DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2026.8.78 **中图分类号**：TM614 **文献标志码**：A

直驱风机故障穿越恢复过电压机理分析与无功电流补偿抑制

袁 峥，訾 鹏，赵 峰
(国家电网有限公司华北分部，北京 100053)

摘要：因故障清除识别不及时与控制延时导致的直驱永磁同步风电机组故障穿越恢复过电压易引发机组连锁脱网的现象，已成为限制新能源消纳的关键因素。基于此，定量分析了电网故障清除后机端过电压产生机理，解析推导了机端电压与电网参数、机组输出有功无功电流间的表达式，提出了故障穿越恢复过程中无功电流指令解析生成与补偿控制方法，给出了策略启动、退出逻辑。所提方法可根据电网参数和实测有功电流，自适应切换调整机组无功电流参考值，消除部分控制延时环节带来的影响。算例结果表明，所提控制策略能够有效抑制故障穿越恢复过电压，并降低故障清除后的系统失稳风险，提升新能源并网系统安全稳定性。

关键词：直驱风机；故障穿越；故障恢复过电压；控制延时；无功电流

Fault Ride Through Recovery Overvoltage Mechanism Analysis and Reactive Current Compensation Suppression of Direct-driven Wind Power Permanent Magnetic Synchronous Generator

YUAN Zheng, ZI Peng, ZHAO Feng
(North China Branch, State Grid Corporation of China, Beijing 100053, China)

Abstract: The recovery overvoltage after the fault ride through of direct-driven wind power permanent magnetic synchronous generators (D-PMSGs) caused by control delay and delayed fault clearing identification may lead to cascading disconnection of generators, which has become a key factor limiting the renewable energy accommodation. Aimed at this problem, the generation mechanism of post-fault terminal overvoltage was quantitatively analyzed, and an analytical expression for the relationship among the terminal voltage, grid parameters and output active/reactive current was derived. A reactive current instruction analytical generation and compensation control method during the fault ride recovery process was proposed, and the logic of strategy start/exit was given. The strategy adaptively adjusts the reactive current reference value of generators according to the grid parameters and measured active current, so as to eliminate the impact of part of the control delay links. The simulation results of a case study show that the proposed control strategy can effectively suppress the overvoltage and mitigate the potential risk of system destabilization after fault clearing, thus improving the safety and stability of the renewable energy grid-connected system.

Keywords: Direct-driven wind power permanent magnetic synchronous generator (D-PMSG); fault ride through; fault recovery overvoltage; control delay; reactive current

收稿日期：2024-11-07；**修回日期**：2024-12-07，2024-12-23；
录用日期：2024-12-25；**网络首发日期**：2025-01-06
基金项目：国家电网有限公司科技资助项目(26992323000H)
This work is supported by State Grid Corporation of China Technology Project under the grant 26992323000H

截至2023年底，我国新能源总装机容量已达10.5亿千瓦，居世界首位，其中青海、甘肃等地新能源装机占比均超过60%[1]。以风电为代表的新能源汇集地区通常网架结构较薄弱，无功-电压灵敏

度高，发生交流故障后易出现由风电机组自身无功特性主导的暂态过电压问题，使得机组面临连锁脱网或本体因过压过流而损坏的风险。

国内外学者针对这一由风电机组自身控制延时导致的暂态过电压机理已有较多研究。文献[2]指出，风机低电压穿越特性将使得风电场成为高压直流换流站之外的另一个无功源，进一步加剧近区交流故障后的送端近区暂态过电压；文献[3]基于简化电路，解析计算了三相短路故障后新能源机端过电压最大值，并分析了故障穿越策略和系统参数的影响；文献[4]将故障清除后的暂态过程划为 3 个阶段，指出新能源机组无功盈余导致的过电压处于操作过电压、LC 谐振过电压后的第 3 个阶段；文献[5]进一步指出，短路故障清除后 LC 谐振阶段的暂态过电压瞬时峰值是限制新能源汇集地区输电极限更为关键的因素；文献[6]针对接入多新能源场站的大规模电力系统，提出过电压风险快速评估方法，可有效评估系统安全裕度。上述研究初步揭示了新能源机组故障穿越恢复过电压的产生机理、影响因素，并提出了相应评估方法，但缺乏有效抑制过电压的新能源机组改进故障穿越策略。文献[7]对不同系统强度下机组等效无功电流系数的合理取值区间给出了建议，多数情况下可以限制过电压在 1.3 p.u.以下，但该方法以降低低穿期间机组无功支撑能力为代价，且在部分低系统短路比 SCR(short circuit ratio)或高阻抗比 IR(impedance ratio)的情况下无法保证过电压不越限。如何权衡故障期间的无功支撑能力与故障后的过电压抑制效果，并基于此设计机组控制策略，仍需进一步探索。

针对其他因素引发的新能源系统暂态过电压抑制，现有研究大致可分为改进策略与加装无功调节设备 2 类。文献[8]通过修正直驱永磁同步风电机组 D-PMSGs(direct-driven wind power permanent magnetic synchronous generators)网侧变流器电流环的无功电流参考值，抑制了换相失败下的送端暂态过电压；文献[9]提出一种改进的双馈风机控制策略，可实现风机连续低-高电压故障穿越与暂态电压主动抑制。基于改进控制的策略具有成本优势，但大多针对某一类特定扰动设计，扰动形成机理和特征与新能源无功主导的过电压存在区别，其适用性仍需进一步论证。在加装设备方面，文献[10]设计了一种构网型能量同步转化装置，可抑制换相失败等多类故障下的过电压；文献[11]提出了分布式调相机优化配置方案，可以更低的综合成本实现过电压抑制。加装无功调节设备的方案适用性更广，但会导致成本上升。

针对上述问题，考虑到对称故障场景下的新能源恢复暂态过电压问题较为突出，本文以直驱风电并网系统为对象，首先推导了对称故障下机端电压与电网参数和机组输出有功、无功电流间的解析表达式；然后分析了控制延时的具体构成，指出可借助该解析关系消除部分延时环节的影响，进而提出自适应调整机组无功电流参考值的改进故障穿越策略，从而在不影响故障期间机组无功支撑能力的前提下显著抑制故障恢复过电压；最后通过算例仿真分析验证了所提方法的有效性。

1　故障恢复过电压产生机理分析

1.1　过电压机理分析

本文以常规跟网型 D-PMSGs 为研究对象，讨论对称故障下的工频正序过电压分析和抑制，机组的控制策略可见文献[7]。需要说明的是，该分析和后续所提策略可广泛适用于常规跟网型新能源机组。所研究的风电并网系统拓扑如图 1 所示，D-PMSGs 经 0.69/35 kV 箱变和 35/220 kV 变压器升压至 220 kV 并网。本文设 r_i+jx_i 为变流器滤波阻抗；jx_{T1} 和 jx_{T2} 分别为 35 kV 箱变和 220 kV 升压变的电抗；r_l+jx_l 为 35 kV 线路阻抗；r_s+jx_s 为外部电网阻抗。忽略换流器直流侧动态，认为在短路故障后的恢复期间，新能源机组输出电流可有效跟踪指令值，此时可将机组等效为受控电流源。

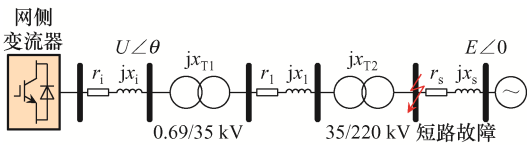


图 1　风电并网系统拓扑

Fig. 1 Topology of grid-connected wind power system

将新能源机端电压以外的电网采用戴维南等值[12]，D-PMSGs 场站采用单机等值，忽略谐波影响，可得高比例风电送端电网的基波正序等值电路，如图 2 所示。图中：$\dot{U}$ 为机端电压，$\dot{U}=U\angle\varphi_U=U_d+\mathrm{j}U_q$，$U$ 为机端电压幅值，U_d、U_q 分别为电压的 d、q 轴分量；$\dot{I}$ 为 D-PMSGs 输出正序基波电流，$\dot{I}=I\angle\varphi_I=I_d+\mathrm{j}I_q$，$I_d$、$I_q$ 分别为输出电流 I 的 d、q 轴分量；Z_S 为系统戴维南等值阻抗，$Z_\mathrm{S}=r+\mathrm{j}x$，$r$、$x$ 分别为等值电阻、电抗；$\dot{U}_\mathrm{g}$ 为系统戴维南等值电势，$\dot{U}_\mathrm{g}=U_\mathrm{g}\angle0^\circ$，$U_\mathrm{g}$ 为电势幅值。

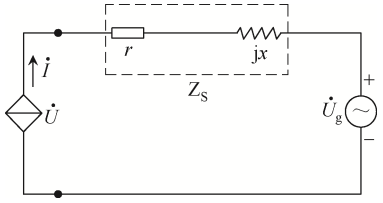


图 2 高比例风电送端电网等值电路

Fig. 2 Equivalent circuit of sending-end grid with high proportion of wind power

由图 2 可得 D-PMSGs 机端电压相量关系为

$$\dot{U}-\dot{U}_\mathrm{g}=\dot{I}(r+\mathrm{j}x) \tag{1}$$

以机端电压定向的 dq 同步旋转坐标系为参考坐标系，将式(1)两边同乘 $\mathrm{e}^{-\mathrm{j}\omega}$ 并分离实部和虚部，可得

$$\begin{cases}U-rI_d+xI_q=U_\mathrm{g}\cos\theta\\ rI_q+xI_d=U_\mathrm{g}\sin\theta\end{cases} \tag{2}$$

式中，θ 为功角。考虑$|\theta|<90°$，式(2)可简化为

$$U=\sqrt{U_\mathrm{g}^2-(rI_q+xI_d)^2}+rI_d-xI_q \tag{3}$$

式(3)描述了机端过电压与 D-PMSGs 输出电流、电网参数(包括戴维南等值电势和等值阻抗)之间的关系。标幺制下，单馈入系统 SCR 与戴维南等值阻抗之间的关系为

$$\delta_\mathrm{SCR}=\frac{1}{|Z_\mathrm{S}|} \tag{4}$$

考虑系统 IR $\delta_\mathrm{IR}=x/r$，联立式(1)~式(4)，可得 D-PMSGs 的机端电压与输出电流、系统 SCR 和 IR 间关系为

$$U=\sqrt{U_\mathrm{g}^2-\left(\frac{I_q}{\delta_\mathrm{SCR}\sqrt{1+\delta_\mathrm{IR}^2}}+\frac{I_d\delta_\mathrm{IR}}{\delta_\mathrm{SCR}\sqrt{1+\delta_\mathrm{IR}^2}}\right)^2}+\frac{I_d}{\delta_\mathrm{SCR}\sqrt{1+\delta_\mathrm{IR}^2}}-\frac{I_q\delta_\mathrm{IR}}{\delta_\mathrm{SCR}\sqrt{1+\delta_\mathrm{IR}^2}} \tag{5}$$

当风电并网系统发生对称短路故障造成系统电压降低时，机端电压将受到 D-PMSGs 输出电流和交流系统参数的共同影响，U_g 表现为“正常-低-正常”的变化趋势，即故障前稳态、故障期间低电压、故障后稳态，Z_S 也因故障阻抗而变化。但 D-PMSGs 在故障发生后将切换至低电压穿越控制，在交流电网参数恢复正常后仍增发无功，进而产生过电压。

考虑机组延时的影响[13-14]，在故障后的暂态过电压阶段，机组的高电压穿越策略尚未启动，此时需要重点关注 D-PMSGs 的低电压穿越控制。将 D-PMSGs 低电压穿越过程的电流表达式代入式(5)，可进一步得到机端过电压与 D-PMSGs 故障穿越参数的表达式。由于故障期间机端电压较小，低电压穿越期间 D-PMSGs 输出有功功率可近似为 0，输出无功电流根据故障期间交流电压幅值 U_f 生成。按照 GB/T 19963.1—2021 的规定，无功电流需满足

$$\Delta I=K_1(0.9-U_\mathrm{f})I_\mathrm{N}\qquad 0.2\leqslant U_\mathrm{f}\leqslant 0.9 \tag{6}$$

式中：ΔI 为 D-PMSGs 注入的动态无功电流增量；K_1 为动态无功电流比例系数，取值范围为[1.5, 3.0]；I_N 为额定电流。

考虑国内某厂家风电机组典型故障穿越策略，其无功电流表达式为

$$I_q=a\cdot(0.93-U_\mathrm{f})I_\mathrm{N} \tag{7}$$

式中，a 为等效无功系数。将式(7)代入式(5)，可得 D-PMSGs 机端过电压表达式为

$$U=\frac{a(0.93-U_\mathrm{f})\delta_\mathrm{IR}}{\delta_\mathrm{SCR}\sqrt{1+\delta_\mathrm{IR}^2}}+\sqrt{U_\mathrm{g}^2-\frac{a^2(0.93-U_\mathrm{f})^2}{\delta_\mathrm{SCR}^2(1+\delta_\mathrm{IR}^2)}} \tag{8}$$

需要说明的是，式(8)是以故障前风电场满功率运行为前提导出的。当风电场减少开机数量降功率运行时，故障后风电场提供的盈余无功量将减少。

此外，当负荷不变时，风电场降功率运行对应火电出力的增大[15]，交流系统电压支撑能力增强，继而减小相同电压跌落程度下的过电压幅值。因此，在实际工程中往往通过降低风电场运行功率限制过电压幅值。

1.2 影响因素分析

根据式(8)，利用数值计算理论分析 D-PMSGs 低电压穿越行为对机端过电压的影响。可知，主要影响因素包括风电机组等效无功系数、故障期间电压跌落程度、系统 SCR、系统 IR 等。由式(8)可知，在无功电流达到最大值之前，无功电流系数与故障后的过电压幅值成正比，即故障期间风电场提供的无功功率越多，故障后的过电压越高。类似地，故障期间电网电压跌落越严重，故障后的过电压幅值越高。式(8)同时还反映了系统参数，即 SCR 和 IR 对过电压的影响：SCR 越大，过电压幅值越低；IR 越大，过电压幅值越高，但影响小于 SCR。

2　自适应无功电流补偿过电压抑制

第 1 节分析表明，新能源场站工频过电压的根本原因是故障切除后电网参数已恢复正常，但控制延时导致机组短时间内无功电流输出大于实际电网需求。要抑制该过电压，需加快低穿后的无功电流恢复，具体可从加快低穿状态结束的识别、无功参考电流值的回撤这两方面着手。

本文所指机组控制延时主要由信号采样处理延时、逻辑判断延时、控制切换延时等组成。其中，信号采样处理延时主要包括锁相环延时、内部数据传输延时、数据滤波延时、锁相环电压解锁延时等，通常在 10 ms 以内；逻辑判断延时主要包括故障穿越启动延时、故障穿越恢复判断延时等，在 20 ms 左右；控制切换延时主要指故障穿越结束，新能源机组切换为正常工况所需的时间，通常设定为 5~10 ms。

在上述延时环节中，新能源机组执行控制指令的延时仅占极小部分。研究表明，风电机组电流控制内环的控制延时通常在 10 ms 以内，在大扰动下可认为瞬时响应指令值[16]，因此，理论上若能及时准确识别低电压穿越过程的结束，则可通过优化风电机组的无功电流指令，将机组控制策略快速切换为另一套方案，缓解其中逻辑判断延时和控制切换延时的影响。本节基于该思路，提出基于自适应电流补偿的改进故障穿越控制策略。

2.1 策略启动与退出

由于所研究的过电压持续时间极短，快速准确地识别系统短路故障的清除以启动所提控制策略并及时退出，是设计策略的关键，也决定了本文所提控制方案的最终实现效果。针对瞬时性故障导致的过电压，根据大量的仿真结果与实际经验，本文设置启动与退出判据如下。

进入低穿状态后，当检测到电网正序电压幅值已超过 0.8 p.u.时，认为已经完成低电压穿越阶段(为防止误判，同时引入电压幅值变化率作为辅助判据，并与原有策略的低穿结束时刻判断结果进行比较，以其中较早者为准)，即将进入故障恢复暂态过电压阶段，此时启动所提控制策略，闭锁原有策略。若识别结果超前于实际故障电压恢复时刻，无功电流回退速度快于端口故障电压恢复速度，将更有利于所提方案的过电压抑制，但可能减小低穿期间的无功支撑效果。为保证低电压支撑能力，可在低穿稳态期间，通过调整动态无功电流比例系数，适当增大稳态期间的无功电流输出，满足相关标准关于故障穿越期间无功支撑量的要求。

当电网电压幅值处于正常范围(如 0.80 p.u.~1.05 p.u.，该范围需根据实际电网情况调整)且持续一段时间后，认为系统已恢复正常运行状态，退出所提控制策略。考虑到电压有效值计算方法的固有延迟性，本文采用文献[17]所提的快速正负序分离模块计算正序电压幅值，其计算延时低于 3 ms，可满足实时控制需求。此外，可通过适当提前启动策略以缓解计算延时的影响。

2.2 无功电流补偿值计算

根据式(5)可知，在 D-PMSGs 的控制能力内适当修正参考无功电流指令，可以调整机端电压，甚至实现暂态过电压的完全抑制。

有功电流按照国家标准要求给定，本文不对其进行控制。在此条件下，假设 r、x、U_g 及有功电流 I_d 为已知量，式(3)成为关于无功电流 I_q 的单变量函数。将式(3)对 I_q 求偏导，得

$$\frac{\partial U}{\partial I_q}=-x-\frac{r(rI_q+xI_d)}{\sqrt{U_g^2-(rI_q+xI_d)}} \tag{9}$$

式(9)中，r 和 x 均大于 0，且通常情况下 $x>>r$。在低电压穿越过程中，有功无功电流满足关系：$-I_{max}<I_q<0$，$0<I_d<I_{max}$，且 $\sqrt{I_d^2+I_q^2}\leqslant I_{max}$，其中 I_{max} 为变流器最大电流限值。根据上述关系可证明，在所研究的场景下，并网点电压对无功电流的导数恒为负值，即单调递减。

因此，为完全抑制过电压，可直接令式(3)中的 U 为 1.0 p.u.，进而求得无功电流指令为

$$I_q=\frac{-2x+\sqrt{4x^2-4z^2(1-2rI_d+I_d^2z^2-U_g^2)}}{2z^2} \tag{10}$$

式中，$z^2=x^2+r^2$。

但直接由式(10)求得的 I_q 可能超出 D-PMSGs 的控制能力或系统的安全范围，无法直接作为无功电流的控制指令，因此需对输出结果进行约束。考虑变流器最大电流限制和系统的同步稳定约束[18]，即式(3)中条件 $S=U_g-|rI_q+xI_d|\geqslant 0$，无功电流需同时满足

$$\left|I_q\right|\leqslant\sqrt{I_{max}^2-I_d^2} \tag{11}$$

$$-\frac{U_g}{r}-\frac{x}{r}I_d\leqslant I_q\leqslant\frac{U_g}{r}-\frac{x}{r}I_d \tag{12}$$

综上，可以解析求得 D-PMSGs 内外部安全稳定约束下，抑制过电压的无功电流补偿值，并将其作为参考无功电流指令。该参考电流可根据电网参数和实时有功电流测量值自适应修正，实现机端电压稳定控制。

上述策略需要依赖准确的电网等值参数以计算电流指令。由于本文所提方案仅针对电网发生瞬时性故障，且故障清除后系统运行状态未发生变化的场景，因此可直接应用于故障前获取的系统戴维南等值参数，而无需再实时估计电网参数。目前国内外已有较多成熟的方法可在数十毫秒内在线快速获取电网的准确等值参数，且已广泛应用于各种高压直流输电系统和新能源场站等的实时控制场合[19-20]，故本文不对系统参数估计方法做更进一步探讨，在控制中将其作为可获取的已知量。

根据上述分析，集成所提策略的 D-PMSGs 网侧变流器控制框图如图 3 所示。图中：$U_{dc,ref}$、U_{dc} 分别为直流电压的参考值、实测值；$Q_{w,ref}$、Q_w 分别为无功功率参考值、实测值；i_{gd} 为实测有功电流；i_{lgd}、i_{lgq} 分别为默认控制给出的有功、无功电流指令；$I_{q,max}$、$I_{q,min}$ 分别为根据式(11)和式(12)计算得到的 q 轴电流上限、下限；Ctrl 为策略启动使能信号，1 表示策略启动，0 表示策略闭锁。该策略根据故障前的 r、x、U_g 以及实时测量的有功电流 i_{gd}，依据式(10)自适应调整无功电流指令，并经限幅后得到最终无功电流指令。由于上述控制策略存在限幅、切换等非线性控制环节，其对风电机组故障穿越期间的暂态稳定性影响不可忽略，在相关环节设计中应遵循李雅普诺夫直接法、能量函数法等获得其稳定域，确保系统在暂态过程中位于稳定域内[21-22]。需要指出的是，图 3 所示策略同样可以拓展到双馈风电机组转子侧变流器电流内环控制中，受文章篇幅限制，在此不再赘述。

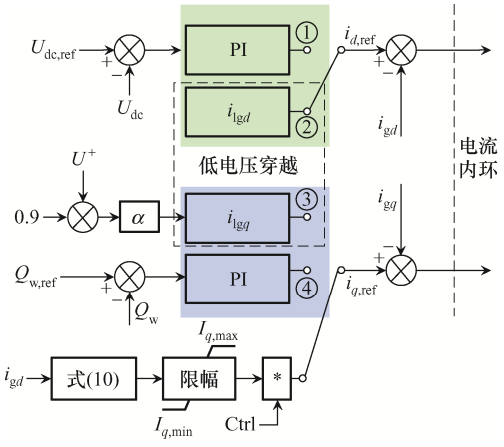


图 3 所提控制策略框图

Fig. 3 Block diagram of proposed control strategy

3　算例分析

为验证本文所提基于自适应无功电流补偿的过电压抑制方案的有效性，在 PSCAD/EMTDC 中搭建如图 1 所示的 D-PMSGs 经交流送出系统仿真模型。其中外部电网采用电压源串联阻抗等值，风电场采用单机组 8 MW 的详细 D-PMSGs 模型并联运行，总容量为 200 MW，交流系统 SCR 为 4.0，IR 为 10.0，D-PMSGs 控制延时设为 30 ms，其他仿真参数见表 1。

表 1　D-PMSGs 参数

Tab. 1 Parameters of D-PMSGs

参数	数值
额定电压/V	690
单机容量/MW	8
变流器电流最大值(p.u.)	1.1
逆变器电感/mH	0.335
有功/无功电流环比例系数	0.5/0.5
电压环比例系数	1
电网频率/Hz	50
直流母线电压/V	1450
直流母线电压上限(p.u.)	1.15
直流母线电容/mF	15
有功/无功电流环积分时间常数	0.05/0.05
电压环积分时间常数	0.02

设置不同仿真场景，并应用不同控制方案进行对比。方案 1：默认控制，动态无功电流比例系数为 3；方案 2：所提控制方案；方案 3：优化动态无功电流比例系数[5]。送端交流近区在 1.5 s 时发生三相短路故障，故障位置如图 1 所示，故障电阻为 20 Ω；1.6 s 时故障清除，对应机端电压跌落至 0.2 p.u.。

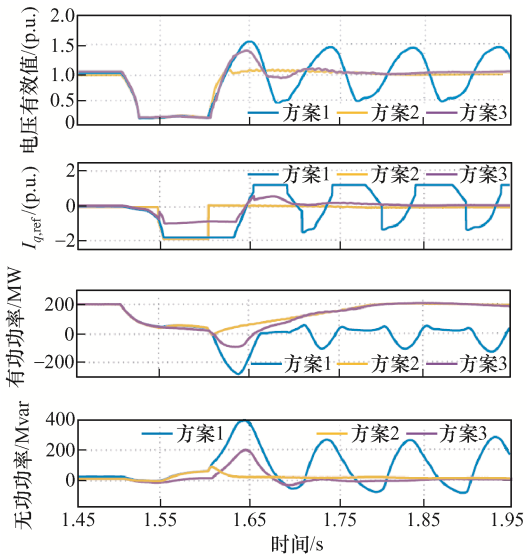
3.1　不同交流系统 SCR

首先保证其他参数不变，设置交流系统 SCR 分别为 2.5、3.0、4.0、10.0，分析不同系统 SCR 的影响，其中 SCR=4.0 为基准状态。不同 SCR 下各方案过电压情况见表 2，SCR=2.5 时的仿真结果如图 4(a)所示。可以看出，SCR=2.5 时：方案 1 下过电压最高达到 1.60 p.u.，且系统持续振荡，失去稳定性；采用方案 3 将式(6)中的动态无功电流比例系数减少至 1.5(低电压穿越要求的最小值)，可避免系统失稳，但仍存在 1.50 p.u.的过电压；方案 2 下，过电压仅为 1.05 p.u.，且系统不发生振荡。SCR=3.0 时：方案 1 下的过电压达到 1.52 p.u.且系统失稳；方案 3 将动态无功电流比例系数调整为最低限值，可将过电压降至 1.33 p.u.；基于方案 2 可将过电压降低至 1.13 p.u.，且系统不会发生振荡。SCR=4.0 时系统均不会失稳，方案 1 下的过电压为 1.40 p.u.，方案 3 可降低过电压幅值至 1.30 p.u.，而方案 2 下的过电压为 1.03 p.u.。SCR=10.0 时的仿真结果如图 4(b)所示，方案 1 下的过电压仅为 1.13 p.u.，无需优化动态无功电流比例系数，而方案 2 下过电压仅为 1.01 p.u.。

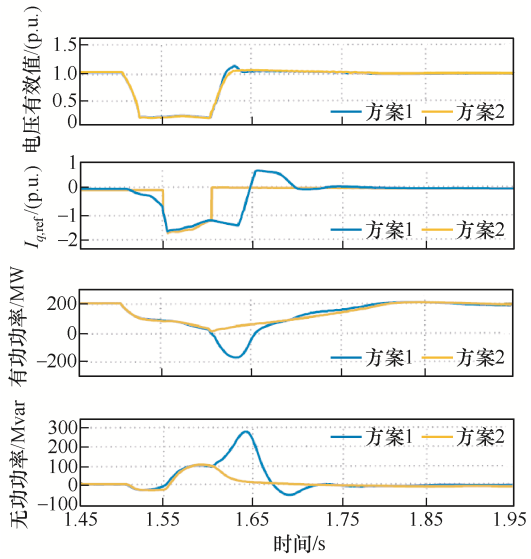
表 2　不同 SCR 下各方案过电压情况

Tab. 2 Overvoltage of each strategy under different SCR

系统 SCR	方案 1 过电压 (p.u.)	方案 2 过电压 (p.u.)	方案 3 过电压 (p.u.)
2.5	1.60	1.05	1.50
3.0	1.52	1.13	1.33
4.0	1.40	1.03	1.30
10.0	1.13	1.01	—



(a) SCR=2.5时



(b) SCR=10.0时

图 4 不同 SCR 仿真结果

Fig. 4 Simulation results at different SCR

上述仿真和分析表明，相较于方案 1，方案 3 在多数情况下可以限制过电压幅值在 1.30 p.u.以下，但在低 SCR 情况下过电压仍会越限，且该方案在故障期间提供的无功功率最少。所提方案 2 在各种系统 SCR 下均可有效抑制过电压，改善系统稳定性，且不影响故障期间的无功支撑。此外，该仿真结果也证明了在相同情况下，系统 SCR 越小，过电压幅值越大。

3.2 不同交流系统阻抗比

保持其他参数不变，设置系统 IR 分别为 2.0、5.0、10.0、20.0。不同系统 IR 下各方案过电压情况见表 3，IR=2.0 时的仿真结果如图 5 所示。可以看出，IR=2.0 时：方案 1 下过电压最高达到 1.31 p.u.，且系统出现振荡，但最终回到稳定运行状态；方案 3 将动态无功电流比例系数调整为 1.8，可将过电压降至 1.80 p.u.，并缓解功率振荡；所提方案 2 同样可缓解系统振荡，且将过电压抑制为 1.10 p.u.，有效避免了振荡的发生。IR=5.0 时：方案 1 下的过电压最高达到 1.38 p.u.，且系统仍发生振荡，但可通过减小方案 3 动态无功电流比例系数将过电压降至 1.30 p.u.；所提方案 2 则将过电压抑制到 1.04 p.u.，且完全避免振荡的发生。IR=10.0 时的仿真结果如前述基准状态，即第 3.1 节 SCR=4.0 时的仿真结果，此处不再赘述。IR=20.0 时，3 种情况下的系统功率均不发生振荡，方案 1 下过电压最高达到 1.41 p.u.，方案 3 将动态无功电流比例系数降至 1.5，从而将过电压降低至 1.34 p.u.，仍无法避免电压越过 1.30 p.u.限值，而本文所提方案 2 可将过电压抑制为 1.03 p.u.。

表 3 不同 IR 下各方案过电压情况

Tab. 3 Overvoltage of each strategy under different IR

系统阻抗比	方案 1 过电压 (p.u.)	方案 2 过电压 (p.u.)	方案 3 过电压 (p.u.)
2.0	1.31	1.10	1.80
5.0	1.38	1.04	1.30
10.0	1.40	1.03	1.30
20.0	1.41	1.03	1.34

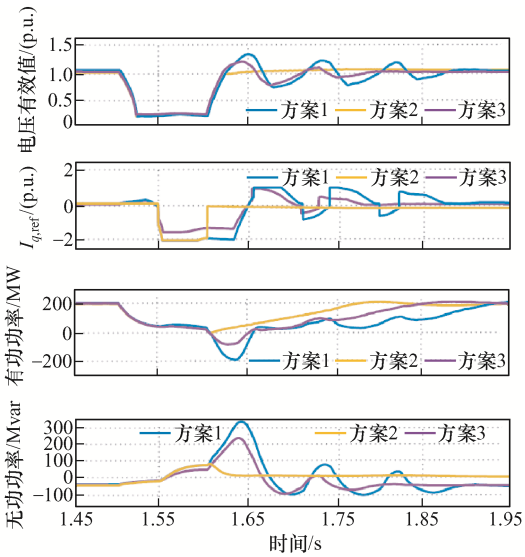


图 5 IR=2.0 时的仿真结果

Fig. 5 Simulation results at IR=2.0

上述分析证明系统 IR 越小，相同情况下的过电压幅值越小，但系统功率振荡风险增大。此外，再次验证了所提方案 2 在不同 IR 下的有效性和优越性。

3.3 不同故障跌落深度

设置不同的接地电阻，使并网点电压分别跌落至 0.2、0.4、0.6 p.u.，不同跌落深度下各方案过电压情况见表 4。电压跌落至 0.2 p.u.时的基准状态不再赘述。电压跌落至 0.4 p.u.时，仿真结果如图 6 所示，方案 1 下过电压达到 1.35 p.u.，方

案 3 下过电压可通过优化动态无功电流比例系数降低至 1.30 p.u.，而本文所提方案 2 下过电压为 1.02 p.u.。电压跌落至 0.6 p.u.时：方案 1 下的过电压为 1.25 p.u.，无需优化动态无功电流比例系数；本文所提方案 2 下过电压降至 1.03 p.u.，且无明显波动。

表 4　不同跌落深度下各方案过电压情况

Tab. 4 Overvoltage of each strategy under different drop depths

跌落深度 (p.u.)	方案 1 过电压 (p.u.)	方案 2 过电压 (p.u.)	方案 3 过电压 (p.u.)
0.2	1.60	1.05	1.50
0.4	1.35	1.02	1.30
0.6	1.25	1.03	1.20

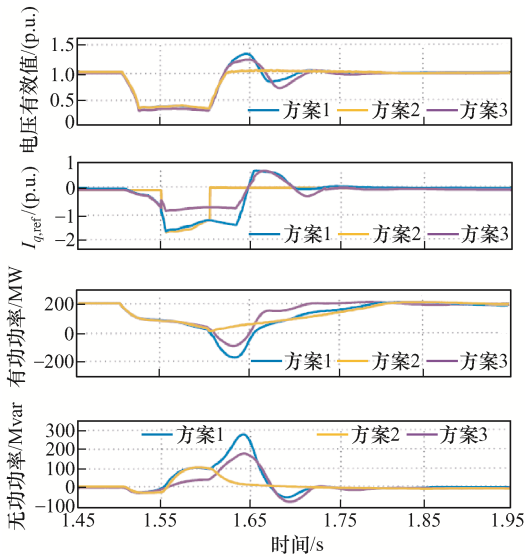


图 6　电压跌落至 0.4 p.u.时的仿真结果

Fig. 6 Simulation results when voltage drops to 0.4 p.u.

上述分析表明，低电压穿越期间的电压跌落越严重，故障清除后的过电压幅值越大。而所提控制方案 2 在各种故障跌落深度下均可有效抑制过电压。

3.4　策略启动延时的影响

所提无功电流补偿方案的关键环节在于准确识别低电压穿越阶段的结束时间，以及时启动补偿策略。设置不同策略启动延时，包括±5 ms 和±10 ms，与基准状态 1 ms 进行对比，其中正号表示策略启动时间晚于实际故障清除的时间，负号表示策略启动时间超前于实际故障清除时间，仿真结果如图 7 所示。可以看出，策略的延迟启动会削弱过电压抑制效果，且延时越长，效果越差。延时为 1 ms 时的过电压仅为 1.03 p.u.，但在 5 ms 延时下增大为 1.05 p.u.，在 10 ms 延时下增大为 1.12 p.u.。

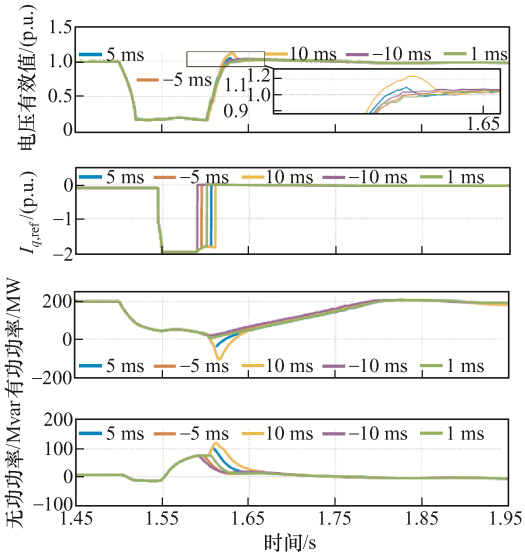


图 7　不同策略启动延时下的仿真结果

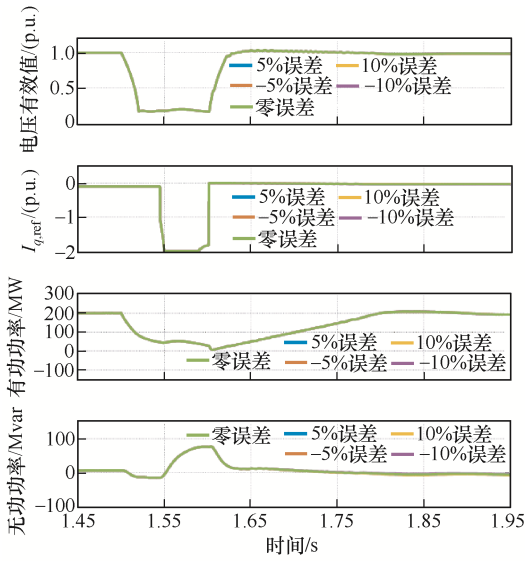
Fig. 7 Simulation results with start delays under different strategies

此外，策略的提前启动对过电压抑制效果影响较小，−5 ms 和−10 ms 延时下所得过电压有效值均约为 1.03 p.u.。仿真结果说明，所提控制方案对于低电压穿越阶段结束时间的误识别具有较好鲁棒性。因此，在实际应用中，可将策略启动所对应的电压阈值略微降低，以提前启动控制策略，这与第 2 节的理论分析相符。

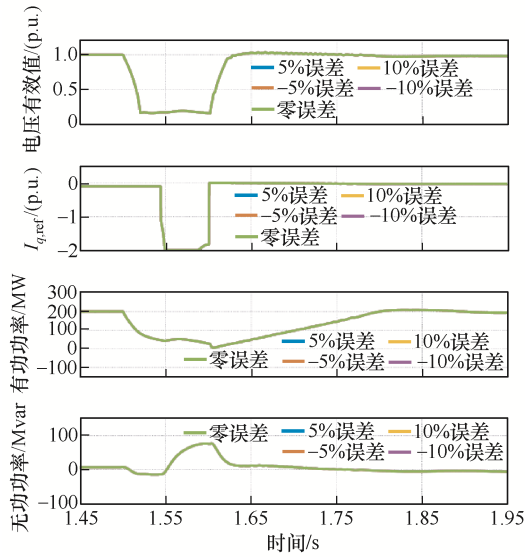
3.5　电网参数误差的影响

所提控制方法依赖于电网参数计算参考电流指令，因此需进一步分析电网参数估计的准确性对于方案控制效果的影响。以第 3.1 节 SCR=4.0，IR=10.0 作为基准，设置电网 IR 和 SCR 的估计结果分别有±5%和±10%的误差，即在进行参考电流指令计算时设置 IR 分别为 9.5、10.5、10.0、11.0，SCR 分别为 3.8、4.2、3.6、4.4，仿真结果如图 8 所示。可以看出，无论是 IR 还是 SCR，±10%以内

的误差对所提方案的控制效果影响较小，故可判断，所提方案在一定范围内对电网参数估计误差具有较好的鲁棒性。



(a) 不同SCR估计误差



(b) 不同IR估计误差

图 8 电网参数差异下的仿真结果

Fig. 8 Simulation results with differences in grid parameters

4 结论

本文在分析直驱风机低电压穿越后的过电压机理基础上，根据风电机组机端电压与电网参数和机组输出有功、无功电流间的解析关系，提出了基于无功电流补偿的暂态过电压抑制策略，主要结论如下。

(1)在交流故障清除后，电网参数已恢复正常，但控制延时导致机组仍增发无功，从而导致过电压。该过电压严重程度主要受风电机组等效无功系数、故障期间电压跌落深度、系统 SCR、系统 IR 等参数影响。

(2)针对瞬时性且故障前、后系统运行状态未发生变化的故障，在准确及时地识别故障清除后，可基于机端电压解析关系式，根据电网参数及实时有功电流测量值自适应修正机组无功电流指令，从而缓解部分延时环节的影响，以稳定机端电压。

(3)仿真结果表明，所提方法可有效抑制故障后的暂态过电压，并缓解低 SCR 和 IR 条件下可能出现的系统振荡失稳，对故障清除时刻的误识别具有较好的鲁棒性。

本文工作围绕瞬时性对称故障下的单机改进故障穿越策略开展研究。但在实际应用中可能遭遇的故障还有不对称故障以及非瞬时性故障，需进一步考虑方案在多类型故障下的实用性。同时，对于具有多新能源场站的大规模电力系统，如何改进所提控制策略使其具有更好的全局效果，仍需探究。此外，剖析风电机组非线性控制特性对故障恢复暂态过电压的影响机理也是未来需要继续深入开展的工作。

参考文献：

[1] 文云峰, 杨游航, 邢鹏翔, 等. 多维因素制约下新能源消纳能力评估方法研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(1): 127-146.
Wen Yunfeng, Yang Youhang, Xing Pengxiang, et al. Review on the new energy accommodation capability evaluation methods considering multi-dimensional factors [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(1): 127-146. (in Chinese)

[2] 吴林林, 李蕴红, 于思奇, 等. 基于短路比指标的风电汇集系统稳定性分析[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 72-78.
Wu Linlin, Li Yunhong, Yu Siqi, et al. Stability analysis

of dense wind power area based on short circuit ratio index [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 72-78. (in Chinese)

[3] 屠竞哲, 张健, 刘明松, 等. 考虑风机动态特性的大扰动暂态过电压机理分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 197-205.
Tu Jingzhe, Zhang Jian, Liu Mingsong, et al. Mechanism analysis of transient overvoltage with large disturbance considering dynamic characteristics of wind generator [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 197-205. (in Chinese)

[4] 于思奇, 孙大卫, 吴林林, 等. 新能源汇集系统短路故障清除后的暂态过电压机理[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(9): 179-185.
Yu Siqi, Sun Dawei, Wu Linlin, et al. Transient overvoltage mechanism after short circuit fault removal of renewable energy collection system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9): 179-185. (in Chinese)

[5] 徐式蕴, 孙华东, 王姝彦, 等. 高比例电力电子电力系统过电压(二): 交流对称故障下暂时工频过电压机理[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(5): 1701-1711.
Xu Shiyun, Sun Huadong, Wang Shuyan, et al. Overvoltage of the power system integrated with high proportion of power electronics equipment(Ⅱ): Mechanistic analysis of transient power frequency overvoltage caused by AC symmetrical fault [J]. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 2024, 44(5): 1701-1711. (in Chinese)

[6] 杜维柱, 罗亚洲, 李蕴红, 等. 风电汇集系统无功盈余导致暂态过电压问题的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3224-3238.
Du Weizhu, Luo Yazhou, Li Yunhong, et al. Reviews of transient overvoltage problem cause by extra reactive power in large scale wind power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3224-3238. (in Chinese)

[7] 刘昕宇, 史兴华, 辛焕海, 等. 故障恢复期间新能源多场站系统过电压快速评估方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(13): 168-175.
Liu Xinyu, Shi Xinghua, Xin Huanhai, et al. Fast assessment method for overvoltage in multiple renewable energy station system during fault recovery process [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(13): 168-175. (in Chinese)

[8] 李光辉, 王伟胜, 何国庆, 等. 风电基地经特高压直流送出系统换相失败故障(三): 送端风电机组暂态过电压抑制措施[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(14): 5079-5088.
Li Guanghui, Wang Weisheng, He Guoqing, et al. Commutation failure of UHVDC system for wind farm integration(part Ⅲ): Transient overvoltage suppression measures of wind powers in sending terminal grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(14): 5079-5088. (in Chinese)

[9] 刘其辉, 董楚然, 吴勇, 等. 直流换相失败下双馈风电机组特性描述及暂态过电压抑制[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 29-38.
Liu Qihui, Dong Churan, Wu Yong, et al. Characteristic description and transient overvoltage suppression of doubly-fed wind turbines with LCC-HVDC commutation failure [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 29-38. (in Chinese)

[10] 田旭, 刘飞, 张君, 等. 基于能量同步转换技术的高比例新能源外送地区暂态过电压抑制研究[J]. 南方电网技术, 2022, 16(10): 95-103.
Tian Xu, Liu Fei, Zhang Jun, et al. Transient overvoltage suppression research in high penetration of renewable energy sending area based on energy synchronous conversion technology [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(10): 95-103. (in Chinese)

[11] 索之闻, 李晖, 张锋, 等. 高比例新能源直流送端系统分布式调相机优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(23): 133-141.
Suo Zhiwen, Li Hui, Zhang Feng, et al. Optimal configuration of a distributed synchronous condenser for an HVDC sending-end system with a high-proportion of renewable energy [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(23): 133-141. (in Chinese)

[12] 彭龙, 汤涌, 赵兵, 等. 考虑 LCC-HVDC 实时可调节容量的直流紧急功率支援控制方案[J]. 电网技术, 2021, 45(11): 4470-4477.
Peng Long, Tang Yong, Zhao Bing, et al. LCC-HVDC emergency power support control considering the DC

real-time available capacity [J]. Power System Technology, 2021, 45(11): 4470-4477. (in Chinese)

[13] 杨树德, 李旺, 张新闻, 等. 一种提高变流器弱电网适应能力的虚拟阻抗控制策略[J]. 电源学报, 2024, 22(2): 158-166.
Yang Shude, Li Wang, Zhang Xinwen, et al. Virtual impedance control strategy for improving the adaptability of converter to weak grid [J]. Journal of Power Supply, 2024, 22(2): 158-166. (in Chinese)

[14] 赵宏博, 姚良忠, 王伟胜, 等. 大规模风电高压脱网分析及协调预防控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(23): 43-48, 65.
Zhao Hongbo, Yao Liangzhong, Wang Weisheng, et al. Outage analysis of large scale wind power under high voltage condition and coordinated prevention and control strategy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 43-48, 65. (in Chinese)

[15] 屠竞哲, 潘艳, 訾鹏, 等. 功角失稳与暂态过电压并存型锡盟交直流弱送端系统特性分析[J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1496-1504.
Tu Jingzhe, Pan Yan, Zi Peng, et al. Ximeng AC/DC weak sending-side system characteristics with angle instability and transient overvoltage [J]. Power System Technology, 2021, 45(4): 1496-1504. (in Chinese)

[16] 唐王倩云, 张睿, 胡家兵. 用于系统暂态行为分析的双馈风机转子转速控制时间尺度暂态模型[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3037-3045.
Tang Wangqianyun, Zhang Rui, Hu Jiabing. Modelling of DFIG-based WT for power system transient responses analysis in rotor speed control timescale [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3037-3045. (in Chinese)

[17] 郭小强, 刘文钊. 谐波不平衡电网电压情况下三相并网逆变器故障穿越控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 5118-5124.
Guo Xiaoqiang, Liu Wenzhao. Fault ride through control of three-phase grid-connected inverter under harmonic and unbalanced grid voltage conditions [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17): 5118-5124. (in Chinese)

[18] 彭龙, 汤涌, 程帆, 等. 基于实时戴维南等值参数估计的 LCC-HVDC 后续换相失败抑制策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3151-3160.
Peng Long, Tang Yong, Cheng Fan, et al. A subsequent commutation failure suppression strategy for LCC-HVDC based on real-time thevenin equivalent parameter estimation [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3151-3160. (in Chinese)

[19] 张继勇, 孙宜澎, 杨树德. 一种提高变流器弱电网适应能力的全通前馈方法[J]. 电源学报, 2023, 21(3): 48-55.
Zhang Jiyong, Sun Yipeng, Yang Shude. All-pass feed-forward method for improving the adaptability of converter to weak grid [J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(3): 48-55. (in Chinese)

[20] Mohammed N, Kerekes T, Ciobotaru M. An online event-based grid impedance estimation technique using grid-connected inverters [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(5): 6106-6117.

[21] 徐群伟, 潘星, 熊鸿韬, 等. 基于高压有源谐振抑制器的海上风电并网电能质量提升技术[J]. 电源学报, 2025, 23(3): 106-115.
Xu Qunwei, Pan Xing, XiongHongtao, et al. Offshore wind power grid-connected power quality improvement technology based on high-voltage active resonance suppressor [J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(3): 106-115. (in Chinese)

[22] 李宇骏, 陆艺源, 牟同鹏, 等. 新能源发电经换流器并网系统的稳定性分析与控制综述[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(12): 79-94.
Li Yujun, Lu Yiyuan, Mu Tongpeng, et al. A review of stability analysis and control of renewable energy integration systems via converters [J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(12): 79-94. (in Chinese)



袁峥

作者简介：

袁峥(1990—)，男，通信作者，博士，高级工程师。研究方向：电力系统及其自动化，新能源并网控制。Email：lijiacqsgcc@163.com。

訾鹏(1982—)，男，博士，高级工程师。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：tndnx4@163.com。

赵峰(1987—)男，博士，高级工程师。研究方向：电力系统及其自动化。E-mail：niip2c@163.com。

(责任编辑：郭凯凯)