

华北电力大学

专业硕士学位论文

考虑直流紧急控制的交直流系统多阶段优化稳定控制方法研究

Study on Multi-stage Optimal Stability Control Method for AC/DC System Considering DC Emergency Control

姜苑

2022 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

专业硕士学位论文

考虑直流紧急控制的交直流系统多阶段优化稳定控制方法研究

硕士研究生: 姜苑

导师: 刘崇茹教授

企业导师: 孙珂

申请学位: 工程硕士

专业领域: 电气工程

培养方式: 全日制

所在学院: 电气与电子工程学院

答辩日期: 2022年5月

授予学位单位: 华北电力大学

Classified Index: TM712
U.D.C: 621.3

Thesis for the Professional Master Degree

**Study on Multi-stage Optimal Stability Control
Method for AC/DC System Considering DC
Emergency Control**

Candidate:	Jiang Yuan
Supervisor:	Prof.Liu Chongru
Academic Degree Applied for:	Master of Engineering
Speciality Field:	Electrical Engineering
Training Mode:	Full-time
School:	School of Electrical & Electronic Engineering
Date of Defence:	May, 2022
Degree-Conferring-Institution:	North China Electric Power University

摘 要

随着直流工程的快速发展,我国已经形成了交直流并列运行的大区域电网格局,在保证能源供给与消纳方面发挥着举足轻重的作用。但与此同时,大规模交直流混联使得系统网架结构和运行情况复杂,暂态稳定问题突出,给系统的安全稳定控制带来了极大的挑战。

一方面,面对大规模直流工程接入和新能源并网,系统本身的转动惯量整体下降,传统切机控制引发切机负效应的情况日益增多;另一方面,复杂的系统结构和运行情况使得故障后策略表与故障匹配的难度增加,策略表在线生成则面临计算时间过长的问题。在大规模交直流混联背景下,如何在故障发生后快速、有效地采取相应的暂态稳定控制手段成为亟待解决的技术难题。直流系统的快速调控以及过负荷能力使其能够在短时间内改变传输的有功功率维持送受端功率平衡,给大规模交直流混联背景下的紧急控制提供了新的求解思路。本文针对大规模复杂电网的暂态稳定控制问题,基于特征值分析和复杂网络理论,提出了一种考虑直流紧急控制的交直流系统多阶段优化稳定控制方法,主要工作如下:

首先基于 EEAC 理论阐述暂态过程中切机和直流紧急功率支援的作用机理,从暂态稳定裕度的角度出发对两种控制手段的控制效果进行对比,分析过度切机可能导致的切机负效应,而采用直流紧急功率支援减少传统切机量能有效防止切机负效应的产生,提高系统的暂态稳定性。

其次,基于特征值分析和复杂网络理论提出一种“先分裂后凝聚”的动态分区方法,将负荷节点和直流节点纳入电网分区的范畴,弥补了传统电网分区只考虑发电机节点的不足,分区结果可以最大程度实现各分区信息的解耦,即保证各分区内部具有强耦合性,而各分区之间保持较弱的耦合程度。

最后,基于动态分区结果对传统紧急控制模型进行改进,提出一种多阶段优化的紧急控制策略。利用分区内部节点的高度耦合以及分区之间的弱耦合性,在寻优过程中优先对故障分区中的节点进行控制,通过减少控制变量实现优化问题的降维处理,并利用灵敏度分析法将优化函数线性化,显著提高在线决策算法的计算效率。

采用直流紧急功率支援减少切机量,可以尽可能地避免切机负效应的产生,大大改善系统的暂态稳定性。通过电网分区可以实现暂态稳定问题的精准控制,再基于电网分区结果可以实现紧急控制的多阶段优化,在优化过程中优先考虑与故障强耦合的分区,不仅可以增强对复杂系统的控制能力,还能够大大缩短策略表的在线计算时间,避免紧急控制应对不及时而导致系统暂态失

稳。

关键词：直流紧急功率支援；切机负效应；电网分区；紧急控制；多阶段优化

Abstract

With the rapid development of DC project, China has formed a large-area grid pattern of AC and DC parallel operation, which plays an crucial role in ensuring energy supply and absorption. At the same time, the large-scale AC/DC hybrid system makes the grid structure and operation complex, and the transient stability problem is prominent, which brings great challenges to the security and stability control of the system.

On the one hand, in the face of large-scale DC project access and new energy grid-connected, the rotation inertia of the system itself decreases as a whole, and the situation that the traditional cutting machine control causes the cutting machine negative effect is increasing day by day. On the other hand, the complicated system structure and running condition make it difficult to match the policy table with the fault after the fault, and the policy table online generation is faced with the problem of long computing time. Under the condition of large-scale AC/DC hybrid system, how to adopt the corresponding transient stability control method quickly and effectively after the fault occurs becomes an urgent technical problem to be solved. However, the quick regulation and overload capability of the DC system enables it to change the transmitted active power in a short time to maintain the power balance between the sending end and the receiving end, it provides a new solution for emergency control under the background of large-scale AC/DC hybrid system. Based on eigenvalue analysis and complex network theory, this paper presents a multi-stage optimal stability control method for AC/DC system considering DC emergency control. The main work is as follows:

Firstly, based on the EEAC theory, the operation mechanism of the cut-off and the DC emergency power support in the transient process is described, and the control effects of the two control methods are compared from the angle of transient stability margin, this paper analyzes the possible negative effect of excessive power cut, and the use of DC emergency power to reduce the traditional power cut can effectively prevent the negative effect of power cut and improve the transient stability of the system.

Secondly, based on eigenvalue analysis and complex network theory, a dynamic partition method is proposed, which includes load node and DC node into grid partition, this method makes up the deficiency of the traditional grid partition which only considers the generator nodes, and the result of the partition can realize the decoupling of the information of each partition to the greatest extent, that is to say, the strong coupling inside each partition and the weak coupling between each partition.

Finally, based on the results of dynamic zoning, the traditional emergency control model is improved and a multi-stage optimal emergency control strategy is proposed. Taking advantage of the high coupling of the internal nodes and the weak coupling between the subareas, the nodes in the fault subarea are firstly controlled in the

optimization process, and the dimension reduction of the optimization problem is realized by reducing the control variables, the optimization function is linearized by sensitivity analysis method, and the computational efficiency of on-line decision algorithm is improved remarkably.

By using DC emergency power support to reduce the power cut, the negative effect of power cut can be avoided as far as possible, and the transient stability margin of the system can be greatly improved. The precise control of transient stability problem can be realized by grid partitioning, and the multi-stage optimization of emergency control can be realized based on the grid partitioning results, it can not only enhance the control ability of the complex system, but also greatly shorten the on-line calculation time of the policy table, and avoid the system transient instability caused by the untimely emergency control.

Keywords: DC emergency power support; Negative cut-off effect; Power Grid Subarea; emergency control; multi-stage optimization

目 录

摘 要.....	I
Abstract.....	III
第 1 章 绪 论.....	1
1.1 课题背景及研究意义.....	1
1.2 课题研究现状.....	3
1.2.1 直流紧急功率支援研究现状	3
1.2.2 电力系统紧急控制研究现状	5
1.2.3 电网分区技术研究现状	7
1.3 本文主要工作.....	8
第 2 章 直流紧急功率支援原理与控制效果分析	10
2.1 引言.....	10
2.2 基于切机的紧急控制方法.....	10
2.2.1 切机作用原理	10
2.2.2 切机负效应	13
2.3 直流紧急功率支援.....	13
2.3.1 直流紧急功率支援原理	13
2.3.2 阶梯式直流紧急功率支援	16
2.4 算例验证.....	17
2.4.1 交流故障	18
2.4.2 直流闭锁故障	20
2.5 本章小结.....	22
第 3 章 基于特征值分析和复杂网络理论的分区算法	23
3.1 引言.....	23
3.2 动态分区算法.....	23
3.2.1 动态分区要求	23
3.2.2 分裂	23
3.1.3 凝聚.....	26
3.3 算例验证.....	27
3.2.1 标准 IEEE 39 节点系统	28
3.2.2 经修改后的 IEEE 39 节点系统	31
3.4 本章小结.....	34
第 4 章 多阶段优化紧急控制的数学模型.....	36
4.1 引言.....	36

4.2 全局优化的数学模型.....36

 4.2.1 目标函数36

 4.2.2 约束条件37

4.3 多阶段优化的数学模型.....39

 4.3.1 多阶段优化数学模型39

 4.3.2 多阶段优化求解方法41

4.4 算例验证.....42

 4.4.1 交流故障下的紧急控制42

 4.4.2 直流闭锁故障下的紧急控制44

4.5 本章小结.....46

第 5 章 结论与展望48

 5.1 全文总结.....48

 5.2 研究工作展望.....49

参考文献.....50

攻读硕士学位期间发表的论文及其它成果.....54

致 谢.....55

第1章 绪论

1.1 课题背景及研究意义

随着电力行业的快速发展，跨区域联网系统在各地区间相继出现，比较典型的有欧洲互联电网、非洲南部互联电网以及北美联合电网^[1]。由于我国能源资源和负荷需求呈逆向分布，一次能源主要分布在西北部较偏远的地区，而负荷中心集中分布在东中部经济较发达地区^[2]，因此近年来我国大力发展互联电网以支持西电东送、南电北送^[3]。尽管互联电网建设在我国起步较晚，但经过近 50 年的大力发展，在西电东送、南电北送的跨区域电力资源配置战略方针支撑下，我国已经形成了全国互联，以南部、中部和北部送电通道为主要架构，南北电网间多通道互联，联系紧密的大区域电网格局（如图 1-1 所示）。

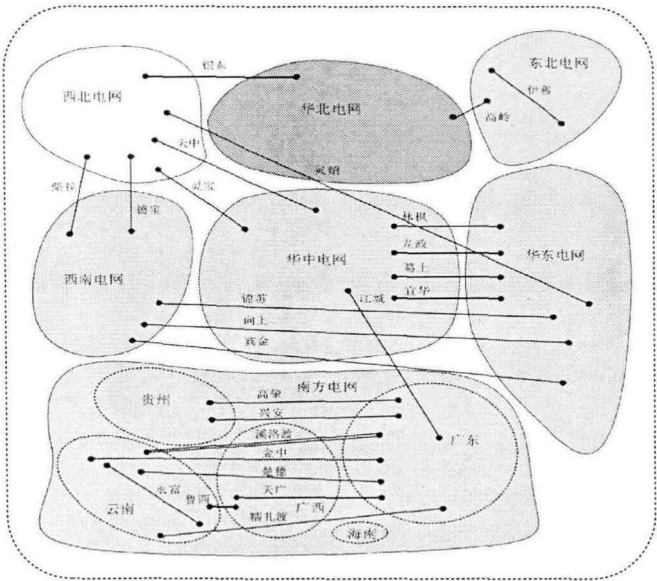


图 1-1 我国交直流联网格局

根据国家电网发布的《国家电网有限公司 2020 社会责任报告》，国家电网已累计建成投运“十四交十二直”26 项特高压工程，工程接线如图 1-2 所示。相对于交流输电工程，直流输电线路造价低、有功功率损耗小，常用于远距离大容量输电工程。除此之外，直流系统调节速度快、可靠性高，在利用直流进行区域联网时，可以限制交流系统的短路电流，还能够用于海底送电。直流输电具有的上述特点使其广泛应用于异步联网和大规模的能源外送^[4]，截止到 2020 年底，我国已经建成以及在建的特高压交流、特高压直流输电工程明细如表 1-1 和表 1-2 所示。

直流输电工程的快速发展在保证能源供给与消纳方面发挥着举足轻重的作

用，但交直流联网也给系统的安全可靠运行带来了极大的挑战。一方面，互联系统的结构与运行状况愈加复杂，大大增加了系统稳定分析与紧急控制问题的难度，且故障后策略表与故障失配或紧急控制应对不及时导致的暂态失稳愈演愈烈。另一方面，直流输电的广泛接入使系统的转动惯量整体下降，传统紧急控制切机后将使系统的转动惯量进一步降低，大大削弱系统抗扰动能力；除此之外，大容量机组的投运使得切机量难以规整，不恰当的切机量可能反而会加剧系统暂态失稳事故的发生。随着大规模直流输电工程的投运，直流系统的快速响应和短时过负荷能力给暂态失稳后系统的紧急控制提供了新的解决思路。

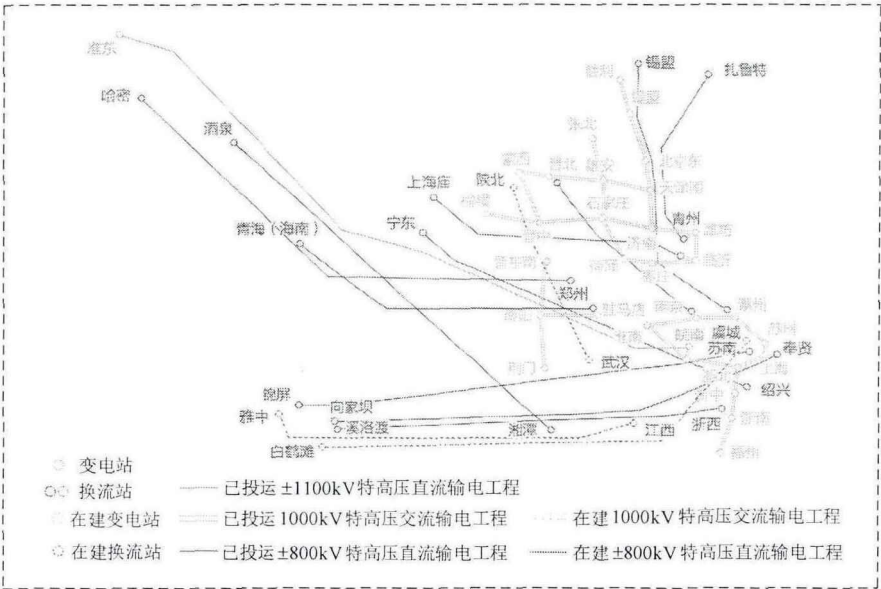


图 1-2 国家电网特高压工程接线表

表 1-1 我国特高压交流输电工程明细

序号	工程名称	电压等级 (kV)	送电距离 (km)	投运时间
1	晋东南—南阳—荆门	1000	654	2009
2	淮南—上海	1000	738	2016
3	榆横—潍坊	1000	1048.5	2017
4	锡盟—山东	1000	730	2016
5	浙北—福州	1000	603	2014
6	蒙西—天津南	1000	608	2016
7	张家口—雄安	1000	315	2020
8	雄安—石家庄	1000	2222.6	2019
9	潍坊—临沂—枣庄—菏泽—石 家庄	1000	823.6	2020
10	蒙西—晋中	1000	308	2020
11	铜仁—怀化	220	—	2013
12	铜仁—湘西	220	608	2016

表 1-2 我国特高压直流输电工程明细

序号	工程名称	电压等级(kV)	送电距离(km)	投运时间
1	向家坝—上海	± 800	640	2010
2	银川东—胶东	± 660	720	2012
3	锦屏—苏南	± 800	1335	2010
4	灵宝背靠背	120/167	—	2005
5	哈密南—郑州	± 800	800	2014
6	溪洛渡—金华	± 800	800	2014
7	酒泉—湘潭	± 800	800	2016
8	晋北—南京	± 800	800	2017
9	锡盟—泰州	± 800	1000	2017
10	上海庙—临沂	± 800	1000	2019
11	扎鲁特—青州	± 800	1000	2018
12	昌吉—皖南	± 1100	1200	2019
13	宁夏—绍兴	± 800	800	2016
14	青海—河南	± 800	800	2020
15	东北—华北	± 125	—	2008
16	江陵—鹅城	± 500	1238	2003
17	天生桥—广州	± 500	—	2000
18	安顺—肇庆	± 500	822	2004
19	楚雄—穗东	± 800	1417	2010
20	青海—云南	± 800	1587	在建
21	陕北—湖北	± 800	1137	在建
22	雅中—江西	± 800	1711	在建
23	白鹤滩—江苏	± 800	2088	在建
24	陕北—湖北	± 800	800	在建

1.2 课题研究现状

1.2.1 直流紧急功率支援研究现状

直流系统具有快速可控的调节特性以及一定的短时过负荷能力^[5],能够在短时间内通过直流调制提升输送功率维持送受端系统的功率平衡,起到紧急功率支援的作用。在国内外已经投运的直流系统中,大多都具有直流调制功能,其中就包含直流紧急功率支援模块,如表 1-1 所示^[6]。

文献[7]表明,直流输电系统具有一定的过负荷能力,能够在 1.5 倍过负荷状态下运行 3s 左右,且能够在 1.1 倍的过负荷状态下长期运行,为直流系统参与大扰动后的紧急控制提供了参考依据。直流紧急功率支援可以作为系统安全

稳定的第二道防线用于防止失稳事故的发生，在交直流并列运行电网中，当发生交流 N-1 故障或直流闭锁故障后，可利用非故障直流将故障线路输送的功率转移到非故障直流线路，减小送端系统的功率盈余和受端系统的功率缺额，维持送受端系统之间的暂态稳定^[8]。文献[9]基于扩展等面积定则分析了大扰动后直流紧急功率支援对增大系统减速面积的积极作用，从理论层面对直流的紧急控制效果进行了肯定。直流系统在提升输送功率的同时也伴随着更多无功功率的消耗，可能导致换流站附近电压的大幅度下降和振荡，从而引起换相失败，因此文献[10,11]对紧急功率支援时的无功功率协调控制进行了研究，提出直流在参与系统紧急控制时应兼顾直流换流站的无功功率补偿；为避免直流在紧急控制时大幅度提升功率使得直流系统自身的稳定性被破坏，文献[12]提出了一种自适应的阶梯式功率提升策略，将传统的功率斜坡上升改为阶梯式且同时反馈直流功率和换流站交流电压信号，充分利用直流输电紧急功率支援能力，同时又能保证换流站交流母线电压水平。在系统发生大扰动后，由于不同直流线路的支援效果存在一定的差异，为充分利用各回直流的紧急功率支援能力，提高支援效率，文献[13-15]对功率缺额如何在不同直流系统间的合理分配进行了讨论，从不同的角度（短路比或多馈入相互作用因子）对各回直流的支援效果进行评估，在紧急控制时优先投入支援效果更优的直流；针对传统切机控制经济损失较大的问题，文献[16,17]利用曲线拟合进行直流紧急功率支援量的整定，能够最大程度减少切机量，减少紧急控制的经济损失。

表 1-1 具有调制功能的典型直流工程

序号	工程名称	国家	电压等级(kV)	容量(MW)
1	新西兰直流	新西兰	±250	600
2	伊尔河背靠背直流	加拿大	80	160×2
3	三峡—常州直流	中国	±500	3000
4	Fenno-Skan 直流	芬兰/瑞典	400	500
5	北海道—本州直流	日本	250	300
6	里汉得—德里	印度	±500	1500
7	纳尔逊河直流 I/II	加拿大	±450/±500	1620/2000
8	CU 直流	美国	±400	1000
9	太平洋联络线	美国	±400	1440
10	贵州—广东直流 I/II	中国	±500	3000
11	天生桥—广东直流	中国	±500	1800

近年来，在西电东送、南电北送战略方针的支撑下，我国特高压交直流电网建设如火如荼。随着交直流互联电网规模的逐步扩大，在保障其安全稳定控制方面，直流输电工程也将承担更大的责任。文献[18,19]认为，按照我国电力系统的发展规划，在参与系统的安全稳定控制方面直流输电有着广阔的应用前

景；针对西南水电多直流外送系统，文献[13]也指出可以利用直流紧急功率支援解决并联交流通道存在的故障过载问题。因此，本文第 2 章将重点讨论如何充分利用好直流紧急功率支援功能，在提高系统暂态稳定性的同时最大限度地减小切机带来的经济损失。

1.2.2 电力系统紧急控制研究现状

紧急控制（Emergency Control）属于系统安全稳定的第二道防线，用于继电保护装置动作后系统仍不能恢复稳定的情况，可以有效避免大扰动后系统稳定性被破坏、运行参数严重越限，甚至大面积停电事故的发生。根据 CIGRE 和 IEEE 调查的紧急控制装置运行情况，传统紧急控制措施主要包括切机^[1]、切负荷、汽门控制^[20]、电气制动^[21]和解列控制^[22]等，其中切机、切负荷是最常使用的紧急控制手段，如图 1-3 所示。

传统切机方式是根据发电机的功角大小进行切机地点的选择，文献[23]提出发电机的功角大小和稳定性优劣没有必然联系，依据功角大小进行切机顺序的选择并不可靠。为提高切机控制判据的可靠性，文献[24]根据不同控制下相轨迹斜率的变化趋势，对切机地点进行择优选择；为量化各机组参与暂态稳定紧急控制的效果，文献[25]基于机器学习的方法，通过预测发电机的功角轨迹，建立起功角与紧急控制动作灵敏度的映射关系，从而确定最优的切机量。文献[24]和[25]的共同点在于切机顺序都是基于切机对系统稳定裕度灵敏度的大小，并认为切除灵敏度越大的机组控制效果越好，但由于利用的是对全系统的稳定裕度灵敏度，因此缺乏针对性。为进一步提高控制效果，文献[26]提出利用临界机组对稳定性指标代替全系统的稳定裕度灵敏度，可以提高控制的针对性，大大减少切机量。除了进行切机地点的选择外，文献[27]指出，紧急控制所需的切机量与切机时刻有关，大扰动后尽早切机将大大减少切机量。针对大规模风火打捆外送系统，文献[28]将风电机组也纳入了紧急切机的范畴，从而避免仅切除常规火电机组导致的系统暂态失稳或控制代价过大的问题。

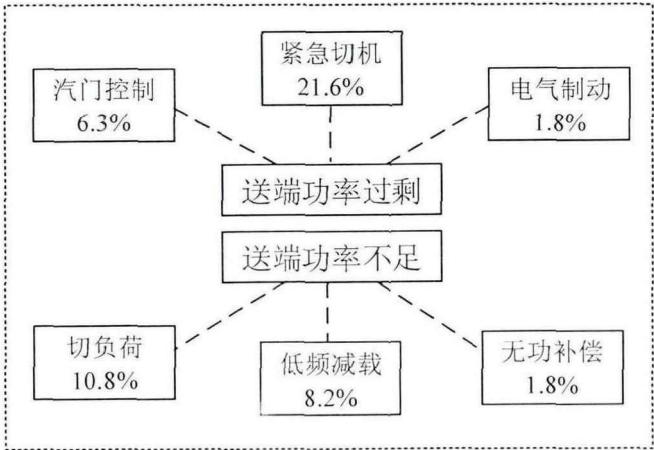


图 1-3 CIGRE 和 IEEE 调查的紧急控制装置运行情况

由于大扰动后系统除了存在主导失稳模式外,还可能存在其他潜在的失稳模式。文献[29]提出切机可能会改变系统原有的失稳模式,而失稳模式的改变可能会导致策略表不匹配;文献[30]也指出,切除失稳的部分机组可能会使系统趋于不稳定,即切机可能产生负效应。因此,本文第2章提出在紧急控制中利用直流紧急功率支援减小切机量以避免切机负效应的产生。

根据信息获取和故障匹配的方式不同,紧急控制策略通常有三种生成方式,分别是“离线计算、实时匹配”、“在线计算、实时匹配”和“实时决策、实时匹配”三类:

(1) 离线计算、实时匹配^[31]:是目前工程上普遍采用的策略生成方式,比较典型的有日本华北神头地区的区域性安全稳定控制系统、东北电力公司BSPC系统、东北辽西稳控系统以及福建的WLK-1型危机联切控制系统等^[32]。故障发生后,暂态稳控系统在策略表中搜索与故障相匹配的控制方案加以实施。需要离线计算系统网络结构参数、各种潮流方式以及预想事故组合方式下的控制策略,系统结构发生变化后需要重新生成策略表,难以适应电网运行方式的时变性,且离线计算量大,大大增加不必要的控制成本。通常情况下策略表只能对典型工况下的典型故障进行匹配,若故障发生后没有相应的对策与之匹配,只能按照最严重的情况进行处理,容易过控^[33],给系统造成不必要的经济损失。

(2) 在线计算、实时匹配^[34]:针对当前运行方式下的预想事故集进行策略表的在线生成,一般不会存在策略表与故障的失配情况。随着WAMS的发展,该方式得到了广泛的应用。由于只需要根据系统的实际运行工况定时刷新策略表,而不需要考虑其他可能的运行方式,因此与离线计算相比大大减小了策略表的规模和计算量,具有良好的应用前景,但对在线计算的速度要求较高。“在线计算、实时匹配”的决策方式已经在日本中部电力公司和南瑞公司得到了实际运用。

(3) 实时决策、实时匹配^[35]:扰动发生后实时计算控制策略并加以实施,能够避免某些预想不到的事故与策略表失配带来连锁反应。该决策方式需要依靠GPS和光纤通信实现信息的高速可靠传输,而现有的通信技术水平还不能满足要求,因此只适合于大容量电源向负荷中心送电的准单机无穷大电源系统结构用以解决局部稳定问题。

“离线计算、实时匹配”策略表整定时的计算量大且容易与故障失配,而现有的通信技术尚无法满足“实时决策、实时匹配”的要求,因此“在线计算、实时匹配”成为当前阶段最具发展前景的决策方式。紧急控制求解最优解时,现有的在线计算是在包含所有控制节点的范围内进行全范围寻优,所有的控制节点同时参与计算,最优解的搜索过程过于繁琐,而“在线计算、实时匹配”对在线计算速度要求较高,因此本文将在第4章着重讨论如何减少寻优选

代次数以满足“在线计算、实时匹配”对计算速度的要求。

1.2.3 电网分区技术研究现状

电网分区技术是一种基于电网本身的结构，通过某种标准将节点进行组合聚类^[36]，以实现分区优化控制的技术。传统的电网分区技术通常依据所属行政区域进行划分^[37]，即分区一般由其所属的电网公司管控，划分的区域往往固定不变且不能反映电网的结构特征。伴随着多类型分布式能源的接入、大规模清洁能源入网、柔性输电技术的运用以及交直流特高压电网的建设，电网的结构和运行环境日益复杂，大规模复杂的分析计算给电网的统一控制带来了极大的挑战^[38]。因此，如何进行合理的电网规划从而保障分区的安全稳定运行和有效的管理控制得到了广泛关注。

电网分区技术主要可以分为三类，即启发式方法、物理特性法和科学规划法^[39]：

(1) 启发式方法：也称经验式分区法。最早的启发式分区法通常由运行人员根据所属的行政区域或地理位置进行划分，按照行政区域划分电网尽管操作简单，但划分不尽合理^[40]。为了适应电网日益增大的短路容量，文献[41]在传统电网分区技术中引入短路电流分布系数，提出一种能够通过断开相关线路有效减小系统短路电流的电网分区技术；在此基础上，文献[42]提出可以在电网分层分区运行的过渡期，通过调整局部地区的运行方式，进一步限制短路电流；针对电磁环网引起的短路电流超标问题，文献[43]综合电网的运行状况和远景规划，提出一种能够快速进行电网分区的过渡方案。启发式分区法尽管能够对电网进行快速分区，但过度依赖于运行经验和技术水平，对于分区后各区域电网的可靠性无法保证。

(2) 物理特性法：根据电网物理特性的一致性对电网进行区域划分，主要的物理特性一般有电气距离、雅可比矩阵以及拓扑结构等。针对启发式分区法存在的缺陷，文献[44]提出以各分区主变负载率的均衡分布为目标进行分区，每个分区内应该包含一定数量的电源以保证分区后各区域电网的可靠运行；为进一步提高分区的供电可靠性，文献[45]提出可以利用分区最大可供电容量的概念评估分区供电的可靠性；在此基础上，文献[46]将联络线断开与否对电网最大供电能力的影响纳入考虑范围，提出一种能够最小影响各区域供电能力的电网分区方案，从而最大程度地减小分区状况对电网运行水平的影响。文献[47]提出电网分区可以基于无功—电压灵敏度矩阵，除此之外在分区中使用与之对应的无功—电压控制策略，能够大大提高分区的稳定性。针对电网内部机组数量庞大的特点，为实现快速的电网分区，文献[48]提出通过测量发电机的转速并结合傅里叶分析可以确定发电机组的相干性，再基于慢同调理论对发电机进行区域划分，但局限性在于分区只包含发电机节点，负荷节点的分区尚未

考虑。

(3) 科学规划法：设定某类指标作为衡量标准，通过数学优化算法实现电网分区的方法。科学规划法通常需要根据某种物理特性建立分区目标，将电网分区问题建模为线性规划问题，再通过智能算法求解更为合理的分区结果。常见的智能算法主要是聚类算法，如文献[49]在电网分区的范畴引入变电站模型，使用聚类算法将变电站划分到供电块中；文献[50]在电网分区中考虑分区内部的无功平衡，根据节点之间的无功耦合度对全网节点进行聚类；文献[51]根据导纳阵构建系统模糊相似矩阵，以此作为节点之间相似性的衡量标准，将相似性高的节点进行聚类处理，该种分区方式计算速度快且需要的储存容量小。从数学角度来看，电网分区可以看作是具有多个目标的优化问题，能够通过优化算法进行求解^[52]。电网具有典型的复杂网络结构，由多个社团构成且社团内部的各个节点联系紧密，而各个社团之间耦合程度较弱。基于电网的社团结构，文献[53]在电网分区中引入复杂网络理论，最终各分区具有较好的无功电压稳定性，但未考虑电压等级对电网分区的影响；因此文献[54]在处理低电压等级网络时采用 GN 分裂算法，并基于电网本身的拓扑结构进行电网分区；针对高渗透率分布式光伏接入引起的电压波动问题，文献[55]通过定义衡量分区内部有功和无功的平衡指标，以改进的模块度函数为优化目标，利用社团结构特征对电网区域进行划分。

以上各种电网分区技术中，启发式分区法过度依赖于运行经验和技术水平，无法保证分区后各区域电网的供电可靠性，具有很大的局限性。物理特性法和科学规划法二者不可分割，科学规划法需要依靠节点的物理特性指标对节点进行分区。然而目前只局限于对发电机节点的处理，对于节点数量庞大、类型复杂的大电网而言，在分区过程中仅考虑发电机节点还远远不能满足要求。因此本文将在第 3 章重点讨论如何在电网分区技术中兼顾包含发电机节点、负荷节点和直流节点在内的所有的节点，实现电网的最优区域划分。

1.3 本文主要工作

面对日益复杂的电网结构和运行环境，传统紧急控制呈现出许多弊端；但另一方面，交直流电网的大规模建设也给暂态下系统的紧急控制提供了新的求解思路。在电网新形势下，如何利用直流紧急功率支援弥补传统紧急控制的不足，在提高系统暂态稳定水平的同时充分发挥直流输电的经济优势成为亟需解决的关键问题。除此之外，结构复杂、节点类型和数量繁多的电网不仅显著增加了电网分区技术的难度，也大大降低了在线决策的计算速度，进一步增大了电网安全控制的难度。为了解决上述问题，本文主要对紧急控制手段、电网分区技术和紧急控制优化模型做了改进并将其应用到交直流并列电网中，各章节主要内容如下：

第 2 章介绍采用直流紧急功率支援减少传统切机进而避免切机负效应的产生。首先阐述了切机负效应的产生原因，并基于扩展等面积定则分别对切机和直流紧急功率支援的作用原理进行说明，并进一步介绍了阶梯式直流紧急功率支援研究思路，最后基于切机负效应的评估指标对比了直流紧急功率支援和切机两种控制手段，并利用 PSCAD 仿真模型进行了验证。

第 3 章提出了一种“先分裂后凝聚”的动态分区方法。首先从动态分区的基本要求出发，阐述分区过程中必须遵循的三个准则，以保证合理的区域划分；并在此基础上提出了“先分裂后凝聚”的动态分区方法，将电网中包括发电机节点、直流节点和负荷节点在内的所有节点都纳入分区的范畴，再基于复杂网络理论中的模块度指标得到最优的分区结果；最后在 PSCAD 仿真模型中验证了该分区理论的合理性和有效性。

第 4 章对传统紧急控制的优化模型做了改进，提出了多阶段优化的数学模型。首先基于第 3 章的动态分区结果，对传统紧急控制优化模型的目标函数和求解方法做了改进；通过在目标函数中区分故障分区和其他分区，将传统的全局优化改进为多阶段优化，实现优化问题的降维处理，大大提高了算法的计算效率，并通过灵敏度分析法进行求解，进一步提高了优化速度；最后在 PSCAD 仿真模型中对多阶段优化模型的计算效率进行了验证。

第 5 章对本文的研究成果以及存在的不足进行总结。

第2章 直流紧急功率支援原理与控制效果分析

2.1 引言

大规模分布式能源的接入、柔性输电技术的广泛使用以及交直流特高压输电工程的投运等使得电网结构愈发趋向复杂，大大增加了暂态失稳后的损失以及暂态稳定控制的难度。目前，切机作为电力系统安全稳定的第 2 道防线，广泛用于暂态失稳后的紧急控制，但由此产生的切机负效应问题也不容忽视。为了尽量避免切机负效应的产生，本章采用直流紧急功率支援减少切机量，并从二者的作用机理和切机负效应评估指标出发，对比两种控制手段的控制效果。

2.2 基于切机的紧急控制方法

根据《电力系统安全稳定导则》^[56]，应对第二级安全稳定标准故障必要时可采取切机的紧急控制措施。一般而言，系统经受大扰动后，可以在临界机群中采取切机措施，通过减小该机群输入的原动机功率减小加速功率，从而达到减小临界群和余下群相对功角偏差的目的。然而，切机在减小临界机群输入的原动机功率时也会从该机群中切除部分惯量，且在后者占据主导地位时可能会产生切机负效应，使系统趋于不稳^[57]。因此在采取切机控制时，首先要保证切机对系统暂态稳定是有利的，严格避免产生切机负效应导致系统加速向失稳的方向发展。

2.2.1 切机作用原理

由于大扰动后系统的失稳模式一般为双机失稳，可以将系统的发电机分为功角超前的 S 机群和功角滞后的 A 机群，因此多机系统的暂态稳定性可用扩展等面积定则（EEAC 理论）进行分析，整个系统的稳定性问题可以描述为 S 群和 A 群的相对稳定性问题。

系统中任意一台发电机的转子运动方程可用下式进行描述：

$$M_i \ddot{\delta}_i = P_{mi} - P_{ei} \quad (2-1)$$

式中 M_i ——第 i 台发电机的转动惯量；

δ_i ——第 i 台发电机的功角；

P_{mi} ——第 i 台发电机原动机输入的机械功率；

P_{ei} ——第 i 台发电机输出的电磁功率。

公式 (2-1) 中，S 群和 A 群机组输出的电磁功率可以分别表示为：

$$P_{ei}|_{i \in S} = E_i^2 G_{ii} + E_i \sum_{k \in S, k \neq i} E_k G_{ik} + E_i \sum_{l \in A} E_l [B_{il} \sin(\delta_S - \delta_A) + G_{il} \cos(\delta_S - \delta_A)] \quad (2-2)$$

$$P_{ej}|_{j \in A} = E_j^2 G_{jj} + E_j \sum_{k \in A, l \neq j} E_l G_{jl} + E_j \sum_{l \in S} E_l [B_{jl} \sin(\delta_A - \delta_S) + G_{jl} \cos(\delta_A - \delta_S)] \quad (2-3)$$

式中 E_i ——第 i 台发电机的电势；

G_{ij} ——节点 i 和节点 j 之间的转移电导，为导纳阵元素 Y_{ij} 的实部；

B_{ij} ——节点 i 和节点 j 之间的转移电纳，为导纳阵元素 Y_{ij} 的虚部。

在双机失稳模式下，可以将系统等效为单机无穷大系统，运动方程可描述为：

$$M \ddot{\delta} = P_m - P_e \quad (2-4)$$

式中 M ——等值单机无穷大系统的转动惯量；

δ ——等值单机无穷大系统的功角；

P_m ——等值单机无穷大系统输入的原动机功率；

P_e ——等值单机无穷大系统输出的电磁功率。

公式 (2-4) 中， M 、 δ 、 P_m 和 P_e 可分别表示为：

$$\begin{cases} M = \frac{M_a M_s}{M_a + M_s}, M_a = \sum_{i \in A} M_i, M_s = \sum_{i \in S} M_i \\ \delta = \delta_s - \delta_a, \delta_s = \frac{\sum_{i \in S} M_i \delta_i}{\sum_{i \in S} M_i}, \delta_a = \frac{\sum_{i \in A} M_i \delta_i}{\sum_{i \in A} M_i} \\ P_m = \frac{P_{ms}}{M_s} - \frac{P_{ma}}{M_a}, P_{ms} = \sum_{i \in S} P_{mi}, P_{ma} = \sum_{i \in A} P_{mi} \\ P_e = \frac{P_{es}}{M_s} - \frac{P_{ea}}{M_a}, P_{es} = \sum_{i \in S} P_{ei}, P_{ea} = \sum_{i \in A} P_{ei} \end{cases} \quad (2-5)$$

由公式 (2-3) 和 (2-5) 可将 P_e 整理为：

$$P_e = P_C + P_{\max} \sin(\delta - \gamma) \quad (2-6)$$

其中， P_C 、 $P_{\max}$ 和 γ 可分别表示为：

$$\left\{ \begin{aligned} P_C &= \frac{M_A}{M_T} \sum_{i \in S} \sum_{k \in S} E_i E_k G_{ik} - \frac{M_S}{M_T} \sum_{j \in A} \sum_{l \in A} E_j E_l G_{jl} \\ C &= \frac{M_A - M_S}{M_T} \sum_{i \in S} \sum_{j \in A} E_i E_j G_{ij} \\ D &= \sum_{j \in A} \sum_{i \in S} E_i E_j B_{ij} \\ P_{\max} &= (C^2 + D^2)^{\frac{1}{2}} \\ \gamma &= -\tan^{-1} \frac{C}{D} \end{aligned} \right. \quad (2-7)$$

根据 EEAC 理论得到上述等值单机无穷大系统后, 系统的功角特性曲线如图 2-1 所示。

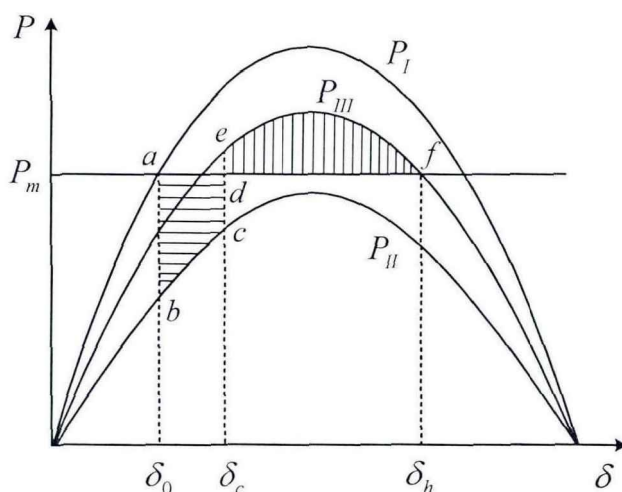


图 2-1 等值单机无穷大系统的功角特性曲线

系统的暂态功角稳定裕度可以用下式进行描述:

$$\eta = \frac{A_{dec} - A_{acc}}{A_{acc}} \quad (2-8)$$

式中 η ——等值系统的暂态功角稳定裕度;

A_{dec} ——等值系统最大可能的减速面积, 对应图 2-1 中 edfe 所围成的积;

A_{acc} ——等值系统的加速面积, 对应图 2-1 中 abcda 所围成的面积。

一般而言, 切机会减少原动机输入的机械功率 P_m , 从而减小加速面积 A_{acc} , 增大减速面积 A_{dec} , 有利于系统的暂态功角稳定性。但与此同时, 系统的转动惯量也会下降, 若切除的发电机属于 A 群, 则可能使得 A 群机组相对 S 群机组功角偏差更大, 进一步恶化系统的暂态功角稳定性, 同时切除发电机后, S 群和 A 群的构成可能发生变化。为了衡量切机引发的负效应, 本章用扰动后系统的暂态功角稳定裕度 η 表示, 见公式 (2-8), 若切除一台发电机后反而使得系统的暂态功角稳定裕度下降, 则认为切除该台发电机会产生负效应。

2.2.2 切机负效应

切机作为一种常见的紧急控制手段，其产生的切机负效应问题却未能引起足够的重视，如在离线决策方案中若故障与策略表失配，一般按最严重的故障过切处理。然而文献[58]结合山东电网稳定控制的实例指出，过切将会引发切机负效应，恶化系统的暂态稳定性。近年来，随着电网格局与电源结构的深刻变化，切机负效应逐渐凸显，具体原因如下：

(1) 切机可能改变系统的失稳模式，使 S 群和 A 群机组构成发生变化，若错误切除 A 群机组，将进一步增大 S 群和 A 群的相对功角偏差，恶化系统的暂态稳定性；

(2) 随着传统安稳控制逐渐向系统保护方向发展，切机量和切机目标都大大增加。2009 年巴西大停电就源自直流闭锁后安稳装置未发出切机命令，导致潮流大范围转移、多条联络线振荡跳闸，使得故障扩大，电网解列；

(3) 随着发电机容量增大，切机量难以规整，且系统的模型存在一定的误差，容易过切进而触发低频低压减载装置动作；

(4) 切机导致含高比例新能源系统的惯量进一步下降，使稳定性破坏更加严重。2016 年澳大利亚大停电和 2019 年英国大停电都是由于高比例新能源系统本身转动惯量不足，在遭受自然灾害时承受扰动能力较差，切机将使系统的转动惯量进一步下降，致使系统崩溃。

若切机后上述原因占据主导作用，切机负效应不可避免。为尽量避免切机负效应的产生，本章提出采用直流紧急功率支援减少切机量，并将在下一节重点介绍直流紧急功率支援的作用原理。

2.3 直流紧急功率支援

2.3.1 直流紧急功率支援原理

近年来随着直流输电工程的快速发展，我国已经呈现出多直流送出、多直流馈入的发展格局。在交直流并联电网格局下（如图 2-2 所示），故障对系统的影响范围显著增大，严重故障时送受端可能存在功角稳定性问题。尽管大容量的直流闭锁以及换相失败等故障给电网带来了极大的冲击，但另一方面也给交直流并联电网的紧急控制带来了新的解决方案。

把直流系统两端换流站节点看作负荷节点处理，并将节点导纳矩阵收缩到只剩发电机节点和直流节点，再进一步把系统等效为双机系统（如图 2-3 所示），因此可以用公式(2-9)描述其节点导纳矩阵。其中 R 节点和 I 节点为直流节点，分别属于 S 群和 A 群。

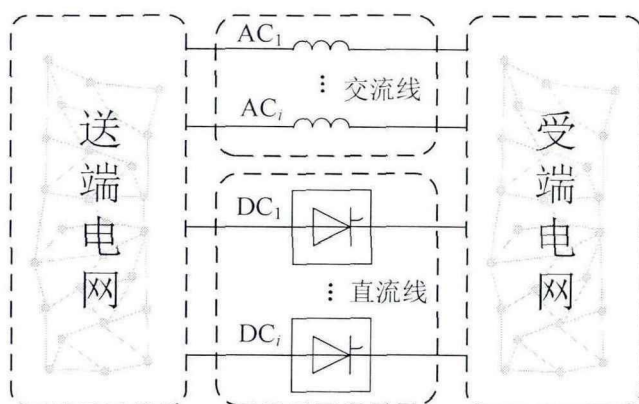


图 2-2 交直流并列电网

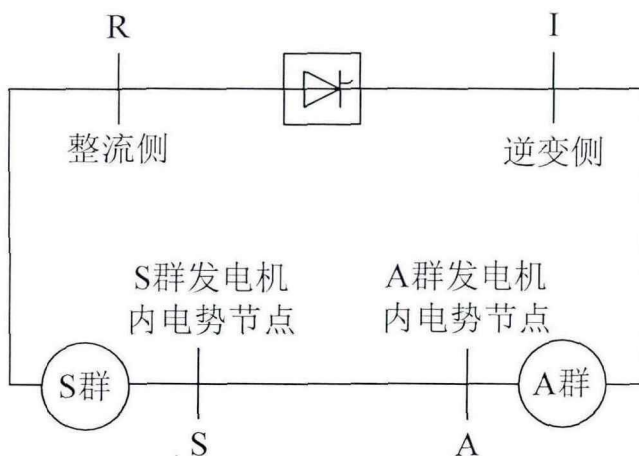


图 2-3 等效网络结构图

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_R \\ \dot{I}_S \\ \dot{I}_A \\ \dot{I}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{RS} & 0 & Y_{RI} \\ Y_{SR} & Y_{SS} & Y_{SA} & 0 \\ 0 & Y_{AS} & Y_{AA} & Y_{AI} \\ Y_{IR} & 0 & Y_{IA} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_R \\ \dot{U}_S \\ \dot{U}_A \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} \quad (2-9)$$

假设节点 R 和节点 I 之间没有电气联系，即直流系统的传输功率为零，则有 $Y_{RI}=Y_{IR}=0$ ，且 $\dot{I}_R=\dot{I}_I=0$ 。进一步消去直流节点，导纳矩阵可以重写为：

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_S \\ \dot{I}_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y'_{SS} & Y_{SA} \\ Y_{AS} & Y'_{AA} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_S \\ \dot{U}_A \end{bmatrix} \quad (2-10)$$

由于正常运行时直流系统的传输功率不为零，即 $Y_{RI} \neq 0$ ， $Y_{IR} \neq 0$ ， $\dot{I}_R \neq 0$ ， $\dot{I}_I \neq 0$ ，则公式 (2-10) 可以重写为：

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_S + \Delta \dot{I}_R \\ \dot{I}_A + \Delta \dot{I}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y'_{SS} & Y_{SA} \\ Y_{AS} & Y'_{AA} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_S \\ \dot{U}_A \end{bmatrix} \quad (2-11)$$

由公式 (2-11) 可知，消去直流节点后相当于将直流节点的注入电流移置到

发电机节点上, 对于 S 群而言 R 节点消去后机群增加的注入电流可以表示为:

$$\Delta \dot{I}_{Rj} = Y_{Rj} Y_{RR}^{-1} \dot{I}_R \quad (2-12)$$

将公式 (2-12) 表示的 S 群新增注入电流折算为发电机节点的接地导纳:

$$\Delta Y_j = \Delta \dot{I}_{Rj} / \dot{E}_j = Y_{Rj} Y_{RR}^{-1} |S_R| / |E_R| |U_R| \angle (\alpha + \delta_R - \delta_S) \quad (2-13)$$

式中 S_R ——直流节点 R 的等效负荷功率; $\alpha = -\arccos(P_{dR} / |S_R|)$ 。

由于 $\delta_R \approx \delta_S$, 因此公式 (2-13) 可以描述为:

$$\begin{cases} \Delta G_j = Y_{Rj} Y_{RR}^{-1} P_{dR} / E_j U_R \\ \Delta B_j = Y_{Rj} Y_{RR}^{-1} Q_{dR} / E_j U_R \end{cases} \quad (2-14)$$

由公式 (2-14) 可知, 引入直流系统后需要对节点导纳矩阵中的对角元素进行修正, 在自导纳元素中添加接地导纳项。因此 S 群和 A 群的自导纳元素分别修正为:

$$\begin{cases} Y_{ii} = (G_{ii} + \Delta G_i) + j(B_{ii} + \Delta B_i) \\ Y_{jj} = (G_{jj} + \Delta G_j) + j(B_{jj} + \Delta B_j) \end{cases} \quad (2-15)$$

由公式 (2-7) 可知, 尽管引入直流后改变了系统的节点导纳矩阵, 但并未改变 $P_{\max}$ 和 γ , 只是改变了 P_C 。修正后的 P_C 可以表述为:

$$\begin{aligned} P_C = & \frac{M_A}{M_T} \sum_{i \in S} \sum_{k \in S} E_i E_k G_{ik} - \frac{M_S}{M_T} \sum_{j \in A} \sum_{l \in A} E_j E_l G_{jl} \\ & + \frac{M_A}{M_T} \sum_{i \in S} \frac{Y_{Ri} Y_{RR}^{-1} P_{dR} E_i}{U_d} + \frac{M_S}{M_T} \sum_{j \in A} \frac{Y_{lj} Y_{ll}^{-1} P_{dl} E_j}{U_d} \end{aligned} \quad (2-16)$$

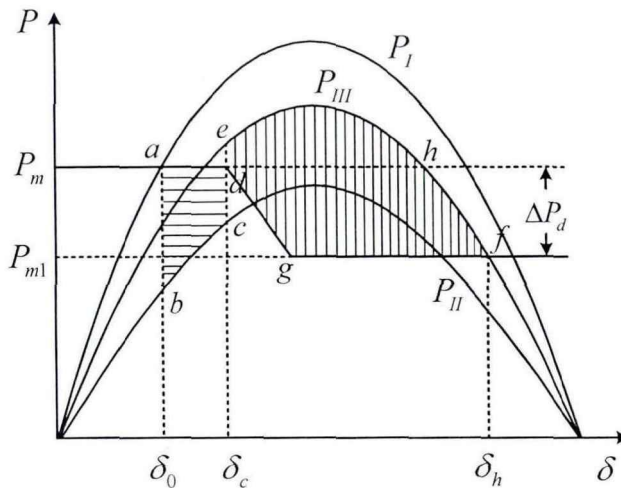


图 2-4 直流紧急功率支援后等值单机无穷大系统的功角特性曲线

P_C 值的改变使得图 2-1 所示的功角曲线发生变化, 如图 2-4 所示。可以将 P_C 看作系统注入的机械功率, 直流紧急功率支援后 P_C 增大, 机械功率由初始值 P_m 变为 P_{m1} , 由 EEAC 理论可知, 系统最大可能的减速面积 A_{dec} 由原先的 $edhe$ 增大

为 edgfe, 因此系统的暂态稳定性得到改善。由图 2-4 可知, 若参数配置合理, 直流紧急功率支援技术可以在一定程度上通过加速系统不平衡功率的消纳提高暂态稳定性。

目前, 直流紧急功率支援大多配合切负荷作为受端电网的紧急控制手段, 相关技术也已应用于实际工程。直流紧急功率支援要求系统发生大扰动后, 直流系统能够迅速改变其传输功率, 使系统尽快恢复稳定。与传统交流紧急控制手段相比, 由电力电子器件构成的直流系统不仅动作速度较快, 还具有一定的过负荷能力, 能够有效避免切机、切负荷带来的经济损失^[12]。也正因为直流系统的这一系列优点, 直流紧急功率支援技术在暂态稳定性研究中得到了广泛关注。

直流紧急功率支援属于直流调制, 依赖于直流系统本身的过负荷能力, 一般通过附加控制功能实现。直流系统的过负荷能力一般指直流电流高于额定值的大小及持续时间, 可以分为固有过负荷、长期过负荷以及短期过负荷^[59]。

(1) 固有过负荷: 也称连续过负荷, 即在过负荷情况下可以连续运行, 没有时间限制。主要用于双极直流输电系统一极发生故障而长期单极运行或系统中的负荷/电源长时间超计划运行。受环境温度影响以及交直流侧滤波要求和无功补偿的限制, 通常固有过负荷的电流值取不超过其额定值的 1.05~1.1 倍, 但绝大多数情况下并不需要直流连续过负荷运行。

(2) 长期过负荷: 长时间内直流电流高于额定值的能力, 一般长期过负荷可以持续运行 2h, 电流值取额定值的 1.1 倍。

(3) 短期过负荷: 在几秒内高于额定值运行, 一般用于大扰动后系统的紧急控制, 利用直流系统的快速响应能力改变其输送的功率, 起到紧急支援的目的。短期过负荷可以持续运行 3~10s, 过负荷能力达其额定值的 1.5 倍。

由于不同直流系统的过负荷能力随运行方式、控制模式、过负荷持续时间等的不同而存在一定的差异, 在利用直流紧急功率支援时应考虑其本身的实时可调容量限制。

2.3.2 阶梯式直流紧急功率支援

阶梯式直流紧急功率支援按照预先整定的斜率由初始运行功率线性变化至给定值, 图 2-5 所示。功率提升前后直流传输功率关系为:

$$P_d' = P_d + k * \Delta t \quad (2-17)$$

式中 P_d' ——功率提升后直流的传输功率;

P_d ——功率提升前直流的传输功率;

k ——直流附加控制中预先整定的斜率;

Δt ——功率提升过程的时长;

直流系统具有快速响应能力，因此在暂态过程中可以忽略其动态特性，不考虑功率提升过程。若在故障切除时刻 t_c 投入直流紧急功率支援，根据所需要的直流支援量 ΔP_d 确定直流指令值，不同的直流指令值 P_{di} 对应不同的支援曲线。

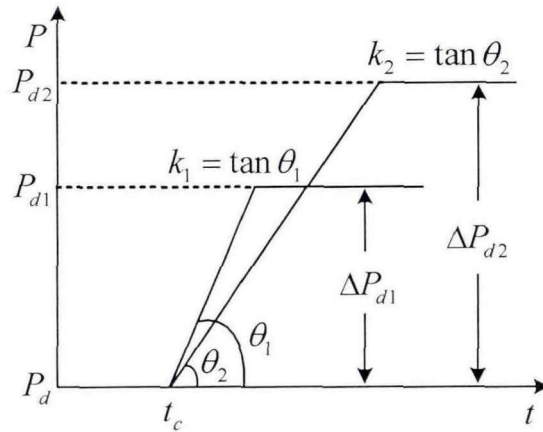


图 2-5 阶梯式直流紧急功率支援功率变化曲线

阶梯式直流紧急功率支援功能的实现需要在常规直流控制的基础上增加附加控制功能模块，调制原理如图 2-6 所示。正常运行时直流系统的常规控制一般为定功率方式，在需要进行直流紧急功率支援时可以根据紧急功率支援指令信号改变传输的有功功率。紧急功率支援指令信号一般采用功率信号或电流信号，若采用功率信号，可以同时利用功率信号和直流电压信号得到电流指令，从而改变其输送的功率，起到功率支援的作用。

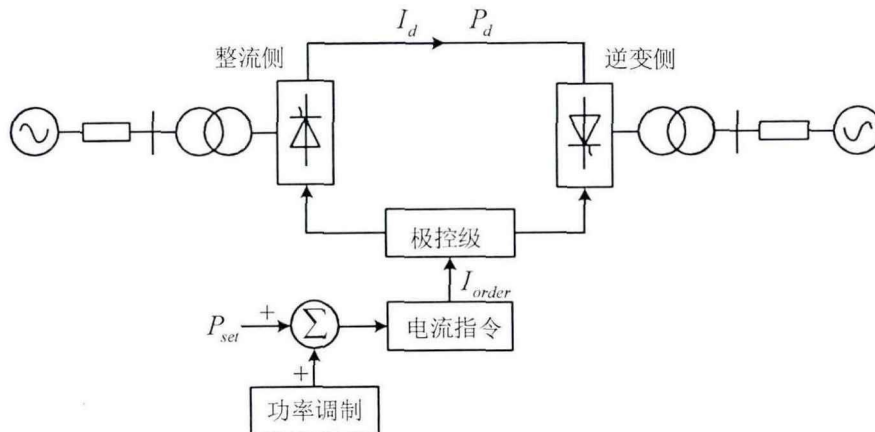


图 2-6 直流紧急控制原理

2.4 算例验证

仿真模型采用经修改后的 IEEE 39 节点系统，拓扑结构如图 2-7 所示。该模型包含 30-39 号 10 台发电机，其中 39 号机组采用电压源模型，用来模拟无穷大受端电网。该模型是在标准 IEEE 39 节点系统基础上，将 9-39、3-4 以及 17-27 三条交流线路分别替换成 500kV 双极 12 脉动的直流输电线路，且三条直流均采

用阶梯式紧急功率提升的附加控制。

正常运行时送受端电网之间交直流通道的传输功率以及各回直流的功率提升裕度如表 2-1 所示。本节将分别通过交流故障和直流闭锁故障对比直流紧急功率支援和切机两种控制手段的控制效果。

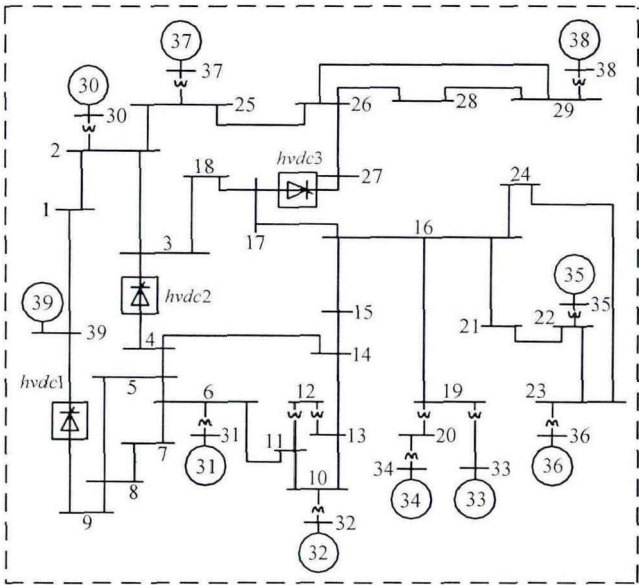


图 2-7 修改后的 IEEE 39 节点系统拓扑结构图

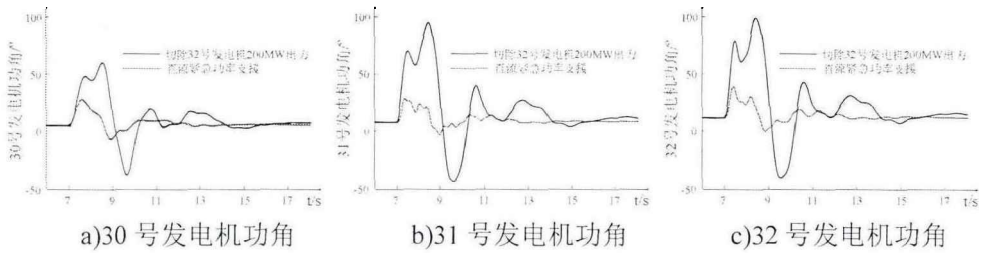
表 2-1 各交直流通道参数信息

传输通道	39-9	3-4	17-27	16-17
传输功率/(MW)	640	560	620	320
提升裕度/(MW)	180	220	330	—

2.4.1 交流故障

设置交流线路 16-17 在 7s 时刻发生持续 0.1s 的三相接地故障，7.1s 时刻切除该线路。针对故障采取的紧急控制措施分别为仅切除 32 号发电机 200MW 出力或仅 hvd3 投入直流紧急功率支援，两种情况下的切机和直流紧急功率支援对应的各机组功角曲线如图 2-8 所示。

由图 2-8 可知，交流线路 16-17 发生三相 N-1 故障后采取 32 号机组切除 200MW 出力和直流紧急功率支援两种控制手段都能够使系统恢复稳定，但相对于切机，直流紧急功率支援能够使各发电机功角摆开更小，更快恢复稳定。



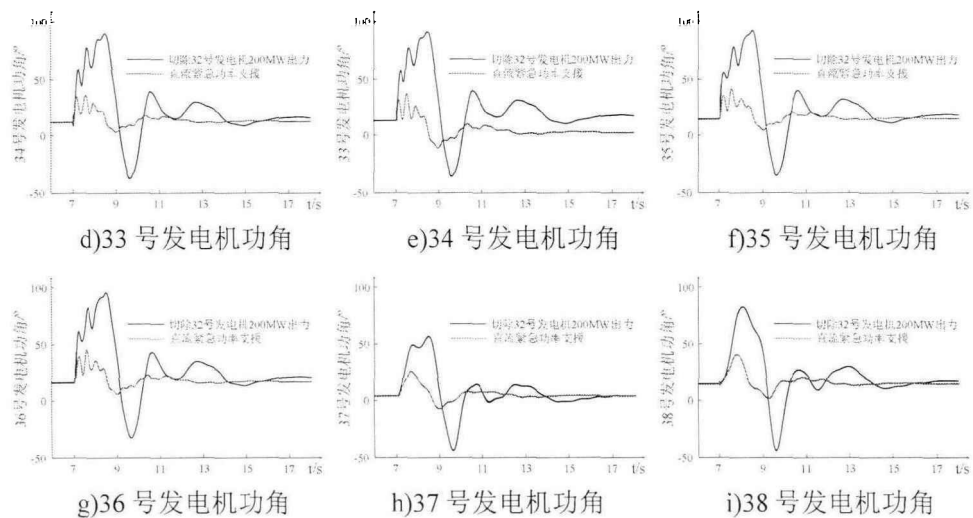


图 2-8 切除 32 号发电机 200MW 出力与直流紧急功率支援时的功角曲线

若针对该故障采取的 32 号机组切机量从仅切除 200MW 改为 400MW, 对应的各机组功角曲线如图 2-9 所示。由图 2-8 和图 2-9 可知, 交流线路 16-17 发生三相 N-1 故障后采取 32 号机组切除 200MW 出力能够使系统恢复稳定, 而切除 400MW 出力时反而会使系统暂态功角失稳。为了进一步说明过度切机引发的切机负效应, 本节利用公式 (2-8)比较两种切机量对系统暂态功角稳定性的影响, 功角特性曲线如图 2-10 所示, 此处 A_{dec} 指代实际的减速面积, 而不是最大可能的减速面积。

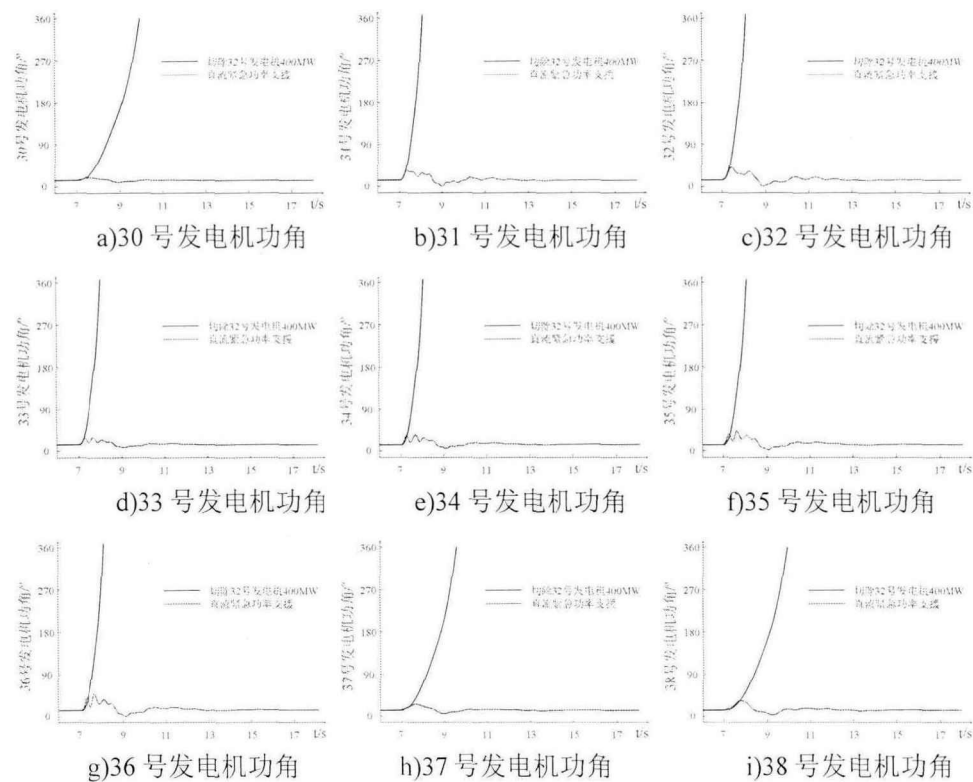


图 2-9 切除 32 号发电机 400MW 出力与直流紧急功率支援时的功角曲线

从图 2-10 可以看出，交流线路 16-17 发生三相 N-1 故障后，切除 32 号发电机 200MW 出力时系统实际的等效减速面积大于加速面积，暂态稳定裕度 $\eta = 0.0058$ ，能够恢复暂态功角稳定。而切除 32 号发电机 400MW 出力时系统实际的等效加速面积远大于减速面积，暂态稳定裕度 $\eta = -5.4306$ ，系统暂态功角失稳，因此过度切机可能会恶化系统的暂态稳定性。

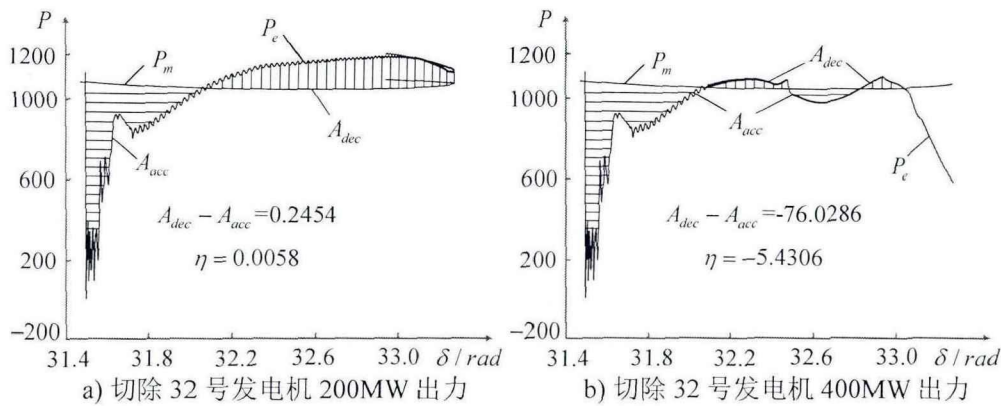
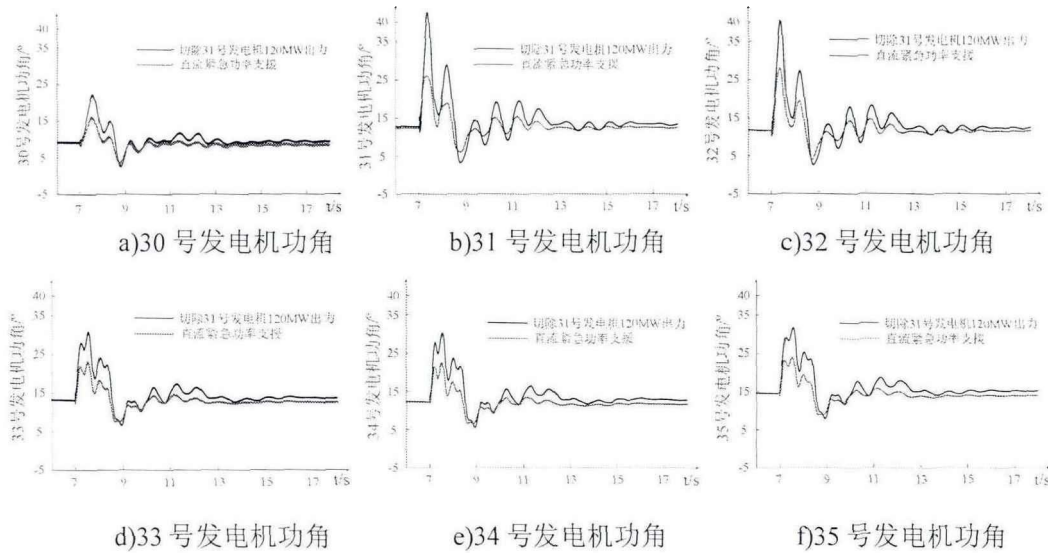


图 2-10 系统等效的功角特性曲线

2.4.2 直流闭锁故障

设置直流线路 3-4 在 7s 时刻发生双极闭锁故障，针对直流闭锁故障采取的紧急控制措施分别为切除 31 号发电机 120MW 出力或仅 hvdc1 投入直流紧急功率支援，两种情况下的切机和直流紧急功率支援对应的各机组功角曲线如图 2-11 所示。

由图 2-11 可知，直流 3-4 发生闭锁故障后采取 31 号机组切除 120MW 出力和直流紧急功率支援两种控制手段都能够使系统恢复稳定，但相对于切机，直流紧急功率支援能够使各发电机功角摆开幅度更小，更快恢复稳定。



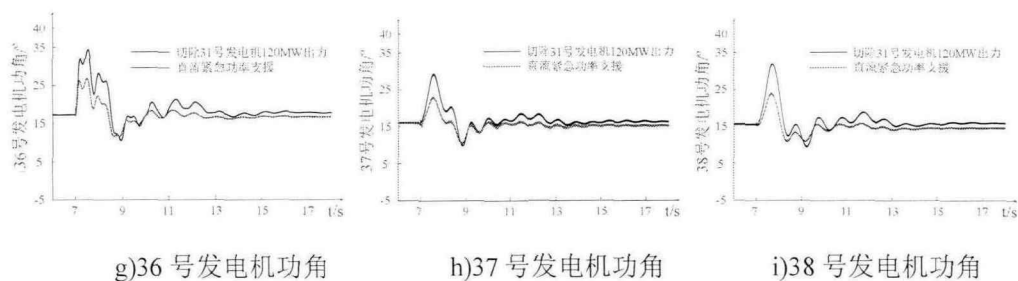


图 2-11 切除 31 号发电机 120MW 出力与直流紧急功率支援时的功角曲线

若针对该故障采取的 31 号机组切机量从仅切除 120MW 改为 300MW, 对应的各机组功角曲线如图 2-12 所示。由图 2-11 和图 2-12 可知, 直流 3-4 发生闭锁故障后采取 31 号机组切除 120MW 出力能够使系统恢复稳定, 而切除 300MW 出力时反而会使系统暂态功角失稳。为了进一步说明过切产生的切机负效应, 本节利用图 2-13 所示的功角特性曲线比较两种切机量对系统暂态功角稳定性的影响。

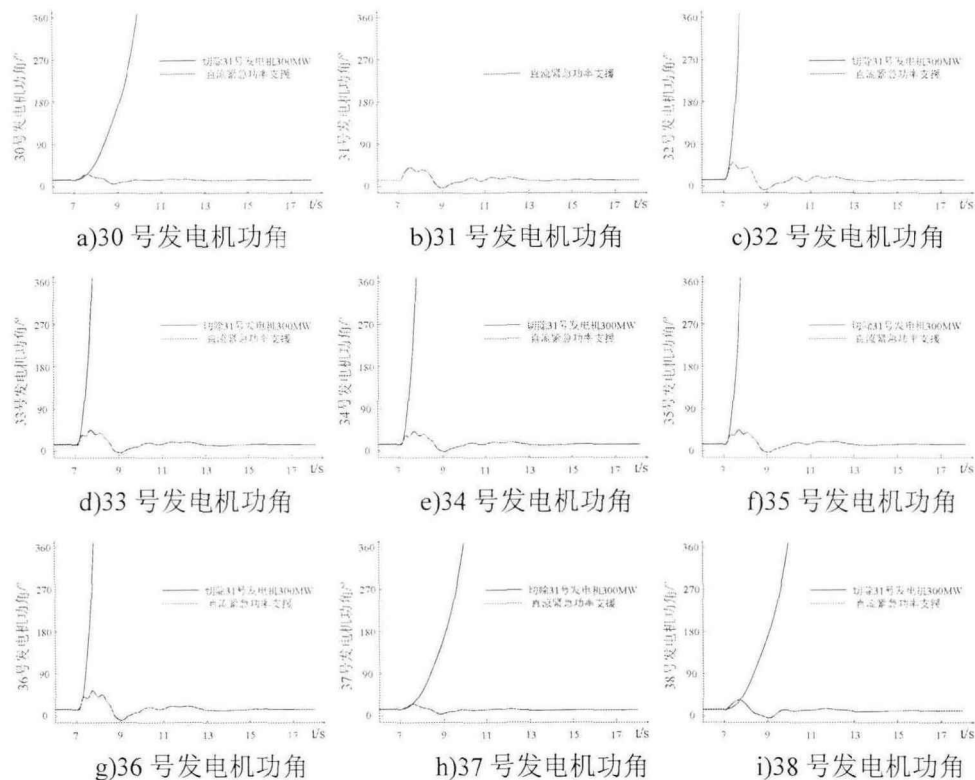


图 2-12 切除 31 号发电机 300MW 出力与直流紧急功率支援时的功角曲线

从图 2-13 可以看出, 直流线路 3-4 发生直流闭锁故障后, 采取仅切除 31 号发电机 120MW 出力时系统实际的等效减速面积大于加速面积, 暂态稳定裕度 $\eta=0.0051$, 能够恢复暂态功角稳定; 而切除 31 号发电机 300MW 出力时系统实际的等效加速面积远大于减速面积, 暂态稳定裕度 $\eta=-5.0018$, 系统暂态功角失稳, 因此过度切机可能会恶化系统的暂态稳定性。

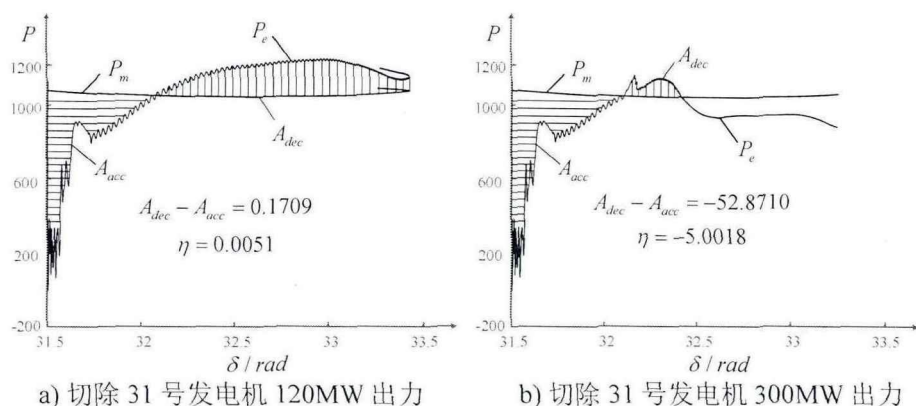


图 2-13 系统等效的功角特性曲线

2.5 本章小结

本章首先从四个方面分析了大扰动后切机可能引发负效应的原因，提出过度切机可能引发切机负效应。其次，采用 EEAC 理论中的加速面积和减速面积对暂态稳定裕度进行定量评估，并对切机和直流紧急功率支援的原理进行了阐述，提出采取直流紧急功率支援减少切机量可以有效避免切机负效应的产生。最后，基于修改后的 IEEE 39 节点系统进行仿真验证。仿真结果表明，合理的切机量和直流紧急功率支援都可以使系统的暂态稳定性得到增强，但相比之下，直流紧急功率支援的控制效果更好，可以减少机组功角的第一摆幅度，且使系统更快恢复稳定；但过度切机可能会引发切机负效应，在难以规整切机量或系统模型存在较大误差时采用直流紧急功率支援代替传统切机可以有效避免切机负效应的产生，增强系统的暂态稳定性。

第3章 基于特征值分析和复杂网络理论的分区算法

3.1 引言

随着电力行业的迅速发展,我国已经形成了规模庞大、结构复杂的大型互联系统,在实现资源优化配置方面发挥着举足轻重的作用,但与此同时,大型互联系统也给系统的安全稳定运行和统一控制带来了极大的挑战。当前的电网分区技术主要依赖于运行经验,无法保障对分区的有效管理。为解决新形势下超大规模电网安全监护的难题,提高系统优化控制的实时性^[60],亟需研究更为合理有效的电网分区技术。本章基于特征值分析和复杂网络理论,针对传统分区方法只涉及发电机节点的弊端,提出了一种“先分裂后凝聚”的动态分区方法,将负荷节点和直流节点纳入了电网分区的范畴。

3.2 动态分区算法

3.2.1 动态分区要求

为了最大程度实现各分区信息的解耦,实现各区域的分立控制,动态分区要求满足以下条件:

(1) 分区数量以及分区内部的节点数量不宜过多或过少。分区数量过多或分区内部节点数量过少将使分区失去工程实用性,分区数量过少或分区内部节点数量过多则导致分区无意义,节点数量过多带来的控制难题并未得到改善;

(2) 分区内部满足负载平衡,且具有充足的备用。大致平衡各分区内部的负载,能够减少分区之间联络线的潮流交换,削弱分区之间的联系,从而实现最小化跨区域控制。因此各分区内部应含有一定数量的电源节点和负荷节点,且每个区域的电源容量应有一定的盈余以充当备用;

(3) 分区之间耦合程度弱,而分区内部节点耦合性强。将大电网划分为若干分区后,为实现各分区之间信息的解耦和分区内部的独立控制,应保证分区内部节点之间的电气联系紧密,而分区之间保持各自控制的独立性以减小相互之间的干扰。

综合上述要求,本章提出了一种“先分裂后凝聚”的动态分区方法。

3.2.2 分裂

电网本身的拓扑结构决定了不同区域发电机之间的互导纳明显小于区域内部各发电机之间的互导纳,慢同调理论^[61]正是以电力系统本身的拓扑结构和动态特性为基础,对系统的解列控制进行了深入研究,通过系统广义特征值的分析实现发电机群的划分。系统的状态方程可以描述为:

$$\begin{cases} M \ddot{\delta} = f(\delta, \dot{V}) \\ 0 = g(\delta, \dot{V}) \end{cases} \quad (3-1)$$

式中 f ——系统发电机的加速功率方程；

g ——系统的潮流方程。

其中, δ 为 $n \times 1$ 阶发电机功角列向量, $\dot{V}$ 为 $2(n+p) \times 1$ 阶节点电压列向量, n 和 p 分别为发电机和负荷节点数。

将上述方程在平衡点 $(\delta_0, \dot{V}_0)$ 处线性化得到系统的增广状态方程:

$$\begin{bmatrix} \Delta \ddot{\delta} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_A & J_B \\ J_C & J_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \dot{V} \end{bmatrix} \quad (3-2)$$

式中 J_A ——雅克比矩阵中的元素, $J_A = \frac{\partial f}{\partial \delta} \Big|_{\delta=\delta_0, \dot{V}=\dot{V}_0}$

J_B ——雅克比矩阵中的元素, $J_B = \frac{\partial f}{\partial \dot{V}} \Big|_{\delta=\delta_0, \dot{V}=\dot{V}_0}$;

J_C ——雅克比矩阵中的元素, $J_C = \frac{\partial g}{\partial \delta} \Big|_{\delta=\delta_0, \dot{V}=\dot{V}_0}$;

J_D ——雅克比矩阵中的元素, $J_D = \frac{\partial g}{\partial \dot{V}} \Big|_{\delta=\delta_0, \dot{V}=\dot{V}_0}$ 。

公式 (3-2) 包含发电机转子运动方程和负荷节点对应的潮流方程两个部分, 为方便求解, 本节采用极坐标下的 PQ 分解法进行求解。把直流节点当作负荷节点处理, 直流节点和负荷节点视为 PQ 节点, 发电机节点视为 PV 节点, 因此公式 (3-2) 共包含 $n+p$ 个有功潮流方程和 p 个无功潮流方程。考虑到发电机转子运动方程可表征发电机机端电压功角的变化, 利用转子运动方程替代发电机节点对应的有功潮流方程, 将公式 (3-2) 重写为:

$$\begin{bmatrix} \Delta \ddot{\delta} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_A & J_{B1} & J_{B2} \\ B'_1 & B'_2 & 0 \\ 0 & 0 & B'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3-3)$$

式中 $\Delta \delta_1$ ——发电机节点对应的功角;

$\Delta \delta_2$ ——负荷节点电压的相角;

B_1 ——PQ 分解法中有功潮流方程对应的导纳阵, $B_1 = [B'_1, B'_2]^T$ 。

B'' ——PQ 分解法中无功潮流方程对应的导纳阵;

ΔV ——负荷节点电压的幅值。且 $J_B = [J_{B1}, J_{B2}]^T$, $J_C = [B'_1, 0]^T$,

$$J_D = \begin{bmatrix} B'_2 & 0 \\ 0 & B'' \end{bmatrix}^T。$$

由公式 (3-2)，发电机的状态矩阵 A 以及包含 A 的特征值问题可分别表示为：

$$A = J_A - J_B J_D^{-1} J_C \quad (3-4)$$

$$A u_i = \lambda_i u_i \quad (3-5)$$

式中 u_i ——第 i 台发电机对应的特征向量；

λ_i ——第 i 台发电机对应的特征值。

在求得发电机的特征向量 u_i 后，为了将负荷节点和直流节点纳入区域划分范畴，将系统增广状态方程的特征值问题描述为：

$$\begin{bmatrix} J_A - \lambda_i I & J_B \\ J_C & J_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_i \\ u_{vi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3-6)$$

其中，对应每一个特征向量 u_i ，有一个负荷节点的特征值向量 u_{vi} 与之对应，且：

$$u_{vi} = -J_D^{-1} J_C u_i \quad (3-7)$$

由公式 (3-6) 和 (3-7) 可求得包含负荷节点、直流节点和发电机节点在内的系统特征向量矩阵：

$$U_1 = [U, U_V] \quad (3-8)$$

式中 U_1 ——系统的特征向量矩阵；

U ——系统发电机节点对应的特征值向量矩阵；

U_V ——系统负荷节点和直流节点对应的特征值向量矩阵。

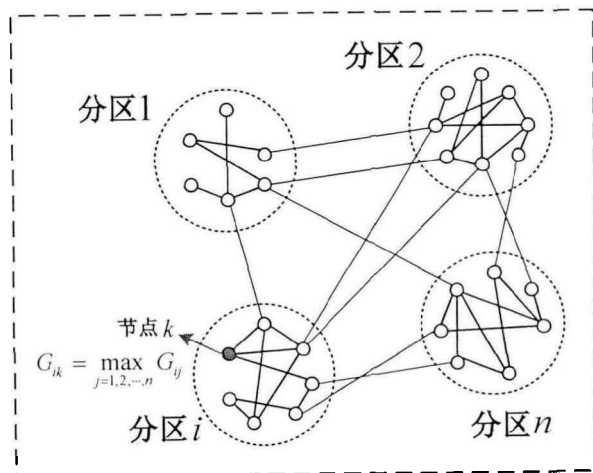


图 3-1 分区示意图

为衡量负荷节点和直流节点与发电机节点的耦合强度，定义 G 矩阵为：

$$G_{j,i} = \frac{u_i u_j^T}{|u_i| |u_j|} \quad (3-9)$$

式中 u_i ——系统第 i 个发电机节点对应的特征向量， $i=1, \dots, n$ ；

u_j ——系统第 j 个负荷节点或直流节点对应的特征值向量， $j=1, \dots, p$ 。

遍历整个网络，若 $\max \{G_{ji}\}_{j=1, \dots, n} = G_{jk}$ 负荷或直流节点 j 与发电机 k 强耦合，

区域划分时将节点 j 划分至发电机 k 所在的区域，如图 3-1 所示。

由公式 (3-2)至(3-9)可以得到初步的分区边界，分区内部包含耦合程度较高的发电机节点和负荷节点，满足动态分区要求(2)，但由于系统中部分发电机具有强耦合性，因此上述分区无法保证分区之间的联系较弱。除此之外，实际系统中发电机数量众多，仅按照上述理论进行分区，将得到与发电机数量相同的分区数，分区数量过多将导致分区不合理，没有实际的工程利用价值，不满足动态分区要求(1)。为使区域划分更为合理，在上述初步分区的基础上，利用复杂网络理论中的模块度指标对区域进行凝聚，以满足动态分区的要求。

3.2.3 凝聚

网络普遍都具有社团结构的特征^[54]，在社团内部节点与节点之间联系密切，而社团和社团之间节点的联系比较稀疏，这一特征与动态分区要求中的(3)相吻合。为了得到最优的分区结果，本节引入复杂网络理论中模块度^[38]的概念，用以量化评估区域划分的水平。同时，为了保证分区内部的潮流平衡，减小分区间的耦合，本节在 Newman 模块度概念的基础上，将模块度重新定义为：

$$Q = \frac{1}{2m} \sum_{ij} \left[w_{ij} - \frac{k_i k_j}{2m} \right] \delta(i, j) \quad (3-10)$$

式中 Q ——系统的模块度指标；

w_{ij} ——连接节点 i 和节点 j 的边的潮流权重， P_{ij1} 为线路 ij 首端流入的功率， P_{ijl} 为线路 ij 末端流出的功率， S_{ij} 为线路 ij 的传输容量；

m ——系统的期望潮流， $m = \frac{1}{2} \sum_{ij} w_{ij}$ ；

k_i ——与节点 i 相连所有边的潮流之和， $k_i = \sum_j w_{ij}$ ；

k_j ——与节点 j 相连所有边的潮流之和， $k_j = \sum_i w_{ij}$ 。

若节点 i 和节点 j 在同一分区内，则 $\delta(i, j) = 1$ ，若节点 i 和节点 j 分别属于不同的分区，则 $\delta(i, j) = 0$ 。在公式 (3-10)中， $\sum_{ij} \frac{w_{ij}}{2m} \delta(i, j)$ 为同一分区内部的潮流比例， $\sum_{ij} \frac{k_i k_j}{4m^2} \delta(i, j)$ 表示随机分配后的潮流概率期望，因此可以利用公式

(3-10)来衡量各分区内部的潮流平衡程度，进而判断区域划分的优劣。

迭代求解 Q 值的过程可以用图 3-2 表示。 Q 值的求解过程沿着箭头方向，由初步分区边界向大电网方向迭代。若在第 k 次迭代时 Q_k 达到最大值，则第 k 次的迭代结果为最优分区，认为此时分区内部节点与节点之间耦合度达到最

高，同时分区间的耦合程度达到最低水平。一般而言，当分区内部潮流的权重之和不大于潮流随机分配的期望值时，模块度达到最小，即 $Q_{\min}=0$ ，上限 $Q_{\max}=1$ 。当 Q 越接近于1时，区域划分的效果越好，一般当 Q 值在0.4~0.7时，标志着分区效果较好。 Q 值物理意义明确且求解过程计算量小，在得到初步分区边界后，依据 Q 值对各分区进行凝聚得到最优的分区结果易于实施。

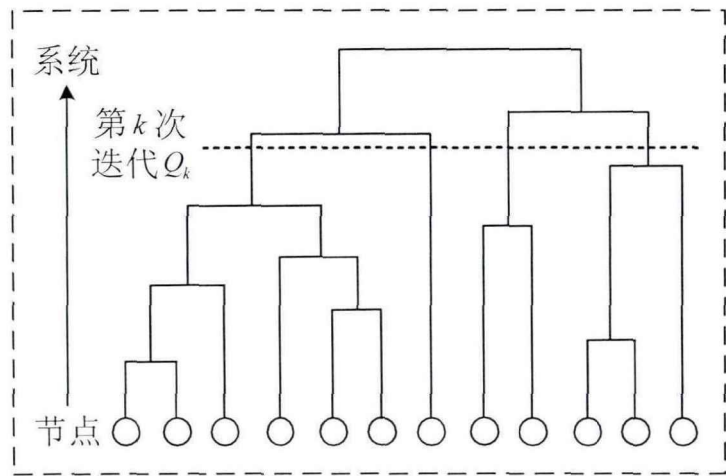


图 3-2 凝聚迭代过程

按照上述步骤进行分区满足动态分区要求，可以得到较优的分区结果，具体的分区步骤如图 3-3 所示。根据 SCADA/EMS 系统上传的断路器及隔离开关的状态信息刷新网络拓扑，分区计算只需要在检测到系统正常运行工况发生改变时进行。

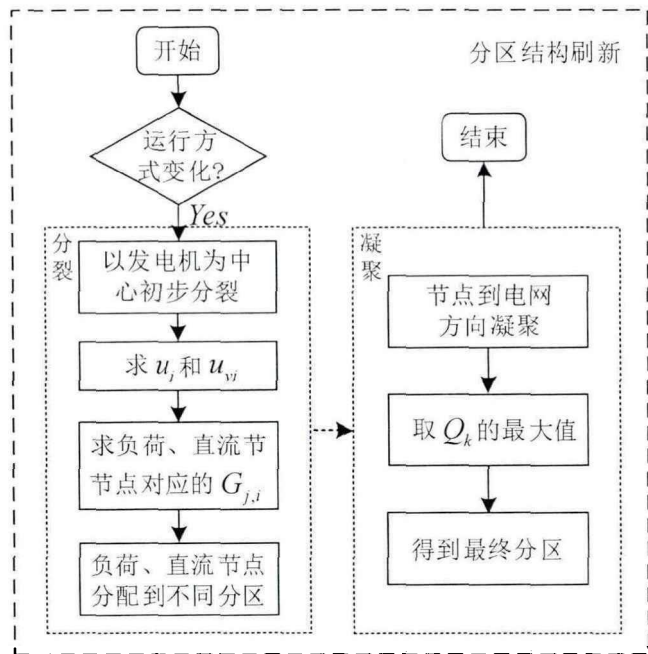


图 3-3 分区结构刷新流程图

3.3 算例验证

本节分别以标准 IEEE 39 节点模型和 2.3 节的经修改后的 IEEE 39 节点模型为算例，详细说明分区过程，并对上述动态分区方法的有效性和合理性进行验证。

3.2.1 标准 IEEE 39 节点系统

标准 IEEE 39 节点仿真模型包含 39 个节点，其中发电机节点 10 个，负荷节点 29 个，其拓扑结构如图 3-4 所示，与 2.4 节的经修改后的 IEEE 39 节点模型的区别在于不含直流线路。在“分裂”过程中，根据电网的结构得到 J_A 如表 3-1 所示。由于 J_A 为对角阵，其特征向量矩阵 u_i 为单位阵，特征值 λ_i 为 J_A 的对角线元素。进一步根据 u_i 求解 u_{vi} ，得到 G^T 矩阵如表 3-2 所示。由表 3-2 可知，“分裂”得到的 10 个初始分区构成如表 3-3 所示。

表 3-1 标准 IEEE 39 节点系统 J_A 元素

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	24.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	84.40	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	134.78	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	147.29	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	109.18	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	169.68	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	174.08	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	104.99	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	232.01	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-24.4

表 3-2 标准 IEEE 39 节点系统 G^T 矩阵元素

	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2	0.7618	0	0	0	0	0	0	0.1082	0	0
3	0	0.1903	0	0	0	0	0	0.8874	0	0
4	0	0.1106	0	0	0	0	0	0.9520	0	0
5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
10	0	0	0.9011	0.0035	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0.9999	0.0108	0	0	0	0	0	0

表 3-2 (续表)

	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
12	0	0	0.9563	0.0026	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0.9999	0.1022	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0.9990	0.3260	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0.9981	0.2419	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0.0027	0	0	0.8669	0	0
18	0	0	0	0	0.1348	0	0	0.9615	0	0
19	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0.0033	0	0.9999	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0.8870	0.0194	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0.0019	0.9999	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0.0024	0.9593	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0.9999	0.0162	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0.1677	0.8532	0
27	0	0	0.4233	0	0	0	0	0	0.8849	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0.0032	0.9510	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0.0158	0.8936	0

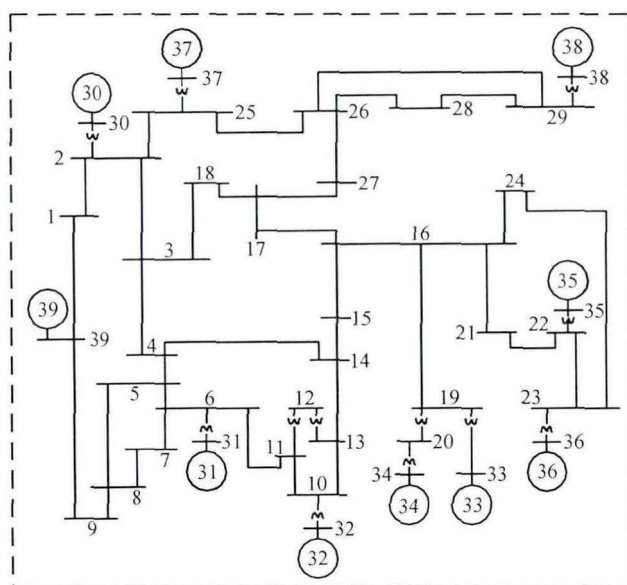


图 3-4 标准 IEEE 39 节点系统结构图

本节以红色虚线为分区边界，得到的初始分区拓扑结构图如图 3-5 所示。得到初始分区边界后，进一步基于公式 (3-10)所示的模块度指标 Q 对初始分区进行凝聚，迭代过程中模块度 Q 的变化过程如图 3-6 所示。可以看出， Q 的最

大值出现在第 6 次迭代时，对应的 $Q_{\max}=0.4375$ ，即最优分区出现在第 6 次凝聚时，对应的分区构成如表 3-4 所示，分区结构图如图 3-7 所示。

表 3-3 标准 IEEE 39 节点系统的初始分区

分区编号	发电机节点	负荷/直流节点
1	30	2
2	31	5,6,7
3	32	10,11,12,13,14,15
4	33	19
5	34	16,20
6	35	21,22
7	36	23,24
8	37	3,4,17,18,25
9	38	26,27,28,29
10	39	1,8,9

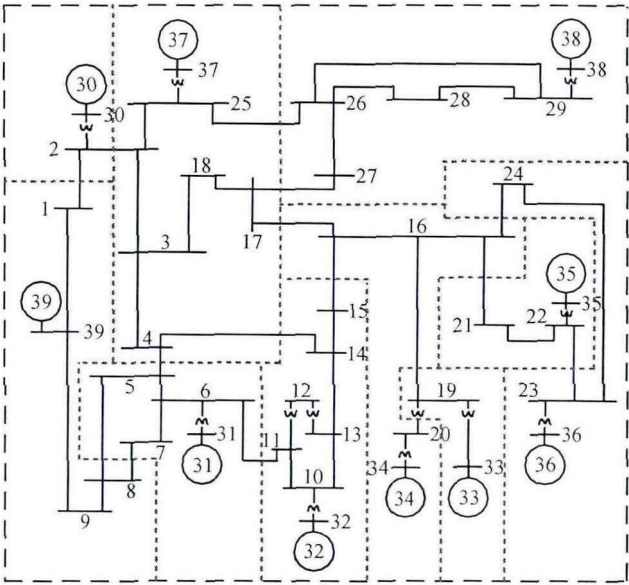


图 3-5 标准 IEEE 39 节点初始分区结构图

表 3-4 标准 IEEE 39 节点系统的最优分区

分区编号	发电机节点	负荷/直流节点
1	30,37	2,3,4,17,18,25
2	31,39	1,5,6,7,8,9,18
3	32,	10,11,12,13,14,15
4	33,34	16,19,20
5	35,36	21,22,23,24
6	38	26,27,28,29

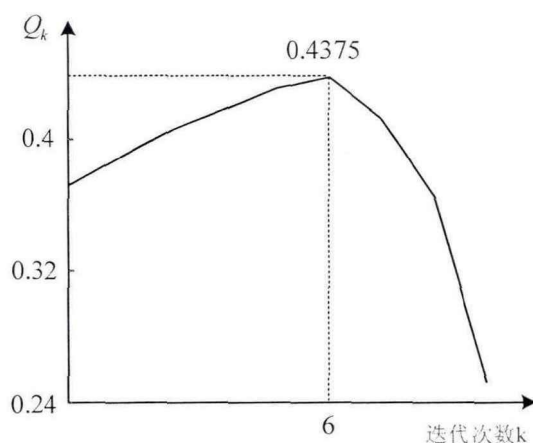


图 3-6 标准 IEEE 39 节点系统模块度 Q 值迭代过程

由表 3-4 和图 3-7 可知，按照“先分裂后凝聚”的动态分区方法，标准 IEEE 39 节点系统最终被划分为 6 个分区，每个分区包含一定数量的发电机节点和负荷节点，且不存在节点数较少的分区，符合动态分区要求。

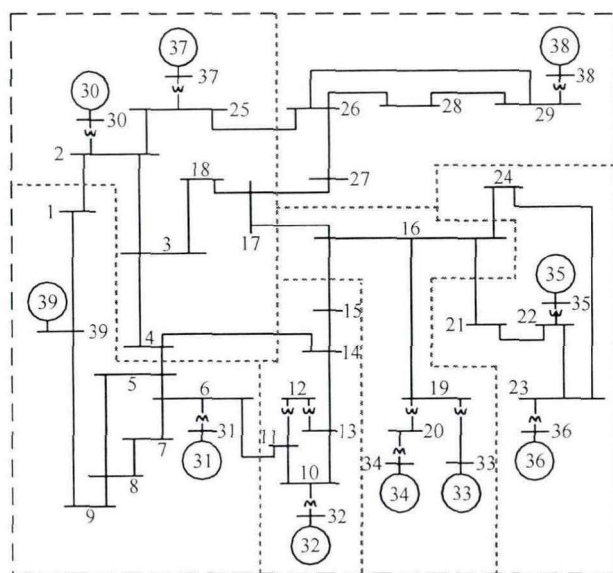


图 3-7 标准 IEEE 39 节点最优分区结构图

3.2.2 经修改后的 IEEE 39 节点系统

为了进一步验证，本节采用经修改后的 IEEE 39 节点系统 PSCAD/EMTDC 模型，其结构如 2.4 节图 2-7 所示，其中包含 10 个发电机节点、23 个负荷节点以及 6 个直流节点。

在“分裂”过程中，根据电网的结构得到 J_A 如表 3-5 所示。由于 J_A 为对角阵，其特征向量矩阵 u_i 为单位阵，特征值 λ_i 为 J_A 的对角线元素。进一步根据 u_i 求解 u_w ，得到 G^T 矩阵如表 3-6 所示。由表 3-6 可知，“分裂”过程得到的 10 个初始分区如表 3-7 所示。为了便于区分，用红色虚线表示分区边界，得到如图 3-8 所示的初始分区。

表 3-5 经修改后的 IEEE 39 节点系统 J_A 元素

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	12.60	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	1274.5	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	229.77	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	200.99	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	-77.49	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	3388.65	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	-18.65	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	-33.04	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.98

表 3-6 经修改后的 IEEE 39 节点系统 G^T 矩阵元素

	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2	0.8690	0	0	0	0	0	0	0.3055	0	0
3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0.9217	0.0593	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0.9980	0.4733	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0.8688	0.0026	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0.9999	0.4862	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0.9990	0.4660	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0.9986	0.4517	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0.9950	0.2199	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0.9913	0.0097	0	0	0	0	0	0
18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0.1690	0.9999	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0.9980	0.0131	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0.7322	0.3814	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0.0891	0.9983	0	0	0

表 3-6 (续表)

	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
24	0	0	0	0	0	0.0129	0.9983	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0.9999	0.0069	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0.4698	0.8828	0
27	0	0	0.8828	0	0	0	0	0	0.4697	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0.0667	0.9978	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0.0043	0.9999	0

得到初始分区后, 基于公式 (3-10) 所示的模块度指标 Q 对初始分区进行凝聚, 迭代过程中模块度 Q 的变化过程如图 3-9 所示。可以看出, Q 的最大值出现在第 5 次迭代时, 对应的 $Q_{\max}=0.4388$, 即最优分区出现在第 5 次凝聚时, 对应的分区构成如图 3-7 所示, 分区结构图如图 3-10 所示。

表 3-7 经修改后的 IEEE 39 节点系统的初始分区构成

分区编号	发电机节点	负荷/直流节点
1	30	2
2	31	3,4,5,6,7,8,9,18
3	32	10,11,12,13,14,15,16,17,27
4	33	19
5	34	20
6	35	21,22
7	36	23,24
8	37	25
9	38	26,28,29
10	39	1

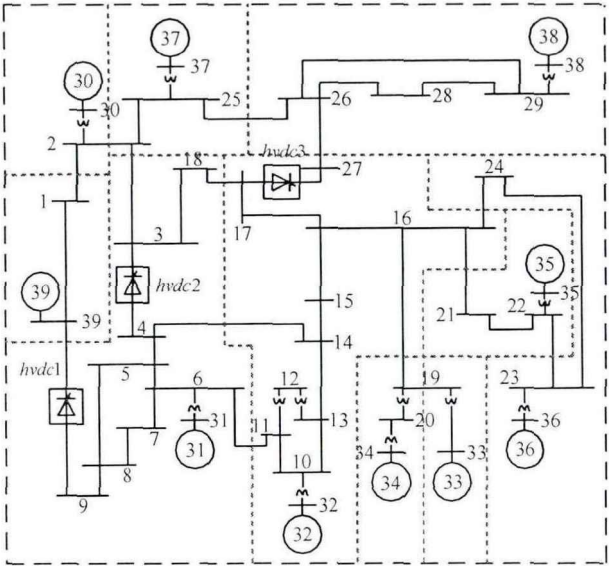


图 3-8 修改后的 IEEE 39 节点初始分区结构图

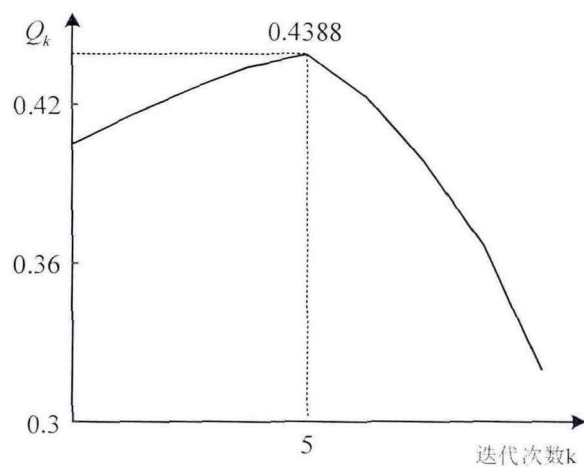


图 3-9 经修改后的 IEEE 39 节点系统模块度 Q 值迭代过程

由表 3-8 和图 3-10 可知，按照“先分裂后凝聚”的动态分区方法，经修改后的 IEEE 39 节点系统最终被划分为 4 个分区，每个分区包含一定数量的发电机节点、负荷节点和直流节点，且不存在节点数较少的分区，满足动态分区要求。

表 3-8 IEEE 39 节点系统的最优分区

分区编号	发电机节点	负荷/直流节点
1	30,37,38,39	1,2,25,26,28,29
2	31	3,4,5,6,7,8,9,18
3	32,33,34	10,11,12,13,14,15,16,17,19,20,27
4	35,36	21,22,23,24

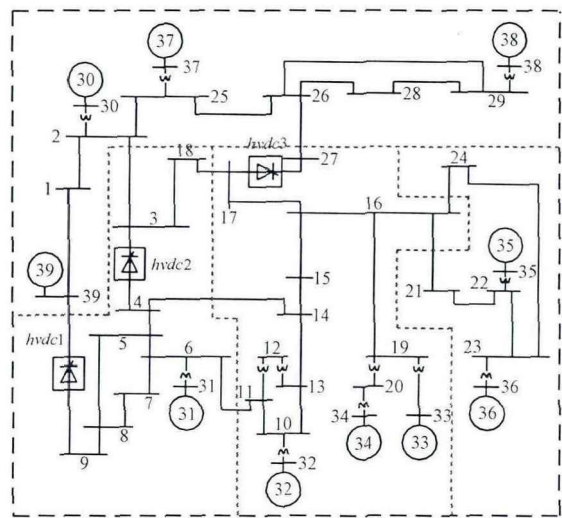


图 3-10 IEEE 39 节点最优分区结构图

3.4 本章小结

本章从动态分区的要求出发，阐述分区过程中必须遵循的三个准则，以此作为分区合理性的判据，并在此基础上提出一种“先分裂后凝聚”的动态分区

方法。首先以发电机节点为中心，利用系统的广义特征向量将负荷节点和直流节点划分到与其耦合程度最高的发电机节点所在的区域，得到初步分区边界。之后再利用复杂网络理论中的模块度指标对各分区进行凝聚，以凝聚过程中最大模块度指标对应的分区结果作为最优分区。最后，以 IEEE 39 节点系统和经修改后的 IEEE 39 节点 PSCAD 仿真模型为算例进行分区验证，仿真结果表明，“先分裂后凝聚”的动态分区方法得到各分区内部具有强耦合性，而各分区之间耦合程度较弱，能够最大程度实现分区之间信息的解耦。

第4章 多阶段优化紧急控制的数学模型

4.1 引言

电力系统是一个具有高维非线性特征的大系统，运行状况时刻处于动态变化过程中，暂态稳定问题十分复杂。为确保系统的安全稳定运行，需要采取相应的暂态稳定紧急控制措施。长期以来，由于暂态稳定紧急控制算法计算速度的限制，安全稳定紧急控制不得不采用“离线计算、实时匹配”的决策方式，而由此带来的工况失配问题日益突出，且一旦系统运行条件改变，策略表需要重新整定，计算量十分庞大。为适应电网当前的规模和未来的发展，亟需更为高效的暂态稳定紧急控制算法替代离线决策。为提高“在线计算、实时匹配”紧急控制算法的计算效率，本章利用电网动态分区技术对关键耗时环节进行改进，提出一种多阶段优化的紧急控制方法。

4.2 全局优化的数学模型

在实施紧急控制时，由于不同地点的控制效果存在一定的差异，为了确定最优的紧急控制策略，可以利用包含一组微分代数方程的优化模型进行寻优一般形式为：

$$\begin{aligned} & \min F(u) \\ \text{s.t.} \quad & \begin{cases} \dot{x} = f(x, y, u) \\ g(x, y, u) = 0 \\ \underline{h} \leq h(x, y, u) \leq \bar{h} \end{cases} \end{aligned} \quad (4-1)$$

式中 F ——目标函数，视实际需要而有所不同；

u ——控制变量，取决于实际系统中可进行控制的节点；

x ——系统的状态变量，如发电机功角 δ 和角速度 ω ；

y ——系统的代数变量，如母线的电压幅值 V 和相角 θ 。

g ——等式约束，主要考虑电力系统的网络方程和潮流方程；

h ——不等式约束，主要包括优化变量和状态变量的上下限约束以及暂态稳定约束。

4.2.1 目标函数

当出现可能使系统暂态功角失稳的扰动时，通常要求紧急控制措施在使系统恢复稳定的同时，将控制成本降到最低。综合考虑切机、切负荷以及直流紧急功率支援等紧急控制手段，以各类控制手段的控制成本最小为目标函数，选择切机量、切负荷量和直流紧急功率支援量作为优化变量，则目标函数可以描

述为:

$$\min F = c_g P_g^T u_g + c_d P_d^T u_d + c_l P_l^T u_l \quad (4-2)$$

式中 F ——各类控制手段的控制成本;

c_g ——切机代价权重系数;

c_d ——直流紧急功率支援代价权重系数;

c_l ——切负荷代价权重系数;

P_g ——系统可切发电机节点容量;

P_d ——系统直流实时可支援量;

P_l ——系统可切负荷节点容量;

控制节点的可控容量 P_g 、 P_d 和 P_l 均应在考虑供电可靠性的前提下进行整定; 控制代价权重系数 c_g 、 c_d 和 c_l 用以表征切机、直流紧急功率支援和切负荷对应的优先级, 权重越小, 优先级越高。直流调制通过调整触发角 α 的大小来快速改变其输送的有功功率, 控制代价相对较小^[62], 因此直流紧急功率支援对应的 c_d 相对较小。根据第二章, 为尽可能减少切机量, 可以适当增大切机控制成本 c_g 。因此在目标函数中可以令 $c_g > c_l > c_d$, 在寻优过程中优先考虑直流紧急功率支援。

4.2.2 约束条件

等式约束条件需要综合考虑各种调节设备和控制系统, 使系统各运行变量均在合理的范围内变化, 主要包含动态约束条件和静态约束条件。动态约束主要考虑发电机动态过程、励磁系统 PID 控制的动态过程、感应马达的动态过程、直流系统的功率—电压控制过程等, 可用公式 (4-1) 中的微分方程进行描述。静态约束主要考虑包括电力系统的网络方程、发电机的功率平衡方程、用多项式形式表示的静态负荷平衡方程等在内的等式约束条件, 属于保证电力系统安全稳定运行的最基本要求, 可用公式 (4-1) 中的代数方程进行描述。

等式约束中, 最常见的动态约束和静态约束分别为发电机模型对应的二阶微分方程和潮流约束方程, 如公式 (4-3) 和 (4-4) 所示:

$$\begin{cases} \frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - 1 \\ \frac{dw_i}{dt} = \frac{1}{T_{ji}} (P_{mi} - P_{ei}) \end{cases} \quad (4-3)$$

$$\begin{cases} P_{Gi}^k - P_{Li}^k - V_i^k \sum_{j \in S_N} V_j^k (G_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k + B_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k) = 0 \\ Q_{Gi}^k - Q_{Li}^k - V_i^k \sum_{j \in S_N} V_j^k (G_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k - B_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k) = 0 \end{cases} \quad (4-4)$$

式中 P_{Gi}^k ——紧急控制后节点 i 的有功出力;

Q_{Gi}^k ——紧急控制后节点 i 的无功出力;

P_{Li}^k ——紧急控制后节点 i 的有功负荷；

Q_{Li}^k ——紧急控制后节点 i 的无功负荷；

V_i^k ——紧急控制后节点 i 的电压幅值；

S_N ——系统节点集。

不等式约束主要包括优化变量和状态变量的上下限约束以及暂态稳定约束。其中，变量的不等式约束主要考虑发电机有功无功出力的限制、负荷有功无功消耗的最大值和最小值限制、节点电压幅值和相角约束、交流线路输送功率限制以及直流系统的实时可支援功率限制等，可以具体描述为：

$$\begin{cases} P_{Gi\min} \leq P_{Gi}^k \leq P_{Gi\max} \\ Q_{Gi\min} \leq Q_{Gi}^k \leq Q_{Gi\max} \\ V_{i\min} \leq V_i^k \leq V_{i\max} \\ \theta_{i\min} \leq \theta_i^k \leq \theta_{i\max} \\ P_{Li\min} \leq P_{Li}^k \leq P_{Li\max} \\ Q_{Li\min} \leq Q_{Li}^k \leq Q_{Li\max} \\ P_{li\min} \leq P_{li}^k \leq P_{li\max} \\ P_{di\min} \leq P_{di}^k \leq P_{di\max} \end{cases} \quad (4-5)$$

式中 θ_i^k ——紧急控制后节点 i 的相角；

Q_{Gi}^k ——紧急控制后节点 i 的无功出力；

P_{li}^k ——紧急控制后支路 i 的传输的有功功率；

P_{di}^k ——紧急控制后直流线路 i 传输的有功功率。

应用时域仿真法进行电力系统的暂态稳定性分析时，通常选取整个摇摆过程中各发电机转子间的最大摇摆角低于某一限值为暂态稳定约束条件，这一角度一般取 180° 。因此暂态稳定约束条件可以描述为：

$$\xi_\delta = \frac{180^\circ - \max\{\delta(t)\}}{180^\circ} \quad (4-6)$$

式中 $\delta(t)$ ——系统等效的发电机功角。

如上所述，全局优化的数学模型可以具体表述为：

$$\begin{aligned}
 \min F &= c_g P_g^T u_g + c_d P_d^T u_d + c_l P_l^T u_l \\
 \left. \begin{aligned}
 &P_{Gi}^k - P_{Li}^k - V_i^k \sum_{j \in S_N} V_j^k (G_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k + B_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k) = 0 \\
 &Q_{Gi}^k - Q_{Li}^k - V_i^k \sum_{j \in S_N} V_j^k (G_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k - B_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k) = 0 \\
 &\frac{d\delta_i}{dt} = w_i - 1 \\
 &\frac{dw_i}{dt} = \frac{1}{T_{ji}} (P_{mi} - P_{ei}) \\
 &P_{Gi \min} \leq P_{Gi}^k \leq P_{Gi \max} \\
 &Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi}^k \leq Q_{Gi \max} \\
 &V_{i \min} \leq V_i^k \leq V_{i \max} \\
 &\theta_{i \min} \leq \theta_i^k \leq \theta_{i \max} \\
 &P_{Li \min} \leq P_{Li}^k \leq P_{Li \max} \\
 &Q_{Li \min} \leq Q_{Li}^k \leq Q_{Li \max} \\
 &P_{li \min} \leq P_{li}^k \leq P_{li \max} \\
 &P_{di \min} \leq P_{di}^k \leq P_{di \max} \\
 &\xi_\delta = \frac{180^\circ - \max \{\delta(t)\}}{180^\circ}
 \end{aligned} \right\} \text{S.I.} \quad (4-7)
 \end{aligned}$$

4.3 多阶段优化的数学模型

由公式 (4-7) 可知, 电力系统的暂态稳定紧急控制优化问题为一组微分代数方程, 求解紧急控制方案时需要对微分方程和代数方程联立求解, 对于规模庞大的电力系统而言, 这一求解过程十分复杂。为适应电力系统的发展规模, 摆脱离线决策方案的瓶颈, 亟需提高“在线计算、实时匹配”紧急控制算法的计算效率。寻优迭代是全局优化过程中耗时最长的环节, 一般的解决方案是通过高效率的算法实现控制策略的快速求解。然而电力系统是一个网架结构复杂且规模庞大的系统, 仅通过某种算法提高寻优效率作用有限, 无法满足在线计算的要求。

4.3.1 多阶段优化数学模型

全局优化的寻优过程是所有控制节点同时进行迭代的全范围寻优, 考虑到电力系统本身网架结构的特征, 针对某一故障, 某些区域的控制节点可能对系统的暂态稳定紧急控制作用不大。因此, 考虑包含所有控制节点在内的寻优可能会产生不必要的迭代, 增加在线计算时间, 同时全范围寻优也是传统紧急控制优化过程中最关键的耗时环节。针对全范围寻优过程产生的耗时, 本节在第 3 章电网动态分区的基础上, 提出一种多阶段优化的数学模型。

电网分区实现了不同分区之间信息的解耦, 且分区内部节点的耦合程度较

高，因此紧急控制的优化过程可以在电网分区的基础上仅考虑与故障强耦合的分区内部控制节点，通过减少优化变量来缩短迭代次数，从而提高紧急控制算法的计算效率，两种紧急控制模型的求解流程如图 4-1 所示。

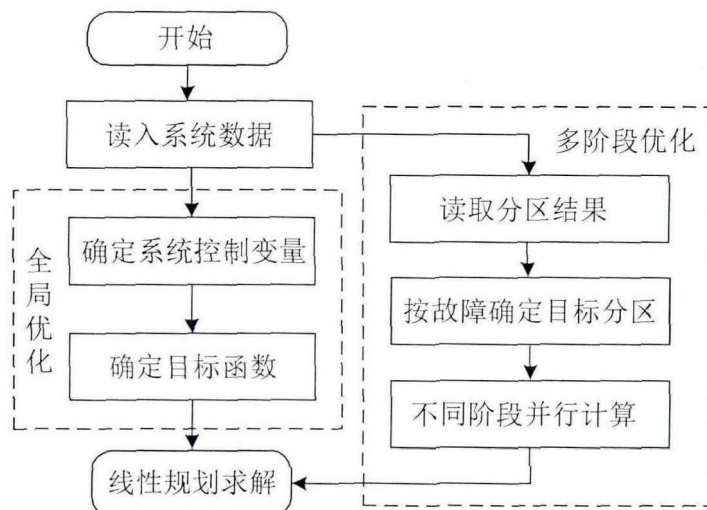


图 4-1 全局优化和多阶段优化求解流程对比

由图 4-1 可知，多阶段优化在传统紧急控制的基础上通过电网分区结果确定目标分区，并以此实现不同阶段的并行计算。首先在电网分区的基础上，按分区与故障的电气距离将系统划分为故障分区、分区二、……、分区 P。在阶段一中只考虑故障分区内的控制节点，若仅控制故障分区中的控制节点就能够使系统稳定，则只需要阶段一参与紧急控制即可；否则阶段二的寻优过程需要同时考虑故障分区和分区二……一般而言，由于分区内部具有强耦合性，因此只在故障分区内进行控制即可使系统恢复稳定。但考虑到在某些特殊运行工况下仅控制故障分区可能无法使系统恢复稳定，如果在阶段一不存在可行解时再进行阶段二的求解，复杂的计算步骤反而会降低某些情况下的寻优速度。为避免上述情况的出现，可以采用多个阶段并行计算的方法解决，当任一阶段出现可行解时寻优结束。

基于电网分区，多阶段优化的目标函数可以表示为：

$$\min F = \alpha_1 \sum_{j=1}^{l_1} c_{1j} P_{1j} u_1 + \alpha_2 \sum_{j=1}^{l_2} c_{2j} P_{2j} u_2 + \cdots + \alpha_p \sum_{j=1}^{l_p} c_{pj} P_{pj} u_p \quad (4-8)$$

式中 l_k ——第 k 个分区内的可控节点数，包含发电机节点、负荷节点和直流节点；

P_k ——第 k 个分区内可控节点对应的容量限值，包含最大可切机量、最大可切负荷量和最大可提供的直流支援量；

u_k ——第 k 个分区内的控制量，包含切机量、切负荷量和直流支援量；

α_k ——第 k 个分区对应的触发因子，当 $\alpha_k=0$ 时，第 k 个分区内的控制节点不参与寻优，当 $\alpha_k=1$ 时，第 k 个分区内的控制节点参与寻优。

综上所述，多阶段优化的数学模型可具体描述为：

$$\begin{aligned}
 \min F &= \alpha_1 \sum_{j=1}^{l_1} c_{1j} P_{1j} u_1 + \cdots + \alpha_p \sum_{j=1}^{l_p} c_{pj} P_{pj} u_p \\
 &\left\{ \begin{aligned}
 P_{Gi}^k - P_{Li}^k - V_i^k \sum_{j \in S_N} V_j^k (G_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k + B_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k) &= 0 \\
 Q_{Gi}^k - Q_{Li}^k - V_i^k \sum_{j \in S_N} V_j^k (G_{ij}^k \sin \theta_{ij}^k - B_{ij}^k \cos \theta_{ij}^k) &= 0 \\
 \frac{d\delta_i}{dt} &= w_i - 1 \\
 \frac{dw_i}{dt} &= \frac{1}{T_{ji}} (P_{mi} - P_{ei}) \\
 P_{Gi \min} &\leq P_{Gi}^k \leq P_{Gi \max} \\
 Q_{Gi \min} &\leq Q_{Gi}^k \leq Q_{Gi \max} \\
 V_{i \min} &\leq V_i^k \leq V_{i \max} \\
 \theta_{i \min} &\leq \theta_i^k \leq \theta_{i \max} \\
 P_{Li \min} &\leq P_{Li}^k \leq P_{Li \max} \\
 Q_{Li \min} &\leq Q_{Li}^k \leq Q_{Li \max} \\
 P_{li \min} &\leq P_{li}^k \leq P_{li \max} \\
 P_{di \min} &\leq P_{di}^k \leq P_{di \max} \\
 \xi_\delta &= \frac{180^\circ - \max \{ \delta(t) \}}{180^\circ}
 \end{aligned} \right. \quad (4-9)
 \end{aligned}$$

4.3.2 多阶段优化求解方法

由公式 (4-9) 可知，从数学角度来说，暂态稳定紧急控制为一类高阶非线性动态优化问题，求解十分困难，难度主要来源于系统规模和非线性方程的求解。在 4.3.1 节中通过电网分区将优化函数降维后，优化变量显著减少，系统规模不再是制约暂态稳定紧急控制问题求解速度的原因。为了进一步提高优化速度，本节利用灵敏度分析将非线性问题线性化予以求解。

假设系统当前的控制量为 u ，计算对应的暂态功角裕度 ξ_δ ，公式 (4-9) 描述的非线性优化问题可以线性化为：

$$\begin{aligned}
 \min F &= \alpha_1 \sum_{j=1}^{l_1} c_{1j} P_{1j} (u_1 + \Delta u_1) + \cdots + \alpha_p \sum_{j=1}^{l_p} c_{pj} P_{pj} (u_p + \Delta u_p) \\
 s.t. &\begin{cases} u_{\min} \leq u_i + \Delta u_i \leq u_{\max} \\ \xi_\delta + \lambda_\delta \cdot \Delta u \geq \eta_\delta \end{cases} \quad (4-10)
 \end{aligned}$$

式中 u_i ——第 i 个分区内的控制量，且 $u_i = [u_{gi}, u_{di}, u_{li}]^T$ ；

λ_δ ——控制量为 u 时的灵敏度矩阵；

η_δ ——设定的暂态稳定裕度最小值。

由公式 (4-10)，暂态稳定紧急控制优化问题被近似转换为求解最优控制量

Δu_i 的线性规划问题，可以通过线性规划法快速求解。但是由于实际运行时系统的运行状态处于动态变化过程中，因此灵敏度矩阵 λ_δ 是时变的，通过上述方法求得的 $u_i + \Delta u_i$ 一般不是真正的最优解。为尽可能逼近最优解，本节利用线性规划的结果作为最优解的指导方向，逐级改变控制量，并以这一可行解作为下一次线性规划的初值，经多次迭代后逼近最优解。基于灵敏度分析的线性规划法求解流程如图 4-2 所示。

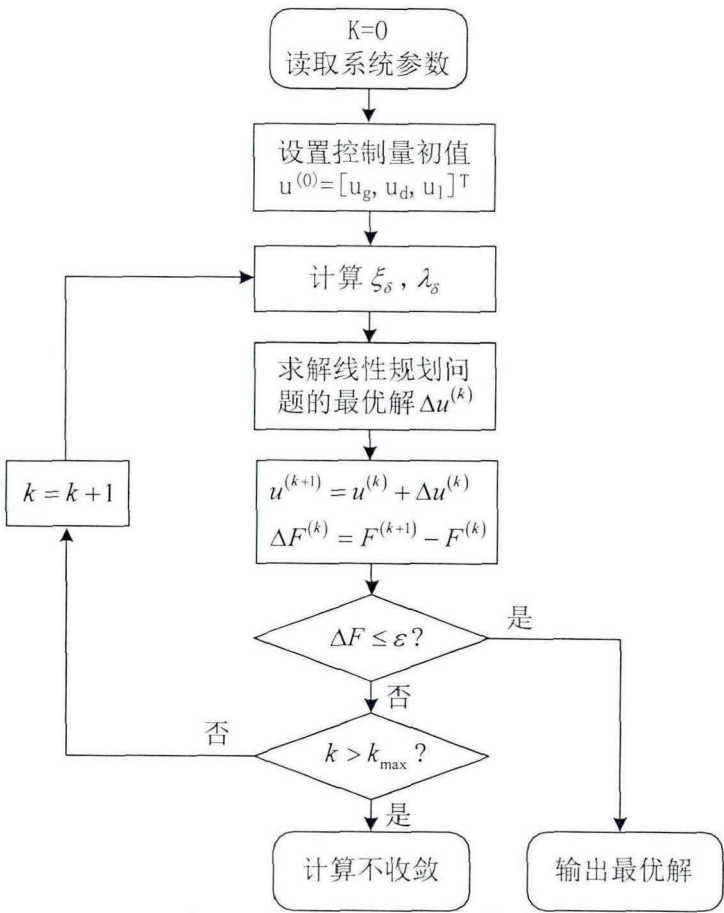


图 4-2 线性规划法求解流程图

4.4 算例验证

4.4.1 交流故障下的紧急控制

本节采用 2.4 节经修改过的 IEEE 39 节点模型（如图 2-7 所示），设置母线 5 在 7s 时刻发生持续 0.2s 的三相接地故障，在最终分区结果的基础上进行多阶段寻优。由表 3-8 得到的分区结果可知，故障分区为分区 2，故障分区内部的可控节点包含直流 hvdc1、hvdc2，负荷节点 7、8 以及发电机节点 31，各节点对系统暂态功角稳定裕度灵敏度的变化如表 4-1 所示。

由 4.2.1 节，分别设置各控制节点的控制代价系数为 $c_g=1.5$ ， $c_l=0.8$ ， $c_d=1$ ，在寻优过程中优先考虑直流紧急功率支援和切负荷。根据表 4-1，优化过程以及

迭代结果如所表 4-2 示，其中， Δu 为负值表示该节点切除部分功率，为正值则代表增加部分功率。

表 4-1 多阶段优化过程控制节点对系统暂态功角稳定裕度灵敏度

迭代次数	hvdcl	hvd2	负荷节点 7	负荷节点 8	发电机 31
1	0.0800	-0.0157	-0.0166	0.0260	-0.0318
2	0.0800	-0.0094	-0.0200	0.0174	-0.0220
3	0.0951	-0.0705	-0.0192	0.0219	-0.0174
4	0.0887	-0.0230	-0.0226	0.0207	-0.0261
5	0.1000	-0.0882	—	0.0191	-0.0210
6	—	-0.7000	—	0.0105	-0.0300

全局优化的优化变量包含系统所有可控节点，分别为直流 hvdcl-hvd3，发电机节点 30-38 以及 13 个负荷节点，对应的优化过程以及迭代结果如表 4-3 所示。

表 4-2 多阶段优化过程

迭代次数	控制量 Δu	控制成本 F
1	$\Delta u_{l7}=-0.2941, \Delta u_{d1}=0.2778$	1221.9
2	$\Delta u_{l7}=-0.5882, \Delta u_{d1}=0.5556$	1311.9
3	$\Delta u_{l7}=-0.8823, \Delta u_{d1}=0.8334, \Delta u_{d2}=-0.2273$	1441.9
4	$\Delta u_{l7}=-0.9999, \Delta u_{d1}=1.1112, \Delta u_{d2}=-0.2273$	1505.9
5	$\Delta u_{l7}=-0.9999, \Delta u_{d1}=1.3890, \Delta u_{d2}=-0.4546$	1585.9
6	$\Delta u_{l7}=-0.9999, \Delta u_{d1}=1.3890, \Delta u_{d2}=-0.6819$	1625.9

表 4-3 全局优化过程

迭代次数	控制量 Δu	控制成本 F
1	$\Delta u_{l7}=-0.2941, \Delta u_{d1}=0.2778$	1221.9
2	$\Delta u_{l7}=-0.2941, \Delta u_{d1}=0.2778, \Delta u_{l16}=-0.2273$	1311.9
3	$\Delta u_{l7}=-0.5882, \Delta u_{d1}=0.5556, \Delta u_{l16}=-0.2273$	1401.9
4	$\Delta u_{l7}=-0.5882, \Delta u_{l12}=-0.3571, \Delta u_{d1}=0.8334, \Delta u_{d2}=-0.2778, \Delta u_{l16}=-0.2273$	1531.9
5	$\Delta u_{l7}=-0.7658, \Delta u_{d1}=1, \Delta u_{l12}=-0.3571, \Delta u_{d2}=-0.2778, \Delta u_{l16}=-0.2273$	1575.9
6	$\Delta u_{l7}=-0.7658, \Delta u_{d1}=1, \Delta u_{l12}=-0.7142, \Delta u_{d2}=-0.4546, \Delta u_{l16}=-0.2273$	1665.9
7	$\Delta u_{l7}=-0.7658, \Delta u_{d1}=1, \Delta u_{l12}=-0.7142, \Delta u_{l16}=-0.4546, \Delta u_{d2}=-0.6829$	1755.9
8	$\Delta u_{l7}=-0.7658, \Delta u_{d1}=1, \Delta u_{l12}=-0.7142, \Delta u_{l16}=-0.4546, \Delta u_{d2}=-0.9107$	1765.9

由表 4-2 和表 4-3 可知，全局优化需要迭代 8 次，而多阶段优化仅需要迭代 6 次，除此之外，每次求解前全局优化需要更新 27 个控制节点的灵敏度，而多阶段优化仅需要更新 5 个，两种方案具体的计算时间如表 4-4 所示。由表 4-4 可

知，全局优化的计算时间为 6.489s，而多阶段优化仅需要 4.866s。

表 4-4 两种方案的计算时间

项目	多阶段优化	传统紧急控制
计算时间	4.107	5.476
线性规划	0.759	1.013
总计	4.866	6.489

全局优化最后的优化结果为负荷 7 全切、负荷 12 切除 100MW，负荷 16 切除 100MW，hvdc1 功率提升 180MW，hvdc2 功率降低 200MW；而多阶段优化最后的优化结果为负荷 7 全切，hvdc1 功率提升 200MW，hvdc2 功率降低 150MW，因此在控制成本方面，全局优化高于多阶段优化。分别采取两种方案的紧急控制措施后对应的各发电机功角曲线如图 4-3 所示，整体来说故障分区内部控制节点对系统暂态稳定裕度的灵敏度更大，因此多阶段优化相对于全局优化效果更好，发电机的功角摆开幅度更小且恢复时间更短。

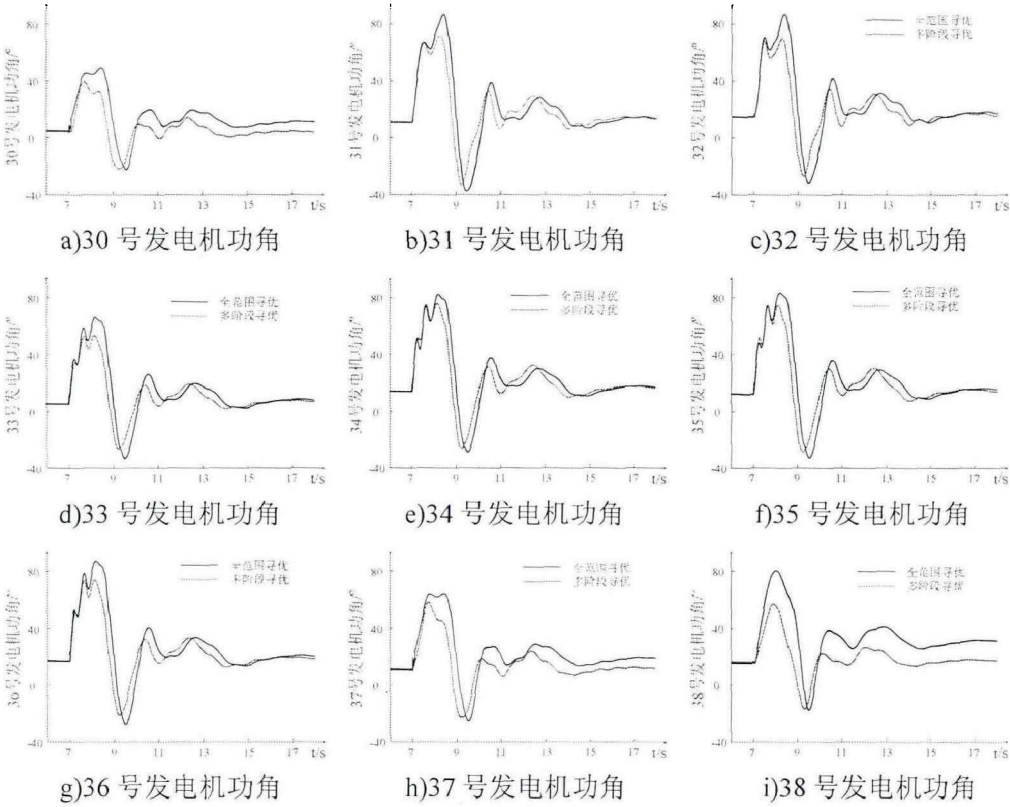


图 4-3 母线 5 故障时的各发电机功角曲线

4.4.2 直流闭锁故障下的紧急控制

为进一步验证多阶段寻优算法的高效性，设置直流线路 39-9 在 7s 时刻发生双极闭锁故障。由表 2-1 可知该回直流线路在正常运行时的传输功率较大，闭锁后将使系统产生较大的功率不平衡，对系统产生较为严重的干扰。由表 3-4

得到的分区结果可知，故障分区为分区 2，故障分区内部的可控节点包含直流 hvdc2，负荷节点 7、8 以及发电机节点 31，各节点对系统暂态功角稳定裕度灵敏度的变化如表 4-5 所示，对应的优化过程以及迭代结果如表 4-6 所示。

表 4-5 多阶段优化过程控制节点对系统暂态功角稳定裕度灵敏度

迭代次数	hvd2	负荷节点 7	负荷节点 8	发电机 31
1	0.0248	0.0125	0.0019	-0.0263
2	0.0330	0.0098	0.0046	-0.0201
3	0.0274	0.0177	0.0043	-0.0308
4	0.0301	0.0162	0.0017	-0.0200
5	0.0299	0.0157	0.0038	-0.0310

全局优化的优化变量包含系统所有的可控节点，分别为直流 hvdc1、hvdc3，发电机节点 30-38 以及 13 个负荷节点，对应的优化过程以及迭代结果如表 4-7 所示。由表 4-6 和表 4-7 可知，全局优化需要迭代 7 次，而多阶段优化仅需要迭代 5 次，除此之外，每次求解前全局优化需要更新 26 个控制节点的灵敏度，而多阶段优化仅需要更新 4 个，两种方案具体的计算时间如表 4-8 所示。全局优化的计算时间为 5.658s，而多阶段优化仅需要 4.056s，计算时间大大缩短。

表 4-6 多阶段优化过程

迭代次数	控制量 Δu	控制成本 F
1	$\Delta u_{d2}=0.2273, \Delta u_{g31}=-0.1250$	1246.9
2	$\Delta u_{d2}=0.4546, \Delta u_{g31}=-0.1250$	1286.9
3	$\Delta u_{d2}=0.6819, \Delta u_{g31}=-0.2500$	1401.9
4	$\Delta u_{d2}=-0.9092, \Delta u_{g31}=-0.2500$	1441.9
5	$\Delta u_{d2}=1, \Delta u_{g31}=-0.2500$	1457.9

表 4-7 全局优化过程

迭代次数	控制量 Δu	控制成本 F
1	$\Delta u_{l26}=-0.3333, \Delta u_{d2}=0.2273$	1221.9
2	$\Delta u_{l26}=-0.6666, \Delta u_{d2}=0.2273$	1271.9
3	$\Delta u_{l26}=-0.9999, \Delta u_{l1}=-0.2632, \Delta u_{d2}=0.2273$	1371.9
4	$\Delta u_{l26}=-0.9999, \Delta u_{l1}=-0.5264, \Delta u_{d2}=0.4546$	1461.9
5	$\Delta u_{l26}=-0.9999, \Delta u_{l1}=-0.5264, \Delta u_{d2}=0.6819$	1501.9
6	$\Delta u_{l26}=-0.9999, \Delta u_{l1}=-0.7896, \Delta u_{d2}=0.7728$	1576.9
7	$\Delta u_{l26}=-0.9999, \Delta u_{l1}=-1, \Delta u_{d2}=0.7728, \Delta u_{g31}=-0.1250$	1628.9

全局优化最后的优化结果为负荷 1 和负荷 26 全切，hvdc2 功率提升 220MW，发电机 31 切除 50MW；而多阶段优化最后的优化结果为 hvdc2 功率提升 220MW，发电机 31 切除 100MW，因此在控制成本方面，全局优化高于多阶段优化。采

取两种方案的紧急控制后对应的各发电机功角曲线如图 4-4 所示，整体来说故障分区内部控制节点对系统暂态稳定裕度的灵敏度更大，因此多阶段优化相对于全局优化控制效果更好，发电机的功角摆开幅度更小且恢复时间更短。

表 4-8 两种方案的计算时间

项目	多阶段优化	传统紧急控制
计算时间	3.423	4.792
线性规划	0.633	0.886
总计	4.056	5.658

此外，大量仿真结果表明，多数故障下只在故障分区内采取紧急控制措施即可使系统恢复稳定，该结果与实际工程中由于行政区划原因生成的紧急控制方法一致，具有良好的工程实用性。

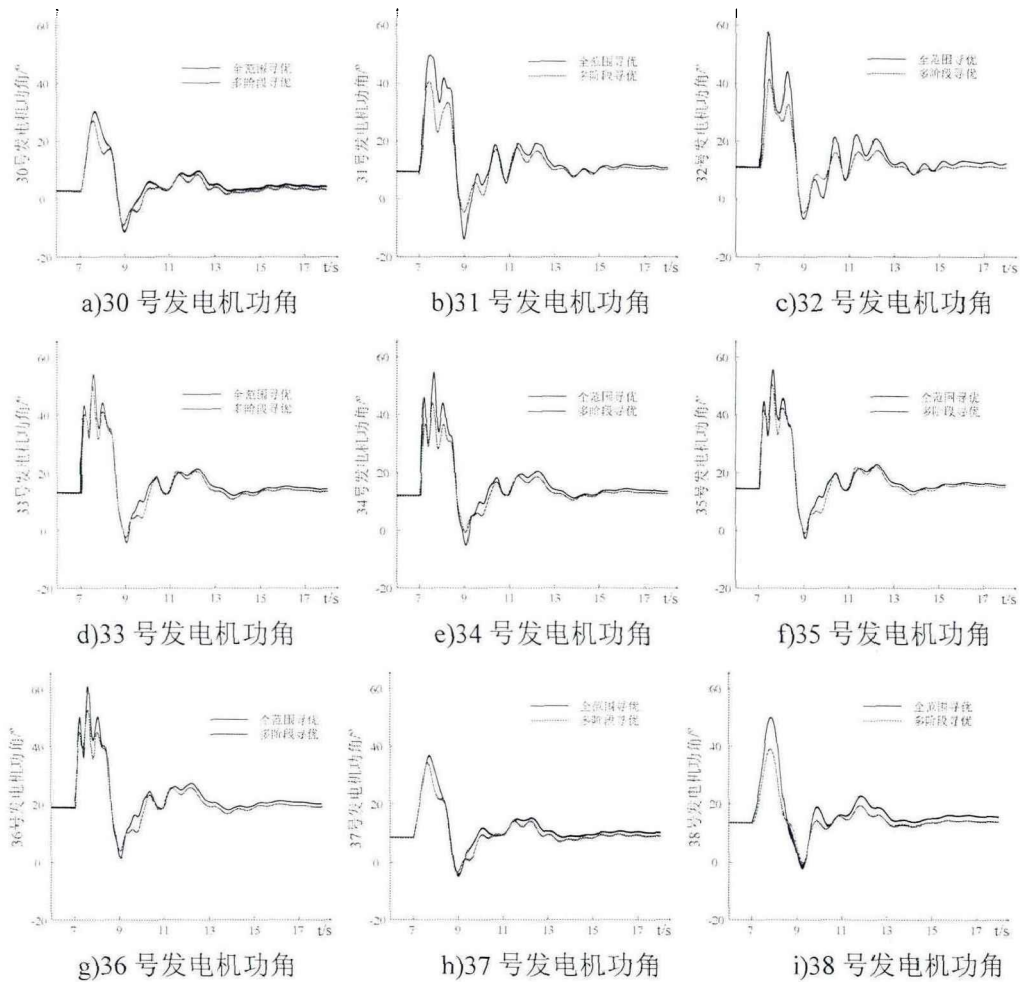


图 4-4 直流闭锁时的各发电机功角曲线

4.5 本章小结

本章基于第 3 章的动态分区结果，提出了一种多阶段优化的紧急控制算法。首先在全局优化的数学模型基础上，通过在目标函数中区分故障分区和其

他分区实现优化函数的降维处理，极大地提高了算法的计算效率。其次，采用灵敏度分析法求解优化变量，进一步提高了优化速度。最后以经修改后的 IEEE 39 节点系统 PSCAD 仿真模型为算例进行验证，仿真结果表明，多阶段优化算法能够有效减少寻优过程中的优化变量，显著提高“在线计算、实时匹配”的计算速度。

第5章 结论与展望

5.1 全文总结

近年来,随着我国交直流互联电网规模的增大,电网格局日益复杂,给电力系统的安全稳定控制带来了极大的挑战。因此,针对大规模复杂电网的安全稳定控制问题,本文提出了一种考虑直流紧急控制的交直流系统多阶段优化稳定控制方法,并在经修改后的 IEEE 39 节点 PSCAD/EMTDC 仿真模型中验证了该策略的有效性。取得的主要研究成果如下:

(1) 基于 EEAC 理论对切机和直流紧急功率支援两种紧急控制手段的控制效果进行定量评估和对比分析:

针对切机可能引起的负效应,基于 EEAC 理论分析了切机和直流紧急功率支援两种紧急控制手段的作用机理;从暂态稳定裕度的角度出发,对比了两种控制手段的控制效果,提出过度切机可能会引起切机负效应,并在改进的 IEEE 39 节点算例中进行了验证。仿真结果表明,合理的切机量和直流紧急功率支援都能够使系统的暂态稳定性增强,但相对而言直流的支援效果更好,可以减少机组功角的第一摆幅度,更快地使系统恢复稳定。而过切将会引发切机负效应,在难以规整切机量或系统模型存在较大误差时采用直流紧急功率支援代替传统切机可以有效避免切机负效应的产生,增强系统的暂态稳定性。

(2) 提出了一种“先分裂后凝聚”的动态分区方法:

在分裂过程中,利用广义特征向量将负荷节点和直流节点纳入了传统电网分区的范畴,实现电网区域最大程度的划分;得到初步分区边界后,基于复杂网络理论中的模块度指标对各分区进行凝聚,在模块度指标最大时得到最优分区,并分别在标准 IEEE 39 节点和经修改后的 IEEE 39 节点算例中进行了验证。仿真结果表明,该方法能够得到较好的分区结果,使分区间耦合程度最低,而分区内部耦合程度较高。考虑到电网运行方式改变时,电网的最优分区也可能随之改变,因此可以定期监测系统运行状态,当检测到系统运行状态改变时再进行区域的重新划分。

(3) 基于动态分区理论提出一种多阶段优化的紧急控制策略:

基于动态分区结果对紧急控制模型进行改进,通过在目标函数中区分故障分区和其他分区减小优化变量实现优化问题的降维处理,有效提高了在线决策算法的计算效率;同时利用灵敏度分析法求解优化函数进一步提高了算法的计算速度;最后基于 IEEE 39 节点算例进行了仿真验证。仿真结果表明,多数情况下只在故障分区内采取紧急控制即可使系统恢复稳定,与传统紧急控制的全局优化相比,多阶段优化能够有效提高紧急控制的效率,大大缓解当前大规模电网安全监护和控制管理的压力,并且该结果与实际工程中由于行政区划原因

生成的紧急控制方法一致，具有良好的工程实用性。

本文提出的基于电网动态分区的多阶段优化直流协调紧急控制策略具有较好的控制效果和工程实用性，可以较大程度上弥补大规模复杂电网安全稳定控制能力的不足，同时具有普适性。

5.2 研究工作展望

除此之外，本方法还存在一些不足，有部分内容亟待进一步研究和完善：

(1) 本文采用的电力系统模型是经典模型，在机理分析时能准确分析暂态过程中的第一摆失稳，但是对于时间尺度更大的功角失稳以及其他类型的稳定性问题难以准确描述，而实际中多摆失稳以及其他失稳情况也较为常见，因此有必要研究更加符合实际的电力系统模型；

(2) 本文在进行暂态稳定紧急控制分析求解最优解时将切机、切负荷和直流紧急功率支援等控制手段时当作连续变量处理，而实际中这些控制手段多为离散变量，因此计算结果存在一定的误差，在将其应用于实际系统的紧急控制时，考虑适合离散变量的紧急控制优化算法很有必要。

参考文献

- [1] 韦肖燕. 电力系统暂态稳定紧急控制方法研究[D]. 湖南大学, 2018
- [2] 黄弘扬. 交直流电力系统暂态稳定分析与控制问题研究[D]. 浙江大学, 2014
- [3] 孙黎. 含直流输电的交流电力系统暂态稳定性研究[D]. 华北电力大学(北京), 2020
- [4] 周浩, 钟一俊. 特高压交、直流输电的适用场合及其技术比较[J]. 电力自动化设备, 2007(05): 6-12+39
- [5] G. Gan, Z. Zhu, G. Geng, et al. An Efficient Parallel Sequential Approach for Transient Stability Emergency Control of Large-Scale Power System[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, V33(6): 5854-5864
- [6] 郭小江, 马世英, 卜广全等. 直流系统参与电网稳定控制应用现状及在安全防御体系中的功能定位探讨[J]. 电网技术, 2012, 36(08): 116-123
- [7] 朱玲, 王晓茹, 卢岑岑等. 基于 BPA 的大电网紧急直流功率支援策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(23): 139-144
- [8] Li Hucheng, Yuan Yubo, Zhang Xiaoyi, et al. Analysis of frequency emergency control characteristics of UHV AC/DC large receiving end power grid [J]. The Journal of Engineering, 2017, 2017(13): 686-690
- [9] 陈文滨, 张尧, 谢惠藩. UHVDC 故障下紧急直流功率支援方案研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2010, 22(06): 13-118
- [10] 王珂, 杨胜春, 姚建国等. 考虑无功功率协调控制的并行直流系统紧急功率支援[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(18): 103-107
- [11] Y Xiong, Yao W, Wen J. Additional reactive power control and emergency control of the $\pm 1100\text{kV}$ UHVDC system with a hierarchical connection mode[J]. The Journal of Engineering, 2019, 2019(16): 1523-1527
- [12] 魏佛送. 复杂交直流系统中多回直流紧急控制策略研究[D]. 华北电力大学, 2014
- [13] 黄震, 郑超, 庞晓艳等. 四川多回 $\pm 800\text{kV}$ 直流外送系统直流有功功率协调控制[J]. 电网技术, 2011, 35(05): 52-58
- [14] Guo X, Ma S, Long J, et al. Strategy of Active and Reactive Power Inter-coordination Control Among HVDCs[C]. 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference
- [15] Tong Wang, Congcong Li, Dengkai Mi, et al. Coordinated Modulation Strategy Considering Multi-HVDC Emergency for Enhancing Transient Stability of Hybrid AC/DC Power Systems[J]. 中国电机工程学会电力与能源系统学报

- (英文版), 2020, 6(4): 806-815
- [16]陈静, 唐飞, 廖清芬. 基于曲线拟合的多送端高压直流功率支援策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(08): 6-11
- [17]徐梅梅, 李兴源, 王渝红等. 德宝直流调制对四川电网阻尼特性的影响[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(23): 141-146
- [18]黄道春, 魏远航, 钟连宏等. 我国发展特高压直流输电中一些问题的探讨[J]. 电网技术, 2007(08): 6-12
- [19]Shu Yinbiao. Development of ultra high voltage transmission technology in China[C]. The XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing, 2005
- [20]Buell R, Caughey R, Hunter E, et al. Governor performance during system disturbances[J]. Transactions on American Institute of Electrical Engineers, 1931, 50(1): 354-367
- [21]Bayne J P, Kundur P, Watson W. Static exciter control to improve transient stability[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, 2006, 94(4): 1141-1146
- [22]Franco R, Sena C, Taranto G, et al. Using synchrophasors for controlled islanding: a prospective application for the Uruguayan power system[J]. Power Systems, IEEE Transactions on, 2013, 28(2): 2016-2024
- [23]王志新, 吴文宣, 林因等. 基于功角稳定指标的紧急控制装置切机策略研究[J]. 电力与电工, 2012, 32(03): 10-13
- [24]任伟, 房大中, 陈家荣等. 大电网暂态稳定紧急控制下切机量快速估计算法[J]. 电网技术, 2008(19): 10-15+55
- [25]强子玥, 吴俊勇, 李宝琴等. 基于改进 AlexNet 的电力系统暂态功角失稳紧急控制策略[J/OL]. 高电压技术: 1-12[2022-02-21]. DOI: 10.13336/j.1003-6520.Hve.20210114
- [26]卢芳, 于继来, 李彧等. 基于临界机组对的暂态稳定紧急控制策略[J]. 电网技术, 2012, 36(10): 153-158
- [27]张保会, 王怀远, 杨松浩. 电力系统暂态稳定性闭环控制(四)——切机控制效果的要素分析[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(11): 1-6
- [28]林俐, 吴聪聪, 齐军. 大规模风火混合送端系统严重故障下的紧急切机策略分析[J]. 电网技术, 2016, 40(03): 882-888
- [29]崔晓丹, 张红丽, 方勇杰等. 暂态功角弱稳定模式辨识及其协调紧急控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(01): 91-97
- [30]薛禹胜. 非自治非线性多刚体系统运动稳定性的定量分析——兼论电力系统暂态稳定性(续前)[J]. 电力系统自动化, 1999(16): 1-5

- [31]Olulope P K, Folly K A, Chowdhury S, et al. Computational intelligence techniques applied to real time and off-line power system stability assessment with distributed generation-A review[C]. Joint International Conference on Power Electronics. IEEE, 2011
- [32]王俊, 王建全. 一种新颖的电力系统实时紧急控制方案[J]. 电网技术, 2008(S1): 29-33
- [33]袁季修. 电力系统安全稳定控制的规划和应用[J]. 中国电力, 1999(05): 31-34
- [34]毕兆东. 电力系统暂态稳定控制决策算法[D]. 浙江大学, 2002
- [35]Yang S, Zhang B. A WAMS information based transient stability real-time detection scheme for a multi-machine system[C]. IET International Conference on Developments in Power System Protection
- [36]Jiao H, Liu S, Lu N. A parametric linear relaxation algorithm for globally solving nonconvex quadratic programming[J]. Applied Mathematics & Computation, 2015, 250: 973-985
- [37]凌汝晨, 邵卜琳娜, 李牧等. 基于复杂网络社团相似度的电网分区研究[J]. 浙江电力, 2021, 40(04): 47-53
- [38]Newman M. The structure and function of complex networks[J]. Siam Review, 2003
- [39]辛晓. 基子等值建模与负荷分类的城市电网分区方法研究[D]. 山东大学, 2020
- [40]Cotilla-Sanchez E, Hines P. D. H, Barrows C, et al. Multi-Attribute Partitioning of Power Networks Based on Electrical Distance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4979-4987
- [41]陆圣芝, 胡伟, 罗建裕. 江苏电网分层分区研究[J]. 江苏电机工程, 2006(03): 11-13
- [42]朱寰, 刘国平. 江苏 220kV 电网及限制短路电流的探讨[J]. 华东电力, 2005(05): 34-37
- [43]刘树勇, 顾强, 李晓辉等. 天津电网 500/220kV 电磁环网解环问题研究[J]. 华北电力技术, 2008(01): 51-54
- [44]徐贤, 丁涛, 万秋兰. 限制短路电流的 220kV 电网分区优化[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(22): 98-101
- [45]栗杰鹏, 徐贤, 万秋兰. 220kV 电网分区模式及可靠性研究[J]. 江苏电机工程, 2009, 28(06): 1-4
- [46]李晓辉, 谭向红, 张轶君等. 基于最大供电能力的配电网分区方法[J]. 中国电力, 2017, 50(03): 117-123

- [47]杨秀媛, 董征, 唐宝等. 基于模糊聚类分析的无功电压控制分区[J]. 中国电机工程学报, 2006(22): 6-10
- [48]Jonsson M, Begovic M, Daalder J. A New Method Suitable for Real-Time Generator Coherency Determination[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1473-1482
- [49]韩俊, 谈健, 黄河等. 基于改进 K-means 聚类算法的供电块划分方法[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(06): 123-129
- [50]宫一玉, 吴浩, 杨克难. 一种基于潮流追踪的电力系统无功控制分区方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(09): 29-33+122
- [51]刘君, 柏强, 谢晓梅等. 二级电压控制模糊聚类电气距离法的研究[J]. 电网技术, 2006(S1): 250-254
- [52]邵雅宁, 唐飞, 王波等. 具有多目标量化评估特性的无功电压双阶段分区方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3768-3776
- [53]倪向萍, 阮前途, 梅生伟等. 基于复杂网络理论的无功分区算法及其在上海电网中的应用[J]. 电网技术, 2007(09): 6-12
- [54]郑吉祥, 钟俊. 基于节点类型和分区耦合性的复杂网络无功电压快速分区方法[J]. 电网技术, 2020, 44(01): 223-230
- [55]Bo Z, Zhi X, Chen X, et al. Network Partition-Based Zonal Voltage Control for Distribution Networks With Distributed PV Systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017. PP(99): 1-1
- [56]GB 38755-2019, 电力系统安全稳定导则[S]
- [57]吴为, 饶宏, 洪潮等. 利用相平面轨迹特性的暂态稳定控制切机负效应的机理研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4572-4580
- [58]鲍颜红, 徐泰山, 孟昭军等. 暂态稳定控制切机负效应问题的 2 个实例[J]. 电力系统自动化, 2006(06): 12-15
- [59]龙锦壮. 高压直流输电多送出协调控制策略研究[D]. 华北电力大学(北京), 2010
- [60]李洋. 分布式光伏接入下配电网分区与无功优化控制研究[D]. 安徽大学, 2019
- [61]Jingmin NI, Shen C, Liu F. Estimation of the electromechanical characteristics of power systems based on a revised stochastic subspace method and the stabilization diagram[J]. 中国科学, 2012, 055(006): P. 1677-1687
- [62]李聪聪. 面向大容量直流闭锁的送端系统紧急控制策略研究[D]. 华北电力大学(北京), 2021

攻读硕士学位期间发表的论文及其它成果

申请及已获得的专利:

[1] 赵伟, 姜苑, 李付强, 张晶, 潘艳, 徐鹏, 董烨, 刘崇茹, 黎晓, 李庚银. 一种基于局部量测的暂态功角失稳判别方法及系统[P]. 北京市: CN113270875A, 2021-08-17

致 谢

研究生三年，疫情三年。还没来得及在北京的街头走走逛逛，三年就悄然结束了，那些被疫情偷走的时光，几乎在延迟开学和封校中度过。但在被疫情定格的时间里，我们并没有停止进步，最起码我从一名本科毕业生晋升为了硕士研究生。在毕业论文最后的致谢里，有很多话想说，也有很多需要感谢的人，感谢的事。

首先我要感谢祖国，感谢抗击疫情中众志成城的全国人民，感谢所有令人感动的瞬间。我相信，所有的故事都有结局，疫情也一样。

其次，我要感谢我的父母姜新根和姜仁凤同志在二十多年里对我的支持和付出，让我有勇气走向更广阔的世界。感谢我的导师刘崇茹教授，她的严谨和渊博、她的扎实和勤勉都让我受益匪浅，激励我在未来的人生中要不断进取，永远对自己的岗位保持热爱，做一名实心实意为人民服务的优秀党员。还要感谢我的副导郑乐老师，感谢郑老师在科研上给予我的帮助，虽然相处时间不长，但郑老师的每一条宝贵意见都让我进步匪浅，衷心祝福两位老师桃李满天下！

我还要感谢课题组的各位师兄师姐师弟师妹，感谢黎晓师兄、苏晨博师兄、刘昊宇师兄和侯延琦师兄三年来在科研和生活中给过我的帮助。尤其感谢亦师亦友的黎晓师兄，在我学业最困惑的时候给我的指导和鼓励；感谢老大哥苏晨博师兄投递的夜宵组过的饭局，感谢酒友刘昊宇师兄在我最失落的时候给予的开导和陪伴；感谢闷声办大事的侯延琦师兄指导我装软件调模型，衷心祝福各位师兄学业有成，前程似锦！我还要感谢我的同门朋友，三年里朝夕相伴，共同面对科研的挑战，愿诸君长风破浪，鹏程万里，愿江湖再见！

最后，我要特别感谢我的男朋友牛纪伟，在我困顿迷惘的研究生生涯出现在我的生命里，和我同时毕业、双签工作、互见家长，感谢一路的支持和陪伴，愿未来可期！

人世间路遥马急，唯愿此去经年，天高海阔，山水有相逢。