

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250094

基于盈余功率分配的海上风电经柔直送出系统故障穿越策略

王琦¹, 丁芮², 成硕³, 刘福锁^{4,5}, 王玉^{4,5}, 黄锡芳^{4,5}, 余修勇¹

(1. 南京师范大学电气与自动化工程学院, 江苏 南京 210023; 2. 国网含山供电公司, 安徽 马鞍山 238100;
3. 国网江苏省电力有限公司连云港市赣榆区供电分公司, 江苏 连云港 222100; 4. 智能电网保护和运行控制
国家重点实验室, 江苏 南京 211106; 5. 南瑞集团有限公司(国网电力科学研究院), 江苏 南京 241000)

摘要: 针对海上风电孤岛经柔直并网系统交流侧故障引起直流过电压的问题, 提出一种柔直系统降压控制与海上风电场降电流控制协调配合的故障穿越方法。故障期间, 首先将柔直子模块与直流电压解耦, 充分利用柔直系统自身故障穿越能力。然后根据系统能量特性, 提出一种盈余功率分配的能量等面积法, 直接刻画故障期间柔直系统送端功率运行安全域。同时, 建立计及低压穿越策略风机与柔直连接的暂稳态等效模型, 推导暂稳态期间交流电压与风电场有功输出的关系, 实现对海上风电的降载功率精确控制。最后在基于 PSCAD/EMTDC 的如东海上风电场经柔直并网仿真平台进行验证。仿真结果表明, 所提控制策略无需依赖新装耗能电阻, 降低能量损耗, 有效解决直流过电压问题, 具有更高经济性。

关键词: 柔性直流; 海上风电; 故障穿越; 能量等面积法; 精准降功率

Fault ride-through strategy for offshore wind power via VSC-HVDC based on surplus power allocation

WANG Qi¹, DING Rui², CHENG Shuo³, LIU Fusuo^{4,5}, WANG Yu^{4,5}, HUANG Xifang^{4,5}, YU Xiuyong¹

(1. College of Electrical and Automation Engineering, Nanjing Normal University, Nanjing 210023, China;
2. State Grid Hanshan Power Supply Company, Maanshan 238100, China; 3. Lianyungang Ganyu District Power
Supply Branch of State Grid Jiangsu Power Company, Lianyungang 222100, China; 4. State Key
Laboratory of Smart Grid Protection and Operation Control, Nanjing 211106, China;
5. Nanrui Group Limited, State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 241000, China)

Abstract: To address the DC overvoltage issue caused by AC-side faults in islanded offshore wind farms integrated via VSC-HVDC systems, this paper proposes a coordinated fault ride-through method combining VSC-HVDC voltage reduction control and offshore wind farm current reduction control. During the fault, the submodules of the VSC-HVDC system are first decoupled from the DC voltage to fully utilize its inherent fault ride-through capability. Then, based on system energy characteristics, a surplus power allocation-based energy equal-area method is proposed to directly characterize the safe operating region of VSC-HVDC sending-end power during faults. Meanwhile, a transient quasi-steady equivalent model of the wind farm with low-voltage ride-through strategies connected to the VSC-HVDC system is established. The relationship between AC voltage and the active power output of the wind farm during the quasi-steady process is derived, enabling precise derating control for the offshore wind farm. Finally, the proposed control strategy is validated on a PSCAD/EMTDC-based simulation platform based on the HVDC-connected Rudong offshore wind farm project. The simulation results demonstrate that the proposed control strategy effectively mitigates DC overvoltage without relying on additional braking resistors, thereby reducing energy losses improving economic performance.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52407111).

Key words: VSC-HVDC; offshore wind power; fault ride-through; energy equal-area method; precise power derating

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52407111); 智能电网保护和运行控制国家重点实验室项目资助(SGSR0000KJJS2302146)

0 引言

随着以新能源为主体的新型电力系统建设, 新能源迎来了巨大的发展机遇^[1-3]。以风电、光伏为代表的新能源主要分布在远离负荷中心的远海及西部地区^[4-6], 柔性直流输电(下文简称柔直)因其灵活可调成为新能源远距离输电的优选方案, 基于模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)的柔直系统因更有利于远距离高压直流输电而备受关注^[7-10]。国内如东海上风电场孤岛经柔直送出系统于 2021 年成功并网投运。

在海上风电经柔直并网系统中, 当受端电网发生交流短路故障时, 受端换流站输送到大电网的功率下降, 而送端系统输入柔直功率不发生变化, 导致柔直系统功率盈余, 引起柔直系统直流过电压。目前, 关于海上风电经柔直外送的功率不平衡造成直流过电压的解决方法, 主要有控制策略与耗能电阻配合^[11-16]、新能源降载^[17-22]、改变柔直并网节点结构^[23-26]。文献[11]提出在风电场侧配置额定配比的耗能电阻, 同时针对永久性故障协调, 提出了协调风机控制以实现系统稳定运行。文献[12]提出一种基于能量的主动控制, 在交流控制的解耦控制环中加入了直流控制, 依靠柔直系统并协调送端换流站的耗能电阻实现故障穿越。文献[13]提出一种在直流侧并联负荷的方法来实现故障穿越。文献[14-16]分别对耗能电阻的拓扑进行改进, 改善了故障穿越过程中耗能电阻的投切对系统稳定性造成的影响。此外, 文献[17]在柔直受端换流站采用飞轮储能代替耗能电阻。虽然配备耗能装置能够满足大多数情况下受端故障的穿越需求, 但其工程造价、占地面积和散热成本仍然是主要挑战。

近年来, 风电场降载控制策略取得了显著进展。文献[18]在送端换流站有功控制环节加入了直流电压的下垂控制, 实现风机快速降载与送端换流站的协调配合。文献[19]采用谐波注入的方法让受端换流站快速感应到受端故障, 配合降压法实现风电场主动降载的故障穿越。文献[20]采用基于通信的方式实现新能源侧的快速降载。但是当通信出现延迟的时候, 对故障穿越影响较大。文献[21]提出了一种辅助降载的控制方法, 从控制器参数上优化降压的影响。文献[22]利用流站能量控制与升频法相结合实现故障穿越, 尽管此方法不用增加额外的设备, 能够节约造价和占地, 但传统的降压法具有降压程度不明确、降功率不明确的缺点, 并且升频法不适用于有直流隔绝的直驱风电场。目前, 通过改变柔直并网点来实现故障穿越的方法也取得了较大的进

展。文献[23]通过电网侧变压器串、并联两种方式切换达到隔离故障点的目的, 并降低了受端电网发生不对称故障对风电场及柔直系统的影响。文献[24]采用多点并网的方式隔离故障点。文献[25-26]提出一种隔离系统故障部分的新配置, 该配置方案主要依靠串联和并联补偿机制。但是通过改变并网方式实现故障穿越的方式增加了电网的负担。因此如何经济有效地实现海上风电场经柔直并网系统故障穿越成为挑战。

综上, 为经济有效地实现受端电网故障时柔直系统的故障穿越, 本文以典型的海上风电经柔直并网系统为研究对象, 针对海上风电经柔直送出系统故障穿越资源利用不充分这一难题, 提出了一种柔直与海上风电场协调控制的故障穿越方法。首先推导了由于功率不平衡造成柔直直流过电压的机理, 提取了影响直流过电压的主要影响因素, 基于此提出了一种基于盈余功率分配的能量等面积法, 并分析了受端短时故障期间系统功率运行特性。其次针对传统降压法降压程度不确定的问题, 建立了送端电网暂态模型, 推导了送端电网暂稳态电压与传输有功功率之间的关系, 从而实现了对海上风电场精准降功率。由此进一步提出了一种柔直系统与海上风电场低电压穿越策略协调配合的方法, 最后在 PSCAD/EMTDC 上搭建仿真平台, 仿真结果表明, 所提方法可以经济有效地实现海上风电经柔直送出系统的故障穿越。

1 海上风电经柔直并网系统

图 1 所示为海上风电孤岛经柔直送出系统拓扑结构及其经典控制策略。海上风电场部分主要由 3 个直驱风电场组成, 其出口电压为 35 kV, 经升压变压器升压至 230 kV 汇集到海上风电场侧换流站。风机部分采用了背靠背换流器连接风机与海上交流电网。柔直部分主要包括海上换流站(sea side converter, SSC)、陆上换流站(land side converter, LSC)以及直流输电线路, 每个换流站均采用半桥子模块的 MMC 拓扑, 两换流站经过直流电缆构成伪双极直流环流并网。其系统结构参数如表 1 所示。

风机采用背靠背换流器, 电机侧换流站(machine side converter, MSC)采用定有功功率与定无功功率控制, 控制风机送出功率的稳定。电网侧换流站(grid side converter, GSC)采用定直流电压、定无功功率控制来维持系统的内部直流电压稳定与输出无功功率稳定, 同时在风机网侧换流站采用无功优先的低电压穿越策略。柔直系统的 SSC 采用孤岛控制方式, 控制海上交流汇集电网交流电压与频率。LSC 采用

定直流电压控制与定无功功率控制。在传统的柔直直流电压控制中, 为维持直流电压的稳定, 通常需要保持直流侧子模块投入的总数不变, 即直流端口

电压与投入子模块电压之比为常数 N (N 为运行时直流侧投入子模块的数量)。

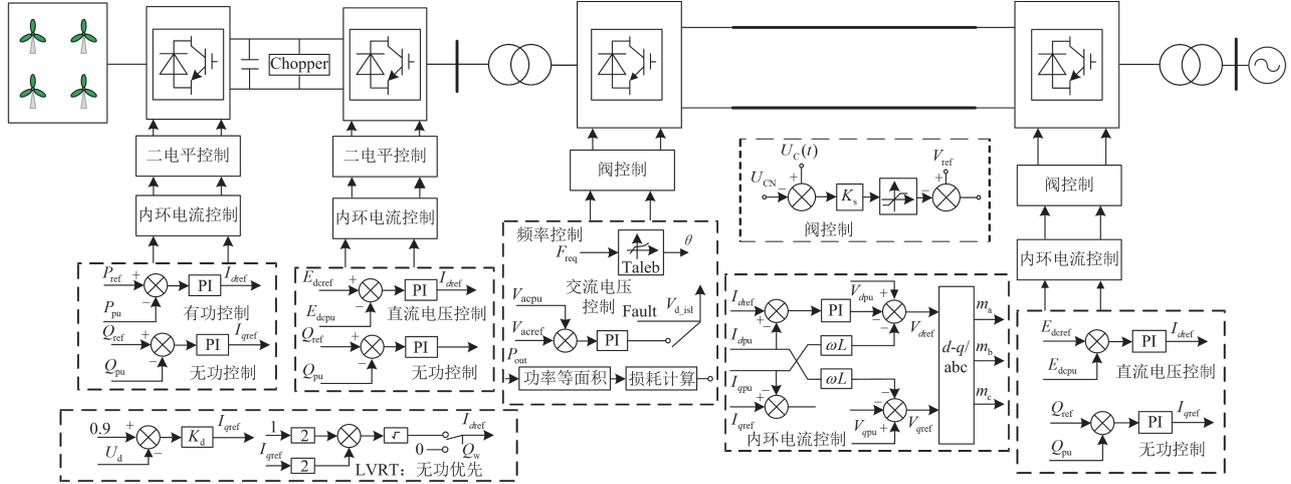


图 1 海上风电孤岛经柔直送出系统拓扑结构及其经典控制策略

Fig. 1 Topology structure and classical control strategy for direct transmission system of offshore wind power isolated islands

表 1 系统结构参数

Table 1 System structure parameters

参数	数值
系统额定容量/MW	1100
极间电压/kV	± 400
桥臂子模块数/个	400
子模块电容/ μF	9000
桥臂电抗器/mH	13.3
变压器变比(陆上)	525/416.41
变压器变比(海上)	230/416.41
直流电缆等效电容/ μF	19.53
海上交流线路阻抗/p.u.	0.04

2 海上风电经柔直并网系统特性分析

2.1 直流过电压机理分析

当柔直受端大电网发生接地短路故障时, 并网节点交流线路电压 U_{Line} 瞬间跌落, 造成柔直系统的功率输出受阻。而在 SSC 采用的孤岛控制方式, 无法响应受端电网故障, 柔直系统的输入功率 P_{in} 维持在系统稳定运行时的功率 P_0 , 即柔直系统送受两端功率不平衡。

根据能量守恒定律, 送入柔直系统的能量除了少量损耗以外, 其他的将会储存在柔直系统中具有储能特性的储能元件中。而柔直系统的储能元件主要是 SSC 和 LSC 的子模块电容 C_{SM} 、桥臂电感 L_{arm} 以及直流线路的等效电容 C_{Line} 。考虑到故障过程中

电感元件的可储存能量远小于两个换流站的电容可储存能量^[11], 为了简化分析, 本文仅考虑各个子模块电容及直流输电线路等效电容的储能容量。

柔直系统电压均衡策略使得柔直系统子模块的电容电压基本保持一致^[27-29], 即任意时刻每个子模块电容电压保持相等, 均为 V_c 。 t 时刻一个子模块中电容中储存的能量计算方法如式(1)所示, 电容电压与电容中所储存能量呈现正相关。整个系统的所有电容的储存能量总量可以表示为式(2), 柔直系统直流电压可以表示为式(3)。直线路径能量 E_{Line} 可以表示为式(4)。

$$E_c(t) = \frac{1}{2} C_{\text{SM}} V_c(t)^2 \quad (1)$$

$$E_{\text{VSC}}(t) = 12NE_c(t) + E_{\text{Line}} = 6NC_{\text{SM}} V_c(t)^2 + E_{\text{Line}} \quad (2)$$

$$V_{\text{dc}}(t) = N \times V_c(t) \quad (3)$$

$$E_{\text{Line}} = \frac{1}{2} C_{\text{Line}} U_{\text{dc}}^2(t) \quad (4)$$

式中: $E_c(t)$ 表示 t 时刻一个子模块中电容储存的能量; C_{SM} 表示子模块电容值; $V_c(t)$ 表示 t 时刻子模块电容的电压值; $E_{\text{VSC}}(t)$ 表示 t 时刻整个柔直系统中所有电容的储存能量总量; N 表示单个桥臂的子模块个数; $V_{\text{dc}}(t)$ 表示 t 时刻柔直系统的直流电压; $U_{\text{dc}}(t)$ 表示 t 时刻柔性直流输电系统的直流电压。

整理式(1)一式(4)可得系统盈余能量 $V_d(t_f)$ 表达式, 如式(5)所示。

$$\begin{aligned}
 & (\bar{P}_{in}(0-t_D) - \bar{P}_{out}(0-t_D))t_D = \\
 & \frac{6C_{SM}}{N}(V_d^2(t_f) - V_{dcN}^2) \Rightarrow \\
 & V_d(t_f) = \sqrt{\frac{n(\bar{P}_{in}(0-t_D) - \bar{P}_{out}(0-t_D))t_D - E_{Line}}{6C_{SM}} + V_{dcN}^2}
 \end{aligned} \tag{5}$$

式中： P_{out} 为输出功率； t_D 表示故障持续时间； $\bar{a}(0-t_D)$ 表示 a 在 $0-t_D$ 时段的平均值； t_f 为故障切除时刻； V_{dcN} 表示柔直系统的直流电压额定值； n 表示直流侧在运行时投入的子模块个数。

由式(5)可得，当受端电网发生短路故障时，直流电压的上升水平和系统参数(子模块电容值 C_{SM} 、稳态运行电压 V_{dc0})、故障期间的电气量(运行时直流侧投入子模块个数 n 、系统输入功率 P_{in} 、输出功率 P_{out} 、故障持续时间 t_D)有关。

令 $P_{charge} = P_{in} - P_{out}$ ，则式(5)可表示为

$$V_{dc}(t_f) = \sqrt{\frac{nP_{charge}t_f - E_{Line}}{6C_{SM}} + V_{dc0}^2} \tag{6}$$

由式(6)可知， C_{SM} 与 t_f 时刻的 V_{dc} 呈负相关、 V_{dc} 与 t_f 的时长呈正相关。 P_{charge} 与 V_{dcN} 呈正相关。 C_{SM} 与 V_{dcN} 为已知系统给定参数，可以通过提高 P_{out} 、降低 P_{in} 来实现降低 P_{charge} 、减少故障期间投入子模块数 n 降低直流过电压水平。

2.2 基于能量等面积的盈余功率特性分析

柔直系统中的储能单元使柔直系统具有一定的故障穿越能力。由式(6)可知，当系统参数给定，且故障期间直流侧投切的子模块数恒定时，柔直系统直流过电压水平取决于 P_{charge} 。假设 t_0 时刻柔直并网点发生短路故障， t_3 时刻故障切除，柔直系统的耐压系数为 K_{dc} ，且在并网点发生某一故障下， P_{out} 为某一常数，则存在 $P_{charge} = C$ (C 为介于 P_0 与 P_{out} 之间的常数)， $P_{in} = P_s$ (即当系统输入功率 P_{in} 等于安全功率 P_s ，系统发生任何故障时，在断路器断开前不会发生直流过电压)，使得在最大断路器断开时间 ($T_f = t_3 - t_0$ ，一般响应断开时间为 100 ms) 内， $U_{dc}(t) \leq K_{dc}U_{dcN}$ (其中 U_{dc} 表示柔直系统直流电压)，避免柔直过电压。

将 P_{out} 作为 y 轴参考零轴，则 P_{in} 可以分为 3 种情况，如图 2 中 P_I 、 P_{II} 、 P_{III} 所示。 P_I 表示在故障发生后采用一定措施降低了故障期间的系统输入功率，使得柔直系统刚好实现故障穿越； P_{II} 表示故障期间未采取任何故障穿越策略的系统输入功率； P_{III}

表示系统稳态时系统运行在安全功率，即 $P_{in} = P_s$ ，此种情况下，系统发生任何故障时，在断路器断开前不会发生直流过电压。

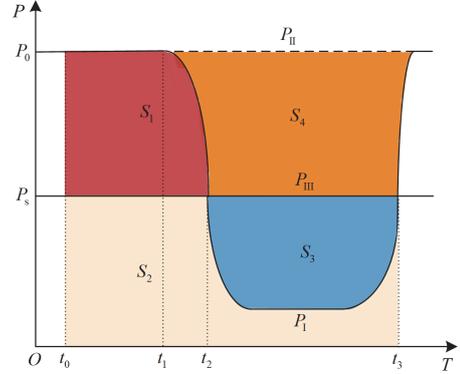


图 2 并网点故障下不同 P_{in} 曲线特性

Fig. 2 Characteristic of different P_{in} curves under grid-connected point faults

如图 2 所示，在故障期间内，3 条输入功率曲线将故障期间内系统盈余能量分为 4 块区域面积 S_1 、 S_2 、 S_3 、 S_4 。发生故障后直流系统的盈余功率表示为

$$E_{charge} = \int_{t_0}^{t_3} (P_{in} - P_{out}) dt \tag{7}$$

区域中 S_1 、 S_2 、 S_3 、 S_4 所表示的面积可以分别表示为

$$S_1 = \int_{t_0}^{t_1} (P_I - P_s) dt \tag{8}$$

$$S_2 = \int_{t_2}^{t_3} (P_I - P_{out}) dt + (t_2 - t_0)(P_{III} - P_{out}) \tag{9}$$

$$S_3 = \int_{t_2}^{t_3} (P_{III} - P_I) dt \tag{10}$$

$$S_4 = \int_{t_2}^{t_3} (P_{II} - P_{III}) dt \tag{11}$$

由图 2 可知，区域面积 S_2 和 S_3 所表示的能量为系统可安全运行所容纳的最大盈余功率，区域 S_1 和 S_4 所表示的能量为造成直流过电压部分的盈余功率。由于柔直系统在检测响应故障时有一定的时延，难以通过现有手段消除在 t_2 时刻之前 S_1 造成的系统功率的盈余。当系统检测到故障时，采用一定措施使系统输入功率降为 P_I ，可以消除 S_4 区域的盈余功率并且增大区域面积 S_3 、降低区域面积 S_2 。根据等面积法则，当区域面积 S_1 与区域面积 S_3 相等时，则在 $t_0 \sim t_3$ 时段内系统的平均输入功率相当于整个故障期间的输入功率即为安全输入功率，如式(12)所示。

$$\int_{t_0}^{t_3} (P_I - P_{out}) dt = (P_s - P_{out})(t_3 - t_0) \tag{12}$$

若在整个故障期间柔直系统输入的平均功率不大于安全功率, 柔直系统的直流电压上升的最大值 $U_{dcmax} \leq K_{dc} U_{dcN}$, 实现柔直系统故障穿越。

根据上述等面积定则, 在故障暂态过程中系统输入平均功率应当小于安全功率 P_s , 即故障响应后的最大安全运行功率为 P_1 , 确保在受端交流故障期间的直流过电压水平维持在系统设计的耐压值之下。此外, 图 2 中 P_1 与 P_{II} 包围的面积, 即 $S_1 + S_4$ 为采取措施后海上风电场孤岛需要消耗的有功功率, 当采用降压控制时, 其表明在断路器断开前海上风电场孤岛需承受消耗的最大能量值 E_w 。

$$\Delta t = \frac{E_w}{P_0 - P_1} \quad (13)$$

$$P_1 = u_w \times i_w \quad (14)$$

式中: Δt 为能量等面积法中 $t_2 \sim t_3$ 的时间; u_w 表示风机端口电压; i_w 表示风机电流。

柔直系统的功率具有快速可调性, 对其功率调节过程进行线性化表示, 则有

$$P_{Lr32} = \frac{P_s(t_3 - t_0) - P_0(t_2 - t_0)}{t_3 - t_2} \quad (15)$$

式中: P_{Lr32} 为 $t_2 \sim t_3$ 时段内系统的输入功率。

安全功率 P_s 可以表示为

$$P_s = \Delta P + P_{out} \quad (16)$$

$$\Delta P = \frac{1}{2} \times 2 \times 6 \times C \times N \times (K_c^2 - 1) U_{cN}^2}{t_3 - t_2} \quad (17)$$

式中: C 表示柔直系统中投入使用的所有子模块的等效电容; K_c 表示子模块电容耐压值; U_{cN} 表示柔直系统子模块电容电压的额定值。

P_{Lr32} 为非负, 由式(15)可得

$$\frac{P_0}{P_s} \geq \frac{t_3 - t_0}{t_2 - t_0} \geq 1 \quad (18)$$

综上, 海上风电经柔直送出系统的盈余功率可以表示为一个能量面积图。从图 2 可得, 在满足式(16)的情况下, 为防止直流过电压, 故障期间柔直系统输入功率需满足式(15); 当采用降压法时, 海上风电场孤岛所需承担的最大消耗能量为 E_w , 即面积 S_3 、 S_4 之和。

2.3 风电场交流电压-有功功率特性分析

柔直系统的送端换流站采用的孤岛控制方式, 在系统稳定运行时可以等效为一个电压、频率快速调节的电压源, 其电压频率控制参数由柔直系统本身控制参数给定。海上风电场采用直驱风机, 其发电机与海上交流汇集网络通过全功率变流器连接,

当海上交流汇集网络发生大扰动或电压跌落时, 并不影响风机的发电功率。而网侧变流器采用的是定直流电压控制和定无功功率控制, 当电压跌落时进入低电压穿越控制, 保证在故障期间无功功率优先。当网侧电压跌落至 0.9 p.u. 时, 风机进入低电压穿越控制, 其暂态过程可以等效为一个受控电流源^[30]。综上所述, 海上换流站与风机的暂态等效简化模型如图 3 所示。

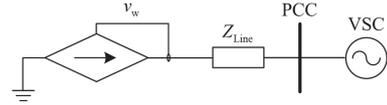


图 3 海上换流站与风机的暂态等效简化模型

Fig. 3 Transient equivalent simplified model of offshore converter station and wind turbine

取风机端口电压 u_w 为参考零点, 则 $u_w = U_w < 0$, 为避免在降压过程中风电场无功功率对柔直降压控制的影响, 本文改变风电场控制策略, 如(19)所示。

$$\begin{cases} i_{wd} = \frac{2}{3} \frac{P_{0_PMSG}}{u_{w0}} & u_w \geq u_{ac1} \\ i_{wq} = 0 \\ i_{wd} = \frac{2}{3} \frac{P_{0_PMSG}}{u_{w0}} & i_{wd} < \sqrt{i_{max}^2 - i_{wq}^2} \\ i_{wq} = K_d (u_{ac1} - u_w) i_{max} & K_d > \frac{i_{max}}{u_{ac1} - u_w} \end{cases} \quad (19)$$

式中: i_{wd} 、 i_{wq} 和 i_{max} 分别表示风机电流在 d 、 q 轴的分量以及风机最大输出电流; P_{0_PMSG} 表示在故障发生时刻风机输出的无功功率; u_{w0} 表示风机端口额定电压; u_{ac1} 表示风机输出的无功功率的边界电压; K_d 表示低电压穿越系数。

当交流电压大于 u_{ac1} 时, 根据恒功率 ABC-DQ 变换的瞬时功率表达式, 风机的输出功率与风机交流侧电压的关系式可以表示为

$$P_w = u_{pd} \times i_{pd} \quad (20)$$

式中: u_{pd} 为风机端口电压 d 轴分量; i_{pd} 为风机端口电流 d 轴分量。由式(19)、式(20)可以得到, 当风机侧交流电压大于 u_{ac1} 时, 风机输出功率与其交流电压呈现线性关系。

3 海上风电经柔直并网的故障穿越协调控制策略

为在故障期间充分利用系统故障穿越资源, 本

节首先推导柔直系统子模块电压与直流电压解耦的约束条件；然后基于第 2 节提出的柔直故障穿越的能量等面积法与风机电压功率关系，设计故障期间柔直孤岛控制的电压环；最后针对严重故障提出了风电场降电流控制与柔直降电压控制配合的协调故障穿越策略。

3.1 子模块电压与直流电压解耦约束条件

根据 IEC 标准，电容元件可以承受长时间的 1.3 倍额定电压的过电压运行，而柔直系统直流电压设定一般不超过额定运行电压的 1.15 倍。为了充分利用柔直子模块的充电能力，且防止在故障期间触发避雷装置以及柔直系统停运，需要对直流电压与子模块电压进行解耦控制，以子模块电容电压为参考，其解耦控制框图如图 4 所示。

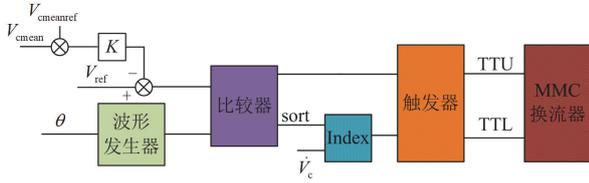


图 4 子模块电压解耦控制框图

Fig. 4 Block diagram of submodule voltage decoupling control

为使故障期间系统直流电压与子模块电容电压呈现单调性，且子模块电容电压先于系统直流电压到达耐压值，解耦后直流系统电压不低系统额定电压，则解耦过程需满足式(21)。

$$\begin{cases} N = \frac{U_{dc}(t)}{U_c(t)} \\ S(t) = \left[1 - K_s \left(\sqrt{\frac{2P_{in}t}{C}} + U_{cN} \right) \right] N \\ U_{dc}(t) = S(t) \left(U_{cN} + \sqrt{\frac{2P_{in}t}{C}} \right) \\ U_{dcN} \leq U_{dc}(t) \leq K_{dc} U_{dcN} \\ U'_{dc}(t) \geq 0 \\ \left[\frac{1.1U_{dcN}}{1.3U_{cN}} \right] \approx 0.85N \leq S(t)_{min} \end{cases} \quad (21)$$

式中： $U_c(t)$ 表示 t 时刻子模块的电容电压； $S(t)$ 表示 t 时刻单个换流模块投入使用的子模块数量； K_s 表示解耦系数； U_{dcN} 表示柔直系统直流电压额定值； K_{dc} 表示柔直系统的直流电压耐压系数； $U'_{dc}(t)$ 表示 t 时刻柔直系统的直流电压转换率； $S(t)_{min}$ 表示单个换流模块投入使用的子模块数量的最小值。

3.2 柔直孤岛侧精准降功率控制器设计

功率等面积法中重要的是量化 P_s 。在电力系统

中，故障穿越主要取决于交流断路器的开断。现有断路器响应时间为 $t = 100 \text{ ms}$ ，即最大故障时间 t_f ，在此期间柔直系统的最大充电容量 ΔE_{vsc} 和安全功率 P_s 分别为

$$\Delta E_{vsc} = 6NC_{sm}(K_c^2 - 1)U_c^2 + \frac{1}{2}C_{Line}(K_{dc}^2 - 1)U_{dc}^2 \quad (22)$$

$$P_s = \frac{\Delta E_{vsc}}{t_f} + P_{out} \quad (23)$$

由于柔直系统具有快速调节的能力，忽略在调节过程中的功率变化，根据图 2 所示能量面积可以得到 P_1 的表达式为

$$P_1 = \frac{P_s t_f - P_0(t_2 - t_0)}{t_3 - t_2} \quad (24)$$

将式(23)代入式(24)，可以得到故障期间柔直系统交流电压控制参考值。其控制框图如图 1 中交流电压控制环所示。

3.3 协调配合控制策略

为了实现柔直系统受端电网故障时，系统不依赖耗能电阻实现故障穿越，本文提出了一种柔直系统控制与海上风电场低电压穿越策略协调配合的故障穿越方法。基于能量面积的降压法与海上风电场降电流协调配合策略如图 5 所示。该方法采用前文所述的能量面积控制策略，基于子模块电容电压参考值 V_{cref} 、直流电压参考值 V_{dcref} 与风电场能量面积 E_w ，配合风电场低电压穿越策略，可实现系统故障穿越并减少能量损耗。

为了应对不同程度的受端电网故障本方法包含柔直系统响应阶段、海上风电场配合响应阶段以及主动恢复阶段。系统稳定运行时，该控制策略处于静默状态。当受端电网发生短路故障时，柔直线路及两侧换流站电容同时充电，直流电压上升。

1) 柔直系统响应阶段：当受端电网发生短路故障时，柔直系统送出功率瞬时下降，子模块电容被动充电，直流电压上升。将送端换流站子模块电压到达预警值 U_{c1} 、 U_{c2} ($U_{c1} < U_{c2}$) 的时间分别记录为 t_1 、 t_2 。海上换流站可以根据子模块直流电压变化量计算受端电网的故障程度，即受端电网故障下送出的有功功率 P_{out} ，设 P_{outb} 为使柔直系统在最大故障时间内不过电压的系统输出功率，其公式可以分别表示为

$$P_{out} = P_0 - P_{charge1} = P_0 - 6N \frac{C_{sm}U_{c2}^2 - C_{sm}U_{c1}^2 + E_{Line1}}{t_2 - t_1} \quad (25)$$

$$P_{in} - P_{outb} = \frac{(1.1V_{dcN})^2 - V_{dcN}^2}{T} \quad (26)$$

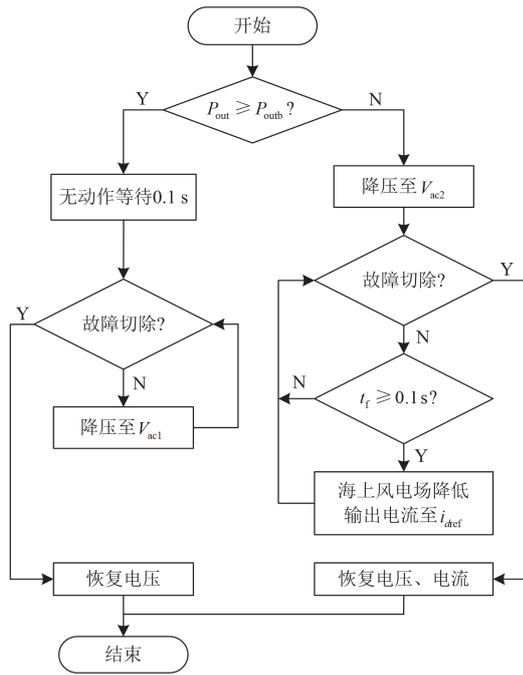


图5 基于能量面积的降压法与海上风电场降电流协调配合策略

Fig. 5 Energy-area based buckling method with coordinated strategy for current reduction in offshore wind farms

式中: P_{charge1} 为 $t_1 \sim t_2$ 时段的充电功率; E_{Line1} 为 $t_1 \sim t_2$ 时间段内直流线路充电容量; T 为故障最大持续时间。

将式(28)代入式(27), 可以求得当直流电压上升至 U_{dc3} 后, 为使柔直系统故障期间可以安全运行, 其输入的最大安全功率 P_1 。将 P_s 代入式(11), 可以得到在该故障程度下海上风电场侧交流电压值 V_f 。同时, 风电场换流站启动无功功率优先的低电压穿越策略。

$$(P_1 - P_{\text{out}}) \left(T - \frac{W_{1.05}}{P_0 - P_{\text{out}}} \right) + W_{1.05} = P_{\text{out}} T + W_{\Delta\text{VSC}} \quad (27)$$

$$i_{\text{dref1}} = \frac{P_{\text{out}}}{U_w} \quad (28)$$

式中: P_1 表示降压后孤岛输入柔直系统的有功功率; $W_{1.05}$ 表示柔直系统直流电压上升至 1.05 p.u. 时柔直系统的充电能量; $W_{\Delta\text{VSC}}$ 表示在柔直系统安全运行情况下可被充电能量; 故障最大持续时间 T 取断路器断开时间。

2) 海上风电场协调配合阶段: 当海上风电场检测累计消耗的有功功率 W_{win} 超过风电场承受的能量损耗 W_{Rwind} 时, 海上风电场主动进入全发无功模式, 降低有功电流 i_d 到 i_{dref1} , 使柔直系统的输入、输出有功功率平衡。其风电场侧 P_{out} 可以通过式(27)计算,

i_{dref1} 计算如式(28)所示, W_{Rwind} 可以表示为式(29)。

$$W_{\text{Rwind}} = (P_0 - P_1) \left(T - \frac{W_{1.05}}{P_0 - P_{\text{out}}} \right) \quad (29)$$

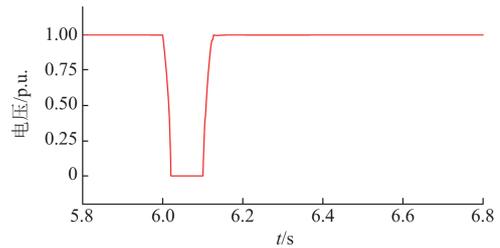
3) 主动恢复阶段: 恢复阶段主要由海上风电场的电压恢复和退出解耦环两部分组成。当故障清除后, 直流电压开始下降, 送端换流站检测到直流电压下降, 以提升送端有功功率上升速率 K 为准则, 通过式(19)提升交流电压直至系统额定运行。根据风机低穿标准, 送端有功功率应以不低于 20% 的额定功率快速恢复, 同时其功率恢复速率不高于受端电网功率恢复速率。

4 仿真分析

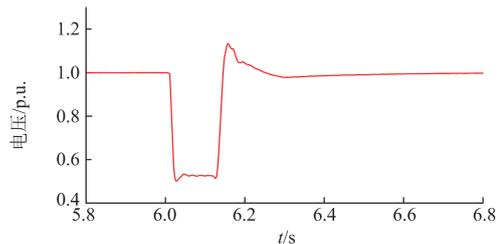
为了验证本文所提方法的可行性, 本文根据如东风电工程的实际参数, 在电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC 中搭建了海上风电经柔直并网系统仿真模型。在本文仿真实验中, 电气量的表示采用标么值。系统主要参数如表 1 所示。柔直侧子模块电容耐压值 $K_c = 1.3$ 、直流系统电压耐压系数 $K_{\text{dc}} = 1.1$, 直流电压解耦参数 $K_s = 0.31$, 风电场侧低电压穿越系数 $K_d = 1.5$ 。海上汇集交流电网最大电流 $i_{\text{max}} = 1.1 \text{ p.u.}$, 最低电压 $V_{\text{min}} = 0.2 \text{ p.u.}$ 。

4.1 基于能量面积法的故障穿越策略

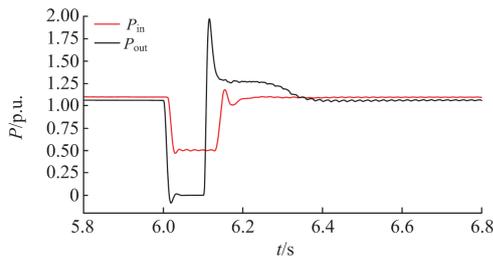
在陆上换流站近端设置三相接地短路故障, 故障发生时刻为 6 s, 故障持续时间为 90 ms。在此故障期间, 交流断路器不会断开。图 6(a)~图 6(f)分别为受端电网交流电压有效值、送端电网交流电压有效值、柔直系统输入输出功率、系统直流电压、子模块电容电压、子模块电容电压变化率。



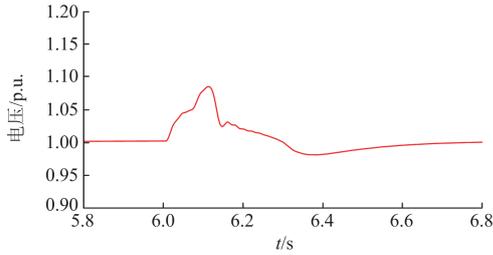
(a) 受端电网交流电压有效值



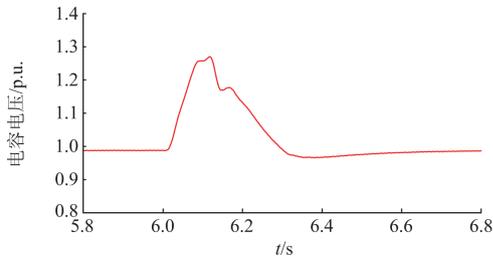
(b) 送端电网交流电压有效值



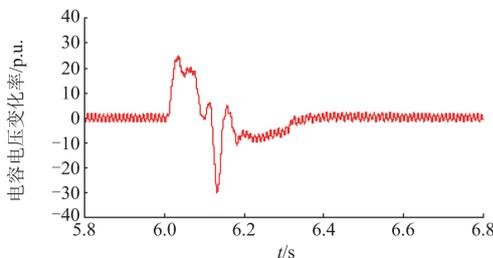
(c) 柔直系统输入输出功率



(d) 系统直流电压



(e) 子模块电容电压



(f) 子模块电容电压变化率

图 6 100 ms 受端三相接地短路故障仿真结果

Fig. 6 Simulation results of 100 ms three-phase grounded short-circuit fault at the receiving end

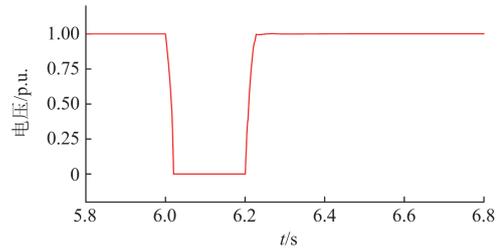
由图 6 仿真结果可知，当受端电网发生接地短路故障时，柔直受端换流站输出功率 P_{out} 降为 0 MW。当直流电压上升至 1.05 p.u. 时，柔直启动降压控制，将海上风电场的交流电压降为 0.5 p.u.，其有功输出也降为 0.5 p.u.，符合式(24)电压控制要求。当故障持续到 100 ms 时，直流电压上升至 1.09 p.u.，接近直流系统耐压值 1.1 p.u.，子模块电容电压上升至 1.28 p.u.，接近子模块电容的最大耐压值，充分利用了柔直系统的子模块电容的储能能力。由图 6(f)可

知，在 6.11 s 左右，子模块电容的电压变化率小于 0，孤岛控制侧开始恢复电压值，最终实现了系统短路时的故障穿越。

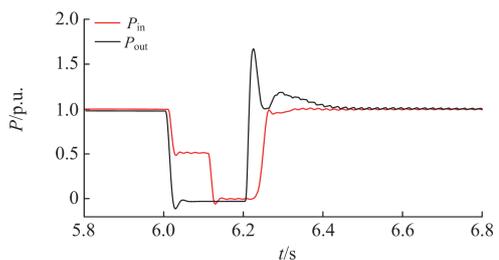
4.2 基于能量面积法的风电场配合的故障穿越协调控制策略

在陆上换流站近端设置三相接地短路故障，故障发生时刻为 6 s，故障持续时间为 200 ms，断路器发生拒动。图 7(a)—图 7(h)分别为受端电网交流电压、柔直系统输入输出功率、送端电网交流电压、送端电网交流电流、直流电压、子模块电容电压、子模块电容电压变化率、风机耗能电阻消耗能量。

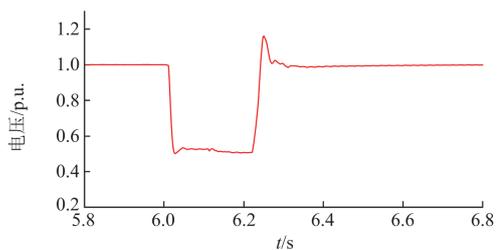
由图 7 仿真结果可知，在受端电网发生短路故障的 200 ms 内，柔直系统直流电压维持在安全电压 1.1 p.u. 之内，子模块电容电压维持在 1.3 p.u. 之内，在开关拒动的情况下实现了系统故障穿越。由图 7(b)可知，在受端电网发生短路故障时，有功输出降为 0 MW。柔直送端换流站检测到直流电压上升至 1.05 p.u. 时，孤岛控制切换为电压控制，将交流电压降至 0.5 p.u. 左右，符合式(24)电压控制要求。交流电流有效值维持在 1.0 p.u.，孤岛风电场输入柔直有功功率降为 0.5 p.u.。在故障发生的前 100 ms 内，



(a) 受端电网交流电压有效值



(b) 柔直系统输入输出功率



(c) 送端电网交流电压

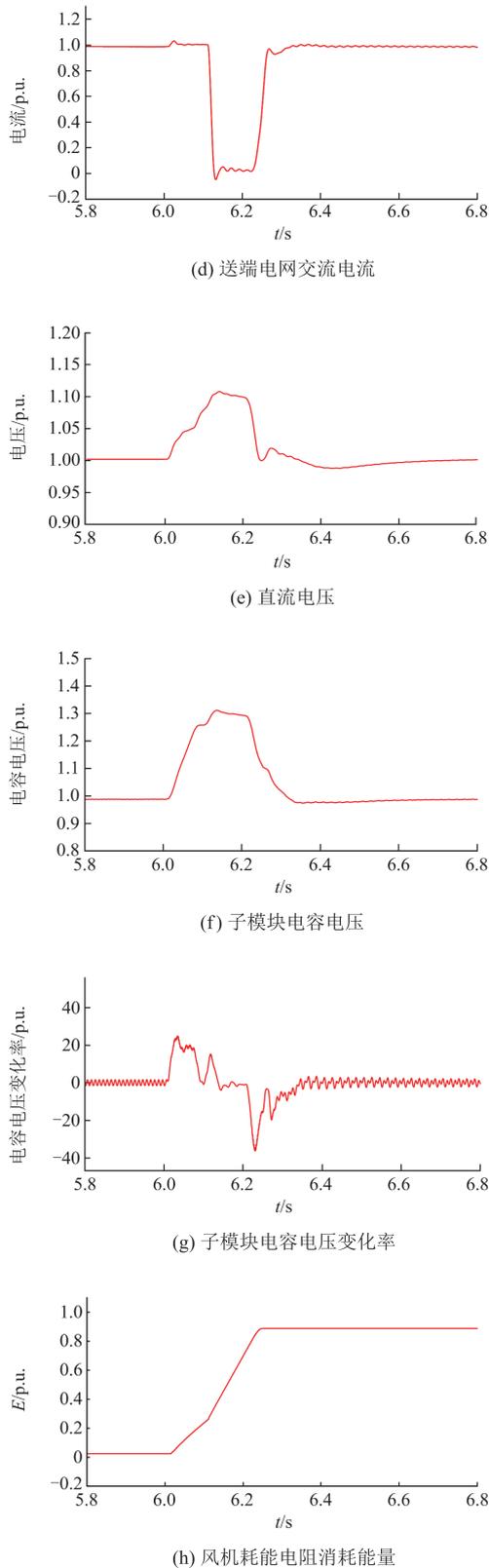


图 7 200 ms 受端三相接地短路故障仿真结果

Fig. 7 Simulation results of 200 ms three-phase grounded short-circuit fault at the receiving end

延缓了直流电压的上升速度, 使得直流电压与子模块电容电压维持在安全电压范围之内。

当风机检测到耗能电阻消耗的功率超过 2 MJ, 即满足式(29)消耗的功率时, 风机开始降低电流, 使风机电流值控制为式(28), 由图6(b)可知, 风电场输出功率降为 0, 故障期间柔直系统直流电压维持在耐压值之内。在柔直系统降压控制与风电场降电流控制协调配合下, 实现了严重故障下的系统故障穿越。

5 总结

针对海上风电经柔直并网系统在受端电网发生短路故障时造成直流侧过电压的问题, 本文以典型的海上风电孤岛经柔直送出系统为研究对象, 提出了一种柔直与海上风电场协调控制的故障穿越策略。所提策略在实现柔直系统子模块电压与柔直系统直流电压解耦的基础上, 利用能量面积法对故障下系统盈余功率进行分配, 指导故障期间海上风电场降压运行, 配合风电场分段式低电压穿越控制策略, 精准控制风电场降压水平, 解决了传统降压法降压程度不确定问题。

针对开关拒动造成长时间故障的问题, 本文提出了柔直协同海上风电场降电流控制, 利用海上风电场的低电压穿越能力与柔直系统故障穿越能力, 充分挖掘了系统故障穿越资源。最后, 通过 PSCAD 仿真平台对所提出的控制策略进行仿真验证。仿真结果表明: 本文所提策略可以在受端电网故障时控制柔直换流站交流侧电压协同海上风电场进入低电压穿越截止控制, 进而实现系统降功率运行, 保证了故障期间柔直系统的安全运行。同时, 本文研究成果验证了减少配置耗能装置的海上风电经柔直送出系统的安全运行可行性, 降低了工程建设成本。

参考文献

- [1] 李康, 黄萌, 查晓明, 等. 高压直流输电系统可靠性分析方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(9): 174-187. LI Kang, HUANG Meng, ZHA Xiaoming, et al. An overview of reliability analysis methods for an HVDC transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(9): 174-187.
- [2] 郑玉平, 吕鹏飞, 李斌, 等. 新型电力系统继电保护面临的问题与解决思路[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(22): 3-15. ZHENG Yuping, LÜ Pengfei, LI Bin, et al. Problems faced by relay protection in new power system and their solution ideas[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(22): 3-15.

- [3] 王智伟, 张振宇, 李征, 等. 提升高渗透率新能源电网承载能力的 DSSC 优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 179-187.
WANG Zhiwei, ZHANG Zhenyu, LI Zheng, et al. Optimized DSSC configuration to enhance load-carrying capacity of the newenergy grid with high permeability[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 179-187.
- [4] 王硕, 何柏娜, 程婷, 等. MMC-HVDC 双极故障条件下自适应限流控制策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(6): 53-63.
WANG Shuo, HE Baina, CHENG Ting, et al. Adaptive current limiting control strategy for MMC-HVDC under bipolar fault conditions[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(6): 53-63.
- [5] 李惠玲, 王曦, 高剑, 等. 新型电力系统背景下西部送端直流电网方案构建[J]. 中国电力, 2023, 56(5): 12-21.
LI Huiling, WANG Xi, GAO Jian, et al. Scheme construction for sending end DC grids in Western China under the background of new power system[J]. Electric Power, 2023, 56(5): 12-21.
- [6] 瞿晟珉, 应飞祥, 秦少茜, 等. “双碳”背景下海上风电维护策略研究现状与展望[J]. 智慧电力, 2023, 51(10): 23-30.
QU Chengmin, YING Feixiang, QIN Shaoxi, et al. Research status and prospects of offshore wind power maintenance strategy under background of carbon peak and carbon neutrality[J]. Smart Power, 2023, 51(10): 23-30.
- [7] 阚鹏, 郑华俊, 袁旭峰, 等. 不同模型对 MMC-HVDC 系统大信号稳定性分析准确性影响的对比研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(5): 105-113.
KAN Peng, ZHENG Huajun, YUAN Xufeng, et al. Comparative study on impact of different models on large signal stability analysis accuracy in MMC-HVDC systems[J]. Smart Power, 2024, 52(5): 105-113.
- [8] 唐欣, 黄晟, 潘一彬, 等. 直流故障下基于交流侧馈能的 MMC 换流站主动限流策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(9): 56-64.
TANG Xin, HUANG Sheng, PAN Yibin, et al. Active current limiting strategy of an MMC converter station based on AC side energy feedback under a DC fault[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(9): 56-64.
- [9] 贾科, 董学正, 李俊涛, 等. 一种适用于海上风电经 MMC-MTDC 并网的电网侧故障穿越方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 76-85.
JIA Ke, DONG Xuezheng, LI Juntao, et al. A grid-side fault ride-through method suitable for offshore wind farms connected with MMC-MTDC[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 76-85.
- [10] LIANG Yingyu, REN Yi, YU Jinhua, et al. Current trajectory image-based protection algorithm for transmission lines connected to MMC-HVDC stations using CA-CNN[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(1): 97-111.
- [11] 曹帅, 向往, 左文平, 等. 风电经柔性直流电网外送系统的交流故障诊断与穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1295-1306, 1537.
CAO Shuai, XIANG Wang, ZUO Wenping, et al. AC fault diagnosis and ride-through control strategy for the wind power delivery system via HVDC grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1295-1306, 1537.
- [12] 张浩博, 向往, 周猛, 等. 海上风电柔直并网系统主动能量控制与交流耗能装置协同策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 4319-4330.
ZHANG Haobo, XIANG Wang, ZHOU Meng, et al. Cooperative strategy of active energy control and AC energy dissipation device in offshore wind power MMC-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12): 4319-4330.
- [13] 常非, 王一, 王一振, 等. 基于模块化多电平变换器的高压直流输电故障特性与控制保护[J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2428-2434.
CHANG Fei, WANG Yi, WANG Yizhen, et al. Faults feature analysis and control protection strategies of modular multilevel converter based high voltage direct current[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2428-2434.
- [14] 许彬, 高冲, 张静. 应用于海上风电接入的 VSC-HVDC 系统主网侧交流故障穿越的新型直流耗能装置拓扑[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(1): 88-97.
XU Bin, GAO Chong, ZHANG Jing. A novel DC chopper topology for grid side fault ride through in VSC-HVDC based offshore wind power connection[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 88-97.
- [15] 谢晔源, 姚宏洋, 李海英, 等. 用于 VSC-HVDC 系统的模块化直串式直流耗能装置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 117-123.
XIE Yeyuan, YAO Hongyang, LI Haiying, et al. Modular series-connection DC energy braking device for VSC-HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 117-123.
- [16] 鲁裕婷, 赵天乐, 都洪基. 风电场经 VSC-HVDC 并网故障穿越协调控制策略[J]. 电力工程技术, 2020, 39(3): 30-35.
LU Yuting, ZHAO Tianle, DU Hongji. A coordination control strategy of integrated wind farm low voltage ride-through based on VSC-HVDC[J]. Electric Power

- Engineering Technology, 2020, 39(3): 30-35.
- [17] DAOUD I M, MASSOU D, XIAO W. A flywheel energy storage system for fault ride through support of grid-connected VSC HVDC-based offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems: A Publication of the Power Engineering Society, 2016, 31(3): 1671-1680.
- [18] 洪敏, 辛焕海, 徐晨博, 等. 海上风电场与柔性直流输电系统的新型协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(21): 53-58, 65.
HONG Min, XIN Huanhai, XU Chenbo, et al. Coordinated control strategy of offshore wind farms and VSC-based HVDC transmission systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(21): 53-58, 65.
- [19] 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.
- [20] NANOU S, PAPATHANASSIOU S. Evaluation of a communication-based fault ride-through scheme for offshore wind farms connected through high-voltage DC links based on voltage source converter[J]. IET Renewable Power Generation, 2015, 9(8): 882-891.
- [21] 朱蒙, 李卫星, 晁璞璞, 等. 提升风电场 MMC-HVDC 系统 LVRT 能力的协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 77-82.
ZHU Meng, LI Weixing, CHAO Pupu, et al. Coordinated control strategy to enhance LVRT capability of MMC-HVDC systems connected wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19): 77-82.
- [22] 赵平, 倪世杰, 黄宇昕, 等. 海上风电柔性直流系统与风电机组协调控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(8): 62-70.
ZHAO Ping, NI Shijie, HUANG Yuxin, et al. Coordinated control strategy for flexible DC system and wind turbine for offshore wind power[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2023, 35(8): 62-70.
- [23] MOAWWAD A, SHAWKY M M E, XIAO W. Advanced fault ride-through management scheme for VSC-HVDC connecting offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4923-4934.
- [24] ARAM K, EI S M M, VINOD K. Fault ride through and grid support topology for the VSC-HVDC connected offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(3): 1592-1604.
- [25] MOAWWAD A, SHAWKY M M E. Novel configuration and transient management control strategy for VSC-HVDC[J]. IEEE Transactions on Power Systems: A Publication of the Power Engineering Society, 2014, 29(5): 2478-2488.
- [26] HUANG P, SHAWKY M M E, XIAO W, et al. Novel fault ride-through configuration and transient management scheme for doubly fed induction generator[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2013, 28(1): 86-94.
- [27] 徐政, 肖晃庆, 张哲任, 等. 柔性直流输电系统[M]. 北京: 机械工业出版社, 2016.
- [28] 孙浩, 徐友, 赵涛, 等. 储能型 MMC 低频均压混合控制策略[J]. 智慧电力, 2024, 52(5): 8-15.
SUN Hao, XU You, ZHAO Tao, et al. Energy storage MMC low-frequency equalization hybrid control strategy[J]. Smart Power, 2024, 52(5): 8-15.
- [29] 岳有军, 樊亚振, 赵辉, 等. 基于改进排序算法的模块化多电平换流器子模块电容电压均衡控制策略研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(8): 81-84.
YUE Youjun, FAN Yazhen, ZHAO Hui, et al. Research on the capacitor voltage balancing control strategy of MMC sub-module based on improved sorting algorithm[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(8): 81-84.
- [30] 尹俊, 毕天姝, 薛安成, 等. 计及低穿控制的混合型风电场短路电流特性与故障分析方法研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(21): 99-110.
YIN Jun, BI Tianshu, XUE Ancheng, et al. Study on short-circuit current and fault analysis method of hybrid wind farm with low voltage ride-through control strategy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(21): 99-110.

收稿日期: 2025-01-22; 修回日期: 2025-06-30

作者简介:

王琦(1975—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为新能源发电及并网、综合能源建模及优化控制、电力系统无功电压分析与控制等。E-mail: wangqi@nynu.edu.cn

(编辑 周金梅)