Vol.40 No.9 Sept. 2020

基于超导磁储能装置的MMC-HVDC系统 直流振荡抑制方法

马文忠1,丁安敏1,周冠宇1,赵 雨1,张 彦2,张奎同2,董 磊1

(1. 中国石油大学(华东)新能源学院,山东 青岛 266580;2. 山东能源集团有限公司,山东 济南 250014)

摘要:基于模块化多电平换流器的柔性直流输电(MMC-HVDC)系统中的功率控制换流站对外呈现负阻性, 降低了系统阻尼,使系统产生直流振荡甚至导致系统失稳。通过直流侧并联超导磁储能装置抑制系统功率 振荡,以解决 MMC-HVDC系统向恒定功率负载供电所导致的弱阻尼问题。建立了双端 MMC-HVDC系统的 小信号模型,通过小信号稳定性分析方法研究了影响 MMC-HVDC系统稳定性的主要因素,并且验证了所提 直流振荡抑制方法的有效性。在 MATLAB / Simulink 中搭建了双端 MMC-HVDC系统模型,并与改变控制器 的功率阻尼控制策略进行时域仿真对比,结果证明了所提控制策略能有效抑制系统振荡,提高系统稳定性。 关键词:MMC-HVDC;直流振荡;小信号稳定性;超导磁储能装置

中图分类号:TM 721.1;TM 26

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202008020

0 引言

以风能、光伏为代表的新能源正逐步成为能源 可持续发展的重要选择。基于模块化多电平换流器 的柔性直流输电(MMC-HVDC)技术具备有功功率 和无功功率独立控制、为弱电网供电、换流器输出交 流电压谐波含量少等优势,已成为大规模、远距离新 能源电能传输的主要方向^[1-2]。MMC-HVDC系统含 有大量的功率换流器,这些功率换流器的恒功率负 载特性可等效产生负电阻,降低系统阻尼,使系统的 动态特性变差甚至导致系统振荡失稳。

随着系统容量不断增大和电压等级不断提升, MMC-HVDC系统承受小干扰时的小信号稳定性已 成为国内外学者的研究热点。目前,电力系统小信 号稳定性分析的主要方法有阻抗分析法、模态分析 法等^[37]。阻抗分析法对系统各部分进行阻抗建模, 并结合 Nyquist曲线对系统稳定性进行判定;模态分 析法通过系统特征根在复平面的分布,直观地判断 系统稳定性。文献[3-4]采用阻抗分析法分析了电 力系统的阻抗特性和稳定性。文献[5-6]基于建立 的小信号模型,结合模态分析法分析了众多参数对 系统小信号稳定性的影响。通过对系统的稳定性分 析,可确定保证系统稳定的不同参数临界值,为系统 的参数选取提供依据。同时,众多因素的变化会对 电力系统稳定运行产生不利影响,引起系统振荡。

针对上述问题,文献[8-11]提出了不同的电力

收稿日期:2020-02-10;修回日期:2020-06-19 基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777216);山东省自 然科学基金资助项目(ZR2018MEE040,ZR2019MEE094) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777216) and the Natural Science Foundation of Shandong Province(ZR2018MEE040,ZR2019MEE094) 系统振荡抑制策略。文献[8]在直流微电网中采用 了虚拟电阻法,并将该方法应用于柔性直流系统中, 但随着虚拟电阻值的增大,系统稳定性变差。文献 [9]基于状态空间反馈设计了一种控制器,有效改 善了系统的动态性能,然而额外附加阻尼控制器与 柔性直流系统其他设备间的相互作用仍可能存在振 荡风险。文献[10]采用滑模变结构理论设计了一种 阻尼控制器,有效抑制了交直流互联系统的振荡,但 是所设计的阻尼控制器存在抖振问题。文献[11]提 出了一种 MMC-HVDC系统的附加阻尼控制策略,研 究了附加阻尼控制器对系统动态特性的影响,但所 提控制器的结构较为复杂。

除了上述通过对换流器指令值进行调制的控制 策略,储能装置也是提高电网安全性和稳定性的有 效途径。尤其是近年来化学储能装置发展迅速,多 种化学储能技术进入产业化阶段。但化学储能应用 于电力系统振荡抑制时,若进行深度、快速大功率放 电,则可用容量将下降,且充放电次数受到限制。相 较于化学储能,超导磁储能(SMES)装置具有反复充 放电次数无限制的特性,更适用于解决波动性和间 歇性较强的新能源发电系统的振荡问题,且SMES 装置具有响应速度快、效率高、抗干扰能力强等特 点,目前已被应用于抑制交流电力系统中的谐振、抑 制新能源发电波动等场合^[12]。文献[13]在MMC-HVDC系统中加入储能装置来抑制风电场功率波动。 文献[14]提出一种基于储能装置和电力系统稳定器 的振荡抑制方法,实现了抑制电力系统振荡的控制 目标。文献[15]利用储能单元的高功率动态响应使 系统实时处于功率平衡状态,保证直流母线电压平 稳。文献[16]设计了一种 SMES 装置中的非线性控 制器,很好地改善了系统的阻尼特性,具有较好的鲁



棒性和适应性。以上文献在研究储能装置应用技术 方面取得了一定成果,但目前尚无对SMES技术应 用于MMC-HVDC系统直流振荡抑制方面的研究。

本文提出了基于SMES装置的MMC-HVDC系统 直流振荡抑制方法。首先,建立了双端MMC-HVDC 系统的小信号模型。然后,结合阻抗分析法和模态 分析法2种方法,研究了系统中主要因素对MMC-HVDC系统稳定性的影响。当参数变化导致系统稳 定性变差甚至失稳时,本文在直流电网中并联SMES 装置,以平衡系统功率,增强系统稳定性能。最后, 通过MATLAB/Simulink对系统进行时域仿真,并 与改进控制器策略的方法进行了对比,仿真结果验 证了本文所提方法具有良好的控制性能。

1 MMC-HVDC系统阻抗建模

阻抗建模是阻抗分析法的基础,通过选取合适 的参考点,系统被分成2个子系统,将Nyquist稳定性 判据应用于这2个子系统的阻抗比分析,从而判定 系统的稳定性。

本文以双端MMC-HVDC系统为例进行分析,如 图1所示。图中, C_{dc} 为换流站的直流电容; L_r , R_r 分 別为直流电抗器的电感值和电阻值; L_{cab} , R_{cab} 、 C_{cab} 分 別为直流电缆集总电感值、电阻值和电容值。以点 m为参考点,系统被分为左、右2个子系统:其左侧 部分为整流侧子系统, Z_{DC} 为左侧子系统的等效阻 抗;其右侧部分为逆变侧子系统, Z_P 为右侧子系统的 等效阻抗。整流站MMC₁采用定直流电压控制,逆 变站MMC₂采用定有功功率控制,设系统功率传输 方向为由整流站流向逆变站。由于逆变站MMC₂对 外表现为恒功率负载特性,会降低系统阻尼,不利于 MMC-HVDC系统的稳定运行。因此,有必要建立小 信号模型对系统进行稳定性分析。





将图1所示系统进行化简,可得MMC-HVDC系 统阻抗模型的等效结构,如图2所示。图中, i_{de} 为系 统的直流电流; v_{DC} 为理想电压源电压幅值; i_{P} 为理想 电流源电流值; V_{con} 为2个子系统间的互联电压。

由图2所示电路结构可得:

$$V_{\rm con} = (v_{\rm DC} - i_{\rm P} Z_{\rm DC}) / (1 + Z_{\rm DC} / Z_{\rm P})$$
(1)

由式(1)可知,2个子系统间的互联电压 V_{con}的



图2 等效阻抗模型结构图

Fig.2 Structure diagram of equivalent impedance model

稳定性取决于 $1/(1 + Z_{DC}/Z_P)$,其类似于 1个负反馈 控制系统的闭环传递函数。因此当且仅当阻抗比值 Z_{DC}/Z_P 满足 Nyquist 稳定性判据^[3]时,系统稳定。将 该阻抗比值定义为 T_s ,其频域表达式为:

$$T_{\rm s}(s) = Z_{\rm DC}(s)/Z_{\rm P}(s) \tag{2}$$

结合 Nyquist 稳定性判据,系统的稳定性与 $T_s(s)$ 相关。当 $T_s(s)$ 逆时针包围复平面上点(-1,0)的圈数与 $T_s(s)$ 含正实部极点个数相等时,系统稳定;反之,系统不稳定。下文将建立 MMC-HVDC 系统的小信号阻抗模型。

1.1 整流侧阻抗建模

本文中的阻抗建模不考虑交流电网侧阻抗,整 流器连接交流系统结构图见附录图A1。图中, L_e, R_e 分别为交流侧集总电感值、电阻值;e为交流电源内 电势相量; u_{pee} 为公共耦合点电压相量; i_e 为MMC₁交 流侧电流相量; u_e 为MMC₁交流侧电压相量; V_{de1} 为 MMC₁的直流电压。dq坐标系下整流器交流侧线性 化方程的频域形式为:

$$\begin{cases} \Delta u_{cd}(s) = (sL_c + R_c - \omega L_c)\Delta i_{cq}(s) + \Delta u_{pccd}(s) \\ \Delta u_{cq}(s) = (sL_c + R_c + \omega L_c)\Delta i_{cd}(s) + \Delta u_{pccq}(s) \end{cases}$$
(3)

其中, ω 为交流系统的电压角频率; Δu_{cd} 、 Δu_{cq} 和 Δi_{cd} 、 Δi_{cq} 分别为MMC₁交流侧电压和电流d、q轴分量的小 信号量; Δu_{pced} 、 Δu_{pceq} 分别为公共耦合点电压d、q轴分 量的小信号量。已知换流站电流内环控制器的线性 化方程的频域形式为:

$$\begin{cases} \Delta u_{cd}(s) = G_{inner}(s)\Delta m_1(s) - \omega L_c \Delta i_{eq}(s) + \Delta u_{pced}(s) \\ \Delta u_{eq}(s) = G_{inner}(s)\Delta m_2(s) + \omega L_c \Delta i_{ed}(s) + \Delta u_{pced}(s) \end{cases}$$
(4)

其中, $G_{inner}(s)$ 为MMC₁电流内环控制器的传递函数, $G_{inner}(s) = k_{p1} + k_{i1}/s, k_{p1} \wedge k_{i1}$ 分別为电流内环控制器的 比例、积分参数; $\Delta m_1(s) = \Delta i_{cdref}(s) - \Delta i_{cd}(s), \Delta i_{cdref}$ 为 Δi_{cd} 的参考值; $\Delta m_2(s) = \Delta i_{cqref}(s) - \Delta i_{cq}(s), \Delta i_{cqref}$ 为 Δi_{cq} 的参考值。MMC₁采用定直流电压控制,其控制器的 线性化方程的频域形式为:

$$\begin{cases} \Delta i_{\text{edref}}(s) = G_{\text{de}}(s)\Delta V(s) \\ \Delta i_{\text{eqref}}(s) = G_Q(s)\Delta Q(s) \end{cases}$$
(5)

其中, $\Delta V(s) = \Delta V_{dc1}(s) - \Delta V_{dc1ref}(s), \Delta V_{dc1}, \Delta V_{dc1ref}$ 分别 为MMC₁侧直流电压的测量值、参考值的小信号量; $\Delta Q(s) = \Delta Q_{mea}(s) - \Delta Q_{ref}(s), \Delta Q_{mea}(s), \Delta Q_{ref}(s)$ 分别为 无功功率的测量值、参考值的小信号量; $G_{dc}(s)$ 为直 流电压控制器的传递函数, $G_{dc}(s) = k_{pdc} + k_{idc}/s, k_{pdc}$ 、 k_{ide} 分别为直流电压控制器的比例、积分参数; $G_Q(s)$ 为无功功率控制器的传递函数, $G_Q(s) = k_{pQ} + k_{iQ}/s$, $k_{pQ} \cdot k_{iQ}$ 分别为无功功率控制器的比例、积分参数。

由式(3)—(5)可得:

$$\begin{cases}
\Delta i_{cd}(s) = \frac{Z_1(s)G_Q(s)\Delta Q(s) + G_{inner}(s)G_{dc}(s)\Delta V(s)}{(G_{inner}^2(s) - Z_1^2(s))/G_{inner}(s)} \\
\Delta i_{cq}(s) = \frac{G_{inner}(s)G_Q(s)\Delta Q(s) + Z_1(s)G_{dc}(s)\Delta V(s)}{(G_{inner}^2(s) - Z_1^2(s))/G_{inner}(s)}
\end{cases}$$
(6)

其中,Z₁(s)=sL_e+R_e。由于MMC内部换流过程较为 复杂,本文忽略MMC的内部换流过程,根据功率平 衡原理,仅关注直流电压与功率之间的运行特性,可 得式(7)所示方程,其类似于两电平换流器^[17]。

$$C_{\rm eq1} dV_{\rm dc1} / dt = i_{\rm dc1} - P_{\rm c} / V_{\rm dc1}$$
(7)

其中, $C_{eq1} = 6C_{sm}/N_{ph} + C_{dc}$, $6C_{sm}/N_{ph}$ 为 MMC₁等效电 容, C_{sm} 为子模块电容值, N_{ph} 为桥臂子模块数量; i_{dc1} 为 MMC₁侧直流电流; P_{c} 为换流站传输功率。

结合式(7),由整流侧功率平衡关系可得换流站 传输功率小信号量 ΔP_{e} 的线性化方程为:

$$\Delta P_{c} = \frac{3}{2} \left(\Delta u_{\text{pccd}} i_{cd,0} + u_{\text{pccd},0} \Delta i_{cd} \right) + \frac{3}{2} \left(\Delta u_{\text{pccd}} i_{cq,0} + u_{\text{pccd},0} \Delta i_{cq} \right) =$$

 $V_{del,0}C_{eql}d\Delta V_{del}/dt + \Delta V_{del}i_{del,0} + V_{del,0}\Delta i_{del}$ (8) 其中,下标"0"表示各电气量的稳态值; Δi_{del} 为 i_{del} 的 小信号量。MMC₁采用定直流电压控制,则 $i_{eq,0}=0$, 根据叠加定理可得拉氏变换后的方程为:

$$\frac{\Delta V_{\rm dc1}(s)}{\Delta i_{\rm cd}(s)} = \frac{3u_{\rm pccd,0}}{2(sV_{\rm dc1,0}C_{\rm eq1} + i_{\rm dc,0})} \tag{9}$$

联立式(5)、式(8)和式(9)可得 MMC₁侧阻抗函数为:

$$Z_{\rm MMC1}(s) = \frac{\Delta V_{\rm de1}(s)}{\Delta i_{\rm de1}(s)} = \frac{-G_{\rm inner}^2(s)G_{\rm dc}(s)}{sC_{\rm eq1}(Z_1^2(s) - G_{\rm inner}^2(s))} \div (sC_{\rm eq1}G_{\rm dc}(s) + 3G_{\rm inner}^2(s)G_{\rm dc}(s))$$
(10)

1.2 逆变侧阻抗建模

根据上述 MMC₁侧阻抗建模过程,类似推导可得 MMC₂侧的阻抗函数为:

$$Z_{\text{MMC2}}(s) = \frac{\Delta V_{\text{dc2}}(s)}{\Delta i_{\text{dc2}}(s)} = \frac{-G_{\text{inner}}^{2}(s)G_{p}(s)}{sC_{\text{eq2}}(Z_{2}^{2}(s) - G_{\text{inner}}^{2}(s))} \div (sC_{\text{eq2}}G_{p}(s) + 3G_{\text{inner}}^{2}(s)G_{p}(s))$$
(11)

其中, $G_P(s)$ 为有功功率控制器的传递函数, $G_P(s) = k_{pP} + k_{iP}/s, k_{pP} \setminus k_{iP}$ 分别为有功功率控制器的比例、积分参数; $Z_2(s) = Z_1(s); C_{eq2} = C_{eq1}; \Delta V_{de2} \setminus \Delta i_{de2}$ 分别为MMC₂侧直流电压的测量值 V_{de2} 、直流电流 i_{de2} 的小信号量。

MMC-HVDC 系统的直流线路中直流电抗器为 RL 串联支路。令 $Z_D(s) = sL_r + R_r \cdot Z_L(s) = sL_{eab} + R_{eab}$,则根据图1所示系统,可得直流线路阻抗为:

$$Z_{\rm cab}(s) = \left(\frac{Z_{\rm D}(s)}{sC_{\rm cab}Z_{\rm D}(s) + 1} + Z_{\rm L}(s)\right) / / \left(\frac{1}{sC_{\rm cab}}\right) + Z_{\rm D}(s)(12)$$

由此可将 $T_s(s)$ 表示为:

$$T_{s}(s) = \frac{Z_{\rm DC}(s)}{Z_{\rm P}(s)} = \frac{Z_{\rm MMC1}(s)}{Z_{\rm MMC2}(s) + Z_{\rm cab}(s)}$$
(13)

结合Nyquist稳定性判据,判断系统的稳定性。

2 MMC-HVDC系统稳定性分析

负荷变化、分布式电源的接入等会给小信号模型系统带来不稳定因素,系统直流线路中限制故障电流变化率的直流电抗器电感值的大小也会影响系统稳定性^[5]。本节基于系统的小信号模型和阻抗模型,采用阻抗分析法和模态分析法分析了传输功率和直流电抗器电感值对系统稳定性的影响。设MMC₁直流电压参考值V_{delref}=1p.u.,MMC₂有功功率参考值P_{2ref}=1p.u.,直流线路长度为200 km,线路两端直流电抗器的电感值均为200 mH。

传输功率和直流电抗器电感值对系统稳定性影响的根轨迹与Nyquist曲线见附录图A2。图中,箭头方向代表特征根的运行方向;传输功率和直流电抗器电感值仅在一定的变化范围内才能满足系统小信号稳定性。当传输功率小于1.3 p.u.且直流电抗器电感值小于280 mH时,主导特征根全部位于复平面的左半平面,系统稳定;随着传输功率和电感值的增大,特征根逐渐运动到右半平面,系统失稳。由图A2(b)、(d)可知,当传输功率和直流电抗器电感值较大时,Nyquist曲线逆时针包围点(-1,0)的圈数由1减小到0,且包围点(-1,0)的圈数与传递函数*T_s(s)*含正实部极点的个数不再相同,系统由稳定状态变为失稳状态。

由上述分析可知,系统传输功率和直流电抗器 电感值的增大不利于MMC-HVDC系统的稳定,因此 有必要采取有效措施保证系统安全稳定运行。

3 含 SMES 装置的 MMC-HVDC 系统直流振 荡抑制方法

3.1 SMES装置抑制 MMC-HVDC 系统直流振荡机理

储能装置为电力系统提供了一种解决功率不平衡的简单且高效的方法,极大地增加了电网运行控制的主动性,有效地提高了电力系统运行的稳定性。本文利用SMES装置提高系统在运行过程中的小信号稳定性,如图3所示。在直流电网中配置SMES装置,通过对SMES装置充、放电的合理控制,实现系统的安全、稳定运行。当系统处于稳定状态时,SMES装置处于待机状态,不与电网交换功率;当系统中存在直流功率振荡时,SMES装置投入运行,从而维持直流侧功率平衡,抑制振荡。



图 3 含 SMES 装置的 MMC-HVDC 系统 Fig.3 MMC-HVDC system with SMES device

SMES装置投入运行时,相当于在系统直流电网 并联1条正的阻抗支路。由图3可知,SMES装置两 端电压与MMC₂直流侧电压相等,即SMES装置两端 电压为V_{dc2}。SMES装置的阻抗可以表示为:

$$Z_{\rm SMES}(s) = V_{\rm dc2}(s) / i_{\rm dc}(s)$$
(14)

因此,逆变站MMC₂的阻抗模型可以改写为:

$$Z_{\rm MMC2}^{*}(s) = \frac{Z_{\rm MMC2}(s)Z_{\rm SMES}(s)}{Z_{\rm MMC2}(s) + Z_{\rm SMES}(s)}$$
(15)

由于逆变站使用定功率控制,从电网吸收功率 时对外呈现恒功率负载特性。不考虑逆变器的功率 损耗,则逆变站的输出功率P_{con}为:

$$P_{\rm con} = V_{\rm dc2} i_{\rm dc2} \tag{16}$$

逆变站直流侧的线性化动态方程为:

$$C_{\rm dc} \frac{\mathrm{d}\Delta V_{\rm dc2}}{\mathrm{d}t} = \Delta i_{\rm cab} - \Delta i_{\rm dc2} = \Delta i_{\rm cab} - \frac{P_{\rm con}}{V_{\rm dc2,0}^2} \Delta V_{\rm dc2}$$
(17)

其中, Δi_{eab} 为直流电缆电流小信号量。则逆变站的等效阻抗为:

 $Z_{con} = \Delta V_{dc2} / \Delta i_{dc2} = -V_{dc2,0}^2 / P_{con} = R_{con}$ (18) 其中, R_{con}为逆变站的等效电阻。

本文系统中的传输功率方向由整流站流向逆变 站,逆变站吸收功率,即P_{con}>0,R_{con}<0,逆变站相当 于一个负电阻。当SMES装置投入运行时,即相当 于逆变站处并联正的阻抗支路,R_{con}增大,数值由负 变正,改变了逆变站负电阻的特性,提高了逆变站的 阻尼,从而实现了抑制系统直流振荡的目的。

3.2 SMES装置的控制策略

SMES装置通过控制绝缘栅双极型晶体管 S_1 、 S_2 的导通与关断来改变其工作状态。其DC / DC 电路的运行模式见图 4。图中, D_1 、 D_2 为电力二极管; L_{coil} 为SMES装置的电感; i_{coil} 为流过 SMES装置的单向电流;C为电容器; u_c 为电容器的端电压。SMES装置的运行模式分为待机模式、充电模式和放电模式。

当系统稳定运行时,SMES装置处于待机模式, S₁导通,S₂关断,直流电流在S₁和D₁的回路循环,系 统与SMES装置间没有能量交换。当系统受到小干 扰发生振荡时,SMES装置切换为工作模式,若SMES 装置运行在充电模式,S₁、S₂同时导通,流过SMES装 置的电流上升,SMES装置吸收系统多余的能量;若 SMES运行在放电模式,S₁、S₂始终处于关断状态, SMES装置中的能量通过D₁和D₂回路流入直流电



图4 SMES装置DC/DC电路的运行模式

Fig.4 Operation modes of DC / DC circuit of SMES device

网,SMES装置的能量减少。

假设S₁、S₂的占空比均为*d*,超导磁体两端的电 压可以表示为:

$$V_{\rm coil} = (2d - 1)V_{\rm dc2}$$
(19)

187

因此可得传递给超导磁体的功率 P_{col} 为:

 $P_{\text{coil}} = P_{\text{sref}} - P_{\text{s}} = V_{\text{coil}} i_{\text{coil}} = (2d-1)V_{dc2} i_{\text{coil}}$ (20) 其中, P_{sref} , P_{s} 分别为直流电网传输功率的参考值、 SMES装置输入功率的测量值。则d可以表示为:

$$d = (P_{\rm sref} - P_{\rm s}) / (2V_{\rm dc2}i_{\rm coil}) + 0.5$$
 (21)

直流电网传输功率测量值与参考值的差值 Δ*P* 为系统的功率振荡,功率振荡代表了系统发生小干扰时功率的波动成分,需要通过 SMES 装置进行补偿,以达到抑制直流系统振荡的目的。当 $d \in (0,0.5)$ 时, SMES 装置处于放电模式;当 $d \in [0.5,1)$ 时, SMES 装置处于充电模式^[13]。SMES 装置的控制框图见图 5。



图 5 SMES装置控制框图 Fig.5 Control block diagram of SMES

3.3 SMES装置对 MMC-HVDC 系统稳定性影响

通过3.1节分析可知,SMES装置可以改变逆变 站恒功率负载特性,即改变了系统的输出阻抗。因 此下文根据输出阻抗Z_{out}(s)的Bode图和系统开环传 递函数T_s(s)的Nyquist曲线对SMES装置对MMC-HVDC系统稳定性的影响进行分析。

 $Z_{out}(s)$ 的Bode图和 $T_s(s)$ 的Nyquist曲线如图6所示,设置系统传输功率为1.3 p.u.。由图6(a)可知, 直流电网加入SMES装置后,对 $Z_{out}(s)$ 的Bode图的低频段影响较大。 $Z_{out}(s)$ 的低频段幅值由负变正, 系统阻尼变大,在开环传递函数穿越相位为–180°时,相位滞后量减小,增大了系统的相位裕度。由图 6(b)可知,系统加入SMES装置后,Nyquist曲线逆时 针包围点(-1,0)的圈数由0增加到1,结合Nyquist 稳定性判据可判断系统由失稳变为稳定。本文还分 析了系统在传输功率为1.0 p.u., L_r =280 mH条件下 SMES装置对系统稳定性的影响,Bode图和Nyquist 曲线对比图见附录图A3。



图6 SMES装置对系统稳定性影响

Fig.6 Effects of SMES device on system stability

由上述分析可知,当系统处于失稳状态时, SMES装置能够提高系统低频段的幅值和相位,增大 系统阻尼,使*T_s(s*)的Nyquist曲线包围点(-1,0),将 系统失稳状态校正为稳定状态。

4 仿真验证

188

为了验证本文所提直流振荡抑制方法的动态性能,在MATLAB/Simulink中搭建了双端MMC-HVDC系统的时域仿真模型,分别在通过功率外环阻尼控制策略^[17]和并联SMES装置的情况下对算例系统进行时域仿真。功率外环阻尼控制控制器具体结构如图7所示。图中, P_m 为补偿的阻尼功率; P_s 为进行功率补偿后的逆变站有功功率参考值。设 $F_{damp}(s)$ 为阻尼控制策略中为滤除直流电压中直流分量的高通滤波器,其表达式为:

 $F_{damp}(s) = k_{f}V_{dc}s/(\omega_{n} + s)$ (22) 其中, k_{f} 和 ω_{n} 分别为滤波器的增益系数和带宽。

$$\begin{array}{c} V_{\rm dc} \\ \hline F_{\rm damp}(s) \\ \hline P_{\rm sref} \\ \end{array} \begin{array}{c} P_{\rm s} \\ P_{\rm sref} \\ \end{array}$$

图 7 功率外环阻尼控制策略

Fig.7 Strategy of power outer loop damping control

SMES装置抑制直流振荡仿真结果如图8所示。 图中, V_{del} , i_{del} 均为标幺值,后同。设置系统分别在t= 4s和t=5s时发生功率跃变,传输功率由0.8 p.u.上 升到1.0 p.u.,再由1.0 p.u.上升到1.3 p.u.。当传输功 率由1.0 p.u.增加到1.3 p.u.时,不含SMES装置的系 统MMC₁侧的直流电压、电流波形振荡发散,系统失 稳;含有SMES装置的系统在传输功率发生2次阶跃 后均能回到平稳状态,且波形振荡较小。附录图A4 给出了不同直流电抗器电感值下的仿真波形。由仿 真结果可知,SMES装置对MMC-HVDC系统的直流 振荡具有明显抑制作用,仿真结果与第2节稳定性 分析结果相一致。

分别采用功率阻尼控制策略和并联 SMES 装置 策略来抑制系统直流振荡的仿真波形对比如图 9 所 示。图 9(a)通过传输功率的变化来对比 2 种方法的



控制性能,分别在t=2s和t=3s时设置功率跃变,传输功率由1p.u.上升到1.3 p.u.,再由1.3 p.u.上升到1.4 p.u.;图9(b)分别取电感值为300 mH和350 mH 来对比2种方法的控制性能,并在t=2s时设置功率 跃变,传输功率由1p.u.上升到1.3 p.u.。由图可知,2 种控制器均具有良好性能,功率阻尼控制策略的暂 态响应略优于并联SMES装置策略。但当系统的传 输功率或者直流电抗器电感值再次增大时,功率阻 尼控制下的直流电流波形出现发散振荡现象,系统 失稳;而在直流电网并联SMES装置的情况下,系统 始终能够保持稳定运行。





由上述仿真结果可知,含有SMES装置的MMC-HVDC系统能够有效抑制系统的振荡,系统的稳定 性能有较大提高。此结果验证了本文提出的基于 SMES装置的MMC-HVDC系统直流振荡抑制方法的 正确性和良好的控制性能。

5 结论

MMC-HVDC系统中某些因素的变化会对系统 稳定性产生不利影响,导致系统发生直流振荡。对 此,本文提出一种基于SMES装置的MMC-HVDC系 统直流振荡抑制方法,可有效提高系统稳定性,并得 出以下结论。

(1)根据小信号稳定性分析可知,MMC-HVDC 系统中较大的传输功率和直流电抗器电感值会降低 系统稳定性甚至导致系统失稳。 (2)SMES装置响应迅速,在不改变MMC-HVDC 系统换流器原有运行方式的前提下提高了系统稳定 性。当系统稳定运行时,SMES装置处于待机模式, 与MMC-HVDC系统互不影响;当系统发生直流振荡 时,SMES装置投入运行,消纳系统中的功率振荡,抑 制直流振荡,提高系统稳定性。

(3)本文初步研究了双端MMC-HVDC系统的直流振荡抑制方法,下一步将针对多端MMC-HVDC系统的直流振荡问题,采取一定措施抑制振荡,提高多端柔性直流系统稳定性。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1]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.
- [2] 韦延方,卫志农,孙国强,等.一种新型的高压直流输电技术: MMC-HVDC[J].电力自动化设备,2012,32(7):1-9.
 WEI Yanfang,WEI Zhinong,SUN Guoqiang, et al. New HVDC power transmission technology:MMC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(7):1-9.
- [3] AMIN M, MOLINAS M, LYU J, et al. Impact of power flow direction on the stability of VSC-HVDC seen from the impedance Nyquist plot [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2017, 32(10):8204-8217.
- [4]朱晓荣,韩丹慧.基于虚拟惯性控制的直流微电网稳定性分析 及其改进方法[J].电力自动化设备,2019,39(12):121-127.
 ZHU Xiaorong,HAN Danhui. Stability analysis of DC microgrid based on virtual inertia control and its improved method[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(12):121-127.
- [5]马文忠,周冠宇,孙鹏,等.考虑直流断路器的VSC-MTDC系 统鲁棒阻尼控制器设计[J].电力系统自动化,2020,44(6): 84-90.

MA Wenzhong, ZHOU Guanyu, SUN Peng, et al. Design of robust damping controller for VSC-MTDC system considering DC circuit breaker[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020,44(6):84-90.

- [6] KALCON G O, ADAM G P, ANAYA-LARA O, et al. Smallsignal stability analysis of multi-terminal VSC-based DC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012,27(4):1818-1830.
- [7] 吕敬,蔡旭,张建文. 模块化多电平换流器的交直流侧阻抗模型[J]. 电力自动化设备,2017,37(1):131-136,143.
 LÜ Jing, CAI Xu, ZHANG Jianwen. AC- and DC-side impedance models of modular multilevel converter[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(1):131-136,143.
- [8] WU M F,LU D D. A novel stabilization method of LC input filter with constant power loads without load performance compromise in DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(7):4552-4562.
- [9] 倪斌业,向往,鲁晓军,等.基于状态反馈附加阻尼控制的柔性 直流电网抑制低频振荡[J].电力自动化设备,2019,39(3):45-50,57.

NI Binye, XIANG Wang, LU Xiaojun, et al. Low-frequency oscillation suppression using flexible DC grid based on state feedback supplementary damping control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3):45-50, 57.

 [10] 龚鸿,江伟,王渝红,等.基于静止同步补偿器与直流调制协调 控制的低频振荡抑制方法[J].电工技术学报,2017,32(6): 67-75.

GONG Hong, JANG Wei, WANG Yuhong, et al. A survey on damping low frequency oscillation based on coordination strategy of static synchronized compensator modulation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(6):67-75.

- [11] 李云丰,汤广福,贺之渊,等. MMC型直流输电系统阻尼控制 策略研究[J]. 中国电机工程学报,2016,36(20):5492-5503.
 LI Yunfeng,TANG Guangfu,HE Zhiyuan,et al. Damping control strategy research for MMC based HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(20):5492-5503.
- [12] 张文亮, 丘明, 来小康. 储能技术在电力系统中的应用[J]. 电 网技术, 2008, 32(7):1-9.
 ZHANG Wenliang, QIU Ming, LAI Xiaokang. Application of energy storage technologies in power grids[J]. Power System Technology, 2008, 32(7):1-9.
- [13] 雷勇,林晓冬. 超导磁储能-蓄电池混合储能系统在平抑风电场功率波动中的应用[J]. 高电压技术,2019,45(3):983-992.
 LEI Yong, LIN Xiaodong. Application of hybrid energy storage system based on SMES and BESS in smoothing the power fluctuations of wind farms[J]. High Voltage Engineering,2019, 45(3):983-992.
- [14] 谢亦丰,祝明华,熊连松,等.储能装置与PSS配合控制对电力系统低频振荡的抑制效果研究[J].陕西电力,2013,41(9):
 5-9.

XIE Yifeng, ZHU Minghua, XIONG Liansong, et al. Research on coordinated effect of energy storage device and PSS on suppressing low-frequency oscillation in power system[J]. Shaanxi Electric Power, 2013, 41(9): 5-9.

 [15] 王帅,段建东,孙力,等.基于超级电容储能的微型燃气轮机 发电系统功率平衡控制[J].电力自动化设备,2017,37(2): 126-133.

WANG Shuai, DUAN Jiandong, SUN Li, et al. Power balance control based on super-capacitor energy storage for micro-turbine power generation system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2):126-133.

- [16] 彭晓涛,程时杰,王少荣,等.非线性PID控制器在超导磁储能 装置中的应用[J].电力自动化设备,2004,24(11):62-66. PENG Xiaotao,CHENG Shijie,WANG Shaorong, et al. Application of nonlinear PID controller in superconducting magnetic energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment,2004, 24(11):62-66.
- [17] 李云丰,汤广福,吴亚楠,等. 直流电网建模分析与阻尼控制研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(12):3372-3382.
 LI Yunfeng,TANG Guangfu,WU Yanan,et al. Modeling, analysis and damping control of DC grid[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(12):3372-3382.

作者简介:



马文忠(1968—),男,山东东营人,教 授,博士,主要研究方向为电力电子与智能 电网技术(E-mail:mawenzhong@126.com); 丁安敏(1996—),女,山东青岛人,硕士 研究生,主要研究方向为柔性直流输电系统 稳定性分析(E-mail:2267990067@qq.com)。 (编辑 王欣竹)

马文忠

(下转第202页 continued on page 202)



pass filter for LCL grid-connected inverters[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2017.

[16] 方天治,黄淳,陈乃铭,等.一种提高弱电网下LCL型并网逆 变器鲁棒性的相位超前补偿策略[J].电工技术学报,2018,33 (20):4813-4822.

FANG Tianzhi, HUANG Chun, CHEN Naiming, et al. A phaselead compensation strategy on enhancing robustness of LCLtype grid-tied inverters under weak grid conditions [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(20):4813-4822. 作者简介:



华 铤(1996—),男,浙江宁波人,硕 士研究生,主要研究方向为逆变器并网控制 技术(E-mail:huatingnh@foxmail.com); 林 桦(1963—),女,湖北武汉人,教 授,博士研究生导师,博士,主要从事电力电 子与电力传动、自动控制方面的研究。 (编辑 李莉)

Lead compensation method for extending valid damping region of LCL-type grid-connected inverter

HUA Ting, LIN Hua, XIAO Jianjie, WANG Xingwei

(Key Laboratory of Power Electronics and Energy Management, Ministry of Education,

School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science & Technology, Wuhan 430074, China) **Abstract**: Considering the digital control delay, the valid damping region of LCL-type grid-connected inverter system is only within 1/6 sampling frequency $(f_s/6)$. The narrow damping region results in the small stability region of system, which is not conducive to the design of system parameters. To solve this problem, an improved method of adding a lead compensator in the damping loop is proposed. Firstly, by analyzing the active damping characteristics of system, it is concluded that the effective damping region of system after adding lead compensation can be extended to $(0, f_R)$, where $f_R \in (f_s/6, f_s/3)$. Then, the stability of the controlled object after adding lead compensation is analyzed, and the relationship between the critical capacitor current feedback coefficient and the parameters of lead compensation is given. In order to extend the stability region of the original system, a set of parameter design method of the lead compensator is proposed.

Key words: LCL-type grid-connected inverter; capacitor-current-feedback; control delay; valid damping region; stability region; compensation

Finally, the experimental results verify the effectiveness of the proposed method.

(上接第189页 continued from page 189)

Superconducting magnetic energy storage device based DC oscillation mitigation method in MMC-HVDC system

MA Wenzhong¹, DING Anmin¹, ZHOU Guanyu¹, ZHAO Yu¹, ZHANG Yan², ZHANG Kuitong², DONG Lei¹

(1. Institute of New Energy, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2. Shandong Energy Group Co., Ltd., Jinan 250014, China)

Abstract: Converter in power control mode of MMC-HVDC (Modular Multilevel Converter based High Voltage Direct Current) system generally likes a negative resistance, which could reduce the damping of system, cause DC oscillation and reduce the system stability. The system power oscillation is restrained by controlling the superconducting magnetic energy storage device parallel connected to DC side, and the weak damping problem caused by MMC-HVDC system supplying constant power load is solved. By building the small signal model of double-terminal MMC-HVDC system, the main factors affecting the stability of MMC-HVDC system are analyzed by small signal stability analysis method, and the effectiveness of the proposed DC oscillation mitigation method is verified. A double-terminal MMC-HVDC system model is built in MATLAB / Simulink and time-domain simulation is carried out. Compared with the control strategy by changing controller's power damping, the simulative results show that the proposed control strategy can effectively suppress system oscillation and improve system stability.

Key words: MMC-HVDC; DC oscillation; small signal stability; superconducting magnetic energy storage device

附录



图 A1 整流站连接交流系统结构图 Fig.A1 Structure of rectifier converter connection AC system













