

柔性直流电网稳定控制系统切机策略研究

祝万¹, 任祖怡¹, 何育钦², 赵青春¹, 戴光武¹, 白杨¹, 夏尚学¹, 徐柯¹

(1. 南京南瑞继保电气有限公司, 南京 211102;
2. 国网浙江省电力有限公司衢州供电公司, 浙江 衢州 324000)

摘要: 为保障柔性直流电网安全稳定运行, 需要配套建设稳定控制系统, 完善、有效的控制策略是实施该系统的关键。分析柔性直流电网各换流阀控制模式特点及拓扑关系, 定义直流电网输电能力和送端单站输电能力, 并提出对应的计算方法。利用故障前直流电网输送功率与实时输电能力的差值, 分别计算故障状态下直流电网和送端单站的盈余功率; 从依据故障前电源出力切除电源和依据故障后剩余输电能力保留电源两个角度, 提出盈余功率在送端各站间的切机分配策略。上述方法实现了稳定控制策略与直流控制模式、电网运行方式的解耦, 大幅降低工程应用难度。基于上述控制策略的稳定控制系统通过了实时闭环数字仿真和实际电网运行的验证, 可在复杂直流电网推广应用。

关键词: 柔性直流电网; 稳定控制系统; 直流电网输电能力; 盈余功率分配; 切机

DOI: 10.19585/j.zjdl.202603004

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



Research on generator tripping strategies for stability control systems in VSC-HVDC grids

ZHU Wan¹, REN Zuyi¹, HE Yuqin², ZHAO Qingchun¹, DAI Guangwu¹, BAI Yang¹, XIA Shangxue¹, XU Ke¹

(1. NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China;
2. State Grid Quzhou Power Supply Company, Quzhou, Zhejiang 324000, China)

Abstract: To ensure the secure and stable operation of voltage source converter-based high voltage direct current (VSC-HVDC) grids, dedicated stability control systems must be deployed, and effective control strategies are essential for their implementation. The control modes of converter valves and the associated topological relationships in VSC-HVDC grids are analyzed. The transmission capacity of the DC grid and that of the sending-end single station are defined, and corresponding calculation methods are proposed. Based on the difference between the pre-fault transmitted power and the real-time transmission capacity, the surplus power of both the DC grid and the sending-end single station under fault conditions is calculated. From two perspectives—generator tripping based on pre-fault generation output and generator retention based on post-fault residual transmission capacity—a surplus power allocation strategy for generator tripping among sending-end stations is proposed. The proposed method decouples the stability control strategy from DC control modes and grid operating conditions, thereby significantly reducing engineering implementation complexity. The stability control system developed based on the proposed strategy has been validated through real-time closed-loop digital simulation and practical grid operation, demonstrating its applicability to complex DC grids.

Keywords: VSC-HVDC grid; stability control system; DC grid transmission capacity; surplus power allocation; generator tripping

0 引言

为应对化石能源危机及日益恶化的环境问题, 我国提出了“双碳”目标, 加速推进可再生能源建

设。然而, 由于能源与负荷中心分布不匹配, 新能源消纳和电力供应问题日益突出。为此, 我国不断加强对输电网架的建设, 逐渐形成了交直流混联的电网格局^[1-2], 其中直流输电工程承担了主要的远距离、跨区域输电任务。

通过换流器直流端互联所构成的网格化结构直流电网, 在提升新能源汇集方面具有诸多优

势^[3-5]。然而,目前国内直流输电工程绝大多数为“点对点”或多端直流输电工程,并未构建成具有网格化结构的直流电网^[6-7]。为了适应未来电网格局的深刻变化,我国开始研究并建设高压柔性直流电网(以下简称“柔直电网”),采用环形电网结构来提高可靠性并实现多接入点送电或多落点受电。

为保证柔直电网的设备安全和系统稳定运行,研究人员在电网特性、网络架构、厂站设计、设备研制等方面已经开展了一系列积极有效的工作^[8-13]。文献[8]提出采用附加控制策略、直流电网和新能源机组协调配合、交流母线并列转分列运行等方式,解决柔直电网故障后出现盈余功率的问题。配置稳定控制系统,在故障后采取切机控制措施消除盈余功率,是保障柔直电网安全稳定运行的有效手段。文献[9-10]指出传统稳定控制系统无法满足直流电网故障清除速度的要求,需要引入交流耗能装置,为稳定控制系统动作争取时间。目前,针对柔直电网故障后稳定控制系统精准计算需切量和高效实施切机分配策略的系统性研究较为缺乏,无法有效支撑配套稳定控制系统的建设。

传统直流输电工程的运行方式单一,且发生故障后直流层级内和不同极层之间的转代逻辑简单清晰,配套稳定控制系统通常采用遍历所有运行方式的方法,结合换流站不同控制模式下的转代能力,逐一分析每个故障形态下系统的功率不平衡量,并设计与之匹配的切除方案^[14-22]。文献[14]提出考虑直流运行模式的直流功率损失量预估计算方法和典型设计原则。文献[15]介绍了当前特高压直流换流器故障后剩余换流器转代能力计算方法和直流闭锁故障后的损失功率计算方法。文献[16]提出了一种适用于特高压并联型三端混合直流输电系统的功率转代策略,并成功应用于乌东德电站送电广东广西特高压多端直流示范工程中。

直流电网输电系统送受端单站的供电路径不唯一,若沿用常规的处理方式,计算复杂程度急剧增加,无法实现工程化应用。本文从柔直电网运行特点分析入手,考虑直流电网运行方式的复杂多变特性,采用控制策略需与直流电网运行方

式解耦的控制思路,提出故障状态下直流电网输电能力计算和故障切机分配策略,以解决直流电网故障后功率盈余导致的一系列稳定问题,并通过搭建测试平台和实际电网试验等方式进行试验验证。

1 柔直电网运行面临的挑战

柔直电网具有网格化结构特征,即任意2个节点之间存在多条连接通道,以四端电网为例,设置2个送端换流站、2个受端换流站,其中1个受端换流站兼具功率调节作用。柔直电网四端直流拓扑如图1所示。

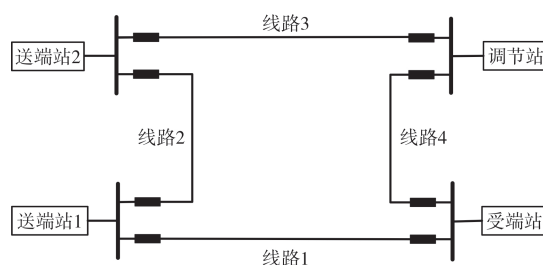


图1 柔直电网四端直流拓扑

Fig.1 Four-terminal DC topology of the VSC-HVDC grid

柔直电网双极层拓扑如图2所示,直流输电系统由正极层、负极层、金属回线层构成。

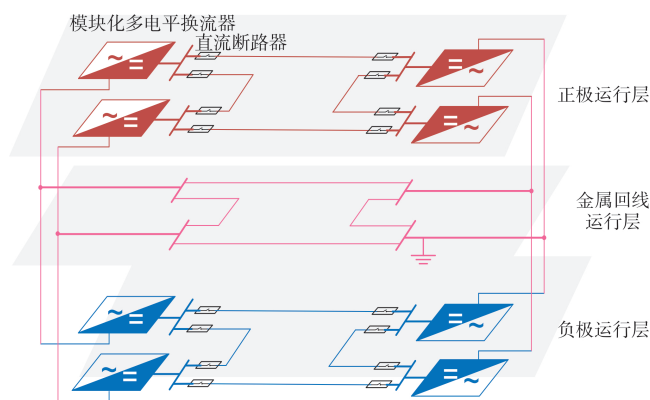


图2 柔直电网双极层拓扑

Fig.2 Bipolar-level topology of the VSC-HVDC grid

与传统“点对点”直流输电系统相比,柔直电网稳定运行面临的最严峻挑战是直流的运行方式急剧增加。传统“点对点”单极单阀直流只有单独正极运行、单独负极运行、双极运行3种运行方式,“点对点”单极双阀直流也只有15种运行方式。

而以图2为例,柔直电网单个极层中存在2个送端换流阀、4条直流线路、2个受端换流阀共8个元件,送受端换流阀及直流线路的不同运行状态可以组合成不同的运行方式。经统计,单个极层中存在34种合理的运行方式,双极层均运行状态下存在 $34 \times 34 = 1\,156$ 种组合运行方式,理论上整个柔直电网一共存在 $34 + 34 + 1\,156 = 1\,224$ 种运行方式,因此传统“点对点”直流配套稳定控制系统采用的遍历所有运行方式的方法难以满足柔直电网的控制需求。如何实现柔直电网配套直流稳定控制系统与运行方式的解耦,进而设计出能灵活适配不同运行方式的控制策略,是保障柔直电网稳定运行的关键。

2 柔直电网输电能力计算

2.1 常规直流稳定控制系统输电能力计算方法

常规直流稳定控制系统利用换流站阀组控制模式(双极功率、单极功率、定电流)判断剩余运行换流器的可转代关系,结合直流全压运行、降压运行模式,综合计算故障后所有剩余运行阀组的可转代极限功率,求和后得到直流系统输电能力,对应关系如表1、表2所示。

表1 剩余运行阀组转代与控制模式的关系

Table 1 Relationship between power substitution by remaining valve groups and control modes

剩余阀组所在极的控制模式	与故障换流器是否同极	剩余阀组是否可转代
双极功率控制	是	是
	否	是
单极功率控制	是	是
	否	否
定电流控制	是	否
	否	否

表2 剩余运行阀组转代极限功率与运行方式的关系

Table 2 Relationship between maximum substitutable power by remaining operating valve groups and operating modes

电压运行方式	剩余运行阀组可转代功率极限
全压	现阶段柔直工程仅按1倍额定功率考虑
降压	0.7~0.8倍额定功率

2.2 直流输电能力影响因素分析

结合柔直电网直流控制保护系统的设计原则,梳理出影响柔直电网输电能力的3个核心因素:直

流阀组/线路额定容量、直流阀组控制模式、直流电网拓扑结构。直流阀组/线路额定容量在电网建设时期就已确定,直流阀组控制模式和直流电网拓扑关系随着系统运行的需要实时动态变化。

直流电网中阀组在不同控制模式下对应的送电能力不同。单换流阀输电能力与控制模式的对应关系如表3所示。

表3 单换流阀输电能力与控制模式的对应关系

Table 3 Correspondence between single-converter transmission capacity and control modes

控制模式	单换流阀输电能力
定电压幅值/频率控制	额定容量
定电压控制	额定容量
定功率控制	功率指令值

柔直电网运行拓扑关系由送端换流阀、受端换流阀、直流线路的运行状态决定。当送端换流阀停运时,无法通过该送端换流阀输送功率,必然引起输电能力下降。当受端换流阀和直流线路停运时,因直流电网具有多条传输通道的冗余特性,直流输电能力的大小需要结合实际情况具体分析。

2.3 直流输电能力计算

本文定义以下两种直流输电能力:

1)直流电网输电能力:在当前电网结构和控制模式下,可经所有送端换流站上网并传输至受端电网的最大电源功率。

2)送端单站输电能力:在当前电网结构和控制模式下,可经单一送端换流站上网并传输至受端电网的最大电源功率。

2.3.1 直流电网输电能力计算

本文定义的直流电网输电能力计算流程如图3所示。

第一步,根据表3所示单换流阀输电能力与控制模式的对应关系,获得当前运行状态下送受端各极层各换流阀输电能力,根据线路设计参数获得每条线路的额定容量。

第二步,按极层判断每个送端换流阀是否与受端换流阀存在拓扑联系,并将存在拓扑联系的送端换流阀输电能力累加,得到单个极层送端换流阀输电能力 $C_{bl,s}$:

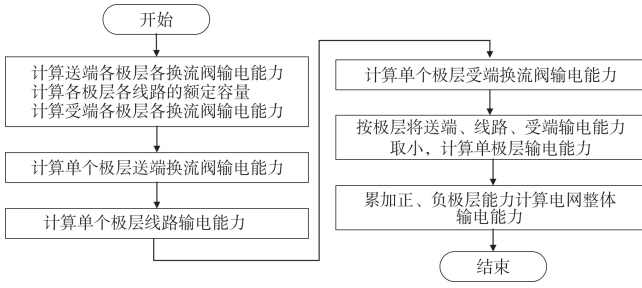


图3 直流电网输电能力计算流程

Fig.3 Calculation flowchart of transmission capacity for DC power grids

$$C_{bl,s} = \sum_{i=1}^{M_{bl}} C_{bl,s,i} \quad (1)$$

式中: $C_{bl,s,i}$ 为某极层第 i 个与受端相连的送端换流阀输电能力; M_{bl} 为某极层与受端换流阀存在拓扑连接的送端换流阀个数。

第三步,按极层判断连接送受端换流阀的直流线路运行状态,将各投运线路的额定容量累加,得到单个极层线路输电能力 $C_{bl,l}$:

$$C_{bl,l} = \sum_{k=1}^{N_{bl}} S_{bl,l,k} \quad (2)$$

式中: $S_{bl,l,k}$ 为某极层第 k 条连接送受端换流阀的输电线路额定容量; N_{bl} 为连接送受端换流阀的输电线路条数。

第四步,按极层判断每个受端换流阀是否与送端换流阀存在拓扑联系,并将存在拓扑联系的受端换流阀输电能力累加,得到单个极层受端换流阀输电能力 $C_{bl,r}$:

$$C_{bl,r} = \sum_{j=1}^{O_{bl}} C_{bl,r,j} \quad (3)$$

式中: $C_{bl,r,j}$ 为某极层第 j 个与送端相连的受端换流阀输电能力; O_{bl} 为某极层与送端换流阀存在拓扑连接的受端换流阀个数。

第五步, $C_{bl,s}$ 、 $S_{bl,l}$ 、 $C_{bl,r}$ 三者中取小值,得到单极层输电能力 C_{bl} :

$$C_{bl} = \min\{C_{bl,s}, C_{bl,l}, C_{bl,r}\} \quad (4)$$

第六步,直流电网正极层输电能力 $C_{\text{正极层}}$ 和负极层输电能力 $C_{\text{负极层}}$ 计算方法相同,相加得到直流电网的整体输电能力 C_{net} :

$$C_{\text{net}} = C_{\text{正极层}} + C_{\text{负极层}} \quad (5)$$

2.3.2 送端单站输电能力计算

本文定义的送端单站输电能力计算流程如图4

所示。



图4 送端单站输电能力计算流程

Fig.4 Calculation flowchart of transmission capacity for a single sending-end station

第一步,同2.3.1节第一步。

第二步,根据第一步计算结果,按极层选取送端 i 站换流阀输电能力 $C_{bl,s,i}$ 。

第三步,按极层判断连接送端换流站与受端换流站的直流线路投运状态,并将投运线路的额定容量累加,得到单个极层送端 i 站输电线路输电能力 $C_{bl,l,i}$:

$$C_{bl,l,i} = \sum_{k=1}^{N_{bl,i}} S_{bl,l,k,i} \quad (6)$$

式中: $S_{bl,l,k,i}$ 为某极层第 k 条连接送端 i 站与受端站点的输电线路额定容量; $N_{bl,i}$ 为连接送端 i 站与受端站点的输电线路条数。

第四步,按层级判断受端换流阀是否与送端 i 站换流阀存在拓扑联系,将存在拓扑联系的受端换流阀输电能力累加,得到单个极层与送端 i 站相连的所有受端换流阀输电能力 $C_{bl,r,i}$:

$$C_{bl,r,i} = \sum_{j=1}^{O_{bl,i}} C_{bl,r,j,i} \quad (7)$$

式中: $C_{bl,r,j,i}$ 为某极层第 j 个与送端 i 站存在拓扑联系的受端换流阀输电能力; $O_{bl,i}$ 为某极层与送端 i 站存在拓扑联系的受端换流阀个数。

第五步, $C_{bl,s,i}$ 、 $C_{bl,l,i}$ 、 $C_{bl,r,i}$ 三者中取小值,得到送端 i 站单极层输电能力 $C_{bl,i}$:

$$C_{bl,i} = \min\{C_{bl,s,i}, C_{bl,l,i}, C_{bl,r,i}\} \quad (8)$$

第六步,送端 i 站的正极层输电能力 $C_{\text{正极层},i}$ 和负极层输电能力 $C_{\text{负极层},i}$ 计算方法相同,相加得到送端 i 站的输电能力 C_i :

$$C_i = C_{\text{正极层},i} + C_{\text{负极层},i} \quad (9)$$

2.4 方案对比

传统“点对点”直流输电工程未构成网格化输电系统,因此直流配套稳定控制系统无需考虑直流电网输电能力,仅考虑送端或受端换流站整站输电能力,计算时也仅考虑单侧换流站控制模式的影响,无需考虑对侧站点、直流传输网架的运行状态。柔直电网稳定控制系统设计的单站输电能力和直流电网输电能力考虑了送端、传输网架、受端3个环节的约束条件,并兼顾所有换流阀控制模式和直流电网运行方式,为直流配套稳定控制策略与换流站控制模式、电网运行方式的解耦奠定基础。

3 切机分配策略

在新能源电力系统建设的背景下,新能源送端电网孤岛运行,仅通过柔直电网将电能送至负荷中心的输电方案(如图1所示)逐渐受到关注。在该输电方案下,一旦直流电网发生故障,将导致直流电网输电能力下降。若直流电网无法承载送端功率,送端盈余功率会造成送端换流阀过流、直流电网过压等问题,引发换流阀闭锁,扩大事故范围,进一步影响新能源送出。因此,所设计的稳定控制策略需要准确计算盈余功率,并确定合理切机分配策略。

3.1 切机分配策略控制思路

3.1.1 需要考虑的约束

故障后切机逻辑需考虑以下两类约束:

1)输电能力约束。基于对柔直电网输电能力的分析,可知存在两类盈余功率:第一类为直流电网盈余功率(因直流电网输电能力受限产生的盈余功率),即直流故障前所有送端站点总输送功率超过直流电网整体送电能力的部分;第二类为单站盈余功率(因送端单站输电能力受限产生的盈余功率),即故障前送端单站输送功率超过单站输电能力的部分。在切机分配逻辑中,需要同时考虑上述两类盈余功率约束。

2)切机范围约束。上述两类盈余功率影响的对象不同,对应切除电源的范围也不一样。送端单站盈余功率仅可在受限换流站进行切除,直流电网盈余功率则可在送端所有站点进行切除,其效果等价。

3.1.2 切机分配策略

本文基于两种控制思路构建切机分配策略。

策略一:基于故障前电源出力越多、切除越多的控制思路,优先将直流电网盈余功率按故障前送端换流站出力比例分配,得到各送端站点需切量。当单站盈余功率超过上述比例分配量时,按单站盈余功率执行;为避免整体过切,需将其差额在其余单站盈余功率小于按比例分配量的站点中进行扣除。

策略二:按故障后剩余输电能力越多、保留电源出力越多的控制思路,优先考虑各送端站点输电能力约束确定送端各站的切除量。将直流电网盈余量减去所有送端单站盈余量之和,获得剩余盈余功率;若仍有剩余盈余功率,再按当前网架下送端各站的剩余输电能力比例分配补切量。

3.2 切机策略一的分配流程

第一步,用故障前送端单站功率减去对应送端换流站输电能力计算出本站需切量:

$$P_{\text{cut_station},i} = P_{\text{pre},i} - C_i \quad (10)$$

式中: $P_{\text{cut_station},i}$ 为送端*i*站需切电源量; $P_{\text{pre},i}$ 为送端*i*站故障前总输电功率。

第二步,用故障前所有送端换流站的总出力减去直流电网输电能力,得到需切总量:

$$P_{\text{cut_net}} = \sum P_{\text{pre},i} - C_{\text{net}} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{cut_net}}$ 为站在整个电网输电能力的角度需切送端电源量。

第三步,按故障前送端换流站出力比例计算出各送端站点需切量:

$$P_{\text{cut_net},i} = \frac{P_{\text{pre},i}}{\sum P_{\text{pre},i}} \cdot P_{\text{cut_net}} \quad (12)$$

第四步,综合判断决策最终各送端站切机量。

1)若 $P_{\text{cut_net},i} < P_{\text{cut_station},i}$,按 $P_{\text{cut_station},i}$ 在送端*i*站内切除对应机组量 $P_{\text{cut},i}$:

$$P_{\text{cut},i} = P_{\text{cut_station},i} \quad (13)$$

同时,计算送端*i*站过切部分 $\Delta P_{\text{cut},i}$:

$$\Delta P_{\text{cut},i} = P_{\text{cut_station},i} - P_{\text{cut_net},i} \quad (14)$$

2)若 $P_{\text{cut_net},i} \geq P_{\text{cut_station},i}$,需在本站中扣除所有过切部分,切机量计算公式为:

$$P_{\text{cut},i} = \max \{ P_{\text{cut_net},i} - \sum \Delta P_{\text{cut},j}, P_{\text{cut_station},i} \} \quad (15)$$

切机策略一的分配示意图如图5所示。假设故障前系统运行在A1点,发生故障后送端站1单站

输电能力为 C_1 , 送端站2单站输电能力为 C_2 。根据直流电网盈余功率, 按比例计算出 $P_{cut_net_1}$ 和 $P_{cut_net_2}$, 然后计算出 $P_{cut_station_1}$ 和 $P_{cut_station_2}$ 。由于 $P_{cut_net_1} \geq P_{cut_station_1}$ 且 $P_{cut_net_2} \geq P_{cut_station_2}$, 在站1选切 $P_{cut_net_1}$, 在站2选切 $P_{cut_net_2}$, 最终系统运行在A2点。

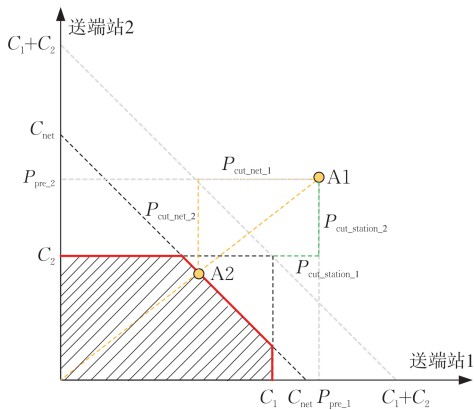


图5 切机策略一的分配示意图

Fig.5 Allocation schematic diagram of generator tripping strategy I

3.3 切机策略二的分配流程

第一步, 用故障前送端单站功率减去对应送端换流站最大输电能力计算出本站需切量 $P_{cut_station_i}$ 。

第二步, 用启动前所有送端的总出力减去直流电网输电能力, 得到需切总量 P_{cut_net} 。

第三步, 用总切机量减去因单站输电能力约束的需切量之和, 若仍有余量, 则将余量按送端站点单站输电能力比例进行分配, 得到送端各站补切机组量 $\Delta P_{cut_net_i}$:

$$\Delta P_{cut_net_i} = \frac{C_i}{\sum C_i} \cdot (P_{cut_net} - \sum P_{cut_station_i}) \quad (16)$$

第四步, 将 $P_{cut_station_i} + \Delta P_{cut_net_i}$ 作为送端 i 站的切机量。

切机策略二的分配示意图如图6所示。假设故障前系统运行在A1点, 故障后优先考虑送端单站输电能力约束计算出 $P_{cut_station_1}$ 和 $P_{cut_station_2}$, 按此切机后, 系统运行至A3点。考虑到直流电网约束需切量 $P_{cut_net} > P_{cut_station_1} + P_{cut_station_2}$, 需要将剩余量按照送端换流站输电能力比例分配, 需补切 $\Delta P_{cut_net_1}$ 和 $\Delta P_{cut_net_2}$ 。因此, 站1需切量为 $P_{cut_station_1} + \Delta P_{cut_net_1}$, 站2需切量为 $P_{cut_station_2} + \Delta P_{cut_net_2}$, 最终

系统运行在A4点。

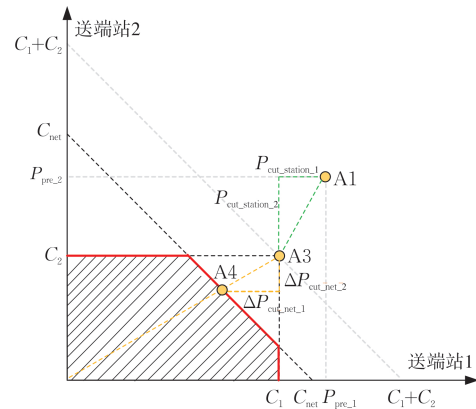


图6 切机策略二的分配示意图

Fig.6 Allocation schematic diagram of generator tripping strategy II

3.4 策略对比和选择

切机分配策略一和策略二均可有效处理直流故障后盈余量分配问题。但是随着直流电网规模扩大, 送端站点增多, 策略一中第四步的多站点盈余量与直流电网盈余量配合方案将变得复杂。而策略二优先处理送端站点约束, 再将不足量按送端剩余输电能力比例进行分配, 送端站点规模的扩大不会增加算法的复杂度, 更有利于在复杂工程推广应用。

4 策略验证

4.1 仿真验证

基于四端柔直电网组建由RTDS(实时数字仿真系统)、直流控制保护系统样机、稳定控制系统样机构成的实时闭环仿真系统, 通过该系统对稳定控制系统的功率盈余量计算和切机量分配功能进行验证。

模拟故障前直流电网运行状态如下: 送端电网通过两个换流站孤岛送出, 送端站1和站2送出功率分别为2794 MW和1000 MW, 受端站和调节站下网功率分别为3000 MW和794 MW; 受端站至调节站正、负极线停运, 其他元件正常运行。故障前柔直电网结构和潮流如图7所示。

送端站1、送端站2、受端站、调节站的单阀组额定容量分别为1500 MW、750 MW、1500 MW、750 MW, 单条直流线路的额定容量为1500 MW; 送端站1和送端站2换流器运行在定电压幅值/频

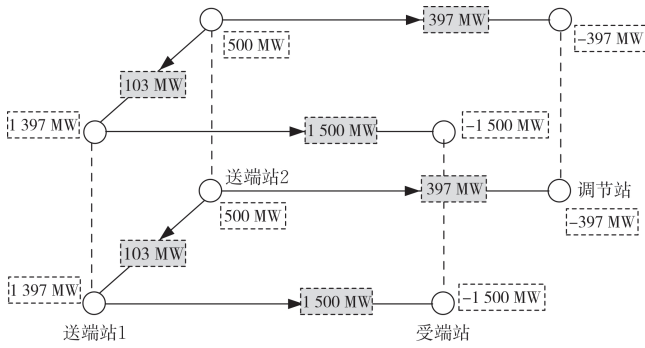


图7 故障前柔直电网结构和潮流

Fig.7 Network structure and power flow of the VSC-HVDC grid before fault

率控制模式，受端站换流器运行在定功率控制模式，调节站换流器运行在定电压控制模式。正常运行时送端站1输电能力为3 000 MW(正、负极层均为1 500 MW)，送端站2输电能力为1 500 MW(正、负极层均为750 MW)，直流电网输电能力为4 500 MW(正、负极层均为2 250 MW)。

模拟发生负极层送端站1至受端站线路永久故障，故障后送端站1输电能力为2 250 MW(正极层1 500 MW，负极层750 MW)，送端站2输电能力为1 500 MW(正、负极层均为750 MW)，直流电网输电能力为3 000 MW(正极层2 250 MW，负极层750 MW)。

按照切机策略一计算，送端站1切机585 MW，送端站2切机209 MW，切机完成后网络拓扑接线和潮流分布如图8所示；按照切机策略二计算，送端站1切机694 MW，送端站2切机100 MW，切机完成后网络拓扑接线和潮流分布如图9所示。

利用RTDS试验平台对上述工况进行仿真，两种策略效果基本相同。以切机策略二为例，故

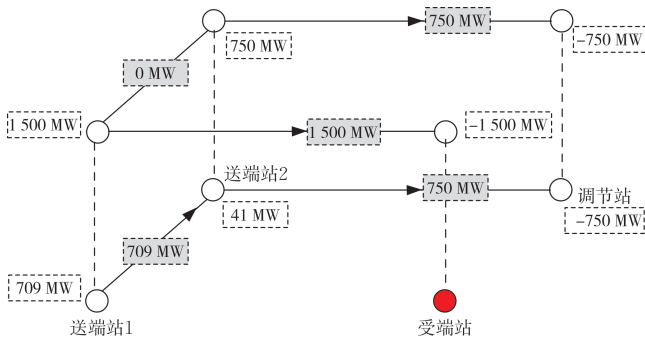


图8 切机策略一故障后拓扑关系及潮流

Fig.8 Network topology and power flow after fault under generator tripping strategy I

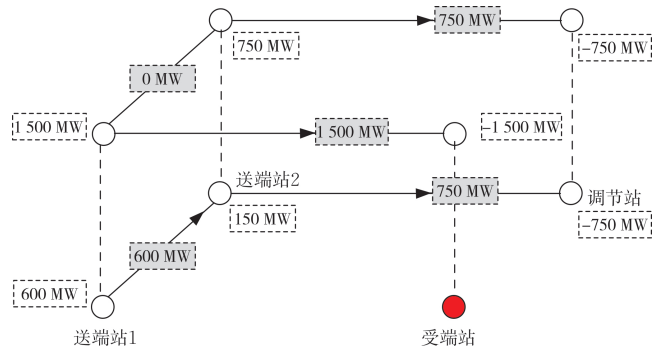


图9 切机策略二故障后拓扑关系及潮流

Fig.9 Network topology and power flow after fault under generator tripping strategy II

障前后功率波形如图10所示，其中 P_1 和 P_2 分别为正极功率和负极功率。故障发生于仿真时间1.5 s时，故障前送端两个站双极功率与设计值基本一致，故障切机后系统保持稳定运行。

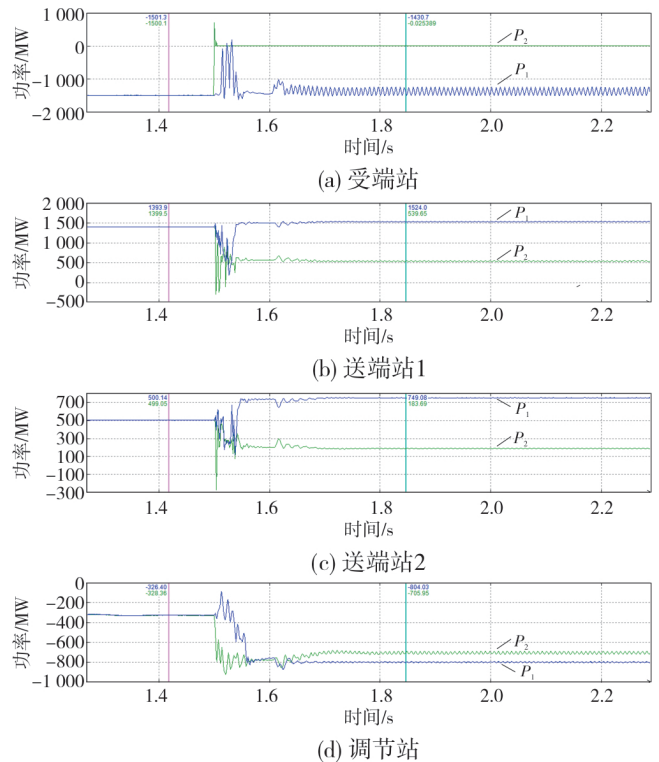


图10 切机策略二RTDS仿真功率曲线

Fig.10 RTDS simulation power curves under generator tripping strategy II

4.2 实际电网验证

为了将河北张家口地区丰富的风力、光伏发电输送至北京负荷中心，国家电网建成了张北—康保—丰宁—北京四端柔性直流电网示范工程。该

工程是世界上首个高压柔性直流电网, 包括张北和康保两座送端换流站、北京受端换流站和丰宁调节端换流站, 分别对应前文的送端站 1、送端站 2、受端站、调节站, 换流容量分别为 3 000 MW、1 500 MW、3 000 MW、1 500 MW, 电压等级为 ±500 kV。

考虑到切机的公平性, 目前该系统采用了切机策略一。在系统正式投运前, 对直流系统进行现场带电传动试验。试验模拟四端双极满功率运行模式, 在直流系统中模拟康保站正极闭锁故障后, 配套稳定控制系统正确判断出阀组故障, 根据切机策略选切康保站 750 MW 新能源后, 系统继续保持稳定运行。直流故障后直流电网正负极层、单站正负极层输电能力及切机量如图 11 所示。

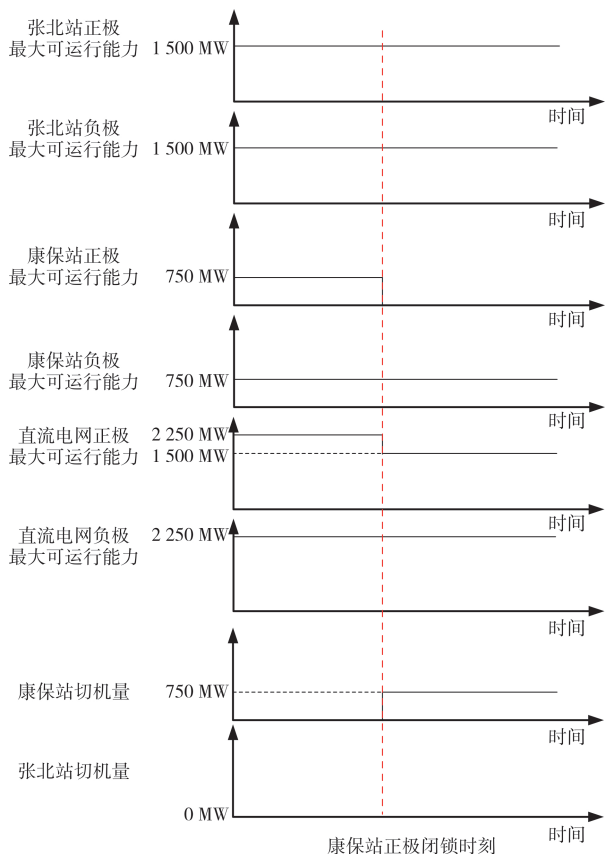


图 11 现场稳定控制系统录波曲线

Fig.11 Field waveform curves from the stability control system

5 结语

柔直电网理论上存在上千种运行方式, 每种正常运行方式下, 任一元件的故障都会对拓扑结构和直流运行模式产生影响, 对应的直流输电能

力、切机量需相应改变。若逐一穷举各种方式和各种故障情况, 则直流电网的配套稳定控制策略异常繁琐, 无法实现工程化应用。

为满足柔直工程的实际应用需求, 本文基于直流电网的控制模式和拓扑关系, 定义直流电网输电能力和送端单站输电能力, 并提出对应的输电能力实时计算方法。根据故障前直流电网输送功率与实时直流电网输电能力计算电网盈余功率, 结合故障前送端各站电源出力, 从故障前电源出力越多、切除越多和故障后剩余输电能力越多、保留电源出力越多两个角度, 构建盈余功率在送端各站间的切机分配策略, 最终实现了柔直电网稳定控制策略与直流电网各站直流控制模式、电网运行方式的解耦, 并在实际工程中成功应用。采用本方案的稳定控制系统在现场多次正确动作, 保障了电网安全稳定运行, 减少了新能源弃电量, 提升了输电可靠性和经济性。

参考文献

- [1] 刘振亚. 全球能源互联网跨国跨洲互联研究及展望[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(19): 5103-5110.
LIU Zhenya. Research of global clean energy resource and power grid interconnection [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(19): 5103-5110.
- [2] 刘振亚. 特高压交直流电网[M]. 北京: 中国电力出版社, 2013.
- [3] 温家良, 吴锐, 彭畅, 等. 直流电网在中国的应用前景分析[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(13): 7-12.
WEN Jiali, WU Rui, PENG Chang, et al. Analysis of DC grid prospects in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(13): 7-12.
- [4] 汤广福, 罗湘, 魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 8-17.
TANG Guangfu, LUO Xiang, WEI Xiaoguang. Multi-terminal HVDC and DC-grid technology [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 8-17.
- [5] 王渝红, 阳莉汶, 江伟, 等. 直流电网联网设备与控制策略研究综述[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 12-24.
WANG Yuhong, YANG Liwen, JIANG Wei, et al. Review on equipment and control strategies of DC power grid [J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 12-24.
- [6] CIGRE B4.52 Working Group. HVDC grid feasibility study[R]. Melbourne: CIGRE, 2011.
- [7] HERTEM D V, GHANDHARI M. Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid obstacles [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010 (14): 3156-3163.

- [8] 郭贤珊,梅念,李探,等.张北柔性直流电网盈余功率问题的机理分析及控制方法[J].电网技术,2019,43(1):157-164.
GUO Xianshan, MEI Nian, LI Tan, et al. Study on solution for power surplus in Zhangbei VSC-based DC grid mechanism analysis and control method[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 157-164.
- [9] 郭贤珊,周杨,梅念,等.张北柔直电网的构建与特性分析[J].电网技术,2018,42(11):3698-3707.
GUO Xianshan, ZHOU Yang, MEI Nian, et al. Construction and characteristic analysis of Zhangbei flexible DC grid[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3698-3707.
- [10] 郭铭群,梅念,李探,等.±500 kV张北柔性直流电网工程系统设计[J].电网技术,2021,45(10):4194-4204.
GUO Mingqun, MEI Nian, LI Tan, et al. System design of ±500 kV Zhangbei VSC-based DC grid project[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 4194-4204.
- [11] 梅念,苑宾,李探,等.接入孤岛新能源电场的双极柔直流换流站控制策略[J].电网技术,2018,42(11):75-82.
MEI Nian, YUAN Bin, LI Tan, et al. Study on control strategy of bipolar VSC station connected to islanded renewable power plant[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 75-82.
- [12] 郭贤珊,王晖,卜广全,等.大规模新能源经张北柔直孤岛送出的虚拟频率研究[J].电力工程技术,2020,39(3):1-7.
GUO Xianshan, WANG Hui, BU Guangquan, et al. Virtual frequency control of islanded large-scale renewable energy power system delivered by Zhangbei VSC-HVDC[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(3): 1-7.
- [13] 范新凯,王艳婷,张保会.柔性直流电网的快速电磁暂态仿真[J].电力系统自动化,2017,41(4):92-97.
FAN Xinkai, WANG Yanting, ZHANG Baohui. Fast electromagnetic transient simulation for flexible DC power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(4): 92-97.
- [14] 李德胜,罗剑波.特高压直流配套安全稳定控制系统的典型设计[J].电力系统自动化,2016,40(14):151-157.
LI Desheng, LUO Jianbo. Typical design of security and stability control system for UHVDC transmission[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(14): 151-157.
- [15] 夏海峰,柯贤波,霍超,等.高压直流输电配套稳控系统可靠性分析及对策[J].电工技术,2019(11):106-109.
XIA Haifeng, KE Xianbo, HUO Chao, et al. Analysis and countermeasures on reliability of stability control system of HVDC transmission[J]. Electric Engineering, 2019(11): 106-109.
- [16] 俞翔,王杨正,张庆武,等.特高压并联型三端混合直流输电系统功率转带策略[J].电力系统自动化,2020,44(23):150-156.
YU Xiang, WANG Yangzheng, ZHANG Qingwu, et al. Power transfer strategy of parallel three-terminal hybrid UHVDC transmission system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 150-156.
- [17] 任祖怡,左洪波,吴小辰,等.用于安全稳定控制的高压直流极闭锁判据[J].电力系统自动化,2007,31(10):41-44.
REN Zuyi, ZUO Hongbo, WU Xiaochen, et al. HVDC pole blocking detection for security and stability control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(10): 41-44.
- [18] 武传健,梁正堂,黄强,等.基于EEMD和GP的混合直流系统双端保护方案研究[J].智慧电力,2025,53(1):98-106.
WU Chuanjian, LIANG Zhengtang, HUANG Qiang, et al. Double-ended protection scheme for hybrid DC system based on EEMD and GP algorithms[J]. Smart Power, 2025, 53(1): 98-106.
- [19] 陶军,雷轲,慕腾,等.多区域机组协同配合的优化排序安全稳定控制策略[J].山东电力技术,2024,51(6):12-19.
TAO Jun, LEI Ke, MU Teng, et al. An optimization-sorting security and stability control strategy considering generators coordination in multiple regions[J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(6): 12-19.
- [20] 阚骏,董希建,王敏,等.基于MCMC的电网安全稳定控制系统动态可靠性评估方法[J].电力工程技术,2024,43(3):23-31.
KAN Jun, DONG Xijian, WANG Min, et al. Dynamic reliability evaluation method of power grid security and stability control system based on Markov chain Monte Carlo[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(3): 23-31.
- [21] 李明,赵峥,孟沛彧,等.适用于孤岛风电外送的LCC-DR混合型直流输电系统[J].电力建设,2024,45(4):46-56.
LI Ming, ZHAO Zheng, MENG Peiyu, et al. A LCC-DR hybrid HVDC system topology suitable for island wind-power transmission[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(4): 46-56.
- [22] 朱博,徐攀腾,崔远卓,等.连接无源网络的LCC-FHMMC混合直流输电系统送端交流故障穿越控制策略[J].高压电器,2024,60(3):151-160.
ZHU Bo, XU Panteng, CUI Yuanzhuo, et al. AC fault ride-through control strategy for LCC-FHMMC hybrid HVDC system with passive network[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(3): 151-160.

收稿日期: 2025-11-19; 修回日期: 2026-01-30

作者简介:

祝万(1988),男,工学硕士,高级工程师,主要从事电力系统安全稳定分析与控制的研究和产品开发工作。

(本文编辑:童凯)