

新能源场群连锁故障路径的仿真预测方法

李旭涛¹, 薛晓辉², 田 蓓¹, 高 峰¹, 云明轩¹

(1. 国网宁夏电力公司电力科学研究院, 宁夏 银川 750011;

2. 国网北京朝阳供电公司, 北京 100020)

摘 要: 新能源场站的大规模集群化接入不仅增加了连锁故障的发生概率, 也恶化了故障发生后的电网运行状态。为适应电网运行分析的新要求, 以新能源机组和无功补偿装置实际运行工况为依据, 研究了一种用于预测新能源场群连锁故障路径的仿真计算方法。通过基于大电网数据的仿真算例分析, 得到了某新能源场群在典型约束条件下的详细连锁故障路径。结果表明: 基于新能源场站机组实际情况建立的仿真模型更适宜于连锁脱网路径的仿真预测。

关键词: 大电网; 新能源场群; 连锁故障; 路径预测; 仿真

中图分类号: TM743 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-3643(2015)06-0056-05

有效访问地址: <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1672-3643.2015.06.013>

Simulation method for cascading failure path forecast of new energy power station groups

LI Xutao¹, XUE Xiaohui², TIAN Bei¹, GAO Feng¹, YUN Mingxuan¹

(1. Power Research Institute of State Grid Ningxia Power Co., Yinchuan Ningxia 750011, China;

2. Beijing Chaoyang Power Supply CO. of State Grid Corporation, Beijing, 100020)

Abstract: New energy power stations on a large scale clustering to connect to power grid, not only increases the probability of cascading failure, but also deteriorates the power grid operation status after failures. Considering the new requirements of the power grid operation analysis, based on running conditions of new energy units and reactive power compensation devices, researches a simulation method using to forecast cascading failure path of new energy power station groups. Through the simulation calculation example analysis based on the large power grid data, acquires the detailed cascading failure path of a certain new energy power station under the typical constraint condition. The research result shows that: the simulation model based on actual condition of new energy units, suits simulation forecast for cascading off-line failure path of new energy power station groups.

Key words: large power grid; new energy power station groups; cascading failure; path forecast; simulation

DOI: 10.3969/j.issn.1672-3643.2015.06.013

收稿日期: 2015-08-27

作者简介: 李旭涛(1988), 男, 工学硕士, 从事电力系统仿真试验研究工作。

近年来,新能源发电渗透率的提高以及大规模新能源场群的形成对电网安全稳定带来的负面影响逐渐凸显,尤其是密集接入条件下,场站之间的相互影响增加了连锁故障发生的可能性及其后果的严重性。而新能源场站低电压穿越(LVRT)能力与无功补偿配置的参差不齐,进一步加大了连锁故障的预测分析难度。

本文利用电力系统综合分析软件(PSASP),尝试以新能源机组和无功补偿装置实际运行工况为模型构建依据,探索一种用于新能源场群连锁故障路径预测的仿真计算方法。并在西北电网冬季运行大方式的基础上,通过对某新能源场群在典型约束条件下的连锁故障路径进行仿真分析,验证该方法的合理性和有效性。

1 新能源场群连锁故障

连锁故障是大规模新能源接入系统带来的稳定性问题中比较典型而且危害较大的一种。针对近年来发生的新能源连锁事故,相关文献对其成因开展了初步研究^[1-2],对连锁故障发生的基本过程达成了共识。认为大多数连锁故障可分为 2 个阶段:第一阶段为低电压脱网阶段,在此阶段内新能源场站由于不具备低电压穿越能力而从电网切除;第二阶段为高电压脱网阶段,在该阶段电压扰动消失或电网故障被切除,系统电压逐渐恢复,但是由于无功补偿设备动作缓慢,不能迅速退出运行,导致新能源场站电压大幅上升,机组高压保护动作,将其从电网切除。文献[3]以典型集群系统重演了风电连锁脱网事故,将大规模风机群等效为 1 台等值机,验证了事故从短路故障发展至低电压脱网、高电压脱网的典型过程。文献[4]以地区电网风电大发运行方式为例,分析了双馈风机大规模脱网对系统电压稳定性的影响。

现有研究虽然对连锁故障发生机理开展了相关工作,但模型搭建多以双馈风机模型为主,对风电场群中鼠笼、双馈、直驱等风机模型的综合考虑较少,这与当下电网的实际运行情况不符;其次,目前对无功补偿装置的动态特性通常按理想特性处理,未考虑实际工况中的时滞效应,这会导致仿

真过程中系统在故障期间和故障后的恢复阶段具有充足的无功支撑,同样不满足实际的运行特性。上述原因会导致仿真精度降低,令计算结果不能准确反映连锁故障的发生时序和机端功率的响应情况,从而使仿真结论达不到连锁故障路径的预测要求。

2 连锁故障路径仿真预测方法

2.1 新能源场站的等值模型

新能源场站通常是由不同型号的新能源机组组成,而且不同新能源场站接入系统的方式与拓扑结构也不同。在大电网计算中,如果采用详细新能源场站模型,即对新能源机组进行建模,就会增加数据的规模,影响算法的速度和收敛性,模型的有效性也得不到保证,而将多个新能源场站等值成 1 台新能源机组,算法的准确性将不能保证。为了既不影响算法的性能,又不影响结果的准确性,本文根据新能源机组的类型和场站与主网间的连接方式对新能源场站做出详细的等值。

风电场区中通常含有不同类型的风电机组,由于每种类型风机的性能与特点各不相同,若将不同的风机等效成一种风机,将不能完全反映风电场实际运行特性。

根据实际情况的不同,建模过程中可将风机分为鼠笼式风电机组,具备 LVRT 能力的双馈式风电机组,不具备 LVRT 能力的双馈式风电机组,以及直驱式风电机组。其中,双馈和直驱式风机分别采用 PSASP 程序 10 型、11 型风机模型,鼠笼式机组采用鼠笼风机模型。相同类型的风机可采用相同机组参数与控制参数,并根据容量等值成一台风机^[5]。风电场出口处设置一小阻抗与 10 kV 或 35 kV 母线相连,作为无功补偿装置的并网点,如图 1 所示。

无功补偿装置(固定电容、SVC、SVG 等)的模型参数应按照相应装置的实测响应特性采用静止电容/SVC/STATCOM 模型进行配置,若同一风电场中存在多种类型的无功补偿装置,则应按照实际配置情况,分别建模处理。

由于同一光伏电站中逆变器的类型基本相

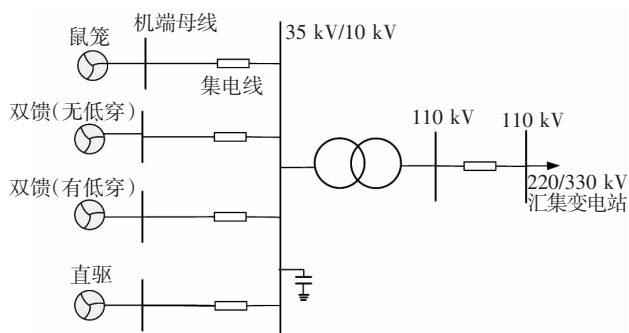


图 1 风电场等值示意

同,故可采用相同机组参数与控制参数,并利用倍乘等值方法等效为一个光伏机组。按照光伏电站的接入方式,可将其拓扑类型分为以下 3 种:

- (1)光伏电站经升压站直接接入汇集变电站;
- (2)光伏电站直连邻近风电场升压站低压侧母线;
- (3)光伏电站直连汇集变电站低压侧母线。

若具有相同接入方式的光伏电站的无功补偿装置类型也相同,则按照统一无功补偿装置参数与叠加容量的方式在场站出口低压侧母线建立无功补偿装置模型。若光伏电站的接入方式相同,而无功补偿装置类型不同,则也应分开建模。

2.2 计算步骤

(1)确定约束条件:在新能源场群接入系统后的连锁故障仿真分析中,不同的约束条件将导致仿真结果的不同。主要约束条件有:故障类型,故障点位置,新能源场站出力情况,无功补偿装置运行情况,新能源机组低电压穿越能力等。在不同约束条件组合下,连锁故障发生的可能性与严重程度都有所不同。

其中,无功补偿装置运行情况和新能源机组低电压穿越能力主要以新能源场站的实际运行工况为依据,而故障类型、故障点位置、新能源场站出力情况的选择则以可能造成更严重的连锁故障为约束目标。在每次计算之前,都必须按照约束条件对初始数据进行修改与调整。

(2)建立潮流作业,设置相应参数,进行潮流计算,确保全网潮流收敛。

(3)建立对应的暂态稳定作业^[6-7],设置计算信息、故障点位置、故障类型、故障时间、切机条件等。

对于切机条件,根据风电场和光伏电站接入电力系统技术规定^[8-9],对风电机组和光伏发

电机组的穿越能力做以下约束:

①对于不具备 LVRT 能力的风机,当并网点电压不在 0.9~1.1 p.u.范围时,风电机组应及时切除;对于具备 LVRT 的风机,允许故障期间能在电压为 0.2 p.u.以上穿越 625 ms,当超过 1.1 p.u.时应及时切除。

②对于光伏发电机组,计算默认全部机组都具备高、低电压穿越能力,即低电压穿越能力与风电机组相同;当电压在 1.1~1.2 p.u.时能穿越 10 s,当电压位于 1.2~1.3 p.u.时能运行 0.5 s。

(4)根据故障不同阶段中新能源场站出口母线电压的变化,分析其是否发生脱网,然后分析脱网路径与脱网原因。

(5)修改故障点位置,然后重复以上步骤进行仿真,分析同一种约束条件下新能源场站的电压变化及脱网情况。

(6)更换约束条件,然后重复以上步骤,分析不同约束条件下新能源场站的脱网情况,找出脱网路径。仿真计算步骤流程如图 2 所示。

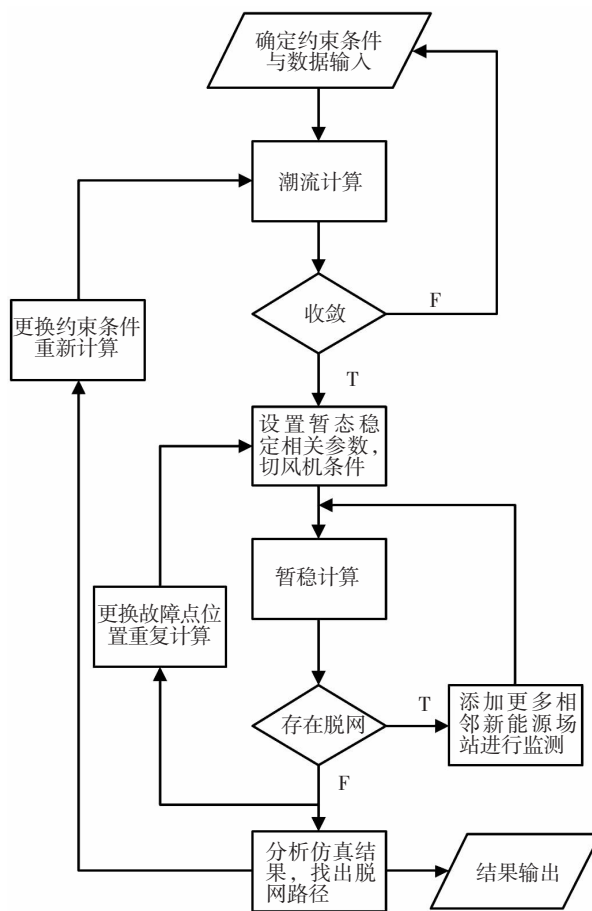


图 2 对风电场进行 PSASP 仿真计算步骤流程

2.3 算例分析

本节以某新能源场群为例,其接线示意如图 3 所示。通过模拟汇集 A 变电站与主网联络线上发生三相永久短路故障,计算分析该新能源场群发生连锁故障的全过程,并给出该区域发生连锁故障的路径。

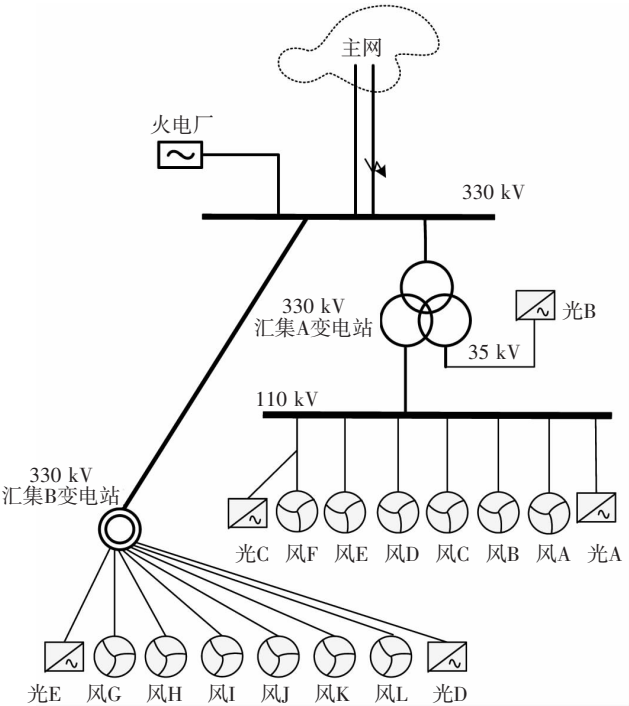


图 3 新能源场群网络接线

计算约束条件:新能源场站平均出力为 50%;各无功补偿装置全部投入;光伏发电机组具备低

表 1 风电场基本信息

风电场	并网容量/ MW	风机类型	无功补偿	
			类型	容量/Mvar
风 A	99	DFIG	SVC	20
风 B	49.5	DFIG	SVC 固定电容	27
风 C	94.5	DFIGSCIG	SVG 固定电容	31
风 D	49.5	DFIG	SVG 固定电容	12
风 E	49.5	PMSG	SVC	10
风 F	49.5	PMSG	SVC	24
风 G	99	DFIG	SVC 固定电容	48
风 H	49.5	DFIG	SVG	24
风 I	99	DFIG	SVC	25
风 J	49.5	DFIG	SVC	12
风 K	49.5	PMSG	SVG	12
风 L	49.5	DFIG	SVG	12

穿、高穿能力;风电机组根据机型情况按实际运行工况配置。各场站基本信息如表 1、表 2 所示。

表 2 光伏电站基本信息

光伏场群	并网容量/MW	无功补偿	
		类型	容量/Mvar
光 A	60	SVG	16
光 B	130	SVG	28
光 C	10	SVC	4
光 D	70	SVG	22
光 E	10	SVG1	1

仿真结果如表 3 和图 4、图 5、图 6 所示,在故障发生瞬间,汇集 A 变电站所在片区各新能源场站出口母线电压均大幅跌落,其中风 E、风 F、光 A、光 B 中的机组以及风 C 中不具备 LVRT 能力的鼠笼式风机都达到了切机条件从电网中切除。故障持续 10 ms 后,在汇集 B 变电站片区,光 D 和风 K 也分别达到切机条件。故障结束后的 65 ms,风 C 中具备 LVRT 能力的双馈风机因出口母线电压达到 1.11p.u. 而触发高压越限保护从电网中切除,这样便得到了该场群在此约束条件下的连锁脱网故障路径。此外,未发生脱网的新能源场站的出口母线电压非常接近脱网条件,例如在故障阶段中风 I 的最低点电压为 0.22 p.u.,有发生低电压脱网的危险;在故障后的恢复阶段,风 D 的最高点电压为 1.09 p.u.,有发生高电压脱网的危险。

表 3 新能源场站脱网情况

脱网场站	切除时间	切除电压/p.u.	脱网性质
风 E	故障瞬间	0.10	低压脱网
风 F	故障瞬间	0.13	低压脱网
风 C 鼠笼	故障瞬间	0.42	低压脱网
光 A	故障瞬间	0.08	低压脱网
光 B	故障瞬间	0.13	低压脱网
光 D	故障 10 ms	0.14	低压脱网
风 K	故障 12 ms	0.14	低压脱网
风 C 双馈	故障结束后 65 ms	1.11	高压脱网

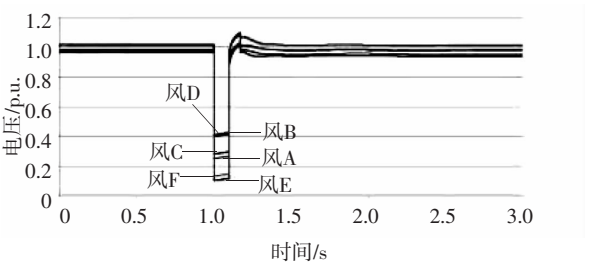


图 4 汇集 A 变电站片区风电场出口母线电压变化

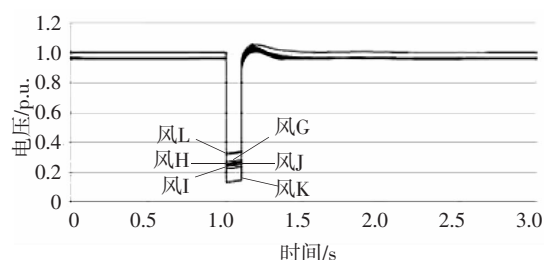


图5 汇集B变电站片区风电场出口母线电压变化

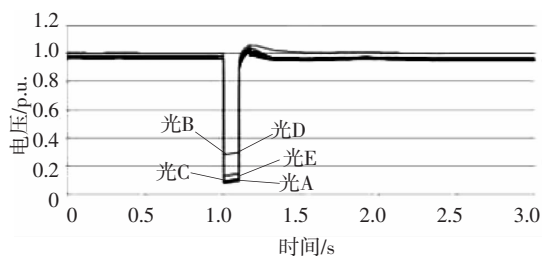


图6 各光伏场区出口母线电压变化

图7表示的是风C处SVG的动态响应过程，在故障阶段，由于电压跌落导致无功补偿装置支撑能力不足，在此阶段为系统提供的最大无功功率约为3.66 MVar，在故障结束后的恢复阶段，由于SVG的时滞效应导致其无功输出持续增加，最大无功输出达到7.03 MVar，导致风C出口母线出现暂态过电压越限，触发高电压保护导致风机脱网，当时滞结束并检测到高电压时，SVG才开始吸收无功以帮助电压恢复。

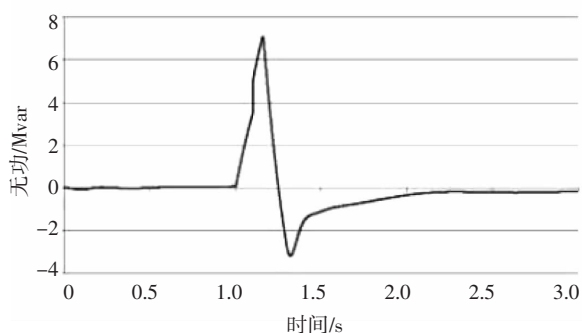


图7 风C处无功补偿装置响应情况

图8所示是风C中双馈风机有功和无功输出特性，可以看出，在故障阶段，风机的有功并没有

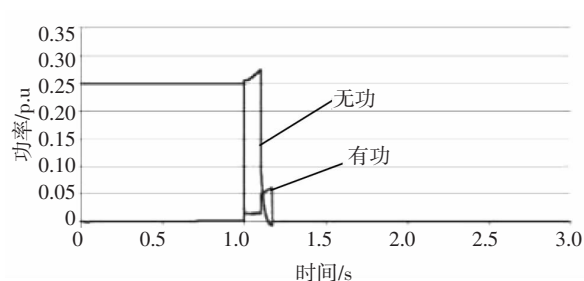


图8 风C中双馈风机有功出力和无功出力变化

限制为0，而是按一定的值继续向系统提供有功功率，风机的无功输出也没有限制到0，在故障中向系统提供大约0.26 p.u.的无功支撑来实现低电压穿越。当故障结束时，风机有功开始恢复，无功被限制为0，直到风C因高压脱网时，风机输出为0。

3 效果评价

从上述算例分析可知，利用本文所述方法可以计算出新能源场群在给定约束条件下的详细故障时序，通过分析该时序可以获得连锁故障的发生路径。仿真及分析结果表明，在故障发生后，各新能源场群由于自身机组特点与无功补偿配置的差异，表现出了不同的机端特性，实现了综合考虑不同风机类型与无功补偿装置的新能源场群连锁故障路径预测。与仅考虑双馈风机一种模型的分析方式相比，本方法采用与实际机组吻合的计算模型，更符合实际运行工况，能够提供更加精确的仿真数据。

本文依据无功补偿装置实测响应特性建立的SVC/SVG模型，能够准确地模拟无功补偿装置的迟滞效应（如图7所示），以及在其影响下机端的无功功率变化（如图8所示）引起的风机高电压连锁脱网故障。若采用一般补偿装置模型，由于响应特性理想化，其输出将随着电压波动迅速调整，仿真结果中通常不能反映机组存在的高电压脱网风险。

4 结论

(1) 基于新能源场站机组实际情况建立的仿真模型更适宜于连锁脱网路径的仿真预测。

(2) 采用依据实测参数建立的无功补偿装置模型，有利于准确模拟故障期间机端电压与无功功率的变化特性。

(3) 通过分析新能源机组的切机时序可以得到新能源场群的连锁故障路径。

(4) 算例仿真过程中机组机端特征变化及无功补偿装置响应情况表明，本文所述预测分析方法具有合理性和有效性。

(下转第65页)