的原理和需求分析基础上, 提出一种基于旋转备用加直流侧储能的风储联合控制策略, 利用风轮机机械动能提供虚拟惯量支撑, 超级电容储能实现一次调频和故障穿越; 并依据行业标准, 定量分析故障和扰动期间的功率调节公式及参数设计, 通过逻辑控制原则实现多运行模式切换。该策略在只增加储能的基础上, 带来了机组多方面的性能提升: 保证了高/低电压穿越期间的有功平衡, 满足优先向电网提供动态无功以支撑电压恢复; 同时有效解决了传统调频策略中频率的二次跌落、预留备用的电能浪费, 调节裕度不足等问题, 从而整体上提升风机运行稳定性和经济性。通过仿真系统验证策略的优良特性。

**关键词:** 故障穿越; 无功支撑; 虚拟惯量; 一次调频; 超级电容

## 0 引言

风力发电近几十年在世界范围内得到了快速推广<sup>[1]</sup>。而随着风电装机比例的不提高, 也给电网的安全稳定运行带来了严重威胁, “英国 8 9 大停电”就是受此影响引发的典型事故<sup>[2]</sup>。事故起因为: 持续时间仅为 74ms 的线路单相接地短路故障导致系统频率和电压的大幅波动, 触发风电场、燃气机组与分布式电源接连脱网, 继而导致系统出现较大功率缺额, 并触发了低频减载装置, 最终致使大范围停电事故。

这场突发的大停电事故, 也为我国快速发展的风电产业敲响了警钟, 风电规模化组网还面临如下

基金项目: 北京市自然科学基金项目(3212037); 国家电网公司总部科技项目(SGHEDK00DYJS1900061)。

Beijing Municipal Natural Science Foundation (3212037); State Grid Corporation Headquarters Science and Technology Project (SGHEDK00DYJS1900061)。

严峻挑战<sup>[3-4]</sup>。

1) 目前风电发电机组本身基本不具有传统同步发电机的一次调节能力和惯量响应能力,随着渗透率的提升,同步机数量的降低,系统用于一次调频的备用容量减少,用于惯量支撑的旋转备用容量减少;

2) 故障状态下触发的风电机组规模性脱网无疑会给本就调节能力不足的薄弱电网增加更多负担,所造成的功率缺额会恶化频率和电压特性,进而引发一系列连锁反应,扩大故障范围,这体现了机组抗扰性和故障穿越能力的不足。

针对以上问题,相关研究人员积极探求解决方案,并取得了一系列理论和应用进展:

#### 1) 风电机组参与系统调频方面。

根据控制目标可宏观上划分为惯量支撑与一次调频两类,其对应的控制原理和功能定位也各有不同,文献[5-8]分别通过无锁相环设计,状态观测器设计等方法在仿真平台和实验系统中实现了惯量响应;文献[9-11]针对风机“一次调频”的作用和实现途径进行了研究。近年来计及风电机组接入的系统频率震荡研究成为热点:文献[12]重点关注并网变流器直流母线电压控制环节,提出了一种增强直驱风机并网系统稳定性的改进方法;文献[13-17]则聚焦直驱风机引发系统次同步振荡的机理建模、影响分析及抑制方法。

根据调频能量供给来源可划分为三类:基于机械动能释放的旋转备用、基于超速变桨减载的预留备用、基于电化学能量转换的储能备用。机组惯性动能为系统提供数秒的支持,但容易引发频率二次跌落<sup>[18-19]</sup>;预留备用降低了风能利用率,调节速度较慢,且增加了机械部件维修风险<sup>[20-21]</sup>;储能装置具有出力稳定,响应快速的特点,但安装维护成本较高<sup>[22-24]</sup>。

#### 2) 在风电机组故障穿越方面。

根据故障类型分为低电压穿越和高电压穿越两类。我国据此制定完善了多项故障穿越技术规范。针对低电压穿越的研究较多,对于轻微故障,可以充分发挥机组变流器对于故障穿越的潜力。文献[25]为了提高LVRT控制下PMSG的运行性能,通过机侧变流器控制,提出了基于主动阻尼调节直流侧电压带宽调整的两种解决方案;但当发生严重故障时,需要安装额外硬件保护电路:文献[26]利用直驱风机直流侧Chopper限流电阻提出双模式卸

荷电阻投切方案释放多余能量,网侧提出无功补偿方案并接静态无功补偿器为电网提供最大化无功支撑。文献[27-28]通过接入电压恢复器、SVC等装置,维持机端并网点电压在正常值水平,但安装成本高,控制复杂。文献[29-30]提出在直流侧安装储能,平抑故障期间不平衡功率,但是储能中的能量得不到合理利用,经济性差。以上研究主要针对对称故障,但实际运行中不对称故障占有较大比重,文献[31]针对直驱风电机组在不对称故障穿越中直流电压波动问题,设计了基于准比例谐振控制器的直流电压二倍频波动抑制策略。

对于高电压穿越,目前研究多针对双馈风机,且论文重点多聚焦在无功补偿方案的设计<sup>[32-33]</sup>,而忽视了故障期间有功功率的流动特性;文献[34]分析了直驱机组在电网电压骤升期间变流器两侧功率流向变化关系,提出基于机侧 $q$ 轴直接电流补偿控制策略以减少直流母线上不平衡功率。文献[35]研究了电网电压升高对全功率变流器母线电压的影响;分析了机组升压变压器阻抗对并网点电压影响规律;提出了基于变流器动态无功控制的高电压穿越控制策略。

综上所述,研究现状表明:风机调频领域,对调频方式与供能方式进行合理匹配可以有效提高控制性能;故障穿越领域,兼顾低电压与高电压穿越需求,协调好有功平衡与无功支撑有利于增强风机抗扰性;因此,同时考虑故障穿越和调频,通过统一协调控制,提升系统整体性能和经济性具有重要意义。

本文针对直驱风电机组,在故障穿越与频率调节原理分析基础上,提出一种基于旋转备用加直流侧储能的风储联合控制策略,其中,旋转备用用于惯量响应,储能用于一次调频和故障穿越,并以行业标准为依据,定量设计控制策略的详细参数。可有效改善频率扰动期间的暂态特性,持续、稳定、低风险的为电网提供频率支撑,保证故障期间,机组的有功平衡以维持其不脱网运行,并向电网注入无功,支撑其电压快速恢复。

## 1 故障穿越与频率调节风储联合控制策略

### 1.1 故障穿越与频率调节原理分析

#### 1.1.1 故障穿越

故障穿越的目的是防止故障期间机组器件的过电压过电流引发的风机脱网。对于全功率风机变流

器而言，直流母线电压稳定是故障穿越成功的关键：

$$\begin{cases} \Delta P = P_s - P_G = \frac{1}{2} C_{dc} \frac{dV_{dc}^2}{dt} \\ P_G = 1.5EI_{gd} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $\Delta P$  为直流稳压电容的功率波动值； $P_s$  为机侧变流器输入功率； $P_G$  为网侧变流器输出有功功率； $C_{dc}$  为电容值； $V_{dc}$  为直流母线电压； $E$  为电网电压； $I_{gd}$  为网侧变流器有功电流分量。低穿时，并网点电压  $E$  突降，电流升高，网侧变流器触发限流保护， $P_G$  减少，而风轮机输入功率  $P_s$  保持不变， $\Delta P$  增加，引起直流母线电压异常波动；高穿时，并网点电压  $E$  突增，依据标准要求，风电场应能够从电力系统吸收动态无功支撑电压恢复，受变流器容量限制，无功电流的增加会导致有功电流  $I_{gd}$  的降低，同样导致  $P_G$  减少。

可见，不论是电网电压大幅突增还是突减，都会引起网侧逆变器输出有功  $P_G$  的减少，进而导致功率在直流侧堆积，触发脱网。合理平衡功率波动，按需求控制直流电压是本文高、低压故障穿越策略的关键。

### 1.1.2 频率调节

惯量支撑和一次调频对应的原理分别如下：

$$\begin{cases} J \frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_e - D(\Omega - \Omega_N) \\ \Delta P_G = -K_G \Delta f \end{cases} \quad (2)$$

式中： $T_m$  为发电机输入机械转矩； $T_e$  为发电机输出电磁转矩； $J$  为发电机转动惯量； $D$  为阻尼系数； $\Omega_N$  为额定角速度； $\Omega$  为转子角速度； $K_G$  发电机的单位调节功率； $\Delta P_G$ 、 $\Delta f$  分别为功率和频率偏差量。

由式(2)可知，“惯量支撑”是对频率的微分响应，具有超前性、快速性，主要在频率变化初期发挥作用；“一次调频”是对频率的比例响应，重点作用在频率变化中后期，可以有效将频率偏差控制在合理范围内。

因此在风机传统发电功能的基础上，增加惯量支撑与一次调频功能有利于提高机组的自治稳定以及电网的频率品质。

### 1.2 风储联合控制策略

图 1 中直驱风电机组通过背靠背变流器接入电网。

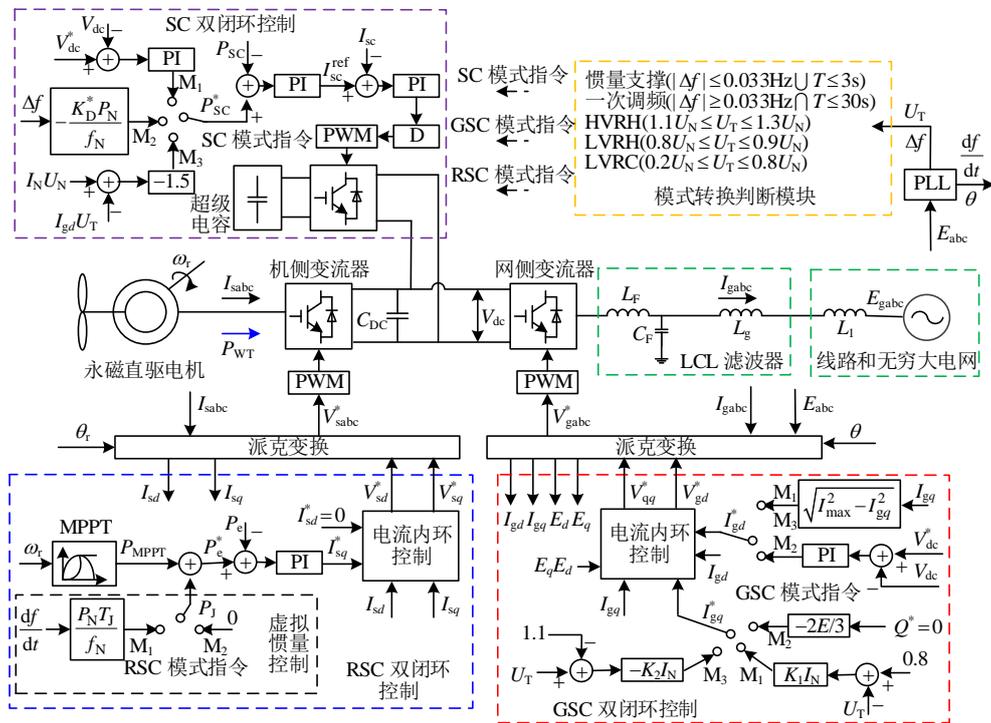


图 1 风储联合控制策略总图

Fig. 1 Joint control strategy block diagram

网侧逆变器(grid side convertor, GSC)采用基于电网电压定向的矢量控制，将旋转  $d/q$  坐标系  $d$  轴定向于电网电压矢量方向，则 GSC 输出功率表达式为

$$\begin{cases} P_G = 1.5EI_{gd} \\ Q_G = -1.5EI_{gq} \end{cases} \quad (3)$$

式中： $Q_G$  为输出无功功率，感性无功为正，容性无功为负； $I_{gq}$  为无功电流分量。可以通过分别控制  $d$

和  $q$  轴电流来实现有功功率和无功功率的解耦控制, 并通过功率外环电流内环的双闭环控制实现目标值的快速跟踪。

机侧整流器(rotor side convertor, RSC)采用基于转子磁场定向的矢量控制, 将  $d$  轴定位于转子磁链方向, 则发电机电磁转矩  $T_e$  可表示为

$$T_e = 1.5p\psi I_{sq} \quad (4)$$

式中:  $p$  为发电机极对数;  $\psi$  为磁链, 通过双闭环控制定子电流  $q$  轴分量  $I_{sq}$  调节发电机转矩和转速, 实现风轮机最大功率跟踪、虚拟惯量支撑等控制。

超级电容(SC)通过双向 DC-DC 变换器并联到变流器直流母线侧, 功率  $P_{sc}$  表达式为

$$P_{sc} = U_{sc}I_{sc} \quad (5)$$

放电时  $P_{sc}$  为正, 充电时为负。通过双闭环控制电流大小和方向, 使其既可以工作在 Boost 升压模式向风机供给能量, 也可以工作在 Buck 降压模式从直流侧吸收能量。

风电机组故障穿越标准《GB/T 36995—2018》要求: “图 2 为风电机组故障电压穿越曲线, 当风电机组并网点电压处于图示曲线 1 及以上和曲线 2 及以下的中间区域时, 要求风电机组不脱网连续运行; 当风电机组并网点电压处于曲线 1 以下或曲线 2 以上区域时, 风电机组可以从电网切出。”关于机组参与调频, 标准《GB/T 30370—2013》规定: “一次调频在频率变动值大于 0.033Hz 时启动, 在 3s 内动作, 调整幅度应在 15s 内达到一次调频有功输出目标值的 75%, 并在 30s 内完全响应目标。”

根据标准要求, 制定联合控制策略, 逻辑控制流程图如图 3 所示: 故障状态下, 风机运行在故障

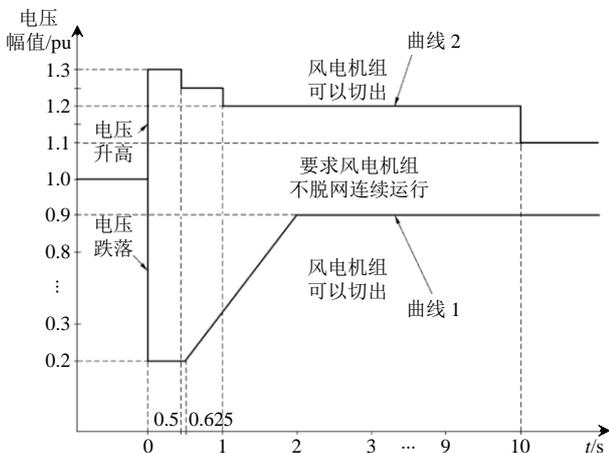


图 2 风电机组故障电压穿越曲线  
Fig. 2 Fault voltage through curve

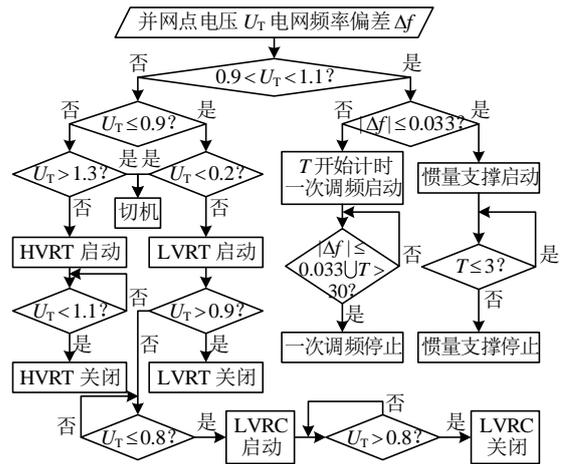


图 3 逻辑控制流程图  
Fig. 3 Logic control flow chart

穿越模式, 当电网电压升高至额定值的 1.1 倍后, 高电压穿越(high voltage ride through, HVRT)启动; 当电网电压降至额定值的 0.9 倍后, 低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)启动; 当电网电压降至额定值的 0.8 倍后, 低电压无功补偿模式(low voltage reactive compensation, LVRC)启动; 正常工况下, 风机运行在调频模式, 惯量支撑始终起作用, 当频率变动值大于 0.033Hz 时, 一次调频启动,  $T$  开始计时, 最长持续 30s; 一次调频启动后, 惯量支撑最多再维持 3s; 故障穿越优先级高于频率调节。

其中故障穿越通过储能 SC 与 GSC 共同作用, 平抑功率不平衡波动; 惯量支撑通过 RSC 控制风轮机旋转动能的吸收与释放实现; 一次调频通过储能 SC 调节电磁功率输出实现。因此 SC、GSC、RSC 会根据控制模式的调整运行在不同的 model( $M_n$ ), 图 1 中“模式转换判断模块”在确定系统控制模式后, 会根据表 1 生成模式指令, 下达给各个控制模块, 每个控制模块根据收到的模式指令切换 model, 不同 model 的参数设计下文将详细介绍。

表 1 模式指令表

Table 1 Mode instruction list

控制模式	SC	GSC	RSC
惯量支撑	null	$M_2$	$M_1$
一次调频	$M_2$	$M_2$	null
HVRT	$M_3$	$M_3$	$M_2$
LVRT	$M_1$	$M_2$	$M_2$
LVRC	$M_1$	$M_1$	$M_2$

注: “null”表示不产生影响维持原模式。

## 2 不同控制模式参数设计

### 2.1 低电压穿越

标准《GB/T 19963—2011 风电场接入电力系统

技术规定(修编进展)》(未出版)对故障穿越有如下最新要求:

9.2.3 当并网点电压正序分量在标称电压的 80%~90%之间时,风电场应保持正常运行时的有功和无功控制能力。当并网点电压正序分量在标称电压的 20%~80%之间时,风电场应具备动态容性无功支撑能力。

9.2.4 当并网点电压正序分量在标称电压的 20%~80%之间时,风电场应能够通过向电力系统注入动态无功电流支撑电压恢复。风电场动态无功电流增量响应并网点电压变化,并满足下式:

$$\Delta I_T = K_1(0.8 - U_T)I_N, \quad 0.2 \leq U_T \leq 0.8 \quad (6)$$

式中:  $\Delta I_T$  为风电场注入的动态无功电流增量;  $U_T$  为风电场并网点电压标幺值;  $I_N$  为风电场额定电流;  $K_1$  为风电场动态无功电流比例系数,  $K_1$  取值范围应不小于 1.5, 宜不大于 3。

电压跌落期间,风电场向电力系统输出无功电流应为电压跌落前输出无功电流与动态无功电流之和,风电场无功电流的最大输出能力应不低于风电场额定电流的 1.05 倍。

由修订标准可知,风电机组在低电压穿越期间不仅要按规定不脱网运行,还要为电网提供动态无功支撑,以上要求分别由储能 SC 和 GSC 实现。

当低穿模式启动后,储能 SC 切换到稳定母线电压控制,此时储能的控制方程为

$$P_{SC}^* = (k_p + \frac{k_i}{s})(V_{dc}^* - V_{dc}) \quad (7)$$

当低电压无功补偿模式启动后,储能通过吸纳冗余功率已经完全承担了稳定母线电压的任务,网侧逆变器切换为无功支撑优先控制,依据标准,无功电流参考值为

$$I_{gq} = \Delta I_T \quad (8)$$

受变流器容量限制,有功电流参考值为

$$I_{gd} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{gq}^2} \quad (9)$$

式中  $I_{max}$  为变流器最大可承受电流。

## 2.2 高电压穿越

《GB/T 19963—2011 风电场接入电力系统技术规定(修编进展)》对故障穿越有如下要求:

9.3.2 当风电场并网点三相电压同时升高时,风电场在高电压穿越过程中应具有以下动态感性无功支撑能力:

当并网点电压正序分量在标称电压的 110%~130%之间时,风电场应能够从电力系统吸收动态无功电流支撑电压恢复、风电场吸收的动态无功电流增量响应并网点电压变化,并满足:

$$\Delta I_T = K_2(U_T - 1.1)I_N, \quad 1.1 \leq U_T \leq 1.3 \quad (10)$$

式中  $K_2$  为风电场动态无功电流比例系数,  $K_2$  取值范围应大于 1.5。

电压升高期间,风电场向电力系统输出无功电流应为电压升高前输出无功电流与动态无功电流之差,风电场无功电流的最大输出能力应不低于风电场额定电流的 1.05 倍。

修订标准对高电压穿越做了更高要求,不仅要实现故障穿越,还要具备和低穿一样的无功补偿能力。依据标准, GSC 无功电流参考值为

$$I_{gq} = -\Delta I_T \quad (11)$$

此时, GSC 工作在无功优先模式,在满足无功电流的需求下,不再对直流电压进行控制,尽可能多的输出有功电流,受变流器容量限制,有功电流参考值为

$$I_{gd} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{gq}^2} \quad (12)$$

虽然不存在低穿时,由于电压突降造成的 GSC 输出有功功率突降,但是由于高穿标准增加了对无功电流的规定,且要求无功电流最大输出能力不低于额定电流的 1.05 倍,这会造成有功电流受约束限制,输出有功大幅降低,极端情况下,甚至可能降为零,从而引起有功功率在直流侧堆积,引发脱网。

此时依然需要储能装置平抑有功功率的波动,由于高穿和无功补偿触发条件一致,为了提高响应速度,直接将 GSC 输出有功的减少值作为储能吸收功率的目标值,因此有:

$$P_{SC}^* = -1.5(I_N U_N - I_{gd} U_T) \quad (13)$$

## 2.3 惯量支撑

风轮机的旋转部件蕴含巨大的惯性动能,当同步机转子转速由  $\Omega_N$  经时间  $t$  变为  $\Omega(t)$  后其动能发生变化,变化量  $\Delta W$  为

$$\Delta W(t) = \frac{1}{2} J (\Omega^2(t) - \Omega_N^2) \quad (14)$$

通过对  $\Delta W$  求导,得到  $t$  时刻惯量支撑引发的瞬时电磁功率变化:

$$P_j(t) = \frac{d\Delta W(t)}{dt} = J\Omega(t) \frac{d\Omega(t)}{dt} \quad (15)$$

参照此关系,得到基于风电机组惯性时间常数 $T_J$ 表达的响应电网频率波动的惯量支撑表达式:

$$P_J(t) = \frac{P_N T_J}{f_N} \frac{df(t)}{dt} \quad (16)$$

式中: $P_N$ 为同步机额定功率; $f_N$ 为电网额定频率。

以上惯量支撑响应通过 RSC 附加功率给定控制实现。将 $P_J$ 叠加到电磁功率参考值上,通过改变电磁转矩调节转速释放旋转动能。

由于旋转动能是对频率的微分响应,惯性支撑时间较短,不存在频率二次跌落风险,考虑到 RSC 容量限制, $P_J(t)$ 出力应在安全范围内,对电流限幅控制因此有:

$$|I_{sq}| \leq I_{\max} \quad (17)$$

## 2.4 一次调频

相比于惯量支撑,一次调频需要提供持续稳定的功率输出。在直流母线侧安装储能装置可以很好的满足一次调频需求,此时,网侧逆变器运行在单位功率因数模式,控制目标是维持直流母线电压的稳定,保证逆变器向电网输出的功率等于直流侧输入,这样当储能向母线注入或吸收功率时,可以实时响应到电网侧。

标么值表示的一次调频公式为

$$P_{SC}^* = -\frac{K^* P_N}{f_N} \Delta f \quad (18)$$

式中: $\Delta f$ 为电网频率偏差值; $K^*$ 为一次调频系数,传统汽轮或水轮发电机组的 $K^*$ 取值介于15~50之间。当 $\Delta f$ 为负值时,系统频率因功率缺额低于阈值,此时 $P_{SC}^*$ 为正值,超级电容工作在 Boost 升压放电模式,通过风机 GSC 向电网供给能量;当 $\Delta f$ 为正值时,系统频率因功率盈余高于阈值,此时 $P_{SC}^*$ 为负值,超级电容工作在 Buck 降压充电模式从直流母线处吸收功率,减少风机向电网输送能量。考虑到 GSC 容量限制,设定一次调频模式下 $-0.2P_N \leq P_{SC}^* \leq 0.1P_N$ 。

关于储能装置的容量设计及其 SoC 控制,可以参考本文给出的调频和故障穿越定量分析公式,根据需求和经济性灵活设置。

## 3 仿真实验验证

### 3.1 联合控制策略仿真验证

基于 Matlab/Simulink 仿真平台搭建了一套直驱风机的单机-可调电压源系统,重点验证本文控

制模式切换及联合控制策略的有效性。1台1.5MW的PMSG通过背靠背全功率变流器接入电压源,直流母线侧安装超级电容储能,并通过DC-DC双向变流器控制功率输出。详细参数如表2所示,不带单位参量为标么值。

表2 单机系统仿真参数

Table 2 Single machine system simulation parameters

参数	数值	参数	数值
风机额定电压/V	620	电网频率 $f_g$ /Hz	50
直流母线电压/V	1200	SC 额定容量	500kW×30s
直流母线电容/mF	50	SC 电容值/F	93
风机惯性常数/s	10	SC 额定电压/V	750
风机额定转速/(rad/s)	1.812	风机容量/MW	1.5
风机 dq 轴电感 $L_d$ 、 $L_q$	0.0044	GSC $I_{\max}$ /pu	1.1

实验设置: $T_J=10$ ,  $K^*=50$ ,  $K_1=1.5$ ,  $K_2=5$ , 风机高功率运行,1s时:电压源发生下降幅度为-0.06Hz/s的频率跌落,持续时间4s,6s时:电压源发生电压突增,幅值变为额定值的1.3倍,持续时间0.5s,紧接着电压源发生电压突降,幅值变为额定值的0.85倍,持续时间1.5s,8s时:电压源继续发生电压跌落,降为额定电压的20%,持续时间0.625s,然后恢复到额定电压。

由图4可知,电压源电压幅值,频率偏差量以及频率越限时 $T$ 均按实验设置要求变化;接近1.5s时,频率偏差达到-0.033Hz阈值,触发 $T$ 计时,频率偏差在5s时达到-0.24Hz,然后保持不变。

依据联合控制逻辑判断设计原则,1s时,“惯量支撑”起作用,因为频率变化率为固定值-0.06Hz/s,则惯量支撑功率保持0.012pu不变;接近1.5s时,“一次调频”启动,超级电容发出有功功率,且其数值随着频率跌落成比例增加,直到达到输出限值 $0.1P_N$ 后保持不变,直流母线侧增加的SC输出功率由GSC及时响应到电网,因此GSC有功电流分量 $I_{gd}$ 也随着SC输出功率增加而增加,并限定在1.1倍额定电流值以内;接近4.5s时, $T$ 计时已达3s,此时“惯量支撑”结束。

6s时,电源电压突增,触发“HVRT”。此时,GSC工作无功优先模式,输出负的感性无功,同时尽可能多的输出有功电流,受变流器容量限制,有功电流参考值 $I_{gd}$ 大幅降低,导致GSC输出电磁功率降低,而输入机械功率不变,此时需要依靠SC平抑有功功率的波动,SC由之前的放电模式切换为充电模式,控制的切换也体现了故障穿越优先级

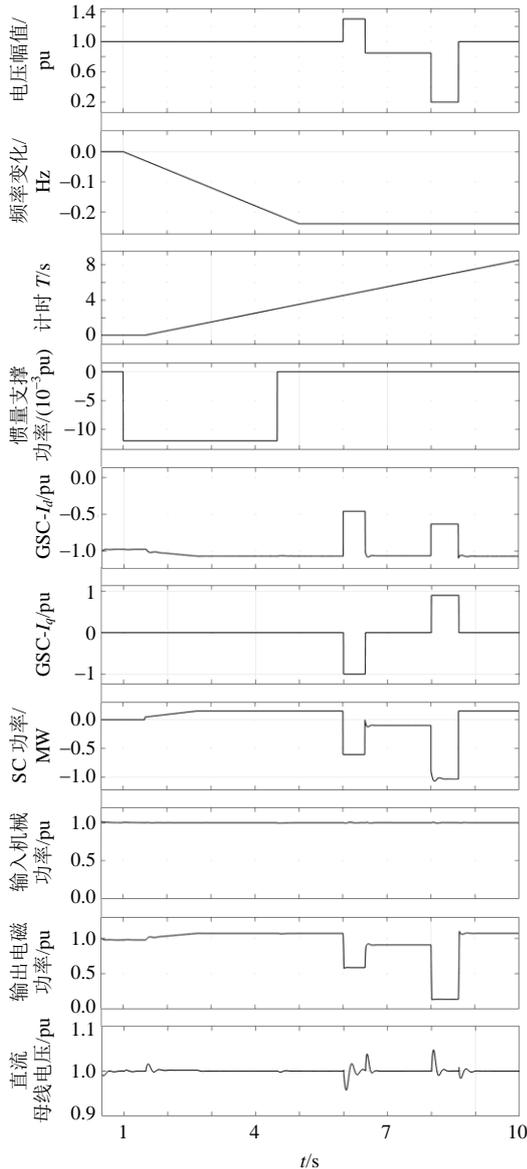


图 4 联合控制策略下全工况仿真结果

Fig. 4 Full working condition simulation results under Joint control

大于扰动调频:

6.5s 时, 电源电压幅值降为 0.85pu 触发“LVRT”。GSC 输出无功降为零, 通过 PI 调节控制有功电流参考值  $I_{gd}$  维持直流电压稳定, 但受电压降低影响, 在  $I_{gd}$  达到调节上限后, GSC 有功电磁输出依然小于机械输入功率, 此时, 依然由 SC 起作用, 通过充电吸收盈余的机械功率;

8s 时, 电源电压降为 0.2pu 触发“LVRC”。GSC 开启无功补偿, 输出正的容性无功, 有功电流受限减少, GSC 输出电磁功率进一步大幅降低, 此时, 机械输入功率几乎全部由 SC 承担消纳;

0.625s 后, 故障解除, 风机再次恢复到一次调频模式。仿真波形显示, 直流母线电压波动范围始

终控制在安全范围内, 保证电网故障不会传导到机侧, 从而维持机侧变流器始终运行在最大功率跟踪点; 整个过程不同控制模式间实现了平滑切换, 验证了控制逻辑的有效性、可实现性。

### 3.2 故障穿越仿真

在 3.1 节搭建的直驱风机的单机-可调电压源系统基础上, 设计仿真实验, 重点验证电网发生故障后, 风电机组的穿越特性。

#### 3.2.1 低电压穿越

实验设置: 风机高功率运行, 1s 时: 电压源发生幅度为 50% 的电压突降, 持续时间 0.625s, 风电场动态无功电流比例系数设置为  $K_1=2$ 。

图 5 为传统控制策略下的波形图, GSC 始终运行在单位功率因数模式, 无功电流参考值为零, 电压突降后, 有功电流为了维持直流母线电压稳定骤升, 但迅速达到限流值, 输出有功由 1pu 下降到 0.55pu, 稳压作用失灵, 母线电压抬升, 实际运行时当幅值达到阈值后 chopper 卸荷电阻会投入使用, 但是不足以平抑如此大幅度的电压波动, 必然会触发切机保护。

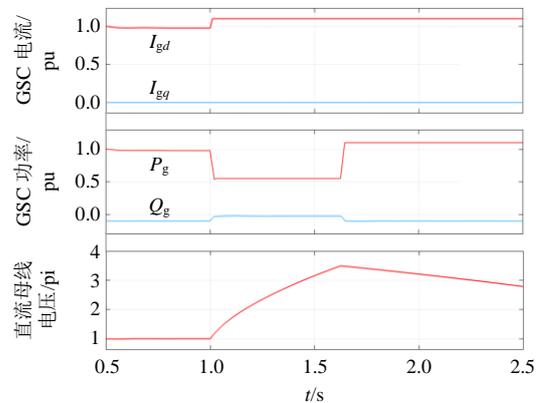


图 5 传统控制下 LVRT 仿真结果

Fig. 5 Low voltage ride through simulation results under traditional control

图 6 为改进控制策略下的波形图, 相比之下, 无功补偿模式在故障期间提供了 0.6pu 的无功电流, 以及 0.35pu 的容性无功, 受限流影响, 有功电流没满发, 有功功率减少为 0.5pu, 但是减少的输出有功都由 SC 吸收, 在 SC 的稳压作用下, 直流电压被限制在允许范围(1.1pu)以内, 故障穿越较传统方案得到明显改善。

#### 3.2.2 高电压穿越

采用本文提出的 HVRT 策略时, 由于故障期间有 SC 维持直流侧有功平衡, 可以保障 GSC 采用无

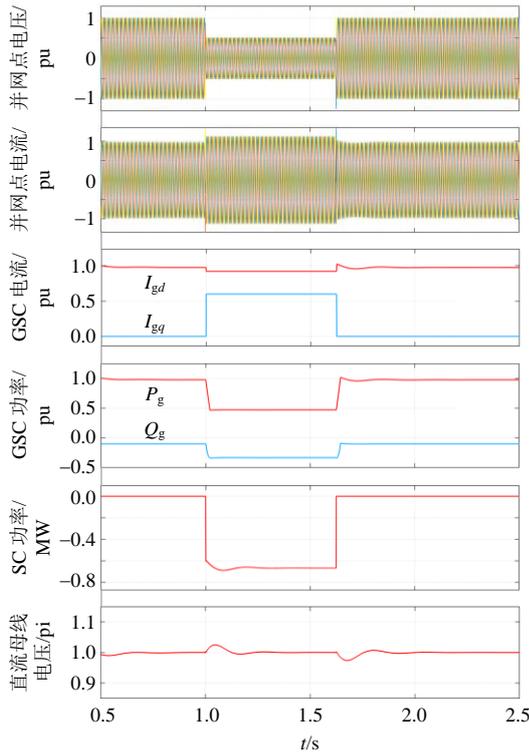


图6 联合控制下LVRT仿真结果

Fig. 6 Low voltage ride through simulation results under joint control

功率优先模式，尽可能多的向电网注入无功，以支撑电压恢复，因此风电场动态无功电流比例系数设置为  $K_2=5$ 。实验设置：风机以额定功率运行，1s时：电压源幅值突增为标称电压的130%，持续时间0.5s，为了维持故障期间GSC的调节能力，直流侧电压值设置为1.2pu，在采用本文提出的策略后，结果如图7。

故障前，风机以单位功率因数运行在额定工况。电网电压突增后，GSC转换为无功优先模式，按要求向电网注入大量的感性无功，数值大小接近额定功率；受变流器容量限制，有功电流骤减，有功功率输出减少约0.4pu，GSC减少的有功流向SC，SC依据式(13)吸收功率，维持母线电压在安全范围内波动。为了体现SC在高电压穿越中的重要作用，设置了对照实验：同样的控制策略下，如果没有SC参与，有功功率的变化会引起母线电压的大幅升高。

3.3 频率调节仿真

为验证调频效果，搭建了图8所示的四机-两区域仿真系统，SG为同步发电机，仿真参数为：风电机组和单机-电压源系统基本保持一致，四台同步发电机参数一致，详见表3。为更直观准确的观测惯量支撑和一次调频各自所起作用，实验中取

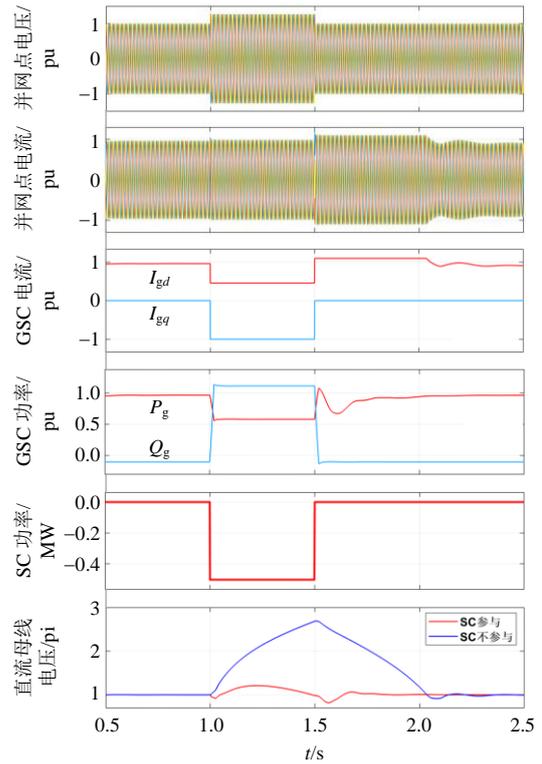


图7 联合控制下HVRT仿真结果

Fig. 7 Simulation results of HVRT under joint control

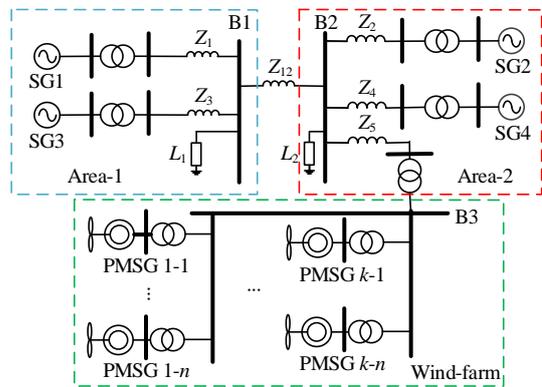


图8 四机两区域系统结构

Fig. 8 Four-machine two-area system structure

表3 四机两区域系统参数

Table 3 Four-machinetwo-area system simulation parameters

参数	数值	参数	数值
同步机额定电压/kV	3.15	同步机极对数	2
同步机额定功率/pu	0.4	同步机定子电阻	0.0036
同步机额定频率/Hz	50	负荷 $L_1$ /pu	1.3
同步机惯性常数/s	4.07	负荷 $L_2$ /pu	1
$Z_1, Z_2, Z_3, Z_4$	$0.001+j0.001$	$Z_{12}$	$0.05+j0.001$

消了两者之间的切换联系，分别单独作用。

3.3.1 惯量支撑

实验控制：在2s时增加负荷  $L_1$ ，使系统产生

25%的功率缺额，通过系统瞬时功率不平衡引起频率暂态波动。

结果如图 9 所示：跌落深度方面，惯量支撑将频率下降最低点由 49.4Hz 提升到 49.5Hz；跌落深度得到减缓后，也加快了频率恢复速度，约提前 0.1s 达到稳定状态；值得注意的是，风轮机转动能为频率特性改善提供功率支撑，但并没有引发频率的二次跌落问题，这得益于本策略惯量支撑功率幅值小、作用时间短暂，转子转速变化幅度小，并没有偏离最佳叶尖速比，始终运行在 MPPT 附近。

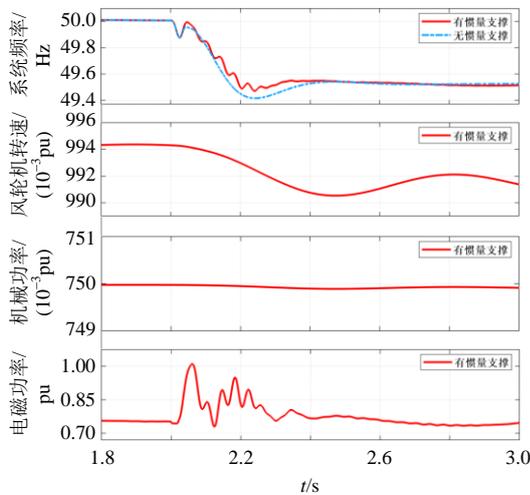


图 9 惯量支撑响应效果

Fig. 9 Response effect of inertia support

3.3.2 一次调频

实验设置：系统发生 10%功率缺额，一次调频系数  $K^*=50$ ，分别在风机装机容量占比 40%和 60%的情况下验证加装储能的调频效果，如图 10 所示。

首先横向对比风机 40%装机容量时有无储能调节的实验效果。在超级电容优良调频性能的作用下，有效改善了频率暂态特性：延缓了频率跌落速度；降低了频率跌落深度(频率最低值提升了约 0.13Hz)；加快了频率恢复速度；减少了静态误差(约

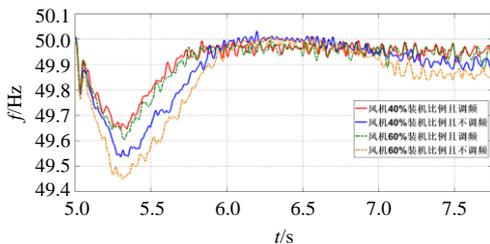


图 10 不同装机容量下储能调频效果对比

Fig. 10 Comparison of energy storage and frequency modulation effect under different installed capacity

0.05Hz)。

纵向对比储能对风机渗透率变化后的调频影响。同样发生 10%功率缺额，SC 不参与一次调频时，随着风机渗透率的提高，频率暂态特性恶化明显，跌落深度由 49.55Hz 变为 49.45Hz。而在加装储能装置后，频率特性几乎不随渗透率的提高而明显恶化。由此可见，风机装机比例越高，储能的调节效果越明显，在单机上配备超级电容可有效应对分布式能源渗透率增加引起的系统稳定问题。

4 结论

在风机变流器直流侧安装储能既可以增加机组高、低电压故障穿越能力，又可以同时满足参与电网调频的需求，使其呈现并网友好型特点，其多用途特点改善了传统加装储能应用“功能单一、利用率低”的弊端，提升了方案的经济性。

实验表明：1) 低穿时，超级电容的优良功率响应特性能快速吸收故障期间直流侧不平衡有功，平抑母线电压波动；2) 高穿时，防止高电压击穿是首要考虑因素，因此，GSC 工作在不功优先模式，最大限度支撑电压恢复，依靠储能的有功平衡作用，无功功率可接近满发，极大的突破了现有策略的调节极限；3) 惯量支撑可有效减缓扰动后频率恶化趋势，得益于本策略转子供能的有限额度，避免了频率的二次跌落问题；4) 基于 SC 供能的一次调频可保证机组快速、稳定、持续的响应电网频率波动，对于改善高装机比例电网的频率暂态特性有显著效果。

参考文献

[1] 郭尊, 李庚银, 周明, 等. 面向风电消纳的电-气联合系统分散协调鲁棒优化调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(20): 6442-6454.  
 GUO Zun, LI Gengyin, ZHOU Ming, et al. A decentralized and robust optimal scheduling model of integrated electricity-gas system for wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6442-6454(in Chinese).

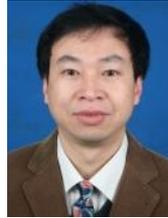
[2] 方勇杰. 英国“8·9”停电事故对频率稳定控制技术的启示[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(24): 1-5.  
 FANG Yongjie. Reflections on frequency stability control technology based on the blackout event of 9 August 2019 in UK[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(24): 1-5(in Chinese).

[3] 典焱. 英国大停电事故分析: 新能源大量替代传统火电将导致系统惯量水平下降[J]. 电力设备管理, 2019(9):

98.  
DIAN Yan. Analysis of the UK's blackouts: a large replacement of traditional thermal power by new energy sources will lead to a decline in system inertia levels[J]. *Electric Power Equipment Management*, 2019(9): 98(in Chinese).
- [4] 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): 6183-6191.  
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): 6183-6191(in Chinese).
- [5] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Ferreira. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, 21(1): 433-434.
- [6] 王颢雄, 陈明亮, 许锡盛. 直驱风电机组虚拟同步发电机控制策略研究[J]. *电力电子技术*, 2020, 54(1): 75-78.  
WANG Haoxiong, CHEN Mingliang, XU Xisheng. Virtual synchronous generator control strategy study of direct drive wind power generation system[J]. *Power Electronics*, 2020, 54(1): 75-78(in Chinese).
- [7] 贺家发, 宋美艳, 兰洲, 等. 适应于弱电网的永磁直驱风电机组虚拟惯量协调控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(9): 83-90.  
HE Jiufa, SONG Meiyuan, LAN Zhou, et al. A Virtual inertia coordinated control scheme of PMSG-based wind turbines in weak grids[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(9): 83-90(in Chinese).
- [8] 王晓东, 李凯凯, 刘颖明, 等. 基于状态观测器的风电机组单机储能系统虚拟惯量控制[J]. *电工技术学报*, 2018, 33(6): 1257-1264.  
WANG Xiaodong, LI Kaikai, LIU Yingming, et al. Virtual inertia control of energy storage system in wind turbine based on extended state observer[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2018, 33(6): 1257-1264(in Chinese).
- [9] 荣飞, 李培瑶, 周诗嘉. 双馈风电场损耗最小化的有功无功协调优化控制[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(3): 520-529.  
RONG Fei, LI Peiyao, ZHOU Shijia. Coordinated optimal control with loss minimization for active and reactive power of doubly fed induction generator-based wind farm[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(3): 520-529(in Chinese).
- [10] 褚鑫. 混合储能系统参与风电并网一次调频的研究[D]. 上海: 上海电机学院, 2019.  
CHU Xin. Study on wind power grid-connected primary frequency modulation with hybrid energy storage system[D]. Shanghai: Shanghai Dianji University, 2019(in Chinese).
- [11] 李少林, 王伟胜, 张兴, 等. 风力发电对系统频率影响及虚拟惯量综合控制[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(15): 64-70.  
LI Shaolin, WANG Weisheng, ZHANG Xing, et al. Impact of wind power on power system frequency and combined virtual inertia control[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(15): 64-70(in Chinese).
- [12] 舒展, 熊华强, 蔡霞, 等. 直驱风机直流母线电压控制对系统功率振荡的影响分析及改进方法[J]. *电网技术*, 2020, 44(9): 3441-3449.  
SHU Zhan, XIONG Huaqiang, CAI Xia, et al. Influence of dc bus voltage control of direct-drive PMSG on power oscillation and its improvement[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(9): 3441-3449(in Chinese).
- [13] 邵冰冰, 赵书强, 高本锋, 等. 多直驱风机经 VSC-HVDC 并网系统场内/场网次同步振荡特性分析[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(12): 3835-3846.  
SHAO Bingbing, ZHAO Shuqiang, GAO Benfeng, et al. Inside-wind-farm/wind-farm-grid sub-synchronous oscillation characteristics analysis in multiple D-PMSGs interfaced With VSC-HVDC system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(12): 3835-3846(in Chinese).
- [14] 薛安成, 王子哲, 付潇宇, 等. 基于非光滑分叉的直驱风机次同步振荡机理分析[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(7): 87-92.  
XUE Ancheng, WANG Zizhe, FU Xiaoyu, et al. Mechanism analysis of subsynchronous oscillation in direct-driven wind turbine based on non-smooth bifurcation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(7): 87-92(in Chinese).
- [15] 任必兴, 杜文娟, 王海风, 等. 锁相环控制对永磁直驱风机并网次同步振荡稳定性的影响: 控制参数安全域[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(9): 142-147.  
REN Bixing, DU Wenjuan, WANG Haifeng, et al. Influence of PLL control on sub-synchronous oscillation stability of grid-connected PMSG: control parameter safety region[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(9): 142-147(in Chinese).
- [16] 陈骁, 杜文娟, 王海风. 开环模式谐振条件下直驱风机接入引发电力系统宽频振荡的研究[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(9): 2625-2635.  
CHEN Xiao, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Analysis on Wide-range-frequency Oscillations of Power Systems Integrated With PMSGs Under the Condition of Open-loop Modal Resonance[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(9): 2625-2635(in Chinese).
- [17] 吴杨, 肖湘宁, 罗超, 等. 直驱风机对火电机组次同步

- 振荡的影响及抑制方法[J]. 现代电力, 2019, 36(5): 31-38.
- WU Yang, XIAO Xiangning, LUO Chao, et al. Impact of PMSG to thermal power units on sub-synchronous oscillation characteristics and suppression strategy[J]. Modern Electric Power, 2019, 36(5): 31-38(in Chinese).
- [18] 田新首, 王伟胜, 迟永宁, 等. 基于双馈风电机组有效储能的变参数虚拟惯量控制[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 20-26, 33.
- TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, et al. Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 20-26, 33(in Chinese).
- [19] 黄河, 侍乔明, 付立军, 等. 线性自抗扰控制器在直驱式永磁风电机组虚拟惯量控制中的优化应用[J]. 海军工程大学学报, 2019, 31(2): 54-60.
- HUANG He, SHI Qiaoming, FU Lijun, et al. Optimized application of linear active disturbance rejection controller in virtual inertia control of D-PMSG[J]. Journal of Naval University of Engineering, 2019, 31(2): 54-60(in Chinese).
- [20] 王济菘, 陈明亮. 虚拟惯量配合变桨控制的风机一次调频实验研究[J]. 电测与仪表, 2019, 56(23): 18-23.
- WANG Jisong, CHEN Mingliang. An experimental study on primary frequency regulation of D-PMSG with virtual inertia and pitch control[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(23): 18-23(in Chinese).
- [21] 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(in Chinese).
- [22] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望[J]. 电网技术, 2014, 38(3): 638-646.
- LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large-scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 638-646(in Chinese).
- [23] 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(in Chinese).
- [24] 刘辉, 葛俊, 巩宇, 等. 风电场参与电网一次调频最优方案选择与风储协调控制策略研究[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(1): 44-52.
- LIU Hui, GE Jun, GONG Yu, et al. Optimization scheme selection of wind farm participation in grid primary frequency modulation and study of wind-storage coordination control strategy[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(1): 44-52(in Chinese).
- [25] ARANI M F M, MOHAMED Y A R I. Assessment and enhancement of a full-scale PMSG-based wind power generator performance under faults[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2016, 31(2): 728-739.
- [26] 王永强, 喻俊志, 冯静安, 等. 永磁直驱风电机组低/高电压穿越研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(9): 34-42.
- WANG Yongqiang, YU Junzhi, FENG Jingan, et al. Research on low/high voltage ride through of permanent magnet synchronous wind turbine[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(9): 34-42(in Chinese).
- [27] YAN Linfang, CHEN Xia, ZHOU Xin, et al. Perturbation compensation-based non-linear adaptive control of ESS-DVR for the LVRT capability improvement of wind farms[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(13): 1500-1507.
- [28] HASSAN H A. DFIG Based wind turbine protection using active Crowbar and SVC during grid faults[C]// Proceedings of the 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE). Jaipur, India: IEEE, 2018: 1-6.
- [29] 刘诗涵, 周羽生, 许振华, 等. 基于超级电容蓄能的永磁同步海上风电低电压穿越研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(5): 9-15.
- LIU Shihan, ZHOU Yusheng, XU Zhenhua, et al. Research on low-voltage ride through capability of permanent magnetic synchronous offshore wind power based on super-capacitor energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(5): 9-15(in Chinese).
- [30] 王鹏, 王晗, 张建文, 等. 超级电容储能系统在风电系统低电压穿越中的设计及应用[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(10): 1528-1537.
- WANG Peng, WANG Han, ZHANG Jianwen, et al. Design and application of supercapacitor energy storage system used in low voltage ride through of wind power generation system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(10): 1528-1537(in Chinese).
- [31] 刘洋. 直驱风机不对称故障穿越期间直流电压波动抑制研究[D]. 济南: 山东大学, 2020.
- LIU Yang. Research on suppression of DC voltage fluctuation of direct drive wind turbine during asymmetric-fault ride-through[D]. Ji'nan: Shandong University, 2020(in Chinese).

- [32] 徐海亮, 章玮, 陈建生, 等. 考虑动态无功支持的双馈风电机组高电压穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(36): 112-119.  
XU Hailiang, ZHANG Wei, CHEN Jiansheng, et al. A high-voltage ride-through control strategy for DFIG based wind turbines considering dynamic reactive power support[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(36): 112-119(in Chinese).
- [33] 李少林, 王伟胜, 王瑞明, 等. 双馈风电机组高电压穿越控制策略与试验[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 76-82.  
LI Shaolin, WANG Weisheng, WANG Ruiming, et al. Control strategy and experiment of high voltage ride through for DFIG-based wind Turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 76-82(in Chinese).
- [34] 徐奔奔. 直驱永磁风电机组低/高电压穿越技术研究[D]. 上海: 上海电机学院, 2017.  
XU Benben. Low/high voltage ride through technology of directly-driven permanent magnet wind power generator[D]. Shanghai: Shanghai Dianji University, 2017(in Chinese).
- [35] 代林旺, 秦世耀, 王瑞明, 等. 直驱永磁同步风电机组高电压穿越技术与试验[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 147-153.  
DAI Linwang, QIN Shiyao, WANG Ruiming, et al. Research and experiment on high voltage ride through for direct-drive PMSG-based wind turbines[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 147-153(in Chinese).



颜湘武

在线出版日期: 2021-06-18。

收稿日期: 2020-07-03。

作者简介:

颜湘武(1965), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为新能源电力系统分析与控制、现代电力变换、新型储能与节能技术, xiangwuy@ncepu.edu.cn;

\*通信作者: 王德胜(1994), 男, 博士研究生, 研究方向为新能源电力系统分析与控制, DeshengW@ncepu.edu.cn。

(责任编辑 吕鲜艳)

# Research on the Wind Power-storage Joint Control Based on Fault Ride-through and Frequency Regulation of Wind Turbine

YAN Xiangwu<sup>1</sup>, WANG Desheng<sup>1\*</sup>, WEI Xiaoxue<sup>1</sup>, JIA Jiaoxin<sup>1</sup>, LI Tiecheng<sup>2</sup>

(1. Hebei Provincial Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Microgrid (North China Electric Power University);

2. State Grid Hebei Electric Power Research Institute)

**KEY WORDS:** fault ride through; reactive power support; virtual inertia; primary regulation; super capacitor

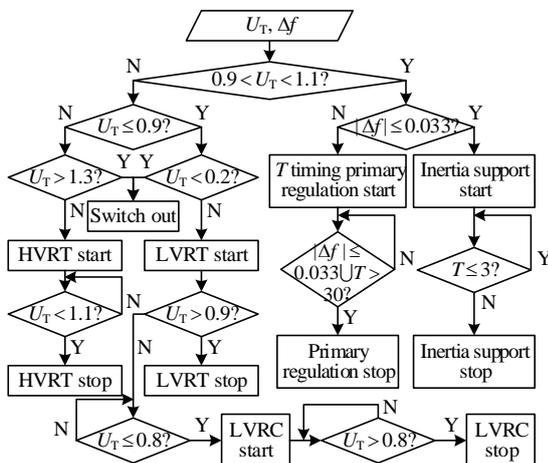
The frequent occurrence of blackouts due to wind farms-off grid has exposed the shortcomings of wind turbine in fault ride through and active participation in frequency regulation. However, there are few literatures that comprehensively analyze these two requirements simultaneously.

Based on the analysis of the principle and demand of fault ride through and frequency regulation, this paper proposes a joint control of wind power-storage based on rotating reserve and DC side energy storage, which uses the mechanical kinetic energy of wind turbine to provide virtual inertia support, super capacitor to realize primary frequency regulation and fault ride through.

According to the industry standard, the power regulation formula and parameter design during fault and disturbance are analyzed quantitatively, and multi operation mode switching is realized by logic control principle. The multi operation mode is shown in Table 1, and the logic control flowchart is shown in Fig. 1.

**Table 1 List of mode instructions**

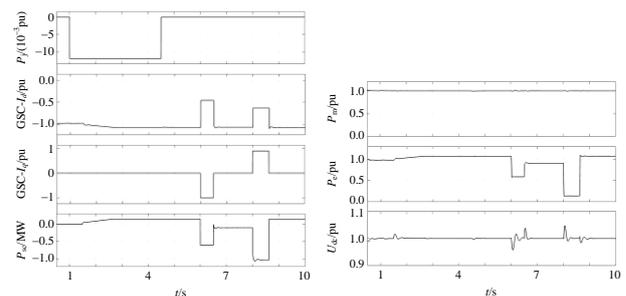
Control model	SC	GSC	RSC
Inertia support	null	M <sub>2</sub>	M <sub>1</sub>
Primary regulation	M <sub>2</sub>	M <sub>2</sub>	null
HVRT	M <sub>3</sub>	M <sub>3</sub>	M <sub>2</sub>
LVRT	M <sub>1</sub>	M <sub>2</sub>	M <sub>2</sub>
LVRC	M <sub>1</sub>	M <sub>1</sub>	M <sub>2</sub>



**Fig. 1 Logic control flowchart**

On the basis of only increasing the energy storage, this strategy has brought many performance improvements to the unit. It ensures the active power balance during the HVRT/LVRT and satisfies the priority of providing dynamic reactive power to the grid to support the voltage recovery. Also, at the same time, it effectively solves the problems such as the second drop of frequency, the waste of reserve capacity, and the lack of regulation margin in the traditional strategy, so as to improve the overall operation stability and economy of the PMSG.

Finally, the strategy is verified by simulation. The experimental settings are as follows: The wind turbine is running at high power. The voltage source exhibits a frequency drop of  $-0.06\text{Hz/s}$  at 1s that lasts for 4s. The amplitude of the voltage source suddenly increases to 1.3 times of the rated value, remains at this value for 0.5s, suddenly drops to 0.85 times of the rated value, and remains at this value for 1.5s. The voltage source continues to drop to 20% of the rated voltage for 0.625s at 8s and then returns to the rated voltage, as shown in Fig. 2.



**Fig. 2 Simulation results of the full working condition under coordinated control**

The installation of an energy storage device on the DC side of the converter not only increase the capability of the HVRT and LVRT of a wind turbine, but also meet the demand of frequency regulation. Thus, it exhibits a grid-friendly characteristic. The multipurpose feature of this strategy improves the disadvantages of the traditional energy storage application, such as single function and low utilization rate. It also increases the economy of the scheme.