

考虑源网协调的风电场动态无功补偿装置控制策略

赵亚清^{1,2}, 刘青¹, 谢欢², 吴涛², 蓝海波³, 梁玉枝^{1,4}(1. 华北电力大学 电气与电子工程学院, 河北 保定 071003; 2. 华北电力科学研究院有限责任公司, 北京 100045;
3. 冀北电力有限公司调度控制中心, 北京 100053; 4. 国家电网机网协调运行仿真重点实验室, 北京 100045)

摘要: 通过分析动态无功补偿装置感性支路恒无功控制对地区电网无功电压灵敏度的作用机理, 指出该控制容易造成扰动后系统电压的大幅波动, 从而从原理上指明风电场动态无功补偿装置采用恒电压辅助控制的必要性, 并从源网协调的角度提出一种动态无功补偿装置主/辅协调控制策略。该协调控制策略可实现系统运行工况变化时感性支路恒无功控制与低压侧恒电压控制间的灵活切换, 从而避免了扰动后系统电压的大幅波动, 进而降低了风机高电压脱网事故风险。借助 PSS/E 搭建风机脱网事故地区风电汇集系统模型模拟风机高电压脱网过程, 验证了所提控制策略避免扰动后风机高电压脱网的效果。

关键词: 风电场; 感性支路恒无功控制; 电压灵敏度; 恒电压辅助控制; 主/辅协调控制策略

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.08.018

0 引言

随着风电渗透率逐年增加, 考虑风电接入的系统源网协调问题越来越突出^[1-3]。我国风力资源分布比较集中, 风电主要采用大规模、远距离集中外送, 这导致大型风电场与系统的接口特性差, 源、网之间经常出现不协调的现象^[4-8]。近几年国内风电场频发的风机高/低压脱网事故即为风电系统源网不协调的主要表现之一。2012 年, 我国张北沽源风电汇集地区无故障情况下发生了大规模风机高电压脱网事故, 据统计, 共计 584 台风机脱网, 损失有功 737 MW, 严重影响系统安全。

针对此类源网不协调问题, 已有相关文献展开了深入的理论研究, 其中文献[9]突破常规风电系统静态电压稳定分析模式^[10-12]指出, 动态无功补偿装置控制方式才是导致无故障下风机高电压脱网的关键因素。然而, 目前风电场中动态无功补偿装置控制策略种类繁多, 风电场出于自身运行经济效益的考虑对其动态无功补偿装置控制方式设计存在较大的随意性, 未考虑控制策略本身对风电汇集地区电网的影响^[13-16], 实际运行中容易引发诸多源网不协调的事故。然而, 即使是晶闸管控制电抗-固定电容器型(TCR-FC)总体恒无功控制和 TCR 支路的恒无功控制亦会对系统的电压稳定特性产生本质区别的影响。因此, 有必要展开动态无功补偿装置现有控制方式对风电汇集地区电压影响的机理分析, 从源网协调的角度研究符合风电汇集系统要求的动态无功补偿装置控制方式。

本文基于风电场动态无功补偿装置普遍使用的感性支路恒无功控制对地区电网无功电压灵敏度的

影响机理分析, 从原理上指明了风电场动态无功补偿装置采用恒电压辅助控制方式的必要性, 由此从系统源网协调的角度提出一种风电场动态无功补偿装置主/辅协调控制策略, 并借助 PSS/E 对其效果进行验证。

1 风电场无功补偿装置现有控制策略

为满足电力系统无功电压控制要求, 风电场内电压控制常常设计成分层控制。图 1 给出了目前风电场典型无功电压控制结构。图中 U_{ref} 为电压指令, ΔQ_{cap} 、 ΔQ_{TCR} 分别为 FC 支路与 TCR 支路参与的恒无功控制目标。由图中看出, 系统控制结构主要分为顶层和底层。

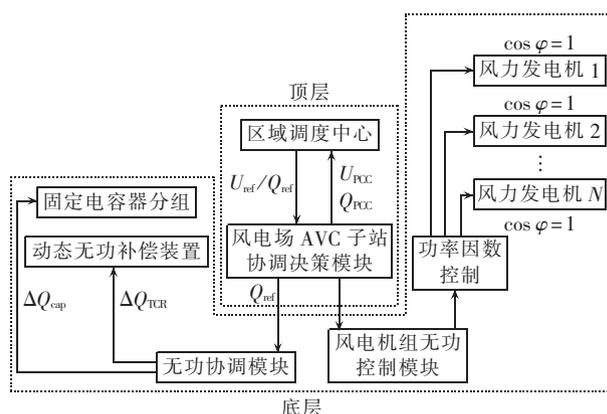


图 1 风电场 AVC 现有控制结构

Fig.1 Available control structure of AVC in wind farm

顶层为风电场自动电压控制(AVC)子站决策层。AVC 子站的主要任务是接收上级下发的风电场并网点电压参考指令 U_{ref} , 由此计算风电场应输出的总无功功率, 并按一定的准则将其分配给对应的无功补偿装置, 包括风力发电机、固定电容器、动态无功补偿装置。通过多种无功源的共同配合实现风电场并

网点电压分钟间隔内的恒定控制。显然,该层控制属于系统稳态运行阶段的二级电压控制。

底层为无功源控制层。底层中各无功源接收 AVC 子站下发的无功指令独立进行控制。通常风电场业主为降低 TCR-FC 无功补偿装置环流损耗,将动态无功补偿装置中电容支路设计成手动投退,动态无功补偿装置采用纯感性 TCR 支路的恒无功控制。虽然该控制方式属于毫秒级的连续控制,但是通过多次风机脱网事故特征梳理发现,此控制方式难以满足系统暂态运行过程中对动态无功调节快速支撑的要求,甚至还成为导致系统过电压的主要因素之一。

2 无功补偿装置控制策略与电网作用机理

2.1 典型风电汇集系统结构

由于我国风电系统网架结构与单机无穷大系统极其相似,因此可用图 2 所示的等效电路模拟。其中风电汇集系统用单个风电场代替,并通过长距离线路与外部系统相连,接于低压侧的动态无功补偿装置为典型 TCR-FC 型静止无功补偿器(SVC),FC 支路可独立投切,其功率损耗较大,额定工况下约为 SVC 容量的 2%~5%,图中其他参数定义如下:集中电抗 $X = X_T + X_L = 0.8389 \text{ p.u.}$;基准值 $S_{\text{BASE}} = 100 \text{ MV} \cdot \text{A}$, $U_{\text{BASE}} = 220 \text{ kV}$;风电场有功、无功出力分别为 P_0, Q_0 , $P_0 = 0.3 \text{ p.u.}$;外部等值系统电抗 $X_s = 0.6 \text{ p.u.}$;等值无穷大系统母线电压 $E = 1 \text{ p.u.}$

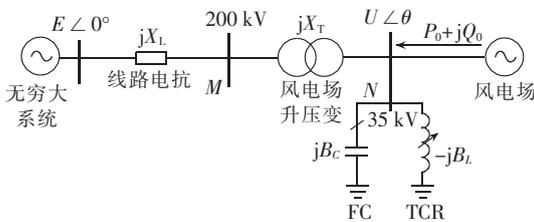


图 2 风电汇集系统等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of grid-connected wind power system

根据图 2 的等效电路,列写节点 N 处潮流方程如下:

$$\begin{cases} P_0 = \frac{EU}{X} \sin \theta \\ Q_0 = -\frac{EU}{X} \cos \theta + \left[\frac{1}{X} - (B_C - B_L) \right] U^2 \end{cases} \quad (1)$$

2.2 风电系统电压-无功灵敏度

根据目前风机的恒功率因数为 1 的控制原则, $Q_0 = 0$ 。并设 $E = 1 \text{ p.u.}$ 以简化推导。将 Q_0 与 E 代入式(1)并消去 θ 得简化潮流方程:

$$[1 - (B_C - B_L)X]^2 U^4 - U^2 + P_0^2 X^2 = 0 \quad (2)$$

下面采用 $U-Q$ 法对比分析感性支路恒无功控

制和无连续控制 2 种情况下的风电汇集地区电网电压-无功灵敏度。

设图 2 中 SVC 未采用连续控制,其感性支路可视为固定电感,即电纳值 B_L 为定值,令系统总补偿电纳 $B = B_C - B_L$,代入式(2)得变换后潮流方程:

$$(1 - BX)^2 U^4 - U^2 + P_0^2 X^2 = 0 \quad (3)$$

利用式(3)可求得电压 U 对 B 的偏导为:

$$\frac{\partial U}{\partial B} = \frac{X(1 - BX)U^3}{2U^2(1 - BX)^2 - 1} \quad (4)$$

式(4)即表征了系统未考虑控制影响的静态电压-补偿电纳灵敏度。由于此时动态无功补偿装置注入系统无功 $Q = U^2 B$,因而有 $\frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{1}{U^2} \frac{\partial U}{\partial B}$,进而得 $\frac{\partial U}{\partial Q}$:

$$\frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{X(1 - BX)U}{2U^2(1 - BX)^2 - 1} \quad (5)$$

式(5)即为未考虑控制影响的系统的静态电压-无功灵敏度。令式(5)中分母为零,得到静态稳定极限下最大无功补偿电纳 B_{cr} :

$$B_{cr} = \frac{1}{X} \left(1 - \frac{1}{\sqrt{2} U} \right) \quad (6)$$

根据式(5),只有当 $B < B_{cr}$,即 $\frac{\partial U}{\partial Q} > 0$ 时系统是静态电压稳定的,因此系统稳定运行时总无功补偿电纳 B 总是小于 B_{cr} 。若 SVC 采用感性支路恒无功控制,系统电压-无功灵敏度将发生变化。由于此控制方式下感性支路无功 Q_L 恒定,将 $Q_L = U^2 B_L$ 代入式(2),整理得:

$$[U^2 - (B_C U^2 - Q_L)X]^2 - U^2 + P_0^2 X^2 = 0 \quad (7)$$

利用式(7)对 B_C 求偏导,并依据 $\frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{1}{U^2} \frac{\partial U}{\partial B_C}$ 得考虑感性支路恒无功控制后的系统电压-无功灵敏度,并将 $Q_L = U^2 B_L$ 代入其中得:

$$\frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{XU[1 - (B_C - B_L)X]}{2U^2(1 - B_C X)[1 - (B_C - B_L)X] - 1} \quad (8)$$

为对比分析考虑感性支路恒无功控制影响后系统电压-无功灵敏度的变化,将 $B = B_C - B_L$ 代入式(5),得:

$$\frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{X[1 - (B_C - B_L)X]U}{2U^2[1 - (B_C - B_L)X]^2 - 1} \quad (9)$$

显然,式(8)与式(9)分子相同,令两式分母相减得:

$$-2U^2[1 - (B_C - B_L)X]B_L X \quad (10)$$

根据前面分析,系统稳定运行时,总补偿电纳 B 总是小于 B_{cr} ,因此式(10)恒小于零,即式(8)恒大于式(9)。这表明系统存在稳定初始运行点情况下,感性支路恒无功控制会增大系统电压-无功灵敏度,使系统遭受扰动后易出现大幅度电压波动,且感性支路吸收无功越多,影响越大。

通过设置图 2 等效电路中不同 B_C 值获得图 3 中 $U-Q$ 曲线(U 为标幺值), 观察可以得到以下结论:

a. 考虑 SVC 感性支路恒无功控制后, 系统电压-无功灵敏度将增大;

b. 系统电压-无功灵敏度的增大幅度与 SVC 感性支路初始吸收的无功有关, 初始吸收感性无功越多, 系统电压-无功灵敏度增大越明显。

设图 3 中初始运行点为 A , 扰动特性曲线与各 $U-Q$ 曲线交点即为相应扰动下系统的最终稳定运行点, 显然, $Q_L=0.39$ p.u. 时电压波动幅度最大, 尤其是遭受电容扰动后稳定点已达到 1.1 p.u., 极易引发风机高电压脱网。

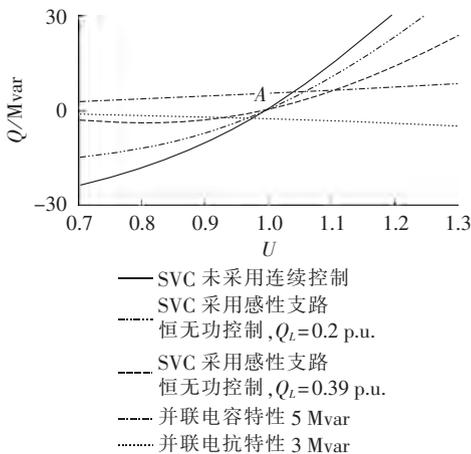


图 3 考虑 SVC 控制前后系统 $U-Q$ 曲线
Fig.3 $U-Q$ curves of system with and without SVC

3 无功补偿装置协调控制策略分析

尽管感性支路恒无功控制容易导致扰动后系统电压的大幅波动, 难以满足风电汇集地区源网协调对动态无功调整的要求, 但从风电场经济运行与系统稳态阶段电压控制的角度考虑, 感性支路恒无功控制的现场实用地位仍难以取代。然而实际运行中, 总是希望动态无功补偿装置在满足以上实用性要求的同时兼顾起提高系统暂态电压稳定的责任, 因此本文建议对风电汇集地区动态无功补偿装置配置恒电压辅助控制, 以降低系统极端工况下过电压的风险。

图 4 为恒电压调节特性, 可得恒电压控制具有以下 2 点特征。

a. 当 SVC 运行于容量范围 $[Q_{Cmax}, Q_{Lmax}]$ 内, 可以保证受控节点电压在 $[U_{min}, U_{max}]$ 内波动, 通常 U_{min} 、 U_{max} 不超过额定电压的 $\pm 5\%$; 此特征可用于抑制系统极端工况下由主控制方式导致的大幅电压波动。

b. 当 SVC 调节无功超出其感性容量 Q_{Lmax} 时, SVC 为保护装置自身, 控制方式将由恒电压控制转换为感性支路的恒电流控制, 感性支路恒电流控制

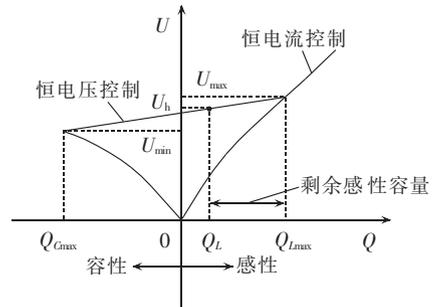


图 4 SVC 恒电压控制特性

Fig.4 Constant voltage control characteristics of SVC

虽然也会引起扰动后电压爬升(可参考 2.2 节中感性支路恒无功控制特性的分析方法), 但由于 $I_L=UB_L$ 与 $Q_L=U^2B_L$ 的差别, 恒电流控制引起的电压爬升速度较慢, 短时内影响不大。因此, 尽管大扰动后 SVC 调节无功超出感性容量限制, SVC 仍能继续为系统提供无功支撑, 而不至于立刻退出运行, 给系统造成更大危害。

综合以上考虑, 本文提出一种风电汇集地区动态无功补偿装置主/辅协调控制策略, 其中主控制方式仍为感性支路恒无功控制, 辅助控制为风电场低压侧恒电压控制, 且保留恒电压控制特性中过电流限制阶段的恒电流控制。该主/辅协调控制策略的协调作用通过 3 种控制方式间的灵活切换实现, 切换条件为风电场低压侧母线电压值。

图 5 为主/辅协调控制策略具体结构, 分为 3 层控制模式, U_1 与 U_{Nmax} 分别为不同模式下的电压切换限值, T_1 、 T_2 分别为控制器输入、输出环节滞后时间常数, T_{r1} 、 T_{r2} 、 T_{r3} 为相应控制模式下积分时间常数, K_{p1} 、 K_{p2} 、 K_{p3} 为相应控制模式下比例常数。其中 U_1 需根据风电系统实际运行工况设定, U_{Nmax} 为 SVC 容量范围内最大调节电压, 且有 $U_1 < U_{Nmax}$ 。

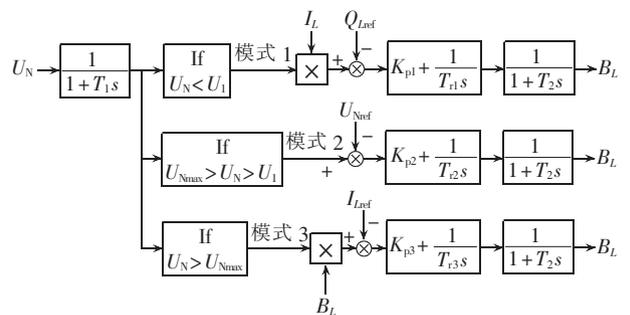


图 5 主/辅协调控制策略结构

Fig.5 Structure of main/auxiliary coordinated control

图 5 中, 模式 1 为主控制中感性支路恒无功控制环节, 用于实现系统稳态运行阶段的二级电压控制; 模式 2 为辅助控制中恒电压控制环节, 可保证较小扰动后系统运行电压不超出设定限值 U_1 ; 模式 3 为辅助控制中恒电流控制环节, 可在较大扰动后继续为系统提

供短时无功支撑。

可见,该协调控制策略综合考虑了风电场稳态电压控制、暂态电压控制以及经济运行的要求,更符合风电系统源网协调的原则。

4 实际算例仿真验证

本文借助电力系统仿真软件 PSS/E 搭建了沽源地区风电汇集系统等效电路模型,如图 2 所示。根据《风电接入电网相关规定》中关于“风电场并网点电压在 0.97~1.07 p.u.内波动时风机应保证正常运行”的规定以及沽源地区系统的实际工况,本文将第 3 节中讨论的主/辅协调控制的切换限制 U_1 设为 1.05 p.u.。由此得到图 5 中主/辅协调控制策略 3 个控制模式的具体实施方案。

4.1 简单系统仿真验证

模式 1:对图 2 中母线 M 施加 1 Mvar 电容扰动,直接由扰动引起的电压阶跃低于协调控制策略切换限值 1.05 p.u.。此时 SVC 首先运行于主控制方式,一旦低压侧电压值超过 1.05 p.u.,控制策略将自动切换成低压侧恒电压辅助控制,最终将电压稳定于 1.05 p.u. 附近。

模式 2:对图 2 中母线 M 施加 5 Mvar 电容扰动,使电压阶跃超过切换限值 1.05 p.u.,但未超过 U_{Nmax} 。此时 SVC 将直接进入低压侧恒电压辅助控制方式,由于未超出 SVC 感性调节范围,最终可将电压稳定于 1.05 p.u. 附近。

模式 3:对图 2 中母线 M 施加 7 Mvar 电容扰动,使电压阶跃直接超过 U_{Nmax} ,由于此时 SVC 调节无功已超过 Q_{Lmax} ,SVC 控制策略将自动切换至感性支路恒电流控制。

以上 3 种控制模式中参考值 Q_{Lref} 、 U_{Nref} 、 I_{Lref} 分别为实际运行中 SVC 感性支路无功、风电场低压侧电压以及感性支路电流的实时测量值。下面按照以上 3 种控制模式仿真验证协调控制策略的具体效果,结果见图 6(电压为标幺值)。

通过以上仿真结果得到以下结论:

a. 通过对比图 6(a)、(b)、(c)中的实线、点划线看出,感性支路恒无功控制确实会增大系统电压-无功灵敏度,易使系统出现扰动后过电压的风险,严重威胁系统安全;

b. 对比图 6(a)、(b)中的点线得出,相比感性支路恒无功控制,协调控制策略在 2 种模式下基本可以保证风电场低压侧电压最终稳定于 1.05 p.u.左右,可降低系统扰动后过电压的风险,并充分发挥了 SVC 动态无功调节作用;

c. 通过观察图 6(c)中的实线、点线得知,扰动后恒电流控制引起的电压爬升速度比感性支路恒无

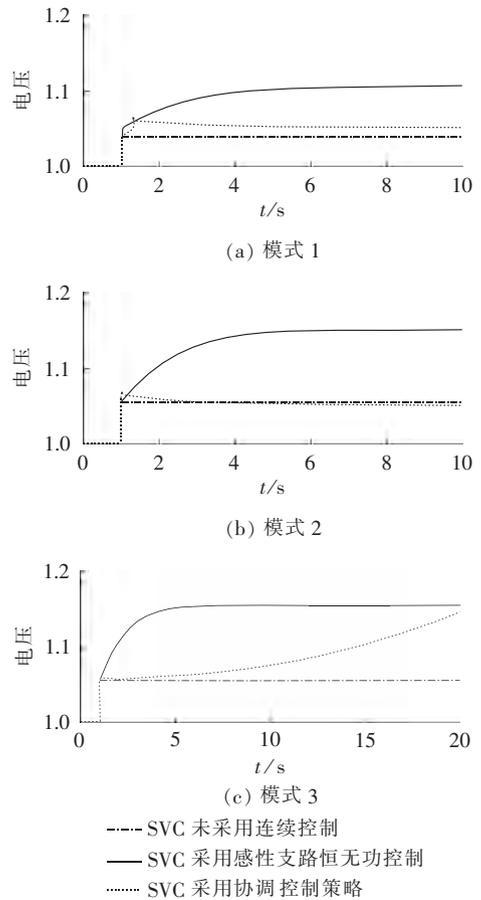


图 6 协调控制策略效果

Fig.6 Effect of coordinated control

功控制慢许多,开始的几秒钟内影响不是很大,可继续为系统提供短时支撑。

4.2 风电汇集地区系统仿真验证

本文借助 PSS/E 搭建了沽源地区实际系统模型,见图 7,图中括号内为风电场内部标识,其他数据单位为 MW。对该地 2012 年 5 月无故障下发生的风机脱网事故过程进行了模拟。

事故前该地区总有功出力接近 1300 MW,汇集

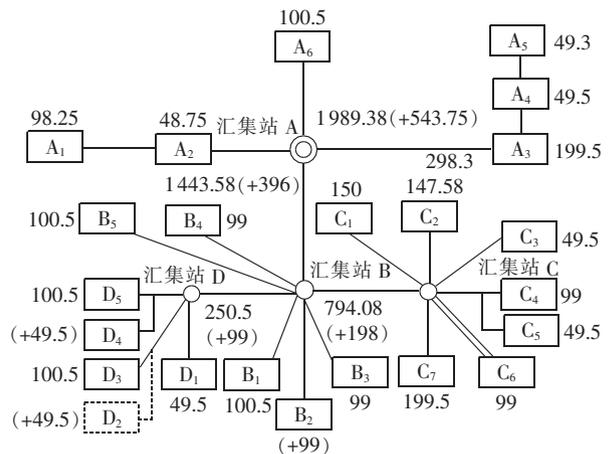


图 7 沽源风电汇集地区网架结构

Fig.7 Structure of grid-connected Guyuan wind power system

站 C 电压为 0.96 p.u., 仿真模型运行工况与发生事故时十分接近。各风电场内 SVC 均采用感性支路恒无功控制, 各风电场用单台双馈型风机模拟, 风机采用恒功率因数控制 ($\cos \varphi=1$), 其他系统参数均按该风电汇集地区实际参数设置。仿真结果见图 8, 可见, 感性支路恒无功控制导致扰动后汇集站 C 电压出现长达 7 s 大幅爬升, 并在 9.5 s 时引发风机高电压脱网; 而相同工况下, SVC 主/辅协调控制策略可将扰动后电压稳定于 1.02 p.u. 附近, 并未引发风机高电压脱网, 证实该协调控制策略确实可降低风机高电压脱网事故的风险。

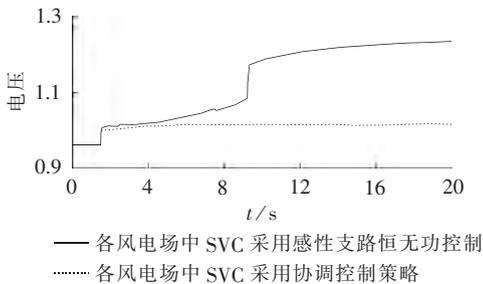


图 8 无故障下协调控制避免风机高电压脱网效果
Fig.8 Effect of coordinated control in avoiding wind turbine high-voltage trip-off accident in normal condition

以上仿真验证均针对小扰动引起的风机脱网事故, 实际上, 系统故障情况下也会有类似事故发生。参照图 7 系统, 本文模拟了故障引起的风机高电压脱网事故。设图 7 中汇集站 A 下风电场 A₁ 220 kV 送出线 1 s 时发生三相短路故障, 持续 20 ms。由于故障较为严重, 尽管风机具备低电压穿越能力, 难免造成故障点附近的少数风机因电压过低而脱网。故障后引起汇集站 C 电压发生图 9 中所示的变化。由图 9 看出, 相同故障情况下, 感性支路恒无功控制仍然会造成系统电压的大幅波动, 最终在 5.5 s 时引发风机高电压脱网, 甚至使系统电压最终超过 1.2 p.u.; 而主/辅协调控制策略可以起到抑制系统电压过高的作用, 有效避免了风机进一步脱网。

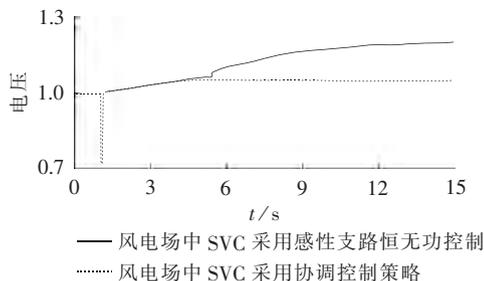


图 9 故障下协调控制避免风机高电压脱网效果
Fig.9 Effect of coordinated control in avoiding wind turbine high-voltage trip-off accident in fault condition

5 结论

本文结合 $U-Q$ 曲线与电压灵敏度, 首先展开动态无功补偿装置感性支路恒无功控制对地区电网电压灵敏度的影响机理分析, 得出以下结论: 考虑感性支路恒无功控制后系统电压-无功灵敏度显著增大, 容易造成扰动后系统电压大幅度波动; 风电场动态无功补偿装置单纯采用感性支路恒无功控制难以满足风电系统源网协调中对动态无功调节的要求。

就此本文指出对风电场动态无功补偿装置配置恒电压辅助控制, 并结合系统源网协调的要求提出了一种风电场 SVC 主/辅协调控制策略。借助 PSS/E 搭建沽源地区风电汇集系统模型, 对非故障下以及故障下的风机高电压脱网事故进行了模拟, 并对比验证了主/辅协调控制策略避免风机高电压脱网的效果。

参考文献:

- [1] 崔杨. 大规模风电场群源网协调性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.
CUI Yang. Studies on the coordination of large scale wind generation and the incorporated power grid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [2] 张丽英, 叶廷路, 辛耀中, 等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 1-5.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 30(25): 1-5.
- [3] 李中玉, 孙胜洪, 王睿. 并网发电机组源网协调原则的探讨[J]. 华东电力, 2013, 41(3): 674-676.
LI Zhongyu, SUN Shenghong, WANG Rui. Discussion on grid-source coordination of grid connected power generation unit [J]. East China Electric Power, 2013, 41(3): 674-676.
- [4] 温步瀛, 江岳文, 陈冲. 风电场并网运行的无功补偿优化问题[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(5): 42-46.
WEN Buying, JIANG Yuewen, CHEN Chong. Reactive power compensation optimization for grid-connected wind farm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(5): 42-46.
- [5] 赵亮, 吕剑虹. 基于遗传算法的风电场多目标无功优化[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(10): 85-87.
ZHAO Liang, LÜ Jianhong. Multi-objective reactive power optimization of wind farm based on improved genetic algorithm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(10): 85-87.
- [6] 孙惠娟, 彭春华, 易洪京. 大规模风电接入电网多目标随机优化调度[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(5): 123-128.
SUN Huijuan, PENG Chunhua, YI Hongjing. Multi-objective stochastic optimal dispatch of power system with wind farms [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(5): 123-128.
- [7] 陈卓, 王帆, 杨康怡, 等. 面向源网协调的大型风电场闭环控制框架[J]. 电气应用, 2012, 24(31): 42-46.
CHEN Zhuo, WANG Fan, YANG Kangyi, et al. Closed-loop control structure of large scale wind farm faced with source-grid coordination [J]. Electrotechnical Application, 2012, 24(31): 42-46.
- [8] 王成福, 梁军, 冯江霞, 等. 故障时刻风电系统无功电压协调控制

- 策略[J]. 电力自动化设备,2011,31(9):14-22.
- WANG Chengfu,LIANG Jun,FENG Jiangxia,et al. Coordinated var-voltage control during fault of wind power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(9):14-22.
- [9] 谢欢,吴涛,赵亚清,等. 计及动态无功影响的大规模风电机组高电压脱网原因分析[J]. 电力系统自动化,2015,39(4):19-25.
- XIE Huan,WU Tao,ZHAO Yaqing,et al. Analysis on high-voltage trip-off causation of large-scale wind turbines considering the impact of dynamic reactive power control[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(4):19-25.
- [10] 杨金刚,吴林林,刘辉,等. 大规模风电汇集地区风电机组高电压脱网机理[J]. 中国电力,2013,46(5):28-33.
- YANG Jingang,WU Linlin,LIU Hui,et al. High-voltage trip-off mechanism of wind power generators in district grids with large-scale wind power integration[J]. Electric Power,2013,46(5):28-33.
- [11] 李生虎,安锐,许志峰,等. 混合风电场中PMSG协助感性发电机低电压穿越[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):24-26.
- LI Shenghu,AN Rui,XU Zhifeng,et al. Coordinated LVRT of IG and PMSG in hybrid wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(2):24-26.
- [12] 张义斌,王伟胜,戴慧珠. 基于P-U曲线的风电场接入系统稳态分析[J]. 电网技术,2004,28(23):61-65.
- ZHANG Yibin,WANG Weisheng,DAI Huizhu. P-U curve based static analysis for integration of wind farm into power system [J]. Power System Technology,2004,28(23):61-65.
- [13] 闫广新,刘新刚,李江. SVC对并网型风电场运行性能的影响分析[J]. 电网与清洁能源,2010,26(9):54-56.
- YAN Guangxin,LIU Xingang,LI Jiang. Effect of SVC on improving runing performance of power system connected with wind farms[J]. Power System and Clean Energy,2010,26(9):54-56.
- [14] 于阳. 基于自抗扰控制策略的SVC在风电系统中的应用研究[D]. 天津:天津理工大学,2012.
- YU Yang. The reasearch on active disturbance rejection control strategy for SVC in wind farm[D]. Tianjin:Tianjin University of Technology,2012.
- [15] 原蔚鹏,陈海琼,黄春艳,等. 静止无功补偿器在并网风电场电压控制中的应用仿真分析[J]. 低压电器,2013(5):54-57.
- YUAN Weipeng,CHEN Haiqiong,HUANG Chunyan,et al. Simulation and analysis of application of SVC to voltage control of grid-connected wind farm[J]. Low Voltage Apparatus, 2013(5):54-57.
- [16] 向昌明,范立新,蒋一泉,等. 风电场内风电机组连锁脱网机理与低电压穿越能力研究[J]. 电力自动化设备,2013,33(12):91-97.
- XIANG Changming,FAN Lixin,JIANG Yiquan,et al. Analysis of cascading trip-off mechanism and low voltage ride through capability of wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(12):91-97.

作者简介:



赵亚清

赵亚清(1988—),女,河北秦皇岛人,硕士研究生,从事新能源及电力系统稳定分析研究(E-mail:13718330653@163.com);

刘青(1974—),女,河北石家庄人,副教授,博士,从事新能源与电力系统保护与控制研究工作(E-mail:zyq_ncequ@163.com);

谢欢(1979—),男,湖南衡阳人,博士,从事新能源与电力系统稳定分析研究工作(E-mail:xiaosan_616@aliyun.com)。

Dynamic reactive power compensator control considering source-grid coordination for wind farm

ZHAO Yaqing^{1,2}, LIU Qing¹, XIE Huan², WU Tao², LAN Haibo³, LIANG Yuzhi^{1,4}

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. North China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100045, China;

3. Dispatching Center of Jibe Electric Power Company Limited, Beijing 100053, China;

4. State Grid Key Laboratory of Source-Grid Coordinated Operation Simulation and Analysis, Beijing 100045, China)

Abstract: The affect of constant reactive power control for the inductive branch of dynamic reactive power compensator on the reactive voltage sensitivity of regional grid is analyzed, which shows that it may easily lead to the substantial voltage fluctuation after disturbance, and the necessity for applying the constant voltage auxiliary control in the dynamic reactive power compensator of wind farm is pointed out. A strategy of main/auxiliary coordinated control is proposed from the source-grid coordination for the dynamic reactive power compensator, which, when the operating condition of system changes, realizes the flexible switchover between the constant reactive power control in inductive branch and the constant voltage control at low-voltage side to avoid the substantial voltage fluctuation after disturbance and reduce the risk of wind turbine high-voltage trip-off accident. A model of grid-connected wind power system is built with PSS/E to simulate the process of wind turbine high-voltage trip-off accident, which verifies the effect of the proposed control strategy in avoiding the wind turbine high-voltage trip-off accident after disturbance.

Key words: wind farms; constant reactive power control on inductive branch; voltage sensitivity; constant voltage auxiliary control; main/auxiliary coordinated control strategy