

直流故障引发直流外送系统新能源脱网问题研究

曹昊^{1*}, 严欢², 王雷³, 宋云亭⁴, 袁性忠², 田浩⁵

(1. 华北电力大学(保定), 河北省 保定市 071003;

2. 国网陕西省电力有限公司经济技术研究院, 陕西省 西安市 710065;

3. 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司, 陕西省 西安市 710032;

4. 中国电力科学研究院有限公司, 北京市 海淀区 100192;

5. 北京汇思慧能科技有限公司, 北京市 海淀区 100080)

Research on Renewable Energy Off-grid of DC Transmission System Caused by DC Fault

CAO Hao^{1*}, YAN Huan², WANG Lei³, SONG Yunting⁴, YUAN Xingzhong², TIAN Hao⁵

(1. North China Electric Power University (Baoding), Baoding 071003, Hebei Province, China;

2. State Grid Shaanxi Electric Power Economic & Technology Research Institute, Xi'an 710065, Shaanxi Province, China;

3. Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of CPECC, Xi'an 710032, Shaanxi Province, China;

4. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China;

5. Beijing Huisihui Technology Co., Ltd., Haidian District, Beijing 100080, China)

Abstract: Due to the weak support capacity of the power generation equipment at the transmission end of the DC transmission system with a high proportion of renewable energy, the renewable energy power generation equipment faces the risk of over-voltage off grid after the DC fault occurs. In order to prevent the off grid accident of renewable energy, this paper first establishes the simulation model of renewable energy DC transmission system and analyzes the formation mechanism of transient overvoltage at the generator end of renewable energy. Secondly, according to the law of reactive power transmission, this paper analyzes the influence of conventional units, dimmers, electrical distance and other factors on renewable energy off grid, and quantitatively analyzes the voltage regulation sensitivity of conventional units. On this basis, the off grid situation of renewable energy is quantitatively analyzed by using the short-circuit ratio index of renewable energy. Finally, according to the analysis results, this paper puts forward some strategies to prevent renewable energy off grid after DC fault,

such as improving the short-circuit capacity and improving the high-voltage crossing capacity of the fan, which are verified by a BPA simulation example of a planned DC transmission system.

Keywords: DC transmission system; transient overvoltage; dimmer; conventional unit; short circuit ratio; suppression strategy

摘要: 含高比例新能源的直流外送系统由于送端发电设备支撑能力薄弱, 在直流故障发生后新能源发电设备面临着过电压脱网风险。为了防止新能源脱网事故的发生, 首先建立新能源直流外送系统仿真模型分析新能源机端暂态过电压形成机理, 其次根据无功传输规律分析常规机组、调相机、电气距离等因素对新能源脱网的影响, 定量分析常规机组的电压调节灵敏度, 在此基础上利用新能源短路比指标对新能源脱网情况进行量化分析, 最后根据分析结果提出了提高短路容量、提高风机高压穿越能力等预防直流故障后新能源脱网的策略, 采用某规划的直流外送系统BPA仿真算例验证策略的有效性。

关键词: 直流外送系统; 暂态过电压; 调相机; 常规机组; 短路比; 抑制策略

0 引言

中国的新能源装机总量已位列世界第一, 然而新能源发电装置多配置于西部、北部地区, 这种集中发

基金项目: 国网陕西省电力有限公司科技项目(陕北特高压直流接入后陕西主网运行特性分析研究, HQ-2021-P-TS-054)。

Science and Technology Foundation of State Grid Shaanxi Electric Power Company (Analysis and Research on the Operation Characteristics of Shaanxi Main Network after the UHVDC Access in Northern Shaanxi, HQ-2021-P-TS-054).

电并远距离传输的特点给电力系统的稳定和能源的利用效率带来了挑战^[1-2]。为实现电能的远距离高质量传输,通常采用高压直流输电技术^[3]。但随着长距离直流输电规模不断增长,“强直弱交”网架特征明显,直流故障后风机进入高电压穿越连锁脱网制约着风能大规模外送^[4-5]。

目前的研究表明,大规模新能源直流外送系统的暂态过电压水平与故障类型、直流控制参数、无功补偿类型等因素有关。目前关于无功补偿配置的研究主要集中在不同无功补偿装置性能的比较和无功补偿配置方案两个方面^[6-10]。文献[7]将非线性系统的数学分析方法引入电力系统,利用非线性因子确定静止无功补偿器(static var compensator, SVC)的配置地点。文献[8]定义了多馈入直流间的交互影响的权重系数,通过确定无功补偿的边界确定无功最佳补偿地点。文献[9]比较了新一代调相机和SVC等基于电力电子技术的无功补偿装置,发现调相机具有暂态电压调节能力与动态无功支撑能力。调相机相比SVC等非旋转设备,其无延时的无功调节能力对暂态电压的抑制更具优势^[11-15]。近年来中国已经在部分风电、光伏集中的特高压直流工程送端系统加装调相机,如扎鲁特换流站、湘潭调相机工程、湖南韶山换流站等^[16]。目前工程中主要将大容量调相机配置在换流站高压侧。然而,换流站近区的新能源通常通过分步升压的方式汇集于母线,线路长度较长。这就导致换流站处的调相机难以有效调节直流故障后由新能源产生的盈余无功,然而目前对于小容量分布式调相机的研究尚不完善。此外,大规模新能源直流外送系统中新能源、常规能源和直流之间相互约束。常规机组能够提升系统的短路容量并提供无功支撑,通过增设常规机组能够支撑更多新能源机组接入并提高直流输送功率,有利于新能源的消纳。

针对上述问题,本文首先分析经典直流故障引起暂态过电压的机理以及影响新能源机组脱网的关键因素。接着,本文基于PSD-BPA仿真系统构建直流小系统模型,分析常规机组、调相机等无功调节设备对直流故障下的暂态过电压的调控作用,并根据近区风机的脱网情况量化了保障系统稳定运行的短路比指标,随后根据电力系统无功传输的规律分析了新能源场站与换流站间电气距离对短路比指标的影响。最后,本文提出抑制直流故障后新能源脱网的策略,并在规划的某直流系统中验证部分策略的有效性。

1 新能源直流外送系统及模型

1.1 新能源直流外送系统

根据某实际大规模新能源直流外送场景,本文构建了图1所示的直流外送小系统模型,其中送端换流站的直流额定电压为 ± 800 kV, A、B、C为换流站近区的三个的新能源场站750 kV并网点,三个站点与换流站间电气距离均不相同。三个站点的风机并网容量均为1950 MW,与新能源变电站相连。配套新能源电站经过升压后,汇集于换流站近区750 kV变电站。

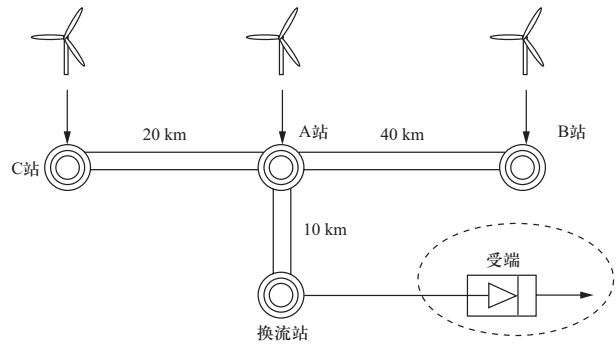


图1 小系统仿真模型

Fig. 1 Small system simulation model

1.2 控制系统模型

经典控制环节参数见表1,直流控制系统使用的是PSD-BPA仿真软件中的DA数据卡,包括最大触发角控制、直流移相时间等数据;双馈风机使用的是GE数据卡,包括无功测量环节等数据。

表1 典型控制环节参数
Table 1 Typical control link parameters

控制环节	参数项	参数值
直流控制	最大触发角控制增益	0.15
	最大触发角控制时间常数	0.012
	熄弧角参考值	19.5
	直流移相时间/s	0.15
	定电压控制比例增益	25
	定电压控制积分时间常数	0.005
	换相失败预测增益	0.055
风机无功控制	换相失败预测输出角度时间常数	0.02
	无功测量环节时间常数	0.02
	无功外环比例环节放大倍数	18
	无功外环比例积分放大倍数	5

2 直流故障引发的暂态过电压问题

为便于理论分析, 可将风火打捆新能源直流外送系统进行等值简化^[17]。简化后的直流外送等值系统如图2所示。

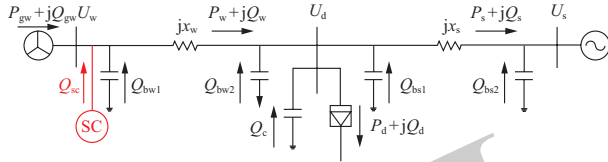


图2 直流外送等值系统

Fig. 2 DC outgoing equivalent system

其中: P_{gw} 、 Q_{gw} 为风机有功和无功出力; P_w 、 Q_w 为风机侧送出有功和无功功率; P_s 、 Q_s 为系统侧受入有功和无功功率; Q_{bw1} 、 Q_{bw2} 为风机侧充电无功; Q_{bs1} 、 Q_{bs2} 为系统侧充电无功; Q_c 为换流站并联补偿无功; Q_{sc} 为调相机补偿无功; U_w 、 U_s 、 U_d 分别为风机侧、系统侧和换流站母线电压; x_w 、 x_s 为风机侧和系统侧电抗。

风电送出的有功和无功可由潮流参数得出:

$$P_w = P_{gw} \quad (1)$$

$$Q_w = Q_{gw} + Q_{sc} + Q_{bw1} - Q_{lw} \quad (2)$$

$$P_s = P_{gw} - P_d \quad (3)$$

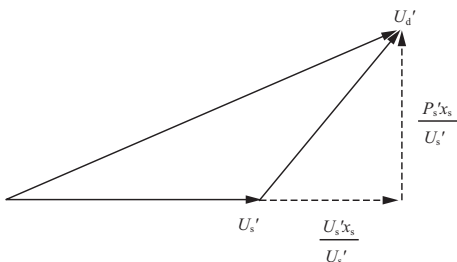
$$Q_s = Q_{gw} + Q_{sc} + Q_{bw1} - Q_{lw} + Q_{bw2} + Q_c - Q_d + Q_{bs1} - Q_{ls} \quad (4)$$

$$Q_{lw} = \frac{P_w^2 + Q_w^2}{U_d^2} x_w \quad (5)$$

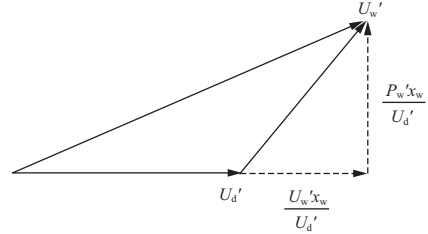
$$Q_{ls} = \frac{P_s^2 + Q_s^2}{U_s^2} x_s \quad (6)$$

式中: Q_{lw} 、 Q_{ls} 为风机侧和系统侧损耗的无功功率。

当直流故障如换相失败故障发生后, 系统侧、风机侧与换流站间电压关系矢量图如图3所示。其中, P'_w 、 Q'_w 为故障后风机侧送出功率, P'_s 、 Q'_s 为故障后系统侧受入功率。



(a) 换流站和系统侧电压关系



(b) 换流站和风机侧电压关系

图3 电压矢量关系图

Fig. 3 Voltage vector diagram

由图3可见, 故障后风机侧电压 U'_w 和换流站电压 U'_d 可以通过系统侧电压 U'_s 及故障后系统侧受入功率 P'_s 、 Q'_s 求得:

$$\Delta Q_{sc} = \frac{(E'_q - U'_w)}{x'_d} U'_w \quad (7)$$

$$Q'_s = Q_s + \Delta Q_{gw} + \Delta Q_{sc} - \Delta Q_d - \Delta Q_{lw} - \Delta Q_{ls} \quad (8)$$

$$P'_s = P_s + \Delta P_{gw} - \Delta P_d \quad (9)$$

$$U'_d = \sqrt{\left(U'_s + \frac{Q'_s x_s}{U'_s} \right)^2 + \left(\frac{P'_s x_s}{U'_s} \right)^2} \quad (10)$$

$$Q'_w = Q_w + \Delta Q_{gw} + \Delta Q_{sc} - \Delta Q_{lw} \quad (11)$$

$$P'_w = P_w + \Delta P_{gw} \quad (12)$$

$$U'_w = \sqrt{\left(U'_d + \frac{Q'_w x_w}{U'_d} \right)^2 + \left(\frac{P'_w x_w}{U'_d} \right)^2} \quad (13)$$

式中: ΔQ_{sc} 为故障后调相机无功出力变化; E'_q 为调相机暂态内电势; x'_d 为调相机暂态内电抗; ΔQ_{gw} 为故障后风机无功出力变化; ΔQ_{lw} 、 ΔQ_{ls} 为故障后风机侧和系统侧消耗无功变化; ΔQ_{gw} 为故障后风机有功出力变化; ΔP_d 、 ΔQ_d 为故障后直流有功和无功功率变化。

当系统发生直流闭锁或换相失败故障时, 直流传输功率中断或大幅跌落, 可以认为直流故障后的直流有功、无功传输功率近似为0, 故障后直流有功和无功功率变化为:

$$\Delta P_d = 0 - P_d = -P_d \quad (14)$$

$$\Delta Q_d = 0 - Q_d = -Q_d \quad (15)$$

风机进入低压穿越期间, 控制系统的规律为: 风机电压下降越大风机发出的无功就越多, 风机发出的有功会被限制在某一较小值。故障后风机发出的有功功率和无功功率为:

$$\Delta Q_{gw} = \lambda_w (0.9 - U'_{wt}) Q_{gw0} \quad (16)$$

$$\Delta P_{gw} = k_w P_{gw0} - P_{gw} \quad (17)$$

式中： U'_{wt} 为低穿期间风机机端电压； λ_w 为低穿期间风机无功出力比例系数（典型值为1~2）； k_w 为低穿期间风机有功出力比例系数（典型值为0.1~0.5）； P_{gw0} 、 Q_{gw0} 为风机额定有功出力、无功出力^[18]。

无功功率在电气距离较长时传输困难，一般认为风机和系统侧输送的有功远高于无功。在计算故障后风机侧和系统侧损耗的无功变化量时可进行简化，忽略无功部分 Q_w 、 Q_s 的影响，即

$$\Delta Q_{lw} = \frac{P'_w{}^2 - P_w^2}{U_d^2} x_w \quad (18)$$

$$\Delta Q_{ls} = \frac{P'_s{}^2 - P_s^2}{U_s^2} x_s \quad (19)$$

根据上述公式，考虑暂态过程中风机送出的无功变化与线路阻抗消耗的无功变化量，可求得故障后换流站侧和风机侧暂态电压幅值。

3 影响新能源脱网的关键因素分析

3.1 常规机组开机对暂态过电压的影响

本节分析常规机组的开机水平与配置方式对直流故障后系统暂态过电压的影响。以接入图1中A站的风电场为代表校核直流换相失败引起的风电机组机端暂态电压升高量。保持系统的直流输送功率及风电同时率、换流母线与交流系统交换无功、换流母线初始电压不变，在不同开机方式下，计算无调相机接入时直流换相失败后风场的暂态过电压，其中单台常规机组的额定容量为100 MW，计算结果如表2所示。

表2 近区常规开机方式对风电暂态过电压的影响

Table 2 Influence of startup mode of near area thermal power on transient overvoltage of wind power

A站开机/台	B站开机/台	C站开机/台	机端暂态电压升/pu	数据编号
1	0	0	0.368	1
1	3	0	0.341	2
1	0	3	0.339	3
2	0	0	0.330	4
3	0	0	0.317	5
4	0	0	0.309	6
5	0	0	0.301	7

从表2可以看出，A站、B站、C站的常规机组开机都能抑制A站的风电机端暂态过电压。但比较第2、

3、4组数据可知，相较于近区的B站或C站增设3台常规机组，A站仅增加1台常规机组开机对暂态电压的抑制效果更好。这说明新能源场站的配套常规机组比近区机组的灵敏度更高。

比较第1、4、5、6、7组数据可知，随着A站常规机组开机水平的提高，风电机组的暂态过电压逐渐降低，但是即使将常规机组开机增加到5台，A站风电机组端电压依然超过1.3 pu，风机仍然面临着脱网风险。

表3为随着A站常规机组数量的增加，近区风电机组端暂态过电压降低百分比。数据表明，伴随新能源并网常规机组开机水平的提高，单台常规机组对风电机组端暂态电压的抑制效果逐渐变弱。仅通过增加常规机组开机水平抑制暂态过电压的优势并不突出。这是因为，虽然系统的短路容量伴随常规机组开机水平增加而增大。然而整体而言单台机组对短路容量的增长率的贡献逐渐下降，这意味着单台机组对系统强度的增加也越来越不明显。所以暂态电压降低百分比逐渐下降。

表3 A站典型风电机组端暂态过电压降低百分比

Table 3 Reduction percentage of transient overvoltage at typical wind turbine terminal of station A

新能源场站	常规机组开机水平	暂态电压降低百分比/%		
		风机1	风机2	风机3
A站	1台增至2台	1.04	1.06	1.02
	2台增至3台	0.63	0.63	0.64
	3台增至4台	0.20	0.19	0.20

为了进一步分析常规机组开机台数和暂态过电压间的联系，现对二者进行定量的灵敏度分析。定义 ΔU_{imax} 为随常规机组开机水平增加新能源机端暂态电压峰值变化量。

$$\Delta U_{imax} = U_{imax} - U_{i+1max} \quad (20)$$

式中： i 为常规机组开机台数； U_{imax} 为常规机组开机 i 台时新能源机端暂态电压峰值。 ΔU_{imax} 可以有效表征第 $i+1$ 台常规机组对新能源机端暂态电压响应的灵敏度。

从图4中可以看出常规机组前2台开机对新能源机端暂态过电压的抑制效果最好， ΔU_{imax} 达到0.01以上。随着常规机组开机逐渐增加，对暂态过电压的抑制效果在开机5台时趋近于饱和，继续增加常规机组开机对暂态过电压调节的灵敏度变差。该工况下，相对于全网电源出力规模，常规机组出力占比约为7.7%。

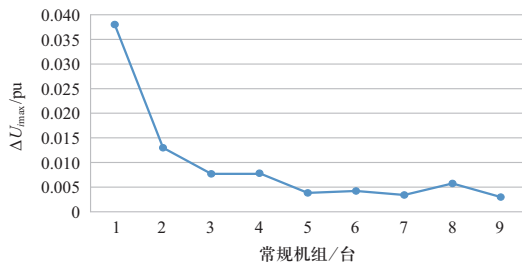


图4 不同常规机组开机水平下新能源机端电压响应

Fig. 4 Voltage response of renewable energy generator terminal under different startup levels of conventional units

从实验数据中可以看出, 如果想将风电机端电压降至1.3 pu以下, 常规能源的比例将会比较高, 而且随着机组投入数量的增多经济性也会变差, 因此仅通过提高常规开机水平抑制新能源脱网难度大、投资高。

汇集于直流近区新能源并网点的新能源机组均可能助增系统过电压, 而且新能源场站距离换流站直流侧故障发生点的电气距离较远。在常规机组数量有限的情况下, 考虑无功功率的就地平衡, 配套配置的常规机组比近区场站配置相同容量的常规机组对电压抑制的灵敏度更高。

3.2 调相机与常规机组协调配置

根据3.1节的分析, 仅通过常规机组开机抑制新能源脱网的经济性较差, 且常规机组的配置通常很难改动。为了维持系统的稳定运行, 增设分布式调相机可进一步提高系统的短路容量和系统强度。为了表征系统强度, 目前普遍使用的指标是新能源多场站短路比 (multiple renewable energy stations short circuit ratio, MRSCR)。MRSCR越大, 代表送端交流系统越强^[19-20]。

基于图1所示的直流输电小系统模型, 换相失败期间A站110 kV新能源并网点接入分布式调相机 (额定容量50 Mvar) 协同常规机组共同调节, 表4记录了A站110 kV新能源并网点短路比与风电机端暂态电压。可见, 随着调相机及常规机组数量增加, 换流站短路电流增长, 同样的无功冲击下, 暂态电压升下降。仅当调相机与常规机组合计开机2台及以下时三组新能源并网点近区的风机发生脱网, 此时A站110 kV新能源并网点短路比均小于1.4; 合计增设调相机及常规机组2台以上时, 可以有效抑制并网点暂态压升, 此时风机不再脱网。通过进一步加大调相机开机, 或增设常规机组 (额定容量100 MW) 协同调节, 均增加了

系统的短路容量, 可以达到抑制压升的效果, 此时新能源短路比均大于1.4。

表4 调相机与常规开机对暂态电压及短路比的影响

Table 4 Influence of condenser and thermal power on transient voltage and short circuit ratio

开机台数	风机暂态电压峰值/pu	短路电流/kA	110 kV新能源并网点短路比	备注
0	1.401	30.950	1.384	风机脱网
1	1.365	31.230	1.389	风机脱网
2	1.334	31.413	1.397	风机脱网
3	1.312	31.582	1.404	
4	1.303	31.653	1.411	
5	1.295	31.715	1.418	
1+1台常规机组	1.320	31.553	1.398	风机脱网
1+2台常规机组	1.308	31.624	1.412	
1+3台常规机组	1.299	31.653	1.416	
2+1台常规机组	1.316	31.588	1.403	
2+2台常规机组	1.302	31.676	1.415	
2+3台常规机组	1.293	31.740	1.423	

3.3 电气距离对短路比指标的影响

为进一步量化分析关于风机脱网的新能源短路比指标, 现于直流近区的A、B、C三个站点分别配置分布式调相机, 记录对应场站风机脱网情况和对应的MRSCR, 如图5所示。一方面, MRSCR与调相机投放数量的对应关系在不同电气距离的场站表现基本一致; 另一方面, 随着新能源并网点与换流站间电气距离增长, 相同的调相机配置下MRSCR呈现减少的趋势。图5整体可按区域内风机的脱网情况分为脱网区与未脱网区两个区域, 其中, 脱网区中与换流站电气距离较近的场站的MRSCR可能比未脱网区内的与换流站电气距离较远的场站更高。因此, 在制定关于风机脱网的新能源短路比指标时, 应根据实际工程中的电气距离为较近的场站预留一定的裕度。

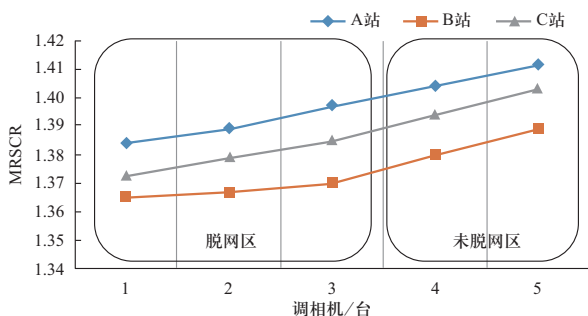


图5 不同场站调相机数目与MRSCR的对应关系

Fig. 5 Corresponding relationship between the number of condenser and MRSCR in different stations

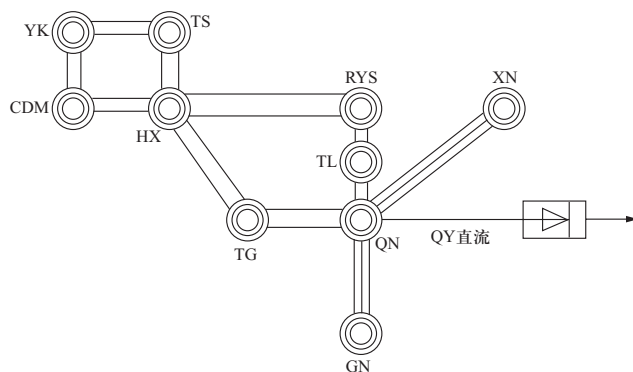


图6 规划的QH直流外送系统

Fig. 6 Planned QH DC outgoing system

4 直流故障引起新能源脱网的抑制策略及验证

4.1 抑制策略

1) 提高系统的短路容量。对于无功补偿而言,在大规模直流外送系统中直流和新能源建立稳态运行工况需要系统提供一定的短路容量,同时在故障后恢复稳定运行也需要系统提供必要的电压支撑,接入常规机组或配置分布式调相机的新能源场站具有较强的动态无功调节能力,可以提供系统稳定运行所需的短路容量和电压支撑。

2) 根据电气距离合理制定短路比指标。在故障发生后的一段时间内,系统的直流功率降为0,此时风电机组端的电压由于滤波器和风机自身的盈余无功叠加而达到峰值。其中滤波器的盈余无功将随线路传输不断损耗,距离换流站较近的站点将受到较大的无功冲击,因此换流站近区并网点对电网强度的要求更高。

3) 提高风机的高电压穿越能力。研究表明,风电机组在机端电压达到1.3 pu以上时将进入高电压穿越状态,易发生连锁脱网。若能提高风机在电压1.3 pu以上的运行时间,可改善直流故障引起的风机脱网事故。

4.2 仿真验证

本节将对4.1节提出的部分策略进行验证。采用规划的QH直流风火打捆外送系统作为仿真算例,系统结构见图6。

基于2025年冬13方式的网架、常规机组开机和负荷水平情况,基础方式下QH电网计算负荷为12 137 MW时,常规机组出力为1378 MW,水电机组出力为3495 MW,常规机组出力为0,风电出力为3307 MW(同时率为20%),光伏出力为30 559 MW(同时率为72%),QY直流外送功率为8000 MW。直流换相失败故障后,部分新能源站点将出现新能源机组过电压脱网现象。

前文已经说明了调相机和常规机组对新能源机端电压和新能源并网点电压有较好的抑制作用。借鉴无功平衡的就地平衡原则,本文采用6种方式进行仿真,验证4.1节所提的部分策略,如表5所示。方式1为基础运行方式,基础方式下在系统过电压最严重的场站共配置15台调相机。此方式下系统对各类交流故障和直流闭锁故障下的过电压均有较好的抑制能力,但根据2025年冬13方式的网架、常规机组开机和负荷水平情况,受QY直流换相失败故障后新能源机组机端过电压脱网问题制约,QH网内光伏最大出力仅能达到22 495 MW(同时率约为53%);通过合理配置分布式调相机和常规机组,最少接入43台分布式调相机及6台常规机组或54台分布式调相机,此时光伏出力为30 559 MW(同时率为72%),方式5为调相机与常规机组共同配置下的新能源最大出力方式;方式6为仅配置分布式调相机的新能源最大出力方式。可见方式5、方式6均能保证新能源最大消纳,但是由于常规机组的配置容量与安装位置通常在规划之后就难以变动,考虑到调相机组昂贵的造价,一般情况下仅配置分布式调相机的方式具有更好的经济性和更广泛的应用场景。

表5 QH电网调相机与常规机组配置方式

Table 5 QH power grid condenser and gas unit configuration mode

机组配置方式	调相机/台	常规机组/台				光伏最大出力
		CDM	QN	XN	TS	
方式1	15	0	0	0	0	53%
方式2	43	1	0	0	0	65%
方式3	43	1	0	2	0	68%
方式4	43	4	0	2	0	70%
方式5	43	2	2	0	2	72%
方式6	54	0	0	0	0	72%

保持直流输送功率、新能源出力不变, 三种方式下直流换相失败故障后部分新能源机组电压如图7所示。图7(a)为方式1, 发生新能源脱网。图7(b)、图7(c)分别对应方式5、方式6, 其短路容量相比方式1更大, 同样无功冲击下, 暂态压升下降, 可以达到抑制新能源机组端暂态电压不超过1.3 pu, 可以达到抑制新能源脱网的效果。上述仿真结果验证了提升短路容量措施的有效性。

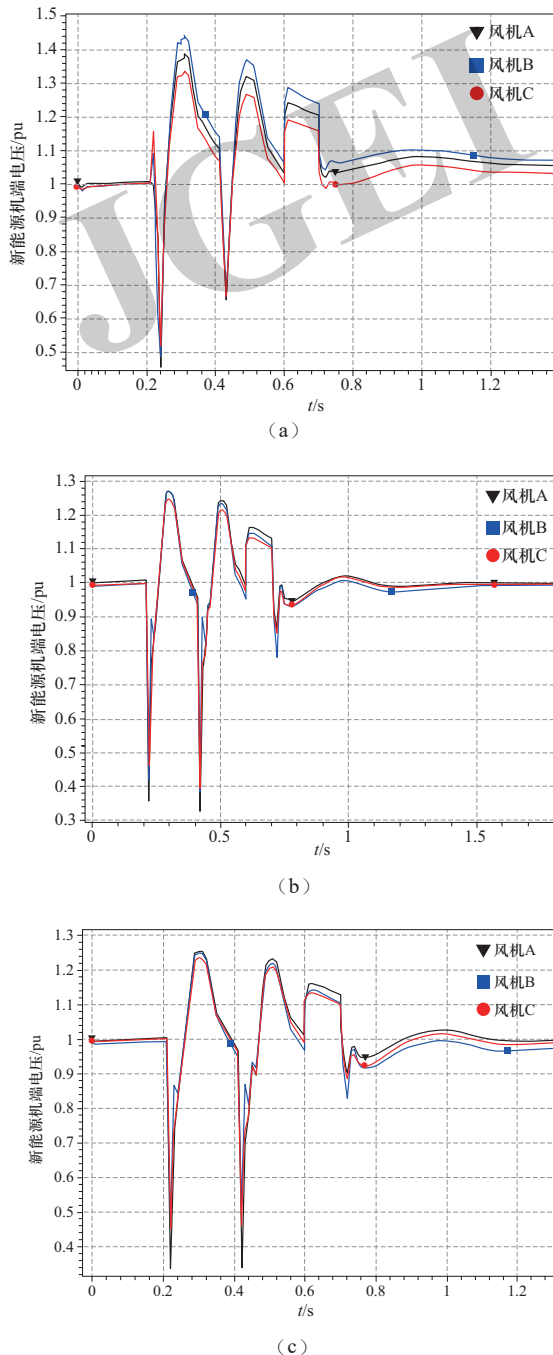


图7 三种方式下换相失败故障后近区机组机端电压曲线

Fig. 7 Voltage curve of unit terminal near the zone after commutation failure under three modes

表6记录了三种方式下QY直流近区部分新能源站点110 kV母线短路比, QN、GN、TL站与换流站间的电气距离分别为10 km、140 km、71.2 km。其中方式5、方式6通过合理配置调相机与常规机组, 新能源汇集站110 kV母线短路比均在1.4以上, 系统具有较大的短路容量和无功调节能力, 在换相失败故障后不易发生脱网。方式1仅有15台分布式调相机, 在换相失败故障后部分机组脱网。

比较不同方式下的MRSCR可知, 若母线短路比大于1.5, 则该站新能源机组过电压脱网风险较小; 若新能源站点110 kV母线短路比大于1.4且小于1.5, 则与换流站电气距离较远的GN、TL站点不易发生新能源脱网, 而与换流站电气距离较近的QN站新能源机组存在一定的过电压脱网风险; 若直流近区新能源站点110 kV母线短路比小于1.4, 则直流换相失败故障后该站新能源机组较易出现过电压脱网。因此, 综合上述分析, 为保障直流故障后新能源机组的稳定运行, 并为电气距离留有一定裕度, 换流站近区的新能源汇集站110 kV母线新能源短路比不宜低于1.5, 较远地区新能源汇集站110 kV母线新能源短路比不宜低于1.4。

表6 QY直流近区部分新能源站点110 kV母线短路比
Table 6 Short circuit ratio of 110 kV bus in some renewable energy stations near QY DC

750 kV 站点	110 kV 母线	新能源短路比		
		方式1	方式5	方式6
QN	A	1.494	1.588	1.566
	B	1.652	1.643	1.705
	C	1.623	1.725	1.679
	D	1.466 (脱网)	1.624	1.602
	E	1.484 (脱网)	1.567	1.558
	F	1.540	1.613	1.606
GN	A	1.356	1.426	1.446
	B	1.304 (脱网)	1.485	1.462
	C	1.323 (脱网)	1.467	1.448
	D	1.308 (脱网)	1.470	1.462
TL	A	1.542	1.625	1.607
	B	1.580	1.633	1.658
	C	1.610	1.702	1.682
	D	1.538	1.596	1.623
	E	1.333 (脱网)	1.458	1.429
	F	1.779	1.856	1.831
	G	1.401	1.478	1.490
	H	1.528	1.633	1.605
	I	1.392	1.474	1.483

5 结论

本文分析了常规机组、调相机接入对暂态过电压的影响,结合场站与换流站间电气距离等因素量化分析了维持系统稳定的新能源短路比指标,得出如下结论。

1) 对常规机组接入后机端暂态电压变化量分析的结果表明,常规机组对电压的抑制效果随开机水平增加而下降,仅通过配置常规机组抑制暂态过电压经济性较差;场站配套的常规机组比其他场站的常规机组抑制电压的灵敏度更高;前2台常规机组对暂态电压的抑制效果最佳,开机达到5台时达到饱和。

2) 电气距离对短路比指标的影响的分析表明,换流站与直流近区新能源场站的电气距离越近,维持系统稳定运行所需的MRSCR越大,在制定有关风机脱网的短路比指标时须为距离换流站较近的新能源站点预留一定的裕度。

3) 通过提高短路容量,可以抑制暂态电压升。根据新能源站点与换流站电气距离合理制定短路比指标可以辅助电网规划,预防新能源脱网。对规划的QH直流输电系统的仿真结果表明,换流站近区的新能源汇集站110 kV母线新能源短路比不宜低于1.5,较远地区新能源汇集站110 kV母线新能源短路比不宜低于1.4。

参考文献

- [1] 索之闻, 刘建琴, 蒋维勇, 等. 大规模新能源直流外送系统调相机配置研究[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(9): 124-129.
SUO Zhiwen, LIU Jianqin, JIANG Weiyong, et al. Research on synchronous condenser configuration of large-scale renewable energy DC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(9): 124-129(in Chinese).
- [2] 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.
ZHAO 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(in Chinese).
- [3] 詹锦, 陈波, 熊永新, 等. 利用调相机提升送端双馈风机高电压穿越能力的协调控制[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(18): 59-68.
ZHAN Jin, CHEN Bo, XIONG Yongxin, et al. Coordinated control for improving the HVRT capability of a DFIG wind farm using a synchronous condenser[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(18): 59-68(in Chinese).
- [4] WANG Y R, ZHU Y F, WANG Q, et al. Complex fault source identification method for high-voltage trip-offs of wind farms based on SU-MRMR and PSO-SVM[J]. IEEE Access, 8: 130379-130391.
- [5] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192(in Chinese).
- [6] 郑海涛, 郑昕, 吴兴全, 等. 大型并网风电场和光伏电站内动态无功补偿的应用技术分析[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(16): 149-154.
ZHENG Haitao, ZHENG Xin, WU Xingquan, et al. Technical analysis of dynamic reactive power compensation equipment applied in large-scale grid connected wind power plant and photovoltaic substation[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(16): 149-154(in Chinese).
- [7] 张靖, 程时杰, 文劲宇, 等. 通过选择SVC安装地点提高静态电压稳定性的新方法[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(34): 7-11.
ZHANG Jing, CHENG Shijie, WEN Jinyu, et al. A novel steady-state voltage stability enhancement method based on SVC allocation[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(34): 7-11(in Chinese).
- [8] 张红丽, 刘福锁, 李威. 动态无功补偿装置提高多馈入直流恢复的布点方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(5): 133-138.
ZHANG Hongli, LIU Fusuo, LI Wei. Site selection for dynamic reactive power compensation and improvement of recovery from commutation failures in multi-infeed HVDC system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(5): 133-138(in Chinese).
- [9] 金一丁, 于钊, 李明节, 等. 新一代调相机与电力电子无功补偿装置在特高压交直流电网中应用的比较[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2095-2102.
JIN Yiding, YU Zhao, LI Mingjie, et al. Comparison of new generation synchronous condenser and power electronic reactive-power compensation devices in application in UHV DC/AC grid[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2095-2102(in Chinese).
- [10] 李志强, 种芝艺, 黄金军. 快速动态响应同步调相机动态无功特性试验验证[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(23): 6877-6885.
LI Zhiqiang, CHONG Zhiyi, HUANG Jinjun. Test verification of dynamic reactive power characteristics of fast dynamic response synchronous condenser[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6877-6885(in Chinese).

- [11] 刘增训, 李晓飞, 刘建琴. 含调相机的高压直流送端换流站无功协调控制策略研究[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3857-3865.
LIU Zengxun, LI Xiaofei, LIU Jianqin. HVDC converter station reactive power coordinated control strategy with synchronous condenser[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3857-3865(in Chinese).
- [12] 黄华, 潘学萍, 李乐, 等. 并网大容量调相机对交直流电力系统无功电压灵敏度的影响[J]. 电力自动化设备, 2018(12): 162-167.
HUANG Hua, PAN Xueping, LI Le, et al. Effect of integrated large capacity synchronous condenser on reactive power and voltage sensitivity for AC/DC power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018(12): 162-167(in Chinese).
- [13] 索之闻, 李晖, 张锋, 等. 高比例新能源直流送端系统分布式调相机优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(23): 133-141.
SUO Zhiwen, LI Hui, ZHANG Feng, et al. Optimal configuration of a distributed synchronous condenser for an HVDC sending-endsystem with a high-proportion of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(23): 133-141(in Chinese).
- [14] TELEKE S, ABDULAHOVIC T, THIRINGER T, et al. Dynamic performance comparison of synchronous condenser and SVC[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23(3): 1606-1612.
- [15] 周勤勇, 张彦涛, 贺海磊, 等. 多直流馈入电网动态无功补偿选点实用方法[J]. 电网技术, 2014, 38(7): 1753-1757.
ZHOU Qinyong, ZHANG Yantao, HE Hailei, et al. A practical site selection method for dynamic reactive power compensation in multi-infeed DC power grid[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1753-1757(in Chinese).
- [16] 桑建斌, 包明磊, 李玉平, 等. 300 Mvar调相机继电保护的分析和改进[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(6): 217-223.
SANG Jianbin, BAO Minglei, LI Yuping, et al. Analysis and improvement of relay protection of 300 Mvar synchronous condenser[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 217-223(in Chinese).
- [17] 屠竞哲, 张健, 曾兵, 等. 直流换相失败及恢复过程暂态无功特性及控制参数影响[J]. 高电压技术, 2017, 43(7): 2131-2139.
TU Jingzhe, ZHANG Jian, ZENG Bing, et al. HVDC transient reactive power characteristics and impact of control system parameters during commutation failure and recovery[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(7): 2131-2139(in Chinese).
- [18] 屠竞哲, 张健, 刘明松, 等. 考虑风机动态特性的大扰动暂态过电压机理分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 197-205.
TU Jingzhe, ZHANG Jian, LIU Mingsong, et al. Mechanism analysis of transient overvoltage with large disturbance considering dynamic characteristics of wind generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 197-205(in Chinese).
- [19] 于琳, 孙华东, 徐式蕴, 等. 电力电子设备接入电压支撑强度量化评估指标综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(2): 499-515.
YU Lin, SUN Huadong, XU Shiyun, et al. Overview of strength quantification indexes of power system with power electronic equipment[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(2): 499-515(in Chinese).
- [20] 孙华东, 徐式蕴, 许涛, 等. 新能源多场站短路比定义及指标[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 497-506.
SUN Huadong, XU Shiyun, XU Tao, et al. Definition and index of short circuit ratio for multiple renewable energy stations[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 497-506(in Chinese).

收稿日期: 2022-06-21; 修回日期: 2022-08-31。

作者简介:

曹昊(1998), 男, 硕士, 研究方向为电力系统稳定与控制。通信作者, E-mail: caohaowin@126.com。

宋云亭(1974), 男, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统规划运行, E-mail: syt@epri.sgcc.com.cn。



曹昊

(责任编辑 张鹏)