

## 应对风电机组高压脱网的继电保护策略

王顺超, 吴金城

(龙源电力集团股份有限公司可再生能源研究发展中心, 北京 100034)

**摘要:** 在数次大规模风电机组脱网事故中, 部分机组脱网是由于系统电压超过了机组过电压保护定值。此类事故一定程度上暴露出风电机组和无功补偿装置电压保护定值未能合理配合的问题, 为解决此问题, 应协调升压站电容器组和机组过电压保护定值, 通过保护时限和保护定值两方面对二者进行配合。梳理了风电场无功补偿电容器组和风电机组的过电压保护的整定原则, 研究了不同工况下机组电压与升压站母线电压的关系。通过简化和推理, 提出了一种机组和升压站之间电压差值的工程计算方法, 可用于风电场内过电压保护的整定。最后给出了风电机组和电容器组过电压保护定值的整定原则和配合策略。  
**关键词:** 风电机组; 电容器组; 高压脱网; 继电保护; 高电压穿越

### Relay protection methods for preventing disconnection of wind turbines from grid due to voltage rising

WANG Shun-chao, WU Jin-cheng

(Renewable Energy Research and Development Center, China Longyuan Power Group, Beijing 100034, China)

**Abstract:** During several large-scale wind-turbine-generator (WTG) dropout accidents, part of the WTGS were tripped off because the system voltage exceeded the overvoltage protection value of WTGs. One of the problems exposed in the WTG dropout accidents is that some of the relay protections are not properly set up. In this paper, the principles of overvoltage relay protection of WTGs and capacitor banks are investigated, then a method of calculating the voltage drop on WTG's transformers and power collection lines is given; finally, several principles to set overvoltage protection of WTGs and capacitor banks are proposed.

**Key words:** wind turbine generator; capacitor bank; high-voltage trip-off; relay protection; high-voltage ride-through

中图分类号: TM77 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)08-0146-07

## 0 引言

近年来, 风电产业持续快速发展, 截至 2012 年年底, 全国并网风机容量超过 6 000 万 kW, 居世界第一, 风电已成为我国电源结构的重要组成部分。我国的风能资源较为集中, 我国风电场依风而建, 具有大规模集中接入、远距离输送入电网等特点, 且风电出力不易预测、波动性大, 大型风电场以及电网的安全稳定运行面临巨大的压力与挑战。

2010 年以来, 多地陆续发生风电场大规模脱网事故<sup>[1-2]</sup>。分析表明, 事故多因风电场内部接地故障引发, 由于中性点接地方式不合理导致接地故障恶化, 引起风电机组机端电压降低, 造成不具备低电压穿越能力的风电机组脱网。由于风电场无功补偿装置控制与保护设置不合理, 使得故障切除后出现电压升高现象, 引发更多机组高电压脱网, 造成脱网事故进一步恶化。

在事故发生之后, 各地陆续开展了风电机组低电压穿越能力和风电场中性点接地方式改造<sup>[3]</sup>, 很

大程度上提升了风电场的安全运行能力。

另一方面, 脱网事故也暴露出风电场的继电保护整定的一些特殊性。为此, 许多学者针对风电场特点研究探讨了风电接入对继电保护配置的影响及应对策略<sup>[4-10]</sup>。现有研究多为针对与电流量相关的保护配置, 关于电压保护定值的研究相对较少<sup>[11]</sup>。

高电压脱网问题一定程度上暴露出我国风电场电压保护定值不规范的问题。不同风机厂家机组的过电压保护定值和动作时间不统一, 定值的整定仅考虑了机组本身的需求, 未能考虑当地电网特点, 升压站电容器的过电压定值也仅考虑本身的耐压能力, 而未考虑机组的过电压保护特性。为防止高电压脱网, 应协调升压站电容器组和机组的过电压保护定值, 通过保护时限和保护定值两方面对二者进行配合, 保证在系统出现高电压时, 电容器组过电压保护快于机组保护动作, 减少系统无功剩余, 降低系统电压, 防止机组脱网。

本文围绕风电机组高电压脱网问题, 首先梳理了升压站电容器组和风电机组的过电压保护的整定

原则, 然后应用潮流计算的方法研究了不同工况下机组电压与升压站母线电压的关系, 提出了机组和升压站之间电压差值的工程计算方法, 最后给出了风电机组和电容器组过电压保护定值的整定原则和配合策略。

## 1 风电机组高电压脱网问题概述

风电机组产生高电压脱网事故的典型过程如图 1 所示。在 A 时刻, 风电场发生内部接地故障, 由于风电场集电系统为中性点非有效接地系统, 接地故障未能及时切除; B 时刻开始, 风电场的动态无功补偿装置 (SVG) 会迅速向电网注入无功功率, 以维持母线电压, 系统电压回升; C 时刻时, 出现接地故障的线路被切除。由于 A 时刻前, 风电场处于发电状态, 电容器组一般处于投入状态以支撑风电场并网点电压, 在 A-C 时间段内, 许多不具有低电压穿越能力的风电机组脱网, C 时刻故障切除后, 电容器组并未停止输送无功, 系统电压瞬间跃升。因电容器的无功输出与电网电压的平方成正比, 电网电压升高情况进一步加剧。当发电机机端电压超过发电机过电压保护设定值时, 引起另一部分风电机组脱网, 即所谓的高电压穿越失败。除风电场内部故障外, 风电场送出线路的发生接地故障也可能造成风电机组大规模脱网事故, 其事故过程和机理与内部故障致脱网的事故相似。

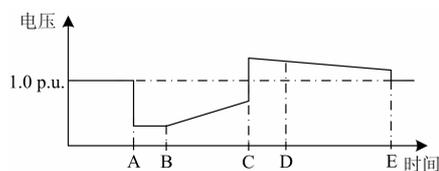


图 1 风电机组高电压脱网事故过程中的电压时间曲线

Fig. 1 Voltage profile during the large-scale dropout of wind turbine generators

在数次大规模脱网事故中, 高电压引起的脱网机组数量超过总脱网机组数量的 1/3。在故障过程后期, 现场人员不得不手动切除电容器组, 以将系统电压降至正常水平。

因此, 应合理设置电容器组和风电机组的过电压保护定值, 保证电容器组在电压超过限值后迅速断开, 减少电网内的无功过剩量, 防止风电机组高电压脱网事故发生。

虽然大多数风电场已经进行了低电压穿越改造和中性点接地方式改造, 但是仍不能防止高电压脱网事故的发生。一方面, 有些风电场集电系统仍是谐振接地, 难以保证全部故障瞬时切除; 另一方

面, 电容器的不规范投切仍然存在, 出现故障的诱因并未完全消失。

在下面几节, 本文将进一步讨论并联电容器组和风电机组过电压保值定值的设置问题。

## 2 并联电容器组的电压保护定值

并联电容器耐受电压能力要低于变电站其他高压设备。根据 GB 311.1《高压输变电设备的绝缘配合》规定的标准绝缘水平, 35 kV 系统设备最高电压为 40.5 kV, 设备 1 min 工频耐受电压最低为 80 kV。由于电容器的绝缘能力较弱, 35 kV 高压电容器并不在此规定范围之内, 根据国标 GB 50227《并联电容器装置设计规范》的规定, 电容器应能承受 1.1 倍长期工频过电压。然而, 对于不接地系统而言, 在发生单相接地后同时出现甩负荷的情况下, 健全相电压降最高可能上升致系统额定线电压的 1.2 倍, 在发生铁磁谐振时, 工频电压可能更高。可见, 如果不采取相应的保护措施, 电容器很容易损坏。

正是由于电容器的过电压耐受能力远低于其他配电设备, 因此需要为电容器组配备专门的过电压保护, 以保证在出现系统工频过电压时及时将电容器切除, 保证其不致损坏。

根据 DL/T 584-2007《3 kV~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程》的规定, 并联电容器过电压保护定值应按电容器端电压不长时间超过 1.1 倍电容器额定电压的原则整定, 且动作时间应在 1 min 之内。

电容器过电压的整定值是不宜过低的。这是由于在开断电容器时, 如果发生电弧重燃的现象, 则电容器承受的过电压可以达到工作相电压的 4.0 倍<sup>[12]</sup>, 极有可能造成电容器的损坏。为此, 容量较大的电容器组一般配备重燃概率极低的 SF<sub>6</sub> 断路器。然而, 在 SF<sub>6</sub> 断路器开断时, 电弧会将触头的金属汽化, 并与 SF<sub>6</sub> 产生反应, 频繁的开合 SF<sub>6</sub> 断路器将会大大影响断路器的寿命。因此, 在实际运行中, SF<sub>6</sub> 断开电容器后, 应给予其一定的介质恢复时间, 故不可以断开电容器之后立即再次投入。正因为以上几条原因, 为了避免电容器频繁的开断, 电容器的过电压整定值一般取为上限值, 且动作时延偏长。

在实际工程中, 各风电场电容器的过电压整定值也不尽相同, 表 1 为两个风电场中电容器组的保护定值。

表 1 风电场内电容器组电压保护定值

Table 1 Voltage protection set value of capacitor banks in wind farms

	保护类型	定值/p.u.	动作时间/s
风电场 1	过电压	1.15	20
	低电压	0.4	1.5
风电场 2	过电压	1.1	0.5
	低电压	0.6	-

当系统电压上升时, 电容器组若不被切除, 则会继续向系统输送无功功率, 且无功功率输出量与电压的平方成正比, 加剧系统电压的上升。

### 3 风电机组的过电压保护

风电机组的耐压水平也比一般设备要低, 因此也需要配备专门的过电压保护装置。风电机组的耐压能力主要是受限于发电机绕组以及变频器直流电容的耐压能力。

发电机为旋转设备, 其匝间绝缘水平较弱, 耐压水平较其他同等级设备要低得多。对于双馈发电机组, 根据 GB/T 2347.1《风力发电机组 双馈异步发电机 第 1 部分: 技术条件》的要求, 发电机组应能承受 1.3 倍的额定电压 3 min 而匝间绝缘不会损坏。

对于变频器而言, 当电网电压高于变频器逆变电压时, 则会出现功率逆向流动的现象, 即电流由电网侧流入变频器。导致变频器直流电容上的电压升高, 当电压超过其耐受能力时, 即会导致直流电容器损坏。

综合以上原因, 风电机组整体允许的电压波动范围十分严格, 工频过电压的允许范围一般不超过 1.2 倍的额定电压。

为了保证在系统出现工频过电压时将风电机组可靠切除保证发电机和变频器不致损坏, 一般会在风力发电机出口处 (690 V 侧) 配备电压继电器和负荷开关。继电器动作定值一般为风电机组厂家设定, 风电机组厂家在设置整定值时往往比较保守。表 2 为几种型号风电机组过电压保护的设定值。可见, 不同型号风电机组的过电压保护定值并不相同, 且设定值要比 GB2347.1 要求的风电机组的耐压能力低得多。

### 4 风电机组发电机出口电压精确计算

由于风力发电机端为电源, 潮流方向为发电机电流向升压变电站主变压器的低压侧。因此, 当机组处于发电状态时, 风力发电机机端电压一般高于升

压站低压母线电压 (电容器组电压), 两者之间的电压差为集电线路和风电机组升压变压器 (以下简称为“箱变”) 上的压降之和, 风电机组和电容器组的过电压整定值, 应充分考虑此电压差。

表 2 各型号风机过电压保护配置

Table 2 Voltage protection set value of different wind turbine generators

风机型号	保护类型	定值/p.u.	动作时间/s
GE 1.5 MW	过电压	1.1	0.3
Gamesa 2.0 MW	过电压	1.16	2
金风 1.5 MW <sup>[13]</sup>	过电压	1.095	1
联合动力 <sup>[13]</sup>	过电压	1.1	0.1

为了更清晰地说明风电机组出口处电压值与升压站电压的差值, 下面以一条典型的集电线路为例计算发电机出口电压的标幺值: 假设升压站低压侧电压  $U_0$  为 1.15 p.u. (电容器组的过电压定值为 1.15 p.u.), 集电线路为总长度为 15 km 的架空线, 导线类型为 LGJ-120/25 (电阻  $R_L=0.263 \Omega/\text{km}$ 、电抗  $X_L=0.392 \Omega/\text{km}$ ), 集电线路共接入 15 台 2 MW 的风电机, 发电机无功出力范围为  $-655 \sim +655 \text{ kvar}$  (功率因数  $\cos\varphi=-0.95 \sim +0.95$ ), 相邻风电机组之间集电线路长度为 1 km, 风电机组箱变为干式变压器, 容量为 2 350 kVA, 短路阻抗  $u_k\%=10.5$ , 铜耗为 24 kW, 计算可得, 变压器等值电阻  $R_T=12.5 \Omega$ , 等值电抗  $X_T=53.3 \Omega$ 。

集电线路以及发电机机端电压值可以通过潮流计算获得。计算中取 35 kV 母线处为平衡节点, 其电压为  $1.15 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$ , 其他节点均为 PQ 节点。计算中, 发电机为满发, 考虑  $\cos\varphi=1$  和  $\cos\varphi=-0.95$  两种工况。应用 MatPower<sup>[14]</sup> 计算两种工况下的潮流以及风电机组出口处 (690 V) 的电压值, 结果如图 2 实线所示。可见, 距离升压站越远则发电机机端电压越高。当发电机设定为恒定功率因数运行时 ( $\cos\varphi=1$ ), 位于集电线路最末端的风电机组电压标幺值达到 1.202 p.u.; 当发电机设定为变功率因数运行时 (发电机根据机端电压高低调节无功输出), 在所有风电机组的无功输出都达到其极限状态时, 最末端风电机组电压为 1.155 p.u., 基本与 35 kV 母线处电压相当。

可见, 风电机组自身的无功调节能力可以一定程度上降低发电机出口处的电压。然而, 国内许多风电机组并没有开放其无功调节能力, 而是采用恒功率因数运行的方式。此种情况下, 发电机出口端的电压标幺值明显高于 35 kV 母线电压标幺值。

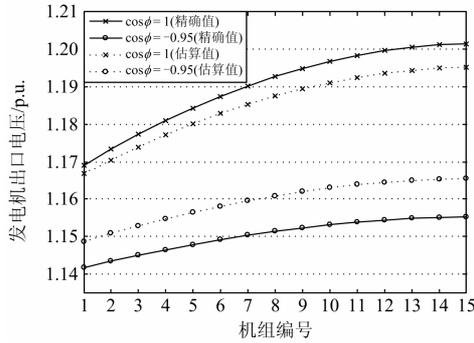


图2 风电机组发电机机端电压

Fig. 2 Voltage profile of wind turbine generators

虽然通过潮流计算的方法可以得到较为精确的结果,但是在实际应用中并不方便。为此,本文将在下文研究集电线路和箱变上的电压降估算方法。

## 5 风电机组出口电压估算方法

设机组箱变出口(35 kV侧)输出的电流为 $\dot{I}_i$  ( $i=1,2,3,\dots,K$ ),根据图2可得第 $n$ 台箱变高压侧的电压值估值为

$$\begin{aligned} \dot{U}_n &\approx \dot{U}_0 + \sum_{i=1}^n \Delta \dot{U}_n = \\ &\dot{U}_0 + \sum_{j=1}^n \left( \sum_{i=j}^K \dot{I}_i \right) (R_L + jX_L) \end{aligned} \quad (1)$$

其中,  $n=1,2,3,\dots,K$ , 升压变电站低压侧电压为 $\dot{U}_0$ , 相邻两台机组之间的距离为 $L_j$ ,如图3所示。

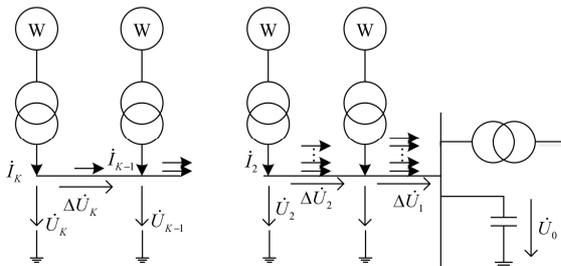


图3 风电场集电系统的电压电流

Fig. 3 Voltage and current in power collection system

为简化计算,可以假设各风电机组之间的距离相同,都为 $L$ ,每台机组箱变高压端的输出电流亦相同:

$$\dot{I}_i = \dot{I}_G, i=1,2, \dots, K \quad (2)$$

将式(2)代入式(1)可得第 $n$ 台机组的机端电压为

$$\begin{aligned} \dot{U}_n &\approx \dot{U}_0 + \dot{I}_G \left[ n(K+1) - \frac{n(n+1)}{2} \right] \\ &(R_L + jX_L)L \end{aligned} \quad (3)$$

可见,集电线路上的总压降与机组和升压站之间距离大致呈二次函数关系,且处于集电线路最末端的机组机端电压最高,这与潮流计算的结果是基本一致的。

由于风电机组的电压继电器的电压信号取自发电机出口,即箱变低压侧(690 V侧),因此电压值还应计入电流在风电箱变上产生的压降,因此,发电机出口电压标么值为

$$\dot{u}_{Gn} \approx \frac{\dot{U}_n + \dot{I}_G (R_T + jX_T)}{U_N} \quad (4)$$

式中,  $U_N$ 为系统标称电压,35 kV。

应用式(4)估算前文算例中两种工况下15台机组发电机出口处电压的标么值,结果如图2中的虚线所示。计算中 $\cos\phi=1$ 和 $\cos\phi=-0.95$ 两种工况时, $\dot{I}_G$ 分别取为 $33 \angle 0^\circ \text{A}$ 和 $34.74 \angle 18.2^\circ \text{A}$ 。可见,当 $\cos\phi=1$ 时,估算值略低于潮流计算结果;当 $\cos\phi=-0.95$ 时,估算值略高于潮流计算结果。出现误差的根本原因在于式(1)~式(3)中关于发电机电流相同的假设。而实际中,每台机组的电流幅值和相位是各不相同的。

## 6 风电机组与电容器组过电压保护的配合

在风电机组绝缘允许的情况下,应适当提高风电机组的过电压整定值。首先,根据前节的计算方法估算发电机出口电压标么值 $u_{Gn}$ ,估算中 $U_0$ 可取为升压站电容器的过电压整定值,机组过电压保护定值 $u_{dz}$ 可较 $u_{Gn}$ 上浮1%~2%:

$$u_{dz} \approx |u_{Gn}| + u_{rel} \quad (5)$$

式中,  $u_{rel}$ 取值为0.01~0.02。考虑到保护发电机匝间绝缘以及变频器电容器的绝缘,过电压定值 $u_{dz}$ 不宜超过系统标称电压的1.2倍。

在变压器短路阻抗较高、集电线路较长的情况下,风电机组的过电压保护定值调高致机组耐压能力上限也不一定可以完全避免高电压脱网事故。此时,可以适当调低升压站电容器组过电压保护定值和动作时间,在系统电压升高时及时将电容器组切除,减小系统内的无功剩余,避免系统电压过高导致机组脱网。除此之外,还可以增加系统的感性无功配置,避免母线电压过高。

对于具有高电压穿越能力的风力发电机组,应相应地调整升压站电容器的过电压保护策略,优先

采用带有反时限特性的继电保护装置。如图 4 所示，上部曲线为澳大利亚 Grid Code<sup>[15]</sup>提出的风电机组高电压穿越曲线，该曲线在 1.3 p.u. 和 1.1 p.u. 之间的部分呈现反时限特性。此种情况下，升压站电容器组也宜采用具有反时限特性的继电器，以实现与机组保护的配合。电容器继电保护装置的整定可按图 4 下部曲线处理，两曲线之间的差值原则上不应小于集电线路和箱变上的压降之和。

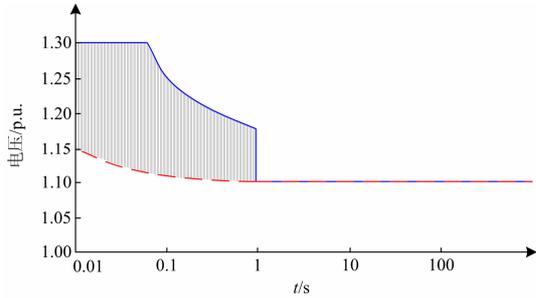


图 4 具备高电压穿越能力的风电机组与电容器保护的配合  
Fig. 4 Cooperation of wind turbine generator with high-voltage ride-through capability with the relay protection of capacitor banks

### 7 仿真验证

本节通过在 Matlab/Simulink 中搭建模型仿真，验证了本文过电压保护策略在应对电网暂时电压升高时的有效性。

仿真对象为某实际风电场，该风电场装机容量为 100 MW，共 5 条集电线路，每条接入 10 台风电机组。升压站内配置 2 组电容器（每组 15 MW）和 1 组磁控电抗器（18 MW）。发生电压升高时，3 组无功补偿装置全部接入，且磁控电抗器无功出力达到最大。送出线路的正序和零序阻抗分别为 35 Ω 和 112 Ω。电容器组的保护定值和动作时间分别为 1.1 pu 和 0.5 s。

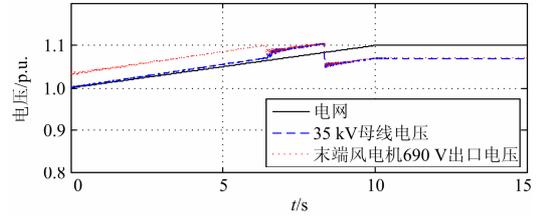
假定电网电压在 10 s 内由 1.0 pu 升高至 1.1 pu，仿真研究以下两种继电保护整定情况下风电场的动态过程。

情况 1：各风电机组过电压保护定值取为 1.1 pu，动作时间取为 0.1 s；

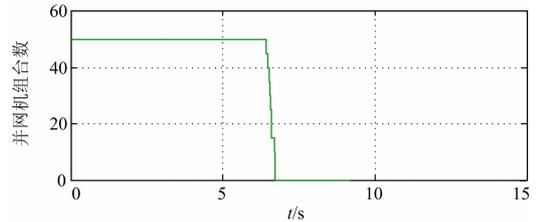
情况 2：各风电机组过电压保护定值根据式(3)~式(5)计算各机组的 ( $u_{rel}$  取为 0.02)，动作时间取为 0.1 s。

情况 1 下，机组过电压定值与电容器过电压定值相同。由于发电机机端（690 V 侧）电压标幺值要高于 35 kV 母线电压，出现电网电压升高后，发电机机端电压首先达到机组过电压保护定值，风电机组在 6.43 s 处开始脱网，经过 0.3 s 后，机组全部

脱网。在 8.32 s 处，母线电压上升至电容器组保护定值，电容器脱网，35 kV 母线电压降低至正常水平，但此时机组已全部脱网。如图 5 所示。



(a) 各位置处电压波形



(b) 并网风机台数

图 5 情况 1 下的仿真结果  
Fig. 5 Simulation results of condition I

情况 2 下，风电机组过电压定值计算结果如图 6 所示，将此保护定值输入到模型中进行仿真，风电机组未出现脱网，8.32 s 处电容器组脱网，35 kV 母线电压降低至正常水平，如图 7 所示。

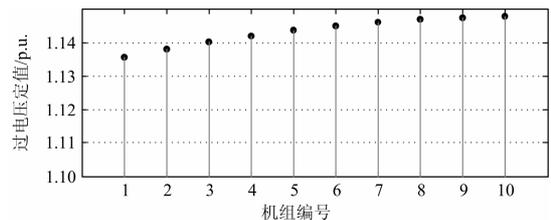
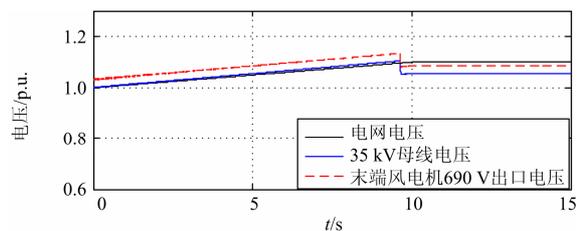
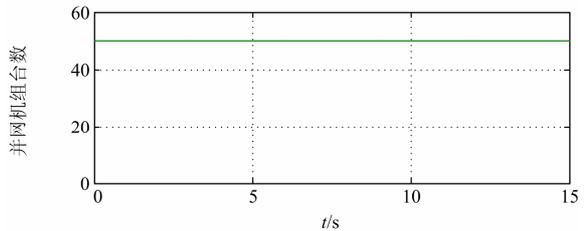


图 6 情况 2 下风电机组过电压保护定值  
Fig. 6 Overvoltage protection values in condition II



(a) 各位置处电压波形



(b) 并网风机台数

图 7 情况 2 下的仿真结果  
Fig. 7 Simulation results of condition II

## 8 结论

风电场无功补偿电容器组的过电压保护定值应与风力发电机组过电压保护定值相互配合, 并综合考虑箱变参数、集电线路参数、机组动态无功能力、电容器组以及机组耐压能力等因素, 整定方法可参照以下原则:

1) 风力发电机组过电压保护定值原则上应大于电容器组过电压保护定值, 但不应超过机组本身的耐受电压能力。

2) 对于集电线路较长的风电场, 末端风电机组的过电压保护定值可以适当提高; 对于运行可靠性较高的风电场, 建议根据风电机组动态无功能力、集电线路参数和箱变参数核算每台机组处的过电压保护定值。

3) 电容器组的过电压保护定值的整定应综合考虑断路器的开断频数以及电容器自身耐压能力等因素, 并与风电机组过电压保护定值配合。必要时, 可以减小整定时间, 实现与风电机组过电压保护定值的配合。

4) 对于具有高电压穿越能力的风电机组, 应相应地调整升压站电容器的过电压保护策略, 优先采用带有反时限特性的继电保护装置。风电机组高电压穿越曲线与电容器组动作曲线之间的差值不宜小于箱变和集电线路的电压之和。

## 参考文献

- [1] 中国电机工程学会. 风电安全课题报告[R]. 2011.
- [2] 何世恩, 董新洲. 大规模风电机组脱网原因分析及对策[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(1): 131-137.  
HE Shi-en, DONG Xin-zhou. The cause analysis of large-scale wind power and countermeasures[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(1): 131-137.
- [3] 国家电网公司. 风电并网运行反事故措施要点[S]. 2011.
- [4] 何世恩, 姚旭, 徐善飞. 大规模风电接入对继电保护的影响与对策[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 21-27.  
HE Shi-en, YAO Xu, XU Shan-fei. Impacts of large-scale wind power integration on relay protection and countermeasures[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 21-27.
- [5] 文玉玲, 晁勤, 吐尔逊·依布拉克. 风电场对电网继电保护的影响[J]. 电网技术, 2008, 32(14): 15-18.  
WEN Yu-ling, CHAO Qin, TUERXUN Yibulayin. Impact of interconnected wind farm on power system protection[J]. Power System Technology, 2008, 32(14): 15-18.
- [6] 郭家虎, 张鲁华, 蔡旭. 双馈风力发电系统在电网三相短路故障下的响应与保护[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(6): 40-44.  
GUO Jia-hu, ZHANG Lu-hua, CAI Xu. Response and protection of DFIG system under three-phase short circuit fault of grid[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(6): 40-44.
- [7] 撤奥洋, 张哲, 尹项根, 等. 双馈风力发电系统故障特性及保护方案构建[J]. 电工技术学报, 2012, 27(4): 233-239.  
HAN Ao-yang, ZHANG Zhe, YIN Xiang-gen, et al. Research on fault characteristic and grid connecting-point protection scheme for wind power generation with doubly-fed induction generator[J]. Power System Protection and Control, 2012, 27(4): 233-239.
- [8] 张保会, 王进, 李光辉, 等. 具有低电压穿越能力的风电接入电力系统继电保护的配合[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(3): 1-6.  
ZHANG Bao-hui, WANG Jin, LI Guang-hui, et al. Cooperation of relay protection for grid-connected wind power with low-voltage ride-through capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(3): 1-6.
- [9] 苏常胜, 李凤婷, 武宇平. 双馈风电机组短路特性及对保护整定的影响[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(6): 86-91.  
SU Chang-sheng, LI Feng-ting, WU Yu-ping. An analysis on short-circuit characteristic of wind turbine driven doubly fed induction generator and its impact on relay setting[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(6): 86-91.
- [10] 贺益康, 周鹏. 变速恒频双馈异步风力发电系统低电压穿越技术综述[J]. 电工技术学报, 2009, 24(9): 140-146.  
HE Yi-kang, ZHOU Peng. Overview of the low voltage

- ride-through technology for variable speed constant frequency doubly fed wind power generation systems[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(9): 140-146.
- [11] 朱星阳, 张建华, 刘文霞, 等. 风电并网引起电网电压波动的评价方法及应用[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 88-98.
- ZHU Xing-yang, ZHANG Jian-hua, LIU Wen-xia, et al. Evaluation methodology and its application of voltage fluctuation in power network caused by interconnected wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 88-98.
- [12] DL/T 620-1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合[S].
- [13] 张鹏, 赵喜, 尹柏清, 等. 大规模运行风机脱网事故调查分析[J]. 内蒙古电力技术, 2010, 28(2): 1-4.
- ZHANG Peng, ZHAO Xi, YIN Bo-qing, et al. Investigation analysis to grid dropout accident of large scale operating wind power units[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2010, 28(2): 1-4.
- [14] ZIMMERMAN R D, MURILLO-SANCHEZ C E, THOMAS R J. Matpower: steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(1): 12-19.
- [15] AEMC. National electricity rules version 13[S]. 2007.
- 
- 收稿日期: 2013-07-15; 修回日期: 2013-12-04  
作者简介:  
王顺超(1985-), 男, 博士, 从事可再生能源发电系统的运营技术研究。E-mail: wangshunchao@clypg.com.cn