

基于主动电压抬升的光伏全直流汇集与送出系统网侧故障穿越策略

史兴华¹, 张雪垠², 甘纯¹, 马已青², 闻旭东¹, 段金沛², 赵彪^{2*}

(1. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 浙江 杭州 310014;

2. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610213)

Fault Ride-Through Strategy for PV Full DC Collection and Transmission System Based on Active Voltage Rising Method

SHI Xinghua¹, ZHANG Xueyin², GAN Chun¹, MA Yiqing², WEN Xudong¹,

DUAN Jinpei², ZHAO Biao^{2*}

(1. State Grid Zhe-Jiang Electric Power Co., Ltd., Research Institute, Hangzhou 310014, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute Tsinghua University, Chengdu 610213, China)

Abstract: In the photovoltaic (PV) full DC collection and transmission system, a short circuit fault on the high voltage DC (HVDC) side will lead to a decrease in power absorption capacity of the high voltage side DC grid. PVs cannot detect the fault of the high voltage side DC grid in time, therefore its output power remains unchanged, which results in the system overvoltage and causes the system to shut down. To address this problem, a fault ride through strategy based on the active voltage rise is proposed. While the voltage of the high voltage side submodule of the high voltage DC transformer is risen to a certain level, the number of the medium voltage side submodules which output the high voltage level is increased to rise the voltage of the medium DC bus. And with the maximum power point tracking (MPPT) converters which have the function of fault state P-V droop, the MPPTs enter the power limiting mode in advance to achieve the power balance of the high voltage DC transformer, thus reduces the overvoltage of the submodule capacitor, and achieves the fault ride through function. The overvoltage of the HVDC transformer submodule under the proposed strategy is analyzed, and the effectiveness and necessity of the strategy are verified by simulation.

Key words: PV full DC collection and transmission; high voltage DC transformer; maximum power point tracking converter; overvoltage; P-V droop; fault ride through

基金项目: 国网浙江省电力有限公司项目(5211DS230005)

Project supported by the State Grid Zhe-Jiang Electric Power Co., Ltd. (5211DS230005)

摘要: 光伏(PV)全直流汇集与送出系统中,高压直流(HVDC)侧发生短路故障导致功率消纳能力下降,光伏无法及时感知故障而功率不变,导致系统过压停运。为解决此问题,提出了一种基于主动电压抬升的故障穿越策略,当高压直流变压器高压侧子模块电压上升到某一水平时,增加中压侧投入的子模块总数以提升中压直流电压,配合具有故障态 P-V 下垂特性的最大功率点跟踪(MPPT)装置,实现子模块未过压情况下最大功率点跟踪进入限功率模式,实现高压直流变压器端口功率平衡,达到降低子模块过压、完成故障穿越的效果。对所提策略下 HVDC 变压器子模块过压进行了分析,并仿真验证了策略的有效性和必要性。

关键词: 光伏全直流汇集与送出; 高压直流变压器; 最大功率点跟踪装置; 过电压; P-V 下垂; 故障穿越

0 引言

21 世纪以来,全球能源发展快速进入了清洁低碳转型期,光伏发电^[1-3]相对其他新能源具有技术成本优势,而直流汇集与送出系统^[4-7]应时而生,有望成为新能源汇集与送出的主要形式。光伏全直流汇集与送出系统是一种新型的光伏发电并网系统,其中低压汇集、中高压送出均采用直流方案实现,各电压等级之间采用直流变压器^[8-13]进行变压。该系统较传统交流汇集与送出系统具有稳定性强、谐波少、无需无功补偿以及控制简单等特点,是大规模光伏并网的有效手段。

然而,光伏全直流汇集与送出系统中,高压直流(High Voltage DC, HVDC)系统瞬时性短路引发电压暂降后,系统功率消纳能力降低,高压直流变压器功率无法完全外送,光伏无法即时感知高压直流系统故障,仍处于最大功率点跟踪(Maximum Power Point Tracking, MPPT)^[14-15]发电状态,导致高压直流变压器子模块电容被充电过压、系统停运。此时,高压直流变压器的子模块将面临过压损坏风险。同时,系统尚存的功率消纳能力也无法利用。上述问题的现有解决方案需配置协调控制器,通过通信的方式限制光伏功率^[16-17]。然而,光伏发电装置和光伏场站的并网节点一般相距较远,配置快速通信成本较高且可靠性较低。针对无快速通信的光伏直流汇集与送出系统,借鉴交流系统和风力发电系统经验,主要有两种方案可以限制上述过电压:线路设置避雷器^[18]和线路设置耗能装置^[19-20]。

线路设置避雷器吸收光伏盈余能量,可以限制高压直流变压器子模块过压。该方案和交流线路配置避雷器的方案原理相同。该方案成本低,可一定程度弱化上述问题。但避雷器残压比一般为 1.5,因此虽然子模块过压幅度降低,但仍会过压停运。

线路设置耗能装置限制过压的方案常见于风力发电系统。当受端系统出现故障时,送端风机具有惯性^[21],功率不能立即降低为 0,送端功率需通过耗能装置吸收。该方案可灵活限制过压,但耗能装置是基于电力电子器件的设备,成本高昂。

为此,本文提出了一种基于主动电压抬升的光伏直流汇集与送出系统网侧故障穿越策略以解决上述问题。首先研究了光伏直流汇集与送出方案;进而分析了基于主动电压抬升的故障处理策略;最后通过仿真验证了所提策略的有效性和必要性。

1 光伏直流汇集与送出方案

1.1 光伏全直流汇集与送出系统架构

图 1 所示是两级升压型光伏全直流汇集与送出系统架构,两级升压系统是研究最为广泛的直流汇集与送出系统,因此本文针对该系统开展研究。该系统主要包括光伏、MPPT、中压直流(Medium

Voltage DC, MVDC)变压器和高压直流变压器。高压直流变压器负责稳定中压直流电压,中压直流变压器则负责稳定中/低压直流电压变比。

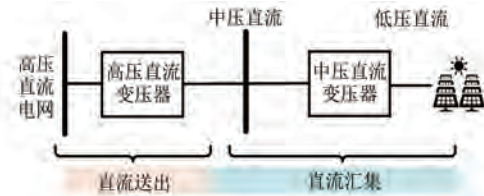


图 1 光伏全直流汇集与送出系统架构

Fig. 1 Photovoltaic full DC collection and transmission system architecture

1.2 高压直流变压器的拓扑

图 2 所示是典型高压直流变压器拓扑。正常工作高压直流变压器的控制方式为:高压侧调节高压直流电流以稳定高压侧子模块总电压;交流侧调节高压侧传输至中压侧的功率以稳定中压侧子模块总电压;中压侧采用开环控制,由于子模块总电压保持恒定,开环控制下中压直流端口电压亦保持恒定。

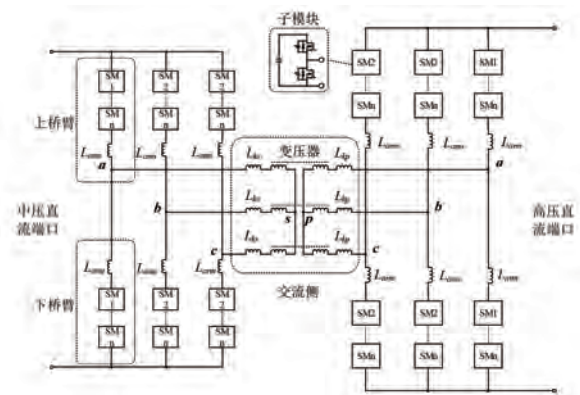


图 2 典型高压直流变压器的拓扑

Fig. 2 Topology of typical HVDC transformer

高压直流电网发生瞬时性短路故障引发电压暂降,高压直流变压器调整输出电压以匹配高压直流电网电压,保证直流不过流。由半桥模块输出特性可知,减少直流电压会同步降低交流电压输出能力,为避免过调制,半桥模块输出的直流电压不能无限制降低。一般稳态调制比为 0.85,故直流电压可降低 15%。因此,当直流系统电压暂降程度在 15% 以内时,高压直流变压器具备不过流闭锁、完成直流低电压穿越的能力。此外与柔直相同,将桥臂半桥部分或全部替换为全桥可进一步提高上述暂降耐受水平,依据所增加的全桥模块数量比例,

最多可实现直流电压低至 0 的故障穿越。

2 主动电压抬升的故障处理策略

2.1 问题分析

高压直流变压器和 MPPT 一般距离较远,二者之间缺乏低延时通信信道。高压直流电网发生短路故障后,高压侧送出功率跌落,但 MPPT 无法及时感知故障而降低输出功率,光伏的盈余功率导致直流母线电压抬升,系统过压停运。

为此,本文首先提出了一种无需通信的适用于故障处理的光伏 MPPT 限功率策略,进而提出了一种能够在故障发生后使得 MPPT 更快速地进入限功率模式的高压直流变压器主动电压抬升策略,以明显降低故障后的过压水平。

2.2 限功率策略

2.2.1 光伏 P-V 下垂策略

高压直流侧发生短路故障后,需限制 MPPT 功率。本文提出了适用于故障处理的 MPPT P-V 下垂策略,如图 3 所示,可不通过远距离通信实现光伏功率限制。与传统为实现并联功率均衡所采用的 MPPT P-V 下垂策略不同,该策略仅在直流电压超过稳态运行范围后方起作用。该策略可理解为 MPPT 在限功率模式下不再寻找最大功率点,而是寻找给定功率点。当 MPPT 输出端的低压直流电压 $U_{dc1} \leq U_0$ 时,不限制 MPPT 功率;当 $U_{dc1} > U_0$ 后,限制 MPPT 功率为

$$P_{MPPT} = P_{max} [1 - K_{drop}(U_{dc1} - U_0)] \quad (1)$$

式中: P_{max} 为 MPPT 最大功率; K_{drop} 为下垂系数; U_0 为下垂阈值电压。

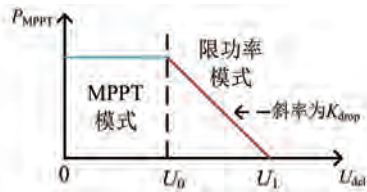


图 3 MPPT 装置 P-V 下垂策略

Fig. 3 P-V droop strategy of MPPT converter

进入限功率模式后,当光伏输出功率大于给定功率时,降低 MPPT 输出功率;受光照影响,当光伏输出功率小于给定功率时,MPPT 功率保持不变。基于上述策略,当高压直流侧出现故障后,光伏功率盈余导致中压直流母线电压升高,从而触发 MPPT P-V 下垂特性限制光伏功率,实现高

压直流变压器输入、输出功率平衡,避免系统过压闭锁而损失所有功率。然而,在传统高压直流变压器的控制下,上述策略的实现需高压直流变压器模块电压升高而被动抬升中压直流电压,导致子模块严重过压、系统闭锁损失全部功率。为此,本文提出了高压直流变压器直流电压主动抬升策略。

2.2.2 高压直流变压器主动电压抬升策略

高压直流变压器输出侧系统发生短路故障后,高压直流变压器主动抬升中压直流电压。由于中压直流变压器工作于定变比模式,等效抬升了低压直流电压,使得 MPPT 尽快进入限功率模式,达到减小过压水平的目的,控制流程如图 4 所示。图中: U_{smh} 为高压直流侧子模块电容电压实际值; U_{smhMAX} 为正常工况高压直流侧子模块电容电压的运行范围上限; U_{dcnN} 为中压直流电压额定值; U_{dcnREF} 为故障工况中压直流电压参考值。

故障工况下高压直流变压器主动抬升中压直流电压至 U_{dcnREF} ,其计算方法如图 5 所示。其中,比例积分(Proportional Integral, PI)调节器输出设有限幅环节,限制输出值下限 ≥ 0 ,可使得所提控制在正常工况下输出为中压直流电压额定值 U_{dcnN} ,不会对运行产生影响。因此,稳态和故障态无需切换控制模式,利于实施。

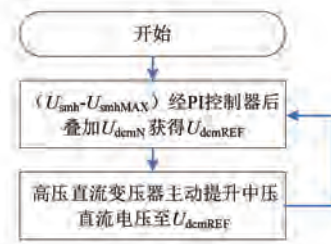


图 4 主动电压抬升策略流程图

Fig. 4 Flowchart of active voltage rising strategy

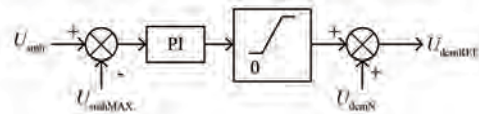


图 5 U_{dcnREF} 控制框图

Fig. 5 Control block diagram of U_{dcnREF}

2.3 子模块过压计算

如图 3 所示,MPPT 在低压直流电压 U_{dc1} 等于 U_0 时,感应到系统过压,MPPT 转为 P-V 下垂模式;在 U_{dc1} 等于 U_1 时,将功率限制为 0。受控制系统采样滤波等延时影响,功率下降需 t_d 延时

方可完成。若发生故障前 MPPT 输出功率为 P_{normal} , 故障后高压直流变压器输出功率为 P_{fault} ($P_{fault} < P_{normal}$), 则 t_d 期间系统电压抬升。忽略 t_d 时间内的动态调节过程, 可得故障后 t_d 时间内高压直流变压器子模块存储能量如图 6 阴影区域所示, 计算方法如下:

$$W_1 = \frac{1}{2} t_d (P_{normal} - P_{fault}) \quad (2)$$

式中: t_d 为控制延时。

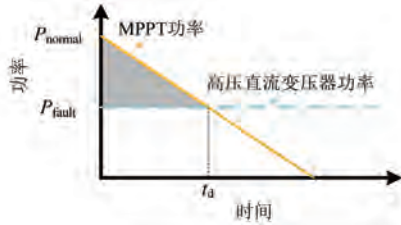


图 6 光伏功率与高压直流变压器功率关系

Fig. 6 The relationship between PV power and HVDC transformer power

另一方面需考虑电抗能量变化, 其能量最终存储到高压直流变压器中, 能量变化为

$$W_2 = \frac{1}{2} L I_{dc_normal}^2 - \frac{1}{2} L I_{dc_fault}^2 \quad (3)$$

式中: I_{dc_normal} 为故障前的电感电流; I_{dc_fault} 为故障后的电感电流; L 为直流等效串联电感, 包括高压直流变压器中压直流端口等效电感+中压直流变压器直流等效电感+MPPT 直流等效电感+线路电感。

上述两部分能量 W_1 和 W_2 之和最终存储在

高压直流变压器的子模块电容中。为计算子模块过压, 需要研究高压直流变压器模块电容的充能情况。高压直流变压器交流侧的控制目标为稳定中压侧子模块电压, 因此中压侧子模块的能量会传递至高压侧, 可认为上述能量均由高压侧子模块承担, 可得故障后高压侧子模块电压 U_{smh1} 为

$$\frac{1}{2} N C_{smh} U_{smh1}^2 - \frac{1}{2} N C_{smh} U_{smhN}^2 = W \quad (4)$$

$$U_{smh1} = \sqrt{U_{smhN}^2 + \frac{2W}{N C_{smh}}} \quad (5)$$

式中: U_{smhN} 为高压侧子模块额定电压; N 为高压侧模块总数; C_{smh} 为高压侧模块电容。

2.4 案例分析

以 ± 200 kV/ ± 20 kV/100 MW 的光伏全直流汇集系统为例进行案例分析。系统拓扑如图 7 所示, 系统参数如表 1 所示。

工程中, 直流母线电压波动一般不超过 2%, 可设置 $U_0 = 1.02$ pu。从系统保护角度考虑, U_1 可设置为 1.1 pu, 如图 8 所示。

表 1 系统参数

Tab. 1 System parameters

参数名称	参数值
直流电压 U_{dch} 、 U_{dem} 、 U_{del} /kV	± 200 、 ± 20 、1.5
系统额定功率 P_N /MW	100
高压侧子模块电容 C_{smh} /mF	1.35
高压侧子模块总数 N /个	1 140
高压侧子模块额定电压 U_{smhN} /kV	2.1
等效直流电感 L /mH	10

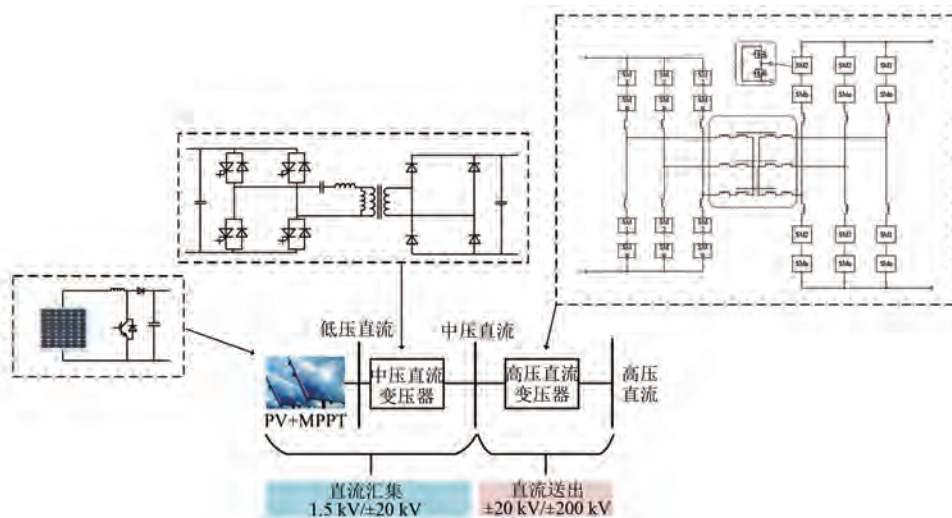


图 7 全直流汇集与送出系统电路

Fig. 7 Full DC collection and transmission system circuitry

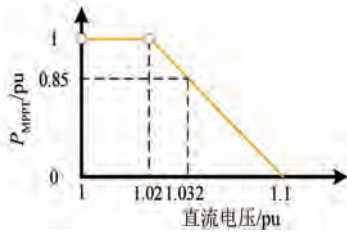


图8 案例研究中的P-V下垂特性设置

Fig. 8 Setting of P-V droop characteristic in the case study

光伏组件通常为多路并联,不同组件的实时功率并不一定相同,P-V模式下各组件工况不同。设一共有4路光伏组件并联,容量各25 MW,共计100 MW。考虑系统电压暂降15%工况,故障后若高压直流变压器保留了0.85 pu功率,则不同情况中、低压直流电压的稳态过压点分析如下:

情况1:光照较弱,PV总功率小于85 MW时,由于高压直流变压器还保留有85 MW的输出能力,直流电压会逐渐降低,并重新回到1 pu;

情况2:光照较强,PV总功率大于85 MW时,由于高压直流变压器仅有85 MW的输出能力,功率较大的光伏组件被限制功率,此时,根据图8可知,直流电压在1~1.032 pu之间运行。如果故障前光伏组件功率不均,以25 MW、25 MW、25 MW和19 MW为例:PV总功率大于85 MW时,直流电压开始上升,但由于此时电压仍在1~1.02 pu,PV并未限制功率;当直流电压大于1.02 pu后,PV开始限制功率且限制功率较大的3块光伏组件;当直流电压达到1.0296 pu时,PV总功率限制为85 MW,系统在该电压下稳定运行,如图9所示。

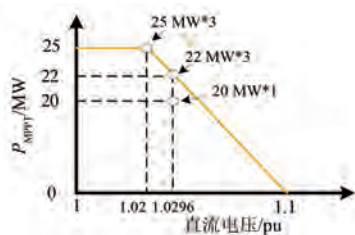


图9 情况2过压示意图

Fig. 9 Over voltage diagram of scenario 2

首先分析高压直流变压器子模块过压最严重的情况。考虑到高压直流变压器闭锁后直流等效串联电抗续流阶段,高压直流变压器上下桥臂等效为同时投入,子模块过压情况明显优于非闭锁的故障穿越工况,因此按照最恶劣工况,即高压直

流电压跌落为0.85 pu、高压直流变压器故障穿越不闭锁,以此计算子模块过压。

高压直流侧发生故障后电压降低15%,电流不变,功率传输能力由 $P_{normal} = 100$ MW降低为 $P_{fault} = 85$ MW,电感电流由 $I_{dc_normal} = 2500$ A降低为 $I_{dc_fault} = 2125$ A。控制延时方面,柔直电压外环带宽一般为20 Hz^[22],而图5所示为顶层控制,响应速度应低于电压外环。参考电流内环和电压外环带宽比例,通常为5以上,则本文 t_d 取250 ms。根据式(2)和式(3)可得:

$$W_1 = \frac{1}{2} \times 0.250 \times 15 \times 10^6 = 1.875 \text{ MJ} \quad (6)$$

$$W_2 = \frac{1}{2} \times 0.01 \times (2500^2 - 2125^2) = 0.0087 \text{ MJ} \quad (7)$$

进而可得总能量为

$$W = W_1 + W_2 = 1.8837 \text{ MJ} \quad (8)$$

根据式(5)可得故障后子模块电压为

$$U_{smh1} = \sqrt{U_{smhN}^2 + \frac{2W}{NC_{smh}}} = 2620 \text{ V} \quad (9)$$

子模块过压为 $2620/2100 = 1.25$ pu。案例分析中,电抗续流能量占比极小可忽略,但案例中交流环节频率仅50 Hz,如果频率提升则控制延时 t_d 降低,电抗能量或不可忽略。

3 仿真验证

3.1 MPPT P-V下垂特性仿真

选取一组20 MW光伏MPPT+中压直流变压器所构成的汇集单元进行MPPT P-V下垂特性测试。中压直流变压器工作于定变比模式,可认为中压直流母线电压除以变比,即光伏MPPT输出电压,变比为40 kV/1.5 kV,光伏P-V下垂特性依据图8设置。

图10为光伏满功率运行时中压直流电压升高至1.1 pu,一段时间后电压恢复1.06 pu的仿真结果。中压直流电压超过1.02 pu,PV功率开始下降;中压直流电压升高至1.1 pu后PV功率下降为0;中压直流电压恢复1.06 pu后PV功率恢复0.5 pu。上述结果表明P-V下垂特性符合预期。

3.2 主动电压抬升策略仿真

为验证本文高压直流变压器主动电压抬升策

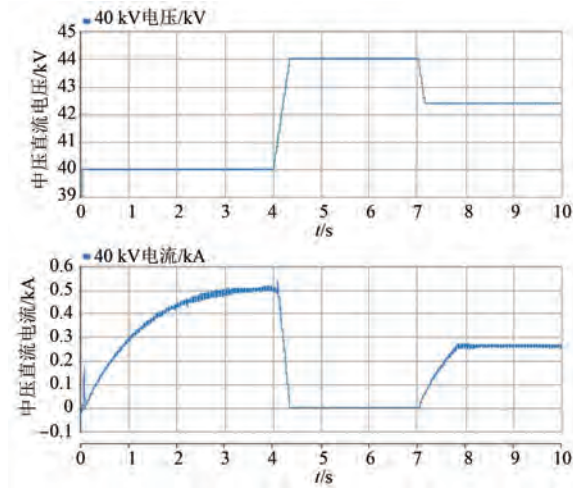


图 10 中压直流电压电流仿真波形

Fig. 10 The simulation waveforms of MVDC voltage and current

略的有效性,在图 7 所示的系统中开展高压直流故障穿越仿真试验,系统参数如表 1 所示。配置的 MPPT 具有图 8 所示的 P-V 下垂特性。系统故障高压直流电压暂降至 0.85 pu 的仿真结果如图 11~图 13 所示。

图 11 为未采用本文所述控制的高压侧波形。 $t=1$ s 时高压直流电压暂降至 0.85 pu,子模块平均电压由额定值 2.1 kV 升高至 3.53 kV(未设置

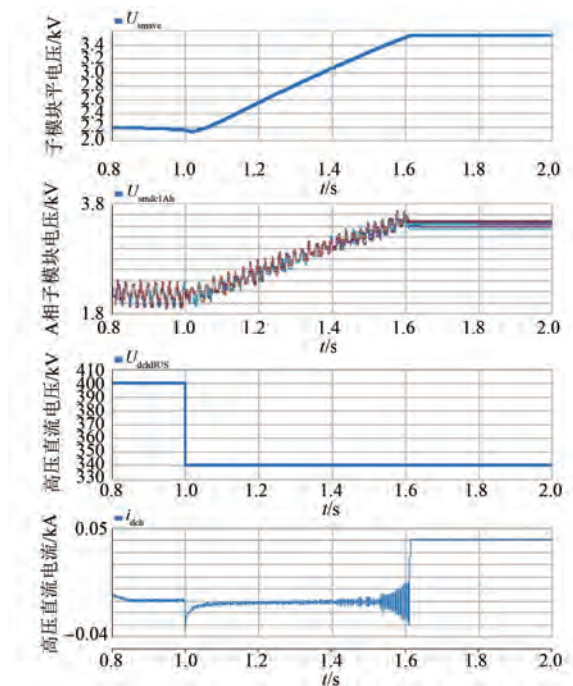


图 11 未采用本文所述控制的高压侧波形

Fig. 11 HV-side waveforms without proposed strategy

模块过压保护),过压至 1.68 pu,系统闭锁损失全部功率。

图 12 为采用了本文所述控制的高压侧仿真波形。故障后子模块平均电压升高至 2.65 kV,过压至 1.26 pu,与理论值 1.25 pu 基本相符; $t=2$ s 时高压直流电压恢复 1 pu,系统恢复额定功率,完成故障穿越。

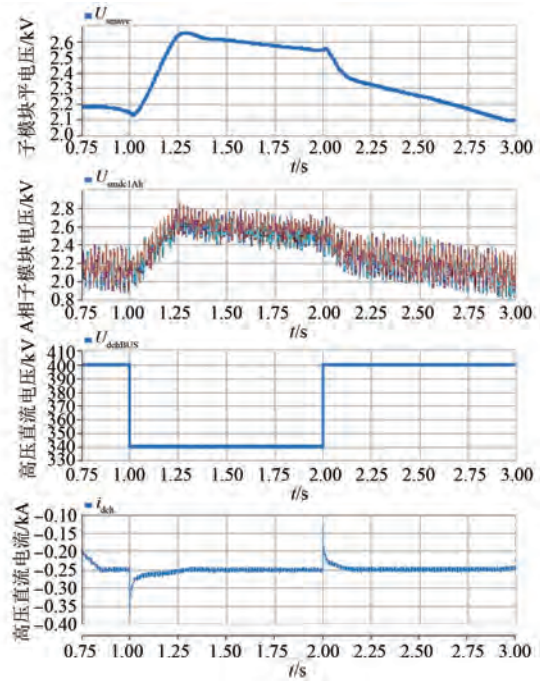


图 12 采用本文所述控制的高压侧波形

Fig. 12 HV-side waveforms with proposed strategy

图 13 为采用了本文所述控制的中压侧仿真波形。故障后中压直流电压经大约 300 ms 主动抬升至 41.3 kV(1.032 5 pu),子模块电压(中压侧额定值 2 kV)无明显变化,直流电流降低至 2.058 kA,直流功率下降至 85 MW; $t=2$ s 时高压直流电压恢复 1 pu,系统恢复额定功率,完成故障穿越。

由仿真结果可知,采用本文所提控制后子模块过压从 1.68 pu 降低至 1.26 pu。工程中子模块过压保护定值通常不超过 1.4 pu,过压将导致一系列问题,例如会触发 IGBT 有源钳位导致子模块桥臂直通而引发短路。采用本文所提控制后过压未超过 1.26 pu,证明了所提控制策略的有效性和必要性。

4 结语

本文针对无即时通信的光伏全直流汇集与送

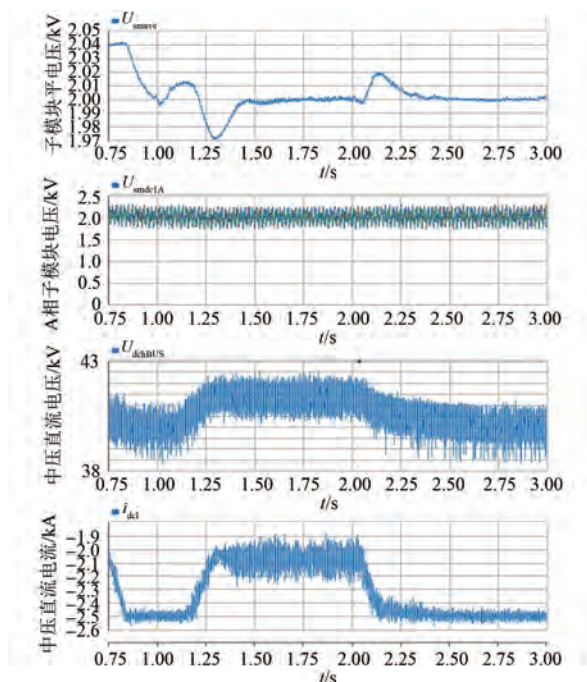


图 13 采用本文所述控制的中压侧波形

Fig. 13 MV-side waveforms with proposed strategy

出系统高压直流侧瞬时性故障,电网功率消纳能力下降导致光伏功率盈余,高压直流变压器子模块被充电而过压停运,无法故障穿越的问题,提出了一种基于主动电压抬升的故障处理策略。通过高压直流变压器主动抬升中压直流母线电压,配合具有故障态 P-V 下垂特性的 MPPT,实现了无即时通信的情况下限制 PV 功率,进而使得 PV 和直流变压器功率达到动态平衡,在最大程度减小弃光的同时降低高压直流变压器子模块过压,实现故障穿越。基于所提控制,故障情况下子模块过压由 1.68 pu 降低为 1.26 pu,系统未过压闭锁、完成了故障穿越,证明了所提控制策略的有效性和必要性。

参考文献

- [1] KOURO S, LEON J, VINNIKOV D, et al. Grid-connected photovoltaic systems: An overview of recent research and emerging PV converter technology [J]. IEEE Industrial Electronics Magazine, 2015, 9 (1): 47-61.
- [2] 石佩玉, 彭程, 贾新立, 等. 基于光伏逆变最大功率约束下垂控制策略研究[J]. 电机与控制应用, 2023, 50(9): 78-84.
- SHI P Y, PENG C, JIA X L, et al. Research on

droop control strategy based on photovoltaic inverter maximum power constraint [J]. Electric Machines & Control Application, 2023, 50(9): 78-84.

- [3] 曹帅, 吴鑫, 刘锦玉, 等. 光储联合发电系统调度优化控制策略[J]. 电机与控制应用, 2023, 50 (7): 89-94.
- CAO S, WU X, LIU J Y, et al. Scheduling optimization control strategy of PV and storage combined power generation system [J]. Electric Machines & Control Application, 2023, 50(7): 89-94.
- [4] LI Y, LIU H, CHI Y, et al. Requirement analysis on large-scale renewable energy DC collection and transmission technology [C] // International Conference on HVDC, Xi'an, 2020.
- [5] ZHANG Y, ZHAO Y, ZHAO X, et al. Optimization of power source adapting to renewable energy collected by flexible DC [C] // 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration, Wuhan, 2020.
- [6] 徐政, 徐文哲, 张哲任, 等. 大型陆上水风光综合基地交直流组网送出方案研究[J]. 浙江电力, 2023, 42(6): 3-13.
- XU Z, XU W Z, ZHANG Z R, et al. Research on an AC/DC networking and transmission scheme for large-scale onshore hydro-wind-solar integrated bases [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(6): 3-13.
- [7] 张哲任, 徐政, 黄莹, 等. 藏东南光伏基地全直流汇集送出方案及其控制策略研究[J]. 浙江电力, 2023, 42(6): 23-32.
- ZHANG Z R, XU Z, HUANG Y, et al. Research on the full DC collection and transmission scheme for the photovoltaic base in Southeast Tibet and its control strategy [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42 (6): 23-32.
- [8] RAHIMI R, HABIBI S, FERDOWSI M, et al. An interleaved high step-up DC-DC converter with coupled inductor and built-in transformer for renewable energy applications [C] // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Detroit, 2022.
- [9] SAMUEL R, BABU R, HENRY J, et al. Analysis of DC-DC converters for renewable energy system [C] // 4th International Conference on Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering, Noida, 2021.
- [10] 王坚. MMC 型直流变压器的控制策略研究[D].

- 北京: 华北电力大学, 2019.
- WANG J. Research on control strategy of DC transformer based on MMC [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [11] 范世源, 王超, 向鑫, 等. 中高压直流变压器拓扑综述[J]. 东北电力大学学报, 2022, 42(5): 15-24.
- FAN S Y, WANG C, XIANG X, et al. Topology review of medium-high voltage DC transformers [J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2022, 42(5): 15-24.
- [12] LI B, LIU J Y, WANG Z Y, et al. Modular high-power DC-DC converter for MVDC renewable energy collection systems [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, 68(7): 5875-5886.
- [13] MATHEW E C, DAS A. A new isolated bidirectional switched capacitor DC-DC converter for exchanging power with MVDC grid [C] // IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies, Arad, 2022.
- [14] LATIF T, HUSSAIN S R. Design of a charge controller based on SEPIC and buck topology using modified incremental conductance MPPT [C] // 8th International Conference on Electrical and Computer Engineering, Dhaka, 2014.
- [15] ELGENDY M A, ZAHAWI B, ATKINSON D J. Dynamic behavior of hill-climbing MPPT algorithms at low perturbation rates [C] // IET Conference on Renewable Power Generation, Edinburgh, 2011.
- [16] 钮厚敏, 贾科, 刘鑫, 等. 光伏直流升压场站并网整体协同低电压穿越控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 1-12.
- NIU H M, JIA K, LIU X, et al. Overall coordinated low voltage ride-through control strategy for grid connection of a photovoltaic DC booster station [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 1-12.
- [17] 李俊涛, 贾科, 董学正, 等. 网侧故障下光伏直流并网系统不平衡功率快速平抑方法[J/OL]. 电工技术学报, 2024-1-4. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.230610>.
- LI J T, JIA K, DONG X Z, et al. A fast method for suppressing unbalanced power in photovoltaic DC grid-connected system under grid-side faults [J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024-1-4. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.230610>.
- [18] 万帅, 刘子皓, 曹伟, 等. ± 1 100 kV 直流输电线路避雷器在吉泉线的应用设计[J]. 电瓷避雷器, 2022, 3: 74-80+88.
- WAN S, LIU Z H, CAO W, et al. Application design of ± 1 100 kV DC line arrester in Ji-Quan transmission line [J]. Insulators and Surge Arresters, 2022, 3: 74-80+88.
- [19] XU C Q, ZHANG X Y, YU Z Q, et al. A novel DC chopper with MOV-based modular solid-state switch and concentrated dissipation resistor for ± 400 kV/1 100 MW offshore wind VSC-HVDC system [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(5): 4483-4488.
- [20] WU S H, QI L, ZHANG X Y, et al. A novel low-cost DC chopper for offshore wind VSC-HVDC system by using thyristors instead of full-control devices [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2024, 71(4): 3639-3649.
- [21] 陈静, 刘建坤, 胡靖雪, 等. 智能微网考虑风机惯性的负荷跟随控制策略[J]. 电力电子技术, 2016, 50(9): 16-18.
- CHEN J, LIU J K, HU J X, et al. A load-following control strategy in smart micro-grid by considering the wind turbine inertia issue [J]. Power Electronics, 2016, 50(9): 16-18.
- [22] 尹睿. 电压源型换流器接入交流系统并网稳定分析与控制研究[D]. 济南: 山东大学, 2022.
- YIN R. Stability analysis and control design of AC grid-connected voltage source converter [D]. Ji'nan: Shandong University, 2022.

收稿日期:2023-12-19

收到修改稿日期:2024-01-05

作者简介:

史兴华(1996-),男,硕士,教授级高工,研究方向为电网规划和新能源并网消纳技术,1273492812@qq.com;

*通信作者:赵彪(1986-),男,博士,副教授,研究方向为柔性直流输配电和大功率电力电子, zhaobiao112904829@126.com。

Fault Ride-Through Strategy for PV Full DC Collection and Transmission System Based on Active Voltage Rising Method

SHI Xinghua¹, ZHANG Xueyin², GAN Chun¹, MA Yiqing², WEN Xudong¹,
DUAN Jinpei², ZHAO Biao^{2*}

(1. State Grid Zhe-Jiang Electric Power Co., Ltd., Research Institute, Hangzhou 310014, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute Tsinghua University, Chengdu 610213, China)

Key words: PV full DC collection and transmission; high voltage DC transformer; maximum power point tracking converter; overvoltage; P-V drop; fault ride through

In the photovoltaic (PV) full DC collection and transmission system, an instantaneous short circuit fault on the high voltage DC (HVDC) side will lead to a decrease in power absorption capacity of the HVDC grid. For the PV generation systems without an instant communication, the PV cannot detect the fault of the HVDC grid in time, therefore its output power remains unchanged, which results in the power imbalance of the HVDC transformer. Thus, the submodule capacitors are charged, which results in submodule overvoltage, and causes the full DC collection and transmission system to shut down, losing all of the power.

A fault ride through strategy based on the active voltage rise is proposed at the paper. Firstly, while the voltage of the HV side submodule of the HVDC transformer is risen to a certain level, the number of the medium voltage (MV) side submodules which output the high voltage level is increased to rise the voltage of the MVDC. Secondly, with the maximum

power point tracking (MPPT) converters which have the function of fault state P-V droop, the MPPT sense the voltage of DC bus increased over the threshold value, it enters the power limiting mode.

Finally, due to the fast decrease of the MPPT power, power balance of the HVDC transformer is achieved, therefore reduces the overvoltage of the submodule capacitor, and achieves the fault ride through function.

HV-side waveforms without and with the proposed strategy are shown in Fig.1.

The simulation results show that without the proposed strategy, the submodule voltage severely overvoltage to 1.68 pu in HVDC fault situation. While with the proposed strategy, the submodule voltage decreases to 1.26 pu, and the whole system rides through the fault successfully. The effectiveness and necessity of the proposed strategy are verified through simulation results.

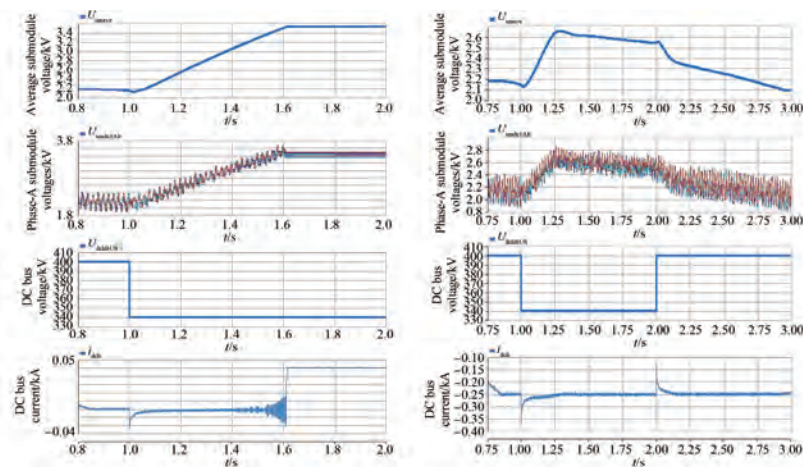


Fig. 1 HV-side waveforms without and with the proposed strategy