

DOI: 10.7667/PSPC161098

风火打捆比例对直流孤岛系统稳定性影响的研究

沙志成¹, 王艳², 郑帅¹

(1. 山东电力工程咨询院有限公司, 山东 济南 250013; 2. 国网山东省电力公司经济技术研究院, 山东 济南 250002)

摘要: 风火打捆特高压直流外送是未来开发全球清洁能源资源的重要方式之一, 其稳定特性研究值得重视。从跟随风电功率变化的角度提出了风电与火电容量配比方案, 然后在考虑风电出力概率的基础上提出了不同的配比方案。通过仿真对比分析研究了两种风火配置比例对送端孤岛系统稳定性的影响。结果表明: 风火打捆比例由 1:2 降低为 1:1.5 后, 送端电源调节能力和等值机械转动惯量有所降低, 直流系统发生故障失去部分功率后, 系统频率上升幅度和系统功角首摆幅度相应增加, 增大了系统失稳的风险。

关键词: 风火打捆; 特高压直流; 孤岛运行方式; 稳定

Study on the effect of wind-thermal installed capacity ratio on the stability of DC islanded system

SHA Zhicheng¹, WANG Yan², ZHENG Shuai¹

(1. Shandong Electric Power Engineering Consulting Institute Co., Ltd., Jinan 250013, China; 2. Economic & Technology Research Institute, State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250002, China)

Abstract: Wind-thermal-bundled power transmission by UHVDC system is regarded as one of feasible ways on development of global clean energy in the future and its characteristics of stability should be paid attention to. Different wind-thermal installed capacity ratio is proposed with the wind from the change of power angle and in consideration of the probability for wind power output. The effect of two kinds of proportion on the stability of the sending end islanded system is comparatively analyzed by the simulation. Regulating ability of sending end power and equivalent mechanical rotational inertia would be lower when wind-thermal installed capacity ratio decreased from 1:2 to 1:1.5. Under DC power system disturbances and loss of parts of power, there is a slight increase in ascending amplitude of system frequency and power-angle fluctuation, risk of system destabilization will rise accordingly.

Key words: wind-thermal-bundled; UHVDC; island operating mode; stability

0 引言

随着国民经济的快速增长, 如何保障能源的可持续供给是中国面临的重要挑战。在经济全球化的背景下, 国际合作逐渐扩大到能源行业的各个领域, 积极开展国际能源合作已经成为各国保障能源安全的一项重要战略选择。俄罗斯远东地区煤炭资源丰富, 并且拥有巨大的风能潜力, 引进俄罗斯远东电力, 对减轻我国煤炭运输压力和环境压力有着积极的作用。

综合考虑储量、技术开发条件、与中俄边境距离、基础设施等因素, 可重点关注阿穆尔州和哈巴州的煤炭和风电资源, 目前, 国内已有企业在该地区开展前期工作, 规划年产 4000 万吨的煤矿, 并建

设 14~16 台 660 MW 火电机组, 同时, 开发附近的风电资源, 采用风火打捆的方式向中国送电, 由于远东地区距离中国最近的华北负荷中心超过 2500 km, 输送容量约 11 000 MW, 优先考虑采用 ±1100 kV 特高压直流输电技术作为输电方案^[1]。而远东地区现有发电能力和电网架构无法满足本工程联网运行的条件, 因此, 本工程送端需采用孤岛运行方式, 采用“专厂、专线”点对点供电的方式向中国送电。

风火打捆外送系统, 风火电配置比例对系统稳定性的影响取决于系统拓扑结构和运行方式^[2-9], 本文跟随风电功率变化的角度提出了风电与火电容量配比方案, 然后在考虑风电出力概率的基础上提出了不同的配比方案, 通过仿真对比分析研究了两种

风火配置比例对送端孤岛系统稳定性的影响。

1 风电与火电容量配比方案

有关研究表明, 大型风电基地中各风电场的风电出力在长时间尺度下相关性明显, 在短时间尺度下互补性明显。这是由于对于大型风电基地, 风电场分布的地理位置相对比较集中, 对于长时间的大面积来风, 各个风电场出力变化趋势是相近的, 从较长的时间尺度来看, 不同风电场的风电出力表现出较大的相关性, 导致整个风电基地的总出力波动很大^[10]。而在小时级以下的较短的时间尺度内, 风电机组在地理分布上的分散效应会降低风电出力的相关性, 提高其互补性, 因而大规模的风电基地或风电场群总的风电出力波动特性与单个风电场或单台机组相比, 风电出力变化率要小很多^[11]。

1.1 短时间尺度下风电出力波动对风、火容量配置的影响

在直流送端采取孤岛运行方式的情况下, 为保证直流功率稳定, 配套火电机组的调节速度应能够跟踪风电出力的短时波动。由于缺少远东地区短时风电出力统计特性资料, 参考我国大型风电基地的风电出力特性进行定性分析。根据酒泉风电的实际运行经验, 单个风电场群的出力变化率每分钟约为 2.04%~7.14%, 而对于整个酒泉风电基地, 其出力变化率每分钟约为 0.69%~1.80%。统计资料表明, 风电场群出力变化率每分钟在 0~0.6% 之内的概率约为 90%, 在 0~1.5% 之内的概率约为 99%, 大于 1.5% 的概率约仅为 1%^[12]。

现代火电机组出力响应速率一般都能达到每分钟 2%~3% 额定出力以上, 则定性分析可知: 当风电与火电容量配比 1:1 以上时, 在分钟级短时间尺度内, 常规火电机组是能够跟踪风电的波动, 达到有功平衡和保证频率质量的。

1.2 长时间尺度下风电出力波动对风火容量配比的影响

为保障直流功率平稳和风电功率的送出, 配套火电机组应留有足够的旋转备用容量并保证在风电出力较大时减少弃风损失^[13]。风电场出力与火电容量配比关系示意图如图 1 所示。

从图 1 可以看出, 由于风电出力具有随机性并难以准确预测, 为满足风电长时间尺度下的功率变化, 风电出力与火电容量之间应满足

$$P_{\text{fire.N}} = P_{\text{fire.R}} + P_{\text{fire.min}} \quad (1)$$

$$P_{\text{fire.R}} \geq P_{\text{wind.max}} - P_{\text{wind.min}} \quad (2)$$

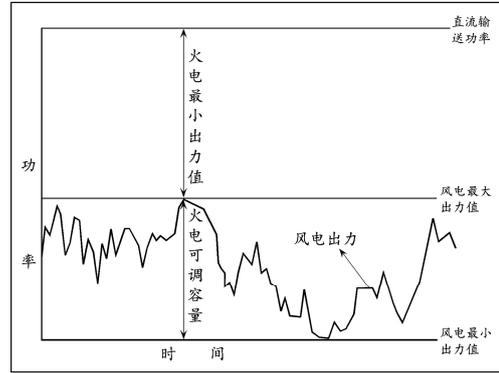


图 1 风电场出力与火电配比关系示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the relationship between wind farm output and the thermal power ratio

式中: $P_{\text{wind.max}}$ 与 $P_{\text{wind.min}}$ 分别表示风电的最大出力与最小出力; $P_{\text{fire.N}}$ 为火电机组的装机容量。由于常规火电机组受到最小技术出力限制, 因此, 将其分解为最小出力 $P_{\text{fire.min}}$ 和可调容量 $P_{\text{fire.R}}$, 即

$$P_{\text{fire.N}} = P_{\text{fire.min}} + P_{\text{fire.R}} \quad (3)$$

从长时间尺度来看, 风电出力通常会在零到额定出力 $P_{\text{wind.N}}$ 范围内变化。考虑最严重的情况为 $P_{\text{wind.min}} = 0$, $P_{\text{wind.max}} = P_{\text{wind.N}}$, 则火电的可调容量应满足

$$P_{\text{fire.R}} \geq P_{\text{wind.N}} \quad (4)$$

目前, 大型火电机组的最小技术出力可达到 50% 或更低, 此时选择的风、火容量配比为

$$\frac{P_{\text{wind.N}}}{P_{\text{fire.N}}} = \frac{1}{2} \quad (5)$$

由我国大型风电基地的实际运行经验可知, 风电基地达到满发的情况较少, 因此, 本项目提出了考虑风电出力概率的风、火容量配比选取方案。

根据典型日风速数据绘制远东地区风电出力的年累计概率分布, 如图 2 所示。

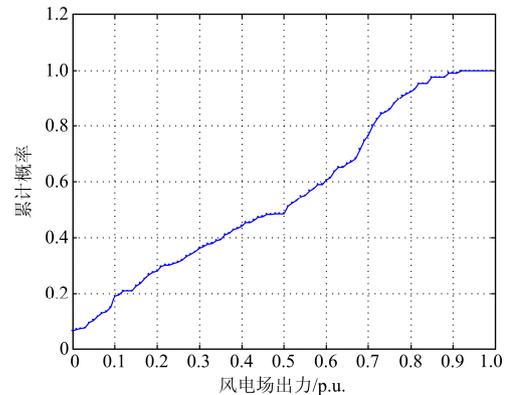


图 2 风电出力累计概率分布

Fig. 2 Cumulative probability distribution of wind power output

从图 2 所示的风电出力累计概率分布可以看出, 风电出力大于 90% 额定容量的概率较低, 由此可以推断, 配套火电机组的调节能力若能够跟踪风电在 0~90% 额定出力范围内变化时, 产生的弃风损失也将较小。为定量分析风火容量配比与配套火电机组能够平抑的风电功率波动范围之间的关系, 用 ε 表示风电出力在 $P_{\text{wind},\alpha,\text{min}}$ 和 $P_{\text{wind},\alpha,\text{max}}$ 之间的概率, 即

$$F_{(P_{\text{wind},\alpha,\text{min}} \leq P_{\text{wind}} \leq P_{\text{wind},\alpha,\text{max}})} = \varepsilon \quad (6)$$

定义可靠因子为

$$\alpha_\varepsilon = \frac{P_{\text{wind},\alpha,\text{max}} - P_{\text{wind},\alpha,\text{min}}}{P_{\text{wind},N}} \quad (7)$$

$P_{\text{wind},\alpha,\text{min}}$ 一般选取为 0, 则在确定 ε 后, 便可根据风电出力概率分布得到相应的 $P_{\text{wind},\alpha,\text{max}}$, 进而可求得可靠因子 α_ε 。

为叙述方便, 用 β 表示送端火电机组的最小技术出力占装机容量的比例, 即

$$\beta = \frac{P_{\text{fire},\text{min}}}{P_{\text{fire},N}} \quad (8)$$

综合考虑式(2)和式(7), 可知, 若要满足某一概率 ε 下的风电出力变化, 则送端火电机组的可调容量应满足

$$P_{\text{fire},R} \geq \alpha_\varepsilon \cdot P_{\text{wind},N} \quad (9)$$

再由式(3)和式(8)可得配套火电与风电装机容量之比为

$$\frac{P_{\text{fire},N}}{P_{\text{wind},N}} = \frac{\alpha_\varepsilon}{1 - \beta} \quad (10)$$

根据如图 2 所示远东地区风电出力累积概率分布, 计算得到不同风电出力变化概率情况下的风火容量配比, 如表 1 所示。

表 1 不同概率情况下的风火容量配比

Table 1 Wind-thermal capacity ratio under the different probability

$E/\%$	$P_{\text{wind},\alpha,\text{max}}/\%$	$P_{\text{wind},\alpha,\text{min}}/\%$	$\beta/\%$	$\alpha_\varepsilon/\%$	风火配比
99.2	90	0	50	90	1:1.8
95	82	0	50	82	1:1.64
90	75	0	50	75	1:1.5

由表 1 可知, 要平抑 90% 概率下的风电出力变化时, 所需的风火容量配比应为 1:1.5。

2 送端电源装机规模方案

为保证直流孤岛外送时直流输电系统平稳运行并保证一定的利用小时数, 送端电源容量配置应满足直流经济运行电量需求。远东~华北直流线路输电功率为 11 000 MW。按照式(11)初步估算风电

与火电的装机规模。

$$P_{\text{DC}} \cdot T_{\text{DC}} = P_{\text{火}} \cdot T_{\text{火}} + P_{\text{风}} \cdot T_{\text{风}} \quad (11)$$

根据经验, 直流输电工程利用小时数为 6000 h 左右。考虑火电利用小时数为 4500~5000 h, 远东地区风电利用小时数按 4000 h 计算。

根据上一章研究结果, 风电和火电的装机容量按 1:2 计算, 初步估算远东~华北直流配套风电装机容量为 5000 MW, 火电装机容量为 15×660 MW; 如果风电和火电的装机容量按 1:1.5 计算, 配套风电装机容量为 6000 MW, 火电装机容量为 14×660 MW。

表 2 不同风火容量配比情况下送端电源装机

Table 2 Sending end power capacity in different wind-thermal ratio

风火容量配比	电源	装机容量/MW	容量构成/MW
1:2	火电	9900	15×660
	风电	5000	单台机组: 3
1:1.5	火电	9240	14×660
	风电	6000	单台机组: 3

3 风火容量比对系统稳定性的影响

针对直流孤岛送电系统, 对送端直流系统故障以及风电功率波动等故障和扰动进行仿真计算, 校验送端系统的稳定特性。

由于送端机组调速系统动作特性对孤岛系统频率影响较大, 在尚无机组调速系统实测参数的情况下, 采用呼辽直流送端配套火电机组的励磁及调速器系统实测参数进行校核计算。

3.1 直流系统故障对送端稳定性的影响

(1) 直流单极闭锁

直流发生单极闭锁故障, 采取 10 周波切除风电机组, 15 周波切除剩余火电机组的措施, 换流母线电压最高升至 1.45 p.u., 系统频率最高升至 51.17 Hz, 系统功角首摆幅度为 38°。采取 10 周波切除相应火电机组的措施, 换流母线电压最高升至 1.45 p.u., 风电机组机端电压最高升至 1.22, 系统频率最高升至 51.16 Hz, 系统功角首摆幅度为 40°。系统可保持稳定运行, 频率和电压均在可接受范围。仿真曲线如图 3 所示。

(2) 直流双极两次换相失败

直流系统能够承受双极两次换相失败, 系统频率和电压均在可接受范围。换流母线电压最高升至 1.41 p.u., 风电机组机端电压最高升至 1.37 p.u., 但机端电压超过 1.3 p.u. 的时间仅为 1 周波, 风电机组尚未切除, 系统频率最高升至 50.97 Hz, 系统功角首摆幅度为 36°。仿真曲线如图 4 所示。

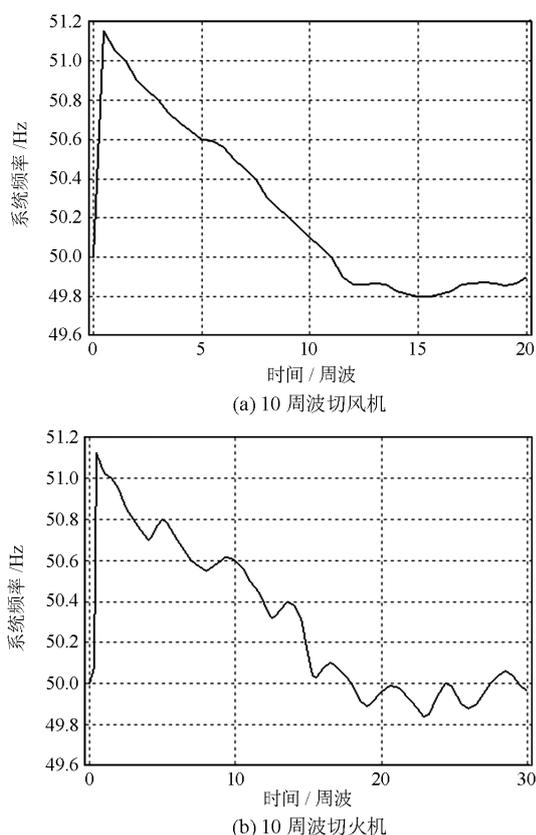


图3 直流单极闭锁故障系统频率仿真曲线

Fig. 3 Frequency simulation curve of DC unipolar blocking fault

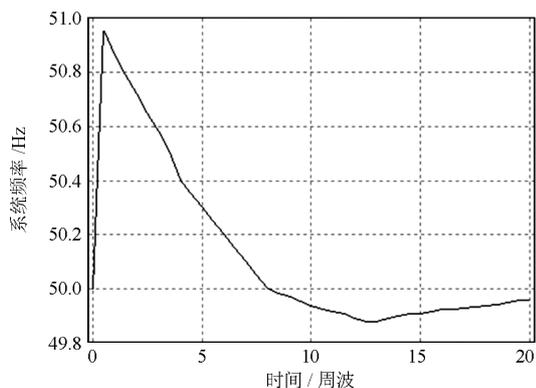


图4 直流双极两次换相失败系统频率仿真曲线

Fig. 4 Frequency simulation curve of DC bipolar commutation failure

(3) 直流单极再启动一次成功

直流单极再启动一次成功后, 系统频率最高升至 51.78 Hz, 超过发电设备允许的范围, 频率超过 51.5 Hz 的时间为 2.6 s, 系统功角首摆幅度为 49° 。系统母线电压在可接受的范围, 换流母线电压最高升至 1.19 p.u., 风电机组机端电压最高升至 1.13 p.u.。仿真曲线如图 5(a)。

直流单极故障一次再启动成功后系统频率越限, 可在发电机组高周切机保护配置时考虑躲过这一时间。另一方面也可考虑利用直流另一极的短时过载能力(1.2 p.u./3 s), 采取将另一极功率紧急提升至额定容量的 1.2 p.u., 3 s 后功率恢复的措施, 则系统最高频率不超过 51.5 Hz。仿真曲线如图 5(b)。

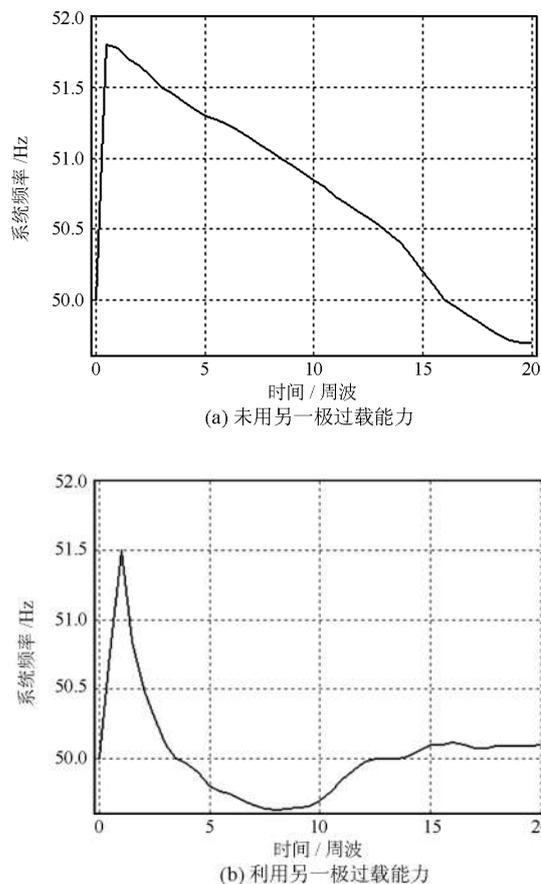


图5 直流单极再启动一次成功系统频率仿真曲线

Fig. 5 Frequency simulation curve of DC monopole system restarting successfully

(4) 敏感性分析

对直流送端风电和火电容量配比为 1:1.5 的情况进行稳定性校核分析, 直流系统故障稳定计算结果如表 3 所示。

由计算结果可知, 风火打捆比例降低为 1:1.5 后, 由于风机的“功角快变”和“机电解耦”特性, 送端电源调节能力和等值机械转动惯量有所降低, 直流系统发生故障失去部分功率后, 系统频率上升幅度和系统功角首摆幅度相应增加, 增大了失稳的风险。直流单极一次再启动成功后, 送端系统频率越限, 即使采取利用另一极短时过载能力的措施, 仍不能将频率控制在 51.5 Hz 以内。

表 3 风火打捆比例 1:1.5 情况下计算结果

Table 3 Calculation results when wind-thermal bundled ratio is 1:1.5

故障类型	系统频率/Hz	换流母线电压/p.u.	风电机组机端电压/p.u.	系统功角首摆幅度	备注
单极闭锁切风机	51.19	1.42	1.30	39°	
单极闭锁切火机	51.24	1.42	1.30	40°	
双极两次换相失败	50.99	1.30	1.17	35°	
单极一次再启动成功	51.96	1.13	1.23	52°	频率超过 51.5 Hz 的时间为 3.32 s
单极一次再启动成功(利用另一极过载能力)	51.57	1.19	1.13	—	频率超过 51.5 Hz 的时间为 0.35 s

3.2 风电功率波动对送端稳定性的影响

风电出力具有波动性和不确定性，一方面存在正常运行情况下的功率波动，另一方面也存在由于系统运行条件变化或恶劣风况等因素导致的大面积脱网事故的可能。本节主要针对风电脱网事故和风电功率波动进行校核。

(1) 风电大面积脱网

按照风电最大出力为装机容量的 63% 计算，远东—华北直流送端风电大发时总出力为 3150 MW。发生风机大面积脱网事故，失去全部风电出力后，通过采取直流速降功率的控制措施，系统频率最低降至 49.58 Hz，换流母线电压最高升至 1.07 p.u.，仿真曲线如图 6 所示；风火容量配比为 1:1.5 情况下，采取同样措施后，系统频率最低降至 49.42 Hz，换流母线电压最高升至 1.09 p.u.。系统的频率和电压均能控制在可接受的范围。

(2) 风电功率波动

风速变化具有很强的随机性，但风速的增大或减小有一个变化的过程，仿真中用 1 min 内的阵风波动来模拟正常运行情况下，风速变化引起的风功率波动。

由于大型风电基地中，风电机组在地理分布上的分散效应会大大降低风电机组出力之间的相关性，因而整个风电基地或风电场群总的出力变化率与单个风电场或单台机组相比要小很多。根据酒泉风电的实际运行经验，风电场群出力变化率在每分钟 0~0.6% 之内的概率约为 90%，在每分钟 0~1.5% 之内的概率约为 99%，大于 1.5% 的概率约为 1%^[11-15]。

目前缺少直流送端风电出力的统计特性，研究中参照我国甘肃酒泉大型风电基地的风功率特性统计资料，对远东地区风电功率波动情况进行模拟。由于反映的是整个风电基地的风功率变化情况，因此在阵风风速的设置上主要参考风速引起的风电功率变化幅度。

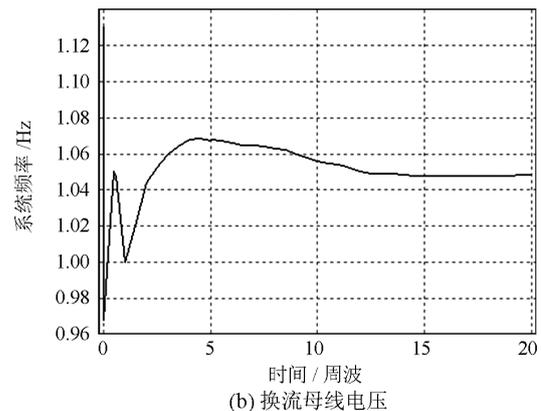
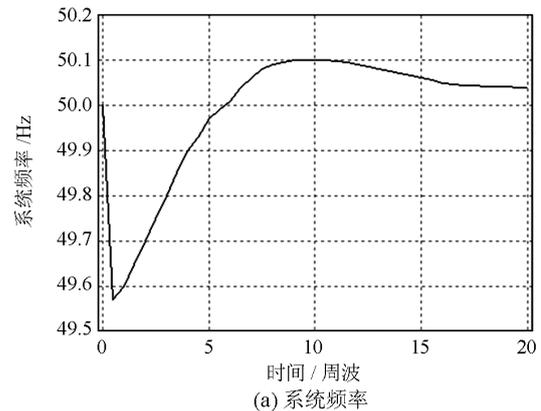


图 6 远东—华北直流送端风电大面积脱网事故仿真曲线
Fig. 6 Far East to North DC sending wind power area off network accident simulation curve

阵风持续时间为 60 s，阵风最大值为 0.4 m/s，引起远东地区风电出力的变化量为 376 MW，占风电装机容量的比例为 7.5%。在配套火电机组的调节下，送端频率最高升至 50.49 Hz，仿真曲线如图 7 所示；风火容量配比为 1:1.5 情况下，引起远东地区风电出力的变化量为 448 MW，同样在配套火电机组的调节下，送端频率最高升至 51.5 Hz，系统频率和电压均能够控制在可接受的范围。

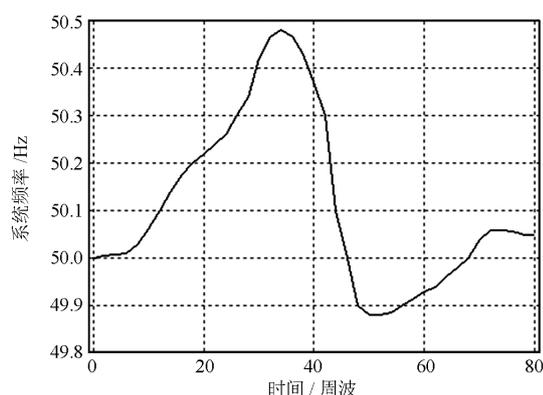


图7 远东—华北直流系统阵风波动仿真曲线

Fig. 7 Far East to North DC sending wind power waving simulation curve

4 结论

研究风火不同容量比对风火打捆特高压直流孤岛送电系统稳定性的影响具有重要意义。本文对送端直流系统故障以及风电功率波动等故障和扰动进行了仿真计算和安全稳定校核, 得到以下结论。

当风火容量配比为 1:2 时, 直流满功率运行情况下, 系统能够承受连续两次换相失败, 单极故障立即闭锁故障极, 同时启动切机的情况下, 可以满足安全稳定要求。单极故障一次再启动成功后系统频率越限, 但频率超过 51.5 Hz 的时间较短, 通过采取利用另一极短时过载能力的措施, 能够将频率控制在 51.5 Hz 以内。风电大发情况下, 发生风机大面积脱网事故, 失去全部风电出力后, 通过采取直流速降功率的控制措施, 1 min 内风电出力变化量装机容量比例为 7.5% 左右时, 利用配套火电的调节能力, 系统的频率和电压均能控制在可接受的范围内。

风火打捆比例降低为 1:1.5 后, 送端电源调节能力和等值机械转动惯量有所降低, 直流系统发生故障失去部分功率后, 系统频率上升幅度和系统功角首摆幅度相应增加, 增大了失稳的风险。

参考文献

- [1] 刘杨, 周明, 向萌, 等. 大规模风电经直流外送的区域输电能力计算[J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(2): 48-53. LIU Yang, ZHOU Ming, XIANG Meng, et al. Total transfer capability calculation for regional power systems with HVDC connected with large scale wind power[J]. Power System and Clean Energy, 2013, 29(2): 48-53.
- [2] 李生福, 张爱玲, 李少华, 等. “风火打捆”交直流外送系统的暂态稳定控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 41(1): 108-114.

- LI Shengfu, ZHANG Ailing, LI Shaohua, et al. Study on transient stability control for wind-thermal-bundled power transmitted by AC/DC system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 41(1): 108-114.
- [3] 曹喜民, 刘天琪, 李兴源, 等. 风火电配置比例对风火打捆系统暂态稳定性的影响[J]. 华东电力, 2014, 42(5): 53-58. CAO Ximin, LIU Tianqi, LI Xingyuan, et al. Influence of wind-thermal installed capacity ratio to wind-thermal bundled system transient stability[J]. East China Electric Power, 2014, 42(5): 53-58.
- [4] 郭东杰, 王灵梅, 韩西贵, 等. 基于 PSS 和 SSSC 的风火打捆输电系统暂态稳定性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(19): 61-65. GUO Dongjie, WANG Lingmei, HAN Xigui, et al. Study on transient stability of wind & thermal power transmission system based on PSS and SSSC[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(19): 61-65.
- [5] 郭小江, 赵丽莉, 汤奕, 等. 风火打捆交直流外送系统功角暂态稳定研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 19-25. GUO Xiaojiang, ZHAO Lili, TANG Yi, et al. Study on angle transient stability for wind-thermal-bundled power transmitted by AC/DC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 19-25.
- [6] 时伯年, 李树鹏, 梅红明, 等. 含常规直流和柔性直流的交直流混合系统次同步振荡抑制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(20): 113-118. SHI Bonian, LI Shupeng, MEI Hongming, et al. Research on the SSO restraining of hybrid system containing LCC-HVDC and VSC-HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(20): 113-118.
- [7] 裴岳, 吕思颖, 秦昕, 等. 特高压直流输电系统换流站故障过电压研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(12): 149-154. PEI Chan, LÜ Siying, QIN Xin, et al. Study on fault overvoltage of converter station of UHVDC power transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(12): 149-154.
- [8] 周志平. 大型机组汽轮机调节方式对热力性能的影响分析[J]. 热力发电, 2015, 44(10): 112-115. ZHOU Zhiping. Effect of steam turbine adjusting mode on thermal performance of large scale units[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(10): 112-115.
- [9] 徐创学, 刘鲁清, 谢云明, 等. 基于实时数据的风力发电机组性能在线评价[J]. 热力发电, 2015, 44(4): 88-91. XU Chuangxue, LIU Luqing, XIE Yunming, et al. Real-time data based online evaluation of output

- performance for wind turbine units[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(4): 88-91.
- [10] 刘纯, 吕振华, 黄越辉, 等. 长时间尺度风电出力时间序列建模新方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 7-13.
LIU Chun, LÜ Zhenhua, HUANG Yuehui, et al. A new method to simulate wind power time series of large time scale[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 7-13.
- [11] 赵冰, 李鸿博, 蒋大伟, 等. 风电场群输出功率特性研究[C] // 中国高等学校电力系统及其自动化专业第二十五届学术年会论文集, 2009年11月, 长沙.
ZHAO Bing, LI Hongbo, JIANG Dawei, et al. Research on characteristics of output power of wind farms[C] // The 25th Annual Academic Essays of Electric System and Automation Major of Chinese Higher Education Institutions, Nov 2009, Changsha.
- [12] 肖创英, 汪宁渤, 丁坤, 等. 甘肃酒泉风电出力特性分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 37(17): 64-67.
XIAO Chuangying, WANG Ningbo, DING Kun, et al. Power characteristics of Jiuquan wind power base[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 37(17): 64-67.
- [13] 刘爱国, 薛云涛, 胡江鹭, 等. 基于GA优化SVM的风电功率的超短期预测[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(2): 90-95.
LIU Aiguo, XUE Yuntao, HU Jianglu, et al. Ultra-short-term wind power forecasting based on SVM optimized by GA[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(2): 90-95.
- [14] 夏添, 查晓明, 秦亮, 等. 风电功率短时骤降的极值统计分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(7): 7-15.
XIA Tian, ZHA Xiaoming, QIN Liang, et al. Statistical analysis of extreme wind power ramp-down events[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(7): 7-15.
- [15] 肖创英, 汪宁渤, 丁坤, 等. 甘肃酒泉风电功率调节方式的研究[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(10): 1-7.
XIAO Chuangying, WANG Ningbo, DING Kun, et al. Study on wind power regulation modes of Jiuquan wind farms of Gansu province[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(10): 1-7.

收稿日期: 2016-07-18; 修回日期: 2017-03-20

作者简介:

沙志成(1980—), 男, 工学硕士, 高级工程师, 主要从事电力系统规划工作; E-mail: shazhicheng@163.com

王艳(1978—), 女, 工学硕士, 高级工程师, 主要从事电力系统规划工作; E-mail: wangyan@sdepcci.com

郑帅(1989—), 男, 工学硕士, 工程师, 主要从事电力系统规划工作。E-mail: zhengshuai@sdepcci.com

(编辑 周金梅)