

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.02.015

考虑电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制

陈阅海¹, 彭乔¹, 刘天琪¹, 古庭赞², 张后谊², 辛悦¹

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065;

2. 贵州电网有限责任公司电力科学研究院, 贵州 贵阳 550007)

摘要:大规模风电场及电力电子设备的接入使得电网总惯性降低、频率调节能力下降,因此需要包括风电系统在内的新能源系统提供足够的惯性支撑,以保障频率稳定与安全。风电系统可利用风机转子动能或直流侧电容的静电能为电网提供虚拟惯性。然而,如何协同利用这两种资源以实现资源的优化以及高效的惯性支撑,是当前研究的难点。此外,风电系统直流电容参与提供虚拟惯性可能导致直流电压持续偏离额定值,从而难以应对后续可能出现的扰动,限制了风电系统的持续调频能力。为此,文中提出一种考虑电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制方法。首先,构建了考虑风机转子和直流电容提供虚拟惯性的风电系统分段协调频率控制。然后,提出了一种考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制,并在此基础上形成了改进的分段协调频率控制方法。最后,通过PSCAD/EMTDC进行仿真分析,结果表明所提出的控制方法不仅实现了直流电容参与提供虚拟惯性,而且能够在不影响风电系统整体惯性支撑能力的前提下快速恢复直流电压。该方法优化了调频资源的利用,提高了风电系统在连续频率扰动下的支撑能力。

关键词:风电系统;频率控制;虚拟惯性;直流电容;电压恢复;分段控制

中图分类号: TM614

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)02-0160-12

0 引言

随着风力发电等新能源并网的比例增加,传统同步发电机的占比逐渐减小,电力系统向低惯性系统演变,导致频率响应特性变差,系统频率稳定性面临挑战^[1-4]。传统风电系统并不直接响应电网频率波动,即不对电网提供主动频率支撑^[5-7]。为了提高电网频率稳定性,使并网风电系统具备一定的频率支撑能力,可以通过控制其根据实时频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)或频率偏移来调节输出功率,从而实现风电系统的惯性和频率阻尼模拟^[8-11]。

目前常见的风电系统虚拟惯性控制方法是通过风机进行短时转速变化,利用转子储存的动能对电网进行支撑,然而,这种方法提供的虚拟惯性受转速变化范围的限制,且转速恢复可能导致电网倒送功率^[12-15]。因此,要实现稳定持续的虚拟惯性,通常需要风机备用一定功率^[16-19]。然而,当风电系统需要提供较强的虚拟惯性支撑时,风机将需要备用较多功率,导致效率较低。因此,有研究提出利用风电系统直流侧电容进行调频^[20-22],以降低风机

功率备用的压力^[23-24]。在风电系统直流电压控制回路中增加频率响应,可以使直流电容根据频率波动释放或吸收能量,从而实现频率支撑^[25-27]。

然而,如果仅利用直流电容的静电能提供频率支撑,其惯性大小存在上限,且系统在受到大扰动时直流电压变化较大,可能触及安全边界,影响系统电压稳定性^[28]。相比之下,转子动能蕴含量大,能够提供丰富的虚拟惯性能量。因此,直流电容通常需要与转子协同提供虚拟惯性,以保障频率安全。在此基础上,可以考虑风机转子和直流电容在频率支撑过程中的协同,按照频率偏差量与RoCoF的情况对风机转子和直流电容各自提供惯性大小进行协调,从而提高能量利用率^[29]。然而,当风机基于功率备用实现惯性模拟时,其在未受扰动时将无法输出当前风速下的最大功率,降低了稳态能量利用率,因此,让风机为提供虚拟惯性而备用大量功率是不经济的。文献^[30]提出了一种分段协调频率控制方法,该方法在一定的频率范围内先利用直流电容提供虚拟惯性,当直流电容的最大能量即将全部释放时,再利用转子动能协助直流电容,达到二者协同响应频率的目的,既保证了风机输出能力,又满足了调频需求。然而,该方法未考虑到扰动事件结束后直流电压仍长时间处于非额定值状态,严重影响系统安全与稳定。

在分段协调频率控制中,由于直流电容提供虚拟惯性的代价是直流电压波动,其在扰动清除后将

收稿日期: 2024-08-02; 修回日期: 2024-10-28

基金项目: 贵州省科技支撑计划资助项目“基于云储能架构体系的多调节资源协同控制与主动支撑关键技术研究”(黔科合支撑[2023]一般293)

处于非额定值状态。当扰动再次出现时, 直流电容将没有额外的能量释放空间以支撑频率, 频率可能跌破安全边界^[31-32]。因此, 对直流电容参与调频后直流电压恢复环节的研究非常重要。在电压恢复过程中, 直流电压参考值的生成方式将直接影响直流电压恢复的性能, 例如恢复速度、恢复误差(即恢复过程结束后电压实际值与额定值的偏差)^[33-35]。目前已有研究使用自适应积分控制^[36]生成直流电压参考值, 或使用高通滤波器(high pass filter, HPF)^[26]对频率稳态输入信号进行阻断, 使得直流电压只响应动态频率偏差, 从而提高直流电压参考值的计算精度。

需要注意的是, 风电系统不仅应在频率扰动事件开始时提供充足的附加功率, 也应在扰动事件结束后对所用调频资源的状态与能量进行恢复, 以保证可持续性。尽管上述方法保证了风电系统在调频策略上的完整性, 但不可避免地存在着直流电容提供的虚拟惯量的大小与电压恢复的时间相互影响的问题。传统的考虑直流电压恢复的频率控制常常使得频率与直流电压偏差量和虚拟惯性附加功率同时耦合, 导致电压恢复速度和直流电容提供虚拟惯性的存在相互影响。这一问题可能使得在某些扰动较为频繁的系统电压不能及时恢复, 直流电容无法提供足够的虚拟惯性, 可能导致系统整体惯性不足, 影响电网的频率稳定性。

为解决这一矛盾, 文中提出一种考虑直流电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制方法, 该方法将虚拟惯性控制环节和直流电压恢复环节独立开来, 使频率在不同时段与不同的控制对象进行耦合, 消除了二者的相互影响, 协同了转子和电容提供频率支撑, 既保障了风机输出能力, 又提高了系统抗连续扰动的能力, 增强了频率稳定性。

1 风电系统分段协调频率控制

针对转子提供虚拟惯性时风能利用率降低的问题, 本节采用了一种分段协调频率控制方法。该控制方法能够在保持风电系统频率支撑性能的同时, 协同直流电容与转子共同提供频率支撑, 从而提高调频资源的利用率。此外, 针对直流电压无法恢复的问题, 提出了一种考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制策略, 确保调频后直流电压的恢复, 增强调频的可持续性。

1.1 风机转子虚拟惯性控制

在传统的基于同步发电机的交流系统中, 当发生功率扰动时, 系统会出现不平衡功率, 导致频率

上下波动。系统频率的波动会使得同步发电机转子转速发生变化, 吸收不平衡功率以阻止频率的进一步波动, 从而为电网提供惯性支撑。

同步发电机转子的旋转动能为:

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (1)$$

式中: E_k 为同步发电机转子具有的旋转动能; J 为转动惯量; ω 为同步发电机转子转速。

系统频率发生变化时, 同步发电机将响应频率变化, 转子释放的动能为:

$$\Delta P = \frac{dE_k}{dt} = \frac{1}{2} J \times 2\omega \frac{d\omega}{dt} = J\omega \frac{d\omega}{dt} \quad (2)$$

而同步发电机转子的惯性时间常数的表达式为:

$$H = \frac{J\omega_n^2}{2S_b} \quad (3)$$

式中: ω_n 为转子额定转速; S_b 为基准功率。

因此, 可将式(3)代入式(2):

$$\frac{\Delta P}{S_b} = 2H \frac{\omega}{\omega_n} \times \frac{d\omega/\omega_n}{dt} \quad (4)$$

$$\Delta P^* = 2H\omega^* \frac{d\omega^*}{dt} \quad (5)$$

式中: ΔP^* 为释放动能标么值; ω^* 为转子转速标么值。式(5)表示同步发电机响应频率后功率改变量, 与转子释放或吸收的能量相等。

由于风机与同步发电机都是旋转元件, 因此可列出风机转子运动方程为:

$$2H_{WT}\omega_r \frac{d\omega_r}{dt} = P_{wind} - P_{opt} \quad (6)$$

式中: H_{WT} 为风机等效惯性时间常数; ω_r 为风机转子转速; P_{wind} 为风机捕获的风能; P_{opt} 为风机通过功率跟踪曲线获得的参考输出功率。风机转子虚拟惯性控制是在风机原有的功率控制回路中引入 RoCoF, 即频率微分, 使风机功率响应频率变化, 其参考功率变为:

$$P_{ref-inertia} = P_{opt} + \Delta P_{RVIC} \quad (7)$$

式中: $P_{ref-inertia}$ 为风机转子虚拟惯性控制的参考功率; ΔP_{RVIC} 为风机提供虚拟惯性时的附加功率, 其表达式如式(8)所示。

$$\Delta P_{RVIC} = -\frac{2H_{RVIC}}{f_N} \times \frac{df}{dt} \quad (8)$$

式中: H_{RVIC} 为风机转子虚拟惯性时间常数; f_N 为额定频率; f 为电网实际频率。风机转子虚拟惯性控制结构如图1所示。

1.2 直流电容虚拟惯性控制

为增强风电系统虚拟惯性, 可利用直流电容提供虚拟惯性。直流电容存储的能量如式(9)所示。

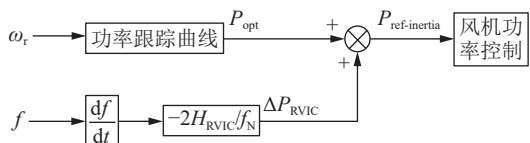


图1 风机转子虚拟惯性控制结构

Fig.1 Control structure of virtual inertia of wind turbine rotor

$$E_c = \frac{1}{2} C_{dc} U_{dc}^2 \quad (9)$$

式中: E_c 为稳态时直流电容中存储的能量; C_{dc} 为变流器直流侧电容值; U_{dc} 为变流器直流侧电压。为使直流电容提供充足的附加功率, E_c 应大于直流电容平衡系统不平衡功率所需释放的能量值。

在直流电容的控制环路中加入频率响应环, 当需要直流电容储存的能量响应频率变化提供额外功率时, 其动态方程为:

$$\frac{1}{2} C_{dc} \frac{dU_{dc}^2}{dt} = P_M - P_G = \Delta P_d \quad (10)$$

式中: P_M 为风电系统风机侧换流器输出至直流电容的有功功率; P_G 为直流电容输出至网侧变流器的有功功率; ΔP_d 为系统功率不平衡量。

为了使直流电容响应频率, 可使得式(10)等号左侧电容能量大小与频率变化率耦合, 则可得到利用直流电容提供虚拟惯性的方程为:

$$\frac{C_{dc}}{2S_b} \times \frac{dU_{dc}^2}{dt} = \frac{2H_{SC}}{f_N} \times \frac{df}{dt} \quad (11)$$

式中: H_{SC} 为直流电容提供虚拟惯性的惯性时间常数。

式(11)两边同时对时间进行积分得到:

$$\frac{C_{dc}}{2S_b} (U_{dc1}^2 - U_{dc0}^2) = \frac{2H_{SC}}{f_N} (f_1 - f_0) \quad (12)$$

式中: U_{dc1} 、 U_{dc0} 分别为扰动后某一时刻和扰动前的直流电压; f_1 、 f_0 分别为扰动后某一时刻和扰动前的交流电网频率。若扰动发生前直流电压处于额定值 U_N 且频率处于额定值, 则 $U_{dc0} = U_N$ 、 $f_0 = f_N$ 。

令直流电压偏差量 $\Delta U_{dc} = U_{dc1} - U_{dc0}$, 频率偏差量 $\Delta f = f_1 - f_0$, 则式(12)可改写为:

$$H_{SC} = \frac{C_{dc} f_N}{4S_b \Delta f} [(U_{dc0} + \Delta U_{dc})^2 - U_{dc0}^2] \quad (13)$$

需要注意的是, 直流电容的首要任务是保障直流电压的稳定, 因此其频率控制时导致的直流电压偏差范围不应超过最大允许偏差。而且电网通常对最大频率偏差有响应规定与约束, 这些规定通常与触发低频减载和高频切周的频率限值一致。因此, 当电网频率偏差达到最大时, 直流电压偏移也刚好达到最大, 即式(13)中直流电压偏差量 ΔU_{dc} 为最大直流电压与额定直流电压之差 ΔU_{max} , 频率偏

差量 Δf 为最大频率偏差 Δf_{max} , 可得到直流电容提供的虚拟惯性为:

$$H_{SC} = \frac{C_{dc} f_N U_{dc0}^2}{4S_b \Delta f_{max}} \left[\left(1 + \frac{\Delta U_{max}}{U_{dc0}} \right)^2 - 1 \right] \quad (14)$$

将式(12)中表示扰动后某一时刻的频率 f_1 改为扰动后任一时刻的频率 f , 则可推出受扰后任一时刻的直流电压参考值 U_{ref} 为:

$$U_{ref} = U_{dc1} = \sqrt{\frac{4S_b H_{SC}}{f_N C_{dc}} (f - f_0) + U_{dc0}^2} \quad (15)$$

综上所述, 直流电容通过改变直流电压的大小来提供虚拟惯性。考虑直流电容提供虚拟惯性的风电系统直流电压控制框图如图2所示。

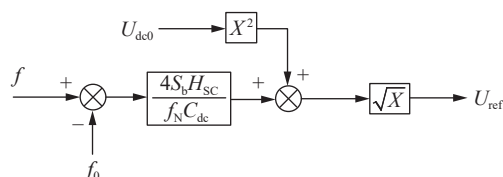


图2 考虑直流电容提供虚拟惯性的风电系统直流电压控制结构

Fig.2 DC voltage control structure of wind power generation system considering virtual inertia provision from DC capacitor

1.3 风电系统分段协调频率控制

1.1 节和 1.2 节提到的 2 种虚拟惯性控制方法在扰动初期都能对 RoCoF 提供优化作用, 但各自存在一定局限性。转子提供的稳定持续虚拟惯性通常依赖于功率备用, 这会降低风机在稳态时的能量利用率; 而直流电容提供的虚拟惯性虽然不影响转子转速, 但其最大支撑能力存在上限, 且其支撑能力与直流电压耦合, 只能在直流电压允许的波动范围内进行调节。为了高效利用频率调节资源, 文中提出一种分段协调频率控制策略。该策略根据频率偏移程度使用不同的调频资源, 能够在保障风机输出能力和提供充足频率支撑之间实现平衡。具体控制思路为: 在一定频率范围内, 仅利用直流电容提供虚拟惯性, 当频率偏差超过一定阈值(表明直流电容已最大程度提供虚拟惯性)时, 激活转子协同提供虚拟惯性。该控制将对转子转速造成的影响降到最低, 同时最大程度利用了直流电容的可调容量。

对式(15)等式两边进行平方, 可求得控制切换阈值:

$$U_{dc1}^2 = \frac{4S_b H_{SC}}{f_N C_{dc}} (f - f_0) + U_{dc0}^2 \quad (16)$$

为确定直流电压偏移最大时的频率偏差最大值, 令 $U_{dc1} - U_{dc0} = \Delta U_{max}$, 即 $U_{dc1} = \Delta U_{max} + U_{dc0}$ 。分离

式(16)中的频率偏差量可得:

$$\frac{f_N C_{dc}}{4S_b H_{SC}} [(\Delta U_{max} + U_{dc0})^2 - U_{dc0}^2] = f - f_0 \quad (17)$$

当电网频率偏差达到最大时, 直流电压偏移刚好达到最大, 得到频率阈值为:

$$\Delta f_v = \frac{C_{dc} f_N U_{dc0}^2}{4S_b H_{SC}} \left[\left(1 + \frac{\Delta U_{max}}{U_{dc0}} \right)^2 - 1 \right] \quad (18)$$

式中: Δf_v 为直流电容虚拟惯性覆盖的频率范围。

为避免转子因微小频率扰动频繁被激活, 在动作切换频率边界加入死区, 其表达式为:

$$\Delta f_{RV} = \max \{ f - f_0 - \Delta f_v, 0 \} + \min \{ f - f_0 + \Delta f_v, 0 \} \quad (19)$$

式中: Δf_{RV} 为动作切换死区范围。

图3为该分段协调频率控制原理, 其中 f_{nadir} 表示频率最低点。当负荷突然增加后, 频率开始跌落。在一定范围内, 直流电容提供虚拟惯性, 其能覆盖的频率偏移为 Δf_v 。随着频率下跌至 $50 - \Delta f_v$ 处, 直流电压达到限值, 直流电容无法再提供更多功率。此时, 如果频率继续下降, 则需要风机转子协助提供能量。由于死区的存在, 风机转子无法立即提供额外功率, 只有在频率继续下跌 Δf_{RV} 后, 即离开死区后, 转子才会响应频率协助提供附加功率。随后, 频率达到最低点并开始回升。当频率提升至 $50 - \Delta f_v - \Delta f_{RV}$ 时, 进入动作切换死区, 转子停止提供虚拟惯性, 频率继续升高并离开死区后, 仅由直流电容继续提供虚拟惯性。

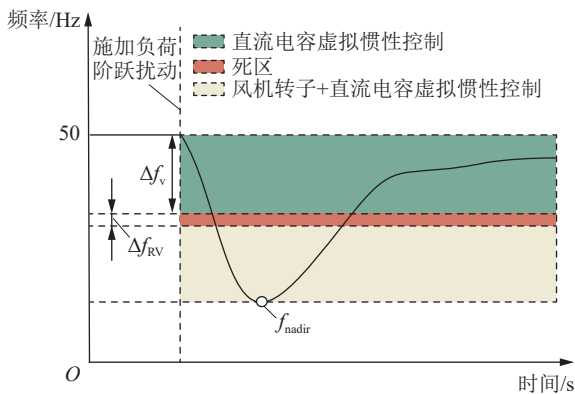


图3 风电系统的分段协调频率控制原理

Fig.3 Piecewise coordinated frequency control principle of wind power generation system

然而, 上述控制存在直流电压无法恢复的问题。如图3所示, 当频率受扰后振荡逐渐稳定, 频率逐渐向额定值恢复, 直流电容虚拟惯性控制产生的直流电压参考值附加量将趋于稳定。然而, 一次调频为有差调节, 扰动清除前频率偏差将持续存在, 导致直流电压将持续处于偏离额定值的新稳态值。若直流电压在频率扰动后无法恢复至额定值,

则其在下次频率受扰时能够向电网提供的能量将大幅受限, 这将使得考虑直流电容提供虚拟惯性的风电系统持续调频能力下降, 调频资源的利用率降低。因此, 在直流电容提供虚拟惯性后进行直流电压恢复非常重要。

2 考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制

针对直流电压的恢复问题, 本节首先分析了考虑直流电压恢复的传统直流电容虚拟惯性控制策略的原理, 随后根据其存在的一些不足, 提出了一种考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制。该控制以频率最低点为界, 将直流电压恢复和虚拟惯性的控制回路独立, 使二者在不同时段对电压进行控制, 能够在不影响风电系统频率支撑性能的前提下实现直流电压的快速恢复。

2.1 考虑直流电压恢复的传统直流电容虚拟惯性控制

为解决直流电容提供虚拟惯性后电压处于非额定值状态影响可持续性的问题, 可在直流电容虚拟惯性控制中加入电压恢复回路。考虑电压恢复的传统直流电容虚拟惯性控制原理是采样频率偏差量, 使其连接 HPF 对频率变化率的稳态分量进行滤除, 提取其中的高频分量并连接比例增益器, 从而向电网提供虚拟惯性, 同时向网侧变流器电压控制回路提供电压附加量的参考值, 其控制回路如图4所示^[24]。其中, H_c 为直流电压提供虚拟惯性在功率上的惯性系数; $\Delta P_{inertia}$ 为直流电容因释放静电能而输出至电力系统的功率增量。

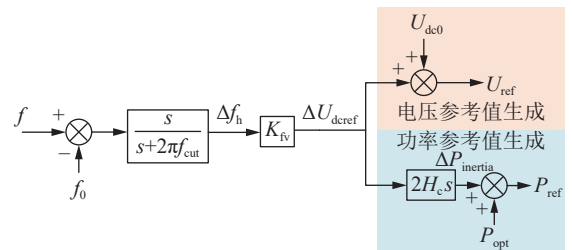


图4 考虑直流电压恢复的传统直流电容虚拟惯性控制结构

Fig.4 Traditional virtual inertia control structure of DC capacitor considering DC voltage restoration

在图4中, 频率偏差量首先通过 HPF, HPF 的传递函数为:

$$G_f(s) = \frac{s}{s + 2\pi f_{cut}} \quad (20)$$

式中: f_{cut} 为 HPF 的截止频率。截止频率的大小会影响高频分量的提取程度, 进而影响电压从暂态稳

定值恢复至额定值的时间 t_{res} , 同时也会影响直流电压参考值的大小。频率偏差量经过 HPF 后得到频率高频分量 Δf_h , 随后通过比例系数 K_{fv} 得到电压参考附加值 ΔU_{dcref} , 其表达式如式(21)所示。该值将同时影响功率参考值和电压参考值。

$$\Delta U_{dcref} = K_{fv} \frac{s}{s + 2\pi f_{cut}} (f - f_0) \quad (21)$$

电压参考值 U_{ref} 和功率参考值 P_{ref} 分别为:

$$U_{ref} = U_{dc0} + \Delta U_{dcref} = U_{dc0} + K_{fv} \frac{s}{s + 2\pi f_{cut}} (f - f_0) \quad (22)$$

$$P_{ref} = P_{opt} + \Delta P_{inertia} = P_{opt} + 2H_c s K_{fv} \frac{s}{s + 2\pi f_{cut}} (f - f_0) \quad (23)$$

这种传统的控制方法存在以下问题: 电压参考附加值 ΔU_{dcref} 同时影响虚拟惯性和直流电压恢复。当频率偏差量增加时, ΔU_{dcref} 增大, 使得虚拟惯性提供的附加功率增加, 但会导致直流电压参考值更加远离额定值, 从而使电压始终无法恢复至额定值, 电压恢复时间将变长; 然而为了恢复直流电压, ΔU_{dcref} 必须减小, 才能使得其参考值 U_{ref} 接近额定值, 但此时直流电容提供的附加功率会因此变小, 无法提供充足的虚拟惯性。因此, 该控制方法存在虚拟惯性的大小与电压恢复的时间相互影响的问题。

2.2 考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制

为消除虚拟惯量大小与电压恢复速度的相互影响, 本节提出一种考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制。该控制在传统控制方法的基础上, 将电压控制回路独立, 使虚拟惯性控制回路和电压恢复控制回路在根据频率最低点界定的不同阶段对直流电压参考值进行独立控制。其原理如图 5 所示。

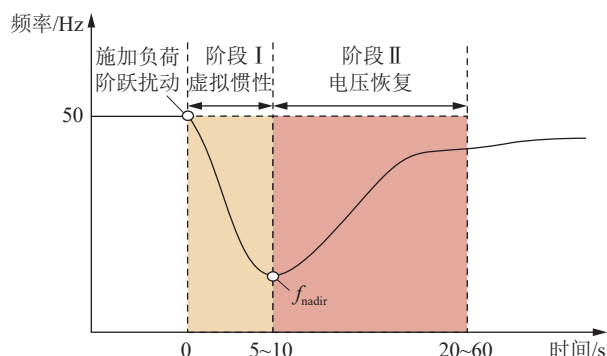


图 5 考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制原理
Fig.5 Novel virtual inertia control principle of DC capacitor considering DC voltage restoration

(1) 阶段 I: 扰动瞬间至频率达到最低点。在

此期间, 使用 1.2 节提到的直流电容虚拟惯性控制, 直流电容最大程度上提供虚拟惯性, 直流电压按照式(15)生成参考值。此阶段将保证直流电容在允许范围内提供足够的虚拟惯性。

(2) 阶段 II: 频率最低点至扰动事件结束。在此期间, 直流电压按照新的参考值进行控制, 其控制式为:

$$U_{ref_new} = U_{dc0} + \Delta U_{dcref_new} = U_{dc0} + K_{hpv} \frac{s}{s + 2\pi f_{cut}} (f - f_0) \quad (24)$$

式中: K_{hpv} 为新比例系数, 其大小将影响模式切换点的惯性突变问题; ΔU_{dcref_new} 为在新型直流电容虚拟惯性控制下的电压参考附加值。该新的参考值生成方法可以引导电压逐步恢复至额定值。

考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性的控制结构如图 6 所示。在阶段 II 中, 将引入 HPF 以滤除频率的稳态分量, 提取频率信号高频分量。通过比例增益后, 将频率量转换为电压量, 并接入电压参考值控制环节, 从而引导电压恢复至额定值。

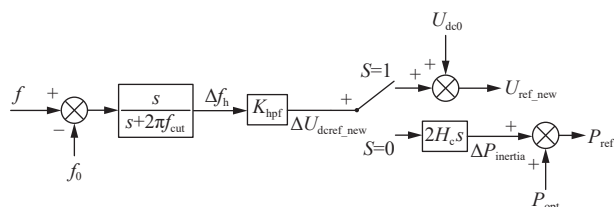


图 6 考虑直流电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制结构
Fig.6 Novel virtual inertia control structure of DC capacitor considering DC voltage restoration

图 6 中, S 为控制模式切换信号, 其定义为:

$$S = \begin{cases} 1 & t \geq t_{nadir} \\ 0 & t < t_{nadir} \end{cases} \quad (25)$$

式中: t_{nadir} 为频率达到最低点时的时刻值。当 $S = 0$ 时, 表明交流频率尚未到达最低点, 应由虚拟惯性控制回路控制电压提供附加功率, 为阶段 I; 当 $S = 1$ 时, 表明交流频率已过最低点, 此时应进行直流电压的恢复, 由电压恢复回路控制电压, 为阶段 II。频率到达最低点的判断条件如下:

$$\frac{df(t)}{dt} = 0 \quad (26)$$

式中: $f(t)$ 为扰动过程中频率对时间的函数。令其导数为 0, 则可以求得相应的时间解 t_{nadir} 。然而, 由于频率信号存在噪声, 式(26)将有多个解, 因此, 取其首次为 0 的解作为 t_{nadir} 。虽然得到的频率最低点时间与真实值间存在一定误差, 但该误差极小, 相比于频率控制时间尺度可忽略不计。

考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制

将直流电容的虚拟惯性控制和电压恢复的控制回路进行独立,二者互不影响,能够在一定程度上解决电压恢复速度与惯量提供大小相互影响的问题,但其存在如下风险。

(1) 两阶段采用不同的策略控制直流电容能量的充放电,即采用了不同的电压参考值生成方法。在两阶段的临界切换点,可能存在电压参考值的突变,从而导致电压控制不稳定。

(2) 在阶段Ⅱ的电压恢复过程中,实际电压值和参考电压值之间可能存在较大差距,导致电压跟随参考值迅速上升。这会使大部分功率涌入直流电容,进而导致电网缺电,甚至可能引发频率二次跌落的问题。

根据考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制的结构与原理,提出了以下解决办法。

(1) 在阶段Ⅱ中,电压参考值按照式(24)生成,而阶段Ⅰ按照式(15)生成。在式(24)中引入了一个新的比例系数 K_{hpf} ,通过调整该比例系数,可以使阶段Ⅱ初始时刻的电压参考值与阶段Ⅰ结束时刻的电压参考值相等。阶段Ⅱ的电压参考值在此初始值的基础上进行变化,从而避免切换时的波动。换句话说,阶段Ⅰ结束时刻的电压参考值仅用于求解 K_{hpf} 系数,求得 K_{hpf} 后,电压参考值将按照式(24)变化至实际需要的值。

(2) 可以对电压恢复的速率进行限制。将电压恢复时间 t_{res} 设计为一次调频持续时间15~30 s,以确保其时间尺度一致,并将对应的HPF截止频率设置为0.007~0.013 Hz^[23]。由于不同的风力发电系统具有不同的频率安全要求,因此可根据风电系统容量和调频需求设置不同的 t_{res} 。在电压恢复过程中,其变化率上限设为 k_{lim} ,其值为:

$$k_{\text{lim}} = \frac{|U_{\text{dc}0} - U_{\text{dc}_\text{II}}|}{t_{\text{res}}} \quad (27)$$

式中: U_{dc_II} 为阶段Ⅱ开始瞬间的直流电压实际值。

在电压恢复控制环路中,应加入斜率限制器,以限制电压变化率,同时,在控制回路中可以加入对电压的实时检测。在阶段Ⅰ时,若电压已触及安全边界,表明此时不平衡功率较大,频率恢复所需功率较多,则应施加速度限制,使电压恢复让步于频率恢复,以避免频率二次跌落的情况。若阶段Ⅰ电压波动幅度不大,则不平衡功率较小,且电压恢复所需充电功率较小,可以解除速率限制。

综上所述,在分段协调频率控制中,可以采用考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制来恢复直流电压,同时解除直流电容虚拟惯性大小与直

流电压恢复速度之间的相互影响。

3 考虑直流电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制

为了解决风电系统受扰后直接使用转子虚拟惯性控制导致风能利用率下降的问题,同时结合系统可利用调频资源如直流电容,提出了分段协调频率控制策略。然而,其中的直流电容虚拟惯性控制在扰动清除后无法使直流电压恢复至原有水平,在受到二次扰动时难以保证系统频率安全。因此,针对直流电容的使用,提出了一种考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制,根据不同时段的需求调整电压。基于此,本节提出一种考虑直流电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制,以提高系统抗连续干扰能力,并增强系统的持续频率支撑能力。

风电系统改进分段协调频率控制的思路是在分段协调控制的基础上,对其直流电容采用考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制,合理利用转子的动能资源和直流电容的静电资源,同时考虑了直流电容在扰动清除后的电压恢复环节。图7为基于频率区间的风电系统改进分段协调频率控制原理,其中包含考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制和转子虚拟惯性控制两部分。对于考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制部分,其与2.2节所述一致,根据频率最低点分为2个阶段,如图7中的区域Ⅰ、区域Ⅲ和区域Ⅱ所示。不同的是,在图7中的区域Ⅲ内,考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制的阶段Ⅰ(即直流电容提供虚拟惯性)与转子虚拟惯性控制同时激活。

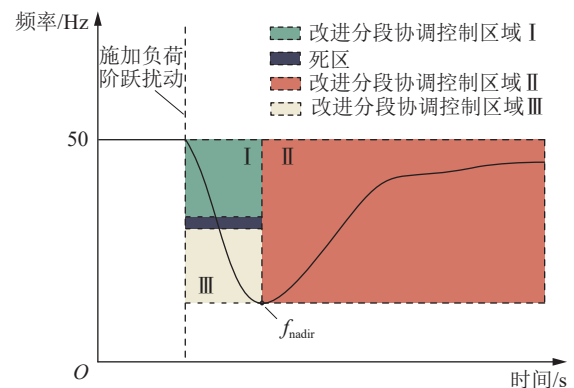


图7 考虑直流电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制原理

Fig.7 Improved piecewise coordinated frequency control principle of wind power generation system considering DC voltage restoration

在频率受扰动后,所提改进分段协调的整体流程为:

(1) 利用直流电容提供虚拟惯性, 并实时检测直流电压是否触及安全边界。当直流电压刚触及安全边界时, 频率达到死区上界, 对应于图 7 中区域 I。

(2) 为防止转子频繁激活, 在死区内仍由直流电容提供虚拟惯性。当频率继续下跌并突破死区下界后, 转子虚拟惯性控制激活, 二者同时提供虚拟惯性, 对应于图 7 中死区及区域 III。

(3) 频率达到最低点后, 考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制由阶段 I 转变为阶段 II, 控制目标由提供虚拟惯性转变为电压恢复, 期间转子仍采用虚拟惯性控制。由于限制了电压恢复的速率, 因此, 可在一定程度上减轻电压恢复对频率控制性能的影响, 对应于图 7 中区域 II。

4 仿真实验

为了验证文中所提策略的有效性, 在 PSCAD/EMTDC 中搭建如图 8 所示的风力发电并网系统, 其包含 1 个永磁直驱风机(permanent magnetic synchronous machine, PMSG), 1 个同步发电机用于等效表示无限大电网, 1 个固定负荷 PL1 和 1 个可投切负荷 PL2。系统参数如表 1 所示, PL1 的容量为 $P+jQ = 1 \text{ MW}+j0.1 \text{ Mvar}$, PL2 的容量为 $P+jQ = 0.05 \text{ MW}$ 。在设计直流电容虚拟惯性控制时, 直流电压最大偏差 ΔU_{\max} 为 $\pm 0.1 \text{ p.u.}$, 交流频率最大偏差 Δf_{\max} 为 0.5 Hz , 运行风速设定为 10 m/s 。在仿真时间 $t = 40 \text{ s}$ 时投入 PL2, 模拟 5% 总负荷的负荷阶跃扰动。

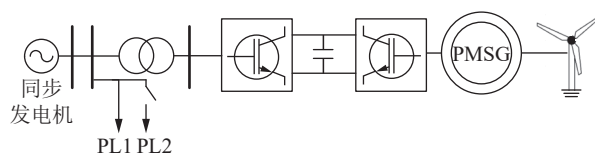


图 8 仿真算例的风电系统结构
Fig.8 Structure of wind power generation system in simulation

4.1 验证考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制策略的有效性

设置如表 2 所示的 4 组策略进行对比分析考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制策略的虚拟惯性和直流电压恢复效果。为进一步验证电压恢复速率限制环节的作用, 加入了策略 IV。

根据表 1 所示系统参数, 基于式(14)可计算出 $H_{sc} = 1.05 \text{ s}$, 根据调频需求设置 $f_{\text{cut}} = 0.01 \text{ Hz}$, $t_{\text{res}} = 16.5 \text{ s}$, 计算得出 $k_{\text{lim}} = 0.012 \text{ 12 kV/s}$ 。仿真结果如图 9 所示。

表 1 仿真算例的风电系统参数

Table 1 Parameters of wind power generation system in simulation

设备	参数	数值
PMSG	额定容量 S_{WT}/MW	2
	机端电压 U_{WT}/kV	0.69
	直流电容 $C_{dc}/\mu\text{F}$	100 000
	惯性时间常数 H_{WT}/s	2
	额定直流电压 U_N/kV	2
同步发电机	额定容量 S_g/MW	3
	机端电压 U_g/kV	0.69
	交流额定频率 f_N/Hz	50
	惯性时间常数 H/s	3.01
	频率偏移限值 $\Delta f_{\max}/\text{Hz}$	0.5
直流电容	截止频率 f_{cut}/Hz	0.01
	电压恢复时间 t_{res}/s	10~30
	电压偏差限值 $\Delta U_{\max}/\text{p.u.}$	± 0.1
	电压变化率上限 $k_{\text{lim}}/(\text{kV}\cdot\text{s}^{-1})$	0.012 12

表 2 用于验证直流电压恢复效果的仿真策略

Table 2 Simulation strategy for validation of DC voltage restoration performance

策略	控制方法
I	无控制
II	仅直流电容虚拟惯性控制
III	考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制, 不限制电压恢复速率
IV	考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制, 且限制电压恢复速率

在频率和 RoCoF 方面, 策略 I 由于未加任何控制策略, 其扰动初期 RoCoF 最大, 约为 -0.85 Hz/s , 而其余 3 个策略的扰动初期 RoCoF 约为 -0.65 Hz/s , 相比策略 I 提升了 23.53%, 此外, 在频率最低点方面, 策略 I 的频率最低点达到了 49.06 Hz , 其余 3 个策略的频率最低点为 49.09 Hz , 相比策略 I 提升了 0.03 Hz 。对比策略 II 与策略 III 的频率波形, 策略 III 由于加入了电压恢复环节, 部分用于频率恢复的功率流向直流电容, 因此在频率恢复速率上稍慢于策略 II。对比策略 III 与策略 IV 的频率波形, 由于策略 IV 对电压恢复速率施加了限制, 限制了流向直流电容的功率大小, 因此频率得到更多的功率进行恢复, 在恢复速率上稍快于策略 III。

在电压恢复方面, 对比策略 II 与策略 III, 策略 III 电压恢复的速率显著高于策略 II, 且恢复误差显著小于策略 II, 并且策略 III 的电压随时间增加而缓慢恢复至额定值。对比策略 III 与策略 IV, 限制电压恢复速率的策略 IV 严格按照设定的斜率最大值

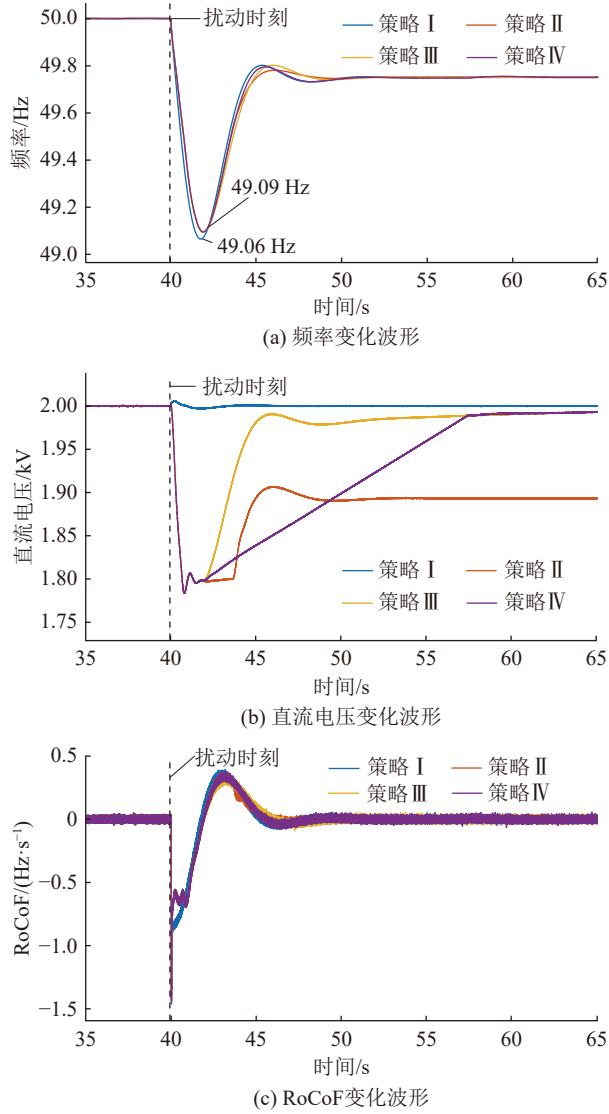


图9 施加5%总负荷的负荷阶跃后的仿真结果

Fig.9 Simulation results under a 5% total load step

k_{lim} 进行恢复,且在扰动末期随着时间增加而缓慢恢复至额定值。策略III与策略IV的频率波形差异较小,而电压波形差异较大。因此在允许情况下,可不对电压施加恢复速率限制,使其尽快恢复至额定值附近,以应对电压在恢复过程中可能出现的负荷阶跃。

其次,分析考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制与传统的考虑电压恢复的直流电容虚拟惯性控制的效果,特别是在频率变化和直流电压影响方面。为了方便对比分析,使用表3所示的策略,策略V采用考虑电压恢复的传统直流电容虚拟惯性控制。为使效果对比更加明显,将可投切负荷PL2的容量增加至 $P+jQ=0.10$ MW,将虚拟惯性时间常数提高至原来的1.5倍,直流电容容量为 $C_{dc}=0.15$ mF,在仿真时间40s时投入PL2,最大允许频率波动范围 Δf_{max} 提高至1 Hz。

表3 用于验证考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制方法的仿真策略

Table 3 Simulation cases for validation of novel DC capacitor virtual inertia control method considering voltage restoration

策略	控制方法
III	考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制,不限制电压恢复速率
V	考虑电压恢复的传统直流电容虚拟惯性控制

根据策略V,结合表1所示的系统参数,计算得出的控制参数为:

$$K_{fv} = \frac{\Delta U_{max}}{\Delta f_{max}} = \frac{0.1}{0.02} = 5 \quad (28)$$

$$H_c = \frac{C_{dc} U_N^2}{2S_b} = \frac{0.15 \times (2 \times 10^3)^2}{4 \times 10^6} = 0.15 \text{ s} \quad (29)$$

策略III的控制参数为 $H_{sc} = 1.575$ s, $f_{cut} = 0.01$ Hz。

仿真结果如图10所示。

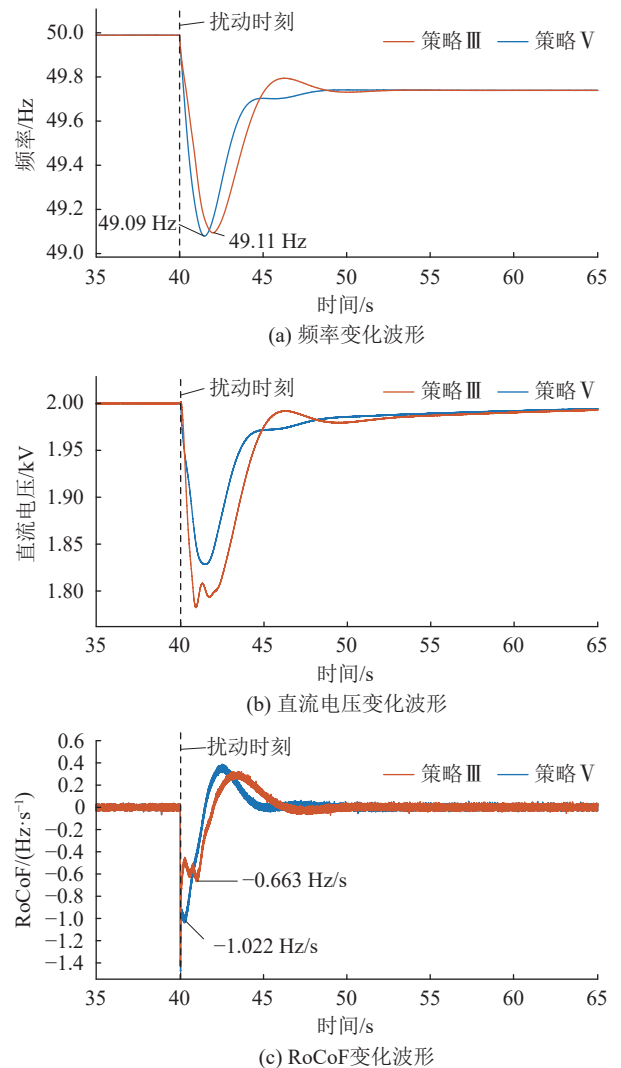


图10 施加10%总负荷的负荷阶跃后的仿真结果

Fig.10 Simulation results under a 10% total load step

从频率波形与 RoCoF 波形来看,策略 V 的频率最低点跌落至 49.09 Hz,策略 III 跌落至 49.11 Hz,二者相差不大,仅为 0.02 Hz。而在 RoCoF 方面,策略 V 扰动初期 RoCoF 最低达到了 -1.022 Hz/s,而策略 III 扰动初期 RoCoF 最低仅为 -0.663 Hz/s,相比策略 V 提升了 35.13%。由于虚拟惯性控制本身属于短期控制,并且主要针对 RoCoF 进行抑制,因此策略 III 的惯性支撑效果优于策略 V。从直流电压的波形来看,策略 V 的虚拟惯性支撑效果与电压恢复效果相对立,其电压下跌幅度小于策略 III,并未达到所设立的 0.1 p.u.的安全边界。策略 III 的惯性支撑效果更优,电容释放能量更多,因此策略 III 电压下跌幅度触及了安全边界,但后续电压恢复速率相对较快。根据虚拟惯性控制的定义和电压恢复的效果来看,考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制能够起到很好的抑制 RoCoF 和恢复直流电压的效果,并且其对频率恢复的影响较小。

4.2 验证风电系统改进分段协调频率控制的有效性

(1) 验证风电系统改进分段协调频率控制在单一扰动下的有效性。设置 3 组策略,策略 III、策略 V 同 4.1 节,策略 VI 为考虑电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制。仿真参数按照表 1 设置,但 PL2 的容量增加至 $P+jQ = 0.10 \text{ MW}$,将虚拟惯性时间常数提高至原来的 1.5 倍,直流电容容量对应修改 $C_{dc} = 0.15 \text{ mF}$ 。在此系统参数下,根据式(14)可计算出 $H_{sc} = 1.575 \text{ s}$,根据式(18)可计算出虚拟惯性时间常数覆盖范围 $\Delta f_v = 0.009 \text{ p.u.}$,设置转子虚拟惯性时间常数 $H_{RVIC} = 1.575 \text{ s}$ 。仿真结果如图 11 所示。

在图 11(a)中,3 种策略下的频率最低点值分别为策略 III 49.11 Hz、策略 V 49.14 Hz、策略 VI 49.15 Hz。策略 VI 与策略 V 相比,其频率最低点值提升了 0.01 Hz,而考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制由于未利用转子动能调频,因此其频率最低点在 3 种策略中最低,但其 RoCoF 抑制效果相对较好。

在图 11(b)中,由于策略 V 的传统恢复控制存在虚拟惯性大小和恢复速度之间的矛盾,其牺牲了频率支撑效果以获得直流电压的较快恢复,此外,由于其控制逻辑问题,可以看到直流电压并未触及安全边界,即并未完全利用直流电容储存的全部能量,存在一定的调频资源的浪费问题。

在图 11(c)中,由于策略 V 的直流电容无法继续释放能量以提供频率支撑,不得不激活转子提供剩余附加功率,因此其转子转速变化较大,转速最

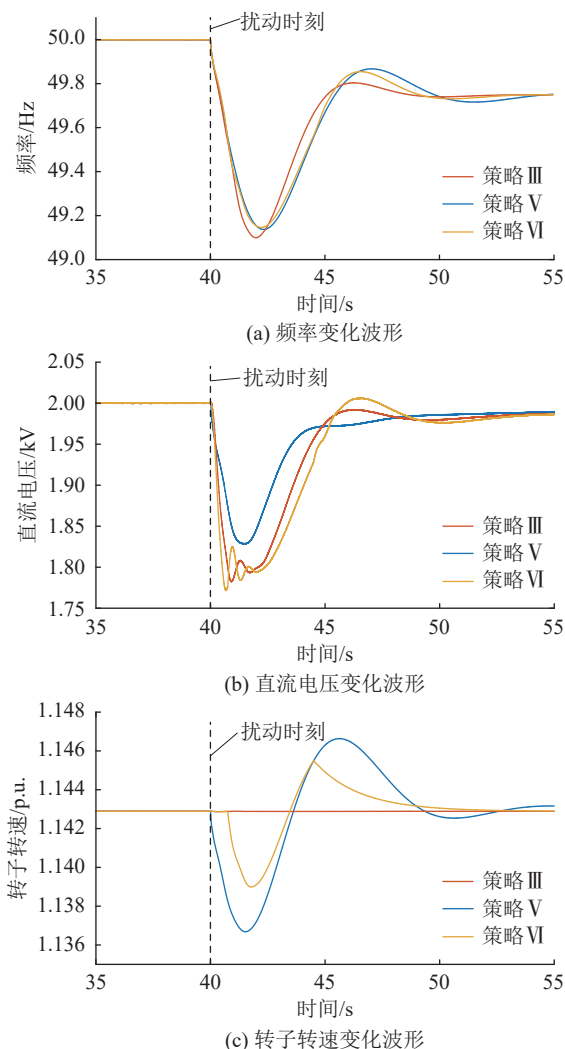


图 11 单一扰动下风电系统改进分段协调频率控制的仿真结果

Fig.11 Simulation results of wind power generation power system improved piecewise coordinated frequency control under a single disturbance

大偏差量为 0.006 2 p.u.,而所提风电系统改进分段协调频率控制的转速最大偏差量仅为 0.003 3 p.u.,相比减少了 46.77%,极大提高了风能利用率。

(2) 验证风电系统改进分段协调频率控制在连续扰动下的有效性。系统参数与单一扰动下的保持一致。此外,另外设置了可投切负荷 PL3 和 PL4,其负荷大小与 PL2 相同。在仿真时间 40 s、55 s、70 s 时,分别投入 PL2、PL3、PL4。设置 4 组仿真策略,策略 I、策略 III、策略 VI、策略 VII,其中策略 VII 为不考虑电压恢复的分段协调控制,仿真结果如图 12 所示。

从图 12(a)中可以看到,策略 VII 由于无电压恢复环节,其频率最低点与配置了电压恢复环节的策略 VI 相比,第 1 次扰动下差值几乎为 0,第 2 次扰动下差值为 0.022 Hz,第 3 次扰动下差值为 0.03 Hz,

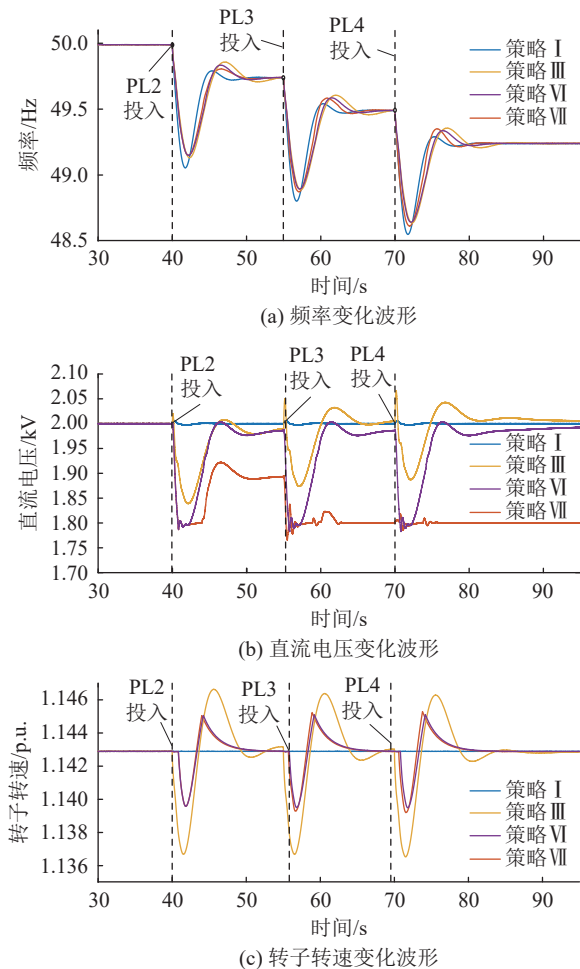


图 12 连续扰动下风电系统改进分段协调频率控制的仿真结果

Fig.12 Simulation results of wind power generation power system improved piecewise coordinated frequency control under cascading disturbances

在连续扰动下的差值越来越大。由图 12(b)可解释其原因为直流电容能够在 3 次扰动下均提供较为充足的虚拟惯量,在连续扰动下,能够为频率起到持续支撑的作用。此外,由图 12(c)可以看到,策略 III 由于未在最大程度上利用直流电容的可用能量,因此这部分能量由转子代替提供,体现在转子转速偏差量变大。

综上所述,所提考虑直流电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制策略能够协调转子和直流电容提供虚拟惯性的优先级,即最大程度优先利用直流电容,在电压触及安全边界时激活转子虚拟惯性,保证直流电压安全的同时充分满足调频需求,合理利用了直流电容潜在的能量,提高了风电系统的可持续调频能力。

5 结论

文中针对风电系统中直流电容提供虚拟惯性

时转子资源难以协同利用、直流电压在提供虚拟惯性后无法恢复、直流电容虚拟惯性大小与电压恢复速度相互影响等问题,提出了一种考虑直流电压恢复的风电系统改进分段协调频率控制方法。具体结论如下:

(1) 通过协调转子和直流电容提供虚拟惯性,系统解决了转子调频资源利用率低和直流电容虚拟惯性存在上限的问题。实验结果显示,转子转速波动幅度明显降低,直流电容能量利用率显著增加。

(2) 通过在风电系统中加入直流电容电压恢复环节,解决了风机使用直流电容提供虚拟惯性后直流侧电压无法恢复的问题。实验数据显示,在优化参数配置下,电压恢复对频率恢复几乎无影响。

(3) 通过隔离虚拟惯性和电压恢复控制回路,即对直流电容采用考虑电压恢复的新型直流电容虚拟惯性控制,解决了直流电压恢复速率与虚拟惯量大小相互影响的问题。实验数据显示,隔离二者后,频率波形与电压波形均得到了改善。

文中所提方法无需复杂的算法,控制结构简单、实用性强,有效提升了系统的持续调频能力以及抗连续扰动能力,在有效支撑电网频率稳定的同时,提高了风电系统调频资源利用率。后续研究可对频率最低点的预测或检测算法进行深入探讨。

参考文献:

- [1] 张剑云,李明节. 新能源高渗透的电力系统频率特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3498-3507.
ZHANG Jianyun, LI Mingjie. Analysis of the frequency characteristic of the power systems highly penetrated by new energy generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3498-3507.
- [2] 王博,杨德友,蔡国伟. 高比例新能源接入下电力系统惯量相关问题研究综述[J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2998-3007.
WANG Bo, YANG Deyou, CAI Guowei. Review of research on power system inertia related issues in the context of high penetration of renewable power generation[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2998-3007.
- [3] 何鑫,刘翠,李芸. 不同运行方式的大规模新能源接入电网后的调频特性研究[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(3): 168-176, 186.
HE Xin, LIU Cui, LI Yun. Study on frequency regulation characteristics of power grids after large-scale new energy integration under different operation modes[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(3): 168-176, 186.
- [4] 韩璐,尹纯亚,戴晨,等. 高比例新能源送端系统暂态电压运行风险分析[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 23-34.
HAN Lu, YIN Chunya, DAI Chen, et al. Transient voltage operational risk of a high-proportion new energy sending system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 23-34.

- [5] 江桂芬, 徐加银, 刘浩, 等. 考虑风机惯量支撑及有功备用的新能源电力系统优化调度模型[J]. 浙江电力, 2024, 43(5): 53-62.
JIANG Guifen, XU Jiayin, LIU Hao, et al. An optimal scheduling model for new energy power systems considering wind turbine inertia support and active power reserve[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(5): 53-62.
- [6] 贾宏刚, 邵克强, 王喆, 等. 考虑新能源集群接入的送端电网电压频率控制优化模型[J]. 可再生能源, 2023, 41(10): 1383-1390.
JIA Honggang, TAI Keqiang, WANG Zhe, et al. Optimization model of voltage and frequency control of AC-DC transmission power grid considering new energy cluster access[J]. Renewable Energy Resources, 2023, 41(10): 1383-1390.
- [7] 章雪萌, 孟祥娟, 毛福斌, 等. 考虑多时间尺度的新能源特性对地区电网的影响评估[J]. 南方能源建设, 2023, 10(5): 166-173.
ZHANG Xuemeng, MENG Xiangjuan, MAO Fubin, et al. Impact assessment of new energy characteristics on regional power grid considering multiple time scales[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(5): 166-173.
- [8] 张正阳, 殷明慧, 李阳, 等. 考虑机组稳定约束的风机一次调频控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(4): 1471-1481.
ZHANG Zhengyang, YIN Minghui, LI Yang, et al. Turbine stability-constrained primary frequency control of wind turbine generator[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(4): 1471-1481.
- [9] 郭树锋, 李威, 胡珊珊, 等. 考虑风机一次调频的风电高占比电网机组组合[J]. 电力工程技术, 2020, 39(4): 61-67.
GUO Shufeng, LI Wei, HU Shanshan, et al. Unit commitment considering the primary frequency regulation of wind turbine in grids with a high proportion of wind power[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 61-67.
- [10] 程林, 王吉利, 韩志勇, 等. 新能源接入对区域系统频率稳定的影响及机组改进控制策略[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(2): 28-34.
CHENG Lin, WANG Jili, HAN Zhiyong, et al. Impact of new energy access on regional system frequency stability and unit improvement control strategy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(2): 28-34.
- [11] 苏嘉豪, 蔺红, 樊艳芳. 基于变下垂系数的风电全直流输电系统一次调频协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(8): 55-64.
SU Jiahao, LIN Hong, FAN Yanfang. Primary frequency regulation coordination control strategy of a wind power all-DC transmission system based on variable droop coefficient[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(8): 55-64.
- [12] 唐坚, 苏剑涛, 姚禹歌, 等. 面向新型电力系统的风电调频技术分析[J]. 热力发电, 2022, 51(7): 1-8.
TANG Jian, SU Jiantao, YAO Yuge, et al. Technical analysis of power system frequency regulation by wind power for new power system[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(7): 1-8.
- [13] 杨德健, 许益恩, 高洪超, 等. 计及转速平滑恢复的双馈风电机组自适应频率控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 172-179.
YANG Dejian, XU Yien, GAO Hongchao, et al. Self-adaptive frequency control scheme of a doubly-fed induction generator with smooth rotor speed recovery[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 172-179.
- [14] CHEN W, YANG W B, QI H F, et al. Coordinated power reserve control of wind farm for frequency regulation[J]. IEEE Access, 2023, 11: 55465-55473.
- [15] 杨黎, 兰怡希, 林玲, 等. 风储系统中储能虚拟惯量评估与频率支撑技术[J]. 浙江电力, 2024, 43(6): 52-60.
YANG Li, LAN Yixi, LIN Ling, et al. A virtual inertia assessment and frequency support technology for wind-storage power generation system[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(6): 52-60.
- [16] 朱博, 束洪春, 吴水军, 等. 风电调频补偿水锤效应的频率特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(2): 65-76.
ZHU Bo, SHU Hongchun, WU Shuijun, et al. Analysis of frequency characteristics of water hammer effect compensated by wind power frequency modulation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(2): 65-76.
- [17] 王鑫, 杨德健. 基于变系数 PI 控制的双馈风电机组自适应转速恢复策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(15): 4120-4129.
WANG Xin, YANG Dejian. Adaptive speed recovery strategy of doubly-fed induction generator based on variable PI control coefficient[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(15): 4120-4129.
- [18] LAO H J, ZHANG L, ZHAO T, et al. Innovated inertia control of DFIG with dynamic rotor speed recovery[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(5): 1417-1427.
- [19] 李世春, 宋秋爽, 薛臻瑶, 等. 含风电虚拟惯性响应的新能源电力系统惯量估计[J]. 电力工程技术, 2023, 42(2): 84-93.
LI Shichun, SONG Qiushuang, XUE Zhenyao, et al. Inertia estimation of new energy power system with virtual inertia response of wind power[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(2): 84-93.
- [20] TU G G, LI Y J, XIANG J. Coordinated rotor speed and pitch angle control of wind turbines for accurate and efficient frequency response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(5): 3566-3576.
- [21] 杨立滨, 宗鸣, 李春来. 考虑直流侧电容存储能量的风电机组虚拟惯性控制策略[J]. 可再生能源, 2020, 38(6): 798-803.
YANG Libin, ZONG Ming, LI Chunlai. Virtual inertia control strategy of wind turbine generation considering the stored energy of DC capacitor[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(6): 798-803.
- [22] 姚伟, 熊永新, 姚雅涵, 等. 海上风电柔直并网系统调频控制综述[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3397-3413.
YAO Wei, XIONG Yongxin, YAO Yahan, et al. Review of voltage source converter-based high voltage direct current integrated offshore wind farm on providing frequency support

- control[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(10): 3397-3413.
- [23] ZENG X Y, LI X P, WANG S L, et al. Virtual inertia control and short-term primary control for PMSG-based wind turbine using supercapacitor[C]//2020 4th International Conference on HVDC (HVDC). Xi'an, China. IEEE, 2020: 191-196.
- [24] 颜湘武, 宋子君, 崔森, 等. 基于变功率点跟踪和超级电容器储能协调控制的双馈风电机组一次调频策略[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(3): 530-541.
- YAN Xiangwu, SONG Zijun, CUI Sen, et al. Primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on variable power point tracking and supercapacitor energy storage[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(3): 530-541.
- [25] 何廷一, 孙领, 王晨光, 等. 避免频率二次跌落的风电场一次调频功率分配方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(11): 12-20.
- HE Tingyi, SUN Ling, WANG Chenguang, et al. A method of primary frequency regulation power distribution in a wind farm to avoid secondary frequency drop[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(11): 12-20.
- [26] GUO K, FANG J Y, TANG Y. Autonomous DC-link voltage restoration for grid-connected power converters providing virtual inertia[C]//2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Portland, OR, USA. IEEE, 2018: 6387-6391.
- [27] 颜湘武, 崔森, 常文斐. 考虑储能自适应调节的双馈感应发电机一次调频控制策略[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(5): 1027-1039.
- YAN Xiangwu, CUI Sen, CHANG Wenfei. Primary frequency regulation control strategy of doubly-fed induction generator considering supercapacitor SOC feedback adaptive adjustment[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(5): 1027-1039.
- [28] 秦垚, 王晗, 邓桢彦, 等. 自同步电压源永磁直驱风电机组的直流电压同步机制及其统一控制结构[J]. *高电压技术*, 2023, 49(1): 31-41.
- QIN Yao, WANG Han, DENG Zhenyan, et al. Synchronization mechanism and unified control structure for PMSG-based WTGs by using the DC-link voltage to realize self-synchronous voltage source control[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(1): 31-41.
- [29] 施静容, 李勇, 贺悝, 等. 一种提升交直流混合微电网动态特性的综合惯量控制方法[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(2): 337-345.
- SHI Jingrong, LI Yong, HE Li, et al. A comprehensive inertia control method for improving the dynamic characteristics of hybrid AC-DC microgrid[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(2): 337-345.
- [30] JIANG Q, ZENG X Y, LI B H, et al. Time-sharing frequency coordinated control strategy for PMSG-based wind turbine[J]. *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, 2022, 12(1): 268-278.
- [31] 舒展, 熊华强, 蔡霞, 等. 直驱风机直流母线电压控制对系统功率振荡的影响分析及改进方法[J]. *电网技术*, 2020, 44(9): 3441-3449.
- SHU Zhan, XIONG Huaqiang, CAI Xia, et al. Influence of DC bus voltage control of direct-drive PMSG on power oscillation and its improvement[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(9): 3441-3449.
- [32] XIE Z, FENG Y T, MA M Y, et al. An improved virtual inertia control strategy of DFIG-based wind turbines for grid frequency support[J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2021, 9(5): 5465-5477.
- [33] 窦飞, 蔡晖, 郭朝辉, 等. 基于深度强化学习的多端背靠背柔性直流系统直流电压控制[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(19): 155-162.
- DOU Fei, CAI Hui, GUO Zhaohui, et al. DC voltage control of back-to-back multi-terminal VSC-HVDC system based on deep reinforcement learning[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(19): 155-162.
- [34] 彭寅章, 王海云, 南东亮, 等. 多端柔性直流系统的直流电压控制策略研究[J]. *现代电子技术*, 2023, 46(16): 128-134.
- PENG Yinzhang, WANG Haiyun, NAN Dongliang, et al. Research on DC voltage control strategy of voltage source converter multi-terminal DC system[J]. *Modern Electronics Technique*, 2023, 46(16): 128-134.
- [35] PENG Q, FANG J Y, YANG Y H, et al. Maximum virtual inertia from DC-link capacitors considering system stability at voltage control timescale[J]. *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, 2021, 11(1): 79-89.
- [36] 劳焕景, 张黎, 宋鹏程, 等. 一种考虑最优状态动态恢复的风电持续调频策略[J]. *电网技术*, 2020, 44(12): 4504-4512.
- LAO Huanjing, ZHANG Li, SONG Pengcheng, et al. Wind power sustained frequency regulation strategy with dynamic optimized state recovery behavior[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(12): 4504-4512.

作者简介:



陈阅海

陈阅海(2001),男,硕士在读,研究方向为新能源并网控制(E-mail: 1054854976@qq.com);

彭乔(1994),女,博士,副研究员,通信作者,研究方向为新型电力系统频率稳定与控制、新能源和储能并网控制;

刘天琪(1962),女,博士,教授,博士生导师,研究方向为电力系统稳定与控制、高压直流输电、柔性直流电网。

(下转第 196 页)

Fault diagnosis of MMC-MTDC based on traveling wave characteristics and KOA-CNN-BiGRU-AM

YU Bo, GAO Xuejun, WANG Can, LI Ruiling, XU Yanbin, RONG Mengjie

(College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: Based on travelling wave features, a diagnostic method is proposed to address the complexity of manual threshold setting process and the difficulty of detecting high-resistance faults in the fault diagnosis of multi-terminal direct current grid based on modular multilevel converter (MMC-MTDC). Firstly, the blocking effect of boundary elements on high-frequency signals is identified by analyzing the fault characteristics of the system. Secondly, empirical mode decomposition (EMD) is employed to decompose power signals into intrinsic mode function (IMF), and the energy values of the IMF is utilized as fault features to train the CNN-BiGRU network composed of convolutional neural network (CNN) and bidirectional gated recurrent unit (BiGRU). On this basis, the Kepler optimization algorithm (KOA) and attention mechanism (AM) are employed to enhance the CNN-BiGRU network to realize the fault diagnosis of the MMC-MTDC. Finally, the simulation model is built in PSCAD/EMTDC. The results show that the method can not only realize the detection of bus faults and line faults but also solve the problem of easy refusal of protection under the high resistance state while meeting the requirements of protection reliability and speed.

Keywords: multi-terminal direct current grid based on modular multilevel converter (MMC-MTDC); fault characteristics; empirical mode decomposition (EMD); Kepler optimization algorithm (KOA); attention mechanism (AM); convolutional neural network (CNN); bidirectional gated circulation unit (BiGRU); fault diagnosis

(编辑 方晶)

(上接第 171 页)

Improved piecewise coordinated frequency control of wind power generation system considering voltage restoration

CHEN Yuehai¹, PENG Qiao¹, LIU Tianqi¹, GU Tingyun², ZHANG Houyi², XIN Yue¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Electric Power Research Institute of Guizhou Power Grid Co., Ltd, Guiyang 550007, China)

Abstract: The large-scale integration of wind farms and power electronic devices reduces the total inertia and frequency regulation capability of power grid. The new energy systems, including wind power generation system, are required to provide sufficient inertia support to ensure the stability and safety of frequency. The wind power generation system can provide virtual inertia to the power grid by applying the kinetic energy of wind turbine rotor or the electrostatic energy of DC capacitor. However, how to coordinate the two sources to achieve optimal utilization of resources and efficient inertia support is the current research difficulty. On the other hand, the participation of DC capacitor of wind power generation system in virtual inertia provision may lead to sustaining deviation of DC voltage from the rated value. It is difficult for the wind power generation system to cope with subsequent possible disturbances, and the continuous frequency regulation capability of wind power generation system is constrained. Therefore, an improved piecewise coordinated frequency control method for wind power generation system considering voltage restoration is proposed. Firstly, a piecewise coordinated frequency control of wind power generation system considering virtual inertia provision from wind turbine rotor and DC capacitor is constructed. Then, a novel virtual inertia control of DC capacitor considering DC voltage restoration is proposed, based on which an improved piecewise coordinated frequency control of wind power generation system considering voltage restoration is developed. Finally, simulation analysis is carried out in PSCAD/EMTDC. The simulation results show that the proposed control method fulfills the participation of DC capacitor in virtual inertia provision, and it can restore the DC voltage rapidly without affecting the inertia support performance of wind power generation system. The proposed method optimizes the use of frequency regulation resources and improves the grid support capability of wind power generation system under cascading frequency disturbances.

Keywords: wind power generation system; frequency control; virtual inertia; DC capacitor; voltage restoration; piecewise control

(编辑 吴昊)