

2023

中国风电变流器行业发展 蓝皮书



报告说明

本报告相关材料及数据来源结合相关公开数据，且由中国电器工业协会风力发电设备分会（简称“风电分会”）相关会员单位及专家撰写而成。其性质是供风电分会会员单位内部参考的数据。

本报告是基于风电分会及其会员单位认为可信的公开资料，但风电分会及其会员单位均不保证所使用的公开数据的准确性和完整性，也不承担任何投资者因使用本报告而产生的任何责任。

编委会

编 委：（按姓氏笔画排序）

王瑞明、代林旺、许国东、吕梁年、吴玉杨、果 岩、

苑国锋、杨志千、胡 锦、侯 垚、梁信信

鸣谢单位

（按拼音首字母排序）

北方工业大学

金风科技股份有限公司

机械工业北京电工技术经济研究所

阳光电源股份有限公司

运达能源科技集团股份有限公司

中国电力科学研究院有限公司

前 言

风电变流器作为风电机组的关键核心部件之一，是实现风力发电机电能转换，接入电力系统的关键技术装备。

《2023 年中国风电变流器行业发展蓝皮书》详细描述了当前风电变流器的技术、质量、产业、市场、经济共五个方面内容。

技术方面：介绍了风力发电机组及风电变流器技术发展现状、当前面临的挑战以及基于电力电子技术的快速发展，所带来的智能化控制技术的广泛应用。

质量方面：论述了风电领域相关标准现状、检测情况、合格评定发展趋势以及风电变流器典型问题等内容；检测方面，围绕变流器产品型式试验、出厂试验、以及并网测试等方面展开论述；典型问题方面，分析了变流器器件本体、软件兼容、工艺制作、现场安装、电网适应等方面质量问题现状。

产业方面：分析了风电产业链的构成，介绍了风电变流器上游功率半导体、印制电路板、低压电器、芯片及通用器件等原材料现状，列举了风电变流器生产工艺，介绍了风力发电机组典型型号及发展技术路线。

市场方面：总结了我国风电产业总体发展情况、风电开发商、风电整机厂、风电变流器制造商市场现状，以及风力发电机组典型型号及发展技术路线。

经济方面：重点分析了风电场、风力发电机组、风电变流器成本构成。

目 录

报告说明	2
编委会	3
鸣谢单位	4
前 言	5
目 录	6
第一章 技术	7
一、风电技术装备发展现状	7
二、当前面临的挑战	27
三、技术发展趋势	31
第二章 质量	40
一、标准情况	40
二、检测情况	45
三、合格评定发展趋势	59
四、风电变流器典型问题	60
第三章 产业	66
一、概述	66
二、产业链构成	68
三、上游原材料	69
四、变流器生产工艺	74
第四章 市场	79
一、风电总体发展情况	81
二、风电开发商	84
三、风电整机厂	85
四、风电变流器制造商	92
第五章 经济	94
一、风电场成本分析	94
二、风力发电机组成本分析	97
三、风电变流器成本分析	98
四、风险成本分析	101

第一章 技术

本章重点论述了风力发电机组及风电变流器技术发展现状、当前面临的挑战以及基于电力电子技术的快速发展,所带来的智能化控制技术的广泛应用,和智能诊断技术等方案研究等方面的风电变流器技术发展趋势情况。

一、风电技术装备发展现状

(一) 风力发电机组技术发展现状

风力发电是将风能转换为电能的过程,风力发电机组是实现风力发电的基本单元。具有现代意义上的风力发电机组是 1957 年丹麦的 Gedser200kW 机组,该机组的风轮采用水平轴三叶片定桨距风轮,发电机采用异步发电机直接同三相电网相连接,这种类型的风电机组对后来的风电机组技术发展具有重要影响,其结构方式也成为风电机组的主流。

按照将风能转换为机械能以及将机械能转换为电能两个基本功能,风电机组可以分为气动系统,机械系统和电气系统,如下图 1-1 所示。现代风力发电机组,是集成了空气动力学、电机学、电力电子学以及先进控制技术等复杂技术的能量转换系统。

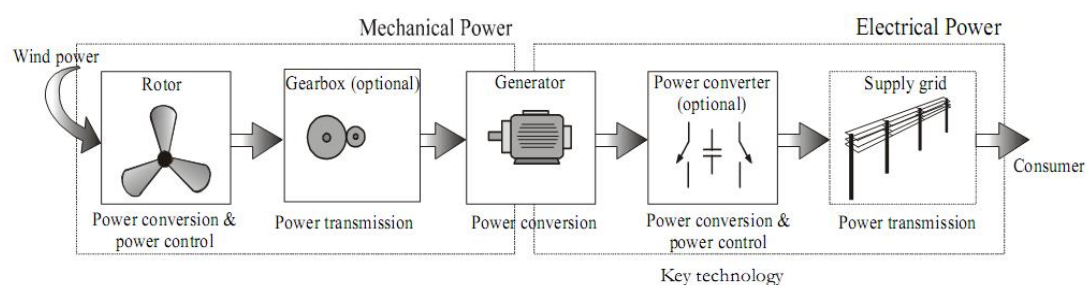


图 1-1 风能转换系统原理框图

风力机从空气中捕获的风能由风轮的空气动力学特性决定，一般受叶片翼型、转速、风速等多个因素相关。变桨距风电机组还受桨距角这个因素影响，因此变桨距风力机的功率-转速以及功率-桨距角特性是风力机控制的两个决定因素。风力机的典型控制框图如图 1-2 所示，主要由转速控制和桨距角控制构成，通过转速控制实现风电机组的最大功率点跟踪控制（MPPT），通过桨距角控制实现高风速下功率控制。此外，现代风电机组中，为了抑制传动链振荡，风力机控制中还会加入阻尼控制，以及惯量和一次调频控制等。

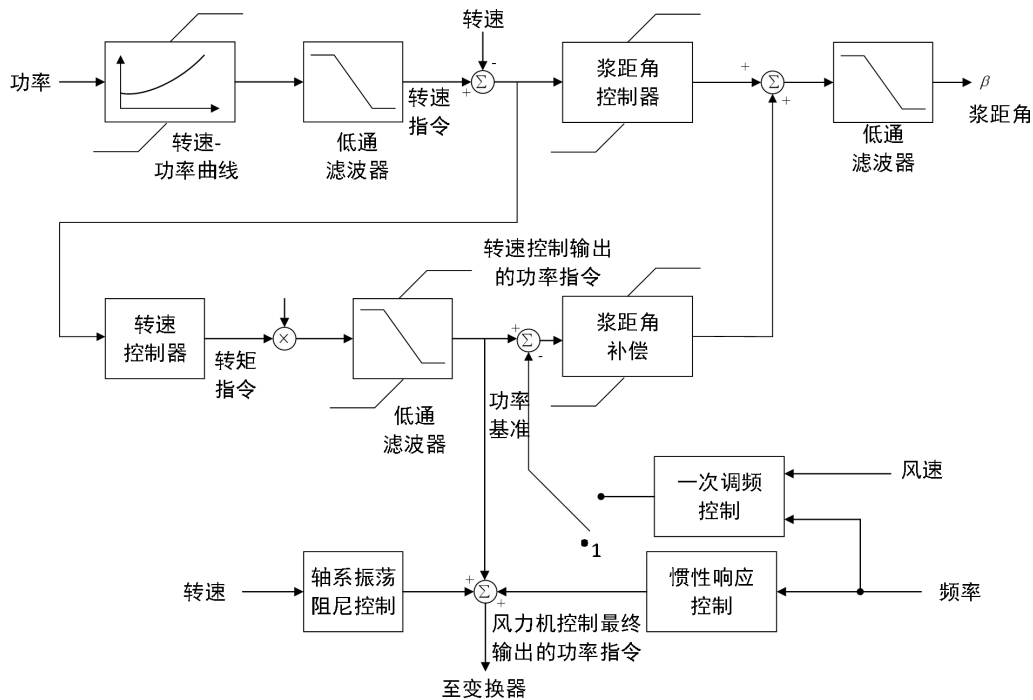


图 1-2 风力机典型控制示意图

随着风电迅速发展，海上风力发电发展驶入快车道，海上风电机组的发展朝向深远海（一般认为离岸距离超过 80 km）、大容量演变。和陆上相比，海上风电机组的主要技术集中在以下几个方面：

1) 超长超柔风电机组叶片技术。随着海上风电机组的单机容量

增大、叶片变长，为了保证风电机组捕捉风能的同时有效降低载荷，气动设计非常关键。超长超柔性叶片的弯扭耦合技术、柔性叶片与变桨系统耦合的气弹稳定性控制技术。

2) 稀土永磁材料。钕铁硼永磁材料是磁性能、综合性能最优的磁性材料，永磁材料在复杂的电磁、振动、腐蚀性大气条件下长期稳定可靠运行。此外，机组容量的增加导致永磁体成本增加、温度特性变差，如何在永磁材料方面进行技术突破来改善上述问题，具有工程应用价值。

3) 智能运维技术。海上风电机组运维难度、复杂度、风险等要远高于陆上，同时机组容量呈升高趋势，风电场离岸距离越来越大，海上风电机组停机带来的损失会更高。因此，需要引入智能化管理系统进行统筹，提升运维效率，提高安全保障；引入人工智能技术来支持运维策略的制定，以降低发电量损失。关键技术点包括高端运维装备、智能化的机组故障及预警监测及识别、人工智能在运维策略领域的应用。

4) 防腐技术。大容量海上风电机组长期裸露在外的部件需要进行涂漆防腐，海上风电机组内部（包括塔筒）都需要与外界隔绝。海上风电机组运行时，发电机和其他部件产生的热量可通过换热器带到机舱外部，保障内外部隔绝，避免受到盐雾侵蚀。防盐雾技术是一项非常复杂的技术，集中在材质、冷却方式、处理工艺等方面，以保证机组良性运行。

5) 电网接入技术。目前主流的海上风电并网送出方式有高压交流 (HVAC) 和基于电压源换流器直流 (VSC-HVDC) 方式。HVAC 并网方式设备制造及控制技术成熟、系统结构简单，但受海底交流电缆存在远距离并网导致风电场与受端电网弱电气连接的同步稳定性、需增加无

功补偿措施等问题，通常只适用于离岸距离较近装机容量不大的近海风电场。孤岛方式接入电网的海上风电场，通常采用电压源型高压直流输电 (VSC-HVDC) 并网方式，即柔性直流输电。目前柔性直流输电多采用模块化多电平换流器 (MMC) 结构，并网方式也逐渐向多端直流与多电压等级直流电网趋势发展。

（二）风电变流器技术发展现状

1、变流器拓扑结构

按照现代风力发电机组的类型，风电变流器的典型结构有部分功率型和全功率型两种。无论是上述那种形式，目前主要是采用电压型交直交变频器这种拓扑，这种拓扑具有谐波含量少、通过直流母线侧电容实现了网侧和转子侧的完全分离，是目前变速恒频风力发电的变流器的主要形式。该拓扑结构主要包括两电平结构和三电平结构两种主要形式。两电平结构如图 1-3 所示，三电平结构如图 1-4 所示。

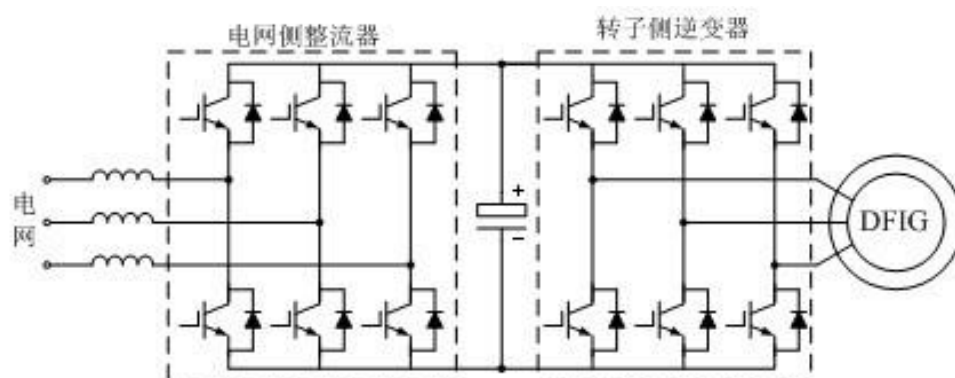


图 1-3 两电平结构

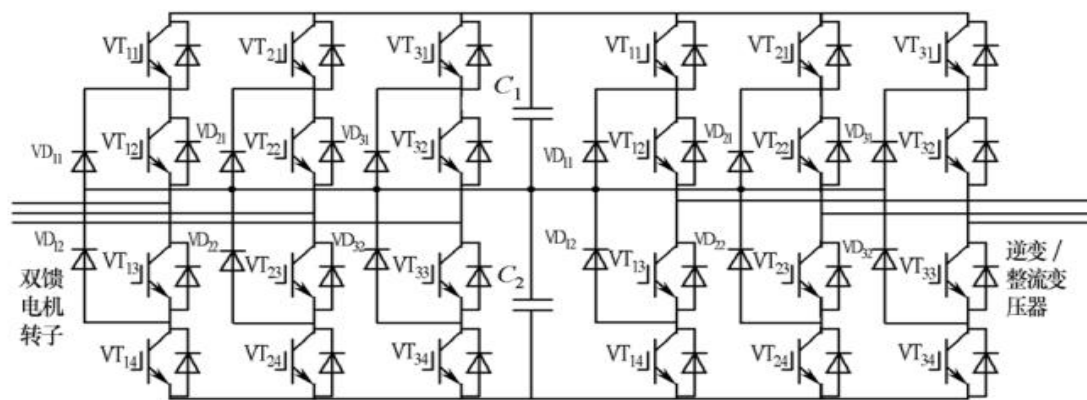


图 1-4 三电平结构

鼠笼异步电机作为风力发电机的一种重要形式，广泛应用在定桨失速系统以及部分变速恒频系统中。定桨失速系统不使用变流器，通常仅采用晶闸管软并网装置用以实现发电机的并网，以及采用电容装置对系统的功率因数进行补偿，如图 1-5（a）（b）所示。作为全功率变速恒频型一种拓扑结构，采用交直交型全功率变流器结构也得到了应用，如图 1-5（c）所示。

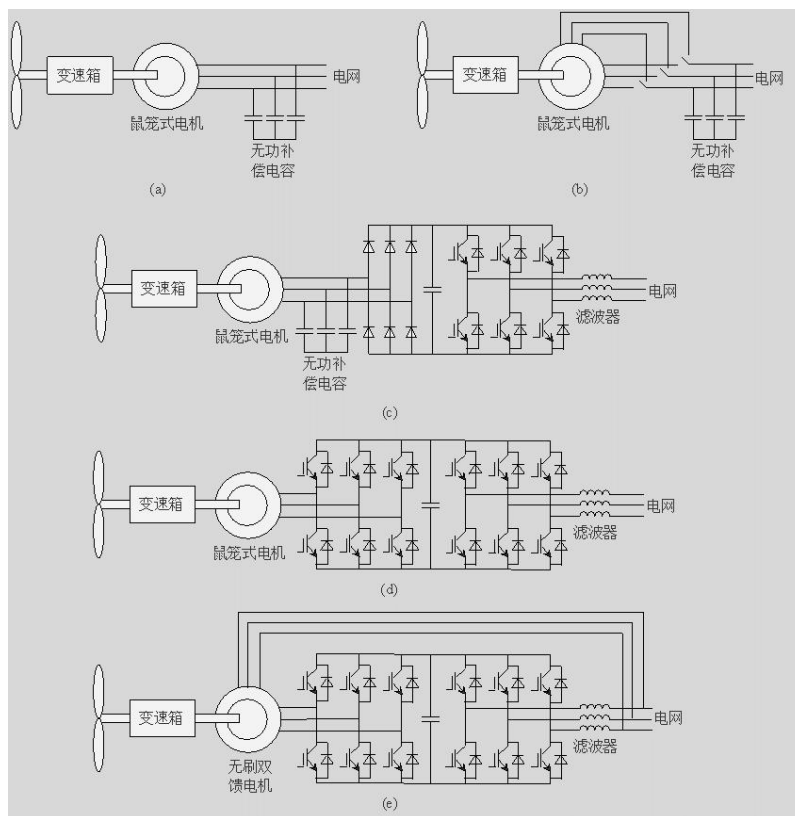


图 1-5 鼠笼异步电机主要变流器形式

绕线式电机(双馈电机)作为两种典型风力发电机重要形式之一,通常具有两种运行模式。一种以异步电机方式运行,通过调节转子电阻,进而调节转子转差率实现变速恒频运行的一种形式,也称为转子电流控制结构(RCC)或最优滑差结构(OptiSlip),其变流器如图1-6(a)所示。另一种是以同步电机方式运行,通过调整转子励磁电源的来实现变速恒频运行。该方式可以采用交交变频器[如图1-6(c)]或者交直交变流器[如图1-6(d)]。交交变频器采用晶闸管自然换流方式,工作稳定,可靠,适合作为双馈电机转子绕组的变频器电源,交交变频的最高输出频率是电网频率的 $1/3 \sim 1/2$,在大功率低频范围有很大的优势。交交变频没有直流环节,变频效率高,主回路简单,不含直流电路及滤波部分,与电源之间无功功率处理以及有功功率回馈容易。但是该结构具有功率因数低、高次谐波多、输出频率低、变化范围窄以及使用元件数量多的缺点,使之应用受到了一定的限制。矩阵式变频器是一种交交直接变频器,由九个直接接于三相输入和输出之间的开关阵组成。矩阵变换器没有中间直流环节,输出由三个电平组成,谐波含量比较小;其功率电路简单、紧凑,并可输出频率、幅值及相位可控的正弦负载电压;矩阵变换器的输入功率因数可控,可在四象限工作。虽然矩阵变换器有很多优点,但是在其换流过程中不允许存在两个开关同时导通的或者关断的现象,其换流控制实现起来比较困难。矩阵变换器最大输出电压能力低,器件承受电压高也是此类变换器一个很大缺点。应用在风力发电中,由于矩阵变换器的输入输出不解耦,即无论是负载还是电源侧的不对称都会影响到另一侧。另外,矩阵变换器的输入端必须接滤波电容,虽然其电容的容量比交直交的中间储能电容小,但由于它们是交流电容,要承受开关频率的

交流电流，其体积并不小。

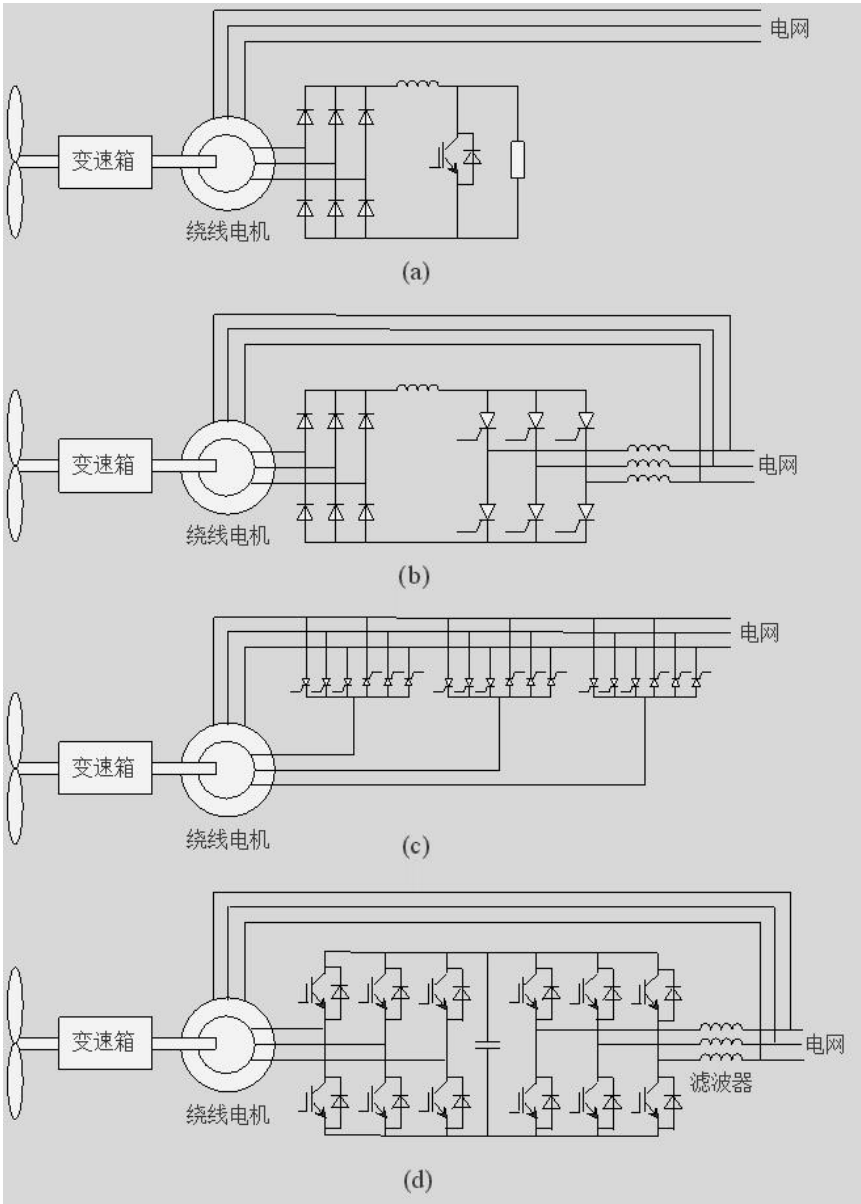


图 1-6 绕线电机主要变流器形式

同步电机作为两种典型风力发电机另外一种重要形式，有两种典型变流器拓扑形式。一是如图 1-6（a）所示的交直交电压型拓扑，而是如 1-6 图（b）所示采用二极管不控整流+升压斩波+PWM 逆变器拓扑形式。随着机组功率的逐步增大以及控制技术的日趋完善，第二种形式已经较少采用。

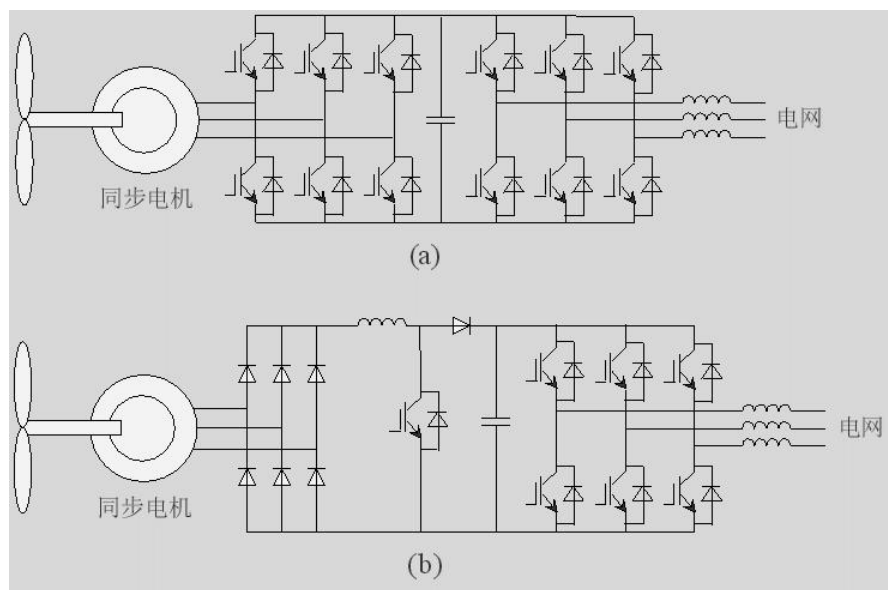


图 1-7 同步电机主要变流器形式

2、变流器控制技术

(1) 基本控制

德国工程师 F. Blashke 在上世纪七十年代提出的矢量控制原理，使得交流调速技术发生了一次质的飞跃，应用在双馈调速上，获得了令人振奋的动静态性能。矢量控制的理论基础是磁场定向原理，通过引入坐标变换，将原来复杂的双馈电机模型等效为 d-q 模型的基础上，对坐标轴的交叉耦合信号进行有效的补偿，可以得到类似直流调速的效果。

双馈系统的矢量控制结构通常将转子交流量分解成有功分量和无功分量，并对之进行闭环控制。通常为了简化双馈矢量控制系统的电磁转矩和其他矢量之间的复杂关系，需要使坐标轴定向在某个矢量上。一般的，在双馈系统可以选择的定向矢量为定子磁链、气隙磁链、以及定子电压等。双馈矢量控制中比较常用的是以定子磁链或气隙磁链为定向矢量的控制方法。在定子磁链定向矢量控制中，交叉耦合量

比较少，转矩公式是两个标量的乘积比较简单。在定子直接和电网连接并且忽略定子电阻以及定子漏磁链的情况下，气隙磁链保持恒定，此时气隙磁链矢量和定子电压矢量垂直，这样通过对转子电流的控制实现有功和无功的解耦控制。气隙磁链定向的双馈电机控制忽略了定子漏磁链的影响，所以其有功功率和无功功率并未完全解耦，一般需要在电流控制环加上功率控制环减小输出有功无功的波动。除了定子磁链或气隙磁链定向以外，定子电压定向在双馈矢量控制系统中也有应用。直接功率控制不需要复杂的坐标变换，而是通过控制转子磁链的幅值和相对于定子磁链位置，继而实现发电机输出的有功功率和无功功率的控制，该方法对参数鲁棒性较强。

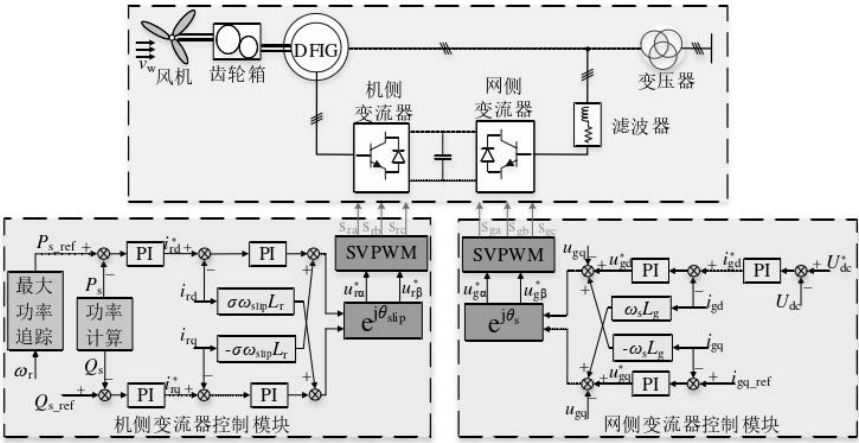


图 1-8 双馈电机矢量控制

直驱系统矢量控制原理和双馈系统类似，“背靠背”变流器的控制系统是永磁直驱风电机组所有控制系统的关键。对于机侧变流器来说，其控制目标是控制发电机的有功功率能够跟踪风电机组的输入功率，使得永磁直驱风电机组能够实现最大功率跟踪控制。永磁直驱风电机组机侧变流器的控制环节采用传统的转速外环和电流内环的双闭环控制。网侧变流器保持系统中直流电压稳定并将直流电以与电网电压幅值大小、相位以及频率大小相同的交流电的形式输出到电网中，

从而实现并网。同时网侧变流器控制还实现与电网无功功率交换。网侧变流器控制环节采用直流电压外环和电流内环的双闭环控制。以电网电压定向的网侧变流器在 dq 坐标系下的稳态方程为基础，设置 PI 控制器使得网侧变流器 d 轴电流和 q 轴电流去跟踪它们的参考值，其中电流内环的 d 轴参考值由直流电压实际值和直流电压参考值的差值构成电压外环控制获得。在双闭环控制的基础上加上电压的耦合项，就可以得到最终的轴控制电压分量。鼠笼电机的机侧和网侧变流器控制可以类似方法获得。

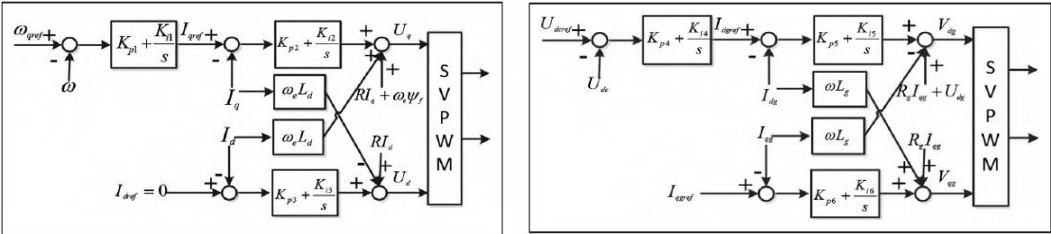


图 1-9 全功率变流器矢量控制

(2) 电网友好型控制技术

随着风电规模的扩大，并网型风电机组对电网运行的影响逐渐加剧。自 2003 年，德国 E.ON 公司发布全球首个风电并网标准以后，世界许多国家和地区陆续发布风电并网标准，要求并网风电场满足一系列技术规范，保障电力系统安全可靠运行。风电机组变流器的灵活性是实施电网友好型控制的基础，而并网控制是确定控制目标的关键依据。根据控制目标的不同，可将电网友好型控制分为电压协同、电流调控两类，详见图 1-10。

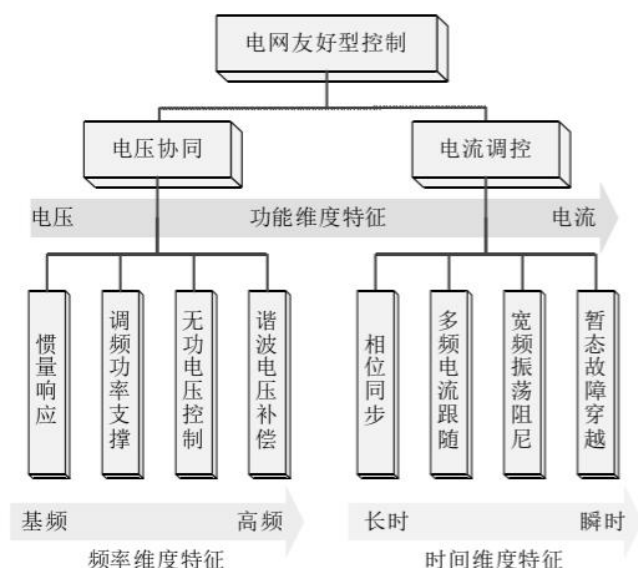


图 1-10 电网友好型控制技术的主要类型

在功能维度上，通过变流器对风电机组电压协同和电流调控功能的集成与衔接，构建具有一机多功能的风电机组，不仅可主动响应并网点电压动态，也可实现输出电流的高精度调控，体现了电网友好型控制从电压协同到电流调控的功能维度特征。在频率维度上，通过对风电机组有功/无功功率的动态控制，使其具备对基频电压的惯量响应、调频功率支撑和无功电压控制以及谐波电压的主动支撑与灵活补偿能力，体现了电网友好型控制从基频到高频的频率维度特征。在时间维度上，通过先进的相位同步和电流控制器的配置与应用，使其具备长时多频电流无差跟随、短时宽频振荡电流阻尼、瞬时暂态故障电流限制的控制能力，体现了电网友好型控制从长时到短时再到瞬时的时间维度特征。可见，电压协同与电流调控作为电网友好型控制的基本功能，在风电机组电网友好运行中起到关键作用。

总体来看，风电机组电网友好型控制不仅可实现风电机组与电力系统的灵活互动，也是应对大规模风电并网接入的重要举措。在功能维度，电网友好型风电机组应集成电压协同和电流调控功能，以解决电压控制与电流控制的协同难题。由于这种风电机组具有一机多职的能力，又可称为多功能风电机组。这类典型多功能风电机组在无需引

进额外装置的同时即可改善风电场运行特性，降低电网运行风险，但风电机组不同功能实施间存在逻辑冲突、需求矛盾等问题。因此，如何协调惯量响应与故障穿越、无功电压控制与暂态无功支撑等电压协同与电流调控功能，以适应复杂多变的电网环境。在频率维度，电网友好型风电机组应具备并网点电压基波和谐波动态的主动支撑和治理能力，以解决风电机组并网点电压基波自稳能力不足以及谐波畸变问题。因此，协同风电机组转子动能、变桨备用与转速备用的能量，实现平滑的惯量响应与持续稳定的调频功率支撑。同时，风电机组变流器应充分利用其控制的灵活性，在输出正弦基频电流的同时，还应按需输出工频整数倍的谐波电流，实现全频域谐波电压的灵活治理。在时间维度，电网友好型风电机组应具备长时/短时/瞬时的电流调控能力，以解决长时稳态多频目标电流跟随、短时宽频振荡电流阻尼、瞬时故障电流限制的动态电流控制问题。在快速准确识别同步角度的基础上，应重点关注快速无差多频电流控制器的组成和结构，并开展风电机组侧与电网侧、风电场侧宽频振荡阻尼的协同控制研究，以构建多方协同的宽频振荡阻尼体系，同时应增强暂态故障持续及恢复期间风电机组有功、无功功率支撑作用，提升风电机组暂态稳定性。

我国目前实施的并网标准主要包括《风电场接入电力系统技术规定 第1部分：陆上风电》（GB/T 19963.1-2021），《风力发电机组电网适应性测试规程》（GB/T 36994-2018），《风力发电机组 故障电压穿越能力测试规程》（GB/T 36995-2018），《风电机组低电压穿越能力测试规程》（NB/T 31051-2014），《风电机组电网适应性测试规程》（NB/T 31054-2014），《风电机组高电压穿越测试规程》（NB/T 31111-2017）。上述标准主要是对风电场有功功率、无功功率以及故障穿越能力作出一系列规定，实际操作过程中风电机组设计参

考上述标准执行。有功功率控制层面，并网导则要求有功功率控制（频率控制）主要包括惯量控制与一次调频控制，该控制主要通过风力机控制和发电机控制共同实现。无功功率控制层面，并网导则要求的无功功率控制（电压控制）主要是功率因数控制，该控制主要通过发电机系统（变流器）控制来实现。故障穿越层面，主要包括低电压穿越和高电压穿越方面，要求为在一定程度电压跌落和电压跃升情况下，风电机组保持不脱网继续运行的能力，上述控制主要通过发电机系统控制（主要是有功和无功的相应的相应要求）以及风力机系统控制（主要控制系统转速）来实现。此外，风电机组故障穿越还涉及到的动态特性、安全极限、机群的互动稳定性、风电机组和风电场模型验证、风电机组和风电场电能质量评价研究及相应的测试。具体控制方法如下：

a) 低电压穿越

故障穿越主要是影响全功率机型网侧变流器，和双馈机型应对故障穿越的方法类似，本文主要以双馈低电压穿越技术为主介绍。针对电网电压跌落深度的不同，风电机组对应采取不同的低电压穿越控制策略，主要为以下几种策略：

1) 轻微对称性故障：此时电网电压对称跌落程度较轻，转子电流、直流环节电压不会超出阈值，应充分发挥风电机组变流器的容量，通过设计低穿期间变流器功率控制策略，使风电机组变流器的电压和电流保持在其额定值范围内不脱网运行，并且满足低电压穿越标准规定的风电机组特性，硬件保护无需动作。

2) 严重对称性故障：此时电网电压对称跌落程度较重，风电机组出现转子过电流、直流环节电压过高进而威胁风电机组变流器的安全运行，需要投入硬件保护措施。对于有 Crowbar 装置的双馈变流器，

硬件保护（crowbar）装置被激活，转子侧变流器因被旁路而退出运行，网侧变流器未退出运行而依旧对直流母线电压进行控制。在交流电网电压恢复正常前、后退出 crowbar 装置，或根据转子电流过流程设置 crowbar 装置的投入时间，转子侧变流器进而恢复工作。

3) 若电网电压持续故障导致直流母线侧电压超出转子侧和网侧变流器中功率器件的耐压值，此时将投入直流母线侧 chopper 装置，达到对直流母线电压的卸荷作用，控制电压保持在安全范围，保证网侧变流器的正常安全运行。

电压跌落过程逻辑控制主要包括转矩控制、变桨控制、chopper/crowbar 控制。

1) 转矩控制。主控系统。在并网点电压突然下降时，主控系统需要配合变流器保证风电机组的不脱网持续工作运行。在此阶段变流器是不能够听从主控系统发出的转矩指令的，控制策略是以变流器反馈的转矩为依据发出适当给定转矩，尽可能考虑变流器的承受能力，也使主控系统给定转矩与变流器实际转矩相近，保证在电网电压恢复时，有功功率能够迅速恢复。

变流系统。在并网点电压突然下降时，变流器根据当前电网电压下降深度，通过控制转子电压的幅值、相位大小和硬件保护电路，在保证消除由定子转子电流过流、母线过压等造成风电机组损坏的同时，控制发电机发出电磁转矩，抑制风电机组超速，并且实时地计算电磁转矩，连同变流器的低电压状态字反馈至主控系统。

2) 变桨控制。当并网点电压跌落时会引发转矩突甩，转速提升，在大风工况下容易引发超速保护。主控系统通过加快变桨速度，设置合理给定转速，以及加快调节变桨系统响应的方式来控制变桨系统，使其能够应对在大风工况下面临的超速问题，并且能够快速恢复波动

的转速，也可保证并网点电压正常后有功功率的快速恢复。

3) chopper/crowbar 控制。在电力系统严重故障情况下，由于双馈风力发电机形成的定子暂态磁链电流很大，转子暂态冲击电流较大，直流环节的过电压也同样难以避免，此时就需要增加硬件保障装置。

对于有 crowbar 控制的双馈变流器，当并网侧电压骤降，风电机组转子侧电流或直流母线电压受其影响而增大，并经过判断超过设定的安全运行阈值时，crowbar 装置中的开关器件被激活，同时发出信号使转子侧变流器中的开关器件关断，使转子故障电流通过 crowbar 设备的旁路卸荷装置，以防止转子侧变流器因流过过大的暂态电流而损坏。常见双馈风力发电机风电机组转子 crowbar 硬件保护装置的结构及保护流程如图 1-11 所示。对于无 crowbar 控制的双馈变流器，通过直流母线侧的 chopper 硬件保护装置和变流器附加控制实现电网故障穿越。

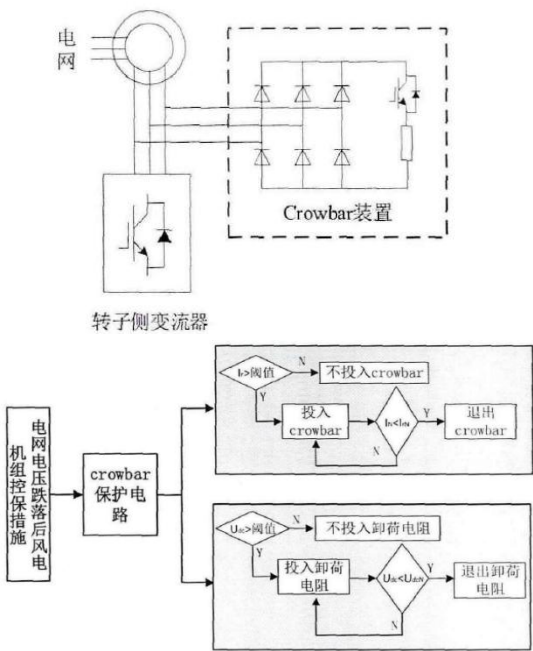


图 1-11 双馈 crowbar 结构和控制逻辑

b) 高电压穿越

将电网电压骤降恢复过程考虑在内,进一步分析电网电压二次骤升时 RSC 与 GSC 的控制过程,通过调整使 DFIG 在电压二次骤升期间抑制转子过电流的同时充分调动无功支撑能力。图 1-12 为 DFIG 高电压故障穿越控制流程图。

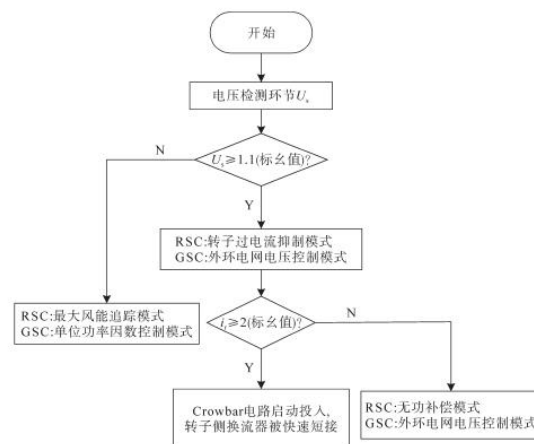


图 1-12 DFIG 高电压故障穿越控制流程图

DFIG 高电压故障穿越控制步骤如下：

1) 首先通过电压测量环节检测电网电压 U_g ，判断其幅值是否在本文设定正常范围 1.1（标么值）之内。

2) 若 $U_g < 1.1$ （标么值），则 RSC，GSC 分别以最大风能追踪模式和单位功率因数控制模式运行；若 $U_g > 1.1$ （标么值），GSC 侧切换为外环电网电压控制模式，而 RSC 侧切换为转子过电流抑制模式运行。成功抑制转子电流后，GSC 和 RSC 可充分发挥自身无功补偿作用，提供感性无功协助电网电压在短时间内迅速恢复正常状态。

3) 电网电压骤升后，如果经 RSC 转子过电流抑制调节后，转子电流仍然比撬棒电路上的驱动阈值高，则 RSC 被迫短接，撬棒电路立刻投入保护，此时 GSC 仍可在维持母线电压稳定基础上通过无功指定值向电网输出感性无功。

根据上述控制流程，在电网电压二次骤升过程中，一方面 DFIG

采用转子过电流抑制器减小过电流，同时调动 GSC，通过发送无功功率，从而对电网电压起到支撑作用；另一方面电压出现骤升故障后对转子过电流起到一定抑制作用，导致撬棒投入降低。

（3）不平衡控制

电网电压不平衡时，负序分量会导致双馈电机定转子电流以及全功率机型网侧变流器电流不对称，进而引起电机发热、转矩脉动、母线电压波动等一系列不利后果，威胁风电机组的安全运行，因此变流器中设置相应的控制算法，以应对该种情况带来的危害。

由于双馈机型和全功率机型网侧变流器具有相同的功能和控制实现方法，因此下文统一论述。网侧变流器在不平衡电压下其控制目标有如下四种：

- （1）输出三相对称电流，即消除电流中的负序分量。
- （2）输出恒定的有功功率，即消除输出有功功率中的二倍频波动。
- （3）输出恒定的无功功率，即消除输出无功功率中的二倍频波动。
- （4）稳定直流母线电压，即消除母线电压中的二倍频分量。

对于双馈电机的机侧变流器在不平衡电压下其控制目标也有四种：

- （1）定子输出三相对称电流，即消除定子电流中的负序分量。
- （2）转子输出三相对称电流，即消除转子电流中的负序分量。
- （3）定子输出恒定的有功功率，即消除定子输出有功功率中的二倍频波动。
- （4）稳定电磁转矩，即消除电磁转矩中的二倍频分量。

为实现上述目标，通常采用基于正负同步旋转坐标下 PI 电流调节器或者基于正序同步旋转坐标系下的 PIR 调节器实现。分别如图 1-13 和图 1-14 所示。

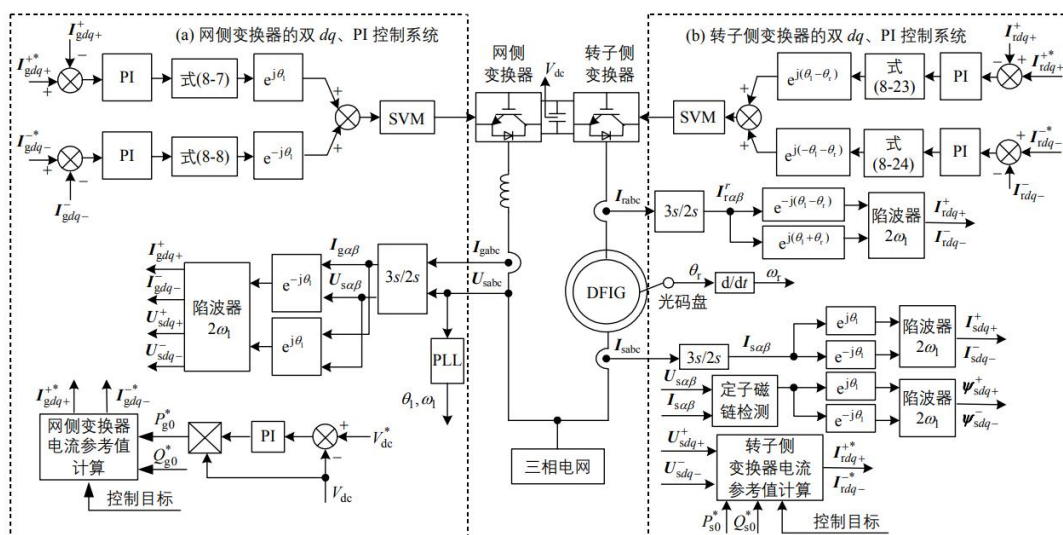


图 1-13 双馈电机中 GSC、RSC 用双 dq 坐标系 PI 电流控制框图

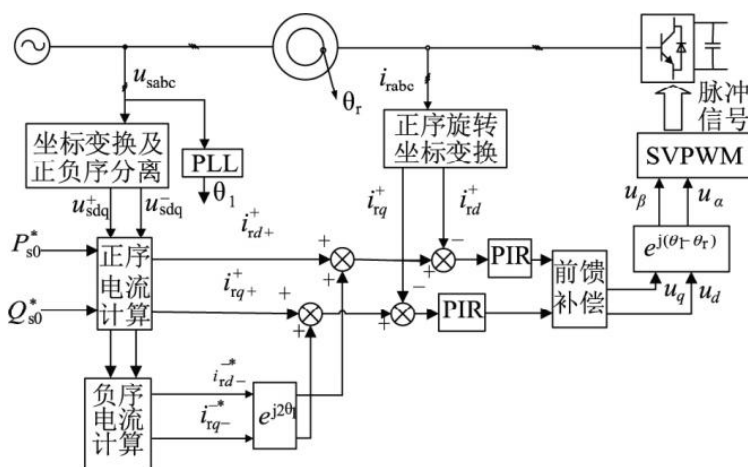


图 1-14 PIR 调节器控制框图

(4) 惯量支撑和一次调频

风电发电系统不具备传统同步电机的机电耦合特性，在功率不平衡扰动下，转子转速发生变化，系统频率发生变化，这是惯性响应阶段。当频率偏差到一定程度，发电机组的调速器会动作，调节原动机的输入机械功率，这个过程为一次调频，为有差调节，动作的时间常

数一般在 10~30s 之间。而风力发电系统含有电力电子装置，在锁相环的特性控制下，电网频率下降，PLL 捕获相角变化，快速跟踪电网电压矢量，等效功角不变，输出功率不变，风电机组的运行和电网频率完全解耦，同时电力电子装置的多时间尺度的可控性，完全改变了原有以同步电机为主导的电力系统的惯性特性，如图 1-15 所示。

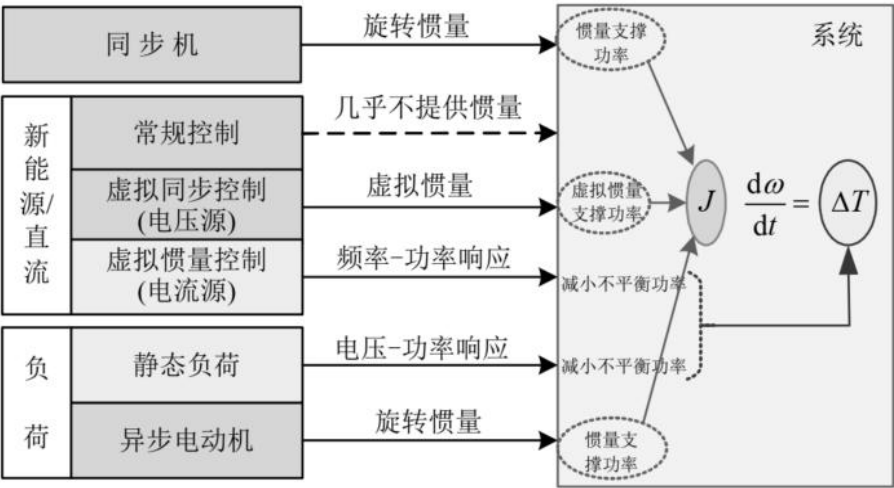


图 1-15 惯量支撑基本概念

虚拟同步机惯量控制和一次调频控制。变流器控制的本质是通过加入与频率偏差成比例的有功指令，实现一次调频特性，加入与频率变化率成比例的有功指令，实现虚拟惯量控制，或者采用两者的综合控制形式，能量的来源主要是转子动能和备用减载容量或者直流母线电容添加储能装置，基本控制策略如下图 1-16 所示。

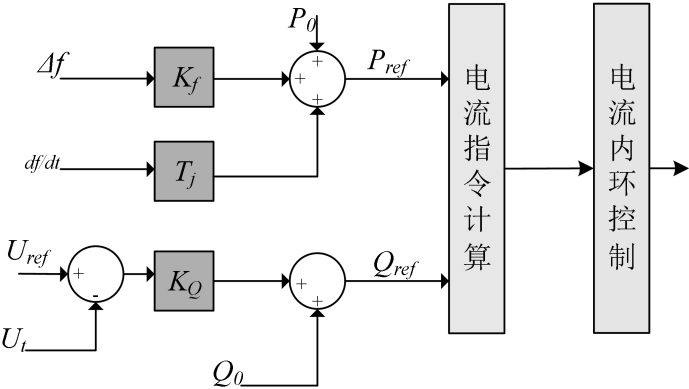


图 1-16 变流器惯量支撑和一次调频基本策略

“惯量支撑”是对频率的微分响应，具有超前性、快速性，主要在频率变化初期发挥作用。可以有效平抑稳态频率变化的幅值和频次，并在大扰动发生至一次调频动作前的宝贵时间段，提供频率支撑，降低暂态下频率恶化速度和程度。因为只在频率变化时才发挥作用，所以适合冲击型功率波动；“一次调频”是对频率的比例响应，波动前期由于偏差量小，不动作，超过阈值（ $\pm 0.033\text{Hz}$ ）后起作用，可持续 30s 时间，以降低源—荷功率不平衡引起的频率偏差，并为系统提供多机并列运行的稳定调节机制和自主分配不平衡功率的协调机制。

“惯量支撑”和“一次调频”作用的时间尺度不同，目标和功能定位上也是区分并互补的。因此在风电机组传统发电功能的基础上，增加惯量支撑与一次调频功能有利于提高机组的自治稳定以及电网的频率品质，典型的控制框图如图 1-17 所示。

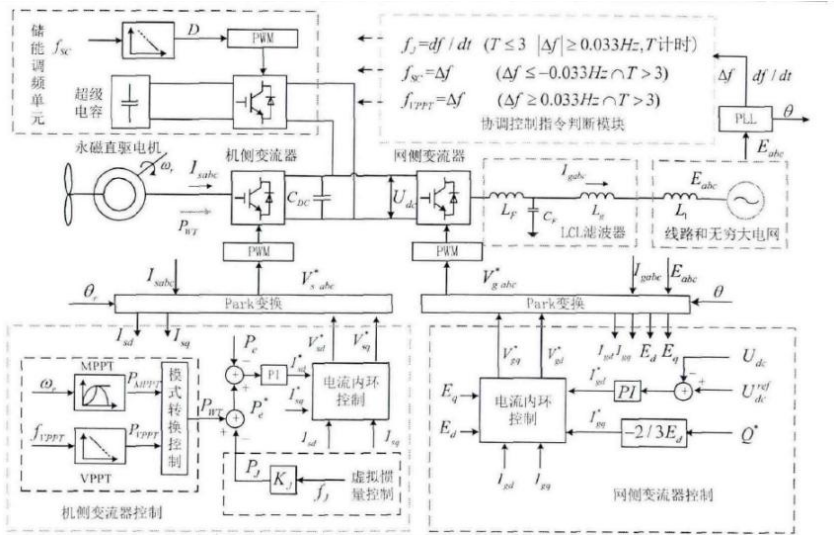


图 1-17 全功率变流器惯量支撑和一次调频控制策略

（5）宽频振荡抑制

双馈风电机组的次同步控制相互作用、直驱风电机组与弱交流电网互作用下锁相环锁相失败导致电力系统广义同步稳定性问题，近年来频繁发生。

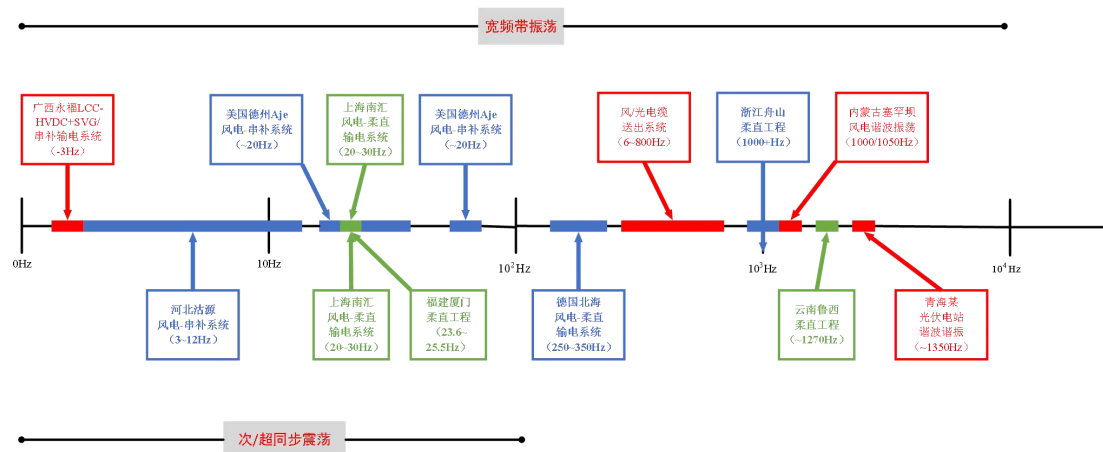


图 1-18 国内外宽频振荡案例

变流器层面，面对宽频振荡主要的措施包括优化变流器控制参数及改进控制结构两种方式。控制参数优化主要是通过变流器特定的控制参数的调整，对特定频率段的阻抗就行优化，实现振荡抑制。控制结构调整主要是在变流器中引入有源阻尼等附加措施对振荡进行抑制。

二、当前面临的挑战

（一）质量可靠性

风电变流器使用了大量的功率半导体器件、低压电器件等，承担了稳定电压、控制电流开通和关断以及系统控制等直接影响系统性能和功能的关键作用，这些器件在风电变流器运行中承受电压、电流、机械安装等应力和高温、潮湿等外部环境作用下，存在的安全隐患极易引起整个风力发电系统崩溃。风电变流器亟需解决风电机组功率大功率情况下，系统越复杂导致功率器件增多与如何尽可能减少器件数量的矛盾，以提高 MTBF 之间的关系，进一步平衡控制器件数量，提升系统的可靠性；在满足需求的前提下，分析核心器件的表现，包括电压等级/拓扑、器件规格与选型等。

（二）高功率密度

随着风电机组功率的不断提升，如按照系统或器件并联提升电流的原有思路发展，将会使用更多的功率器件，使得 MTBF 进一步降低，对此，需开展其他拓扑和可靠性技术以提升变流器的可用性，选用符合要求的成熟拓扑，进一步提升风电变流器控制能力，同时在成本可控前提下，提高系统电压等级，选择高耐压大电流功率器件，减少功率器件的数量。

（三）结构布局紧凑

目前，变流器的整机结构布局非常复杂，需要考虑到多方面的因素，涉及多学科交叉。随着变流器功率等级的不断抬升，出于成本考虑，变流器体积却不是无限扩大，这就需要变流器内部设计更加紧凑，加之考虑到变流器的可装配性，可维护性以及散热，挑战性越来越大。当前，较好的变流器结构布局，首先要进行需求合理性分析，其次要考虑各种输出设计限制，最后在设计过程中还要考虑到潜在的风险和措施。需要了解变流器的工作原理和主电路，主电路决定着各个器件的先后连接顺序，同时还需要关注变流器内的易损器件、后期维护的器件，这些器件需要布局在方便操作的区域。发热量大的器件及其最高降额温度对变流器紧凑型设计提出了更高要求。随着功率等级的跨越式增长，变流器重量也大幅增加，柜体必须有足够的支撑强度，保证变流器能够正常起吊、运输、存放、安装。

此外，随着风电机组走向深海，漂浮式机组必将获得更广泛的应用，由于漂浮式机组工作环境恶劣，摆动晃动幅度大，对变流器的结构强度提出了非常高的要求。

（四）散热效能高

由于风电机组的功率密度不断提升，变流器单位空间内产生的热耗急剧增加，传统的风冷、水冷等成熟散热技术越来越难以满足散热需求，其次，随着功率密度不断攀升，导致局部的热流密度呈指数增长，散热设计需要考虑从板级、器件级、系统级到环境级的全覆盖。在资源有限的情况下，如何实现精准散热，如何高效地、高可靠地解决散热问题，挑战越来越大。设计过程中，通常要将变流器功能区域化，各区域风道独立，避免风道相互影响，提高整机通风散热能力。

（五）应用环境复杂

当前，变流器通常安装运行在环境恶劣的地区，变流器需具有和对应场景相适配的 IP 防护等级。设计者需要充分考虑机器的防尘和防水要求，防止外物及灰尘、油污、水等进入机柜内部，影响电气元件的正常工作。此外，变流器防护等级的保证不仅和变流器设计端相关，也和变流器客户端的施工操作有关，规范的操作也是保证变流器防护等级的关键。

随着海上变流器的快速发展，装机量的大幅提升，必须采取防止或减少环境条件对变流器可靠性的不利影响，变流器要能够承受生命周期内可能遇到的潮湿，盐雾，霉菌。潮湿、盐雾和霉菌会降低材料的绝缘强度，引起放电、短路，从而导致变流器电气故障和事故。因此，“三防”设计在变流器的电气设计和机械结构设计中越来越需要体现，设计之初应考虑预期使用条件，通过采用合适方法确保变流器防潮湿，防盐雾，防霉菌。

（六）产品自主化

随着风电平价上网的全面铺开，度电成本 (LCOE) 和机组性价比成为产业规模化发展的核心关切，系统整体方案和质量表现的竞争，且很大程度上体现为各自供应链的全面竞争。全面国产化是提升零、部件供应链安全性和性价比的必须手段，但对于复杂的零、部件，需要经历技术辅导、应用反馈和反复的验证、迭代过程。

（七）电网支撑性

风电机组除了适应各种电网条件外，还需对电网的频率、电压提供实时调节与支撑。风电机组除满足惯量支撑和一次调频要求外，风电机组通过主动调压和快速频率控制可更好地支撑电压稳定性。对于直流近区的风电机组需要适应直流电网的运行特性和故障类型，尤其需要具备连续的高低穿电压穿越能力。

（八）电网稳定性

以新能源为主体的新型电力系统的建设过程中，对风电机组和电网的运行控制都会带来巨大挑战。风电对电网的影响日益凸显，机-网互动稳定性问题更加复杂；大规模风力发电基地普遍位于远离负荷中心的偏远地区，其接入电网通常呈现高阻抗弱电网状态，已导致风力发电出现一系列谐振不稳定事故。新能源发电具有很强的随机性和波动性，随着新能源发电占比的进一步提升，电力系统的功率平衡挑战性逐步体现。

三、技术发展趋势

电力电子器件、电力电子控制技术的发展促进了电力电子装置的革新。风电变流器的应用提升了风力发电机的并网转速范围，提高了风电机组的电能转换效率。随着风力发电机组大型化、风电场景的拓展对风电变流器提出了更高的技术要求。未来，风电变流在新电路拓扑、先进控制技术和智能化诊断等方面的发展和创新应用，将助力风力发电机组高效、智能化发展。

（一）电力电子器件发展

电力电子器件的开关过渡过程、分布参数、信号等特性决定了产品的性能。目前，市面上主流的风电变流器都选用了 IGBT 作为其变频器的功率元件。IGBT 的栅极为 MOS 结构，可以有效提高输入阻抗并实现电压控制开断，在导通时则利用 BJT 结构中的 Pn 结实现电导调制效应，降低导通电阻，使得其具有优良的电流饱和能力，并且安全工作区较广，非常适合在中频、高频条件下的大电流领域中应用。因此，目前乃至将来一段时间内 IGBT 仍是风电变流器功率元件的首选。新技术的发展日新月异，大功率开关器件将向更高的阻断电压和更快的开关速度方向发展，为大容量电力电子装置的发展提供更好的选择。

风电变流器发展至今，其主回路拓扑结构是随着电力电子器件的不断创新发展而发展的，由三相半桥两电平拓扑到目前主流的三电平拓扑结构。风电机组的电能质量和转换效率都显著提升。如图 1-19 所示的风电变流器网侧逆变单元拓扑结构，逆变桥由三个相单元组成，直流滤波环节由两组电容量相等的电容器构成。

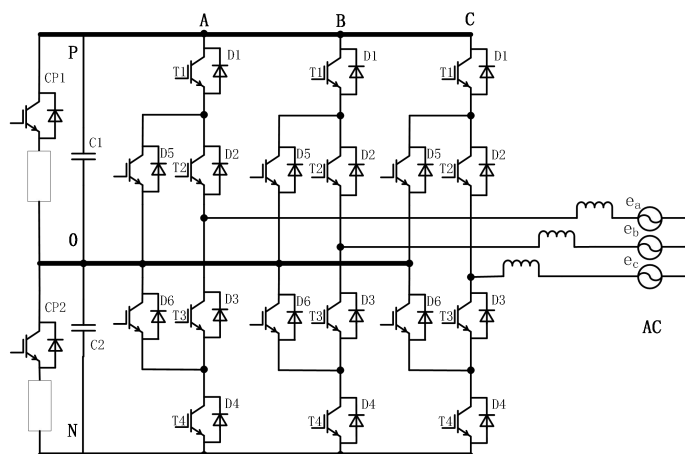


图 1-19 三电平风电变流器网侧逆变电路

随着实际应用和功率半导体技术的不断深入，拓扑结构发展将引领风电变流大功率发展趋势。对于大容量风电变流器，采用低压变流方案，变流器的电流会很大，增加了并联电缆的数量和传输线路的损耗，限制了系统的效率和可靠性。为了适应更大功率的风电机组，风电变流器可以采用中压变流方案。适用于中压变流器的拓扑主要有多电平拓扑、模块化多电平拓扑和 H 桥级联（CHB）拓扑。多电平拓扑降低了功率器件所需的电压等级，在大功率变流器中应用较多，如三电平、五电平拓扑。

模块化多电平通过调整子模块的串联个数可以实现电压及功率等级的灵活变化，并且可以扩展到任意电平输出，减小了电磁干扰和输出电压的谐波含量，输出电压非常平滑且接近理想正弦波形拓扑通过子模块串联提高变流器的电压和功率等级，子模块的开关频率较低，可以降低功率器件的损耗，提升变流器效率。

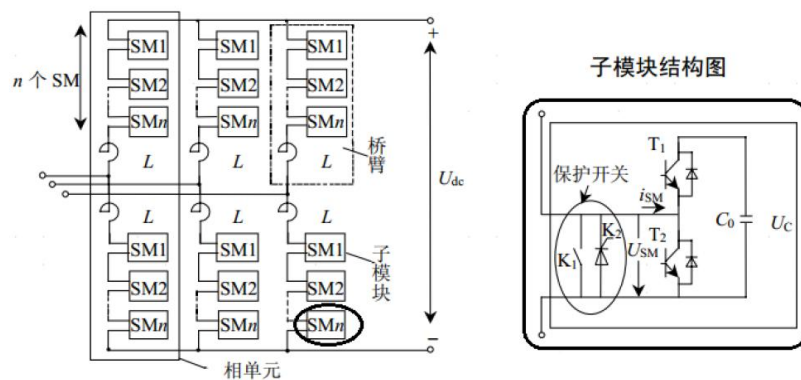


图 1-20 模块化多电平电路

H 桥级联拓扑由两个或多个单相全桥电路级联而成，每个单相全桥逆变器由一个独立的直流电源供电，总的输出为所有级联单元输出的叠加。CHB 具有以下显著优点：1) CHB 的电平数可较大，因而可兼容更高电压等级，实现更低谐波输出；2) 具有模块化的结构特点，设计、制造、安装方便，对相同的电平数来说，级联结构所需的元器件数目较少；3) 级联控制技术成熟，具备冗余控制策略，系统的可靠性高。CHB 结构的典型特点是需要多个独立的直流电源。

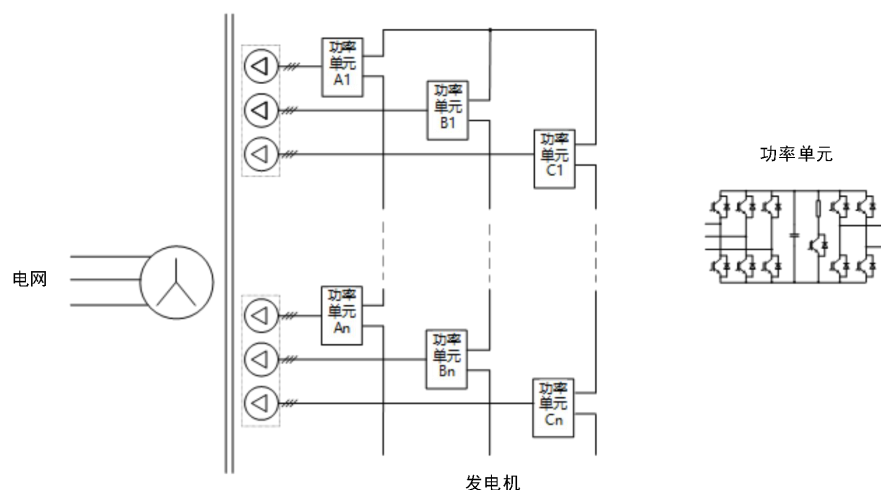


图 1-21 H 桥级联电路

（二）控制技术发展

风电变流器的控制对象为风力发电机和电网，风电变流器电路拓扑需要实现发电机输出的交流大电流到电网的转换（整流/逆变）功能。电路拓扑的控制则由风电变流控制系统实现，控制算法是风电变流的核心技术。目前风电变流器采用矢量控制的方法，这种方法基于电网矢量定向实现线性目标的输出控制，满足风电机组并网有功功率和无功功率的控制输出。

随着数字化控制芯片的快速发展，各种新型的控制算法的实现变得更加容易。随着新能源在电网渗透率的不断提升，更好地适应电网，满足复杂电网下的稳定友好型控制是风电变流器控制技术发展的方向。

从外特性上看，现有的大多数风电变流器可等效为一个受控电流源，无法为系统提供频率和电压支撑，在弱电网下容易出现系统频率稳定性问题。构网型风电机组并网控制基于模拟传统同步发电机组的功角与电压控制方程，以并网电压为控制目标，实现对电网的主动支撑控制，该控制技术能够主动响应电网电压的变化，同时能够适应极低电网短路比场景，使得构网型风电机组具备电网友好性。

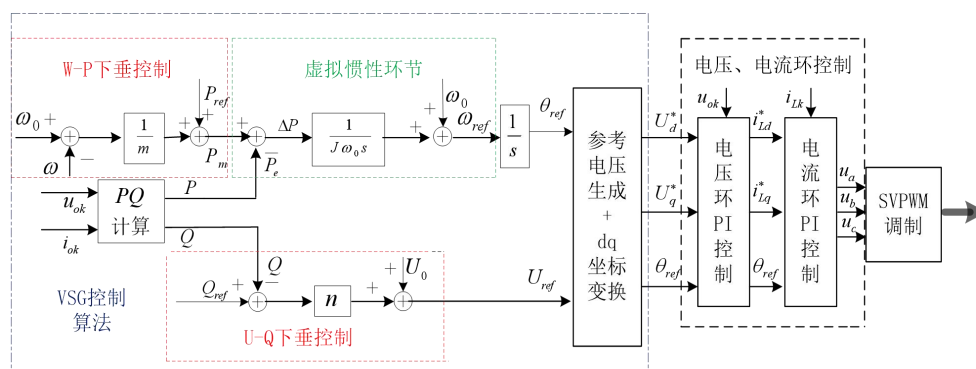


图 1-22 一种构网型风电变流器控制框图

不依赖被控对象具体的数学模型，通过被控对象的参考状态与实

际状态的误差来消除误差的控制思想目前变流器使用 PI 控制的优势，通过精确跟踪控制指令实现风电机组并网控制目标。自抗扰控制 (Active Disturbance Rejection Control, ADRC) 是一种不完全依赖被控对象数学模型的主动抑制扰动的控制技术，其结构主要由以下三部分组成：跟踪微分器 (tracking differentiator, TD)，扩张状态观测器 (extend state observer, ESO)，非线性状态误差反馈控制律 (nonlinear state error feedback, NLSEF)。ADRC 的核心思想是将影响被控输出的扰动视为一个整体扰动，通过 ESO 在输出信息中提取扰动并补偿。ADRC 中基本的信息流可由下图所示的框架表示。针对风电变流器存在的抗扰动抑制能力不足问题，通过使用自抗扰控制结构，有望增强风电系统的扰动抑制能力。

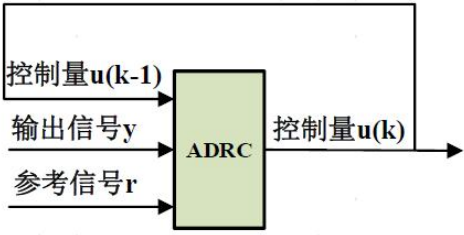


图 1-23 ADRC 控制原理框图

与基于现有风电变流器采用的载波调制的控制策略不同，对应基于离散特性直接选出开关量的控制策略的模型预测控制的优点是直接考虑到变流器的离散特性和非线性特性，真正地实现采样频率下的系统控制；其次，无需 PI 参数设计，并且省去了调制过程，简化了系统设计。由于变流器的开关状态是有限的，两电平为 8 个开关状态，三电平为 27 个开关状态。因此，有限控制集模型预测控制的基本原理是：在每一个采样周期内，根据系统模型遍历这些开关状态，然后根据预先设计好的与系统性能有关的优化函数来选出最优的开关量。模型预测控制控制策略能够优化控制系统的各种实时变化，实现更高

的控制精度，同时获得系统除电流跟踪外的其它性能指标，如降低开关频率、共模电压抑制、中点电压平衡控制、并联环流控制等，在大功率风电变流器控制中的应用具有一定的实用价值。

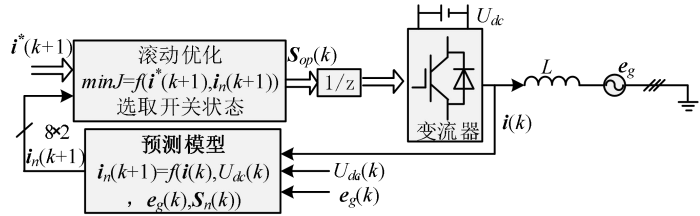


图 1-24 模型预测控制原理框图

（三）智能诊断技术发展

风电变流器故障带有很强的非线性、多并发性和不确定性等，对维护人员专业素质要求高，诊断和排查难度较大。充分利用变流器丰富的信号采样信息，通过引入先进的控制算法、智能化监测技术和远程通信能力，变流器能够实现自适应控制、故障诊断和优化运行。

故障预测与健康管理可以实现风电变流器故障检测、隔离、预测及健康管理，利用系统传感器采集获取系统的状态信息，借助各种故障推理算法和智能诊断及预测模型来监控、预测和管理系统的状态，估计系统或器件的健康度，它不仅能监测和诊断故障，更能提前预知故障的发生，使得系统在故障之前进行采取安全容错控制手段或维护维修，从而实现自主式安全保障和最小费用损耗的目标，从传统风电变流器在发生故障后再进行故障状态监测，故障预测与健康管理将进一步整合智能控制与管理系统的可靠性、安全性和通信技术，实现风电变流器更高级别的自主运行、智能优化和网络集成。

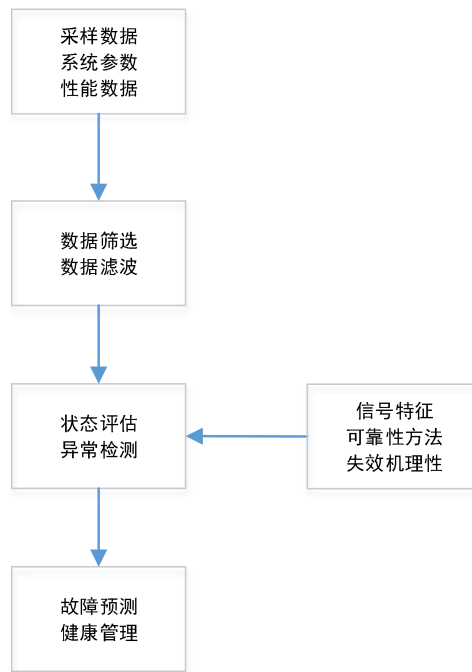


图 1-25 故障预测与健康管理体系

通常故障预测与健康管理的方法主要有基于可靠性分析的方法和基于现代控制策略模型估计的方法。

基于可靠性分析的方法主要利用设备历史经验反馈数据来调整预先定义的可靠性模型参数进行预测的方法。故障树分析法（fault tree analysis, FTA）采用一种倒立的逻辑因果关系图表示出系统故障和系统部件之间存在的因果关系。从某一故障或故障特征的发生开始，按整体到局部的方式，一步步寻找导致该故障发生的直接原因和间接原因，直到找出最基本的原因，并用有向逻辑关系图表示出来，结合智能学习算法，故障树还可以根据历史诊断和预测结果重新修正故障树的逻辑因果关系，从而进一步提高可靠性分析预测的准确性。将该方法用于风电变流器故障诊断和预测时，可以根据历史数据和参数，从而寻找导致该故障发生的原因和数据表征导向。故障树既可以用于故障自诊断，也可以用在变流器实时诊断，常与其他方法结合使用。下图为一个简单的故障树示例，风电变流器通过检测到并网变流

THD 过大，实际可以根据故障树逻辑遍历故障原因，提前进行故障原因干预，避免故障扩大化。

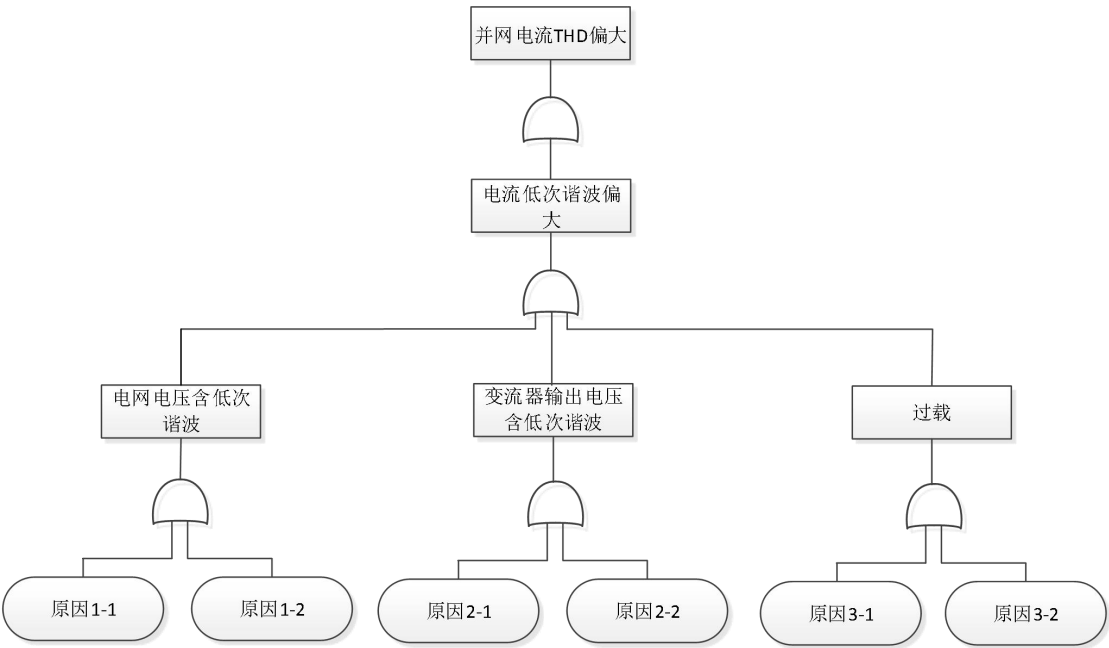


图 1-26 并网电流 THD 过大的故障树

基于现代控制策略模型估计的方法主要是基于现代控制理论。如人工神经网络的故障诊断方法不关注具体的内部运行机制，利用已知的故障源为样本，采用已知算法对大量的训练样本进行分析，通过神经元及其相应结构（权值、偏差）的不断修正，逼近任何连续非线性函数，能够对未知的或无法预测的故障信息进行分析判断，建立起输入特征和输出结果的映射关系。

假如目前现在只有一些输入和相应的输出，而对如何由输入得到输出的机理并不清楚，那么可以把输入与输出之间的未知过程看成是一个“网络”，通过不断地给这个网络输入和相应的输出来“训练”这个网络，网络根据输入和输出不断地调节自己的各节点之间的权值来满足输入和输出。这样，当训练结束后，当给定一个输入，网络便会根据预先已调节好的权值计算出一个输出。

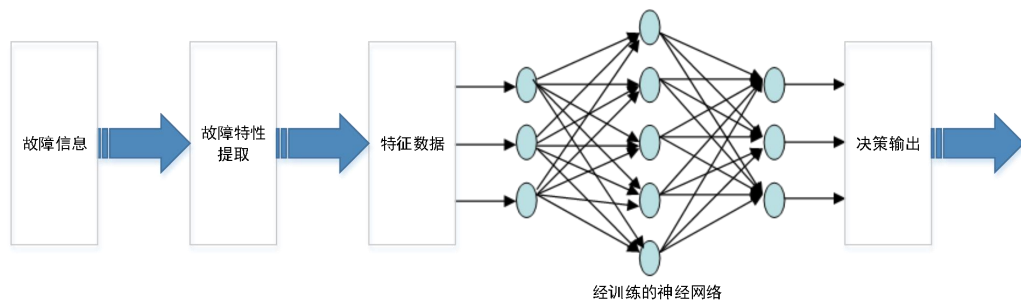


图 1-27 基于人工神经网络的故障诊断方法

例如在风电变流器功率单元故障预测中，可以通过经过训练的神经网络系统，实现对功率单元健康状态的诊断和寿命预测。对于功率单元中 IGBT 退化到失效状态识别评估结果以下三种退化状态区分：安全、亚安全和失效。通过设定 IGBT 的征兆参数，将这些参数进行融合并对其进行标准化；再次，建基于映射神经网络的健康评估模型，通过从健康和老化的 IGBT 获取征兆数据来对网络进行学习训练，经过训练后的网络提供二维训练数据的代表，最小化噪声数据的影响，并对 IGBT 的健康特性参数进行了学习，然后提炼出健康因子后就可以依据规则映射模型完成了 IGBT 退化状态的识别，实现一种基于人工神经网络的功率单元的健康评估。

风电变流器受电网的等外部因素及系统部件老化、应力累积损伤等内部因素影响，会造成变流设备故障甚至损坏。针对风电变流关键故障和重要组件的分析，建立系统健康评估或故障预测模型，结合风电变流运行关键特征，通过模型分析与推理，继而通过及时的安全控制措施来避免系统的潜在故障的发生，提高故障失效的诊断效率和准确性，最大程度上保障风力发电系统的安全稳定运行。

第二章 质量

本章重点论述了风电领域相关标准现状、检测情况、合格评定发展趋势以及风电变流器典型问题等内容；检测方面，围绕变流器产品型式试验、出厂试验、以及并网测试等方面展开论述；典型问题方面，分析了变流器器件本体、软件兼容、工艺制作、现场安装、电网适应等方面质量问题现状。

一、标准情况

标准是对重复性事物和概念所做的统一规定，它以科学技术和实践经验的结合成果为基础，经有关方面协商一致，由主管机构批准，以特定形式发布作为共同遵守的准则和依据。变流器作为关键产品，其技术标准是以提升生产效率和生产规模、降低产品成本、简化产品设计难度、提升品质等为目的。

标准承担起草、技术审查等工作由相关标准化技术委员会承担。国际标准化方面，主要是国际电工技术委员会（IEC）下设的 IEC/TC88 Wind energy generation systems，负责风能领域国际标准化工作。目前已发布了 49 项 IEC 标准，大多为风电机组设计、测试、载荷、噪声等方面标准规范。未涉及风电变流器关键产品标准。

全国风力发电标准化技术委员会（SAC/TC50），负责全国风力机械（包括风力发电，风力提水等机械）等专业领域标准化工作。风电变流器方面，已发布了双馈式变流器、全功率变流器国家标准项目。

能源行业风电标准化技术委员会（NEA/TC1），下设风电场规划设计、风电场施工安装、风电场运行维护、风电并网管理、风力机械设备、风电电器设备、风能资源评估共 7 个分技术委员会，开展风电

行业标准制修订工作，已发布了风电变流器行业标准共计 17 项。

此外，与变流器领域密切相关的标准化技术委员会，还包括：

全国电力电子系统和设备标准化技术委员会（SAC/TC60），已发布了 GB/T 3859.1-2013《半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第 1-1 部分：基本要求规范》（修改 IEC 60146-1-1:2009）、GB/T 3859.2-2013《半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第 1-2 部分：应用导则》（修改 IEC/TR 60146-1-2:2011）、GB/T 39572.1-2020《并网双向电力变流器 第 1 部分：通用要求》（等同 IEC 62909-1:2017）。

全国变频调速设备标准化技术委员会（SAC/TC518），已发布 GB/T 30844.1-2014《1 kV 及以下通用变频调速设备 第 1 部分：技术条件》、GB/T 30844.2-2014《1 kV 及以下通用变频调速设备 第 2 部分：试验方法》、GB/T 30843.1-2014《1 kV 以上不超过 35 kV 的通用变频调速设备 第 1 部分：技术条件》、GB/T 30843.2-2014《1 kV 以上不超过 35 kV 的通用变频调速设备 第 2 部分：试验方法》。

目前，风电变流器领域共有现行国家标准 4 项，能源行业标准 19 项，具体见表 2-1。

表 2-1 风电变流器现行国家/行业标准

序号	标准类型	标准号	标准名称	适用范围及主要技术内容
1.	国家标准	GB/T 25387.1-2021	风力发电机组 全功率变流器 第1部分：技术条件	适用范围：本标准适用于全功率交直交电压型变流器。主要技术内容：规定变流器的通用要求、检验规则及产品相关信息
2.	国家标准	GB/T 25387.2-2021	风力发电机组 全功率变流器 第2部分：试验方法	适用范围：本标准适用于全功率交直交电压型变流器的试验和检验。主要技术内容：规定变流器的试验条件和试验方法
3.	国家标准	GB/T 25388.1-2021	风力发电机组 双馈式变流器 第1部分：技术条件	适用范围：本标准适用于双馈式变流器。主要技术内容：规定变流器的通用要求。检验规则及产品相关信息
4.	国家标准	GB/T 25388.2-2021	风力发电机组 双馈式变流器 第2部分：试验方法	适用范围：本标准适用于双馈式变流器。主要技术内容：规定变流器的试验条件和试验方法。
5.	行业标准	NB/T 10923-2022	风力发电机组 变流器 安全要求	适用范围：本标准适用于系统电压 1000Vac（1500Vdc）以下的风力发电机组变流器。主要技术内容：本标准规定了风力发电机组变流器安全方面相关的通用技术条件，安全要求，检验方法，标识和信息等要求。
6.	行业标准	NB/T 10929-2022	风力发电机组 变流器 可靠性技术规范	主要技术内容：本标准适用于通用型风力发电机组的可靠性设计。主要技术内容：本标准规定了风力发电机组可靠性设计的术语定义、一般要求、可靠性试验、可靠性增长管理等内容。
7.	行业标准	NB/T 31015-2018	永磁风力发电机变流器技术规范	适用范围：本标准适用于连接永磁风力发电机定子绕组的交直交电压源型变流器。鼠笼型风力发电机、电励磁风力发电机，中/高速永磁风力发电机用变流器可参照本标准执行。 主要技术内容：本标准规定了永磁风力发电机变流器（以下简称“变流器”）的术语和定义、技术要求、试验方法、检验规则及其产品的相关信息等。

8.	行业标准	NB/T 31042-2019	海上永磁风力发电机变流器技术规范	适用范围：本标准适用于安装在海上风场连接永磁风力发电机定子绕组的电压源型变流器。鼠笼型风力发电机、电励磁风力发电机，中/高速海上永磁风力发电机用变流器可参照本标准执行。主要技术内容：本标准规定了海上永磁风力发电机变流器（以下简称“变流器”）的术语和定义、技术要求、试验方法、检验规则等。
9.	行业标准	NB/T 31123-2017	高原风力发电机组用全功率变流器试验方法	适用范围：本标准适用于海拔 1000m 以上至 5000m 及以下，网侧额定电压交流不超过 1 000 V 额定频率为 50 Hz 的高原风力发电机组用全功率变流器试验方法。主要技术内容：本标准规定了高原风力发电机组用全功率变流器（交直交电压源型）（以下简称“变流器”）的试验条件、试验方法。
10.	行业标准	NB/T 31014-2018	双馈风力发电机变流器技术规范	适用范围：本标准适用于双馈风力发电机组中的交直交电压源型变流器。主要技术内容：本标准规定了双馈风力发电机变流器的术语和定义、技术要求、试验方法、检验规则及其产品的相关信息等。
11.	行业标准	NB/T 31041-2019	海上双馈风力发电机变流器技术规范	适用范围：本标准适用于海上双馈风力发电机组中的交直交电压源型低压变流器。海上双馈风力发电机组中的中压变流器可参照本标准执行。主要技术内容：本标准规定了海上双馈风力发电机变流器的术语和定义、技术要求、试验方法、检验规则等。
12.	行业标准	NB/T 31136-2018	海上用风力发电设备关键部件环境耐久性评价：变流器	适用范围：本标准适用于安装在海上风力发电机组用变流器产品。主要技术内容：本标准规定了海上用风力发电设备变流器的海上环境耐久性评价试验项目、试验方法、严酷等级及试验合格判据等相关信息。
13.	行业标准	NB/T 31139-2018	高原风力发电机组用全功率变流器液体冷却散热技术要求	适用范围：本标准适用于海拔 2 000 m 以上至 5 000 m 风力发电机组用全功率变流器液体冷却系统的设计和试验。高原风力发电机组用双馈变流器液体冷却系统的设计和试验可参照本标准。主要技术内容：本标准规定了高原风力发电机组用全功率变流器液体冷却系统的技术要求、试验方法、检验规则以及包装、运输、贮存等。

14.	行业标准	NB/T 31044-2023	永磁风力发电机-变流器组技术规范	适用范围：适用于永磁风力发电机-变流器组的相关术语及定义、技术要求、试验方法等。修订主要内容：1、增加和修订规范性引用文件；2、修订术语及定义；3、修订效率、噪声、温升、高温环境、发变组保护以及防护等级等技术条件和试验方法；4、增加高电压穿越、电网适应性技术条件和试验方法；5、对并网切入电流等条款进行删除。
15.	行业标准	NB/T 10437-2020	风力发电机组变流系统用机侧滤波器技术规范	适用范围：本标准适用于连接永磁风力发电机定子绕组的交直交电压源型变流器的机侧滤波器设计。鼠笼型风力发电机、电励磁风力发电机，中/高速永磁风力发电机用变流器可参照本标准执行。主要技术内容：本标准规定了永磁风力发电机变流器（以下简称“变流器”）系统用机侧滤波器的术语和定义、技术要求、试验方法、检验规则及其产品的相关信息等。
16.	行业标准	能源 20210528	并联型风电变流器控制系统技术规范	适用范围：本标准适用于并联型风电变流器控制系统。规定了并联型风电变流器控制系统的技术要求和试验方法。本标准主要包含以下技术内容：1、控制系统配置；2、控制方式包含集中控制方式，主从控制方式，独立并联控制方式；3、通信方式及内容；正常运行逻辑控制包含整体开关机，部分开关机，功率协调，冗余运行；4、故障逻辑控制包含变流单元故障逻辑，并联变流器整体故障逻辑；5、性能要求包含并网冲击，环流抑制，变流单元功率分配百分比偏差，载波同步精度，移相控制精度；保护功能包含变流单元故障，并联型风电变流器故障保护；6、故障诊断要求；7、试验方法。
17.	行业标准	能源 20220294	风力发电机组 具备储能功能的变流器技术规范	适用范围：标准适用于风力发电机组储能式变流器，具体指用于风力发电机组的直流侧可接入储能单元的变流器，由电机侧变流器、电网侧变流器、公共直流环节和储能侧变流器组成。主要技术内容：本文件规定风力发电机组储能式变流器的技术要求、试验条件、试验平台、试验项目及内容、试验规则和试验报告等。
18.	行业标准	NB/T 10583-2021	风力发电机组变流器检修技术规程	适用范围：本标准适用于变流器的检修工作。主要技术内容：规定变流器的检修内容、检修方法及测试要求

19.	行业标准	NB/T 31014-2018	双馈风力发电机变流器技术规范	适用范围：本标准适用于双馈风电机组中的交-直-交电压源型变流器。主要技术内容：规定变流器的技术要求、试验方法、检测规则及其产品的的相关信息等
20.	行业标准	NB/T 31096-2016	高原风力发电机组用双馈式变流器技术要求	适用范围：本标准适用于海拔 1000~5000m、网侧额定电压 $\leq 1000V$ ，额定频率 50Hz 的高原用双馈式变流器。主要技术内容：规定变流器的高原环境条件参数、技术要求、资料、包装、运输和储存要求
21.	行业标准	NB/T 31097-2016	高原风力发电机组用全功率变流器技术要求	适用范围：本标准适用于海拔 1000~5000m、网侧额定电压 $\leq 1000V$ ，额定频率 50Hz 的高原用双馈式变流器。主要技术内容：规定变流器的高原环境条件参数、技术要求、资料、包装、运输和储存要求

二、检测情况

（一）型式试验与出厂试验

风电变流器试验包括型式试验和出厂试验两类，其中型式试验是全面考核产品性能和质量，验证产品是否符合技术要求的一种试验。进行型式试验的样品，应在经过出厂试验合格的一批产品中抽样，抽样的数量应不少于两台。型式试验项目应符合产品的技术规定，全部合格判定为合格；任有一项不合格，则判定该产品不合格。当有下列情况之一时，风电变流器应进行型式试验：

- （1）试制的新产品鉴定时；
- （2）当产品的设计、工艺或所用原材料的改变会影响产品性能时；
- （3）批量生产的产品，每隔 3 年进行一次型式试验；
- （4）产品长期停产后恢复生产时；
- （5）国家质量监督机构提出进行型式试验的要求时。

为了考核产品的性能，保证产品符合有关标准和型式试验的相关

要求，组装后的变流器必须进行出厂试验。一台中有一项性能不符合要求，即为不合格，应返工后复试，复试仍不合格，则判定试验不合格。试验合格后，填写试验纪录并且出具合格证方能出厂。

型式试验和出厂试验的试验项目及测试标准见表 2-2。

表 2-2 风电变流器试验项目

序号	试验项目	型式试验	出厂试验
1	绝缘强度试验	√	√
2	绝缘电阻测定	√	√
3	接地电阻测定	√	√
4	电容器放电时间测定试验	√	
5	并网控制试验	√	√
6	加载试验	√	√
7	电网适应能力试验	√	
8	效率试验	√	
9	电网侧功率因数测定试验	√	
10	总谐波畸变率测量试验	√	
11	各次谐波畸变率测量试验	√	
12	直流电流含量测定试验	√	
13	直流电压纹波系数测定试验	√	
14	过载能力试验	√	
15	有功功率和无功功率精度测定	√	
16	稳定性运行时间试验	√	
17	温升试验	√	
18	保护功能试验	√	√
19	电磁兼容试验	√	
20	通讯试验	√	
21	振动试验	√	
22	噪声试验		
23	低温工作试验	√	
24	高温工作试验	√	
25	恒定湿热试验	√	
26	交变湿热试验		
27	防护性能试验	√	
28	附加试验	√	

（二）并网试验

风电变流器的并网测试是以风电整机并网测试进行的。风电机组并网测试主要包括电能质量、功率控制、电网适应性和故障穿越测试。

1、电能质量测试

风电机组电能质量是指风电机组发出的电能的质量及品质。与之对应的测试技术是在传统电能质量测试的基础上，结合风电并网的间歇性、随机性、波动性等特点以及充分考虑电力电子变流器运行特征发展起来的。我国现行的风电机组电能质量测试标准是 GB/T 20320-2013《风力发电机组 电能质量测量和评估方法》，以下介绍该测试内容与测试系统。

风电机组电能质量测试系统应根据标准要求，考虑风的随机波动性、间歇性和低密度性及风电机组所处安装环境的特殊性，选择高性能的 PC 测量仪器作为硬件采集平台，采用适合风电机组的数字化闪变仪算法、基于功率区间的谐波算法等方法，实现风电机组的电能质量测试。GB/T 20320-2013 给出一种风电机组电能质量测量系统示例，如图 2-1 所示。风速计、电压传感器(互感器)和电流传感器(互感器)是测量系统必需的传感器。信号处理环节是将这些传感器与用于信号抗混叠的低通滤波器相连。为满足测量准确度的要求，模数转换(A/D)分辨率最低应为 12 位。要求每个通道的电压及电流信号的采样速率最小为 2kHz。测量谐波(高频分量)时，每个通道的采样速率最小应为 20kHz。

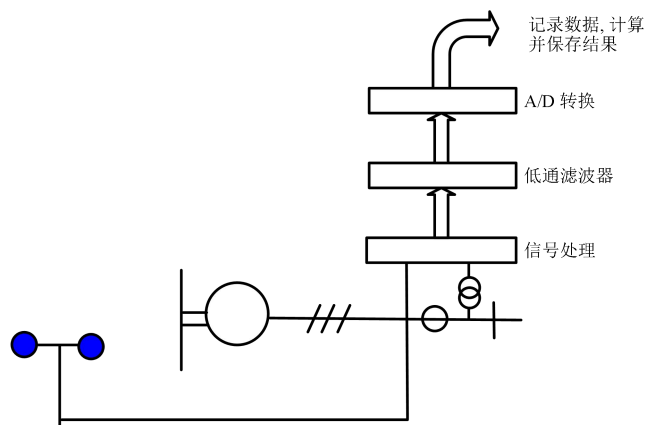


图 2-1 风电机组电能质量测量系统示例

（1）电压波动和闪变

风力发电机组连续运行时, 分别按年平均风速为 6m/s、7.5m/s、8.5m/s 和 10m/s 时的 4 种不同风速分布, 对应电网阻抗相角为 30° 、 50° 、 70° 和 85° 时列表说明风力发电机组的闪变系数, 并按其累积分布概率为 99% 所对应的百分位数取值。测量特性参数时, 风力发电机组无功功率设定值控制应设定为 $Q=0$ 。

风力发电机组进行切入风速时启动以及额定风速或更高风速时启动时应说明以下特性参数: 10min 周期内某一种切换操作的最多次数; 2h 周期内某一种切换操作的最多次数; 电网阻抗相角分别为 30° 、 50° 、 70° 和 85° 时的闪变阶跃系数; 电网阻抗相角分别为 30° 、 50° 、 70° 和 85° 时的电压变动系数。

测试中考虑到电网通常还连接有其他波动性负荷, 可以通过构建虚拟电网模拟电压波动的方法避免测试结果受到测试场地电网条件的影响。

（2）谐波、间谐波和低频分量

当风力发电机组有功功率输出分别在额定功率 0%、10%、20%、...、

100%区间内时, 以与额定电流的百分比形式列表给出各电流分量(谐波、间谐波及高频分量)及电流总谐波畸变率。此处, 0%、10%、20%、…、100%为区间中点。

应采用子群的方法给出直到电网基波频率 50 倍的各次谐波电流分量和电流总谐波畸变率。根据 GB/T 17626.7—2008 附录 A 并采用子群的方法给出频率直到 2kHz 的间谐波电流分量。根据 GB/T 17626.7—2008 附录 B 并采用子群的方法给出频率在 2kHz~9kHz 之间的高频电流分量。

测量电流谐波、间谐波和高频分量时, 风力发电机组无功功率设定值控制应设定为 $Q=0$ 。

(3) 电网保护和重连

测试风力发电机组电网保护系统的功能。在过电压、欠电压和过频率、欠频率情况下, 设置保护水平及脱网时间, 确定风力发电机组的实际保护水平及脱网时间。保护水平是指风力发电机组脱网时的电压和频率值。脱网时间是过/欠电压或过/欠频率的开始时刻至风力发电机组脱网时刻之间的时间段。

测试电网故障导致风力发电机组脱网后的重并网时间, 应注明电网故障分别持续 10s、1min 和 10min 时风力发电机组对应的重并网时间。重并网时间是从风力发电机组输出端电网电压恢复正常至风力发电机组开始发电的时间。

2、功率控制测试

风电机组作为接入电网的发电单元, 其有功、无功功率的调节控制主要依据所接入电网的相关规定。针对风电机组有功、无功功率控

制能力，本节依据 GB/T 20320-2013《风力发电机组 电能质量测量和评估方法》中有关方法进行说明。主要测试内容包括：

(1) 最大测量有功功率

给出风力发电机组的最大测量功率，包括 10min 功率平均值、1min 功率平均值和 0.2s 功率平均值。

(2) 有功功率升速率限制

测试风力发电机组以升速率限制控制模式运行的能力，测试结果以图表形式表示。图表中给出 10min 测试周期内有功功率可获取值和测量值，设置升速率为(额定功率×10%)/min。测试结果为 0.2s 平均值。

(3) 有功功率设定值控制

测试风力发电机组以有功功率设定值控制模式运行的能力，测试结果以图表形式表示。图表中应给出风力发电机组的有功功率设定值从额定功率的 100%开始，以 20%额定功率为步长运行 2min 逐步降至额定功率的 20%期间，风力发电机组有功功率的可获取值和测量值，如图 2-2 所示。测试结果为 0.2s 平均值。

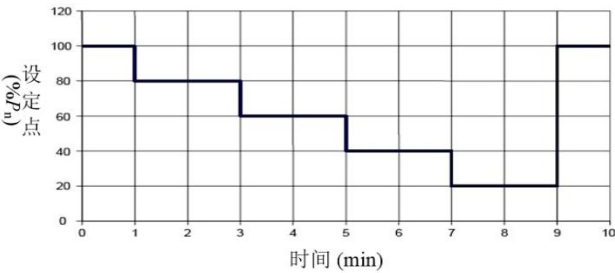


图 2-2 有功功率设定值调整

（4）无功功率能力

当风力发电机组 1min 平均输出有功功率分别为额定功率的 0%、10%、…、90%、100%时，列表给出风力发电机组的最大感性无功功率和最大容性无功功率，测试结果为 1min 平均值。

（5）无功功率设定值控制

描述无功功率设定值控制能力的图表要求如下：

表中应给出无功功率设定值为零，有功功率输出分别为 0%、10%、20%、…、100%额定功率时对应的无功功率测量值。有功功率和无功功率应为 1min 平均值。

图中应给出无功功率设定值按照图 2-3 阶跃变化时无功功率的测量值。测试期间有功功率输出应约为额定功率的 50%，有功功率测量结果为 1min 平均值。无功功率测量结果为 0.2s 平均值。

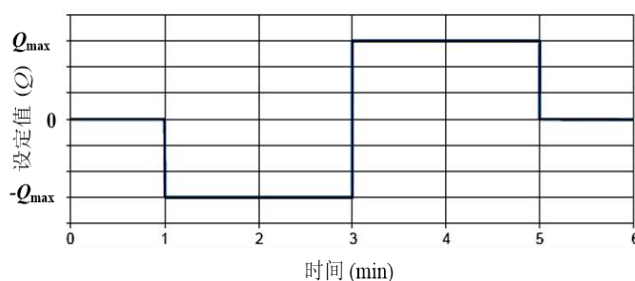


图 2-3 无功功率设定值调整

3、电网适应性测试

风电机组电网适应性，即风电机组在电网电压偏差、频率偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变、谐波电压情况下的响应特性。简而言之，电网适应性是在电网一定的波动范围内风电机组的耐受能力。风电机组电网适应性来源于 GB/T 19963 风电场运行适应性的要求，风电机组电网适应性是风电场具备运行适应性的必要条件。当前，开

展风电机组电网适应性测试主要依据 GB/T 36994-2018《风力发电机组 电网适应性测试规程》，标准规定了电网适应性测试内容和测试系统等。

风电机组电网适应性测试主要利用电网模拟装置产生电压偏差、频率偏差、频率变化率、三相电压不平衡、电压波动和闪变、谐波电压，为电网适应性测试提供条件，风电机组电网适应性测试的测试点位于风电机组升压变压器的高压侧。GB/T 36994-2018《风力发电机组 电网适应性测试规程》推荐了一种电网适应性测试装置如图 2-4 所示。该装置主要由低频扰动装置和高频扰动装置组成，其中低频扰动装置可产生测试要求的电压偏差、频率偏差、频率变化率、三相电压不平衡、电压波动和闪变，高频扰动装置可产生测试要求的间谐波、谐波电压。

测试装置要求如下：测试装置的额定容量不小于被测风电机组的额定容量；测试装置接入电网产生的影响应在国家标准允许的范围内；电压输出步长小于等于 $1\%U_n$ ；频率输出步长小于等于 0.1Hz ，频率变化率输出步长小于等于 0.1Hz/s ；三相电压不平衡度输出步长小于等于 0.1% 等。

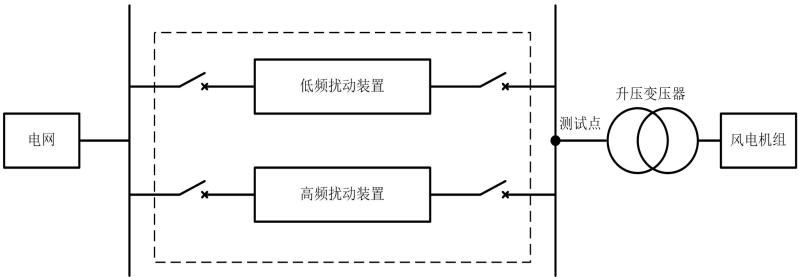


图 2-4 推荐测试装置示意图

(1) 电压偏差适应性

风电机组设定为单位功率因数控制，测试过程中风电机组有功功

率输出应在额定功率的 10%以上。调节测试装置从从额定电压开始以额定电压的 1%为步长逐步升高电压，每个步长应至少持续 20 s，当电压升至 1.10 p. u. 时，该点测试持续时间不小于 30 min。调节测试装置从从额定电压开始以额定电压的 1%为步长逐步降低电压，每个步长应至少持续 20 s，当电压降至 0.90 p. u. 时，该点测试持续时间不小于 30 min。

(2) 频率偏差适应性

频率偏差适应性测试分为 3 部分：频率耐受能力测试、惯量响应测试和调频特性测试。

频率耐受能力测试：风电机组正常运行且不参与系统调频，测试过程中风电机组有功功率输出应在额定功率的 10%以上。调节测试装置从额定频率开始以 0.1Hz 为步长逐步升高频率，每个步长应至少持续 20s，当频率升至 51.5Hz 时，该点测试持续时间不小于 30min。调节测试装置从额定频率开始以 0.1Hz 为步长逐步降低频率，每个步长应至少持续 20s，当频率降至 48Hz 时，该点测试持续时间不小于 30min。

惯量响应测试：风电机组正常运行，有功出力分别在 $0.2P_n \leq P \leq 0.5P_n$ 和 $P > 0.9P_n$ 范围内时，测试风电机组惯量响应特性。调节测试装置输出频率从 50Hz 开始，分别以 0.1Hz/s、0.5Hz/s 的变化率变化至 51.5Hz，频率稳定后保持测试时间不小于 10s，以相同频率变化率恢复至额定值后，保持测试时间不小于 10s。调节测试装置输出频率从 50Hz 开始，分别以 0.1Hz/s、0.5Hz/s 的变化率变化至 48Hz，频率稳定后保持测试时间不小于 10s，以相同频率变化率恢复至额定值后，保持测试时间不小于 10s。

调频特性测试：风电机组运行在限功率调频工况，测试过程中风

发电机组有功功率输出应在额定功率的 20%以上。调节测试装置输出频率由额定值分别阶跃至 48.0Hz、48.5Hz、49.5Hz、49.9Hz、50.1Hz、50.5Hz、51.5Hz，频率保持时间不应小于 30s，频率恢复至额定值后，保持测试时间不小于 10s。

(3) 三相电压不平衡适应性

风电机组设定为单位功率因数控制，测试过程中风电机组有功功率输出应在额定功率的 50%以上。在额定电压和额定频率条件下保持风电机组正常运行，调节测试装置使其输出负序电压不平衡度为 2.0%，该点测试持续时间不小于 30min；继续调节测试装置使其输出负序电压不平衡度为 4.0%，该点测试持续时间不小于 1min。

风电机组出力大于 50%P_n 时，测试过程中电流不平衡度应小于 5%。

(4) 闪变适应性

风电机组设定为单位功率因数控制，测试过程中风电机组有功功率输出应在额定功率的 30%以上。在额定电压和额定频率条件下保持机组正常运行，设定测试点长时间闪变值 P_{1t}（当测试点标称电压小于等于 110 kV 时，确保测试点长时间闪变值 P_{1t} 不小于 1；当测试点标称电压大于 110 kV 时，确保测试点长时间闪变值 P_{1t} 不小于 0.8），持续 10min 后若风电机组未脱网则停止测试。

(5) 谐波电压适应性

风电机组设定为单位功率因数控制，测试过程中风电机组有功功率输出应在额定功率的 30%以上。在额定电压和额定频率条件下保持

机组正常运行，设定测试装置输出各间谐波电压（5~100Hz），持续 2min 后若风电机组未脱网则停止测试；奇次谐波电压适应性和偶次谐波电压适应性测试采用与上述相似的测试方法，谐波次数分别为 3~25 次、2~24 次。

4、故障穿越测试

风电的故障电压穿越能力，包括低电压穿越和高电压穿越。风电机组故障电压穿越能力是指当电力系统事故或扰动引起并网点电压超出标准允许的正常运行范围时，在一定的电压范围及其持续时间之内，风电机组能够按照标准要求保证不脱网连续运行，且平稳过渡到正常运行状态的一种能力。当前，开展风电机组故障穿越测试主要依据 GB/T 36995-2018 《风力发电机组 故障电压穿越能力测试规程》，标准规定故障电压穿越的要求、测试内容及测试系统等。

图 2-5 为风电机组故障电压穿越曲线，当风电机组并网点电压处于图示曲线 1 及以上和曲线 2 及以下的中间区域时，要求风电机组不脱网连续运行；当风电机组并网点电压处于曲线 1 以下或曲线 2 以上区域时，风电机组可以从电网切出。

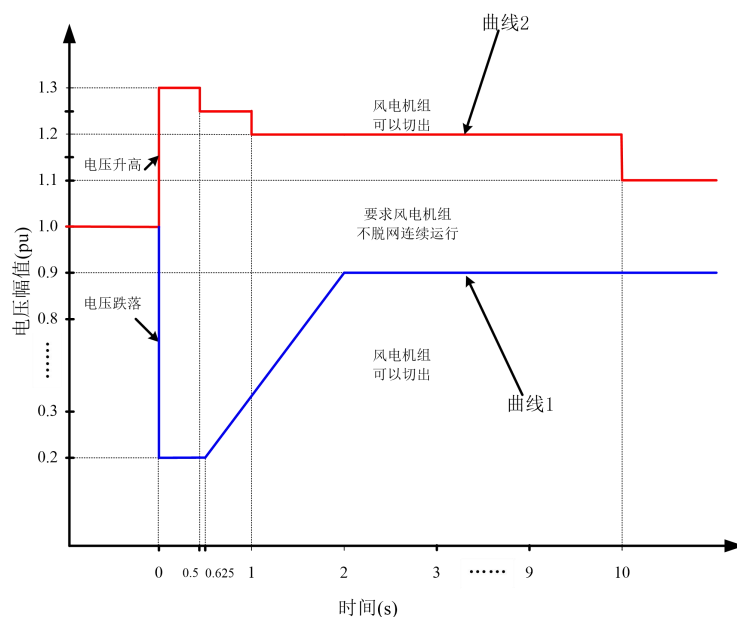


图 2-5 风电机组故障电压穿越曲线

风电机组低电压穿越测试的电压跌落见表 1-3，风电机组高电压穿越测试的电压升高见表 1-4。当风电机组有功功率输出分别在大功率输出 ($P > 0.9P_n$) 和小功率输出 ($0.1P_n \leq P \leq 0.3P_n$) 时，测试风电机组对电压故障时的响应特性。对表 2-3、表 2-4 中列出的各种电压故障，分别在三相对称电压故障和三相不对称电压故障情况下测试。

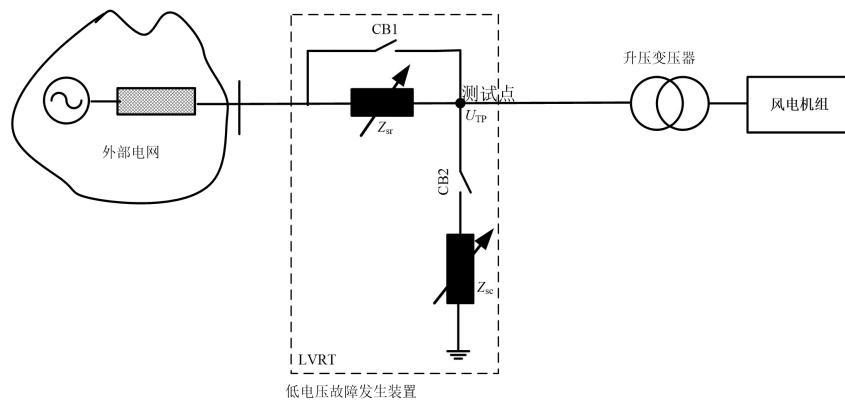
表 2-3 电压跌落测试电压规格

序号	电压跌落幅值 (U_f , p. u.)	电压跌落持续时间 (ms)	电压跌落波形
1	0.90-0.05	2000±20	
2	0.75±0.05	1705±20	
3	0.50±0.05	1214±20	
4	0.35±0.05	920±20	
5	0.20±0.05	625±20	

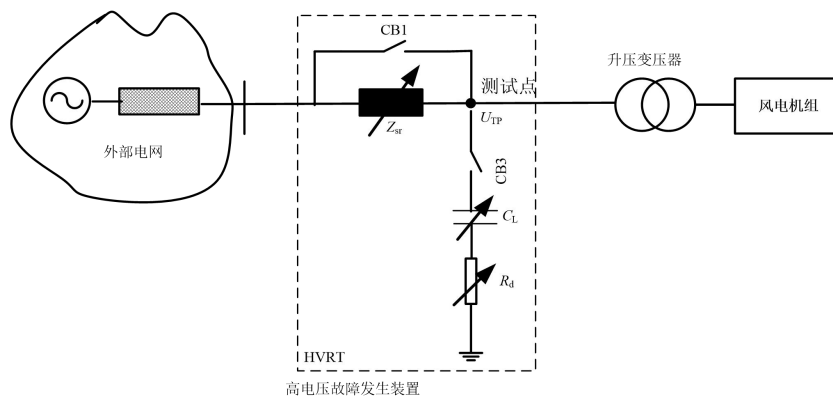
表 2-4 电压升高测试电压规格

序号	电压升高幅值 (U_r , p. u.)	电压升高持续时间 (ms)	电压升高波形
1	1.20 ± 0.03	10000 ± 20	
2	1.25 ± 0.03	1000 ± 20	
3	1.30 ± 0.03	500 ± 20	

故障电压发生装置原理见图1-33。对于通过35kV及以下电压等级变压器与电网相连的风电机组，电压故障发生装置串联接入风电机组升压变压器高压侧。图2-6中 Z_{sr} 为限流阻抗，用于限制故障电压对电网及风电场内其他运行机组的影响。在电压故障发生前后，限流阻抗可利用旁路开关CB1短接。 Z_{sc} 为短路阻抗，闭合短路开关CB2，将短路阻抗三相或两相连接在一起，可在测试点产生测试要求的电压跌落。 CL 为升压支路电容， R_d 为升压支路电阻，闭合短路开关CB3，将升压阻容三相或两相连接在一起，可在测试点产生要求的电压升高。



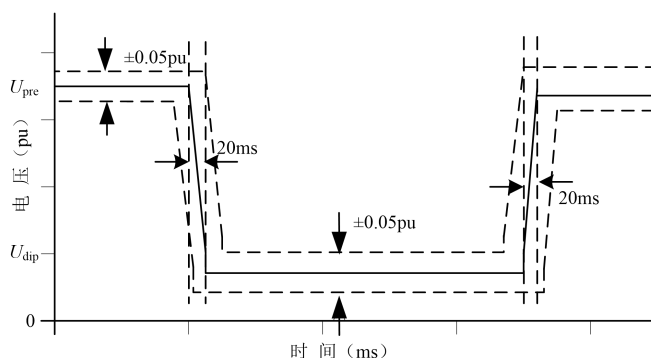
(a) 低电压故障发生装置示意图



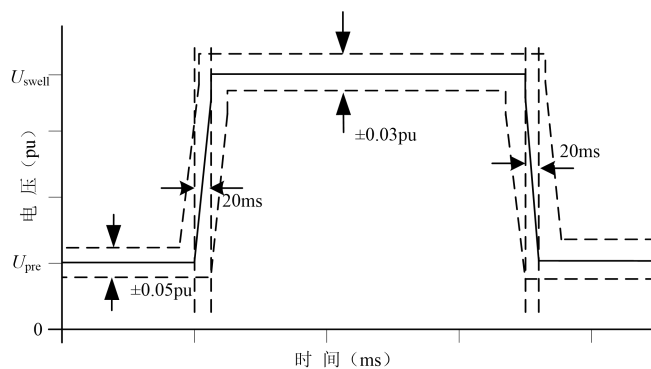
(b) 高电压故障发生装置示意图

图 2-6 故障电压发生装置示意图

利用电压故障发生装置进行空载测试时，产生的电压跌落、升高的电压允许误差分别见图 2-6。短路开关 CB2、CB3 应能精确控制所有三相或两相电路中短路阻抗及升压阻容的投入及退出时间，产生的电压跌落及电压升高应在图 2-7 所示允许误差范围内。



(a) 低电压空载测试时电压跌落允许误差



(b) 高电压空载测试时电压升高允许误差

图 2-7 空载测试时电压故障允许误差

三、合格评定发展趋势

当前，我国统一管理的认证认可工作体制已基本建立。业务范围覆盖产品认证、管理体系认证、服务认证等多个领域，总体上实施“统一管理、共同实施”的工作原则，拥有一套既与国际接轨，又适合国内认证认可发展基本情况的组织架构与制度体系。在供给侧改革为主攻方向的背景下，国家进一步明确了质量认证是市场经济条件下加强质量管理、提高市场效率的基础性制度。

认证是指由具备第三方性质的认证机构证明产品、服务、管理体系、人员符合相关标准和技术规范的合格评定活动。截至 2021 年 6 月，我国共有 834 家认证机构，获证组织数量达 83.6 万个，证书发布量达 285.4 万张，涉及强制性产品认证、自愿性产品认证、食品农产品、管理体系认证以及服务认证等。对比 2020 年 12 月，证书增长量达 5.7%、组织增长量达 6.5%、机构增长量达 15.2%。

中国合格评定国家认可委员会是由 44 个各层级委员会、1100 多名委员组成的认可治理公共平台，当前管理认可机构共计 12381 家，认可现行有效认证证书 1275521 张，已正式实施的分项认可制度共计 45 项，认可服务市场能力不断提升，认可规模和认可制度的齐全性位居国际同行前列。

认证制度方面，分为强制性认证和自愿性认证两大类型，其中，强制性认证为国家推行认证制度，自愿性认证包括国家推行、机构推行、联盟认证、区域认证等不同形式。形成了“自愿与强制结合”、“国推与机推并行”、“引进与自创共存”的国家认证体制。

当前，风电变流器产品认证方面，主要基于自愿性认证。包括中国船级社产品认证、鉴衡产品认证、中国质量认证中心认证、中国电科院认证、TUV 认证、欧盟 CE 认证等。实验室认证方面，风电变流

器的实验室需要获得中国合格评定国家认可委员会（CNAS）的认可，以便行业实验室间之间进行数据交换及测试结果的互认可。此外，在风电并网阶段，变流器厂家需要支持整机制造商通过机组并网性能验证工作，包括风电机组的故障电压穿越能力测试、电能质量测试、电网适应性测试以及并网仿真建模等工作。

四、风电变流器典型问题

风电变流器作为风力发电机与输电线路中间连接的能量变换单元，其本身有着电气器件高集成度的特性。设备内部包含电气器件有断路器、接触器、继电器、隔离开关、电阻、电容、功率模块、散热风扇、印刷电路板等器件。在实际应用过程中，变流器故障往往与其使用的电气器件本体质量、现场应用环境存在强相关的联系。

在对变流器故障统计的过程当中，将故障类型分为器件本体类、软件兼容类、工艺制造类、现场安装类、电网类、非产品本身原因。

器件本体类：变流器内部电气器件本体原因导致的变流器故障；

软件兼容类：主控制系统与变流器逻辑匹配及变流器本体控制原因导致的变流器故障；

工艺制造类：变流器生产制造过程导致的变流器故障；

现场安装类：变流器发货至现场在存储、安装、接线过程导致的变流器故障；

电网适应类：变流器在运行过程中由于电网超出标准要求导致的变流器故障；

非产品本身原因：整机类问题，如主控制系统、风力发电机、机舱环境等问题导致的变流器故障。

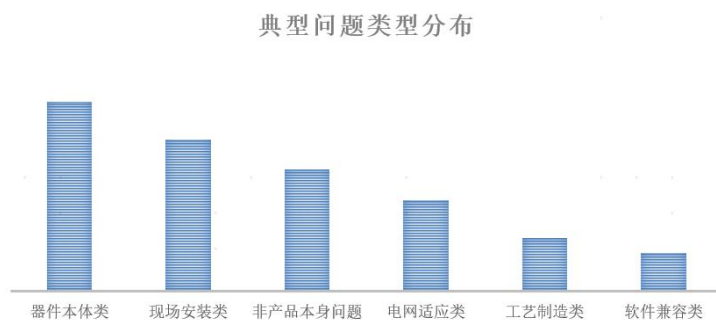


图 2-8 典型问题类型分布

如图 2-8 典型问题类型分布所示，变流器的典型问题往往会集中体现在电气器件本体应用、现场安装管理；其次为线路电网类与其他类问题。

变流器故障问题出现后，不同的故障工况将会带来的不同的影响；正常可以分为告警暂不影响持续运行、停机后复位可持续运行、停机后无法持续运行三种情况；其中暂不影响控制及主回路运行通常以“告警形式”出现，如：温度偏高但未达保护阈值、超工况提示告警等；其余包括电网短时波动后恢复类，温度到达保护阈值类，通常停机后复位可持续运行；若内部重要器件损坏，停机后将无法继续运行。

针对器件本体类问题，进一步对变流器内部失效的电气器件进行分类；如图 2-9 所示，可以发现失效的电器件多为易损易耗件，主要集中于不间断电源 UPS、散热风扇、断路器、熔断器、防雷器、开关电源、印刷电路板、功率单元、其他。

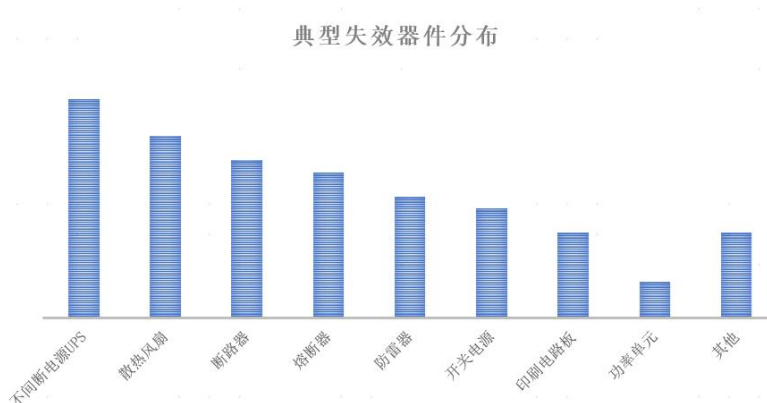


图 2-9 典型失效器件分类

不间断电源 UPS：作为变流器内部为其控制系统供电的部件，所承担的功能不仅仅是简单的供电，更重要的是作为电网端电源波动时的供电保护与高低穿时刻的后备电源。UPS 内部的电池是全生命周期维护的易损件，导致其失效率高的原因除了电池其本身的老化衰减特性外，现场维护也有着强相关的特性；比如变流器在吊装期间长时间堆放，未对电池进行充放电维护，造成电池匮电；现场应用工况风沙大，未对 UPS 散热通道清理，造成持续高温运行。这些维护缺失会缩短其电池的使用寿命。当然电网过压造成 UPS 内部逆变回路的损坏或者其本体内部的电路失效，这些综合因素都会增加 UPS 的故障率。

散热风扇：主要承担变流器内部器件散热的功能，避免变流器高温运行；风扇运行的异常现象通常有风扇反转、轴承卡涩、扇叶断裂等；风扇反转通常是因为三相交流供电的风扇相序错接的原因，在大功率运行时会引起机组过温；轴承卡涩通常是由于风扇的动平衡破坏，轴承长期偏移运行，造成其磨损卡涩；轴承偏移严重时会使扇叶撞击结构件，折断扇叶；风扇的应用环境也需关注，针对高湿、高沙尘、高盐雾、高温等不同工况应选择可适配该运行环境的风扇，避免内部的轴承、电机、控制电路因环境因素失效。

熔断器：作为切断回路电流的保护类器件，其失效通常是主功率回路发生短路或者功率单元损坏后的连带失效，这类工况属于正常保护；另一种工况是熔断器单独失效，其失效的原因往往是持续高温运行失效；增加该区域的散热，避免熔断器异常运行工况，可以有效降低熔断器的失效率。

断路器：是指连接主功率回路的框架断路器，主要承担着故障时刻快速分断大电流，切断变流器与电网的连接，保护后级电路的作用；

断路器本体内部控制单元较多，主要含有电源模块、控制器、欠压脱扣器、闭合/分励线圈、电动操作机构、接线端子、反馈触点等；但是其内部器件的异常，很难提前识别；多数情况下是断路器动作异常后才能识别出。断路器动作异常的原因其主要集中在：控制器异常导致的正常运行时异常分断、欠压脱扣器及内部线圈失效导致的断路器无法闭合；触点异常导致变流器软件接收到非正常电平信号，主动分闸保护。

在机组年度维护过程中，观察断路器合闸/分闸状态是否正常；及时更换分闸异常断路器可以有效避免故障时刻断路器无法及时分断的情况；同时在设计端通过优化断路器控制逻辑，可以减少断路器动作次数延长使用寿命，降低其故障率。

防雷器：是一种可以将线路中产生的大量脉冲能量泄放到大地，从而保护线路中的设备的浪涌保护器；风电机组往往处于周围地貌环境的高处，线路遇到雷击或者出现高电压大电流时，防雷器立即呈现低阻特性进行泄能；其失效率往往与项目机组所处于的环境存在较强联系；客户端年度维护过程中，可以通过防雷器色卡颜色变化或者变流器软件系统的提示，来及时更换已损坏的防雷器，避免后续线路遇到雷击无法有效泄能，引发其他器件过压失效。

功率单元：作为风电变流器功率变换回路的主要器件，其失效通常为功率单元驱动失效、电应力超标失效、热失效、EMC 干扰、运行防护不当等原因。功率单元失效机理复杂，失效时往往受到严重破坏。

其他类器件：如印刷电路控制板、开关电源、互感器、传感器等在变流器总体失效器件类型占比中故障率不高，大多数是以零星问题出现。

针对软件兼容类：变流器控制软件是变流器工作的核心。风电机

组运行工况复杂，变流器与其他系统的交互逻辑充分验证显的尤为重要。例如变流器与主控系统之间的数据交互、控制逻辑的充分验证，可以有效避免后续系统中软件兼容类问题。通常产品在批量应用后，该类问题故障率较低。

针对工艺制作类：该类问题通常集中表现在器件的安装、线束的防护。通过制造过程中的严格工艺管控，柜内器件安装的异常识别、线束路径的强弱电分离设计、运行振动的线束防割破措施，可以有效降低客户端线束破损及器件安装异常的故障率。

针对现场安装类：如图 2-10 现场安装类所示，现场安装的异常情况通常表现为塔内长时间放置未防护、变流器电缆线序错接、外部电缆固定螺栓未紧固、变流器顶部漏水/漏油、变流器防水端子未紧固、封堵防火泥性能不达标、信号线缆错接。

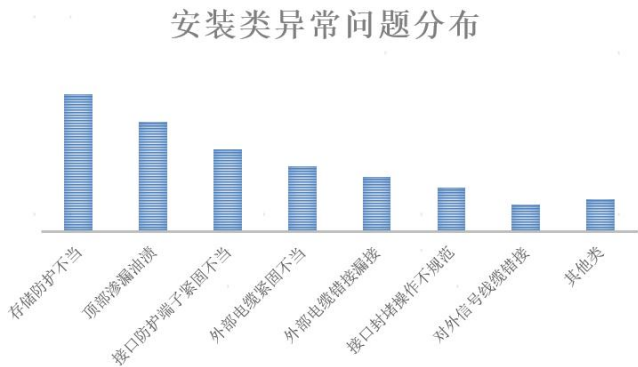


图 2-10 安装类异常问题分布

变流器的现场存储条件通常比较严酷；若变流器在塔内存放时缺少有效的防护，长时间的存储后内部电气器件会被水汽侵蚀，运行时会逐步引发各类问题；该类问题通常集中发生在设备调试期间。

外部配电设备通过变流器供电时，在上电前需充分确认供电回路连接正确可靠，避免因相序错接等异常情况导致线路拉弧短路等故障，

造成变流器柜内器件的损坏。

其他类型的异常项也是如此，在安装初期及时管控治理后，能够有效提升变流器稳定运行的能力。

电网适应类：变流器应满足国标要求的电网故障穿越和电网适应能力。针对于机组运行时间大于 5 年，应在年度维护过程中将变流器 UPS 纳入检修的范围，并及时更换待机能力差的 UPS；避免由于 UPS 待机时间不够，导致变流器无法穿越电网故障的问题。

非产品本身原因：在实际应用的过程中，变流器作为电机与电网中间的能量转变设备，两端中任何一方异常，都会引发变流器主动保护停机。

同时，变流器与主控制系统、水冷系统等系统也进行连接；与之连接的其他系统本身异常后，变流器也会进行故障保护停机；即当客户端变流器触发故障后，需同步分析是否涉及外部因素。机组各子系统相互协同分析、同步优化；可以有效提升整机系统的运行稳定性。

第三章 产业

本节重点论述了风电产业链构成,介绍了风电变流器上游功率半导体、印制电路板、低压电器、芯片及通用器件等原材料现状,列举了风电变流器生产工艺。

一、概述

2010 年前后,陆上风电变流器实现国产化替代。在我国风电行业发展初期,风电变流器的供应厂商被 ABB、西门子、CONVERTEAM 等国外厂商垄断。2007 年,国内电力电子公司开始突破国外企业的技术和市场垄断。阳光电源、禾望电气、海德控制、科诺伟业、日风电气等国内公司陆续进入风电变流器领域。此外,风电机组整机制造商下属企业,如金风科技旗下的天城同创、明阳智能旗下的天津瑞能,随着整机商的扶持而发展壮大。整体上看,2010 年前,我国已基本完成陆上风电变流器的国产化替代,除进口风电机组和部分海上风电机组机外,变流器已全部实现国产化。

目前,我国风电变流器市场整体呈现机组制造商自供和独立第三方供应商的“二元”竞争格局,市场占比基本各为 50%。5MW~10MW 的风电机组已成为市场主流机型,风电进入平价上网时代后,对行业各链条降本增效的要求提高,风电变流器控制复杂、可靠性及稳定性要求高,产品和技术均需经过长时间的积累和市场验证,对新进入者具有较高的行业壁垒。

(一) 技术壁垒

风电变流器属于典型的技术密集型行业,涉及到大功率电力电子

技术、控制理论和策略、计算机技术、系统集成设计与仿真测试及工艺技术等，企业需具备全面的技术能力才能有效参与市场竞争。

此外，风电技术发展迅速，产品更新换代较快，风电变流器需具备持续优化的控制技术、不断增大的单产品容量、更高的系统可靠性与可维护性。具备较强技术实力的企业才能的产品质量可靠和成本控制方面，实现较好的平衡。

（二）业绩规模壁垒

变流器是风电机组的关键部件，机组制造商采购时要求变流器企业具有稳定且成规模的经营业绩。技术成熟、产品已批量安装并能稳定提供产品维护和技术支持的变流器厂商方能获得市场认可。

此外，企业规模达到一定程度后，才可利用规模经济降低成本，并在研发、采购、制造、服务等方面持续投入，进而保障并提升产品质量，导致风电变流器行业新进入者的业绩和规模壁垒日趋增高。

（三）人才壁垒

风电变流器的产品设计、样机研发、试生产，现场调试和后期运维，均需要经验丰富的工程师和技术工人的配合协作。研发水平是变流器企业的核心竞争力，培养高水平的工程师，组建优秀的团队和良好的人才管理体系需要很大的研发投入和较长的时间周期。

（四）定制化要求高

风电机组的正常运行需要变流器、主控系统、发电机等部件协调配合。机组生命周期内，变流器企业需要提供稳定的维护与技术支持，变流器产品的专用性、配套性强，机组制造商对变流器有较强的客户

粘性。伴随国内海上风电的发展和海外风电市场的开拓，国内变流器有望保持稳定发展，并逐步打开国际市场。

二、产业链构成

风电产业链构成分为设备厂商、整机厂商、风电场施工方、风电场运营方及维护方。如图 3-1 所示。其中，设备领域包括风电机组、支撑基础、输电系统等，因技术工艺要求较高，产品多以定制化形式生产，风电场运营方主要为国有发电集团担任。

按照产业链上下游划分，上游包括原材料，即增强纤维、铸锻件等；中游包括零部件制造及风电机组制造；下游包括风电场开发建设、风电场运营维护等。

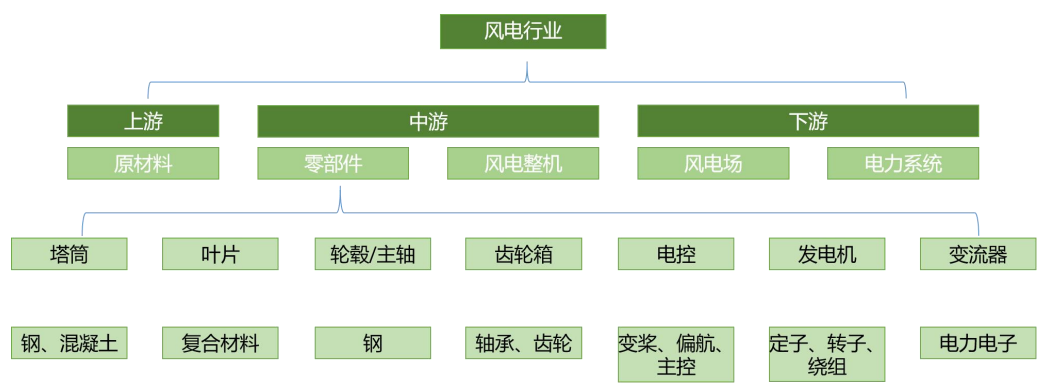


图 3-1 风电产业链

风电零部件方面，总体判断，当前我国零部件国产化程度较高。目前，中国风电叶片的部分关键技术，如预埋技术的研发取得突破；叶片所用的树脂、结构胶、芯材等原材料实现本地化生产，玻纤完全国产化。发电机、偏航/变桨轴承、变流器、变桨系统在 2012 年之后实现了大规模国产化。轴承的非国产产品市场份额降至 50% 以下。据统计，我国风力发电机、轮毂、机架等铸锻件，以及叶片、齿轮箱、轴承等关键零部件的产量也占到全球市场的 70% 以上。

产业链利润分配情况（毛利率）：下游投资运营商>上游零部件

制造商>中游整机商。风电产业链的制造端，零部件中的主轴、轴承、法兰、电缆、变流器毛利率较高，塔筒、叶片其次，整机环节处于制造端最低，约为 16%左右。

三、上游原材料

（一）功率半导体

功率半导体是能够支持高电压、大电流的半导体，是实现电能转换的核心器件。近年来，我国功率半导体产业链正在日趋完善，技术也在不断突破。数据显示，2021 年中国功率半导体市场规模约为 183 亿美元，同比增长 6.4%，预计 2023 年将进一步增长至 201 亿美元。

风电变流器的工作电压分为中压和低压两种大类，中压为 1kV 以上的电压，低压为 1kV 及以下电压，在中国电压标准中，1140V 也属于低压范畴，在风电变流器中得到了广泛使用。低压风电变流器采用 IGBT 作为电力变换器件，中压风电变流器则采用 IGCT 或者高压 IGBT 作为电力变换器件。

IGBT 是由 BJT(双极型三极管)和 MOS(绝缘栅型场效应管)组成的复合全控型电压驱动式功率半导体器件，兼有 MOSFET 的高输入阻抗和 GTR 的低导通压降两方面的优点。IGCT 即集成门极换流晶闸管，将 IGBT 与 GTO 的优点结合起来，其容量与 GTO 相当，但开关速度比 GTO 快 10 倍，而且可以省去 GTO 应用时庞大而复杂的缓冲电路，只不过其所需的驱动功率仍然很大，在中压大功率工业领域已获得 20 年以上的成功经验。

中国已经成为全球最大的 IGBT 市场，近年来 IGBT 产量及需求量持续增长。2021 年我国 IGBT 行业产量达到 0.26 亿只，需求量约为 1.32 亿只。2022 年我国 IGBT 行业产量将达到 0.41 亿只，需求量约

为 1.56 亿只。

IGBT 对设计及工艺要求较高，而国内缺乏 IGBT 相关技术人才、工艺基础薄弱且企业产业化起步较晚。中国风电变流器器件面对的自然条件与电网环境恶劣、可靠性要求高，多年以来一直以进口产品为主，主要有英飞凌、富士、赛米控等品牌。国产 IGBT 厂商多年来深耕技术研究，在其他工业领域电力电子应用中，逐步积累了 IGBT 生产、测试、应用方面的经验，开始进入风电市场。株洲时代、嘉兴斯达等厂商提供的 IGBT 已经在国产风电变流器获得批量应用，南瑞联研、杭州士兰微电子等厂商也已开展有关 IGBT 产品的测试。IGBT 在全球范围内主要生产商为瑞士 ABB，国内株洲时代已经开始有生产该类产品的。

（二）印刷电路板

印制电路板，简称 PCB，又称为印制线路板、印刷电路板、印刷线路板。通常把在绝缘基材上，按预定设计制成印制线路、印制元件或两者组合而成的导电图形称为印制电路，而在绝缘基材上提供元器件之间电气连接的导电图形，称为印制线路。

近年来，我国印刷电路板产值增长迅速，不断引进国外先进技术与设备，发展印刷电路板行业。目前，我国已成为全球印刷电路板产值增长最快的国家。数据显示，我国印刷电路板产值由 2017 年的 297.16 亿美元增至 2020 年的 352.49 亿美元，年均复合增长率达到 5.9%，高于全球平均增长水平。随着我国印刷电路板国产品牌崛起，2022 年我国印刷电路板行业估计产值可达到 400 亿美元左右。

中国已形成了较为成熟的电子信息产业链，同时具备广阔的内需市场和人力成本、投资政策等生产制造优势，吸引了大量外资企业将

生产重心向中国大陆转移。珠三角地区、长三角地区由于下游产业集群中，并具备良好的区位条件，成为了我国 PCB 生产的核心区域。

但近年来，随着沿海地区劳动力成本的上升，部分 PCB 企业开始将产能向中西部地区迁移，尤其是江西、湖南、湖北等经济产业带的 PCB 产能呈现快速增长的发展势头。江西省作为沿海城市向中部延伸的重要地带，兼具独特的地理位置优势以及丰富的水资源，加上地方政府大力推动电子信息产业相关的招商引资，逐渐成为沿海城市 PCB 企业主要转移基地。预计未来珠三角地区、长三角地区仍将保持 PCB 产业的领先地位，并不断向高端产品和高附加值产品方向发展；中西部地区由于 PCB 企业的内迁，也逐渐成为我国 PCB 行业的重要生产基地。

风电变流器用 PCB 主要为多层版，通常不超过 6 层，制造难度适中，但可靠性要求高，对于制程工艺存在一些特殊要求。

（三）低压电器

我国低压电器行业从简单装配、模仿制造到自行开发设计，产品在种类、性能、质量、产量等多方面已基本满足国内市场需求。随着低压电器产品的更新换代，低压产品的技术也呈现新的特点，朝着高性能、高可靠性、小型化、数字化、模块化、组合化、电子化、智能化、可通信、零部件通用化、绿色化的方向发展。

根据市场调研在线网发布的 2023-2029 年中国低压电器行业市场竞争态势及发展趋向分析报告分析，2015 年中国低压电器行业的市场规模约为 8210 亿元，2016 年约为 8650 亿元，2017 年约为 9210 亿元，2018 年约为 9850 亿元。从 2018 年至 2023 年，中国低压电器行业的市场规模将以每年 6%~8% 的速度稳步增长，预计 2023 年中国

低压电器行业市场规模将达到 13591 亿元。

智能领域涌现的一些颠覆性技术创新，正在创造新产业新业态，信息技术、制造技术、新材料技术和新能源技术广泛渗透到各个领域，未来随着智能电网、5G、新能源等投资建设的持续推进，低压电器产业将发生以绿色、智能、融合为特征的群体性重大技术变革。市场整体规模将在平稳增长、保持现有竞争格局的同时，不断缩小与国际巨头的差距，低压电器领域国产品牌将有更大的话语权。

随着中国低压电器行业的发展，其产品结构也在不断完善。风电产业的发展，也推动了低压电器行业的发展，开关、插座、接线盒、控制器、开关柜、电缆、接头等低压电器产品需求量也在不断增加。

在对风电变流器的配套应用中，根据行业特殊需求和技术发展，各电器设备厂商还开发出很多新型产品来满足市场需求，如 1140V 大容量框架式断路器、空气式接触器、真空式绝缘接触器、宽温宽电压保护器件、高可靠动作机构、智能浪涌保护器等都填补了各自的行业空白，除进口设备厂商继续占据少量高端市场外，国产厂商如上海良信、常熟开关、四川中光等展现出了越来越强的行业竞争力。

（四）芯片及 PCB 上通用器件

芯片又称集成电路（Integrated circuit，IC），芯片（chip）在电子学中是一种把电路小型化的方式，并通常制造在半导体晶圆表面上。在风电变流器中，芯片不局限于 IC，还包含 PCB 上除芯片外的通用器件，如电阻、电容、电感、二极管、三极管、MOS 管、晶振/晶体、变压器、连接器、各种防护器件等。

近年来，我国芯片行业发展极为迅速：在一些通用器件领域，国产器件已经可以和进口器件形成分庭抗礼之势，如电阻、电容、二极

管、三极管、MOS 管、晶体/晶振等小器件，当前国产厂商已经基本做到了全覆盖，可靠性、工艺水平也相差无几；在连接器领域，当前国产厂商主要集中在低速连接器，高速连接器制程上略有不足；在重点核心 IC 领域，如 MCU、逻辑器件，当前国内厂商云集，主要集中在小型器件，性能依旧要落后于进口芯片。

在风电变流器领域应用的芯片及通用器件，可以从两个维度来分析，第一个维度是种类维度，第二个维度是数量维度。在早期，无论是种类维度还是数量维度，基本上都是进口为主，国产芯片基本无法进入这个市场，如 2018 年前，进口芯片从种类和数量上来说占比基本上都是 80%以上，且国产芯片主要集中在电阻、电容等小器件上面。

自从 2020 年以后，风电变流器上游芯片发生了非常大的变化。其中，外部由于国际化形式，国产芯片厂商发展迅速，覆盖了除 MCU 和精密芯片以外的绝大部分芯片，涌现出来一批较为成熟的国产厂商，集中在中国台湾、上海、广州、江浙、福建等地。另一方面，由于成本因素，国产厂商通用器件的成本优势较为明显，因此在变流器领域，部分国产芯片已形成了较强的品牌效应。当前风电变流器的国产芯片和进口芯片种类，国产占比超过 75%。

从 IC 数量来看，由于通用器件的使用数量较多，如电阻、电容等用量大，而 MCU 及精密器件使用数量较少，国产芯片（含器件）数量占比可以达到 90%以上。

当前芯片从类型可以分为以下方面：电阻/电容、二极管、三极管、MOS 管、晶体/晶振、变压器、连接器、防护、MCU、精密 IC 等。在通用器件领域，国产芯片优势明显，而在 MCU 及精密 IC 领域，当前仍旧是进口芯片为主。另外，除 MCU 和部分精密 IC 以外，其它芯片均可以找到国产厂商提供，MCU 当前也已经有国产厂商具备能力设

计，但大规模应用尚需经过市场验证。

随着国产芯片厂商的迅速发展，预计在未来几年，风电变流器国产芯片（含器件）种类占比可以达到 85%以上，国产芯片数量占比可以达到 97%甚至更高。但是，由于最核心的 MCU 当前国产化进程较慢，未来也要重视核心芯片领域的国产化进程，且由于当前国产化厂商的迅猛发展，其中一些制造商的工艺水平及研发能力有所欠缺，同时也带来了一定的风险和挑战，也对风电变流器厂商提出了更高的要求，对供应商的选择、器件的批量验证、质量等都需要非常严格的把关。

四、变流器生产工艺

整机装配是将零部件按照规定的技术要求装连在一起，经过调试、检验使之构成具有一定功能的完整产品的过程。风电变流器装配工艺流程系统分为：仓库 WMS 系统依据 PMC 工单发料、组件加工、总装装配、整机行线、测试老化、整机检验包装。

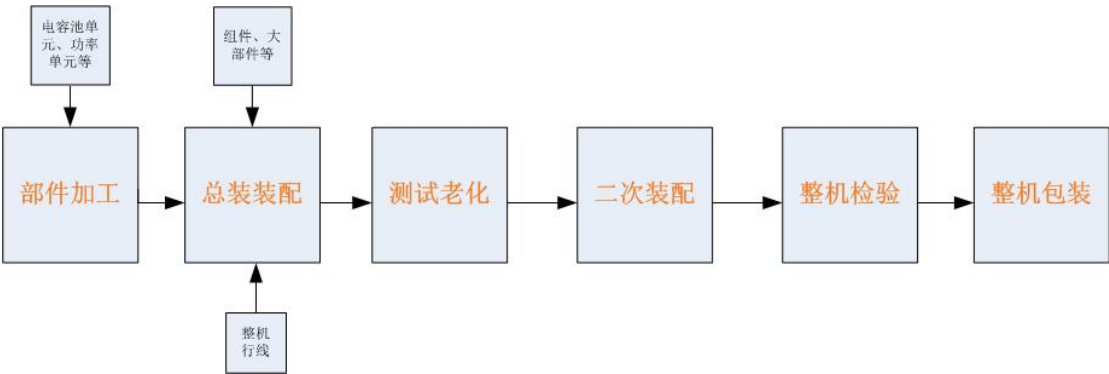


图 3-2 总装流程图

风电变流器装配上线前 PMC 依据整机物料清单进行工单生成、下发，仓库依据数字化 WMS 系统中生成的物料清单进行自动化出料，物料会按照装配工艺装配逻辑分别送到指定组件预装区域，装配人员收到装配物料依据 SOP 进行装配，质检合格后部件会送到总装线进行整机总装，完成后整机测试质检，包装入库发货。

（一）功率单元装配

功率单元作为变流器关键核心组件，其性能稳定性至关重要。单元装配车间环境需要特殊要求，一般为 30 万级洁净车间、单元装配静电防护 ESD S20.20 标准生产环境，保障单元在安全的静电环境中装配，性能稳定可靠。

单元配置自动化单元装配流水线，线边集成引入在线式自动化设备，实现单元上线搬运机器人、上下线省力设备、翻转机等设备，减少工作强度，提高生产效率；单元装配工艺涉及焊接工艺，采用选择焊、六轴焊接机器人等自动化装配作业可以有效提高焊接质量和效率。

（二）PCBA 生产

印刷电路板装配（PCBA，printed circuit board assembly）是指 PCB 裸板经过 SMT(Surface Mounted Technology)贴片、DIP 插件、PCBA 测试（FCT、ICT、老化测试等）、敷形涂敷（三防漆）、组装等一系列制程。

当前各大领域的 PCBA 制造过程差距并不大，如下工序是常见双面 SMT 贴装工艺流程。

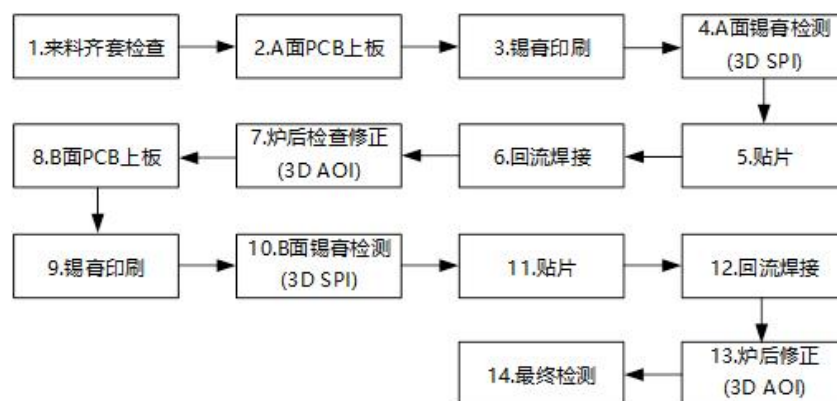


图 3-3 当前 PCBA SMT 贴装工艺流程

DIP 插件包含手工焊接工艺、波峰焊焊接工艺、选择焊焊接工艺，

在不同的场景下，这几种工艺基本上都会用到，最常用的是波峰焊焊接工艺。DIP 插件当前风电变流器领域的技术相对成熟，采用的是行业通用技术。

PCBA 测试在风电变流器行业是非常重要的，产品整机功率等级高，失效损失大，因此针对 PCBA 测试当前业内非常严格。核心驱动板卡当前绝大部分风电变流器厂商均是严格执行 ICT（In Circuit Test System）测试，一些外围 PCBA 则至少执行 FCT（Functional Circuit Test，功能测试）测试。ICT 测试可靠性高，测试速度快，测试覆盖面大，能够较好保障制造好的 PCBA 可靠性，当前 ICT 和 FCT 交叉使用，根据不同应用场景选择。老化测试及其它测试均属于常规测试，根据应用场景不同测试方案不同。

敷形涂敷（三防漆）是风电变流器领域的一项特殊要求，由于风电变流器经常处于环境比较恶劣的地方，高温、高湿、高海拔、甚至存在硫化物等各种腐蚀类气体，对 PCBA 的防护要求极高。涂敷工艺还包括打胶，针对核心板卡裸露在恶劣环境处打胶、震动剧烈的端子等位置打胶固定等。以下是常规涂敷工艺流程。



图 3-4 常规涂敷工艺流程

最后一步是组装，此步骤大多数情况伴随整机装配同步进行。

随着当前整机厂商的不断发展，目前风电变流器 PCBA 生产工艺面临的挑战也越来越大。主要集中在以下方面：不断缩小的变流器尺

寸要求越来越密集的 PCBA，对制程的要求不断提升；应用环境越来越恶劣，对 PCBA 的防护要求越来越高；PCBA 制造要求越来越高端化、智能化，对 PCBA 设备及技术要求不断提升。这些挑战都需要风电变流器厂商去克服，未来这方面也会成为风电变流器厂商的一个瓶颈。

（三）组件预加工

风电变流器整机装配工艺工序依据整机组成部分差异而分配的装配工序，变流器整机模块化设计，整机分为不同的组件进行装配、依据组件化线边进行预装，预装完成后机型整机组装。

整机组件预加工工位按照工艺工序分布在总装板链线两侧，遵循最近物流原则，预装加工完成后可以第一时间把预装组件物流转运至总装线进行总装。预装工位是一个单独的装配细胞单元，按照人、机、料、法、环、测的要求进行硬件设置布局，配置工作台、SOP 智能显示系统、PDA 扫描系统、物料供给系统及装配工具等，以保障完成指定的工艺装配需求。装配完成后使用专业设备进行检测，通过质检检测的组件参与总装板链线总装。

（四）总装

风电变流器机柜分为并网柜、控制柜和功率柜。总装工艺依据变流器空间组成逻辑开展有序作业。机柜安装主要顺序为并网柜、控制柜、功率柜。针对柜内器件分步安装，如滤波电容安装、撬棒组件安装、电抗器安装，电抗器铜排安装、散热管路安装、功率单元安装等。器件安装完成后会进行器件导线连接，使用提前测量好长度的导线，按照通过验证的最后长度依据 SOP 进行行线，最终完成整个变流器组装。

风电变流器整机器件装配完成后进行整机检验，根据工单物料信息确认物料条码信息，进行逐个装配物料与信息工单进行核对，所有装配后的物料条码 SN 信息最终绑定到整机 SN 并且存储服务器中，产品各个部位拍照存储后进行下一个工序。

生产装配的所有核心器件通过 MES 进行信息存储、防呆，物料信息与产品 SN 进行绑定可以做到产品全生命周期跟踪。

（五）整机调试

风电变流器装配完成后需进行整机调试，保证变流器产品符合有关标准和型式试验的相关要求。试验合格后，填写试验记录并且出具合格证方能出厂。

根据标准要求，风电变流器出厂时应进行的出厂试验如下：

- （1）绝缘强度试验
- （2）绝缘电阻测定
- （3）接地电阻测定
- （4）功能试验
- （5）加载试验
- （6）保护功能试验

（六）出厂检验

风电变流器完成整机调试及老化测试后，质量部门依据出厂检验规程独立进行产品功能和性能检测。产品数据检验合格后认定整机测试通过，开具产品质量合格证和出厂检验报告，产品完成入库。

第四章 市场

本章重点介绍了我国风电产业总体发展情况、风电开发商、风电整机厂商、风电变流器制造商市场现状，以及风力发电机组典型型号及发展技术路线。

2020 年 9 月，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论会上明确提出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”，目前，我国的发电主要形式是以燃烧煤炭等化石能源为主，2022 年，煤电占我国总发电量 58%。实现“双碳目标”，减少燃煤发电比例，加大非化石能源发电量，改变高碳排放的电力生产方式，是减少 CO₂ 排放的最有效途径。到 2030 年，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。

风力发电作为当前最成熟的可再生能源技术之一，是助力实现“碳达峰、碳中和”目标的重要支撑。2021 年 3 月，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上，提出构建以新能源为主体的新型电力系统的要求，为风电产业发展指明了方向并提供了广阔的发展空间。

随后，有关部门及时跟进制定发布多项政策文件，为风电规模化发展提供了依据。2021 年 10 月，发改委会同 8 部委，发布《“十四五”可再生能源发展规划》，明确了可再生能源总量、发电、电力消纳、非电力用等目标。

2022 年 1 月，发改委、能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》，提出了 2025 年，非化石能源发电量比重达到 39% 左右；

2022 年 5-6 月，发改委、能源局发布《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》、科技部会同 8 部委发布《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030 年）》，从产业及科技方面，确定了可再生能源发展产业发展目标和新能源发电科研重点工作；

2022 年 8 月，工信部会同 4 部委发布《加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划》，明确提出通过 5-8 年时间、风电和太阳能发电装备满足 12 亿千瓦以上装机需求。

面对日益严峻的能源危机和环境问题，世界各国大力发展新能源发电以替代传统化石能源。风力发电作为新能源发电的主要技术路线之一，具有分布范围广、可持续发展、环境友好等优势，是建设以新能源为主体的新型电力系统的主力电源。

随着世界各国“碳达峰·碳中和”目标提出后，以风电为代表的可再生能源被认为具有良好发展前景，根据国家能源署《可再生能源报告 2022》预测，未来五年全球装机增量有望接近此前五年增量的两倍，2022 年至 2027 年间，全球可再生能源发电装机容量将增加 2400 吉瓦，占全球电力增量的 90%以上，到 2025 年初，可再生能源将超过煤炭成为全球第一大电力来源。

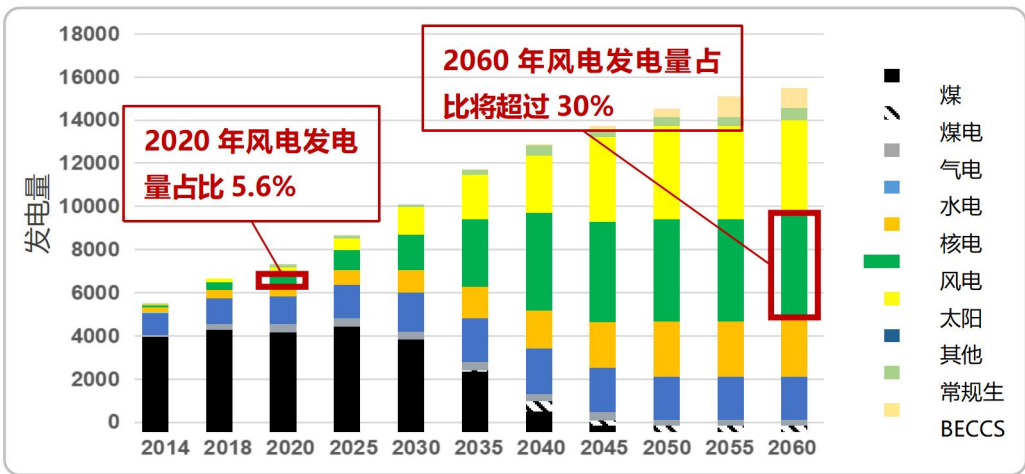


图 4-1 我国发电装机发电量预测分析

一、风电总体发展情况

进入 21 世纪以来，全球风电市场进入快速增长期。据统计，全球风电装机总容量从 2001 年的 24GW 迅猛增加至 2022 年的 906GW，22 年间增加了约 38 倍，年复合增长率 17.9%，并在 2020 年创下了年新增 95.3GW 装机记录新高。在全球风电快速发展的同时，我国的风电装机容量也保持高速增长，近 10 年来总装机容量和年新增装机容量一直稳居全球第一。到 2022 年底，我国新增装机和总装机容量分别占全球新增和总装机容量的 47%和 40%。

2022 年，全国（除港澳台地区外）新增装机 11098 台，容量为 4983 万 kW。其中，陆上风电新增装机容量为 4467.2 万 kW，占全部新增装机容量的 89.7%；海上风电新增装机容量为 515.7 万 kW，占全部新增装机容量的 10.3%。截至 2022 年年底，累计装机超过 18 万台，容量突破 3.9 亿 kW，同比增长 14.1%。其中，陆上风电累计装机容量为 3.6 亿 kW，占全部累计装机容量的 92.3%；海上风电累计装机容量为 3051 万 kW，占全部累计装机容量的 7.7%。

2022 年，我国新增风电机组出口（发运）容量为 229 万千瓦，累计出口（发运）容量已达 1193 万千瓦，出口设备已遍布全球 5 大洲共 49 个国家。其中，远景能源以 115.3 万千瓦位居首位，其次为金风科技和明阳智能，分别为 61.2 万千瓦和 16.5 万千瓦。

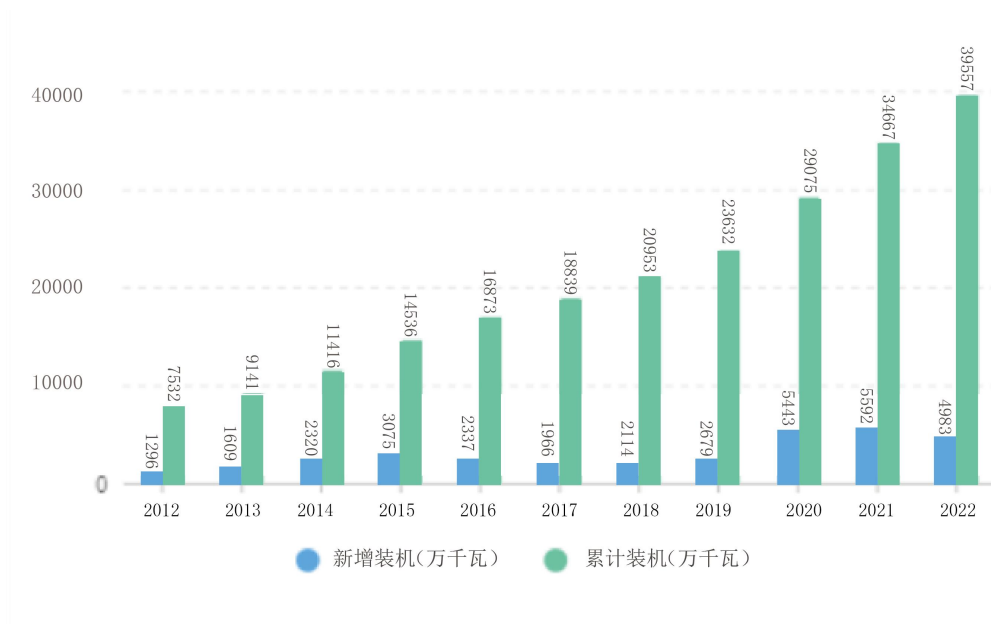


图 4-2 2012-2022 年我国风电新增及累计装机容量

截止 2022 年，我国累计风电装机超过 18 万台，容量超 3.9 亿千瓦，其中，陆上风电累计装机容量 3.6 亿千瓦，占全部累计装机容量的 92.3%，海上风电累计装机容量 3051 万千瓦，占全部累计装机容量的 7.7%。风电装机容量占全部发电设备装机容量的 15.2%，风力发电逐渐成为电力系统的主要电源。

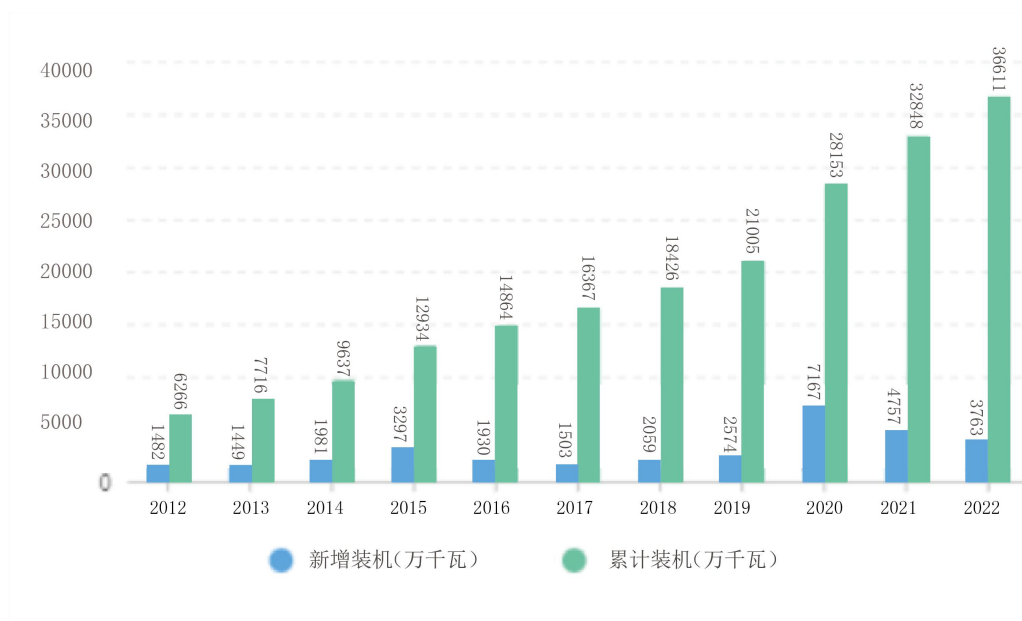


图 4-3 2012-2022 年我国风电新增及累计并网装机容量

2022 年，中国新增装机的风电机组平均单机容量为 4490kW，同比增长 27.8%。其中，陆上风电机组的平均单机容量为 4294kW，同比增长 37.9%；海上风电机组的平均单机容量为 7420kW，同比增长 33.4%。截至 2022 年年底，累计装机的风电机组平均单机容量为 2178kW，同比增长 7.5%。

当前，我国风电行业呈现大规模、高比例、市场化、高质量的主要特征及发展趋势。具体表现为：

大规模：目前已建成内蒙古、山东海上、新疆哈密、甘肃酒泉、河北、江苏、黑龙江、南澳东半岛、达坂城、上海东海大桥共十个风电基地，以风资源为依托，以区域电网为载体，以输电通道为牵引，以高效消纳为目标，统筹优化风电和支撑性、调节性电源开发布局。

高比例：随着我国新能源消纳不断提高，自 2018 年至今，风电年利用小时数分别为 2095 小时、2082 小时、2097 小时、2246 小时，2259 小时；占全国总发电量分别为 5.2%、5.5%、7.5%、7.8%、8.8%，呈现逐步提升趋势。

市场化：风电行业已进入全面市场化发展阶段，2021 年陆上风电整机单位千瓦价格降到 1560 元左右，单位千瓦 EPC 造价降至 3000 元左右；未来，三北绝大多数地区风电发电绝对成本实现与燃煤标杆电价的平价，风电产业发展将进入跨越式发展阶段。

高质量：风电机组设备制造基本上实现了系列化、标准化和型谱化，机型涵盖双馈、直驱和混合式，单机容量从几十千瓦发展到目前全球最大的 16 兆瓦级别，国内主要整机生产企业产能充足，构成了全球最大的风电装备制造生产基地。

在过去的二十年中，全球风力发电产业和技术得到了快速发展，风电装机容量不断增长。根据数据显示，截止 2022 年，全球风电累

计装机容量为 923GW，随着全球越来越多的国家开拓风电事业以及风电成本持续下降，全球风能产业将保持快速发展态势，全球风电装机容量将保持持续增长。

二、风电开发商

2022 年，我国风电有新增装机的开发企业 200 多家，前 15 家新增装机容量合计约 3116.5 万千瓦，占比达 62.5%。截至 2022 年底，前 15 家开发企业的累计装机容量合计超过 2.8 亿千瓦，合计占比为 71.5%，包括国电投、华能、中广核、国家能源集团、华电、三峡、华润、大唐、天润新能、中国电建、景泰新能源、洁源投资、山东能源、京能、协合。

表 4-1 2022 年我国风电开发商陆上新增装机及累计装机情况统计

序号	企业名称	新增装机（万 kw）	新增市场份额	累计装机（万 kw）	累计市场份额
1	国电投	505	10.1%	3710	9.4%
2	华能集团	434	8.7%	3681	9.3%
3	中广核	325	6.5%	2380	6.0%
4	国家能源集团	299	6.0%	5136	13%
5	华电	277	5.6%	2328	6.0%
6	三峡	205	4.1%	1408	3.6%
7	华润	181	3.6%	1779	4.5%
8	大唐	170	3.4%	2763	7.0%
9	天润新能	135	2.7%	1089	2.8%
10	中国电建	128	2.6%	1324	3.3%
11	景泰新能源	100	2.0%		
12	洁源投资	97	1.9%		
13	山东能源	90	1.8%		
14	京能	87	1.7%	542	1.4%
15	协合	83	1.7%	522	1.3%

2022 年，共有 15 家开发企业有海上风电新增装机，其中，海上风电新增装机排前 5 家的开发企业占比达到 69.6%，前 10 家新增装机容量占比达到 97.9%。截至 2022 年底，海上风电开发企业共 37 家，

比 2021 年增加 6 家；其中，累计装机容量达到 100 万千瓦以上共 6 家，分别为三峡集团、华能集团、国电投、国能投、中广核和粤电，这 6 家企业海上风电累计装机容量占全部海上风电累计装机容量的 70.1%。

表 4-2 2022 年我国风电开发商海上新增装机及累计装机情况统计

序号	企业名称	新增装机（万 kw）	新增市场份额	累计装机（万 kw）	累计市场份额
1	国电投	104.8	20.3%	417.4	13.7%
2	华能集团	34.8	6.8%	417.4	13.7%
3	中广核	90.3	17.5%	325.8	10.7%
4	国家能源集团	4.3	0.8%	361.8	11.9%
5	华电	31.0	6.0%	95.7	3.1%
6	三峡	33.4	6.5%	494.7	16.2%
7	华润	23.0	4.5%		
8	大唐	4.0	0.8%	70.1	2.3%

三、风电整机厂

从风电制造企业来看，2022 年，我国风电行业新增装机的整机制造企业共计 15 家，排名前 5 的整机制造企业市场份额合计达 75%，排名前 10 的整机制造企业市场份额合计达 98.4%。其中，国内主要风电整机制造企业 2022 年新增装机容量及 2022 年底累计装机容量统计情况如表 3-3 所示。

表 4-3 国内主要风电整机制造企业 2022 年新增装机容量及 2022 年底累计装机容量统计

序号	企业名称	新增装机（万 kw）	新增市场份额	累计装机（万 kw）	累计市场份额
1	金风科技	1,106.00	24.8%	8,805.00	24.1%
2	远景能源	698.00	15.6%	4,245.00	11.6%
3	运达股份	610.00	13.7%	2,461.00	6.7%
4	明阳智能	483.00	10.8%	3,269.00	9.0%
5	三一重能	452.00	10.1%	1,496.00	4.1%
6	中车风电	373.00	8.4%	1,574.00	4.3%
7	中船海装	232.00	5.2%	1,633.00	4.5%
8	电气风电	181.00	4.0%	1,602.00	4.4%
9	东方电气	169.00	3.8%	2,105.00	5.8%

10	联合动力	92.00	2.1%	2,408.00	6.6%
11	华锐风电	30.00	0.7%	1,687.00	4.6%
12	哈电风能	23.00	0.5%	1,174.00	3.2%
13	许继风电	10.00	0.2%	266.00	0.8%

据不完全统计，2021 年，国内 14 个省市新增 42 个风电制造基地，截至目前，统计国内风电主要整机制造企业研发中心及制造基地情况如表 4-4 所示。

表 4-4 国内主要风电整机研发中心及制造产能布局情况统计

序号	企业名称	研发中心数量（个）	研发中心分布情况	生产基地数量（个）	生产基地分布情况
1	金风科技	8	丹麦、德国、美国、北京、乌鲁木齐、盐城、澳大利亚、温州	20	北京、新疆哈密、甘肃酒泉、青海格尔木、内蒙古包头、河北张家口、河北承德、河北邢台、安阳、连云港、东营、江苏大丰、南京、南昌、株洲、延安、西安、贵阳、阳江、福清
2	远景能源	9	美国 2 个（休斯顿、科罗拉多、硅谷）、德国（汉堡）、丹麦（锡尔克堡）、新加坡、日本、上海、无锡	5	江苏，山东，河北，内蒙、陕西榆林
3	明阳智能	7	北京，上海，深圳，美国，丹麦，汉堡，中山	10	内蒙，天津，云南，青海、江苏、新疆、信阳、甘肃、粤东、粤西
4	运达股份	4	欧洲、杭州、北京、保定	7	甘肃酒泉、乌兰察布、哈尔滨、杭州临平、云南楚雄、河北张北、宁夏吴忠
5	电气风电	7	上海、北京、杭州、大连、汕头、西安、丹麦	9	新疆哈密、甘肃金昌、黑龙江北安、云南玉溪、内蒙古锡盟、江苏东台、江苏如东、福建莆田、广东汕头
6	中船海装	1	重庆	11（4 规划）	大连、山东东营、山东郓城、山西晋城、江苏如东、浙江象山、福建漳州、广西钦州、云南昆明、甘肃张掖、甘肃敦煌、新疆哈密、内蒙古锡林浩特

7	中车风电	3	济南、北京、丹麦	2	济南、松原
8	三一重能	3	欧洲、北京、长沙	4	北京、通榆、张家口、韶山
9	东方电气	3	德阳、成都、北京	13	盐源、广元、广东、凉山、新疆、玉门、酒泉、天津、兴安盟、福建等
10	联合动力	3	北京海淀、北京朝阳、河北保定	3	江苏连云港、河北保定、内蒙古赤峰
11	哈电风能	3	荷兰、湘潭、哈尔滨	6	湖南湘潭、内蒙通辽、福建漳州、黑龙江哈尔滨、湖南怀化（筹建）、浙江舟山（筹建）
12	华锐风电	4	北京、盐城、酒泉、大庆	7	新疆哈密、甘肃酒泉、包头、黑龙江大庆、黑龙江佳木斯、通辽、江苏盐城

我国已具备大兆瓦级风电整机、关键核心及大部件自主研发制造能力，建立起了具有国际竞争力的风电产业体系，设备制造能力达到领先水平，全球最大风电机组制造国地位持续巩固加强。风电技术的快速迭代，带动我国风电成本快速下降。截至 2022 年，我国陆上风电平均度电成本较 2012 年下降 48%。风电行业市场竞争力大幅提升，为 2023 年全面开展平价上网奠定重要基础。

当前，我国风电行业已正式取消中央财政补贴，全面进入平价上网阶段。风电机组平均单机容量不断增大成为降低风电机组成本的重要手段。在风电设备大尺寸、大功率、大型化的发展趋势之下，我国已推出陆上 9MW 与海上 16MW 等级机型，最大叶轮直径达到 252m，最高轮毂高度超过 170m，风电制造技术门槛持续提升、行业规模明显扩大。下一阶段，在风电机组总成本中占比相对较大、技术门槛相对较高的部分环节实现技术突破，将成为整个风电行业降本增效的重要推动力量。

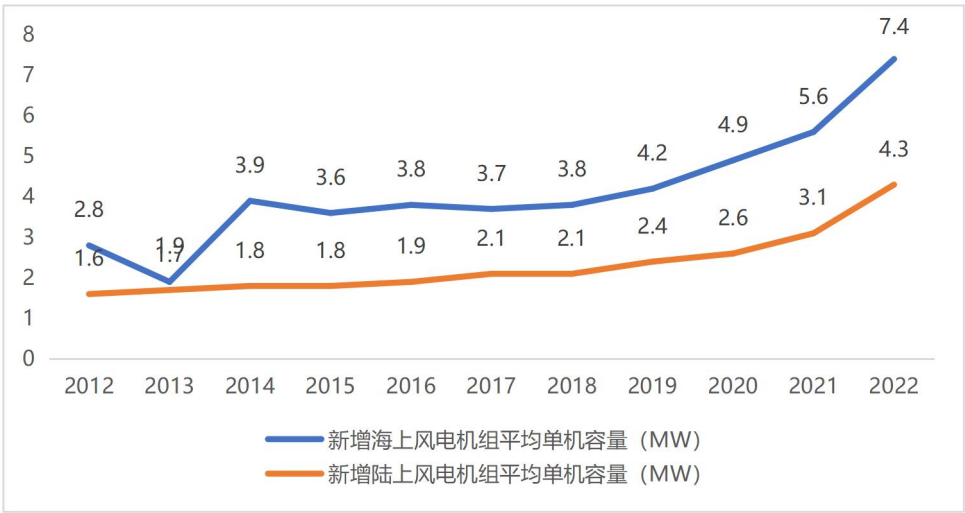


图 4-4 风电机组单机容量变化趋势（资料来源：中国可再生能源学会风能专业委员会）

截至目前，我国陆上风电机组单机容量已从 1.5MW 发展到最大 10MW，海上风电机组单机最大容量达到 16MW、且具备 10MW 机型量产

能力。这一发展态势，在带动我国风电零部件制造环节实现全面升级的同时，也让大兆瓦风电机组的整机一体化优化设计、大功率风电机组的轻量化设计等日渐成熟，大功率、大兆瓦机型逐步成为风电产业链的发展核心。

统计国内 14 家风电机组整机制造厂型号，见表 4-5。

表 4-5 国内 14 家风电机组整机制造厂型号

整机厂	2-3MW	3-4MW	4-5MW	5-6MW	6-7MW	7-9MW	10MW 以上
金风科技	GW82-1.1 GW87-1.5-A	GWH171-3.85	GW136-4.2-HA GW136-4.8 GW155-4.5 GW155-4.5-HS GW155-4.5-OS GWH191-4.0 GWH191-4.55 GWH171-4.0 GWH171-4.5	GW165-5.2 GW165-5.2 GW165-5.6 GW165-5.6 GW165-6.0 GW165-6.0 GWH171-5.3 GWH171-5.3 GWH171-5.6 GWH182-5.3 GWH191-5.27 GWH204-5.6 GWH171-5.0	GWH182-6.2 GWH191-6.0 GWH191-6.25 GWH191-6.7 GWH204-6.25 GWH204-6.7 GW175-6.0	GWH182-7.2 GWH182-7.5 GWH182-7.5 GWH191-7.15 GWH204-7.15 GWH204-7.5 GWH175-8.2 GWH175-7.8 GWH221-8.34 GWH221-9.1 GWH230-8.5 GWH230-9.0 GWH182-7.2	GWH221-10.0 GWH252-13.6 GWH252-14.3 GWH252-15.0 GWH252-16.0 GWH266-14.0 GWH266-16.2
远景能源		EN-156/3.0 EN-156/3.3 EN-156/3.6 EN-156/3.8	EN-156/4.0 EN-171/4.5EN -171/4.8EN-1 71/5.0 EN-182/5.0	EN-192/5.0 EN-200/5.5 EN-171/5.2 EN-171/5.8	EN-192/6.25 EN-192/6.7 EN-200/6.25 EN-200/6.7 EN-220/6.25~10 EN-171/6.0 EN-171/6.25 EN-171/6.5 EN-182/6.0 EN-182/6.25	EN-192/7.0 EN-182/7.15~7.5 EN-200/7.15 EN-200/7.7 EN-200/8.0 EN-200/7.0 EN-226/8.5 EN-171/7.5 EN-171/7.8 EN-171/8.0 EN-182/7.5 EN-182/7.8 EN-182/8.0	EN-252/14
明阳智能		MySE3.0-112 MySE3.0-135 MySE3.2-156	MySE4.0-156 MySE4.0-182M ySE5.0-156My SE5.0-166 MySE5.0-182 MySE5.0-200	MySE5.0-155 MySE5.5-155 MySE5.56-193 MySE5.56-200	MySE6.45-180 MySE7.0-158 MySE6.25-166 MySE6.25-216 MySE7.0-200	MySE7.25-158 MySE8.3-180 MySE8.0-195 MySE8.5-230 MySE7.15-216 MySE8.5-216	MySE10-242 MySE11-230 MySE12-242 MySE14-260 MySE16-260 MySE18MW
运达股份	WD 103-2000 WD 107-2000 WD 110-2000 WD 115-2000 WD 121-2000 WD 131-2000 WD 131-2200 WD 103-2500 WD 107-2500 WD 125-2500 WD 140-2500 WD 147-2500	WD 140-3000 WD 147-3000 WD 156-3000 WD 164-3000 WD 147-3300 WD 156-3300 WD 164-3300 WD 147-3600 WD 156-3600 WD 164-3600 WD 172-3600	WD 164-4000 WD 172-4000 WD 190-4000 WD 164-4200 WD 172-4200 WD 190-4200 WD 147-4500 WD 156-4500 WD 164-4500 WD 172-4500 WD 190-4500 WD 147-4800 WD 156-4800 WD 164-4800 WD 172-4800 WD 190-4800	WD 172-5000 WD 190-5000 WD 200-5000 WD 156-5200 WD 172-5200 WD 190-5200 WD 156-5500 WD 172-5500 WD 190-5500 WD 200-5500 WD 200-5560	WD 172-6250 WD 190-6250 WD 200-6250 WD 190-6660 WD 190-6760	WD 190-7150 WD 200-7150 WD 190-7500 WD 200-7700 WD 200-8340 WD 200-8500 WD 230-9100	WD 230-10000

整机厂	2-3MW	3-4MW	4-5MW	5-6MW	6-7MW	7-9MW	10MW 以上
上气风电	W2000-87 W2000-93 W2000-99 W2000-105 W2000-111 W2000-116 W2000-126 W2000-135 W2100-126 W2100-135 W2500-108 W2500-126 W2500-135 W2500-146 W2600-135	W3000-146 W3000-150 W3450-146 W3450-155 W3600-168 W4000-136 W4500-155 W4800-146 W4800-155 W4550-168 WH4. 65N-18X	WE 4. 8N-146 WE 4. 8N-155 WE 4. 5N-155 WE 4. 8N-168 WE 4. 5N-168 WH4. 65N-192	EW5. 0N-202 WH5. 0N-192 WH5. 25N-172 WH5. 6N-18X WG5. 55F-172 EW5. 6N-202	WH6. 05N-172 WH6. 25N-172 SWT-6. 0-154 SWT-7. 0-154 WD6250-172 W6. 5F-185 EW6. 25N-202 EW7. 15N-202 EW7. 7N-202	SG8. 0-167 EW8. 0-208 EW8. 5-230	SEW11. 0-208 EW13. 0-252 EW16. 0-252
中船海装	H82-2. 0MW H87-2. 0MW H93-2. 0MW H102-2. 0MW H111-2. 0MW H120-2. 0MW H136-2. 2MW H140-2. 5MW H146-2. 5MW	H140-3. 2MW H140-3. 4MW H146-3. 2MW H146-3. 4MW H160-3. 4MW H171-3. 6MW	H165-4. 0MW H171-4. 0MW	H185-5. 0MW H185-6. 25MW H193-5. 0MW H128-5. 0MW H151-5. 0MW H171-5. 0MW H155-5. 0MW H165-5. 0MW	H171-6. 2MW H176-6. 25MW H193-6. 25MW	H210-8. 0MW H220-8. 0MW	H210-10MW
山东中车	CWT2000-D110 CWT2000-D122 CWT2500-D143	CWT3000-D146 CWT3300-D165 CWT3600-D146 CWT3600-D155 CWT3850-D171	CWT4000-D155 CWT4200-D175 CWT4500-D155 CWT4500-D165 CWT4800-D185	CWT5000-D171 CWT5000-D185 CWT5000-D195	CWT6250-D195 CWT6250-D200 CWT6700-D195	CWT7150-D195 CWT7150-D210+ CWT8500-D210+ CWT8500-D220+ CWT9100-D220+	CWT10000-D22 0+ CWT11000-D22 0+
东方风电	DEW-G2000-12 7 DEW-G2200-13 5 DEW-G2500-13 1 DEW-G2500-14 1 DF110-2500 DEW-D2500-13 1	DEW-D3200-15 5 DEW-D4000-14 8 DEW-D4000-17 2	DEW-D4000-14 8 DEW-D4000-17 2 DEW-D4200-15 5 DEW-D4500-15 5	DEW-D5500- 172 DEW-G5500-183 DEW-G5500-195	DEW-D6000-172 DEW-H6250-175 DEW-H6250-197	DEW-D7000-186 DEW-D7500-186 DEW-7500-204	DEW-D10000-1 85 DEW-D13000-2 11
联合动力	UP2000-87 UP2000-96 UP2000-103 UP2000-105 UP2000-115 UP2000-121 UP2000-130 UP2200-130 UP2200-132	UP3000-100 UP3000-108/1 20 UP3000-146/1 56 UP3200-141/1 56 UP3400-141/1 56 UP3600-141 UP3600-166 UP4000-166	UP4500-156 UP4800-156 UP4650-195	UP5000-176 UP5300-176 UP5500-176 UP5000-184 UP5000-195 UP5560-205	UP6000-136 UP6500-184 UP6500-195 UP7000-195 UP6250-205	UP7150-205 UP8500-230	UP10000- 236 UP16000- 260
哈电风能	XE122-2000 XE131-2200 XE122-2500 XE141-2500 XE146-2500	XE146-3. X XE157-3. X XE164-3. X	XE140-4000 XE148-4000 XE157-4500	XE128-5000 XE140-5000 HE175-5. X HE195-5. X	HE155-6000 HE187-6450 HE187-6750 HE195-6. X HE187-6. X HE174-6. X HE187-7. X	HE195- 7. X HE187- 7. X HE174- 7. X HE195- 8. X HE187- 8. X HE174- 8. X	
中车株洲所	WT2000D103 WT2000D110 WT2000D116 WT2000D121 WT2200D131 WT2500D110 WT2500D121 WT2500D131 WT2500D146	WT3000D146 WT3000D155+ WT3300D146 WT3300D155+ WT3600D146 WT3600D155+	WT4000D160 WT4200D160 WT4500D160 4. xMWD175	WT5000D195 WT5000D200 WT5560D195 WT5560D200 WT5560D220	WT6250D195 WT6250D200 WT6250D220 WT6700D220	WT7150D195 WT7700D220 WT8350D220 WT8500D230 WT9100D230	WT10000D230W T10000D230

整机厂	2-3MW	3-4MW	4-5MW	5-6MW	6-7MW	7-9MW	10MW 以上
许继风电	WT2000/110 WT2000/116 WT2000/123 WT2200/116 WT2200/131	XW3000/130/146/PM XW3000/130/146/155/160/165/172/DF XW3200/146/155/160/165/172/DF XW3400/146/155/160/165/172/DF XW3600/146/155/160/165/172/DF XW4000/165/172/DF	XW4300/165/172/184/191/195/DF XW4550/165/172/184/191/195/DF XW5000/172/184/191/195/200/DF	XW5560/172/184/191/195/200/DF XW6000/191/195/200/206DF	XW6660/191/195/200/206DF		
华锐风电	SL2000/121 SL2000/130 SL2500/141	SL3000/146 SL3000/160 SL3250/160	SL4500/156 SL4550/172 SL4550/185	SL5000/189 SL5000/197; SL5600/189 SL5600/197	SL6250/193 SL6700/193 SL6250/202	SL7500/193 SL8000/230	SL10000/230

统计国内 14 家风电机组整机技术路线，见表 4-6。

表 4-6 国内 14 家风电机组整机技术路线

整机厂	陆上	海上
金风科技	直驱/中速永磁半直驱/双馈	直驱/中速永磁半直驱
远景能源	双馈	双馈/混合驱动
明阳智能	超级紧凑半直驱/双馈	超级紧凑半直驱/双馈
运达股份	双馈	双馈（9）/中速永磁半直驱（15）
电气风电	双馈/中速永磁半直驱	中速永磁半直驱
中国海装	双馈	双馈/中速永磁半直驱
山东中车	双馈	中速永磁半直驱
三一重能	双馈	双馈
东方风电	双馈/中速永磁半直驱	直驱
联合动力	双馈	中速永磁半直驱
哈电风能	直驱/中速永磁半直驱	中速永磁半直驱
中车株洲所	双馈	中速永磁半直驱
许继风电	双馈	
华锐风电	双馈	双馈

四、风电变流器制造商

国内主要风电变流器制造商见表 4-7。

表 4-7 国内主要风电变流器制造商统计

序号	企业名称	产品类型	主要规格
1	阳光电源	双馈变流器	690V: 1.5-6MW 1140V: 4-15MW
		全功率变流器	690V: 4-8MW 1140V: 4-26MW 3300V: 14MW
2	禾望电气	双馈变流器	690V: 1.5-6MW 1140V: 3-10MW
		全功率变流器	690V: 1.5-8.5MW 1140V: 4-16.7MW 3300V: 13MW
3	维谛技术	双馈变流器	690V: 1.5-6MW 1140V: 3-12MW
		全功率变流器	690V: 2-8MW 1140V: 6-16MW
4	东方自控	双馈变流器	690V: 1.5、2MW 1140V: 4MW、5MW
		全功率变流器	690V: 2.5MW、3.2MW、4MW 1140V: 4.5MW、6.25~18MW 3300V: 10~13MW
5	天津瑞能	双馈变流器	690V: 1.5-2.0MW 1140V: 5.X-7.XMW
		全功率变流器	690V: 3-6.45MW 1140V: 4-14MW
6	重庆科凯	双馈变流器	690V: 2-3MW 1140V: 10MW
7	浙江海得	双馈变流器	690V: 1.5-3.6MW 1140V: 3MW-14.3MW 定子 10.5kV: 5.2MW-14.3MW
		全功率变流器	690V: 2-5MW 1140V: 4-16MW
8	中车时代	双馈变流器	690V: 1.5-4.8MW 1140V: 3-8MW
		全功率变流器	690V: 4-12MW 1140V: 4-16MW 3300V: 6-14MW
9	天诚同创	全功率变流器	690V: 1.5MW~8MW 900V: 4MW~6MW 1140V: 4.x~16MW

随着全球能源需求的不断增长和环境保护意识的提高，风电作为一种清洁、可再生的能源形式越来越受到重视。风电变流器作为风电系统中的核心设备之一，其性能和质量直接关系到风力发电的安全和稳定，同时在以新能源为主体的新型电力系统中，风电对电网的支撑和构建等需求，很大一部分是需要通过风电变流器来实现，风电变流器的重要性可见一斑。

近年来，随着风电产业的规模性发展，风电变流器也在多个层面不断实现了技术突破。但面对接下来的大批量投运，尤其是对于运维复杂度更高的海上风电项目，产品合格标准及评定方式也将会市场需求变得更为苛刻。

就目前的风电产业的发展来看，风电变流器主要有以下几点发展趋势：（1）更大的单机容量；（2）更高的产品可靠性；（3）更强的环境耐受性；（4）更优异的电网适应性；（5）更环保的产品零部件；（6）智能化。

目前，风电变流器在控制软件、系统设计和核心部件等方面上已经实现自主研发，风电变流器已完全实现国产化。风电变流器制造商主要分为新能源变流器企业、风电整机厂新能源设备企业和来源于其他相近行业进入变流器行业的企业。风电变流器产品覆盖风电机组技术路线，在电压等级、功率等级上产品型谱丰富。

第五章 经济

本章重点分析了风电场、风力发电机组、风电变流器成本构成。

一、风电场成本分析

中国作为全球最大的风电市场占据重要份额。截至 2022 年 12 月 31 日，2022 年风电整机招标规模累计达到 95.35GW（不含中国电建集中招标以及国电投招标框架），明显超过 2021 年全年水平，支撑 2023 年装机规模增长。2023 年仅上半年中标量为 49GW，预计 2023 年风电新增装机量将达到 100+GW。

细分来看，陆上风电和海上风电将陆海并驾齐驱，分别达到 60GW 和 40GW 左右的新增装机规模。陆上风电方面，受益于风光大基地项目的推进，以及分散式风电的发展潜力，陆上风电市场需求将保持稳定增长。根据国家发改委、国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，到 2030 年规划建设风光基地总装机约 455GW，其中“十四五”和“十五五”时期规划建设风光基地总装机约 200GW 和 255GW。目前第一批大型风电光伏基地 9705 万 kW 已全部开工，第二批、第三批基地项目陆续推进。另一方面，我国中东南部地区位处负荷中心，用电需求量大，伴随着风电机组技术创新，低风速的中东南部区域（5-6m/s）也具备较大的风电开发潜力。备案制简化审批流程，分散式风电迎来发展契机。

海上风电方面，受益于海上风电成本下降、技术进步、政策支持等因素，海上风电市场需求将快速增长。根据国家能源局《关于加快推进海上风电建设的通知》，到 2025 年我国海上风电累计并网装机将达到 7000 万 kW 以上。目前我国海上风电已经实现了从沿海近海到

深水远海的跨越式发展，从单一的固定式基础到多元化的浮式基础的创新突破，从单一的东部沿海到多区域协同发展的空间拓展。随着海上风电主机价格下降也将推动海风大规模平价进程加快，运营商投资热情增强。

风电行业技术创新不断突破，大型化趋势仍未放缓。随着风电项目进入平价时代，降本增效成为行业发展的主旋律。大型化风电机组可以有效降低单 MW 成本、提高发电效率、降低运维难度，因此受到市场青睐。目前国内外风电机组厂商都在加大对大型化风电机组的研发和投放，预计 2023 年全年国内陆上风电单机容量将达到 5-6MW，海上风电单机容量将达到 10MW 以上。

陆上风电方面，大型化风电机组的应用已经成为主流趋势。根据尚普咨询集团数据显示，2022 年 1 月陆上风电含塔筒及不含塔筒主机中标均价分别为 2350.4 元/2050.1 元，2022 年 12 月含塔筒及不含塔筒主机中标均价分别为 2162.9/1828.8 元/kW，降幅分别达到 7.98%/10.80%。这说明风电机组厂商在降低成本的同时，也在提升风电机组的性能和可靠性。进入 2023 年，大型化机组应用加快，陆上风电招标要求中单机容量快速提升至 5-6MW，如深能苏尼特左旗 500MW 特高压风电项目风电机组招标要求为单台 6.0MW 及以上；国投灵山一期（六炉山）400MW 风电场项目风电机组招标要求为单台 5-6.7MW。据尚普咨询集团数据显示，2023 年国内陆上风电单机容量将达到 5.5MW 左右，较 2022 年的 4.5MW 提升了 22%。

海上风电方面，大型化风电机组的应用更是呈现爆发式增长。2022 年 1 月及 12 月海上风电含塔筒主机中标均价分别为 4031.9 元/kW 以及 3714.2 元/kW，降幅达 7.88%。这反映了海上风电主机价格的快速下降，也预示着海上风电的平价进程将加快。目前国内外风电

机组厂商都在积极布局海上大型化风电机组，如明阳智能推出了 10MW 级海上超级直驱永磁风电机组 MYSE10-203；华锐风电推出了 10MW 级双馈变流海上风电机组 H151-10MW；通用电气推出了 13MW 级 Haliade-X 海上风电机组；金风科技推出了 16MW 海上风电机组 GWH252-16MW 等。

风电行业政策支持持续加强，供应链建设亟待完善。为了实现能源转型和气候目标，各国政府都在出台一系列支持风电发展的政策措施，如招标规模扩大、消纳条件改善、补贴延长等。这些政策有利于提升风电机组行业的市场信心和投资热情。然而，随着市场需求的快速增长，供应链可能面临一些挑战和瓶颈，如原材料价格波动、运输成本上升、人力资源紧缺等。因此，加强供应链的投资和合作，提高供应链的韧性和多元化，是保障风电机组行业健康发展的重要任务。

国内方面，政策支持风电市场需求增长，同时也要求风电机组行业提高质量和效率。根据国家能源局《关于加快推进海上风电建设的通知》，到 2025 年我国海上风电累计并网装机将达到 7000 万 kW 以上，同时要求海上风电项目实施全生命周期质量管理，提高海上风电设备的可靠性和安全性。根据国家发改委、国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，到 2030 年规划建设风光基地总装机约 455GW，同时要求风光基地项目实施高标准建设，提高风光协同发电的效率和稳定性。此外，为了促进分散式风电的发展，国家能源局发布了《关于进一步做好分散式风电建设管理工作的通知》，简化了分散式风电项目的备案流程，鼓励各地区制定支持分散式风电发展的政策措施。

国外方面，政策支持风电市场需求复苏，同时也带来一些本土化和贸易保护主义的压力。美国和欧洲可能会在 2025 年出现风电机组

和部件的供应瓶颈，因为美国《降低通胀法案》和欧洲新能源目标的调整对风能发展将产生积极影响。这些政策不仅增加了风电市场的需求，也增加了对本土化生产和就业的要求。例如，美国《降低通胀法案》中规定，从 2027 年起，只有使用美国制造的关键部件和材料的风电项目才能获得投资税收抵免（ITC）或生产税收抵免（PTC）。此外，一些国家也在实施一些贸易保护主义措施，如对进口风电机组征收反倾销税或反补贴税等。这些措施可能会增加风电机组行业的成本和复杂性，甚至严重延缓风能和其它可再生能源的发展。

因此，风电机组行业需要加强供应链的投资和合作，提高供应链的韧性和多元化。一方面，需要加大对关键原材料、部件和设备的生产能力和技术水平的提升，降低对单一来源的依赖，提高对价格波动、运输困难、突发事件等风险的应对能力。另一方面，需要加强与各国政府、行业组织、客户等利益相关方的沟通和协调，推动更积极的全球合作，消除不必要的贸易壁垒，促进全球绿色经济革命在这个关键时期获得所需的投入。

二、风力发电机组成本分析

风电机组是将风的动能转换为电能的系统，包含了由风能到机械能和由机械能到电能两个能量转换过程。风力发电机组是由风轮、传动系统、偏航系统、液压系统、制动系统、发电机、控制与安全系统、变流器、机舱、塔架和基础等组成。

风电机组大型化是风电长期降本的有效途径。风电机组单机容量的大小直接决定着同等装机规模所需要的风电机组台数，进而影响风电场道路、线路、基础、塔架等的投资。风电机组使用更大的叶片，进而获取更高的扫风面积，切入的风速更低，在同样的地理位置上，

能够捕获更多风能，提升单机容量，提升全寿命周期内发电机组的发电量；其次，机组大型化可有效摊低单位容量的原材料、基础、吊装、线路、土地等投资成本，并降低后续的运营、维修等成本和难度，降低度电成本，提升风电场收益率。

在风电机组大型化的趋势下，过去十年国际上陆上风电和海上风电度电成本的降幅超过 60%。大型化发展趋势有效地带动了风电整机市场的规模效应，我国陆上风电和海上风电的机组价格在过去十年间不断下探，2023 年 1 月陆上风电机组的中标价格基本稳定在 1500~1800 元/kW 海上风电机组的采购价格则下探至 2400 元/kW 左右的水平。随着下游陆上风电场回报率不断提升，陆上风电机组价格有望保持平稳，而海上风电机组价格中短期内仍处在下降通道。



图 5-1 我国风电机组价格变化(资料来源:川财证券)

三、风电变流器成本分析

风电变流器在风电机组成本的占比约 3~5%。变流器在风电机组的成本占比和技术路线存在一定关系，海上机组由于多数采用全功率变流器，因而占比略高。随着风电机组容量的加大，变流器在整机成本中的占比越来越低。但另一方面，由于电网中的可再生能源比例不断提高，风电机组的电网适应能力已经成为机组运行稳定性的关键因素，这都有赖于风电变流器的良好表现。

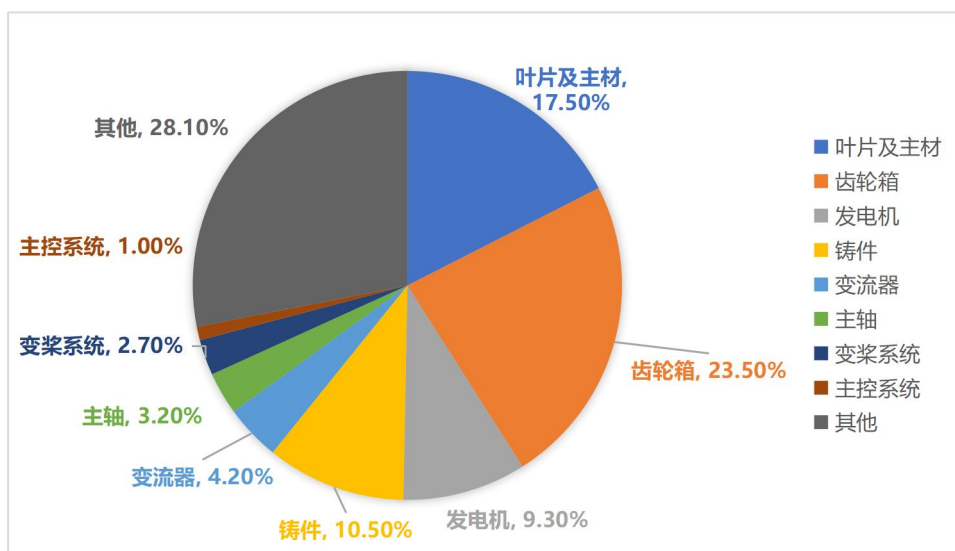


图 5-2 典型陆上风电机组成本占比（资料来源：开源证券）

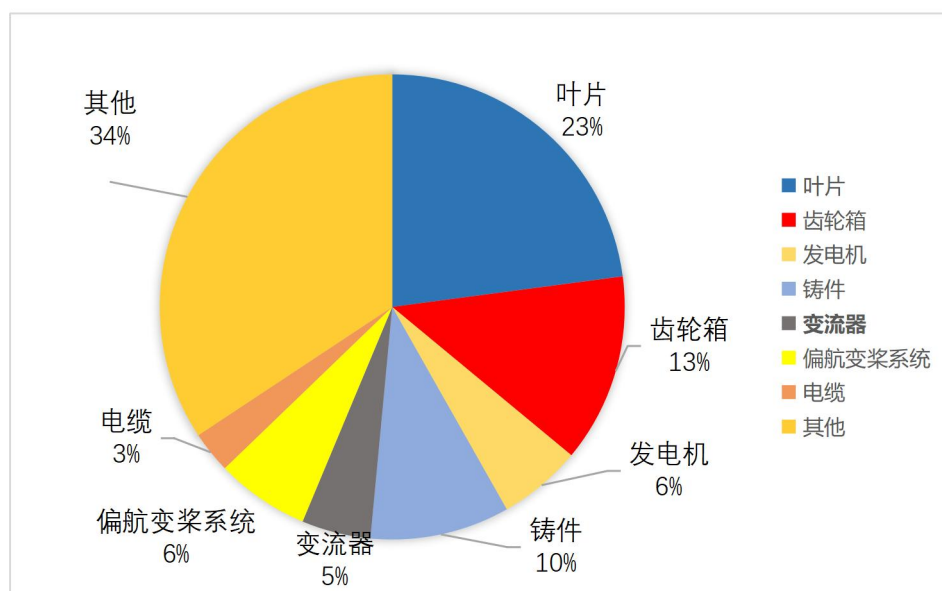


图 5-3 典型海上风电机组成本占比（资料来源：开源证券）

风电变流器原材料的主要构成是电气部件和功率模块，受大宗价格影响较小。电气部件、功率模块、结构件的成本占比分别为 34.7%、29.5%、电气部件包括熔断器、断路器等，功率模块主要包括 IGBT 等，结构件主要包括铜排、散热器等。电气部件和 IGBT 的成本主要受产品规格和技术指标影响，而结构件成本受金属大宗交易价格的影响较大。

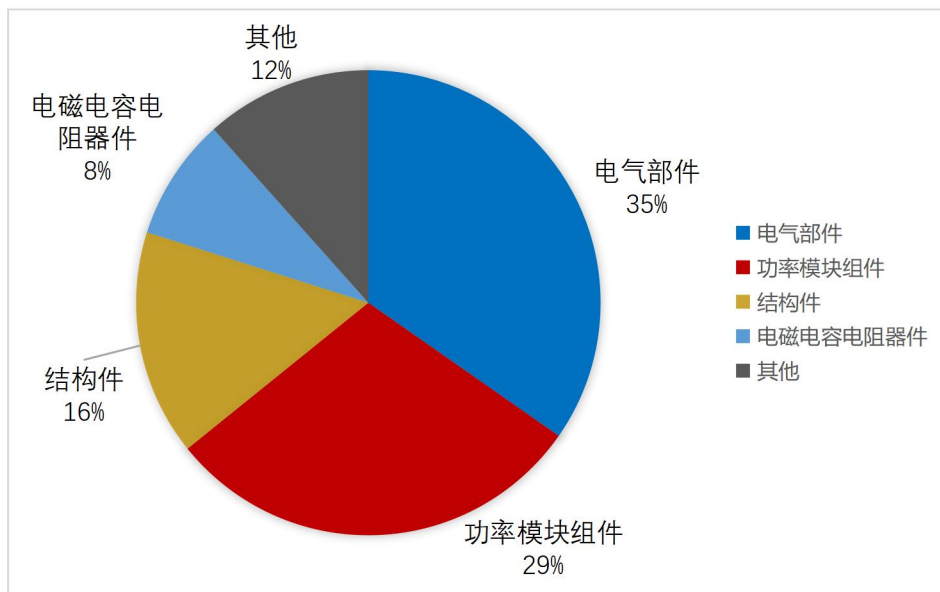


图 5-4 典型风电变流器成本占比（资料来源：开源证券）

近年来在市场竞争压力下，风电变流器的价格不断下行，各个变流器厂商都加强了技术开发力度，采用了很多新工艺、新材料、新设计和器件国产化来实现降低成本的目的，但即便如此也难以改变利润率直线下滑的现状。与此同时，运营商对于运行可靠性和电网适应性的要求则越来越高。当前的风电变流器市场环境不容乐观，制造商和运营商都承担了难以预计的技术与商业风险。

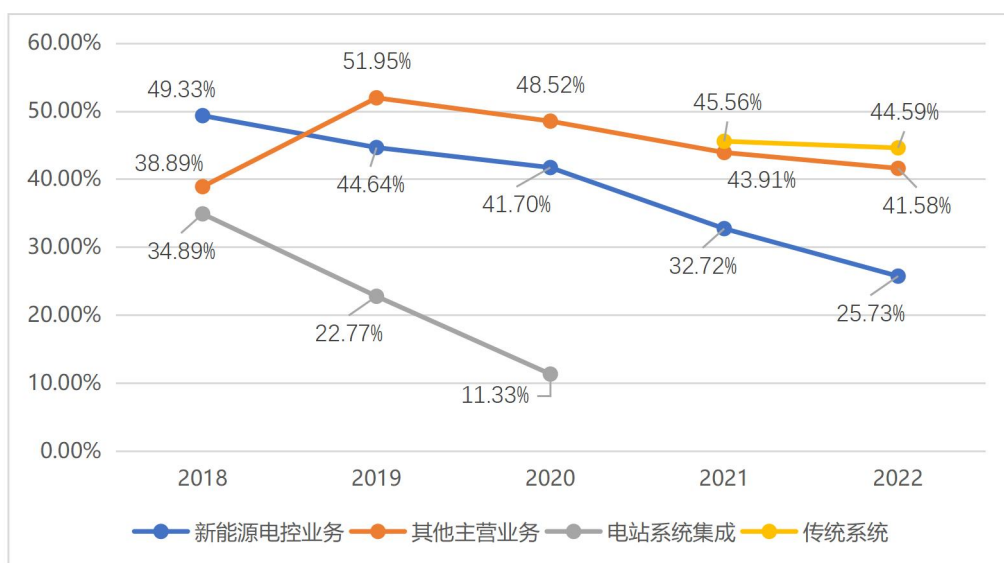


图 5-5 业务毛利率（资料来源：天风证券）

四、风险成本分析

政策风险方面，电力行业是关系国计民生的基础性行业，是国民经济的重要产业部门。相比拥有一定成本优势的传统火电行业，新能源发电的行业发展格局与增长速度来看，起初更多依赖政策规划与鼓励性补贴，逐步过渡到去补贴阶段。这使得风电变流器企业所处行业易受政策不确定性影响。

随着行业的发展和技术的逐渐成熟，在我国现行的电力体制下，新能源发电项目的上网电价与项目的核准时间或投运时间直接相关，投资者为保证其投资回报，在电价政策对上网电价向下调整之前会加快项目投资速度，对上游设备的需求会相应增加，上游设备行业的景气度提升。

风电变流器企业作为新能源发电项目的设备提供者，短期内收入和利润规模都会受到政策调整 and 新能源发电项目建设速度的影响，存在一定的波动性。此外，如果出现整体产能过剩、无序竞争或其他行业环境恶化的情形，政府主管部门可能对于新能源发电的发展进行直接调控，尽管政府调控长期有利于行业健康有序成长，但若出现相关情形，短期来看，风电变流器企业业绩可能会承受一定压力。

竞争风险方面，在国内市场潜力的吸引下，从“补贴”时代到“去补贴”时代，当前，风电变流器企业逐步由“多”转“少”，向定制化方向转变，市场上主流机型的风电变流器产品竞争日趋激烈，市场上竞争对手数量的增加和其实力的增强可能对现有风电变流器公司的市场份额、议价能力和毛利率水平产生不利的影响。

技术风险方面，新技术和新产品开发的顺利实施是维持现有风电变流器公司竞争优势、保证公司盈利水平的核心因素之一，新技术、新产品的开发与设计需要投入大量的人力和物力，同时还存在着不可预计的技术难题和转化风险，如果现有风电变流器公司不能紧随市场进行研发或研发成果不能成功转化为新产品，则会对风电变流器公司现在的技术优势、产品竞争力乃至未来经营业绩产生不利影响。

作为高新技术企业，风电变流器公司主要产品的研发离不开核心技术人员的主导及参与。如果风电变流器公司不能根据市场变化而提供相应的具有竞争力的薪酬或其他激励机制，将可能令技术团队逐渐丧失积极性、创造性，进而引起核心技术人员的流失。

应收账款的风险方面，受风力发电行业项目建设进度和付款节奏的影响，存在应收账款增长较快引致的坏账损失风险和应收账款周转率下降的风险。受行业发展增速放缓情况的影响，若个别客户遭遇经营困难等不利情形，发生不能及时收回大额应收款项的情况，将对风电变流器公司的经营业绩造成较大不利影响。

