

学校代码: 10286
分 类 号: TM712
密 级: 公开
U D C: 621.3
学 号: 202986



东南大学

东南大学

能源动力硕士学位论文

并网变流器单机并网及多机组网 暂态稳定性研究

研究生姓名: 尹俊杰

校内导师: 尤鳌 副教授

王建华 副研究员

校外导师: 詹昕 高级工程师

申请学位类别 能源动力 学位授予单位 东南大学

领域名称 电气工程 论文答辩日期 2023年5月17日

研究方向 电力系统稳定性 学位授予日期 2023年 月 日

答辩委员会主席 张方华 教授 评阅人 盲审

二〇二三年五月

東南大學

能源动力硕士学位论文

并网变流器单机并网及多机组网 暂态稳定性研究

专业名称: 电气工程

研究生姓名: 尹俊杰

校内导师: 尤鋆 副教授

王建华 副研究员

校外导师: 詹昕 高级工程师

RESEARCH ON TRANSIENT STABILITY OF GRID-CONNECTED CONVERTER'S SINGLE-UNIT CONNECTING AND MULTI-UNIT NETWORKING

A Thesis Submitted to
Southeast University
For the Professional Degree of Master of Energy and Power
Engineering

BY
YIN Junjie

Supervised by:
Associate Prof. YOU Jun
and
Associate Prof. WANG Jianhua
and
Senior Engr. ZHAN Xin

School of Electrical Engineering
Southeast University

May, 2023

东南大学学位论文独创性声明

本人声明所呈交的学位论文是我个人在导师指导下进行的研究工作及取得的研究成果。尽我所知，除了文中特别加以标注和致谢的地方外，论文中不包含其他人已经发表或撰写过的研究成果，也不包含为获得东南大学或其它教育机构的学位或证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对本研究所做的任何贡献均已在论文中作了明确的说明并表示了谢意。

研究生签名: _____ 日期: ____ 年 ____ 月 ____ 日

东南大学学位论文使用授权声明

东南大学、中国科学技术信息研究所、国家图书馆、《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司、万方数据电子出版社、北京万方数据股份有限公司有权保留本人所送交学位论文的复印件和电子文档，可以采用影印、缩印或其他复制手段保存论文。本人电子文档的内容和纸质论文的内容相一致。除在保密期内的保密论文外，允许论文被查阅和借阅，可以公布（包括以电子信息形式刊登）论文的全部内容或中、英文摘要等部分内容。论文的公布（包括以电子信息形式刊登）授权东南大学研究生院办理。

研究生签名: _____ 校内导师签名: _____ 日期: ____ 年 ____ 月 ____ 日

_____ 日期: ____ 年 ____ 月 ____ 日

校外导师签名: _____ 日期: ____ 年 ____ 月 ____ 日

摘要

在实现“双碳”目标背景下，传统电力系统向“双高”高比例可再生能源、高比例电力电子装置的电力系统转型。随着渗透率的不断提高，新型“双高”电力系统产生了新的稳定性问题，逐渐向“弱电网”趋势发展。鉴于并网变流器的多时间尺度耦合、非线性动态、电网交互等特性，以线性理论为基础的变流器小扰动稳定性研究方法不再适用，电力电子化电力系统经历大干扰的稳定性问题亟待解决。本文针对并网变流器单机并网及多机组网暂态稳定性进行研究，通过分析不同种类变流器的运行特征和失稳机理，利用虚拟同步技术进行单机并网的镇定控制，进而探索变流器与同步机的多机组网稳定性提升策略。

首先，文章针对并网变流器传输特性及暂态失稳机理分析。通过梳理并网变流器的发展历程，分别从拓扑结构、等效电路、相角矢量、控制框图等角度，研究了构网型(Grid-Forming, GFM)与跟网型(Grid-Following, GFL)变流器的区别。基于短路容量比(short circuit ratio, SCR)，分析了不同电网强度下的变流器传输外特性：GFM 和 GFL 变流器的稳定功率传输极限与线路阻抗之间存在定量关系，GFM 变流器更适合于弱电网，而 GFL 变流器更适合强电网。考虑到小信号模型针对日益增多的非线性问题的不适用性，对并网变流器大扰动后的稳定性进行探讨，通过仿真刻画暂态失稳的表现特性。

然后，针对变流器单机并网系统暂态稳定，基于等面积法进行定性分析，利用李雅普诺夫方法进行定量分析，并用云雨图进行稳定恢复和失稳两种状态的数据分析。提出一种基于虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)的暂态镇定方法，进行 GFM/GFL 变流器单机并网仿真验证所提出方法的有效性。GFM 单机并网系统在经历不同类型的暂态故障时，对于不同电网强度的适配性、故障恢复速度明显优于 GFL 变流器。

最后，将单机并网研究结论拓展到并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究方面。考虑到不同类型变流器的传输特性差异，研究 100% 新能源变流器多机组网的多样化场景，以及不同渗透率下并网变流器与同步发电机的多机组网情况的暂态稳定性。利用 PLECS 平台，结合 RT Box 与微控制器进行并网变流器暂态稳定性仿真，验证所提出的镇定控制方法在暂态稳定性改善等方面的有效性。GFM 在多机组网中表现出较好的 SCR 适配性，即不同网架中面对故障能够波动幅度较小且恢复稳定较快；而 GFL 会在 SCR 相对较低时发生较多问题，如输出功率无法达到设定值、频率波动超出稳定范围等。当新能源渗透率提升时，通过合理配置系统内的变流器和同步机比例，系统整体对于暂态故障的稳定性也会有所提升。

关键词： 暂态稳定性；并网变流器；构网型；虚拟同步机；多机组网

Abstract

On the way to achieve the carbon peaking and carbon neutrality goals, the traditional power system is transformed into a power system with the high proportion of renewable energy and power electronics. With increasing penetration, new stability problems have arisen in the power system, leading to the gradual development of the “weak grid”. The small-disturbance stability method of converters based on linear theory is no longer applicable, in view of the characteristics of grid-connected converters such as multi-time scale coupling, nonlinear dynamics, and grid interaction. Under large disturbance, the stability problem of power electronic-dominated power system needs to be taken into consideration. This paper studies the transient stability of grid-connected converter’s single-unit connecting and multi-unit networking. By analyzing the operating characteristics and instability mechanism of different types of converters, the virtual synchronization technology is used to carry out the stabilization control of single-unit grid connection. Furthermore, the multi-unit networking stability improvement strategy of converters and synchronous machines is explored.

First, the article analyzes the transmission characteristics and transient instability mechanism of the grid-connected converter. From the perspectives of topological structure, equivalent circuit, phase angle vector, and control block diagram, the differences between grid-connected (GFM) and grid-followed (GFL) converters are studied. Based on the short circuit ratio (SCR), the external transmission characteristics of the converter under different grid strengths are analyzed. There is a quantitative relationship between the stable power transfer limit of the GFM and GFL converters and the line impedance. Also, the GFM converter is more suitable for weak grids, while the GFL converter is more suitable for strong grids. Considering the inapplicability of the small-signal model to the increasing number of nonlinear problems, the stability of the grid-connected converter after a large disturbance is discussed, and the performance characteristics of the transient instability are described through simulation.

Then, aiming at the transient stability of the single converter grid-connected system, a qualitative analysis is carried out based on the equal area criterion. The Lyapunov method is used for quantitative analysis, and the cloud-rain diagram is introduced to analyzing data of stability recovery and instability. A transient stabilization method based on virtual synchronous generator (VSG) is proposed, and the effectiveness of the proposed method is verified by the single-unit grid-connected simulation of GFM/GFL converter. When the GFM single-unit grid-connected system experiences different types of transient faults, its adaptability to different grid strengths and fault recovery speed are significantly better than those of the GFL converter.

Finally, the conclusions of single-unit grid-connected research are extended to the multi-unit networking transient study of grid-connected converters and synchronous generators. Considering the differences in transmission characteristics of different types of converters, this paper studies the transient stability of multi-unit networking grids, in the case of 100 % new energy converters and different penetration rates of multi-unit. Using the PLECS platform, combined with RT Box and microcontroller, the transient stability simulation of the grid-connected converter is carried out to verify the effectiveness of the proposed stabilization control method in terms of transient stability improvement. GFM shows better SCR adaptability in multi-unit network, while GFL will have more problems when SCR is relatively low. When the penetration rate of new energy increases, the transient stability of the system will also be improved by rationally configuring the ratio of converters and synchronous machines in the system.

Keywords: Transient stability; Grid-connected converter; Grid-Forming; Virtual synchronous generator; Multi-unit networking

目录

摘要	I
Abstract	II
目录	IV
插图目录	VI
表格目录	IX
专用术语与符号约定	X
第一章 绪论	1
1.1 课题背景与重要意义	1
1.2 国内外研究现状	3
1.2.1 并网变流器的类型及稳定性研究	3
1.2.2 变流器稳定性的判定方法研究	4
1.2.3 虚拟同步机和多机组网研究	5
1.3 论文主要研究工作	6
1.3.1 研究内容	6
1.3.2 技术路线	7
1.3.3 主要创新点	9
第二章 并网变流器传输特性及暂态失稳机理分析	11
2.1 构网型与跟网型变流器区别	11
2.1.1 拓扑结构	12
2.1.2 等效电路	13
2.1.3 相角矢量	14
2.1.4 控制框图	18
2.2 不同电网强度下的变流器传输特性	19
2.2.1 基于短路比的电网强度分析	20
2.2.2 变流器传输外特性仿真	21
2.3 新能源并网的暂态失稳机理分析	25
2.3.1 小信号模型与非线性问题	25
2.3.2 并网变流器暂态失稳表现特性	26
2.4 本章小结	28
第三章 单机并网暂态稳定的定性定量分析与镇定方法	29
3.1 基于等面积法的暂态稳定性定性分析	29

3.1.1 等面积法的判定原理	29
3.1.2 基于 EAC 的定性分析仿真	30
3.2 基于 Lyapunov 的暂态稳定性定量分析	31
3.2.1 Lyapunov 方法基本原理	31
3.2.2 Lyapunov 方法在暂态稳定性中的应用	32
3.3 基于 VSG 的变流器单机并网暂态镇定方法研究	34
3.3.1 虚拟同步机控制环路设计	34
3.3.2 GFM 变流器单机并网系统暂态仿真	36
3.3.3 GFL 变流器单机并网系统暂态仿真	40
3.4 本章小结	44
第四章 并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究	45
4.1 基于 100% 新能源变流器的多机组网暂态稳定性	45
4.1.1 不同场景下的变流器组网工作模式	45
4.1.2 “场站 1 + 不同网架” 场景下的多机组网仿真	47
4.1.3 “场站 2 + 不同网架” 场景下的多机组网仿真	54
4.1.4 “场站 3 + 不同网架” 场景下的多机组网仿真	56
4.2 不同新能源渗透率的 SG + IBR 多机组网暂态稳定性	57
4.2.1 低渗透率的 SG + IBR 多机组网情况	57
4.2.2 高渗透率的 SG + IBR 多机组网情况	59
4.3 基于 RT BOX 的暂态稳定性半实物仿真验证	61
4.3.1 单机并网系统硬件在环仿真	61
4.3.2 多机组网系统半实物仿真	63
4.4 本章小结	65
第五章 总结与展望	66
5.1 本文工作总结	66
5.2 未来研究展望	67
致 谢	68
参考文献	69
附录 A 等面积法 Matlab 程序	73
附录 B Lyapunov 稳定性算法	74
附录 C PLECS 仿真模型	75
索引	79
Index	81
作者攻读硕士学位期间的研究成果	83
毕业/学位论文答辩委员会名单	85

插图目录

1-1	电力系统逐渐由发电机主导转变为逆变器主导	1
1-2	电力系统稳定性的分类呈现新形势	2
1-3	本文主要研究内容框架图	6
1-4	本文技术路线总图	7
1-5	研究内容一的技术路线	8
1-6	研究内容二的技术路线	9
1-7	研究内容三的技术路线	9
2-1	变流器类型随电网转型的发展路线	11
2-2	GFM、GFL 变流器拓扑结构对比	12
2-3	并网变流器拓扑及 GFM 等效电路图	13
2-4	GFL 等效电路图	13
2-5	GFL 相角矢量关系	14
2-6	GFM 相角矢量关系	15
2-7	不同线路阻抗特性下的 $P - I_t$ 曲线	15
2-8	最大传输功率点 P_{\max}	16
2-9	GFM 无功相量图	17
2-10	功率 P 和功率因数角 θ 的曲线图	17
2-11	GFM、GFL 控制框图对比	18
2-12	不同类型变流器在不同电网场景中的类比图	19
2-13	GFM 变流器传输外特性仿真 ($P_{GFM_set} = 22,000$ W, SCR = 4.84)	22
2-14	GFM 变流器传输外特性仿真 ($P_{GFM_set} = 50,000$ W, SCR = 4.84)	23
2-15	GFL 变流器传输外特性仿真 ($P_{GFL_set} = 25,000$ W, SCR = 4.84)	23
2-16	不同 P_{GFM_set} 和 SCR 情况下的 GFM 有功功率波形	24
2-17	GFM 输出电压及 THD ($P_{GFM_set} = 140,000$ W, SCR = 29.04)	24
2-18	不同 P_{GFL_set} 和 SCR 情况下的 GFL 有功功率波形	25
2-19	实际大信号模型与线性化之后的小信号模型	26
2-20	GFM 变流器功率、频率失稳波形	27
2-21	GFM 变流器电压、电流及对应的 THD 失稳波形	27
3-1	等面积法原理	29
3-2	发电端出现故障的等面积法仿真	30

3-3	线路中点产生故障的等面积法仿真	31
3-4	Lyapunov 仿真：不同 x 和 \dot{x} 对应的 V 值	32
3-5	电网功率 P_g 的离散数据绘制云雨图	33
3-6	同步发电机与并网变流器的相似关系	34
3-7	基于虚拟同步的变流器控制框图	35
3-8	考虑多类型故障的 GFM 单机并网系统拓扑结构	36
3-9	GFM 单机并网的功率波形 ($P_{GFM}=P_g$)	37
3-10	GFM 单机并网的变流器输出电流 $I_{GFM-out}$ 、电压 $U_{GFM-out}$ 波形	37
3-11	GFM 单机并网的电网侧线路电流 I_{PCC_GFM} 波形	38
3-12	GFM 单机并网的电网侧线路电压 U_{PCC_GFM} 波形	39
3-13	考虑多类型故障的 GFL 单机并网系统拓扑结构	40
3-14	GFL 单机并网的功率波形 ($P_{GFL}=P_g$)	40
3-15	GFL 单机并网的变流器输出电流 $I_{GFL-out}$ 、电压 $U_{GFL-out}$ 波形	41
3-16	GFL 单机并网的电网侧线路电流 I_{PCC_GFL} 波形	42
3-17	GFL 单机并网的电网侧线路电压 U_{PCC_GFL} 波形	43
4-1	强弱电网情况下的 GFM、GFL 组网示意图	45
4-2	“骑自行车的熊”类比“多样化变流器配比组网”	46
4-3	不同场景的 IBR 多机组网示意图	46
4-4	基于 PLECS 搭建 IBR 多机组网仿真系统	47
4-5	“场站 1 + 网架 1”场景下的多机组网 PLECS 仿真流程图	48
4-6	“场站 1 + 网架 1”场景下 GFM 故障的多机组网波形	49
4-7	“场站 1 + 网架 1”场景下 GFL 故障的多机组网波形	50
4-8	“场站 1 + 网架 2”场景下 GFM 故障的多机组网波形	51
4-9	“场站 1 + 网架 2”场景下 GFL 故障的多机组网波形	51
4-10	“场站 1 + 网架 3”场景下 GFM 故障的多机组网波形	52
4-11	“场站 1 + 网架 3”场景下 GFL 故障的多机组网波形	53
4-12	“场站 1 + 网架 3”场景下调整 GFL 电流所得的波形	54
4-13	“场站 2 + 不同网架”场景下的多机组网的功率 P 波形	55
4-14	“场站 3 + 不同网架”场景下的多机组网的功率 P 波形	56
4-15	低渗透率的 SG + IBR 多机组网仿真模型	57
4-16	低渗透率（28.6%）的 SG + IBR 多机组网仿真波形	58
4-17	低渗透率（16.7%）的 SG + IBR 多机组网仿真波形	59
4-18	高渗透率的 SG + IBR 多机组网仿真模型	60
4-19	高渗透率（66.7%）的 SG + IBR 多机组网仿真波形	61
4-20	PLECS 结合 RT-BOX、微控制器实现硬件在环仿真	61
4-21	Plexim® RT Box 与 TI® TMS320F28379D 半实物仿真实验平台	61

4-22 利用 RT BOX 1 进行并网变流器单机并网系统仿真	62
4-23 并网变流器单机并网系统半实物实验示波器结果	62
4-24 多台 RT Box 背靠背对拖模拟多机组网	63
4-25 利用 RT BOXs 进行 100% 变流器多机并网系统仿真	63
4-26 高渗透率多机并网系统半实物实验示波器结果	64
C-1 控制器 Controller + 电路模块 Plant	75
C-2 控制器 Controller 内部	75
C-3 变流器单机并网与 100% 变流器多机组网 PLECS 仿真模型	76
C-4 低渗透率变流器与同步机 (1:1:5) 的多机组网 PLECS 仿真模型	77
C-5 高渗透率变流器与同步机 (1:1:1) 的多机组网 PLECS 仿真模型	78

表格目录

2.1	SCR 数值与电网强度关系	20
2.2	三种电网强度的系统参数	21
2.3	GFM 变流器的系统参数	21
2.4	GFL 变流器的系统参数	21
2.5	电力系统静态稳定与暂态稳定异同	25
2.6	小信号模型与大信号模型对比	26
3.1	等面积法的 Matlab 仿真参数	30
3.2	发电端出现故障情况的运行结果	30
3.3	线路中点故障情况的运行结果	31
3.4	同步发电机与并网变流器的动态方程相似性	34
3.5	变流器及电力系统的仿真参数	36
3.6	IBR 单机并网系统多类型故障参数	36
4.1	三种场站的仿真参数（对应图 4-3）	47
4.2	三种网架的仿真参数（对应图 4-3）	47
4.3	同步机的 PLECS 仿真主要参数设置	58

专用术语与符号约定

缩写 (Abbreviations)

- EAC Equal Area Criterion, 等面积法
GFL Grid-Following, 跟网型
GFM Grid-Forming, 构网型
IBR Inverter-Based Resource, 基于逆变器的资源
PCC Point of Common Coupling, 公共耦合点
PLL Phase-Locked Loop, 锁相环
SCR Short Circuit Ratio, 短路比
SG Synchronous Generator, 同步发电机
VSG Virtual Synchronous Generator, 虚拟同步机

索引与集合 (Indices & Sets)

\mathbb{M} GFM 变流器集合 = {GFM₁, GFM₂, …, GFM_m, …, GFM_M}

\mathbb{N} GFL 变流器集合 = {GFL₁, GFL₂, …, GFL_n, …, GFL_N}

\mathbb{R} 传统火电 SG 集合 = {SG₁, SG₂, …, SG_r, …, SG_R}

F_{3Phase_GFM/GFL} 施加在 GFM/GFL 系统的三相短路故障

F_{DC_GFM/GFL} 施加在 GFM/GFL 系统的直流发电侧故障

F_{PhaseA_GFM/GFL} 施加在 GFM/GFL 系统的单相短路故障

GFM_m 编号索引, 第 m 个 GFM 变流器

GFM_n 编号索引, 第 n 个 GFL 变流器

K_{GFM1} 控制 GFM₁ 变流器是否并网的开关, 其他以此类推

SG_r 编号索引, 第 r 个传统火电 SG

参数 (Parameters)

D_p GFM 变流器系统参数, 详见表2.3

D_q GFM 变流器系统参数, 详见表2.3

J GFM 变流器系统参数, 详见表2.3

K GFM 变流器系统参数, 详见表2.3

K_{i_I} GFL 变流器系统参数, 详见表2.4

K_{i_PLL} GFL 变流器系统参数, 详见表2.4

K_{p_I} GFL 变流器系统参数, 详见表2.4

K_{p_PLL} GFL 变流器系统参数, 详见表2.4

变量 (Variables)

δ 功角, 网侧电压与 PCC 点电压的夹角

ϕ 阻抗角

$I_{GFM/GFL-out}$ GFM/GFL 单机并网的变流器输出电流

I_t 变流器电流

K_{max} 等面积法中的最大减速面积

K_{acc} 等面积法中的加速面积

P_e 电功率

P_m 机械功率

$P_{GFM/GFL}$ GFM/GFL 的有功功率

$Q_{GFM/GFL}$ GFM/GFL 的无功功率

R_g 线路电阻

U_c 变流器电压有效值

U_g 网侧电压有效值

X_g 线路电抗

Z_g 线路阻抗

第一章 绪论

1.1 课题背景与重要意义

鉴于气候形势日益严峻、能源问题日趋重视，节能减排已成为世界各国的普遍共识和一致行动：根据《巴黎协定》共识，110多国宣称在2050年之前实现“零碳”。中国作为世界第二大经济体，其碳排放占全球总排放量的25%左右，位居世界第一，中国的“零碳”计划对于世界环境保护事业影响重大，受广泛关注。鉴于特殊国情和发展进程，2020年9月，中方积极响应国际号召并制定了能源转型的“双碳”目标，即“2030年前实现碳达峰，2060年前实现碳中和”。2020年12月，中方在气候雄心峰会上进一步提出，“到2030年，我国非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上”。为此，中国政府印发了一系列政策指导性文件，为碳达峰、碳中和工作指定了主要目标^[1]和落实举措^[2]，彰显了“双碳”目标下中国坚持绿色发展的坚定决心与实际努力。

在实现“双碳”目标背景下，传统电力系统向“双高”高比例可再生能源、高比例电力电子装置的电力系统转型。《Nature》杂志通过分析研究全世界多个团队针对中国碳中和的路径提议，得出一致结论：“中国必须首先开始从零排放源生产大部分电力，然后尽可能扩大这种清洁能源的使用^[3]”。大力发展战略性新兴产业，构建以新能源为主体的新型电力系统是推动能源生产和消费革命、加快能源转型升级、应对气候变化、实现绿色发展的重要途径和举措。电力行业作为国民经济命脉，电网一直是能源供应、消费以及传输转换的关键环节，需要支撑高比例清洁能源的消纳。

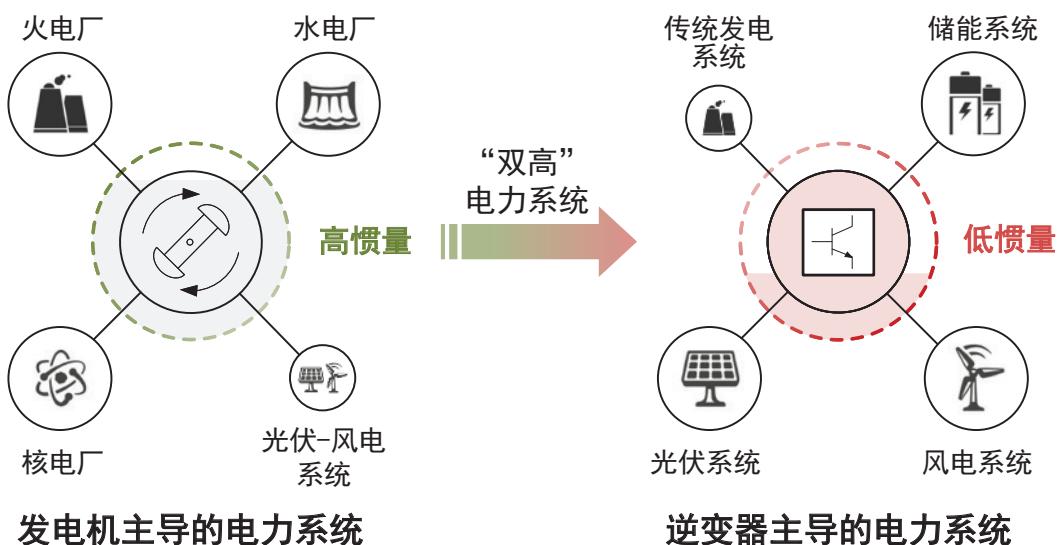


图 1-1 电力系统逐渐由发电机主导转变为逆变器主导

随着高渗透率的基于逆变器的资源 (inverter-based resource, IBR) 的不断接入，相较于传统电力系统关注的频率稳定性、电压稳定性、功角稳定性，新型“双高”电力系统产生了新的稳定性问题。IEEE PES 协会电力系统动态性能委员会发布的报告将三类经典电力系统稳定性扩展至五类，新定义了谐振稳定性 (resonance stability) 和变流器驱动稳定性 (converter-driven stability)^[4]，可称之为“双稳定性”问题。

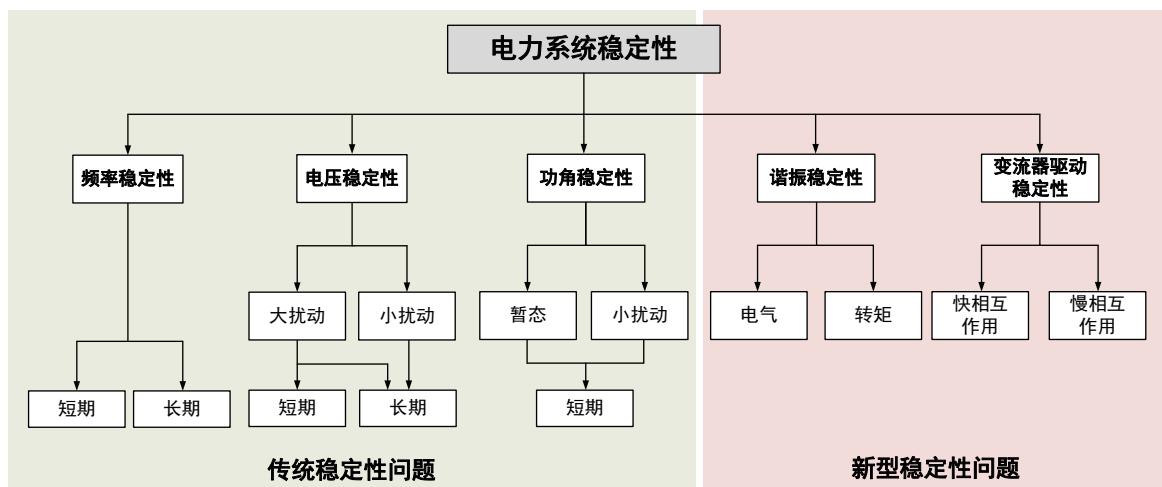


图 1-2 电力系统稳定性的分类呈现新态势

起初，在以同步发电机 (synchronous generator, SG) 为主导的“强电网”情况下，系统惯量较高且只有少量新能源接入需求^[5]。通常采用跟网型 (Grid-Following, GFL) 变流器并网，通过锁相环与“强电网”同步，即可直接并网。随着新能源比例的不断提高，电力系统逐渐向“弱电网”趋势发展。开始注意到对并网变流器的研究不能像分析小功率电力电子装备那样将电网理想化，而应充分考虑其与电网之间的交互。随着研究的深入，并网变流器的多时间尺度耦合、非线性动态、电网交互等特性被更深入地理解，形成了以线性理论为基础的变流器小扰动稳定性研究方法。上述跟网型变流器控制方式下电网运行可能会遇到严重问题，例如德国北海风电发生的谐波导致电容爆炸事件^[6]。电网在向“双高”电力系统过渡过程中，已面临更多新的挑战。

其中，针对并网变流器暂态稳定性问题的研究亟待开展。传统电力系统暂态稳定性问题与电力电子变流器暂态失稳现象交织，出现阻抗变化、谐振、谐波、闪变等严重问题^[7]。但目前电力电子与电力系统稳定性分析相关理论，无法完全适应“双高”新能源电力系统要求。而且，针对并网变流器静态稳定性分析的线性化方法也不适用于变流器暂态非线性系统的数学模型描述、稳定域研究。

因此，本文采用构网型(Grid-Forming, GFM)新型变流器概念，从短路容量比等基本概念角度出发，综合利用等面积法、李雅普诺夫直接法等方法定性定量展开深入研究，以光伏场景为研究对象，致力突破“双高”电力系统中变流器与电网交互作用谐振、谐波、闪变等典型问题背后的理论瓶颈，提出基于虚拟同步机的并网变流器暂态镇定控制

技术解决新出现的暂态失稳问题，并针对变流器单机并网和多类型发电机多机组网场景进行暂态稳定性研究，为提升先进电力电子变流理论、建立“双高”新能源电力系统稳定理论体系，提供重要的理论支撑。

1.2 国内外研究现状

随着大量新能源接入且并网规模快速增长，新型电力系统惯量变低，传统控制方式难以支撑大规模新能源稳定并网。在此过程中，传统电力系统与新型电力电子设备耦合交织，尤其是并网变流器稳定性出现诸多问题，危及“双高”电力系统进一步发展。鉴于上述问题的重要性，国内外学者深入研究取得了一定的成果进展。

1.2.1 并网变流器的类型及稳定性研究

针对并网变流器的类型及稳定性研究方面，当前根据运行特性主要将并网变流器分为跟网型 GFL 和构网型 GFM，亦称电网跟随型、电网构成型^[8]。也有学者将并网变流器分为跟网型、构网型和电网支撑型 (Grid-Supporting)^[9]。更有甚者，将电网支撑型细分为基于电流源的电网支撑型 (current-source-based grid-supporting) 和基于电压源的电网支撑型 (voltage-source-based grid-supporting)，加上 GFL 和 GFM，共计分为四类^[10]。通常来说，当前新能源发电的主要并网模式是采用 GFL 变流器并网，直接通过基于 dq 轴的电流控制来调节其并网功率大小，并采用锁相环 (phase-locked loop, PLL) 来获取电网电压相位与“强电网”同步，该控制方式下并网逆变器可等效为一个电流源^[11]。可再生能源并网系统的动态行为因同步方式不同而差异很大。对于并网跟踪系统，由于锁相环的存在，控制系统对交流电网信息的依赖性很强。随着电网短路比的下降，稳定裕度逐渐减小。部分文献指出并网跟踪系统中锁相环与电网线阻抗之间存在动态耦合，耦合程度随着锁相环带宽和线路阻抗的增加而增加^[12]。PLL 和功率控制环路对应的振荡模式是直流电压时间尺度上的主导振荡模式，PLL 和功率控制环路在弱电网中的相互作用可能导致对系统的小信号不稳定^[13]。

与 GFL 并网可再生能源发电设备不同，GFM 并网设备的外在特征是电压源控制方式。随着电网强度的下降，并网设备与交流电网的相互作用程度降低。现有研究表明，在电网强度极弱的情况下，并网设备可以稳定运行。根据模态分析结果发现，在高电网强度场景下，并网设备可能出现小信号不稳定，系统稳定裕度显著降低^[13]。然而，高渗透率条件下的电网阻抗大幅波动会其导致稳定裕度的降低，引起并网逆变器出现谐波谐振甚至不稳定^[14-17]。为确保电网稳定，业界已引入短路容量比 (short circuit ratio, SCR) 概念并制定更新了一系列并网标准、规范、导则以规范相关发展^[18]。2019 年 2 月，澳大利亚明确要求光伏电站需要适配 SCR=3 的弱电网环境 (对应逆变器机端 SCR=1.5)，并对电站无功能力、谐波水平 (满足要求的逆变器 THDi 需小于 0.5%)、故障穿越、电压控制、频率调节等一系列指标做出详细规定。2019 年 9 月，西班牙电网 REE 修改其入网

标准，原标准光伏电站只需要适应 $SCR > 20$ 的极强电网，而新要求中光伏电站的最低标准为适应 $SCR > 5$ (满足实际应用的逆变器 SCR 能力需要在 1.5 附近)^[19,20]。

1.2.2 变流器稳定性的判定方法研究

自 19 世纪以来，电力系统稳定性一直受到广泛重视。在传统的电力系统中，稳定性分析已经很成熟：有同步电机、调速器和不同阶数的励磁系统的标准模型来捕获特定问题的重要模式；同步发电机的机电稳定性通常是由慢速控制和低于基频的动态引起的^[21]。电力系统小干扰稳定性分析的研究工作很多，有的采用特征值法，有的采用基于阻抗的方法。然而，在现代基于电力电子的电力系统中，功率变流器的宽时间尺度控制动态会导致与电机中的机动力学和电网中的电磁瞬变相互作用，从而导致宽时间尺度稳定性问题，例如，与相关的低频振荡外部功率控制和电网同步环路，以及由并网变流器的快速内部控制环路之间的相互作用驱动的高频振荡（通常从数百赫兹到几千赫兹）。另一个值得关注的问题是由于大量的功率导致基于电力电子的电力系统的高度复杂性。具有专用控制回路的电子变流器，这使系统级建模和分析变得复杂，并且也增加了定位基于电力电子的电力系统中存在的不稳定性的困难。因此，对基于电力电子的电力系统的设计和运行进行准确的稳定性分析具有重要意义。

在等面积法的定性研究方面，等面积法则一般利用故障前、中、后的 3 条功角特性曲线来计算加减速面积。电力系统的扰动主要包括 2 种形式：1) 持续性扰动，受扰后系统进入新的运行工况；2) 短暂性扰动，受扰后系统通过切除故障恢复原来的运行工况^[22]。文献 [23,24] 采用等面积法则研究了多逆变器并联系统的暂态稳定性，但未考虑频率变化带来的线路阻抗变化。弱电网条件下逆变器并网系统模型中存在可变的非线性阻尼项，其在一定功角范围内可表现为负阻尼，对系统的暂态稳定性不利^[25]。传统等面积法则完全忽略负阻尼的不利影响，易导致稳定性误判^[26]。

针对变流器稳定性的判定方法研究方面，部分学者研究总结了利用经典方法(传统的等面积法^[27]、线性化方法^[28]等)、非线性方法(一阶动态系统^[29]、二阶动态系统^[30]、高阶动态系统^[31])和直接法(李雅普诺夫第二法^[32])，揭示变流器暂态失稳机理，综合考虑暂态稳定性的影响因素(包括电流注入对并网点电压的影响、电流注入方式的影响、电压相角突变的影响、变流器控制参数的影响、内环外环控制的影响等)。目前的研究主要借鉴的暂态稳定性的分析方法，即等面积法(equal area criterion, EAC)和能量函数法(energy function, EF)，这两种方法能够近似地应用于锁相环的分析中。然而，更深入的研究表明锁相环的数学模型中存在一个非线性阻尼项，该阻尼项在当前采用的等面积法和能量函数法中被直接忽略，而这种结果在工程应用中是不可接受的。李雅普诺夫第二法(即直接法)在定量分析非线性系统的大范围稳定性方面具有较大优势。目前有两种大信号分析方法中，一种是基于时域的仿真方法，另一种是基于 Lyapunov 的分析方法^[33]。时域仿真可以提供高精度和有效性，但应该在各种条件下的宽工作点上进行大量仿真。有几种基于 Lyapunov 的分析方法，包括 Takagi-Sugeno (TS) 多模型方

法、BraytonMoser 的混合势方法和基于遗传算法的 Lyapunov 函数搜索方法^[21]。基于 Lyapunov 的分析方法可以提供稳定性吸引力域的估计，但是找到合适的 Lyapunov 函数是一个重大挑战。

国内部分研究团队较为详细介绍了 Lyapunov 方法在功角稳定方面的研究^[34]。文献^[35]关注电压稳定与功角稳定耦合的问题，并通过仿真实验探讨两种稳定性交互影响。总体来说，目前研究以功角稳定最多，频率稳定次之，电压稳定最少。主要原因在于模型方程不好建立，参数与其他稳定性耦合程度太高，难以进行解耦。因此，当前部分学者将神经网络、遗传算法等 AI 技术引入尝试解决多种稳定性交织的问题^[36]。

1.2.3 虚拟同步机和多机组网研究

由于变流器将电源与电网解耦并消除了旋转电机的频率依赖性，电网稳定性问题变得越来越突出。同步发电机被证明具有许多固有的有利特性，例如大惯量和阻尼，有利于电力系统的稳定运行。受此启发，虚拟同步机 (virtual synchronous generator, VSG) 技术应运而生。VSG 通过模拟同步发电机的机械和电气暂态特性，使新能源并网逆变器具有惯性响应特性、阻尼和频率调节能力^[37,38]，为解决并网逆变器的低惯量和欠阻尼问题提供了重要途径，已成为未来可再生能源发展的关键技术^[39,40]。VSG 相对于同步发电机的一个显著优势是它能够改变惯量，这在同步发电机中是无法实现的。为了保证电力系统具备足够转动惯量，虚拟惯量 (virtual inertia) 的概念被引入，通过结合逆变器与虚拟惯量控制算法，达到类似同步发电机调频调压的作用^[41]。常见的虚拟惯量包括虚拟同步机、直流储能等^[42,43]。针对变流器镇定方法和虚拟同步机研究方面，提高暂态稳定性可以从参数优化和控制设计两方面入手。针对参数优化，对于锁相环，增大 PI 控制器的比例增益、降低积分增益^[32,44]，或降低锁相环的带宽^[26,45]，都能够提高其暂态稳定性；对于虚拟同步控制，增大阻尼、减小惯性时间常数，都有利于提高其暂态稳定性。更多的研究聚焦于控制设计，以期望改善同步单元的暂态特性。

近年来研究表明，随着输电系统并网逆变器普及率的提高，GFL 的相应减少，动态稳定性受到损害^[46,47]。相比之下，GFM 被认为是电力系统的新兴技术，它通常使逆变器像电压源一样工作。近年来提出了不同的网格形成控制，并且已经在微电网等小规模系统中检验了它们维持系统稳定性的能力^[48]。此外，在传输级别进行的仿真研究表明，并网逆变器可以提高大功率电力系统的电压和频率稳定性^[49,50]。考虑到当今能源体系仍以传统火电的同步发电机为主，所以并网变流器不可避免的会面临与同步发电机之间的功率耦合及组合配比的问题。美国 PNNL 国家实验室针对数量上千的变流器进行了并网的实验研究，所得出的结论^[51]对于后续研究起到了一定的参考性作用。然而，由于缺乏合适的模型，并网变流器与同步机多机并网场景下对大规模配电系统的影响尚未得到深入研究，如何根据不同的网架结构、用电场景选择合适的发电设备及其功率数量配置有待进一步研究。

综上所述，当前国内外针对并网变流器小扰动稳定性问题进行了深入研究，形成了

以线性理论为基础的变流器小扰动稳定性研究方法。针对并网变流器经历大扰动而产生的暂态稳定性问题，部分学者做出了初步探索，主要聚焦基于锁相环的跟网型变流器，尚未形成完整体系。尤其是针对变流器的单机并网与多机组网的暂态稳定性问题的研究还基本处于起步阶段，具有较大的研究价值和实际意义。

1.3 论文主要研究工作

1.3.1 研究内容

针对并网变流器暂态失稳表现特性复杂以及现有针对静态稳定线性分析方法难以适用等问题，本文研究并网变流器单机并网及多机组网的暂态稳定性，按照“特性机理-判定镇定-多机组网”三个研究层级划分，逐层递进，有机统一。本文的3个研究内容分别为：

- (1) 并网变流器传输特性及暂态失稳机理分析
- (2) 单机并网暂态稳定的定性定量分析与镇定方法
- (3) 并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究

其总体研究框架如图1-3所示。

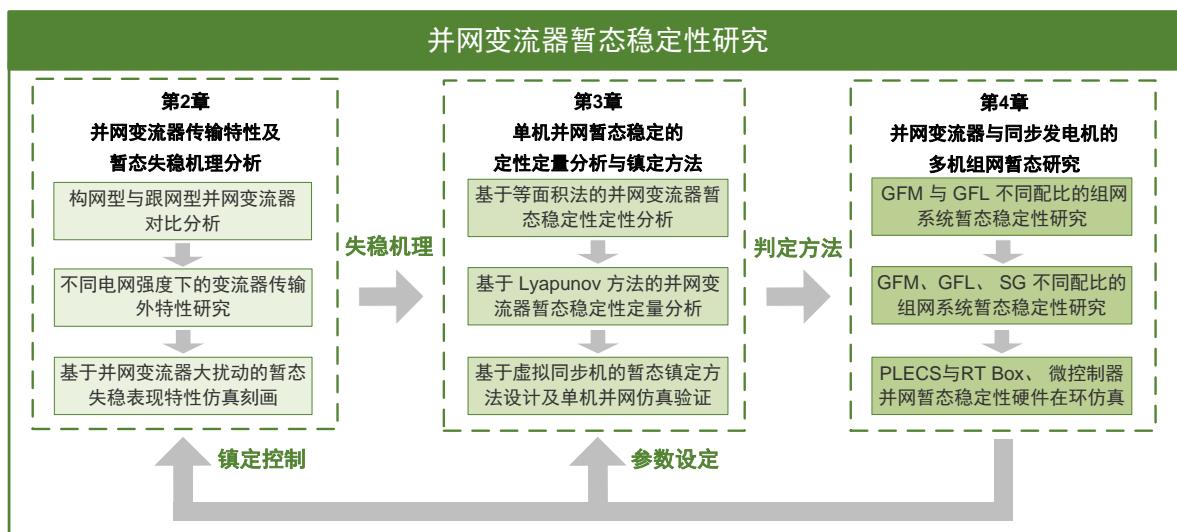


图 1-3 本文主要研究内容框架图

(1) 并网变流器传输特性及暂态失稳机理分析

通过分析并网变流器的发展历程，分别从拓扑结构、等效电路、相角矢量、控制框图等角度，研究构网型与跟网型变流器的区别；然后引入短路容量比来衡量电力系统强度，研究不同电网强度下的变流器传输外特性；最后，考虑到小信号模型针对日益增多的非线性问题的不适用性，对并网变流器大扰动后的稳定性进行探讨，通过仿真刻画暂态失稳的表现特性。

(2) 单机并网暂态稳定的定性定量分析与镇定方法

借助等面积法，定性分析并网变流器暂态稳定性，同时总结定性分析方法的忽略和限制；进而利用 Lyapunov 方法进行暂态稳定性的定量分析，借助设置合适的 Lyapunov 函数，将问题转化为便于求解的凸函数；最后，提出的基于虚拟同步机的暂态镇定方法，进行 GFM/GFL 变流器单机并网仿真验证所提出方法的有效性。

(3) 并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究

考虑到不同类型变流器的传输特性差异，研究 100 % 新能源变流器多机组网的多样化场景，即 GFM 与 GFL 不同配比的组网系统暂态稳定性。鉴于传统火电机组仍占主导地位，进一步研究不同渗透率下并网变流器与同步发电机的多机组网情况，即 GFM、GFL、SG 不同配比的组网系统暂态稳定性。最后，利用 PLECS 平台，结合 RT Box 与微控制器进行并网变流器暂态稳定性仿真，验证所提出的镇定控制方法在暂态稳定性改善等方面的有效性。

1.3.2 技术路线

根据并网变流器暂态稳定性研究需要，针对本文重点关注的 3 部分研究内容，设计技术路线，如图 1-4。

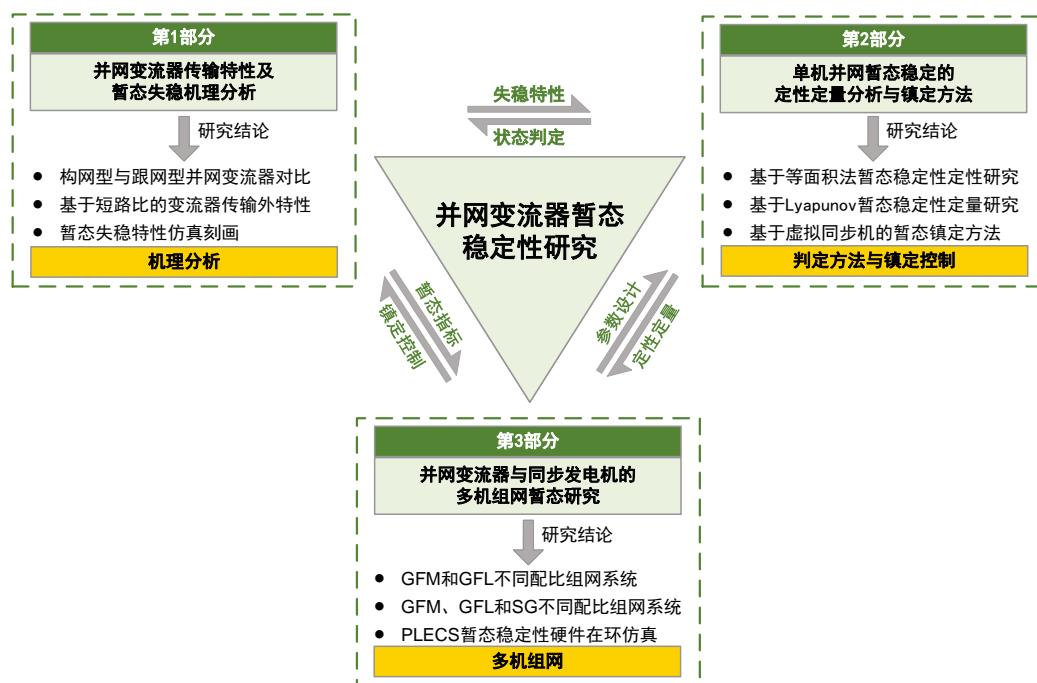


图 1-4 本文技术路线总图

第 1 部分是针对并网变流器传输特性及暂态失稳机理分析，是后续第 2 部分、第 3 部分研究的必要基础；第 2 部分主要研究并网变流器暂态稳定性的定性与定量判定方法

和基于虚拟同步机的镇定方法，研究结论可用于判定并网变流器是否发生暂态失稳并进行有效的故障恢复控制，既是第1部分的延续，又为后续第3部分的镇定方法提供关键的理论依据；第3部分开展并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究，利用所提出的控制策略解决暂态失稳问题，分析多样化场景下的多机组网暂态稳定性，并且通过硬件在环仿真验证有效性，是前述机理分析及判定方法研究的实证平台。本课题中，3个课题联系紧密，各有侧重，相辅相成，步步深入，可以为解决当前高比例分布式新能源并网所面临的暂态稳定性部分关键问题提供新思路。

（1）并网变流器传输特性及暂态失稳机理分析

首先，基于并网变流器的分类依据，探讨构网型和跟网型变流器的拓扑结构、等效电路、相角矢量、控制框图等方面的区别，建立并网变流器数学模型，利用数学公式描述变流器等效电压、阻抗等参量关系；

然后，引入短路容量比对并网变流器系统强度进行评估，理论计算短路比变化情况下的不同种类变流器的传输功率极限和并网条件，通过仿真实验验证并网变流器在强弱电网环境中的外特性，分析GFM和GFL由于自身属性对于不同电网强度的适应性区别；

最后，考虑到小信号模型针对日益增多的非线性问题的不适用性，分别针对新能源并网导致的阻抗特性变化、谐振、谐波、闪变等暂态问题进行详细机理分析，功率、频率、电压、电流等物理量的暂态失稳表现，为后续暂态判定方法及镇定技术奠定基础。



图 1-5 研究内容一的技术路线

（2）单机并网暂态稳定的定性定量分析与镇定方法

首先，针对并网变流器大扰动所导致的暂态失稳进行探讨，综合利用经典方法（传统的等面积法等），进行并网变流器暂态稳定性的定性分析，印证揭示第一部分所提出的变流器暂态失稳机理，同时总结定性分析方法的忽略和限制；

其次，通过李雅普诺夫直接法，进行平衡点的稳定性分析、稳定域的解析分析、稳定裕度指标的研究，定量描述并网变流器暂态稳定性，并将定量分析结果与定性分析结果进行对照，确保其一致性。

最后，通过设计并网变流器所在电路的电流环、电压环、功率环等，从一次调频及惯量支撑有功功率、一次调压及阻尼支撑无功功率、电力电子系统包括功率、电压、电

流、频率稳定控制等方面，研究基于虚拟同步机的并网变流器暂态镇定控制方法，通过镇定前后的短路容量比等对比效果。



图 1-6 研究内容二的技术路线

(3) 并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究

首先，考虑到不同类型变流器的传输特性差异，研究 100% 新能源变流器多机组网的多样化场景，即 GFM 与 GFL 不同配比的组网系统暂态稳定性；

然后，考虑传统火电机组仍占主导地位，进一步研究不同渗透率下并网变流器与同步发电机的多机组网情况，即 GFM、GFL、SG 不同配比的组网系统暂态稳定性；

最后，利用 PLECS 平台，结合 RT Box 与微控制器进行并网变流器暂态稳定性仿真，验证所提出的镇定控制方法在暂态稳定性改善等方面的有效性。

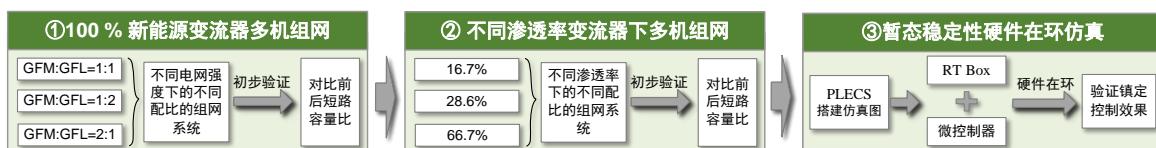


图 1-7 研究内容三的技术路线

1.3.3 主要创新点

(1) 分析构网型并网变流器暂态指标影响机理——“特性对比 暂态机理”

通过对比构网型和跟网型变流器特点及适应范围，重点研究构网型变流器拓扑结构与等效框图，建立并网变流器数学模型；基于短路容量比系统强度衡量指标，对并网变流器大扰动后的稳定性进行探讨，研究暂态稳定性的影响因素；分别针对新能源并网导致的阻抗、谐振、谐波、闪变等暂态指标变化问题进行机理分析，通过仿真刻画暂态失稳的表现特性。

(2) 单机并网暂态稳定的定性定量分析与镇定方法——“定性定量 镇定控制”

计及暂态稳定性系统非线性化典型特点，分别利用等面积法和能量函数法，定性分析并网变流器暂态稳定性，同时总结定性分析方法忽略的重要阻尼项和无法量化的缺陷；基于李雅普诺夫直接法，定量分析并网变流器暂态稳定性。针对暂态失稳呈现阻抗

变化、谐振、谐波、阻尼等问题，提出了基于虚拟同步机的并网变流器暂态镇定控制方法，仿真验证变流器单机并网的暂态稳定性。

(3) 并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究——“**多机组网 硬件在环**”

考虑到不同类型变流器内部、变流器与发电机之间的特性差异，分别研究 100% 新能源变流器多机组网的多样化场景和不同渗透率下并网变流器与同步发电机的多机组网情况，探讨 GFM 与 GFL 不同配比以及 GFM + GFL + SG 不同配比的组网系统暂态稳定性的组网系统暂态稳定性。通过 PLECS 平台，结合 RT Box 与微控制器进行并网变流器暂态稳定性硬件在环仿真，验证所提出的镇定控制方法在暂态稳定提升等方面的有效性。

第二章 并网变流器传输特性及暂态失稳机理分析

本章通过分析并网变流器的发展历程，分别从拓扑结构、等效电路、相角矢量、控制框图等角度，研究构网型与跟网型变流器的区别；然后引入短路容量比来衡量电力系统强度，研究不同电网强度下的变流器传输外特性；最后，考虑到小信号模型针对日益增多的非线性问题的不适用性，对并网变流器大扰动后的稳定性进行探讨，通过仿真刻画暂态失稳的表现特性。

2.1 构网型与跟网型变流器区别

根据在交流电网中运行方式及所展现的外特性的区别，电力电子并网变流器可分为：
(a) 构网型 GFM，(b) 跟网型 GFL。部分学者所尝试的进一步细分结论已在绪论1.2.1中提及，在此不做详细讨论，仅考虑上述两种主流分类^[52]。如图2-1所示，变流器类型随着实际电网转型而逐渐发展嬗变。

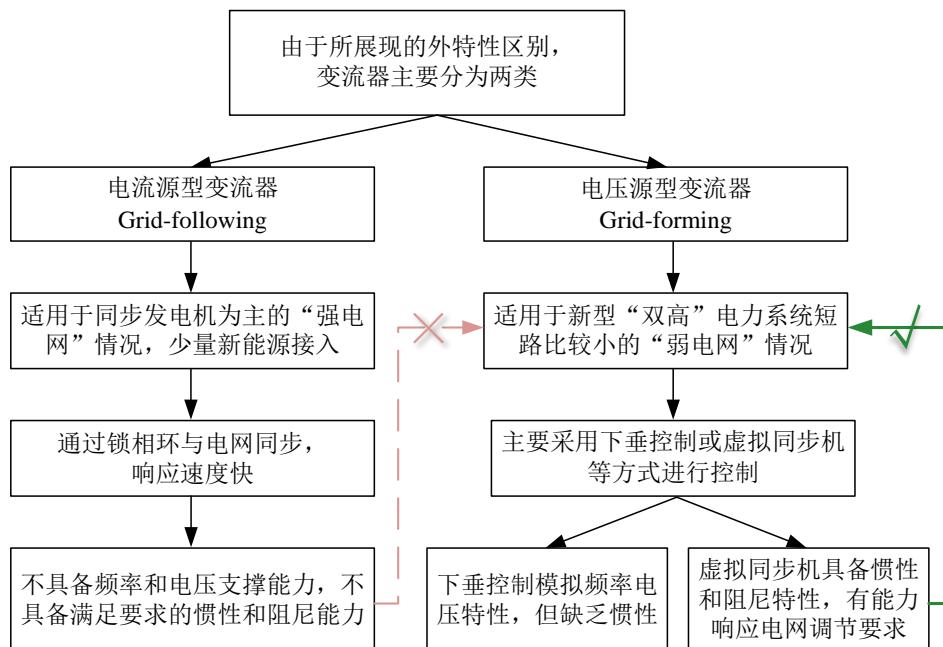


图 2-1 变流器类型随电网转型的发展路线

当新能源发电技术尚未应用之时，传统电力系统以火力发电的同步机为主体，系统惯量由旋转电机提供，便于通过一次、二次调频进行负荷响应、故障清除，加强了“坚强电网”的韧性、强度。

随着风电、光伏等发电技术诞生以及相应的并网技术发展，新能源并网尝试接入电网并取得了一定的进展。此时，从整体装机容量看，传统同步机仍占绝对主体地位；从

新能源装机容量看，变流器类型以 GFL 为主。GFL 变流器通常采用 PLL 的控制方式，通过鉴相器监测电网的相位参数，当符合并网条件时实施并网。考虑到 PLL 的工作模式，该类型变流器不具备频率和电压支撑能力，无法满足系统所要求的惯性和阻尼。因此，仅适用于以同步发电机为主体的“强电网”情况，仅允许少量新能源接入。

然而，新能源装机比例不断提升，且未来的电力系统向“零碳”趋势迈进，促使并网变流器的控制技术因时而动，以满足需求。在此背景下，GFM 变流器应运而生：适用于新型“双高”电力系统的“弱电网”情况。该类变流器主要采用下垂控制或 VSG 等方式进行控制。其中，下垂控制模拟频率电压特性，但缺乏惯性支撑；VSG 具备惯性和阻尼特性，有能力响应电网调节要求。总而言之，GFM 变流器无需以电网实时状态为并网依据，更为契合日渐普遍的微电网、弱电网场景。

在本节2.1中，从拓扑结构、等效电路、相角矢量、控制框图等 4 个方面进行对比分析 GFM 与 GFL 的区别。

2.1.1 拓扑结构

如图2-2所示，GFM、GFL 变流器拓扑结构对比。所述的简化拓扑结构并非 Norton 或 Thévenin 的等效定义，仅表示输入输出的控制参量内在关系，即 GFL 变流器通过控制注入电流来实现功率注入或电压调节的目的，而 GFM 变流器通过直接控制其输出端的电压来调节功率。此外，空载条件下的 GFM 转换器为负载和附近运行的其他单元提供参考电压，而 GFL 变流器必然需要电流注入的参考角。

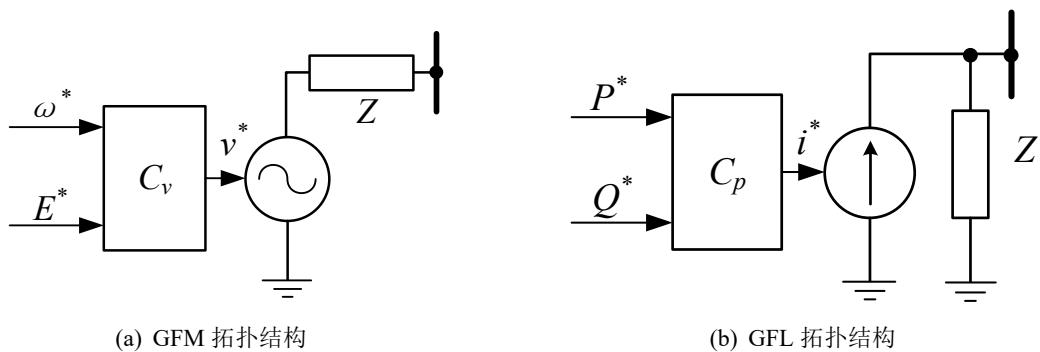


图 2-2 GFM、GFL 变流器拓扑结构对比

GFM 变流器可以表示为具有低输出阻抗的理想交流电压源，通过使用适当的控制回路设置本地电网的电压幅度 E^* 和频率 ω^* ，如图 2-2(a) 所示。电网构型变流器在弱电网下具有较好的稳定性，且呈现类似于同步发电机的同步特性，因此，在大干扰情况下也可能发生类似同步发电机的同步暂态失稳现象。

另一方面，GFL 变流器主要面向强电网输送电力。它们可以表示为以高阻抗并联连接到电网的理想电流源。跟网型变流器的简化方案如图 2-2(b) 所示，其中 P^* 和 Q^* 分别代表要传输的有功功率和无功功率。在此应用中，重要的是在连接点实现变流器与电网

交流电压的完美同步，以便准确调节与电网交换的有功和无功功率。

2.1.2 等效电路

图2-3中， U_c 为变流器电压有效值， U_g 为网侧电压有效值。设公共耦合点（point of common coupling, PCC）电压为参考相，网侧电压与 PCC 点电压的夹角为功角 δ ，线路阻抗 $R_g + jX_g = Z_g \angle \phi$ 。为了便于控制并提高稳定性，所有无功功率均由无功补偿器提供。为简化分析，变流器的功率因数 $\lambda = \cos \phi$ 默认为 1，此时变流器输出电流与电压同相位，表示为 $I_t \angle 0^\circ$ 。

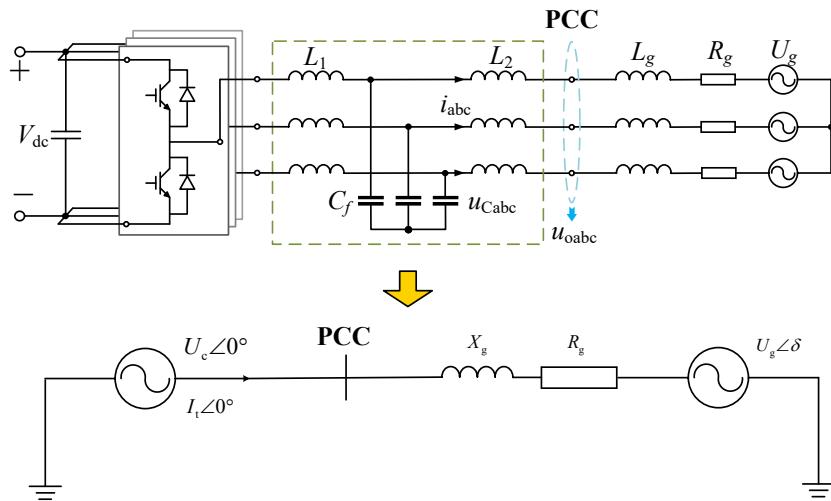


图 2-3 并网变流器拓扑及 GFM 等效电路图

如图2-4所示，GFL 等效电路图。与图2-3相比，由于无功功率补偿电容 X_c 的存在，输出电流不等于输出电流 I_g ，从 PCC 到电网侧时 GFL 转换器被认为是一个电流源；当 GFL 转换器被视为电压源时，输出电压仍然等于 PCC 处的电压，因此 GFL 转换器的模型稍微复杂一些。GFL 转换器被视为电流源，其输出电流通过 Park 变换和 GFL 中的 PLL 控制策略被 dq 解耦。电流的 dq 解耦分析方法比 GFM 变流器更适合 GFL 变流器，不仅因为 GFL 变流器是电流源，更应该关注其输出电流，而且由于其电流内环控制，这将进一步在第2.1.4节中讨论。数量关系是 $I_{gd} = I_{td}$, $I_{gq} = U_{td}/X_c$ 。

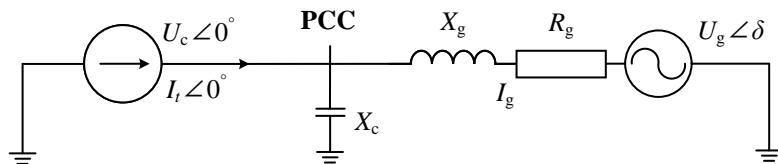


图 2-4 GFL 等效电路图

2.1.3 相角矢量

GFL 相角矢量关系

如图2-5所示，根据图2-4等效电路中各变量之间关系可画出 GFL 变流器相量图。

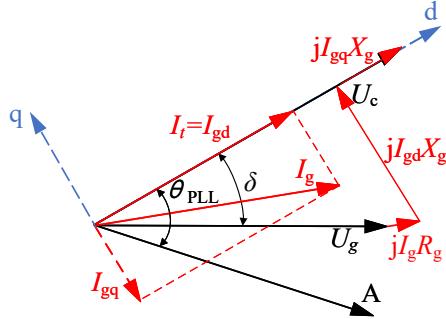


图 2-5 GFL 相角矢量关系

经过 dq 解耦后可得电网侧输出电流和变流器输出电流关系为

$$\begin{cases} I_{gd} = I_{td} \\ I_{gq} = \frac{V_{td}}{X_c} \end{cases} \quad (2.1)$$

可得 PCC 处的电压如式 (2.2) 所示，将式 (2.1) 代入可消去电压中的电网侧电流分量，全部转化为变流器电流分量，即

$$\begin{aligned} U_c &= \sqrt{U_g^2 - I_{td}^2 X_g^2} + I_{td} R_g + I_{gq} X_g \\ &= \sqrt{U_g^2 - I_{td}^2 X_g^2} + I_{td} R_g + \frac{U_{td}}{X_c} X_g \end{aligned} \quad (2.2)$$

在静态稳定条件下，PLL 准确跟踪电流，此时 $U_{td} = U_t$ ，代入式 (2.2) 可得式 (2.3)。通常来说，PCC 处的对地电抗 X_c 远大于 X_g 电网中的感抗，即 $\frac{X_c}{X_c - X_g} = 1$ 。GFL 变流器的最大传输功率可以表示为等式 (2.4)。

$$U_c = \frac{X_c}{X_c - X_g} \left(\sqrt{U_g^2 - I_{td}^2 X_g^2} + I_{td} R_g \right) \quad (2.3)$$

$$P_{\max} = \frac{X_c}{X_c - X_g} \cdot \frac{3U_g^2}{2Z_g} \cdot \frac{\sqrt{1 + \tan^2 \phi}}{\sqrt{1 + \tan^2 \phi} - 1} \quad (2.4)$$

后续可知，式 (2.4) 在形式上与图2-8的 GFM 最大传输功率相同。可见，从等效电路图来判断，GFM 和 GFL 变流器在静态稳定条件下单位功率因数状态的极限传输能力相同，意味着在单独考虑变流器此传输能力时可以忽略变流器的类型。

GFM 相角矢量关系

类似地, 图2-6中所示的相角矢量关系是结合图2-3中电路变量关系绘制的, 由此可得变流器侧电压 U_c 和有功功率 P :

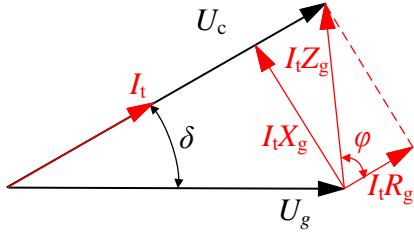


图 2-6 GFM 相角矢量关系

$$U_c = \sqrt{U_g^2 - I_t^2 X_g^2 + I_t R_g} \quad (2.5)$$

$$P = 3U_c I_t = 3 \left(\sqrt{U_g^2 - I_t^2 X_g^2 + I_t R_g} \right) \cdot I_t \quad (2.6)$$

传输的有功功率 P 受到线路阻抗特性的影响, 可绘制不同线路阻抗特性下的 $P - I_t$ 曲线, 如图2-7所示。

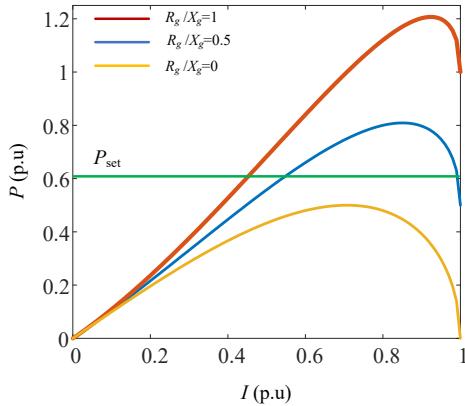


图 2-7 不同线路阻抗特性下的 $P - I_t$ 曲线

当 I_t 增大时, P 总体呈现先增后减的趋势; 因此, 存在一个极值点, 即最大值 P_{\max} , 指的是变流器在单位功率因数状态下可以传输的最大功率。随着线路阻抗角 ϕ 的增加, 线路阻抗的电阻分量减少, 并且 GFM 变流器可以传输的最大功率 P_{\max} 也将减少。如图2-7所示, 当变流器被命令传输功率 P_{set} 时, 对于 $R_g/X_g = 1$ 和 $R_g/X_g = 0.5$, 有一个稳定的静态工作点, 即曲线的左交点; 对于 $R_g/X_g = 0$, 没有交点, 所以会出现静不稳定等严重现象。

等式(2.6)中的 X_g 和 R_g 替换为阻抗模量 Z_g 和阻抗角 ϕ 的等价形式 $X_g = \frac{\tan\phi}{\sqrt{(1+\tan^2\phi)}}$ 和 $R_g = \frac{1}{\sqrt{(1+\tan^2\phi)}}$, 可推导出式(2.7):

$$P = 3 \left(I_t \sqrt{U_g^2 - I_t^2 Z_g^2 \frac{\tan^2\phi}{1 + \tan^2\phi}} + \frac{Z_g}{\sqrt{1 + \tan^2\phi}} I_t^2 \right) \quad (2.7)$$

对传输功率 P 求微分, 可得:

$$\frac{dP}{dI_t} = 3 \sqrt{U_g^2 - I_t^2 Z_g^2 \frac{\tan^2\phi}{1 + \tan^2\phi}} + \frac{6Z_g}{\sqrt{1 + \tan^2\phi}} I_t - \frac{3Z_g^2 \tan^2\phi}{\sqrt{U_g^2 - I_t^2 Z_g^2 \frac{\tan^2\phi}{1 + \tan^2\phi}} - (1 + \tan^2\phi)} \quad (2.8)$$

令 $dP/dI_t = 0$, 可求得 $P(I_t)$ 函数的极点。观察式(2.8)可知, 该函数的极点共有4个, 其中两两互为正负根。根据函数自变量约束条件可直接舍去负根, 同时, 结合 $P-I$ 曲线可知, 最大传输功率点 P_{max} 应在电流 I_t 取最大极值点处得到, 因此取最大的极值点 I_{pmax} , 此时对应最大传输功率点 P_{max} , 可求解该值为:

$$P_{max} = P(I_t) \Big|_{I_t=I_{pmax}} = \frac{3U_g^2}{2Z_g} \cdot \frac{\sqrt{1 + \tan^2\phi}}{\sqrt{1 + \tan^2\phi} - 1} \quad (2.9)$$

其中, $I_{pmax} \approx \frac{U_g}{\sqrt{2}Z_g}$ 。由式(2.9)可绘制图2-8; 当 Z_g 和 ϕ 增大时, P_{max} 会随之减小, 具体结合后面SCR部分进行分析。

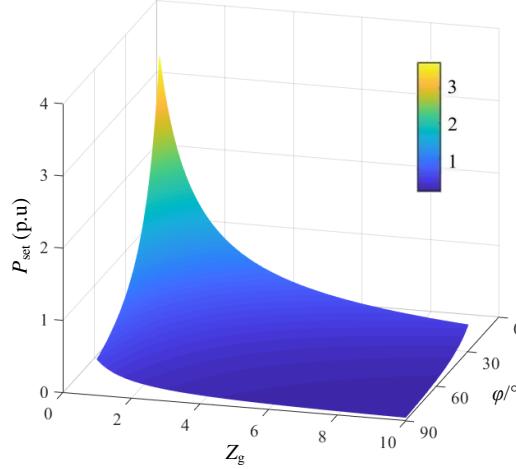


图 2-8 最大传输功率点 P_{max}

然而, 在实际运行条件下, 特别是在弱电网中, 可能需要变流器提供必要的无功功率来支持电力系统, 并使用本地安装的无功功率补偿器来补偿原始输电线路的电压降; 值得注意的是, 补偿器所需的无功功率可能相当高, 这使得它们的安装成本很高。

如图2-9所示, GFM变流器应提供电网所需的无功功率(约 $0.7P$), 其中 θ 表示 I_t 的

功率因数角。

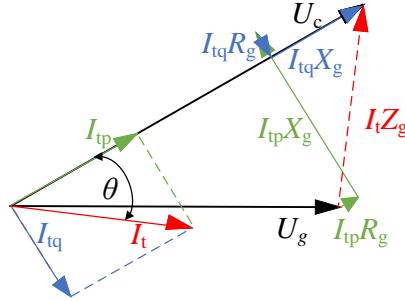


图 2-9 GFM 无功相量图

类似地，我们可以在等式 (2.10) 中推导可变功率因数中的 P 。

$$\begin{aligned} P &= U_c I_{tp} = \left(\sqrt{U_g^2 - (I_{tp}X_g - I_{tq}R_g)^2} + I_{tp}R_g + I_{tq}X_g \right) I_{tp} \\ &= I_t \cos \theta \sqrt{U_g^2 - I_t^2 (X_g \cos \theta - R_g \sin \theta)^2} + I_t^2 \left(R_g \cos^2 \theta + \frac{X_g}{2} \sin 2\theta \right) \end{aligned} \quad (2.10)$$

如图2-10所示，对于 $R_g/X_g = 0.5$ ， I 在 0.7 p.u. 附近时 P 达到最高值 0.5 p.u.。保持 I 不变，改变变流器的功率因数，可知当 θ 接近 0.6 rad 时 P 达到最高值，当 θ 小于 1.0 rad 时 P 高于 0.5 p.u.。通过大规模降低功率因数，GFM 变流器可以提供更高的有功功率。因此，尽管可变功率因数的电力传输非常复杂，其中某些方面超出了本研究的范围，但可以得出结论，无论是否提供足够的无功功率，变流器都能满足额定有功功率的要求；本文更侧重于单位功率因数的状态以简化问题。

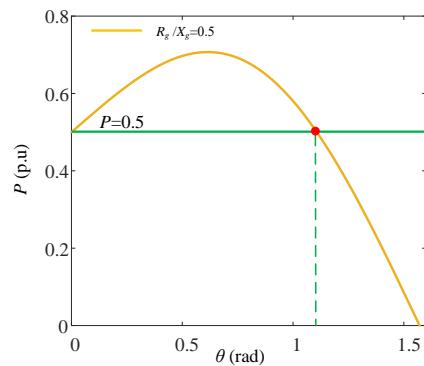


图 2-10 功率 P 和功率因数角 θ 的曲线图

2.1.4 控制框图

如图2-11(a)所示, GFM变流器的控制框图, 用于进一步分析其在传输功率时稳定性的影响因素。不仅有利于探究变流器在达到极限传输功率到 P_{\max} 时是否稳定, 而且可以探究变流器在一定强度电网下传输任意功率的稳定特性。

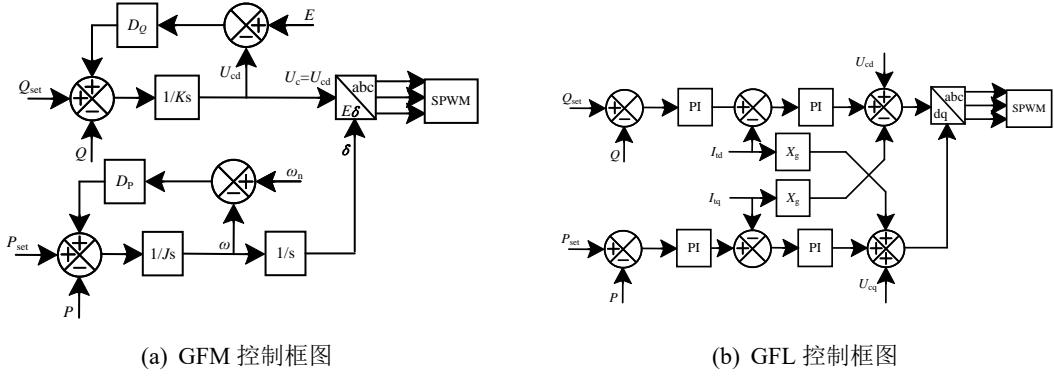


图 2-11 GFM、GFL 控制框图对比

GFM 变流器通过控制输出电压 U_c 和功率角 δ 来调节系统的有功和无功功率输出 P 和 Q , 满足

$$\begin{cases} P = \frac{3U_c U_g \sin \delta}{X_g} \\ Q = \frac{3U_c (U_c - U_g \cos \delta)}{X_g} \end{cases} \quad (2.11)$$

理想情况下 P , Q 解耦, 即可以对变流器输出有功和无功功率单独控制, 互不影响。而由式(2.11)可得, P , Q 存在一定耦合关系, 由于单位功率因数状态要求满足 $Q = 0$, 因此这种耦合关系降低了构网型变流器静态传输能力, 定量分析 P , Q 间耦合关系, 有

$$\begin{cases} \frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{3U_c U_g \cos \delta}{X_g} \\ \frac{\partial P}{\partial U_c} = \frac{3U_g \sin \delta}{X_g} \end{cases} \quad (2.12)$$

其中 U_c 和 δ 为控制量, P 和 Q 为被控量, 控制 GFM 变流器为两个独立的单输入单输出系统; 因此, 功率耦合不利于 GFM 变流器控制, 显然不符合 P 和 Q 独立控制的目的。

当电网强度减小时, SCR 减小, X_g 增大, $\partial P / \partial U_c$ 减小; 因此, P 和 Q 之间的耦合关系减小, 进一步保证了 GFM 变流器在传输 P_{\max} 时的稳定性。值得注意的是, 当 P 变化, P 和 Q 的耦合关系不变。因此, GFM 变流器的特性适用于系统稳定工作区的弱电网。

同时, 由于 GFM 变流器延续了虚拟同步发电机(VSGs)的传统控制策略, 引入了增益 D_P 和 D_Q , 当它们被设置为一定值时, 系统的阻尼和待机惯量为足够, 并且由于弱电网的阻抗大, 电力传输在限制范围内平稳调节。然而, 当电网强度增加时, 阻抗降低。

由于 VSG 参数的限制，在输电过程中可能会因参数失配而产生高频振荡，不利于系统稳定。这进一步验证了 GFM 变流器是不适合强电网。

如图2-11(b)所示，GFL 变流器通过分别控制输出电流的 d 轴和 q 轴分量 I_{td} 、 I_{tq} 和控制电压的 d 轴和 q 轴分量 U_{td} 、 U_{tq} 分别调节传输来调节 P 和 Q 。根据2-5和式(2.1)，变流器处于单位功率因数状态，此时 $I_t = I_{td}$ ，因此其 $P - I_{td}$ 曲线类似于图2-7中的曲线。当 I_{td} 增加时，如果 P 单调增加，则系统稳定；如果 P 的单调性发生变化，则可能静态失稳。由于 $P - I_{td}$ 曲线是凸函数，GFL 变流器的最终传输功率与等式(2.9)中的 P_{max} 相同，因此，GFL 变流器是更适合更高强度的电网。

此外，由于 GFL 变流器具有传统的 PI 控制环节，当 P、I 参数设置一定时，功率调节的时间常数均相等。当电网强度较强时，由于系统阻抗较小，对时间常数要求不高，能够在指定时间内实现功率的平滑调节；而当电网强度下降，由于系统阻抗上升，可能存在无法在指定时间内调节功率的现象，若 P、I 参数设置不合理，变流器本身调节过快，则会产生超调现象，对电网产生冲击，这进一步验证了 GFL 变流器更适合强电网。

2.2 不同电网强度下的变流器传输特性

为了更为生动形象展现不同类型变流器在不同电网场景中的外特性，绘制图2-12。



图 2-12 不同类型变流器在不同电网场景中的类比图

如上图所示，以“羊群”类比电网中的潮流功率：通常来说电力系统中的潮流的大小和方向处于复杂状态且实时随流经节点情况而发生改变，正如空旷区域的羊群，每只

羊都有自己的独立想法选择食草地点、路线。为了管控复杂无序的“羊群”潮流，以羊群的“主人”类比控制策略：电力潮流的输电、配电等不同需求正如部分情况下，主人需要聚精会神实现羊群的精准入圈，而有些情况下对于羊群运输的出力要求较高。基于上一小节2.1的分析，以自我管理能力良好、行动灵活机敏的“牧羊犬”类比构网型GFM变流器，而将常因清奇行为被玩梗、精力旺盛的“哈士奇”喻为跟网型GFL变流器。

如图2-12(a)所示的“哈士奇拉雪橇”场景，在主人能够提供强有力的管控情况下，哈士奇服从主人的管理，能够充分发挥力量大、耐力久的优势，因而所需运输拖动的羊群能够被及时运送到目的地。正如，GFL变流器通过PLL控制策略精确获取电力系统实时状态，能够在满足并网条件时传输发电功率。

如图2-12(b)所示的“牧羊犬拉雪橇”场景，尽管主人可以提供有效的管理，但牧羊犬因其力量较小、自我管理可能与主人的过多命令产生冲突等因素，无法适用于该类场景。类比来说，GFM变流器在强电网场景下，无法发挥其自身虚拟同步的特点而传输性能较差。

如图2-12(c)所示的“哈士奇放羊”场景，鉴于草场的广阔空间和羊圈入口的固定特点，当主人无法精确管理之时，哈士奇通常放飞自由天性，无法为羊群的前进路线、聚拢程度提供有效帮助。弱电网场景下的PLL控制GFL变流器并网正如上述情况，电网自身频率、电压波动较大，PLL锁相所得的参数传递到GFL再转化为并网功率参数时，已与并网时刻的电网参数有偏差。

如图2-12(d)所示的“牧羊犬放羊”场景，牧羊犬具备较高的智商，常被应用于草场放牧、引导羊群入圈等场景中，可以有效减少主人所投入的精力和时间。恰似VSG控制策略能够在调控少量参数的基础上实现GFM变流器自身的频率、电压支撑，进而在并网之后实现潮流优化。

在上述类比的基础上，本节2.2结合短路比SCR进行变流器传输外特性的仿真分析。

2.2.1 基于短路比的电网强度分析

根据《电力系统安全稳定导则》等相关条文规定，通过短路比SCR描述IBR变流器并网系统的电网强度^[53,54]，与电网强度的对应关系见表2.1：

表 2.1 SCR 数值与电网强度关系

SCR 范围	≥ 20	3~20	2~3	≤ 2
电网强度	极强电网	强电网	弱电网	极弱电网

$$SCR = \frac{P_{\text{short}}}{P_c} = \frac{3U_g^2}{Z_g \cdot P_{\text{set}}} \quad (2.13)$$

其中，电网侧的短路容量 $P_{\text{short}} = \frac{3U_g^2}{Z_g}$ ， P_c 为变流器输出功率。进一步推导， U_g 表示电网电压， Z_g 表示线路阻抗， P_c 即为GFM变流器中的 P_{set} 。

将式(2.7)代入 $P_{\max} \geq P_{\text{set}} = \frac{U_g^2}{Z_g \cdot \text{SCR}}$, 可得并网系统所需达到的条件:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{set}} \leq \frac{3U_g^2}{2Z_g} \cdot \frac{\sqrt{1 + \tan^2 \phi} + \tan^2 \phi + 1}{\tan^2 \phi} \\ \text{SCR} \geq 2 - \frac{2(\sqrt{1 + \tan^2 \phi} + 1)}{\sqrt{1 + \tan^2 \phi} + \tan^2 \phi + 1} \end{array} \right. \quad (2.14)$$

部分研究考虑当多个 IBRs 连接紧密时, SCR 无法准确了解电网的强度, 因而提出了其他指标来估计 IBRs 的系统强度^[55]。如, 直流有效短路比 (effective short circuit ratio, ESCR), 加权短路比 (weighted short circuit ratio, WSCR), 复合短路比 (composite short circuit ratio, CSCR), 带交互因素的短路比 (short circuit ratio with interaction factors, SCRIF)。上述提及的部分指标的普适性和准确性尚待商榷, 本文采用应用最广的 SCR 指标来描述电网强度。

2.2.2 变流器传输外特性仿真

仿真波形用于进一步验证 GFM 和 GFL 变流器在不同电网强度下传输功率的特性。假设与变流器相连的系统均为高压电网, 则通过改变线路中的感抗参数来改变电网强度。

PLECS 仿真的详细参数信息, 如表2.2所示, 假设 GFM 和 GFL 变流器的额定传输功率都是恒定的, 为了进一步体现表2.1的区分度, 将 SCR 设置为 29.04、4.84 和 1.45。表 2.3 和表 2.4 展示了 GFM 和 GFL 变流器系统的参数, 本文的研究重点在于验证传输容量而不是优化调整变流器参数, 因此上述参数在仿真期间保持不变。

表 2.2 三种电网强度的系统参数

相电压 U_g (V)	R_g (Ω)	X_g (Ω)	P_{\max} (W)	SCR	电网强度分类
220	0.1	0.5	145,200	29.04	强电网
		3	25,000	4.84	普通电网
		10	7300	1.45	弱电网

表 2.3 GFM 变流器的系统参数

$J/(kg \cdot m^2)$	D_p	D_q	K
0.057	5	321	7.1

表 2.4 GFL 变流器的系统参数

K_{p_PLL}	K_{i_PLL}	K_{p_I}	K_{i_I}
0.7978	99.0138	0.0043	0.7143

(1) SCR=4.84 时的 GFM 变流器传输外特性仿真

该并网仿真模型的主要目的是降低电网强度对变流器的影响，从而观察系统自身功率传输限制对变流器传输功率的影响。如图2-13(a)所示，由于 GFM 变流器参数调整的限制， P_{\max} 的实际值略低于理论值（25,000 W）。当指令功率传输为 22,000 W 时，变流器可以在 1 s 内提供快速响应并达到静态稳定平衡，此时无功支撑约为 5,500 Var (图2-13(b)所示)，与预期相符。

如图2-13(c)和2-13(d)所示，GFM 变流器在 22,000W 稳定平衡时的输出电流正弦性高、谐波低、抗干扰能力强，进一步验证了其良好的稳定性能。当变流器指令从 22,000 W 上升到 25,000 W 时，变流器实际传输的功率将稳定上升到 25,000 W；但此时变流器不能工作在单位功率因数状态，因此会向外稳定输出一定量的无功功率，此时变流器输出电流稳定。

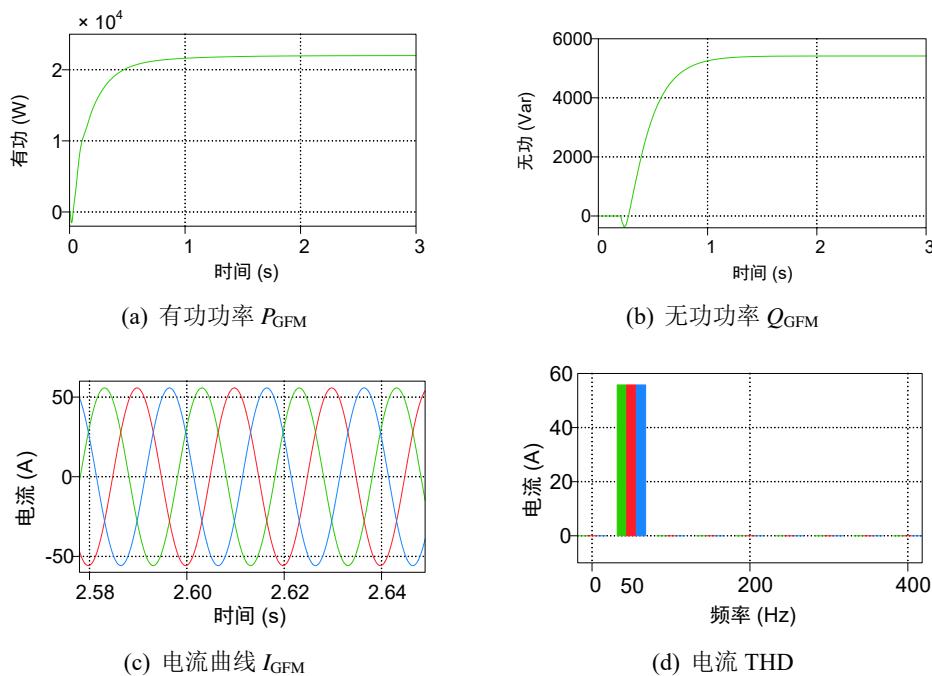
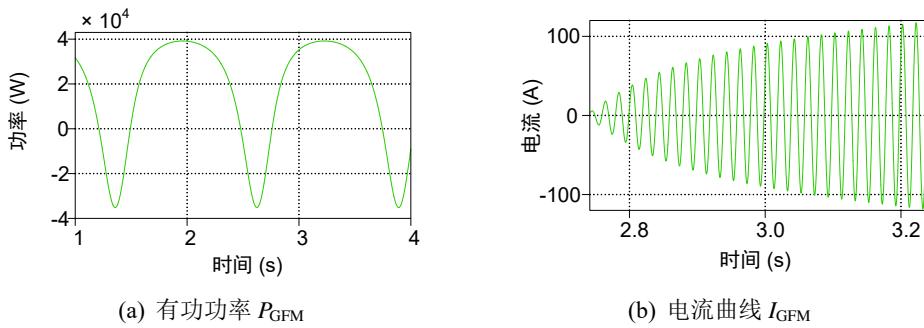


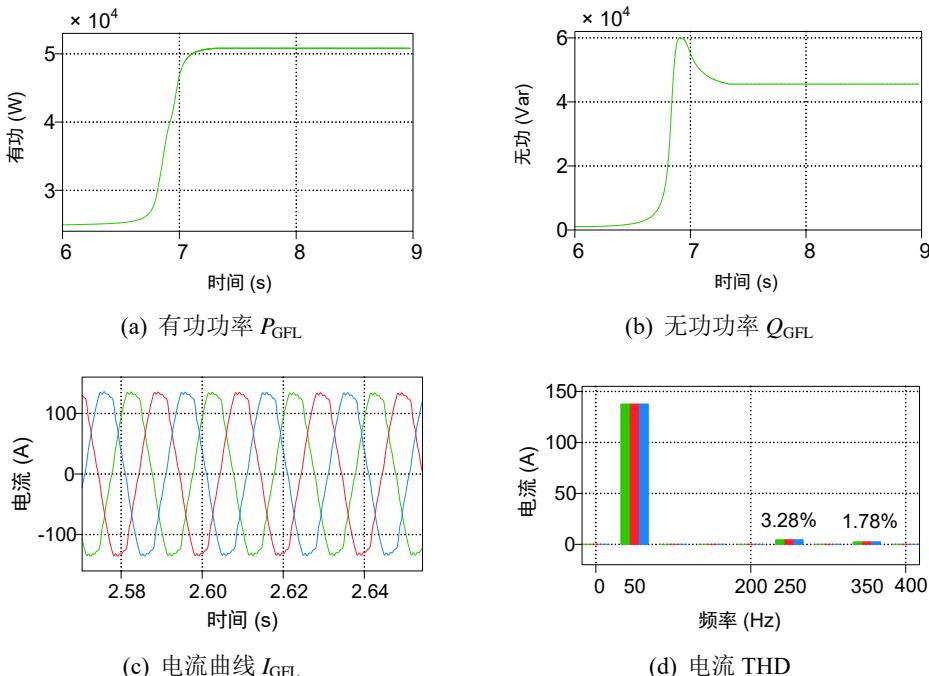
图 2-13 GFM 变流器传输外特性仿真 ($P_{\text{GFM_set}} = 22,000 \text{ W}$, SCR = 4.84)

当有功功率指令继续增加时，变流器在无限大无功功率补偿下不能均匀地传送有功功率。然而，如图2-14(a) 所示，当有功功率命令从 25,000 W 增加到 50,000 W 时，变流器只能传输约 40,000 W 的无功功率，因此系统将处于不稳定状态，输出有功功率将处于低频振荡状态（频率约为 1 Hz）。原因是此时功率角 δ 的变化不能满足有功功率指令的要求，所以功角低频振荡，无功功率与有功功率同步振荡。在这种情况下，虽然变流器的输出电流发生振荡，但具有良好的正弦形式，没有明显的谐波，如图2-14(b)所示。

图 2-14 GFM 变流器传输外特性仿真 ($P_{GFM_set} = 50,000$ W, SCR = 4.84)

(2) SCR=4.84 时的 GFL 变流器传输外特性仿真

同样地，在 SCR=4.84 时进行 GFL 变流器传输外特性仿真，设 $P_{GFL_set} = 25,000$ W，可得图2-15。

图 2-15 GFL 变流器传输外特性仿真 ($P_{GFL_set} = 25,000$ W, SCR = 4.84)

当设置 GFL 变流器以 22,000 W 的功率传输时，它仍然会快速响应并且几乎没有谐波。当 P_{GFL_set} 升高到 25,000 W 时， P_{GFL} 缓慢上升到略高于指令值，然后失去控制并迅速上升到另一个稳定的工作点，如图2-15(a)所示。值得注意的是， P_{GFL} 的值由变流器自己决定，只要 P_{GFL} 设置超过限制功率即可。原因如图2-15(b)所示，由于 Q 首先失控，无法稳定在较小的范围内，导致 Q_{GFL} 急剧增加，进一步导致 P_{GFL} 值失控，但此时， Q_{GFL} 可以高于 40,000 Var 并且一定程度的谐波被注入电网，如图2-15(c)所示。尤其是图2-15(d)中，五次和七次谐波表明 Q_{GFL} 非常高，超过了 GFL 变流器的传输限制并导致不稳定。由于 GFM 变流器的功率耦合，无功功率不会失控；仅出现稳定偏移，如图2-13(b)所示。

(3) 变流器在强弱电网中传输外特性对比

为比较电网强度对 GFM 和 GFL 变流器限值范围内输电的影响，建立 SCR 大于 20 的强电网和 SCR 小于 2 的弱电网的仿真模型。

如图2-16 所示，当弱电网的 P_{GFM_set} 为 7,000 W 时，可以在 1 ~ 2 s 内达到目标要求，而 I_t 和 U_c 中的谐波很小，与图2-13(c)所示情况类似。当强电网 P_{GFM_set} 达到 140,000 W（略低于理想极限），可在 0.1 s 左右快速响应，而 U_c 具有较高的五次和七次谐波，如图2-17(b)所示，这是由于大的影响功率耦合使控制量 U_{cd} 超过正常水平，并且 GFM 变流器的 PWM 逐渐偏离正弦曲线。GFM 和 GFL 变流器的高次谐波都是由控制量失控引起的，只是具体原因不同。GFM 变流器在强电网面前设置了固定的虚拟阻抗，阻抗小，与电网不匹配，导致 U_c 出现频率约为 100 Hz 的高频振荡；反之，较弱的电网阻抗较大，抵消了虚拟阻抗设置问题，使变流器的功率输出逐渐平滑。

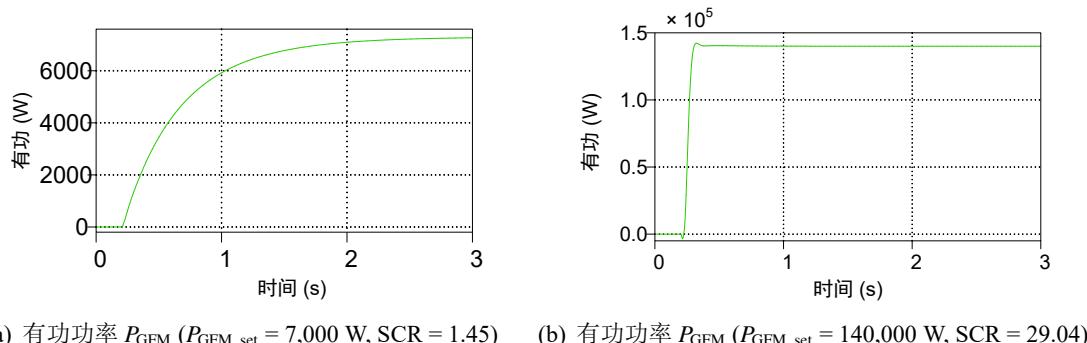


图 2-16 不同 P_{GFM_set} 和 SCR 情况下的 GFM 有功功率波形

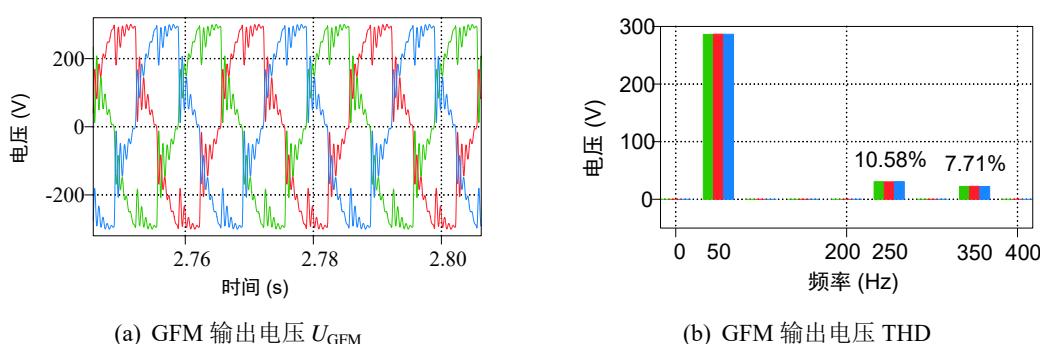
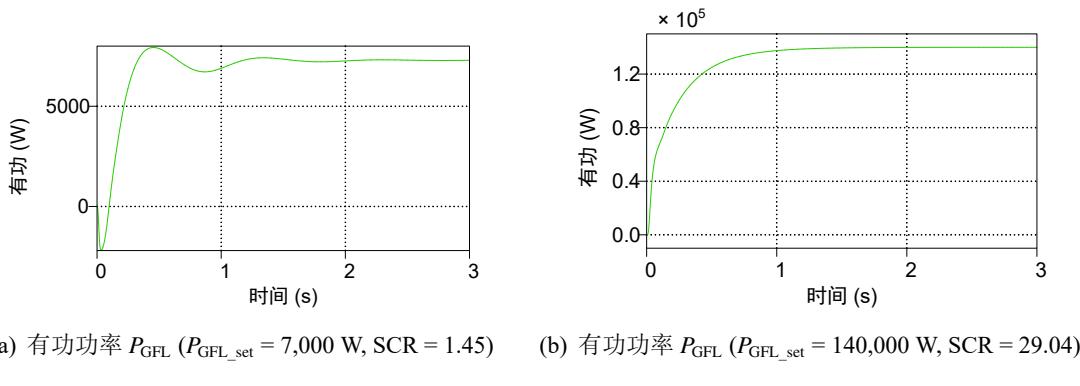


图 2-17 GFM 输出电压及 THD ($P_{GFM_set} = 140,000$ W, SCR = 29.04)

如图2-18所示，GFL 变流器在弱电网和强电网条件下都可以相对更快地输出 P_{max} ，其中 I_t 和 U_c 具有小的谐波。此时 PI 控制器时间常数固定在 0.5 s 左右；GFL 变流器运行在弱电网时，其调节速度高于电网，因此不同 P_{GFL} 和 SCR 情况下的 GFM 有功功率波形有明显的振荡超调。同时，GFL 变流器中没有虚拟阻抗设置，因此调节时间不会太快，但在强电网中相对平稳。

图 2-18 不同 P_{GFL_set} 和 SCR 情况下的 GFL 有功功率波形

2.3 新能源并网的暂态失稳机理分析

2.3.1 小信号模型与非线性问题

从定义角度来说，电力系统“静态稳定”是指电力系统受到小干扰后，不发生自发振荡或非周期性失步，自动恢复到初始运行状态的能力。“暂态稳定”是指电力系统再某个运行情况下突然受到大的干扰后，能否经过暂态过程达到新的稳态运行状态或者恢复到原来的状态。静态稳定与暂态稳定的详细对比见表2.5。

表 2.5 电力系统静态稳定与暂态稳定异同

	静态稳定	暂态稳定
干扰大小	小干扰	大干扰
干扰发生前	电力系统稳定	电力系统稳定
干扰过程中	不发生自发振荡或非周期性失步	经过一段时间，系统功率、电压、电流等参数逐步趋向稳态运行
干扰发生后	自动恢复到初始运行状态	达到新的稳态运行状态或者恢复到原来的状态
干扰发生频率	几乎时时刻刻受到小干扰	大干扰随设备故障发生
典型干扰	系统负荷的小量变化；架空线路因舞动的电气距离微小变化 ...	单相瞬时接地短路故障；三相短路故障；突发断路故障 ...

当前小信号模型主要是将非线性器件近似处理：通过取小信号模型的导数并使用关于工作点的一阶泰勒级数近似得出：

$$f(x + \Delta x) \approx f(x) + \left(\frac{df(x)}{dx} \Big|_x \right) \cdot \Delta x \quad (2.15)$$

从坐标轴分析来说，图2-19展示了实际大信号模型与线性化之后的小信号模型的近似关系。

然而，小信号稳定性只能保证系统在小扰动下的稳定性。随着大量新能源接入，非线性情况增加，电力系统产生大幅波动。并且工作点发生变化，小信号情况下适用的环路参数不再适用。由于基于电力电子的电力系统的非线性和复杂性，使用大信号分析方

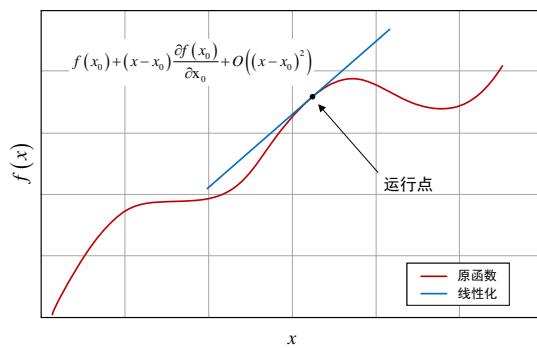


图 2-19 实际大信号模型与线性化之后的小信号模型

法来确保系统在大扰动下的稳定性具有重要意义。大扰动可能由故障、保护、突然负载连接或断开等引起，这种情况下的稳定性行为不同于小信号情况。大信号分析提供了系统在大扰动后的稳定性边界和瞬态行为的特征。如表2.6所示，进行小信号模型与大信号模型的详细对比。

表 2.6 小信号模型与大信号模型对比

小信号模型		大信号模型（亦称，暂态模型）
分类	线性化	非线性化
适用范围	围绕在静态点附近小范围的小扰动	偏离原始稳定工作点较大的大扰动
全局平衡点	仅对一个平衡点有效	对所有平衡点均有效
模型准确性	通过线性化建立系统近似化结果	建立系统准确模型
计算复杂度	线性近似化处理后，忽略了高次谐波，易于计算和评估	相比线性化方法，包含超越函数，求解更为复杂且计算量更大
典型方法	<ul style="list-style-type: none"> • 奈奎斯特判据 • 伯德图 • 根轨迹法 • 状态空间方程 	<ul style="list-style-type: none"> • Lyapunov 稳定性分析 • 相平面分析 • 描述函数法 • 波波夫超稳定性判据

2.3.2 并网变流器暂态失稳表现特性

基于上述分析，在本小节进行并网变流器暂态失稳特性仿真。鉴于并网变流器的失稳表现特性与变流器类型无关，因此本小节仅以 GFM 变流器为例。在 GFM 变流器的输出端施加 100 V 的电压跌落三相故障，观察功率、频率、电压、电流的调节情况。

如图2-20(a)所示，在第 1.0 秒施加故障。故障前变流器的输出功率 P_{GFM} 稳定在 1.0×10^4 W。当故障发生时，功率快速跌落至 0.0 W，后续伴随较大的振荡逐渐回调。在第 4.8 秒时，功率回调至 0.92×10^4 W，然而依旧无法恢复至稳定状态。最终在第 6 秒后，系统失稳，电压快速跌落并出现功率倒灌现象。类似地，在图2-20(b)中，系统频率 f_{GFM} 初始稳定在 50.0 Hz。故障发生后，突然抬升至 50.3 Hz 左右，超出国标规定的系统频率合理波动范围 ± 0.2 Hz。同样，在第 6 秒时，频率也发生了失稳。

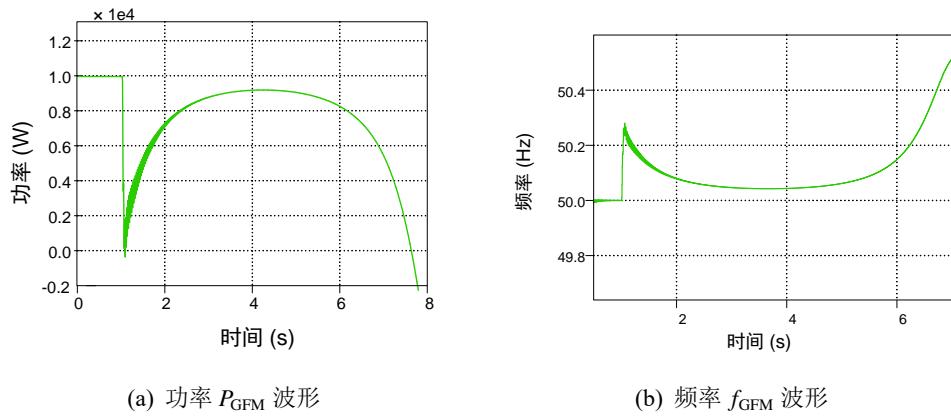


图 2-20 GFM 变流器功率、频率失稳波形

根据图2-21，从电压 U_{GFM} 和电流 I_{GFM} 角度观察并网变流器系统在大扰动情况下的失稳现象。在图2-21(a)中，系统电压在第 1 秒明显衰减，并逐渐回调，然而在第 1.2 秒前后电压波形并未形成平滑的正弦波，而是在极值处有明显的尖峰。为进一步分析，绘制图2-21(b)，可以发现，第 1 秒故障发生后的 THD 波形出现“脉冲”形，从 0 抬升至 10%（即 0.1）后快速回落至 2%。随后逐渐抬升，最终电压波形的畸变率达到了 38% 左右。类似现象也存在于图2-21(c)的电流波形中，其畸变率最终达到 20%（见图2-21(c))。

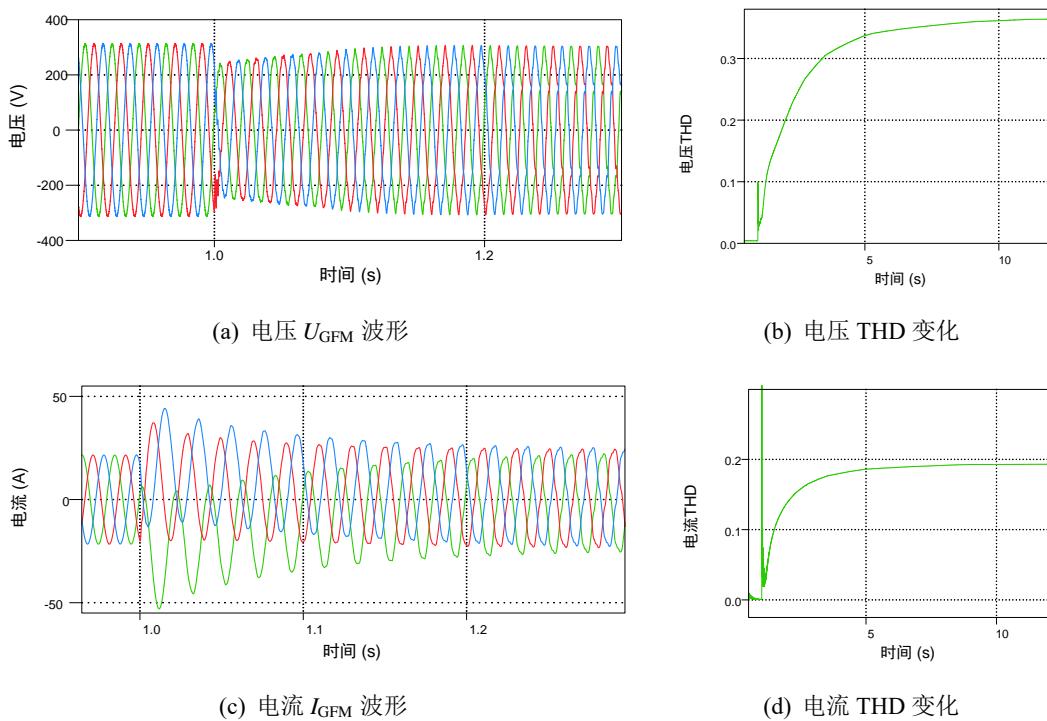


图 2-21 GFM 变流器电压、电流及对应的 THD 失稳波形

2.4 本章小结

本章针对构网型和跟网型并网变流器进行对比，分析了两者在不同电网强度的传输外特性，并针对暂态失稳现象进行机理分析。本章的相关研究内容与结论总结如下：

1. 通过拓扑结构、等效电路、相角矢量、控制框图等角度综合分析可得，GFM 和 GFL 变流器存在显著差异，不同种类的并网变流器其适用场景也有所区别；
2. 针对不同电网强度下的变流器传输外特性，随着电网强度的降低，其稳定传输功率范围均减小；但相比较而言，在功率传输范围内，GFM 变流器更适合于弱电网，而 GFL 变流器更适合强电网；
3. 最后，考虑到小信号模型针对日益增多的非线性问题的不适用性，对并网变流器大扰动后的稳定性进行探讨，通过仿真刻画功率、频率、电压、电流等物理量暂态失稳的表现特性。

第三章 单机并网暂态稳定的定性定量分析与镇定方法

本章借助等面积法，定性分析并网变流器暂态稳定性，同时总结定性分析方法的忽略和限制；进而利用 Lyapunov 方法进行暂态稳定性的定量分析，借助设置合适的 Lyapunov 函数，将问题转化为便于求解的凸函数；最后，提出的基于虚拟同步机的暂态镇定方法，进行 GFM/GFL 变流器单机并网仿真验证所提出方法的有效性。

3.1 基于等面积法的暂态稳定性定性分析

3.1.1 等面积法的判定原理

等面积法 (equal area criterion, EAC) 是一种直接评估连接到无限母线的单机或双机系统的暂态稳定性的方法，而无需求解非线性摆动方程。EAC 在评估系统的暂态稳定性时，忽略阻尼系数，得到如下二阶非线性微分方程：

$$\frac{1}{C_1} \ddot{\delta} = X_L I_{\text{PCC}} \cos(\theta_1) - V_F \sin(\delta) \quad (3.1)$$

由于其非线性性质，不能直接解析求解。通过积分求得，加速面积 K_{acc} 和最大减速面积 K_{max} 为

$$K_{\text{acc}} = \int_{\delta_i}^{\delta_a} X_L I_{\text{PCC}} \cos(\theta_I) - V_F \sin(\delta) d\delta \quad (3.2)$$

$$K_{\text{max}} = - \int_{\delta_a}^{\pi - \delta_a} X_L I_{\text{PCC}} \cos(\theta_I) - V_F \sin(\delta) d\delta \quad (3.3)$$

如图3-1，当 $K_{\text{acc}} > K_{\text{max}}$ 时，功率角 δ 将超过点 $\pi - \delta_a$ 导致机械功率 P_m 再次超过电功率 P_e 。此时，再次强制加速功率保持正值，导致失步，因为 δ 会在故障期间偏离稳定工作点。换言之，在加速期间收集的动能将大于用于抵消该变化最大的减速能量。

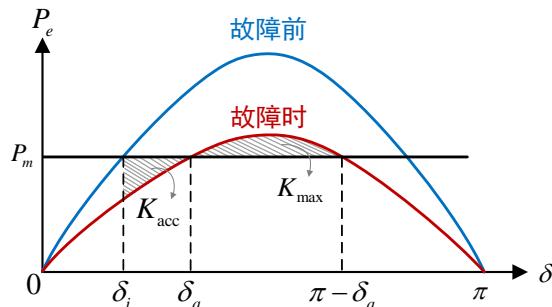


图 3-1 等面积法原理

3.1.2 基于 EAC 的定性分析仿真

基于上一小节的分析，在 matlab 中编写等面积法程序 function eac(Pm, E, V, X1, X2, X3) 进行仿真，该程序可以得到单机系统故障前、故障过程中和故障后的功角曲线。等面积准则用于求出发电机与无限长母线保持同步的临界清理角。

首先进行“发电端出现故障，清除故障后两条线路均完好无损”情况下的仿真，参数设置如表3.1（鉴于所有参数均传递到程序中，部分代码见附录A。因此与程序保持一致，不采用斜体）。

表 3.1 等面积法的 Matlab 仿真参数

参数	设置值
发电机输出功率 Pm (p.u.)	0.8
发电机电动势 E (p.u.)	1.17
无穷大母线电压 V (p.u.)	1.0
故障前电抗 X1 (p.u.)	0.65
故障时电抗 X2 (p.u.)	inf
故障后电抗 X3 (p.u.)	0.65

运行程序得到结果，如表3.2所示。

表 3.2 发电端出现故障情况的运行结果

初始功角 (°)	故障清除角 (°)	最大摇摆角 (°)
26.388	84.775	153.612

以 δ 为横坐标， P_{e1} (故障前，蓝线)、 P_{e2} (故障时，红线)、 P_{e3} (故障后，绿线) 分别为纵坐标绘制功角曲线，如图3-2所示。可以发现，此时故障前后的两条曲线完全重合，而故障时的 P_{e2} 曲线为 $P = 0$ 的水平线。图中红色面积部分为加速面积 K_{acc} ，绿色面积部分为最大减速面积 K_{max} 。

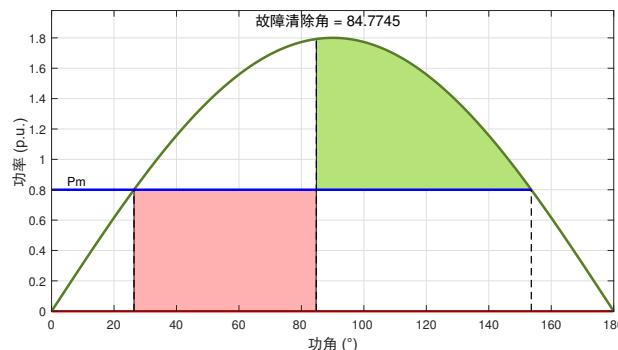


图 3-2 发电端出现故障的等面积法仿真

进一步地，调整表3.1中参数：X2 = 1.8; X3 = 0.8; 模拟“线路中点产生故障，故障线路被隔”情况的功角特性，运行程序可得表3.3。对比表3.2可知，在“线路中点产生故

障，故障线路被隔离”场景下的故障清除角更大，而最大摇摆角更小。说明在面临较大故障时，故障清除的难度要求更高，系统维持稳定的范围更小。

表 3.3 线路中点故障情况的运行结果

初始功角 (°)	故障清除角 (°)	最大摇摆角 (°)
26.388	98.834	146.838

绘制该情况下的功角曲线和等面积法图3-3。图3-2中展现的是理想情况，而现实中的故障发生前后的功角曲线应为图3-3。当故障清除角向右偏移时，加速面积 K_{acc} 会相应增大，而减速面积也会随之减小，进一步加剧了加速面积与减速面积之间的差距，存在系统失稳的风险。

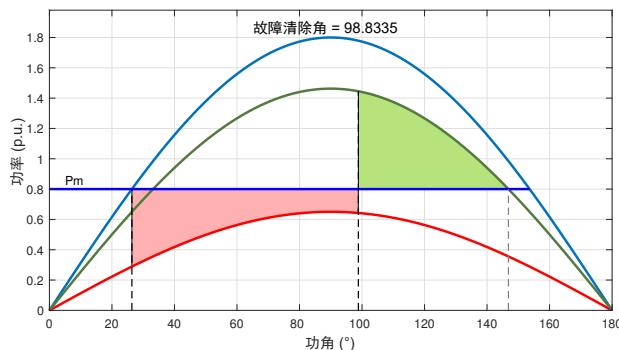


图 3-3 线路中点产生故障的等面积法仿真

通过上述分析和仿真，可以发现定性分析方法存在一定的限制，虽然能够对于不同故障进行故障清除点的确定，进而通过对加速面积和减速面积的相对大小来判断系统是否稳定。而实际生产过程中对于故障判别、故障控制、故障恢复的要求越来越高，借助等面积法来衡量系统是否暂态稳定无法满足时效性控制需求。

3.2 基于 Lyapunov 的暂态稳定性定量分析

3.2.1 Lyapunov 方法基本原理

李雅普诺夫直接法 (Lyapunov direct method) 基于现代微分动力系统运动稳定性理论，借助暂态能量函数 (Transient energy function, TEF) 判断暂态稳定性。该方法的一般描述如下：用系统的状态变量表示的暂态能量函数描述系统在故障时阶段及故障后阶段不同时刻系统的暂态能量。故障后的系统经历了由动能转换为位能的过程，若系统能够吸收剩余动能，则系统稳定；相反，若系统不能吸收剩余动能，则系统不稳定。

因此，在临界清除时间下，故障后系统所能达到的极值是系统能够吸收的最大能量，称为临界能量 V_{cr} 。无需像等面积法一样进行积分，而是将故障清除时刻的系统暂态

能量 V_{cl} 与临界能量比较，以此评定系统的暂态稳定性。两者之差称为能量裕度 (Energy margin)，即稳定裕 (Stability margin)，通常表示为

$$\Delta V = V_{\text{cr}} - V_{\text{cl}} \quad (3.4)$$

寻找大信号稳定性边界的问题可以表述为一个优化问题，即为一个适当的李雅普诺夫函数 $V(x)$ 寻找最大吸引力域。优化问题被表述为 3.5 并对其进行求解。

$$\begin{aligned} & \min \quad V(x) \\ & \text{Subject to} \quad \dot{V}(x) \geq 0 \end{aligned} \quad (3.5)$$

为了解决优化问题，较多的变量可以保证足够的自由度。因此，这种方法更有利于求解复杂系统。从以上方法可以看出，大信号稳定性分析比小信号稳定性分析复杂得多。基于 Lyapunov 的分析方法的主要挑战是为基于高阶电力电子的电力系统找到合适的 Lyapunov 函数。

3.2.2 Lyapunov 方法在暂态稳定性中的应用

本文采用变量梯度法来寻找 Lyapunov 函数，对于一个非线性系统 $\dot{x} = f(x)$ ，采用 Lyapunov 方法分析电力系统暂态稳定性的步骤如算法B.1所示，请见附录B。

依据上述算法，matlab 编写 function lyapunov() 程序，并绘制图3-4。该图表示不同 x 和 \dot{x} 对应的 $V(x, \dot{x})$ ，可以发现该三维曲面整体呈现下凹趋势，通过线性化等数学手段处理，可以找到 V 的最小值，即为 Lyapunov 优化的最优解。

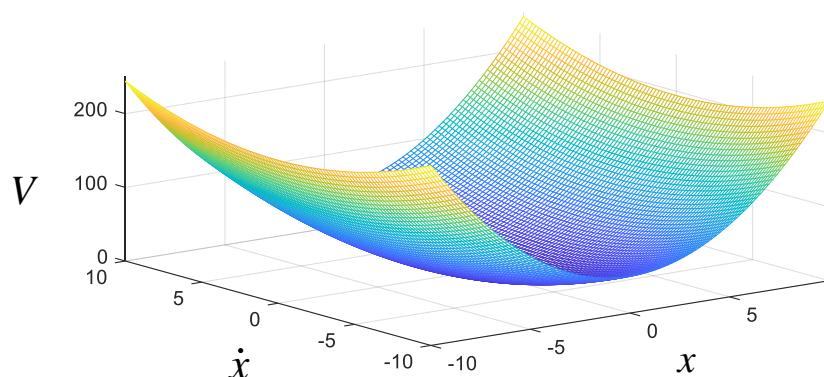
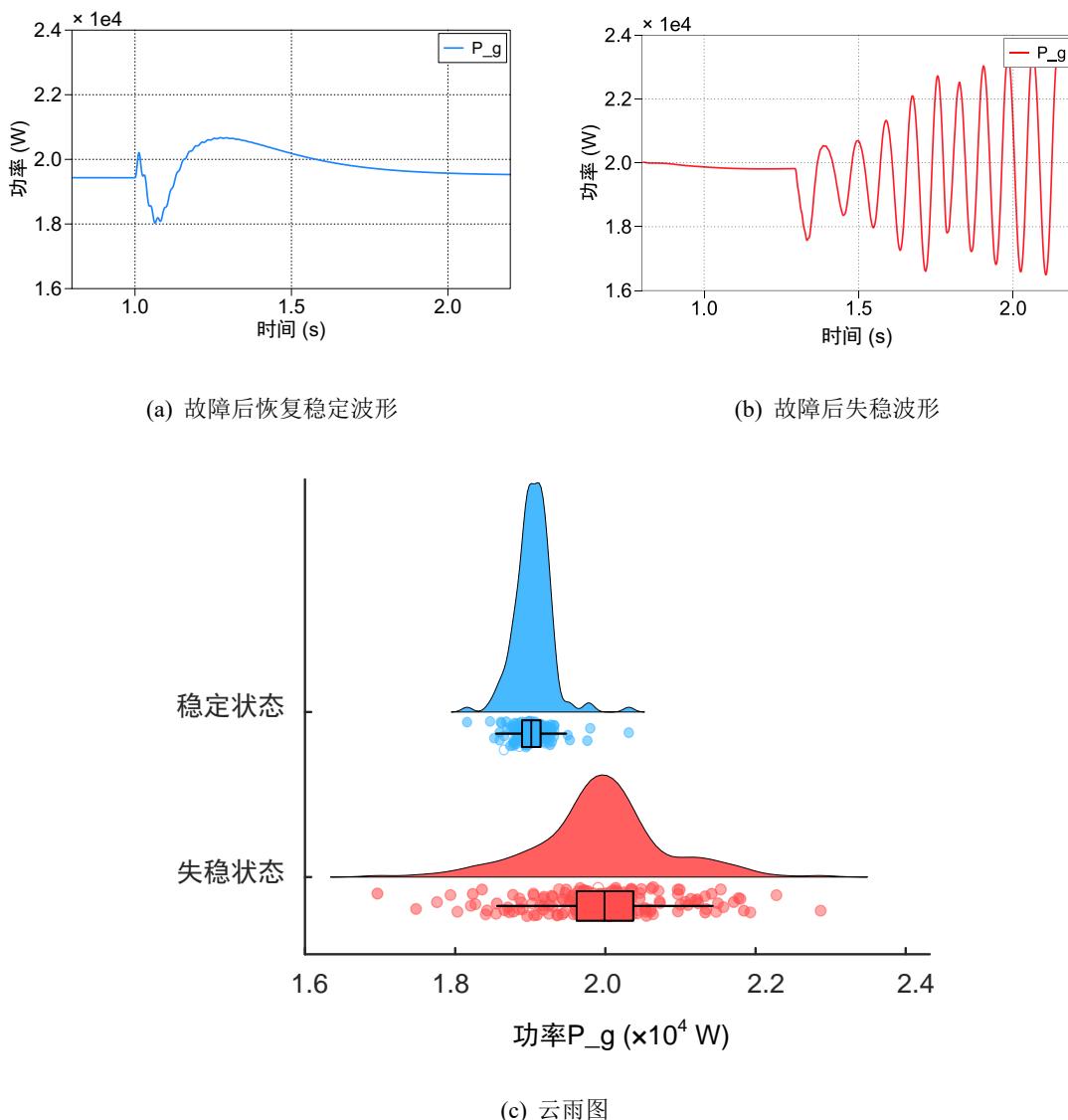


图 3-4 Lyapunov 仿真：不同 x 和 \dot{x} 对应的 V 值

通过上述方法定量分析系统的暂态稳定性，并且选取典型的恢复稳定和失稳功率波形进行分析，如图3-5(a)和图3-5(b)所示。在时序中，故障后恢复稳定（蓝线）的波动范围为 $1.8 \sim 2.1 \times 10^4$ W，经过 0.8 秒左右恢复到故障前水平；而在图3-5(b)中可视时间区间内，故障后失稳（红线）的波动范围为 $1.6 \sim 2.4 \times 10^4$ W，并且后续不断振荡发散。

进一步来说，本文引入数据统计中的云雨图进行离散程度分析。将上述两种波形的参数导出，仅分析电网功率 P_g 的分布特性，如图3-5(c)所示。图中“云”的部分为山脊图，表示数据密度；“云”下方为箱线图，分别标注了 1/4 位数、中位数和 3/4 位数的位置；散布在箱线图周围的浅色圆点为数据点。因此对比图3-5(c)中的两种状态，可以直观发现稳定状态的“山脊”更高、箱线更窄、“雨点”更密集，说明通过合理的控制方式可以实现功率输出的稳定。然而，失稳状态的“山脊”更平缓、箱线更宽、“雨点”更稀疏，在实际生产中会导致较大的系统损伤。这种判断方法避免了功率等数据在时序分布上的干扰，有利于定量对比肉眼难以分辨的数据类型。

图 3-5 电网功率 P_g 的离散数据绘制云雨图

3.3 基于 VSG 的变流器单机并网暂态镇定方法研究

3.3.1 虚拟同步机控制环路设计

通过表3.4可以看出，同步发电机与并网变流器具有相似的动态方程。其中， H_C 为直流母线电容的惯量常数， u_{dc0} 是稳态直流母线电压， u_{dc} 是直流母线电压， P_m 是发电机端的输出功率， P_g 为并网变流器输出功率， U_c 为变流器侧电压幅值， E_g 为电网电压幅值， x 为电网电抗， δ 为变流器侧输出电压与电网电压的相位差， C 为直流母线电容， U_{dcn} 为额定直流母线电压， S_n 为新能源发电机额定容量， H_J 为 SG 转子惯量， ω_m 为 SG 转速， P_M 为 SG 输入功率， P_e 为 SG 的电功率， ψ 为 SG 的磁链， x_{SG} 为等效电抗， δ_{SG} 为 SG 的功率角。

表 3.4 同步发电机与并网变流器的动态方程相似性

同步发电机	并网变流器
转子转速方程: $2H_J \left(\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} \right) = P_M - P_e$	直流电压方程: $2H_C \left(u_{dc0} \frac{du_{dc}}{dt} \right) = P_m - P_g$
电功率: $P_e = \frac{\psi \omega_m E_g}{x_G} \sin \delta_{SG}$	有功功率: $P_g = \frac{u_{dc} U_t E_g}{x} \sin \delta$
转子时间常数: $H_J = \frac{J \omega_n^2}{2S_n}$	电容时间常数: $H_C = \frac{C U_{dcn}^2}{2S_n}$

在图3-6中，更为直观展示了同步发电机与并网变流器的相似关系。例如，电容器的惯性常数 H_C 也表现出与同步机转子的惯性常数 H_J 相似的动态特性。需要注意的是，图中的这些物理量具有相似的动态特性，但并不等同。

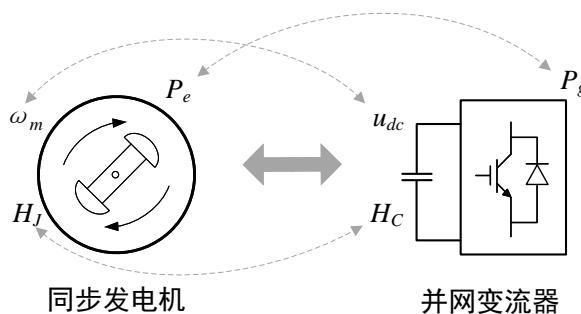


图 3-6 同步发电机与并网变流器的相似关系

基于上述类比思想，通过设计并网变流器的有功环、无功环、电压电流环等不同模块环路，实现 VSG 控制对旋转电机的功率输出、惯量支撑等功能的模拟^[56]。

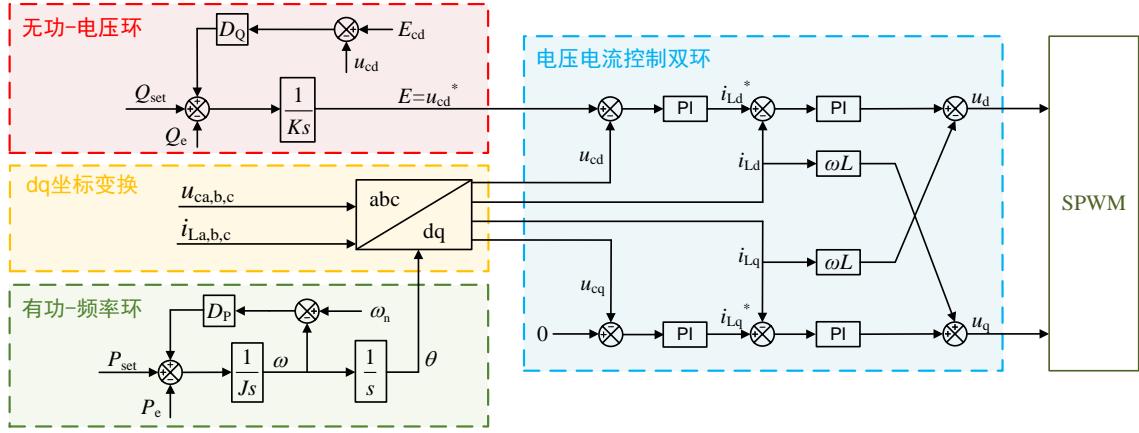


图 3-7 基于虚拟同步的变流器控制框图

基于虚拟同步的变流器控制框图，如图3-7所示。

上述控制框图主要分为有功频率环、无功电压环、电压电流环等：首先由功率环路计算出电压幅值、频率与相角值，幅值作为参考电压值参与电压电流环的计算，相角值参与坐标变换，完成 abc 至 dq 坐标系的转化。当收到并网需求时，启动幅值同步控制和频率相位同步控制环路，促使逆变器输出电压追踪上电网电压后合闸并网。其数学表达形式，分别对应下方公式：

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{set}} - P_e + D_p(\omega_n - \omega) = J\omega_n \frac{d\omega}{dt} \\ Q_{\text{set}} - Q_e + D_Q(E - U) = K \frac{dE}{dt} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[\begin{array}{c} u_d \\ u_q \end{array} \right] = sL \left[\begin{array}{c} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{cc} R_L & -\omega L \\ \omega L & R_L \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} u_{Cd} \\ u_{Cq} \end{array} \right] \end{array} \right. \quad (3.7)$$

$$\left. \left[\begin{array}{c} u_d \\ u_q \end{array} \right] = sL \left[\begin{array}{c} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{cc} R_L & -\omega L \\ \omega L & R_L \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} i_{Ld} \\ i_{Lq} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} u_{Cd} \\ u_{Cq} \end{array} \right] \right. \quad (3.8)$$

公式(3.6)中， P_{set} 为原动机设定的机械功率， P_e 表示发电机的实际电功率， D_p 表示有功-频率的下垂系数， ω_n 为额定角频率， ω 为实际角频率， J 为转动惯量。公式(3.7)中， Q_{set} 表示同步机无功功率的设置值， Q_e 表示实际传输的无功功率， D_Q 表示无功-电压下垂系数， E 表示变流器桥臂中点输出相电压， U 表示变流器滤波电容两端的实际电压， K 表示励磁调节系数。公式(3.8)中， i_L 表示滤波电感电流 ($i_{Ld/q}$ 为其 dq 分量)， u_C 表示滤波电容电压 ($u_{Cd/q}$ 为其 dq 分量)， R_L 表示三相对称系统对应的电阻。为了消除电感电流的 $-\omega L i_{Lq}$ 和 $\omega L i_{Ld}$ 的耦合项，进一步地，采用比例-积分控制，根据瞬时功率理论可得：

$$\left\{ \begin{array}{l} p_e = \frac{3}{2}(u_{cd}i_d + u_{cq}i_q) \\ q_e = \frac{3}{2}(u_{cq}i_d - u_{cd}i_q) \end{array} \right. \quad (3.9)$$

3.3.2 GFM 变流器单机并网系统暂态仿真

为了验证上一小节所述的基于虚拟同步控制的变流器控制有效性，利用 PLECS 搭建 GFM 单机并网系统仿真模型，如图3-8所示。

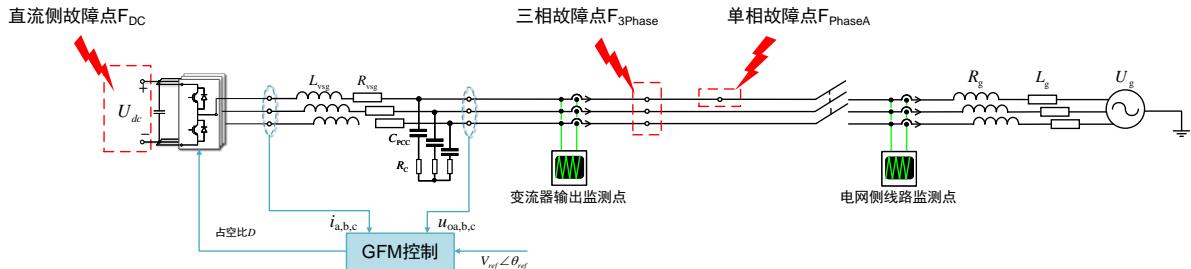


图 3-8 考虑多类型故障的 GFM 单机并网系统拓扑结构

表3.5给出了变流器及电力系统的仿真参数，直流侧电压设为 700 V，电网电压设为 220 V。

表 3.5 变流器及电力系统的仿真参数

U_{dc} (V)	R_{vsg} (Ω)	L_{vsg} (mH)	C_{PCC} (F)	R_C (Ω)	f_{grid} (Hz)	$I_{set_max/min}$ (A)	U_g (V)
700	0.01	3	2×10^{-5}	1.5	50	± 3	220

为检验 GFM 单机并网系统对于不同类型故障的暂态稳定性，本文考虑三种常见故障，并在不同时刻施加在系统上，详见表3.6。例如，鉴于新能源的波动性较强，为模拟直流发电侧的电压跌落故障，第 1.0 秒在变流器端施加幅度为 -50 V 的故障，并在第 2.0 秒撤掉故障，表示故障清除。通过观察故障发生前、故障过程中和故障清除后的输出外特性，来判断系统运行的稳定性。

表 3.6 IBR 单机并网系统多类型故障参数

故障类型	故障发生位置	故障发生时段 (s)	故障幅值 (V)
F_{DC}	直流电压跌落	直流发电侧	1.0-2.0
F_{3Phase}	三相短路故障	交流线路	4.0-5.0
F_{PhaseA}	单相短路故障	交流线路	7.0-8.0

如图3-9所示，GFM 单机并网情况的功率波形。该场景中，电网的注入功率完全由 GFM 变流器提供，因此 GFM 输出功率 P_{GFM} 等于电网功率 P_g 。GFM 单机并网系统第 1 秒发生 F_{DC_GFM} 时，功率波动范围为 $0.95 \sim 1.02 \times 10^4$ W，当 1.02 s 时，系统功率基本恢复稳定。第 2 秒故障清除后的功率变化波形与第 1 秒故障出现时的波形基本上关于稳定运行功率 $y = 1.0$ 呈完美镜像关系。类似地，第 4 秒发生 F_{3Phase_GFM} 时，功率波动范围为 $0.83 \sim 1.07 \times 10^4$ W，当 5.0 s 三相故障切除时，系统功率仅恢复到 0.99×10^4 W 左右。而第 7 秒发生 F_{PhaseA_GFM} 时，功率波动范围为 $0.94 \sim 1.03 \times 10^4$ W，系统经过 0.5 秒恢复

故障前的功率水平，但伴随一定的震荡。综上可以发现，无论从故障波动幅值、恢复稳定时间来说，均存在 $F_{DC_GFM} < F_{3Phase_GFM} < F_{PhaseA_GFM}$ 。这一结论与现实情况相符，往往线路故障，尤其是三相短路故障对于系统内各个设备的损伤程度是最大的。

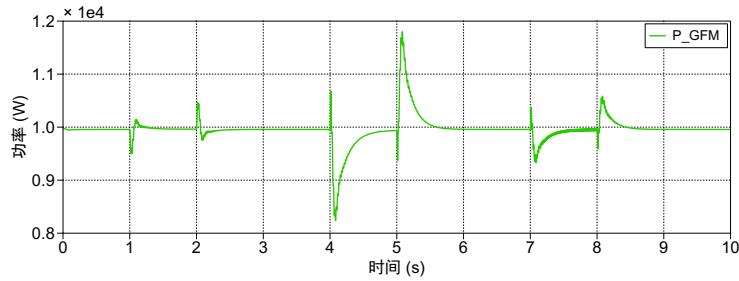
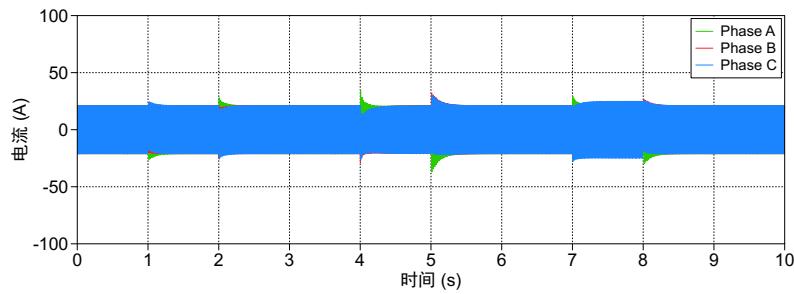
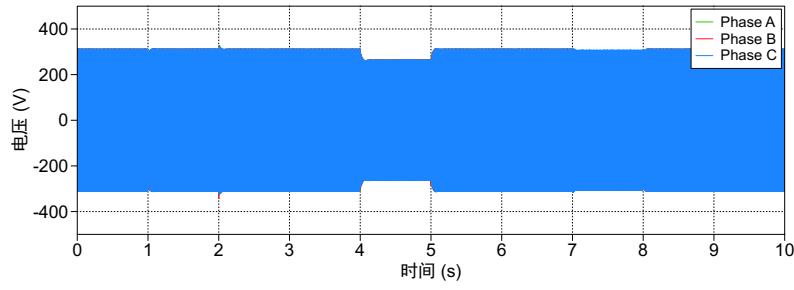


图 3-9 GFM 单机并网的功率波形 ($P_{GFM}=P_g$)

图3-8中，在GFM 变流器经 LC 滤波电路的输出端设置“变流器输出监测点”，可得图3-10GFM 单机并网的变流器输出电流 $I_{GFM-out}$ 、电压 $U_{GFM-out}$ 波形。整体上来说，变流器输出的电流基本稳定在 22 A，电压稳定在 312 V ($220\sqrt{2} \approx 311.2$)。较为明显的电压电流变化是 F_{3Phase_GFM} 故障导致的：电流变化范围超出稳定情况 12 A，电压跌落 48 V。



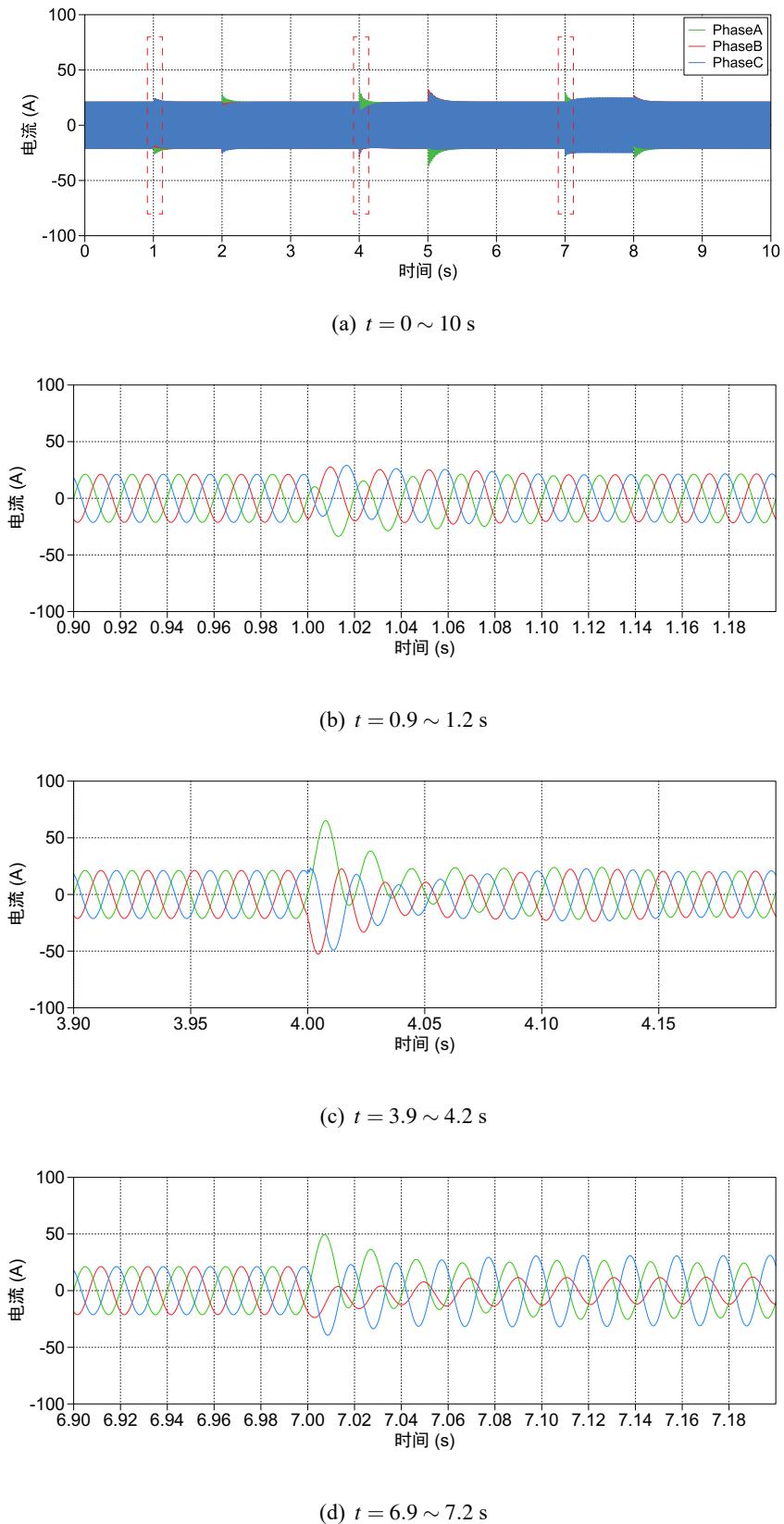
(a) 变流器输出电流 $I_{GFM-out}$ 波形

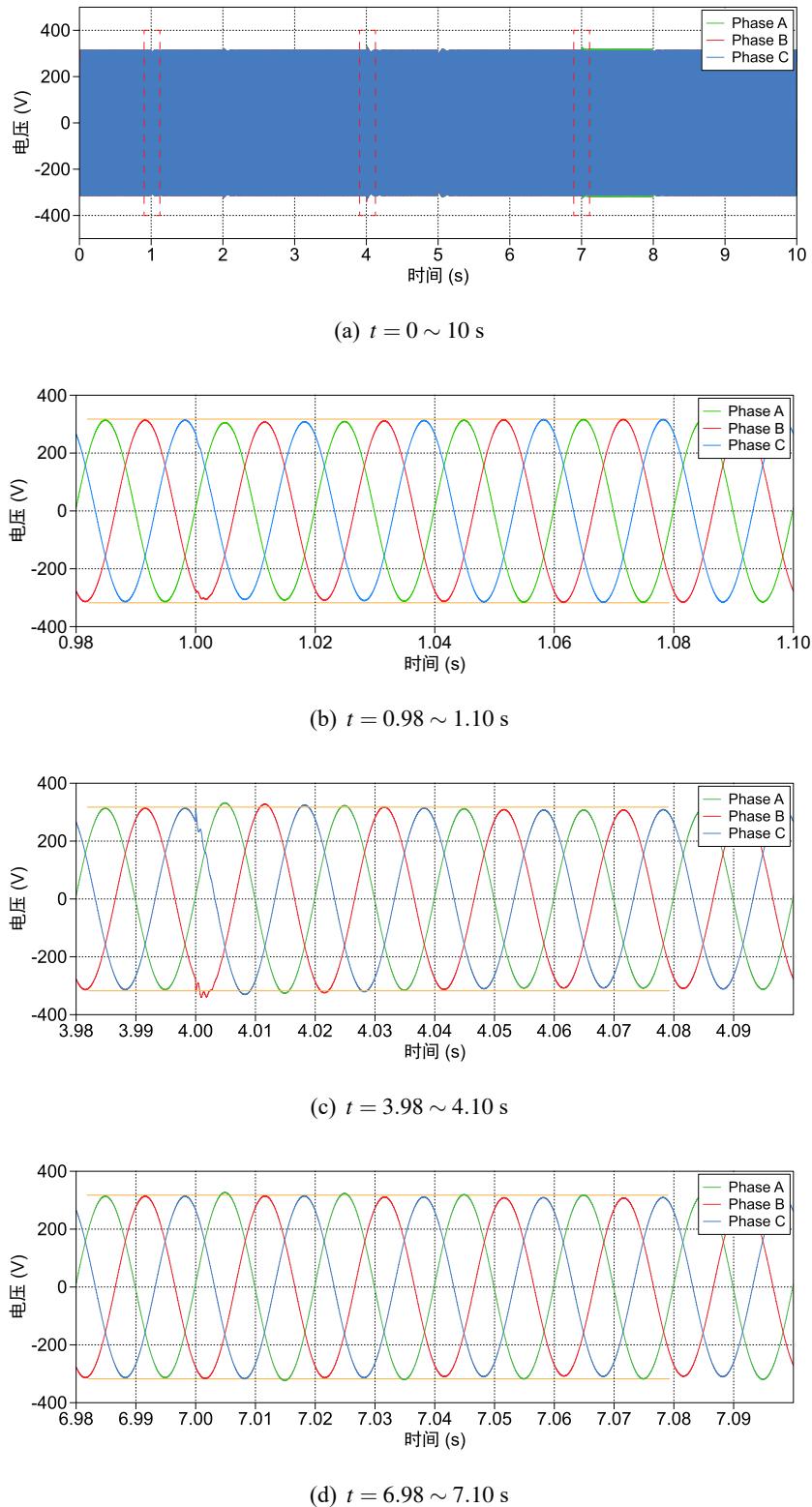


(b) 变流器输出电压 $U_{GFM-out}$ 波形

图 3-10 GFM 单机并网的变流器输出电流 $I_{GFM-out}$ 、电压 $U_{GFM-out}$ 波形

为了对比变流器输出情况与线路变化的区别，在并网点设置“电网线路监测点”，可得图3-11电网侧线路电流 I_{PCC_GFM} 和图3-12电网侧线路电压 U_{PCC_GFM} 波形。

图 3-11 GFM 单机并网的电网侧线路电流 $I_{\text{PCC_GFM}}$ 波形

图 3-12 GFM 单机并网的电网侧线路电压 $U_{\text{PCC_GFM}}$ 波形

就电网侧线路电流 I_{PCC_GFM} 而言, 为进一步观察波形变化, 将图3-11(a)的第 0.9 ~ 1.2 秒、第 3.9 ~ 5.2 秒、第 6.9 ~ 7.2 秒局部放大, 得到图3-11(b)、图3-11(c)和图3-11(d)。对比可知, 直流侧故障在 1.08 秒时通过环路控制已经恢复正常; 三相交流故障虽然波动幅值较大, 但在 4.10 秒恢复正常; 但单相短路故障给系统造成的电流失稳持续时间较长, 而且由于三相对称性, A 相的故障引发了 B 相、C 相的电流振荡。

类似地, 为进一步观察波形变化, 将图3-12(a)的第 0.98 ~ 1.02 秒、第 3.98 ~ 5.02 秒、第 6.98 ~ 7.02 秒局部放大, 得到图3-12(b)、图3-12(c)和图3-12(d)。与线路电流 I_{PCC_GFM} 相比, 线路电压 U_{PCC_GFM} 呈现出较好的稳定性。在 3 张局部放大图中, 添加了两条辅助线 $y = \pm 312$ (橙色), 用于观察电压的变化。可以发现, 图3-12(b)中第 1.00 秒 B 相、C 相电压出现了小幅度抖动且伴随电压小幅度衰减 (正弦波顶点略低于橙色辅助线), 图3-12(c)中第 4.00 秒 B 相、C 相电压出现了振荡且伴随 0.04 秒的电压增大, 图3-12(d)中第 7.00 秒电压无明显变化但伴随 0.1 秒以上的 A 相电压增大 (与图3-11(d)对应)。

3.3.3 GFL 变流器单机并网系统暂态仿真

利用 PLECS 搭建 GFL 单机并网系统仿真模型, 如图3-13所示。所加故障请见表3.6, 其余仿真步骤类似于上一小节3.3.2。

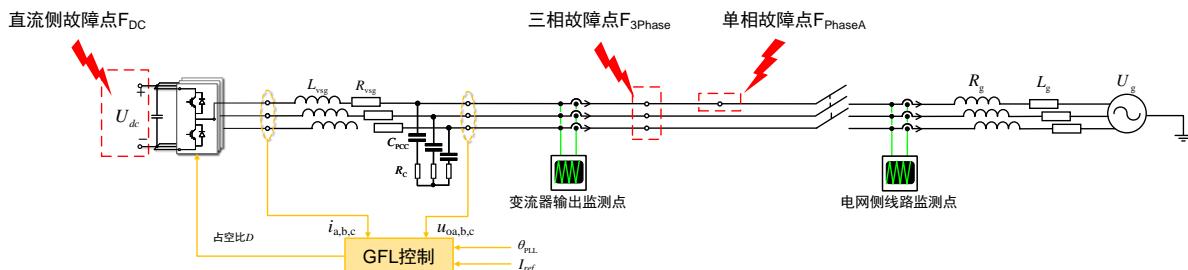


图 3-13 考虑多类型故障的 GFL 单机并网系统拓扑结构

GFL 单机并网情况的功率波形见图3-14, 此时 GFL 输出功率 $P_{GFL}=P_g$ 。GFL 单机并网系统故障发生前功率为 1.02×10^4 W, 第 1 秒发生 F_{DC_GFL} 时功率跌落至 0.82×10^4 W 并缓慢抬升, 经 0.6 s 系统功率基本恢复稳定。

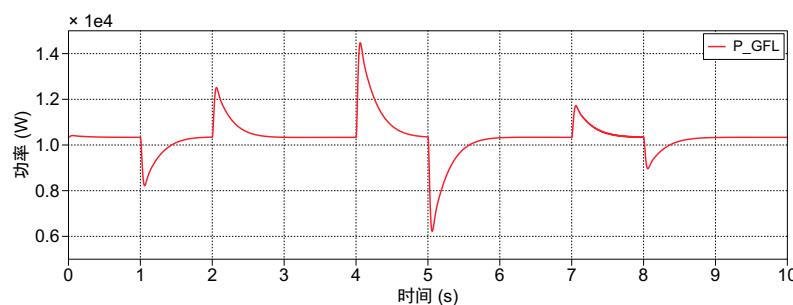


图 3-14 GFL 单机并网的功率波形 ($P_{GFL}=P_g$)

与 GFM 单机并网不同之处在于，GFL 的故障没有出现超调，但波动幅值和恢复时长均大于 GFM 情况。相同点在于，第 2 秒故障清除后的功率变化波形与第 1 秒故障出现时的波形基本上关于稳定运行功率 $y = 1.02$ 呈完美镜像关系，说明这一现象是变流器并网的内置特点，与变流器类型和控制方式无关。类似地，第 4 秒发生 $F_{3\text{Phase_GFM}}$ 时，功率突然提升到 $1.42 \times 10^4 \text{ W}$ 并经过更长时间进行故障恢复。而第 7 秒发生 $F_{\text{PhaseA_GFM}}$ 时，功率波动范围和恢复时间均小于 $F_{\text{DC_GFL}}$ 情况，这一点展现了 GFL 变流器对于不同故障类型的响应特性。综上可以发现，无论从故障波动幅值、恢复稳定时间来说，均存在 $F_{\text{PhaseA_GFM}} < F_{\text{DC_GFM}} < F_{3\text{Phase_GFM}}$ 。

图3-15展现了 GFL 单机并网的变流器输出电流 $I_{\text{GFL-out}}$ 、电压 $U_{\text{GFL-out}}$ 波形。对比图3-10(a)明显可以发现图3-15(a)的电流波动性更大，而 $U_{\text{GFM-out}}$ 与 $U_{\text{GFL-out}}$ 基本上包络线一致。说明 GFL 在面临同等大小的故障所表现的电流稳定性劣于 GFM 变流器。

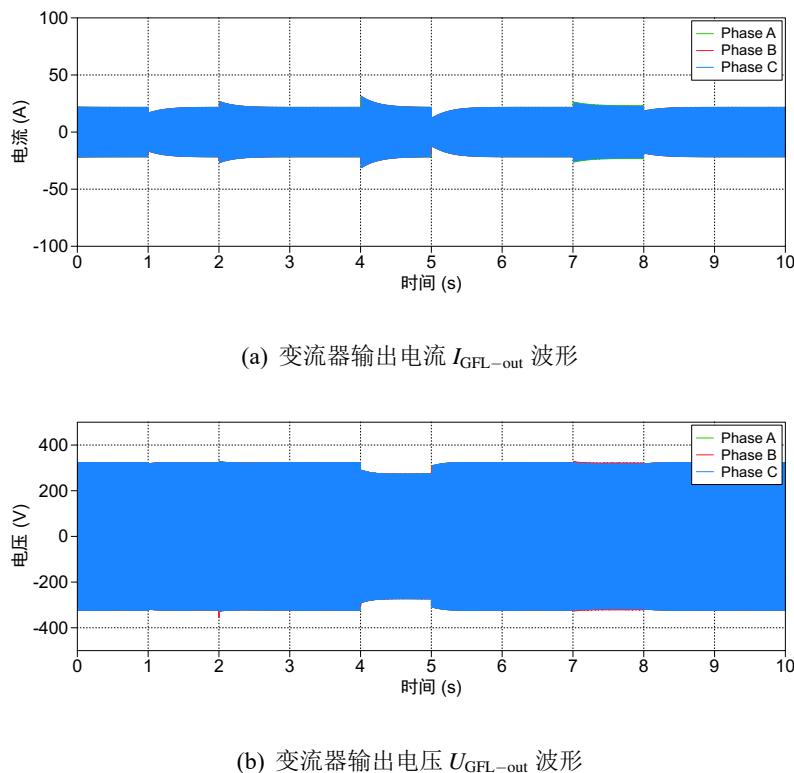
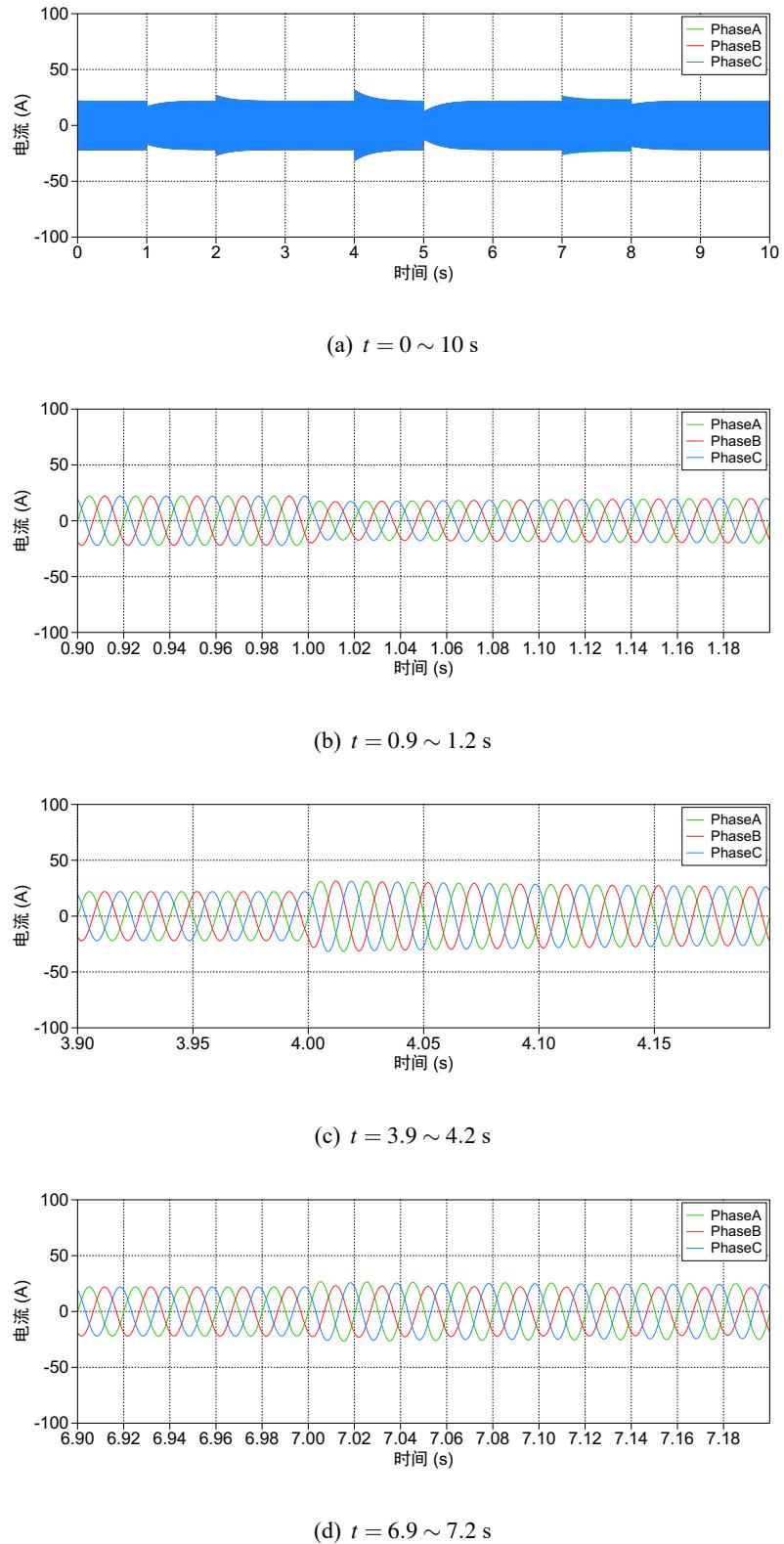


图 3-15 GFL 单机并网的变流器输出电流 $I_{\text{GFL-out}}$ 、电压 $U_{\text{GFL-out}}$ 波形

通过“电网线路监测点”，可得图3-16电网侧线路电流 $I_{\text{PCC_GFL}}$ 和图3-17电网侧线路电压 $U_{\text{PCC_GFL}}$ 波形。将图3-16(a)的第 0.9 ~ 1.2 秒、第 3.9 ~ 5.2 秒、第 6.9 ~ 7.2 秒局部放大，得到图3-16(b)、图3-16(c)和图3-16(d)。在发生直流侧故障时，GFL 能够较好维持三相对称性，并在 1.18 秒时恢复到故障前水平。三相交流故障导致线路电流三相同步增大并逐渐回调靠近正常状态，但在 4.20 秒时仍与故障发生前有一定的偏移量。与前两种情况不同的是，单相短路故障破坏了电流的三相对称性，从图3-16(a)可以发现在第 8 秒故障清除前三相不对称一直存在。

图 3-16 GFL 单机并网的电网侧线路电流 $I_{\text{PCC_GFL}}$ 波形

类似地，将图3-17(a)的第0.98~1.02秒、第3.98~5.02秒、第6.98~7.02秒局部放大，得到图3-17(b)、图3-17(c)和图3-17(d)。与线路电流 I_{PCC_GFL} 相比，线路电压 U_{PCC_GFL} 呈现出较好的稳定性。图3-17与图3-12对比，可以发现3张局部放大图，GFL均表现出比GFM更好的电压稳定性。

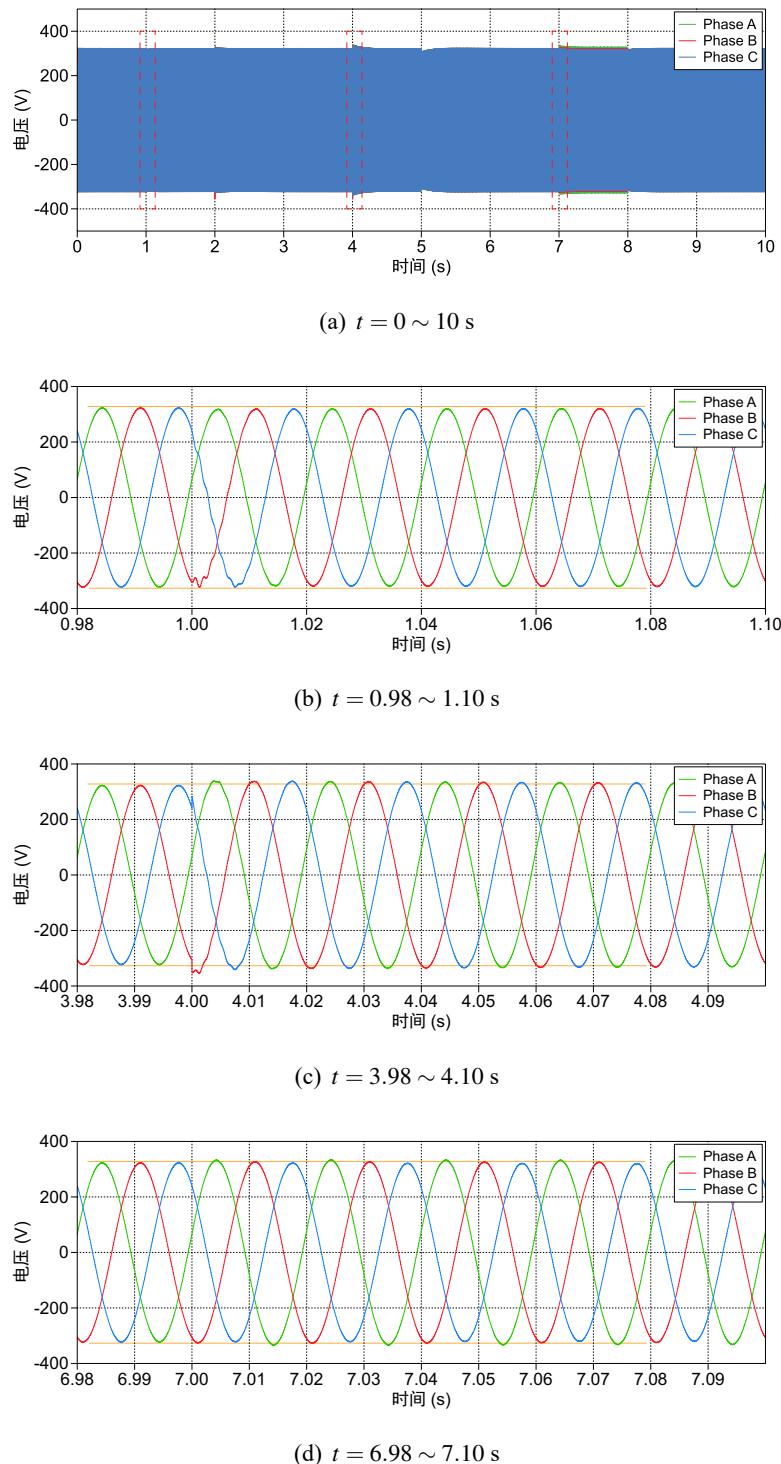


图 3-17 GFL 单机并网的电网侧线路电压 U_{PCC_GFL} 波形

3.4 本章小结

本章主要着眼于并网变流器的判定方法和镇定控制技术，并且通过单机并网的仿真实验验证所提出的基于虚拟同步机的暂态镇定方法。本章的相关研究内容与结论总结如下：

1. 基于等面积法进行并网变流器暂态稳定性的定性分析，通过对加速面积和最大减速面积的相对大小关系来判断系统是否失稳，然而定性分析方法存在一定的局限性；
2. 进而利用 Lyapunov 方法进行暂态稳定性的定量分析，借助设置合适的 Lyapunov 函数，将问题转化为便于求解的凸函数，并利用云雨图来描绘暂态数据的离散程度；
3. 最后，通过设计虚拟同步机的控制环路，利用 PLECS 软件进行 GFM/GFL 变流器单机并网仿真，验证所提出的基于虚拟同步机的暂态镇定方法的有效性，并印证了第二章关于 GFM/GFL 的运行特性结论。

第四章 并网变流器与同步发电机的多机组网暂态研究

本章考虑到不同类型变流器的传输特性差异，研究 100% 新能源变流器多机组网的多样化场景，即 GFM 与 GFL 不同配比的组网系统暂态稳定性。鉴于传统火电机组仍占主导地位，进一步研究不同渗透率下并网变流器与同步发电机的多机组网情况，即 GFM、GFL、SG 不同配比的组网系统暂态稳定性。最后，利用 PLECS 平台，结合 RT Box 与微控制器进行并网变流器暂态稳定性仿真，验证所提出的镇定控制方法在暂态稳定性改善等方面的有效性。

4.1 基于 100% 新能源变流器的多机组网暂态稳定性

4.1.1 不同场景下的变流器组网工作模式

通过2.2一节的 GFM、GFL 对比分析，可知两种变流器对于不同场景的适应性存在显著差异，依据这一结论绘制图4-1。鉴于当前并没有一种变流器能够完全适用于多样化场景，根据实际场景需求装配不同类型的变流器，以期实现和谐共存、稳定运行，成为现阶段高渗透率新能源电力系统的重要任务。在本节4.1中，重点讨论基于 100% 新能源变流器的多机组网暂态稳定性。

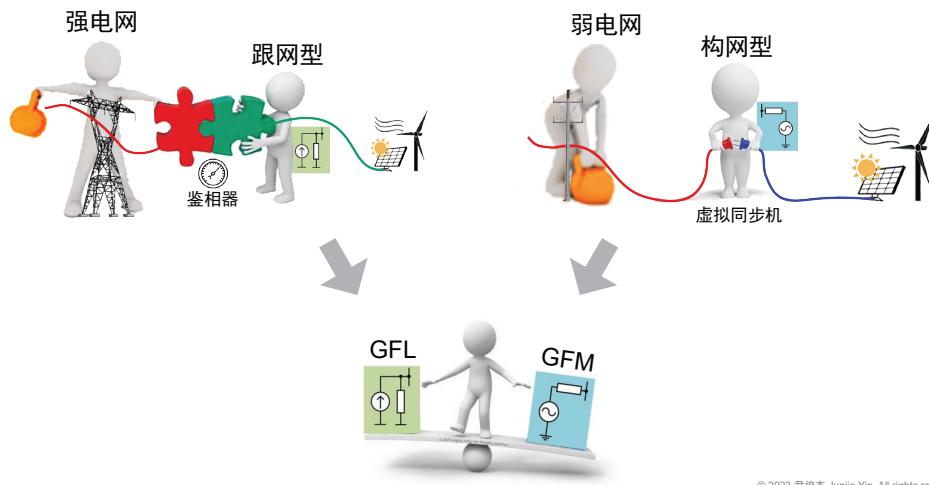


图 4-1 强弱电网情况下的 GFM、GFL 组网示意图

国外研究团队在文献 [57] 中，利用“骑自行车的熊”来生动阐述“多样化变流器配比组网”这一理念。在概念上表明，随着电网中 GFL 变流器的占比提高，由于无法提供足够的 GFM 变流器支撑，系统变得不稳定。图中最左侧 100% GFM 所示，有两个车轮的完整自行车表示 GFM 变流器，能够在熊的操作下自主行驶；而小熊所骑的自行车拖车（左二）只有一个后轮，需要与完整自行车配合才能运行，用于表示 GFL 变流器。

图 4-2 “骑自行车的熊”类比“多样化变流器配比组网”^[57]

因此，当 25% GFM + 75% GFL（右二）时，仿佛小熊在前方操控自行车前把手，大熊在后方提供过多的前进动力，导致前进方向失控即电力系统失稳。如果电力系统中完全由 100% GFL（右一）提供支撑，则可能发生大熊无法掌握只有一个轮子的自行车拖车运行情况，即 PLL 无法从黑启动状态自主组网，进而准确获取电力系统的频率。

根据上述分析，绘制不同场景的 IBR 多机组网示意图。在图4-3中，考虑场站三种情况：场站 1 (GFM:GFL=1:1)，场站 2 (GFM:GFL=1:2)，和场站 3 (GFM:GFL=2:1)；同时，考虑三种网架结构：网架 1 (SCR=1.45)，网架 2 (SCR=4.84)，和网架 3 (SCR=29.04)。

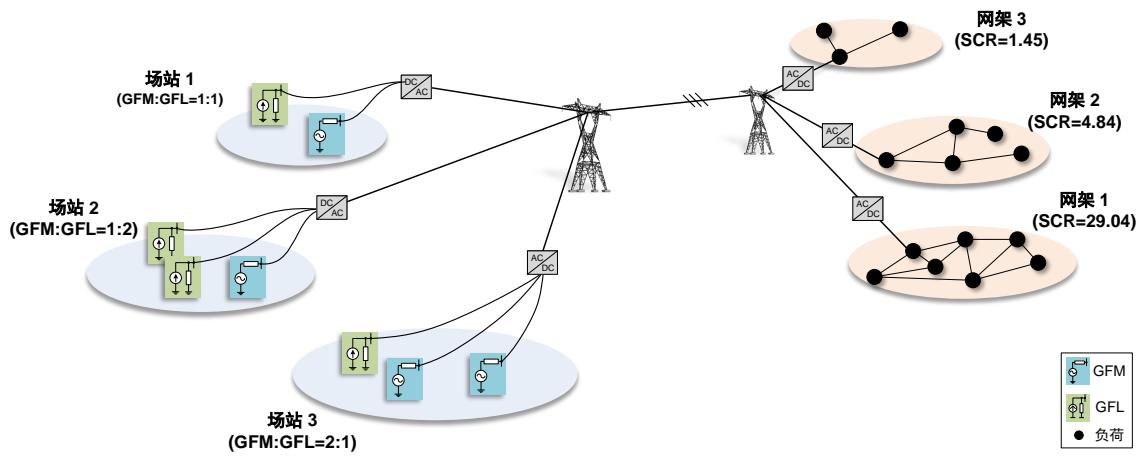


图 4-3 不同场景的 IBR 多机组网示意图

如表4.1、表4.2和表3.5所示，给出了本节所需的三种场站和三种网架的仿真参数，以及变流器和电力系统的其他设定参数值。表2.2中给出了本文所采用的三种电网强度 SCR，为体现篇章之间的连贯性，本节 IBR 多机组网稳定性控制延续使用上述参数。

表 4.1 三种场站的仿真参数（对应图4-3）

	GFM:GFL	$P_{\text{set_GFM}} (\text{W})$	$P_{\text{set_GFL}} (\text{W})$
场站 1	1:1	10,000	10,000
场站 2	1:2	10,000	10,000
场站 3	2:1	10,000	10,000

表 4.2 三种网架的仿真参数（对应图4-3）

	$R_g (\Omega)$	$L_g (\text{mH})$	SCR
网架 1	0.1	1.69	29.04
网架 2	0.1	9.54	4.84
网架 3	0.1	31.83	1.45

4.1.2 “场站 1 + 不同网架” 场景下的多机组网仿真

基于 PLECS 的搭建 100% IBR 多机组网仿真系统，如图4-4所示。图中共有 2 个 GFM 控制的变流器 (GFM_1 、 GFM_2)，分别通过开关 $K_{\text{GFM}1}$ 和 $K_{\text{GFM}2}$ 进行控制是否并网；类似地，分别通过开关 $K_{\text{GFL}1}$ 和 $K_{\text{GFL}2}$ 决定 2 个 GFL 控制的变流器 (GFL_1 、 GFL_2) 是否并网。本文采用上述开关方式进行并网，便于灵活调整多种 GFM 与 GFL 变流器占比的仿真情况。

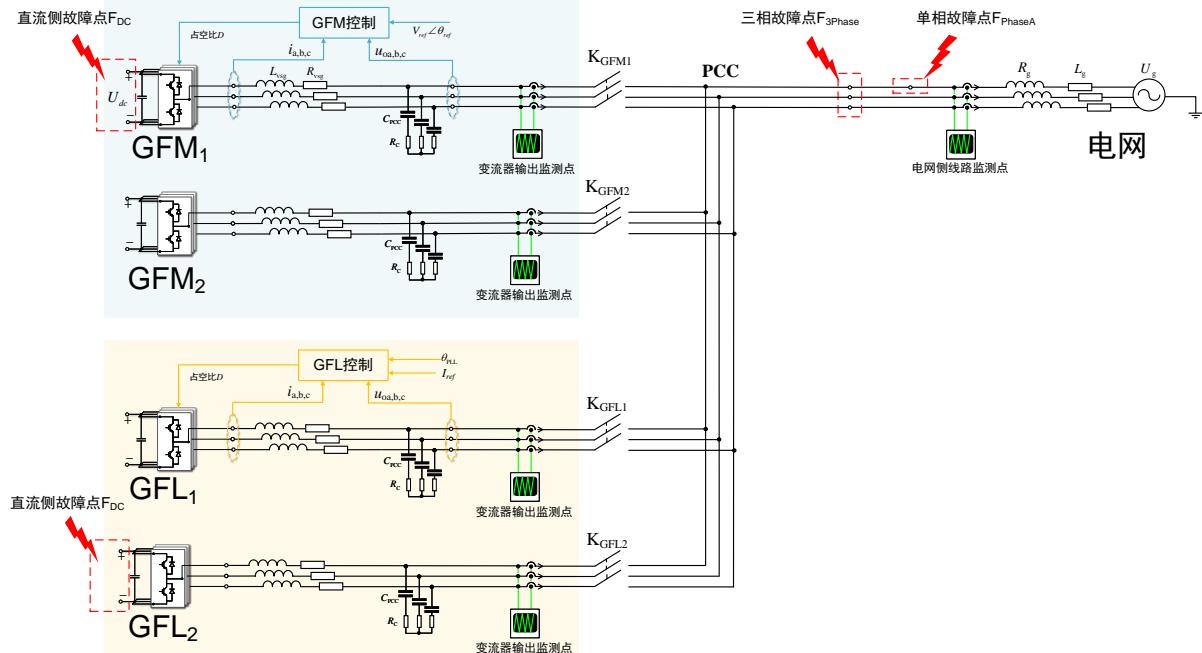


图 4-4 基于 PLECS 搭建 IBR 多机组网仿真系统

基于图4-4，在 PLECS 中搭建 IBR 多机组网仿真系统。该系统中包含 2 个 GFM 变流器和 GFL 变流器，通过 PCC 并网点链接到大电网上。其中，2 个 GFM 变流器（分别记为 GFM_1 ， GFM_2 ）采用相同的控制方式。 GFM_1 变流器上设置 3 个故障点，分别模拟

直流侧发电故障 F_{DC} 、线路三相短路故障 F_{3Phase} 和线路单相短路故障 F_{PhaseA} ，故障详细参数与3.3.2小节中的表3.6一致。类似地，2个GFL变流器（分别记为 GFL_1 , GFL_2 ）中 GFL_2 设置直流侧故障 F_{DC} 以模拟该类型变流器发电故障情况。上述IBR多机组网仿真系统可以实现如下多种情况的并网变流器配比：

- 情况1、GFM:GFL=1:1，开关 K_{GFM1} 与 K_{GFL1} 闭合，其余断开；
- 情况2、GFM:GFL=1:2，开关 K_{GFM1} 、 K_{GFL1} 与 K_{GFL2} 闭合，其余断开；
- 情况3、GFM:GFL=2:1，开关 K_{GFM1} 、 K_{GFM2} 与 K_{GFL1} 闭合，其余断开；
- 情况4、GFM:GFL=1:0，仅闭合开关 K_{GFM1} ，其余断开；
- 情况5、GFM:GFL=0:1，仅闭合开关 K_{GFL1} ，其余断开。

上述情况1-3更为详细的仿真参数在表4.1中，情况4-5即为单机并网场景（请见2.3一节），在此不作赘述。

(1) “场站1+网架1”场景下的多机组网的仿真结果

按图4-3所示，在场站1情况下与不同网架进行并网，具体流程如图4-5：

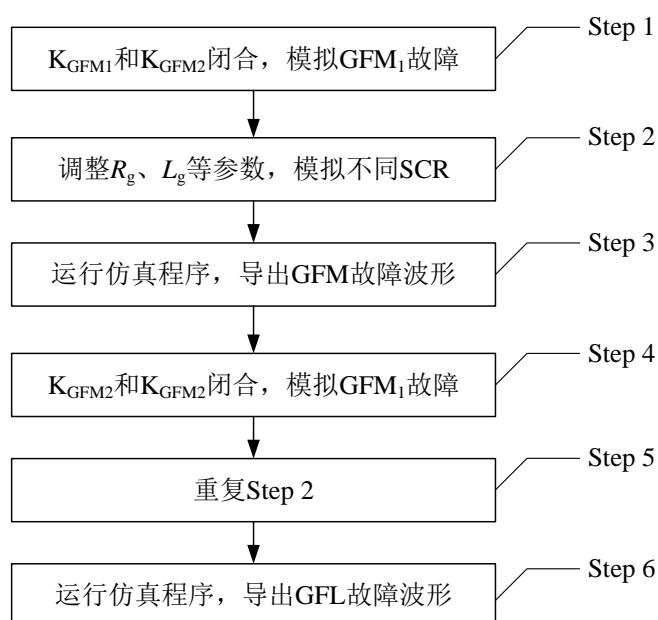


图4-5 “场站1+网架1”场景下的多机组网 PLECS 仿真流程图

- Step 1：将开关 K_{GFM1} 与 K_{GFL1} 闭合，模拟故障发生在 GFM_1 变流器上；
- Step 2：根据表4.2调整 R_g 、 L_g 等参数，SCR 调整为表中所示情况；
- Step 3：运行仿真程序，可得如图 4-6(a)-图 4-6(b) 所示 GFM_1 发生故障时的波形。
- Step 4：将开关 K_{GFM2} 与 K_{GFL2} 闭合，模拟故障发生在 GFL_2 变流器上；
- Step 5：重复 Step2；
- Step 6：运行仿真程序，可得如图4-7(a)-图 4-7(b) 所示 GFL_2 发生故障时的波形。

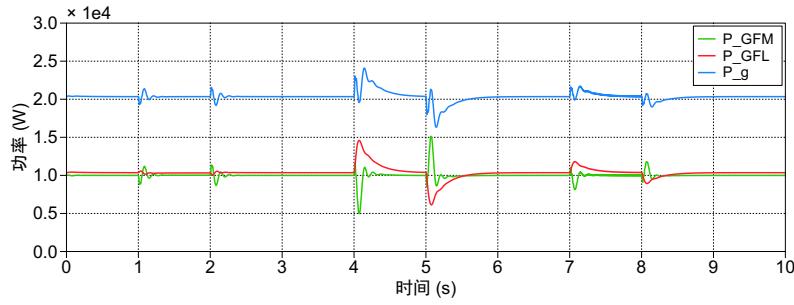
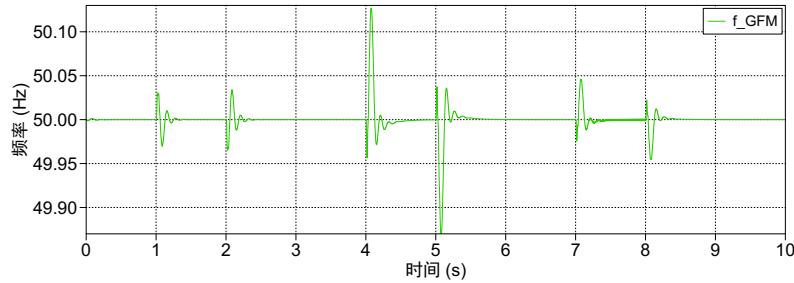
(a) GFM 故障情况下的功率 P (b) GFM 故障情况下的频率 f

图 4-6 “场站 1 + 网架 1” 场景下 GFM 故障的多机组网波形

从图4-6可知，“场站 1 + 网架 1”场景下的多机组网功率 P 和频率 f 波形。在仿真运行过程中，所设置的故障与表3.6单机并网情况的故障保持一致。对比图4-6(a)和单机并网情况的图3-9可知，在 GFM 变流器上施加同等大小的故障，多机组网系统的功率波动幅度大于单机并网系统。例如，第 4 秒发生的三相短路故障 F_{3Phase} 使 GFM 单机系统功率在 $0.8 \sim 1.2 \times 10^4$ W 范围内波动，而多机系统的功率波动范围为 $0.5 \sim 1.5 \times 10^4$ W。

纵向对比图4-6(a)与图4-7(a)可知，由于同等大小的故障施加在不同的变流器端，其产生的暂态波动影响也是不同的。详细来说，图4-6(a) GFM 故障情况第 1~2 秒的功率波动远小于图4-7(a) GFL 故障时的第 1~2 秒的功率波动。且图4-6(a)故障发生后经短暂震荡，第 1.2 秒基本恢复到原工作点平稳运行。而图4-7(a)约在故障发生后 0.5 秒才逐渐稳定，且两个变流器输出功率均相较故障发生前有所减少，表现于波形为 $P_{g_1.5s} < P_{g_0.5s}$ 。除此以外，无论是第 4 秒发生的三相短路故障 F_{3Phase} 或第 6 秒发生的单相短路故障 F_{PhaseA} ，由于故障均发生在电网侧，因此对于 P_g 、 P_{GFM} 和 P_{GFL} 三条功率曲线来说，图4-6(a)和图4-7(a)的走势一致，该现象也反映在图4-6(b)和图4-7(b)的频率曲线方面，符合现实情况。然而，对比图4-6(b)与图4-7(b)，可以发现 GFM 故障情况第 1~2 秒的频率波动次数和幅度都大于 GFL 故障情况。由此可知在网架 1 ($SCR=29.04$) 的强电网情况下，GFM 变流器对于暂态故障的频率响应更为明显，一定程度上也印证了 GFM 变流器不适用于强电网场景这一结论。

与单机并网情况对比，更为显著的一点是 P_{GFM} 与 P_{GFL} 之间的功率耦合关系。从

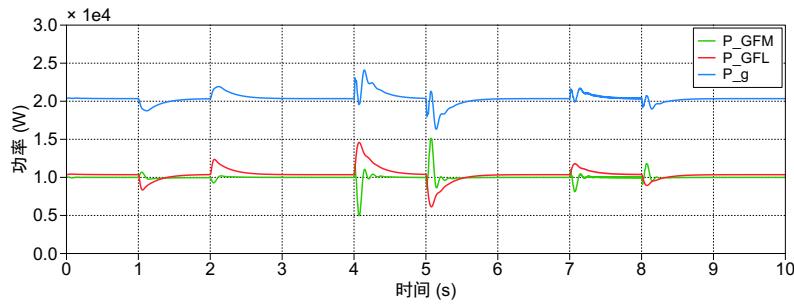
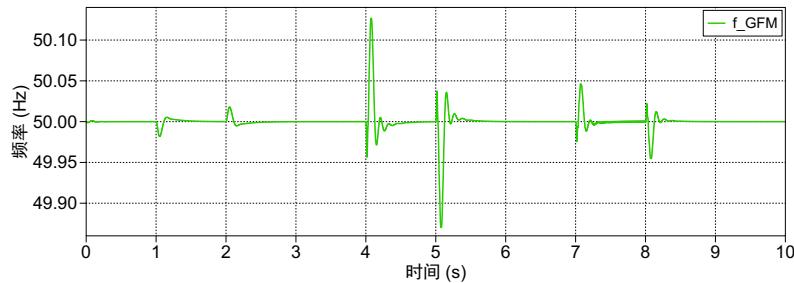
(a) GFL 故障情况下的功率 P (b) GFL 故障情况下的频率 f

图 4-7 “场站 1 + 网架 1” 场景下 GFL 故障的多机组网波形

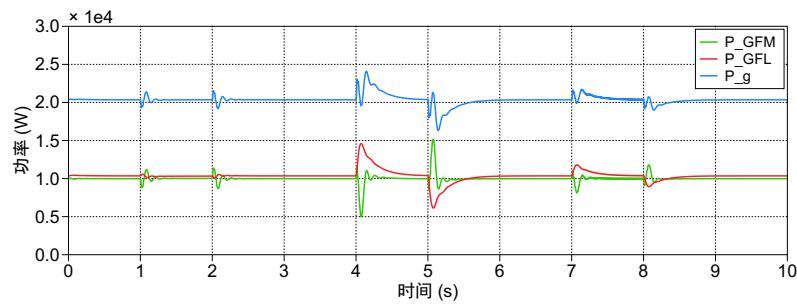
图4-6(a)中 P_{GFM} (绿线) 与 P_{GFL} (红线) 的整体趋势来讲，每当故障发生时（如，第 1、4、7 秒）， P_{GFM} 总会跌落并振荡尝试恢复；当故障切除时（如，第 2、5、8 秒）， P_{GFM} 总会抬升并振荡。与此同时， P_{GFL} 由于 PCC 点耦合机理的存在，总会与 P_{GFL} 变化趋势相反。参照图4-7(a)，上述结论仍然成立。值得注意的是，本处所谓的变化趋势相反并非时时刻刻沿 $y = 1.0$ 水平轴线呈完美镜像关系。鉴于两种变流器的控制方式存在显著区别，其输出值通过 PCC 点传递到控制环路中至下一个控制信号产生新的输出值，必然会导致一定程度的时延和数值差异。但总体来说，由于多机组网的存在，使得该系统面临多样化故障时能够内部调控，发挥多种变流器的特性以维持系统稳定。

(2) “场站 1 + 网架 2” 场景下的多机组网的仿真结果

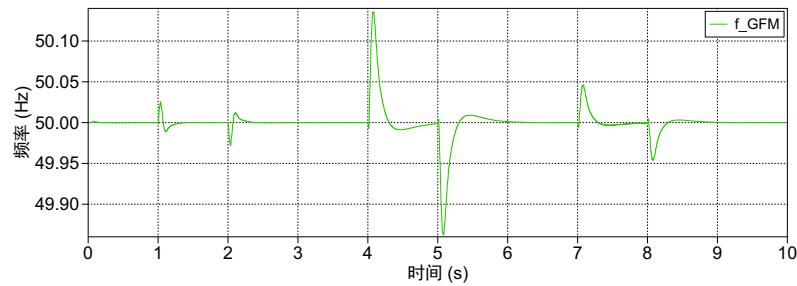
类似地，调整 R_g 、 L_g 等参数，令 SCR 为表中所示“网架 2”情况，运行程序可得图4-8。

基于“场站 1 + 网架 1”场景的分析，从“场站 1 + 网架 2”中也能得到类似结论：(1) 多机组网的暂态稳定性优于单机并网情况；(2) 在该场景中，GFM 对于同等大小故障的恢复性能优于 GFL；(3) P_{GFM} 与 P_{GFL} 之间的功率耦合关系。

通过对比图4-8(a)和图4-9(a)可知，GFL 故障情况下的 P_g (蓝线) 相对与 GFM 故障情况的 P_g 更加平稳。举例来说，当三相短路故障 F_{3Phase} 施加在 GFM 上时，总输出功率 P_g 波动范围为 $1.6 \sim 2.4 \times 10^4$ W，而且 $4.0 \sim 4.2$ 秒内出现了 5 次左右的功率局部极值。

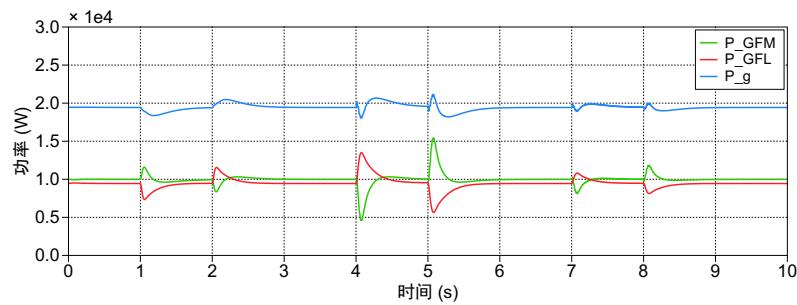


(a) GFM 故障情况下的功率 P

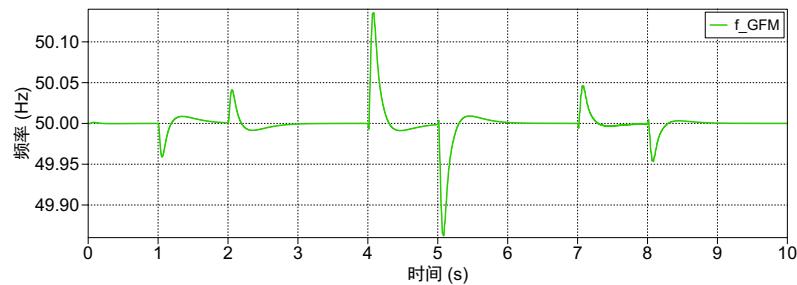


(b) GFM 故障情况下的频率 f

图 4-8 “场站 1 + 网架 2” 场景下 GFM 故障的多机组网波形



(a) GFL 故障情况下的功率 P



(b) GFL 故障情况下的频率 f

图 4-9 “场站 1 + 网架 2” 场景下 GFL 故障的多机组网波形

然而 GFL 发生 $F_{3\text{Phase}}$ 故障时, P_g 波动范围为 $1.8\text{-}2.2 \times 10^4 \text{ W}$, 且极值出现次数仅为 2 次, 从图中可以直观看出平滑程度远胜于 GFM 故障情况。进一步来说, 尽管图4-8(a)中 GFM 发生故障, 但 P_{GFM} 的故障恢复速度大于 P_{GFL} 。表现在曲线上为 P_{GFM} 经过多次振荡, 在约 0.2 秒内实现了输出功率平稳; 而 P_{GFL} 的振荡次数虽然相对较少, 但其故障恢复时间在 0.5 秒以上。说明了在 $\text{SCR}=4.84$ (按照表2.1 中属于“强电网”) 情况下, GFM 的故障响应速度相对较快, 但该故障恢复过程中给电网带来的冲击也相对较多。

显然, 图4-8中的频率曲线相较图4-6的频率曲线来说, 变化相对光滑。尽管两种场景 (无论是 $F_{3\text{Phase_GFM}}$ 或 $F_{3\text{Phase_GFL}}$) 的频率 f 均在 $50 \pm 0.15 \text{ Hz}$ 范围内波动, 但“场景 1” 中的频率变化恢复到稳定状态的时间相对较短, 变化次数也相对较多。结合上一段对于功率的分析, 可知随着电网强度的变化, 不同类型变流器在组网系统中受到同等大小故障的响应程度也有所改变。详细来说, 电网强度越小, GFM 变流器的故障响应时间和故障恢复变化次数对于整体电网的影响程度也不断下降。尽管在 $\text{SCR}=4.84$ 的“强电网”状态下, 电网的功率和频率已经呈现相对平滑的趋势, GFL 变流器在电网中的调控起到相对关键的作用。

(3) “场站 1 + 网架 3” 场景下的多机组网的仿真结果

如图4-10所示, “场站 1 + 网架 3” 场景下的多机组网的仿真波形。通过前述两种网架结构场景的分析, 亦能得出相似结论, 在此不作赘述。

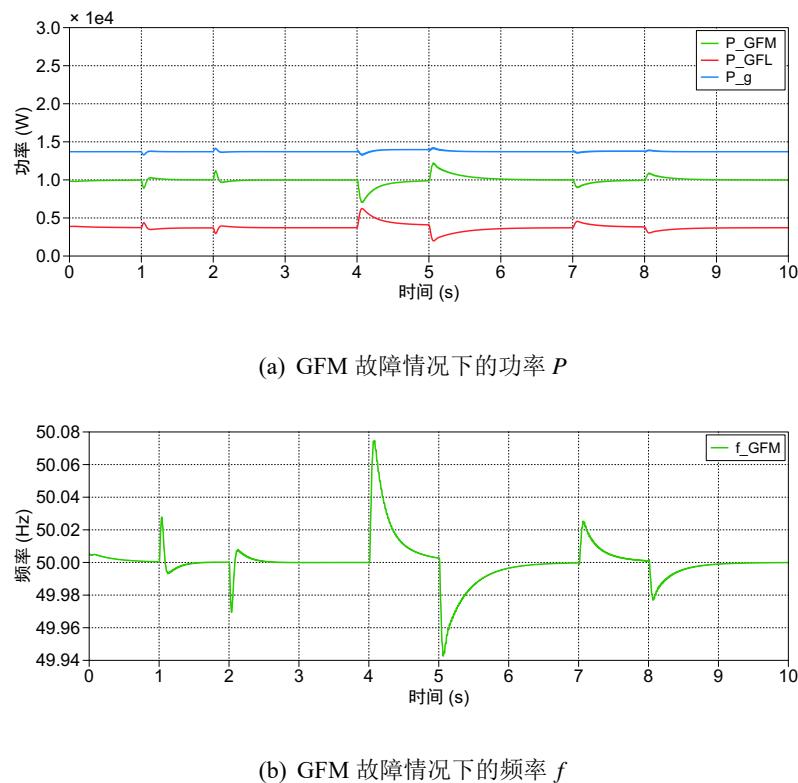


图 4-10 “场站 1 + 网架 3” 场景下 GFM 故障的多机组网波形

值得注意的是，无论是 $F_{3\text{Phase_GFM}}$ 发生的图4-10(a)或 $F_{3\text{Phase_GFL}}$ 发生的图4-11(a)， P_{GFL} 功率仅为 $0.4 \times 10^4 \text{ W}$ ，而设定功率 $P_{\text{GFL_set}}$ 为 $1 \times 10^4 \text{ W}$ ，说明在 $\text{SCR}=1.45$ 的“弱电网”情况下，GFL 变流器无法达到所设置的输出功率。就目前的三种网架而言，该现象仅出现在“GFL + 弱电网”中。即使“GFM + 强电网”在前面分析中展现了一定程度的不适应性，但仅表现为功率的波动而并没有出现输出功率 P_{GFM} 无法达到 $P_{\text{GFM_set}}$ 的情况。由此可知 GFM 变流器在不同电网强度下所表现的功率外特性相对可接受，而 GFL 所出现的输出功率不及预期值的一半，属于严重的变流器内置问题，与施加的故障类型无关。除此以外，从图中可以发现 P_g 的整体趋势较为平稳（尽管 P_g 暂未达到系统设定的 $2 \times 10^4 \text{ W}$ ）。究其原因，主要是 GFM 变流器的功率支撑作用：当弱电网系统发生故障时，借助并网点功率耦合和变流器实时调控，实现了系统总功率的平稳。

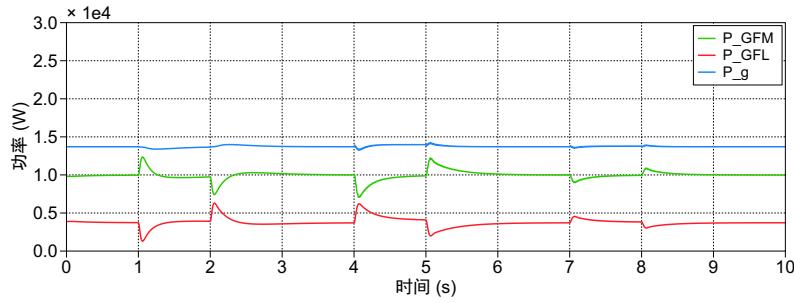
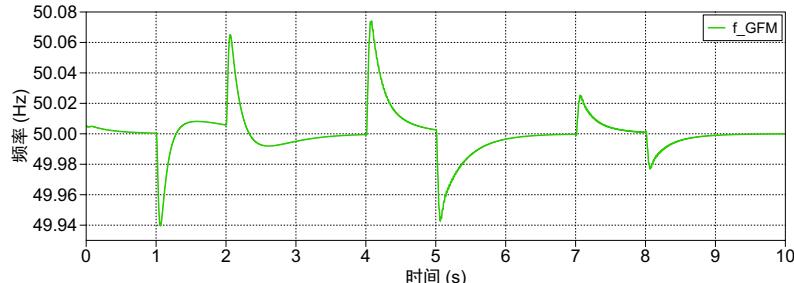
(a) GFL 故障情况下的功率 P (b) GFL 故障情况下的频率 f

图 4-11 “场站 1 + 网架 3” 场景下 GFL 故障的多机组网波形

而且，从图4-10(b)和图4-11(b)中可以发现，发生 $F_{3\text{Phase}}$ 时，频率的波动范围为 49.94-50.08 Hz。相较于图4-8中 0.3 Hz 的频率极差，此时的频率极差为 0.14 Hz，减少了 46.7%。单就频率波动而言，“网架 3”场景整体上具有较好的频率稳定性。进一步地，在图4-6(b)中第 1 秒发生 $F_{\text{DC_GFM}}$ 引发的频率波动大于图4-7(b)的 $F_{\text{DC_GFL}}$ 波动，而对比图4-10中相应的 $F_{\text{DC_GFM/GFL}}$ 可知情况相反。而且对比图4-7(b)中的第 1 秒 $F_{\text{DC_GFL}}$ 与第 4 秒 $F_{3\text{Phase_GFL}}$ ，可以发现频率的波动范围大致相等。结合前述其他场景的频率变化波形可知，通常来说发电侧故障 F_{DC} 对于系统的冲击影响是最小的，且远小于电网侧线路三相故障。因此，GFL 变流器在弱电网情况下的不适应性不仅表现在功率无法达到设定值，也表现在面

对故障的失稳外特性更为剧烈，不利于系统的运行。

鉴于上述 GFL 功率限制，将 P_{GFL_set} 的电流预期值调为 44 A，可得图4-12。从图4-12(a)中可知，GFL 的输出电流 I_{GFL} 在故障发生前 (0 ~ 1 秒) 电流能够达到 44 A，但伴随着较大的振荡 (约 2 A)。当直流侧故障 F_{DC_GFL} 发生时，电流波动范围在 32-58 A 左右。在故障切除 (第 2 秒) 后，经过近 2 秒时间才恢复到故障发生前的 44 A，但仍伴随较大的周期性电流振荡。从图4-12(b)中可知，频率在经历故障时的波动范围为 50 ± 0.3 Hz。根据国标 GB/T 15945-2008 规定，电力系统正常运行条件下频率偏差限值为 ± 0.2 Hz。由此印证了上述结论，即 GFL 变流器对于弱电网所表现出的不适配性。

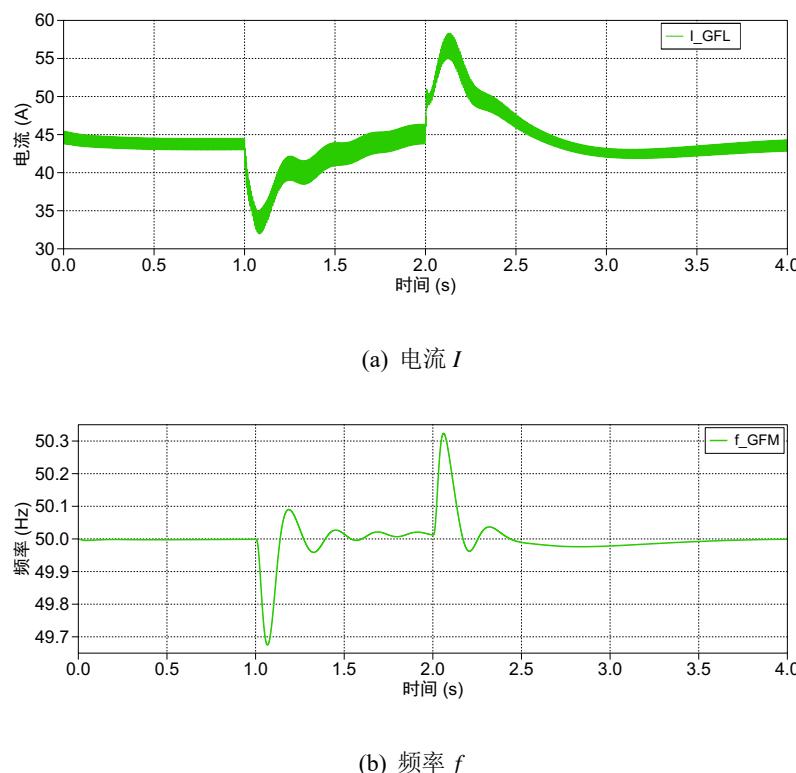
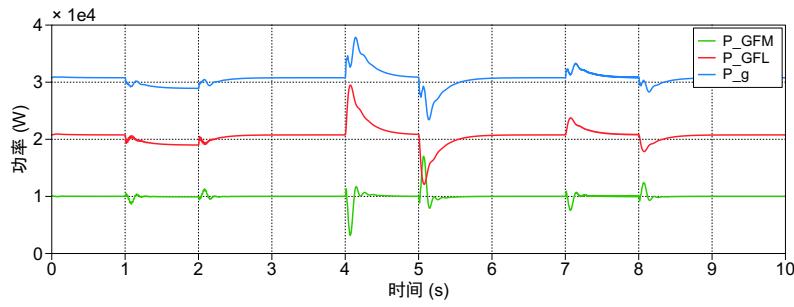


图 4-12 “场站 1 + 网架 3” 场景下调整 GFL 电流所得的波形

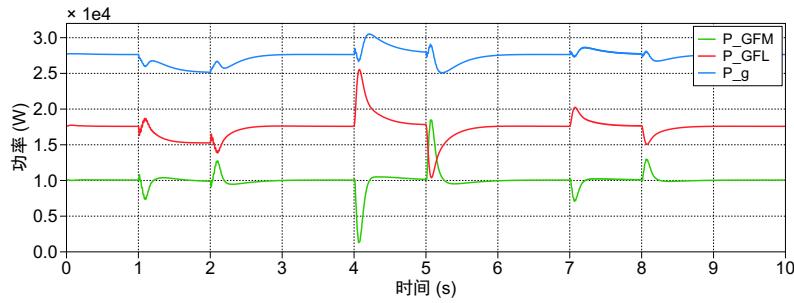
4.1.3 “场站 2 + 不同网架” 场景下的多机组网仿真

在“场站 2 + 不同网架”场景下进行并网：将开关 K_{GFM2} 、 K_{GFL1} 和 K_{GFL2} 闭合，使变流器数量上 $GFM:GFL=1:2$ ，此时 $P_{GFM_set} = P_{GFL1_set} = P_{GFL2_set} = 10,000$ W。并根据表4.1和表4.2调整 R_g 、 L_g 等参数，可得如图4-13所示波形。

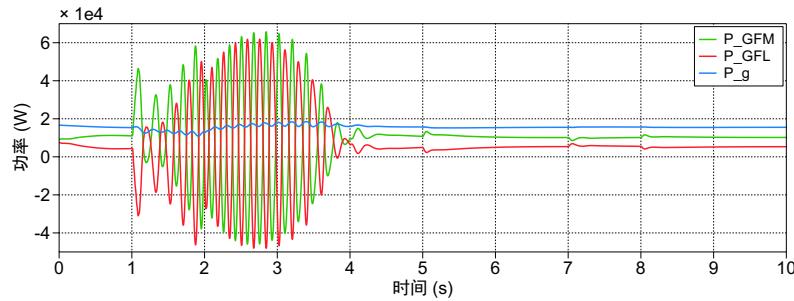
鉴于频率波形与“场站 1 + 不同网架”场景类似，在此着重分析功率波形。从功率波动范围来说，面对直流侧故障 F_{DC} ，图4-13(a) 的波动小于图4-13(b) 也小于图4-13(c)。可知，随着 SCR 的降低，直流侧故障给变流器输出功率的影响不断增大。而对于交流侧故障 F_{3Phase} 或 F_{PhaseA} 来说，随着 SCR 的降低，交流侧故障给变流器输出功率功率的影响不断减少。



(a) “网架 1” 中 GFL 故障情况



(b) “网架 2” 中 GFL 故障情况



(c) “网架 3” 中 GFL 故障情况

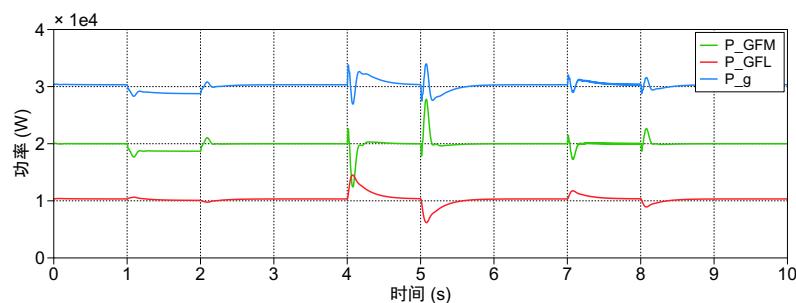
图 4-13 “场站 2 + 不同网架” 场景下的多机组网的功率 P 波形

纵向对比“场站 1”与“场站 2”不同变流器占比情况，见图4-7(a)与图4-13(a)，可知：尽管对比来说 GFL 变流器对强电网的匹配度更高，但提高 GFL 变流器的占比和功率（此时 $P_{GFL} = P_{GFL1} + P_{GFL2}$ ）使功率波动幅度增大较多，由此导致的系统总功率 P_g 变化幅度也相应增大，不利于系统的稳定性。在“网架 1”的强电网场景下尚且如此，随着 SCR 的逐渐变弱，图4-13(b)展现了功率的更大幅度变化且此时 P_{GFL} 仅能维持在 1.8×10^4 W，在现实中过大的功率振荡会给系统内各种电气设备带来不同程度的损毁。尤其是图4-13(c)中 1~4 秒，变流器发电侧发生了 $-5 \sim 7 \times 10^4$ W 的大范围波动。由于变流器多机之间的耦合关系，从叠加效果来看， P_g 相对平稳，对于电力系统的冲击相对较小。

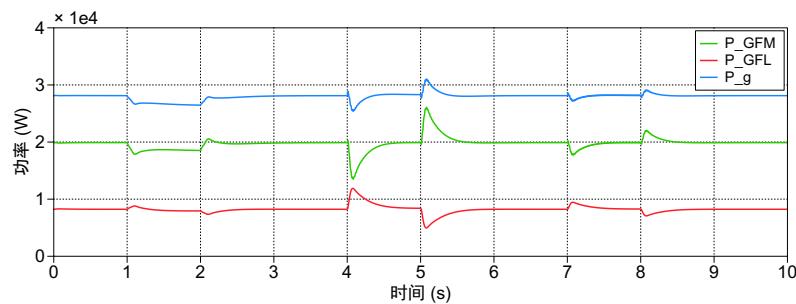
4.1.4 “场站 3 + 不同网架” 场景下的多机组网仿真

类似地，在“场站 3 + 不同网架”场景下进行并网：将开关 K_{GFM1} 、 K_{GFM2} 和 K_{GFL1} 闭合，使变流器数量上 GFM:GFL=2:1，并调整电网强度参数，可得如图4-14所示波形。

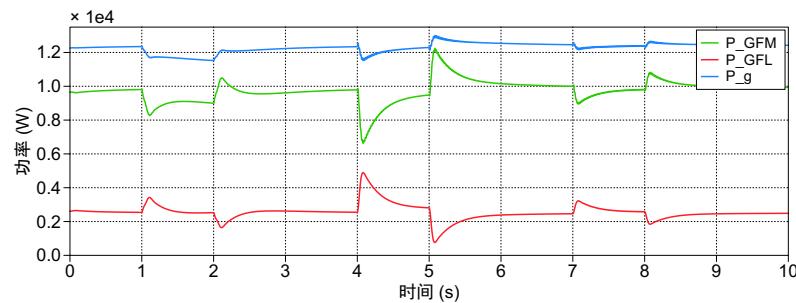
由上图可知，由于系统中 GFM 占比的提高，系统展现出了良好的暂态稳定性：相较于“场站 1”中 1:1 的情况和“场站 2”中 1:2 的情况，系统的功率变化幅度在“场站 3”GFM 比重较大的场景中变化较小。在图4-14(a)中的 1~2 秒内，可以发现 P_{GFM} 经过 0.15 秒左右达到了新的稳定运行点，此时的 GFM 输出功率为 1.9×10^4 W，说明在强电网中 GFM 类型变流器设定功率达到较大值时，才会出现图4-11(a)中的 GFL 无法达到设定功率的现象。而且 GFL 在图4-14(c)中展现了更差的功率输出性能： P_{GFL} 仅能维持在 0.22×10^4 W 的水平且波动幅度 2 倍于稳态水平。



(a) “网架 1” 中 GFM 故障情况



(b) “网架 2” 中 GFM 故障情况



(c) “网架 3” 中 GFM 故障情况

图 4-14 “场站 3 + 不同网架” 场景下的多机组网的功率 P 波形

4.2 不同新能源渗透率的 SG + IBR 多机组网暂态稳定性

上一节4.1主要介绍了基于100%新能源变流器的多机组网暂态稳定性，而无论是我国或世界其他国家的能源体系完全转型为100%新能源发电仍有较长的路要走。事实上，实现“碳中和”并非从发电侧完全实现零碳排放，而是在能源“生产-传输-消费-吸收”全周期内实现碳排放量小于等于吸收量（或固碳量），最终实现周期内的碳排放当量为零。而且，100%新能源发电在稳定性、可靠性、安全性等方面存在较多不可控因素，仅可在部分园区级示范项目试点，暂时无法推行到整个电力系统层级。因此，本节4.2引入传统火电的同步发电机，研究不同新能源渗透率的SG+IBR多机组网暂态稳定性问题。

4.2.1 低渗透率的 SG + IBR 多机组网情况

2022年，全国发电装机容量为 $256,405 \times 10^4$ kW，其中风电为 $36,544 \times 10^4$ kW，太阳能发电为 $39,261 \times 10^4$ kW，风电和太阳能发电占总装机容量的29.5%。如图4-15所示，系统中有1台GFM变流器、1台GFL变流器和5台SG同步机，且各台发电机的设定功率均为10,000 W。闭合所有开关，可以模拟新能源发电占系统总容量的28.6%的情况。

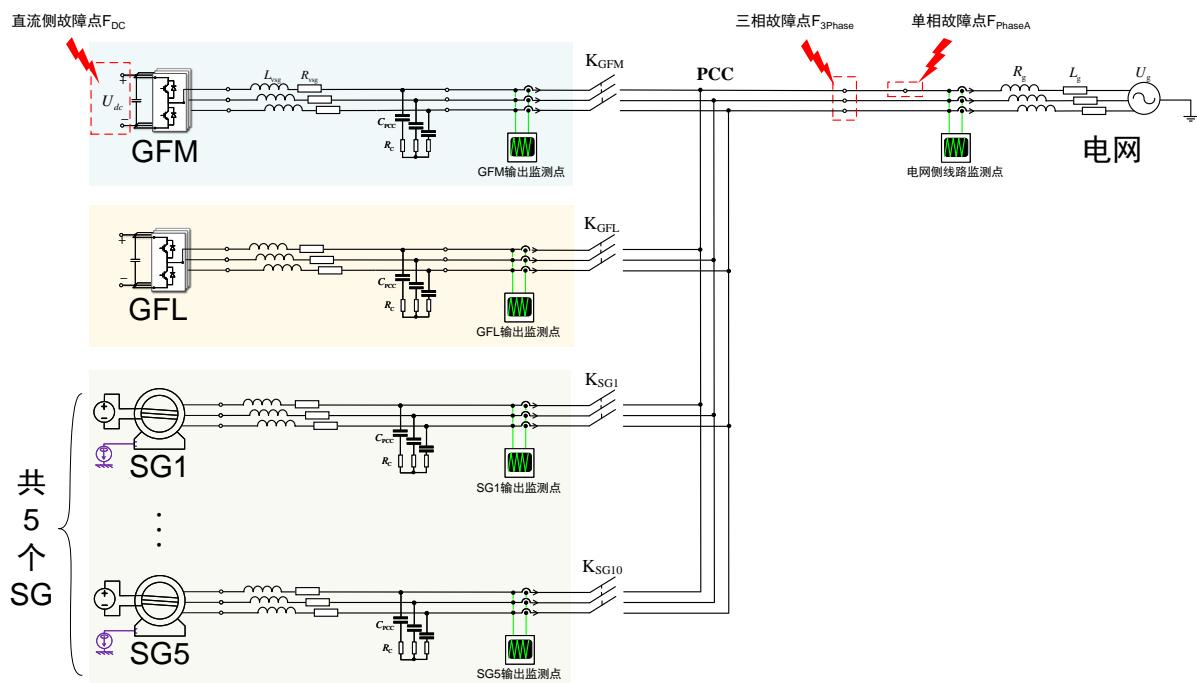


图 4-15 低渗透率的 SG + IBR 多机组网仿真模型

进一步地，秉承“从0到1”进而“从1到N”的思想，后续研究过程中可以将本文所采用的仿真方法拓展到数量更多的情况： $M = \{GFM_1, GFM_2, \dots, GFM_m, \dots, GFM_M\}$ ， $N = \{GFL_1, GFL_2, \dots, GFL_n, \dots, GFL_N\}$ 和 $R = \{SG_1, SG_2, \dots, SG_r, \dots, SG_R\}$ 。针对日益多样化的“发-输-变-配-用”电力系统场景， $M \times N \times R$ 的多机组网仿真平台便于精准设计

适用于目标网架的并网模式。

在 PLECS 中选用主磁通饱和的平滑气隙同步电机，所有参数和电气量参考定子侧。在仿真中，主要参数设置如表4.3所示。值得注意的是图4-15中每个 SG 左下角均设置一个紫色的控制信号，为可控的“转矩 T ”控制器，可以在两个凸极之间产生一个与转速无关的可变转矩，此处设为-30（正值表示电动机，负值表示发电机），使旋转电机的输出功率稳定在 1.0×10^4 W。

表 4.3 同步机的 PLECS 仿真主要参数设置

物理量	数值
定子电阻 R_s (Ω)	3×10^{-3}
定子漏感 L_{ls} (H)	3×10^{-4}
不饱和磁感 L_{m0} (H)	3×10^{-3}
饱和磁感 L_{msat} (H)	0.6×10^{-3}
阻尼电阻 $[R_{kd'}, R_{kq1'}, R_{kq2'}]$ (Ω)	$[7 \times 10^{-2}, 3 \times 10^{-2}, 8 \times 10^{-3}]$
阻尼漏感 $[L_{lkd'}, L_{lkq1'}, L_{lkq2'}]$ (H)	$[1 \times 10^{-3}, 7 \times 10^{-4}, 2 \times 10^{-3}]$
匝数比 N_s/N_f	1
惯性 J	1
摩擦系数 F	0
初始转子转速 ω_{m0}	100π

如前文所述，将三种故障施加在 GFM 变流器上，将电网侧的 SCR 设为 1.45（属于弱电网情况），可得图4-16。结合上一节4.1的分析可知，由于并网点功率耦合关系， P_{GFM} 在第 1 秒出现的故障，引发了 P_{SG} 的反向功率波动，最终使 P_g 与故障前无过多变化。更有趣的是 GFL 在 1 ~ 2 秒的输出功率 P_{GFL} 基本上处于水平状态，在 100% 新能源接入时，GFL 总表现出与 GFM 的强耦合性，而且在 SCR=1.45 的情况下，GFL 常出现功率无法达到预期值的情况。而由于 5 台 SGs 的接入，一定程度上增强了系统的 SCR，使 GFL 能够平稳运行且 SG 因其可控性高的特点优先对 GFM 的波动作出响应，符合现实生产要求。

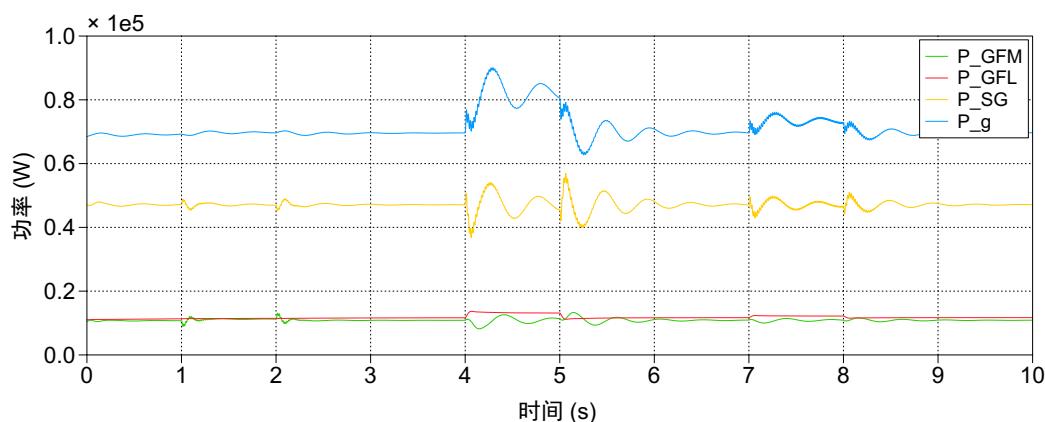


图 4-16 低渗透率 (28.6%) 的 SG + IBR 多机组网仿真波形

当第 4 秒出现 F_{3Phase} 及第 6 秒出现 F_{PhaseA} 时， P_g 的波动主要来源于 P_{SG} 。而分析变

流器输出波形可以发现： P_{GFM} 的变化幅度小于纯变流器组网情况，且 P_{GFL} 在第 4.1 秒后经历小幅度功率抬升，在新的运行点平稳运行，验证了 GFM 和 GFL 在该场景下的较好运行性能。

为进一步研究低渗透率的多机组网情况，将 SG 的数量提升为 10 台进行仿真，此时新能源发电占系统总容量为 16.7%，波形如图4-17。

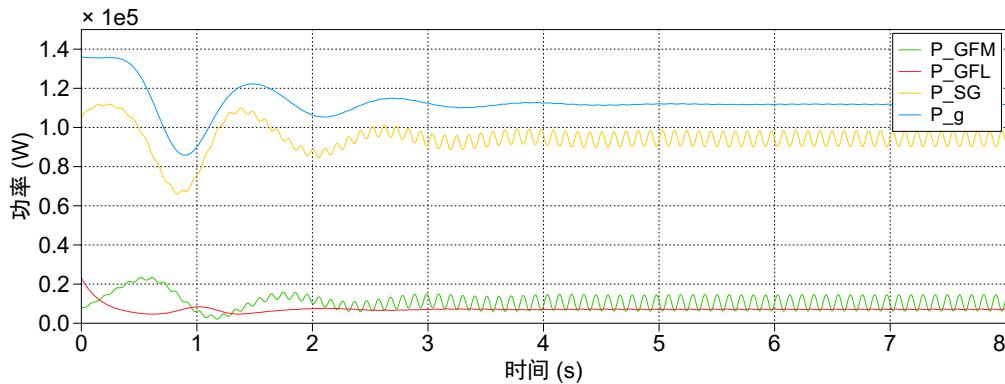


图 4-17 低渗透率（16.7%）的 SG + IBR 多机组网仿真波形

此处实验主要对比不同渗透率的发电特性，因此不引入故障。由于系统中的 SG 数量和功率的增加，电网强度也随之提升，这时 GFM 变流器出现了 P_{GFM} 功率振荡，GFL 变流器的功率 P_{GFL} 仅能维持在 0.07×10^5 W，受功率耦合影响的 P_{SG} 在 $0.9 \sim 0.98 \times 10^5$ W 范围内波动。叠加所得的 P_g 基本维持在 $1.12 \pm 0.002 \times 10^5$ W，基本可以认为系统功率稳定。

鉴于本小节的对比仿真，可知当新能源机组渗透率处于过低水平时，此时电网阻抗相对来说有一定程度的增强，系统处于 SCR 较强状态，由此导致 GFM 变流器和 SGs 功率振荡、GFL 无法达到预期功率等问题。当渗透率相对提升至 30% 左右时，系统内各发电机运行状态良好且具有较好的暂态稳定性。

4.2.2 高渗透率的 SG + IBR 多机组网情况

随着新能源的广泛接入，IBR 渗透率不断提高。因此在本小节中，分析对比高渗透率情况下的多机组网暂态特性。在图4-18中，设 GFM:GFL:SG=1 : 1 : 1，各台发电机的功率均为 1×10^4 W，其余各参数与前文保持一致。

闭合所有开关，模拟新能源发电占系统总容量的 66.7% 的情况，可得图4-19。在不同网架的功率波形图中，可以发现针对直流侧故障 F_{DC} 在本文所考虑的三种故障类型中对于系统的影响最小，且电力系统在4-19(b)中的稳定性最好。经历 F_{3Phase} ，系统均能在不同网架情况下实现 0.4 秒左右达到新的稳定运行点，其中以“网架 2”的功率波动最为平缓且故障恢复速度最快，这一结论也适用于 F_{PhaseA} 单相故障情况。

除此以外，可以发现在高渗透率情况下，各发电机运行功率均能达到设定值。即使

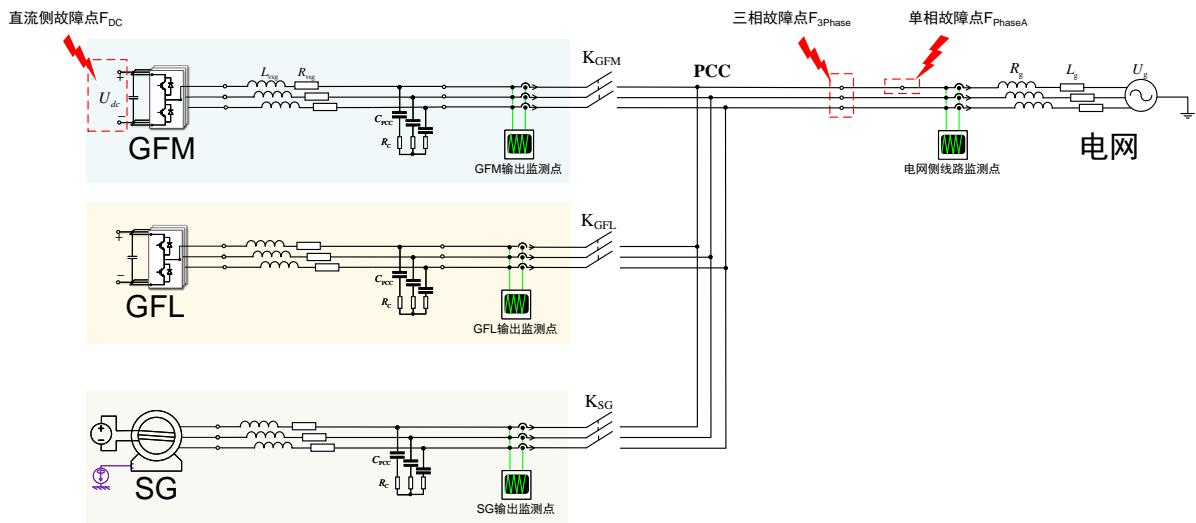
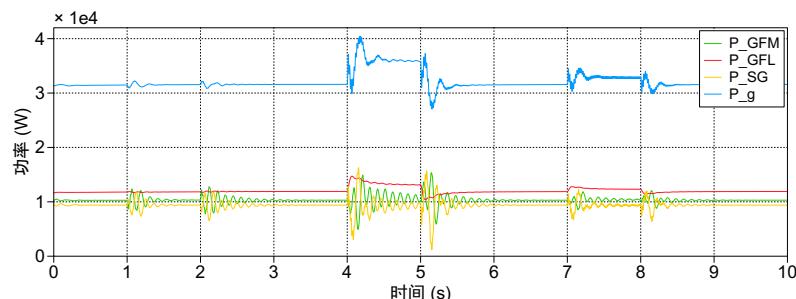


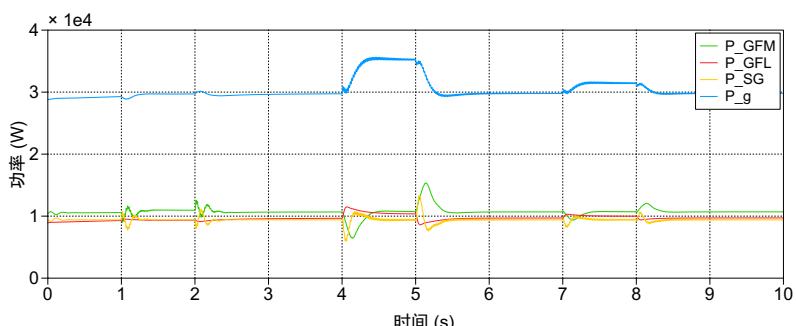
图 4-18 高渗透率的 SG + IBR 多机组网仿真模型

在弱电网“网架 3”中，GFL 变流器也能稳定在 P_{GFL_set} 。反观极强电网“网架 1”中 GFM 虽然经历多类型故障会发生一定程度的功率振荡，但分析其包络线可以发现振荡的幅值逐渐缩小。尤其是4-19(a)的第 4 秒线路出现 50 V 的三相电压跌落， P_{GFM} 从 4 ~ 5 秒一直处于振荡状态，第 5 秒振荡幅度约为 0.15×10^4 W；当第 5 秒故障撤离后，GFM 的振荡幅度和恢复时长相对来说均少于故障刚出现的情况。

综上，本节所验证的不同渗透率下 SG + IBR 多机组网情况，通过合理设置传统同步发电机和不同类型的新能源变流器，可以实现电力系统暂态稳定性的有效提升。



(a) “网架 1”中 GFM 故障情况



(b) “网架 2”中 GFM 故障情况

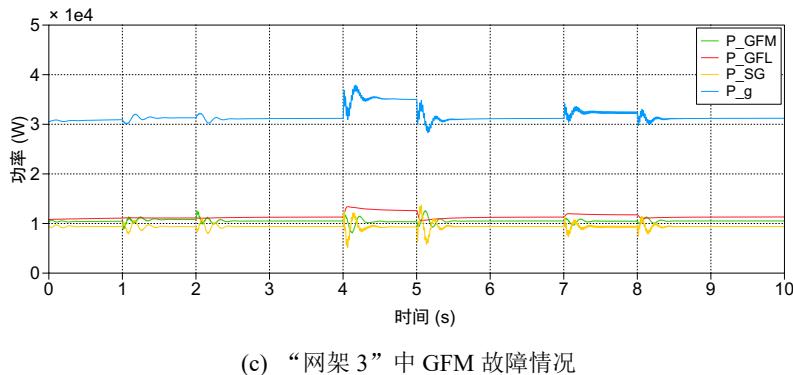


图 4-19 高渗透率（66.7%）的 SG + IBR 多机组网仿真波形

4.3 基于 RT BOX 的暂态稳定性半实物仿真验证

4.3.1 单机并网系统硬件在环仿真

为了进一步验证本文所提出的单机并网系统稳定性，如图4-20所示，通过“代码生成”进行硬件在环（hardware in the loop, HIL）实验，以验证上述结论。图4-21为单机并网系统仿真的实际平台。



图 4-20 PLECS 结合 RT-BOX、微控制器实现硬件在环仿真



图 4-21 Plexim® RT Box 与 TI® TMS320F28379D 半实物仿真实验平台

具体来说，本文基于3.3节所搭建的单机并网 PLECS 仿真模型，利用实时仿真设备 Plexim® RT Box 与 TI® TMS320F28379D 半实物仿真实验平台，模拟变流器和电网的真实运行状态。

图4-22显示了变流器单机并网的传输功率状态：GFM 单机并网系统在强电网状态下的电压 U_{GFM} 存在大量谐波，而 GFL 单机并网系统与弱电网相连的电流 I_{GFL} 相对来说三星对称性较好。模拟的谐波等波形特征与 PLECS 相似，进一步验证了其输电能力可以在实际电网中实现，且本文理论与仿真的结论与实际情况相符。

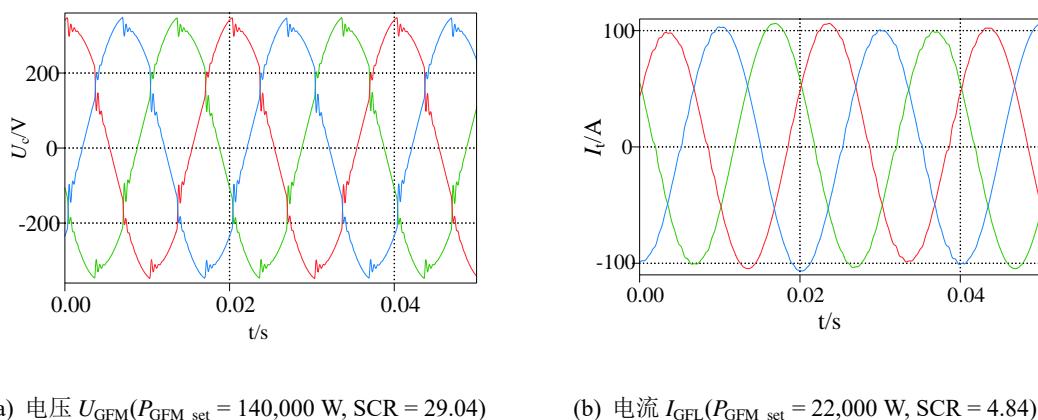


图 4-22 利用 RT BOX 1 进行并网变流器单机并网系统仿真

利用真实示波器进行验证，如图4-23所示，与仿真波形图4-22一一对应，验证了系统的稳定性。

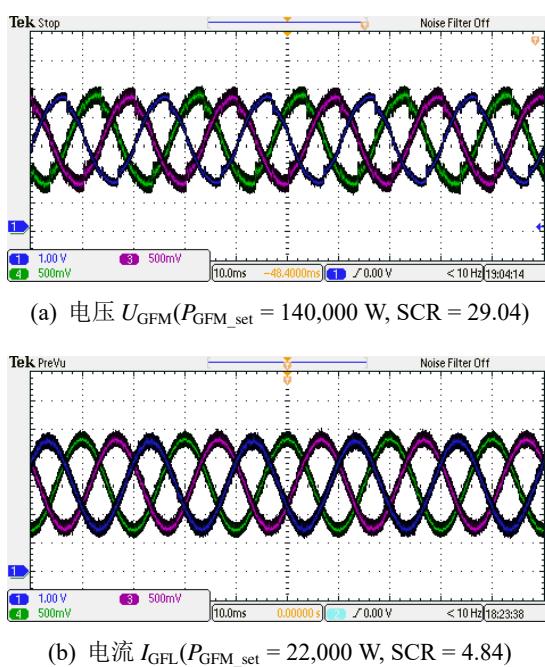


图 4-23 并网变流器单机并网系统半实物实验示波器结果

4.3.2 多机组网系统半实物仿真

如图4-24，背靠背连接两台 RT Box 1 和一台 RT Box 3 进行多机组网系统的测试。其中一台 Box 1 进行运行控制，另一台 Box 1 和一台 Box 3 模拟功率回路。由于 Box 3 数字/模拟接口是 Box 1 的二倍，其内置设备相当于 2 台 Box 1，可以模拟两台发电机的运行特性。因此，利用图中所示的多机组网实验平台可以模拟 GFM/GFL/SG，针对4.1节中 GFM:GFL 分别为 1:1, 1:2, 2:1 以及4.2节中不同新能源渗透率（28.6%, 16.7%, 66.7%）等情况进行实验。



图 4-24 多台 RT Box 背靠背对拖模拟多机组网

从4.1节中可以发现，新能源变流器多机组网场景中， $GFM:GFL=2:1$ 且电网强度为 4.84 时的系统暂态稳定性最好。因此选取该场景配置进行 HIL 实验，并利用 PLECS 自带的虚拟示波器进行波形采集，如图4-25。可知在经历暂态故障过程中，电压 U_{GFM} 和电流 I_{GFL} 稳定性较好，半实物实验达到预期效果。

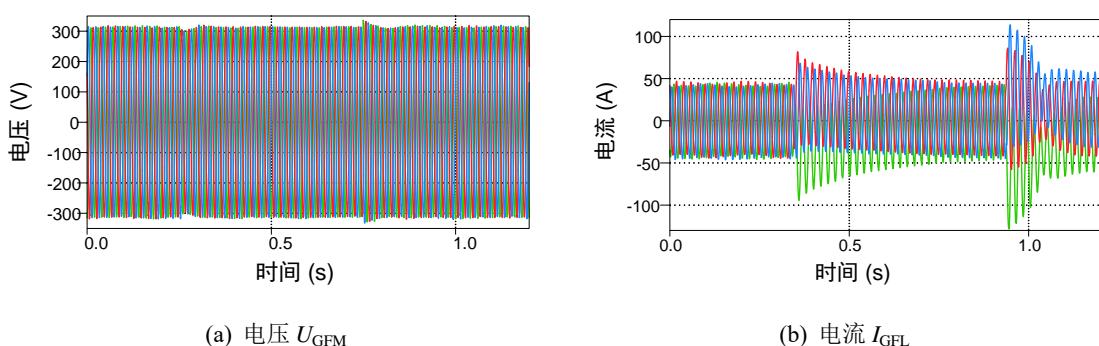


图 4-25 利用 RT BOXs 进行 100% 变流器多机并网系统仿真

从4.2节中可知，在 SG + IBR 多机组网场景中，高渗透率（66.7%）在电网强度为

4.84 s 时的暂态稳定性最好。为进一步检验该多机组网系统的稳定性，将三相电压故障设为 -100 V。利用真实的示波器采集故障发生前后的波形，如图4-26所示。

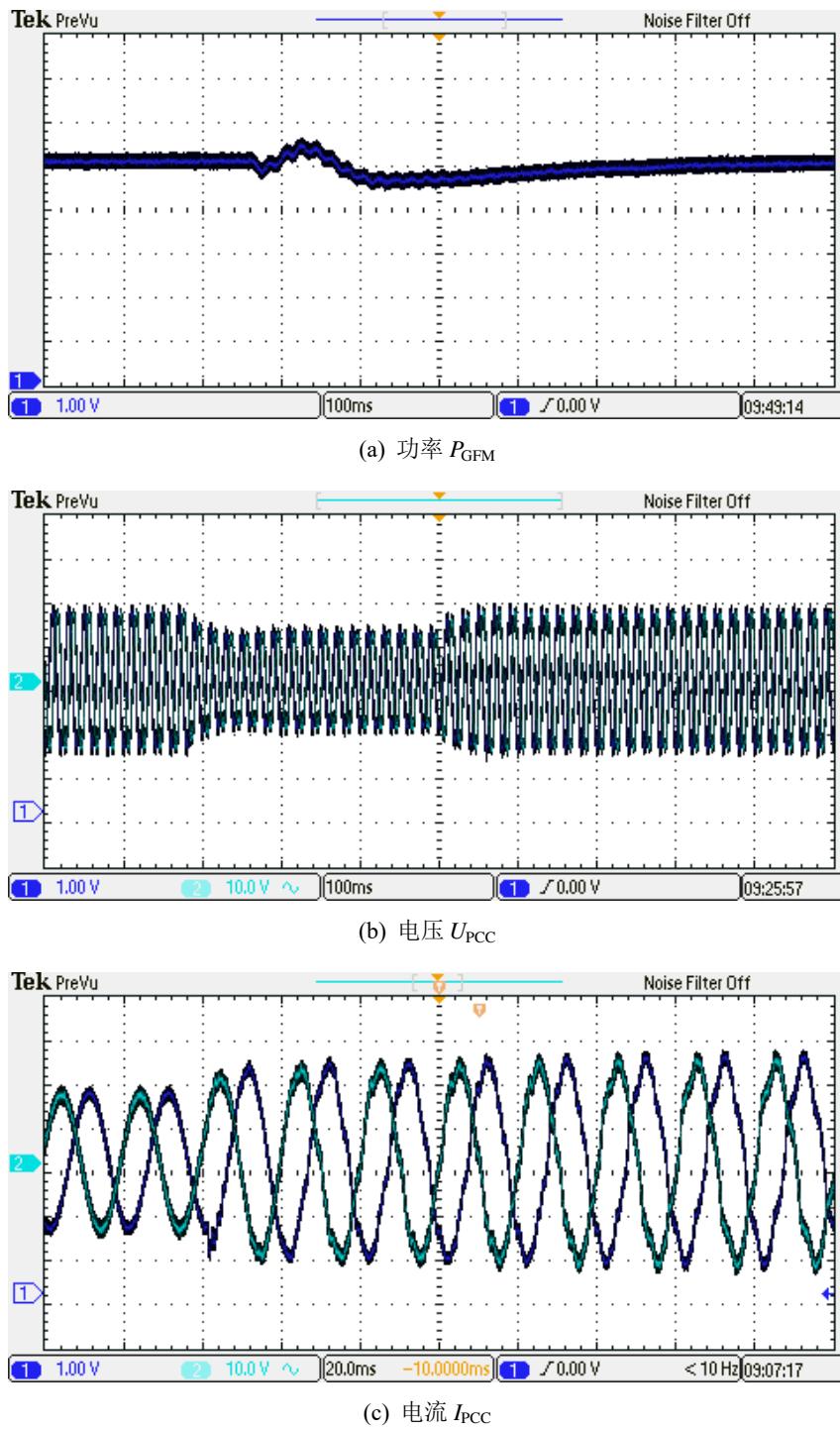


图 4-26 高渗透率多机并网系统半实物实验示波器结果

对照可以发现图4-26(a)中 GFM 功率 P_{GFM} 的变化趋势与图4-19(b)第 4 秒的三相故障趋势基本一致，验证了高渗透率下的多机组网系统的功率暂态稳定性。尽管多机系统发生 30% 的电压跌落故障，但图4-26(b)和图4-26(c)能够快速响应，通过所提出的镇定控

制方法实现故障恢复。

考虑到篇幅限制和波形之间的相似性，本节仅选取典型场景进行半实物仿真实验，其他不同场景以此类推。

4.4 本章小结

本章主要研究 100% 新能源变流器多机组网和不同渗透率的 SG + IBR 多机组网的暂态稳定性，并且通过 RT Box 半实物仿真实验验证本文所述的单机并网及多机组网。本章的相关研究内容与结论总结如下：

1. 考虑到不同类型变流器的传输特性差异，研究 100% 新能源变流器多机组网的多样化场景，即 GFM 与 GFL 不同配比的组网系统暂态稳定性。研究表明，GFM 在多机组网中表现出较好的 SCR 适配性，即不同网架中面对故障能够波动幅度较小且恢复稳定较快；而 GFL 会在 SCR 相对较低时发生较多问题，如输出功率无法达到设定值、频率波动超出稳定范围等。
2. 鉴于传统火电机组仍占主导地位，进一步研究不同渗透率下并网变流器与同步发电机的多机组网情况，即 GFM、GFL、SG 不同配比的组网系统暂态稳定性。研究表明，当新能源渗透率提升时，通过合理配置系统内的变流器和同步机比例，系统整体对于暂态故障的稳定性也会有所提升。由于并网点功率耦合现象的存在，变流器和同步机之间互相支撑以维持系统稳定。
3. 最后，通过 RT Box 半实物仿真实验，验证本文所提出的基于虚拟同步机的并网变流器暂态镇定方法的有效性，在单机并网及多机组网系统的暂态稳定性提升方面具有较好的效果，能够实现系统的功率、电压、电流等主要参量的平稳运行。

第五章 总结与展望

5.1 本文工作总结

在实现“双碳”目标的背景下，电力系统的新能源渗透率不断提升，由此带来的稳定性机理也随之呈现新形势，现有的小信号稳定性分析方法无法满足非线性系统分析要求，本文针对当前研究热点的构网型变流器展开单机并网暂态机理分析与多机组网稳定性研究。论文研究内容及相关结论总结如下：

1. 从拓扑结构、等效电路、相角矢量、控制框图等角度，研究了构网型与跟网型变流器的区别；然后引入短路容量比来衡量电力系统强度，研究不同电网强度下的变流器传输外特性；最后，考虑到小信号模型针对日益增多的非线性问题的不适用性，对并网变流器大扰动后的稳定性进行探讨，通过仿真刻画暂态失稳的表现特性。

研究表明，在单位功率因数下，GFM 和 GFL 变流器的稳定功率传输极限与线路阻抗之间存在定量关系，即阻抗 Z_g 越大， P_{\max} 越小，两者大致呈反比关系。除此以外，随着电网强度的降低，其稳定传输功率范围均减小；但相比较而言，在功率传输范围内，GFM 变流器更适合于弱电网，而 GFL 变流器更适合强电网。

2. 借助等面积法，定性分析了并网变流器暂态稳定性，同时总结定性分析方法的忽略和限制；进而利用 Lyapunov 方法进行暂态稳定性的定量分析，借助设置合适的 Lyapunov 函数，将问题转化为便于求解的凸函数；最后，提出的基于虚拟同步机的暂态镇定方法，进行 GFM/GFL 变流器单机并网仿真验证所提出方法的有效性。研究表明，GFM 单机并网系统在经历不同类型的暂态故障时，其功率和电流相较于 GFL 变流器更为稳定。而且 GFM 对于直流侧故障、线路三相故障和线路单相故障的响应情况也区别于 GFL，侧面反映了两者之间的内在差别。进一步来说，GFM 对于不同电网强度的适配性、故障恢复速度明显优于 GFL 变流器。
3. 基于不同类型变流器的传输特性差异，研究了 100% 新能源变流器多机组网的多样化场景，即 GFM 与 GFL 不同配比的组网系统暂态稳定性。鉴于传统火电机组仍占主导地位，进一步研究不同渗透率下并网变流器与同步发电机的多机组网情况，即 GFM、GFL、SG 不同配比的组网系统暂态稳定性。最后，利用 PLECS 平台，结合 RT Box 与微控制器进行并网变流器暂态稳定性仿真，验证所提出的镇定控制方法在暂态稳定性改善等方面的有效性。

研究表明，GFM 在多机组网中表现出较好的 SCR 适配性，即不同网架中面对故障能够波动幅度较小且恢复稳定较快；而 GFL 会在 SCR 相对较低时发生较多问题，如输出功率无法达到设定值、频率波动超出稳定范围等。当新能源渗透率提升时，

通过合理配置系统内的变流器和同步机比例，系统整体对于暂态故障的稳定性也会有所提升。由于并网点功率耦合现象的存在，变流器和同步机之间互相支撑以维持系统稳定。总体来说，在本文所研究的 100% 新能源变流器多机组网场景中，GFM:GFL=2:1 且电网强度为 4.84 时的系统暂态稳定性最好；在 SG + IBR 多机组网场景中，高渗透率（66.7%）在电网强度为 4.84 时的暂态稳定性能最好。

5.2 未来研究展望

本文针对并网变流器的暂态稳定性问题，分别从单机并网和多机组网角度入手，提出基于虚拟同步机的暂态镇定方法进行稳定性研究。论文相关研究成果为国家重点研发计划“储能与智能电网技术”重点专项《光伏/风电场站暂态频率电压主动快速支撑技术》提供了一定的理论支撑，为未来高渗透率的新型电力系统稳定性控制和运行奠定了一定的研究基础。鉴于作者理论水平的限制，仍存在如下问题有待进一步研究：

1. 本文采用适用范围较广的短路比概念进行电网强度的刻画，而当前电力系统不断出现新的耦合问题，单一的短路比指标似乎无法完整描述电网的强度。虽然部分研究团队对短路比进行了一定程度的深化，但尚未获得业界的共识。未来电网强度能否参照稳定性、可靠性、韧性、弹性等电力系统特性，建立“电网强度”指标体系亟待进一步探索；
2. 本文利用 Lyapunov 方法进行暂态稳定的定量分析，为简化计算和模型复杂度，仅考虑了单一的稳定性。而显示情况是功角稳定性、频率稳定性、电压稳定性等多重目标交织，在此背景下寻找一个合适的 Lyapunov 函数较为困难，有待深入研究；
3. 本文研究了 100% 变流器多机组网场景，以及不同渗透率下多机组网情况。鉴于到仿真和半实物实验的局限性，仅考虑了单一并网点。而现实情况是，电力系统空间跨度较广，存在多个并网点且并网点之间也存在相互影响耦合关系，如何量化研究多并网点的情况并进行仿真验证是未来潜在的关键。

致 谢

多年后再次翻开这本论文，我将会回到那段梧桐树影斑驳间“百廿东大，百年电气”的翠绿色时光。

首先，最崇高的敬意致以我的导师尤鋆老师和王建华老师。尤老师友善谦和，耐心细致，积极响应学生的请求，关心爱护学生的成长，耐心回答学生的疑惑，尤老师的照拂使我硕士阶段较为顺利，特别感谢尤老师这些年的指导和照顾！王老师治学严谨，待人随和，幽默风趣，精准把握科研前沿，具有较高的学术水平。对待学生总是悉心培养，因材施教，并且通过周报经常了解学生的近况适时调整。无论何时何地，王老师总把学生放在第一位，急学生之所急，解学生之所困，及时应答学生的求助，积极分享最新的研究成果。在确保科研进展可控的基础上，王老师总是最大限度地给予学生自由，提供诸多参加国际会议机遇和优越的科研平台，学生合理的诉求和新产生的 idea 会被老师认真对待。自保研后便积极参与到科研项目中，能够有幸接受导师的指导下攻读硕士学位，对我来说是在东南大学最美好的回忆。

非常感谢我的校外导师——詹昕高级工程师。詹老师儒雅且具有亲和力，重视学生的培养，积极与学生探讨职业规划等问题。校外实践聚焦实际问题，与一线员工现场交流磋商，反复推敲方案细节，进一步加深了我对电力实际问题的认识。

同时感谢实验室的诸位同门：无论是已经投身电力事业的师兄，还是继续奋斗在科研一线的博士师兄，抑或是朝夕相处的同门、师妹、师弟们。因为你们，读研生活变得丰富多彩。

尤为重要的是，向我的父母致以最诚挚的感恩，并且感谢各位亲友。家人与亲人们的爱永远是我扎根的沃土、动力的源泉和回归的港湾。

除此以外，感谢东南大学学位论文 L^AT_EX 模板 SEUTHESIS (2007 - 2012) 和 SEUTHESIX (2016) 的开发者与维护者。鉴于东南大学学位论文格式的调整，本人更新了 SEUTHESIS (2023)，链接：<https://github.com/seuthesis/>，以飨同道。

最后，感谢答辩委员会的各位专家提出的宝贵意见使本文更加完善。

纸短情长，不尽依依。点滴在心，未尝忘怀。

尹俊杰
2023 年 5 月
于南京 · 四牌楼

参考文献

- [1] 中共中央, 国务院. 中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见 [EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm. 2021.
- [2] 科技部, 国家发展改革委, 工业和信息化部, 等. 科技支撑碳达峰碳中和实施方案(2022—2030年) [EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-08/18/content_5705865.htm. 2022.
- [3] Mallapaty S. How China could be carbon neutral by mid-century[J]. Nature, 2020, 586(7830):482–483.
- [4] Hatziargyriou N, Milanović J, Rahmann C, et al. Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies: PES-TR77[R]. Piscataway: IEEE Power & Energy Society, 2020.
- [5] Tamrakar U, Shrestha D, Maharjan M, et al. Virtual inertia: Current trends and future directions[J]. Applied Sciences, 2017, 7(7):654–683.
- [6] Buchhagen C, Rauscher C, Menze A, et al. Borwin1 - first experiences with harmonic interactions in converter dominated grids[C]. In: International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age. Bonn, Germany: VDE, 2015. 101–107.
- [7] 詹长江, 吴恒, 王雄飞, 等. 构网型变流器稳定性研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(06):2339–2359.
- [8] Pattabiraman D, Lasseter R. H, and Jahns T. M. Comparison of grid following and grid forming control for a high inverter penetration power system[C]. In: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Portland, OR: IEEE, 2018. 51–55.
- [9] Henninger S and Jaeger J. Advanced classification of converter control concepts for integration in electrical power systems[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 123:106210.
- [10] Joan Rocabert , Alvaro Luna , Frede Blaabjerg , et al. Control of power converters in AC microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012, 27(11):4734–4749.
- [11] 李明. 高渗透率新能源发电并网逆变器阻抗自适应双模式控制研究 [D]: [博士学位论文]. 合肥: 合肥工业大学, 2020.
- [12] 屈子森. 高比例新能源电力系统电压源型变流器同步稳定性分析与控制技术 [D]: [博士学位论文]. 杭州: 浙江大学, 2021.
- [13] Sun P, Xu H, Yao J, et al. Dynamic interaction analysis and damping control strategy of hybrid system with grid-forming and grid-following control modes[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2023. Early Access.
- [14] Zhou S, Zou X, Zhu D, et al. An improved design of current controller for LCL-type grid-connected converter to reduce negative effect of PLL in weak grid[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2018, 6(2):648–663.
- [15] 张学广, 付志超, 陈文佳, 等. 弱电网下考虑锁相环影响的并网逆变器改进控制方法 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(07):139–145.
- [16] 杨苓, 陈燕东, 周乐明, 等. 弱电网下锁相环对三相 LCL 型并网逆变器小扰动建模影响及稳定

- 性分析 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(13):3792–3804+4020.
- [17] Silwal S, Taghizadeh S, Karimi-Ghartemani M, et al. An enhanced control system for single-phase inverters interfaced with weak and distorted grids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(12):12538–12551.
- [18] 华为. 光伏电站弱电网支撑技术白皮书 [EB/OL]. <https://max.book118.com/html/2020/0817/5131243344002331.shtml>. 2020.
- [19] Amin M and Molinas M. Small-signal stability assessment of power electronics based power systems: A discussion of impedance- and eigenvalue-based methods[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2017, 53(5):5014–5030.
- [20] 张宇, 蔡旭, 张琛, 等. 并网变换器的暂态同步稳定性研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5):1687–1702.
- [21] Blaabjerg F. Control of power electronic converters and systems: volume 3[M]. Cambridge, MA: Academic Press, 2021. 169–197.
- [22] 李锡林, 唐英杰, 田震, 等. 基于改进等面积法则的并网逆变器同步稳定性分析 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18):208–215.
- [23] 易相形, 黄文, 沈超, 等. 锁相环同步型变流器并联系统暂态同步稳定分析 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(17):6338–6347.
- [24] Fu X, Huang M, Pan S, et al. Cascading synchronization instability in multi-VSC grid-connected system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(7):7572–7576.
- [25] Fu X, Sun J, Huang M, et al. Large-signal stability of grid-forming and grid-following controls in voltage source converter: A comparative study[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(7):7832–7840.
- [26] Hu Q, Fu L, Ma F, et al. Large signal synchronizing instability of PLL-based VSC connected to weak AC grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4):3220–3229.
- [27] Naderi M, Khayat Y, Shafiee Q, et al. Interconnected autonomous AC microgrids via back-to-back converters - part II: Stability analysis[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(11):11801–11812.
- [28] Zhao J, Huang M, Yan H, et al. Nonlinear and transient stability analysis of phase-locked loops in grid-connected converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(1):1018–1029.
- [29] Zhang C, Molinas M, Li Z, et al. Synchronizing stability analysis and region of attraction estimation of grid-feeding VSCs using sum-of-squares programming[J]. Frontiers in Energy Research, 2020, 8:56–68.
- [30] Pan D, Wang X, Liu F, et al. Transient stability of voltage-source converters with grid-forming control: A design-oriented study[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2):1019–1033.
- [31] Chen J, Liu M, O'Donnell T, et al. Impact of current transients on the synchronization stability assessment of grid-feeding converters[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5):4131–4134.
- [32] Zhao J, Huang M, and Zha X. Nonlinear analysis of PLL damping characteristics in weak-grid-tied inverters[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs, 2020, 67(11):2752–2756.
- [33] 詹长江, 吴恒, 王雄飞, 等. 构网型变流器稳定性研究综述 [J]. 2023, 43(6):2339–2359.

- [34] 唐英杰, 查晓明, 田震, 等. 弱电网条件下虚拟同步机与 SVG 并联系统的暂态稳定性分析 [J]. 2022, 46(10):4020–4034.
- [35] 黎晓, 刘崇茹, 辛蜀骏, 等. 暂态功角稳定与暂态电压稳定的耦合机理分析与耦合强度评估指标 [J]. 2021, 41(15):5091–5107.
- [36] Cui W, Jiang Y, and Zhang B. Reinforcement learning for optimal primary frequency control: A lyapunov approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(2):1676–1688.
- [37] Zhong Q.-C and Weiss G. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4):1259–1267.
- [38] Zhong Q.-C, Nguyen P.-L, Ma Z, et al. Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2):617–630.
- [39] Wu H, Ruan X, Yang D, et al. Small-signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2016, 63(7):4292–4303.
- [40] 张伟, 曹良, 崔健, 等. 基于模糊控制与扩张状态观测器的 VSG 电压治理策略 [J]. 供用电, 2018, 35(12):1–7+49.
- [41] 顾彬仕. 基于虚拟同步发电机的多功能储能变流器研究 [D]: [硕士学位论文]. 南京: 东南大学, 2017.
- [42] Zhang C, Cai X, Rygg A, et al. Modeling and analysis of grid-synchronizing stability of a type-IV wind turbine under grid faults[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 117:105544.
- [43] Gao F and Iravani M. R. A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23(2):850–859.
- [44] Cui W and Zhang B. Lyapunov-regularized reinforcement learning for power system transient stability[J]. IEEE Control Systems Letters, 2022, 6:974–979.
- [45] 张琛, 蔡旭, 李征. 全功率变换风电机组的暂态稳定性分析 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14):4018–4026+4280.
- [46] Ravanji M. H, Rathnayake D. B, Mansour M. Z, et al. Impact of voltage-loop feedforward terms on the stability of grid-forming inverters and remedial actions[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2023. Early Access.
- [47] Narula A, Imgart P, Bongiorno M, et al. Voltage-based current limitation strategy to preserve grid-forming properties under severe grid disturbances[J]. IEEE Open Journal of Power Electronics, 2023, 4:176–188.
- [48] Martínez J. C, Rodríguez Amenedo J. L, Arnaltes Gómez S, et al. Grid-forming control of doubly-fed induction generators based on the rotor flux orientation[J]. Renewable Energy, 2023, 207:162–176.
- [49] Freytes J, Rossé A, Costan V, et al. Grid-forming control based on emulated synchronous condenser strategy compliant with challenging grid code requirements[EB/OL]. <http://arxiv.org/abs/2303.00391>. 2023.
- [50] Chakraborty S, Patel S, Saraswat G, et al. Seamless transition of critical infrastructures using droop controlled grid-forming inverters[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2023. Early Access.
- [51] Du W, Tuffner F. K, Schneider K. P, et al. Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021,

- 36(4):2035–2045.
- [52] Kong B, Zhu J, Wang S, et al. Comparative study of the transmission capacity of grid-forming converters and grid-following converters[J]. Energies, 2023, 16(6):2594–2607.
- [53] 国家标准化管理委员会 . 电力系统安全稳定导则: GB38755-2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
- [54] 全国电网运行与控制标准化技术委员会. 电力系统安全稳定导则电力系统技术导则条文释义与学习辅导 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2020. 4–5.
- [55] North American Electric Reliability Corporation (NERC) . Integrating inverter-based resources into low short circuit strength systems[R]. Atlanta, GA: NERC, https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Item_4a_Integrating%20_Inverter-Based_Resources_into_Low_Short_Circuit_Strength_Systems_-_2017-11-08-FINAL.pdf.
- [56] 李旭枫. 基于阻抗分析法的交直流配电关键设备稳定性研究 [D]: [硕士学位论文]. 南京: 东南大学, 2021.
- [57] Kenyon R. W, Bossart M, Marković M, et al. Stability and control of power systems with high penetrations of inverter-based resources: An accessible review of current knowledge and open questions[J]. Solar Energy, 2020, 210:149–168.

附录 A 等面积法 Matlab 程序

摘录部分程序如下：

```

1 function eac(Pm, E, V, X1, X2, X3)
2 Pe1max = E*V/X1; Pe2max=E*V/X2; Pe3max=E*V/X3;
3 delta = 0:.01:pi;
4 Pe1 = Pe1max*sin(delta); Pe2 = Pe2max*sin(delta); Pe3 = Pe3max*sin(
    delta);
5 d0 =asin(Pm/Pe1max); dmax = pi-asin(Pm/Pe3max);
6 cosdc = (Pm*(dmax-d0)+Pe3max*cos(dmax)-Pe2max*cos(d0))/(Pe3max-Pe2max);
7 .....
8 Pmx=[0 pi-d0]*180/pi; Pmy=[Pm Pm];
9 x0=[d0 d0]*180/pi; y0=[0 Pm]; xc=[dc dc]*180/pi; yc=[0 Pe3max*sin(dc)];
10 xm=[dmax dmax]*180/pi; ym=[0 Pe3max*sin(dmax)];
11 d0=d0*180/pi; dmax=dmax*180/pi; dc=dc*180/pi;
12 x=(d0:.1:dc);
13 y=Pe2max*sin(x*pi/180);
14 y1=Pe2max*sin(d0*pi/180);
15 y2=Pe2max*sin(dc*pi/180);
16 .....

```

附录 B Lyapunov 稳定性算法

算法 B.1 Lyapunov 方法分析电力系统暂态稳定性

1: 设定 $V(x)$ 的梯度:

$$\nabla V = \frac{\partial V}{\partial x} = \text{grad } V(x) \quad (\text{B.1})$$

2: $V(x)$ 对时间 t 求导, 可得

$$\dot{V}(\mathbf{x}) = \frac{\partial V}{\partial x_1} \frac{dx_1}{dt} + \frac{\partial V}{\partial x_2} \frac{dx_2}{dt} + \cdots + \frac{\partial V}{\partial x_n} \frac{dx_n}{dt} = [\nabla V]^T \dot{\mathbf{x}} \quad (\text{B.2})$$

3: 通过 $\dot{V}(\mathbf{x})$ 的性质和旋度方程, 计算

$$V(\mathbf{x}) = \int_0^x (\nabla V)^T d\mathbf{x} \quad (\text{B.3})$$

4: 检验 $\|\mathbf{x}\| \rightarrow \infty$ 的情况下, $V(\mathbf{x})$ 的渐近稳定性。

5: 定义两个时隙间 Lyapunov 函数的变化:

$$\Delta(V(t)) \triangleq \mathbb{E}\{V(t+1) - V(t)\} \quad (\text{B.4})$$

6: 最小化每个时隙的 Lyapunov 函数的变化量, 又称最小化 Lyapunov 漂移:

$$\min \Delta(V(t)) \quad (\text{B.5})$$

7: 如果目标函数可以被映射到适当的惩罚函数, 则可以在每个时隙 t 最小化漂移减奖励 (drift-minus-reward):

$$\Delta(V(t)) - K \times \text{reward}(t) \quad (\text{B.6})$$

附录 C PLECS 仿真模型

此处给出本文所用的 PLECS 仿真程序，图C-1为控制器 Controller + 电路模块 Plant 的封装情况。

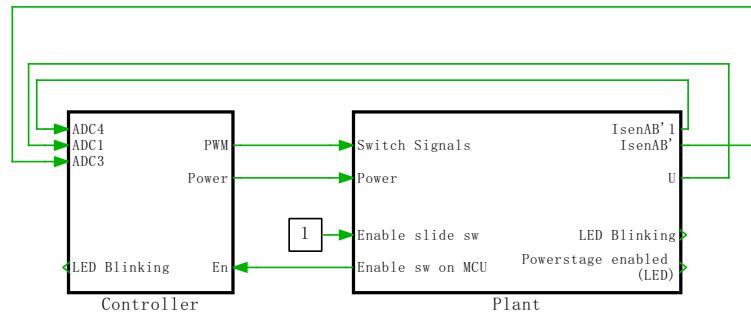


图 C-1 控制器 Controller + 电路模块 Plant

图C-2为控制器 Controller 内部情况。

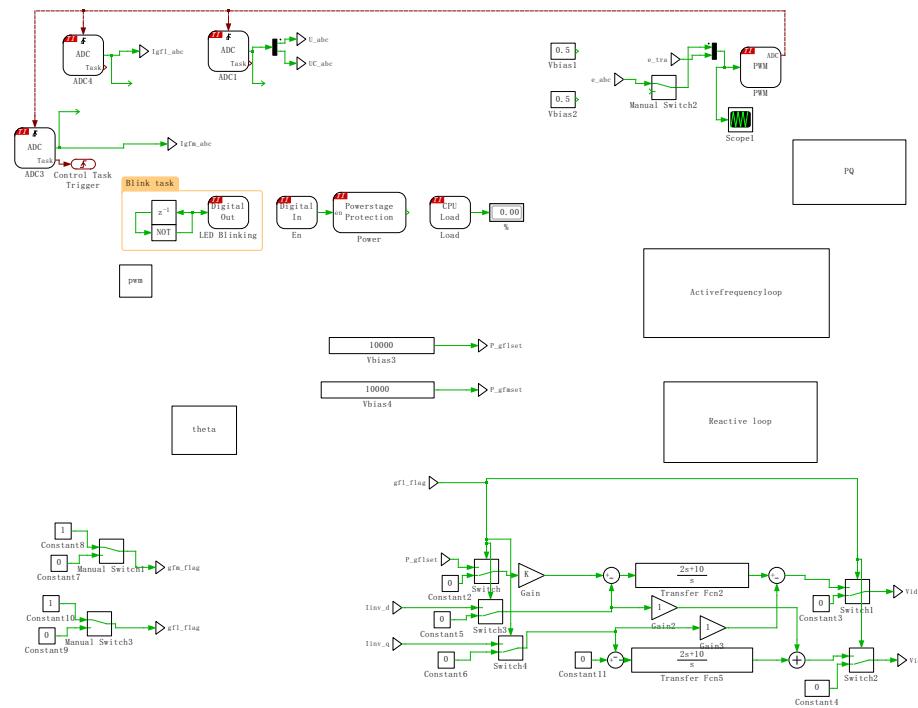


图 C-2 控制器 Controller 内部

图C-3、C-4和C-5分别为针对不同场景的电路模块 Plant 情况。

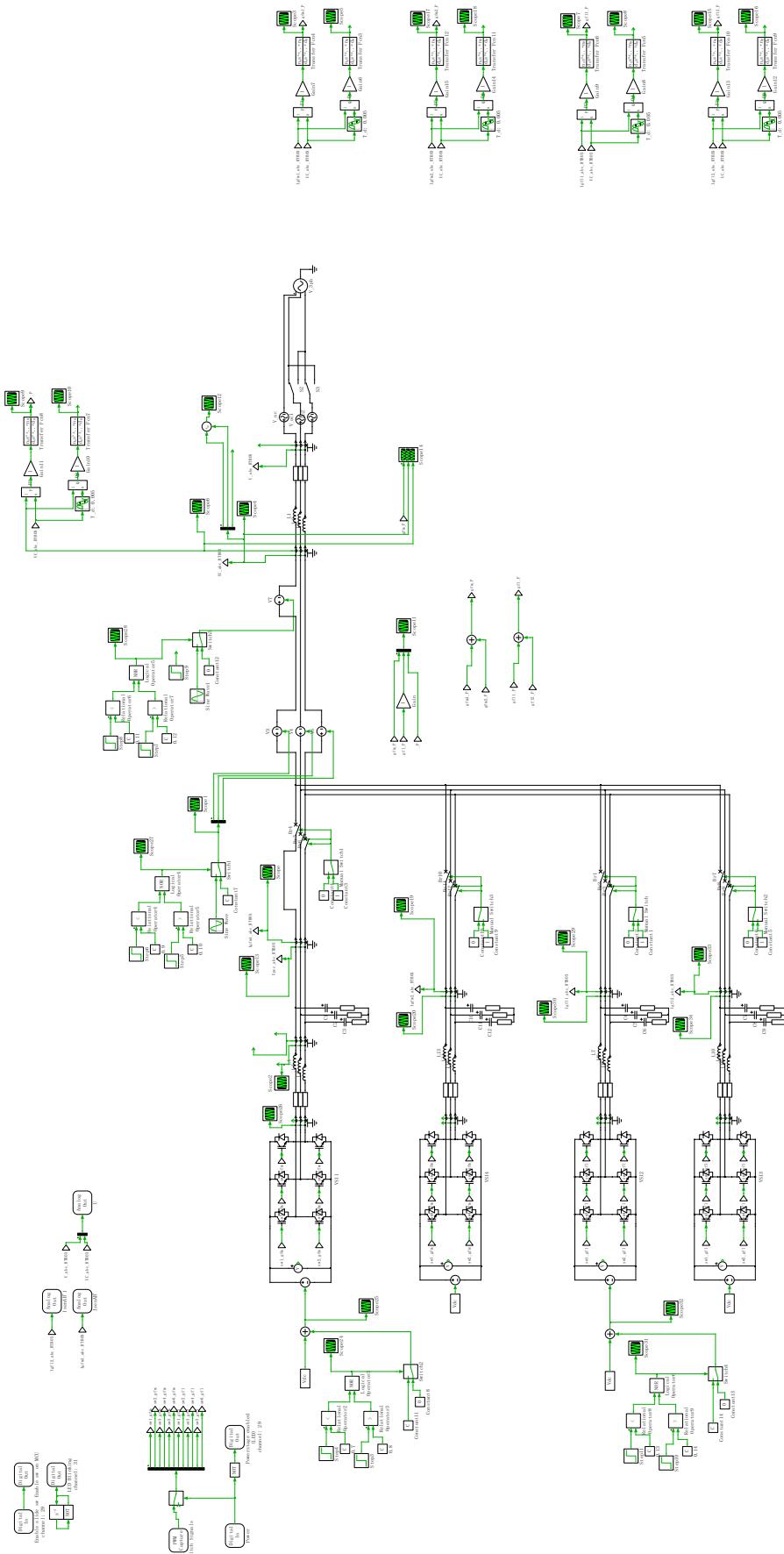


图 C-3 变流器单机并网与 100% 变流器多机组网 PLECS 仿真模型

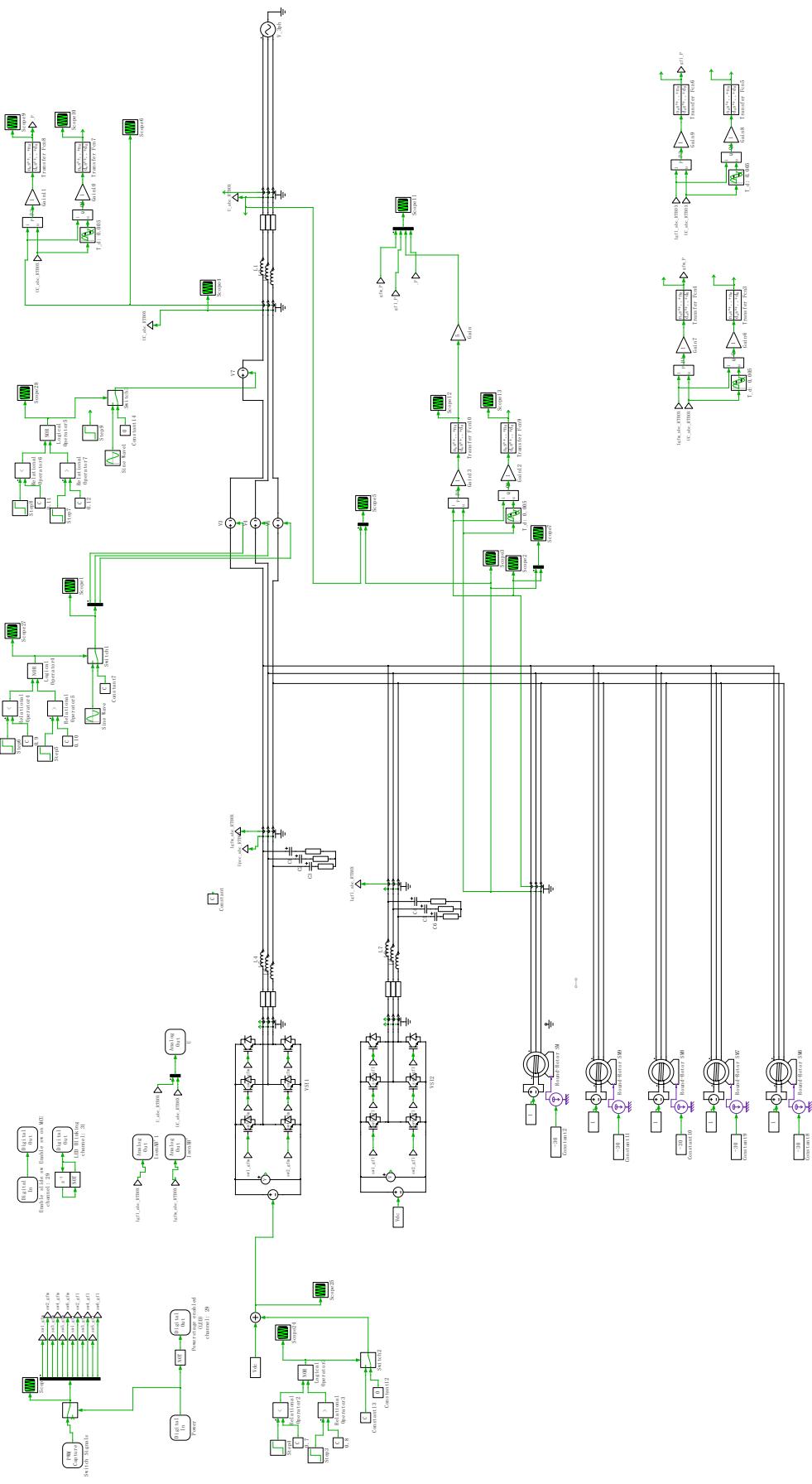


图 C-4 低渗透率变流器与同步机 (1:1:5) 的多机组网 PLECS 仿真模型

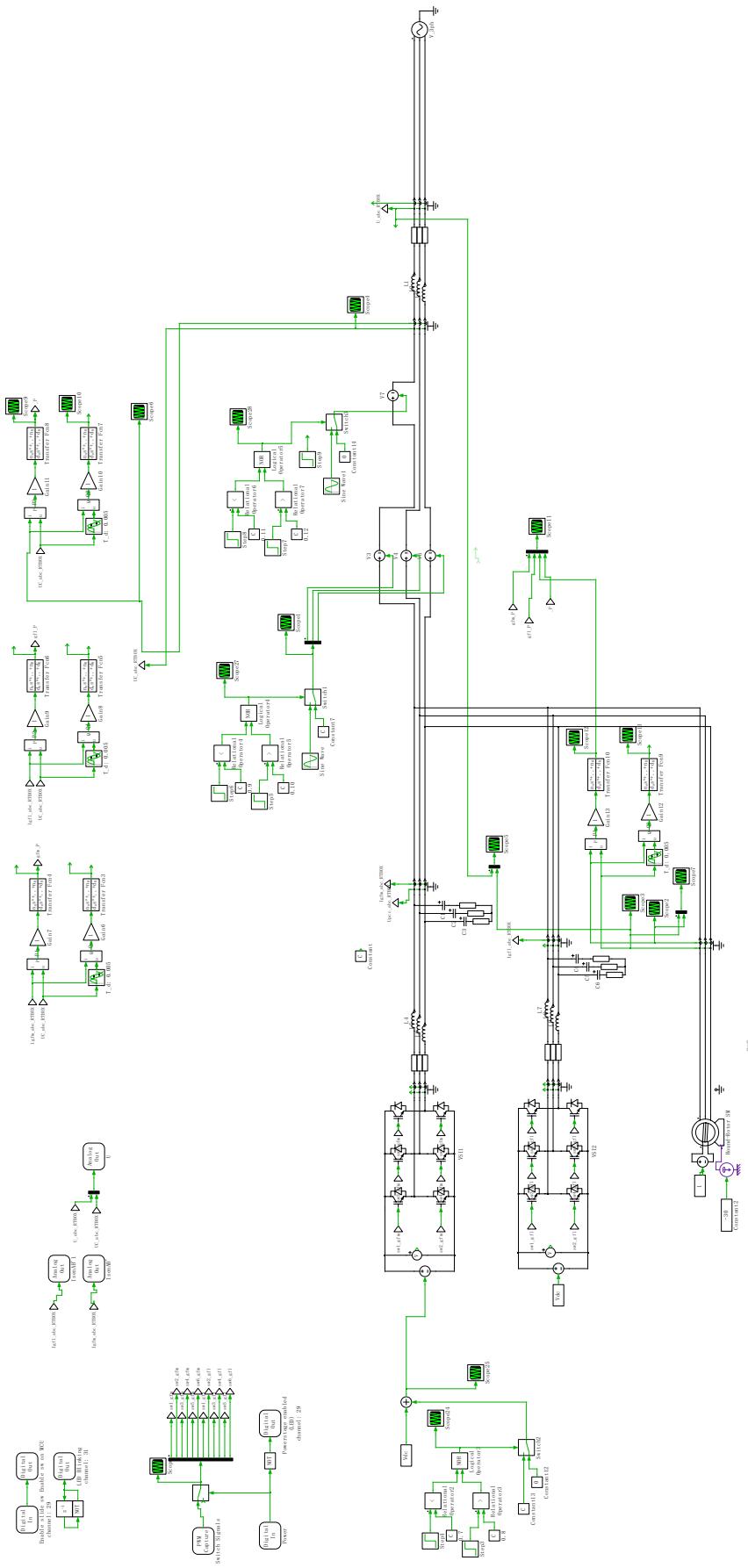


图 C-5 高渗透率变流器与同步机 (1 : 1 : 1) 的多机组网 PLECS 仿真模型

索引

B

- 半实物仿真 61, 63
- 变流器驱动稳定性 2
- 并网变流器 2, I

D

- 单机并网 29, 34, 61
- 等面积法 4, 29
- 电网支撑型 3
- 电压稳定性 2
- 短路比 4
- 短路容量比 4
- 多机组网 I
- 多机组网 45, 47, 57, 63

G

- 高比例电力电子装置 1
- 高比例可再生能源 1
- 跟网型 2, 3
- 公共耦合点 13
- 功角稳定性 2
- 构网型 3, I

J

- 基于电流源的电网支撑型 3
- 基于电压源的电网支撑型 3
- 基于逆变器的资源 2, 45, 46, 61

K

- 可再生能源 1

L

- 零碳 1
- 李雅普诺夫 3, 5
- 李雅普诺夫函数 32
- 李雅普诺夫直接法 5, 31

N

- 能量函数法 5

- 逆变器 2

P

- 频率稳定性 2
- Plexim® 公司 62

Q

- 强电网 4, 21

R

- RT Box 半实物仿真平台 62, 63
- RT Boxes 背靠背对拖 63
- 弱电网 4, 21

S

- 渗透率 45, 57, 59, 63
- “双高”电力系统 1
- “双碳”目标 1
- “双稳定性”问题 2
- 锁相环 3

T

- 碳达峰 1
- 碳中和 1
- TI® 德州仪器 62
- TMS320F28379D 62
- 同步发电机 2
- 同步机 2

W

- 微控制器 62
- 稳定性 1

X

- 小信号模型 25
- 小信号稳定性 4
- 谐振稳定性 2

虚拟惯量.....	5	Z	
虚拟同步发电机.....	5	暂态模型.....	2
虚拟同步机.....	5, I	暂态能量函数.....	31
Y		暂态稳定性.....	2, I
硬件在环	62		

Index

C

- carbon neutrality 1
- carbon peak 1
- carbon peak and carbon neutrality goals 1
- converter-driven stability 2
- current-source-based grid-supporting 3

D

- double-stability problems 2

E

- EAC 4
- EF 5
- energy function 5
- equal area criterion 4, 29

F

- frequency stability 2

G

- GFL 2, 3, 12, 13, 18, 21–24, 28, 46, 63
- GFM3, 5, 12, 13, 17, 18, 21, 22, 24, 28, 46, 63, III
- grid-connected converter 2, III
- Grid-Following 2
- Grid-Forming 3, III
- Grid-Supporting 3

H

- hardware in the loop 62
- high penetrations of
 - power electronics 1
 - renewable energy resources 1

- HIL 62

I

- IBR 2, 45, 46, 61
- inverter-based resource 2, 61

L

- Lyapunov 3, 5, III
 - direct method 5, 31
 - function 32

M

- microcontroller (MCU) 62
- multi-unit networking 45, 47, 57, 63

N

- net zero 1

P

- PCC 13
- penetration rate 45, 57, 59, 63
- phase-locked loop 3
- PLECS 7, 9, 10, 21, 24, 28
- Plexim® 62
- PLL 3
- point of common coupling 13
- power-angle stability 2

R

- renewable and power electronics highly
 - integrated power systems 1
- renewable energy 1
- resonance stability 2
- RT Box 62, 63
- RT Boxes back-to-back 63

S

- SCR 4, 21
- SG 2
- short circuit ratio 4
- single-unit connecting 29, 34, 61
- small-signal
 - model 25

stability	4	transient energy function	31
stability	1		
strong grid	4, 21		
synchronous generator	2		
T			
TI [®]	62		
TMS320F28379D	62		
transient			
model	2		
stability	2, III		
V			
virtual inertia	5		
virtual synchronous generator	5, III		
voltage stability	2		
voltage-source-based grid-supporting	3		
VSG	5, III		
W			
weak grid	4, 21		

作者攻读硕士学位期间的研究成果

尹俊杰，男，汉族，1998年8月生，江苏宿迁人，2017年11月加入中国共产党。2020年于华北电力大学毕业，大学本科学历，工学学士学位，获“北京市优秀毕业生”荣誉称号。

现就读于东南大学电气工程学院电气工程专业，攻读工学硕士学位。

攻读硕士学位期间发表的论文

- [1] Yin J, Wang J, You J, et al. Integrated energy system optimal operation in coal district with hydrogen heavy trucks[J]. Frontiers in Energy Research, 2021, 9:607-621. (SCI, 来源项目[5])
- [2] 徐卫君, 张伟, 胡宇涛, 尹俊杰, 王建华. 先进绝热压缩空气储能多能流优化调度模型 [J]. 电工技术学报, 2022, 37(23):5944-5955. (EI, 中文核心, 来源项目[3])
- [3] Kong B, Zhu J, Wang S, Xu X, Jin X, Yin J, and Wang J. Comparative study of the transmission capacity of grid forming converters and grid following converters[J]. Energies, 2023, 16(6):2594-2607. (SCI, 来源项目[1], 支撑本文第二章“并网变流器建模及暂态指标影响机理”部分内容)
- [4] 陆怀谷, 庄重, 陈亮, 张伟, 尹俊杰, 王建华. 基于能源集线器矩阵化建模的冷热电多能流优化调度 [J]. 机械制造与自动化, 2022, 51(05):228-234. (科技核心, 来源项目[5])
- [5] Zhang W, Xu W, Hu Y, Yin J. Multi energy flow optimal scheduling model of compressed air energy storage based on matrix modeling of energy hub[C]. In: Proceedings of 2022 The 4th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET). Xining, China: IEEE, 2022. 789-794. (EI, 来源项目[3])
- [6] Jiang S, Wang Y, Wang D, Yin J*, Yan H and Wang J. Reliability assessment of distribution network considering differentiated end-users demand for reliability[C]. In: Proceedings of 2020 International Conference on Smart Grid and Energy Engineering (SGEE). Guilin, China: IOP Publishing, 2020. 012026-012032. (EI, 来源项目[2])

攻读硕士学位期间授权/受理的专利

- [1] 尹俊杰, 王建华, 王楠, 范须露. 一种面向用户侧的配电网可靠性评估方法及存储介质与流程 [P]. 中国专利, CN202210863026.3, 2022-07-20. (公开, 来源项目[2])
- [2] 王建华, 尹俊杰, 闫涵. 配电网可靠性评估指标权重制定方法、设备及存储介质 [P]. 中国专利, CN202210010940.3, 2022-01-06. (公开, 来源项目[2])

- [3] 王建华, 尹俊杰, 李旭枫. 一种基于自适应虚拟阻抗的功率解耦改进控制方法 [P]. 中国专利, CN202111223051.7, 2021-10-20. (公开, 来源项目[\[4\]](#), 支撑本文第三章“暂态稳定性的定性定量分析与镇定方法”部分内容)
- [4] 王建华, 尹俊杰, 李旭枫. 一种整流逆变模式下的变流器序阻抗建模方法 [P]. 中国专利, CN202111223050.2, 2021-10-20. (公开, 来源项目[\[4\]](#))
- [5] 刘江东, 朱健, 孔伯骏, 王升波, 王建华, 陈思宇, 陈艳, 詹昕, 尹俊杰. 一种基于变流器极限传输功率的并网静态稳定性评估方法 [P]. 中国专利, CN113725908B, 2022-10-28. (已授权, 来源项目[\[4\]](#))

攻读硕士学位期间参与的项目

- [1] 国家重点研发计划“储能与智能电网技术”重点专项《光伏/风电场站暂态频率电压主动快速支撑技术》(2021YFB2400502), 2021年12月 - 2025年11月, 课题参与研究人员, 在研. ([本文受该项目资助](#))
- [2] 国家电网公司总部科技项目《面向终端用户可靠性需求的配电网规划建设与供电恢复技术研究》(No. 5400-202012118A-0-0-00), 2020年1月 - 2021年12月, 课题主要研究人员, 已结题.
- [3] 国网江苏省电力有限公司科技项目《压缩空气储能系统与电力系统耦合控制技术研究》(No. J2022064), 2022年1月 - 2023年12月, 项目参与研究人员, 在研.
- [4] 国网江苏省电力有限公司科技项目《面向厂网双向服务的新能源主动友好支撑电网及在线评价技术研究》(No. J2021012), 2021年6月 - 2022年12月, 项目主要研究人员, 待验收.
- [5] 国网江苏省电力有限公司科技项目《面向综合能源服务的低时延调控系统关键技术研究》(No. J2019082), 2019年9月 - 2020年12月, 项目主要研究人员, 已结题.
- [6] 国网扬州供电公司咨询项目《2022年扬州清洁能源商业运营分析咨询》, 2022年6月 - 2022年12月, 项目主要研究人员, 已结题.

毕业/学位论文答辩委员会名单

毕业/学位论文题目		并网变流器单机并网及多机组网暂态稳定性研究		
作 者		尹俊杰		
专 业		电气工程		
研究方向		电力系统稳定性		
导 师		尤鳌、王建华、詹昕		
答 辩 委 员 会 组 成	姓名	职称	学科专业	工作单位
	张方华 (主席)	教授	电气工程	南京航空航天大学
	金龙	教授	电气工程	东南大学
	徐志科	副研究员	电气工程	东南大学
	嵇保健	副教授	电气工程	南京理工大学
	温传新	高工	电气工程	南瑞集团有限公司
	全相军 (秘书)	副教授	电气工程	东南大学

备注：

- 1、本表格适用于所有研究生。
- 2、本表格排版在终版毕业/学位论文中，附在毕业/学位论文的最后。

止於至善

