

# 基于智能卸荷电路的双馈风电机组故障穿越控制

鲁华永<sup>1,2</sup>, 袁越<sup>1</sup>

(1.河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 210098; 2.国网河南省电力公司电力调度控制中心, 河南 郑州 450052)

**摘要:** 双馈风电机组并网比例不断提高, 加剧了电网遭遇外部故障导致规模化脱网问题。文章介绍了现有风机故障穿越控制方案的原理, 考虑到频繁投切直流卸荷电路电阻易引起电压波形畸变、超级电容器控制方案成本过高等问题, 提出了基于智能卸荷电路的双馈风电机组故障穿越控制方案。该方案将卸荷电阻通过 DC/DC 变换器与直流母线相连, 在控制电路中引入有功功率-直流母线电压的下垂控制环节, 实现故障期间电路电阻吸收功率的动态调节, 同时设置高、低电压穿越两种模式, 根据并网点电压变化情况自主启动。最后, 在 Matlab/Simulink 中对智能卸荷电路控制策略进行验证。仿真结果表明, 基于智能卸荷电路的风电机组故障穿越控制策略在直流母线电压抑制、电压恢复所需时间、转子电流畸变程度和方案经济成本等方面具有优势。

**关键词:** 双馈风电机组; 超级电容; 卸荷电路; 下垂控制

**中图分类号:** TK81 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)03-0378-10

## 0 引言

为实现“双碳”目标<sup>[1]</sup>, 可再生能源发电在电网系统中得到了大力发展, 风电因其资源丰富、发电成本低、建设周期短的优势得到了广泛应用。然而, 随着电力系统中风电渗透率的不断提高, 其对电网整体稳定运行带来了挑战。当电网发生电压下跌或骤升故障时, 一方面电网因风机并网导致电压支撑能力减弱, 另一方面风机为了保护会主动与电网解列, 在两要素的作用下, 进一步加剧了故障程度, 甚至会导致系统崩溃。因此在电网出现故障时, 风电机组的故障穿越能力愈发重要<sup>[2,3]</sup>。

在风电机组低电压穿越 (Low-Voltage Ride Through, LVRT) 控制上, 国内外学者进行了大量研究, 提出了撬棒 (Crowbar) 电路<sup>[4,5]</sup>。传统 Crowbar 保护虽有效避免了故障期间风电脱机问题, 但由于其电阻值固定, 电路调节能力有限, 只能适用于特定故障类型, 面对不同电压跌落深度时, 难以保证调节效果。文献[6]提出了一种动态调节转子 Crowbar 阻值的 LVRT 方案, 通过自适应控制策略对电阻值进行整定, 实现不同故障下的不同电阻值投入。与固定阻值的传统 Crowbar 方法相比, 其在抑制转子电流和直流母线电压效果上更加明

显, 且 Crowbar 投入次数也大大减少。然而 Crowbar 投入期间转子侧变流器闭锁, 风电机组需从电网吸收大量无功功率进行励磁, 造成系统无功缺额增加、直流电压升高, 不利于电压恢复。文献[7]提出了一种直流卸荷 (Chopper) 电路和变桨距角的协调控制方案, 在故障初期通过投入 Chopper 电路快速吸收盈余功率, 同时调整桨距角彻底消除盈余功率, 切除卸荷回路, 有效实现故障期间的 LVRT。文献[8]采用定子与电网间串联电阻、转子变流器输出无功电流方式支撑电网电压。文献[9]则在定子上串联电抗来抑制故障时电流升高, 同时在转子变流器控制中附加无功控制, 保证故障期间风机的无功功率支撑和电网电压的恢复。

风电机组 LVRT 恢复过程中, 由于故障清除或负荷退出容易引发电压骤升现象, 并且当单相重合闸工况出现和无功补偿设备未及时撤出造成无功功率过剩时, 也会造成电网电压骤升, 也就是在风电机组 LVRT 成功后, 仍然面临着高电压穿越 (High-Voltage Ride Through, HVRT) 的风险。目前关于风电机组 HVRT 的研究成果较少, 解决方案仍集中在改进风电机组变流器控制策略<sup>[10-12]</sup>和附加硬件设备<sup>[13,14]</sup>两方面。在软件改进上, 文献[10]利用虚拟阻抗控制提高双馈风机的 HVRT 能

收稿日期: 2023-05-11。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51477041)。

作者简介: 鲁华永(1981-), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统分析与控制。E-mail: luhuayong@ha.sgcc.com.cn

力,然而,当转子电流超过转子侧变换器的安全裕度时,硬件部分 Crowbar 电路仍会被激活<sup>[11]</sup>。为避免 Crowbar 电路的频繁投切,文献[12]在转子侧附加转子电流抑制,同时在网侧附加外环电压控制,极大地改善了风电机组的 HVRT 能力。在附加硬件设备改进方法上,文献[13]在电压骤升期间通过启动 Chopper 电路吸收盈余能量、抑制直流侧过电压、保护直流母线电容,不足之处在于卸荷电路的频繁投切会使电流波形产生畸变,不利于电网稳定。文献[14]采用直流电压协调控制方案,通过无功电流控制和超级电容储能系统对直流过电压进行了限制,然而储能的配置使得风机的投资和运行成本大大增加。

为了实现并网风电机组高低压穿越功能需求,同时解决直流卸荷电路频繁投切和超级电容器经济成本过高的问题,本文提出了基于智能卸荷电路的风电机组故障穿越控制方案。该方法在直流卸荷电路基础上进行改进,将 DC/DC 控制电路与卸荷电阻相连接,通过在控制电路内引入有功功率-直流电压下垂环节,实现电路电阻吸收功率随电压波动的平滑调节。该策略同时设有 LVRT 和 HVRT 两种模式,根据并网点电压突变情况自动识别,保证风电机组在电压突增或骤降故障下均能成功穿越。所提控制方案不仅有效避免卸荷电路频繁投切引起的电压、电流波形畸变,还能在保持与超级电容储能控制同样故障穿越性能的前提下大幅度减少经济投入。

### 1 国内外故障穿越技术要求

为避免故障造成风电机组解列、电网崩溃,提高电网运行的安全可靠,世界各国针对电网运行特点、风电机组容量和线路耐压能力提出了相应的风机故障穿越能力要求。表 1,2 分别列出了世界主要国家风机 LVRT 和 HVRT 的并网规范。风机故障穿越并网规范主要对电网发生故障导致电压或频率波动时,风机维持并网运行的最低/高电压提出了要求,同时规定了该工况下风机保持运行的时长以及恢复至稳定电压所需的时间。

由表 1,2 可以看出,针对 LVRT 问题,国外大多数国家和地区均要求机组具备零电压穿越 (Zero-Voltage Ride Through, ZVRT)能力,即因故障导致系统电压突然下降为 0 时,风电机组也能

表 1 部分国家或地区的 LVRT 技术要求  
Table 1 Technical requirements for low voltage ride through in some countries or regions

国家或地区	允许电压	最大跌落	恢复时间及稳定值
	跌落的 最大深度/p.u.	深度下的 持续时间/s	
丹麦	0	0.15	0.7 s 恢复至 0.6 p.u.
	0	0.15	1.5 s 恢复至 0.8 p.u.
美国 WECC	0	0.15	1.75 s 恢复至 0.9 p.u.
德国 E.ON	0	0.12	1.5 s 恢复至 0.9 p.u.
澳大利亚	0	0.15	0.9 s 恢复至 0.8 p.u.
	0.2	0.625	10 s 恢复至 0.9 p.u.
南非			2 s 恢复至 0.85 p.u.
中国			2 s 恢复至 0.9 p.u.

表 2 部分国家或地区的 HVRT 技术要求  
Table 2 Technical requirements for high voltage ride through in some countries or regions

国家或地区	允许电压突增的最大深度/p.u.	保持并网时长
丹麦	1.2~1.3	至少 0.1 s
美国 WECC	1.15~1.175	至少 2s
	1.175~1.2	至少 1s
德国 E.ON	1.1~1.15	至少 3 s
	1.2~1.25	至少 0.1 s
澳大利亚	1.1~1.25	至少 0.9 s
	1.25~1.3	至少 0.06 s
南非	1.1~1.2	至少 2 s
	1.2~1.3	至少 0.16 s
中国	1.1~1.2	至少 9s
	1.2~1.25	至少 0.5 s
	1.25~1.3	至少 0.5 s

在 0.12~0.15 s 内维持并网运行,并可以在规定时间段内恢复到稳定值。而在 HVRT 问题上,则要求风电机组在系统电压升高到 1.10~1.30 p.u.时保持一定时间的并网运行<sup>[15-17]</sup>,平稳“穿越”高电压。不同国家在电压升高幅值和保持并网时间上虽有所差异,但均规定当系统电压上升到 1.1 p.u.及其以下值时风机能实现不间断并网运行。

对于我国风电机组 LVRT/HVRT 技术要求如图 1 所示。曲线 1 为 LVRT 要求,曲线 2 为 HVRT 要求。

由图 1 可知,当并网电压下跌至 0.2 p.u.时,风机在 625 ms 内能维持安全可靠不脱网运行,并且能够向电网提供无功支撑,且无功电流需在 75 ms 内响应,持续时间不少于 550 ms,进而保证并网电压能够在 2 s 内恢复至 0.9 p.u.。当并网电压突升至 1.3 p.u.时,风电机组能在 500 ms 内不脱

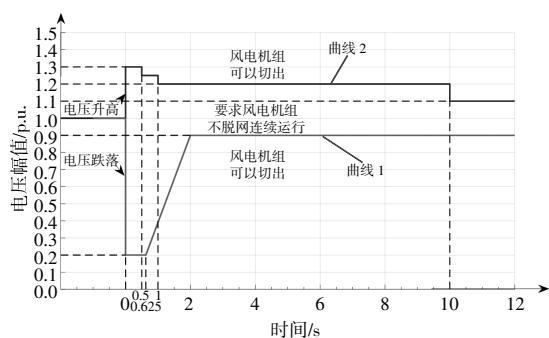


图1 我国风电机组高 LVRT 要求

Fig.1 Requirements for high and low voltage ride through of wind turbines in China

机运行,并能助力并网电压升高后 10 s 内恢复至 1.1 p.u.以下。构成了故障期间风机不脱网连续运行区域,而在曲线 1 以上和曲线 2 以下的区域内,运行风机则允许从电网切出<sup>[18]</sup>。

## 2 双馈风电机组故障穿越控制策略研究

双馈风电机组作为风力发电机的主流机型之一。双馈风机的定子侧与电网直接连接,转子侧通过 PWM 变流器与电网相连,该结构虽有效降低变流器容量成本,但相较于采用背靠背变流器与电网相连的直驱风机,不能独立于电网运行,受电网状态影响大,面对电网故障时,LVRT 难度更高,控制手段更为复杂。因此,本文在研究风电机组故障穿越控制策略时,以双馈风电机组为研究对象。当电网电压发生骤升/骤降故障时,由于双馈风电机组定子端与电网直连,风机定子电压受并网点电压影响突增,依据磁链守恒定律,定子绕组上将感生出非周期、直流磁链,进而在转子侧感应出电动势。然而受到双馈风电机组变流器容量限制,转子电压不足以抵消该电动势,导致转子阻抗上产生较大的压降,引发转子电流的骤升和直流母线电压的抬高。并且在故障时为防止脱机事件发生,风电机组会通过网侧变流器向电网输送无功功率,但网侧变流器的容量有限,无功功率输出量的增加必定会导致有功功率输出量的减少,多余能量无法流出致直流母线电压升高,转子转速不受控制,危及系统的安全稳定运行。

### 2.1 直流卸荷电路控制

为了防止电网故障时直流母线电压的过度升高导致双馈风电机组脱网,文献[13]采用 Chopper 电路解决该问题,其电路原理如图 2 所示。

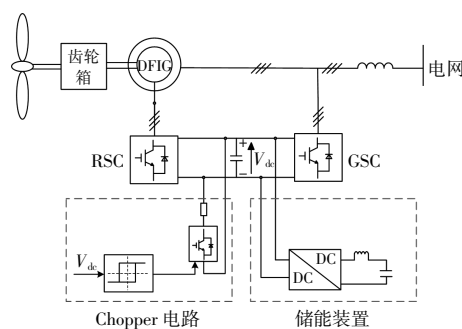


图2 双馈风电机组故障穿越控制框图

Fig.2 Block diagram of fault ride through control of doubly fed wind turbine

Chopper 电路采用高电压投入、低电压返回的滞环逻辑控制晶体管的通断,通过将电阻并联在风机直流母线上以消耗多余冲击功率的方式,维持了直流电压的稳定。电阻投入与否则由直流母线电压决定,当电网故障导致直流母线电压高于阈值时,卸荷电路投入运行,Chopper 电阻并联于直流母线处消耗多余能量;当直流母线电压低于阈值或系统处于稳定状态时,Chopper 电阻不投入运行。卸荷电路通过电阻频繁投切的方式,将直流母线电压维持在某一固定区间内,有效避免了直流母线电容被击穿现象的发生,但其反复投切容易引起电压、电流波形的畸变,且无法实现风机功率的平滑调节。

### 2.2 超级电容储能控制

超级电容器作为储能设备的一种,具有功率密度高、设备容量大、充放电时间短、循环次数多、适应温度范围广的优点,适用于故障穿越的场合<sup>[19]</sup>。基于超级电容器的双馈风机故障穿越控制策略的拓扑结构见图 2。超级电容器通过双向 DC/DC 变换器连接在直流母线侧,通过变流器对超级电容器的充放电控制,实现过剩有功功率的吸收,维持直流母线电压稳定,直到电网电压恢复正常,电压穿越完成。当风机直流母线电压高于设定值时,DC/DC 变换器工作在降压电路状态,向超级电容器充电以存储风机多余能量;当直流母线电压低于设定值时,DC/DC 变换器工作在升压电路状态,超级电容器向风机放电,释放储能以提高直流母线电压。超级电容储能控制阻止了故障期间直流母线电压的升高,缓解了风机与电网间能量流动不匹配的问题,也实现了风机功率的平滑调节,但由于成本较高,不利于系统运行经济性。

### 2.3 智能卸荷电路控制

为了改善直流卸荷电路和超级电容器储能控制方案的不足,同时兼顾风机故障穿越能力和系统运行成本,本文提出了一种基于智能卸荷电路

的风机故障穿越控制方法,通过动态调节故障期间智能卸荷电路吸收功率的大小,实现不同故障工况下风电机组的电压平稳穿越。智能卸荷电路控制原理如图3所示。

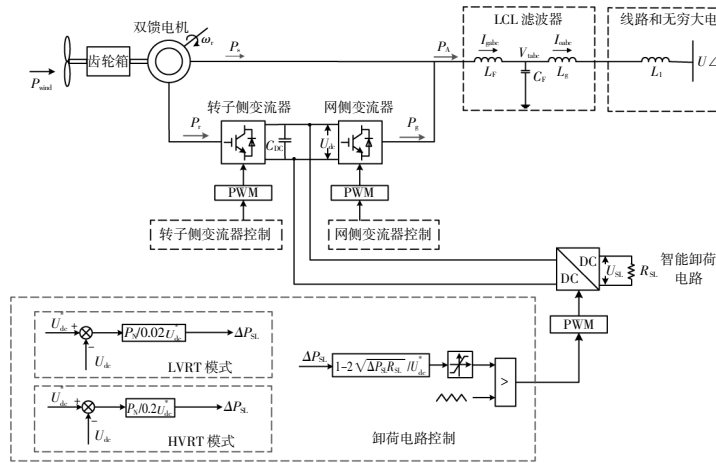


图3 基于智能卸荷电路的双馈风电机组故障穿越控制框图

Fig.3 Fault ride through control block diagram of doubly fed wind turbine based on smart unloading circuit

通过 DC/DC 变换器将固定值电阻与直流母线电压相连。当电网电压故障导致直流母线电压升高时,并联在直流母线侧的智能卸荷电路启动,通过并联电阻消耗风机内部多余能量,直至电网电压和风机直流母线电压恢复正常,智能卸荷电路退出。智能卸荷电路弥补了直流 Chopper 电路无法完成有功功率平滑调节的缺陷,模拟了虚拟同步发电机控制原理,引入下垂控制环节,通过对 DC/DC 变流器的控制,在电路阻值固定的前提下实现吸收有功功率的动态调节。由于故障期间智能卸荷电路消耗盈余能量的多少主要由风机直流母线电压值决定,因此建立了以有功功率-直流母线电压 ( $P_{sl}-U_{dc}$ ) 为联系的下垂控制,以此动态平衡风机内部有功功率,维持直流母线电压稳定。

考虑到 LVRT 和 HVRT 均会使得直流母线电压  $U_{dc}$  升高,又由于两种情况下直流母线电压允许最大偏差不同,下垂系数  $K_D$  也有所差别,因此智能卸荷电路设置了 LVRT 和 HVRT 两种模式。在下垂系数  $K_D$  选择上,考虑到 HVRT 会导致网侧变流器耐高压调节能力达到上限,引发变流器过调制、机组失稳和功率交直流耦合振荡,因此结合风电机组 HVRT 范围(1.1~1.3 p.u.)及电压波动幅值(0.2 p.u.),在穿越过程中为直流母线电压留有波动裕量,按照  $U_{dc}$  最大抬升值为 0.2 p.u. 设置下垂系数,进而将调制比控制在合理范围内。

而在 LVRT 模式下,交流电压下降,不存在网侧变流器失控情况,故直流母线电压可尽量维持恒定,下垂系数以其最大偏差值设置为 0.02 p.u.。本文有功功率-直流母线电压下垂控制关系式为

$$\frac{\Delta P_{sl}}{P_N} = \frac{1}{K_D} \frac{\Delta U_{dc}}{U_{dc}^*} \quad (1)$$

式中: $\Delta P_{sl}$  为智能卸荷电路有功功率调节值; $\Delta U_{dc}$  为风机直流母线电压偏差值; $K_D$  为下垂控制系数。

本文根据式(1)不同工况下,以直流母线电压为控制电路的输入量时,确定智能卸荷电路有功功率期望值。

占空比  $D$  计算式为

$$D = 1 - \frac{2\Delta U_{sl}}{U_{dc}^*} = 1 - \frac{2\sqrt{\Delta P_{sl} R_{sl}}}{U_{dc}^*} \quad (2)$$

式中: $\Delta U_{sl}$  为智能卸荷电路电压; $R_{sl}$  为智能卸荷电路电阻。

将功率-电压下垂控制环节输出的功率指令换算成占空比信号,与三角载波信号进行比较,产生 DC/DC 变流器控制电路的脉宽调制信号,控制智能卸荷电路电压  $U_{sl}$  按期望值实时调整,保证即使在电路电阻固定的情况下,电路吸收有功功率也能依据直流母线电压波动及时调整,进而实现故障期间智能卸荷电路有功功率的平滑调节。

智能卸荷电路运行期间,等效电路如图 4 所示。变  
换器开关管  $S_{C1}$  工作于 PWM 方式时,开关管  $S_{C2}$   
工作于二极管模式,此时可看做是 Buck 电路。

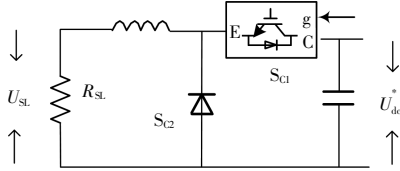


图 4 Buck 型智能卸荷电路

Fig.4 Buck smart unloading circuit

实现风电机组故障穿越功能,除了维持风机  
内部有功功率平衡外,也需要风电机组向电网提  
供动态无功支撑、助力电压恢复。智能卸荷电路以  
现有电网对风机的无功支撑要求为依据,故障穿  
越期间对转子侧和网侧变流器采用了如下控制手  
段。

①系统正常运行时,网侧变流器采用单位功  
率因数方式运行,仅向电网输出有功功率。当电网  
电压跌落至额定电压的 20%~90%时,风机开启  
LVRT 模式,网侧变流器由单位功率运行切换为  
无功调节状态,优先发出无功功率,支撑电压恢  
复。此时,网侧变流器无功电流  $I_{gd}^*$  动态响应并  
网点电压波动,根据标准要求,其参考值为

$$I_{gd}^* = K_1 \times (0.9 - U_g) I_N, \quad 0.2 \leq U_g \leq 0.9 \quad (3)$$

式中:  $U_g$  为并网点电压标幺值;  $I_N$  为网侧变流器  
额定电流;  $K_1$  为无功电流动态调节系数,一般取  
值为 1.5~3。

②当电网电压骤升至额定电压的 110%~  
130%时,风机开启 HVRT 模式,网侧变流器处于  
无功调节状态,优先吸收无功功率,支撑电压并  
网恢复。此时,网侧变流器无功电流的参考值为

$$I_{gd}^* = K_2 \times (U_g - 1.1) I_N, \quad 1.1 \leq U_g \leq 1.3 \quad (4)$$

式中:  $K_2$  为无功电流动态调节系数,其取值应大  
于 1.5。

由于变流器容量有限,当开启无功功率优先  
模式时,无功电流输出增加,有功电流输出必然  
减少。因此,为保证变流器安全运行,通过式(3)对  
有功功率进行限制,有功电流  $I_{gd}^*$  参考值为

$$I_{gd}^* = \sqrt{(I_{\max}^2 - I_{gd}^{*2})} \quad (5)$$

式中:  $I_{\max}$  为变流器允许流过最大电流。

与 Chopper 电路相比,智能卸荷电路在电阻

不变的前提下增设了 DC/DC 变流器,而在选择  
DC/DC 变流器额定功率时,考虑到重度故障下存  
在风机转子侧变流器均输出无功功率、盈余有功  
功率需经过 DC/DC 变流器流入电路电阻的工  
况,设置 DC/DC 变流器参数和转子侧变流器相  
同。以 1.5 MW 双馈风电机组为例,某厂家采用  
额定功率为 480 kW 的转子侧变流器价格如表 3  
所示。

表 3 超级电容器和变流器单价

Table 3 Unit price of super capacitor and converter

电容器/变流器	功率单价/元·W <sup>-1</sup>	容量单价/元·(W·h) <sup>-1</sup>
超级电容器	1.5	27
变流器	0.3	

智能卸荷电路大约需增加经济成本 38.4 万  
元。相较于超级电容器控制,智能卸荷电路在控制  
电路变流器不变的前提下,用固定阻值电阻替代  
超级电容器。超级电容器控制策略选择参数时,考  
虑到风机故障穿越时间较短(一般不超过 2 s),超  
级电容器容量设为 480 kW×2 s,额定功率与变流  
器相同为 480 kW,其经济投入约为 73 万元。智能  
卸荷电路虽比 Chopper 多投入了变流器成本,但  
保证了风机功率的平滑调节,并且相较于超级电  
容器控制,经济成本大大降低。

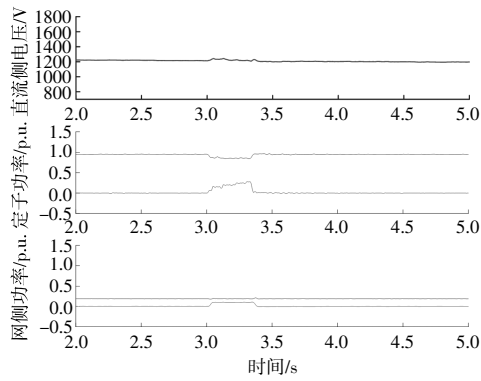
### 3 仿真验证及分析

本文在 Matlab/Simiulink 系统中搭建了图 3  
的双馈风机并网模型,对所提故障穿越控制策略  
进行验证。双馈风电机组参数如下:额定功率为  
1.5 MW,额定频率为 50 Hz,机端额定电压为 690  
V,直流母线电压为 1 150 V。定子电阻为 0.007 06  
p.u.,定子漏感为 0.171 p.u.,转子电阻为 0.005  
p.u.,转子漏感为 0.156 p.u.,互感为 2.9 p.u。

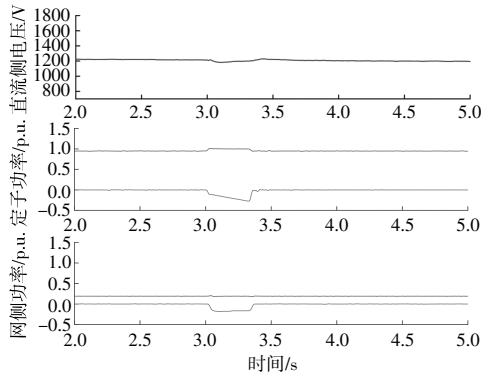
本文分别设置了电压跌落、电压骤升、轻度故  
障、重度故障工况进行仿真分析,同时将智能卸荷  
电路的电压穿越效果与 Chopper 电路、超级电容  
器储能控制方案进行对比,从直观数据上验证智  
能卸荷电路故障穿越控制的可行性与优势。

#### 3.1 轻度故障

设置 3 s 时电网发生电压突增或骤降的轻度  
故障,故障持续时间 0.4 s,电压变化幅度均为  
15%。图 5 显示了风电机组在轻度 LVRT, HVRT  
时直流侧母线电压、网侧变流器输出功率、定子功  
率的仿真结果。



(a)轻度 LVRT(电压跌落至 0.85 p.u.)



(b)轻度 HVRT(电压抬升至 1.15 p.u.)

图 5 轻度 LVRT/HVRT 风电机组仿真波形

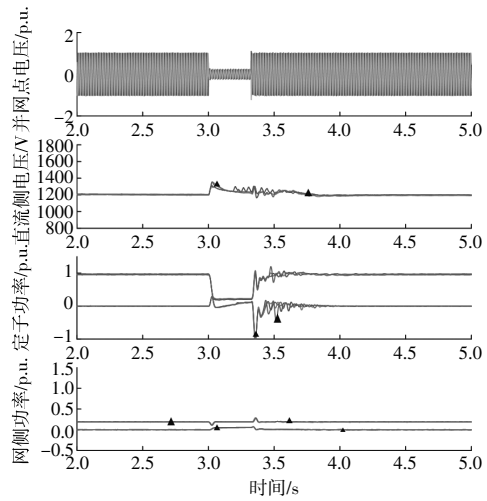
Fig.5 DFIG Simulation waveform in mild LVRT/HVRT

由图 5 可以看出,当电网电压跌落至 0.85 p.u.时,直流母线电压上升至 1250 V,直流电压变化幅度未超过设定上限值。因此,无论是 Chopper 电路、超级电容器控制电路或是智能卸荷电路,均不投入运行,并网点电压和风机运行参数变化曲线完全一致。而当并网点电压抬升至 1.15 p.u.时,直流母线电压有轻微下跌,但此时风机故障穿越控制电路仍然不启动。因此,3 种控制方案下风机功率、电流参数基本一致,与风电机组无故障穿越控制相同。由仿真结果可以看出,在轻度故障下,由于直流母线电压的变化未超过上限值,因此 3 种故障穿越控制电路均不启动,风机运行状况相同。

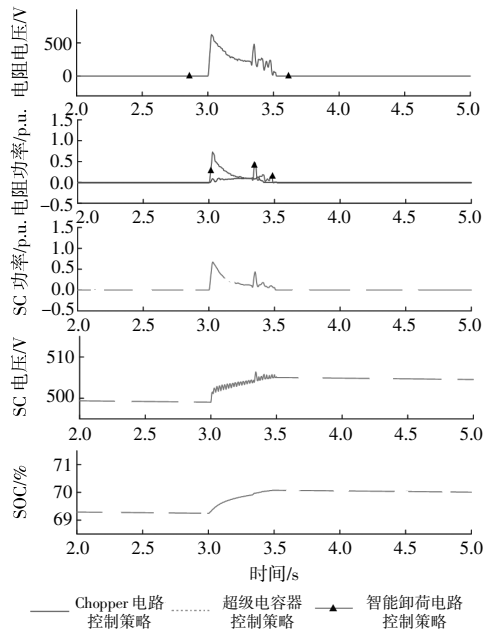
### 3.2 重度故障

图 6 为系统在 3 s 时电网电压骤降至 0.2 p.u.、发生持续时间 0.4 s 的重度故障时,双馈风电机组在 Chopper 电路、超级电容器控制和智能卸荷电路控制下的仿真结果。

由图 6 可知,在电压跌落至 0.2 p.u.的重度故障下,Chopper 电路启动,流经电路电阻的功率也随之增加,最高值可达 0.12 p.u.。故障期间,直流



(a)DFIG 电压及功率波形



(b)超级电容器和电阻波形

图 6 低电压重度穿越故障仿真波形 (电压跌落至 0.2 p.u.)

Fig.6 Simulation waveform of low voltage severe ride through fault (voltage drop to 0.2 p.u.)

侧母线电压在 1180~1320 V 波动,有效抑制了直流母线电压大幅度升高,也使得网侧和定子输出功率较为稳定,保证风电机组并网不脱机运行。采用超级电容器控制策略时,通过增加超级电容器电压及其荷电状态(State of Charge, SOC)吸收多余能量,故障结束后超级电容器电压由 500 V 升高到了 505 V, SOC 增加了 1%,系统通过网侧变流器向超级电容器充电以平衡风机内部有功功

率,从而实现了双馈风电机组的低电压故障穿越。采用智能卸荷电路控制时,电路中电阻两端电压随着直流母线电压的波动而变化,其变化趋势基本一致。当直流母线电压在 3.1 s 达到最大值 1 370 V 时,电路电阻电压为 610 V,吸收功率达到最大值 0.71 p.u.,通过电路电阻吸收多余能量,使得风机直流侧母线电压得到了明显的抑制,实现了重度故障下风电机组的 LVRT。

设置电网电压在 3 s 时骤升至 1.3 p.u.,故障持续 0.4 s,图 7 显示了重度故障下 3 种控制方案的仿真结果。

由图 7 可知,直流母线电压峰值超过了 1.1 p.u.,为了防止直流母线电压过高而损坏其他硬件装置,Chopper 电路投入运行,通过提高电路中电阻功率来平衡系统能量,增加风电机组运行可靠性,电阻功率最高达到了 0.11 p.u.。3.4 s 时直流母线电压低于设定的下限值,Chopper 电路自动切除,风机故障穿越结束。超级电容器在故障导致直流母线电压超过设定值即 3 s 时启动,其电压和 SOC 缓慢增加,实现双馈风电机组的高电压故障穿越。而在故障切除后,超级电容器退出运行,其电压和 SOC 分别在 605 V 和 69.5%保持恒定,系统恢复正常运行。当双馈风电机组采用智能卸荷电路实现机组故障穿越时,电阻电压随着风机直流母线电压的上升而增加,流经电阻功率随着电压波形变化相应上升,在 3.39 s 时达到峰值。从仿真波形上看,直流侧母线电压相较于固

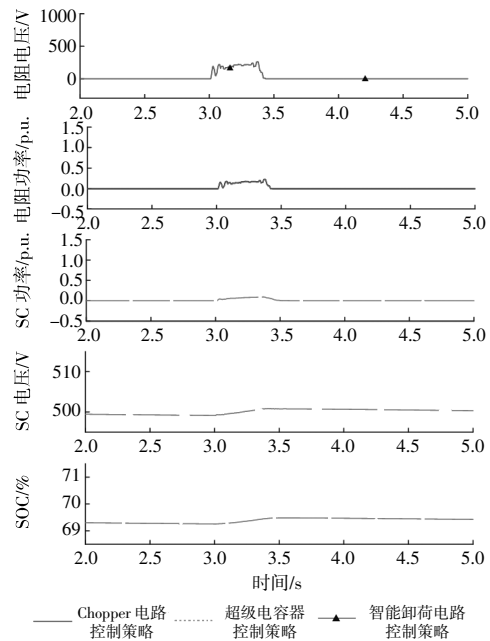
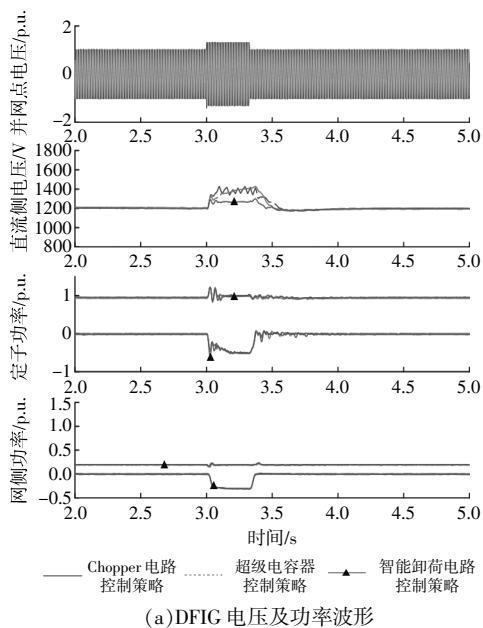


图 7 高电压重度穿越故障仿真波形 (电压抬升至 1.3 p.u.)

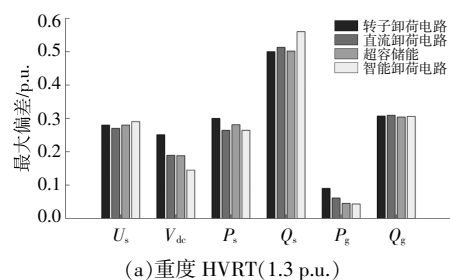
Fig.7 Simulation waveform of high voltage severe ride through fault (voltage rises to 1.3 p.u.)

定阻值的 Chopper 电路和超级电容器控制得到了较为明显的改善,最大值由 1 410 V 降到了 1 290 V,风电机组实现了高电压故障穿越的能力。

### 3.3 对比分析

为了更为清晰直观的对比转子卸荷电路、直流 Chopper 电路、超级电容器控制和智能卸荷电路的仿真效果,图 8~10 分别给出了上述 4 种控制策略下风电机组在重度 HVRT/LVRT 故障过程中并网点电压  $U_s$ 、定子功率  $P_s$  和  $Q_s$ 、网侧功率  $P_g$  和  $Q_g$  以及直流母线电压  $U_{dc}$  等参数的最大偏差量、平均偏差量和恢复过程调节时间的对比。

由图 8 可以看出,无论是重度 HVRT 或 LVRT 故障,4 种控制方案的网侧无功功率  $Q_s$  及并网点电压  $U_s$  的最大偏差量几乎相等,HVRT 下  $Q_s$  最大偏差为 0.31 p.u., $U_s$  最大偏差为 0.28 p.u.,



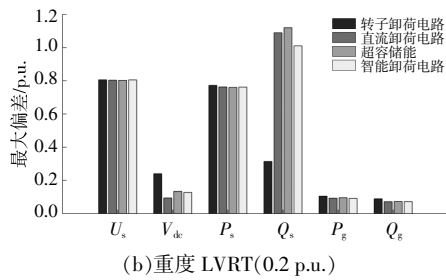


图8 不同控制下风机故障穿越参数最大偏差量  
Fig.8 Maximum deviation of DFIG fault ride through parameters under different control strategies

LVRT 下  $Q_s$  最大偏差为 0.13 p.u.,  $U_s$  最大偏差为 0.8 p.u.。而对于直流侧母线电压  $U_{dc}$ , 4 种控制方案相差较大, HVRT 下智能卸荷电路的  $Q_s$  最大偏差值最小, 为 0.15 p.u., 相较于转子卸荷电路几乎下降了 50%, 调节效果大大提高。LVRT 下,  $Q_s$  偏差值最大的仍是转子卸荷电路, 为 0.21 p.u., 智能卸荷电路和超级电容器储能控制效果相当, 为 0.17 p.u., 略高于 Chopper 电路。对比说明, 在  $Q_s$  波动幅值上, 智能卸荷最为稳定, 转子卸荷电路变化幅度最大。

图 9 显示了故障穿越过程中风机参数的平均偏差量。

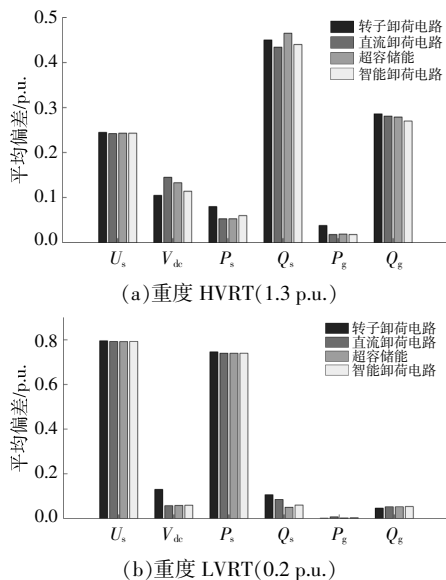


图9 不同控制下风机故障穿越参数平均偏差量  
Fig.9 Average deviation of DFIG fault ride through parameters under different control strategies

重度 HVRT 工况下, 4 种方案的并网点电压  $U_s$  和转子侧无功功率  $Q_g$  平均偏差量相当, 分别为 0.25 p.u. 和 0.28 p.u., 而在网侧有功功率  $P_s$  和转子

侧有功功率  $P_g$  上, 转子卸荷电路的平均偏差量最大, 是其他 3 种方案的 2 倍。直流母线电压  $U_{dc}$  和网侧无功功率  $Q_s$  平均偏差量最少的是智能卸荷电路和超级电容器控制, 分别为 0.09 p.u. 和 0.41 p.u.。重度 LVRT 工况下, Chopper 电路、超级电容器控制和智能卸荷电路的风机参数平均偏差量均相等, 且  $U_{dc}$  和  $Q_s$  均明显优于转子卸荷电路。从风机参数的平均偏差量看, 智能卸荷电路和超级电容器控制在故障穿越过程中的整体波动较为平稳。

图 10 对比了 4 种电压穿越控制方案下风机故障后恢复稳态所需时间。

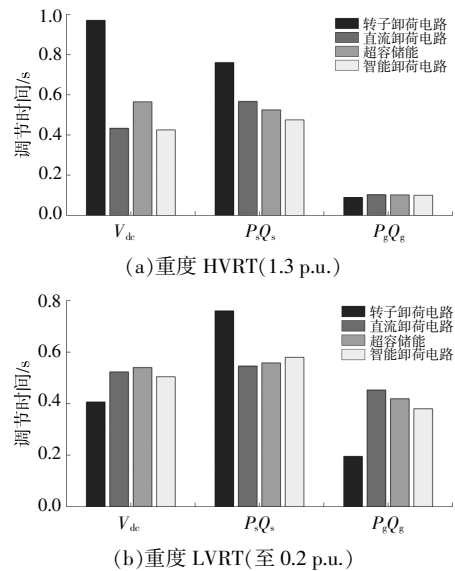


图10 不同控制下风机故障穿越恢复过程的调节时间  
Fig.10 Adjustment time of DFIG fault through recovery process under different control strategies

重度 HVRT 下, 直流母线电压  $U_{dc}$  恢复稳定用时最短的是智能卸荷电路和超级电容器控制, 需要 0.4 s, 优于 Chopper 电路的 0.58 s 和转子卸荷电路的 0.98 s。网侧功率恢复稳定用时最短的仍是智能卸荷电路, 4 种方案的转子侧功率用时相当, 为 0.11 s。重度 LVRT 工况下, 转子卸荷电路的  $U_{dc}$ 、定子侧功率所需调节时间最短, 其次为智能卸荷电路, 但在网侧功率参数上, 转子卸荷电路恢复稳态用时最长为 0.78 s, 其他 3 种方案用时在 0.58 s 左右。

综合对比图 8~10 重度故障下风机穿越过程中的参数, 智能卸荷电路的直流母线电压抑制效果最佳, 功率波动幅值最小, 且能在最短时间内完

成恢复调节,电压穿越方案最具优势,超级电容器控制其次,且明显优于其他两种方案。

图 11 对比了重度故障工况下,双馈风电机组转子侧变流器的电流波形。

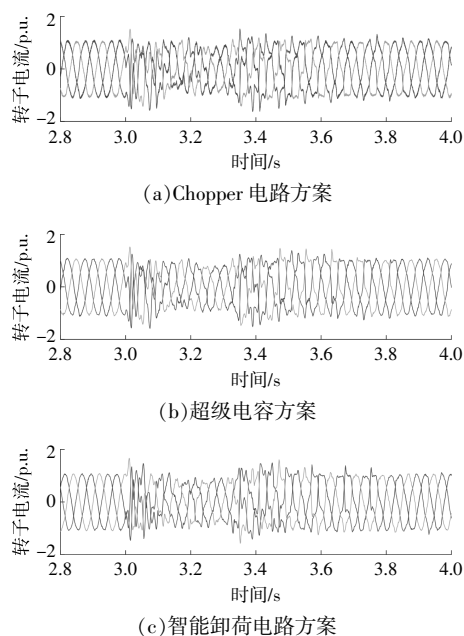


图 11 重度故障下 DFIG 3 种方案转子侧变流器波形对比

Fig.11 DFIG rotor side converter waveform comparison of three schemes under severe fault

由图 11 可见,智能卸荷电路和超级电容储能方案的转子电流波形较为平缓,故障期间电流波动幅值小、次数少,而 Chopper 电路控制方案由于频繁投切产生了直流电压纹波,进而使得电流波形畸变严重。因此,综合对比风电机组直流母线电压抑制效果、电压恢复所需调节时间、转子电流畸变程度以及控制方案经济成本等多种因素,所提基于智能卸荷电路的风电机组故障穿越控制策略最具优势。

#### 4 结论

本文结合 Chopper 电路和超级电容储能控制的优势,提出了基于智能卸荷电路的风电机组高低电压故障穿越技术方案。所提方法对 Chopper 电路进行改造,通过 DC/DC 变换器将卸荷电阻与风机直流母线相连,并在控制电路中设置有功功率-直流电压下垂环节,使得智能卸荷电路能够根据直流母线电压幅值动态吸收盈余能量,具有平滑调节卸荷功率的能力。同时依据并网点电压波动情况自动开启 LVRT 或 HVRT 模式,保证双

馈风电机组在不同故障下均能成功穿越。本文在仿真系统中搭建了单机并网场景模型,对比了 3 种不同故障穿越方案的动态响应性能。结果表明,重度故障下,所提智能卸荷电路方案的故障穿越控制效果可以与超级电容控制方案相媲美,有效避免了 Chopper 电路频繁投切引起的直流母线电压波动以及网侧电压、电流波形畸变,也大大降低了经济成本。

#### 参考文献:

- [1] 李庆民,于万水,赵继尧.支撑“双碳”目标的风光发电装备安全运行关键技术[J].高电压技术,2021,47(9):3047-3060.
- [2] 李晖,刘栋,姚丹阳.面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J].中国电机工程学报,2021,41(18):6245-6259.
- [3] 姚伟,熊永新,姚雅涵,等.海上风电柔直并网系统调频控制综述[J].高电压技术,2021,47(10):3397-3413.
- [4] 谭爱国,吴颖颖,王传启,等.基于保障低压穿越能力的风电机组撬棒自适应投切策略研究[J].电力系统保护与控制,2021,49(18):98-109.
- [5] 孙丽玲,王艳娟.基于 Crowbar 串联电容的双馈风机低电压穿越综合控制策略 [J]. 电网技术,2018,42(7):2089-2095.
- [6] 姜惠兰,范中林,陈娟.动态调整转子撬棒阻值的双馈风电机组低电压穿越方法[J].电力系统自动化,2018,42(1):125-131.
- [7] 邓兆顺,朱介北,俞露杰,等.实现转子转速保护的双馈异步发电机有功输出速降新方案[J].电力系统保护与控制,2021,49(10):113-122.
- [8] 尹思杰.双馈感应风力发电机低/高电压穿越暂态特性研究[D].保定:华北电力大学,2021.
- [9] 姜惠兰,李天鹏,吴玉璋.双馈风力发电机的综合低电压穿越策略[J].高电压技术,2017,43(6):2062-2068.
- [10] 周昌平,汪震,甘德强,等.双馈风机并网系统高电压穿越控制策略稳定性分析[J/OL].中国电机工程学报:1-11[2022-05-19].
- [11] 李生民,贾铎,肖亚敏.采用新型动态撬棒的双馈低电压连锁故障穿越技术研究[J].电力系统保护与控制,2018,46(14):79-86.
- [12] 邹乐,吴学光,寇龙泽,等.电网电压对称骤升下双馈风力发电系统的改进控制策略研究[J].电网技术,2020,44(4):1360-1367.
- [13] 罗少杰,朱玲.电网电压骤升情况下双馈变流器控制策略研究 [J]. 电力系统保护与控制,2017,45(24):

- 123–129.
- [14] J Wei, C B Li, Q W Wu, et al. MPC–based DC–link voltage control for enhanced high–voltage ride–through of offshore DFIG wind turbine[J].International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 126:1–11.
- [15] Y K Wu, S Chang, P Mandal. Grid–connected wind power plants;a survey on the integration requirements in modern grid codes[A].2019 IEEE/IAS 55th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)[C].Calgary:IEEE, 2019.449–456.
- [16] Y Cheng, S F Huang, Y Zhang, et al. ERCOT dynamic model review platform development [A].2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)[C]. Portland:IEEE, 2018.1–5.
- [17] Y L Hu, Y K Wu, C K Chen, et al. A review of the low–voltage ride–through capability of wind power generators [J].Energy Procedia, 2017, 141:378–382.
- [18] 颜湘武,王德胜,隗小雪,等.风电机组故障穿越与频率调节风储联合控制策略研究[J].中国电机工程学报, 2021,41(17):5911–5923.
- [19] 佩塔尔 J 格尔波维奇.超级电容器在功率变换系统中的应用、分析与设计—从理论到实际[M].北京:机械工业出版社,2017.

## Fault ride–through control of doubly–fed induction generator based on smart chopper circuit

Lu Huayong<sup>1,2</sup>, Yuan Yue<sup>1</sup>

(1.College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China; 2.Henan Power Dispatching and Control Center, Zhengzhou 450052, China)

**Abstract:** With the increasing proportion of wind turbines connected to grid, the security and stability problem caused by wind farm separated from power grid are becoming more and more serious. So it is particularly important to improve DFIG fault ride through capacity and reduce the occurrence of off–grid events. In view of the problems, existing DFIG fault ride through control schemes are introduced first. Considering that frequently switched of DC chopper circuit is easy to cause voltage waveform distortion and supercapacitor control scheme has high economic cost, the DFIG fault ride through control scheme based on smart chopper circuit is further proposed. The proposed method is upgraded based on DC chopper circuit. It connects the unloading resistance with the DC bus through DC/DC converter and introduces active power–DC voltage droop control link to adjust the circuit resistance power dynamically during fault period. Besides it sets two modes of high and low voltage crossing, which can be started automatically according to grid connected voltage. Finally, the smart chopper circuit control scheme is verified in Matlab/Simulink. The simulation results show that considering the DC bus voltage suppression effect, the regulation time for voltage recovery, the distortion degree of rotor current and the economic cost of schemes, fault ride–through control of DFIG based on smart chopper circuit has the most advantages.

**Keywords:** doubly–fed induction generator; supercapacitor energy storage; smart chopper circuit; droop control