

经柔性直流输电并网的大型风电场频率控制策略

杨金刚¹,袁志昌²,李顺昕¹,郭佩乾²,石少伟¹,丁海龙²

(1. 国网冀北电力有限公司经济技术研究院,北京 100038;

2. 清华大学 电机工程与应用电子技术系,北京 100084)

摘要:在大型风电场经柔性直流输电系统并入交流电网的场合,传统的电网调频方法难以适用。提出一种频率控制策略,分别在逆变侧换流器、整流侧换流器和风电机组上设计响应频率变化的控制环节。所有控制环节均基于本地测量的信号,无需远距离通信。该方法可以使风电场参与交流系统调频,此外,当系统故障引起柔性直流送出容量受限时,该方法可以自动降低风电机组功率,防止直流侧过压保护动作。

关键词:柔性直流输电;风电场;频率控制;过压保护

中图分类号:TM 721.1;TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.06.016

0 引言

高压直流输电方式在风电场并网场合受到越来越多的关注,尤其是海上风电场,当离岸超过一定距离以后采用直流输电方式显示出明显的成本优势。而在高压直流输电的 2 种输电方式中,柔性直流输电(VSC-HVDC)控制方式灵活,对风电场中电压的稳定和故障穿越有很大的辅助作用,此外,柔性直流可对弱电网供电,并且不需要滤波器、无功补偿等辅助设备,系统紧凑性较高、复杂度较小,因此越来越多的风电并网传输方案选择使用柔性直流输电^[1-4]。

目前已投运的柔性直流输电工程通常侧重于其异步隔离的功能,按照预设的传输功率值运行,将交流电网的故障限制在自身区域内,防止影响另一侧电网。然而,当柔性直流输送功率对于送受端交流电网的容量而言占有很大的比例时,也应考虑其在交流电网之间发挥的事故支援能力。柔性直流输电所具有的一个突出优势在于传输的有功、无功都可以在数十毫秒级别快速精确调整,若能发挥这种受控的快速调节能力,则可以提高整个互联系统的安全稳定性,同时避免系统间的事故传递。

在柔性直流输电系统参与频率调节方面,国内外学者提出了各种方法,从技术路线上可以分成以下几类:基于站间通信的主从式控制^[5]、通过直流电压传递频率偏差的主从式控制^[6]、附加频率调节的下垂控制^[7]、虚拟同步机类的控制方法^[8-9]。上述方法主要针对的是电网之间通过柔性直流异步互联的频率控制,并未讨论风电场并网的场景。根据 GB/T 19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》,风电场应具备参与电力系统调频、调峰和备用的能力。文献[10]对大规模风电参与系统调频的技术进行了综述和展望,指出鼠笼式恒速风电机组和变速恒频风电机组都可以通过合适的控制策略参与电网调频^[11-12]。然而这些策略大多针对采用交流方式并网

的风电场,对于经柔性直流并网的风电场调频讨论较少^[13-19]。文献[13]提出一种基于柔性直流输电并网的风电场调频策略,该策略利用逆变侧换流器直流电容储能快速响应调频需求,同时根据直流电压传递的信号控制风电场出力参与调频。该方法需要将直流电压通过通信的方式发送至各台风电机组参与控制,实施成本较高,另外,通信延时也会影响控制性能。文献[14-16]通过远距离通信将主网频率变化信息传递到风电场侧,同样存在实现复杂和通信成本高的问题。文献[17-19]利用直流电压的升降传递主网频率变化信息,可以消除远距离通信带来的问题。其中文献[17]针对双端直流系统,换流器采用主从式控制,难以推广到多端直流系统。另外,文献[17-19]在风电机组侧需要采用复杂的虚拟惯性控制策略,才能使风电场具备响应频率变化的能力,其控制复杂,应用难度较高。

本文针对大型风电场经柔性直流系统并入交流电网的场合,分别设计整流侧、逆变侧换流器的频率控制策略,并对风电机组控制策略进行了改进,所提控制策略均基于本地测量的信号,无需远距离通信。应用该方法后,风电场可给交流系统提供频率调节作用,此外当系统故障引起柔性直流送出容量受限时,本文方法可自动降低风电机组功率,降低直流电压升高的幅值,防止过压保护动作。通过四端柔性直流输电系统的仿真验证了本文方法的有效性。

1 用于大型风电场并网的柔性直流输电系统

典型的用于大型风电场并网的柔性直流输电系统结构如图 1 所示。图中,AC₁、AC₂ 为交流电网;WF₁、WF₂ 为风电场;VSC₁—VSC₄ 为柔性直流换流站。其中,VSC₁、VSC₂ 为风电场并网换流器,也可称为整流侧换流器,通常运行在 VF 模式下,即控制交流侧的电压和频率为额定值;VSC₃、VSC₄ 为馈入交流电网的换流器,也可称为逆变侧换流器,通常有一

端运行在 $V_{dc}Q$ 模式(控制直流侧电压和交流侧无功),其余端可运行在 PQ 模式(控制输入交流电网的有功和无功)。根据风电场数量和传输功率的需要,图 1 所示的系统还可扩展至更多的端数。

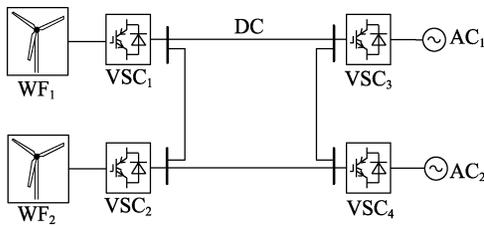


图 1 用于风电场并网的柔性直流输电系统结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of VSC-HVDC system for grid-connected wind farms

采用以上控制模式,柔性直流输电系统无法实现频率控制,当交流电网发生故障引起频率偏移时,风电机组无法自动响应并参与频率调节,这不利于维持电网频率稳定。

2 频率控制策略

2.1 逆变侧换流器频率控制策略

逆变侧换流器接入交流电网时,其控制框图如图 2 所示,分为内环电流控制和外环功率设定。

内环电流控制为图 2 中 i_{dref} 和 i_{qref} 右侧的部分,其功能是根据设定的 dq 轴电流参考值和当前并网点电压 u_d 、 u_q 以及反馈解耦的原理分别计算换流器需要输出的 dq 轴电压,经过同步旋转逆变换得到换流器输出三相电压参考值,并据此计算出换流器的调制脉冲。外环功率设定的功能是根据上层控制目标计算出参考电流 i_{dref} 和 i_{qref} ,其中无功电流参考值 i_{qref} 可根据调度无功指令计算得到,也可以通过并网点交流电压进行反馈控制得到,本文采用后者,使换流器将其并网点电压控制在设定值。有功电流参考值 i_{dref} 与换流器输出有功功率对应,本文采用了有功-直流电压下垂控制方法设定 i_{dref} ,具体如图 2 所示。传统方法中, i_{dref} 的计算公式如式(1)所示。

$$i_{dref} = (K_p + K_i/s) [(U_{dref} - U_{dc}) - K_D(P_{ref} - P)] \quad (1)$$

其中, U_{dref} 、 U_{dc} 分别为直流参考电压、测量电压; P_{ref} 、 P 分别为换流器有功功率参考值、实际值; K_p 、 K_i 分别为 PI 调节器的比例系数、积分系数; K_D 为下垂斜

率。在 PI 调节器的作用下,当流入交流侧的功率增大或减小时,直流电压按照斜率 K_D 的线性特性自动下垂。

为了使柔性直流输电系统具备频率调节功能,本文在传统控制的基础上增加了频率附加控制,其原理如图 2 中虚线框部分所示。具体地,在换流器设定的有功功率参考值上附加一个与电网频率相关的功率增量 ΔP_{ref} ,其计算公式为:

$$\Delta P_{ref} = K_f(f_{acref} - f_{ac}) \quad (2)$$

其中, f_{acref} 为交流电网额定频率; f_{ac} 为交流电网实测频率; K_f 为频率控制的比例系数,该系数对频率控制的效果有重要影响。 K_f 越大,柔性直流参与电网频率调节的能力越强,这也意味着用于电网调频的功率容量占换流器总容量的比重越高。因此, K_f 的选取需要综合考虑柔性直流稳态传输功率与参与频率调节两方面的需求。本文选取电网频率每降低 1 Hz,有 25% 的柔性直流功率参与频率调节。

当逆变侧交流电网发生故障引起频率降低时,通过式(2)计算出一个正的功率增量附加到换流器有功功率参考值上,从而提升换流器向交流电网输送的有功功率,这有助于调节交流电网频率,防止发生频率失稳。同时,在式(1)和式(2)所示的下垂控制作用下,提升有功功率伴随着直流电压降低,跌落的直流电压自动传递至整流侧,在整流侧可以根据这一信息感知逆变侧交流频率的偏移,从而主动调节整流侧吸收功率,帮助逆变侧调频。

2.2 整流侧换流器频率控制策略

为了消纳风电场功率,整流侧换流器通常采用 VF 控制模式,其控制框图如图 3 所示。换流器的控制目标是提供额定的交流电压和频率作为风电机组换流器的参考电源,实现风电场并网。这种传统控制方法中输出交流频率为额定值,因此无法响应逆变侧交流电网频率的变化,也无法调控风电场侧的有功出力,不具备频率控制功能。针对这一问题,本文在传统控制策略基础上增设频率控制附加量,如图 3 中虚线框部分所示。其基本原理是通过检测换流器直流侧电压,并根据其偏离额定电压的差值计算出频率附加量,修正整流侧换流器的输出频率,从而实现对风电场频率的控制。

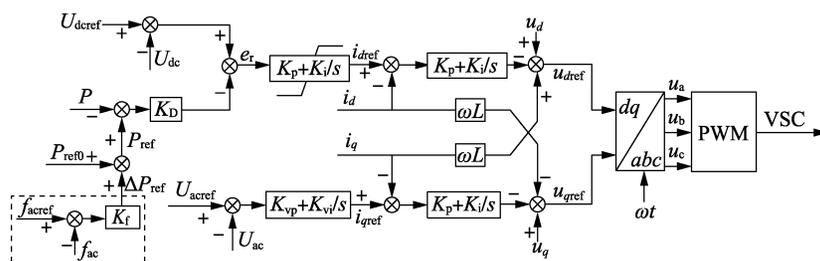


图 2 逆变侧换流器控制框图

Fig.2 Control block diagram of receiving VSC

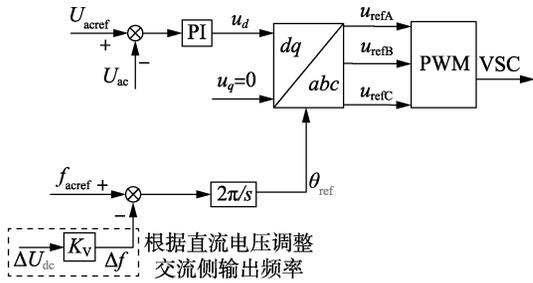


图 3 整流侧换流器控制框图

Fig.3 Control block diagram of rectifier-side converter

根据 2.1 节的分析,当逆变侧频率跌落时,逆变侧换流器流向交流电网的功率会增大,同时直流电压会降低。当整流侧检测到直流电压跌落,根据图 3 所示的控制规律,其输出的交流频率也会降低。只要在风电机组设计中有随频率变化调节有功出力的特性,就可以使风电场参与交流电网的频率调节。

2.3 风电机组的频率控制策略

风电机组的功率控制和桨距角控制框图如图 4 所示。相较于传统的控制结构^[20],本文在风机转速控制的输出侧附加了 ΔP_f ,该附加功率由风电场频率与额定频率的差值经过比例放大器计算得到,其作用是自动响应风电场频率变化。当风电场频率高于额定值时,降低风电机组出力,反之同理,这样就使得风电场具备参与交流电网频率调节的能力。

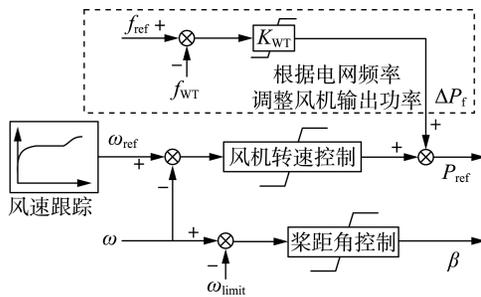


图 4 风电机组功率和桨距角控制框图

Fig.4 Control block diagram of wind turbine power and pitch angle

2.4 本文控制策略的调频特性

本文所设计的柔性直流和风电场控制策略可以实现风电机组与交流电网之间频率主动调节,其主要的特性和效益体现在以下 2 个方面。

a. 风电场参与逆变侧交流电网的调频控制。当逆变侧交流电网发生扰动引起频率跌落时,逆变侧换流器的频率附加控制首先发挥作用,快速提升其流入交流电网的有功,帮助电网恢复频率。同时,在有功-直流电压下垂特性作用下,直流电压也会自动降低,当整流侧换流器检测到直流电压降低后,其频率附加控制发挥作用,降低其输出的频率值。本文在风电机组侧设置了随频率降低而提升有功出力的控制环节,其效果是风电场主动提升有功出力。通过逆变侧换流器、整流侧换流器、风电机组控制器的

配合,实现了风电场参与交流电网调频的控制目标。

b. 风电场响应直流电压变化,防止直流过压。在某些故障下,如交流电网非对称故障、直流单极断线故障等,柔性直流换流器的功率传输能力受限,如果风电场维持其注入整流侧的功率,而逆变侧无法全部送出,就会造成能量在直流系统的累积,造成直流过压,严重时可能触发过压保护中断系统运行。采用本文所提方法后,当检测到直流电压升高后,整流侧换流器将会自动提升输出的交流频率,风电机组感知到交流频率提升后,会自动降低其输出的有功功率,这一特性有利于防止直流过压和由于过压保护动作而中断系统运行。

3 仿真分析

3.1 仿真模型和参数

为了验证本文提出的控制算法的有效性,在 PSCAD/EMTDC 中建立了如图 1 所示的四端柔性直流输电系统仿真模型,风电场、交流电网间通过四端柔性直流系统传输功率。各部分的主要参数见表 1。

表 1 仿真系统主要参数

Table 1 Main parameters of simulation system

仿真参数	WF ₁	WF ₂	AC ₁	AC ₂
发电容量/MW	650	300	600	300
负荷容量/MW	50	0	1 200	600
备用容量/MW	100	50	800	200
一次调频下垂系数/%	—	—	5	5
换流站容量/MW	1 000	1 000	1 000	1 000
交流电压/kV	500	500	500	500
直流电压/kV	700	700	700	700

为了验证本文提出的频率控制策略的正确性,在该模型下仿真研究了以下 2 种工况:交流电网发生频率扰动,引起频率跌落;交流电网发生故障,引起直流电压突升。

3.2 工况 1:交流电网频率扰动

仿真的时序如下:0~3 s 期间,系统启动,柔性直流换流站建立直流电压,传输设定的功率,定义从交流系统流向直流电网的功率为正方向,4 个换流站输出的功率分别为 $P_1=600$ MW, $P_2=300$ MW, $P_3=-600$ MW, $P_4=-300$ MW;在 $t=3$ s 时,AC₁ 区域有一组容量为 240 MW 的负荷投入运行,由于该区域备用容量较小,其频率跌落到 48.9 Hz,随后缓慢恢复至约 49.2 Hz,超出运行许可的范围。未施加频率控制时的频率曲线见图 5。从图 5 可看出,仅 AC₁ 区域频率发生变化,其余各端连接的交流电网或风电场均保持额定频率,未能给 AC₁ 区域提供频率支援。

采用本文提出的控制策略,分别在逆变侧、整流侧和风电机组侧附加频率控制环节,其仿真结果如图 6 所示。可以看出,AC₁ 区域的频率可以提升

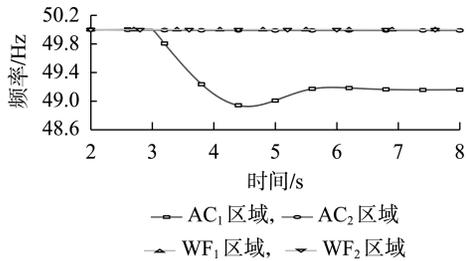


图 5 未施加频率控制时的频率曲线

Fig.5 Curve of frequency without frequency control

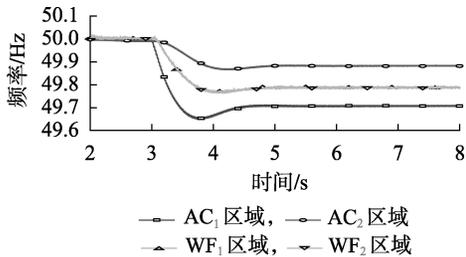


图 6 施加频率控制后的频率曲线

Fig.6 Curve of frequency with frequency control

49.7 Hz, 进入稳定运行许可的范围。而 AC₂ 区域和 2 个风电场区域的频率有所降低, 但仍保持在允许范围内, 该结果总体上有利于互联区域的频率稳定。AC₂ 区域频率降低是因为减少了从直流系统吸收的有功功率, 而 2 座风电场频率降低则是由整流侧换流器主动产生的, 可保证其变化不超出允许值。

由图 6 可知, 当一个区域出现频率扰动后, 通过柔性直流相连的其余区域会自动向该区域提供功率支援, 这也可以从各 VSC 传输功率的变化上看出。换流器传输功率见图 7。3 s 时, AC₁ 发生扰动后, 与风电场相连的 VSC₁ 和 VSC₂ 向受端传输的有功功率分别提升 80 MW 和 40 MW, 与未发生扰动的 AC₂ 相连的 VSC₄ 从直流系统吸收的有功减小了约 30 MW, 这些效果相累积使得与 AC₁ 相连的 VSC₃ 向交流电网传输有功功率提升 150 MW, 参与 AC₁ 调频。

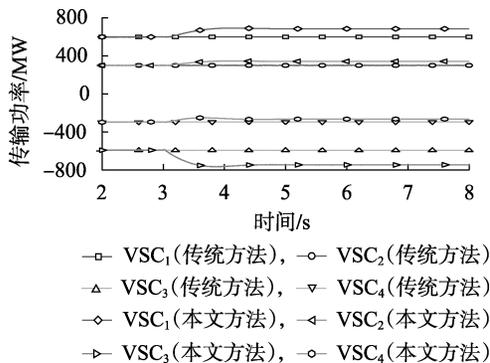


图 7 换流器传输功率

Fig.7 Transmission power of converters

图 8 为不同控制方法下柔性直流系统的直流电压。可见传统方法下直流电压维持额定值不变, 而采用本文方法后, 交流电网的频率跌落会引起直流

电压跌落, 正是以这一跌落作为媒介, 通知无扰动的换流端按预设的逻辑响应参与扰动区域的调频。

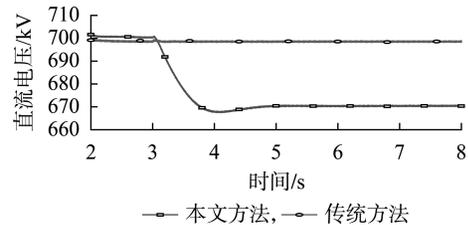


图 8 不同控制方法下的柔性直流输电系统直流电压

Fig.8 DC voltage of VSC-HVDC system under different control methods

3.3 工况 2: 交流电网故障引起直流电压突升

按工况 1 启动后, $t=3$ s 时, AC₁ 区域内发生非金属性三相短路故障, 交流电压有效值跌落至 0.6 p.u.。柔性直流未发生过流, 仍然可以持续运行, 但是受交流电压跌落的影响, VSC₃ 传输功率能力受到限制, 从原来的 600 MW 降低到 200 MW。在传统方法中, 风电场侧的柔性直流换流器仍维持原有功率, 这将造成能量在直流侧累积, 抬升直流电压。不同控制方法下的直流电压如图 9 所示。可见直流电压快速升高到 800 kV, 超出通常的过压保护定值 (770 kV, 即 1.1 p.u.), 将引起保护动作, 中断系统运行。采用本文的控制方法后, 直流电压上升幅值降低到 740 kV, 可以避免过压保护段, 直至交流故障清除后恢复正常运行。

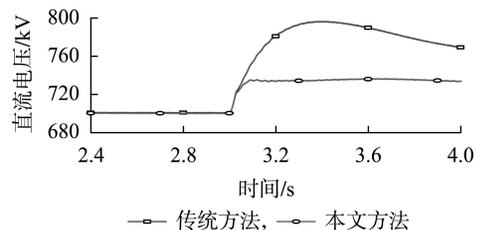


图 9 不同控制方法下的柔性直流输电系统直流电压

Fig.9 DC voltage of VSC-HVDC system under different control methods

图 10 和图 11 分别为工况 2 下的风电场 WF₁ 频率和整流侧换流器传输功率, 其说明了本文方法降低故障后直流电压上升幅度的原因。直流电压升高首先引起整流侧换流器的响应, 提升其输出的交流频率, 如图 10 所示风电场侧频率提升到 50.3 Hz。当风电场检测到频率上升后, 在附加控制的作用下, 降低输出功率。从图 11 可见, WF₁、WF₂ 分别降低

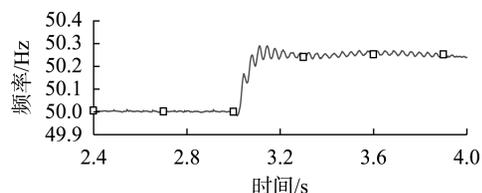


图 10 风电场频率

Fig.10 Frequency of wind farm

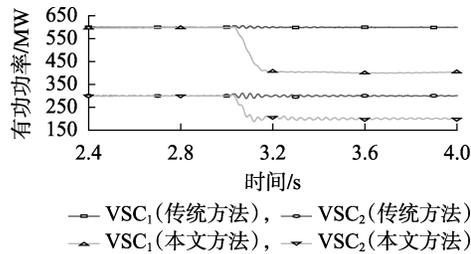


图 11 整流侧换流器传输功率

Fig.11 Transmission power of rectifier-side converter

有功出力至 200 MW、100 MW,通过这种方法可减小直流侧能量的累积速度,降低直流电压上升幅度。

4 结论

本文提出经柔性直流输电并网的大型风电场频率控制策略,在逆变侧换流器采用功率-电压下垂式控制,并在有功参考值上附加随频率变化的增量,在整流侧换流器采用定交流电压和频率控制,同时在输出频率上附加随直流电压变化的增量,在风电机组上附加了随频率变化的有功参考值增量。通过四端柔性直流系统的仿真表明,本文方法可以获得以下两方面的控制效益:

a. 当逆变侧交流电网发生扰动引起频率跌落时,风电场输出功率会在许可范围内调整,参与交流电网调频;

b. 在某些故障条件下,逆变侧换流器的功率传输能力受限,整流侧换流器将会自动提升输出交流频率,使风电机组降低输出功率,减少在直流侧累积的能量,防止直流侧过压保护动作中断系统运行。

本文提出的控制策略仅需在原有各个控制器上做简单的修改,无需新增硬件。此外控制过程需要的均为本地测量值,无需远距离通信,具有良好的经济性和适用性。需要指出的是,本文方法借助直流电压偏离额定值的幅值在各换流器端传递交流频率变化的信息,因而在控制过程中会出现直流电压偏差,针对这一问题的解决方法将是下一步研究的内容。

参考文献:

- [1] 李岩,罗雨,许树楷,等. 柔性直流输电技术:应用、进步与期望[J]. 南方电网技术,2015(1):7-13.
LI Yan, LUO Yu, XU Shukai, et al. VSC-HVDC transmission technology: application, advancement and expectation[J]. Southern Power System Technology, 2015(1):7-13.
- [2] 董云龙,凌卫家,田杰,等. 舟山多端柔性直流输电控制保护系统[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):169-175.
DONG Yunlong, LING Weijia, TIAN Jie, et al. Control & protection system for Zhoushan multi-terminal VSC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016,36(7):169-175.
- [3] 王曦,李兴源,魏巍,等. 柔性直流和常规直流互联输电系统协调控制策略[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):102-108.

WANG Xi, LI Xingyuan, WEI Wei, et al. Coordinated control strategy for interconnected transmission system of VSC-HVDC and LCC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016,36(12):102-108.

- [4] 彭茂兰. 异步联网工程柔性直流测量异常导致功率反转机理分析和优化策略研究[J]. 电力自动化设备,2018,38(8):218-223.
PENG Maolan. Mechanism analysis and optimization strategy of active power reversal caused by abnormal measurement of flexible HVDC in asynchronous interconnection project[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018,38(8):218-223.
- [5] ANDREASSON M, WIGET R, DIMAROGONAS D V, et al. Distributed frequency control through MTDC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017,32(1):250-260.
- [6] CHAUDHURI N R, CHAUDHURI B. Adaptive droop control for effective power sharing in Multi-Terminal DC (MTDC) grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013,28(1):21-29.
- [7] CHAUDHURI N R, MAJUMDER R, CHAUDHURI B. System frequency support through Multi-Terminal DC (MTDC) grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013,28(1):347-356.
- [8] ZHANG L, HARNEFORS L, NEE H P. Interconnection of two very weak AC systems by VSC-HVDC links using power-synchronization control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011,26(1):344-355.
- [9] GUAN M, CHENG J, WANG C, et al. The frequency regulation scheme of interconnected grids with VSC-HVDC links[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017,32(2):864-872.
- [10] 刘巨,姚伟,文劲宇,等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望[J]. 电网技术,2014,38(3):638-646.
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large-scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology, 2014,38(3):638-646.
- [11] 周密,徐箭,孙元章. 多端柔性直流电网平抑风电波动的协调控制策略[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):29-35.
ZHOU Mi, XU Jian, SUN Yuanzhang. Coordinated control restraining wind power fluctuation of VSC-MTDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016,36(12):29-35.
- [12] VIDYANANDAN K V, NILANJAN S. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013,28(2):837-846.
- [13] 胡旭,边晓燕,周歧斌,等. 基于 VSC-HVDC 并网风电场的系统调频综合控制[J]. 现代电力,2017,34(6):53-58.
HU Xu, BIAN Xiaoyan, ZHOU Qibin, et al. An integrated frequency control for grid-connected wind farm based on VSC-HVDC[J]. Modern Electric Power, 2017,34(6):53-58.
- [14] LI C, ZHAN P, WEN J, et al. Offshore wind farm integration and frequency support control utilizing hybrid multi-terminal HVDC transmission[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2014,50(4):2788-2797.
- [15] LIU H, CHEN Z. Contribution of VSC-HVDC to frequency regulation of power systems with offshore wind generation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015,30(3):918-926.
- [16] LI Y, XU Z, ØSTERGAARD J, et al. Coordinated control strategies for offshore wind farm integration via VSC-HVDC for system frequency support[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017,32(3):843-856.

- [17] PHULPIN Y. Communication-free inertia and frequency control for wind generators connected by an HVDC-link [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1136-1137.
- [18] SILVA B, MOREIRA C L, SECA L, et al. Provision of inertial and primary frequency control services using offshore multi-terminal HVDC networks [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 800-808.
- [19] ADEUYI O D, CHEAH-MANE M, LIANG J, et al. Fast frequency response from offshore multiterminal VSC-HVDC schemes [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(6): 2442-2452.
- [20] 王国强, 王志新, 张学燕. 海上风电场柔性直流输电变流器的无源性控制策略[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(8): 11-15.
WANG Guoqiang, WANG Zhixin, ZHANG Xueyan. Passivity control of VSC-HVDC for offshore wind farm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(8): 11-15.

作者简介:



杨金刚

杨金刚(1982—),男,河北唐山人,高级工程师,博士,主要从事电力系统安全稳定分析和电网规划技术方面的研究(E-mail: eejgyang@sina.com);

袁志昌(1980—),男,江西吉安人,副研究员,博士,通信作者,主要从事柔性交流与直流输电技术方面的研究(E-mail:

yuancz@tsinghua.edu.cn);

李顺昕(1978—),男,安徽芜湖人,高级工程师,硕士研究生,主要从事电力系统规划设计技术方面的研究(E-mail: sumcy@126.com)。

Frequency control strategy for large-scale wind farm grid-connection through VSC-HVDC

YANG Jingang¹, YUAN Zhichang², LI Shunxin¹, GUO Peiqian², SHI Shaowei¹, DING Hailong²

(1. State Grid Jibei Electric Economic Research Institute, Beijing 100038, China;

2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: Traditional frequency control approaches are generally not applicable for large-scale wind farms integrated to AC grid through VSC-HVDC (Voltage Source Converter based HVDC). In this regard, a frequency control approach is proposed. Supplementary controllers corresponding to frequency variation in receiving end, sending end and wind farm are designed based on local measurements to reduce reliance on communication. Wind farms can participate in the frequency regulation of AC grid using this approach. In addition, during the case that fault conditions result in limited transmission capacity of VSC-HVDC, wind farms can decrease their power outputs to avoid over-voltage in the DC side of VSC-HVDC.

Key words: VSC-HVDC; wind farm; frequency control; over-voltage protection

(上接第108页 continued from page 108)

Model predictive control of VSC-HVDC system for wind power integration

LIU Yingpei¹, ZHANG La¹, LIANG Haiping¹, ZHAO Wei², SONG Wenle², LIU Xiangyu²

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. Cangzhou Electric Power Supply Company, State Grid Hebei Electric Power Supply Co., Ltd., Cangzhou 061001, China)

Abstract: The traditional double-closed-loop control strategy of VSC-HVDC (Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current) system with wind power integration has many problems, such as complex control structure, many PI parameters which are difficult to be set, slow response speed, and so on. In order to solve the above problems, a model predictive control strategy of VSC-HVDC system for wind power integration is proposed. To improve the control precision of AC voltage of wind farm bus, WFVSC (Wind Farm VSC) adopts the constant AC voltage control based on the optimized model predictive control and a two-step prediction method with time-delay compensation is proposed. The model predictive control is combined with PWM (Pulse Width Modulation) technology to obtain the optimal solution of modulating wave in two control cycles, and then the switching signal is generated by the modulating unit to act on the WFVSC. GSVSC (Grid Side VSC) adopts the finite control set model predictive power control. Based on the discrete mathematical model of GSVSC, the switching state combination which minimizes the cost function is found to act on GSVSC by cost function ergodic optimization. The VSC-HVDC system based on the proposed model predictive control has good steady-state performance, dynamic performance and fault recovery performance, and can provide stable AC voltage for wind farm. Simulative results verify the feasibility and effectiveness of the proposed control strategy.

Key words: wind power integration; VSC-HVDC; model predictive control; two-step prediction method with time-delay compensation; pulse width modulation