

直流配电网中旋转电机的可控惯性控制策略

付媛, 黄馨仪, 徐岩, 白聪聪

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 河北 保定 071003)

摘要:分析直流配电网电压动态变化过程中电容器储能与旋转电机机械动能之间的能量转换关系, 阐述基于虚拟电容的直流电压惯性的定义, 提出适用于直流配电网中旋转电机改善电压惯性的控制策略。该控制策略通过引入电压波动信号, 分别修正同步电机侧变流器的电流控制以及变速风电机组的功率曲线系数, 将2种发电机组的转速与配电网直流电压相互耦合, 使2种发电机组均可在系统电压变化过程中释放或吸收旋转动能, 并通过模拟电容器充放电过程中的能量变化, 为直流电压提供惯性支持。通过建立6端直流配电网仿真系统, 验证所提控制策略在系统功率不平衡后, 能利用同步发电机和风电机组提供的电压惯性支持, 有效地抑制直流电压波动, 从而提高系统暂态稳定性。

关键词:直流配电网; 电压暂态稳定性; 旋转电机; 虚拟电容; 惯性控制

中图分类号: TM 721.1

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2018.10.006

0 引言

新能源的大规模开发利用要求未来电网不仅能保证高效安全的电能供应, 还须能承载大量分布式电源和多样化的负荷用电要求。若以直流方式构建配电网, 不仅避免了新能源、直流及变频负荷两级换流, 使得负荷与电源间电气隔离, 还可改善并网环境和电能质量^[1-3]。但直流系统中存在大量旋转电机, 由于变流器的隔离作用使旋转电机机械部分和电气部分解耦, 无法响应直流系统电压变化, 且含有大量旋转动能无法支持系统功率, 导致系统惯性较低, 其暂态稳定问题远比传统交流系统严峻^[4-7]。

目前关于提高直流配电网暂态稳定性的相关研究还较少。文献[8-10]在变速恒频风电机组最大功率点跟踪 MPPT (Maximum Power Point Tracking) 控制中引入频率变化量, 提出附加惯性控制和改进 MPPT 控制的虚拟惯性控制策略。上述虚拟惯性控制策略能改善系统频率暂态稳定性, 虽然不适用于直流配电网, 但是具有一定的借鉴意义。文献[11]提出一种电压分层协调控制策略, 根据直流电压偏差值切换工作状态, 维持系统稳定运行, 但其不响应电压变化率, 属于一次调压范畴, 在电压突变瞬间起不到良好的电压支撑作用, 难以改善电压暂态稳定性。文献[12]提出一种由暂态电压高频分量决定的变速风电机组在直流微电网中的虚拟控制方法, 但未验证电压发生较大变化工况下该方法的作用效果。文献[13]通过在系统中添加超级电容器或储

能装置来改善直流微电网的系统惯性, 但超级电容器能量密度低, 蓄电池成本较高, 且未考虑蓄电池的暂态响应。随着直流电网暂态特性研究的不断深入, 直流系统的惯性不足被视为其暂态稳定性弱于交流系统的关键因素, 尤其在目前广受关注的直流故障特性分析中被多次提及, 且尚未得到合理解决^[14-15]。改善直流系统的暂态稳定性首先需要解决系统电容不足引起的低惯性问题, 即要求直流电网具备可控惯性控制技术, 使其能够虚拟出可控电容改善电压惯性, 进而快速抑制直流电压波动。

为改善直流配电网的电能质量, 提高系统暂态稳定性, 充分利用直流电网中旋转电机的机械惯量潜力, 本文在给出直流电网惯性概念的基础上, 拓展出虚拟电容的概念, 深入分析具备功率支持能力的旋转电机通过虚拟电容对直流系统进行惯性支持的机理, 并针对同步发电机和变速风电机组各自的运行特点, 分别提出相应的可控惯性控制策略, 为直流电压提供支持作用, 从而改善直流系统暂态稳定性。为验证所提惯性控制策略的有效性, 在 MATLAB/Simulink 仿真软件中搭建了直流配电网的仿真模型, 并得到了不同工况下所提控制策略对直流电压支持的动态过程。

1 直流配电网的拓扑结构

含新能源的直流配电网拓扑结构如图1所示, 其由同步发电机组、永磁直驱风电机组 PMSG (Permanent-Magnet Synchronous Generator)、光伏系统、储能系统、交流负荷及直流负荷六部分组成^[16]。

系统中同步发电机在并网变流器 G-VSC (Grid side-Voltage Source Converter) 的 $P-U$ 下垂控制下, 维持网络电压稳定, 保证系统的电能质量; PMSG 在机侧电压源型变流器 W-VSC (Wind side-Voltage Source Converter) 的控制下, 实时汇集风电功率, 并全部输

收稿日期: 2017-08-10; 修回日期: 2018-07-25

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (51607070); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目 (2018MS90)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51607070) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities (2018MS90)

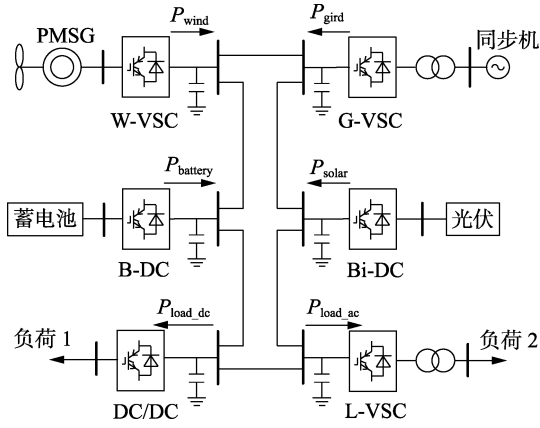


图 1 直流配电网的拓扑结构

Fig.1 Topology of DC distribution network

入到系统中;光伏系统和储能系统分别通过双向 DC/DC 变流器 Bi-DC (Bidirectional DC/DC Converter) 和储能侧 DC/DC 变流器 B-DC (Battery-side DC/DC Converter) 接入直流电网;交流负荷通过负荷侧变流器 L-VSC (Load side-Voltage Source Converter) 联网,利用恒压恒频控制保证无源负荷的稳定接入,而直流负荷在 DC/DC 变流器的控制下,完成功率交换。

2 直流系统中旋转电机的虚拟惯性

2.1 直流系统的固有惯性

直流电网中直流侧电容的存储电能 E_c 为:

$$E_c = Cu_{dc}^2/2 \quad (1)$$

其中, C 为直流侧并联电容值; u_{dc} 为直流电压。

因为直流电网暂态稳定主要取决于网络电压动态特性,所以直流系统惯性体现为抑制电压突变,为电网重建功率平衡提供时间裕度。但直流系统响应时间数量级小,一次调压动态响应速度较慢,且旋转电机由于变流器隔离作用,无法起到功率支持作用。因此当直流系统内功率不平衡时,主要通过直流侧并联电容快速充放电能来补偿系统功率差额,阻止电压突变,维持系统暂态稳定性,其等效电路如图 2 所示。图中, P_i 、 I_i 分别为变流器流向直流侧电容的有功功率及电流; P_o 、 I_o 分别为直流侧电容流向直流网侧的有功功率及电流。

将交流系统惯性时间常数推广到直流系统,定义直流系统固有惯性时间常数为额定电压下直流侧电容完全释电能所用的时间:

$$H_{dc} = \sum_{i=1}^m E_{Ci}/S_N \quad (2)$$

其中, E_{Ci} 为电容器 C_i 存储的电能; S_N 为系统的总容量。若并联电容值越大,存储能量越多,则直流系统 H_{dc} 越大。实际直流侧并联电容值较小,直流电网

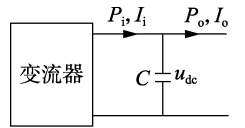


图 2 直流系统等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of DC system

H_{dc} 的数量级远小于交流电网^[17]。

2.2 旋转电机的虚拟电容

旋转电机通过变流器接入直流电网,其机械部分和电网电气部分解耦,机组转速对系统功率变化几乎无响应,故其大量固有的机械惯量在直流电网中得不到充分利用。目前当直流电网出现功率失衡时,通常通过直流侧并联电容充放电来平衡系统功率差额。功率补偿量表达式为:

$$\Delta P_{dc} = Cu_{dc} du_{dc}/dt \quad (3)$$

当系统出现大幅功率变化时,因电容器配置有限,其充放电功率难以满足负荷变化需求,造成电压波动甚至失控振荡。若利用旋转电机所隐藏的机械动能潜力来平衡变化功率,直流侧固有电容继续维持直流电压,可以有效改善系统的电压暂态稳定性。

旋转电机的转子运动方程为:

$$P_m - P_e = J_s \omega_s \frac{d\omega_s}{p_s^2 dt} \quad (4)$$

其中, P_m 为机械功率; P_e 为电磁功率; J_s 为电机机械惯量; ω_s 为旋转电机角速度; p_s 为电机的极对数。

联立式(3)和式(4)可得:

$$J_s \omega_s \frac{d\omega_s}{p_s^2 dt} = C_v u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} \quad (5)$$

其中, C_v 为虚拟电容。

对式(5)进行积分可得:

$$J_s (\omega_s^2 - \omega_{s0}^2)/2 = C_v (u_{dc}^2 - u_{dc0}^2)/2 \quad (6)$$

其中, ω_{s0} 为旋转电机初始稳态电角速度; u_{dc0} 为初始直流电压。

对波动的直流电压进行标么化处理得:

$$\frac{J_s \omega_{s0}^2}{2p_s^2} (2\Delta\omega_s + \Delta\omega_s^2) = \frac{1}{2} C U_{dc}^2 (2\Delta u_{dc} + \Delta u_{dc}^2) \quad (7)$$

其中, U_{dc} 为额定电压; $\Delta\omega_s$ 为电角速度变化量的标么值; Δu_{dc} 为直流电压变化量的标么值。

由式(7)可得关于 $\Delta\omega_s$ 的一元二次方程为:

$$\Delta\omega_s^2 + 2\Delta\omega_s = \frac{E_{CN}}{E_{k0}} (2\Delta u_{dc} + \Delta u_{dc}^2) = \mu (2\Delta u_{dc} + \Delta u_{dc}^2) \quad (8)$$

其中, E_{CN} 为额定电压下虚拟电容储能; E_{k0} 为稳态转子动能; μ 为虚拟电容储能和转子动能比值。

通过求解可得:

$$\Delta\omega_s = -1 \pm \sqrt{1 - \mu (2\Delta u_{dc} + \Delta u_{dc}^2)} \quad (9)$$

由于旋转电机受转速极限限制,转速的改变量不会超过额定转速值(即 $\Delta\omega_s > -1$ p.u.),则 $\Delta\omega_s$ 的取值为:

$$\Delta\omega_s = -1 + \sqrt{1 - \mu (2\Delta u_{dc} + \Delta u_{dc}^2)} \quad (10)$$

旋转电机转速与系统直流电压的关系如式(10)所示,故可将系统的电压差额引入电机功率控制系统的功率参考指令中,通过变流器控制环节调节电机转速进行吸收或释放转子动能,建立系统电压与电机转速间的耦合关系,释放旋转电机被隐藏的机械惯量。通过模拟直流侧电容的充放电过程,相当于虚拟出电容向系统提供功率支持,增大系统惯性,改善系统暂态稳定性。

由此,定义旋转电机的虚拟电容为:

$$C_V = \mu(2E_{k0}/U_{dc}^2) \quad (11)$$

由上式可知, C_V 的大小与自身初始动能、系统额定电压 U_{dc} 及虚拟系数 μ 有关。通过改变 μ , 可虚拟出比系统固有电容大数倍的电容, 以提高稳定性。

2.3 旋转电机虚拟惯性分析

为保证旋转电机安全稳定运行, 转速调节控制器需设置限值 ω_{smin} 和 ω_{smax} , 防止转速过低造成绕组电流过大、电机发热甚至损坏; 限制电机转速过高, 使传动机构免受损伤。可得旋转电机的转速调节范围为:

$$\Delta\omega_{s-} \leq \Delta\omega_s \leq \Delta\omega_{s+} \quad (12)$$

其中, $\Delta\omega_{s-} = \omega_{smin} - \omega_{s0}$, 为减速裕度; $\Delta\omega_{s+} = \omega_{smax} - \omega_{s0}$, 为加速裕度。

结合式(8)、(12), 可得 Δu_{dc} 的约束条件为:

$$-\frac{\Delta\omega_{s+}^2 + 2\Delta\omega_{s+}}{\mu} \leq \Delta u_{dc}^2 + 2\Delta u_{dc} \leq -\frac{\Delta\omega_{s-}^2 + 2\Delta\omega_{s-}}{\mu} \quad (13)$$

其中, $\Delta u_{dc-} \leq \Delta u_{dc} \leq \Delta u_{dc+}$, $\Delta u_{dc-} = u_{dcmin} - u_{dc0}$, $\Delta u_{dc+} = u_{dcmax} - u_{dc0}$, u_{dcmax} 、 u_{dcmin} 分别为满足电压质量要求的上、下限值, Δu_{dc+} 为升压裕度, Δu_{dc-} 为降压裕度。

由式(13)可得 Δu_{dc} 的特性曲线, 如图 3 所示。

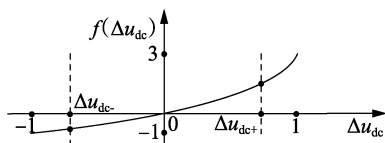


图 3 Δu_{dc} 的函数曲线

Fig.3 Function curve of Δu_{dc}

由图 3 和式(13)可得 μ 的取值范围为:

$$-\frac{\Delta\omega_{s-}^2 + 2\Delta\omega_{s-}}{\Delta u_{dc+}^2 + 2\Delta u_{dc+}} \leq \mu \leq -\frac{\Delta\omega_{s+}^2 + 2\Delta\omega_{s+}}{\Delta u_{dc-}^2 + 2\Delta u_{dc-}} \quad (14)$$

将 μ 代入式(8)得:

$$d\omega_s^2/dt = \mu(du_{dc}^2/dt) \quad (15)$$

根据式(14)、(15)可得, 在 μ 的取值范围内, 其数值越大, 为维持虚拟电容值的恒定, 相同的直流电压变化率引起相应的转速变化率越大, 即旋转电机机械动能变化越快, 对系统能提供越快速的功率支持, 阻止系统电压突变, 提高系统的暂态稳定性。

根据国家标准可得当直流配电网电压等级在 10 kV 及以下时, 由冲击负荷产生的电压波动允许值为 $\pm 2.5\%$ ^[18], 旋转电机的转速变化范围为 $\pm 25\%$ ^[19]。根据式(14), 求出 μ 的最大取值范围。定 μ 下限时, 取转速最小变化量标幺值为 -0.005 p.u., 电压最大变化量标幺值为 0.025 p.u., 可计算得出 μ 下限为 0.197 ; 定 μ 上限时, 取转速最大变化量标幺值为 0.25 p.u., 电压最小变化量标幺值为 -0.01 p.u., 则求得上限为 28 , 实际中当电压变化量更小时, μ 的上限值可取更大。当电压在 $-1\% \sim 2.5\%$ 内变化, 转速在 $-0.5\% \sim 25\%$ 内变化时, μ 的取值范围为 $0.197 \sim 28$ 。在具体应用中, 可结合实际旋转电机运行状况和电网情况来取合适的 μ 值。直流配电网中, 由于系统有效惯量较低, 往往设定 $\mu \gg 1$, 从而使旋转电机在较大的转速调节范围内虚拟出比自身固有惯量大很多倍的等效惯量, 给系统电压稳定提供更有效的功率支持。

引入虚拟电容后直流系统的惯性时间常数为:

$$H = H_{dc} + \frac{\sum_{i=1}^n E_{C_{Vi}}}{S_N} = H_{dc} + \frac{u_{dc0}^2 E_{k0} \sum_{i=1}^n \mu_i}{U_{dc}^2 S_N} \quad (16)$$

其中, n 为加入惯性控制的旋转电机数量; μ_i 为第 i 个加入惯性控制旋转电机的虚拟系数; $E_{C_{Vi}}$ 为第 i 个电机加入惯性电容的虚拟存储电能。

对比式(2)可知, H 随旋转电机惯性控制的加入而增大, 同时与虚拟系数 μ 有关。 $H-\mu$ 关系曲线如图 4 所示, 图中 $\mu_{i,min}$ 和 $\mu_{i,max}$ 分别为第 i 个加入惯性控制的旋转电机虚拟系数的最小值和最大值。

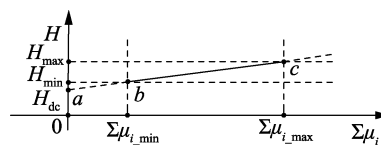


图 4 $H-\mu$ 关系曲线

Fig.4 Curve of $H-\mu$

由图 4 可知, 虚拟系数 μ 在式(14)所示的取值范围内, 直流系统的惯性时间常数在图中 $b-c$ 段内, 根据设定的 μ , 即可由图 4 确定惯性时间常数的范围, 也可通过将数值代入式(16)直接求得。

3 直流配电网旋转电机的惯性控制

3.1 风电机组惯性控制策略

变速风电机组采用 MPPT 控制, 机组转速取决于风速, 当系统由于功率扰动出现电压变化时, 最大功率点跟踪控制器的功率控制指令不发生变化, 系统电压与机组转速不存在耦合关系, 因而变速风电机组不能对直流系统内的功率波动提供功率支持。

将直流电压变化引入 MPPT 曲线比例系数中, 可跟据电压变化调节风电机组的功率输出, 利用变

流器功率控制作用的快速性,进行功率跟踪曲线快速切换,调整机组电磁输出功率,使风力机转子加速或减速,存储或释放转子动能。因此,为提高直流配电网的暂态稳定性,可采用基于直流电压变化量的可控惯性控制方法。该方法将风电机组动能和系统电压耦合,释放风电机组被隐藏的机械惯量,当系统发生功率扰动时,主动提供功率支持,可增加系统惯性,提高系统暂态稳定性。加入可控惯性控制后,风电机组有功功率参考值由式(17)决定。

$$P = \begin{cases} k_v \omega_s^3 & \omega_{s1} \leq \omega_s < \omega_{s2} \\ \frac{P_{\max} - k_v \omega_{s2}^3}{\omega_{s\max} - \omega_{s2}} (\omega_{s\max} - \omega_{s2}) + P_{\max} & \omega_{s2} \leq \omega_s < \omega_{s\max} \\ P_{\max} & \omega_s \geq \omega_{s\max} \end{cases} \quad (17)$$

其中, k_v 为加入惯性控制后功率跟踪曲线系数; ω_{s1} 为机组初始转速; ω_{s2} 为机组进入转速恒定区初始转速; $\omega_{s\max}$ 为转速限幅值; $P_{\max}$ 为机组输出功率限幅值。

变速风电机组基于直流电压变化量的可控惯性控制动态调节过程如图 5 所示,图中横、纵坐标均为标么值。

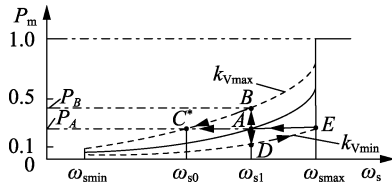


图 5 功率跟踪曲线动态切换图

Fig.5 Dynamic switching diagram of power tracking curve

当系统负荷突增、直流电压降低时,惯性控制器增大功率跟踪曲线系数,系统运行点突变到点 B,电磁功率瞬时增大,而机组转速不能瞬时变化,机械功率保持不变,造成机组两侧功率不平衡,转子减速释放存储动能,补偿系统功率缺额,随后系统到达新的稳定点 C*; 当系统负荷突减、电压升高时,控制器减小曲线系数,系统运行点突变到点 D,电磁功率瞬时减小,转子加速存储动能,随后到达新的稳定点 E,随着系统电压恢复,转速恢复到初始转速,机组将重回最初运行点。在此过程中惯性控制起到短时功率支撑作用,阻止系统电压突变,提高系统暂态稳定性,为系统重建功率平衡争取时间。

风速恒定情况下认为点 A 和点 C* 电磁功率近似相等,可得功率关系为:

$$k_v \omega_{s1}^3 \approx k_0 \omega_{s0}^3 \quad (18)$$

其中, k_0 为最大功率追踪曲线系数初始值。

将式(10)代入式(18)得:

$$k_v = \frac{k_0 \omega_{s0}^3}{[\omega_{s0} - 1 + \sqrt{1 - \mu(2\Delta u_{dc} + \Delta u_{dc}^2)}]^3} \quad (19)$$

本文所提控制策略框图如图 6 所示。

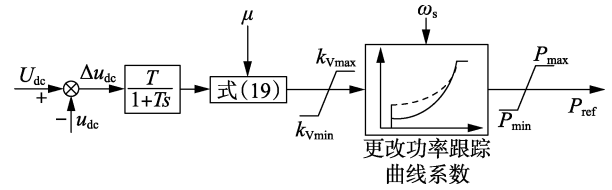


图 6 风电机组惯性控制框图

Fig.6 Control block diagram of wind turbine inertial

由于风电机组转速与系统电压非直接耦合,且转速调节范围较宽,考虑到安全经济性等需对 k_v 进行限幅设置,限幅范围为 $k_{v\min} < k_v < k_{v\max}$ 。因此,变速风电机组的惯性控制不仅能迅速响应系统电压变化,虚拟出自身惯量数倍的虚拟惯量,还能保证风电机组始终具有稳定运行点。

3.2 同步电机惯性控制策略

由式(4)、(5)可知,当系统电压发生波动时,由于旋转电机机械功率变化较慢,则电机电磁功率瞬时变化量与电压变化率成正比,将 C_v 代入式(5)可得:

$$\Delta P_{dc} = C_v u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = \mu \frac{2E_{k0}}{U_{dc}^2} u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = -\mu \frac{2E_{k0}}{U_{dc}^2} u_{dc} \frac{d(U_{dc} - u_{dc})}{dt} \quad (20)$$

同步电机 G-VSC 采用直接电流控制,其外环采用功率-直流电压控制,内环采用电流的 PI 控制。将系统电压变化差额作为输入控制量,经微分环节,进一步地将附加控制修正量引入变流器下垂控制的内环电流环节中,并叠加有功电流进行附加惯性控制,对电压快速变化做出响应,利用变流器的快速有功调节,模拟出并联电容的惯量特性。附加电流修正量表达式如下:

$$\Delta i = \frac{\Delta P_{dc}}{u_{dc}} = -\mu \frac{2E_{k0}}{U_{dc}^2} \frac{d(U_{dc} - u_{dc})}{dt} \quad (21)$$

当系统电压发生波动时,控制策略结合式(21)修正变流器的电流参考指令快速响应电压变化,改变电机侧变流器的功率输出对系统进行功率支持,实现同步发电机的惯性控制,其控制框图见图 7。

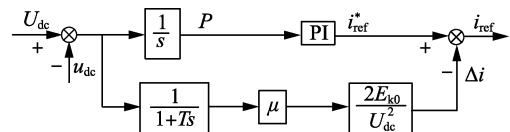


图 7 同步电机惯性控制框图

Fig.7 Control block diagram of synchronous motor inertial

由图 7 可看出,当系统稳定运行时,隔直环节使得电流修正量输出值为 0,惯性控制不起作用;当系统电压由于功率扰动而下降时,电压变化量正向增大,附加惯性控制输出的电流修正量增大电流指令值,变流器快速增加输出功率,补偿系统的功率缺

额,给系统提供功率支持,改善系统暂态稳定性。

综上可知,直流配电网中的多种旋转电机,即变速风电机组和同步电机,均可通过基于直流电压变化量的可控惯性控制策略响应系统的电压波动。其中,风电机组在直流电压波动量指导下切换功率曲线,同步电机将直流电压变化引入电流控制环节中修正电流给定值,快速调节机组有功输出,支持系统惯性功率。系统中风电机组和同步电机控制同时采用可控惯性控制后,在功率失衡造成电压骤变初期,可为系统提供惯性支持,从而有效提高直流系统暂态稳定性。

4 仿真验证

为验证所提旋转电机可控惯性控制策略的有效性,在 MATLAB/Simulink 仿真平台中搭建如图 1 所示的 6 端环状直流低压配电网仿真模型,系统参数见附录中表 A1,仿真结果中变流器功率以流向直流侧方向为正。

系统初始工况是交流负荷为 22 kW,同步电机和风电机组各承担 5 kW 和 10 kW,储能系统输出功率为 2 kW,光伏系统输出功率为 5 kW,此时直流电压在 G-VSC 下垂控制下为 498 V,系统处于稳定运行状态时各端口功率见附录中图 A1。在 $t = 0.5$ s 时,系统突增 40 kW 的直流负荷,各旋转电机在所提惯性控制下的功率支持作用分析如下。

4.1 风电机组的可控惯性控制作用仿真

系统负荷突变后,风电机组采用可控惯性控制前、后的直流电压和功率输出的动态响应见图 8。

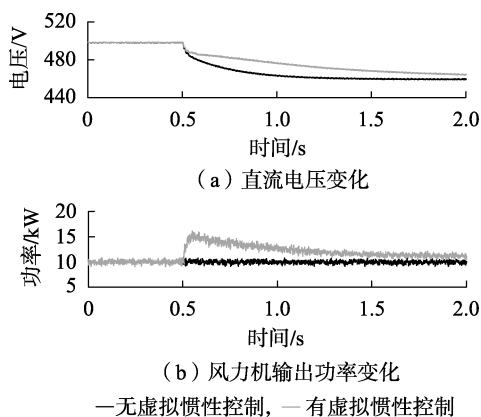


图 8 风电机组可控惯性控制仿真结果

Fig.8 Simulative results of wind turbine inertial control

由图 8(a) 可知,风电机组未采用惯性控制时,系统电压由于系统功率缺额迅速降低,在 G-VSC 下垂控制的作用下经 1 s 到达稳定值 459 V,电压动态变化时间较短,直流系统固有惯性小,电压对系统功率波动反应敏感,暂态稳定性不佳;加入惯性控制后,电压下降速度明显减缓,说明风电机组能迅速响应系统功率缺额,有效抑制了功率扰动初期的电压

骤变。在改进功率跟踪控制作用下,电压经 3.5 s 到达稳定值 459 V,电压动态变化时间明显变长,可见所提控制策略可以有效阻止电压突变,提高系统惯性,改善直流电压暂态稳定性。惯性响应提供的是暂时功率支持作用,为系统重建功率平衡争取了一定的时间。由图 8(b) 可知,负荷发生变化时,未采用惯性控制的风电机组不响应系统电压变化,电磁功率输出无变化;采用惯性控制的风电机组在负荷变化时能迅速响应电压突变,增加电磁功率输出,释放机组的机械动能,弥补系统功率缺额,提供功率支持,之后随机组转子转速逐渐恢复到 MPPT 曲线下的稳定运行点对应的电磁功率。

4.2 同步电机的可控惯性控制作用仿真

系统负荷突变后,同步电机采用惯性控制策略前、后直流电压和发电机功率输出动态响应见图 9。

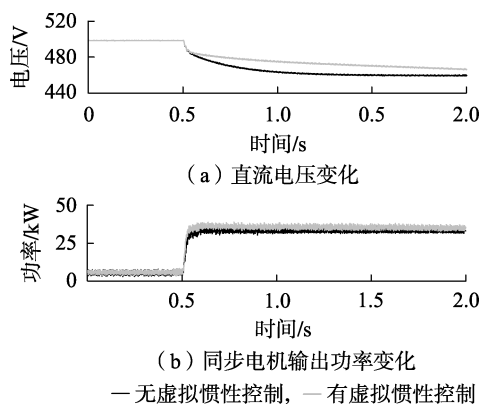


图 9 同步电机惯性控制仿真结果

Fig.9 Simulative results of synchronization motor inertial control

由图 9(a) 可知,负荷突变时,同步电机无惯性控制下系统功率缺额较大,电压快速降低,经约 1 s 变化时间,最终稳定在 459 V。当同步电机加入附加惯性控制,负荷突变时,电压暂态变化速度显著放慢,经 4 s 变化时间到达最终电压稳态值。这是由于惯性控制可以迅速响应系统电压变化,减缓电压变化速度,将电压暂态变化时间延长,明显改善系统暂态稳定性。由图 9(b) 可知,负荷扰动初期,在惯性控制作用下,同步电机变流器迅速调整输出功率,通过释放同步电机内存储的动能增加输出功率,为系统提供关键的初始功率支持,对系统功率缺额进行补偿,可以有效抑制电压突变。随着电压变化速度变慢,同步电机输出功率逐渐减小,最终恢复至稳定的输出功率值,保证了缓慢的电压变化速度,增加了系统惯性时间,改善了电压暂态稳定性。

4.3 综合可控惯性控制作用仿真

为使系统中旋转电机均参与响应直流电压波动的功率支持,对综合惯性控制策略下的作用效果进行了仿真,得到系统电压动态变化的响应如图 10 所示。

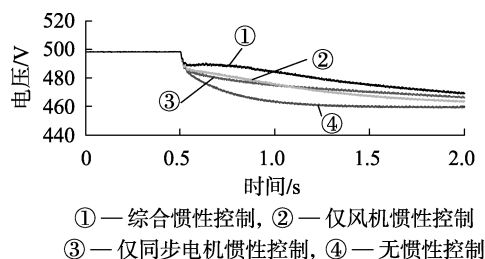


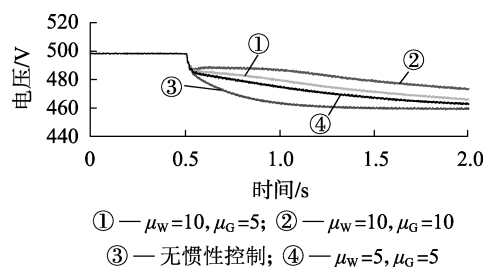
图 10 综合可控惯性控制下仿真结果

Fig.10 Simulative results under comprehensive controllable inertial control

从图 10 中可以看出,当同步电机和风电机组同时采用惯性控制策略,在负荷发生突变时,扰动初期电压初始下降程度最小,电压变化最缓慢,经 6 s 到达最终稳态值 459 V。负荷发生扰动时,首先由风电机组迅速增发电磁功率对系统进行功率缺额补偿,起主要的电压支持作用,然后通过同步电机缓慢的变化功率对系统进行持久平缓的功率支持。相比于采用单一惯性控制作用,采用综合惯性控制结合了 2 种控制的优点,使负荷扰动初期电压的变化速度最慢,抑制电压突变效果最为明显,整体电压变化趋势最为缓和,系统惯性时间常数增大得最多,显著提高了系统电压惯性,明显改善了电压暂态稳定性。

4.4 不同 μ 值对惯性控制影响对比分析

为验证 μ 在合理的取值范围内,虚拟电容惯性大小正比于 μ 的值,故在不同 μ 值下采用综合虚拟电容惯性控制进行仿真,系统电压动态变化的仿真结果如图 11 所示,图中 μ_G 为同步电机虚拟系数, μ_W 为风电机组虚拟系数。 μ 的取值依据是电机转速在 $\pm 25\%$ 合理变化范围内,且结合系统自身的转速保护控制,旋转电机仍能保证正常运行,不过 μ 值的大小对电机内部电应力和机组安全运行的影响值得进一步研究。

图 11 不同 μ 值下可控惯性控制仿真结果Fig.11 Simulative results of different μ values

从图 11 可见,当同步电机及风电机组的 $\mu_G = \mu_W = 5$ 时,电压暂态变化时长约为 3.5 s;当同步电机 $\mu_G = 5$,风电机组 $\mu_W = 10$ 时,电压暂态变化时长约为 4.5 s;当同步电机及风电机组的 $\mu_G = \mu_W = 10$ 时,电压暂态变化时长约为 6 s。可见若各旋转电机依据自身运行情况在合理范围内取相应合适的 μ 值,能相互协调起到功率支持的作用,避免加剧机组间的耦合程

度。在 μ 的合理取值范围内,随着 μ 值的增大,负荷突变时电压的变化速度变慢,抑制电压突变效果更明显,电压暂态变化过程更加缓和,惯性时间常数变大,虚拟电容惯性作用更强。可以通过改变 μ 值的大小,调节旋转电机各自提供功率支持的大小,从而改善系统暂态稳定性。

5 结论

本文针对旋转电机机械惯量潜在在直流电网中无法得到利用,直流电网暂态稳定性不足的问题进行了研究。对所做工作进行总结,得出以下结论:

a. 基于交流系统惯性概念,拓展了直流系统惯性概念,引入虚拟电容概念并建立直流电压与旋转电机动能间的耦合关系,通过相应的电压变化调节旋转电机的功率输出得到惯性响应;

b. 提出直流配电网的基于直流电压变化量的旋转电机可控惯性控制策略,适用于变速风电机组和同步电机,以增强系统惯性,提高直流电网系统暂态稳定性。

c. 通过对所提惯性控制策略的仿真分析,验证所提的旋转电机可控惯性控制策略的有效性,可增大直流系统的惯性,提高各电源的功率支持调节能力,有效改善了直流系统的暂态稳定性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 宋强,赵彪,刘文华,等. 智能直流配电网研究综述[J]. 中国电机工程学报,2013,33(25):9-19.
SONG Qiang,ZHAO Biao,LIU Wenhua,et al. An overview of research on smart DC distribution power network[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(25):9-19.
- [2] 杜翼,江道灼,尹瑞,等. 直流配电网拓扑结构及控制策略[J]. 电力自动化设备,2015,35(1):139-145.
DU Yi,JIANG Daozhuo,YIN Rui,et al. Key technologies of DC microgrids:an overview[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(1):139-145.
- [3] 孙鹏飞,贺春光,邵华,等. 直流配电网研究现状与发展[J]. 电力自动化设备,2016,36(6):64-73.
SUN Pengfei,HE Chunguang,SHAO Hua,et al. Research status and development of DC distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(6):64-73.
- [4] WANG Y,YU M,LI Y. Self-adaptive inertia control of DC microgrid based on fast predictive converter regulation[J]. IET Renewable Power Generation,2017,11(8):1295-1303.
- [5] 杜翼,朱克平,江道灼,等. 含有限流式静止同步串联补偿器的直流配电网[J]. 电力自动化设备,2014,34(8):108-113.
DU Yi,ZHU Keping,JIANG Daozhuo,et al. DC distribution network containing SSSC-FCL[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(8):108-113.
- [6] WU W,CHEN Y,LUO A,et al. A virtual inertia control strategy for DC microgrids analogized with virtual synchronous machines[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2017,64(7):6005-6016.

- [7] 王宁,袁杰,焦晋荣,等. 直流配电网多变流器纹波谐振问题研究[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):77-83.
WANG Ning, YUAN Jie, JIAO Jinrong, et al. Ripple resonance of DC distribution network with multiple converters [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 77-83.
- [8] MORREN J, HAAN S W H D, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 433-434.
- [9] ZHANG Z S, SUN Y Z, LIN J, et al. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants [J]. IET Renewable Power Generation, 2012, 6(1): 38-47.
- [10] 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,2012,32(7): 32-39.
LI Heming, ZHANG Xiangyu, WANG Yi, et al. Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines based on the optimal power tracking [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 32-39.
- [11] 王毅,张丽荣,李和明,等. 风电直流微网的电压分层协调控制[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4): 16-24.
WANG Yi, ZHANG Lirong, LI Heming, et al. Hierarchical coordinated control of wind turbine-based DC micro-grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4): 16-24.
- [12] 朱晓荣,蔡杰,王毅,等. 风储直流微网虚拟惯性控制技术[J]. 中国电机工程学报,2016,36(1): 49-58.
ZHU Xiaorong, CAI Jie, WANG Yi, et al. Virtual inertia control of wind-battery-based DC micro-grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 49-58.
- [13] MOHAMED A, SALEHI V, MOHAMMED O. Real-time energy management algorithm for mitigation of pulse loads in hybrid microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(4): 1911-1922.
- [14] 姚良忠,吴婧,王志冰,等. 未来高压直流电网发展形态分析[J]. 中国电机工程学报,2014,34(34): 6007-6020.
YAO Liangzhong, WU Jing, WANG Zhibing, et al. Pattern analysis of future HVDC grid development [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6007-6020.
- [15] 施婕,郑漳华,艾芊. 直流微电网建模与稳定性分析[J]. 电力自动化设备,2010,30(2): 86-90.
SHI Jie, ZHENG Zhanghua, AI Qian. Modeling of DC micro-grid and stability analysis [J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(2): 86-90.
- [16] BLIJ N H V D, RAMIREZ-ELIZONDO L M, SPAAN M, et al. A state-space approach to modelling DC distribution systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 943-950.
- [17] 王毅,黑阳,付媛,等. 基于变下垂系数的直流配电网自适应虚拟惯性控制[J]. 电力系统自动化,2017,41(8): 116-124.
WANG Yi, HEI Yang, FU Yuan, et al. Adaptive virtual inertia control of DC distribution network based on variable droop coefficient [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(8): 116-124.
- [18] 国家标准化管理委员会. 电能质量 电压波动和闪变: GB/T 12326—2008[S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.
- [19] 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.

作者简介:



付媛

付媛(1982—),女,黑龙江绥化人,讲师,博士,主要研究方向为新能源发电控制技术(E-mail: fuyuan8000@163.com);

黄馨仪(1992—),女,福建南平人,硕士研究生,主要研究方向为风力发电控制技术(E-mail: huangxinyi_2016@163.com);

徐岩(1976—),男,吉林吉林人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统继电保护、新能源(E-mail: xy19761001@aliyun.com)。

Controllable inertial control strategy of rotating motor in DC distribution network

FU Yuan, HUANG Xinyi, XU Yan, BAI Congcong

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: The energy conversion relationship between the capacitor energy storage and the mechanical kinetic energy of the rotating electrical machine during dynamic variations in voltages of DC distribution networks is analyzed. The definition of DC voltage inertia based on the virtual capacitance is clarified, and the control strategy to improve the rotating motor's voltage inertia in DC distribution networks is proposed. By introducing voltage fluctuation signals, the current control of the synchronous generator-side converter and the power curve coefficient of the variable-speed wind turbine are corrected. The rotor speed of the two kinds of generator and the DC voltage of the distribution network are coupled, so that the two kinds of generator can release or absorb rotational kinetic energy when the system voltage varies and provide inertial support for DC voltages based on energy variation simulation of the charging and discharging of capacitors. A six-terminal DC distribution network simulation system is established, test results on which verify that the proposed control strategy can effectively suppress the DC voltage fluctuations under the unbalanced power by taking advantage of the voltage inertia provided by synchronous generators and wind turbines, which effectively improves the system transient stability.

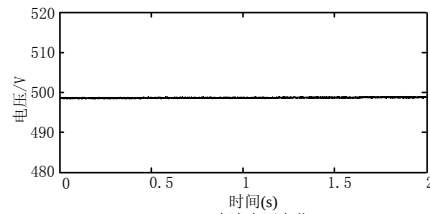
Key words: DC distribution network; voltage transient stability; rotating motor; virtual capacitance; inertial control

附录

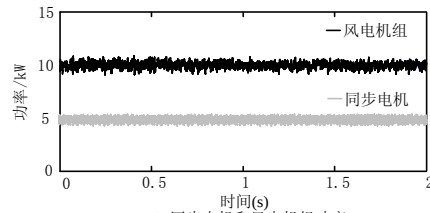
表 A1 仿真系统参数

Table A1 Power parameters of the simulation system

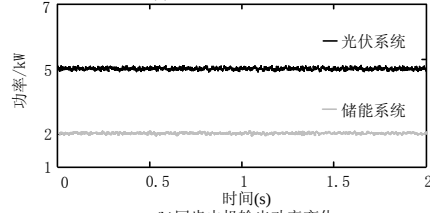
子系统	具体参数
直流母线电压	额定电压 500 V
直流侧电容	C=2mF
风力发电单元 及其变流器 W-VSC	2 台 30 kW/220 VPMMSG 机组 额定风速为 12m/s 额定转速为 75r/min VSC 额定功率为 60kW
同步电机单元 及其变流器 G-VSC	1 台 60kW/220 V 同步电机 额定转速为 1500r/min 额定功率 60 kW U-P 下垂控制系数 0.02
储能系统单元 及其变流器 B-VSC	额定容量 100A·h 荷电状态维持在 0.7p.u.
光伏系统单元 及其变流器 I-DC	25Kw 光伏组件 光照强度恒定 400W/m
交流负荷	额定功率 60 kW
直流负荷	额定功率 45 kW
直流线路	π 型等效线路 R_Line=0.0139 Ω /km L_Line=0.159mH/km C_Line=0.231 μ F/km Lenth=1km



(a)直流电压变化



(b)同步电机和风电机组功率



(b)同步电机输出功率变化

图 A1 六端系统稳定运行功率图

Fig. A1 Six-terminal system stable operation of power