

特高压直流馈入湖南电网的暂态电压稳定分析

邱威¹, 贺静波¹, 于钊¹, 徐遐龄², 杨丹³, 刘娜⁴(1. 国家电力调度控制中心, 北京 100031; 2. 国家电网有限公司华中分部, 湖北 武汉 430077;
3. 国网湖南省电力有限公司, 湖南 长沙 410007; 4. 国网北京市电力公司, 北京 100031)

摘要:随着远距离跨区直流输电规模持续增长, 受端电网暂态电压稳定问题日益突出。研究±800 kV 祁韶特高压直流投运后的湖南电网负荷中心暂态电压稳定性。首先, 构建一种暂态电压稳定指标, 并以湖南电网为算例验证该指标的有效性; 然后, 从实际电网运行需求出发, 提出一种保证直流受端电网暂态电压稳定的运行控制实用方法, 并将该方法应用于制定湖南电网运行控制策略; 最后, 分析影响湖南电网接纳特高压直流能力的主要因素。

关键词:特高压直流; 暂态电压稳定; 湖南电网; 运行控制策略

中图分类号: TM 712

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.201909003

0 引言

我国能源资源和能源消费在地域上呈逆向分布, 为满足清洁能源大规模送出、负荷中心电力可靠供应等方面的迫切需求, 国家电网大力发展远距离、大容量特高压直流输电技术^[1-3]。截至2019年9月, 国家电网已投运11回特高压直流工程, 总额定输电功率达95.6 GW, 对于实现全国能源资源优化配置具有重要意义。

±800 kV 祁韶特高压直流输电工程(简称祁韶直流)联接西北和华中两大区域电网, 额定输电功率8 000 MW, 是我国首个大规模输送新能源的特高压直流工程。祁韶直流落点湖南电网负荷中心, 由于缺乏火电机组动态无功支撑, 负荷中心的暂态电压稳定问题历来是威胁湖南电网安全稳定运行的主要因素^[4-6]。祁韶直流投运后, 受端电网发生严重短路故障会导致直流发生换相失败, 逆变站从交流系统吸收大量无功功率, 从而进一步恶化负荷中心的暂态电压稳定性^[7]。

近年来, 直流馈入受端电网的电压稳定问题逐渐成为国内外电力工业界和学术界关注的热点。文献[8-9]采用负荷裕度衡量直流馈入受端电网的电压稳定性, 文献[10-11]采用短路比指标刻画受端电网对直流的电压支撑强度。然而负荷裕度和短路比本质上是表征系统静态电压稳定性的指标, 无法反映交直流混联系统的暂态电压特性。在交直流混联系统暂态电压稳定机理研究方面, 文献[12]研究了直流双极闭锁后潮流大量转移至交流通道引起的受端电网暂态电压失稳机理, 文献[13]基于电磁暂态仿真分析了直流控制对受端系统暂态电压稳定性的影响。在提高暂态电压稳定性措施方面, 文献[14]提出通过优化低压限流控制策略来降低逆变器无功功率消耗从而提高受端系统暂态电压稳定性, 文献

[15-16]提出在受端电网加装大容量调相机抬高故障期间母线电压水平以加快电压恢复速度。

本文从电网实际运行的角度出发, 以祁韶直流馈入湖南电网为背景, 构建一种可定量描述受端系统暂态电压稳定水平的指标, 提出一种保证直流受端电网暂态电压稳定的运行控制实用方法, 并以湖南电网为算例验证了所提指标和运行控制方法的合理性和有效性。

1 暂态电压稳定指标分析

1.1 暂态电压稳定指标

《电力系统安全稳定计算技术规范》规定系统暂态电压稳定的判据如下: 在电力系统受到扰动后的暂态过程中, 负荷母线电压能够在故障后10 s内恢复到0.8 p.u. 以上^[17]。然而上述判据只能给出二元性(稳定/不稳定)的评价结果, 难以量化评估系统暂态电压稳定水平。为此, 本文结合实际工程需要, 在文献[18-19]的基础上提出一种表征系统暂态电压稳定水平的量化指标, 其定义如下:

$$T_{i,j} = \int_{t_c}^{t_c+10} R_{i,j}(t) dt \quad (1)$$

其中, $T_{i,j}$ 为发生故障 i 后母线 j 的暂态电压恢复指标; t_c 为故障清除时刻; $R_{i,j}(t)$ 的定义如式(2)所示。

$$R_{i,j}(t) = \begin{cases} |U_{i,j}(t) - 0.9| & U_{i,j}(t) \leq 0.9 \text{ p.u.} \\ 0 & U_{i,j}(t) > 0.9 \text{ p.u.} \end{cases} \quad (2)$$

其中, $U_{i,j}(t)$ 为发生故障 i 后母线 j 在 t 时刻的电压幅值。暂态电压恢复指标描述的是故障切除后的暂态过程中母线电压低于0.9 p.u. 的面积, 可量化母线暂态电压跌落的严重程度。

为避免计算规模过于庞大, 可只计算关键母线的暂态电压恢复指标。在 M 个预想故障下, 母线 j 的暂态电压恢复指标 T_j 定义为:

$$T_j = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M T_{i,j} \quad (3)$$

为分析全网暂态电压稳定性,定义系统暂态电压稳定指标如下:

$$T = \sum_{j=1}^N \omega_j T_j \quad (4)$$

其中, N 为电网运行中受关注的关键母线节点数; ω_j 为母线 j 的权重,并满足式(5)。

$$\sum_{j=1}^N \omega_j = 1 \quad (5)$$

1.2 指标有效性验证

为验证所提暂态电压稳定指标的合理性和有效性,以祁韶直流馈入湖南电网为例进行计算分析。湖南电网通过3回500 kV线路联接华中主网,其500 kV主网架(不含发电厂)如图1所示。全网共分为六大供电区域,其中负荷中心位于湘中、湘南地区。计算用基础数据为湖南电网2018年夏季大方式,全网负荷为31 000 MW,负荷模型采用65%感应电动机负荷+35%恒阻抗负荷的综合负荷模型。

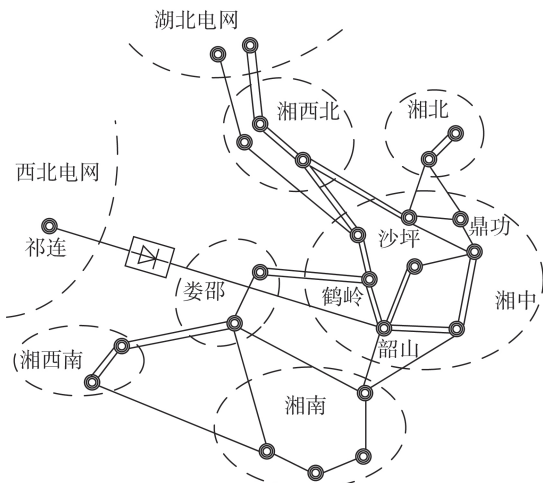


图1 湖南电网500 kV主网架

Fig.1 500 kV main grid of Hunan Power Grid

根据多年来的电网实际运行经验,选取以下2个严重故障构成预想故障集。

故障1:500 kV韶鹤一线(韶山站至鹤岭站)鹤岭侧发生金属性三相短路,近故障点侧切除时间为0.09 s,远故障点侧切除时间为0.1 s。

故障2:500 kV沙鼎线(沙坪站至鼎功站)沙坪侧发生金属性三相短路,近故障点侧切除时间为0.09 s,远故障点侧切除时间为0.1 s。

此外,选取韶山站500 kV母线和鹤岭站500 kV母线为关键母线节点,母线权重均设为0.5。

在全网开机方式不变的情况下,通过调整湖南电网交流通道受电功率,计算出祁韶直流输送功率分别为2 000、4 000、6 000 MW方式下的系统暂态电

压稳定指标如表1所示(表中 T_1 、 T_2 分别为韶山站、鹤岭站母线暂态电压恢复指标),故障1、2下的关键母线电压恢复特性分别如图2和图3所示(图中电压均为标么值,后同)。

表1 暂态电压稳定指标

Table 1 Transient voltage stability index

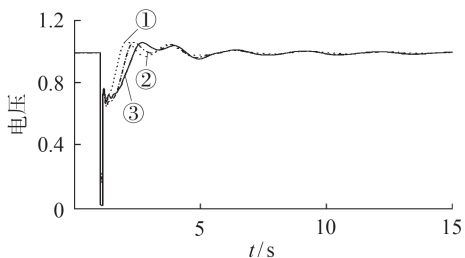
直流功率 / MW	T_1	T_2	T	暂态电压稳定性
2 000	14.29	13.09	13.69	稳定
4 000	23.05	19.54	21.30	稳定
6 000	180.61	171.73	176.17	失稳

从仿真结果可以得出如下结论。

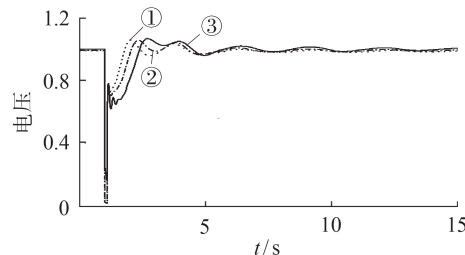
(1)在开机方式不变的情况下,祁韶直流输送功率越大,系统暂态电压稳定指标越大,表明湖南电网暂态电压稳定水平越低。这是因为直流系统在交流系统故障后呈现出不利的“无功负荷”特性,直流输送功率越大,故障切除后逆变器从交流系统吸收的无功功率越多,导致系统电压恢复特性越差。

(2)祁韶直流输送功率为6 000 MW时,500 kV韶鹤一线故障后系统保持暂态电压稳定,而500 kV沙鼎线故障后,韶山站、鹤岭站母线电压长时间未恢复至正常水平,系统出现暂态电压失稳现象。由此可见,为准确表征系统暂态电压稳定特性,预想故障集中应包含多个可信的严重故障。

(3)祁韶直流输送功率为6 000 MW方式下的系统暂态电压稳定指标为176.17,远大于直流输送功率分别为2 000 MW和4 000 MW方式下的暂态电压稳定指标,可见所提指标能明显区分系统暂态电压稳定和失稳的情形。



(a) 韶山站

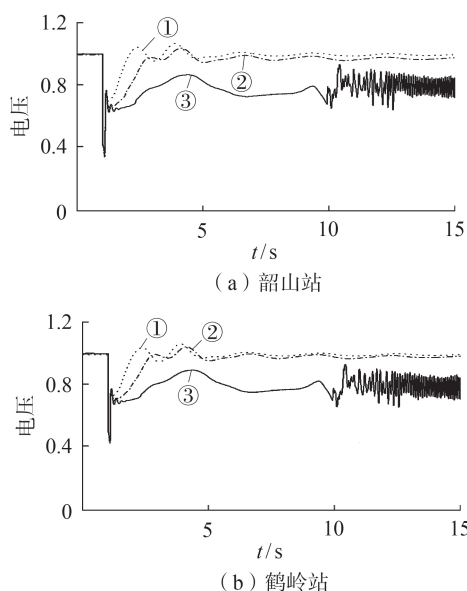


(b) 鹤岭站

① 直流功率为2 000 MW, ② 直流功率为4 000 MW
③ 直流功率为6 000 MW

图2 故障1下的关键母线电压

Fig.2 Critical bus voltages under Fault 1



① 直流功率为 2000 MW, ② 直流功率为 4000 MW
③ 直流功率为 6000 MW

图3 故障2下的关键母线电压

Fig.3 Critical bus voltages under Fault 2

2 保证暂态电压稳定的运行控制方法

制定实际大电网运行控制策略时,一般较难找到保证系统暂态电压稳定性的数学上的最优控制方案,工程上通常采用满足可接受的暂态电压稳定水平作为确定电网运行控制方案的标准。

研究发现,增加火电机组旋转备用容量可有效提高系统暂态电压稳定性^[20]。因此,在受端电网开机台数不变的情况下,若提高直流受电功率,需增加火电机组的旋转备水平用来保证受端电网电压稳定。

基于以上背景,本文以火电机组有功出力和直流输送功率为控制变量,提出一种保证受端电网暂态电压稳定性并适合工程应用的运行控制方法,基本步骤如下。

(1)基于暂态电压稳定指标对受端电网所有接入 220 kV 及以上电压等级的火电机组的暂态电压支撑能力进行排序,根据排序结果筛选出对负荷中心暂态电压稳定性影响较大的机组,本文称为负荷中心火电机组。

(2)根据给定的负荷水平、直流输电功率、开机台数确定满足功角稳定约束和调峰约束的机组初始有功出力。

(3)计算电网初始运行方式下的暂态电压稳定指标 T 。

(4)判断 T 是否满足 $T \leq \delta$ (δ 为可接受的暂态电压稳定指标),若满足,表明初始控制方案已达到可接受的暂态电压稳定水平,输出控制方案;若不满足,等比例降低负荷中心火电机组有功出力,以增加

系统旋转备用容量来提高受端电网暂态电压稳定性,同时增加交流通道受入功率来保证受端电网出力平衡。

(5)判断新控制方案是否同时满足功角稳定约束、调峰约束和交流通道受电限额约束。若不满足,则表明当前运行方式下寻找不出满足运行约束的控制方案,此时需调减直流功率 ΔP_d ,转入步骤(2);若满足,则计算新控制方案下的暂态电压稳定指标 T ,并判断 T 是否满足 $T \leq \delta$ 。

(6)若新控制方案下的暂态电压稳定指标 T 满足 $T \leq \delta$,则输出最终控制方案;若不满足,则继续等比例降低负荷中心火电机组有功出力,直到搜索出同时满足电网各种运行约束的控制方案。

将上述方法应用于制定湖南电网运行控制策略。湖南电网接入 220 kV 及以上电压等级的火电机组共 39 台,基于暂态电压稳定指标筛选出对负荷中心暂态电压稳定性影响较大的机组共 24 台。根据电网实际运行经验,祁韶直流输送功率 P_d 为 3 000、4 000、5 000 MW 方式下的可接受的暂态电压稳定指标 δ 分别设为 15、20、25, ΔP_d 设为 100 MW。计算出的最终运行控制策略如表 2 所示。

表2 不同直流输送功率下的火电机组有功出力
Table 2 Generator outputs for different active power transmitted by UHVDC

火电机组	额定容量	有功出力		
		$P_d = 3000$	$P_d = 4000$	$P_d = 5000$
长沙1号机	650	562	546	520
长沙2号机	650	562	546	520
湘潭1号机	300	260	252	240
湘潭2号机	300	260	252	240
湘潭3号机	600	520	504	480
湘潭4号机	600	520	504	480
株洲3号机	310	268	260	248
株洲4号机	310	268	260	248
攸县1号机	630	545	530	504
攸县2号机	630	545	530	504
耒阳1号机	210	182	176	160
耒阳2号机	210	182	176	160
耒阳3号机	300	260	252	240
耒阳4号机	300	260	252	240
金竹山3号机	600	520	504	480
宝庆1号机	660	570	554	528
涟源1号机	300	260	252	240
涟源2号机	300	260	252	240
华岳1号机	363	314	305	290
华岳2号机	363	314	305	290
华岳3号机	300	260	252	240
华岳4号机	300	260	252	240
益阳3号机	600	520	504	480
益阳4号机	600	520	504	480

从表2可以看出:

(1)随着祁韶直流输送功率的增加,湖南电网负荷中心火电机组旋转备用容量逐渐加大以提高暂

态电压支撑能力,直流输电功率由 3 000 MW 提升至 5 000 MW,相应的火电机组旋转备用率由 13.5% 增加至 20%,在一定程度上增加了系统调峰难度;

(2)所提方法可用来制定不同电网运行方式下的控制策略,具有良好的适应性。

祁韶直流输送功率 5 000 MW 方式下,500 kV 沙鼎线故障后的发电机功角曲线如图 4 所示,由图可见发电机功角在暂态过程中趋于稳定,运行控制方案也满足功角稳定约束。

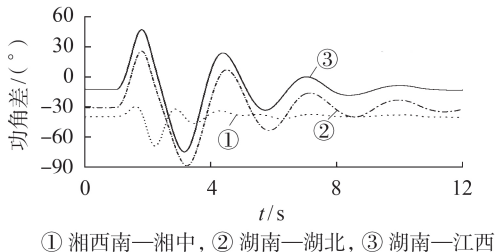


图 4 功角曲线
Fig.4 Rotor angle curves

3 湖南电网接纳直流能力的影响因素

3.1 网架结构

加强网架结构可从根本上提高系统暂态电压稳定水平。根据规划,华中电网将建成“日”字型特高压交流双环网,共新建 4 座特高压站、13 回特高压线路(南阳—荆门单回线已投运),如图 5 所示。祁韶直流输送功率 8 000 MW 方式下,系统暂态电压稳定指标如表 3 所示,500 kV 韶鹤一线鹤岭侧三永故障后的韶山站母线电压如图 6 所示。

从计算结果可以得出如下结论。

(1)华中特高压交流环网工程投产前,祁韶直流送电 8 000 MW 方式下,大扰动后受端系统暂态电压

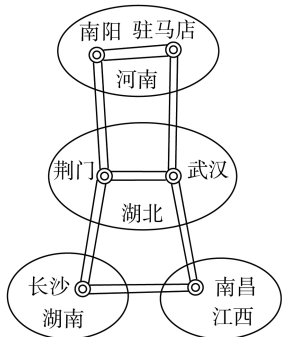


图 5 华中特高压交流环网
Fig.5 Huazhong UHVAC Power Grid

表 3 暂态电压稳定指标 Table 3 Transient voltage stability index	
条件	T
华中环网工程投产前	290.38
华中环网工程投产后	12.25

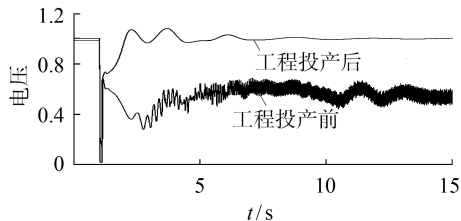


图 6 韶山站母线电压
Fig.6 Bus voltage of Shaoshan substation

失稳,这表明湖南电网现有的网架结构尚不具备支撑祁韶直流满功率运行的能力。

(2)华中特高压交流环网工程投产后,祁韶直流送电 8 000 MW 方式下,系统暂态电压稳定指标为 12.25,交流网架对直流的电压支撑能力大幅提升。从电压稳定约束角度来看,湖南电网具备接纳祁韶直流满功率送电的能力。

3.2 负荷模型

目前,湖南电网负荷模型采用 65% 感应电动机负荷+35% 恒阻抗负荷的综合负荷模型,采用本文所提方法计算不同负荷模型下湖南电网接纳直流的能力,结果如表 4 所示。

表 4 不同负荷模型下湖南电网接纳直流的能力

Table 4 UHVDC power receiving capability of Hunan Power Grid for different load models

负荷模型	直流接纳能力 / MW
65% 感应电动机+35% 恒阻抗	5000
63% 感应电动机+37% 恒阻抗	5600
60% 感应电动机+40% 恒阻抗	6000

从计算结果可以看出,负荷模型中的感应电动机比例降至 60%,湖南电网在当前网架结构下具备接纳祁韶直流送电 6 000 MW 的能力。这是因为在故障恢复阶段,感应电动机滑差逐渐增大,电动机从系统吸收大量无功功率,感应电动机负荷比例越低,动态无功需求越少,母线暂态电压恢复特性越好。由此可见,负荷模型的选取直接影响到受端电网接纳直流的能力和暂态电压稳定性评估,应尽快开展湖南电网负荷实测建模工作。

4 结论

随着祁韶直流的正式投运,湖南电网安全稳定运行受到广泛关注。本文从实际电网运行需求出发,研究了祁韶直流馈入湖南电网负荷中心的暂态电压稳定性。

(1)构建了一种暂态电压稳定指标,该指标物理意义明确,能定量描述系统暂态电压稳定水平,实际系统算例结果验证了其有效性。

(2)提出了一种保证直流受端系统暂态电压稳定的运行控制方法,该方法以火电机组有功出力 and 直流输送功率为控制变量,以满足可接受的暂态电

压稳定水平为控制目标,具有操作简单、适应性强的特点,目前已应用于制定湖南电网运行控制策略。

(3)网架结构和负荷模型是影响湖南电网直流接纳能力的重要因素,应加快华中特高压交流环网工程建设和开展湖南电网负荷实测建模工作。

参考文献:

- [1] 刘振亚,张启平,董存,等. 通过特高压直流实现大型能源基地风、光、火电力大规模高效率安全外送研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2513-2522.
LIU Zhenya,ZHANG Qiping,DONG Cun,et al. Efficient and security transmission of wind,photovoltaic and thermal power of large-scale energy resource bases through UHVDC projects[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2513-2522.
- [2] 李明节. 大规模特高压交直流混联电网特性分析与运行控制[J]. 电网技术,2016,40(4):985-991.
LI Mingjie. Characteristic analysis and operational control of large-scale hybrid UHV AC/DC power grids[J]. Power System Technology,2016,40(4):985-991.
- [3] 罗汉武,乐健,毛涛,等. 扎鲁特—青州±800 kV特高压直流输电工程运行特性分析[J]. 电力自动化设备,2019,39(1):53-59.
LUO Hanwu,LE Jian,MAO Tao,et al. Analysis of operation characteristics of Zhazhute-Qingzhou ±800 kV UHVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(1):53-59.
- [4] 宋军英,陈辉华,唐外文. 不同负荷模型对湖南电网暂态稳定水平的影响[J]. 电网技术,2007,31(5):29-33.
SONG Junying,CHEN Huihua,TANG Waiwen. Influence of different load models on transient stability level of Hunan Power Grid[J]. Power System Technology,2007,31(5):29-33.
- [5] 廖国栋,谢欣涛,侯益灵,等. 湖南电网暂态电压稳定性问题[J]. 电网技术,2012,36(10):196-202.
LIAO Guodong,XIE Xintao,HOU Yiling,et al. Study on transient voltage stability of Hunan Power Grid[J]. Power System Technology,2012,36(10):196-202.
- [6] 顾卓远,汤涌,易俊,等. 电力系统功角失稳与局部感应电动机失稳相互影响机理分析[J]. 电网技术,2017,41(8):2549-2505.
GU Zhuoyuan,TANG Yong,YI Jun,et al. Study on mechanism of interrelationship between power system angle stability and induction motor stability[J]. Power System Technology,2017,41(8):2549-2505.
- [7] 杨欢欢,蔡泽祥,朱林,等. 直流系统无功动态特性及其对受端电网暂态电压稳定的影响[J]. 电力自动化设备,2017,37(10):86-92.
YANG Huanhuan,CAI Zeyang,ZHU Lin,et al. Dynamic characteristic of HVDC reactive power and its influence on transient voltage stability of receiving-end power grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(10):86-92.
- [8] 胡艳梅,吴俊勇,李芳,等. ±800 kV哈郑特高压直流控制方式对河南电网电压稳定性影响研究[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(21):147-153.
HU Yanmei,WU Junyong,LI Fang,et al. Impacts of DC system control mode for ±800 kV Ha-Zheng UHVDC on voltage stability of Henan Power Grid[J]. Power System Protection and Control,2013,41(21):147-153.
- [9] 凌卫家,孙维真,叶琳,等. 浙江交直流混联受端电网静态稳定分析[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(15):164-170.
LING Weijia,SUN Weizhen,YE Lin,et al. Static stability analysis of Zhejiang hybrid ultra-high voltage AC/DC receiving power grid[J]. Power System Protection and Control,2016,44(15):164-170.
- [10] 黄弘扬,徐政,许峰. 多馈入直流输电系统短路比指标的有效性分析[J]. 电力自动化设备,2012,32(11):46-50.
HUANG Hongyang,XU Zheng,XU Feng. Effectiveness of short circuit ratio index for multi-infeed HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(11):46-50.
- [11] LEE D H A,ANDERSSON G. An equivalent single-infeed model of multi-infeed HVDC systems for voltage and power stability analysis[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2016,31(1):303-312.
- [12] 白岩,陈辉祥,王仲鸿. 直流双极闭锁故障下提高暂态电压稳定性策略探讨[J]. 电力系统自动化,2006,30(15):93-96.
BAI Yan,CHEN Huixiang,WANG Zhonghong. Discussion on strategies to enhance the system transient voltage stability under the DC bi-polar block fault[J]. Automation of Electric Power Systems,2006,30(15):93-96.
- [13] 杨欢欢,朱林,蔡泽祥,等. 直流控制对直流系统无功动态特性的影响分析[J]. 电网技术,2014,38(10):2631-2637.
YANG Huanhuan,ZHU Lin,CAI Zexiang,et al. Influence of HVDC control on HVDC reactive power dynamic characteristic[J]. Power System Technology,2014,38(10):2631-2637.
- [14] 刘晓明,慈文斌,刘玉田. 直流控制方式对受端电网电压稳定性影响[J]. 电力自动化设备,2011,31(4):69-73,77.
LIU Xiaoming,CI Wenbin,LIU Yutian. Influence of DC system control mode on voltage stability of receiving-end power grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(4):69-73,77.
- [15] 王雅婷,张一弛,周勤勇,等. 新一代大容量调相机在电网中的应用研究[J]. 电网技术,2017,41(1):22-28.
WANG Yating,ZHANG Yichi,ZHOU Qinyong,et al. Study on application of new generation large capacity synchronous condenser in power grid[J]. Power System Technology,2017,41(1):22-28.
- [16] 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,2018,38(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,2018,38(12):162-167.
- [17] 国家电网运行与控制标准化技术委员会. 电力系统安全稳定计算技术规范:DL/T 1234—2013[S]. 北京:中国电力出版社,2013.
- [18] 侯建兰,刘育权,谢小荣,等. 一种量化评估暂态电压稳定性的指标与方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(10):151-156.
HOU Jianlan,LIU Yuquan,XIE Xiaorong,et al. Quantitative assessment index and method of transient voltage stability[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(10):151-156.
- [19] 杨堤,程浩忠,马则良,等. 考虑静态和暂态电压稳定的交直流混联系统综合无功规划方法研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(11):3078-3086.
YANG Di,CHENG Haozhong,MA Zeliang,et al. Integrated reac-

tive power planning methodology considering static and transient voltage stability for AC-DC hybrid system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3078-3086.

[20] 周双喜, 朱凌志, 郭锡玖, 等. 电力系统电压稳定性及其控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 320-322.

作者简介:

邱 威(1988—), 男, 江西都昌人, 高级工程师, 博士,



邱 威

研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: qiu-wei@sgcc.com.cn);

贺静波(1983—), 男, 湖南湘乡人, 高级工程师, 博士, 研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: he-jingbo@sgcc.com.cn);

于 钊(1979—), 男, 陕西咸阳人, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: yu-zhao@sgcc.com.cn)。

Transient voltage stability analysis of Hunan Power Grid with infeed UHVDC

QIU Wei¹, HE Jingbo¹, YU Zhao¹, XU Xialing², YANG Dan³, LIU Na⁴

(1. National Power Dispatching and Control Center, Beijing 100031, China;

2. Central China Branch of State Grid Corporation of China, Wuhan 430077, China;

3. State Grid Hunan Electric Power Company Limited, Changsha 410007, China;

4. State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100031, China)

Abstract: With the increasing growth of long distance trans-regional HVDC transmission system, the transient voltage stability problem of receiving-end system is becoming increasingly outstanding. The transient voltage stability of load center in Hunan Power Grid after the operation of ± 800 kV Qilian-Shaoshan UHVDC project is researched. Firstly, a transient voltage stability index is constructed, and its effectiveness is verified by Hunan Power Grid. Secondly, from the perspective of operation demand of actual power grid, a practical operation control method is proposed to ensure the transient voltage stability of receiving-end system, which is employed to develop the operation control strategy of Hunan Power Grid. Lastly, the major factors affecting the UHVDC power receiving capability of Hunan Power Grid are analyzed.

Key words: UHVDC; transient voltage stability; Hunan Power Grid; operation control strategy

(上接第 156 页 continued from page 156)

Large-scale unit commitment solution based on binary differential evolution algorithm and objective function decomposition

ZHU Yongli¹, LIU Gang^{1,2}, HUANG Zheng², XIE Wei³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. School of Electrical and Information Engineering, Guizhou Institute of Technology, Guiyang 550003, China;

3. Nanping Power Supply Company of State Grid Fujian Power Co., Ltd., Nanping 353000, China)

Abstract: In order to avoid the problem of time-consuming caused by the internal and external two-level nested solution of unit start-stop schedule and load economic dispatch in the solving process of UC (Unit Commitment), two adjustable sub-objectives, namely the total average fuel cost of start unit and the system's spare spinning reserve capacity, are introduced to decompose the traditional UC model into two independent optimization objectives, then a two-stage UC model based on the objective function decomposition is proposed, in which the sub-stage model can be solved independently. An improved BDE (Binary Differential Evolution) algorithm is used to solve the unit start-stop schedule objective in the first stage. The handling mechanisms such as the minimum unit start-stop time constraint, the spinning reserve capacity constraint, the unit de-commitment, and so on, are applied to each individual coding that represents the start-stop status of unit, which can effectively guarantee the validity of each solution and reduce the search space of the algorithm. According to the solved start-stop status of unit, the semi-definite programming method is used to solve the load economic dispatch objective in the second stage. The effectiveness of the proposed method in solving the large-scale UC is verified by a classical test example.

Key words: unit commitment; economic dispatch; binary differential evolution algorithm; objective function decomposition; average fuel cost; semi-definite programming method