

海上风电经海陆一体柔直送出协调控制策略研究

杨伟涛, 张尧, 郭晓, 包明磊

(南京国电南自电网自动化有限公司, 南京 211100)

摘要:随着国内外大容量远距离海上风电的开发,采用海陆一体化柔直送出方案具有更大的经济优势。海陆一体协同直流输电技术路线为多端柔直系统,换流站间的协调控制是其研究重点方向之一。首先,在介绍海陆一体化多端柔直送出拓扑的基础上,明确了海陆一体化柔直送出工程各换流站的运行方式和控制模式;其次,提出了多端换流站的控制模式自动切换策略、换流站之间有功功率协调控制策略、直流耗能装置之间的优化控制策略,并设计了启动判据及实施流程。最后,通过搭建的海陆一体化柔直送出仿真平台,充分验证海上风电柔性直流送出系统核心控制策略的正确性。

关键词:海上风电;海陆一体化;柔性输电;控制模式;协调控制;直流耗能

Research on Coordinated Control Strategy for Offshore Wind Power Transmission Via Integrated Offshore and Onshore VSC-HVDC Systems

YANG Weitao, ZHANG Yao, GUO Xiao, BAO Minglei

(Nanjing Guodian Nanzi Power Grid Automation Co., Ltd., Nanjing 211100, China)

Abstract: With the development of large capacity and long-distance offshore wind power both at home and abroad, the use of the offshore-onshore integration VSC HVDC transmission scheme offers greater economic advantages. The offshore-onshore integrated coordinated HVDC transmission technology is multi-terminal VSC HVDC system and the coordination and control between converter stations is one of its important research directions. Firstly, based on the introduction of the offshore-onshore integrated transmission topology, the operation and control modes of each converter station in the offshore-onshore integrated VSC HVDC transmission project are clarified. Then, the automatic switching strategy for the control mode of multi-terminal converter stations, the coordinated control strategy for active power among converter stations, the optimization control strategy for the DC energy storage devices are proposed, and the start-up criteria and implementation process are designed. Finally, the correctness of the core control strategy of the offshore wind power VSC HVDC transmission system is fully verified through the setup of a offshore-onshore integrated VSC-HVDC transmission simulation platform.

Keywords: offshore wind power; offshore-onshore integration; MMC-HVDC; control mode; coordinated control; DC energy consumption

0 引言

海上风电的大规模开发是支撑“双碳”战略目标实现的重要举措之一。根据国际能源署 2024 年发布的可再生能源研究报告,预计 2030 年中国范围内海上风电年新增装机规模将达到 30 GW 左右^[1-5]。2022 年,国家发改委和国家能源局印发的《“十四

五”现代能源体系规划》中提出,要继续推动山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等超大规模海上风电基地的开发建设,海上风电的规模化以及深远海开发将成为海上风电未来的发展方向之一。

深远海上风电的送出技术路线主要有基于模块化多电平换流器的柔性直流输电送出(modular multilevel converter-high voltage direct current, MMC-HVDC)、

收稿日期:2025-11-11; 修回日期:2025-12-01

基金项目:国家重点研发计划(2024YF4206900)。

Project Supported by National Key R & D Program of China(2024YF4206900)。

基于二极管不控整流器高压直流输电送出(diode rectifier-high voltage direct current, DR-HVDC)和基于低频交流输电送出(low-frequency AC transmission, LFAC)3种方案^[6-8]。目前已投运的海上风电送出工程主要采用 MMC-HVDC 技术路线,如德国 DolWin5、BorWin6 和中国如东直流工程等,陆上换流站在近海岸落点后接入交流电网并送到负荷中心^[9-11]。直流侧主要为直流海缆和陆上直流电缆,直流侧发生故障可能性较低,为降低工程投资目前的工程均未考虑直流侧故障穿越能力^[12-13]。

为提高沿海地区输电走廊利用率,广东三山岛青洲五七海上风电柔直工程和辽宁丹东海上风电柔直工程 ± 500 kV/2 000 MW 采用了海陆一体协同直流输电技术,海上换流站通过直流海缆送至近海岸开关汇集站,并通过陆上直流架空线送至负荷中心,负荷中心附近建设陆地换流站^[10-11, 14-17],是未来大规模远海风电并网的高效经济方案之一,预计广东三山岛和辽宁丹东柔直工程后期扩展为多端柔直系统的构建方案,其容量将拓展为 6~10 GW。

海陆一体协同直流输电技术路线为多端柔直系统,换流站间的协调控制将是其研究重点方向之一^[18-20]。张北柔性直流电网示范工程(简称张北工程)建成世界上首个柔性输电直流电网^[21-22],针对张北工程的特点提出了各换流站的运行方式和自适应协调配合控制策略,但海陆一体协同直流输电系统中海上站仅能作为无源电网^[23-24],与张北工程存在一定的差异性,并不能完全沿用张北工程的经验。

本文基于海陆一体协同直流输电系统的方案进行研究,在介绍该方案拓扑结构的基础上,针对其运行方式进行研究,随后提出自适应协调控制策略方案,最后,基于紧凑型控制保护主机,搭建

RTDS 控制保护物理仿真平台,对稳态运行以及故障工况进行了仿真实验。

1 海陆一体协同直流输电系统

1.1 系统拓扑

本文方案采用的海陆一体协同直流输电系统如图 1 所示(图中仅标注关键设备)。该系统为四端伪双极柔直系统(实际工程可采用伪双极或真双极,采用真双极时需增加金属回线,实际工程根据系统容量需要增加相应的换流站数量),实现了海上风电的多电源供电与陆上电网的多落点受电。海上风电场群汇集为多个 66 kV 间隔分别接入 2 个“半桥 MMC”海上换流站(WFMMC),直流功率通过直流海缆传输至陆上直流开关汇集站,再通过直流架空线分别送至 2 个“混合型 MMC”陆上换流站(GSMMC),最终接入陆上负荷中心交流电网。

广东三山岛青洲直流工程未配置集中式直流耗能装置,但在海上风机侧配置分散式耗能装置,通过直流控制保护系统与海上风机控制系统间毫秒级协同配合实现陆上交流电网故障穿越。辽宁丹东直流工程在陆上开关站配置集中式耗能装置实现陆上站交流故障穿越。本文将基于辽宁丹东直流工程的系统设计方案进行研究,直流系统采用 ± 500 kV 电压等级,每个换流器为 2 000 MW,系统容量为 4 000 MW。WFMMC 通过直流海缆送到近海岸的开关汇集站,开关汇集站配置有 DBS、DCCB 和 HSS 等直流系统相关设备,通过 HSS 和陆上直流架空电缆送到 GSMMC, GSMMC 建设于负荷中心附近, GSMMC 采用全半桥混合型 MMC 并配置有 HSS 开关。DBS 的设计容量需要与 WFMMC 设计容量相匹配,在 GSMMC 发生交流故障时通过 DBS 消耗海上风电群送出的盈余功率以维持直流系统不过压运行。

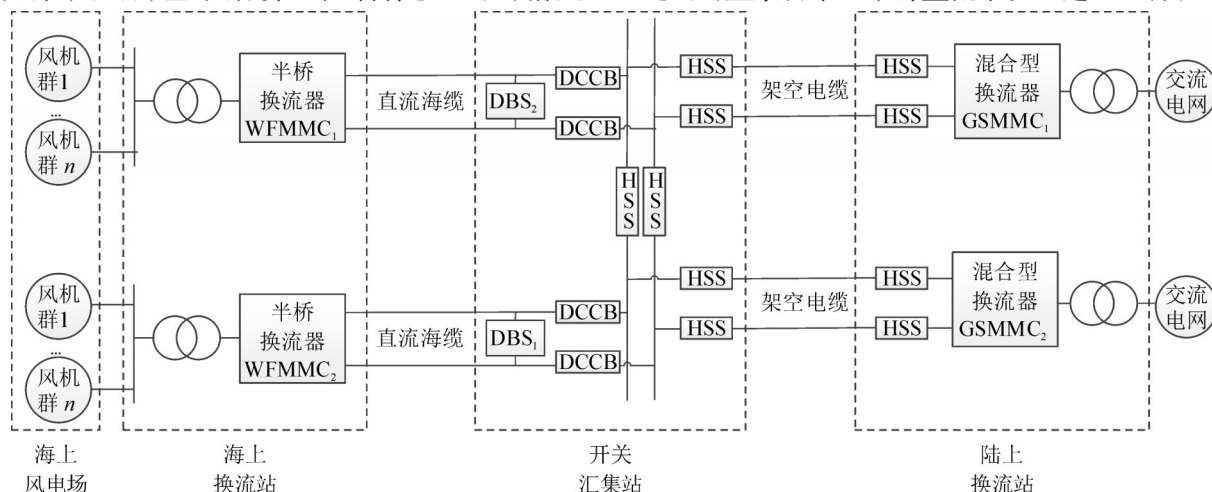


图1 系统拓扑方案
Fig. 1 Topology scheme of system

2.2 系统运行方式和换流器控制模式

根据海上换流站为无源系统的特点,WFMMC采用构网型控制策略,在电网系统构网控制策略比较常见的为下垂控制、虚拟同步(virtual synchronous generator, VSG)控制、匹配控制,均以联结变网侧或阀侧交流电压频率(u - f)为控制目标^[4],WFMMC为海上风电场提供稳定的交流电网电压和频率。由于两个海上换流站所构建的66 kV交流电网之间相互独立,故海上换流站均运行在交流电网电压和频率控制模式。

GSMMC采用跟网型或构网型控制策略,构网控制技术能对电网提供更好的频率支撑,包含有功类控制和无功类控制。有功类控制包含直流电压控制和有功功率控制两种方式,无功功率控制包含交流电压控制、无功功率控制和功率因数控制模式^[25-31]。由于陆上换流站为全桥混合型拓扑,其直流电压控制采用定子模块电压控制模式。

陆上开关汇集站的直流母线联络开关HSS是决定GSMMC控制模式的关键设备。HSS分合闸过程快速,分闸时间约为30 ms,合闸时间约为100 ms^[21]。通过GSMMC的控制直流电压能力,实现HSS分合闸操作时HSS两端直流电压差很小。

陆上开关汇集站的直流母线联络开关HSS合闸时WFMMC和GSMMC的4座换流站处于同一直流电网中,GSMMC₁和GSMMC₂任一控制直流电压即可。陆上GSMMC₁和GSMMC₂均接入交流电网,均具备直流电压控制能力,故GSMMC₁和GSMMC₂解锁运行无时序要求。先解锁运行的GSMMC作为控制直流电压站,后解锁运行的GSMMC作为调节站,避免控制方式的切换。陆上开关汇集站直流母线联络开关HSS分闸时GSMMC₁和GSMMC₂分属不同的直流电网,GSMMC₁和GSMMC₂均运行在控直流电压模式。

多端柔直运行方式包含点对点功率传输和潮流自动控制两种运行方式,为满足不停运换流站的情况下多端柔直运行方式自由切换,需设计直流系统运行方式在线切换顺序控制功能,通过分合闸HSS开关和自动改变GSMMC的控制模式实现以上功能需求。GSMMC₁和GSMMC₂均已解锁运行,直流母线联络开关HSS由分闸状态切换为合闸状态实现直流系统运行方式由点对点功率传输切换为潮流自动控制方式,切换完成后仅需其中任一GSMMC保持直流电压控制模式即可,另外一个GSMMC自动切换为调节站(有功功率控制模式),在本文中直流母线联络开关HSS由分闸状态切换

为合闸状态时GSMMC₁为直流电压主控制站,GSMMC₂切换为调节站。直流母线联络开关HSS由合闸状态切换为分闸状态实现直流系统运行方式由潮流自动控制方式切换为点对点功率传输,切换完成后GSMMC₁和GSMMC₂均保持直流电压控制模式。

综上所述,WFMMC控制模式均为 U - f 控制保持不变,GSMMC的有功类控制模式需要根据直流母线联络开关HSS分合闸状态进行无扰切换,如图2所示,海陆一体协同直流输电系统换流站控制模式如表1所示。

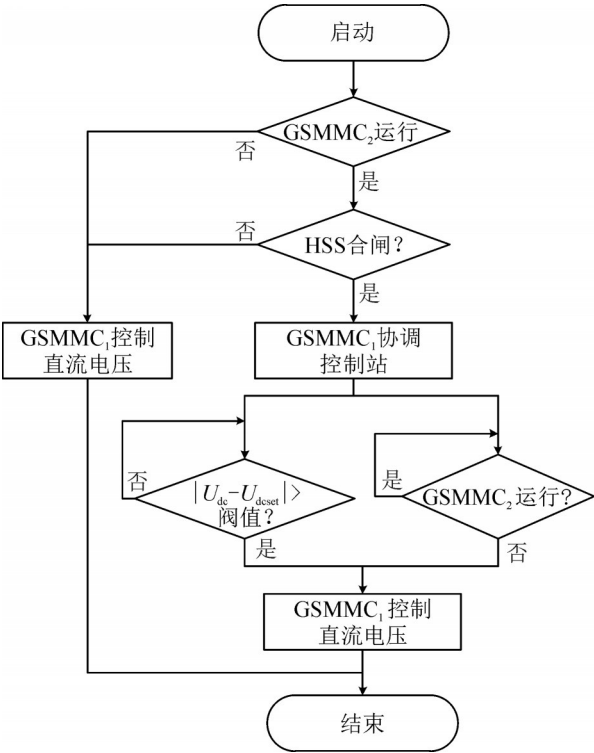


图2 换流站控制模式切换
Fig. 2 Control mode switching of converter station

表1 换流站控制模式 Table 1 Control mode of converter station		
母线HSS状态	换流站	控制模式
合闸	WFMMC ₁	U - f
	WFMMC ₂	U - f
	GSMMC ₁	控制直流电压
	GSMMC ₂	控制直流电压/协调控制站
分闸	WFMMC ₁	U - f
	WFMMC ₂	U - f
	GSMMC ₁	控制直流电压
	GSMMC ₂	控制直流电压

为避免直流母线联络开关HSS状态采集错误造成GSMMC₁和GSMMC₂控制模式错误,GSMMC₁和GSMMC₂除基于开关位置切换直流电压模式以外,需加入直流电压自适应控制以维持直流系统电压

稳定。常用的直流电压自适应控制有直流电压偏差控制、直流电压斜率控制、直流电压偏差斜率控制、直流电压裕度控制^[21],本文采用直流电压裕度控制。多端柔直切换为潮流自动控制方式顺序控制中,HSS开关由分闸切换为合闸状态,GSMC₁和GSMC₂未正确识别到HSS已合闸状态时,GSMC₁和GSMC₂均处于直流电压控制模式,存在争夺直流电压控制权的问题,为避免多端柔直系统扰动,参考乌东德工程延时150 ms后将HSS分闸。多端柔直切换为点对点运行方式顺序控制中,HSS开关由合闸切换为分闸状态时,GSMC₁和GSMC₂未正确识别到HSS已分闸状态时,GSMC₂任处于有功功率控制模式,WFMMC₂和GSMC₂有功功率不匹配时存在系统失稳的风险,需执行直流电压裕度控制方式,当GSMC₂检测直流电压超过换流站设定的裕度时(参考张北工程直流电压裕度设定为1.05 p.u.)^[32],GSMC₂即使检测到直流母线联络开关HSS合闸状态,也将控制模式切换为直流电压控制模式,并按照一定的斜率改变GSMC₂与交流电网系统交互的有功功率,如式(1)所示。延时150 ms再次触发HSS跳闸指令,已确保HSS完全分闸。

$$\begin{cases} U_{dc} - U_{dref} > U_{dc_error} \\ P_{ref} = P + U_{dc_error} \times PI \end{cases} \quad (1)$$

式中: U_{dc} 为直流电压采样滤波值; U_{dref} 为系统直流电压设定值; U_{dc_error} 为裕度判断设定值; P_{ref} 为新的有功参考值; P 为锁存的当前有功功率值; PI 为比例积分计算。

在实际工程中,直流电压测量异常、HSS开关状态采集错误和HSS偷跳等异常情况将不可避免,后续将基于对辽宁丹东工程的进一步研究优化相关控制保护策略。

2.3 有功功率协调控制技术

直流母线联络开关HSS处于分闸状态时,海上风电有功功率点对点功率送出,有功功率潮流方向相对固定,如图3所示。

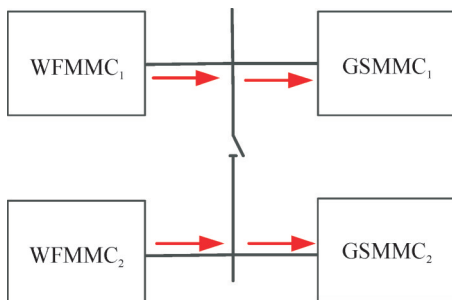


图3 点对点功率潮流
Fig. 3 Point-to-point power flow

直流母线联络开关HSS处于合闸状态时,海上风电有功功率通过开关汇集站直流母线流向任一受端换流器,当海上换流站送出有功功率不满足受端交流电网需求时,陆上换流站之间还具备潮流翻转互济,故四端直流电网功率潮流方向存在多样性,如图4所示。

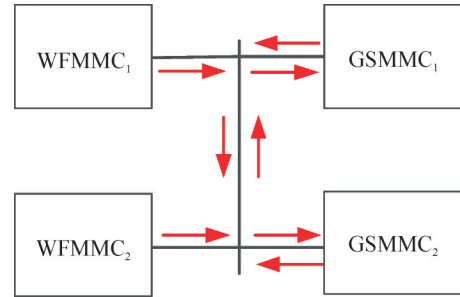


图4 有功潮流方向
Fig. 4 Active power flow direction

直流母线联络开关HSS处于合闸状态时,调节站GSMC₂可根据受端电网需求自主调节有功功率^[33-36],直流电压控制站根据直流电压偏差自主调节流入受端电网的有功功率维持直流系统有功功率平衡,直流电压控制站有功功率已达到容量上限时,调节站自动退出定有功功率控制模式,基于海上风电场送出有功功率与GSMC₁之间有功差额自动调节有功功率指令,实现直流电网有功功率平衡控制,调节站自动调节有功功率指令如式(2)所示,通过自动调节避免直流电网直流电压失稳发生。

$$\begin{cases} P_{GSMC1} = P_{WFMMC1} + P_{WFMMC2} - P_{GSMC1} \\ P_{GSMC2min} \leq P_{GSMC2} \leq P_{GSMC2max} \\ P_{GSMC1min} \leq P_{GSMC1} \leq P_{GSMC1max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{GSMC} 和 P_{WFMMC} 为换流站有功功率, $P_{WFMMCmin}$ 和 $P_{GSMCmin}$ 为最小有功功率, $P_{WFMMCmax}$ 和 $P_{GSMCmax}$ 为最大有功功率。

$$\begin{cases} \Delta P = (P_{WFMMC1} + P_{WFMMC2} - P_{GSMC1})/N \\ \Delta P_{PPM} < \Delta P \end{cases} \quad (3)$$

式中: ΔP 为风电场支路所需下降的有功功率; ΔP_{PPM} 为风电场支路实际下降的有功功率。

GSMC₁或GSMC₂故障退出运行时,WFMMC₁和WFMMC₂总功率需降低,通过安稳限功率指令主动限制海风系统有功功率,避免直流功率超过直流架空线和换流器等设备的最大稳定运行能力。为避免海上风电场未正确响应安稳限功率指令,直流控制装置接收到安稳限功率指令时,通过比较每个66 kV汇集支路有功功率降低值,判断风电场能够有效执行安稳限功率指令,如式(3)所示,当直流控

制系统延时一定时间后(延时时间将基于 MMC 能力确定),检测到风电场有功功率未按照限功率指令正确执行时,海上站直流控制系统主动跳闸 66 kV 支路交流断路器,将未有效降有功功率的风电场支路切除,避免直流系统过负荷运行。

2.4 直流耗能装置控制

换流站传输功率能力如式(4)所示。由式(4)可知,GSMC 受端交流电网交流故障期间,GSMC 仅具备部分有功功率传输能力。广东三山岛直流工程中海上风机配置分散式耗能装置,并通过与直流控制系统配合可实现百毫秒级内功率快速调节,实现了受端交流电网故障穿越能力。本文基于辽宁丹东工程采用集中耗能装置方案进行研究,海上风电场采用跟网型风机,不具备快速降低有功功率的能力,为持续直流电网系统电压稳定,需自动投入集中式直流耗能装置以消耗系统盈余功率。

$$\begin{cases} P = \frac{U_{\text{sys}} U_{\text{vsc}} \sin \delta}{X} \\ Q = \frac{U_{\text{sys}} (U_{\text{sys}} - U_{\text{vsc}} \cos \delta)}{X} \end{cases} \quad (4)$$

式中: P 为换流器输出有功功率; Q 为换流器输出无功功率; X 为电抗; U_{sys} 为交流电网电压; U_{vsc} 为换流器输出电压; δ 为电压角度差

直流耗能装置投切控制^[37-42]策略采用直流电网系统直流电压与设定值比较^[32-37],直流电压大于设定值自动投入,直流电压小于下限时自动退出,如式(5)所示。

$$\begin{cases} U_{\text{dc}} > U_{\text{dcrefmax}} \\ U_{\text{dc}} < U_{\text{dcrefmin}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: U_{dc} 为直流电压为采样滤波值; U_{dcrefmax} 为耗能装置投入电压参考值; U_{dcrefmin} 为耗能装置退出电压参考值。

目前,江苏如东等海上风电柔直送出工程中所使用的耗能装置通过阶梯波投入后,全容量消耗直流系统有功功率。但江苏如东柔直工程仅配置 1 台耗能装置,并不能完全适用于多端柔直系统。多端柔直系统的 DBS₁ 和 DB₂ 同时投入后,GSMC₁ 和 GSMC₂ 无法持续向交流电网输送有功功率,并不利于负荷中心交流电网系统的稳定和系统经济运行。考虑到 GSMC₂ 调节站具备维持直流电压的能力,基于此本文提出优先调节换流站自动恢复直流电压,当直流电压进一步越限时采用直流耗能装置消耗盈余功率,直流耗能装置所设定的直流电压投入直流电压设定值,需比调节站 GSMC₂ 直流

电压裕度控制的直流电压定值高,实现换流站自动调节有功功率为主,耗能装置消耗盈余功率为辅。耗能投切策略如图 5 所示。

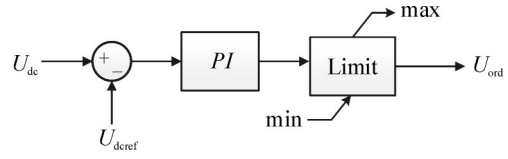


图5 耗能投切策略

Fig. 5 Energy consumption switching strategy

本文中直流开关汇集站配置 2 台直流耗能装置,直流母线联络开关 HSS 分闸状态时,直流耗能装置消耗点对点功率送出的盈余有功功率,直流耗能装置之间无需配合。

直流母线联络开关 HSS 处于合闸状态时,直流耗能装置投入时消耗直流电网系统的盈余有功功率,2 台直流耗能装置任一投入均能消耗直流电网系统盈余有功功率,但 2 台直流耗能装置同时投入时超过单一换流站交流故障所传输的有功功率,会造成直流电网电压波动较大和系统运行经济性较差,为避免以上情况,直流耗能装置检测到直流母线联络开关 HSS 合闸状态时,直流耗能装置需自动调整所设定的直流耗能装置投切直流电压设定值,实现 2 台直流耗能装置先后顺序投切。

本文中直流耗能控制系统检测到直流母线联络开关 HSS 处于合闸状态时,默认 DBS₁ 为优先投入,DBS₂ 检测到直流母线联络开关 HSS 合闸状态增大所设定的投切直流电压偏差,本文中设定直流电压偏差为 0.02 p.u.。DBS₂ 基于 HSS 开关修正的投切的直流电压设计值如图 6 所示。在工程实施过程中直流耗能装置故障或不具备耗能能力都将处于不可用,故当 DBS₁ 系统不可用时,DBS₂ 将不启动投切直流电压偏差控制,由 DBS₂ 和 GSMC₂ 协同配合消耗系统盈余功率。

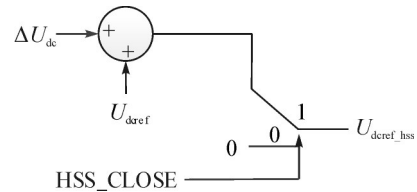


图6 耗能投切策略

Fig. 6 Energy consumption switching strategy

3 仿真验证

在 RTDS 中搭建海上风电海陆一体柔性直流送出系统,拓扑如图 1 所示,该拓扑结构采用对称单极拓扑结构,主设备参数如表 2 所示。

表2 设备技术参数
Table 2 Technical parameters of equipment

项目	海上站	陆上站
额定功率/MW	2 000	2 000
直流电压/kV	±500	±500
直流电流/A	2	2
联接变容量/MVA	1 230	1 230
网侧交流母线电压/kV	525	66
阀侧额定交流电压/kV	520	520
IGBT 额定电流/A	2 000	2 000
IGBT 额定电压/kV	2	2
子模块数量	500	500

仿真模型的波形参数,如表 3 所示。

表3 波形参数
Table 3 Waveform parameters

项目	描述
E_s	网侧电压/kV
P	有功功率/MW
Q	无功功率/Mvar
U_{dc}	直流极间电压/kV
I_{dep}	直流正极电流/kA
I_{dep}	直流负极电流/kA
DCBRK	直流母联开关
PCTRL	陆上换流站有功控制模式

3.1 换流站运行方式控制

为验证海上风电海陆一体柔性直流送出系统陆上换流站的控制模式基于母线开关位置自动切换,在 1.5 s 时将陆上开关站的直流母线联络开关由分闸状态切换为合闸状态,在 1.8 s 时将陆上开关站的直流母线联络开关由合闸切换为分闸状态。

各换流站控制模式如图 7 所示。由图 7 分析可知,解锁运行后,直流母线联络开关直流母联开关 DCBRK 分闸状态时,GSMC₁和 GSMC₂均运行在直流电压控制模式,风电场有功功率通过 GSMC₁和 GSMC₂分别送出。在 1.5 s 将直流母线联络开关 DCBRK 合闸,GSMC₂的控制方式 PCTRL 变 1 由直流电压控制切换为有功功率控制模式,GSMC₁保持直流电压控制模式。在切换过程中直流电压保持不变,GSMC₂切换后基于当前有功功率为基础,按照新的有功功率速率升降有功功率,GSMC₁维持直流电压稳定。在 1.8 s 将直流母线联络开关 DCBRK 分闸,GSMC₂的控制方式 PCTRL 变 0 由有功功率控制模式切换为直流电压控制,GSMC₁保持直流电压控制模式。整个切换过程中直流电压并无明显波动。

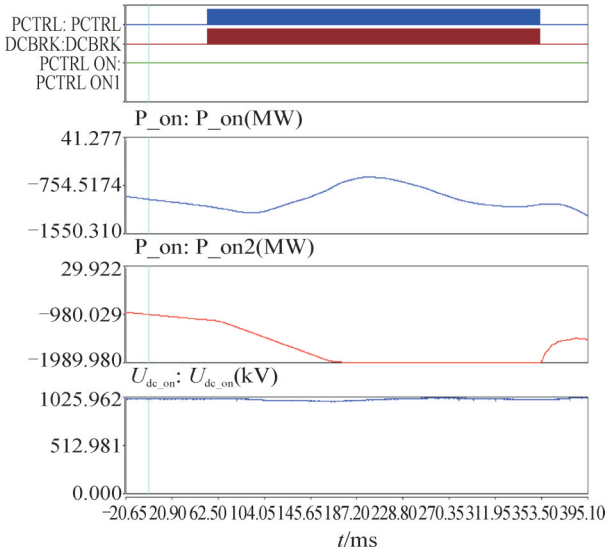


图7 各换流站控制模式
Fig. 7 Control mode of each converter station

3.2 有功功率协调控制

为验证海上风电海陆一体柔性直流送出系统换流站间协调控制策略,将换流站全部解锁,1 s 时将直流母线联络开关合闸,1.5 s 时触发 GSMC₁桥臂故障跳闸,GSMC₂切换为直流电压控制,同时触发海上风电场降低有功功率。有功功率协调控制见图 8。

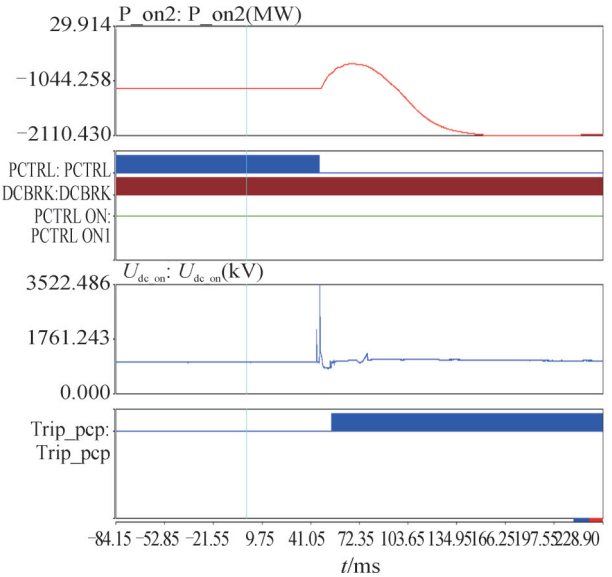


图8 有功功率协调控制
Fig. 8 Active power coordinated control

由图 8 分析可知,1.5 s 时 GSMC₁触发故障退出运行,GSMC₂检测到直流电压升高切换为直流电压控制,同时由于海上风电场有功功率为 3 000 MW 远大于 GSMC₂输送能力,直流母线电压快速升高,直流耗能装置投入运行,进一步降低直流电压。同时安稳动作将降有功功率信号传输给海上风电

场,风电场将有功率限制在 2 000 MW 内,直流母线电压下降直流耗能装置退出运行,切换过程中 GSMC₂有功功率输出有一定的扰动,但直流电压恢复稳定后,稳定输出有功功率,整个切换过程中无按照过压过流现象。

3.3 直流耗能协调控制

为验证海上风电海陆一体柔性直流送出系统直流耗能协调控制策略,在 1.5 s 触发换流站 3 交流故障,直流耗能装置和 GSMC₂协同控制,实现直流电压稳定控制并保证有功功率最大能力输出。直流耗能协调控制如图 9 所示。

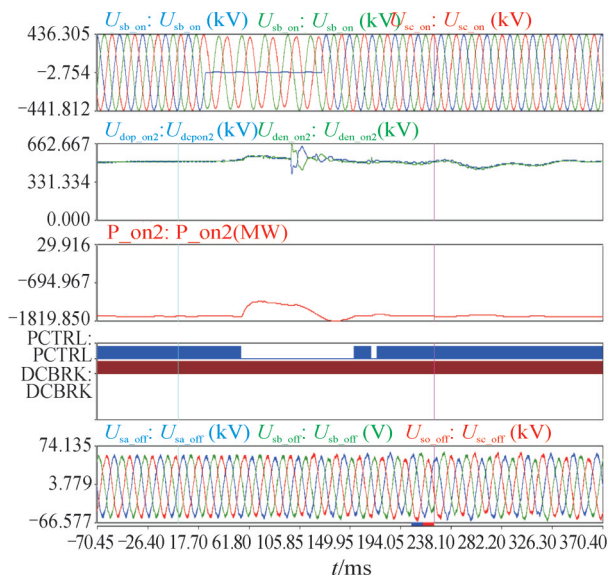


图9 直流耗能协调控制

Fig. 9 DC energy consumption coordinated control

由图 9 分析可知,系统功率 3 000 MW 稳定运行,在 1.5 s 触发 GSMC₁ 交流侧单相接地故障, GSMC₁ 输出有功功率降低,系统直流电压升高到 1.2 p.u., GSMC₂ 切换为直流电压控制模式,维持直流电压稳定,但 GSMC₂ 输出能力最大为 2 000 MW 无法维持直流电压在 1.05 p.u. 以内, GSMC₁ 直流耗能装置投入消耗 2 000 MW 有功功率, GSMC₁ 基于直流电压调节输出有功功率降低,直流电压降低,当交流电压故障消失后,直流耗能退出运行, GSMC₂ 切换为有功功率控制,整个切换过程中无按照过压过流现象。

4 结语

本文提出了海上风电经海陆一体柔直送出协调控制策略,最终通过 RTDS 仿真进行了验证,为未来大规模海陆一体柔直送出方案的设计提供了参考。主要结论如下:

1) 换流站基于直流母联开关和直流电压电气

量进行自适应控制。

2) 海上换流站直流控制系统作为安稳系统后备措施,在安稳系统失效时在保持最大功率运行的情况下避免出现过压、过流等分析。

3) 通过换流站、耗能装置之间的裕度自适应配合有效降低必须通过耗能维持直流电压稳定,同时避免多台耗能同时投入造成直流系统的扰动。

参考文献

- [1] 何梨梨,帅智康,单佳佳. MMC 的多载波调制策略对比分析[J]. 电源学报, 2019, 17(5): 56-64.
HE Lili, SHUAI Zhikang, SHAN Jiajia. Contrastive analysis of multi-carrier modulation strategy for modular multi-level converter[J]. Journal of Power Supply, 2019, 17(5): 56-64.
- [2] 徐政. 海上风电送出主要方案及其关键技术问题[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(21): 1-10.
XU Zheng. Main schemes and key technical problems for grid integration of offshore wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(21): 1-10.
- [3] 卢毓欣,赵晓斌,李岩,等. 海上风电送出用柔性直流换流站电气主接线[J]. 南方电网技术, 2020, 14(12): 25-31.
LU Yuxin, ZHAO Xiaobin, LI Yan, et al. Main electrical connection of VSC-HVDC converter stations for offshore wind farm integration[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(12): 25-31.
- [4] 熊雪君,王文吉,郭茂,等. 不平衡网压下 MMC 子模块电压波动抑制策略[J]. 电力电子技术, 2023, 57(1): 124-126.
XIONG Xuejun, WANG Wenji, GUO Mao, et al. Voltage fluctuation suppression strategy of MMC submodule under unbalanced network voltage[J]. Power Electronics, 2023, 57(1): 124-126.
- [5] 肖晃庆,甘慧辰,黄莹,等. 远海风电轻型化直流送出技术综述[J]. 高电压技术, 2025, 51(6): 2702-2719.
XIAO Huangqing, GAN Huichen, HUANG Ying, et al. Review of lightweight DC transmission technology for offshore wind power[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6): 2702-2719.
- [6] 朱博,徐攀腾,张惠雯,等. 柔直与风电机组协调故障穿越控制策略设计[J]. 电力电子技术, 2022, 56(4): 76-79.
ZHU Bo, XU Panteng, ZHANG Huiwen, et al. Design of fault-ride through strategy based on coordination between flexible DC and wind turbine unit[J]. Power Electronics, 2022, 56(4): 76-79.
- [7] 蒋冠前,李志勇,杨慧霞,等. 柔性直流输电系统拓扑结构研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(15): 145-153.
JIANG Guanqian, LI Zhiyong, YANG Huixia, et al. Research review on topological structure of flexible HVDC

- system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(15):145-153.
- [8] 刘淑军,郭铸,黄伟煌,等. 海上风电柔性直流输电系统新型电压频率控制策略[J]. 广东电力, 2022, 35(10): 12-19.
- LIU Shujun, GUO Zhu, HUANG Weihuang, et al. New voltage/frequency control strategy in offshore wind power VSC-HVDC transmission system[J]. Guangdong Electric Power, 2022, 35(10):12-19.
- [9] 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]. Jiangsu Electrical Engineering, 2024, 43(6):53-63.
- [10] 马秀达,卢宇,詹长江,等. 海上风电多端柔性直流输电系统及直流故障处理方案[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(17):81-89.
- MA Xiuda, LU Yu, ZHAN Changjiang, et al. Multi-terminal flexible DC transmission system for offshore wind power and its DC fault clearance scheme[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(17):81-89.
- [11] 蔡希鹏,邹常跃,彭发喜,等. 超大规模海上风电海陆一体直流输电技术探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(7):2895-2901.
- CAI Xipeng, ZOU Changyue, PENG Faxi, et al. Discussion on HVDC transmission technology for super-large scale offshore wind power under offshore-onshore integration[J]. Power System Technology, 2024, 48(7):2895-2901.
- [12] 方超颖,郑钟楠,钱健,等. 海上升压站利用基础作为自然接地体的仿真研究[J]. 电瓷避雷器, 2019(3): 105-110.
- FANG Chaoying, ZHENG Zhongnan, QIAN Jian, et al. Simulation study on using foundation as natural grounding electrode of offshore boost station[J]. Insulators and Surge Arresters 2019(3): 105-110.
- [13] 张彦杰,刘威,刘凯,等. 海上风电用直流六氟化硫绝缘罐式金属氧化物避雷器的研制[J]. 电瓷避雷器, 2025(4): 49-58.
- ZHANG Yanjie, LIU Wei, LIU Kai, et al. Development of SF₆ gas-insulated metal oxide arrester for offshore wind power dc system[J]. Insulators and Surge Arresters, 2025(4): 49-58.
- [14] 谢惠藩,付超,李诗旸,等. 昆柳龙多端直流线路故障恢复及换流站在线退站的系统稳定特性分析[J]. 南方电网技术, 2021, 15(6):7-14.
- XIE Huifan, FU Chao, LI Shiyang, et al. Analysis on system stability characteristic of DC line fault recovery and converter station online disconnection of KLL MTDC[J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(6):7-14.
- [15] 辛清明,黄莹,赵晓斌,等. 多端直流输电系统主回路设计研究[J]. 南方电网技术, 2020, 14(2):84-90.
- XIN Qingming, HUANG Ying, ZHAO Xiaobin, et al. Research on main circuit design of multi-terminal HVDC transmission system[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(2):84-90.
- [16] 赵紫辉,杨昆,钱利宏,等. 柔性直流配电网中机械式直流断路器动作时序对操作过电压的影响[J]. 高压电器, 2024, 60(10):212-220.
- ZHAO Zihui, YANG Kun, QIAN Lihong, et al. Effect of mechanical DC circuit breaker operation timing sequence on operating overvoltage in flexible DC distribution network[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(10):212-220.
- [17] 李正,陈堂贤,张赞宁,等. 基于 ISSA-BiLSTM 的多端柔性直流输电线路保护方案[J]. 电测与仪表, 2025, 62(4): 97-104.
- LI Zheng, CHEN Tangxian, ZHANG Yunning, et al. Protection scheme of flexible MTDC transmission line based on ISSA-BiLSTM[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(4):97-104.
- [18] 刘志远,何家欣,李江涛,等. 特高压直流换流站多柱并联避雷器组局部故障机理研究[J]. 电瓷避雷器, 2024(5): 54-61.
- LIU Zhiyuan, HE Jiaxin, LI Jiangtao, et al. Local fault mechanism of multi-column in-parallel surge arresters in uhv DC converter station[J]. Insulators and Surge Arresters, 2024(5):54-61.
- [19] 左中秋,王陆璐,黄佳瑞,等. ± 800 kV 特高压直流换流站 EM 避雷器关键性能分析及建议[J]. 电瓷避雷器, 2025(5): 36-45.
- ZUO Zhongqiu, WANG Lulu, HUANG Jiarui, et al. Key Performance indicators and recommendations for the em surge arrester of the ± 800 kV UHV DC converter station[J]. Insulators and Surge Arresters, 2025(5):36-45.
- [20] 万磊,范冕,何慧雯. ± 1100 kV 特高压直流换流站直流场雷电侵入波过电压研究[J]. 电瓷避雷器, 2016(1): 69-77.
- WAN Lei, FAN Mian, HE Huiwen. Study on lightning intruding wave overvoltage of UHV DC ± 1100 kV convertor station[J]. Insulators and Surge Arresters 2016, (1): 69-77.
- [21] 杜晓磊,郭庆雷,吴延坤,等. 张北柔性直流电网示范工程控制系统架构及协调控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(9):164-173.
- DU Xiaolei, GUO Qinglei, WU Yankun, et al. Research on control system structure and coordination control strategy for Zhangbei demonstration project of MMC-HVDC grid[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(9):164-

173.

- [22]郭铭群,梅念,李探,等. ± 500 kV 张北柔性直流电网工程系统设计[J]. 电网技术, 2021, 45(10):4194-4204.

GUO Mingqun, MEI Nian, LI Tan, et al. System design of ± 500 kV zhangbei VSC-based DC grid project[J]. Power System Technology, 2021, 45(10):4194-4204.

- [23]李泰,鲁庆华,孙攀磊,等. 基于VSG的弱同步支撑柔直系统阻尼控制策略[J]. 电力电子技术, 2025, 59(4):83-88.

LI Tai, LU Qinghua, SUN Panlei, et al. Damping control strategy for weak synchronous support flexible straight system based on VSG[J]. Power Electronics, 2025, 59(4):83-88.

- [24]刘福锁,丁芮,王玉,等. 海上风电孤岛经VSC-HVDC并网系统的故障穿越策略[J]. 电气传动, 2025, 55(10):19-29.

LIU Fusuo, DING Rui, WANG Yu, et al. Fault ride-through strategy for offshore wind power islanding via VSC-HVDC grid-connected system[J]. Electric Drive, 2025, 55(10):19-29.

- [25]许烽,曹文斌,钱政旭,等. 海上风电二极管整流方案的多重化整流电路谐波分析[J]. 浙江电力, 2024, 43(11):15-25.

XU Feng, CAO Wenbin, QIAN Zhengxu, et al. Harmonic analysis of multiplex rectifier circuits based on diode rectifiers for offshore wind farms[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(11):15-25.

- [26]高旭,任军辉,姜彦涛,等. 海上柔直换流阀塔运行期间的疲劳特性研究[J]. 高压电器, 2024, 60(12):223-231.

GAO Xu, REN Junhui, LOU Yantao, et al. Study on fatigue characteristics of offshore VSC-HVDC converter valve tower in operation[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(12):223-231.

- [27]许烽,史兴华,黄晓明,等. 经DRU送出的海上风电交流系统潮流计算方法[J]. 浙江电力, 2024, 43(11):47-56.

XU Feng, SHI Xinghua, HUANG Xiaoming, et al. A power flow calculation method of DRU-based AC transmission systems for offshore wind power[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(11):47-56.

- [28]曹玉石,张慧媛,许军,等. 基于行波相位特征的海上风电柔直电缆故障保护方法的研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(7):81-87.

CAO Yushi, ZHANG Huiyuan, XU Jun, et al. Research on cable fault protection method of flexible and straight system based on traveling wave phase characteristics title[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(7):81-87.

- [29]牟金善,管文杰,何倩倩. 海上风电机组变压器磁密设计影响因素探讨[J]. 变压器, 2024, 61(2):51-54.

MU Jinshan, GUAN Wenjie, HE Qianqian. Influencing fac-

tors discussion on magnetic flux density design of transformers for offshore wind turbines [J]. Transformer, 2024, 61(2):51-54.

- [30]刘世丹,李一泉,俞伟国,等. 海上风电交流电缆空充谐振事故分析及应对方案[J]. 浙江电力, 2024, 43(11):65-73.

LIU Shidan, LI Yiquan, YU Weiguo, et al. Analysis of a resonance accident from the no-load closing of AC cable in an offshore wind farm and corresponding countermeasures[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(11):65-73.

- [31]李辉,苏思念,鲁晓峰,等. 基于交错时空差分法的海上风电干式变压器闪络故障研究[J]. 变压器, 2025, 62(8):21-29.

LI Hui, SU Sinian, LU Xiaofeng, et al. Interleaved spatio-temporal differential method for flashover mechanism analysis in offshore wind power epoxy resin dry-type transformer [J]. Transformer, 2025, 62(8):21-29.

- [32]刘金,房博一,黄一钊,等. 基于高速并联开关的多端混合直流工程第三站在线投退关键特性分析[J]. 高压电器, 2025, 61(9):215-220.

LIU Jin, FANG Boyi, HUANG Yizhao, et al. Key characteristics analysis of on-line switching on/off for the third station of multi-terminal hybrid DC project based on high-speed parallel Switch[J]. High Voltage Apparatus, 2025, 61(9):215-220.

- [33]黄伟煌,许树楷,黄莹,等. 特高压多端混合直流输电系统稳态控制策略[J]. 南方电网技术, 2017, 11(7):5-10.

HUANG Weihuang, XU Shukai, HUANG Ying, et al. Steady-state control strategy of multi-terminal hybrid UH-VDC[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(7):5-10.

- [34]王谱宇,王松,张静怡,等. 含多线路直流潮流控制器的多端直流环网非瞬时断路故障特征及控制保护策略[J]. 电网技术, 2022, 46(1):90-100.

WANG Puyu, WANG Song, ZHANG Jingyi, et al. Characteristics and control & protection strategy of a multi-line CFC integrated M2TDC grid under non-instantaneous open-circuit faults[J]. Power System Technology, 2022, 46(1):90-100.

- [35]朱泽翔,张建新,付超,等. 高压大容量多端常规直流安全稳定控制系统设计[J]. 南方电网技术, 2021, 15(11):67-74.

ZHU Zexiang, ZHANG Jianxin, FU Chao, et al. Security and stability control system design for high voltage large capacity multi-terminal LCC based DC system[J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(11):67-74.

- [36]刘黎,蔡旭,俞恩科,等. 舟山多端柔性直流输电示范工程及其评估[J]. 南方电网技术, 2019, 13(3):79-88.

LIU Li, CAI Xu, YU Enke, et al. Zhoushan multi-termi-

- nal VSC-HVDC transmission demonstration project and its evaluation[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(3):79-88.
- [37]江守其,徐亚男,李国庆,等.提升海上风电经柔直联网系统频率稳定性的协调控制策略[J].电力自动化设备,2023,43(9):194-201.
- JIANG Shouqi, XU Yanan, LI Guoqing, et al. Coordinated control strategy for improving frequency stability of MMC-HVDC connecting offshore wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9):194-201.
- [38]刘启建,杨美娟,行登江,等.风电场经柔性直流孤岛送出的交流故障联合穿越策略[J].全球能源互联网,2020,3(2):132-141.
- LIU Qijian, YANG Meijuan, XING Dengjiang, et al. Coordinated AC fault ride through strategy for wind farm connected to VSC-HVDC system by island[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2):132-141.
- [39]YE Haihan, CHEN Wu, WU Heng, et al. Enhanced AC fault ride-through control for MMC-integrated system based on active PCC voltage drop[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2023, 11(4):1316-1330.
- [40]宫一品.海上风电经柔直送出系统送端交流故障分析及协调控制[D].济南:山东大学,2023.
- [41]陈怡静,李春华,李英彪,等.双闭环VF控制MMC输出短路电流特性分析与计算方法[J].电力建设,2024,45(10):90-99.
- CHEN Yijing, LI Chunhua, LI Yingbiao, et al. Short-circuit current characteristics analysis and calculation methods of modular multilevel converter in double closed-loop voltage-frequency control[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(10):90-99.
- [42]张钦智,王宾,李琰,等.风电场经柔性直流输电系统故障穿越协调控制研究[J].电力系统保护与控制,2020,48(10):131-138.
- ZHANG Qinzhi, WANG Bin, LI Yan, et al. Research on fault crossing coordination control of a wind farm via a flexible direct current transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10):131-138.

作者简介:

杨伟涛(1984—),男,工程师,通信作者,主要研究方向为柔性直流输电方面的控制保护策略及工程实施运维。E-mail:13683806301@163.com。

张尧(1984—),男,正高级工程师,主要研究方向为柔性直流输配电。E-mail:yao-zhang@sac-china.com。

郭晓(1982—),男,高级工程师,主要研究方向为柔性直流输配电。E-mail:xiao-guo@sac-china.com。