

大规模海上风电直流直送负荷中心拓扑选取影响因素分析与构建原则

李峰¹, 刘浪², 陈丹青¹, 罗澍忻¹, 余浩¹, 陈鸿琳¹, 王国腾², 黄莹²

(1. 广东电网有限责任公司电网规划研究中心, 广州 510080; 2. 浙江大学电气工程学院, 杭州 310027)

摘要: 海上风电的大规模开发是实现“双碳”目标的重要举措之一。针对未来大规模海上风电集中开发与送出的需求, 开展了风电直流直送负荷中心拓扑选取影响因素分析与构建原则研究。首先, 针对海上风电送出规模扩大的背景, 讨论了海上风电登陆后经直流架空线直送负荷中心的必要性。然后, 从海上风电汇集方案、多端直流网络拓扑、直流故障隔离、海上换流站拓扑以及柔性直流系统受端落点方式5个方面出发, 分析了大规模海上风电直流送出并网的拓扑选取影响因素, 并提出海上风电直流直送负荷中心的拓扑构建原则。最后, 针对某地区实际电网开展了海上风电多端直流系统的构建, 证明了所提构建原则的可行性。

关键词: 海上风电; 大规模风电; 直流送出; 负荷中心; 拓扑构建

Influencing Factors and Construction Principles of Topology Selection for Large-Scale Offshore Wind Power HVDC Direct Transmission to Load Centers

LI Feng¹, LIU Lang², CHEN Danqing¹, LUO Shuxin¹, YU Hao¹, CHEN Honglin¹, WANG Guoteng², HUANG Ying²

(1. Grid Planning & Researching Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China; 2. School of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: The large-scale development of offshore wind power is one of the key measures to achieve the "dual carbon" goals. To address the future demand for centralized offshore wind power development and transmission, an analysis of influencing factors and construction principles is conducted for the topology selection of offshore wind power direct current (DC) transmission to load centers. Firstly, against the backdrop of expanding offshore wind power transmission scale, the necessity of transmitting offshore wind power via overhead DC lines directly to load centers after onshore connection is discussed. Then, from five perspectives which are offshore wind power aggregation schemes, multi-terminal DC network topologies, DC fault isolation, offshore converter station topologies, and flexible DC system receiving-end connection methods, the influencing factors for topology selection in large-scale offshore wind power DC grid integration are analyzed. Correspondingly, construction principles for offshore wind power DC transmission to load centers are proposed. Finally, a multi-terminal DC system for offshore wind power is constructed in a specific regional power grid demonstrating the feasibility of the proposed construction principles.

Key words: offshore wind power; large-scale wind power; HVDC transmission; load centers; topology construction

基金项目: 国家自然科学基金青年科学基金资助项目(52407148); 中国南方电网有限责任公司科技项目(GDKJXM20231022)。

Foundation item: Supported by the Young Scientists Fund of the National Natural Science Foundation of China (52407148); the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (GDKJXM20231022).

0 引言

在“双碳”目标驱动下,我国能源转型进程显著加快。截至2024年6月,中国新能源装机容量首次超越火电,其中风电装机达470 GW,占总装机容量5.3%^[1]。作为清洁能源的重要组成部分,海上风电具备不占用土地资源、风能资源富集、环境友好等显著优势,成为沿海省份能源发展的重点方向。以广东省为例,其规划2025年底海上风电累计投产装机容量达18 GW,2030年底进一步提升至30 GW。大规模开发海上风电已成为我国构建新型电力系统的关键举措^[2-3]。

在近海风电开发阶段,交流输电技术因技术成熟得到广泛应用,该场景下的风电场离岸距离通常不超过80 km^[4]。然而,随着开发区域向深远海推进,输电距离与输送容量的同步增长对输电技术提出更高要求。传统交流海缆在长距离输电中的电容效应和无功补偿难题,使其难以满足深远海输电需求。在此背景下,基于模块化多电平换流器(multilevel module converter, MMC)的柔性直流输电技术凭借其在大容量、长距离输电及灵活控制方面的优势,成为深远海风电送出并网的主流技术方案^[5-7]。海上风电经柔直送出并网系统的整体拓扑如图1所示,该系统涵盖风电的汇集、柔性直流送出及陆上并网3个核心环节。

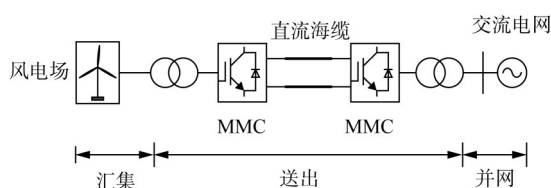


图1 海上风电经柔直送出并网系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of offshore wind power integration via VSC-HVDC transmission system

随着海上风电开发规模逐步扩大,单个规划项目可达千万千瓦级别,面对如此超大规模海上风电开发与消纳,海上风电直流送出系统构建存在如下挑战。

1)在汇集和送出环节,海陆输电通道资源占用问题突出。海缆、架空线受载流量限制,输送超大规模电能时需多回输电线路,而输电走廊日趋紧张,通道构建难度大。其次,换流站建设成本高昂。以如东海上风电柔直示范项目为例,系统送出

容量1 100 MW,海上换流站造价18亿元、陆上换流站造价约12亿元,分别占项目总投资的40%和27%。

2)在并网环节,受端电网安全消纳压力大。区别于陆上电源分散布局,超大规模海上风电功率集中馈入,对受端电网网架要求严苛。大规模功率馈入导致交流线路潮流疏散困难,易触及热稳定极限;若扩建交流网架疏散功率,交流母线短路电流水平将上升甚至超标,引发运行安全问题。

在海上风电大规模开发的趋势下,针对海上风电经柔直送出并网系统,国内外学者已从多方面开展了大量研究。

在海上风电场汇集方面,文献[8]通过灵敏度分析,研究了在不同开关配置方案下的设备故障率对集电系统可靠性的影响,为海上风电场集电系统的可靠性提升提出了合理建议,但研究对象仅针对树形集电拓扑结构。文献[9]比较分析了35 kV和66 kV交流集电方案的技术经济性,提出大容量海上风电机组汇集采用66 kV集电系统能有效降低设备投资,但同样未考虑集电系统拓扑。文献[10]则建立了海上交流风电场汇集和柔直送出系统的多目标优化规划模型,对海上风电场汇集拓扑进行了优化,兼顾了集电系统运行的经济性和可靠性。

在海上风电经柔直系统送出方面,已有研究多从海上风电直流送出系统的轻型化开展。西门子公司最早提出海上换流站采用全功率二极管整流单元(diode rectifier unit, DRU),DRU损耗小、体积重量小且具有高功率密度,能够显著降低海上换流平台大小和投资成本^[11]。但由于DRU不具备控制能力,无法为海上风电机组提供支撑电源,需要风机网侧换流器采用构网型控制自主构建交流电压^[12-13]。基于DRU和VSC的混合型整流器结合了二者的优点,在减小海上换流站投资的同时能够利用辅助VSC建立海上交流电压。文献[14-15]提出将DRU和VSC在交流侧并联、直流侧串联的海上换流站拓扑,并通过VSC为DRU提供无功功率和谐波补偿,该拓扑能够降低VSC直流侧电压,有效减少IGBT的投入数量,但无法反向输送功率实现风电场的黑启动。文献[16]则研究了海上风电经DRU-MMC并联混合直流送出系统的启动策略,并通过合理分配DRU和MMC的输送功率,避免了低风速下MMC的功率倒送。文献[17]进一步研究了

海上DRU-MMC并联拓扑的谐波抑制控制策略,并考虑MMC提供无功补偿选取了MMC的合理容量。虽然在上述并联方案中MMC容量较小,但依然承担了全部的直流电压,子模块数目庞大。

在海上风电经柔直系统送出的并网方面,文献[18]通过考虑风电功率波动、柔直换流站电压支撑能力以及投资建设成本对受端柔直接入点进行了最优选取,保证了接入区域母线的电压稳定,但没有考虑到受端交流网加对海上风电馈入的承载能力。文献[19]则进一步考虑了受端电网的风电消纳能力和母线脆弱度,对柔性直流接入的海上风电场并网进行了最优选取。上述研究皆是针对点对点柔直系统的单站址选取,对于受端具有多个换流站的海上风电多端柔直系统并网点选取尚未有研究。

从相关文献的梳理可以看出,在当前海上风电经柔直送出系统构建方面,现有研究多针对海上风电送出并网系统中的某一环节开展,尚未形成对海上风电柔直送出并网系统整体性构建的研究,难以为未来海上风电的大规模开发提供系统性指导。基于此,本文首先针对大规模海上风电经柔性直流送出系统,通过两种并网方式的对比分析,提出海上风电经直流海缆登陆后直送负荷中心的必要性;然后从多个方面对海上风电直流送出系统拓扑选取的影响因素展开分析,并提出面向大规模海上风电送出并网的直流系统拓扑构建原则;最后基于构建原则在某地区实际电网中开展海上风电直流送出系统拓扑构建,结果证明所提构建原则的可行性。

1 大规模海上风电直流直送负荷中心的必要性

负荷中心是消纳大规模海上风电的核心区域。当海上风电经直流海缆登陆后,若交流电网负荷中心距离登陆点较远,可有两种并网方式:1)在登陆点建设换流站,将直流电转为交流电后就近接入沿岸交流电网,再通过交流架空线输送至负荷中心;2)将直流海缆转换为直流架空线汇集至直流开关站,再通过少回直流架空线直接将电能输送至负荷中心,最后在负荷中心处建设换流站,将直流电转换为交流电后并网。两种并网方式分别如图2所示。

目前,我国海上风电直流送出工程多采用方案1,该方案依托现有交流网架输送电能,相比方案2

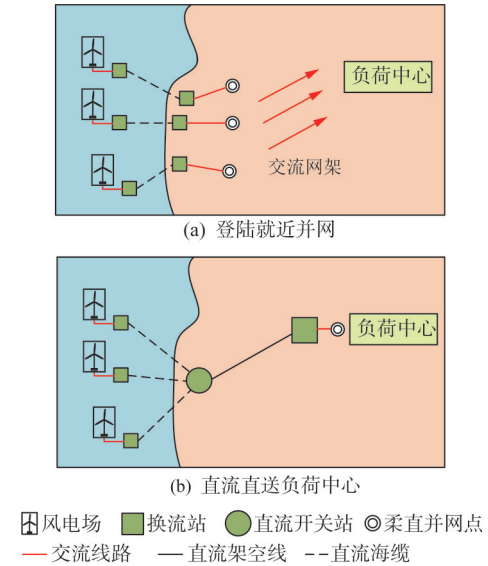


图2 两种海上风电登陆并网方式

Fig. 2 Two grid-connection schemes for offshore wind power

无需新建长距离架空线路,因而能有效节省投资成本。然而,随着海上风电并网规模持续扩大,方案1的弊端逐渐显现。

1)系统运行风险增加。大规模风电经交流网架输送,易引发潮流大规模转移,导致输电断面潮流分布不均。在交流网架稳态运行或发生N-1故障时,线路过载风险显著提升。若通过扩建交流网架缓解过载,可能致使短路电流超标。

2)电压降落显著。受负荷中心与登陆点距离较远的影响,长距离交流输电过程中电压降落明显,且输送功率越大,电压降落幅度越大,进而导致负荷中心电压水平偏低。

3)输电损耗较大。与同电压等级的直流架空线相比,交流架空线输电损耗更高,而长距离的交流输电进一步加剧了电能损耗问题。

两种并网方式在陆上环节的初期投资成本可由式(1)表示。

$$C_{on} = C_{MMC} + C_{line} + C_{swt} \quad (1)$$

式中: C_{on} 为系统在陆上环节投资成本; C_{MMC} 为陆上换流站的建设成本; C_{line} 为新建架空线的投资成本; C_{swt} 为陆上直流开关站的建设成本。

在经济层面上,以10 000 MW海上风电、陆上100 km输电场景为例^[20],尽管方案2新增了陆上直流开关站以及直流架空线的投资,但通过直流汇集减少了陆上换流站的数量,在总容量相同的情况下其换流站建设成本低于方案1。因此,若交流网架

无需新建交流架空线便能满足海上风电的安全消纳, 两方案初期投资相当。但方案 1 因交流输电损耗大、电压降落需额外无功功率补偿, 运行成本显著高于方案 2, 且随输电容量和距离增加成本差距进一步扩大。

在技术层面上, 方案 2 采用直流架空线直送负荷中心, 实现了海上风电的就地消纳, 避免了大规模风电经交流网架输送, 能够显著降低系统运行失稳的风险。因此, 大规模海上风电登陆经直流海缆后, 采用直流直送负荷中心的并网方式, 在技术经济性上的更具优势。

2 海上风电直流送出系统拓扑构建

2.1 海上风电汇集成团

直流海缆虽不受输电距离的限制, 但其输电容量有限。为了高效利用海上输电通道, 将多个海上风电场汇集到合适的容量后, 再通过大容量直流海缆送出是极其有必要的。如何确定海上风电场的汇集方案, 需要考虑以下因素。

1) 风电场地理布局。考虑到海上风资源情况以及海洋环境差异, 海上风电场的地理布局通常是不确定的。当风电场间距离较近时, 汇集系统的构建相对容易; 而当风电场分布分散且场间距离较远时, 长距离交流海缆的电容效应会带来过电压问题, 同时铺设成本大大增加。

2) 风电场装机容量。一般来说, 单个深远海风电场装机容量在数百兆瓦至吉瓦级别之间, 不同风电场间装机规模有明显差异, 如何选择合适的风电场汇集成团, 需要结合实际情况开展。

3) 直流海缆载流量。在海上风电直流送出系统中, 直流海缆承担着电能转换以及输送的作用, 由于直流海缆载流量有限, 海上风电场的汇集成团的总容量需结合直流海缆的通流能力确定, 现有直流海缆在各电压等级下的输送容量如表 1 所示^[21]。

2.2 海上换流站拓扑与主接线方式

深远海海上风电直流送出系统送受端换流站一般均采用全功率 MMC, 其中海上 MMC 采用 V/f 控制为海上风电场提供电压支撑, 陆上 MMC 采用常规跟网型控制, 有功类控制采用定直流电压, 无功类控制采用定无功功率或交流电压。在超大规模海上风电集中送出的场景下, 海上换流站采用 MMC 时其投资成本极其昂贵。为实现海上风电直流送出

表 1 直流海缆输电能力

Tab. 1 Transmission capacities of HVDC submarine cables

截面/mm ²	功率/MVA				
	±200	±250	±320	±400	±500
1×1 000	556	677	852	1 057	1 307
1×1 200	608	741	932	1 157	1 430
1×1 400	667	815	1 023	1 272	1 575
1×1 600	722	883	1 112	1 382	1 708
1×1 800	769	941	1 187	1 471	1 819
1×2 000	820	1 004	1 266	1 570	1 941
1×2 500		1 145	1 444	1 791	2 215
1×3 000			1 601	1 986	2 455
1×3 500			1 768	2 193	2 712

系统的轻型化, 存在 3 种海上换流站拓扑方案: 1) MMC 与 DRU 在交流侧并联, 直流侧串联; 2) MMC 与 DRU 在交直流侧均并联; 3) 采用全功率 DRU。不同拓扑方案的技术对比如表 2 所示。

表 2 海上换流站不同拓扑方案技术对比

Tab. 2 Technical comparison of different topology schemes for offshore converter station

拓扑方案	海上交流电压支撑	黑启动电源	滤波器和无功补偿装置	风机控制方式
全功率 MMC	MMC	陆上 MMC	不需要	跟网型
拓扑 1	MMC	辅助供电系统	不需要	跟网型
拓扑 2	MMC	陆上 MMC	不需要	跟网型
拓扑 3	风电机组	辅助供电系统	需要	构网型

从表 2 可以看出, 拓扑 2 与全功率 MMC 具有相同的技术特性。在海上风电场的黑启动方面, 由于拓扑 1 和拓扑 3 不具备功率反转的能力, 需要额外配置辅助供电系统为风电场提供启动电源。同时, 在拓扑 3 中, 海上风电机组需要采用构网型控制, 这是与其他方案相比最大的差异。目前, 海上风机的构网型技术并无实际工程经验, 仅停留在理论研究阶段, 尚存在控制原理不清晰、参数设计困难以及故障穿越能力待提升^[22-23]等挑战, 但其应用前景仍然十分广阔。

不同换流站拓扑除了技术特点有差别之外, 在经济性上其投资和运行成本也有显著差别。投资成本的差别主要在于开关器件、配套交流滤波器以及换流平台基建的成本。

在开关器件方面, 全功率 DRU 只包含大功率二极管, 而由于单个 IGBT 的价格远高于单个二极

管, 故 MMC 的开关器件成本主要在于 IGBT 的投资。在实际场景中, 换流器开关器件的数目需要根据主回路参数确定, 参考文献[24], DRU 所需的二极管数量可表示为:

$$N_{VD} = \frac{2\pi \cdot U_{dcN, DRU}}{U_{VD}} \times k_v \quad (2)$$

式中: N_{VD} 为 DRU 中二极管数量; $U_{dcN, DRU}$ 为 DRU 的直流侧额定电压; U_{VD} 为二极管的额定电压; k_v 为 DRU 考虑的电压安全裕度系数。

半桥型 MMC 所需的 IGBT 数量可表示为:

$$N_{IGBT} = \frac{24U_{dcN, MMC}}{U_{IGBT}} \times k_u \quad (3)$$

式中: N_{IGBT} 为 MMC 中 IGBT 的数量; $U_{dcN, MMC}$ 为 MMC 的直流侧额定电压; U_{IGBT} 为 IGBT 的额定电压; k_u 为 MMC 考虑的电压安全裕度系数。

在交流滤波器投资方面, 由于 MMC 本身可为 DRU 提供无功功率补偿和谐波补偿^[15, 17], 因此只有全功率 DRU 方案需要配置滤波器及无功功率补偿装置。

海上换流平台的基建成本与其体积和重量有关。相比于 MMC, 同容量的 DRU 换流站体积能够减少 80%, 重量减少 67%^[25]。因此, 3 种轻型化方案均能在不同程度上减少海上换流平台的基建成本, 一般可通过容量进行估算。

运行成本主要考虑不同拓扑方案的运行损耗。采用 IGBT 的 MMC 的运行损耗主要包括通态损耗、截止损耗以及储能器件损耗, 约占其传输功率的 1.43%, 而 DRU 只有通态损耗和截止损耗, 约占其传输功率的 0.417%^[26]。由此可见, 采用基于 DRU 的换流器能减少拓扑方案的运行成本。

2.3 多端直流网络拓扑与直流故障隔离方案

常规点对点直流系统在大规模海上风电送出中难以满足容量与汇集的需求, 因此构建多端直流输电系统是实现广域分布的海上风电场集群与陆上大电网单点或多落点接入的理想方案。多端直流输电系统典型拓扑包括星形、环形或二者的混合形, 如图 3 所示。

星形拓扑如图 3(a) 所示, 所有换流站通过各自线路连接到直流联络点, 每条线路的额定容量与所连接换流站的额定容量相同, 该拓扑方案结构简单, 建设成本低。当某条线路发生故障时而断开时, 其连接的换流站便会脱网。若海上换流站脱

网, 则系统会损失部分功率; 若陆上换流站脱网, 则所有功率会通过其余陆上换流站输出, 因此在设计换流站容量时需要考虑一定的裕度。

环形拓扑如图 3(b) 所示, 正常运行时直流线路将所有换流站节点连接成一个环, 该拓扑增加了线路投资成本但运行可靠性得到了提升。当某条线路因故障而断开后没有换流站脱网, 能够保证发生直流故障仍能输送全部功率。但某些线路需要具备输送全部直流功率的能力, 对线路容量要求较高。

星形与环形混合拓扑如图 3(c) 所示, 该拓扑星形和环形拓扑的优点。一般来说, 将容量大的换流站以环形拓扑接入, 保证其运行可靠性; 容量较小的换流站以星形拓扑接入, 可减少直流线路的投资。

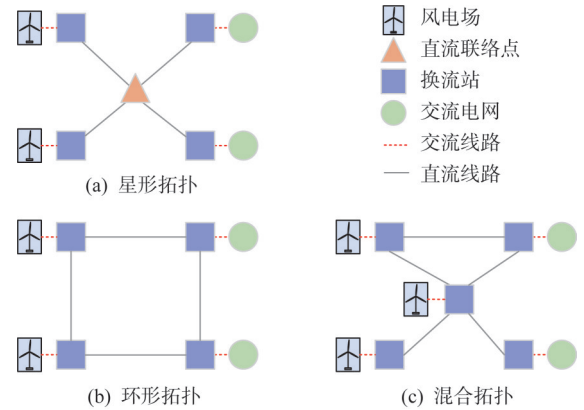


图 3 海上风电场多端直流送出系统典型拓扑

Fig. 3 Typical topologies of multi-terminal HVDC transmission systems for offshore wind farms

交流电网最大可损失功率 $P_{max-fail}$ 是选取多端直流拓扑方案的重要因素^[27]。若多端直流系统发生单一故障后可能损失的最大功率值在受端电网可接受范围内, 则该拓扑方案符合电网要求。最大可损失功率反映了交流电网的强度和调频能力, 该值越大说明交流电网越强。由此可见, 当某换流站脱网后造成的功率损失不会超过 $P_{max-fail}$, 可选择以星形接入直流系统, 反之则需要增加冗余线路将其以环形拓扑接入。

直流线路的故障隔离方案一般包含两种技术路径: 1) 采用具备故障自清除能力的换流阀; 2) 采用直流断路器。在基于 MMC 的柔性直流输电系统中, 方案 1) 可通过全半桥混合子模块或箝位双子模块实现。当直流侧发生短路故障时, 子模块检测到过电

流后立即闭锁,利用子模块电容建立反向电压,故障电流将迅速衰减至0,随后通过隔离开关隔离直流故障。该方案最大的缺点在于,直流线路故障时需要闭锁全部MMC,导致整个直流系统降压运行且短时中断功率输送,对交流系统产生较大功率冲击,这一弊端在输送大规模海上风电的多端直流系统中尤为突出。

方案2)采用直流断路器能够实现直流故障的精准隔离,避免了整个系统降压运行,在多端直流输电系统中优势显著。高压直流断路器采用大量全控型器件,成本高昂。对于传统高压直流断路器,需要在每条直流线路两端配置,在直流线路增多时断路器个数将成比例增加,经济性随之下降。而多端口直流断路器通过将连接于同一直流母线的断路器集成,能够实现多条直流线路对单台断路器的复用,降低直流断路器使用的数量。文献[28]提出的组合式高压直流断路器由主断和分断两部分组成,直流系统只需在换流站以及直流联节点处配置主断路器,各直流线路配置分断开关。相比于传统直流断路器,在多端直流系统中采用多端口直流断路器更具备经济性,且端数越多,经济优势越明显。

2.4 受端柔性直流换流站落点方式

柔直系统的受端换流站可采用单一落点或多落点,其中多落点可按正负极或高低端区分,以真双极接线系统为例,不同落点方式示意图如图4所示。

落点方式的选取与受端电网的受电能力相关,当柔直单一落点无法保证潮流的安全扩散时,可通过新增出线或将柔直电力进行拆分后多落点消纳。一般需要保证:1)交流电网在稳态及N-1故障下无线路或变压器过载;2)交流电网母线短路电流不超过断路器的最大可遮断电流,可分别通过热稳定裕度以及短路电流裕度指标判断落点方式的合理性。

1) 热稳定裕度

热稳定裕度描述了线路或变压器输送功率接近其满载的程度,如式(4)所示。

$$\xi_i = \frac{S_{\max i} - S_i}{S_{\max i}} \quad (4)$$

式中: ξ_i 为线路或变压器*i*的热稳定裕度; $S_{\max i}$ 为线路或变压器*i*可传输的极限功率; S_i 为线路或变压器*i*实际传输的视在功率。一般来说在稳态下,要求 $\xi_i > 30\%$;交流电网N-1故障下,要求 $\xi_i > 10\%$ 。

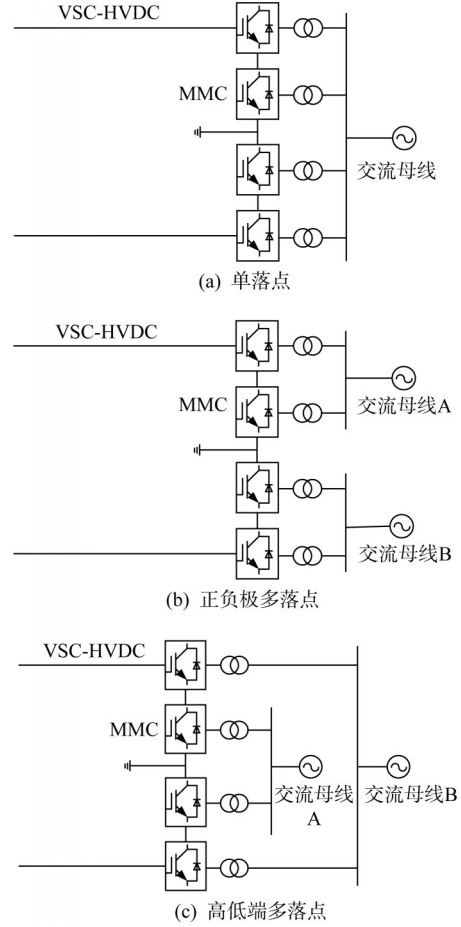


图4 柔性直流系统受端落点方式

Fig. 4 Grid connection configurations of VSC-HVDC receiving terminals

2) 短路电流裕度

短路电流裕度描述了交流母线的短路电流接近其上限的程度,如式(5)所示。

$$K_{sci} = \frac{I_{b \max i} - I_{sci}}{I_{b \max i}} \quad (5)$$

式中: K_{sci} 为母线*i*处短路电流裕度指标; $I_{b \max i}$ 为母线*i*处允许流过的短路电流上限,通常取断路器的遮断能力上限; I_{sci} 为母线*i*处发生三相金属性短路时的短路电流大小,可利用电力系统仿真软件进行母线短路电流扫描得到。在交流电网中,要求 $K_{sci} > 0$,一般情况下要求500 kV交流母线的短路电流不能超过63 kA。

在交流电网发生故障时,MMC贡献短路电流的大小与其采用的低电压穿越策略有关。一般来说,在一个强交流电网中,母线短路电流水平偏高,交流故障期间MMC应当限制其无功电流,减小对短路电流的贡献;而对于一个弱交流电网,其

短路电流水平偏低,故障期间 MMC 应当优先发出无功电流以提供电压支撑,此时 MMC 贡献的短路电流最大。

2.5 海上风电直流系统拓扑构建原则

基于对海上风电直流送出并网系统各部分构建影响因素的分析,所提出的海上风电直流送出并网系统的拓扑构建原则包括如下。

1)为减少海上输电通道,海上风电场应尽可能汇集成团,且组团容量应与现有直流海缆的输电能力相匹配。

2)海上换流站拓扑应在满足技术要求的前提下选取经济成本最低的方案,包括风电场黑启动装置、无功补偿装置、换流站开关器件、海上换流平台基建,以及运行损耗所产生的成本。

3)超大规模海上风电送出尽可能采用多端柔直系统,且直流网络拓扑需要保证单一线路故障下损失的最大功率不超过交流系统的最大可损失功率 $P_{\max\text{-fail}}$ 。

4)受端换流站落点方式需要保证直流电力的安全扩散,以及交流网架的短路电流不超过断路器的遮断能力,可通过稳态和 $N-1$ 故障下设备的热稳定裕度、交流母线的短路电流裕度指标进行落点方式的校核。

3 案例分析

本节以某地区实际电网为案例展开分析,案例中共有 9 个海上风电场共计装机容量 5 600 MW 需要集中送出,陆上交流电网负荷中心距离海岸 220 km,各风电场装机容量如表 3 所示,风电场地理布局和交流电网接线图如图 5 所示。图 5 中,负荷中心片区发电量 3 876 MW,有功负荷为 17 406 MW,区外来电 13 530 MW,系统最大可损失功率为 4 200 MW。

1)风电场汇集成团

根据表 1 所列出的现有直流海缆输电能力,为实现 5 600 MW 海上风电的集中送出,同时尽可能减少直流海缆回数,在 ± 500 kV 的直流电压等级下采用 3 回截面积为 $2\,000\text{ mm}^2$ 的直流海缆即可满足。考虑风电场地理布局及装机容量,所形成的海上风电场汇集方案如表 4 所示。

2)并网与落点方式

由于负荷中心与海上风电登陆点的距离较远,

表 3 各风电场装机容量

Tab. 3 Installed capacities of variotes wind farms

风电场	装机容量/MW
WF1	600
WF2	500
WF3	400
WF4	400
WF5	900
WF6	500
WF7	500
WF8	800
WF9	1 000

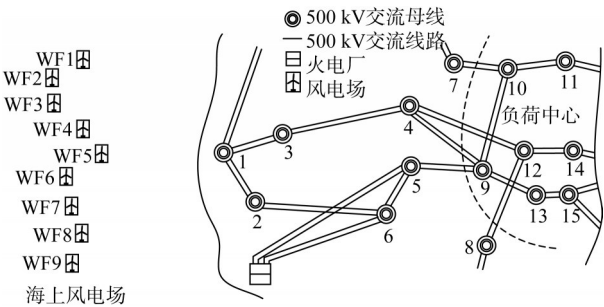


图 5 海上风电场地理布局与交流电网接线图

Fig. 5 Geographical layout of offshore wind farms and AC grid connection diagram

表 4 海上风电场汇集方案

Tab. 4 Collection schemes for offshore wind farms

组团	汇集风电场	组团容量/MW
组团 1	WF1、WF2、WF3、WF4	1 900
组团 2	WF5、WF6、WF7	1 900
组团 3	WF8、WF9	1 800

若海上风电登陆后就近接入交流电网,将引起极大的输电损耗和电压降落,故在此案例中需要采用直流架空线将电力直送负荷中心。考虑 ± 500 kV 直流架空线输送能力在 3 000~5 000 MW 之间,采用两回即可满足电力的输送,即在受端建设两个换流站,每个换流站容量为 2 800 MW。

在图 5 中,两个换流站的备选落点方案包括方案 1: 母线 9+母线 12; 方案 2: 母线 10+母线 12。考虑以单落点方式接入受端电网,利用热稳定裕度和短路电流裕度对两个方案进行安全校核,发现两个落点方案均无交流线路热稳定问题,但当以 63 kA 作为 500 kV 母线短路电流上限时,落点方案 2 中母线 15 的短路电流会超标,不同方案下母线 15 的短路电流如表 5 所示。经安全校核,受端换流站

的落点方案选择母线 10 和母线 12 能够满足落点要求。

表 5 不同方案下母线 15 的短路电流

Tab. 5 Short-circuit current at Bus 15 under different schemes

方案	母线 15 短路电流/kA
无柔直落点	62.30
落点方案 1	63.63
落点方案 2	62.76

3) 多端直流系统拓扑

由前述分析, 该直流系统中海上为三端, 陆上为两端, 并且所有换流站容量都小于交流电网的最大可损失功率 4 200 MW, 因此直流网络可构建为星形拓扑, 所构建的多端直流系统如图 6 所示, 图中 HSS 代表直流线路隔离开关。海上风电场通过三回直流海缆汇集至陆上直流开关站, 转为 2 回直流架空线后输送至负荷中心, 并分别落点于母线 10 和母线 12, 整体拓扑呈星形结构。

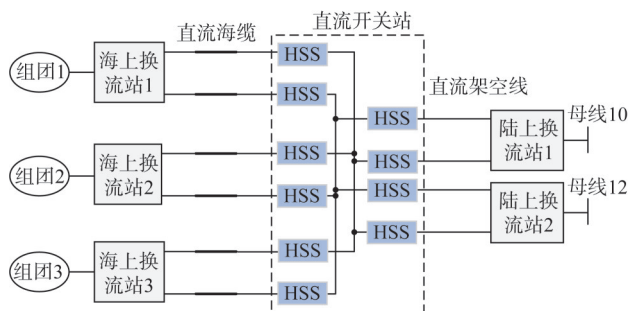


图 6 多端直流系统拓扑

Fig. 6 Multi-terminal DC network topology

4) 考虑直流故障处理的换流站拓扑经济性比较

由于 2.3 节中的 3 种轻型化海上换流站拓扑皆不具备直流故障自清除能力, 需要配置直流断路器。本节考虑采用文献[28]提出的组合式多端口断路器, 其开关器件主要包括 IGBT 和晶闸管, 将其纳入不同拓扑方案对开关器件成本的计算。具体方案如下。

(1) 送受端换流站皆采用全半桥混合子模块, 全、半桥子模块数量比例为 1 : 1;

(2) 海上换流站采用 DRU 串联半桥 MMC, 稳态输送功率比例为 2 : 1, MMC 为 DRU 提供无功补偿, 陆上换流站采用半桥 MMC, 采用组合式高压直流断路器隔离直流故障;

(3) 海上换流站采用 DRU 并联半桥 MMC, 输

送功率比例为 2 : 1, MMC 为 DRU 提供无功补偿, 陆上换流站采用半桥 MMC, 采用组合式高压直流断路器隔离直流故障;

(4) 海上换流站采用全功率 DRU, 陆上换流站采用半桥 MMC, 采用组合式高压直流断路器隔离直流故障, 海上风机采用构网型控制。

不同方案投资与运行成本对比结果如表 6 所示。

表 6 不同方案成本比较

Tab. 6 Cost comparison of different schemes 亿元

方案	开关器件成本	黑启动电源成本	无功补偿成本	换流平台基建成本	运行损耗成本	总成本
方案 1	6.56	0	0	141.92	7.02	155.5
方案 2	3.44	10.01	0	69.23	2.84	85.52
方案 3	3.31		0	69.23	2.84	75.38
方案 4	2.66	10.01	3.43	39.3	1.43	56.83

从表 6 可以看出, 对比方案 1, 基于 DRU 的海上换流拓扑方案 2—4 可分别节省成本 45.00 %、51.52 % 和 63.45 %, 其中, 换流平台基建成本节省得最多。在开关器件成本方面, 相比于采用全半桥混合子模块的方案 1, 采用组合式多端口断路器的方案 2—4 分别节省成本 47.56 %、49.54 % 和 59.45 %。对比方案 2 和方案 3, 由于方案 2 不具备功率反向输送的能力, 海上风电场需额外配置黑启动电源, 故增加了相应投资, 约占总成本的 12.13 %, 而在其他方面成本差距不大。尽管采用全功率 DRU 的方案 4 需要考虑海上黑启动电源以及无功补偿设备的投资, 但总成本仍然低于其他方案, 经济性最优。因此, 若海上风电机组的构网型技术发展成熟, 则海上换流站采用全功率 DRU 最具有经济优势。跟网型海上风机送出时, 海上换流站适宜采用 DRU 并联 MMC 拓扑。

4 结论

本文针对大规模海上风电直流送出并网系统拓扑构建, 分析了拓扑构建的影响因素并提出相应的构建原则, 主要结论如下。

1) 相比于登陆就近并网, 大规模海上风电直流送出采用直流直送负荷中心时, 更有利于提升运行效益。

2) 在技术成熟的前提下, 跟网型海上风机送出

海上换流站适宜采用DRU并联MMC,而构网型海上风机经全功率DRU送出最具备经济优势。

3)所提构建原则从海上风电汇集、海上换流站拓扑、多端直流网络拓扑以及受端换流站落点方式多个方面出发,覆盖了海上风电直流送出系统的汇集、送出与并网三个环节,适用于多场站、超大规模的海上风电集中送出并网拓扑构建,对深远海大规模海上风电送出系统的规划具有一定指导意义。

参考文献

- [1] 李铮,郭小江,申旭辉,等.我国海上风电发展关键技术综述[J].发电技术,2022,43(2):186-197.
LI Zheng, GUO Xiaojang, SHEN Xuhui, et al. Summary of technologies for the development of offshore wind power industry in China[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 186-197.
- [2] 杜剑强,仲俊成,李斌,等.中国海上风电发展现状及展望[J].油气与新能源,2023,35(3):1-7.
DU Jianqiang, ZHONG Juncheng, LI Bin, et al. Current situation and outlook of China's offshore wind power[J]. Petroleum and New Energy, 2023, 35(3): 1-7.
- [3] 王诗超,刘嘉畅,刘展志,等.海上风电产业现状及未来发展分析[J].南方能源建设,2023,10(4):103-112.
WANG Shichao, LIU Jiachang, LIU Zhanzhi, et al. Analysis of current situation and future development of offshore wind power industry[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(4): 103-112.
- [4] 朱家宁,张诗钊,葛维春,等.海上风电外送及电能输送技术综述[J].发电技术,2022,43(2):236-248.
ZHU Jianing, ZHANG Shitan, GE Weichun, et al. Overview of offshore wind power transmission and power transportation technology[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 236-248.
- [5] XIAO H, SUN K, PAN J, et al. Review of hybrid HVDC systems combining line communicated converter and voltage source converter[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021(129): 106713.
- [6] 李岩,冯俊杰,卢毓欣,等.大容量远海风电柔性直流送出关键技术及展望[J].高电压技术,2022,48(9):3384-3393.
LI Yan, FENG Junjie, LU Yuxin, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3384-3393.
- [7] 彭发喜,黄伟煌,李岩,等.海上风电经双极柔直系统送出功率平衡控制策略[J].南方电网技术,2023,17(8):31-36.
PENG Faxi, HUANG Weihuang, LI Yan, et al. Power balance control strategy of offshore wind farm interconnection via bipolar MMC-HVDC system[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(8): 31-36.
- [8] 谭任深,杨萃,贺鹏,等.考虑电气故障和开关配置方案的海上风电场集电系统可靠性及灵敏度研究[J].电网技术,2013,37(8):2264-2270.
TAN Renshen, YANG Ping, HE Peng, et al. Analysis on reliability and sensitivity of collection system of offshore wind farms considering electrical faults and switchgear configurations[J]. Power System Technology, 2013, 37(8): 2264-2270.
- [9] 谭振龙,张伶俐,陈希,等.远海大容量机组海上风电集电系统技术经济研究[J].电气应用,2021,40(6):64-71.
TAN Zhenlong, ZHANG Lingli, CHEN Xi, et al. Techno-economic study on collection systems of large capacity turbines for offshore wind power[J]. Electrotechnical Application, 2021, 40(6): 64-71.
- [10] 梁宇涛,林舜江,冯祥勇,等.海上风电场交流集电和多端柔直输电并网系统多目标优化规划[J].电网技术,2024,48(6):2404-2415.
LIANG Yutao, LIN Shunjiang, FENG Xiangyong, et al. Multi-objective optimal planning for AC electrical collector and VSC-MTDC transmission grid-connected system of offshore wind farms[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2404-2415.
- [11] SIEMENS. Siemens revolutionizes grid connection for offshore wind power plants[DB/OL]. (2015-10-26). <https://www.poweronline.com/doc/siemens-revolutionizes-grid-connection-for-offshore-wind-power-plants-0001>
- [12] ZHANG Z, JIN Y, XU Z. Grid-forming control of wind turbines for diode rectifier unit based offshore wind farm integration[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2023, 38(2): 1341-1352.
- [13] 俞露杰,付子玉,朱介北,等.远海风电DRU-HVDC送出系统构网控制与启动方法综述[J].电力系统自动化,2023,47(24):63-79.
YU Lujie, FU Ziyu, ZHU Jiebei, et al. Review on Grid-forming control and start-up method of diode-rectifier-unit based HVDC transmission system for remote offshore wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(24): 63-79.
- [14] NGUYEN T H, LEE D C, KIM C K. A cost-effective converter system for HVDC links integrated with offshore wind farms[C]// IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, November 10-13, 2013, Vienna, Austria. New York: IEEE, 2013: 7978-7983.
- [15] NGUYEN T H, LEE D C, KIM C K. A series-connected topology of a diode rectifier and a voltage-source converter for an HVDC transmission system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(4): 1579-1584.
- [16] 程帆,姚良忠,谢立军,等.海上风电经DR-MMC并联混合直流送出系统启动及协调控制策略[J].全球能源互联网,2020,3(2):117-124.
CHENG Fan, YAO Liangzhong, XIE Lijun, et al. Start-up and coordinated control strategies for offshore wind power transmitted by DR-MMC parallel hybrid HVDC system[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 117-124.
- [17] XIAO H, GAN H, DONG Y, et al. Control and capacity design of station-hybrid HVDC system with DRU and MMC in parallel for offshore wind power integration[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2024, 39(3): 1783-1793.
- [18] 卞志鹏,徐政,肖亮,等.柔性直流送出的海上风电场接入点选择方法[J].高电压技术,2018,44(7):2189-2195.
BIAN Zhipeng, XU Zheng, XIAO Liang, et al. Method for choosing access point of offshore wind farm transmitted by VSC-HVDC system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(7): 2189-2195.
- [19] 刘晓明,谭祖祝,袁振华,等.柔性直流接入海上风电并网送

- 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.
- [20] 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.
- [21] 郑爽, 巩彦江, 古天松, 等. 基于混沌 PSO 的构网型光储接入配电网台区的优化控制[J]. 南方电网技术, 2025, 19(11): 39 – 49.
- ZHENG Shuang, GONG Yanjiang, GU Tiansong, et al. Optimization control for grid-forming photovoltaic energy storage access to distribution station based on chaotic PSO [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(11): 39 – 49.
- [22] YU H, LIU L, YANG R, et al. Stability analysis and parameter optimization for DRU connected grid-forming offshore wind turbines [C]//2023 IEEE 14th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), June 09 – 12, 2023, Shanghai, China. New York: IEEE, 2023: 261 – 268.
- [23] RAZA M W, RAZA M, BADIA J G. et al. Fault handling capabilities of grid-forming wind turbines in offshore wind farms connected with MMC HVDC system[J]. IEEE Access, 2024(12): 36404 – 36414.
- [24] 唐英杰. 基于二极管不控整流单元的中远距离海上风电低成本送出系统研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2023.
- [25] 常怡然, 蔡旭. 低成本混合型海上风场直流换流器[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(19): 5821 – 5828, 5939.
- CHANG Yiran, CAI Xu. Cost-effective hybrid HVDC converter for offshore wind farms [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19): 5821 – 5828, 5939.
- [26] 李贤育, 姚良忠, 程帆, 等. 海上风电多类型直流送出系统拓扑经济性分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(5): 476 – 485.
- LI Xianyu, YAO Liangzhong, CHENG Fan, et al. Economic analysis of multi-type DC system topologies for offshore wind power transmission [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(5): 476 – 485.
- [27] GOMIS-BELLMUNT O, LIANG J, EKANAYAKE J, et al. Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms [J]. Electric Power Systems Research, 2011, 81(2): 271 – 281.
- [28] 刘高任, 许烽, 徐政, 等. 适用于直流电网的组合式高压直流断路器[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 70 – 77.
- LIU Gaoren, XU Feng, XU Zheng, et al. An assembled HVDC breaker for HVDC grid [J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 70 – 77.

收稿日期: 2025-04-11; 网络首发日期: 2025-08-06

作者简介:

李峰(1980), 男, 高级工程师, 博士, 研究方向为电力系统规划, lifeng@gd.csg.cn;

刘浪(2002), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统交直流输电, 22310127@zju.edu.cn;

黄莹(1977), 女, 通信作者, 教授, 博士生导师, 博士, 研究方向为直流输电和柔性交流输电, huangyingzju@zju.edu.cn。

广 告

直流输电技术全国重点实验室 封二

电网仿真重点实验室 封三