

# 含风电场的受端系统暂态电压稳定性评估

李东东<sup>1</sup>, 梁自超<sup>2</sup>, 周玉琦<sup>2</sup>

(1. 上海电力学院上海绿色能源并网工程技术研究中心, 上海 200090; 2. 上海电力学院电气工程学院, 上海 200090)

**摘要:** 考虑风电场的自身特性和受端系统的结构特点, 对含双馈风电场的受端系统暂态电压稳定性进行了评估。从严重度和可能性的角度提出了电压严重度和故障极限切除时间两个衡量暂态电压稳定性的指标。以所提指标为基础, 重点考虑风速扰动和故障扰动的因素, 研究了故障点位置、风电穿透率与受端系统暂态电压稳定之间的定性关系, 并量化了暂态电压失稳的风险。在 DigSILENT/PowerFactory 仿真平台中搭建的含风电场的受端系统算例评估结果验证了所提方法的有效性。

**关键词:** 风电场; 受端系统; 暂态电压稳定指标; 故障极限切除时间; 失稳风险

## Transient voltage stability assessment of receiving end grid incorporating with wind farm

LI Dongdong<sup>1</sup>, LIANG Zichao<sup>2</sup>, ZHOU Yuqi<sup>2</sup>

(1. Shanghai Green Energy Grid-Integration Technology Engineering Research Center, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. School of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

**Abstract:** Considering the characteristics of wind farm and the structural features, receiving-end grid, the transient voltage stability of receiving-end grid incorporating with doubly-fed wind farm is evaluated. This paper proposes two indexes which are voltage severity and critical clearing time to evaluate transient voltage stability from the perspective of severity and possibility. Based on the proposed indexes, the qualitative relationship between fault point location, wind power penetration rate and transient voltage stability of receiving end grid considering wind speed disturbance and fault disturbance is studied and instability risk of transient voltage is quantified. Results of assessment for receiving end grid incorporating wind farm built in DigSILENT/PowerFactory simulation platform verify the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by National High-tech R & D Program of China (863 Program) (No. 2012AA051703).

**Key words:** wind farm; receiving-end grid; transient voltage stability index; critical clearing time; instability risk

中图分类号: TM614 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2015)13-0008-07

## 0 引言

从送受电的角度, 电网可分为送端系统、受端系统和输电网络三个部分。随着经济的快速发展, 许多大城市电网逐渐出现了典型受端系统的特征。受端系统内负荷大于电源, 对外来电力依赖程度高, 大量的电能需要远距离传输, 电网输电、供电压力大。而受端电网自身结构又相对薄弱, 缺乏强有力

的电压支撑, 较易出现电压失稳事故。风力发电固有的弊端也会导致电压不稳定或电压崩溃。因此, 对含风电场的受端系统进行暂态电压稳定评估, 分析影响系统暂态稳定性的因素有着重要的意义。

目前已有众多学者对风电场接入系统的暂态电压稳定性进行了深入研究<sup>[1-3]</sup>。文献[4]指出风电场的容量、故障持续时间及故障点位置是影响暂态电压稳定的主要原因; 文献[5]分析了大规模风电场并网对电网暂态稳定性的影响, 提出了保障电网安全的安全容量的概念; 文献[6]研究对比了在相同接入点接入同等容量的双馈风电场与同步发电机对系统暂态电压稳定性的不同影响; 文献[7]研究了恒速异

**基金项目:** 国家 863 计划项目 (2012AA051703); 上海市科学技术委员会 (13DZ2251900, 10DZ2273400); 上海市科技攻关计划项目 (14DZ1200905)

步风力发电机、永磁直驱同步风力发电机、双馈异步风力发电机对电网暂态稳定影响的差异性。

为了深入研究风电场接入受端系统后的暂态电压稳定性, 本文提出以电压严重度和线路故障极限切除时间为指标, 对含双馈风电场的受端系统进行暂态电压稳定性评估。文中将重点考虑风速扰动和故障扰动的因素, 研究系统的暂态稳定性与故障点位置、风电穿透率之间的关系, 并量化系统在不同故障情况下的暂态电压失稳风险。

## 1 风力发电机组模型

### 1.1 DFIG 模型

双馈异步风力发电机(Doubly-Fed Induction Generator, DFIG)结构示意图如图 1 所示。DFIG 的定子绕组直接与电网相连, 转子绕组通过背靠背变流器与电网连接, 通过调节转子励磁电流可实现有功功率和无功功率的解耦控制<sup>[8-11]</sup>。

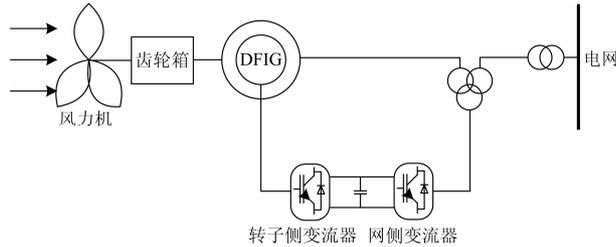


图 1 双馈风电机组结构示意图

Fig. 1 A sketch map of DFIG's structure

### 1.2 风力机输出功率模型

风力发电机输出的有功功率随风速的变化而变化, 有功功率输出方程为

$$P_{\text{wind}}(v_x) = \begin{cases} 0 & (v_x < v_{\text{in}}, v_x > v_{\text{out}}) \\ \frac{v_x^3 - v_{\text{in}}^3}{v_{\text{out}}^3 - v_{\text{in}}^3} \cdot P_N & (v_{\text{in}} \leq v_x \leq v_N) \\ P_N & (v_N < v_x \leq v_{\text{out}}) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{\text{wind}}(v_x)$  代表风速  $v_x$  下风力机发出的有功功率; 风力机的切入风速、切出风速分别为  $v_{\text{in}}$  和  $v_{\text{out}}$ ;  $P_N$  代表额定风速  $v_N$  下风力机发出的有功功率。

## 2 DFIG 接入受端系统电压稳定性分析

采取适当的控制措施, 可使 DFIG 运行在单位功率因数状态。在单位功率因数状态下, 风电场出口处的无功功率为 0, 与电网不进行无功的交换, 风电机组基本不消耗无功。但风电场向受端系统输出有功功率时, 线路上将需求一定的无功, 这会造成风电场并网点电压偏低, 若系统中无功不足,

该地区电压将严重下降, 甚至导致电压崩溃。双馈风电场接入受端电网的等效示意图如图 2 所示。

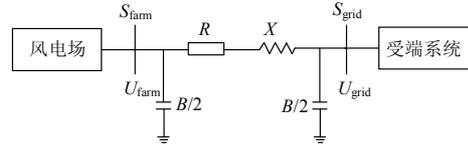


图 2 风电场接入受端系统等效电路图

Fig. 2 Equivalent circuit of wind farm integration to receiving-end grid

图 2 中,  $S_{\text{farm}}$  和  $S_{\text{grid}}$  分别为风电场和受端系统的视在功率,  $U_{\text{farm}}$  和  $U_{\text{grid}}$  代表风电场侧和受端系统侧的电压,  $I$  为连接风电场和受端系统间输电线路上的电流,  $R$ 、 $X$  和  $B/2$  为输电线的等值阻抗和电纳。风电场中各台双馈风机均处于单位功率因数控制, 风电场不与电网进行无功的交换, 即  $S_{\text{farm}} = P_{\text{farm}} + j0$ 。当风电场输出有功功率时, 受端系统侧向风电场输出的无功仅包含输电线路上的无功需求, 如果以风电场向受端系统输出无功为正, 则  $Q_{\text{grid}} < 0$ 。现设定受端系统侧电压为参考电压, 即  $U_{\text{grid}} = 1 \angle 0^\circ$ , 风电场和受端系统间输电线路上的电压降为

$$\Delta \dot{U} = \dot{U}_{\text{farm}} - \dot{U}_{\text{grid}} = \dot{I} * Z = \left( \frac{S_{\text{grid}}^*}{U_{\text{grid}}^*} \right) Z \quad (2)$$

将  $S_{\text{grid}} = P_{\text{grid}} + jQ_{\text{grid}}$  以及  $Z = R + jX$  代入式(2)可得

$$\Delta \dot{U} = \frac{P_{\text{grid}} R + Q_{\text{grid}} X}{U_{\text{grid}}} + j \frac{P_{\text{grid}} X - Q_{\text{grid}} R}{U_{\text{grid}}} \quad (3)$$

式中: 线路电压降落的纵分量为

$$\Delta U = \frac{P_{\text{grid}} R + Q_{\text{grid}} X}{U_{\text{grid}}} \quad (4)$$

线路电压降落的横分量为

$$\delta U = \frac{P_{\text{grid}} X - Q_{\text{grid}} R}{U_{\text{grid}}} \quad (5)$$

实际中, 往往可以忽略线路电压降落的横向分量  $\delta U$ , 即

$$\dot{U}_{\text{farm}} = \dot{U}_{\text{grid}} + \Delta U \quad (6)$$

由于电力网络中  $X$  远大于  $R$ , 可以近似认为  $Q_{\text{grid}} X$  远大于  $P_{\text{grid}} R$ , 又因  $Q_{\text{grid}} < 0$ , 所以

$$\dot{U}_{\text{farm}} < \dot{U}_{\text{grid}} \quad (7)$$

即风电场的机端电压低于受端系统侧的电压。

风电场出力时, 线路上的无功变化分为两部分, 一部分为线路电抗上的无功变化, 如式(8)。

$$\Delta Q_L = \frac{P_{\text{grid}}^2 + Q_{\text{grid}}^2}{U_{\text{grid}}^2} X \quad (8)$$

另一部分为线路电纳上的无功变化,风电场侧为

$$\Delta Q_{B/2}^{\text{farm}} = -\frac{U_{\text{farm}}^2}{2} B \quad (9)$$

受端电网侧为

$$\Delta Q_{B/2}^{\text{grid}} = -\frac{U_{\text{grid}}^2}{2} B \quad (10)$$

可见,随着风电场出力的增加,线路上的 $\Delta Q_L$ 增大,线路上的充电功率 $\Delta Q_{B/2}$ 减小。因此,风电场出力越高,受端系统需要向风电场侧输送的无功功率越大,线路电压下降也越严重,风场出口处的电压稳定性越差。

### 3 暂态电压稳定性评价指标

#### 3.1 电压严重度

为分析阵风扰动情况对暂态电压稳定的影响,定义电压稳定的严重度指标 $\delta v$ ,其含义为暂态过程中系统电压中枢点母线电压(低于 0.75 p.u.)下降持续时间 $T_{\text{lowv}}$ 与最大允许时间 $T_{\text{vmax}}$ (定义为 1s)的比值,即

$$\delta v = T_{\text{lowv}} / T_{\text{vmax}} \quad (11)$$

$\delta v$ 的定义参考了国家电网关于电压失稳实用判据的规定,从降落时间和幅值出发,表明扰动后系统电压的持续跌落过程,即当 $\delta v < 1$ 时,认为能保持暂态电压稳定;否则认为暂态电压失去稳定。

#### 3.2 故障极限切除时间

故障极限切除时间(Critical Clearing Time, CCT)是衡量暂态电压稳定裕度的重要指标,是指在系统发生故障后,为保证暂态稳定故障切除的最大时间。CCT越长,风电场所在电网能承受的暂态扰动时间越长;CCT越短,系统的暂态稳定裕度越小,当故障持续的时间超过CCT时,系统电压会不断振荡直至崩溃。计算系统各扰动情况下的CCT是系统暂态电压稳定性评估的关键和核心。

对于系统的某个运行方式和受扰序列,一般采用二分法搜索此扰动序列下系统的CCT,其基本的原理如图3所示。

用二分法进行搜索时需先设定最大故障临界切除时间 $CCT_{\text{max}}$ 。具体步骤如下:第1步取故障的切除时间为 $CCT_{\text{max}}/2$ 进行时域仿真;如果系统稳定,则第2步取切除时间为 $3CCT_{\text{max}}/4$ ,否则取为 $CCT_{\text{max}}/4$ ,后续的步骤类似,直到CCT的值满足精度要求为止。

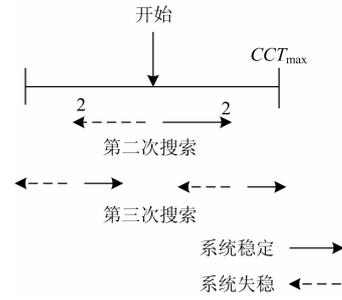


图3 二分法搜索示意图

Fig. 3 Searching CCT by means of bi-section algorithm

#### 3.3 暂态失稳风险

为量化各扰动因素对系统暂态电压稳定性的影响程度,基于CCT定义系统在某运行方式和扰动下的暂态稳定概率和失稳风险。电力系统继保装置历史统计数据表明,故障切除时间的概率密度函数服从中心为 $\mu$ ,偏差为 $\delta$ 的正态分布<sup>[12]</sup>,如式(12)所示。根据任一CCT,对式(12)的概率密度函数进行积分,即可得出基于CCT的暂态稳定概率 $P_{\text{sta}}$ 和失稳风险 $P_{\text{unsta}}$ ,如式(13)和式(14)。

$$f(x) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\delta^2}} \quad (12)$$

$$P_{\text{sta}} = \int_0^{CCT} \left( \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\delta^2}} \right) dt \quad (13)$$

$$P_{\text{unsta}} = 1 - P_{\text{sta}} = 0.5 - \int_{CCT}^{\mu} \left( \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\delta^2}} \right) dt \quad (14)$$

### 4 暂态电压稳定性评估策略

基于电压严重度指标和故障极限切除时间的含风电场的受端系统暂态电压稳定评估流程图如图4所示,具体步骤如下:

(1) 选择进行评估的典型受端系统,确定系统的初始运行状态,包括系统潮流的计算及发电机和负荷有功无功的分布。

(2) 对所选受端系统,确定要模拟的扰动类型。针对风速扰动,设定不同强度的阵风扰动;针对故障扰动,选择故障线路以及故障点的位置和类型。

(3) 在风速扰动下,计算系统各节点的电压严重度指标 $\delta V$ ;在故障扰动下,用二分法搜索系统在不同故障条件下的极限切除时间CCT,并计算系统的暂态失稳风险。

(4) 统计不同情况下,系统的两个暂态电压稳定性指标。并以所得指标为标准,对含双馈风电场的受端系统进行暂态电压稳定性的评估。

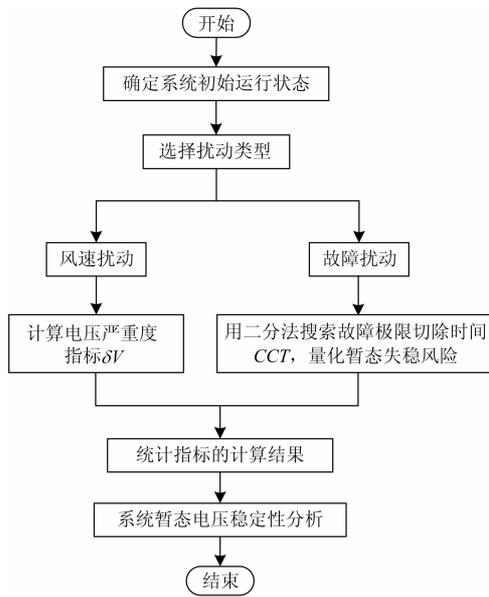


图4 暂态电压稳定评估流程

Fig. 4 Flow chart of transient voltage stability assessment

## 5 算例仿真与分析

### 5.1 含双馈风电场的受端系统

图5给出了一个典型的受端系统<sup>[13]</sup>。两台远方发电机由送端区域通过5条500 kV线路向受端区域输送约为5 000 MW的功率, 受端区域中包含一台同步发电机、一个双馈风电场和两个负荷。此系统送端区域内包括Bus1、Bus2、Bus4和Bus5母线, 而Bus3、Bus6、Bus7、Bus8、Bus9和Bus10母线位于受端区域内。

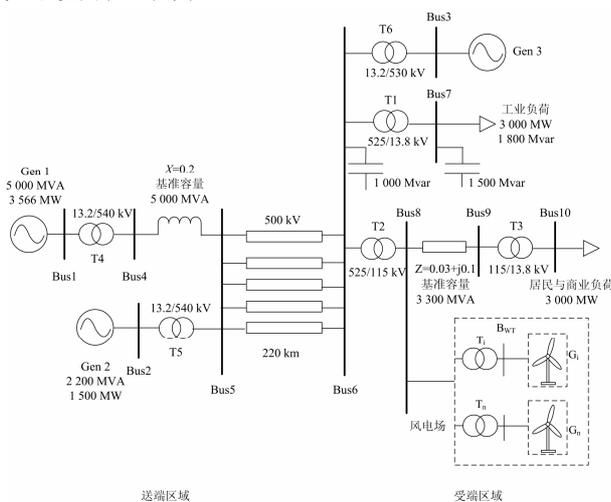


图5 含双馈风电场的受端系统

Fig. 5 A receiving-end grid with DFIG wind farm connected

本文采用DIgSILENT/PowerFactory软件进行时域仿真分析。以图5所示的含风电场的受端系统

为例, 建立双馈风电场及其接入受端系统的仿真模型。双馈风电机组经箱变升压至115 kV, 再经变压器T2接入500 kV输电网, 系统中两区域间的单条输电线路每公里的阻抗和电纳分别设定为 $(0.0262 + j0.290) \Omega$ 和 $3.956 \mu\text{s}$ 。

### 5.2 阵风扰动时系统的暂态电压稳定评估

不同的风速会使双馈风电机组处于不同的运行点, 当风电场容量较大时, 风速的变化同样会导致系统的电压稳定性受到影响。设定受端区域中风电场的装机容量为600 MW, 初始风速为12 m/s。在 $t=2$  s时叠加三种不同强度的阵风扰动: 阵风1的强度为3 m/s、阵风2的强度为7 m/s、阵风3的强度为15 m/s, 三种阵风的持续时间均为3 s。系统中电压稳定性较差的前5条母线在不同阵风扰动下的电压严重度指标如表1所示。

表1 不同阵风扰动下母线电压严重度指标值

Table 1 Voltage severity indexes under different gust wind disturbances

节点	阵风1	阵风2	阵风3
Bus10	0.000	0.227	1.207
Bus9	0.000	0.170	1.123
Bus7	0.000	0.079	0.939
Bus8	0.000	0.000	0.559
Bus6	0.000	0.000	0.447

由表1可见, 在风速扰动下, 电压稳定性较差的母线均位于受端区域内, 这是由于该区域负荷较重, 且接入了有功出力跟风速密切相关的风电场。随着阵风强度的增加, 受端区域母线的电压严重度指标有增大的趋势。在阵风3的扰动下, 受端区域的电压稳定性最差, 这是由于高强度的阵风扰动会使风电场的风速急剧增加, 风速过大将引起风机的转子转速持续增加, 风机的转速保护动作而切机, 切机致使系统的有功出力严重不足, 受端区域支持负荷的能力变弱, 靠近负荷节点的母线Bus7电压稳定性差, 而远离电源负荷较重的母线Bus10和Bus9电压严重度指标超过限值1, 出现电压暂态失稳。

### 5.3 故障扰动时系统的暂态电压稳定评估

#### 5.3.1 基于CCT的暂态电压稳定性

当双馈风电场运行在额定风速条件下, 且处于单位功率因数控制时, 送端区域和受端区域之间的联络线发生故障扰动时, 对图5所示系统进行暂态电压稳定性的评估。本文设定两区域之间的1条输电线路在某时刻发生三相短路故障, 研究系统暂态电压稳定性与故障点的位置和受端区域中风电渗透率之间的关系。

在图 5 所示的系统中，用故障点距送端区域母线 Bus5 的距离和线路总长度的比值表示故障点的具体位置，故障点设定在输电线路的 9 个位置上，每隔 10% 的距离设定一个故障点。受端区域包含一台同步发电机和一个双馈风电场，两者共有 1 100 MW 的输出，通过不断增加风电场出力，相应减少同步发电机出力，来提高受端区域中的风电穿透率(Wind Penetration Level, PL)，如表 2 所示。

表 2 受端区域风电穿透率

Table 2 Wind penetration level in receiving-end grid

PL/%	0%	18.2%	27.3%	36.4%	45.5%	54.5%
风电/MW	0	200	300	400	500	600
Gen3/MW	1 100	900	800	700	600	500

下面针对不同情形，以系统的 CCT 为指标，来定性分析系统暂态电压稳定性的影响因素。系统的临界故障切除时间 CCT 与故障点位置  $L\%$  和风电穿透率  $PL\%$  的关系曲面图如图 6 所示。图 6 表明，在不同故障点位置和风电穿透率下，系统的临界故障切除时间均在 0 s 和 2.5 s 之间。

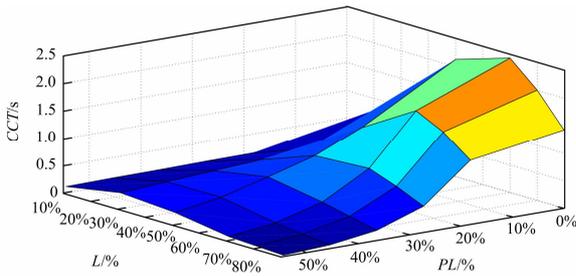


图 6 故障极限切除时间的变化曲面图

Fig. 6 Surface figure of CCT under different conditions

为直观研究各量对系统暂态电压稳定性的影响，作出风电场不同运行工况下系统 CCT 的曲线图，如图 7 所示。Case1 表示受端区域无风电场的情况，即用同步发电机代替同等容量的双馈风电场，此时  $PL\% = 0\%$ 。Case2 到 case6 分别代表  $PL\%$  从 18.2% 变化到 54.5% 的工况。Case7 表示  $PL\% = 54.5\%$ ，且故障情形为 5 条输电线路中有 2 条线路在相同位置同时发生三相短路的情况。

由图 7 可见，风电穿透率较低时，CCT 变化范围较大，此时影响系统暂态电压稳定性的因素主要为故障点的位置。风电穿透率越高，CCT 越小，系统的暂态电压稳定性越差。从 Case6 到 Case7 的变化，可见相同风电穿透率下，短路故障越严重，系统的暂态电压稳定性越差，针对 Case6 和 Case7 两种情况后面部分将做详细的对比分析。

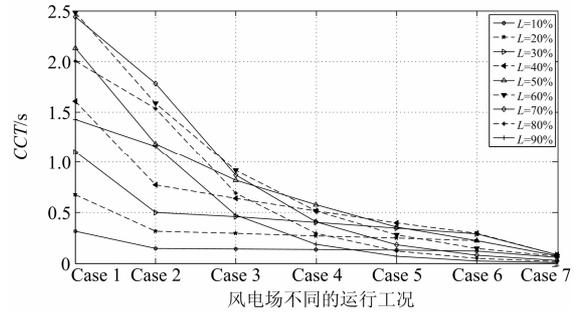


图 7 风电场不同运行工况下系统的故障极限切除时间

Fig. 7 CCT under different wind farm operation conditions

为进一步分析故障点位置和风电穿透率与 CCT 之间的关系，做出图 8 所示的曲线。从图 8 可以看出，故障点位置距送端系统较近时，CCT 较小，系统暂态电压稳定性差，风电穿透率的变化作用不明显，这是由于送端系统的出力对整个系统的稳定性有决定性的影响，而送端系统附近发生短路故障时，联络线输送功率受很大影响，且短路电流较大，为保证系统的暂态稳定性，需迅速切除近送端系统的故障。当故障点距受端系统较近时，风电穿透率的变化对 CCT 的影响较明显。在  $PL\% = 0\%$  时，CCT 在各故障点均有大幅增加，从侧面反映了风电场的接入使系统对故障扰动的承受力下降。

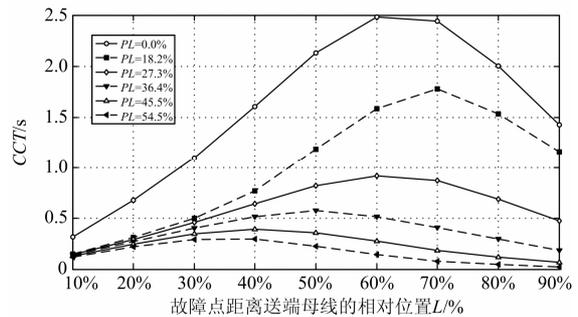


图 8 不同故障位置下系统的故障极限切除时间

Fig. 8 CCT under different fault point locations

为验证以 CCT 为指标所得结论的准确性，作如下分析。设定 5 条 500 kV 输电线路中的一条发生三相短路故障， $L\% = 90\%$  且  $PL\% = 27.3\%$ ，由二分法得出此故障条件下，系统的 CCT 为 0.476 s。在  $t=0.5$  s 时设置此故障条件，并在  $t=0.976$  s 时由继电保护装置切除故障线路，系统两区域中各母线在 5 s 内的电压动态响应曲线如图 9 所示。在图 9 中，由于故障的切除时间正好等于此故障条件下的 CCT，两区域中各母线电压均经过短暂的小幅振荡后逐渐恢复稳定。但受端区域内的 6 条母线在故障期间电压跌落幅值明显大于送端区域内的 4 条母

线, 说明受端区域内母线的暂态电压稳定性弱于送端系统内的母线, 与前述结论一致。

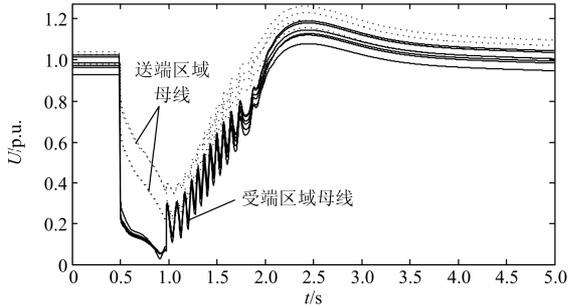


图9 风电渗透率为27.3%时系统各母线的电压响应曲线  
Fig. 9 Voltage response curves of every bus when wind penetration level is 27.3%

将受端区域的风电渗透率由27.3%增加到36.4%, 系统的其他运行条件和故障的设置不变, 仍在  $t=0.5$  s 时设定三相短路故障, 并在  $t=0.976$  s 时切除故障线路, 系统两区域中各母线的电压动态响应曲线如图10所示。从图10中可以看出, 系统中的所有母线均不能保持电压稳定, 从  $t=1.0$  s 时起, 各母线电压开始发生大幅度振荡, 风电渗透率的增加导致系统暂态电压失稳, 验证了高风电渗透率的受端系统对故障扰动的承受力下降的结论。

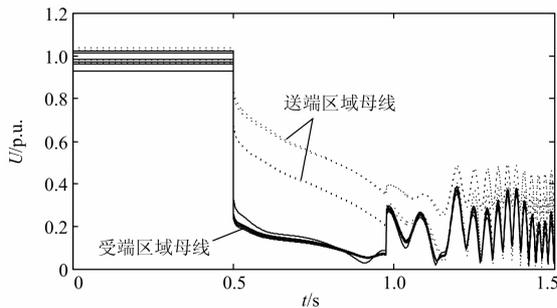


图10 风电渗透率为36.4%时系统各母线的电压响应曲线  
Fig. 10 Voltage response curves of every bus when wind penetration level is 36.4%

### 5.3.2 暂态电压失稳风险评估

本文中故障线路为500 kV的输电线, 根据BC Hydro公司的历史统计数据, 500 kV输电线路故障切除时间的概率密度函数服从中心为0.08, 偏差为0.004的正态分布函数<sup>[12]</sup>, 如式(15)所示。500 kV输电线路故障切除时间分布在0.08 s附近, 数值较为集中, 对式(15)进行积分结果如式(16)。

$$f(x) = \frac{1}{0.004 \times \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-0.08)^2}{2 \times (0.004)^2}} \quad (15)$$

$$\int_{0.064}^{0.096} \left( \frac{1}{0.004 \times \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-0.08)^2}{2 \times (0.004)^2}} \right) dt = 99.997\% \quad (16)$$

由式(16)和正态分布函数的特性可知, 当故障极限切除时间低于0.064 s时, 系统失稳的概率大于99.9985%; 当故障极限切除时间高于0.096 s时, 系统失稳的概率小于0.0015%。

当  $PL\% = 54.5\%$  时, CCT 较小, 系统暂态稳定性较差, 现对图8所示的暂态稳定性较差的两种情况 Case6 和 Case7 进行暂态失稳风险的评估。基于CCT的暂态失稳风险评估结果如表3所示。

表3 输电线路不同故障下系统的临界切除时间和暂态失稳风险

Table 3 CCT and transient instability risk of transmission line under different fault conditions

短路位置	输电线路不同故障情况			
	Case6: 一条输电线路短路		Case7: 两条输电线路短路	
	CCT/s	失稳风险	CCT/s	失稳风险
10%	0.121	小于0.0015%	0.057	大于99.9985%
20%	0.222	小于0.0015%	0.074	93.32%
30%	0.292	小于0.0015%	0.083	22.66%
40%	0.297	小于0.0015%	0.085	10.56%
50%	0.225	小于0.0015%	0.075	89.44%
60%	0.145	小于0.0015%	0.069	99.70%
70%	0.079	59.87%	0.026	大于99.9985%
80%	0.048	大于99.9985%	0.016	大于99.9985%
90%	0.024	大于99.9985%	0.008	大于99.9985%

从表3中所得结论与前述一致, 在高风电渗透率下, 故障点发生在受端区域附近时, 系统的暂态电压失稳风险将大大增加。在送端区域的近端发生严重故障时, 同样将增大系统的暂态电压失稳风险。

## 6 结论

本文用电压严重度指标和故障极限切除时间定性分析了含双馈风电场的受端系统暂态电压稳定的影响因素, 并量化了系统暂态电压的失稳风险。

(1) 含风电场的受端系统暂态电压稳定性既与风电场的自身特性相关, 也与电网的结构密不可分, 受端区域母线的暂态电压稳定性远低于送端区域。

(2) 受端区域中风电接入点及其附近节点和远离电源负荷较重的节点电压波动受风速影响较大, 暂态电压稳定性较差。

(3) 风电场的接入使系统对故障扰动的承受力下降, 随着风电渗透率的增加, 系统暂态电压的稳定裕度减小。在送端区域的近端发生故障时, 系统

的暂态电压失稳风险将大大增加。

### 参考文献

- [1] 林俐, 杨以涵. 基于扩展等面积定则的含大规模风电场电力系统暂态稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(12): 105-115.  
LIN Li, YANG Yihan. Analysis of transient stability of power system including large scale wind power based on the extended equal area rule[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(12): 105-115.
- [2] 张龙, 黄家栋, 王莉莉. 风速相关性对电力系统暂态稳定的影响[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(6): 77-83.  
ZHANG Long, HUANG Jiadong, WANG Lili. Impact of wind speed correlation on transient stability of power system[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(6): 77-83.
- [3] 毕天姝, 刘素梅, 薛安成, 等. 具有低电压穿越能力的双馈风电机组故障暂态特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(2): 26-31.  
BI Tianshu, LIU Sumei, XUE Ancheng, et al. Fault analysis of doubly fed induction generator wind turbines with low-voltage ride-through capability[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(2): 26-31.
- [4] 林莉, 孙才新, 王永平, 等. 大容量风电场接入后电网电压稳定性的计算分析与控制策略[J]. 电网技术, 2008, 32(3): 41-46.  
LIN Li, SUN Caixin, WANG Yongping, et al. Calculation analysis and control strategy for voltage stability of power grid with large capacity wind farm interconnected[J]. Power System Technology, 2008, 32(2): 41-46.
- [5] 张红光, 张粒子, 陈树勇, 等. 大容量风电场接入电网的暂态稳定特性和调度对策研究[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(31): 45-51.  
ZHANG Hongguang, ZHANG Lizi, CHEN Shuyong, et al. Studies on the transient behavior and dispatching strategy of power system integrated with large scale wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(31): 45-51.
- [6] 迟永宁, 王伟胜, 刘燕华, 等. 大型风电场对电力系统暂态稳定性的影响[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(15): 10-14.  
CHI Yongning, WANG Weisheng, LIU Yanhua, et al. Impact of large scale wind farm integration on power system transient stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(15): 10-14.
- [7] 曹娜, 李岩春, 赵海翔, 等. 不同风电机组对电网暂态稳定性的影响[J]. 电网技术, 2007, 31(9): 53-57.  
CAO Na, LI Yanchun, ZHAO Haixiang, et al. Comparison of effect of different wind turbines on power grid transient stability[J]. Power System Technology, 2007, 31(9): 53-57.
- [8] 蔚兰, 陈宇晨, 陈国呈, 等. 双馈感应风力发电机低电压穿越控制策略的理论分析与实验研究[J]. 电工技术学报, 2011, 26(7): 30-36.  
YU Lan, CHEN Yuchen, CHEN Guocheng, et al. A low voltage ride-through control strategy of doubly fed induction generator[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(7): 30-36.
- [9] 卢锴, 张尧, 倪伟东, 等. 电网电压跌落时双馈风力发电系统的改进控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(11): 106-111.  
LU Kai, ZHANG Yao, NI Weidong, et al. Research of the improved control strategy for a double-fed generation system under grid voltage dip[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(11): 106-111.
- [10] 孔祥平, 张哲, 尹项根, 等. 计及励磁调节特性影响的双馈风力发电机组故障电流特性[J]. 电工技术学报, 2014, 29(4): 256-265.  
KONG Xiangping, ZHANG Zhe, YI Xianggen, et al. Fault current characteristics of DFIG considering excitation and regulation characteristics[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(4): 256-265.
- [11] 张曼, 姜惠兰. 基于撬棒并联动态电阻的自适应双馈风力发电机低电压穿越[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 271-278.  
ZHANG Man, JIANG Huilan. Adaptive low voltage ride-through of doubly-fed induction generators based on crowbar with a parallel dynamic resistor[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 271-278.
- [12] FANG D Z, JING L, CHUNG T S. Corrected transient energy function-based strategy for stability probability assessment of power systems[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2008, 2(3): 424-432.
- [13] TAYLOR C W. Concepts of under voltage load shedding for voltage stability[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1992, 7(2): 480-488.

收稿日期: 2014-09-12; 修回日期: 2014-10-29

#### 作者简介:

李东东(1976-), 男, 博士, 教授, 硕士生导师, 研究方向为风力发电与电力系统稳定控制、智能用电等方面的研究工作; E-mail: upwgrp@163.com

梁自超(1987-), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为风电发电与系统电压稳定控制方面的研究工作; E-mail: liangqichao8@126.com

周玉琦(1991-), 女, 硕士研究生, 主要从事风力发电与系统电压稳定控制方面的研究工作。

(编辑 周金梅)