

一种提高系统频率响应特性的风储协调控制策略

姜惠兰¹, 蔡继朝¹, 肖瑞¹, 王绍辉¹, 谢岩², 唐晓骏²

(1. 天津大学 智能电网教育部重点实验室, 天津 300072;

2. 中国电力科学研究院有限公司 电网安全与节能国家重点实验室, 北京 100192)

摘要:风电并网规模的不断扩大削弱了电力系统的惯量水平,给频率稳定带来巨大挑战。通过分析不同风速下双馈风机(DFIG)参与惯性响应的能力,给出了一种风速分段方法,从而确定DFIG参与调频的风速范围。在此基础上,提出了一种DFIG与储能技术联合的调频控制策略,根据系统惯性响应和频率恢复2个阶段的频率变化特点,制定风储协调出力模式:在惯性响应阶段,通过虚拟惯性控制使DFIG释放转子动能以阻止频率跌落,并采用超速控制将DFIG转速变化分配至最大功率点跟踪控制运行点两侧以改善调频效果,同时逐渐增加储能系统的输出功率对DFIG后期的调频功率下降进行补充;在频率恢复阶段,将DFIG退出调频模式以避免虚拟惯性控制从系统索取能量,主要依靠储能系统出力辅助同步发电机加快完成一次调频。算例仿真结果表明所提方法能够有效改善系统的频率响应特性,避免二次频率事故的发生,提高了系统的频率稳定性。

关键词:双馈风机;频率稳定;风速分段;储能系统;协调控制策略

中图分类号:TM 614;TM 712

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202105019

0 引言

随着传统化石能源的存量逐渐下降,大力开发可再生能源已成为各国在能源战略上的共识,其中风力发电凭借技术优势占有重要地位。双馈风机(DFIG)的输出功率与系统频率的解耦特性使其不具备传统发电机具有的惯性响应能力,DFIG并网比例的不断增加给电力系统带来的频率稳定问题日益凸显^[1]。

大规模风电并网造成系统惯量水平不断下降,导致了负荷扰动等情况下系统频率变化加快等问题,国内外众多学者对此进行了广泛的研究,并提出了诸多控制策略。文献[2-3]将频率偏差变化量引入DFIG的控制环,给系统提供一定的惯量支撑,提高了系统的抗扰动能力,但是转子转速的过多下降难免导致二次频率事故的发生。为了使DFIG具备一定的一次调频能力,可采取的主要技术措施包括对风机采取超速减载控制^[4]、变桨控制^[5]以及协调控制策略^[6]。但由于预留有功备用使得DFIG以牺牲风能资源为代价,与最大限度地利用可再生能源的理念相悖。

近年来,储能技术愈加成熟,其具有响应速度快、控制灵活等优势,可为辅助风电场频率调节提供便利。文献[7]利用储能装置提高含风电系统的频率稳定性,但忽略了风机的调频潜力。文献[8]建立

以风储联合最大化收益为目标的模型,有效减少了弃风量,但不能保证所有时段均具备参与调频的能力。文献[9-10]所提风储协调控制策略中,储能系统主要用于辅助DFIG的转子恢复,能避免造成严重的二次频率跌落事故。文献[11]通过建立系统的频率响应模型,分别分析了储能和风机的调频能力,但风机仍要求采用变桨控制,工作在限功率模式下。文献[9-11]的控制思路仍以风机调频占主导,储能仅在风机调频功率不足时起到“补丁”的作用,这对造价较高的储能系统而言无疑是一种资源上的浪费,且没有考虑不同风速下风机调频能力的差异。文献[12]提出了一种风储联合调频方法为系统提供短期频率支撑,但风储系统参与调频的时间有限,不能贯穿整个一次调频过程。文献[13-14]提出了在风机的直流侧母线上并联超级电容储能以实现虚拟惯性控制的方法,与只有风机参与调频的方案相比,其在惯性响应过程中能够输出更多的调频功率,但随着风速提高,变流器的输出功率逐渐达到最大,调频效果也随之逐渐变差,甚至无法参与调频。

针对以上问题,本文提出了一种新的风储联合调频方法。由于DFIG需满足转速限制和输出功率约束,首先给出了一种风速分段方法,以确定DFIG参与调频的风速范围。然后,基于系统频率响应过程中的频率变化特征,结合虚拟惯性和下垂控制的特点,并发挥DFIG与储能技术的调频优势,确定一次调频过程中不同阶段的风储协同出力模式,即DFIG主要作用于惯性响应阶段,通过惯性控制释放旋转动能以阻尼频率跌落,并通过模糊控制决定不同风速下的调频功率;储能系统通过下垂控制既能

收稿日期:2020-12-25;修回日期:2021-03-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51477115)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51477115)

弥补DFIG后期出力下降的不足,也能在频率恢复阶段辅助同步发电机完成一次调频。二者各有侧重,又相互协调,改善了风电场参与系统频率调节的能力,并可有效避免DFIG调频造成的二次频率问题。

1 含风电和储能系统的频率特性分析

在系统发生负荷扰动的初始阶段,频率偏差较小,但频率偏差变化率较大,随后频率偏差逐渐增加,但频率偏差变化率逐渐减小,在频率跌落到最低点之前的时期为惯性响应阶段,此后进入频率恢复阶段。系统调频元件主要通过惯性响应和下垂控制参与频率调节,其中惯性响应主要阻尼频率变化初期的跌落速度;下垂控制随频率偏差的增大逐渐加强,可加快频率恢复。2种控制方式灵活配合可以提高系统的调频水平。

1.1 风储联合调频系统模型

DFIG的转子蕴含了大量可供调频的旋转动能,具有模拟同步发电机转速变化进行惯性响应的优势。储能系统在频率响应期间采取虚拟下垂控制,与DFIG的虚拟惯性控制进行优势互补。因此,可得到DFIG、储能系统频率响应模型的传递函数 $G_w(s)$ 、 $G_E(s)$ 分别如式(1)和式(2)所示。

$$G_w(s) = \frac{\Delta P_w(s)}{\Delta f(s)} = -\frac{K_w s}{T_w s + 1} \quad (1)$$

$$G_E(s) = \frac{\Delta P_E(s)}{\Delta f(s)} = -\frac{K_E}{T_E s + 1} \quad (2)$$

其中, K_w 为DFIG的惯性调节系数; K_E 为储能系统的单位调节功率; T_w 、 T_E 分别为DFIG、储能系统的响应时间常数; $\Delta P_w(s)$ 、 $\Delta P_E(s)$ 分别为DFIG、储能系统的调频功率; $\Delta f(s)$ 为频率偏差。

由此可以得到风储联合调频系统的传递函数框图如图1所示。图中, K_D 为负荷的频率调节系数; K_G 为同步发电机的单位调节功率; T_G 为调速系统的综合时间常数; T 为系统等值惯性时间常数; D 为阻尼系数; $\Delta P_L(s)$ 、 $\Delta P_D(s)$ 、 $\Delta P_C(s)$ 分别为负荷扰动量、负荷调节功率、同步发电机的一次调频出力。

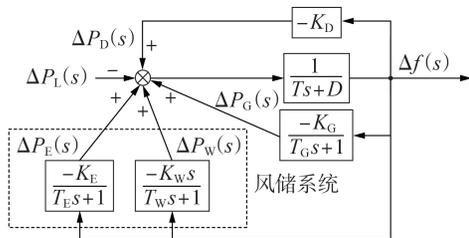


图1 风储联合调频系统的传递函数框图

Fig.1 Transfer function block diagram of wind-storage combined frequency modulation system

1.2 含风电和储能系统的频率响应特性

由图1可得:

$$\Delta P_D(s) + \Delta P_C(s) + \Delta P_w(s) + \Delta P_E(s) - \Delta P_L(s) = T s \Delta f(s) + D \Delta f(s) \quad (3)$$

当负荷扰动 $\Delta P_L(s) = \Delta P_L/s$ 时,频率偏差 $\Delta f(s)$ 为:

$$\Delta f(s) = \frac{\Delta P_L A(s)}{[(T s + D + K_D) A(s) + K_w s B(s) + K_G C(s) + K_E D(s)] s} \quad (4)$$

$$A(s) = (T_w s + 1)(T_G s + 1)(T_E s + 1)$$

$$B(s) = (T_G s + 1)(T_E s + 1)$$

$$C(s) = (T_w s + 1)(T_E s + 1)$$

$$D(s) = (T_w s + 1)(T_G s + 1)$$

由初值定理可以得到初始时刻的频率变化率 $df/dt|_{t=0}$ 如式(5)所示,由终值定理可以得到一次调频后的稳态频率值 $\Delta f|_{t \rightarrow \infty}$ 如式(6)所示。

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \lim_{s \rightarrow \infty} s(\Delta f(s)) = \frac{\Delta P_L}{T + K_w} \quad (5)$$

$$\Delta f|_{t \rightarrow \infty} = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta f(s) = \frac{\Delta P_L}{D + K_D + K_G + K_E} \quad (6)$$

由上述分析可得如下结论:①由式(5)可知,在扰动发生的初始时刻,DFIG的惯性作用可以减缓频率的跌落速度,从而减小系统的暂态频率偏差;②由式(6)可知,储能系统可以减小系统的稳态频率偏差;③由式(3)可知,储能系统在一次调频期间的持续出力承担了部分不平衡功率,可缩短频率恢复时间。因此,DFIG和储能系统联合参与调频可有效改善系统的频率特性。

考虑到不同风速下DFIG的惯性响应能力存在差异,甚至某些风速下无法参与调频,有必要对参与调频的DFIG的风速范围进行整定。

2 DFIG 风速分段方法及调频过程分析

2.1 风速分段方法

DFIG的惯性响应能力会受风速的影响。若风速较高,受输出功率限制,DFIG无法输出调频要求的额外功率,依靠转子动能难以完成惯性响应阶段的任务;若风速较低,释放转子动能容易致使DFIG脱网,造成风电场出力进一步下降。所以有必要对风速进行分段处理,目前已有研究的风速分段目的大多是为了使DFIG协调不同的备用方法,而本文提出一种新的分段思想,分段的原则是:使DFIG具有与等容量同步发电机相当的惯性响应能力,将能够依靠DFIG自身的旋转动能独立完成惯性响应的风速区间定义为中风速段,将低于中风速段下限的风速区间定义为低风速段,将高于中风速段上限的风速区间定义为高风速段。

中风速段具备参与系统惯性响应的能力,因此希望中风速段的范围尽可能大。设中风速段的风速

区间为 $[v_{w0}, v_{w1}]$,其中 v_{w1} 、 v_{w0} 分别为中风速段的风速上、下限,其整定方法如下。

(1) v_{w0} 的整定。

DFIG在最大功率点跟踪(MPPT)控制策略下能根据风速的变化调整自身的转速,以保证输出最大功率,此时DFIG转子所蕴含的动能 E_{kw} 为:

$$E_{kw} = \frac{J_{DFIG}}{2p^2} \omega_0^2 \quad (7)$$

其中, J_{DFIG} 、 p 、 ω_0 分别为DFIG的固有转动惯量、极对数、初始转速。

在DFIG参与系统惯性响应的过程中,转子动能变化量 ΔE_{kw} 为:

$$\Delta E_{kw} = \frac{J_{DFIG}}{2p^2} [(\omega_0 + \Delta\omega)^2 - \omega_0^2] = \frac{J_{DFIG}}{2p^2} (\Delta\omega^2 + 2\Delta\omega\omega_0) \quad (8)$$

$$\partial\Delta E_{kw}/\partial\omega_0 = 2\Delta\omega \quad (9)$$

其中, $\Delta\omega$ 为转速变化量。由式(9)可看出,在 $\Delta\omega$ 不变的情况下,DFIG的转子动能变化量 ΔE_{kw} 随着初始转速 ω_0 的增大而增大。换言之,初始转速越大,在需要输出恒定动能变化量的情况下,转速变化量就越小,说明惯性响应能力越强。

施加虚拟惯量控制后,由于DFIG转速变化会与系统频率相耦合,动能变化量可以用同步转速表示为:

$$\Delta E_{kw} = \frac{J_{vir}}{2p^2} [(\omega_e + \Delta\omega_e)^2 - \omega_e^2] = \frac{J_{vir}}{2p^2} (\Delta\omega_e^2 + 2\Delta\omega_e\omega_e) \quad (10)$$

其中, ω_e 为同步转速; $\Delta\omega_e$ 为同步转速变化量; J_{vir} 为虚拟转动惯量。结合式(8)和式(10)可得:

$$\begin{cases} J_{vir} = \frac{\Delta\omega\omega_0}{\Delta\omega_e\omega_e} J_{DFIG} = \lambda(1-s_z)J_{DFIG} \\ \lambda = \Delta\omega/\Delta\omega_e \end{cases} \quad (11)$$

其中, λ 为转速调节系数; s_z 为DFIG的转差率。

确定中风速段风速下限 v_{w0} 主要需考虑低转速下DFIG因释放旋转动能而造成的脱网问题,因此本文给出如下中风速段风速下限 v_{w0} 的整定原则:

a. 释放旋转动能期间的低转速下DFIG不能脱网,即转速不能低于DFIG的最低转速;

b. 在低风速下,DFIG需具备与等容量同步发电机同等的惯性响应效果,即在惯性响应阶段释放与同步发电机相等的转子动能,如式(12)所示。

$$\Delta E_{kw} = \Delta E_{kg} \quad (12)$$

其中, ΔE_{kg} 为同步发电机转子动能变化量。

一般而言,等容量DFIG的转动惯量约为同步发电机的60%~80%^[15]。在调频过程中,同步发电机的转速通常在0.96~1 p.u.范围内变化。DFIG的最低转速通常为0.7 p.u.,根据式(13)可求得低风速下

DFIG释放与等容量同步发电机相等转子动能所需的转速变化量 $\Delta\omega$ 。

$$\frac{1}{2} J_{vir} [0.7^2 - (0.7 - \Delta\omega)^2] \omega_e^2 = \frac{1}{2} J_G (1 - 0.96^2) \omega_e^2 \quad (13)$$

其中, J_G 为同步发电机的转动惯量。

为了求得转速变化最严重的情况,令DFIG的转动惯量取最小值,即:

$$J_{DFIG} = 0.6 J_G \quad (14)$$

由式(11)~(14)可得 $\Delta\omega \approx 0.08$ p.u.,即转子调整0.08 p.u.以内的转速变化量就可完成惯性响应任务。经分析可知,若将DFIG调频过程中的转速变化量分配至MPPT运行点两侧,可以加快转子转速的恢复,并减少从系统吸收的能量,具体分析过程见2.2节。因此,本文采用DFIG超速运行的方式,即使处于中风速段且转速未达最大值的DFIG超速0.04 p.u.运行,依此计算中风速段风速下限 v_{w0} ,如式(15)所示。

$$\begin{cases} v_{w0} = n_{w0} \pi R / (30 \lambda_{opt}) \\ \omega_{min} + 0.04 \omega_{we} = \omega_{w0} \\ \omega_{w0} = 2\pi n_{w0} / 60 \end{cases} \quad (15)$$

其中, ω_{min} 为DFIG并网要求的最小转速; ω_{we} 为DFIG的额定转速; R 为风轮半径; ω_{w0} 为与风速 v_{w0} 对应的DFIG转速; n_{w0} 为风机旋转线速度; λ_{opt} 为最佳叶尖速比。

(2) v_{w1} 的整定。

若DFIG在某风速下的转速达到最大值,但输出功率并未达到额定状态,此时DFIG仍具备在调频期间输出额外功率的能力。随着风速升高,输出功率逐渐增至最大值,可利用的调频空间会越来越小,所以在中风速段DFIG的惯性响应能力具有先上升后下降的变化趋势规律。现有研究表明,在电力系统的惯性响应过程中,转子动能释放的功率约为额定功率的5%^[16]。

确定中风速段风速上限 v_{w1} 主要需考虑DFIG输出功率的限制,本文给出如下中风速段风速上限 v_{w1} 的整定原则:规定DFIG刚好留有额定功率的5%的裕量时对应的风速为 v_{w1} ,即DFIG的输出功率为额定功率的95%时所对应的风速为 v_{w1} 。

不同风速段的风速范围如图2所示。中风速段风速上、下限对应的机械功率曲线如图中2条长虚线所示,则低于 v_{w0} 的范围为低风速段,高于 v_{w1} 的范围为高风速段。图中, P_N 为DFIG的额定功率; ω_2 为与风速 v_2 对应的DFIG转速; ω_{max} 为DFIG能达到的最高转速; v_{min} 为切入风速。由图2可以发现,如果在MPPT模式下运行,改变相同 $\Delta\omega$ 的情况下,中风速段的风速下限将会提高到风速 v_2 对应的功率曲线上。所以超速运行还能在一定程度上提高中风速段

的范围,使DFIG的转子动能得以更加充分的利用。

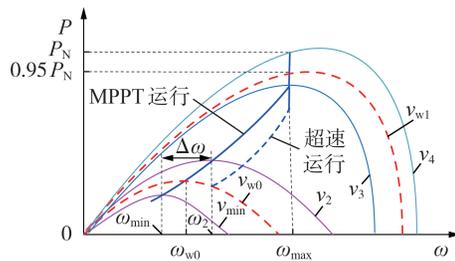


图2 风速分段示意图

Fig.2 Schematic diagram of wind speed section

2.2 DFIG 采用超速运行方式的调速特征

图3给出了MPPT运行模式和超速运行模式下DFIG参与调频期间的转速和功率变化情况。在MPPT运行模式下,当系统稳定运行时,DFIG工作在点A',当出现负荷增加的扰动后,根据调频要求,DFIG向电网输出的电磁功率将由点A'增至点B'。这种情况下DFIG捕获的风功率要小于电磁功率,转速下降释放旋转动能,对应的电磁功率也由点B'逐渐趋于DFIG退出调频时的点C',相应的转速由 ω_c 降至 ω_d 。此后,DFIG按照MPPT运行模式以转速 ω_d 输出功率,即由点C'下降至功率曲线的点E'。在转速恢复阶段,沿功率曲线E'A'恢复到最初转速 ω_c 。B'C'向下倾斜是因为在惯性响应阶段DFIG增发功率与系统频率变化率成正比,而频率变化率在惯性响应过程中逐渐减小。在整个过程中,电磁功率沿A'B'C'E'A'变化,而机械功率沿A'D'变化后再按原路径返回。

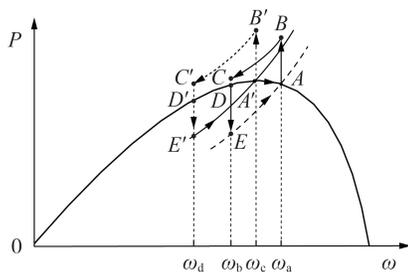


图3 DFIG调频过程示意图

Fig.3 Schematic diagram of DFIG's frequency modulation process

在超速运行模式下,DFIG的转速以及功率变化过程与在MPPT运行模式下类似,即电磁功率沿ABCEA变化,机械功率则会沿AD变化,这样转速变化量被分摊至MPPT运行点(点A')两侧。由式(9)可知,在释放相同转子动能的前提下,初始转速越低,转速变化量越大。所以,采用MPPT运行模式时的转速变化量要大于超速运行模式,即 $\omega_c - \omega_d > \omega_a - \omega_b$ 。通过与MPPT运行模式进行比较可以发现,采用超速运行模式除了可以增大中风速段范围,还会带来

以下优势:

(1)将转速变化量分摊至最优转速两侧后,机械功率在调频过程中的变化范围会变小;

(2)在转速恢复过程中,驱动功率升高(曲线AD段对应的功率大于A'D'段对应的功率),而制动功率降低(曲线EA段对应的功率小于E'A'段对应的功率),加快了DFIG转子转速的回升速度;

(3)机械功率的增大使得风功率成为转速恢复过程中的主要能量来源,从而减小了从系统中吸收的能量。

3 风储联合调频控制策略

针对高风电渗透率系统存在的惯量水平不足、调频能力下降的问题,依据系统频率响应变化过程中不同阶段的特点,合理利用DFIG和储能系统参与调频的优势,本文提出了一种风储联合调频控制策略。该控制策略的思想如下:在惯性响应阶段,通过虚拟惯性控制使DFIG起主导作用,利用转子动能的快速释放阻止系统频率跌落,但随着惯性响应期间频率变化率的逐渐减小,DFIG对系统的有功支撑作用逐渐减弱;储能系统采取虚拟下垂控制,其出力特点是随着频率偏差的增大而不断增大,在惯性响应期间频率变化率不断减小,而频率偏差不断变大,所以储能系统的出力特性刚好可以弥补DFIG出力下降的不足。在系统频率重新稳定之前,对调频元件出力方向的要求是不变的,但在系统频率变化率极性发生变化后,DFIG的惯性响应出力会与系统需求相反,所以在频率恢复阶段,使DFIG退出调频,储能系统会持续出力以承担部分不平衡功率,加快系统频率的恢复速度。通过风储动态配合可以改善系统的频率响应特性。

另外,当DFIG处于低或高风速段时,由于无法完成惯性响应,调频任务全部由储能系统承担。

3.1 DFIG的控制策略

在中风速段,DFIG采取虚拟惯性控制,通过转子动能释放实现惯性响应,其调频出力 ΔP_w 为:

$$\Delta P_w = -K_w \frac{d\Delta f}{dt} \quad (16)$$

惯性响应能力受 K_w 的影响,通过调整 K_w 的取值可以充分发挥不同风速下DFIG的调频潜力。另外,由于调频出力与频率变化率相关,为了避免在频率变化率较大时调频出力过大导致动能释放过多,使得转速恢复过程对调频造成不利的影 响, K_w 的取值也应考虑频率变化率这一因素。然而 K_w 与风况和频率变化率间很难建立准确的数学模型,本文利用模糊控制不依赖于变量间数学关系的特点,建立了双输入单输出模糊逻辑控制器,见附录A图A1。

由于DFIG只在中风速段起作用,将风速范围设

定为 $[6.5, 12.7] \text{ m/s}$;DFIG的转速变化主要应对频率跌落事件,频率升高时可以通过调节桨距角以减少出力,所以将频率变化率范围取为 $[-0.6, 0] \text{ Hz/s}$ ^[16]。同步发电机的惯性时间常数一般取值为4~18 s,为了使DFIG表现出与同步发电机相似的惯量特性,将输出值 K_w 设为 $[6, 20]$ 。将输入和输出变量均设置为7个模糊子集,分别为VL(很大)、ML(中大)、L(大)、M(中)、S(小)、MS(中小)、VS(很小)。其隶属度函数见附录A图A2。模糊逻辑规则如下。

(1)若风速较大,DFIG输出额外功率的能力较小,当频率变化率较大时, K_w 的取值过大会给转子变流器造成较大的冲击,故其取值应该相对小些;当频率变化率较小时,可适当增大其取值。

(2)若风速较小,为了避免转速变化过多导致DFIG脱网, K_w 的取值应偏小。

(3)若风速适中,DFIG的调频能力较强。但如果调频系数和频率变化率都过大,会造成动能释放过多,转速恢复时将给储能系统带来较大的负担,当频率变化率较小时,可增大 K_w 的取值。

模糊控制语言规则表见附录A表A1,模糊推理结果见附录A图A3。

在惯性响应阶段,DFIG的出力参考值 P_{wref} 为:

$$P_{wref} = P(\omega_0) + \Delta P_w \quad (17)$$

其中, $P(\omega_0)$ 为调频初始时刻DFIG的有功参考值。

3.2 储能系统的控制策略

储能系统的功率控制除了要考虑辅助系统频率恢复之外,还要考虑与DFIG的配合及其荷电状态(SOC)。储能系统的调频出力 ΔP_E 为:

$$\Delta P_E = -\frac{K_E}{T_E s + 1} \Delta f = -\frac{k_1 k_2 k_3}{T_E s + 1} \Delta f \quad (18)$$

其中, k_1, k_2, k_3 分别为与DFIG虚拟惯性控制的配合系数、与SOC相关的控制系数、主控制系数,这3个系数的确定方法如下。

(1)惯性响应阶段主要由DFIG参与调频以减缓频率下降速度,但为了避免DFIG在惯性响应阶段出力不断减小导致风电场对系统的调频支撑力度不足的问题,需要储能系统在惯性响应阶段逐渐增加出力。 k_1 表示储能系统在惯性响应阶段参与调频的程度,其表达式为:

$$k_1 = 1 - e^{-at} \quad (19)$$

其中, a 为调节 k_1 大小的调节系数

惯性响应时间一般为4~12 s,附录A图A4展示了 a 的取值对 k_1 的影响,由图可知 a 的取值过大会使 k_1 过早达到最大值, a 的取值过小又会削弱对频率恢复的作用,故本文中 a 取值为0.5。在惯性响应阶段,储能系统参与调频的程度不断增加,减小了储能装置在惯性响应期间的出力,降低了对容量的要求,

同时也表明调频过程的主导地位逐渐由DFIG转变为储能系统。

(2)在SOC较低时放电或在SOC较高时充电都会给储能系统带来不利的影响,所以根据SOC的变化确定 k_2 以实时调整储能系统出力,能提高储能系统寿命以及满足工程实际的要求。

为了尽可能避免过于复杂的分段函数形式以及繁多的参数设置,本文采用简化的S形曲线确定 k_2 的表达式。 k_2 随SOC的变化曲线如附录A图A5所示。由图可知, k_2 由 k_{2c} 与 k_{2d} 2条曲线组成,分别对应充电、放电工作模式。当SOC处于较好状态时, k_2 应取最大值;当SOC接近最大(小)值时,储能系统应该以最大值进行放(充)电,而不再进行充(放)电;当SOC处于最小(最大)值和较好状态之间时,储能系统的放(充)电速率应随着SOC的增加而增大(减小)。故储能系统充电控制系数 k_{2c} 、放电控制系数 k_{2d} 的表达式分别如式(20)和式(21)所示。

$$k_{2c} = \begin{cases} 1 & S_{\text{SOC}} \in (0, 0.55] \\ 1 - \frac{1}{1 + e^{-m(S_{\text{SOC}} - 0.725)}} & S_{\text{SOC}} \in (0.55, 0.9] \\ 0 & S_{\text{SOC}} \in (0.9, 1] \end{cases} \quad (20)$$

$$k_{2d} = \begin{cases} 0 & S_{\text{SOC}} \in (0, 0.1] \\ \frac{1}{1 + e^{-m(S_{\text{SOC}} - 0.275)}} & S_{\text{SOC}} \in (0.1, 0.45] \\ 1 & S_{\text{SOC}} \in (0.45, 1] \end{cases} \quad (21)$$

其中, S_{SOC} 为储能系统的SOC值; m 为调节 k_2 形状的调节系数,本文中取 $m=20$ 。

(3)为了避免DFIG退出调频时电磁功率跃变对系统造成冲击,通过动态调整 k_3 以弥补此部分功率缺额。此时频率变化率基本为0,所以 ΔP_w 也接近于0,则输出功率在 $P(\omega_0)$ 的基础上跃变,可确定附加控制系数 Δk_3 为:

$$\Delta k_3 = M \frac{P(\omega_0) - P(t)}{\Delta f} \quad (22)$$

其中, M 为转换到以储能系统额定功率为基准的转换系数; $P(t)$ 为DFIG转速恢复阶段的实时输出功率。所以 k_3 可表示为:

$$k_3 = k_{3(0)} + \Delta k_3 \quad (23)$$

其中, $k_{3(0)}$ 为固有控制系数,本文取值为20。在 $k_{3(0)}$ 的基础上附加 Δk_3 ,通过储能系统的快速响应,灵活调节输出完成功率补偿,直至转速恢复为 ω_0 。

电力系统一次调频的时间为数十秒,为了使储能系统平滑退出调频,在频率趋于稳定时刻 t_q 时进行功率输出模式切换。参与调频时间达到 t_q 时,将在当前时刻输出功率的基础上衰减,直至退出调频。 t_q 时刻之后储能系统的出力为:

$$\Delta P_E = \Delta P_E(t_q) e^{-\beta(t-t_q)} \quad (24)$$

其中, $\Delta P_E(t_q)$ 为 t_q 时刻储能系统的输出功率; β 为决定功率衰减速度的系数。 ΔP_E 将在 t_q 时刻之后逐渐衰减为 0, 调频功率将全部转移到同步发电机, 风储联合调频过程至此结束。

3.3 风储联合控制流程

本文所提控制策略的控制流程如图 4 所示, 具体步骤见附录 B。

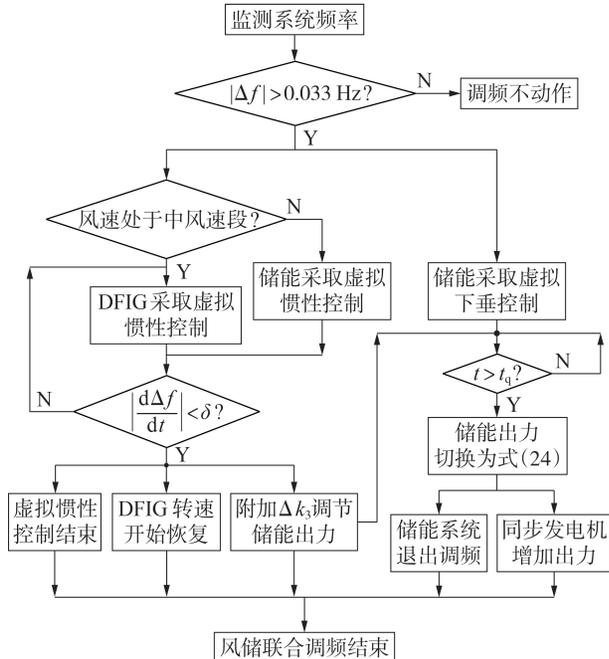


图 4 风储联合控制流程图

Fig.4 Flowchart of wind-storage joint control

4 仿真分析

为了验证所提控制策略的有效性, 在 MATLAB / Simulink 仿真平台上搭建如附录 C 图 C1 所示 3 机 9 节点系统的仿真模型, DFIG 通过 SG_2 的母线接入系统。3 台同步发电机 (SG_1 — SG_3) 的额定功率分别为 240、190、130 MW, 单台 DFIG 的容量为 1.5 MW, 数量为 100 台。负荷 L_1 — L_3 的大小分别为 150、120、120 MW。储能系统的额定功率设为风电场额定功率的 5% (7.5 MW)。以下仿真情况的扰动均为在 1 s 时设置系统中负荷增加 50 MW, $t_q = 25$ s。

4.1 超速控制的有效性验证

为了验证本文采取的超速控制的优越性, 在 9 m/s 风速下, 与正常运行 (未采取超速控制) 的 DFIG 进行对比, 仿真结果如图 5 所示 (图中转子转速为标幺值, 后同)。

由图 5(a) 可看出, DFIG 参与调频可提高频率跌落最低点, 但由于没有与储能系统相配合, 出现了小幅二次跌落现象; 且采取超速控制时系统频率的跌落深度与 MPPT 运行模式相比降低了 0.038 Hz。图 5(b) 表明在转速恢复过程中, 采取超速控制的

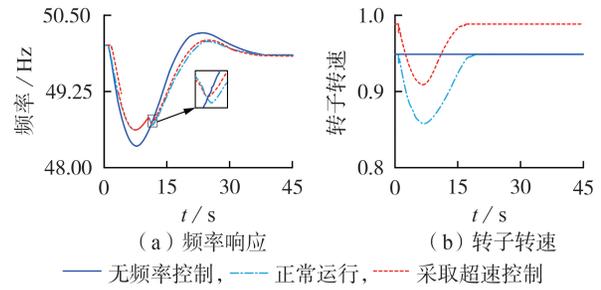


图 5 采取超速与未采取超速控制时的仿真结果对比

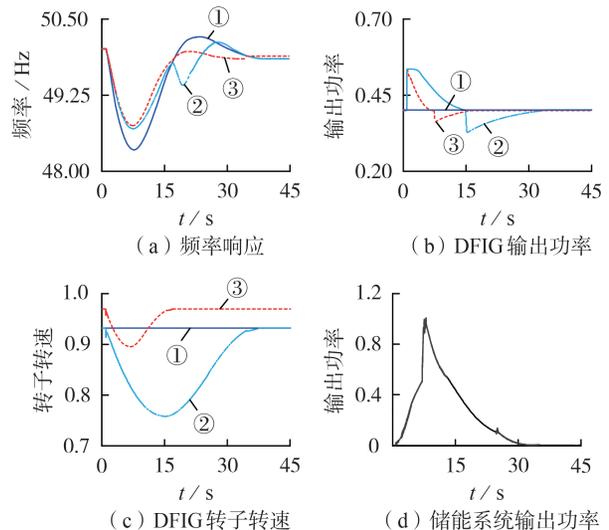
Fig.5 Comparison of simulative results between overspeed and non-overspeed control

DFIG 的恢复时间比正常运行情况缩短了 2.2 s。这是因为采取超速控制的 DFIG 的转速变化量被分摊至 MPPT 运行点两侧后, 使得转速恢复阶段作用在转子上的加速转矩增大, 从而使转速的恢复速度更快, 且动能的恢复更多地来源于较为强劲的风功率, 减小了从系统中吸收的能量, 更有利于频率的暂态恢复。仿真结果与理论分析结果一致。

4.2 风储联合调频控制策略的有效性验证

4.2.1 中风速段的仿真分析

为了对本文所提风储联合调频控制策略的有效性进行验证, 在 9 m/s 风速下与只有 DFIG 参与一次调频和无附加控制策略 2 种情况进行对比, 仿真结果如图 6 所示 (图中输出功率为标幺值)。



① 无附加控制, ② 只有 DFIG 参与一次调频, ③ 风储联合调频

图 6 中风速段的仿真结果

Fig.6 Simulative results of medium wind speed period

由图 6(a) 可知, 相比于无附加控制策略, 风储联合调频控制策略下的频率最低点提高了 0.379 Hz。与图 5(a) 对比可发现, 系统的暂态频率进一步得到提升, 这是因为储能系统在惯性响应阶段出力逐渐增加, 弥补了 DFIG 调频功率逐渐下降的不足。由图 6(b) 和图 6(c) 可知, 在本文所提风储联合调频控制策略中, 无论是 DFIG 参与调频的时间还是转子转速

的跌落程度,都要大幅低于只有DFIG参与一次调频的情况,同时由图6(d)可看出,DFIG退出运行后,储能系统的输出功率瞬间增加,能够补偿DFIG出力的突然下降。可见本文所提策略在DFIG调频结束后的转子转速恢复过程中,给系统造成的扰动较小,没有产生只有DFIG参与一次调频情况下出现的较为严重的二次频率跌落状况。而在无附加控制的情况下,频率跌落速度最快,恶化程度最高。

综合而言,风储联合调频控制不仅有效提高了频率跌落最低点,也有效避免了二次频率事故。同时在频率恢复阶段,储能系统持续出力减轻了同步发电机的调频压力,加快了频率的恢复速度,较好地改善了含风电系统的暂态频率特性,提高了系统的频率稳定性。

此外,附录D给出了低、高风速段下的仿真结果以及不同初始SOC情况下本文所提控制策略的调频效果以及模糊控制的有效性验证。

5 结论

本文提出了一种改善高风电渗透率下系统调频能力不足的方法,通过理论分析和仿真结果可得到以下结论。

(1)根据不同风速下DFIG的惯性响应能力,提出了一种风速分段方法,整定得到参与调频的风速范围。通过适当采取超速控制运行,缩短了转子转速的恢复时间,并减少了从系统中吸收的功率。

(2)通过模糊控制确定DFIG的调频参数,充分发挥不同风速下DFIG的惯性响应能力。储能系统采取下垂控制既可以补充DFIG后期调频出力下降的缺陷,又能在频率恢复阶段辅助同步发电机完成一次调频。

(3)仿真结果表明,储能与DFIG的实时协调配合能改善系统的动态频率特性。与只有DFIG参与一次调频的情况相比,本文所提策略能有效规避二次频率事故的发生;与仅利用储能进行频率控制的情况相比,本文所提策略降低了过充过放的概率,能延长储能的使用寿命。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 吉静,郝丽丽,王昊昊,等. 大规模风电参与一次调频下基于机组快速启动能力的日内滚动调度[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):121-130.
JI Jing,HAO Lili,WANG Haohao,et al. Intra-day rolling dispatch considering large-scale wind power participating in primary frequency regulation based on unit fast start-up capability[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(5):121-130.

[2] 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.

[3] 李少林,秦世耀,王瑞明,等. 大容量双馈风电机组虚拟惯量调频技术[J]. 电力自动化设备,2018,38(4):145-150,156.
LI Shaolin,QIN Shiyao,WANG Ruiming,et al. Control strategy of virtual inertia frequency regulation for large capacity DFIG-based wind turbine[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(4):145-150,156.

[4] VIDYANANDAN K,NILANJAN S. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(2):837-846.

[5] WU Z P,GAO W Z,WANG J H,et al. A coordinated primary frequency regulation from permanent magnet synchronous wind turbine generation[C]//IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications. Denver,CO,USA:IEEE,2012:1-6.

[6] ZERTEK A,VERBIC G,PANTOS M. A novel strategy for variable-speed wind turbines' participation in primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2012,3(4):791-799.

[7] 李本新,韩学山,刘国静,等. 风电与储能系统互补下的火电机组组合[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):32-37,54.
LI Benxin,HAN Xueshan,LIU Guojing,et al. Thermal unit commitment with complementary wind power and energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(7):32-37,54.

[8] 胡泽春,夏睿,吴林林,等. 考虑储能参与调频的风储联合运行优化策略[J]. 电网技术,2016,40(8):2251-2257.
HU Zechun,XIA Rui,WU Linlin,et al. Joint operation optimization of wind-storage union with energy storage participating frequency regulation[J]. Power System Technology,2016,40(8):2251-2257.

[9] 赵晶晶,李敏,何欣芹,等. 基于限转矩控制的风储联合调频控制策略[J]. 电工技术学报,2019,34(23):4982-4990.
ZHAO Jingjing,LI Min,HE Xinqin,et al. Coordinated control strategy of wind power and energy storage in frequency regulation based on torque limit control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2019,34(23):4982-4990.

[10] MIAO Lu,WEN Jinyu,XIE Hailian,et al. Coordinated control strategy of wind turbine generator and energy storage equipment for frequency support[J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2015,51(4):2732-2742.

[11] 苗福丰,唐西胜,齐智平. 风储联合调频下的电力系统频率特性分析[J]. 高电压技术,2015,41(7):2209-2216.
MIAO Fufeng,TANG Xisheng,QI Zhiping. Analysis of frequency characteristics of power system based on wind farm-energy storage combined frequency regulation[J]. High Voltage Engineering,2015,41(7):2209-2216.

[12] TU Sijia,ZHANG Bingda,JIN Xianglong. Research on DFIG-ES system to enhance the fast-frequency response capability of wind farms[J]. Energies,2019,12(18):1-20.

[13] 颜湘武,崔森,宋子君,等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(14):111-120.
YAN Xiangwu,CUI Sen,SONG Zijun,et al. Inertia and primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(14):111-120.

[14] 周天沛,孙伟. 高渗透率下变速风力机组虚拟惯性控制的研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):486-496.
ZHOU Tianpei,SUN Wei. Study on virtual inertia control for DFIG-based wind farms with high penetration[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2):486-496.

[15] PHD H K,PHD J N N. Wind power in power systems-introduction to the modeling of wind turbines[M]. London,UK:Wiley,2005:525-585.

- [16] 刘巨,姚伟,文劲宇,等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量补偿策略[J]. 中国电机工程学报,2015,35(7):1596-1605.
LIU Ju,YAO Wei,WEN Jinyu,et al. A wind farm virtual inertia compensation strategy based on energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(7):1596-1605.

作者简介:

姜惠兰(1965—),女,天津人,副教授,博士,主要研究方向为新能源电力系统分析与控制、智能系统及其在电力系统



姜惠兰

中的应用(E-mail:hljiang@tju.edu.cn);

蔡继朝(1995—),男,河北廊坊人,硕士研究生,主要研究方向为新能源电力系统分析与控制(E-mail:cjz_2018@tju.edu.cn);

肖瑞(1998—),女,河北衡水人,硕士研究生,主要研究方向为风电并网对电力系统稳定性的影响分析(E-mail:xr752961516@163.com)。

(编辑 陆丹)

A wind-storage coordinated control strategy for improving system frequency response characteristics

JIANG Huilan¹,CAI Jizhao¹,XIAO Rui¹,WANG Shaohui¹,XIE Yan²,TANG Xiaojun²

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education,Tianjin University,Tianjin 300072,China;

2. State Key Laboratory of Grid Security and Energy Conservation,China Electric Power Research Institute,Beijing 100192,China)

Abstract:The continuous expansion of wind power integration scale weakens the inertia level of power system and brings great challenges to frequency stability. By analyzing the ability of DFIG(Doubly-Fed Induction Generator) to participate in the inertial response at different wind speeds,a wind speed segmentation method is presented to determine the wind speed range for DFIG participating in frequency modulation. On this basis,a frequency modulation control strategy combined with DFIG and energy storage technology is proposed. According to the frequency change characteristics in the two stages of system inertia response and frequency recovery,the wind-storage joint output mode is formulated. In the inertia response stage,virtual inertia control is used to release the rotor kinetic energy of DFIG to prevent frequency drop,and overspeed control is used to distribute the change of DFIG speed to both sides of the maximum power point tracking control operation point to improve the frequency modulation effect. At the same time,the output power of energy storage system is gradually increased to make up for the decrease of frequency modulation power in the later period of DFIG. In the frequency recovery stage,DFIG is exited from the frequency modulation mode to avoid the virtual inertia control requesting energy from the system,and mainly relying on the output of energy storage system to assist the synchronous generator to speed up the primary frequency modulation. Simulative results show that the proposed method can effectively improve the frequency response characteristics of the system,avoid the occurrence of secondary frequency accidents,and improve the frequency stability of the system.

Key words:doubly-fed induction generator;frequency stability;wind speed segmentation;energy storage system;coordinated control strategy

附录A

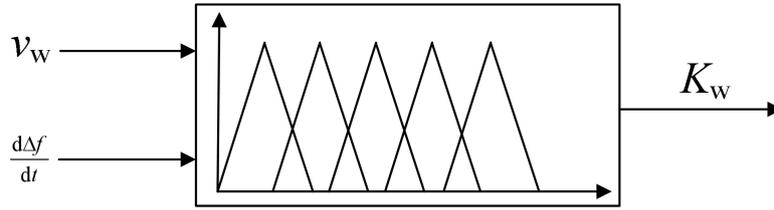
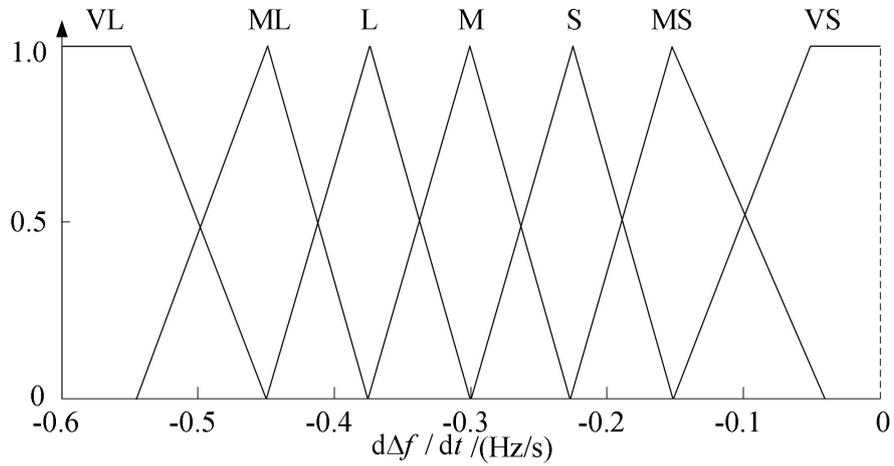
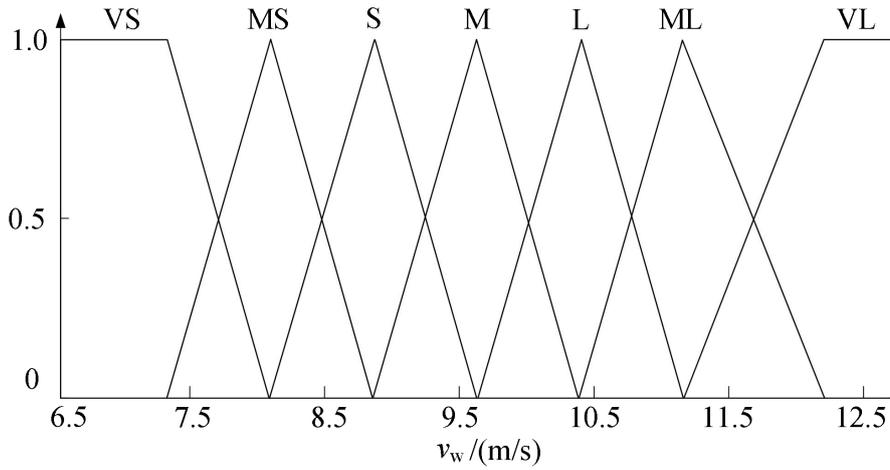


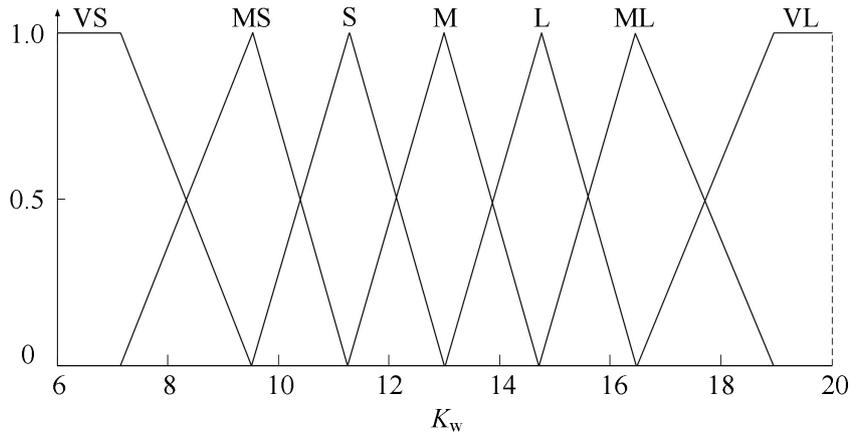
图 A1 模糊逻辑控制器结构
Fig.A1 Structure of fuzzy logic controller



(a) 频率变化率



(b) 风速



(c) 虚拟惯性系数

图 A2 输入与输出变量的隶属度函数

Fig.A2 Membership function of input and output variables

表 A1 模糊控制语言规则

Table A1 Fuzzy control language rule

$d\Delta f/dt$	K_w						
	VS	MS	S	M	L	ML	VL
VS	S	M	L	ML	VL	VL	L
MS	MS	S	M	ML	VL	VL	M
S	MS	S	M	L	VL	VL	M
M	MS	MS	S	L	ML	VL	S
L	VS	MS	S	M	ML	ML	S
ML	VS	VS	MS	S	L	ML	MS
VL	VS	VS	MS	S	M	L	MS

注：表头中为 v_w 的规则。

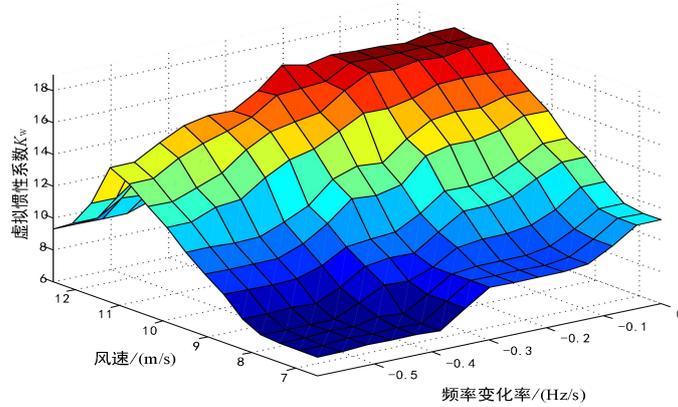


图 A3 模糊推理结果

Fig.A3 Result of fuzzy reasoning

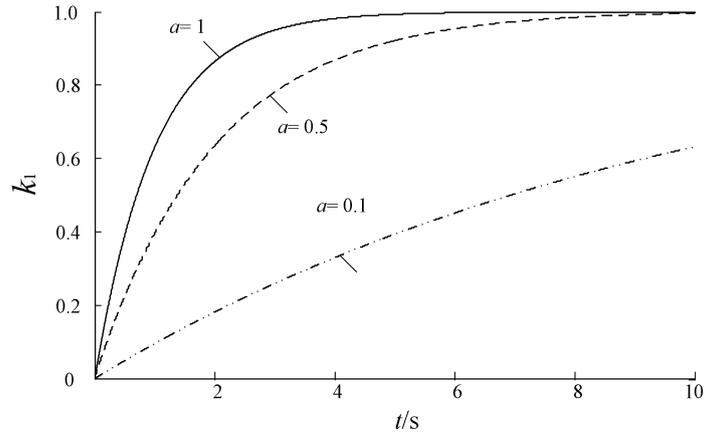


图 A4 α 与 k_1 的关系曲线

Fig.A4 Relationship curve between α and k_1

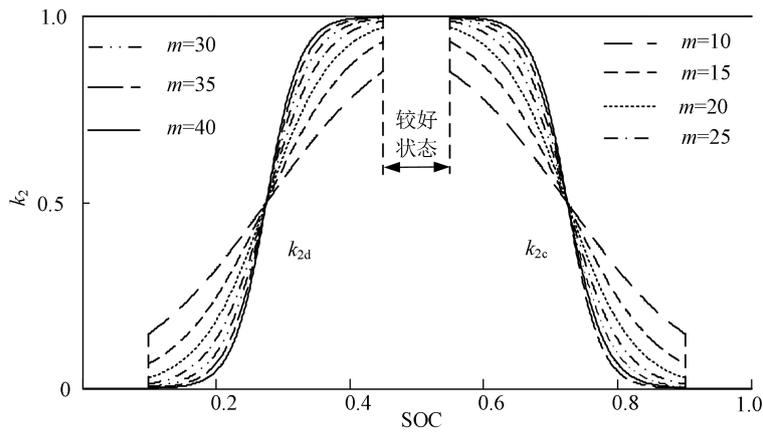


图 A5 k_2 随 SOC 的变化曲线

Fig.A5 Curve of k_2 vs. SOC

附录B

风储联合控制流程的具体步骤如下：

- (1) 检测当前时刻与前一采样时刻间的频率偏差，若超过设置的频率偏差死区，调频过程启动；
- (2) 判断此时风速是否处于中风速段，若处于中风速段，通过 DFIG 转速变化完成惯性响应，否则由储能系统承担惯性响应；
- (3) 判断频率变化率极性是否发生改变，若改变，则虚拟惯性响应过程结束，DFIG 退出调频，转速开始恢复，与此同时，储能系统出力逐渐增加，并承担 DFIG 退出产生的功率缺额以避免对系统造成冲击；
- (4) 监测频率响应时长是否大于 t_q ，若大于 t_q ，则储能系统出力模式切换至式 (24)，数秒后储能退出调频，风储联合调频过程结束。

附录C

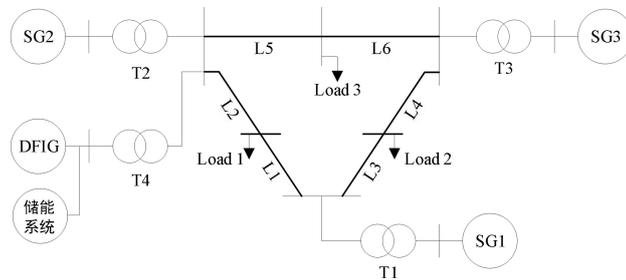


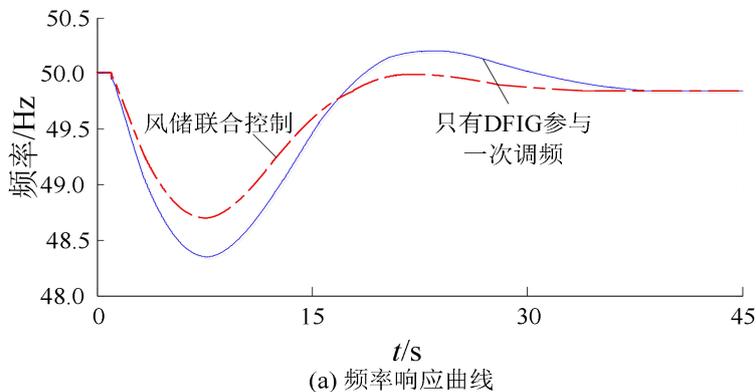
图 C1 3 机 9 节点系统拓扑

Fig.C1 Topology of three-machine nine-bus system

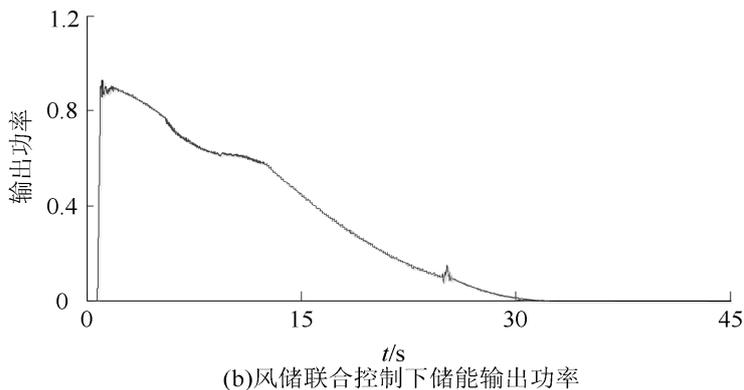
附录D

(1) 低、高风速段的仿真分析。

低风速下 DFIG 的转速限制和高风速下 DFIG 的输出功率约束导致只能由储能系统承担全部调频责任。2 种情况下的频率响应过程类似，所以只对高风速段（以 14 m/s 风速为例）进行分析，仿真结果如图 D1 所示（图中输出功率为标么值，后同）。



(a) 频率响应曲线



(b)风储联合控制下储能输出功率

图 D1 高风速段的仿真结果

Fig.D1 Simulative results of high wind speed period

高风速下，DFIG 无法对系统频率变化做出响应，本文所提联合控制策略中，储能系统的快速调节能力使系统频率最低点与仅有 DFIG 参与调频的情况相比提高了 0.356Hz，有效减缓了频率跌落速度，具有较好的调频效果。但与 9m/s 风速下风储联合控制相比，对最低点的提升作用有所下降，这是由于所配置的储能装置功率有限，其瞬间增发功率能力不及 DFIG，所以对频率的阻尼能力受到一定制约。对比图 D1(b)与图 6(d)可知，风储联合

调频时，DFIG 分担了部分调频任务，使得储能系统的出力深度较低，减小了其过度放电的概率。综上所述，本文所提策略在 DFIG 无法参与的风速区间仍然可以完成调频任务，确保了全风速下运行的风电场均能满足一定的调频要求。

(2) 不同初始 SOC 情况下本文控制策略的调频效果验证。

图D2为在9m/s风速下储能初始SOC不同时仿真结果。图D2(a)表明，当SOC为0.5时的调频效果最好。当初始SOC降为0.4时，从图D2(b)可以看出，对储能出力的影响较小，与SOC为0.5时相比，这种情况下系统频率跌落最低点出现轻微下降，恢复时间也略有增加。而当初始SOC为0.3时，为避免储能系统过度放电缩短使用寿命，对储能出力的影响开始明显，频率暂态变化过程也受到了一定影响，出现了较轻微的二次频率跌落，频率恢复时长因此有所增加，但与无控制时相比，频率恢复过程中没有产生较为明显的超调，更快恢复至系统允许的频率偏差范围以内。总体来看，本文控制策略能够有效改善频率响应效果的同时，兼顾储能装置的使用寿命，充分发挥不同情况下储能系统的调频能力，提高系统频率稳定性。

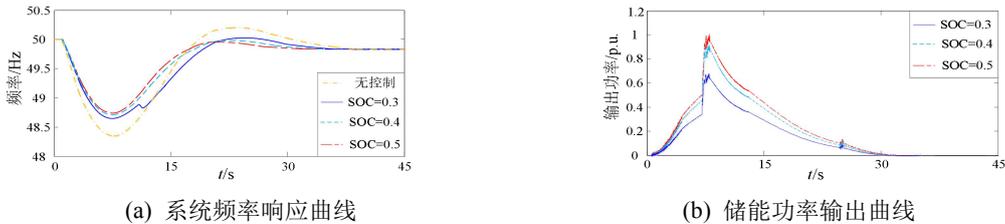


图 D2 储能不同 SOC 下的仿真结果

Fig.D2 Simulative results of energy storage system with different SOC

(3) 模糊逻辑控制的有效性验证。

为了对本文设计的模糊逻辑控制器的有效性进行验证，对不同风速下（选取 10 m/s 和 12 m/s）分别采用固定虚拟惯性系数（取值为 12）和模糊控制的频率调节效果进行仿真对比，结果如图 D3 和图 D4 所示。

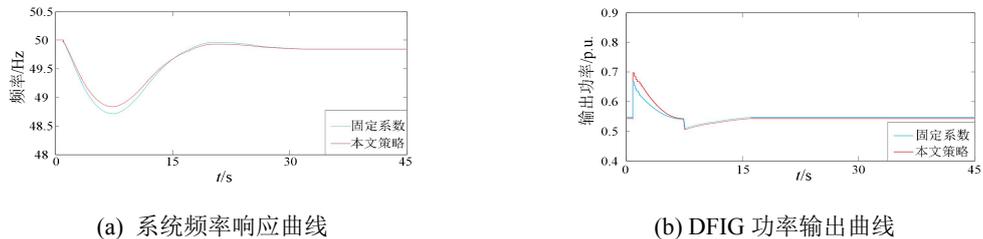


图 D3 10m/s 风速下的仿真结果

Fig.D3 Simulative results under 10 m/s wind speed

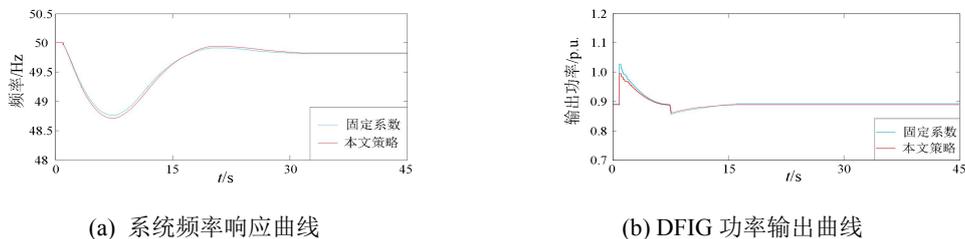


图 D4 12m/s 风速下的仿真结果

Fig.D4 Simulative results under 12 m/s wind speed

10m/s情况下DFIG具有较为充足的调频裕量和较强的调频能力，从仿真结果可以看出，采用本文控制策略时的频率跌落最低点比采用固定系数条件下提高了0.098Hz，说明DFIG的转子动能得到了更为充分的利用，进一步改善了频率的动态调节特性。而12m/s情况下，DFIG的输出功率较高，调频余量已不再充分，图D4(b)表明，采用固定系数时，调频期间的功率输出已越过额定值，将会给DFIG的变流器造成一定冲击，给风电场安全运行

造成严重影响；虽然与固定系数相比频率最低点有微弱的下降，但由于模糊控制器可以根据频率变化情况实时调整控制系数，所以在保证了DFIG功率输出没有越限的情况下，仍然保持了较好的调频效果。仿真结果表明所设计的模糊控制器能够根据DFIG的惯性响应能力充分发挥不同风速下的惯性响应作用，并有效保障了DFIG运行的安全性，验证了设计的合理性及有效性。