# 特高压直流送端孤岛系统频率稳定控制

李 伟<sup>1,2</sup>,肖湘宁<sup>1</sup>,陶 顺<sup>1</sup>,郭 琦<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206;

2. 南方电网科学研究院有限责任公司 直流输电技术国家重点实验室,广东 广州 510663)

摘要:特高压直流与大型水电机组配套电源采用送端孤岛运行方式,能有效消除由直流闭锁引起的潮流大范 围转移、系统暂态功角失稳问题。但是,送端孤岛系统的频率稳定性是决定系统能否运行的关键因素之一。 结合南方电网楚穗、普侨特高压直流孤岛的调试情况,研究了水电站与特高压直流送端孤岛系统超低频振荡 的机理,提出了频率稳定控制策略;阐述了直流甩负荷导致部分机组调相运行的机理。机网协调控制 RTDS 试验平台的仿真结果以及特高压直流孤岛系统的现场调试结果表明了所提控制策略的有效性。

关键词:特高压输电;直流输电;孤岛运行;频率稳定;水电机组;协调控制

中图分类号:TM 721.1;TM 761 文献标识码:A DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.11.029

## 0 引言

我国幅员辽阔,能源资源与电力消费呈逆向分 布,电网的建设和运行需要电力的大容量、远距离传 输,因此特高压直流输电技术得到了广泛应用。目 前,全国已建成投产12回特高压直流输电系统,其 中5回负责将西南清洁水电送往东部负荷中心。当 容量巨大的特高压直流与交流通道并联运行时,往 往存在暂态功角稳定问题。特高压直流与送端配套 电源采用孤岛运行方式能够有效消除暂态稳定问 题,并能提高交流通道的输电极限。由于特高压直 流送端孤岛系统十分薄弱,系统的有效短路比 ESCR (Effective Short Circuit Ratio)、旋转惯量小,孤岛系 统存在较严重的频率、电压稳定问题[1],这些问题成 为孤岛系统安全运行的制约因素。直流孤岛系统在 频率稳定方面存在着由机组频率控制与直流频率限 制控制器 FLC(Frequency Limit Controller)间不协调 引起的超低频振荡、直流极闭锁引起的系统频率严 重升高、直流甩负荷情况下不同电站机组间相互作 用引起的机组调相运行等问题。

目前,实际运行的特高压直流孤岛系统刚出现, 国内外学者对孤岛系统进行了初步研究。文献[2] 研究了直流孤岛送电系统的系统接入技术要求,推 导了直流孤岛送端频率的波动特性。文献[3]针对 锦苏特高压直流送端孤岛运行调试中发现的频率异 常波动现象,采用频域法分析了影响调速器稳定性 的因素,提出了基于频域灵敏度分析的调速器和直 流频率控制器解耦设计方法。文献[4]提出了高压 直流孤岛系统放大机组一次调频死区、优先调整机 组功率,利用直流 FLC 自动跟随的调频控制策略。

收稿日期:2018-03-15;修回日期:2018-08-04 基金项目:南方电网公司科技项目(CSGTRC-142019) Project supported by the Science and Technology Program of China Southern Power Grid(CSGTRC-142019) 文献[5]针对直流孤岛系统的功率平衡,提出了一种附加控制策略,采用实时仿真器验证了所提策略的有效性。文献[6]仿真分析了直流 FLC 能够提高送端孤岛系统抵御功率扰动的能力,增强孤岛系统的频率稳定性。文献[7]分析了云广直流 2013 年"5.26"孤岛调试中单极闭锁试验导致双极闭锁事故的过程,指出需要深入研究电力系统稳定器(PSS)的反调作用的影响。

以上文献未提出水电机组与特高压直流构成送 端孤岛系统的超低频振荡机理和分析模型,未对直 流线路故障重启动、受端电网交流故障和直流换相 失败等引起直流短时功率中断故障的频率稳定特性 与影响因素进行研究,未对直流甩负荷情况下不同 电站机组间相互作用的过程及机组频率控制不协调 引起的部分机组调相运行的机理进行研究。本文以 世界上第一回特高压直流——±800 kV 楚穗特高压 直流送端孤岛系统为对象,研究特高压直流与大型 水电站构成孤岛系统的超低频振荡机理,提出振荡 稳定性分析模型;分析直流甩负荷情况下机组间相 互作用的规律,提出解决部分机组调相运行的控制 措施。本文的研究内容对特高压直流孤岛电网的建 设与稳定运行具有重要的意义。

## 1 楚穗特高压直流孤岛系统

#### 1.1 系统结构

通过断开楚雄换流站与和平站的交流联络线, 或者断开和楚一回线并在和平站进行开关配串可以 实现和平站与楚雄换流站的电气隔离,以及楚穗特 高压直流送端孤岛运行方式,系统接线方式如图 1 所示。

小湾电厂共有 6 台容量为 700 MV·A 的水轮发 电机组,金安桥电厂共有 4 台容量为 600 MV·A 的 水轮发电机组。不同开机方式可以组合成多种直流 孤岛运行工况,实际运行方式安排共包括 5 种典型



图 1 楚穗特高压直流送端孤岛系统

Fig.1 Islanded sending terminal of Chusui UHVDC system 工况.如表1所示。

表1 楚穗特高压直流孤岛系统典型运行工况

Table 1 Typical operation modes of islanded Chusui

UTIVDC system										
序号	运行方式	开机容量/MW		直流功	按线方式					
		小湾电厂	金安桥电厂	率/MW	按线刀式					
1	大方式	6×700	2×500	5 000	8机5线					
2	小方式	6×400	2×400	3 000	8机5线					
3	大方式	4×700	4×600	5 000	8机4线					
4	小方式	4×400	4×400	3 000	8机4线					
5	大方式	6×500	4×500	5 000	10机5线					

#### 1.2 运行指标

交直流系统常用直流接入交流系统的有效短路 比 *V*<sub>ESCR</sub>、等效转动惯量时间常数 *H*<sub>de</sub>评估系统强度, 分别定义如下:

$$V_{\rm ESCR} = \frac{S_{\rm SC} - Q_{\rm C}}{S_{\rm HVDC}} \tag{1}$$

$$H_{\rm dc} = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_i S_{\rm Ni}}{S_{\rm HVDC}}$$
(2)

其中, $S_{sc}$ 为直流换流母线处的交流系统短路容量;  $Q_c$ 为换流站无功单元提供的总无功功率; $S_{HVDC}$ 为 直流额定容量; $H_i$ 为孤岛系统中机组*i*的惯性时间 常数; $S_{Ni}$ 为机组*i*的容量;*n*为孤岛系统中机组 数量。

CIGRE 标准导则认为: 当 $V_{ESCR}>2.5$ 时,系统属于强系统;当 $1.5 < V_{ESCR} \le 2.5$ 时,系统属于弱系统; 当 $V_{ESCR} \le 1.5$ 时,系统属于非常弱系统<sup>[8]</sup>。直流输 电接入弱系统通常存在诸如直流动态性能恶化、故 障恢复缓慢、频率波动幅度大、过电压严重、机网相 互影响显著等问题。

楚穗特高压直流孤岛系统 5 种典型工况下的系 统运行指标如表 2 所示。

## 2 孤岛系统频率控制

特高压直流与水电站构成送端孤岛运行系统, 系统频率主要由直流 FLC 以及水轮发电机组的调 速器进行控制。

### 表 2 典型运行工况下的有效短路比、等效转动惯量

 
 Table 2
 ESCR and equivalent moment of inertia under typical operation modes

序号	接线 _ 方式 _	开机容量/MW		系统短	V	И /а
		小湾电厂	金安桥电厂	崎谷里/ (MV・A)	V ESCR	$n_{\rm dc}$ /s
1	8机5线	6×700	2×500	8 450	1.17	5.13
2	8机5线	6×400	2×400	8 450	2.32	5.13
3	8机4线	4×700	4×600	7 850	1.05	4.83
4	8机4线	4×400	4×400	7 850	2.12	4.83
5	10机5线	6×500	4×500	9 878	1.45	6.19

### 2.1 直流 FLC

直流输电系统的快速可控性和可观的过负荷能 力为系统频率控制提供了途径。楚穗特高压直流通 过检测楚雄换流母线电压的频率偏差,经比例-积分 (PI)控制器对直流功率进行调制<sup>[9-11]</sup>。当电压频率 偏差高于 FLC 死区上限时,增大直流功率;当电压 频率偏差低于 FLC 死区下限时,减小直流功率,在 直流可调功率范围内尽量平衡受控系统的有功功 率,从而实现对系统频率的稳定控制。直流 FLC 示 意图如图 2 所示。图中, $f_1$ 、 $f_2$ 分别为整流侧极 1、极 2 换流母线电压频率; $f_{retU}$ 、 $f_{retL}$ 分别为 FLC 的频率死 区上、下限门槛值。



图 2 直流 FLC 示意图

Fig.2 Schematic diagram of DC FLC

楚穗特高压直流 FLC 的频率死区分为±0.1 Hz、
 ±0.15 Hz 2 档,直流功率可调范围为−0.5~0.2 p.u.
 (功率基准值为 5 000 MW)。

### 2.2 水轮发电机组调速器

水轮发电机组调速器的一次调频是电网的主要 调频手段。水轮机调速控制原理如图 3 所示。图 中,*f*<sub>r</sub> 为调速器的频率参考值;*f*<sub>g</sub>为发电机转速频率; *P*<sub>1</sub> 为发电机原动功率;*P*<sub>g</sub> 为发电机电磁功率。当系 统频率超出一次调频死区范围后,电网中参与一次 调频的各机组调速器根据频率的变化情况自动增加

198

或减少机组有功出力,从而使得系统有功功率达到 新的平衡,维持系统频率在一定范围内。



图 3 水轮机调速控制原理

Fig.3 Speed control principle of hydraulic turbine generator

以小湾电站 1 号水轮发电机组调速器为例,控制器包括微机调节器、执行机构、压力引水管道及水轮机,其控制原理如图 4 所示。微机调节采用比例–积分–微分(PID)控制,在孤岛运行方式下, $K_p = 4$ , $K_1 = 0.3$ , $K_p = 1$ ,静态调差系数  $b_p = 0.01$ 。





speed governor in Xiaowan Power Plant

特高压直流孤岛系统的频率稳定控制包括两方 面:一方面是孤岛系统稳态升降功率时的频率稳定 控制;另一方面是交直流系统发生故障时的频率快 速恢复控制。当逆变侧故障引起直流换相失败时, 故障持续 100 ms,系统频率和直流功率变化如图 5 所示。根据电力系统的扰动过程,在机组调速器动 作之前,孤岛系统中所有机组在同步力矩的作用下 达到相同的加速度<sup>[9]</sup>。故障引起的频率最大值可由 式(3)计算。

$$\Delta f = \frac{(P_{\rm m} - P_{\rm e})/S_{\rm HVDC}}{2H_{\rm dc}} f_0 \Delta t \tag{3}$$

其中, $P_{\rm m}$ 为发生故障前孤岛系统所有发电机原动功率; $P_{\rm e}$ 为总的电磁功率; $\Delta t$ 为故障持续时间; $f_0$ 为系统额定频率。



采用电磁暂态仿真的频率最大值为 50.489 Hz,

由式(3)计算的结果为 50.492 Hz, 二者相近。当直 流功率在故障期间完全中断时, 8 机 5 线和 10 机 5 线方式下的频率最大值曲线如图 6 所示。



图 6 不同开机方式下孤岛系统频率最大值曲线

Fig.6 Maximum frequency curves of islanded system under different start-up modes

图 6 表明:在相同的直流功率水平下,孤岛系统 应尽量增大系统的旋转惯量,从而降低在故障发生 时的最大频率。

## 3 频率稳定控制

本节针对水电站与特高压直流送端孤岛系统的 超低频振荡机理、直流甩负荷引起部分机组调相运 行的原因及稳定控制措施开展研究。

## 3.1 超低频振荡

3.1.1 超低频振荡特征

当水电机组一次调频死区小于直流 FLC 死区时, 楚穗特高压直流孤岛系统存在与文献[7]相似的超低频振荡。振荡过程中, 所有机组均参与这种模式的振荡, 振荡频率为 49.54~50.49 Hz, 振荡周期为 9.09 s, 所有机组的转速同形同相, 如图 7 所示。



南方电网 2016 年开展云南电网与南网主网异 步联网"3.28"调试时也出现了超低频振荡,PMU 录 波表明分散在云南电网的各电站机组均参与了这种 超低频振荡,振荡频率为 49.95~50.06 Hz,振荡周期 约为 18.87 s,该现象与孤岛系统超低频振荡相似。 超低频振荡并不仅发生在直流孤岛系统中,在以水 电为主要电源的系统中均有可能发生。

特高压直流孤岛系统的超低频振荡特征为:孤 岛系统内所有发电机均参与振荡,在孤岛系统内任 意点的频率振荡模式相同。因此,系统内机组的旋 转轴系可以聚合为一个等效轴,机组调速器的输入为相同的频率信号,超低频振荡分析模型如图 8 所示。图中, $f_{ref}$ 为系统中发电机调速器频率参考值;  $T_{ml} - T_{mn}$ 分别为 1—n 号机组的原动力矩; $\omega$  为电网电气频率。



图 8 超低频振荡分析模型

Fig.8 Analysis model of ultra-low frequency oscillation 对图 8 所示的超低频振荡分析模型进行控制系 统建模,对模型进行频域阻尼特性分析,结果见图 9。





Fig.9 Bode diagram of ultra-low frequency oscillation damping characteristic for hydroelectric generator

根据发电机的转子运行方程,对于图9所示的相位特性,当机组的振荡频率处于0.05~10 Hz 频带范围内时,水轮机调节系统提供的原动力矩  $T_m$  与频率偏差有同相分量,为该振荡模式提供负阻尼,助增超低频振荡。对调速器的几个关键参数——PID 增益( $K_p$ 、 $K_1$ 、 $K_D$ )、静态调差系数  $b_p$ 、水轮机模型水流惯性时间常数  $T_w$ 进行阻尼特性分析,结果如图 10、11 所示。







Fig.11 Influence of  $b_p$  and  $T_W$  on frequency

图 10 表明,调速器一次调频的 K<sub>P</sub>、K<sub>I</sub> 增大,系 统超低频振荡的阻尼变弱,振荡模式的周期变小;K<sub>D</sub> 增大有利于阻尼振荡。

图 11 表明,从振荡的衰减时间来看,调速器静态调差系数 b<sub>p</sub>减小,则系统阻尼变弱;水轮机模型 水流惯性时间常数 T<sub>w</sub> 增大,则系统阻尼变弱。

与减小 PID 增益的方法相似,通过退出不同数 量机组的一次调频功能来提高系统的超低频振荡阻 尼。退出部分机组一次调频功能时系统频率阶跃响 应如图 12 所示。



## 图 12 退出部分机组一次调频功能时系统频率阶跃响应

Fig.12 Frequency step response of system when primary frequency modulation functions of some generators are quitted

图 12 所示曲线表明,退出部分机组的一次调频 功能可有效提高超低频振荡的阻尼。

水电机组与特高压直流构成的孤岛系统的超低 频振荡特征为:孤岛系统内机组均参与超低频振荡, 机组的振型相同。对机组控制器的阻尼特性分析表 明:水轮机调节系统带来了超低频振荡负阻尼,当参 与振荡的机组调速器越多时,系统增益越大,负阻尼 越显著。增大转动惯量或减小调速器增益可提高 阻尼。

### 3.1.2 调频稳定控制原则

孤岛系统的电力由直流输电送出,可以充分利 用直流 FLC 为超低频振荡提供正阻尼,或者协调 FLC 与水电机组的一次调频死区使得孤岛系统在稳 态调节过程中的频率不大于机组一次调频动作死 区。在孤岛系统稳态功率调整过程中,以机组功率 调整为主、直流通过 FLC 跟随机组功率的控制方 法,也可以通过退出几台机组的一次调频功能,降低 频率控制增益,从而实现孤岛系统频率的稳定控制, 而不至引起孤岛系统的超低频振荡。在楚穗直流孤 岛系统中将机组一次调频死区设置为±0.2 Hz, 楚穗 直流 FLC 死区设置为±0.1 Hz, 在孤岛系统模拟直流 单极线路故障重启动成功, 基于 RTDS 的实时仿真 结果如图 13 所示。





### 3.2 直流甩负荷部分机组调相运行

楚穗特高压直流孤岛系统包括2座电站,在扰动中存在电站机组间的相互作用,尤其是在直流甩负荷后存在小湾电站机组调相运行问题,威胁机组的安全,在孤岛现场调试中也出现了调相运行现象<sup>[10-12]</sup>。

3.2.1 甩负荷功率扰动过程分析

楚穗直流双极闭锁甩负荷,功率扰动全部由并 网运行的两电站机组承担,采用故障扰动过程功率 分配三阶段法分析机组间的相互作用<sup>[9,13]</sup>。

**a.** 直流甩负荷功率扰动分配阶段 1:扰动后瞬间,即 0<sup>+</sup>时刻。对于 N+1 节点系统,功率扰动节点为 k,忽略网络的电阻部分和电压幅值变化,则系统中任意节点 *i* 的有功功率 P<sub>i</sub> 为:

$$P_i \approx \sum_{\substack{j=1\\j \neq i,k}}^{N} E_i E_j B_{ij} \sin \delta_{ij} + E_i V_k B_{ik} \sin \delta_{ik} \qquad (5)$$

其中, $E_i$ 、 $E_j$ 分别为节点i、j的电压幅值; $B_{ij}$ 为节点i与j之间的导纳; $\delta_{ij}$ 为节点i与j之间的功角差; $V_k$ 为扰动节点k的电压幅值。

由于发电机组的转子惯性,发生扰动后 0<sup>+</sup>时刻 发电机的角度不能突变,网络中只有功率扰动节点 k的电压角度发生突变,即 $\delta_{i\lambda}(0^+)=0, \delta_{ij\lambda}(0^+)=0,$  $\delta_{ii\lambda}(0^+)=-\delta_{k\lambda},$ 功率扰动节点的功率突变量为:

$$P_{k\Delta}(0^{+}) = -\sum_{\substack{i=1\\i\neq k}}^{N} V_{k} E_{i} B_{ki} \cos \delta_{ki0} \delta_{k\Delta}(0^{+}) = -\sum_{\substack{i=1\\i\neq k}}^{N} K_{sik} \delta_{k\Delta}(0^{+})$$
(6)

因此,网络中发电机节点 i 分配的扰动功率为:

$$P_{i\Delta}(0^{+}) = \frac{K_{sik}}{\sum_{\substack{i=1\\i \neq k}}^{N} K_{sik}} P_{k\Delta}(0^{+})$$
(7)

其中, $K_{sik} = V_k E_i B_{ik} \cos \delta_{ik0}$ 为扰动节点 k 与节点  $i \geq i$ 间的同步转矩系数。在功率扰动分配阶段 1,发电 机节点 i分担的功率扰动量按照节点 k 与 i间的同 步转矩系数进行分配,即与扰动点电气距离越近,初 始角度差越小,发电机节点 i分得的扰动量越大<sup>[14-15]</sup>。

在楚穗直流送端孤岛系统 10 机 5 线方式下,直 流功率为 5 000 MW,机组的出力均为 510 MW,模拟 直流甩负荷。小湾机组至换流母线之间的互阻抗为  $Z_{\text{XGC}} = 0.002 4 + j0.038 7 p.u.,金安桥机组至换流母线$  $间的互阻抗 <math>Z_{\text{JGC}} = 0.002 7 + j0.042 1 p.u.$ 。直流甩负荷 瞬间 0<sup>+</sup>时刻,小湾机组有功变化量  $P_{\text{XGA}} = P_{\text{XGA}}(0^+) =$ -514.4 MW,金安桥机组有功变化量  $P_{\text{JGA}}(0^+) =$ -478.3 MW,小湾机组分配的扰动量多,理论计算结 果与数字仿真结果基本一致。

b. 直流甩负荷功率扰动分配阶段 2:功率扰动 后至机组调速器动作前。发生故障后,孤岛系统内 机组间的同步力矩倾向于将所有机组拉向相同的加 速度,因此在足够长的暂态后,孤岛系统内机组转速 一致。

$$\frac{2H_i}{\omega_{\rm R}} \frac{\mathrm{d}\Delta\omega_i}{\mathrm{d}t} = -\Delta P_i \tag{8}$$

其中, $H_i$ 为发电机 *i* 的惯性时间常数; $\omega_i$ 为发电机 *i* 的转速; $\omega_R$ 为系统额定频率; $\Delta P_i$ 为发电机 *i* 承受的有功扰动量。

当孤岛系统内所有机组转速相同时,则有:

$$\sum_{k=1}^{N} \frac{2H_{i}}{\omega_{\rm R}} \frac{\mathrm{d}\Delta\overline{\omega}}{\mathrm{d}t} = -P_{k\Delta} \tag{9}$$

发电机节点 i 分配的扰动量为:

$$P_{i\Delta}(t) = \frac{H_i}{\sum_{i=1}^{N} H_i} P_{k\Delta}$$
(10)

其中, $\Delta \omega$  为孤岛系统内 N 台机组的平均转速偏差;  $P_{\mu}$ 为功率扰动节点 k 总的功率扰动量。

按照此扰动分配原则,小湾机组的转子动能为 3 392.1 MW·s,金安桥机组的转子动能为 2 649 MW·s。 当机组转速达到相同加速度时,小湾机组有功变化 量为  $P_{XGA}(t) = -548$  MW,金安桥机组有功变化量为  $P_{JGA}(0^+) = -428$  MW。结合扰动后阶段 1 的功率分 配量,小湾机组的发电功率会进一步降低,甚至变为 电动机运行的调相状态,金安桥机组则相反。

c. 直流甩负荷功率扰动分配阶段 3:发生功率 扰动后的系统频率达到新的稳态值,孤岛系统内各 机组调速器动作,按照调速器的静差系数分配扰动 功率。

202

3.2.2 小湾机组调相运行

由以上扰动功率分配过程可知,在孤岛系统全 接线的 10 机 5 线方式下,直流双极闭锁甩负荷,由 于换流站至各电站机组电气距离、机组转动惯量的 不协调,在甩负荷后的阶段 1、2,小湾电站机组比金 安桥电站机组分配的功率扰动量多,阶段 2 的扰动 量更大,发电功率逐渐减小甚至进入电动机运行的 调相状态。平均出力状况下直流双极闭锁甩负荷时 机组调相运行结果如图 14 所示(图中机组原动力矩 *T*<sub>m</sub> 为标幺值)。





Fig.14 Generator operation results as synchronous condenser after load shedding caused by DC bipolar block

基于 RTDS 的楚穗直流孤岛机网协调控制试验 平台的仿真结果与功率扰动分配三阶段法的分析结 果基本一致,在机组平均出力的情况下,最终金安桥 每台机组出力40 MW,小湾每台机组出力-21 MW。

当小湾每台机组出力为600 MW、金安桥每台机 组出力为400 MW时,直流双极闭锁甩负荷后,最终 金安桥每台机组出力23 MW,小湾每台机组出力 -14 MW。虽然甩负荷瞬间小湾机组没有进入调相 状态,但随着功率分配阶段2、3的进行,小湾机组仍 进入了调相运行状态。

楚穗直流孤岛系统中,由于两电站至换流站的 电气距离、机组转动惯量的不匹配以及小湾机组调 速器导叶关闭速度比金安桥机组快,金安桥机组调 速器存在开度给定空载开度下限设置,使得小湾机 组在甩负荷后进入调相运行状态。可在甩负荷后小 湾机组进入稳定调相运行状态后,手动增大小湾机 组的开度,使机组逐渐增大出力;也可以在进入稳态 后解列两电站间的联络线,解除两电站机组间的相 互作用,使得各电站机组均进入空载态运行。

## 4 结论

本文研究了楚穗特高压直流与水电站构成送端 孤岛系统的频率稳定特性及其控制措施。 a. 水电机组的水轮机调节系统在超低频段内存 在负阻尼频带,一次调频增益越大,负阻尼越显著; 水轮机水锤效应的时间常数越大,负阻尼越严重。 基于此,提出了直流孤岛系统超低频振荡分析模型, 可采取退出部分机组一次调频功能或设置直流 FLC 频率死区小于一次调频死区的措施,保持孤岛系统 频率稳定。

b. 基于电力系统扰动分配三阶段法分析了楚 穗直流双极闭锁甩负荷时小湾、金安桥机组有功的 相互作用特征,指出了由于两电站与换流站间电气 距离、转动惯量的不匹配,以及两电站机组调速器关 闭速度不协调,使得小湾机组进入调相运行状态的 机理,可采取解列两电站联络线的措施解决该问题。

#### 参考文献:

- [1] KUNDUR P, PASERBA J, AJJARAPU V, et al. Definition and classification of power system stability [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2):1387-1401.
- [2] 郭小江,郭强,马世英,等. 直流孤岛送电系统的系统接入技术 要求研究[J]. 中国电机工程学报,2012,32(34):42-49. GUO Xiaojiang,GUO Qiang,MA Shiying,et al. Research on system interconnection requirements of DC island sending systems[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(34):42-49.
- [3] 贺静波,张剑云,李明节,等. 直流孤岛系统调速器稳定问题的 频域分析与控制方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(16): 137-144.

HE Jingbo, ZHANG Jianyun, LI Mingjie, et al. An approach for analysis and control of governor stability in islanded HVDC sending systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16):137-144.

[4] 吴萍,徐式蕴,赵兵,等. 面向风火打捆的特高压直流输电工程 弱送端强直弱交耦合特性研究[J]. 电力自动化设备,2016,36 (1):60-66.

WU Ping, XU Shiyun, ZHAO Bing, et al. Research of weak sendingend coupling characteristics for bundled wind-thermal power transmission of UHVDC project [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1):60-66.

- [5] 陈亦平,程哲,张昆,等. 高压直流输电线系统孤岛运行调频策略[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4):96-102.
   CHEN Yiping, CHENG Zhe, ZHANG Kun, et al. Frequency regulation strategy for islanding operation of HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2013,33(4):96-102.
- [6]魏亮,王渝红,李兴源,等. 高压直流输电送端孤岛运行附加频率控制器设计[J]. 电力自动化设备,2016,36(1):143-148.
  WEI Liang, WANG Yuhong, LI Xingyuan, et al. Design of additional frequency controller for islanded sending-end operation of HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 143-148.
- [7] 李亚男,马为民,殷威扬,等.向家坝—上海特高压直流系统孤岛运行方式[J].高电压技术,2010,36(1):185-189.
  LI Yanan,MA Weimin,YIN Weiyang, et al. Island operation modes XS800 UHVDC system [J]. High Voltage Engineering, 2010, 36 (1):185-189.
- [8] 陈亦平,陈磊,叶骏,等. 云广直流孤岛运行"5.26"双极闭锁原 因分析及改进措施[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(8): 129-134.

CHEN Yiping, CHEN Lei, YE Jun, et al. Analysis and improvement of "5.26" bipole trip of Yunnan-Guangdong HVDC islanded operation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(8): 129-134.

- [9] CIGRE WG 14.07, IEEE WG 15.05.05. Guide for planning DC links terminating at AC system locations having low short circuit capacities, part I:AC/DC system interaction phenomena[R]. [S.I.]: IEEE, 1992.
- [10] ANDERSON P M, FOUAD A A. Power system control and stability [M]. 2nd ed. [S.l.]:IEEE Press, 2003:69-83.
- [11] 陈仕龙, 束洪春, 甄颖. 云广特高压直流输电负极运行换相失败 及控制研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(6):128-133. CHEN Shilong, SHU Hongchun, ZHEN Ying. Commutation failure of Yun-Guang UHVDC transmission system running in negative pole state and its control measures [J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(6):128-133.
- [12] 洪潮,李岩,杨煜,等. 云广直流系统仅带小湾电厂孤岛运行的 调试与分析[J]. 南方电网技术,2011,5(5);1-6.
   HONG Chao,LI Yan,YANG Yu, et al. On-site commissioning and analysis on the islanding operation of Yunnan-Guangdong UHVDC

system supplied only by Xiaowan Power Plant[J]. Southern Power

System Technology, 2011, 5(5):1-6.

- [13] 李兴源. 高压直流输电系统的运行与控制[M]. 北京:科学出版 社,1998:191-224.
- [14] 倪以信,陈寿孙,张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北 京:清华出版社,2002:248-252.
- [15] 汤涌,孙华东,易俊,等.两大区互联系统交流联络线功率波动 机制与峰值计算[J].中国电机工程学报,2010,30(19):1-6.
  TANG Yong,SUN Huadong,YI Jun, et al. AC tie-line power fluctuation mechanism and peak value calculation for two-area interconnected power systems[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(19): 1-6.

## 作者简介:



李 伟(1984—),男,湖北恩施人,博 士研究生,通信作者,主要研究方向为电力 系统实时仿真技术、交直流电网稳定性分 析(**E-mail**:weileecn@hotmail.com);

肖湘宁(1953—),男,湖南澧县人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为现代 电力电子技术、电能质量控制。

## Frequency stability control for islanded UHVDC sending end system

LI Wei<sup>1,2</sup>, XIAO Xiangning<sup>1</sup>, TAO Shun<sup>1</sup>, GUO Qi<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Electric Power Research Institute of CSG, Guangzhou 510663, China)

**Abstract**: The islanded operation mode at sending terminal of UHVDC (Ultra High Voltage Direct Current) combined with large hydroelectric generators can effectively solve the problems of large power flow reverse and transient angle instability caused by HVDC blocking. However, the frequency stability of the sending end islanded system is one of the key factors to determine whether the system can operate. Considering the debugging situations of the islanded Chusui and Puqiao UHVDC systems in China Southern Power Grid, the mechanism of ultra-low frequency oscillation of the hydropower station and islanded UHVDC sending end system is studied and a frequency stability control strategy is proposed. The mechanism of some generators in condenser operation mode after HVDC load shedding is expounded. Simulative results of unit-grid coordinated control based on RTDS simulation platform and the field test results of islanded UHVDC system verify the effectiveness of the proposed control strategy.

Key words: UHV power transmission; DC power transmission; islanding operation; frequency stability; hydroelectric generators; coordinated control