

基于储能虚拟同步机多布点的 HVDC 换相失败抑制方法

李 强¹, 吴盛军¹, 易 洋², 李泽文²

(1. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 210024; 2. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘 要:随着高压直流输电系统规模的不断扩大, 发生在换流站内的换相失败对直流输电工程的安全稳定运行的影响越来越大。本文提出了储能虚拟同步机的概念并完成了该模型的搭建, 验证了储能虚拟同步机对 HVDC 系统的换相电压跌落具有较强的支撑作用。充分利用储能虚拟同步机的无功补偿特性, 提出了一种利用储能虚拟同步机应对多馈入直流换相失败的多布点方法。该方法首先从各节点与换流站间的电气距离入手, 以此确定待补偿区域; 然后对带补偿区域内的节点进行非故障点电压反应速率平均值计算, 以此为指标确定最佳的储能虚拟同步机安装站点; 最后在 PSCAD 中进行仿真, 得到单一储能虚拟同步机接入对换相失败的抑制效果, 通过与实际电网运行数据进行对比, 验证了本布点方法能有效发挥储能虚拟同步机的聚合作用、更好地抑制换相失败。

关 键 词:储能虚拟同步机; 换相失败; 高压直流输电; 多点布局

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2022.03.009 中图分类号: TM93 文章编号: 1673-9140(2022)03-0077-08

HVDC commutation failure suppression method based on energy storage virtual synchronous machine with multiple points

LI Qiang¹, WU Shengjun¹, YI Yang², LI Zewen²

(1. Electric Power Science Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 211103, China;

2. School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China)

Abstract: With the continuous expansion of the scale of the HVDC transmission system, the commutation failure in the converter station has an increasing impact on the safe and stable operation of the DC transmission project. This paper proposes the concept of an energy storage virtual synchronous machine, completes the construction of the model, and verifies that it has strong support for the commutation voltage drop of the HVDC system. Then, making full use of the reactive power compensation characteristics of the energy storage virtual synchronous machine, and the multi-point deployment method using energy storage virtual synchronous machine is proposed to cope with multi-feed DC commutation failure. The method firstly starts with the electrical distance between each node and the converter station to determine the area to be compensated. Then, calculates the average value of the non-fault point voltage response rate of the nodes in the compensation area is calculated. An indicator is used to determine the best The energy storage virtual synchronous machine installation site; finally, the simulation is performed in PSCAD to obtain the

收稿日期: 2021-06-20; 修回日期: 2021-12-10

基金项目: 国家电网有限公司总部科技项目(5419-201918206A-0-0-00)

通信作者: 李泽文(1975-), 男, 博士, 教授, 主要从事新能源发电及储能应用研究; E-mail: lzw0917@163.com

suppression effect of the single energy storage virtual synchronous machine access on the commutation failure. By comparing the actual grid operating data, it is verified that the proposed method could effectively exert the storage. It can virtualize the aggregation effect of synchronous machines, and better suppress the failure of commutation.

Key words: energy storage virtual synchronous machines; commutation failure; HVDC; multipoint layout

随着交直流特高压电网和各类可再生能源的发展不断向前迈进,电网灵活性已表现出不能够完全适应其发展的趋势。电化学储能用来支撑调节电网、稳固电网的优势主要体现在电化学储能的响应速度和调节方向上,并且电化学储能电站建设周期短,能够小型分散配置,其对于环境的适应能力强。与传统的无功调压装置相比,其独特的有功无功四象限调节能力对系统电压的控制极其有效,在电网电压调节方面应用广泛。

在直流输电系统中,由于逆变侧交流系统短路会带来许多不利影响^[1],其中之一便是可能导致换流站发生换相失败故障。研究人员发现,无论是在单一直流、多馈入直流还是分不同层次馈入的多馈入直流系统中,无功支撑都在其中占据着重要地位^[2]。如果逆变侧发生故障,导致换流母线电压降低,换流站将会从电网中吸收无功,且一旦故障严重,换流站可能出现无法换相的情况^[3]。电化学储能电站因其具备强无功支撑能力,当故障发生后可以立即投入运行,可以有效地补充系统中的无功功率,使换流站可以正常运行,从而抵御换相失败^[4]。

为了提高抵御换相失败的应变能力,研究人员一方面对混联输电网进行研究^[5],并在换流站采取适当的控制策略,降低换相失败的风险^[6-8];另一方面在换流站附近安装了同步补偿器,提供充足的无功储备^[9]。为此,研究人员提出了多种基于同步补偿器的控制策略^[10-11]。文献^[12]针对含有同步调相机并网的直流输电系统电压稳定控制进行研究,在小扰动、中扰动和大扰动情况下得到同步调相机接入对母线电压的补偿效果,验证了分析方法的有效性;文献^[13]提出了受端电网中储能电站的布点方法以及电化学储能站在不同区域待机的控制方法。但以上都没有提及在发生故障时如何控制电化学储能电站的无功功率。文献^[14]提出发电机是系统中分布最广、最好的动态无功补偿设备,且调相机与发电机结构相同,通过在受端电网配置调相机来提高系统稳定性,提高交直流电网安全稳定运行能

力,但未对电化学储能电站与同步机之间的联系进行深入研究。

从上述文献可知,目前,在储能对电网的紧急支撑方面缺乏研究,因此本文提出储能虚拟同步机的概念,完成该模型的搭建,验证其对 HVDC 系统的换相电压跌落具有较强的支撑作用,并且充分利用储能虚拟同步机的无功补偿特性,提出了一种利用储能虚拟同步机应对多馈入直流换相失败的多布点方法,该方法首先从各节点与换流站间的电气距离入手,以此确定待补偿区域;然后对带补偿区域内的节点进行非故障点电压反应速率平均值计算,以此为指标确定最佳的储能虚拟同步机安装站点;最后基于实际电网的运行数据在 PSCAD 中仿真,得到单一储能虚拟同步机接入对换相失败的抑制效果,同时对比较验证了本布点方法确能有效地发挥储能虚拟同步机的聚合作用,更好地抑制换相失败。

1 储能虚拟同步机模型建立

储能虚拟同步机(energy storage virtual synchronous generator, ESVG)结构如图 1 所示,其结构主要包括储能单元和逆变器单元 2 个部分,以单相表示三相。图 1 中,PWM 为脉宽调制, R_s 、 L_s 、 C_s 分别为滤波电阻、电感和电容, R_g 和 L_g 分别为线路电阻和电感。

同步逆变器控制是模拟同步发电机特性的并网逆变器,并且可以实现无锁相环自同步并网。同步逆变器控制以三相隐极机数学模型为基础, T_c 、 Q_c

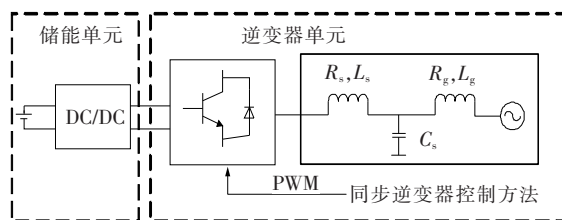


图 1 虚拟同步机并网结构

Figure 1 Virtual synchronous machine grid-connected structure

和 e_m 均通过同步发电机数学模型结合逆变器输出的三相电流瞬时值计算出来,其中 e_m 为反向电动势,因此同步逆变器控制器可以表示为

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - T_d \\ p\omega = \frac{d\theta}{dt} \end{cases} \quad (1)$$

式中 J 为转动惯量; ω 为虚拟转子角速度; T_m 为机械转矩; T_e 为电磁转矩; T_d 为阻尼转矩; p 为虚拟同步发电机输出的电磁功率; θ 为虚拟同步发电机的励磁相角。

$$KM_f \frac{di_f}{dt} = (Q_{set} - Q_e) + D_q(E_r - E) \quad (2)$$

式中 K 为励磁调节器的积分系数; M_f 为定子绕组和转子绕组之间互感的最大值; i_f 为转子励磁电流; Q_{set} 为无功功率的参考值; D_q 为无功—电压下垂系数; E_r 为电压参考值; E 为逆变器 LC 滤波器出口处的相电压幅值。

T_m 、 T_e 、 Q_e 、 e_m 的计算公式分别为

$$T_m = \frac{P_{set}}{\omega_{ref}} \quad (3)$$

$$T_e = M_f i_f \left[i_a \sin \theta + i_b \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \sin \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \right] \quad (4)$$

$$Q_e = -\omega M_f i_f \left[i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \right] \quad (5)$$

$$e_m = \sqrt{2} E_m = \omega M_f i_f \quad (6)$$

式(3)~(6)中 P_{set} 为功率参考值; i_a 、 i_b 、 i_c 为三相电流瞬时值; E_m 为同步发电机内电势有效值。

当三角载波的幅值为 1 V 时,三相调制波 v_{ma} 、 v_{mb} 、 v_{mc} 的计算公式为

$$\begin{bmatrix} v_{ma} \\ v_{mb} \\ v_{mc} \end{bmatrix} = \sqrt{2} V_m \begin{bmatrix} \sin \theta \sin \left(\theta - \frac{2}{3}\pi \right) \\ \sin \left(\theta - \frac{4}{3}\pi \right) \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中 V_m 为三相调制波有效值,其计算公式为

$$V_m = \frac{2E_m}{V_{dc,ref}} \quad (8)$$

逆变器出口处的基波电压 e_{sa} 、 e_{sb} 、 e_{sc} 的表达

式为

$$\begin{bmatrix} e_{sa} \\ e_{sb} \\ e_{sc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{2} \begin{bmatrix} v_{ma} \\ v_{mb} \\ v_{mc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{V_{dc,ref}} \begin{bmatrix} e_m \sin \theta \\ e_m \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ e_m \sin \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \quad (9)$$

相电压基波幅值 e_s 的计算公式为

$$e_s = \frac{V_{dc}}{V_{dc,ref}} e_m = \frac{V_{dc}}{V_{dc,ref}} \omega M_f i_f \quad (10)$$

将式(6)、(9)代入式(4)得:

$$T_e = \frac{V_{dc,ref}}{V_{dc}} \frac{1}{\omega_n} (e_{sa} i_a + e_{sb} i_b + e_{sc} i_c) = \frac{V_{dc,ref}}{V_{dc}} \frac{P}{\omega_n} \quad (11)$$

将式(6)、(9)代入式(5)得:

$$Q_e = \frac{V_{dc,ref}}{V_{dc}} \left[e_s \cos \theta i_a + e_s \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) i_b + e_s \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) i_c \right] = \frac{V_{dc,ref}}{V_{dc}} Q \quad (12)$$

式中 P 、 Q 分别为逆变器实际输出的有功和无功功率。当 $V_{dc} = V_{dc,ref}$ 时,虚拟同步机正常工作。由式(11)、(12)表明,此时同步逆变器的控制器中计算出的 T_e 、 Q_e 与逆变器实际输出的电磁转矩和无功功率相同,即同步逆变器无须测量三相电压瞬时值即可实现功率计算。

2 ENVSG 抑制换相失败效果分析

电化学储能装置可以实时调整充电和放电功率,并且具有峰值削波能力,是其自身安装能力的 2 倍。储能电站于交流电网和直流电网而言都具有较强的提高电网稳定性和灵活性的能力,对前者储能电站可以削减充谷,调整系统频率,提供无功电压支持;对后者电化学储能电厂还可以为换流站提供足够的无功功率,并增强换流站抵抗换相失败的能力^[15-16]。储能电站主要由蓄电池室、变压升压箱、10 kV 合流箱、智能主控室、SVG 室、变电站及其他电站配套设备组成。电站配有站侧监控系统,智能网络负载交互式终端,同步相量测量装置,防孤岛保护和频率电压应急控制装置以及智能辅助控制系统^[17]。

同步电动机需要用于电网的无功补偿时,其在

接入电网时以空载运行这种特殊方式运行,此运行方式能提高功率因素和改善供电性能。由分析可知,ESVSG 也同样具有同步机的特殊运行方式。在应对直流换相失败方面,ESVSG 在系统发生故障直流母线电压急速下降的过程中,能持续向系统提供无功以支撑直流母线电压,防止换相失败。由于 HVDC 系统中整流侧晶闸管关断时间充裕,其逆变侧晶闸管的关断时间不足,会使原本未完全关断的晶闸管两端承受正向电压,该晶闸管将重新导通,故换相失败大多发生在逆变侧换流站晶闸管中。由此可知,若对 HVDC 系统的换相电压跌落进行支撑,能极大程度上抑制换相失败。

本文基于 PSCAD/EMTDC 搭建了 HVDC 系统及储能电站的仿真模型,模型拓扑如图 2 所示。该模型为 ± 500 kV 双极测试模型,直流系统容量为 1 000 MW,逆变侧短路比 SCR 为 2.5,储能电站接入逆变侧交流母线,储能电站储能总量为 300 MW/600 MW·h。

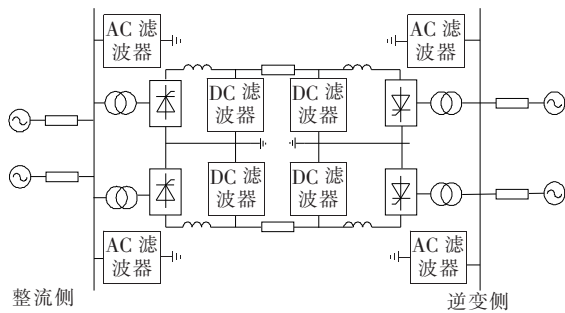


图 2 仿真模型主电路

Figure 2 Main circuit diagram of simulation model

DC 滤波器、整流侧 AC 滤波器和逆变侧 AC 滤波结构及具体参数设置分别如图 3~5 所示;故障发生前后的 ESVSG 无功输出特性的仿真结果如图 6 所示。由图 6 可知,ESVSG 的无功功率输出受到其系统容量的限制,在故障切除瞬间 ESVSG 能短时快速地发出接近其额定容量的无功功率,以此达到无功补偿与稳定逆变侧电网电压的作用,因此 ESVSG 的无功功率输出特性与传统的无功补偿装置相比并无劣势。

当 ESVSG 接入直流输电系统逆变侧交流母线近区,在受端系统交流侧 0.5 s 发生三相短路故障时,逆变侧交流母线电压波动情况和 HVDC 电压波动情况分别如图 7、8 所示。由图 7、8 可知,ESVSG

对故障发生后的交流母线电压跌落和 HVDC 直流电压降落具有显著的支撑作用,反应迅速,能够极大程度上抑制直流换相失败。

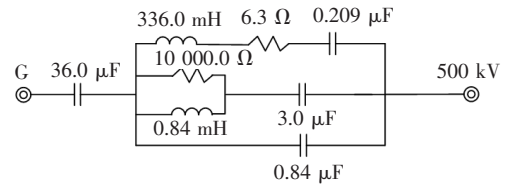


图 3 DC 滤波器

Figure 3 DC filter

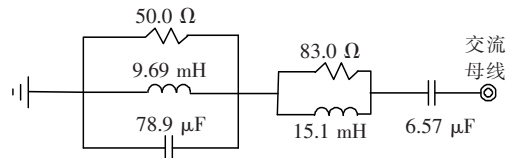


图 4 整流侧 AC 滤波器

Figure 4 AC filter atrectifierring side

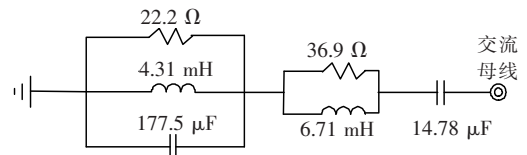


图 5 逆变侧 AC 滤波器

Figure 5 AC filterat inverting side

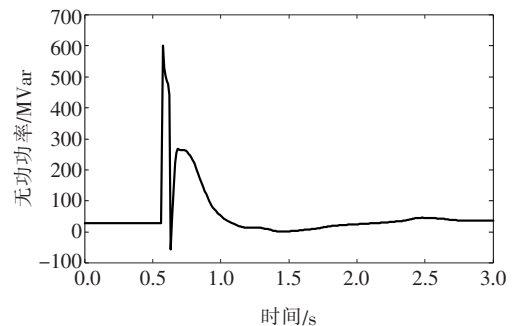


图 6 ESVSG 无功输出特性曲线

Figure 6 ESVSG reactive power output characteristic curve

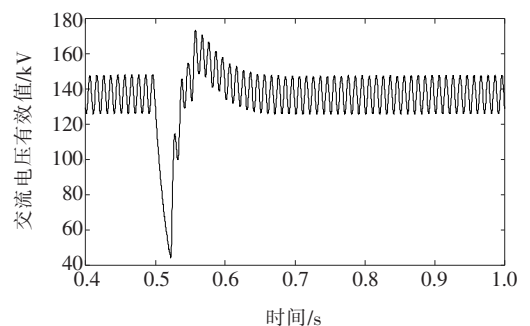


图 7 逆变侧交流母线电压波形

Figure 7 AC bus voltage waveform on the inverter side

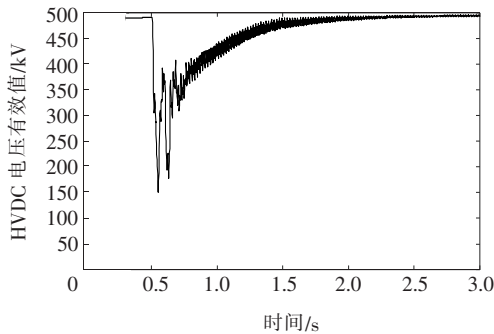


图 8 直流电压波形

Figure 8 DC voltage waveform

3 ESVSG 多点布局选取方式

多馈入直流输电系统的简化模型如图 9 所示,换流母线 BUS1-BUS4 通过各耦合阻抗 Z_{12} 、 Z_{13} 、 Z_{14} 、 Z_{23} 、 Z_{24} 、 Z_{34} 相连且各处接有交流负荷,逆变站落于同一交流受端系统。

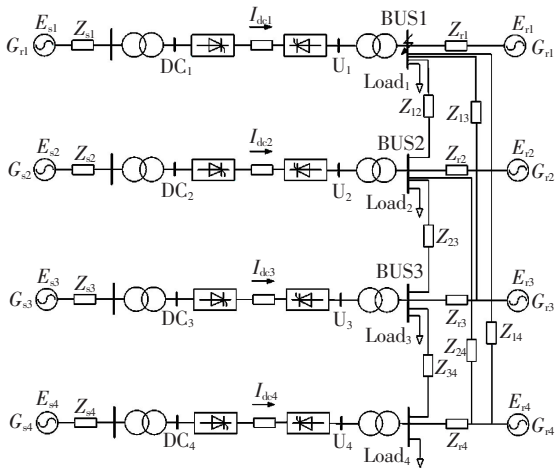


图 9 多馈入直流输电系统模型

Figure 9 Multi-infeed DC transmission system model

在该系统中,交流系统故障是造成直流换相失败的主要因素,与此同时换相失败会导致直流功率传输速率下降,极端情况下会下降至零,从而直流功率传输会出现骤停现象。对该系统而言,换相失败的直流数目越多和持续时间越长,受端系统受到的冲击就越大,系统维持稳定就越难。上述分析可知,ESVSG 能够有效地支撑电网无功进而应对直流换相失败,故对其安装站点的选择是应对多馈入直流输电系统发生换相失败的关键。

3.1 确定待补偿区域

由于直流输电建设规模的不断扩大,各回直流间的相互作用影响将愈加强烈,某一回直流逆变站

换相失败可能导致周边直流逆变站同时发生换相失败,故各补偿节点与逆变站间的电气距离成为选取待补偿区域的关键指标。本文采用的参考指标为各节点与换流站间的电气距离值,以此来确定待补偿区域,将节点 i 与所有换流站的等效电气距离定义为

$$D_i = \sum_{j=1}^m Z_{eq}^j \quad (13)$$

式中 Z_{eq}^j 为节点 i 与换流站 j 之间的电气距离; m 为换流站个数。 D_i 值越小,电气距离越近,在该节点发生的故障导致直流换相失败的可能性越大。故本文确定关键节点组成的待补偿区域,可以通过对 D_i 值进行排序得到。

3.2 确定待补偿节点

同等容量的 ESVSG 在不同节点处进行补偿,其对故障前后系统的无功支撑效果不尽相同,为此在确定的待补偿区域内的所有节点中选取与 ESVSG 个数相同的关键节点尤为重要。对暂态电压稳定标准参考文献[18],本文不多赘述。

对所确定的待补偿区域内的所有节点出线依次发生三相永久短路故障后,本文利用区域内其余各节点的电压反应速率平均值来表示故障节点对其他节点暂态电压的影响程度。为此本文提出非故障节点电压反应速率平均值的概念,以该值的大小来选取关键节点。其值定义为

$$\bar{V}_i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^N \left| \frac{\Delta u_j}{\Delta t_j} \right|}{N}, & \Delta u_j \geq 0.3u_{jN} \\ 0, & \Delta u_j < 0.3u_{jN} \end{cases} \quad (14)$$

式中 \bar{V}_i 为节点 i 出线故障后其余节点相对节点 i 的非故障节点电压反应速率平均值; N 为节点 i 外的节点个数; Δu_j 为节点 j 电压额定值 u_{jN} 与故障过程中节点 j 电压跌落的最小值 $u_{j\min}$ 之差, $\Delta u_j = u_{jN} - u_{j\min}$; $\Delta t_j = t_a - t_b$, 其中 t_a 为节点 j 处电压第一次跌落至 $0.7u_{jN}$ 以下的时刻, t_b 为节点 j 处电压恢复至 $0.7u_{jN}$ 且其后一直大于等于 $0.7u_{jN}$ 的时刻。

非故障点电压反应速率平均值表示故障后除故障点外非故障节点电压低于暂态电压稳定最低要求后,非故障节点电压恢复速率的平均数, \bar{V}_i 数值越大,故障节点对非故障节点影响越大。经时域仿真计算得出最佳动态无功补偿直流线路落点及其出线一级及二级断面节点的 \bar{V}_i 值,排序后即可确定补偿效果良好的动态无功补偿站点位置。具体求解流程如图 10 所示。

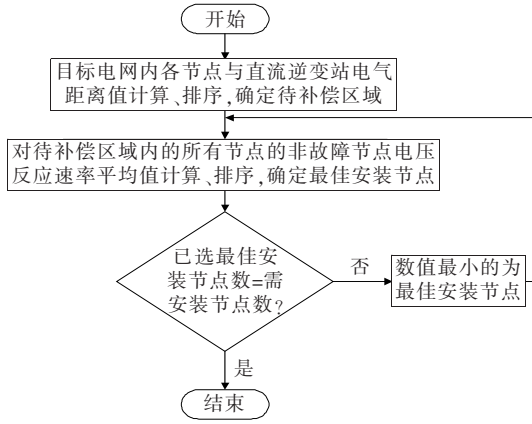


图 10 待补偿节点选取流程

Figure 10 Flowchart of node selection to be compensated

4 算例仿真分析

以某实际电网 2019 年典型运行方式为算例, 采用 PSCAD 仿真软件, 验证本文提出的基于储能虚拟同步机多布点的 HVDC 换相失败抑制方法的可靠性。该电网原有 8 条直流馈入线路, 随着直流输电线路的不断发展且增至 10 条, 换相失败的问题更进一步凸显。考虑到电化学储能电站的经济适用性, 本文选取的电化学储能电站安装数目为 3 个。直流总容量共 54.2 GW, 各直流输送功率如图 11 所示。

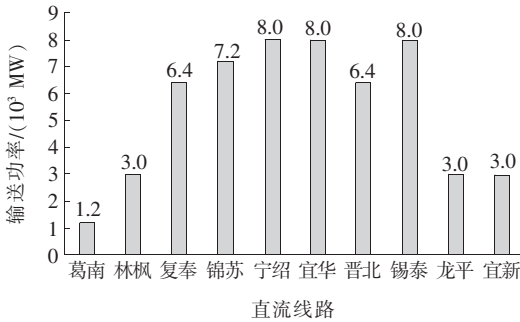


图 11 直流输送功率

Figure 11 DC transmission power diagram

4.1 待补偿节点选取

由式(13)计算得到各节点与换流站之间的等效电气距离, 根据 D_i 值确定待补偿区域, 选取方式为 D_i 值越小, 进入待补偿区域的优先级越高。如图 12 所示, 采用该选取方式确定的 25 个待补偿区域节点为图 12 中实心的节点标记。

在典型运行方式下, 对所有待补偿区域节点分别设置三相短路故障进行仿真模拟, 根据式(13)计

算出该节点的非故障节点电压反应速率平均值 \bar{V}_i , 数值排序情况如表 1 所示。

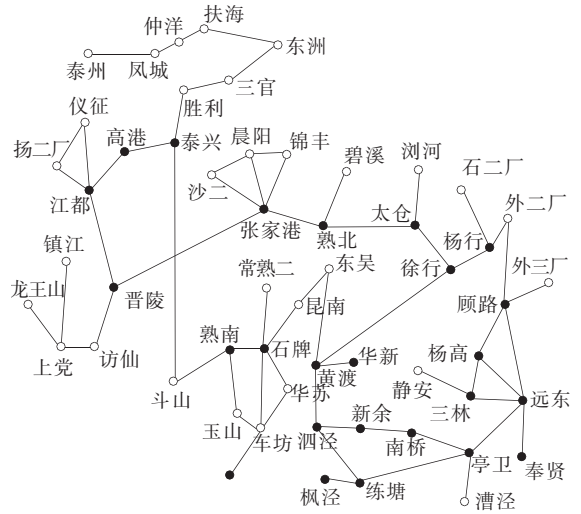


图 12 待补偿区域节点

Figure 12 Node graph of area to be compensated

表 1 待补偿区域节点 \bar{V}_i Table 1 Node \bar{V}_i value of area to be compensated

候选节点	\bar{V}_i	候选节点	\bar{V}_i
亭卫	0.385	练塘	0.348
奉贤	0.374	枫泾	0.287
新余	0.360	泗泾	0.229
南桥	0.353	远东	0.222

由表 1 可知, 对非故障节点电压反应速率平均值 \bar{V}_i 进行排序并结合本文给出的储能虚拟同步机安装站点数, 可最终确定亭卫、奉贤和新余为最佳动态无功补偿点。

4.2 仿真验证

为验证所选的 3 个站点即亭卫、奉贤和新余为最佳动态无功补偿站点, 首先, 分别在亭卫、奉贤、新余单独接入相同容量为 300 MW/600 MW·h 的储能虚拟同步机, 然后, 在亭卫、奉贤和新余同时接入相同容量的储能虚拟同步机, 验证对储能虚拟同步机多点布局的聚合效果。此外, 本文根据表 1 中待补偿区域各节点 \bar{V}_i , 有针对性地选取 4 组不同的补偿站点以验证本文布点方法的可靠性, 分别为组别 1, \bar{V}_i 最小的 3 个站点枫泾、泗泾和远东; 组别 2, \bar{V}_i 处于中间大小的 3 个站点南桥、练塘和枫泾; 组别 3, \bar{V}_i 最小的泗泾、远东和 \bar{V}_i 最大的亭卫; 组别 4, \bar{V}_i 最大的亭卫、奉贤和 \bar{V}_i 最小的远东。在各不同

站点接入储能虚拟同步机无功补偿前后,对该电网 500 kV 线路进行三相永久 N-1 故障扫描,对比以上多种不同的 ESVSG 无功补偿方案对直流换相失败次数的削减作用效果如图 13 所示。

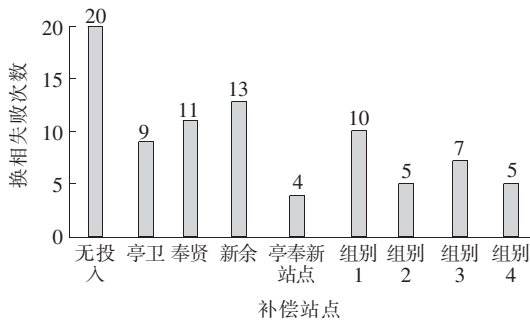


图 13 ESVSG 无功补偿效果

Figure 13 ESVSG reactive power compensation effect diagram

由图 13 可知,在未接入储能虚拟同步机时,所有直流同时发生换相失败的次数为 20 次,当亭卫、奉贤和新余单个站点投入 ESVSG 时,直流换相失败次数得到有效减少,其诱发所有直流同时换相失败故障数由无投入时的 20 个分别减少至 9、11、13 个,说明投入的 ESVSG 能够有效地进行无功补偿,避免换相失败的发生,同时补偿站点的 \bar{V}_i 值越高,抑制效果也越好,验证了 \bar{V}_i 值为选取无功补偿点的关键指标。

当采用多点布局的方式时,即在亭、奉、新 3 个站点同时投入以及其余 4 个组别的补偿站点处分别投入 ESVSG 时,其诱发所有直流同时换相失败故障数由无投入时的 20 条分别减少至 4、10、5、7 和 5 条,对抑制直流换相失败的效果明显好于单一站点处投入 ESVSG。特别是在本文所提方法选出来的亭、奉、新 3 个站点处投入 ESVSG 时,对所有直流同时发生换相失败的抑制作用最好,说明亭奉新确为最佳的多点布局站点,该补偿方式的聚合作用效果极强。

5 结语

本文提出了一种基于储能虚拟同步机多布点的 HVDC 换相失败抑制方法,经过理论分析和仿真验证,最终得到以下几点结论:

1)提出了储能虚拟同步机的概念,完成了其模型的搭建,对单个的储能虚拟同步机的无功补偿效

果进行了仿真验证,得到其无功输出特性;

2)提出了一种储能虚拟同步机的多点布局选取方法,该方法首先从各节点与换流站间的电气距离入手,以此确定待补偿区域;然后对带补偿区域内的节点进行非故障点电压反应速率平均值计算,以此为指标确定最佳的储能虚拟同步机安装站点;

3)利用储能虚拟同步机的无功补偿特性及储能虚拟同步机的多点布局选取方法,进行仿真实验后结果表明,储能虚拟同步机多点局部对支撑电网电压和抑制换相失败的聚合作用效果。

本文仿真实验条件较为理想,且现有研究并未考虑其他无功补偿装置对储能系统选址位置的影响,因此分别研究储能电站、同步调相机响应特性对抑制多直流换相失败的效果,计及储能系统调节及其他无功补偿装置特性来抑制故障后直流换相失败的紧急协调控制是论文未来需要开展的研究方向。

参考文献:

- [1] 李新年. 特高压直流输电系统换相失败及其预防措施研究[D]. 北京:北京交通大学,2018.
- [2] 郭晨,王碧阳,李立,等. 特高压直流送端系统的运行约束及新能源消纳挑战研究[J]. 智慧电力,2021,49(5): 56-62.
GUO Chen, WANG Biyang, LI Li, et al. Power system operation constraint and new energy consumption challenge of UHV DC transmission system[J]. Smart Power, 2021, 49(5): 56-62.
- [3] 王超,张红丽,刘福锁,等. 新能源集群送出交直流系统多稳定问题演化机理及防控措施[J]. 电力科学与技术学报,2019,34(4): 77-84.
WANG Chao, ZHANG Hongli, LIU Fusuo, et al. Evolution mechanism of multiple stability problems and control strategies of AC/DC power system with large-scale wind turbine generators[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4): 77-84.
- [4] 张婧,杨小霞,杜巍. 混合无功补偿对特高压输电线路的影响机制研究[J]. 智慧电力,2020,48(5): 92-98.
ZHANG Jing, YANG Xiaoxia, DU Wei. Influence mechanism of hybrid reactive compensation on UHV transmission lines[J]. Smart Power, 2020, 48(5): 92-98.
- [5] 王彤彤,文俊,靳海强,等. LCC-MMC 混合直流输电系统直流回路谐振特性研究[J]. 电网与清洁能源,2021, 37(3): 1-7+16.
WANG Tongtong, WEN Jun, JIN Haiqiang, et al. Research on the resonance characteristics of the DC loop of

- the LCC-MMC hybrid DC transmission system [J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(3): 1-7+16.
- [6] 韩伟, 孟沛彧, 刘超, 等. 高压直流输电系统接入下的交流系统不对称故障下序网等值及短路电流算法[J]. 电测与仪表, 2020, 57(23): 38-46.
HAN Wei, MENG Peiyu, LIU Chao, et al. Sequence network equivalence and short-circuit current algorithms for asymmetric faults of AC systems with HVDC connection [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(23): 38-46.
- [7] 王兵, 贾育培, 严剑峰, 等. 特高压交直流混联电网故障反演系统的体系架构与关键技术[J]. 中国电力, 2020, 53(6): 64-71.
WANG Bing, JIA Yupei, YAN Jianfeng, JIN Yiding. The architecture and key technologies of fault inversion system for hybrid UHV AC/DC power grid [J]. Electric Power, 2020, 53(6): 64-71.
- [8] 程艳, 张健, 管萸, 等. HVDC换相失败时受端电网的电压与频率联合控制策略[J]. 高压电器, 2020, 56(4): 241-245.
CHENG Yan, ZHANG Jian, GUAN Ti, et al. Coordinated control strategy of voltage and frequency support at receiving end of HVDC system under commutation failure [J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(4): 241-245.
- [9] 艾红杰, 黄金海, 吴金波, 等. 陕北—武汉特高压直流输电工程无功控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 149-156.
AI Hongjie, HUANG Jinhai, WU Jinbo, et al. Reactive power control strategy for the Shanbei-Wuhan UHVDC transmission project [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 149-156.
- [10] THIO CV, DAVIES J B. New synchronous compensators for the Nelson River HVDC system—planning requirements and specification [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1991, 6(2): 922-928.
- [11] 纪蔚涛, 任永峰, 云平平, 等. 储能型直驱式风电场联合STATCOM的多模式无功协调控制[J]. 电力电容器与无功补偿, 2019, 40(5): 97-104.
JI Weitao, REN Yongfeng, YUN Pingping, et al. Multi Mode reactive power coordination control of storage-based direct-driven wind farm combined with STATCOM [J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2019, 40(5): 97-104.
- [12] 汤晓峥, 党睿, 刘一丹, 等. 含同步调相机的 HVDC 输电系统电压稳定控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(1): 69-74.
TANG Xiaozheng, DANG Rui, LIU Yidan, et al. Control strategy for voltage stabilization of HVDC transmission system with the integration of synchronous condenser [J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2019, 31(1): 69-74.
- [13] 杨军峰, 郑晓雨, 惠东, 等. 储能提升特高压交直流输电能力与提供跨区备用研究[J]. 储能科学与技术, 2019, 8(2): 399-407.
YANG Junfeng, ZHENG Xiaoyu, HUI Dong, et al. Energy storage for enhancing transmission capacities and trans-regional reserves of a UHV AC/DC power grid [J]. Energy Storage Science and Technology, 2019, 8(2): 399-407.
- [14] 李建林, 王剑波, 葛乐, 等. 电化学储能电站群在特高压交直流混联受端电网应用技术研究综述[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 51-61.
LI Jianlin, WANG Jianbo, GE Le, et al. Review on application technology of electrochemical energy storage power station group in ultra high voltage AC/DC hybrid receiver power grid [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 51-61.
- [15] 孙冰莹, 杨水丽, 刘宗歧, 等. 国内外兆瓦级储能调频示范应用现状分析与启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 8-16+38.
SUN Bingying, YANG Shuili, LIU Zongqi, et al. Analysis on present application of megawatt-scale energy storage in frequency regulation and its enlightenment [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 8-16+38.
- [16] 李建林, 王上行, 袁晓冬, 等. 江苏电网侧电池储能电站建设运行的启示[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(21): 1-9+103.
LI Jianlin, WANG Shangxing, YUAN Xiaodong, et al. Enlightenment from construction and operation of battery energy storage station on grid side in Jiangsu power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(21): 1-9+103.
- [17] 刘牛. 电网侧储能电站的技术原理及应用[J]. 自动化应用, 2019(2): 103-105.
LIU Niu. Technical principle and application of power grid side energy storage power station [J]. Automation Application, 2019(2): 103-105.
- [18] 马世英, 印永华, 汤涌, 等. 短期和中长期电压稳定仿真及评价[J]. 电网技术, 2006, 30(19): 14-20.
MA Shiyong, YIN Yonghua, TANG Yong, et al. Simulation and evaluation for short term and mid/long term voltage stability [J]. Power System Technology, 2006, 30(19): 14-20.