

提升海上风电经VSC-MTDC接入的低惯量系统 频率稳定综合控制策略

陈厚合, 齐文博, 姜涛, 李国庆

(东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室, 吉林 吉林 132012)

摘要:规模化海上风电经多端柔性直流输电(VSC-MTDC)接入的低惯量系统存在同步发电机(SG)占比小、惯量水平低、功率互济能力弱等问题,为此提出一种VSC-MTDC与海上风电协调配合的低惯量系统频率稳定综合控制策略。首先将含原动机-调速环节的SG聚合为单机系统频率响应模型,构建换流站的虚拟系统频率响应(VSFR)控制器,并借助劳斯稳定判据分析经典参数下VSFR闭环控制的稳定性。然后针对海上风电并网系统功率支援能力不足导致的VSC-MTDC电压越限问题,设计适用于多风速场景的双馈风机附加桨距角与转速控制,通过调整海上风电出力对低惯量系统进行支援,提高海上风电并网系统功率互济能力,保障VSC-MTDC安全运行。最后在海上风电经三端柔性直流输电接入的低惯量系统对所提控制策略进行分析验证。结果表明:所提控制策略的频率响应和功率支援能力强,可提高低惯量系统的频率稳定性。

关键词:海上风电;多端柔性直流输电;低惯量系统;虚拟系统频率响应;功率支援

中图分类号:TM 614;TM 761+.2

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202206003

0 引言

大力发展以风电为代表的清洁能源是加快实现“碳达峰、碳中和”战略目标和构建“以新能源为主体的新型电力系统”的有效方式^[1]。相比陆上风电,我国海上风电具有发电利用小时数高、风速平稳和资源丰富等优势,正成为风电资源开发的热点^[2]。2021年我国海上风电装机容量约为10.8 GW,占全球新增装机的3/4,装机规模跃居世界第一^[3]。未来,海上风电将呈现出规模化、集群化、远海化等特点,多端柔性直流输电(VSC-MTDC)技术将是大规模海上风电并网的最佳选择^[4]。

海上风电经VSC-MTDC接入的电网通常为具有一定备用容量的大电网,除此以外,海上风电经VSC-MTDC还为传统旋转机组占比小的低惯量系统供电^[5]。然而低惯量系统的频率响应能力差,且海上风电出力与低惯量系统频率的解耦将无法为其提供足够的频率支撑。此外,VSC-MTDC削弱了低惯量系统与其他电网间的功率支援能力,降低了低惯量系统的有功-频率支撑强度,这将导致低惯量系统频率稳定性进一步恶化。因此,亟待研究海上风电经VSC-MTDC接入的低惯量系统频率稳定提升策略。

目前,提高受端低惯量系统频率稳定性的主要措施是对直流电网换流站的控制策略进行改进,使换流站能够提供惯量、一次调频和阻尼响应^[6-7]。按

响应特性可将换流站控制策略分为电流源型虚拟惯量控制和电压源型虚拟惯量控制^[7]。文献[8]提出了一种利用直流电网电容储能特性模拟惯量的控制策略,有效提高了扰动后受端低惯量系统的频率稳定性。在此基础上,文献[9]提出了一种充分利用直流电网电容储能特性和风机转子动能模拟惯量的协同控制方法,能在受端低惯量系统遭受扰动甚至故障下为系统提供更多的惯量支撑。然而,电流源型虚拟惯量控制存在固有延时,难以满足低惯量系统在频率变化初始时刻频率变化率最大的要求^[7]。为此,文献[10]提出了一种基于虚拟同步发电机(VSG)的具有构网功能的电压源型换流站控制方法,将同步发电机(SG)转子运动方程与无功-电压下垂特性嵌入换流站控制系统中,使换流站模拟SG的惯量与一次调频频率响应特性。文献[11]建立了VSG惯量支撑与一次调频功能的机电暂态仿真模型,深入分析了VSG对系统频率动态变化的影响以及在频率事故中的响应特性。文献[12]设计了一种仅测量系统实际频率,无需引入有功信号并保留惯性和阻尼参数的二次调频控制器,可实现低惯量系统的频率无差调节。但上述电压源型虚拟惯量控制器的结构未能考虑SG的原动机环节,频率动态响应特性与SG的响应特性差异较大。

此外,采用电压源型虚拟惯量控制换流站的调频能量来源于直流电网,直流电网处于被动支援的状态,若无法合理分配各换流站间功率,则易发生直流电压和换流站功率越限等问题^[13-14]。为了协调VSC-MTDC中各换流站的功率,提高换流站间的功率互济能力,为低惯量系统提供调频备用:文献[13]

收稿日期:2021-12-24;修回日期:2022-04-08

在线出版日期:2022-06-08

基金项目:国家自然科学基金资助项目(U2066208,52077028)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(U2066208,52077028)

提出了一种以换流站实时可用容量为输入的变下垂系数方法,可使各换流站根据当前运行状态进行功率调节;文献[14]提出了一种新型自适应下垂控制方法,在控制环节中引入功率影响因子,实现了下垂系数的闭环控制;文献[15]针对海上风电经VSC-MTDC并网的系统,提出了一种基于模糊逻辑的自适应下垂控制,能够降低直流功率变化造成直流电压偏差。上述研究通过设计换流站下垂因子对直流电网的备用功率进行分配,未能充分考虑多风速场景下海上风电的功率供给能力与VSC-MTDC电容能量的缓冲特性。

为此,本文提出一种提升海上风电经VSC-MTDC接入的低惯量系统频率稳定综合控制策略。首先将系统频率响应(SFR)模型应用于换流站控制层,设计使换流站精准模拟SG调频外特性的虚拟系统频率响应(VSFR)控制,以提高低惯量系统频率稳定性。然后考虑对低惯量系统功率支援过程中VSC-MTDC的运行状态,设计多风速场景下海上风电的自适应功率支援控制。当低惯量系统负荷扰动较大、VSC-MTDC电压面临越限风险时,通过调节转速和桨距角改变海上风电出力,以增强海上风电并网系统功率备用和互济能力。最后基于MATLAB/Simulink仿真平台构建海上风电经三端柔性直流输电并网模型,验证所提控制策略的有效性和可行性。

1 海上风电经VSC-MTDC接入低惯量系统的运行原理

1.1 系统拓扑结构与换流站运行方式

海上风电经VSC-MTDC接入低惯量系统的拓扑结构如图1所示,VSC-MTDC采用并联接线方式。图中:GSVSC₁、GSVSC₂、WVSC分别为连接大电网、低惯量系统与海上风电的换流站; P_1 、 P_2 分别为流入GSVSC₁、GSVSC₂的有功功率; P_{WF} 为海上风电发出的有功功率; P_L+jQ_L 为低惯量系统的负荷; N 为机群总数。风机的自建压能力弱且无黑启动能力,为保证经VSC-MTDC并网的海上风电稳定运行,WVSC需为海上风电提供稳定的交流电压与频率,故其采用定交流电压、定频率控制;GSVSC₁在保证直流电压

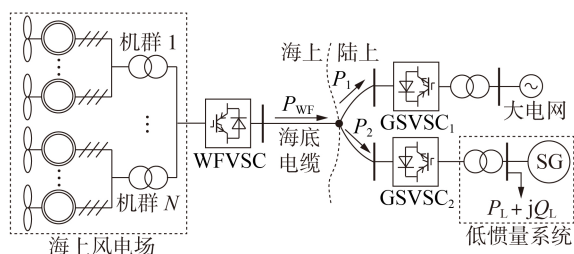


图1 海上风电场经VSC-MTDC接入低惯量系统拓扑
Fig.1 Topology of low inertia system connecting to offshore wind farm via VSC-MTDC

稳定时,还应协调各换流站间的功率分配,故其采用有功功率-直流电压下垂控制与定无功功率控制;GSVSC₂应保证低惯量系统电压、频率稳定,故其采用相应的稳压与稳频控制策略。

目前,以VSG技术为代表的电压源型虚拟惯量控制可用于提升换流站频率响应能力,为低惯量系统提供频率支撑^[7]。现有研究将VSG分为实现频率有差调节的常规虚拟同步发电机(CVSG)控制和频率无差调节的改进虚拟同步发电机(IVSG)控制2种。

CVSG的有功-频率控制方程为:

$$\begin{cases} 2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0) \\ \omega = \frac{d\theta}{dt} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_m 和 P_e 分别为换流站虚拟的机械功率和电磁功率; ω 和 ω_0 分别为换流站换流母线处的实际角频率和额定角频率; θ 为换流站换流母线处的电角度; H 和 D 分别为CVSG的惯性时间常数与等效阻尼系数。CVSG有功-频率控制的本质是下垂控制,其优点在于在控制中加入惯性和阻尼环节以模拟SG转子运动方程的响应过程,增加了连接系统的惯量。但忽略了SG原动机与调速等环节,因此,频率响应过程与SG存在一定差异。

IVSG的有功-频率控制方程为:

$$\begin{cases} 2H \frac{d\omega}{dt} = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (f_0 - f) - D(\omega - \omega_0) \\ \omega = \frac{d\theta}{dt} \end{cases} \quad (2)$$

式中: f 、 f_0 分别为换流站交流侧实际频率、额定频率; k_p 、 k_i 分别为比例、积分系数。IVSG有功-频率控制的本质是定频率控制,其优点在于引入频率信号形成闭环即可实现频率无差调节。但比例-积分环节弱化了惯性与阻尼部分在频率响应中的作用,扰动后实际频率在很短的时间(小于1s^[12])内跟踪至额定频率,频率变化率很大,与SG频率响应特性存在差异。且强行将频率控制在工频会对直流系统造成较大冲击。因此,亟待研究提高换流站频率支撑能力,使换流站精确模拟SG频率响应特性的控制策略。

1.2 VSC-MTDC运行方式

目前,下垂控制已广泛地应用于VSC-MTDC协调各换流站功率分配。GSVSC₁采用有功功率-直流电压下垂控制,可得:

$$P_{1,0} - P_1 - k(U_{dc,0} - U_{dc}) = 0 \quad (3)$$

式中: $P_{1,0}$ 为流入GSVSC₁有功功率指令值; k 为下垂系数; $U_{dc,0}$ 、 U_{dc} 分别为直流电压指令值与实际值。设置允许直流电压长时间运行的范围为0.95~1.05 p.u.,直流电压可运行的范围为0.9~1.1 p.u.^[16]。

当低惯量系统发生负荷扰动时,可得:

$$\Delta P_L = \Delta P_c + \Delta P_2 = \Delta P_c - \Delta P_1 + \Delta P_{WF} \quad (4)$$

式中: ΔP_L 为负荷扰动量; ΔP_1 、 ΔP_2 分别为直流电网流入 GSVSC₁、GSVSC₂ 功率的变化量; ΔP_{WF} 为海上风电场发出功率的变化量; ΔP_c 为 VSC-MTDC 等效电容 C 的放电功率,其表达式如式(5)所示。

$$\Delta P_c = -CU_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} \quad (5)$$

当直流电压变化时,电容通过充放电以减缓直流系统中功率冲击。将式(3)、(5)代入式(4)得到:

$$\Delta P_L = -CU_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} + k(U_{dc,0} - U_{dc}) + \Delta P_{WF} \quad (6)$$

由式(4)、(6)可知,低惯量系统发生负荷扰动会引起直流电压波动,海上风电并网系统经 VSC-MTDC 被动对低惯量系统支援功率,同时电容可充放电实现功率缓冲。若海上风电不进行功率支援,则当 ΔP_L 大于海上风电并网系统的功率储备时,易造成 GSVSC₁ 功率和直流电压越限等问题。故有必要充分挖掘海上风电功率支援潜力,提升海上风电并网系统能量储备与功率互济能力,保证系统安全运行。

2 换流站 VSFR 控制策略设计

针对 VSG 与实际电力系统在频率响应特性上存在的差异化问题^[11],本文借鉴 SFR 模型,设计了一种能够使换流站精确模拟 SG 调频特性的 VSFR 控制器。下面首先介绍 SFR 模型的结构。

2.1 SFR 模型

SFR 模型能够较准确地描述受扰后的频率变化过程,被广泛应用于系统动态频率分析。将带有原动机-调速系统的 SG 等值聚合为单机单负荷模型,忽略其中时间常数小的惯性环节,即得到 SFR 模型结构,如附录 A 图 A1 所示^[17]。

2.2 VSFR 控制基本原理与稳定性分析

VSFR 控制是一种电压源型虚拟惯量控制,即将 SFR 模型嵌入换流站控制层,替代锁相环节输出换流站工作所需相角,使换流站模拟 SG 的频率响应特性,为与换流站连接的低惯量系统提供频率支撑,改善低惯量系统频率稳定性。基于频率响应过程中各元件的作用,可将具有 VSFR 控制功能的换流站(简称 VSFR 换流站)与 SG 进行等效(如频率响应过程由发电机、原动机和调速器共同决定,VSFR 换流站可直接输出电网参考频率,故发电机、原动机、调速器与 VSFR 换流站对应)。同理,原动机进汽量 S 对应流入换流站的直流功率 P_m ,原动机初始进汽量对应换流站初始功率设定点 P_{ref} ; ω_0 与 ω 分别对应发电机额定转速、实际转速;直流电网对应锅炉。这样就将换流站等效为 SG,如图 2 所示。图中: Z_s 为换流站出口等效阻抗; PCC 为公共耦合点; $\Delta\omega$ 为发电机转速变化量。

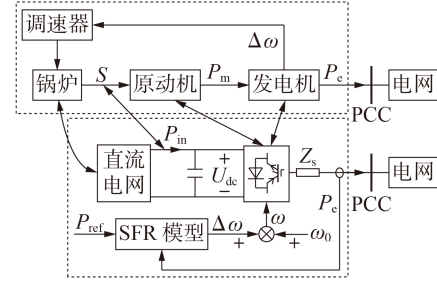


图2 VSFR换流站与SG对应关系

Fig.2 Corresponding relationship between VSFR-based converter and SG

VSFR 控制中频率动态响应主要取决于再热环节时间常数 T_{RH} 、惯性时间常数 H 与调速器的静调差系数 R 。当 P_{ref} 和 P_e 变化时, VSFR 动态响应形式相同。且在电力系统一次调频响应 (P_{ref} 不变) 过程中, 更加关注 P_e 的变化。因此, 以电磁功率变化量 ΔP_e 为输入, 设 $\Delta P_e > 0$ 表示负荷增加, 将附录 A 图 A1 等效为图 3 所示的简化 VSFR 控制器以便于分析。图中: K 为与发电机功率因数和备用系数相关的系数; ΔP_m 为机械功率变化量; F_{HP} 为汽轮机高压缸输出功率占总功率的比例, 决定 T_{RH} 的作用效果。

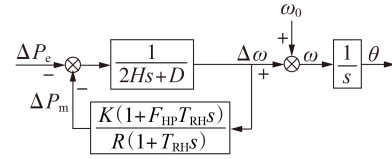


图3 简化的VSFR控制器

Fig.3 Simplified VSFR controller

由图 3 所示控制器可得其闭环传递函数为:

$$G(s) = \frac{1}{2H} \frac{s + \frac{1}{T_{RH}}}{s^2 + \left(\frac{1}{T_{RH}} + \frac{D}{2H} + \frac{KF_{HP}}{2HR} \right) s + \frac{DR+K}{2HRT_{RH}}} \quad (7)$$

与式(7)对应的特征方程为:

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (8)$$

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{DR+K}{2HRT_{RH}} \\ \zeta = \frac{1}{2\omega_n} \left(\frac{1}{T_{RH}} + \frac{D}{2H} + \frac{KF_{HP}}{2HR} \right) \end{cases} \quad (9)$$

根据劳斯稳定性判据, 闭环系统稳定的充要条件为:

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{DR+K}{2HRT_{RH}} > 0 \\ 2\zeta\omega_n = \frac{1}{T_{RH}} + \frac{D}{2H} + \frac{KF_{HP}}{2HR} > 0 \end{cases} \quad (10)$$

其中, D 、 R 、 K 、 H 、 T_{RH} 均为正数, 且汽轮机满足 $0 < F_{HP} < 1$, 由式(10)可判定该闭环系统稳定。

3 计及海上风电功率调节潜力的直流系统功率支援策略

由1.2节分析可知,海上风电应留有适当功率备用以提高风电并网系统的功率互济能力,实现对受端低惯量系统的功率支援。海上风电备用方式受风速与减载量影响,对此本节考虑多风速场景,应用超速变桨协调减载控制策略实现风机定量减载。并设计海上风电无需通信自动增发功率对低惯量系统支援的控制策略。

3.1 海上风电备用容量分析与设计

本文研究的海上风电采用实际工程应用较为广泛的双馈风机,其运行特性为^[18]:

$$\begin{cases} P_{WF} = 0.5 \rho C_p(\lambda, \beta) \pi R_w^2 V^3 \\ C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda = \frac{\omega_t R_w}{V} \end{cases} \quad (11)$$

式中: P_{WF} 为海上风电所发功率; ρ 为空气密度; β 为桨距角; λ 为叶尖速比; C_p 为风能捕获系数; R_w 为风机风轮半径; ω_t 为风机转速; V 为风速。

当功率减载率为 d 时,风机所发功率为:

$$\begin{cases} P_{del} = (1-d)P_{opt} = 0.5 \rho \pi R_w^2 C_{p,del} V^3 \\ P_{opt} = 0.5 \rho \pi R_w^2 C_{p,opt} V^3 \end{cases} \quad (12)$$

式中: P_{del} 、 P_{opt} 分别为以功率减载率 d 运行与最大功率跟踪运行时风机所发功率; $C_{p,del}$ 、 $C_{p,opt}$ 分别为以功率减率 d 运行与最大风功率跟踪运行时的风能捕获系数。由式(12)可知: 当 ρ 与 V 不变时,调整 ω_t 和 β 可控制 C_p 实现风机定量减载运行。双馈风机的功率-转速-桨距角特性曲线如附录A图A2所示。针对不同风速场景,应合理运用超速与变桨2种方式实现减载。

根据上述分析,海上风电应采用一种适用于全风速的功率备用控制策略,即根据风速自动协调超速和变桨减载运行方式,使风机恒发出 $(1-d)P_{opt}$ 的有功功率。其主要思路为: 根据功率减载率 d 与风机运行特性确定边界风速(切入风速 V_{in} 、低中风速边界 V_1 、中高风速边界 V_3 、切出风速 V_{out}); 优先使用超速法减载,结合风机运行特性以减载方式为依据将风速分为低风速区($V_{in} \leq V < V_1$, 超速法即可实现设定减载量)、中风速区($V_1 \leq V < V_3$, 超速+变桨结合实现设定减载量)、高风速区($V_3 \leq V \leq V_{out}$, 变桨法实现设定减载量)3个区间; 测定风速进行分类,并根据式(11)、(12)计算转速与桨距角指令值,实现海上风电定量减载运行,提升对低惯量系统的功率支援能力。

3.2 海上风电参与功率支援的控制方案

当海上风电定量减载后,应及时判断受端低惯量系统是否存在功率缺额并进行功率支援。对此,本文提出一种无需通信的自适应海上风电功率支援控制策略,其逻辑框架如图4所示。图中: β_{max} 为桨距角最大值; P_T 为风机捕获的机械功率; $P_{del,V}$ 为风速 V 下的减载功率值; H_w 为风机的惯性时间常数; T_{em} 为风机的电磁转矩; $\omega_{t,ref}$ 为风机转速参考值; $\omega_{t,del}$ 为减载后的风机转速; $\omega_{t,max}$ 、 $\omega_{t,min}$ 分别为风机转速最大值、最小值; $\Delta\omega_t$ 为风机转速变化量; T_p 、 T_d 为2个一惯性环节的时间常数; U_{down} 为允许 U_{dc} 长时间运行的边界值。

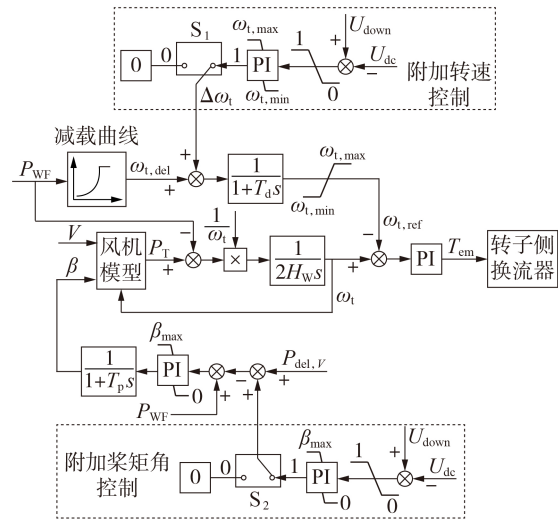


图4 自适应海上风机功率支援控制

Fig.4 Adaptive power support control of offshore wind turbine

图4中的控制策略包括附加转速控制与附加桨距角控制两部分。根据风机减载备用功率控制确定的边界风速,自动投切两部分控制。即当风速处于低风速区,开关 S_1 置1、 S_2 置0时,仅启动附加转速控制;当风速处于高风速区,开关 S_1 置0、 S_2 置1时,仅启动附加桨距角控制;当风速处于中风速区,开关 S_1 置1、 S_2 置1时,同时启动附加桨距角与转速控制。两部分的附加量由 U_{dc} 与 U_{down} 经过比例-积分环节自动输出,实现了全风速工况下海上风电自适应地对受端低惯量系统功率支援。当海上风电增发功率时,将提升海上风电并网系统功率备用与互济能力,提高VSC-MTDC运行安全性。

3.3 频率稳定综合控制框架

综上,本文提出的提升海上风电经VSC-MTDC接入的低惯量系统频率稳定综合控制策略流程如附录A图A3所示,详细步骤如下:

1) 根据已知的系统备用 ΔP_{max} 、直流电压边界 U_{down} 、海上风电功率减载率 d 等参数确定初始运行条件;

2)随着低惯量系统负荷增加,应用VSFR控制的GSVSC₂模拟SG频率响应特性,维持低惯量系统频率稳定;

3)通过下垂控制,协调直流电网内功率分配,海上风电场检测直流电压,通过判断直流电压是否满足动态安全约束指导海上风机动作;

4)若直流电压满足安全约束,即 $U_{dc} \geq U_{down}$,则支援功率通过下垂控制全部由GSVSC₁所连电网提供,流程结束,图4控制不会启动,海上风电场无需动作;

5)若直流电压超出安全约束,即 $U_{dc} < U_{down}$,则海上风电场启动图4控制,调节转速与桨距角为低惯量系统支援功率,直至直流电压满足约束要求,VSC-MTDC稳定运行,流程结束。

由上述分析可知,对于海上风电经VSC-MTDC接入的低惯量系统,本文提出的频率稳定综合控制策略可提高换流站频率响应能力,为低惯量系统提供频率支撑并提升海上风电并网系统功率互济能力与能量储备,实现对低惯量系统功率支援,极大地改善了海上风电并网系统稳定性。

4 仿真分析

本节在MATLAB/Simulink仿真平台上搭建了图1所示的海上风电经VSC-MTDC接入低惯量系统的仿真模型,以验证所提VSFR控制与功率支援控制策略的有效性和可行性。

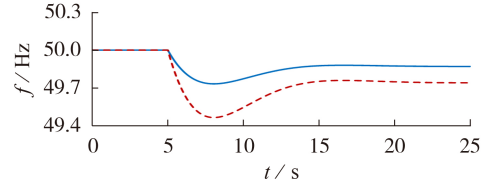
4.1 VSFR控制器仿真验证

4.1.1 VSFR频率支撑能力验证

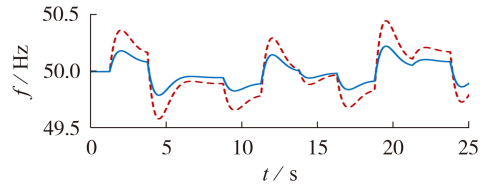
分别在连接低惯量系统的换流站应用常规有功功率、无功功率控制和VSFR控制,通过改变低惯量系统内负荷,验证VSFR控制的频率支撑能力。低惯量系统中SG容量为500 MV·A,初始发出400 MW有功功率;连接低惯量系统的换流站容量为500 MW,输送200 MW有功功率;初始负荷为600 MW。VSFR控制中原动机、调速系统与发电机环节均采用典型火力发电系统的参数^[19]: $F_{HP}=0.3$, $T_{RH}=7$ s, $R=0.04$, $H=6$ s, $D=1\%$ 。

仿真1设置5 s时负荷增加50 MW;仿真2以10 s为周期设置随机负荷扰动,负荷变化范围为550~650 MW。所得仿真1、2结果分别如图5(a)、(b)所示。由图5(a)可知:当换流站采用定功率控制时,不会对低惯量系统进行频率支撑,此时频率最低点约为49.56 Hz,稳态值约为49.8 Hz;当换流站采用VSFR控制时,频率最低点约为49.8 Hz,稳态值约为49.9 Hz,频率响应优于前者。由图5(b)可知,当设置随机负荷扰动时,采用VSFR控制的换流站能够较好地参与调频,频率波动更小。因此,当换流站采用VSFR控制后,其能主动进行一次调频响应并为

低惯量系统提供惯量支撑,与SG共同参与调频,极大地改善了低惯量系统频率稳定性。



(a) 负荷增加 50 MW



(b) 随机负荷扰动

— VSFR 控制, --- 定功率控制

图5 低惯量系统频率响应

Fig.5 Frequency response of low inertia system

4.1.2 VSFR性能验证

分别在换流站应用VSFR、CVSG与IVSG控制,通过仿真对比各种有功-频率控制器与SG的频率响应过程,并建立2个指标验证VSFR控制的优越性。SG详细模型中主要参数与VSFR控制相同,其余惯性环节均采用文献[19]中典型参数。设置VSG与VSFR相同的惯性时间常数,VSG阻尼大小设置为 $1/R$ (VSG控制中的阻尼同时兼具调差系数作用)。换流站容量为500 MW,SG容量为500 MV·A,5 s时负荷增加50 MW,VSFR、CVSG、IVSG控制与SG的频率响应曲线如附录B图B1所示。由图可知:相比CVSG与IVSG控制,采用VSFR控制的换流站可更精确地模拟SG频率暂态响应过程。

本文进一步建立了频率极值相对误差与频率稳态值相对误差2个指标,评估各种控制对SG频率响应的模拟程度。以SG的频率偏差量为基准值,则2个指标表达式为:

$$\begin{cases} e_{fn} = \left| \frac{\Delta f_n - \Delta f_n^{SG}}{\Delta f_n^{SG}} \right| \times 100\% \\ e_{fs} = \left| \frac{\Delta f_s - \Delta f_s^{SG}}{\Delta f_s^{SG}} \right| \times 100\% \end{cases} \quad (13)$$

式中: e_{fn} 、 e_{fs} 分别为频率极值相对误差与频率稳态值相对误差; Δf_n^{SG} 、 Δf_s^{SG} 分别为SG频率响应的极值偏差量与稳态值偏差量; Δf_n 、 Δf_s 分别为各种控制器频率响应的极值偏差量与稳态值偏差量。

式(13)计算结果如表1所示。由表可知:采用VSFR控制的换流站 e_{fn} 、 e_{fs} 最小,能更准确地模拟SG频率响应;而具有IVSG控制功能的换流站 e_{fn} 、 e_{fs} 最大,与定频率控制效果类似,但频率变化率较大,且难以满足与电网内SG的协调性要求,会对直流系统

造成较大功率冲击。CVSG的控制效果介于二者之间,频率稳态值与SG相同,但暂态过程却存在较大差异。故具有VSFR功能的换流站能极大程度模拟SG的频率响应特性,改善低惯量系统的频率稳定性。

表1 各种控制器相对误差对比

Table 1 Relative error comparison among different controllers

控制器	$e_{fn} / \%$	$e_{fs} / \%$
VSFR	4.5	0
CVSG	54.5	0
IVSG	93.2	100

4.2 功率支援协调控制策略验证

由图1所示海上风电经VSC-MTDC接入三端柔性直流输电低惯量系统的仿真模型,分别在低风速、中风速、高风速3种场景中,通过增加低惯量系统内负荷,验证本文所提控制策略的有效性。海上风电场初始运行在减载状态,仿真主要参数见附录B表B1。假定系统额定运行状态下,海上风电并网系统功率储备 $\Delta P_{\max}$ 为50 MW;GSVSC₂的初始有功功率为200 MW,低惯量系统内SG满发,负荷为700 MW。

4.2.1 低风速场景

当海域平均风速处于低风速范围时,取风速为8.5 m/s。2 s时低惯量系统负荷增加80 MW,低惯量系统频率、直流电压与风机转速如图6所示,各换流站有功功率如附录B图B2所示。图中, U_{dc} 、 ω_1 为标么值,后同。

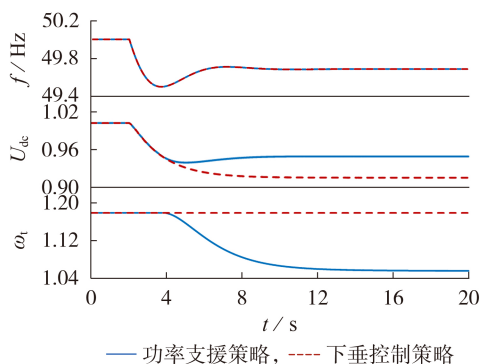


图6 低风速场景下系统仿真结果

Fig.6 Simulative results of system in low wind speed scenario

由图6的频率曲线可知:在VSFR控制作用下,换流站模拟了SG频率响应为低惯量系统提供惯量与一次调频支撑,频率极值约为49.5 Hz,频率稳态值约为49.68 Hz,保证低惯量系统频率稳定。由图6的直流电压与转速曲线可知:当低惯量系统负荷增加时,仅采用下垂控制策略的直流电压会降低至0.92 p.u.,超出允许直流电压长时间运行的边界值,且海上风电场无响应,风机转子转速不变;采用功率支援策略后,当直流电压小于0.95 p.u.时,风机启动

图4附加转速控制,转速降低,海上风电增发功率对低惯量系统支援,保证直流电网的动态安全性。

由图B2可知:若采用下垂控制策略,则当低惯量系统负荷增加时,流经GSVSC₂的有功功率骤增为低惯量系统补充功率,该功率在负荷增加初始时刻由电容释放电场能提供,在直流电压缓冲作用下,流经GSVSC₁的功率缓慢变化对低惯量系统支援,海上风电无响应,功率变化量超过海上风电并网系统的能量储备;若采用功率支援策略,则约在4 s时海上风电增发功率,等效提升了全系统备用,保障了直流电网安全运行。

4.2.2 中风速场景

由于风速不同,风电场出力差异较大,本文通过改变流经GSVSC₁的初始有功功率以保证GSVSC₂的初始有功功率为200 MW,低惯量系统初始负荷为700 MW。当海域平均风速处于中风速范围时,取风速为10 m/s。2 s时低惯量系统负荷增加80 MW,低惯量系统频率、直流电压、风电机组转子转速与桨距角如图7所示,各换流站有功功率如附录B图B3所示。

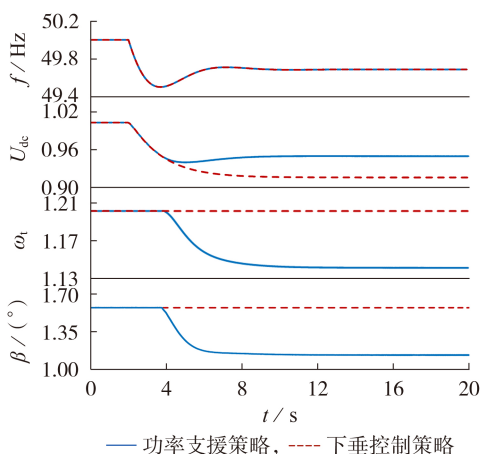


图7 中风速场景下系统仿真结果

Fig.7 Simulative results of system in medium wind speed scenario

由图7中的频率曲线可知,采用VSFR控制的换流站可以在中速场景下保证低惯量系统频率稳定。由图7中的转速与桨距角曲线可知,中风速时,风机协调超速法与变桨法实现减载。若采用功率支援策略,则约在4 s时远端海上风机检测直流电压越限后同时启动附加转速控制与附加桨距角控制,根据控制环节输出的指令值调整桨距角与转速增发功率,提升了海上风电并网系统功率支援能力。

由图7中的直流电压曲线与图B3所示的各换流站有功功率曲线可知,当低惯量系统负荷增加时,直流电压降低,直流电容率先放电实现功率缓冲。若不采用功率支援策略,则海上风电出力恒定,负荷

增量超出海上风电并网系统的功率备用,威胁系统稳定运行。

4.2.3 高风速场景

当海域平均风速处于高风速范围时,取风速为 14 m/s ,改变流经 GSVSC₁ 的初始有功功率以保证 GSVSC₂ 的初始有功功率为 200 MW ,低惯量系统初始负荷为 700 MW 。2 s 时低惯量系统负荷增加 80 MW ,低惯量系统频率、直流电压与风机桨距角如图 8 所示,各换流站有功功率如附录 B 图 B4 所示。

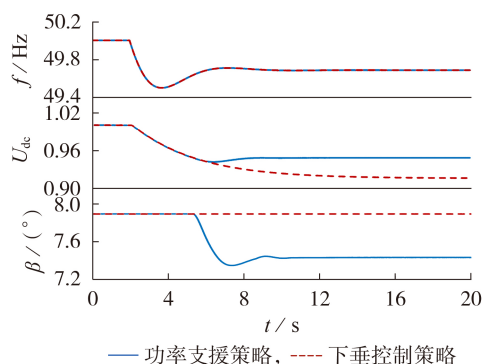


图8 高风速场景下系统仿真结果

Fig.8 Simulative results of system in high wind speed scenario

由图6—8中的频率曲线可知,低、中、高风速时频率变化过程相同。这是由于应用VSFR控制的换流站能够模拟SG的调频外特性,调频能力由VSFR控制参数决定,不取决于风速大小,各风速下低惯量系统频率变化曲线几乎一致。但风速越大,系统内备用功率更多,直流电网安全性更高。在高风速场景下,风机转子转速达到额定值无法变化,只能通过改变桨距角实现减载。当应用功率支援策略时,风机通过降低桨距角增发功率,实现了海上风电对低惯量系统功率支援。

5 结论

本文提出了一种提升海上风电经VSC-MTDC接入的低惯量系统频率稳定综合控制策略,包括换流站的VSFR控制和计及海上风电功率调节能力的VSC-MTDC功率支援控制。通过三端海上风电并网系统对所提控制策略进行分析验证,相关结论如下:

1)具有VSFR功能的VSC-MTDC换流站可准确模拟SG的惯量、阻尼与一次调频响应特性,提高低惯量系统的频率响应能力,改善低惯量系统频率稳定性;

2)海上风电场通过自适应风机功率支援控制,实现了无需远端通信即可对受端低惯量系统的功率供给;

3)所提策略能够适用于不同风速场景,通过协调VSC-MTDC功率与海上风电出力,提升海上风电

并网系统功率互济能力,改善了海上风电并网系统的运行稳定性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 李晖,刘栋,姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6245-6259.
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259.
- [2] 迟永宁,梁伟,张占奎,等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3758-3771.
CHI Yongning, LIANG Wei, ZHANG Zhankui, et al. An overview on key technologies regarding power transmission and grid integration of large scale offshore wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3758-3771.
- [3] 国家能源局. 国家能源局公布 2021 年能源成绩单 [EB/OL]. (2021-12-24) [2022-06-01]. http://www.nea.gov.cn/2021-12/24/c_1310391383.htm.
- [4] 张占奎,石文辉,屈姬贤,等. 大规模海上风电并网送出策略研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(4): 182-190.
ZHANG Zhankui, SHI Wenhui, QU Jixian, et al. Grid connection and transmission scheme of large-scale offshore wind power [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(4): 182-190.
- [5] 董恒铨,唐庚,侯俊贤,等. 海上风电接入多端柔性直流输电系统中换流站退出运行时直流功率再分配策略[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1398-1406.
DONG Huanfeng, TANG Geng, HOU Junxian, et al. Optimized power redistribution of VSC-MTDC transmissions with offshore wind farms integrated after onshore converter outage [J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1398-1406.
- [6] 文云峰,杨伟峰,林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 211-222.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 211-222.
- [7] 刘中建,周明,李昭辉,等. 高比例新能源电力系统的惯量控制技术与惯量需求评估综述[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 1-11, 53.
LIU Zhongjian, ZHOU Ming, LI Zhaohui, et al. Review of inertia control technology and requirement evaluation in renewable-dominant power system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 1-11, 53.
- [8] 张武其,吕洋. 向弱电网供电的VSC-HVDC系统的模拟惯量控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(6): 104-110.
ZHANG Wuqi, LÜ Yang. Emulation inertia control strategy for VSC-HVDC supplying weak network [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(6): 104-110.
- [9] 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.
- [10] 钟庆昌. 虚拟同步机与自主电力系统[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 336-349.
ZHONG Qingchang. Virtual synchronous machines and autono-

- mous power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2):336-349.
- [11] 秦晓辉, 苏丽宁, 迟永宁, 等. 大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9):36-43.
- QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Functional orientation discrimination of inertia support and primary frequency regulation of virtual synchronous generator in large power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9):36-43.
- [12] 陈继开, 曾强, 辛业春, 等. 基于改进VSG的MMC-MTDC受端换流器二次调频控制策略[J]. 电网技术, 2020, 44(4):1428-1436.
- CHEN Jikai, ZENG Qiang, XIN Yechun, et al. Secondary frequency regulation control strategy of MMC-MTDC converter based on improved VSG[J]. Power System Technology, 2020, 44(4):1428-1436.
- [13] 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.
- [14] 罗永捷, 李耀华, 王平, 等. 多端柔性直流输电系统直流电压自适应下垂控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(10):2588-2599.
- LUO Yongjie, LI Yaohua, WANG Ping, et al. DC voltage adaptive droop control of multi-terminal HVDC systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(10):2588-2599.
- [15] 徐进, 金逸, 胡从川, 等. 适用于海上风电并网的多端柔性直流输电系统自适应下垂控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(4):78-85.
- XU Jin, JIN Yi, HU Congchuan, et al. DC voltage adaptive droop control of multi-terminal VSC-HVDC system for offshore wind farms integration[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(4):78-85.
- [16] 李海峰, 刘崇茹, 李庚银, 等. 适用于柔性高压直流输电电网的直流电压下垂控制策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(21):40-46.
- LI Haifeng, LIU Chongru, LI Gengyin, et al. DC voltage droop-control strategy for VSC based HVDC grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(21):40-46.
- [17] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3):720-729.
- [18] 刘洪波, 彭晓宇, 张崇, 等. 风电参与电力系统调频控制策略综述[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(11):81-92.
- LIU Hongbo, PENG Xiaoyu, ZHANG Chong, et al. Overview of wind power participating in frequency regulation control strategy for power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(11):81-92.
- [19] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York, USA: McGraw Hill, 1994:395-428.

作者简介:



陈厚合

陈厚合(1978—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统安全性与稳定性、电力系统优化运行(E-mail: chenhouhe@126.com);

齐文博(1997—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统频率稳定分析与控制(E-mail: qwbgood@aliyun.com);

姜涛(1983—),男,教授,博士,主要研究方向为电力系统安全性与稳定性、可再生能源集成、综合能源系统(E-mail: electricpowersys@163.com)。

(编辑 王欣竹)

Integrated control strategy for improving frequency stability of low inertia system connecting to offshore wind power via VSC-MTDC

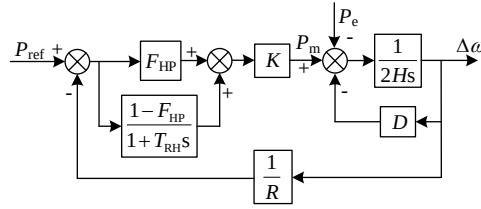
CHEN Houhe, QI Wenbo, JIANG Tao, LI Guoqing

(Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: The low inertia power system connecting with large-scale offshore wind power via VSC-MTDC (Voltage Source Converter based Multi-Terminal high voltage Direct Current) system, has critical problems of few SG(Synchronous Generator), low inertia level and poor power support capability. To end this, an integrated frequency control strategy for the low inertia system considering the VSC-MTDC and offshore wind power cooperation is proposed. Firstly, the SG with the prime mover and governor is aggregated into a single-machine system frequency response model, and a VSFR(Virtual System Frequency Response) controller of the converter is constructed. The stability of VSFR closed-loop control with classical parameters is analyzed by the Routh stability Criterion. Then, an additional pitch angle and rotor speed control method of doubly fed induction generator for multi-wind speed conditions is designed to solve the problem of VSC-MTDC grid voltage violation caused by insufficient power support capacity of offshore wind power integrated system. The power mutual support capacity of the wind power integrated system is improved by adjusting the power output of offshore wind farms to support the low inertia system, which can ensure the secure operation of the VSC-MTDC. Finally, the performance of the proposed control strategy is analyzed and verified in a low inertia system connecting to offshore wind power via three-terminal DC grid. The results indicate that the proposed method can provide better capability of frequency response and power support, and can improve the frequency stability of the low inertia system.

Key words: offshore wind power; VSC-MTDC; low inertia system; virtual system frequency response; power support

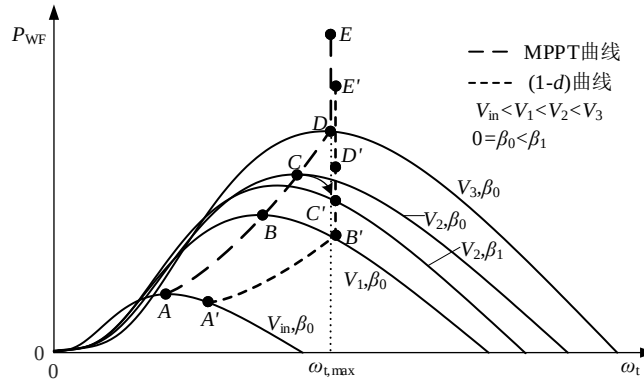
附录 A



注： P_{ref} 为初始功率设定点； P_m 为汽轮机输出的机械功率； P_e 为发电机电磁功率； $\Delta\omega$ 为发电机转子转速增量； T_{RH} 为再热环节时间常数，其与发电机惯性时间常数 H 共同作用，影响系统频率动态响应过程； F_{HP} 为汽轮机高压缸输出功率占总功率的比例，决定 T_{RH} 的作用效果； R 为调速器的静调差系数，影响系统频率响应稳态偏差； D 为负荷阻尼系数，反映系统负荷频率特性，数值很小，一般可忽略； K 为与发电机功率因数和备用系数相关的系数。

图 A1 SFR 模型

Fig.A1 SFR model



注： V_{in-3}, β_0 表示不同风速同桨距角时，风机输出功率与转子转速关系曲线；曲线 V_2, β_0 、 V_2, β_1 为同风速不同桨距角时，风机输出功率与转子转速关系曲线；曲线 $ABCDE$ 为最大风功率跟踪运行时风机功率曲线，曲线 $A'B'C'D'E'$ 为留有 d 功率备用时的风机功率曲线（ DE 与 $B'E'$ 在同一直线上）。

图 A2 风机功率-转速-桨距角特性曲线

Fig.A2 Active power-rotor speed-pitch angle curve of wind turbine

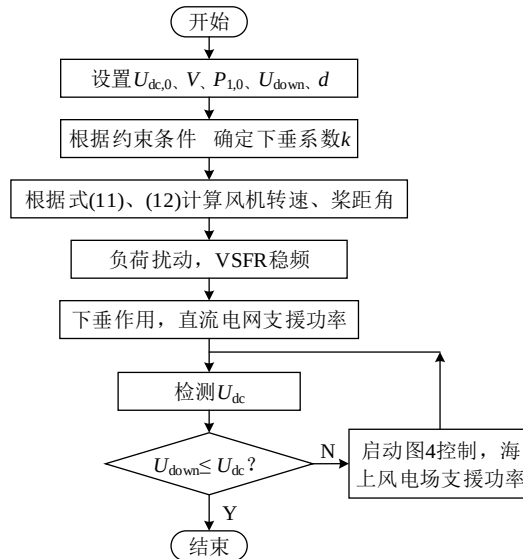


图 A3 频率稳定综合控制策略流程

Fig.A3 Flowchart of integrated control strategy for frequency stability

附录 B

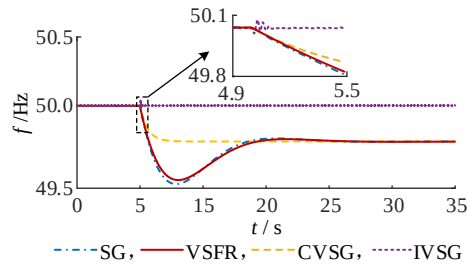


图 B1 各种控制器频率响应

Fig.B1 Frequency response of different controllers

表 B1 测试系统主要参数
Table B1 Parameters of test system

参数名称	取值	参数名称	取值
WVSC 额定容量/MW	1 000	k	1
GSVSC ₁ 额定容量/MW	1 000	f_0 /Hz	50
GSVSC ₂ 额定容量/MW	500	d	15%
单台风机容量/MW	3	$U_{dc,0}$	1
海上风场风机数量/台	300	U_{down}	0.95
采样周期/ μ s	50	控制周期/ μ s	100

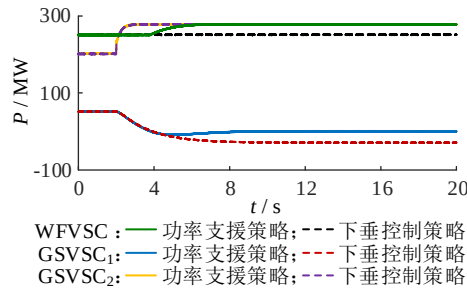


图 B2 低风速场景下各换流站有功功率

Fig.B2 Active power of each converter station in low wind speed scenario

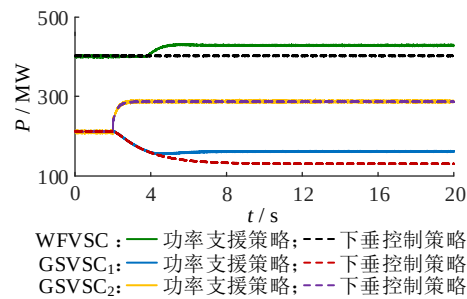


图 B3 中风速场景下各换流站有功功率

Fig.B3 Active power of each converter station in medium wind speed scenario

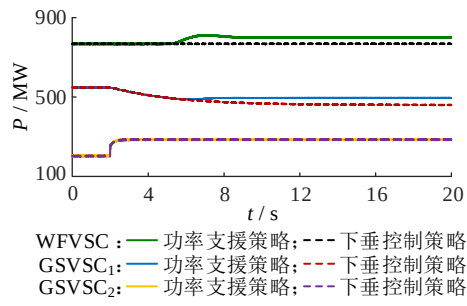


图 B4 高风速场景下各换流站有功功率

Fig.B4 Active power of each convertor station in high wind speed scenario