

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230551

# 一种适用于海上风电经 MMC-MTDC 并网的 电网侧故障穿越方法

贾科, 董学正, 李俊涛, 李英, 钮厚敏, 毕天姝

(新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206)

**摘要:** 海上风电工程逐渐向深远海和多端柔性直流输电技术推进。当岸上交流电网发生故障时, 海上风电经多端柔直并网系统应该具有故障穿越的能力。然而现有方法主要研究电网侧换流站的系统级控制策略, 未尽限利用风场侧换流站及场站内变流器的协同配合, 严重故障时易导致换流站过载。此外, 传统两端柔直故障穿越方法未针对多端场景改进, 可能会出现风场脱网事故。针对上述问题, 首先将故障划分为自消纳和非自消纳场景。自消纳场景下不平衡功率较小, 结合风机自身安全减载能力和从站剩余容量, 分别提出了基于降压法的超速减载和考虑功率裕度的从站电压偏差下垂控制策略。非自消纳场景下不平衡功率较大, 分别提出了调度中心通信正常和异常情况下的故障穿越控制策略。最后在 PSCAD/EMTDC 仿真平台建模验证了所提控制方法的有效性。

**关键词:** 海上风电; 多端柔性直流输电; 故障穿越; 协同控制; 不平衡功率

## A grid-side fault ride-through method suitable for offshore wind farms connected with MMC-MTDC

JIA Ke, DONG Xuezheng, LI Juntao, LI Ying, NIU Houmin, BI Tianshu

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources  
(North China Electric Power University), Beijing 102206, China)

**Abstract:** Offshore wind power projects are progressively expanding into deep seas and using MMC based multi-terminal direct current (MMC-MTDC). When a fault occurs on the shore AC grid side, the offshore wind farms connected to an MMC-MTDC system should have the capability of fault ride-through (FRT). However, existing methods focus on system-level control strategies between grid side converters, without considering the coordination of other converters. This oversight could lead to converter overload during severe faults. Additionally, traditional FRT methods for MMC based two-terminals have not been adapted for MTDC scenarios. This may result in wind farm disconnection. To address the above issues, faults are categorized into scenarios of self-absorption and non-self-absorption first. The unbalanced power is relatively small in the self-absorption scenario, so this paper proposes an over-speed load-shedding control strategy based on the voltage droop method and a slave station voltage deviation droop control strategy considering the power margin combining safe load-shedding capability of wind turbine itself and slave station surplus capacity. The unbalanced power is larger in the non-self-absorption scenario, so this paper proposes FRT control strategies considering normal and abnormal dispatch center communication. Finally, modeling on PSCAD/EMTDC simulation platform show the validity of the proposed control method.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB4202302).

**Key words:** offshore wind power; MMC-MTDC; fault ride-through; coordinated control; unbalanced power

## 0 引言

随着海上风电容量和场站间距离的增加<sup>[1]</sup>, 两端柔直已难以满足需求, 海上风电经多端柔直(modular

multilevel converter based multi-terminal direct current, MMC-MTDC)并网系统应运而生<sup>[2-4]</sup>。当岸上交流电网故障时, 多端柔直并网系统应该具有故障穿越的能力<sup>[5-7]</sup>。然而, 现有方法未实现多端柔直系统内各变流设备间的充分协调配合, 容易导致换流站过载运行。并且两端柔直系统的故障穿越控制策略, 尚

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB4202302)

未针对多端柔直系统场站间距较远、运行情况差异较大的情况进行改进, 导致所有场站无论出力大小均等比降载, 可能会使出力较弱的场站脱网。因此, 亟需研究更为安全、可靠的海上风电经 MMC-MTDC 并网系统电网侧故障穿越方法。

针对 MMC-MTDC 电网侧故障穿越的问题, 国内外学者已进行了广泛的研究。目前的研究方向可根据控制策略的不同分为三类: 站间系统级控制、降低风场出力控制和投入耗能装置。其中站间系统级控制仅涉及电网侧换流站间的协同配合, 而降低风场出力控制则仅涉及风场侧换流站与新能源变流器之间的协调配合。由于多端柔直系统容量接近 GW 级, 耗能装置容量通常设计为系统额定容量<sup>[8]</sup>, 导致工程造价较高, 本文不予考虑。

站间系统级配合可根据控制直流电压换流站的数量分为单点直流电压控制和多点直流电压控制。主从控制和电压裕度控制都属于单点直流电压控制。主从控制严重依赖通信、可靠性较差<sup>[9]</sup>。电压裕度控制无需通信, 通过检测本地直流电压的波动来切换从站, 但属于阶跃式切换, 切换时会出现振荡, 且裕度整定较复杂、容易导致过载运行<sup>[10]</sup>。

电压下垂控制属于多点直流电压控制, 可根据控制变量的不同分为电流电压下垂控制<sup>[11]</sup>和有功电压下垂控制, 也可根据下垂系数的不同分为定系数<sup>[12]</sup>和自适应系数<sup>[13-15]</sup>。针对定下垂系数无法兼顾最优功率分配和最小电压偏差的问题, 学者们提出了考虑换流站功率裕度<sup>[13]</sup>、直流电压偏差<sup>[14]</sup>或网损最优<sup>[15]</sup>的自适应下垂系数方法。但是由于电压下垂控制仅利用电网侧换流站来消纳不平衡功率, 没有实现整个多端柔直系统内部变流设备的协同配合, 在严重故障情况下容易导致换流站过载, 并且仅适用于受端交流电网数量较多的场景, 不符合现有海上风电实际工程的情况。

降低风场出力控制可分为基于通信<sup>[16]</sup>控制和基于电气量控制。基于通信控制同样存在可靠性不高的问题。基于电气量控制可分为降压法<sup>[17]</sup>和升频法<sup>[18]</sup>。降压法可认为是人工构造“短路故障”使新能源进入低穿降载, 但降压过低会使风机产生较高暂态电流冲击, 危及风机安全运行。并且由于降压法在低穿降载时风机机端变流器输出的电磁功率不变, 还会导致风机内 Chopper 吸收的不平衡功率较大。升频法通过升高汇集线路的频率来传达降载指令, 但需要额外安装频率测量装置及控制环节, 且升频法响应速度相对较慢<sup>[19]</sup>。

综上, 现有方法存在以下缺陷: 未充分运用各换流站与场站内变流器的协同配合, 基于电气量降

低风场出力控制未针对多端柔直的特点而改进下垂系数, 并且由于风机进入低穿降载时会对风机内部产生一定的损伤, 未考虑利用风机的自身安全减载能力来减载。为解决上述不足, 本文首先根据故障程度和运行方式的不同将故障划分为自消纳场景和非自消纳场景。自消纳场景下, 在分析了风机自身安全减载可行性的基础上, 提出了基于降压法的超速减载控制策略和考虑功率裕度的从站电压偏差下垂控制策略。非自消纳场景下, 考虑到通信正常和异常情况, 分别提出了基于通信快速降载控制和自适应降压后备控制的故障穿越方法。最后在 PSCAD/EMTDC 中搭建仿真模型验证了所提方法的有效性。

## 1 海上风电经多端柔直并网系统控制策略

### 1.1 海上风电经多端柔直并网系统拓扑

本文所研究的海上风电经多端柔直并网系统拓扑结构如图 1 所示。两个海上风电场均由永磁同步风机组成, 装机容量各为 1000 MW。风机经箱变升压至 35 kV 后通过海上升压站(35 kV/220 kV)联接到风场侧换流站(wind farm MMC, WFMMC), 然后由海底直流电缆连接至电网侧换流站(grid side MMC, GSMMC), 进而接入到 220 kV 的岸上交流电网。

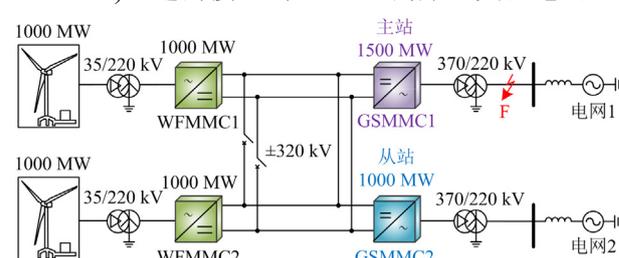


图 1 海上风电经多端柔直并网系统拓扑

Fig. 1 Topology structure of the offshore wind farms connected to MMC-MTDC system

换流站由半桥型模块化多电平换流器构成, 直流电压等级为  $\pm 320$  kV。当联接两个 WFMMC 直流线路的开关合上时, 直流网络呈现“回”字型结构; 当开关断开时, 直流网络呈现“工”字型结构。可根据工程实际及经济性选择开关状态。

WFMMC 额定容量与其所连接的海上风电场装机容量相同。GSMMC1 额定容量为 GSMMC2 的 1.5 倍, 因此设置 GSMMC1 作为柔直系统的主站用于稳定直流电压, 且作为调度中心监测风电场和换流站的运行情况, 并通过光纤通信发出控制指令, 以保持柔直系统的安全稳定运行。

本文根据国家电网公司关于电力通信业务性能

的要求<sup>[20]</sup>以及南方电网公司关于站间通信传输时间的相关标准要求<sup>[21]</sup>, 设定本文研究场景下调度中心的通信延时最长不超过 50 ms。

### 1.2 多端柔直并网系统控制策略

GSMC 采用双闭环矢量控制。由于主站 GSMC1 需要保持整个柔直系统的直流电压恒定, 因此其外环采用定直流电压和定无功功率控制, 可以将其看作平衡节点用于柔直系统的功率平衡; GSMC2 只需要提供接入电网所需的有功和无功功率, 因此其外环采用定有功功率和定无功功率控制。

海上风电因缺失电网提供支撑, WFMMC 需要采用构网型控制来为其提供稳定的交流电压和频率, 即 V-F 控制。

海上风电场由永磁同步风机组成, 其电气部分由背靠背全功率变流器(voltage sourced converter, VSC)、风机内 Chopper、LCL 滤波器和箱变组成。机侧变流器(wind turbine side VSC, WTVSC)外环采用定有功功率控制, 用于控制风机按照有功功率参考值输出功率; 网侧变流器(grid side VSC, GSVSC)外环采用定直流电压和定无功功率控制, 用于稳定风机内部直流电压。

由于目前没有关于柔直系统低穿控制的国家标准, 因此本文参考最新陆上风电场接入电力系统技术规定中关于风电场故障穿越的内容, 要求在故障期间应保证风机和 GSMC 不脱网持续运行一段时间, 并发出无功功率支撑电压抬升<sup>[22]</sup>。此时变流设备输出的动态电流应满足式(1)。

$$\begin{cases} I_{qref} \geq 1.5(0.9 - u_d)I_N \\ I_{dref} \leq \sqrt{I_m^2 - I_{qref}^2} \end{cases}, 0.2 \leq u_d \leq 0.8 \quad (1)$$

式中:  $I_{dref}$ 、 $I_{qref}$  分别为  $d$ 、 $q$  轴电流参考值;  $u_d$  为并网电压  $d$  轴分量;  $I_N$  为额定电流;  $I_m$  为最大允许输出电流。

## 2 自消纳场景故障穿越控制策略

在图 1 所示的系统拓扑图中, 由于主站 GSMC1 的额定容量大于从站, 所以当从站 GSMC2 岸上交流电网发生短路故障时, 所产生的不平衡功率能够由主站的剩余容量来转移消纳, 无需协调控制。但当主站 F 处发生较严重的短路故障时, 从站的剩余容量较小不足以完全消纳, 会导致 MMC-MTDC 并网系统中存在较大的不平衡功率, 进而产生严重的直流过压问题。因此, 本文研究主要针对主站电网侧故障穿越的方法。

由于在不同的故障情况和运行方式下, 系统的

不平衡功率是不同的, 以致其直流升压速率和最大值也不同。因此, 为了在任何故障场景下都能实现更加安全可靠的故障穿越, 有必要根据不平衡功率提出相应的控制策略。

本节对故障程度较轻或运行方式较小时的故障场景进行分析。在此场景下, 主站电网侧故障产生的不平衡功率较小, 能够结合风机自身的减载能力和从站剩余容量来消纳, 表示为

$$\Delta P \leq \Delta P_{WF1} + \Delta P_{WF2} + \Delta P_{GS2} \quad (2)$$

式中:  $\Delta P$  为主站 GSMC1 电网侧故障产生的不平衡功率;  $\Delta P_{WF1}$ 、 $\Delta P_{WF2}$  分别为风场 1 和风场 2 的减载容量;  $\Delta P_{GS2}$  为从站 GSMC2 的剩余容量。

### 2.1 风机减载控制可行性分析

根据空气动力学原理, 风机在风力推动下能够输出的机械功率如式(3)所示(详细参数见附录 A)。

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

式中:  $C_p$  为风能利用系数;  $\rho$ 、 $\lambda$  和  $\beta$  分别为空气密度、叶尖速比和桨距角;  $v$  为风速;  $R$  为风机叶片半径。

为了充分利用风能, WTVSC 通常采用最大功率点追踪(maximum power point tracking, MPPT)控制使风机输出最大有功功率, 此时风机输出的有功功率表达式为

$$P_{MPPT} = k_{MPPT} \omega_{MPPT}^3 \quad (4)$$

式中:  $P_{MPPT}$  为最大功率点输出的有功功率;  $k_{MPPT}$  为最大功率跟踪系数,  $k_{MPPT} = 0.5 \pi \rho R^5 C_{pmax} / \lambda_{opt}^3$ ,  $C_{pmax}$  为最大风能利用系数, 由贝茨理论可知,  $C_{pmax}$  为 0.59,  $\lambda_{opt}$  为最优叶尖速比;  $\omega_{MPPT}$  为最优转速,  $\omega_{MPPT} = \lambda_{opt} v / R$ 。

由式(3)和式(4)可知, 当风速低于额定风速时, 为保证输出最大有功功率, 风机桨距角为  $0^\circ$ 。而当风速高于额定风速时, 为防止风机过载须增加风机桨距角来降低有功功率。并且, 当风机转速大于最优转速时, 转速越大, 风机输出的有功功率越小; 风速越小, 风机降低有功输出的裕度越大, 但受到最大转速的限制。

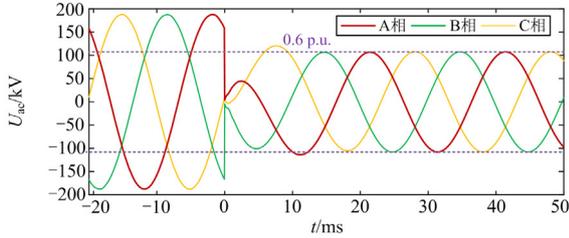
综上可知, 风机不切换为低穿控制而能够进行安全减载的方法可分为变桨距角法和超速法。由于变桨距角法属于机械调节, 且调节速度在秒级远大于故障穿越的时间要求, 因此不适用于故障穿越中。超速法响应速度快, 但受风速和最大转速的限制, 仅适用于中低风速。

根据海南文昌 4 个风电场一年的风速统计结

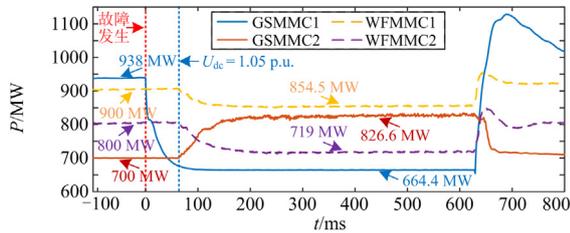




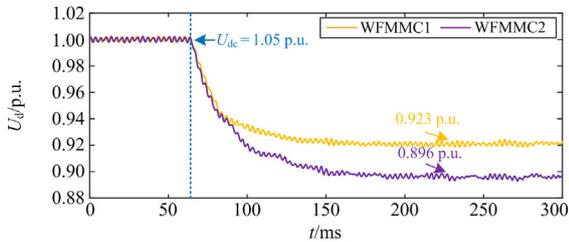
功率为 938 MW。故障发生后, 主站 GSMMC1 电网侧输出有功功率降至 664.4 MW, 系统中的不平衡功率为 273.6 MW。由于风场 1、2 的减载容量和从站 GSMMC2 的剩余容量之和大于不平衡功率, 即满足式(2), 属于自消纳场景。



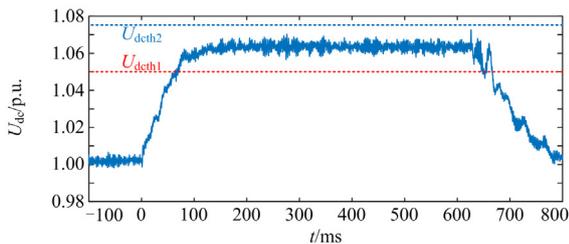
(a) GSMMC1 电网侧电压



(b) 四端柔直输入输出有功功率



(c) WFMFC 交流侧出口电压



(d) 柔直系统直流电压

图 4 自消纳场景下故障穿越过程中各电气量仿真波形  
Fig. 4 Simulation waveforms of electrical quantities during FRT under self-absorption scenario

由于从站剩余容量最大, 风场 1 减载容量最小, 则由式(9)可得, 从站下垂系数最大, WFMFC1 的下垂系数最小。从图 4(b)可知, 故障发生后从站输出有功功率升至 826.6 MW, 输出有功功率增加 126.6 MW; 风场 1、2 通过超速减载分别降低输入有

功率至 854.5 MW 和 719 MW, 分别减载 45.6 MW 和 81 MW; 可以看出有功功率增减量与剩余容量或减载容量成正比, 因此本文所提方法可以根据各换流站的容量自适应协调配合, 有效避免换流站过载运行。

从图 4(c)可知, 由于 WFMFC2 的下垂系数大于 WFMFC1 的, 故风场 2 的交流母线电压最低, 但仍高于低穿启动门槛值, 可以实现风机不进入低穿安全超速减载。从图 4(d)可知, 故障期间柔直系统的直流电压低于设置的自消纳场景下最高直流电压  $U_{\text{deh}2}$ 。

若在故障期间仅利用风机自身的减载能力, 而不尽利用从站的剩余容量, 则在相同故障情况下仿真波形如附录 A 图 A1 所示。从图 A1 可知, 由于风场 1、2 的减载容量之和小于故障期间的不平衡功率, 则需要风场在超速减载的基础上进一步进入低穿进行降载。并且故障期间柔直系统的直流电压大于  $U_{\text{deh}2}$ , 可能会使直流设备产生更多高压损伤。因此, 本文所提方法能够实现柔直系统安全、可靠的故障穿越。

#### 4.2 非消纳场景通信正常时仿真验证

主站 GSMMC1 电网侧发生较严重故障、通信通道正常且满足最大延时要求时, 本文所提方法各电气量的仿真波形如图 5 所示。

从图 5(a)可知, 故障期间主站电网侧电压跌落至 0.3 p.u.。从图 5(b)可知, 故障发生后主站输出有功功率降至 207.75 MW, 系统中的不平衡功率 (730.25 MW) 大于风场超速减载容量和从站的剩余容量之和, 属于非自消纳场景。

调度中心向从站发出满负荷指令, 并向风机 GSVSC 发出降载指令前, 不平衡功率会使柔直系统中的直流电压有所抬升, 从站 GSMMC2 和两个 WFMFC 通过离线检测直流电压抬升自动实现电压偏差下垂控制和超速减载降压控制, 可有效限制直流电压抬升速率和最大值。从图 5(b)可知, 故障发生 50 ms 后指令到达从站和 GSVSC, 经过短暂的控制响应时间后从站输出有功功率达到额定容量 1000 MW, 风场 1、2 输入有功功率分别降至 706.51 MW 和 558.24 MW。由于风场 1、2 超速减载后的剩余容量分别为 810 MW 和 640 MW, 则在风机超速减载的基础上又分别降载 103.49 MW 和 81.76 MW; 可知降载量与风场剩余容量成正比, 能够减少风机内 Chopper 吸收的不平衡功率。

从图 5(c)可知, 当在非自消纳场景下允许最长为 50 ms 的通信延时, 柔直系统直流电压低于自适应降压后备控制的动作门槛  $U_{\text{deh}3}$ , 后备控制不动

作；且延时越短，柔直系统直流电压越低。在通信正常的情况下，可以在非自消纳场景下安全、可靠的故障穿越。

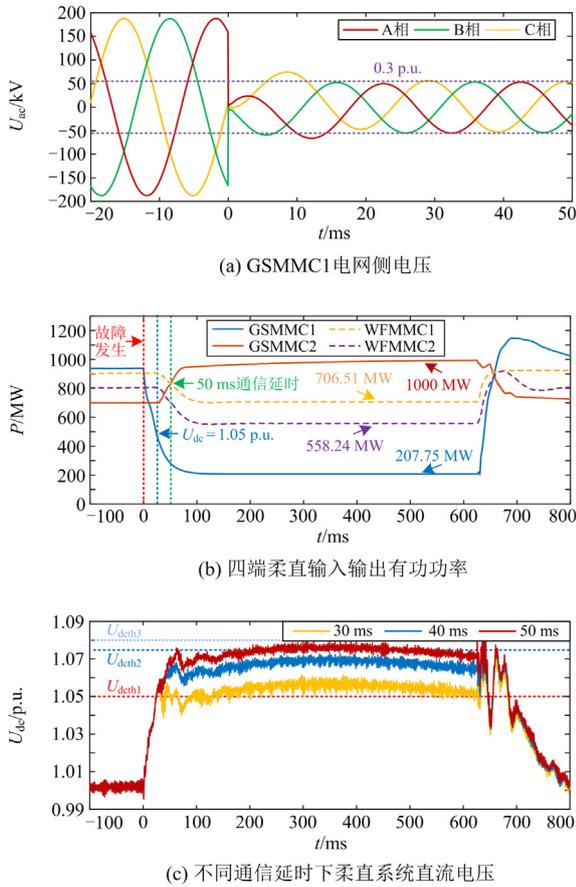


图 5 非自消纳场景下通信正常时各电气量仿真波形  
Fig. 5 Simulation waveforms when the communication is normal in the non-self-absorption scenario

### 4.3 非自消纳场景通信异常时仿真验证

若通信故障或延时大于设定值，当主站电网侧发生严重三相短路故障时，本文所提方法各电气量的仿真波形如图 6 所示。

从图 6(a)可知，主站电网侧发生电压跌落至低穿国标最低值(0.2 p.u.)的严重故障。从图 6(b)可知，故障发生后主站输出有功功率降至 72.6 MW，系统中的不平衡功率达到 865.4 MW，属于非自消纳场景；当直流电压超过自适应降压后备控制门槛值  $U_{deth3}$  时，从站 GSMMMC2 和两个 WFMMC 的输出或输入有功功率以更高速率升高或降低，最终分别达到 1000 MW、628 MW 和 546.4 MW。可知，风场 1、2 的降载量与其实时功率成正比。

从图 6(c)可知，当直流电压小于  $U_{deth3}$  时，WFMMC 以自消纳场景下的超速减载降压控制运行，此时 WFMMC2 的下垂系数大于 WFMMC1 的；

当直流电压大于  $U_{deth3}$  时，WFMMC 立即离线转换为自适应降压后备控制，由于风场 1 的实时功率大于风场 2 的，WFMMC1 的下垂系数开始大于 WFMMC2 的，最终风场 1 的交流母线电压降低最低。从图 6(d)可知，故障期间柔直系统直流电压低于最高允许直流电压。因此，在通信失效的情况下发生严重故障，仍可以实现安全、可靠的故障穿越。

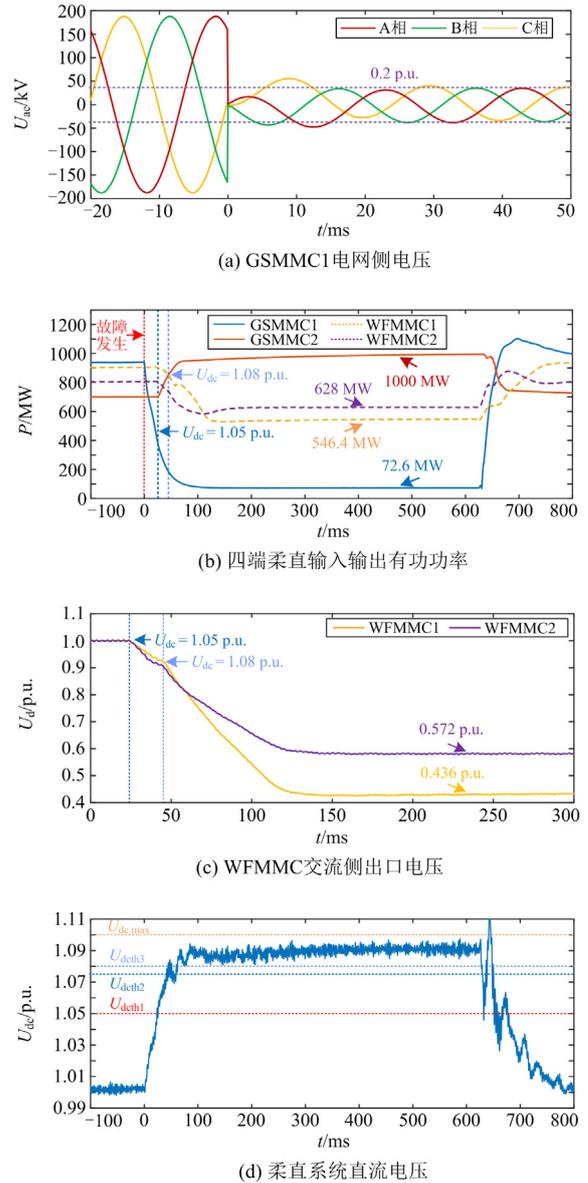


图 6 非自消纳场景下通信异常时各电气量仿真波形  
Fig. 6 Simulation waveforms when communication is abnormal in the non-self-absorption scenario

本文所提方法在“工”字型的四端柔直拓扑结构中仍然具有可靠的故障穿越能力，仿真波形如附录 A 图 A2 所示。由于直流电缆长度不同，从图 A2 可知，两个 WFMMC 的直流电压抬升速率存在一定

的延时,但故障期间直流电压始终低于最高允许值。

### 5 结论

本文针对现有故障穿越方法中未充分利用各变流设备间协同控制的问题,提出了一种适用于海上风电经 MMC-MTDC 并网的电网侧故障穿越方法。首先根据不同故障程度和运行方式产生的影响划分为自消纳场景和非自消纳场景。对于自消纳场景,提出了充分利用风机安全减载能力的基于降压法的超速减载控制和考虑功率裕度的从站电压偏差下垂控制,可以避免风机进入低穿过流损伤,并防止从站过载运行。对于非自消纳场景,提出了考虑风机减载后容量的基于通信快速降载控制策略,为防止通信异常,提出了自适应降压后备控制,可以根据风场实时功率自适应降载运行,有效防止出力较弱的风场降载过多发生脱网事故。所提方法可将多端柔直系统的直流电压限制在允许值范围内,实现了安全、可靠的故障穿越。

### 附录 A

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_1} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_1}} + c_6 \lambda \\ \frac{1}{\lambda_1} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda = \frac{\omega R}{v} \end{cases}$$

式中:  $c_1 = 0.5176$ ;  $c_2 = 116$ ;  $c_3 = 0.4$ ;  $c_4 = 5$ ;  $c_5 = 21$ ;  $c_6 = 0.0068$ 。

表 A1 系统仿真模型参数

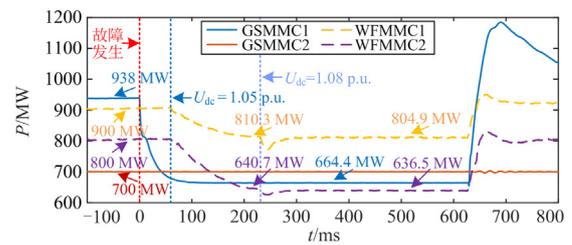
Table A1 Detailed parameters of simulation model

参数名称	取值
MMC 半桥子模块数	76
换流站额定容量/MVA	1200
子模块电容/mF	3
桥臂电抗/mH	50
PMSG 额定功率/MW	5
风机直流额定电压/kV	1.45
风机最大直流电压/p.u.	1.2
直流线路长度/km	100
直流输电线路额定电压/kV	±320
直流线路允许最大电压/p.u.	1.1
直流线路电压阈值/p.u.	1.05
送出线路长度/km	40
交流输电线路额定电压/kV	220

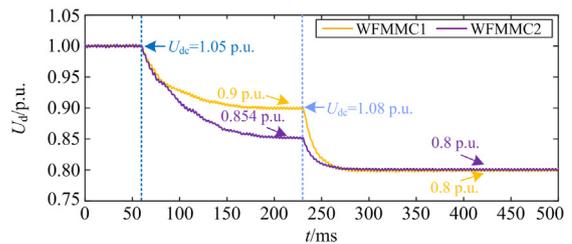
表 A2 NREL 5 MW 风机参数

Table A2 Detailed parameters of NREL 5 MW wind turbine

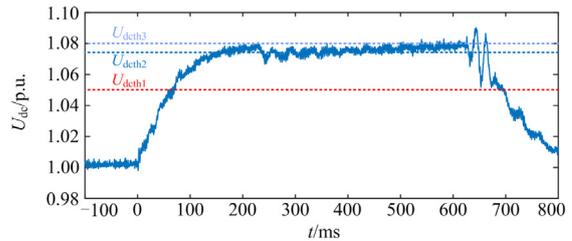
参数名称	取值
切入功率/MW	0
额定功率/MW	5
切出功率/MW	5
叶片数	3
风轮直径/m	126
轮毂直径/m	3
轮毂高度/m	90
切入风速/(m/s)	3
额定风速/(m/s)	11.4
切出风速/(m/s)	25



(a) 四端柔直输入输出有功功率



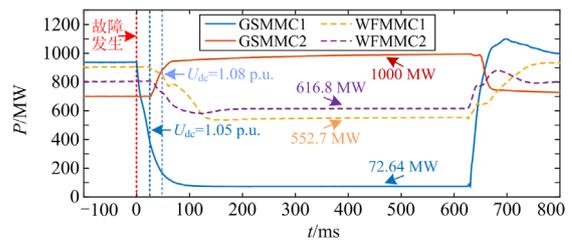
(b) WFMFC交流侧出口电压



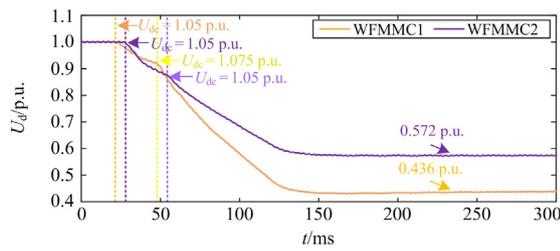
(c) 柔直系统直流电压

图 A1 仅利用风机自身的减载能力时的各电气量仿真波形

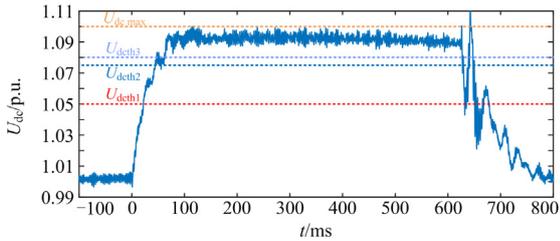
Fig. A1 Simulation waveforms of electrical parameters when only using the load-shedding capacity of the wind farm



(a) 四端柔直输入输出有功功率



(b) WFMMC交流侧出口电压



(c) 柔直系统直流电压

图 A2 “工”字形拓扑下通信异常时的各电气量仿真波形  
Fig. A2 Simulation waveforms of electrical parameters when communication is abnormal in other multi-terminal topology structure

参考文献

[1] 刘耀, 赵小令, 吴佳玮, 等. 高压直流海缆工程应用现状及展望[J]. 高压电器, 2022, 58(2): 1-8.  
LIU Yao, ZHAO Xiaoling, WU Jiawei, et al. Application status and prospect of HVDC submarine cable projects[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(2): 1-8.

[2] 郑黎明, 贾科, 毕天姝, 等. 海上风电接入柔直系统交流侧故障特征及对保护的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(20): 20-32.  
ZHENG Liming, JIA Ke, BI Tianshu, et al. AC-side fault analysis of a VSC-HVDC transmission system connected to offshore wind farms and the impact on protection[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(20): 20-32.

[3] YANG B, LIU B, ZHOU H, et al. A critical survey of technologies of large offshore wind farm integration: summary, advances, and perspectives[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(2): 233-264.

[4] 刘晓明, 谭祖贻, 袁振华, 等. 柔性直流接入海上风电并网选址综合优化[J]. 发电技术, 2022, 43(6): 892-900.  
LIU Xiaoming, TAN Zukuang, YUAN Zhenhua, et al. Comprehensive optimization of access point selection for offshore wind farm integrated with voltage source converter high voltage direct current[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(6): 892-900.

[5] 王振浩, 李金伦, 王欣铎, 等. 风电接入真双极 MMC-MTDC 系统直流故障穿越协调控制策略[J]. 电力建设, 2022, 43(10): 26-36.

WANG Zhenhao, LI Jinlun, WANG Xinduo, et al. DC fault ride-through coordinated control strategies for bipolar MMC-MTDC system with wind power connected[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(10): 26-36.

[6] 邹凯凯, 李钢, 张宝顺, 等. 海风柔直陆上主网交流故障穿越协调策略[J]. 供用电, 2022, 39(11): 18-25, 54.  
ZOU Kaikai, LI Gang, ZHANG Baoshun, et al. A coordination strategy of offshore MMC during onshore grid AC faults[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(11): 18-25, 54.

[7] 王冰倩, 赵文强, 侍乔明, 等. 受端混联 LCC-VSC 特高压直流输电系统故障穿越方法[J]. 电力工程技术, 2021, 40(6): 69-76.  
WANG Bingqian, ZHAO Wenqiang, SHI Qiaoming, et al. Fault ride-through method of inverter hybrid cascade LCC-VSC UHVDC transmission system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(6): 69-76.

[8] SILVA B, MOREIRA C L, LEITE H, et al. Control strategies for AC fault ride through in multiterminal HVDC grids[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(1): 395-405.

[9] 俞翔, 鲁江, 董云龙, 等. 适用于特高压多端混合直流输电系统的稳态电压控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(1): 174-180.  
YU Xiang, LU Jiang, DONG Yunlong, et al. A steady-state voltage control method for a multi-terminal hybrid UHVDC transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(1): 174-180.

[10] 王少林, 王刚, 陈琦, 等. 考虑线路电阻影响的 MMC-MTDC 自适应下垂控制[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(10): 40-47.  
WANG Shaolin, WANG Gang, CHEN Qi, et al. An adaptive droop control method considering the influence of line resistance for MMC-MTDC[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10): 40-47.

[11] EGEEA-ALVAREZ A, BIANCHI F, JUNYENT-FERRE A, et al. Experimental implementation of a voltage control for a multiterminal VSC-HVDC offshore transmission system[C] // 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), October 14-17, 2012, Berlin, Germany: 1-7.

[12] 陈瑞洁, 袁旭峰, 李雨龙, 等. 基于双端有源阻尼的直流配电网稳定性提升技术研究[J]. 智慧电力, 2021, 49(11): 73-80.  
CHEN Ruijie, YUAN Xufeng, LI Yulong, et al. Improvement in stability of DC distribution network based on double-terminal active damping[J]. Smart Power, 2021, 49(11): 73-80.

[13] 刘瑜超, 武健, 刘怀远, 等. 基于自适应下垂调节的

- VSC-MTDC 功率协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(1): 40-48.
- LIU Yuchao, WU Jian, LIU Huaiyuan, et al. Effective power sharing based on adaptive droop control method in VSC multi-terminal DC grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 40-48.
- [14] 马文忠, 管增嘉, 张奎同, 等. 基于模型预测的 VSC-MTDC 协调控制策略[J]. 电力工程技术, 2022, 41(6): 75-81, 139.
- MA Wenzhong, GUAN Zengjia, ZHANG Kuitong, et al. Coordinate control strategy of VSC-MTDC based on model predictive control[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(6): 75-81, 139.
- [15] 王渝红, 李天泽, 曾琦, 等. 实际运行点动态修正的 VSC-MTDC 改进下垂控制策略[J]. 高电压技术, 2018, 44(7): 2133-2142.
- WANG Yuhong, LI Tianze, ZENG Qi, et al. Novel droop control strategy with dynamically corrected operating point for VSC-MTDC system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(7): 2133-2142.
- [16] EGEA-ALVAREZ A, BEERTEN J, VAN HERTEM D, et al. Primary and secondary power control of multiterminal HVDC grids[C] // 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), December 4-5, 2012, Birmingham, UK: 1-6.
- [17] 武文强, 贾科, 陈金锋, 等. 基于谐波注入信息传递的海上风电柔直并网故障穿越方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(21): 112-119.
- WU Wenqiang, JIA Ke, CHEN Jinfeng, et al. Fault ride-through method based on information transmission by harmonic injection for flexible DC integration of offshore wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 112-119.
- [18] 李国庆, 张林, 江守其, 等. 风电经双极混合型 MMC-HVDC 并网的直流故障穿越协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 27-36.
- LI Guoqing, ZHANG Lin, JIANG Shouqi, et al. Coordinated control strategies for DC fault ride-through of wind power integration via bipolar hybrid MMC-HVDC overhead lines[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 27-36.
- [19] 李国庆, 徐亚男, 江守其, 等. 海上风电经柔性直流联网系统受端交流故障穿越协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 111-119.
- LI Guoqing, XU Yanan, JIANG Shouqi, et al. Coordinated control strategy for receiving-end AC fault ride-through of an MMC-HVDC connecting offshore wind power[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 111-119.
- [20] 刘云. 我国特高压直流输电通信技术的巴西工程本地化通道设计方案[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 973-980.
- LIU Yun. Research on localized channel design in Brazil utilizing Chinese UHVDC telecommunication technologies[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 973-980.
- [21] 刘航. 高压直流输电系统通信通道研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2014.
- LIU Hang. Research on communication channel of HVDC transmission system[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2014.
- [22] 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分: 陆上风电: GB/T 19963.1—2021 [S].
- Technical specification for connecting wind farm to power system—part 1: on shore wind power: GB/T 19963.1—2021[S].
- [23] 赵冬梅, 许瑞庆, 郑立鑫. 全风况下双馈风机参与调频的协调控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(12): 53-59.
- ZHAO Dongmei, XU Ruiqing, ZHENG Lixin. Research on coordinated control strategy for DFIGs participating in system frequency regulation with different wind[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(12): 53-59.
- [24] 胡家欣, 胥国毅, 毕天姝, 等. 减载风电机组变速变桨协调频率控制方法[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3656-3663.
- HU Jiaxin, XU Guoyi, BI Tianshu, et al. A strategy of frequency control for deloaded wind turbine generator based on coordination between rotor speed and pitch angle[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3656-3663.
- [25] 侍乔明, 王刚, 李海英, 等. 考虑调频能力的风电场虚拟惯量多机协同控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 4005-4017.
- SHI Qiaoming, WANG Gang, LI Haiying, et al. Coordinated virtual inertia control strategy of multiple wind turbines in wind farms considering frequency regulation capability[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 4005-4017.

收稿日期: 2023-05-13; 修回日期: 2023-06-30

作者简介:

贾科(1986—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统保护与控制; E-mail: ke.jia@ncepu.edu.cn

董学正(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源并网故障穿越控制; E-mail: dongxuezheng28@163.com

李俊涛(1993—), 男, 博士研究生, 研究方向为新能源并网系统故障穿越及其恢复控制。E-mail: ljntcutcmc@163.com

(编辑 姜新丽)