

适用于背靠背柔性直流输电的双环附加频率控制

曾令康¹, 李大虎^{2,3}, 姚伟¹, 孙建波², 刘佳⁴, 文劲宇¹

(1. 华中科技大学 电气与电子工程学院 强电磁工程与新技术国家重点实验室, 湖北 武汉 430074;

2. 国网湖北省电力公司, 湖北 武汉 430077; 3. 湖北工业大学 电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430068;

4. 武汉理工大学 信息工程学院, 湖北 武汉 430070)

摘要:通过背靠背柔性直流输电(BTB-VSC-HVDC)实现异步互联的2个交流系统之间缺乏相互支援的能力,使得各交流系统的频率响应特性下降。为了应对该问题,在理论分析柔性直流输电系统实施附加频率控制(SFC)的可行性的基础上,提出了一种适用于BTB-VSC-HVDC系统的双环SFC策略,使未受扰动端系统参与受扰动端系统的频率响应,实现两端交流系统的相互频率支撑。所提双环SFC策略中,通过在定有功功率控制环上增加频率-有功附加控制为受扰动系统提供频率支撑,改善频率响应的稳态特性;通过在定无功功率控制环上增加频率-无功附加控制以提供虚拟惯量支撑,改善频率响应的暂态特性。分别在含BTB-VSC-HVDC的4机2区域系统和含有渝鄂BTB-VSC-HVDC的实际电网等值简化模型中进行仿真研究,仿真结果验证了所提双环SFC策略能有效地改善受扰动系统频率响应过程的暂态与稳态特性。

关键词:背靠背柔性直流输电;异步联网;频率控制;频率支撑

中图分类号:TM 721.1

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.12.017

0 引言

柔性直流输电(VSC-HVDC)技术相较于传统的高压直流输电(HVDC)技术,具有有功和无功功率可独立控制、无换相失败危险、无需无功补偿等优势,是新能源并网和向无源系统供电的关键技术之一^[1-3]。采用背靠背柔性直流输电(BTB-VSC-HVDC)技术还可以实现2个异步运行的交流电网互联^[4],从而提高电网运行可控性,降低电网安全稳定运行风险。然而,被VSC-HVDC隔离开的2个交流系统,无法实现相互的频率支撑,使得系统的频率响应特性下降。因此,有必要采取相应的控制措施,使异步互联的交流系统在发生事故时,具有一定的相互支援能力。

目前,国内外针对利用常规的VSC-HVDC为交流系统提供频率支撑这一问题开展了大量的研究工作。文献[5]提出了一种适用于风电场接入的无通信HVDC附加频率控制(SFC)策略。文献[6]提出了采用风电场与VSC-HVDC系统的协调控制策略,为受扰动的交流系统提供频率支撑。文献[7-8]提出了适用于连接弱交流系统的HVDC SFC或有功补偿控制策略,为弱交流系统提供频率支撑。文献[9]提出了适用于多端HVDC的SFC策略,以改善交流系统的频率响应特性。文献[10-11]提出了基

于有功功率和直流电压的SFC,以减小受扰动系统的频率变化量。文献[12]采用了虚拟同步机控制策略,以实现两端交流系统在负荷扰动后的相互频率支撑。然而,上述研究对象都是通过直流线路连接的VSC-HVDC系统,适用于远距离海上风电并网或向弱电网供电,有别于连接异步交流电网的BTB-VSC-HVDC。BTB-VSC-HVDC系统没有直流输电线路,其整流器与逆变器控制系统共用机柜,控制信号可以实现无延时的交互与共享,控制策略也更加灵活。

在BTB-VSC-HVDC控制方面,现有文献开展了相关的诸多研究。文献[13]提出了基于BTB-VSC-HVDC的配电网安全合环和潮流优化控制方法,但没有对高电压等级的输电网频率稳定展开研究。文献[14]提出了一些控制策略,使得换流器能很好地响应系统的控制指令,但其主要侧重于VSC-HVDC系统本身的运行性能,未对两端的交流系统性能进行研究。文献[15]提出了一种适用于BTB-VSC-HVDC系统的协调控制策略,可提升直流系统的稳定可靠运行能力,但未针对改善两端交流系统的频率特性提出相应的控制策略。总体而言,目前针对BTB-VSC-HVDC的SFC策略的研究还比较少。此外,大多数VSC-HVDC系统的SFC策略都是基于定有功功率控制环或定直流电压控制环制定的,而利用无功功率进行SFC的研究甚少。文献[16]提出了一种双频带电力系统稳定器,在改善系统阻尼的同时,调节发电机输出的无功功率为系统提供虚拟惯量,并通过理论分析与仿真计算验证了其有效性。文献[17]提出了借助电压敏感型负荷,通过调节电压实现孤岛/独立微网的频率控制。通过合理地设

收稿日期:2018-02-12;修回日期:2018-11-14

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)资助项目(2014CB247400);国家自然科学基金资助项目(51577075)

Project supported by the National Basic Research Program of China(973 Program)(2014CB247400) and the National Natural Science Foundation of China(51577075)

计电压源型换流器(VSC)Q环的SFC,为交流系统提供虚拟惯量,有利于改善系统频率响应的暂态特性。

本文首先研究了BTB-VSC-HVDC系统的基本控制策略,然后从理论上分析了VSC进行SFC的可行性,并在此基础上提出了一种双环附加频率控制器,即基于有功功率控制环的PI型SFC和基于无功功率控制环的微分型SFC。最后分别在含BTB-VSC-HVDC的4机2区域系统与实际电网中,研究了SFC参数对控制效果的影响,通过仿真验证了所提双环SFC策略在改善交流系统频率响应的稳态性能与暂态性能的有效性。

1 BTB-VSC-HVDC 系统及基本控制策略

VSC-HVDC系统中VSC的控制一般可分为阀层控制、站层控制和系统层控制。其中,阀层控制作为底层控制,其输出的脉宽调制(PWM)信号用于控制IGBT的开通与关断。站层控制采用级联控制,分为内环控制与外环控制,内环控制一般采用定电流控制,其输出信号作为阀层控制的输入信号;外环控制用于实现换流站级的功能,包括定直流电压 U_{dc} 、定交流电压 V_s 、定有功功率 P 和定无功功率 Q 。不同组合的外环控制使得BTB-VSC-HVDC控制方式灵活多变。而系统层控制则用来产生站层控制所需的参考信号,如 U_{dref} 、 V_{sref} 、 P_{ref} 、 Q_{ref} 等。

本文中,BTB-VSC-HVDC系统的整流侧采用定直流电压控制与定无功功率控制,逆变侧采用定有功功率控制与定无功功率控制。不考虑背靠背换流站的功率损耗,其具体控制结构如图1所示^[1]。

由于BTB-VSC-HVDC系统没有直流输电线路,在不计换流器功率损耗时,各换流器中交流有功功率(P_{s_rec} 或 P_{s_inv})与直流有功功率(P_{dc})相等,两侧VSC的直流连接处存在如下关系:

$$i_{dc} = \frac{1}{u_{dc}} + (u_{cd}i_d + u_{cq}i_q) \quad (1)$$

$$C_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_{dc_line} \quad (2)$$

$$L_{dc} \frac{di_{dc_line}}{dt} = u_{dc1} - u_{dc2} \quad (3)$$

其中, u_{dc} 、 i_{dc} 分别为换流器直流侧的直流电压与直流电流; u_{cd} 、 u_{cq} 分别为VSC交流侧电压基波的 d 、 q 轴分量; i_d 、 i_q 分别为电网电流的 d 、 q 轴分量; C_{dc} 为直流电容; i_{dc_line} 为整流侧VSC与逆变侧VSC的直流连接处的直流电流; L_{dc} 为直流连接电感。

2 BTB-VSC-HVDC 的 SFC

2.1 SFC 可行性的理论分析

为了便于分析,将电力系统模型进行适当简化,忽略系统的网架结构,发电机采用惯量中心(COI)坐标系下的二阶简化模型,BTB-VSC-HVDC系统的VSC模型简化为功率注入源^[18]。从而发电机模型可表示为^[19]:

$$\begin{cases} \dot{\tilde{\delta}}_G = \tilde{\omega}_G & \tilde{\delta}_G \in \mathbf{R}^{n_G \times 1}; \tilde{\omega}_G \in \mathbf{R}^{n_G \times 1} \\ \dot{\tilde{\omega}}_G = \mathbf{M}^{-1} \left(\mathbf{P} - \mathbf{P}_e + \frac{\mathbf{P}_{COI}}{\mathbf{M}_T} \mathbf{M} \right) \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} \mathbf{P} = (p_k) \in \mathbf{R}^{n_G \times 1}, \mathbf{P}_e = (p_{e,k}) \in \mathbf{R}^{n_G \times 1} \\ \mathbf{M} = \text{diag}(M_k) \in \mathbf{R}^{n_G \times n_G} \quad k = 1, 2, \dots, n_G \end{cases} \quad (5)$$

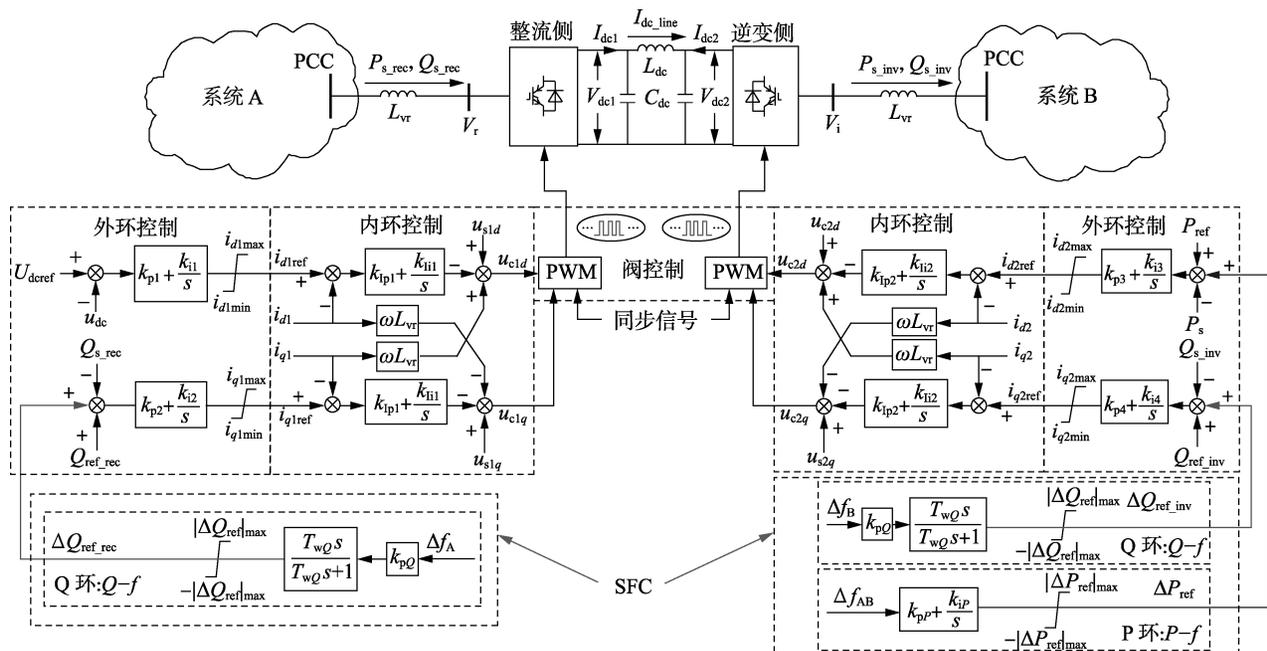


图1 BTB-VSC-HVDC系统的基本控制结构及双环SFC

Fig.1 Basic control structure and dual-loop SFC of BTB-VSC-HVDC system

$$M_T = \sum_{k=1}^{n_G} M_k, P_{COI} = \sum_{k=1}^{n_G} (p_k - p_{e,k}) \quad (6)$$

其中, $\tilde{\delta}_G$ 、 $\tilde{\omega}_G$ 分别为 COI 坐标系下所有发电机的功角、转速的列向量; \mathbf{P} 、 \mathbf{P}_e 分别为所有发电机的机械功率、电磁功率的列向量; p_k 、 $p_{e,k}$ 分别为 \mathbf{P} 、 \mathbf{P}_e 的元素; \mathbf{M} 表示对角线元素为各发电机转动惯量的矩阵; M_k 为 \mathbf{M} 的元素; M_T 为所有发电机转动惯量之和; P_{COI} 为所有发电机的不平衡功率之和; n_G 为系统中发电机的数量。

BTB-VSC-HVDC 系统传输的有功功率 P 和注入交流系统的无功功率 Q 对系统的影响, 可以隐含地包括在发电机电磁功率向量 \mathbf{P}_e 的表达式中^[19]:

$$\mathbf{P}_e = \mathbf{P}_e^0 + \mathbf{B}_p \Delta P_s + \mathbf{B}_Q \Delta Q_s \quad (7)$$

$$\mathbf{B}_p \in \mathbf{R}^{n_G \times 1}; \mathbf{B}_Q \in \mathbf{R}^{n_G \times 1}$$

其中, \mathbf{P}_e^0 为系统平衡运行点下的发电机电磁功率向量; ΔP_s 、 ΔQ_s 分别为 BTB-VSC-HVDC 系统注入交流系统的有功功率、无功功率增量; \mathbf{B}_p 为 \mathbf{P}_e 与 ΔP_s 的关联列向量; \mathbf{B}_Q 为 \mathbf{P}_e 与 ΔQ_s 的关联列向量。

在图 1 中, VSC 注入交流系统功率的动态特性可利用一阶惯性环节表示:

$$\Delta P_s = \frac{1}{1+T_s} \Delta P_{ref}, \Delta Q_s = \frac{1}{1+T_s} \Delta Q_{ref} \quad (8)$$

其中, T_s 为 VSC 跟踪功率指令的时间常数。由于 VSC 对功率变化的响应速度很快, 其时间常数(约为 1~100 ms)远小于发电机的惯性时间常数(约为 10 s)。因此, 在研究 VSC 注入交流系统的功率对系统负荷频率特性的影响时, 可以认为注入功率增量已经跟踪了功率参考指令增量, 则式(7)可表示为:

$$\Delta \mathbf{P}_e = \mathbf{P}_e - \mathbf{P}_e^0 = \mathbf{B}_p \Delta P_{ref} + \mathbf{B}_Q \Delta Q_{ref} \quad (9)$$

$$\Delta \mathbf{P}_e = (\Delta p_{e,k}) \in \mathbf{R}^{n_G \times 1}$$

其中, $\Delta \mathbf{P}_e$ 为发电机电磁功率增量向量; $\Delta p_{e,k}$ 为 $\Delta \mathbf{P}_e$ 的元素, 即第 k 台发电机的电磁功率增量。

进一步地, \mathbf{B}_p 和 \mathbf{B}_Q 可以分解为:

$$\mathbf{B}_p = \mathbf{M}_p \mathbf{K}_p, \mathbf{M}_p \in \mathbf{R}^{n_G \times 1} \quad (10)$$

$$\mathbf{B}_p = (b_{p,k}), \mathbf{K}_p = \sum_{k=1}^{n_G} b_{p,k}$$

$$\mathbf{B}_Q = \mathbf{M}_Q \mathbf{K}_Q, \mathbf{M}_Q \in \mathbf{R}^{n_G \times 1} \quad (11)$$

$$\mathbf{B}_Q = (b_{q,k}), \mathbf{K}_Q = \sum_{k=1}^{n_G} b_{q,k}$$

其中, $b_{p,k}$ 、 $b_{q,k}$ 分别为 \mathbf{B}_p 、 \mathbf{B}_Q 的元素; \mathbf{K}_p 、 \mathbf{K}_Q 分别为 \mathbf{B}_p 、 \mathbf{B}_Q 各元素之和; \mathbf{M}_p 、 \mathbf{M}_Q 为无量纲的列向量, 分别表示 VSC 注入有功功率、无功功率与发电机电磁功率的关联度。将式(10)和(11)代入式(9)可得:

$$\Delta \mathbf{P}_e = \mathbf{M}_p \mathbf{K}_p \Delta P_{ref} + \mathbf{M}_Q \mathbf{K}_Q \Delta Q_{ref} \quad (12)$$

当系统受到扰动, 偏离平衡运行点时, 由式(4)

可得:

$$\Delta \tilde{\omega}_G = -(\mathbf{M}^{-1} \Delta \mathbf{P}_e + \mathbf{M}_T^{-1} \Delta P_{COI} \mathbf{I}) \quad \mathbf{I} \in \mathbf{R}^{n_G \times n_G} \quad (13)$$

其中, \mathbf{I} 为 $n_G \times n_G$ 阶的单位矩阵。再结合式(6)和(12), 可得:

$$\Delta P_{COI} = -\sum_{k=1}^{n_G} \Delta p_{e,k} = -(K_p \Delta P_{ref} + K_Q \Delta Q_{ref}) \quad (14)$$

将式(12)与式(14)代入式(13)可得:

$$\Delta \tilde{\omega}_G = -K_p \Delta P_{ref} - K_Q \Delta Q_{ref} \quad (15)$$

$$\mathbf{K}_p = (\mathbf{M}^{-1} \mathbf{M}_p + \mathbf{M}_T^{-1} \mathbf{I}) \mathbf{K}_p, \mathbf{K}_p \in \mathbf{R}^{n_G \times 1}$$

$$\mathbf{K}_Q = (\mathbf{M}^{-1} \mathbf{M}_Q + \mathbf{M}_T^{-1} \mathbf{I}) \mathbf{K}_Q, \mathbf{K}_Q \in \mathbf{R}^{n_G \times 1}$$

其中, \mathbf{K}_p 、 \mathbf{K}_Q 分别为 VSC 有功功率指令值增量、无功功率指令值增量与系统发电机转速之间的关联列向量。

由此可见, 当改变 BTB-VSC-HVDC 系统的有功功率指令值与无功功率指令值时, VSC 所接入的交流系统的发电机转速会相应地发生改变, 进而改变交流系统的频率。通过合理地设计基于 VSC 的附加频率控制器, 有利于改善交流系统的负荷频率响应特性。

2.2 P 环的 SFC

在定有功功率控制环上引入有功-频率 PI 型 SFC, 具体如下:

$$\Delta P_{ref} = \left(k_{pP} + \frac{k_{iP}}{s} \right) \Delta f_{AB} \quad (16)$$

其中, ΔP_{ref} 为 P 环 SFC 的输出信号, 其作为附加有功功率参考信号, 被引入逆变侧 VSC 有功控制环中, 以实现闭环控制; k_{pP} 、 k_{iP} 为 P 环附加频率控制器的 PI 参数; Δf_{AB} 为 SFC 的输入信号, 其表达式如式(17)所示。

$$\Delta f_{AB} = -(f_N - f_A) + (f_N - f_B) = -\Delta f_A + \Delta f_B = f_A - f_B \quad (17)$$

其中, f_N 为交流系统正常运行时的频率; f_A 、 Δf_A 分别为整流侧 VSC 在系统 A 中连接母线的实际电压频率、频率偏差; f_B 、 Δf_B 分别为逆变侧 VSC 在系统 B 中连接母线的实际电压频率和频率偏差; Δf_{AB} 为系统 A 与系统 B 之间的频率偏差。

当系统 A 中发生负荷突增/突减扰动时, 由于系统中发电机有功出力小于/大于有功负荷, 发电机释放/累积转子动能, 系统 A 的频率将会下降/上升, 而系统 B 中有功保持平衡, 频率没有发生变化。此时, $\Delta f_{AB} \neq 0$, SFC 将产生附加有功功率指令, 通过调整逆变侧输出有功功率, 使系统 B 中的发电机参与频率响应, 从而为受负荷扰动的系统 A 提供频率支撑。同理, 当系统 B 受到负荷扰动时, 通过 SFC 调节逆变侧 VSC 输出的有功功率, 系统 A 也将参与频率响应。

2.3 Q 环的 SFC

在定无功功率控制环上引入无功-频率微分型 SFC,具体如下:

$$\Delta Q_{\text{ref_rec}} = k_{pQ} \frac{T_{wQ}s}{T_{wQ}s+1} \Delta f_A \quad (18)$$

$$\Delta Q_{\text{ref_inv}} = k_{pQ} \frac{T_{wQ}s}{T_{wQ}s+1} \Delta f_B \quad (19)$$

其中, $\Delta Q_{\text{ref_rec}}$ 、 $\Delta Q_{\text{ref_inv}}$ 分别为整流侧、逆变侧 Q 环 SFC 的输出信号,其作为附加无功功率参考信号,被分别引入整流侧、逆变侧 VSC 无功控制环中; k_{pQ} 、 T_{wQ} 分别为无功环附加频率控制器的增益、隔直环节时间常数,其中隔直环节用于产生频率的微分信号。

下面做两点合理的假设:频率偏差信号经 Q 环 SFC 隔直环节后得到公共耦合点(PCC)电压频率微分信号;PCC 电压频率与交流系统内各发电机转速近似相等。则 Q 环 SFC 结构可以近似表示为:

$$\Delta Q_{\text{ref}} = k_{pQ} \dot{f} = k_{pQ} \dot{\tilde{\omega}}_{gk} \quad k=1,2,\dots,n_G \quad (20)$$

其中, \dot{f} 为 VSC 接入交流系统的 PCC 电压频率微分信号; $\tilde{\omega}_{gk}$ 为向量 $\tilde{\omega}_G$ 的元素。此时,不考虑 P 环 SFC 的作用,则 $\Delta P_{\text{ref}}=0$ 。将式(20)代入式(7)可得:

$$P_e = P_e^0 + B_Q k_{pQ} \dot{\tilde{\omega}}_G \quad (21)$$

再将式(21)代入式(5)可得:

$$M \dot{\tilde{\omega}}_G = P - P_e^0 + \frac{P_{\text{COI}}}{M_T} M - B_Q k_{pQ} \dot{\tilde{\omega}}_G \quad (22)$$

$$M^* \dot{\tilde{\omega}}_G = P - P_e^0 + \frac{P_{\text{COI}}}{M_T} M \quad (23)$$

$$M^* = M + B_Q k_{pQ}$$

其中, M^* 为在 Q 环 SFC 作用下各发电机的等效转动惯量列向量。

因此,从控制结构与原理的角度出发进行分析可知,采用微分控制结构的 Q 环 SFC 能在负荷发生扰动的频率响应过程中为系统提供虚拟惯量,从而改善系统频率响应的暂态特性。但本质上, Q 环 SFC 是通过改变 VSC 注入交流系统的无功功率来调节交流系统母线电压,进而影响电压敏感型有功负荷的大小,从而改善交流系统的频率响应特性。

2.4 SFC 的限幅

以 P 环 SFC 输出信号 ΔP_{ref} 为例, ΔP_{ref} 越大,非受扰动系统提供的最大频率支撑能力越大,受扰动区域的频率响应特性改善也越明显。但这也意味着,扰动发生后,非受扰动系统因为 SFC 而受到的影响也越大。为了防止严重故障对非受扰动系统造成较大影响,同时考虑 VSC-HVDC 系统额定容量与输电能力的限制,兼顾直流紧急功率调控的实际可操作性,有必要对 ΔP_{ref} 信号予以限制。

当 ΔP_{ref} 低于限幅 $|\Delta P_{\text{ref}}|_{\text{max}}$ 时, BTB-VSC-HVDC

连接的 2 个交流系统之间通过 SFC 实现正常的频率响应;当 ΔP_{ref} 等于或超过限幅 $|\Delta P_{\text{ref}}|_{\text{max}}$ 时,由于限幅环节的存在,非受扰动系统不再提供更多的频率支撑,从而保证该区域的电网安全稳定运行。同理, ΔQ_{ref} 也需要被限幅。

3 算例分析

3.1 频率响应特性指标介绍

图 2 为常见的系统频率响应曲线。

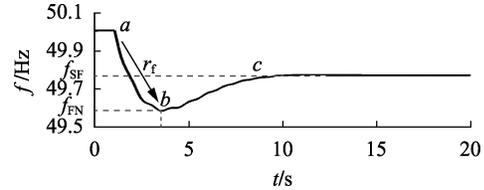


图 2 交流系统频率响应特性

Fig.2 Frequency response of AC system

为了有效地评估交流系统的频率响应特性,本文采用以下 3 个指标^[16]对交流系统的频率响应特性进行考量。

a. 频率变化速率 RoCoF (Rate of Change of Frequency), 记为 r_f , 指系统在发生事故后,系统一次调频动作开始之前,系统进行惯量响应时频率变化的速率。该指标体现了系统的惯量响应特性, r_f 越大,惯量响应特性越差。其可以根据仿真结果,在扰动发生后,如图 2 频率响应特性中点 a 和点 b 之间,以 100 ms 为时间窗计算得到。

b. 频率偏差极值 FN (Frequency Nadir), 记为 f_{FN} , 指在一次调频动作使系统频率开始恢复至正常频率之前,偏离正常频率最大的系统频率点,如图 2 中点 b 所示。 f_{FN} 与正常频率的偏差越大,频率响应的暂态特性越差。当 f_{FN} 低于系统低频切负荷频率阈值时,说明系统的一次调频备用容量不足。

c. 稳定频率 SF (Settling Frequency), 记为 f_{SF} , 指一次调频动作结束时的系统频率,如图 2 中点 c 所示。由于一次调频是有差调频,所以 f_{SF} 与正常频率之间存在偏差,该偏差越大,频率响应的稳态特性越差。

3.2 测试系统 1:4 机 2 区域系统

图 3 为含 BTB-VSC-HVDC 的 4 机 2 区域系统,图中负荷采用恒阻抗模型,交流系统的参数详见文献[20]。在该系统中,首先设计双环附加频率控制器,然后分别在不同区域设置负荷扰动,仿真对比 BTB-VSC-HVDC 没有 SFC、采用 P 环 PI 型 SFC 和 PQ 双环 SFC 时交流系统的频率响应特性,从而验证双环 SFC 对交流系统频率响应特性的改善效果。

3.2.1 控制器参数设计

在双环 SFC 策略中, P 环采用 PI 型控制结构,控制参数包含 K_{pP} 和 K_{iP} ; Q 环采用微分型控制结构,

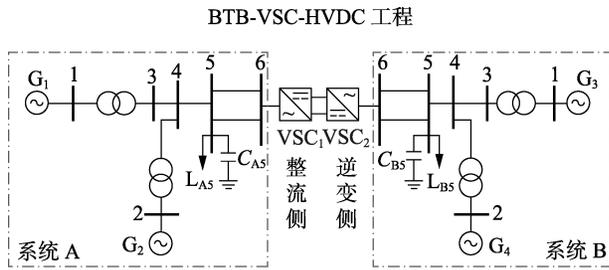


图 3 含 BTB-VSC-HVDC 的 4 机 2 区域系统

Fig.3 Four-machine two-area system with BTB-VSC-HVDC 控制参数包含 K_{pQ} 和 T_{wQ} , 整流侧与逆变侧的 Q 环 SFC 参数相同。SFC 参数一般采用试凑法或仿真分析得到^[17]。本文在设计控制器参数之前,先给出以下 3 条原则。

a. P 环 SFC 的比例参数 K_{pP} 应大致与发电机调速器的下降率成比例。例如,在 4 机 2 区域系统中,额定容量为 $900 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 的发电机调速器下降率为 $R=1/(25\times 9)$,则传输容量为 400 MW 的柔性系统的 P 环 SFC 比例参数 K_{pP} 取值大约为 $K_{pP}=25\times 4=100$ 。

b. 考虑 SFC 的输出信号限幅为传输容量的 20%,即 $|\Delta P_{\text{ref}}|_{\text{max}}=80 \text{ MW}$ 、 $|\Delta Q_{\text{ref}}|_{\text{max}}=80 \text{ Mvar}$,则当系统受到的负荷扰动量达到约为系统总负荷的 10%时,SFC 的输出信号应达到限幅值。

c. 考虑系统一次调频时间与发电机惯性时间常数, T_{wQ} 取值应在 10 s 以内,具体取值需要借助仿真分析确定。另外,考虑原则 b, K_{pP} 、 K_{iP} 和 K_{pQ} 具体取值也需要借助仿真分析确定。

仿真算例的扰动设置如下:1 s 时,系统 B 中节点 5 的有功负荷突然减少 200 MW。图 4 给出了仅在 P 环 PI 型 SFC 下,令 $K_{iP}=0$, K_{pP} 分别为 25、50、75 和 100 时,系统 B 的频率响应特性曲线。系统 B 的频率响应指标如表 1 所示。

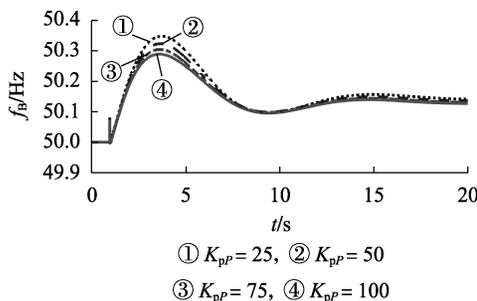


图 4 K_{pP} 不同时的控制效果

Fig.4 Control effects with different K_{pP} s

表 1 K_{pP} 不同时的控制效果指标

Table 1 Control effect indexes with different K_{pP} s

K_{pP}	$r_f / (\text{Hz}\cdot\text{s}^{-1})$	f_{FN} / Hz	f_{SF} / Hz
25	0.128 0	50.343 1	50.139 5
50	0.123 9	50.318 9	50.134 4
75	0.116 8	50.299 8	50.129 8
100	0.111 0	50.284 6	50.125 8

从图 4 和表 1 中可以看出,采用 P 环 SFC 后,系统 A 参与到系统 B 的频率响应过程,为其提供频率支撑。随着 K_{pP} 增大,系统 B 的频率变化速率与频率偏差极值点减小,稳定频率变化不大。说明增大 K_{pP} 有利于改善 BTB-VSC-HVDC 系统两端电网频率响应的暂态特性,对稳态特性影响不大。

扰动设置不变,在 P 环 SFC 下,令 $K_{pP}=0$,分别仿真得到 K_{iP} 为 25、50、75 和 100 时的控制效果。系统 B 的频率响应指标见附录中表 A1。从附录中表 A1 可以看到,随着 K_{iP} 增大,频率变化速率略微增加,而频率偏差极值点明显减小,稳定频率减小也较为明显。这说明积分环节明显改善了频率响应的稳态特性,即随着 K_{iP} 增大,受扰动系统频率响应的暂态特性与稳态特性均有所改善。

扰动设置不变,仅投入 Q 环 SFC,令 $T_{wQ}=1 \text{ s}$,分别对比 K_{pQ} 为 50、100、200 和 400 时的控制效果,系统 B 的频率响应指标见附录中表 A2;令 $K_{pQ}=100$,分别对比 T_{wQ} 为 0.2、0.5、2、8 s 时的控制效果,系统 B 的频率响应指标见附录中表 A3。从附录中表 A2 可以看出,随着 K_{pQ} 增大,频率变化速率和频率偏差极值点都明显减小,稳定频率变化不大。即随着 K_{pQ} 增大,受扰动系统频率响应的暂态特性有所改善,但对稳态特性影响不明显。从附录中表 A3 可以看出,随着 T_{wQ} 增大,频率偏差极值点减小,而频率变化速率和稳定频率均没有明显变化。如上文所述,在 Q 环微分型 SFC 中,隔直环节的主要作用是提供频率偏差的微分信号。同时,随着 T_{wQ} 增大,受扰动系统频率响应暂态特性得到改善。

综合考虑各参数下 SFC 对受扰动系统频率响应特性的影响,设置双环控制的相关参数如下: $K_{pP}=100$, $K_{iP}=100$, $K_{pQ}=400$, $T_{wQ}=8 \text{ s}$ 。

3.2.2 系统 A 负荷发生扰动

扰动设置如下:1 s 时,系统 A 中节点 5 的有功负荷突然增加 100 MW。图 5、图 6 分别给出了不同类型 SFC 下,系统 A 与系统 B 的频率响应特性和有功功率与无功功率控制环 SFC 的输出信号。2 个交

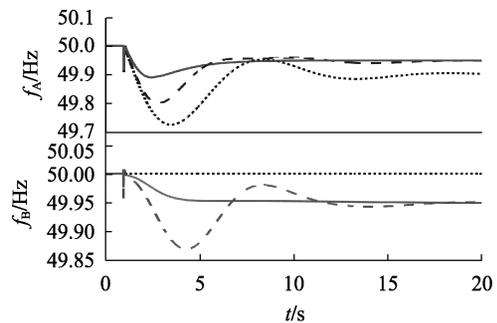


图 5 系统 A 负荷发生扰动后的频率响应

Fig.5 Frequency responses after load disturbance in System A

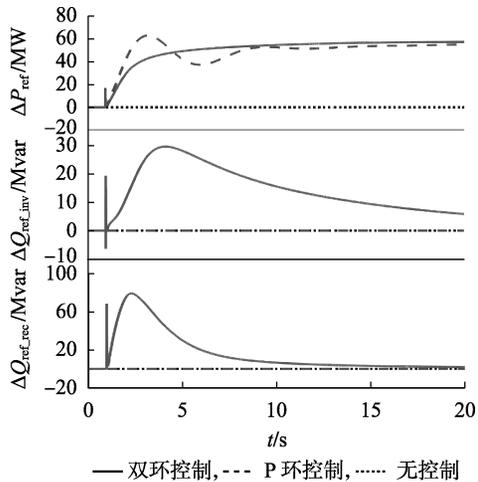


图6 P环与Q环SFC输出信号

Fig.6 Output signals of active and reactive power-loop SFC

流系统的频率响应特性指标如表3所示。

表3 系统A负荷发生扰动后的频率响应指标

Table 3 Frequency response indexes after load disturbance in System A

控制方式	$r_f / (\text{Hz} \cdot \text{s}^{-1})$	f_{FN} / Hz	f_{SF} / Hz
无SFC	0.114 2	49.728	49.903
P环SFC	0.110 6	49.803	49.949
双环SFC	0.058 9	49.858	49.946

由图5与表3可以看出,系统A发生负荷突变扰动后,相比于BTB-VSC-HVDC不采用SFC,采用P环SFC时,系统A的频率变化速率下降,频率偏差极值点与稳定频率更接近正常频率。在P环SFC作用下,系统A频率响应的暂态与稳态特性均得到改善。而相比于P环SFC,采用双环SFC时,系统A的频率变化速率进一步下降,频率偏差极值点更接近正常频率,稳定频率没有明显改变。这表明在双环SFC作用下,受扰动的交流系统具有更好的频率响应暂态特性。

图6中,当VSC不采用SFC时,系统B作为非受扰动端系统,将维持正常运行频率。采用P环SFC时,由于BTB-VSC-HVDC传输的有功功率在系统A受到负荷扰动时发生变化,系统B随之参与到系统A的频率响应过程中,为其提供频率支撑。当采用双环SFC时,如图5所示,在整流侧与逆变侧Q环SFC输出的无功功率附加指令值作用下,双环SFC的控制效果相比于仅采用P环SFC时,系统A与B的频率响应暂态特性均得到进一步的改善。

在系统B中设置扰动如下:1s时,节点5的有功负荷突然减少200MW。不同类型SFC下,系统A与系统B的频率响应特性见附录中图A1。

结合图5与附录中图A1可以得出,对于不同系统发生的突增/突减负荷扰动,投入双环SFC相比于投入P环SFC,两端交流系统具有更好的频率响应暂态特性。

3.3 测试系统2:实际电网等值模型

国家电网公司规划于2018年建成投运渝鄂BTB-VSC-HVDC联网工程。该工程采用4个 ± 420 kV/1 250 MW的换流单元,总输送功率达到5 000 MW,是目前世界范围内电压等级最高、输送容量最大的BTB-VSC-HVDC工程^[9]。在MATLAB/Simulink中搭建了如图7所示的含渝鄂BTB-VSC-HVDC系统的西南电网和湖北电网等值简化系统模型^[21]。

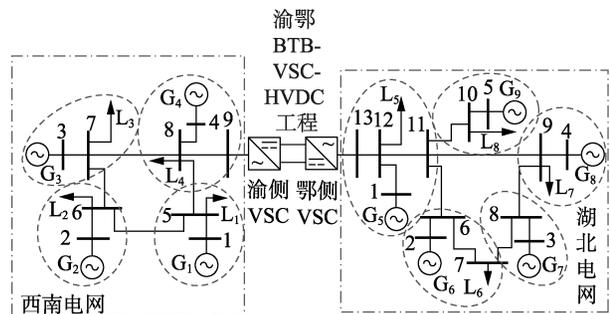


图7 含渝鄂BTB-VSC-HVDC的2个交流系统互联的等值简化模型

Fig.7 Equivalent simplified model of two AC systems interconnected with Chongqing-Hubei BTB-VSC-HVDC

图7中,BTB-VSC-HVDC右侧的系统是湖北电网的等值模型,利用5台发电机和4个负荷等值系统不同区域电网得到。将湖北电网与邻省河南、江西和湖南电网的省间断面潮流等效为负荷,4回至华东电网和1回至广东的三峡直流输电工程也等值为负荷。BTB-VSC-HVDC左侧的系统是西南电网(四川与重庆电网)的等值模型,包含4台发电机和4个负荷。同样地,四川电网中存在的3回送电至华东电网的直流工程也按照负荷等值处理。等值发电机采用六阶模型,负荷采用恒阻抗模型,各发电机与负荷参数详见附录中表A4,简化模型的线路参数详见附录中表A5。

3.3.1 控制器参数设计

按照上述的参数整定原则,结合仿真计算分析,综合考虑各参数下SFC对受扰动系统频率响应特性的影响,在实际电网等值模型中,VSC的双环SFC参数设置如下: $K_{pP} = 100$, $K_{iP} = 75$, $K_{pQ} = 500$, $T_{wQ} = 8$ s。SFC输出的有功功率与无功功率附加指令值,按照渝鄂BTB-VSC-HVDC系统额定容量5 000 MV·A的20%限幅,即为1 000 MW和1 000 Mvar。

3.3.2 西南电网负荷发生扰动

扰动设置如下:1s时,西南电网中节点5的有功负荷突然减少6 000 MW。图8、图9分别给出了不同类型SFC下,西南电网和湖北电网的频率(f_{XN} 和 f_{HB})响应特性以及VSC注入交流系统的有功功率(与直流传输有功功率相等)和无功功率。

从图8可以看出,当VSC采用P环SFC和双环SFC时,湖北电网为西南电网提供频率支撑,使得西

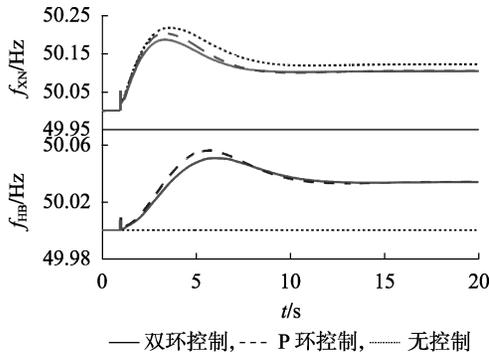


图 8 西南电网负荷发生扰动后的系统频率响应

Fig.8 Frequency responses after load disturbance in Xinan Power Grid

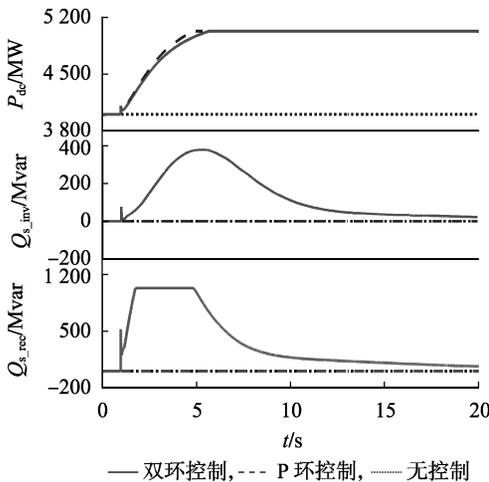


图 9 VSC 注入系统的有功、无功功率

Fig.9 Injected active and reactive powers of VSC

南电网的频率暂态与稳态响应特性均得到改善。相比于 P 环 SFC, 投入双环 SFC 时, 由于整流侧与逆变侧的 Q 环 SFC 作用, 西南电网与湖北电网的暂态特性进一步得到改善。

对比图 8 与图 5 的仿真结果可以发现, 基于实际电网等值模型的双环 SFC 效果不如基于 4 机 2 区域系统的双环 SFC 效果明显。原因有以下两方面, 一方面, 由图 9 可见, 在当前负荷扰动下, 由于 VSC-HVDC 系统传输能力的限制, 使得 P 环 SFC 输出的附加有功功率参考值被严重限幅。此时, 湖北电网无法提供更多频率支撑, 即双环 SFC 对受扰系统频率响应稳态特性的改善作用是有限的。事实上, 相比于两侧湖北电网和西南电网的总发电量与总负荷量, 渝鄂背靠背的有功功率传输容量显得很小。因此, 基于渝鄂背靠背的 P 环 SFC 能为两侧交流电网提供的频率支撑也是有限的。反之, 这也保证了湖北电网受到的扰动影响被限制在一定的范围内。另一方面, Q 环 SFC 本质上是通过调节交流系统母线电压, 进而影响负荷的大小, 从而改善交流系统的频率响应特性。观察图 3 可知, 4 机 2 区域系统中, VSC 的 PCC 距离负荷中心较近, 通过 Q 环 SFC 比较

容易实现负荷大小的调节。而在图 7 所示的实际电网等值系统中, BTB-VSC-HVDC 两侧的 PCC 距离各交流系统的负荷中心均有一定的距离, 通过调节 PCC 电压改变交流电网负荷功率的能力相对有限。因此, 在实际电网等值系统中, 双环 SFC 对系统频率响应暂态特性的改善作用是比较有限的。

由此可以看出, 当 VSC-HVDC 系统的换流母线距离所接入的交流电网负荷中心较近, 电网中恒阻抗特性负荷比例较大时, 基于 VSC 的 Q 环 SFC 对系统频率响应特性的改善作用更为明显。

3.3.3 Q 环 SFC 限幅影响

注意到图 9 中, 西南电网侧 Q 环 SFC 输出也被限幅。在同样的扰动下, 投入双环 SFC 时, 分别设置不同 Q 环限幅为 0 (即仅 P 环 SFC)、10% (500 Mvar)、20% (1 000 Mvar) 和 30% (1 500 Mvar), 系统的频率响应特性如附录中图 A2 所示。由附录中图 A2 可知, VSC 可调节的无功功率越大, Q 环 SFC 对系统频率响应暂态特性改善效果越好。实际应用中, 应综合考虑控制效果、可靠性与经济性等多方面因素, 从而确定 Q 环 SFC 的限幅值。

4 结论

a. 本文在理论分析 BTB-VSC-HVDC 进行 SFC 的可行性的基础上, 提出了一种适用于 BTB-VSC-HVDC 的双环 SFC 策略, 即在定有功功率控制环中引入有功-频率 PI 型 SFC, 在定无功功率控制环中引入无功-频率微分型 SFC。

b. 仿真结果表明, 增大 P 环参数 K_{pP} , 受扰动系统频率响应的暂态特性得到改善; 增大参数 K_{pP} , 受扰动系统频率响应的暂态和稳态特性均得到改善; 增大参数 K_{pQ} 或 T_{wQ} , 受扰动系统频率响应的暂态特性均能得到改善, 稳态特性几乎不改变。

c. 以含 BTB-VSC-HVDC 的 4 机 2 区域系统与实际电网为例进行仿真验证, 结果表明 P 环 SFC 能有效改善受扰动系统频率响应的暂态和稳态特性, 所提的双环 SFC 策略能进一步地改善系统频率响应的暂态特性, 从而更好地实现 BTB-VSC-HVDC 两端交流电网的相互频率支撑。

d. 由于直流系统传输功率有限, BTB-VSC-HVDC 的 SFC 对受扰动系统频率响应特性的改善作用也是有限的。在实际电网中, 可将其作为辅助措施, 配合省间电网紧急调度等措施, 实现大扰动下的电网频率支撑与安全稳定运行。

附录见本刊网络版 (<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 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: 24-45.

- [2] 王安,邓旭,魏承志,等. 柔性直流输电系统交直流并列运行与孤岛运行方式间的切换控制[J]. 电力自动化设备,2014,34(7):99-106.
WEN An,DENG Xu,WEI Chengzhi,et al. Switching control between AC-DC parallel and islanded operations of VSC-HVDC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(7):99-106.
- [3] 王书征,郑良广,赵剑锋. 用于海上风电场并网的多模块变压器耦合型 VSC-HVDC 技术[J]. 电力自动化设备,2011,31(10):101-106.
WANG Shuzheng,ZHENG Lianguang,ZHAO Jianfeng. VSC-HVDC technology of multi-module transformer for grid-connection of offshore wind farm [J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(10):101-106.
- [4] 胡文旺,唐志军,林国栋,等. 柔性直流输电工程系统调试技术应用、分析与改进[J]. 电力自动化设备,2017,37(10):197-203.
HU Wenwang,TANG Zhijun,LIN Guodong,et al. Application,analysis and improvement of system commissioning technology for flexible DC transmission project[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(10):197-203.
- [5] JUNYENT F A,PIPELZADEH Y,GREEN T C. Blending HVDC-link energy storage and offshore wind turbine inertia for fast frequency response[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2015,6(3):1059-1066.
- [6] 李宇骏,杨勇,李颖毅,等. 提高电力系统惯性水平的风电场和 VSC-HVDC 协同控制策略[J]. 中国电机工程学报,2014,34(34):6021-6031.
LI Yujun,YANG Yong,LI Yingyi,et al. Coordinated control of wind farms and VSC-HVDC to improve inertia level of power system[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(34):6021-6031.
- [7] CASTRO L M,ACHA E. On the provision of frequency regulation in low inertia AC grids using HVDC systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2016,7(6):2680-2690.
- [8] LI Yunfeng,TANG Guangfu,AN Ting,et al. Power compensation control for interconnection of weak power systems by VSC-HVDC [J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2017,32(4):1964-1974.
- [9] 王炜宇,李勇,曹一家,等. 基于虚拟调速器的 MTDC 虚拟同步机控制策略[J]. 中国电机工程学报,2009,29(12):1-11.
WANG Weiyu,LI Yong,CAO Yijia,et al. The virtual synchronous generator technology based on virtual governor for MTDC system [J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(12):1-11.
- [10] 任敬国,李可军,牛林,等. 基于附加信号的 VSC-HVDC 系统改进有功功率控制策略[J]. 电力自动化设备,2013,33(7):46-51.
REN Jingguo,LI Kejun,NIU Lin,et al. Advanced active power control strategy based on additional signal for VSC-HVDC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(7):46-51.
- [11] 朱瑞可,王渝红,李兴源,等. 用于 VSC-HVDC 互联系统的附加频率控制策略[J]. 电力系统自动化,2014,38(16):81-87.
ZHU Ruike,WANG Yuhong,LI Xingyuan,et al. An additional frequency control strategy for interconnected systems through VSC-HVDC[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(16):81-87.
- [12] GUAN Minyuan,CHENG Jingzhou,WANG Chao,et al. The frequency regulation scheme of interconnected grids with VSC-HVDC links [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2017,32(2):864-872.
- [13] 葛乐,陆文涛,袁晓冬,等. 背靠背柔性直流互联的有源配电网合环优化运行[J]. 电力系统自动化,2017,41(6):135-141.
GE Le,LU Wentao,YUAN Xiaodong,et al. Back-to-back VSC-HVDC based loop-closed optimal operation for active distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(6):135-141.
- [14] QIN Jiangchao,SAEEDIFARD M. Predictive control of a modular multilevel converter for a back-to-back HVDC system [J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2012,27(3):1539-1547.
- [15] 阳岳希,杨杰,贺之渊,等. 基于 MMC 的背靠背柔性直流输电系统控制策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(4):120-124,157.
YANG Yuexi,YANG Jie,HE Zhiyuan,et al. Control strategy of MMC based back-to-back HVDC transmission system [J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(4):120-124,157.
- [16] MOEINI A,KAMWA I. Analytical concepts for reactive power based primary frequency control in power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(6):4217-4230.
- [17] FARROKHABAD M,CANIZARES C A,BHATTACHARYA K. Frequency control in isolated/islanded microgrids through voltage regulation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2017,8(3):1185-1194.
- [18] LATORRE H F,GHANDHARI M,SODER L. Active and reactive power control of a VSC-HVDC [J]. Electric Power Systems Research,2008,78(10):1756-1763.
- [19] RENEDO J,GARCIA C A,ROUCO L. Reactive-power coordination in VSC-HVDC multi-terminal systems for transient stability improvement [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2017,32(5):3758-3767.
- [20] KUNDUR P,BALU N J,LAUBY M G. Power system stability and control [M]. New York,USA:McGraw-hill,1994:548-550.
- [21] 姚伟,文劲宇,程时杰,等. 基于 Matlab/Simulink 的电力系统仿真工具箱的开发[J]. 电网技术,2012,36(6):95-101.
YAO Wei,WEN Jinyu,CHENG Shijie,et al. Development of a Matlab/Simulink based power system simulation toolbox [J]. Power System Technology,2012,36(6):95-101.

作者简介:



曾令康

曾令康(1995—),男,湖北仙桃人,博士研究生,主要研究方向为高压交直流电网稳定性分析与控制(**E-mail**:zenglingkang@hust.edu.cn);

李大虎(1978—),男,湖北潜江人,教授级高级工程师,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行与控制(**E-mail**:6517562@qq.com);

姚伟(1983—),男,湖北浠水人,副教授,博士,主要研究方向为大电网稳定性分析与控制、柔性直流输电系统及其控制等(**E-mail**:w.yao@hust.edu.cn);

孙建波(1967—),男,内蒙古包头人,教授级高级工程师,主要研究方向为电力系统运行与控制(**E-mail**:sunjb@hb.sgcc.com.cn);

刘佳(1987—),女,湖北武汉人,助理实验师,硕士,主要研究方向为自适应控制、数字信号处理、信息技术等(**E-mail**:liujia123@whut.edu.cn);

文劲宇(1970—),男,湖南长沙人,长江学者特聘教授,博士,主要研究方向为电力系统规划运行与控制、储能与新能源并网、直流输电与直流电网等(**E-mail**:jinyu.wen@hust.edu.cn)。

(下转第127页 continued on page 127)

Comprehensive assessment of criticality for transmission line considering invulnerability

LIU Jian^{1,2}, LI Xingyuan¹, WANG Cheng³, GAN Hua⁴, XU Lixiong¹

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Yalong River Hydropower Development Co., Ltd., Chengdu 610051, China;

3. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China;

4. Chengdu Chengdian Electric Power Engineering Design Co., Ltd., Chengdu 610041, China)

Abstract: Effective identification of crucial transmission lines is of great significance to prevent widespread blackouts. An assessment method for the criticality of transmission lines is proposed, which takes into consideration both the invulnerability of transmission line individual components and the importance to the whole system's safe operation. The invulnerability of transmission line individual components is measured comprehensively from two aspects of carrying capacity of transmission line to load fluctuations under the normal condition and resistance to $N-1$ outage under the accident condition. The importance of transmission lines to the overall operation safety of system is quantified comprehensively from the perspective of transmission lines' effects on the cascading failure generation and diffusion. And then the criticality of transmission lines is assessed comprehensively from aspects of invulnerability and importance of transmission lines. The case studies of IEEE 39-bus system and a practical provincial system demonstrate the rationality and validity of the presented indicators and method.

Key words: transmission lines; cascading failures; system states; load fluctuations; $N-1$ outage; invulnerability; criticality; comprehensive assessment

(上接第 120 页 continued from page 120)

Dual-loop supplementary frequency control for BTB-VSC-HVDC

ZENG Linggang¹, LI Dahu^{2,3}, YAO Wei¹, SUN Jianbo², LIU Jia⁴, WEN Jinyu¹

(1. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 2. State Grid Hubei Electric Power Company, Wuhan 430077, China;

3. School of Electrical and Electronic Engineering, Hubei University of Technology, Wuhan 430068, China;

4. School of Information Engineering, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, China)

Abstract: The two asynchronous AC systems interconnected by BTB-VSC-HVDC (Back-To-Back Voltage Source Converter based HVDC) cannot provide necessary frequency support for each other, which results in reduced frequency response characteristics of each AC system under faults. To address this issue, a dual-loop SFC (Supplementary Frequency Control) strategy for BTB-VSC-HVDC system is proposed with theoretical analysis of its feasibility. The proposed SFC, which includes both active and reactive power-loop (P-loop SFC and Q-loop SFC), ensures that the non-perturbed system can participate in the frequency response of the disturbed system and realizes mutual frequency support of the AC systems at both ends. The P-loop SFC can provide frequency support for the disturbed system during the primary frequency modulation, and hence improving the steady-state characteristics of the frequency response. The Q-loop SFC can provide virtual inertia support to improve the transient characteristics of the frequency response. Simulations are conducted in a 4-machine 2-area benchmark with BTB-VSC-HVDC and an equivalent simplified model of Southwest Power Grid with Hubei Power Grid connecting by Chongqing-Hubei BTB-VSC-HVDC. Results show that the proposed control strategy effectively improves the transient and steady-state characteristics of the frequency response of the perturbed system.

Key words: BTB-VSC-HVDC; asynchronous interconnection; frequency control; frequency support

附录

表 A1 不同 K_{iP} 的 P 环 SFC 控制效果指标

Table A1 Control performance indexes with different K_{iP}

K_{iP}	$r_f/\text{Hz s}^{-1}$	f_{FN}/Hz	f_{SF}/Hz
25	0.1359	50.3382	50.0818
50	0.1366	50.3126	50.0740
75	0.1402	50.2928	50.0706
100	0.1392	50.2767	50.0702

表 A2 不同 K_{pQ} 的 Q 环 SFC 控制效果指标

Table A2 Control performance indexes with different K_{pQ}

K_{pQ}	$r_f/\text{Hz s}^{-1}$	f_{FN}/Hz	f_{SF}/Hz
50	0.1226	50.3535	50.1484
100	0.1127	50.3354	50.1517
200	0.0966	50.3065	50.1544
400	0.0709	50.2673	50.1499

表 A3 不同 T_{wQ} 的 Q 环 SFC 控制效果指标

Table A3 Control performance indexes with different T_{wQ}

T_{wQ}/s	$r_f/\text{Hz s}^{-1}$	f_{FN}/Hz	f_{SF}/Hz
0.2	0.1280	50.3672	50.1454
0.5	0.1191	50.3541	50.1485
2	0.1089	50.3136	50.1511
8	0.1112	50.2867	50.1483

表 A4 等值系统发电机及负荷功率(标么值)

Table A4 The generators and loads data of equivalent model

发电机		功率		负荷		功率	
G_1	12.0+j2.2	L_1	16.0-j1.0				
G_2	19.3+j2.9	L_2	10.9-j1.0				
G_3	21.5+j3.6	L_3	19.3-j1.8				
G_4	18.7+j2.8	L_4	21.0-j1.8				
G_5	6.1+j0.2	L_5	3.0+j0.0				
G_6	19.8+j4.6	L_6	19.2-j1.6				
G_7	5.6+j0.3	L_7	23.2-j2.5				
G_8	16.0+j1.3	L_8	9.4-j1.0				
G_9	3.8+j0.0						

(注: $S_B=1000 \text{ MV A}$)

表 A5 等值系统线路数据(标么值)

Table A5 The lines data of equivalent model

	左节点	右节点	电阻	电抗	电容
西南等值电网	1	5	0	0.0112	0
	2	6	0	0.0112	0
	3	7	0	0.0112	0
	4	8	0	0.0112	0

5	6	0.005	0.05	0.215
5	8	0.005	0.05	0.215
6	7	0.005	0.05	0.215
7	8	0.005	0.05	0.215
8	9	0.005	0.05	0.215
<hr/>				
1	12	0	0.0112	0
2	6	0	0.0112	0
3	8	0	0.0112	0
4	9	0	0.0112	0
5	10	0	0.0112	0
6	7	0.0015	0.015	0.63
6	11	0.002	0.02	0.43
7	8	0.002	0.02	0.43
8	9	0.002	0.02	0.43
9	11	0.002	0.02	0.43
10	11	0.002	0.02	0.43
11	12	0.002	0.02	0.43
12	13	0	0.001	0

湖北等值电网

(注: $S_B=1000 \text{ MV A}$, $V_B=500 \text{ kV}$)

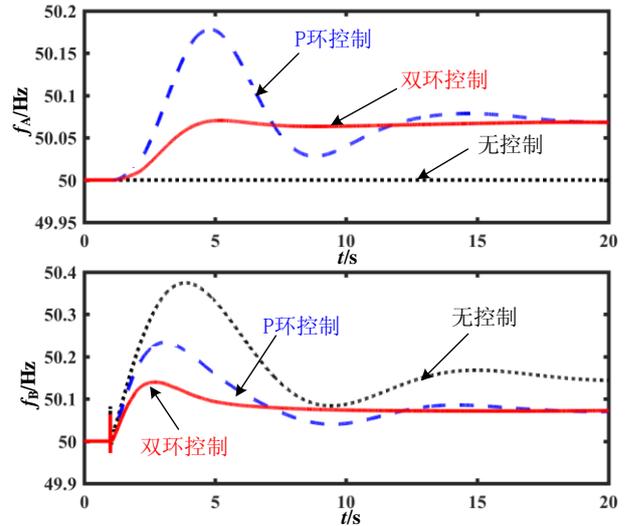


图 A1 系统 B 负荷扰动后系统频率响应特性

Fig. A1 Frequency responses after the load disturbance in System B

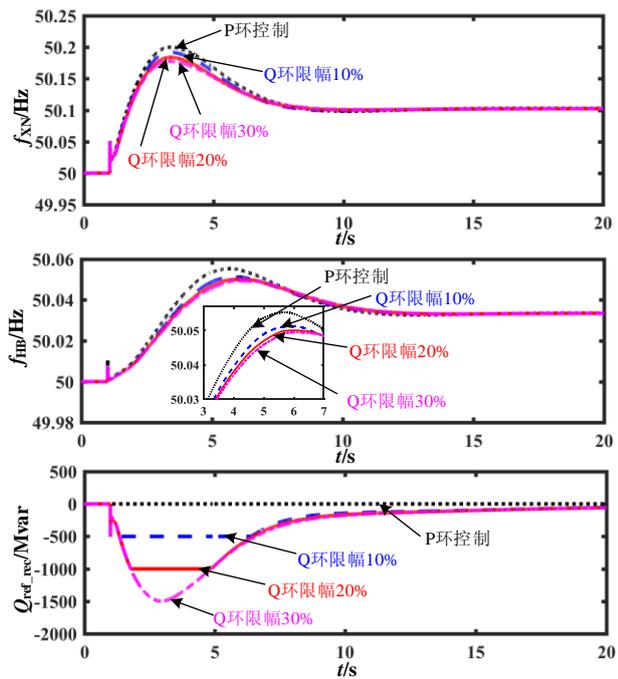


图 A2 不同 Q 环 SFC 限幅下系统频率响应

Fig. A2 Frequency responses with different Q power-loops SFC limiting