

## SVC 附加闭锁控制提高双馈风电场高电压穿越研究

吴倩<sup>1,2</sup>, 薄鑫<sup>1,2</sup>, 张汀荃<sup>3</sup>, 吴杨勇<sup>4</sup>, 王庭华<sup>1,2</sup>

- (1. 国网江苏省电力有限公司经济技术研究院, 江苏 南京 210008;  
2. 国网江苏电力设计咨询有限公司, 江苏 南京 210008;  
3. 南京师范大学南瑞电气与自动化学院, 江苏 南京 210042;  
4. 国网安徽省电力有限公司祁门县供电公司, 安徽 黄山 245600)

**摘要:**为缓解风机高电压脱网对电网安全稳定运行造成的严重威胁,文中解析了集群风电基地广泛应用的静止无功补偿器(SVC)引发电压过冲的机理。SVC 响应滞后及其自身物理特性缺陷,使其在电压跌落时难以提供有效容性无功支撑,而在电压恢复期向系统输出冗余容性无功。为克服 SVC 控制性能的这种局限性,提出一种 SVC 附加闭锁控制策略,主要适用于外部故障引起 SVC 接入点出现严重低电压的场景。该控制策略给出 SVC 闭锁判定条件及闭锁后 SVC 重新投入条件,避免“错位补偿”,有效降低 SVC 引发非故障风机并网点高电压的威胁,保障风电场安全稳定运行。最后仿真验证了所提控制策略的有效性,并对后期风电场的建设与运行提出指导性建议。

**关键词:**风电场群;高电压脱网;SVC 附加闭锁控制;无功过剩

**中图分类号:** TM721

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2019)02-0038-06

### 0 引言

我国风力资源大多集中分布在“三北”地区<sup>[1]</sup>,距离电力负荷中心较远,因此当前风电具有大规模集中开发、弱电网接入、长线路外送的特点。该风电并网模式使得集群风场并网点电压支撑薄弱,抵御风险能力偏低,一旦发生故障,波及范围广泛,易发生风机连锁脱网事故,给电网安全稳定运行构成了严重威胁<sup>[2]</sup>。2011年以来,我国频发大规模风机脱网事故<sup>[1]</sup>。事故分析表明,除去初始短路故障诱因外,风机连锁脱网的两大关键共性原因主要包括故障期间的低电压和故障清除后恢复期间系统无功过剩诱发的高电压<sup>[3-5]</sup>。

目前大部分风机已完成相应改造,具备低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)能力,因低电压而脱网的风机已大幅减少。相比之下,风机高电压穿越(high voltage ride through, HVRT)能力略显不足<sup>[3,5]</sup>。磁控电抗器(magnetic controlled reactor, MCR)和晶闸管控制电抗器(thyristor controlled reactor, TCR)型静止无功补偿器(static var compensator, SVC)广泛应用于西北等大型风电基地,其响应滞后(实际测试中 MCR 响应时间 $\geq 6\ 659\ \text{ms}$ )<sup>[6-9]</sup>,对系统电压后知后觉,故障线路切除后 SVC 仍然按故障前无功参考值持续输出最大容性无功功率,造成系

统容性无功过剩,系统电压急剧升高,进而引发非故障线路所接风机因高电压而脱网,产生连锁效应。

针对风机高电压脱网问题,文献[5]通过参数灵敏度分析 SVC 电压无功暂态响应轨迹特征,指出 SVC 具备“错位补偿”效应,为抑制该效应,提出 SVC 变参数和紧急闭锁控制策略,以缓解风机高电压脱网威胁。文献[10-12]从双馈感应发电机(doubly fed induction generator, DFIG)自身角度出发,通过优化控制网侧和转子侧变流器无功电流,使得风机故障清除后迅速输出感性无功功率,以吸收系统中过剩的无功功率,从而实现风机的 HVRT。文献[13]提出多种无功补偿设备的协调预防控制策略,但其 SVC 和静止无功发生器(static var generator, SVG)均采用恒电压控制策略,仍然不能避免动态无功补偿设备响应滞后引发的高电压问题。为解决故障切除后恢复期间的电压过冲问题,文献[14]提出检测到电网故障后延迟 100 ms 闭锁 SVC 策略,但该方法没有明确发生严重故障的判断标准,亦未给出 SVC 重新投入运行时刻。

综上,文中基于风电基地普遍采用的 SVC,展开其引起电压过冲的全过程解析,并针对短路故障清除后恢复期间 SVC 引发的高电压问题,提出一种 SVC 附加闭锁控制策略,以提高风电场并网能力。

### 1 SVC 的工作原理和建模

#### 1.1 SVC 特性

目前, SVC 包括 7 种类型,具体可参考文献

收稿日期:2018-10-08;修回日期:2018-11-13

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51707099);国家电网有限公司总部科技项目(GHJS1600032)

[8]。实际运行中, 集群风电场广泛使用的 TCR 型和 MCR 型 SVC 容易产生谐波, 通常需要加装电容滤波支路(fixed capacitor, FC)。

从系统角度来看, SVC 等效于可调电容器和可调电抗器的并联, 因此 SVC 具有容抗性, 其输出的无功功率与其端点电压平方成正比<sup>[8]</sup>。图 1 给出了 SVC 的静态  $V$ - $Q$  特性。

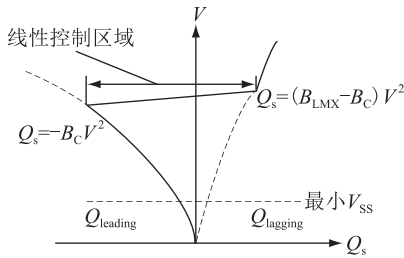


图 1 SVC 电压-无功功率特性曲线

Fig.1 Voltage-reactive power characteristic curve of SVC

图 1 中,  $V_{ss}$  表示 SVC 最小工作电压门槛值。当 SVC 端点电压跌落到  $V_{ss}$  以下, 由于缺失控制功率的门能量, 可能会引起 SVC 的关闭, 直到电压恢复可重新启动 SVC<sup>[8]</sup>。

## 1.2 电压调节器模型

SVC 的电压控制主要由其电压调节器实现, 通过采样比较实际值与期望值, 输出可消除稳态误差的差值信号, 以达到电压控制的作用<sup>[8]</sup>。文中电压调节器采用 IEEE 基本模型 2, 即带电流反馈的 PI 调节器模型<sup>[8]</sup>, 如图 2 所示。其中, 电流反馈的目的是实现图 1 特性曲线线性控制区的斜率即调差率  $K_{sl}$ <sup>[8]</sup>, 死区环节的作用则是防止 SVC 装置频繁动作。

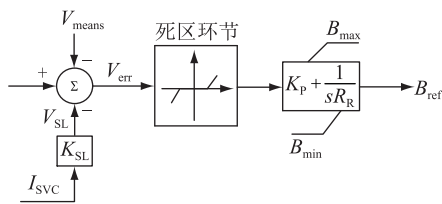


图 2 SVC 电压调节器模型

Fig.2 Voltage regulator model of SVC

## 2 风电场的模型与控制

文中采用 DFIG 建立风电场模型。DFIG 主要包括风力机、发电机、背靠背变频器等三部分, 其数学模型由电压方程、磁链方程和转矩功率方程组成<sup>[15-17]</sup>。

DFIG 有功输出和无功输出功率由转子侧  $q$  轴和  $d$  轴电流、电压解耦控制, 转子侧变频器控制结构

采用功率外环与电流内环, 通常引入前馈补偿, 以提高系统动态性能, 具体可参考文献[15—17]。

类似于转子侧变频器控制, 对网侧变频器的控制亦通过电压控制来实现, 同样通常在电流内环加入前馈补偿, 最终实现稳定直流环节电容电压和按指令值调节控制 DFIG 输出无功功率等功能<sup>[15-17]</sup>。

## 3 SVC 附加闭锁控制

### 3.1 SVC 引起电压过冲机理

关于电压过冲的概念, 最初由文献[14]提出, 主要指故障清除后 DFIG 并网点电压大于高电压保护阈值(1.1 p.u.)的现象<sup>[14]</sup>。

当风电场内或场外某处发生短路故障, 致使非故障线路所带风机的 SVC 端点电压大幅跌落, 低于图 1 曲线中门槛值  $V_{ss}$  时, SVC 将闭锁全部电抗器, 投入全部滤波电容器, 处于 SVC 自以为的理想状态, 即最大限度地向电网输出容性无功支撑, 此时的 SVC 相当于电容器组。实际情况为, 当 SVC 接入点电压较低(低于  $V_{ss}$ )时, 由于 SVC 自身的局限性(其输出  $Q$  与  $V$  的平方成正比)及其滞后的响应使其只能输出微量的容性无功功率, 难以提供实际有效的容性无功支撑。电压调节器受外部低电压影响持续作用, 使得 SVC 一直处于向外最大化输出容性无功功率的工作状态。当故障一经切除电压开始恢复时, SVC 响应滞后, 来不及跟踪端点电压变化, 加上 SVC 感性无功调节范围受限(集群风电场常见的 SVC 容量配置为容性 100%~感性 30%), 进而产生冗余无功功率, 造成容性无功过剩, 容易引发电压过冲。

简而言之, SVC 响应滞后及自身  $V$ - $Q$  特性缺陷, 使其在接入点电压跌落时难以提供有效容性无功支撑, 而在故障切除后恢复期输出冗余容性无功, 即所谓的“错位补偿”效应<sup>[5]</sup>。

### 3.2 附加 SVC 闭锁控制策略

针对上节描述的电压过冲问题, 从 SVC 自身角度通常可采取两种控制策略: 一是变参数控制, 二是闭锁控制<sup>[5]</sup>。前者主要通过减小电压恢复期 SVC 内部增益系数、增大电压阈值, 加速衰减等值电纳, 来实现减少  $Q$  的输出<sup>[5]</sup>; 后者则直接将  $Q$  降至 0。相比较而言, 前者需不断切换参数, 为达到同样的控制效果; 后者更为直接, 响应更快<sup>[5]</sup>。

关于 SVC 闭锁控制, 目前相关文献只给出 SVC 闭锁判定条件, 但均未提及何时解锁 SVC<sup>[5,14]</sup>。若仅给出闭锁判定条件, 而不给出闭锁后 SVC 重新投入运行的时刻, 相当于直接退出 SVC, 则与 SVC 提

供无功补偿的本意相违背。文中提出一种较为详细的 SVC 附加闭锁控制,给出发生严重故障启动 SVC 闭锁的初步判断标准,和 SVC 重新投入运行时刻。

该控制逻辑包含在 SVC 控制器内,主要适用于外部故障引起 SVC 接入点出现严重低电压的场景。当检测到 SVC 接入点电压跌落至其限值  $U_{\min}$  以下时,电纳参考值  $B_{\text{ref}}$  被钳位置零,闭锁 SVC,清零电压调节器的积分器;待检测到 SVC 接入点电压恢复至  $U_{\max}$  以上时,经过一个延时  $\Delta t$  缓冲,重新投入 SVC 电压调节器,即解锁 SVC<sup>[8,14]</sup>,如图 3、图 4 所示。该控制逻辑采用电压阈值的选择来实现两种电压的判别。相比于文献[5,14]所提策略,本控制逻辑明确了严重故障的判断标准,及 SVC 重新投入运行时刻。

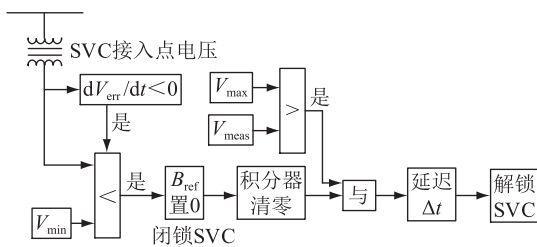


图 3 SVC 附加闭锁控制逻辑

Fig.3 Additional locking control strategy of SVC

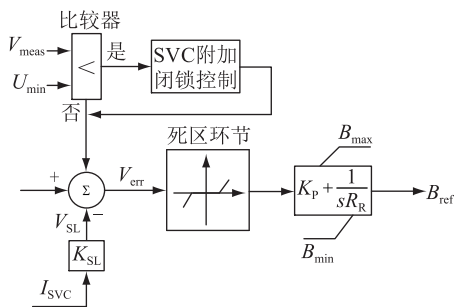


图 4 包含 SVC 附加闭锁控制逻辑的电压调节器模型

Fig. 4 Voltage regulator model of SVC with additional locking control

控制策略中相关参数取值参考文献[8]考虑如下:电压阈值第一个设定值  $U_{\min}$  的选取可依据 SVC 最小工作电压值  $V_{\text{SS}}$ ,该值亦可根据需要设定,一般取值区间为[0.3 p.u.,0.5 p.u.],结合所选 SVC 类型取为 0.4 p.u.;电压阈值第二个设定值  $U_{\max}$  通常要高于  $U_{\min}$  约 0.09~0.1 p.u.,取  $U_{\max}$  为 0.5 p.u.;延时  $\Delta t$  的取值需综合考虑继电保护动作时间、SVC 响应时间以及系统的网络结构,下述分析主要针对带 FC 的 TCR 型 SVC (实际动态响应时间为 100~200 ms),结合故障点位置和故障持续时间(100 ms),取  $\Delta t$  值为 170 ms<sup>[5,8,14]</sup>。

## 4 算例分析

### 4.1 模型简介

以我国西北地区集群风电汇集系统为基础,图 5 给出了简单的典型集群风电接入电网的拓扑结构。2 个大型风电场经两级升压,以 330 kV 电压等级接入汇集站,升压后,以 750 kV 长线路外送至远方的负荷和等值机。本仿真模型基于 PSCAD/EMTDC 平台搭建。

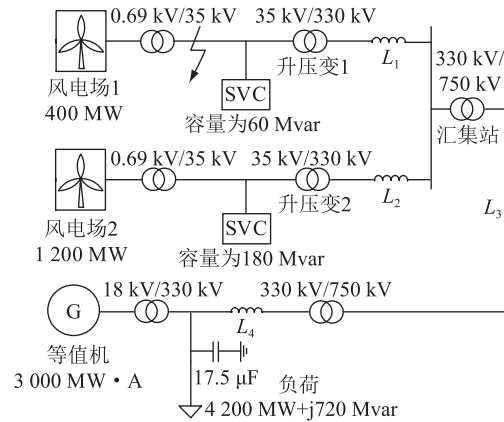


图 5 典型集群风电接入电网拓扑结构

Fig.5 Schematic diagram of typical cluster wind farms connecting to power grid

图 5 中,等值机、风电场 1 及 2 的额定容量分别为 3 000 MV·A,400 MW,1 200 MW,等效负荷大小为 4 200 MW+j720 Mvar,负荷处集中配有额定电压为 330 kV、大小为 17.5  $\mu\text{F}$  的并联电容,以补偿其无功损耗。仿真中,两风电场均采用相应容量的 1 台 DFIG 等值建模。其中,SVC 的无功容量配置均为容性 100%~感性 30%,总容量考虑为风电场额定容量的 15%左右。输电线路参数详见表 1。

表 1 输电线路参数

Table 1 Transmission line parameter

编号	电阻/ ( $\Omega \cdot \text{km}^{-1}$ )	电抗/ ( $\Omega \cdot \text{km}^{-1}$ )	电纳 $\times 10^{-6}$ / ( $\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$ )	长度/ km	额定电压/ kV
1	0.04	0.321	3.54	26	330
2	0.04	0.321	3.54	40	330
3	0.012 873	0.185 46	4.427	280	750
4	0.04	0.321	3.54	30	330

故障设置:风电场 1 出口升压变 35 kV 侧第 2 s 发生三相非金属性接地短路故障,接地阻抗为  $j0.157 \Omega$ ,故障持续 100 ms。

### 4.2 SVC 引起电压过冲的过程仿真

假定风电场 2 内的风电机组具备 LVRT 能力。工况 1 中,风电场 1 低电压保护动作;工况 2 中,风电场 1 内风电机组实现低电压穿越。

图 6 给出 2 种工况下两风电场并网点电压波形,为详细分析电压过冲过程,图 7 同时绘制了 SVC 端点电压及其无功出力曲线。

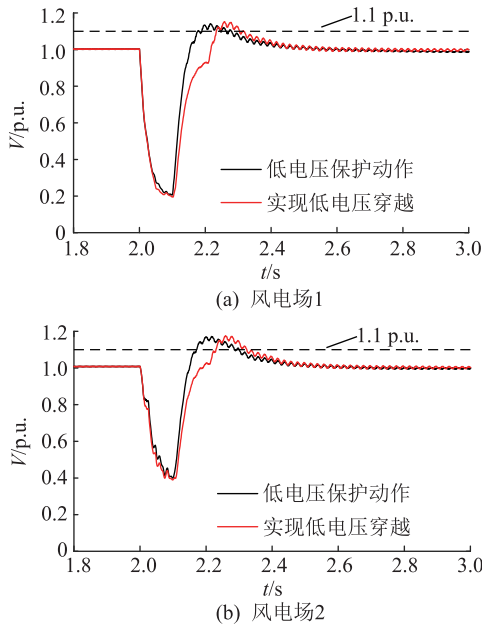


图 6 风电场并网点电压

Fig.6 Voltage of point of connection of wind farms

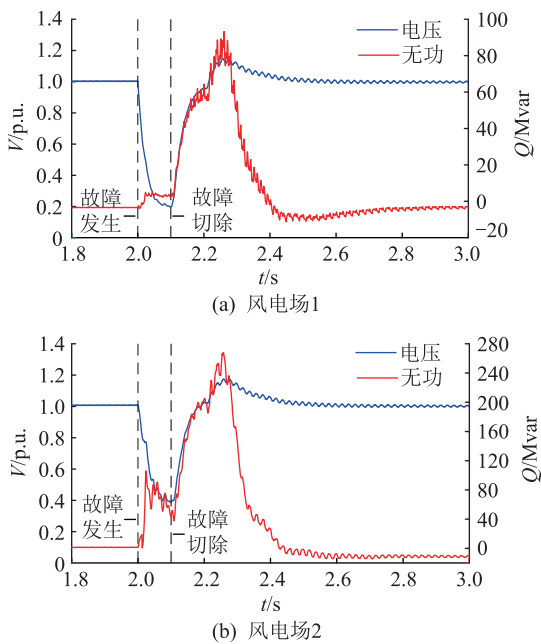


图 7 SVC 端点电压无功出力

Fig.7 Voltage and reactive power output curves of SVC

由图 6 可见,无论是否切除故障风电场,非故障风电场(风电场 2)并网点电压均出现了电压过冲现象。由图 7 可看出,故障期间 SVC 接入点电压较低,非故障风电场并网点电压跌落至 0.4 p.u.,SVC 输出容性无功较少;在故障切除后电压恢复期间,SVC 容性无功出力剧增,恰恰在此期间,非故障风

电场并网点电压返回值高达 1.2 p.u.,出现了电压过冲。由此可见,电压过冲主要是由 SVC 引起的。

### 4.3 SVC 附加闭锁控制提高风机高电压穿越仿真

应用所提 SVC 附加闭锁控制策略在图 5 所示的算例中进行仿真验证,仿真对比结果如图 8 所示,过程中两风电场 SVC 端点电压及其无功出力曲线如图 9 所示。

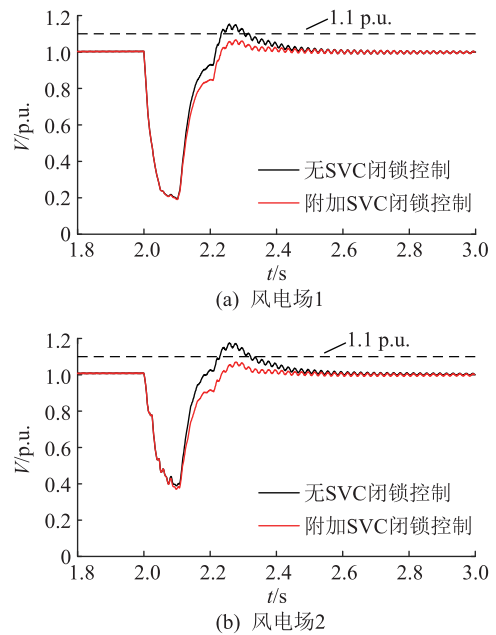


图 8 SVC 附加闭锁控制前后风电场并网点电压比较

Fig.8 Voltage comparison between point of connection of wind farms with and without SVC blocked control

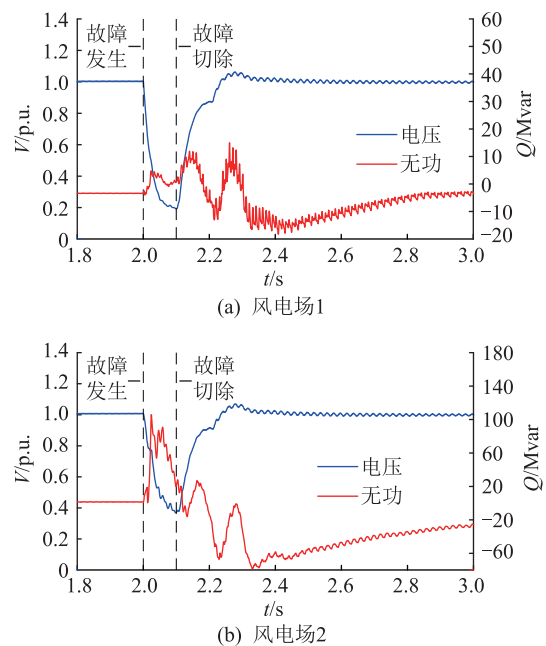


图 9 采用 SVC 附加闭锁控制后端点电压及无功出力

Fig.9 Voltage and reactive power output curves of SVC with blocked control

仿真结果表明,在风电并网系统发生三相短路

故障,出现严重低电压时,采用文中所提 SVC 附加闭锁控制策略能有效抑制电压过冲,缓解 SVC 引发非故障风机并网点高电压的威胁,在一定程度上提高了双馈风电场高电压穿越能力。

## 5 结语

针对故障切除后出现的电压过冲问题,提出一种 SVC 附加闭锁控制策略,通过端点电压检测启动紧急闭锁,延迟解锁 SVC,有效降低 SVC 引发电压过冲的威胁,保障非故障风场安全稳定运行。

近年来风电场安装的 SVG 数量逐渐增加,其动态响应时间约 30~50 ms,其输出  $Q$  与  $V$  的一次方成正比。受限于可关断元件门能量,SVG 同样存在最小工作电压门槛值。事故显示,因最小工作电压门槛值的存在及恒电流源特性,或控制策略选择不当,SVG 同样可能引发电压过冲。

对后期风电场建设与运行有如下建议:一是动态响应慢的 SVC 采用附加闭锁控制, $U_{\min}$  值可设置偏低,对电气距离较近者,为错开控制动作时刻,宜选用不同的  $U_{\min}$  值;二是 SVC 和 SVG 稳态时均运行于定电压控制模式,电压控制目标可设定为各风电场升压站高压侧母线电压,以最大限度地补偿风电场内无功消耗;三是建立集群风电场自动电压控制系统,实现动态无功补偿装置之间的协调优化控制,如对电气距离较近的 SVC 与 SVG 装置采取不同参考值定电压控制,使得稳态下 SVC 承担主要的无功补偿任务,SVG 保留有充足的无功裕度,以便在紧急状态下率先响应。

### 参考文献:

- [1] 国家电力监管委员会. 风电安全监管报告 2011 年(一)[J]. 太阳能,2011(24):37-40.  
State Electricity Regulatory Commission. Safety supervision report of wind power in 2011(one)[J]. Solar Energy, 2011(24):37-40.
- [2] 孙华东,张振宇,林伟芳,等. 2011 年西北电网风机脱网事故分析及启示[J]. 电网技术,2012,36(10):76-80.  
SUN Huadong,ZHANG Zhenyu,LIN Weifang,et al. Analysis on serious wind turbine generators tripping accident in northwest china power grid in 2011 and its Lessons[J]. Power System Technology,2012,36(10):76-80.
- [3] 谢欢,吴涛,赵亚清,等. 计及动态无功控制影响的风电汇集地区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 dense wind power areas considering impact of dynamic reactive power control[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(4):19-25.
- [4] 徐峰达,郭庆来,孙宏斌,等. 多风电场连锁脱网过程分析与

- 仿真研究[J]. 电网技术,2014,38(6):1425-1431.  
XU Fengda, GUO Qinglai, SUN Hongbin, et al. Analysis and simulation research on cascading trips of multiple wind farms [J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1425-1431.
- [5] 郑超. SVC 错位补偿对风机高电压脱网威胁及应对措施[J]. 电网技术,2016,40(9):2750-2757.  
ZHENG Chao. Study on threat of wind turbine tripping due to overvoltage caused by SVC malposition compensation and countermeasures [J]. Power System Technology, 2016, 40(9): 2750-2757.
- [6] 林湘宁,卓毅鑫,李正天,等. 基于风电场动态电压安全决策树体系的 SVC 紧急控制策略[J]. 中国电机工程学报,2018,38(1):41-50.  
LIN Xiangning, ZHUO Yixin, LI Zhengtian, et al. Wind farm SVC emergency control strategy based on dynamic voltage security decision trees[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(1): 41-50.
- [7] KUNDER P. Power system stability and control[M]. New York, NY, USA: McGraw-Hill 1994.
- [8] MATHER R M, VARMA R K. Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems[M]. New York: Wiley-IEEE Press, 2002.
- [9] 崔正湃,王皓靖,马锁明,等. 大规模风电汇集系统动态无功补偿装置运行现状及提升措施[J]. 电网技术,2015,39(7):1873-1878.  
CUI Zhengpai, WANG Haojing, MA Suoming, et al. Operation situation analysis and improvement measure study for dynamic reactive compensation equipment applied in large-scale wind power systems [J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1873-1878.
- [10] 徐海亮,章玮,陈建生,等. 考虑动态无功支持的双馈风电机组高电压穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报,2013,33(36):112-119,16.  
XU Hailiang, ZHANG Wei, CHEN Jiansheng, et al. A high-voltage ride-through control strategy for DFIG based wind turbines considering dynamic reactive power support [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(36): 112-119, 16.
- [11] 李少林,王伟胜,王瑞明,等. 双馈风电机组高电压穿越控制策略与试验[J]. 电力系统自动化,2016,40(16):76-82.  
LI Shaolin, WANG Weisheng, WANG Ruiming, et al. Control strategy and experiment of high voltage ride through for DFIG-based wind turbines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 76-82.
- [12] 周明,葛江北,郭飞,等. 改善连锁脱网的风电场群电压无功紧急控制策略[J]. 电力系统自动化,2016,40(5):71-77.  
ZHOU Ming, GE Jiangbei, GUO Fei, et al. Voltage and reactive power emergency control strategy of wind farm cluster against cascading trip-off [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(5): 71-77.
- [13] 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.

- ZHANG 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.
- [14] 栗然, 唐凡, 刘英培, 等. 双馈风电场新型无功补偿与电压控制方案[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(19): 16-23.
- LI Ran, TANG Fan, LIU Yingpei, et al. A new scheme of reactive power compensation and voltage control for DFIG based wind farm [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(19): 16-23.
- [15] 张文, 阙波, 韦古强, 等. 双馈型风电场双层无功分配策略[J]. 电力工程技术, 2017, 36(1): 79-83.
- ZHANG Wen, QUE Bo, WEI Guqiang, et al. Hierarchical distribution strategy of reactive power for DFIG wind farm [J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(1): 79-83.
- [16] 陈建华, 杜磊, 陈天华, 等. 多控制区多无功源协调控制的风电集群电压控制[J]. 江苏电机工程, 2016, 35(2): 47-51.
- CHEN Jianhua, DU Lei, CHEN Tianhua, et al. Voltage control for multi-controlled domain and multi-reactive power source coordinated wind power cluster [J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2016, 35(2): 47-51.
- [17] WU Bin, LANG Yongqiang, ZARGARI N, et al. Power conversion and control of wind energy systems [M]. Wiley-IEEE Press, 2011.

作者简介:



吴倩

吴倩(1988),女,硕士,工程师,从事电网规划设计、新能源并网运行与控制分析工作(E-mail:562242445@qq.com);

薄鑫(1975),女,硕士,高级工程师,从事电网规划设计、新能源接入研究工作;

张汀荃(1997),女,本科在读,研究方向为电力系统分析。

## Additional locking control of SVC improving high voltage ride through of DFIG based wind farm

WU Qian<sup>1,2</sup>, BO Xin<sup>1,2</sup>, ZHANG Tingquan<sup>3</sup>, WU Yangyong<sup>4</sup>, WANG Tinghua<sup>1,2</sup>

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Economic Research Institute, Nanjing 210008, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Design Consulting Institute Co., Ltd., Nanjing 210008, China;

3. Nari School of Electrical Engineering and Automation, Nanjing Normal University, Nanjing 210042, China;

4. State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd. Qimen Power Supply Company, Huangshan 245600, China)

**Abstract:** For the sake of easing the threat to the safe and stable operation of power system, control performance of static var compensator, widely used in cluster wind farms, and their triggering process of voltage overshoot are analyzed detailedly in this paper. The combined action of response lag and physical property defects, produces malposition compensation effect in SVC, which supports no effective reactive power output during voltage drip, while exports surplus reactive power during recovery process after fault resection. In order to overcome the limitations of SVC control performance, an additional locking control embedded in the SVC controller, is put forward, which comes into action merely under the condition of lower voltage. The judging criteria of SVC locking control and reoperating after shutting is given, to avoid malposition compensation, to effectively reduce high voltage threat triggered by SVC, thus ensuring the safety and stability of wind farm. Lastly, simulation has verified the effectiveness of the proposed control strategy. In addition, this tip offers some guidance for late construction and operation of wind farm.

**Keywords:** wind farm cluster; high voltage tripping-off; additional locking control of static var compensator (SVC); surplus reactive power

(编辑 钱悦)