

用于VSC-HVDC系统的模块化直串式直流耗能装置

谢晔源,姚宏洋,李海英,殷冠贤,欧阳有鹏,李 钊

(南京南瑞继保电气有限公司,江苏 南京 211102)

摘要:柔性直流输电(VSC-HVDC)因其所具备的长距离输电损耗低而易于实现故障隔离与穿越、独立控制有功与无功等优势,使得其在海上风电并网领域具备极大的应用前景。为了实现海上风电VSC-HVDC系统的故障穿越,在对比分析现有耗能装置方案的基础上,提出一种经济型模块化直串式直流耗能装置拓扑。该拓扑结合了集中式耗能电阻户外散热和分布式模块自取能、软开关控制的优势,解决了拓扑中功率器件异步通断造成的子模块电压持续攀升的可控放电难题。详述了所提拓扑的详细工作状态与控制策略,并通过模块样机实验及等效最小系统实验验证了所提拓扑的可行性与子模块可控放电控制逻辑。通过RTDS实验验证了模块化直串式直流耗能装置能够实现系统的平滑故障穿越。

关键词:VSC-HVDC;故障穿越;直流耗能装置;模块化;直串式

中图分类号:TM 721.1;TM 46

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202103010

0 引言

近年来,我国海上风电的开发步伐不断加快,工程技术能力不断提升^[1],近海小容量风电场多采用交流并网方式,随着容量与离岸距离的同步增加,交流并网方式所存在的损耗过大、电容效应、无功补偿等问题变得越来越突出^[2-3]。相比高压交流输电并网方式,柔性直流输电(VSC-HVDC)具有占地小、控制灵活、无电容电流问题及不受输送距离制约等优势,尤其适合于远海大规模风电场的电能送出^[4-7]。对于海上风电VSC-HVDC系统,当岸上站交流侧发生故障时,风电场的功率无法全部送出,直流侧线路会因为盈余功率而不断充电,极间直流电压不断升高,若不能及时采取措施抑制过电压,则有损坏直流海缆、换流器等设备的风险^[8-9]。因此,如何消耗盈余功率并实现岸上站交流故障穿越是海上风电VSC-HVDC系统中的一个重要技术难点。

目前,对上述盈余功率的处理主要有2种解决方法:第一种是紧急降低送端输出功率,如降低风机输出功率^[10];第二种是采用耗能装置^[11]。由于第一种方法的实现通常需要依赖于可靠的通信,且风机具有较大惯性,响应速度无法满足故障穿越的需求。为了保证可靠性及响应的快速性,工程上一般都配备耗能装置以动态消耗盈余功率。耗能装置可以配置在风电场交流侧或岸上站直流侧。由于海上平台

空间有限,通常在岸上站直流侧配置直流耗能装置。

针对直流耗能装置,文献[12]采用基于功率器件直串的斩波电阻方案,该方案具有结构简单、占地少的优势,但是存在耗能电阻投切过程中直流电压波动过大的不足;文献[13]针对张北直流电网工程分析了包括直流耗能、交流耗能和可控避雷器等不同的耗能装置方案,由于该工程为陆上新能源并网,不存在占地问题,最终选择基于晶闸管的交流耗能装置方案;文献[14]提出了一种分布式直流耗能装置拓扑,将碳陶瓷耗能电阻布置于子模块(SM)内部,通过控制投入耗能电阻个数来平滑调节耗能功率;文献[15]研究了基于半桥拓扑的集中式耗能装置方案,该方案解决了功率器件异步导通带来的均压问题,但是子模块电容的放电操作需要导通上管IGBT向直流线路馈入能量,这在耗能动作期间可能会对直流电压产生不必要的扰动;文献[16]提出了一种模块化集中式电阻方案,该方案在半桥子模块拓扑的基础上省略上管IGBT并在电容直流侧并联放电回路,解决了上述子模块放电的问题,但工程中无法直接采用,存在知识产权问题;文献[17]从拓扑角度对比了功率器件直串、模块化集中式和半桥模块集中式方案,分析了不同方案的控制策略与耗能电阻参数设计。

本文在对比分析现有直流耗能方案的基础上,提出一种经济型模块化直串式直流耗能装置方案,详述了该装置拓扑的工作原理与子模块工作状态,通过直流电压外环控制直流耗能装置投切及子模块电容电压内环控制晶闸管实现子模块放电均压;利用样机与RTDS实验验证所提直流耗能装置方案的可行性及故障穿越性能。

收稿日期:2020-09-23;**修回日期:**2021-01-14

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0903100);国家电网公司科技项目(5200-201956109A-0-0-00)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2017YFB0903100) and the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(5200-201956109A-0-0-00)

1 典型直流耗能方案拓扑

海上风电 VSC-HVDC 系统的岸上模块化多电平换流器 MMC (Modular Multilevel Converter) 为定直流电压控制, 海上 MMC 采用交流电压控制, 这样可以保证风电场电能持续并网输出。

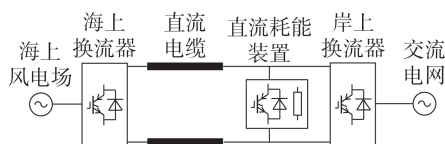


图1 包含直流耗能装置的VSC-HVDC系统

Fig.1 VSC-HVDC system with
DC energy braking device

当岸上交流侧发生接地或者短路故障时, 风电场由于惯性电源特性, 送出功率无法快速降低, 此时并网功率小于风电场送出功率, 差额功率就会对海缆等效电容、MMC 电容进行充电, 导致直流电压攀升, 若不采取措施则会导致直流过电压、换流器闭锁跳闸和风机大规模脱网。以欧洲北海地区的 $\pm 320 \text{ kV} / 900 \text{ MW}$ DolWin3 VSC-HVDC 工程为例, 实现其三三相短路故障穿越需解决风电场在故障期间产生的最大 1350 MJ (故障持续时间 1.5 s) 能量的消纳问题, 通过大功率耗能电阻消耗该部分能量是目前较为经济可行的解决方案。欧洲北海地区的海上风电 VSC-HVDC 工程均采用在直流侧配置直流耗能装置, 通过大功率耗能电阻的投退实现故障穿越。

由于海上风电 VSC-HVDC 系统正负直流线路电压通常在 $\pm 250 \text{ kV}$ 以上, 直流耗能装置需要采用功率器件串联或者采用模块化串联子模块设计, 耗能组件为大功率金属电阻或者碳陶瓷电阻, 通过在故障期间将耗能组件接入正、负极直流线路之间, 实现对差额功率的消耗, 维持直流电压平稳。典型直流耗能装置方案如附录中图 A1 所示, 包括 IGBT 直串集中电阻方案、模块化子模块串联集中电阻方案、半桥子模块串联集中电阻方案和模块化分布式电阻方案。前 3 种方案都属于集中式耗能方案, 特点是耗能电阻集中布置在阀厅外部, 对阀厅的散热有利, 其控制上是串联的开关或模块投退耗能电阻; 模块化分布式电阻方案属于分布式耗能方案, 特点是耗能电阻均匀分布在各个模块中, 其控制上可以做到每个耗能电阻独立投退, 控制效果最佳, 但分布耗能电阻和模块的电力电子器件集成在一起, 必须放在阀厅, 短期内会产生大量热量, 对阀厅的散热提出较高要求, 且其为国外厂商专利拓扑, 成本相对较高。

就集中式耗能方案, 主要有 3 种技术路线, IGBT 直串集中电阻方案是 IGBT 直接串联, 存在多功率器件直串均压困难、耗能动作期间直流电压波动范围大的不足; 模块化子模块串联集中电阻方案是模块

串联, 在电容直流侧并联放电回路, 均衡电容电压, 该方案亦为国外厂商专利拓扑; 半桥子模块串联集中电阻方案解决了 IGBT 直串集中电阻方案存在的 IGBT 串联均压及直流电压波动过大的问题, 但其子模块放电只能通过上管 IGBT 导通向直流线路馈入能量。

2 模块化直串式直流耗能装置

2.1 模块化直串式直流耗能装置拓扑

为了解决上述问题, 本文提出一种经济型模块化直串式直流耗能装置, 其拓扑如图 2 所示, 子模块直流电容串联二极管后并联于 IGBT 两端, 为 IGBT 的导通与关断提供缓冲, 晶闸管串联限流电阻并联于二极管两端, 为直流电容提供可控放电回路。

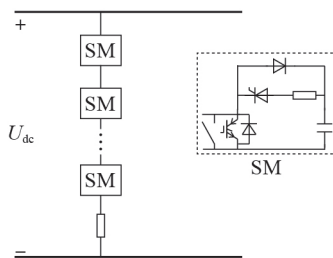


图2 模块化直串式直流耗能装置拓扑

Fig.2 Topology of modular series connection
DC energy braking device

本文所提出的拓扑方案继承了集中式方案无需水冷散热的优点, 利用模块化设计解决了数百个 IGBT 串联的均压问题, 采用低成本的晶闸管可控放电回路解决了模块电容均压难题, 总体成本相比现有模块化方案更低, 具备显著的经济性与技术可行性。

2.2 子模块工作状态

子模块的 4 种工作状态如附录中图 A2 所示, 具体分析如下。

(a) 子模块退出状态。

子模块 IGBT 导通, 相当于该子模块电容由串联入正、负极直流线路之间变为退出状态, 由于直流电容的缓冲作用, IGBT 导通时的端间电压不会超过直流电容电压, 可以实现 IGBT 安全导通。在所有子模块 IGBT 均导通后, 直流线路极间电压 U_{dc} 全部施加在集中耗能电阻上, 此时直流耗能装置完全投入, 达到最大耗能功率。

(b) 子模块投入状态。

子模块 IGBT 关断, 直流电容通过防反二极管串入正、负极直流线路之间。在所有子模块 IGBT 均关断后, 所有子模块电容都串联进回路中, 集中耗能电阻端间电压降逐渐降至 0, 直流耗能装置完全切除。此时 IGBT 关断缓冲电流及线路寄生电感的续流电

流通过二极管给电容充电,造成电容电压升高。

(c)子模块可控放电状态。

经过多个周期的子模块退出和投入变换,子模块电容电压会持续升高,因此必须提供可靠的放电回路以维持电容电压在合理水平。在 IGBT 导通期间的合适时刻触发晶闸管导通,此时电容可以通过限流电阻、晶闸管与 IGBT 形成放电回路,由于晶闸管为半控器件,无法可控关断,放电回路的关断需要依赖于 IGBT 的关断,具体策略在 2.3 节中介绍。

(d)完全旁路状态。

当子模块发生取能电源故障、驱动故障或者通信故障等无法继续运行的情况时,控制真空旁路开关合闸将子模块完全旁路,实现冗余运行。

2.3 直流耗能装置内、外环电压控制

直流耗能装置的控制可以分为直流电压 U_{dc} 外环控制和子模块电容电压 U_{sm} 内环控制,如附录中图 A3 所示。直流电压外环控制集中耗能电阻的投切以实现 U_{dc} 的控制;子模块电容电压内环运行于每个子模块控制板中,通过检测 U_{sm} 与子模块 IGBT 开关状态控制晶闸管导通来对电容进行放电均压控制。

岸上换流站交流侧发生短路或者接地故障后,换流器并网功率 P_{out} 降低,此时海上站换流器输入功率(风电场输出功率) P_{in} 保持不变,功率平衡被打破,差额功率 ΔP 对直流海缆以及换流器的等效电容 C_{eq} 进行充电,使得 U_{dc} 抬升至直流耗能装置的启动定值。此时,直流电压外环启动控制集中耗能电阻投入耗能使得 C_{eq} 经集中电阻放电,继而 U_{dc} 降低,当 U_{dc} 降低至滞环控制下限时切除集中耗能电阻, C_{eq} 再次因 ΔP 进行充电使得 U_{dc} 抬升,反复上述过程将 U_{dc} 控制为如图 3 所示的锯齿波。当故障清除后,岸上换流器并网功率恢复瞬间会出现 P_{out} 过冲,将 U_{dc} 拉低至额定值以下后再恢复至额定值附近正常并网运行。

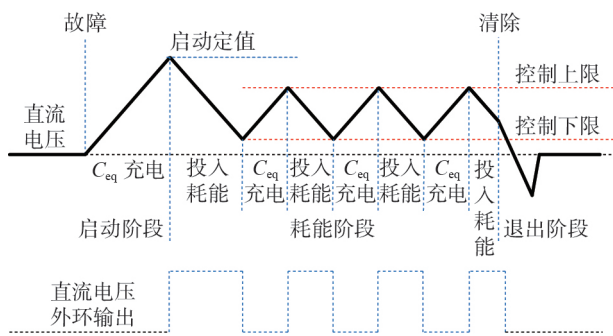


图 3 直流电压变化规律

Fig.3 Variation law of DC voltage

直流耗能装置端间电压即为直流电压 U_{dc} ,因此 U_{dc} 等于串联子模块端间电压 U_{chp} 与集中耗能电阻端间电压 U_{RDBS} 之和,即:

$$\begin{cases} U_{dc} = U_{chp} + U_{RDBS} \\ U_{chp} = \sum_{i=1}^N m_i U_{sm,i} \end{cases} \quad (1)$$

其中, N 为子模块总数; m_i 为第 i 个子模块 IGBT 开关状态,取 0 表示导通,取 1 表示关断; $U_{sm,i}$ 为第 i 个子模块电容电压。

通过采用阶梯投切的软开关控制方式来降低集中耗能电阻投切过程中的电压、电流变化率,避免电抗器上产生过大的电压尖峰。当直流电压外环滞环控制器的输出状态发生变化后,将直串子模块均分为 k 组,采用阶梯导通和关断的模式,每次投切 1 组子模块。如:当滞环控制器的输出由 0 变为 1 (集中耗能电阻投入)时,将子模块电压由高到低进行排序后分成 1、2、...、 k 组,顺序依次间隔 ΔT 导通对应分组子模块 IGBT,每导通 1 组子模块后集中耗能电阻端间电压上升 1 个台阶,未导通 IGBT 的子模块电容会流过充电电流。在全部子模块 IGBT 导通后,串联子模块端间电压 U_{chp} 变为 0,极间直流电压完全施加在集中耗能电阻两端。基于电容电压排序的分组投切策略,可以在阶梯投切过程中让电容电压较低的子模块承受充电的时间稍长,优先导通电容电压较高的子模块 IGBT,这可以提高子模块电容容值的利用率,降低子模块电容容值需求。阶梯投入阶段 U_{RDBS} 、流过集中耗能电阻的电流 I_{DBS} 和 U_{chp} 的变化示意图如图 4 所示。

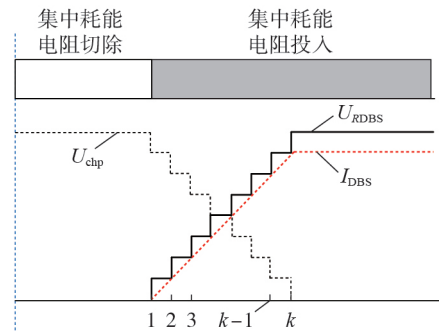


图 4 阶梯投入示意图

Fig.4 Schematic diagram of step switching on

阶梯投入过程中,随着子模块 IGBT 导通组数的增加, U_{chp} 逐渐降低,其表达式为:

$$U_{chp} = \sum U_{sm,i} - t_1 \frac{1}{k\Delta T} \sum U_{sm,i} \quad (2)$$

其中, t_1 为阶梯投入过程时间 ($0 \leq t_1 \leq k\Delta T$),当 $t_1 = 0$ 时,所有子模块 IGBT 均处于关断状态,此时 U_{chp} 等于所有子模块电容电压之和,即 $U_{chp} = \sum U_{sm,i}$;当 $t_1 = k\Delta T$ 时,所有子模块 IGBT 均导通, $U_{chp} = 0$ 。由于 $\sum U_{sm,i} \approx U_{dc}$,式(2)可以改写为:

$$U_{chp} = U_{dc} - t_1 \frac{1}{k\Delta T} U_{dc} \quad (3)$$

则根据式(1)和式(3), U_{RDBS} 可表示为:

$$U_{RDBS} = U_{dc} - U_{chp} = \frac{t_1}{k\Delta T} U_{dc} \quad (4)$$

根据式(4)以及集中耗能电阻阻值 R_{DBS} , I_{DBS} 可表示为:

$$I_{DBS} = \frac{U_{RDBS}}{R_{DBS}} = \frac{U_{dc}}{R_{DBS}} \frac{t_1}{k\Delta T} \quad (5)$$

当滞环控制器的输出由1变为0(集中耗能电阻切除)时,按照电压由低到高的排序结果将直串子模块分为1、2、 $\dots$ 、 k 组,每隔 ΔT 关断1组子模块 IGBT。阶梯切除阶段 U_{RDBS} 、 I_{DBS} 及 U_{chp} 的变化示意图如附录中图 A4 所示。

阶梯切除过程中,随着 IGBT 关断组数的增加, U_{chp} 逐渐升高,其表达式为:

$$U_{chp} = t_2 \frac{1}{k\Delta T} \sum U_{sm,i} \quad (6)$$

其中, t_2 为阶梯切除过程时间 ($0 \leq t_2 \leq k\Delta T$), 当 $t_2 = 0$ 时,尚未有子模块 IGBT 开始关断,此时 $U_{chp} = 0$; 当 $t_2 = k\Delta T$ 时,所有子模块 IGBT 均关断, $U_{chp} = \sum U_{sm,i}$ 。由于 $\sum U_{sm,i} \approx U_{dc}$,联立式(1)和式(6),可得 U_{RDBS} 为:

$$U_{RDBS} = U_{dc} - \frac{t_2}{k\Delta T} U_{dc} \quad (7)$$

则 I_{DBS} 为:

$$I_{DBS} = \frac{U_{RDBS}}{R_{DBS}} = \frac{U_{dc}}{R_{DBS}} \left(1 - \frac{t_2}{k\Delta T}\right) \quad (8)$$

可以看出,集中耗能电阻投切过程的电压与电流都是关于时间的一次线性函数。

根据式(5)和式(8)可得集中耗能电阻投切过程中的电流变化率 di/dt 为:

$$\frac{di}{dt} = \pm \frac{1}{k\Delta T} \frac{U_{dc}}{R_{DBS}} \quad (9)$$

其中,投入过程电流变化率为“+”;切除过程电流变化率为“-”。

由于晶闸管只能控制导通而无法控制关断的半控属性,需要依赖于子模块 IGBT 对其进行强制关断,而 IGBT 的关断受控于直流电压外环,因此晶闸管导通时刻的选择需要依赖于子模块 IGBT 的导通时间进行准确计算。为此,定义滞环控制器的输出由1变为0的时刻为所有子模块电容电压控制环的计算基准时刻,该时刻距离 IGBT 关断时刻的时间长度 T_{std} 为已知量,如附录中图 A5 所示,晶闸管的导通时间 T_{thy} 可以根据当前子模块电容电压与控制下限计算得出,具体表达式为:

$$T_{thy} = RC \ln \frac{U_{sm,i}}{U_{sm,set}} \quad (10)$$

其中, R 为子模块限流电阻阻值; C 为子模块电容容值; $U_{sm,set}$ 为电容电压控制下限值。

2.4 关键部件参数的设计

在阶梯投入过程中,子模块电容电压最低的分组最后导通 IGBT,则该分组子模块电容在此过程中一直被充电,其充电时长为 $(k-1)\Delta T$; 根据式(9)所示的电流变化率,其平均充电电流为 $I_{DBS}/2$ 。则子模块电容容值应满足在最大平均充电电流与充电时间条件下电容电压不超过设定上限 U_{Cmax} , 子模块电容容值下限值可根据式(11)计算得到。

$$C_{sm,min} = \frac{\Delta t \Delta I}{\Delta U} = \frac{(k-1)\Delta T I_{DBS}/2}{U_{Cmax} - U_{sm,set}} \quad (11)$$

金属合金电阻具有空气散热时间常数短、耐高温、过载能力强及成本低等优势,广泛应用于大功率电子负荷、VSC-HVDC 工程启动电阻等高压大容量领域,目前已建成的集中式直流耗能装置均采用金属合金电阻。集中耗能电阻主要关注其阻值与能量,阻值 R_{DBS} 需要保证在任何情况下都能提供略大于换流器额定功率 P_N 的耗能能力,其能量耐受 E_{DBS} 应不低于系统在故障穿越期间产生的最大能量。其中,由于金属合金材质电阻的阻值随温度的升高而增加,因此需要考虑耗能期间电阻温升对阻值的影响,故引入阻值-温度修正系数 k 。具体表达式为:

$$R_{DBS} = k \frac{U_{dc}^2}{P_N} \quad (12)$$

$$E_{DBS} \geq P_N t_{max} \quad (13)$$

其中, t_{max} 为满功率持续耗能时间。

3 样机实验验证

为了验证子模块拓扑的可行性,针对一台 4 500 V / 3 000 A 等级的子模块样机开展了相关实验验证。实验回路如附录中图 A6(a) 所示,外部直流电容串联电阻后并联于 IGBT 两端,实验时通过高压充电回路对电容充电使电容电压升至 2 800 V,通过上位机下发 IGBT 触发命令并延时 150 μs 后触发晶闸管,IGBT 触发脉冲宽度为 250 μs 。由图 5 所示的子模块实验波形可知,在 IGBT 导通而晶闸管尚未触发期间,晶闸管两端电压抬升至电容电压,IGBT 导通后 150 μs 触发晶闸管导通,此时晶闸管端电压

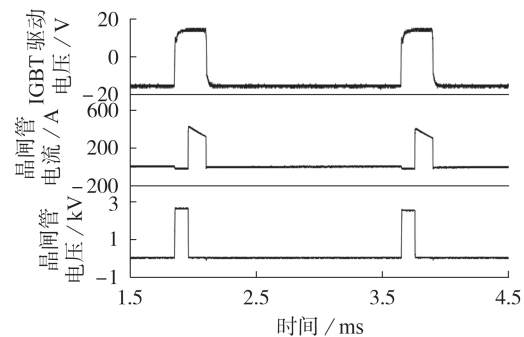


图5 子模块实验波形

Fig.5 Experimental waveforms of sub-module

跌至0,晶闸管流过电流,随后IGBT关断,晶闸管随之关断。

为了进一步验证拓扑的可行性与子模块电容电压内环自主控制逻辑,搭建了等效最小系统,包含模拟送端的2 MW可控直流源、直流耗能子模块、大功率耗能电阻及模拟受端MMC的等效电容,实验回路如附录中图A6(b)所示。子模块IGBT的控制由上层阀控设备通过光纤下发给子模块控制板,晶闸管的触发由子模块控制板根据当前子模块电压及IGBT触发脉冲实时计算自主控制。等效最小系统的子模块电压实验波形如图6所示,可见在直流耗能装置动作的每个周期,子模块电容均被可靠放电至电压为900 V左右,经过暂态过程后子模块电压可以被稳定控制在900~950 V。

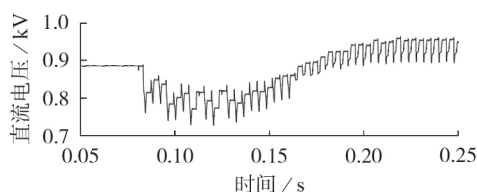


图6 等效最小系统实验波形

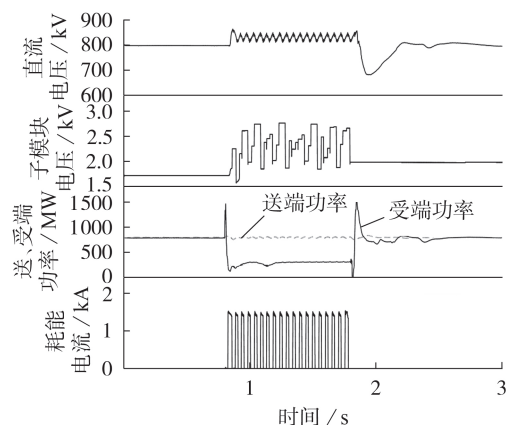
Fig.6 Experimental waveform of equivalent minimum system

4 RTDS实验验证

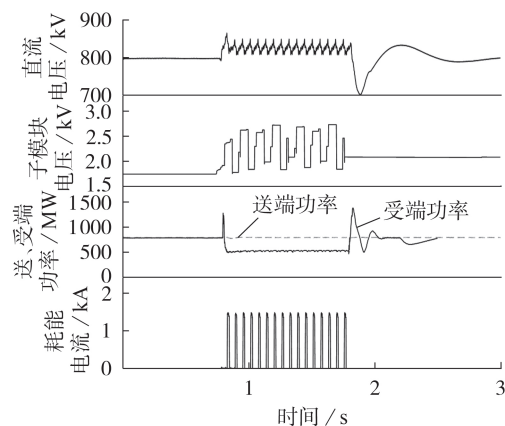
基于含直流海缆与风电场的 ± 400 kV / 1100 MW 两端海上风电 VSC-HVDC 系统 RTDS 平台,对上述直流耗能装置故障穿越性能进行实验验证。实验系统架构如附录中图A7所示,系统参数如附录中表A1所示。

图7(a)为送端功率800 MW时受端发生持续1 s的非金属性三相接地故障情况下的实验波形。故障前送端功率与受端功率相等,故障后受端送出功率跌至约300 MW,子模块电容在每个耗能投入周期内都可以被可控放电至电容电压2 kV左右,故障清除后送端功率恢复至800 MW,风电场送端功率在故障发生前后及故障清除后基本无波动,表明风电场风机在故障穿越期间的运行稳定。直流耗能装置的平均直流电压控制设定值为略高于额定直流电压的1.03 p.u.,实际RTDS实验中直流电压稳态波动范围为 (1.03 ± 0.028) p.u.。集中耗能电阻投切过程中的电流线性变化趋势与2.3节中的分析一致,其电流变化率为722 A/ms,接近根据式(9)计算出的709 A/ms。图7(b)为发生两相接地故障时的实验波形,区别在于故障期间送端送出功率跌至约530 MW。

图8为送受端能量差额及直流耗能装置消耗的能量对比,其中送受端能量差额根据风电场送出功率与受端换流器并网输送功率求差后再进行积分计



(a) 三相接地故障



(b) 两相接地故障

图7 RTDS实验波形

Fig.7 Experimental waveforms based on RTDS

算得到。三相及两相接地故障下送受端能量差额与直流耗能装置消耗的能量十分吻合,表明直流耗能装置在故障期间能够消纳风电场持续输出的能量,维持整个系统的能量平衡。

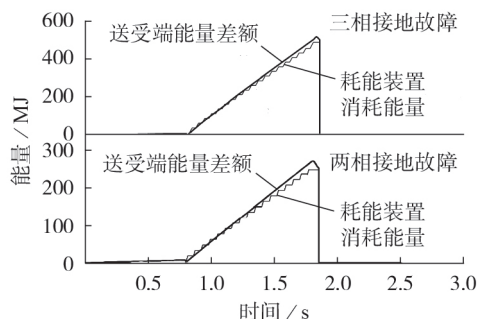


图8 能量差额对比

Fig.8 Comparison of energy difference

由图8可见,三相接地故障时送受端能量差额为497.8 MJ,直流耗能装置消耗的能量为488.0 MJ,二者能量差为9.8 MJ,这部分能量差主要是由于MMC换流阀模块电容电压波动变大导致一部分能量存储于其中,以及MMC与线路的损耗造成的;两相接地故障时送受端能量差额为251.5 MJ,直流耗能装置消耗的能量为246.8 MJ,二者能量差为4.7 MJ。

5 结论

本文提出了一种适用于海上风电 VSC-HVDC 系统故障穿越的低成本模块化直串式直流耗能装置,通过晶闸管与 IGBT 的巧妙配合解决了子模块自放电均压问题;利用直流电压外环控制子模块 IGBT 通断及子模块电容电压内环控制晶闸管导通执行子模块放电。通过样机实验验证了拓扑的可行性,RTDS 试验表明本文提出的直流耗能方案可以实现海上风电柔直送出系统故障穿越,故障穿越期间直流电压稳态波动范围小于 $\pm 3\%$,风电场送出功率在此期间基本无波动,故障清除后系统能够快速恢复功率传输。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 赵书强,索璠,马燕峰,等. 高比例可再生能源的多点容量规划方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):8-15.
ZHAO Shuqiang, SUO Xun, MA Yanfeng, et al. Multi-point capacity planning method for high proportion of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 8-15.
- [2] 徐进,金逸,胡从川,等. 海上风电集群电能组合输送方式研究[J]. 电网与清洁能源,2016,32(11):107-113.
XU Jin, JIN Yi, HU Congchuan, et al. Research on combined power transmission scheme for offshore wind farm cluster[J]. Power System and Clean Energy, 2016, 32(11): 107-113.
- [3] 尹明,王成山,葛旭波,等. 中德风电发展的比较与分析[J]. 电工技术学报,2010,25(9):157-162,182.
YIN Ming, WANG Chengshan, GE Xubo, et al. Comparison and analysis of wind power development between China and Germany[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(9): 157-162, 182.
- [4] 刘英培,张腊,梁海平,等. 适用于风电并网的 VSC-HVDC 系统模型预测控制[J]. 电力自动化设备,2019,39(6):102-108,114.
LIU Yingpei, ZHANG La, LIANG Haiping, et al. Model predictive control of VSC-HVDC system for wind power integration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 102-108, 114.
- [5] 王秀丽,赵勃扬,黄明煌,等. 大规模深远海风电送出方式比较及集成设计关键技术研究[J]. 全球能源互联网,2019,2(2):44-51.
WANG Xiuli, ZHAO Boyang, HUANG Minghuang, et al. Research of integration methods comparison and key design technologies for large scale long distance offshore wind power[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(2): 44-51.
- [6] 杨金刚,袁志昌,李顺昕,等. 经柔性直流输电并网的大型风电场频率控制策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(6):109-114.
YANG Jinggang, YUAN Zhichang, LI Shunxin, et al. Frequency control strategy for large-scale wind farm grid connection through VSC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 109-114.
- [7] 张昭丞,郭佳田,诸浩君,等. 基于全生命周期成本的海上风电并网方案优选分析[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(21):51-57.
ZHANG Zhaocheng, GUO Jiatian, ZHU Haojun, et al. Optimization scheme of offshore wind power grid connection based on LCC model[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(21): 51-57.
- [8] 章心因,吴在军,郝思鹏,等. 基于 VSC-HVDC 的风电系统低压穿越技术综述[J]. 电测与仪表,2013(7):7-12.
ZHANG Xinyin, WU Zaijun, HAO Sipeng, et al. Review of low voltage ride-through technology for VSC-HVDC based wind power generation systems[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2013(7): 7-12.
- [9] 刘璇,宋强,刘文华. 海上风电场并网柔直系统的故障穿越协调控制策略[J]. 电测与仪表,2016,53(19):1-6.
LIU Xuan, SONG Qiang, LIU Wenhua. A coordinated control strategy for fault ride-through of offshore wind farm connected flexible HVDC[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2016, 53(19): 1-6.
- [10] 李琦,宋强,刘文华,等. 基于柔性直流输电的风电场并网故障穿越协调控制策略[J]. 电网技术,2014,38(7):1739-1745.
LI Qi, SONG Qiang, LIU Wenhua, et al. A coordinated control strategy for fault ride-through of wind farm integration based on VSC-HVDC[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1739-1745.
- [11] 鲁晓军,林卫星,姚良忠,等. 辅助经 VSC-HVDC 并网的海上风电场故障穿越的动态制动电阻参数设计与控制策略[J]. 南方电网技术,2015,9(5):19-26.
LU Xiaojun, LIN Weixing, YAO Liangzhong, et al. Parameter design and control strategy of dynamic braking resistor for aiding fault ride-through of offshore wind farms connected through VSC-HVDC[J]. Southern Power System Technology, 2015, 9(5): 19-26.
- [12] ABDALRAHMAN A, ISABEGOVIĆ E. DoWin1-challenges of connecting offshore wind farms[C]//IEEE International Energy Conference. Leuven, Belgium: IEEE, 2016: 1-10.
- [13] 梅念,周杨,李探,等. 张北柔性直流电网盈余功率问题的耗能方法[J]. 电网技术,2020,44(5):1991-1999.
MEI Nian, ZHOU Yang, LI Tan, et al. Energy consumption method for power surplus in Zhangbei VSC-based DC grid[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1991-1999.
- [14] HUSSENNETHER V, RITTIGER J, BARTH A, et al. Projects BorWin2 and HelWin1-large scale multilevel voltage-sourced converter technology for bundling of offshore windpower[C]//Proceedings of International Council on Large Electric Systems. Paris, France: CIGRE, 2012: 1-11.
- [15] SCHOENING S, STEIMER P K, KOLAR J W. Braking chopper solutions for modular multilevel converters[C]//Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications. Birmingham, UK: IEEE, 2011: 1-10.
- [16] SIEMENS. Sub-module of a modular braking unit, braking unit, and method for operating the braking unit: WO 2016/000757 A1[P]. 2016-07-01.
- [17] MANEIRO J, TENNAKON S, BARKER C, et al. Energy diverting converter topologies for HVDC transmission systems[C]//15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE). Lille, France: IEEE, 2013: 1-10.

作者简介:



谢晔源

谢晔源(1978—),男,江西鄱阳人,教授级高级工程师,主要研究方向为大功率电力电子变流技术及其在电力系统中的应用、柔性直流输电技术;

姚宏洋(1988—),男,安徽天长人,博士,通信作者,主要研究方向为柔性直流输电技术及其电磁场仿真(E-mail: yaohy@nrec.com)。

(编辑 李莉)

Modular series-connection DC energy braking device for VSC-HVDC system

XIE Yeyuan, YAO Hongyang, LI Haiying, YIN Guanxian, OUYANG Youpeng, LI Zhao

(NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: Due to the advantages of low transmission loss, VSC-HVDC (Voltage Source Converter-based High Voltage Direct Current) is easy to realize fault isolation, fault ride through and independent control of active and reactive power, which makes it have great application prospect in the field of offshore wind power integration. In order to realize the fault ride through of offshore wind power VSC-HVDC system, based on the comparison and analysis of the existing DC energy braking device schemes, an economical modular series-connection DC energy braking device topology is proposed, which combines the advantages of resistor outdoor heat dissipation, distributed module self-energy acquisition and soft switching control, and solves the controllable discharge problem of the sub module voltage rising continuously caused by the asynchronous switching on-off of power devices. The detailed operation status and control strategy of the proposed topology are analyzed. The feasibility of the proposed topology and the control strategy of sub module controllable discharge are verified by the module prototype experiment and equivalent minimum system experiment. RTDS experiment verifies that the proposed modular series-connection DC energy braking device can realize the smooth fault ride through of system.

Key words: VSC-HVDC; fault ride through; DC energy braking device; modular; series-connection

(上接第 116 页 continued from page 116)

Equivalent modeling of electromagnetic transient simulation for hybrid braking resistance converter

ZHAO Zheng¹, TIAN Yuanyuan¹, XUE Yinglin¹, LEI Xiao², YANG Zhangbin², HU Zongqiu²

(1. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China;

2. China Three Gorges Mechanical and Electrical Engineering Co., Ltd., Chengdu 610095, China)

Abstract: In order to solve the problem that the huge number of network nodes in the original model of hybrid braking resistance converter in the VSC-HVDC (Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current) system with island new energy resources seriously restricts the speed of electromagnetic transient simulation, an equivalent modeling method for hybrid braking resistance converter based on Thevenin equivalent and nested iteration is proposed. In this method, the whole branch is divided into four kinds of sub-module networks with different operation states. The Thevenin equivalent circuit of each sub-module network is obtained based on the triggering instruction combination of main and auxiliary switching devices in the sub-modules, and the synthetic equivalent model of the hybrid braking resistance converter branch is substituted into the whole network of VSC-HVDC system for solution. The electrical characteristics of the internal sub-module are inversely deduced, and then the solution is iterated. The consistency test and simulation time comparison between the equivalent model and the original model are carried out in PSCAD / EMTDC simulation software. The results show that the method can greatly reduce the simulation time, and highly simulate the external operation characteristics and the internal sub-module variation characteristics of hybrid braking resistance converter.

Key words: hybrid braking resistance converter; electromagnetic transient modeling; nested iteration; Thevenin equivalent; power surplus

附录

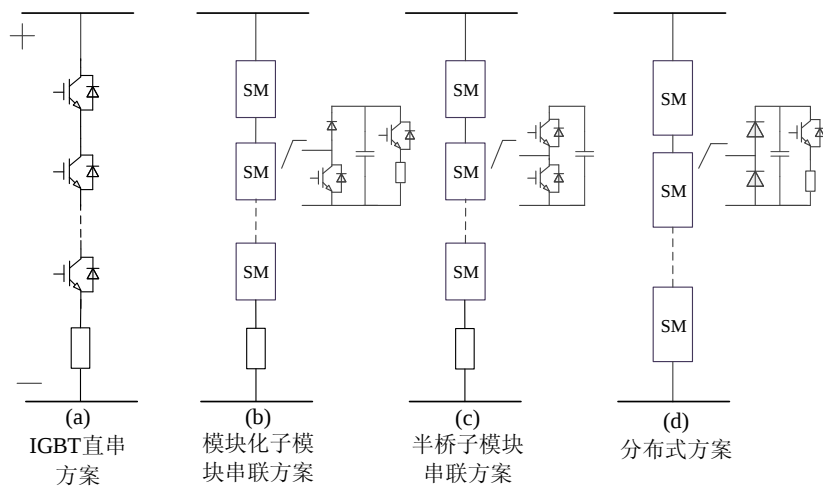


图 A1 典型直流耗能装置方案对比

Fig.A1 Comparison of typical DC energy braking device schemes

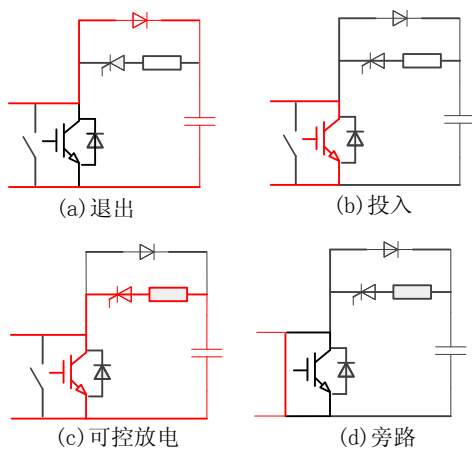


图 A2 子模块工作状态

Fig.A2 Working status of sub-module

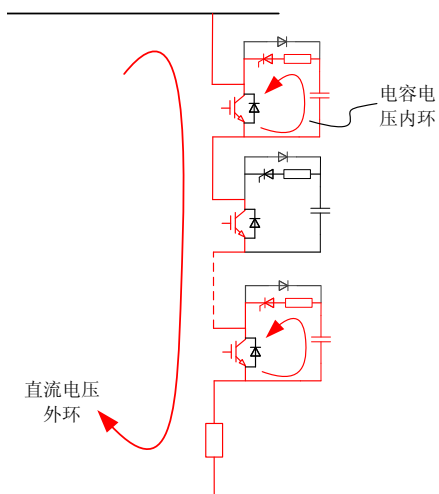


图 A3 直流电压及子模块电压控制示意图

Fig.A3 Schematic diagram of DC voltage and sub module voltage control

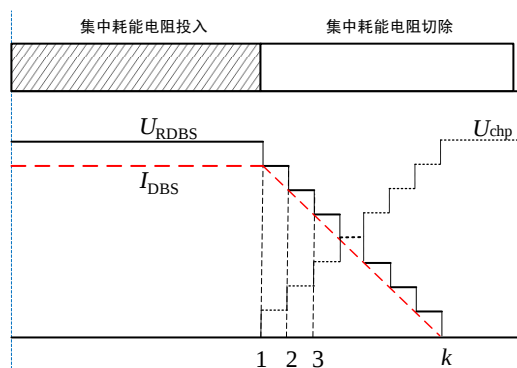


图 A4 阶梯切除示意图

Fig.A4 Schematic diagram of step switching off

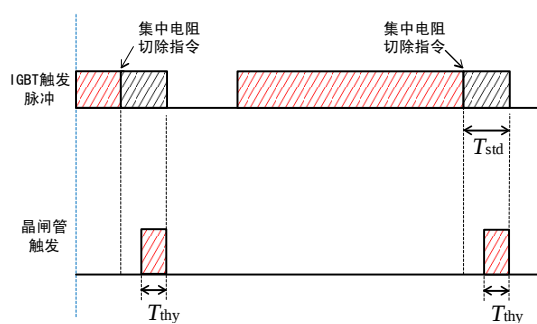
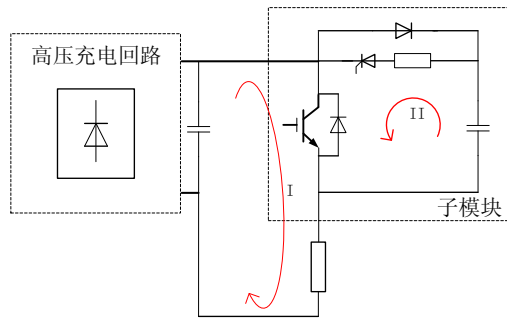
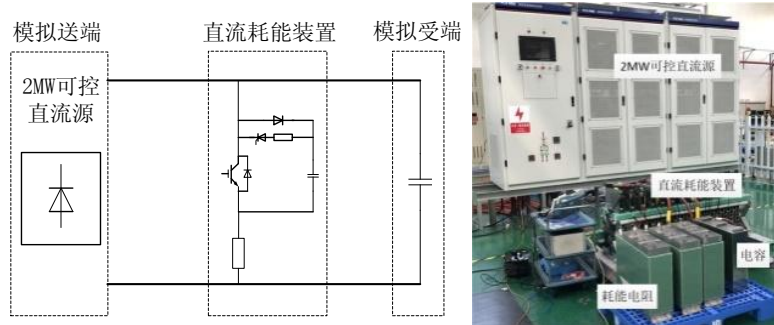


图 A5 晶闸管控制示意图

Fig.A5 Schematic diagram of thyristor control



(a) 子模块实验回路



(b) 等效最小实验系统

图 A6 子模块与最小系统实验回路

Fig.A6 Experiment circuit of sub-module and equivalent minimum system

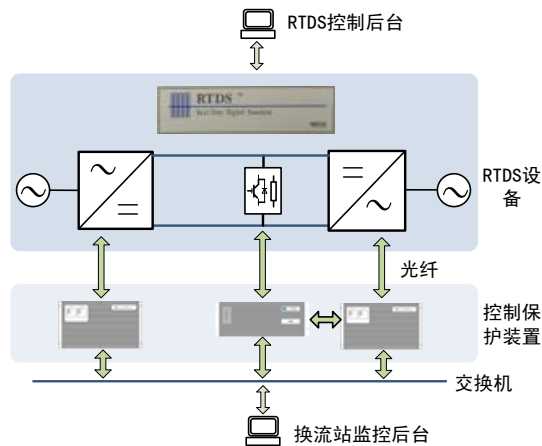


图 A7 RTDS 实验系统架构

Fig.A7 Architecture of RTDS experiment system

表 A1 系统参数

Table A1 System parameters

参数	数值	参数	数值
直流电压	± 400 kV	集中耗能电阻	564Ω
换流器额定功率	1 100 MW	集中耗能电阻额定能量	1 650 MJ
直流海缆长度	99 km	满功率持续耗能时间	1.5 s
耗能子模块额定电压	2 kV	冷却方式	空气冷却
耗能子模块电容	2 mF	耗能稳态电压波动范围	$\leq \pm 0.03$ p.u.