

## 柔性直流与常规直流协调的紧急功率支援策略研究

陈睿<sup>1</sup>, 孙仲卿<sup>2</sup>, 杨银国<sup>1</sup>, 刘福锁<sup>2</sup>, 李威<sup>2</sup>, 郜建良<sup>2</sup>, 吴晨曦<sup>2</sup>

(1. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广东 广州 510600;

2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106)

**摘要:**柔性直流(VSC-HVDC)具有响应速度快、有功无功解耦、可向交流系统提供无功支撑等运行特性。将柔性直流纳入电网紧急控制系统,可在提升交直流电网暂态稳定性基础上降低常规切机切负荷控制的代价。基于扩展等面积法则(EEAC),研究直流紧急功率支援提高故障后系统暂态安全稳定性的机理;通过对不同类型直流功率调制的对比研究,指出柔性直流与常规直流(LCC-HVDC)的紧急功率支援在改善故障后系统功角恢复方面存在差异,紧急控制应考虑不同类型直流的控制优先级;提出为保障故障后电网暂态稳定所需直流紧急支援功率计算方法,并结合不同故障情况下直流功率支援的优先级制定相应的紧急协调控制策略。

**关键词:**暂态稳定控制;柔性直流;常规直流;紧急功率支援

中图分类号:TM712

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2017)06-0014-06

### 0 引言

电网互联的规模越来越大,电力电子器件大量投入运行,可再生能源大规模接入电网,这些均使得电网非线性化程度越来越高。传统的电力设备、电网结构及运行技术越发力不从心,现有控制策略已不能完全满足当前电网的安全稳定要求<sup>[1-3]</sup>。

自1997年以来,柔性直流(voltage source converter based high voltage direct current, VSC-HVDC)已在多个工程中正式投入运行<sup>[4-6]</sup>,VSC-HVDC输电技术近年来飞速发展,在控制上较基于电流换相的常规直流输电(line commutated converter based high voltage direct current, LCC-HVDC)更为灵活,不存在换相失败的问题<sup>[7]</sup>;且具备有功无功解耦控制,可向弱联交流电网提供无功支撑的优势<sup>[8,9]</sup>。

与LCC-HVDC类似,VSC-HVDC的紧急功率支援可以提高故障后系统的暂态安全性<sup>[10-13]</sup>。文献[10]分析了西班牙风电场的多端VSC-HVDC并网技术,通过DC-DC转换器控制其有功功率输送,从而提高系统稳定性;文献[11]针对LCC-HVDC送端可能出现的功率不平衡问题,提出了LCC-HVDC和VSC-HVDC功率附加器的协调控制策略;文献[14]给出了LCC-HVDC与VSC-HVDC在不同功率分配系数下的定功率控制策略描述,但没有给出具体的故障后功率支援策略,也未能针对功率支援策略及模型给出具体的支援功率控制量计算方法;文献[15]提出考虑危险断面安全裕度的网内快速备用协调优化调度策略,实现特高压直流

闭锁后省间的紧急功率支援,并且根据功率缺额研究功率支援策略,但支援功率计算结果不够精确。

文中基于扩展等面积法(extended equal area criterion, EEAC)分析了直流紧急功率支援改善系统暂态稳定性的机理,以系统功角恢复效果最优为目标,研究了多馈入VSC-HVDC和LCC-HVDC共存条件下交直流电网在不同故障形式下功率支援的优先级;在考虑频率、电压波动对电网负荷水平影响基础上,研究了直流紧急功率支援控制量计算方法,并制定了应对不同故障的协调控制策略。

### 1 直流紧急功率支援改善系统暂态稳定性机理

紧急功率支援是提高电力系统稳定性的一种有效措施,其本质是利用直流系统功率快速可控和大空间可调的特点,通过直流控制保护系统来改变动态过程中直流系统在交流系统中的等效负荷大小。基于EEAC理论,多机严重故障下的系统可以等值为一种双机失稳模式,即领前群与余下群,利用互补群惯量中心相对运动变换(CCCOIRM)<sup>[16,17]</sup>,其映像 $\delta$ 的表达式如下:

$$\ddot{\delta} = \left( \frac{P_{ms}}{M_s} - \frac{P_{ma}}{M_a} \right) - \left( \frac{P_{es}}{M_s} - \frac{P_{ea}}{M_a} \right) \quad (1)$$

式中: $P_{ms}$ ,  $P_{es}$ 分别为领前群惯量中心的等值机械功率和等值电磁功率; $P_{ma}$ ,  $P_{ea}$ 分别为余下群惯量中心的等值机械功率和等值电磁功率; $M_s$ ,  $M_a$ 分别为领前群和余下群惯量。

直流紧急控制对于送端相当于负荷波动,对于受端相当于电源出力波动。在正向加减速阶段中

提升直流功率可使  $P_{ms}$  减小,从而减小正摆加速面积,增加正摆减速面积;反向加减速阶段中回降直流功率可使  $P_{ms}$  增大,从而减小回摆加速面积,增加回摆减速面积。因此,在系统正摆期间提升直流功率,回摆期间迫降直流功率将有效提高系统的暂态性能。

## 2 VSC-HVDC 和 LCC-HVDC 的有功功率协调控制策略

### 2.1 不同类型直流功率支援对系统暂态稳定的改善作用差异

VSC-HVDC 系统可以灵活控制自身发出或吸收的无功功率。从图 1 所示的 VSC-HVDC 无功-电压控制环节框图可以看出,在系统发生故障后,无功功率出现异常,频率及电压发生变化,此时该环节可根据电压波动水平快速响应,为系统提供无功支撑,从而有效提高系统的暂态电压稳定性。而图 2 的 LCC-HVDC 频率调制环节中直流随着交流站母线频率的降低,在提升自身有功功率的同时需要从交流系统中吸收更多的无功,不利于故障后暂态过程中的电压稳定性。

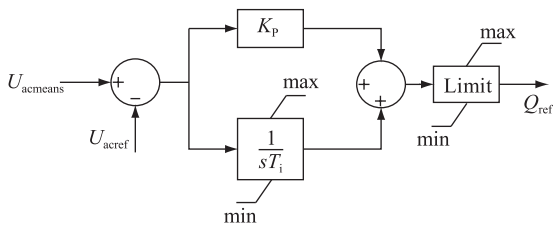


图 1 VSC-HVDC 无功-电压控制

Fig.1 Model of reactive power-voltage control of VSC-HVDC

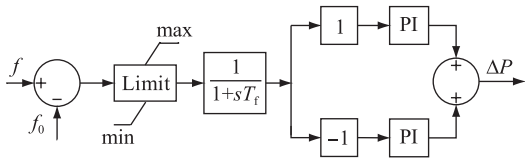


图 2 LCC-HVDC 频率调制

Fig.2 Model of LCC-HVDC frequency modulation

图 1 及图 2 中,  $U_{acmeans}$  和  $U_{acref}$  分别为换流站母线电压值和反馈值;  $K_p$  与  $T_i$  分别为增益系数与时间常数;  $Q_{ref}$  为无功功率反馈值;  $f$  和  $f_0$  分别为换流站母线频率及其初始值;  $T_i$  为时间常数;  $\Delta P$  为直流增加的有功功率值。对比发现,送受端近区交流通道及直流闭锁故障后,采用 VSC-HVDC 时,发电机功角响应和频率响应在暂态过程中功角摆动幅度更小,更快达到稳态<sup>[18]</sup>。但当系统发生交流故障后需提升直流功率较小时,电压波动不大,优先提升

VSC-HVDC 功率,可能因低于其无功调节死区而无法动作;而且,优先提升 VSC-HVDC 功率将降低系统应对后续大容量无功冲击的能力。此时,选择优先提升 LCC-HVDC 功率可在保留系统无功动态储备的前提下,快速实现电网功率再平衡。

### 2.2 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 调制的优先级

首先建立含 LCC-HVDC 与 VSC-HVDC 接入的电网预想故障集,该预想故障集包括常规电网故障及直流输电系统自身故障。现将电网预想故障集中的故障分为 3 类:(1) 交流通道故障;(2) LCC-HVDC 闭锁故障;(3) VSC-HVDC 自身故障。

送受端交流通道故障导致功角、频率和电压波动甚至失稳,当系统所需提升直流功率较小时,优先提升 LCC-HVDC;反之则优先提升 VSC-HVDC 以获得最佳的调制效果。当 LCC-HVDC 发生闭锁故障时,VSC-HVDC 提升效果优于 LCC-HVDC 提升效果,应优先利用 VSC-HVDC 的紧急支援能力。当发生 VSC-HVDC 自身故障导致直流闭锁时,若系统中存在其他 VSC-HVDC 输电系统,仍优先提升 VSC-HVDC,反之则优先提升 LCC-HVDC。

### 2.3 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 的协调控制思路

遵从上节制定的优先级顺序,研究多类型直流参与的紧急协调控制方案,其大体思路为:优先比较不同故障下 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 调制的优先级;再计及负荷功率波动及系统一次调频能力计算出故障后直流功率支援水平;进而根据各直流可参与功率支援水平确定各直流调制量及系统切机或切负荷量。

首先需确定系统中的有功缺额,忽略系统的损耗,系统实时的有功功率缺额应为:

$$P_{def} = P_M - P_L \quad (2)$$

式中:  $P_{def}$  为系统实时有功功率缺额;  $P_M$  为系统机械功率;  $P_L$  为系统负荷功率。考虑电压和频率对负荷功率影响,负荷功率可采用式(3)计算:

$$P_L = \sum_{i=1}^m P_{L0,i} \left( \frac{U_i}{U_{0,i}} \right)^{\alpha_i} \left( 1 + K_p \frac{f - f_0}{f} \right) \quad (3)$$

式中:  $m$  为母线总个数;  $P_{L0,i}$  为系统发生故障前母线  $i$  的有功负荷;  $U_{0,i}$ ,  $U_i$  分别为系统发生故障前负荷母线  $i$  的电压及当前电压值;  $f_0$ ,  $f$  分别为系统发生故障前负荷母线  $i$  的频率及当前频率值;  $\alpha_i$  为负荷功率随电压变化的指数;  $K_p$  为负荷功率随频率变化的调节系数。

同时考虑系统中一次调频的功率支援为  $P_{pf}$ ,则系统中需进行功率紧急支援的量  $P$  为:

$$P = (P_{pf} + P_M) - \sum_{i=1}^m P_{L0,i} \quad (4)$$

对于送端系统,  $P$  为正值;对于受端系统,  $P$  为负值。上述方法的具体流程如图 3 所示。

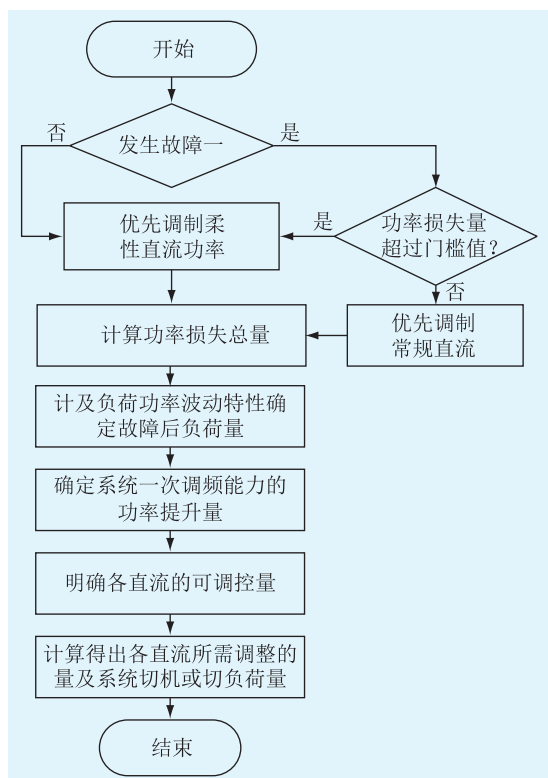


图 3 协调控制策略流程

Fig.3 Flow chart of developing coordinate control strategy

## 2.4 应对不同故障类型的协调控制策略

### 2.4.1 直流闭锁故障

系统发生直流闭锁故障时, VSC-HVDC 调节效果优于 LCC-HVDC 调节效果, 应优先利用 VSC-HVDC 的调节能力。综合考虑系统的旋转备用容量, 可安排的紧急控制策略如下。

(1) 当直流闭锁功率小于系统一次调频能力时, 系统保持稳定状态; 当直流闭锁功率大于系统旋转备用容量时, 优先紧急调制 VSC-HVDC 功率, 紧急支援的量  $\Delta P_{\text{flex}}$  按照式(4)进行配置。

(2) 当仅 VSC-HVDC 功率不足以弥补直流闭锁功率带来的不平衡功率时, 需 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 同时参与功率支援, 控制量为:

$$\Delta P_{\text{reg}} = P - \Delta P_{\text{flexmax}} \quad (5)$$

式中:  $\Delta P_{\text{reg}}$  为 LCC-HVDC 的功率支援控制量;  $\Delta P_{\text{flexmax}}$  为 VSC-HVDC 的最大支援控制量。

(3) 当 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 的功率支援总量仍不能使系统恢复稳定时, 则需要采用切机或切负荷的稳控措施来保证系统稳定, 切机或切负荷量为:

$$P_{\text{shed}} = P - \Delta P_{\text{regmax}} - \Delta P_{\text{flexmax}} \quad (6)$$

式中:  $P_{\text{shed}}$  为切机或切负荷的量;  $\Delta P_{\text{regmax}}$  为 LCC-HVDC 的最大调节量。

需要补充的是对送端系统进行功率支援时, 需追加切机措施; 而受端系统则追加切负荷措施。

### 2.4.2 交流通道故障

在交流通道故障时, 根据不同的系统来分析其应该调节 VSC-HVDC 或 LCC-HVDC。所需调节的量小于阈值  $P_{\text{cr}}$  (可根据仿真 LCC-HVDC 功率支援对近区电压的影响水平确定) 时, 提升 LCC-HVDC 功率, 其提升量按照式(4)进行配置; 当需调节直流功率量大于  $P_{\text{cr}}$  时, 优先提升 VSC-HVDC 功率, 其提升量按照式(4)进行配置; 当仅 VSC-HVDC 功率不足以弥补交流通道故障带来的不平衡功率即 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 的功率支援总量仍不能使系统恢复稳定时, 直流紧急控制策略与直流闭锁故障策略相同。

### 2.4.3 VSC-HVDC 输电系统自身故障

VSC-HVDC 输电系统自身故障时, VSC-HVDC 闭锁。系统中若存在其他 VSC-HVDC 输电系统, 则紧急控制策略与 LCC-HVDC 闭锁故障相同; 系统中若仅存在 LCC-HVDC 输电系统, 则优先提升 LCC-HVDC 功率, 支援量按照式(4)进行配置; 当仅调节 VSC-HVDC 功率不足以弥补直流闭锁功率带来的不平衡功率即 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 的支援功率总量仍不能使系统恢复稳定时, 其情况与直流闭锁故障相同, 故直流紧急控制策略相同。

## 3 算例验证

算例以南方电网 2018 年度丰大方式为基础, VSC-HVDC 和 LCC-HVDC 过负荷能力均设为 1.1 倍。

### 3.1 直流闭锁故障

#### 3.1.1 直流提升优先级验证

以鲁西直流为研究对象, 分别考虑鲁西直流采用 VSC-HVDC 和 LCC-HVDC 输电类型时, VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 参与功率紧急支援的差异。

方式一: 鲁西直流采用 LCC-HVDC 模型。方式二: 将鲁西直流一极替换为 VSC-HVDC, 另一极仍采用 LCC-HVDC 模型。其中, LCC-HVDC 采取定功率控制方式, VSC-HVDC 送端采用定直流电压控制, 受端采用定功率控制模式。两种方式均不考虑频率调制或电压调制等控制功能。当牛从直流发生四极闭锁故障时, 功角失稳, 方式一及方式二的功角曲线如图 4 所示。

牛从直流闭锁后云南电网盈余大量功率而导致溪洛渡电厂发电机功角失稳, 云南电网电压失

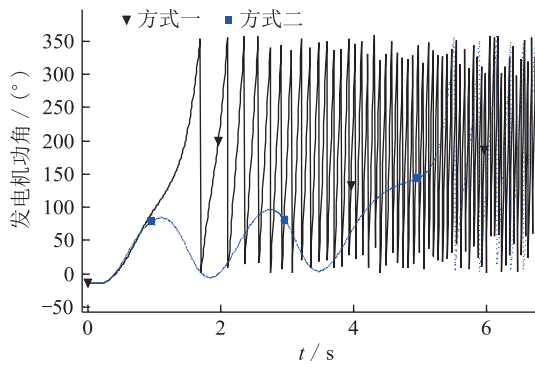


图4 两种方式下角响应曲线

Fig.4 The power angle curve under two different modes

稳。与 LCC-HVDC 相比,采用 VSC-HVDC 输电时电网暂态功角波动较小,溪洛渡电厂功角失稳的时刻较 LCC-HVDC 模型延迟 3.8 s,暂态稳定性增高。

### 3.1.2 紧急协调控制策略验证

以南方电网 2018 年度丰大方式为基础,将楚穗直流模型替换为 VSC-HVDC 模型,当直流闭锁故障导致  $P_{def}$  小于 3500 MW 时,系统保持功角稳定,即电网的一次调频能力提供的功率支援  $P_{pt}$  为 3500 MW。当直流闭锁功率为 4000 MW 时,优先提升楚穗直流 500 MW 功率,楚穗直流的安排功率为 5000 MW,其过负荷能力为 500 MW,满足调节要求,系统恢复稳定,其响应曲线如图 5 所示。

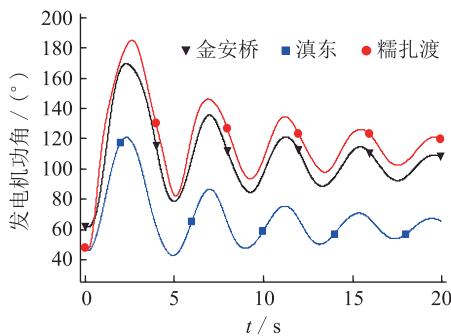
图5 VSC-HVDC 功率支援下云南机组  
相对广东机组功角曲线

Fig.5 Relative power angles of Yunnan to Guangdong after power modulation of VSC-HVDC

当直流闭锁功率为 4600 MW 时,由式(4)及式(5)可得提升楚穗直流为 500 MW 且同时提升牛从直流 600 MW 功率(其最大支援能力为 640 MW),系统恢复稳定,直流提升后云南机组相对广东机组功角曲线如图 6 所示。

当直流闭锁功率为 5000 MW 时,VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 可提升功率总和为 1140 MW,小于系统稳定所需的调节控制量,需追加切机措施。根据式(6),需切除一台糯扎渡 650 MW 机组,系统恢复稳定,其响应曲线如图 7 所示。

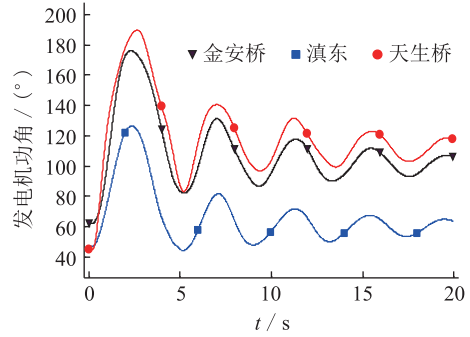
图6 直流提升功率后云南机组  
相对广东机组功角曲线

Fig.6 Relative power angles of Yunnan to Guangdong after HVDCs power modulation

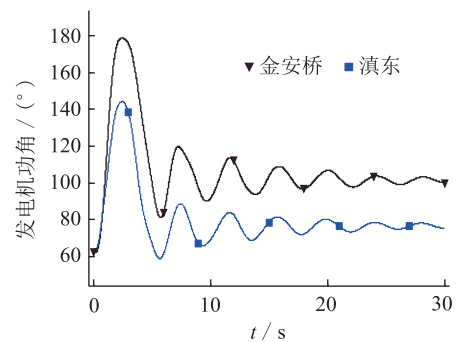
图7 采取直流功率支援及切机措施后云南机组  
相对广东机组功角曲线

Fig.7 Relative power angles of Yunnan to Guangdong after HVDCs modulation and generator shedding control

## 3.2 交流通道故障

调整云南送出交流断面功率,以罗平—马窝线路检修方式,研究罗平—百色线路 N-2 故障。

### 3.2.1 直流提升优先级验证

在系统所需功率支援量较小时,优先提升 LCC-HVDC;在功率支援量较大时,优先提升 VSC-HVDC 以降低提升 LCC-HVDC 对系统电压的影响。针对天生桥断面功率提升到 3900 MW 时,罗平—马窝线路检修,罗平—百色线路 N-2 故障的方式下,功角失稳,需提升直流功率 100 MW,系统功角恢复稳定。由于直流所需提升的量小于  $P_{cr}$ (整定为 200 MW),故优先提升 LCC-HVDC。楚穗直流、牛从直流、普侨直流分别提升 100 MW 后,云南相对广东发电机功角曲线如图 8 所示。

可以看出,提升功率 100 MW 时,LCC-HVDC 提升效果略优于 VSC-HVDC,但 3 种提升方式均能使系统恢复稳定。

若在此基础上增加直流功率提升量至 500 MW,VSC-HVDC 控制效果要优于 LCC-HVDC,系统响应如图 9 所示,验证了文中提出的协调控制策略是有效的。

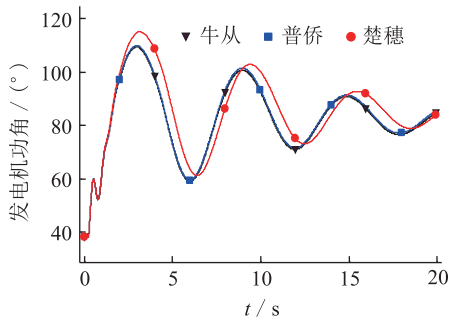


图8 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 调制后发电机功角曲线

Fig.8 Power angle after VSC-HVDC or LCC-HVDC power modulation

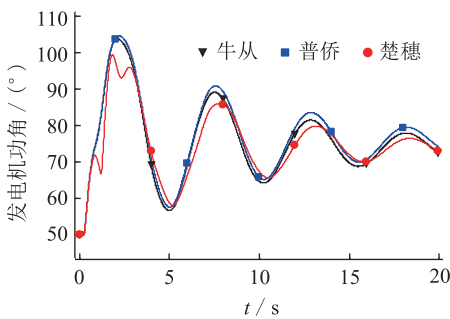


图9 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 分别提升 500 MW 的功角曲线对比

Fig.9 Power angle curve after VSC-HVDC or LCC-HVDC power modulation

### 3.2.2 紧急协调控制策略验证

以断面功率 3900 MW 为例,提升直流功率 100 MW,系统能恢复稳定,且提升 LCC-HVDC 优于提升 VSC-HVDC;以断面功率 4200 MW 为例,超过断面极限 5%以上,需根据式(4)提升 VSC-HVDC 功率 500 MW,系统恢复稳定,系统采取策略后曲线如图 10 所示。

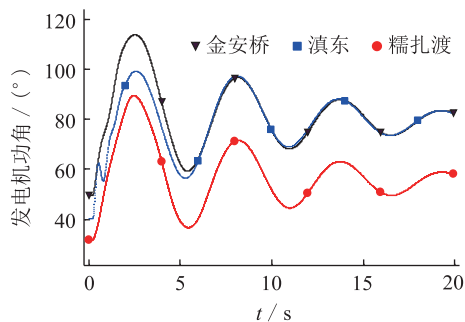


图10 提升 VSC-HVDC 后 云南相对广东发电机功角曲线

Fig.10 Relative power angles of Yunnan to Guangdong after power modulation of VSC-HVDC

以断面功率 5300 MW 为例,总体需提升 1600 MW 直流功率,由于 VSC-HVDC 最大提升量仅为 500 MW,所以需同时提升 VSC-HVDC 与 LCC-

HVDC 来保证系统稳定运行。按照牛从直流提升 600 MW、普侨直流提升 500 MW、楚穗直流提升 500 MW 策略,系统恢复稳定。

## 4 结论

文中针对含 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 的交直流电网,研究了计及不同类型直流紧急功率支援的紧急协调控制策略,并得出以下结论:

(1) 通过比较 VSC-HVDC 与 LCC-HVDC 的调制环节得出,VSC-HVDC 在动态过程中基于频率及电压的波动提供的无功支撑是其在系统暂态稳定中使系统更快恢复稳定性的主要原因。

(2) 直流闭锁故障时,优先提升 VSC-HVDC 功率进行紧急功率支援;交流通道故障时,系统损失功率较小的情况下,优先提升 LCC-HVDC 功率,系统损失功率较大的情况下,优先提升 VSC-HVDC 功率;VSC-HVDC 输电系统自身发生故障时,若系统中存在其他 VSC-HVDC 输电系统,应优先提升 VSC-HVDC 功率,否则,优先提升 LCC-HVDC 功率。

(3) 基于系统负荷模型及系统一次调频能力的功率支援,确立了系统中直流功率支援量计算方法,即直流调制量为机械功率与一次调频能力之和减去系统当前负荷总量。

(4) 综合直流功率支援的优先级及直流功率支援量计算方法,针对不同的故障制定了直流功率支援的策略。通过算例验证,可得大部分故障中,VSC-HVDC 在实现电网暂态稳定控制方面的能力优于 LCC-HVDC。

### 参考文献:

- [1] 汤广福,罗湘,魏晓光.多端直流输电与直流电网技术[J].中国电机工程学报,2013,33(10):8-17,24.  
TANG Guangfu, LUO Xiang, WEI Xiaoguang. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2013,33(10):8-17,24.
- [2] 温家良,吴锐,彭畅,等.直流电网在中国的应用前景分析[J].中国电机工程学报,2012,32(13):7-12.  
WEN Jialiang, WU Rui, PENG Chang, et al. Analysis of DC-grid prospects in China[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(13):7-12.
- [3] ASPLIND G, LINDEN K, BARKER C, et al. HVDC grid feasibility study[J]. Electra, 2013;50-59.
- [4] 周敏,蔡田田,彭冠炎,等.载波移相正弦脉宽调制的两电平级联柔性直流谐波分析[J].广东电力,2013,26(9):67-71.  
ZHOU Min, CAI Tiantian, PENG Guanyan, et al. Analysis on cascaded two-level VSC-HVDC harmonic based on CPS-SPMW[J]. Guangdong Electric Power, 2013, 26(9): 67-71.
- [5] 汤广福.基于电压源换流器的高压直流输电技术[M].北

- 京:中国电力出版社,2010.
- TANG Guangfu. Technology of voltage source converter high voltage direct current transmission[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2010.
- [6] SKAMOTO K, YAJINA M. Development of a control system for a high-performance self-commutated AC/DC converter [J]. IEEE Trans. on Power Delivery, 1998, 13(1): 225-232.
- [7] 刘志江,夏成军,杜兆斌. 多端柔性直流输电系统直流电压模糊控制策略[J]. 电力工程技术, 2017, 36(2): 21-26, 87. LIU Zhijiang, XIA Chengjun, DU Zhaobin. Research of DC voltage fuzzy control strategy for VSC-MTDC systems [J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(2): 21-26, 87.
- [8] ASPLUND G, ERIKSSON K, SVENSSON K. DC transmission based on voltage source converters [C]//CIGRÉ SC14 International Colloquium on HVDC and FACTS, September 1997, Johannesburg, South Africa: 1-7.
- [9] 徐政,张哲任,刘高任. 柔性直流输电电网的电压控制原理研究[J]. 电力工程技术, 2017, 36(1): 54-59. XU Zheng, ZHANG Zheren, LIU Gaoren. Research on voltage control principle of flexible DC transmission power grid [J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(1): 54-59.
- [10] 汤广福,贺之渊,庞辉. 柔性直流输电工程技术研究、应用及发展[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(15): 3-14. TANG Guangfu, HE Zhiyuan, PANG Hui. Research application and development of VSC-HVDC engineering technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(15): 3-14.
- [11] ROUZBEHI K, CANDELA J I, LUNA A, et al. Flexible control of power flow in multiterminal DC grids using DC-DC converter [J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2016, 4(3): 1135-1144.
- [12] 伍双喜,李力,张轩,等. 南澳多端柔性直流输电工程交直流相互影响分析[J]. 广东电力, 2015, 28(4): 26-30. WU Shuangxi, LI Li, ZHANG Xuan, et al. Analysis on AC/DC interaction of Nan'ao multi-terminal flexible VSC-HVDC transmission engineering [J]. Guangdong Electric Power, 2015, 28(4): 26-30.
- [13] 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.
- [14] 杨卫东,薛禹胜,荆勇. 南方电网中直流输电系统对交流系统的紧急功率支援[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(17): 68-72. YANG Weidong, XUE Yusheng, JING Yong. Emergency DC power support to AC power system in the South China Power Grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(17): 68-72.
- [15] 王莹,刘兵,刘天斌,等. 特高压直流闭锁后省间紧急功率支援的协调优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(11): 2695-2702. WANG Ying, LIU Bing, LIU Tianbin, et al. Coordinated optimal dispatching of emergency power support among provinces after UHVDC transmission system block fault [J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2015, 35(11): 2695-2702.
- [16] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论[M]. 南京:江苏科学技术出版社, 1999. XUE Yuesheng. Quantification theory of motion stability [M]. Nanjing: Jiangsu Science and Technology Press, 1999.
- [17] 李兆伟,任先成,刘福锁,等. 交直流并联电网中直流功率紧急控制影响及优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(20): 104-109. LI Zhaowei, REN Xiancheng, LIU Fusuo, et al. Research on effects and optimization of emergency DC power control in AC/DC hybrid power grid. Power System Protection and Control, 2014, 42(20): 104-109.
- [18] 李敏,顾益磊,宋春燕,等. 含柔性直流输电系统的舟山海岛电网安全稳定分析[J]. 华东电力, 2014, 42(1): 87-91. LI Min, GU Yilei, SONG Chunyan, et al. Security and stability analysis of Zhoushan islands power grid with flexible DC transmission system [J]. Huadong Electric Power, 2014, 42(1): 87-91.

## 作者简介:



陈睿

陈睿(1989—),女,广东广州人,工程师,从事电力系统稳定控制和直流控制保护仿真分析工作(E-mail: chenrui\_csg@qq.com);

孙仲卿(1992—),男,江苏南京人,助理工程师,从事电力系统分析与计算等方面工作(E-mail: sunzhongqing@sgepri.sgcc.com.cn);

杨银国(1980—),男,广东广州人,博士,教授级高级工程师,从事电力系统稳定分析、管理工作(E-mail: hb3yyg@163.com);

刘福锁(1981—),男,江苏连云港人,高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制工作;

李威(1976—),男,江苏徐州人,研究员级高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制工作;

邵建良(1990—),男,河北石家庄人,助理工程师,从事电力系统分析与计算等方面工作;

吴晨曦(1990—),男,江苏南通人,助理工程师,从事电力系统分析与计算等方面工作。

(下转第26页)

何国庆(1981—),男,江西南昌人,硕士,高级工程师,从事  
新能源发电并网技术研究工作;

孙 健(1981—),男,黑龙江勃利人,博士,高级工程师,从  
事新能源发电并网技术研究工作。

## Voltage and Power Factor Coordination Control for Distributed Photovoltaic Integration

ZHAO Weiran<sup>1</sup>, WANG Haijiao<sup>1</sup>, LI Guanghui<sup>1</sup>, HE Guoqing<sup>1</sup>, SUN Jian<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy&Storage Systems

( China Electric Power Research Institute), Beijing 100192, China;

2. State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100031, China)

**Abstract:** To deal with the problem of voltage and power factor exceeding limits caused by distributed PV integration, an improved voltage and power factor coordination control strategy of distributed PV is proposed. The strategy includes voltage control strategy and power factor control strategy, voltage control strategy regulates the voltage of integration by controlling PV reactive power firstly and reducing PV reactive power when PV reactive power reach lower limit, power factor control strategy regulates reactive power of PV and power factor of the point of common coupling, proportional integral controller is designed for two control strategies. Finally, an example is given to demonstrate the effectiveness of the proposed control strategy in a RT-LAB simulation environment.

**Key words:** distributed PV; voltage control; power factor control; proportional integral control

(编辑 钱 悦)

(上接第 19 页)

## Emergency Power Support Control Strategy of VSC-HVDC and LCC-HVDC Coordination

CHEN Rui<sup>1</sup>, SUN Zhongqing<sup>2</sup>, YANG Yinguo<sup>1</sup>, LIU Fusuo<sup>2</sup>, LI Wei<sup>2</sup>, GAO Jianliang<sup>2</sup>, WU Chenxi<sup>2</sup>

(1. Electric Power Dispatch and Control Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510600, China;

2. Nari Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China)

**Abstract:** The VSC-HVDC has the characteristics of fast responding, active and reactive power decoupling and AC bus voltage stabilizing. Emergency control system with VSC-HVDC control can enhance the level of transient stability of power grid while reduce the conventional control costs of generator tripping and load shedding. The mechanism of improving transient stability by emergency HVDC power support based on Extended Equal Area Criterion (EEAC) is proposed. Based on the comparison of different kinds of HVDC power modulation, the difference control effect on power angle recovery between VSC-HVDC and LCC-HVDC is shown. The priority of different kinds of HVDC in the emergency control should be taken into consideration. A method to calculate the amount of HVDC power support and the emergency coordination control strategy considering both the priority and the amount of HVDC power support in different fault conditions are proposed.

**Key words:** transient stability control; VSC-HVDC; LCC-HVDC; emergency power support

(编辑 方 晶)