



# 风火储联合多通道外送系统直流闭锁后的稳控措施

赵吉贤, 李凤婷, 尹纯亚

(新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047)

**摘要:** 针对直流闭锁造成的风火储联合多通道外送系统暂态过电压问题, 首先分析闭锁后盈余无功功率、送端系统强度对交流系统暂态过电压的影响, 其次梳理并分析除闭锁线路外的其余外送通道潮流转移、抽水蓄能和功率型储能对于闭锁故障的调节、调控机理, 并根据各调节手段的特点确定动作时序, 提出一种综合考虑多调节手段的协调稳控措施。最后基于 DIgSILENT 搭建哈密电网模型, 对所提稳控措施进行仿真验证。仿真结果表明, 多手段协调稳控措施可有效缓解暂态过电压问题, 减少切机量, 规避风电机组连锁脱网的风险, 降低控制代价, 提升交流系统协调恢复能力。

**关键词:** 交直流混联系统; 直流闭锁; 潮流转移; 抽水蓄能; 风火储联合系统; 稳控措施

**DOI:** 10.11930/j.issn.1004-9649.202004123

## 0 引言

特高压直流输电具有输电距离远、输送容量大、电压等级高和用于电力系统非同步联网的优势, 交直流混联系统成为一种趋势<sup>[1-5]</sup>。但是直流闭锁会造成大量无功功率倒灌送端交流系统, 产生暂态过电压问题<sup>[6-9]</sup>。风火储联合多通道外送系统的各通道之间相互耦合、能源多样性与混联输电结构的综合作用, 使得送端电网运行特性变得更加复杂, 一旦出现直流闭锁, 过电压问题会更加严重。

针对闭锁故障引起的暂态过电压问题, 国内外学者开展了大量的特性分析及稳控措施研究。文献 [10] 分析了闭锁过电压引起风电机组高压脱网的风险, 提出一种基于风电机组高压穿越能力的稳控措施。文献 [11] 分析了闭锁后极控切滤波器和安控切机的动作时序问题。文献 [12-13] 在传统安控切机的基础上综合考虑了切火电和切风电的协调控制策略, 减少了切机量。文献 [14-15] 研究了直流闭锁对风电外送的影响及风电高压脱网的机理, 提出了相应的抑制措施。文献 [16-17] 分析交直流通道潮流转移对闭锁过电压的影响, 得出潮流转移通过平衡盈余有功来缓解过电压。文

献 [18] 结合华北电网闭锁故障提出了考虑多资源的送受端协调切机、切负荷策略, 其中考虑了抽水蓄能在安控措施中的作用。文献 [19-22] 分析了风储联合系统的现状, 探讨了储能可能的应用方向, 并对储能改善电力系统暂态稳定性的机理和控制策略做了研究。

这些成果对闭锁过电压的应对措施都是极控切除换流母线上的交流滤波器, 配合安控切除火电和风电来平衡送端盈余功率, 并未充分发掘系统中现有可调用资源。因此, 对于风火储联合系统, 充分调用储能参与应对闭锁故障是一种新的思路。

本文在分析闭锁后盈余无功功率、送端系统强度对交流系统暂态过电压影响的基础上, 梳理并分析系统中各调节手段的特点, 提出一种综合考虑多通道潮流转移、抽水蓄能切机组、功率型储能参与调节、切风机和切火电的多手段协调稳控措施, 并基于 DIgSILENT 搭建哈密电网模型进行仿真验证。

## 1 直流闭锁造成的暂态过电压

本文构建的风火储联合多通道外送系统结构如图 1 所示。

其中, 送端系统中含有风电、火电和储能(抽水蓄能、超导磁储能、电化学储能), 外送

收稿日期: 2020-04-17; 修回日期: 2020-07-14。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (51877185)。



通道有 2 条直流线路和 1 条交流线路，分别送往 2 个受端系统。 $P_{ac}$  和  $Q_{ac}$  分别为送端交流系统送出的有功功率和无功功率， $P_a$  和  $Q_a$  分别为交流线路输送的有功功率和无功功率， $P_{d1}$  和  $Q_{d1}$  分别为 1 回直流吸收的有功功率和对应换流站消耗的无功功率， $P_{d2}$  和  $Q_{d2}$  分别为 2 回直流吸收的有功功率和对应换流站消耗的无功功率， $Q_{c1}$  和  $Q_{c2}$  分别为各自换流站处交流滤波器和无功补偿装置提供的无功功率。

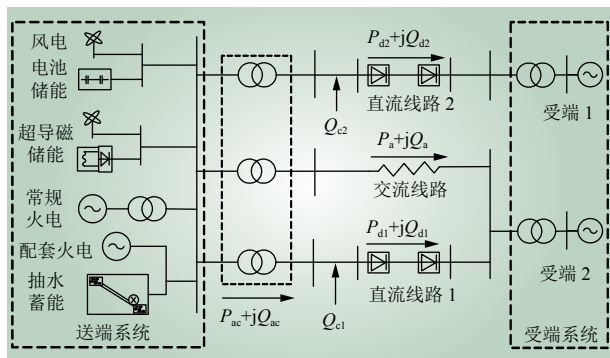


图 1 风火储联合多通道外送系统结构  
Fig. 1 Simplified structure of wind-thermal-storage hybrid system

在交直流混联系统的实际运行中，整流站和逆变站都需要消耗大量无功功率。以直流线路 1 为例，其换流站消耗无功功率由交流滤波器提供，可表示为

$$Q_{d1} = P_{d1} \frac{\sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu) + 2\mu}{\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + \mu)} \quad (1)$$

式中： $\alpha$  为触发角； $\mu$  为换相重叠角。

当  $\alpha$  与  $P_{d1}$  在直流闭锁后发生变化时，换流站消耗的无功功率  $Q_{d1}$  也随之迅速减小。但是交流滤波器的切除有一定的延时，在此期间，盈余的大量无功功率会倒灌送端交流系统。

发生双极闭锁时，无功补偿装置发出的无功功率与换流母线电压的平方成正比，由此可得换流母线处无功盈余量导致的暂态压升标么值<sup>[10]</sup>为

$$\Delta U^* \approx \frac{(1 + \Delta U^*)^2 Q_{c1} + Q_{ac}}{S_c} \quad (2)$$

由式 (2) 可知，暂态过电压的压升与换流母线的短路容量  $S_c$  和换流站消耗的无功功率有关。暂态压升标么值存在于式 (2) 两边，说明暂态过电压会再次作用到换流站内的无功补偿装置，使其发出更多的无功功率，换流母线的暂态过电

压问题更加恶化。图 2 是双极闭锁下换流站消耗的无功功率，由图中无功功率变化趋势亦可证明此结论。

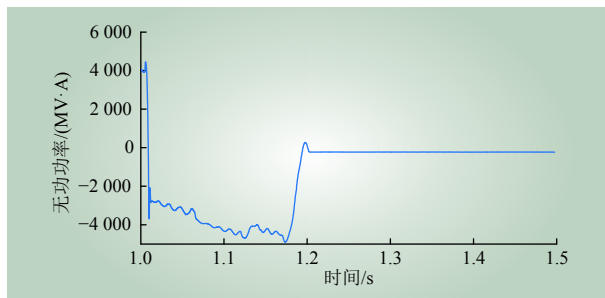


图 2 双极闭锁下换流站消耗无功功率  
Fig. 2 Reactive power consumed by converter station under bipolar blocking

暂态过电压的大小还与交流系统的强度有关，通常采用有效短路比  $E_{SCR}$  来定义系统强度，可表示为

$$E_{SCR} = (S_c - Q_{c1}) / P_{d1N} \quad (3)$$

式中： $P_{d1N}$  为 1 回直流吸收的额定有功功率。

根据有效短路比定义，系统强度可以划分为以下 3 类：当  $E_{SCR} \leq 2$  时，为极弱交流系统；当  $2 < E_{SCR} \leq 3$  时，为弱系统；当  $E_{SCR} > 3$  时，为强系统<sup>[13]</sup>。将式 (3) 代入式 (2) 得换流母线暂态过电压标么值为

$$\Delta U^* \approx \frac{(1 + \Delta U^*)^2 Q_{c1} + Q_{ac}}{P_{d1N} E_{SCR} + Q_{c1}} \quad (4)$$

由式 (4) 可知，有效短路比越小的弱交流系统闭锁后产生的暂态压升越大，结合式 (3) 亦知交流系统强度的差异本质上也是换流站无功补偿器组容量的差异。

图 3 为相同短路容量下换流母线在单、双极闭锁故障时的电压曲线。双极闭锁时，换流站无

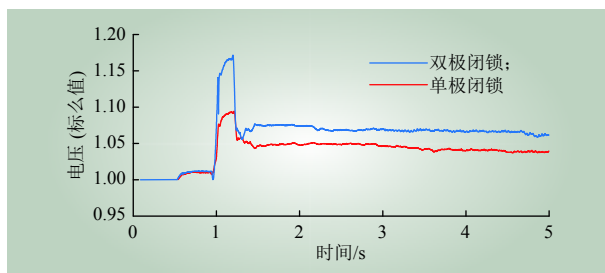


图 3 闭锁故障下换流母线电压曲线  
Fig. 3 Voltage curve of converter bus under blocking fault



功补偿器组提供更多的无功功率，造成更明显的暂态过电压，后文中的稳控措施也主要针对双极闭锁展开。

## 2 潮流转移对暂态过电压的影响

### 2.1 交流通道对闭锁容量的承担部分

图 1 中直流线路 1 闭锁之后，送端系统盈余功率向交流线路转移，有功、无功功率的转移都会引起线路上的功率损耗，交流线路在承载由于闭锁故障而转移的送端有功功率之后，相应地会产生无功功率的损耗。交流线路无功功率损耗  $\Delta Q_{aL}$  [16] 为

$$\Delta Q_{aL} = I_{aL}^2 X_L = (S^2 / U_L^2) X_L \quad (5)$$

式中： $I_{aL}$  是线路电流； $X_L$  是交流线路电抗； $S$  是交流线路视在功率； $U_L$  是母线电压。

式 (5) 中的视在功率可以表示为： $S^2 = P^2 + Q^2$ ，由于电力系统的无功功率就地平衡，所以  $Q \ll P$ 。结合式 (5) 可知交流线路新增的无功功率损耗 ( $\Delta Q_{aL1}$ ) 与直流闭锁后转移至交流线路的有功功率增量 ( $\Delta P$ ) 有关，可表示为

$$\Delta Q_{aL1} = (\Delta P^2 / U_L^2) X_L \quad (6)$$

由以上分析可知潮流转移在缓解送端系统盈余有功功率的同时，还会增加交流线路的无功损耗。直流闭锁后，短时之内换流站的交流滤波器不会切除，大量盈余的无功功率补偿一部分交流线路无功损耗，以缓解交流线路母线处的电压跌落。

### 2.2 直流通道对闭锁容量的承担部分

特高压直流输电线路通常具备 3 s 的 1.5 倍过载能力和 2 h 的 1.1 倍过载能力，在直流线路 1 闭锁之后，可以通过快速提升直流线路 2 传输的功率来缓解系统不平衡量，提升过程 [7] 可表示为

$$P_{dh} = P_{dq} + K \Delta t \quad (7)$$

式中： $P_{dh}$  为直流线路提升功率之后吸收的有功功率； $P_{dq}$  为直流线路初始吸收有功功率； $K$  为直流线路功率提升速率； $\Delta t$  为功率从初始值提升至所需功率需要的时长。

对于图 1 所示系统，直流线路 1 闭锁之后，提升 2 回直流吸收的有功功率，结合式 (7) 可得送端系统盈余的有功功率  $P_{sy}$  为

$$P_{sy} = P_{sM} - P_{d2} - P_a - K \Delta t \quad (8)$$

式中： $P_{sM}$  为送端系统总的外送容量。

由式 (8) 可知，通过快速提升 2 回直流吸收的有功功率，就能很好地改善送端系统因功率盈余造成的系统不稳定问题。

直流线路 1 闭锁之后，直流线路 2 所消耗的无功功率  $Q_{d2}'$  与其直流母线电压、2 回直流吸收的有功功率的关系为

$$Q_{d2}' = (P_{d2} + K \Delta t) \sqrt{(U_{d0} / U_d)^2 - 1} \quad (9)$$

式中： $P_{d2}$  为 2 回直流原有吸收的有功功率； $U_{d0}$  为理想空载直流电压； $U_d$  为正常运行时直流电压平均值。

由式 (9) 可知，通过提升直流线路 2 的有功功率，可以相应增加无功功率损耗，由于直流线路 2 处换流站配备的交流滤波器容量一定，直流线路 1 闭锁之后盈余的部分无功功率可以由直流线路 2 通过功率调制来平衡。 $K$  值的存在，闭锁后直流线路 2 功率调制响应的时间约为 100 ms。

## 3 储能对暂态过电压的改善作用

### 3.1 抽水蓄能

抽水蓄能电站工况转换迅速 [18]，其工作模式从停机转换到满载发电仅需 120 s，从停机转换到满载泵送需要 180 s，在满载发电和满载泵送之间转换仅需 120 s。

直流闭锁后，让工作在泵送状态的抽蓄机组运行到满载泵送状态直至上游水库蓄满或者闭锁故障解除，此种工况是闭锁故障下希望其所处的一种状态，对于送端系统而言，其充当了吸收盈余功率的负荷，减少了切机量。当抽蓄机组工作在发电状态时，则直接切除水力发电机组，发电状态下抽蓄的切机操作和传统稳控切机操作类似，一般在闭锁后延时 200 ms 开始执行。

### 3.2 超导磁储能 (SMES)

安装在风电场 35 kV 侧汇集母线处的 SMES，受限于其较小的容量，难以达到系统级应对闭锁故障的规模。假设其电源电压在运行过程中保持不变，为  $\dot{U}_s = U_s \angle 0^\circ$ ，SMES 变流器交流侧输出电流为  $i = I \angle \theta$ ，幅值和相角的大小可调 [20]，由此得到 SMES 四象限调节能力如表 1 所示。



表 1 SMES 四象限功率交换表  
Table 1 SMES four-quadrant power exchange

相角 $\theta$	有功功率 $P$	感性无功 $Q_L$	容性无功 $Q_C$
$0^\circ < \theta < 90^\circ$	吸收	—	吸收
$90^\circ < \theta < 180^\circ$	发送	—	吸收
$180^\circ < \theta < 270^\circ$	发送	吸收	—
$270^\circ < \theta < 360^\circ$	吸收	吸收	—

当 $0^\circ < \theta < 90^\circ$ 时，其工作在吸收有功和容性无功的第一象限，响应时间约为 100 ms。根据式 (2)，可得出风电场 35 kV 母线处的暂态压升  $\Delta U_w$  为

$$\Delta U_w = \frac{(1 + \Delta U_w)^2 Q_w + Q_{cw} - Q_{SMES}}{P_{dN} S_{CR}} \quad (10)$$

式中： $P_{dN}$  是风电场输送的额定有功功率； $Q_{SMES}$  是 SMES 吸收的无功功率； $Q_w$  是风电场无功补偿装置提供的无功功率； $Q_{cw}$  是闭锁后盈余在风电场近区的无功功率； $S_{CR}$  是风电场短路比。

由式 (10) 可知，SMES 吸收了风电场近区的盈余无功功率，使得风电场母线处的暂态压升有所缓解。

### 3.3 电化学储能

电化学储能仅是风火储联合系统应对闭锁故障的补充措施。其整流器和逆变器在运行过程中均需消耗无功功率，需要专门安装无功补偿装置。图 4 为电力系统电化学储能示意<sup>[19]</sup>。

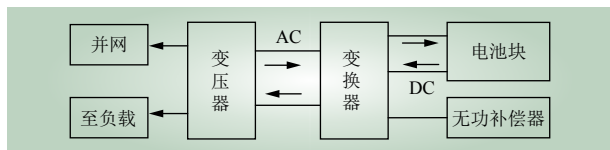


图 4 电力系统电化学储能  
Fig. 4 Electrochemical energy storage

直流闭锁后断开无功补偿装置，利用电化学储能的功率变换系统吸收风电场近区盈余的无功功率，其响应时间约为 100 ms。其对有功功率的处理视直流闭锁断面的储能运行状态和荷电状态而定：当储能运行在发电状态时，变换器给出指令使其运行状态转换为充电状态，吸收风电场近区的盈余有功；当储能运行在充电状态时，使其运行到满载状态直至荷电状态达到最大值，配合其他稳控手段使风机切除量达到最小。

## 4 储能参与的稳控措施与仿真验证

### 4.1 储能参与的多手段协调稳控措施

根据以上对外送通道承载能力和现有储能有功、无功功率调节机理的分析，本文制定出图 5 所示多手段协调稳控措施。

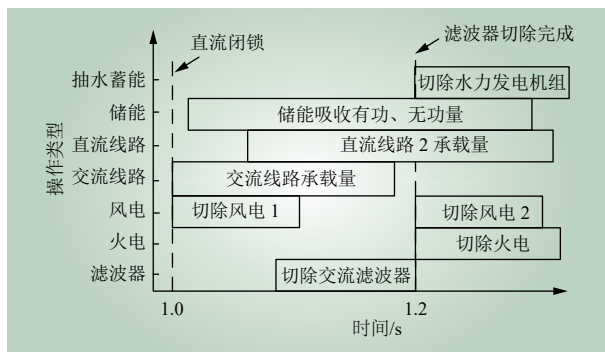


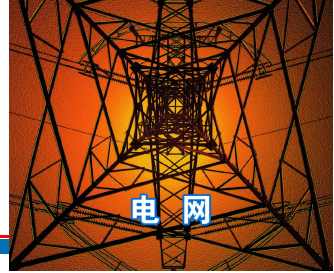
图 5 储能参与的多手段协调稳控措施  
Fig. 5 Coordinated multi-means stability control measures with energy storage participation

直流线路 1 闭锁后，交流滤波器在 160 ms 时开始切除，在 200 ms 时切除完成；火电机组在 200 ms 开始切除；在闭锁瞬间切除没有高压穿越能力的风电 1，具备高压穿越能力的风电 2 在延时 200 ms 切除<sup>[10]</sup>；交流线路在闭锁之后立即承担新增潮流；直流线路 2 通过有功功率紧急调制承担一部分盈余量。在闭锁断面所对应的各类储能的运行状态和荷电状态之下，若抽水蓄能工作在发电状态下，就实行切机操作；若抽水蓄能在泵送状态下，就让其运行到上游水库蓄满。超导磁储能和电化学储能在其对应的荷电状态之下，充分利用其快速功率吸收能力，缓解所接入风电场的有功、无功盈余量。

### 4.2 仿真验证

新疆电网是典型的外送系统，其中哈密电网风火储类型全面，且有一条交流外送通道和一条直流通道，其近区五彩湾有另一条直流通道。选用哈密电网以 DIgSILENT 为仿真平台搭建模型来仿真验证所提稳控措施的有效性。

哈密近区网架结构如图 6 所示，其中天中直流外送功率 8000 MW，吉泉直流外送功率 7500 MW，2 条 750 kV 交流线路经敦煌、沙洲与西北主网联网，外送容量 3000 MW。哈密电网骨干网架电压等级为 750 kV、550 kV 和 220 kV，输配电网络电



压等级为 110 kV 和 35 kV。直流配套火电 6660 MW，风电装机容量为 9 230 MW，光伏发电装机容量 1 293 MW。位于哈密市天山乡的抽水蓄能电站由 4 台单机构成，总计容量 1 200 MW；分布于各风电场和光伏电站的功率型储能约为 350 MW。天山换流站共需消耗无功功率 4 585 MV·A，其中交流滤波器提供无功功率 3 900 MV·A，交流系统提供无功功率 685 MV·A。仿真中设计天中直流在 1 s 时发生双极闭锁，哈密电网盈余 8 000 MW 的有功功率。

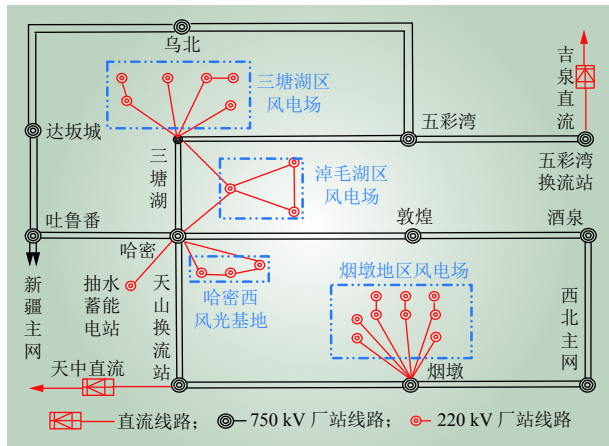


图 6 新疆哈密近区网架结构示意图  
Fig. 6 Power grid structure diagram of Hami region, Xinjiang

4.2.1 直流双极闭锁后的稳控方案分析

本文考虑 3 种稳控方案，其中原始方案切火电 6 390 MW、切风电 1 610 MW。方案 1 中由于交流线路承担 1 800 MW、直流调制 1 000 MW 有功功率，总切机量为 5 200 MW。方案 2 中抽水蓄能调节量为 700 MW，电化学储能调节量为 200 MW，各类功率型储能吸收无功功率为 300 MV·A，总切机量为 4 400 MW。对于所提方案中考虑到的储能，在其额定装机容量下，设定其在闭锁断面所对应的荷电状态为 60% 左右。具体的切除量和动作时间如表 2~4 所示。

4.2.2 3 种方案仿真验证

(1) 哈密电网部分 750 kV 母线电压。根据以上 3 种稳控方案，仿真分析哈密电网中烟墩、哈密和三塘湖的 750 kV 母线电压变化趋势，如图 7~9 所示。

根据图 7~9，可明显看出方案 2 对 750 kV 母线电压缓解能力最好。其中烟墩母线暂态过电压

表 2 原始稳控方案  
Table 2 Original stability control scheme

稳控类型	投切量 P/MW	投切量 Q/(MV·A)	动作时间/s
切火电	6 390		1.20~1.50
切风电	1 610		1.00~1.50
切交流滤波器		3 900	1.16~1.20
总切机量	8 000		—

表 3 稳控方案 1  
Table 3 Stability control scheme one

稳控类型	投切量 P/MW	投切量 Q/(MV·A)	动作时间/s
切火电	3 590		1.20~1.50
切风电	1 610		1.00~1.50
交流承载量	1 800		1.00~1.20
直流调制量	1 000		1.10~2.00
切交流滤波器		3 900	1.16~1.20
总切机量	5 200		—

表 4 稳控方案 2  
Table 4 Stability control scheme two

稳控类型	投切量 P/MW	投切量 Q/(MV·A)	动作时间/s
切火电	2 890		1.20~1.50
切风电	1 510		1.00~1.50
交流承载量	1 800		1.00~1.18
直流调制量	1 000		1.10~2.00
抽水蓄能调节	700		1.20~2.50
电化学储能	200		1.10~1.70
储能吸收无功		300	1.10~1.70
切交流滤波器		3 900	1.16~1.20
总切机量	4 400		—

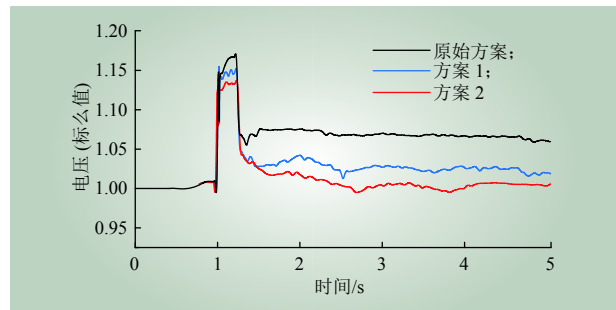


图 7 烟墩 750 kV 母线电压曲线  
Fig. 7 Yandun 750 kV bus voltage curve

(标么值) 由 1.172 下降到 1.142，在方案 2 下最后稳定在 0.992~1.013。哈密母线暂态过电压 (标么值) 由 1.154 下降到 1.129，在方案 2 下最后稳定在

0.989~1.011。三塘湖母线暂态过电压(标么值)由1.125下降到1.104,在方案2下最后稳定在0.982~1.000。越靠近换流站,母线电压变化越大,并且在750 kV母线上,储能投切对电压的改善程度没有潮流经交直流线路转移改善的程度大,例如三塘湖750 kV母线电压,由原始方案到方案1下降约0.041,由方案1到方案2下降约0.018。

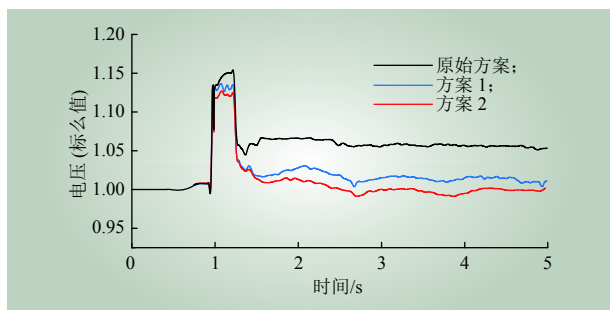


图 8 哈密 750 kV 母线电压曲线  
Fig. 8 Hami 750 kV bus voltage curve

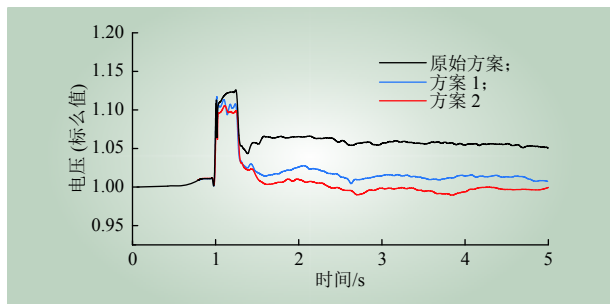


图 9 三塘湖 750 kV 母线电压曲线  
Fig. 9 Santanghu 750 kV bus voltage curve

(2) 哈密电网部分 220 kV 母线电压。仿真分析哈密电网中红星、回庄子和烟墩北的 220 kV 风电汇集母线处电压变化趋势,如图 10~12 所示。

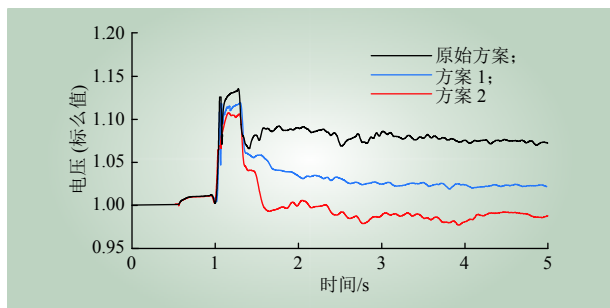


图 10 红星 220 kV 母线电压曲线  
Fig. 10 Hongxing 220 kV bus voltage curve

根据图 10~12,红星 220 kV 母线暂态过电压(标么值)由 1.128 下降到 1.105,在方案 2 下最后稳

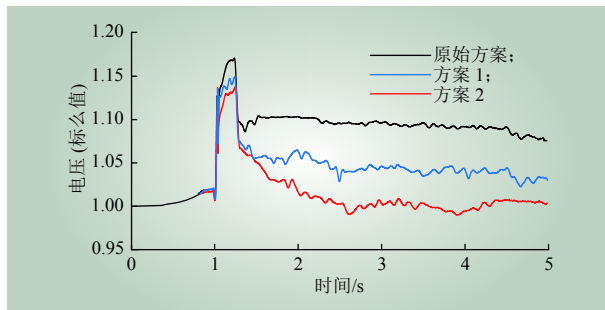


图 11 回庄子 220 kV 母线电压曲线  
Fig. 11 Huizhuangzi 220 kV bus voltage curve

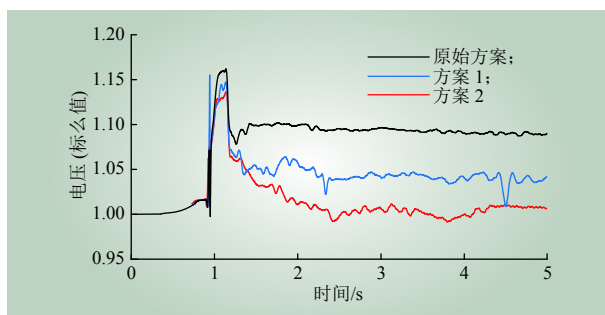


图 12 烟墩北 220 kV 母线电压曲线  
Fig. 12 Yandunbei 220 kV bus voltage curve

定在 0.975~0.993。回庄子 220 kV 母线暂态过电压(标么值)由 1.170 下降到 1.143,在方案 2 下最后稳定在 0.983~1.008。烟墩北 220 kV 母线暂态过电压(标么值)由 1.163 下降到 1.138,在方案 2 下最后稳定在 0.991~1.013。红星风电场与天山换流站电气距离最远,暂态压升最小,为 1.128。此时储能投切对电压的改善程度略小于潮流经交直流线路转移对电压的改善程度,例如回庄子 220 kV 母线电压,由原始方案到方案 1 下降约 0.054,由方案 1 到方案 2 下降约 0.043。

(3) 哈密电网部分 110 kV PCC 点母线电压。仿真分析哈密电网中望洋台西、庙尔沟和苦水东三处典型的 110 kV PCC 点母线电压变化趋势,如图 13~15 所示。

根据图 13~15,望洋台西 PCC 点母线暂态过电压(标么值)由 1.147 下降到 1.126,在方案 2 下最后稳定在 0.988~1.006。庙尔沟 PCC 点母线暂态过电压(标么值)由 1.166 下降到 1.150,在方案 2 下最后稳定在 0.964~1.004。苦水东 PCC 点母线暂态过电压(标么值)由 1.165 下降到 1.142,在方案 2 下最后稳定在 0.992~1.021。此时储能投切对



电压的改善程度与潮流经交直流线路转移对电压的改善程度相差不大，例如庙尔沟 PCC 点母线电压，由原始方案到方案 1 下降约 0.061，由方案 1 到方案 2 下降约 0.059。

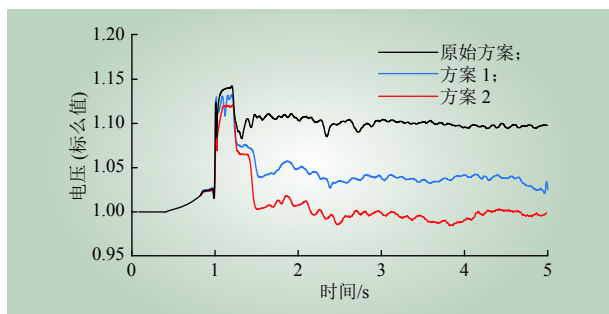


图 13 望洋台西 PCC 点母线电压曲线  
Fig. 13 Wangyangtaixi PCC bus voltage curve

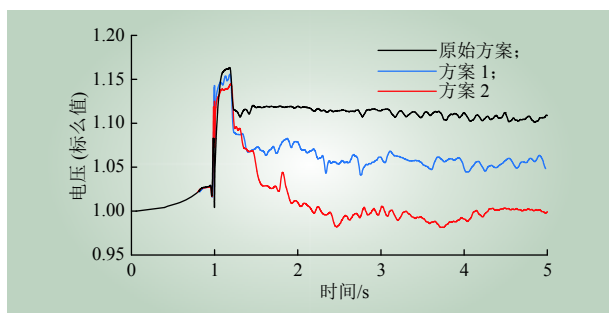


图 14 庙尔沟 PCC 点母线电压曲线  
Fig. 14 Miaoergou PCC bus voltage curve

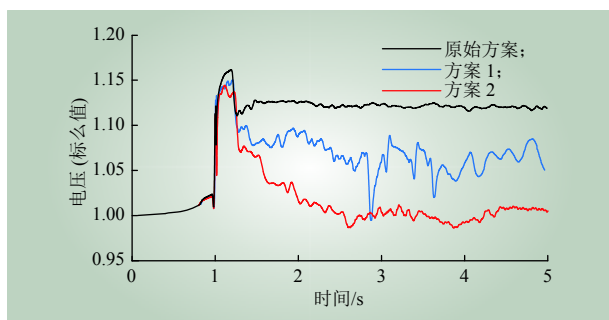


图 15 苦水东 PCC 点母线电压曲线  
Fig. 15 Kushuidong PCC bus voltage curve

## 5 结论

本文针对直流闭锁分析了暂态过电压的影响因素，重点梳理并分析了各种调控手段对于闭锁故障的调节能力，仿真验证了所提稳控措施的可行性。得出以下结论。

(1) 暂态过电压主要由闭锁后盈余的无功功率引起，交流系统强度、短路容量和直流输送的额定有功功率是其影响因素。

(2) 充分利用系统中现有调控手段可以更好地应对闭锁故障。健全外送通道潮流转移可以很大程度的平衡盈余量，功率型的储能可以灵活调控风电场的电压稳定性。

(3) 在电压等级较高的母线上，储能的投切对于电压的改善作用不如潮流转移，而在风电场 PCC 点，储能的投切对于风电场电压的改善效果相对明显。

相较传统极控和安控措施，所提稳控措施充分利用系统中现有资源，可为实际系统中紧急控制提供参考。面对既是送端系统又是受端系统等较为复杂的系统，稳控方案的制定依旧有待研究，而储能在面对闭锁故障时的具体控制策略同样需要深入研究。

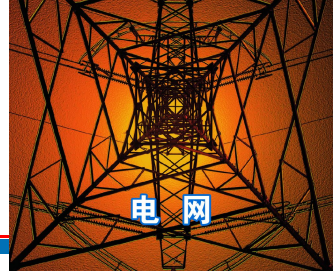
## 参考文献：

- [1] 王峰, 刘天琪, 丁媛媛, 等. 直流闭锁引起的暂态过电压计算方法及其影响因素分析 [J]. 电网技术, 2016, 40(10): 3059-3065.  
WANG Feng, LIU Tianqi, DING Yuanyuan, *et al.* Calculation method and influencing factors of transient overvoltage caused by HVDC blocking[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 3059-3065.
- [2] 尹纯亚, 李凤婷, 周识远, 等. 基于无功功率短路比的直流闭锁暂态过电压计算方法 [J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 150-157, 161.  
YIN Chunya, LI Fengting, ZHOU Shiyuan, *et al.* Calculation method of transient overvoltage due to DC blocking based on short circuit ratio of reactive power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 150-157, 161.
- [3] 屠竞哲, 杨莉, 黄涌, 等. 直流闭锁引发交流联络线功率波动的机理以及峰值计算 [J]. 电力自动化设备, 2013, 33(1): 12-17.  
TU Jingzhe, YANG Li, HUANG Yong, *et al.* Mechanism and peak value calculation of AC tie-line power swing caused by DC blocking[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(1): 12-17.
- [4] 程改红, 朱庆春, 燕京. 基于损耗最小化的南方西电东送通道功率优化分配实用方法 [J]. 中国电力, 2020, 53(10): 200-205.  
CHENG Gaihong, ZHU Qingchun, YAN Jing. A practical approach for optimal power distribution among the west-to-east power



- transmission channels with minimized losses[J]. *Electric Power*, 2020, 53(10): 200–205.
- [5] 方书博, 冯智慧, 张广洲, 等. 特高压交流直流并行输电线路混合电场分布 [J]. *中国电力*, 2020, 53(3): 84–90.  
FANG Shubo, FENG Zhihui, ZHANG Guangzhou, *et al.* Research on hybrid electric field distribution of UHV AC/DC parallel transmission lines[J]. *Electric Power*, 2020, 53(3): 84–90.
- [6] 游广增, 李华瑞, 李常刚, 等. 计及风电高频保护的送端电网多直流协同频率控制 [J/OL]. *中国电力*: 1–11[2020-04-15]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20200226.1610.017.html>.  
YOU Guangzeng, LI Huarui, LI Changgang, *et al.* Coordinative frequency control of multi HVDC links in sending power grid considering over-frequency protection of wind power generation [J/OL]. *Electric Power*, 1–11[2020-04-15]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20200226.1610.017.html>.
- [7] 刘红政, 樊艳芳. 特高压双直流送端电网直流闭锁故障稳控措施研究 [J]. *电测与仪表*, 2018, 55(17): 107–113.  
LIU Hongzheng, FAN Yanfang. Research of stability control strategies for UHV double DC sending-end grid occur DC block fault[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2018, 55(17): 107–113.
- [8] 冯长有, 姚伟锋, 江叶峰, 等. 特高压直流运行风险评估技术研究及应用 [J]. *智慧电力*, 2020, 48(7): 30–37.  
FENG Changyou, YAO Weifeng, JIANG Yefeng, *et al.* Study and application of UHVDC operation risk evaluation[J]. *Smart Power*, 2020, 48(7): 30–37.
- [9] 李峰, 蔡万通, 林勇, 等. 大规模风电集中接入下直流换相失败引发交流联络线功率波动的机理 [J]. *南方电网技术*, 2019, 13(11): 29–34.  
LI Feng, CAI Wantong, LIN Yong, *et al.* Mechanism of AC Tie-line power oscillation caused by commutation failure under the circumstance of large scale wind power connecting to power grid[J]. *Southern Power System Technology*, 2019, 13(11): 29–34.
- [10] 尹纯亚, 李凤婷, 王丹东, 等. 风电高渗透率交流外送系统直流闭锁稳控方案研究 [J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(3): 95–102.  
YIN Chunya, LI Fengting, WANG Dandong, *et al.* Research on stability control scheme for AC/DC hybrid transmission system with wind power high permeability under DC blocking[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(3): 95–102.
- [11] 罗煦之, 张健, 贺静波, 等. 计及暂态过电压约束的直流闭锁安控与极控协调控制研究 [J]. *电网技术*, 2015, 39(9): 2526–2531.  
LUO Xuzhi, ZHANG Jian, HE Jingbo, *et al.* Coordinated control research of stability control system and pole control system under DC system block considering transient overvoltage[J]. *Power System Technology*, 2015, 39(9): 2526–2531.
- [12] 钟显, 樊艳芳, 王一波, 等. 含高密度风电、交直流送端电网直流闭锁故障稳控方案研究 [J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(13): 130–138.  
ZHONG Xian, FAN Yanfang, WANG Yibo, *et al.* Research of stability control strategies for high density wind power, AC-DC sending grid bipole trip[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(13): 130–138.
- [13] 边娣. 送端弱同步电网中直流闭锁后系统的暂态分析 [D]. 吉林: 东北电力大学, 2019.  
BIAN Di. Transient analysis of weak synchronous sending end power grid after DC blocking[D]. Jilin, China: Northeast Dianli University, 2019.
- [14] 韩平平, 陈凌琦, 胡迪, 等. 直流闭锁暂态过电压对风电外送影响及其抑制措施 [J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(5): 99–105.  
HAN Pingping, CHEN Lingqi, HU Di, *et al.* Impact of transient overvoltage caused by DC block on wind power transmission and its suppression measure[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(5): 99–105.
- [15] 贺静波, 庄伟, 许涛, 等. 暂态过电压引起风电机组连锁脱网风险分析及对策 [J]. *电网技术*, 2016, 40(6): 1839–1844.  
HE Jingbo, ZHUANG Wei, XU Tao, *et al.* Study on cascading tripping risk of wind turbines caused by transient overvoltage and its countermeasures[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(6): 1839–1844.
- [16] 丁明, 张炎, 韩平平, 等. 大规模风电送端系统直流闭锁紧急控制策略研究 [J]. *太阳能学报*, 2019, 40(7): 1928–1937.  
DING Ming, ZHANG Yan, HAN Pingping, *et al.* Research of urgent control strategy under hvdc block for wind-thermal-bundled sending end system[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2019, 40(7): 1928–1937.
- [17] ADI F S, SONG H, KIM J S. Interlink converter controller design based on system identification of DC sub-grid model in hybrid AC/DC microgrid[J]. *IFAC-PapersOnLine*, 2019, 52(4): 45–50.
- [18] 袁森, 陈得治, 罗亚洲, 等. 直流闭锁冲击弱交流通道的稳定特性及多资源协调控制措施 [J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(8): 203–210.  
YUAN Sen, CHEN Dezhi, LUO Yazhou, *et al.* Stability characteristics and coordinated control measures of multi-resource for DC blocking fault impacting weak AC channel[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(8): 203–210.
- [19] 李朋. 储能电池用于改善电力系统暂态稳定的研究 [D]. 长沙: 湖





- 南大学, 2016.
- LI Peng. Research on battery energy storage system for improving the transient stability of power system[D]. Changsha: Hunan University, 2016.
- [20] 胡娟, 杨水丽, 侯朝勇, 等. 规模化储能技术典型示范应用的现状分析与启示 [J]. 电网技术, 2015, 39(4): 879–885.
- HU Juan, YANG Shuli, HOU Chaoyong, *et al.* Present condition analysis on typical demonstration application of large-scale energy storage technology and its enlightenment[J]. *Power System Technology*, 2015, 39(4): 879–885.
- [21] LI Yunhao, WANG Jianxue, GU Chenjia, *et al.* Investment optimization of grid-scale energy storage for supporting different wind power utilization levels[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2019, 7(6): 1721–1734.
- [22] 杨雨瑶, 张勇军, 林国营, 等. 含光储联合发电系统的配电网双目标拓展无功优化 [J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(22): 39–46.
- YANG Yuyao, ZHANG Yongjun, LIN Guoying, *et al.* Double-objective extended reactive power optimization in distribution network with photovoltaic-energy storage hybrid systems[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(22): 39–46.

#### 作者简介:

赵吉贤 (1995—), 男, 硕士研究生, 从事交直流系统的分析与控制研究, E-mail: 1406232213@qq.com;

李凤婷 (1965—), 女, 博士, 教授, 从事交直流混联系统的运行控制与保护研究, E-mail: xj1ft2009@sina.com。

(责任编辑 李博)

## Stability Control Strategy for Wind-Thermal-Storage Hybrid System with Multi-Channel Delivery under DC Blocking

ZHAO Jixian, LI Fengting, YIN Chunya

(School of Engineering Technology, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

**Abstract:** DC blocking can cause transient overvoltage in the wind-thermal-storage system with multi-channel delivery. Firstly, the paper analyzes the impact of the surplus reactive power and the strength of the sending-end system on the transient overvoltage of the AC system after blocking. Secondly, the paper analyzes the mechanism of various adjustment methods to deal with blocking faults, which include: the flow transfer of the remaining delivery channels except the blocking line, the regulation of pumped storage and power-type energy storage. And the action sequence is determined according to the characteristics of each method, and a coordinated stability control measure is proposed that comprehensively considers multiple adjustment methods. Finally, the Hami power grid model is built based on DIgSILENT for simulation verification. The simulation results show that coordinated multi-means stability control measure can effectively alleviate the transient overvoltage problem, reduce the number of machine cutting, avoid the cascading disconnection risk of wind turbines, reduce the control cost, and improve the coordination recovery ability of the AC system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No.51877185).

**Keywords:** AC-DC hybrid connection; DC blocking; flow transferring; pumped storage; wind-thermal-storage hybrid system; stability control measure