文章编号：1007-2322(2017)06-0053-06　　文献标志码：A　　中图分类号：TM716

基于 VSC-HVDC 并网风电场的系统调频综合控制

胡　旭[1]，边晓燕[1]，周歧斌[2]，王本利[1]

（1. 上海电力学院电气工程学院，上海　200090；2. 上海市防雷中心，上海　201615）

An Integrated Frequency Control for Grid-connected Wind Farm Based on VSC-HVDC

HU Xu[1]，BIAN Xiaoyan[1]，ZHOU Qibin[2]，WANG Benli[1]

（1. College of Electric Engineering，Shanghai University of Electric Power，Shanghai 200090，China；
2. Shanghai Lightning Protection Centre，Shanghai 201615，China）

摘　要：针对采用柔性直流输电并网方式(VSC-HVDC)的风电场两侧交流系统解耦特性，无法采用传统控制方式调频问题，结合风电机组虚拟惯性控制和下垂控制，以及直流电容快速充放电原理，在 VSC-HVDC 的网侧变流器增加变直流电压控制环节，提出一种改变直流母线电压并以此作为风电机组调频信号的综合调频控制方式。当电网因功率不平衡而发生频率波动时，VSC-HVDC 直流电压能随之改变，快速释放或者吸收直流电容中存储部分的电能，再将电压值作为调频信号传递给风电场，使风机释放或者吸收转子动能，对电网频率提供动态支撑。仿真结果验证了提出的综合调频控制的有效性。

关键词：并网风电场；VSC-HVDC；调频；下垂惯性控制

Abstract：As to the frequency decoupling characteristics of AC system at the two sides of wind farm by using grid-connected mode of voltage source converter based high voltage direct current(VSC-HVDC)，the frequency can not be regulated by traditional control method. By combing virtual inertial control，droop control and quick charging and discharging theory of DC capacity，an integrated frequency control is proposed for varying DC voltage control unit added on inverter at grid side of VSC-HVDC，in which regulated DC bus voltage is taken as frequency control signal of wind turbines. When grid frequency fluctuates because of the power imbalance，then DC voltage level of VSC-HVDC varies by using the proposed control method，and energy stored in the DC capacitor will be released or absorb. Furthermore，the voltage value is transmitted to wind farm as frequency regulating signal，which make wind turbine absorb or release kinetic energy，and provides dynamic support for grid frequency. Simulation results verify the validity of proposed integrated frequency control method.

Keywords：grid-connected wind farm；VSC-HVDC；frequency control；droop inertia control

0　引　言

基于柔性直流输电技术(VSC-HVDC)的并网风电场借助其有功无功独立控制，成为长距离大规模风电场并网的理想方式。随着风力发电并网渗透率不断提高，以及大容量集中式风电场逐渐取代分布式风电场并入输电系统，造成系统的总惯性不断下降，从而导致频率稳定性下降。因此，对基于 VSC-HVDC 并网风电场的系统调频及相应调频方法研究具有重要的意义[1-2]。

西方一些国家已在其电网导则中加入风电场必须具备有功率调节、响应系统频率变化的能力的规定，中国也在 2011 年颁布的国家标准 GB/T19963－2011《风电场接入电力系统技术规定》中明确指出：风电场具备参与电力系统调频、调峰和备用的能力[3]。针对此类问题，目前研究的常用方法是通过改变风电机组实时控制策略来模拟传统发电机的频率响应特性。文献［4］推导了双馈风机转动惯量与电网频率变化的关系，提出基于虚拟惯性的双馈风电机组调频控制方法，控制最大功率跟踪曲线，对电网频率提供动态支持。文献［5］认为风电机组应具备传统同步发电机的频率下垂特性，提出下垂调频控制策略，拟合风力发电机电磁转矩与电网频率之间的下垂特性曲线，随系统频率变化而实时改变风电机组出力。文献［6］从风电机组参与系统调频的安全运行角度出发，分析了风机转速变化与其释放动能之间的关系，以转速为目标控制

基金项目：上海市科委科技创新项目(14DZ1200905)；上海绿色能源并网工程技术研究中心(13DZ2251900)

量，保证风电机组对电网频率的支持。

上述研究采用不同控制方法，改变了风电机组转速与电网频率解耦的特性，均有效地对电网频率提供动态支持，但多数都没有考虑风电场的并网方式对其参与系统调频的影响。传统的并网方式因容量及损耗的限制已不能满足要求。VSC-HVDC 输电具有高度的经济型、可控性与灵活性，但是却牺牲了两侧交流系统的联系，进一步降低了互联系统的惯性水平[7-8]。文献［9］针对这一问题，改变直流母线电压，利用直流电容储能来模拟惯性，但惯量受到直流电压可调范围的限制，若想进一步提高系统惯性和一次调频能力，需要在此基础上结合风电场参与系统的调频控制。本文基于 VSC-HVDC 的并网风电场，在风电机组下垂控制和惯性控制的基础上，考虑 VSC-HVDC 直流电容储能特性，使其跟随电网频率的变化，并以此传递信号，推导频率和直流母线电压之间耦合关系，让两侧交流系统频率产生联系，设计综合调频控制方法，使得经 VSC-HVDC 并网风电场具备传统同步发电机的惯量支撑特性，并参与电网的一次调频，提高电力系统频率稳定性。

1 系统建模

1.1 基于 VSC-HVDC 并网风电场系统结构

基于 VSC-HVDC 并网风电场系统结构如图 1 所示，主要包括换流站、换流变压器、直流滤波器和电容器等部分。通常直流侧电容值较大，主要作用是防止直流电压突变。VSC-HVDC 输电系统两端均采用电压源型变流器结构形式的换流站，包括风电场侧换流站(WFVSC)和电网侧换流站(GSVSC)。

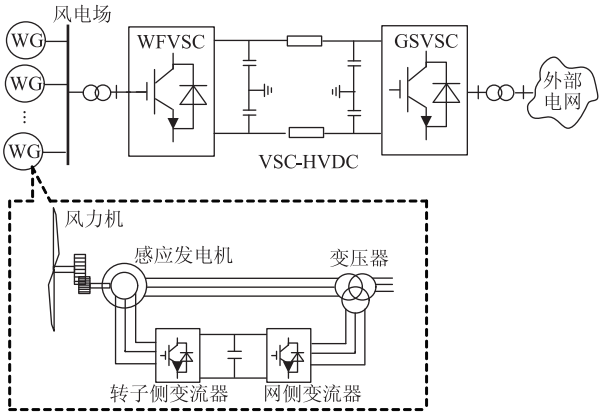

图 1 基于 VSC-HVDC 并网风电场系统结构图

风电场机型为双馈风电机组(DFIG)，其通过风力机捕获风能带动转子转动，发电机定子绕组直接与电网相连，转子绕组通过转子侧变流器和网侧变流器以及中间的直流环节与电网相连。DFIG 常规运行时，最大风能追踪通过转子侧变流器控制以及桨距角控制实现。

1.2 VSC-HVDC 变流器控制模型

WFVSC 的控制模型如图 2 所示，其控制目标是将风电场发出的电能输送到电网中，同时保证风电场并网电的要求。WFVSC 常采用定交流电压和频率外环控制及电流内环的解耦控制，以达到维持风电场侧交流系统稳定的目的。图 2 中的 S_{md} 和 S_{mq} 表示由 PWM 的脉宽调制比和相位角所组成的向量在 dq 轴下对应的分量，S_{md} 和 S_{mq} 在仿真软件 DIgSILENT/ PowerFactory 中可作为输入信号直接控制 PWM。

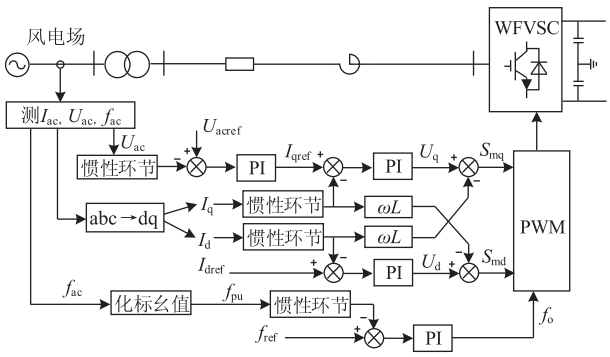

图 2 WFVSC 控制模型

1.3 DFIG 功率控制模型

风力发电机所捕获的风能 P_m 为

$$P_m = 0.5\rho\pi R_w^2 v_w^2 C_p(\beta,\lambda) \quad (1)$$

式中：ρ 为空气密度；R_w 为风机叶片半径；v_w 为风速；C_p 为风能利用系数，是桨距角 β 和叶尖速比 λ 的函数，而叶尖速比表示风机叶片线速度与风速的比值，即：$\lambda=\omega_r R_w/v_w$，其中 ω_r 为风机转速。

DFIG 功率控制如图 3 所示。当 ω_r 不超过最大转速时，β 维持 0°不变，此时在不同风速以及不同转速情况下风电机组捕获的机械功率如图所示，将不同风速下最佳转子转速所对应的最大功率点相连接所得到的就是最佳功率曲线 P_{opt}，可表示为

$$P_{opt} = K_w\omega_r^3 \quad (2)$$

运行中通常给出风机的输出功率参考值 P_{ref} 间接控制 ω_r。无调频能力风电机组通常机轴按最佳功率曲线吸收机械功率，即 $P_{ref}=P_{opt}$，以获得最佳

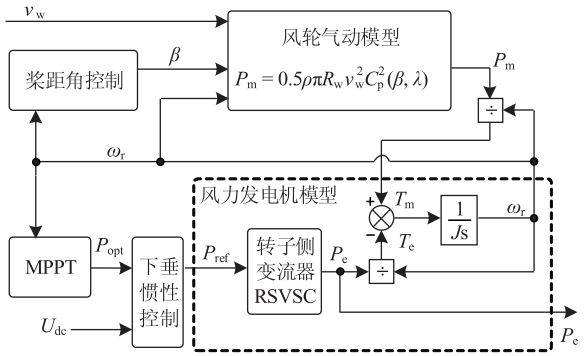

图 3　DFIG 功率控制模型

转速和最佳叶尖速比为最终控制目的。转子侧变流器采用双环 PI 控制，通过磁链定向矢量控制对双馈发电机的有功、无功进行解耦，最终使得向电网输送的电磁功率 $P_e=P_{ref}$，机械功率 P_m 与电磁功率 P_e 满足关系式：

$$J\frac{d\omega_r}{dt}\cdot\omega_r=P_m-P_e \tag{3}$$

式中：J 为转动惯量。当 P_m 与 P_e 存在差值时，转子转速 ω_r 按照式(3)变化，达到稳定状态时即有 $P_e=P_m$。

2　综合调频控制

当电网频率波动时，综合调频控制下 VSC-HVDC 直流母线电压跟随系统频率变化，释放或者吸收电容中的部分能量，快速缓冲电网的功率不平衡。风电机组以直流母线电压为输入信号，释放或者吸收转子动能，对系统提供惯量支撑，同时在预留备用的基础上进行下垂控制，进一步参与电网一次调频。

2.1　GSVSC 变直流电压控制

将两个交流系统隔离，风电场出口侧采集的频率信号与电网侧频率解耦，不随电网侧频率波动而改变，同时因 VSC-HVDC 输电距离较长，海上风电场无法直接采集电网侧采集频率变化信号，因此传统的风电场参与系统调频的控制策略将不再适用。传统的 GSVSC 控制为定直流母线电压 U_{dc} 和定交流电压 U_g 外环，电流内环的解耦控制。若根据电容储能特性，在电网频率波动变化时，通过改变其电容电压，利用其存储的一部分电能，即可快速缓冲初期电网的功率不平衡。变化的 U_{dc} 值不影响交流系统电压，同时将作为风电场调频控制的输入信号，在 WFVSC 侧被采集，进一步改变风电场出力，参与系统的调频。本文基于这一思路，对 GFVSC 的控制进行了改进。海上风电场经 VSC-HVDC 输电容量有限，同时直流系统电压损耗较小，为简化控制，忽略直流部分功率损耗，可近似认为两侧的 VSC 直流电压相等[9]。

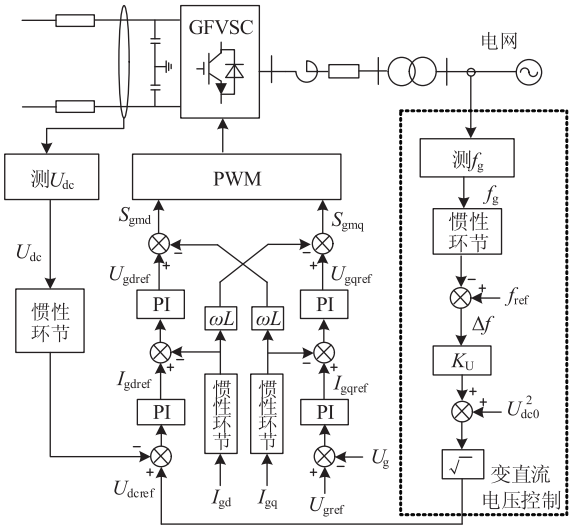

图 4　GSVSC 控制模型

当 VSC-HVDC 的直流母线电压由于两端功率不平衡而发生波动，电容器存储能量变化为

$$\Delta E=\frac{1}{2}C(U_{dc1}^2-U_{dc0}^2) \tag{4}$$

式中：ΔE 表示直流母线电容器存储能量的变化；C 为直流母线电容；U_{dc1} 为直流母线电压变化值；U_{dc0} 为直流母线电压初始稳态值。对与电力系统的频率特性：

$$\Delta P_D=-K_D\Delta f \tag{5}$$

式中：ΔP_D 表示整个系统的负荷变化量；Δf 表示系统频率变化量；K_D 表示系统功率-频率静特性系数。若 $\Delta P_D=\Delta E$，则有

$$U_{dc1}=\sqrt{\frac{-2K_D\Delta f}{C}+U_{dc0}^2} \tag{6}$$

由此设计 GSVSC 附加 $\Delta f-U_{dc}$ 控制器：

$$U_{dcref}=\sqrt{K_U\Delta f+U_{dc0}^2} \tag{7}$$

式中：U_{dcref} 为直流母线电压参考信号；K_U 为控制参数，稳态情况下直流电压为额定值，即 $U_{dc0}=1$。综合考虑调频能力和安全因素，直流母线电压的波动需要设定在±10%的额定电压变化范围内，在不会对直流系统稳定运行带来影响的基础上，即利用一部分的电容存储功率进行达到频率支撑目的[9]。

加入变直流电压控制的 GSVSC 控制如图 4 所

示。电网频率波动时，根据式(7)可得出 GSVSC 侧直流母线电压控制的参考值 U_{dcref}，当直流母线电压改变，直流电容会向电网释放或吸收电能，率先对电网提供频率支撑，且同时反映电网侧频率变化。随后风电机组以 U_{dc} 作为输入信号改变有功输出，进一步参与电网调频。

2.2 DFIG 下垂惯性控制

DFIG 机组因变流器的解耦控制导致其转速不能有效地跟随系统频率改变。为改善这一情况，需要在 DFIG 机组的变频器控制系统中附加一个频率控制环节，这样既保留了 DFIG 有功功率与无功功率解耦控制的优点，又可以使双馈感应风电机组跟随电网频率利用转子中的一部分动能来对系统的频率做出惯量支撑，并在预留备用的基础上改变其有功出力，进行一次调频。

DFIG 下垂惯性控制如图 5 所示。DFIG 机组有功功率参考值 P_{ref} 由 P_ω、P_Δ、P_d 三部分相加得出。运行时，DFIG 风电机组需要留有一定的有功备用容量，即

$$P_\omega = K_r P_{opt} \tag{8}$$

式中：K_r 为备用系数，介于 0 和 1 之间。预留一定备用可以提高风机的额外调频容量，若不预留而以 MPPT 方式运行，频率跌落时风机调频增发功率将全部来自转子动能，转速会不断降低，当转子转速降至最低允许转速，此时已没有更多的旋转动能可以利用，调频被迫结束，调频时间受到限制，同时调频结束后过低的转速大范围偏离了最优转速，C_p 较低，会产生一定幅度有功功率突降，易造成二次频率跌落。

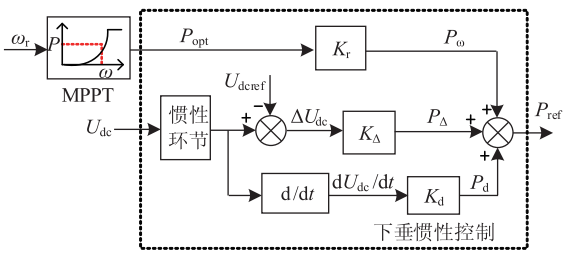

图 5 DFIG 下垂惯性控制

第二部分 P_Δ 为风电机组的频率下垂控制部分，其效仿传统发电机组的出力随频率下降而增加的下垂特性，以随系统频率变化的 HVDC 直流母线电压偏移值 ΔU_{dc} 为输入信号，计算得出：

$$P_\Delta = K_\Delta \Delta U_{dc} \tag{9}$$

式中：K_Δ 为下垂系数，为下垂特性曲线的斜率。

第三部分 P_d 为风电机组的虚拟惯性控制部分，以 VSC-HVDC 直流母线电压 dU_{dc}/dt 为输入信号计算得出：

$$P_d = K_\Delta \frac{dU_{dc}}{dt} \tag{10}$$

式中：K_Δ 为惯性系数。惯性控制使得当电网频率波动时，风电机组可以在短时间改变转速，释放或者吸收一部分转子中的动能，缓解频率波动。对于风力发电机，其初始动能为

$$E_{k0} = 0.5 J \omega_{r0}^2 \tag{11}$$

式中：ω_{r0} 为转子初始角速度。增设惯性的调频控制策略后，风电机组可以随 U_{dc} 而调整转速，类似于同步发电机跟随频率而改变转速，并同时在转速变化的过程中释放或吸收转子中的动能。假设转子转速从 ω_{r0} 变化到 ω_{r1}，则风力发电机转子动能变化量为

$$\Delta E_k = E_{k1} - E_{k0} = 0.5 J(\omega_{r1}^2 - \omega_{r0}^2) \tag{12}$$

正常运行时，系统频率的偏差 Δf 为 0，从而 ΔU_{dc} 与 dU_{dc}/dt 也均为 0，下垂惯性控制不起作用。

3 仿真分析

3.1 基于 VSC-HVDC 并网风电场仿真系统

仿真系统如图 6 所示，风电场由 22 台额定功率为 5MW 的 DFIG 组成，通过 VSC-HVDC 方式并入外部电网，并网点上接入 150MW 负荷 S_1，外部电网具备一次调频能力。由于风电场的出力具有实时波动特性，所以风电场作为松弛节点。不考虑风电机组内部的接线形式，简化风电场结构，并采用附加下垂惯性控制，备用系数 K_r 取 0.9。风电场升压站变压器变比为 0.69/3.3/ 35kV，单台 DFIG 风机及网侧变流器的参数如表 1 所示。

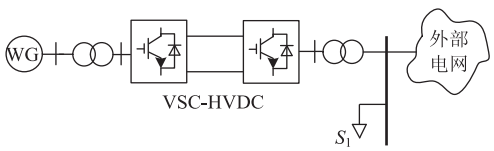

图 6 仿真模型接线图

VSC-HVDC 额定功率 300MVA，额定交流母线电压 183.7kV，直流母线电压为±150kV，直流线路长度 100km，风电场侧联结变压器变比为 35/150kV，电网侧联结变压器变比为 150/380kV。GSVSC 侧变采用变直流电压控制。根据数学模型建

立仿真系统，本文基于 DIgSILENT/ PowerFactory 平台进行负荷突变下系统频率波动的暂态仿真分析。

表 1　单台 DFIG 风机及其网侧变流器参数

DFIG 参数		网侧变流器参数	
参数	数值	参数	数值
额定功率/MW	5	额定功率/MW	2
额定电压/kV	3.3	额定交流电压/kV	0.704
定子电阻/p.u.	0.003	额定直流电压/kV	1.15
定子电抗/p.u.	0.125	交流电抗容量/MWA	2
转子电阻/p.u.	0.004	直流电容容量/Mvar	0.667
转子电抗/p.u.	0.05		

3.2　算例一

观察调频控制对电网侧频率下降时的动态支撑，风速设定为 11m/s，设定在仿真开始 10s 时，负荷 S_1 由 150MW 突增至 175MW，引起系统频率跌落，仿真结果如图 7 所示。

由图 7(a)可见，当并网点突然加入负荷而导致功率不足时，电网频率下降，但 DFIG 下垂惯性控制与 HVDC 直流电压控制减小了电网频率跌落，将最低值由 49.52Hz 提高至 49.67Hz，稳定后频率由 49.88Hz 提高至 49.92Hz。图 7(b)可知，通过 GSVSC 变直流电压控制，其直流母线电压 U_{dc} 能够响应电网侧频率变化而降低其数值，释放一部分存储在直流电容中的能量。图 7(c)、(d)可见，由于 DFIG 下垂惯性控制采用非最大功率追踪方式运行，初始时刻的转子转速略高于常规运行方式，在系统有功不足时，DFIG 机组能够感知系统频率的降低，降低转速，在频率跌落初期释放转子动能，同时增加有功出力，填补功率缺失，起到调频目的。

3.3　算例二

同样，观察调频控制对电网侧频率上升时的动态支撑，风速设定 11m/s，设置在仿真开始 10s 时，负荷 S_1 由 150MW 突降至 125MW，引起系统频率上升，仿真结果如图 8 所示。

由图 8(a)可见，当并网点突然切除负荷而导致功率过剩时，电网频率上升，而调频控制降低了电网频率的上升，将最高值由 50.45Hz 降低至 50.33Hz，稳定后频率由 50.14Hz 降低至 50.11Hz，提高了系统频率稳定性。由图 8(b)可知，通过 GSVSC 变直流电压控制，U_{dc} 能够响应电网侧频率变化而提高其数值，使得直流系统存储一部分功率。图 8(c)、(d)可见，在系统功率过剩时，DFIG 机组能够感知系统频率的升高，提高转子转速以存储动能，降低有功出力，对电网频率提供动态支撑。

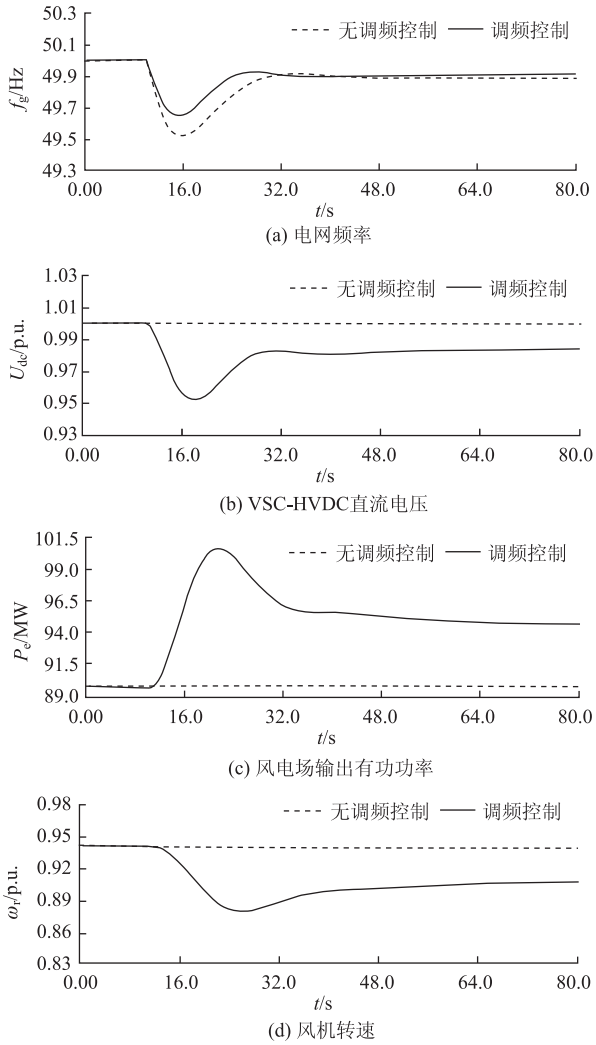

图 7　电网频率跌落时仿真结果

3.4　结果分析

算例一和算例二均在负荷突变下验证了所提综合调频控制策略能够在调频初期提高系统惯性水平，减小频率波动的变化率和最大差值，同时在留有备用的基础上提高系统一次调频能力，减小稳态频率偏离值。若负荷缓慢变化，此时虚拟惯性控制作用不大，变直流母线电压控制主要起传递信号作用，综合调频控制主要依靠下垂控制部分改变风机工作运行点，和传统发电机组共同完成一次调频任务，提高系统频率稳定性。

4　结束语

本文建立了基于 VSC-HVDC 的并网风电场模

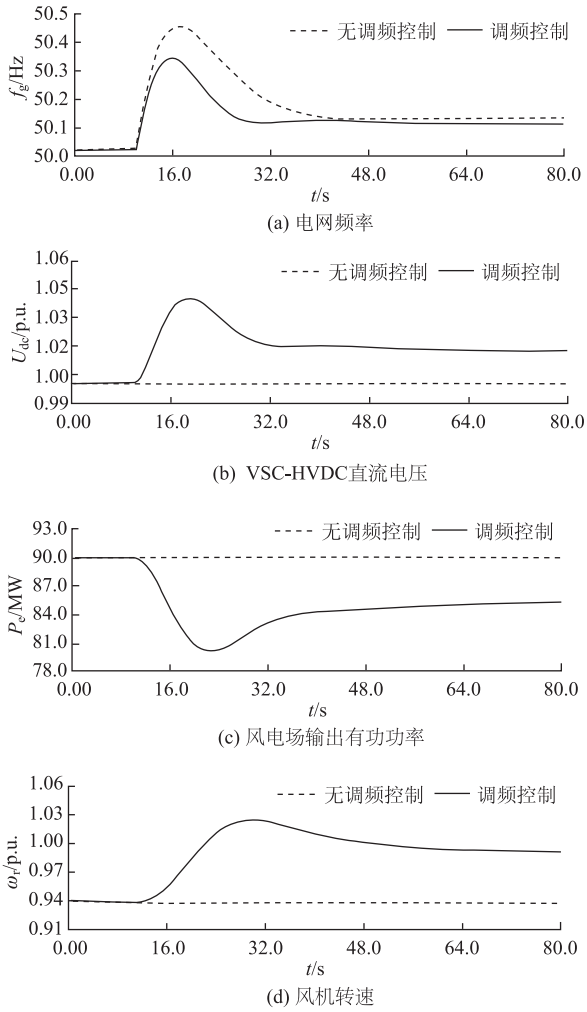

图 8 电网频率上升时仿真结果

型，针对电网侧频率波动，提出综合调频控制方法，通过原理分析与仿真，得到如下结论：

① 当电网侧由于功率不平衡而导致频率变化时，VSC-HVDC 的附加直流电压控制使得直流母线电压跟随电网侧频率变化，快速释放或者吸收直流电容中的能量，并作为风电场侧参与系统调频的输入信号，此方法无需外加通信设施，并且具有快速性和可靠性。

② 当 VSC-HVDC 直流母线电压 U_{dc} 变化时，DFIG 机组通过下垂惯性控制改变其功率输出参考值，且转子的转速能够相应的变化，释放或者吸收转子中的一部分动能，从而快速地改变风电场的有功出力，弥补电网侧的功率不平衡，起到对电网侧的频率提供动态支撑作用。

③ 本文综合利用 VSC-HVDC 与 DFIG 的性能，虽然小幅降低了风机运行的经济性，但考虑提高了电力系统频率稳定性，具有较高的性价比。同时本文未考虑与常规电源调频控制的协调，可在后期工作中增加协调控制。

参 考 文 献

[1] Akbari M, Madani S M. Analytical evaluation of control strategies for participation of doubly fed induction generator-based wind farms in power system short-term frequency regulation [J]. Renewable Power Generation, IET, 2014, 8(3): 324 - 333.

[2] Ahmadyar A S, Verbic G. Control strategy for optimal participation of wind farms in primary frequency control [C]. PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven. IEEE, 2015: 1 - 6.

[3] 刘巨，姚伟，文劲宇，等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望 [J]. 电网技术，2014，38(3)：638 - 646.

[4] 李和明，张祥宇，王毅，等. 基于功率跟踪优化的双馈风力发电机组虚拟惯性控制技术 [J]. 中国电机工程学报，2012 (7)：32 - 39.

[5] Ramtharan G, Jenkins N, Ekanayake J B. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines [J]. IET Renewable Power Generation, 2007, 1(1): 3 - 9.

[6] Teninge A, Jecu C, Roye D, et al. Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage [J]. IET Renewable Power Generation, 2009, 3(3): 358 - 370.

[7] 梁旭明，张平，常勇. 高压直流输电技术现状及发展前景 [J]. 电网技术，2012，36(4)：1 - 9.

[8] Bozhko S V, Blasco-Gimenez R, Li R, et al. Control of offshore DFIG-based wind farm grid with line-commutated HVDC connection [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(1): 71 - 78.

[9] Zhu J, Booth C D, Adam G P, et al. Inertia emulation control strategy for VSC-HVDC transmission systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1277 - 1287.

收稿日期：2016-06-06

作者简介：

胡 旭(1991—)，男，硕士研究生，研究方向为风力发电控制，E-mail：optimusx@126.com；

边晓燕(1976—)，女，教授，硕士生导师，研究方向为海上风电、电力系统稳定与控制等，E-mail：kuliz@163.com。

（责任编辑：林海文）