



国际电气工程先进技术译丛

CRC Press
Taylor & Francis Group

环境能源发电： 太阳能、风能和海洋能

Energy Harvesting: Solar, Wind, and
Ocean Energy Conversion Systems

(美) Alireza Khaligh 著
Omer C. Onar

闫怀志 卢道英 闫振民 等译

 机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS



关于本书

《环境能源发电：太阳能、风能和海洋能》介绍了不同的环境能源发电技术、不同的拓扑结构以及用于环境能源发电独立应用或并网运行的各种电力电子接口。本书作者不仅给出了必要的概念和理论背景，同时还给出了系统仿真模型以供建立系统分析和建模的实践性理解之用。

本书第1章讨论了光伏系统的伏安特性、光伏(PV)模型和等效电路、太阳跟踪系统、最大功率点跟踪系统、遮蔽效应、并网光伏系统和独立光伏系统的电力电子接口、各种应用的规格选择标准以及现代太阳能应用等。第2章探讨了不同的风力机、发电机以及不同的电力电子接口。在介绍了海洋潮汐能发电技术、最佳运行原则以及可能的应用技术之后，本书研究了海洋波浪动能和势能的近岸和海上发电方案。最后一章重点介绍了开式、闭式以及混合式海洋热能发电系统。



国际电气工程先进技术译丛

风电系统电能质量和 稳定性对策

Wind Energy Systems:
Solutions for Power Quality
and Stabilization

(美) Mohd. Hasan Ali 著
刘长浥 苏媛媛 查浩 许晓艳 译
刘长浥 校



机械工业出版社

本书介绍风能转换系统的基本概念, 讨论并网和稳定性问题, 阐明提高暂态稳定性以及尽可能降低风力发电系统的功率、频率和电压波动的方法。

本书包括的内容有: 风能和风能转换系统概述, 电机和电力电子学基本概念, 风电并网的挑战, 电能质量问题的解决方法, 改善电网故障期间的暂态稳定性, 变速风力发电系统功率波动最小化方法。

本书通俗易懂, 有助于研究人员和工程技术人员理解每种方法的相对有效性, 为风力发电机选择适当的稳定性工具。

Wind Energy Systems: Solutions for Power Quality and Stabilization,
by Mohd. Hasan Ali. © 2012 by Taylor & Francis Group, LLC.

Authorized translation from English language edition published by CRC Press, part of Taylor & Francis Group LLC. All Rights Reserved. 本书原版由 Taylor & Francis 出版集团旗下 CRC 出版公司出版, 并经其授权翻译出版, 版权所有, 侵权必究。

本书中文简体翻译版授权机械工业出版社独家出版并限在中国大陆地区销售, 未经出版者书面许可, 不得以任何方式复制或发行本书的任何部分。

Copies of this book sold without a Taylor & Francis sticker on the cover are unauthorized and illegal. 本书封面贴有 Taylor & Francis 公司防伪标签, 无标签者不得销售。

本书版权登记号: 图字 01-2012-5199 号

图书在版编目 (CIP) 数据

风电系统电能质量和稳定性对策/ (美) 阿里
(Ali, M. H.) 著; 刘长温等译. —北京: 机械工业出版社,
2013. 6

(国际电气工程先进技术译丛)

书名原文: Wind energy systems: solutions for power quality
and stabilization

ISBN 978-7-111-42316-4

I. ①风… II. ①阿…②刘… III. ①风力发电系统-电力
系统稳定-研究 IV. ①TM315

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 087833 号

机械工业出版社 (北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037)

策划编辑: 付承桂 责任编辑: 闫洪庆

版式设计: 潘蕊 责任校对: 张晓蓉 肖琳

封面设计: 马精明 责任印制: 乔宇

北京机工印刷厂印刷 (三河市南杨庄国丰装订厂装订)

2013 年 7 月第 1 版第 1 次印刷

169mm × 239mm · 13.75 印张 · 273 千字

0001—3000 册

标准书号: ISBN 978-7-111-42316-4

定价: 58.00 元

凡购本书, 如有缺页、倒页、脱页, 由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心: (010)88361066 教材网: <http://www.cmpedu.com>

销售一部: (010)68326294 机工官网: <http://www.cmpbook.com>

销售二部: (010)88379649 机工官博: <http://weibo.com/cmp1952>

读者购书热线: (010)88379203 封面无防伪标均为盗版

译 者 序

风电资源丰富而且免费，取之不尽，又没有污染，技术也相对成熟，它对能源和环境问题的贡献毋庸置疑。但必须注意的是风电还有它的另一方面：它的能量密度较低，获取成本较高；它固有的变化性（且不易预测）和随机性使它难以驾驭；它对电网的支撑能力差；而且对电网的电能质量也往往有不利影响。为降低风速随机变化引起的功率、频率和电压的波动，必须使用代价不菲的控制机制。此外，通常用作风力发电机的感应电机也有着与同步电机暂态稳定性类似的稳定性问题。总而言之，风能是免费的，但风能利用却不是无代价的，随着并网风电容量在发电构成中比重的加大，它对以常规发电方式为基础的电力系统会构成重大挑战，会产生很多我们不熟悉的新问题。风力发电的发展要求它不仅能提供电量（这是目前风电在电力系统中起的主要作用），还要使它能（至少在一定程度上）解决自身产生的前述一系列问题，并且如常规发电厂一样对系统起支撑作用。

本书讨论了提高风力发电稳定性和降低风力发电系统功率、频率和电压波动的各种措施，还对各种稳定工具做了比较，可以帮助研究人员和工程技术人员理解各种稳定方法的相对有效性，从而选择对风力发电稳定性最合适的工具。读者可以通过本书深入了解风电并网及其稳定性问题和风力发电系统的各种稳定方法，并在自己的研究工作中应用从本书得到的知识。

本书分九章，各章主要内容在“前言”中有详细介绍；作者哈桑·阿里（Mohd. Hasan Ali）现任美国田纳西州孟菲斯大学电力与计算机工程系助理教授，他的情况请参见“作者简介”，此处均不再赘述。

本书的适用读者是风力发电方面的研究人员、工程技术人员和决策人员，也可用作有关专业的大学生、研究生的学习参考资料。

本书的译校人员全部是中国电力科学研究院新能源研究所的科研人员，具体分工为（按工作量排序）：刘长浥译辅文和第1、8、9章，并负责全书校对及统稿；苏媛媛译第3、4章；查浩译第6、7章；许晓艳译第2、5章。马硕参加了第7章的部分翻译工作。译者欢迎对本书译文缺点和错误的批评指正。

本书的翻译、编辑和出版工作得到机械工业出版社电工电子分社编辑付承桂女士和她的同事们的大力支持和帮助，在此谨表深切谢意。

译 者

2013年3月

前 言

本书介绍风能转换系统的基本概念，讨论并网和稳定性问题，阐明提高暂态稳定性以及尽可能降低风力发电系统的功率、频率和电压波动的方法。近来，利用风能发电在世界范围内都越来越受到关注。风能是免费的可再生能源，无论如今使用了多少，都不会影响它在将来的供给。风电又是清洁的无污染电力。它与常规发电厂的不同之处在于它不排放空气污染物和温室气体。

风力发电机使用最多的是感应电机。然而，感应电机存在与同步电机暂态稳定问题类似的稳定问题。电网故障期间，风力发电机的转速会急剧上升，它的有功出力会大大下降，导致端电压下降甚至崩溃。通常，在这种事故条件下，风力发电机会关停。但近来人们的做法不是在电网故障期间关停风力发电机，而是通过某种适当的控制使它保持联网。这清楚表明，电网故障期间，风力发电机必须保持稳定。另外，即使电网没有故障，由于风速的随机变化，风力发电机的输出功率、频率和端电压也是波动的。本书将讨论几种提高风力发电机系统暂态稳定性的措施，并说明使功率、频率和电压波动最小化的方法。

本书结构如下：第1章是风能概述，介绍本书的背景、目的和内容。第2章介绍风能转换系统的基本概念和风力机建模。电机——尤其是感应电机和同步电机——是风能转换系统的关键。因此，第3章论述了电机的基本概念。对于变速风力发电系统，发电机端子通过电力电子接口接入电网。而且为了把储能系统整合到风力发电系统，也必须使用电力电子设备。因此，第4章简单地介绍了电力电子设备及其基本概念。第5章讨论了风力发电系统的类型。

第6章讨论风力发电系统并网问题，特别说明了风速随机变化产生的暂态稳定问题、电能质量问题以及功率、频率和电压的波动。第7章分析风力发电系统的电能质量问题对策，尤其是利用储能系统在风速随机变化时尽量降低功率、频率和电压的波动。第8章介绍在电网故障期间提高风力发电系统暂态稳定性的各种方法。该章介绍了仿真结果，说明了提高稳定性方法的有效性；并比较了各种方法的性能、控制结构和成本。第9章介绍变速风力发电系统的故障穿越能力及其对功率波动的缓解作用，尤其是双馈感应发电系统、绕线励磁式同步发电系统和永磁同步发电系统。

本书旨在讨论提高风力发电机稳定性和降低风力发电系统功率、频率和电压波动的各种措施。书中还对各种稳定工具做了比较，可以帮助研究人员和工程技术人

员理解各种稳定方法的相对有效性，从而选择对风力发电机稳定性最合适的工具。读者可以通过本书对风电并网及其稳定性问题和风力发电系统的各种稳定方法有深入了解，并在自己的研究工作中应用从本书得到的知识。我希望本书能引起读者的兴趣，并对从事风能系统研究的研究人员、工程师和学生大有帮助。

作者诚挚欢迎对本书的建设性批评和评论。

致 谢

我愿在此对所有在我完成本书过程中提供了帮助的人表示诚挚的谢意。我必须感谢 CRC 出版社的员工，特别是 Nora Konopka, Kathryn Younce, Joselyn Banks-Kyle 和 Jennifer Ahringer，他们的指导对我撰写本书手稿有非常宝贵的价值。我还要感谢我的妻子 Shammi Akhter 和女儿 Aniqah Tahsin Ali，在我把过多时间用于撰写这本书时，她们充满耐心和理解，并给予持续支持。

Mohd. Hasan Ali

美国田纳西州孟菲斯市孟菲斯大学

目 录

译者序

前言

致谢

第 1 章 概述	1
1.1 引言	1
1.2 为什么要开发可再生能源	1
1.3 风能	2
1.4 风力发电的优缺点	2
1.4.1 可再生的无污染资源	2
1.4.2 成本问题	2
1.4.3 环境关注	3
1.4.4 供电和运输问题	3
1.5 风能的全球现状	3
1.5.1 欧洲	3
1.5.2 北美	5
1.5.3 亚洲	5
1.5.4 太平洋地区	6
1.5.5 拉美	6
1.5.6 非洲和中东	7
1.6 本书的目的和范围	9
参考文献	10
第 2 章 风能转换系统	13
2.1 引言	13
2.2 基本概念	13
2.3 风电技术	13
2.4 风力机系统的基础元件	14
2.5 风力机类型	16
2.5.1 按机轴方向分类	16

VIII 风电系统电能质量和稳定性对策

2.5.2 风力机功率范围	18
2.5.3 风力机安装位置	18
2.6 风力机建模	19
2.6.1 理想风力机的功率输出	19
2.6.2 实际风力机的功率输出	21
2.7 小结	24
参考文献	24
第3章 电机和电力系统	28
3.1 引言	28
3.2 直流电机	28
3.3 交流电机	29
3.3.1 同步电机	29
3.3.2 异步电机	36
3.3.3 同步磁阻电机	39
3.3.4 变压器	40
3.4 电力系统	45
3.4.1 常规发电	46
3.4.2 输电	46
3.4.3 配电	48
3.4.4 电力系统分析	49
3.4.5 潮流研究	49
3.4.6 标幺值系统和基值	50
3.4.7 电力系统故障	52
3.4.8 电力系统稳定性	55
3.4.9 断路器	60
3.4.10 电力系统控制	64
3.5 电能质量	66
3.6 小结	67
参考文献	67
第4章 电力电子学	72
4.1 引言	72
4.2 功率器件	72
4.3 整流器	73

4.4	逆变器	73
4.5	斩波器	76
4.6	双向离子变频器	79
4.7	脉宽调制策略	80
4.8	PWM VSC	82
4.9	电流源逆变器	82
4.10	小结	84
	参考文献	84
第5章	风力发电机	87
5.1	引言	87
5.2	定速风能转换系统	87
5.3	变速风能转换系统	88
5.4	风力发电机	90
5.4.1	同步发电机	90
5.4.2	感应发电机	90
5.5	风力发电机特性	91
5.6	最大功率点跟踪系统	93
5.7	风电机组总效率计算	95
5.7.1	计算方法概述	95
5.7.2	解析公式	96
5.7.3	计算方法	99
5.7.4	仿真结果	100
5.7.5	把暂态现象考虑在内的仿真结果	102
5.7.6	使用概率密度函数计算效率	104
5.8	小结	105
	参考文献	106
第6章	风电机组并网问题	109
6.1	引言	109
6.2	暂态稳定性和电能质量问题	109
6.3	风电的变化性	109
6.4	风速随机波动引起的功率、频率和电压波动	110
6.5	联网要求	110
6.5.1	孤岛现象与自动重合闸	114

6.5.2 其他问题	114
6.6 电力系统设计与运行	115
6.7 储能选项	116
6.8 电网基础设施	116
6.9 风电对系统充裕度的贡献	116
6.10 小结	117
参考文献	117
第7章 风力发电系统电能质量问题的对策	120
7.1 引言	120
7.2 各种储能系统	120
7.2.1 超导磁储能	121
7.2.2 蓄电池储能系统	123
7.2.3 高级电容器	124
7.2.4 飞轮储能	126
7.2.5 抽水蓄能	127
7.2.6 液流电池	127
7.2.7 压缩空气储能	128
7.2.8 热电储能系统	129
7.2.9 混合储能系统	129
7.3 各类储能系统比较	129
7.4 用超导磁储能平抑风力发电系统的功率、频率和电压波动	130
7.4.1 计算电力系统频率的方法	134
7.4.2 仿真结果及讨论	135
7.4.3 超导磁储能系统的额定功率及额定能量	139
7.5 用飞轮储能系统改善电能质量	153
7.5.1 直流母线微电网系统	154
7.5.2 电压/频率控制	155
7.5.3 微电网系统运行	155
7.5.4 飞轮储能系统控制	155
7.5.5 稳定性问题	157
7.6 含超级电容器储能的双馈感应风力机恒功率控制	157
7.6.1 单台双馈感应风力机的控制	158
7.6.2 转子侧变换器的控制	158
7.6.3 电网侧变换器的控制	159

7.6.4	储能系统的配置和控制	160
7.6.5	风力机叶片变桨控制	161
7.6.6	风电场监控	161
7.7	通过桨距角控制实现风力发电系统功率的平稳输出	162
7.8	小结	165
	参考文献	166
第8章	定速风力发电系统的暂态稳定性对策	171
8.1	引言	171
8.2	模型系统	172
8.3	桨距控制法	173
8.4	超导磁储能法	174
8.4.1	PWM 电压源变换器	174
8.4.2	两象限 DC-DC 斩波器	175
8.5	静止同步补偿器法	175
8.6	制动电阻法	176
8.7	故障电流超导限制法	177
8.8	稳定方法比较	177
8.8.1	性能分析	178
8.8.2	控制结构分析	182
8.8.3	成本分析	182
8.8.4	总体比较	183
8.9	小结	185
	参考文献	185
第9章	变速风力发电系统的故障穿越能力	189
9.1	引言	189
9.2	双馈感应发电机系统	190
9.2.1	转子侧变换器	191
9.2.2	电网侧变换器	191
9.3	绕线转子同步发电机系统	193
9.3.1	转速控制器	194
9.3.2	桨距控制器	195
9.3.3	励磁控制器	196
9.3.4	电网侧逆变控制器	196

9.4 永磁同步发电机系统	197
9.4.1 背靠背变换器控制	198
9.4.2 ESS 控制	199
9.4.3 ESS 额定值	200
9.4.4 ESS 设计案例	201
9.5 磁阻投切发电机系统	201
9.5.1 SRG 运行	202
9.6 小结	203
参考文献	204

第 1 章 概 述

术语风能（Wind Energy）和风电（Wind Power）指用风产生机械能或电能的过程。风力机把风含有的动能转换为机械能，该机械能可用于特定用途（如碾米或提水）；或用发电机把该机械能转换为电能，为家庭、企业、学校等供电。近来，利用风能发电受到全球性的关注。本章将对风能系统做一概述。

1.1 引言

风能是免费的可再生能源，不管今天使用了多少，将来它仍然还会以同样数量供给。风能也是清洁的无污染电力的来源。风电场与常规电厂的不同之处在于，它不排放空气污染物和温室气体。近年来，世界各国都在大力进行风能研究，包括美国、德国、西班牙、丹麦、日本、韩国、加拿大、澳大利亚和印度[⊖]。世界上还有一些风能研究组织，如全球风能理事会（Global Wind Energy Council, GWEC）、可再生能源国家实验室（National Renewable Energy Laboratory, NREL）和美国风能协会（American Wind Energy Association, AWEA）等。根据 GWEC 的报告^[1]，到 2020 年，全世界电力总需求的约 12% 将会由风能提供。这一数字充分表明了风能研究的重要性。

1.2 为什么要开发可再生能源

常规发电厂使用的燃料是煤炭、石油和天然气。它们正在日渐枯竭，因此需要开发替代燃料来源，即用可再生能源生产电力。可再生能源有几种，如太阳能、风能、地热能和生物质能等。可再生能源指使用非常规能源为如今的住宅、商业、公用事业及工业用途发电，以及为汽车提供燃料。它包括事故供电系统、运输系统、就地发电、不间断电源、热电联产系统、离网电力系统、削峰系统和很多创新应用。

与常规燃料相比，风电有巨大优越性。它的运行不产生有害排放物和危险废弃

⊖ 译者注：这里作者“遗忘”了风电装机容量世界第一的中国。

物。它不会像化石燃料那样使自然资源枯竭，也不会因资源抽取、运输和废弃物处理而损害环境。

使用风力机发电取决于任一给定时刻的风强度。风电场选址要经过详细分析来确定风资源模式，包括每日和全年不同时间的风强度和方向。风电是变化的，但并非不可预测。

1.3 风能

风电或风能指用风产生机械能或电能的过程，也是世界上增长最快的发电方式之一。风能利用至少已有 3000 年历史。20 世纪之前，风能一直被用来产生机械能，用于提水和碾米。现代工业化之初，波动的风能资源被化石燃料发动机或电网替代，因为它们提供的能源更稳定。因此风能利用可分为两部分：①产生机械能；②发电。

风是空气的简单运动。它是由于太阳照射下地球表面不均匀受热引起的。因为地球表面有不同类型的陆地和水面，吸收太阳热量的程度不同。白天时，陆地表面的空气受热比水面上的空气快。陆地上面的热空气膨胀并上升，而较重的冷空气会冲进它原来的位置，从而形成了风。夜间风会反向，因为陆上空气冷却比水面快。同样，因为地球赤道附近的陆地受太阳照射变得比两极附近的陆地更热，所以会形成在地球上环流的大规模的大气风。

如今风能主要被用于发电。风被称为可再生能源是因为只要太阳照射，风就会产生。

1.4 风力发电的优缺点

1.4.1 可再生的无污染资源

风能是清洁的、有可靠成本效益的发电资源。风能发出的电力，不会加剧全球变暖和形成酸雨。与核电厂发出的电力相比，风力发电也没有放射性泄漏的危险。

1.4.2 成本问题

尽管过去 10 年里风电成本急剧下降，但与化石燃料发电相比，这种技术仍然需要很高的初始投资。它成本的约 80% 是机械，其他是场址准备和安装。然而，如果以“寿命周期”成本计（计算发电机寿命期内燃料和运行开支），风力发电系统与化石燃料系统相比有很强的竞争力，因为它不需要买燃料，运行开支也极小。

1.4.3 环境关注

尽管与化石燃料电厂相比，风电场对环境的影响很小，但仍然有人不放心风轮叶片产生的噪声、美学（视觉）影响和风轮旋转导致的鸟类和蝙蝠的死亡。通过技术进步和风电场适当选址，这些问题大部分已经解决或大大降低。

1.4.4 供电和运输问题

以风为电源的主要挑战在于它的间歇性和需要电时却没有风。风不能储存（尽管风发出的电能可以用蓄电池储存），而且风也不能被完全驾驭来满足电力需求的时效性。此外，良好的风电场址经常地处偏远，远离电力需求区域（如城市）。最后，风资源的开发会与其他用途争地，而且用于其他目的很可能比发电价值更高。然而，安装风力机的土地也可以用于放牧和耕种。

1.5 风能的全球现状

以下是根据 GWEC 报告^[1]归纳的全球风电概况[⊖]。

1.5.1 欧洲

欧洲是风电技术发展最快的地区。尽管 2008 年欧洲新增风电装机容量只占全球的 1/3，但欧洲市场继续稳步增长，风电已经是欧盟发展最快的发电技术。2008 年 43% 的新增装机容量是风电，远高于天然气（35%）和燃油机组（13%）。

从总体上说，8.9GW 的新增装机容量使欧洲的风电装机总量达到近 66GW。现在的欧洲市场有明显的多样化趋势，对传统的德国、西班牙和丹麦风电市场的依赖越来越少。2008 年的市场增长更加均衡，“第二波”的领军国家是意大利、法国和英国。在欧盟的 27 个成员国中，有 10 个国家的风电装机容量已经超过 1GW。

2008 年，欧洲风力机市场的价值达到 110 亿欧元。在平均风年，整个风电“舰队”的发电量将达到 142TWh，占欧盟需求的 4.2%。这可以每年减排二氧化碳 1 亿吨。

1. 德国

尽管总装机容量上德国已经被美国超过，但它仍然是欧洲的第一大市场，无论是新增装机容量还是累积装机容量。2008 年它的新增装机容量超过 1.6GW，使总装机容量达到近 24GW。风能继续在德国的能源构成中占重要地位。2008 年风力发电量为 40.4TWh，占全国净用电量的 7.5%。在经济方面，风电也成为德国的重要

⊖ 译者注：本节的小标题根据逻辑关系做了一些调整。

角色，风电部门的雇员现已接近 10 万人。

2. 西班牙

西班牙是欧洲的第二大市场，与前几年的增长情况相似（2007 年除外，2007 年的管控变化使那一年的新增装机容量高于通常数值）。2008 年西班牙风电“舰队”的新增装机容量为 1.6GW，总装机容量达到 16.7GW。这一发展确认了西班牙是一个稳定增长的市场，以这种速度它很可能达到 2010 年总装机容量 20GW 的政府目标。2008 年风力发电量超过 31TWh，占全国电力需求的 11% 以上。

3. 意大利

2008 年不断增长的欧洲市场一位值得一提的新成员是意大利。它的风电装机容量经历了可观跃升。全年有 1000MW 以上的新增装机容量投入运行，使它的总装机容量达到 3.7GW。

4. 法国

法国在近年来的稳定增长之后继续强劲增长。2000 年，法国的风电装机容量仅有 30MW，多是法属海外领地的小风力机。到 2008 年年底，它的总装机容量为 3.4GW，年增长率为 38%。

风电现在是法国增长最快的能源；2008 年，约 60% 的新增发电装机容量是风电。今后几年的最大潜力估计来自该国的北部和东北部。已批准的 4000MW 工程中，有 700MW 以上位于 Champagne-Ardennes 区，500MW 位于 Picardy 区。

5. 英国

尽管英国拥有欧洲一些最好的风资源，但英国的风能市场很长时间以后才意识到这一点。2009 年，英国风能部门一年中的新增风电装机容量为 1000MW，分布于 39 个风电场。2009 年 1 月到 12 月，陆上和海上风电总装机容量为 1077MW，使英国的总装机容量达到 4051MW。

6. 欧盟

欧盟继续占据全球风电总装机容量的首位，而且是新增装机容量最强劲的区域。2009 年欧盟的新增装机容量超过 10GW，欧洲风能协会（European Wind Energy Association, EWEA）编写的工业统计表明，欧盟的风电累积装机容量增长了 15%，从 2008 年年底的 64719MW 达到 74767MW。

风电在欧盟是一项家喻户晓的发电技术。它已经连续第二年占据最大的市场份额：在 2009 年欧盟的 26GW 新增装机容量中，风电占 39%。所有可再生能源发电技术加在一起占新增装机容量的 61%。从 2000 年起，风电装机容量已从 9.7GW 增加到 75GW。

到 2009 年年底，欧盟有超过 19 万人从业于风能部门，全年的风电场投资高达 130 亿欧元。到 2009 年年底，欧盟的风电装机容量在正常风况年可发电 162.5TWh，等于欧盟电力需求的 4.8%。西班牙和德国仍然是两个最大的年风电

市场，每年都在竞争第一的位置（2009 年分别为 2459MW 和 1917MW）。紧随其后的是意大利（1114MW）、法国（1088MW）和英国（1077MW）。超过欧盟 1/3 的 11 个成员国的风电装机容量已超过 1000MW。奥地利和希腊仅略低于 1000MW 的标志线。

海上风电已经顺理成章地成为能源主流。2009 年欧盟建设的海上风电装机容量为 582MW，比前一年增加了 56%。（海上风电）累积装机容量达到 2063MW。它的主要市场是英国和丹麦。2011 年欧洲新增海上风电装机容量预计达 1000MW，占 2010 年市场的 10%。

1.5.2 北美

1. 美国

2008 年，无论是新增装机容量还是总装机容量，美国都是世界第一大风电市场，它的新增装机容量破纪录地达到 8.5GW，使总装机容量超过 25GW。由于美国风电市场的巨大增长，它在 2008 年的装机容量使总容量翻了一番。2008 年完成的风电工程占美国当年新增装机容量的 42%，创造了 35000 个工作岗位，使该部门的从业人员达到 85000 人。

2. 加拿大

加拿大的风电装机容量 2008 年超过了 2GW 标志线，年底的总装机容量达到 2.4GW。加拿大风电场发出的电力可以满足全国总电力需求的近 1%。

2008 年是加拿大历史上风电装机容量第二多的年份。有总装机容量为 526MW 的 10 个风电场投运。其中包括新不伦瑞克、纽芬兰和拉布拉多等省份的第一个风电场。加拿大唯一没有风电的不列颠哥伦比亚省也开始建设第一个风电场，并预计在 2009 年完成。

1.5.3 亚洲

亚洲的风电市场增长令人激动，2008 年 27GW 世界新增装机容量中约 1/3 安装在亚洲。

1. 中国

2008 年，中国继续它引人注目的增长，新增装机容量为 6.3GW，再次翻番，总装机容量达到 12.2GW。中国市场的未来增长预期非常良好。为应对金融危机，中国政府确认风电发展为经济增长关键领域之一；2009 年，新增装机容量预计还将再次接近翻番。以这样的速度继续，在风电装机容量上，中国预计将在 2011 年超过德国和西班牙，占据全球第二的位置^①。这意味着中国将提前 10 年完成它预

① 译者注：实际上，中国在 2010 年年底的风电总装机容量已达到 44733MW，已经居全球第一；2011 年年底该数值达到 62364MW，继续居全球首位。

计划在 2020 年达到的风电装机容量为 30GW 的目标。

中国不断增长的风电市场也激励了国内的风力机及其部件的生产，中国的制造业也越来越成熟并延伸到整个供应链。按中国可再生能源行业协会（Chinese Renewable Energy Industry Association, CREIA）的说法，中国企业已经开始不局限于满足国内需求，而且也将满足国际需求。

2. 印度

印度继续其稳步增长，2008 年新增装机容量为 1800MW，总装机容量达到 9.6GW。印度风电生产领先的是泰米尔纳德邦（Tamil Nadu），它拥有 4GW 风电装机容量，其后是马哈拉施特拉邦（Maharashtra）（1.8GW）和古吉拉特邦（Gujarat）（1.4GW）。

3. 日本

日本的风电产业发展迅猛。这一发展一直受到引入市场激励机制的鼓励，这种鼓励体现在对可再生能源发电支付的电价和对清洁能源项目的资金支持。对可再生能源发电的购电协议也期限较长，为 15~17 年，可以鼓励投资信心。这样做的结果是使日本的风电装机容量从 2000 年年底的 136MW 增加到 2008 年年底的 1880MW。2008 年的新增风电装机容量为 346MW。

2008 年亚洲其他国家和地区的新增风电装机容量还有中国台湾地区（81MW，总装机容量为 358MW）和韩国（43MW，总装机容量为 236MW）。

1.5.4 太平洋地区

1. 澳大利亚

澳大利亚风电市场在经过几年停滞之后，2008 年的发展速度又重新抬头，当年新增装机容量为 482MW，使总装机容量出现了增长 58% 的跃进，澳大利亚现有 50 个风电场，总装机容量为 1.3GW。还有 7 个总装机容量为 613MW 的项目正在建设，预计将在 2009 年投运。

2. 新西兰

新西兰 2008 年的装机容量增长仅为 3.5MW，总装机容量为 325MW。但这个数字不能恰当反映这一年风电产业的情况，有 187MW 的装机容量正在建设中。

1.5.5 拉美

尽管拉美地区风资源巨大，但 2008 年的市场增长很缓慢。

1. 巴西

巴西是唯一有实质性新增装机容量的国家。它新增的 94MW 装机容量分布在 5 个风电场，多数位于该国东北部的 Ceará 州。巴西 2002 年通过了替代电源激励规划（Programme of Incentives for Alternative Electricity Sources, PROINFA），以鼓励开发 1400MW 风电装机容量和其他可再生能源。该规划的第一期原计划于 2008 年结束，但现在已经延期。

2. 墨西哥

墨西哥有丰富的风能资源，条件是拉美国家中最好的，特别是 Oaxaca 州的 La Ventosa 地区（7000MW），它的平均容量系数可超过 40%。此外，有几个州的地点也有良好的风资源，尤其是 Baja California 州的 La Rumorosa 和 Tamaulipas、Yucatán、Veracruz、Zacatecas、Hidalgo 和 Sinaloa 州的一些地点。墨西哥能源部（SENER）估计墨西哥可开发的风能资源总计为 40000MW。

尽管开发潜力巨大，但墨西哥风电发展缓慢，主要原因是财政鼓励机制不当、现有的监管框架问题，以及缺少鼓励使用风能的政策。然而，2009 年引入了推动可再生能源发展的新法规，现有 560MW 风电项目正在建设中。

墨西哥的发电系统：墨西哥的总装机容量约为 50GW，其中 11457MW 来自独立发电商（Independent Power Producer, IPP），约 7900MW 是自备发电和热电联产。近些年，墨西哥的发电构成发生了巨大变化，逐渐从燃油发电转向用天然气发电。传统上，大型水电和地热能是墨西哥使用最广泛的可再生能源。其他可再生能源，如风电、光伏、小水电、生物质能和生物燃料等，到目前为止还增长缓慢。

1.5.6 非洲和中东

非洲和中东的新增风电装机容量为 130MW。

北非的埃及、摩洛哥和突尼斯的风电继续增长，新增装机容量分别为 55MW、10MW 和 34MW。中东伊朗的新增装机容量为 17MW。非洲和中东的风电总装机容量现在为 669MW。

图 1-1 ~ 图 1-4 分别是 1996 年到 2010 年的世界累积装机容量、2008 年的总装机容量和 2010 年 12 月装机容量最多的 10 个国家累积装机容量，以及按地区分的 2010 ~ 2015 年风电装机容量市场预测^[1]。

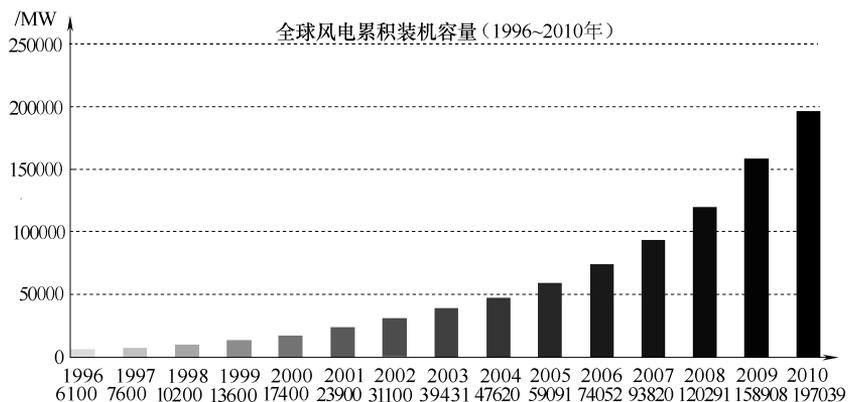


图 1-1 1996 ~ 2010 年全球风电累积装机容量

8 风电系统电能质量和稳定性对策

国家	MW	%
美国	25170	20.8
德国	23903	19.8
西班牙	16754	13.9
中国	12210	10.1
印度	9615	8.0
意大利	3736	3.1
法国	3404	2.8
英国	3241	2.7
丹麦	3180	2.6
葡萄牙	2862	2.4
世界其他地区	16693	13.8
装机容量最多的10个国家	104104	85.2
全世界	120798	100.0

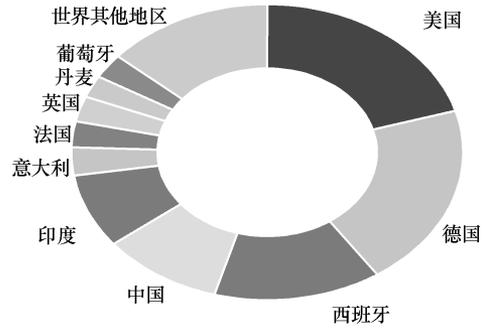
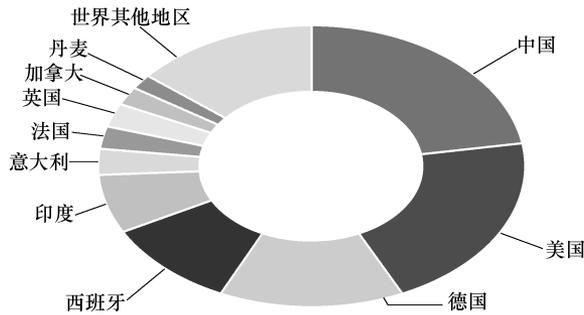


图 1-2 2008 年的总装机容量



国家	MW	%
中国	44733	22.7
美国	40180	20.4
德国	27214	13.8
西班牙	20676	10.5
印度	13065	6.6
意大利	5797	2.9
法国	5660	2.9
英国	5204	2.6
加拿大	4009	2.0
丹麦	3752	1.9
世界其他地区	26749	13.6
装机容量最多的10个国家	170290	86.4
全世界	197039	100.0

图 1-3 2010 年 12 月装机容量最多的 10 个国家的累积装机容量

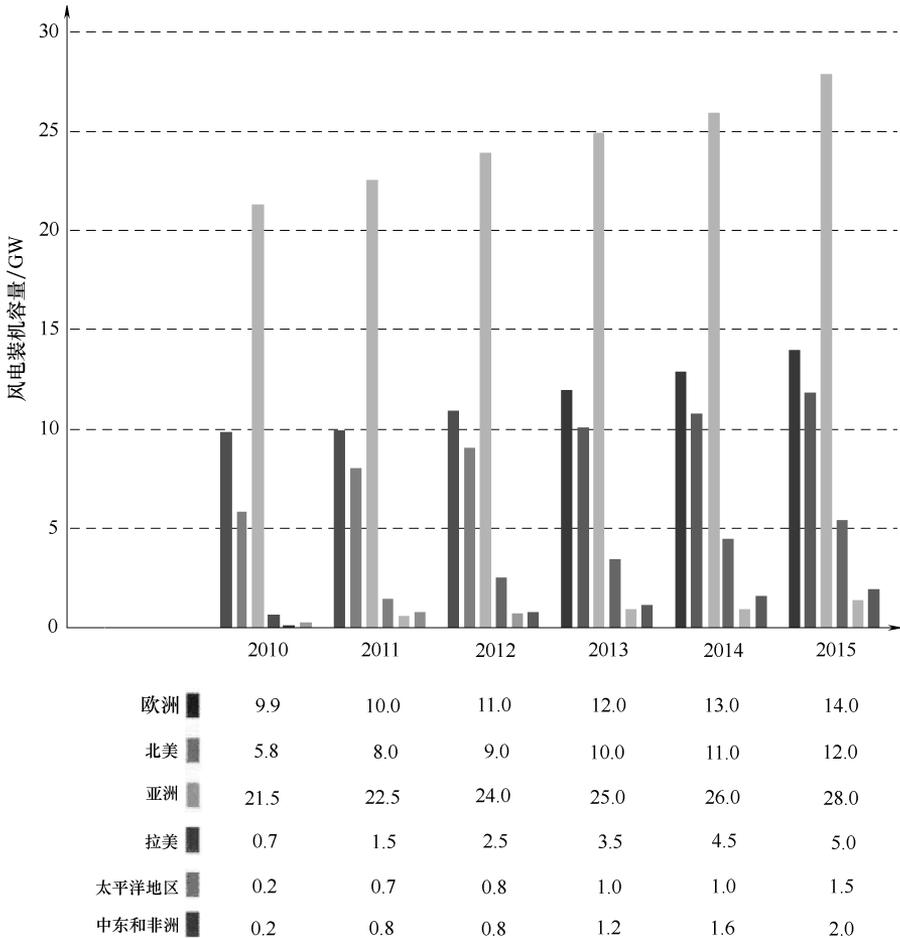


图 1-4 按地区分的 2010~2015 年风电装机容量市场预测

1.6 本书的目的和范围

本书的目的是提供风能转换系统的基本概念，介绍提高暂态稳定性和尽量减小功率、频率和电压波动的各种措施。对各种稳定工具进行了比较，帮助研究人员和工程师了解它们的相对有效性以做出最佳选择。研究生和大学生可以使用本书作为风力发电系统的参考书，深入理解风电并网和稳定性问题，以及风力发电系统的各种稳定方法。他们也可以把从本书获得的知识应用到自己的研究工作中。因此，希望本书能引起有志于风能系统研究的研究人员、工程师和学生的兴趣，并对他们有所助益。

参 考 文 献

1. Global Wind Energy Council (GWEC), <http://www.gwec.net/>
2. S. Heier, Grid integration of wind energy conversion system, John Wiley & Sons, 1998.
3. A. Sumper, O. G. Bellmunt, A. S. Andreu, R. V. Robles, and J. R. Duran, "Response of fixed speed wind turbines to system frequency disturbances," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 181–192, February 2009.
4. Y. Amirat, M. E. H. Benbouzid, B. Bensaker, R. Wamkeue, and H. Mangel, "The state of the art of generators for wind energy conversion systems," *Proceedings of the International Conference on Electrical Machine (ICEM'06)*, pp. 1–6, Chania, Greece, 2006.
5. E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Design of a maximum power point tracking system for wind-energy-conversion-applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 2, pp. 486–494, April 2006.
6. M. H. Ali and B. Wu, "Comparison of stabilization methods for fixed-speed wind generator systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 1, pp. 323–331, January 2010.
7. B. S. Borowy and Z. M. Salameh, "Dynamic response of a stand-alone wind energy conversion system with battery storage to a wind gust," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 12, no. 1, pp. 73–78, Mar. 1997.
8. R. Chedid and S. Rahman, "Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 12, no. 1, pp. 79–85, Mar. 1997.
9. A. C. Saramourtsis, A. G. Bakirtzis, P. S. Dokopoulos, and E. S. Gavanidou, "Probabilistic evaluation of the performance of wind-diesel energy systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 9, no. 4, pp. 743–752, December 1994.
10. I. Abouzahr and R. Ramakumar, "An approach to assess the performance of utility-interactive wind electric conversion systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 6, no. 4, pp. 627–638, December 1991.
11. A. G. Bakirtzis, P. S. Dokopoulos, E. S. Gavanidou, and M. A. Ketselides, "A probabilistic costing method for the evaluation of the performance of grid-connected wind arrays," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 4, no. 1, pp. 34–40, March 1989.
12. V. Valtchev, A. Bossche, J. Ghijselen, and J. Melkebeek, "Autonomous renewable energy conversion system," *Renewable Energy*, vol. 19, no. 1, pp. 259–275, January 2000.
13. E. Muljadi and C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 1, pp. 240–246, Jan. 2001.
14. L. H. Hansen et al., "Generators and power electronics technology for wind turbines," in *Proceedings of IEEE IECON'01*, vol. 3, pp. 2000–2005, Denver, CO, November–December 2001.
15. T. Ackermann et al., "Wind energy technology and current status: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 4, pp. 315–374, 2000.
16. R. W. Thresher et al., "Trends in the evolution of wind turbine generator configurations and systems," *Int. J. Wind Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 70–86, April 1998.
17. P. Carlin et al., "The history and state of the art of variable-speed wind tur-

- bine technology," *Int. J. Wind Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 129–159, April–June 2003.
18. A. Grauers et al., "Efficiency of three wind energy generator systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 11, no. 3, pp. 650–657, September 1996.
 19. B. Blaabjerg et al., "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, September 2004.
 20. P. Thøgersen et al., "Adjustable speed drives in the next decade. Future steps in industry and academia," *Electric Power Components & Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 13–31, January 2004.
 21. J. A. Baroudi et al., "A review of power converter topologies for wind generators," in *Proceedings of IEEE IEMDC'05*, pp. 458–465, San Antonio, TX, May 2005.
 22. B. Blaabjerg et al., "Power electronics as an enabling technology for renewable energy integration," *J. Power Electronics*, vol. 3, no. 2, pp. 81–89, April 2003.
 23. C. Nicolas et al., "Guidelines for the design and control of electrical generator systems for new grid connected wind turbine generators," in *Proceedings of IEEE IECON'02*, vol. 4, pp. 3317–3325, Seville, Spain, November 2002.
 24. M. A. Khan et al., "On adapting a small pm wind generator for a multi-blade, high solidity wind turbine," *IEEE Trans. Energy Conversions*, vol. 20, no. 3, pp. 685–692, September 2005.
 25. J. R. Bumby et al., "Axial-flux permanent-magnet air-cored generator for small-scale wind turbines," *IEE Proc. Electric Power Applications*, vol. 152, no. 5, pp. 1065–1075, September 2005.
 26. G. K. Singh, "Self-excited induction generator research—A survey," *Electric Power Systems Research*, vol. 69, pp. 107–114, 2004.
 27. R. C. Bansal et al., "Bibliography on the application of induction generators in nonconventional energy systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 18, no. 3, pp. 433–439, September 2003.
 28. P. K. S. Khan et al., "Three-phase induction generators: A discussion on performance," *Electric Machines & Power Systems*, vol. 27, no. 8, pp. 813–832, August 1999.
 29. M. Ermis et al., "Various induction generator schemes for wind-electricity generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 23, no. 1, pp. 71–83, 1992.
 30. S. Muller et al., "Doubly fed induction generator systems for wind turbines" *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 3, pp. 26–33, May–June 2002.
 31. R. Datta et al., "Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine—A comparison with alternative scheme," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 17, no. 3, pp. 414–421, September 2002.
 32. L. Holdsworth et al., "Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances," *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 3, pp. 343–352, May 2003.
 33. S. Grabic et al., "A comparison and trade-offs between induction generator control options for variable speed wind turbine applications," in *Proceedings of IEEE ICIT'04*, vol. 1, pp. 564–568, Hammamet, Tunisia, December 2004.
 34. P. Mutschler et al., "Comparison of wind turbines regarding their energy generation," in *Proceedings of IEEE PESC'02*, vol. 1, pp. 6–11, Cairns, Australia,

June 2002.

35. R. Hoffmann et al., "The influence of control strategies on the energy capture of wind turbines," in *Proceedings of IEEE IAS'02*, vol. 2, pp. 886–893, Rome, Italy, October 2000.
36. M. Orabi et al., "Efficient performances of induction generator for wind energy," in *Proceedings of IEEE IECON'04*, vol. 1, pp. 838–843, Busan, Korea, November 2004.
37. J. G. Slootweg et al., "Inside wind turbines—Fixed vs. variable speed," *Renewable Energy World*, pp. 30–40, 2003.
38. P. M. Anderson and A. Bose, "Stability simulation of wind turbine systems," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791–3795, December 1983.
39. G. L. Johnson, *Wind Energy Systems Electronic Edition*, <http://www.rpc.com.au/products/windturbines/windbook/WindTOC.html>
40. NEDO LAWEPS, <http://www2.infoc.nedo.go.jp/nedo/top.html>
41. NEDO, The New Energy and Industrial Technology Development Organization, <http://www.nedo.go.jp/english/introducing/what.html>
42. E. S. Abdin and W. Xu, "Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine-induction generation unit," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 15, no. 1, pp. 91–96, March 2000.
43. J. R. Winkelmann and S. H. Javid, "Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine generator," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 102, no. 5, pp. 1340–1347, May 1983.
44. O. Wasynczuk, D. T. Man, and J. P. Sullivan, "Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 100, no. 6, pp. 2837–2845, June 1981.
45. F. P. de Mello, J. W. Feltes, L. N. Hannett, and J. C. White, "Application of induction generators in power system," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 101, no. 9, pp. 3385–3393, 1982.
46. M. A. Rahman, A. M. Osheiba, T. S. Radwan, and E. S. Abdin, "Modelling and controller design of an isolated diesel engine permanent magnet synchronous generator," *IEEE Trans. on EC*, vol. 11, no. 2, pp. 324–330, June 1996.
47. L. Soder et al., "Experience from wind integration in some high penetration areas," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 4–12, Mar. 2007.
48. A. Radunskaya, R. Williamson, and R. Yinger, "A dynamic analysis of the stability of a network of induction generators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 657–663, May 2008.
49. J. Craig, "Dynamics of wind generators on electric utility network," *IEEE Trans. Aerosp Electron. Syst.*, vol. 12, pp. 483–493, July 1976.

第 2 章 风能转换系统

2.1 引言

在众多可再生能源中，风力发电由于其高效率 and 环保性成为发展最迅速的技术。风能转换系统将风的动能转换为电能或其他形式的能量。风力发电在过去十几年内取得了极大的进步，且被认为具有环保性和经济竞争力。本章将介绍风能转换系统的基础知识、基本概念、风能系统的基础元件、系统建模和风力机类型。

2.2 基本概念

每个风能系统的作用都是将风的动能转换为机械能或电能。尽管不同风力机在容量上差别巨大，但是所有风力机——从容量最小的到最大的——的工作方式都一样，它们的总体配置也都是是一致的。每个风能系统都包含一个转动部件（叶片），可将风能转换为转动轴能量，一个含传动系统和发电机^[1]的机舱（封闭罩）。风的能量（动能）驱动叶片转动，这些能量被传至传动系统（机械能），然后在发电机中转变为电能，随后储存在蓄电池中，或传输至家庭电网或公用电网中正常使用。

可用风能 → 风力机 → 机械功率 → 电功率

图 2-1 为风能转换系统的简要流程图。

图 2-1 风能转换系统简要流程图

2.3 风电技术

第一台商业风力机产生于 20 世纪 80 年代，此后风电装机容量、发电效率以及外观设计均取得了巨大的进步^[2]。尽管在获得理想风力机前进行了很多不同的探索，但最集中的进步发生在过去十几年内。目前，大部分商业风力机为含三个等间隔叶片的水平轴风力机。叶片连接在转轴上，转轴功率由变速箱传递至发电机。变速箱和发电机被封装在机舱内。有些风力机使用直接驱动从而省掉了变速箱。电力随后从塔架传递至下面的变压器，最终送入电网。

风力机运行风速范围较广，从 3 ~ 4m/s 到高达 25m/s，即 90km/h (56mile[⊖]/h)，相当于 9 ~ 10 级阵风。目前大部分类型的风力机都可通过桨距角控制改变叶片角度，最大限度地利用持续变化的风速。风向发生变化时，可以通过整个风轮的偏航运行于不同风速，使风力机可以适应风速的变化，并提高与电网运行之间的协调性。复杂的控制系统可进行风力机运行和电气出力的微调。

现代风力机可以在各种风速（无论是高风速还是低风速）下高效运行在不同地域，如沙漠和严寒极地气候。含多台风力机的风电场可用率更高，一般来说更有利于环保以及被公众所接受。通过使用轻型材料降低体积，现代风力机设计是流线型的，更圆滑美观。

目前风电技术的主要设计理念是可靠性、电网适应性、良好的声学性能（降低噪声）、最高效率、优良的空气动力性能、低风速下高产出，以及扩展到海上的能力。风力机的体积和高度也越来越大。现代最大风力机中发电机的容量为 20 世纪 80 年代风力机的 100 倍。同时，风力机的风轮直径增加了 7 倍。2007 年，全世界已安装风力机的平均容量为 1492kW，目前在运的最大风力机为 Enercon E126 型，风轮直径为 126m，容量为 6MW。

建造大容量风力机的主要推动力量是海上风电市场，在海床上安置风力机需要对每个基础优化利用。在海床上固定巨大的基础、汇集电力并把它传输至海岸的成本均高于陆地。尽管目前海上风电场中已安装的风力机最大容量为 3.6MW，但 5MW 以及容量更大的风力机正在研发中，并有望在未来几年中成为标准机型。

在过去几年内，陆地上使用的风力机单机容量在 1.5 ~ 3MW 之间。这促使成千上万台同样型号风力机的成批生产，可以消弭一些萌发问题，提高风力机的可靠性。

风力机设计正在探索的内容包括使用不同组合的合成材料来生产叶片，尤其是要确保它重量最轻，以及改变传动系统，以降低载荷并提高可靠性、改进控制系统，以确保与电网的兼容性更好。

2.4 风力机系统的基础元件

典型风力机围绕轮毂有多个风轮叶片（通常是 3 个）。轮毂连接在变速箱和发电机上，这两个部件安置在机舱内，机舱可保护电力元件。风力机系统基础元件如图 2-2 所示。

机舱：位于塔架上部，内含以下电气元件：变速箱、制动系统、风速和风向监

⊖ 译者注：mile（英里），英制长度单位，1mile = 1.609km。

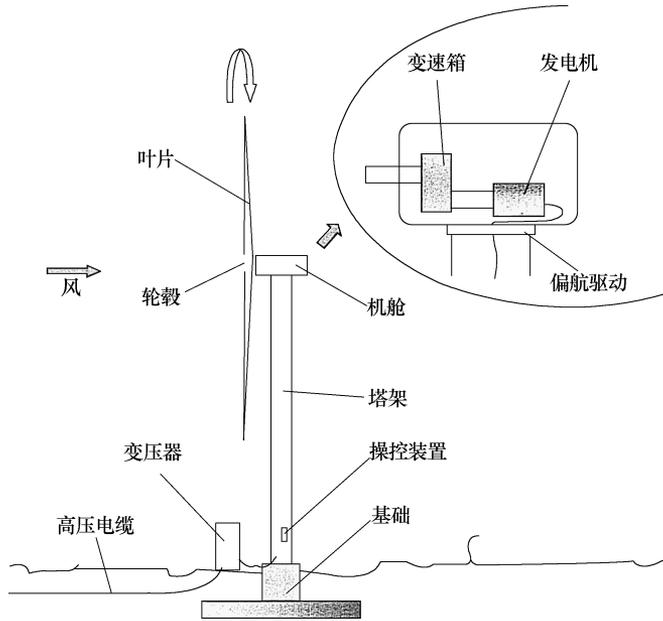


图 2-2 风力机主要部件

视器、偏航装置以及发电机。

风轮叶片：叶片直径是风力机的重要参数；一般来说，叶片越长，输出功率越大。但是叶片设计和材料也同样重要。叶片材料通常为聚酯或树脂加强的玻璃纤维。树脂真空灌注是由 Suzlon 等制造商发明的新技术。不论是应用在定速风力机（传统风力机）还是变速风力机中，典型的叶片转速为 10 ~ 30r/min。

变速箱和直接驱动：大部分风力机使用变速箱，其功能是加大发电机所需的转速。一些新技术开发了直接驱动发电机，可不使用昂贵的变速箱。

制动系统：制动系统是一个用于在紧急情况下停止叶片转动，以及在极高风速或其他异常情况下确保风力机安全的圆盘。

控制器：一组控制起停和风力机风轮叶片转速的电气元件。一般来说，在定速风力机中，控制器在风速为 8 ~ 14mile/h (12.9 ~ 22.5km/h) 左右起动风力机，在 55mile/h (88.5km/h) 风速下停止风力机（防止强风造成的损害）。

发电机：生产 60Hz 交流电的元件[⊖]。

风力机偏航装置：大部分风力机的偏航装置连接在监视风向的传感器（如风速计）上，转动塔头使叶片迎着风向。

⊖ 译者注：这是指工频为 60Hz 的情况，对于工频为 50Hz 的情况，发出的交流电频率应为 50Hz（如在我国）。

塔架：它的作用是支撑机舱和风轮。发电机发出的电力由塔架内部的电缆传到下边，并通过变压器送入电网。

基础：大型风力机建立在坚实的基础上。风力机退役时，只需将基础挖出来或掩埋，基本不留痕迹。

2.5 风力机类型

2.5.1 按机轴方向分类

根据机轴方向不同，风力机可分为两大类：垂直轴风力机（Vertical Axis Wind Turbine, VAWT）和水平轴风力机（Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT）。

1. 垂直轴风力机

垂直轴风力机的机轴是垂直放置的，叶片上指，发电机安装在地面或塔架低处。图 2-3 为传统垂直轴风力机。有两种主要的翼型（叶片）：升力型和阻力型。

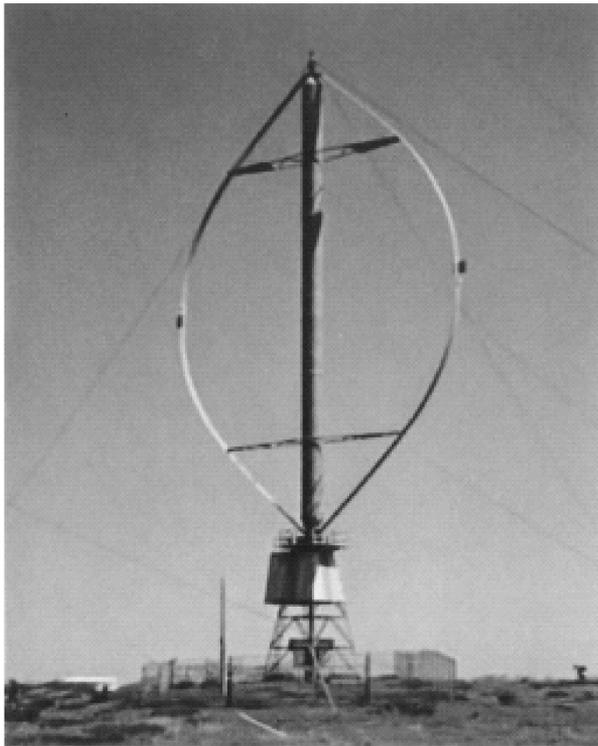


图 2-3 垂直轴风力机

1) 阻力型垂直轴风力机：阻力型风力机的叶片通常为平板，风吹向平板并使其转动。这种设计非常适合于极低风速区域，可产生很大转矩使得风力机运行。然

而，在中高风速下，该机型生产的电能有限。

2) 升力型垂直轴风力机：大部分现代风力机中最常见的是升力翼型。可在中高风速下转换更多的功率。实际上，该机型叶片越少，效率越高。每个叶片在每圈中可遇到两次最大升力（转矩），可产生很大的转矩和正弦功率输出。两家欧洲公司已生产出单叶片风力机，但由于动力平衡问题而无法得到商业应用。

垂直轴风力机的基本理论优势如下：

- 1) 发电机、变速箱等可以安装在地面上，不需要塔架。
- 2) 不需要偏航装置将叶片对准风向。

劣势如下：

1) 靠近地面的风速很低，虽然安装塔架可提高风速，但在风轮较低部分风速仍然很低。

- 2) 垂直轴风力机的总体效率不很理想。

2. 水平轴风力机

水平轴风力机的转轴是水平方向的，主轴和发电机放置在塔架顶部。图 2-4 为传统的水平轴风力机。水平轴风力机主要分为两种类型：



图 2-4 水平轴风力机

1) 水平上风型：发电机转轴水平放置，风吹向叶片。风力机叶片是刚性的，可防止高风速引起叶片变形，叶片位于塔架前方一定距离，有时会倾斜一定角度。

2) 水平下风型：发电机转轴水平放置，风首先吹向塔架，然后是叶片。该风力机不需要额外的装置来跟随风速的变化，在高风速时叶片可以弯曲，这减少了扫掠面积，从而降低风阻力。该类型风力机也不存在湍流问题。

2.5.2 风力机功率范围

根据容量和平均风速，风力机可分为3类^[1]：

1) 小型风力机：功率范围在0.025~10kW。该风力机需要的平均风速为2.5~4m/s。

2) 中型风力机：需要的平均风速为4~5m/s。输出功率范围为10~100kW。

3) 大型风力机：需要的平均风速高于5m/s，输出功率大于100kW。它们通常是与电网相连的。

2.5.3 风力机安装位置

风力机按安装位置不同可分为两类：陆地风力机和海上风力机，分别如图2-5和图2-6所示。海上风力机有如下几个特点：①风速较高、持续且平稳；②效率高。陆地风力机通常受各种约束和障碍物限制：由于外形或噪声带来的障碍、与障碍物有关的限制（如建筑物、山脉）、土地纠纷或土地使用限制。然而，与海上风电场相比，陆地风电场仍具有一些优势：



图2-5 陆地风电场

- 1) 基础成本较低。
- 2) 并网成本低。



图 2-6 海上风电场

- 3) 建设期间安装成本低。
- 4) 运行和维护容易且成本低。

2.6 风力机建模

2.6.1 理想风力机的功率输出

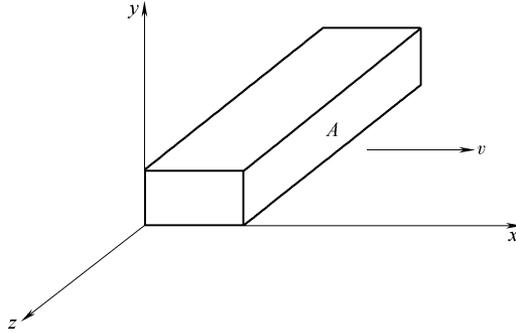
风能是运动空气的动能。风力机可将风的动能转换为直接驱动机械或发电机转动的机械动力，进而产生电能。

质量为 m ，在 x 方向上移动速度为 v 的风团动能 $U(\text{J})$ 为

$$U = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}(\rho Ax)v^2 \quad (2-1)$$

式中， A 为扫掠面积 (m^2)； ρ 为空气密度 (kg/m^3)； x 为风团的厚度 (m)。如果图 2-7 中的风团以速度 v 沿着 x 轴移动，且相反方向固定在原点，则动能沿 x 方向均匀增大，因为风的质量随 x 均匀增加。

风功率 $P_w(\text{W})$ 是动能对时间的微分：

图 2-7 速度为 v 的风团

$$P_w = \frac{dU}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v^2 \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2-2)$$

根据式 (2-1)，可认为施加在原点处的功率会增加风的能量。风力机按式 (2-2) 从 x 方向获取功率，式 (2-2) 代表了可能获取的总功率。

在强气流中，风力机的存在改变了局部风速和压力，如图 2-8 所示。图中的风力机为传统水平轴风力机。

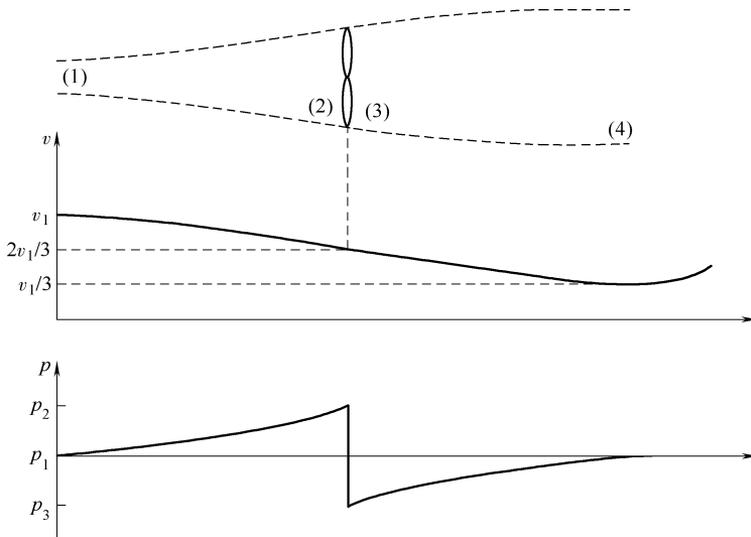


图 2-8 理想风力机的气流柱

假设在接触风力机前未经扰动的空气柱起始直径为 d_1 ，速度为 v_1 ，空气压力为 p_1 。接触到风力机时，空气柱直径增大至 d_2 ，风速因而降低。风压在风力机前达到最大值，在风力机后将降至大气压强之下。部分空气动能转换为势能，从而使风压升高。在风力机后，为将风压增加至大气压强，更多的动能将被转换为势能。

这导致在压力平衡前风速一直在降低。一旦风速降至最低值，空气柱的速度 v_4 将恢复至 v_1 ，这是因为它从周围空气中获得了动能。

可以看出，在最佳条件下，当空气柱向风力机输送最大功率时，以下公式成立：

$$\begin{aligned} v_2 = v_3 &= \frac{2}{3}v_1 \\ v_4 &= \frac{1}{3}v_1 \\ A_2 = A_3 &= \frac{3}{2}A_1 \\ A_4 &= 3A_1 \end{aligned} \quad (2-3)$$

风力机获得的机械功率（W）即为风的输入功率和输出功率之差：

$$P_{\text{mideal}} = P_1 - P_4 = \frac{1}{2}\rho(A_1v_1^3 - A_4v_4^3) = \frac{1}{2}\rho\left(\frac{8}{9}A_1v_1^3\right) \quad (2-4)$$

这意味着空气柱中 8/9 的功率将会被风力机吸收。然而，空气柱面积比风轮面积小，结果容易混淆。常用的表达风力机吸收功率的方法和扰动前风速 v_1 以及风力机面积 A_2 相关。该方法的公式为

$$P_{\text{mideal}} = \frac{1}{2}\rho\left[\frac{8}{9}\left(\frac{2}{3}A_2\right)v_1^3\right] = \frac{1}{2}\rho\left(\frac{16}{27}A_2v_1^3\right) \quad (2-5)$$

系数 $16/27 = 0.593$ ，称为贝兹（Betz）系数^[1]。它表明风力机从同一区域扰动前空气柱中获取的功率不可能超过 59.3%。事实上，由于机械性能不可能完美，风力机获取功率的系数将一直低于 59.3%。尽管有人声称该系数能达到 50%，但在理想情况下，35% ~ 40% 的系数就已经很不错了。能从风中获取 40% 功率的风力机，其获得的功率是理想风力机的 2/3。考虑到风速和风向持续变化的空气动力学问题，以及叶片表面粗糙带来的摩擦损失，40% 系数已经是相当高的了。

2.6.2 实际风力机的功率输出

实际风力机从风中获得的功率系数通常由 C_p 表示， C_p 为性能系数或功率系数[⊖]。使用该系数并根据式 (2-5)，风力机的实际输出功率可表示为

$$P_m = C_p\left(\frac{1}{2}\rho Av^3\right) = C_p P_w \quad (2-6)$$

式中， P_w 为从风中获取的功率（W）； ρ 为空气密度（ kg/m^3 ）； A 为扫掠面积（ m^2 ）； v 为风速（ m/s ）； C_p 为功率系数，与叶尖速比 λ 和叶片桨距角 $\beta(^{\circ})$ 有关。

风力机运行效率不是一直不变的，而是随着风速、风力机转速、风力机叶片参数（如攻角和桨距角）等变化。一般来说，功率系数 C_p 与叶尖速比 λ 以及叶片桨

⊖ 编辑注：国内常称 C_p 为风能利用系数。

距角 β 有关[⊖]，其中叶尖速比的定义为

$$\lambda = \frac{R\omega}{v} \quad (2-7)$$

式中， R 为风力机叶片的半径 (m)； ω 为风力机的机械角速度 (rad/s)； v 为风速 (m/s)。角速度 ω (rad/s) 由转速 n (r/min) 确定：

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} \quad (2-8)$$

通常， C_p - λ 特性按照 MOD-2 模型^[3,4] 查询，如图 2-9 所示。一个 2.5MW (MOD-2) 风力机的数据如表 2-1 所示。

$$C_p = \frac{1}{2}(\lambda - 0.022\beta^2 - 5.6)e^{-0.17\lambda} \quad (2-9)$$

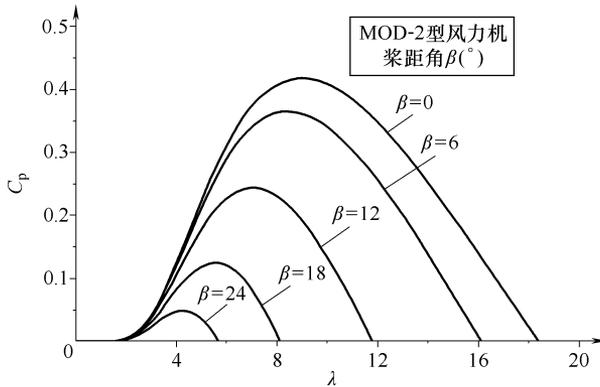


图 2-9 不同桨距角下的 C_p - λ 曲线

表 2-1 2.5MW (MOD-2) 风力机数据

风力机类型	三叶片水平轴
半径	46m
齿数比	1:103
风轮转速	18r/min
空气密度	1.225kg/m ³
切入风速	4m/s
额定风速	约 12m/s
塔架高度	约 100m

⊖ 译者注：原文中，此处的叶尖速比、叶片桨距角的表示字母与前后文不一致，现已改正。

1. 风力机设计风速

为了最佳利用风力机输出功率，有必要选择 3 个设计风速，设计风速是风力机设计最重要的参数，包括切入风速、额定风速和切出风速（如图 2-10 所示）：

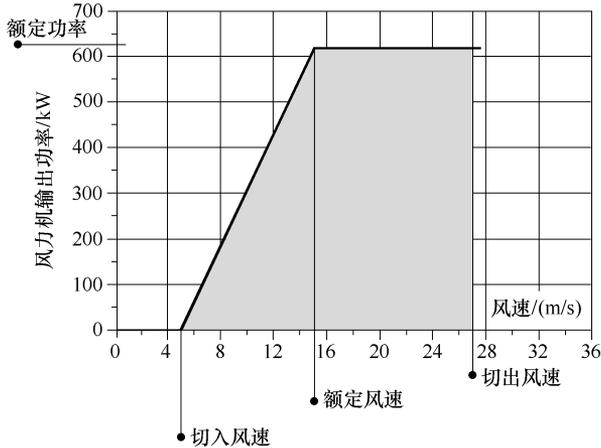


图 2-10 显示 3 个风速的理想风力机功率曲线

1) 切入风速：风力机发出可用功率的最低风速。大部分风力机的切入风速为 7 ~ 10 mile/h (11.3 ~ 16.1 km/h)。

2) 额定风速：风力机发出设计额定功率的最低风速。大部分风力机的额定风速为 25 ~ 35 mile/h (40.2 ~ 56.3 km/h)。在切入风速和额定风速之间，风力机的输出功率随着风速增加。大部分风力机在额定风速以上输出功率被拉平。

3) 切出风速：在风速很高的时候，一般为 45 ~ 80 mile/h (72.4 ~ 128.7 km/h)，大部分风力机停止发电并停机。停机发生时的风速称为切出风速，有时候也称收拢风速。具有切出风速是保护风力机免受损害的一种安全特性。

2. 桨距角控制机制

用风力机叶片控制输出功率非常重要，实现这种控制的主要技术有两种。第一种是桨距控制技术，通过连接到制动系统的控制系统调节叶片。第二种技术是失速（或被动）控制，完全根据叶片的空气动力特性，不需要任何控制系统或运动部件进行调节。它是一种基于叶片长度上不同部位的扭转和厚度的技术。通常情况下，使用桨距控制系统的目的是为了在风速超出额定风速时保持风力机输出功率恒定。图 2-11 为常规的桨距控制系统^[5]。

3. 风切变和塔影的影响

与常规发电机相比，风力机产生的转矩和发出的功率变化更大。功率变化主要源于两个方面：一是决定不同时刻和高度的风速的随机过程；二是周期性过程，周

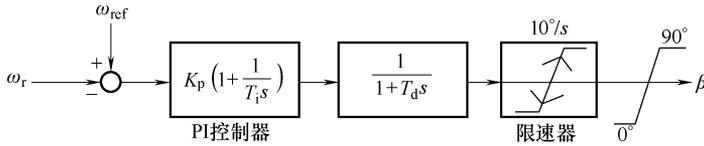


图 2-11 桨距控制系统模型

周期性过程主要是由风切变和塔影^[6]造成的。风切变用于描述不同高度的风速变化，而塔影描述由于塔架结构引起的风向变化。三叶片风力机中最常见及最大的周期性功率脉动发生在 $3p$ 频率下，该频率为风轮旋转频率的 3 倍，即叶片经过塔架的频率。因此，即使是在一定高度的恒定风速下，风力机叶片在转动时也会遭遇变化风速。转矩脉动以及随之引起的功率脉动，是由于在不同位置上风速的周期性变化引起的。

4. 风切变

一般来说，风速会随高度增加，这种变化称为风切变。风速在不同高度的周期性变化会引起转矩脉动，从而引起功率脉动。每个叶片在转过一个完整的圆周时会遭遇不同风况，这将引起功率和转矩的振荡。例如，向上旋转的叶片遇到的风速会比向下旋转的叶片更大。在每个旋转周期内，转矩振荡三次，因为每个叶片都会经历最低和最高风速。

5. 塔影

风的分布会因塔架的存在而发生变化。对于上风风轮，塔前风向会发生变化，从而使塔前每个叶片的转矩降低，这称为塔影效应。因塔影引起的转矩脉动在风力机叶片处于塔架下风向以及风受到阻挡而反向时是最严重的。因此，大部分现代风力机使用的是上风风轮。

2.7 小结

本章介绍了风能转换系统的基本概念；描述了风能技术、风力机系统的基本元件和风力机类型；讨论了风力机功率范围和安装地点；推导了考虑理想情况和实际情况下风力机的输出功率公式；解释了桨距控制结构、风切变和塔影现象。

参考文献

1. S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion system*, John Wiley & Sons, 1998.
2. Global Wind Energy Council (GWEC), <http://www.gwec.net/>
3. P. M. Anderson and A. Bose, "Stability simulation of wind turbine systems," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791-3795, December 1983.

4. J. G. Sloopweg, S. W. D. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 144–151, February 2003.
5. M. H. Ali and B. Wu, "Comparison of stabilization methods for fixed-speed wind generator systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 25, no. 1, pp. 323–331, January 2010.
6. D. S. L. Dolan and P. W. Lehn, "Simulation model of wind turbine 3p torque oscillations due to wind shear and tower shadow," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 717–724, September 2006.
7. T. Thiringer and J.-A. Dahlberg, "Periodic pulsations from a three-bladed wind turbine," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, pp. 128–133, June 2001.
8. T. Thiringer, "Power quality measurements performed on a low-voltage grid equipped with two wind turbines," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 11, pp. 601–606, September 1996.
9. E. N. Hinrichsen and P. J. Nolan, "Dynamics and stability of wind turbine generators," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 101, pp. 2640–2648, August 1982.
10. T. Petru and T. Thiringer, "Modeling of wind turbines for power system studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1132–1139, November 2002.
11. J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, W. XueGuang, and N. Jenkins, "Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 803–809, May 2003.
12. D. J. Trudnowski, A. Gentile, J. M. Khan, and E. M. Petritz, "Fixed speed wind-generator and wind-park modeling for transient stability studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 1911–1917, November 2003.
13. J. Cidras and A. E. Feijoo, "A linear dynamic model for asynchronous wind turbines with mechanical fluctuations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 681–687, August 2002.
14. K. T. Fung, R. L. Scheffler, and J. Stolpe, "Wind energy—A utility perspective," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 100, pp. 1176–1182, 1981.
15. S. H. Karaki, B. A. Salim, and R. B. Chedid, "Probabilistic model of a tow-site wind energy conversion system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 530–542, 2002.
16. A. E. Feijoo, J. Cidras, and J. L. G. Dornelas, "Wind speed simulation in wind farms for security assessment of electrical power systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, pp. 1582–1587, 1999.
17. P. Poggi, M. Muselli, G. Notton, C. Cristofari, and A. Louche, "Forecasting and simulating wind speed in Corsica by using an autoregressive model," *Energy Conversion and Management*, vol. 44, pp. 3177–3196, 2003.
18. R. Karki and R. Billinton, "Reliability/cost implications of PV and wind energy utilization in small isolated power systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, no. 4, pp. 368–372, 2001.
19. P. Wang and R. Billinton, "Reliability benefit analysis of adding WTG to a distribution system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, no. 2, pp. 134–139, 2001.
20. A. Saramourtsis, P. Dokopoulos, A. Bakirtziz, and E. Gavanidou, "Probabilistic evaluation of the performance of wind diesel energy systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 9, no. 4, pp. 743–752, 1994.
21. P. S. Dokopoulos, A. C. Saramourtsis, and A. G. Bakirtziz, "Prediction and evaluation of the performance of wind diesel energy systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 11, no. 2, pp. 385–393, 1996.

22. R. Billinton and G. Bai, "Generating capacity adequacy associated with wind energy," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 641–646, 2004.
23. R. Billinton, H. Chen, and R. Ghajar, "A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 11, no. 4, pp. 728–734, 1996.
24. G. N. Kariniotakis, G. S. Stavrakakis, and E. F. Nogaret, "Wind power forecasting using advanced neural networks models," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 11, no. 4, pp. 762–768, 1996.
25. S. Kelouwani and K. Agbossou, "Non-linear model identification of wind turbine with a neural network," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, p. 608, 2004.
26. H. Madads, H. M. Kajabadi et al., "Development of a novel wind turbine simulator for wind energy conversion systems using an inverter—controlled induction motor," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 547–560, 2004.
27. A. G. Bakirtz, "A probabilistic method for the evaluation of the reliability of stand-alone wind energy conversion systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 7, no. 1, pp. 530–536, 1992.
28. C. Singh and A. Lago-Gonzaloz, "Reliability modeling of generation systems including unconventional energy sources," *IEEE Trans. Power Appl. Syst.*, vol. PAS-104, pp. 1049–1055, 1985.
29. H. Mohammed and C. O. Nwankpa, "Stochastic analysis and simulation of grid-connected wind energy conversion system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 15, no. 1, pp. 85–89, 2005.
30. S. H. Karaki, R. B. Chedid, and R. Ramadan, "Probabilistic performance assessment of wind energy conversion systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, no. 2, pp. 217–224, 1999.
31. R. Chedid and S. Rahman, "Unit sizing and control of hybrid wind solar power systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 12, no. 1, pp. 79–85, 1997.
32. T. Thiringer and J.-A. Dahlberg, "Periodic pulsation from a three-bladed wind turbine," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, no. 2, pp. 128–133, 2001.
33. B. I. Daqiang, X. Wang, W. Weijian, and D. Howe, "Improved transient simulation of salient pole synchronous generators with internal and ground faults in the stator winding," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 1, pp. 128–134, 2005.
34. E. Muljadi, H. L. Hess, and K. Thomas, "Zero sequence method for energy recovery from a variable-speed wind turbine generator," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, no. 1, pp. 99–103, 2001.
35. S. P. Singh, S. K. Jain, and J. Sharma, "Voltage regulation optimization of compensated self-excited induction generator with dynamic load," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 724–732, 2004.
36. B. J. Chalmers, E. Spooner, and W. Wu, "An axial-flux permanent-magnet generator for a gearless WES," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, no. 2, pp. 251–257, 1999.
37. M. Popescu, T. J. E. Miller, N. Trivillin, and O. Robert, "Asynchronous performance analysis of a single-phase capacitor-start, capacitor-run permanent magnet motor," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 1, pp. 142–149, 2005.
38. P. Alan, W. Patric, and L. Chapman, "Simple expression for optimal current waveform for permanent-magnet synchronous machine drives," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 1, pp. 151–157, 2005.
39. H. Douglas, P. Pillay, and A. K. Ziarani, "Broken rotor bar detection in

- induction machines with transient operating speeds," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 1, pp. 135–141, 2005.
40. A. Siddique, G. S. Yadava, and B. Singh, "A review of stator fault monitoring techniques of induction motors," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 1, pp. 106–113, 2005.
 41. C. Chris, G. R. Slemon, and R. Bonert, "Minimization of iron losses of permanent magnet synchronous machines," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 1, pp. 121–127, 2005.
 42. Z. Chen and E. Spooner, "Grid power quality with variable speed wind turbine," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, no. 2, pp. 148–153, 2001.
 43. F. D. Kanellos and N. D. Hatziaargyriou, "The effect of variable-speed wind turbines on the operation of weak distribution networks," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 543–548, 2002.
 44. T. Thiringer, "Power quality measurements performed on a low-voltage grid equipped with two wind turbines," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 1, no. 3, pp. 601–606, 1996.
 45. G. Saccomando, J. Svensson, and A. Sannino, "Improving voltage disturbance rejection for variable-speed wind turbines," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 17, no. 3, pp. 422–427, 2002.
 46. E. N. Hinrichsen, "Controls for variable pitch wind turbine generators," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 103, pp. 886–892, 1984.
 47. D. B. Hernan and R. J. Mantz, "Dynamical variable structure controller for power regulation of wind energy conversion systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 756–763, 2004.
 48. E. S. Abdin and W. Xu, "Control design and dynamic performance analysis of wind turbine-induction generator unit," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 15, no. 1, pp. 91–95, 2000.
 49. A. S. Neris, N. A. Vovos, and G. B. Giannakopoulos, "A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak AC systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, no. 1, pp. 122–127, 1999.
 50. A. Miller, E. Muljadi, and D. S. Zinger, "A variable speed wind turbine power control," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 12, no. 2, pp. 181–186, 1997.
 51. E. Gavanidou, A. Bakirtziz, and P. Dokopoulos, "A probabilistic method for the evaluation of the performance of wind diesel energy systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 6, no. 3, pp. 418–425, 1992.

第3章 电机和电力系统

3.1 引言

电机对于电力系统发电是必不可少的。作为风力发电机的原动机，风力机能够捕获风能。尽管风力发电机多采用感应电机，但也会采用同步电机，尤其是在需要变速运行时。因此，学习电机的相关知识是掌握风力发电机系统的必要条件。另外，在风能系统中，变压器起把它发出的电能与电网连接的作用，而断路器的作用则是对故障做出响应。总之，在风能系统的学习中，有必要了解电机和电力系统及其相关控制的知识。本章主要论述直流电机、同步电机、感应电机、变压器、断路器、电力系统分析和电力系统控制的基础知识。如果读者需要深入研究学习，可阅读相关的电机和电力系统的参考文献^[1-4]。

3.2 直流电机

直流电机的基本结构包括一个带磁场绕组的定子和一个带电枢绕组的转子。定子和转子组成电机磁路，即电机的铁心，它是一个空心圆柱体。电枢是电机的载荷部件，转子外形是圆柱体，电枢绕组在静止绕组产生的磁场中旋转。它是一个无头无尾的连续电路，由一些线圈串联组成，如图3-1所示。根据线圈端部与换相条连接方式不同，直流电枢绕组可分为叠绕组和波绕组。波绕组主要用于高电压、小电流电机，而叠绕组主要用于低电压、大电流电机。励磁绕组是电机的励磁系统，它位于定子上，可能是电气绕组，也可能是永磁体。电枢线圈终结于换向器并通过换向器互联。换向器由多个相互绝缘的换相条或换向片组成。换向器随着转子旋转，它的作用是把电枢的交流感应电压和电流整流。电刷是石墨做成的导电块，用弹簧压在换向器中，成为外部电路和电枢绕组的接口。励磁绕组位于电极中，一台电机的电极数取决于电压和电流的额定值。无论从以减少磨损为目的的机械角度考虑，还是从电气绝缘的角度考虑，绝缘槽衬一般都被楔入线圈和槽壁之间。槽体之间的磁性材料叫做“齿”。

作为电动机运行时，直流电机由直流电源驱动并吸收电功率，该功率转化为机械能。这里只做简单介绍。处于静止状态的直流电机电枢连接到直流电源时，会有电流流进电枢导体。如果磁场绕组已经处于励磁状态，则会有磁力施加在载流导体

上，并且有转矩作用在电枢上。如果可以忽略抑制转矩，电枢将开始在受力方向旋转。导体在磁场中运动，切割磁力线，并且生成感应电动势。感应电动势极性与外施电压对应的电流方向相反，可使电流降低。由于感应电动势和电流方向相反，电机的作用是吸收电源供给的功率，这些被吸收的电能将转换为机械能。所以，同一台电机的外在表现是发出电能还是吸收电能取决于运行条件，也就是所吸收的能量转换为电能还是机械能。

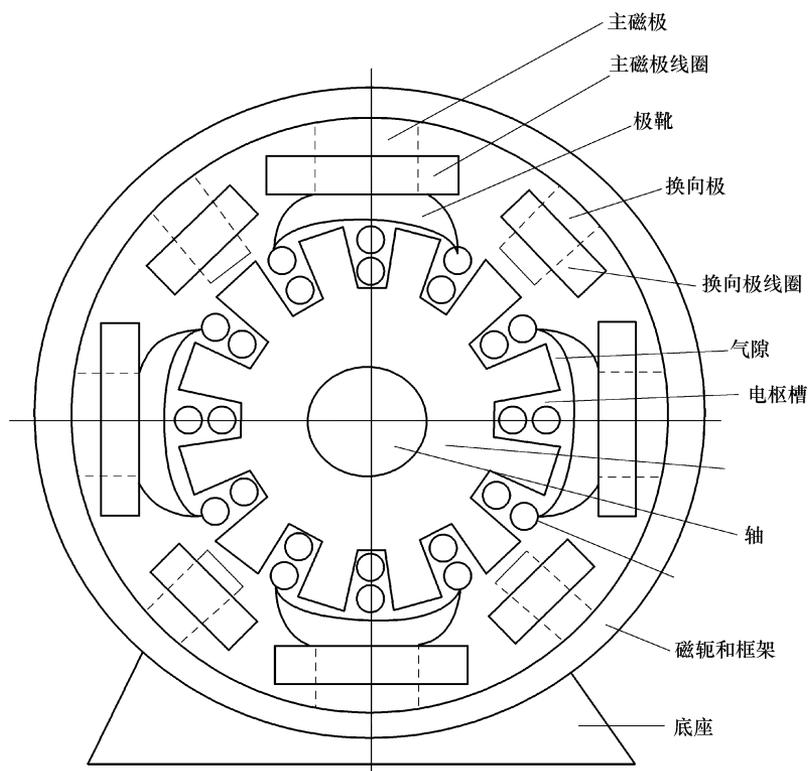


图 3-1 直流电机基本结构

3.3 交流电机

交流电机产生交流电压，它主要有两种类型：①同步电机；②异步电机或感应电机。

3.3.1 同步电机

同步电机是一种重要的机电能量转换装置。同步发电机一般是多台并联运行，为电力系统中的负荷或用户供电。因此在这些应用中，同步电机一般是大

机组模式，额定容量从数十兆瓦到数百兆瓦不等。高速发电机的原动机一般是汽轮机，使用化石能源或核能源。低速发电机通常用水轮机驱动，以水能为动力。小型同步电机一般是私人使用或者作为备用电源，主要以柴油机或者燃气轮机为原动机。

同步电机还可以作为电动机使用，但是这种情况下它们通常容量巨大。同步电动机运行于精确同步转速，因此是恒速电动机。这一点与感应电机不同，感应电机总是运行于滞后功率因数。而同步电动机的特性是功率因数可变，因此可用于功率因数校正。同步电动机在无机负载的状态下运行时，被称为补偿器[⊖]；当磁场过励磁时，它的表现如同可变电容器；当磁场处于欠励磁状态时，则它的表现如同可变电感。它经常用于电力系统关键位置的无功功率控制。

根据磁场和电枢绕组的配置情况，同步电机可分为旋转电枢和旋转磁场两种类型。

旋转电枢类：电枢绕组位于转子上，磁场系统位于定子上。产生的电流通过三个（或四个）集电环流到负荷上。绝缘问题和电刷难以输送大电流限制了它的最大功率输出和产生的电磁场。这种类型只能用于小型电机，其主要作用是作为大型无刷交流电机的主励磁机。

旋转磁场类：电枢绕组位于定子上，磁场系统位于转子上。励磁机通过两个集电环提供励磁电流，电枢电流直接流向负荷。这种类型普遍适用，因为它可以发出很大功率。除非另有说明，后面讨论的主要指这类同步电机。

根据励磁绕组形状，同步电机可分为圆柱形转子（隐极）电机和凸极电机，如图 3-2 和图 3-3 所示。

高速运转的发电机会采用隐极转子结构，如汽轮发电机（通常是两极电机）。这种电机直径与长度的比值一般较小，以避免由于离心力较大导致作用在转子上的应力过大。

低速交流发电机（如水轮发电机）和同步电动机是凸极结构。其特点是电极数量多、低速运行，直径与长度比值较大。励磁线圈缠绕在凸极上。阻尼绕组（局部笼型绕组）通常埋在电极表面的槽中，主要用于同步电动机起动和提高电机稳定性。

1. 圆柱形转子同步发电机原理

当同步发电机通过励磁电流励磁，并运行于恒速状态时，电枢绕组中会产生平衡电压。如果此时电枢绕组上连有平衡负荷，则会产生与电动势相同频率的平衡电

⊖ 译者注：即调相机

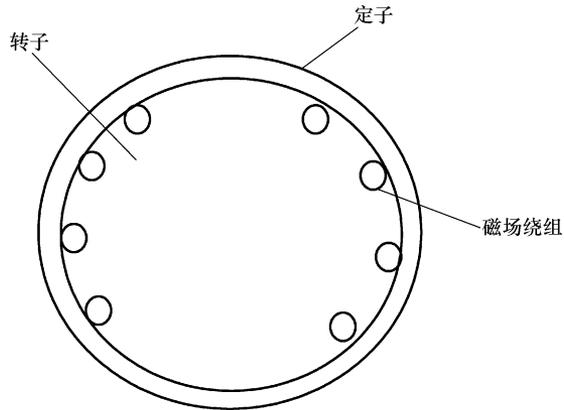


图 3-2 隐极同步电机结构

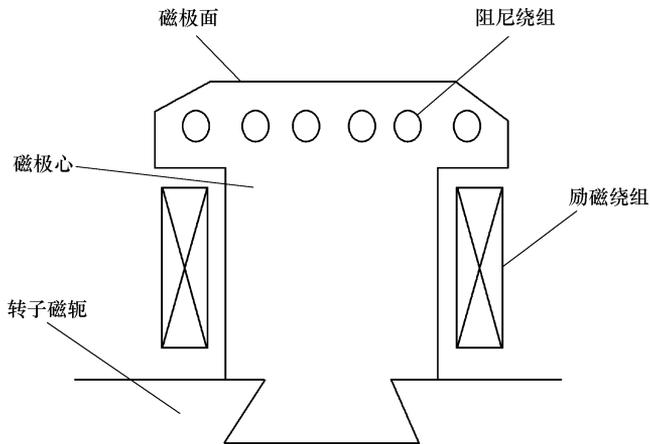


图 3-3 凸极同步电机结构

枢电流。由于电动势频率与转子转速相关，而电枢的转动磁动势的转速与电流频率相关，因此电枢磁动势与转子磁场同步。如果转子转速增加，则电动势和电流频率加大，而功率因数由负荷特性决定。

电枢磁动势对产生的磁场分布的影响被称为电枢反应。由于电枢磁动势转速与主磁场转速相同，因此能在电枢绕组中产生相应的电动势。在稳态特性分析中，一般采用图 3-4 所示的单相等效电路。一般认为电枢反应和电枢绕组漏抗会在同步电抗 X_s 上产生等效内电压降，而开路电枢电压 E_f 则产生磁场励磁。阻抗 $Z_s = R + jX_s$ 是同步发电机的同步阻抗，这里 R 是电枢电阻。

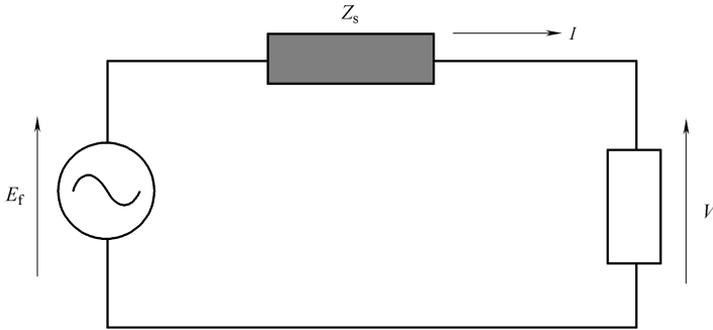


图 3-4 同步发电机单相等效电路

同步发电机电路公式如下：

$$E_f = V + I \cdot Z_s \quad (3-1)$$

图 3-5 是一个隐极转子同步发电机为一个滞后功率因数的负荷供电的电压相量图，由于存在同步阻抗压降，端电压低于开路电压 E_f 。以发电机模式运行时， E_f 相量领先于电压相量 V 的角度为负荷角 δ 。

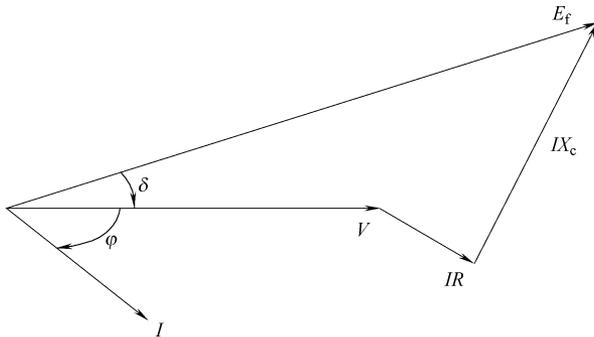


图 3-5 隐极转子同步发电机为滞后功率因数的负荷供电的电压相量图
(δ 为负荷角， φ 为功率因数角)

在现实中，同步发电机极少以孤立模式运行，大部分同步电机以并联运行方式为负荷供电，形成被称为“电网”的大规模电力系统。电网的电压和频率保持基本不变。当一台同步发电机接入电网时，其转速和端电压由电网决定，情况相当于连接在一个无穷大电网上。一般来说，励磁变化会导致运行功率因数变化，机械功率输入变化则会引起相应的输出电功率变化。

将同步电机并联到无穷大电网中的过程叫做同步化。将同步发电机同步到带电母线需要满足以下条件：

- 1) 发电机电压必须与母线相等。
- 2) 发电机频率必须与母线相等。
- 3) 发电机的相序必须与母线相同。
- 4) 在同步化瞬间，发电机的电压相位必须与母线一致。

同步化可以在同步指示灯的帮助下实现，较为常用的是旋转指示灯法。还有一种方法是使用一种叫做同步示波器的设备，这种方法能使同步化更易实现。

表3-1 是在风力机建模时使用的典型同步电机参数。

表 3-1 同步发电机参数

参 数	单 位
定子电阻 r_a	pu
定子电抗 X_a	pu
d 轴同步电抗 X_d	pu
q 轴同步电抗 X_q	pu
d 轴暂态电抗 X'_d	pu
q 轴暂态电抗 X'_q	pu
d 轴次暂态电抗 X''_d	pu
q 轴次暂态电抗 X''_q	pu
d 轴开路暂态时间常数 T'_{d0}	s
q 轴开路次暂态时间常数 T''_{d0}	s
q 轴开路次暂态时间常数 T''_{q0}	s
惯性常数 H	s

2. 自动调压系统

电力系统维持稳定运行的能力很大程度上取决于电力系统对机电振荡的阻尼控制，因此，必须研究并设计自动调压器（Automatic Voltage Regulation, AVR）和调速器（governor, GOV）控制系统模型。AVR 能控制同步电机的励磁电压，并且尽量维持端电压稳定。

3. 调速器控制系统

GOV 控制同步电机的机械输入功率，并试图保持角速度恒定。

4. 电力系统稳定器

电力系统稳定器 (Power System Stabilizer, PSS) 的功能是加大对发电机转子振荡的阻尼, 采用辅助稳定信号控制励磁系统, 以提高电力系统的动态性能。PSS 常用的输入信号包括轴速度、机端频率和功率。系统振荡阻尼可以提高电力系统的动态特性。该方法可有效提高小信号稳定性。

5. 同步电动机工作原理

只有当磁场和电枢磁动势同步旋转时, 同步电动机才能产生恒定转矩。当同步电动机由电网供电时, 因为电网频率是恒定的, 所以电动机必须以同步转速运行。这种情况下, 同步电动机可以看做是恒速电动机。可以用图 3-6 的等效电路研究同步电动机的稳态特性。与图 3-4 相比较, 需要注意的是转矩电流的方向是相反的。同步电动机的电路公式如下:

$$V = E_f + I \cdot Z_s \quad (3-2)$$

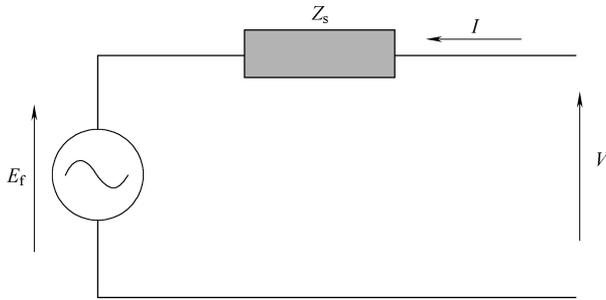


图 3-6 凸极同步电动机等效电路

为满足式 (3-2), 相量 E_f (在此处一般认为是电动机的反电动势) 相对于端电压 V 来说必须是滞后的, 滞后角度为负荷角 δ 。

同步电动机可以用作恒速驱动, 尤其在额定功率高于 15kW 的情况下, 例如直流电力系统中的电动机-发电机组、压缩机、风扇、鼓风机都属于这种类型。大型同步电动机更加高效, 并且能够在功率因数 1 下运行, 因此, 同样功率的同步电动机要比感应电动机更小更轻。在安装有多台感应电动机的工业厂房里, 同步电动机还可以起到校正功率因数的作用。无机械负载的过励磁同步电动机性能如同可变电容器, 可以在大电力系统中用于无功控制。这种用途的同步电动机通常被称为同步电容器或补偿器。

6. 永磁同步发电机

这是同步发电机的一种, 其励磁磁场由永磁体而不是线圈提供^[1]。

在同步发电机中采用永磁体的优点如下:

- 1) 在正常运行中更稳定、更安全, 并且不需要附加直流电源的励磁电路。

- 2) 不必使用集电环, 因此结构更简单, 无需维护。
- 3) 功率因数更高, 更高效。
- 4) 同步发电机适用于大容量情况, 而异步发电机会消耗大量无功功率, 适用于小容量情况。
- 5) 同步发电机可进行电压调节, 而感应发电机的电压是不可调的。
- 6) 同步发电机不需要电容器来维持功率因数, 但这对于感应发电机则是必不可少的。

7) 由于高性能永磁体材料(比如钕)具有高矫顽力, 它可以承受更大气隙, 因此可以减少在框架和轴承配件方面的结构限制。

同步发电机采用永磁体的缺点是:

1) 与线圈磁动势产生的磁通密度不同, 尽管高性能永磁体(如钕的衍生物和钷、钴)矫顽力很高, 但它产生的磁通密度有限。毕竟永磁体是用电磁铁的高磁通密度磁化的。而且所有电机的设计都要受磁心饱和约束。

2) 转矩电流磁动势与永磁体的恒磁通量是矢量相加的, 因此其气隙磁通密度较大, 最终会导致磁心饱和。

3) 不受控的气隙磁通密度可能导致过电压和电子控制可靠性下降。

4) 在永磁电机装配、现场技术服务或者维修的过程中, 恒磁场容易发生安全事故, 如人身伤害或者触电等。

5) 在任何情况下, 高性能永磁材料的价格都很高。

6) 高性能永磁材料的开采有很高的环境要求, 而使用永磁体也绝不是环境友好的。

7) 对这种电机来说, 如果永磁体没有漏磁, 则其气隙深度承受能力仅提高了20%。但如果有漏磁, 则它与普通电机在这方面没什么区别。

8) 高性能永磁体都有结构和散热问题。

7. 同步发电机的多轴系统

涡轮发电机通常被认为是单质块的, 然而实际上涡轮发电机转子的机械结构非常复杂, 由一些以刚度有限的轴联接的主要部件(如涡轮转子、发电机转子、联轴器和励磁机转子等)组成。因此, 当发电机受到扰动时, 会产生涡轮发电机转子不同部件之间的扭矩振荡。在一些特定条件下, 次同步范围内的扭转振荡会与电力系统之间产生不利互作用。所以电力系统的某些干扰会显著降低涡轮机轴的预期寿命。因此, 系统中需要有足够的阻尼来降低涡轮机轴扭转振荡。图3-7是涡轮发电机轴的六质块模型: 高压(HP)涡轮机, 中压(IP)涡轮机, 双低压涡轮机(LPA, LPB), 发电机(GEN), 励磁机(EXC)^[2]。

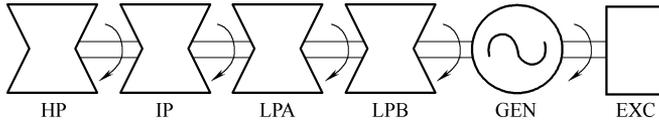


图 3-7 涡轮发电机轴系模型

3.3.2 异步电机

感应电动机（即异步电动机）是一种交流电动机，这类电动机通过电磁感应为转子提供功率。电动机被定子和转子之间的外部磁场驱动旋转，其中定子是静止电磁铁，转子是旋转电磁铁。区别不同类型电动机的方法是看如何为转子提供电流。在直流电动机和集电环交流电动机中，直接通过有电气连接的换向器和集电环向转子提供电流。而在感应电动机中恰恰相反，转子与定子无连接，通过电磁感应在转子中产生电流。有时，感应电动机被称为旋转变压器，因为定子（固定部分）实质上相当于变压器的一次侧，转子（旋转部分）是二次侧。与普通的变压器随着时变磁场改变电流不同，感应电动机采用转动磁场来转换电压。一次电流产生电磁场，与二次电流的电磁场相互作用，产生合成转矩，由此将电能转换为机械能。感应电动机得到广泛使用，尤其是多相感应电动机，被频繁应用在工业驱动中。

目前，感应电动机成为工业用电机的首选，主要原因包括：结构坚固、无电刷（大部分直流电动机都必须有电刷）和电动机转速可控，这主要归功于现代电力电子技术的发展。

感应电动机和同步交流电动机的基本差别在于：同步交流电动机有一个永磁体转子，定子旋转磁场对转子磁场施加一个电磁转矩，使转子稳定旋转（围绕轴）。之所以称为同步，是因为在稳态条件下，转子转速与定子旋转磁场转速相同。

感应电动机转子没有永磁体，而是产生一个感应电流。为了实现这一点，电动机的结构被设计成定子绕组围绕转子的形式，当使用多相电源供电时，就能产生扫过转子的旋转电磁场，电磁场在转子导体中产生感应电流。感应电流与定子产生的旋转磁场相互作用，推动转子旋转。

对于这些感应电流来说，转子的实际转速必须低于定子旋转磁场转速（同步频率 n_s ），否则，磁场就不会对转子导体产生相对运动，也就不会产生感应电流。如果在某些条件下出现了这种情况，转子转速通常会稍稍变慢，直到重生感应电流，然后转子恢复正常。转子转速和旋转磁场转速之差被称为转差率。它是转子磁场转速（转差速度）和旋转定子磁场转速的相对速度差率，是一个无量纲量。因此，感应电动机有时被称为异步电机。

1. 同步转速

掌握感应电动机与同步电动机的差异非常重要。同步电动机总是运行在同步转速——轴转动频率是电源频率的整数倍。感应电动机的同步转速同样是电源的整

数倍。

电动机的同步转速表达式如下：

$$n_s = \frac{120 \times f}{p} \quad (3-3)$$

式中， n_s 为转子的（同步）转速（r/min）； f 为交流电源频率（Hz）； p 为每相的磁极数（注意：在一些资料中， p 代表每相的磁极对数）。

例如，一个六极电动机，以 60Hz 的频率运行，其转速为

$$n_s = \frac{120 \times 60}{6} \text{r/min} = 1200 \text{r/min}$$

再例如，一个六极电动机，以 60Hz 的频率运行，有三对磁极。同步转速的公式为

$$n_s = \frac{60 \times f}{p} \quad (3-4)$$

式中， p 代表的就是每相磁极对数。

2. 转差率

转差率是对同步转速的比值，计算公式为

$$s = \left(\frac{n_s - n_r}{n_s} \right) \quad (3-5)$$

式中， s 代表转差率，数值在 0 ~ 1 之间； n_r 是转子速度（r/min）； n_s 是同步转速（r/min）。

感应电动机的转子有三种类型：

笼型转子：这种转子最常见，由固体铜条或铝条组成，这些金属条的长度与转子相当。这些铜条或铝条有时用一个圆环短路或者连接，而有时不是。也就是说转子能够处于闭合或者半闭合状态。笼型感应电动机的转子条不是直的，而是有些倾斜，这样可以降低噪声和谐波。

集电环转子：这种结构中，用集电环转子代替铜条笼型转子，其集电环上连接有绕组。当这些集电环短路时，转子性能与笼型转子相似，它们可与电阻连接，形成高阻转子电路，这种电路有利于电动机起动。

实心转子：这种转子以固体低碳钢为原材料，由感应电流驱使转动。

3. 感应发电机或异步发电机

感应发电机或异步发电机是交流发电机的一种，这种发电机应用感应电动机原理来产生电能。感应发电机以机械力推动转子旋转，产生负转差率。多数情况下，一般的交流异步电动机无需调整内部结构，即可作为发电机使用。

(1) 运行原理

感应发电机和感应电动机的转速高于同步频率时，即可产生电能。对一台运行在频率为 60Hz 电网中的典型四极电动机（定子有两对电极）来说，同步转速为

1800r/min。运行在 50Hz 电网中的类似四极电动机同步转速则为 1500r/min。在常规电动机运行中，定子磁场的旋转速度高于转子旋转速度。由此，定子磁场感生出转子电流，转子电流又产生与定子极性相反的转子磁场。定子磁场以这种方式拖动转子旋转。

以发电机模式运行时，某些原动机（涡轮机）驱动转子以超同步转速转动。定子磁场依然在转子中产生感应电流。由于相反的转子磁场同时切割定子线圈，所以定子线圈中将会产生有功电流，电动机此时以发电机状态运行，向电网输送功率。

一般来说，感应发电机是非自励发电机，就是说，这种发电机需要电源供电，至少在开始时，以产生旋转磁场（但在实际运行中，感应发电机通常用残磁自启动）。通常是通过电网供电，或者发电机开始发出功率时，由发电机自己提供电能。定子旋转磁场在转子中产生感应电流，同时还产生一个电磁场。如果转子的速度变慢，低于磁场旋转速度，电机将运行在感应电动机状态。如果转子的速度加快，就运行在发电机状态，以同步频率发电。

输送到线路上的有功功率与超过同步转速的转差率成正比。在很小转差率（取决于电动机具体情况，一般是 3%）下，发电机就能达到全额定功率。在同步转速 1800r/min 下，发电机不发出功率。而当驱动速度升至 1860r/min 时，将输出全额定功率。如果原动机不能产生足够的驱动发电机的功率，则转速会停留在 1800 ~ 1860r/min 之间的某个值。

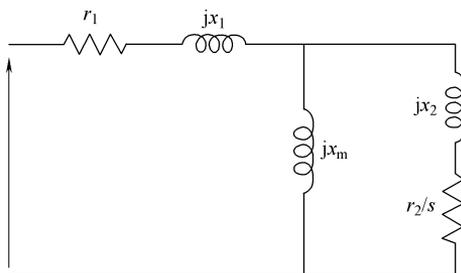


图 3-8 单相笼型感应电机稳态等效电路

图 3-8 是一个单相笼型感应电机的稳态等效电路，其中 s 表示转差率。

(2) 需要的电容器

在以孤立模式工作时，需用电容器组为电动机提供无功功率。提供的无功功率必须等于或大于运行在电动机状态时所需的无功功率值。由于电容器的作用，端电压会升高，但会受限于铁心饱和。

(3) 联网和孤立运行

对感应发电机来说，在孤立系统中，磁通由与电机相连的电容器组建立；在并网情况下，从电网获取励磁电流。联网情况下，由于电机容量对整个系统来说非常小，电机的频率和电压取决于电网。对于孤立系统来说，频率和电压则为较复杂的函数，受电机参数、励磁用电容器、负荷数值和类型等因素影响。

由于感应发电机能在不同转速条件下输出有功功率，因此一般用于风力机和小型水轮机。无论是在机械上还是在电气上，感应发电机都比其他发电机更简单，而且

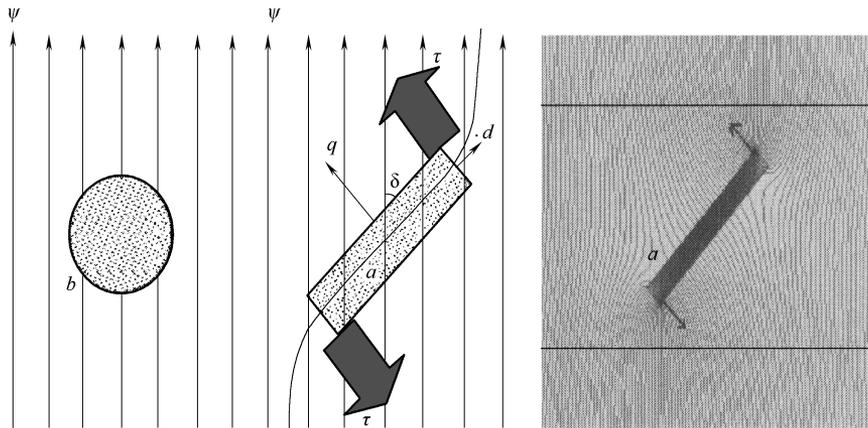
它们不需要电刷或者换向器，在结构上更为稳固。这种发电机尤其适合，并且也是最常用的例子，就是用在风力发电站中。因为这种情况下，速度总是变化的，而此类发电机易于连接变速箱。表3-2显示了用于风力机建模的典型感应电机参数。

表3-2 感应发电机参数

参 数	单 位
定子电阻 r_1	pu
定子漏抗 x_1	pu
励磁电抗 X_{mu}	pu
转子电阻 r_2	pu
转子漏抗 x_2	pu
惯性常数 H	s

3.3.3 同步磁阻电机

同步磁阻电机（Synchronous Reluctance Machine, SynRM）利用磁阻概念和传统感应电动机定子产生的旋转正弦磁动势来产生转矩^[5-8]。磁阻转矩概念有着非常悠久的历史，可以追溯到1900年以前。图3-9说明了其主要含义。该图中，各向异性磁性材料对象 a 在 d 轴和 q 轴上磁阻不同（几何上的），而对象 b 的各向同性磁性材料则在任何方向上磁阻都相同。如果 d 轴和磁场中间存在一定角度（即 $\delta \neq 0$ ），作用在各向异性对象 a 上的磁场 ψ 就能产生转矩。当 a 的 d 轴没有与磁场方向对齐时，它就会引起主磁场的明显畸变。该畸变磁场的主方向与对象的 q 轴方向一致。在同步磁阻电机中，开槽定子中的正弦分布绕组会产生磁场（ ψ ），该磁场通过一个小气隙将定子和转子链接起来，这方面与传统感应电动机完全一致。磁场 ψ 以同步转速旋转，可以假设其呈正弦分布。

图3-9 磁场 ψ 中的各向同性对象 a 和各向异性对象 b 以及转矩产生原理

在这种情况下，会一直存在一个转矩，通过降低 q 轴的畸变磁场 ($\delta \rightarrow 0$) 降低整个系统的势能。如果负荷角 δ 保持不变（例如，通过控制负荷转矩实现），则电磁能将持续转化为机械能。定子电流既负责励磁（对主磁场来说），又产生使磁场畸变降低的转矩。该转矩可通过同步参照系下定子绕组电流矢量和转子 d 轴之间的电流角进行控制。

由于同步磁阻电机的定子绕组呈正弦分布，气隙中的通量谐波只对定子漏抗中的一个附加项起作用。由此，可用描述常规绕组型同步电机的公式“Park 方程”推导同步磁阻电机特性的表达式。同步磁阻电机没有励磁（磁场）线圈，而且还省去了定子中的笼子。电机可以通过适当的逆变器控制停转来实现同步起动。图 3-10 显示了把转子和定子铁损考虑在内的同步磁阻电机的等效矢量电路。

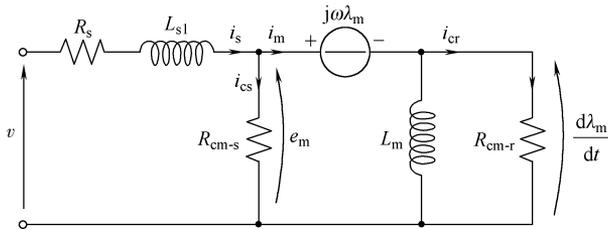


图 3-10 包含转子和定子铁损的同步磁阻电机等效矢量电路

同步磁阻电机的设计使用磁阻转子，但其三相交流绕组是标准的。转子的感应笼子提供起动转矩，但是当电机接近同步转速时，磁阻转矩将通过外部电源将电机同步化。同步磁阻电机转矩容量较低，可用于一些特殊的场合，如钟表和纺织业。在纺织业中，必须有精确的转速控制，以确保纺织纤维的粗细一致（在光纤生产中同样适用）。

3.3.4 变压器

变压器是一种静止设备，通过感应耦合导体实现两个电路之间的电能转换。这里所说的感应耦合导体即变压器线圈。一次绕组上的变化电流在变压器铁心中产生变化磁通，在二次绕组产生一个变化磁场，继而通过该磁场在二次绕组产生一个变化的电动势或者电压。这种作用被称为“互感”。

如果在变压器的二次侧接上负荷，则在二次绕组中会有电流流过，因此电能将从一次电路通过变压器转换到负荷上。在理想变压器中，二次绕组的感应电压 (V_s) 与一次电压 (V_p) 对应成正比，该比值为二次绕组匝数 (N_s) 与一次绕组匝数 (N_p) 之比，表达式如下：

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p} \quad (3-6)$$

选取合适的匝数比，变压器能够对交流电压的进行高低转换，如果 N_s 大于

N_p ，则为升压；如果 N_s 小于 N_p ，则为降压。

绝大多数变压器的绕组都是缠绕在铁心上的线圈，空心变压器是一个例外。变压器的体积大小范围很广，小到舞台麦克风里指甲大小的耦合变压器，大到重达几百吨、用于电网的大型变压器单元。尽管设计应用范围很广，所有这些变压器的运行原理都是相同的。尽管随着新技术的发展，一些电子电路中的变压器已经被淘汰，但是在以家用电压为目的的电子设备设计中，变压器仍然随处可见。在高压输电领域，变压器更必不可少，它能使远距离输电经济实用。

1. 基本原理

变压器主要基于两个原理：第一，电流能够产生磁场（电磁）；第二，线圈中的变化磁场能在线圈两端产生感应电压（电磁感应）。一次绕组中电流的改变能使已有磁通量改变，改变磁通量能在二次绕组中产生感应电压。

图 3-11 所示为一个理想变压器，以一次绕组的电流产生磁场。高磁导率磁心（如铁心）周围覆盖着一次和二次绕组，使大部分磁通既穿过一次绕组也穿过二次绕组。

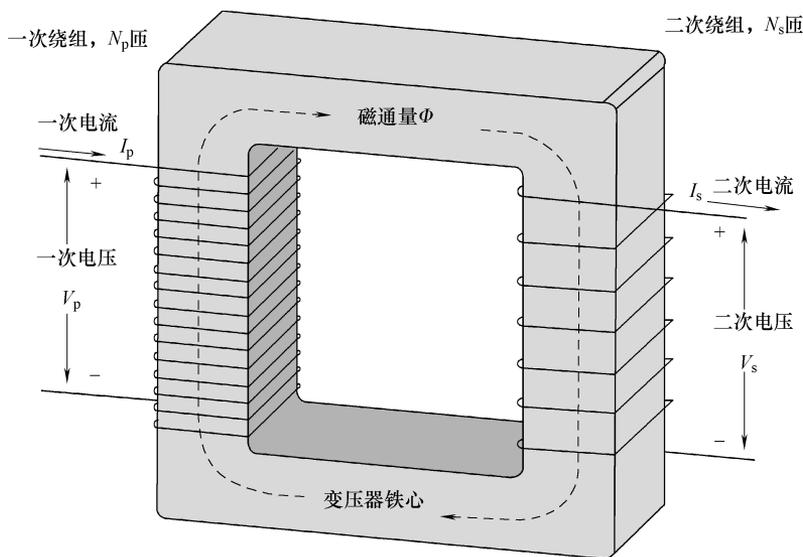


图 3-11 理想变压器

2. 感应定律

变压器二次绕组感生的电压可以用法拉利感应定律计算，公式如下：

$$V_s = N_s \frac{d\Phi}{dt} \quad (3-7)$$

式中， V_s 为瞬时电压； N_s 为二次绕组匝数； Φ 为通过每匝线圈的磁通量。如果线

圈方向与磁力线方向垂直,则磁通量可由磁通密度 B 和切割面积 A 算出。切割面积与变压器铁心截面积相等,为一常数,但磁场随一次绕组励磁时间变化。在理想变压器中,通过一次和二次绕组的是同一个磁场,因此通过一次绕组的瞬时电压公式为

$$V_p = N_p \frac{d\Phi}{dt} \quad (3-8)$$

由式 (3-7) 和式 (3-8) 中的电压 V_s 与 V_p 之比,可以得到升压或降压的公式:

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p} \quad (3-9)$$

式中, N_p/N_s 是一、二次绕组的匝数比,是变压器的基本功能特性。在升压变压器中,有时用其倒数来表示,即 N_s/N_p 。匝数比通常用最简分数或是比值来表示。例如,一个一次和二次绕组匝数分别为 100 和 150 的变压器,通常用 2:3 来表示它的匝数比,而不用 0.667 或者 100:150 表示。

3. 理想功率方程

图 3-12 显示了理想变压器作为电路元件的情况。如果二次绕组连接负荷,使电流流通,则电功率从一次电路流向二次电路。理想情况下,变压器完美高效,所有输入能量都能从一次电路转换到磁场中,然后再转换到二次电路中。如果满足这种条件,则输入功率等于输出功率:

$$P_{\text{输入}} = I_p V_p = P_{\text{输出}} = I_s V_s \quad (3-10)$$

由此得到的理想变压器公式如下:

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{I_p}{I_s} \quad (3-11)$$

变压器通常效率很高,所以该公式是合理的近似表述。当电压升高时,电流以同比例下降。一、二次电路中的电抗值变化与匝数比二次方成正比。例如,如果二次绕组端子间连接的电抗值为 Z_s ,则从一次侧看去它的电抗值为 $(N_p/N_s)^2 Z_s$,这种关系互为倒数,也就是说如果一次绕组电抗值为 Z_p ,从二次侧看它的电抗值为 $(N_s/N_p)^2 Z_p$ 。

4. 具体运行情况

之前给出的简单描述中,忽略了几个实际因素,尤其是建立铁心磁场所需的一次电流和二次电流对磁场的作用。

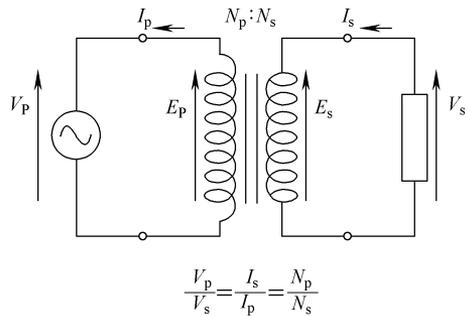


图 3-12 作为电路元件的理想变压器

在理想变压器模型中，通常假设铁心磁阻可以忽略，并且两个绕组的电阻均为零。这种情况下，当电压施加到一次绕组时，非常小的电流就能够使铁心磁场建立起来。产生磁场所需的电流叫做励磁电流。尽管建立磁场需要电流，但是由于假设理想铁心磁阻为零，所以通常忽略励磁电流。

变化磁场会在一、二次绕组都感应出电动势。由于理想绕组没有阻抗，于是就没有相关压降，所以在变压器线圈端子上测得的电压 V_p 和 V_s 等于对应的电动势。一次电动势与一次电压方向相反，所以电压有时候被称为反电动势。以上情况可通过楞次定律得到，该定律内容为：感应电动势总是趋于产生一个阻止产生此感应电动势的磁通变化的电流。

(1) 变压器类型

各种不同变压器之间，虽然有些特征是共同的，但是它们的设计目的是不一样的。典型的变压器类型有以下几种：

1) 自耦变压器：在自耦变压器中，一次侧和二次侧有共用的绕组。绕组至少有三个电气连接分接头。自耦变压器比标准的双绕组变压器更小、更轻、造价更低，但是在自耦变压器中，一、二次绕组之间没有电气绝缘。自耦变压器通常被用来做 110 ~ 117 ~ 120V 和 220 ~ 230 ~ 240V 范围内的升压或者降压变压器。例如，输入电压为 230V、输出电压为 110V 或者 120V（带分接头）的变压器，可以让人们在电源电压为 230V 的情况下，使用额定电压为 100 ~ 120V 之间的电器。可变自耦变压器绕组线圈有一部分是裸露的，通过连接二次绕组的电刷滑动来调节匝数比。这种设备的商标名称就叫做 variac（单卷变压器）。

2) 三相变压器：这类变压器可以是三台单相变压器的组合，也可以是三相集成为单台三相变压器。在后一种情况下，磁路是连在一起的，铁心含有三相磁通。有多种绕组配置方式，以实现不同属性和相位转换。一种特殊的多相配置是曲折联结变压器（zigzag transformer），用来接地和抑制谐波电流。

3) 漏磁变压器：也叫做杂散磁场变压器，它的漏电感显著高于其他变压器。提高漏电感的方法是在一、二次绕组之间的磁路中增加一个磁旁路，可以用设置螺栓对其调节。由此，通过一、二次绕组之间的疏耦合，变压器能产生固定的电流限值。在全负荷条件下，即使二次侧短路，输入输出电流也相当低，可以防止出现热过载。漏磁变压器用于电焊、高压放电灯（串联在 7.5kV 交流电源上的霓虹灯和冷阴极荧光灯），还可用作电压互感器、镇流器。它还可作为玩具或者门铃的抗短路超低压变压器使用。

4) 谐振变压器：它是漏磁变压器中的一种。它用二次绕组漏电感与外部电容器组产生一个或者多个谐振电路。谐振变压器（如特斯拉线圈）能产生非常高的

电压，继而产生远高于静电高压发生器（如范德格拉夫起电机）的电流。谐振变压器的主要应用之一是冷阴极荧光灯（Cold Cathode Fluorescent Lamp, CCFL）逆变器，另一种应用是耦合超外差式收音机的频段，其中，收音机的频段选择由中频放大器中的调谐变压器实现。

5) 音频变压器：这种变压器是专为音频电路设计的。它可以抑制射频干扰或音频信号中的直流分量，可组合或拆分音频信号，还能够提供高阻抗和低阻抗电路中的阻抗匹配，如高阻抗管（电子管）放大器输出和低阻抗扬声器之间的匹配，或者设备高阻抗输出与调音台的低阻抗输入之间的匹配。这种变压器最初的设计目的是将不同的电话系统连接起来，同时还保持它们各自不同的供电系统的独立性，另外，还普遍应用于连接专业音频系统或者系统部件。作为磁性设备，音频变压器易受外界磁场（如交流带电导体）的影响。嗡嗡声（hum）是一个通常用来形容源自“主”供电设备（50Hz 或者 60Hz）有害信号的术语。音频变压器一般用于低电平信号，如麦克风中的信号，通常含有屏蔽功能，以保护设备不受外来磁耦合信号的影响。

6) 仪用互感器[⊖]：这种变压器的作用是测量电力系统中的电压和电流，还用于电力系统保护和控制领域。当电压和电流过高过大时，不便于仪表使用。可以用这种变压器将电压和电流降到标准化的低值。在对电路进行测量或者控制时，它可以把高电压和大电流与测量、保护和控制电路隔离。

7) 电流互感器：这种变压器的作用是二次绕组提供与一次电流成正比的电流。

8) 电压互感器（Voltage Transformer, VT）：也称电位互感器（Potential Transformer, PT），它设计为在一定范围的测量回路电抗值下，具有准确和已知的幅值和相位变换比值。对于被测电源，电压互感器应是可忽略的负荷。因为二次电压较低，所以继电保护装置和测量仪表都可以运行在更低电压下。无论是电流互感器还是电压互感器，都具有可预测过载特性。即使在短路情况下，过电流继电保护动作也要求电流互感器能给出可预测电流比。

（2）分类

变压器的分类有多种方式，例如：

- 1) 按功率容量分类：从几分之一伏安（VA），到 1000 MVA 以上。
- 2) 按频率范围分类：工频，音频，射频。
- 3) 按电压等级分类：从几伏到几十万伏。
- 4) 按冷却方式分类：空气冷却，油冷，风冷，水冷。

⊖ 译者注：仪用互感器即后面第 7、8 项的电流互感器和电压互感器。

5) 按应用分类: 如电源, 阻抗匹配, 输出电压电流稳定器, 电路隔离。

6) 按用途分类: 如配电, 整流器, 电弧炉, 放大器输出。

7) 按绕组匝数比分类: 升压, 降压, 等匝数或接近等匝数隔离, 变比可变, 多绕组等。

(3) 应用

变压器的主要应用是远距离输电之前将电压提高。输电线路上的电阻会消耗电能, 该损耗与导线电流二次方成正比。通过将电压先升高(即减小电流值)后降低的方法, 变压器能够使电能输送更为经济。因此, 变压器改变了供电产业的模式, 可以在远离需求地点的地方发电。除极少情况, 世界上绝大部分电能送达用户端都要经过一系列变压器。

变压器的另一个广泛用途是在电子产品中。通过变压器, 电源电压能够降至产品所需要的低压水平。变压器还可以在电源电压和最终用户之间建立电气绝缘。

信号和音频变压器用来耦合放大器频段, 使放大器输入与麦克风和唱机等设备匹配。音频变压器能够在单对线路的条件下实现双路通话。平衡-不平衡转换变压器能够将一个以地为参考点的信号转为具有平衡对地电压的信号, 如外部电缆和内部线路之间的信号。

3.4 电力系统

电力系统是由发电机、电缆、变压器、输电线、负荷, 以及控制系统组成的电力网络。电力系统的规模和结构元件不断变化, 但都具有相同的基本特性:

1) 电力系统都由运行于恒定电压的三相交流系统组成。发电机和传输设施都采用三相设备。工业负荷也总是三相, 单相的居民和商业负荷都由三相平衡系统平均分配。

2) 它用同步电机发电。原动机将一次能源(化石燃料、核能和水能)转换为机械能, 然后用同步发电机转换为电能。

3) 电力系统能通过长距离输送将电能送到广大区域。这就要求电力系统包含多个运行于不同电压等级的子系统。

图 3-13 显示了一个现代电力系统的基本元件。电能从发电厂(Generating Station, GS)生产出来, 通过一个由各种独立元件组成的复杂网络传送到用户, 网络元件包括: 输电线、变压器和开关设备。

本节将概述常规发电系统, 然后讨论输电和配电系统, 介绍电力系统分析, 最后说明电力系统有功和无功控制。

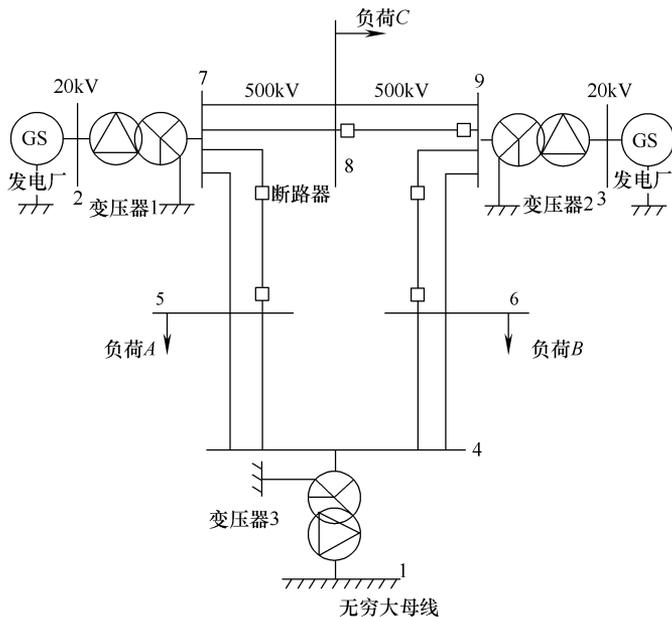


图 3-13 电力系统基本元件

3.4.1 常规发电

发电机的大线圈在一个强磁场中旋转，就会将机械能转换为电能，从而产生电力。如果用石油、天然气、煤等化石燃料，或者用大型水电功率和核能发电，就被视为常规电源。世界上 80% 以上的商业电力来自燃烧化石燃料的蒸汽机组，约 9% 使用核反应堆生产的蒸汽，约 6% 来自常规水电，约 4% 来自可再生能源（太阳能、风能和地热）。一般发电厂功率在 500 ~ 900MW 之间，足以满足 50 万 ~ 100 万个家庭用电。大型发电厂需要专用金属和建造方式，并且需要更长的维护停机时间，而小型机组则运行起来不够经济。

发电厂输出的电能在与输电网相连的变电站升压（一般升至 155 ~ 765kV）。多个大型电站发出的电能被电网传输到当地配电系统，然后配送到家庭或者企业用户。

3.4.2 输电

输电是电能配送到用户的一个环节，属于批量传输。输电系统连接系统中所有主要发电厂和主要负荷中心，由此形成完整电力系统中的主干，运行于最高电压等级（一般为 230kV 及以上）。发电机电压一般在 11 ~ 35kV 之间。在送端变电站将电压升高到输电等级，再在受端变电站将电压降低到次输电等级（一般为 69 ~ 138kV）。一般将发电和次输电系统称作大电力系统。在变电站一般安装有电容器组和电抗器组，用以维持输电线路电压。输电系统的基本结构如图 3-13 所示。

电能用架空线或电缆从发电厂传输到用户。架空线一般用于旷野和农村地区的长距离输电，电缆一般用于城市区域的地下输电和穿越水体等。同样额定值的电缆要比架空线贵 10 ~ 15 倍，因此电缆只用在无法采用架空线的特殊情况，并且一般距离很短。

输电线路的长短差异很大，在城市环境下，可能只有几千米，而如果从遥远的水电站输送电能，则线路可能超过 1000km，输送容量也因此有很大差异。因为要求不同，所以在规划新线路时，需要考虑各种技术、经济和环境因素等要求。

基本传输模式包括直流和交流。直流电的电流是单向流动的，而交流电的电流方向在一秒钟之内会倒转多次。将一个直流电压等级转换为另一个电压等级非常困难，因此，直流电的输电和用电电压等级都必须与其初始电压等级相同。这就限制了它的使用范围：如果需要长距离或大量传送电能，导体（铜线）成本将会非常高。而交流电能够在低压下产生，利用变压器升压，传输，然后在到达用户前将其转换到较低电压。因此，随着 19 世纪 90 年代变压器的发展，大部分电能都采用交流方式传输。

然而，直流输电仍然具有一定优势，并且被广泛应用。例如，直流线路只需要两根导线，而交流线路则必须有三根导线，因此直流成本是交流的 2/3。另外，在直流输电中，电压有效值等于电压峰值，而在交流系统中峰值比有效值高 40%。无线电干扰随峰值电压增加而加大，随导体尺寸加大而减小，所以使用同样尺寸的线路时，直流系统的电压有效值更高，同时能将干扰控制在可接受程度。所以在远距离大容量输电工程中，距离用户端非常远的发电厂生产出交流电后，首先升压并转换成直流电进行传输，在用户侧再转换回交流并把电压降到用电电压。线路低损耗带来的效益可以补偿两端换流站的成本。在海底电缆输电采用直流也具有优势。

架空电力线由三类主要元件组成：支撑结构、绝缘和导线。支撑结构可能是木杆，自立钢塔，或者是钢制或铝制拉线塔。带电导体用玻璃或者瓷质的悬式绝缘子实现与接地杆塔之间的绝缘。每个绝缘子都有一个顶部金属盖和一个底部金属栓，中间绝缘部分一般为玻璃或瓷。这种单元会组成一个绝缘子串，其长度（取决于绝缘子个数）随电压等级和应用情况变化。为承担导线重量，有些绝缘子串采用平行串方式连接。735kV 线路需要大约 30 个绝缘子。人们开发了用高分子材料制成的新型绝缘子。20 世纪 80 年代，这种绝缘子进行了广泛的现场试验并得到了实际尺寸应用。早期输电的导线材料广泛采用金属铜，而现在几乎所有导线都以铝为导体。每根导线都由数根细线（直径为 1 ~ 5mm）组成，总直径为 4 ~ 50mm。为了增加导线强度，大部分导线都在线芯中使用了钢或高强度铝合金。在输电线路中，可能使用多达四根导线并联组成一个分裂导线束。

架空输电线参数

输电线的主要特性参数有以下四个：①由导线电阻产生的串联电阻 R ；②由相和地之间的漏电流产生的并联电导 G ；③由导线周围的电磁场产生的串联电感 L ；④由导线之间的电场产生的并联电容 C 。表 3-3 给出了标称电压在 230 ~ 1100kV 之间的架空线典型参数^[2]。

表 3-3 架空输电线典型参数

标称电压	230kV	345kV	500kV	765kV	1100kV
$R/(\Omega/\text{km})$	0.050	0.037	0.028	0.012	0.005
$x_L = \omega L/(\Omega/\text{km})$	0.488	0.367	0.325	0.329	0.292
$b_C = \omega C/(\mu\text{S}/\text{km})$	3.371	4.518	5.200	4.978	5.544
$\alpha/(\text{奈培}/\text{km})$	0.000067	0.000066	0.000057	0.000025	0.000012
$\beta/(\text{rad}/\text{km})$	0.00128	0.00129	0.00130	0.00128	0.00127
Z_C/Ω	380	285	250	257	230
SIL/MW	140	420	1000	2280	5260
充电容量/(MVA/km) = $V_0^2 b_C$	0.18	0.54	1.30	2.92	6.71

注：SIL（波阻抗负载）和充电容量为三相值。

1. 假设额定频率为 60Hz。
2. 分裂导线适用于除 230kV 以外的所有列出线路。
3. R 、 x_L 和 b_C 为单相值。

3.4.3 配电

配电系统是电力传送到各个用户的最终环节。它包含从次输电系统到用户供电开关之间的所有部分，包括配电变电站、一次配电馈线、配电变压器、包含向用户供电的二次线路、相应的保护和控制设备。有时，次输电系统也包含在配电系统的定义中。图 3-13 所示为配电系统的基本结构。

典型配电系统的次输电线路将电力从电源输送至配电变电站。次输电系统的电压在 34.5 ~ 138kV 之间。配电变电站包括带调压装置的变压器、母线和开关设备。它的作用是将次输电电压降至供当地配电用的一次配电电压。三相一次馈线的通常运行电压等级在 4.16 ~ 34.5kV 之间，它的作用是将电功率从变电站的低压母线分配到负荷中心。在这里，又被分接到三相馈线和三相（有时是单相）支线。小型工业用户以相同电压等级的高压配电线供电，二次馈线为居民和商业用户供电，供电电压为 120/240V。

大部分三相配电系统线路由三相导线加一根共用中性线组成，共四根线。从三相系统中分出来的单相支路（由两根线组成）主要为居民、小商店和农场供电。负荷并联在公共供电电路上。

3.4.4 电力系统分析

目前,许多相邻电力系统之间都实现了互联,因此整个电力系统正在逐步扩大并且地理跨度广阔。对这种大系统来说,要实现对其合理的规划、运行和控制,就要求具备先进的基于计算机的技术。对电力部门来说,电力系统分析是评估未来发展和投资需求的重要工具。它能帮助电力公司、政府机构和决策者对大规模且复杂的电力系统的分析做好准备。电力部门分析能用它来评估电力系统结构改造的重要性。例如,对已有发电厂的关闭和新发电厂的建设,提高区域间或者国家间输电能力。电力系统分析能提供解决大型互联系统问题的各种数字技术的最新知识。

电力系统分析包括以下内容:

- 1) 电力系统的发展和它的主要组成部分。
- 2) 三相电力系统。
- 3) 同步电机和变压器的稳态描述和建模。
- 4) 输电线路的参数和计算。
- 5) 输电线路的建模、性能和补偿。
- 6) 基于导纳、阻抗描述的网络模型。
- 7) 正常运行系统潮流问题。
- 8) 经济调度和机组优化组合基础知识。
- 9) 对称和非对称分量。
- 10) 平衡和不平衡故障分析。
- 11) 电力系统状态估计。
- 12) 突发事件分析。
- 13) 电力系统控制。
- 14) 电力系统稳定性问题。

3.4.5 潮流研究

电力工程中,潮流研究(也叫负荷潮流研究)是一项涉及电力系统数字分析的工具。与传统的线路分析不同,潮流研究一般采用单线图、标么值等简化方式表示,研究重点是交流功率的各种形式(如无功功率、有功功率、视在功率),而不是电压和电流。其分析对象是稳态运行的电力系统。目前已有多种电力系统潮流研究软件。

除了有时被称为“基础工况”的潮流研究之外,许多电力系统仿真应用软件还可以进行其他分析,如短路故障分析和经济性分析。另外,还有一些程序,能够以输送每千瓦时电量成本最低为条件,用线性规划求解最优潮流。

对于电力系统扩展规划和寻求已有系统最优运行方式来说,潮流研究也同样重要。从潮流研究得到的最重要信息是每条母线的电压大小和相位角,每条线路上的有功潮流和无功潮流。商业电力系统由于太过巨大,经常没有便捷的潮流解法。

潮流研究是为了获得以下信息：电力系统在带有规定负荷时，各母线电压的角度和幅值，发电机有功功率和电压条件。一旦得到这些信息，就能分析电力系统每个支路的有功和无功功率，并通过分析确定发电机的无功出力。由于这一问题的非线性特征，人们通常采用数值方法来求得在可接受范围内的解决方案。

解潮流问题从系统的已知变量和未知变量的辨识开始。已知和未知变量取决于母线的类型。没有联结任何发电机的母线被称为“负荷母线”。至少联结一台发电机的母线被称为“发电机母线”。这种情况有一点例外，即任意选择联结一台发电机的母线，这种母线称为“松弛母线”[⊖]。

3.4.6 标么值系统和基值

电力系统计算中，如果系统电气量用标么值表示，而且基值选择适当，则计算可大大简化。标么值定义为实际值与基值之比^[4]。

电路中的电压、电流、视在功率和阻抗之间密切相关，因此在选择基值时，只要确定了其中任意两个量，即可得到其他量的基值。通常选择视在功率（单位为 kVA 或者 MVA）基值和电压（单位为 kV）基值。对于单相系统和三相系统，电流指线电流，电压指对中性点电压（即相电压），kVA 容量指每相的 kVA 值。以下各式显示了各量之间的关系：

$$\text{电流基值(A)} = \text{kVA 基值}/\text{电压值(kV)} \quad (3-12)$$

$$\begin{aligned} \text{阻抗基值}(\Omega) &= \text{电压基值(V)}/\text{电流基值(A)} \\ &= (\text{电压基值(kV)})^2 \times 1000/\text{kVA 基值} \quad (3-13) \\ &= (\text{电压基值(kV)})^2/\text{MVA 基值} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{功率基值(kW)} &= \text{kVA 基值} \\ \text{功率基值(MW)} &= \text{MVA 基值} \quad (3-14) \end{aligned}$$

$$\text{标么值} = \text{实际值}/\text{基值}$$

偶尔会有一些变量是以百分数形式表示的，可用标么值乘以 100 得到。对 kV 基值和 kVA 基值的三相值进行计算，可以得到阻抗基值和电流基值。如果对于 kVA 基值和 kV 基值来说，kVA 基值表示三相总量，电压基值表示线电压，则

$$\text{电流基值(A)} = \text{kVA 基值}/(\sqrt{3} \times \text{电压基值(kV)}) \quad (3-15)$$

$$\begin{aligned} \text{阻抗基值}(\Omega) &= \{(\text{电压基值(kV)}/\sqrt{3})^2 \times 1000\}/(\text{kVA 基值}/3) \\ &= \{(\text{电压基值(kV)})^2 \times 1000\}/\text{kVA 基值} \quad (3-16) \\ &= (\text{电压基值(kV)})^2/\text{MVA 基值} \end{aligned}$$

因此，阻抗基值公式对单相和三相电路同样有效。在三相情况下，三相 kVA 或者 MVA 公式必须使用线间电压(kV)。单相 kVA 或 MVA 公式必须使用线对中性点

⊖ 译者注：我国的习惯叫法为“平衡母线”。

电压(kV)。

1. 改变基值

电路元件的阻抗标么值 =

$$\{(\text{实际阻抗值}(\Omega)) \times (\text{kVA 基值})\} / \{(\text{电压基值}(\text{kV}))^2 \times 1000\} \quad (3-17)$$

式(3-17)说明阻抗标么值与kVA基值成正比,与电压基值的二次方成反比。因此,从给定基值对应的阻抗标么值转换到另一个基值对应的标么值的公式如下:

$$Z_{\text{标么值}_{\text{新}}} = Z_{\text{标么值}_{\text{旧}}} \left(\frac{\text{电压基值}(\text{kV})_{\text{旧}}}{\text{电压基值}(\text{kV})_{\text{新}}} \right)^2 \left(\frac{\text{kVA 基值}_{\text{新}}}{\text{kVA 基值}_{\text{旧}}} \right) \quad (3-18)$$

如果设备厂商以百分数或者标么值的形式提供设备的电阻值和电抗值,基值往往是该设备的额定kVA和kV。电阻和漏抗的欧姆值取决于测量是在变压器高压侧还是低压侧进行的。如果用标么值(pu)表示,则kVA基值为变压器的kVA额定值,电压基值为变压器的额定电压值(测量侧)。

$$Z_{\text{LT}} = \left(\frac{\text{kV}_{\text{L}}}{\text{kV}_{\text{H}}} \right)^2 \times Z_{\text{HT}} \quad (3-19)$$

式中, Z_{LT} 和 Z_{HT} 分别表示变压器低压侧和高压侧的阻抗值; kV_{L} 和 kV_{H} 分别表示变压器低压额定值和高压额定值。

$$\begin{aligned} \therefore Z_{\text{LT}}(\text{pu}) &= \frac{(\text{kV}_{\text{L}}/\text{kV}_{\text{H}})^2 \times Z_{\text{HT}} \times \text{kVA}}{(\text{kV}_{\text{L}})^2 \times 1000} \\ &= \frac{Z_{\text{HT}} \times \text{kVA}}{(\text{kV}_{\text{H}})^2 \times 1000} \\ &= Z_{\text{LT}}(\text{pu}) \end{aligned}$$

对于通过变压器相连的线路,合理选取不同电压等级的基值,能够实现以标么值计算的巨大优势。前提条件是,这些通过变压器联接的线路高低压基值比必须与变压器绕组匝数比相同。

2. 导纳标么值与百分数

$$Z_{\Omega} = \frac{1}{Y_{\text{S}}^{\ominus}}, Y = \frac{1}{Z}$$

$$\text{导纳基值 } Y_{\text{b}} = \frac{1}{Z_{\text{b}}} = \frac{\text{MVA}_{\text{b}}}{\text{kV}_{\text{b}}^2} \quad (3-20)$$

$$\therefore Y_{\text{pu}} = \frac{Y}{Y_{\text{b}}} = Y \frac{\text{kV}_{\text{b}}^2}{\text{MVA}_{\text{b}}} = Y Z_{\text{b}} = \frac{Z_{\text{b}}}{Z} = \frac{1}{Z_{\text{pu}}} \quad (3-21)$$

$$Z_{\text{百分数}} = Z_{\text{pu}} \times 100, Y_{\text{百分数}} = Y_{\text{pu}} \times 100$$

⊖ 译者注:这里的下标S表示导纳单位西门子(S),原文为mho(姆欧),与西门子等效。

$$\therefore Y_{\text{百分数}} = \frac{1}{Z_{\text{pu}}} \times 100 = \frac{10^4}{Z_{\text{百分数}}} \quad (3-22)$$

$$P = \sqrt{3}VI\cos\varphi, Q = \sqrt{3}VI\sin\varphi$$

$$\therefore P_{\text{pu}} = \frac{\sqrt{3}VI\cos\varphi}{\sqrt{3}V_b I_b} = V_{\text{pu}} I_{\text{pu}} \cos\varphi$$

$$Q_{\text{pu}} = \frac{\sqrt{3}VI\sin\varphi}{\sqrt{3}V_b I_b} = V_{\text{pu}} I_{\text{pu}} \sin\varphi \quad (3-23)$$

3.4.7 电力系统故障

在电力系统中，故障指任何电流的不正常流动。例如，短路故障指电流不经过正常负荷而旁路。电路由于某些原因断开，叫做开路故障。在三相系统中，可能发生单相或者多相故障，接地故障或者相间故障。在接地故障中，电流流向大地。电力系统故障的预期短路电流是可以计算的。系统中的保护装置能够检测故障条件，并且在故障发生时控制断路器或者其他保护装置动作，以降低损失^[9-10]。

在多相系统中，如果故障对各相影响相同，叫做对称故障。如果只对某些相有影响，则被称为非对称故障。由于在这种故障条件下，无法假设所有相的电流都具有同样幅值并简化计算，因此在分析中需要采用对称分量。

1. 短暂故障

当故障发生时，在电力短时间切断后，故障自动清除，这种类型的故障叫做短暂故障。在实际中，许多架空线路上的故障都是短暂故障。在故障发生瞬间，电力系统的保护装置动作，将故障区域隔离。这时，短暂故障会被清除，线路将恢复供电。典型的短暂故障包括以下几种：

- 1) 瞬间接触树木。
- 2) 鸟类或其他动物接触。
- 3) 雷击。
- 4) 导体触碰。

在输电和配电系统中，为能在短暂故障发生后恢复供电，架空线路往往具备自动重合闸能力。地下电缆系统一般无这项能力，因为其中发生的故障多为永久性故障。短暂故障发生时，会产生故障电流，因此不仅会对故障发生点本身造成损坏，还可能对电网中的其他位置产生破坏。

2. 永久性故障

如果供电中断后，发生的故障仍然无法清除，这类故障叫做永久性故障。地下电缆故障一般为永久性故障。地下电线不会接触树木和受到雷击。因此发生故障的往往是电线本身。这种情况下重合闸只会导致更大损失。

3. 对称故障

对称故障或平衡故障对三相中的每一相作用相同。输电线路故障中，大约有5%属于这种情况。而不对称故障对三相的影响不同。在实际情况中，电力系统大部分故障都是不平衡的。由此可知，对称故障可视为一种抽象概念。非对称故障分析比较困难，对它们的分析需要建立在对称故障透彻理解的基础之上。

4. 非对称故障

非对称故障或不平衡故障对每相的影响是不同的。常见非对称故障及其起因如下：

- 1) 线间故障：线间短路故障，由空气电离作用或绝缘子损坏造成导线接触。
- 2) 线路接地故障：单线接地故障，经常由雷击或者风暴灾害引起的物理接触导致。
- 3) 两线接地故障：两线接地故障也经常由风暴灾害引起。

5. 故障分析

对称故障的分析与研究电力系统其他性能的方法相同，实际上，一些软件可以自动完成这种分析研究（见3.4.5节）。然而，另一种方法也同样精确并通常更加有益。

首先做一些简化假设。假设系统中所有发电机处于相同相位，并且运行于系统的标称电压。电动机也可视为发电机，因为故障发生时它们通常会供电而非用电。然后计算该基础工况的电压和电流。

其次，故障地点可以视为接入了一个负电压源，大小与基础工况下该点电压相等，其他电源电压看做是零。这种方法利用了叠加原理。

为了获得更精确的结果，需要对三个时间段分别进行以下计算：

- 1) 首先是次暂态，该状态与最大电流相关。
- 2) 紧接着是暂态过程，该过程在次暂态和稳态之间。
- 3) 所有暂态过程之后就到达稳态。

非对称故障打破了三相系统中所有三相负荷都是平衡的潜在假设。因此在这种情况下无法使用只考虑单相的单线图工具。由于电力系统的线性特征，人们已经习惯于把电压、电流的计算结果看做是对称分量的叠加，而对称分量法可以使用三相分析方法。

对称分量法把电力系统视为三个分量的叠加：

- 1) 正序分量：相序与原始系统一致， $a - b - c$ 。
- 2) 负序分量：相序与原始系统相反， $a - c - b$ 。
- 3) 零序分量：不是真正的三相系统，而是三相相位彼此相同。

为确定非对称故障产生的电流，首先要知道系统中输电线路、发电机和变压器

的零序、正序、负序阻抗标幺值。然后用这些阻抗值建立三个单独回路。根据要研究的故障类型，以独特方式将这些单独电路连接在一起（大部分电力系统教科书都有这部分内容）^[1-5]。一旦正负零序电路正确相连，就可以用经典电路分析技术对电网进行分析。电压和电流的计算结果是对称分量形式，这些量都可以用 A 矩阵转换为各相数值。

在选择熔断器、断路器等保护装置之前，需要对预期短路电流进行分析。如果线路保护措施适当，故障电流必须足以在尽可能短的时间内升高到保护装置动作值，而且保护装置必须能承受故障电流，能在保证自身安全的前提下，在一定时间内消除故障电弧。

受不同的接地系统、设备自身供电和接地系统、接地和供电系统距离等众多因素影响，各种故障电流的幅值范围很大。例如，对 230V、60A 或者 120V/240V 电源来说，故障电流可能有几千安。大型多电源低压网络的故障电流可能达到 300kA；高阻抗接地系统可以把系统接地故障电流限制到仅有 5A。选择保护装置之前，必须在每条线路的最远点和设施原点对故障电流进行测量，恰当应用这些信息有助于线路运行。

6. 故障检测和定位

电缆系统故障定位在带电和断电情况下均可进行。故障定位技术可概括地分为：端点法，即测量电缆两端的电压和电流；追踪法，即沿电缆进行检查。在需要对较长或者是地下电缆的故障快速定位时，可以采用端点法确定故障发生的区域。

在很简单的接线系统中，经常用目测进行故障定位。在一些线路隐藏在柜内长达数米的复杂系统中（如飞行器布线），通常采用时域反射计进行线路故障定位，这种设备能向线路发送脉冲，对脉冲反射进行分析，然后确定线路故障位置。

在历史上，用灵敏检流计测量海底电报电缆的故障电流，通过对故障电缆两端的检测，能将故障定位在几英里范围内，这时便可抓起这段电缆，并进行维修。默里（Murray）环路和华莱（Varley）环路是电缆故障定位的两种接线方式。

绝缘故障在低电压下有时不易显露出来。一种“重击”测试装置能对电缆施加大能量高压脉冲，通过故障释放出的回声对其定位。尽管这种测试会加大对电缆故障点的破坏，但却是行之有效的，因为无论采用任何方法测试到故障点，这部分电缆都需要重新进行绝缘处理。

在高阻抗接地配电系统中，会出现一个支线发生接地故障时，整个系统仍然运行的情况。发生故障的支线仍然带电，这种情况下，可用环形电流互感器检测电路的各相线路，即可识别出故障支线。因为只有发生接地故障的线路会显示净不平衡电流。为容易检测到接地故障电流，系统的接地电阻能够在两个电阻值之间切换，使故障电流发生跳变。

3.4.8 电力系统稳定性

电力系统的成功运行很大程度上取决于工程师为用户提供可靠不间断供电的能力。换句话说,电力系统运营商必须保持高标准的无间断供电。电力系统稳定性可定义为系统的一种特性,即当系统在正常运行的过程中受到干扰时,系统中的同步电机能够做出反应,使其恢复正常运行。由于系统配置和运行方式不同,电力系统的失稳可能有不同表现。传统意义上,稳定性问题是维持同步运行的问题之一。由于电力系统依靠同步电机发电,要实现理想的电力系统运行,一个必要条件是所有的同步电机保持同步,通俗地说,叫做“合拍”。这方面的稳定性受发电机转子角和功角关系的动态影响。本节简单介绍电力系统稳定性现象,包括物理概念、分类和相关术语的定义。

根据特性和所受干扰的幅值次序,稳定性分析可分为三种类型:转子角稳定性、频率稳定性和电压稳定性^[9]。

1. 转子角稳定性

转子角稳定性指的是电力系统中的同步电机在系统受到干扰后恢复同步性的能力。这取决于系统中各同步电机维持和恢复电磁转矩和机械转矩之间的平衡的能力。当一些发电机失去与其他发电机之间的同步性之后,角度摆动增大,系统表现出不稳定。

转子角稳定性问题涉及电力系统内部电磁机械振荡研究。该问题的一个基本因素是同步电机输出功率随着其功角变化。在稳态条件下,各发电机输入机械转矩和输出电磁转矩保持平衡,转速保持恒定。如果系统因受到扰动失去平衡,则电机转子根据旋转体的运动规则加速或者减速。如果某一电机转速暂时高于其他电机,与其他较慢电机相比,其角度将会超前。根据功角关系,该角度差能将部分负荷从较慢的电机转换至较快的电机。由此可以减小速度差,继而降低角间距。功角关系是高度非线性的,超过某一界限后,角间距增大往往伴随着功率交换降低,角间距会因此进一步加大。如果系统无法吸收与转子速度差对应的动能,就会失稳。任何情况下,系统稳定性都取决于转子角位置的偏差能否引起足够的回复转矩。失步可能发生在—台电机与系统其他部分之间,也能发生在不同机群之间,在各机群相互断开联接之后,每个机群内部依然保持同步性。由扰动引起的同步电机电磁转矩变化可以分解为以下两个分量:

- 1) 同步转矩分量,与转子角偏差同相位。
- 2) 阻尼转矩分量,与转速偏差同相位。

系统稳定性取决于每台同步电机转矩的这两个分量。如果同步转矩不足,将导致非周期性失稳或者非振荡性失稳。而如果阻尼转矩不足将导致振荡性失稳。

为了分析方便,并且深入了解稳定性问题的特性,按照以下两种情况描述转子角稳定性:

1) 小干扰(或小信号)转子角稳定性。这种稳定性指系统受到小干扰时维持同步的能力。由于干扰较小,从分析目的来看,可以对系统方程线性化。

① 小干扰稳定性取决于系统的初始运行状态。失稳表现为以下两种形式:

- a. 由于同步转矩不足,转子角以非振荡或者非周期模式增大;
- b. 由于阻尼转矩不足,转子振荡幅度增大。

② 在当今的电力系统中,小干扰转子角稳定性问题通常与振荡阻尼不足有关。由于采用了连续动作发电机调压器,非周期稳定性问题已经基本消除。然而,当发电机在励磁限制器(励磁电流限制器)作用下,运行于恒定励磁状态时,仍然会发生这种问题。

③ 小干扰功角稳定性问题可能是局部问题,也可能是全局问题。局部小干扰问题只涉及电力系统的很小一部分,一般为某个发电厂与系统其他部分之间的转子角振荡。这种振荡称为局部发电厂模式振荡。其稳定性(阻尼特性)取决于输电系统从发电厂、发电机励磁控制系统和发电厂输出等部分看的坚强程度。

④ 全局问题是由大机群之间的相互作用引起的,它的影响非常宽泛。它是由一个区域内的大机群与其他区域的大机群之间的功角摇摆引起的振荡。这种振荡被称作跨区域模式振荡。它的特性非常复杂,与局部发电厂模式振荡有巨大差异。尤其是负荷特性对跨区域模式的稳定性有重大影响。

⑤ 小干扰稳定性研究感兴趣的时间框架是扰动发生后大约 $10 \sim 20\text{s}$ 。

2) 大扰动转子角稳定即暂态稳定性问题,通常指电力系统在受到严重扰动时恢复同步的能力。这里所说的严重扰动包括在输电线路上发生短路故障等事件。扰动发生后,系统相关的响应会包括由非线性功角关系引起的发电机功角大偏移。

① 暂态稳定性取决于系统的初始运行状态和扰动的严重性。失稳的形式为由于同步转矩不足导致非周期性角偏差,表现为首次摇摆失稳。然而在大系统中,暂态失稳不总表现为单一模式的首次摇摆失稳,也可能是区域间缓慢摇摆模式和局部电源摇摆模式,这会比起比首次摇摆更严重的功角大偏移。另外还可能是非线性作用导致的比首次摇摆更严重的失稳。

② 暂态稳定研究感兴趣的时间框架是扰动后 $3 \sim 5\text{s}$ 。对于主要是区域间摇摆的大系统来说,该时间框架可扩至 $10 \sim 20\text{s}$ 。小干扰功角稳定性和暂态稳定性都属于“短期”现象。

③ 暂态稳定性极限:该极限指当发生突然扰动时,不会失去稳定性情况下,通过系统某点的最大潮流。

④ 临界清除时间:对于暂态稳定来说,这个时间是指在能保持系统稳定的前提下,故障发生到故障清除的最长时间。它包含继电保护和断路器动作时间,可能还包括跳闸信号到达另一终端断路器的时间。在现代电力系统中,由于采用了高速断路器(单周波断路器)和固态继电器,清除时间为几个工频周波。

⑤ 动态和静态稳定分析的范围不太大,分析内容包括运行条件下单台或者几台电机的缓慢或者平缓的变化。因此,动态和静态稳定性分析内容主要是系统原稳态运行点的稳定性。两者之间的差异是人为区分的,因为所有稳定问题本质上都是相同的,它们之间真正的差别只在于电机建模的详细程度不同。动态稳定性分析主要研究的是励磁系统和电机控制系统,还包括主要用在电机气隙磁链变化研究中的同步电机详细模型。而静态稳定性分析则采用了非常简单的发电机模型,将发电机看做一个恒压源。

2. 频率稳定性

频率稳定性指系统受到大扰动后,在电源和负荷之间出现严重不平衡情况下,电力系统维持频率稳定的能力。频率稳定性取决于最小负荷损失前提下,系统维持和恢复电源和负荷之间平衡的能力。它导致的系统失稳可表现为频率持续摆动,致使发电机组或者负荷跳闸。

剧烈的系统扰动往往导致频率、潮流、电压和其他系统变量的大幅度偏移,由此能触发系统进程、控制和保护等开始动作。常规的暂态和电压稳定性分析中不模拟这些情况。有些进程会非常缓慢,如锅炉的动态变化;有些进程只在极端条件下被触发,如电压/频率保护动作让发电机组跳闸。

大规模互联电力系统中,当系统分裂成孤岛时,最有可能出现上述状态。在这种情况下,系统稳定性是关于单个孤岛在最小非故意负荷损失前提下,能否达到运行平衡状态的问题。这种工况下的稳定性取决于孤岛的总体响应,该响应的表现是孤岛的频率而不是电机之间的相对偏移。一般情况下,频率稳定问题与设备响应不当、控制和保护设备不协调或者发电备用不足有关。参考文献中列举了上述问题的例子。孤岛系统中,人们特别关注频率稳定性问题,因为任何干扰都会引起负荷和电源大量丢失。

频率偏移时,进程和设备被激活的特征时间在几分之一秒到几分钟之间。响应时间为几分之一秒的设备一般为负责低频甩负荷、发电机控制和保护的响应设备。而响应时间为几分钟的设备通常是原动机系统和负荷调压器。因此,频率稳定性可以分别从短期现象和长期现象来考虑。

例如,短期频率失稳的表现形式可能为:当低频甩负荷不到位形成电源不足的孤岛时,频率会迅速衰减,导致孤岛系统几秒钟内断电。另一方面,大部分由于汽轮机超速控制或者锅炉/反应堆保护控制造成频率失稳的复杂情况持续时间从几十秒到几分钟不等,都被称为长期现象。

在频率偏移时,电压幅值会发生大幅度变化,尤其是孤岛发生低频甩负荷使系统减载时。电压幅值变化比例可能高于频率变化,会对负荷-发电失衡产生影响。

由于设计不当或者励磁继电器、电压/频率继电器的失调,可能导致不希望的发电机高压跳闸。而当系统过载时,低电压可能导致阻抗继电器不受欢迎的动作。

3. 电压稳定性

电压稳定性指在初始运行条件下，电力系统在受到扰动后，维持所有节点电压稳定的能力。它取决于电力系统维持和恢复电源与负荷之间平衡的能力。失稳表现为一些节点的电压逐步降低或升高。电压失稳的结果可能是失掉区域负荷，或者线路和其他设备由于保护系统动作跳闸，进而导致大面积停电。发电机失步可能由这些原因造成，也可能是因为运行条件中励磁电流超限。母线电压的逐级跌落与转子角失稳密切相关。例如，当两个机群之间发生失步，转子角度差接近 180° 时，会导致靠近电力中心中间点的电压迅速降低。一般来说，在这种情况下，系统保护会将这两个机群断开，电压恢复情况取决于系统解列后的状态。然而，如果没有采取解列措施，电力中心电压会因为两个机群之间持续的磁极滑移而在高值和低值之间快速振荡。相反，与电压失稳相关的电压持续跌落与负荷有关，可能发生在转子角稳定性没有问题的场合。

在电压稳定性分析中，经常提到术语“电压崩溃”。它是伴随电压失稳的一系列事件，导致停电或者系统中的重要部分电压变低的过程。在变压器分接头达到调节极限，并且一些负荷被有意或无意切除后，系统能维持稳定低压运行状态。此时的剩余负荷对电压很敏感，不满足联网要求的正常电压。

负荷通常是电压失稳的驱动力，在对扰动的响应中，可以通过调节感应电动机转差率、配电调压器、调整变压器分接头和恒温控制器等恢复负荷供电。负荷恢复后会继续消耗无功功率，使电压进一步下降，从而增加了高压电网的压力。所以说，盲目切除或者连接负荷而不考虑输电网络和发电能力，都可能会导致电压失稳的滑移情况。

当有功和无功功率流过输电网的感性阻抗时，电压会随之降低，这是导致电压失稳的主要因素。输电网输送能力和电压支撑能力因此受限。当系统超越一些机组的励磁极限或者电枢电流的时间过载能力时，功率输送和电压支撑能力将进一步降低。

当系统受到扰动，发生无功需求大于无功源所能提供的情况时，电压会出现失稳现象。大部分电压失稳的形式是节点电压急剧跌落，但是也存在过电压失稳情况，并且至少在一个系统发生过。过电压是由电网的电容特性（如超高压输电网运行于波阻抗负载以下）和欠励磁限制器引起的。该限制器的作用是保护发电机和同步补偿器，使其避免吸收过量无功功率。这种情况下，发电和输电组合系统无法运行于某一负荷水平，就会发生电压失稳。当系统试图恢复这一负荷功率时，变压器分接头调整将导致长期电压失稳。

高压直流（HVDC）联络线一般用于远距离输电或者背靠背系统。它的端部也会发生电压稳定问题。一般来说，当 HVDC 联络线与弱交流系统相连时，易发生电压稳定问题的地点为整流站和逆变站。电压稳定问题与变换器的不利无功功率

“负荷”特性有关。由于交-直流连接点的有功和无功功率是由控制决定的，因此 HVDC 联络线的控制策略对系统电压稳定有重大影响。如果交流输电系统承受的负荷超过了输送能力，就会发生电压失稳现象，并且速度非常快，时间是秒级甚至更短。换流变压器分接头控制也会影响电压稳定性，只是速度要慢得多。与采用线路换相变换器的运行极限相比，新开发的 HVDC 技术（采用电压源变换器和电容器整流变换器）在联络线与弱系统连接方面，明显提高了稳定运行的能力。

电压稳定问题还表现为同步电机自激产生的不可控过电压。当同步电机的容性负荷太大时，就会出现这种情况。容性负荷过大导致自激的例子有：HVDC 换流站中的高压线路终端开路、并联电容器组、滤波器组。当发电机负荷变为容性时，会导致过电压出现，其特点是在该时间点电压瞬间急剧升高，随后升高趋势变得平缓。这种平缓升高取决于容性负荷元件加电机电抗与同步电机励磁系统之间的关系。励磁机的负励磁电流能力能够对自激极限产生有利影响。

如同转子功角稳定性的情况一样，电压稳定性分类如下：

1) 大扰动电压稳定性指受到大扰动时系统维持电压稳定的能力。这里的大扰动指系统故障、电源断开，或者线路意外事件等。对其产生影响的因素包括系统和负荷特性，连续、离散控制和保护的相互作用。大扰动电压稳定性的测定要求对电力系统进行非线性响应检验。在从几秒钟到几十分钟不等的检验周期内，有足够时间对电动机、变压器带负荷的调压分接头和发电机励磁电流限制器等各元件的特性及其相互作用进行分析。

2) 小干扰电压稳定性指受到如负荷递增等小的扰动时，系统维持电压稳定的能力。负荷特性、特定时间点的连续控制和离散控制等因素都会对其产生影响。利用此概念，可以判定电压如何响应任意时刻系统中小的变化。为了分析，可以通过适当假设，将系统方程线性化处理。这种处理使算得的敏感度信息能用于识别影响稳定性的因素。这里提到的线性化与分接头控制（死区、步进式分接头、延时）等一些非线性影响无关。因此，通常采用线性和非线性分析结合的互补方式。

如前所述，电压稳定性感兴趣的时间框架可能会从几秒钟到几十分钟不等，因此电压稳定性包括短期现象和长期现象。

1) 短期电压稳定性包括快速动作负荷元件的动态性能，这些元件包括感应电动机、电子控制负荷和 HVDC 变换器。感兴趣的研究周期为秒级，研究需要对适当的系统微分方程求解；这些内容与转子功角稳定性的研究分析类似。研究需要建立负荷的动态模型。建议不要使用术语“暂态电压稳定性”。

2) 长期电压稳定性涉及慢速动作设备，如带分接头变压器、恒温控制负荷和发电机限流器。感兴趣的研究周期可能为几分钟或者几十分钟。分析系统动态特性往往需要进行长时间仿真。决定系统稳定性的往往是导致的设备断电，而不是初始干扰的严重性。失稳一般包括：系统无法保持长期平衡（例如，负荷侧试图恢复

供电,然而输电线路的输送能力和相连的发电不能满足需求),干扰后的静态运行点呈现小干扰失稳,或者是处于一种不够稳定的干扰后平衡(例如,如果采取补救措施不够及时,就会发生这种情况)。负荷持续加强(例如早高峰时负荷增加)也可能是一种干扰。许多情况下,静态分析可用于稳定裕度估计、稳定性影响因素识别和大范围系统条件及多方案筛选。控制动作定时非常重要,这需要通过准稳态时域仿真进行补充。

3.4.9 断路器

断路器是一种自动操作的电气开关,其设计目的是为了在过载或者短路等故障发生时,保护电路不受损害。其基本功能是在探测到故障条件后,切断线路连续性。与一次性动作后就必须更换的熔断器不同,断路器能够通过复位(手动或自动)恢复正常运行。断路器容量范围很大,从保护单个家用电器使用的小装置,到保护为整个城市供电的高压电路的开关设备^[2-3]。

1. 操作

所有断路器的操作特性是相同的,虽然细节与实际电压等级、额定电流和断路器类型有关。断路器具备检测故障条件的功能;低压断路器本身就能实现这一功能。但是大电流或者高压断路器通常需要辅助设备,用来检测故障电流并操作跳闸机构。跳闸线圈通常用单独的蓄电池供电使线圈跳闸。但有些高压断路器自备电流互感器、保护继电器和内控电源等。

一旦检测出故障,断路器内的触头就会分开来切断线路。尽管断开线路所需的能量能从故障电流中获得,但断路器仍然配备了机械储能装置(弹簧或压缩空气)。小型断路器可能是手动操作的,而大型断路器一般用线圈跳开操作机构,用电动机为弹簧储能。

断路器触头必须能承载负荷电流而不过热,并且能承受切断电路时产生的电弧热量。开关触头材料一般是铜、铜合金、银合金或其他材料。触头寿命由切断故障电弧造成的腐蚀决定。小型断路器和塑壳断路器在触头损坏时就会丢弃,而大功率断路器和高压断路器的触头都是可更换的。

电流切断时会产生电弧。电弧必须被控制在断路器内部加以冷却并熄灭,使触头间隙又可以耐受线路的电压。不同断路器形成电弧的介质不同,如真空、空气、绝缘气体或者油等。使用的灭弧技术有以下几种:

- 1) 增加电弧长度。
- 2) 强冷却(在吹气室中进行)。
- 3) 把电弧分为几段。

4) 零点熄弧——在交流波形的电流过零瞬间,触头分开。这可以在电路断开时有效切断空载电流。每个工频周期会有两次电流过零(即对于50Hz,每秒过零100次;对于60Hz,则每秒过零120次)。

5) 直流电路中, 触头并联电容器组。

最后, 一旦故障被清除, 就需要将触头重新闭合, 恢复对切断线路的供电。

2. 断弧

微型低压断路器只用空气熄灭电弧。而大功率断路器则采用金属板或者非金属熄弧沟将电弧分段冷却。磁吹线圈使电弧转入灭弧槽。大功率断路器中, 油断路器依靠油蒸汽射流吹弧。

气体(一般是六氟化硫(SF_6))断路器有时利用磁场拉伸电弧, 然后依靠六氟化硫的绝缘强度熄灭被拉伸的电弧。

真空断路器起弧效应最小(因为其中除了触头材料没有可电离的物质), 因此电弧只被拉伸一个很小值($<2 \sim 3\text{mm}$)就可以熄灭。这种断路器经常被用在最高35kV的现代中压(MV)系统中。

空气断路器可能采用压缩空气吹灭电弧, 或者触头快速变为小密封室, 用压出的空气灭弧。

断路器能迅速断开电流, 一般情况下, 在操作机构跳闸后30~150ms就能够熄灭电弧, 这个时间取决于设备的使用年限和结构。

3. 短路电流

断路器额定电流包括它预期能承载的正常电流和能安全开断的最大短路电流。

短路情况下, 电流会数倍于正常电流。当断路器触头分开以切断大电流时, 分开的触头之间会生成电弧, 导致触头分开后仍然有电流通过。在这种条件下, 空气中会产生导电的电离气体和熔化或蒸发的金属。它们会使电弧继续存在, 或引起另外的短路, 从而导致断路器和其他设备爆炸。因此, 断路器必须具备隔断、熄灭电弧的特点。

在空气绝缘断路器和小型断路器中, 使用由金属板或陶瓷脊构成的灭弧槽冷却电弧。磁吹线圈的作用是使电弧进入灭弧槽。用于配电系统的大型断路器的灭弧方式一般是采用真空或者六氟化硫那样的无活性气体, 或者将触头浸入油中灭弧。

断路器能耐受的最大短路电流可通过试验得到。在实际应用中, 如果断路器预期短路电流超过其开断能力额定值, 则断路器可能不能安全清除故障。最糟糕的情况可能是断路器成功切断了故障, 但在复位时发生爆炸。

小型断路器一般用在保护控制线路或者小型家电中, 开断能力较小, 不能用于配电盘。为了将这种断路器与配电断路器区分开来, 将其称为辅助电路保护器。

4. 断路器类型

根据电压等级、结构类型、断路类型和结构特点, 断路器可以有多种分类方法。

(1) 低压断路器

低压(低于1kV交流)断路器一般用于家庭、商业和工业, 包括以下几类:

1) 小型断路器 (Miniature Circuit Breaker, MCB) ——额定电流小于 100A。跳闸特性通常不可调。热操作或热磁操作。

2) 塑壳断路器 (Molded Case Circuit Breaker, MCCB) ——额定电流最大可达 2500A。热操作或热磁操作。额定电流较高时, 跳闸电流可调。

国际电工委员会 (IEC) 制定的标准 IEC947 中给出了低压断路器特性。这种断路器通常装在可拉出的外壳中, 这样在拆除或更换断路器时不必拆掉整个设备。

大型低压塑壳断路器可通过电动机操作器遥控其开断闭合。它们可用于后备电源的自动切换系统。

低压断路器也可用于直流设备中, 如地铁线路的直流电源等。直流需要使用专用的断路器, 因为它的电弧不像交流那样每半个周期自动熄灭。直流断路器的磁吹线圈能产生磁场, 可快速拉伸电弧使直流切断。小型断路器一般直接安装在设备中, 或者是安装在断路器柜内。

(2) 磁吹断路器

磁吹断路器采用电磁螺线管, 其拉力随着电流而增大。除了该螺线管外, 在一些设备设计中, 还使用了电磁力。断路器触头用锁扣保持闭合。当螺线管电流超过断路器额定电流时, 螺线管使锁扣松开, 弹簧动作, 触头分开。某些磁吹断路器使用粘性液体, 具备液压延时特征。电流超过断路器额定电流之前, 用弹簧束缚磁心部分。发生超载时, 弹簧释放, 液体限制螺线管运动速度, 造成延时。这种延时使断路器能经受住如电动机启动或设备自励等情况下产生的超常规电流冲击。短路电流使螺线管能产生足以释放闭锁的力量, 无论磁心在什么位置, 这就绕开了断路器的延时特征。外界温度会影响延时, 但对磁吹断路器的额定电流不产生任何影响。

(3) 热磁吹断路器

热磁吹断路器一般用在配电柜上, 同时包含两种技术, 一种是能对大电流冲击 (短路) 即时做出的电磁响应, 另一种是对幅值不太大但持续时间较长的过电流做出的双金属片响应。断路器的热部分使其具备反时限响应特征, 即对于较大和较小的过电流情况, 分别有较快和较慢的响应。

(4) 共用跳闸断路器

用于三相设备的三极共用跳闸断路器, 额定电流为 2A。当用于有两条以上相线的支路时, 每根相线都必须有断路器的一极来保护。为确保任一极动作时, 所有相线都能够断开, 需采用共用跳闸断路器。要求一个断路器外壳内有 2~3 个跳闸装置, 如果断路器较小, 可用操作手柄将各极束在一起。双极共用跳闸断路器一般用在电压为 120/240V 的系统中, 其中的 240V 负荷 (包括主要用电设备和它的配电柜) 跨在两条相线上。三极共用跳闸断路器最常用在三相电动机或它的配电

柜中。

线路维修时，要确保中性线无电流流过，因此需要将中性线断开，以防止同一电网中其他负荷的电流回流，这种情况下要使用二极和四极断路器。绝不能用单独动作的断路器来断开相线和中性线，因为如果中性线在相线仍然接入电网时断开，就会发生危险：线路看起来已经断开（电器不工作），然而相线仍然带电，这种情况下，即使有人触碰到相线，剩余电流保护器（Residual-Current Device, RCD）也不会跳开（因为 RCD 需要跳闸电源）。因此在需要断开中性线时，一定要使用共用跳闸断路器。

（5）中压断路器

中压断路器的额定电压在 1 ~ 72kV 之间。在室内使用时，这种断路器组装在金属开关壳内排成一列，在室外变电站，它会作为独立部件安装。对于室内应用来说，先是空气断路器代替了油断路器，现在空气断路器又被真空断路器取代（应用电压等级到 35kV）。正如下面将要介绍的高压断路器一样，中压断路器也通过电流互感器实现电流感应保护继电器的动作。国际标准 IEC62271 给出了中压断路器的特性。中压断路器几乎全部使用单独的电流传感器和保护继电器，而不是依赖内置的热或磁过电流传感器。

按照灭弧介质，中压断路器可分类如下：

1) 真空断路器——额定电流最大可到 3kA，通过在真空容器中产生和熄灭电弧来断开电流。一般应用电压等级最高为 35kV，这个电压等级大概在电力系统的中压范围之内。目前，此类断路器大修间隔时间要大于空气断路器。

2) 空气断路器——额定电流最大为 10kA。跳闸特性完全可调，包括设置跳闸阈值和延时等。一般用电子电路控制，有些型号通过电子积分跳闸单元，用微处理器控制。这种断路器一般用于大型工厂的主配电系统，为便于维护，断路器外壳是推拉式的。

3) SF₆ 断路器灭弧室是一个充满了六氟化硫气体的容器。

中压断路器可用螺栓连接到母线或者相线上，尤其在户外开关站中。在开关柜内排列时，经常使用推拉式结构，使断路器能在不影响电路接线的情况下，用电动机或者手摇曲柄从外壳内拆下。

（6）高压断路器

高压断路器能对电力系统输电网进行保护和控制。高压的定义各有不同，在电力传输中，根据国际电工委员会（IEC）的定义，通常指 72.5kV 及以上电压。高压断路器几乎都采用螺线管操作，通过电流互感器实现电流感应保护继电器动作。变电站的继电保护接线很复杂，因为它要在各类过载或接地故障条件下保护设备和母线。

高压断路器按灭弧介质分类如下：

- 1) 多油断路器。
- 2) 少油断路器。
- 3) 气吹断路器。
- 4) 真空断路器。
- 5) SF₆ 断路器。

由于绝缘油会发生泄漏，出于环保和成本考虑，大部分新式断路器用 SF₆ 气体灭弧。断路器可分为外壳带电和不带电两种。前者指放置开断操作机构的外壳处于线电位；而后者指外壳处于地电位。市场供货的高压交流断路器一般电压等级最高为 765kV，电压等级达到 1200kV 的断路器也即将上市。输电系统中使用的高压断路器配置可能是三相线路的单极跳闸而非三相跳闸，对某些故障来说，这种方式能提高系统稳定性和可用性。

(7) 六氟化硫 (SF₆) 高压断路器

这种断路器采用被六氟化硫气体包围的触头来灭弧，一般用于输电等级电压。在结构设置上，可能会将断路器集成到紧凑的气体绝缘开关设备中。天气寒冷时，SF₆ 气体可能液化，因此需对断路器补充加热，否则会导致断路器性能下降。

(8) 其他类型断路器

其他类型的断路器如下：

1) 当接地故障太小，不能使过电流设备跳闸时，可采用下列断路器：

① 剩余电流保护器（以前叫剩余电流断路器）：可检测电流不平衡，但是不提供过电流保护。

② 带过电流保护的剩余电流断路器（Residual-Current Breaker with Overcurrent Protection, RCBO）：集成了剩余电流保护器和小型断路器的功能。在美国和加拿大，带接地保护和过电流保护功能的配电盘设备称作接地故障断路器（Ground Fault Circuit Interrupter, GFCI）；只带接地保护功能的壁挂式设备称作接地故障断路器（Ground Fault Interrupter, GFI）。

③ 接地漏电断路器（Earth Fault Circuit Interrupter, ELCB）：不检测系统不平衡，而是直接检测接地电流。出于各种原因，这种设备以后不再安装。

2) 自动重合器：一种在经过一段延时后重新闭合的断路器。一般用在配电系统的架空线路上，防止短时间故障造成线路持续停电。

3) 自恢复熔丝：一种非常小的设备，一般被称作自动重置熔丝而不是断路器。

3.4.10 电力系统控制

输电网中的有功和无功潮流相当程度上是相互独立的，并且受各种控制操作的影响。因此，多数问题中都可以对它们分别进行研究。有功控制和频率控制密切相关，而与无功控制对应的则是电压控制。由于频率和电压稳定性是决定电能质量的

重要因素，因此有功和无功功率可控对电力系统的正常运行至关重要^[10]。

1. 有功功率-频率控制

为使电力系统能正常运行，频率必须保持恒定。严密的频率控制是维持感应电机和同步电机转速稳定的必要条件。电机转速恒定对发电机组性能良好影响重大，而转速本身又高度依赖所有辅助驱动特性，包括：燃料、给水、助燃空气供应系统等。在电网中，频率降低会导致感应电机和变压器励磁电流过大。电钟的大量使用和其他计时设备使用的频率都要求精确维持系统同步时间，其中，同步时间与频率成正比。因此，不仅要校准频率，还需要校准其积分。

系统频率取决于有功功率平衡，由于频率是贯穿整个电力系统的因素，某一点的有功功率需求变化就会影响整个电力系统，产生频率变化。因为向系统供电的发电机数量很多，因此必须采取某些措施把需求变化分配给发电机。每台机组的调速器起速度主控作用，而中央控制中心的辅助控制则分配发电任务。

在有两个或两个以上独立控制区的互联系统中，除了频率控制之外，每个控制区的发电量还必须满足设定的功率交换值。对发电量和频率的控制一般称为负荷-频率控制（Load-Frequency Control, LFC）。

2. 无功功率-电压控制

为了实现高效可靠运行，电力系统的电压和无功功率控制需要满足以下几点：

1) 系统中所有设备的端电压都要在限定范围内。无论是电网设备还是用户设备，设计时都有一定的额定运行电压值。长期运行在超出允许电压以外，会对设备性能造成不良影响，甚至导致设备损坏。

2) 强化系统稳定性，以充分利用输电系统。电压和无功功率控制对系统稳定性有重大影响。

3) 无功潮流最小，以尽可能降低 $R I^2$ 和 $X I^2$ 损耗。这可以确保输电系统高效运行（即输电系统主要用来输送有功功率）。

电力系统中有大量发电机组提供电力，同时也为大量负荷提供潮流，所以将电压维持在限定范围内是非常复杂的问题。因为负荷一直在变化，所以输电系统的无功需求也一直在变化，从输电线路的性能看这一点非常明显。由于无功功率不能远距离输送，因此需要用分散在系统内的专用设备来实现电压控制，这与频率控制取决于整个系统的有功功率平衡不同。总之，无功功率和电压控制设备的合理选择和协调是电力系统工程中的一个重大挑战。

3. 电压控制方法

电压控制可通过对各个电压等级中无功功率的发出、吸收和无功潮流的控制来实现。由发电机组提供电压控制的基本手段。通过控制励磁，自动调压器将发电机端电压维持在预设水平。另外还需要一些实现整个系统电压控制的补充措施。为此使用的设备分类如下：

1) 无功功率源或汇, 如并联电容器、并联电抗器、同步调相机和静态无功补偿器 (SVC)。

2) 线路电抗补偿器, 如串联电容器。

3) 调节变压器, 如分接头可调的变压器和升压器。

并联电容器、电抗器和串联电容器可实现电力系统的被动补偿, 这些补偿装置可能直接永久连接或者通过开关连接到输电和配电系统, 通过改变网络特性来参与电压控制。

同步调相机和 SVC 可提供主动补偿, 它们提供或吸收的无功功率能自动调节, 以维持所连接母线的电压。系统中的补偿装置和发电机组共同维持系统中指定节点的电压, 其他点的电压取决于流过包括被动补偿装置在内的不同电路元件的有功和无功潮流。

4. 无穷大母线概念

无穷大母线的定义为: 一个连接有永久电压源的母线。该母线电压的幅值、频率和相位等参数均不随负荷 (发电机输出) 的变化而变化。

3.5 电能质量

电能质量是电力系统分析中非常重要的部分。简单来说, 电能质量就是供电质量, 与其相关的因素包括电网设备、设备供应商/制造商和用户等。任何导致电力系统故障或者设备误操作的电压、电流或者频率偏差都属于电能质量问题定义的范畴, 包括电压跌落、故障时间、暂态过电压、谐波基波、应用谐波、长时间电压波动、分布式电源并网和走线及接地等。

电能质量可分为几个子范畴, 各个范畴之间不一定相互排斥。一种电能质量问题是暂态的, 脉冲暂态指在稳态电压和电流值上瞬间出现不良单向上升或者跌落, 它的特性通常用上升时间和衰减时间表示。而振荡暂态是双向的, 在正负值之间振荡。还有一种电能质量问题是长时间电压变化, 除了持续供电间断外, 还包括欠电压和过电压。在分析电能质量时, 也考虑短时间电压变化。短時間断電一般由系統故障或設備失效引起。短時間的 (電壓/電流) 跌落可能是由系統故障或是負荷大量增加引起的。電壓/電流的突增與跌落性質類似, 只不過增長是短時間的。相間不平衡也在電能質量範疇之內。在系統中, 不平衡可用對稱分量定義, 電壓不平衡度定義為零序分量與正序分量之比。無論是電壓規則變化還是在正常運行範圍內的隨機變化, 都屬於電壓波動, 描述這種變化的術語叫做“電壓閃變”。另一個屬於電能質量問題的內容是系統頻率, 電力系統頻率對稱頻率的偏離都屬於頻率變化。

波形畸變也是系統電能質量的重要部分。引起波形畸變的原因很多, 主要有以

下五类：直流偏移、谐波、间谐波、下凹和噪声。当功率变换器或者其他电力电子设备受到干扰，或发生导致操作不对称的其他故障时，就会发生直流偏移。一个与之相关的重要问题是变压器铁心的磁饱和。谐波是波形中所含频率为基波整数倍的分量。一般用总谐波畸变率来描述谐波含量。间谐波与谐波类似，只不过是基波的非整数倍分量。可能产生间谐波的主要设备包括但不限于：变换器、感应炉、灭弧装置，这些设备都会引起系统谐振。下凹也是人们关注的问题之一。下凹是波形的周期性畸变，一般由功率变换器投切引起。波形的宽带畸变叫做噪声，这是一种既不能归类为谐波也不能归类为暂态的不良畸变。

目前，对电能质量研究的焦点是：如何采用下一代电力电子元件改善不同规模电网的电能质量。包括两个主要问题：第一，如何在故障条件下或者故障后提高电能质量；第二，当系统内存在分布式电源时，考虑其并网和脱网的情况，如何改善系统的鲁棒性和电能质量问题。随着在船舶或其他交通工具上非集中发电和微电网的兴起，在电网发电机的数量与使用地点不断变化的情况下，保证电能质量越来越重要。另外，在电力系统中，无论是为了维护电能质量还是另作他用，电力电子元件正在得到广泛使用，而这种元件本身会产生谐波。因此近年来，电力电子元件的有害谐波也逐渐成为一项重要问题，尤其是三次谐波，因为它会导致系统发生中性线过载等严重后果。如果谐波频率更高，还有可能向附近的其他系统（比如电话线）注入噪声。另一个人们一直在大力研究的问题是，在系统中如何优化分配电能质量监测仪，以及如何利用这些监测仪来定位破坏电能质量事件的发生地点。

3.6 小结

本章涉及的内容包括：直流电机、同步电机、感应电机、变压器、断路器、电力系统输配电、电力系统控制和电力系统电能质量。风力发电机普遍采用感应发电机、绕线励磁同步发电机、永磁同步发电机和同步磁阻发电机。本章介绍了以上各种电机的运行原理、基本特点和参数。

参考文献

1. A. E. Fitzgerald, C. Kingsley Jr., and S. D. Umans, *Electric machinery*, McGraw-Hill, 1985.
2. P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, Inc., 1994.
3. K. R. Padiyar, *Power system dynamics: Stability and control*, John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd, 1996.
4. J. J. Grainger and W. D. Stevenson Jr., *Power system analysis*, McGraw-Hill, Inc., 1994.
5. D. E. Cameron and J. H. Lang, "The control of high-speed variable reluctance generators in electric power systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 29, no. 6,

- pp. 1106–1109, November–December 1993.
6. C. Ferreira, S. R. Jones, W. Heglund, and W. D. Jones, "Detailed design of a 30-kw switched reluctance starter/generator system for a gas turbine engine applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 31, no. 3, pp. 553–561, May–June 1995.
 7. Y. Sozer and D. Torrey, "Closed loop control of excitation parameters for high speed switched-reluctance generators," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 2, pp. 355–362, March 2004.
 8. R. Inerka and R. W. A. A. De Doncker, "High-dynamic direct average torque control for switched reluctance machines," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 39, no. 4, pp. 1040–1045, July–August 2003.
 9. P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Anderson, A. Bose, C. Canizares, et al., "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, May 2004.
 10. P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power system control and stability*, IEEE Press, 1994.
 11. IEEE TF Report, "Proposed terms and definitions for power system stability," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, pp. 1894–1897, July 1982.
 12. T. Van Cutsem, "Voltage instability: Phenomenon, countermeasures and analysis methods," *Proc. IEEE*, vol. 88, pp. 208–227, 2000.
 13. D. J. Hill, "Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 8, pp. 166–176, February 1993.
 14. T. Van Cutsem and R. Mailhot, "Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec System," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 12, pp. 282–292, February 1997.
 15. G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur, "Voltage stability analysis using static and dynamic approaches," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 8, pp. 1159–1171, August 1993.
 16. B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, "Toward the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 11, pp. 1314–1324, August 1996.
 17. P. A. Lof, T. Smed, G. Andersson, and D. J. Hill, "Fast calculation of a voltage stability index," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 7, pp. 54–64, February 1992.
 18. P. Kundur, D. C. Lee, J. P. Bayne, and P. L. Dandeno, "Impact of turbine generator controls on unit performance under system disturbance conditions," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, pp. 1262–1267, June 1985.
 19. Q. B. Chow, P. Kundur, P. N. Acchione, and B. Lautsch, "Improving nuclear generating station response for electrical grid islanding," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. EC-4, pp. 406–413, September 1989.
 20. P. Kundur, "A survey of utility experiences with power plant response during partial load rejections and system disturbances," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 2471–2475, May 1981.
 21. IEEE Committee Report, "Guidelines for enhancing power plant response to partial load rejections," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, pp. 1501–1504, June 1983.
 22. IEEE Working Group Report, "Reliability indices for use in bulk power system supply adequacy evaluation," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, pp. 1097–1103, July–August 1978.

23. D. J. Hill and I. M.Y. Mareels, "Stability theory for differential/algebraic systems with applications to power systems," *IEEE Trans. Circuits and Systems*, vol. 37, pp. 1416–1423, November 1990.
24. W. R. Vitacco and A. N. Michel, "Qualitative analysis of interconnected dynamical systems with algebraic loops: Well-posedness and stability," *IEEE Trans. Circuits and Systems*, vol. CAS-24, pp. 625–637, November 1977.
25. K. L. Praprost and K. A. Loparo, "A stability theory for constrained dynamical systems with applications to electric power systems," *IEEE Trans. Automatic Control*, vol. 41, pp. 1605–1617, November 1996.
26. S. R. Sanders, J. M. Noworolski, X. Z. Liu, and G. C. Verghese, "Generalized averaging method for power conversion circuits," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol. 6, pp. 251–259, April 1991.
27. A. M. Stankovic and T. Aydin, "Analysis of unbalanced power system faults using dynamic phasors," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 15, pp. 1062–1068, July 2000.
28. J. S. Thorp, C. E. Seyler, and A. G. Phadke, "Electromechanical wave propagation in large electric power systems," *IEEE Trans. Circuits and Systems—I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 45, pp. 614–622, June 1998.
29. R. A. DeCarlo, M. S. Branicky, S. Pettersson, and B. Lennartson, "Perspectives and results on the stability and stabilizability of hybrid systems," *Proc. IEEE*, vol. 88, no. 7, pp. 1069–1082, July 2000.
30. T. S. Lee and S. Ghosh, "The concept of stability in asynchronous distributed decision-making systems," *IEEE Trans. Systems, Man, and Cybernetics—B: Cybernetics*, vol. 30, pp. 549–561, August 2000.
31. D. J. Hill and P. J. Moylan, "Connections between finite gain and asymptotic stability," *IEEE Trans. Automatic Control*, vol. AC-25, pp. 931–936, October 1980.
32. F. Paganini, "A set-based approach for white noise modeling," *IEEE Trans. on Automatic Control*, vol. 41, pp. 1453–1465, October 1996.
33. L. van der Sluis, W. R. Rutgers, and C. G. A. Koreman, "A physical arc model for the simulation of current zero behavior of high-voltage circuit breakers," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 7, no. 2, pp. 1016–1022, April 1992.
34. J. Kosmac and P. Zunko, "A statistical vacuum circuit breaker model for simulation of transients overvoltages," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 10, no. 1, pp. 294–300, January 1995.
35. M. T. Glinkowski, M. R. Gutierrez, and D. Braun, "Voltage escalation and reignition behavior of vacuum circuit breakers during load shedding," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 12, no. 1, pp. 219–226, January 1997.
36. Q. Bui-Van, B. Khodabakhchian, M. Landry, J. Mahseredjian, and J. Mainville, "Performance of series-compensated line circuit breakers under delayed current-zero," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 12, no. 1, pp. 227–233, January 1997.
37. G. St-Jean, M. Landry, M. Leclerc, and A. Chenier, "A new concept in post-arc analysis to power circuit breakers," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 3, no. 3, pp. 1036–1044, July 1988.
38. G. St-Jean and R. F. Wang, "Equivalence between direct and synthetic short-circuit interruption tests on HV circuit breakers," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, no. 7, pp. 2216–2223, July 1983.
39. L. Blahous, "Derivation of circuit breaker parameters by means of Gaussian approximation," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 12, pp. 4611–4616, December 1982.

40. E. Thuries, P. Van Doan, J. Dayet, and B. Joyeux-Bouillon, "Synthetic testing method for generator circuit breakers," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. PWRD-1, no. 1, pp. 179–184, January 1986.
41. B. Kulicke and H. H. Schramm, "Clearance of short-circuits with delayed current zeros in the Itaipu 500 kV substation," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 99, no. 4, pp. 1406–1414, July–August 1980.
42. J. C. Gómez and M. M. Morcos, "Coordination of voltage sag and overcurrent protection in DG systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 20, no. 4, pp. 214–218, January 2005.
43. D. V. Hertem, M. Didden, J. Driesen, and R. Belmans, "Choosing the correct mitigation method against voltage dips and interruptions: A customer-based approach," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 331–339, January 2007.
44. J. V. Milanovic and Y. Zhang, "Global minimization of financial losses due to voltage sags with FACTS based devices," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, no. 1, pp. 298–306, January 2010.
45. C. Fitzer, M. Barnes, and P. Green, "Voltage sag detection technique for a dynamic voltage restorer," *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 40, no. 1, pp. 203–212, January–February 2004.
46. P. Koner and G. Ledwich, "SRAT-distribution voltage sags and reliability assessment tool," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 19, no. 2, pp. 738–744, April 2004.
47. M. Popov, L. van der Sluis, G. C. Paap, and H. De Herdt, "Computation of very fast transient overvoltages in transformer windings," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 18, no. 4, pp. 1268–1274, October 2003.
48. J. Takami, S. Okabe, and E. Zaima, "Study of lightning surge overvoltages at substations due to direct lightning strokes to phase conductors," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, no. 1, pp. 425–433, January 2010.
49. B. Gustavsen, "Study of Transformer Resonant Overvoltages Caused by Cable-Transformer High Frequency Interaction," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, no. 2, pp. 770–779, April 2010.
50. P. Ying and R. Jiangjun, "Investigation of very fast transient overvoltage distribution in taper winding of tesla transformer," *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 42, no. 3, pp. 434–441, March 2006.
51. D. Paul and V. Haddadian, "Transient overvoltage protection of shore-to-ship power supply system," *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 47, no. 3, pp. 1193–1200, May–June 2011.
52. P. Giridhar Kini and R. C. Bansal, "Effect of voltage and load variations on efficiencies of a motor-pump system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 25, no. 2, pp. 287–292, June 2010.
53. C.-S. Lam, M.-C. Wong, and Y.-D. Han, "Voltage swell and overvoltage compensation with unidirectional power flow controlled dynamic voltage restorer," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 2513–2521, October 2008.
54. L. Fabricio Auler and R. d'Amore, "Power quality monitoring controlled through low-cost modules," *IEEE Trans. Instrumentation and Measurement*, vol. 58, no. 3, pp. 557–562, March 2009.
55. B. Byman, T. Yarborough, R. Schnorr Von Carolsfeld, and J. Van Gorp, "Using distributed power quality monitoring for better electrical system management," *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 36, no. 5, pp. 1481–1485, September–October 2000.

56. A. Dell'Aquila, M. Marinelli, V. G. Monopoli, and P. Zanchetta, "New power-quality assessment criteria for supply systems under unbalanced and nonsinusoidal conditions," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 19, no. 3, pp. 1284–1290, July 2004.
57. M. A. Eldery, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and A. Vannelli, "A novel power quality monitoring allocation algorithm," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 768–777, April 2006.

第 4 章 电力电子学

4.1 引言

电力电子学是固态电子学在电能控制和转换方面的应用。在需要对电能形式进行转换（即改变电压、电流或频率）的地方，电力电子变换器随处可见。变速风力发电系统在发电机和电网之间需要有电力电子接口。即使是定速风力发电系统，如果有储能系统接入电网，也必须使用电力电子器件。本章概述以下各种电力电子器件和它们的基本概念：整流器、逆变器、直流-直流斩波器（DC-to-DC chopper）、双向离子变频器（cycloconverter）、基于脉宽调制（Pulse Width Modulation, PWM）的电压源变换器（Voltage Source Converter, VSC）、电流源逆变器（Current Source Inverter, CSI）。如果读者需要深入研究，可阅读相关的电力电子学文献^[1-5]。

4.2 功率器件

功率半导体器件是一种在电力电子电路中起开关作用（如开关电源）的半导体器件，也称为“功率器件”，用在集成电路中时，也称作“功率集成电路”（Power IC）。多数功率半导体器件只起换路作用（即只能导通或关断），因此这也是它的优化目标。多数功率半导体器件不能用于线性运算^[1]。

1952 年，R. N. Hall 向世人介绍了功率二极管，这是第一个出现的功率半导体器件。该器件的材料是锗，其反向击穿电压达到 200V，额定电流为 35A。1957 年，半导体晶闸管问世。它能耐受非常高的反向击穿电压，并能承载非常大的电流。对于开关电路来说，晶闸管的一个明显缺点是：一旦它在导通状态下被“锁定”，就无法通过外部控制关断。晶闸管的关断是被动的，也就是说，它必须从装置上切除才能实现关断。20 世纪 60 年代，有更强功率处理能力的双极晶体管被研制出来。该器件克服了晶闸管的局限，能用施加信号控制开通和关断。随着金属氧化物半导体技术（开发的最初目的是生产集成电路）带来的改进，在 20 世纪 70 年代后期，实现了功率金属氧化物半导体场效应晶体管（Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor, MOSFET）的应用。1978 年，美国国际整流器公司生产出了一只正向电流为 25A，反向击穿电压为 400V 的功率 MOSFET。与双极晶体管相比，这种器件

能在高频环境下工作，但却只能用于低压范围。20世纪80年代，绝缘栅双极晶体管（Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT）开始发展，并在20世纪90年代得到广泛应用。该器件同时具有双极晶体管的功率处理能力和功率 MOSFET 的隔离栅极驱动的优越性。

常用的功率器件包括二极管、晶闸管、功率 MOSFET 和 IGBT 等。无论是功率二极管还是 MOSFET，运行原理与相应的低功率器件相同，但能传送较大电流，而且能在关断状态下耐受更高的反向偏置电压。为使这些功率器件能适应更大的电流密度、更高的功耗和更高的反向击穿电压，人们经常改变它们的结构。绝大多数离散（即非集成）功率器件采用的是纵向结构，然而小信号器件采用的是横向结构。纵向结构下，器件的额定电流与其面积成正比，电压闭锁能力则取决于晶片高度。采用这种结构时，器件的一个连接点位于半导体晶片底部。

4.3 整流器

整流器是一种将周期性改变方向的交流电转化为单一方向的直流电的电子器件。这一过程称为整流。整流器有许多用途，包括用作电源元件和无线电信号探测器等。整流器可以由固体二极管、真空二极管、汞弧阀等器件组成。当只用一个二极管来对交流电整流时（通过闭锁波形的正半波或负半波来实现），术语“二极管”和“整流器”说的其实是同一个东西。也就是说，术语“整流器”说的其实就是一个实现交流-直流转换的二极管。几乎所有整流器都采用多个二极管的具体配置。与单个二极管结构相比，这种配置能更有效地实现交流-直流转换。在硅半导体整流器出现以前，人们一般使用真空二极管和氧化铜或者硒整流堆。图 4-1、图 4-2 和图 4-3 分别表示常见的基于晶闸管的半波整流器、全波整流器和六脉冲整流器的电路和各自的相关输出电压波形。

4.4 逆变器

逆变器是能够实现直流到交流转换的电子器件，转换后的交流电电压和频率可以为任何要求的数值。实现这种要求的途径是使用适当的变压器、开关和控制电路。固态逆变器没有运动部件，应用广泛，小到计算机电源开关，大到用来进行大容量高压直流输电的电力设施。逆变器最常见的用途是从太阳能板、蓄电池等直流电源提供交流电力。

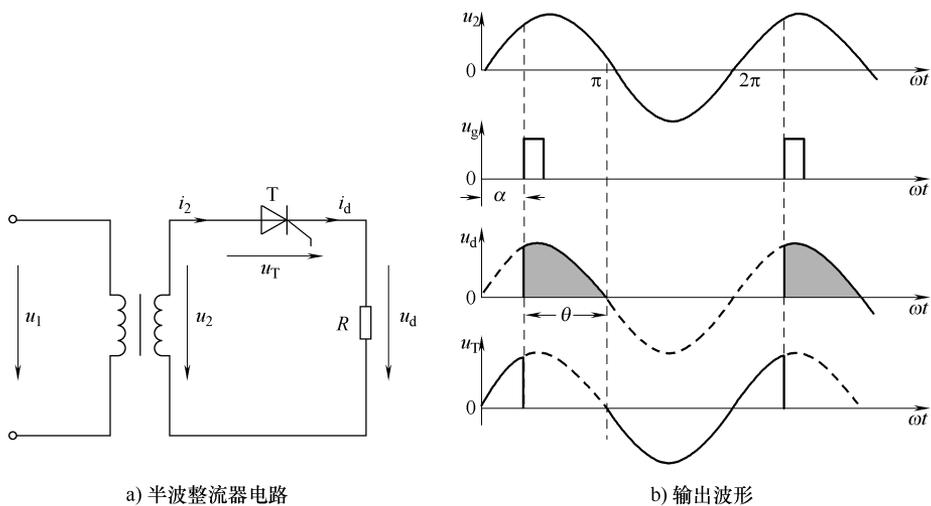


图 4-1 半波整流器电路和输出波形

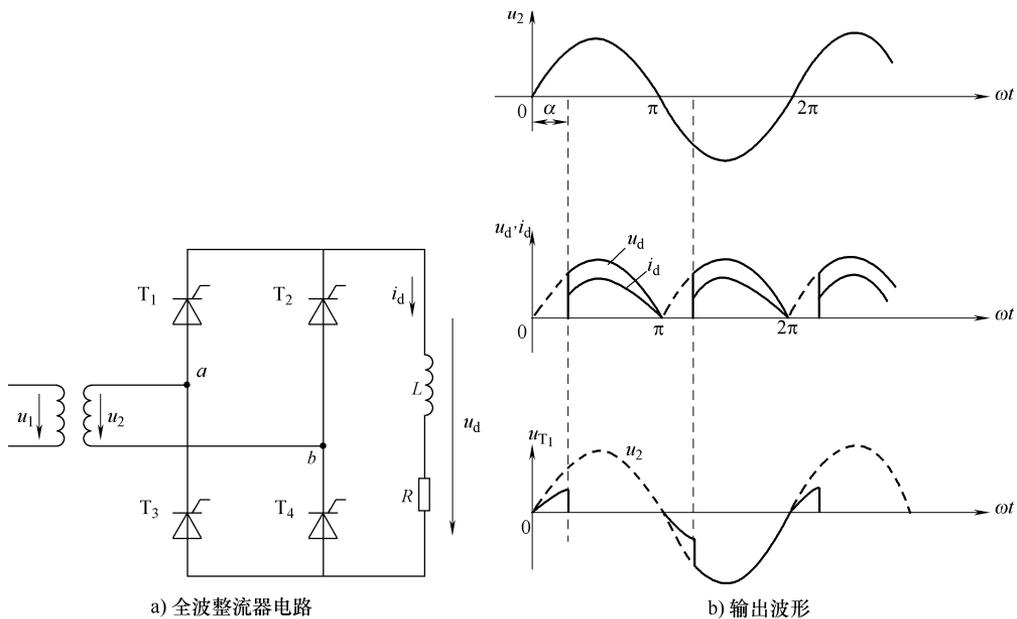
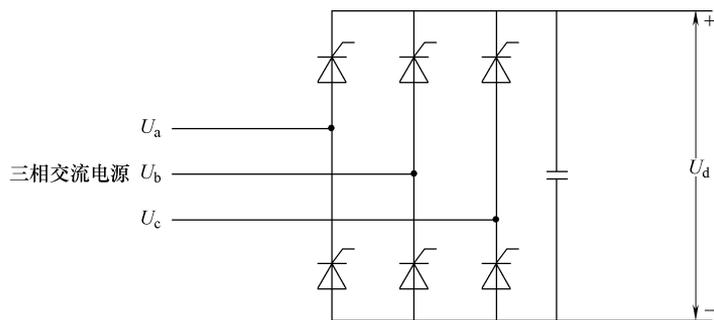
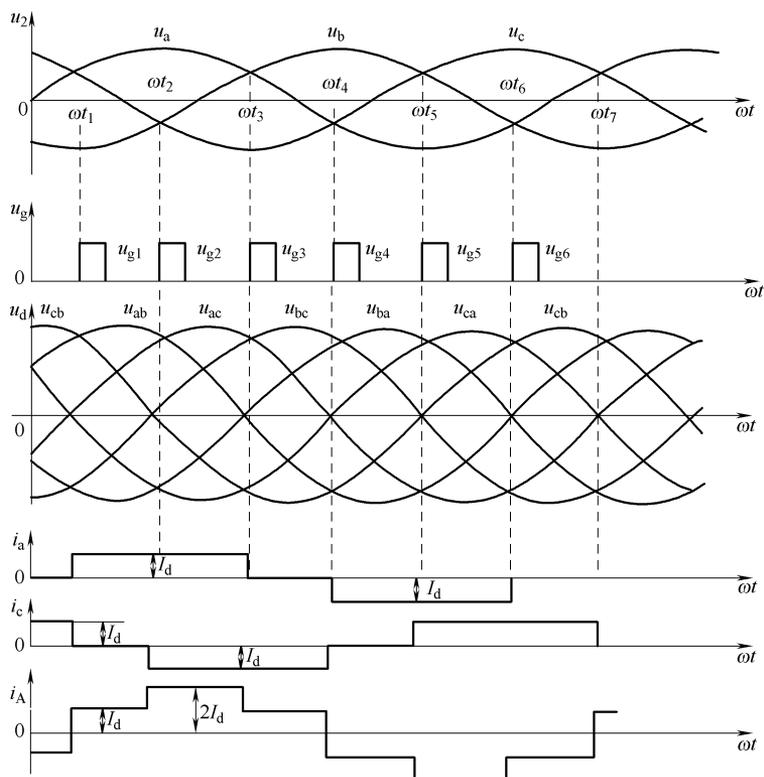


图 4-2 全波整流器电路和输出波形



a) 六脉冲整流器电路



b) 输出波形

图 4-3 六脉冲整流器电路和输出波形

逆变器主要有两种类型。一种叫修正正弦波逆变器。它的输出波形与方波相似，但输出电压在正负向转换之前的某一时刻为0。这种逆变器结构简单，造价较低，并能与敏感和专用设备以外的大部分电子器件兼容，例如某些激光打印机。另

一种叫纯正弦波逆变器。它能产生近乎完美的正弦波输出（总谐波畸变率 < 3%），基本与公用电网的波形相同。因此，这种逆变器能与任何交流电子器件兼容，普遍用作并网逆变器。此类逆变器结构更复杂，与第一种逆变器相比，单位容量造价也高了 5 ~ 10 倍。它是一种大功率电子振荡器，所以称为逆变器是因为早期的机械“交流-直流”变换器的目的是为了实现相对于“直流-交流”变换器的反向工作，即“逆转”。图 4-4 表示基本逆变电路。

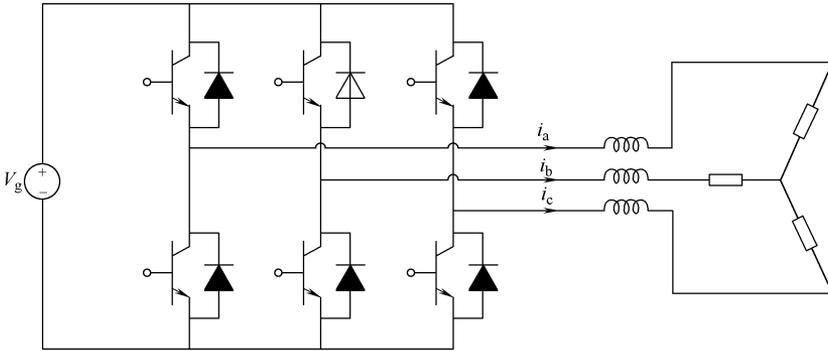


图 4-4 基本逆变电路

4.5 斩波器

直流-直流变换器是一种可改变直流电源电压水平的电力电子器件。改变变换器的导通和关断时间（占空比），就能通过斩断输入电压来实现直流电压变量的控制。具有该作用的变换器被称为斩波器。图 4-5 为斩波器的原理示意图，其中 v_c 表示门电路的控制电压， t_{on} 表示斩波器导通时间， t_{off} 表示关断时间。其操作频率为

$$f_c = \frac{1}{(t_{on} + t_{off})} = \frac{1}{T} \quad (4-1)$$

而它的占空比定义为

$$d = \frac{t_{on}}{T} \quad (4-2)$$

开关导通期间，负载两端的输出电压等于电源电压与电源开关电压降的差值。假定电源开关是理想电气元件，电压损失为 0，则平均输出电压 V_{dc} 为

$$V_{dc} = \frac{t_{on}}{T} V_s = dV_s \quad (4-3)$$

此处， V_s 是电源电压。

改变占空比就能改变输出电压。需要注意的是，输出电压的变化跟随控制电压的变化，如图4-5所示，说明斩波器就是一个电压放大器。可用以下两种方法来改变占空比 $d^{[2]}$ ：

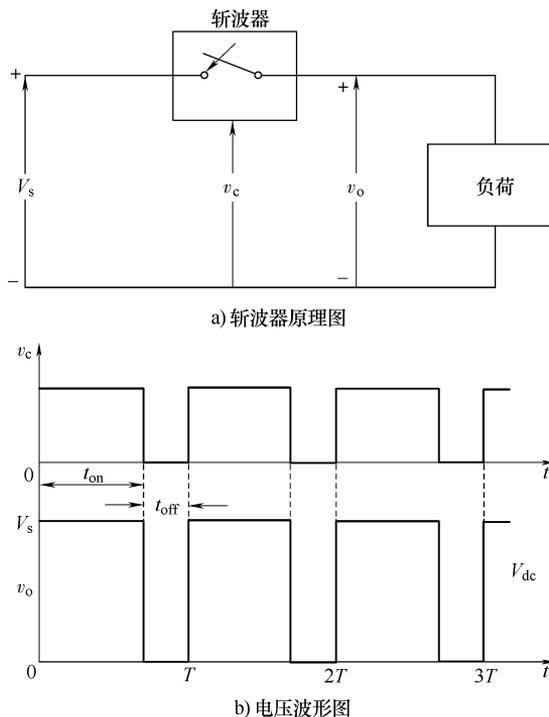


图4-5 斩波器原理图及其电压波形

- 1) 保持转换或斩波频率不变，通过改变导通时间来改变占空比。
- 2) 保持导通时间不变，通过改变斩波频率来获取占空比变化。

与第二种方法相比，第一种方法即保持转换频率不变的优点是：可以对斩波器的转换损耗进行预设，因此能优化设计功率电路冷却方案；可以对谐波含量进行预设，因此能实现滤波器优化。一旦改变斩波频率，这些优势就都消失了，因此在实际使用中，第二种方法没有被普遍采用。

对于手机和笔记本电脑等便携式电子设备来说，直流-直流变换器非常重要，它们主要应用于电池。这些电子设备通常有几个支路，每个支路都有与电池或外部电源不同的电压等级要求（有时会高于或者低于电源电压）。另外，随着储存电量的消耗，电池电压也会随之降低。直流-直流变换器的投切提供了一种方法，能提高损失了部分电压的电池电压。这就不必为了达到同样的效果而使用多个电池，从而节省了空间。

多数直流-直流变换器能调节输出电压。但也有例外情况，如高效发光二极管

(Light-Emitting Diode, LED) 电源, 它是一种调节 LED 电流的直流-直流变换器; 简易充电泵, 它可以将输入电压提高两倍或三倍。电子开关式直流-直流变换器将直流电压从一个等级转换成另一等级的原理是: 暂时储存输入的电能, 然后在另一电压等级下释放这些电能。储能工具为磁场型储能组件(电感器、变压器)或者电场型储能组件(电容器)。与线性调压(将不需要的电能以热的形式释放)相比, 这些转换方式效率更高(通常在 75% ~ 98%)。这种高效转换可以提高电池供电设备的运行时间。转换效率是在 20 世纪 80 年代后期, 随着功率场效应晶体管(Field-Effect Transistor, FET)的使用开始提高的。FET 在高频下的转换效率高于功率双极晶体管, 后者转换损耗更高, 并且需要更复杂的驱动电路。直流-直流变换器的另一个重要的革新是续流二极管被同步整流技术取代, 后者的功率 FET 因为导通电阻值较低, 可以降低投切损耗。

多数直流-直流变换器被设计为只能单向传送电能, 即从输入端到输出端。然而, 如果用独立主动控制整流代替所有的二极管, 那么所有切换调节都可以做成双向拓扑结构。双向变换器能够双向传送电能, 对于有再生制动需求的应用来说, 这种变换器的作用非常大。开关变换器的缺点是结构复杂、有电子噪声[即电磁干扰(Electromagnetic Interference, EMI)或射频干扰(Radio Frequency Interference, RFI)], 而且成本稍高, 尽管这些缺点在随着芯片设计的改进得到改善。

直流-直流变换器既可以是需要最少附加组件的集成电路, 也可以是能用于电子装配中的完整混合电路组件。输出电压低于输入电压的变换器叫做降压变换器。反之, 输出电压高于输入电压的变换器是升压变换器。顾名思义, 升降压变换器的输出电压既可能高于输入电压, 也可能低于输入电压, 但极性与输入电压相反。丘克变换器(cuk converter)的输出电压特性与升降压变换器相似, 也既可高于也可低于输入电压, 而且极性与输入电压相反。图 4-6 是各种斩波器电路。

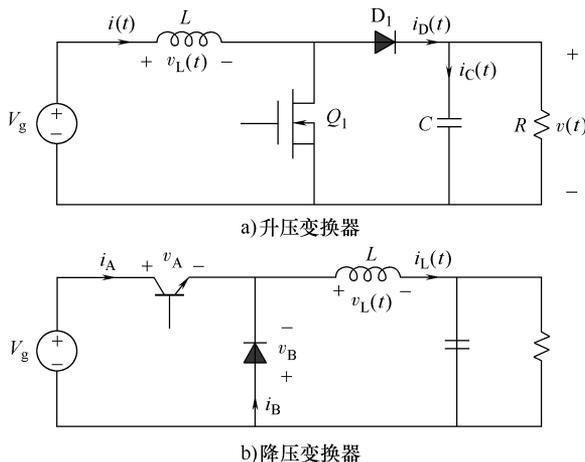


图 4-6 各种直流-直流变换器

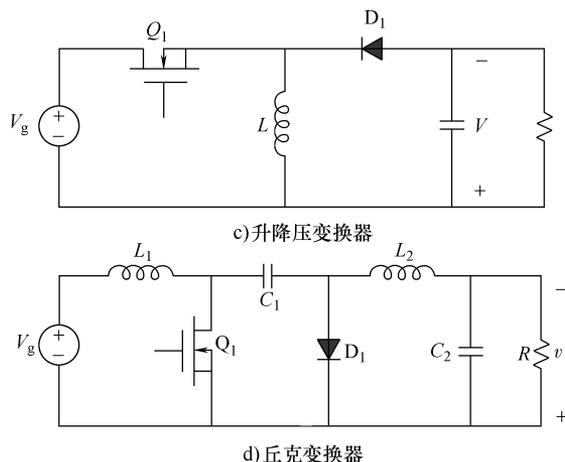


图 4-6 各种直流-直流变换器 (续)

4.6 双向离子变频器

双向离子变换器或双向离子逆变器的主要功能是将一种交流波形转换为另一种频率更低的交流波形，实现方式是直接从交流电源片段中合成输出波形而不使用中间直流环节。它们多用于三相系统。在大部分电力系统中，双向离子变频器的输入电压幅值和频率通常是定值，但是其输出电压的幅值和频率都是可变的。三相双向离子变频器的输出频率必须低于输入频率的 $1/3 \sim 1/2$ ^[1]。采用更多的开关设备（意味着脉冲数量更多）能提高输出波形的质量。双向离子变频器被用于兆瓦级大容量变频驱动器中。图 4-7 显示了双向离子变频器中各晶闸管之间的连接。

双向离子变频器的典型应用有两种：控制交流牵引电动机转速和起动同步电动机。多数双向离子变频器的输出功率都较高，接近兆瓦级。而在其电路中，会用到可控硅整流器（Silicon-Controlled Rectifier, SCR）。相比之下，用于低功率交流电动机的双向离子变频器的特点是低成本、低功率，在其电路中，更倾向于用 TRIAC（三端双向开关元件）来代替 SCR。与 SCR 单方向导通不同，TRIAC 能双向导通，但它本质上仍是一个三端电力电子器件。双向离子变频器的应用不像逆变器那样普遍，双向离子逆变器更很少使用，然而在超大功率的工业设备中，它的应用还是较为普遍的，例如矿石加工的球磨机，水泥窑、巨轮上的回转推进器等。

切换交流波形时，系统中产生的噪声或谐波取决于输入波形的频率。这些谐波能对敏感的电子设备造成破坏。如果输入波形和输出波形之间的相对差值较小，则变换器会产生次谐波。次谐波噪声频率低于输出频率，而且系统中的电感负载无法将其滤掉。这是输出频率相对于输入频率的限制。这些限制导致了在大部分的应用

中，双向离子变频器的效果往往劣于直流链接变换器。

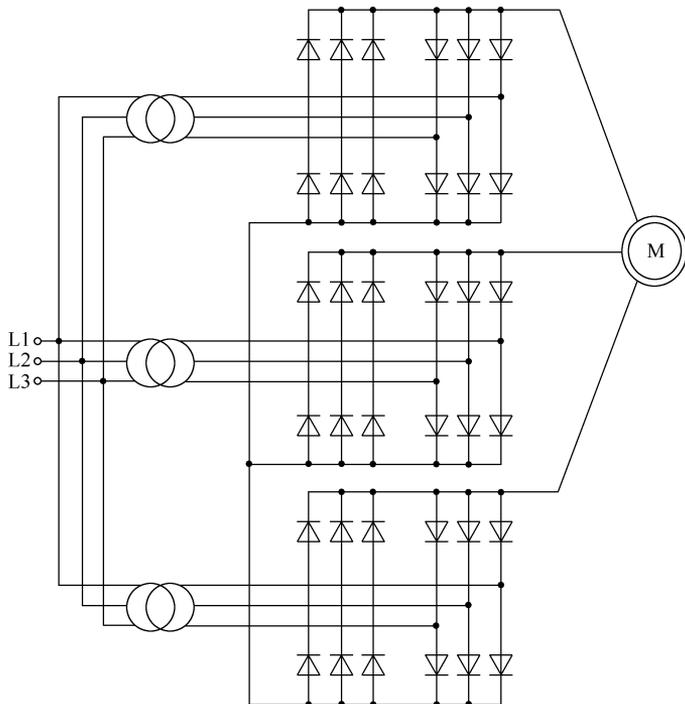


图 4-7 双向离子变频器中各晶闸管之间的连接

4.7 脉宽调制策略

脉宽调制 (Pulse Width Modulation, PWM) 是一种用现代电力电子开关实现惯性电气设备功率控制的常用技术。回馈至负载的电压 (和电流) 平均值通过快速切换电源和负载之间的开关状态来控制。与断开时间相比, 开关的导通时间越长, 向负载提供的功率就越大。PWM 的切换频率必须远高于能影响到负载 (也就是用电设备) 的水平。通常, 切换操作对电炉是每分钟几次, 对灯光衰减器是 120Hz, 对电动机驱动是几千赫兹 (kHz) 到几万赫兹, 而对于音频放大器和计算机电源则是几万赫兹到几十万赫兹。术语“占空比 (duty cycle)”表示规律性时间间隔, 即时间周期的导通比例; 占空比低对应的功率也低, 因为在这种情况下, 大部分时间的功率处于关断状态。占空比以百分比表示, 100% 表示全导通。图 4-8 是一种脉宽调制策略图。

PWM 策略有很多种, 众所周知的几种是: 正弦波 PWM, 滞环 PWM, 空间矢量调制 (Space Vector Modulation, SVM) 和基于对某些性能标准优化的“优化”

技术,如选择性谐波消除、提高效率、转矩脉动最小化等。正弦波 PWM 和滞环 PWM 可以通过模拟技术实现,而其他 PWM 技术的实现都需要使用微处理器^[1-5]。

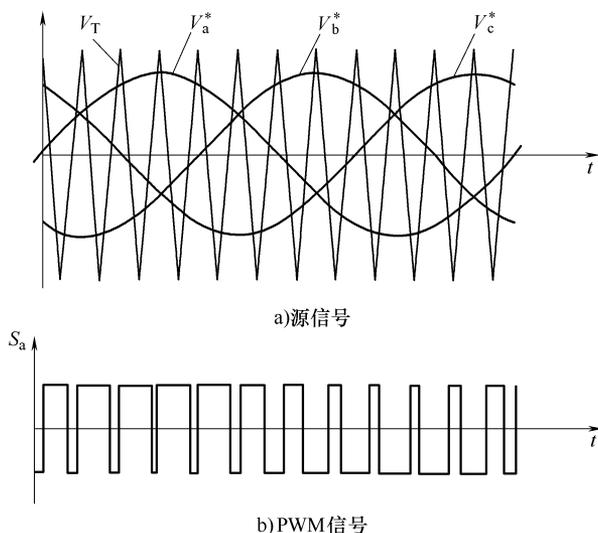


图 4-8 脉冲宽度调制策略

磁链和转矩直接控制 (Direct flux and Torque Control, DTC) 是一种特别为驱动开发的调制策略。它用双级滞环控制器确定定子磁链的误差。将转矩与基准值比较,把结果送入一个三级滞环比较器。结合转矩与磁链的误差状态,把瞬时定子磁链空间矢量的相角用于开关选择表,选择施加于电动机的合适电压矢量。通常,在 DTC 过程中没有固定的调制模式或固定的电压-频率关系。DTC 方法与使用滞环 PWM 的磁场定向控制 (Field Oriented Control, FOC) 相似,只是 DTC 考虑了三相之间的相互影响。

PWM 的主要优点是开关设备的功率损耗非常低。开关处于关断状态时没有电流通过,导通时也几乎没有压降。功耗是电压与电流的乘积,因此在这两种情况下,功耗都接近于 0。PWM 在数字控制中同样性能良好,因为它们通断性质使得占空比设置非常容易。某些通信系统也会用到 PWM。在这里,占空比的意思是在一个信道中传输的信息量。

在一个逆变器支路中,功率开关的通断状态通常总是相反的。因此,逆变器电路可以简化成三个双位开关。正反向的直流母线电压都会短时作用于电动机的某一相。PWM 的作用是为不同的输出频率和电压生成切换电压脉冲。典型调制器生成的平均电压值等于每个 PWM 周期内的基准电压。考虑到 PWM 周期非常短,基准电压由切换脉冲模式的基波决定。

除基波以外,电动机机端的电压频谱还含很多高次谐波。电动机磁通基波和五

次、七次谐波电流之间的相互作用产生的转矩脉动值，是只有基频情况下的六倍；与之相似，11次和13次谐波产生的转矩脉动值是只有基频情况下的12倍。另外，谐波电流和集肤效应会使铜损增加，这将导致电动机额定值降低。然而，电动机电抗可以起低通滤波作用，可大大减少高次谐波电流。因此，电动机磁通 [感应电动机 (Induction Motor, IM) 和永磁同步电动机 (Permanent Magnet Synchronous Motor, PMSM)] 的输出波形接近正弦波，谐波对于转矩增加的影响可以忽略。为把谐波对电动机性能的影响降到最低，应尽量提高 PWM 的频率。然而 PWM 的频率受控制部件 (分辨率) 和开关设备容量的限制，例如，开关损耗和停滞时间都会对输出电压产生影响。

4.8 PWM VSC

PWM VSC 为交流电力系统和超导线圈之间建立了电力电子接口。在 PWM 发生器中，正弦波基准信号用 VSC 输出的交流电压相位角进行相位调制。正弦波调制基准信号与三角载波信号进行比较，产生 IGBT 门信号。图 4-9 是基于 PWM 的电压源变换器基本电路，该电路由一个 Y/Δ 联结变压器、一个使用 IGBT 的六脉冲 PWM 整流器/逆变器和一个直流电容器组成^[6]。

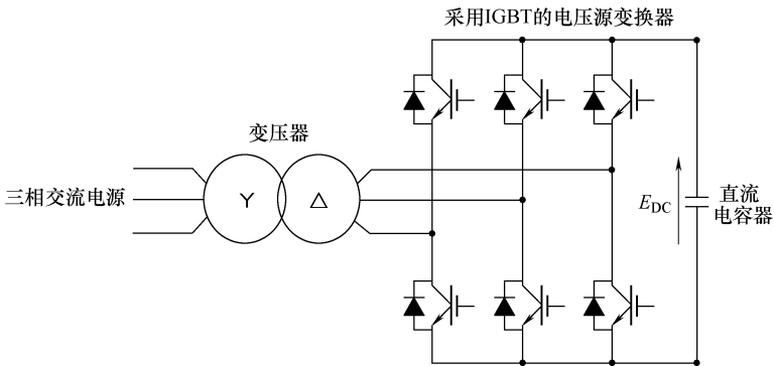


图 4-9 PWM VSC 的基本配置

4.9 电流源逆变器

随着现代可用的门极关断开关设备功率等级越来越高，以及多级功率变换器拓扑的引进，经典的电流源逆变器 (Current Source Inverter, CSI) 拓扑实际上已经被电压源逆变器 (Voltage Source Inverter, VSI) 所取代，甚至是兆瓦 (MW) 级的应用也是如此。但是，因为各种性能优势，基于 SCR 的 CSI 系统仍然被用在大功率

同步电动机驱动和公用电力系统中^[5]。

CSI 拓扑在某些方面具有一定性能优势，如坚固、容易提供容性和低阻抗负载的能力。随着带有极低电枢绕组电感的大功率永磁电动机开始普及，再加上逆变器组件中 VSI 的电解电容器以个头最大和可靠性最低而“臭名昭著”，预计人们会很快对 CSI 系统重新产生兴趣。

传统的基于 SCR 的 CSI（如图 4-10 所示）存在一些缺点，最简单的例子就是 SCR 无法在门极关断。因此，其作用被限制在两个方面：六步切换运行和用于能进相运行的有功负载。六步切换会导致负载电压和电流产生大量谐波。因此，在性能要求不断提高的趋势下，这种器件很快就会被淘汰。另外，它们也不适于驱动运行于滞后功率因数下的感应电动机。这些都是导致其不能广泛应用的原因。用来代替 SCR 的 GTO 设备能实现门极关断，能扩大负载的功率因数运行范围，甚至还具备 PWM 性能。然而，由于 GTO 的切换速度有限，这种应用还是受到一定限制。更普遍的做法是改进 GTO 设备，使其能在多级 VSI 系统中运行。众所周知，CSI 切换可以使用具有双向电压锁定和单相载流功能的设备。图 4-11 是使用 IGBT 设备与二极管串联的接线。但由于每次导通都要通过两个串联半导体管，因而这种拓扑效率低下，饱受诟病。

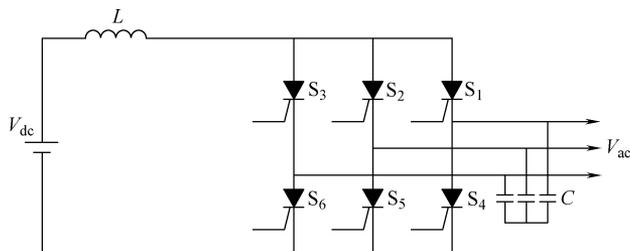


图 4-10 传统的基于 SCR 的 CSI 图示

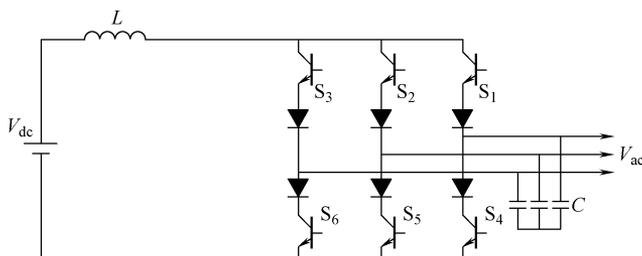


图 4-11 采用 IGBT 和串联二极管的 CSI 原理图

三相 PWM CSI 由带有六个反向阻塞开关 ($S_1 \sim S_6$) 的桥式电路组成。每个反向阻塞开关都包括一个晶体管和一个串联二极管。直流环节包括一个电感器，它是电路中的主要储能组件。在输出端，电容滤波器能平滑直流环节的脉冲相电流。这

种拓扑结构具备内在稳压特性，依靠这种特性，它能运行于适度的最大功率点（MPP）电压（约 200 ~ 400V）。然而，为保持 DC 电抗器的伏秒特性平衡，存在一个 DC 电压上限，它定义为整流后相间电压的最小绝对值。

CSI 的典型特征是带有闭环电流控制的可控整流器，因此它可以双向传输电力，还具有快速响应输出电流矢量阶段命令的特点。当 CSI 运行于方波模式时，它的效率超过 PWM VSI，而且 CSI 的电源电路比 VSI 更简单，却更加稳定。因为在 CSI 中，不存在续流二极管，但是整流器中包括大容量的直流电感和电流控制，因此可以在过电流情况下起保护作用。另一方面，电感会降低电流幅值控制命令的响应速度，当电流通路被切断时，还有引起过电压的风险。方波输出电流波形含大量低次谐波，这是 CSI 最显著的缺点。另外，这种波形还会在电动机定子漏抗中产生电压尖峰，对绝缘绕组有潜在危险。带有输出电容器的 PWM CSI 能分流脉冲电流，从而在一定程度上解决上述问题。然而 PWM CSI 也有缺点，如体积大、造价高，降低了 PWM 运行效率，控制方法太复杂，输出电容器组和负载电感之间容易引起谐振等。

4.10 小结

本章对整流器、逆变器、直流-直流斩波器、双向离子变频器、基于 PWM 的电压源变换器、电流源逆变器等电力电子器件进行了简单介绍。这些器件都可能成为并网风力发电系统中的组件。对变速风力发电系统来说，风力发电机机端母线和电网接入点之间，都有电力电子接口。对定速风力发电系统来说，储能系统也必须要有电力电子接口。因此，基本了解电力电子器件特性和运行特点非常重要。在第 5、7、8、9 章中，将会具体用到这些概念。

参 考 文 献

1. M. H. Rashid, *Power electronics*, 3d ed., Prentice Hall, 2004.
2. R. Krishnan, *Electric motor drives: Modeling, analysis, and control*, Prentice Hall, 2001.
3. N. Mohan, *Electric drives: An integrative approach*, MNPPE, 2000.
4. V. Subrahmanyam, *Electric drives: Concepts and applications*, McGraw-Hill, 1994.
5. B. Wu, *High-power converters and AC drives*, IEEE Press, 2006.
6. M. H. Ali, J. Tamura, and B. Wu, "SMES strategy to minimize frequency fluctuations of wind generator system," *Proceedings of the 34th annual conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2008)*, November 10–13, 2008, Orlando, FL, pp. 3382–3387.
7. V. Blasko and V. Kaura, "A new mathematical model and control of a three-phase AC-DC voltage source converter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 12, no. 1, pp. 116–123, January 1997.

8. J. W. Choi and S. K. Sul, "Fast current controller in three-phase AC/DC boost converter using d-q axis cross-coupling," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol. 13, no. 1, pp. 179–185, January 1998.
9. R. Wu, S. B. Dewan, and G. R. Slemon, "Analysis of an AC-to-DC voltage source converter using PWM with fixed switching frequency," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 27, no. 2, pp. 355–364, March–April 1991.
10. T. Noguchi, H. Tomiki, S. Kondo, and I. Takahashi, "Direct power control of PWM converter without power-source voltage sensor," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 34, no. 3, pp. 473–479, May–June 1998.
11. M. Malinowski, M. P. Kazmierkowski, S. Hansen, F. Blaabjerg, and G. D. Marques, "Virtual-flux-based direct power control of three-phase PWM rectifier," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 4, pp. 1019–1027, July–August 2001.
12. T. Ohnuki, O. Miyashita, P. Lataire, and G. Maggetto, "Control of a three-phase PWM rectifier using estimated AC-side and DC-side voltages," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 14, no. 2, pp. 222–226, March 1999.
13. J. Rodríguez, S. Bernet, B. Wu, J. Pontt, and S. Kouro, "Multilevel voltage-source-converter topologies for industrial medium-voltage drives," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 6, pp. 2930–2945, December 2007.
14. M. Salo and H. Tuusa, "A vector-controlled PWM current-source-inverter fed induction motor drive with a new stator current control method," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 52, no. 2, pp. 523–531, April 2005.
15. P. Cancelliere, V. D. Colli, R. Di Stefano, and F. Marignetti, "Modeling and control of a zero-current-switching DC/AC current-source inverter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 4, pp. 2106–2119, August 2007.
16. M. Hombu, S. Ueda, and A. Ueda, "A current source GTO inverter with sinusoidal inputs and outputs," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-23, no. 2, pp. 247–255, March 1987.
17. N. R. Zargari, S. C. Rizzo et al., "A new current-source converter using a symmetric gate-commutated thyristor (SGCT)," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 3, pp. 896–903, May–June 2001.
18. S. Rees, "New cascaded control system for current-source rectifiers," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 52, no. 3, pp. 774–784, June 2005.
19. B. M. Han and S. I. Moon, "Static reactive-power compensator using soft switching current-source inverter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 48, no. 6, pp. 1158–1165, December 2001.
20. M. Salo and H. Tuusa, "A new control system with a control delay compensation for a current-source active power filter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 52, no. 6, pp. 1616–1624, December 2005.
21. J. R. Espinoza, G. Joos, J. I. Guzman, L. A. Moran, and R. P. Burgos, "Selective harmonic elimination and current/voltage control in current/voltage-source topologies: A unified approach," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 48, no. 1, pp. 71–81, February 2001.
22. J. Ma, B. Wu, and S. Rizzo, "A space vector modulated CSI-based AC drive for multimotor applications," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 16, no. 4, pp. 535–544, July 2001.
23. Y. Suh, J. K. Steinke, and P. K. Steimer, "Efficiency comparison of voltage-source and current-source drive systems for medium-voltage applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 5, pp. 2521–2531, October 2007.
24. J. Rodríguez, L. Moran, J. Pontt, R. Osorio, and S. Kouro, "Modeling and analysis of common-mode voltages generated in medium voltage PWMCSI drives," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 18, no. 3, pp. 873–879, May 2003.

25. R. Emery and J. Eugene, "Harmonic losses in LCI-fed synchronous motors," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 38, no. 4, pp. 948–954, July–August 2002.
26. R. Bhatia, H. Krattiger, A. Bonanini, D. Schafer, J. T. Inge, and G. H. Sydnor, "Adjustable speed drive using a single 135,000 HP synchronous motor," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 571–576, September 1999.
27. S. Kwak and H. A. Toliyat, "Current-source-rectifier topologies for sinusoidal supply current: Theoretical studies and analyses," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 3, pp. 984–987, June 2006.
28. P. Syam, G. Bandyopadhyay, P. K. Nandi, and A. K. Chattopadhyay, "Simulation and experimental study of interharmonic performance of a cycloconverter-fed synchronous motor drive," *IEEE Trans. Energy. Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 325–332, June 2004.
29. Y. Liu, G. T. Heydt, and R. F. Chu, "The power quality impact of cycloconverter control strategies," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, no. 2, pp. 1711–1718, April 2005.
30. Z. Wang and Y. Liu, "Modeling and simulation of a cycloconverter drive system for harmonic studies," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 47, no. 3, pp. 533–541, June 2000.
31. F. Zhang, L. Du, F. Z. Peng, and Z. Qian, "A new design method for high-power high-efficiency switched-capacitor DCDC converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, pp. 832–840, March 2008.
32. J. Pinheiro and I. Barbi, "The three-level ZVS-PWM DC-to-DC converter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 8, pp. 486–492, October 1993.
33. H. Wu and X. He, "Single phase three-level power factor correction circuit with passive lossless snubber," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 17, pp. 946–953, 2002.
34. J. P. Rodrigues, S. A. Mussa, I. Barbi, and A. J. Perin, "Three-level zero-voltage switching pulse-width modulation DCDC boost converter with active clamping," *IET Power Electronics*, vol. 3, pp. 345–354, 2010.
35. J. C. Rosas-Caro, J. M. Ramirez, F. Z. Peng, and A. Valderrabano, "A DC-DC multilevel boost converter," *IET Power Electronics*, vol. 3, pp. 129–137, 2010.
36. M. Shen, F. Z. Peng, and L. M. Tolbert, "Multilevel DC–DC power conversion system with multiple DC sources," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, pp. 420–426, January 2008.
37. F. H. Khan and L.M. Tolbert, "Multiple-load-source integration in a multi-level modular capacitor-clamped DC–DC converter featuring fault tolerant capability," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, pp. 14–24, January 2009.
38. X. Yuan and I. Barbi, "Fundamentals of a new diode clamping multilevel inverter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 15, pp. 711–718, July 2000.
39. F. Z. Peng, "A generalized multilevel inverter topology with self voltage balancing," *IEEE Trans. Ind. Application*, vol. 37, pp. 611–618, March–April 2001.
40. G. P. Adam, S. J. Finney, A. M. Massoud, and B. W. Williams, "Capacitor balance issues of the diode-clamped multilevel inverter operated in a quasi two-state mode," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, pp. 3088–3099, 2008.
41. S. Busquets-Monge, S. Alepuz, J. Bordonau, and J. Peracaula, "Voltage balancing control of diode-clamped multilevel converters with passive front-ends," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, pp. 1751–1758, 2008.
42. N. Rouger and J.-C. Crebier, "Toward generic fully integrated gate driver power supplies," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, pp. 2106–2114, July 2008.

第 5 章 风力发电机

5.1 引言

风能转换系统（Wind Energy Conversion System, WECS）已经成为可再生能源研究的重点。风力发电机（Wind Generator, WG）是一种从风能发出电功率的装置。大部分风力发电机使用感应发电机。然而，同步发电机也可用作风力发电机。根据转速，风力发电系统通常可分为两类：①定速风力发电系统；②变速风力发电系统。本章将说明风力发电系统、它的特性、最大功率点跟踪（Maximum Power Point Tracking, MPPT）系统，以及计算风力发电系统总效率的方法。

5.2 定速风能转换系统

在定速风能转换系统中，风电机组转速由电网频率、发电机极对数、电机转差率以及变速箱齿数比决定。风速的变化不太会影响风力发电机转速，但会影响电磁转矩，进而影响功率输出。对于定速风能转换系统，必须使用叶片的空气动力控制来优化整个系统的运行，因此，需要额外的控制系统，因而提高了复杂程度和成本。对于发电系统，目前安装的风电机组中，几乎都使用以下系统中的一个：笼型感应发电机、双馈（绕线转子）感应发电机或直驱同步发电机。最常用的风力发电系统如图 5-1 所示。使用感应发电机将使转速几乎保持恒定（1% ~ 2% 变化）。通过被动失速、主动失速或桨距角控制从空气动力学上限制功率。同样，还需要用无功功率补偿器来降低（即几乎消除）发电机的无功需求。这通常通过连续投入电容器组来跟随负荷波动实现。由于成本低，可靠性高，这些方法很受青睐。然而，定速系统从风中获取的能量要低于变速系统。目前，变速风能转换系统的市场占有率持续增加，因为它可以通过调节机轴转速来跟踪风速变化，从而保持最佳能量输出^[1]。

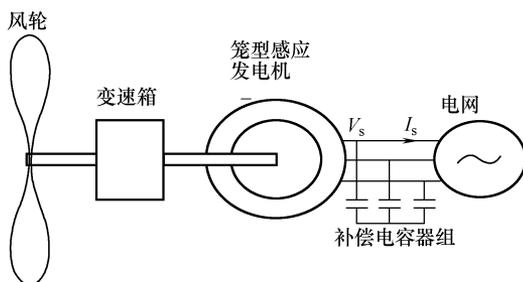


图 5-1 定速风能转换系统

5.3 变速风能转换系统

通过改变风电机组转速，变速发电系统可以把变化的风电功率储存为旋转能量，从而使机械结构的应力降低，发出的电功率变得更加平滑。通过使用 MPPT 技术，控制系统可以使电磁功率保持在额定值。变速风能转换系统通常分为两类：①接口电子器件为部分额定功率的系统；②接口电子器件为全功率的系统^[1]。

图 5-2 为两种带部分功率变换器的风电机组。图 5-2a 为使用绕线转子感应发电机的风能转换系统。在转子侧增加了由电力电子器件控制的电阻，可使速度偏差范围控制在 2% ~ 4%。该方法还需要一个软启动器和无功功率补偿器。图 5-2b 为另一种使用带有绕线转子感应发电机的中等功率变换器的方法。该方法中，功率变换器通过集电环与转子连接，可控制转子电流。如果发电机运行在超同步状态，则功率从转子和定子流向电网。如果发电机运行在次同步状态，则功率只能从电网流向转子侧。使用 30% 额定功率的变换器可使发电机转速变化在同步转速的 60% 附近。另一类风能转换系统是在发电机和电网之间装有全功率变换器的风电机组，这种方法在功率转换过程中损耗更大，但将获得更好的运行特性。图 5-3 给出了四种方法，分别使用感应发电机、同步发电机、多极同步发电机和永磁同步发电机。

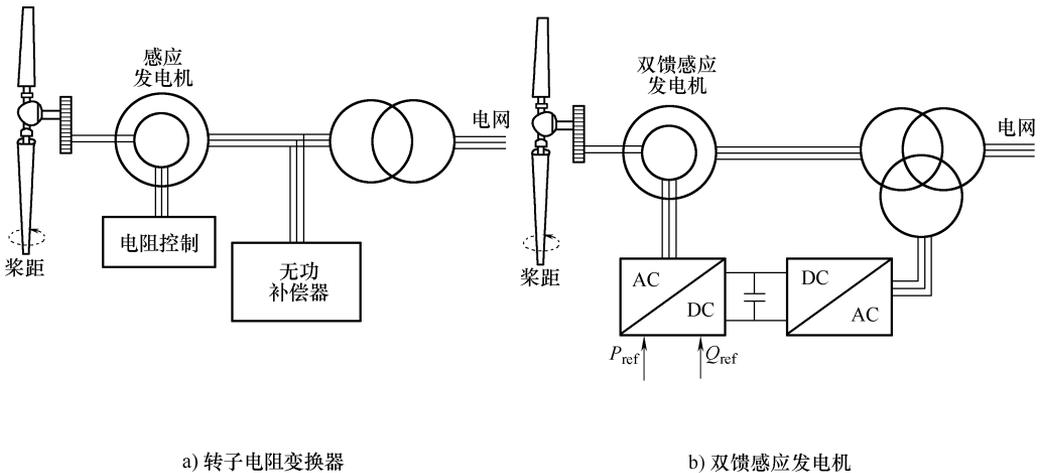


图 5-2 带部分额定功率电子设备的风能转换系统

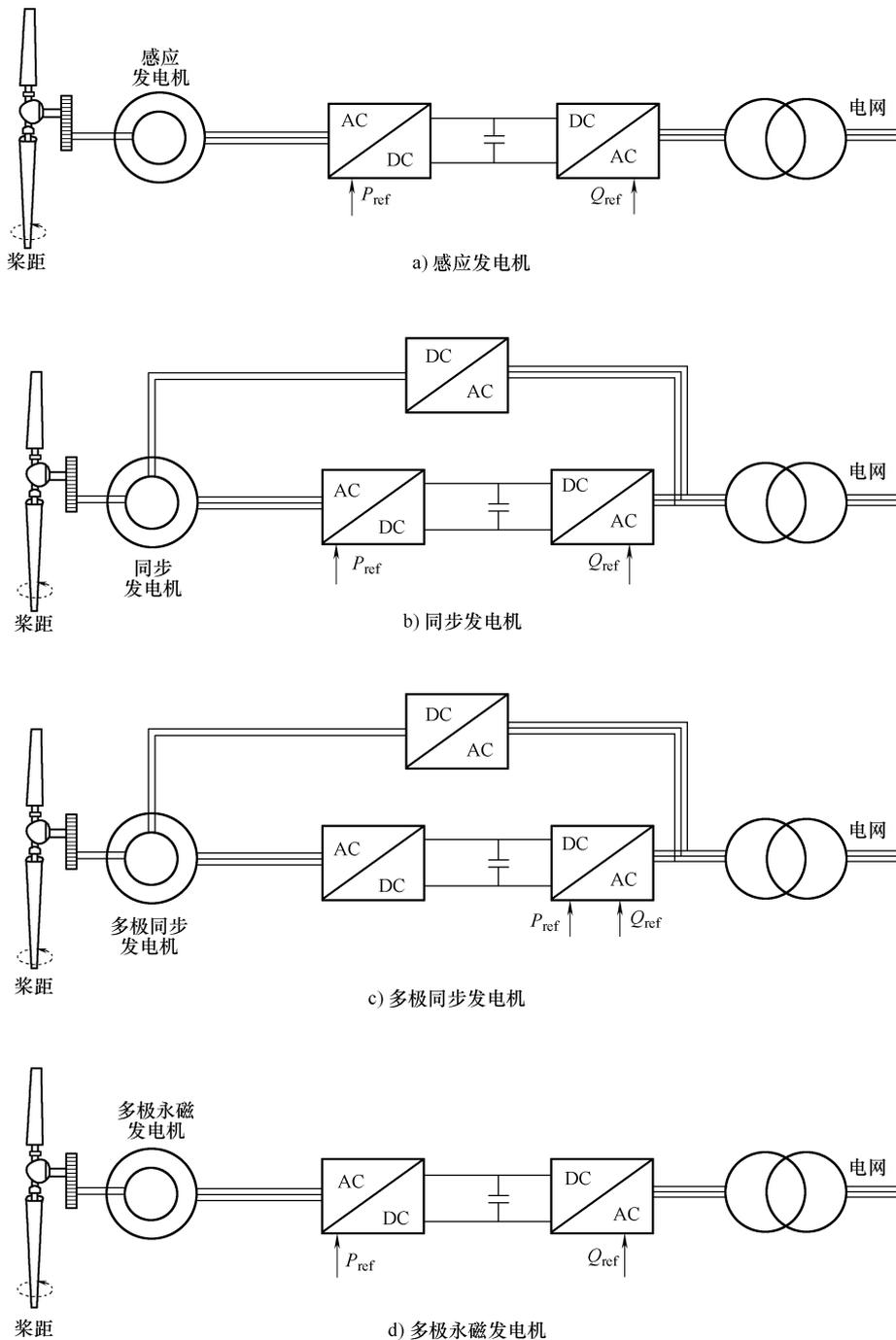


图 5-3 带全功率电子设备的风能转换系统

5.4 风力发电机

尽管有一部分制造商使用直驱同步发电机，但大部分风电机组制造商使用六极感应发电机（异步发电机）。在电力工业中，一般来说，感应发电机应用不是很普遍，但是感应电动机却在世界范围内广泛使用。发电行业中几乎全部使用大型同步发电机，因为它具有变化输出无功功率的优势（即电压控制）。

5.4.1 同步发电机

同步发电机广泛应用于独立风能转换系统中，它可以在孤立电网中进行无功功率控制。为了保证风电机组与电网的连接，在发电机和电网之间要通过背靠背脉宽调制（PWM）电压源逆变器连接。电网侧 PWM 逆变器可对输送到电网的有功和无功功率进行控制。发电机侧变换器用来调节电磁转矩。容量在 500kW ~ 2MW 之间的同步发电机比相同容量的感应发电机要贵得多。多极同步发电机（即大直径同步发电机）的一个优点是不需要安装变速箱，但是重量却要大得多。事实上，工业上使用的是带大直径同步发电机的直驱变速同步发电机。变速直驱发电机不需要大中型风力机必不可少的变速箱。使用永磁同步发电机为小型风电机组提供了一个方法，但它不适用于大型风电机组，因为它需要体积和重量都较大的永磁体。

5.4.2 感应发电机

由于与传统同步发电机相比有一定优势，近期，感应发电机（Induction Generator, IG）的应用日益增加。其优势包括无电刷、结构耐用、成本低、维护和运行简单、故障自愈、动态响应特性良好，以及在变化风速下的发电能力。后一特性使得感应发电机可运行于孤立或独立模式，为建设电网代价昂贵的偏远地区供电；可以与同步发电机配合，满足当地日益增加的电力需求；也可运行于并网模式，通过整合不同区域资源，支持电网的有功需求。感应发电机的缺点是它的运行需要无功功率。可以用很多方法提供无功功率，从简单的电容器组到复杂的功率转换系统。

感应发电机长期以来就用于定速风能转换系统中。定速风能转换系统用桨距控制或主动失速控制来进行功率限制和保护，当发电机并网时也用软启动器来限制暂态过程。变速风能转换系统使用背靠背 PWM 逆变器。其中，逆变器发电机侧控制系统调节机械转矩和转速，使频率维持在设定范围内。另一方面，逆变器电网侧控制并网点的无功功率。这种情况下，双馈感应发电机得到了广泛应用。事实上，在众多变速风能转换系统中，使用双馈感应发电机的风能转换系统具有很多优势。例如，这类风电机组中的功率变换器只需控制转子功率；因此，变换器额定功率可以很低，大约为机组总额定功率的 20%。与全功率变换器结构相比，双馈感应发电机可更经济地进行变速控制。无功功率可控性等特点使双馈感应发电机能起到与同

步发电机一样的作用。

表5-1简要给出了各种主要风能转换系统的优缺点，详细情况可参阅参考文献。

表5-1 风能转换系统发电机比较

类 型	优 点	缺 点
感应发电机	<ol style="list-style-type: none"> 1. 全转速范围 2. 发电机无电刷 3. 有功和无功功率的完全控制 4. 技术成熟 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 全功率变换器 2. 需要变速箱
同步发电机	<ol style="list-style-type: none"> 1. 全转速范围 2. 可能无需变速箱 3. 有功和无功功率的完全控制 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 需要小型励磁变换器 2. 全功率变换器
永磁同步发电机	<ol style="list-style-type: none"> 1. 全转速范围 2. 可能无需变速箱 3. 有功和无功功率的完全控制 4. 无电刷（维护量小） 5. 无需功率变换器 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 全功率变换器 2. 多极发电机（体积和重量大） 3. 需要永磁体
双馈感应发电机	<ol style="list-style-type: none"> 1. 同步转速的-30% ~ 30% 2. PWM 逆变器容量较小，较便宜 3. 有功和无功功率的完全控制 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 需要集电环 2. 需要变速箱

5.5 风力发电机特性

由第2章可知，风力机叶片获取的功率 P_m 与叶片形状、桨距角、转动半径和风轮转速的关系如下：

$$P_m = \frac{1}{2} \pi \rho C_p(\lambda, \beta) R^2 V^3 \quad (5-1)$$

式中， ρ 为空气密度（通常为 1.25kg/m^3 ）； β 为桨距角（°）； $C_p(\lambda, \beta)$ 为风电机组的功率系数； R 为叶片半径（m）； V 为风速（m/s）。 λ 为叶尖速比，定义为

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (5-2)$$

式中, Ω 为风电机组的风轮转速 (rad/s)。

如发电机效率为 η_G , 则风电机组产生的总功率 P 为

$$P = \eta_G P_m \quad (5-3)$$

桨距角 $\beta = 0^\circ$ 时, 叶尖速比为 λ_{opt} , 此时风电机组功率系数最大。图 5-4 为不同风速下风电机组功率曲线。可以看出, 在每个风速下, 都存在一个风电机组输出功率最大的特殊点。风电机组负荷控制导致了风电机组变速运行, 因此可持续从风中获得最大功率 (MPPT 控制)。所有最大功率点下的叶尖速比都是相同的, 而风电机组转速和风速的关系如下:

$$\Omega_n = \lambda_{opt} \frac{V_n}{R} \quad (5-4)$$

式中, Ω_n 为在风速 V_n 下风电机组的最佳转速。

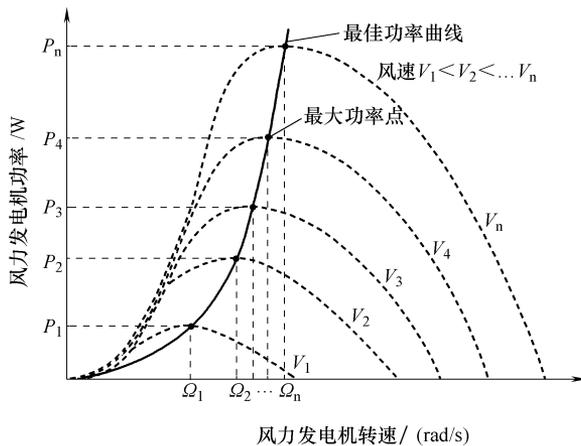


图 5-4 不同风速下的风电机组功率曲线

除了能优化发电量外, 变速运行的另外一个优点是可以降低风电机组机轴和变速箱的应力, 因为在风电机组转速变化过程中, 叶片可以吸收风转矩的峰值。变速运行的缺点是必须使用功率调节器, 起风电机组视在负荷的作用。然而, 除了提高发电量可以抵消增高的成本, 电力电子器件的进步也可以降低功率变换器的成本, 并提高其可靠性。

不同输出电压水平和不同风速下的风电机组转矩曲线如图 5-5 所示。发电机组设计使它可以在任何风速下运行于近似线性区域, 它对应于图 5-5 中发电机转矩曲线的直线部分。发电机转矩曲线和风力机转矩曲线的交点决定了风电机组的

运行点。在 MPPT 过程中，风电机组视在负荷的变化导致输出电压水平变化；因此，在任何风速下，发电机组转矩调节都可使发电机运行于目标转矩点（如 A 点）。目标转矩曲线与图 5-4 的最佳功率输出曲线相对应，该线上风电机组获取的能量最高。

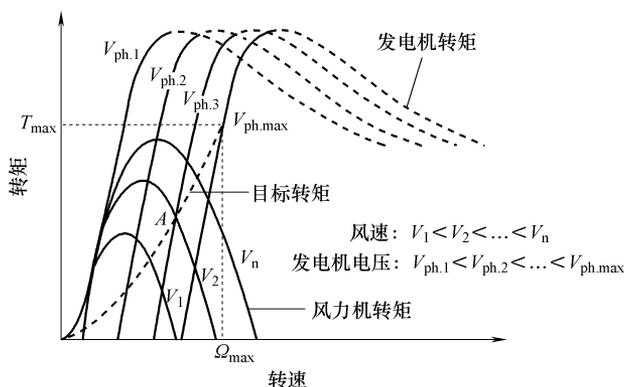


图 5-5 风力机和发电机的转矩-转速特性

5.6 最大功率点跟踪系统

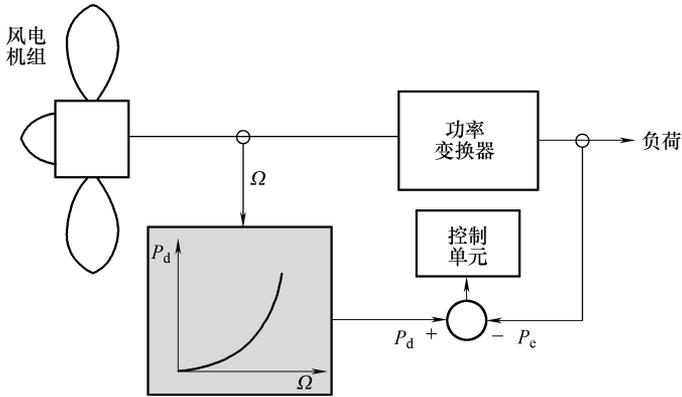
本节描述变速风力发电系统的最大功率点跟踪（MPPT）系统。通常使用的风电机组控制系统如图 5-6 a 所示。该拓扑基于风电机组最优功率和转速特性，这两个变量之间的关系通常储存在微控制器磁盘中。首先测得风电机组转速，然后计算最佳输出功率，并与风电机组实际输出功率比较。得到的偏差用于控制功率接口^[2]。

图 5-6b 为基于风速测量的控制系统。测量风速，并计算最大输出功率所需的转速；同时测量转速，并与最佳转速比较，得到的偏差用于控制功率接口。

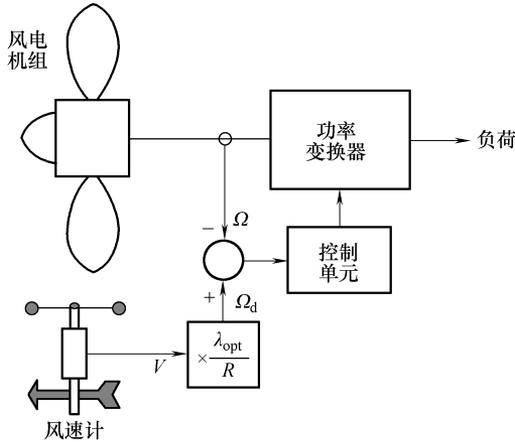
上述两种方法的缺点是它们均基于对风电机组最佳功率特性的了解，准确度通常不高，且会随着风轮的老化而改变。除了由于对风电机组特性的近似带来的准确度降低，实施前述两种方法还需要精确的风速计，因而会增加系统成本。另外，由于阵风的低能量廓线影响，还必须把风速测量的额外处理纳入控制系统，以得到可用风能的可靠计算结果，因而增加了控制系统的复杂性。

这里介绍另一种风电机组 MPPT 控制方法，图 5-7 为该方法的框图。通过测量风电机组的输出电压和电流，从而监测风电机组的输出功率，然后根据相

邻时段风电机组输出功率值比较结果，直接调节 DC-DC 变换器的占空比。因此，该方法不需要了解风电机组功率与转速或风速的关系，也不需要测量风速。使用一个阻性假负载来防止风电机组超速。该 MPPT 方法不依赖风电机组的额定风速和风轮额定转速，或者 DC-DC 变换器的额定功率。尽管这种方法只在使用 DC-DC 变换器的蓄电池充电系统上测试过，但也可以对 DC-AC 逆变器控制进行适当调整，把它扩展到并网系统的应用上。该系统是围绕高效 DC-DC 变换器和低成本微控制器单元构建的，还可方便地执行其他功能，如蓄电池充电管理或附加的可再生能源（Renewable Energy Sources, RES）控制。



a) 基于转速测量的控制系统



b) 基于风速测量的控制系统

图 5-6 风电机组 MPPT 方法

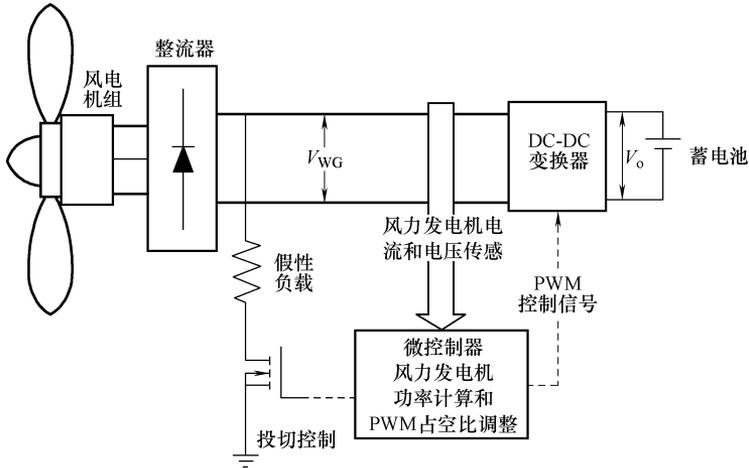


图 5-7 替代 MPPT 系统的框图

5.7 风电机组总效率计算

风电机组的输出功率和损耗取决于风。为了从风中获取更多能量，必须分析风电机组的损耗特性。风电机组的损耗特性由风速决定。另外，由于很多非线性损耗发生在风电机组内部，使用平均风速来做损耗预测可能会产生很大误差。本节将介绍一种基于稳态分析的方法，可给出风电机组内的各种损耗与风速的关系。使用这种方法可迅速计算出风力机功率、发电功率、铜损、铁损、杂散负载损耗、机械损耗，以及能源效率。然而，该方法没有把暂态特性考虑在内。一般来说，由于风电机组功率变化很大，完全可能发生暂态现象。为了校核暂态影响，使用软件 PSCAD (Power System Computer Aided Design)/EMT-DC (Electromagnetic Transients in DC) 进行计算。结果表明两种方法几乎没有差别。可使用概率统计方法得到风速数据，该方法可预测风电机组的发电量、估计它的总效率以及容量系数。总的来说，这个预测方法对于风电场设计和建设规划具有一定作用。

5.7.1 计算方法概述

由于成本和维护量都很低并可以直接联网，感应发电机广泛用于风电机组。因此这里以感应发电机为例进行效率计算。然而，感应发电机仍存在一些问题：

- 1) 通常，可从转速（转差率）确定感应发电机的输入、输出和损耗情况。然而，很难从风电机组输入转矩确定转差率。
- 2) 发电机输入转矩随着机械损耗增加而降低，但机械损耗和转速（转差率）

有关。很难同时确定机械损耗和转差率。

3) 很难测量杂散负载损耗和铁损。

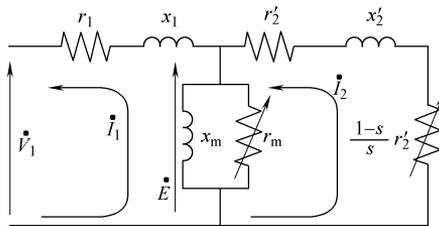
4) 很难用解析方法评估转速与齿轮损耗间的关系。

考虑以上几点, 本书给出一种把前述各点都考虑在内的计算风力发电机效率的方法。表 5-2 为风电机组的损耗。图 5-8 为方法中使用的感应发电机等效电路。通过计算电路方程 [式 (5-5)] 可计算出输入转矩和铜损。

$$\begin{cases} \dot{V}_1 = - \left(r_1 + jx_1 + \frac{j\dot{r}_m x_m}{r_m + jx_m} \right) \dot{I}_1 + \frac{j\dot{r}_m x_m}{r_m + jx_m} \dot{I}_2 \\ 0 = - \frac{j\dot{r}_m x_m}{r_m + jx_m} \dot{I}_1 + \left(\frac{j\dot{r}_m x_m}{r_m + jx_m} + \frac{r'_2}{s} + jx_2 \right) \dot{I}_2 \end{cases} \quad (5-5)$$

表 5-2 风电机组损耗

机械损耗	变速箱损耗 风阻损耗 球轴承损耗
铜损	一次绕组铜损 二次绕组铜损
铁损	涡流损耗
杂散负载损耗	磁滞损耗



r_1 =定子电阻, r'_2 =转子电阻,
 x_1 =定子漏抗, x'_2 =转子漏抗,
 r_m =铁损电阻,
 x_m =磁阻, s (转差率) $= (N_s - N) / N_s$
 N =转速, N_s =同步转速

图 5-8 感应发电机等效电路

5.7.2 解析公式

1. 风力机功率

从风中获取的功率用式(5-6)表示。该式中使用 MOD-2 模型,其功率系数曲线

如图 5-9 所示。风电机组特性是非线性的,如式(5-8)所示。

$$P_{\text{wtb}} = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) \pi R^2 V_w^3 \quad (5-6)$$

$$\lambda = \frac{\omega_{\text{wtb}} R}{V_w} \quad (5-7)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5(\lambda - 0.022\beta^2 - 5.6)e^{-0.17\lambda} \quad (5-8)$$

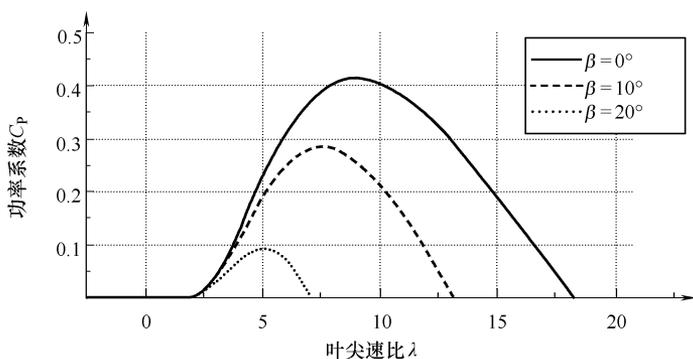


图 5-9 功率系数-叶尖速比特征

式中, P_{wtb} 为风电机组输出功率 (W); ρ 为空气密度 (kg/m^3); C_p 为功率系数; λ 为叶尖速比; R 为叶片半径 (m); V_w 为风速 (m/s); ω_{wtb} 为风电机组角速度 (rad/s); β 为叶片桨距角 ($^\circ$)。

2. 发电机输入功率

发电机输入功率可由图 5-8 的等效电路计算:

$$I_2^2 \left(\frac{1-s}{s} \right) \times r_2' \quad (5-9)$$

3. 铜损和铁损

铜损是发生在绕组线圈内的电阻损耗,可使用等效电路中的 r_1 和 r_2' 计算得到:

$$w_{\text{copper}} = r_1 I_1^2 + r_2' I_2^2 \quad (5-10)$$

一般来说,铁损可以用等效电路中的并联电阻表示。然而,铁损是由磁通变化引起的,包含涡流损耗和磁滞损耗。本章中,首先使用磁通密度计算单位体积的实际铁损:

$$w_f = B^2 \left\{ \sigma_H \left(\frac{f}{100} \right) + \sigma_E d^2 \left(\frac{f}{100} \right)^2 \right\} \quad (5-11)$$

式中, B 为磁通密度 (T); σ_H 为磁滞损耗系数; σ_E 为涡流损耗系数; f 为频率 (Hz); d 为铁心硅钢片的厚度 (mm)。

通常,磁通和内电压关系如式(5-12)所示。因此,如果线圈匝数确定,那么磁通密度和内电压成正比。

$$E = 4.44f k_w w \phi \quad (5-12)$$

式中, k_w 为绕组系数; w 为线圈匝数; ϕ 为磁通。

$$B = B_0 \times \frac{E}{E_0} \quad (5-13)$$

式中, E_0 为标称内电压。

然后,铁损电阻可由内电压 E 确定,内电压由磁通密度确定,如式(5-14)所示。 W_f 为总铁损,由式(5-11)和铁心重量确定。

$$r_m = \frac{E^2}{W_f/3} \quad (5-14)$$

4. 轴承损耗、风阻损耗和杂散负载损耗

轴承损耗是由风轮旋转引起的机械摩擦损耗:

$$W_b = K_B \omega_m \quad (5-15)$$

式中, K_B 是与风轮重量、转轴直径和转速相关的参数。

风阻损耗是发生在风轮和空气中的摩擦损耗:

$$W_m = K_w \omega_m^2 \quad (5-16)$$

式中, K_w 是由风轮形状、长度和转速决定的参数。

杂散负载损耗为

$$W_s = 0.005 \frac{P^2}{P_n} \quad (5-17)$$

式中, P 为发出功率 (W); P_n 为额定功率 (W)。

5. 变速箱损耗^[30]

变速箱损耗主要是齿面接触损耗和油粘滞损耗。一般来说,这两种损耗很难预测。然而,与油粘滞损耗相比,齿面接触损耗很小,而且定速旋转时粘滞损耗不太随传输转矩变化。因此,可以忽略齿面接触损耗,并认为粘滞损耗恒定(额定功率的一定比例),从而得到变速箱效率的简单近似表示。可以合理假定每级粘滞损耗为额定功率的1%。因此, q 级变速箱效率可用式(5-18)计算。一般来说,单级齿数比最大约为6:1,因此,需要2~3级的变速箱。

$$\eta_{gear} = \frac{P_1}{P_m} = \frac{P_m - (0.01)qP_{mR}}{P_m} \times 100\% \quad (5-18)$$

式中, P_1 为变速箱输出功率; P_m 为风力机功率; P_{mR} 为风力机额定功率。

图5-10为3级变速的变速箱效率。根据近年来大型风电机组的情况,本章假定变速箱为3级。

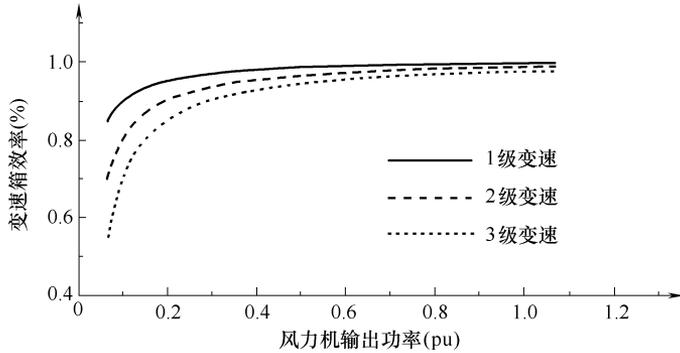


图 5-10 变速箱效率

5.7.3 计算方法

使用前面说明的损耗分析方法，可确定发电机的效率。感应发电机输入功率、输出功率和损耗情况可由转速（转差率）确定。然而，很难由风电机组输入转矩确定转差率。因此要使用迭代法来计算转差率，可以从图 5-11 的转差率-转矩曲线得到与风电机组转矩相等的转矩值。而且，要同时确定机械损耗和转差率也很难，因为机械损耗和转速（转差率）有关。也可以使用迭代法来获得机械损耗。所提方法中功率传输关系如图 5-12 所示。

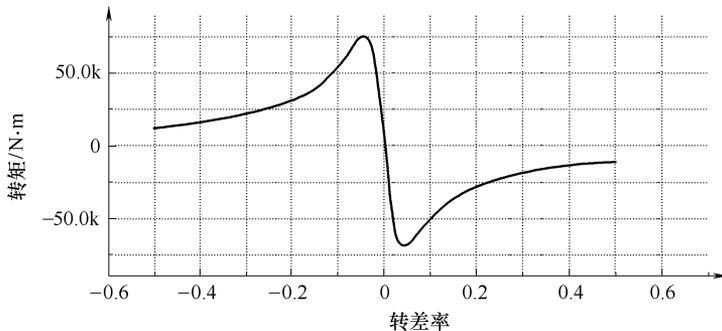


图 5-11 转差率-转矩曲线

机械损耗和杂散负载损耗不能在发电机等效电路中表示，但可以由风电机组输出功率推导得到。图 5-13 为推荐方法的流程图：

- 1) 取风速为输入数据，风电机组的所有状态均可由风速计算得到。
- 2) 风力机输出功率可由式 (5-6) 计算得到。以同步角速度为角速度的初始值，再将风力机功率乘以变速箱效率 η_{gear} 。
- 3) 轴承损耗和风电阻损耗都是机械损耗，要从步骤 2 算得的风力机输出功率中减去，杂散负载损耗也要减掉。这些损耗的初始值设为零。

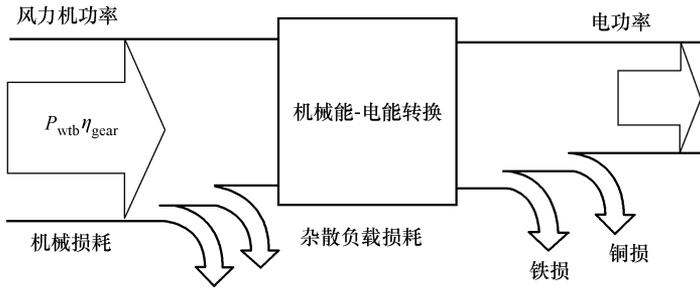


图 5-12 推荐方法的功率流

4) 本步骤使用图 5-11 的特性得到转差率变化，直到得到的功率和步骤 3 计算得到的一致。

5) 使用步骤 4 算得的转差率和式 (5-5)，可确定等效电路中的电流，进而得到输出功率、铜损、铁损。接下来，使用之前介绍的铁损计算方法，可由磁通密度计算 W_f ，同时也可确定产生相同铁损的铁损电阻 r_m 。

6) 轴承损耗和风电阻损耗可由式 (5-15)、式 (5-16) 以及步骤 5 确定的发电机转差率计算得到。杂散负载损耗由式 (5-17) 计算。

7) 若计算损耗结果收敛，则计算结束，否则返回至步骤 2。

5.7.4 仿真结果

本节使用的风力发电机参数如表 5-3 所示。风电机组容量假定为 5MW。切入风速和额定风速分别为 5.8m/s 和 12.0m/s。另外，当风速超出额定风速时，通过桨距调节控制感应发电机功率。图 5-14 为感应发电机功率和各种损耗结果，为了清晰易懂，其中风电阻损耗、轴承损耗和铁损曲线被放大。由图可以很明显地看出，所有损耗和风速之间的关系都

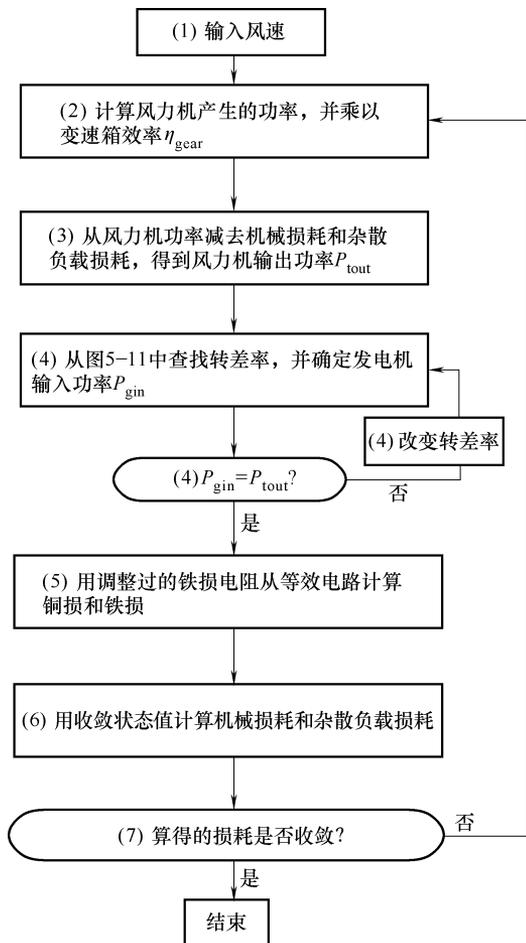


图 5-13 推荐方法流程图

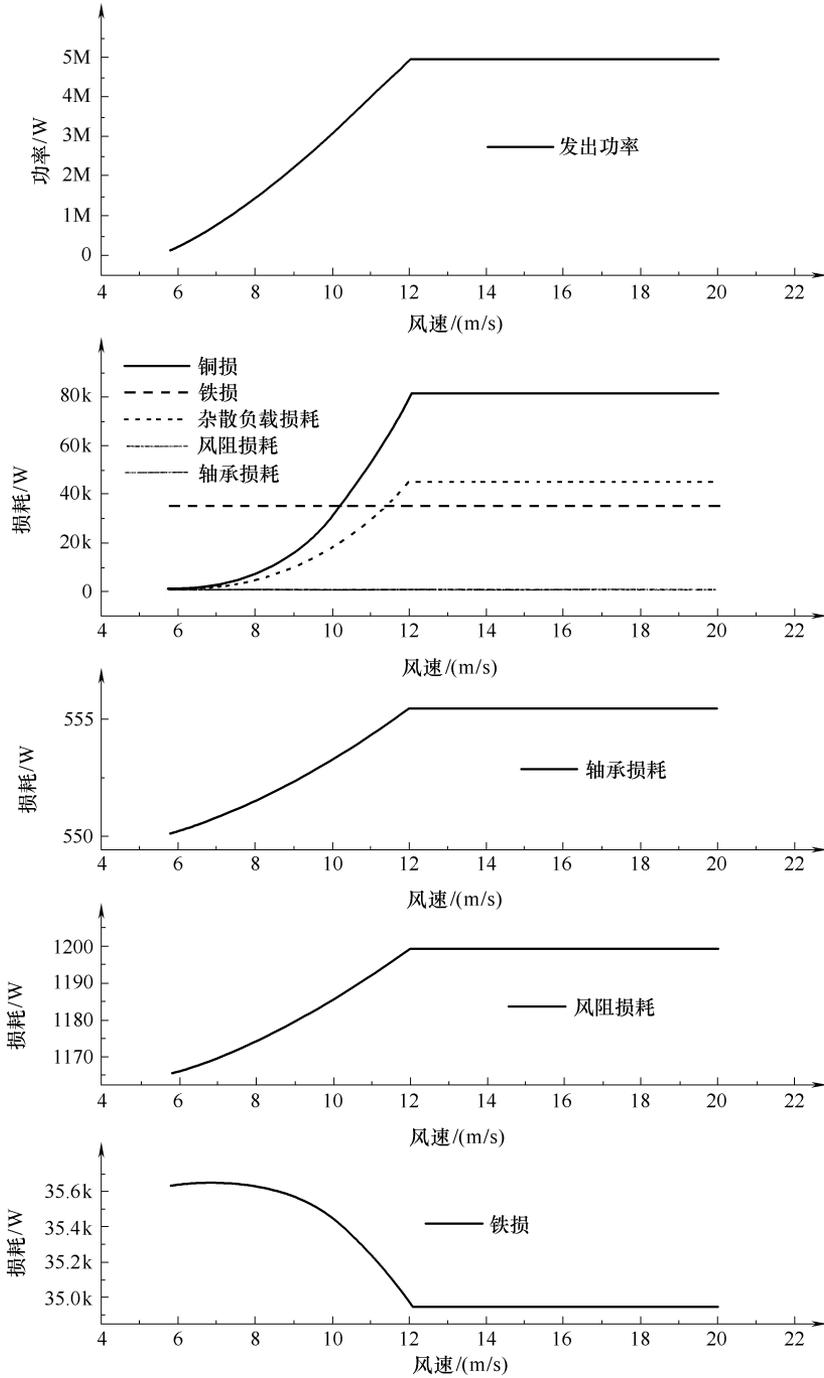


图 5-14 感应发电机功率和各种损耗

是非线性的，且铁损随着风速的增加降低。风速增加时，感应发电机有功功率增加，感应发电机会吸收更多无功功率，使内电压降低，从而使磁通密度和铁损降低。

表 5-3 发电机参数

额定功率	5MVA	额定电压	6600V
额定频率	60Hz	极数	6
定子电阻	0.0051pu	定子漏抗	0.088pu
转子电阻	0.0091pu	转子漏抗	0.125pu
铁损电阻	1377.4pu	磁阻	4.776pu

5.7.5 把暂态现象考虑在内的仿真结果

前面提出的方法没有考虑暂态特性。由于风电机组输出功率变化较大，完全可能发生暂态过程。为校核暂态对结果的影响，这里使用 PSCAD/EMTDC 进行了同样计算。风速用图 5-15 的正弦曲线近似，其中风况 1 波的时间周期为 20s，风况 2 是含 20s 和 5s 两种时间周期的曲线，风况 3 含 20s、5s 和 1s 三种时间周期。另外，为了加大发电机电路的时间常数，把电阻值设置为初始值的一半或 1/5 进行计算，如表 5-4 所示。由于齿轮损耗是固定值，所以这里不把它包括在内。图 5-16 为计算结果。

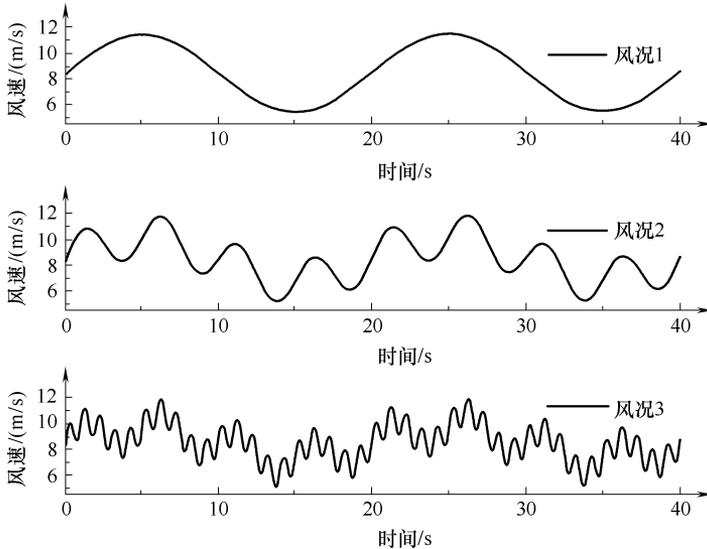


图 5-15 风速变化

表 5-4 计算结果

		风力机能量/MJ	发电能量/MJ	能效 (%)
风况 1	PSCAD	43.88	42.40	96.64
	推荐方法	43.88	42.42	96.67
风况 2	PSCAD	42.04	40.07	96.81
	推荐方法	42.03	40.06	96.78
风况 3	PSCAD	40.96	39.70	96.9
	推荐方法	40.95	39.67	96.87
风况 3	PSCAD	40.96	39.80	97.14
($r'_2 \rightarrow 1/2$)	推荐方法	40.95	39.77	97.12
风况 3	PSCAD	40.96	39.85	97.29
($r'_2 \rightarrow 1/5$)	推荐方法	40.95	39.85	97.26

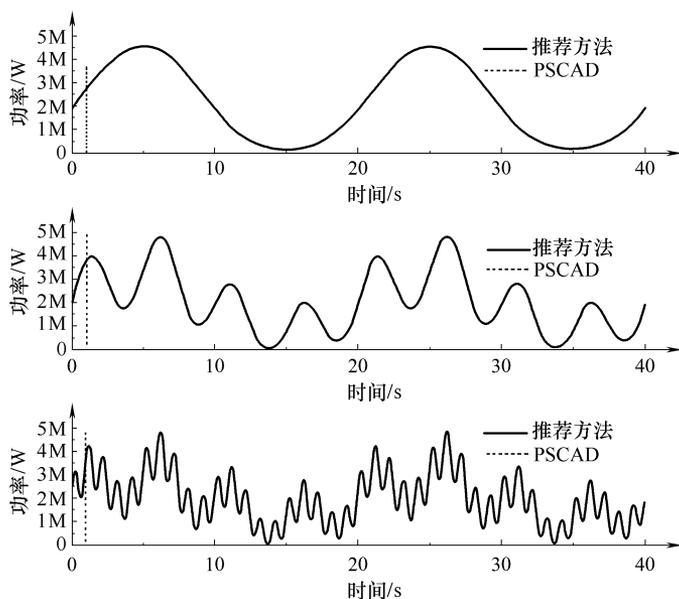


图 5-16 感应发电机输出功率

图 5-16 中的虚线是在时间 $t = 1\text{s}$ 时进行开关操作由 PSCAD 计算得出的结果，然而，在 1s 后，PSCAD 和推荐方法算得的结果几乎完全一致。为了计算两者之间的差别，对一个周期 (20s) 的功率进行积分计算电量。结果如表 5-4 所示。尽管风速波动较大，如图 5-15 中的风况 3，但结果几乎没有差别。而且，即使转子电

阻很小，差别也不是很大。因此两种方法之间的差别很小，完全可以忽略。因此，可以说，本文提出的计算风力发电机效率的方法足够准确。

5.7.6 使用概率密度函数计算效率

如果有实际的风速信息，就可以精确地计算风电机组的效率。然而，很难把实际风速表示为时间函数。因此，本章使用威布尔（Weibull）函数。通过使用该函数和提出的方法，可以计算出特定区域的年发电量。威布尔函数的表达式为

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (5-19)$$

式中， k 为形状因子； c 为比例因子； v 为风速。式（5-19）可以表达出风速的状态。尽管两个地区的年平均风速一样，但它们的概率函数却可能不同。因此，基于平均风速预测年发电量效益可能产生很大误差。本章选取具有不同威布尔函数参数的三个区域，如表 5-5 所示，其中 A 为内陆弱风区域，B 为海岬顶端的多风地区，C 为山区斜坡部分的多风地区。表 5-5 中， c 和 k 值取自日本新能源和工业技术发展中心（New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO）局部地区风能预测系统（Local Area Wind Energy Prediction System, LAWEPS）^[31-32]。LAWEPS 可以提供准确的风数据。根据风电机组轮毂高度使用 70m 高度的风数据。各地区的风速特性如图 5-17 所示，很明显，这些地区的风情况各不相同。这种情况下的切出风速假定为 20m/s。

年发电量可以通过概率分布函数计算：

$$E_{\text{total}} = \int_{V_{\text{min}}}^{V_{\text{max}}} 8670 P_g(v) f(v) dv \quad (5-20)$$

式中， E_{total} 为年发电量（Wh）； P_g 为发出功率（W）； V_{max} 为切出风速（m/s）； V_{min} 为切入风速（m/s）。另外，把各式代入式（5-16），可计算出损耗能量和风力机能量。而且，可用下式算出容量系数和总效率：

$$\text{总效率} = \frac{E_{\text{total}}}{\text{风力机能量}} \times 100\% \quad (5-21)$$

表 5-5 威布尔分布的参数

地区	平均风速/(m/s)	c	k
A 京都市	4.2	6.0	1.9
B 襟裳岬	9.0	10.0	2.2
C 富士山斜坡	10.5	9.5	1.6

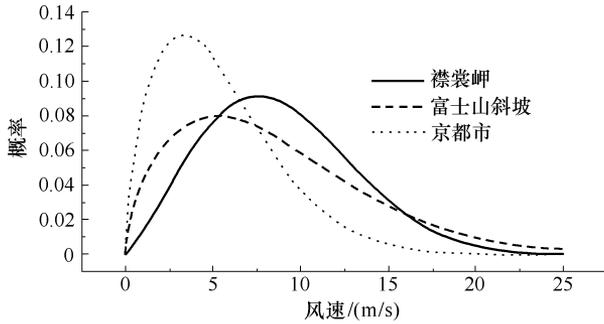


图 5-17 概率密度分布

$$\text{容量系数} = \frac{E_{\text{total}}}{\text{额定功率} \times 365 \times 24} \times 100\% \quad (5-22)$$

表 5-6 为仿真结果。尽管 C 地区的平均风速远高于 B 地区，但是 B 地区的容量系数高于 C 地区。因此，总发电量很大程度上取决于风速的概率密度分布。三个地区的铜损和杂散负载损耗差别很大，这是因为它们不仅取决于发出的功率，还取决于运行时间，而运行时间和概率密度分布有关。机械损耗差别不大，因为它主要和运行时间相关。变速箱损耗影响在弱风地区相对较大，如 A 地区。因此，A 地区的总效率低于 90%。

表 5-6 仿真结果

	风力机能量/MWh	铁损/MWh	铜损/MWh	风阻损耗/MWh	轴承损耗/MWh	杂散负载损耗/MWh	变速箱损耗/MWh	发出电量/MWh	总效率 (%)	容量系数 (%)
A	6669.42	123.76	58.61	4.10	1.92	34.66	522.37	5923.75	88.82	13.52
B	20696.07	227.38	252.39	7.63	3.56	141.78	965.05	19098.01	92.28	43.60
C	17198.42	186.69	214.09	6.26	2.92	120.11	792.65	15875.47	92.31	36.25

5.8 小结

本章描述了不同类型的风能转换系统，即定速和变速风电机组系统。本章也讨论感应发电机和同步发电机，因为它们被广泛用于风电机组。讨论了不同类型风电机组的优缺点。解释了变速风电机组的最大功率点跟踪控制系统。另外，还提出了一种计算风电机组总效率的方法。

参 考 文 献

1. Y. Amirat, M. E. H. Benbouzid, B. Bensaker, R. Wamkeue, and H. Mangel, "The state of the art of generators for wind energy conversion systems," *Proceedings of the International Conference on Electrical Machine (ICEM'06)*, pp. 1-6, Chania, Greece, 2006.
2. E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Design of a maximum power point tracking system for wind-energy-conversion-applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 2, pp. 486-494, April 2006.
3. V. Valtchev, A. Bossche, J. Ghijselen, and J. Melkebeek, "Autonomous renewable energy conversion system," *Renewable Energy*, vol. 19, no. 1, pp. 259-275, January 2000.
4. E. Muljadi and C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 1, pp. 240-246, January 2001.
5. L. H. Hansen et al., "Generators and power electronics technology for wind turbines," *Proceedings of IEEE IECON'01*, vol. 3, pp. 2000-2005, Denver, CO, November-December 2001.
6. T. Ackermann et al., "Wind energy technology and current status: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 4, pp. 315-374, 2000.
7. R. W. Thresher et al., "Trends in the evolution of wind turbine generator configurations and systems," *Int. J. Wind Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 70-86, April 1998.
8. P. Carlin et al., "The history and state of the art of variable-speed wind turbine technology," *Int. J. Wind Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 129-159, April-June 2003.
9. A. Grauers et al., "Efficiency of three wind energy generator systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 11, no. 3, pp. 650-657, September 1996.
10. B. Blaabjerg et al., "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1184-1194, September 2004.
11. P. Thøgersen et al., "Adjustable speed drives in the next decade. Future steps in industry and academia," *Electric Power Components & Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 13-31, January 2004.
12. J. A. Baroudi et al., "A review of power converter topologies for wind generators," *Proceedings of IEEE IEMDC'05*, pp. 458-465, San Antonio, TX, May 2005.
13. B. Blaabjerg et al., "Power electronics as an enabling technology for renewable energy integration," *J. Power Electronics*, vol. 3, no. 2, pp. 81-89, April 2003.
14. C. Nicolas et al., "Guidelines for the design and control of electrical generator systems for new grid connected wind turbine generators," *Proceedings of IEEE IECON'02*, vol. 4, pp. 3317-3325, Seville, Spain, November 2002.
15. M. A. Khan et al., "On adapting a small pm wind generator for a multi-blade, high solidity wind turbine," *IEEE Trans. Energy Conversions*, vol. 20, no. 3, pp. 685-692, September 2005.
16. J. R. Bumby et al., "Axial-flux permanent-magnet air-cored generator for small-scale wind turbines," *IEE Proc. Electric Power Applications*, vol. 152, no. 5, pp. 1065-1075, September 2005.

17. G. K. Singh, "Self-excited induction generator research—A survey," *Electric Power Systems Research*, vol. 69, pp. 107–114, 2004.
18. R. C. Bansal et al., "Bibliography on the application of induction generators in nonconventional energy systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 18, no. 3, pp. 433–439, September 2003.
19. P. K. S. Khan et al., "Three-phase induction generators: A discussion on performance," *Electric Machines & Power Systems*, vol. 27, no. 8, pp. 813–832, August 1999.
20. M. Ermis et al., "Various induction generator schemes for wind-electricity generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 23, no. 1, pp. 71–83, 1992.
21. S. Muller et al., "Doubly fed induction generator systems for wind turbines e," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 3, pp. 26–33, May–June 2002.
22. R. Datta et al., "Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine—A comparison with alternative scheme," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 17, no. 3, pp. 414–421, September 2002.
23. L. Holdsworth et al., "Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances," *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 3, pp. 343–352, May 2003.
24. S. Grabic et al., "A comparison and trade-offs between induction generator control options for variable speed wind turbine applications," *Proceedings of IEEE ICIT'04*, vol. 1, pp. 564–568, Hammamet, Tunisia, December 2004.
25. P. Mutschler et al., "Comparison of wind turbines regarding their energy generation," *Proceedings of IEEE PESC'02*, vol. 1, pp. 6–11, Cairns, Australia, June 2002.
26. R. Hoffmann et al., "The influence of control strategies on the energy capture of wind turbines," *Proceedings of IEEE IAS'02*, vol. 2, pp. 886–893, Rome, Italy, October 2000.
27. M. Orabi et al., "Efficient performances of induction generator for wind energy," *Proceedings of IEEE IECON'04*, vol. 1, pp. 838–843, Busan, Korea, November 2004.
28. J. G. Slootweg et al., "Inside wind turbines—Fixed vs. variable speed," *Renewable Energy World*, pp. 30–40, 2003.
29. P. M. Anderson and A. Bose, "Stability simulation of wind turbine systems," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791–3795, December 1983.
30. G. L. Johnson, WIND ENERGY SYSTEMS Electronic Edition, <http://www.rpc.com.au/products/windturbines/windbook/WindTOC.html>
31. NEDO LAWEPS, <http://www2.infoc.nedo.go.jp/nedo/top.html>
32. NEDO, *The new energy and industrial technology development organization*, <http://www.nedo.go.jp/english/introducing/what.html>
33. M. Kayikci and J. V. Milanovic, "Assessing transient response of DFIG-based wind plants—The influence of model simplifications and parameters," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 545–554, May 2008.
34. D. J. Trudnowski, A. Gentile, J. M. Khan, and E. M. Petritz, "Fixed speed wind-generator and wind-park modeling for transient stability studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 1911–1917, November 2004.
35. B. Fox, D. Flynn, L. Bryans, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, et al., "Wind power integration: Connection and system operation aspects," *IET Power and Energy Series*, vol. 50, 2007.

36. T. Thiringer and J.-A. Dahlberg, "Periodic pulsations from a three bladed wind turbine," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, no. 2, pp. 128–133, June 2001.
37. D. S. L. Dolan and P. W. Lehn, "Simulation model of wind turbine 3P torque oscillations due to wind shear and tower shadow," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 717–724, September 2006.
38. M. Kayikci and J. V. Milanovic, "Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 859–867, May 2009.
39. E. Muljadi and C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 1, pp. 240–246, January–February 2001.
40. R. Cárdenas and R. Peña, "Sensorless vector control of induction machines for variable speed wind energy applications," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 1, pp. 196–205, March 2004.
41. D. A. Torrey, "Switched reluctance generators and their control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 49, no. 1, February 2002.
42. R. Cárdenas, "Control of a switched reluctance generator for variable-speed wind energy applications," *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 20, no. 4, December 2005.

第 6 章 风电机组并网问题

6.1 引言

风电经常被描述为“间歇性”，因而也就是不可靠的能源。事实上，从电力系统整体看，风能的开始和停止区间并非完全没有规律，因而“间歇性”的说法存在一定的误导性。风电容量聚集后的输出功率是变化的，这就像电力系统本身也是内在可变的一样。既然风电的产生是由风来决定的，那么在气象波动的影响下，风电机组和风电场的输出功率就会随时间不断变化。这一波动存在于所有时间尺度，包括秒级、分钟级、小时级、日级、月度、季度和年度。理解和预测风电的这些变化，对于风电顺利并入电力系统和高效利用都十分必要。风电作为一种发电资源有其自身的特殊性，包括变化性和地理分散性，这给大规模风电并入电网带来了挑战。为了将大规模风电成功并入电网，有许多问题需要解决，包括电力系统设计和运行、电网基础设施问题和风电并网问题。本章将详细讨论风电并网问题。

6.2 暂态稳定性和电能质量问题

让我们考虑一个并网运行的风力发电系统。当电网发生暂态故障时，风电机组的转子速度会加快，有功输出功率会降低，端电压会大大降低或崩溃。暂态故障期间，风速可以认为是固定不变的。

根据并网导则的规定，电压水平不得低于额定电压的 85%。通常，在此紧急情况下，风电机组将被切除。最近的惯例是在电网故障期间不切除风电机组，而是通过适当的电力电子控制来保持风电机组并网运行。换句话说，风电机组应该具备故障穿越（Fault Ride-Through, FRT）能力。这清楚表明，在电网故障期间，风电机组必须保持稳定。

6.3 风电的变化性

电量潮流无论是供给还是需求，都具有内在变化性，因为电力系统总会受到大量有计划或无计划因素的干扰，但通过电力系统的结构、控制系统设计和互联，可以有效应对这些变化因素^[1]。

需求侧的例子有，天气变化将使人们投切采暖设备、制冷设备和照明，每天数百万用户打开电视和电脑会带来瞬时功率。对于供给侧，如果一座大型发电厂，尤其是核电厂由于事故或计划停运而脱网后，将会瞬间带来高达数百兆瓦的功率缺额。相比而言，风电不会突变致使系统关闭。由于包含了成百上千台风电机组而非少量的几座发电厂，风电变化相对平缓，这使得系统调度员能比较容易预测和管理供给侧的变化。特别是对于大型互联电网，一个特定区域的风停止吹动带来的影响也很小。

管理风电变化的关键是可预测性，改进预测方法方面已经取得了相当的进步。目前，集群风电场的风电功率预测结果已经相当准确。使用越来越复杂的天气预报数据、风力发电模型和统计方法，就能实现以 5min ~ 1h 为区间、提前 72h 的风电功率预测，以及风电功率季度和年度预测。利用当前的工具，预测尺度为 36h 的风电功率预测误差介于输出功率的 10% ~ 20% 之间。对于区域性的集群风电场，日前功率预测误差在 10% 左右，提前 1 ~ 4h 的预测误差小于 5%。

6.4 风速随机波动引起的功率、频率和电压波动

由于风速的随机变化性，风电机组的输出功率、频率和端电压都具有波动性。就是说风电机组的电能质量会变差。但是，用户需要的是恒定的电压和频率。因此，频率、电网电压和输电线路功率都需要保持恒定。为了达到这个目的，必须采取某些控制措施^[2-4]。

6.5 联网要求

随着电力系统中风电装机容量的快速增长，越来越有必要要求风电场具备常规发电厂的功能，比如它应在电网稳态和故障条件下具备支撑电网电压和频率的能力。对于这样的要求，许多国家的电力企业已经或正在制定风电场并网和运行导则。并网导则需要涵盖与该网输电系统相关的所有重要技术方面，包括接入、运行和使用。导则确定发电厂接入系统并维持电网稳定运行的规则。制定这些并网导则的目的是为了确保风力发电容量的持续增长不会对电力系统电能质量、安全性和可靠性带来危害^[1]。

对于不同的电力系统，并网导则的技术要求也不尽相同，但通常对发电机的典型要求是其容错性、有功/无功控制、保护设备和电能质量。对于风力发电的特定要求会随着渗透率的增长而变化，并且风电正在承担越来越多的常规发电厂功能，即承担有功控制和对电网的支撑服务。

风电机组的制造商应当响应并网导则的这些规定。因此，为了满足这些规

定要求，大量的技术和方法研究工作已经开展起来。本节讨论风电场运行和接入电网的主要并网规定。对于风电机组运行和接入电网的主要并网导则要求归纳如下：

- 1) 运行电压范围：风电机组应运行于电网典型电压波动范围内。
- 2) 运行频率范围：风电机组应运行于电网典型频率波动范围内。
- 3) 有功控制：有些并网导则要求风电场提供有功控制来确保系统频率稳定，防止输电线路过载。因此，风电机组响应需要具有一定期望范围的爬坡速率。
- 4) 频率控制：有些并网导则要求风电场提供频率调节能力来协助维持期望的电网频率。
- 5) 电压控制：并网导则规定单台风电机组通过自动电压调节器来控制端电压恒定。
- 6) 无功控制：风电场应具备动态无功控制能力来维持无功平衡，并将功率因数控制在期望范围内。
- 7) 低电压穿越（Low Voltage Ride-Through, LVRT）：发生电压跌落时，风电机组应能保持不脱网运行一定时间。此外，一些电力公司要求在故障期间风电机组应能支撑电网电压。
- 8) 高电压穿越（High Voltage Ride-Through, HVRT）：在电压超出其上限值的情况下，风电机组应具备保持连续运行一定时间的能力。
- 9) 电能质量：风电场输出电力应满足一定的期望品质，例如维持电压恒定或将电压控制在合理的波动范围内，以及将电压-电流谐波控制在合理范围内。
- 10) 风电场建模与验证：有些并网导则要求风电场业主和开发商提供风电机组模型和系统参数，使系统运营商能通过模拟手段来验证风电场与电力系统之间的相互影响。系统运营商也要求风电场安装监测设备来检验发生实际故障期间的动作行为，从而验证模型。
- 11) 通信与外部控制：风电场运营商应提供一系列对系统运营商至关重要的参数信号，从而确保系统运营商能有效控制电力系统。而且，应该能远程操作风电机组对电网的接入与切除。

不同国家，不同的电力系统，并网导则的要求与监管也存在差别。某些区域和国家的并网导则可能只覆盖这些要求的部分内容。除了当地的传统做法外，导致这些规定存在差别的主要原因在于风电渗透率和电网稳健程度上的差别。图 6-1 给出了美国对低电压穿越功能的典型要求。美国对风电接入输电网的要求适用于装机容量超过 20MW 的风电场，并主要针对以下三个技术专题：

- 1) 低电压穿越能力：在发生电压波动情况下，风电场应具备在线运行一定时间和维持一定电压水平的能力，如图 6-1 所示。根据图中对低电压穿越能力的技术规范要求，当并网点电压落在图中的灰色区域时，风电机组应当与电网保持连接并

提供无功支撑。此外，风电场应能在线路额定电压 90% 下连续运行，电压测量点在风电场升压站变压器的高压侧。

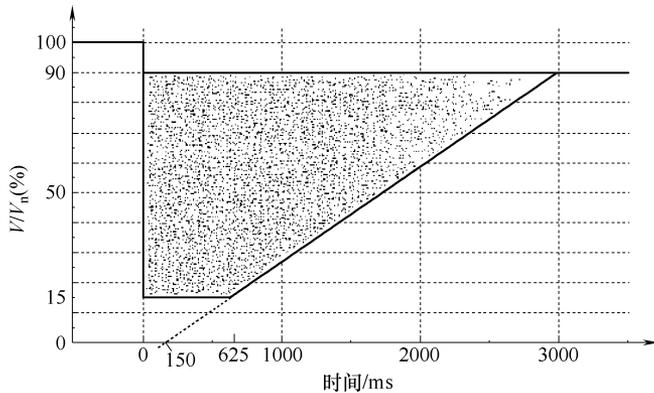


图 6-1 美国低电压穿越能力典型要求

2) 功率因数（无功）设计标准：风电场应将功率因数维持在超前 0.95 与滞后 0.95 的范围内，测量点在升压站变压器的高压侧。

3) 数据采集与监控（SCADA）功能：风电场应具备 SCADA 功能，向输电运营商传送数据并接受其指示。

例如，电网运营商为了响应负荷需求的增加，要求即使在发生故障的情况下，风电机组也应保持联网，近年来风电机组的设计已经得到了大幅度改进。目前安装的大部分兆瓦级风电机组已经能够满足最严格的并网导则要求，具备故障穿越的高级特性。当系统发生扰动时，这些高级特性使风电机组能维持电力系统的稳定运行。现代风电场正逐渐向能够被有效控制的风力发电厂转变。

为了说明风电机组故障穿越的具体要求，以德国输电系统运营商 E. ON Netz 为例。图 6-2 给出了扰动情况下对风电机组故障穿越过程的要求。依据德国并网导则，接入输电系统（包括 220kV 及以上电压等级）的风电机组在短路故障情况下也应保持联网，并将公共连接点电压水平维持在图 6-2 中折线以上的部分，测量点应为并网接入变压器的高压侧。从图 6-2 中可知，即使在故障发生后并网点电压降至零的情况下，风电机组也应能维持运行 150ms^[39]。

除了故障穿越能力要求外，对风电机组还有支撑电压稳定的要求。对于每 1% 的电压跌落，风电机组应能提供至少 2% 的额定无功电流，如图 6-3 所示。如果需要，风电机组应能具备 100% 注入无功电流的能力，在联网变压器的低压侧检测到故障发生后，应能在 20ms 内将无功电流注入电网。

参考电压周边应设置死区，该区间内风电机组可按功率因数控制运行。E. ON Netz 提出的这项扰动情况下的要求是技术导向的，即强调了风电机组的制造设计要

求，而没有明确规定电力系统的安全约束或界限的要求。这样的要求对于风电高渗透率的电力系统是合理的（例如 E. ON Netz 覆盖的德国北部区域，是目前世界上风电渗透率最高的地区之一），但对于风电刚起步阶段的电力系统则并非必需。基于电力系统安全裕度的规定可以代替这些并网导则要求。

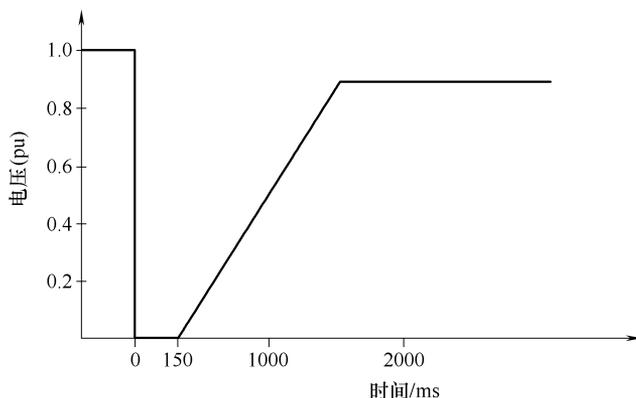


图 6-2 E. ON Netz 对风电机组的故障穿越要求 (1)

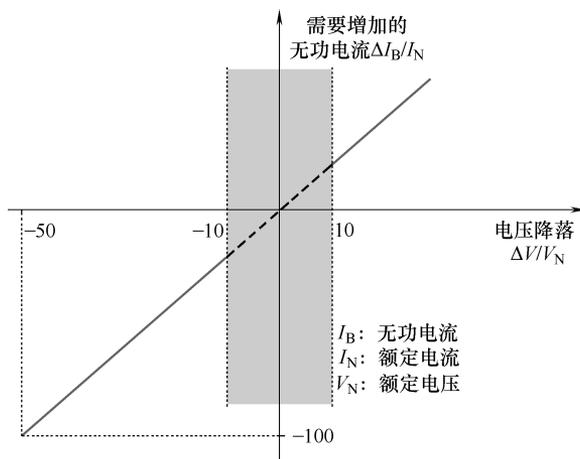


图 6-3 E. ON Netz 对风电机组的故障穿越要求 (2)

随着近年来一些国家风电渗透率的持续攀升，作为一个可能阻碍风电发展的问题，风电并网问题越来越受到关注。风电未来前景面临的两个最大挑战是其间歇性和电网可靠性问题。

电力系统必须满足发电与负荷需求之间的平衡。一般来讲，每日的、季节性的负荷变化模式具有可预测性，但也存在负荷随机变化和无法预料事件而导致的不可预测成分。为了补偿负荷的这些变化，需要额外的发电容量来进行调节，也就是留

出备用。电力系统中的发电机组具有不同的运行特性：有些是基荷机组；有些机组则在应对波动和起动时间上更便捷，例如水电和燃气轮机。能够提供这些辅助服务的发电机组，需要考虑其发电的价格因素。由于风电自身存在间歇性，将增加调节负担和备用需求。风电变化的影响从可忽略不计到具有重大影响，与渗透率和间歇程度密切相关。

6.5.1 孤岛现象与自动重合闸

如果部分电网变成孤岛，而且并网的分布式发电机组连接在这一孤岛内，就会发生很危险的情况。这种情况通常是指失去主电源或与电网断开。失去主电源时，电压和频率都将不再由电网控制。通常，孤岛现象是电网故障产生的结果。外部供电中断后，若内部发电机组仍然保持运行，则由于电弧仍然充电，故障可能不会被清除。小型内部发电机组（或电网接口）通常不具有电压控制功能，因此孤岛网络的电压幅值通常难以保持在期望限值内，孤岛运行时可能会发生电压幅值越限的情况。

失去控制后的另一可能结果是频率不稳定，因为实际系统难以达到精确平衡，频率会由于有功不平衡而发生变化。频率失控会对机械和驱动带来风险。因为电弧故障通常在供电短暂中断后被清除，自动（瞬间的）重合闸通常是继电器动作特性。对于电网中持续运行的发电机组，在短时故障后与公用电网重新连接时，可能会出现两个问题：

- 1) 由于电弧是通过分布式电源供电馈入而产生，故障可能不能被清除，瞬时重合闸可能失败。

- 2) 在电网中的孤岛地区，可能会发生由于有功不平衡而带来的频率变化，开关重合闸将会把两个非同步运行系统连起来。

在分布式电源断开和再接入公用电网时，应当注意死区时间的扩展，以确保故障清除。通常自动重合闸的时间设定在 $100\text{ms} \sim 1\text{s}$ 之间。含分布式电源的网络的自动重合闸的总时间还应当延长。对于含发电机组的配电线路，一个推荐措施是维持重合闸时间 1s 或者更长。

对于该问题的唯一解决办法是在失去主电源时快速断开分布式电源，因此，必须快速准确地检测孤岛现象。

6.5.2 其他问题

除了上面提到的问题外，分布式电源并网还会产生其他一些相关问题。这些问题是常规电力系统通过运行经验而熟知的。

1. 铁磁谐振

发生铁磁谐振会损坏用户设备和变压器。对于电缆线路，故障类型通常是永久性的；快速熔断器被用来进行过电流保护，由于三相熔断器不能同时触发，可能发生变压器只有两相短时接入的情况。因此，电缆电容与变压器电感串联可能会发生

谐振现象，导致电压和电流幅值增大或波形畸变。

2. 接地

有可能发生由于存在多个接地电流路径而带来的接地问题。如果分布式发电机组是通过Y- Δ 联结的变压器并网，公用电网的线路接地故障可能会产生两个方向的接地电流，即从故障点到公用变压器和到分布式发电机变压器。然而，在配电网接地故障配合中，通常却没有考虑这一点。单点接地配电系统的失去接地问题是指不论任何时候，只要公用电网失去接地，整个系统就都变成不接地的了。

6.6 电力系统设计与运行

电力系统必须具备能应对大型发电机组出力突然变动的能力，并且也应能处理风电功率的波动。因此，这个问题不仅涉及风电功率波动，还包括如何预测和应对风电功率波动，以及应该使用什么工具来提高效率。

风电作为一种发电资源具有特殊性，包括它的变化性和地理分散性，因而大量风电接入电网将会带来很大挑战。若想将大量风电成功接入电网，需要解决一系列问题，包括电力系统设计和运行、电网基础设施，以及风电并网接入。

经验表明，目前已建立的可用控制方法和系统备用在应对负荷和电源变化方面是十分充裕的，能够充分应对20%左右风电渗透率带来的额外波动，取决于具体系统特性。20%这个数字仅是个指标，实际情况将随着电力系统的不同而存在巨大差异。电力系统对供、需侧波动的响应越灵活，就越容易适应风电等波动性电源的并网接入。实际上，这样的灵活系统在电源结构中通常应包含较多的水电和燃气电源，因而不需要对系统进行重大改变即可允许大量风电并网接入。

在欧洲，丹麦总电量需求的21%来自风电，西班牙的比例约为12%，葡萄牙为9%，爱尔兰为8%，德国为7%，一些地区的风电渗透率已经很高。丹麦的西半部，有时会出现100%电力全部由风电满足的情况。部分欧洲国家的电网运营商，包括西班牙和葡萄牙，目前已经引入集中控制中心对风电机组集群进行有效监控和管理。

当前风电接入电力系统的水平表明，并网接入技术在很大程度上是可行的。

另一个经常被误解的问题是风电功率与备用容量需求的关系，因为风电固有的变化性需要在电力系统中平衡。

对于给定的电力系统，风电会对其他发电厂带来影响，这与电力系统的规模、电源结构、负荷波动、需求侧管理，以及风电并网容量有关。然而，大型电力系统可以利用各种电源属性上的多样性。它们的灵活机制可以跟踪难以精确预测的负荷变动和机组停运。

6.7 储能选项

目前,应用于输电层次的大容量储能和应用于配电的小容量专用储能越来越受到关注。潜在的储能技术范围也非常广泛。对于大容量储能,抽水蓄能是最为常见和熟知的技术,并且可以应用于地下工程。另一种可用的大容量储能技术是压缩空气储能(Compressed Air Energy Storage, CAES)。

分散式储能技术主要包括飞轮、蓄电池(可能与电动汽车一起使用)、燃料电池、电化学和超级电容器。此外,还有一种比较有吸引力的方法是给热电联产机组加装热锅炉来增强这些机组的运行灵活性。

应当指出的是,储能会带来一定的能量损失,对于风电场输出功率管理而言,未必是必需和高效的选项。如果一个国家缺少建设抽水蓄能的有利地理条件,对于中等水平的风电渗透率(最高为20%),储能也不是一种有吸引力的可选方式,因其经济性较差。总之,采用储能来平衡风电波动既不是必需的,也不够经济。

6.8 电网基础设施

风电作为具有分散性和发电可变性的特殊电源,对电网设施、新技术应用和电网管理方面提出了新的要求。当系统中风电达到很高比例后,将会对电网稳定性、阻塞管理、输电效率和输电充裕度带来影响。

世界上许多国家和地区的电网设施的持续升级改造为大规模风电并网提供了条件。通过网架优化和采取其他“软”措施,情况可以大大改善,但提高输电容量和新建输电线路仍然是十分必要的。与此同时,对于风电的并网准入,适当和公正的配套流程仍然需要进一步开展和深化,即使这些地区的电网容量有限。但是,风电发展并不是唯一的动力。无论采取哪种发电技术,为满足快速增长的电能需求,扩展和加强电网设施都是必要的。

6.9 风电对系统充裕度的贡献

风电容量可信度指风电可以替代和减少的常规发电容量。在风电渗透率较低的情况下,风电容量可信度接近风电的平均出力,与每一位置的容量系数有关(通常为额定装机容量的20%~35%)。随着风电渗透率的提升,风电容量可信度会下降,这意味着在风电高渗透率情况下,一座新的风电场能够替代的传统发电容量将比系统中的第一座风电场要少。在广大地域上分布的风电场群可以得到充分利用,它对电力系统的贡献也更为稳定。

6.10 小结

本章全面描述了风电机组并网问题。风电作为一种电源有其独特性，包括变化性和地理分散性，给大规模风电并网带来了挑战。为将大规模风电有效并入电网，需要解决许多问题，包括电力系统的设计和运行方面、电网基础设施方面、风电并网方面、加强风力发电系统的电能质量和暂态稳定性方面。本章重点讨论了以上问题。

参考文献

1. Global Wind Energy Council (GWEC), <http://www.gwec.net/>
2. M. H. Ali and B. Wu, "Comparison of stabilization methods for fixed-speed wind generator systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 1, pp. 323–331, January 2010.
3. M. H. Ali, J. Tamura, and B. Wu, "SMES strategy to minimize frequency fluctuations of wind generator system," *Proceedings of the 34th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2008)*, November 10–13, 2008, Orlando, FL, pp. 3382–3387.
4. M. H. Ali, T. Murata, and J. Tamura, "Minimization of fluctuations of line power and terminal voltage of wind generator by fuzzy logic-controlled SMES," *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 1, no. 4, pp. 559–566, October 2006.
5. M. Abbes, J. Belhadj, and A. B. Bennani, "Design and control of a direct drive wind turbine equipped with multilevel converters," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 936–945, 2010.
6. O. Abdel-Baqi and A. Nasiri, "A dynamic LVRT solution for doubly fed induction generators," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, pp. 193–196, 2010.
7. Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, and A. C. Guise, "Supply adequacy assessment of distribution system including wind based DG during different modes of operation," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 25, pp. 78–86, 2010.
8. H. Banakar and B. T. Ooi, "Clustering of wind farms and its sizing impact," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 935–942, 2009.
9. L. R. Chang-Chien and Y. C. Yin, "Strategies for operating wind power in a similar manner of conventional power plant," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 926–934, 2009.
10. S. Z. Chen, N. C. Cheung, K. C. Wong, and J. Wu, "Grid synchronization of doubly-fed induction generator using integral variable structure control," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 875–883, 2009.
11. R. Doherty, A. Mullane, G. Nolan, D. J. Burke, A. Bryson, and M. O'Malley, "An assessment of the impact of wind generation on system frequency control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 452–460, 2010.

12. J. B. Hu and Y. K. He, "Reinforced control and operation of DFIG based wind-power-generation system under unbalanced grid voltage conditions," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 905–915, 2009.
13. M. V. Kazemi, A. S. Yazdankhah, and H. M. Kojabadi, "Direct power control of DFIG based on discrete space vector modulation," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1033–1042, 2010.
14. A. Kusiak and Z. Song, "Design of wind farm layout for maximum wind energy capture," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 685–694, 2010.
15. A. Mendonca and J. A. P. Lopes, "Robust tuning of power system stabilizers to install in wind energy conversion systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, pp. 465–475, 2009.
16. Y. Mishra, S. Mishra, F. X. Li, Z. Y. Dong, and R. C. Bansal, "Small-signal stability analysis of a DFIG-based wind power system under different modes of operation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 972–982, 2009.
17. B. C. Ni and C. Sourkounis, "Influence of wind-energy-converter control methods on the output frequency components," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, pp. 2116–2122, 2009.
18. S. Nishikata and F. Tatsuta, "A new interconnecting method for wind turbine/generators in a wind farm and basic performances of the integrated system," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, pp. 468–475, 2010.
19. L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, "Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 87–95, 2010.
20. G. Ramtharan, A. Arulampalam, J. B. Ekanayake, F. M. Hughes, and N. Jenkins, "Fault ride through of fully rated converter wind turbines with AC and DC transmission systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, pp. 426–438, 2009.
21. Y. Sozer and D. A. Torrey, "Modeling and control of utility interactive inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 2475–2483, 2009.
22. M. Tazil, V. Kumar, R. C. Bansal, S. Kong, Z. Y. Dong, and W. Freitas, "Three-phase doubly fed induction generators: An overview," *IET Electric Power Applications*, vol. 4, pp. 75–89, 2010.
23. J. Usaola, "Probabilistic load flow in systems with wind generation," *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 3, pp. 1031–1041, 2009.
24. E. Vittal, M. O'Malley, and A. Keane, "A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 433–442, 2010.
25. Y. Wang and L. Xu, "Coordinated control of DFIG and FSIG based wind farms under unbalanced grid conditions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, pp. 367–377, 2010.
26. S. Zhang, K. J. Tseng, and S. S. Choi, "Statistical voltage quality assessment method for grids with wind power generation," *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, pp. 43–54, 2010.
27. P. Zhou, Y. K. He, and D. Sun, "Improved direct power control of a DFIG-based wind turbine during network unbalance," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 2465–2474, 2009.
28. Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy, "Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 360–370, 2010.
29. T. Ayhan and H. Al Madani, "Feasibility study of renewable energy powered seawater desalination technology using natural vacuum technique," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 506–514, 2010.

30. J. L. Bernal-Agustin and R. Dufo-Lopez, "Techno-economical optimization of the production of hydrogen from PV-wind systems connected to the electrical grid," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 747–758, 2010.
31. H. C. Chiang, T. T. Ma, Y. H. Cheng, J. M. Chang, and W. N. Chang, "Design and implementation of a hybrid regenerative power system combining grid-tie and uninterruptible power supply functions," *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, pp. 85–99, 2010.
32. P. D. Friedman, "Evaluating economic uncertainty of municipal wind turbine projects," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 484–489, 2010.
33. C. H. Liu, K. T. Chau, and X. D. Zhang, "An efficient wind photovoltaic hybrid generation system using doubly excited permanent-magnet brushless machine," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, pp. 831–839, 2010.
34. M. S. Lu, C. L. Chang, W. J. Lee, and L. Wang, "Combining the wind power generation system with energy storage equipment," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, pp. 2109–2115, 2009.
35. J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Perez-Ruiz, "Short-term trading for a wind power producer," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 554–564, 2010.
36. R. Sebastian and R. P. Alzola, "Effective active power control of a high penetration wind diesel system with a Ni-Cd battery energy storage," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 952–965, 2010.
37. R. K. Varma, V. Khadkikar, and R. Seethapathy, "Nighttime application of PV solar farm as STATCOM to regulate grid voltage," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 983–985, 2009.
38. D. L. Yao, S. S. Choi, K. J. Tseng, and T. T. Lie, "A statistical approach to the design of a dispatchable wind power-battery energy storage system," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 916–925, 2009.
39. C. Rahmann, H.-J. Haubrich, A. Moser, R. Palma-Behnke, L. Vargas, and M. B. C. Salles, "Justified Fault-Ride-Through Requirements for Wind Turbines in Power Systems," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 26, no. 30, pp. 1555–1563, August 2011.

第7章 风力发电系统电能质量问题的对策

7.1 引言

当前，风电在世界范围内越来越受到关注。运行风力发电系统的最简单方法之一是使用直接联网的感应发电机（Induction Generator, IG），因为感应发电机的能量转换最经济、最稳定。然而，感应发电机在发出有功功率的同时需要从电网吸收感性无功功率来励磁，尤其是在开机过程。由于感应发电机吸收的无功功率和它发出的有功功率的共同作用，风速变化会导致发电机输出的有功功率和无功功率的波动。有功功率与无功功率的这种变化会与电网相互作用，引起电网电压和频率的波动。这些波动会导致灯光闪烁和计时设备出现误差。当风电渗透率达到一定水平时，就必须采取某些措施来解决其引起的电能质量问题。因为在这类系统中频率和电压都会受到影响，所以必须使用能进行有功和无功交换的快速动作控制装置（即储能装置）来解决这一问题。本章讨论各种类型的储能设备，对它们进行比较，以及如何利用储能装置将风力发电系统功率、频率和端电压波动限制在较小范围内。此外，本章还将讨论用风力发电系统桨距角控制拉平出力、用飞轮储能改善电能质量以及用超级电容器储能对双馈感应发电机（Doubly Fed Induction Generator, DFIG）进行恒功率控制。

7.2 各种储能系统

有市场供货的有前途的电力系统储能系统有多种类型，如超级电容器、超导磁储能（Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES）、飞轮储能和压缩空气储能^[1]。

交流系统的电能无法以电气形式储存。但它可以转换为电磁能、电化能 and 动能或势能加以储存。所以每种储能技术通常都包括将一种能量转换为其他形式能量的单元。储能技术有两个重要的特性参数，一是装置储能容量，它是储能装置本身的特性；二是能量能够被转换到储能装置或被输出的比例。它主要取决于能量转换单元的峰值功率定值，同时也受储能装置本身响应速度的影响。人们预测的近期和中期技术的功率-能量范围如图 7-1 所示。该图的四种储能技术都可以用于柔性交流输电系统（Flexible AC Transmission System, FACTS）和用户用电装置。储能装

置的优点有：提高输电性能，抑制功率振荡，提高电压动态稳定性，联络线控制，减少旋转备用需求，平抑负荷波动，减少低频减载，断路器重合闸，抑制次同步振荡和提高电能质量。

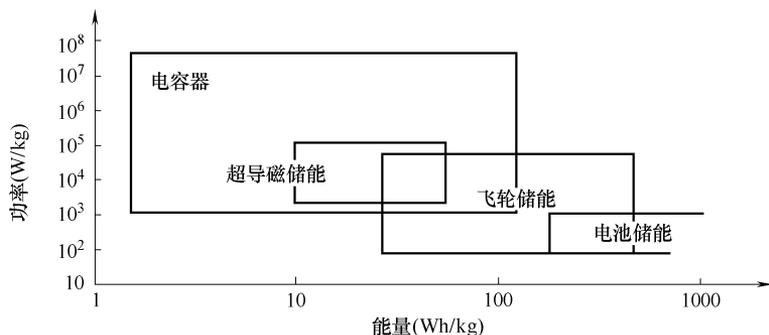


图 7-1 不同类型储能设备的功率-能量关系图

7.2.1 超导磁储能

尽管早在 1911 年超导现象就已经被发现，但是直到 20 世纪 70 年代人们才首次提出将超导磁储能技术用于电力系统。超导磁储能系统因具有响应速度快、效率高优点受到电力企业和军方的注意；其充放电效率可超过 95%。它的可能应用领域有负荷均衡、动态稳定、暂态稳定、电压稳定、频率调节、提高输电能力，以及提高电能质量等^[1]。

与其他储能技术相比，超导磁储能系统的成本目前依然很高。然而，把超导磁储能线圈用于已有的柔性交流输电系统设备可以省掉通常是整个超导磁储能系统中最昂贵的逆变器单元。研究表明，微型 (0.1MWh) 和中型 (0.1 ~ 100MWh) 的超导磁储能系统用于电力系统输电及配电领域可能有一定经济性。使用高温超导技术可以降低冷却要求，因而能提高超导磁储能的经济性。目前世界范围内有多个超导磁储能项目已经建成或正在开发。

超导磁储能单元用超导线圈中流通的直流电流储存能量。超导磁储能装置通常给出的技术参数是它的电感储存的能量 E (J) 与额定功率 P (W)，两者之间的关系如下：

$$E = \frac{1}{2}LI^2$$

$$P = \frac{dE}{dt} = LI \frac{dI}{dt} = VI \quad (7-1)$$

式中， L 为线圈电感； I 为流过线圈的直流电流； V 为线圈两端的电压。因为它的能量是以循环电流的形式储存的，所以它储存的能量几乎能以即时响应的方式从超导磁储能单元取出和送出，其时间周期从几分之一秒到数小时。

超导磁储能单元是一个处于低温状态的超导线圈。这种低温需要用含液氦或液氮容器的低温恒温器或杜瓦瓶来保持。超导磁储能单元通过功率转换/调节系统 (Power Conversion/ Conditioning System, PCS) 接入交流电力系统。它用来给线圈充电和放电。当前应用较为普遍的电能变换器可分为两类, 一类使用电流源变换器 (Current Source Converter, CSC) 与 AC 系统连接, 进行线圈充放电。另一类使用电压源变换器 (Voltage Source Converter, VSC) 与 AC 系统和直流斩波器连接, 为线圈充放电。VSC 和直流斩波器共用一条直流母线。典型的超导磁储能系统结构如图 7-2 所示。控制超导磁储能线圈两端电压 V_{coil} , 可以改变超导磁储能系统的工作状态。当电压 V_{coil} 为正时, 储能系统处于充电状态; 当电压 V_{coil} 为负时, 储能系统处于放电状态; 当 V_{coil} 平均值为 0 时, 储能系统处于备用状态, 线圈中的平均电流 I_{coil} 保持恒定。

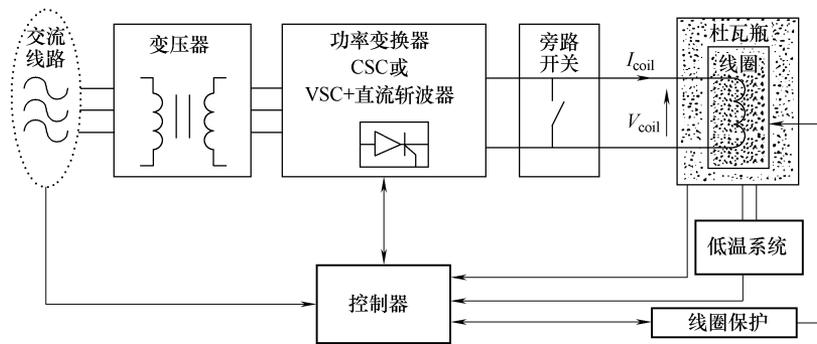


图 7-2 超导磁储能系统组成

在线圈设计中, 存在影响超导磁储能系统的成本和性能的诸多因素, 决定储能系统能否以最低成本达到可能的最优性能。这些因素包括线圈配置、储能容量、系统结构和工作温度。获得一个可靠、稳定且经济的超导磁储能系统的折中方案是考虑每一个影响因素, 包括超导磁储能装置的能量/质量比、洛伦兹 (Lorentz) 力、杂散磁场等参数, 以及使能量损耗最小等。超导磁储能线圈的结构可以是螺线形或环形。尽管部分小型超导磁储能装置使用环形线圈设计, 但螺线型超导磁储能线圈因其结构简单且性价比高, 所以得到广泛应用。线圈的电感 (L) 或功率转换/调节系统最大电压 (V_{max}) 和最大电流 (I_{max}) 的额定值决定了储能装置线圈吸收和输出的最大能量/功率。这些参数的额定值根据超导磁储能的应用类型而定。超导设备的运行温度是一个需要在成本和运行要求之间权衡的因素。低温超导 (Low-Temperature Superconductor, LTS) 设备目前已经实现, 而高温超导设备依然处于研发中。超导储能系统因为其效率和快速响应能力 (mW/ms) 的特点, 已经而且还将被进一步开发应用于电力系统的各个方面。超导磁储能系统潜在的实际应用研究

自 20 世纪 70 年代起就已经开始。超导磁储能系统被认为能够应用于以下方面：①平抑负荷波动；②发电不足时提供频率支撑（旋转备用）；③增强系统暂态及动态稳定性；④动态电压支撑（无功补偿）；⑤提高电能质量；⑥提高线路输电容量，由此增强电力系统的整体可靠性。超导磁储能未来的研究发展方向将集中在其功率转换系统和控制方案、整体设计和影响成本因素的评估，以及各种超导磁储能系统的应用分析等方面。超导磁储能系统有可能应用在发电、输电和配电系统中，各种潜在应用的能量-功率特性如图 7-3 所示，图中方形区域表示目前在该区域内的超导磁储能应用具有经济性。因此，超导磁储能技术在两个方面的应用中具有其特殊优势：电力系统输电控制；系统稳定性及电能质量。

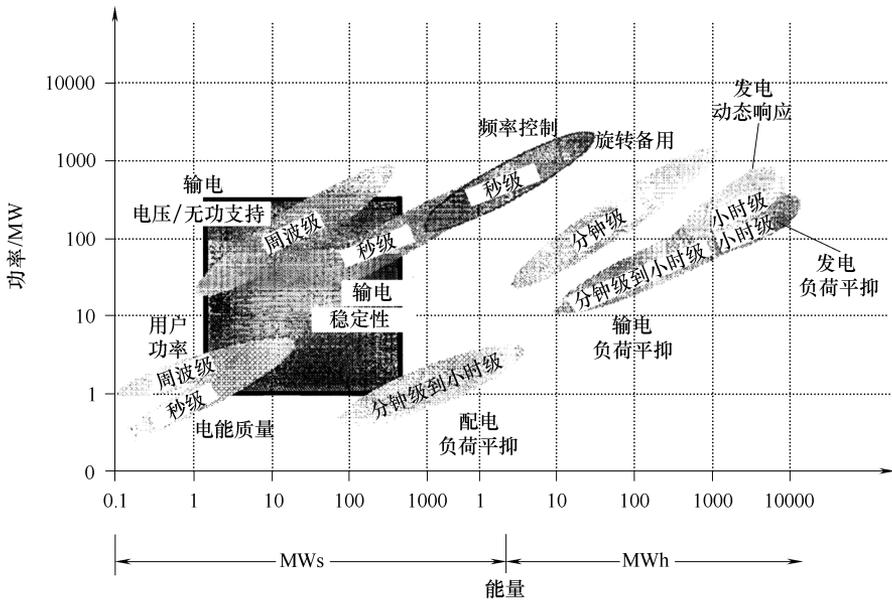


图 7-3 超导磁储能系统应用的能量-功率特性

超导磁储能系统的成本可分为两个独立部分：①储能容量成本；②功率转换能力的成本。与储能容量有关的成本包括导体、超导线圈结构部件、低温容器、冷却、保护和控制设备的资金和建造成本。与功率转换能力相关的成本是功率调节系统的投资和建造成本。对于大规模超导磁储能应用来说，功率转换能力成本要比储能容量成本低，而对于小规模应用，功率转换成本则占主要部分。

7.2.2 蓄电池储能系统

蓄电池是目前可行的储能技术中成本效益最高的一种，它的能量以电化学形式储存。蓄电池系统由一组低压/功率蓄电池模块串并联构成，以实现期望的电气特性。蓄电池在施加在正负极之间的电势差作用下经历内部化学反应时“充电”，当

进行该化学反应的逆反应时，电池释放出其储存的能量，即“放电”。影响电池储能应用的关键因素包括：高能量密度、高储能容量、充放电循环效率、循环寿命数、寿命周期和初始成本。

有几种蓄电池的技术可以考虑用于大规模储能。铅酸电池是一种已得到应用的成熟技术。它可以设计用于大容量储能或快速充放电。使用各种添加剂改善其能量密度和充电特性依然是很活跃的研究领域。对于大部分有大容量储存需求的应用来说，铅酸电池仍然不失为一个低成本选择，它的主要缺点是能量密度低和循环寿命有限。密封铅酸电池技术的安全性和易维护的特点使其在移动车载等方面的应用备受青睐，而阀控式铅酸（Valve-Regulated Lead Acid, VRLA）电池在固定式应用方面有成本优势，性能也更好。另外几种电池技术在固定式储能应用方面也显示出不错的前景。它们的能量密度较之铅酸电池更优，但目前在更大功率的应用方面还不具备成本效益优势。这方面较为领先的技术包括镍金属氢化物电池、镍镉电池和锂离子电池。后两种技术因能量密度高，在一定程度上可弥补高成本的不足，所以在电动汽车应用方面发展迅速。

由于电池内部化学动力学的原因，电池无法在高功率水平下长期运行。此外，快速、深度放电等运行状态下的热效应也可能导致电池寿命下降，从而使电池过早报废。此外，电池储能的环境问题同样值得关注，因为在电池充放电过程中会释放有毒气体。因此，根据不同的电池技术提出了一些处置有害材料的方法。例如，对于车用蓄电池来说，回收和处置铅酸电池的方法已较为成熟。电池储存直流电荷，所以与交流系统间需要进行功率转换。带电力电子变换器的小型模块化蓄电池可四象限运行（双向电流和双向电压极性）且响应十分迅速。蓄电池技术的进步使它的储能密度更大，循环效率更高，可靠性更高，成本更低。近年来，蓄电池储能系统（Battery Energy Storage System, BESS）在电力系统短期储能方面应用相当广泛，如区域控制、区域保护、旋转备用和功率因数校正。一些以平抑负荷波动、系统稳定和频率控制为主要目标的电池储能系统已在实际电力系统中应用。电池储能系统应用的具体目的决定其最佳安装地点和容量大小。这一点在平抑系统负荷波动的应用中已有所体现。而且，电池储能技术与 FACTS 的潮流控制器集成可以提高电力系统运行和控制水平。

7.2.3 高级电容器

电容器以用绝缘电介质分离并聚集正负电荷（通常在—对平行极板上）的方式来储存电能。如式（7-2）所示，电容 C 代表储存的电荷量 q 和极板间电压 V 之间的关系。电介质的介电常数 ϵ 、极板面积 A 和极板之间的距离 d 决定电容的大小，如式（7-3）所示。而式（7-4）表明，电容器储存的能量由电容和电压的二次方两者决定。

$$q = CV \quad (7-2)$$

$$C = \frac{\varepsilon A}{d} \quad (7-3)$$

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (7-4)$$

$$dV = i \frac{dt}{C_{\text{tot}}} + iR_{\text{tot}} \quad (7-5)$$

所以，电容器能够储存的能量可以通过增大电容器电容或提高储存电压的方法提高。储存电压受限于电介质的耐电压强度（它会影响两极板之间的距离）。增大电容可以通过增加极板面积、提高电介质介电常数或缩小两极板间距实现。与蓄电池一样，电容器充放电时的转换效率和响应时间也是重要的考虑因素。而电容器的有效串联电阻（Effective Series Resistance, ESR）对这两方面性能均有显著影响。式（7-5）所示为电容器充放电过程中总电压的变化。要注意， C_{tot} 和 R_{tot} 是一些电容器单元串并联组合配置的结果，而串并联配置的目的是提高系统整体电容值和电压水平。 C_{tot} 与 R_{tot} 的乘积决定了电容器充放电的响应时间。

电容器可用于电力系统众多交直流应用中。直流储能电容器可用于大功率能量储存，长期以来多见于高能物理和武器的脉冲功率应用方面。然而，目前这一代直流储能电容器用作电力系统大规模储能设备还有其局限性。电容器通常用于功率变换器中极短时间内的能量储存。电动机驱动和用户的电子设备可以配置额外的电容，为之提供额外的承受电压跌落和瞬时断电的能力。传统的直流电容器在输配电系统中的主要应用是大规模储能，即配电网动态电压恢复器（Dynamic Voltage Restorer, DVR），这是一种在配电网系统中补偿电压暂时下降的用户侧电力设备。DVR 中的功率变换器注入足够的电压以补偿电压下降，使电压下降不至于影响到与系统相连的负荷。在负荷存在有功功率需求时，DVR 用储存在直流电容器中的能量为其提供部分有功功率。

多种高级电容器及其在低功率方面可行的商业化应用均处于研发之中。这些电容器在以下特性中的一点或多点上有所显著提升：介电常数更高、表面积更大，或耐压能力更高。陶瓷超级电容器（Ceramic Supercapacitor）有相当高的耐压能力（约为 1kV）和高介电强度，在未来的储能应用中前景广阔。目前，它还主要用在低功率方面。此外，超级电容器有效串联电阻值较低，低温运行可以显著提高其性能。超级电容器同时具有耐压能力强和有效电阻低的特点，使它可能在配置更简单的大功率领域得到应用。

另一种超级电容器（Ultracapacitor 或 Supercapacitor）是双层电容器，它使用可渗透电解液大幅度增加了极板表面积，从而提高了储能能力（但它们的介电常数和耐压性能仍然较低）。几种不同电极和电解液材料的组合已在超级电容器中应用，不同组合使得电容值、能量密度、循环寿命和成本特性等方面均有所变化。目

前, 超级电容器大部分应用于高峰值功率、低能量的情况。超级电容器能在满电荷状态下浮充 10 年, 可在系统电压跌落和瞬时断电时提供额外电力, 而且可以在完全放电状态下进行能量储存, 安装简便, 结构尺寸紧凑, 可以有效运行在各种环境状态下 (热、冷和潮湿)。目前, 超级电容器已实现低功率水平下的商业应用。

与蓄电池储能系统一样, 电容器在电力系统中的应用受到储能设备充放电能力的影响。

目前, 超级电容器在低能量领域的应用已初现端倪, 大部分更高能量领域的应用和研究主要面向电动汽车展开。近期最有可能的应用是使用此类电容器来调节系统电能质量。例如, 超级电容器可以配置到电动机的直流母线处, 以加长其穿越电压下降的时间。超级电容器还可以配置到动态电压恢复器中, 或与配电静态无功补偿器 (Distribution Static Compensator, DStatCom) 的直流母线相联。

7.2.4 飞轮储能

可以把飞轮与电机相连, 用作电力系统的储能装置。多数情况下需要一个功率变换器驱动电机, 以拓宽其运行范围。储存的能量由转子惯性矩和飞轮转速的二次方决定, 如式 (7-6) 所示。惯性矩 I 由转子的高度 (长度)、质量及半径决定, 如式 (7-7) 所示。当电机以电动机方式运行时, 电动机带动飞轮旋转 (飞轮加速), 能量传送至飞轮, 飞轮储存能量; 反之, 当电机由飞轮驱动开始重新发电时, 飞轮释放能量 (飞轮减速)。

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (7-6)$$

$$I = \frac{r^2 m h}{2} \quad (7-7)$$

可以通过提高飞轮转动惯量或飞轮转速或同时提高这两者的方式来增加飞轮的储能能力。在一些设计中, 利用空心圆柱体作为飞轮的容器, 使得整个飞轮的质量都集中于其外半径, 通过这种方式, 飞轮重量增加较少, 同时提高了储能能力。

开发飞轮在电力系统中的应用时, 有两种策略。其一是使用大半径的钢质飞轮, 提高惯量, 转速可达到将近 10000 r/min。这种飞轮可用一般的电动机和电力电子设备作为其功率转换装置。使用这种设计作为不间断电源 (UPS) 使用的复位飞轮已经有商业供货。但这种设计必然使飞轮系统又大又重, 转动能量损耗也限制了这种飞轮的长期储能能力。

另一种设计策略是使用轻质飞轮, 但转速更高 (高达 100000 r/min)。这种方法使得储能设备较为紧凑且重量更轻。另外, 以大量小型飞轮代替几个大型飞轮的模块化设计也是可行的。然而, 转动过程中由于空气摩擦和机械轴承之间的摩擦而导致的损耗使得飞轮能量自释放效应明显, 从而影响了其长期储能效果。因此高速运行的飞轮被置于真空容器中, 以消除空气阻力的影响。同时, 使用磁轴承以减少

机械损耗。一些项目正在进行超导磁轴承在高速飞轮装置中应用的研发。尽可能消除飞轮转动损耗会使其能效更高，其峰值转换功率的额定值由电力电子变换器和电机的额定功率决定。研究中的飞轮应用包括小汽车、大型公共汽车、高速轨道机车和下一代航空母舰舰载电磁弹射器的储能部分。另外，飞轮转速很高，其外部必须有某种形式的保护容器，以避免飞轮转子出现机械故障时发生意外。然而保护容器会使重量增加，对于飞轮的移动应用来说影响很大。静态飞轮系统也必须备有某种形式的保护容器。最大的商业化应用飞轮系统大约为 5MJ/1.6MVA，重量近 10000kg。飞轮储能也可应用于电力系统的某些方面，如果一个柔性交流输电系统或是含有直流母线的用户电力设备配有飞轮储能系统，那么在飞轮的电动机或发电机端与直流母线间需要加一个逆变器来连接。例如，如图 7-4 所示，基于交流电机的飞轮系统需要一个逆变器与用户电力设备的直流母线连接。飞轮储能已经被考虑应用于一些电力系统功用中，如电能质量调节、系统调峰和增强系统稳定性。

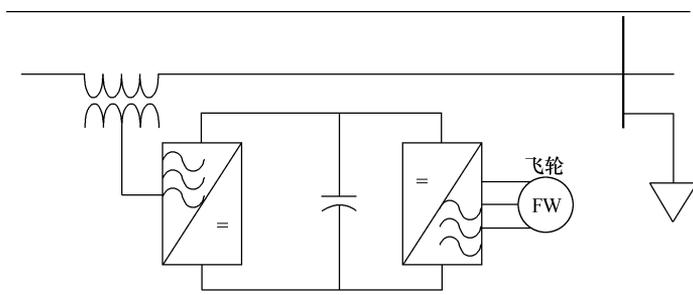


图 7-4 与动态电压源耦合的飞轮储能系统

7.2.5 抽水蓄能

抽水蓄能是将水抽到更高水位，将电能转化为势能的过程，因此，能量可以永久储存下去；随后，再通过水轮机将储存的能量释放，转化为电能。典型抽水蓄能应用由两个高度差达到最大的等体积水库构成，水库通过水道系统与抽水蓄能电站相连。最佳地理条件是电站位于地下，也可以位于下游水库。抽水蓄能电站的主要设备是抽水发电机组，它的运行通常是可逆的，既可以抽水也可以发电。当其以一个方向旋转时，是作为一个电动机和水泵运行；反向旋转时，运行状态为水轮发电机。

7.2.6 液流电池

液流电池（Flow Battery, FB）是一种极有潜力的技术，它储存的总能量与额定功率无关。其额定功率只取决于反应器容量，而储能容量只取决于电解液储量和浓度，即辅助容器的容积。这些特性使得液流电池适于为电力企业提供大功率和大电量。液流电池的工作方式类似于氢燃料电池（Fuel Cell, FC），两种电解质储存

在不同水槽中（没有自放电），一个微孔隔膜将它们分开，仅允许特定离子穿膜而过，从而产生电流。该过程理论上有许多可能的电化学反应，通常称为氧化还原反应（Reduction-Oxidation Reaction, REDOX），但其中仅有少数反应可实际应用^[45]。

图 7-5 为液流电池示意图。额定放电功率由液体活性物质和隔膜面积决定，电解液容器的容量则决定了其能够储存的总能量。传统蓄电池中，电解液储存于电池自身，所以其额定放电功率和储能水平高度相关。液流电池（液流反应器）会发生可逆的电化学反应，并因此产生（或吸收）直流电流。目前，有几个大型和小型示范工程及商业项目使用了液流电池技术。

液流电池技术的主要优点如下：①放电功率和储能容量高；②活性耗尽的电解液更替简单，故再充电迅速；③电解液更替容易，因此循环寿命长；④具有完全放电能力；⑤使用无毒材料；⑥低温运行。它的主要缺点是需要诸如泵系统等运动机械部件，使整个系统难以小型化。因此，到目前为止商业化进展有限。

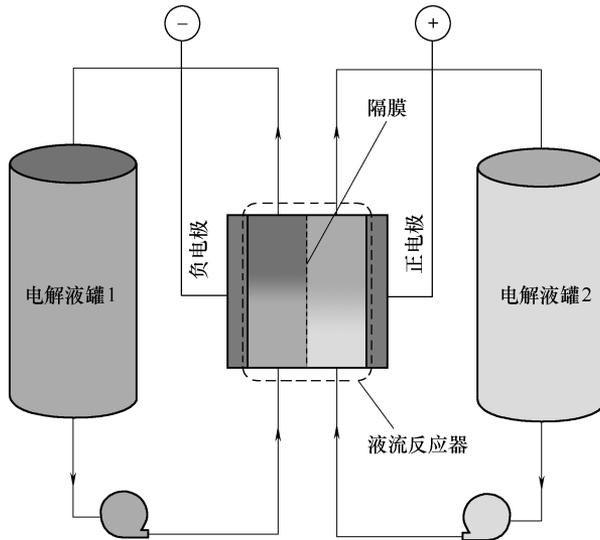


图 7-5 液流电池

7.2.7 压缩空气储能

压缩空气储能（Compressed Air Energy Storage, CAES）是将能量以压缩空气的形式储存起来供以后使用的技术。能量吸收过程用普通燃气轮机进行，其中的空气压缩阶段可由压缩空气储能系统替代，因而可不必使用天然气作为燃料来压缩空气。空气压缩和膨胀分别是放热及吸热过程，因而系统设计比较复杂。因此，有三类系统可考虑用来管理整个热交换过程：

1) 等温储存。由于空气压缩过程缓慢, 因而其自身温度与周围的环境温度可保持相等。这种系统适用于功率密度并非其重要指标的小型电力系统。

2) 绝热系统。这种系统将空气压缩过程中释放的热量储存起来, 并在空气释放过程中回馈给系统本身, 该系统需要储热装置, 因此系统设计复杂。

3) 非绝热储能系统。该系统使用外部电源加热或冷却空气, 使系统维持恒温。虽然该系统成本不菲, 同时要以损失部分系统效率为代价, 但是大多数实现商业应用的都是这种系统, 主要原因是系统灵活且功率密度高。

压缩空气蓄能系统有很多应用实例, 最值得注意的是在平抑负荷波动对电网进行支持的应用方面。该系统在负荷低谷时段储能, 然后在系统负荷需求高峰时转换为电能释放。商业化的此类系统使用天然洞穴作为储气库, 以储存大量能量, 实现商业应用的压缩空气储能系统容量为 35 ~ 300MW 不等。

7.2.8 热电储能系统

太阳能热电厂的热电储能 (Thermoelectric Energy Storage, TEES) 是通过合成油或熔盐来储存太阳能热电厂聚集的热能的技术形式, 由此可平滑白天多云时期的太阳能热电厂功率输出, 并且在日落之后还能继续供电 1 ~ 10h。热电储能的最终用途是在系统负荷低谷时期通过地下蓄水层、地下水、冰库或其他储能材料的冷热变换来储存电能, 这部分储存能量可降低系统负荷高峰期供暖或空调系统的能量需求。

7.2.9 混合储能系统

某些特定应用对储能系统的容量、功率密度、成本以及循环寿命等参数的综合特性有明确要求, 因此单一储能设备无法满足这样的规定。为了满足这方面应用的需求, 人们提出了混合储能设备 (Hybrid Energy Storage Device, HESD) 的概念。混合储能设备在电气上结合了两种或多种储能设备的互补特性输出功率, 并且它们都有一个共同点: 是高功率设备 (响应速度快) 和高能量设备 (响应速度慢) 的结合。人们提出的混合储能设备如下, 前者作为能量支撑设备, 后者作为功率支撑设备:

- 1) 蓄电池加双层电容器 (Electric Double-Layer Capacitor, EDLC)。
- 2) 燃料电池加蓄电池或双层电容器。
- 3) 压缩空气储能加蓄电池或双层电容器。
- 4) 蓄电池加飞轮储能。
- 5) 蓄电池加超导磁储能系统。

7.3 各类储能系统比较

各种储能系统各有其相对优劣之处。比如, 蓄电池储能系统的缺点是寿命周期

有限，运行电压和电流限制，以及潜在的环境污染威胁；抽水蓄能的缺点是单机容量大，受地理及环境条件限制；超导磁储能系统的主要问题是其应用成本昂贵和其强磁场引起的环境争议；飞轮储能系统持续充放能量时间较短、摩擦损耗（风阻）较高且能量密度低，限制了它在能量管理工程中的应用；与飞轮类似，电容器的主要问题也是持续充放电时间较短和其自放电引起的能量损耗较高。然而，在众多储能系统中，从快速响应、充放电循环寿命和对有功功率、无功功率的同时控制性能等方面来看，超导磁储能是最为实际有效的技术。

7.4 用超导磁储能平抑风力发电系统的功率、频率和电压波动

目前，超导技术和电力电子技术的发展和进步使得输配电系统中可以配置超导磁储能系统。超导磁储能是一个大型的超导线圈，直流电流过其中并产生磁场，电能便储存于该磁场中。超导磁储能系统的线圈可根据电力系统需要吸收（充电）或释放（放电）有功功率和无功功率。自从美国博纳维尔电力局（Bonneville Power Administration, BPA）的30MJ超导磁储能设备成功调试和测试后，超导磁储能系统在电力系统中的应用研究就备受关注，如平抑日内负荷波动、频率控制、自动发电控制和不间断供电系统等。基于门极关断（GTO）晶闸管的超导磁储能设备可以根据电力系统的需要迅速响应，同时注入或吸收有功和无功功率。因此，从降低系统电压和频率波动的角度来看，这种超导磁储能系统的表现相当出色。同时，本书还将介绍应用超导磁储能系统使输电线路功率波动和风力发电机端电压波动最小化的方法。

图7-6所示为一个仿真用模型系统^[2]。该电力系统模型模拟的是韩国郁陵岛（Ulleung Island）系统，包括两台柴油发电机组（4.5 MVA 和 1.5 MVA），两台小型水电机组（0.6 MVA 和 0.1 MVA），一台风电机组（0.6 MVA 感应发电机）和 6 MW 负荷。本研究的目的是详细评估超导磁储能系统的性能，还另外考虑了 2 MW 负荷。当 2 MW 负荷加入仿真模型后，发电机和变压器的额定参数设置会随之改变，如图7-6中浅色所示。风电机组机端处连接一个电容 C，为稳态运行时的感应发电机补偿无功功率。C 值的选择是使风电场出力为额定值时，风电场功率因数为 1.0（ $P=0.6$ ， $V=1.0$ ）。超导磁储能设备位于感应发电机的机端母线处。本文中用到的柴油发电机组和水电机组的自动调压器控制系统模型及水电机组调速器控制模型为 PSCAD/EMTDC（电力系统计算机辅助设计/电磁暂态仿真软件）的内置模型。另外，柴油发电机调速器控制系统模型如图7-7所示。表7-1中所列为柴油发电机调速器模型典型参数，同时，仿真中用到的同步发电机、感应发电机相关参数如表7-2中所示。

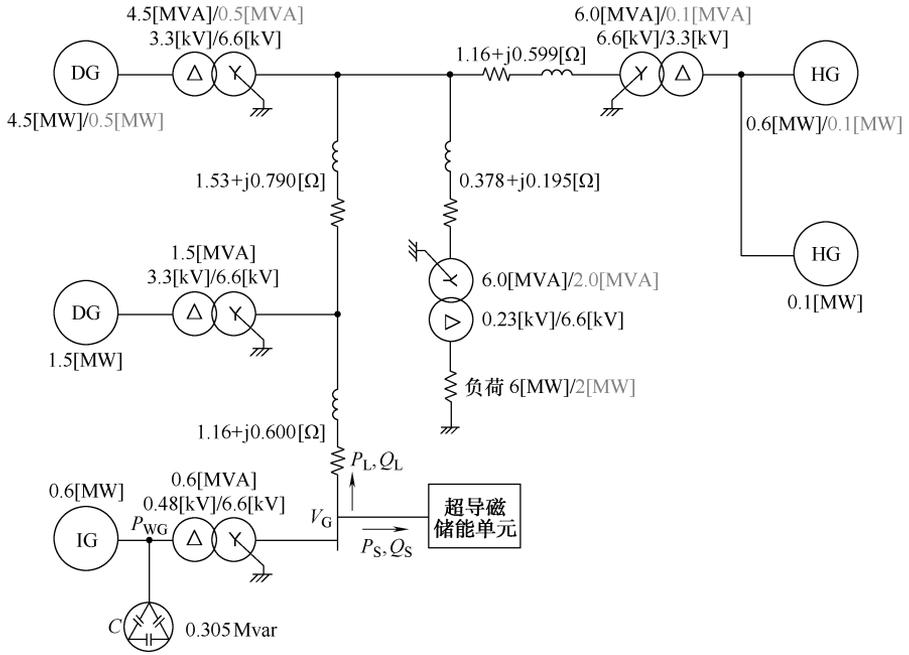


图 7-6 电力系统模型

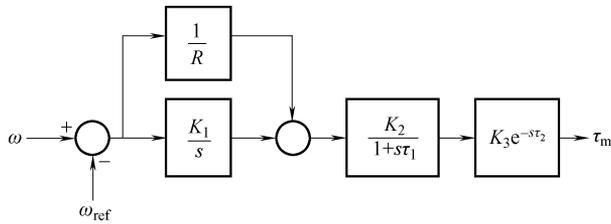


图 7-7 柴油发电机调速器模型

表 7-1 柴油发电机调速器参数

调节反馈参数	R	0.167
调节反馈参数	K_1	1
执行器常数	K_2	1
发动机转矩常数	K_3	1
发动机死区时间 (限值)	T_1	0.2
执行器时间常数	T_2	0.2

表 7-2 发电机参数

SG		IG	
MVA	0.1, 0.6, 1.5, 4.5	MVA	0.6
T_a (pu)	0.332	R_1 (pu)	0.01
x_p (pu)	0.13	X_1 (pu)	0.1
X_d (pu)	0.92	X_{mu} (pu)	3.5
X_q (pu)	0.51	R_2 (pu)	0.01
$X_{d'}$ (pu)	0.3	X_2 (pu)	0.12
$X_{q'}$ (pu)	0.228	H/s	1.5
$X_{d''}$ (pu)	0.22		
$X_{q''}$ (pu)	0.29		
$T_{do'}/s$	5.2		
$T_{do''}/s$	0.029		
$T_{qo''}/s$	0.034		
H/s	1.7, 2.3		

图 7-8 所示为仿真中用到的超导磁储能设备模型。由一个 Y- Δ 联结变压器 (6.6kV/1.2kV) 和一个六脉冲脉宽调制 (PWM) 电压源变换器构成, 其中电压源变换器由绝缘栅双极晶体管 (IGBT)、直流侧电容器、采用 IGBT 的两象限直流-直流斩波器和作为超导线圈的电感组成。电压源变换器和直流-直流斩波器通过直流侧电容器相连。研究中, 考虑了超导磁储能系统不同容量的情况, 详细评估了超导磁储能系统在不平抑系统频率波动方面的性能。研究中提到的超导磁储能系统参数见表 7-3。

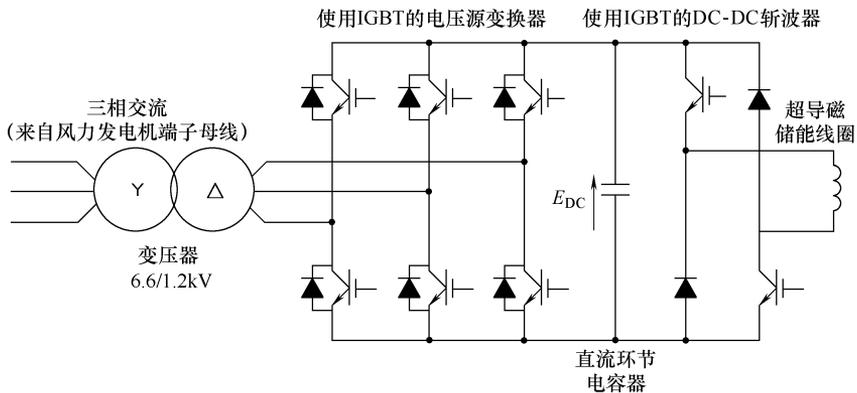


图 7-8 超导磁储能设备的配置

脉宽调制电压源变换器 (PWM VSC) 是交流系统和超导线圈的电力电子接口, 负责维持直流侧电压 E_{DC} 和并网点电压 V_C 恒定。在此模型系统中, 电压源变换器

和交流系统通过变压器相连，可表示为一个电阻电感电路（RL circuit）。一般来说，由于变压器漏电抗远大于线圈电阻，故超导储能系统的有功功率和无功功率与电流的 d 轴分量、 q 轴分量和电压的 d 轴分量、 q 轴分量成正比，如式（7-8）所示。基于该理论，建立了电压源变换器的控制系统。

表 7-3 超导储能系统参数

超导储能系统容量/MW	0.33		
储存能量/MJ	1	5	10
额定电流/kA	0.5	0.82	1
电感/H	8	15	20
直流环节电容器/mF	10		

$$\begin{cases} P_s \propto I_d \propto -V_q \\ Q_s \propto -I_q \propto -V_d \end{cases} \quad (7-8)$$

图 7-9 所示为电压源变换器的控制系统。电流的 d 轴分量由比例积分（Proportional Integral, PI）控制器通过直流侧电压 E_{DC} 与其基准值 E_{DC-ref} 的差值决定， q 轴分量由并网点端电压 V_G 与其基准值 V_{G-ref} 的差值决定。由基准电流的 $d-q$ 分量与各自测量值的差值可以得到电压的 $d-q$ 分量，通过对电压的 $d-q$ 分量进行转换，从而确定电压源变换器的基准信号。比例积分控制器的参数由试错法（Trial and Error Method）确定。IGBT 开关的脉宽调制信号通过与基准信号比较生成，该基准信号在此前已经转换为带三角载波信号的三相正弦波。

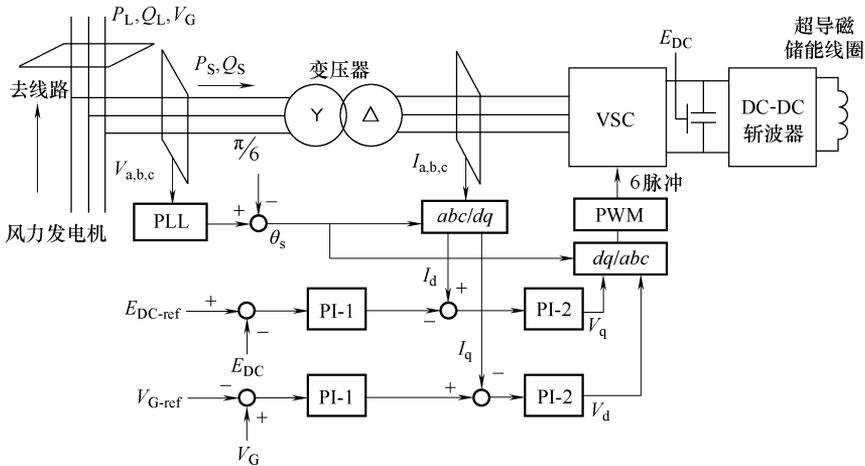


图 7-9 VSC 控制系统

调节线圈上的平均电压 V_{sm-avr} ，超导线圈可充电或放电。平均电压由两象限直流-直流斩波器的的工作周期决定。基于该理论，可以建立如图 7-10 所示的两象限直流-直流斩波器的控制系统。斩波器的占空比由比例积分控制器决定。例如，当占空比大于 0.5 时，已储存能量的线圈继续充电；如果占空比小于 0.5，则线圈放电。将基准信号与三角信号进行比较，生成斩波器 IGBT 的脉宽调制门信号。

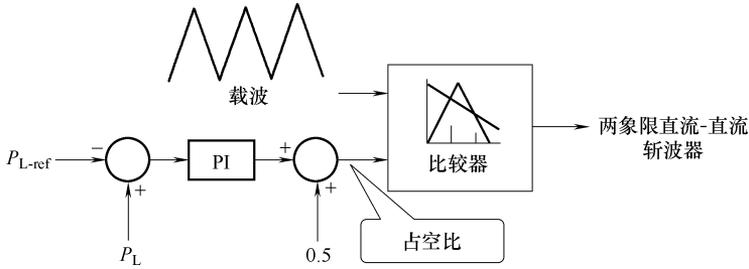


图 7-10 两象限直流-直流斩波器控制系统

输电线有功功率的基准值 P_{G-ref} 由如图 7-11 所示的低通滤波器（Low-Pass Filter, LPF）确定。低通滤波器由一阶时滞系统构成。这类低通滤波器尽管构造极为简单，但仍可以获得有足够平滑作用的基准值。

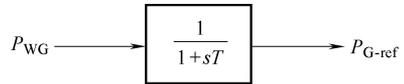


图 7-11 基准值的确定

7.4.1 计算电力系统频率的方法

本项研究中，电力系统频率分析考虑了平滑效应指标。系统频率波动是由电力系统电力供应和负荷需求之间的不平衡所致。那么，系统频率的波动可用两个分量说明：发电机出力变化率 K_G (MW/Hz) 和负荷变化率 K_L (MW/Hz)。这两项说明了可导致系统频率 1Hz 波动的有功功率波动量的大小。当发生发电机出力变化 ΔG (MW) 和负荷变化 ΔL (MW) 时，系统频率波动 ΔF (Hz) 由下式表示：

$$\Delta F = \frac{\Delta G - \Delta L}{K_G + K_L} \quad (7-9)$$

$$K = K_G + K_L \quad (7-10)$$

式中， K 是频率特性常数，一般来说，频率特性以全部发电机总容量的百分数 K_G （表示为 $\%K_G$ ）和系统总负荷的百分数 K_L （表示为 $\%K_L$ ）来表示。我们知道，通常情况下 K_G 和 $\%K_L$ 几乎都是不变的常数，分别取值为 8% ~ 15% MW/Hz 和 2% ~ 6% MW/Hz。然而，一天中随着负荷的不断变化，运行中的发电机台数发生变化， K_G 和 K_L 也会随之变化。另外，当系统发生有功功率不平衡 ΔP 时，由于发电机转动惯性和调速器的作用，系统频率波动 $\Delta P/K$ 不会即时发生。一般地， ΔF

在 2~3s 内重新归于新的稳态运行值。通常，当 ΔP 缓慢变化时， ΔP 和 ΔF 的关系可表示为下式：

$$\frac{\Delta F}{\Delta P} = \frac{1}{K(1+sT)} \quad (7-11)$$

式中， $\Delta P = \Delta G - \Delta L$ 。因为本次研究中未考虑负荷变化，故 $\Delta L = 0$ 。时间常数 $T(s)$ 由发电机调速器及其转动惯性设置来确定，一般为 3~5s。本研究中，电力系统容量假设为 100MW，频率特性参数 K 为 8MW/Hz，这样的参数选择意味着系统频率的可调节性很弱，导致所仿真的情境较为严苛。同样地，时间常数 T 设为 3s。研究中，系统频率波动的评估由式 (7-11) 确定，由此，最终得到的频率波动 ΔF 如图 7-12 所示。

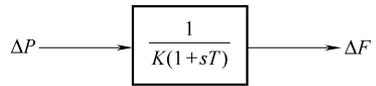


图 7-12 频率计算模型

7.4.2 仿真结果及讨论

为了评估超导磁储能系统控制策略在平抑电力系统频率波动方面的性能，基于图 7-13 中的变化风速数据进行了仿真，表 7-4 为对应风速的参数。仿真总时间和步长分别为 60s 和 10ms。图 7-14 和图 7-15 所示为风力发电机、柴油发电机和水轮发电机分别在 2MW、6MW 负荷及无超导磁储能系统情况下的有功功率响应和系统频率响应情况。可以看到，系统频率在没有风力发电机时可以保持在 60Hz 的额定值；然而一旦风力发电机加入电力系统模型中，系统频率则大幅波动，尤其是在负荷较小 (2MW) 的情况下。该结论进一步激发了人们应用超导磁储能系统来平抑系统频率波动和由风力发电系统带来的有功波动的兴趣。

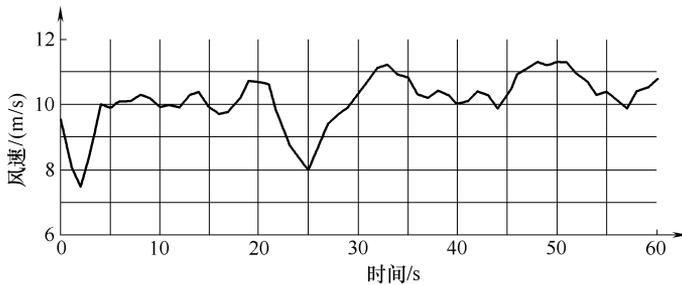


图 7-13 风速数据

表 7-4 风速参数

平均值/(m/s)	10.1
最小值/(m/s)	7.3
最大值/(m/s)	11.3
标准偏差/(m/s)	0.79

1. 超导磁储能系统平抑风力发电机功率、频率和电压波动的效果

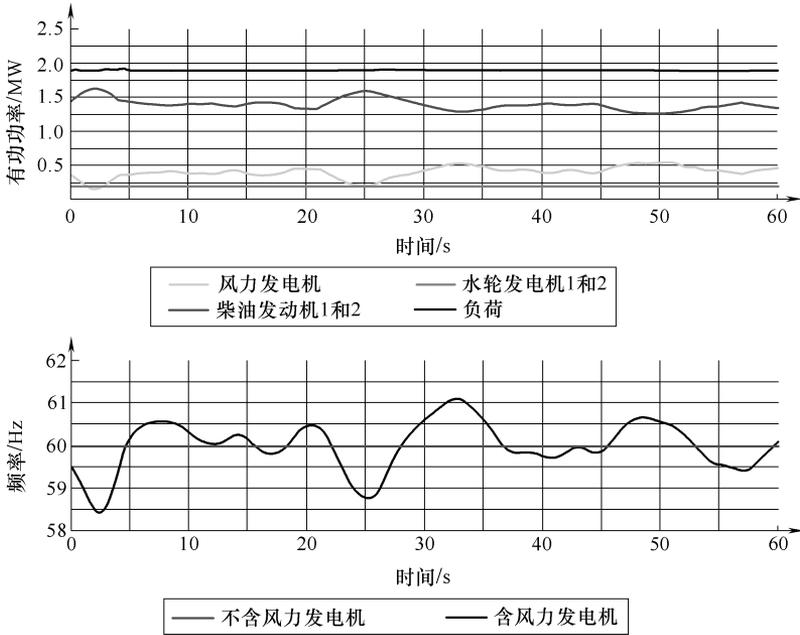


图 7-14 无超导磁储能系统情境下有有功功率和系统频率响应 (负荷: 2MW)

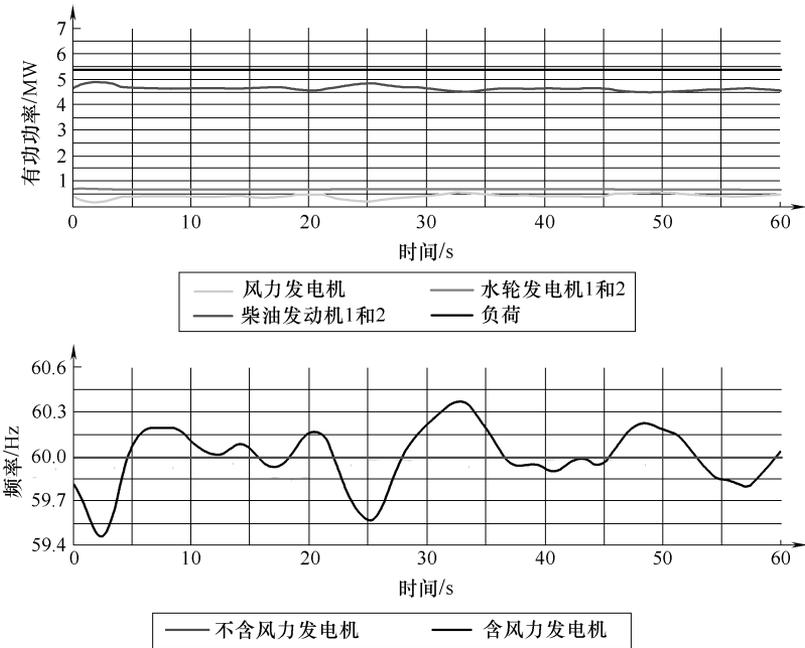


图 7-15 无超导磁储能系统情境下有有功功率和系统频率响应 (负荷: 6MW)

图 7-16、图 7-17 所示为风力发电机、柴油发电机、水轮发电机和输电线功率分别在 10MJ 超导磁储能系统及 2MW、6MW 负荷情况下的有功功率响应和系统频率响应。

可以看到，由于投入了超导磁储能系统，系统频率波动被有效平抑，而且在两种负荷情况下，频率都几乎维持在 60Hz 的额定值不变。另外，超导磁储能系统还成功平抑了两种负荷情况下的输电线功率波动。因此，用户得到了平稳的电力供应。尽管此处未显示电网电压的响应情况，但可以预见超导磁储能系统也可以平抑电网电压扰动。总的来看，可以认为超导磁储能系统是一个能够平抑含风力发电机的电力系统频率、有功功率和电压波动的极为有效的工具。

2. 超导磁储能系统在平抑风力发电机功率、频率和电压波动方面所需不同能量容量的对比

这部分研究对不同储存容量的超导磁储能系统进行扩展仿真，以详细评估超导磁储能系统在平抑频率、功率和电压波动时的表现。图 7-18 所示为 10MJ、5MJ 和 1MJ 情况下一台风力发电机的有功功率、输电线功率和系统频率的响应情况，负荷为 2MW。

从平抑系统频率和输电线功率波动，并使波动最小化的角度来看，10MJ 超导磁储能系统是最佳选择；5MJ 超导磁储能系统也能很好地平抑系统频率和有功功率波动；但 1MJ 超导磁储能系统的平抑效果并不明显。总的来看，超导磁储能系统的容量越大，其平抑波动的能力就越强。但大容量的超导磁储能系统也会带来成本上升和安装设置极为不易的问题。从这个角度讲，5MJ 超导磁储能系统是性能和成本都较为均衡的选择。因此，超导磁储能系统降低功率、频率和电压波动能力的选择需要考虑成本效益因素。

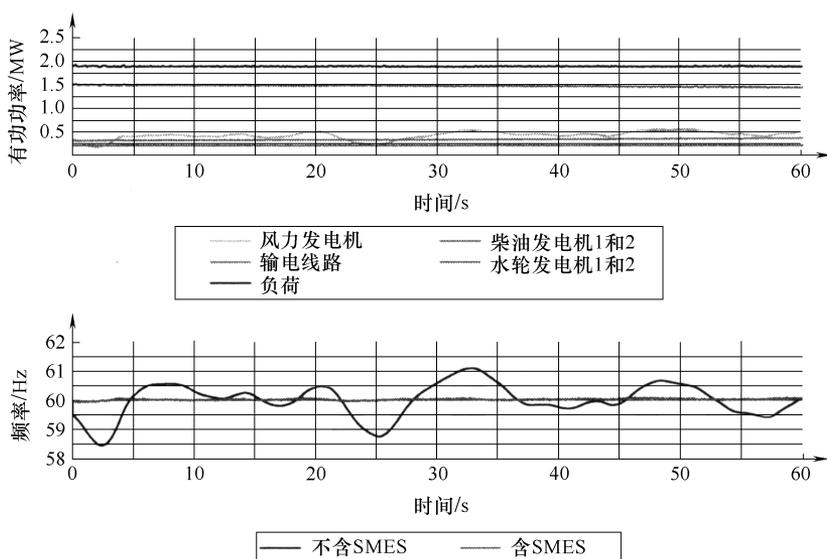


图7-16 10MJ 超导磁储能系统情境下有功功率和系统频率响应（负荷：2MW）

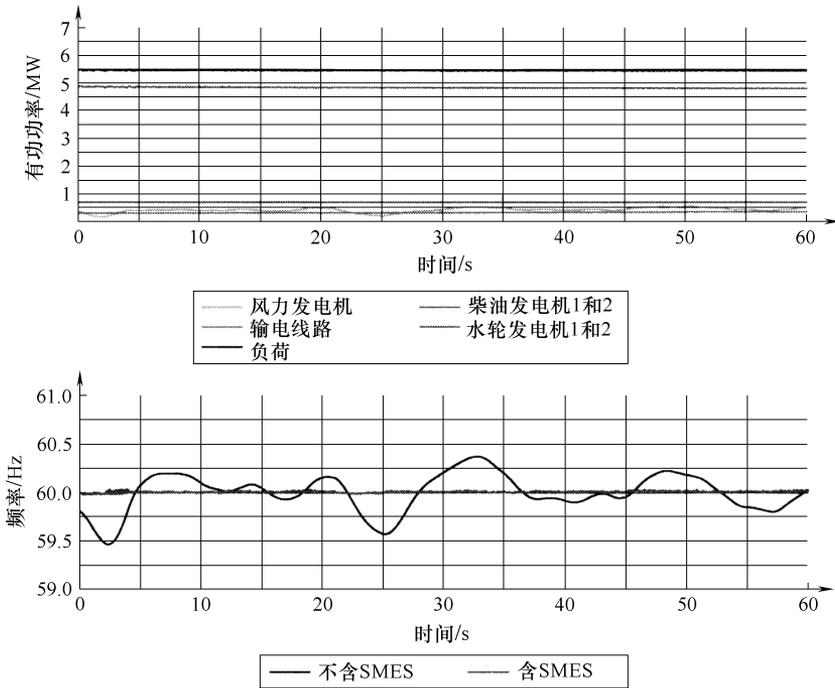


图 7-17 10MJ 超导磁储能系统情境下有功功率和系统频率响应 (负荷: 6MW)

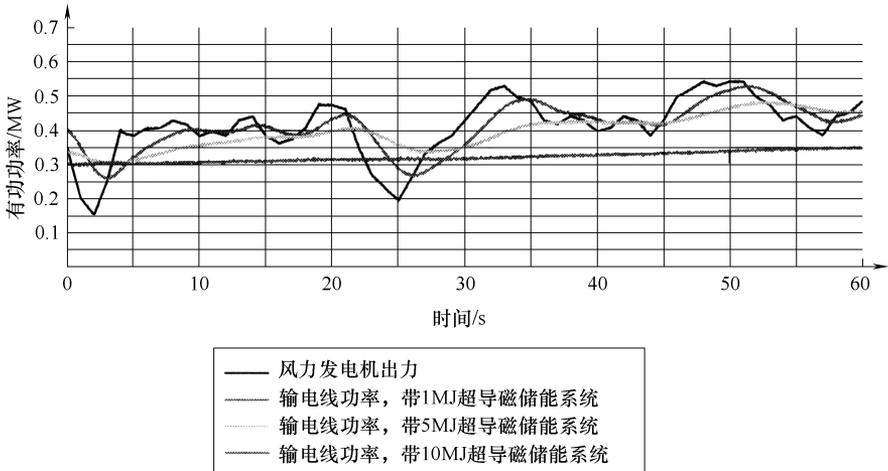


图 7-18 不同容量的超导磁储能系统的有功功率和系统频率响应情况 (负荷: 2MW)

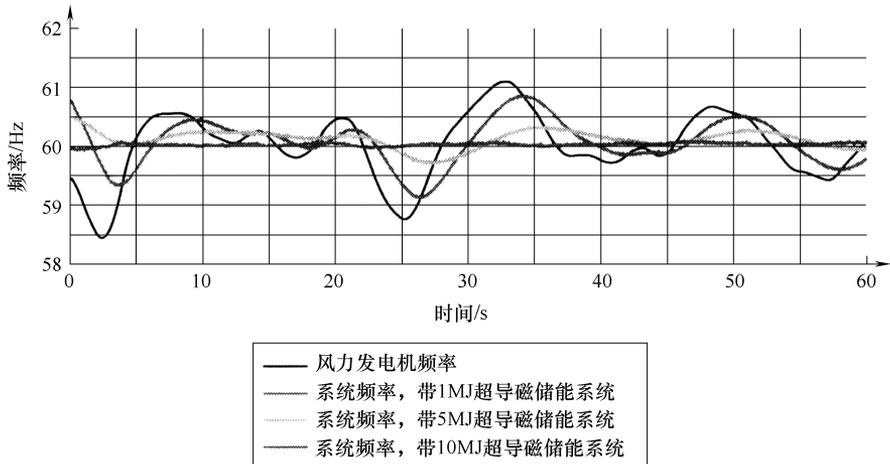


图 7-18 不同容量的超导储能系统的有功功率和系统频率响应情况 (负荷: 2MW) (续)

图 7-19、图 7-20 和图 7-21 所示为在 2MW、6MW 负荷情况下, 5MJ、10MJ 和 1MJ 超导储能系统分别在有功功率、储存能量、线圈电流、线圈电压、直流侧电流和直流侧电压等方面的响应情况。在所有这些情况中, 超导储能系统根据电力系统的功率需求进行充放电转换, 以平抑系统频率波动。超导储能系统的能量和线圈电流都保持在各自的额定范围内, 另外, 脉宽调制电压源变换器能够使直流侧电压保持恒定。

7.4.3 超导储能系统的额定功率及额定能量

为了使超导储能系统成本尽可能低, 就必须了解其最佳额定功率和额定能量。本节把低通滤波器的时间常数由 3s 变到 300s, 评估一台风电机组的出力 P_{WG} 和输电线有功功率基准值 P_{G-ref} , 以此研究超导储能系统的容量与其平抑波动能力之间的关系。可以预见的是, 由于不久便会有大量的风电机组接入电力系统中, 风电占整个系统总装机容量的比例会相当高: 本次研究中考虑为 10% (10MW) 和 20% (20MW)。在评估超导储能系统所需容量的计算中, 用 P_{G-ref} 代替超导储能单元, 以研究风力发电机出力的平滑情况^[3]。

图 7-22 所示为本次仿真中使用的系统模型。表 7-5 所列为图 7-22 中的感应发电机参数。仿真中的风速样本和条件如图 7-23 和表 7-6 所示。选择了三类波动较大的风速样本。仿真中超导储能系统的输出即为 P_{WG} 与 P_{G-ref} 的差值, 由此可计算超导储能系统输出的标准偏差 σ 。另外, 平抑的效果以频率的波动量 ΔF (ΔF_{WG} , ΔF_{G-ref}) 来衡量。将 P_{WG} 和 P_{G-ref} 带入频率计算模型, 即得到 ΔF 。在仿真中利用 σ 和 ΔF 来研究平滑 P_{WG} 所需的超导储能系统容量, 以及获得足够平滑效果的基准值所需的合适的低通滤波器时间常数。

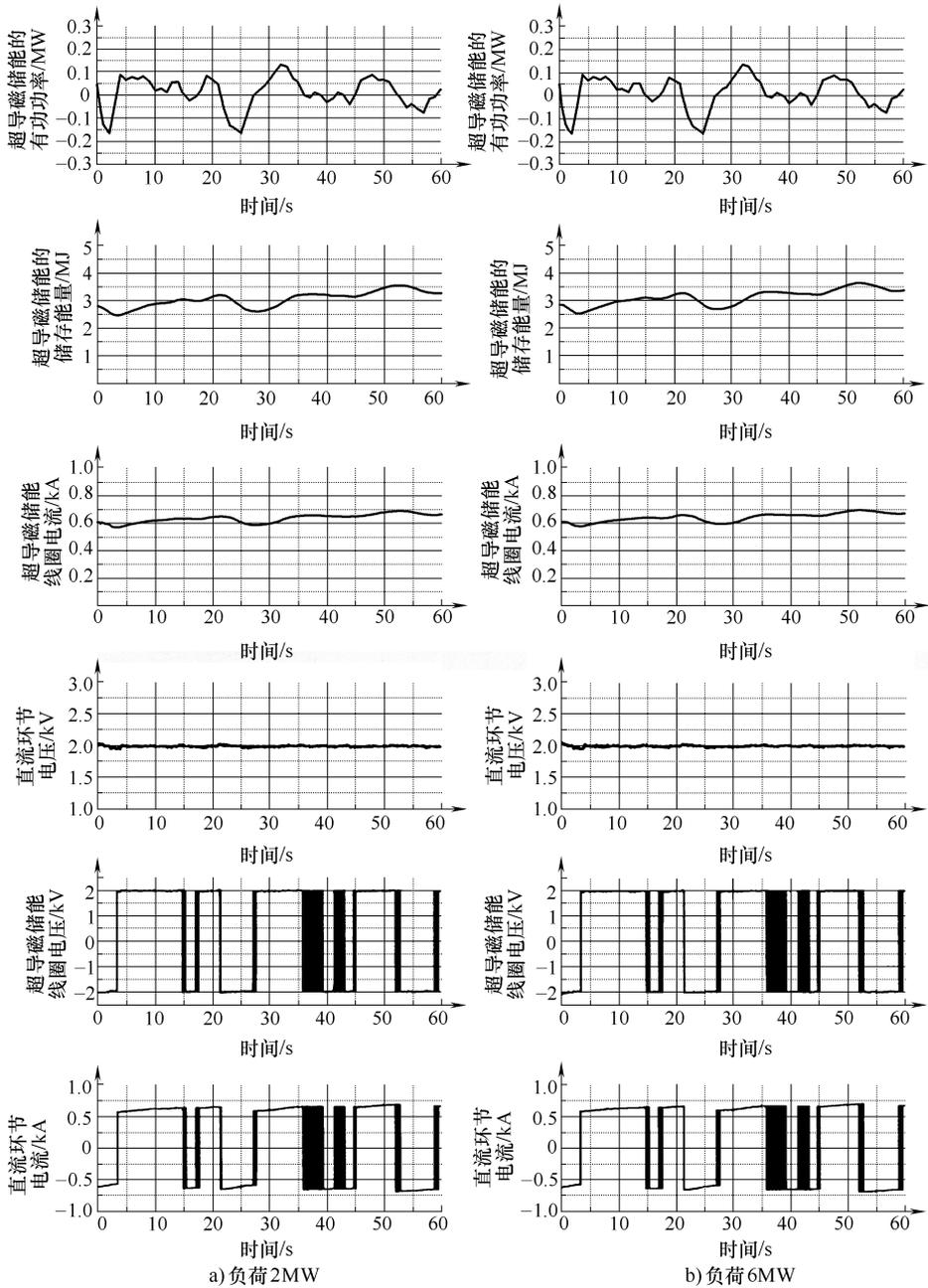


图 7-19 5MJ 超导磁储能系统的响应

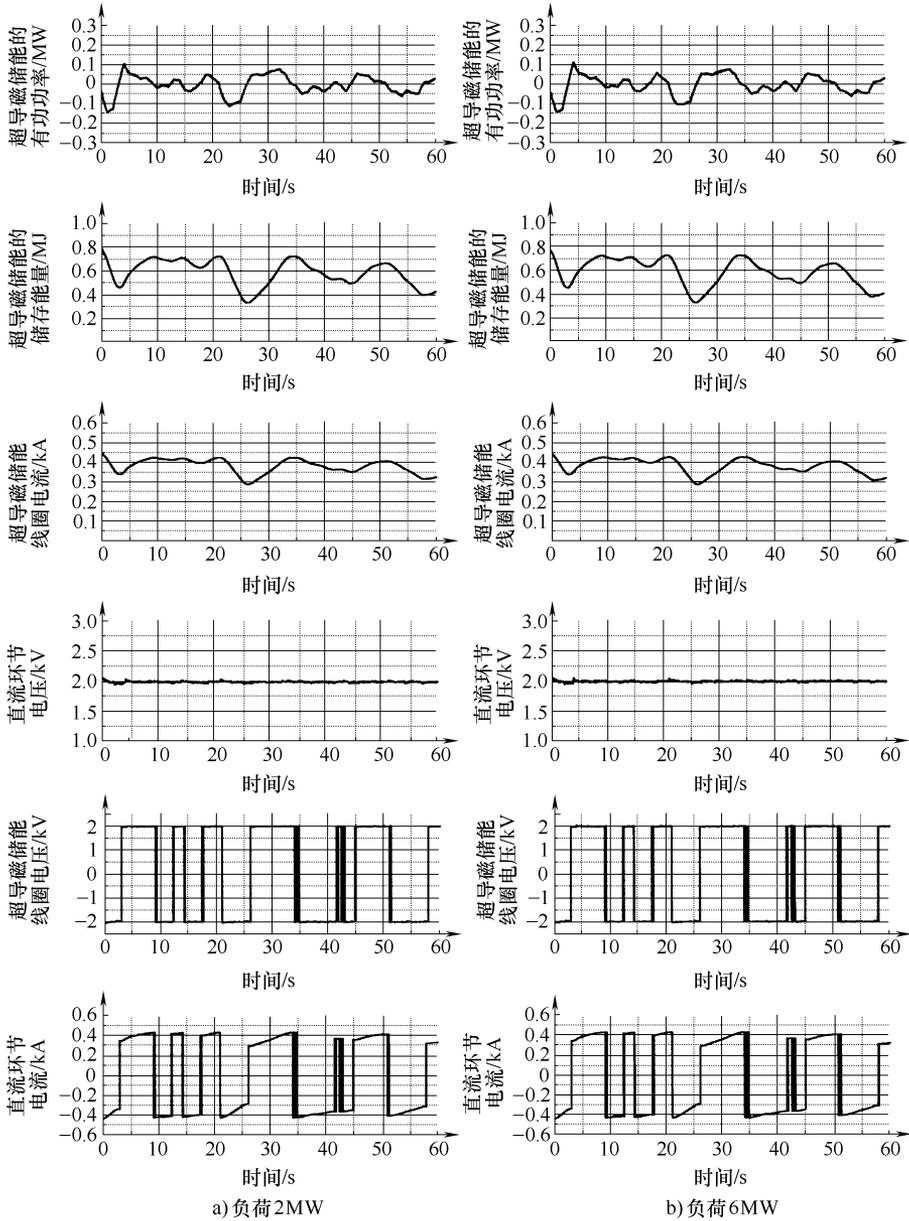


图 7-21 1MJ 超导磁储能系统的响应

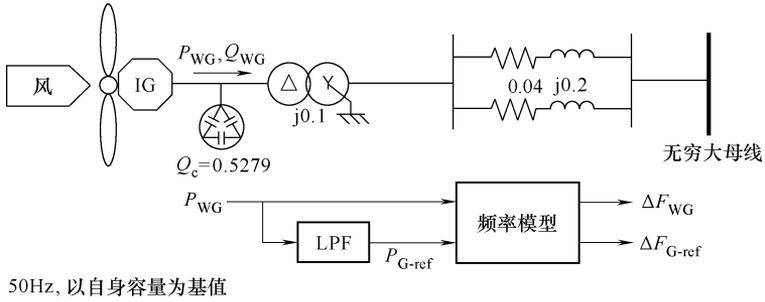


图 7-22 模型系统

表 7-5 感应发电机参数

额定功率	10MW, 20MW
定子电阻	0.01pu
定子漏电抗	0.1pu
励磁电抗	3.5pu
转子电阻	0.01pu
转子漏电抗	0.12pu
惯性常数 (H)	1.5s

表 7-6 风速条件

风资料名称	平均风速/(m/s)	风速的标准偏差/(m/s)
风况 1	中等 9.28	大 1.82
风况 2	中等 8.45	大 2.01
风况 3	中等 9.44	中等 1.54

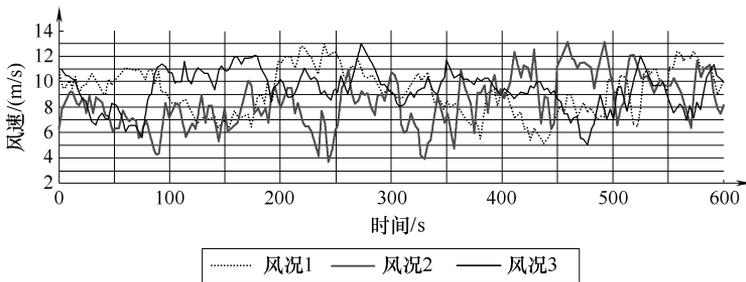


图 7-23 风速

图 7-24 和图 7-25 所示为考虑低通滤波器时间常数时，两种风电机组容量比例 (10% , 20%) 下的频率最大波动情况。频率波动随着低通滤波器时间常数增加而

降低。因此，若输电线功率依照基准值 P_{G-ref} 进行补偿，则降低因风力发电机出力波动而带来的系统频率波动是可行的。由图 7-24 和图 7-25 可见，当低通滤波器时间常数超过 120s，频率最大波动近似收敛于 0Hz。

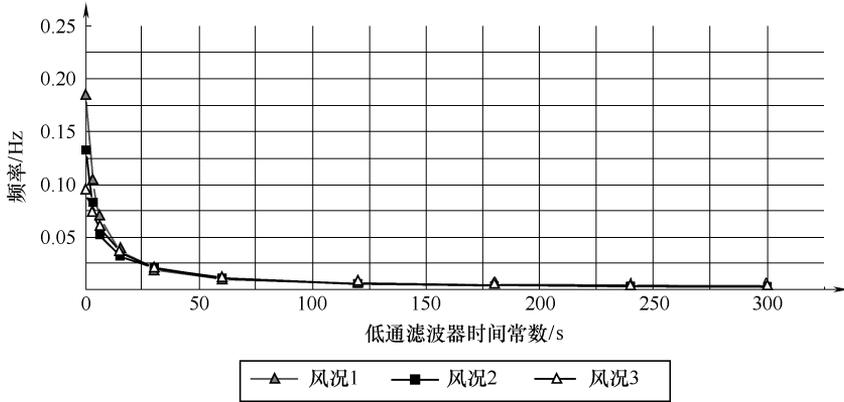


图 7-24 频率最大波动（风电机组容量占 10%）

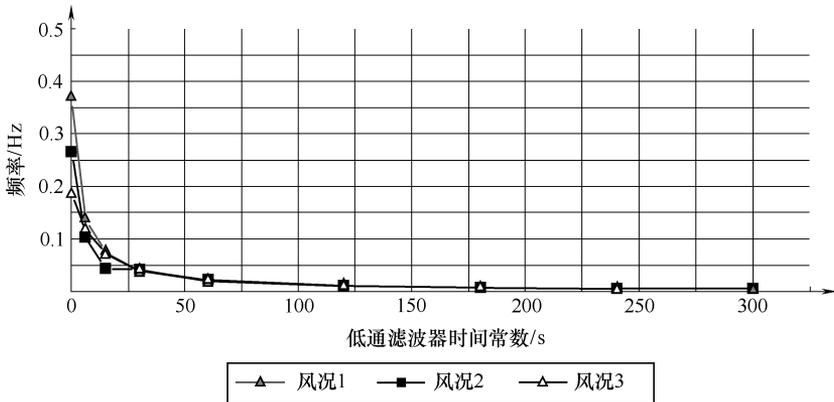


图 7-25 频率最大波动（风电机组容量占 20%）

图 7-26 所示为考虑低通滤波器时间常数时，两种风电机组容量比例下（10% 和 20%）超导磁储能系统输出的标准偏差 σ 情况。 σ 随低通滤波器时间常数增加而上升。然而，如图 7-26 所示， σ 函数并非单调上升，当低通滤波器时间常数约为 120s 时，它会达到饱和。因此，若采用的低通滤波器时间常数更长，即超导磁储能系统容量更大的话，频率偏差就会变小；但是，效果提升的程度同时也会变小。表 7-7 为在每种情况下的 σ 和 ΔF 。考虑以上所有结果，若输电功率的基准值根据 120s 时的 σ 确定，低通滤波器时间常数对于平滑控制来说就应该是足够的。最终结果是，可以认为，若低通滤波器时间常数采用 120s，就可以得到具有足够平滑效果的合适的基准值。如果超导磁储能系统的功率容量基于 2σ 值确定，根据

标准偏差的特性可知，大约 95% 的必须平滑的输出，该系统都可以实现。在下一个仿真分析中采用该容量大小的超导磁储能系统对 P_{WG} 波动进行补偿。

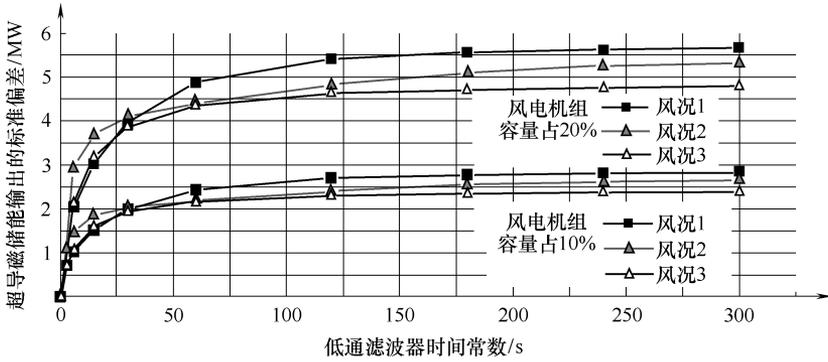


图 7-26 假定的超导磁储能输出标准偏差

采用若干个时间常数不同（包括之前章节验证的最佳值）的低通滤波器来计算基准功率 P_{G-ref} ，并依照该值，评估后一种情境中对风力发电机波动功率进行补偿所需的超导磁储能系统的储能容量。图 7-27 所示为该评估模型。研究中认为风电输出为理想的周期性正弦波或梯形波，然后研究超导磁储能系统储存能量时的反应。为评估风电周期性波动对平滑效果的影响，研究中用了 5 个低通滤波器时间常数（30s, 60s, 120s, 180s 和 300s）以及从 10s 到 1200s 变化的风电波动周期。所需的超导磁储能系统容量可由其储存能量的最大值与最小值之差决定。

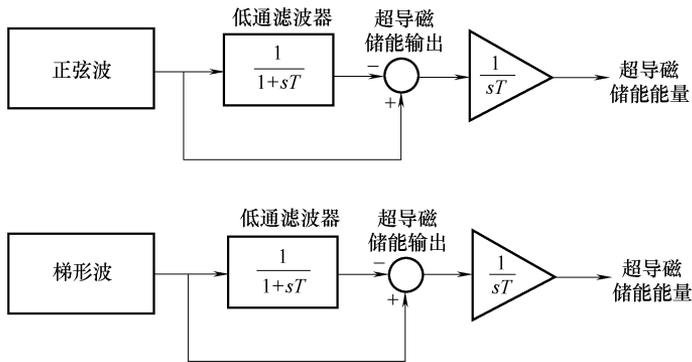


图 7-27 仿真模型

表 7-8 所示为对于不同低通滤波器时间常数的波动周期，在两种情境下超导磁储能系统储存能量最大值与最小值之差。表 7-8 中对于极长时间周期（12000s）情境下的仿真结果也做了说明。通过这些仿真结果，可以建立式 (7-12)。最后，超导磁储能系统用以补偿相对长时间周期风电变化的能量储存容量可由式 (7-12) 近

表 7-7 每种情况下超导磁储能输出的标准偏差和频率的最大波动

LPF 时间 常数/s	风电机容量 10MW						风电机容量 20MW					
	风况 1		风况 2		风况 3		风况 1		风况 2		风况 3	
	σ /MW	Δf /Hz										
0	0.000	0.133	0.000	0.185	0.000	0.093	0.000	0.266	0.000	0.369	0.000	0.186
15	1.516	0.032	1.848	0.036	1.591	0.036	3.032	0.044	3.697	0.073	3.182	0.072
30	1.985	0.021	2.042	0.019	1.934	0.020	3.971	0.041	4.083	0.038	3.868	0.040
60	2.438	0.011	2.200	0.010	2.176	0.010	4.876	0.022	4.399	0.020	4.352	0.020
120	2.710	0.006	2.411	0.006	2.315	0.005	5.421	0.011	4.823	0.011	4.630	0.010
180	2.788	0.004	2.556	0.004	2.358	0.004	5.575	0.007	5.112	0.008	4.716	0.007
240	2.823	0.003	2.633	0.003	2.383	0.003	5.646	0.006	5.267	0.006	4.765	0.006
300	2.844	0.002	2.669	0.002	2.403	0.002	5.689	0.005	5.338	0.005	4.807	0.004

表 7-8 不同输入模式下超导磁储能能量变化范围/MJ

周期/s	超导磁储能能量变化范围/MJ									
	正弦波输入					梯形波输入				
	低通滤波器时间常数					低通滤波器时间常数				
	30s	60s	120s	180s	300s	30s	60s	120s	180s	300s
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	47.20	47.64	47.90	48.52	50.38	69.94	70.91	71.17	71.25	71.85
60	90.98	94.29	95.42	96.72	100.40	132.64	139.87	141.83	142.28	143.55
120	161.11	182.00	189.00	192.25	199.44	221.85	265.29	279.75	282.76	286.23
300	254.02	373.61	444.09	464.91	486.78	294.80	497.67	638.96	677.58	703.14
600	286.20	508.04	747.46	846.21	925.06	299.95	589.60	995.36	1186.59	1330.76
900	293.62	553.41	919.87	1121.20	1298.86	299.99	599.01	1133.44	1493.44	1844.31
1200	296.36	572.41	1016.08	1309.95	1613.18	300.00	599.90	1179.20	1653.86	2220.98
	-	-				-	-			
12000	↘	↘	1197.63	1792.05	2963.66	↘	↘	1199.99	1799.99	2999.99

似求得，并且不需要比这更多的储能容量^[3,4]。

$$E = T \cdot P_{WF} \quad (7-12)$$

式中， E 为超导磁储能系统能量变化范围的饱和值（MJ）； T 为低通滤波器时间常数（s）； P_{WF} 为风电场额定出力（MW）。

由于频率波动可通过确定基准值 P_{G-ref} 而显著降低，而 P_{G-ref} 又由时间常数为 120s 的低通滤波器确定，可依图 7-11 所示的系统来计算该基准值。图 7-28 所示为仿真分析中使用的模型系统。此次仿真分析中，采用前面章节中容量大小的超导磁储能系统，便可得到必要的平滑效果，由此，本次研究中的超导磁储能系统的功率容量可基于 2σ 的值确定。当风电机组容量为整个系统容量的 10% 时，超导磁储能系统容量为 5.5MW ($2\sigma = 2.7 \times 2 = 5.4$ ，其中 $\sigma = 2.7$ MW)。同样地，当风电机组容量比例达到 20% 时，超导磁储能系统容量为 11MW ($\sigma = 5.4$ MW)。这两种情况下，超导磁储能系统的容量均为风电机组额定容量的 55%。接下来的仿真中，超导磁储能系统容量分别为风电机组额定容量的 55% 和 50%，研究三个风速样本分别应用于这两种情境下对应的结果。

图 7-29 所示为风电机组容量占系统总容量的 10% 时，超导磁储能系统容量分别为 55% 和 50% 风电机组额定容量的情况下，风力发电机输出功率和输电线功率的响应情况。图 7-30 所示为与图 7-29 相同条件下的频率波动响应。图 7-31 所示为风电机组容量占系统总容量的 20% 时，超导磁储能系统容量分别为 55% 和 50% 风电机组额定容量的情况下，风力发电机输出功率和输电线功率的响应情况。图 7-32 为与图 7-30 相同条件下的频率波动响应。表 7-9 所示为每种情境下频率的最大波动值。如图 7-29 ~ 图 7-32 所示，由于某些情况下电力系统需要补偿的功率超出了超导磁储能系统所能支持的功率容量，频率波动就会很剧烈，尤其是在风况 2 的情境下。从表 7-9 中可见，50% 超导磁储能系统功率容量下的频率最大波动要比 55% 情况下大。风电比例占系统总容量 10%、超导磁储能系统功率容量比例取 50% 时，系统最大频率波动为 0.061Hz；风电比例为 20%、超导磁储能系统功率容量比例取 50% 时，系统最大频率波动为 0.122Hz。而在超导磁储能系统功率容量比例取 55% 的情况下，10% 比例风电和 20% 比例风电情境系统频率的最大波动分别为 0.006Hz 和 0.012Hz。前者（50%）约为后者（55%）的 10 倍，因此可以认为，若超导磁储能系统以 50% 风电容量作为其自身功率容量的大小，应用的效果并不好。

最终可以得到如下结论：如果一个低通滤波器的时间常数为 120s，超导磁储能系统功率容量为系统中风电容量 55% 的话，可以得到一个合适的输电线功率基准值，由此也能够获得足够好的平滑效果。而且，由式（7-12）可知，超导磁储能系统的储能容量为 2400MJ。

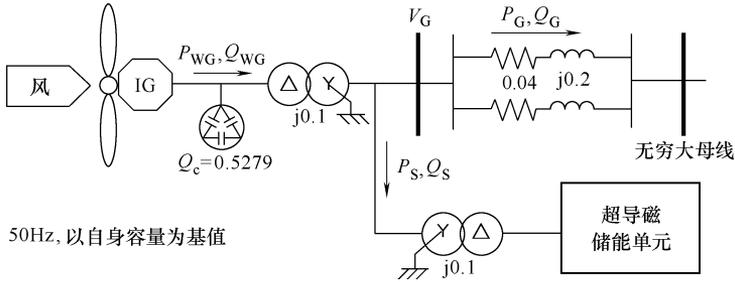


图 7-28 模型系统

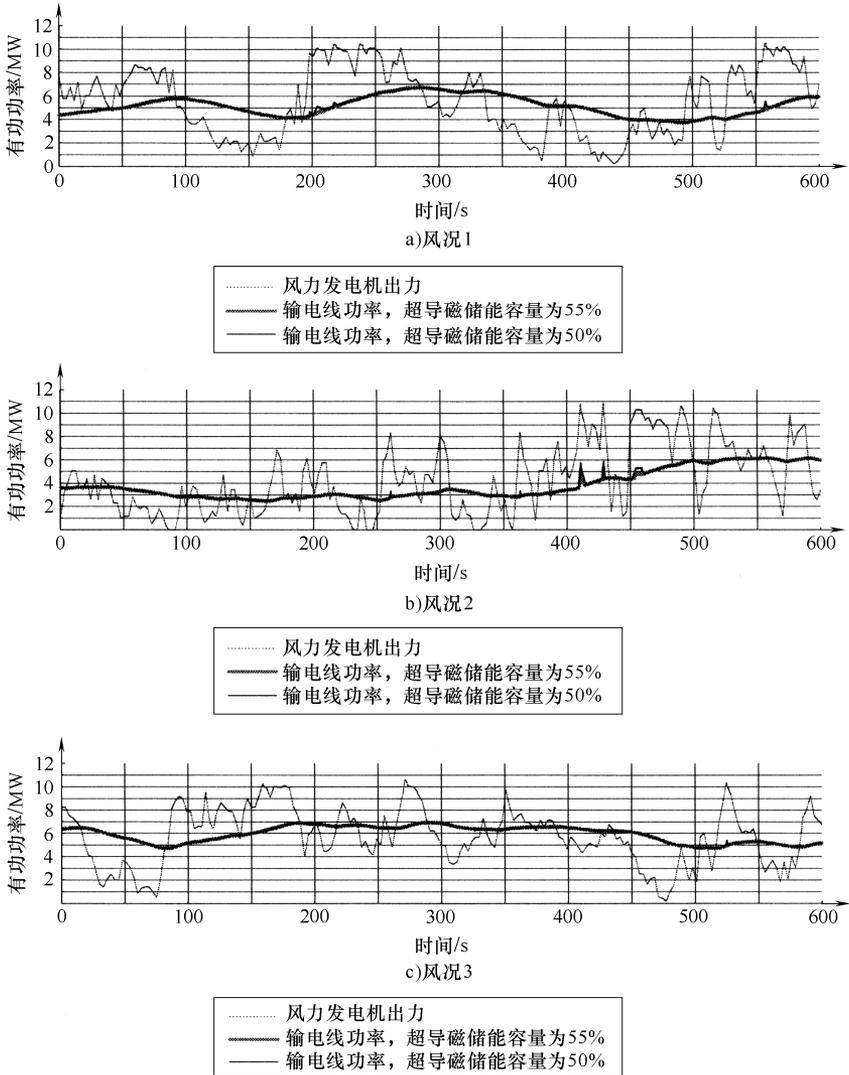
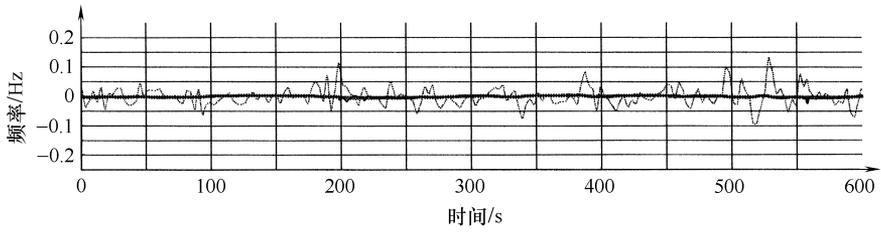
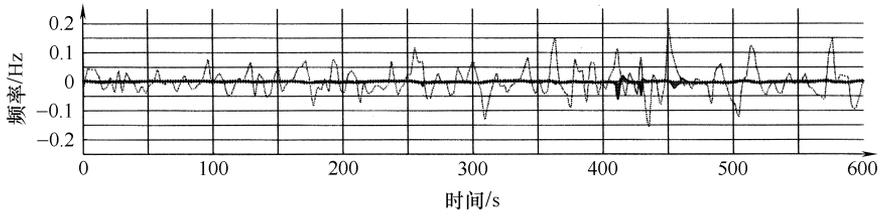
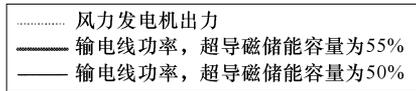


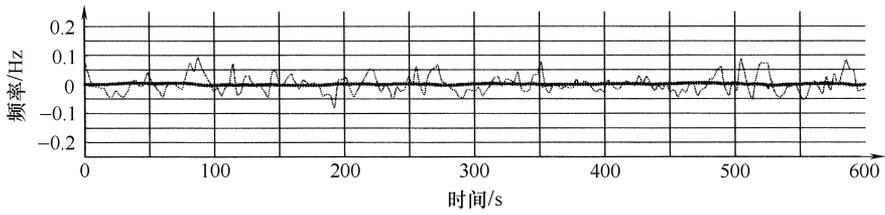
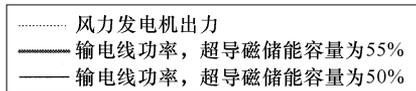
图 7-29 风力发电机输出功率和输电线功率 (风电容量占 10%)



a) 工况1



b) 工况2



c) 工况3

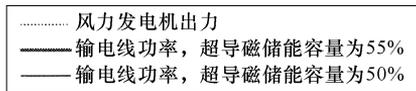
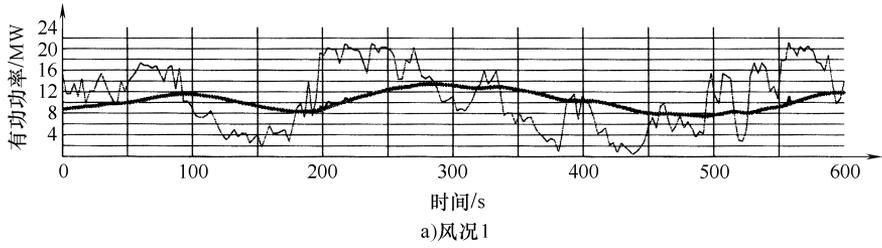
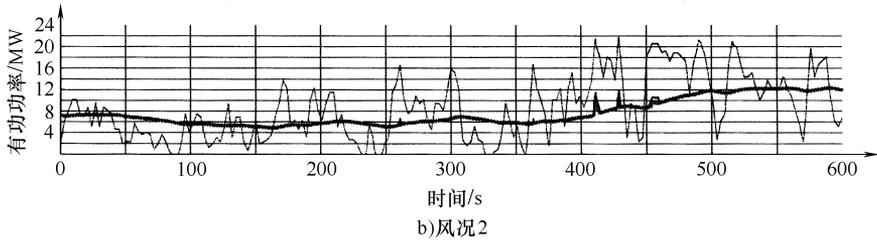


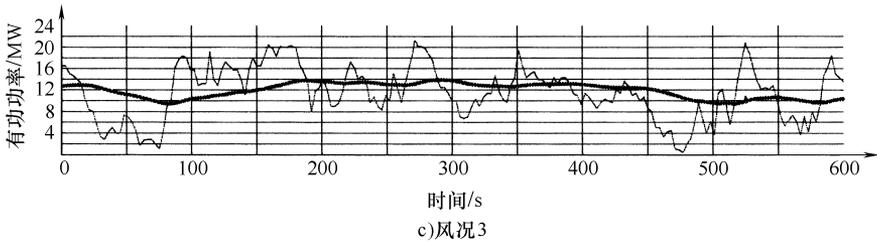
图 7-30 频率波动 (风电容量占 10%)



..... 风力发电机出力
 —— 输电线功率, 超导磁储能容量为55%
 —— 输电线功率, 超导磁储能容量为50%



..... 风力发电机出力
 —— 输电线功率, 超导磁储能容量为55%
 —— 输电线功率, 超导磁储能容量为50%



..... 风力发电机出力
 —— 输电线功率, 超导磁储能容量为55%
 —— 输电线功率, 超导磁储能容量为50%

图 7-31 风力发电机输出功率和输电线功率 (风电容量占 20%)

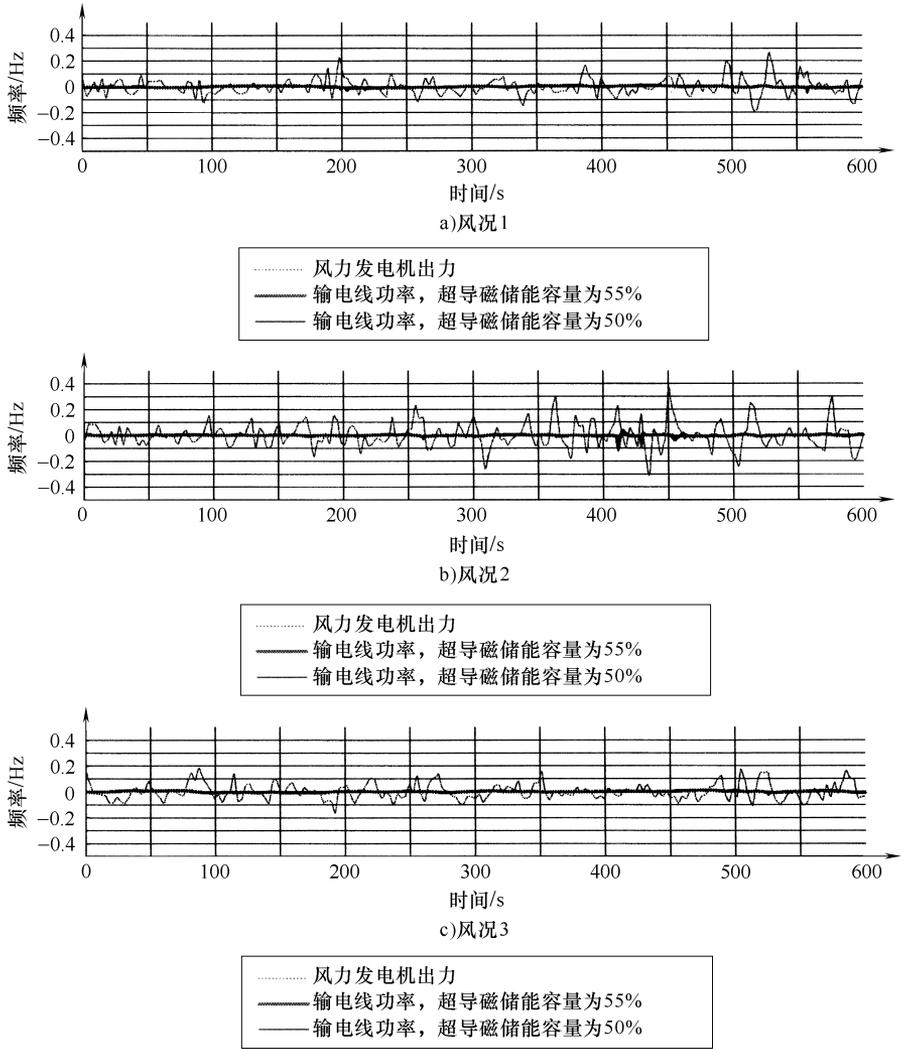


图 7-32 频率波动 (风电容量占 10%)

表 7-9 每种情况下的最大频率波动

风力发电机容量	风速数据	ΔF_{WC} /Hz	ΔF_C /Hz	
			超导储能容量	
			55%	50%
10%	风况 1	0.133	0.009	0.025
	风况 2	0.184	0.048	0.061
	风况 3	0.092	0.011	0.017

(续)

风力发电机容量	风速数据	ΔF_{WG} /Hz	$\Delta F_{\text{G}}/\text{Hz}$	
			超导磁储能容量	
			55%	50%
20%	风况 1	0.265	0.019	0.05
	风况 2	0.369	0.095	0.122
	风况 3	0.185	0.024	0.031

7.5 用飞轮储能系统改善电能质量

本节介绍采用笼型感应电机的飞轮储能系统。该系统采用了应用广泛而且价格便宜的笼型感应电机，同时采用以铭牌数据作为电机参数的简单电压/频率控制技术，因此无需进行复杂的参数测量。另一方面，飞轮储能系统还具备并行工作的优点，因为系统各单元添加或替换起来非常简便。因此，它很容易在直流母线微电网系统中与其他各类储能系统或分布式电源一起运行。此外，控制接线也提高了直流母线系统的整体稳定性^[66]。

随着电力电子技术、磁轴承和飞轮材料的发展进步，飞轮储能系统已经成为一种可行的储能选择。虽然飞轮储能的初始成本高于电池储能，但它具有使用寿命长、运行和维护成本低、功率密度高（通常因数在5~10之间）等优势。飞轮储能系统已经代替或者与电池储能联合应用于许多领域。永磁（Permanent Magnet, PM）电机、同步磁阻电机、同步单极电机和感应电机等，已被开发用作飞轮的电动机和发电机。永磁电机具有转子损耗低、功率因数高、效率高、功率密度高等优势，但是大功率的磁材料非常昂贵，并且存在旋转损耗的固有缺陷。

单极同步电机尽管已有各种应用的研究，但实际使用却并不广泛。同步磁阻电机是飞轮电动机或发电机的可选方案，但这种机器本身不易获得。目前，采用感应电机的飞轮储能系统已有相关研究，结果表明，坚固耐用且价格适宜的感应电机是大功率飞轮电动机或发电机的较好选择。磁场定向矢量控制器主要用于快速动态响应，但这需要复杂的电机参数测量以及复杂的控制器。

然而，大多数快速扰动都不超过几秒钟时间，若不强调提高暂态性能，那么储能设备并不需要能够快速地储存可再生能源的间歇式发电。但考虑到整体成本，对于包含风力机和光伏发电系统的可再生能源的微电网系统来说，采用快速响应储能设备和响应慢却价格低廉的储能设备相结合的方式将更为可行。快速响应储能设备能提供短时暂态支持，而响应慢却价格低廉的储能设备能与可再生能源电源配合使用，能大规模吸收和释放能量。

7.5.1 直流母线微电网系统

基于低压直流母线的微电网系统具有无需通信支持进行快速控制的能力，直流电源和负荷的选择多样，还有系统规模和成本等方面的优势，因而在近年来的微电网研究中备受关注。图 7-33 是典型的直流母线微电网框图。

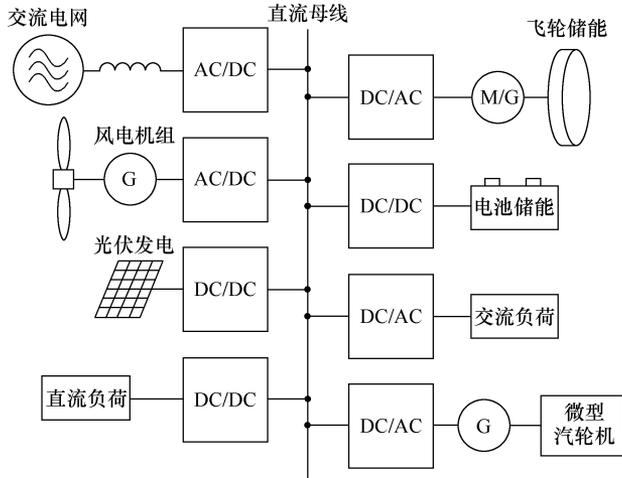


图 7-33 直流母线微电网系统概念图

低压直流系统使用降压技术，包括将直流母线电压作为控制信号。直流母线系统不存在诸如交流系统中的同步和无功补偿等功能性问题。与大型配电网系统不同，低压直流微电网系统由于其母线长度更短，因此不存在电阻损耗问题。而且其共直流母线特点还具备结构性优势，因为所有电源和负荷都通过直流-直流或直流-交流电压源变换器互联，并用直流电压作为其中介。而对于由若干子系统组成的交流母线系统来说，则需要另一层直流-交流变换器。

忽略母线侧的部分波动情况，采用快速响应的电力电子变换器便可维持负荷电压恒定，而且可再生能源电源很容易使用最大功率点跟踪（MPPT）技术发出其最大功率。然而作为一种小型电力系统，微电网的负荷波动较大，尤其是运行在未与大电网互联的模式下。这是因为其发电机的惯性还达不到大型同步发电机那样的水平。可再生能源发电在很大程度上依赖于自然条件，是间歇的。因此，微电网系统无论是与大电网相联还是孤岛运行，都需要储能设备来保证它的稳定运行。本文将探讨基于飞轮的储能系统。

为开发具有成本效益的系统，本文选择笼型感应电机作为飞轮储能系统的电动机或发电机。图 7-34 给出了感应电机的单相等效电路。大容量储能系统的一个要素是要并联运行方便。

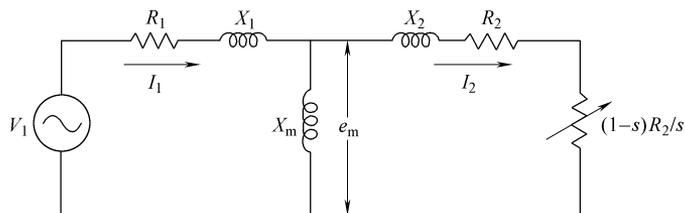


图 7-34 感应电机单相等效电路

7.5.2 电压/频率控制

电压/频率控制已广泛用于感应电机的转速控制。磁场定向矢量控制技术已被那些有快速响应需求的应用所采用，但需要进行参数测量、电流反馈、电机建模，以及控制器参数调整。与此相对的是，在额定条件下驱动感应电机的所有必要信息，如电压、速度、转差率，均可从电机铭牌上找到，从而进行电压/频率控制。

由于快速能量流的应用需要，对于使用磁场定向矢量控制技术的飞轮储能系统已进行了许多研究，如不间断电源（UPS）对电压下降的补偿应用。然而，如果储能系统以缓慢动态方式吸收或释放能量，由于电压/频率控制简单且具有固有稳定性的特点，因而可以作为一种有效的可选方案。

7.5.3 微电网系统运行

图 7-33 所示为使用直流母线电压作为控制信号的微电网系统。因此，对于一台与电网连接的变换器或微型发电机组这样的原动机来说，如果母线电压处于最低阈值以上的额定运行区域，反映母线电压上的能量潮流时并不需要电压严格控制在固定基准值。如果能量条件允许，所有可再生能源发电机组都可运行于发电模式，并输出其最大功率。因此，在发电大于负荷需求的情况下，母线电压将会升高并超出其额定运行范围。此时储能设备检测到母线处能量过大，并将其吸收储存。若微电网中发出的电能超出了最大限值，则通过并网变换器将把多余电能送至大电网。

当因负荷增长或发电下降而使得直流母线电压低于其释能阈值时，储能设备将储存的能量释放给母线，使母线电压维持在最低水平。如果所有储能设备和发电机组都无法将母线电压维持在最低水平，将通过断开部分电力电子变换器的方式切除部分优先级较低的用电负荷。对于母线接有不同类型储能和负荷控制设备的情况，可以设置不同阈值，从而较容易地进行优先级控制。微电网内机组以母线电压自主运行，机组之间和机组与中央控制器之间无需通信；因此，可以很容易地实现机组的增减或更换，而不必像集中控制的系统那样需要控制结构的重大变化。

7.5.4 飞轮储能系统控制

图 7-35 所示为飞轮驱动系统的控制框图。控制器由三部分组成：模式控制、转差率控制和电压控制，用以产生飞轮感应电动机或发电机所需的合适的电压与频

率。低通滤波器用来滤除高频电压波动。模式控制基于母线电压来确定其运行模式。图 7-36 中给出了飞轮储能系统的运行模式和模式控制的状态机。如图 7-37 所示，与电压等级相关联的每一种模式在模式控制中都预先设定。

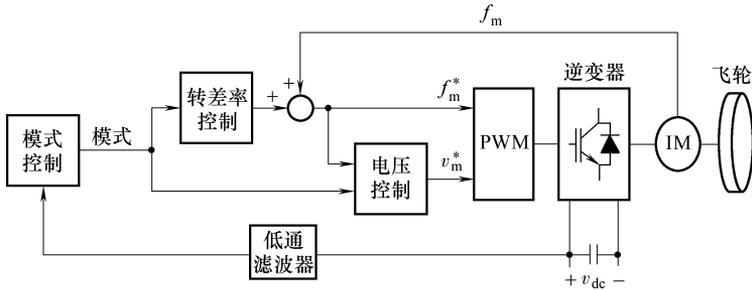


图 7-35 飞轮驱动系统的控制框图

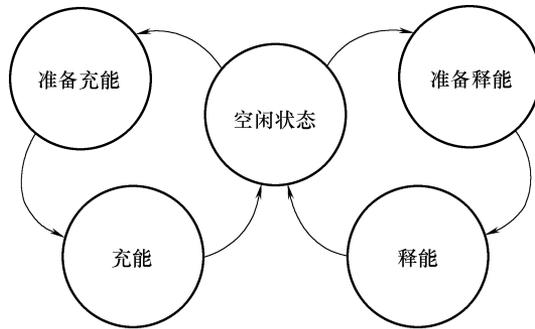


图 7-36 控制器状态机

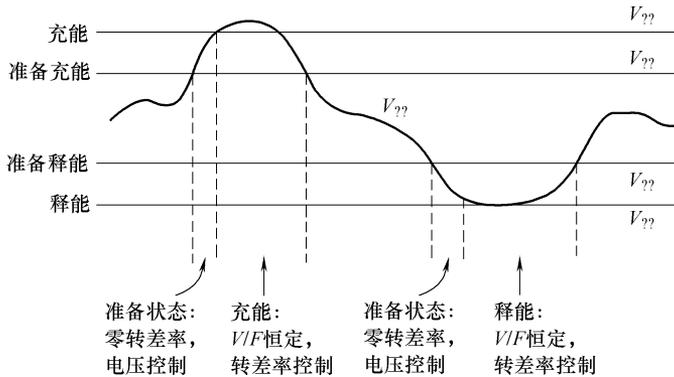


图 7-37 母线电压控制阈值

7.5.5 稳定性问题

众所周知, 由于互联变换器阻抗可能为负, 即使各子系统单独的稳定性不错, 直流配电系统也会存在稳定性问题。变换器的输入阻抗可由式 (7-13) 表述。当变换器在恒功率模式下运行时, 它的输入阻抗变为负值。

$$Z_i = \frac{\Delta v_{dc}}{\Delta i_{dc}} = -\frac{(v_{dc})^2}{P_0} \quad (7-13)$$

式中, Δ 表示对稳态运行点的偏离值。

电力电子变换器可以将输出功率严格控制为近似恒定值, 与此同时, 负阻抗会对直流母线的稳定性造成不利影响。也有观点认为, 为了维持直流母线的整体稳定性, 源端输出阻抗 Z_0 应小于负载输入阻抗 Z_i 。

$$|Z_0| \ll |Z_i| \quad (7-14)$$

虽然对于这里提出的储能系统而言, 由于它并不工作在恒功率模式下, 因此没有直接影响, 但它对整个系统稳定性的影响还需要进一步考虑。该系统通过转差率或电压/频率比恒定的方式确保转矩与转差率成正比, 从而控制输出功率。当飞轮储能系统从母线充能时, 转差率与母线电压成正比。因此, 储能系统从母线吸收的储存功率与母线电压成正比, 并且该系统阻抗也始终为正值。另一方面, 转差率与母线电压的变化成反比, 从而降低了整个电源的阻抗, 这是由于随着母线电压的下降, 储能系统释放出的直流电流会增加。因此, 储能系统可提高系统任意运行模式下的整体稳定性。

7.6 含超级电容器储能的双馈感应风力机恒功率控制

本章讨论安装双馈感应风力机的风电场的新型双层恒功率控制 (Constant Power Control, CPC) 策略, 其中每台风力机均配置超级电容器储能系统 (Energy Storage System, ESS)。恒功率控制包括上层的风电场监控设备 (Wind Farm Supervisory Controller, WFSC) 和底层的每台风力机的控制器。风电场上层监控设备根据电网调度机构的有功调度指令对每台底层双馈感应风力机控制器发送有功功率基准值, 底层风力机控制器随后调节每台双馈感应风力机的有功出力至指令要求的水平。其中, 有效的风能输入与指令要求的有功出力之间的偏差由储能系统补偿^[67]。

图 7-38 所示为配置了储能系统的双馈感应风力机基本结构。低速风力机通过变速箱驱动高速双馈感应发电机, 双馈感应发电机是绕线转子感应电机, 它的转子和定子均与电网相联。其中定子直接联网, 转子则通过变频器联网。变频器由一个转子侧变换器 (Rotor-Side Converter, RSC) 及一个电网侧变换器 (Grid-Side Converter, GSC) 背靠背直流连接组成。它的额定值一般为双馈感应发电机额定功率的 25% ~ 30%。因此, 风力发电机能在同步转速 $\pm 25\% \sim 30\%$ 范围内运行, 其有

有功功率和无功功率可分别独立控制。本研究中，储能系统由一个超级电容器组和一个两象限直流-直流变换器组成，其中直流-直流变换器又与双馈感应发电机变换器的直流侧相连。储能系统可作为电源或有功功率储存装置运行，因而有助于控制风电机组发出的有功功率。超级电容器组的电容值由下式决定：

$$C_{\text{ess}} = \frac{2P_n T}{V_{\text{SC}}^2} \quad (7-15)$$

式中， C_{ess} 单位为 F； P_n 为双馈感应发电机的额定功率 (W)； V_{SC} 是超级电容器组的额定电压 (V)； T 为储能系统以双馈感应发电机的额定功率 (P_n) 充电或放电所需的期望时间周期 (s)。

整个风电场采用每台风力发电机均配置一个储能设备的方式。不采用一个大型中央储能系统主要基于两个原因：一是单个的超级电容器储能设备故障并不会影响到其他风电机组的储能设备，故这种配置可靠性更高；二是每台风力发电机都使用超级电容器储能还可改善双馈感应发电机变换器直流母线的暂态性能，因而增强了风力发电机的低电压穿越能力。

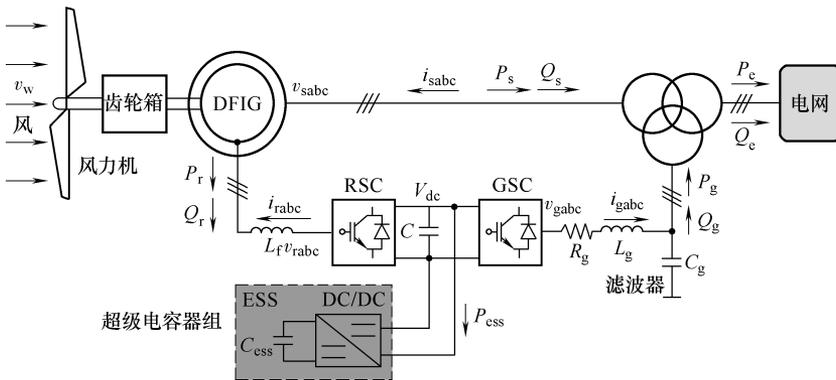


图 7-38 配置超级电容器储能系统的联网双馈感应风力机系统接线图

7.6.1 单台双馈感应风力机的控制

单台双馈感应风力机的控制系统一般由两部分组成：①双馈感应发电机的电气控制部分；②风力机叶片桨距角和偏航系统机械控制部分。如图 7-38 所示，双馈感应发电机控制由对 RSC、GSC 和储能系统的控制来实现。RSC 的控制目标是分别调节定子侧有功功率 P_s 和无功功率 Q_s ，GSC 的控制目标是维持直流侧电压 V_{dc} 恒定，同时调节 GSC 与电网交换的无功功率 Q_g 。储能系统的控制目标是调节 GSC 与电网交换的有功功率 P_g 。

7.6.2 转子侧变换器的控制

图 7-39 为转子侧变换器的整体矢量控制示意图。通过对定子磁链定向同步旋

转参照系中转子电流的调节，可以实现定子有功功率 P_s 和无功功率 Q_s 的独立控制。因此，转子侧变换器整体控制接线包括两个级联控制环。外控制环分别独立调节定子的有功和无功功率，由此产生电流 d 轴和 q 轴分量的基准信号 i_{dr}^* 和 i_{qr}^* ，用于内控制环的电流调节。两电流控制器的输出分别由其相应的交叉耦合项 v_{dq0} 和 v_{qdo} 补偿，形成整体电压信号 v_{dr} 和 v_{qr} 。随后，脉宽调制 (PWM) 模块利用该信号生成驱动转子侧变换器的门控制信号。外控制环功率控制器的基准信号由上层风电场监控设备生成。

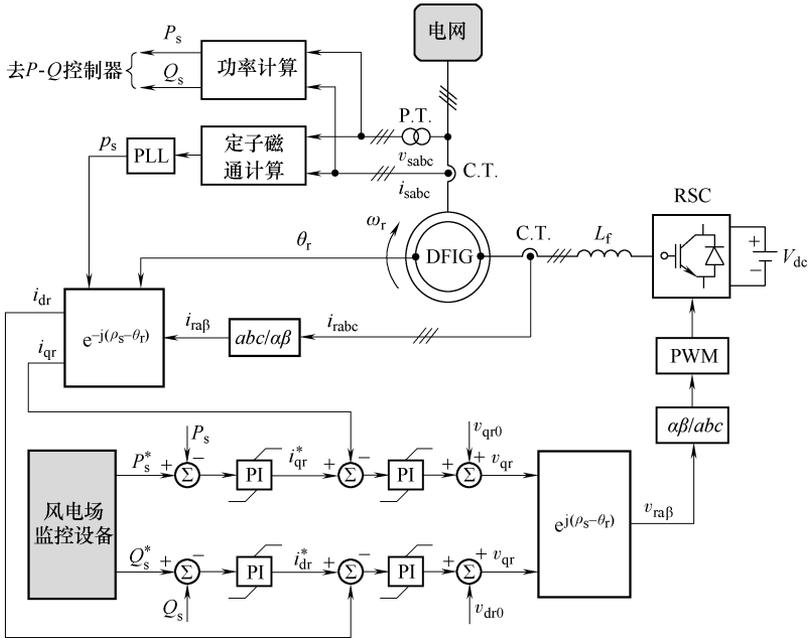


图 7-39 转子侧变换器整体矢量控制示意图

7.6.3 电网侧变换器的控制

图 7-40 显示了并网侧变换器的整体矢量控制接线。如图所示，通过对同步旋转参照系中的电流进行调节，可对直流侧电压 V_{dc} 和电网侧变换器与电网交换的无功功率 Q_g 进行控制；同样，电网侧变换器整体控制接线也包括两个级联控制环。外控制环分别调节直流侧电压 V_{dc} 和无功功率 Q_g ，并由此产生电流 d 轴和 q 轴分量的基准信号 i_{dg}^* 和 i_{qg}^* ，用于内控制环的电流调节。两个电流控制器的输出分别由其相应的交叉耦合项 v_{dq0} 和 v_{qdo} 补偿，形成整体电压信号 v_{dg} 和 v_{qg} 。随后，脉宽调制 (PWM) 模块利用该信号生成驱动电网侧变换器的门控制信号。外控制环无功功率控制器的基准信号由上层风电场监控设备生成。

升压模式下 S_2 的占空比 $D_2 = 1 - D_1$ 。本书中，额定直流电压比 $V_{SC'n}/V_{dc'n}$ 为 0.5，其中 $V_{SC'n}$ 和 $V_{dc'n}$ 分别为超级电容器组和双馈感应发电机直流侧的额定电压。因此， S_1 的额定占空比 $D_{1'n}$ 为 0.5。

直流-直流变换器的运行模式及占空比 D_1 和 D_2 根据 RSC 的有功功率 P_r 和电网侧变换器有功功率 P_g 之间的关系而定。若 P_r 大于 P_g ，则变换器运行于降压模式且 D_1 受控，超级电容器组此时的作用就像一个储存有功功率的箱子，使电压 V_{SC} 上升。相反，若 P_g 大于 P_r ，则变换器运行于升压模式且 D_2 受控，那么超级电容器组此时的作用如同电源，输出有功功率，使电压 V_{SC} 下降。通过控制直流-直流变换器的运行模式和占空比，储能系统可按电源或是储能装置的状态运行，从而控制风力发电机的有功输出。在图 7-41 中，基准信号 P_g^* 由上层风电场监控设备生成。

7.6.5 风力机叶片变桨控制

图 7-42 为风力机叶片变桨控制示意图，其中 ω_r 和 P_e ($= P_s + P_g$) 分别为双馈感应发电机的有功输出和转速。当风速小于额定值，而又需要风力发电机以最大出力运行时， ω_r 和 P_e 按各自的基准值设置，此时，叶片变桨控制处于失效状态；当风速小于额定值，而需要风力发电机出力恒定但小于其最大出力时，有功功率控制器有可能被投入使用，其中基准信号 P_e^* 由上层风电场监控设备生成， P_e 取实际测量值。有功功率控制器调节叶片桨距角，以减少风力机从风能中转化的机械能。这也同时减少了风力机机械能和双馈感应发电机输出的有功功率之间的不平衡，并因此降低了风力发电机的机械应力，提高了风力发电机系统的稳定性。最后，当风速上升，超出其额定值时， ω_r 和 P_e 均取实际测量值，转速和有功功率控制器同时激活，以调节叶片桨距角。

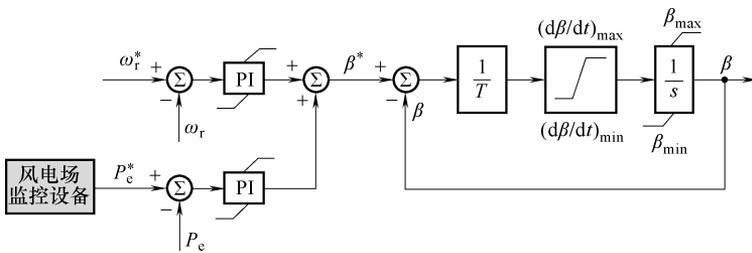


图 7-42 风力机叶片变桨控制

7.6.6 风电场监控

风电场监控的目标是根据电网调度员的调度指令和电力系统功率需求，为每台风力发电机的转子侧变换器和电网侧变换器的外环功率控制器、直流-直流变换器的控制器、叶片变桨控制器等生成其各自的基准信号。风电场监控的应用情况用图

7-43 的流程图说明，其中 P_d 是电网调度员下达的有功功率调度指令； v_{wi} 和 V_{essi} 分别为风速 (m/s) 和在风力发电机 i ($i = 1, \dots, N$) 处测量到的超级电容器组电压； N 是风电场的风力发电机台数。

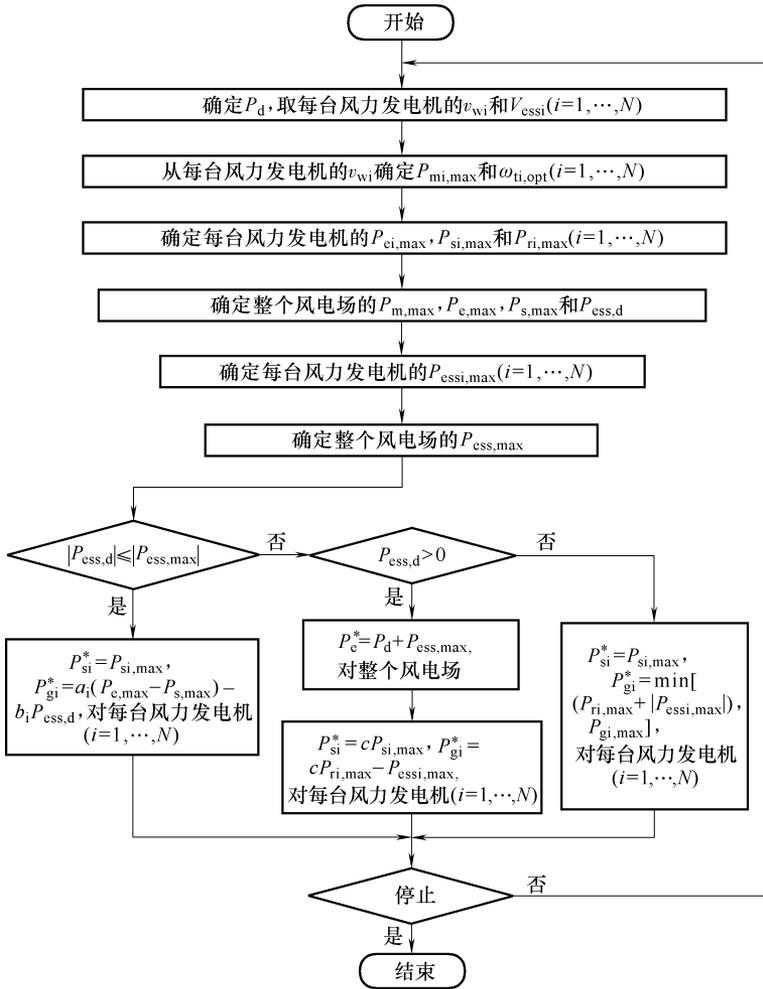


图 7-43 风电场监控的实施流程图

7.7 通过桨距角控制实现风力发电系统功率的平稳输出

在大容量的风力发电系统中，桨距角控制是在前述额定风速条件下用以控制功率输出的通常做法。到目前为止已有许多文献研究了关于桨距角的控制方法，如反步法 (back stepping method) 和前馈法 (feed-forward method)。然而，此类方法

中并未考虑参数变化及风车风切变效应的影响。基于此，又提出了一种按最小偏差控制和广义预测控制（Generalized Predictive Control, GPC）的桨距角控制方法。前面提及的方法中，风速低于额定值时，桨距角固定在 10° 。然而实际风速分布中低于额定风速的概率很高，因此，若有许多使用笼型感应发电机的风电机组与电网相连，则其输出功率的波动会传递至电网。变速风力发电机在相同情况下的状况也类似，因为在额定风速下变速风力发电机是根据风速波动基于最大能量捕捉的策略运行的。但是由于在低于额定风速情况下风力发电机出力会下降，所以此时功率的平稳输出还存在问题。有证据表明，大型风电场的快速增长在不久的将来会是大势所趋，因此，在各种运行范围内对于孤立运行风电机组的功率输出波动的控制将变得十分重要^[60]。

本文讨论在各种运行范围内通过桨距角控制来平稳风力发电机功率输出的方法，提出了一种基于平均风速和风速标准偏差及桨距角控制的整体控制策略；同时，风力发电机在各种运行范围下均采用 GPC。功率输出的指令由风力机根据平均风速通过近似方程计算而定，全部运行范围内的风力发电机有功输出由 GPC 根据输出功率指令来平抑其波动。因此，风力发电机在运行点突变的情况下仍能保持稳定的运行状态。同时，基于这种方法，使得全部运行范围内通过桨距角控制进而平稳风力机的有功功率输出成为可能。而且，采用这种桨距角控制策略时，无关发电机组的类型，永磁同步发电机（PMSG）、同步发电机（SG）或是双馈感应发电机（DFIG）都可以。

采用 GPC 的桨距角控制系统如图 7-44 所示。其中 $P_{go}(k)$ 是功率输出指令， $P_g(k)$ 是输出的功率， $e(k)$ 为发电机功率输出误差， $u_2(k)$ 是自校准调节器

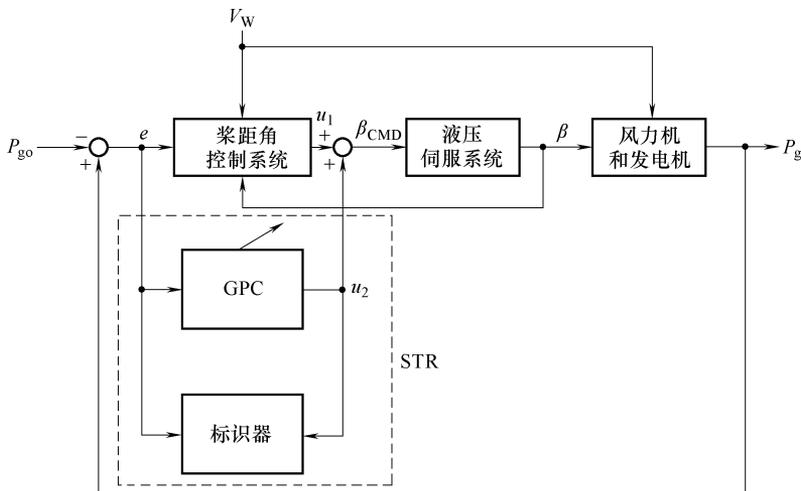


图 7-44 采用 GPC 的桨距角控制系统

的控制输入， k 是取样个数。风力机和发电机系统如图 7-45 所示。用以确定桨距角控制指令 β_{CMD} 的桨距角控制系统如图 7-46 所示，其中的功率输出误差 e 被用作电势差控制器的输入。图 7-47 所示为液压伺服系统。该系统虽然实际上具有非线性特点，但能够组成一个一阶时滞系统。桨距角控制指令 β_{CMD} 由限幅器约束在 $10^\circ \sim 90^\circ$ 范围内。

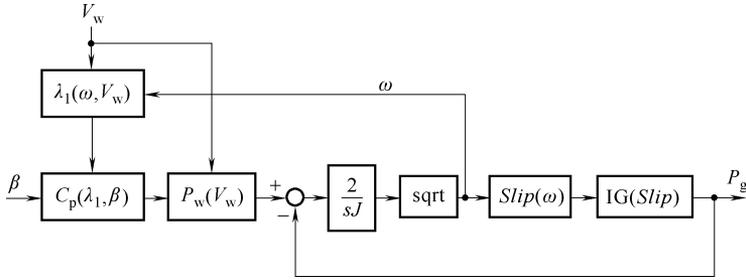


图 7-45 风力机及发电机系统结构

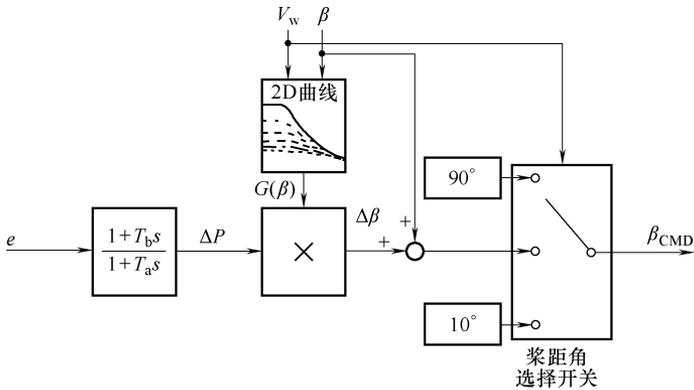


图 7-46 桨距角控制系统

传统的桨距角控制方法在风速介于切入风速和额定风速之间时是较为确定的，因此风力发电机的输出功率便与介于切入风速和额定风速之间的风速波动成正比。所以，为了通过桨距角控制的方法获得在全部运行范围内功率的平稳输出，桨距角控制原则要作如图 7-48 中所示的扩展，其中，固定不变的额定功率输出指令已转换为变化的功率输出指令。

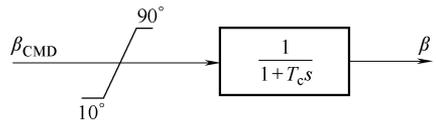


图 7-47 液压伺服系统

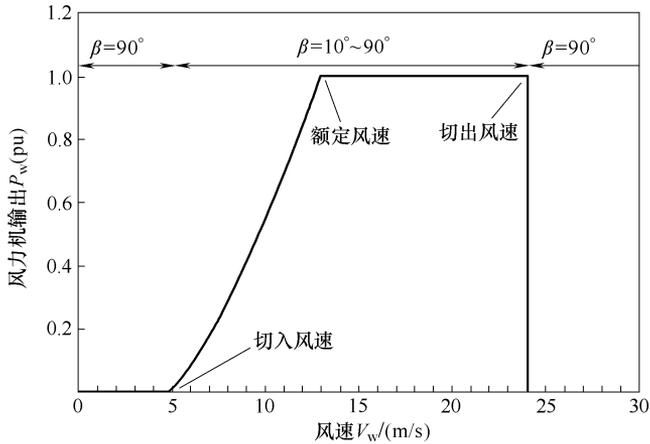


图 7-48 桨距角控制的运行范围要求

7.8 小结

本章阐述了利用储能设备，特别是超导磁储能系统来平抑系统功率、频率和电压波动的相关内容，还讨论了多种能量储存系统，进行了不同储能系统之间的比较。仿真中考虑了多机电力系统，包括水轮发电机、柴油发电机和定速风力发电机。评估了不同的负荷需求和能量储存容量情境下超导磁储能系统的性能表现。另外，还尝试对超导磁储能系统的功率和能量额定值进行了评估。通过基于低通滤波器时间常数的频率波动的标准偏差，对必要的超导磁储能系统功率额定值进行了分析。仿真结果中，如下几点内容值得注意：

1) 采用超导磁储能系统成功地平抑了系统频率的波动，不同负荷需求情况下系统频率几乎维持在 60Hz 额定水平不变。

2) 超导磁储能系统能有效地平抑电压波动，可使输电线路功率变平稳。

3) 超导磁储能系统的容量越大，平抑频率、功率和电压波动的能力就越强。然而，若采用大型超导磁储能系统，其装置成本也会随之增加。因此，超导磁储能系统用以平抑功率、频率和电压波动的容量大小选择应基于成本效益考虑而定。

4) 若采用一个 120s 时间常数的低通滤波器，和一个以 55% 风电机组额定功率为其容量的超导磁储能设备，则可以得到补偿功率合适的基准值，以及足够好的平滑效果。

5) 超导磁储能系统所需的储能容量可在多周期波形的风功率波动情况下进行估算。其结果显示，储能容量可由风电场额定功率和低通滤波器时间常数之积求得，最终，通过仿真验证了该估算的有效性。

另外,本章还讨论了用桨距角控制方式稳定风力发电系统功率输出,用飞轮储能系统提高电能质量,以及双馈感应风力机用超级电容器储能实现恒功率控制等内容。

参 考 文 献

1. P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, M. L. Crow, A. Arsoy, and Y. Liu, "Energy storage systems for advanced power applications," *Proceedings of the IEEE*, vol. 89, no. 12, pp. 1744–1756, December 2001.
2. M. H. Ali, J. Tamura, and B. Wu, "SMES strategy to minimize frequency fluctuations of wind generator system," *Proceedings of the 34th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2008)*, November 10–13, 2008, Orlando, FL, pp. 3382–3387.
3. T. Asao, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, M. Kubo, Y. Matsumura, et al., "Evaluation method of power rating and energy capacity of superconducting magnetic energy storage system for output smoothing control of wind farm," *Proceedings of the 2008 International Conference on Electrical Machines*, pp. 1–6, 2008.
4. T. Asao, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, M. Kubo, A. Kuwayama, et al., "Smoothing control of wind power generator output by superconducting magnetic energy storage system," *Proceedings of the 2007 International Conference on Electrical Machines*, pp. 1–6, 2007.
5. H. J. Boenig and J. F. Hauer, "Commissioning tests of the Bonneville Power Administration 30 MJ superconducting magnetic energy storage unit," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 2, pp. 302–309, February 1985.
6. S. C. Tripathy, M. Kalantar, and R. Balasubramanian, "Dynamics and stability of wind and diesel turbine generators with superconducting magnetic energy storage on an isolated power system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 6, no. 4, pp. 579–585, December 1991.
7. M. D. Mufti, R. Balasubramanian, S. C. Tripathy, and S. A. Lone, "Modelling and control of weak power systems supplied from diesel and wind," *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 24–36, 2003.
8. S. Nomura, Y. Ohata, T. Hagita, H. Tsutsui, S. Tsuji-Iio, and R. Shimada, "Wind farms linked by SMES systems," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 15, no. 2, pp. 1951–1954, June 2005.
9. F. Zhou, G. Joos, C. Abbey, L. Jiao, and B. T. Ooi, "Use of large capacity SMES to improve the power quality and stability of wind farms," *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, vol. 2, pp. 2025–2030, June 2004.
10. M. H. Ali, M. Park, L.-K. Yu, T. Murata, and J. Tamura, "Improvement of wind generator stability by fuzzy logic-controlled SMES," *Proceeding of the International Conference on Electrical Machines and Systems 2007 (ICEMS 2007)*, pp. 1753–1758, October 8–11, 2007.

11. M. H. Ali, T. Murata, and J. Tamura, "Minimization of fluctuations of line power and terminal voltage of wind generator by fuzzy logic-controlled SMES," *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 1, no. 4, pp. 559–566, October 2006.
12. T. Kinjo, T. Senjyu, N. Urasaki, and H. Fujita, "Terminal-voltage and output-power regulation of wind-turbine generator by series and parallel compensation using SMES," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 153, no. 3, pp. 276–282, May 2006.
13. J. J. Skiles, R. L. Kustom, K.-P. Ko, V. Wong, K.-S. Ko, F. Vong, et al., "Performance of a power conversion system for superconducting magnetic energy storage (SMES)," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 11, no. 4, pp. 1718–1723, November 1996.
14. S. C. Tripathy and K. P. Juengst, "Sampled data automatic generation control with superconducting magnetic energy storage in power systems," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 12, no. 2, pp. 187–192, June 1997.
15. IEEE Task Force on Benchmark Models for Digital Simulation of FACTS and Custom-Power Controllers, T&D Committee, "Detailed modeling of superconducting magnetic energy storage (SMES) system," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 699–710, April 2006.
16. *PSCAD/EMTDC manual*, Manitoba HVDC Research Center, 1994.
17. S. Roy, O. P. Malik, and G. S. Hope, "A k-step predictive scheme for speed control of diesel driven power plants," *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 29, no. 2, pp. 389–396, March–April 1993.
18. G. S. Stavrakakis and G. N. Kariniotakis, "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel–wind turbines systems interaction. Part 1: A general multimachine power system model," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 577–583, September 1995.
19. G. N. Kariniotakis and G. S. Stavrakakis, "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel–wind turbines systems interaction. Part 2: Implementation of the algorithm and case-studies with induction generators," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 584–590, September 1995.
20. S. Roy, O. P. Malik, and G. S. Hope, "An adaptive control scheme for speed control of diesel driven power-plants," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 6, no. 4, pp. 605–611, December 1991.
21. S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion system*, John Wiley & Sons, 1998.
22. P. M. Anderson and A. Bose, "Stability simulation of wind turbine systems," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791–3795, December 1983.
23. R. Dugan and T. McDermott, "Distributed generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 19–25, March–April 2002.
24. P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 764–773, December 2004.
25. F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1398–1407, October 2006.

26. H. Nikkhajoei and R. Lasseter, "Distributed generation interface to the CERTS microgrid," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1598–1608, July 2009.
27. F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, "Microgrids management," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 54–65, May–June 2008.
28. D. Salomonsson and A. Sannino, "Low-voltage DC distribution system for commercial power systems with sensitive electronic loads," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1620–1627, July 2007.
29. P. Tsao, M. Senesky, and S. R. Sanders, "An integrated flywheel energy storage system with homopolar inductor motor/generator and high frequency drive," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, no. 6, pp. 1710–1725, November–December 2003.
30. J.-D. Park, C. Kalev, and H. Hofmann, "Control of high-speed solid rotor synchronous reluctance motor/generator for flywheel-based uninterruptible power supplies," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 8, pp. 3038–3046, February 2008.
31. H. Akagi and H. Sato, "Control and performance of a doubly-fed induction machine intended for a flywheel energy storage system," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 17, no. 1, pp. 109–116, August 2002.
32. R. Cardenas, R. Pena, G. Asher, and J. Clare, "Control strategies for enhanced power smoothing in wind energy systems using a flywheel driven by a vector-controlled induction machine," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 48, no. 3, pp. 625–635, June 2001.
33. X.-D. Sun, K.-H. Koh, B.-G. Yu, and M. Matsui, "Fuzzy-logic-based V/f control of an induction motor for a DC grid power-leveling system using flywheel energy storage equipment," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 8, pp. 3161–3168, May 2009.
34. R. Cardenas, R. Pena, G. Asher, J. Clare, and R. Blasco-Gimenez, "Control strategies for power smoothing using a flywheel driven by a sensorless vector-controlled induction machine operating in a wide speed range," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 51, no. 3, pp. 603–614, June 2004.
35. X. Feng, J. Liu, and F. Lee, "Impedance specifications for stable DC distributed power systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 17, no. 2, pp. 157–162, March 2002.
36. H. Mosskull, J. Galic, and B. Wahlberg, "Stabilization of induction motor drives with poorly damped input filters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 5, pp. 2724–2734, October 2007.
37. R. Piwko, D. Osborn, R. Gramlich, G. Jordan, D. Hawkins, and K. Porter, "Wind energy delivery issues: Transmission planning and competitive electricity market operation," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 3, no. 6, pp. 47–56, November–December 2005.
38. L. Landberg, G. Giebel, H. A. Nielsen, T. Nielsen, and H. Madsen, "Short term prediction—An overview," *Wind Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 273–280, July–September 2003.
39. J. P. Barton and D. G. Infield, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 441–448, June 2004.

40. C. Abbey and G. Joos, "Supercapacitor energy storage for wind energy applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 43, no. 3, pp. 769–776, May–June 2007.
41. B. S. Borowy and Z. M. Salameh, "Dynamic response of a stand-alone wind energy conversion system with battery energy storage to wind gust," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 12, no. 1, pp. 73–78, March 1997.
42. M.-S. Lu, C.-L. Chang, W.-J. Lee, and L. Wang, "Combining the wind power generation system with energy storage equipments," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 45, no. 6, pp. 2109–2115, November–December 2009.
43. W. Qiao, W. Zhou, J. M. Aller, and R. G. Harley, "Wind speed estimation based sensorless output maximization control for a wind turbine driving a DFIG," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 3, pp. 1156–1169, May 2008.
44. W. Qiao, G. K. Venayagamoorthy, and R. G. Harley, "Real-time implementation of a STATCOM on a wind farm equipped with doubly fed induction generators," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 45, no. 1, pp. 98–107, January–February 2009.
45. S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, "Energy storage systems for transport and grid applications," *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, December 2010.
46. E. Manla, A. Nasiri, C. H. Rentel, and M. Hughes, "Modeling of zinc bromide energy storage for vehicular applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 2, pp. 624–632, February 2010.
47. D. P. Scamman, G. W. Reade, and E. P. L. Roberts, "Numerical modeling of a bromide-polysulphide redox flow battery. Part 1: Modelling approach and validation for a pilot-scale system," *J. Power Sources*, vol. 189, no. 2, pp. 1220–1230, April 2009.
48. D. P. Scamman, G. W. Reade, and E. P. L. Roberts, "Numerical modeling of a bromide-polysulphide redox flow battery. Part 2: Evaluation of a utility-scale system," *J. Power Sources*, vol. 189, no. 2, pp. 1231–1239, April 2009.
49. S. Lemofouet and A. Rufer, "A hybrid energy storage system based on compressed air and supercapacitors with maximum efficiency point tracking (MEPT)," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1105–1115, June 2006.
50. D. J. Swider, "Compressed air energy storage in an electricity system with significant wind power generation," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 95–102, March 2007.
51. M. B. Camara, H. Gualous, F. Gustin, and A. Berthon, "Design and new control of DC/DC converters to share energy between supercapacitors and batteries in hybrid vehicles," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 57, no. 5, pp. 2721–2735, September 2008.
52. H. Yoo, S. K. Sul, Y. Park, and J. Jeong, "System integration and power flow management for a series hybrid electric vehicle using supercapacitors and batteries," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 44, no. 1, pp. 108–114, January–February 2008.
53. L. Shuai, K. A. Corzine, and M. Ferdowsi, "A new battery/ultracapacitor energy storage system design and its motor drive integration for hybrid electric vehicles," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 56, no. 4, pp. 1516–1523, July 2007.
54. W. Henson, "Optimal battery/ultracapacitor storage combination," *J. Power Sources*, vol. 179, no. 1, pp. 417–423, April 2008.
55. K. Jin, X. Ruan, M. Yang, and M. Xu, "A hybrid fuel cell power system," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 4, pp. 1212–1222, April 2009.

56. M. H. Todorovic, L. Palma, and P. N. Enjeti, "Design of a wide input range DC-DC converter with a robust power control scheme suitable for fuel cell power conversion," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 3, pp. 1247-1255, March 2008.
57. M. Ortuzar, J. Moreno, and J. Dixon, "Ultracapacitor-based auxiliary energy system for an electric vehicle: Implementation and evaluation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 4, pp. 2147-2156, August 2007.
58. O. Briat, J. M. Vinassa, W. Lajnef, S. Azzopardi, and E. Woirgard, "Principle, design and experimental validation of a flywheel-battery hybrid source for heavy-duty electric vehicles," *IET Elect. Power Appl.*, vol. 1, no. 5, pp. 665-674, September 2007.
59. T. Ise, M. Kita, and A. Taguchi, "A hybrid energy storage with a SMES and secondary battery," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 15, no. 2, pp. 1915-1918, June 2005.
60. T. Senjyu, R. Sakamoto, N. Urasaki, T. Funabashi, H. Fujita, and H. Sekine, "Output power leveling of wind turbine generator for all operating regions by pitch angle control," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 467-475, June 2006.
61. E. Muljadi and C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 1, pp. 240-246, January-February 2001.
62. J. L. Rodriguez-Amenedo, S. Arnalte, and J. C. Burgos, "Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 17, no. 2, pp. 279-284, June 2002.
63. A. Miller, E. Muljadi, and D. S. Zinger, "A variable speed wind turbine power control," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 12, no. 2, pp. 181-186, June 1997.
64. P. Ledesma and J. Usaola, "Doubly fed induction generator model for transient stability analysis," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 2, pp. 388-397, June 2005.
65. C. Carrillo, A. E. Feijóo, J. Cidrás, and J. González, "Power fluctuations in an isolated wind plant," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 1, pp. 217-221, March 2004.
66. Jae-Do Park, "Simple flywheel energy storage using squirrel-cage induction machine for DC bus microgrid systems," *Proceedings of the 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2010*, 7-10 Nov. 2010, pp. 3040-3045, Glendale, AZ, USA.
67. L. Qu and W. Qiao, "Constant power control of DFIG wind turbines with supercapacitor energy storage," *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 47, no. 1, pp. 359-367, January/February 2011.

第 8 章 定速风力发电系统的暂态稳定性对策

8.1 引言

风力发电机多使用感应电机。然而，感应电机有与同步电机暂态稳定性类似的稳定问题^[1-6]。因此，有必要分析含风电场的电力系统暂态稳定性。为定速风力发电机选择合适的稳定装置是人们关注的问题。一些文献报道了使用静态同步补偿器（Static Synchronous Compensator, STATCOM）改善定速风力发电机稳定性的方法^[7-9]。长期以来，制动电阻（Braking Resistor, BR）就被承认是一种成本效益不错的提高同步发电机暂态稳定性的措施，并得到应用。近来某些报告指出，BR 也可用来提高风力发电机的稳定性^[10-16]。一般来说，风车的叶片桨距角控制器也可以装到风力机上。尽管桨距角控制器的主要作用是在风速超过额定值时使风力发电机出力保持在额定水平，但它也可以通过控制风轮转速提高风力发电机的暂态稳定性^[17-19]。

超导磁储能（SMES）装置是一个能在流经它的直流电流产生的磁场中储存电能的大型超导线圈。它的有功功率和无功功率可按系统需求由 SMES 吸收（充电）或释放（放电）。自从 BPA 的 30MJ 单元调试试验成功以来，SMES 在很多电力系统应用方面受到了关注，如日负荷平衡、频率控制、自动发电控制和不间断电源等。近来，人们一直在进行 SMES 作为联网风力发电系统稳定性工具的有效性研究^[20-25]。超导故障电流限制器（Superconducting Fault Current Limiter, SFCL）可使用超导体独特的抑制特性抑制短路电流。发生故障时，超导体经历到正常状态的转变（即产生抑制作用）。受到抑制的电流会转移到并联电阻回路，并迅速被限制^[26-30]。使用超导体的这一优越性能，SFCL 可以作为变速风力发电系统的稳定工具^[31,32]。

本章将详细讨论前述风力发电系统的稳定方法，并对它们加以比较。本章的分析不仅针对暂态稳定性提高，还要介绍控制器的复杂情况和它的成本。本章的突出特点之一是考虑断路器重合闸不成功时的风力发电系统暂态稳定性分析。每种稳定方法的有效性都通过仿真结果来说明。希望本章内容能帮助读者了解这些稳定方法的相对有效性，可以为风电系统选择合适的稳定性技术提供指导意见。

8.2 模型系统

为分析暂态稳定性，考虑图 8-1 所示的模型系统。该模型系统包含一台同步发电机（100MVA，SG）和一台风力发电机（50MVA，IG）。它们通过一条双回线路向一个无穷大母线输送电力。尽管风电场实际上含多台发电机，但在本章，它被看作容量为这些发电机总和的一台发电机。在主输电线与风电场变压器之间有一条当地输电线。电容器 C 连到风力发电机端子，以补偿稳态时的感应发电机无功需求。C 的数值选择是要使风电场出力为额定时（ $P = 0.5$ ， $V = 1.0$ ）功率因数为 1。图 8-2 和图 8-3 分别是同步发电机的自动调压器（AVR）和调速器（GOV）控制系统模型。表 8-1 是仿真分析中使用的同步发电机参数以及感应发电机参数^[33,34]。

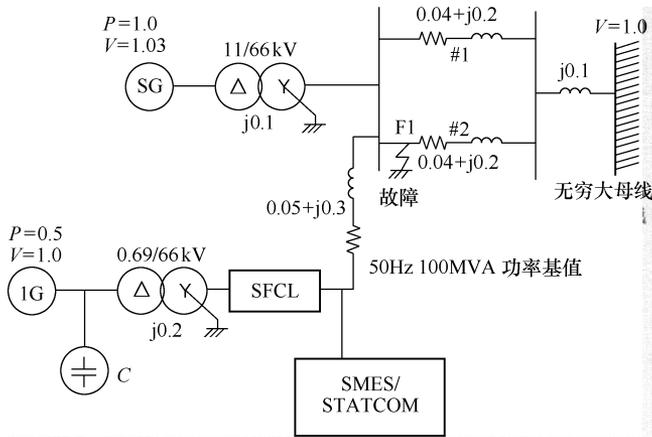


图 8-1 电力系统模型

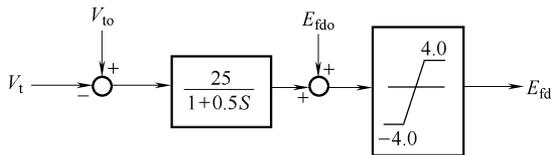


图 8-2 AVR 模型

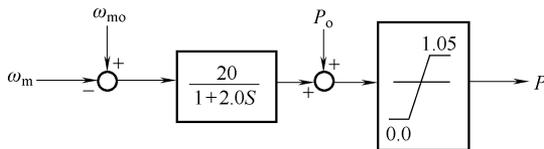


图 8-3 GOV 模型

表 8-1 发电机参数

SG		IG	
MVA	100	MVA	50
r_a (pu)	0.003	r_1 (pu)	0.01
x_a (pu)	0.13	x_1 (pu)	0.18
x_d (pu)	1.2	x_{mu} (pu)	10.0
x_q (pu)	0.7	r_2 (pu)	0.015
x'_d (pu)	0.3	x_2 (pu)	0.12
x'_q (pu)	0.22	H/s	0.75
x''_d (pu)	0.22		
x''_q (pu)	0.25		
T'_{do}/s	5.0		
T''_{do}/s	0.04		
T''_{qo}/s	0.05		

8.3 桨距控制法

叶片桨距控制指监控和调节叶片倾角的系统，因此它能控制叶片转速。风速较低时，桨距控制系统会使轮毂转速加速；而在风速较高时，叶片桨距控制会降低风力机叶片和结构上的风荷载。风速超过一定值之后，叶片桨距控制开始旋转叶片使它偏离风向，从而降低叶片受力或使它停转，以避免完全损坏。因此，风力机使用桨距控制的主要目的是在风速超过额定值时使发电机机端出力保持恒定；然而，通过控制风轮转速，它也可以改善风力发电机的暂态稳定性。本书使用的风力机桨距控制系统模型如图 8-4 所示。控制系统的时间常数 $T_d = 3.0s$ 。比例积分 (PI) 控制器参数 $K_p = 252$ ， $T_i = 0.3$ 。它们通过获得系统最佳性能的试错法决定。

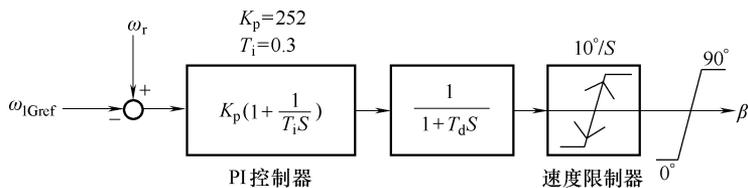


图 8-4 桨距控制系统模型

8.4 超导磁储能法

SMES 装置用磁场储存能量。流经大型磁铁超导导线中的直流电流产生磁场。图 8-5 是提出的 SMES 单元的基本配置图。它包含一台 Y- Δ 联结的 66kV/0.77kV 变压器，一台使用绝缘栅双极晶体管 (IGBT) 的 6 脉冲脉宽调制 (PWM) 整流器/逆变器 (50MVA)，一台使用 IGBT 的两象限 DC-DC 斩波器和一个 0.24H 的超导线圈 (电感)。PWM 变换器和 DC-DC 斩波器通过一台 60mF 的直流联络电容器连在一起^[36]。后面将详细解释电压源变换器 (VSC) 和两象限 DC-DC 斩波器。

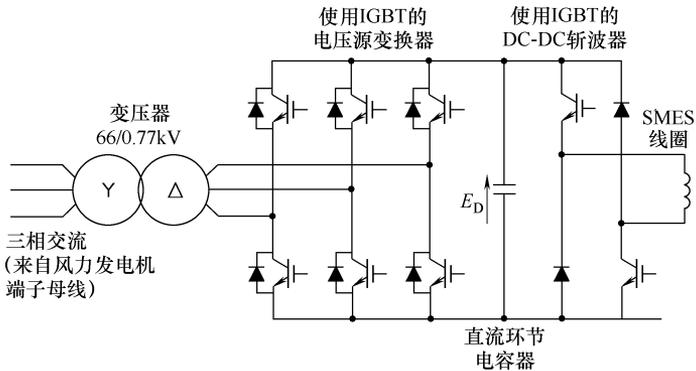


图 8-5 SMES 系统的基本配置

SMES 系统的感应储能 (E , 单位为 J) 和额定功率 (P , 单位为 W) 通常是它的给定参数, 可表示如下:

$$E = \frac{1}{2} L_{sm} I_{sm}^2 \quad (8-1)$$

$$P = \frac{dE}{dt} = L_{sm} I_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} = V_{sm} I_{sm}$$

式中, L_{sm} 是线圈电感; I_{sm} 是流经线圈的直流电流; V_{sm} 是线圈两端的电压。SMES 单元位于风力发电机机端母线上。SMES 额定值设定为 50MW 和 0.05MWh。

8.4.1 PWM 电压源变换器

PWM VSC 为交流电力系统和超导线圈之间提供了电力电子接口。PWM 发生器的基准正弦信号通过 VSC 交流输出电压的相角 α 进行相位调制。相角 α 由 PI 控制器的输出确定, 如图 8-6 所示。图中 ΔV_{cap} 和 ΔV_{IG} 分别表示电容器电压偏差和感应发电机端电压偏差。PI 控制器参数由获得系统最佳性能的试错法获得。本书中, 正弦基准信号的调制比选为 1.0。经过调制的正弦基准信号与三角载波信号比较, 为 IGBT 产生栅控信号。三角载波信号的频率选为 450Hz。电容器两端的直流电压

为 1000V。它通过 6 脉冲 PWM 变换器一直保持恒定。

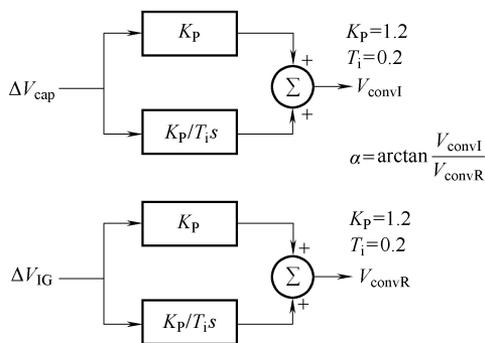


图 8-6 确定相角 α 的 PI 控制器框图

8.4.2 两象限 DC-DC 斩波器

用常规 PI 控制器调节 DC-DC 斩波器的占空比 D ，从而控制线圈两端的平均（即直流）电压为正或负，来使超导线圈充电或放电，如图 8-7 所示。图中 ΔP 表示感应发电机有功功率的偏差。占空比大于 0.5 和小于 0.5 时，线圈分别充电和放电。当储能单元处于备用状态时，通过把斩波器占空比调节为 50%，使超导线圈两端的净电压为零，从而使线圈电流保持恒定，而与储能水平无关。为了给斩波器 IGBT 产生栅控信号，PWM 基准信号要与锯齿形载波信号比较。斩波器的锯齿形载波信号频率选为 100Hz。

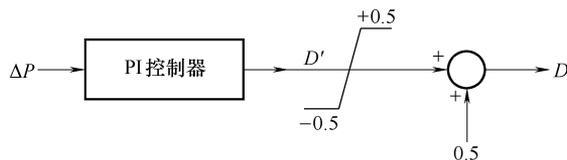


图 8-7 斩波器占空比的控制

8.5 静止同步补偿器法

静止同步补偿器（STATCOM）是基于自换相固态电压源变换器的第二代柔性交流系统控制器。它是能发出或吸收无功功率，且可以改变输出无功以保持对电力系统特定参数控制的并联无功补偿设备。从图 8-5 可以看出，去掉 DC-DC 斩波器和 SMES 线圈后，剩余元件就是本书使用的两级 STATCOM 的基本结构。

STATCOM 的运行特性与没有机械惯性的旋转同步补偿器相似；因为 STATCOM 使用固态电力电子开关装置，它可以对三相电压快速控制，无论在幅值还是相位

上。STATCOM 主要组成部分是一台大漏抗降压变压器，一台三相 GTO 或 IGBT 电压源逆变器（VSI）和一台直流电容器。漏抗两端的交流电压差会在 STATCOM 和电力系统之间产生无功交换，使母线交流电压得到控制以改善电力系统的电压分布。这是 STATCOM 的首要任务。然而也可以比如说在 STATCOM 上加入二次阻尼功能以提高电力系统振荡稳定性。

STATCOM 的运行原理如下。VSI 在漏抗之后生成可控交流电压源。这一电压与交流母线系统电压比较；交流母线电压幅值大于 VSI 电压幅值时，交流系统把 STATCOM 视为接到其端子上的电感。否则，如果 VSI 电压幅值大于交流母线电压幅值，则交流系统把 STATCOM 视为接到其端子上的电容。如果电压幅值相等，则无功交换为零。如果 STATCOM 的直流侧存在电压源或储能装置，它也可以向系统提供有功功率。这一点可以通过调节 STATCOM 相位角和交流系统相位角实现。当交流系统相位角领先于 VSI 相位时，STATCOM 从交流系统吸收有功功率；而如果交流系统相位角落后于 VSI 相位，则 STATCOM 向交流系统提供有功功率。

STATCOM 的典型用途是对电压进行有效调节和控制，降低暂时过电压，改善稳态功率输送能力，提高暂态稳定裕度，阻尼电力系统振荡，阻尼电力系统次同步振荡，控制闪变，改善电能质量；它也可以用于配电系统。

VSC 和 VSI 是 STATCOM 和其他柔性交流输电系统（FACTS）的构件。非常简单的逆变器就可以在投切直流电压源时产生电压方波。VSI 的基本作用是用直流电压产生谐波畸变很小的交流正弦电压。降低变换器输出电压谐波含量的基本技术有三种：①使用磁耦合进行谐波中和（使用多脉冲变换器配置）；②使用多级变换器配置降低谐波含量；③使用 PWM。

8.6 制动电阻法

制动电阻（BR）概念的目标是在故障期间直接改善有功功率平衡。它可以在发电机电路动态插入电阻，以提高发电机端电压，从而缓解故障期间电气转矩和功率的失稳压力。本书使用 1.0 pu (43.56Ω) 的串联动态制动电阻。BR 在图 8-1 电力系统模型的位置如图 8-8 所示。

正常条件下，BR 的并联开关处于闭合状态，将制动电阻旁路。如果电压低于选定的设置点，则开关几乎立

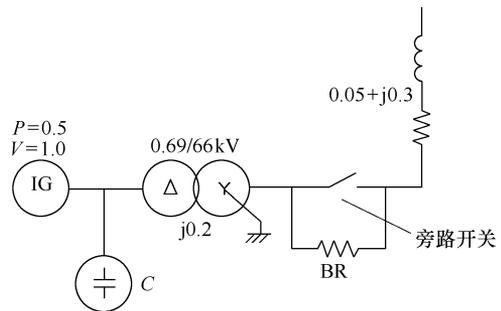


图 8-8 BR 的位置

即开断。这时电流会流经插入的电阻，消耗功率。只要风力发电机端电压低于阈值，电阻就会一直留在电路中。风力发电机稳定后，开关会闭合，电路恢复正常状态。图 8-9 显示了制动电阻的控制方法。按照该控制方法，如果 ΔV （电压差）为正，则旁路开关断开；然而如果 ΔV 为负或零，则旁路开关闭合。由此就实现了制动电阻的闭环控制。必须指出，旁路开关使用的是基于晶闸管的控制技术。

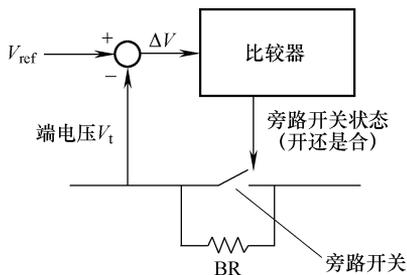


图 8-9 BR 控制法

8.7 故障电流超导限制法

人们开发并试验了用各种各样方法限制电流的超导故障电流限制器（SFCL）。本书设想的 FCL 由一台检测器、一台控制器和一台限流电抗器组成。它们是所有类型的 FCL 都常见的硬件。

SFCL 是一个图 8-10 所示的并联电阻，被用作从超导到正常状态（Superconducting-to-Normal, S/N）的转换装置。发生故障时，超导体转变为正常状态（即熄灭（Quenching）过程）。因为超导线圈在熄灭之后需要一个短时间才能恢复正常运行条件，所以要使用两个 SFCL 装置并联。因此，图 8-1 所示的 SFCL 实际上是由两个 SFCL，即 SFCL1 和 SFCL2 组成的，如图 8-10 所示。故障发生后，首先 SFCL1 运行，当开关 SW2 同时闭合时，电流流过超导线圈 SFCL2。本书中，限流电阻取为 0.5pu，以获得最佳系统性能。

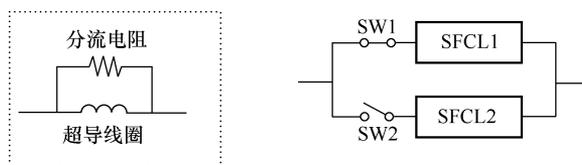


图 8-10 SFCL 模型

8.8 稳定方法比较

前述讨论提出了近期受到人们重视的 5 种定速风力发电机改善稳定性的方法。然而，尽管每种技术都有详尽记载，但到目前为止尚无对这些系统进行比较研究的报道。本书的目的是填补这一空缺，对定速风力发电系统的这些稳定方法

进行比较分析。分析分别从提高暂态稳定性、控制器的复杂程度和成本几方面进行。

8.8.1 性能分析

每种稳定方法的有效性通过使用电磁暂态程序 (Electromagnetic Transient Program, EMTP)^[37] 仿真来说明。仿真考虑两种工况: ①平衡 (三相对地, 3LG) 故障发生于图 8-1 所示系统模型的同步发电机附近线路 2 上的 F1 点; ②由于同步发电机附近线路 2 上 F1 点的故障是永久性的, 断路器重合闸失败。时间步长和仿真时间分别选为 50.0 μ s 和 10s。

为清楚理解稳定方法的效果, 考虑几个性能指标, 即 vlt ($pu. sec$), spd ($pu. sec$), pow ($pu. sec$) 和 ang ($deg. sec$)[⊖]。它们的含义分别如式 (8-2)、式 (8-3)、式 (8-4) 和式 (8-5) 所示。

$$vlt(pu. sec) = \int_0^T |\Delta V| dt \quad (8-2)$$

$$spd(pu. sec) = \int_0^T |\Delta \omega_r| dt \quad (8-3)$$

$$pow(pu. sec) = \int_0^T |\Delta P| dt \quad (8-4)$$

$$ang(deg. sec) = \int_0^T |\Delta \delta| dt \quad (8-5)$$

式 (8-2) ~ 式 (8-5) 中, 各量的含义分别为: ΔV ——风力发电机端电压偏差, $\Delta \omega_r$ ——风力发电机转速偏差, ΔP ——风力发电机有功功率偏差, $\Delta \delta$ ——同步发电机负载角偏差; T 是仿真时间 10s。指标值越低, 系统性能越好。

本工况中, 考虑故障发生于 0.1s, 故障线路断路器在 0.2s 开断, 再在 1.0s 闭合。假定断路器在电流过零时切断线路。尽管实际上风速是随机变化的, 但在进行暂态稳定分析的短时间内, 风速的变化认为可忽略不计, 因此本章假定风速为恒定的 11.8m/s。

表 8-2 是断路器重合闸成功时的各性能指标值。可以看出, 每种方法对提高暂态稳定性都是有利的; 但从 pow ($pu. sec$) 指标看, BR 法最好; 而从 spd ($pu. sec$) 指标看, BR、STATCOM 和 SMES 法性能相似, 但都优于 SFCL 法; 从 vlt ($pu. sec$) 看, SMES 法性能最好, 而 SMES 优于 BR 和 SFCL; 从 ang ($deg. sec$) 看, SFCL 法性能最好, 而 SMES 法优于 STATCOM 和 BR, STATCOM 又比 BR 好。所有指标上, 桨距法性能都最差。

⊖ 译者注: 这几个指标的含义分别为: vlt ——电压, spd ——速度, pow ——功率, ang ——角度。

表 8-2 重合闸成功时, 各种稳定方法的指标值

指标参数	指标值					
	桨距法	BR 法	STATCOM 法	SMES 法	SFCL 法	无控制器
vt (pu. sec)	1.73	0.32	0.26	0.22	0.35	4.46
spd (pu. sec)	0.48	0.02	0.02	0.02	0.06	7.81
pow (pu. sec)	2.86	0.10	0.18	0.16	0.31	4.63
ang (deg. sec)	75.04	56.45	48.54	46.00	42.12	103.05

图 8-11 是 IG 端电压响应。可以看出, 使用 SMES、STATCOM、BR、SFCL 和桨距控制器中任何一种装置都可以使 IG 端电压恢复稳态值。图 8-12 是 IG 转速响应。可以看出, 使用 SMES、STATCOM、BR、SFCL 和桨距控制器, IG 都可以实现稳定。图 8-13 是 IG 有功功率响应。可以看出, 使用 SMES、STATCOM、BR、SFCL 和桨距控制器都可以使 IG 有功功率维持在额定水平。图 8-14 是 SG 负载角响应。可以看出, 使用 SMES、STATCOM、BR、SFCL 和桨距控制器都可以使同步发电机保持暂态稳定。以上事实表明, 在断路器重合闸成功时, SMES、STATCOM、BR、SFCL 和桨距控制器都可以保持整个系统的稳定。

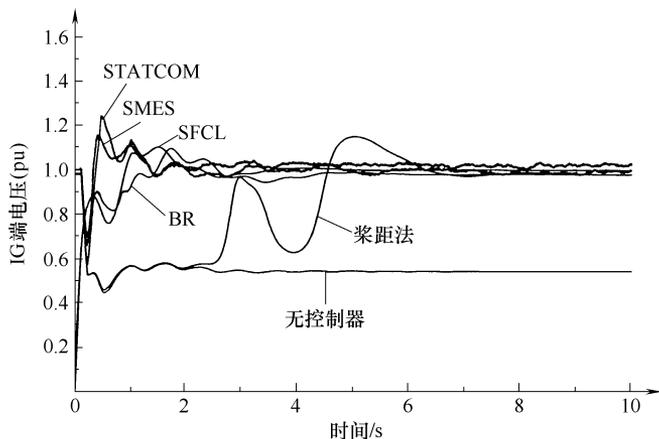


图 8-11 IG 端电压响应

然而, 尽管 SMES、STATCOM、BR、SFCL 和桨距控制器都能保持风力发电机的稳定, 但从仿真结果可以明显看出 SMES 的性能最好。SFCL、STATCOM 和 BR 的性能相差不大。而桨距控制器的响应要比 SMES、STATCOM、SFCL 和 BR 慢得多。

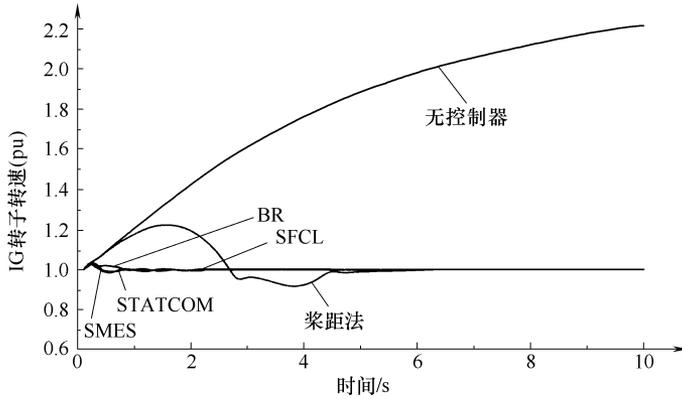


图 8-12 IG 转速响应

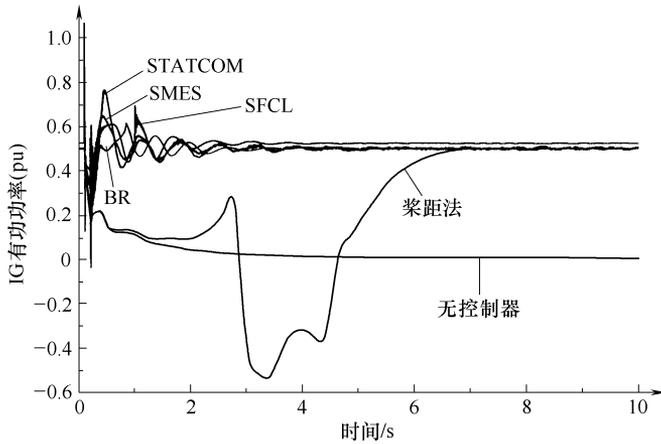


图 8-13 IG 有功功率响应

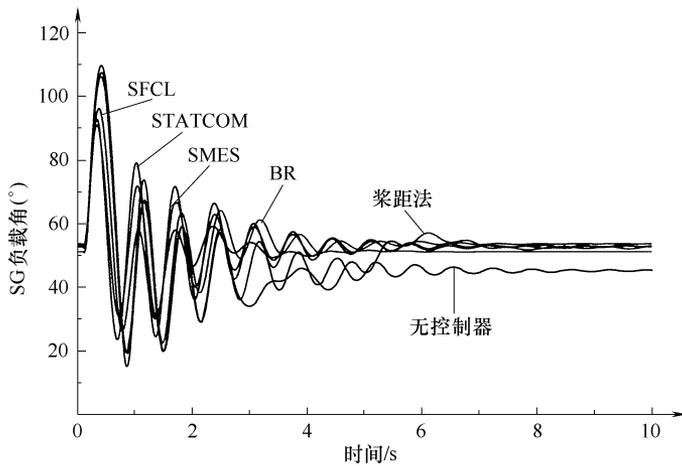


图 8-14 SG 负载角响应

表 8-3 重合闸失败时, 各种稳定方法的性能指标值

指标参数	指标值					
	桨距法	BR 法	STATCOM 法	SMES 法	SFCL 法	无控制器
vlt (pu. sec)	3.09	0.41	0.55	0.51	不稳定	5.22
spd (pu. sec)	0.67	0.04	0.04	0.04	不稳定	8.04
pow (pu. sec)	2.61	0.20	0.28	0.23	不稳定	4.70
ang (deg. sec)	24045.36	164.05	134.11	115.80	不稳定	28779.39

仿真也考虑了由于故障为永久性使断路器重合闸失败的情况。断路器在重合 0.1s 后重分。相应性能指标如表 8-3 所示。从相关指标可以看出, SMES、STATCOM 和 BR 可以使风力发电机和同步发电机都保持稳定。换句话说, 这三种方法都可以使整个系统保持稳定。从指标 ang (deg. sec) 显然可以看出, 桨距法可以使风力发电机保持稳定, 但不能保持同步发电机稳定; 就是说在断路器重合闸失败时, 桨距法不能保持整个系统的稳定。而且从指标 ang (deg. sec) 看, SMES 法性能是最好的; 而从指标 vlt (pu. sec) 和 pow (pu. sec) 看, BR 性能最好, SMES 又优于 STATCOM。从 spd (pu. sec) 看, SMES、STATCOM 和 BR 性能相同。还可以看出, 重合闸失败时, SFCL 不能保持系统稳定。

IG 端电压、IG 转速和 IG 有功功率的响应分别示于图 8-15、图 8-16 和图 8-17。因为在重合闸失败情况下 SFCL 不能保持系统稳定, 所以它的响应没有在上述各图中显示。显然, SMES、STATCOM、BR 装置和桨距控制器都能在重合闸失败时保持风力发电机的稳定。然而 SMES 性能最好, 桨距控制则性能最差。而且桨距控制的响应也远慢于 SMES、STATCOM 和 BR。STATCOM 和 BR 性能几乎相

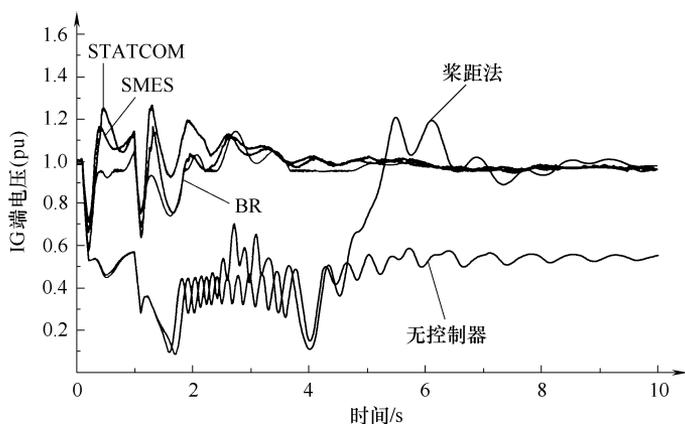


图 8-15 IG 端电压响应

同。图 8-18 是 SG 负载角响应。可以看出，桨距控制不能保持同步发电机稳定，但 SMES、STATCOM 和 BR 都可以保持同步发电机的暂态稳定。就是说，桨距法不能保证整个系统的稳定，而其他三种方法则可以保证整个系统的稳定。

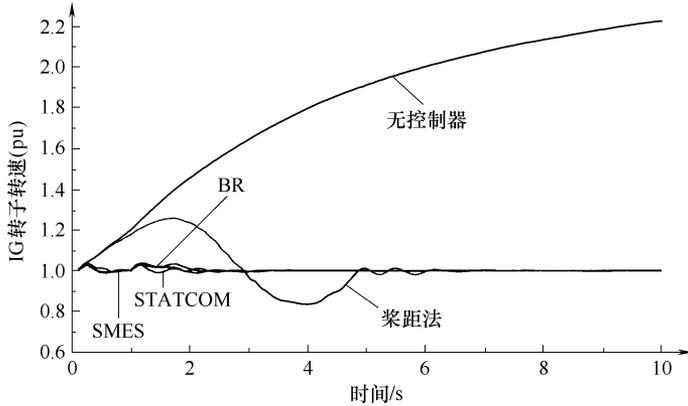


图 8-16 IG 转速响应

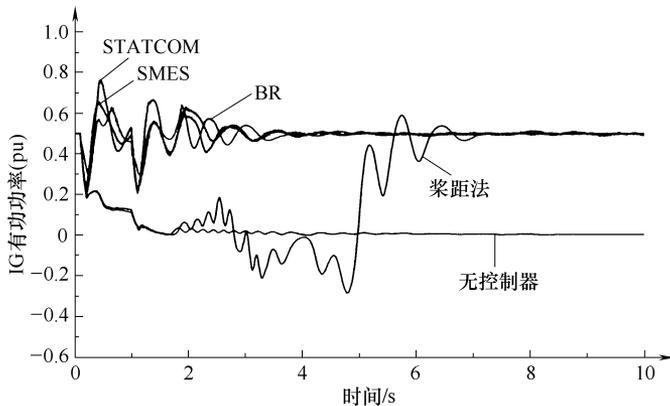


图 8-17 IG 有功功率响应

8.8.2 控制结构分析

从控制结构角度看，SMES 最复杂，因为它的控制有两个方面，即 VSC 控制和 DC-DC 斩波器控制；而 BR 的控制结构最简单。在 STATCOM、SFCL 和桨距控制中，STATCOM 的控制结构比较复杂。

8.8.3 成本分析

尽管 SMES、SFCL、STATCOM、BR 和桨距控制系统的实际成本是未知的，但可以推测，SMES 的安装维护总成本是最高的，因为它的主要部件是一台变压器、一台使用 IGBT 的电压源变换器、一台 DC 联络电容器、一台使用 IGBT 的 DC-DC

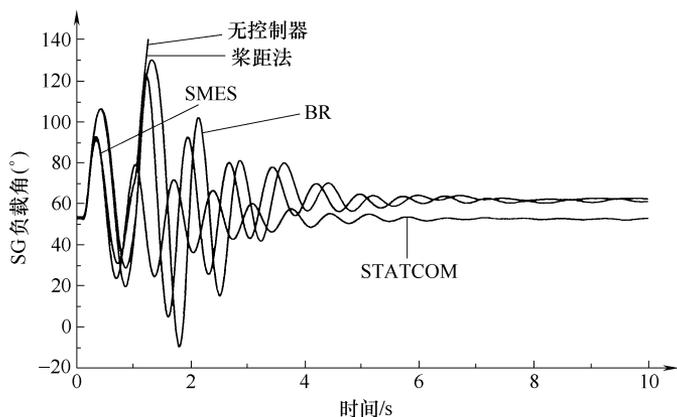


图 8-18 SG 负载角响应

斩波器、一个用液态氮冷却的大型超导线圈和保持氮冷却液温度的制冷机。因此，与 STATCOM、SFCL、BR 和桨距控制系统相比，SMES 系统的必需部件是最多的。另一方面，桨距控制系统可能成本最低。STATCOM 的组成部件包括一台变压器、一台使用 IGBT 的 VSC 和一台电容器；而 BR 的部件有一个线性电阻器和一个晶闸管开关。因此，与 BR 相比，STATCOM 可能成本较高。另一方面，SFCL 的主要部件是超导体、冷冻系统和高压绝缘装置。因此，在 STATCOM 和 SFCL 之中，后者可能更贵些。

近来有一篇报告称，SMES 每千瓦的单位资本金成本是 2000 美元/kW。而且它用下述公式计算螺线型磁铁制成的 SMES 的成本^[41]：

$$\text{成本(百万美元)} = 0.95 \times [\text{能量(MJ)}]^{0.67} \quad (8-6)$$

与其他方案相比，SFCL 的冷冻系统最昂贵，按它的超导体总容量和长度计算的成本会更高。因此，SFCL 装置的初始安装和维护都过于昂贵。

8.8.4 总体比较

表 8-4 是可用于决策的比较分析汇总。可以指出，尽管桨距控制是最便宜的方法，但它提高暂态稳定和使功率波动最小化的响应却比较慢。因此桨距控制法不能视为有效的解决办法。从提高风力发电机暂态稳定性角度看，无论断路器重合闸成功还是失败，制动电阻都可视为一种非常简单而且成本效益很高的解决办法。从提高暂态稳定性和降低电压波动角度看，STATCOM 是一种成本效益很高的方法。SFCL 在重合闸成功时是稳定系统的好方法，但成本过于昂贵。SMES 是最昂贵的装置，但从提高暂态稳定性和降低功率和电压波动角度看，它又是效果最好的方法。需要指出，由于它的固有特性，如极快速响应、高效率和控制有功功率和无功率的能力，SMES 系统已逐渐引起电力系统领域的注意。人们希望，SMES 的潜在优势和环境效益会使它将来成为储能的替代方法和能量管理装置。尽管目前 SMES 单

元的成本还有些高，但持续的研究和开发很可能使成本降低，并使这一技术更有吸引力^[40]。

必须指出，在实际系统中使用 SMES 和 SFCL 的主要挑战在于它们的高成本。如果使用的总成本能降下来，则这两种方法都会很有吸引力。因此需要对降低 SMES 和 SFCL 的安装和运行成本进行更多研究。人们会提出一个问题，就是为什么在提高风力发电机稳定性问题上，既然已经有现成的比较省钱的方法，如 STATCOM、BR 和桨距控制法，还要考虑昂贵的 SMES 和 SFCL 装置呢？STATCOM 法只能控制无功功率，而 BR 和桨距控制法只能控制有功功率。因此这三种方法（STATCOM，BR 和桨距控制）都不能同时控制有功功率和无功功率。而 SMES 能同时且快速控制有功和无功两种功率。另外 SFCL 能有效降低故障期间的大短路电流。这一短路电流由于风电机组的发展已经变得越来越大。因此，尽管它们成本很高，SMES 和 SFCL 还是在风力发电机稳定方面受到关注。

这里需要指出的一点是，本书使用的控制参数是用试错法确定的，而且这些参数经过了仔细调整以实现系统的最佳性能。尽管本章的结果对应的仅是最严重工况（3LG 故障），但对设计的参数也试验了其他故障工况，如系统的双线对地（2LG）故障、线间（2LS）故障和单线对地（1LG）故障，并发现系统性能良好且有效。因此可以强调指出，设计的控制器参数是皮实且稳定的。

表 8-4 稳定方法的总体比较

判 据	稳定方法				
	桨距控制	BR	STATCOM	SMES	SFCL
控制有功功率和无功率的能力	仅能控制有功功率	仅能消耗有功功率	仅能控制无功功率	能控制有功和无功两种功率	仅能控制有功功率
重合闸成功时提高暂态稳定性的能力	可以稳定整个系统，但响应速度慢于 BR、STATCOM 和 SMES	可以有效稳定整个系统	可以有效稳定整个系统	可以稳定整个系统且最有效	可以有效稳定整个系统
重合闸失败时提高暂态稳定性的能力	可以稳定风力发电机，但不能稳定同步发电机，即不能稳定整个系统	可以有效稳定整个系统	可以有效稳定整个系统	可以稳定整个系统且最有效	不能有效稳定整个系统

(续)

判 据	稳定方法				
	桨距控制	BR	STATCOM	SMES	SFCL
功率和电压波动最小化	仅能使功率波动最小化	不能使功率和电压波动最小化	仅能使电压波动最小化	能使功率和电压波动都最小化	不能使功率和电压波动最小化
控制器复杂程度	比 BR 复杂	最简单	比桨距控制系统复杂	最复杂	比 BR 复杂
制造成本	最便宜	比桨距控制贵	比 BR 贵	最昂贵	昂贵

8.9 小结

本章全面介绍了提高风力发电系统暂态稳定性的方法。根据定速风力发电系统暂态稳定性改善、控制器复杂程度和制造成本，对 SMES、SFCL、STATCOM、制动电阻和桨距控制几种方法进行了比较分析。本章的一个重要特点是进行暂态稳定分析时考虑了断路器重合闸失败的情况。得出的结论如下：

1) 桨距控制系统对于重合闸成功工况及功率波动最小化来说是最便宜的解决方案，但它的响应速度缓慢。因此，桨距控制法不能视为风力发电系统的有效稳定措施。

2) 从提高风力发电系统暂态稳定性角度看，无论是断路器重合闸是否成功，制动电阻法都是最简便且成本效益很好的解决措施。

3) 从提高暂态稳定性看，无论断路器重合闸是否成功，以及从电压波动最小化角度看，STATCOM 都是成本效益不错的解决措施。

4) 断路器重合闸成功条件下，SFCL 是一种提高暂态稳定性的有效措施，但它不能在重合闸失败情况下使系统稳定，而且 SFCL 可能很昂贵。

5) SMES 是最昂贵的设备。然而从提高暂态稳定性，无论断路器重合闸是否成功，以及从使功率和电压波动最小化角度看，SMES 都是最有效的解决措施。

本章可以帮助读者了解各种稳定方法的相对有效性，并为风力发电系统稳定选择合适的技术提供指导。

参 考 文 献

1. M. H. Ali and B. Wu, "Comparison of stabilization methods for fixed-speed wind generator systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 1,

- pp. 323–331, January 2010.
2. A. Sumper, O. G. Bellmunt, A. S. Andreu, R. V. Robles, and J. R. Duran, "Response of fixed speed wind turbines to system frequency disturbances," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 181–192, February 2009.
 3. G. S. Stavrakakis and G. N. Kariniotakis, "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part I: A general multimachine power system model," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 577–583, September 1995.
 4. G. S. Stavrakakis and G. N. Kariniotakis, "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part II: Implementation of the algorithm and case-studies with induction generators," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 584–590, September 1995.
 5. J. Tamura, T. Yamazaki, M. Ueno, Y. Matsumura, and S. Kimoto, "Transient stability simulation of power system including wind generator by PSCAD/EMTDC," *2001 IEEE Porto Power Tech. Proceedings*, vol. 4, EMT-108, 2001.
 6. E. S. Abdin and W. Xu, "Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine-induction generator unit," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 15, no. 1, pp. 91–96, March 2000.
 7. Z. S. Saoud, M. L. Lisboa, J. B. Ekanayake, N. Jenkins, and G. Strbac, "Application of STATCOMs to wind farms," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, no. 5, pp. 511–516, September 1998.
 8. M. Aten, J. Martinez, and P. J. Cartwright, "Fault recovery of a wind farm with fixed speed induction generators using a STATCOM," *Wind Engineering*, vol. 29, no. 4, pp. 365–375, 2005.
 9. H. Gaztanaga, I. E. Otadui, D. Ocnasu, and S. Bacha, "Real-time analysis of the transient response improvement of fixed-speed wind farms by using a reduced-scale STATCOM prototype," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 658–666, May 2007.
 10. M. H. Ali, T. Murata, and J. Tamura, "Effect of coordination of optimal reclosing and fuzzy controlled braking resistor on transient stability during unsuccessful reclosing," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1321–1330, August 2006.
 11. M. H. Ali, T. Murata, and J. Tamura, "The effect of temperature rise of the fuzzy logic-controlled braking resistors on transient stability," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1085–1095, May 2004.
 12. A. Causebrook, D. J. Atkinson, and A. G. Jack, "Fault ride-through of large wind farms using series dynamic braking resistors (March 2007)," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 966–975, August 2007.
 13. W. Freitas, A. Morelato, and W. Xu, "Improvement of induction generator stability using braking resistors," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1247–1249, May 2004.
 14. X. Wu, A. Arulampalam, C. Zhan, and N. Jenkins, "Application of a static reactive power compensator (STATCOM) and a dynamic braking resistor (DBR) for the stability enhancement of a large wind farm," *Wind Engineering*, vol. 27, no. 2, pp. 93–106, 2003.
 15. A. Arulampalam, M. Barnes, N. Jenkins, and J. B. Ekanayake, "Power Quality and stability improvement of a wind farm using STATCOM supported with hybrid battery energy storage," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 153, no. 6, pp. 701–110, November 2006.
 16. K. Rajambal, B. Umamaheswari, and C. Chellamuthu, "Electrical braking

- of large wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 30, Issue 15, pp. 2235–2245, December 2005.
17. P. M. Anderson and A. Bose, "Stability simulation of wind turbine systems," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 12, pp. 3791–3795, December 1983.
 18. J. Tamura, T. Yamazaki, R. Takahashi, S. Yonaga, Y. Matsumura, and H. Kubo, "Analysis of transient stability of wind generators," *Proceedings, of the International Conference on Electrical Machines (ICEM) 2002*, no. 148, 2002.
 19. J. G. Slootweg, S. W. D. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 144–151, February 2003.
 20. H. J. Boenig and J. F. Hauer, "Commissioning tests of the Bonneville Power Administration 30 MJ superconducting magnetic energy storage unit," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 2, pp. 302–309, February 1985.
 21. S. C. Tripathy, M. Kalantar, and R. Balasubramanian, "Dynamics and stability of wind and diesel turbine generators with superconducting magnetic energy storage on an isolated power system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 6, no. 4, pp. 579–585, December 1991.
 22. S. Nomura, Y. Ohata, T. Hagita, H. Tsutsui, S. Tsuji-Iio, and R. Shimada, "Wind farms linked by SMES systems," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 15, no. 2, pp. 1951–1954, June 2005.
 23. T. Kinjo, T. Senju, N. Urasaki, and H. Fujita, "Terminal-voltage and output-power regulation of wind-turbine generator by series and parallel compensation using SMES," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 153, no. 3, pp. 276–282, May 2006.
 24. M. H. Ali, T. Murata, and J. Tamura, "Minimization of fluctuations of line power and terminal voltage of wind generator by fuzzy logic-controlled SMES," *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 1, no. 4, pp. 559–566, October 2006.
 25. M. H. Ali, T. Murata, and J. Tamura, "Wind generator stabilization by PWM voltage source converter and chopper controlled SMES," *CD record of ICEM (International Conference on Electrical Machines) 2006*, September 2006.
 26. B. W. Lee, J. Sim, K. B. Park, and I. S. Oh, "Practical application issues of superconducting fault current limiters for electric power systems," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 18, no. 2, pp. 620–623, June 2008.
 27. L. Ye, L. Lin, and K.-P. Juengst, "Application studies of superconducting fault current limiters in electric power systems," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 12, no. 1, pp. 900–903, March 2002.
 28. B. C. Sung, D. K. Park, J.-W. Park, and T. K. Ko, "Study on optimal location of a resistive SFCL applied to an electric power grid," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 19, no. 3, pp. 2048–2052, June 2009.
 29. B. C. Sung, D. K. Park, J.-W. Park, and T. K. Ko, "Study on a series resistive SFCL to improve power system transient stability: Modeling, simulation, and experimental verification," *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 56, no. 7, pp. 2412–2419, July 2009.
 30. M. Tsuda, Y. Mitani, K. Tsuji, and K. Kakihana, "Application of resistor based superconducting fault current limiter to enhancement of power system transient stability," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 11, no. 1, pp. 2122–2125, March 2001.

31. W.-J. Park, B. C. Sung, and J.-W. Park, "The effect of SFCL on electric power grid with wind-turbine generation system," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 20, no. 3, pp. 1177–1181, June 2010.
32. L. Ye and L. Z. Lin, "Study of superconducting fault current limiters for system integration of wind farms," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 20, no. 3, pp. 1233–1237, June 2010.
33. J. Tamura, Y. Shima, R. Takahashi, T. Murata, Y. Tomaki, S. Tominaga, et al., "Transient stability analysis of wind generator during short circuit faults," *Keynote Lecture, Proc. Third International Conference on Systems, Signals & Devices (SSD'05)*, Sousse, Tunisia, March 21–24, 2005.
34. J. Tamura, S. Yonaga, Y. Matsumura, and H. Kubo, "A consideration on the voltage stability of wind generators," *Trans. IEE of Japan*, vol. 122-B, no. 10, pp. 1129–1130, October 2002.
35. S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion system*, John Wiley & Sons, 1998.
36. IEEE Task Force on Benchmark Models for Digital Simulation of FACTS and Custom-Power Controllers, T&D Committee, "Detailed modeling of superconducting magnetic energy storage (SMES) system," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 699–710, April 2006.
37. *EMTP Theory Book*, Japan EMTP Committee, 1994.
38. T. Senjyu, R. Sakamoto, N. Urasaki, T. Funabashi, H. Fujita, and H. Sekine, "Output power leveling of wind turbine generator for all operating regions by pitch angle control," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 467–475, June 2006.
39. Y.-S. Lee, "Decentralized suboptimal control of power systems with superconducting magnetic energy storage units," *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 87–96, 2001.
40. P. D. Baumann, "Energy conservation and environmental benefits that may be realized from superconducting magnetic energy storage," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 7, no. 2, pp. 253–259, June 1992.
41. S. Nomura, T. Shintomi, S. Akita, T. Nitta, R. Shimada, and S. Meguro, "Technical and cost evaluation on SMES for electric power compensation," *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 20, no. 3, pp. 1373–1378, June 2010.
42. H. Gaztanaga, I. E.-Otaoui, D. Ocnasu, and S. Bacha, "Real-time analysis of the transient response improvement of fixed-speed wind farms by using a reduced-scale STATCOM prototype," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 658–666, May 2007.
43. V. Vanitha, S. Shreyas, and V. Vasanth, "Fuzzy based grid voltage stabilization in a wind farm using static VAR compensator," *Artcom*, pp. 14–18, 2009 International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing, 2009.

第 9 章 变速风力发电系统的故障穿越能力

9.1 引言

风力发电被视为发展最快的可再生能源发电技术。电网的风电渗透水平不断加大会对它产生重大影响，尤其是在电网电压不正常的情况下。因此，风电不能再简单地视为一种能源。如今，它应该提供像常规发电厂一样的运行能力。对风电场的要求是它要具有故障穿越（FRT）能力。按照这一要求，风电机组（WT）应能在电网故障条件下幸存。风电机组在电压短时下降时不脱网的幸存能力通常被称为风电机组的低电压穿越（LVRT）能力。风力发电系统的 LVRT 要求如图 9-1 所示。另一方面，由于风速变化产生的风电机组功率波动会导致它的频率偏离额定值，因此，为保证电能质量，必须缓解这一功率波动。本章将介绍变速风力发电系统的故障穿越能力和对功率波动的缓解作用，尤其是双馈感应发电机（DFIG）、绕线转子同步发电机、永磁同步发电机（PMSG）和磁阻投切同步发电机^[1-38]。尽管这里没有示出仿真结果，但介绍了变速风力发电机的每种技术和它们的控制算法。

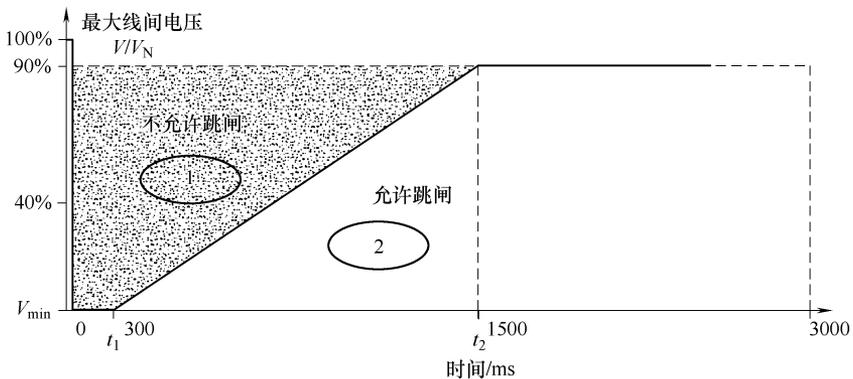


图 9-1 并网法规的故障穿越要求

9.2 双馈感应发电机系统

本节介绍双馈感应发电机对弱输电网提供电压稳定支持的能力，特别分析了风电机组对公共连接点电压下降的响应和它对系统稳定的影响。人们开发了电网控制策略和转子侧变换器（RSC），在电网故障事件期间和之后，向电网注入无功功率来支持电网电压。对于公共连接点的不同电压下降情况，分析这种策略的作用，并与变换器不提供任何电压支持的情况进行比较^[35]。

DFIG 是变速风力机最常用的技术，在 2005 年，占欧洲已安装的中到大型风电机组的 45%。正常运行条件下，通过控制注入电网的有功功率和无功功率，使用大功率变换器可以使 DFIG 运行于最佳转速，并使发电功率最大化。风电场附近电压下降时，大电流会流经定子绕组，而且由于定子和转子之间的磁耦合，也会有大电流流经转子绕组。这样的大电流会损坏变换器；因此需要配置保护系统。变换器保护的实现方法通常是用短路棒（Crowbar）把发电机转子短路，从而使转子侧变换器闭锁。转子侧变换器一旦闭锁，DFIG 就像普通的感应发电机一样运行，此时通过转子对有功功率和无功功率的控制就被闲置。

本节的目的是深入介绍弱输电网中 DFIG 的有效故障穿越能力，以及它对系统稳定的作用，开发了在故障期间和之后向电网注入无功功率，使电网侧和转子侧变换器支持电网电压的控制策略。

图 9-2 是 DFIG 的配置。这一概念使用绕线转子感应发电机，它的定子绕组与电网直接联接，而转子绕组通过基于 IGBT 的背靠背变换器与电网联接。转子侧变换器调节 DFIG 注入电网的有功功率和无功功率，而电网侧变换器则控制直流环节电压。

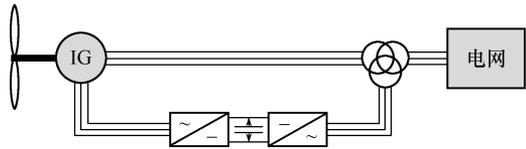


图 9-2 双馈感应发电机

风电机组模型的总体结构包括发电机的气动模型、机械模型和电气模型。人们熟知的驱动盘（Actuator Disk）概念也纳入气动模型中，假定前提是风速恒定。传动系用一个两质块模型近似，其中的大质块代表风轮惯量，小质块代表发电机转子。两个质块用既有刚度又有阻尼作用的柔性轴连接。如同基频仿真通常做的那样，发电机用三阶模型表示，它的简化方程式忽略了定子暂态过程。

桨距角控制通过电网扰动及高风速正常运行期间限制发电机转速来实现。最后，模型中还包括在安全运行受到威胁时用来闭锁转子侧变换器的保护系统。保护系统监控公共连接点（Point of Common Coupling, PCC）电压、转子电流幅值和发

电机转速。其中至少有一个变量超过它的最大或最小限值时，保护系统会将发电机转子用短路棒短路，使转子侧变换器闭锁。

9.2.1 转子侧变换器

转子侧变换器（RSC）在定子磁通的 dq 参照系中独立控制 DFIG 注入电网的有功和无功功率。图 9-3 是 RSC 的控制框图。电流的 q 轴分量用于使用最大功率跟踪（Maximum Power Tracking, MPT）策略计算有功功率基准值，控制有功功率。有功功率基准值与实际值比较，误差发送到生成 q 轴电流基准值的比例积分（PI）控制器。这一信号与实际值比较，误差再传送到确定 q 轴分量基准电压的第二个 PI 控制器。

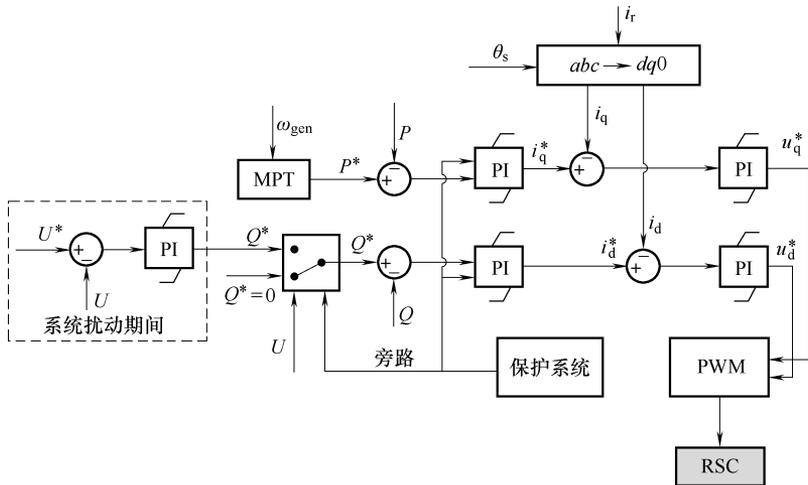


图 9-3 转子侧变换器控制框图

d 轴用于控制与电网交换的无功功率。它在正常运行条件下设置为零，以单位功率因数运行。扰动情况下，如果转子回路的感应电流不足以触发过电流保护，RSC 会被设置为向电网注入无功功率以支持电压恢复。这种情况下，PCC 的实际电压会与它的基准值比较，误差会送入一个 PI 控制器，为 DFIG 无功功率生成基准信号。与 q 分量的控制策略相似，无功功率基准值与实际值之间的误差也送入一个 PI 控制器，确定 d 轴电流的基准值。这一信号与 d 轴电流比较，误差则送到第三个 PI 控制器，以确定 d 轴分量的基准电压。最后， dq 参照系的基准电压会送入脉宽调制单元，以确定 RSC 控制的调制指标。

9.2.2 电网侧变换器

电网侧变换器（GSC）的作用是保持两个大功率变换器之间的直流环节的电压。正常运行条件下，RSC 已经将功率因数控制为 1，因此 GSC 与电网之间的无功交换基准值设置为零。扰动情况下的 GSC 设置是向电网注入无功功率，无论 RSC

是闭锁还是保持运行。图 9-4 是 GSC 的控制框图。

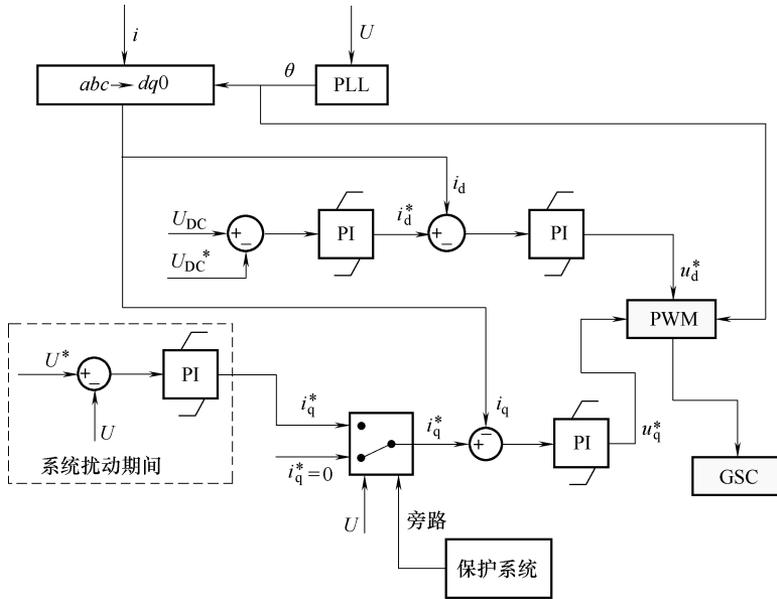


图 9-4 电网侧变换器控制框图

与 RSC 一样，GSC 控制也使用 dq 参照系进行，但它的轴不是以定子磁通的转速旋转，而是以电网电压转速旋转。直流环节的实际电压与它的基准值比较，两个信号之间的误差送入确定 d 轴电流基准信号的 PI 控制器。后一个信号从电流值中减掉，误差送入另一个 PI 控制器以获得 d 轴分量的基准电压。

至于 q 轴电流，它的基准值也取决于系统是运行于正常状态还是处于扰动之中。正常运行条件下，GSC 假定没有无功功率交换，它的 q 轴电流基准值设置为零。扰动情况下，GSC 交流侧电压与它的基准值比较，误差送入生成 q 轴电流基准值的 PI 控制器。这一基准信号与电流值比较，误差再送入生成 q 轴分量基准电压的第二个 PI 控制器。最后， dq 参照系的两个基准电压都送入生成 GSC 控制的调制指标的 PWM 单元。

GSC 注入的有功功率和无功功率受到它的标称容量限制。它的标称容量用下述公式表示，以标么值为单位：

$$|I_{\text{conv}}| = \sqrt{(I_q)^2 + (I_d)^2} \leq 1 \quad (9-1)$$

这里采用的策略是无功功率（ q 轴电流）注入优先。 d 轴电流用式 (9-1) 计算。正常运行条件下，这一策略对直流环节电压控制没有什么限制，因为 q 轴电流设置为零，所以变换器容量仅用于控制直流环节电压。

9.3 绕线转子同步发电机系统

本节介绍基于多极绕线转子同步发电机的变速风电机组。由于发电机转速较低，风轮转轴与发电机直接连接。发电机通过一台 AC-DC-AC 级联变换器和一台升压变压器与电网联接。变换器包含一台无控制二极管整流器，一台 DC-DC 升压器和一台 PWM 电压源逆变器 (VSI)。它的电气部分接线如图 9-5 所示。而风电机组的主控系统如图 9-6 所示。它包括风力机转速控制器、桨距控制器、发电机励磁控制器和 GSC 控制。发电机端电压整流后馈入转子绕组。励磁电压用图 9-6 中的励磁 (Ef) 控制器调节。它有足够的过励磁能力。

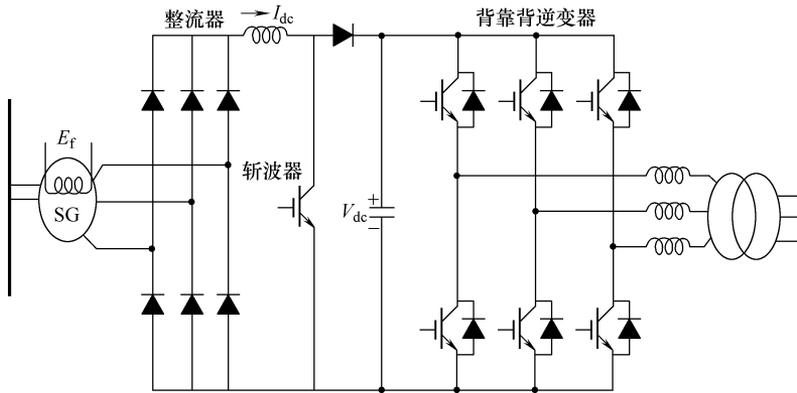


图 9-5 配备直驱同步发电机的变速风力机电气接线图

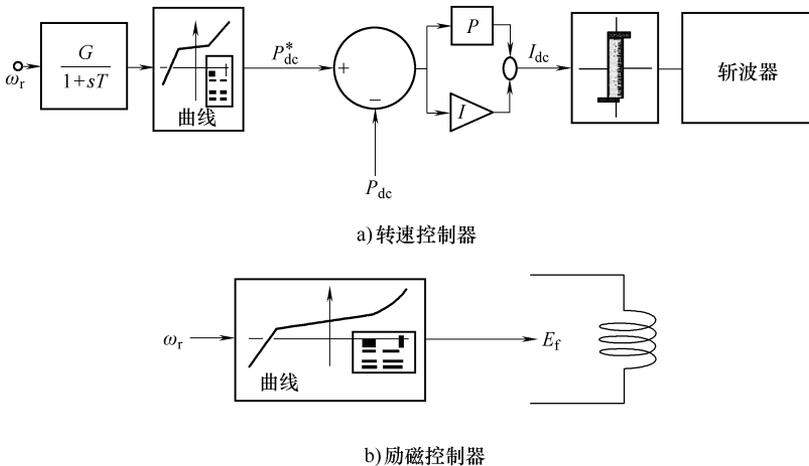


图 9-6 风电机组的各种控制器

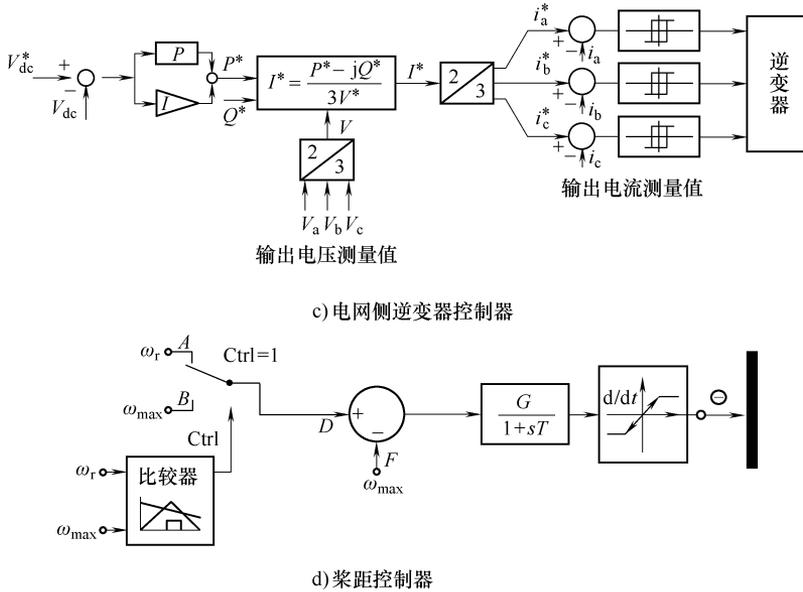


图 9-6 风电机组的各种控制器 (续)

与发电机相联的变换器包括一个二极管整流器，一台 DC-DC 升压器和一台 PWM VSI。升压器包括一台电抗器，一个 IGBT 开关，一个二极管和输出电容器。它的作用是控制整流器输出电流，从而控制发电机电流和转矩。同时，它还是把随转速改变的发电机电压整流后与电网侧逆变器的恒定输入电压连接的接口。直流斩波器使用简单的滞环控制器来控制电流。电网侧逆变器是标准的三相二级单元，由 6 个 IGBT 和反并联二极管组成。它也使用滞环控制器运行于电流控制模式。基准电流用期望的有功功率和无功功率算得，前者是 DC 调压器的输出。滞后带的宽度不能太大，以免输出电流谐波畸变过大或投切频率过高。

9.3.1 转速控制器

转速控制的作用是使风速低于额定时捕捉的能量最大。转速控制器(图 9-6a)按照下面讨论的预期转速与功率控制特性关系控制发电机电气功率(从而控制转矩)，进而调节风轮转速。DC 侧测得的发电机功率误差通过 PI 控制器决定 DC 电流设置点。然后 DC 电流通过升压器的滞环控制器调节到基准值。PI 控制器参数(K 和 T)的选择要使发电机功率响应快速且阻尼良好。使用低通滤波器测量转子转速和 DC 功率，以截断高频变化。

转速控制策略的根据是转速测量和随后确定的发电机期望功率(或转矩)。这种控制方法很简单，它不以风速计的风速测量为依据。它的动态性能令人满意，可以通过风轮惯性降低输入机械转矩的波动。使用低通滤波器测量转子转速可以平滑电磁转矩和出力，如图 9-6 所示。时间常数 T 的值取决于风电机组参数，也取决于

湍流和平均风速。这里，发现取 K 值为 1 可以得到良好阻尼且具有足够控制精度。在额定风速以下时，风力机的风轮最佳转速为

$$\omega_m = \frac{\lambda_{opt} V_W}{R} \quad (9-2)$$

每个具体风速的最佳机械功率可以用式 (2-5) 令 $C_p = C_{p,opt} = 0.44$ 计算，图 9-7 把它表示为相应最佳转速的函数。转速变化范围约为 $13 \sim 43 \text{r/min}$ 。图 9-7 的曲线是转速控制器的实施控制特性。这一特性中考虑了传动系、发电机和整流器的损耗。切入风速定为 4m/s 。

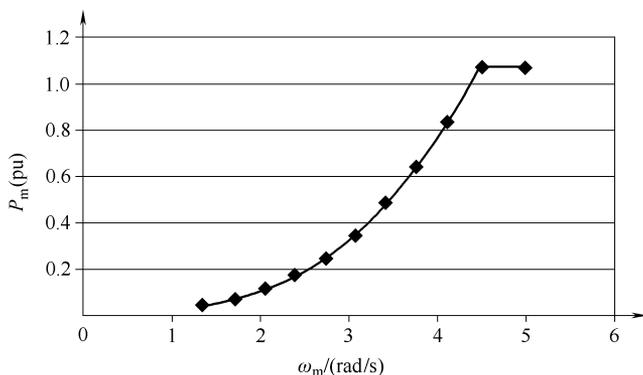


图 9-7 速度控制特性

9.3.2 桨距控制器

尽管在额定风速以下转速控制可以有效实现捕捉功率最大化，但风速更高时，风电机组控制系统的目标是维持额定出力而不使风轮超速。这可以通过只在高风速下启动的桨距控制实现。这时发电机功率被控制为额定值，以免发电机和变换器过载。它的做法是加大叶片桨距角以降低 C_p ，从而减小机械转矩。它的目的是防止风轮速度超过其最大值。低于额定风速运行时，为获得最大气动效率，桨距角约为零。

图 9-6 中显示的是这里使用的简单桨距控制实施方式。当风轮转速低于最大值（对应于图 9-7 中控制特性的额定功率）时，控制开关处在位置 B ，使误差强制为零 ($\omega_{max} - \omega_{max} = 0$)，从而使桨距角输出也为零。其他情况下，正误差会驱动桨距机构使桨距角加大。图中有一个设置为 $5^\circ/\text{s}$ 的速度限制器。一阶滞后代表桨距机构的延时，最后使用 PI 控制器，因为小的超速是允许的；而且因为该系统实际上永远不会处于稳态，所以积分控制器的零稳态误差的优越性不能得到使用。增益 G 的数值是通过反复仿真，对良好的动态性能选择的。

9.3.3 励磁控制器

该控制器的作用是调节加到发电机励磁绕组上的电压。提高励磁电压会加大发电机承受最大转矩的能力，但也会增大铁损。因此，当运行于低风速，因此风轮转速也较低时，可以降低励磁电压，因为发电机转矩要求降低了。另一方面，在高风速时，发电机需要强励磁来产生完全转矩。

端电压不外接时，隐极发电机的最大转矩与内部电磁场（Electromagnetic Field, EMF） E_f 的关系为

$$T_{c,\max} = \frac{3E_f^2}{2X_d\omega_m} \Rightarrow E_f = \sqrt{\frac{2T_{c,\max}X_d\omega_m}{3}} \quad (9-3)$$

对于具体风轮转速 ω_m 和对应的转矩（根据转速控制特性得到），可求得需要的最低 E_f 值。这里安全系数设为 15%。它的作用是考虑式 (9-3) 的不精确性及动态性。对于内部电磁场（EMF）最小值，可求得相应的励磁绕组电压 V_f ，同时要考虑到它们的标么值之间的关系为 $E_f = v_f\omega_m$ (pu)。得到的励磁电压控制特性如图 9-8 所示。

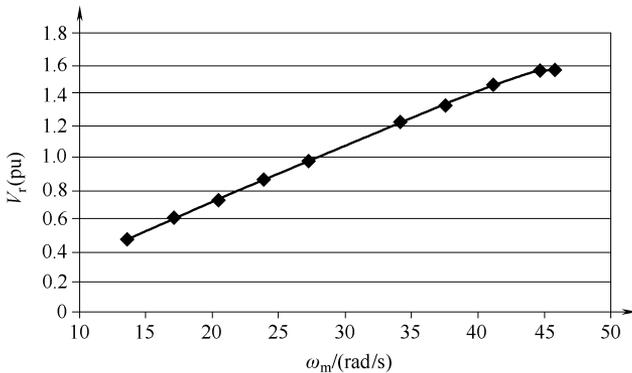


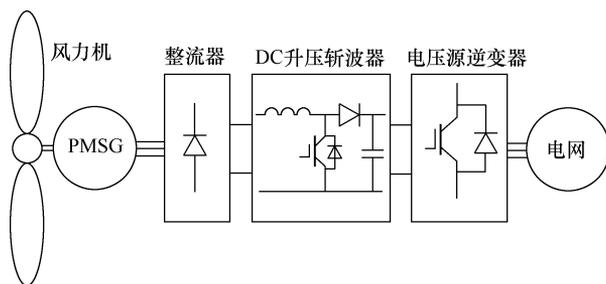
图 9-8 转速与励磁电压之间的控制特性

9.3.4 电网侧逆变控制器

该控制器的作用是调节接入电网时的风电机组输出功率。它包括一个基于滞环控制器的内部电流控制环。它通过静态操作把输出电流调节到由功率控制环节确定的基准值。风电机组输出端的三相电压测量值被转换到同步参照系（以电网频率旋转）。然后基准输出电流被转换到相位坐标系，用作滞环电流控制器的输入。有功功率设置点 P^* 由 DC 电压控制器的输出决定，通过 PI 调节器实施，被看成 DC 电压测量值与基准值之间的误差输入。

9.4 永磁同步发电机系统

永磁同步发电机（PMSG）系统有很多优点，代表了风力发电应用发展的重要趋势。风能转换系统（WECS）的两大主要目标是从风中抽取最大功率和向电网馈送优质电力。AC-DC-AC 变换器是 WECS 实现这两个目标的最佳拓扑结构之一。图 9-9 是 PMSG 的 AC-DC-AC 拓扑结构的常规配置。这种配置包括一个二极管整流器，一台 DC-DC 升压变换器和一台三相逆变器。在这一拓扑结构下，升压变换器的作用是受控进行最大功率点跟踪（MPPT），逆变器的作用是受控向电网输送优质电能^[37]。



使用配备全功率背靠背变换器的 PMSG 的变速风力机前景广阔，适用于大型风电场。由于配置了全功率变换器，它可以在电网处于非正常状况时，向电网输送高于 DFIG 风电机组额定值的大量无功功率。据报道，有一种实现风力发电系统 LVRT 能力的制动斩波器法，是以简单控制实现的相对廉价的解决方案。然而，它很难平滑风电机组发出功率的波动，而且很多发出功率要被制动电阻消耗。

另外，文献还报道了一些使用储能系统（ESS）的方法，但这些方法不适用于 LVRT，因为这些系统的储能能力要求很高，需要在电压下降期间吸收发电机与电网之间的全部功率差值。但它可以用来平滑功率波动。还有文献报道了 ESS 用于 LVRT 和功率平滑的研究，但它的 ESS 控制算法没有详细说明，而且 ESS 的功率额定值也太高。

为降低 ESS 的最低能量和功率要求，使它能吸收电网电压下降时的全部功率差值，发电机应提高转速，在系统惯量中储存动能。在这种运行情况下，风电机组从风中抽取的输出功率不是最大值，因为发电机转速不是对 MPPT 的最佳转速。本章讨论使用 ESS 的 PMSG 风力机系统的穿越技术。提高发电机转速可以在旋转体中储存更多惯性能量；可从而降低 ESS 的储能能力要求。此外，把 ESS 集成到 PMSG 风力机系统，在 ESS 容量能力内，可以用变化风速下功率波动分量的充放电来改

善发电机输出的电能。它详细介绍了 ESS 的设计步骤。ESS 包括一台 DC-DC 升降压变换器和一台双层电容器（EDLC）。EDLC 连到背靠背变换器的直流环节，如图 9-10 所示。它提出了由功率控制器和电流控制器组成的控制策略，这种控制策略会使穿越和功率平滑的整体性能都得到改善。

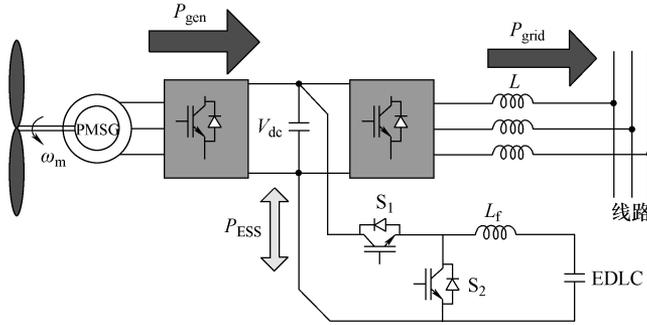


图 9-10 带 ESS 的 PMSG 风力发电系统

9.4.1 背靠背变换器控制

线路侧变换器（Line Side Converter, LSC）含常规的由内部电流控制环和外部 DC 环节电压控制组成的级联控制结构。对于 PMSG 的矢量控制，使用由内部电流控制环和外部转速控制环组成的级联控制方案。为在最小电流下获得最大转矩， d 轴电流分量的基准值设为零，而 q 轴电流与由转速控制器决定的有功功率成正比。

PMSG 风电机组的控制框图如图 9-11 所示。风电机组控制使用 MPPT 法，它给出了电网正常运行条件下的 PMSG 转速基准值。然而，电网电压下降时，MPPT 控

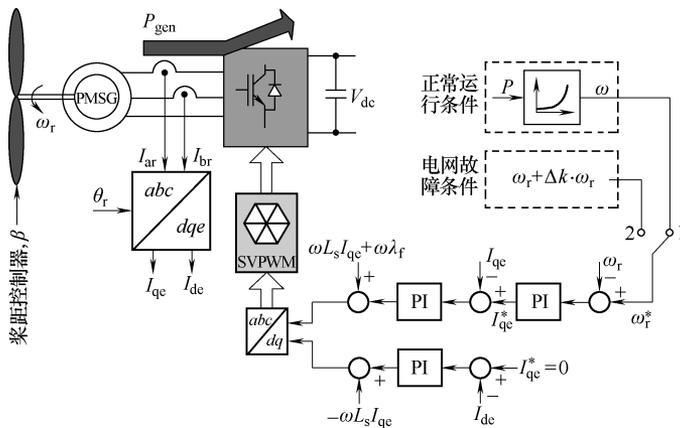


图 9-11 PMSG 的控制框图

制不再降低风力机从风中抽取的功率。这种运行情况下，系统的转速基准值设置得高于电压下降前的数值。这意味着风力机功率的一部分被储存在系统惯性中。

不含变速箱的 PMSG 风力机两质块模型如图 9-12 所示。它的动态方程式为

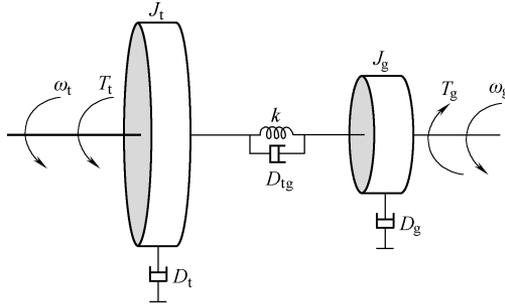


图 9-12 风力机传动系的两质块模型

$$T_t - T_k = J_t \frac{d\omega_t}{dt} \quad (9-4)$$

$$T_k - T_g = J_g \frac{d\omega_g}{dt} \quad (9-5)$$

式中， T_t 是风力机转矩； J_t 是风力机惯量； T_k 和 T_g 分别是柔性连接和发电机的转矩； ω_t 和 ω_g 分别是风力机和发电机的机械转速； J_g 是发电机侧的惯量。

故障持续时间和发电机转速变化分别定义为 ΔT 和 Δk (%)。由式 (9-4) 和式 (9-5) 以及系统惯性常数，转速变化的机械功率 P_J 可表示为

$$P_J = 2P_{\text{rated}} (H_M + H_G) \frac{\Delta k}{\Delta T} \quad (9-6)$$

式中， H_M 和 H_G 分别是风力机和发电机的惯性常数； P_{rated} 是系统额定功率。

9.4.2 ESS 控制

电网电压下降情况下，发电机出力可能超过电网能由 LSC 吸收的最大功率。因此，为保持 DC 环节电压不变，ESS 会被启动来吸收发电机与电网能量的差值，该值可表示为

$$P_{\text{diff}} = P_{\text{gen}} - P_{\text{grid}} \quad (9-7)$$

式中， P_{diff} 是发电机与电网之间的功率差值； P_{gen} 是发电机功率； P_{grid} 是电网功率。电压下降期间，LSC 运行于其额定电流。于是发电机可以向电网发送尽可能多的功率。

另一方面，ESS 可以通过对由于风速变化产生的功率波动分量进行充放电来改善电网的电能质量。众所周知，特定频率区域 (0.05 ~ 1Hz 之间) 的功率波动会导致系统频率偏离。因此，为消除功率波动，ESS 需要吸收和释放功率 P_{flux} 的高频分

量。这通过对发电机功率使用二阶高通滤波来实现，而

$$P_{flux} = \frac{S^2}{S^2 + 2\zeta\omega_c S + \omega_c^2} P_{gen} \quad (9-8)$$

式中， ζ 是阻尼系数； ω_c 是截止频率 ($\omega_c = 2\pi f_c$)[⊖]。本章的截止频率选为 0.1Hz。

ESS 的作用是根据要求从 PMSG 吸收功率或向电网送出功率。为此，需要在含内部电流控制环的主控制环使用功率控制器，如图 9-13 所示。故障穿越和功率平滑的功率基准值分别由式 (9-7) 和式 (9-8) 给出。

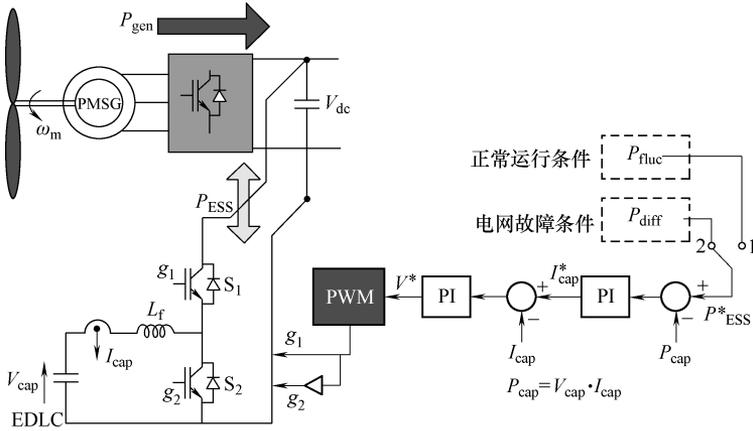


图 9-13 ESS 的控制框图

9.4.3 ESS 额定值

为满足并网导则的要求，ESS 应有能力吸收最恶劣工况下发电机与电网之间的全额能量差值。在电压下降期间，通过提高发电机转速，ESS 可以采用较小容量，因为某些风电机组的输出功率可以储存在系统惯量中。LVRT 要求的额定功率 P_{LVRT} 可以通过考虑图 9-1 的并网导则要求来确定。电压下降期间系统惯量储存的功率可表示为

$$P_{LVRT} = (0.9 - V_{min})P_{rated} - P_J \quad 0 \leq t \leq t_1 \quad (9-9)$$

$$= \frac{(0.9 - V_{min})P_{rated}}{t_2 - t_1}(t_2 - t) \quad t_1 < t \leq t_2$$

储存在 ESS 中的能量可表示为

$$E_{LVRT} = \int_0^{t_1} [(0.9 - V_{min})P_{rated} - P_J] dt + \int_{t_1}^{t_2} \frac{(0.9 - V_{min})P_{rated}}{t_2 - t_1}(t_2 - t) dt \quad (9-10)$$

ESS 运行期间，EDLC 的电压是变化的，因此它的电容 C 可由下述关系式

⊖ 译者注：原文 ω_c 误写为 w_c 。

确定:

$$C = \frac{2E_{\text{LVRT}}}{\Delta V_{\text{cap}} V_{\text{cap}}^{\text{rated}}} \quad (9-11)$$

式中, $V_{\text{cap}}^{\text{rated}}$ 和 ΔV_{cap} 分别是 EDLC 的额定电压和电压变化。

注意, 这种接线可以改善电网功率波动。风电机组功率振荡的主要原因是风速变化。它可以表示为

$$V(t) = V_{w0} + \sum \Delta V_{wi} \sin(\omega_i t) \quad (9-12)$$

式中, V_{w0} 是平均风速; ΔV_{wi} 是谐波幅值; ω_i 是角频率 ($f = 0.1 \sim 10\text{Hz}$)。实际上, 风速变化是随机的, 与区域环境有关。假定风速波动为平均值的 30%。因此, 这种情况下 ESS 的功率能力适用于短时储能, 如后面的设计案例清楚显示的那样。

9.4.4 ESS 设计案例

下述设计用于 2MW PMSG 风力机系统的 ESS 参数。风力机加发电机的总惯性常数为 6s。按照并网导则, 对于 LVRT 曲线中 $\Delta T = 300\text{ms}$ 的情况, 在此期间, 系统转速控制在 $\Delta k = 1.0\%$ 之内。因此, 根据式 (9-6), 储存在系统中的机械功率为

$$P_J = 2 \times 2 \text{ (MW)} \times 6 \times \frac{0.01}{0.3} = 0.8 \text{ (MW)} \ominus$$

然后, 根据并网导则计算 ESS 额定功率。前述 P_{LVRT} 为

$$P_{\text{LVRT}} = (0.9 - 0) \times 2 \text{ (MW)} - 0.8 = 1.0 \text{ (MW)}$$

于是, EDLC 的额定容量为

$$E_{\text{LVRT}} = \int_0^{0.3} 1.0 dt + \int_{0.3}^{1.5} \frac{1.8}{1.5 - 0.3} (1.5 - t) dt = 1.38 \text{ (MJ)}$$

EDLC 充放电时, 它的电压会变化, 此时的电压变化设置为额定值的 20%。本章的 EDLC 额定电压设置为 400V。因此, EDLC 的电容量为

$$C = \frac{2 \times 1.38 \text{ (MJ)}}{400 \times 80} = 86.25 \text{ (F)}$$

对于 0.3pu 的功率波动, 以这一 EDLC 容量, ESS 可以运行的时间 T_{fluc} 为

$$T_{\text{fluc}} = \frac{1.38 \text{ (MJ)}}{0.6 \text{ (MW)}} = 2.3 \text{ (s)}$$

9.5 磁阻投切发电机系统

本节讨论磁阻投切电机 (Switched Reluctance Machine, SRM) 在风力发电系统

⊖ 译者注: 原文中, 此式和后面几个算式使用了不规范甚至错误的表示法, 易造成混乱。译文已做了改正, 不再一一标出。

的应用。近几十年，SRM 已经在工业和家电市场中成为很多应用中的重要替代物，作为电动机，它有良好的机械可靠性，很高的转矩容量比，高效率，而且成本低廉。

尽管 SRM 不大有幸作为发电机使用，但也有几项研究是关于它在航天工业和风力发电机的应用的。尽管制造很容易，但在过去，SRM 却因它的动态性能和指令及控制的怪异特性而颇受诟病。同时，这些论据足以说服人们不再进行这类电机的持续开发研究。电力电子学的发展，尤其是半导体领域的进步，改进了这类电机的指令控制技术，从而引领了 SRM 的多样化应用。

这类电机的工作原理很简单，也为人们熟知，是基于磁阻转矩的。这种电机的定子是绕线隐极式的，在励磁后，处于与转子同步位置时会产生一个转矩，试图让电极在对正位置上消除磁路磁阻。目前，同步电机和感应电机在风电应用市场上占主导地位，但 SRM 也是一个目前研究的课题，而且表明它在这一领域是一种可行的替代品。与风电领域使用的经典电机相比，磁阻投切发电机（Switched Reluctant Generator, SRG）结构简单，转子中无需永久磁铁和导线，因而可以降低制造成本；此外，它的电机和变换器都很皮实。它的转子惯量很低，可以使电机对负荷变化做出快速响应。除了这些特点之外，这种电机的控制系统允许快速改变控制策略，使电机性能得到优化。

SRM 的结构不像同步电机那样僵硬，由于它的控制系统很灵活，它能吸收暂态分量，因而使机械系统更有弹性。这种电机具有固有的容错能力，尤其是在（绕组）线圈开路故障和功率变换器故障（外部故障）条件下。正常运行条件下，SRG 每一相的电、磁两方面都相互独立。SRM 与常规电机相比噪声要大些。但机械方面的精心设计可以大大改善这种情况，而且新的控制技术——带转矩基准值的电流控制策略——还可以进一步改进这种状况。

9.5.1 SRG 运行

带变化磁阻的电气驱动如图 9-14 所示。转矩是由双隐极产生的转子角度位置

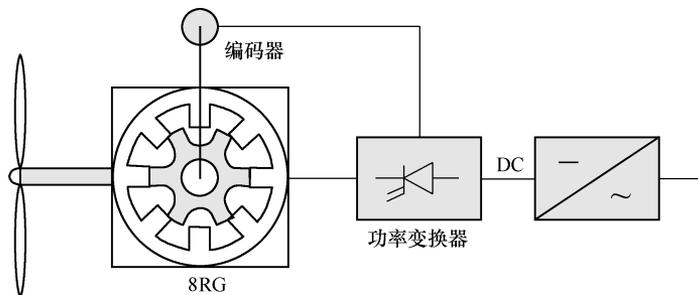


图 9-14 风电机组使用的磁阻投切发电机

的函数。作为发电机运行时，当转子隐极偏离它们的对正位置时，由于原动机的旋转运动，这种电机从定子绕组获得励磁。本研究使用的有商业供货的磁阻投切电机是 2.4kW 四相 8/6 电机^[38]。

尽管从结构角度看 SRM 很简单，但它的一个特点是控制相电流的模式很怪异。因此要使用一台电力电子变换器。它的作用是使电机相电流在转子处于一定位置时才施加上去。本研究使用通常用于 SRM 驱动的变换器标准拓扑结构，使它在控制方面有更大灵活性和更好的容错性。它在故障条件下可靠的另一个原因是它的各相在电气上相互独立。这一变换器的控制系统必须调节相电流的幅值甚至波形，以满足可用转矩和输出功率要求，并保证发电机安全运行。这意味着控制器的电子开关必须是全可控设备。这些设备把施加电压逆变为转子某些相角位置上的几相并帮助换相。图 9-15 的拓扑结构使用大功率晶体管（IGBT 或 MOSFET）作为电子开关。前述拓扑结构中显示的电容器的作用是避免电压 V_s 的波动。

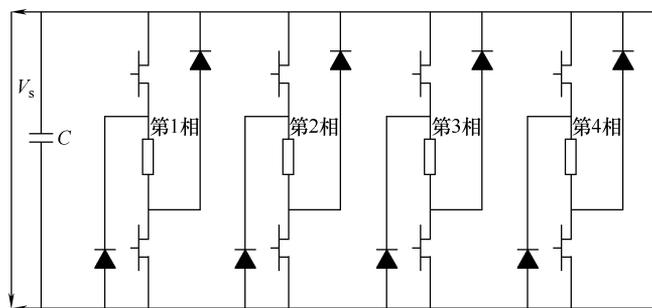


图 9-15 SRG 使用的四相变换器接线图

SRG 是风电应用中的可行替代品。因此，有理由预见，在中等容量的风电系统中，SRG 会在从风中抽取能量时表现出良好性能。在缺点方面，应该指出，SRG 比常规系统噪声大。尽管如此，基于转矩基准的电流控制可以缓解这一问题，特别是通过降低转矩纹波的方法。

9.6 小结

本章讨论了 DFIG、绕线转子同步发电机、永磁同步发电机和磁阻投切同步发电机系统在电网故障情况下的故障穿越能力。主要注意力放在电网扰动时，电网侧和转子侧变换器提供无功支持的控制策略。说明每种变速发电机都能穿越电网故障。

参考文献

1. S. M. Dehghan, M. Mohamadian, and A. Y. Varjani, "A new variable-speed wind energy conversion system using permanent-magnet synchronous generator and z-source inverter," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 24, no. 3, pp. 714–724, September 2009.
2. M. B. C. Salles, K. Hameyer, J. R. Cardoso, and W. Freitas, "Dynamic analysis of wind turbines considering new grid requirements," *IEEE International Conference on Electrical Machines*, Portugal, September 2008.
3. A. D. Hansen and G. Michalke, "Fault ride-through capability of DFIG wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1594–1610, July 2007.
4. A. D. Hansen, P. Sørensen, F. Blaabjerg, and J. Bech, "Dynamic modeling of wind farm grid interaction," *Wind Engineering*, vol. 26, no. 4, pp. 191–208, 2002.
5. P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, 1994.
6. Y. Lei, A. Mullane, G. Lightbody, and R. Yacamini, "Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 21, pp. 257–264, March 2006.
7. N. Rahmat, T. Thiringer, and D. Karlsson, "Voltage and transient stability support by wind farms complying with the E.ON Netz grid code," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1647–56, November 2007.
8. P. Sorensen, N. A. Cutulus, A. V. Rodriguez, L. E. Jensen, J. Hjerrild, M. H. Donovan, et al., "Power fluctuations from large wind farms," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 958–1065, August 2007.
9. J. F. Conroy and R. Watson, "Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator," *IET Renew. Power. Gener.*, vol. 1, no. 3, pp. 182–189, September 2007.
10. C. Abbey and G. Joos, "Supercapacitor energy storage for wind energy applications," *IEEE Trans. Ind. App.*, vol. 43, no. 3, pp. 769–776, May–June 2007.
11. R. Data and V. T. Ranganathan, "A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, pp. 163–168, March 2003.
12. H. S. Song and K. Nam, "Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions," *IEEE Trans. Ind. App.*, vol. 46, no. 5, pp. 953–959, October 1999.
13. C. Luo, H. Banakar, B. Shen, and B. T. Ooi, "Strategy to smooth wind power fluctuation of wind turbine generator," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 341–349, June 2007.
14. J. Morren, J. Pierik, and S. W. H. de Haan, "Inertial response of variable speed wind turbines," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 11, pp. 980–987, July 2006.
15. D. Xiang, L. Ran, P. J. Tavner, and S. Yang, "Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 652–662, September 2006.
16. A. M. Knight and G. E. Peters, "Simple wind energy controller for an expanded operating range," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 2, pp. 459–466, June 2005.
17. J. G. Slootweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, "General

- model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, February 2003.
18. J. G. Slotweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, "Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 4, December 2003.
 19. Tao Sun, Zhe Chen, and Frede Blaabjerg, "Transient stability of DFIG wind turbines at an external short-circuit fault," *Journal of Wind Energy*, vol. 8, pp. 345–360, 2005.
 20. F. Michael Hughes, Olimpo Anaya-Lara, Nicholas Jenkins, and Goran Strbac, "Control of DFIG-based wind generation for power network support," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, November 2005.
 21. A. Mullane and G. Lightbody, "Wind-turbine fault-ride through enhancement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, November 2005.
 22. C. Chompoo-inwai, C. Yingvivanapong, K. Methaprayoon, and W.-J. Lee, "Reactive compensation techniques to improve the ride-through capability of wind turbine during disturbance," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 3, pp. 666–672, May–June 2005.
 23. J. Morren and S. W. de Haan, "Ride through of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 2, pp. 435–441, June 2005.
 24. G. Saccomando, J. Svensson, and A. Sannino, "Improving voltage disturbance rejection for variable-speed wind turbines," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 17, no. 3, pp. 422–428, September 2002.
 25. J. Holtz and W. Lotzkat, "Controlled AC drives with ride-through capability at power interruption," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 30, no. 5, pp. 1275–1283, September–October 1994.
 26. W. Qiao, W. Zhou, J. M. Aller, and R. G. Harley, "Wind speed estimation based sensorless output maximization control for a wind turbine driving a DFIG," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol. 23, no. 3, pp. 1156–1169, May 2008.
 27. T. Sun, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Flicker study on variable speed wind turbines with doubly fed induction generators," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 4, pp. 896–905, December 2005.
 28. G. Lalor, A. Mullane, and M. O'Malley, "Frequency control and wind turbine technologies," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1905–1913, August 2004.
 29. J. Ekanayake and N. Jenkins, "Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 800–802, December 2004.
 30. J. Morren, S. W. H. de Haan, W. L. Kling, and J. A. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, February 2006.
 31. G. Ramtharan, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, "Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 3–9, March 2007.
 32. R. G. de Almeida and J. A. P. Lopes, "Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944–950, August 2007.
 33. R. G. de Almeida, E. D. Castronuovo, and J. A. P. Lopes, "Optimum gen-

- eration control in wind parks when carrying out system operator requests," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 718–725, May 2006.
34. P. Flannery and G. Venkataramanan, "A fault tolerant doubly fed induction generator wind turbine using a parallel grid side rectifier and series grid side converter," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol. 23, no. 3, pp. 1126–1135, May 2008.
 35. C. Rahmann, H. -J. Haubrich, L. Vargas, and M. B. C. Salles, "Investigation of DFIG with fault-ride-through capability in weak power systems," [online].
 36. S. B. Papaefthimiou and S. A. Papathanassiou, "Simulation and Control of a Variable Speed Wind Turbine with Synchronous Generator," Paper no. 593 [online].
 37. T. H. Nguyen and D. -C. Lee, "Ride-Through Technique for PMSG Wind Turbines using Energy Storage Systems," *Journal of Power Electronics*, Vol. 10, No. 6, November 2010, pp. 733-738.
 38. Pedro Lobato, A. Cruz, J. Silva, A. J. Pires, "The Switched Reluctance Generator for Wind Power Conversion," [online].

本书特色

- 聚焦太阳能、风能、海洋波浪能、潮汐能以及海洋热能发电系统；
- 讨论了包括光伏系统、涡轮机以及发电机在内的能源采集组件的电力电子接口；
- 涵盖了可再生能源系统的各个技术领域；
- 给出了系统仿真模型；
- 评估了海洋发电对于环境的影响；
- 研究了各种应用系统的结构设计，包括太阳能船、卫星能源系统以及无人海用装置（比如Wave Dragon海上浮动转换器、Wave Star装置以及磁液动力波浪能发电系统等）。

电话服务

社服务中心: 010-88361066

销售一部: 010-68326294

销售二部: 010-88379649

读者购书热线: 010-88379203

网络服务

教材网: <http://www.cmpedu.com>

机工官网: <http://www.cmpbook.com>

机工官博: <http://weibo.com/cmp1952>

封面无防伪标均为盗版

为中华崛起传播智慧

地址: 北京市百万庄大街22号

邮政编码: 100037

策划编辑◎顾谦

国际视野 科技前沿

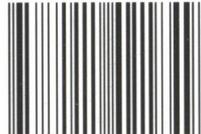
国际电气工程先进技术译丛

传播国际最新技术成果 搭建电气工程技术平台

- 《环境能源发电：太阳能、风能和海洋能》
- 《传热学：电力电子器件热管理》
- 《现代电力电子学与交流传动》
- 《功率半导体器件：原理、特性和可靠性》
- 《风能系统——实现安全可靠运行的优化设计与建设》
- 《储能技术》
- 《光伏系统工程》（原书第3版）
- 《光伏与风力发电系统并网变换器》
- 《车辆能量管理：建模、控制与优化》
- 《纯电动及混合动力汽车设计基础》（原书第2版）
- 《电动汽车技术、政策与市场》
- 《永磁无刷电机及其驱动技术》
- 《先进电气驱动的分析、建模与控制》
- 《智能电网可再生能源系统设计》
- 《风力发电工程指南》
- 《用于制造固体氧化物燃料电池的钙钛矿型氧化物》
- 《太阳能物理》
- 《柔性交流输电系统在电网中的建模与仿真》
- 《风电并网：联网与系统运行》
- 《可再生能源的转换、传输和储存》
- 《海底电力电缆——设计、安装、修复和环境影响》
- 《光伏技术与工程手册》
- 《风力发电的模拟与控制》
- 《风电场并网稳定性技术》
- 《智能电网中的电力电子技术》
- 《电磁屏蔽原理与应用》
- 《高效可再生分布式发电系统》
- 《电网保护》
- 《分布式发电——感应和永磁发电机》
- 《电力系统谐波》
- 《风能与太阳能发电系统——设计、分析与运行》（原书第2版）
- 《瞬时功率理论及其在电力调节中的应用》
- 《风力机控制系统原理、建模及增益调度设计》
- 《高压输配电设备实用手册》
- 《电力变流器电路》
- 《电力系统中的电磁兼容》
- 《超高压交流输电工程》（原书第3版）
- 《高压直流输电与柔性交流输电控制装置——静止换流器在电力系统中的应用》
- 《电磁兼容原理与应用》（原书第2版）
- 《电力电子技术手册》
- 《基于晶闸管的柔性交流输电控制装置》
- 《电力电容器》
- 《电力系统谐波——基本原理、分析方法和滤波器设计附习题解答》
- 《配电可靠性与电能质量》
- 《现代电动汽车、混合动力电动汽车和燃料电池车——基本原理、理论和设计》（原书第2版）

 CRC Press
Taylor & Francis Group

ISBN 978-7-111-42184-9



9 787111 421849 >

上架指导 工业技术 / 电工技术 / 新能源

ISBN 978-7-111-42184-9

定价：88.00元