

# 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

袁森<sup>1</sup>,陈得治<sup>2</sup>,罗亚洲<sup>3</sup>,任建文<sup>1</sup>,宋云亭<sup>2</sup>,贾琳<sup>3</sup>,訾鹏<sup>3</sup>,  
王青<sup>2</sup>,李再华<sup>2</sup>,张晨<sup>2</sup>,李媛媛<sup>2</sup>,袁珩迪<sup>1</sup>,黄夏楠<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学 电气与电子工程学院,河北 保定 071003;2. 中国电力科学研究院有限公司,北京 100192;

3. 国家电网公司华北电力调控分中心,北京 100053)

**摘要:**电网建设过渡期“强直弱交”背景下,直流闭锁冲击弱交流通道的运行风险、防控难度和代价进一步加大,相关的特性和防控措施研究亟待深化与细化。依托实际电网,从以下3个方面仿真分析了直流闭锁冲击弱交流通道的稳定风险:弱交流通道与故障直流两者送受电不同方向的耦合风险、不同初始功率的交流通道承载直流冲击的风险、输送不同功率的单直流闭锁及多直流同时闭锁的冲击风险。针对防控上述冲击的传统切负荷安控存在的单一化、代价过大等不足,梳理并分析了抽蓄切泵、直流功率调制及精准切负荷等多种安控资源的特点,建立了多资源协调控制的优化模型,启发式地确定了参与协调控制的多资源的动作顺序,提出了计及网络安全约束的直流功率调制等多资源控制量的确定方法。实际电网的仿真结果验证了多资源协调控制策略的有效性及其降低控制代价的效果。

**关键词:**强直弱交;直流闭锁;抽蓄切泵;精准切负荷;直流功率紧急调制;协调控制;稳定性

中图分类号:TM 721

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.08.029

## 0 引言

随着大容量特高压交/直流的逐步建设、投运,我国已形成更大规模的区域互联电力系统,但处于建设过渡期的电网存在“强直弱交”的情况,直流闭锁等故障冲击弱交流通道的失稳风险较大,对此学者们开展了相关的特性及防控研究。文献[1-6]研究了直流闭锁等故障下交流联络线功率波动及越静态稳定极限的特性和机理;文献[7-14]研究了应对直流闭锁故障的安控方案,提出了切负荷、切泵、直流调制等多种安控资源及策略,但没有考虑综合多资源的协调控制。

未来目标年华北电网将投入多条外送、馈入特高压直流,华北-华中的“晋长治—南阳—荆门”特高压联络断面(简称“长南线”)相对薄弱,整体呈现“强直弱交”的特征。特高压直流若发生闭锁故障,大范围的潮流转移会对长南线造成冲击,存在越静态稳定极限的风险<sup>[4]</sup>。多条特高压直流的投运使长南线受冲击的方式变得更加复杂多变,存在多直流相继或同时闭锁的可能性,加大了冲击程度,控制难度和控制代价进一步加大,因此,依托电网新形势下的变化,开展直流闭锁冲击弱交流通道的深化和细化研究尤显必要。

收稿日期:2017-05-14;修回日期:2018-06-20

基金项目:国家电网公司科技项目(多交流特高压通道强耦合大受端电网稳定控制及系统保护方案研究)(XT71-16-043)

Project supported by the Science and Technology Project of SGCC ( Research on Stable Control and System Protection Scheme for the Large Receiver-side Power Grid of Multi-AC UHV Channel Strong Coupling ) (XT71-16-043)

本文结合华北电网特高压直流闭锁冲击弱交流通道的多种复杂方式开展特性研究,并针对冲击的防控,从提升有效性、降低代价、丰富手段等角度出发,研究了抽蓄切泵、直流功率调制、精准切负荷、常规切负荷等多种资源的协调控制措施。实际电网的仿真结果验证了措施的有效性。

## 1 实际电网“强直弱交”典型场景概述

未来华北与其他区域电网之间的特高压交直流互联电网结构如图1所示。

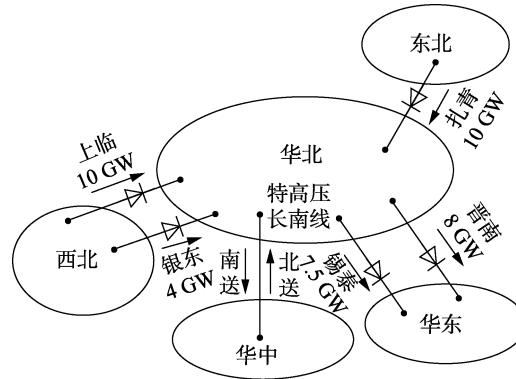


图1 特高压交直流互联系统结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of UHV AC/DC interconnected system

华北和华中电网通过特高压长南线互联,存在2种运行方式:丰水期北送(华中电网向华北电网送电)和枯水期南送(华北电网向华中电网送电)。受入特高压直流上临、扎青功率各10 GW、高压直流银东功率4 GW;外送特高压直流锡泰、晋南功率分别为7.5 GW、8 GW。特高压直流与长南线都存在外送与受入2种方式,基于输电方向,定义如表1所示的

交直流输电方式,便于后文开展研究。

表1 交直流输电方式  
Table 1 AC/DC transmission modes

输电方式	具体描述
同向传输	长南线受入(北送方式)、直流受入
	长南线外送(南送方式)、直流外送
异向传输	长南线外送(南送方式)、直流受入
	长南线受入(北送方式)、直流外送

本文主要基于长南线北送 2.5 GW、5.5 GW 及南送 3 GW 和长南线零功率等典型方式开展研究。采用的仿真工具为中国电科院开发的 PSD-BPA 潮流和暂态稳定程序,其中的直流模型为基于 ABB 实际控制器的准稳态模型。

## 2 典型系统下直流闭锁冲击弱交流通道的机理及特性

建立与华北电网“强直弱交”特征吻合的等值小系统,基于文献[6]提出的直流冲击弱交流通道的稳定机理,进一步分析交直流不同输电方式下的冲击耦合机理与特性。

### 2.1 交直流送受电同方向的耦合特性

建立符合长南线北送、直流受电的同向传输方式的等值系统,如图 2 所示。图中,区域 A、B 都为等值华北实际区域电网,其间为弱交流通道相连(模拟等值长南线的弱高压交流通道); $P_{AB}$ 、 $P_D$  分别为区域 A 和 B 互联的弱交流线路功率、区域 A 和 C 互联的直流传输功率,交流线路功率  $P_{AB}$  的不同方向可用于模拟交直流不同输电方式; $P_{GA}$ 、 $P_{GB}$ 、 $P_{GC}$  为区域等值发电机机械功率; $U_A \angle \theta_A$ 、 $U_B \angle \theta_B$ 、 $U_C \angle \theta_C$  为母线电压; $X_A$ 、 $X_B$ 、 $X_C$  为等值线路电抗; $X_{AB}$  为区域 A、B 之间联络线路电抗; $P_{LA}$ 、 $P_{LB}$ 、 $P_{LC}$  为区域负荷功率。

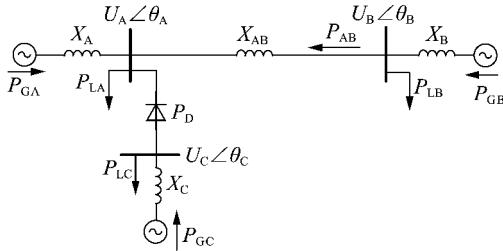


图 2 特高压交直流互联系统等值模型(区域 B→区域 A)

Fig.2 Equivalent model of UHV AC/DC interconnected system(Area B→Area A)

在区域 B 向区域 A 送电的情况下,受入区域 A 的直流发生闭锁故障时可得等效单机转子运动方程如下:

$$\frac{d^2\delta'}{dt^2} = \frac{P_{GB}}{M_B} - \frac{P_{GA}}{M_A} - \frac{P_D}{M_A} - \left( \frac{P_{LB}}{M_B} - \frac{P_{LA}}{M_A} \right) - \left( \frac{1}{M_B} + \frac{1}{M_A} \right) \frac{u_A u_B}{X_{AB}} \sin(\theta_B - \theta_A) = P'_T - P'_E \sin \delta' \quad (1)$$

其中, $\delta' = \theta_B - \theta_A$ ;  $M_A$ 、 $M_B$  分别为区域 A、B 的等值发电机惯量;  $P'_T$  为等效机械功率;  $P'_E \sin \delta'$  为等效电磁功率。

式(1)所示功角特性曲线见图 3。图中, $\delta'_0$  为初始运行时刻的功角。

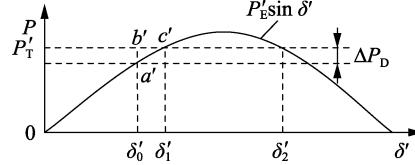


图 3 同向传输方式下等值系统的功角特性曲线  
(区域 B→Area A)

Fig.3 Power-angle characteristic curve of equivalent system under synclastic transmission mode(Area B→Area A)

直流闭锁时,系统的等效机械功率  $P'_T$  将瞬时增大  $\Delta P_D$ , 转子加速,当运行点移动到临界稳定点  $d'$  时,若减速面积  $S_{c'd'}$  仍小于加速面积  $S_{a'b'c'}$ ,则系统失稳,失稳模式为第一摆功角失稳;否则系统稳定。

### 2.2 交直流送受电异向的耦合特性

以长南线南送、受入直流发生闭锁故障为例,可得到近似的单机转子运动方程如下:

$$\begin{aligned} \frac{d^2\delta''}{dt^2} &= \frac{P_{GA}}{M_A} - \frac{P_{GB}}{M_B} + \frac{P_D}{M_A} - \left( \frac{P_{LA}}{M_A} - \frac{P_{LB}}{M_B} \right) - \\ &\quad \left( \frac{1}{M_B} + \frac{1}{M_A} \right) \frac{u_A u_B}{X_{AB}} \sin(\theta_A - \theta_B) = \\ &P''_T - P''_E \sin \delta'' \end{aligned} \quad (2)$$

其中, $\delta'' = \theta_A - \theta_B$  为等效功角;  $P''_T$  为等效机械功率;  $P''_E \sin \delta''$  为等效电磁功率。

式(2)所示功角特性曲线见图 4。

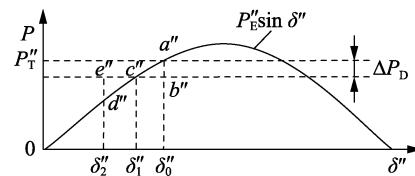


图 4 异向传输方式下等值系统的功角特性曲线  
(区域 A→Area B)

Fig.4 Power-angle characteristic curve of equivalent system under differential transmission mode(Area A→Area B)

直流闭锁后,等效机械功率将瞬时减小  $\Delta P_D$ , 转子减速,越过点  $c''$  后,转子加速,此传输方式下加速面积一般都能等于减速面积,系统稳定。但在长南线南送的初始功率较小、多直流同时闭锁的严重故障情况下,因功率缺额过大,发生故障后长南线暂态功率的流向由南送变成北送,并且随着暂态功率的进一步增大,可能造成系统失稳,此时的失稳机理同 2.1 节。

### 2.3 交直流初始功率的不同对冲击的影响

若直流初始运行功率增大,由式(1)、图 3 可知,

直流闭锁后的 $\Delta P_D$ 也相应增大,不平衡功率导致的加速面积也更大,从而使系统稳定性降低,直流闭锁对弱交流通道的冲击更强;若交流通道初始运行功率增大,由式(1)、图3可知,稳态运行点 $a'$ 更加靠近功角曲线的“鼻子点”,闭锁故障后系统的减速面积 $S_{c,a'}$ 减小,系统安全稳定性降低,交流通道承载直流的冲击能力更弱。

按同向、异向传输方式的定义,同理可揭示长南线北送及南送方式下外送直流闭锁故障的特性。

### 3 实际系统直流闭锁冲击弱交流通道的风险分析

特高压长南线上安装了振荡解列装置。本文采用解列装置动作的时刻来量化表征直流闭锁故障对特高压长南线的冲击程度,解列时间越快表明冲击程度越严重。

#### 3.1 交直流送受电方向的耦合风险

长南线北送2.5 GW功率及南送3 GW功率的典型方式下,对比分析受入的上临直流及外送晋南直流双极闭锁时的耦合特性。故障后的系统特性曲线及仿真结果分别如图5、表2所示。

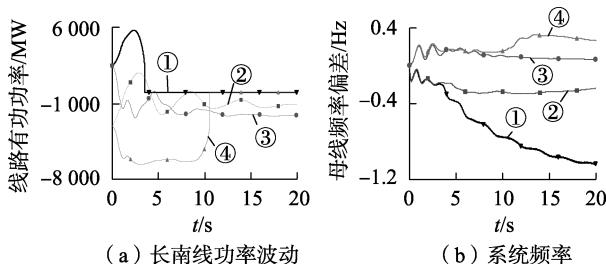


图5 发生闭锁故障后的系统特性曲线  
Fig.5 System characteristic curves after occurring blocking fault

表2 发生闭锁故障后的仿真结果

Table 2 Simulative results after occurring blocking fault

功率传输方式	故障直流	越静态稳定极限情况	是否解列	系统频率
北送2.5 GW	受入直流	越静态稳定极限	解列	频率低至49 Hz,可能触发低频减载动作
	外送直流	系统不发生失稳		无频率问题
南送3 GW	受入直流	系统不发生失稳	不解列	频率低至约49.7 Hz,无频率问题
	外送直流	越静态稳定极限		存在高频风险

综上,实际电网的仿真结果验证了典型系统的机理分析,直流闭锁故障下,同向传输方式下的长南线越静态稳定极限并发生解列的风险要比异向传输方式下越静态稳定极限并发生解列的风险高,解列后系统规模减小更易出现频率问题,系统运行风险加大。

### 3.2 交直流不同初始功率及多直流同时闭锁冲击风险

#### 3.2.1 不同初始功率的弱交流通道的承载能力

上临直流双极闭锁,对比分析长南线北送0.25 GW、5.5 GW功率传输方式下承受直流闭锁冲击的差异性,结果如表3所示,以闭锁后长南线越静态稳定极限的解列时刻来量化表征。

表3 上临直流闭锁时不同初始功率下长南线解列情况

Table 3 Separation conditions of Changnan Line with different initial power when Shanglin DC is blocked

北送功率/GW	解列时间	北送功率/GW	解列时间
0	不解列	5.5	103个周期
2.5	175.5个周期		

仿真结果表明,随着长南线北送初始功率的增大,解列时间逐步缩短,受入直流闭锁后系统失稳的风险逐渐加大,即长南线的承载能力逐渐减弱。

#### 3.2.2 闭锁直流不同功率及多直流同时闭锁时的冲击风险

因华北有上临、扎青、银东3条受入直流近电气距离集中落点山东省内,且其中的上临、银东2条直流是送端都位于西北宁夏的同送、同受直流,当交流网架发生N-2、单相开关拒动等严重故障时,易导致多直流同时连续换相失败,直流运行持续不稳定,出于保护直流设备本体等目的,直流保护将动作并闭锁直流,即存在多直流同时闭锁的可能。

基于长南线北送5.5 GW功率,仿真4 GW银东直流闭锁、10 GW上临直流闭锁及上临、银东两直流同时闭锁(14 GW)下长南线的暂态功率波动及解列情况,比对分析3种直流闭锁方式对弱交流通道的冲击,仿真结果如表4所示。

表4 3种直流闭锁方式下长南线解列情况

Table 4 Separation conditions of Changnan Line under three DC blocking modes

直流闭锁方式	解列时间	直流闭锁方式	解列时间
4 GW 银东直流闭锁	239.5个周期	上临、银东两直流同时闭锁(14 GW)	98个周期
10 GW 上临直流闭锁	103个周期		

由仿真结果对比可知,随着解列速度的加快,冲击强度逐步增大、风险更大,防范力度需加强,尤其是应对多直流同时闭锁的风险。

### 4 应对直流闭锁对弱交流通道冲击的多资源协调控制措施

电网建设过渡期“强直弱交”下,直流故障冲击风险加大,防控代价也将进一步增加,尤其是多直流同时闭锁的情况,因此,为了增强系统的安全防御性并降低控制代价,除常规切负荷安控外,需要研究计

及多资源的协调控制措施。

#### 4.1 华北网内可控资源梳理

##### a. 常规切负荷安控。

切负荷安控是应对电网故障的重要举措<sup>[10]</sup>,正常情况下其动作得越早,控制效果越好,考虑到安控信号传递及开关动作等所需的时间,一般设定为故障后0.2 s动作;主要采用集中切负荷,执行站一般选择能提供必要可切量的、灵敏度较高的变电站,其站内110 kV线路、10 kV馈线或10 kV主变开关为主要切除对象。

随着投运直流的容量逐渐加大,若仅采取该措施,控制代价过大。本文针对馈入山东电网的直流,其闭锁后切负荷地点都位于山东省。

##### b. 抽蓄切泵。

抽蓄机组从启动运行到满负荷需1~2 min,且由抽水状态转换到发电状态仅需3~4 min,工况转换迅速<sup>[8]</sup>。抽蓄机组运行在负荷状态时,可采用切泵替代传统的切负荷安控,达到维持系统稳定的目的。

目标年华北抽蓄机组可控量为4 270 MW,包括北京十三陵抽蓄电站(4×200 MW)、河北南网张河湾抽蓄电站(4×250 MW)、山西西龙池抽蓄电站(4×300 MW)、山东泰山抽蓄电站(4×250 MW)及冀北抽蓄电站(3×90 MW)。

##### c. 精准切负荷。

传统的切负荷安控技术以切除主变和高压负荷线为主,对用户影响大、可选择容量小,大规模切负荷的实现较为困难。

精准切负荷是电网运行的一种创新技术<sup>[15]</sup>,具有点多面广、选择性强、对用户影响小、可在毫秒级实现精准控制的优势,通过与传统负荷控制系统的协同作用,可满足多直流闭锁故障对大量切负荷的客观要求,是保障过渡期电网安全的有效手段。

为了应对直流闭锁故障,计划在特高压直流受端省份推广精准切负荷控制,华北电网在馈入直流的山东预计部署总量1 500 MW的精准切负荷资源。

##### d. 直流功率调制。

直流系统高度可控、调节速度快,具有较强的功率调节能力,可利用直流调制配合常规安控措施,提升稳定性、减少控制代价。华北电网包含了送、受并存的多回直流,当受入直流发生闭锁故障时,可将其余外送直流进行功率紧急速降调制。

#### 4.2 多资源协调控制优化模型

对抽蓄切泵、直流功率调制、精准切负荷以及常规切负荷安控进行协调控制,实现以常规切负荷代价最小化来维持直流闭锁后长南线不解列的优化目标。

优化模型目标函数如下:

$$\min P_{\text{fh}} = \min(P_{\text{fh},0} - c_{\text{ex}}P_{\text{ex}} - c_{\text{d}}P_{\text{d}} - c_{\text{jz}}P_{\text{jz}}) \quad (3)$$

其中, $\min P_{\text{fh}}$ 为常规切负荷安控量最小; $P_{\text{fh},0}$ 为仅采取常规切负荷安控维持直流闭锁后长南线不解列的切负荷量; $P_{\text{ex}}, P_{\text{d}}, P_{\text{jz}}$ 分别为抽蓄切泵、直流功率调制及精准切负荷的措施量; $c_{\text{ex}}, c_{\text{d}}, c_{\text{jz}}$ 分别为采取抽蓄切泵、直流功率调制及精准切负荷措施下单位措施量可减少的常规切负荷量。

协调控制在解决长南线解列问题时,不应引发华北电网其他安全稳定问题(调制直流时可能引起直流对端电网的安全问题,暂不考虑),即需满足如下约束。

##### a. 长南线在静态稳定极限内的不等式约束。

$$S_0 - P_{\text{ex}} \frac{dS}{dP_{\text{ex}}} - P_{\text{d}} \frac{dS}{dP_{\text{d}}} - P_{\text{jz}} \frac{dS}{dP_{\text{jz}}} - P_{\text{fh}} \frac{dS}{dP_{\text{fh}}} \leq S_{\text{lim}} \quad (4)$$

其中, $S_0$ 为直流闭锁长南线功率摆动峰值; $dS/dP$ 为各安控措施实施后长南线功率摆动峰值的改变量; $S_{\text{lim}}$ 为长南线静态稳定极限。

##### b. 元件在热稳定极限内的不等式约束。

重点关注安控措施实施后省间断面、调制直流近区线路等元件的过载问题,即:

$$P_{\text{ex}} \frac{dP_s}{dP_{\text{ex}}} + P_{\text{d}} \frac{dP_s}{dP_{\text{d}}} + P_{\text{jz}} \frac{dP_s}{dP_{\text{jz}}} + P_{\text{fh}} \frac{dP_s}{dP_{\text{fh}}} + P_{s,0} \leq P_{s,\text{max}} \quad (5)$$

$$P_{\text{ex}} \frac{dP_{ds}}{dP_{\text{ex}}} + P_{\text{d}} \frac{dP_{ds}}{dP_{\text{d}}} + P_{\text{jz}} \frac{dP_{ds}}{dP_{\text{jz}}} + P_{\text{fh}} \frac{dP_{ds}}{dP_{\text{fh}}} + P_{ds,0} \leq P_{ds,\text{max}} \quad (6)$$

其中, $P_{s,\text{max}}, P_{ds,\text{max}}$ 分别为省间断面、直流近区元件的热稳定限额; $P_{s,0}, P_{ds,0}$ 分别为省间断面、直流近区元件的初始功率; $\frac{dP_s}{dP}, \frac{dP_{ds}}{dP}$ 分别为各安控措施实施后省间断面、直流近区元件的功率改变量。

##### c. 电压不等式约束。

重点关注安控措施实施后省间断面、调制直流近区节点电压越限问题,即:

$$U_{n,\text{min}} \leq P_{\text{ex}} \frac{dU_n}{dP_{\text{ex}}} + P_{\text{d}} \frac{dU_n}{dP_{\text{d}}} + P_{\text{jz}} \frac{dU_n}{dP_{\text{jz}}} + P_{\text{fh}} \frac{dU_n}{dP_{\text{fh}}} + U_{n,0} \leq U_{n,\text{max}} \quad (7)$$

$$U_{dn,\text{min}} \leq P_{\text{ex}} \frac{dU_{dn}}{dP_{\text{ex}}} + P_{\text{d}} \frac{dU_{dn}}{dP_{\text{d}}} + P_{\text{jz}} \frac{dU_{dn}}{dP_{\text{jz}}} + P_{\text{fh}} \frac{dU_{dn}}{dP_{\text{fh}}} + U_{dn,0} \leq U_{dn,\text{max}} \quad (8)$$

其中, $U_{n,\text{min}}, U_{n,\text{max}}$ 和 $U_{dn,\text{min}}, U_{dn,\text{max}}$ 分别为省间断面和直流近区节点的电压下限、上限; $U_{n,0}, U_{dn,0}$ 分别为省间断面、直流近区节点的初始电压; $dU_n/dP$ 、 $dU_{dn}/dP$ 分别为安控措施实施后省间断面、直流近区关键节点的电压改变量。

#### d. 其他约束。

在安控措施动作后华北电网其他网架应保证潮流、电压、频率、功角等都在运行要求范围内。

### 4.3 优化模型求解

求解算例基于长南线北送 5.5 GW 功率、受入的 10 GW 上临直流双极闭锁方式。故障后不采取措施,长南线越静态稳定极限,华北-华中相对功角失步。

#### 4.3.1 多资源协调控制顺序

为了实现优化模型式(3)所示的最小化优化目标,可启发式地确定参与协调控制的多资源优化动作次序,抽蓄切泵与直流功率调制都不损失负荷,但与直流功率调制相比,抽蓄切泵只涉及当地电网,但直流功率调制涉及送端电网和受端电网,操作代价更大;精准切负荷虽然损失负荷,但是造成的影响小。综上,确定多资源协调控制的优先级如下:抽蓄切泵>多直流紧急功率调制>精准切负荷,当控制容量不足时,再考虑常规切负荷安控,这样可减少控制代价,实现优化目标。

#### 4.3.2 计及电网安全约束的多资源控制量优化

由优化模型式(3)可知,在  $P_{th,0}$  一定的情况下,按照协调控制优先级,在常规切负荷实施之前实施抽蓄切泵、直流功率调制、精准切负荷的措施量越大,所需的常规切负荷量则越少,进而控制代价减小。

多资源控制措施量由如下 2 个主要因素决定。

a. 可组织的可控资源或者由措施执行的设备本体安全决定的最大控制量。

对于抽蓄切泵而言,华北目标年可组织 4 270 MW 控制量;精准切负荷、常规安控切负荷在直流馈入的山东省内组织,目标年精准切负荷量预估为 1 500 MW,常规切负荷安控量在本文中认为是待优化的变量。

直流功率紧急调制包括速降和提升,由直流本体的安全确定可供调控的最大量。速降的调制量与直流最小输送功率相关,而最小输送功率主要取决于最小直流电流,原则上最小直流电流可为额定值的 5%~10%,则直流速降调制量最大可降至 10% (降低幅度 90%)<sup>[16]</sup>;因直流过负荷运行时间通常较短,而电网事故的清除时间不定,故为了避免应对事故的直流功率提升导致直流本体长时间过负荷,影响直流本体的安全,本文暂不考虑将直流功率的紧急提升作为调控措施,因此,应对馈入山东的上临直流闭锁问题,馈入山东的其他 2 条直流扎青、银东不参与协调控制。

b. 受电网安全约束的多资源控制量。

在因素 a 的基础上进一步考虑因素 b 来确定控制量。以故障直流落点省份电网为边界,可将华北

可控资源界定为区内、区外资源。对于馈入山东的上临直流闭锁而言,区内资源包括山东省内的抽蓄切泵及精准、常规切负荷;其余的山东省外抽蓄切泵及落点山西、锡盟的晋南和锡泰外送直流的紧急功率速降为区外资源。

由定性分析可知,对于解决长南线问题,区内与区外资源的控制效果都是一致的,但两者对电网其他安全问题的影响是不一样的。区内资源可就地平衡区内直流闭锁带来的功率不平衡量,不会有较大的功率穿越,对电网安全的影响较小;反之,区外资源的实施将导致大量的功率穿越省间联络断面,在解决长南线问题的同时,对电网其他安全问题冲击较大。为了实现式(3)所示的优化目标,必然要加大区外的安控措施量,与可能引发的电网其他安全问题相矛盾,因此,需要重点分析计及网络安全的区外直流功率调制、抽蓄切泵措施量的确定。

抽蓄切泵虽然控制量较大,但实施地点较为分散,对局部电网以及抽蓄切泵实施省的对外联络断面的安全影响有限,更多地体现在对山东省对外联络断面的安全影响上。外送直流的速降调制量有较大裕度,且地点集中,除了对省间断面产生影响,对近区电网的安全也会造成较大的影响。

以分析计及电网安全的区外直流功率调制量为重点,兼顾抽蓄切泵,分别设定锡泰、晋南 2 条直流功率分别速降 10%、20%,切泵 4 270 MW,分析直流功率调制、抽蓄切泵对直流近区和省间断面安全的冲击影响,并以此为基础确定合理的区外直流管理调制量和抽蓄切泵量。具体协调控制措施如下:

a. 抽蓄切泵(全部)+直流功率调制速降 10%+切负荷;

b. 抽蓄切泵(全部)+直流功率调制速降 20%。

仿真结果如图 6 所示(图中母线正序电压为标幺值,后同)。

锡泰直流主要输送锡盟电源基地的风火电力,过渡期配套电源投入少,同时,迫于节能减排的压力,配套电源将开发投入大规模风电,风电无功支撑和故障穿越的能力不足,与电网耦合运行的风险加大;锡盟电源基地与华北主网仅通过锡盟—胜利—廊坊特高压直流点对网长距离连接,网架结构相对较弱,为了满足锡泰直流 7 500 MW 的输送功率,从华北主网输电约 3 000 MW 至锡盟基地。

锡盟直流速降后,与主网输送的潮流形成“对冲”,减轻了锡盟直流近区潮流,电压较大幅度攀升,大规模风电并网的弱无功支撑加剧了攀升幅度。由仿真结果可知,直流速降 10% 相较于速降 20%,直流输送功率降低了 750 MW,锡盟—胜利—廊坊稳态潮流由 2 300 MW 减少至 1 570 MW,锡泰直流换流母线电压由 1.03 p.u. (543.4 kV, 基准电压为 525

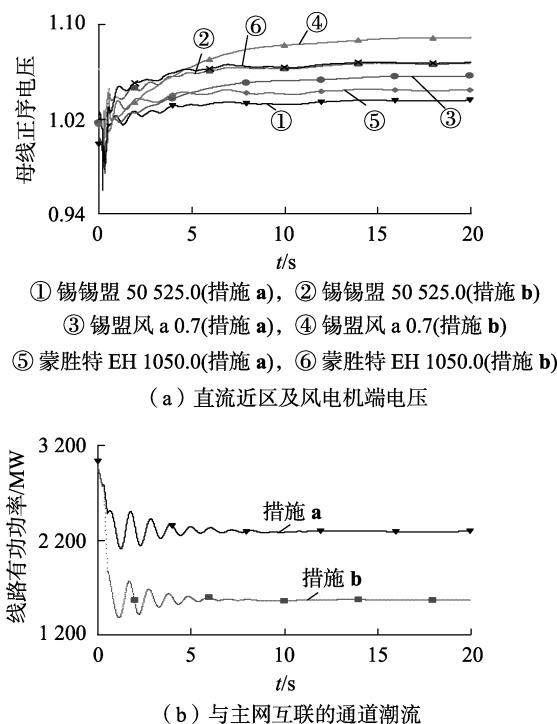


图 6 直流调制不同控制量下锡盟网架安全约束对比  
Fig.6 Comparison of security constraint of Ximeng network with DC modulation of different control quantities

kV) 增大到 1.07 p.u. (562 kV) 左右, 近区风电机端电压由 1.056 p.u. 增至 1.09 p.u. 左右, 存在过电压问题(稳态过电压限值 550 kV), 风电也因高压故障穿越性能不足存在连锁脱网风险。晋南直流近区网架较强, 无过载、电压问题。多措施下华北网架安全约束中晋南直流近区及省间断面仿真结果如图 7 所示。

由仿真结果可知, 系统无其余安全问题, 省间断面潮流波动较大, 但无越限问题, 电压波动在合理范围内。

综上, 如果锡泰直流采取速降功率 20% 的措施来应对长南线越静态稳定极限问题, 可能会带来其他的安全稳定问题, 因此, 建议锡泰直流最大速降幅度为 10%。同理, 为了便于实施, 另外一条晋南直流的速降幅度也设定为 10%; 由于没有引发省间断面以及切泵近区的安全稳定问题, 因此对 4 270 MW 的切泵量不做调整。

#### 4.3.3 多资源协调控制的仿真效果

基于 4.3.1、4.3.2 节优化得到的协调控制顺序、协调控制量, 提出应对典型方式下上临直流闭锁 10 000 MW 故障的协调控制措施: 抽蓄切泵 4 270 MW, 锡泰、晋南两直流合计速降 1 550 MW(直流功率的 10%), 精准切负荷 1 500 MW, 常规切负荷安控 1 000 MW。采取协调控制措施前、后长南线功率对比如图 8 所示。按多资源优先级、控制量依次投入措施情况下常规负荷损失量如表 5 所示。

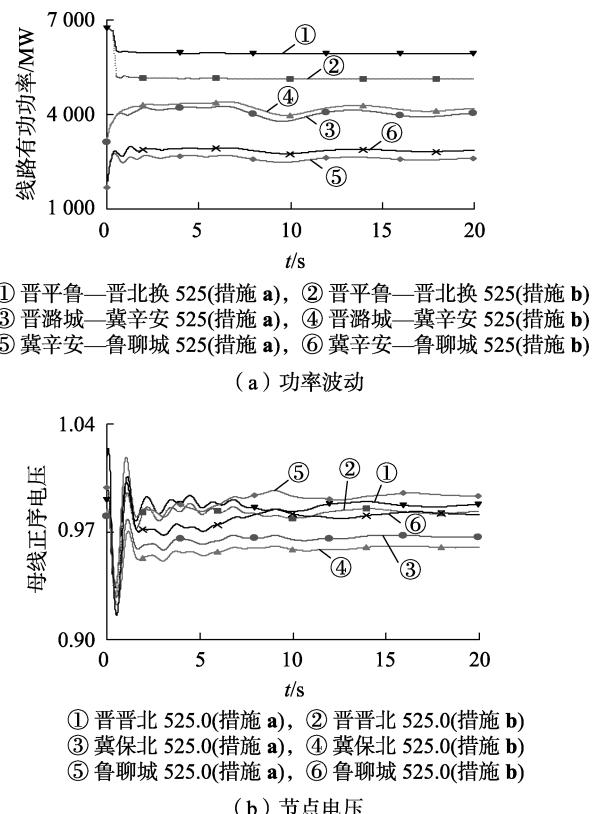


图 7 晋南直流近区及省间断面仿真结果  
Fig.7 Simulative results of Jinnan DC near area and sections between provinces

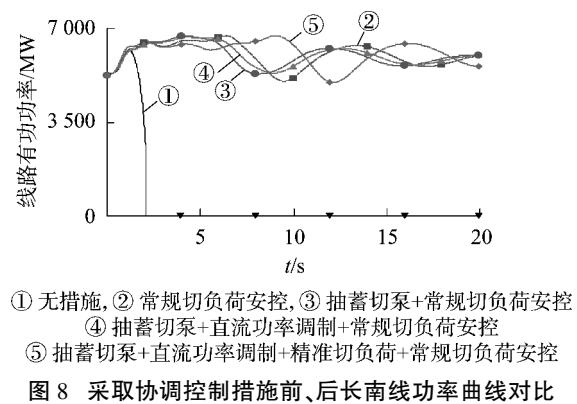


图 8 采取协调控制措施前、后长南线功率曲线对比  
Fig.8 Comparison of power curve of UHV Changnan Line before and after implementing coordinated control measure

表 5 按多资源优先级、控制量依次投入措施情况下  
常规负荷损失量

Table 5 Conventional load loss in case of implementing measures according to priority and control quantity of multi-resource

措施	措施量	常规负荷损失	MW
常规切负荷安控	10 000	10 000	
抽蓄切泵+常规切负荷安控	4 270+5 000	5 000	
抽蓄切泵+直流功率调制+常规切负荷安控	4 270+1 550+2 500	2 500	
抽蓄切泵+直流功率调制+精准切负荷+常规切负荷安控	4 270+1 550+1 500+1 000	1 000	

由仿真结果可知, 故障发生后依照事先定好的

多资源优先级、控制量依次投入应对措施,长南线不解列,系统稳定,在有效提升系统安全性的同时,常规切负荷损失逐步降低,最大可降低9 000 MW,减小了应对直流闭锁严重故障的维稳代价。

#### 4.4 多资源协调控制系统框架

针对特高压直流或多直流同时闭锁故障冲击大、安控措施量不足等问题,本文设计了抽蓄切泵、多直流调制、精准切负荷及常规切负荷安控等多资源的协调控制系统框架,以增强电网稳定性、降低维稳代价。

应对严重直流闭锁故障的多资源协调控制框架示意图如图9所示。利用可控资源建立三层主从控制结构框架,同时采取异地双重化配置以确保系统的可靠性。在电网运行过程中实时监测各回直流、所有抽蓄机组及大量可控负荷等多资源实时运行状态,当直流闭锁故障发生时,按照多资源的优先级、控制量依次投入协调控制措施,维持系统安全稳定。

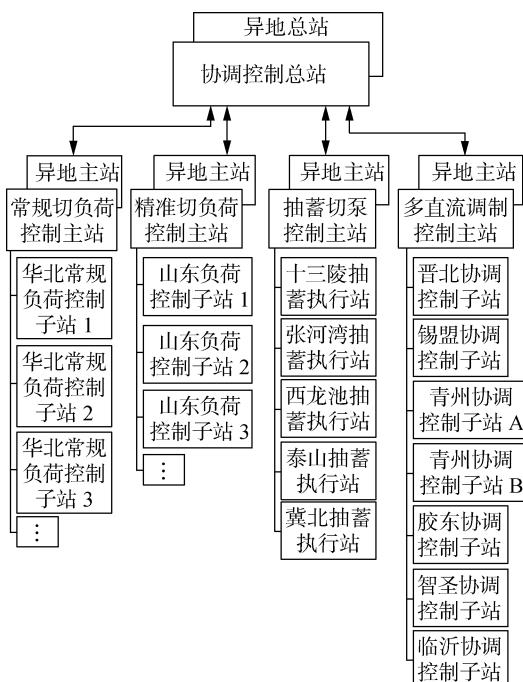


图9 对应严重直流闭锁故障多资源协调控制框架示意图

Fig.9 Framework diagram of multi-resource coordinated control coping with severe DC blocking faults

## 5 结论

本文在直流闭锁冲击弱交流通道安全稳定机理的基础上,仿真分析了实际电网在多种冲击方式下的运行风险,提出了应对冲击的多资源协调控制措施,所得主要结论如下。

a. 弱交流通道、故障直流同向传输方式下,直流闭锁对弱交流通道冲击的失稳风险要高于异向传输方式;随着弱交流通道初始功率的不断加大,弱交流通道承载直流闭锁冲击的能力逐步下降、失稳风险加大;直流运行功率逐渐加大及多直流同时闭锁,闭

锁后失稳风险增加。上述分析提出采用长南线解列装置动作时间量化表征冲击程度及风险。

b. 针对严重的直流闭锁故障下常规安控量过大、安控手段单一的缺陷,梳理分析了可供应用的多种新的安控资源及其特点,包括抽蓄切泵、直流调制及精准切负荷等;建立了多资源协调控制应对直流闭锁冲击弱交流通道的优化模型,利用启发式方法对优化模型进行求解,结合华北电网实际确定了多资源的协调控制顺序;提出了计及网络安全约束确定多资源安控量的方法;建立了应对严重直流闭锁故障的多资源协调控制框架。

c. 提出了多资源协调控制的具体策略:按照确定的协调控制资源优先级、控制量,依次投入抽蓄切泵、直流功率调制、精准切负荷及常规切负荷安控,仿真量化了协调控制的效果。仿真结果表明:基于本文所提多资源协调控制模型及求解方法得到的控制策略,能在提升系统稳定性的同时,有效地降低控制代价。

## 参考文献:

- [1] 贺静波,伦涛,陈刚,等.特高压交流联络线潮流和电压波动特性分析[J].电网技术,2012,36(9):56-60.  
HE Jingbo, LUN Tao, CHEN Gang, et al. Analysis on power flow and voltage fluctuation of tie line in UHVAC power grid[J]. Power System Technology, 2012, 36(9):56-60.
- [2] 洪峰,陈金富,段献忠,等.弱互联大区电网联络线功率振荡研究[J].中国电机工程学报,2011,31(10):46-51.  
HONG Feng, CHEN Jinfu, DUAN Xianzhong, et al. Research on tie line power flow oscillation in weak interconnection power grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(10):46-51.
- [3] 陈磊,刘辉,闵勇,等.两区域互联系统联络线功率波动理论分析[J].电网技术,2011,35(10):53-58.  
CHEN Lei, LIU Hui, MIN Yong, et al. Theoretical analysis on tie-line power oscillation of two-area interconnected system[J]. Power System Technology, 2011, 35(10):53-58.
- [4] 屠竟哲,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.
- [5] 屠竟哲,张健,吴萍,等.多送出直流系统送端故障引发稳定破坏机理分析[J].电力系统自动化,2015,39(20):146-151.  
TU Jingzhe, ZHANG Jian, WU Ping, et al. Mechanism analysis on instability caused by sending-side contingencies of multiple HVDC sending systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(20):146-151.
- [6] 屠竟哲,张健,王建明,等.大规模直流异步互联系统受端故障引发送端稳定破坏的机理分析[J].中国电机工程学报,2015,35(21):5492-5499.  
TU Jingzhe, ZHANG Jian, WANG Jianming, et al. Mechanism analysis on the sending-side instability caused by the receiving-side contingencies of large-scale HVDC asynchronous interconnected power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35 (21) : 5492-5499.
- [7] 陈兴华,吴烈鑫,吴国丙,等.安全稳定控制系统切负荷量分配算法[J].继电器,2007,35(11):26-29.  
CHEN Xinghua, WU Liexin, WU Guobing, et al. Distributing algo-

- rithm of load-shedding for security and stability control system [J]. *Relay*, 2007, 35(11): 26-29.
- [8] 何永秀,关雷,蔡琪,等. 抽水蓄能电站对电网中的保安功能与效益分析[J]. 电网技术,2004,28(20):54-57.
- HE Yongxiu, GUAN Lei, CAI Qi, et al. Analysis of securing function and economic benefit of pumped storage station in power grid [J]. *Power System Technology*, 2004, 28(20): 54-57.
- [9] 邱丽萍,陈向宜,马世英,等. 直流调制对大型交直流互联电网安控的影响 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(2): 89-91.
- QIU Liping, CHEN Xiangyi, MA Shiying, et al. Impact of DC modulation on safety and strategy in AC/DC hybrid system [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(2): 89-91.
- [10] 贾萌萌,丁剑,张建成,等. 弱受端小电网安控切负荷措施与低频减载措施的配合方案[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(1): 74-81.
- JIA Mengmeng, DING Jian, ZHANG Jiancheng, et al. Coordination between load shedding for safety and stability control and under-frequency load shedding in a small weak receiving power system [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(1): 74-81.
- [11] 王莹,刘兵,刘天斌,等. 特高压直流闭锁后省间紧急功率支援的协调优化调度策略 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(11): 2695-2702.
- WANG Ying, LIU Bing, LIU Tianbin, et al. Coordinated optimal dispatching of emergency power support among provinces after UHVDC transmission system block fault [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2695-2702.
- [12] 齐以涛,彭慧敏,杨莹,等. 三华电网特高压交直流输电系统交互影响及控制策略[J]. 中国电力,2014,47(7):51-56.
- QI Yitao, PENG Huimin, YANG Ying, et al. Control strategies and interactions of UHVAC and UHVDC transmission systems in North China-Central China-East China Power Grid [J]. *Electric Power*, 2014, 47(7): 51-56.
- [13] 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.
- [14] 冯长有,陈刚,许涛,等. 高压直流输电系统故障后电网安全控制装置调制策略[J]. 电网技术,2012,36(9):88-94.
- FENG Changyou, CHEN Gang, XU Tao, et al. Novel modulation strategy of stability-controlling device after failure occurred in HVDC power transmission system [J]. *Power System Technology*, 2012, 36(9): 88-94.
- [15] 罗建裕,李海峰,江叶峰,等. 基于稳控技术的源网荷友好互动精准负荷控制系统[J]. 电力工程技术,2017,36(1):25-29.
- LUO Jianyu, LI Haifeng, JIANG Yefeng, et al. Source network load friendly interactive and precise load control system based on stability control technology [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2017, 36(1): 25-29.
- [16] 赵晓君. 高压直流输电工程技术 [M]. 北京:中国电力出版社, 2011:53-59.

#### 作者简介:



袁森

袁森(1994—),男,河南郑州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统分析、安全和控制(E-mail: ncepu\_yuansen@163.com);

陈得治(1974—),男,黑龙江哈尔滨人,教授级高级工程师,博士,通信作者,研究方向为新能源并网及大电网安全稳定分析(E-mail: chendz@epri.sgcc.com.cn)。

## Stability characteristics and coordinated control measures of multi-resource for DC blocking fault impacting weak AC channel

YUAN Sen<sup>1</sup>, CHEN Dezhi<sup>2</sup>, LUO Yazhou<sup>3</sup>, REN Jianwen<sup>1</sup>, SONG Yunting<sup>2</sup>, JIA Lin<sup>3</sup>, ZI Peng<sup>3</sup>, WANG Qing<sup>2</sup>, LI Zaihua<sup>2</sup>, ZHANG Chen<sup>2</sup>, LI Yuanyuan<sup>2</sup>, YUAN Hengdi<sup>1</sup>, HUANG Xianan<sup>2</sup>

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;  
2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

3. North China Branch of State Grid Power Dispatch & Control Center, Beijing 100053, China)

**Abstract:** Under the background of strong DC and weak AC in the transition period of power grid construction, the operation risk, the difficulty and cost of prevention and control for the DC blocking fault impacting on weak AC channel are further increased. Therefore, the researches on the related characteristics and prevention and control measures need to be deepened and refined urgently. Based on the actual power grid, the stability risks of the DC blocking fault impacting on weak AC channels are simulated and analyzed from the following three aspects: the coupling risk between the weak AC channel and the faulty DC in the different directions of transmission and reception, the risk of bearing the DC impact for the AC channel with different initial power and the impact risk of single DC blocking and multi-infeed DC blocking with different transmission power. The traditional load shedding safety control methods coping with the above impacts have shortcomings of simplification, excessive cost, and so on. The characteristics of multiple safety control resources including pump shedding of pumped storage, emergency modulation of DC power, precise load shedding are sorted out and analyzed. The optimization model of multi-resource coordinated control is established, the action sequence of the multi-resource is determined heuristically, and the determination method of multi-resource control capacity is proposed. Simulative results of the actual power grid verify the validity of the proposed multi-resource coordinated control strategy and the effectiveness of reducing the control cost.

**Key words:** strong DC and weak AC; DC blocking; pump shedding of pumped storage; precise load shedding; emergency modulation of DC power; coordinated control; stability