

华北电力大学

博士学位论文

多端柔性直流输电系统频率支持  
及直流电压控制方法研究

Research on Frequency Support and DC Voltage  
Regulation Schemes for VSC-MTDC System

刘昊宇

2023 年 5 月

国内图书分类号：TM712

国际图书分类号：621.3

学校代码：10079

密级：公开

工学博士学位论文

# 多端柔性直流输电系统频率支持 及直流电压控制方法研究

博士研究生：刘昊宇

导师：刘崇茹教授

申请学位：工学博士

学科：电气工程

专业：电气工程

所在学院：电气与电子工程学院

答辩日期：2023年5月

授予学位单位：华北电力大学

Classified Index: TM712

U.D.C: 621.3

Dissertation for the Doctoral Degree in Engineering

**Research on Frequency Support and DC Voltage  
Regulation Schemes for VSC-MTDC System**

|                                       |                                                    |
|---------------------------------------|----------------------------------------------------|
| <b>Candidate:</b>                     | Liu Haoyu                                          |
| <b>Supervisor:</b>                    | Prof. Liu Chongru                                  |
| <b>Academic Degree Applied for:</b>   | Doctor of Engineering                              |
| <b>Subject:</b>                       | Electrical Engineering                             |
| <b>Speciality:</b>                    | Electrical Engineering                             |
| <b>School:</b>                        | School of Electrical and Electronic<br>Engineering |
| <b>Date of Defence:</b>               | May, 2023                                          |
| <b>Degree-Conferring-Institution:</b> | North China Electric Power University              |

## 摘 要

随着“双碳”目标的逐步推进,我国新能源装机总量和总发电量逐年攀升。为满足电力送出需求,大量直流工程投入运行。其中基于模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)或电压源型换流器的多端柔性直流输电系统(voltage sourced converter based multi-terminal high voltage direct current, VSC-MTDC)凭借无需电网辅助换相、运行方式灵活多样的优势,在新能源送出领域获得广泛应用。但是新能源机组、直流等非同步电源均通过电力电子变流器并入电网,不能自动参与同步机转子主导的机电耦合,常规控制方式又不具备响应电网频率变化的能力。新能源和直流规模化替代同步电源,降低了系统惯量水平和一次调频能力,使得高比例新能源电力系统频率-惯量安全状况急剧恶化。因此,开发新能源和柔直系统变流器的惯量控制能力,为新型电力系统提供主动频率支撑,成为改善新能源电力系统频率安全的中中之重。

本文针对 VSC-MTDC 系统的频率主动支撑问题展开研究,首先建立了 MTDC 系统通用频率响应模型,为分析系统频率运行状态和稳定特征提供模型基础;然后设计了连接常规交流电源的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略;进一步地,将应用场景扩展至 VSC-MTDC 系统同时连接交流电网和风电场,基于前述频率控制提出了分级分区的频率调节措施;最后研究了直流电压控制方法以解决 VSC-MTDC 系统参与频率调节时伴生的直流电压偏差问题。本文的具体研究内容归纳如下:

针对现有风电场、交流电网和 MTDC 系统小信号模型无法直观、有效分析系统频率-有功功率-直流电压动态特性的问题,建立了含风电场的 MMC-MTDC 系统通用频率响应模型。利用 MMC 平均值模型交直流侧解耦的特点,独立对电网侧变流器(grid side voltage sourced converter, GSVSC)交流侧和发电机进行等值建模。计及背靠背变流器、汇集交流线路和风场侧变流器(wind farm voltage sourced converter, WFVSC)损耗的前提下,根据功率转移规律完成了直驱风机和 WFVSC 中间环节化简。以直流线路为交互端口,结合 GSVSC 和 WFVSC 等值模型,采用模块化建模方法组建了含风电场的 MMC-MTDC 系统的有功类分量小信号模型。仿真研究表明,通用频率响应模型能准确模拟频率小扰动的动态过程,并为 VSC-MTDC 系统频率控制策略研发和稳定性研究提供有力工具。

针对 VSC-MTDC 系统传统频率控制灵活性不足的问题,定量研究了频率扰

动造成的直流电压偏差和不平衡功率分配比例的关键影响因素,提出一种面向常规交流电源的 VSC-MTDC 系统协同频率支持策略。提出 VSC 自适应附加频率控制策略,分别设计了交流频率系数和直流功率系数以表征受扰交流系统和直流网络对频率支援的不同需求,利用过渡因子实现两者结合。通过自适应调节传输至直流网络的不平衡功率,实现频率支援和直流电压稳定的动态平衡。开发了 MTDC 系统自适应有功功率分配方法,将 VSC 功率裕度和交流系统频率引入直流电压下垂系数,动态调整不平衡功率分配比例以改善弱交流系统频率稳定性。仿真研究表明,协同频率支持策略能够根据功率扰动的严重程度自动调整 VSC 频率支援强度,结合系统运行状态实现不平衡功率的合理分配,同时为含风电场的 VSC-MTDC 系统调频框架构建提供控制基础。

针对风电场、交流电网和 VSC-MTDC 系统频率调节时缺乏协调配合以及风机在频率支援和转速恢复期间缺乏应对风速变化的手段的问题,提出含风电场的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略。设计了同时考虑风机可释放动能裕度和变流器功率裕度的新型风场调频能力评估方法。提出兼顾系统频率演化状态和风机实时调频能力的直驱风机自适应频率调节方法。研发了风机变风速功率适应方法,根据风速变化情况对风机频率支持和转速恢复期间的功率进行平稳过渡。构建了分区分级的风电场、VSC 和交流电网频率调节体系,设计了各环节准入原则和不平衡功率分配机制。仿真研究表明,协同频率控制策略能够在风速突变的情况下保障频率稳定,同时有效削弱频率多次下跌。

针对 VSC-MTDC 系统辅助频率调节过程中不平衡功率消纳引发的直流电压偏移问题,通过理论分析下垂控制方式下直流电压无差修正的不可行性,提出一种具备直流电压“准无差”调节能力的 VSC-MTDC 系统协同优化下垂控制策略。类比同步机阻尼和惯性开发了附加直流电压控制器,自动调节功率参考值以改善动态过程中的直流电压。以扰动后 VSC 功率变化最小和直流电压距初始值最近为目标,优化下垂控制功率参考值增量,结合功率平滑措施进行稳态直流电压恢复。设计了控制动作时序,协调动态和稳态过程中的控制动作逻辑,以应对功率持续波动和调压过程中功率二次下跌等复杂情景。仿真研究表明,协同优化下垂控制策略能平稳地实现以多个 VSC 功率变化最小为代价的直流电压全局最优调节,完成直流电压“准无差”修正。

**关键词:** 多端柔性直流输电系统; 风电场; 频率控制; 频率响应模型; 直流电压控制; 下垂控制

## Abstract

The total electricity installation and power generation of renewable energy in China have expanded year by year as the “dual carbon” goal has been gradually promoted. A number of high voltage direct current (HVDC) projects have been put into service to address the need for electricity transmission. And the modular multilevel converter (MMC) or voltage source converter based multi terminal high voltage direct current (VSC-MTDC) has been widely employed in the field of sustainable energy transmission due to its advantages of eliminating the need for auxiliary commutation of the power grid and providing variable operation modes. Renewable energy units, HVDC, and other asynchronous power sources, on the other hand, are all connected to the power grid via power electronic converters and cannot participate in the electromechanical coupling dominated by the synchronous machine rotor automatically. Traditional control systems are incapable of responding to variations in grid frequency. The replacement of synchronous power sources on a large scale with renewable energy resources and HVDC reduces the system’s inertia level and primary frequency regulation capability, resulting in a sharp deterioration in the frequency-inertia security status of the high-proportion new energy power system. To enhance the frequency security of new-type power systems, the development of the inertia control capability of sustainable energy and MTDC systems to offer active frequency support has become the top priority.

The subject of active frequency support for VSC-MTDC systems is investigated in this work. Firstly, a general frequency response model of the MTDC system is established to serve as a foundation for analyzing the system’s frequency operation state and stability characteristics. Then a coordinated frequency control strategy for the VSC-MTDC system connected to conventional AC power sources is designed. Moreover, the application scenario is extended to the VSC-MTDC system connected to the AC grids and wind farms at the same time, and a zoning and hierarchical frequency support approach is provided based on the aforementioned frequency control. Finally, a DC voltage control approach is investigated in order to address the DC voltage deviation issue associated with the VSC-MTDC system that participates in frequency regulation. The specific research contents of this paper are summarized as follows:

A general frequency response model of MMC-MTDC system integrated with wind farms is established to address the problem that existing small signal models of wind farms, AC grids, and MTDC system cannot intuitively and effectively analyze the dynamic characteristics of system frequency-active power-DC voltage. Hence,

taking advantage of the decoupling properties of the AC and DC sides of the MMC average model, the AC side of the grid side voltage sourced converter (GSVSC) and the generators are individually modeled. Considering the losses of back-to-back converters, AC lines, and wind farm voltage sourced converters (WVSC), the intermediate links of permanent magnet direct drive wind turbines (PMSG) and WVSC are simplified according to the power transfer law. Based on the equivalent models of GSVSC and WVSC, the DC lines are employed as the interactive ports, and the small signal model of active power components of the MMC-MTDC system integrated with wind farms is established by the modular modeling approach. The simulation results show that the general frequency response model can accurately simulate the dynamic process after a small frequency disturbance, making it a useful tool for developing frequency control strategies and studying the stability of VSC-MTDC systems.

In order to address the issue of frequency control's insufficient flexibility, the key influencing factors of DC voltage deviation and unbalanced power distribution ratio caused by frequency disturbance are quantitatively investigated, and a frequency support strategy for the VSC-MTDC system oriented to conventional AC power sources is proposed. A dynamic additional frequency control strategy for the VSC-MTDC system is developed. The AC frequency coefficient and DC power coefficient are intended to define the different frequency support needs of the disturbed AC system and DC grid, respectively, and the transition factor is utilized to actualize the combination of the two. A dynamic frequency droop coefficient is designed to adaptively adjust the support power of the DC grid, balancing the frequency regulation of the disturbed AC system with the voltage stability of the DC grid. Besides, an adaptive active power distribution method for the VSC-MTDC system is proposed. The frequency deviation of AC systems and power margin of VSC are introduced into the DC voltage droop coefficient to dynamically adjust the unbalanced power distribution ratio and improve the frequency stability of weak AC systems. The simulation research shows that the collaborative frequency support strategy can automatically adjust the frequency support intensity of VSC based on the severity of power disturbances, achieve a reasonable allocation of unbalanced power in combination with system operating conditions, and provide a control basis for the construction of the frequency regulation framework of the VSC-MTDC system integrated with wind farms.

A coordinated frequency control strategy for VSC-MTDC systems integrated with wind farms is proposed to address the lack of coordination between wind farms, AC grids and the VSC-MTDC system during frequency regulation, as well as the lack of means for wind turbines to cope with wind speed changes during frequency

support and restoration stages. A novel approach for evaluating the frequency regulation capability of wind turbines is proposed that takes into account both the kinetic energy margin of the wind turbine and the power margin of the converters. And an adaptive frequency regulation strategy for PMSG is designed, which considers system frequency evolution and the real-time frequency regulation capability of the wind turbines. A power adaptation method for variable wind speed is proposed to smoothly transition the power reference during the frequency support stage and restoration stage. A zoning and hierarchical frequency regulation framework for wind farms and VSCs is constructed, and the access principles of each link are designed to weaken multiple frequency dips while ensuring frequency support performance. The simulation results show that the novel frequency responsive strategy can maintain frequency stability after the wind speed changes and avoid multiple frequency dips.

Amid the DC voltage deviation caused by the unbalanced active power distribution, a cooperative optimal droop control strategy of the VSC-MTDC system with DC voltage “quasi non-error” regulation ability is proposed based on research on the infeasibility of DC voltage non-error recovery under droop control. An additional DC voltage controller is designed for analog synchronous machine damping and inertia and automatically adjusts the active power reference value to improve the DC voltage during dynamic processes. In order to minimize the variation of VSC active power and bring the DC voltage closest to the initial value, the reference value increment of droop control is optimized, and the steady-state DC voltage recovery is performed in conjunction with power smoothing technique. The control action sequence is proposed to coordinate the control logic in the dynamic and steady processes to deal with complex situations such as continuous power fluctuation and secondary power drop during DC voltage regulation. The simulation results show that the modified strategy can smoothly perform the global optimal regulation of DC voltage at the cost of the minimum power variation of multiple VSCs and complete the ‘quasi non-error’ recovery of DC voltage.

**Keywords:** VSC-MTDC, wind farm, frequency control, frequency response model, DC voltage control, droop control

# 目 录

|                                   |    |
|-----------------------------------|----|
| 第 1 章 绪论.....                     | 1  |
| 1.1 课题背景及研究的目的和意义 .....           | 1  |
| 1.1.1 新能源的发展.....                 | 1  |
| 1.1.2 直流电网的发展.....                | 2  |
| 1.1.3 含新能源的柔直并网系统的发展.....         | 4  |
| 1.1.4 课题的提出.....                  | 5  |
| 1.2 国内外研究现状.....                  | 6  |
| 1.2.1 VSC-MTDC 系统辅助调频控制 .....     | 6  |
| 1.2.2 风机频率支持控制.....               | 9  |
| 1.2.3 含风电场的 VSC-MTDC 系统频率控制.....  | 13 |
| 1.2.4 VSC-MTDC 系统直流电压控制 .....     | 16 |
| 1.3 课题研究内容及章节安排 .....             | 18 |
| 第 2 章 含风电场的多端柔直系统通用频率响应模型 .....   | 20 |
| 2.1 引言.....                       | 20 |
| 2.2 MMC-MTDC 系统拓扑结构及控制方式.....     | 21 |
| 2.3 MMC 及交流系统频率响应模型.....          | 23 |
| 2.3.1 频率响应模型建立基础.....             | 23 |
| 2.3.2 GSVSC 频率响应模型.....           | 24 |
| 2.3.3 发电机频率响应模型.....              | 26 |
| 2.4 直流网络等值模型.....                 | 28 |
| 2.5 WFVSC 及直驱风机频率响应模型.....        | 29 |
| 2.5.1 WFVSC 及直驱风机模型简化方法.....      | 29 |
| 2.5.2 WFVSC 及直驱风机简化频率响应模型.....    | 31 |
| 2.6 含风电场的 MTDC 系统全阶频率响应模型.....    | 33 |
| 2.6.1 系统全阶频率响应模型.....             | 33 |
| 2.6.2 频率响应模型对复杂风电场的适应性分析 .....    | 37 |
| 2.6.3 频率响应模型对不同形态交流电网的适应性分析 ..... | 38 |
| 2.7 仿真验证.....                     | 40 |
| 2.7.1 仿真模型.....                   | 40 |
| 2.7.2 变风速验证.....                  | 42 |
| 2.7.3 频率支持验证.....                 | 43 |
| 2.7.4 直流电压调节验证.....               | 46 |
| 2.8 本章小结.....                     | 47 |
| 第 3 章 面向常规电源的多端柔直系统频率支持策略 .....   | 49 |

|                                        |    |
|----------------------------------------|----|
| 3.1 引言.....                            | 49 |
| 3.2 含频率控制环节的下垂控制模型 .....               | 49 |
| 3.2.1 含频率控制环节的下垂控制基本原理 .....           | 49 |
| 3.2.2 功率扰动后直流电压偏差的量化计算方法 .....         | 51 |
| 3.2.3 功率扰动后不平衡功率分配比例的量化计算方法 .....      | 52 |
| 3.3 自适应附加频率控制策略 .....                  | 53 |
| 3.3.1 自适应附加频率控制框架.....                 | 53 |
| 3.3.2 自适应频率下垂系数设计.....                 | 54 |
| 3.3.3 参数整定方法.....                      | 57 |
| 3.4 自适应有功功率分配方法 .....                  | 58 |
| 3.5 仿真验证.....                          | 61 |
| 3.5.1 仿真模型.....                        | 61 |
| 3.5.2 自适应附加频率控制验证.....                 | 61 |
| 3.5.3 自适应有功功率分配方法验证.....               | 63 |
| 3.5.4 稳定性分析.....                       | 66 |
| 3.6 本章小结.....                          | 67 |
| 第4章 含风电场的多端柔直系统协同频率控制策略 .....          | 68 |
| 4.1 引言.....                            | 68 |
| 4.2 风电场调频能力评估方法 .....                  | 68 |
| 4.3 风机自适应频率调节方法 .....                  | 70 |
| 4.3.1 自适应频率调节系数.....                   | 70 |
| 4.3.2 不同风速下基准功率设置方法.....               | 72 |
| 4.4 风机转速恢复方法.....                      | 75 |
| 4.5 分级分区的系统协同频率控制方法 .....              | 77 |
| 4.6 仿真验证.....                          | 80 |
| 4.6.1 自适应频率支持控制验证.....                 | 80 |
| 4.6.2 不同风速适应性验证.....                   | 82 |
| 4.6.3 协同频率支持控制验证.....                  | 83 |
| 4.6.4 稳定性分析.....                       | 85 |
| 4.7 本章小结.....                          | 85 |
| 第5章 直流电压准无差修正的 MTDC 系统协同优化下垂控制策略 ..... | 86 |
| 5.1 引言.....                            | 86 |
| 5.2 直流电压无差修正可行性分析 .....                | 86 |
| 5.3 协同优化下垂控制策略.....                    | 89 |
| 5.3.1 优化下垂控制.....                      | 89 |
| 5.3.2 状态平滑切换方法.....                    | 91 |
| 5.4 附加直流电压控制方法.....                    | 92 |

5.5 整体控制策略.....93

5.5.1 控制动作时序.....93

5.5.2 整体控制框架.....94

5.6 仿真验证.....95

5.6.1 VSC 重载时直流电压调节效果验证.....96

5.6.2 线路阻抗较大时直流电压调节效果验证 .....99

5.6.3 新能源出力动态变化时直流电压调节效果验证 .....102

5.6.4 控制策略动作时序验证.....104

5.6.5 稳定性分析.....105

5.7 本章小结.....106

第 6 章 结论与展望 .....107

6.1 主要结论.....107

6.2 主要展望.....108

参考文献.....109

附录 A 交流线路传输功率关系.....124

附录 B 通用频率响应模型复杂参数计算方法.....126

附录 C 协调优化函数凹凸性判定方法.....131

# 第 1 章 绪论

## 1.1 课题背景及研究的目的和意义

### 1.1.1 新能源的发展

随着全球变暖问题和化石能源危机的加剧，以太阳能、风能、生物质能、地热能和水电为代表的可再生能源凭借清洁、无污染的特质成为当今世界能源发展的主流方向<sup>[1]</sup>。在可再生能源中，水电的开发技术最成熟，目前具备条件的水电项目基本开发完毕或已提上开发日程，新规划的水电项目面临土地资源、生态环境保护 and 移民搬迁等多重因素制约，进一步增加水电开发规模不确定性较大<sup>[2]</sup>。风能是仅次于水电的开发技术成熟、商业化成本低廉的可再生能源<sup>[3]</sup>。受国际安全形势影响，化石能源价格飙升，风电成本已接近火电、核电。同时，随着风电设备制造水平的进步，集群开发的规模效益凸显<sup>[4]</sup>。并且风能的世界范围内储量丰富、分布广泛，卓越的资源禀赋进一步助力风电发展。因此，世界各国纷纷启动大规模风电项目建设，风电开发驶入快车道。



图 1-1 风电装机容量统计图

Fig.1-1 Statistical chart of installed capacity of wind generation

图 1-1 为 2010 年至 2021 年的国内外风电装机容量统计图<sup>[5]</sup>。截至 2021 年，世界风电装机容量达 830 GW，其中陆上和海上风电装机容量分别占比 93 %和 7 %<sup>[6]</sup>。2021 年全球风力发电量达到 1870.3 TWh，遥遥领先于其它非水可再生能源的发电量<sup>[7]</sup>。2021 年全球风力发电增量为 273 TWh，相较 2020 年增量涨幅高

达 45%，风电高速发展的势头牢不可破。

中国在风力发电方面处于世界领先地位，风电装机容量增速迅猛。2020 年，中国新增风电装机容量 72.6 GW，总装机容量达到 282.7 GW，风电总装机容量和新增装机容量稳居世界第一<sup>[8]</sup>。截至 2021 年底，风电已成为中国第三大主力电源，发电量占比超过 7.5%，青海、新疆等省份新能源与常规电源装机总量的比例接近 4：6<sup>[9]</sup>。中国陆上风能可开发总量高达 2380 GW，主要分布于“三北地区”，甘肃、内蒙古、新疆、河北、吉林等地先后建设或规划了多个千万千瓦级的大型风电基地<sup>[10]</sup>。此外，中国海岸线漫长，海上风能资源富集，江苏、浙江和广东等沿海地区的大规模风电开发计划也迅速推进<sup>[11]</sup>。为加快实现“碳中和、碳达峰”的目标，国家发改委在 2022 年 6 月发布的“十四五”规划中指出，预计至 2025 年，中国可再生能源发电量占比将达到 33%，其中风电和光伏发电量达到 18%，未来中国风电高速发展的态势仍将延续<sup>[12]</sup>。

结合中国风力发电快速发展的态势，在“双碳”目标的明确指引下，以风电为代表的新能源发电将重塑中国电网的电源结构，新能源富集地区电网的新能源渗透率将达到极高水平，中国电网正向高比例新能源电力系统迈进。

### 1.1.2 直流电网的发展

1928 年，栅极可控的汞弧阀的问世使得高压直流(high voltage direct current, HVDC)输电技术正式走上历史舞台<sup>[13]</sup>。基于汞弧阀换流器的瑞典至 Gotland 岛直流工程的商业化运行，标志着第一代直流输电技术的诞生<sup>[14]</sup>。高压大功率晶闸管的出现，极大地改善了汞弧阀制造工艺复杂、可靠性低的缺点。随着 1972 年伊尔河背靠背工程的建成，基于晶闸管的电网换相换流器(line commutation converter, LCC)拉开第二代直流输电技术的序幕<sup>[15]</sup>。随着制造工艺的不断改进，运行与控制技术的迅速完善，LCC-HVDC 的电压等级和传输容量逐步攀升，世界各地的 LCC-HVDC 工程纷纷涌现。其中，中国±1100 kV 淮东-皖南直流输电工程的额定容量高达 12000 MW，是世界上现存容量最大的 LCC-HVDC 工程<sup>[16]</sup>。

相较于交流输电，LCC-HVDC 在高电压、远距离输电的场景下具备突出经济和技术优势<sup>[17]</sup>。但是 LCC-HVDC 采用的半控型晶闸管只能控制导通，关断依赖于外部换相电源，这一特质使得 LCC-HVDC 无法向小容量交流系统或无源网络供电，应用场合容易受限<sup>[18]</sup>。同时，逆变站交流系统故障引发的换相失败会导致直流电压下降，易于引发换流阀闭锁等极端事件<sup>[19]</sup>。此外，为平抑换流器产生的谐波并提供无功补偿，需要装设大量无功补偿和滤波设备，加大了换流站的投资和占地面积<sup>[20]</sup>。广泛存在的集中式与分布式新能源发电进一步放大了 LCC-HVDC 的技术缺陷，使得其难以满足新型电力系统广域能源互济的需求。

随着 IGBT 和 GTO 等全控型功率器件的迅速发展，基于全控器件和脉冲宽度调制(pulse width modulation, PWM)的电压源型换流器(voltage source converter, VSC)凭借不存在换相失败、可以为无源网络供电等优点成为第三代高压直流输电(即柔性直流输电)技术的主角<sup>[21]</sup>。1997 年,ABB 公司在瑞典完成了 VSC-HVDC 的首次工业性试验<sup>[22]</sup>。进一步地, Marquardt 教授于 2001 年设计了一种实用性更强的 VSC 拓扑结构,该拓扑采用多个子模块级联的方式重构了 VSC 桥臂电路,这种新兴 VSC 被命名为模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)<sup>[23]</sup>。2010 年美国的 Trans Bay Cable 工程成为首条采用 MMC 拓扑的柔直工程<sup>[24]</sup>。相较于 VSC, MMC 开关频率显著减小,谐波含量明显降低,模块化设计降低了设备制造和工程建设的难度,将柔性直流输电应用推向高潮。

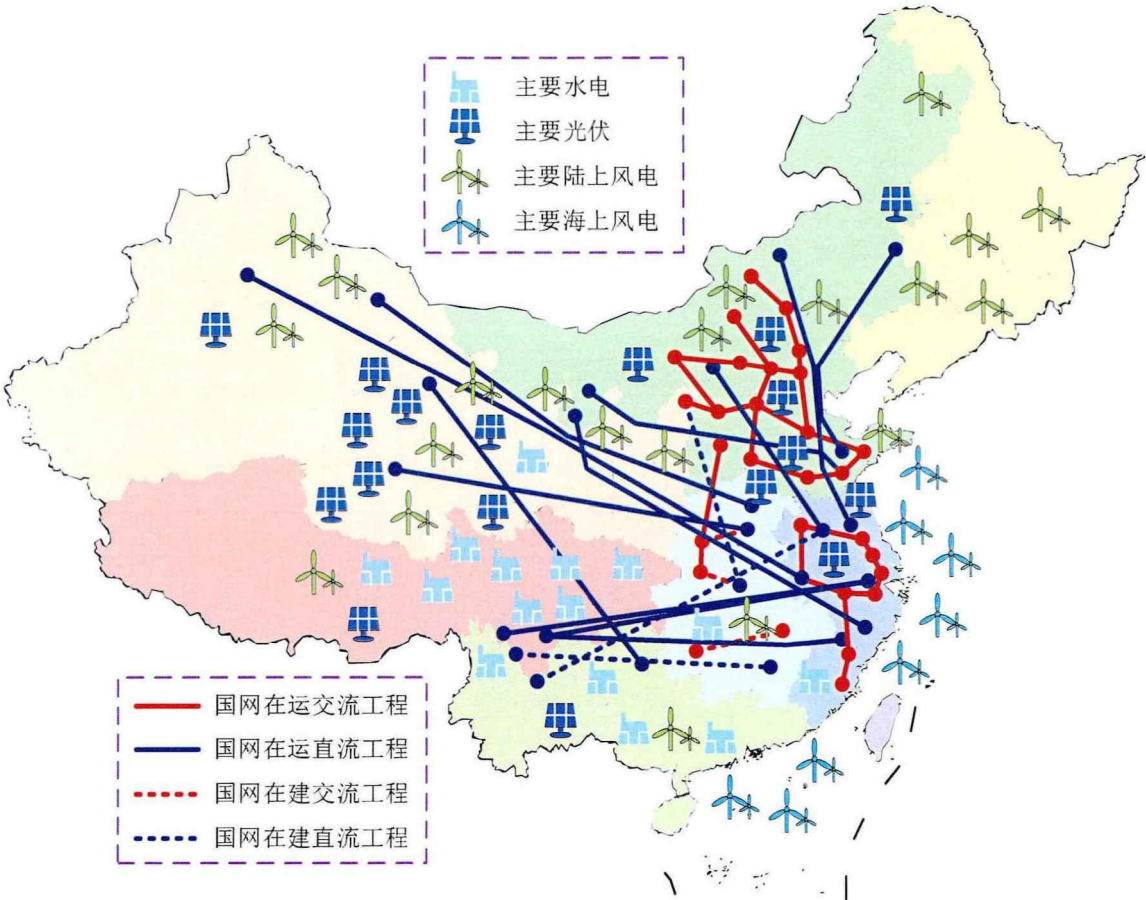


图 1-2 中国高压直流输电工程分布示意图

Fig.1-2 Distribution diagram of Chinese HVDC projects

如图 1-2 所示，随着“西电东送”战略的稳步推进，中国建成和在建的 LCC-HVDC 和 VSC-HVDC 工程数量已达 30 余项，直流联网工程由“点对点”模式扩展至“多端互联”模式<sup>[25]</sup>。多端直流输电技术(multi-terminal HVDC, MTDC)衍生于“点对点”的双端 HVDC 系统，以现有输电网络为基础，利用直流线路和变流器实现多个异步交流系统的连通<sup>[26]</sup>。相较于双端 HVDC 系统，MTDC 系

统能源利用率更高，单位输电成本更低<sup>[27]</sup>。同时，MTDC 系统的运行方式更加灵活，功率控制能力更强<sup>[28]</sup>。此外，MTDC 附带冗余属性，当某一端口出现故障后，可在不影响其它端口正常运行的前提下实现故障切除或穿越<sup>[29]</sup>。

随着 MTDC 的逐渐发展，直流电网的概念应运而生<sup>[30]</sup>。相较于“MTDC 系统”，直流电网公认应具备以下特征：1)采用网孔状的拓扑结构<sup>[31]</sup>；2)各个换流器之间存在多回联络线<sup>[32]</sup>；3)拥有冗余回路，可靠性高，换流站数量少<sup>[33]</sup>；4)可通过 DC/DC 变换器连接不同电压等级的电网<sup>[34]</sup>。伴随高压直流断路器研究的不断深入<sup>[35]</sup>，高可靠性、紧密耦合的直流电网正迈向现实。

可以预见，未来的直流电网将采用不同连接方式、不同电压等级，实现各大区域电网互联，形成覆盖广泛的骨干网架，有效解决大规模、远距离海上及陆上风电集群并网带来的挑战。

### 1.1.3 含新能源的柔直并网系统的发展

中国风能资源富集地区和负荷中心呈现明显的两级分化特点，为满足新能源远距离外送需求，大力发展风电经直流并网系统成为必然选择<sup>[36]</sup>。图 1-3 为国家电网公司倡议的风电直流并网系统拓扑示意图<sup>[37]</sup>。

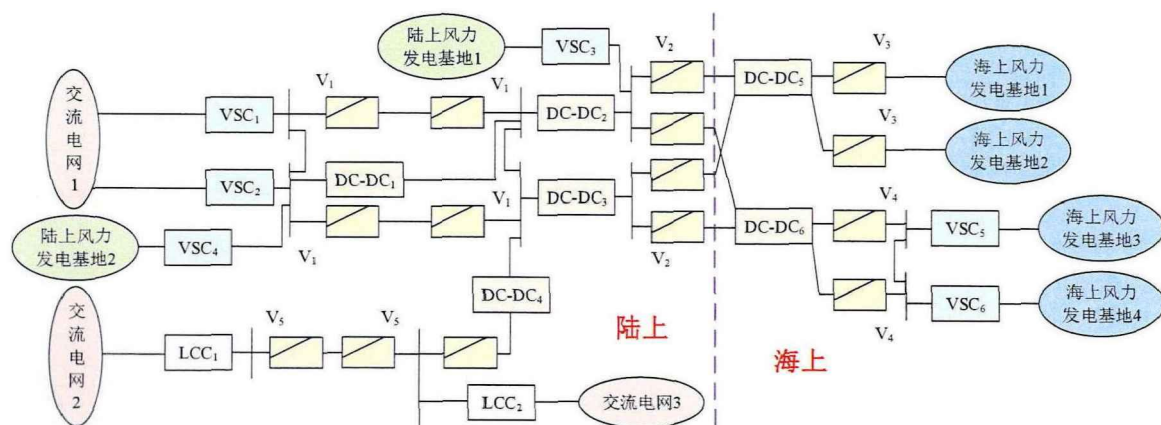


图 1-3 中国风电经直流并网系统规划

Fig.1-3 The plan of China grid-connected wind generation via HVDC

陆上风电开发采用 LCC-HVDC 和 VSC-HVDC 并重的方式，±800 kV 哈郑直流采用点对点方式将新疆大型风、光基地的清洁电能输送至中原地区<sup>[38]</sup>，±500 kV 张北四端柔直采用多端 MMC 组网的方式将张北、康保新能源基地的电能源源不断地输送至北京<sup>[39]</sup>。随着近海风能资源开发殆尽，海上风电项目走向深远海成为必然趋势。综合考量经济性、可靠性和灵活性，利用 VSC-HVDC 输送远海风电存在明显优势<sup>[40]</sup>。±400 kV 如东柔直是中国首个深远海风电经直流送出项目<sup>[41]</sup>，±160 kV 南澳多端柔直将海上风电输送至大湾区<sup>[42]</sup>。未来，采用 DC/DC 变换器的多电压等级柔直网络将成为海上风电并网的重要方案<sup>[43]</sup>。

综上所述,风电经直流并网已成为风电开发的关键环节,并引发了中国电力系统的电源侧和电网侧的结构性变革。中国电力系统正在从以同步机为主导的交流系统,转变为以风电、光伏等新能源为主导的交直流混合新型电力系统。

#### 1.1.4 课题的提出

随着新能源发电的快速发展,海量电力电子变换装置接入电网,新型电力系统的电力电子化特征日益凸显。风电、光伏等新能源机组通过电力电子变换器接入电网,无法主动参与同步机主导的机电耦合,基于最大功率点追踪(maximum power point tracking, MPPT)的控制方式缺乏惯量响应必须的可调功率裕度,物理和控制层面的双重限制使得新能源机组难以像同步发电机一样为电网提供惯性和一次调频支持,导致高渗透率的新能源接入电网将显著降低电网惯性,进而深刻地改变电网的频率动态特征<sup>[44]</sup>。同时,大量直流工程的投运阻断了频率扰动下跨区惯量支撑及功率响应,进一步恶化了新型电力系统的惯性响应情况<sup>[45]</sup>。图 1-4 介绍了欧洲主要国家电网的等效惯量变化趋势。随着新能源的大量接入,各国交流电网的等效惯量均呈现出逐年下降的趋势,其中英国和丹麦的惯量下降问题尤为严峻<sup>[46]</sup>。

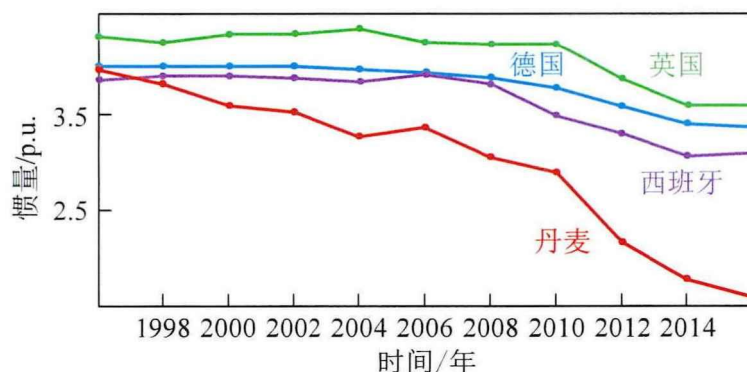


图 1-4 欧洲主要国家电网等效惯量变化趋势

Fig.1-4 Variation trend of equivalent inertia of grids in major European countries

以图 1-5 的英国“8.9”大停电事故的频率演化进程为例,详细剖析高比例新能源电力系统面临的频率-惯量问题<sup>[47]</sup>。大停电发生前,英国电力系统的光伏、风电等新能源装机比例接近 40 %,电网中直流、新能源等电力电子设备占比达到 50 %,运行中的同步机仅占总开机的 50 %,充分契合“双高”电力系统的低惯量特征<sup>[48]</sup>。停电起因是雷击线路 Eaton Socon-Wymondley 造成单相短路故障,并引起分布式电源首次脱网,电网出力下降 150 MW 诱发频率下跌。然后霍恩风电场出力骤降 737 MW,小巴福燃气站的蒸汽机 STIC 意外跳闸导致小巴福燃气站和分布式电源出力分别下降 244 MW 和 350 MW,系统频率跌至 49.1 Hz。在系统频率响应增发出力 900 MW 后,频率回升至 49.2 Hz。随后小巴福燃气站的

燃气轮机 GT1A 停机,导致功率缺额达 1691 MW,引发系统频率二次下跌(second frequency dip, SFD),第二次频率低点降至 48.8 Hz,在低频减载的作用下,系统频率逐渐恢复至 50 Hz。本次事故中,风电场、燃气站和分布式电源叠加脱网,累计造成有功缺额 1691 MW,远超系统预设的频率响应能力(1000 MW),诱发低频减载动作造成大量用户停电<sup>[49]</sup>。

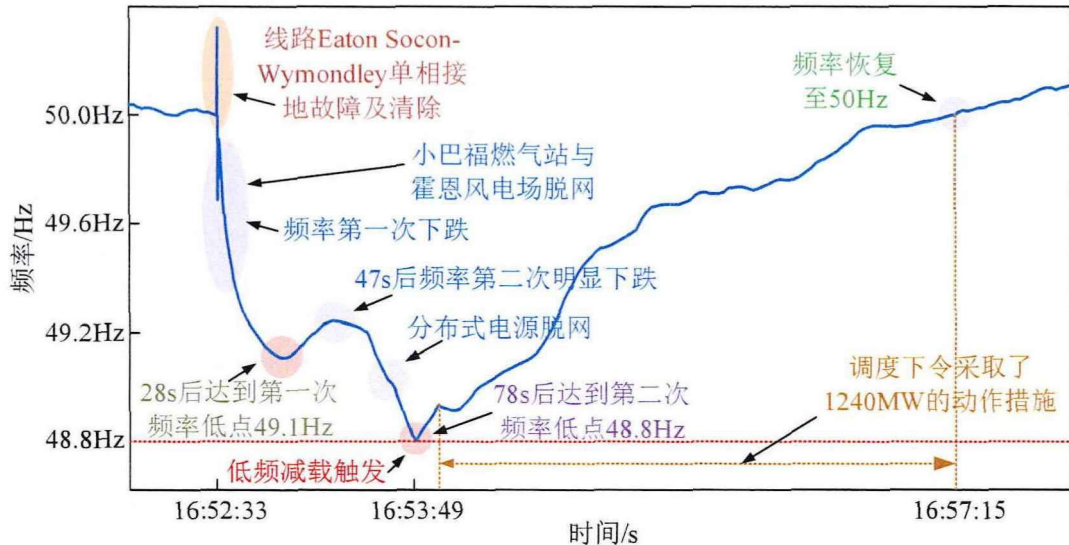


图 1-5 英国“8.9”大停电频率演化过程

Fig.1-5 Evolution of blackout in Great Britain power grid on August 9th, 2019

英国“8.9”大停电事故暴露出,新能源和柔直系统缺乏必要的频率控制措施,大量新能源机组代替同步机导致电网频率响应能力不足,系统稳定特性恶化,故障抵御水平下降。因此,开发新能源和柔直系统变流器的惯量控制能力,为新型电力系统提供主动频率支撑,成为改善新能源电力系统频率安全的必由之路。

## 1.2 国内外研究现状

本文围绕“VSC-MTDC 系统频率支持及直流电压控制方法研究”从 4 方面阐述国内外研究动态。

### 1.2.1 VSC-MTDC 系统辅助调频控制

维持交流电网频率稳定是 VSC-MTDC 系统的重要任务<sup>[50]</sup>,针对该任务,学者研究并形成了基于下垂控制的附加频率控制<sup>[52-63]</sup>以及虚拟同步发电机控制(virtual synchronous generator control, VSG)<sup>[64-73]</sup>等两大类主流方法来实现 VSC-MTDC 系统辅助交流电网调频的功能。

### 1.2.1.1 基于下垂控制的 VSC-MTDC 系统附加频率控制

下垂控制方式下<sup>[51]</sup>, 交流系统突然发生有功功率扰动后, 该交流系统所连 VSC 无法响应频率变动, 正常交流系统无法通过 VSC-MTDC 系统对受扰交流系统实施功率支援, 频率调整只能由受扰交流系统自身调频能力决定<sup>[52]</sup>。

于是学者提出了基于下垂控制的 VSC-MTDC 系统附加频率控制<sup>[53]</sup>来解决 VSC 无法响应频率变动的问题。附加频率控制的基本思想为<sup>[54]</sup>, 交流系统频率经频率响应环节与 VSC 下垂控制有功功率参考值相耦合, 并在下垂控制的作用下引发直流电压变化, 从而将受扰交流系统的频率偏差通过直流电压的变化传递到整个直流网络, 促使 MTDC 系统中的其余正常交流系统通过直流网络对受扰交流系统实施功率支援。除了将频率偏差叠加至有功功率参考值的方式外, 文献[55,56]利用 VSC 直流电容模拟发电机惯性建立了频率-直流电压的下垂关系, 将受扰交流系统频率同 VSC 直流电压直接关联。文献[53]和[55,56]分别提出了有功功率-频率和直流电压-频率的附加频率控制, 这两种方法通过直接或间接的方式建立了频率和直流电压的关系, 进而实现频率支援。文献[57]则提出一种混合附加频率控制策略, 通过特定系数矩阵, 使 VSC 可以在有功功率-直流电压、有功功率-频率、直流电压-频率等三种模式下切换, 保证 VSC 在正常状态及频率扰动时都可以有效运行。

在基础 VSC-MTDC 系统附加频率控制<sup>[53-57]</sup>的基础上, 学者进一步研究了改进附加频率控制以提高 VSC-MTDC 系统的辅助调频能力。文献[58,59]为 VSC-MTDC 系统基础附加频率控制<sup>[53]</sup>设计了运行死区, 防止 MTDC 系统由于交流系统频率微小变化频繁动作, 避免影响系统安全稳定运行。文献[60]根据系统运行状态, 按照分级分区的原则, 逐级启动附加频率控制参与系统调频。文献[61,62]将交流系统频率变化量引入所连 VSC 的频率下垂系数, 使得 VSC 能够根据受扰交流系统频率偏差动态调节 MTDC 系统支援的有功功率。文献[63]在站间通信的基础上, 通过 MTDC 系统所连不同交流系统的频率偏差和频率变化率(rate of change of frequency, ROCOF)完成受扰交流系统频率调节。

基于下垂控制的 VSC-MTDC 系统附加频率控制只需在换流站的下垂控制基础上, 附加一个频率控制环节, 即可使 MTDC 系统参与受扰交流系统频率调节。该方法不会改变换流站的站级控制主体结构, 控制环节简洁明了, 鲁棒性强, 利于工程实践。

### 1.2.1.2 基于虚拟同步发电机控制的 MTDC 系统频率控制

VSG 技术<sup>[64-66]</sup>利用变流器模拟同步发电机运行机制, 改善以电力电子变换器为主导的低惯量、欠阻尼系统的稳定性。VSG 的有功功率-频率控制实际上

是模拟同步发电机的调速器,用以表征有功功率和系统频率的下垂特性<sup>[67]</sup>,通过检测功率差调节虚拟机械转矩<sup>[68]</sup>从而调节频率,并采用 VSG 阻尼系数来描述频率发生单位变化时的输出功率变化量。

学者对经典 VSG 技术进行了改进,以提高 VSG 功率-频率控制的有效性及其频率稳定性。在有功功率优化分配方面,文献[69]利用 VSG 实现换流站互联交流系统一次调频,设计了自适应有功功率-直流电压下垂系数,根据交流系统频率偏差自动调节其余交流系统承担的不平衡功率。文献[70]在文献[69]的基础上,提出调节速率更快的基于直流电压平方-有功功率下垂的 VSG 方案。文献[71]在 VSG 有功功率-频率下垂特性中,加入无功功率项,并引入有功和无功功率的微分项,利用功率偏差项用来保证稳态特性,微分项改善动态特性,以提高并联运行换流站的功率分配性能和环流抑制能力。

在频率稳定性方面,文献[72]设计了级联的频率、相角和直流电压控制环,使 VSG 可以在故障时为电网提供频率支撑,实现频率快速恢复。文献[73]提出一种 MMC-HVDC 系统的双边惯量和阻尼控制方案,其本质是 VSG 技术在受端和送端换流器的同步应用。一方面为异步交流系统提供频率响应以抑制频率变化,另一方面提供阻尼抑制双边功角振荡,在较大通信延时的情况下保证良好的延时鲁棒性。

VSG 技术仍处于理论研究阶段,相较于双闭环矢量控制不够完善,缺乏工程实践支撑。此外,VSG 参数整定也较为繁琐,影响其应用。同时,多个 VSG 并联运行时,各 VSG 工频环路的交互影响及对系统稳定性的作用十分复杂。

#### 1.2.1.3 VSC-MTDC 系统辅助调频控制的主要问题

基于 VSG 的 MTDC 系统辅助调频控制面临技术理论不完善、控制方式和主流工程控制脱节、参数整定复杂等问题,而附加频率控制凭借简单明了的特点获得工程应用青睐。因此,本文第三章以含频率响应环节的下垂控制为基础,改善 VSC-MTDC 系统的频率调节性能。

现有含频率响应环节的下垂控制的技术瓶颈主要体现在两个方面。在不平衡功率传导方面,现有附加频率控制的重心均集中在提高直流网络抑制受扰交流系统频率偏移的能力,却忽略了交流系统频率和直流网络电压的协调配合,容易诱发直流网络的过度支援并影响直流电压稳定。在不平衡功率分配方面,含频率响应环节的下垂控制没有协调考虑 VSC 实时运行状态与非故障交流系统承受不平衡功率的能力,可能导致换流站传输功率逼近限额或交流系统承担不平衡功率失衡,威胁交直流系统安全稳定运行。从上述两个方面改进含频率响应环节的下垂控制对于提高 VSC-MTDC 系统频率响应性能意义重大。

### 1.2.2 风机频率支持控制

风电机组无法参与系统频率调节主要受限于两方面因素：一是设备因素，风机通过电力电子装置连接电网，导致风机转速同电网频率解耦；二是控制因素，风机通常稳定运行于 MPPT 模式，缺乏可调功率储备<sup>[74]</sup>。上述两种因素的叠加，使得风电机组尽管拥有优秀的灵活性和快捷的响应速度，却无法为系统提供有效频率支援，导致新型电力系统惯量水平急剧恶化。为了解决风机无法参与系统调频的问题，学者研究并形成了以风机自身控制为主导的调频方式<sup>[75-107]</sup>和风机、储能联合调频等两大类方式<sup>[109-120]</sup>，其中风机主导的调频方式又包含功率备用控制<sup>[75-94]</sup>和广义虚拟惯量控制<sup>[95-107]</sup>等两种方法。

#### 1.2.2.1 功率备用控制

风机的功率备用控制<sup>[75]</sup>通常包含转子超速控制<sup>[76-81]</sup>和桨距角控制<sup>[83-88]</sup>，两者都是通过预留功率备用来应对紧急情况下的功率增发。

##### (1) 转子超速控制

转子超速控制的本质在于打破风机正常运行时的 MPPT 状态，通过增大转速的方式使风机常态化运行于非 MPPT 区域，从而使风机预留一定额度的有功功率储备以满足紧急状态下有功功率增发需求<sup>[76]</sup>。

文献[77]揭示了超速运行时功率减载系数和最大调节功率约束对于双馈风机双边调频功率的影响机制，给出了风机调差系数的理论边界。文献[78]提出一种基于调频能量函数的超速风机运行点计算方法，协调 ROCOF、频率低点和稳态频率偏差的关系，为调频功率增量设计提供引导。文献[79]根据转子运行状态整定超速风机的频率控制参数，同时利用减载备用和转子动能参与系统频率调节。文献[80]研究了超速风机减载量同等效惯性时间常数的量化关系，设计了计及频率波动幅度的机组出力优化方案，以改善风机调频的经济性。

转子超速控制的调节过程不涉及风机机械构件位置调整，能够迅速响应系统频率变化。多个大型风电基地的运行经验表明，风机在自然年内遭遇风速超出额定值的概率较小<sup>[81]</sup>，从而弱化了最高转速对超速控制的限制。

##### (2) 桨距角控制

与转子超速控制通过调整转速改变风机捕获的机械功率的原理相类似，桨距角控制通过调节叶片迎风角改变风机的机械功率。一般情况下，风机的桨距角同风能捕获系数成反比，桨距角越大，捕获的机械功率越小<sup>[82]</sup>。于是，可以通过增大风机正常运行时的桨距角，使风机摆脱 MPPT 状态，为风机有功功率增发预留一定裕量。

文献[83]在高风速区增大桨距角为风机储存一次调频响应功率。文献[84]

通过分析风机功率边界,提出桨距角控制辅助调频的触发机制,降低风机变桨调频期间桨距角变动次数。文献[85]提出一种最优桨距角控制,以最小化桨距角调整量为优化目标,计算风场各排风机承担的调频功率,改善风机机械磨损。文献[86]根据风能预测数据计算风机频率响应时间和可用调频储备,修正桨距角控制实现最优桨距角动态跟踪,满足风场有功调节指令。文献[87]根据调度实时减载指令在线控制风机桨距角,以适应各种复杂运行状况。文献[88]将模糊控制与桨距角控制相结合,以风机功率状态为判断依据,采用模糊控制下发变桨速度和幅度,稳定输出功率的同时缓解机械疲劳。

桨距角控制在高风速区兼具能源转化率高和功率平稳性好等优点,但动作机构采用机械部件,导致其存在两个明显弊端。一是机械动作机构响应时间较长。风机在不同风速间的切换过程中,变桨系统无法维持高性能运作,修正过渡过程产生的负桨距角耗时较多<sup>[89]</sup>。二是机械部件反复动作容易损伤风机寿命。风场监测数据显示,风机利用变桨控制参与调频,会造成桨距来回变化,加剧风机机械振动与磨损,导致风机寿命缩短、运维成本骤增<sup>[76]</sup>。

### (3) 超速和变桨混合控制

相较于超速控制和桨距角控制单独使用的情形,两者混合使用的调频方法性能更加出色。文献[90]采用超速控制和变桨控制相结合的方式,低风速时优先使用超速控制提高风机响应速度,中风速时利用超速控制和变桨控制共同调节,高风速时使用变桨控制单独调节,使得风机在不同风况下均具备一次调频能力。文献[91]根据不同风机的风速协调超速和变桨控制的混合减载方案,基于风场运行状态设计风机调差系数,完成调频功率的合理分配。文献[92]依托减载量划分风速区间以适配超速控制和变桨控制的应用场景,利用拉格朗日法优化附加调频环节的转速和桨距参数。文献[93]针对双馈风机的减载控制,预设了调差系数表以应对风速变化,改善一次调频性能。文献[94]从时间尺度方面审视了超速和变桨控制的功率响应特性,基于风功率预测和实时误差反馈设计了不同时间尺度对应的调频方案。

功率备用控制为系统预留部分有功功率储备,从而有效避免切机风险,且能实时响应系统频率变化,保障电网频率安全。但由于功率备用控制运行于非MPPT模式,必定使得风场经济性变差。

#### 1.2.2.2 广义虚拟惯量控制

广义虚拟惯量控制包含虚拟惯量控制<sup>[95-103]</sup>和直接功率控制<sup>[104-107]</sup>等两类方式,其本质都是在频率紧急事件发生后使风机进入功率不平衡状态,从而释放转子动能以增发电磁功率,为系统提供紧急调频功率。

### (1) 虚拟惯量控制

虚拟惯量控制分别利用频率偏差和 ROCOF 同比例增益的乘积模拟同步机的阻尼和惯性环节,以达到有功功率紧急增发的目的<sup>[95]</sup>。基于上述原理,文献[96,97]设计了时变的频率下垂系数,在频率扰动初期维持较大值以提高惯性响应,之后线性减小以防止调频后期转子释放动能过量失速,降到零以后通过反向增长实现风机转速恢复。文献[98]对惯性模拟环节进行调整,记录并比较当前及历史时刻的 ROCOF,选择最大的 ROCOF 作为惯性模拟环节的输入,以提高风机的惯性支持,加快频率收敛速度。文献[99]在传统 ROCOF 控制环和频率控制环的基础上,将两者的固定比例系数调整为与风机转子可用动能相关的动态系数。文献[100]按照同步机调差系数和惯性设计原则,提出风电机组一次调频和惯性响应系数的理论计算方法。文献[101]将频率偏差引入风功率 MPPT 计算模块,通过使风机运行于次优解的方式提供惯性支持,并将频率微分引入虚拟惯性系数的计算以加快响应速度。

此外,学者也利用模糊控制改进虚拟惯量控制<sup>[102,103]</sup>。文献[102]利用双馈风机旋转质块和变流器间的超级电容作为虚拟惯量源,采用自适应模糊控制迅速提供有功支持,当频率误差减小后快速恢复至 MPPT 状态。文献[103]整定了惯性控制参数并验证了在不同的风电渗透率下所提出的模糊自适应虚拟惯量控制的鲁棒性。

### (2) 直接功率控制

相较于虚拟惯量控制附加等效惯量环节以间接提升电磁功率的方法,直接功率控制通过指定功率指令值的方式,利用频率扰动事件触发预设的功率指令值切换条件,直接增发电磁功率。文献[104]设计了两段式功率阶跃方法,当风机监测到频率波动后,有功参考值阶跃至初始运行点之上的整定值以提供频率支援,频率支援结束后功率参考值向下阶跃至低于初始点的整定值以完成转速恢复。文献[105]在功率阶跃控制<sup>[104]</sup>的基础上,设置了线性下降的功率过渡过程以削弱频率支援阶段跳变至转速恢复阶段引发的严重功率冲击。文献[106]在频率支援阶段设计了基于转速域有功参考值以曲线形式渐进下降的直接功率控制方法,文献[107]在文献[106]的基础上增加了一段高功率参考值的时间,以进一步提升频率扰动初期的风机惯性响应能力。

广义虚拟惯性控制正常运行时仍处于 MPPT 模式,风机满功率运行,经济性好;遭遇有功功率不平衡事件引发的频率波动后,能迅速增加紧急调频功率,补偿系统功率缺额。其中,相较于直接功率控制,虚拟惯量控制的功率增量主要取决于系统频率状态,避免了预设功率参考值不合理的情形,具有更高的工程应用价值。风机正常运行时的转速一般为 0.8 p.u.至 1.2 p.u.<sup>[108]</sup>,可释放转子

动能潜力较大,进一步保障了广义惯性控制的普遍应用。但是,受限于转子动能总量和风机安全运行要求,广义惯性控制无法长时间维持,否则会导致风机失速。同时,为了保障风机正常运行时的经济性,风机利用广义虚拟惯性控制进行频率支援后,需要将转速恢复至最优转速,由此引发的频率二次下跌问题增加了广义惯性控制的复杂性。

### 1.2.2.3 风储协同频率控制

储能装置具有输出特性平稳可控、出力响应延迟短等优点,能够有效缓冲强随机性和波动性的风电功率,对于辅助电网调频也大有裨益。学者分别从低调频成本和平滑有功出力两个维度研究了风机<sup>[109,110]</sup>和风电场<sup>[111,112]</sup>配置储能的技术方案。但上述储能配置方案均未考虑风机自身的调频能力,仅通过储能实现风场辅助调频和功率平稳控制的目的,容易造成储能容量偏大的问题。因此,研究风储协同频率控制方案,充分利用风机自身调频潜力和储能装置的快速功率控制能力,对于实现风场全天候频率支持、降低储能配置成本具有重要意义。

现有风储协同频率控制依然可以从风机和风场两个层面分别展开论述。在风机与储能协同频率控制方面,文献[113]在虚拟惯量控制<sup>[95]</sup>的基础上,提出蓄电池与直驱风机协同调频方法,利用模糊控制逻辑实时调控中高风速时的储能出力。文献[114]基于系统状态方程,以调频成本为目标,利用模型预测控制优化桨距角和储能出力系数,实现风储联合一次调频。文献[115]提出基于超级电容储能的双馈风机虚拟惯量控制,在风机控制结构不变的前提下,利用超级电容实现惯性和阻尼环节的模拟,储能模块的存在使风机得以常态化运行于MPPT模式。文献[116]为改进系统动态频率响应特性,根据协同控制理论建立了风储双层协同调频框架,下层控制将频率偏差引入风机最优功率系数实现风机频率响应,上层控制优化风储协同出力规则避免SFD。

在风电场和储能协同调频控制方面,文献[117]针对风场内部风机状态不一的情况,在风场出口母线处配置储能对风场虚拟惯量控制的能量波动进行动态补偿。文献[118]设计了基于分层架构的风储协同频率支援方案,系统层根据风场运行特性和系统调频需求优化风场功率备用控制<sup>[75]</sup>减载比例和储能出力额度,风场层利用分布式控制实现减载功率的自适应分配。文献[119]根据分布式线性模型预测控制方法,提出计及储能经济运行和风机转速均衡的风储协同惯性响应控制。文献[120]提出一种多风场分级惯性控制方案,利用模型预测控制和交替方向乘数法,依次优化不同风场的最优惯性控制功率以及风场内部风机和储能装置出力,在节约储能成本的前提下避免风机转速过度下降。

理论上讲,储能是解决新型电力系统安全稳定问题的关键举措。风场配置储能以后,能够充分利用储能的灵活性和快速性改善风场的调频能力。但是,现有的储能技术不够成熟,单位容量成本过高,大规模风电基地配置足额储能需要大量投资,严重的经济性问题极大的限制了储能的广泛应用。

#### 1.2.2.4 风机频率支持控制的主要问题

根据上述文献调研情况,风机频率支持控制的三种主流方法中,功率备用控制和风储协同控制均受到经济性因素的制约,前者影响风机正常工作时的经济性,后者则受限于储能设备价格昂贵和投资不充分的矛盾。因此,不影响正常运行经济性并且仅需轻微改动控制结构的广义虚拟惯量控制成为开发风机调频能力的首选方案,本文第四章的风机频率控制部分即在广义虚拟惯量控制的基础上进行改进。

当前风机广义虚拟惯量控制面临的技术缺陷主要表现在三个方面。一是改进虚拟惯量控制进行频率支援时,或者侧重于系统频率扰动的优先补偿,容易引起风机动能过度释放,或者侧重于风机运行状态的优先维持,又容易忽略系统的调频需求,缺乏对系统频率演化情况和风机实时调频能力的协同考量。二是虚拟惯量控制针对的风机运行工况均为单一风速状况,并以此为基础设计了控制结构和参数整定方法。但是风机面临的风况是不断变化的,现有控制逻辑缺乏应对风速变化情况的有效措施。三是风机缺乏稳定可控的机械功率输入,长时间参与调频引发的 SFD 现象不可避免。上述三个问题是改进风机广义虚拟惯量控制的技术难点,该问题的突破将拓宽风机虚拟惯量控制的使用场景。

#### 1.2.3 含风电场的 VSC-MTDC 系统频率控制

VSC-MTDC 系统已成为大型风电基地并网的重要措施,因此研究含风电场的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略,为新型电力系统提供主动频率支持具有重要意义。根据协同控制策略是否采用通信手段,可将其划分成两大类,即计及通信措施的频率支持策略<sup>[121-129]</sup>和忽略通信措施的频率控制方法<sup>[130-137]</sup>。

##### 1.2.3.1 计及通信措施的频率支持策略

风电经柔直并网系统中,在直流换流站和风机背靠背变流器的双重隔离之下,风电机组和交流系统同步机的频率动态完全解耦。于是计及通信措施的频率支持策略,利用通信手段将受扰交流系统频率形成的使能信号或者频率本身传递至风场控制中心<sup>[121]</sup>,促使风场内部的风机调节出力以参与系统调频。

根据对于通信网络的需求,含风电场的 VSC-MTDC 系统频率支持方法可划分为基于全局信息的集中式控制和使用部分通信链路的分布式控制。文献

[63]、[122]即采用集中控制方式,将各 VSC 直流电压和 VSC 所连交流系统频率统一采集并汇总至集控中心,并将平均直流电压和频率指令值下发至各 VSC,以实现不平衡功率的均衡分配。由于集中控制需要所有单元和中央控制器的通信,其性能和可靠性严重依赖通信网络状态。此外,风场一般分布于偏远地区,中央控制器和风场距离较远,采用集中控制方式的信号收集与传递过程容易产生较大的通信延时<sup>[123]</sup>,风场无法及时为受扰交流系统提供快速功率支援。为了削弱全局通信延时对频率响应性能的负面作用,基于相邻 VSC 通信的分布式频率控制方法应运而生。文献[124,125]分别设计了不同表现形式的分布式频率控制方案,通过调节直流电压引导直流潮流的重新分布,消纳频率波动造成的不平衡功率。相较于集中式控制,分布式控制通过与相邻换流站协作完成频率调节目标,信息流无需在分布广阔的交直流系统之间传递,利用减少网络传输节点的方式有效缩短了通信延时。此外,文献[126]另辟蹊径,从信号流通路入手,利用直流线路行波传递频率控制转换信号,加快了信号传输速率。

在缩短通信延时的同时,完善不平衡功率在换流站间的均衡分配机制也是改善系统频率响应特性的重要一环。文献[54]设计了交流松弛母线控制,将全部不平衡功率快速传输至直流网络,选取部分容量较大的风电场和正常交流系统分担功率缺额。文献[127]结合相邻交流系统的状态,以不同 VSC 交流侧频率均值作为预设参考值调节下垂控制的功率分配比例,实现不同交流系统频率相互支援的同时额外获得了直流电压的控制自由度。文献[128]提出一种基于共识算法的分布式比例积分(proportional integral control, PI)控制策略,通过共享风场和换流站所连正常交流系统的功率储备实现最小化频率偏差的目的。文献[129]基于分布式共识算法和频率一致性方法,以发电成本、频率偏差和 VSC 损耗最小为目的,自适应优化下垂控制系数,改善不平衡功率分配比例。

上述含风电场的 VSC-MTDC 系统分布式频率控制方法从不同角度降低了通信时间,优化了不平衡功率分配情况。但是随着风电基地规模的日益扩张,以秒为计量单位的站间通信用时已无法满足毫秒级的交流系统频率响应需求,同时通信设施的破坏将对频率控制效果造成致命打击,这些因素限制了计及通信措施的频率支持策略的推广。

#### 1.2.3.2 忽略通信措施的频率支持策略

为了突破空间距离和设备性能对计及通信措施的频率支持策略的限制,学者研究了无需通信措施的风电经直流并网系统的频率控制方法。文献[130]依次在电网侧 VSC、风场侧 VSC 建立了基于频率-有功功率和频率-直流电压下垂关系的频率转换机制,从而以直流系统电压为中间媒介,将电网频率与风场侧交

流系统频率相耦合。然后以风场侧交流频率作为风机虚拟惯量控制<sup>[95]</sup>的输入变量,实现风机的调频功率增发,并通过直流系统传递至受扰交流网络完成功率支援。文献[131]在电网侧 VSC 利用 VSG 技术实现了类似的频率-直流电压转换关系。上述控制以直流电压为核心,通过建立交直流系统有功类状态变量的交互耦合关系打破了直流网络和风机变流器的电气隔离,从而实现风场和交流系统的调频功率互济<sup>[132]</sup>。

上述频率控制方法均以点对点式的风电经 VSC-HVDC 并网工程为基础,但是随着风电场规模的增长,VSC-MTDC 系统成为大型风电基地并网的第一选择,于是开发并优化 VSC-MTDC 系统不计通信的频率控制方法成为热门课题。文献[133,134]在频率转换控制的基础上,将附加频率控制环节与直流电压下垂控制相结合,在完成电网侧 VSC 频率扰动传递的同时实现不平衡功率在不同 VSC 间的自动分配。文献[135]揭示了频率-有功功率下垂和直流电压-有功功率下垂之间的耦合关系,设计了动态调整的频率下垂系数,并利用轨迹灵敏度分析法给出了自适应频率下垂系数的稳定范围。文献[136]和[137]分别设计了风机功率减载方案和基于斜坡速度限制器的风场功率平滑方案,同时利用下垂控制将风机转速恢复造成的功率缺额转移至正常交流系统所连换流站,以缓解系统 SFD 问题。

文献[138]对比分析了是否采取通信措施的含风电场的 VSC-MTDC 系统频率控制策略的优缺点,指出两种方式都可促使风电场通过直流网络为受扰交流系统提供频率支援。其中计及通信措施的频率支持策略无需对控制层面进行大幅修改,调频效果完全取决于信号的云端处理和数据的传输通信,因此通信设备的可靠性和通信延时会对控制性能产生决定性影响。而忽略通信措施的频率支持策略摆脱了通信链路属性的影响,系统调频性能主要由控制方式和参数决定,因此如何提升控制策略灵活性成为改进系统调频效果的重要问题。

### 1.2.3.3 含风电场的 VSC-MTDC 系统频率控制的主要问题

通信设施的完备性和通信距离的远近是计及通信措施的含风电场的 VSC-MTDC 系统频率控制的关键影响因素。在通信手段没有长足进步的前提下,随着风电开发走向深远海,物理距离的延伸使得通信延时对风电场和 MTDC 系统的频率响应性能的影响不断放大。因此忽略通信措施的频率支持方案成为含风电场的 VSC-MTDC 系统的主要方向,本文第四章的风电场和 VSC-MTDC 系统协同频率控制部分,即在不计通信措施的前提下研究如何提高风电场和 MTDC 系统的协同调频能力。

现有风电场和 VSC-MTDC 系统的协同频率控制研究呈现扁平化特点,追

求风场和 MTDC 系统全局即时频率响应, 缺乏层层递进的控制框架。这种控制方法存在两点不足, 一是交流系统功率不平衡事件层出不穷, 无视频率扰动的严重程度, 均令系统各环节统一参与调频会对风场和 MTDC 系统的正常运行形成严重干扰; 二是无通讯措施的辅助下, 实现调频功率在强波动性的风场和 VSC 间的高效分配较为困难。因此, 研究分区分层的风电场和 VSC-MTDC 系统协同调频体系, 成为提升含风电场的 VSC-MTDC 系统调频性能的必由之路。

#### 1.2.4 VSC-MTDC 系统直流电压控制

VSC-MTDC 系统采用下垂控制进行频率支持<sup>[50]</sup>或不平衡功率消纳<sup>[51]</sup>时, 换流站通过调节直流电压使得直流网络潮流重新分布, 实现不平衡功率的吸收。但是下垂控制伴生的直流电压偏差问题, 会威胁 VSC-MTDC 系统的安全经济运行。针对下垂控制引发的直流电压偏差问题, 国内外学者研究形成了两大类改进方法, 分别为基于单站调压模式的直流电压调节方法<sup>[139-145]</sup>和基于多站调压模式的直流电压调节方法<sup>[146-150]</sup>。

##### 1.2.4.1 基于单站调压的直流电压控制

###### (1) 基于 washout 滤波器的直流电压控制

基于 washout 滤波器的直流电压控制<sup>[139-142]</sup>使用 washout 滤波器传递函数代替下垂控制的比例系数, 将纯比例形式的直流电压误差输入变为比例-积分形式, 利用积分的作用消除控制的静态误差。

文献[139,140]利用 washout 滤波器在有功功率-频率和无功功率-交流电压的双下垂控制中替换常规下垂系数, 实现微网分布式电源的频率/交流电压无静差控制。文献[141]则利用 washout 滤波器生成储能单元有功功率参考值, 保证新能源接入直流电网的并网点功率平滑。文献[142]在风机有功-频率下垂环节中改用 washout 滤波器, 使得风机在响应网侧频率变动后, 自动进行转速恢复。

###### (2) 基于 PI 无差特性的直流电压控制

基于 PI 无差特性的直流电压控制<sup>[143-145]</sup>在下垂控制参考值上叠加直流电压误差的 PI 输出, 利用 PI 的稳态无静差特性实现直流电压无差调节。文献[143]为了减小 VSC-MTDC 系统直流电压的偏差, 提出一种直流电压二次调节方法。在下垂控制的基础上, 增加了一个与直流电压相关的附加功率项, 其值由直流电压反馈值和参考值的误差经过 PI 环节计算得到。将该附加功率项叠加到 VSC 有功功率参考值上, 在 PI 控制的作用下, 换流站直流电压将恢复至设定值。文献[144,145]则将直流电压偏差的 PI 输出叠加至下垂控制直流电压参考值上, 取得了和文献[143]类似的效果。

基于单站调压的直流电压控制本质上是将一个下垂控制站转换为直流电压控制站,实现的无静差控制针对的是控制主站的直流电压。但是单站调压模式下,系统中的不平衡能量将由控制主站完全承接,丧失了下垂控制的多站协同特性。

#### 1.2.4.2 基于多站调压的直流电压控制

基于多站调压的直流电压控制<sup>[146-150]</sup>主动调节下垂控制的有功功率参考值,通过平移下垂曲线的方法实现直流电压无差调节。文献[146,147]通过设定新的功率参考值,改变截距,实现直流电压-有功功率特性曲线的平行移动,进行电压调整,从而将系统的直流电压控制在允许的运行范围内。

文献[148]研究了风场侧 VSC 直流电压变化同岸上 VSC 直流电压变化关系,在风场功率波动时对岸上 VSC 下垂控制进行直流电压补偿,与文献[146,147]有异曲同工之处。文献[149]采用的是一种分级下垂+功率参考值修正的集中控制模式,全系统的不平衡功率增量叠加至主功率平衡站的下垂控制参考值上,进行直流电压稳定控制。文献[150]相较于文献[149],主功率平衡站由一个扩展至多个,整体控制思路保持一致。

基于多站调压的直流电压控制解决了单站调压模式丧失下垂控制多站协同能力的问题,但是实现的直流电压无差调节仍属于“伪无差”调节,各 VSC 直流电压和有功功率同调整前稳态数据均存在偏差。此外调节过程中的电气量波动威胁设备安全稳定运行。

#### 1.2.4.3 VSC-MTDC 系统直流电压控制的主要问题

VSC-MTDC 系统的直流电压调节方法可分为单站调压模式和多站调压模式,其中单站调压模式实质上将 MTDC 系统的控制模式由下垂控制转换为主从控制,下垂控制的灵活性完全丧失。基于下垂曲线平移方式的多站协同调压模式则充分保留了下垂控制优点,因此本文第五章主要研究了多站协同调压的优化措施,为 MTDC 系统直流电压稳定保驾护航。

现有基于下垂曲线平移方式的多站协同调压方法存在三个主要挑战。一是缺乏直流电压调节效果的衡量标准,没有制定下垂曲线平移量的移动规则,无法精确实现直流电压最优调节。二是直流电压调节过程涉及系统状态切换,现有研究缺乏系统状态平滑切换机制,过渡过程容易出现功率冲击情况。三是系统输入功率动态变化,直流电压调节前及调节过程中均面临功率状态变化的情景,现存方法的控制结构和动作顺序都无法有效应对该动态过程。从上述三个维度改进和完善基于下垂曲线平移方式的多站协同调压方法,对于提升直流网络安全运行水平具有极高的应用价值。

### 1.3 课题研究内容及章节安排

本研究课题得到了国家重点研发计划项目“无常规电源支撑的大规模新能源发电基地稳定运行及直流送出关键技术”(项目编号 2022YFB2402700)、南方电网公司科技项目“光伏/风电场站暂态支撑多级协同优化技术研究”(项目编号 GDKJXM20220335)和国家电网公司科技项目“考虑多频率耦合及受端电网特性的远海风电系统稳定性分析与控制策略研究”(项目编号 SGZJ0000KXJS1900419)的支持。本课题围绕 VSC-MTDC 系统的频率主动支撑问题,建立了 VSC-MTDC 系统通用频率响应模型,分别设计了面向常规电源和新能源的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略,并提出了直流电压控制方法,具体研究内容为:

(1) 含风电场的多端柔直系统通用频率响应模型。利用 MMC 平均值模型交直流侧解耦的特点,独立对电网侧变流器交流侧和发电机进行等值建模。计及背靠背变流器、汇集交流线路和风场侧变流器损耗,提出直驱风机和 WFVSC 简化建模方法。以直流线路作为交互端口,结合 GSVSC 和 WFVSC 等值模型,采用模块化建模方法组建了含风电场的 MMC-MTDC 系统的有功类分量小信号模型。

(2) 面向常规交流电源的多端柔直系统协同频率支持策略。研究了频率扰动造成的直流电压偏差和不平衡功率分配比例同频率下垂系数和直流电压下垂系数的量化关系,设计了兼顾频率支援强度和直流电压维稳的 VSC 自适应附加频率控制策略,提出了计及换流器功率裕度和交流系统稳定特征的 MTDC 系统自适应有功功率分配方法。

(3) 含风电场的多端柔直系统协同频率控制策略。提出了同时考虑风机转动惯量裕度和变流器功率裕度的新型风场调频能力评估方法。设计了兼顾系统频率状态和风机实时调频能力的直驱风机自适应频率调节方法。开发了风机变风速功率适应方法以兼容频率调节和转速恢复时风速变化的场景。构建了分区分级的风电场和不同 VSC 的协同频率调节体系。

(4) 直流电压“准无差”修正的 MTDC 协同优化下垂控制策略。通过分析直流电压完美无差修正的不可行性,提出兼顾 VSC 功率变化最小和直流电压恢复效果最优的多平衡站协同优化下垂控制,实现稳态直流电压恢复。建立了附加直流电压控制器以改善动态过程中的直流电压。设计了控制动作时序,协调动态和稳态过程中的控制动作逻辑。

本文研究内容的整体框架见图 1-6。研究点(1)至(4)分别对应本文第 2 章至第 5 章的研究内容,第 6 章总结全文的研究结论,并对后续的研究做出展望。各研

究点之间的联系如下：研究点(1)是本文的模型基础，提出含风电场的 MMC-MTDC 系统通用频率响应模型，为研究点(2)至(4)提供频率动态特性研究和稳定性分析的模型基础；研究点(2)提出连接常规电源的 VSC-MTDC 系统动态频率控制方法，为研究点(3)提供控制方法支持；研究点(3)在研究点(2)的基础上开发了含风电场的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略；研究点(4)提出辅助直流电压调节方法，用于解决研究点(2)、(3)存在的直流电压偏差问题。综上，研究点(1)至(4)协作完成了 VSC-MTDC 系统的频率支持与直流电压控制方法研究。

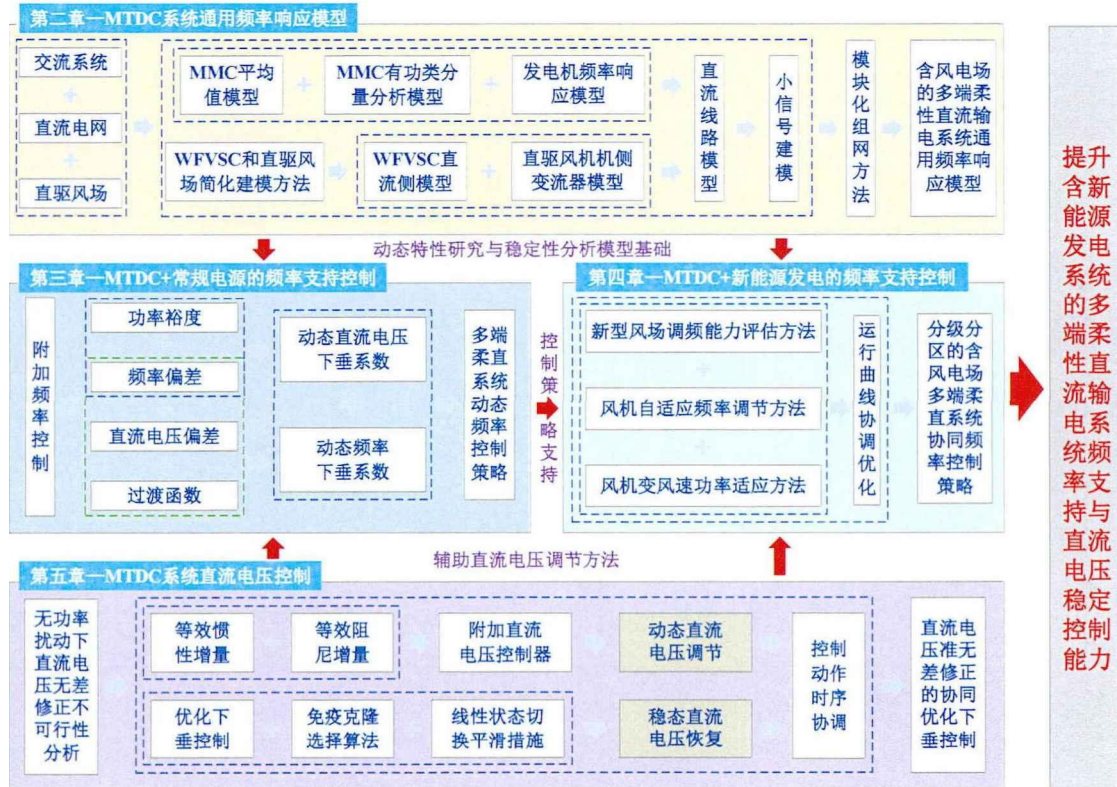


图 1-6 本文研究内容的整体框架

Fig.1-6 General research structure of this thesis

## 第2章 含风电场的多端柔直系统通用频率响应模型

### 2.1 引言

利用含风电场的 MMC-MTDC 系统的调频潜能改善电网频率安全意义重大<sup>[121]</sup>。频率响应特性的先验研究是开发 MTDC 系统频率调节能力的重要步骤<sup>[54]</sup>。现有频率响应特性分析主要依赖时域仿真<sup>[130]</sup>。但时域仿真法存在两个主要问题：1) 时域仿真模型无法对系统稳定性进行理论分析，控制系统参数整定依赖于重复试验，不利于工程应用<sup>[138]</sup>；2) 对于风电场经 MMC-MTDC 并网的复杂系统，时域仿真模型元件众多，建模过程繁琐<sup>[151]</sup>。

针对上述问题，以含风电场的 MTDC 系统稳定性分析和频率响应特性研究为目标的频率等值模型成为研究热点。在风机频率等值模型方面，文献[152]考虑风机有功功率输出特性，利用二阶线性方程模拟风机功率和转速的关系。文献[153]基于 MPPT 方式和虚拟惯性控制，建立了双馈风机的频率等值模型。文献[154]在单机频率等值模型的基础上，根据风电场拓扑结构建立了风电场的频率响应模型。文献[152-154]均面向传统跟网型风机。文献[155]针对新兴的构网型风机，根据其主动支撑型控制方式重构了文献[153]的频率等值模型。文献[152-155]的频率等值模型未涉及直驱风机(permanent magnet direct drive wind turbine, PMSG)。而现有直驱风机小信号模型<sup>[156]</sup>通常仅保留背靠背变流器的网侧，无法反应直驱风机频率响应特性。因此直驱风机的频率响应模型亟待提出。

在 MMC-MTDC 系统频率等值模型方面，现有 MMC 小信号模型<sup>[157]</sup>的问题包括：1) 一次系统通常使用理想电压源，无法模拟系统频率动态；2) 二次系统缺乏对频率控制环节的建模<sup>[158]</sup>，而频率控制环节是 MMC 频率响应的基础<sup>[159]</sup>；3) 侧重于桥臂内部特性的模拟，导致模型过于复杂，对于研究系统有功类分量的动态响应不够直观<sup>[160]</sup>。

针对 MMC 小信号模型研究频率响应的局限，遵照小信号建模思路，MMC 有功类分量等值模型应运而生。文献[161,162]结合 MMC 基础控制方式和附加频率控制，建立了单个 MMC 的有功功率-频率响应模型。文献[163]和[164]分别建立了不考虑和考虑附加频率控制环节的 MMC-MTDC 系统有功类分量等值模型，前者侧重于分析直流网络电压和有功功率的相互影响，后者更多关注附加频率控制对系统功率、电压动态特性的作用。文献[161-164]均基于连接常规交流电源的 MMC-MTDC 系统，未考虑风电场经 MMC-MTDC 系统送出的电网新形态。

针对时域仿真模型建模复杂、无法进行稳定性分析和参数优化等问题，本文考虑交流线路传输损耗、风机损耗及换流器损耗，将变流器有功类分量及功率-频率控制解耦出来，建立了完整的含风电场的 MMC-MTDC 系统的通用频率响应模型。

## 2.2 MMC-MTDC 系统拓扑结构及控制方式

本节阐述了含风电场的 MMC-MTDC 系统的基本拓扑结构和经典频率控制方式，为功率不平衡等小扰动情况下的频率响应模型的建立提供模型基础。

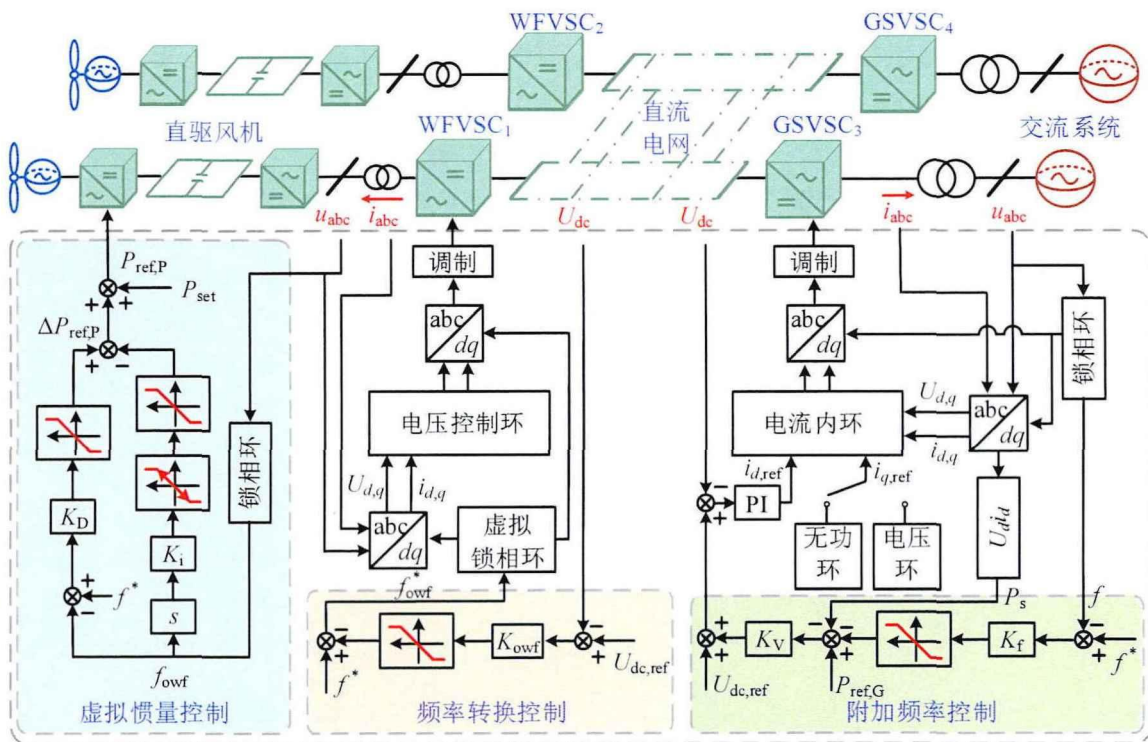


图 2-1 含风电场的 MMC-MTDC 系统拓扑结构及频率控制

Fig.2-1 The topology and frequency control of MMC-MTDC system integrated with windfarms

图 2-1 为含风电场的四端 MMC-HVDC 系统拓扑结构和频率控制模式。图 2-1 中 GSVSC 表示电网侧变流器，WFVSC 表示风场侧变流器。直驱风机通过其机侧和网侧变流器汇聚至 WFVSC，实现能量送出。直流电网采用网状拓扑以示其通用性，MMC 通过直流线路直接相连，网络中没有纯直流节点。

MMC 采用基于  $dq$  轴同步旋转坐标系的双闭环矢量控制。其中 GSVSC 有功外环控制方式中常用的定功率控制和定直流电压控制用下垂控制统一表征 [165]，即：

$$K_V (P_{\text{ref,G}} - P_s) + (U_{\text{dc,ref}} - U_{\text{dc}}) = 0 \quad (2-1)$$

式中  $K_V$ ——直流电压下垂系数；

$P_s$ ——GSVSC 有功功率;  
 $P_{\text{ref,G}}$ ——GSVSC 有功功率指令值;  
 $U_{\text{dc}}$ ——GSVSC 直流电压;  
 $U_{\text{dc,ref}}$ ——GSVSC 直流电压指令值。

附加频率控制环节<sup>[162]</sup>解决了 GSVSC 无法响应交流系统频率变动的问题,式(2-1)相应变为:

$$P_{\text{ref,G}} - P_s = -\frac{1}{K_v}(U_{\text{dc,ref}} - U_{\text{dc}}) + K_f(f^* - f) \quad (2-2)$$

式中  $K_f$ ——频率下垂系数;  
 $f$ ——交流系统频率;  
 $f^*$ ——系统频率基准值。

WfVSC 外环采用定交流电压控制,系统频率由锁相环(phase locked loop, PLL)直接生成。借鉴附加频率控制设计了 WfVSC 频率转换控制<sup>[133]</sup>,将直流电压同 WfVSC 交流侧频率相耦合,即:

$$f_{\text{owf}} = f_{\text{owf}}^* = f^* - K_{\text{owf}}(U_{\text{dc,ref}} - U_{\text{dc}}) \quad (2-3)$$

式中  $f_{\text{owf}}$ ——WfVSC 交流侧频率;  
 $f_{\text{owf}}^*$ ——WfVSC 交流侧频率指令值;  
 $K_{\text{owf}}$ ——频率转换控制系数。

对于无源系统,在图 2-1 中虚拟 PLL 的作用下  $f_{\text{owf}}$ 、 $f_{\text{owf}}^*$  相等。频率转换控制使得  $f_{\text{owf}}$  能够反映  $U_{\text{dc}}$  的实时动态,为风场辅助调频提供控制基础。

直驱风机的网侧变流器采用定直流电压控制为背靠背变流器提供稳定直流电压支撑的同时,全面传递风机发出的有功功率<sup>[166]</sup>。机侧变流器采用定有功功率控制<sup>[166]</sup>,正常运行时其功率指令值  $P_{\text{ref,P}}$  等于 MPPT 模块生成的最大运行功率  $P_{\text{MPPT}}$ 。在辅助频率支持时,  $P_{\text{ref,P}}$  叠加虚拟惯量控制生成的调频功率增量  $\Delta P_{\text{ref,P}}$  以实现功率增发<sup>[167]</sup>。 $\Delta P_{\text{ref,P}}$  定义为:

$$\Delta P_{\text{ref,P}} = K_D(f^* - f_{\text{owf}}) - K_i \frac{df_{\text{owf}}}{dt} \quad (2-4)$$

式中  $K_D$ ——等效阻尼系数;  
 $K_i$ ——等效惯性系数。

当交流系统存在功率不平衡导致频率扰动后,GSVSC 的附加频率控制将频率偏差转换为直流电压波动, WfVSC 的频率转换控制将直流电压变化转换为风场侧交流系统频率变动,直驱风机机侧变流器的虚拟惯量综合控制利用  $f_{\text{owf}}$  的偏差生成调频功率增量参考值。式(2-1)至(2-4)的频率控制协同作用完成了网侧至源侧的频率扰动传递,促成了源侧至网侧的辅助频率支持。本文以式(2-1)

至(2-4)的频率控制特性为基础,结合 MMC-MTDC 系统各环节的数学模型,提出系统通用频率响应模型。

## 2.3 MMC 及交流系统频率响应模型

### 2.3.1 频率响应模型建立基础

图 2-2 为 MMC 简化模型。其中  $U_s$  为公共连接点(point of common coupling, PCC)电压;  $i_{dc}$  为 MMC 直流电流;  $P_g$  为发电机机端有功功率;  $R_g$ 、 $L_g$  和  $R_s$ 、 $L_m$  分别为交流线路和 MMC 交流侧等效电阻和电感。

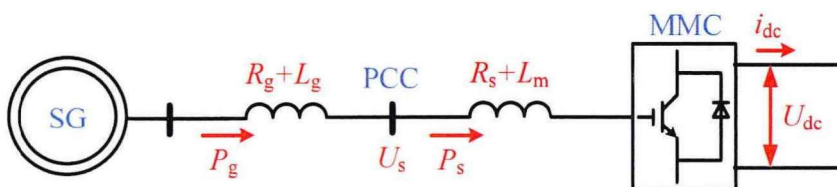


图 2-2 MMC-HVDC 系统简化示意图

Fig.2-2 Simplified model of MMC-HVDC system

基于瞬时功率理论的  $P_s$  的标么值可表示为<sup>[168]</sup>:

$$P_s = U_d i_d + U_q i_q \quad (2-5)$$

式中  $U_d$ ——PCC 的  $d$  轴电压分量;

$U_q$ ——PCC 的  $q$  轴电压分量;

$i_d$ ——PCC 的  $d$  轴电流分量;

$i_q$ ——PCC 的  $q$  轴电流分量。

通常 MMC 锁相环定向于 PCC 的  $d$  轴电压<sup>[141]</sup>, 即  $U_d = U_s$ 、 $U_q = 0$ 。则式(2-5)化为:

$$P_s = U_s i_d \quad (2-6)$$

式(2-6)的 MMC 有功功率计算摆脱了  $q$  轴分量的干扰。假定 PCC 点电压  $U_s$  恒定, 则  $P_s$  与  $i_d$  呈正比<sup>[169]</sup>。

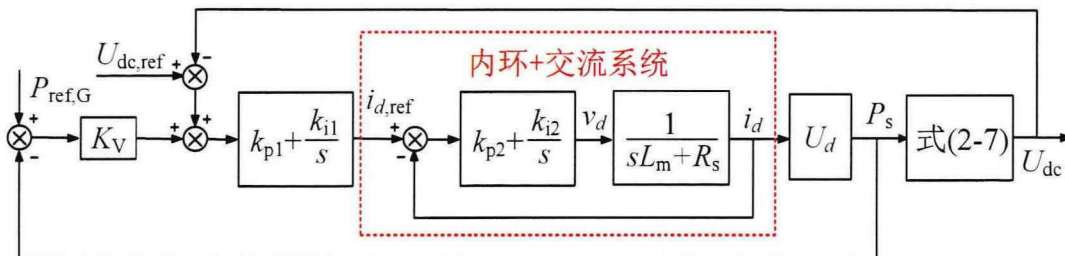


图 2-3 MMC-HVDC 有功分析模型

Fig.2-3 Active power analysis model of MMC

内环电流控制使 MMC 实现了  $d$ 、 $q$  轴分量的解耦<sup>[170]</sup>, 外环控制生成的电

流指令值能独立生成  $i_d$ 。在内外环控制的协同作用下，结合式(2-6)提出了图 2-3 中基于  $d$  轴分量的 MMC 完备有功功率闭环控制。图 2-3 中， $k_{p1}$ 、 $k_{i1}$  和  $k_{p2}$ 、 $k_{i2}$  分别为 MMC 外环和内环 PI 的比例和积分系数， $i_{d,ref}$  为  $d$  轴电流指令值， $v_d$  为  $d$  轴内电势。

MMC 有功功率对内作用于发电机频率响应，对外影响直流网络电压动态。MMC 有功分析模型的提出为 MTDC 系统有功类分量分析模型的构建奠定了理论基础。

2.3.2 GSVSC 频率响应模型

平均值模型忽略 MMC 内部动态，仅关注 MMC 的能量传递和交直流外部特性<sup>[171]</sup>，简化了 MMC 的建模过程，适用于分析 MMC 所连交直流系统的频率响应特性。图 2-4 为 MMC 平均值模型示意图。其中  $C_{eq}$  为 MMC 等值电容，计算方法见文献[172]。

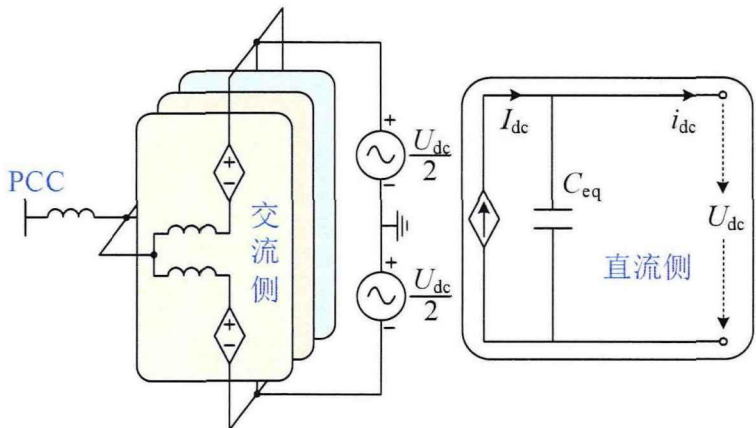


图 2-4 MMC 平均值模型  
Fig.2-4 The average model of MMC

2.3.2.1 GSVSC 直流侧模型

MMC 平均值模型的直流侧数学模型为：

$$\begin{cases} I_C = \frac{P_s}{U_{dc}} \\ I_{loss} = R_{loss} \frac{I_C^2}{U_{dc}} \\ I_{dc} = I_C - I_{loss} \\ C_{eq} \frac{dU_{dc}}{dt} = I_{dc} - i_{dc} \end{cases} \quad (2-7)$$

式中  $I_{loss}$ ——MMC 等效损耗电流；

$R_{\text{loss}}$ ——等效损耗电阻，通常按稳态有功功率的 1% 计算<sup>[173]</sup>；

$I_c$ ——直流侧等效受控电流源的理论电流；

$I_{dc}$ ——直流侧等效受控电流源的实际电流。

将式(2-6)代入式(2-7)，然后线性化可得：

$$\begin{cases} \frac{d\Delta U_{dc,i}}{dt} = \varepsilon_{1,i} \Delta i_{d,i} + \varepsilon_{2,i} \Delta U_{dc,i} - \frac{\sum \Delta i_{dc,i}}{C_{eq,i}} \\ \varepsilon_{1,i} = \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{\text{loss},i}}{U_{dc,i,0}^3} U_{s,i} i_{d,i,0} \right) \frac{U_{s,i}}{C_{eq,i}} \\ \varepsilon_{2,i} = \left( -\frac{U_{s,i} i_{d,i,0}}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{3R_{\text{loss},i} U_{s,i}^2 i_{d,i,0}^2}{U_{dc,i,0}^4} \right) \frac{1}{C_{eq,i}} \end{cases} \quad (2-8)$$

式(2-8)中， $\Delta$  表示偏差量；下标  $i$  表示 MMC 及所连交流系统编号；下标 0 表示变量初值，后文不再赘述。

### 2.3.2.2 GSVSC 交流侧模型

根据式(2-2)和图 2-3，GSVSC 交流侧数学模型为：

$$\begin{cases} e = K_V (P_{\text{ref},G} - P_s) - K_V K_f (f^* - f) + (U_{dc,\text{ref}} - U_{dc}) \\ i_{d,\text{ref}} = \left( k_{p1} + \frac{k_{i1}}{s} \right) e \\ v_d = \left( k_{p2} + \frac{k_{i2}}{s} \right) (i_{d,\text{ref}} - i_d) \\ i_d = \frac{1}{sL_m + R_s} v_d \end{cases} \quad (2-9)$$

式中  $s$ ——Laplace 算子；

$e$ ——PI 控制器误差输入。

将式(2-9)转化至时域，忽略参考值微分项，可得：

$$\begin{cases} \frac{di_{d,\text{ref}}}{dt} = k_{i1} K_V P_{\text{ref},G} - k_{i1} K_V U_s i_d - k_{i1} K_V K_f f^* + k_{i1} K_V K_f f + k_{i1} U_{dc,\text{ref}} \\ \quad - k_{i1} U_{dc} - k_{p1} K_V U_s \frac{di_d}{dt} + k_{p1} K_V K_f \frac{df}{dt} - k_{p1} \frac{dU_{dc}}{dt} \\ \frac{dv_d}{dt} = k_{i2} i_{d,\text{ref}} - k_{i2} i_d + k_{p2} \frac{di_{d,\text{ref}}}{dt} - k_{p2} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_d}{dt} = -\frac{R_s}{L_m} i_d + \frac{v_d}{L_m} \end{cases} \quad (2-10)$$

### 2.3.3 发电机频率响应模型

本文以图 2-5 的经典汽轮发电机为例研究发电机频率响应特性<sup>[174]</sup>。其中  $\omega_r$  和  $\omega_r^*$  分别为发电机转速及其参考值； $T_m$  和  $T_e$  分别为发电机的机械和电磁转矩； $V_{CV}$  为汽门开度； $K_G$  为调速器调频系数； $F_{HP}$  为高压涡轮级功率占比； $T_{RH}$  和  $T_{CH}$  分别为再热器和主进汽容积和汽室的时间常数； $H$  和  $D$  分别为发电机惯性时间常数和阻尼系数。

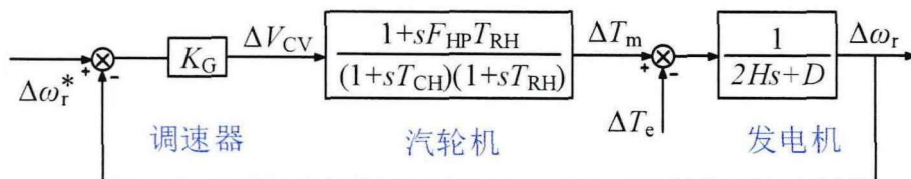


图 2-5 汽轮发电机简化模型

Fig.2-5 The simplified model of turbo-generator

汽轮发电机的数学模型为：

$$\begin{cases} \Delta\omega_r = \frac{1}{2Hs + D}(\Delta T_m - \Delta T_e) \\ \Delta T_m = \frac{1 + sF_{HP}T_{RH}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})}\Delta V_{CV} \\ \Delta V_{CV} = K_G(\Delta\omega_r^* - \Delta\omega_r) \end{cases} \quad (2-11)$$

式(2-11)的线性化模型为：

$$\begin{cases} \frac{d\Delta T_m}{dt} = \frac{1 - F_{HP}}{T_{CH}}\Delta x_{G1} - \frac{F_{HP}K_G}{T_{CH}}\Delta\omega_r - \frac{\Delta T_m}{T_{CH}} + \frac{F_{HP}K_G}{T_{CH}}\Delta\omega_r^* \\ \frac{d\Delta x_{G1}}{dt} = -\frac{\Delta x_{G1}}{T_{RH}} - \frac{K_G}{T_{RH}}\Delta\omega_r + \frac{K_G}{T_{RH}}\Delta\omega_r^* \\ \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}\Delta T_m - \frac{1}{2H}\Delta T_e - \frac{D}{2H}\Delta\omega_r \end{cases} \quad (2-12)$$

式中  $x_{G1}$ ——中间变量。

电磁转矩  $T_e$  可通过发电机电磁功率  $P_e$  间接获取，即：

$$T_e = \frac{P_e}{\omega_r} \quad (2-13)$$

但  $P_e$  通常不可测，根据文献[175]，结合图 2-2 知：

$$P_e = P_g + R_a I_g^2 \quad (2-14)$$

式中  $R_a$ ——发电机电枢电阻；

$I_g$ ——发电机电流。

机端功率  $P_g$  可使用  $P_s$  表征，即：

$$P_g = P_s + R_g I_g^2 \quad (2-15)$$

将式(2-15)代入式(2-14), 可得:

$$P_e = P_s + (R_a + R_g) I_g^2 \quad (2-16)$$

根据式(2-16), 并采用附录 A 的计算方法, 可得:

$$P_e = \frac{U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^2} - \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^2} \left( \frac{2R_{gs}^2}{Z_{gs}^2} - 1 \right) + \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^2} \right)^2} \frac{2R_{gs} X_g}{Z_{gs}^3} \quad (2-17)$$

式中  $R_{gs} = R_a + R_g$ ;  $Z_{gs} = \sqrt{R_{gs}^2 + X_g^2}$ 。

式(2-17)建立了显性变量  $P_s$  和隐性变量  $P_e$  的数学关系, 以  $P_s$  为媒介实现了发电机转速和 GSVSC 有功的交互。将式(2-17)代入式(2-13)并线性化, 可得:

$$\begin{cases} \Delta T_e = \phi_1 \Delta \omega_r + \phi_2 \Delta i_d \\ \phi_1 = \frac{\partial T_{e,0}}{\partial \omega_{r,0}} \\ \phi_2 = \frac{\partial T_{e,0}}{\partial i_{d,0}} \end{cases} \quad (2-18)$$

$\phi_1$  和  $\phi_2$  的详细推导见附录 B 式(B-2)和(B-3)。将式(2-18)代入式(2-12)可得:

$$\frac{d\Delta \omega_r}{dt} = \frac{\Delta T_m}{2H} - \frac{\phi_1 + D}{2H} \Delta \omega_r - \frac{\phi_2}{2H} \Delta i_d \quad (2-19)$$

式(2-12)和(2-19)构成了完整的汽轮发电机频率响应模型状态方程。在此基础上, 本文进一步研究了图 2-6 中计及调速器作用的水轮发电机频率响应模型。

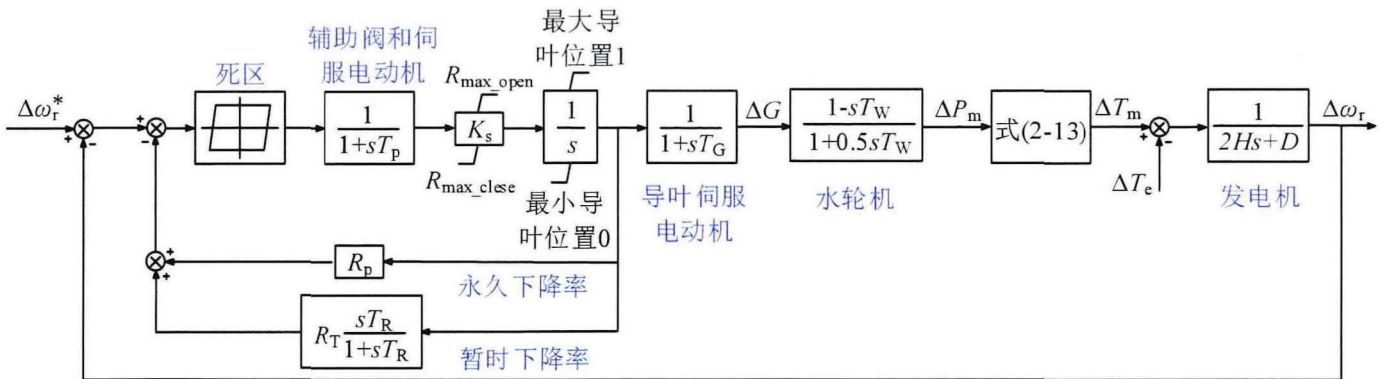


图 2-6 水轮机-调速器-发电机频率响应模型

Fig.2-6 The frequency equivalent model of hydro-generator

图 2-6 中,  $G$  为导叶位置;  $T_p$  为辅助阀/伺服电动机时间常数;  $K_s$  为伺服增益;  $R_{max\_open}$ 、 $R_{max\_close}$  分别为最大导叶打开速率和关闭速率;  $T_G$  为主伺服时间常数;  $T_W$  为水起动时间;  $R_p$  为永久下降率;  $R_T$  为暂时下降率;  $T_R$  为复位时间。

根据图 2-6 和式(2-19), 可得水轮发电机线性化后的数学模型为:

$$\begin{cases}
 \frac{d\Delta x_{H1}}{dt} = -\frac{\Delta x_{H1}}{T_R} - K_s(R_p + R_r)\Delta x_{H2} - \frac{R_p}{T_R}\Delta x_{H3} - \frac{\Delta\omega_r}{T_R} - \frac{d\Delta\omega_r}{dt} + \frac{\Delta\omega_r^*}{T_R} \\
 \frac{d\Delta x_{H2}}{dt} = \frac{\Delta x_{H1}}{T_p} - \frac{\Delta x_{H2}}{T_p} \\
 \frac{d\Delta x_{H3}}{dt} = K_s\Delta x_{H2} \\
 \frac{d\Delta G}{dt} = \frac{\Delta x_{H3}}{T_G} - \frac{\Delta G}{T_G} \\
 \frac{d\Delta P_m}{dt} = \frac{2}{T_w}\left(1 + \frac{T_w}{T_G}\right)\Delta G - \frac{2}{T_G}\Delta x_{H3} - \frac{2}{T_w}\Delta P_m \\
 \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{\Delta P_m}{2H\omega_{r,0}} - \frac{1}{2H}\Delta T_e - \frac{1}{2H}\left(\frac{P_{m,0}}{\omega_{r,0}^2} + D\right)\Delta\omega_r
 \end{cases} \quad (2-20)$$

式中  $x_{H1}$ 、 $x_{H2}$ 、 $x_{H3}$ ——中间变量。

## 2.4 直流网络等值模型

相较于集中型线路，T型线路考虑线路分布电容的影响；相较于分布式线路，T型线路较为简明，因此本文选择T型线路作为直流线路的等效模型<sup>[176]</sup>。基于T型线路模型，本文考虑换流器和直流电路平波电抗的影响，从而更准确地表征直流线路动态特性。图2-7为MMC<sub>i</sub>所连直流线路等效模型。

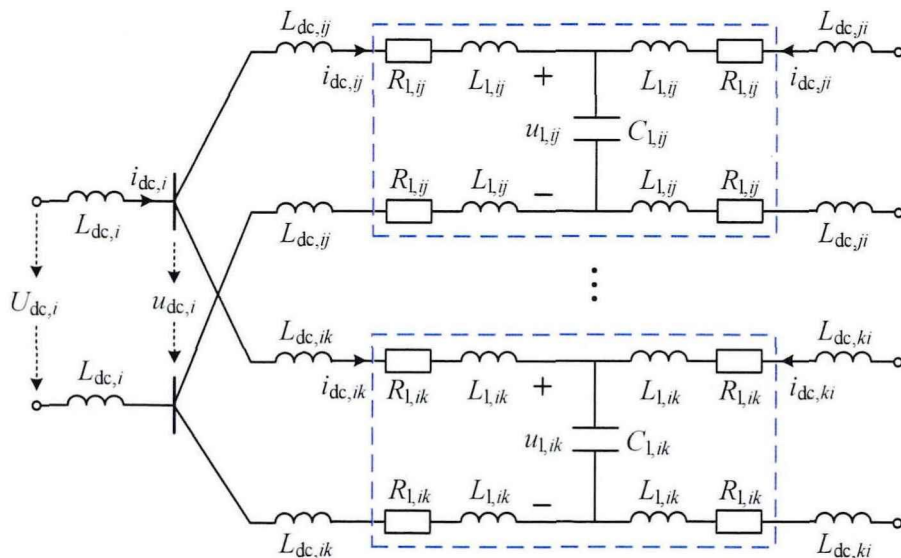


图 2-7 MMC<sub>i</sub> 所连直流线路等效模型

Fig.2-7 Equivalent model of DC lines connected to MMC<sub>i</sub>

图2-7中， $L_{dc,i}$ 、 $L_{dc,ij}$ 分别为MMC<sub>i</sub>、直流线路 $ij$ 的平波电抗； $R_{l,ij}$ 、 $L_{l,ij}$ 和 $C_{l,ij}$ 分别为直流线路 $ij$ 的等效电阻、电感和电容； $u_{dc,i}$ 为MMC<sub>i</sub>的平波电抗出口

直流电压； $i_{dc,ij}$  为 MMC<sub>i</sub> 经直流线路  $ij$  流向 MMC<sub>j</sub> 的电流； $u_{l,ij}$  为  $C_{l,ij}$  的电压。

根据 Kirchhoff 定律建立直流线路  $ij$  的数学方程，有：

$$\begin{cases} U_{dc,i} = u_{dc,i} + 2L_{dc,i} \frac{di_{dc,i}}{dt} \\ i_{dc,i} = \sum i_{dc,ij} \\ 2(L_{dc,ij} + L_{l,ij}) \frac{di_{dc,ij}}{dt} = u_{dc,i} - 2R_{l,ij} i_{dc,ij} - u_{l,ij} \\ 2(L_{dc,ji} + L_{l,ij}) \frac{di_{dc,ji}}{dt} = u_{dc,j} - 2R_{l,ij} i_{dc,ji} - u_{l,ij} \\ C_{l,ij} \frac{du_{l,ij}}{dt} = i_{dc,ij} + i_{dc,ji} \end{cases} \quad (2-21)$$

记：

$$\begin{cases} L_{ij} = L_{dc,ij} + L_{l,ij} \\ \mu_i = 1 + L_{dc,i} \sum \frac{1}{L_{dc,ij} + L_{l,ij}} \end{cases} \quad (2-22)$$

则式(2-21)整合为：

$$\begin{cases} \frac{di_{dc,ij}}{dt} = \frac{U_{dc,i}}{2\mu_i L_{ij}} + \frac{L_{dc,i}}{2\mu_i L_{ij}} \sum_{k \neq j} \left( \frac{u_{l,ik}}{L_{ik}} \right) + \left( \frac{L_{dc,i}}{\mu_i L_{ij}} - 1 \right) \frac{u_{l,ij}}{2L_{ij}} \\ \quad + \frac{L_{dc,i}}{\mu_i L_{ij}} \sum_{k \neq j} \left( \frac{R_{l,ik}}{L_{ik}} i_{dc,ik} \right) + \frac{R_{l,ij}}{L_{ij}} \left( \frac{L_{dc,i}}{\mu_i L_{ij}} - 1 \right) i_{dc,ij} \\ \frac{di_{dc,ji}}{dt} = \frac{U_{dc,j}}{2\mu_j L_{ji}} + \frac{L_{dc,j}}{2\mu_j L_{ji}} \sum_{k \neq i} \left( \frac{u_{l,jk}}{L_{jk}} \right) + \left( \frac{L_{dc,j}}{\mu_j L_{ji}} - 1 \right) \frac{u_{l,ij}}{2L_{ji}} \\ \quad + \frac{L_{dc,j}}{\mu_j L_{ji}} \sum_{k \neq i} \left( \frac{R_{l,jk}}{L_{jk}} i_{dc,jk} \right) + \frac{R_{l,ij}}{L_{ji}} \left( \frac{L_{dc,j}}{\mu_j L_{ji}} - 1 \right) i_{dc,ji} \\ \frac{du_{l,ij}}{dt} = \frac{i_{dc,ij}}{C_{l,ij}} + \frac{i_{dc,ji}}{C_{l,ij}} \end{cases} \quad (2-23)$$

式(2-23)为直流线路  $ij$  的时域等值模型，将其线性化后所得状态空间模型系数矩阵不发生变化。

## 2.5 WFVSC 及直驱风机频率响应模型

### 2.5.1 WFVSC 及直驱风机模型简化方法

本文根据单机容量加权平均法利用单台风机模拟整个风场<sup>[177]</sup>，直驱风机及

其背靠背变流器的完整平均值模型如图 2-8(a)所示。背靠背变流器直流线路很短,因此等效直流系统中忽略直流线路阻抗<sup>[178]</sup>。同时,在网侧变流器定直流电压控制的作用下,背靠背变流器的直流电压维持  $U_{dc,ref}$  不变<sup>[178]</sup>。

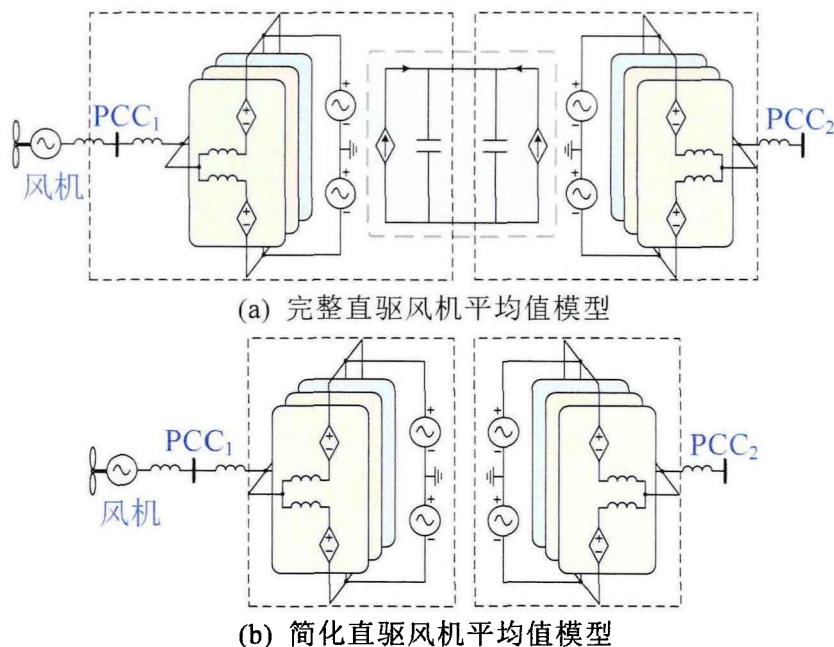


图 2-8 直驱风机等值模型

Fig.2-8 The equivalent model of direct-drive wind turbine

根据式(2-7)和图 2-8, 可得 PCC<sub>1</sub> 的有功功率  $P_{s1}$  和 PCC<sub>2</sub> 的有功功率  $P_{s2}$  的数学关系为:

$$P_{s2} = \frac{-U_{dc,ref}^2 + \sqrt{U_{dc,ref}^4 + 4R_{loss}U_{dc,ref}^2P_{s1} - 4R_{loss}^2P_{s1}^2}}{2R_{loss}} \quad (2-24)$$

根据式(2-24), 仅考虑机侧和网侧变流器的功率传递, 可忽略图 2-8(a)中的直流系统, 得到图 2-8(b)的直驱风机简化平均值模型。

图 2-9 为直驱风机和 WFVSC 简化等值模型。风机采集 PCC<sub>2</sub> 的频率  $f_{owf}$  用于虚拟惯量控制。而风机功率  $P_{s1}$  经背靠背变流器转为  $P_{s2}$ , 再经汇集线路输送至 PCC<sub>3</sub>, 利用 WFVSC 传导至直流网络。参照附录 A 的计算方法, PCC<sub>3</sub> 点的有功功率  $P_{s3}$  为:

$$P_{s3} = -\frac{U_s^2 R_w}{Z_w^2} + \frac{U_s^2 R_w - Z_w^2 P_{s2}}{Z_w^2} \left( \frac{2R_w^2}{Z_w^2} - 1 \right) + \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{U_s^2 R_w - Z_w^2 P_{s2}}{Z_w} \right)^2} \frac{2R_w X_w}{Z_w^2} \quad (2-25)$$

式中  $R_w$ ——PCC<sub>2</sub> 至 PCC<sub>3</sub> 的汇集线路电阻;

$X_w$ ——PCC<sub>2</sub> 至 PCC<sub>3</sub> 的汇集线路电抗;

$Z_w$ ——PCC<sub>2</sub> 至 PCC<sub>3</sub> 的汇集线路阻抗;  $Z_w = \sqrt{R_w^2 + X_w^2}$ 。

类似地, 仅关注有功功率传递时, 图 2-9(a)也可忽略网侧变流器和 WFVSC

的交流侧等中间环节，仅保留图 2-9(b)中的机侧变流器交流侧和 WFVSC 直流侧模型。

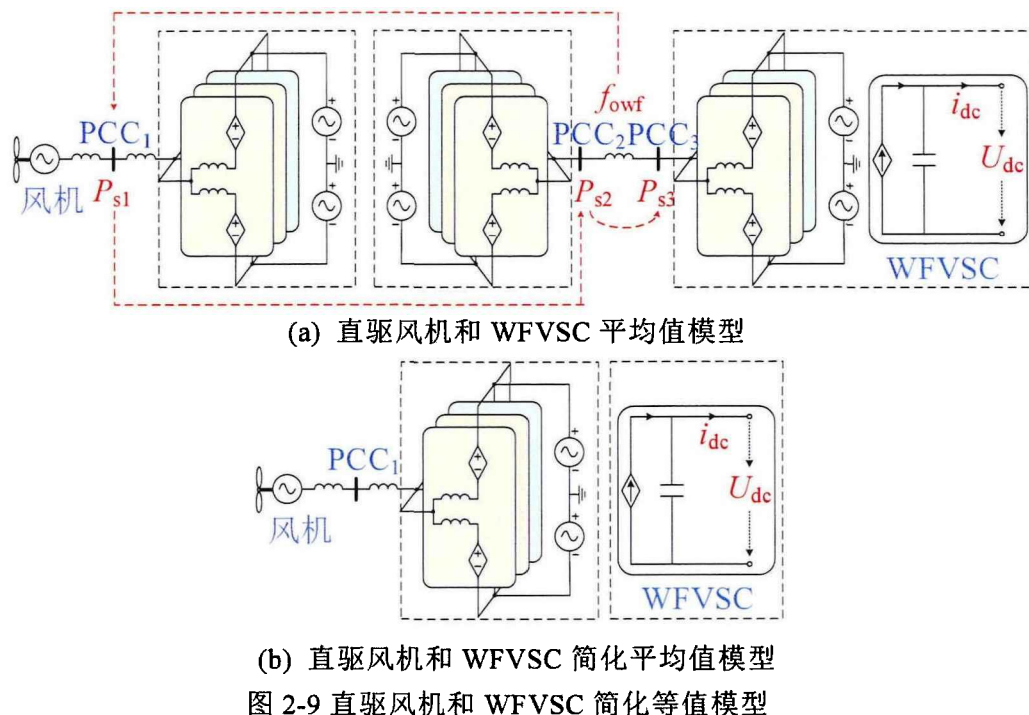


Fig.2-9 The simplified equivalent model of direct-drive wind turbine and WFVSC

## 2.5.2 WFVSC 及直驱风机简化频率响应模型

### 2.5.2.1 WFVSC 直流侧模型

WFVSC 直流侧数学模型为：

$$C_{eq,i} \frac{dU_{dc,i}}{dt} = \frac{P_{s3,i}}{U_{dc,i}} \left( 1 - \frac{R_{loss,i} P_{s3,i}}{U_{dc,i}^2} \right) - i_{dc,i} \quad (2-26)$$

将式(2-24)、(2-25)代入式(2-26)，线性化可得：

$$\frac{d\Delta U_{dc,i}}{dt} = \gamma_{1,i} \Delta i_{d,i} + \gamma_{2,i} \Delta U_{dc,i} - \frac{\sum \Delta i_{dc,II}}{C_{eq,i}} \quad (2-27)$$

式(2-27)中， $\gamma_{1,i}$  和  $\gamma_{2,i}$  的计算方法见附录 B 式(B-4)、(B-5)。

### 2.5.2.2 直驱风机机侧变流器模型

机侧变流器正常运行时功率参考值  $P_{ref,P}$  为：

$$P_{ref,P} = P_{MPPT} = k_{opt} \omega_r^3 \quad (2-28)$$

式中  $k_{opt}$ ——风机最优功率系数。

将式(2-28)代入式(2-10)， $K_v$  置 1， $U_{dc}$  相关项置 0，可得风机正常运行时的机侧变流器线性化模型为：

$$\frac{d\Delta i_{d,\text{ref}}}{dt} = 3k_{\text{opt}}\omega_{r,0} \left( k_{i1}\omega_{r,0} + 2k_{p1}\frac{d\omega_{r,0}}{dt} + k_{p1}\omega_{r,0}\frac{d\omega_{r,0}^2}{dt^2} \right) \Delta\omega_r - k_{i1}U_s\Delta i_d - k_{p1}U_s\frac{d\Delta i_d}{dt} \quad (2-29)$$

式中  $\omega_{r,0}$ ——风机当前运行转速。

风机调频时,  $P_{\text{ref},P}$  通常由基准功率  $P_{\text{MPPT},0}$  和调频功率  $\Delta P_{\text{ref},P}$  两部分构成, 即:

$$P_{\text{ref},P} = P_{\text{MPPT},0} + K_D(f^* - f_{\text{owf}}) - K_i\frac{df_{\text{owf}}}{dt} \quad (2-30)$$

式中  $P_{\text{MPPT},0}$ ——风机启动调频时刻的功率, 后续基准功率维持不变以保证风机能够增发功率调频<sup>[106]</sup>。

将式(2-30)代入式(2-10), 可得风机调频时的机侧变流器方程:

$$\begin{aligned} \frac{di_{d,\text{ref}}}{dt} = & k_{i1}P_{\text{MPPT},0} + k_{i1}K_DK_{\text{owf}}U_{\text{dc,ref}} - k_{i1}K_DK_{\text{owf}}U_{\text{dc}} - k_{i1}U_s i_d \\ & - (k_{i1}K_iK_{\text{owf}} + k_{p1}K_DK_{\text{owf}})\frac{dU_{\text{dc}}}{dt} - k_{p1}U_s\frac{di_d}{dt} - k_{p1}K_iK_{\text{owf}}\frac{d^2U_{\text{dc}}}{dt^2} \end{aligned} \quad (2-31)$$

将式(2-10)、(2-26)、(2-27)代入式(2-31), 线性化后可得机侧变流器的频率响应模型:

$$\frac{d\Delta i_{d,\text{ref},i}}{dt} = \eta_{1,i}\Delta i_{d,i} + \eta_{2,i}\Delta U_{\text{dc},i} + \eta_{3,i}\frac{d\Delta i_{d,i}}{dt} + \eta_{4,i}\frac{d\Delta U_{\text{dc},i}}{dt} + \eta_{5,i}\sum\frac{d\Delta i_{\text{dc},ij}}{dt} + \eta_{6,i}\Delta U_{\text{dc,ref},i} \quad (2-32)$$

式(2-32)中,  $\eta_{1,i} \sim \eta_{6,i}$  的详细推导见附录 B 式(B-12)。

整合式(2-29)和(2-32), 可得风机正常运行和频率支援时的统一状态方程, 即:

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta i_{d,\text{ref},i}}{dt} = & \eta_{1,i}\Delta i_{d,i} + \eta_{2,i}\Delta U_{\text{dc},i} + \eta_{7,i}\Delta\omega_{r,i} + \eta_{3,i}\frac{d\Delta i_{d,i}}{dt} \\ & + \eta_{4,i}\frac{d\Delta U_{\text{dc},i}}{dt} + \eta_{5,i}\sum\frac{d\Delta i_{\text{dc},ij}}{dt} + \eta_{6,i}\Delta U_{\text{dc,ref},i} \end{aligned} \quad (2-33)$$

其中:

$$\eta_{7,i} = 3k_{\text{opt},i}\omega_{r,i,0} \left( k_{i1,i}\omega_{r,i,0} + 2k_{p1,i}\frac{d\omega_{r,i,0}}{dt} + k_{p1,i}\omega_{r,i,0}\frac{d\omega_{r,i,0}^2}{dt^2} \right) \quad (2-34)$$

风机正常运行时令  $K_{\text{owf},i}=0$ , 则式(2-33)化为式(2-29)。当风机调频时, 令  $k_{\text{opt},i}=0$ , 则式(2-33)化为式(2-32)。风机机侧变流器的  $v_{d,i}$  和  $i_{d,i}$  的状态方程同式(2-10)一致。

### 2.5.2.3 风力发电机模型

相较于汽轮发电机, 风力发电机没有调速器, 于是风力发电机模型仅需考虑转子运动方程, 即:

$$2H \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{P_m}{\omega_r} - \frac{P_e}{\omega_r} - D\omega_r \quad (2-35)$$

式(2-35)中  $P_e$  可根据式(2-17)求取, 机械功率  $P_m$  为:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho S C_p v^3 \quad (2-36)$$

式中  $\rho$ ——空气密度;

$S$ ——风轮面积;

$v$ ——风速;

$\beta$ ——桨距角, 正常运行时  $\beta=0^\circ$ ;

$C_p$ ——风能捕获系数, 其定义为:

$$\begin{cases} C_p = c_1 \left\{ c_2 \lambda + [c_3 \lambda_i - c_4 (2.5 + \beta) + c_3] e^{-\frac{c_6}{\lambda_i}} \right\} \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_7 (2.5 + \beta)} - \frac{c_8}{(2.5 + \beta)^3 + c_9} \\ \lambda = \frac{\omega_r R}{v} \end{cases} \quad (2-37)$$

式中  $R$ ——风轮半径;

$c_1 \sim c_9$ ——中间参数, 取值参见文献<sup>[179]</sup>。

将式(2-18)、(2-36)、(2-37)代入式(2-35), 可得风力发电机的线性化模型为:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{\varphi_4}{2H} \Delta v - \frac{\varphi_1 - \varphi_3 + D}{2H} \Delta\omega_r - \frac{\varphi_2}{2H} \Delta i_d \quad (2-38)$$

式(2-38)中,  $\varphi_3$  和  $\varphi_4$  的具体公式见附录 B 式(B-16)和(B-17)。

## 2.6 含风电场的 MTDC 系统全阶频率响应模型

### 2.6.1 系统全阶频率响应模型

本文采用模块化设计, 将 MTDC 系统中的换流器分为 GSVSC 和 WfVSC 两大类进行内部状态方程构建。以直流线路为接口, 实现 MTDC 系统频率响应模型的全局整合。系统状态方程如下:

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (2-39)$$

式中  $x$ ——状态变量;

$u$ ——控制量;

$A$ ——状态变量系数矩阵;

$B$ ——控制量系数矩阵。

## 2.6.1.1 GSVSC

根据式(2-8)、(2-10)、(2-12), GSVSC<sub>i</sub>及其相连交流系统(汽轮机等效)的状态变量  $x_i$  和控制量  $u_i$  分别为:

$$\begin{cases} x_i = [\Delta T_{m,i} & \Delta x_{G1,i} & \Delta \omega_{r,i} & \Delta i_{d,\text{ref},i} & \Delta v_{d,i} & \Delta i_{d,i} & \Delta U_{dc,i}]^T \\ u_i = [\Delta \omega_{r,i}^* & \Delta P_{\text{ref},G,i} & \Delta U_{dc,\text{ref},i}]^T \end{cases} \quad (2-40)$$

$x_i$  为 GSVSC<sub>i</sub> 内部变量, 对应的系数矩阵  $A_{G,i}$ 、 $B_{G,i}$  分别为:

$$\begin{cases} A_{i,1} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_{CH,i}} & \frac{1-F_{HP,i}}{T_{CH,i}} & -\frac{F_{HP,i}K_{G,i}}{T_{CH,i}} & 0_{1 \times 4} \end{bmatrix} \\ A_{i,2} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{T_{RH,i}} & -\frac{K_{G,i}}{T_{RH,i}} & 0_{1 \times 4} \end{bmatrix} \\ A_{i,3} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H_i} & 0 & -\frac{\phi_{1,i}+D_i}{2H_i} & 0_{1 \times 2} & -\frac{\phi_{2,i}}{2H_i} & 0 \end{bmatrix} \\ A_{i,4} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 2} & k_{11,i}K_{V,i}K_{f,i}f_{\text{base},i} & 0_{1 \times 2} & -k_{11,i}K_{V,i}U_{s,i} & -k_{11,i} \end{bmatrix} \\ A_{i,5} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 3} & k_{12,i} & 0 & -k_{12,i} & 0 \end{bmatrix} \\ A_{i,6} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 4} & \frac{1}{L_{m,i}} & -\frac{R_{s,i}}{L_{m,i}} & 0 \end{bmatrix} \\ A_{i,7} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 5} & \varepsilon_{1,i} & \varepsilon_{2,i} \end{bmatrix} \\ A_{i,4}^* = A_{i,4} + k_{p1,i}K_{V,i}K_{f,i}f_{\text{base},i}A_{i,3} - k_{p1,i}K_{V,i}U_{s,i}A_{i,6} - k_{p1,i}A_{i,7} \\ A_{i,5}^* = k_{p2,i}A_{i,4}^* - k_{p2,i}A_{i,6} \\ A_{G,i} = [A_{i,1}; A_{i,2}; A_{i,3}; A_{i,4}^*; A_{i,5}^*; A_{i,6}; A_{i,7}] \\ B_{i,1} = \begin{bmatrix} \frac{F_{HP,i}K_{G,i}}{T_{CH,i}} & 0_{1 \times 2} \end{bmatrix} \\ B_{i,2} = \begin{bmatrix} \frac{K_{G,i}}{T_{RH,i}} & 0_{1 \times 2} \end{bmatrix} \\ B_{i,3} = [0_{1 \times 3}] \\ B_{i,4} = \begin{bmatrix} -k_{11,i}K_{V,i}K_{f,i}f_{\text{base},i} & k_{11,i}K_{V,i} & k_{11,i} \end{bmatrix} \\ B_{i,5} = [0_{1 \times 3}] \\ B_{i,6} = [0_{1 \times 3}] \\ B_{i,7} = [0_{1 \times 3}] \\ B_{i,4}^* = B_{i,4} + k_{p1,i}K_{V,i}K_{f,i}f_{\text{base},i}B_{i,3} - k_{p1,i}K_{V,i}U_{s,i}B_{i,6} - k_{p1,i}B_{i,7} \\ B_{i,5}^* = k_{p2,i}B_{i,4}^* - k_{p2,i}B_{i,6} \\ B_{G,i} = [B_{i,1}; B_{i,2}; B_{i,3}; B_{i,4}^*; B_{i,5}^*; B_{i,6}; B_{i,7}] \end{cases} \quad (2-42)$$

式中  $f_{\text{base},i}$ ——GSVSC<sub>i</sub> 的基准频率,  $f_i = f_{\text{base},i} \omega_{r,i}$ 。

由式(2-8)知, GSVSC<sub>i</sub> 的直流电压除了关乎其自身状态变量外, 还与直流线路电流相关, 因此定义 GSVSC<sub>i</sub> 对直流线路 *ij* 的系数矩阵  $A_{G,i-L,ij}$  为:

$$\begin{cases} A_{G,i-L,ij,1} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_{eq,i}} & 0_{1 \times 2} \end{bmatrix} \\ A_{G,i-L,ij} = [0_{6 \times 3}; A_{GV,i-L,ij,1}] \end{cases} \quad (2-43)$$

$U_{dc,i}$  同 GSVSC<sub>i</sub> 的所有直流线路电流均相关, 因此  $A_{G,i-L,ij}$  的数量同 GSVSC<sub>i</sub> 的直流线路数量一致。

### 2.6.1.2 WfVSC

WfVSC<sub>j</sub> 及所连直驱风场的  $x_j$  和  $u_j$  分别为:

$$\begin{cases} x_j = [\Delta\omega_{r,j} \quad \Delta i_{d,ref,j} \quad \Delta v_{d,j} \quad \Delta i_{d,j} \quad \Delta U_{dc,j}]^T \\ u_j = [\Delta v_j \quad \Delta U_{dc,ref,j}]^T \end{cases} \quad (2-44)$$

对应的系数矩阵  $A_{w,j}$  和  $B_{w,j}$  分别为:

$$\begin{cases} A_{j,1} = \begin{bmatrix} -\frac{\varphi_{1,j} - \varphi_{3,j} + D_j}{2H_j} & 0_{1 \times 2} & -\frac{\varphi_{2,j}}{2H_j} & 0 \end{bmatrix} \\ A_{j,2} = [\eta_{7,j} \quad 0_{1 \times 2} \quad \eta_{1,j} \quad \eta_{2,j}] \\ A_{j,3} = [0 \quad k_{i2,j} \quad 0 \quad -k_{i2,j} \quad 0] \\ A_{j,4} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 2} & \frac{1}{L_{m,j}} & -\frac{R_{s,j}}{L_{m,j}} & 0 \end{bmatrix} \\ A_{j,5} = [0_{1 \times 3} \quad \gamma_{1,j} \quad \gamma_{2,j}] \\ A_{j,2}^* = A_{j,2} + \eta_{3,j} A_{j,4} + \eta_{4,j} A_{j,5} + \eta_{5,j} \sum A_{L,ji-V,j,1} \\ A_{j,3}^* = A_{j,3} + k_{p2,j} A_{j,2}^* - k_{p2,j} A_{j,4} \\ A_{w,j} = [A_{j,1}; A_{j,2}^*; A_{j,3}^*; A_{j,4}; A_{j,5}] \end{cases} \quad (2-45)$$

$$\begin{cases} B_{j,1} = \begin{bmatrix} \frac{\varphi_{4,j}}{2H_j} & 0 \end{bmatrix} \\ B_{j,2} = [0 \quad \eta_{6,j}] \\ B_{j,3} = [0_{1 \times 2}] \\ B_{j,4} = [0_{1 \times 2}] \\ B_{j,5} = [0_{1 \times 2}] \\ B_{j,3}^* = B_{j,3} + k_{p2,j} B_{j,2} \\ B_{w,j} = [B_{j,1}; B_{j,2}; B_{j,3}^*; B_{j,4}; B_{j,5}] \end{cases} \quad (2-46)$$

式(2-33)中  $U_{dc}$  和  $i_{dc}$  的微分会使 WfVSC<sub>j</sub> 与直流线路相关, 参照式(2-43),

定义 WFVSC<sub>j</sub> 对直流线路  $ij$  的系数矩阵  $A_{W,j-L,ij}$  为:

$$\begin{cases} A_{W,j-L,ij,1} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 2} & -\frac{1}{C_{eq,j}} \end{bmatrix} \\ A_{W,j-L,ij,2} = \eta_{4,j} A_{W,j-L,ij,1} + \eta_{5,j} A_{ij,1-j} \\ A_{W,j-L,ij,3} = k_{p2,j} (\eta_{4,j} A_{W,j-L,ij,1} + \eta_{5,j} A_{ij,1-j}) \\ A_{W,j-L,ij} = [0_{1 \times 3}; A_{W,j-L,ij,2}; A_{W,j-L,ij,3}; 0_{1 \times 3}; A_{W,j-L,ij,1}] \end{cases} \quad (2-47)$$

同样地,  $A_{W,j-L,ij}$  的数量同 WFVSC<sub>j</sub> 的直流线路数量一致。WFVSC<sub>j</sub> 对直流线路  $ik$  的系数矩阵为:

$$\begin{cases} A_{W,j-L,ik,2} = \eta_{5,j} A_{L,ij-L,ik,1} \\ A_{W,j-L,ik,3} = k_{p2,j} \eta_{5,j} A_{L,ij-L,ik,1} \\ A_{W,j-L,ik} = [0_{1 \times 3}; A_{W,j-L,ik,2}; A_{W,j-L,ik,3}; 0_{2 \times 3}] \end{cases} \quad (2-48)$$

$A_{W,j-L,ik}$  的数量同与直流线路  $ij$  共享端口  $i$  的线路数量相同。

### 2.6.1.3 直流线路

直流线路  $ij$  的状态方程见式(2-23), 其状态变量  $x_{ij}$  为:

$$x_{ij} = [\Delta i_{dc,ij} \quad \Delta u_{l,ij} \quad \Delta i_{dc,ji}]^T \quad (2-49)$$

直流线路无控制量, 系数矩阵  $A_{ij}$  为:

$$\begin{cases} A_{ij,1-i} = \begin{bmatrix} R_{l,ij} \left( \frac{L_{dc,i}}{\mu_i L_{ij}} - 1 \right) & \left( \frac{L_{dc,i}}{\mu_i L_{ij}} - 1 \right) \frac{1}{2L_{ij}} & 0 \end{bmatrix} \\ A_{ij,c} = \begin{bmatrix} \frac{1}{C_{l,ij}} & 0 & \frac{1}{C_{l,ij}} \end{bmatrix} \\ A_{ij,1-j} = \begin{bmatrix} 0 & \left( \frac{L_{dc,j}}{\mu_j L_{ji}} - 1 \right) \frac{1}{2L_{ji}} & \frac{R_{l,ij}}{L_{ji}} \left( \frac{L_{dc,j}}{\mu_j L_{ji}} - 1 \right) \end{bmatrix} \\ A_{ij} = [A_{ij,1-i}; A_{ij,c}; A_{ij,1-j}] \end{cases} \quad (2-50)$$

直流线路  $ij$  的系数矩阵与所连 MMC<sub>i</sub>、MMC<sub>j</sub> 及其共享出口的其它直流线路相关。定义直流线路  $ij$  对 MMC<sub>i</sub>、MMC<sub>j</sub> 的系数矩阵  $A_{L,ij-V,i}$  和  $A_{L,ij-V,j}$  为:

$$\begin{cases} A_{L,ij-V,i,1} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 4} & \frac{1}{2\mu_i L_{ij}} \end{bmatrix} \\ A_{L,ij-V,i} = [A_{L,ij-V,i,1}; 0_{2 \times 5}] \\ A_{L,ij-V,j,1} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 4} & \frac{1}{2\mu_j L_{ij}} \end{bmatrix} \\ A_{L,ij-V,j} = [0_{2 \times 5}; A_{L,ij-V,j,1}] \end{cases} \quad (2-51)$$

直流线路  $ij$  对线路  $ik$  的系数矩阵  $A_{L,ij-L,ik}$  为:

$$\begin{cases} A_{L,ij-L,ik,1} = \left[ \frac{L_{dc,i} R_{L,ik}}{\mu_i L_{ij} L_{ik}}, \frac{L_{dc,i}}{2\mu_i L_{ij} L_{ik}}, 0 \right] \\ A_{L,ij-L,ik} = [A_{L,ij-L,ik,1}; 0_{2 \times 3}] \end{cases} \quad (2-52)$$

#### 2.6.1.4 MMC-MTDC 系统

根据式(2-40)、(2-44)、(2-49), MTDC 系统的状态变量  $x$  和控制量  $u$  分别为:

$$\begin{cases} x = [\cdots x_i^T x_j^T \cdots x_{ij}^T x_{ik}^T \cdots]^T \\ u = [\cdots u_i^T u_j^T \cdots]^T \end{cases} \quad (2-53)$$

根据式(2-41)-(2-52), MTDC 系统状态方程的系数矩阵  $A$  和  $B$  分别为:

$$A = \begin{bmatrix} \ddots & 0 & 0 & 0 & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & A_{G,i} & 0 & 0 & A_{G,i-L,ij} & A_{G,i-L,ik} & \cdots \\ 0 & 0 & A_{W,j} & 0 & A_{W,j-L,ij} & A_{W,j-L,ik} & \cdots \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & 0 & \cdots & \cdots \\ 0 & A_{L,ij-V,i} & A_{L,ij-V,j} & 0 & A_{ij} & A_{L,ij-L,ik} & \cdots \\ 0 & A_{L,ik-V,i} & 0 & \cdots & A_{L,ik-L,ij} & A_{ik} & \cdots \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \ddots \end{bmatrix} \quad (2-54)$$

$$B = \begin{bmatrix} \ddots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & B_{G,i} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & B_{W,j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2-55)$$

式(2-53)至(2-55)仅列出 MTDC 系统的部分换流站和直流线路, 其余环节在对应位置补充元素即可。式(2-39)的状态方程在获得系统状态量初值  $x_0$ 、 $u$ 、 $A$ 、 $B$  后, 可使用数值计算方法<sup>[180]</sup>求解  $x$ 。本文的频率响应模型主要针对有功功率突变等小扰动事件, 交、直流侧故障时的系统暂态响应不属于本文研究范畴。

#### 2.6.2 频率响应模型对复杂风电场的适应性分析

由于单机等值法简化程度较大, 在风电场的建模和计算方面具备突出优势, 现有大量风场仿真建模和控制策略研究<sup>[108,158]</sup>均采用该方法。为简化建模过程, 本文采用容量加权法利用单台风机描述整个直驱风场的动态特性。考虑未来风场规模日益庞大, 风场内风电机组实际运行状态可能存在较大差别, 学者根据风机的运行状态、特征量等特性对风场内具有相似运行特征的风机进行分群聚类, 从

而采用多机等值的方式模拟整个风电场<sup>[181,182]</sup>。图 2-10 分别展示了风电场拓扑结构及其进行多机等值后的网络结构。

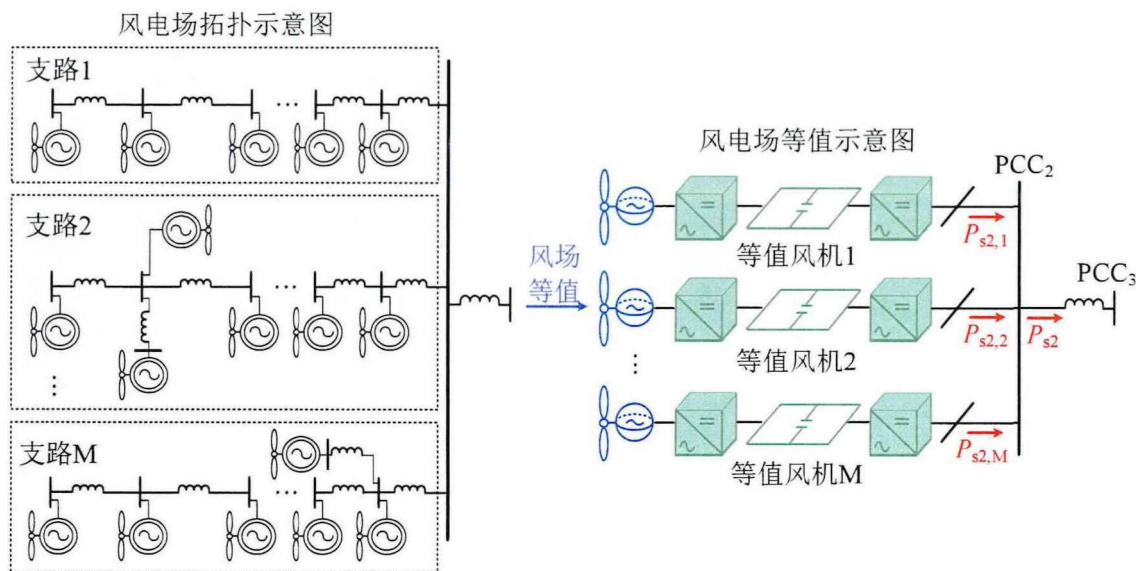


图 2-10 直驱风场等值模型

Fig.2-10 Simplified model of wind farm based PMSG

对于图 2-10 中采用多机等值的直驱风场，第  $i$  台等值风机传输至汇集母线的功率  $P_{s2,i}$  可利用式(2-24)计算。则整个风场外送的有功功率  $P_{s2}$  可表示为：

$$P_{s2} = \sum_{i=1}^M P_{s2,i} \quad (2-56)$$

然后利用式(2-25)可知风场汇集母线传输至 WFVSC 的 PCC 的有功功率  $P_{s3}$ 。于是，采用多机等值的直驱风场及相连 WFVSC 的频率等值模型，可在单机等值模型的基础上进行扩展。分别建立第  $i$  台等值风机的风力发电机和机侧变流器交流侧的状态方程，对应的状态变量为  $\mathbf{x}_{WF,i} = [\Delta\omega_{r,i} \ \Delta i_{d,ref,i} \ \Delta v_{d,i} \ \Delta i_{d,i}]^T$ 。每台等值风机的交流侧状态方程彼此独立。整个直驱风场和 WFVSC 的状态变量由  $M$  台等值风机的状态变量和 WFVSC 的直流电压聚合而成，即  $\mathbf{x}_{WF} = [\mathbf{x}_{WF,1}^T \ \mathbf{x}_{WF,2}^T \ \cdots \ \mathbf{x}_{WF,M}^T \ \Delta U_{dc}]^T$ 。上述分析表明，本文所提频率响应模型建模方法可适应采用多机等值的直驱风场。

## 2.6.3 频率响应模型对不同形态交流电网的适应性分析

### 2.6.3.1 网侧变流器接入两个独立电网

图 2-11 为一个网侧变流器连接两个独立电网的拓扑结构，分别用  $SG_1$ 、 $SG_2$  和  $Z_{g,1}$ 、 $Z_{g,2}$  表征第一、二个等值电网的发电机和阻抗。以 MMC 为内部系统，以两个独立电网为外部系统。MMC 有功功率变化时，由于电网 1 和电网 2 通

过 PCC 点互联，两者功角变化满足同调机群的基本要求，可采用同调动态等值将两个发电机等值为一台等值机<sup>[183]</sup>。

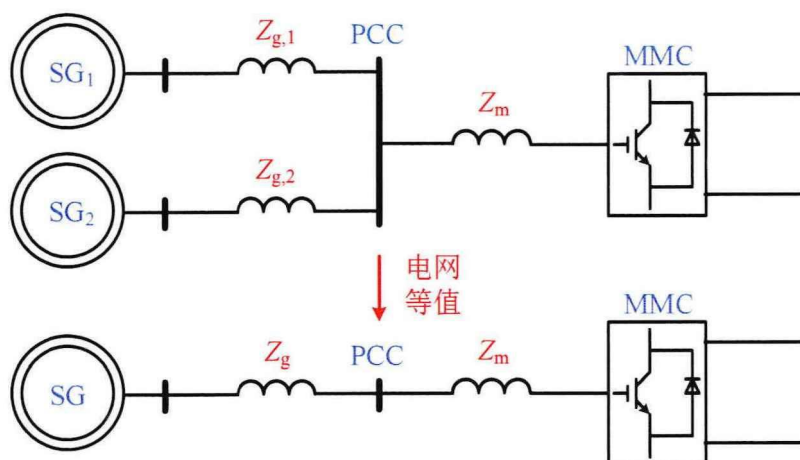


图 2-11 网侧变流器接入两个独立电网

Fig.2-11 GSVSC integrated with two individual grids

假定发电机  $SG_i$  的运动方程为：

$$2H_i \frac{d\omega_{r,i}}{dt} = P_{m,i} - P_{e,i} - D_i \omega_{r,i} \quad (2-57)$$

则同调等值后的发电机运动方程为<sup>[184]</sup>：

$$\begin{cases} 2H_D \frac{d\omega_D}{dt} = P_{m,D} - P_{e,D} - D_D \omega_D \\ H_D = \sum_{i=1}^2 H_i \\ P_{m,D} = \sum_{i=1}^2 P_{m,i} \\ P_{e,D} = \sum_{i=1}^2 P_{e,i} \\ D_D = \sum_{i=1}^2 D_i \end{cases} \quad (2-58)$$

式中  $H_D$ ——同调等值电网等效惯性时间常数；

$\omega_D$ ——同调等值电网等效转速；

$P_{m,D}$ ——同调等值电网总机械功率；

$P_{e,D}$ ——同调等值电网总电磁功率；

$D_D$ ——同调等值电网等效阻尼系数。

系统等值阻抗计算可采用静态等值(如 Ward 等值)等方法，从而将两个独立电网的阻抗  $Z_{g,1}$ 、 $Z_{g,2}$  等值为一个阻抗  $Z_g$ <sup>[185]</sup>。等值发电机的参数可采用频域拟合法优化参数辨识效果<sup>[183]</sup>。然后根据图 2-2 中的等值发电机模型，利用本文的

研究方法，分析系统频率响应特性。

2.6.3.2 两个网侧换流站接入同一个电网

两个网侧变流器接入同一个独立电网的拓扑如图 2-12 所示。则根据附录 A 可分别计算 MMC<sub>1</sub> 馈入至 PCC<sub>1</sub> 和 MMC<sub>2</sub> 馈入至 PCC<sub>2</sub> 的有功功率  $P_{s,1}$  和  $P_{s,2}$ ，然后利用式(2-16)分别求解 MMC<sub>1</sub> 和 MMC<sub>2</sub> 传输至发电机的电磁功率  $P_{e,1}$  和  $P_{e,2}$ ，则发电机总电磁功率  $P_e = P_{e,1} + P_{e,2}$ 。在建立系统状态方程时，可以将 MMC<sub>1</sub>、MMC<sub>2</sub> 和发电机一起建模。相较于 MMC<sub>1</sub>、MMC<sub>2</sub> 各自接入一个独立电网时，减少了一个发电机方程，两端系统的总状态变量由 8 个变成 7 个。

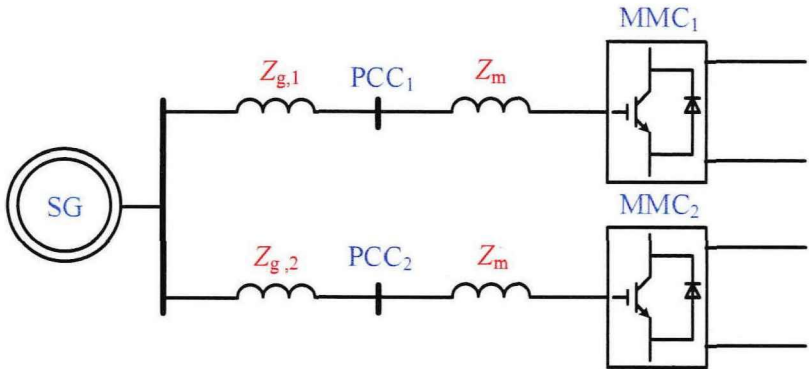


图 2-12 两个网侧变流器接入一个独立电网

Fig.2-12 Two GSVSCs connect to one individual grid

由上述分析可知，本文所提频率响应分析方法，无论面临网侧变流器接入两个电网或两个变流器接入同一个电网的复杂情形，均可保持良好的适应性。

2.7 仿真验证

2.7.1 仿真模型

本文在 PSCAD/EMTDC 上建立了图 2-1 所示的含风电场的 MMC-MTDC 系统的电磁暂态仿真模型，系统参数见表 2-1 至表 2-4。

表 2-1 WfVSC 和直驱风机参数

Table 2-1 The parameters of WfVSC and direct-drive wind turbine

| 参数           | 区域    |       | 单位       | 参数        | 区域    |       | 单位   | 参<br>数 | 区域   |      | 单<br>位 |
|--------------|-------|-------|----------|-----------|-------|-------|------|--------|------|------|--------|
|              | 1     | 2     |          |           | 1     | 2     |      |        | 1    | 2    |        |
| $U_{dc,ref}$ | 400   | 400   | kV       | $K_{owf}$ | 0.5   | 0.5   | p.u. | $c_3$  | -5   | -5   | p.u.   |
| $f_{owf}^*$  | 50    | 50    | Hz       | $K_D$     | 5     | 5     | p.u. | $c_4$  | 0.4  | 0.4  | p.u.   |
| $R_s$        | 0.314 | 0.314 | $\Omega$ | $K_i$     | 5     | 5     | p.u. | $c_5$  | 116  | 116  | p.u.   |
| $L_m$        | 0.021 | 0.021 | H        | $S_G$     | 1200  | 1200  | MVA  | $c_6$  | 21   | 21   | p.u.   |
| $L_{dc}$     | 0.01  | 0.01  | H        | $H$       | 3.117 | 3.117 | s    | $c_7$  | 0.08 | 0.08 | p.u.   |

表 2-1（续表）

Table 2-1 (Continued Table)

| 参数         | 区域   |      | 单位       | 参数      | 区域     |        | 单位       | 参<br>数 | 区域     |        | 单<br>位   |
|------------|------|------|----------|---------|--------|--------|----------|--------|--------|--------|----------|
|            | 1    | 2    |          |         | 1      | 2      |          |        | 1      | 2      |          |
| $R_{loss}$ | 3.5  | 4.5  | $\Omega$ | $D$     | 0.01   | 0.01   | p.u.     | $c_8$  | 0.035  | 0.035  | p.u.     |
| $C_{eq}$   | 1800 | 1800 | $\mu F$  | $\rho$  | 1.03   | 1.03   | $kg/m^3$ | $c_9$  | 1      | 1      | p.u.     |
| $k_{p1}$   | 0.01 | 0.05 | p.u.     | $S$     | 1.5e4  | 1.5e4  | $m^2$    | $R_a$  | 5.2e-3 | 5.2e-3 | p.u.     |
| $k_{i1}$   | 100  | 100  | p.u.     | $\beta$ | 0      | 0      | $^\circ$ | $R_g$  | 0.01   | 0.01   | $\Omega$ |
| $k_{p2}$   | 0.05 | 0.05 | p.u.     | $R$     | 70     | 70     | m        | $L_g$  | 0.02   | 0.02   | H        |
| $k_{i2}$   | 100  | 100  | p.u.     | $c_1$   | 0.645  | 0.645  | p.u.     | $R_w$  | 0.1    | 0.1    | $\Omega$ |
| $k_{opt}$  | 4.5  | 3.5  | p.u.     | $c_2$   | 9.1e-3 | 9.1e-3 | p.u.     | $L_w$  | 0.02   | 0.02   | H        |

表 2-2 GSVSC 和交流系统参数

Table 2-2 The parameters of GSVSC and AC system

| 参数           | 区域    |       | 单位       | 参数       | 区域    |        | 单位   | 参<br>数       | 区域     |        | 单<br>位   |
|--------------|-------|-------|----------|----------|-------|--------|------|--------------|--------|--------|----------|
|              | 3     | 4     |          |          | 3     | 4      |      |              | 3      | 4      |          |
| $P_{ref,G}$  | -500  | -300  | MW       | $k_{i1}$ | 100   | 100    | p.u. | $T_{RH}$     | 7.0    | 7.0    | s        |
| $U_{dc,ref}$ | 400   | 400   | kV       | $k_{p2}$ | 0.05  | 0.05   | p.u. | $T_{CH}$     | 0.3    | 0.3    | s        |
| $f^*$        | 50    | 50    | Hz       | $k_{i2}$ | 100   | 100    | p.u. | $K_G$        | 8.0    | 8.0    | p.u.     |
| $R_s$        | 0.314 | 0.314 | $\Omega$ | $K_V$    | 0.4   | 0.6667 | p.u. | $\omega_r^*$ | 1.0    | 1.0    | p.u.     |
| $L_m$        | 0.021 | 0.021 | H        | $K_f$    | 0     | 3      | p.u. | $R_a$        | 5.2e-3 | 5.2e-3 | p.u.     |
| $L_{dc}$     | 0.01  | 0.01  | H        | $S_G$    | 1500  | 900    | MVA  | $R_g$        | 0.01   | 0.01   | $\Omega$ |
| $R_{loss}$   | 3.2   | 5.3   | $\Omega$ | $H$      | 3.117 | 3.117  | s    | $L_g$        | 0.02   | 0.02   | H        |
| $C_{eq}$     | 1800  | 1800  | $\mu F$  | $D$      | 9.365 | 5.625  | p.u. | —            | —      | —      | —        |
| $k_{p1}$     | 0.05  | 0.05  | p.u.     | $F_{HP}$ | 0.3   | 0.3    | p.u. | —            | —      | —      | —        |

表 2-3 直流线路参数

Table 2-3 The parameters of DC lines

| 参数          | 线路标号 |      |      |      | 单位       |
|-------------|------|------|------|------|----------|
|             | 12   | 13   | 24   | 34   |          |
| $L_{dc,ij}$ | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | H        |
| $R_{l,ij}$  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | 0.3  | $\Omega$ |
| $L_{l,ij}$  | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | H        |
| $C_{l,ij}$  | 12.5 | 12.5 | 12.5 | 12.5 | $\mu F$  |

表 2-4 系统基准值

Table 2-4 The base values of MTDC system

| 参数            | 数量  | 单位  |
|---------------|-----|-----|
| $S_{base}$    | 100 | MVA |
| $U_{AC,base}$ | 220 | kV  |
| $U_{DC,base}$ | 100 | kV  |

## 2.7.2 变风速验证

$t=5\text{ s}$  时, 风场 1(简记为 WF<sub>1</sub>)风速由 10 m/s 变至 8.5 m/s。 $t=20\text{ s}$  时, 风场 2(简记为 WF<sub>2</sub>)风速由 10m/s 变至 8.5 m/s。风速变化期间系统频率、有功功率、直流电压状态响应依次见图 2-13 至图 2-15。由于本文设计的频率响应模型精度很高, 故在仿真图形中放置了波形放大图, 以示与对照波形的差别。

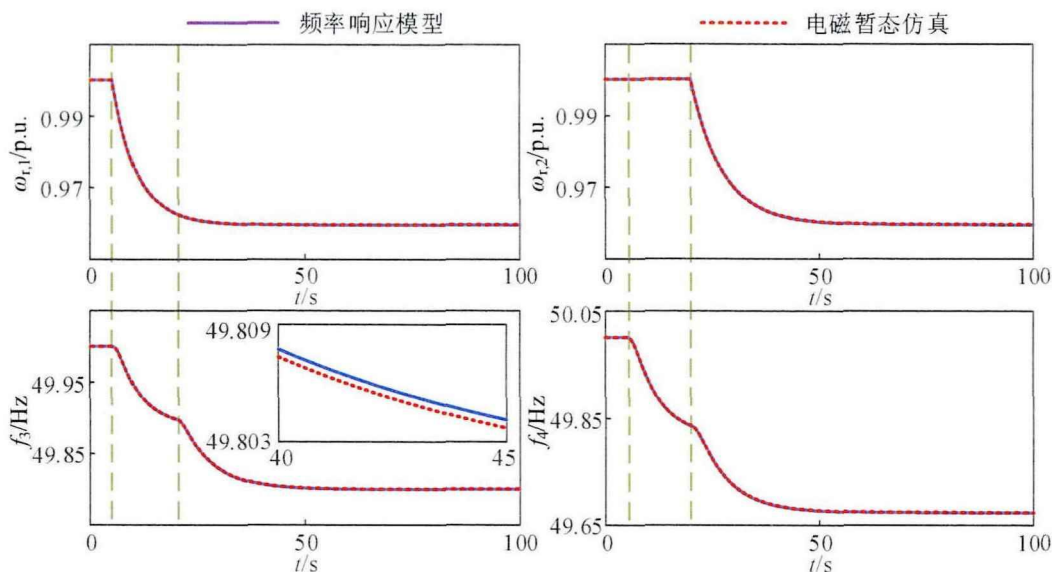


图 2-13 风速变化时转速、频率对比

Fig.2-13 Rotational speed and frequency comparison during wind speed change

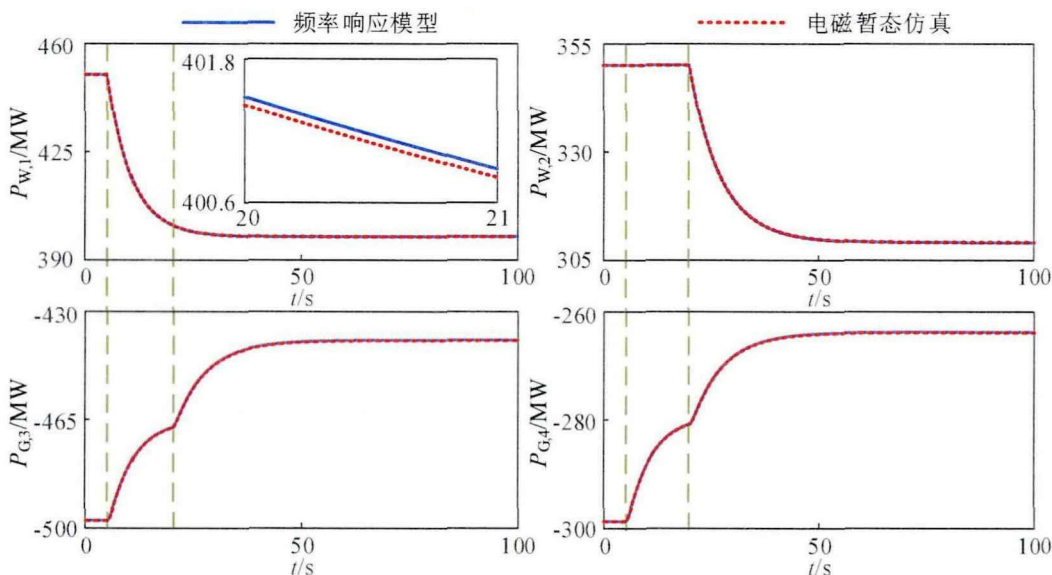


图 2-14 风速变化时有功功率对比

Fig.2-14 Active power comparison during wind speed change

由图 2-13 知, WF<sub>1</sub> 风速下降后, 在 MPPT 控制的作用下  $\omega_{r,1}$  降至 0.96 p.u., 引发 WF<sub>1</sub> 的有功功率  $P_{w,1}$  由 450.03 MW 降至 397.64 MW。在下垂控制的作用

下，系统直流电压下降，GSVSC<sub>3</sub> 和 GSVSC<sub>4</sub> 的有功功率开始抬升，其连接的交流系统频率  $f_3$  和  $f_4$  逐渐下降。随后 WF<sub>2</sub> 也发生风速突变，引起系统直流电压 (以 GSVSC<sub>3</sub> 的直流电压为例) 和 GSVSC<sub>3</sub>、GSVSC<sub>4</sub> 的有功功率继续变化。最终， $\omega_{r,2}$  稳定至 0.96 p.u.，系统直流电压收敛于 376.98 kV。

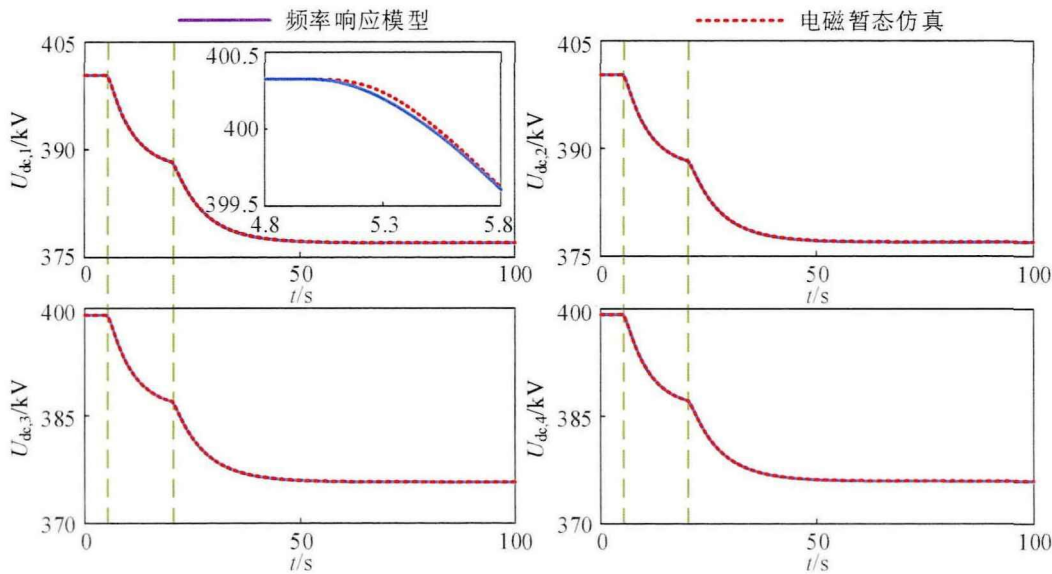


图 2-15 风速变化时直流电压对比

Fig.2-15 DC voltage comparison during wind speed change

依次计算图 2-13 至图 2-15 中各状态量在两个风场风速分别变化后的全过程响应的最大相对误差，结果见表 2-5。由表 2-5 可知，频率响应模型在整个仿真过程中与电磁暂态仿真始终维持一致的变化趋势，MTDC 系统的有功类分量最大相对误差不超过 0.18%，证明频率响应模型具备很高的准确度。

表 2-5 风速变化时不同参数最大相对误差

Table 2-5 The maximum relative error of parameters during wind speed change

| 区域编号 | 最大相对误差/% |        |      |
|------|----------|--------|------|
|      | 有功功率     | 转速(频率) | 直流电压 |
| 1    | 0.18     | 0.06   | 0.09 |
| 2    | 0.18     | 0.06   | 0.09 |
| 3    | 0.18     | 0.01   | 0.09 |
| 4    | 0.18     | 0.01   | 0.09 |

2.7.3 频率支持验证

$t=5\text{ s}$  时，GSVSC<sub>4</sub> 机械转矩突降 30 %，WF<sub>1</sub> 和 WF<sub>2</sub> 风速维持 10 m/s 不变。频率调节过程中风机分别采用文献[166]的频率调节方法和文献[106]的转速恢复方法。风机辅助频率调节时的系统频率、有功功率、直流电压状态响应依次

见图 2-16 至图 2-18。

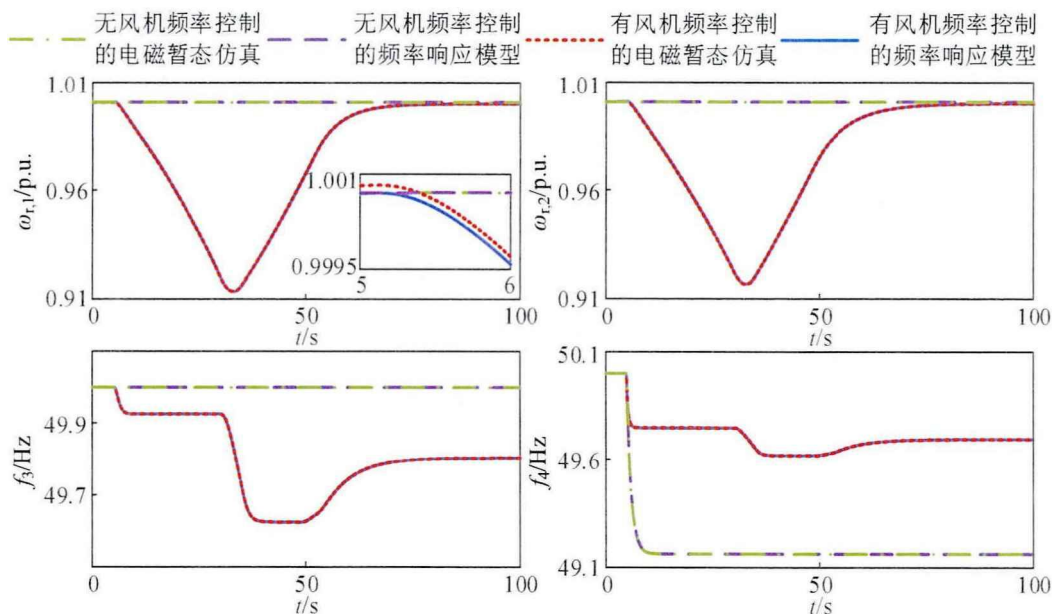


图 2-16 频率调节时转速、频率对比

Fig.2-16 Rotational speed and frequency comparison when frequency regulation

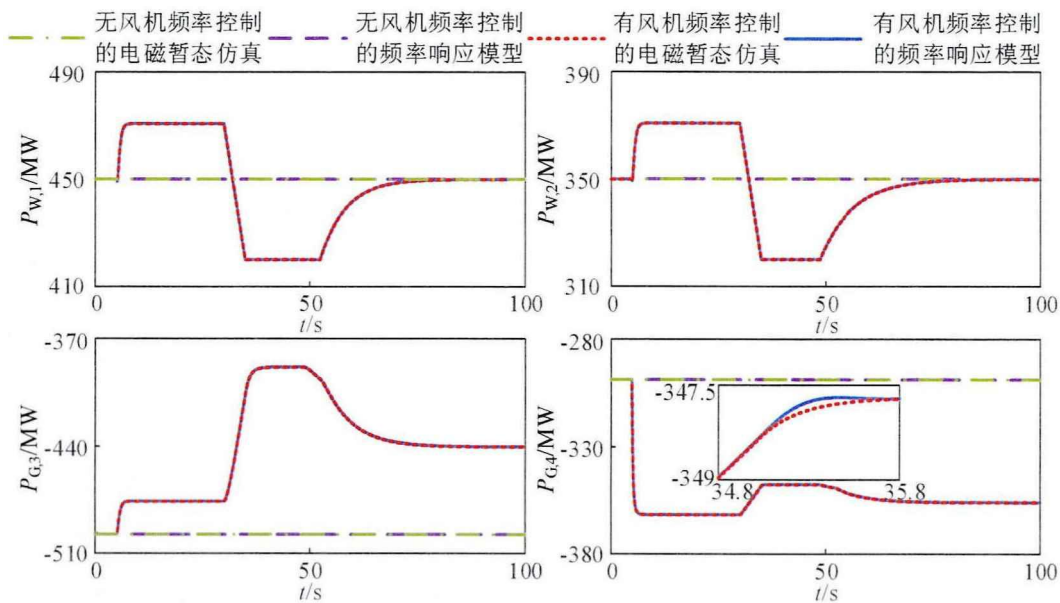


图 2-17 频率调节时有功功率对比

Fig.2-17 Active power comparison when frequency regulation

GSVSC4 出现功率失衡事件后，无频率调节措施的情况下，受扰交流系统无法利用 MTDC 系统的调频资源。在发电机自身调频能力的作用下， $f_4$  由 50 Hz 降至 49.16 Hz，跌幅超过系统安全运行边界。应用辅助调频措施后，WF1 和 WF2 通过释放转子动能使有功功率分别由 450.04 MW、350.01 MW 提升至 465.14 MW、365.04 MW，同时 GSVSC3 增发有功功率 24.5 MW。在 MTDC 系

统的共同作用下,  $f_4$  仅下跌 0.27 Hz, 相较于无辅助调频措施减少了 67.86 %。  
 $t=30$  s 时, 风机启动转速恢复,  $P_{w,1}$  和  $P_{w,2}$  分别降至 420.06 MW、320.04 MW, 引发 GSVSC4 的频率二次下跌。随后随着转速逐渐恢复,  $f_4$  也逐渐提高并稳定。  
转速恢复期间,  $f_4$  和  $U_{dc,4}$  的最小值分别为 49.62 Hz、355.51 kV。

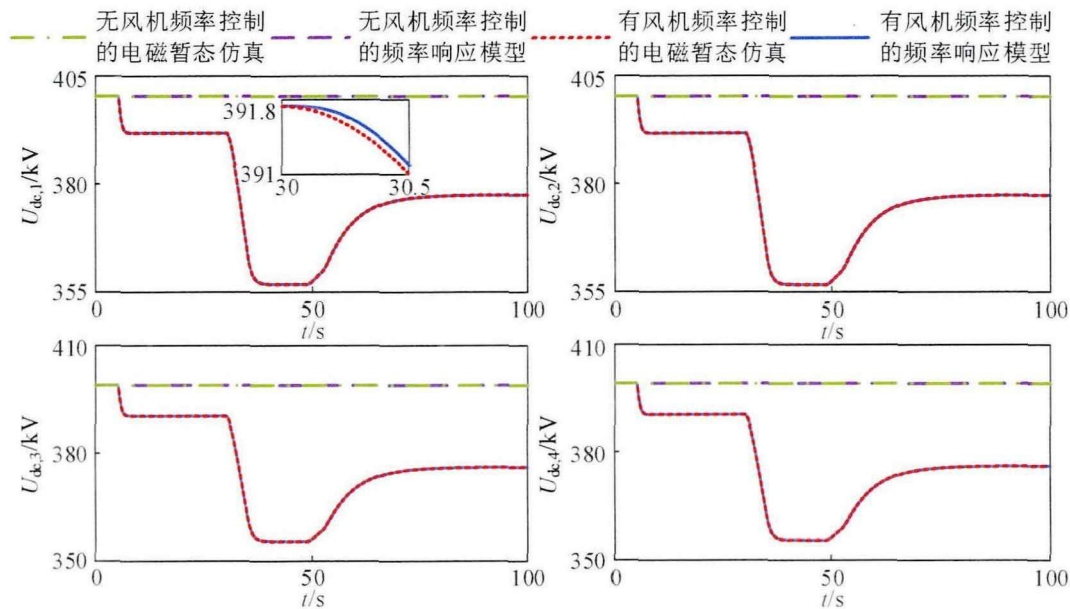


图 2-18 频率调节时直流电压对比

Fig.2-18 DC voltage comparison when frequency regulation

统计无、有辅助调频措施时系统状态最大相对误差, 结果见表 2-6、表 2-7。

表 2-6 无调频措施下不同参数最大相对误差

Table 2-6 The maximum relative error of parameters without frequency regulation strategy

| 区域编号 | 最大相对误差/% |        |      |
|------|----------|--------|------|
|      | 有功功率     | 转速(频率) | 直流电压 |
| 1    | 0.14     | 0.05   | 0.08 |
| 2    | 0.16     | 0.05   | 0.09 |
| 3    | 0.19     | 0.09   | 0.09 |
| 4    | 0.20     | 0.07   | 0.09 |

表 2-7 有调频措施下不同参数最大相对误差

Table 2-7 The maximum relative error of parameters with frequency regulation strategy

| 区域编号 | 最大相对误差/% |        |      |
|------|----------|--------|------|
|      | 有功功率     | 转速(频率) | 直流电压 |
| 1    | 0.12     | 0.05   | 0.02 |
| 2    | 0.15     | 0.05   | 0.02 |
| 3    | 0.05     | 0.03   | 0.02 |
| 4    | 0.04     | 0.01   | 0.02 |

由表 2-6、表 2-7 知，系统功率扰动事件中，无、有频率调节措施时，系统有功类状态量的最大相对误差分别为 0.20 %、0.15 %，验证了频率响应模型的正确性。

2.7.4 直流电压调节验证

为说明频率响应模型对其余有功类控制的兼容性，本节建立了含附加直流电压控制器<sup>[165]</sup>的 MTDC 频率响应模型，并研究了其在变风速情况下的动态特性。由图 2-19 至图 2-21 知，GSVSC 在附加直流电压控制器的作用下小幅度调节有功分布，MTDC 系统直流电压提升近 10 kV，系统直流电压水平显著改善。

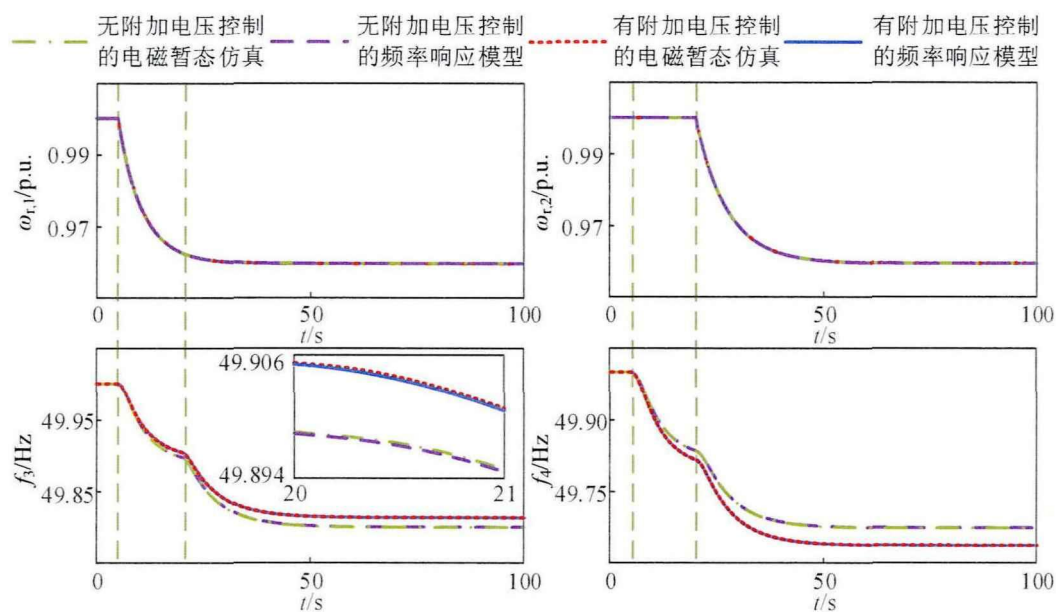


图 2-19 考虑直流电压控制的转速、频率对比

Fig.2-19 Rotational speed and frequency comparison considering DC voltage control

统计有直流电压控制措施时的系统状态量最大相对误差，结果见表 2-8。

表 2-8 有直流电压控制措施下不同参数最大相对误差

Table 2-8 The maximum relative error of parameters with DC voltage control

| 区域编号 | 最大相对误差/% |        |      |
|------|----------|--------|------|
|      | 有功功率     | 转速(频率) | 直流电压 |
| 1    | 0.18     | 0.06   | 0.06 |
| 2    | 0.18     | 0.06   | 0.06 |
| 3    | 0.17     | 0.01   | 0.06 |
| 4    | 0.20     | 0.01   | 0.06 |

由表 2-8 可知，在整个动态过程中，含附加直流电压控制器的频率响应模型同电磁暂态仿真模型的变化趋势保持一致，状态量最大相对误差不超过

0.20 %，验证了频率响应模型的准确性。上述仿真结果证明了本文所提频率响应模型对其余有功类控制具有良好的适应性。

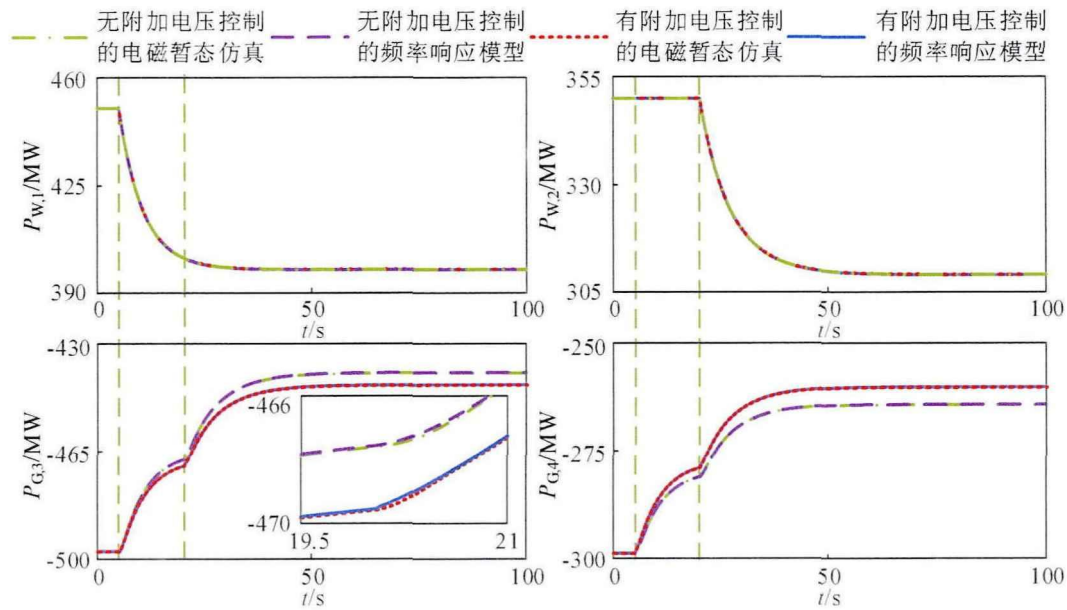


图 2-20 考虑直流电压控制有功功率对比

Fig.2-20 Active power comparison considering DC voltage control

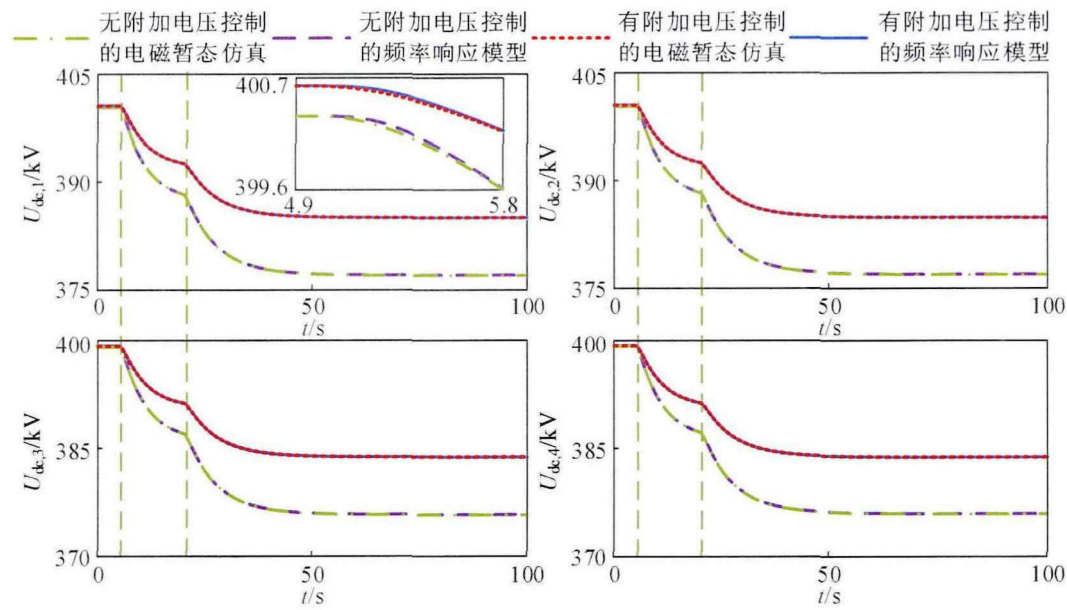


图 2-21 考虑直流电压控制的直流电压对比

Fig.2-21 DC voltage comparison considering DC voltage control

## 2.8 本章小结

针对时域仿真模型建模复杂、无法进行稳定性分析和理论建模工作不完善等问题，本章提出一种含风电场的 MMC-MTDC 系统通用频率响应模型建模方

法，为分析新型电力系统功率波动期间的频率演化状态提供了有力工具。结论如下：

(1) 通用频率响应模型采用模块化的建模方法，有效提高了频率响应模型对直流网络节点数和拓扑结构的适应性。系统新增的 MMC、风电场和直流线路仅需修改 GSVSC、WVSC 和直流线路对应的频率响应模型的参数，极大减轻了建模工作量。

(2) 通用频率响应模型以经典双闭环矢量控制为基础，具备较强的拓展性。通过修改 GSVSC 外环控制方式和风机机侧变流器频率调节方式，在适配多种有功功率-直流电压控制方式的同时，可兼容不同类型的风机和 VSC 辅助调频方法，充分满足各种控制策略的分析需求。

(3) PSCAD/EMTDC 的仿真研究表明，频率响应模型能够精确模拟不同类型的功率小扰动事件发生后的系统有功类分量的动态响应过程，为系统先验仿真和事故录波复现提供了简单、直接的仿真手段。

## 第3章 面向常规电源的多端柔直系统频率支持策略

### 3.1 引言

充分发掘 VSC-MTDC 系统不平衡功率支援能力,辅助交流系统频率调节,对于改善受扰交流系统的频率稳定性具有重要意义。基于下垂控制的附加频率控制<sup>[52-63]</sup>通过建立频率-有功功率、频率-直流电压的耦合关系,使 VSC 能够感知频率变动,实现 MTDC 系统频率支援,从而成为 VSC-MTDC 系统频率控制的重要方案。但是现有 VSC-MTDC 系统频率控制策略存在一些不足。在不平衡功率传递方面,当前附加频率控制普遍关注于进一步提高直流网络对受扰交流系统频率支援的能力,却忽略了交流系统频率稳定和直流网络电压安全的协调配合。在不平衡功率分配方面,现有含频率响应环节的下垂控制没有协调考虑 VSC 实时运行状态与正常交流系统的不平衡功率承载能力,配置不当的功率分配比例容易导致 VSC 传输功率逼近限额或交流系统承担不平衡功率失衡。

针对上述问题,本文提出面向常规电源的 VSC-MTDC 系统频率支持策略以改善交流系统频率稳定性。开发了兼顾交流系统频率调节和直流电网电压稳定的 VSC-MTDC 系统自适应附加频率控制,动态调节受扰交流系统对外传递的不平衡功率。设计了动态调整直流电压下垂系数的 VSC-MTDC 系统自适应有功功率分配方法,以改善不平衡功率在换流站间的分配比例。

### 3.2 含频率控制环节的下垂控制模型

#### 3.2.1 含频率控制环节的下垂控制基本原理

##### 3.2.1.1 下垂控制的基本原理

下垂控制的结构与运行特性如图 3-1 所示。图 3-1(a)中,  $P_{\text{ref}}$  和  $P$  分别为 VSC 有功功率指令值和实际值;其余参数定义见图 2-3。图 3-1(b)中,  $(P^1, U_{\text{dc}}^1)$  和  $(P^2, U_{\text{dc}}^2)$  分别为不同运行状态下的 VSC 有功功率和直流电压。

由图 3-1(a)的下垂控制结构可得:

$$e(t) = K_v (P_{\text{ref}} - P) + (U_{\text{dc,ref}} - U_{\text{dc}}) \quad (3-1)$$

考虑 PI 控制器稳态时输入控制为零<sup>[51]</sup>, 式(3-1)可化为:

$$K_v (P_{\text{ref}} - P) + (U_{\text{dc,ref}} - U_{\text{dc}}) = 0 \quad (3-2)$$

令  $\Delta P = P_{\text{ref}} - P$ ,  $\Delta U_{\text{dc}} = U_{\text{dc,ref}} - U_{\text{dc}}$ , 式(3-2)化为:

$$\frac{\Delta U_{dc}}{\Delta P} = -K_V \tag{3-3}$$

根据式(3-2)、(3-3)可绘制图 3-1(b)的下垂控制运行特性曲线。

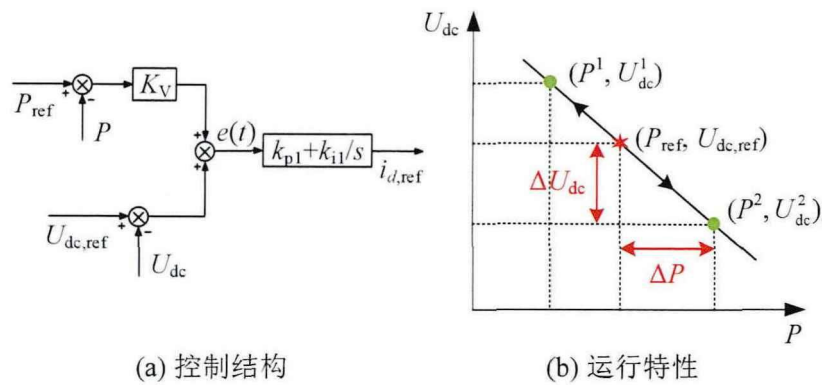


图 3-1 下垂控制

Fig.3-1 The droop control

VSC 运行参考点为 $(P_{\text{ref}}, U_{\text{dc,ref}})$ ，当系统发生向上或向下的功率扰动时，VSC 将沿着斜率为 $-K_V$ 的下垂曲线，向上移动到运行点 $(P^1, U_{\text{dc}}^1)$ 或向下移动到运行点 $(P^2, U_{\text{dc}}^2)$ ，从而消纳系统中的不平衡功率。从图 3-1(b)中可以看出，下垂控制在提供功率增量  $\Delta P$  的同时，必然伴随着直流电压偏差  $\Delta U_{\text{dc}}$ 。

3.2.1.2 附加频率控制的基本原理

为了使下垂控制能够在受扰交流系统频率变化时发挥作用，通常采用频率附加控制环节<sup>[53]</sup>使正常交流系统通过所连换流站提供功率支援，其控制框图见图 3-2。

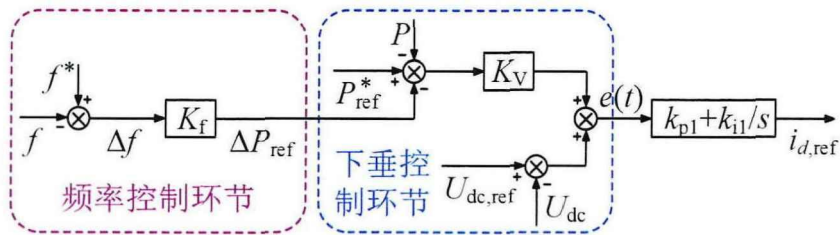


图 3-2 附加频率控制控制框图

Fig.3-2 Control block for additional frequency control

图 3-2 中， $P_{\text{ref}}^*$  表示有功功率指令值的固定分量； $\Delta f$  表示交流网络频率偏差； $\Delta P_{\text{ref}}$  表示频率下垂环节引起的有功功率指令值增量。

附加频率控制的频率外环以发生功率扰动的交流系统频率变化量为输入，在下垂控制基础上生成附加有功指令值，将频率扰动同直流电压波动相耦合，利用全局变量直流电压把局部频率变化扩散至整个直流网络，促使剩余正常交流系统通过 VSC 支援受扰交流系统频率调整。

### 3.2.2 功率扰动后直流电压偏差的量化计算方法

由图 3-2 知, 含频率控制环节的下垂控制的直流电压-有功功率特性, 相较于式(3-2)的下垂特性发生了变化, 有功功率指令值  $P_{\text{ref}}$  将由两部分组成, 即:

$$P_{\text{ref}} = P_{\text{ref}}^* - \Delta P_{\text{ref}} \quad (3-4)$$

附加频率控制对应的频率-有功功率指令值关系表示为:

$$\Delta P_{\text{ref}} = K_f (f^* - f) \quad (3-5)$$

把式(3-4)、(3-5)代入式(3-2), 整理可得:

$$P_{\text{ref}}^* - P = -\frac{1}{K_V} (U_{\text{dc,ref}} - U_{\text{dc}}) + K_f (f^* - f) \quad (3-6)$$

简记为:

$$\Delta P = -\frac{1}{K_V} \Delta U_{\text{dc}} + K_f \Delta f \quad (3-7)$$

式中  $\Delta f = f^* - f$ ; 式(3-3)中的  $\Delta P$  修正为  $P_{\text{ref}}^* - P$ 。

若考虑直流网络损耗, VSC<sub>j</sub> 直流侧初始稳态有功功率  $P_{j,0}$  为:

$$P_{j,0} = U_{\text{dc},j,0} \times \left( \sum \frac{U_{\text{dc},j,0} - U_{\text{dc},k,0}}{R_{jk}} \right) \quad (3-8)$$

式中  $U_{\text{dc},j,0}$ ——初始时刻 VSC<sub>j</sub> 的稳态直流电压;

$R_{jk}$ ——连接 VSC<sub>j</sub> 和 VSC<sub>k</sub> 的直流线路电阻;

$n_s$ ——换流站数量;  $j=1, 2, \dots, n_s$ 。

假设初始时刻交流系统频率均为额定频率, 则 VSC<sub>j</sub> 下垂控制满足:

$$K_{Vj} \Delta P_{j,0} + \Delta U_{\text{dc},j,0} = 0 \quad (3-9)$$

式中  $\Delta P_{j,0} = P_{\text{ref},j}^* - P_{j,0}$ ;  $\Delta U_{\text{dc},j,0} = U_{\text{dc,ref},j} - U_{\text{dc},j,0}$ 。

联立式(3-8)和(3-9), 利用数值计算方法进行求解<sup>[50]</sup>, 可得 VSC-MTDC 系统初始时刻稳态有功功率  $P_{j,0}$  和直流电压  $U_{\text{dc},j,0}$ 。

考虑 MTDC 系统能量守恒, 有:

$$\left( \sum_{j=1}^{n_s} P_{j,0} \right) + P_{\text{loss}} = 0 \Leftrightarrow P_{\text{loss}} = -\sum_{j=1}^{n_s} P_{j,0} \quad (3-10)$$

式中  $P_{\text{loss}}$ ——直流网络损耗。

假定频率扰动后的动态过程中直流损耗  $P_{\text{loss}}$  恒定, 则直流网络各节点电压变化量保持一致, 即  $\Delta U_{\text{dc}1} = \Delta U_{\text{dc},j,1}$ 。则频率扰动后的 VSC 附加频率控制满足:

$$\Delta P_{j,0} + \Delta P_{j,1} = -\frac{1}{K_{Vj}} (\Delta U_{\text{dc},j,0} + \Delta U_{\text{dc}1}) + K_{fj} \Delta f_j \quad (3-11)$$

式中  $P_{j,1}$ ——频率扰动后 VSC<sub>j</sub> 稳态传输功率； $\Delta P_{j,1} = P_{j,0} - P_{j,1}$ ；

$\Delta U_{dc1}$ ——频率扰动前后直流网络电压统一变化量；

$\Delta U_{dcj,1}$ ——频率扰动前后 VSC<sub>j</sub> 直流电压实际变化量。

将式(3-9)代入式(3-11)，可得：

$$\Delta P_{j,1} = -\frac{1}{K_{V_j}} \Delta U_{dc1} + K_{f_j} \Delta f_j \quad (3-12)$$

对  $n_s$  个 VSC 稳态传输功率求和，根据式(3-10)，可得：

$$\Delta U_{dc1} = \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_s} \frac{1}{K_{V_j}}} \left( -P_{\text{loss}} + \sum_{j=1}^{n_s} K_{f_j} \Delta f_j \right) \quad (3-13)$$

式(3-13)显示，直流电压偏差量与各换流站直流电压下垂系数、直流网络损耗、频率下垂系数及交流系统频率偏差量相关。这表明，附加频率控制将 MTDC 系统所联系的交流网频率与直流电压相耦合。

由于任意时刻多个交流系统同时产生功率缺额的可能性较小，因此除受扰交流系统频率偏差较大外，其余交流系统的频率偏差均较小。于是非受扰交流系统  $j$  的频率变化量  $\Delta f_j$  可忽略。若进一步忽略直流网络功率损耗，式(3-13)简化为：

$$\Delta U_{dc1} = \frac{K_{f_i} \Delta f_i}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{K_{V_j}}} \quad (3-14)$$

式中  $K_{f,i}$ ——受扰交流系统  $i$  所连 VSC<sub>i</sub> 的频率下垂系数；

$\Delta f_i$ ——受扰交流系统  $i$  的频率变化量。

由式(3-14)可知，MTDC 系统直流电压变化量  $\Delta U_{dc}$  与受扰交流系统所连 VSC 频率下垂系数  $K_f$  呈正比，通过调节  $K_f$  可控制不同受扰程度的交流系统向直流网络传输的不平衡功率，实现受扰交流系统频率与 MTDC 系统直流电压的协同控制，为后续频率下垂系数改进提供了理论基础。

### 3.2.3 功率扰动后不平衡功率分配比例的量化计算方法

将式(3-13)代入式(3-12)，VSC<sub>m</sub> 分配的功率增量为：

$$\Delta P_{m,1} = -\frac{1}{K_{V_m} \sum_{j=1}^{n_s} \frac{1}{K_{V_j}}} \left( -P_{\text{loss}} + \sum_{j=1}^{n_s} K_{f_j} \Delta f_j \right) + K_{f,m} \Delta f_m \quad (3-15)$$

由式(3-15)可知，各换流站承担的不平衡功率不仅同自身的频率变动相关，还与其余换流站所连交流系统的频率变动相关。

若忽略非受扰交流系统频率偏差，式(3-15)可以化为：

$$\begin{cases} \Delta P_{i,1} = K_{f,i} \left( 1 - \frac{1}{K_{V,i} \sum_{j=1}^{n_s} \frac{1}{K_{V,j}}} \right) \Delta f_i + \frac{P_{\text{loss}}}{K_{V,i} \sum_{j=1}^{n_s} \frac{1}{K_{V,j}}}, i \text{ 为扰动站} \\ \Delta P_{k,1} = -\frac{1}{K_{V,k} \sum_{j=1}^{n_s} \frac{1}{K_{V,j}}} K_{f,i} \Delta f_i + \frac{P_{\text{loss}}}{K_{V,k} \sum_{j=1}^{n_s} \frac{1}{K_{V,j}}}, k \text{ 为非扰动站} \end{cases} \quad (3-16)$$

为简化文字描述，后续章节将式(3-16)中受扰交流网所连 VSC 简称为扰动站，非受扰交流网所连 VSC 简称为非扰动站。

由式(3-16)可以看出，无论是扰动站还是非扰动站，其承担的不平衡功率都与扰动站 VSC<sub>i</sub> 的频率偏差呈强相关，此外换流站直流电压下垂系数和频率下垂系数以及直流网络损耗都将影响功率不平衡量分配。

根据式(3-16)计算各换流站不平衡功率比例，可得：

$$\Delta P_{i,1} : \Delta P_{k,1} : \Delta P_{m,1} = \frac{P_{\text{loss}} + K_{f,i} \Delta f_i \left( K_{V,i} \sum_{j=1, j \neq i}^{n_s} \frac{1}{K_{V,j}} \right)}{K_{V,i} (P_{\text{loss}} - K_{f,i} \Delta f_i)} : \frac{1}{K_{V,k}} : \frac{1}{K_{V,m}} \quad (3-17)$$

其中 VSC<sub>i</sub> 为扰动站，VSC<sub>k</sub>、VSC<sub>m</sub> 为非扰动站。

由于  $P_{\text{loss}}$  通常较小，将其忽略后，式(3-17)简化为：

$$\Delta P_{i,1} : \Delta P_{k,1} : \Delta P_{m,1} = -\sum_{j=1, j \neq i}^{n_s} \frac{1}{K_{V,j}} : \frac{1}{K_{V,k}} : \frac{1}{K_{V,m}} \quad (3-18)$$

式(3-18)表明，在忽略非扰动站频率偏差的情况下，各换流站承担的不平衡功率比例仅和直流电压下垂系数相关。非扰动站不平衡功率分配比例满足直流电压下垂系数反比关系，与非扰动站频率下垂系数无关。扰动站不平衡功率比例系数为其余非扰动站直流电压下垂系数倒数之和的相反数，这与扰动站所连交流系统出现频率下跌时，非扰动站增出力，扰动站减出力的实际情况吻合。

附加频率控制本质上是在  $P-U_{\text{dc}}$  曲线上修改运行点，通过改变运行点的直流电压进行功率再分配，把受扰系统的不平衡功率通过直流网络分配到非受扰交流系统。式(3-17)和(3-18)揭示了非扰动站承担的功率增量比例，固定的直流电压下垂系数忽视交流系统实时频率状况，可能造成交流系统承担的不平衡功率超出承受范围，威胁交流系统自身的安全运行。

### 3.3 自适应附加频率控制策略

#### 3.3.1 自适应附加频率控制框架

针对固定频率下垂系数的附加频率控制无法兼顾受扰交流系统频率调节与

MTDC 系统直流电压稳定的问题，本文提出了 VSC-MTDC 系统自适应附加频率控制，整体控制框图见图 3-3。图 3-3 中， $f_h$  为自适应附加频率控制动作上阈值， $f_l$  为动作下阈值。

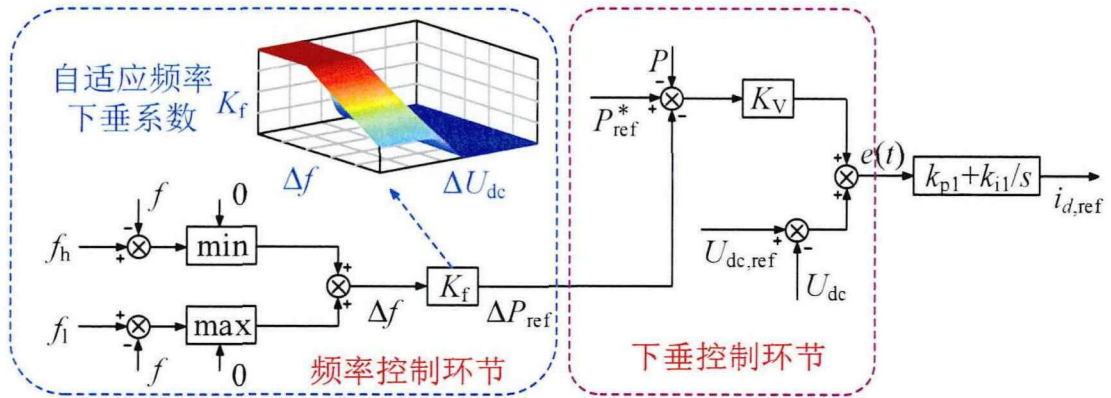


图 3-3 自适应附加频率控制

Fig.3-3 Control block for adaptive additional frequency control

自适应附加频率控制系统由下垂控制模块、频率控制模块构成，两部分协调配合共同完成交流频率与直流电压稳定控制。其运行方式为，下垂控制模块负责 VSC-MTDC 稳态运行，频率控制模块在交流系统频率偏移后投入使用调节系统频率。

下垂控制模块是 VSC-MTDC 系统级控制主体，负责调节 MTDC 系统的能量平衡和直流电压稳定，频率控制模块依附于下垂控制模块发挥作用。

频率控制模块将受扰交流系统频率偏差引起的功率不平衡量传递至 VSC 功率外环控制参考值，利用直流电压偏移促使整个 MTDC 系统进行功率支援。自适应附加频率控制通过动态调整频率控制模块中  $K_f$  的值，调节直流网络对受扰交流系统的支援功率，兼顾受扰交流系统频率调节和直流电网电压稳定，保障 VSC-MTDC 系统安全运行。

### 3.3.2 自适应频率下垂系数设计

当交流系统遭遇功率扰动后，在附加频率控制的作用下，受扰交流系统频率和直流网络电压会偏离初始运行状态。为了维护系统频率的相对稳定，受扰交流系统希望从直流网络获得充分的有功功率支援。但直流网络为了保证自身电压的相对稳定，希望减少补偿的有功功率。于是受扰交流系统和直流网络对于有功功率支援的需求产生了矛盾。由 3.2 节的分析结果知，有功功率支援总量主要取决于频率下垂系数。根据式(3-14)，对图 3-3 中频率控制环节的频率下垂系数  $K_f$  进行重构，面向受扰交流系统和直流网络不同功率支援需求，分别设计了交流频率系数和直流功率系数，通过过渡因子结合为能够适应不同严重程度功率扰动的动

态频率下垂系数，以满足交流频率和直流电压协调控制目的。

定义交流频率系数  $K_f^{AC}$ ：

$$K_f^{AC} = \begin{cases} K_{f,0}^{AC} + \frac{K_{f,\max}^{AC} - K_{f,0}^{AC}}{\Delta f_{\max}} \Delta f & \Delta f \leq \Delta f_{\max} \\ K_{f,\max}^{AC} & \Delta f > \Delta f_{\max} \end{cases} \quad (3-19)$$

式中  $K_{f,\max}^{AC}$  ——交流频率系数最大值；

$K_{f,0}^{AC}$  ——交流频率系数初始值；

$\Delta f_{\max}$  ——交流频率阈值。

交流频率系数  $K_f^{AC}$  反映了受扰交流系统对直流网络提供的辅助调频功率的需求， $K_f^{AC}$  特性见图 3-4。

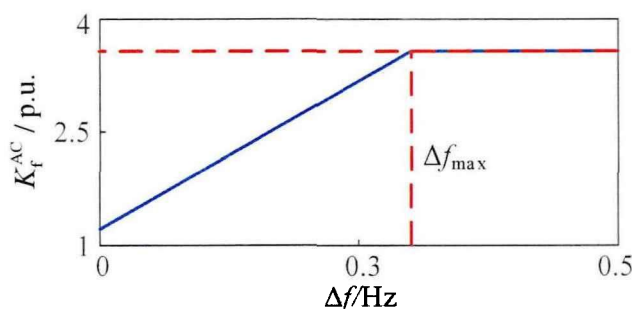


图 3-4 交流频率系数

Fig.3-4 AC frequency coefficient

当频率偏差  $\Delta f$  较小时，随着  $\Delta f$  增大，交流频率系数  $K_f^{AC}$  迅速增长，相较于定频率下垂系数，受扰交流系统传递至直流网络的不平衡功率显著增加，以充分满足受扰交流系统频率稳定需求；当  $\Delta f$  超过运行阈值后， $K_f^{AC}$  维持最大值，以限制交流系统频率大幅偏移对直流网络造成的影响。

定义直流功率系数  $K_f^{DC}$ ：

$$K_f^{DC} = \begin{cases} K_{f,0}^{DC} - \frac{K_{f,0}^{DC} - K_{f,\min}^{DC}}{\Delta U_{dc,\max}} \Delta U_{dc} & \Delta U_{dc} \leq \Delta U_{dc,\max} \\ K_{f,\min}^{DC} & \Delta U_{dc} > \Delta U_{dc,\max} \end{cases} \quad (3-20)$$

式中  $K_{f,\min}^{DC}$  ——直流功率系数最小值；

$K_{f,0}^{DC}$  ——直流功率系数初始值；

$\Delta U_{dc,\max}$  ——直流电压死区。

直流功率系数  $K_f^{DC}$  表征了直流网络对受扰交流系统频率调整进行功率支援的潜力， $K_f^{DC}$  特性见图 3-5。

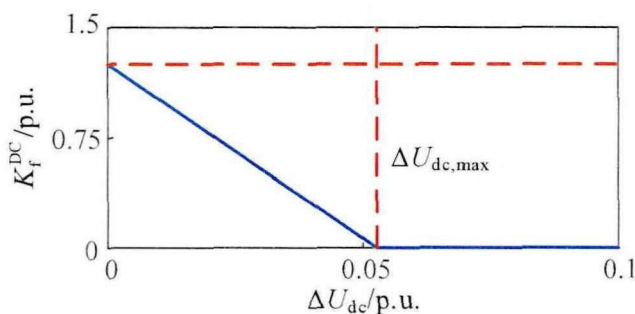


图 3-5 直流功率系数

Fig.3-5 DC power coefficient

直流功率系数  $K_f^{DC}$  随着直流电压偏差  $\Delta U_{dc}$  的增大而减小。当直流电压偏差  $\Delta U_{dc}$  较小时,  $K_f^{DC}$  较大, MTDC 系统对受扰交流系统进行功率支援对自身直流电压稳定影响较小, 可充分供给受扰交流系统不平衡功率缺额; 当  $\Delta U_{dc}$  较大时, 随着  $\Delta U_{dc}$  增大,  $K_f^{DC}$  迅速下降, MTDC 系统减少支援功率以维持整个直流网络电压稳定。

结合式(3-19)、(3-20), 自适应附加频率控制的动态频率下垂系数  $K_f$  定义为:

$$K_f = (1 - \gamma) K_f^{AC} + \gamma K_f^{DC} \quad (3-21)$$

过渡因子  $\gamma$  定义式采用 logistics 函数的形式, 具体表达式为:

$$\gamma = \begin{cases} 0 & \Delta U_{dc} \leq \Delta U_{dc,\gamma,1} \\ \frac{1}{1 + \left( \frac{\Delta U_{dc,\gamma,2} - \Delta U_{dc,\gamma,1}}{\Delta U_{dc} - \Delta U_{dc,\gamma,1}} \right)^{2n_1}} & \Delta U_{dc,\gamma,1} < \Delta U_{dc} \leq \Delta U_{dc,\gamma,2} \\ 1 & \Delta U_{dc} > \Delta U_{dc,\gamma,2} \end{cases} \quad (3-22)$$

式中  $n_1$ ——调节系数, 通常取正整数;

$\Delta U_{dc,\gamma,1}$ ——过渡因子  $\gamma$  的起始直流电压偏差;

$\Delta U_{dc,\gamma,2}$ ——过渡因子  $\gamma$  的终止直流电压偏差。

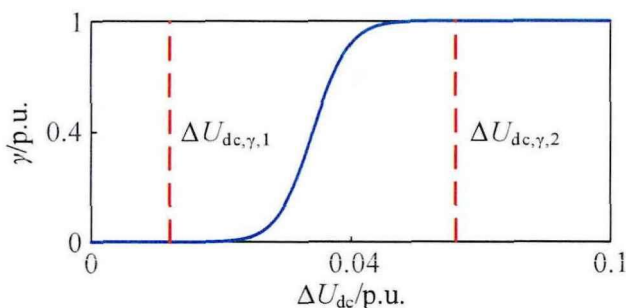


图 3-6 过渡因子

Fig.3-6 Transition factor

过渡因子  $\gamma$  特性如图 3-6 所示。当 MTDC 系统直流电压偏差  $\Delta U_{dc}$  略大于启动电压偏差  $\Delta U_{dc,\gamma,1}$  时,  $\gamma$  由 0 缓慢增长; 随着直流电压偏差  $\Delta U_{dc}$  逐渐增大,  $\gamma$  由 0 向 1 迅速过渡, 并在终止电压偏差  $\Delta U_{dc,\gamma,2}$  时达到 1。

根据式(3-19)-(3-22), 自适应附加频率控制的频率下垂系数  $K_f$  的运行特性见图 3-7。

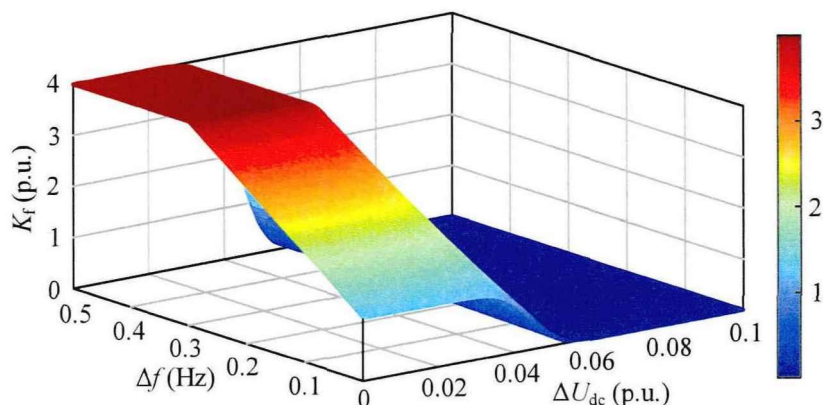


图 3-7 自适应频率下垂系数

Fig.3-7 Adaptive frequency droop coefficient

当交流系统功率扰动程度较轻时, 直流偏差  $\Delta U_{dc}$  较小, 过渡因子  $\gamma$  接近于 0, 动态频率下垂系数  $K_f$  与交流频率系数  $K_f^{AC}$  保持一致, 随着频率偏差  $\Delta f$  增大, 频率下垂系数  $K_f$  迅速增大, 直流系统加强对受扰交流系统功率支援。当交流系统扰动程度较严重时, 频率偏差  $\Delta f$  很大, 导致直流电压偏差  $\Delta U_{dc}$  也很大, 过渡因子  $\gamma$  接近于 1, 动态频率下垂系数  $K_f$  特性与直流功率系数  $K_f^{DC}$  相吻合, 直流电压偏差  $\Delta U_{dc}$  随着频率偏差  $\Delta f$  增大而增大, 频率下垂系数  $K_f$  迅速减小, 避免交流系统严重扰动引起整个直流网络电压偏移过大发生失稳。

自适应附加频率控制利用过渡因子将交流频率系数特性与直流功率系数特性相结合, 通过动态调整频率下垂系数, 在直流网络电压偏差较小时加强对受扰交流系统功率补偿, 在直流电压偏差较大时保证 MTDC 系统电压不失稳, 实现了交流系统频率调整与 MTDC 系统电压的协同控制。

### 3.3.3 参数整定方法

自适应附加频率控制的参数可分为两类。一类为阈值型参数, 如  $\Delta f_{\max}$  和  $\Delta U_{dc,\max}$ , 该类型参数表征了系统允许的运行边界。其数值整定主要是在电力系统频率、直流电压相关的安全稳定导则基础上, 根据专家经验法进行制定<sup>[186]</sup>。第二类为性能类参数, 如  $K_{f0}^{AC}$ 、 $K_{f0}^{DC}$ 、 $\Delta U_{dc,\gamma,1}$ 、 $\Delta U_{dc,\gamma,2}$ 、 $n_1$ , 该类型参数的不同取值将对控制系统的动态响应和稳态结果产生重要影响。这些参数种类繁多,

仅依赖专家经验法进行整定较为复杂，因此学者开发了基于系统仿真和优化算法的协同参数整定方法<sup>[187]</sup>。

系统仿真和参数优化联合整定方法通常会根据工程控制理论，设计不同类型的控制性能判别标准，较为常用的有时间乘绝对误差积分准则<sup>[187]</sup>，即：

$$J_{ITAE} = \int_0^{+\infty} t (|e_1(t)| + \lambda_{ITAE} |e_2(t)|) dt \quad (3-23)$$

式中  $J_{ITAE}$ ——稳定评判指标；

$e_1(t)$ ——一次误差；

$e_2(t)$ ——微分误差；

$\lambda_{ITAE}$ ——权重系数，根据对  $e_1(t)$  和  $e_2(t)$  的关注程度确定。

在确定优化目标以后，通过筛选合适的人工智能算法，然后进行系统联合仿真，即可逐步确定控制系统参数。图 3-8 介绍了系统仿真和参数优化联合算法的基本步骤<sup>[187]</sup>，其中参数初始化环节仍可采用专家经验法进行数值预设。

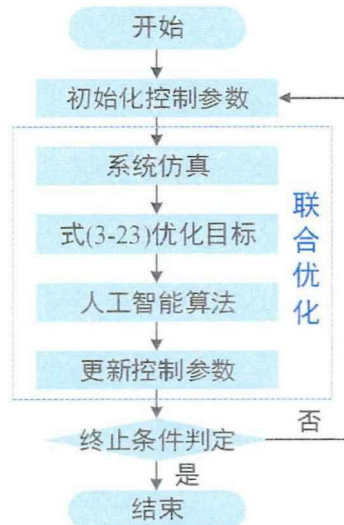


图 3-8 联合参数优化流程示意图

Fig.3-8 Schematic diagram of joint parameters optimization process

### 3.4 自适应有功功率分配方法

针对固定直流电压下垂系数引发的有功功率分配不平衡的问题，本文设计了自适应有功功率分配方法，其基本思想是在现有含频率控制环节的下垂控制的基础上，动态调节 VSC 直流电压下垂系数，增大连接强系统且功率裕度较大的 VSC 出力配比，充分利用正常交流系统的支援能力，避免威胁自身安全的同时对扰动侧进行更好的支援。

由式(3-17)和(3-18)可以看出，非扰动 VSC 承担功率增量的比例与直流电压下垂系数成反比， $K_v$  越大，承担的功率增量越少。因此，考虑非受扰交流系统

的功率支援能力与换流站可调节潜力，将交流系统频率偏差和换流站功率裕度引入  $K_v$ ，使得频率偏差越大或功率裕度越小的 VSC 拥有越大的  $K_v$ ，从而根据交流系统和换流站的实时运行工况调节 VSC 分配的功率增量比例。

用  $P_{\max}$  与  $P_{\min}$  表示 VSC 允许运行的最大和最小功率，用  $U_{dc,\max}$  与  $U_{dc,\min}$  表示 VSC 允许运行的最大和最小直流电压，则换流站的运行区间可以用图 3-9 表示。

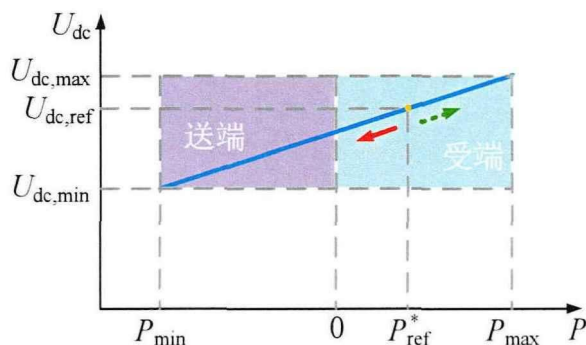


图 3-9 换流站运行区间

Fig.3-9 Operation area of converters

当  $\Delta P > 0$  时，换流站运行点沿图 3-9 中的红色箭头移动，此时换流站功率最大可调节范围为  $P_{\text{ref}}^* - P_{\min}$ ，功率裕度可表示为  $\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}^* - P_{\min}}$ 。该值越接近 1，VSC

功率裕度越小。进一步地，送端换流站的运行点向最小功率点移动，此时送端换流站存在功率裕度问题；而受端换流站是背离换流站最大功率点移动的，实际上不存在功率裕度问题。因此，当  $\Delta P > 0$  时，动态直流电压下垂系数采用式 (3-24) 计算：

$$K_v = K_{v,0} (1 + \alpha \Delta f) \left( 1 + \beta \frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}^* - P_{\min}} \right) \quad (3-24)$$

式中  $K_{v,0}$ ——不使用附加频率控制时换流站的直流电压下垂系数，一般与换流站容量成反比<sup>[188]</sup>；

$\alpha$ ——频率偏差系数；

$\beta$ ——功率裕度系数，当  $\Delta P > 0$  时，受端 VSC 的  $\beta$  为零。

当  $\Delta P < 0$  时，换流站运行点沿图 3-9 中绿色箭头移动，此时换流站功率最大可调节范围为  $P_{\max} - P_{\text{ref}}^*$ ，功率裕度为  $\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}^* - P_{\max}}$ 。此时受端换流站的运行点

朝着最大功率点移动，存在功率裕度问题；而送端换流站运行点沿着最小功率点反向运行，不存在功率裕度问题。因此，当  $\Delta P < 0$  时，动态直流电压下垂系数采用式 (3-25) 计算：

$$K_V = K_{V,0} (1 + \alpha \Delta f) \left( 1 + \beta \frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}^* - P_{\text{max}}} \right) \quad (3-25)$$

式(3-25)中, 当  $\Delta P < 0$  时, 送端 VSC 的  $\beta$  为零。

预设下垂系数参数时, 令各端 VSC 频率偏差系数  $\alpha$  和功率裕度系数  $\beta$  保持一致, 在保证下垂控制稳定性的前提下, 尽可能提高参数设定值, 以放大不同交流系统的频率变化和 VSC 功率裕度变化, 实现根据系统实时状态动态调整下垂系数的目的。

结合式(3-24)、(3-25), 稳态运行时,  $\Delta f$  和  $\Delta P$  均等于零, 自适应直流电压下垂系数  $K_V$  与不使用频率响应环节时的直流电压下垂系数  $K_{V,0}$  相等。

频率调整过程中, 自适应有功功率分配方法的直流电压下垂系数同交流系统频率偏差  $\Delta f$  和换流站功率裕度  $\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}^* - P_{\text{min}}}$  或  $\frac{\Delta P}{P_{\text{ref}}^* - P_{\text{max}}}$  呈正相关, 交流系统频率偏差越大, VSC 功率裕度越小, 动态下垂系数  $K_V$  越大, 承担的不平衡功率比重越小。

当正常交流系统频率偏差达到最大允许偏差或换流站传输功率达到功率极限, VSC 控制模式转为定功率控制, 不再提供更多的支援功率, 优先维持自身稳定运行。

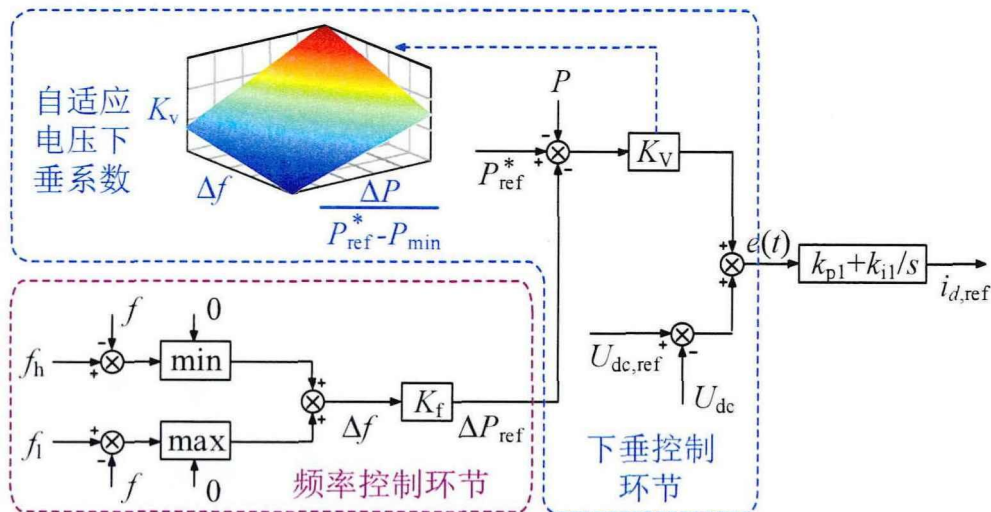


图 3-10 自适应有功功率分配方法

Fig.3-10 Adaptive active power allocation method

根据上述分析, 自适应有功功率分配方法的控制框图见图 3-10。图 3-10 中, 设置频率死区可以有效避免频率微小变动引起系统状态反复变化。当交流系统频率变动越过死区后, 附加频率控制发挥作用, 实现功率支援。动态直流电压下垂系数引入了交流系统的频率变化和换流站的功率裕度, 在 VSC 潜在可调节范围较大时提高强交流系统不平衡功率配比, 降低弱交流网络功率增量配

比，增强 VSC-MTDC 的稳定运行能力。

3.5 仿真验证

3.5.1 仿真模型

本文在 PSCAD/EMTDC 上建立了图 3-11 所示的 4 端 VSC-HVDC 系统模型来验证所提自适应频率控制和自适应有功功率分配方法的有效性。

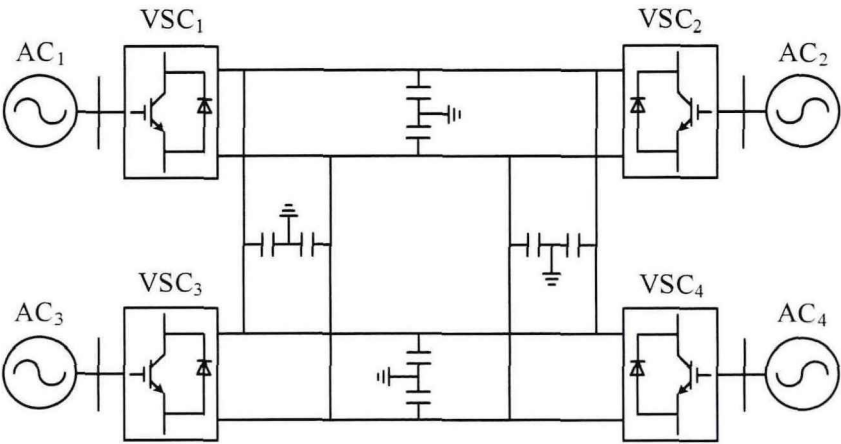


图 3-11 四端柔直系统

Fig.3-11 4-terminals VSC-HVDC system

图 3-11 中交、直流系统参数见表 3-1。

表 3-1 交、直流系统参数

Table 3-1 Parameters of the AC/DC hybrid systems

| 参数           | 区域   |     |      |      | 单位   |
|--------------|------|-----|------|------|------|
|              | 1    | 2   | 3    | 4    |      |
| $f^*$        | 50   | 50  | 50   | 50   | Hz   |
| $U_{AC}$     | 220  | 220 | 220  | 220  | kV   |
| $S$          | 1200 | 800 | 1500 | 900  | MVA  |
| $P_{ref}$    | 400  | 400 | -500 | -300 | MW   |
| $U_{dc,ref}$ | 400  | 400 | 400  | 400  | kV   |
| $K_{V,0}$    | 0.5  | 0.5 | 0.4  | 0.67 | p.u. |

表 3-1 中， $U_{AC}$  为交流系统线电压， $S$  为交流系统容量，互联换流站间线路电阻为  $1.2\Omega$ 。

3.5.2 自适应附加频率控制验证

3.5.2.1 功率小扰动情景

$t=15\text{ s}$  时，交流系统 1 突增负荷 100 MW，交流系统 1 频率  $f_1$  及 VSC<sub>1</sub> 直流

电压  $U_{dc,1}$  变化见图 3-12。其中传统附加频率控制采用文献[53]的方法作为对照。

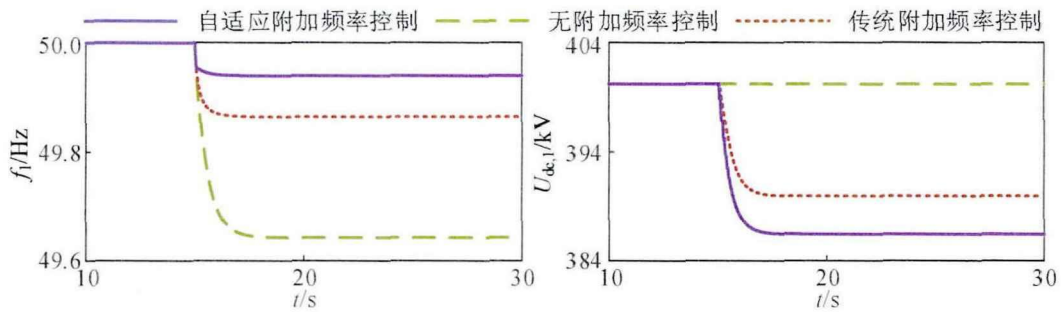


图 3-12 功率小扰动时的系统频率与直流电压

Fig.3-12 Frequency of AC<sub>1</sub> and DC voltage of VSC<sub>1</sub> during a small power disturbance

由图 3-12 可知,若 VSC 不采用附加频率控制,则 VSC<sub>1</sub> 所连交流系统 1 频率  $f_1$  由 50 Hz 跌至 49.63 Hz,频率偏移量达到 0.37 Hz。采用附加频率控制后, $f_1$  由 50 Hz 下降至 49.87 Hz,频率变化量  $\Delta f_1$  减小为 0.13 Hz。进一步地,采用自适应附加频率控制的交流系统频率变化量  $\Delta f_1$  为 0.06 Hz,相较于传统附加频率控制,  $\Delta f_1$  减少 53.85 %。同时,采用自适应附加频率控制的 VSC<sub>1</sub> 直流侧电压变化量  $\Delta U_{dc,1}$  为 13.76 kV,相较于传统附加频率控制  $\Delta U_{dc,1}$  为 10.25 kV,直流电压变化量增量仅为 3.51 kV。仿真结果表明,自适应附加频率控制能够以很小的直流电压变化量为代价,明显改善交流系统 1 的频率偏差。

当交流系统发生轻微功率扰动时,频率偏差量与直流电压偏差量均较小,自适应附加频率控制的频率下垂系数  $K_f$  显示为交流频率系数  $K_f^{AC}$  的特性。相较于原始附加频率控制,迅速增长的  $K_f$  能够使直流网络为交流系统频率调整提供更多支援功率。与此同时,自适应附加频率控制造成的直流电压偏移相较于原始附加频率控制变化幅度较小,对直流电压造成的影响有限。在轻微功率扰动的情况下,自适应附加频率控制在明显改善受扰交流系统频率特性的同时,对直流网络影响较小,保证了整个 MTDC 系统的稳定运行。

### 3.5.2.2 功率大扰动情景

$t=15$  s 时,交流系统 1 突增负荷 300 MW,交流系统 1 频率  $f_1$ 、交流系统 2 频率  $f_2$  及 VSC<sub>1</sub> 直流电压  $U_{dc,1}$  变化见图 3-13。

由图 3-13 知,VSC<sub>1</sub> 不采用频率响应控制时,负荷波动仅由交流系统 1 承担, $f_1$  跌至 48.91Hz,已达到低频减载标准,系统无法维持正常运行。采用原始附加频率控制的 VSC<sub>1</sub> 直流侧电压由 400.20 kV 下降至 358.98 kV,直流侧电压变化量  $\Delta U_{dc,1}$  为 41.22 kV,直流电压下降比率超过 10.30 %,超出国标规定的直流电压安全运行界限,会触发直流网络继保动作,整个 MTDC 系统稳定运行受到严重威胁。同时,以交流系统 2 为例,对交流系统 1 进行功率支援导致频

率 $f_2$ 由50 Hz下降至49.39 Hz, 频率变化量 $\Delta f_2$ 达0.61 Hz, 正常交流系统的频率稳定受到严重破坏。而采用自适应附加频率控制后, 直流电压变化量 $\Delta U_{dc,1}$ 由41.22 kV下降至30.73 kV, 相对减少25.45%, 直流网络运行条件显著改善。交流系统2频率变化量 $\Delta f_2$ 为0.45 Hz,  $\Delta f_2$ 减少26.23%, 正常交流系统受到的影响明显降低。

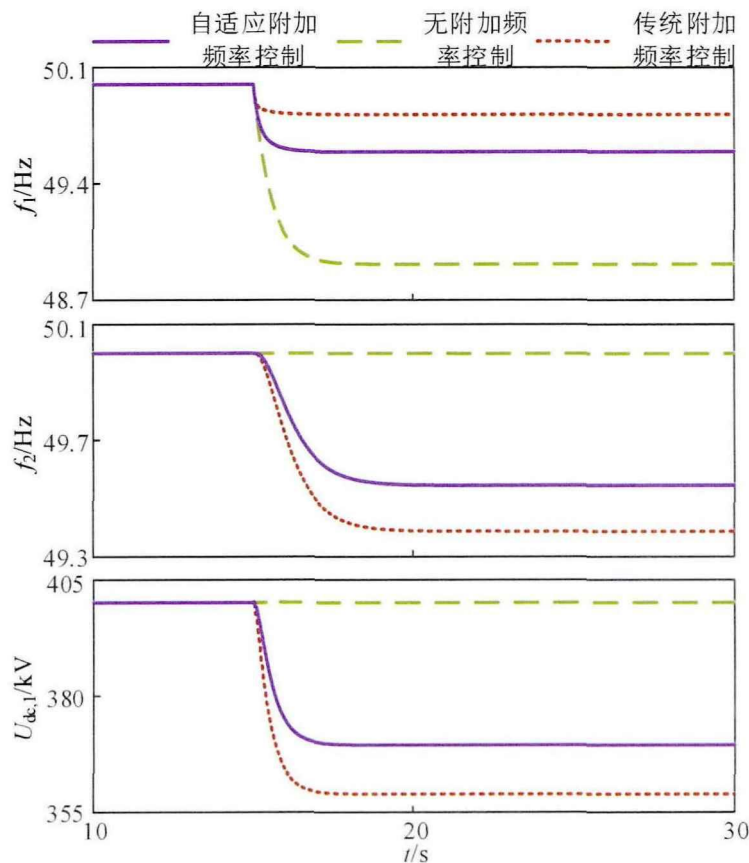


图 3-13 严重功率扰动时交流系统 1、2 频率和 VSC<sub>1</sub> 直流电压

Fig.3-13 Frequency of AC<sub>1</sub>, AC<sub>2</sub>, and DC voltage of VSC<sub>1</sub> during a large disturbance

当交流系统发生严重功率扰动时, 频率偏差和直流电压偏差均很大, 自适应附加频率控制频率的下垂系数 $K_f$ 显示为直流功率系数 $K_f^{DC}$ 的特性。相较于原始附加频率控制,  $\Delta U_{dc}$ 较大时 $K_f$ 迅速下降, 避免了直流网络过度功率支援引发的 MTDC 系统失稳。在严重功率扰动时, 采用自适应附加频率控制优先维持直流电压相对稳定, 避免了局部交流系统的严重功率扰动对整个交、直流系统造成严重破坏。

### 3.5.3 自适应有功功率分配方法验证

#### 3.5.3.1 交流系统负荷突然增加

在上述自适应附加频率控制的基础上, 本文进一步研究了自适应有功功率

分配方法对系统频率和有功功率分配的改善情况。仿真场景依然选取上述功率大扰动场景。其中变系数下垂控制指的是本文所提自适应附加频率控制。 $f_3$ 、 $f_4$  依次是交流系统 3、4 的频率， $P_1\sim P_4$  依次是换流站 1~4 传输的有功功率。

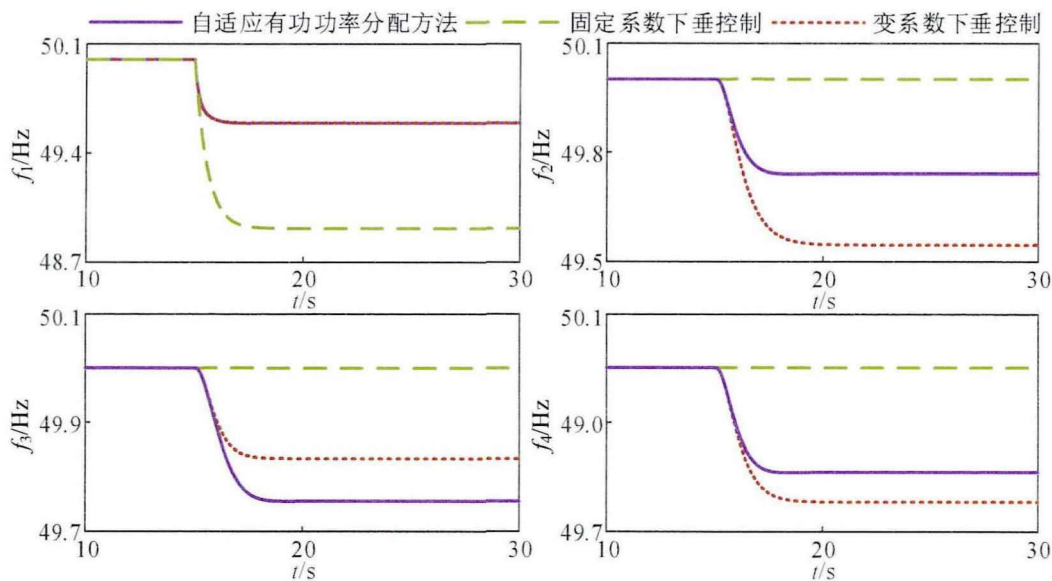


图 3-14 负荷突增时的交流系统频率

Fig.3-14 AC system frequency in case of a sudden load increase

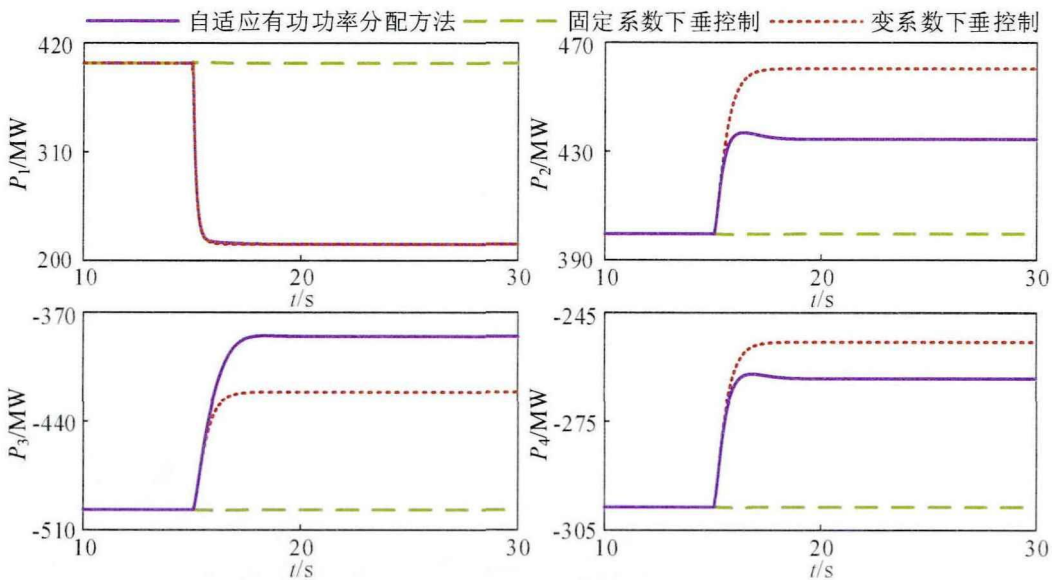


图 3-15 负荷突增时的换流站有功功率

Fig.3-15 Active power transmission for VSC in case of a sudden load increase

由图 3-14、3-15 可知，当 MTDC 系统采用自适应附加频率控制辅助频率调整后，相较于无频率控制措施时  $\Delta f_1$  由 1.09 Hz 降至 0.41 Hz， $\Delta f_2$  变为 0.45 Hz， $\Delta f_3$  变为 0.17 Hz， $\Delta f_4$  变为 0.25 Hz。 $\Delta P_1$ 、 $\Delta P_2$ 、 $\Delta P_3$  和  $\Delta P_4$  分别为 -183.17 MW、60.86 MW、76.29 MW 和 45.66 MW。虽然交流系统 1 在获得其余换流站的功率

支援后频率下跌情况取得了极大改善，但是强度较弱的交流系统 2 按照自适应附加频率控制模式分配不平衡功率，其频率变化达到了 0.45 Hz，不利于交流系统 2 自身的稳定。

在自适应附加频率控制调整不平衡功率传输情况的基础上，进一步使用自适应有功功率分配方法调整不平衡功率分配比例。由图 3-14 知， $\Delta f_1$  依旧为 0.41 Hz， $\Delta f_2$  降至 0.26 Hz， $\Delta f_3$  升至 0.24 Hz， $\Delta f_4$  降至 0.19 Hz。由图 3-15 知， $\Delta P_1$  维持 -183.17 MW， $\Delta P_2$  降至 34.88 MW， $\Delta P_3$  升至 111.95 MW， $\Delta P_4$  降至 35.58 MW。自适应有功功率分配方法通过动态调节直流电压下垂系数，令频率变化较小的强交流系统 3 承担了更多的不平衡功率，较弱交流系统 2、3 的频率变化相比只采用自适应附加频率控制明显减小，在保证强交流系统稳定的同时明显提高弱交流系统的稳定运行能力。

仿真结果显示，交流系统发生负荷突增后，换流站功率裕度较大时，自适应有功功率分配方法相较于传统下垂控制，可以有效改善弱交流系统频率状况。

3.5.3.2 换流站 1 因故退出运行

$t=15\text{ s}$  时，VSC<sub>1</sub> 因为故障退出运行，系统电气量变化见图 3-16。

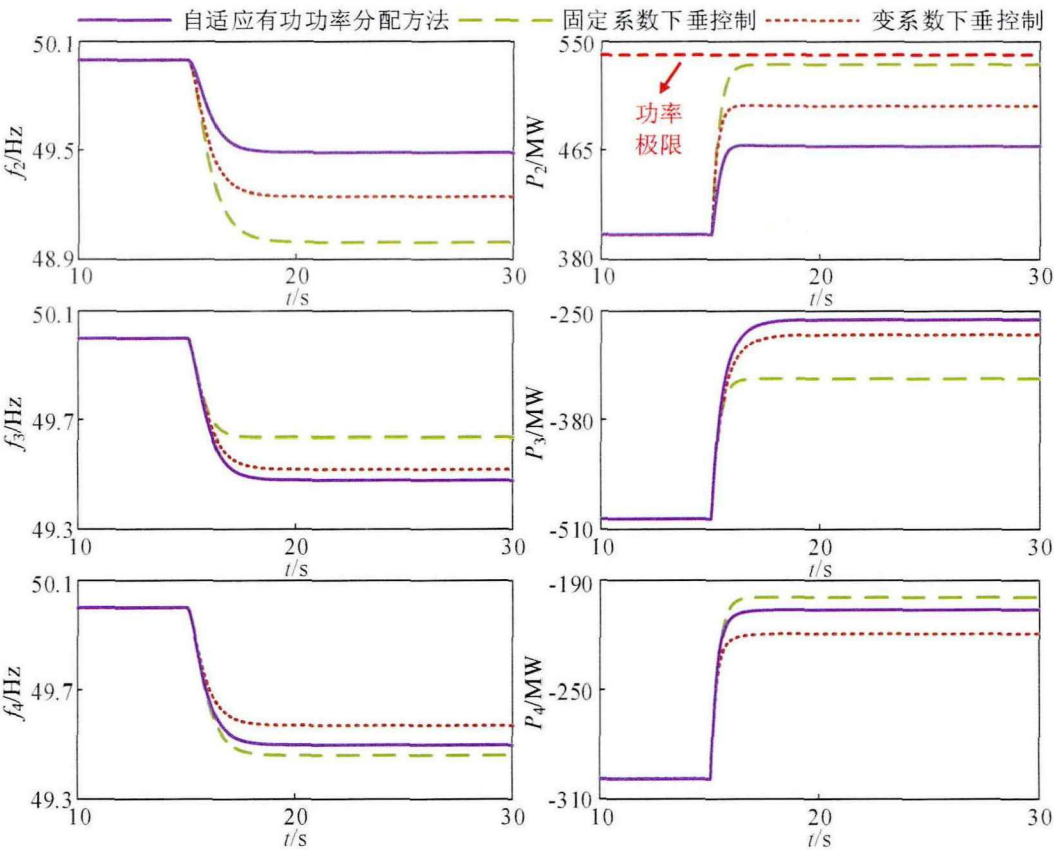


图 3-16 换流站闭锁时的交流网频率及 VSC 传输有功功率

Fig.3-16 AC system frequency and active power transmission for VSC when a VSC is locked

采用无频率响应环节的固定系数下垂控制时,  $\Delta f_2$ 、 $\Delta f_3$ 、 $\Delta f_4$  分别为 1.00 Hz、0.36 Hz 和 0.54 Hz,  $\Delta P_2$ 、 $\Delta P_3$ 、 $\Delta P_4$  分别为 132.83 MW、166.56 MW 和 99.65 MW。根据文献[189]提出的换流站功率极限计算方法, 可得 VSC<sub>2</sub> 的功率极限是 540 MW。VSC<sub>1</sub> 退出运行后, VSC<sub>2</sub> 承担不平衡功率太多以至于达到功率极限, 同时交流系统 2 频率降至 49.00 Hz, 严重威胁 MTDC 系统稳定运行。

采用自适应频率控制后,  $\Delta f_2$  降至 0.75 Hz,  $\Delta f_3$  和  $\Delta f_4$  分别升至 0.48 Hz 和 0.43 Hz。 $\Delta P_2$  和  $\Delta P_4$  分别降至 100.15 MW 和 79.45 MW, 而  $\Delta P_3$  增至 219.32 MW。相较于原始下垂控制, 虽然交流系统 3 承担的不平衡功率略有增加, 但是 VSC<sub>2</sub> 的准稳态功率依然很接近功率极限, 交流系统 2 频率仍然较低, VSC<sub>2</sub> 和交流系统 2 承受功率波动的能力较差。

叠加使用自适应附加频率控制和自适应有功功率分配方法后,  $\Delta f_2$  大幅下降至 0.49 Hz,  $\Delta f_3$  变为 0.48 Hz,  $\Delta f_4$  变为 0.50 Hz。 $\Delta P_2$  降至 68.66 MW,  $\Delta P_3$  变为 237.34 MW,  $\Delta P_4$  变为 92.73 MW。三个交流系统的频率变化量都在 0.50 Hz 以内, VSC<sub>2</sub> 传输的有功功率明显低于功率极限, 强交流系统 3 承担了更多不平衡功率。仿真波形揭示了换流站功率严重偏离参考值的情况下, 自适应有功功率分配方法能有效避免换流站传输功率达到功率极限, 从而改善 VSC 运行条件。

自适应有功功率分配方法能够凭借交流系统频率变化量以及 VSC 功率裕度, 动态调整换流站分担功率增量的比例, 在维持不同强度交流网络频率相对稳定的同时尽量保留换流站调节能力, 保证 VSC-MTDC 系统运行于相对稳定水平。

### 3.5.4 稳定性分析

根据第 2 章的 MTDC 系统通用频率响应模型, 本文研究了自适应附加频率控制和自适应有功功率分配方法的小扰动稳定性, 结果如图 3-17 所示。

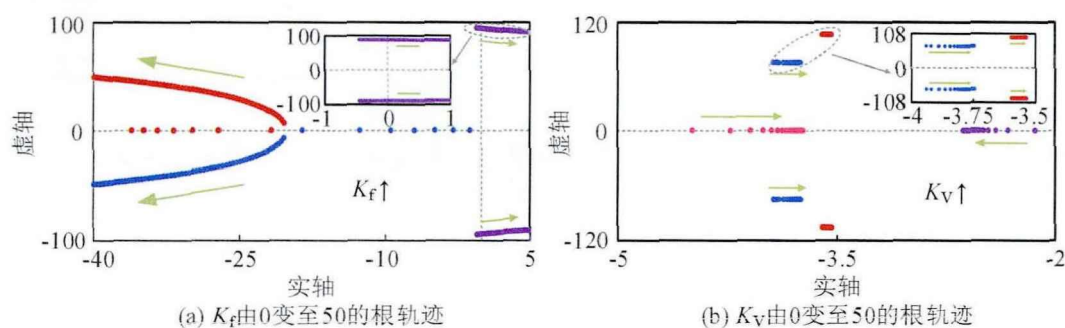


图 3-17 含频率响应环节的动态直流电压下垂控制的根轨迹

Fig.3-17 Root locus of the dynamic DC voltage droop control with frequency response link

图 3-17(a)为  $K_f$  的根轨迹整体分布情况, 系统存在 4 个主导极点。两个极

点初始时位于左半平面的实轴上,随着  $K_r$  的增大,分别向左侧虚轴延伸。另外两个对称复数极点位于虚轴左半平面,但随着  $K_r$  的增大会越过虚轴进入不稳定区域。当这两个极点移动至虚轴时,系统达到临界稳定状态,对应的  $K_r$  为 20.4。则系统稳定运行范围为:

$$0 < K_r < 20.4 \quad (3-26)$$

图 3-17(b)为  $K_v$  的根轨迹整体分布情况。此时系统存在 6 个主导极点,其中 2 对复数极点分别沿实轴对称,随着  $K_v$  的增大沿实轴右侧前进。另外 2 个极点分布于左半平面的实轴,随着  $K_v$  的增大,相向收敛于近端。上述 6 个极点均分布于虚轴左侧,表明正常参数范畴内,  $K_v$  对控制系统稳定特征影响较小。

### 3.6 本章小结

针对传统含频率控制环节的直流电压下垂控制灵活性不足引发的受扰交流系统不平衡功率传递和分配的问题,本文提出面向常规电源的 VSC-MTDC 系统频率支持策略,结论如下:

(1) 基于含频率控制环节的直流电压下垂控制在分配不平衡功率时,正常换流站承担的不平衡功率近似与直流电压下垂系数成反比,受扰交流系统所连换流站的不平衡功率为非扰动换流站不平衡功率之和的相反数。直流网络电压偏差同频率下垂系数成正比。

(2) 自适应附加频率控制策略分别设计了满足交流系统和直流网络运行特性的交流频率系数和直流功率系数。将频率偏差引入交流频率系数,将直流电压偏差引入直流功率系数,利用过渡函数将两者结合为动态频率下垂系数。当交流系统扰动程度较轻时,直流网络充分满足交流系统功率缺额;当扰动程度较重时,直流网络优先维护自身电压稳定,从而维持交流频率调整和直流电压稳定的动态平衡。

(3) VSC-MTDC 自适应有功功率分配方法将交流系统频率偏差和 VSC 功率裕度引入直流电压下垂系数,根据换流站实时运行情况和交流系统频率特性,动态调整直流电压下垂系数,将不平衡功率更多地分配到连接强交流系统且功率裕度较大的换流站,避免弱交流系统频率出现较大偏移,提高 MTDC 系统安全稳定水平。

## 第4章 含风电场的多端柔直系统协同频率控制策略

### 4.1 引言

含风电场的 VSC-MTDC 系统是新型电力系统发展的重要趋势之一<sup>[40]</sup>, 因此研究含风电场的 VSC-MTDC 系统辅助频率支持策略对于改善电网运行性能具有重要意义<sup>[130]</sup>。

在风机调频方面, 虚拟惯性控制<sup>[95-101,190,191]</sup>凭借结构简单易行、经济性好等优点, 力压超速法<sup>[76-81]</sup>、变桨距角法<sup>[83-88]</sup>、VSG 法<sup>[64-66]</sup>等方法, 成为风机调频的首选方案。但是虚拟惯量控制缺乏对系统频率演化情况和风机实时调频能力的综合考虑, 无法有效兼顾系统频率调节和风机安全运行需求。同时, 虚拟惯量控制仅考虑了单一风速状况, 缺乏应对风速变化情况的手段。

此外, 现有风机频率控制先后使用转速裕度<sup>[167,192]</sup>和转子动能裕度<sup>[99,136,151]</sup>来表征风机调频能力。但风机的调频潜力除与自身运行状态相关外, 还受其他因素制约。因此, 开发更加合理的风机调频能力评估方法迫在眉睫。

在风电场和 VSC-MTDC 系统协同调频方面, 现有控制方法<sup>[122,127,133,134]</sup>采用平面化结构, 全系统同步动作的控制逻辑, 使得频繁出现的频率波动对风场和 VSC 的正常优化运行产生严重影响, 同时加剧了调频功率分配方案的复杂程度。

针对风机虚拟惯量控制灵活性不足、对风速变化情况适应性差以及风电场和 MTDC 系统缺乏协调配合的问题, 本文提出含风电场的 VSC-MTDC 系统协同频率支持控制策略。研究了同时考虑风机动能裕度和变流器功率裕度的新型风机调频能力评估方法, 设计了兼顾系统频率演化状况和风机实时调频能力的风机自适应频率支援方法。提出了变风速功率适应方法, 根据风速对风机频率支持和转速恢复期间的功率进行平稳切换。构建了分区分级的风电场和 VSC 频率调节体系, 设计了各环节准入原则。

### 4.2 风电场调频能力评估方法

通常认为风机调频资源主要取决于风机转子动能可释放总量。因此, 风机调频能力评估多采用动能释放法<sup>[151]</sup>, 即:

$$G_{C,1} = \frac{E_{k,0} - E_{k,\min}}{E_{k,\max} - E_{k,\min}} = \frac{H\omega_{r,0}^2 - H\omega_{r,\min}^2}{H\omega_{r,\max}^2 - H\omega_{r,\min}^2} = \frac{\omega_{r,0}^2 - \omega_{r,\min}^2}{\omega_{r,\max}^2 - \omega_{r,\min}^2} \quad (4-1)$$

式中  $G_{C,1}$ ——采用动能释放法评估的风机调频能力因子；

$E_{k,0}$ ——风机转子初始旋转动能；

$E_{k,max}$ ——风机转子最大旋转动能；

$E_{k,min}$ ——风机转子最小旋转动能。

$\omega_{r,max}$ ——风机最大转速；

$\omega_{r,min}$ ——风机最小转速。

动能释放法仅考虑风机运行状态，但从风机传输至 PCC 的实际调频功率除了受到风机自身状态影响外，还受到背靠背变流器的功率裕度制约。由于频率调节效果主要取决于风机在当前运行状态下额外增发的有功功率，因此风机初始有功功率越接近背靠背变流器的功率极限，可用于辅助调频功率传输的空间越局限。

针对上述问题，本文结合风机动能裕度和变流器功率裕度，提出一种新型风机调频能力因子  $G_{C,2}$ ，即：

$$G_{C,2} = \left( \frac{\omega_{r,0}^2 - \omega_{r,min}^2}{\omega_{r,max}^2 - \omega_{r,min}^2} \right) \left( \frac{P_{W,max} - P_0}{P_{W,max} - P_{W,min}} \right) \quad (4-2)$$

式中  $P_0$ ——风机初始功率；

$P_{W,max}$ ——风机变流器的最大功率；

$P_{W,min}$ ——风机变流器的最小功率。

将风机 MPPT 模式下的初始运行功率  $P_0$  代入式(4-1)和(4-2)，分别计算  $G_{C,1}$  和  $G_{C,2}$ ，并归算至[0,1]，结果如图 4-1 所示。

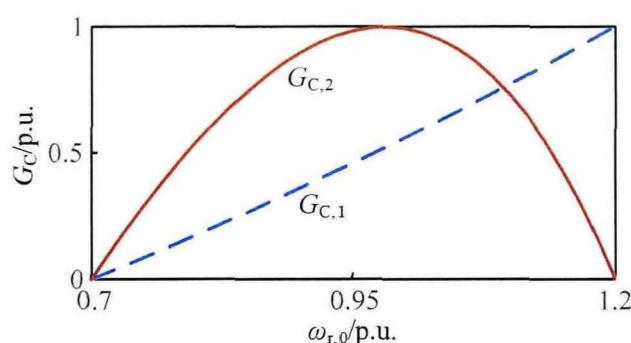


图 4-1 风机调频能力因子

Fig.4-1 Frequency regulation capacity coefficients of wind turbine

由图 4-1 知，随着  $\omega_{r,0}$  的增加， $G_{C,1}$  逐步增大。但考虑变流器功率裕度的  $G_{C,2}$  则随着  $\omega_{r,0}$  的增加，呈现出先增大后减小的发展趋势。这表明， $\omega_{r,0}$  较小时，变流器功率增发空间充足，风机电磁功率可充分传导至 WFCVSC，此时风机可释放的转子动能是风机调频能力的主导因素；随着  $\omega_{r,0}$  的进一步增大，虽然风机可释放动能仍然增大，但是风机输出功率趋近变流器功率极限，此时风机的

调频能力反而逐渐减小。显然,  $G_{C,2}$  可以更真实地反应风机的实时调频能力。

式(4-2)定义了单台风机的调频能力,可采用动能加权平均法<sup>[193]</sup>来衡量整个风场的调频能力,即:

$$G_{C,Wf} = \frac{\sum_{i=1}^{n_w} [G_{C,2,i} (\omega_{r,max,i}^2 - \omega_{r,min,i}^2)]}{\sum_{i=1}^{n_w} (\omega_{r,max,i}^2 - \omega_{r,min,i}^2)} \quad (4-3)$$

式中  $G_{C,Wf}$ ——风场的调频能力因子;

$G_{C,2,i}$ ——第  $i$  台风机的调频能力因子;

$n_w$ ——风场中的风机台数;  $i=1, 2, \dots, n_w$ 。

本文提出的同时考虑风机运行状态和变流器功率裕度的单台风机和整个风场调频能力的新型评估方法,为风机自适应频率调节方法和 VSC-MTDC 系统的分级分区调频方法提供了理论基础。

## 4.3 风机自适应频率调节方法

### 4.3.1 自适应频率调节系数

传统风机虚拟惯量控制的等效阻尼和惯性系数固定,对不同严重程度的频率扰动事件适应性差。因此,本文结合式(4-2)中的风机调频能力和频率扰动的实时发展状态,构建了自适应调整的  $K_D$  和  $K_i$ ,以满足交流系统频率调节的动态需求。考虑到风机降功率运行的控制方法<sup>[76-88]</sup>已经非常成熟,因此本文主要聚焦于交流系统出现频率下跌的情况,对应于风机需要增发有功功率的场景。

图 4-2 为交流系统功率扰动后的频率演化示意图<sup>[166]</sup>,在 VSC-MTDC 系统各频率响应环节的作用下,风电场感知到的频率波动与图 4-2 基本一致。

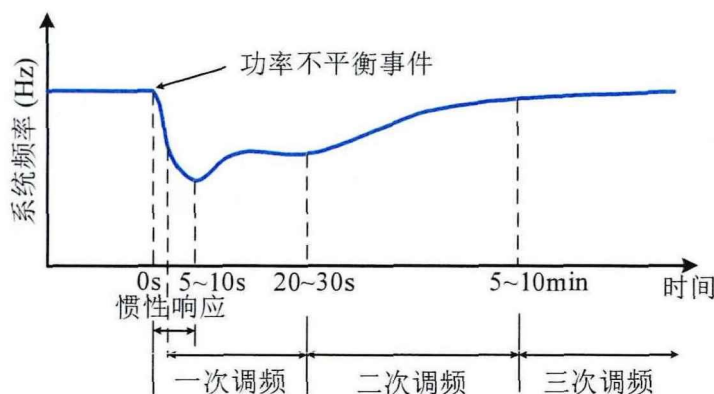


图 4-2 交流系统频率演化示意图

Fig.4-2 Frequency evolution diagram of AC system

由图 4-2 知,频率扰动初期  $df_{owf}/dt$  较大,等效惯性控制发挥主要作用,在

考虑风机实时调频能力的前提下，将等效惯性系数  $K_i$  设置为  $G_{C,2}$  和  $df_{owf}/dt$  的函数，保证风机调频初期的调节性能。而  $\Delta f$  会随着风机调频时间的增长逐渐增大，等效阻尼控制成为虚拟惯性控制的主力，于是将等效阻尼系数  $K_D$  设置为  $G_{C,2}$  和  $\Delta f$  的函数以确保风机调频后期仍具备充足的调节能力。

$K_i$  定义为：

$$K_i = K_{i0} G_{C,2} g_i \quad (4-4)$$

式中  $K_{i0}$ ——基础惯性系数。

与式(4-2)中仅考虑风机初始点不同，式(4-4)采用风机实时输出功率  $P$  和实时转速  $\omega_r$  计算  $G_{C,2}$ ，即：

$$G_{C,2} = \left( \frac{\omega_r^2 - \omega_{r,\min}^2}{\omega_{r,\max}^2 - \omega_{r,\min}^2} \right) \left( \frac{P_{W,\max} - P}{P_{W,\max} - P_{W,\min}} \right) \quad (4-5)$$

式(4-4)中  $g_i$  定义为：

$$g_i = \begin{cases} \frac{g_{i0}}{\left. \frac{df_{owf}}{dt} \right|_{t=0}} \frac{df_{owf}}{dt} & \frac{df_{owf}}{dt} < 0 \\ 0 & \frac{df_{owf}}{dt} \geq 0 \end{cases} \quad (4-6)$$

式中  $g_{i0}$ —— $g_i$  的初值。

$G_{C,2}$  表征风机的实时调频能力， $G_{C,2}$  越大则  $K_i$  越大，风机可提供的惯性支持越强； $g_i$  反映了频率扰动的发展情况， $df_{owf}/dt$  越小则  $g_i$  越大，惯性控制越显著，随着  $df_{owf}/dt$  增大至 0 甚至向反方向增长时，惯性控制对频率恢复起反作用，将  $g_i$  设置为 0 以消除其负作用。

$K_D$  定义为：

$$K_D = K_{D0} G_{C,2} g_D \quad (4-7)$$

式中  $K_{D0}$ ——基础阻尼系数。

式(4-7)中  $g_D$  定义为：

$$g_D = \begin{cases} g_{D0} + \alpha_D \Delta f & \frac{df_{owf}}{dt} < 0 \\ g_{D0} + \alpha_D \Delta f_{\max} & \frac{df_{owf}}{dt} \geq 0 \end{cases} \quad (4-8)$$

式中  $g_{D0}$ —— $g_D$ ；

$\alpha_D$ ——比例系数。

当  $df_{owf}/dt$  为零时， $\Delta f$  达到其最大值  $\Delta f_{\max}$ 。考虑到实际工程中  $\Delta f_{\max}$  无法采用预先设定的参数，因此本文结合理论法<sup>[194]</sup>和预测法<sup>[195]</sup>来获取实时频率低点，

并取两种方法得到的最大值作为  $\Delta f_{\max}$ ，即：

$$\Delta f_{\max} = \max(\Delta f_{\max,a}, \Delta f_{\max,p}) \quad (4-9)$$

式中  $\Delta f_{\max,a}$ ——理论法获取的最大频率偏差；

$\Delta f_{\max,p}$ ——预测法获取的最大频率偏差。

类似于  $K_i$ ,  $K_D$  也受到  $G_{C,2}$  和  $g_D$  的作用。 $g_D$  随着  $\Delta f$  的增大逐渐增大，阻尼控制对频率支持的作用相应加强。

式(4-4)、(4-6)至(4-8)中  $K_{i0}$ 、 $g_{i0}$ 、 $K_{D0}$ 、 $\alpha_D$  等参数可参照 3.3.3 节的参数整定方法进行设计，此处不再赘述。

根据式(4-4)、(4-7)和(2-4)绘制  $K_i$ 、 $K_D$  和  $\Delta P_{\text{ref},P}$  的示意图，结果见图 4-3。

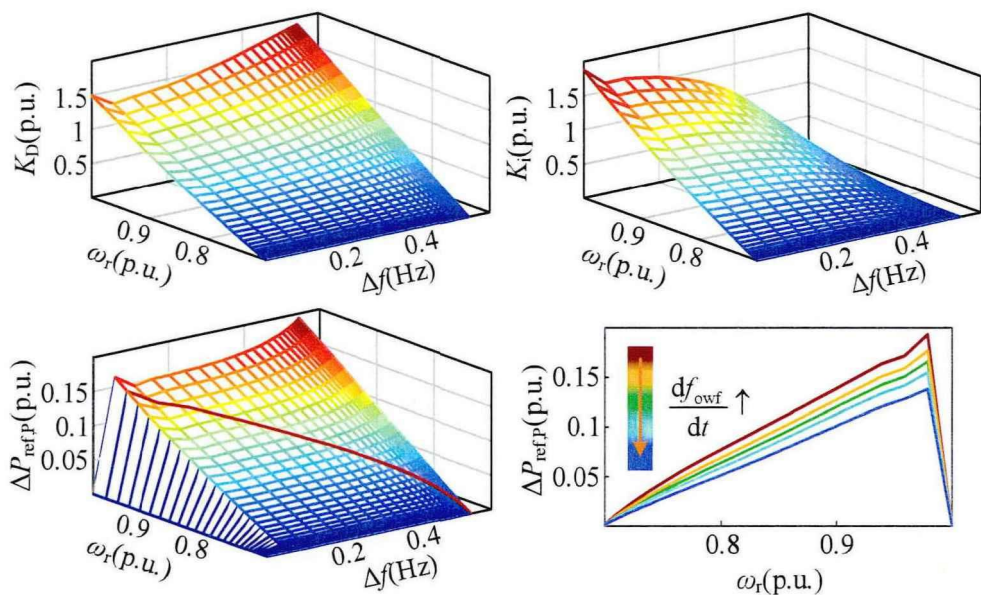


图 4-3 自适应频率调节系数

Fig.4-3 Adaptive frequency regulation coefficients

由图 4-3 知，频率扰动发生时， $\Delta P_{\text{ref},P}$  在  $K_i$  的作用下迅速升高，为频率扰动提供快速、充分的功率支援；随着频率支援的进行，虽然  $K_D$  仍维持较高水平，但是风机转子动能逐渐释放，风机调频能力逐渐减弱，导致  $\Delta P_{\text{ref},P}$  随着  $\omega_r$  的减小逐渐减小，以防止过度的频率支援威胁风机安全运行。

### 4.3.2 不同风速下基准功率设置方法

由图 2-1 知，PMSG 进行频率支援时的功率参考值  $P_{\text{ref},P}$  包含两部分，分别为基准功率  $P_{\text{set}}$  和附加功率  $\Delta P_{\text{ref},P}$ 。为了向交流电网提供有效的功率支援，通常将  $P_{\text{set}}$  设置为启动时刻的功率  $P_{\text{MPPT}}(\omega_{r,0})$ ，以保证频率支持期间 PMSG 输出的电磁功率始终大于  $P_{\text{MPPT}}(\omega_{r,0})$  [106]。

PMSG 采用基准功率  $P_{\text{set}}$  结合自适应频率调节方法进行频率支援时，当  $\omega_r$

降至  $\omega_{r,\min}$ ,  $P_{\text{ref},P} = P_{\text{MPPT}}(\omega_{r,0})$ 。但由于风机捕获的机械功率  $P_m$  随着  $\omega_r$  的下降而下降, 导致  $\omega_{r,\min}$  对应的电磁功率  $P_{\text{ref},P}$  仍大于机械功率  $P_m(\omega_{r,\min})$ 。本文计算了不同风速下 PMSG 由  $\omega_{r,0}$  降至  $\omega_{r,\min}$  时对应的机械功率变化量  $\Delta P_{m,0}$ , 结果如图 4-4 所示。其中  $\Delta\omega_{r,0} = \omega_{r,0} - \omega_{r,\min}$ 。

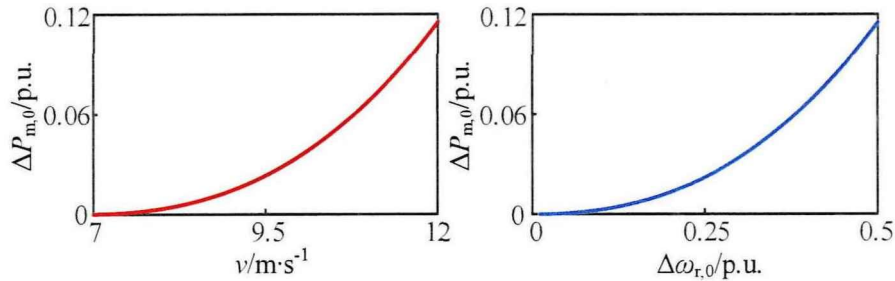


图 4-4 机械功率变化量

Fig.4-4 Variation of  $P_m$

由图 4-4 知, 随着  $v$  的增大,  $\Delta\omega_{r,0}$  逐步增大,  $\Delta P_{m,0}$  也增大, 且相较于  $P_m$  不可忽略。若采用阶跃法<sup>[106]</sup>将功率参考值由  $P_{\text{MPPT}}(\omega_{r,0})$  跃变至  $P_m(\omega_{r,\min})$  以启动转速恢复, 受限于 PMSG 控制系统的 PI 响应速度, PMSG 实际输出的电磁功率无法阶跃, 必然存在一段时间  $P_{\text{ref},P}$  仍大于  $P_m$  的情况, 风机转速会继续下降至失速退出运行。

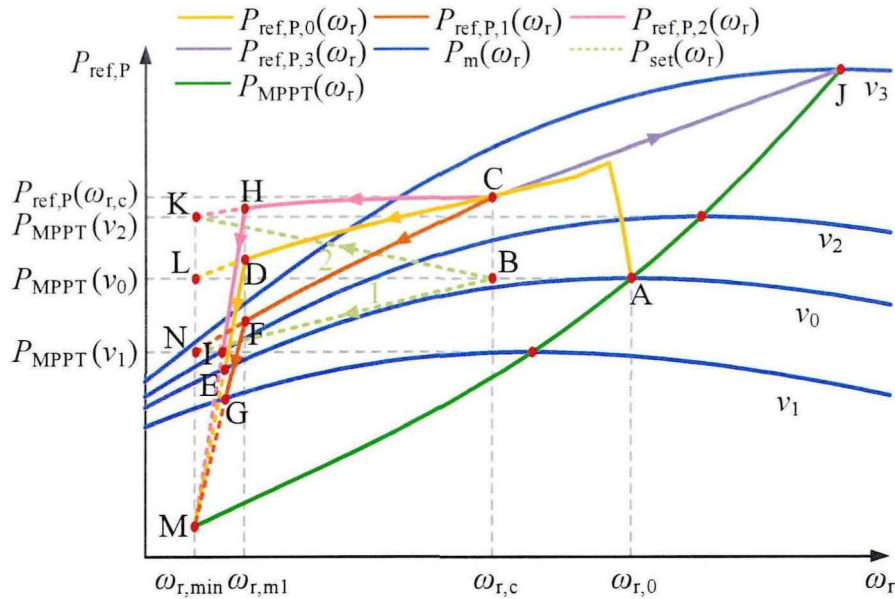


图 4-5 风机频率支持时功率变化示意图

Fig.4-5 Active power of PMSG during frequency regulation

因此本文设计了功率缓冲区间以平衡 PMSG 高效频率支持和安全转速恢复的需求。图 4-5 为频率支援期间 PMSG 电磁功率变化示意图。图中  $P_{\text{ref},P,i}(\omega_r)$  和  $P_{\text{MPPT}}(v_i)$  分别为风速  $v_i$  对应的功率参考值和最优功率,  $i=0, 1, 2, 3$ , 后缀  $\omega_r$  表示

这些功率会随着  $\omega_r$  变化。

在  $\omega_r$  降至切换启动转速  $\omega_{r,m1}$  前, PMSG 按照自适应频率调节方法运行, 对应于曲线 A-C-D, 该过程保证了 PMSG 在高转速区可以为交流系统提供充分的功率支援。

当  $\omega_r$  降至  $\omega_{r,m1}$  后, 为避免功率阶跃可能造成的风机失速问题, 令  $P_{ref,P}$  沿线段 DM 运动至 DM 与  $P_m(v_0)$  的交点 E, PMSG 由频率支援平稳地切换至转速恢复。DE 阶段的  $P_{ref,P}$  为:

$$P_{ref,P} = P_{MPPT}(\omega_{r,min}) + \frac{P_{ref,P}(v_0, \omega_{r,m1}) - P_{MPPT}(\omega_{r,min})}{\omega_{r,m1} - \omega_{r,min}} (\omega_r - \omega_{r,min}) \quad (4-10)$$

假定风机转速  $\omega_r$  降至  $\omega_{r,c}$  时风速突变, 需要调整频率支援方案以适应新风速。若风速变为  $v_1$ , 风机的  $P_m$  将变为图 4-5 中  $v_1$  对应的蓝色曲线。由于  $v_1$  小于  $v_0$ , 若  $P_{ref,P}$  仍沿曲线 CD 移动, 则  $\omega_r$  容易快速下降引发失速。因此, 在风速突变为  $v_1$  后, 令  $P_{set}(\omega_r)$  沿虚线 BN 由  $P_{MPPT}(\omega_{r,0})$  过渡至  $P_{MPPT}(v_1, \omega_{r,opt,1})$ , 即:

$$P_{set}(\omega_r) = \varepsilon P_{MPPT}(\omega_{r,0}) + (1 - \varepsilon) P_{MPPT}(v_1, \omega_{r,opt,1}) \quad (4-11)$$

式中  $\omega_{r,opt,1}$ —— $v_1$  对应的最优转速。

式(4-11)中的过渡系数  $\varepsilon$  为:

$$\varepsilon = \frac{\omega_r - \omega_{r,min}}{\omega_{r,c} - \omega_{r,min}} \quad (4-12)$$

风速突变为  $v_1$  后, 使用修正的  $P_{set}(\omega_r)$ ,  $P_{ref,P}$  将沿曲线 CN 运行至 F 点, 然后采用式(4-10)的方式沿 FM 曲线运动至 G 点。

当风速突变为  $v_2$  后, 虽然 PMSG 的机械功率  $P_m$  增大, 但电磁功率  $P_{ref,P}(\omega_{r,c})$  仍大于此时的  $P_m(v_2, \omega_{r,c})$ , 风机转速可继续下降提供频率支援。若风机仍维持  $v_0$  时的  $P_{ref,P}$ , 则无法有效利用风速抬升产生的机械功率增量。于是令  $P_{set}(\omega_r)$  沿虚线 BK 由  $P_{MPPT}(\omega_{r,0})$  过渡至  $P_{MPPT}(v_2, \omega_{r,opt,2})$ 。相应地,  $P_{ref,P}$  沿曲线 CK 运动至 H 点, 再沿线段 HM 运动至 I 点。

当风速变为  $v_3$  时,  $P_{ref,P}(\omega_{r,c})$  小于  $P_m(v_3, \omega_{r,c})$ , 风机已无法通过转速下降的方式释放动能。但考虑到风机调频的核心目的是增发电磁功率而非使转速下降, 于是令  $P_{ref,P}(\omega_r)$  沿线段 CJ 同时进行电磁功率增发和转速提升, 即:

$$P_{ref,P}(\omega_r) = P_{ref,P}(\omega_{r,c}) + \frac{P_{MPPT}(v_3, \omega_{r,opt,3}) - P_{ref,P}(\omega_{r,c})}{\omega_{r,opt,3} - \omega_{r,c}} (\omega_r - \omega_{r,c}) \quad (4-13)$$

式中  $\omega_{r,opt,3}$ —— $v_3$  对应的最优转速。

自适应频率调节方法中, 动态等效阻尼和惯性系数综合考虑交流系统频率调节需求和风机实时调频能力反馈, 可以兼顾频率支持和风机自身稳定; 功率

缓冲区间的设计避免了转速降至  $\omega_{r,\min}$  时功率阶跃可能造成的风机失速风险；多风速基准功率调整方法提高了风机频率支持时对不同类型风速的适应性，充分利用了不同风速下的调频资源。

#### 4.4 风机转速恢复方法

假定风机由图 4-6 中的 D 点开始转速恢复。图中  $P_{\text{rec},0}(\omega_r)$  和  $P_{\text{rec},2}(\omega_r)$  分别表示转速恢复期间风速  $v_0$  和  $v_2$  对应的功率参考值。 $P_{\text{rec},1,i}(\omega_r)$  为风速  $v_1$  对应的不同情况下的有功功率参考值， $i=1, 2, 3$ 。 $P_{\text{sec}}(\omega_r)$  为转速恢复期间的过渡功率。 $P_{\text{MPPT}}(\omega_r)$  为最大功率跟踪功率。

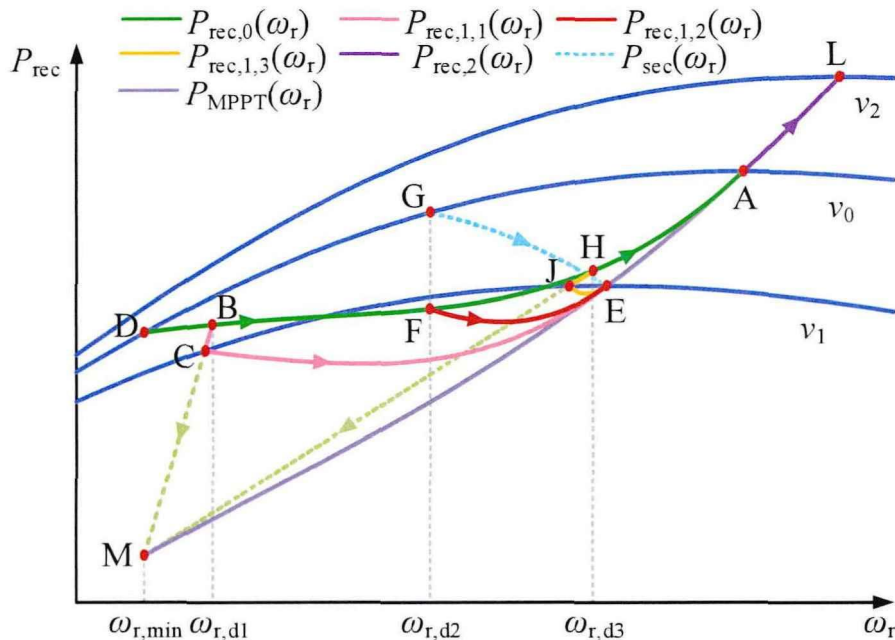


图 4-6 风机转速恢复时功率变化示意图

Fig.4-6 Active power of PMSG during restoration stage

若风速保持  $v_0$ ，则令：

$$\gamma(v_0) = \frac{\omega_r - \omega_{r,d}}{\omega_{r,0} - \omega_{r,d}} \quad (4-14)$$

式中  $\omega_{r,d}$ ——D 点对应的转速。

转速恢复期间电磁功率参考值  $P_{\text{rec}}$  设置为：

$$P_{\text{rec}} = [1 - \gamma(v_0)] P_{\text{sec}}(v_0, \omega_r) + \gamma(v_0) P_{\text{MPPT}}(\omega_r) \quad (4-15)$$

式(4-15)中  $P_{\text{sec}}(v_0, \omega_r) = P_m(v_0, \omega_r)$ ， $P_m(v_0, \omega_r)$  的计算方法见式(2-36)、(2-37)。

风机在 D 点电磁功率与机械功率平衡，风机缺乏转速恢复的驱动力<sup>[106]</sup>。因此，令式(4-15)中的  $P_{\text{rec}}$  乘一个驱动力因子  $\tau$ ，稍微打破功率平衡状态以触发转速恢复，即：

$$P_{\text{rec}} = \left\{ [1 - \gamma(v_0)] P_{\text{sec}}(v_0, \omega_r) + \gamma(v_0) P_{\text{MPPT}}(\omega_r) \right\} \tau \quad (4-16)$$

式(4-16)中  $\tau$  定义为:

$$\tau = 0.98 + \frac{0.02}{\omega_{r,\text{ml}} - \omega_{r,\text{d}}} (\omega_r - \omega_{r,\text{d}}) \quad (4-17)$$

采用式(4-14)至(4-17)的转速恢复方法, 风机会从 D 点开始, 沿着曲线 D-B-F-H-A, 逐渐逼近风机 MPPT 曲线, 并最终稳定运行于初始运行点 A。

当风速由  $v_0$  变为  $v_1$  时, 在转速恢复期间可能出现 3 种变化。第 1 种情况, 风机运行至 B 点时风速突变为  $v_1$ , 此时风机电磁功率大于机械功率, 该状态会导致风机转速再次下降。于是参照式(4-10)的电磁功率变化方法, 令  $P_{\text{rec}}$  沿线段 BM 运行至 C 点, 然后在 C 点根据式(4-16)重启转速恢复, 沿曲线 CE 收敛于  $v_1$  对应的 MPPT 点 E。B-C-E 过程的数学描述为:

$$P_{\text{rec}} = \begin{cases} P_{\text{MPPT}}(\omega_{r,\text{min}}) + \frac{P_{\text{rec}}(v_0, \omega_{r,\text{dl}}) - P_{\text{MPPT}}(\omega_{r,\text{min}})}{\omega_{r,\text{dl}} - \omega_{r,\text{min}}} (\omega_r - \omega_{r,\text{min}}) & \frac{d\omega_r}{dt} < 0 \\ [1 - \gamma(v_1)] P_m(v_1, \omega_r) + \gamma(v_1) P_{\text{MPPT}}(\omega_r) & \frac{d\omega_r}{dt} > 0 \end{cases} \quad (4-18)$$

式中  $\omega_{r,\text{dl}}$ ——B 点对应的转速。

式(4-18)中  $\gamma(v_1)$  定义为:

$$\gamma(v_1) = \frac{\omega_r - \omega_{r,\text{dl}}}{\omega_{r,\text{opt},1} - \omega_{r,\text{dl}}} \quad (4-19)$$

第 2 种情况为风机于 F 点遭遇风功率突变, 此时  $v_1$  对应的机械功率大于电磁功率, 风机仍可进行转速恢复, 但是考虑到环境状态发生变化, 结合  $P_{\text{set}}$  的设计原则对  $P_{\text{rec}}$  进行修正。

令式(4-14)中的  $\gamma(v_0)$  由  $v_0$  的过渡至  $v_1$ , 即:

$$\gamma(\omega_r) = \gamma(v_0, \omega_{r,\text{d2}}) + \frac{1 - \gamma(v_0, \omega_{r,\text{d2}})}{\omega_{r,\text{opt},1} - \omega_{r,\text{d2}}} (\omega_r - \omega_{r,\text{d2}}) \quad (4-20)$$

式中  $\omega_{r,\text{d2}}$ ——F 点对应的转速。

$P_{\text{sec}}(\omega_r)$  沿虚线 GE 由  $P_m(v_0)$  过渡至  $P_m(v_1)$ , 即:

$$P_{\text{sec}}(\omega_r) = (1 - \mu) P_m(v_0, \omega_r) + \mu P_m(v_1, \omega_r) \quad (4-21)$$

式(4-21)中  $\mu$  定义为:

$$\mu = \frac{\omega_r - \omega_{r,\text{d2}}}{\omega_{r,\text{opt},1} - \omega_{r,\text{d2}}} \quad (4-22)$$

则风机将沿着曲线 D-B-F-E 运动, 对应的数学描述为:

$$P_{\text{rec}}(\omega_r) = [1 - \gamma(\omega_r)] P_{\text{sec}}(\omega_r) + \gamma(\omega_r) P_{\text{MPPT}}(\omega_r) \quad (4-23)$$

第 3 种情况为风机于 H 点遭遇风速突变, 使用式(4-18)的处理方法, 令风机沿线段 HM 运行至点 J, 然后沿曲线 JE 实现转速恢复。

当风速由  $v_0$  变为  $v_2$  时, 仍按照式(4-16)的  $P_{\text{rec}}$  进行转速恢复, 当风机运行至 A 点后,  $P_{\text{rec}}$  继续沿 MPPT 曲线收敛于 L 点, 对应于 D-B-F-H-A-L 曲线。

本文的转速恢复方法由  $P_m$  曲线渐进过渡至 MPPT 曲线, 在起始点功率波动较小, 整个转速恢复过程  $P_{\text{rec}}$  均维持在较高水平, 防止风机转速恢复期间交流系统频率进一步恶化。不同风速下  $P_{\text{rec}}$  的调节方式保证了风机在各种风速下均可顺利完成转速恢复, 弥补了当前风机转速恢复不考虑风速变化情况的空白。

#### 4.5 分级分区的系统协同频率控制方法

针对现有含风电场的 VSC-MTDC 系统辅助频率调节方法研究缺乏有层级的控制框架的问题, 本文根据局部自治-全局协同的思想, 以图 2-1 中的含风电场的 VSC-MTDC 系统为蓝本, 提出了分级分区的协同频率支持控制策略。依据频率响应的快速性和局部-整体的递进关系, 构建了受扰交流系统发电机-直流电容-风机-其余正常交流电源的分级联调方法, 充分响应新型电力系统背景下新能源场站参与频率主动支撑的号召<sup>[133]</sup>。

对于受扰交流系统, 其频率响应主要依赖发电机。同时为避免轻微频率扰动对其余 VSC 产生影响, 需要为 GSVSC 设置频率死区, 以保证交流发电机优先处置能力范畴内的功率波动事件。于是, 式(2-2)中附加频率响应环节的下垂控制修正为:

$$\Delta P_{\text{ref,G}} = -\frac{1}{K_v} \Delta U_{\text{dc}} + K_f \Delta f_G \quad (4-24)$$

式中  $\Delta P_{\text{ref,G}} = P_{\text{ref,G}} - P_G$ 。

$\Delta f_G$  定义为:

$$\Delta f_G = \begin{cases} 0 & |\Delta f| < \Delta f_{\text{mar}} \\ \Delta f - \text{sign}(\Delta f) \Delta f_{\text{mar}} & |\Delta f| \geq \Delta f_{\text{mar}} \end{cases} \quad (4-25)$$

式中  $\Delta f_{\text{mar}}$ ——频率死区, 通常  $\Delta f_{\text{mar}} = 0.05 \text{ Hz}$ <sup>[127]</sup>;

$\text{sign}(x)$ ——符号函数。

图 4-7 为 GSVSC 带死区的附加频率控制。当受扰交流系统频率偏差越过  $\Delta f_{\text{mar}}$  后, 在式(4-24)作用下, 频率扰动直接关联直流电压, 从而利用直流网络的直流电容储能提供短暂频率支持。同时, 为维护受扰交流系统频率稳定和 MTDC 系统运行安全的动态均衡, 可采用 3.3 节的自适应频率下垂系数控制式(4-24)中传输至直流网络的有功功率。

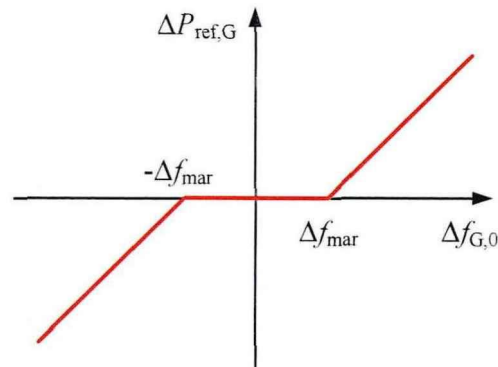


图 4-7 GSVSC 带死区的附加频率控制

Fig.4-7 The additional frequency control with deadland of GSVSC

直流电容储能  $E_{dc}$  为：

$$E_{dc} = \frac{1}{2} C_{eq} U_{dc}^2 \tag{4-26}$$

当  $U_{dc}$  由额定运行状态 1 p.u.变化 0.02 p.u.时,  $E_{dc}$  变化量约为 0.04 p.u., 以 0.02 p.u.为界限的直流电压临界状态既可利用直流电容储能对频率扰动进行功率支援, 又不会使直流电压大幅越限威胁整个直流系统安全运行。

式(2-3)将交流系统的频率与直流网络电压相耦合。与频率死区类似, 设置第一类直流电压死区  $\Delta U_{dc,mar1}$ , 使风电场在直流电压越过  $\Delta U_{dc,mar1}$  后启动频率支援控制。式(2-3)中的  $\Delta U_{dc}$  修正为  $\Delta U_{dc,w1}$ :

$$\Delta U_{dc,w1} = \begin{cases} 0 & |\Delta U_{dc}| < \Delta U_{dc,mar1} \\ \Delta U_{dc} - \text{sign}(\Delta U_{dc}) \Delta U_{dc,mar1} & |\Delta U_{dc}| \geq \Delta U_{dc,mar1} \end{cases} \tag{4-27}$$

图 4-8 为 WFVSC 的带死区的频率转换控制。由于 MTDC 系统中存在多个风电场, 因此需要对风电场进行分区以提供顺序调频服务。根据风电场频率支撑能力系数  $G_{C,WF}$  的大小排序, 将风电场分成两类, 第 1 类取前 50 %, 在  $\Delta U_{dc}$  越过  $\Delta U_{dc,mar1}$  后进行优先频率调节; 第 2 类取后 50 %, 在第一类风场调节能力不足时投入使用。当  $G_{C,WF}$  数值相同时, 选取容量较大的风场优先调频。

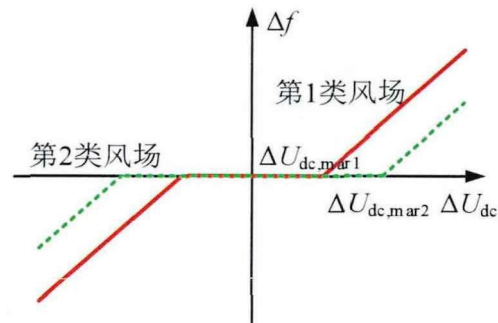


图 4-8 WFVSC 频率响应特性

Fig.4-8 Frequency response characteristics of wind farms

对于第 1 类风场, 若受扰交流系统频率进入稳定状态, 可提前终止辅助调

频服务并启动转速恢复，即：

$$\frac{d\omega_r}{dt} < 0, \frac{df_{owf}}{dt} = 0 \quad (4-28)$$

此时，第2类风场启动频率支撑以缓冲第1类风场功率下降引发的SFD。此外，当第1类风场的 $\omega_r$ 降至 $\omega_{r,m1}$ 后，第1类风场进入功率缓冲区间，电磁功率大幅下降，此时也需启动第2类风场。则第2类风场调频介入条件设置为：

$$\Delta U_{dc,w2} = \begin{cases} 0 & |\Delta U_{dc}| < \Delta U_{dc,mar2} \\ \Delta U_{dc} - \text{sign}(\Delta U_{dc}) \Delta U_{dc,mar2} & |\Delta U_{dc}| \geq \Delta U_{dc,mar2} \end{cases} \quad (4-29)$$

式中  $\Delta U_{dc,mar2}$ ——第2类风场直流电压死区，其取值为第1类风场满足终止条件时的第2类风场所连WVSC的直流电压。

第2类风场无论是继续为受扰交流系统提供频率支援，还是弥补第1类风场转速恢复带来的功率缺额，都需要持续提供支援功率直至自身调频能力耗尽。因此，第2类风场的调频终止条件为：

$$\omega_r = \omega_{r,m1} \quad (4-30)$$

在MTDC系统辅助调频的前期，为了优先利用直流电容储能和风机转子动能，正常交流系统所连GSVSC由下垂控制转换为定功率控制。当第2类风场满足调频终止条件后，正常GSVSC重启下垂控制，或继续调频，或为风机转速恢复提供功率支撑。于是，正常GSVSC采用图4-9所示的带死区直流电压下垂控制。同时，为了均衡不平衡功率在不同GSVSC间的分配比例，避免对GSVSC所连弱系统产生较大影响，可采用3.4节的自适应有功功率分配方法动态调节正常GSVSC功率补偿阶段的下垂系数。

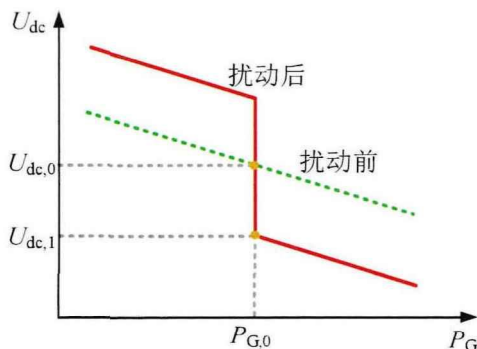


图 4-9 正常 GSVSC 控制模式

Fig.4-9 Control strategy of normal GSVSC

本文设计的 VSC-MTDC 系统分级分区协同频率支持方法的控制框图见图 4-10。当某一交流系统发生频率扰动事件后，该交流系统发电机率先开始调频。若交流系统自身调频能力不足，则优先利用直流网络电容储能调频。若频率进一步恶化，则两类风电场根据 4.2 节的评估方法计算调频能力，并采用自适应

调频方法依次进行频率支援。频率支持结束后，风场采用 4.4 节方法进行转速恢复，此时正常 GSVSC 利用下垂控制分担转速恢复引起的不平衡功率，改善频率多次下跌状况。

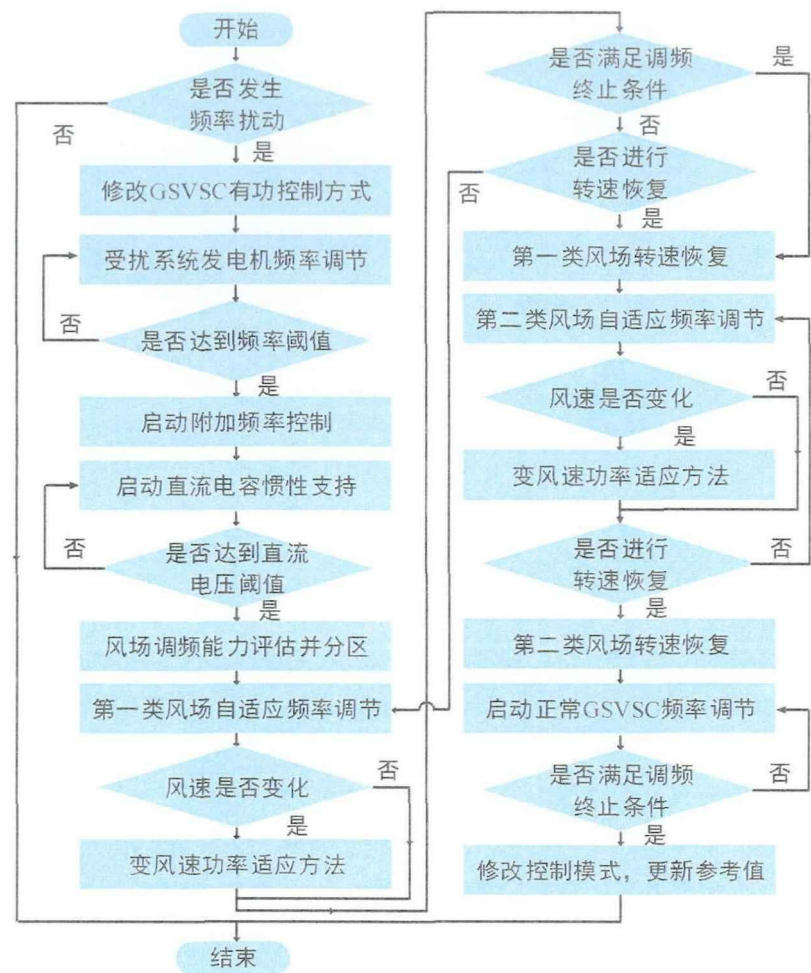


图 4-10 分级分区方法控制框图

Fig.4-10 Control block diagram of hierarchical and distributed frequency regulation scheme

## 4.6 仿真验证

本章仍旧采用图 2-1 中的 VSC-MTDC 系统的 PSCAD/EMTDC 仿真模型来验证协同频率支持方法的有效性。

### 4.6.1 自适应频率支持控制验证

#### 4.6.1.1 轻负荷验证

$t=15\text{ s}$ ，GSVSC<sub>3</sub> 所连交流系统(简记为 AC<sub>3</sub>)负荷突增 50 MW，仅 WF<sub>1</sub> 参与频率调节， $v=10\text{ m/s}$ ，仿真结果见图 4-11。图 4-11 中，风场传统频率控制采用文献[105]的控制方法。

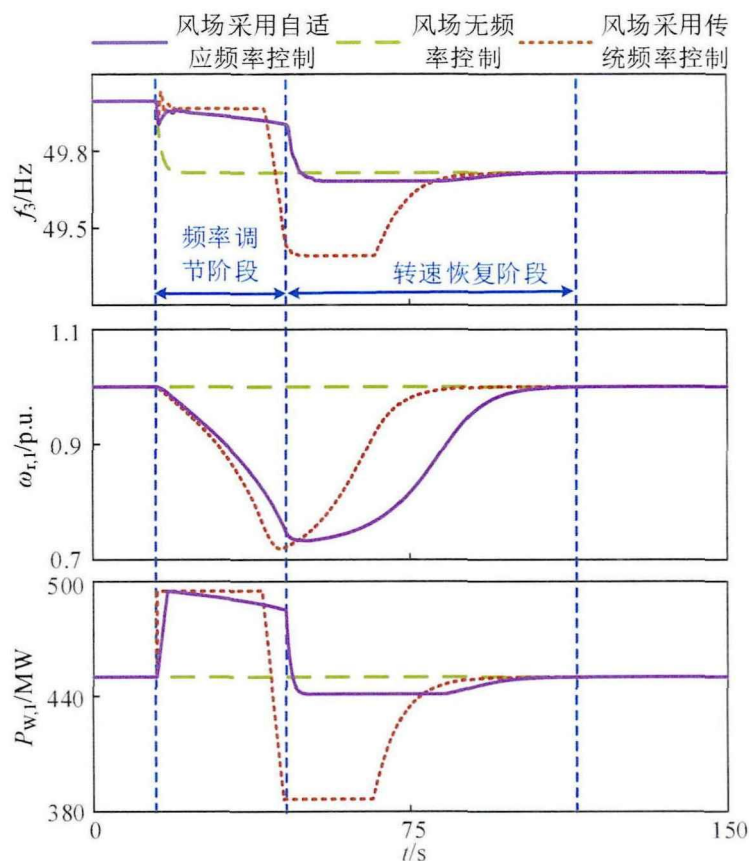


图 4-11 轻负荷单风场固定风速频率调节结果

Fig.4-11 Frequency regulation results of WF<sub>1</sub> with fixed wind speed when GSVSC<sub>3</sub> occurs a small power disturbance

由图 4-11 知,若不采用频率调节措施, $f_3$  迅速跌至 49.76 Hz。而传统频率控制检测到  $f_3$  下跌后,令风场出力  $P_{W,1}$  由 450 MW 阶跃至 495 MW 为 AC<sub>3</sub> 提供频率支援。受限于 PI 响应速度, $f_3$  经轻微波动后稳定于 49.94 Hz。 $t=45$  s 时, $\omega_{r,1}$  跌至 0.71 p.u.,随后传统频率控制启动转速恢复, $P_{W,1}$  逐渐降至 386 MW,引发  $f_3$  降至 49.32 Hz,SFD 严重。而采用自适应频率调节方法, $P_{W,1}$  增至 494 MW 后,随着  $\omega_{r,1}$  的下降而下降。但  $f_3$  始终大于 49.87 Hz,相较于传统频率控制降幅不超过 0.07 Hz,频率支援时间由 30 s 增至 35 s。同时,自适应频率调节方法在转速恢复期间, $f_3$  最小值为 49.64 Hz,相较于传统控制提升 0.32 Hz。图 4-11 表明,自适应频率调节方法在轻微功率扰动初期可保障频率在较长时间内维持较高水平,为后续频率调节争取时间;在转速恢复过程中可有效避免 SFD。

#### 4.6.1.2 重负荷验证

$t=15$  s, AC<sub>3</sub> 负荷突增 100 MW,其余条件不变。由图 4-12 知,仅依靠 AC<sub>3</sub> 调频能力, $f_3$  很快降至 49.52 Hz。传统频率控制依然令  $P_{W,1}$  抬升 45 MW 参与频率调节, $f_3$  提升至 49.74 Hz。在转速恢复过程中,传统频率控制对应的最小  $f_3$

低至 49.21 Hz。而本文方法在 AC<sub>3</sub> 负荷变化量较大时，迅速提升  $P_{W,1}$  至 540 MW， $f_3$  跌幅显著减小。随着转子动能的释放，WF<sub>1</sub> 提供的调频功率逐渐降至 510 MW，该过程  $f_3$  始终大于传统频率控制对应的  $f_3$ 。此外，自适应频率控制的转速恢复过程更平缓，最小  $f_3$  比传统控制提升 0.28 Hz。图 4-12 表明，自适应频率调节方法在负荷变化量较大时，迅速增大调频功率，显著减缓频率下跌趋势，转速恢复过程中的 SFD 明显改善，契合“动能快速释放，转速缓慢恢复”的原则<sup>[166]</sup>。

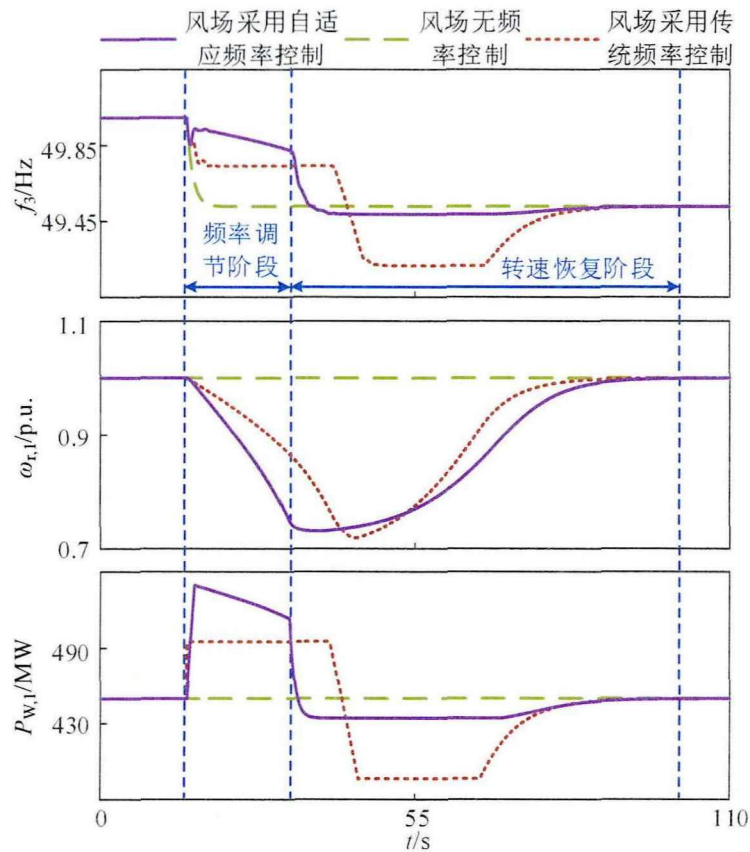


图 4-12 重负荷单风场固定风速频率调节结果

Fig.4-12 Frequency regulation results of WF<sub>1</sub> with fixed wind speed when GSVSC<sub>3</sub> occurs a large power disturbance

4.6.2 不同风速适应性验证

$t=15\text{ s}$ ，AC<sub>3</sub> 负荷突增 100 MW； $t=25\text{ s}$ ， $v$  由 10 m/s 阶跃至 11 m/s； $t=60\text{ s}$ ， $v$  跳变至 8.5 m/s。

由于  $v$  变化导致 WF<sub>1</sub> 出力变化，无频率响应环节的  $f_3$  由 50 Hz 跌至 49.52 Hz 后，逐渐提升至 49.72 Hz，随后又降至 49.11 Hz。而传统频率控制在频率支援时维持  $P_{W,1}$  在 495 MW，浪费了  $v$  增大带来的潜在机械功率增量。在转速恢复时， $v$  下降幅度较大，风机机械功率小于电磁功率， $\omega_{r,1}$  重新下降。为避免  $\omega_{r,1}$

小于 0.7 p.u. 导致风机失速，在仿真中令传统频率控制运行于 0.7 p.u.。而自适应频率控制在 25 s 时利用式(4-11)进行电磁功率基准值过渡，使得  $P_{W,1}$  在  $v$  增大后随之增大， $f_3$  由 49.86 Hz 升至 49.96 Hz，明显改善了 AC<sub>3</sub> 频率状况。在转速恢复中遭遇  $v$  下降后，自适应频率控制利用式(4-18)进行了  $P_{rec}$  的转换， $\omega_{r,1}$  在稍微下降后重新开始恢复。图 4-13 表明，变风速适应性方法在频率支持时，能够充分利用风机的实时调频资源；在转速恢复时，能够及时进行状态切换，有效避免风机失速的风险。

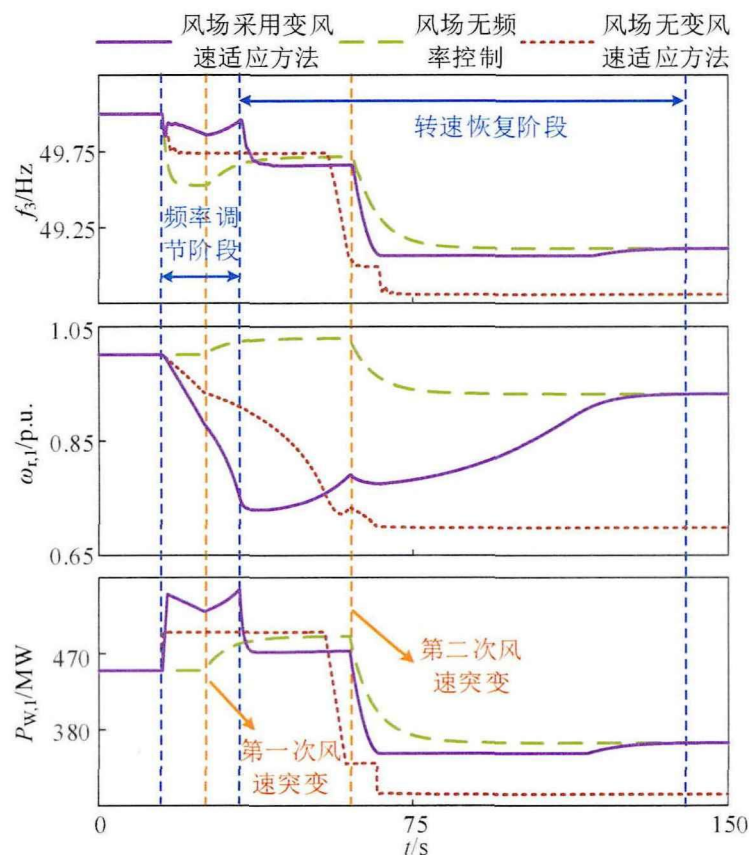


图 4-13 重负荷单风场变风速频率调节结果

Fig.4-13 Frequency regulation results of WF<sub>1</sub> with variable wind speed when GSVSC<sub>3</sub> occurs a large power disturbance

### 4.6.3 协同频率支持控制验证

$t=15$  s, AC<sub>3</sub> 负荷突增 100 MW;  $t=25$  s, WF<sub>1</sub> 风速  $v$  由 10 m/s 变至 11 m/s,  $t=60$  s,  $v$  变至 10.5 m/s;  $t=34.2$  s, WF<sub>2</sub> 风速  $v$  由 10 m/s 变至 11 m/s,  $t=79.2$  s,  $v$  变至 10.5 m/s。VSC-MTDC 系统采用不同调频方式的仿真结果见图 4-14。

相较于单风场转速恢复时  $f_3$  跌至 49.13 Hz, 多风场联合调频模式在 WF<sub>2</sub> 启动调频后及时弥补了 WF<sub>1</sub> 的功率缺额, 使  $f_3$  维持于 49.85 Hz 之上。但 WF<sub>2</sub> 也

启动转速恢复后,  $P_{W,2}$  由 413 MW 跌至 368 MW, 导致  $f_3$  跌落至 49.72 Hz,  $U_{dc,3}$  降至 383 kV。尽管 WF<sub>2</sub> 改善了 WF<sub>1</sub> 的 SFD, 但其造成的三次频率下跌(Third frequency dip, TFD)严重威胁系统安全。仅通过正常交流系统所连 GSVSC 进行调频的方法在功率扰动后, 令 GSVSC<sub>4</sub> 通过下垂控制分担不平衡功率。 $f_3$  由 50 Hz 降至 49.68 Hz 后, 随着 WF<sub>1</sub> 和 WF<sub>2</sub> 风速变化而略有改变。而协同频率控制在检测到频率下跌后, WF<sub>1</sub> 利用自适应频率调节方法迅速进行功率支援, 使  $f_3$  维持于 49.75 Hz 之上。同多风场联合调频模式一致, WF<sub>2</sub> 也改善了 WF<sub>1</sub> 的 SFD。在协同频率控制作用下, WF<sub>2</sub> 转速恢复时将 GSVSC<sub>4</sub> 投入运行以弥补功率差额。相较于多风场联合调频模式,  $f_3$  偏差量和  $U_{dc,3}$  偏差量显著减小, TFD 明显改善。

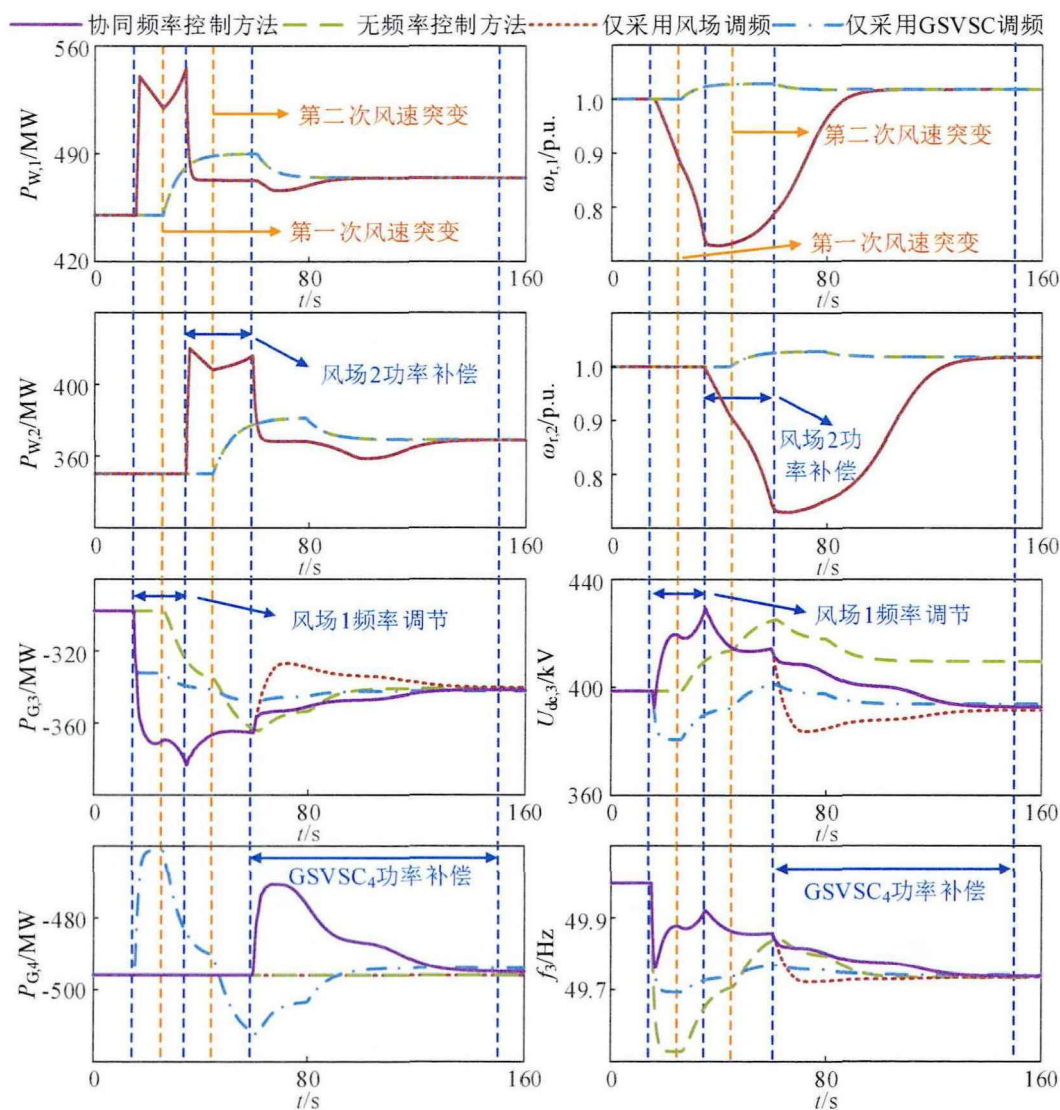


图 4-14 协同频率调节策略仿真结果

Fig.4-14 Frequency regulation results of cooperative frequency regulation scheme

协同频率支持控制采用阶梯式的频率支撑方法, 以第 1 类风场提供优质的

频率支援，以第 2 类风场改善 SFD，以正常 GSVSC 避免严重的 TFD，保证 VSC-MTDC 系统可靠运行。

#### 4.6.4 稳定性分析

根据第 2 章建立的含风电场的 VSC-MTDC 系统通用频率响应模型对风机自适应频率调节方法进行了小扰动稳定性分析，结果如图 4-15 所示。

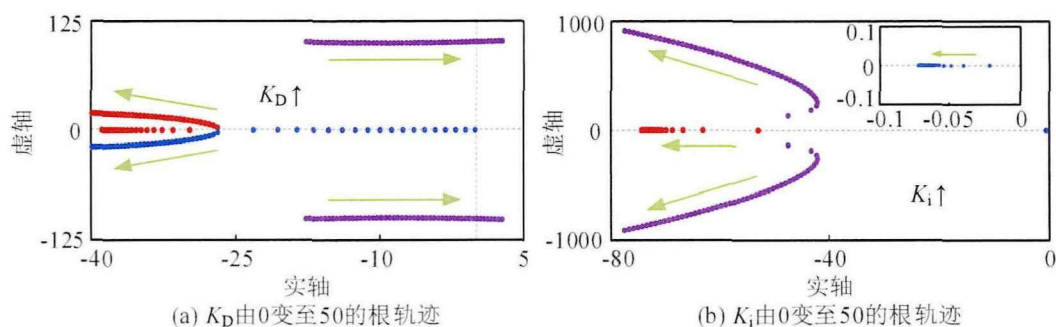


图 4-15  $K_D$  和  $K_i$  的小信号稳定性分析结果

Fig.4-15 Small signal stability analysis results of  $K_D$  and  $K_i$

由图 4-15 (a)知， $K_D$  由 0 增大至 50，一对特征值将越过虚轴进入不稳定状态，此时  $K_D$  取值为 42.5，远超  $K_D$  正常值。而将  $K_i$  由 0 增大至 50，图 4-15 (b) 的特征值分布情况表明，所有特征值都朝虚轴左侧前进，系统不存在稳定问题。小信号分析结果表明，正常参数范围内，虚拟惯量控制不会影响风机稳定运行。

#### 4.7 本章小结

针对风机虚拟惯量控制灵活性不足、对风速变化适应性差以及风电场和 MTDC 缺乏协调配合的问题，本文提出含风电场的 VSC-MTDC 系统协同频率支持控制策略，结论如下：

(1) 风机自适应频率支持方法能够根据系统频率状况和风机调频能力动态调整风机调频功率。当受扰交流系统负荷变化量较小时，为系统提供适当的功率支援，并有效延长风机频率支持时间；当受扰交流系统负荷变化量较大时，对功率扰动进行充分支援，显著改善了功率扰动初期的频率稳定性。

(2) 变风速功率适应方法在风机频率支援时，动态调整基础功率，充分利用风机调频资源；在转速恢复时，合理转换风机功率状态，顺利完成转速恢复，有效避免风速过度下降引发的风机失速。

(3) 分级分区的协同频率控制采用阶梯式的频率支援顺序，充分利用各环节的调频潜能。风场分区后的顺序调频方式，保障调频效果的同时，改善了第 1 类风场引发的 SFD。正常 GSVSC 的参与避免了第 2 类风场转速恢复时的 TFD。

## 第 5 章 直流电压准无差修正的 MTDC 系统协同优化下垂控制策略

### 5.1 引言

下垂控制<sup>[51]</sup>采用多站协同的方式消纳直流网络中的不平衡功率，可同时利用多个 VSC 的功率调节能力，在 VSC-MTDC 系统工程实践中广泛应用。但下垂控制存在一个明显弊端，即换流站通过调节直流电压使直流网络潮流重新分布，实现不平衡功率的吸收，而直流电压偏移会威胁系统安全经济运行。

针对下垂控制伴生的直流电压偏差问题，学者研究形成了三类主要改进方法。基于 washout 滤波器的改进下垂控制<sup>[140-142]</sup>和附加直流电压误差 PI 环节的下垂控制<sup>[143,145]</sup>，本质都是利用一个下垂控制站全面承接系统中的不平衡能量，丢失了下垂控制多站协同的特质，同时仅控制主站电压能维持在额定值。第三类方法通过主动平移下垂曲线的方式实现直流电压无差调节<sup>[147-150]</sup>，保留了下垂控制多站协同的运行特征，但调节前后各 VSC 直流电压和有功功率稳态数据均存在偏差，且调节过程中容易出现功率冲击，对于不平衡功率动态变化的情况也缺乏有效应对手段。

针对现有直流电压调节方法存在的问题，本文在第三类方法的基础上，通过理论分析下垂控制方式下直流电压无差修正的不可行性，提出一种具备直流电压“准无差”调节能力的 VSC-MTDC 协同优化下垂控制策略，解决不平衡功率消纳引发的电压偏离问题。设计了附加直流电压控制器，自动调节功率参考值，改善动态过程中的直流电压。以扰动后 VSC 功率变化最小和直流电压距初始值最近为目标，优化下垂控制功率参考值增量，进行稳态直流电压恢复。

### 5.2 直流电压无差修正可行性分析

在图 2-1 的四端 VSC-HVDC 系统的基础上，本章进一步拓展了 VSC-MTDC 系统中的换流站种类，以进行通用性分析。拓展后的 VSC-MTDC 系统如图 5-1 所示。图 5-1 中， $m$  个新能源站受风电、光伏出力影响，通常采用定交流电压幅值-频率控制<sup>[196]</sup>，在消纳波动的有功功率的同时，为新能源站提供稳定的交流电压支撑。 $n$  个定功率站通常采用定有功功率控制<sup>[197]</sup>，以满足交流系统对稳定、优质的有功功率输入的要求。 $p$  个平衡站采用下垂控制<sup>[51]</sup>消纳不平衡功率，以发挥 VSC-MTDC 系统中多个交流系统的功率协同调节能力，系统的直流电

压由平衡站决定。

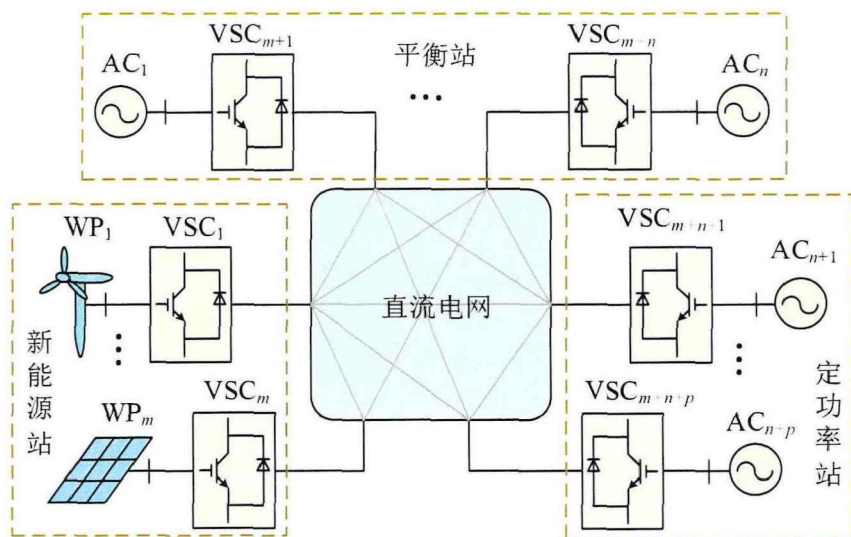


图 5-1 含多类电源和换流器的多端柔性直流输电系统

Fig.5-1 VSC-MTDC system with multi-type power sources and converters

以图 5-1 的 VSC-MTDC 系统拓扑结构和运行方式为基础，根据图 3-1 的下垂控制运行曲线，分析通过平移下垂曲线的方式调节直流电压过程中的系统特征。图 5-2 展示了 VSC-MTDC 系统初始稳态时、功率波动后、直流电压修正后等三个阶段的平衡站运行点变动示意图。

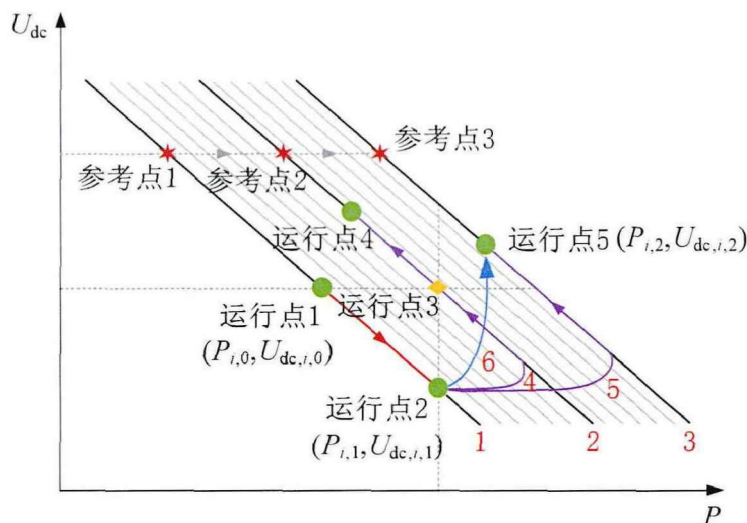


图 5-2 下垂控制运行点变化

Fig.5-2 Motion of operating point of the droop control

初始稳态时，下垂控制的理想运行点为图 5-2 中的参考点 1，但由于直流网络损耗的存在，使得 VSC-MTDC 系统实际工作于运行点 1。此时平衡站满足：

$$P_{i,0} = \frac{1}{K_{V,i}} (U_{dc,ref,i} - U_{dc,i,0}) + P_{ref,i} \quad (5-1)$$

式中  $P_{i,0}$ ——初始稳态时  $VSC_i$  的有功功率； $i=m+1, m+2, \dots, m+n$ ；

$U_{dc,i,0}$ ——初始稳态时 VSC<sub>i</sub> 的直流电压； $i=m+1, m+2, \dots, m+n$ 。

此外，VSC<sub>i</sub> 的有功功率还可表示为：

$$P_{i,0} = \sum_{i \neq j} \frac{U_{dc,i,0} (U_{dc,i,0} - U_{dc,j,0})}{R_{ij}} \quad (5-2)$$

式中  $U_{dc,j,0}$ ——与 VSC<sub>i</sub> 相连的 VSC<sub>j</sub> 的初始直流电压；

$R_{ij}$ ——换流站  $ij$  间的线路电阻； $i=1, 2, \dots, m+n+p$ ； $j=1, 2, \dots, m+n+p$ 。

若新能源场站出力变化  $\Delta P_{WP}$ ，定功率站维持功率不变，则系统将在平衡站的主导下由图 5-2 中的运行点 1 沿下垂曲线 1 移动至运行点 2。此时平衡站的式 (5-1) 可改写为：

$$P_{i,1} = \frac{1}{K_{V,i}} (U_{dc,ref,i} - U_{dc,i,1}) + P_{ref,i} \quad (5-3)$$

式中  $P_{i,1}$ ——功率波动后的 VSC<sub>i</sub> 的有功功率； $\Delta P_{i,1} = P_{i,1} - P_{i,0}$ ； $i=m+1, m+2, \dots, m+n$ ；

$U_{dc,i,1}$ ——功率波动后的 VSC<sub>i</sub> 的直流电压； $\Delta U_{dc,i,1} = U_{dc,i,1} - U_{dc,i,0}$ ； $i=m+1, m+2, \dots, m+n$ 。

式(5-2)写为：

$$P_{i,1} = \sum_{i \neq j} \frac{U_{dc,i,1} (U_{dc,i,1} - U_{dc,j,1})}{R_{ij}} \quad (5-4)$$

要在无功功率变动的前提下，实现直流电压无差修正，意味着系统将由图 5-2 中的运行点 2 运动至运行点 3，并实现稳定运行。结合图 5-2 中下垂曲线平行关系，需要将下垂曲线 1 沿着  $P$  轴平移  $\Delta P_{i,1}$ ，文献[146]即根据上述思路，试图实现直流电压的无差修正。但该想法理论上是不可能实现的，下面做详细分析。

假定系统可以稳定运行于运行点 3，新能源场站和定功率站出力保持不变。平衡站下垂曲线 1 由于沿  $P$  轴向右平移，式(5-1)改写为：

$$P_{i,2} = \frac{1}{K_{V,i}} (U_{dc,ref,i} - U_{dc,i,2}) + P_{ref,i} + \Delta P_{i,1} \quad (5-5)$$

式中  $P_{i,2}$ ——直流调压后 VSC<sub>i</sub> 的稳态有功功率； $i=m+1, m+2, \dots, m+n$ ；

$U_{dc,i,2}$ ——直流调压后 VSC<sub>i</sub> 的稳态直流电压； $i=m+1, m+2, \dots, m+n$ 。

相应地，式(5-2)则改写为：

$$P_{i,2} = \sum_{i \neq j} \frac{U_{dc,i,2} (U_{dc,i,2} - U_{dc,j,2})}{R_{ij}} \quad (5-6)$$

由于 VSC 由运行点 2 调整至运行点 3，式(5-7)和(5-8)成立：

$$P_{i,2} = P_{i,1} = P_{i,0} + \Delta P_{i,1} \quad (5-7)$$

式中  $i=m+1, m+2, \dots, m+n$ 。

$$U_{dc,i,2} = U_{dc,i,0} \quad (5-8)$$

式中  $i=1, 2, \dots, m+n+p$ 。

将式(5-7)和(5-8)代入式(5-5)和(5-6)，可得：

$$P_{i,2} = P_{i,1} = \frac{1}{K_{V,j}} (U_{dc,ref,i} - U_{dc,i,0}) + P_{ref,i} + \Delta P_{i,1} \quad (5-9)$$

$$P_{i,2} = P_{i,1} = \sum_{i \neq j} \frac{U_{dc,i,0} (U_{dc,i,0} - U_{dc,j,0})}{R_{ij}} \quad (5-10)$$

式(5-9)与式(5-3)相吻合。从图 5-2 可知，由于新能源站出力波动，为了承担不平衡功率，系统由运行点 1 运动至运行点 2，即  $P_{i,0} \neq P_{i,1}$ 。式(5-10)与式(5-2)等号右侧完全相同，但左侧分别等于  $P_{i,0}$  和  $P_{i,1}$ ，由实数唯一性原则，式(5-10)与式(5-2)相互矛盾，系统能够稳定运行于运行点 3 的假设不成立。

根据上述分析，将下垂曲线平移  $\Delta P_{i,1}$ ，受 PI 性能限制，VSC 无法直接由运行点 2 阶跃至运行点 3，而是会沿着图 5-2 中的曲线 4 收敛于下垂曲线 2，并沿着下垂曲线 2 越过非稳定运行点 3，到达稳定运行点 4。因此在无功功率变动的前提下，直流电压的无差修正无法实现。

## 5.3 协同优化下垂控制策略

### 5.3.1 优化下垂控制

当按照理想功率指令值增量  $\Delta P_{i,1}$  平移下垂曲线 1 来进行直流电压无差修正时，系统最终稳定于图 5-2 中的运行点 4，与理想状态运行点 3 存在偏离。针对该问题，本文提出一种具备直流电压动态修正能力的多平衡站协同优化下垂控制策略。通过优化多个下垂站的功率指令值增量，使得 VSC-MTDC 系统中各 VSC 的运行点距离运行点 3 的欧氏距离最小，协调实现功率扰动最小和直流电压修正最优的目标。

#### 5.3.1.1 优化目标

结合式(5-5)，同时兼顾功率扰动最小和直流电压修正最优的目标，用平方和表征欧氏距离的协调优化函数  $F$  见式(5-11)：

$$F = \min \left\{ \sum_{i=1}^{m+n+p} (U_{dc,i,2} - U_{dc,i,0})^2 + \sum_{j=m+1}^{m+n} \left\{ \left[ \frac{1}{K_{V,j}} (U_{dc,ref,j} - U_{dc,j,2}) + P_{ref,j} + \Delta P_{ref,j} \right] - P_{j,1} \right\}^2 \right\} \quad (5-11)$$

式中  $\Delta P_{ref,j}$ ——第  $j$  个下垂站的功率参考值增量； $j=m+1, m+2, \dots, m+n$ 。

## 5.3.1.2 约束条件

式(5-11)中的优化函数  $F$  需同时满足如下约束条件:

## (1) VSC 功率平衡

对于新能源站和定功率站, 直流电压修正前后的功率保持不变, 即:

$$P_{i,2} = P_{i,1} \quad (5-12)$$

式中  $i = 1, 2, \dots, m, m+n+1, m+n+2, \dots, m+n+p$ 。

而平衡站需同时满足下垂律和功率方程, 即:

$$\frac{1}{K_{V,i}}(U_{dc,ref,i} - U_{dc,i,2}) + P_{ref,i} + \Delta P_{ref,i} = \sum_{i \neq j} \frac{U_{dc,i,2}(U_{dc,i,2} - U_{dc,j,2})}{R_{ij}} \quad (5-13)$$

式中  $i = m+1, m+2, \dots, m+n$ 。

## (2) 直流网络能量守恒

各 VSC 注入直流网络的总功率需要等于直流网络线路损耗, 即:

$$\sum_{i=1}^{m+n+p} P_{i,2} = \sum_{i < j} \frac{(U_{dc,i,2} - U_{dc,j,2})^2}{R_{ij}} \quad (5-14)$$

## (3) VSC 容量约束

各 VSC 传输功率受到换流站容量限制, 即:

$$P_{i,2}^2 + Q_{i,2}^2 \leq S_{VSC,i}^2 \quad (5-15)$$

式中  $Q_{i,2}$ ——直流调压后 VSC<sub>*i*</sub> 的稳态无功功率;

$S_{VSC,i}$ ——VSC<sub>*i*</sub> 的容量。

## (4) 电流约束

由瞬时功率理论<sup>[168]</sup>可知, 以标幺值形式表示的  $P_{i,2}$  和  $Q_{i,2}$  为:

$$\begin{bmatrix} P_{i,2} \\ Q_{i,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{s,i,d,2} & u_{s,i,q,2} \\ u_{s,i,q,2} & -u_{s,i,d,2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s,i,d,2} \\ i_{s,i,q,2} \end{bmatrix} \quad (5-16)$$

式中  $u_{s,i,d,2}$ ——直流调压后 VSC<sub>*i*</sub> 网侧电压的  $d$  轴分量;

$u_{s,i,q,2}$ ——直流调压后 VSC<sub>*i*</sub> 网侧电压的  $q$  轴分量;

$i_{s,i,d,2}$ ——直流调压后 VSC<sub>*i*</sub> 网侧电流的  $d$  轴分量;

$i_{s,i,q,2}$ ——直流调压后 VSC<sub>*i*</sub> 网侧电流的  $q$  轴分量。

$i_{s,i,d,2}$ 、 $i_{s,i,q,2}$  满足:

$$\sqrt{i_{s,i,d,2}^2 + i_{s,i,q,2}^2} \leq I_{VN,i} \quad (5-17)$$

式中  $I_{VN,i}$ ——VSC<sub>*i*</sub> 交流电流额定值。

## 5.3.1.3 优化算法

式(5-11)至(5-17)为含约束非线性规划问题, 由附录 C 可知式(5-11)中  $F$  为严格凸函数, 在约束范围内最小值唯一。本文采用具备全局收敛性的免疫克隆

选择算法<sup>[198]</sup>进行寻优。该算法采用抗原和抗体分别表征优化函数和目标解，通过抗体-抗原亲和力筛选种群，使用欧氏距离反映抗体内部亲和力来调整被克隆的抗体，引入多项式变异改善种群多样性并加快收敛。优化求解流程见图 5-3。

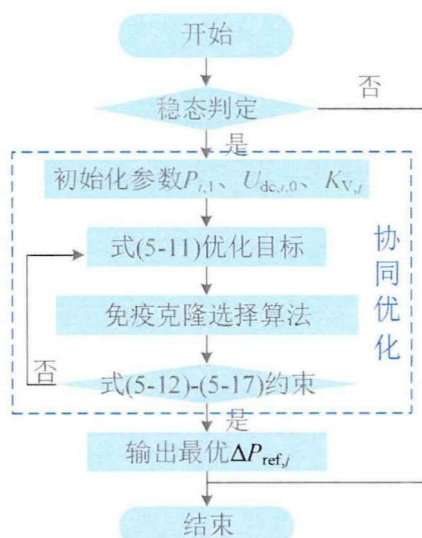


图 5-3 优化求解流程

Fig.5-3 The solution process of optimization

当 VSC-MTDC 系统进入稳定状态后，载入各 VSC 有功功率  $P_{i,1}$ 、直流电压  $U_{dc,i,0}$  以及平衡站下垂系数  $K_{V,j}$ ，以式(5-11)为目标，以式(5-12)-(5-17)为约束，采用免疫克隆选择算法进行协同优化。优化可得下垂站的功率指令值增量理论值  $\Delta P_{ref,j}$ ，从而使 MTDC 系统同步实现直流电压最优修正和功率最小变动。

### 5.3.2 状态平滑切换方法

将  $\Delta P_{ref,j}$  叠加至平衡站功率指令值，相当于将图 5-2 中的下垂曲线 1 瞬间平移至下垂曲线 3。附加功率指令值增量的瞬间，相当于 PI 控制器输入发生阶跃。受限于 PI 控制器响应速度，VSC 无法完全跟踪阶跃的功率指令值，而是会在 PI 控制器的作用下，从运行点 2 沿着曲线 5 波动收敛于下垂曲线 3，再沿着下垂曲线 3 运动至运行点 5，从而完成直流电压修正。该过程下垂站会发生功率冲击，威胁设备运行安全。为了削弱系统状态切换过程引起的功率冲击，本文提出一种线性状态平滑切换方法，具体公式如下：

$$\Delta P_i^* = \begin{cases} 0 & t < t_1 \\ \frac{\Delta P_{ref,i}}{t_2 - t_1} (t - t_1) & t_1 \leq t < t_2 \\ \Delta P_{ref,i} & t \geq t_2 \end{cases} \quad (5-18)$$

式中  $\Delta P_i^*$ ——直流调压过程中下垂站有功功率指令值增量的实际值；

$t_1$ ——直流调压的起始时间；

$t_2$ ——直流调压的截止时间。

优化下垂控制在 VSC-MTDC 系统达到稳态后进行直流电压调节，因此系统是否稳定是启动线性状态平滑切换方法的先决条件。本文根据 VSC 直流电压的导数  $dU_{dc}/dt$  是否为零来判断系统是否达到稳态。对应于实际系统，则采用式 (5-19) 的数值差分法计算  $dU_{dc}/dt$  是否为零：

$$\sum_{i=1}^{10} \frac{|U_{dc}(t) - U_{dc}(t - \Delta t)|}{\Delta t} < M \quad (5-19)$$

式中  $\Delta t$ ——采样步长；

$M$ ——极小的正数，本文采用 0.05。

当 10 个步长的  $dU_{dc}/dt$  数值计算结果绝对值之和小于  $M$  时，判定系统进入稳态，将此时的时间反馈至系统控制层。系统控制层根据各平衡站反馈的稳态时间，取最大值作为线性状态平滑切换过程的起始时间  $t_1$ ，启动直流电压修正。

同时，若直流电压恢复过程的起止时间间隔过短，MTDC 系统能量再分配时间不足，容易引发功率冲击，所以状态切换时间间隔不宜太短。考虑到 MTDC 系统直流电压恢复依赖于 VSC 所连交流系统的有功调节，而交流系统发电机功率调节时间通常为数秒<sup>[76]</sup>，因此本文的线性状态平滑切换过程的时间间隔设置为 5 s，即  $t_2 - t_1 = 5$  s。

图 5-4 为直流电压修正过程中下垂站有功功率指令值增量的变化示意图。

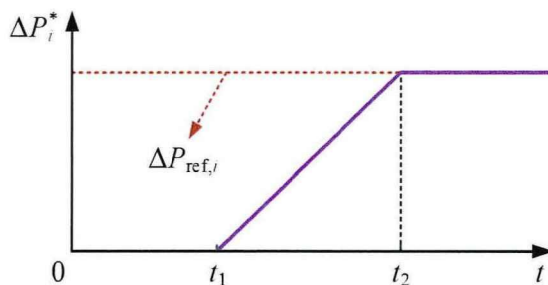


图 5-4 功率指令值增量示意图

Fig.5-4 The schematic diagram of  $\Delta P_{ref}$

从  $t_1$  时刻起，第  $i$  个平衡站的有功功率指令值增量  $\Delta P_i^*$  从 0 开始，以  $\Delta P_{ref,i}/(t_2 - t_1)$  的斜率，线性增大至理论值  $\Delta P_{ref,i}$ ，使 VSC 沿图 5-2 中的蓝色曲线，由运行点 2 逐步运动至运行点 4，避免下垂站有功功率指令值阶跃造成电流冲击。

## 5.4 附加直流电压控制方法

针对优化下垂控制只能在系统进入稳定状态后进行直流电压调节的问题，本文设计了附加直流电压控制器 (additional DC voltage controller, ADCVC) 来改

善动态过程中的直流电压水平。类比同步发电机惯性和阻尼的概念，建立附加直流电压控制器，以直流电压变化量  $\Delta U_{dc}$  为输入，输出作为有功功率指令值增量。通过在功率扰动过程中调节功率指令值，减少直流电压变化幅度。ADCVC 的控制结构如图 5-5 所示。

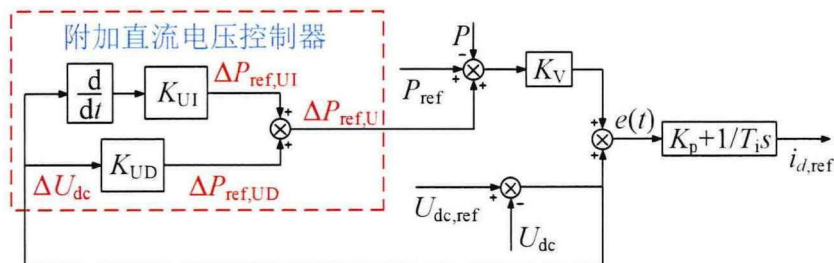


图 5-5 附加直流电压控制器

Fig.5-5 The additional DC voltage controller

图 5-5 中，ADCVC 输出的功率指令值增量  $\Delta P_{ref,U}$  由两部分组成，分别定义为等效惯性功率增量  $\Delta P_{ref,UI}$  和等效阻尼功率增量  $\Delta P_{ref,UD}$ ，计算公式见式 (5-20)和(5-21)：

$$\Delta P_{ref,UI} = K_{UI} \frac{d\Delta U_{dc}}{dt} \quad (5-20)$$

式中  $K_{UI}$ ——等效惯性系数。

$$\Delta P_{ref,UD} = K_{UD} \Delta U_{dc} \quad (5-21)$$

式中  $K_{UD}$ ——等效阻尼系数。

以直流电压下降为例说明 ADCVC 的作用。此时  $\Delta U_{dc}$  为正， $d\Delta U_{dc}/dt$  为正，等效惯性增量  $\Delta P_{ref,UI}$  和等效阻尼增量  $\Delta P_{ref,UD}$  均为正，合成的  $\Delta P_{ref,U}$  作用于 VSC 下垂控制，相当于将图 5-2 中的下垂曲线向上平移，承担相同功率波动的同时减小  $\Delta U_{dc}$ ，改善系统直流电压水平。

功率扰动发生瞬间， $d\Delta U_{dc}/dt$  较大，等效惯性功率增量  $\Delta P_{ref,UI}$  也较大，在扰动初期可提供充分功率调节量。动态过程结束后， $d\Delta U_{dc}/dt$  变为 0， $\Delta P_{ref,UI}$  也为零，因此等效惯性控制只在动态过程中发挥作用，不影响进入新稳态的直流电压。不同于  $\Delta P_{ref,UI}$ ，等效阻尼功率增量  $\Delta P_{ref,UD}$  在动态过程开始后始终存在，不仅影响动态过程中的直流电压变化趋势，还会影响新稳态直流电压。

## 5.5 整体控制策略

### 5.5.1 控制动作时序

图 5-6 为协同优化下垂控制策略的动作时序图。当检测到系统发生功率扰动后(监测功率、直流电压均可)，率先启动 ADCVC 以改善动态过程 VSC 直流

电压水平；当判定系统进入稳态后，闭锁 ADCVC，并将 VSC 有功功率指令值更新为当前 ADCVC 输出的  $\Delta P_{\text{ref},U}$  和初始指令值  $P_{\text{ref}}$  之和；然后启动优化下垂控制计算最优功率指令值，并按照线性状态平滑切换方法进行直流电压调节；若调压过程中未发生新一轮功率扰动，则直流电压顺利调节至目标值，否则重新启动 ADCVC。

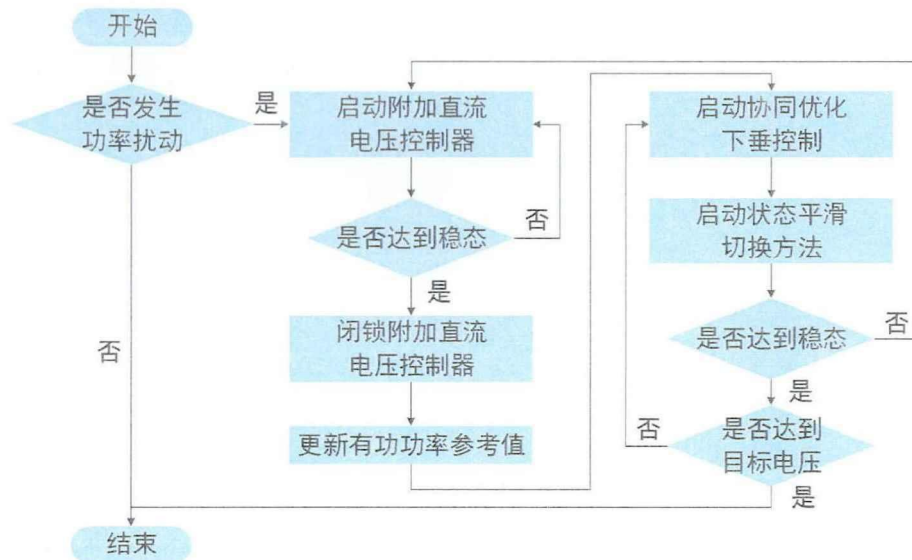


图 5-6 控制动作时序

Fig.5-6 The action sequence of controllers

### 5.5.2 整体控制框架

图 5-6 为本文所提具备直流电压动态修正能力的 VSC-MTDC 系统优化协同控制策略的控制结构图。图中  $U_{\text{ref},m}$  和  $f_{\text{ref},m}$  分别为新能源站  $m$  定幅值频率控制的交流电压幅值和频率指令值。

正常情况下，系统调度中心依据发电计划依次向各定功率站、新能源站和平衡站下发有功功率指令值、交流电压幅值和频率指令值、直流电压和有功功率指令值，然后各换流站将实际直流电压和有功功率等直流系统状态变量反馈至调度层，从而实现自上而下的一体化控制。

当新能源场站出力波动后，平衡站下垂控制自动发挥作用，消纳不平衡功率。为了改善扰动过程中的直流电压水平，启动 ADCVC，在下垂控制有功功率指令值上叠加等效惯性和阻尼功率增量，动态移动下垂曲线，达到减小直流电压偏差的目的。

为了修正扰动后的直流网络电压偏移，协同优化控制策略发挥作用。调度层根据实时更新的各 VSC 有功功率和直流电压及直流网络系统参数，以式(5-11)为目标，优化平衡站的功率指令值增量，并以式(5-18)的线性增长的方式，将

功率增量指令值  $\Delta P_i^*$  下发至下垂站。在平衡站的主导下，兼顾各换流站有功功率变动最小的同时，直流网络电压平稳过渡到距离初始稳态电压最近的状态，从而实现扰动最小的直流电压优化修正。

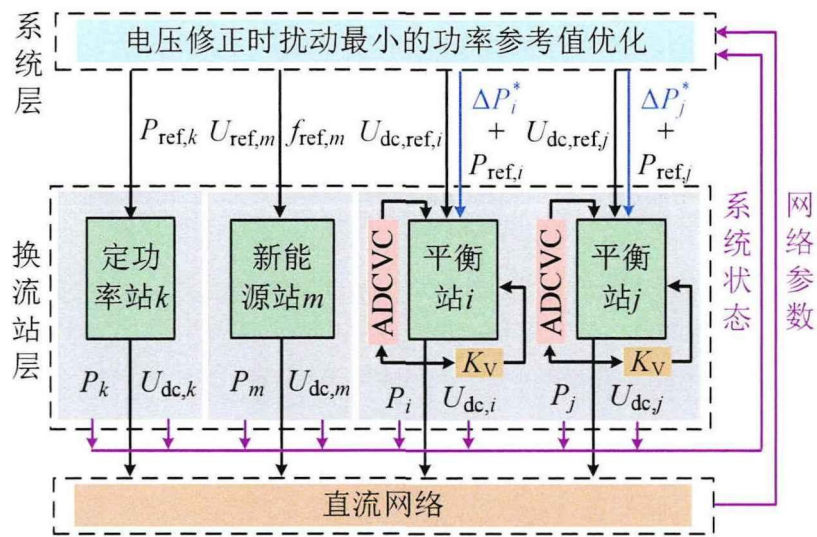


Fig.5-7 The cooperative and optimal control strategy

5.6 仿真验证

本章在图 3-10 的四端 VSC-HVDC 系统仿真模型基础上，对优化协同控制策略的有效性进行了仿真验证。由于本文重点关注新能源场站及交流系统出力变化对整个 VSC-MTDC 系统状态的影响，而非场站自身的变化。为了简化仿真场景，将图 3-10 中的 VSC<sub>1</sub> 设为功率指令值变化的定功率站来模拟出力变化的新能源场站。VSC<sub>2</sub>、VSC<sub>3</sub> 和 VSC<sub>4</sub> 均为采用下垂控制的平衡站，以此来重点研究优化协同下垂控制的效用。仿真参数见表 3-1。表 5-1 为仿真采用的直流电压调节方法。

表 5-1 仿真验证采用的直流电压调节方法  
Table 5-1 DC voltage regulation method when simulation

| 控制模式 | 直流电压调节方法                 | 平滑措施 |
|------|--------------------------|------|
| 模式 1 | 本文方法(以初始直流电压为电压优化目标)     | 本文方法 |
| 模式 2 | 无                        | 无    |
| 模式 3 | 第一类调节方法 <sup>[140]</sup> | 无    |
| 模式 4 | 第二类调节方法 <sup>[143]</sup> | 无    |
| 模式 5 | 本文方法                     | 无    |
| 模式 6 | 第三类调节方法 <sup>[146]</sup> | 无    |
| 模式 7 | 本文方法(以标称直流电压为电压优化目标)     | 本文方法 |

5.6.1 VSC 重载时直流电压调节效果验证

将 VSC<sub>1</sub>-VSC<sub>4</sub> 的有功功率扩大 1.8 倍以验证 VSC 重载时的协同优化下垂控制性能。此时 VSC<sub>1</sub>-VSC<sub>4</sub> 的  $P_{ref}$  分别为 720 MW、720 MW、-900 MW、-540 MW。在  $t=15\text{ s}$  时，VSC<sub>1</sub> 有功功率参考值由 720 MW 降至 620 MW。MTDC 系统进入稳态后，在  $t=30\text{ s}$  时启动直流电压调节以修正下垂控制造成的直流电压偏移。

5.6.1.1 直流电压恢复效果对比

在 0.9-1.1 p.u. 内随机生成  $U_{dc}$  和  $\Delta P_{ref}$  的初值，使用本文方法进行非线性优化求解模式 1、5 功率指令值。图 5-8 为优化  $2^0$  到  $2^{14}$  次的平均计算时间，随着优化次数增加，所需平均时间逐渐稳定于 0.0173 s，验证了优化算法的快速性。

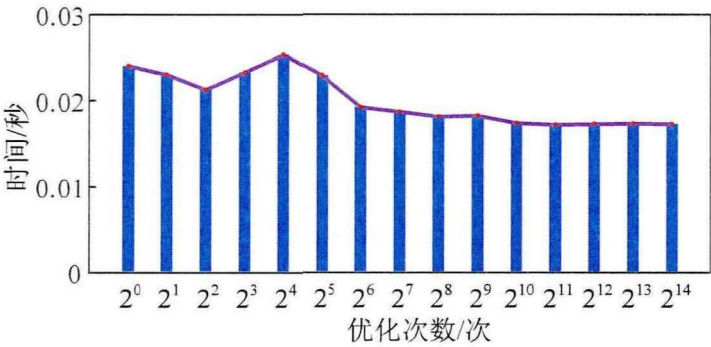


图 5-8 优化运行时间

Fig.5-8 The run time of optimization

图 5-9 和图 5-10 表示功率扰动发生前、后的 VSC-MTDC 系统状态。

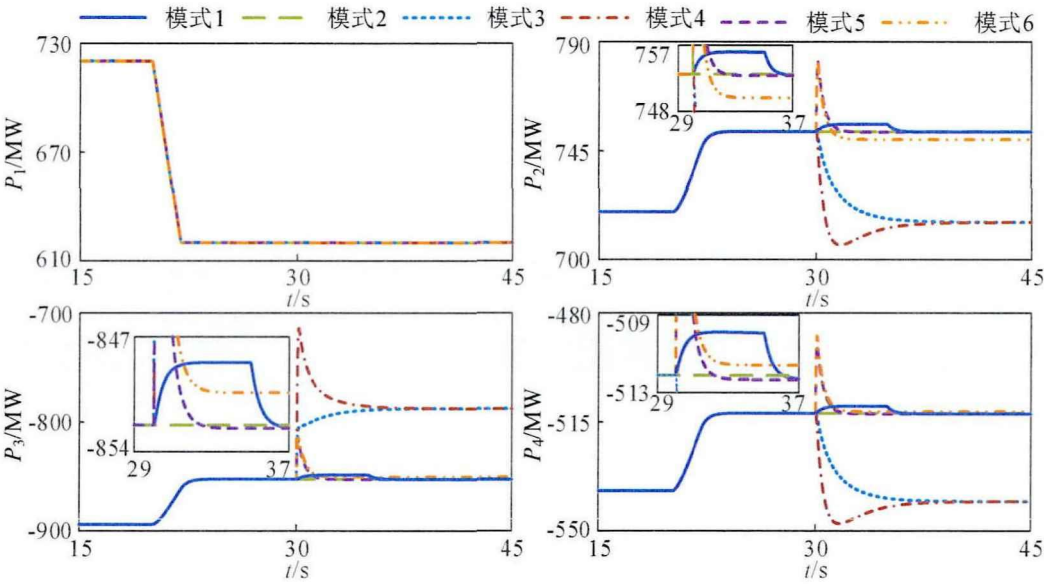


图 5-9 VSC 重载时有功功率对比

Fig.5-9 Comparison of the active power of VSCs when the load of VSCs are heavy

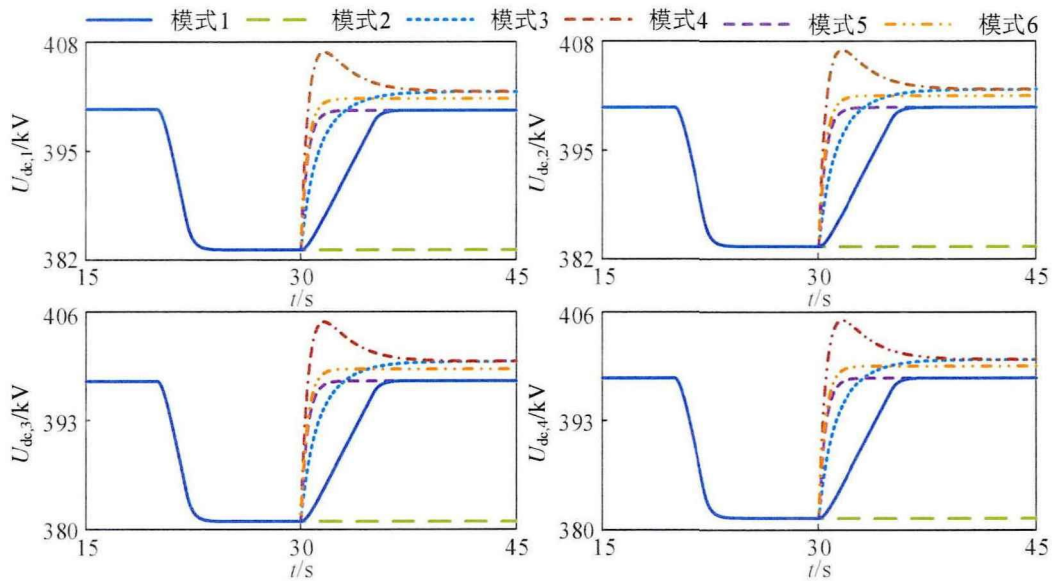


图 5-10 VSC 重载时直流电压对比

Fig.5-10 Comparison of the DC voltage of VSCs when the load of VSCs are heavy

由图 5-9 和图 5-10 可知，原始下垂控制(模式 2)在遭受功率突变后，直流电压偏离初始值约 16.7 kV 且一直维持，无自发电压调节能力，进一步遭遇功率波动后容易使直流电压越限引发继保动作。

而采用不同类型的直流电压调节方法后，各 VSC 进入新稳态后的有功功率稳态值见表 5-2。

表 5-2 直流电压调整后的 VSC 有功功率

Table 5-2 Active power of VSCs after DC voltage regulation

| 模式   | 参数        | 区域     |        |         |         | 单位 |
|------|-----------|--------|--------|---------|---------|----|
|      |           | 1      | 2      | 3       | 4       |    |
| 模式 1 | $P_{l,1}$ | 620.00 | 753.04 | -852.39 | -512.12 | MW |
|      | $P_{l,2}$ | 620.00 | 752.85 | -852.59 | -512.33 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 0.025  | 0.023   | 0.041   | %  |
| 模式 3 | $P_{l,2}$ | 620.00 | 715.52 | -787.67 | -540.46 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 4.98   | 7.59    | 5.53    | %  |
| 模式 4 | $P_{l,2}$ | 620.00 | 715.46 | -787.62 | -540.50 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 4.99   | 7.60    | 5.54    | %  |
| 模式 5 | $P_{l,2}$ | 620.00 | 752.85 | -852.59 | -512.33 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 0.025  | 0.023   | 0.041   | %  |
| 模式 6 | $P_{l,2}$ | 620.00 | 749.84 | -850.41 | -511.58 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 0.425  | 0.232   | 0.105   | %  |

由图 5-9 和表 5-2 可知，功率突变后及直流电压恢复后模式 1、3、4、5、6 对应的  $P_{loss}$  分别为-8.53 MW、-7.93 MW、-7.39 MW、-7.34 MW、-7.93 MW、

-7.85 MW, 后者同功率突变后的  $P_{\text{loss}}$  相对误差均不超过 13.95 %, 说明动态过程中  $P_{\text{loss}}$  保持不变的假定是合理的。

同理, 根据图 5-10 统计 VSC 直流电压稳态值, 结果见表 5-3。

表 5-3 直流电压调整后的 VSC 直流电压  
Table 5-3 DC voltage of VSCs after DC voltage regulation

| 模式   | 参数                  | 区域     |        |        |        | 单位 |
|------|---------------------|--------|--------|--------|--------|----|
|      |                     | 1      | 2      | 3      | 4      |    |
| 模式 1 | $U_{\text{dc},i,0}$ | 399.95 | 400.09 | 397.66 | 398.06 | kV |
|      | $U_{\text{dc},i,2}$ | 399.82 | 400.10 | 397.69 | 398.12 | kV |
|      | $e_r$               | 0.032  | 0.002  | 0.007  | 0.015  | %  |
| 模式 3 | $U_{\text{dc},i,2}$ | 402.04 | 402.24 | 399.99 | 400.30 | kV |
|      | $e_r$               | 0.523  | 0.537  | 0.586  | 0.563  | %  |
| 模式 4 | $U_{\text{dc},i,2}$ | 402.07 | 402.27 | 400.02 | 400.33 | kV |
|      | $e_r$               | 0.530  | 0.545  | 0.593  | 0.570  | %  |
| 模式 5 | $U_{\text{dc},i,2}$ | 399.82 | 400.10 | 397.69 | 398.12 | kV |
|      | $e_r$               | 0.032  | 0.002  | 0.007  | 0.015  | %  |
| 模式 6 | $U_{\text{dc},i,2}$ | 401.23 | 401.51 | 399.11 | 399.54 | kV |
|      | $e_r$               | 0.320  | 0.355  | 0.365  | 0.372  | %  |

根据图 5-10 和表 5-3 计算得, 无论是功率突变后的  $\Delta U_{\text{dc},i,1}$ , 还是采用不同模式进行直流电压调整后的  $\Delta U_{\text{dc},i,2}$ , 各站的最大相对误差不超过 1.41 %, 说明各 VSC 直流电压同步变化的假定是正确的。

根据图 5-9 和 5-10, 采用模式 1 进行直流电压调节, 各 VSC 以不超过 0.05 %  $P_{i,1}$  的功率变动为代价, 实现了 MTDC 系统的直流电压 “准无差” 调节,  $U_{\text{dc},i,2}$  相较于  $U_{\text{dc},i,0}$  的相对误差不超过 0.04 %。而模式 3、4 将 VSC<sub>2</sub>、VSC<sub>3</sub> 和 VSC<sub>4</sub> 协同作用的下垂控制模式变成了以 VSC<sub>3</sub> 为主导的定电压控制模式。这两种直流电压调节方式, 导致之前被三站分摊的不平衡功率重新被 VSC<sub>3</sub> 吸纳, 浪费了下垂控制多平衡站共同承担不平衡功率的优势。

进一步将式(5-11)中的  $F$  拆解为分别表示下垂站整体功率偏移量的  $F_P$  和全系统直流电压逼近量的  $F_U$  以精准辨析模式 1(5)和模式 6 的差别, 即:

$$F_P = \sum_{j=m+1}^{m+n} (P_{j,2} - P_{j,1})^2 \quad (5-22)$$

$$F_U = \sum_{i=1}^{m+n+p} (U_{\text{dc},i,2} - U_{\text{dc},i,0})^2 \quad (5-23)$$

根据式(5-22)和(5-23), 模式 1、5 的  $F_P$  和  $F_U$  相同, 分别为 0.12 和 0.02, 而模式 6 对应的  $F_P$  和  $F_U$  分别为 14.45 和 7.95。相较于模式 6, 模式 1、5 的  $F_P$  和  $F_U$  分别减小了 99.17 %和 99.75 %, 即本文的优化协同下垂控制以各 VSC 极

小的功率变动为代价实现了更逼近原始直流电压的直流电压“准无差”调节。

5.6.1.2 平滑性分析

由图 5-9 可知，模式 5 和模式 6 在直流电压调节启动瞬间都发生了明显冲击。对于存在上升沿的时间序列  $x(t)$ ，定义冲击强度指标  $\Gamma$  为：

$$\Gamma = \frac{|x(t)_{\max} - x_0|}{|x_0|} \times 100\% \tag{5-24}$$

式中  $x(t)_{\max}$ —— $x(t)$ 动态过程中的最大值；  
 $x_0$ —— $x(t)$ 的初始值。

表 5-4 不同模式下电压调节过程冲击比较  
Table 5-4 Comparison of surge with different modes during DC voltage regulation

| 模式   | 参数            | $P_2$  | $P_3$   | $P_4$   | 单位 |
|------|---------------|--------|---------|---------|----|
| 模式 1 | $x_0$         | 753.04 | -852.39 | -512.12 | MW |
|      | $x(t)_{\max}$ | 756.06 | -848.58 | -509.88 | MW |
|      | $\Gamma$      | 0.40   | 0.45    | 0.44    | %  |
| 模式 5 | $x(t)_{\max}$ | 782.05 | -816.76 | -490.03 | MW |
|      | $\Gamma$      | 3.85   | 4.18    | 4.31    | %  |
| 模式 6 | $x(t)_{\max}$ | 781.64 | -811.64 | -487.42 | MW |
|      | $\Gamma$      | 3.80   | 4.78    | 4.82    | %  |

根据图 5-9 和式(5-24)，可得表 5-4 的直流电压调节过程中 VSC 功率冲击强度。由表 5-4 可知，模式 1 的 3 个下垂站的冲击强度  $\Gamma$  均不超过 0.45%，而模式 5 和 6 分别大于 3.85%和 3.80%。相较于模式 5、6，模式 1 的冲击强度降低超过 88.16%，说明式(5-18)的平滑措施在直流电压调节时发挥了显著作用。

5.6.2 线路阻抗较大时直流电压调节效果验证

图 3-10 的仿真模型中互联 VSC 间电阻均为 1.2 Ω，相较于实际线路偏小。因此，本节将线路电阻调至 20 Ω，来研究线路阻抗较大时的协同优化控制性能。图 5-11 和 5-12 分别为线路电阻较大时的 VSC 有功功率和直流电压实时值。

表 5-5 线路电阻较大时的 VSC 有功功率  
Table 5-5 Active power of VSCs when the resistance between VSCs is large

| 模式   | 参数        | 区域     |        |         |         | 单位 |
|------|-----------|--------|--------|---------|---------|----|
|      |           | 1      | 2      | 3       | 4       |    |
| 模式 1 | $P_{i,1}$ | 300.00 | 417.83 | -422.38 | -259.59 | MW |
|      | $P_{i,2}$ | 300.00 | 416.98 | -423.33 | -260.56 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 0.85   | 0.95    | 0.97    | MW |

表 5-5 (续表)

Table 5-5 (Continued Table)

| 模式   | 参数        | 区域     |        |         |         | 单位 |
|------|-----------|--------|--------|---------|---------|----|
|      |           | 1      | 2      | 3       | 4       |    |
| 模式 6 | $P_{1,2}$ | 300.00 | 391.13 | -406.29 | -255.13 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 26.70  | 16.09   | 4.46    | MW |
| 模式 7 | $P_{1,2}$ | 300.00 | 416.49 | -423.32 | -260.62 | MW |
|      | $e_r$     | 0      | 1.34   | 0.94    | 1.03    | MW |

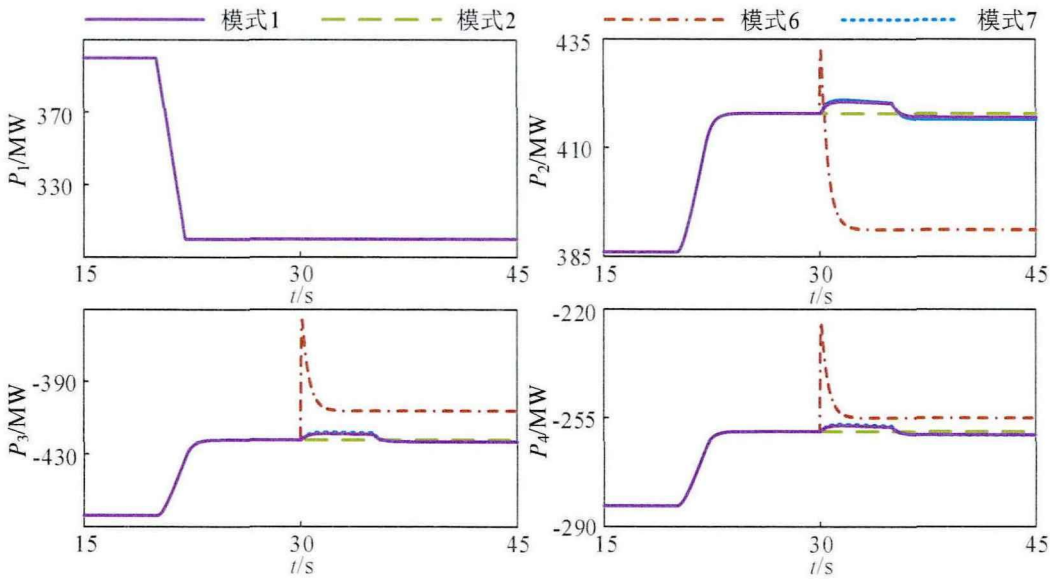


图 5-11 线路电阻较大时有功功率对比

Fig.5-11 Comparison of the active power of VSCs when the resistance between VSCs is large

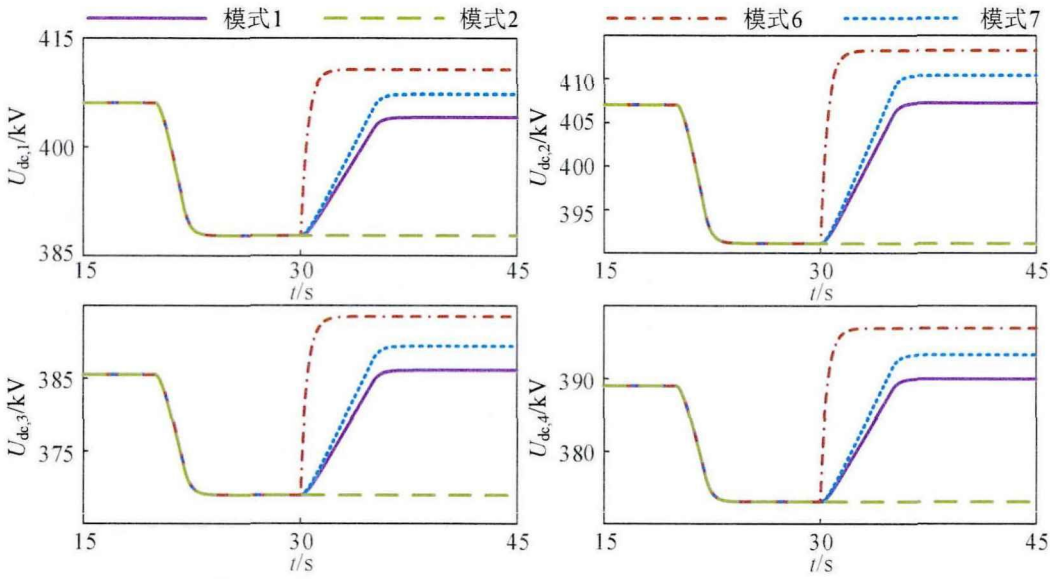


图 5-12 线路电阻较大时直流电压对比

Fig.5-12 Comparison of the DC voltage of VSCs when the resistance between VSCs is large

图 5-11 中直流电压调整前后的有功功率稳态值及相对误差见表 5-5。模式 1、6、7 完成直流电压调节后的  $P_{loss}$  相较于功率突变后的  $P_{loss}$ ，相对误差不超过 17.15%，动态过程中  $P_{loss}$  保持不变的假定依然成立。模式 1、6、7 的最大有功功率偏差分别为 0.97 MW、26.70 MW 和 1.34 MW，模式 1、7 的最大功率偏差仅为模式 6 的 3.63 %和 5.02 %，表明模式 6 在进行直流电压调节时，已经无法维持有功功率在调节前的水平。

图 5-12 中直流电压变化量见表 5-6。不同状态下各 VSC 直流电压变化量与均值的相对误差不超过 9.98 %。随着线路电阻的增大，虽然直流电压变化量的分布差异增大，但总体上直流电压变化量仍保持较高的一致性，即各 VSC 直流电压变化量一致的假定是正确的。模式 6 的  $\Delta U_{dc,i,2}$  平均值和  $\Delta U_{dc,i,1}$  平均值的相对误差高达 40.08 %，而模式 1 仅为 0.33 %，说明在线路电阻较大时，采用模式 6 进行直流电压调整时，无法将直流调压调节至初始状态附近。

表 5-6 线路电阻较大时直流电压变化量

Table 5-6 The variation of DC voltage when the resistance between VSCs is large

| 模式   | 参数                  | 区域     |        |        |        | 均值     | 单位 |
|------|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|----|
|      |                     | 1      | 2      | 3      | 4      |        |    |
| 初始   | $\Delta U_{dc,i,1}$ | -18.35 | -15.93 | -16.55 | -15.91 | -16.69 | kV |
| 变化   | $e_r$               | 9.98   | 4.53   | 0.81   | 4.64   | -      | %  |
| 模式 1 | $\Delta U_{dc,i,2}$ | 16.33  | 16.18  | 17.11  | 16.92  | 16.64  | kV |
|      | $e_r$               | 1.83   | 2.74   | 2.86   | 1.71   | -      | %  |
| 模式 6 | $\Delta U_{dc,i,2}$ | 22.92  | 22.18  | 24.52  | 23.88  | 23.38  | kV |
|      | $e_r$               | 1.95   | 5.11   | 4.90   | 2.16   | -      | %  |

根据表 5-5、5-6 分别计算模式 1、6 对应的  $F_P$  和  $F_U$ ，模式 1 的  $F_P$  和  $F_U$  仅为模式 6 的 0.26 %和 2.93 %，与表 5-5、5-6 的分析结果相互吻合。说明在线路电阻较大时(更贴合实际情况)，采用模式 1 进行直流电压调节，无论是有功功率的扰动还是直流电压恢复情况，都明显优于模式 6。

表 5-7 VSC 直流电压与参考值比较

Table 5-7 The comparison of DC voltage of VSCs with reference value

| 参数                  | 模式   | 区域    |       |        |        | 单位 |
|---------------------|------|-------|-------|--------|--------|----|
|                     |      | 1     | 2     | 3      | 4      |    |
| $\Delta U_{dc,i,2}$ | 模式 1 | 4.08  | 7.26  | -13.94 | -10.03 | kV |
|                     | 模式 6 | 10.67 | 13.26 | -6.53  | -3.06  | kV |
|                     | 模式 7 | 7.22  | 10.37 | -10.65 | -6.77  | kV |

本节进一步研究了以标称直流电压为调节目标的协同优化下垂控制(模式

7)性能。表 5-7 为该场景下各 VSC 的  $\Delta U_{dc,i,2}$ 。由表 5-7 可得, 模式 1、6、7 的  $F_U$  分别为 364.31、341.70 和 319.01。相较于模式 1、6, 模式 7 的  $F_U$  分别降低 12.43 % 和 6.64 %, 系统直流电压更接近标称直流电压。

本节同时对图 5-2 的正确性进行验证。图 5-13(a)-(d)依次为 VSC<sub>3</sub> 的功率-电压三维图、功率-电压运行图、 $d$  轴外环 PI 输入和实际下垂系数(使用  $(P_{\text{ref}} + \Delta P_i^* - P) K_V + (U_{dc,\text{ref}} - U_{dc}) = 0$  计算)。

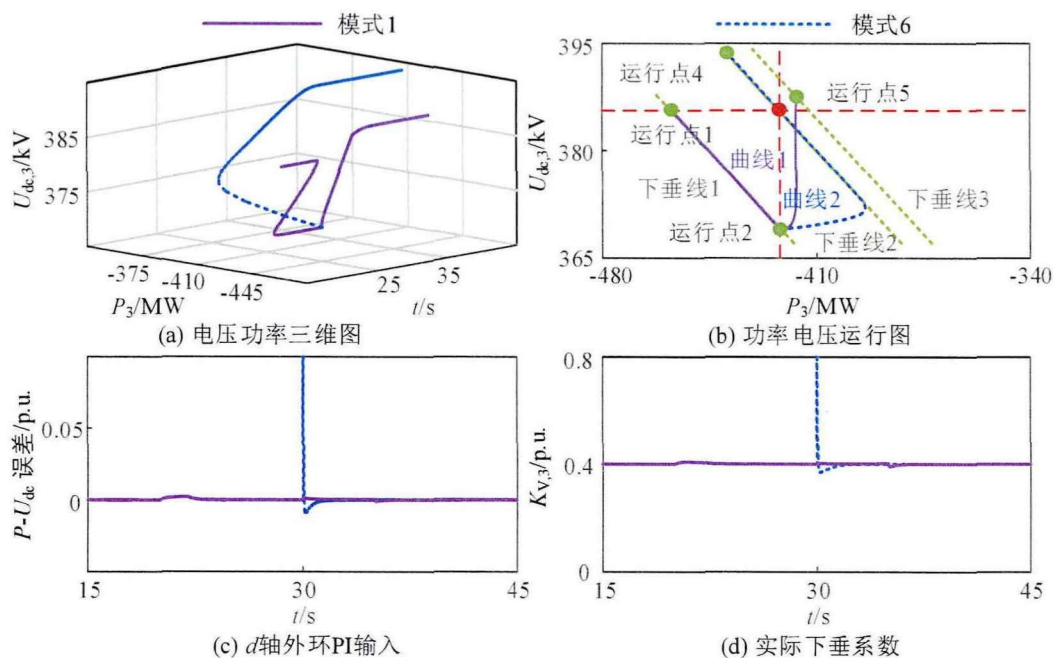


图 5-13 下垂运行点变化验证

Fig.5-13 Verification of operating point of droop control

VSC<sub>3</sub> 最初稳定于运行点 1, VSC<sub>1</sub> 功率下降后沿下垂曲线 1 移动至运行点 2。模式 6 启动直流电压恢复的瞬间,  $d$  轴外环 PI 输入发生阶跃, 而后在 PI 作用下逐渐收敛于 0; 在时间轴上, VSC<sub>3</sub> 在  $t=30\text{s}$  时发生功率冲击, 然后逐渐调整至稳定; 在  $P-U_{dc}$  平面上, VSC<sub>3</sub> 由运行点 2 经跨度很大的曲线 2 收敛于下垂曲线 2, 再沿下垂曲线 2 移动至运行点 4。对于模式 1, PI 输入的波动幅度远小于模式 6, VSC<sub>3</sub> 在  $P-U_{dc}$  平面上经跨度很小的曲线 1 收敛于下垂曲线 3 并于运行点 5 达到稳定, 对应于时间轴上  $P$  和  $U_{dc}$  平稳调节至稳态。图 5-13 的结果证明图 5-2 中下垂控制运行点变化分析是正确的。

### 5.6.3 新能源出力动态变化时直流电压调节效果验证

在  $t=20\text{s}$  时, VSC<sub>1</sub> 有功功率波动下降, ADCVC 启动, 待系统稳定后启动直流电压调节, 系统状态量变化见图 5-14 和图 5-15。

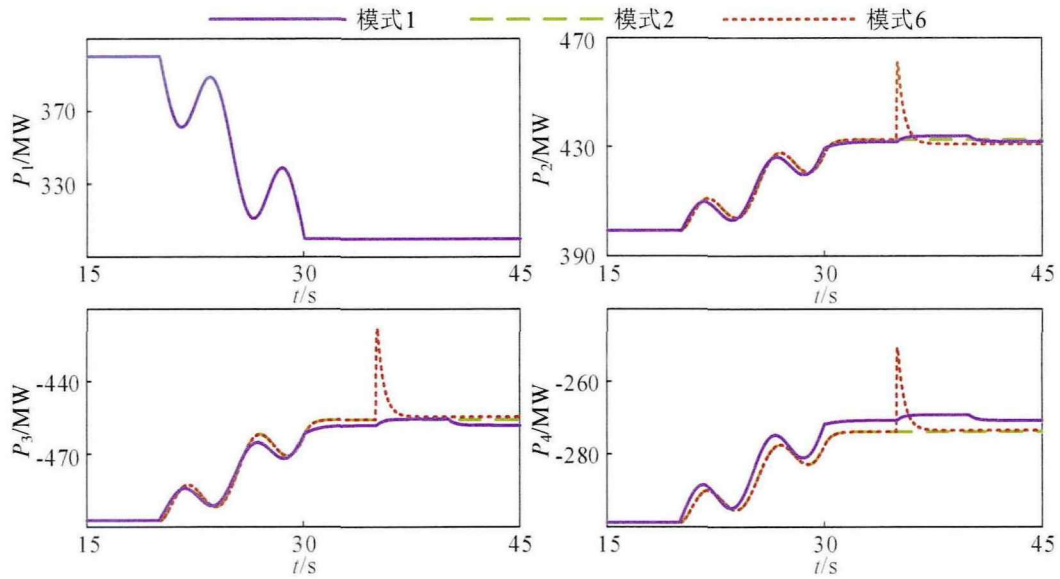


图 5-14 不平衡功率动态变化时有功功率对比

Fig.5-14 Comparison of the active power of VSCs when the unbalanced active power varies dynamically

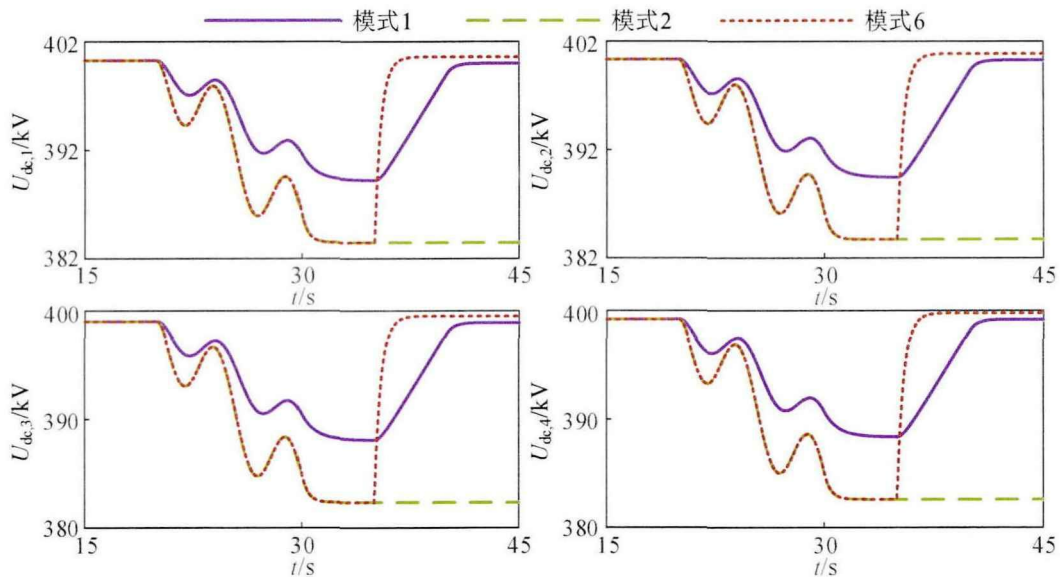


图 5-15 不平衡功率动态变化时直流电压对比

Fig.5-15 Comparison of the DC voltage of VSCs when the unbalanced active power varies dynamically

由图 5-14 和图 5-15 可知，启用 ADCVC 的模式 1 同模式 6 的有功功率变化近乎一致，但直流电压存在显著差别。以 VSC<sub>3</sub> 为例，在 20 s 到 30 s 的动态过程中，模式 1 的  $U_{dc,3}$  始终位于模式 6 的上方，进入稳态后两种模式对应的  $U_{dc,3}$  分别为 388.07 kV 和 382.32 kV，相差 5.75 kV。无论是动态过程中，还是达到稳态后，启用附加直流电压控制器的协同优化控制对应的直流电压均明显小于模式 6，验证了 ADCVC 的有效性。

5.6.4 控制策略动作时序验证

在  $t_1=20\text{s}$  时, VSC<sub>1</sub> 有功功率从 400 MW 下降,  $t_2=22\text{ s}$  时降至 300 MW 并保持不变;  $t_3=30\text{ s}$  时, 第一轮直流电压恢复启动;  $t_4=32\text{ s}$  时 VSC<sub>1</sub> 有功功率再次下降,  $t_5=34\text{ s}$  时降至 250 MW 并保持不变;  $t_6=38\text{ s}$  时, 第二轮直流电压恢复启动并顺利完成。

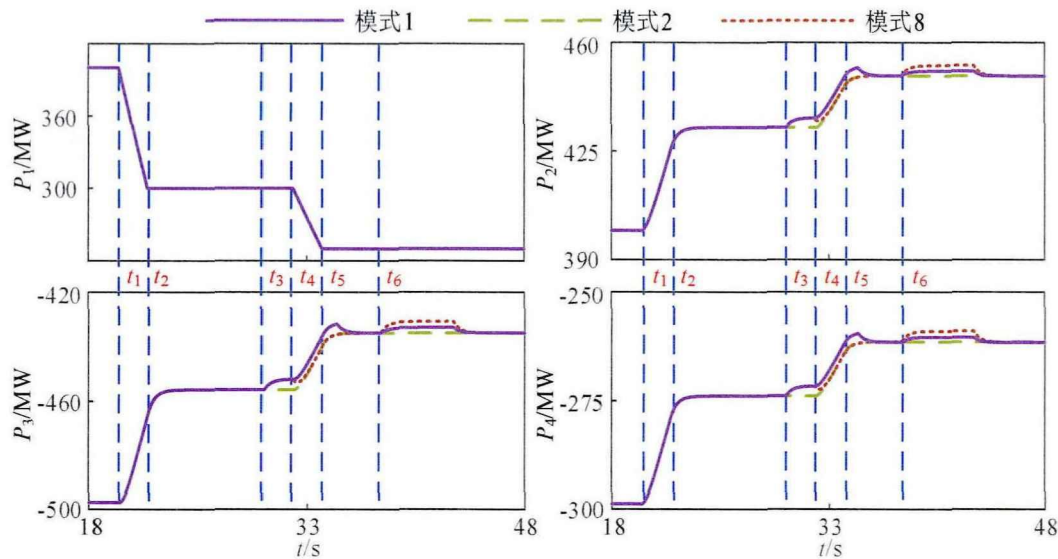


图 5-16 调压过程中功率二次下跌时的有功功率对比

Fig.5-16 Comparison of the active power of VSCs in case of secondary power drop during DC voltage regulation

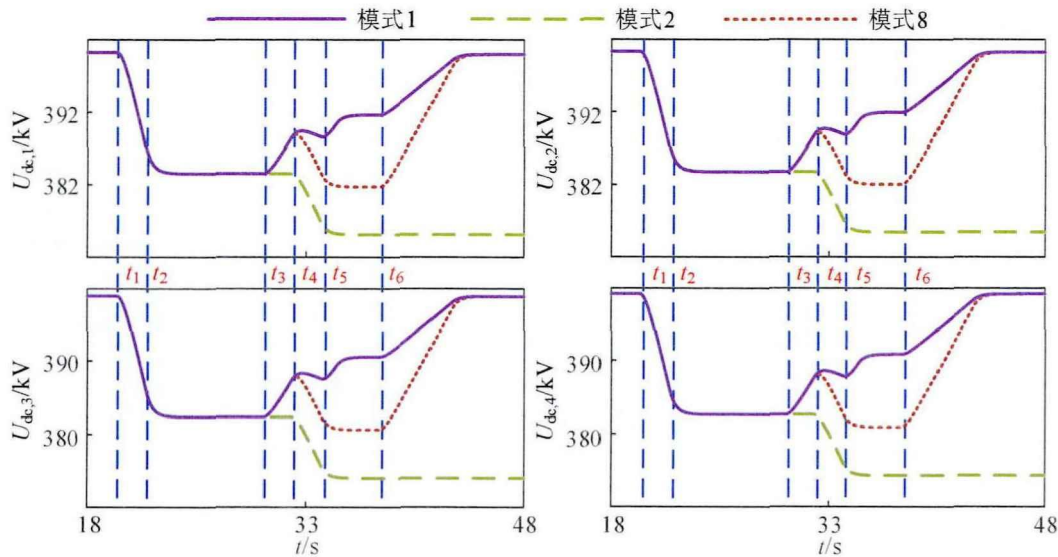


图 5-17 调压过程中功率二次下跌时的直流电压对比

Fig.5-17 Comparison of the DC voltage of VSCs in case of secondary power drop during DC voltage regulation

不同模式下各 VSC 的有功功率和直流电压的动态过程如图 5-16、图 5-17

所示。在  $t_4$  前，模式 1 和 8 保持动作一致，在  $t_4$  时遭遇 VSC<sub>1</sub> 功率二次下跌，模式 1 按照预设的第一轮直流电压恢复过程继续运行，功率指令值继续调整，而模式 8 保持  $t_4$  节点有功功率指令值并闭锁第一轮直流电压恢复。由图 5-16 可知，不同模式下各 VSC 有功功率的运行轨迹基本一致。由图 5-17 可知，无论是  $t_4$  至  $t_5$  的 VSC<sub>1</sub> 功率下行阶段，还是  $t_5$  至  $t_6$  的新稳态阶段，以及  $t_6$  后的第二轮直流电压调节过程，模式 1 的  $U_{dc}$  均明显高于模式 8。仿真结果说明，采用 5.5.1 节的控制动作时序，在调压过程中遭遇功率二次下跌 MTDC 系统仍可保持较高的直流电压水平。

### 5.6.5 稳定性分析

根据第 2 章建立的含风电场的 VSC-MTDC 系统通用频率响应模型对 ADCVC 的控制参数进行了小扰动稳定性分析，结果如图 5-18 所示。

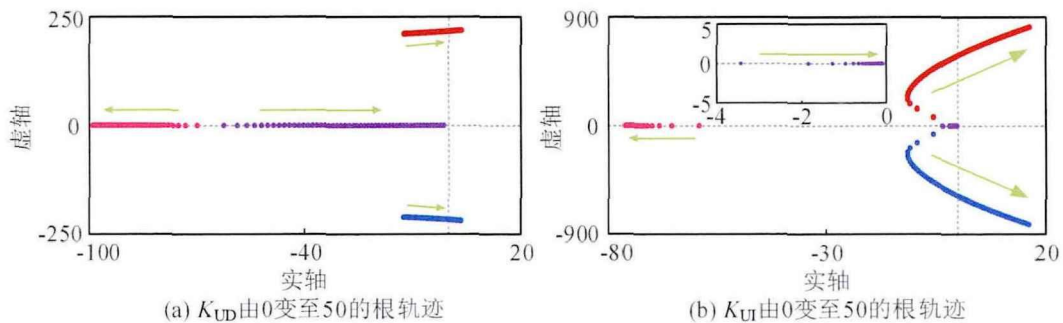


图 5-18  $K_{UD}$  和  $K_{UI}$  的小信号稳定性分析结果

Fig.5-18 Small signal stability analysis results of  $K_{UD}$  and  $K_{UI}$

由图 5-18 (a)知， $K_{UD}$  存在 4 个主导极点，其中两个位于负实轴上，随着  $K_{UD}$  的增大分别沿反方向收敛于虚轴左侧的近端零点。另外两个极点关于实轴对称，随着  $K_{UD}$  的增大将穿过虚轴进入右半平面的不稳定状态，临界稳定值为 19 p.u.。图 5-18 (b)显示了  $K_{UI}$  的稳定性分析结果，类似于  $K_{UD}$ ， $K_{UI}$  的稳定特征也取决于一对关于实轴对称的极点。随着  $K_{UI}$  的增长，这对对称复数极点也将进入右半平面，对应的稳定边界为 11 p.u.。图 5-18 的小干扰稳定结果表明，ADCVC 将对系统控制稳定性产生一定影响，因此需要根据系统运行需求合理整定 ADCVC 参数。

5.6 节的仿真研究表明，本文所提具备平滑特性的协同优化下垂控制策略，在动态过程中利用 ADCVC 维持各 VSC 直流电压在较高水平。动态过程结束后，在保留下垂控制多站协调优秀性能的同时，通过优化算法求解功率指令值增量，并利用平滑过渡措施，在保证对系统当前功率状态扰动最小的前提下，平稳实现全局最优直流电压调节。

## 5.7 本章小结

针对下垂控制消纳不平衡功率时固有的直流电压偏离初始运行点的问题,本文提出一种直流电压动态修正的 VSC-MTDC 系统协同优化下垂控制策略。结论如下:

(1) 当采用下垂控制的 VSC 消纳不平衡功率达到新稳态后,在完全维持当前功率状态的前提下将直流网络各节点电压彻底修正至初始运行状态违背了实数唯一性原则,本文证明了没有功率变化的完美直流电压无差调节的不可行性。

(2) 协同优化下垂控制策略以很低的通信需求,实现了一种涵盖调度层和换流站层的自上而下的改进下垂控制,协调 VSC 最小功率变化和直流电压最优修正的平衡问题。

(3) PSCAD/EMTDC 的仿真验证结果表明,优化的下垂控制有功功率指令值可以兼顾 VSC 功率变化最小和直流电压最优调节的目的,ADCVC 可有效改善动态过程中的直流电压水平。

## 第6章 结论与展望

### 6.1 主要结论

本文围绕 VSC-MTDC 系统的频率主动支撑方法这一课题展开研究。首先,提出了含风电场和常规电源的 MMC-MTDC 系统通用频率响应模型,利用该模型研究系统频率-有功功率-直流电压动态特性,并将其用于分析后续控制的小扰动稳定性;然后,分别提出了面向常规电源和新能源的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略,为新型电力系统提供主动频率支撑;最后提出了辅助直流电压控制方法,解决 VSC-MTDC 系统频率调节过程伴生的直流电压偏差问题。结论如下:

(1) 本文提出的含风电场的 MMC-MTDC 系统通用频率响应模型,涵盖了交流发电机、换流站、直流线路、风机,根据功率转移规律和 MMC 平均值模型交直流侧解耦的特点,实现了 MMC-MTDC 系统各环节有功类状态变量的独立分析,能够精确模拟多种功率小扰动场景下的 MTDC 系统的频率-有功功率-直流电压的动态响应特性。模块化的建模方法提高了频率响应模型对 MTDC 系统节点规模和网络拓扑变化的适应性。同时,频率响应模型可灵活兼容风机和 MMC 不同类型的有功类控制方式,为 MMC-MTDC 系统控制方式校验和参数稳定性分析提供有力工具。

(2) 本文提出的面向常规电源的 VSC-MTDC 系统频率支持策略,包含 VSC 自适应附加频率控制策略和 MTDC 系统自适应有功功率分配方法。通过分析含频率响应环节的下垂控制的数学模型,揭示了频率下垂系数对直流网络电压偏差、直流电压下垂系数对不平衡功率分配的主导作用。因此,在不平衡功率传递方面,自适应附加频率控制根据交流网络频率演化状况和直流网络电压偏移状态,自适应调节频率下垂系数,保证了频率支援与直流电压稳定的动态均衡;在不平衡功率分配方面,自适应有功功率分配方法根据换流站实时运行情况和交流系统频率特性,动态调整直流电压下垂系数,避免了功率裕度不足的换流站连接的弱交流系统过度承担不平衡功率。

(3) 本文提出的含风电场的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略,包含风机自适应频率控制策略、风机变风速功率适应方法及分级分区的协同频率控制策略。针对系统不同严重程度的功率扰动场景,风机自适应频率控制根据系统频率状态和风机实时调频能力动态调整风机调频功率,协调频率支援程度和支援时间的冲突。针对调频过程中风速变化的场景,风机变风速功率适应方法设计了频率支援和转速恢复阶段的过渡功率切换机制,保证了风机调频资源的高效利用。此

外，分级分区的协同频率控制构建了多层级的 VSC-MTDC 系统频率支援框架，规避了各环节同步动作不利影响的同时有效削弱了频率多次下跌。

(4) 本文提出的直流电压准无差修正的 VSC-MTDC 系统协同优化下垂控制策略，能够有效实现直流电压的动态调节和稳态恢复。通过证明无功功率变化的完美直流电压无差调节的不可行性，以功率扰动最小和直流电压修正最优为目标设计了协同优化下垂控制，并提出功率指令值平滑切换方法，实现了稳态直流电压的最优恢复。同时，研发了附加直流电压控制器，类比同步发电机惯性和阻尼的作用动态调整下垂控制功率指令值，解决了动态过程中下垂控制无法调节直流电压的问题。此外，提出控制动作时序协调动态和稳态过程中的控制切换逻辑，以应对新能源出力持续波动与调压过程中功率二次下跌等复杂场景。

## 6.2 主要展望

随着“双碳”目标的逐步推进，风电、光伏等新能源将成为我国能源开发的主流方向，VSC-MTDC 及直流电网技术是能源互联的重要手段之一，在新能源大规模接入的场景下拥有广阔的发展前景。本文围绕 VSC-MTDC 系统频率主动支撑方法展开研究，取得了一些阶段性成果，后续研究方向如下：

(1) 本文建立的含风电场的 MMC-MTDC 系统通用频率响应模型仅考虑了直驱风机，研究场景较为单一。未来可研究双馈型风机及构网型风机的有功类分量简化建模方法，建立种类完善的风机通用频率响应模型，适配包含多种风机结构的大型风电场。

(2) 本文提出的含风电场的 VSC-MTDC 系统协同频率控制策略，实现了风机的自适应频率调节，有效削弱了风机转速恢复引发的频率二次下跌。但是该方法依然无法解决风机缺乏稳定可调的外部能量来源的问题，仅依靠风机自身动能进行调节限制其后续发展。随着储能技术的发展和成本下降，未来风电基地配套储能设备将成为常态，研究风电场、储能设施及 VSC-MTDC 系统的协同频率控制将有效改善含新能源的交直流混合电力系统频率稳定性。

(3) 本文提出的直流电压动态修正的 VSC-MTDC 系统协同优化下垂控制策略能够有效改善稳态和动态过程中的直流电压，但是该方法相较于下垂控制，对通信依赖较强。进一步降低改进下垂控制对通信的依赖也是本文未来的重点研究方向。

## 参考文献

- [1] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893–1904+2205
- [2] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171–191
- [3] V Yaramasu, B Wu, P C Sen, et al. High-Power Wind Energy Conversion Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies[J]. Proceedings of the IEEE, 2015, 103(5): 740–788
- [4] C Wu, X Zhang, M Sterling. Wind Power Generation Variations and Aggregations[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(1): 17–38
- [5] S D Ahmed, F S M Al-Ismail, M Shafiullah, et al. Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review[J]. IEEE Access, 2020, 8: 10857–10878
- [6] Y Fu, Y Liu, L Huang, et al. Collection System Topology for Deep-Sea Offshore Wind Farms Considering Wind Characteristics[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2022, 37(1): 631–642
- [7] J Yan, H Zhang, Y Liu, et al. Forecasting the High Penetration of Wind Power on Multiple Scales Using Multi-to-Multi Mapping[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3276–3284
- [8] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1–9
- [9] 陈国平, 李明节, 许涛, 等. 关于新能源发展的技术瓶颈研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 20–27
- [10] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2–11
- [11] 刘振亚, 张启平. 国家电网发展模式研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(7): 1–10+25
- [12] 谭显东, 刘俊, 徐志成, 等. “双碳”目标下“十四五”电力供需形势[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 1–6
- [13] J A Martin-Ramos, A M Pernia, J Diaz, et al. Power Supply for a High-Voltage Application[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008, 23(4): 1608–1619
- [14] J M Maza-Ortega, E Acha, S García, et al. Overview of Power Electronics Technology and Applications in Power Generation Transmission and

- Distribution[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(4): 499–514
- [15] L Hong, X Zhou, H Xia, et al. Mechanism and Prevention of Commutation Failure in LCC-HVDC Caused by Sending End AC Faults[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 36(1): 473–476
- [16] 姚良忠, 吴婧, 王志冰, 等. 未来高压直流电网发展形态分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6007–6020
- [17] N Chen, K Zha, H Qu, et al. Economy Analysis of Flexible LCC-HVDC Systems with Controllable Capacitors[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(6): 1708–1719
- [18] J Lu, X Yuan, J Hu, et al. Motion Equation Modeling of LCC-HVDC Stations for Analyzing DC and AC Network Interactions[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(3): 1563–1574
- [19] H Xiao, Y Li, T Lan. Sending End AC Faults Can Cause Commutation Failure in LCC-HVDC Inverters[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(5): 2554–2557
- [20] Y Xue, X Zhang, C Yang. AC Filterless Flexible LCC HVDC with Reduced Voltage Rating of Controllable Capacitors[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5507–5518
- [21] N Flourentzou, V G Agelidis, G D Demetriades. VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(3): 592–602
- [22] 汤广福, 庞辉, 贺之渊. 先进交直流输电技术在中国的发展与应用[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7): 1760–1771
- [23] A Dekka, B Wu, R L Fuentes, et al. Evolution of Topologies, Modeling, Control Schemes, and Applications of Modular Multilevel Converters[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2017, 5(4): 1631–1656
- [24] S Debnath, J Qin, B Bahrani, et al. Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 30(1): 37–53
- [25] 汤广福, 贺之渊, 庞辉. 柔性直流输电工程技术研究、应用及发展[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(15): 3–14
- [26] P Guo, Z Yuan, T Ma, et al. Study of 160 kV/1 kA R-SFCL Design and Application in Nanao MMC-MTDC Project[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2022, 32(2): 1–11
- [27] Q Li, N Zhao. General Power Flow Calculation for Multi-Terminal HVDC System Based on Sensitivity Analysis and Extended AC Grid[J]. IEEE

- Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(4): 1886–1899
- [28] A E Leon, J M Mauricio. Virtual Synchronous Generator for VSC-HVDC Stations with DC Voltage Control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(1): 728–738
- [29] S Zhang, G Zou, X Wei, et al. Multiport Current-Limiting Hybrid DC Circuit Breaker for MTDC Grids[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2023, 70(5): 4727–4738
- [30] 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
- [31] Cigre Working Group B4-57. Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid[R]. Paris: CIGRE, 2014
- [32] T Altun, R Madani, A Davoudi. Topology-Cognizant Optimal Power Flow in Multi-Terminal DC Grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4588–4598
- [33] J Ma, M Zhu, X Cai, et al. DC Substation for DC Grid-Part I: Comparative Evaluation of DC Substation Configurations[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(10): 9719–9731
- [34] J D Páez, D Frey, J Maneiro, et al. Overview of DC-DC Converters Dedicated to HVDC Grids[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34(1): 119–128
- [35] J Xu, X Zhao, H Jing, et al. DC Fault Current Clearance at the Source Side of HVDC Grid Using Hybrid MMC[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(1): 140–149
- [36] 张丽英, 叶廷路, 辛耀中, 等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 1–9
- [37] 刘吉臻. 大规模新能源电力安全高效利用基础问题[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 1–8+25
- [38] 钟胜, 郭相国, 田昕, 等. 哈密至郑州特高压直流对受端电网影响分析[J]. 中国电力, 2012, 45(11): 47–51
- [39] 汤广福, 王高勇, 贺之渊, 等. 张北 500 kV 直流电网关键技术与设备研究[J]. 高电压技术, 2018, 44(7): 2097–2106
- [40] 迟永宁, 梁伟, 张占奎, 等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3758–3771
- [41] 徐进, 韦古强, 金逸, 等. 江苏如东海上风电场并网方式及经济性分析[J]. 高电压技术, 2017, 43(1): 74–81
- [42] 黄润鸿, 朱喆, 陈俊, 等. 南澳多端柔性直流输电工程高压直流断路器本

- 体故障控制保护策略研究及验证[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2339–2345
- [43] 李彬彬, 王宁, 赵晓东, 等. 适用于全直流海上风电场的柔性换流高压大容量直流变压器[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(22): 129–141
- [44] N Hatziargyriou, J Milanovic, C Rahmann, et al. Definition and Classification of Power System Stability-Revisited & Extended[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3271–3281
- [45] Y Shu, G Tang, H Pang. A Back-to-Back VSC-HVDC System of Yu-E Power Transmission Lines to Improve Cross-Region Capacity[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 6(1): 64–71
- [46] J Fang, H Li, Y Tang, et al. On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2019, 7(4): 2130–2146
- [47] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8.9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183–6192
- [48] 方勇杰. 英国“8.9”停电事故对频率稳定控制技术的启示[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(24): 1–5
- [49] Energy Emergencies Executive Committee (E3C). Technical Report on the Events of 9 August 2019[R]. London: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2020
- [50] 刘昊宇, 刘崇茹, 蒋思雯. 多端柔性直流输电系统动态附加频率控制策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(1): 164–170
- [51] S Song, R A Mccann, G Jang. Cost-Based Adaptive Droop Control Strategy for VSC-MTDC System[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 659–669
- [52] 朱良合, 袁志昌, 盛超, 等. 基于柔性直流输电的异步互联系统频率支援控制方法综述[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 84–92
- [53] N R Chaudhuri, R Majumder, B Chaudhuri. System Frequency Support Through Multi-Terminal DC (MTDC) Grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 347–356
- [54] Z Li, Z Wei, R Zhan, et al. Frequency Support Control Method for Interconnected Power Systems Using VSC-MTDC[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2304–2313
- [55] O D Adeuyi, M Cheah-Mane, J Liang, et al. Fast Frequency Response from Offshore Multi-Terminal VSC-HVDC Schemes[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(6): 2442–2452
- [56] C Du, E Agneholm, G Olsson. Comparison of Different Frequency Controllers for a VSC-HVDC Supplied System[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,

- 2008, 23(4): 2224–2232
- [57] K Rouzbehi, W Zhang, J I Candela, et al. Unified Reference Controller for Flexible Primary Control and Inertia Sharing in Multi-Terminal Voltage Source Converter-HVDC Grids[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(3): 750–758
- [58] 朱瑞可, 李兴源, 应大力. VSC-MTDC 互联系统频率稳定控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(10): 2729–2734
- [59] B Silva, C L Moreira, L Seca, et al. Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(2): 800–808
- [60] 周密, 徐箭, 孙元章. 多端柔性直流电网跨区域平抑风电波动的协调控制方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(12): 29–35
- [61] 王炜宇, 李勇, 曹一家, 等. 参与电网调频的多端柔性直流输电系统自适应下垂控制策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 142–149+161
- [62] 翟冬玲, 韩民晓, 马骏鹏, 等. 连接低惯量系统的 VSC-MTDC 的自适应下垂控制[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 128–134
- [63] A Kirakosyan, E F El-Saadany, M S El Moursi, et al. DC Voltage Regulation and Frequency Support in Pilot Voltage Droop-Controlled Multiterminal HVDC Systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(3): 1153–1164
- [64] 丁明, 杨向真, 苏建徽. 基于虚拟同步发电机思想的微电网逆变电源控制策略[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(8): 89–93
- [65] Q Zhong, G Weiss. Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259–1267
- [66] S M Ashabani, Y A I Mohamed. A Flexible Control Strategy for Grid-Connected and Islanded Microgrids with Enhanced Stability Using Nonlinear Microgrid Stabilizer[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(3): 1291–1301
- [67] M Guan, J Cheng, C Wang, et al. The Frequency Regulation Scheme of Interconnected Grids with VSC-HVDC Links[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 864–872
- [68] Y Cao, W Wang, Y Li, et al. A Virtual Synchronous Generator Control Strategy for VSC-MTDC System[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2018, 33(2): 750–761
- [69] 杨向真, 苏建徽, 丁明, 等. 微电网孤岛运行时的频率控制策略[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 164–168

- [70] R Wang, L Chen, T Zheng, et al. VSG-Based Adaptive Droop Control for Frequency and Active Power Regulation in the MTDC System[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(3): 260–268
- [71] 刘喜梅, 赵倩, 姚致清. 基于改进下垂算法的同步逆变器并联控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(14): 103–108
- [72] M Ashabani, Y A I Mohamed. Novel Comprehensive Control Framework for Incorporating VSCs to Smart Power Grids Using Bidirectional Synchronous-VSC[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 943–957
- [73] J Alipoor, Y Miura, T Ise. Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator with Alternating Moment of Inertia[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2015, 3(2): 451–458
- [74] 徐政. 海上风电送出主要方案及其关键技术问题[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(21): 1–10
- [75] 唐西胜, 苗福丰, 齐智平, 等. 风力发电的调频技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4304–4314
- [76] 刘洪波, 彭晓宇, 张崇, 等. 风电参与电力系统调频控制策略综述[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(11): 81–92
- [77] 穆钢, 蔡婷婷, 严干贵, 等. 双馈风电机组参与持续调频的双向功率约束及其影响[J]. 电工技术学报, 2019, 34(8): 1750–1759
- [78] 王同森, 张峰, 丁磊, 等. 考虑最优运行点的超速风电机组调频控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(6): 22–28
- [79] S I Abouzeid, Y Guo, H Zhang, et al. Improvements in Primary Frequency Regulation of the Grid-Connected Variable Speed Wind Turbine[J]. IET Renewable Power Generation, 2019, 13(3): 491–499
- [80] 蔡国伟, 钟超, 吴刚, 等. 考虑风电机组超速减载与惯量控制的电力系统机组组合策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 134–142
- [81] R G D Almeida, E D Castronuovo, J A P Lopes. Optimum Generation Control in Wind Parks When Carrying out System Operator Requests[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 718–725
- [82] X Zhao, Z Lin, B Fu, et al. Research on Frequency Control Method for Micro-Grid with a Hybrid Approach of FFR-OPPT and Pitch Angle of Wind Turbine[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 127: 1–10
- [83] P Yang, B He, B Wang, et al. Coordinated Control of Rotor Kinetic Energy and Pitch Angle for Large-Scale Doubly Fed Induction Generators Participating in System Primary Frequency Regulation[J]. IET Renewable Power Generation,

- 2021, 15(8): 1836–1847
- [84] 赵熙临, 林震宇, 付波. 基于风机运行边界分析的电网频率控制方法[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3450–3457
- [85] 张三洪, 党杰, 戴剑丰, 等. 考虑最优转速与桨距角控制的风电场限功率优化控制策略[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1844–1851
- [86] R Prasad, N P Padhy. Synergistic Frequency Regulation Control Mechanism for DFIG Wind Turbines with Optimal Pitch Dynamics[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 3181–3191
- [87] 张旭, 陈云龙, 岳帅, 等. 风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1793–1803
- [88] 韦徵, 陈冉, 陈家伟, 等. 基于功率变化和模糊控制的风力发电机组变速变桨距控制[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(17): 121–126
- [89] Y Zhang, Z Chen, W Hu, et al. Flicker Mitigation by Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines with DFIG[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2014, 29(1): 20–28
- [90] 张昭遂, 孙元章, 李国杰, 等. 超速与变桨协调的双馈风电机组频率控制[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 20–25+43
- [91] 范冠男, 刘吉臻, 孟洪民, 等. 电网限负荷条件下风电场一次调频策略[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2030–2037
- [92] 胡家欣, 胥国毅, 毕天姝, 等. 减载风电机组变速变桨协调频率控制方法[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3656–3663
- [93] 李颖颖, 王德林, 范林源, 等. 双馈风电机组限功率运行下频率稳定的变系数控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2910–2917
- [94] 王瑞峰, 高磊, 湛杰, 等. 高风电渗透率下变速风电机组参与系统频率调整策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 101–108
- [95] J V De Vyver, J D M De Kooning, B Meersman, et al. Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1129–1138
- [96] Y Wu, W Yang, Y Hu, et al. Frequency Regulation at a Wind Farm Using Time-Varying Inertia and Droop Controls[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 55(1): 213–224
- [97] M Garmroodi, G Verbič, D J Hill. Frequency Support from Wind Turbine Generators with a Time-Variable Droop Characteristic[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 676–684
- [98] H Lee, J Kim, D Hur, et al. Inertial Control of a DFIG-Based Wind Power Plant Using the Maximum Rate of Change of Frequency and the Frequency

- Deviation[J]. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2015, 10(2): 496–503
- [99] J Lee, E Muljadi, P Srensen, et al. Releasable Kinetic Energy-Based Inertial Control of a DFIG Wind Power Plant[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 279–288
- [100] 陈宇航, 王刚, 侍乔明, 等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 27–33
- [101] D Ochoa, S Martinez. Fast-Frequency Response Provided by DFIG-Wind Turbines and its Impact on the Grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 4002–4011
- [102] 周天沛, 孙伟. 高渗透率下变速风力机组虚拟惯性控制的研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 486–496
- [103] 柯贤波, 张文朝, 李朋旺, 等. 高风电渗透率系统的模糊自适应虚拟惯量控制[J]. 电网技术, 2020, 44(6): 2127–2136
- [104] N R Ullah, T Thiringer, D Karlsson. Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines-Potential and Applications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 601–612
- [105] S El Itani, U D Annakkage, G Joos. Short-Term Frequency Support Utilizing Inertial Response of DFIG Wind Turbines[A]. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting[C]. Detroit, USA: IEEE, 2011: 1–8
- [106] M Kang, E Muljadi, K Hur, et al. Stable Adaptive Inertial Control of a Doubly-Fed Induction Generator[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(6): 2971–2979
- [107] D Yang, H Gao, L Zhang, et al. Short-Term Frequency Support of a Doubly-Fed Induction Generator Based on an Adaptive Power Reference Function[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2020, 119: 1–10
- [108] 刘彬彬, 杨健维, 廖凯, 等. 基于转子动能控制的双馈风电机组频率控制改进方案[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 17–22
- [109] 颜湘武, 宋子君, 崔森, 等. 基于变功率点跟踪和超级电容器储能协调控制的双馈风电机组一次调频策略[J]. 电工技术学报, 2020, 35(3): 530–541
- [110] Y Tan, K M Muttaqi, P Ciufo, et al. Enhanced Frequency Regulation Using Multilevel Energy Storage in Remote Area Power Supply Systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(1): 163–170
- [111] 杨帆, 王维庆, 王海云, 等. 计及储能放电折损的风储一次调频配置优化方法研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 416–423
- [112] D D Banham-Hall, G A Taylor, C A Smith, et al. Flow Batteries for Enhancing

- Wind Power Integration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1690–1697
- [113] 彭勃, 张峰, 梁军. 考虑风速分区的风-储系统短期频率响应协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 57–65
- [114] 董天翔, 翟保豫, 李星, 等. 风储联合系统参与频率响应的优化控制策略[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3980–3989
- [115] 颜湘武, 崔森, 宋子君, 等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 111–120
- [116] J W Shim, G Verbič, N Zhang, et al. Harmonious Integration of Faster-Acting Energy Storage Systems into Frequency Control Reserves in Power Grid with High Renewable Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6193–6205
- [117] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量补偿策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(7): 1596–1605
- [118] 杨伟峰, 文云峰, 张武其, 等. 基于风-储联合的双层频率响应控制策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 184–193
- [119] N Sockeel, J Gafford, B Papari, et al. Virtual Inertia Emulator-Based Model Predictive Control for Grid Frequency Regulation Considering High Penetration of Inverter-Based Energy Storage System[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2932–2939
- [120] W Bao, Q Wu, L Ding, et al. A Hierarchical Inertial Control Scheme for Multiple Wind Farms with BESSs Based on ADMM[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 12(2): 751–760
- [121] 姚良忠, 吴婧, 鲁宗相, 等. 含大规模风电场接入的多端直流系统对交流系统频率调节的作用[J]. 高电压技术, 2016, 42(10): 3038–3044
- [122] Y Wen, J Zhan, C Y Chung, et al. Frequency Stability Enhancement of Integrated AC/VSC-MTDC Systems with Massive Infeed of Offshore Wind Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5135–5146
- [123] 姚伟, 熊永新, 姚雅涵, 等. 海上风电柔直并网系统调频控制综述[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3397–3413
- [124] A Musa, L Sabug, F Ponci, et al. Multi-Agent Based Intelligent Frequency Control in Multi-Terminal DC Grid-Based Hybrid AC/DC Networks[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(13): 1434–1443
- [125] W Wang, X Yin, Y Cao, et al. A Distributed Cooperative Control Based on Consensus Protocol for VSC-MTDC Systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 2877–2890
- [126] S G Vennelaganti, N R Chaudhuri. Stability Criterion for Inertial and Primary

- Frequency Droop Control in MTDC Grids with Implications on Ratio-Based Frequency Support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3541–3551
- [127] A Kirakosyan, E F El-Saadany, M S E Moursi, et al. Selective Frequency Support Approach for MTDC Systems Integrating Wind Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 366–378
- [128] F D Bianchi, J L Domnguez-Garca. Coordinated Frequency Control Using MT-HVDC Grids with Wind Power Plants[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 213–220
- [129] M N Ambia, K Meng, W Xiao, et al. Adaptive Droop Control of Multi-Terminal HVDC Network for Frequency Regulation and Power Sharing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 566–578
- [130] Y Li, Z Xu, J Østergaard, et al. Coordinated Control Strategies for Offshore Wind Farm Integration via VSC-HVDC for System Frequency Support[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 843–856
- [131] 郎燕生, 杨东冀, 杨晓楠, 等. 多风电场柔直并网调频的组合控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(12): 4468–4477
- [132] 于国星, 宋蕙慧, 马广富, 等. 含海上风电场的 VSC-MTDC 系统参与电网调频的顺序控制方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 123–132
- [133] M Mehrabankhomartash, M Saeedifard, A Yazdani. Adjustable Wind Farm Frequency Support Through Multi-Terminal HVDC Grids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(2): 1461–1472
- [134] R Yang, G Shi, X Cai, et al. Autonomous Synchronizing and Frequency Response Control of Multi-Terminal DC Systems with Wind Farm Integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2504–2514
- [135] A Yogarathinam, N R Chaudhuri. Stability-Constrained Adaptive Droop for Power Sharing in AC-MTDC Grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 1955–1965
- [136] Z Lu, Y Ye, Y Qiao. An Adaptive Frequency Regulation Method with Grid-Friendly Restoration for VSC-HVDC Integrated Offshore Wind Farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3582–3593
- [137] J N Sakamuri, M Altin, A D Hansen, et al. Coordinated Frequency Control from Offshore Wind Power Plants Connected to Multi Terminal DC System Considering Wind Speed Variation[J]. IET Renewable Power Generation, 2017, 11(8): 1226–1236
- [138] G Lu, C Lin, Y Wu. Comparison of Communication-Based and Coordination-Based Frequency Control Schemes for HVDC-Connected

- Offshore Wind Farms[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(4): 3352–3365
- [139] M Yazdani, A Mehrizi-Sani. Washout Filter-Based Power Sharing[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 967–968
- [140] Y Shan, J Hu, M Liu, et al. Model Predictive Voltage and Power Control of Islanded PV-Battery Microgrids with Washout-Filter-Based Power Sharing Strategy[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(2): 1227–1238
- [141] 万庆祝, 李俊涛, 迟忠君. 新能源接入的直流电网功率平滑控制策略[J]. 高电压技术, 2019, 45(1): 276–283
- [142] P M Shabestari, A Mehrizi-Sani. Frequency Response Improvement of PMSG Wind Turbines Using a Washout Filter[J]. Energies, 2020, 13 (18):1–7
- [143] 袁志昌, 吴志力, 金强, 等. 含直流电压二次调节的 VSC-MTDC 互联系统频率稳定控制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(23): 9–13+19
- [144] 刘盼盼, 荆龙, 吴学智, 等. 一种 MMC-MTDC 系统新型协调控制策略[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 64–69
- [145] 付媛, 邵馨玉, 李浩. 直流配电网的暂态电压稳定控制策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(4): 1354–1362
- [146] 张海波, 袁志昌, 赵宇明, 等. VSC-MTDC 系统变截距直流电压下垂控制策略[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(10): 60–64
- [147] G Wu, Z Du, Y Zhao, et al. Flexible Controls to Reduce DC Voltage Deviations in Multi-Terminal DC Grids[J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2021, 15(12): 1830–1840
- [148] 朱弘祺, 李勇, 王姿雅, 等. 考虑直流电压无差调节的 MMC-MTDC 协调下垂控制策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 196–199+213
- [149] 李周, 李亚州, 陆于平, 等. 多端柔性直流电网主动功率平衡协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(17): 117–124
- [150] Z Li, Y Li, R Zhan, et al. AC Grids Characteristics Oriented Multi-Point Voltage Coordinated Control Strategy for VSC-MTDC[J]. IEEE Access, 2019, 7: 7728–7736
- [151] Y Xiong, W Yao, J Wen, et al. Two-Level Combined Control Scheme of VSC-MTDC Integrated Offshore Wind Farms for Onshore System Frequency Support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 781–792
- [152] R Azizipanah-Abarghooee, M Malekpour, T Dragičević, et al. A Linear Inertial Response Emulation for Variable Speed Wind Turbines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(2): 1198–1208
- [153] J Huang, Z Yang, J Yu, et al. Frequency Dynamics-Constrained Parameter Design for Fast Frequency Controller of Wind Turbine[J]. IEEE Transactions

- on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 31–43
- [154] S Huang, Q Wu, W Bao, et al. Hierarchical Optimal Control for Synthetic Inertial Response of Wind Farm Based on Alternating Direction Method of Multipliers[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(1): 25–35
- [155] S Samanta, N R Chaudhuri. Stability Analysis of Grid-Forming Converters Under DC-Side Current Limitation in Primary Frequency Response Regime[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 3077–3091
- [156] Y Wang, C Zhao, C Guo, et al. Dynamics and Small Signal Stability Analysis of PMSG-Based Wind Farm with an MMC-HVDC System[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 6(1): 226–235
- [157] C Guo, P Cui, C Zhao. Optimization and Configuration of Control Parameters to Enhance Small-Signal Stability of Hybrid LCC-MMC HVDC System[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(1): 213–221
- [158] 时帅, 安鹏, 符杨, 等. 含风电场的多端柔性直流输电系统小信号建模方法[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(10): 92–102
- [159] J Zhu, Z Shen, S Bu, et al. Coordinated Flexible Damping Mechanism with Inertia Emulation Capability for MMC-MTDC Transmission Systems[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(6): 7329–7342
- [160] 鲁晓军, 向往, 林卫星, 等. 混合型 MMC 接入弱交流电网稳定性分析及控制参数优化[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(16): 70–78
- [161] M Zhang, L Sun. PLL and Additional Frequency Control Constituting an Adaptive Synchronization Mechanism for VSCs[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4920–4923
- [162] C Liu, H Liu, S Jiang, et al. Dynamic Frequency Support and DC Voltage Regulation Approach for VSC-MTDC Systems[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2023, 9(2): 645–658
- [163] Q Fu, W Du, H Wang, et al. Analysis of Small-Signal Power Oscillations in MTDC Power Transmission System[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3248–3259
- [164] Z Shen, Z Zhu, L Ge, et al. Variable-Inertia Emulation Control Scheme for VSC-HVDC Transmission Systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(1): 629–639
- [165] 刘昊宇, 刘崇茹, 郑乐, 等. 直流电压准无差修正的 VSC-MTDC 系统协同优化下垂控制[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(6): 117–126
- [166] Z Wu, W Gao, T Gao, et al. State-of-the-Art Review on Frequency Response of Wind Power Plants in Power Systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(1): 1–16

- [167] X Lyu, Y Jia, Z Dong, et al. Adaptive Frequency Responsive Control for Wind Farm Considering Wake Interaction[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(5): 1066–1075
- [168] 刘昊宇, 刘崇茹, 董浩云. 含风电场的 MMC-MTDC 系统通用频率响应模型[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 123–133
- [169] M Zhu, W Li, X Liang, et al. Stepwise Voltage Drop and Transient Current Control Strategies to Enhance Fault Ride-Through Capability of MMC-HVDC Connected DFIG Wind Farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2127–2137
- [170] 徐政. 柔性直流输电系统[M]. 北京: 机械工业出版社, 2016: 101–110
- [171] Y Zhang, A M Shotorbani, L Wang, et al. Distributed Voltage Regulation and Automatic Power Sharing in Multi-Terminal HVDC Grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3739–3752
- [172] 唐英杰, 张哲任, 徐政. 有源型模块化多电平换流器桥臂全状态平均值仿真模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(2): 146–154
- [173] 喻悦箫, 刘天琪, 王顺亮, 等. 基于平均值模型的双端 MMC-HVDC 系统小信号建模[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2999–3006
- [174] 戚陈陈, 陈鹏伟, 陈新, 等. 分散式风电高渗透率接入直流受端电网频率特性建模与分析[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2161–2170
- [175] P Kundur. Power System Stability and Control[M]. Beijing: China Electric Power Press, 1994: 33–91
- [176] 李云丰, 汤广福, 贺之渊, 等. MMC 型直流输电系统阻尼控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(20): 5492–5503
- [177] B Liu, Z Li, X Dong, et al. Impedance Modeling and Controllers Shaping Effect Analysis of PMSG Wind Turbines[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(2): 1465–1478
- [178] F Bakhtiari, J Nazarzadeh. Optimal Estimation and Tracking Control for Variable-Speed Wind Turbine with PMSG[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020, 8(1): 159–167
- [179] Y Li, Z Xu, K P Wong. Advanced Control Strategies of PMSG-Based Wind Turbines for System Inertia Support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 3027–3037
- [180] 李志显, 李欢, 刘崇茹, 等. 考虑缓冲回路的 HVDC 系统状态空间模型与求解算法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(11): 91–101
- [181] 姚琦, 刘吉臻, 胡阳, 等. 含异步变速风机的风电场一次调频等值建模与仿真[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(23): 185–192

- [182] N Shabanikia, A A Nia, A Tabesh, et al. Weighted Dynamic Aggregation Modeling of Induction Machine-Based Wind Farms[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(3): 1604–1614
- [183] 许剑冰, 薛禹胜, 张启平, 等. 电力系统同调动态等值的述评[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(14): 91–95
- [184] 杨静萍, 徐政. 基于同调机群识别的动态等值方法的工程应用[J]. 电网技术, 2005, 29(17): 68–71
- [185] 王刚, 张伯明. 电力系统外网在线动态等值方案[J]. 电网技术, 2006, 30(19): 21–26
- [186] 赵冬梅, 郑亚锐, 谢家康, 等. 基于轻量级梯度提升机和生成对抗网络的含风电电力系统频率稳定评估[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 3181–3193
- [187] 蒋思雯. 含直驱风机并网系统次/超同步振荡机理分析与抑制[D]. 北京: 华北电力大学, 2022
- [188] 彭乔, 刘天琪, 张英敏, 等. 考虑功率裕度与系统稳定性的直流电网自适应下垂控制[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(12): 3498–3506+3509
- [189] 陆韶琦, 徐政. 采用功率同步控制的 MMC-HVDC 功率极限分析[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7): 1868–1876
- [190] H Lao, L Zhang, T Zhao, et al. Innovated Inertia Control of DFIG with Dynamic Rotor Speed Recovery[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(5): 1417–1427
- [191] K Liu, Y Qu, H M Kim, et al. Avoiding Frequency Second Dip in Power Unreserved Control During Wind Power Rotational Speed Recovery[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3097–3106
- [192] D Yang, Z Jin, T Zheng, et al. An Adaptive Droop Control Strategy with Smooth Rotor Speed Recovery Capability for Type III Wind Turbine Generators[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2022, 135: 1–10
- [193] X Cao, B Stephen, I F Abdulhadi, et al. Switching Markov Gaussian Models for Dynamic Power System Inertia Estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3394–3403
- [194] 张雯欣, 吴琛, 黄伟, 等. 考虑频率二次跌落的系统频率特征评估及风电调频参数整定[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 11–19
- [195] 仇怡超, 闻达, 王晓茹, 等. 基于深度置信网络的电力系统扰动后频率曲线预测[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(17): 5095–5104+5290
- [196] D Song, Q Chang, S Zheng, et al. Adaptive Model Predictive Control for Yaw System of Variable-speed Wind Turbines[J]. Journal of Modern Power

- Systems and Clean Energy, 2021, 9(1): 219–224
- [197] J Liu, X Huang, Y Hong, et al. Coordinated Control Strategy for Operation Mode Switching of DC Distribution Networks[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020, 8(2): 334–344
- [198] 吴雨, 王育飞, 张宇, 等. 基于改进免疫克隆选择算法的电动汽车充电站选址定容方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(7): 95–103
- [199] 《运筹学》教材编写组. 运筹学(第三版)[M]. 北京: 清华大学出版社, 2005: 137–143
- [200] 同济大学数学系. 工程数学:线性代数[M]. 北京: 高等教育出版社, 2014: 132–133

## 附录 A 交流线路传输功率关系

附录 A 图 A-1 为简单交流线路示意图。图中  $R$  和  $X$  分别为线路电阻和电抗， $Z$  和  $\theta_s$  分别为线路阻抗的幅值和相角，则  $R+jX=Z\cos\theta_s+jZ\sin\theta_s$ 。

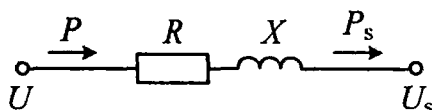


图 A-1 交流线路简化模型

Fig.A-1 The simplified model of AC line

则线路电流为：

$$\dot{I} = \frac{\dot{U} - \dot{U}_s}{R + jX} \quad (\text{A-1})$$

式中  $U$ ——线路始端电压；

$U_s$ ——线路末端电压；

$I$ ——线路电流，上标·表示相量。

线路功率损耗  $\Delta S$  为：

$$\Delta S = \frac{(U^2 + U_s^2 - 2U_s U \cos\theta)R + j(U^2 + U_s^2 - 2U_s U \cos\theta)X}{R^2 + X^2} \quad (\text{A-2})$$

式中  $\theta$ ——线路首末端电压相角差。

线路有功功率损耗  $\Delta P$  为：

$$\Delta P = \frac{(U^2 + U_s^2)R}{Z^2} - \frac{U_s U [\cos(\theta + \theta_s) + \cos(\theta - \theta_s)]}{Z} \quad (\text{A-3})$$

线路首端功率  $P$  为：

$$P = \frac{U^2 R}{Z^2} - \frac{U_s U \cos(\theta + \theta_s)}{Z} \quad (\text{A-4})$$

若已知  $P$ ，则由附录 A 式(A-4)可知：

$$\cos(\theta + \theta_s) = \frac{U^2 R - Z^2 P}{U_s U Z} \quad (\text{A-5})$$

由附录 A 式(A-5)可得：

$$\cos(\theta - \theta_s) = \frac{U^2 R - Z^2 P}{U_s U Z} \left( \frac{2R^2}{Z^2} - 1 \right) + \sqrt{1 - \left( \frac{U^2 R - Z^2 P}{U_s U Z} \right)^2} \frac{2RX}{Z^2} \quad (\text{A-6})$$

于是线路末端功率  $P_s$  为：

$$P_s = -\frac{U_s^2 R}{Z^2} + \frac{U^2 R - Z^2 P}{Z^2} \left( \frac{2R^2}{Z^2} - 1 \right) + \sqrt{(U_s U)^2 - \left( \frac{U^2 R - Z^2 P}{Z} \right)^2} \frac{2RX}{Z^3} \quad (\text{A-7})$$

若考虑系统各点电压一致, 则  $U=U_s$ , 则附录 A 式(A-7)简化为:

$$P_s = -\frac{U_s^2 R}{Z^2} + \frac{U_s^2 R - Z^2 P}{Z^2} \left( \frac{2R^2}{Z^2} - 1 \right) + \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{U_s^2 R - Z^2 P}{Z} \right)^2} \frac{2RX}{Z^3} \quad (\text{A-8})$$

附录 A 式(A-8)给出了已知线路首端有功功率, 利用线路阻抗求解末端功率的方法。

类似地, 线路末端功率  $P_s$  为:

$$P_s = \frac{U_s U \cos(\theta - \theta_s)}{Z} - \frac{U_s^2 R}{Z^2} \quad (\text{A-9})$$

若已知  $P_s$ , 则根据附录 A 式(A-9)可得:

$$\cos(\theta + \theta_s) = \frac{Z^2 P_s + U_s^2 R}{U_s U Z} \left( \frac{2R^2}{Z^2} - 1 \right) - \sqrt{1 - \left( \frac{Z^2 P_s + U_s^2 R}{U_s U Z} \right)^2} \frac{2RX}{Z^2} \quad (\text{A-10})$$

则线路首端功率  $P$  为:

$$P = \frac{U^2 R}{Z^2} - \frac{Z^2 P_s + U_s^2 R}{Z^2} \left( \frac{2R^2}{Z^2} - 1 \right) + \sqrt{(U_s U)^2 - \left( \frac{Z^2 P_s + U_s^2 R}{Z} \right)^2} \frac{2RX}{Z^3} \quad (\text{A-11})$$

同样地, 若  $U=U_s$ , 则附录 A 式(A-11)简化为:

$$P = \frac{U_s^2 R}{Z^2} - \frac{Z^2 P_s + U_s^2 R}{Z^2} \left( \frac{2R^2}{Z^2} - 1 \right) + \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z^2 P_s + U_s^2 R}{Z} \right)^2} \frac{2RX}{Z^3} \quad (\text{A-12})$$

附录 A 式(A-12)给出了利用线路末端有功功率计算首端有功功率的方法。

## 附录B 通用频率响应模型复杂参数计算方法

根据式(2-13)、(2-17), 发电机电磁转矩  $T_e$  为:

$$T_e = \frac{P_e}{\omega_r} = \left[ \frac{U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^2} - \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^2} \left( \frac{2R_{gs}^2}{Z_{gs}^2} - 1 \right) + \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)^2} \frac{2R_{gs} X_g}{Z_{gs}^3} \right] / \omega_r \quad (B-1)$$

则式(2-18)中的  $\varphi_1$  和  $\varphi_2$  分别为:

$$\left\{ \begin{aligned} \varphi_1 &= \left( \frac{\partial P_{e,0}}{\partial Z_{gs}} \cdot \frac{\partial Z_{gs}}{\partial \omega_{r,0}} + \frac{\partial P_{e,0}}{\partial X_g} \cdot \frac{\partial X_g}{\partial \omega_{r,0}} \right) \frac{1}{\omega_{r,0}} - \frac{P_{e,0}}{\omega_{r,0}^2} \\ P_{e,0} &= \frac{U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^2} - \frac{Z_{gs}^2 P_{s,0} + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^2} \left( \frac{2R_{gs}^2}{Z_{gs}^2} - 1 \right) + \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_{s,0} + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)^2} \frac{2R_{gs} X_g}{Z_{gs}^3} \\ \frac{\partial P_{e,0}}{\partial Z_{gs}} &= -\frac{4U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}^3} + \frac{8U_s^2 R_{gs}^3}{Z_{gs}^5} + \frac{4R_{gs}^2 P_{s,0}}{Z_{gs}^3} - \frac{(Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs})(Z_{gs}^2 P_{s,0} - U_s^2 R_{gs})}{\sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_{s,0} + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)^2}} \frac{2R_{gs} X_g}{Z_{gs}^6} \\ &\quad - \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_{s,0} + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)^2} \frac{6R_{gs} X_g}{Z_{gs}^4} \\ \frac{\partial Z_{gs}}{\partial \omega_{r,0}} &= \frac{\omega_{r,0}^2 L_g}{\sqrt{R_{gs}^2 + (\omega_{r,0} L_g)^2}} \\ \frac{\partial P_{e,0}}{\partial X_g} &= \sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)^2} \frac{2R_{gs}}{Z_{gs}^3} \\ \frac{\partial X_g}{\partial \omega_{r,0}} &= L_g \\ \varphi_2 &= \frac{\partial P_{e,0}}{\partial P_{s,0}} \cdot \frac{\partial P_{s,0}}{\partial i_{d,0}} \cdot \frac{1}{\omega_{r,0}} = \left[ -\left( \frac{2R_{gs}^2}{Z_{gs}^2} - 1 \right) - \frac{\left( \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)}{\sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)^2}} \frac{2R_{gs} X_g}{Z_{gs}^3} \right] \frac{U_s}{\omega_{r,0}} \end{aligned} \right. \quad (B-2)$$

$$\varphi_2 = \frac{\partial P_{e,0}}{\partial P_{s,0}} \cdot \frac{\partial P_{s,0}}{\partial i_{d,0}} \cdot \frac{1}{\omega_{r,0}} = \left[ -\left( \frac{2R_{gs}^2}{Z_{gs}^2} - 1 \right) - \frac{\left( \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)}{\sqrt{U_s^4 - \left( \frac{Z_{gs}^2 P_s + U_s^2 R_{gs}}{Z_{gs}} \right)^2}} \frac{2R_{gs} X_g}{Z_{gs}^3} \right] \frac{U_s}{\omega_{r,0}} \quad (B-3)$$

式(2-27)中的  $\gamma_{1,i}$  和  $\gamma_{2,i}$  分别为:

$$\left\{ \begin{aligned} \gamma_{1,i} &= \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} \right) \frac{\partial P_{s3,i,0}}{\partial P_{s2,i,0}} \cdot \frac{\partial P_{s2,i,0}}{\partial P_{s1,i,0}} \cdot \frac{U_{s,i}}{C_{eq,i}} \\ \frac{\partial P_{s3,i,0}}{\partial P_{s2,i,0}} &= - \left( \frac{2R_{w,i}^2}{Z_{w,i}^2} - 1 \right) + \frac{U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0}}{\sqrt{U_{s,i}^4 - \left( \frac{U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0}}{Z_{w,i}} \right)^2}} \frac{2R_{w,i} X_{w,i}}{Z_{w,i}^3} \\ \frac{\partial P_{s2,i,0}}{\partial P_{s1,i,0}} &= \frac{U_{dc,ref,i}^2 - 2R_{loss,i}P_{s1,i,0}}{\sqrt{U_{dc,ref,i}^4 + 4R_{loss,i}U_{dc,ref,i}^2 P_{s1,i,0} - 4R_{loss,i}^2 P_{s1,i,0}^2}} \end{aligned} \right. \quad (B-4)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \gamma_{2,i} &= \left[ \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} \right) \left( \frac{\partial P_{s3,i,0}}{\partial Z_{w,i}} \cdot \frac{\partial Z_{w,i}}{\partial f_{owf,i}} + \frac{\partial P_{s3,i,0}}{\partial X_{w,i}} \cdot \frac{\partial X_{w,i}}{\partial f_{owf,i}} \right) \frac{\partial f_{owf,i}}{\partial U_{dc,i,0}} \right. \\ &\quad \left. + \left( -\frac{P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{3R_{loss,i}P_{s3,i,0}^2}{U_{dc,i,0}^4} \right) \right] \cdot \frac{1}{C_{eq,i}} \\ \frac{\partial P_{s3,i,0}}{\partial Z_{w,i}} &= \frac{4U_{s,i}^2 R_{w,i} + 4R_{w,i}^2 P_{s2,i,0}}{Z_{w,i}^3} - \frac{8U_{s,i}^2 R_{w,i}^3}{Z_{w,i}^5} \\ &\quad + \frac{(U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0}) U_{s,i}^2}{\sqrt{U_{s,i}^4 - \left( \frac{U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0}}{Z_{w,i}} \right)^2}} \frac{2R_{w,i}^2 X_{w,i}}{Z_{w,i}^5} \\ &\quad - \frac{(U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0})}{\sqrt{U_{s,i}^4 - \left( \frac{U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0}}{Z_{w,i}} \right)^2}} \frac{4R_{w,i} X_{w,i}}{Z_{w,i}^3} \\ \frac{\partial P_{s3,i,0}}{\partial X_{w,i}} &= \frac{(U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0})}{\sqrt{U_{s,i}^4 - \left( \frac{U_{s,i}^2 R_{w,i} - Z_{w,i}^2 P_{s2,i,0}}{Z_{w,i}} \right)^2}} \frac{2R_{w,i}}{Z_{w,i}^2} \\ \frac{\partial Z_{w,i}}{\partial f_{owf,i}} &= \frac{L_{w,i}^2 f_{owf,i}}{f_{base,i} \sqrt{R_{w,i}^2 f_{base,i}^2 + L_{w,i}^2 f_{owf,i}^2}} \\ \frac{\partial X_{w,i}}{\partial f_{owf,i}} &= \frac{L_{w,i}}{f_{base,i}} \\ \frac{\partial f_{owf,i}}{\partial U_{dc,i,0}} &= K_{owf,i} \end{aligned} \right. \quad (B-5)$$

式中  $L_{w,i}$ ——PMSG 至 WFVSC 的 PCC 点线路电感。

式(2-31)中出现了  $U_{dc}$  的 2 阶导数, 根据式(2-26)可得:

$$\frac{d^2 U_{dc,i}}{dt^2} = \frac{1}{C_{eq,i}} \left[ \left( \frac{1}{U_{dc,i}} - \frac{2R_{loss,i}P_{s3,i}}{U_{dc,i}^3} \right) \frac{dP_{s3,i}}{dt} + \left( -\frac{P_{s3,i}}{U_{dc,i}^2} + \frac{3R_{loss,i}P_{s3,i}^2}{U_{dc,i}^4} \right) \frac{dU_{dc,i}}{dt} - \frac{di_{dc,i}}{dt} \right] \quad (B-6)$$

附录 B 式(B-6)的线性化模型为:

$$\begin{aligned}
 \frac{d^2 \Delta U_{dc,i}}{dt^2} = & \frac{1}{C_{eq,i}} \cdot \left\{ \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{loss,i} P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} \right) \frac{d\Delta P_{s3,i}}{dt} \right. \\
 & + \left[ \left( -\frac{1}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{6R_{loss,i} P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^4} \right) \Delta U_{dc,i} - \frac{2R_{loss,i}}{U_{dc,i,0}^3} \Delta P_{s3,i} \right] \frac{dP_{s3,i,0}}{dt} \Big\} \\
 & + \frac{1}{C_{eq,i}} \left\{ \left( -\frac{P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{3R_{loss,i} P_{s3,i,0}^2}{U_{dc,i,0}^4} \right) \frac{d\Delta U_{dc,i}}{dt} + \left[ \left( \frac{2P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} - \frac{12R_{loss,i} P_{s3,i,0}^2}{U_{dc,i,0}^5} \right) \Delta U_{dc,i} \right. \right. \\
 & \left. \left. + \left( -\frac{1}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{6R_{loss,i} P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^4} \right) \Delta P_{s3,i} \right] \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} \right\} - \frac{1}{C_{eq,i}} \frac{di_{dc,i}}{dt}
 \end{aligned} \quad (B-7)$$

将附录 B 式(B-4)和(B-5)代入附录 B 式(B-7), 可得:

$$\left\{ \begin{aligned}
 g_{1,i} &= \frac{\partial P_{s3,i}}{\partial P_{s2,i}} \cdot \frac{\partial P_{s2,i}}{\partial P_{s1,i}} \cdot U_{s,i} \\
 g_{2,i} &= \left( \frac{\partial P_{s3,i}}{\partial Z_{w,i}} \cdot \frac{\partial Z_{w,i}}{\partial f_{owf,i}} + \frac{\partial P_{s3,i}}{\partial X_{w,i}} \cdot \frac{\partial X_{w,i}}{\partial f_{owf,i}} \right) \frac{\partial f_{owf,i}}{\partial U_{dc,i}} \\
 \frac{d\Delta P_{s3,i}}{dt} &= g_{1,i,0} \frac{d\Delta i_{d,i}}{dt} + \left( \frac{\partial g_{1,i,0}}{\partial i_{d,i,0}} \Delta i_{d,i} + \frac{\partial g_{1,i,0}}{\partial U_{dc,i,0}} \Delta U_{dc,i} \right) \frac{di_{d,i,0}}{dt} \\
 &\quad + g_{2,i,0} \cdot \frac{d\Delta U_{dc,i}}{dt} + \left( \frac{\partial g_{2,i,0}}{\partial i_{d,i,0}} \Delta i_{d,i} + \frac{\partial g_{2,i,0}}{\partial U_{dc,i,0}} \Delta U_{dc,i} \right) \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} \\
 \frac{dP_{s3,i,0}}{dt} &= g_{1,i,0} \cdot \frac{di_{d,i,0}}{dt} + g_{2,i,0} \cdot \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} \\
 \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} &= \frac{P_{s3,i,0}}{C_{eq,i} U_{dc,i,0}} \left( 1 - \frac{R_{loss,i} P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^2} \right) - \frac{\sum i_{dc,ij,0}}{C_{eq,i}}
 \end{aligned} \right. \quad (B-8)$$

则附录 B 式(B-7)简化为:

$$\frac{d^2 \Delta U_{dc,i}}{dt^2} = \alpha_{1,i} \Delta i_{d,i} + \alpha_{2,i} \Delta U_{dc,i} + \alpha_{3,i} \frac{d\Delta i_{d,i}}{dt} + \alpha_{4,i} \frac{d\Delta U_{dc,i}}{dt} - \frac{1}{C_{eq,i}} \sum \frac{d\Delta i_{dc,ij}}{dt} \quad (B-9)$$

式中:

$$\begin{cases}
 \alpha_{1,i} = \frac{1}{C_{eq,i}} \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} \right) \left( \frac{\partial g_{1,i,0}}{\partial i_{d,i,0}} \cdot \frac{di_{d,i,0}}{dt} + \frac{\partial g_{2,i,0}}{\partial i_{d,i,0}} \cdot \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} \right) \\
 \quad - \frac{1}{C_{eq,i}} \cdot \frac{2R_{loss,i}}{U_{dc,i,0}^3} \cdot \frac{dP_{s3,i,0}}{dt} \cdot U_{s,i} + \frac{1}{C_{eq,i}} \left( -\frac{1}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{6R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^4} \right) \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} U_{s,i} \\
 \alpha_{2,i} = \frac{1}{C_{eq,i}} \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} \right) \left( \frac{\partial g_{1,i,0}}{\partial U_{dc,i,0}} \cdot \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} + \frac{\partial g_{2,i,0}}{\partial U_{dc,i,0}} \cdot \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} \right) \\
 \quad + \frac{1}{C_{eq,i}} \left( -\frac{1}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{6R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^4} \right) \frac{dP_{s3,i,0}}{dt} + \frac{1}{C_{eq,i}} \left( \frac{2P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} - \frac{12R_{loss,i}P_{s3,i,0}^2}{U_{dc,i,0}^5} \right) \frac{dU_{dc,i,0}}{dt} \\
 \alpha_{3,i} = \frac{1}{C_{eq,i}} \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} \right) g_{1,i,0} \\
 \alpha_{4,i} = \frac{1}{C_{eq,i}} \left( \frac{1}{U_{dc,i,0}} - \frac{2R_{loss,i}P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^3} \right) g_{2,i,0} + \frac{1}{C_{eq,i}} \left( -\frac{P_{s3,i,0}}{U_{dc,i,0}^2} + \frac{3R_{loss,i}P_{s3,i,0}^2}{U_{dc,i,0}^4} \right)
 \end{cases} \quad (B-10)$$

将附录 B 式(B-9)代入式(2-31)，线性化后可得：

$$\begin{aligned}
 \frac{d\Delta i_{d,ref,i}}{dt} &= k_{i1}K_DK_{owf,i}\Delta U_{dc,ref,i} - (k_{i1,i}K_{D,i}K_{owf,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{2,i})\Delta U_{dc,i} \\
 &\quad - (k_{i1,i}U_{s,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{1,i})\Delta i_{d,i} \\
 &\quad - (k_{i1,i}K_{i,i}K_{owf,i} + k_{p1,i}K_{D,i}K_{owf,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{4,i})\frac{d\Delta U_{dc,i}}{dt} \\
 &\quad - (k_{p1,i}U_{s,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{3,i})\frac{d\Delta i_{d,i}}{dt} + \frac{k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}}{C_{eq,i}} \sum \frac{d\Delta i_{dc,ij}}{dt}
 \end{aligned} \quad (B-11)$$

记：

$$\begin{cases}
 \eta_{1,i} = -(k_{i1,i}U_{s,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{1,i}) \\
 \eta_{2,i} = -(k_{i1,i}K_{D,i}K_{owf,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{2,i}) \\
 \eta_{3,i} = -(k_{p1,i}U_{s,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{3,i}) \\
 \eta_{4,i} = -(k_{i1,i}K_{i,i}K_{owf,i} + k_{p1,i}K_{D,i}K_{owf,i} + k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}\alpha_{4,i}) \\
 \eta_{5,i} = \frac{k_{p1,i}K_{i,i}K_{owf,i}}{C_{eq,i}} \\
 \eta_{6,i} = k_{i1,i}K_{D,i}K_{owf,i}
 \end{cases} \quad (B-12)$$

则附录 B 式(B-11)简记为：

$$\frac{d\Delta i_{d,ref,i}}{dt} = \eta_{1,i}\Delta i_{d,i} + \eta_{2,i}\Delta U_{dc,i} + \eta_{3,i}\frac{d\Delta i_{d,i}}{dt} + \eta_{4,i}\frac{d\Delta U_{dc,i}}{dt} + \eta_{5,i}\sum \frac{d\Delta i_{dc,ij}}{dt} + \eta_{6,i}\Delta U_{dc,ref,i} \quad (B-13)$$

参考式(2-13)，风力机的机械转矩  $T_m$  为：

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (B-14)$$

附录B式(B-14)的线性化模型为:

$$\Delta T_m = \varphi_3 \Delta \omega_r + \varphi_4 \Delta v \quad (\text{B-15})$$

其中  $\varphi_3$  和  $\varphi_4$  分别为:

$$\left\{ \begin{aligned} \varphi_3 &= \frac{1}{\omega_{r,0}} \cdot \frac{\partial P_{m,0}}{\partial \omega_{r,0}} - \frac{P_{m,0}}{\omega_{r,0}^2} \\ \frac{\partial P_{m,0}}{\partial \omega_{r,0}} &= \frac{1}{2} \rho S \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \omega_{r,0}} v_0^3 \\ \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \omega_{r,0}} &= \left( \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \lambda_{i,0}} \cdot \frac{\partial \lambda_{i,0}}{\partial \lambda_0} + \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \lambda_0} \right) \frac{\partial \lambda_0}{\partial \omega_{r,0}} \\ \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \lambda_{i,0}} &= c_1 \left\{ c_5 + [c_5 \lambda_{i,0} - c_4 (2.5 + \beta) + c_3] \frac{c_6}{\lambda_{i,0}^2} \right\} e^{-\frac{c_6}{\lambda_{i,0}}} \\ \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \lambda_0} &= c_1 c_2 \\ \frac{\partial \lambda_{i,0}}{\partial \lambda_0} &= \frac{\lambda_{i,0}^2}{[\lambda_0 + c_7 (2.5 + \beta)]^2} \\ \frac{\partial \lambda_0}{\partial \omega_{r,0}} &= \frac{R}{v_0} \end{aligned} \right. \quad (\text{B-16})$$

$$\left\{ \begin{aligned} \varphi_4 &= \frac{1}{\omega_{r,0}} \cdot \frac{\partial P_{m,0}}{\partial v_0} \\ \frac{\partial P_{m,0}}{\partial v_0} &= \frac{3}{2} \rho S C_{p,0} v_0^2 + \frac{1}{2} \rho S \frac{\partial C_{p,0}}{\partial v_0} v_0^3 \\ \frac{\partial C_{p,0}}{\partial v_0} &= \left( \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \lambda_{i,0}} \cdot \frac{\partial \lambda_{i,0}}{\partial v_0} + \frac{\partial C_{p,0}}{\partial v_0} \right) \frac{\partial \lambda_0}{\partial v_0} \\ \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \lambda_{i,0}} &= c_1 \left\{ c_5 + [c_5 \lambda_{i,0} - c_4 (2.5 + \beta) + c_3] \frac{c_6}{\lambda_{i,0}^2} \right\} e^{-\frac{c_6}{\lambda_{i,0}}} \\ \frac{\partial C_{p,0}}{\partial \lambda_0} &= c_1 c_2 \\ \frac{\partial \lambda_{i,0}}{\partial \lambda_0} &= \frac{\lambda_{i,0}^2}{[\lambda_0 + c_7 (2.5 + \beta)]^2} \\ \frac{\partial \lambda_0}{\partial v_0} &= -\frac{\omega_{r,0} R}{v_0^2} \end{aligned} \right. \quad (\text{B-17})$$

## 附录 C 协调优化函数凹凸性判定方法

定义 1: 局部极小值<sup>[199]</sup>

设  $f(X)$  为定义在  $n$  维欧氏空间  $E^n$  的某一区域  $R$  上的  $n$  元实函数, 其中  $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ 。对于  $X^* \in R$ , 如果存在某个  $\varepsilon > 0$ , 使所有与  $X^*$  的距离小于  $\varepsilon$  的  $X \in R$  (即  $X \in R$  且  $\|X - X^*\| < \varepsilon$ ) 均满足不等式  $f(X) \geq f(X^*)$ , 则称  $X^*$  为  $f(X)$  在  $R$  上的局部极小点,  $f(X^*)$  为局部极小值。若对于所有  $X \neq X^*$  且与  $X^*$  的距离小于  $\varepsilon$  的  $X \in R$ ,  $f(X) > f(X^*)$ , 则称  $X^*$  为  $f(X)$  在  $R$  上的严格局部极小点,  $f(X^*)$  为严格局部极小值。

定义 2: 全局极小值<sup>[199]</sup>

若点  $X^* \in R$ , 而对于所有  $X \in R$  都有  $f(X) \geq f(X^*)$ , 则称  $X^*$  为  $f(X)$  在  $R$  上的全局极小点,  $f(X^*)$  为全局极小值。若对于所有  $X \in R$  且  $X \neq X^*$ , 都有  $f(X) > f(X^*)$ , 则称  $X^*$  为  $f(X)$  在  $R$  上的严格全局极小点,  $f(X^*)$  为严格全局极小值。

定义 3: 凸函数<sup>[199]</sup>

设  $f(X)$  为定义在  $n$  维欧氏空间  $E^n$  中某个凸集  $R$  上的函数, 若对任何实数  $\alpha$  ( $0 < \alpha < 1$ ) 以及  $R$  中任意两点  $X^{(1)}$  和  $X^{(2)}$ , 恒有:

$$f(\alpha X^{(1)} + (1-\alpha)X^{(2)}) \leq \alpha f(X^{(1)}) + (1-\alpha)f(X^{(2)}) \quad (C-1)$$

则称  $f(X)$  为定义在  $R$  上的凸函数。

若对任意  $\alpha$  ( $0 < \alpha < 1$ ) 和  $X^{(1)} \neq X^{(2)} \in R$  恒有:

$$f(\alpha X^{(1)} + (1-\alpha)X^{(2)}) < \alpha f(X^{(1)}) + (1-\alpha)f(X^{(2)}) \quad (C-2)$$

则称  $f(X)$  为定义在  $R$  上的严格凸函数。

定义 4: 海塞(Hesse)矩阵<sup>[199]</sup>

$H(X)$  为  $f(X)$  在点  $X$  处的 Hesse 矩阵:

$$H(X) = \begin{pmatrix} \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_2 \partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_n \partial x_1} & \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_n \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f(X)}{\partial x_n^2} \end{pmatrix} \quad (C-3)$$

定理 1<sup>[199]</sup>:

设  $R$  为  $n$  维欧氏空间  $E^n$  上的某一开凸集,  $f(X)$  在  $R$  上具有二阶连续偏导数,

则  $f(X)$  为  $R$  上的凸函数的充要条件是:  $f(X)$  的海塞矩阵  $H(X)$  在  $R$  上处处半正定。

若对一切  $X \in R$ ,  $f(X)$  的海塞矩阵都是正定的, 则  $f(X)$  是  $R$  上的严格凸函数。  
定理 2<sup>[200]</sup>:

对称阵  $A$  为正定的充分必要条件是:  $A$  的各阶主子式都为正。

定理 3<sup>[199]</sup>:

若  $f(X)$  为定义在凸集  $R$  上的凸函数, 则它的任一极小点就是它在  $R$  上的最小点(全局极小点), 而且它的极小点形成一个凸集。

定理 4<sup>[199]</sup>:

设  $f(X)$  是定义在凸集  $R$  上的可微凸函数, 若存在点  $X^* \in R$ , 使得对于所有的  $X \in R$  有:

$$\nabla f(X^*)^T (X - X^*) \geq 0 \quad (C-4)$$

则  $X^*$  是  $f(X)$  在  $R$  上的最小点(全局极小点)。

定理 3 和定理 4 说明, 定义在凸集上的凸函数的平稳点, 就是其全局极小点。全局极小点并不一定是惟一的, 但若为严格凸函数, 则其全局极小点就是惟一的了。

以本文第五章的四端 VSC-HVDC 系统为例, 研究优化函数  $F(X)$  的性质:

$$F(X) = \sum_{i=1}^4 (U_{dc,i,2} - U_{dc,i,0})^2 + \sum_{j=2}^4 \left\{ \left[ \frac{1}{K_{Vj}} (U_{dc,ref,j} - U_{dc,j,2}) + P_{ref,j} + \Delta P_{ref,j} \right] - P_{j,1} \right\}^2 \quad (C-5)$$

式中:  $X = [U_{dc,1,2}, U_{dc,2,2}, U_{dc,3,2}, U_{dc,4,2}, \Delta P_{ref,2}, \Delta P_{ref,3}, \Delta P_{ref,4}]$ 。

计算  $F(X)$  对应的 Hesse 矩阵  $H(X)$ , 并将其记为:

$$H(X) = \begin{pmatrix} a_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 & 0 & a_{25} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} & 0 & 0 & a_{36} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_{44} & 0 & 0 & a_{47} \\ 0 & a_{52} & 0 & 0 & a_{55} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{63} & 0 & 0 & a_{66} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_{74} & 0 & 0 & a_{77} \end{pmatrix} \quad (C-6)$$

式中:  $a_{11} = 2$ ,  $a_{22} = 2 \left( 1 + \frac{1}{K_{V,2}^2} \right)$ ,  $a_{25} = -\frac{2}{K_{V,2}}$ ,  $a_{33} = 2 \left( 1 + \frac{1}{K_{V,3}^2} \right)$ ,  $a_{36} = -\frac{2}{K_{V,3}}$ ,  $a_{44} = 2 \left( 1 + \frac{1}{K_{V,4}^2} \right)$ ,  $a_{47} = -\frac{2}{K_{V,4}}$ ,  $a_{52} = -\frac{2}{K_{V,2}}$ ,  $a_{55} = 2$ ,  $a_{63} = -\frac{2}{K_{V,3}}$ ,  $a_{66} = 2$ ,  $a_{74} = -\frac{2}{K_{V,4}}$ ,  $a_{77} = 2$ 。

由附录 C 式(C-6)可知,  $F(X)$  的 Hesse 矩阵  $H(X)$  为对称矩阵, 矩阵内元素均为常数, 对角线元素均为正数。进一步研究  $H(X)$  是否为正定矩阵, 分别计算

$H(X)$ 的 1 至 7 阶主子式, 结果如下:

➤ 一阶主子式  $D_1(X)$ :

$$D_1(X) = a_{11} > 0 \quad (C-7)$$

➤ 二阶主子式  $D_2(X)$ :

$$D_2(X) = \begin{vmatrix} a_{11} & 0 \\ 0 & a_{22} \end{vmatrix} = a_{11}a_{22} > 0 \quad (C-8)$$

➤ 三阶主子式  $D_3(X)$ :

$$D_3(X) = \begin{vmatrix} a_{11} & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} \end{vmatrix} = a_{11}a_{22}a_{33} > 0 \quad (C-9)$$

➤ 四阶主子式  $D_4(X)$ :

$$D_4(X) = \begin{vmatrix} a_{11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_{44} \end{vmatrix} = a_{11}a_{22}a_{33}a_{44} > 0 \quad (C-10)$$

➤ 五阶主子式  $D_5(X)$ :

$$D_5(X) = \begin{vmatrix} a_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 & 0 & a_{25} \\ 0 & 0 & a_{33} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_{44} & 0 \\ 0 & a_{52} & 0 & 0 & a_{55} \end{vmatrix} \quad (C-11)$$

将  $D_5(X)$ 依次沿第 1 行、第 3 行、第 4 行展开, 可得:

$$D_5(X) = a_{11}a_{33}a_{44} \begin{vmatrix} a_{22} & a_{25} \\ a_{52} & a_{55} \end{vmatrix} = a_{11}a_{33}a_{44}(a_{22}a_{55} - a_{25}a_{52}) \quad (C-12)$$

将  $a_{22} = 2\left(1 + \frac{1}{K_{V,2}^2}\right)$ ,  $a_{25} = -\frac{2}{K_{V,2}}$ ,  $a_{52} = -\frac{2}{K_{V,2}}$ ,  $a_{55} = 2$  代入附录 C 式(C-12),

可得  $D_5(X) = 4a_{11}a_{33}a_{44} > 0$ 。

➤ 六阶主子式  $D_6(X)$ :

$$D_6(X) = \begin{vmatrix} a_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 & 0 & a_{25} & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} & 0 & 0 & a_{36} \\ 0 & 0 & 0 & a_{44} & 0 & 0 \\ 0 & a_{52} & 0 & 0 & a_{55} & 0 \\ 0 & 0 & a_{63} & 0 & 0 & a_{66} \end{vmatrix} \quad (C-13)$$

将  $D_6(X)$  依次沿第 1 行、第 4 行、第 2 行展开, 可得:

$$D_6(X) = a_{11} a_{44} \begin{vmatrix} a_{22} & a_{25} \\ a_{52} & a_{55} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} a_{33} & a_{36} \\ a_{63} & a_{66} \end{vmatrix} = a_{11} a_{44} (a_{22} a_{55} - a_{25} a_{52}) (a_{33} a_{66} - a_{36} a_{63}) \quad (\text{C-14})$$

将  $a_{33} = 2 \left( 1 + \frac{1}{K_{V,3}^2} \right)$ ,  $a_{36} = -\frac{2}{K_{V,3}}$ ,  $a_{63} = -\frac{2}{K_{V,3}}$ ,  $a_{66} = 2$  代入附录 C 式(C-14),

可得  $D_6(X) = 16 a_{11} a_{44} > 0$ 。

➤ 七阶主子式  $D(X)$  (即  $H(X)$  的行列式):

$$D(X) = \begin{vmatrix} a_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 & 0 & a_{25} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} & 0 & 0 & a_{36} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_{44} & 0 & 0 & a_{47} \\ 0 & a_{52} & 0 & 0 & a_{55} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a_{63} & 0 & 0 & a_{66} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_{74} & 0 & 0 & a_{77} \end{vmatrix} \quad (\text{C-15})$$

同理,  $D(X)$  可写为:

$$D(X) = a_{11} \begin{vmatrix} a_{22} & a_{25} \\ a_{52} & a_{55} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} a_{33} & a_{36} \\ a_{63} & a_{66} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} a_{44} & a_{47} \\ a_{74} & a_{77} \end{vmatrix} \quad (\text{C-16})$$

$$= a_{11} (a_{22} a_{55} - a_{25} a_{52}) (a_{33} a_{66} - a_{36} a_{63}) (a_{44} a_{77} - a_{47} a_{74})$$

将  $a_{44} = 2 \left( 1 + \frac{1}{K_{V,4}^2} \right)$ ,  $a_{47} = -\frac{2}{K_{V,4}}$ ,  $a_{74} = -\frac{2}{K_{V,4}}$ ,  $a_{77} = 2$  代入附录 C 式(C-16)

可得  $D(X) = 64 a_{11} > 0$ 。

由附录 C 式(C-7)至(C-16)的理论计算结果可知,  $H(X)$  的各阶主子式均为正, 根据定理 2 可知  $H(X)$  是正定矩阵, 根据定理 1 可知  $F(X)$  为实数域  $\mathbf{R}$  上的严格凸函数, 根据定理 3 可知  $F(X)$  在凸集上的最小点(最小值)唯一。

进一步地, 结合附录 C 式(C-7)至(C-16)的理论计算过程可知, 将  $F(X)$  的阶数推广至  $n$  阶, 其中新增一个非下垂站, 相当于计算  $H(X)$  各阶主子式时新增一个正数对角元; 新增一个下垂站, 相当于计算  $H(X)$  各阶主子式时新增一个值为正的二阶行列式, 且下垂系数不影响该二阶行列式的值。由上述分析可得, 对于共计  $n$  个换流站的 VSC-MTDC 系统, 无论下垂系数取值是多少, 其优化目标函数  $F(X)$  均为严格凸函数, 优化最小点(最小值)唯一。