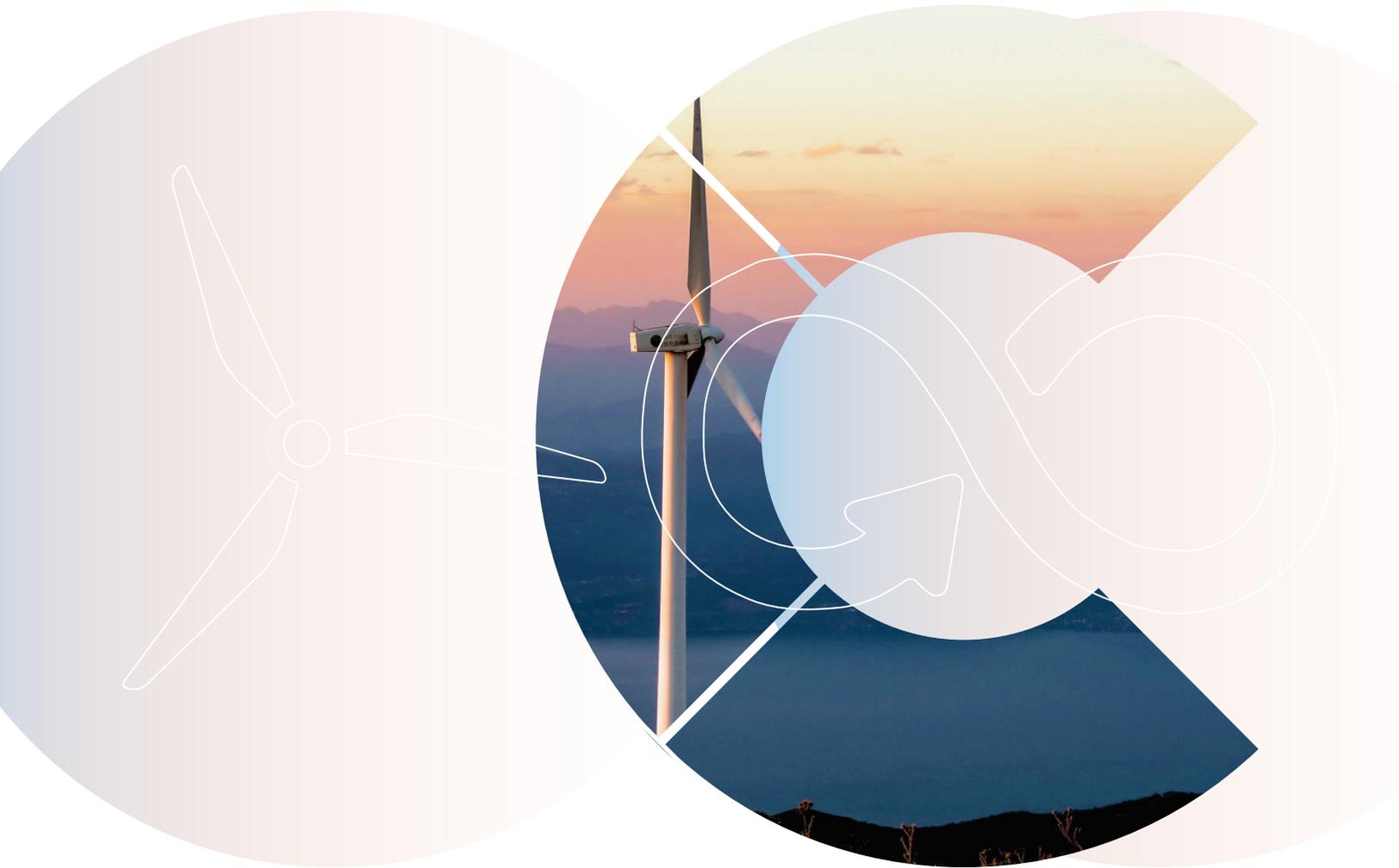




清华大学 碳中和研究院
Institute for Carbon Neutrality, Tsinghua University



清华大学 环境学院
School of Environment, Tsinghua University



中国碳中和目标下的 风光技术展望

Technology Outlook on Wind and Solar Power toward
China's Carbon Neutrality Goal

中国碳中和目标下的 风光技术展望

Technology Outlook on Wind and Solar Power
toward China's Carbon Neutrality Goal

序言

二氧化碳等温室气体大量排放导致的气候变化，是全人类面临的严峻挑战。在全球气候治理进程的关键时刻，中国作出碳达峰碳中和重大承诺，推动高质量发展，加快绿色低碳转型，体现出勇担重任的大国担当。

“双碳”目标下，风、光等可再生能源发展成为构建新型电力系统、推动能源结构转型的关键举措。“双碳”目标提出三年来，我国积极稳妥推进碳达峰碳中和，完成了构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系，稳步推进能源绿色低碳转型，把促进新能源和清洁能源发展放在了更加突出的位置。

如今，中国已成为全球最大的光伏和风电市场，在推动技术进步和成本下降的过程中起到了重要作用，为应对全球气候变化树立了行动典范。然而，目前风光技术在发展过程中仍面临着许多系统性挑战，如发电效率低、储能技术不成熟、成本较高等。为应对这些挑战，相关学界和产业界正不断加大风光技术研发投入，力求突破技术瓶颈，推动风光技术的快速发展，为实现能源转型和绿色低碳发展提供有力支撑。

在能源基金会支持下，清华大学碳中和研究院、环境学院联合相关研究机构、行业协会、头部企业，针对风能、光伏和光热发电的关键问题与发展路径开展系统研究，并牵头撰写了《中国碳中和目标下的风光技术展望》报告，以为未来电力系统的绿色与低碳发展提供数据支持与相关建议，为实现“双碳”目标提供支撑。

本报告强调了中国在可再生能源技术创新和制造领域的关键地位。详细梳理了风电技术、光伏技术和光热技术的发展概况、关键技术与产业链发展现状和趋势，介绍“风光+”技术的发展模式及示范案例，并提出政策发展建议。报告指出，“风光+”技术的出现将推动风光能源的高质量发展，催生出更加强大和可持续的能源体系。风力发电、光伏发电和光热发电的相

互协同作用，将不仅使可再生能源发展更为多样化，而且有助于提高其整体稳定性与可靠性。

报告站在全球气候变化与中国生态文明建设的关键节点，提出了风光可持续发展的战略措施。随着气候变化带来的极端天气事件愈发频繁，高比例风光发电的电力系统如何应对其影响以保证电力系统的可靠性，大规模风光发展如何保证不对当地生态系统造成破坏，都是当今亟需研究的焦点问题。报告指出，应对这些挑战需要跨学科合作，发展更智能、更适应未来气候变化的风光能源系统，包括更可靠的预测技术，以应对气候变化带来的不确定性；同时，应开展风光电站建设前的全面环境评估，以最大限度地减少对当地生态的影响，确保生态系统的平衡和可持续性。

本报告不仅提出问题，还提供了较为详尽的风光发展方案，为政策制定者、行业领袖和社会各界提供参考。报告显示，自2005年以来，随着我国风电、光伏技术装备水平的不断加强，风电、太阳能发电的装机规模不断扩大，在电力结构中的装机与发电比重逐步提高，发展成效显著。未来我国风、光发电预计将持续大规模发展，在应对全球气候变化的过程中发挥重要作用。

本报告编写得到了相关学界和产业界专家的大力支持。在报告编写过程中，研究团队组织了以“面向碳中和的风光技术”为主题的系列碳中和技术论坛与学术沙龙活动，建立了交流合作平台与机制，上百位专家参与了学术研讨和报告评审工作。未来，团队将继续深入研究、促进交流，推动风光技术可持续发展，为实现“双碳”目标、应对全球气候变化作出更大贡献。



李俊峰

国家气候战略中心首任主任
中国能源研究会常务理事



贺克斌

中国工程院院士
清华大学碳中和研究院院长
清华大学环境学院教授



邹骥

能源基金会首席执行官
兼中国区总裁

关于作者

报告总召集人：

鲁 玺 清华大学碳中和研究院院长助理、环境学院教授

章节召集人：

李 丹 中国能源研究会可再生能源专业委员会

秦海岩 中国可再生能源学会风能专业委员会

于贵勇 中国可再生能源学会风能专业委员会

江 华 中国光伏行业协会

赵晓辉 中国电力工程顾问集团

西北电力设计院有限公司

罗 勇 清华大学

何继江 清华大学

报告作者：

于 洋 中国能源研究会可再生能源专业委员会

张云霞 中国可再生能源学会风能专业委员会

王 青 中国光伏行业协会

王海霞 中国电力工程顾问集团

西北电力设计院有限公司

廖舟怡 清华大学

郭红艳 清华大学

阮梓纹 清华大学

陈 诗 清华大学

李朝君 清华大学

王家兴 清华大学

王雨涵 清华大学

夏 馨 清华大学

张懂宇 清华大学

郑隽卿 清华大学

陈 丹 北京大学

靳双龙 中国电力科学研究院有限公司

沙 恒 中国光伏行业协会

李嘉彤 中国光伏行业协会

张天宇 中国光伏行业协会

白桦林 中国光伏行业协会

廖 杰 中国科学院

马丽芳 中国能源研究会可再生能源专业委员会

杨文斌 中国治沙暨沙业学会

邹荣松 中国林业科学研究院

顾问专家组：

贺克斌 中国工程院院士、清华大学碳中和研究院院长、清华大学环境学院教授

李俊峰 国家气候战略中心首任主任、中国能源研究会常务理事

邹 骥 能源基金会首席执行官兼中国区总裁

张 强 清华大学地球系统科学系副主任、教授

傅 莎 能源基金会战略规划主任

李美成 华北电力大学新能源学院院长、教授

严 刚 生态环境部环境规划院副院长

张传卫 明阳智慧能源集团股份公司董事长、首席执行官

刘汉元 通威集团董事局主席

申彦波 中国气象局风能太阳能中心科学主任、正高级工程师

杜广平 中国可再生能源学会风能专业委员会研究员、北京鉴衡认证中心有限公司总工程师

蒋莉萍 国网能源研究院国网三级顾问（原副院长）、正高级工程师

谢小平 国家电投集团公司专家委员会专家、正高级工程师

汪子阜 隆基绿能科技股份有限公司可持续发展与 ESG 高级经理

王志峰 中国科学院电工研究所研究员

王卫权 中国能源研究会能源与环境专委会秘书长、高级工程师

王 阳 中国气象局国家气候中心正高级工程师

免责声明

若无特别声明，报告中陈述的观点仅代表作者个人意见，不代表清华大学碳中和研究院、清华大学环境学院和能源基金会的观点。清华大学碳中和研究院、清华大学环境学院和能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性，不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。

凡提及某些公司、产品及服务时，并不意味着它们已为清华大学碳中和研究院、清华大学环境学院和能源基金会所认可或推荐，或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。



CONTENTS

目录

引言

第 1 章 碳中和目标下的风光电力

1.1 风光资源时空分布特征	4
1.1.1 风光资源空间分布特征	4
1.1.2 风光资源时间分布特征	7
1.2 风光发电发展历史与现状	10
1.2.1 风光在我国装机和发电结构中的变化	10
1.2.2 我国风光在全球装机和发电量的发展特征	11
1.2.3 现今风光发展的空间分布现状	13
1.3 碳中和目标下高比例风光发展路径	17

风光技术发展展望篇

第 2 章 风电技术发展展望

2.1 风电技术发展概况	24
2.1.1 风电技术发展现状	24
2.1.2 风电技术发展瓶颈与挑战	27
2.2 风电关键技术及产业链发展概况	30
2.2.1 产业链发展现状	30
2.2.2 关键零部件发展现状	31
2.2.3 国内外产业政策对产业链的影响	33
2.3 风电关键技术发展趋势及成本演变	35
2.3.1 关键技术发展趋势	35
2.3.2 关键技术成本演变	37
2.4 政策发展建议	41

2.5	风电+发展模式及示范案例	43
2.5.1	风电+海洋牧场	43
2.5.2	风电制氢的模式	44
2.5.3	风电 Power to X	45

第3章 光伏技术发展展望

3.1	光伏技术发展概况	48
3.1.1	光伏技术发展现状	48
3.1.2	光伏技术发展瓶颈与挑战	51
3.2	光伏关键技术与产业链发展概况	52
3.2.1	产业链发展现状	52
3.2.2	关键零部件发展现状	53
3.2.3	国内外产业政策对产业链的影响	54
3.3	光伏关键技术发展趋势及成本演变	56
3.3.1	关键技术发展趋势	56
3.3.2	关键技术成本演变	58
3.4	政策发展建议	61
3.5	光伏+发展模式及示范案例	62
3.5.1	光伏+农业	62
3.5.2	光伏+治沙	63
3.5.3	光伏+建筑	63
3.5.4	光伏+交通	65

第4章 光热技术发展展望

4.1	光热技术发展概况	68
4.1.1	光热技术发展现状	68
4.1.2	光热技术发展瓶颈与挑战	70
4.2	光热关键技术与产业链发展概况	71
4.2.1	产业链发展现状	71
4.2.2	关键零部件发展现状	71
4.2.3	国内外产业政策对产业链的影响	74
4.3	光热关键技术发展趋势及成本演变	76
4.3.1	关键技术发展趋势	76
4.3.2	关键技术成本演变	76
4.4	政策发展建议	80
4.5	光热+发展模式及示范案例	81

风光可持续发展的应对措施篇

第 5 章 极端天气应对与风光发电量预报技术

5.1 极端天气对可再生能源系统的影响以及应对措施	88
5.1.1 少风少光的极端天气时空变化特征分析	88
5.1.2 极端天气对可再生能源系统的影响	91
5.1.3 应对极端天气的措施和策略	93
5.2 风光发电预报技术	95
5.2.1 风光发电量预报的意义和应用场景	95
5.2.2 风光预报的方法分类	95
5.2.3 风光预报技术的发展和展望	97
5.3 电力市场交易对风光预报的需求及市场前景	98

第 6 章 生态环境友好的风光技术措施

6.1 风光系统对生态环境的影响	102
6.1.1 风电场生态影响分析	102
6.1.2 光伏电站生态影响分析	103
6.1.3 风电对区域气候影响分析	106
6.1.4 光伏对区域气候影响分析	106
6.2 低生态环境影响的技术措施	108
6.2.1 光伏电站生态环境友好技术	108
6.2.2 风电场生态环境友好技术	111
6.2.3 低生态环境影响的管理技术	112
6.3 生态效益示范项目	114
6.4 政策建议	119

碳中和目标下的风光发展政策与展望篇

第 7 章 风光发展技术路线展望与政策建议

7.1 未来年风光发展技术路线图	124
7.2 风光发展的政策建议	126
参考文献	128

引言

持续性的全球气候变化将会对全球自然生态系统、人类社会的可持续发展构成巨大的威胁。在《巴黎协定》中，各国政府相继提出相关净零排放目标，以遏制温室气体的快速增加。中国作为当今世界上经济与能源大国，在 2020 年 9 月第 75 届联合国大会的一般性辩论中作出了“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”的重大承诺。

在“双碳”目标下，发展风、光等可再生能源成为“零碳”电力系统的主力军，既是能源结构转

型的一项重要举措，也是构建新型电力系统的关键。随着风、光可再生能源电力的大规模开发，风、光伏发电全产业链的技术、成本、安全供应、生态效益等将面临着新的机遇与挑战，构建技术先进、成本低廉、安全稳定、生态友好的风、光伏发电技术体系，是引领我国可再生能源行业可持续发展的关键。

近五年，随着国际形势与产业结构的加速变化，新技术、新应用、新开发模式不断涌现，进一步加速了风电与光电行业的快速发展，并促进了可

An aerial photograph of a winding asphalt road cutting through a dense, lush green forest. The road curves from the top center towards the bottom left. The trees are tall and dense, with varying shades of green. A small blue car is visible on the road in the lower half of the image.

再生能源行业与信息技术、生态修复治理、农林牧渔等领域的深度交叉与融合。未来风电与光电的迅速增长需进一步突破行业技术发展瓶颈、实现产业的降本增效、加速可再生能源行业与生态修复的协同发展。加快风电、光电领域的科学研究与战略布局，不仅将优化加速全产业链的发展，同时也将为装备制造、生态修复、产业融合提供新的思路与支撑。在碳达峰、碳中和的时代背景下，风、光可再生能源行业的机遇前所未有，在全球战略的视角下系统分析全产业从生产到开发的一

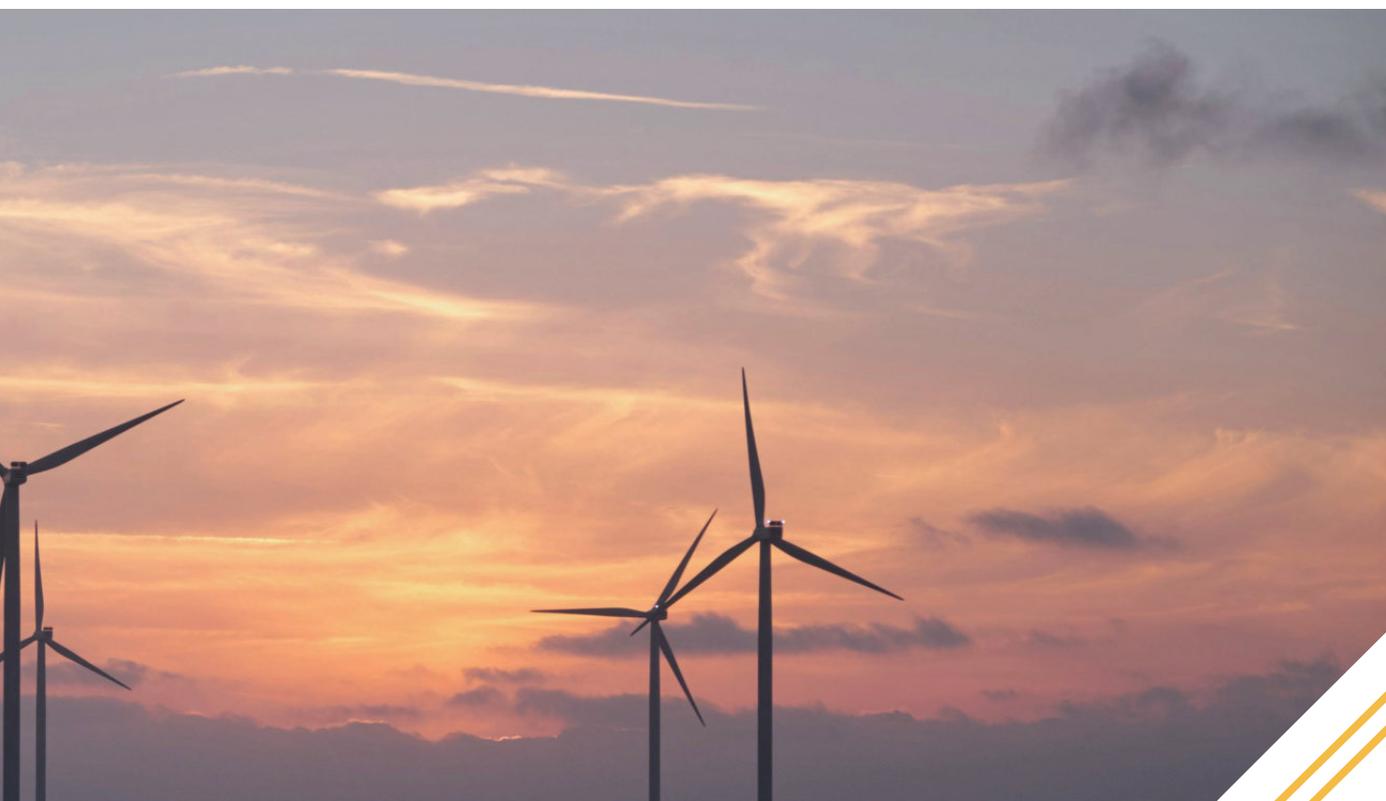
系列系统性问题，并构建前瞻性的中长期风光装机及技术发展的时空路线图，对我国以风光为主的可再生能源产业发展具有重要的现实意义。

在这一战略背景下，本报告旨在明确风、光伏发电等可再生能源发展面临的全产业链关键风险与挑战，识别风、光伏发电开发的内在优势与产业新机遇、新业态，并在此基础上展望我国风光发展的路线图与时间表，为我国未来电力系统的绿色与低碳发展提供数据支撑与相关建议。



第 1 章 碳中和目标下的风光电力

自 2005 年以来，随着我国风电、光伏技术装备水平的不断加强，风电、太阳能发电的装机规模不断扩大，在电力结构中的装机与发电比重逐步提高，发展成效显著。随着“双碳”目标的提出，未来我国风、光发电预计将持续大规模发展，为应对全球气候变化发挥重要作用。本章通过梳理我国风电、光伏、光热资源开发潜力，总结我国风、光潜力分布特征及时间变化趋势，在回顾我国风、光发展历史与现状的同时，展望我国碳中和目标下的风光发展路径。



WIND AND 01 SOLAR POWER

1.1

风光资源时空分布特征

风光资源评估既为宏观层面国家和地方制定风光发电发展规划提供依据，也是微观层面风光电场的选址、布局、机组的选型、发电量估算和经济概算的基础。本节通过对自然资源禀赋（风速、辐射量）、可再生能源技术特点、地理制约及土地类型限制的考量，总结了风电、光伏和光热三种可再生能源在我国的资源分布情况。



1.1.1 风光资源空间分布特征

我国风能、太阳能资源十分丰富，可开发潜力大。根据大量的研究估算，我国100米高度的风能资源（包括陆上风能和海上风能）的技术可开发量达到10.9至20.1太瓦（Lu et al., 2009; Sherman et al., 2020; Wang et al., 2022），以光伏发电（包括集中式和分布式光伏）为首的太阳能发电技术可开发量达到45.6至58.9太瓦（Chen et al., 2019; Wang et al., 2022），风光的理论装机容量远大于碳中和目标下的风光装机需求。风能的理论年发电潜力约29至44亿万千瓦时（McElroy et al., 2009; Wang et al., 2022），约为2020年全社会用电量的4-6倍（Chen et al., 2019; Wang et al., 2022）。太阳能光伏的理论年发电潜力约67至101亿万千瓦时，约为2020年全社会用电量的9-13倍。

我国地域辽阔、地形起伏多变、下垫面复杂并涵盖不同的气候带，风速及太阳辐射量在各个区域变化特征差异较大，这导致我国不同地区的风光

资源潜力存在较大差异。图1.1展示了我国100米高度的平均风速分布图及地面总水平辐射空间分布图。风速的分布显示，我国东北地区、河北北部、内蒙古、宁夏中南部、陕西北部、甘肃西部、新疆东部和北部、青藏高原、云贵高原和广西等地的山区以及东南沿海等地年平均风速一般大于6.0米/秒，其中东北东部、内蒙古中东部、新疆北部和东部、甘肃西部和北部、青藏高原等地年平均风速达到7.0米/秒，部分地区达到8.0米/秒以上。山东西部及东部沿海、江苏、安徽东部等地年平均风速为5.0-6.0米/秒。我国其他陆地地区年平均风速一般低于5.0米/秒，主要分布在中部和东部平原地区及新疆的盆地区域。海上年平均风速明显大于陆地，其中台湾海峡和台湾省的近海风能资源最丰富，年平均风速在7.5-10.0米/秒之间；台湾海峡以北的近海海域年平均风速为6.5-8.0米/秒，广东、广西和海南岛近海海域的年平均风速为6.0-7.5米/秒。辐射量的分布显示，我国太阳能发电潜力总体分布不均，呈现出西北高东南低的分布格局。以西藏、青海、甘肃西部、新疆东南部、内蒙古西部为首的我国西部地区，大面积光伏辐照强度

高于 1700 千瓦时 / 平方米，而华中地区和东北地区的辐射量较低。

强度等因素之后，计算得出我国风光发电的发电容量因子如图 1.2 所示。我国适宜风电开发的地区主要集中在“三北”地区和东南沿海地区。东南沿岸及其周边岛屿的海上风力资源丰富，为我国最大的

在综合地理条件、土地约束、风速大小、辐射

图 1.1 我国风速与辐射量空间分布图

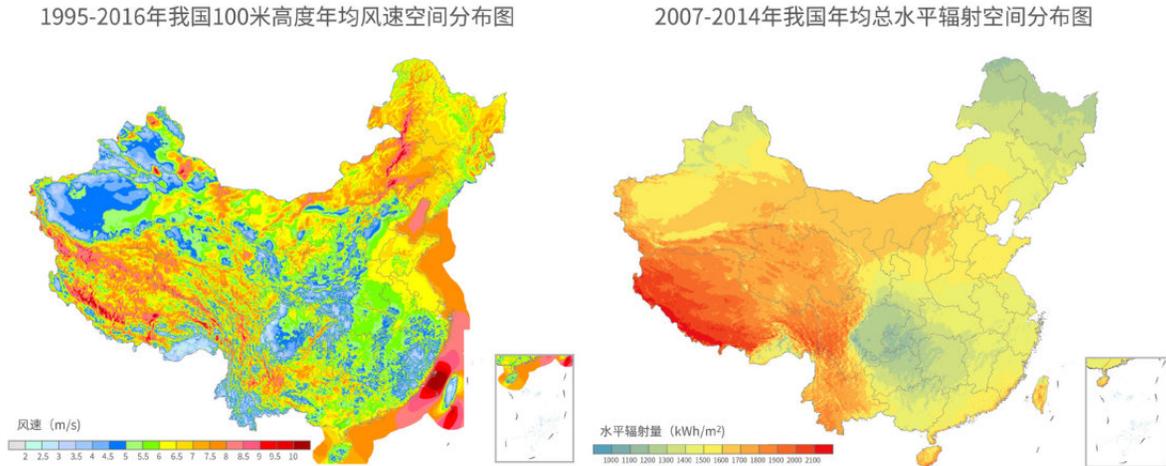
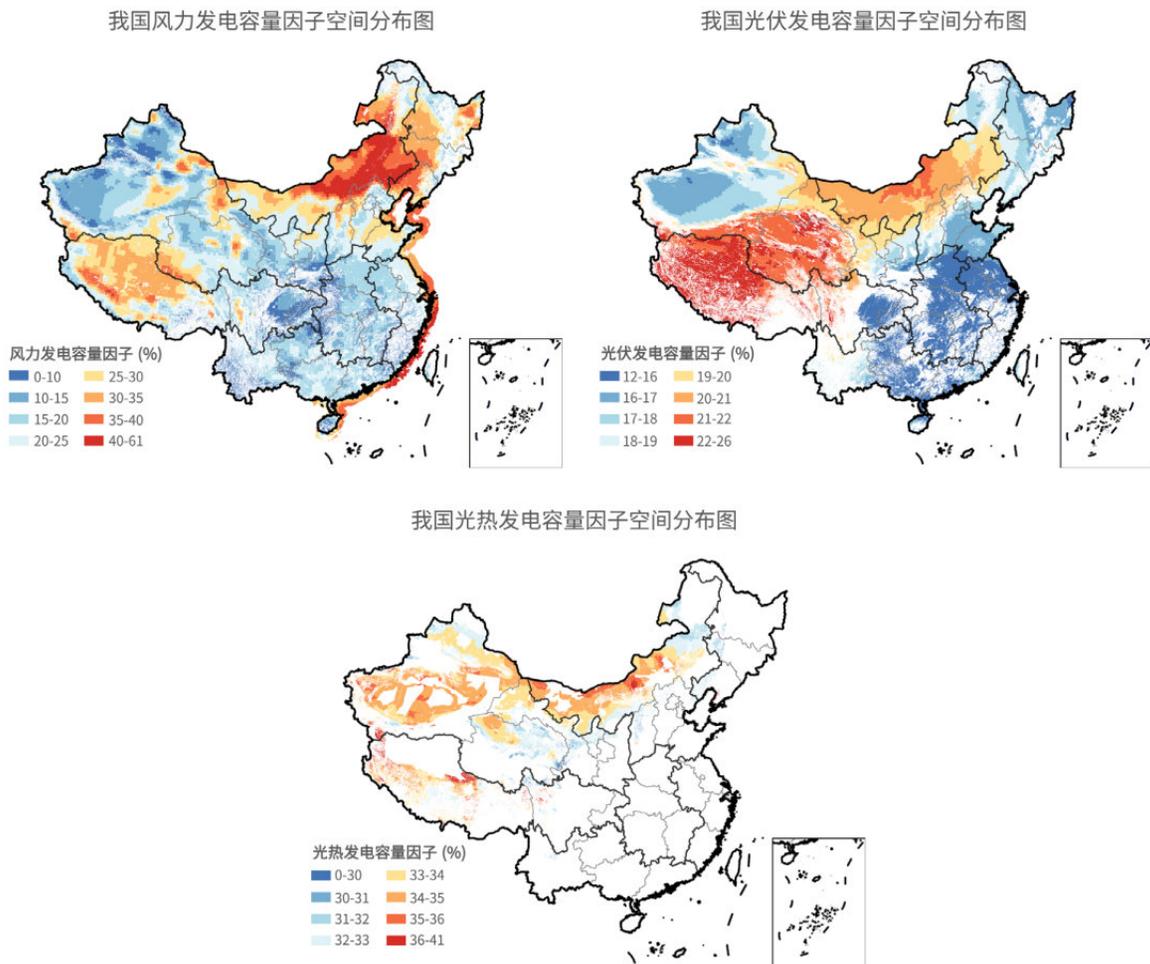


图 1.2 我国风电、光伏、光热发电容量因子分布特征（剔除不可用土地面积）



海上风能资源区。陆上风电，内蒙古、甘肃北部的容量因子基本高于 30%，为陆上风能资源最丰富的区域；其次为黑龙江和吉林东部以及辽东半岛沿海；青藏高原的陆上风力资源也较为优质，但受地形及海拔高度限制，开发难度较大。云贵川、甘肃、陕西南部、河南和湖南的西部、福建、广东、广西的山区、塔里木盆地因风速、地形等因素，风电开发的容量因子较低，开发风电的条件一般。在光伏发电中，我国光伏潜力总体呈现出西北高东南低的分布格局，分布不均衡，容量潜力最高的地区集中在西北地区、华北地区和西藏地区，有大面积区域的容量因子高于 20%，适合集中式光伏的开发。而中部地区、东部及南部沿海地区，主要受到光照强度的限制，容量因子仅为 12%-17%，更适合开展装机规模较小的分布式光伏建设，直接为住宅、商业建筑及公共设施提供电力供应。我国太阳能光

热发电由于对太阳法向直接辐照度及大范围的土地利用有较高要求，因此我国光热发电潜力在空间分布上呈现明显的南北差异，全国共有 17 个省份具备开发潜力，且主要集中在三北地区。其中新疆、内蒙古、西藏、青海和甘肃是辐射条件、自然资源最为适宜的省份（自治区），这 5 个省份（自治区）的光热发电潜力超过全国总发电潜力的 95%。受法向直接辐照度限制，我国南方、华东及华中地区暂不具备光热发电条件。

在综合地理条件约束与风速、辐射自然约束后，表 1.1 总结了我国各地区的风光装机潜力与理论发电潜力。我国陆上风电在华北地区开发潜力最大，东北、西北次之，西南和华中地区开发潜力较小；海上风电集中在我国的华东和南方沿海地区；集中式光伏发电在西北地区开发潜力最大，华北次

表 1.1 我国风能和光伏装机潜力、年均理论发电潜力及 2020 年耗电量 (Wang et al., 2022)

区域 电网	省份	技术可开发量					每年理论蕴藏量			年消耗量 亿万千瓦时
		风能	陆上 风能	海上 风能	光伏	集中式 光伏	亿万千瓦时		风能	
东北	内蒙古 东部	619	619	0	923	835	88	1.744	1.296	0.0628
	黑龙江	706	706	0	301	149	152	1.937	0.394	0.1014
	吉林	304	304	0	356	243	113	0.861	0.466	0.0805
	辽宁	289	176	113	191	17	174	0.777	0.238	0.2423
西北	甘肃	321	321	0	2758	2682	76	0.718	4.128	0.1376
	宁夏	82	82	0	282	253	29	0.241	0.391	0.1038
	青海	186	186	0	3914	3886	28	0.379	6.491	0.0742
	陕西	165	165	0	372	298	75	0.448	0.458	0.1741
	新疆	618	618	0	21200	21054	144	1.293	29.27	0.2998
华北	北京	0	0	0	61	2	59	0	0.072	0.114
	河北	334	281	53	338	59	279	0.988	0.587	0.3934
	山东	596	296	300	417	21	395	1.636	0.552	0.694
	山西	127	127	0	311	194	117	0.364	0.439	0.2342
	天津	15	11	4	42	0	42	0.042	0.05	0.0875
	内蒙古 西部	2078	2078	0	8537	8395	142	5.399	12.87	0.3271

(续表)

区域 电网	省份	技术可开发量					每年理论蕴藏量			年消耗量 亿万千瓦时
		风能	陆上 风能	海上 风能	光伏	集中式 光伏	亿万千瓦时		风能	
东南	重庆	43	43	0	22	1	21	0.108	0.003	0.1187
	贵州	109	109	0	104	76	28	0.296	0.105	0.1586
	四川	223	223	0	157	75	82	0.621	0.182	0.2865
	西藏	524	524	0	3332	3327	4	1.375	6.177	0.0082
华南	广东	677	141	536	202	19	182	1.977	0.257	0.6926
	广西	250	181	69	187	101	86	0.708	0.222	0.2025
	海南	246	45	201	29	10	19	0.563	0.033	0.0362
	台湾	10	10	0	28	0	28	/	/	/
	香港	0	0	0	3	0	3	/	/	/
	云南	132	132	0	115	60	55	0.374	0.159	0.2026
华中	河南	291	291	0	303	14	289	0.869	0.377	0.3392
	湖北	206	206	0	157	33	124	0.558	0.188	0.2144
	湖南	174	174	0	91	9	83	0.462	0.096	0.1929
	江西	152	152	0	97	27	70	0.423	0.109	0.1627
华东	安徽	225	225	0	233	11	222	0.679	0.28	0.2428
	福建	321	32	289	91	18	73	0.957	0.102	0.2483
	江苏	441	177	264	302	5	297	1.2	0.372	0.6374
	上海	55	10	45	38	0	37	0.15	0.051	0.1576
	浙江	429	50	379	112	4	108	1.163	0.121	0.483
全国		10950	8694	2254	45600	41878	3726	29.31	66.53	7.511

之，华南地区最小；分布式光伏发电由于需要大量利用建筑面积，在华北及华东地区开发潜力较大，在西南地区最小。

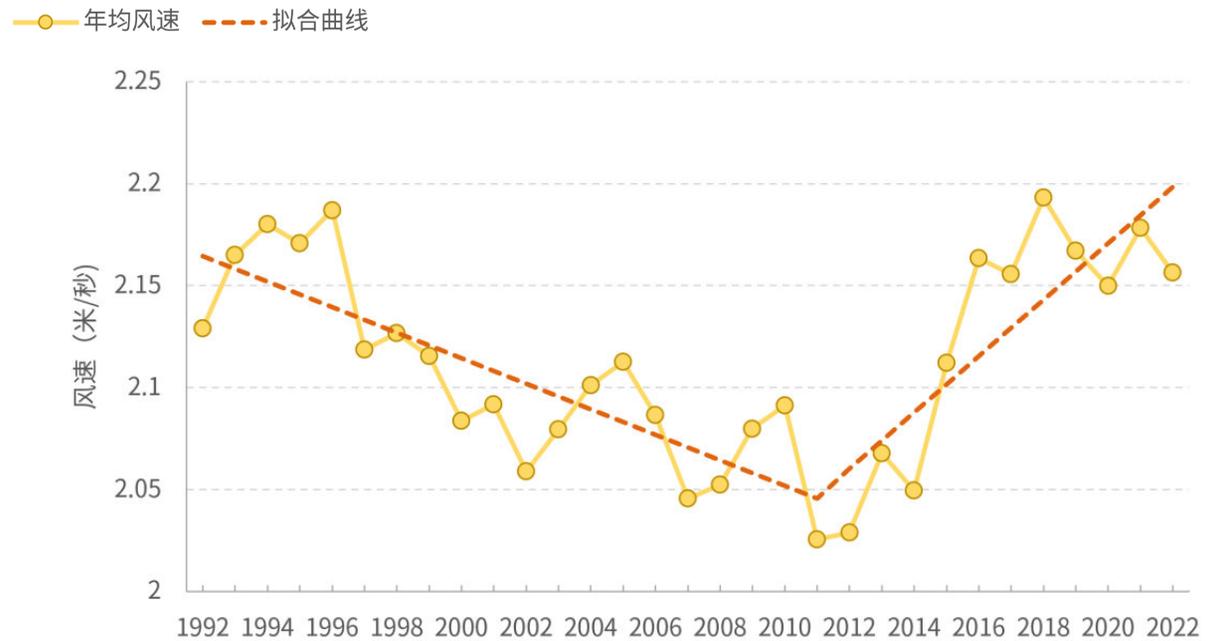
1.1.2 风光资源时间分布特征

• 我国风电资源的长期变化趋势

探究风速的长期变化趋势可以直观的表征对风电开发的影响，其中近地表风速（Near Surface

Wind Speed, NSWS）是评估风能资源变化的指标之一。目前大量的研究表明，1980-2010年期间全球 NSWS 以每年 0.08 米/秒的速度下降，而自 2010 年至今全球 NSWS 开始短暂的回升（Zeng et al., 2019）。我国区域的 NSWS 变化与全球趋势相似，对我国各区域的历史风速进行的研究均表明近几十年来我国近地表风速存在明显的减小，减少趋势的大致范围在每年 0.1-0.22 米/秒，部分地区可达每年 0.3 米/秒；也有研究证明了我国在 2010 年后的 NSWS 存在短暂的增加趋势（Zha et al., 2021）。

图 1.3 我国近 30 年近地面平均风速变化 (1992-2022)



历史风速呈现的减小趋势引起了人们对未来风力发电的担忧，准确预估未来风速并且给出未来风速变化的趋势对风电行业极为重要。虽然有研究发现 2010 年后我国乃至全球区域风速有增加的趋势，但是其后续的研究也发现这种增加是地球系统内部短暂的上升，这种上升会存在大约 10-20 年，而后乃至本世纪末风速变化的趋势仍然以降低为主 (Liu et al., 2023)。对于未来气候变化的研究多依赖于国际耦合模式比较计划 (Commentary on the Coupled Model Intercomparison Project, CMIP)，基于 CMIP3、CMIP5、CMIP6 的风速预估研究结果表明，预计未来 (现在 -2100) 我国大部分地区平均 NSWS 仍将呈现下降趋势，并且在不同季节、不同区域、不同排放情景中都会存在差异。在低排放情景下风速变化不明显，而随着排放程度的增加，风速变化程度逐渐明显 (江滢 et al., 2018)。在 SSP5-8.5 情景下，风速除在我国东部部分地区有增加的趋势外，剩余区域均呈现减小的趋势，其中青藏高原地区减小程度最大、趋势最显著 (Deng et al., 2021)。但是目前基于最新 CMIP6 资料的风速预估研究还是较少，研究不够充分。由于 CMIP6 模式对历史 NSWS 的模拟仍然存在较大偏差，其给出的未来风速的预估结果仍充满不确定

性。将风速预估结果用于未来风能规划、风机设计时更应谨慎理解、采纳和决策。

• 我国太阳能资源的长期变化趋势

1960 年以来，全球地面太阳总辐射总体呈下降趋势 (IPCC, 2021; Zou et al., 2019)，我国大部分区域太阳总辐射和直接辐射也呈现减小的趋势 (马金玉等, 2011)。然而，到达地球表面的太阳辐射在 20 世纪 90 年代前后表现出两种不同的变化趋势，学界称为全球“变暗”和全球“变亮” (Wild & Science, 2005)，且具有局地性。通过对地面太阳辐射和日照观测资料进行分析，已有研究对我国地区接受的太阳辐射的变化给出了定量描述：1961-1990 年，“变暗”趋势为每十年 7.87 瓦/平方米；1991-2009 年，“变亮”趋势为每十年 2.4 瓦/平方米 (杨溯等, 2013)。本世纪初我国大气污染的加剧是导致“变亮”趋势放缓的原因之一 (Li et al., 2017; Plaisier & Smeets, 2015; Wild et al., 2009)，但最新研究指出，随着我国大气污染防治工作取得显著成效，2014-2019 年我国区域太阳辐射显著增长，尤其是在我国污染最严重的中东部地区，增长趋势可达每年 1.16 瓦/平方米 (Chen et al., 2022)。结

合我国目前的绿色低碳的能源发展思路，这种正效益预计将进一步增强。

准确预估未来太阳能资源变化是合理高效开发光伏资源的必然要求。已有多个研究基于 CMIP5 和 CMIP6 多个模式下的模拟数据 (Ha et al., 2023; Niu et al., 2023)，计算不同碳排放情境下

太阳总辐射的变化趋势，表 1.2 列出了一些现有的研究结果，总体来说，我国的华东、南部和华中地区，太阳能总辐射百年内呈现增加趋势，西北和青藏高原的辐射量呈现减小趋势。由于云和气溶胶的预估还存在很大的难度，对地面太阳能资源的未来预估还存在很大的不确定性 (Yang et al., 2022)。

表 1.2 不同文献基于 CMIP 模式对全国太阳总辐射长期变化的预估

文献	数据源	情景	时间	我国各地趋势				
				全国	东南	华中	西北	青藏高原
Crook et al. (2011)	CMIP3	-	2010-2080	↑				
Wild et al. (2015)	CMIP5	RCP8.5	2006-2049		↑		↓	↓
Zou et al. (2019)	CMIP5	RCP8.5	2006-2100	↑	↑	↑		↓
Zhao et al. (2020)	CMIP5	RCP8.5	2006-2100	↓	↑	↑	↓	↓
Gernaat et al. (2021)	CMIP5	RCP6.0	1970-2100		↑	↑	↓	↓
Niu et al. (2023)	CMIP6	SSP585	2023-2100	↓	↑	↑	↓	↓



1.2

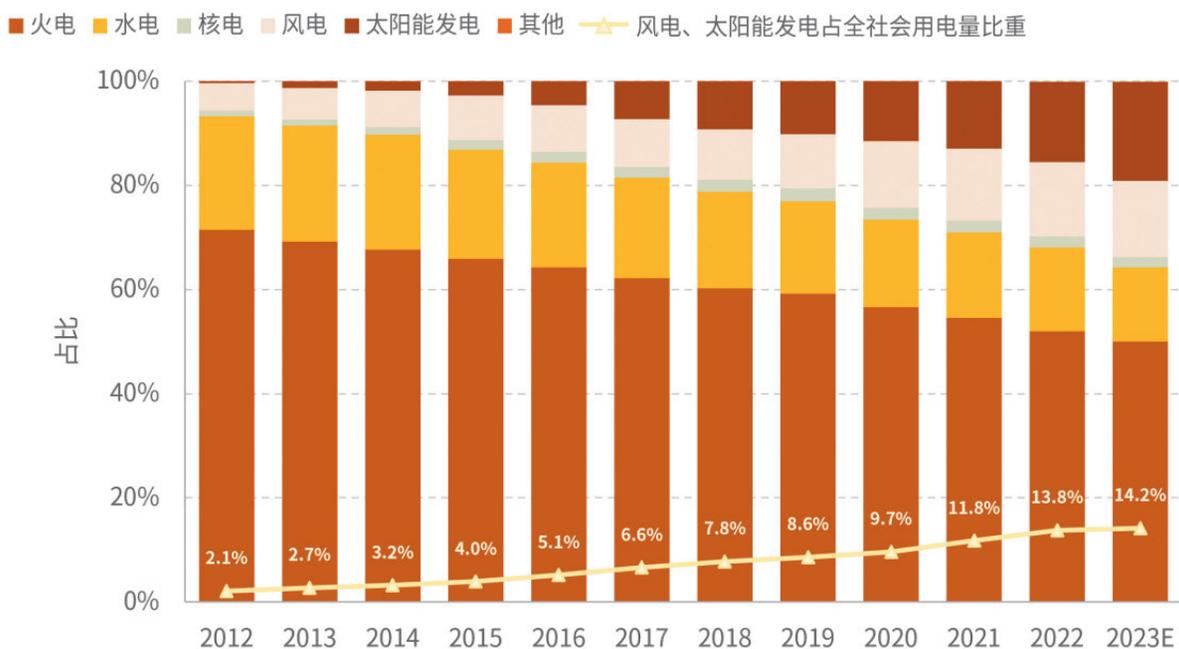
风光发电发展历史与现状

1.2.1 风光在我国装机和发电结构中的变化

近年来，以风光为主的可再生能源在我国电力装机和发电结构中不断扩大，我国可再生能源进入大规模跃升发展阶段，推动电力领域逐步向清洁化、低碳化转变。截至2022年底，我国以风电、光伏发电为首的新能源装机容量达758吉瓦，在全部电力装机中的比重为29.6%（国家能源局，2023a），较2012年提高约24个百分点。2022年

度新能源发电量约1.2亿万千瓦时，占全社会用电量的13.8%（国家能源局，2023b），较2012年提高约12个百分点（图1.4）。预计到2023年年底，我国发电装机容量预计将达到2900吉瓦，其中并网风电装机达430吉瓦、并网太阳能发电560吉瓦，占全国总装机比重超过三分之一（中国电力企业联合会，2023）。

图 1.4 2012-2023 年我国电力装机结构及风电、太阳能合计在全社会用电量中的比重^①
(数据来源：国家能源局、中国电力企业联合会)



我国风光电力的装机结构也由2012年陆上风电独大向更加多元化的趋势发展（图1.5），近年来呈现出集中式和分布式并举的发展特征。2021年，受国家补贴政策调整等因素的影响，我国海

上风电新增装机容量达到16.9吉瓦，2021年底累计装机容量为26.4吉瓦，规模跃居全球第一。光伏发电方面，受政策大力支持、成本不断下降和数年的市场培育等因素驱动，2017年我国分布式

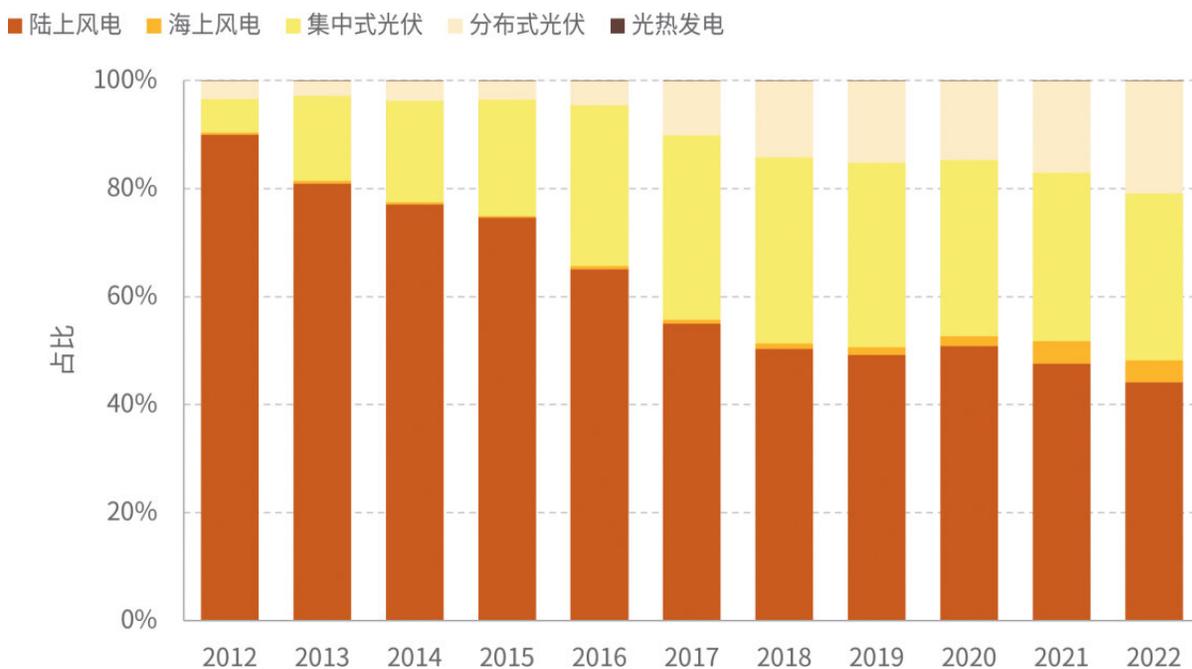
^① 2023E 代表根据2023年前三季度的能源装机及发电量数值预测的2023年全年数据。

光伏迎来爆发式增长，在当年光伏发电新增装机容量中的比重突破三分之一。2021、2022 年度，分布式光伏新增装机容量均超过集中式光伏电站，成为拉动光伏发电规模增长的主力。截至 2022 年底，分布式光伏在全国累计光伏装机容量中的比重已达到 40%。我国光热发电技术发展起步较晚，目前建成投产的多为国家能源主管部门的示范项目，

与风电、光伏发电相比规模较小。截至 2022 年底，我国陆上风电、海上风电、集中式光伏、分布式光伏和光热发电的累计装机容量分别为 335 吉瓦、30 吉瓦、234 吉瓦、158 吉瓦和 0.59 吉瓦；2012-2022 年间，各发电种类的年均增长率分别为 18.5%、59.2%、49.5%、52.6% 和 89.2%。

图 1.5 2012-2022 年各类发电种类在我国风光装机中的比重

(数据来源: 国家能源局、国家发展改革委能源研究所可再生能源发展中心、中国电力企业联合会、国家太阳能光热产业技术创新战略联盟)



1.2.2 我国风光在全球范围的装机和发电量的发展特征

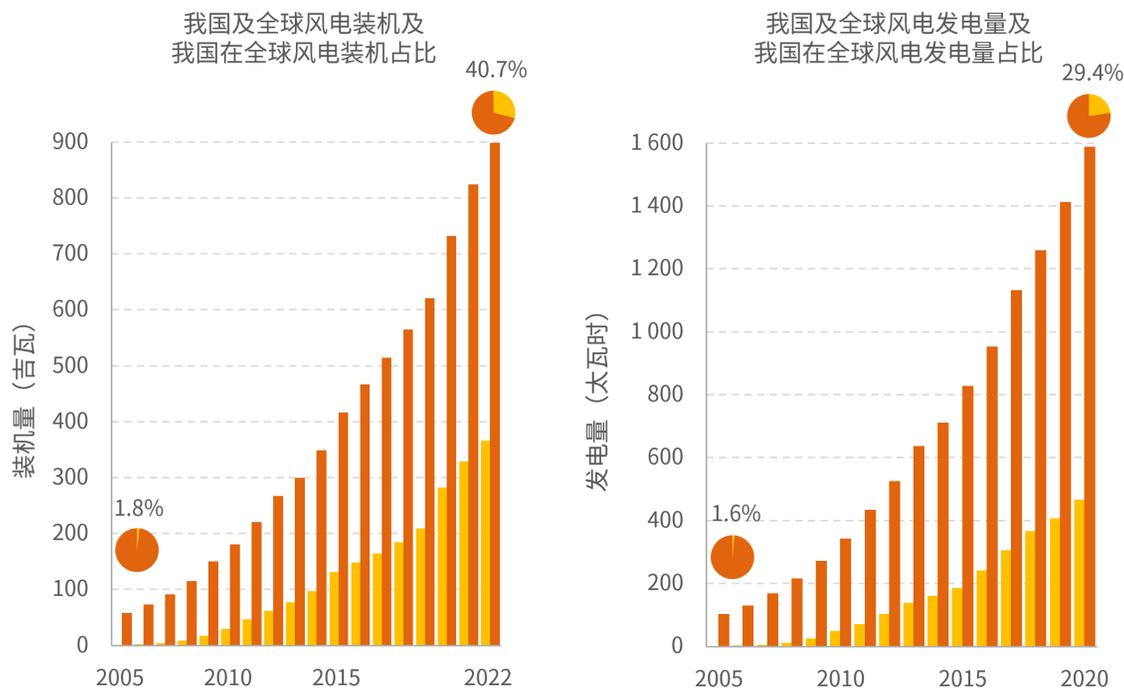
自 2005 年《可再生能源法》颁布以来，我国风光发电得到了快速的发展。近年来，我国的风电、太阳能发电装机容量实现跨越式增长，2020-2022 年间连续三年装机增量突破 100 吉瓦（国家能源局，2023b）。2022 年度我国贡献了全球最大的风光装机增长，风电、太阳能发电装机增量分别占全球的 41% 和 37%（IRENA, 2023）。

从全球范围来看，我国风电累积装机容量于 2011 年超过美国，成为全球风电装机规模最

大的国家，之后一直保持世界第一的位置，跃居全球最大的风电市场。根据国际可再生能源署（International Renewable Energy Agency, IRENA）的统计数据显示（图 1.6），从 2005 年到 2022 年，我国风电装机容量由不足 1.06 吉瓦（占全球总风电装机的 1.8%）快速增长至 2022 年的 365.96 吉瓦，增长了将近 350 倍，占全球风电装机容量的 40.7%，已成为全球风电新增装机的主要来源。随着我国对可再生能源发展制定详细的五年规划，以及明确非化石能源消费占比目标，我国风电发电量

图 1.6 我国和全球风电装机与发电量 (数据来源: 国际可再生能源署 (International Renewable Energy Agency, IRENA))

■ 中国 ■ 全球

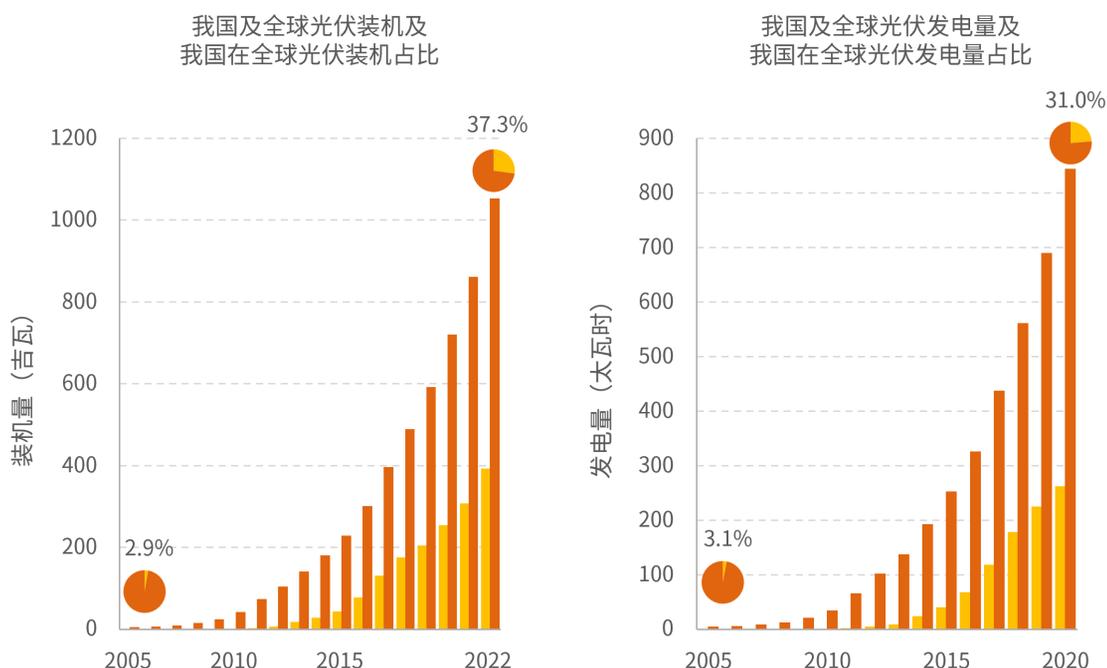


同样在稳步增长。2005 年, 我国风电发电量仅为 1.6 太瓦时, 占全球总风力发电量的 1.6%, 之后我国风电发电量以年均 46% 的速度增长, 到 2020 年达到 467 太瓦时, 占全球总风电发电量的约三分之一。

2015 年, 我国太阳能发电超过德国, 成为全球太阳能发电累计装机容量最大的国家。纵观我国太阳能发电的发展历程, 其较于风电起步相对较晚 (图 1.7), 2005 年总装机不足 1 吉瓦 (仅为

图 1.7 我国和全球光伏发电装机与发电量 (数据来源: IRENA)

■ 中国 ■ 全球



0.14 吉瓦，占全球总太阳能发电装机的 2.9%)，到 2010 年总装机超过 1 吉瓦，达到我国风电 2005 年的装机规模。受光伏行业成本降低的影响，我国太阳能发电（主要为光伏）装机已于近几年实现对风电装机容量的反超，到 2022 年已达到 393.03 吉

瓦，占全球总太阳能发电装机的 37.3%。2005 年，我国太阳能发电量仅为 0.14 太瓦时(占全球 3.1%)，经过多年发展，到 2020 年太阳能发电量已达到 261 太瓦时，占全球总太阳能发电量的 31%。

1.2.3 现今风光发展的空间分布现状

我国如今各省级行政区的能源结构发展呈现了明显的区域异质性（如图 1.8），图 1.9 总结了我国各地区的能源结构特征（国家统计局，2023）：华北、华东地区为我国煤电厂部署最多的地区；天然气发电主要集中在长三角、珠三角、京津地区及西部油田地区，广东、江苏、浙江三省装机容量就超过全国在运天然气机组总容量的 60%；水力发电主要集中在四川、云南、湖北省等西南和中部地区，其次是西北地区的青海省；核电主要集中在沿海的辽宁、山东、江苏、浙江、福建、广东、广西和海南。同时，我国风光发展与风光的资源分布特征呈现较为明显的一致性，具体总结如下：

华北地区 整体风光资源禀赋突出，风电技术可开发量占全国的近三分之一，过去十年中以风光为首的可再生能源装机及发电量长期位居全国首位。但华北地区不同省市间的风光发展差异较大：蒙西、晋北地区风光发展较快，其中内蒙古风光装机量均位于全国首位，而北京、天津、河北南部与山东作为电力需求较大地区，陆上风电和光伏装机较少。此外，山东沿海风力资源丰富，海上风电已经成为山东省可再生能源发展空间的重要拓展方向。

东北地区 虽然有丰富的风能资源，但如今的发电结构仍然以火电为主，截止到 2022 年东北



地区火电在电力结构中占比达到 63%，风电占比 17%，光伏发电占比 8%，水电占比 7%，核电占比 4%。而在太阳能发电方面，黑龙江、吉林、辽宁三省太阳辐射资源较弱，因此未来陆上风电及邻近的海上风电将会成为东北地区第一大可再生能源。

西北地区 风光资源丰富，太阳能技术可开发量达到全国近六成，将成为我国“双碳”背景下以风光为主的可再生能源发电装机增长的主要区域。如今风电、光伏发电已经分别成为西北地区第二、三大电源类型，截止到 2022 年风电和太阳能发电的总装机量占有所有电源总装机量的 42%，风光发电量占比达到 21%。另一方面，我国适宜建设光热发电项目的场址主要位于西北地区，已有较多的光热示范项目在西北地区开展。但西北地区仍存在各地区能源储量与经济发展不均衡、负荷中心与发电中心的地理差异大、发电资源全网分布不均等特点，这导致西北地区面临着大规模高比例新能源装

机的消纳问题。比如，2021 年西北地区新能源利用率为 94.6%，弃风、弃光率分别达 5.5% 和 5.1%。

华东地区 虽然作为我国经济发展最快的区域之一，但因陆上风速及辐射强度限制，陆上风电、集中式光伏发电及水电资源情况相较其他地区发展较差。现如今仍以煤电和气电为主要电力供应来源，火力发电量占比超过 75%。核电为第二大电源，占比超过 10%。华东地区拥有沿海优势，近年来以江苏、浙江和福建省为首的省份已快速推动海上风电的发展来保证本地的电力需求。此外，基于华东地区工商业的建筑面积较大的特点，分布式光伏在近两年成为该地区主要的可再生能源发展增长点。

华中地区 水电资源丰富，但风光资源相较其他地区较差，风光装机相对落后。近五年来随着低风速风电技术的不断发展，华中地区广泛部署小规

图 1.8 2022 年我国省级行政区各电源发电量占比情况 (暂无台湾省、香港特别行政区和澳门特别行政区数据)

■ 火电 ■ 风电 ■ 太阳能发电 ■ 水电 ■ 核电

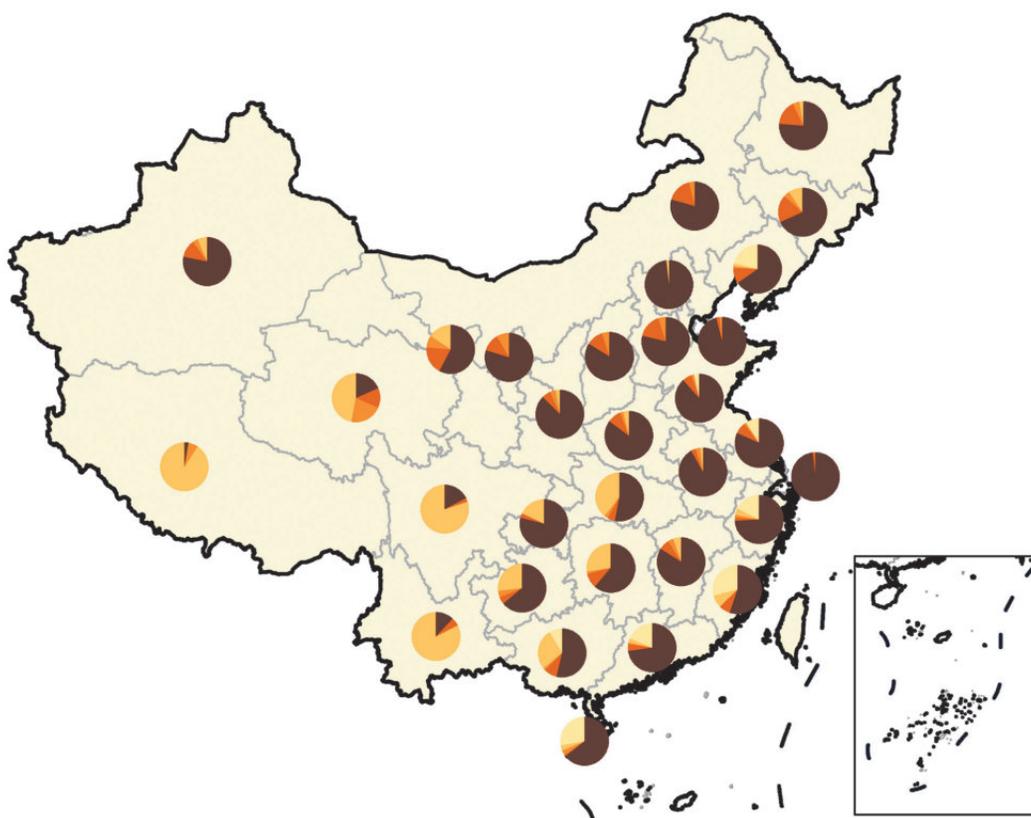


图 1.9 我国七大地区各电源资源及发展特征 (不含台湾省、香港特别行政区和澳门特别行政区分析)



模、分散式的风电场。利用建筑面积, 逐步开展分布式光伏的建设, 为商业或工业园区提供电力。同时, 结合丰富的水电资源, 华中地区正逐步构建“风-光-水”互补的可持续电力发展系统, 其中水电可稳定供应华中地区电力需求的 30-40%。

南方地区 陆上风电的发展主要分布于云南东部、贵州中部、广西中部及东北部的山地地区, 海上风电发展主要集中于广东近海海域、广西近海海域及海南东北部海域, 光伏发电发展主要集中于贵州南部、云南东部和珠三角地区。南方地区通过推动山地风电场与海上风电场的发展, 实现风电装机持续增长。此外, 南方地区丰沛的水电及抽水蓄能与风光发展相结合, 开展“风光水储一体化”可持续发展, 为风光装机持续增长提供灵活的消纳空间。

西南地区 中四川、重庆地区的风光资源较

差, 主要依赖水电的供应。西藏自治区具有较丰富的风光可再生能源资源禀赋, 风电、光伏、光热开发潜力均居全国前列, 但因海拔、土地及温度限制, 其风光发展需要更多的技术支持, 成本也较高, 如今仍以小规模集中式风电、光伏装机为主。这种以高寒缺氧为特点的高原气候条件为大型风电、光伏及光热项目的开发建设和运行维护都带来了挑战, 是西南地区发展风光可再生能源的主要阻碍。

综上所述, 如今我国陆上风电发展主要集中在华北、西北和东北地区; 海上风电发展主要集中在江苏省为首的华东沿海地区; 集中式光伏发展主要集中在西北和华北地区; 近两年随着可再生能源的快速发展, 华北、华东地区拥有的大规模工业及商业建筑成为分布式光伏发展的领头羊 (曾泽荣等, 2020); 光热发展仍以示范项目为主, 集中在西北地区。但我国各区域的人口、社会、经济发展的空

间分布特征，与风光资源、发展空间分布特征呈现不对应的情况：人口和社会经济发展呈现东密西疏的重要特征，而丰富的风光资源及大规模的风光发展集中在华北、西北及东北地区。这导致在未来高比例风光的电力系统下，长距离、跨区域的电力传输及配套的储能功能将为风光发电的进一步发展提供动力。同时，各地区的风光发展应基于现有各

地区不同电源的装机情况，实现多能源、多地区间的互补作用，比如西南、南方和华中地区建立“风光水储”的互补电力供应机制，华东和华北地区在逐步实现退煤的同时促进煤电厂碳捕集装备（Carbon Capture and Storage, CCS）的改造，并保留气电供应，从而保障未来高比例风光为首的电力系统的稳定性与可靠性。



1.3

碳中和目标下高比例风光发展路径

在我国碳中和目标的驱动下，电力部门将成为重要的脱碳抓手。电力系统的低碳转型将持续加大可再生能源电力对传统煤电等化石能源电力的替代，以风电、光伏发电为主的可再生能源装机量及发电量将会进一步增长。已有大量的研究和报告针对未来碳中和目标下我国的电力结构进行了分析与预测，包括陆上风电和海上风电装机量，与集中式光伏及分布式的屋顶光伏装机量（CET, 2023; IEA, 2021; 李政等, 2021）。此外，光热发电的商业化进展较慢，其发电装机的预测数据较为缺乏。本节通过梳理已公开发布的相关研究报告，对未来碳中和目标下的风电和光伏的装机、发电量及技术构成进行总体的梳理，为未来我国风光发展的整体布局战略提供数据支撑与参考。

当前主流的报告及研究对我国碳达峰、碳中和情景下的主要电力电源装机预测情况基本一致（图 1.10）：“双碳”背景下，我国未来风光发电将指数式增长。到 2030 年风光总装机量预计将达到 1582

至 2130 吉瓦，而到 2060 年将达到 5496 至 7662 吉瓦。其中，风电到 2030 年的全国总装机量预计达到 742-870 吉瓦，到 2060 年预计达到 2500-3817 吉瓦；光伏到 2030 年的全国总装机量预计达到 840-1260 吉瓦，到 2060 年预计达到 2996-3845 吉瓦。随着二十国集团领导人第十八次峰会（以下简称“G20 峰会”）各国领导人就“支持 2030 年全球可再生能源产能增加 2 倍”达成共识，沿着这一目标我国在未来五至六年内风光发电装机速度需要进一步加快，到 2030 年甚至有望达到 2200-2400 吉瓦的总装机规模。此外，这些预测报告也指出：在 2030 年后煤电机组将不再新增且在逐步加速退出，到 2060 年煤电机组（含安装 CCS 技术）总体保留约 172-315 吉瓦的装机规模，60% 以上的煤电机组配置了 CCS 技术，主要作为电力系统的灵活调峰电源；天然气发电作为清洁火电会持续发展，且预计 40% 以上的天然气发电机组配置 CCS 技术，到 2060 年装机约达 79-508 吉瓦，是 2020 装机规模的 2.5 倍；清洁能源中核电和水电作为电力系统的



稳定输出也需要有序扩建，到 2060 年核电和水电分别进一步扩张至 97-327 和 438-676 吉瓦。

当前主流的报告及研究对我国碳达峰、碳中和情景下的主要电力电源发电的预测情况也基本

保持一致（图 1.11）：我国风电和光电到 2030 年的全国总发电量将分别达到 1.65-1.92 亿万千瓦时和 1.47-2.28 亿万千瓦时，到 2060 年的全国总发电量将分别达到 5.75-8.00 亿万千瓦时和 3.11-6.00 亿万千瓦时，2060 年风光的总发电量将达到所有电

图 1.10 当前主流碳达峰、碳中和情景下 2030 年和 2060 年我国各电源装机变化

（其中不同电源 2060 年柱状的垂直误差线代表了不同报告的预测区间）

注：G20 峰会未给出各国明确的风电、光伏装机目标，本图中的 G20 数据为 2022 年风光装机量的三倍。

◆ 二十国集团（G20）领导人第十八次峰会

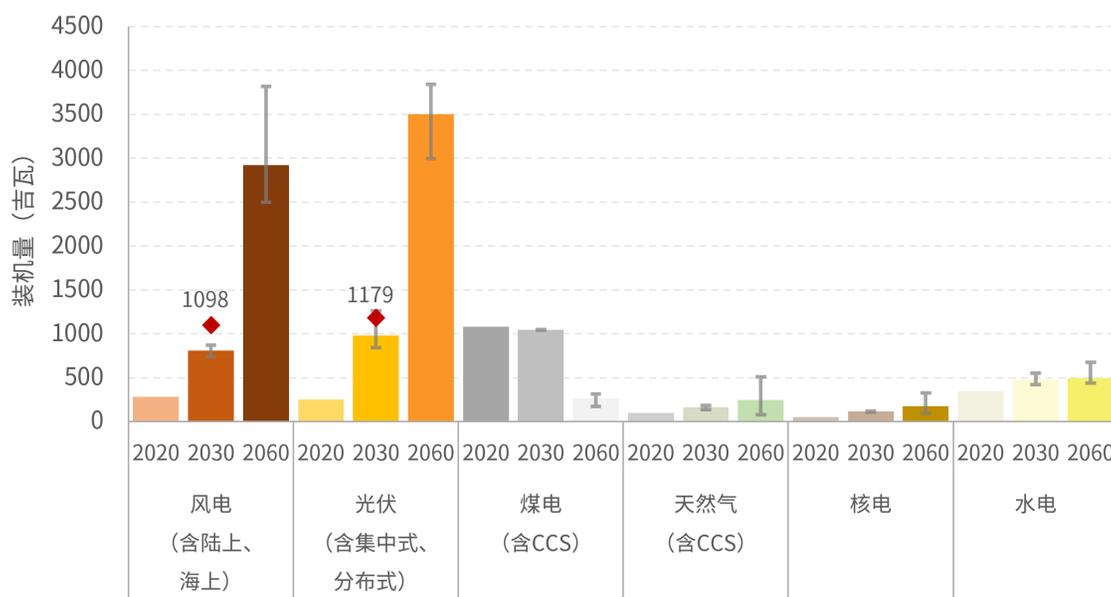


图 1.11 当前主流碳达峰、碳中和情景下 2030 年和 2060 年我国各电源发电量变化

（其中不同电源 2060 年柱状的垂直误差线代表了不同报告的预测区间）

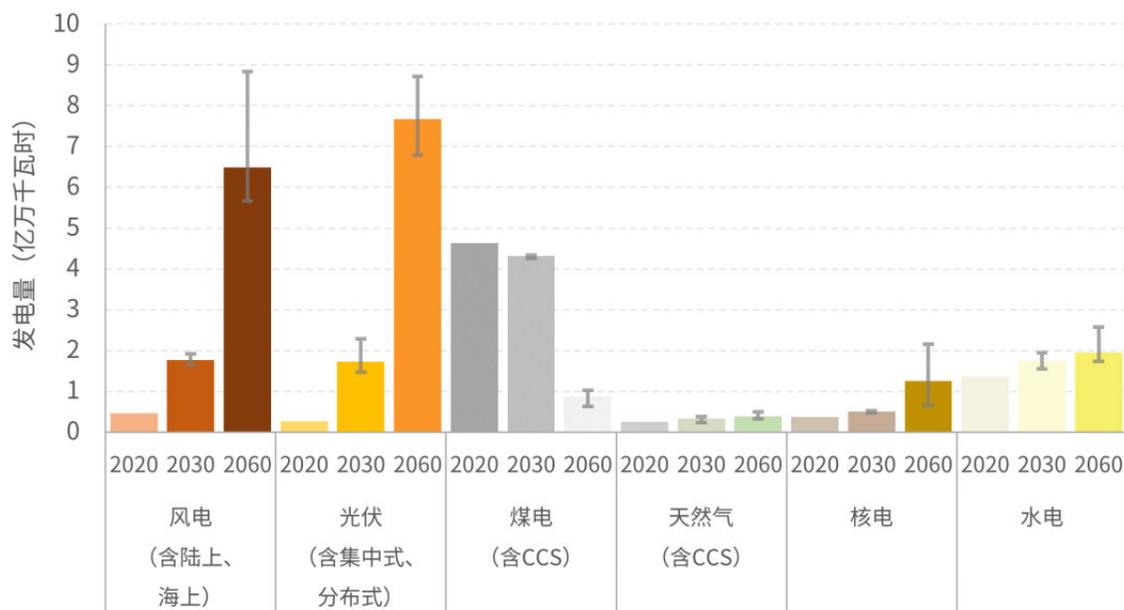
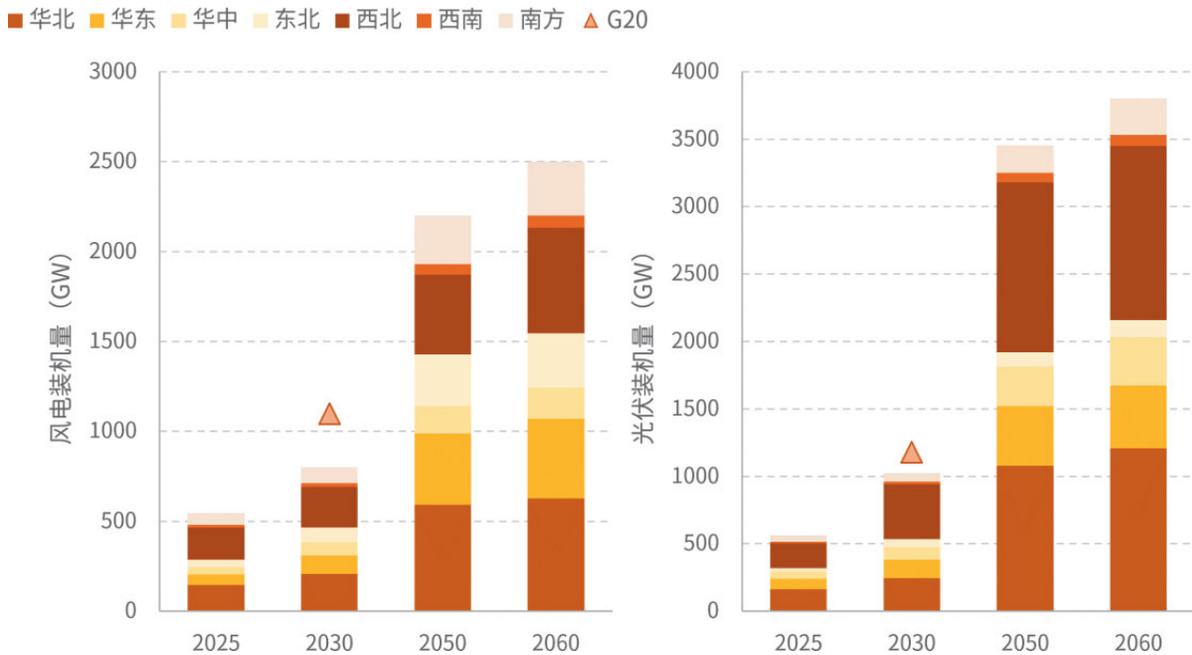


图 1.12 2025-2060 年重点时段我国风电和光伏分区域装机量



源总发电量的 65%-70% 左右; 2060 年煤电 (含安装 CCS 技术) 的全年发电量下降至 0.85 亿万千瓦时左右, 主要起到电网的调峰作用; 天然气发电、核电和水电发电量整体小幅度上涨。

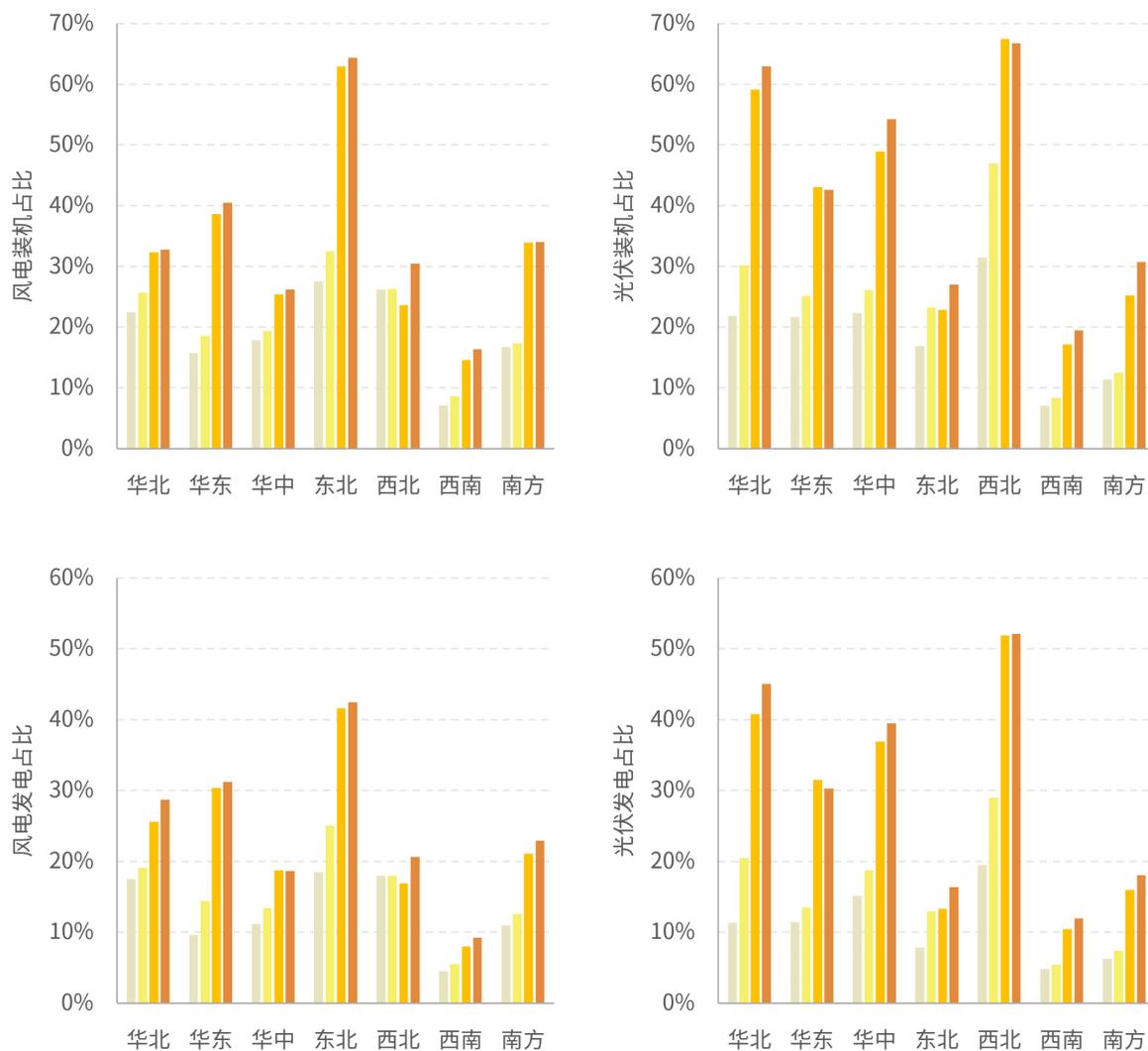
从我国分区域的风电和光伏装机量预测的平均情况来看 (图 1.12), 各地区的风光发电装机路线与当地的风光的资源禀赋、地理位置息息相关。大量的风电装机主要集中在陆上风电资源丰富的西北、东北、华北地区, 这三个地区到 2060 年风电装机分别平均达到 588、300 和 628 吉瓦, 海上风电资源禀赋较好的华东地区风电装机量到 2060 年达到 441 吉瓦。光伏发电与太阳辐射强度、日照时间相关, 大量的光伏装机集中在资源较好的西北、华北地区, 到 2060 年西北和华北地区装机量分别达到 1290 和 1207 吉瓦, 两个地区的光伏总装机占全国总光伏装机量的 65.7%。除西北和华北地区外, 2060 年华东和华中地区的光伏装机也将超过其他能源装机量, 分别达到 464 和 361 吉瓦, 这两个地区因有大量的工商业、居民住宅等建筑面积, 主要以开发分布式光伏为主。

因各地区风光资源禀赋不同及现有装机结构

不同, 各地区风光发展路径也不尽相同, 图 1.13 总结了预测的未来各地区风光装机及发电量在地区总装机和发电量的占比。其中, 东北地区由于太阳辐射量的资源限制, 且拥有丰富的风电资源, 2050-2060 年该地区的风电装机量将达到该地区总装机量的 60% 以上, 风电发电量将达到该地区总发电量的 40% 以上。华北和西北地区因拥有丰富的太阳能资源, 预计到 2050-2060 年, 光伏装机量预计达到地区总装机量的 60% 以上, 光伏发电量占总发电量的 40-50%。华北、西北地区也拥有丰富的陆上风电资源, 预计 2050-2060 年, 风电的装机量将达到地区总装机量的 30% 左右, 风电发电量将达到地区总发电量的 20-30%。此外, 华东和南方地区拥有大量的海上风电资源, 预计 2050-2060 年地区风电装机量将超过总装机量的 30% 以上, 地区风电发电量超过总发电量的 20% 以上。同时华东地区到 2050-2060 年该地区光伏装机量也将达到总电源装机的 40%, 光伏发电量达到 30% 左右, 因该地区拥有较多的工商业及住宅建筑面积, 光伏装机中分布式光伏发挥了主要作用。而相比其他地区, 西南地区拥有丰富的水力发电资源与装机, 且风光资源较差, 预计到 2050-2060 年风光的装机与发电量也仅占所有电源装机与发电量的 20% 左右。

图 1.13 2025-2060 年重点时段我国风电和光伏分区域装机及发电量占该区域总装机及发电量的百分比

■ 2025 ■ 2030 ■ 2050 ■ 2060





风光技术 发展展望篇

随着可再生能源的开发和利用逐渐成为全球关注的焦点，风光技术以其清洁、可再生等优势在全球范围内得到了广泛的推广和应用，且成为了我国未来实现碳中和目标需着力发展的关键能源。我国在风光技术的研发和应用方面取得了显著的成效，陆上风电和光伏技术已经进入成熟应用阶段，海上风电和光热技术进入早期的示范应用阶段。此外，与欧美发达国家相比，我国风光装备生产拥有成本较低、产业链较为完善的优势，为应对全球气候变化和实现可持续发展做出了重要贡献。然而，现如今的风光技术在发展过程中仍然面临着许多系统性挑战，如发电效率低、储能技术不成熟、成本较高等问题。为了应对这些挑战，我国风光产业界正不断加大风光技术研发投入，力求突破技术瓶颈，推动风光技术的快速发展，为实现能源转型和绿色低碳发展提供有力支撑。在此背景下，本篇旨在对风光技术的现状、技术和产业链发展趋势及发展模式进行梳理，并结合我国实际情况，展望未来风光技术的发展方向，以期为相关政策制定和技术创新提供参考。



第 2 章 风电技术发展展望

大力发展风电等可再生能源已成为纵深推进能源革命、保障国家能源安全的重大举措，更是实现我国“双碳”目标、践行应对气候变化自主贡献承诺的主导力量。本章通过梳理我国风电技术、产业链及成本发展现状，展望未来我国风电发展技术及成本路径，为未来我国风电发展提供政策建议。



WIND AND 02 SOLAR POWER

2.1

风电技术发展概况

2.1.1 风电技术发展现状

风力发电是将风的动能转换为机械能，再通过发电机将机械能转换为电能，以固定电能频率输送到电网中的过程。风力发电涉及空气动力学、机械设计与制造、电气工程、自动化控制、材料学、海洋工程等多学科的交叉，属于高新技术产业和战略新兴产业。风电整机设计技术是风电产业的技术核心，风电机组主要包括塔架、叶片、齿轮箱、轮毂、主轴、发电机、变流器和轴承等部件（图 2.1）。

我国风电技术从 1985 年起步，经过 30 多年发展，先后经历了应用探索、技术示范推广、规模化

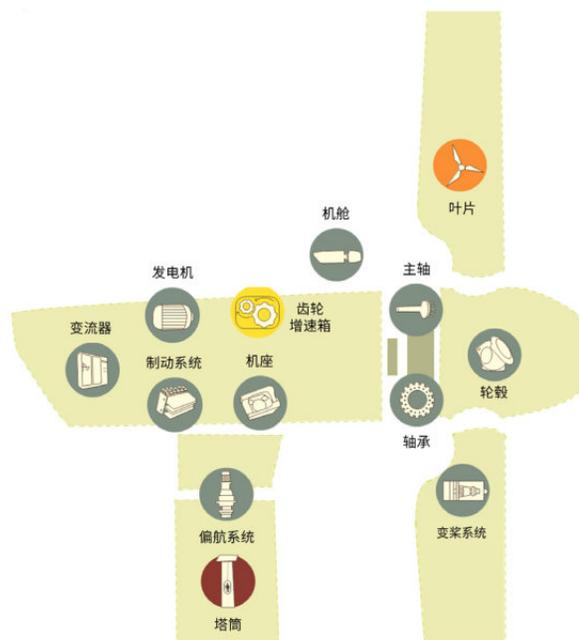


图 2.1 风电机组的主要部件构成

表 2.1 我国风电技术发展历程（来源：中国风能协会（Chinese Wind Energy Association, CWEA））

时间	1985 年以前	1986-1997 年	1998-2005 年	2006-2020 年	2021 年至今
发展阶段	风电技术应用探索阶段	风电技术示范推广阶段	规模化开发准备阶段	风电规模化开发阶段	风电高质量发展阶段
发展特点	离网式小型风力发电机组发展较快；并网风电技术的研究探索取得一定进步。	1985 年我国首个示范风电场在山东荣成建成；到 1997 年底全国已建成 18 个风电场，兆瓦级国产化风力发电机组研制取得了积极成果。	到 2004 年底已建成 43 个风电场，并网风电装机容量达到 764 兆瓦，跻身世界前 10 强行列，设备供应体系雏形基本形成。	2006 年《可再生能源法》颁布，风电开始进入规模化发展阶段，2014 年底累计并网装机接近 100 吉瓦；形成了涵盖关键零部件的生产体系。	随着“双碳”目标的提出，我国风电产业进入了继续扩大装机规模、技术创新、产业链成熟的高质量发展阶段，为实现高比例的风光发电奠定扎实基础。

开发准备、风电规模化开发和风电高质量发展这五个阶段（表 2.1）。纵观风电技术发展历程及技术指标，我国风电产业从完全依赖进口到联合研发、自主研发，再到产业全面发展，风电技术从弱到强，逐步实现了技术水平的不断进步和迭代创新，在国际技术发展中位于前列。截至目前，我国风电已经具备了规模化的产业链和成熟的技术研发能力。

随着风电技术的不断发展，我国风电机组呈现了不断的大型化发展特征（图 2.2），进一步提高风电发电效率。在单机容量上，陆上风电平均单机容量从 2012 年 1.6 兆瓦增加至 2022 年 4.3 兆瓦；海上风电平均单机容量从 2012 年 2.8 兆瓦增至 2022 年 7.4 兆瓦。截至目前，陆上风电最大单机容量为 8 兆瓦级别以上，5 兆瓦及以上单机容量成为主流

机型；海上风机容量为18兆瓦级别以上，6兆瓦及以上单机容量成为主流机型。我国自主研发已下线的16兆瓦海上风电机组处于全球领先地位。

在风轮直径方面，在2013年之前陆上风电机组的风轮直径几乎全部低于120米，2014年之后风轮直径逐步增大（图2.3）。陆上最大风轮直径从2012年115米增加到2022年202米。海上最大

风轮直径从2012年154米增加至2022年230米。截至2022年底，海上风电机组风轮直径最大可达230米，陆上风电机组风轮直径最大为202米。

从历年风机轮毂高度来看（图2.4），在2015年以前风电机组的最大轮毂高度不足100米，从2015年起逐步突破100米、120米、140米、160米到170米，2022年轮毂高度最大达到170米。

图2.2 2012-2022我国新增陆上和海上风电机组平均单机容量（数据来源：CWEA）

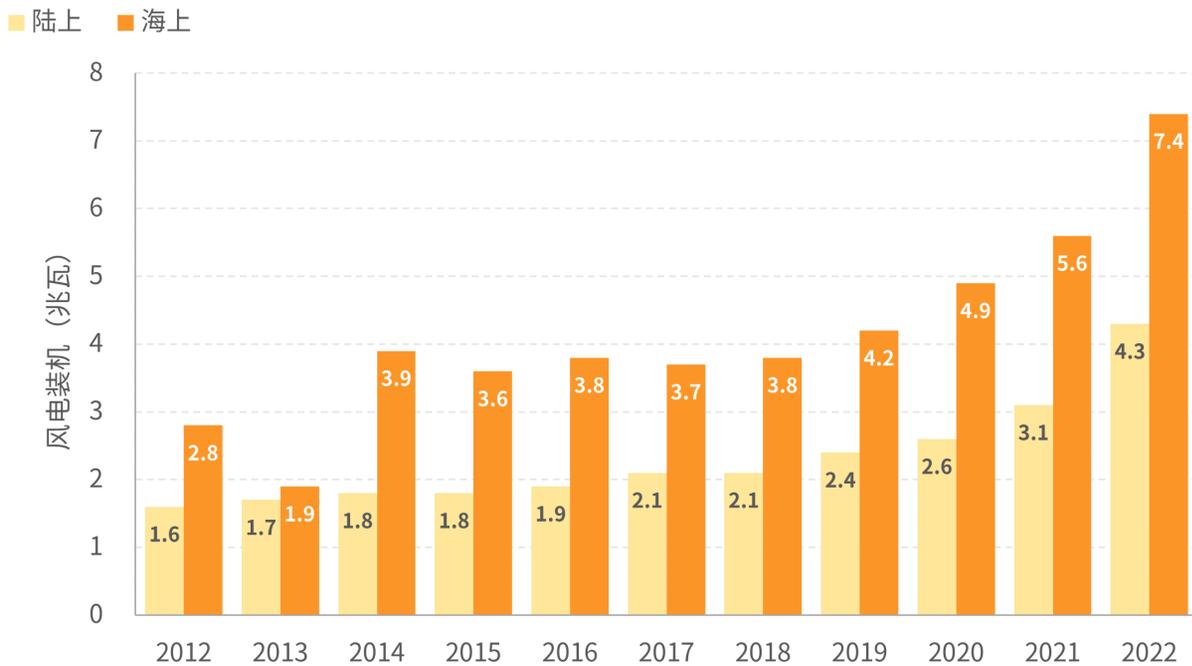


图2.3 2012-2022我国新增装机风轮直径变化趋势（数据来源：CWEA）

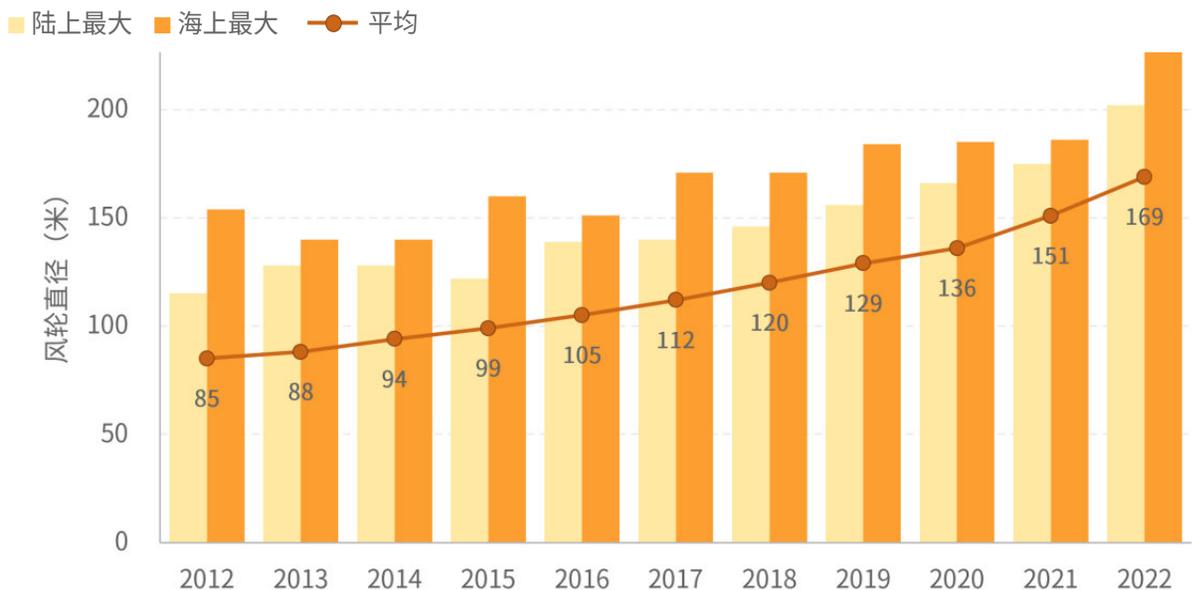


图 2.4 2015-2022 我国新增风电机组平均和最大轮毂高度 (数据来源: CWEA)

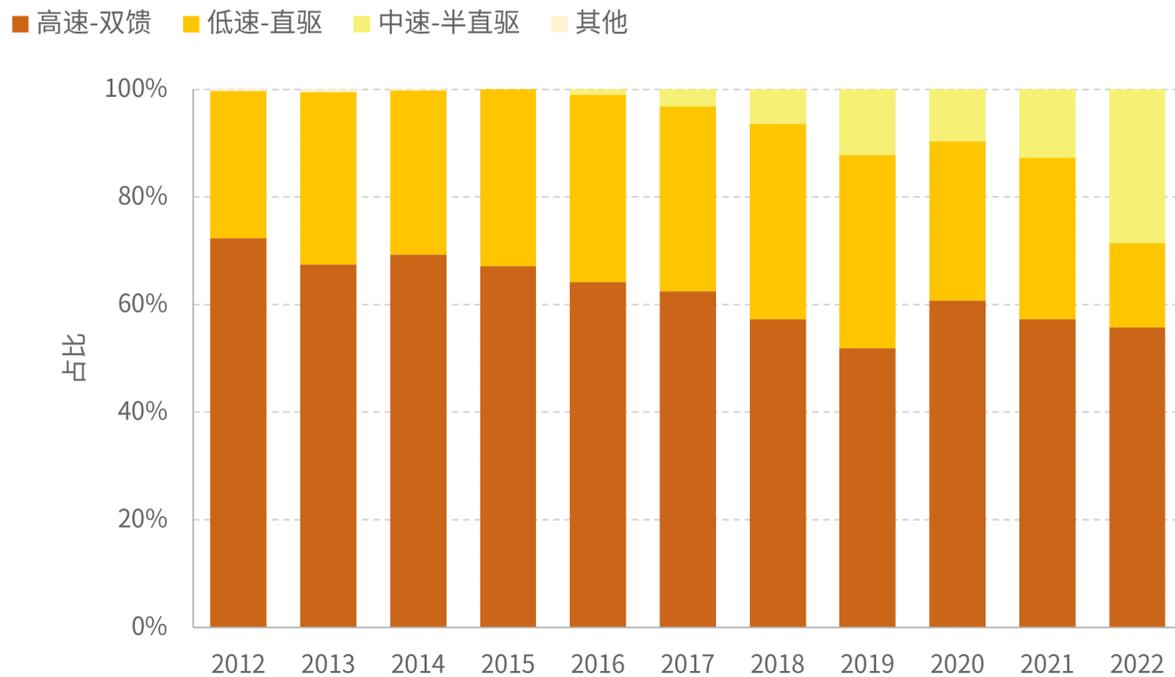


在全国新增装机的风电机组中, 2022 年平均轮毂高度达到 110 米, 比 2021 年增长了 4 米。

从近十年的不同技术路线新增装机容量占比看 (图 2.5), 2012 年传统高速带齿轮箱技术路线的风电机组市场份额约 72%, 到 2015 年下降至 64%, 截至 2022 年传统高速带齿轮箱技术路线的风电机组市场份额仅占 55.8%。低速直驱技术由于其拥有低风速应用、故障率低且不存在退磁风险的优势, 在 2012-2021 年期间保持 30% 左右的市场份额。但直驱技术造价较贵, 且无法避免机舱较重的问题, 尤其是随着风电大型化发展, 导致直驱风电在吊装、运输等环节难度较大, 从而其市场份额近年来也呈现下降趋势, 到 2022 年仅占 16%。中速半直驱技术结合了传统高速传动和低速传动的优点, 而又规避二者的缺点。随着海上风电发展时代的到来, 中速半直驱风电机组的市场份额在不断扩大, 从 2016 年的 1% 逐步增长到 2022 年 28.6%。

纵观风电技术发展历程及技术指标, 我国风电产业从完全依赖进口到联合研发、自主研发, 再到产业全面发展, 风电技术从弱到强, 实现了技术水

平的不断进步迭代升级, 在国际技术发展中位于前列。目前我国风电的主轴轴承实现 16 兆瓦自主研发, 其中陆上 5 兆瓦以下轴承已经实现国产化, 但 5 兆瓦以上轴承仍主要依赖于进口; 大功率齿轮箱和百米级叶片等部件技术持续突破; 针对风电机组不同运行环境特点, 我国企业开发出了常温型、低温型、抗盐雾型、抗台风型、高海拔型等系列化风电机组。其中, 我国自主研发的低风速型风电机组, 已将可利用的平均风速下探到 5 米/秒左右, 这不但提高了低风速地区风电开发的经济价值, 还极大提高了我国风能资源的开发潜力。我国风电机组的设计制造工艺也在不断提升, 引领我国风电逐步提升智能化水平。通过叶片、齿轮箱、发电机、变流器等关键部件设计技术和制造工艺的创新, 不断提升风电发电效率并降低载荷、减少成本, 使得大型化、定制化、电网友好型的风电机组具有更优的技术经济性。在风电施工运维方面, 为满足我国陆上和海上大型风电设备运输和安装的要求, 我国开发出了专用于陆上大型风电叶片的运输举升车, 以及专用于潮间带和近海海域运输、安装施工的坐底式风电安装船、浮吊船、自升式风电安装船和自航自升式风电安装船, 这为我国陆上和海上风电场开发建设起到有力保障作用。

图 2.5 2012-2022 年不同风电技术类型装机容量占比^① (数据来源: CWEA)

总体上, 装机规模壮大、市场发展、国家政策支持和国际技术的合作和交流共同促进了我国风力发电技术的发展和成熟, 实现了技术水平不断进步迭代升级。未来随着风电技术不断进步, 将引导风电产业持续高质量健康稳定发展, 保障风电产业的装机规模不断提升, 助力实现“双碳”目标。

有一些技术瓶颈有待解决, 风能产业链部分环节对国外依赖度比较高, 主要包括风资源分析、风电机组整机设计仿真等工程仿真软件, 关键轴承、变流器、控制器中的关键电子器件, 碳纤维、巴沙木、润滑剂等关键材料等。其中较为突出的有几个方面(图 2.6):

2.1.2 风电技术发展瓶颈与挑战

经过三十多年发展, 目前我国陆上风电技术完全成熟, 并具备一定市场规模。但是, 海上风电技术仍处于早期应用阶段。目前近海与深远海风电技术发展并不同步, 其中, 近海风电技术已经具备成本竞争性, 而深远海风电技术初步进入市场, 却不具备成本优势, 仍需要国家政策支持。此外, 仍

• 设计软件等基础技术

风能领域应用的风电机组整机设计仿真软件、有限元分析软件、CAD 软件、数值计算软件以及风电场开发设计等仿真软件, 几乎 100% 依赖国外企业。其中, 整机设计仿真软件主要来自挪威 DNV 等, 有限元分析软件主要由美国 ANSYS、MSC 以及法国达索提供, CAD 软件主要来自法国 Solidworks 和美国 Autodesk 等, 风资源评估和风电场设计软件主要来自丹麦 WAsP、法国美迪

^①双馈型风力发电: 双馈风电发电机是交流异步电机的一种, 发电机定子接电网或负荷, 变流器给转子施加交流电励磁, 通过调整转子励磁电流大小和频率, 可使定子的输出频率恒定, 除定子向电网馈电外, 转子也可以向电网馈电, 或从电网中吸收能量的一种方式。直驱型风力发电: 由风力直接驱动发电机, 亦称无齿轮风力发动机, 采用多极电机与叶轮直接连接进行驱动的方式, 免去齿轮箱这一传统部件。

半直驱风力发电: 风轮通过中速齿轮箱与中速发电机耦合的传动方式。

图 2.6 我国风电技术发展瓶颈与挑战



和挪威 WindSim 等，海洋工程软件主要来自美国 Bentley 等。

目前国内已开展相关软件研究，但尚未达到商业软件层面。另一方面，风电机组的单机额定容量提升越发快速，叶片的尺寸也相应不断提高，超长叶片产品的轻量化、可靠性、安全性、效率和经济性等问题越发凸显。目前，我国仍主要依赖国外的叶片设计技术，对大型柔性叶片的气弹稳定性机理认识不足，缺乏基于气弹耦合效应的大型叶片高效、低载、轻量化设计技术。

• 关键部件

轴承 我国 5 兆瓦级以上大兆瓦风电机组主轴承 60% 依赖进口，产品主要由瑞典 SKF、德国 FAG 和 IMO、美国 TIMKEN 以及日本 NTN 等国际品牌供应，目前国内企业尚未实现批量应用。齿轮箱轴承、发电机轴承相比主轴承国产化程度更

低，特别是齿轮箱轴承相关技术差距较大。国内企业正在加紧开发和推出相关产品，但仍处于样机或小批量试用阶段，其性能、可靠性、寿命等尚待实际应用验证。同时，我国缺少风电轴承相关的公共试验平台，难以实现对产品性能的加速测试验证，以支撑产品设计优化的快速迭代。

变流器 目前变流器用 IGBT、FPGA、DSP 等电子器件模块的对外依存度较高。国内风电机组变流器 70% 的 IGBT 模块由德国英飞凌、日本富士、瑞士 ABB 等国外企业提供，我国 IGBT 相关单位在设计制造、模块封装、封装测试等产业核心技术上与日本和德国等国外企业仍有明显差距。国产 FPGA、DSP 模块与进口产品存在较大性能差距，主要依靠美国英特尔、德州仪器等生产的进口产品。

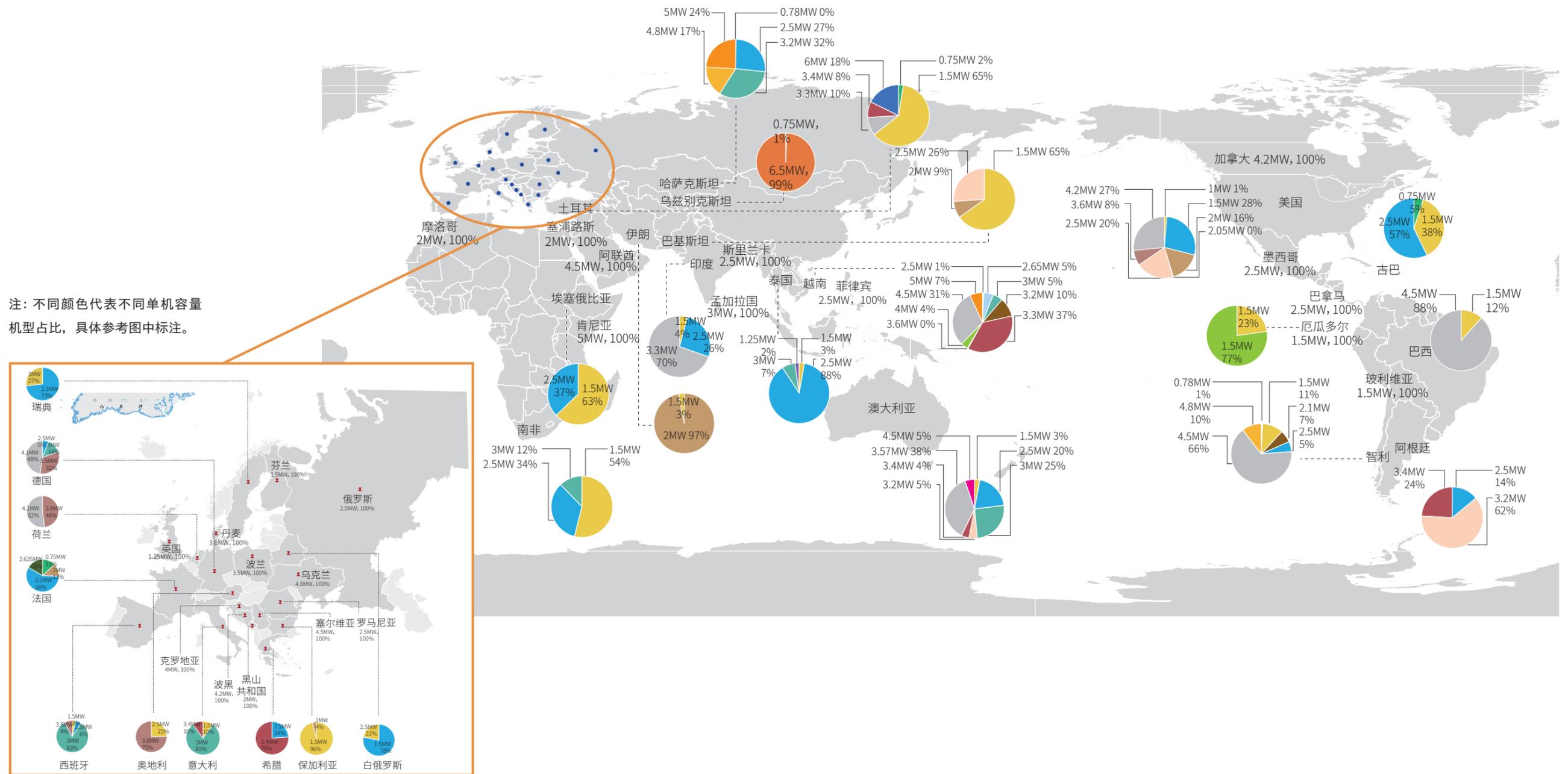
控制器 目前控制器的 PLC 模块 100% 由国外企业供应，包括德国西门子、倍福以及奥地利巴

图 2.7 我国风能产业链全景图谱

国内已实现应用推广的技术
 短期内攻关解决的卡脖子技术
 国内无替代方案的卡脖子技术



图 2.8 截止 2022 年底我国风电机组出口国分布



赫曼等主要供应商。目前我国台湾地区台达已实现批量生产，我国大陆地区也有厂家的风电机组控制器在试用，但性能与国际进口产品仍存在较大差距。

• 关键原材料

叶片 随着叶片向长尺寸方向发展，碳纤维在叶片中的应用已越来越广泛。目前碳纤维供应商主要来自美国卓尔泰克、德国 SGL 和萨泰克斯以及日本东丽。国内已有生产商，但产品质量、良品率、产量和成本等暂时无法满足行业需要。另外，叶片的特种芯材巴沙木主要从中南美洲进口，综合考虑成本、质量等因素，国内短期无法填补。

润滑剂 目前风电机组运行过程中应用的润滑油、润滑脂约 95% 由国外企业提供，主要供应商包括芬兰 SHELL、美国 MOBIL、德国 FUCHS 等，尤其是基础油和添加剂，主要依赖进口，国内长城、昆仑等厂商的产品基本没有相关应用。

• 风资源测量评估技术

我国风资源监测以测风塔监测为主，未能形成全面的资源监测网，雷达和卫星等测风技术尚未规模化应用，无法有效支持特殊环境下的风能资源监测；评估软件中的模型采用国外通用模型，不适合国内气候多样、地形复杂多变的环境特征。我国风电场几乎涵盖了全球各种风况特征，风功率预测以确定性预测为主，需要补充和完善概率预测和误差

评估体系。

• 测试验证平台

目前美国 Clemson 大学、丹麦 LORC 海上可再生能源中心等均建有风电机组地面测试平台，最高可达 25 兆瓦，并提供公共测试服务。国内鉴衡认证已建成 150 米级叶片全尺寸结构力学测试系统并开展公共测试服务，金风将建成 16 兆瓦风电机组测试验证平台，但尚没有风电机组整机及齿轮箱等关键部件的大型公共测试验证平台。我国风能行业经过 10 多年的高速发展，相关技术基本实现从引进、跟跑到并跑的转变，同时也进入了“新技术”的“无人区”。随着风电机组的快速大型化，机组及关键部件等的现有设计方法、理论和工具适用性面临巨大挑战，国内类似测试能力空白，制约了风能技术的创新发展。

风电机组属于高度机电一体化设备，在核心部件的研发、设计、生产制造过程中涉及多个工业基础领域，虽然我国风电机组制造技术发展迅速，但一些关键技术仍制约着风电机组国产化的发展。与此同时，我国也在加快风电技术升级迭代，关键零部件全部实现国产化的进程将逐步加快，风资源测量评估也正在逐步完善，未来超高塔筒、超大机型测试验证平台建设也将提上日程，在实现碳中和的过程中，风电技术发展瓶颈是挑战也是机遇，在此期间有望出现更多的创新技术和前沿性技术突破技术发展瓶颈，助力风电等可再生能源技术实现高质量发展。

2.2

风电关键技术及产业链发展概况

我国已经形成了一套涵盖风电开发建设、设备制造、技术研发、检测认证、金融保险等全方位的产业链体系。除主轴轴承外，我国风电产业链已基本实现国产化，零部件国产化率达到95%以上。自主研发大兆瓦主轴轴承的国产化进程正在加快，偏航变桨轴承已全部国产化；大功率齿轮箱和百米级叶片等部件技术持续突破，甚至超过国际水平。

2.2.1 产业链发展现状

在国际上，我国已经成为全球最大的风电装备制造基地，如今风电机组的产量占到全球的2/3以上，发电机、轮毂、机架、叶片、齿轮箱、轴承等关键大部件的产量占全球60%-70%。截至2022年底，我国自主研发的风电机组已经遍布全球40多个国家和地区（图2.8），是十年前的2倍，其中主要出口国家依次为越南、澳大利亚、印度、美国、哈萨克斯坦、巴基斯坦、南非等。近两年东南亚国

家成为我国风电机组主要出口国，越南和印度分别在2021年和2022年成为新增出口国之首。除了风电机组外，我国制造的叶片、齿轮箱、发电机、塔架等风机供应链上的关键部件也陆续出口到美洲、非洲、欧洲、澳洲及东南亚等一些国家和地区。

我国陆上风电产业虽然起步较晚，但通过一系列的引进、消化、吸收，相关技术已逐步实现了自主创新，风电产业的发展取得了瞩目的成绩。目前陆上风电已经形成了成熟的技术和服务市场，成为我国能源结构的重要组成部分。陆上风电产业链主

表 2.2 我国风电机组关键环节全球市场占有率

数据来源：CWEA、全球风能理事会（Global Wind Energy Council, GWEC）

零部件	我国制造全球占比	技术门槛	集中度 ^①
发电机	65%	高	较高
叶片	60%	较高	较高
齿轮箱	64%	中高	较高
变流器	68%	较高	较低
主控系统	59%	较高	较高
变桨系统	59%	较高	较高
铸件	77%	较高	较高
塔筒	86%	较低	偏低
主轴	78%	高	低
轴承	77%	高	偏低

①行业集中度又称行业集中率或市场集中度，是指风电行业的相关市场内前几家最大的企业所占市场份额的总和，是对整个行业的市场结构集中程度的测量指标，用来衡量企业的数目和相对规模的差异，是市场势力的重要量化指标。

要包括三个环节：上游零部件制造商（主要包括叶片、铸件、轴承、齿轮箱、法兰盘、轮毂、叶片、塔架等）、中游风电整机制造商及下游运营商。

海上风电产业链结构与陆上风电相似，大致可分为上游的原材料生产与零部件制造，中游的整机与相关海缆建设以及下游的风电运营商三个环节。但由于海上风电的开发运营前期投入高、项目周期长，开发商主要由大型电力央企主导。整机厂商行业集中度不断提升，关键零部件国产化能力不断提升，国内外水平逐步缩小。但未来海上风电将逐步向深远海发展，这将对风电机组的研发、制造、安装运维、相关装备制造等环节提出更高的要求。

在海上风电机组零部件环节，大型轻量化叶片需研发量产，轴承的国产化、变流器、齿轮箱和铸件等产品的研发和批量化生产亟待加强。在国内整机方面，金风科技、中国海装陆续下线 16 兆瓦、18 兆瓦风电机组，国内整机厂商研发技术基本与海外厂商技术持平，甚至赶超国际技术。在海工装备方面，目前国内海工装备仍存在缺口，海上风电安装船、起重船和运维船等需要更完善的配套；同时，国内大型央企及设计单位应加大对海工装备的投入，不断完善我国海上风电海工装备技术能力。

在产业链布局方面，2022 年在新增装机的 15 家整机制造企业中，投产使用的国内总装生产基地共 122 个，生产设计年产能约 6 万套（225 吉瓦），主要分布在 29 个省（区、市）的 87 个地市内。按生产基地个数来统计，分布的省份依次为内蒙古（14）、江苏（11）、河北（9）、甘肃（8）、新疆（7）、山东（7）、广东（6）、云南（6）、广西（5）、宁夏（4）、黑龙江（4）、福建（4）、辽宁（4）、河南（4）、吉林（4）等，其中内蒙古、河北、新疆、山东、云南、广西等均有增加。因整机总装厂实际年产量最终由部件供应端来决定，通过大部件供应端调研，2022 年国内供应量超过 70 吉瓦，完全满足国内风电机组整机的需求。

2.2.2 关键零部件发展现状

• 风电机组

目前陆上风电机组以 5 兆瓦为主流机型，研发重点已布局到 8 兆瓦以上。海上风电机组以 6 兆瓦及以上单机容量为主流机型，8 兆瓦、10 兆瓦机组逐步开始投入运行，13 兆瓦样机已小批量生产，16 兆瓦、18 兆瓦机组已成功下线。从企业研发重点来看，目前中国部分风电机组制造企业已不再将 3-4 兆瓦以下的风电机组列为重点生产产品，关注更多的是容量更大、适应于不同运行环境特点的定制化风电机组。

在风电机组的技术类型上，双馈、直驱、半直驱技术各有成本、制造安装难度的优劣势（表 2.3）。以往传统的陆上风电机组广泛采用双馈技术，随着对低风速地区风能资源的需求，直驱技术不断发展。未来随着风电不断大型化轻量化发展、对发电可靠性的更高要求以及成本的快速下降趋势，半直驱技术已经成为近阶段的发展主流。

在风电机组的制造商方面，国内风机市场主要由国内风机企业供应，目前中国风电整机企业基本保持在 15 家左右，主要为金风、远景、明阳、运达、三一、海装、上气、东气、联合动力等；当前在 15 家整机企业中，外资企业仅剩两家，分别为 Vestas 和 GE。在产能方面，根据 CWEA 初步统计，包括金风科技、明阳智能、远景能源、浙江运达、联合动力在内的几家国内头部整机制造企业，目前整体产能已经超过 50 吉瓦。根据需求情况，整机企业可以快速完成基地新建、厂房扩建、人员培训上岗，制造线单班也可不断扩展，进而进一步释放产能，保障产品交付。

• 叶片

当前，风电机组配套的叶片越来越长，4 兆瓦

表 2.3 风电机组技术发展优劣势（数据来源：CWEA）

技术	技术特征	优势	劣势
直驱	<ul style="list-style-type: none"> • 双 TRB 或单 DTRB 主轴承 • 套筒主轴或无主轴 • 无主齿轮箱 • 无联轴器 • 低速永磁发电机 	无齿轮箱设计，简化传动结构，故障频次低，维护需求最低，机械可靠性最高	采用永磁同步发电机，制造成本高
半直驱	<ul style="list-style-type: none"> • 双 TRB 或单 DTRB 主轴承 • 套筒主轴或无主轴 • 二 / 三级主齿轮箱 • 中速永磁发电机 	具备双馈和直驱二者优点，低成本、高可靠性，维护需求较低	齿轮箱与发电机内构件更换不便，维护难度高
双馈	<ul style="list-style-type: none"> • 双 TRB 或单 DTRB 主轴承 • 长主轴或短主轴 • 三 / 四级主齿轮箱 • 有联轴器 • 双馈发电机 	技术性能稳定、供应链成熟、制造成本相对较低	维护需求和维护成本较高

级机型叶片长度达到 85 米左右，5 兆瓦级及以上单机容量的陆上风电机组，配套的叶片长度达到 90 米以上。海上风电机组进一步大型化，10 兆瓦风电机组配套叶片长度突破 100 米。目前多家叶片企业自主研发更大型号叶片，2022 年中复连众自主研发的 123 米大型海上风电叶片在连云港下线，成为全国已下线的最长风电叶片，将适配 16 兆瓦海上风电机组。

叶片制造商分为两大类，独立的供应商和整机厂自营，独立供应商主要有：中材科技、艾郎科技、中复连众等。国际的叶片生产制造商主要有：TPI Composites, Inc.、LM Wind Power 等。在产能方面，国内叶片供应商的生产能力已经超过 15000 套/年，以 4 兆瓦容量计算，可折算年装机容量 6000 万千瓦。目前国内主要厂商均已拥有对应单机容量 5-8 兆瓦的 83-90 米长度叶片生产能力。

• 齿轮箱

风电齿轮箱种类繁多、结构各异，应用场合也各不相同。按齿轮传动的不同结构形式，可以分为平行轴结构齿轮箱、一级行星 + 二平行轴结构、三级行星结构等。早期小功率风电机组多使用平行轴结构齿轮箱，这种齿轮箱结构简单、制造方便，其缺点是扭矩密度低，不适合大功率风电机组。随

着风电机组功率的增长，目前陆上风电两级行星 + 一级平行轴结构的齿轮箱也成为了市场的绝对主流产品；海上风电采用三级行星 + 一级平行轴结构的齿轮箱。

目前国内生产齿轮箱的制造商近 10 家，包括南高齿、重齿、德力佳、杭州前进齿轮箱、大连重工、太原重工、重庆望江、天津华建天恒等。在产能方面，目前国内齿轮箱供应商 2021 年全行业可供应 12000 套左右，按照套均 4 兆瓦 / 5 兆瓦则可满足 48 吉瓦 / 60 吉瓦（非直驱机型）容量需求。

• 变流器

目前国内主流应用风电变流器主要是双馈风电变流器和全功率风电变流器两大类，其中全功率以直驱永磁、半直驱永磁和鼠笼异步电机为主。主流机型型谱为：3.X 兆瓦、4.X 兆瓦、5.X 兆瓦、6.X 兆瓦、8 兆瓦系列化双馈风冷和全功率变流器产品，其中双馈变流器单机最大容量可达 8 兆瓦，全功率变流器单机最大容量达 8.X 兆瓦，全功率变流器通过柜体并联可实现机组最大容量达 16 兆瓦。双馈风电变流器目前主要应用于陆上双馈风电机组，后期大容量机型有望在海上规模应用。全功率风电变流器主要应用于陆上、海上直驱；3300 V 等级的中压全功率风电变流器也逐步应用于海上风电机组

及抽水蓄能机组。

早期因国内风电变流器制造商缺乏应用经验，主要供应商为 ABB、艾默生等国际品牌。目前国际品牌逐渐被国产品牌替代，主要供应商为禾望电气、阳光电源、日风电气、海得控制等。从产能来看，变流器年产能具备支撑满足 60-75 吉瓦风电装机的需求。

• 轴承

当前国内企业可以全面生产以上各类轴承，但由于技术成熟度不同导致市场份额有较大差异，如偏航轴承、变桨轴承已全部实现国产化覆盖，国产主轴轴承只有部分市场应用，齿轮箱轴承和发电机高速轴承尽管国内企业可以生产，但市场应用仍比较谨慎。

针对陆上 3-4 兆瓦及以下风电机组主轴轴承，洛轴、瓦轴、新强联、轴研所、京冶等企业的产品已批量应用，5-7 兆瓦风电机组主轴轴承已有产

品下线及小批量应用，预计 2023 年实现批量应用。针对海上风电机组主轴轴承，洛轴 16 兆瓦主轴轴承已于 2022 年 9 月 15 日下线，预计年底装机进行试验，轴研所 10 兆瓦主轴轴承已下线，另有 7 兆瓦轴承已小批量应用，天马等企业也在研发大功率海上风电机组主轴轴承，预计 2024 年海上风电机组主轴轴承将实现批量应用。针对齿轮箱轴承，瓦轴、洛轴已研制出全套产品，天马也已开展研制工作，但已有产品均基本处于台架试验和挂机试验阶段，仅行星轮轴承已批量供货。从产能来看，轴承年产能也具备支撑满足 6000-7500 万千瓦风电装机的需求。

• 原材料

目前叶片厂商正在积极推进新材料研发和产业布局。以碳纤维为例，预计未来 3-5 年，大丝束碳纤维产能将得到释放，以中航复材、光威复材等为代表的国内企业正在加快产品供应。但目前行业遇到国外企业通过价格调整，打压国内碳纤维企业的情况。

2.2.3 国内外产业政策对产业链的影响

• 国际环境

2023 年 10 月 24 日，欧盟委员会正式提出欧盟风电行动计划，规定了欧盟委员会、成员国和行业将对风电产业共同采取的立即行动，包括加强金融支持、加快项目审批速度、审查外国补贴、改进拍卖设计、为采购中的非价格标准引入新的立法等 15 项。旨在通过解决其面临的挑战来加强欧盟风电行业，其在营造公平竞争的国际环境，同时推动该行业采用欧盟和国际标准。中国作为全球最大的风电装备制造基地，拥有完备的风电产业链条，欧洲风电 65% 到 80% 依赖亚洲的供应商，因此，欧洲风电行动计划指出，中国等国际竞争对手的压力

对欧盟风电制造业构成了越来越大的挑战。此行动计划一定程度上会对中国少数零部件和原材料造成影响，但相对来说，中国风电企业拥有庞大的国内市场需求，短期来看，若欧盟采取反补贴措施，对国内风电行业造成的负面影响有限。

• 国内环境

随着我国碳达峰、碳中和目标的提出，风电等可再生能源发展将进一步提速。在“双碳”目标的指导下，国家及各省出台相应政策加大对风电等可再生能源的规划和开发，如国家发展改革委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展实施

方案》(国办函【2022】39号)、《国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》(国能发新能【2021】25号)、《国家工信部关于印发加快电力装备绿色低碳创新发展行动的通知》等相关政策。从顶层设计完善风电产业发展政策体系,创建良好发展环境,助力风电产业链更加完善,推动风电行业大规模、高比例、高质量、市场化发展。截至到目前,已有31个省、自治区、直辖市发布了“十四五”可再生能源规划目标,预计

“十四五”期间,风电新增装机规模将超过3亿千瓦,累计将达6亿千瓦。同时,为进一步促进风电等可再生能源的高质量发展,鼓励风电退役回收产业发展,国家出台《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》等相关政策。从顶层设计完善风电产业发展政策体系,创建良好发展环境,助力风电产业链更加完善,推动风电行业大规模、高比例、高质量、市场化发展。



2.3

风电关键技术的发展趋势及成本演变

通过回顾过去风电行业成本下降形势，自 2006 年以来，我国陆上风电项目的平均平准化度电成本（Levelized Cost of Energy, LCOE）下降了 70%，海上风电自 2010 至 2021 年下降了 56%，风电 LCOE 下降最主要的贡献来自技术进步带来的发电效率的提升。依托于先进控制技术和材料科学的进步，过去十年风机的风轮直径不断突破，为风电效率提升奠定了良好基础。根据统计，预计到 2035 年左右新增风电机组的风轮直径增加到现有水平的 1.5 倍，相同容量的风机发电量增加 2 倍左右，即使在风电场造价下降不多的情况下，度电成本也可下降到现有成本的 70%。



2.3.1 关键技术发展趋势

随着风电机组技术发展和市场需求变化，风电机组大型化、轻量化、低成本是未来的主要发展方向。同时，需要围绕关键核心技术和关键共性技术继续进行攻关，包括大型化轻量化的叶片、模块化智能化的齿轮箱、IGBT 的国产化规模化应用、风电轴承的国产化等。根据 GWEC 报告对未来风电技术发展趋势的分析（GWEC, 2023），预计到 2030 年，风电机组单机容量将达到 20 兆瓦左右，2035 年预计达到 27 兆瓦左右，若按照增长曲线测算，到 2050 年将突破 80 兆瓦，但机组单机容量的

增长是否存在技术或经济性的“天花板”有一定不确定性。

在风电机组方面，未来至少五年中国风电机组的主流机型仍将继续向大型化发展，轻量化将成为未来该技术路线重点研究内容。半直驱发电机路线兼顾直驱、双馈发电机优势的特点，成为风电机组功率大型化的主力技术路线。直驱技术受发电机体积、重量限制，无法进行大型化，直驱技术未来发展方向将是分瓣，由整体分为小部分实现轻量化，但继续增大功率将进一步受到制约。双馈、鼠笼技术受齿轮箱限制，单机功率无法进一步增大。

在叶片方面，未来随着风电大型化的发展，叶片的大型化、轻量化、低成本是未来的发展方向。在叶片设计上，我国如今仍然缺乏对大型化叶片的自主设计技术，未来我国研究机构也将重点开展大型柔性叶片非线性大变形气弹稳定性机理和颤振预测技术、被动降载及振动抑制技术、一体化设计技术等的研究，提高大型风电叶片的性能、可靠性和经济性；在材料方面，性能更好的材料将得到广泛的应用，发展碳纤维和玻璃纤维拉挤的高效低成本应用技术研究，开发低成本的基体树脂、芯材材料等，通过成型工艺的优化，提高材料的性能，达到减重、降本的目的；在设计方面，更趋向精细化，减少设计冗余，尤其是通过对制造公差和质量缺陷的测试评估，通过降低设计安全冗余，叶片的部件测试变得越来越重要；在制造技术方面，高精度工装、自动化设备的应用，保证制造的稳定性，通过精益管理和工艺优化提升生产效率、降低制造成本。

在齿轮箱方面，随着风电大型化发展，未来控制整个传动链的体积和重量变得越来越重要。传动链集成式齿轮箱，体积小和重量小，使整个风电机组

的综合成本也越有竞争力。此外，模块化、智能化齿轮箱模式是未来风电齿轮箱的发展方向。

在变流器方面，超大功率风电变流器是风电后续发展的必备利器，超大功率变流器的并联、智能化冗余控制、效率提升等，是未来风电变流器的发展方向。IGBT 是风电变流器重要核心部件，变流器控制系统正朝着主控制器集成化、子系统模块化的趋势发展，需要具有更高的主频和丰富外设的高端控制芯片。

在轴承方面，未来风电轴承的国产化是必然方向。随着海上和陆上风电机组功率越来越大，对齿轮箱的重量和尺寸的要求也越来越高，滑动轴承在风电齿轮箱中的应用将是未来的主要趋势。

总体来看，未来风电机组将机组向大型化、智能化、定制化和模块化的方向发展。从关键零部件来看，大容量高性能轻量化超长叶片设计制造技术将继续引领风电技术研发创新方向；发电机、多电平变流器也将逐渐展现其发展优势，同时具有自主知识产权的控制系統、芯片以及轴承等其他关键部



件的国产化替代将成为发展重点。从智能化发展来看，未来智慧运维、智能化预警和故障诊断技术将不断深化，风电大数据应用将实现真正的价值，智慧风电场在未来风力发电产业中发挥重要作用。从软件开发层面，未来风力发电相关软件的自主开发应用将会成为研发重点，打破设计软件长期依赖进口的局面。从产业发展来看，未来海上风电是风电发展的重要方向，漂浮式风电机组及柔性直流技术的深入研究将进一步促进海上风电的发展；从融合创新发展来看，“风电+X”多能融合技术将成为促进风电消纳与多种产业融合发展的重要方面。

与此同时，未来检测试验验证技术将会得到进一步提升，超高塔筒、超大机型测试验证平台建设也将提上日程，成为行业高质量健康发展的重要保障。与此同时，随着风电大规模开发，满15-20年的风电机组也面临着退役回收，未来风机退役回收利用市场是行业走向绿色低碳发展的重要路径和方向。在实现碳中和的过程中，风电技术发展是挑战也是机遇。

2.3.2 关键技术成本演变

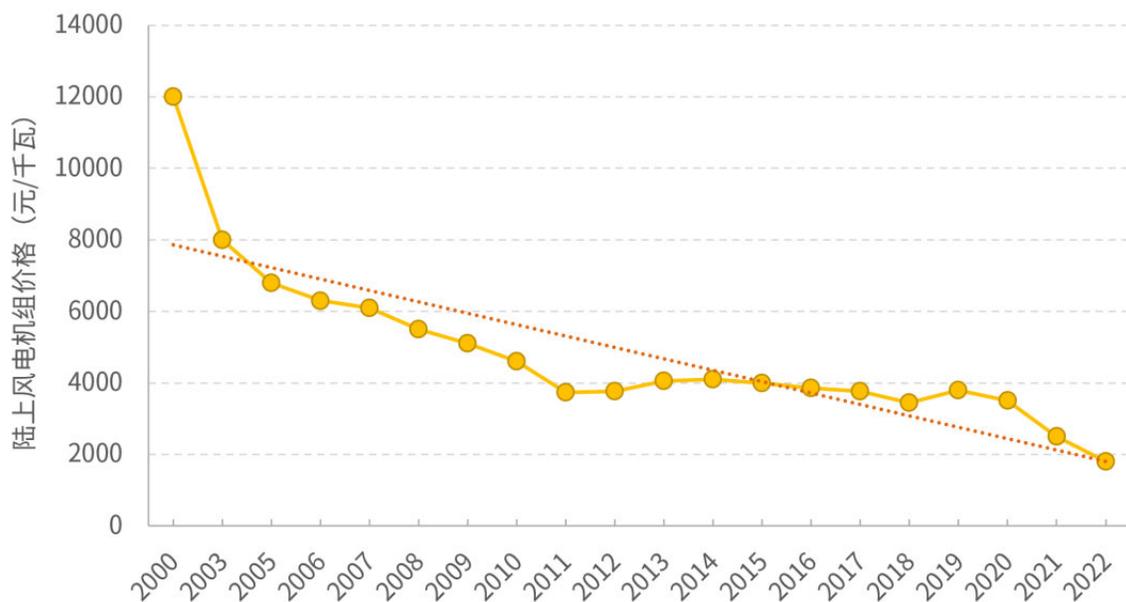
• 机组成本现状

2022年全国风电投资完成1960亿元，占电源工程建设投资的27.19%，有力带动了国内风电制造、设计、施工、运行维护等相关产业的快速发展，成为电力领域新增投资的主力。在技术创新、规模效应的双重促进下，过去近20年，风电机组单位千瓦价格从2000年12000元/千瓦下降至2022年的1800元/千瓦左右，下降幅度达到85%。

从陆上风电机组价格变化趋势来看（图2.9），2000年到2007年，我国风电机组价格下降了49.2%，下降速度较快；从2008年到2017年，十年间风电机组价格下降了31.6%，其中，2011年为下降最低点，风电机组价格达到3735元/千瓦；2012年至2014年机组价格又有所回升，风电机组价格均价在4000元/千瓦左右；2015至2020机组价格均价在3500元/千瓦左右；2022年下降至1800元/千瓦，两年内同比下降48%。

图 2.9 2000-2022 年我国陆上风电机组单位千瓦价格（数据来源：CWEA）

● 陆上风电机组单位价格（不含塔架、基础） 线性下降趋势



从海上风电机组价格变化趋势来看（图 2.10），海上风电成本在 2017-2020 年期间保持相对稳定，约为 6800-6500 元 / 千瓦；到 2021 年下降至 3500 元 / 千瓦，到 2022 年下降至 3300 元 / 千瓦左右，整体海上风电机组降幅为 50.6%。

• 投资成本现状

在风电技术不断进步和规模不断扩大的背景下，风电机组价格持续下降，推动项目总投资同比有所降低。但土地成本、电网接入、项目前期开发管理费用、限电消纳成本及地方收费、融资成本等非技术成本对风电项目的单位千瓦投资仍有一定的影响。需进一步规范土地相关制度、降低资源配置相关成本、协调落实项目建设和电力送出消纳条件、强化行业各方监督等，从而切实降低非技术成本。

据国际可再生能源署（IRENA, 2021, 2022）成本数据库中的数据（如图 2.11），在成本方面，自 2006 年以来中国陆上风电项目的平均 LCOE 下降了 70%，海上风电自 2010 至 2022 年下降了 64%，

风电 LCOE 下降最主要的贡献来自技术进步带来的发电效率的提升。未来随着风电机组的大型化发展趋势，风电成本预计还有很大的下降空间，其中风电产品成本下降是驱动风电项目造价变化的主要因素。风电初始投资构成如图 2.12 所示。针对陆上风电，2021 年我国陆上风电初始投资成本在 5000-6500 元 / 千瓦，均较 2020 年大幅下降，风电初始投资成本延续下降态势。其中，陆上风电项目风电机组成本（含塔筒）占比最大，为 49%，建安工程费占比 26%，接网成本占比 14%，其他费用占比 11%。对海上风电来说，在风电电价下调以及大容量海上风电机组的国产化、批量化、施工设备及安装工艺水平的提高的驱动下，2021 年我国海上风电初始投资成本约为 11500-15500 元 / 千瓦，延续下降态势。海上风电投资主要包括机组成本、建安工程费、送出工程和其他费用，其中风电机组（含塔筒）占总投资 43%，建安工程费、送出工程和其他费用分别占比为 26%、21% 和 10%。因海上开发难度较大，不同海域开发条件不同，故在不同海域的海上风电投资成本差异较大：截止 2021 年，江苏及以北海域的海上 III 类风区风电场

图 2.10 2017-2022 年我国海上风电机组单位千瓦价格（数据来源：CWEA）

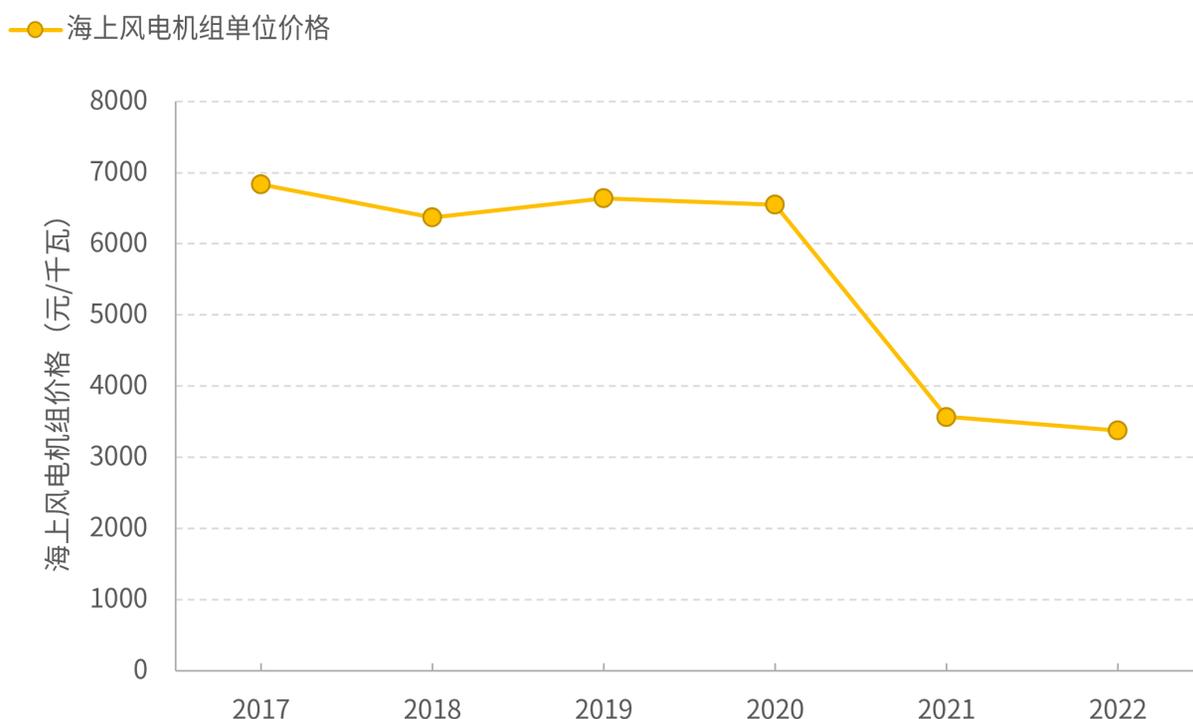


图 2.11 2010-2022 年我国风电 LCOE 变化情况 (数据来源:IRENA Renewable Cost Database, 美元汇率以 6.45 计算)

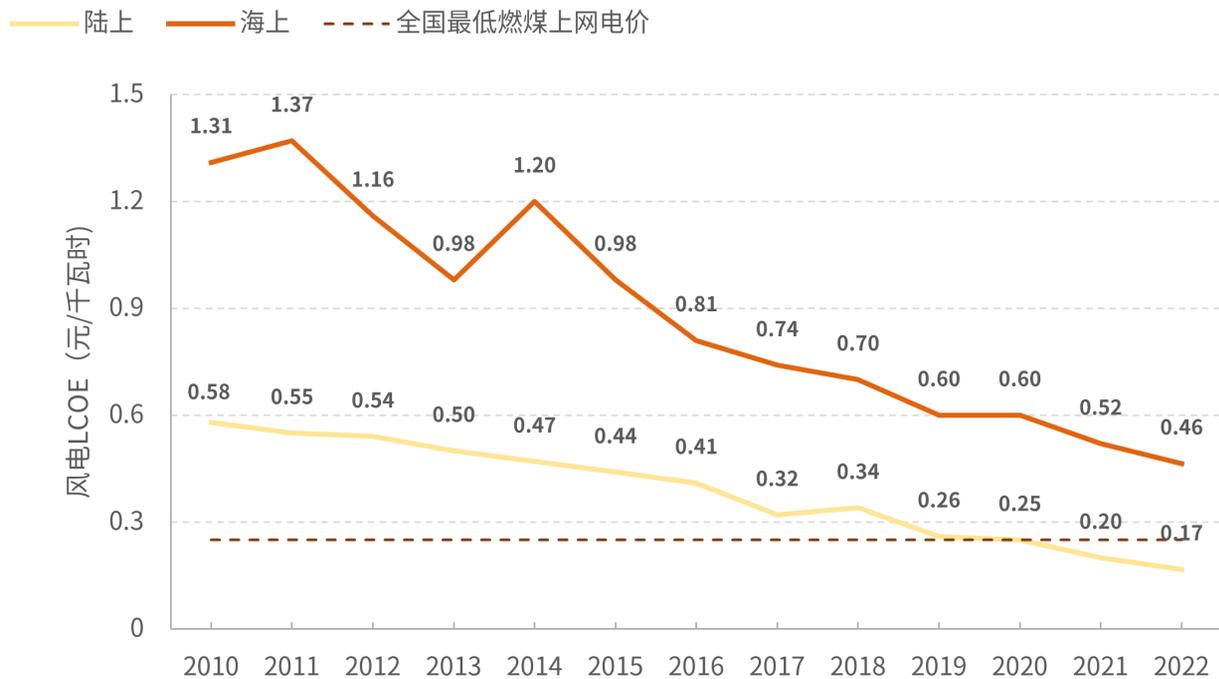
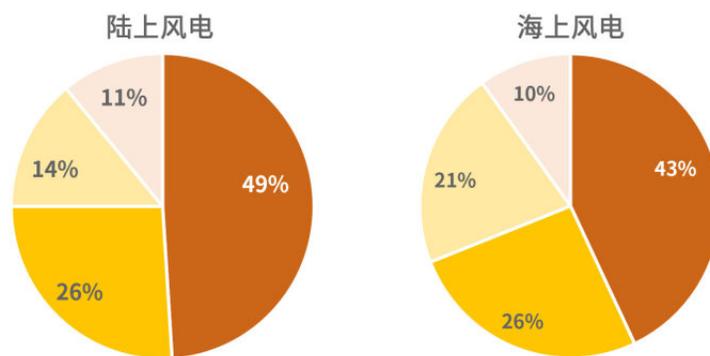


图 2.12 风电初始投资成本的构成

■ 风电机组 (含塔筒) ■ 建安工程费 ■ 接网成本 ■ 其他费用



单位千瓦投资下降至 13500 元/千瓦;上海、浙江以及粤西的海上 S 类风区风电场单位千瓦投资下降至 14500 元/千瓦;福建以及粤东的海上 I 类风区单位千瓦投资下降至 15500 元/千瓦。

• 成本趋势展望

随着风电机组的大型化发展趋势,未来风电成本预计还有很大下降空间。风电机组(含塔筒)占陆上风电项目造价约 50%,是驱动项目造价变化的主要因素。从短期来看,风电机组价格下降

空间有限,趋于平稳;从中长期来看,风电机组价格仍有一定的下降空间。根据 CWEA 评估预测,到 2025 年陆上风电项目平均造价为 4200-5500 元/千瓦,到 2035 年平均造价为 3500-4800 元/千瓦,到 2060 年,项目平均造价为 3000-3500 元/千瓦。根据陆上风电项目平均单位千瓦造价情况,测算出未来陆上风电项目的 LCOE。到 2025 年陆上风电 LCOE 约达 0.17-0.22 元/千瓦时(报告整体采用 2020 年不变值,下同);到 2035 年,陆上风电项目 LCOE 达到 0.14-0.19 元/千瓦时;到 2050 年,LCOE 达到 0.12-0.16 元/千瓦时,到 2060 年



LCOE 达到 0.1-0.15 元 / 千瓦时。

目前海上风电已经成为全球能源转型及全球经济体发展的重要战略新型产业，2021 年我国占全球新增海上风电市场的 80%，未来发展前景广阔。根据 CWEA 评估预测，到 2025 年海上风电项目平均造价为 10000-11000 元 / 千瓦，到 2035 年平均造价为 8500-9500 元 / 千瓦，到 2060 年，项目平

均造价为 7500-7800 元 / 千瓦。根据海上风电项目平均单位千瓦造价情况，测算出未来海上风电项目的 LCOE。到 2025 年海上风电 LCOE 约达 0.34-0.38 元 / 千瓦时；到 2035 年，海上风电项目 LCOE 达到 0.21-0.23 元 / 千瓦时；到 2050 年，LCOE 达到 0.20-0.21 元 / 千瓦时；到 2060 年，LCOE 达到 0.19-0.20 元 / 千瓦时。

表 2.4 2025-2060 年风电项目平均造价与 LCOE 变化预测 (数据来源: CWEA)

		单位	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	2050 年	2060 年
陆上 风电	平均造价	元 / 千瓦	4200-5500	3800-5000	3500-4800	3500-4500	3300-4300	3000-4000	3000-3500
	LCOE	元 / 千瓦时	0.17-0.22	0.15-0.20	0.14-0.19	0.14-0.18	0.13-	0.12-0.16	0.10-0.15
海上 风电	平均造价	元 / 千瓦	10000-11000	8500-9500	8000-9000	7600-8800	7500-8500	7500-8000	7500-7800
	LCOE	元 / 千瓦时	0.26-0.28	0.22-0.24	0.21-0.23	0.20-0.23	0.20-0.22	0.20-0.21	0.19-0.20

2.4

政策发展建议

展望未来的十年，大型化和轻量化依然是风电发展的主要趋势，根据全球风能理事会最新分析，预计到2025年海上风电机组单机容量约达到15兆瓦，到2030年达到20兆瓦，海上风电将逐步向深远海发展，这将对风电机组的研发、制造、安装运维、相关装备制造等环节提出更高的要求。基于现有的风电技术及中国风电产业链发展情况，提出如下风电技术和产业链发展的建议：

提升基础制造业工艺水平和材料制造水平，加强国产品牌替代应用。重点将集中在大型化轻量化的叶片、模块化智能化的齿轮箱、集成化和子系统模块化的变流器控制系统。同时，进一步调动开发企业应用国产主轴轴承的积极性，尤其针对大兆瓦机组，鼓励风电场风机招标文件中增加使用配套国产品牌的条款。风电轴承研发投入巨大，涉及基础理论、材料、设计制造和试验应用等专有技术，建议国家持续支持技术研发。风电轴承企业需进行产能建设，建议国家持续支持风电轴承技改投资。支持国产化润滑油的各类长效试验验证，建立基础应用数据库，指导新产品的研发以及规模化应用。

提升风电电子芯片基础设计与制造工艺，进一步推进风电智能化发展。电子芯片在数据采集、处理和传输中发挥了关键作用，高性能、低功耗的芯片使得风电场能够更加高效地处理海量数据，支持先进的数



据分析和人工智能应用，为风电运营和维护提供更精准的决策支持。在条件成熟时增加国内产品应用试点，逐步增加产量降低成本。建立封装工艺、失效分析、检验测试等配套能力。一方面针对第三代半导体材料或新一代半导体材料，以及 IGBT 等器件的共性科学问题和关键技术，通过国家重点研发计划等国家科技计划持续部署研究任务，支持中车时代电气、清华紫光等单位对标国际先进技术，加快新一代 IGBT 以及 FPGA、DSP、PLC 等的研发推广进度；另一方面，支持、推动行业公共验证平台建设，解决变流器企业产品试验验证周期长、研发费用较高的共性问题，有效缩短产品研发周期，降低单一单位费用投入，提升产品质量。

支持、推动风电行业公共验证平台建设。公共验证平台有助于建立共同的标准和规范，提高整个行业的水平，确保风电项目达到一定的质量和性能标准，同时能够促进风电技术创新、提高产业水平、推动可持续发展。为国产替代性技术和产品提供检测和验证支持，一方面扶持研发和优化，另一方面建立市场信心，为样机试用和商业化创造条件。加强对质量安全与后服务配套可靠性的要求；加强对大型风电机组的试验验证与时间检验，严把质量关，防患于未然。

开发新工艺、研发新材料促使产业走向零碳时代。提升碳纤维等原材料及大叶片产品的性能、质量和良品率，形成批量化生产能力，不断降本增效。开发新型工艺方案，实现低成本分解叶片用环氧树脂，如维斯塔斯开发的新型环氧树脂化学分解法。开发新型的具备易分解或易溶解特性的树脂材料，增加材料重复利用和再循环的可能性，如上纬新材的 EzCiclo 易可收环氧树脂。

鼓励推动“风电 + 多种产业”的融合发展模式。扩大风电在各个领域的应用场景，如风电制氢、海上风电 + 海洋牧场，能源岛等创新技术融合发展，以及深远海技术，助力实现“双碳”目标。当前这些融合技术还处于应用探索阶段，投资成本高，需要政府不断引导并给予支持。

2.5

风电+发展模式及示范案例

随着风电产业规模化发展和技术的不断进步，风电融合创新技术正在不断涌现，风电+牧场、风电+制氢、风电+乡村振兴、Power to X 等综合能源融合发展正在推动地区能源低碳绿色发展。从创新模式上看，多元化、多领域结合成为未来风电行业与其他行业创新发展的新方向。通过未来的跨界、贯通与融合，风电将与各行各业碰撞出愈来愈多的新火花，形成多领域的联合发展，实现效率和效益的最大化。

目前来看，风电融合创新模式还处于探索阶段，绝大部分项目属于示范阶段，暂时还未能实现规模化发展。但随着分散式风电的发展及深远海海上风电发展的推进，融合发展必将成为未来风电发展的新模式，新的融合创新技术及试验项目将陆续推出，融合创新发展将逐步成为新时期海上风电发展的热点，引领构建风电发展新场景、建立新业态。

2.5.1 风电+海洋牧场

“海上风电+海洋牧场”是一种生态重构与双赢的方案，不仅可以使风电场生产出清洁电能，而且风电场区下层海域将为海洋生物提供营养、健康、安全的生存环境。当前“海上风电+海洋牧场”模式发展在国内尚处于初期阶段，并逐步形成了在海上风电场区合理构建大型海洋牧场的初步思路。“海上风电+海洋牧场”融合发展，正是节约用海、生态和效率并举的可持续发展模式；同时，还能有效解决海上风电与渔业的用海冲突问题。

目前海洋牧场已经逐渐发展成为沿海地区养护资源、修复环境、实现渔业转型升级和多产业融合发展的突破口和新模式。截至2022年底，全国投入海洋牧场建设资金超过100亿元，通过人工渔礁建设、底播增殖和增殖流放等途径建设国家级海洋牧场示范区169个，其中山东省67处，辽宁省38处，河北省20处，广东省15处，浙江省12处，

海南省5处，江苏省和广西省各4处，福建省2处，上海市和天津市各1处。按照投资主体的不同，我国的海洋牧场分为经营性和公益性，公益性海洋牧场的投资主体是地方的渔业主管部门，经营性海洋牧场的投资主体是相关企业。

我国在“海上风电+海洋牧场”融合发展的技术研发与产业发展方面与其他国家相比，更容易整合资源，快速推进，形成在世界上具有特色的中国模式和中国方案。产生效益方面，海上风电+海洋牧场融合直接经济效益有待考证，但生态与社会效益巨大是可以预期的。“海上风电+海洋牧场”融合契合我国绿色发展与生态文明建设的需求，可为实现“碳达峰”“碳中和”作出重要贡献。“海上风电+海洋牧场”融合发展是一项复杂的系统工程，目前还处于探索阶段，在很多方面还存在技术性和制度性瓶颈，未来随着基础理论研究的持续完善，海上风电与海洋牧场将在环境评价、风电技术、海域管理层面继续优化，形成系统完整的体系。

该项目位于山东省昌邑市北部渤海莱州湾海域，项目投资约 36 亿元，总装机容量 300 兆瓦，由我国三峡新能源山东分公司建设，于 2022 年 12 月 16 日实现并网发电。该项目规划建设 50 台 6 兆瓦风电机组及一座海上 220 千伏升压站。项目建成投运后，年可发电 9.4 亿千瓦时，年可替代标煤约 29 万吨，减排二氧化碳 79 万吨。



图 2.13 山东昌邑海洋牧场与三峡 300 兆瓦海上风电融合试验示范项目

项目建设兼顾生态与发展，创新探索海上风电与海洋牧场深度融合的发展方式，在风机基础周围 50 m 海域内布置养殖区，采取投放产卵礁、集鱼礁、海珍品礁等措施，集聚、增殖鱼类，为鱼类、贝类和藻类等海洋生物提供良好的栖息和产卵场所，推进“水上水下立体开发利用”，打造“绿色能源 + 蓝色粮仓”新样板。

2.5.2 风电制氢的模式

随着风电的规模化发展，弃风限电问题也随之产生，将风能转化为氢能加以利用是风电市场探索能源转换的新方式，也是当前研究的重点方向。风电制氢是将风力发出的电直接通过水电解制氢设备，将电能转化为便于长期存储的氢气。当前我国风电制氢不但可有效解决大规模的弃风问题，而且对于综合能源系统中风电的消纳能力的提升具有

重要意义。同时，随着我国海上风电制造、建设、运维技术水平单位不断提高，建设以“海上风电 + 海水制氢”为主的风电制氢项目正成为海上能源综合开发的趋势。通过海上风电规模化制氢，形成稳定可靠的绿氢供应链体系，源源不断地供给经济发达及能耗较大的沿海地区，在保障本地工业化进程的同时，助力化工、交通等领域的脱碳，助力沿海地区在继续充当我国经济增长引擎的同时，引领零碳转型，实现促进经济发展和完成双碳目标的“双赢”效果。

该项目位于河北省西辛营乡东辛营，项目投资约 20.3 亿元，总装机容量 300 兆瓦，由河北建投集团建设，于 2016 年 9 月 9 日全部并网发电。河北沽源风电制氢项目于 2015 年落地建设，作为国内首个风电制氢工业应用项目沽源风电制氢综合利用示范项目是河北省的重点项目，由河北建投新能源有限公司投资，与德国 McPhy、Encon 等公司进行技术合作，在沽源县建设 200 兆瓦容量风电场、10 兆瓦电解水制氢系统以及氢气综合利用系统三部分。

利用大规模的风电进行电解水制氢，不仅可以减少化石能源消耗，降低污染物排放，提升电网消纳能力，也可以实现风电与煤化工、石油化工的多联产。另外，风电制氢能产生巨大的社会环境效益。以千万千瓦级风电场

为例，假设风场满发，逐小时电力生产量为 1000 万千瓦时，若每 5 千瓦时电能产生 1 立方米氢气，则可以生产 200 万立方米氢气，相当于 24000 吨优质煤炭热值的能量。项目建成后，可形成年制氢 1752 万标准立方米的生产能力，预计年实现销售收入 2.6 亿元，利税 0.8 亿元。这不仅对提升坝上地区风电消纳能力具有重要意义，也将探索出一条风电本地消纳的新途径。



图 2.14 河北沽源风电制氢项目

2.5.3 风电 Power-to-X

Power-to-X (P2X) 是指通过以电转氢为核心的硬件系统，将可再生能源发电转化成为氢，然后与后续化工流程相结合，生成绿色大宗化工产品，如绿氨、绿色甲烷、绿色甲醇、绿色合成燃料等。这些绿色产品可以取代化石燃料生产的现有产品，帮助钢铁、化工、航空、海运等各行业脱碳，是绿色经济的有力支撑，同时也可以平衡可再生能源电力供应的波动（正向消纳 + 反向调峰，作为储能功能）。

P2X 首先将水转化为绿色氢，直接用作清洁燃料或二次加工的原料，以生产其他动力燃料、化学品和绿色商品，如绿色氨和合成碳氢化合物。在此过程中，一方面促进了可再生能源的消纳利用，又可以关闭碳循环，产生清洁和可持续的替代品，替代各个行业的化石燃料。对于航空和海运等高排放和难以减排的行业，P2X 提供了最可行的脱碳解决方案。且随着可再生能源发电度电成本的不断下降，P2X 正在快速成为链接可再生能源与高碳排放行业的关键纽带，助力绿色经济的全面发展。但 P2X 的大规模发展，需要消耗大量的水资源，水需求可能会对现有的区域供水系统提出了新的挑战。

专栏 世界上首批商用 Power-to-X（甲醇）工厂——丹麦奥尔堡

世界上首批商用 P2X（甲醇）工厂——丹麦奥尔堡，Aalborg Forsyning、Reno-Nord 和 Copenhagen Infrastructure Partners 正联手建造世界上首批商用 P2X（甲醇）项目。该项目定于 2028 年开始，将容纳一座 300-400 兆瓦的电解厂。该工厂通过电解生产氢气，然后与 Reno-Nord 公司废物焚烧中捕获的 CO_2 进行结合，将其 5 转化为可用作重型运输燃料的绿色甲醇。该工厂每年将从废弃物公司 Reno-Nord 回收 180,000 吨废弃物中的二氧化碳，用于生产绿色甲醇该工厂每年将能够生产 130,000 吨甲醇。



图 2.15 P2X（甲醇）丹麦奥尔堡工厂示范项目



第 3 章 光伏技术发展展望

光伏技术作为最具潜力和成熟的可再生能源之一，展现出巨大的前景。技术的进步不仅推动了光伏电池效率的提高和成本的持续下降，也拓展了光伏应用领域。本章节通过梳理我国光伏技术、产业链及成本发展现状，展望未来我国光伏发展技术及成本路径，进一步推动光伏发电在未来能源体系中扮演更为重要的角色。



WIND AND 03 SOLAR POWER

3.1

光伏技术发展概况

3.1.1 光伏技术发展现状

光伏产业链主要包括硅料、硅片、电池片、组件四大核心环节（图 3.1）。产业链上游主要为硅料及硅片的制造，以工业硅为原料，经冶炼制成硅料，再经拉晶及切片制成硅片。中游主要为电池片及组件的制造环节，在硅片的基础上经制绒、掺杂、钝化膜沉积、银浆印刷等工序后制成电池片，电池片再经分片切割、串焊、层压等工序，与焊带、封装胶膜、光伏玻璃、边框、背板等辅材辅料集成为光

伏组件。下游环节主要为光伏电站的建设，光伏组件与逆变器、线缆、支架等设备共同构成光伏电站。

我国光伏技术与产业的发展历程包括小规模应用的起步、海外市场拉动的成长、国内外市场共同拉动的规模化发展，以及如今的提质增效阶段（图 3.2）。目前，我国光伏各组件产量逐年上升，电池实验室效率不断刷新技术纪录。我国光伏发电技术在全球范围内全面领先，从光伏的技术、装机到产业链均成为我国可再生能源发展的关键推动力。

图 3.1 光伏的产业链与主要部件构成

（数据来源：中国光伏行业协会（China Photovoltaic Industry Association, CPIA））

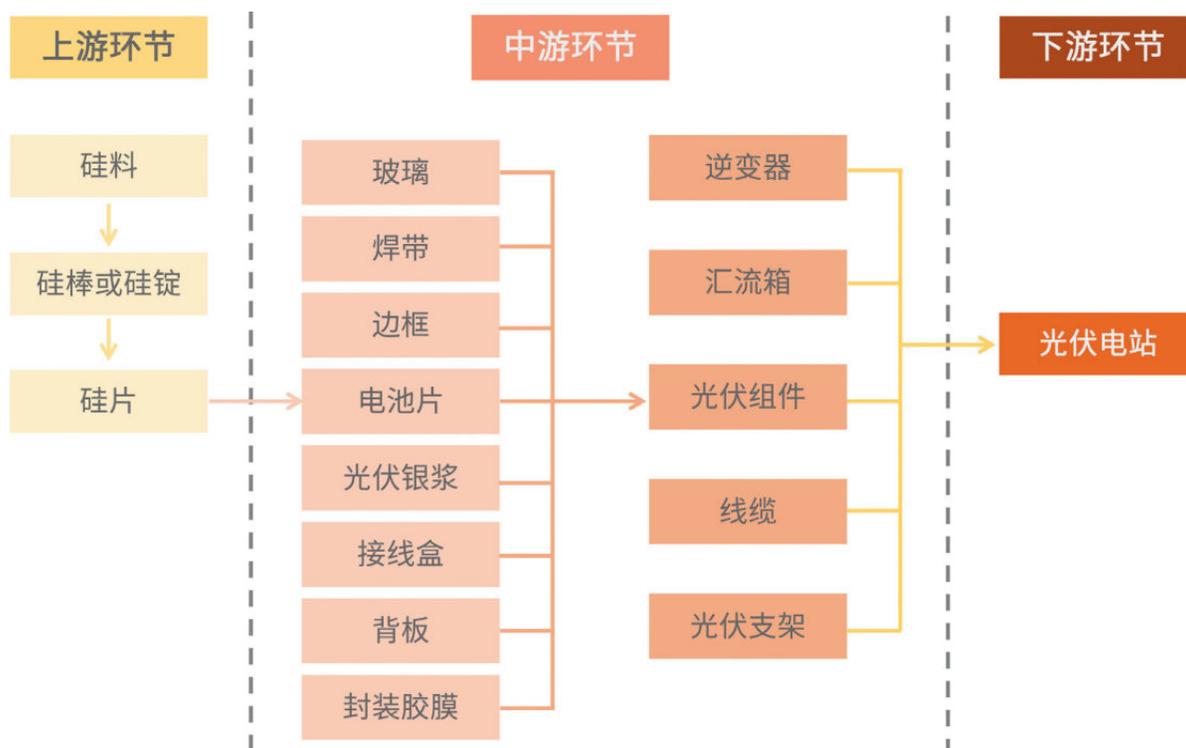
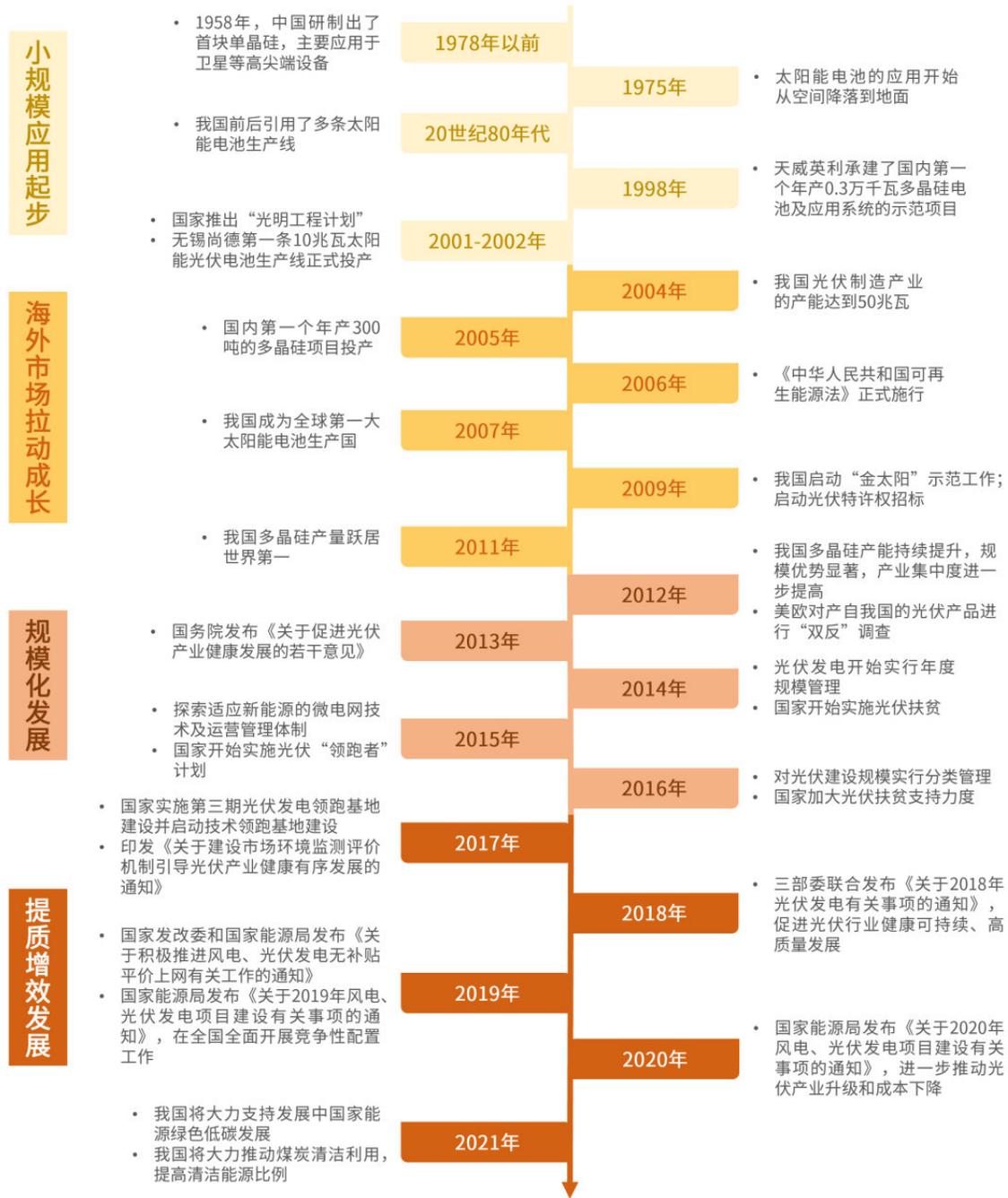


图 3.2 我国光伏技术发展历程（数据来源：CPIA）



如今，我们国家在光伏各环节技术的生产成熟度方面居于全球领先地位。在多晶硅环节，我国光伏行业实现了对改良西门子法制备棒状硅工艺的全方面优化，并逐步探索流化床法制备颗粒硅。改良西门子法可有效降低还原炉消耗的电能，同时对还原副产的大量热能进行综合利用。发展初期，还原炉可分为9对棒、12对棒、18对棒、24对棒、36对棒、48对棒等，当前我国多晶硅还原炉运行

的主流设备为改进型40对棒炉、48对棒炉、72对棒炉等炉型，单炉产量12-27吨，多晶硅综合电耗降低到2022年的60千瓦时/千克-Si，在年产5万吨多晶硅项目中，72对棒还原炉也已经过运行考核与优化，随着三氯氢硅法多晶硅技术优化与进步，全流程的综合电耗有望降至57千瓦时/千克-Si以下，处于世界领先水平。

在硅棒和硅片环节，单晶硅片对多晶硅片的替代、金刚线硅片切割对砂浆切割的替代、大尺寸硅片技术等技术路线的迭代迅速降低了该环节的生产成本：2014年开始，早前因成本较高而市场接受度不高的单晶硅片，凭借快速拉晶、金刚线切片、薄片化等技术升级的批量导入，成本快速降低。以技术进步推动使得单晶与多晶之间的成本差距急剧缩小，性价比优势已经由量变发生到质变阶段，并在2020年左右基本实现了单晶对多晶的替代；在硅片切割技术中，在2014年之前市面上通常采用砂浆切割的方式，其切割方式是游离式的切割模式，靠悬浮液的悬浮碳化硅，通过线网的带动以进行磨削切割。在2014-2015年左右，国内厂商相继实现80微米以下用于精密切割的电镀金刚石线领域的技术突破，打破了日本厂商的技术垄断，使得这一早先用于切割蓝宝石等硬脆材料的技术迅速应用到了光伏硅片切割领域，极大降低了硅耗并提升切割效率；在大尺寸硅片技术方面，多年来硅片尺寸不断提高，从156.75毫米、158.75毫米、166毫米目前已提升至主流182毫米、210毫米。2022年182毫米和210毫米尺寸合计占比由2021年的45%迅速增长至82.8%，未来其占比仍将快速扩大。与此同时，硅片的平均厚度也从2016年左右的190微米逐步下降至2022年的130微米左右，实现了同等硅用量下更大的硅片产量。

在电池片环节，历经铝背场（Aluminium Back Surface Field, Al-BSF）技术、发射极钝化和背面接 触（Passivated Emitter and Rear Contact, PERC）技术到目前隧穿氧化层钝化接触（Tunnel Oxide Passivated Contact, TOPCon）及异质结（Hetero-junction Technology, HJT）、各类背接触（Back Contact, 包括IBC、HBC、HPBC、TBC等）等技术路线百花齐放的迭代历程，我国光伏产业电池量产效率由2008年的不足16%逐步提升到2023年的超过24%。光伏电池技术作为光伏产业的核心科技，历经全球数十年的科研积累，在21世纪我国光伏产业的帮助下终得以实现大规模的产业化。其中，Al-BSF技术在产业化初期，凭借其技术成熟度与成本优势，主导了产业的技术路线。PERC电池技术通过诸多厂家与机构长期的技术储备和研究，在2013年左右具备了量产化和商业化的基础，并在2015年借助我国“领跑者”基地项目的应用启动大规模量产，经过2016-2018年几次的量产化加速后，2019年PERC产业化技术得到飞速扩张，首次超越BSF技术成为主流的光伏电池技术。2019年一些新技术开始应用到PERC电池，形成了PERC+技术，进一步提升了产业化PERC+电池效率。PERC电池市场占比从2016年9%提升至2021年的91.2%，量产效率从2008年15%水平上升到2022年23.2%。自2020年起，随



着 N 型硅片及大尺寸硅片技术的逐渐成熟，叠加 N 型电池具备更高效率及全生命周期 LCOE 优势的 TOPCon、HJT 等技术的产业化也逐渐提上日程。该进程在 2021 年进一步加速，并在 2022 年全面爆发，TOPCon 技术在新一轮的光伏扩产周期中占据了新增产能的主导地位，HJT 等技术也占据了重要的份额，XBC 等多种技术百花齐放，对行业主流技术路线的地位展开了激烈的竞争。在效率方面，N 型 TOPCon 电池的平均量产效率由 2018 年的 21.5% 提升至 2022 年的 24.5%，N 型 HJT 电池的平均量产效率由 2016 年的 21.5% 提升至 2022 年的 24.6%，形成了对 P 型 PERC 电池的全面超越。TOPCon、HJT 等电池技术对 PERC 路线的替代，同时也伴随着 N 型技术路线对 P 型技术路线的全面替代。

在组件环节，多年来光伏产业通过不断提高对高效电池的利用水平与降低非硅成本，促进光伏组件的降本增效。一方面，光伏企业通过各种技术方法不断提升高效电池的能量利用率，例如通过多切片、多主栅等方法减少电池的电流热损失、减少对电池的遮挡面积，通过双面组件技术增加对散射光的利用，通过白色 EVA 等技术增强光反射等。在组件技术应用成本接近的情况下，应用具备更高效率潜力的电池可更好地提升组件的性价比，因此自 2015 年更为高效的单晶电池崛起起来，组件技术通过与单晶电池、N 型电池等高效电池的应用相结合保持着快速的发展势头。另一方面，在光伏组件中，降低非硅成本始终是组件技术的重要发展方向，随着近年来组件成本中非硅成本对硅成本占比的超越，更凸显了这一课题的紧迫性。光伏产业通过对光伏玻璃、胶膜、背板、边框等辅材辅料的国产化应用成功降低了辅材辅料整体成本，同时也通过不断降低单位银耗（如通过多主栅技术采用更细的银栅、通过更大的单位组件功率摊薄单位用量、通过铜电镀等工艺最终摆脱对银等贵金属的应用）、不断降低单位面积玻璃用量（如通过对超白压延玻璃、双层镀膜玻璃等应用减少玻璃厚度）、通过提高组件面积利用率摊薄单位非硅

成本（如应用高密度电池片互联技术、采用大尺寸硅片等）。作为面向终端应用场景的主要产品，组件的成本始终是衡量光伏技术发展水平的重要指标，自我国光伏产业化以来，光伏组件的平均价格由 2007 年的约 36 元/瓦下降到 2023 年的接近 1 元/瓦的水平，带动光伏系统建设成本由 2007 年的 60 元/瓦下降到 2023 年的约 4 元/瓦，十余年间成本下降超过 90%，全面带动了全球光伏市场的建设热潮。

3.1.2 光伏技术发展现状

目前我国光伏技术基本成熟，并具备一定市场规模。然而，我国光伏产业的技术发展仍然存在瓶颈，主要体现在两个方面。一方面，作为光伏电站的核心，光伏组件及其上下游技术，面临着如何进一步突破电池效率瓶颈以及如何进一步实现产业化降本挑战。对于目前产业内应用普遍的各类高效电池技术，近年来其电池效率记录正在被高速刷新，逐步接近其效率天花板，如何以更低的成本进一步挖掘效率提升空间将成为行业共同面临的问题。而高效电池的产业化应用、规模化降本，则需要协同行业内上下游配套产业，共同促进技术进步，如先进制造设备的进一步精细化、集成化和智能化，部分辅材辅料性能的进一步提升及国产化替代，多晶硅、光伏玻璃等上游原材料、辅料的稳定供应与降本增效。光伏产业链的上下游的协同程度，将成为木桶效应中的“短板”，在很大程度上影响行业的发展进程。另一方面，先进储能技术则是制约光伏应用的另一块“短板”。随着光伏装机规模的迅速增加和光伏渗透率的快速提高，光伏电源不稳定、难以调节的特性对电网的负面影响也日益体现。新型电力系统亟需低成本、具备可靠调度能力的储能系统作为可再生能源的配套，这需要行业进一步加强对电化学储能、抽水蓄能等传统储能方式的降本增效道路的研究，并探索更多的储能形式。

3.2

光伏关键技术与产业链发展概况

3.2.1 产业链发展现状

• 多晶硅环节

2022年，中国在产多晶硅企业14家，全国多晶硅有效产能116.6万吨/年，同比增加87.2%，全国多晶硅产量约85.7万吨，同比增加69.4%。2022年，我国多晶硅进口额为25.8亿美元，同比增长38%，进口量约为8.7万吨，同比下降20.9%。其因为近年来多晶硅进口量整体呈现下降趋势，但由于2021年多晶硅价格大幅上涨，导致进口额的同比上升。

• 硅片环节

2022年，我国大陆硅片产能约650.3吉瓦，

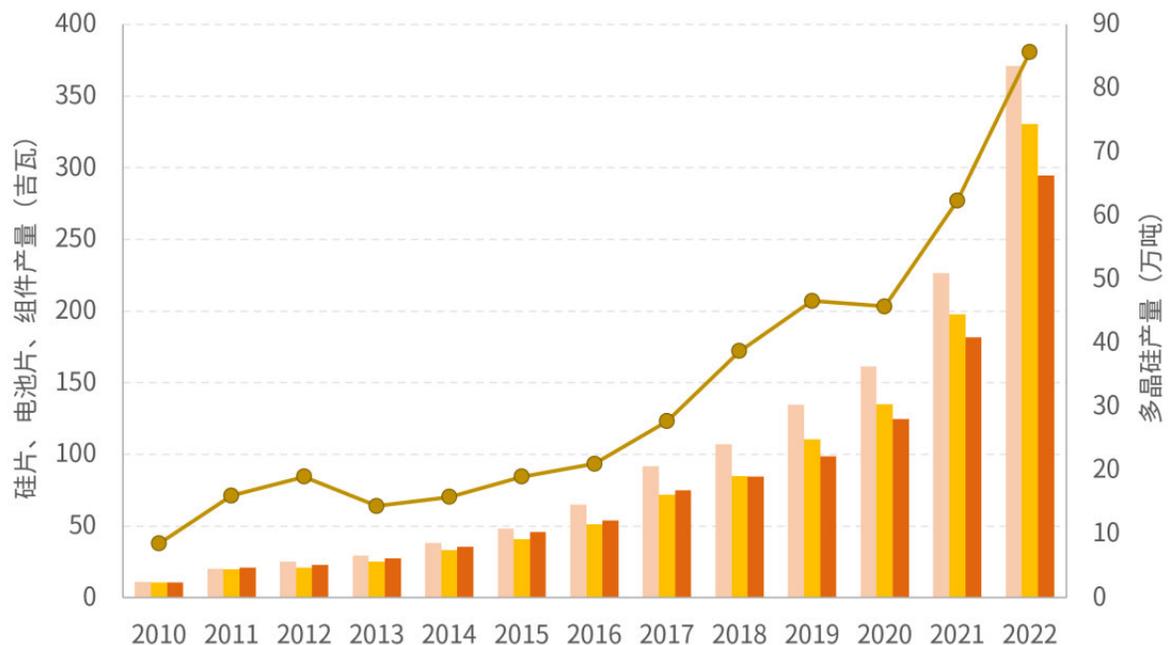
同比增长59.7%；产量约371.3吉瓦，同比增长63.9%，占全球硅片产量的97.4%。2022年，我国硅片出口额约50.7亿美元，同比增长106.9%，出口量约36.3吉瓦，同比增长60.6%，约占我国硅片产量的9.8%。2022年单晶硅片在出口中占比进一步提升，逐步取代多晶硅片的市场份额。

• 电池片环节

2022年我国大陆电池片产能约505.5吉瓦，同比增长40.2%，产量约330.6吉瓦，同比增长67.1%，占全球电池产量的86.7%。2022年，我国电池片出口额约38.1亿美元，同比增长178.1%，出口量约23.8吉瓦，同比增长131.1%，占我国电池片产量的7.2%。

图 3.3 2010-2022 年我国光伏关键技术产量（数据来源：CPIA）

■ 硅片 ■ 电池片 ■ 组件 ● 多晶硅



• 组件环节

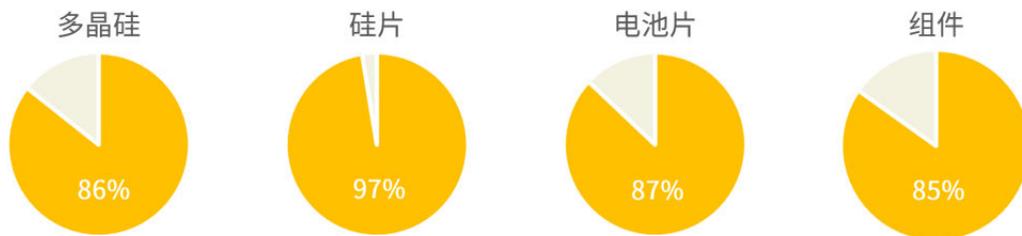
从制造业布局来看，全球光伏组件生产制造重心仍然在中国大陆。2022年中国大陆产能达到551.9吉瓦，约占全球总产能的80.8%，规模与占比同比上升192.8吉瓦与3.6个百分点；产量达到294.7吉瓦，约占全球总产量的84.8%，规模与占比同比上升112.9吉瓦与2.5个百分点。东南亚依然是中国企业最重要的海外生产基地，2022年东南亚组件产能和产量分别约为63.5吉瓦和26.2吉瓦，在全球占比分别为9.3%和7.5%。2022年我国光伏组件出口额为423.6亿美元，占光伏产品（硅

片、电池片、组件）出口总额的82.7%。2022年光伏组件出口量约为153.6吉瓦，同比增长55.9%，约占我国组件产量的52.1%。

虽然我国是目前全球最大的光伏产品制造国，但在产品制造中，使用的部分零部件或原材料仍主要来自海外进口。例如，光伏电池浆料用银粉依赖日本的制造企业进口；光伏胶膜的原材料——胶膜粒子主要产能集中于海外；多晶硅、单晶硅光伏生产用的扩散管、承载器及绀蜗等设备的原材料——高纯石英砂主要从美国进口；逆变器采用的中高端MOSFET及IGBT主流器件市场上仍主要依赖进口。

图3.4 2022年我国光伏产品关键环节的全球市场占有率（数据来源：CPIA）

■ 中国 ■ 其他国家和地区



3.2.2 关键零部件发展现状

• 单多晶硅片转化

2014年以前，单晶硅片成本相对高是难以被市场广泛接受的重要原因。2014年开始，凭借快速拉晶、金刚线切片、薄片化等技术升级的批量导入，单晶硅片成本快速降低。以技术进步推动的降本使得单晶与多晶之间的价差急剧缩小，性价比优势已经由量变发展到质变阶段。根据中国光伏行业协会数据，单晶硅片市场占有率从2016年近19.5%提升至2021年的94.5%。

• 硅片尺寸发展加速

硅片大尺寸化有利于提高组件功率，降低制造和发电成本，已成为技术进步的必然趋势。1981年至今，我国光伏硅片尺寸从100毫米发展到210毫米。据中国光伏行业协会数据，2021年158.75毫米和166毫米尺寸占比合计达到50%，166毫米是现有电池产线可升级的最大尺寸方案，因此将是近2年的过渡尺寸；2021年182毫米和210毫米尺寸合计占比由2020年的4.5%迅速增长至45%。

• PERC 电池兴起

1989年赵建华博士^①首次正式公布了PERC电

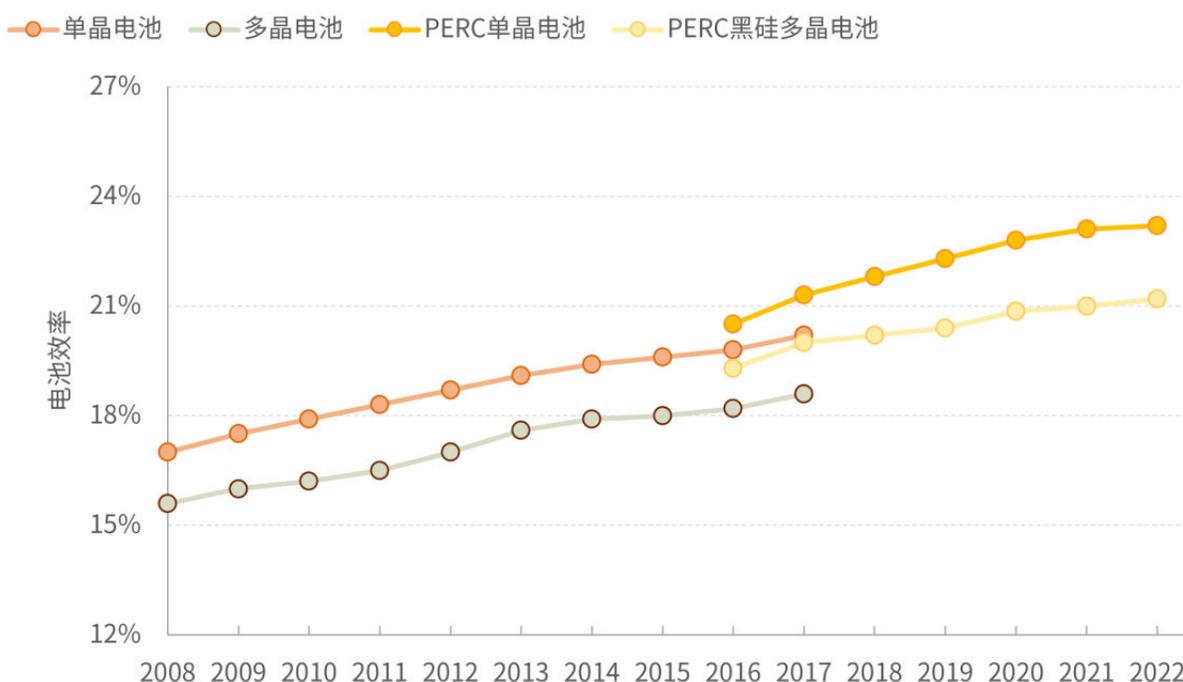
^①赵建华博士于澳大利亚新南威尔士大学留学期间制造了第一个高效PERC电池，实现了创纪录的21.8%的电池效率。在20世纪90年代，赵建华和王艾华将这一数值逐步提升到25%。2023年，年近七十的赵建华、王艾华夫妇，荣获被誉为“工程界诺贝尔奖”的伊丽莎白女王工程奖，以表彰他们对PERC太阳能电池技术的杰出贡献。

池，但直到 2013 年，通过诸多厂家与机构长期的技术储备和研究，PERC 技术才具备了量产化和商业化的基础，并在 2015 年正式启动大规模量产，经过 2016-2018 年几次的量产化加速后，2019 年 PERC 产业化技术得到飞速扩张，首次超越 BSF 技术成为主流的光伏电池技术。2019 年一些新技术开始应用到 PERC 电池中，形成了 PERC+ 技术，进一步提升了产业化 PERC+ 电池的效率。2019-2020 年新建电池产能绝大部分是 PERC 产能，且几乎全面升级为 166 毫米以上的大尺寸产品；2021 年新建 PERC 电池产能绝大部分为 182 毫米以上的大尺寸电池产

品，只适用于 158.75 毫米及以下硅片的 PERC 电池线已经被淘汰。PERC 电池市场占比从 2016 年 9% 提升至 2021 年的 91.2%。

综上所述，光伏产业是半导体技术与新能源需求相结合产生的战略性新兴产业，因此本质上属于半导体产业的范畴。同样遵守摩尔定律的发展模式，光伏技术迭代速度也较快。在光伏技术快速迭代的背景下，每一个技术变革都预示着跟不上技术变革步伐的企业将被淘汰出局。

图 3.5 我国主要光伏电池量产效率变化情况（数据来源：CPIA）



3.2.3 国内外产业政策对产业链的影响

• 国际环境

近年来，全球光伏产业政策不断调整，对我国光伏产业链产生了一定的影响。在国际方面，美国、欧盟等国家和地区针对我国光伏产品实施反倾销、反补贴措施，对我国光伏产业链造成了一定的压力。自 2021 年以来，美国通过“强迫

劳动”法案、“反规避调查”等手段，对来自我国及我国企业的组件进行限制，同时通过《通胀削减法案》补贴其本国企业发展光伏制造业。欧盟也在“强迫劳动”方面跟进美国，同时扶持成立“太阳能产业联盟”以助力欧盟至 2025 年的太阳能光伏年产能达到 30 吉瓦。在相关政策组合拳的影响下，2022 年美国、欧盟、印度等经

济体规划的制造业新增产能据不完全统计超过了50吉瓦，覆盖多晶硅、硅片、电池片、组件、支架等环节，形成了对我国光伏产业的潜在挑战。根据2022年12月IEA发布的《Renewables 2022 Analysis and Forecast to 2027》（IEA, 2022）数据显示，随着海外产能的不断增加，我国多晶硅、硅片、电池片、组件产能全球占比或将从2021年的80-95%降至2027年的75-90%。

• 国内环境

国内方面，自2013年开始，产业政策体系不断完善，有力推动产业快速发展。2013年，为有效应对国际市场变动，促进产业发展，国务院发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，明确当前光伏产业发展遇到的机遇和挑战，对光伏产业健康发展做出总体部署，建立起电价补贴机制和项目管理机制。此后，结合行业发展需求和发展特点，对标杆上网电价进行动态调整，推动光伏发电成本快速下降。同时，工信部2013年开始组织实施《光伏制造行业规范条件》，国家能源局2017年开始实

施光伏发电领跑基地建设，推动行业技术创新和降本增效。2021年，国家发改委发布《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，提出自2021年起，中央财政不再补贴，实行平价上网。这标志着，我国光伏发电除户用光伏外，正式进入无补贴平价上网时代。在“双碳”目标的指导下，2022年，国务院办公厅转发国家发改委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》，面向新能源开发利用仍存在电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等制约因素，提出7条21项重要措施，这对于促进新时代新能源高质量发展，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，助力碳达峰、碳中和目标实现意义重大。同年，《“十四五”可再生能源发展规划》印发，工信部等五部委联合发布《智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）》，推进光伏产业高质量创新发展。2023年，国家发改委、财政部、国家能源局联合印发《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作，促进可再生能源电力消费的通知》，推动绿电绿证机制不断完善，以更好体现新能源发电绿色价值。

3.3

光伏关键技术的发展趋势及成本演变

3.3.1 关键技术发展趋势

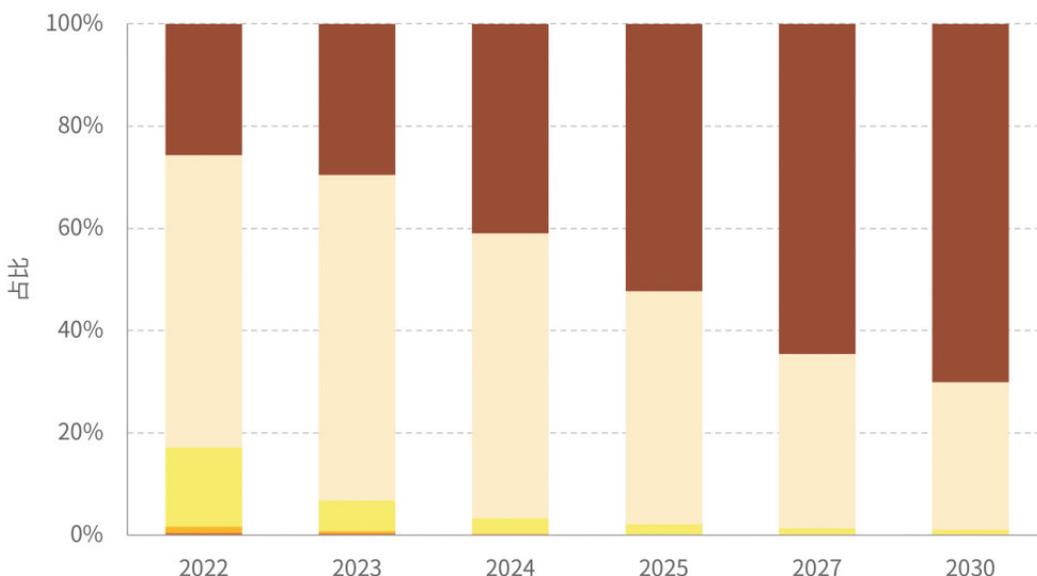
多晶硅方面，技术路线仍将以三氯氢硅法（改良西门子法）为主，包括硅烷流化床法在内的其他新工艺、新方法产品作为补充。并且随着技术进步，多晶硅生产的综合能耗也将进一步降低。硅片方面，薄片化有利于降低硅耗和硅片成本，未来各种类型的单晶硅片厚度有继续下行的趋势，但考虑到碎片率等问题的影响，下行程度也要取决于下游电池片、组件制造端的需求。除此之外，硅片大尺寸化有利于提高组件功率，降低制造和发电成本，已成为技术进步的必然趋势，2022年182毫米和210毫米尺寸合计占比迅速增长至82.9%，未来其占比仍将进一步扩大。

电池方面，目前占已有安装光伏组件主流的PERC电池产业化效率达到23.5%，已接近其理

论效率极限。在超过PERC电池效率的电池结构中，TOPCon电池具有较高的性价比，故新建量产产线以其为主，HJT电池和XBC电池占较小比例。2023年，TOPCon电池和HJT电池合计生产占比有望从11.8%提升至23.9%。从技术角度而言，TOPCon电池采用基于选择性载流子原理的隧穿氧化层钝化接触太阳电池技术，其钝化结构兼顾了发电效率与接触性能。HJT电池一种双面钝化接触电池，通过不同掺杂类型的薄膜硅和晶体硅组成异质结，进而构成钝化结构。其同样通过钝化技术降低载流子损失，提升发电效率。XBC电池是一种电极具有交指形状背结和背接触太阳电池，其可避免常规电池正面栅线约5%左右的遮光损失，进而提高电池的发电效率。此外，钙钛矿与硅电池结合的叠层电池是未来钙钛矿电池技术发展的一个重要方向，理论预测转换效率可达35%，能够突破单晶硅电池29.4%的转换效率极限。尽管其当前在市场中并不主流，但因具有效率提升迅猛、

图 3.6 2022-2030 年不同尺寸硅片市场占比变化趋势（数据来源：CPIA）

■ 156.75 mm ■ 158.75 mm ■ 160-166 mm ■ 182 mm ■ 210 mm



光电转换效率高、原材料丰富等特点，是目前技术研发的热点，若稳定性以及大面积电池的光电转换效率提升问题得到解决，未来预计将有较大的发展前景。

进组件材料性能和优化组件版型等（具体包括采用大尺寸硅片、半切片、多主栅，双面和减少/无间隙技术等）来实现提升组件功率。随着下游应用端对于双面发电组件发电增益的认可，预计到2024年，双面组件将超过单面组件成为市场主流。

组件方面，主要通过提升电池片转换效率、改

图 3.7 我国光伏晶硅电池实验室效率刷新纪录情况（数据来源：CPIA）

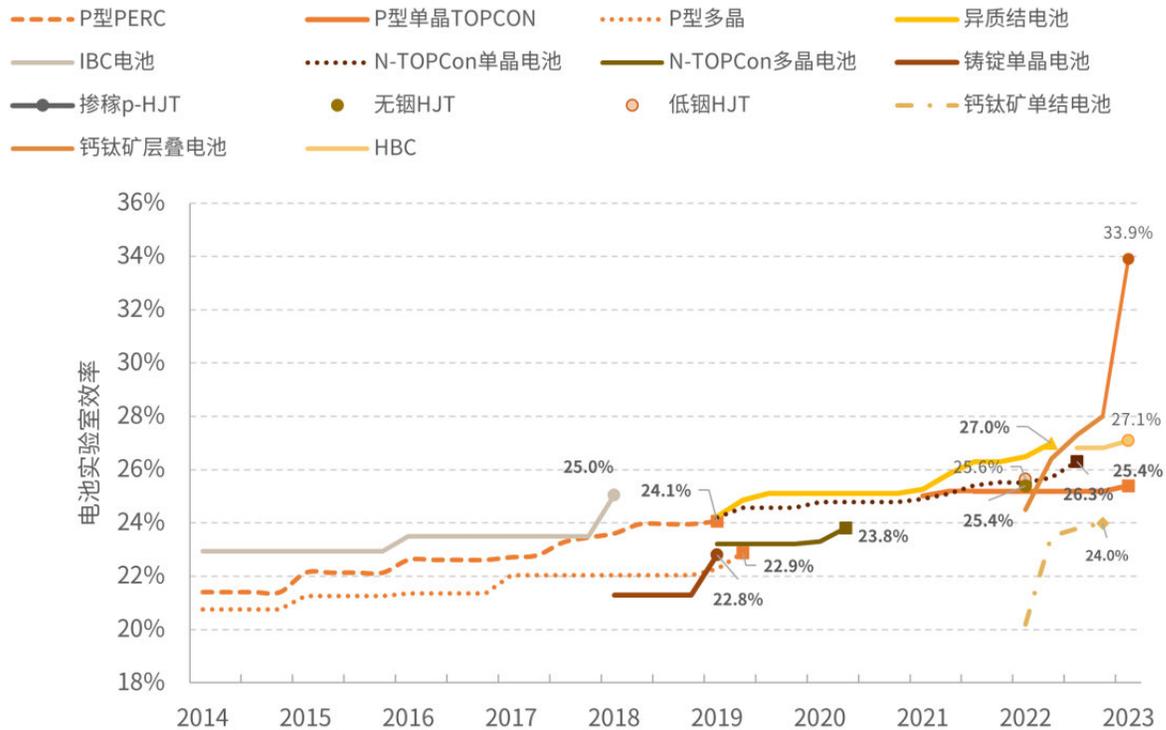
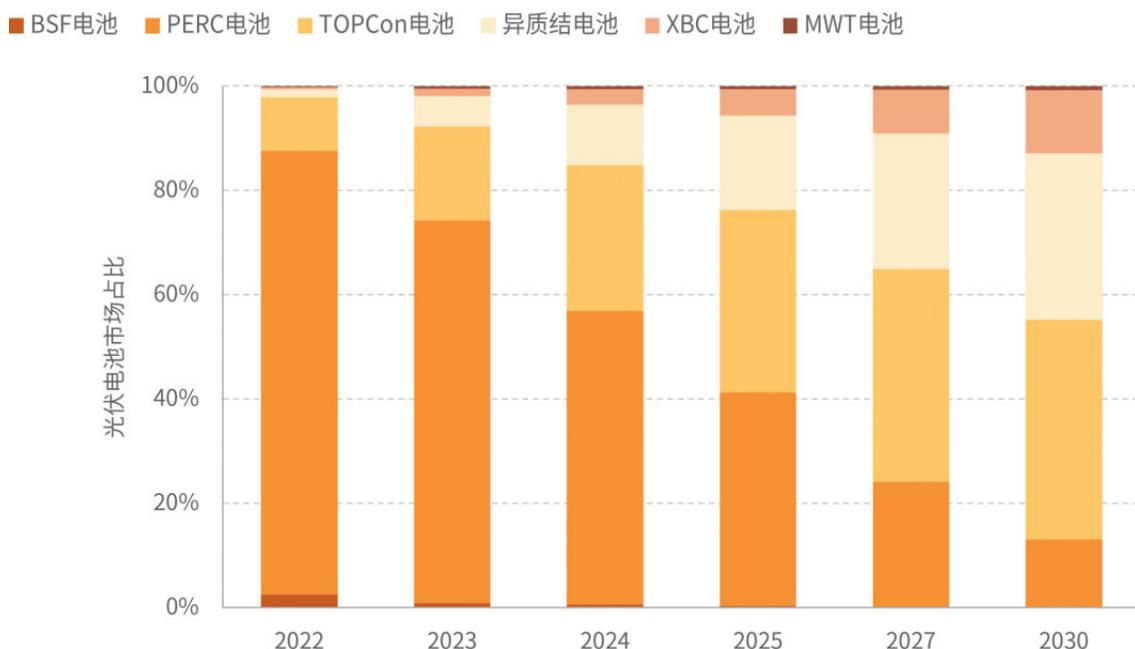


图 3.8 2022-2030 年不同电池技术路线市场占比变化趋势（数据来源：CPIA）



系统方面，提升光伏发电对电网的友好性，提高功率预测精度，增强运行适应性以及并网支撑能力将是未来发展的重点。具体产品方面，跟踪支架在提升发电增益、可靠性、稳定性等方面具有优异的性能，但目前受限于成本较固定支架高，其在我国渗透率较低。

在产业链方面，未来光伏的整个产业链的发展趋势呈现垂直整合一体化和专业化分工并存的趋势。如今我国是全球最大的光伏供应链中心，并且我国光伏龙头企业凭借着其晶硅技术及成本控制方面的优势，使低成本先进产能持续释放，制造端产能、产量全球占比均实现不同程度增长，全球的产业中心仍然在向我国转移。我国光伏企业一直在追求垂直一体化进程，典型的如隆基、中环、协鑫，早期专注于硅片的研发和生产，后来开始大规模布局下游电池、组件；也有部分光伏企业成立早期追求垂直一体化目标，典型的如英利、晶科、天合、阿特斯等。但是，在特定产业发展时期，也出现了一些专业化厂商。如2018年受政策影响，涌现了比垂直一体化企业更具利润优势的专业化电池厂商，如爱旭、润阳等。垂直一体化和专业化不是一成不变的，而是根据行业发展实际情况科学决策的

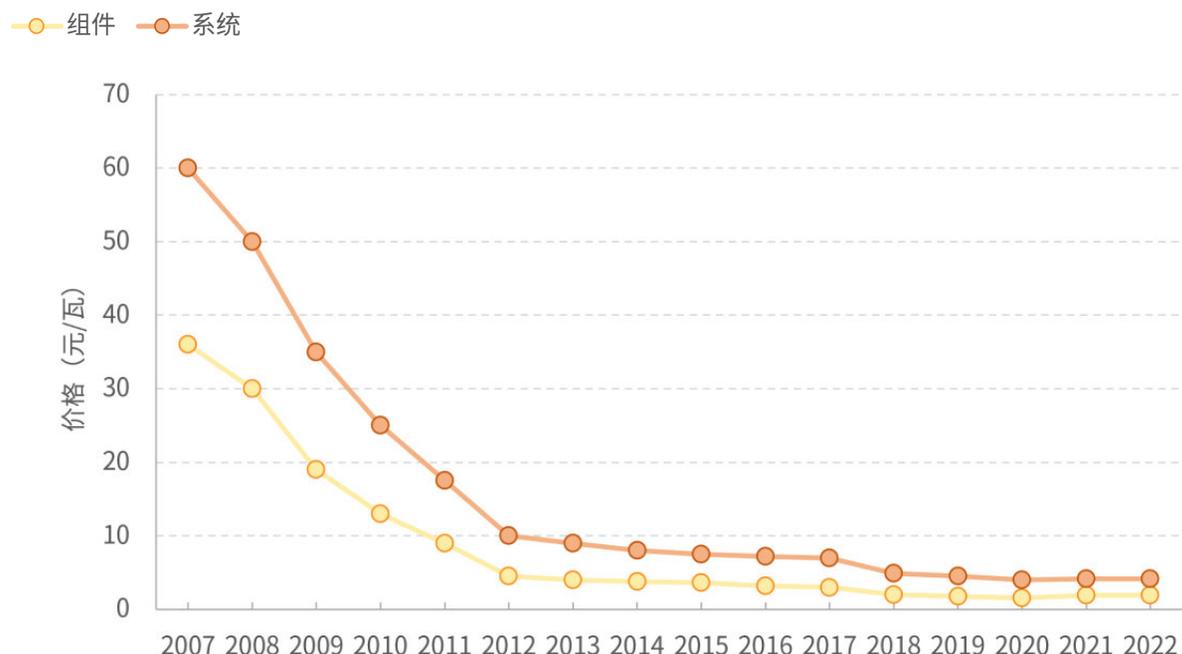
结果。同时，光伏产业链也将呈现全国性布局和区域性布局并存的发展趋势。从产业链整体来看，我国光伏产业链呈现全国性布局；从产业链各环节看，则呈现区域性布局的特点。多晶硅、硅棒这类对电价成本比较敏感的环节主要集中在新疆、内蒙古、四川、云南等电价优势明显地区。硅片、电池、组件则主要集中于江苏、浙江、江西、河北等材料、设备配套齐全的地区。逆变器则主要聚集于广东、深圳等电子元器件配套较齐全的地区。

3.3.2 关键技术成本演变

• 光伏发电成本变化历史趋势

光伏的技术进步和规模效应加速了光伏发电的成本下降趋势。根据预测的国际光伏技术路线 (VDMA, 2022)，光伏累计装机量每增加1倍，组件价格下降24.1%，且在2010年后学习曲线斜率更加陡峭。光伏发电技术的显著提升和全产业链集成制造，有力推动成本持续下降。国内光伏组件和系统的成本从2007年的36元/瓦、60元/瓦下降

图 3.9 2007-2022 年国内组件及系统价格变化情况 (数据来源: CPIA)



至 2022 年的 1.95 元 / 瓦、4.13 元 / 瓦。

• 光伏系统投资成本演变趋势

地面光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、一次设备、二次设备等关键设备成本，以及土地费用、电网接入、建安、管理费用等部分构成。工商业分布式光伏系统的初始全投资

主要由组件、逆变器、支架、电缆、建安费用、电网接入、屋顶租赁、屋顶加固以及一次设备、二次设备部分构成。

随着光伏上游原材料价格持续下降以及光伏电池效率不断提升，预计 2030 年前，地面集中式光伏和工商业分布式光伏系统初始全投资将继续呈现逐步下降趋势。根据预测，2030 年光伏组件

图 3.10 2022-2030 年我国地面集中式光伏系统初始全投资变化趋势 (数据来源: CPIA)

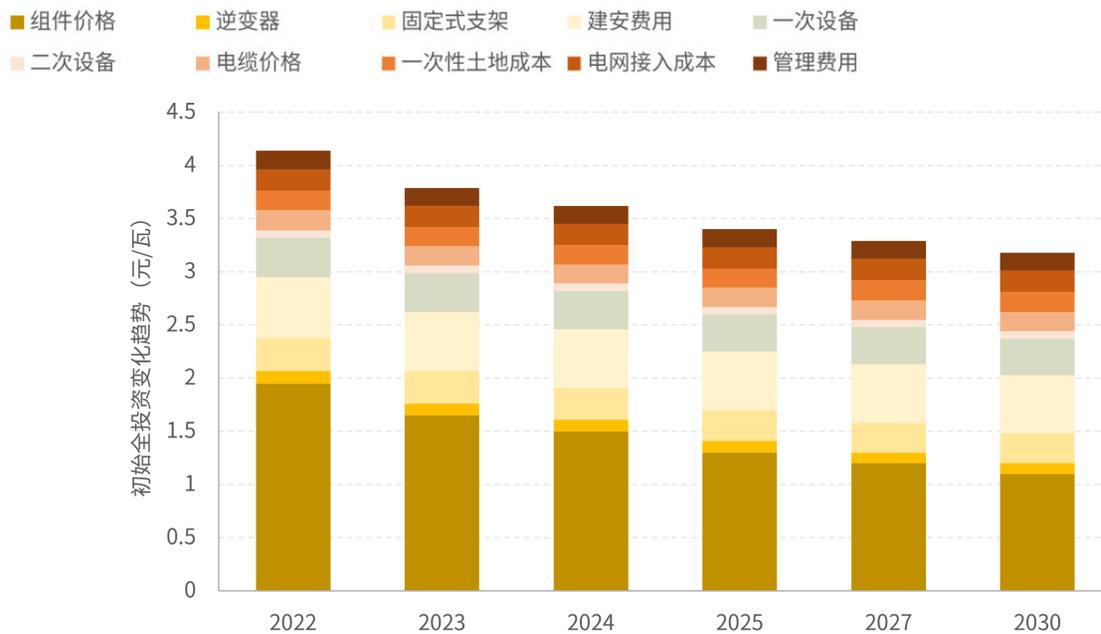
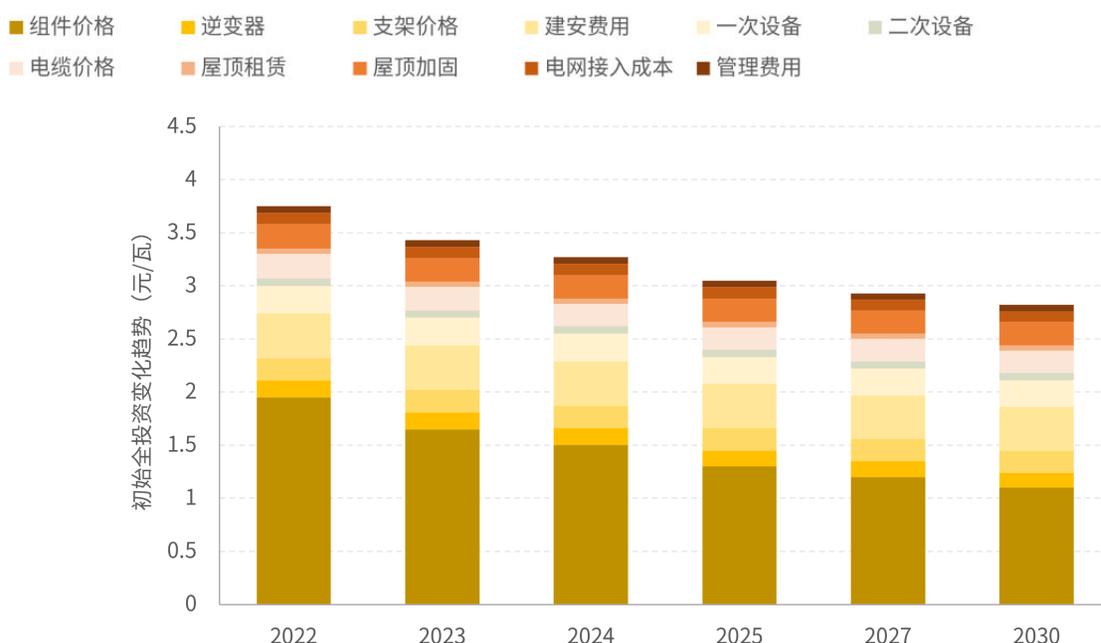


图 3.11 2022-2030 年我国工商业分布式光伏系统初始全投资变化趋势 (数据来源: CPIA)



成本预计将下降至 1.1 元 / 瓦，地面光伏系统初始全投资成本下降至 3.17 元 / 瓦，工商业分布式光伏下降至 2.81 元 / 瓦。全投资模型下地面光伏电站在 1200 小时等效利用小时数下的 LCOE 从 2012 年的 1 元 / 千瓦时，下降至 2021 年的 0.30 元 / 千瓦时。预计到 2030 年，中国集中式光伏发电的 LCOE 将下降到约 0.13-0.22 元 / 千瓦时，分布式光伏发电下降至约 0.15-0.20 元 / 千瓦时。根据美国国家可再生能源实验室给出的全球光伏成本数据预测趋势 (NREL, 2022)，我们预测，到 2060 年我国集中式光伏发电的 LCOE 可能下降到约 0.05-0.10 元 / 千瓦时，分布式光伏发电下降至约 0.13-0.15 元 / 千瓦时。

• 新型组件成本演变趋势

新型组件主要指除晶硅技术之外的铜铟镓硒 (CIGS)、碲化镉 (CdTe)、钙钛矿等薄膜电池组件。碲化镉是目前最主要的薄膜光伏组件。在地面光伏应用方面，美国 First Solar 公司占据 90% 以上市

场份额。根据美国 First Solar 公司数据，随着量产规模的扩大，2020 年其产能提高至 6.3 吉瓦，单位成本下降至 0.2 美元左右。而在分布式光伏方面，薄膜光伏组件主要应用在光伏建筑一体化场景，考虑薄膜组件将替代玻璃幕墙的功能，相应造价将随之提升。

与传统晶硅太阳能电池相比，钙钛矿光伏电池的工艺简单，设备和制备成本、单位能耗较低，且原材料丰富，不受稀有金属元素的储量限制，原材料成本是传统晶硅的 1/20，可有效降低度电成本。目前钙钛矿太阳能电池尚在产业化初期，主要瓶颈在于长期稳定性差和缺少大面积制备工艺。目前小批量量产的钙钛矿电池组件成本已经可以做到 1.2 元 / 瓦，低于成本最低的一体化晶硅组件，但目前面临着效率和输出功率低、组件寿命短等问题，仍不具备大规模产业化的条件。根据协鑫纤纳相关数据，当钙钛矿电池组件产能达到 100 兆瓦时，其生产成本可降至 0.94 元 / 瓦以下，产能达到 1 吉瓦，生产成本可降至 0.8 元 / 瓦以下。

3.4

政策发展建议

在过去的十年里，世界光伏技术着重于硅片的大尺寸化发展，未来十年内光伏硅片的大型化轻薄化发展、多种电池技术并存发展已经成为必然趋势。基于现有的光伏技术及中国光伏产业链发展情况，提出如下光伏技术和产业链的发展建议：

加快产业技术创新，实现全链条绿色发展。加快高效率大尺寸超薄单晶硅片开发，提升直拉单晶生产效率技术，降低多线切割硅片成本及机加工成本，提升单位重量硅棒的出片数。支持高效电池及组件封装技术的研发及产业化，促进新型光伏电池结构与多维技术路线的研发推广。

优化和完善技术标准体系。建立更为完备和先进的光伏技术标准体系，覆盖光伏组件、发电系统及相关设备，以推动技术创新和产业升级和适应迅猛发展的行业需求。

推动光伏行业数字化、智能化转型。联合开发自动化、数字化、智能化装备技术，促进智能化生产装备及工艺的研发与应用，提升企业信息化管理系统和数字化辅助工具应用率，提高光伏生产全周期数字化管理水平，实现智能化生产作业和精细化生产管控，推动生产制造向数字化、智能化转型。

加强检测评价能力建设，建立行业信息共享平台。支持国产替代技术的检测验证体系，促进研发优化，建立市场信心，确保新品商业化条件。加强光伏检测机构，鼓励企业提升能力，推动第三方机构发展。强化标准，确保质量和 service 可靠性，建立检测信息共享平台，促进技术创新与发展。

鼓励“光伏+多种产业”的融合发展模式。为解决光伏发电占用土地面积较大的问题及促进消纳，探索光伏与工业、建筑、交通等多领域融合的开发体系，助力相关项目的开发、落地和实施，助力其他行业“双碳”目标的实现。



3.5

光伏 + 发展模式及示范案例

2022年6月，国资委等多部门联合印发《关于印发工业能效提升行动计划》的通知，提出要推动智能光伏创新升级和行业特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。当前，“光伏+”多元化的发展模式正在快速涌现，不断拓宽光伏的应用场景，例如，与农业、治沙、建筑、交通等行业可以联合开发打造绿色产业新场景。

3.5.1 光伏 + 农业

目前光伏农业主要有三大模式，即光伏种植、光伏养殖、渔光互补，它通过把光伏发电、农业生产、生态保护和观光旅游结合起来，利用田园景观、农业生产活动、农业生态环境和生态农业经营模式，提高土地的单位产出，增加农户收益，以最大限度利用资源，增加生态和社会收益。

专栏 浙江温州泰瀚 550 兆瓦渔光互补项目

该项目用海约 7400 亩，是亚洲最大的滩涂渔光互补发电项目。通过渔光互补，将渔业养殖和光伏发电相结合，打造“上可发电，下可养鱼”的新模式。工程共安装 142.8 万片光伏组件，排列组成 24 个区块进行发电。项目建成后预计每年发电 6.5 亿千瓦时，年产值 3.35 亿元，年均税收近 5000 万元。与同等规模的火电项目相比，该项目每年可以节约标准煤 23.5 万吨，减少二氧化碳排放 64.8 万吨，减少二氧化硫排放 1.95 万吨，减少氮氧化物排放 0.97 万吨。

项目建设场址位于温州浙南产业集聚区瓯飞围区内，瓯飞围区以创新为名，一期围垦工程自开工建设以来便被贴上“全国单体面积最大”“审批周期最短”“前期工作最规范”等标签。此外，该项目占用海涂规模较大，施工面较复杂，用海功能等多项论证均具有首创性。



图 3.12 浙江温州泰瀚 550 兆瓦渔光互补项目

从气候条件来看，温州是亚热带海洋性季风气候区以及优越的地理位置形成独特的气候条件。但是，温州夏季高温多雨，台风天气频繁，海边高盐高湿的气候条件也给光伏电站的设备选型与维护带来了挑战。在充分考虑环境条件影响后，为保证光伏电站长期稳定运行，项目选用逆变升压一体机，该款机型逆变器部分集成于集装箱内，具有较好的防护和防腐性能，可靠性高，可为光伏电站安全运行提供保障。

该项目将海面光伏发电与围垦工程相结合，将光伏与经济、社会、环境效益相统一，充分提高海洋资源利用率，让光伏助力城市经济绿色低碳发展，将清洁能源从海洋输送到城市心脏。

3.5.2 光伏 + 治沙

“光伏 + 治沙”为规模化沙漠治理和生态修复创造了新的模式。自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司发布关于《支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作》的通知明确提出，在严格保护生态前提下，鼓励在沙漠、戈壁、荒漠等区域选址建设大型光伏基地。在沙漠、戈壁、荒漠地区大力发展光伏治沙项目，坚持规模化集约化开发、坚持多能互补生态融合发展，有利于加强土地、太阳能等多种资源综合利用，获取显著生态、经济和减碳效益。

专栏 内蒙古自治区库布其项目

库布其光伏治沙项目位于内蒙古鄂尔多斯市杭锦旗库布其沙漠腹地，利用沙漠日照的光热资源，创新“板上发电、板间种草、板下养殖”的立体经济模式，利用光伏电池板遮风遮阳，促进植物的生长，为散养的羊和鸡提供庇护，禽畜的粪便提供了有机肥料，改良了土壤，使土地得到了修复。

该项目由三峡集团所属三峡能源联合亿利集团投资建设，项目装机规模 200 万千瓦，占地 10 万亩，配套容量 400 兆瓦 /80 万千瓦时（即最大充放电功率 400 兆瓦，总储容量 80 万千瓦时）储能系统以及 10 万亩沙漠治理生态建设工程。库布其光伏治沙项目也是国内一次并网的最大单体光伏项目，年均发电量约 41 亿千瓦时，每年可节约标准煤约 123 万吨，减少排放二氧化碳约 319 万吨。项目同步采用微创气流植树法、风向数据法、无人机飞播等先进技术，预计修复治理沙漠面积 10 万亩，年均减少向黄河输沙约 200 万吨。



图 3.13 内蒙古自治区库布其项目

项目探索创新了迎风坡造林、微创植树、甘草平移栽种、苦咸水治理与综合利用、光伏提水灌溉、原位土壤修复、大数据和无人机治沙等 100 多项沙漠生态技术成果。

3.5.3 光伏 + 建筑

光伏建筑是应用太阳能发电的一种新概念，目前光伏与建筑结合主要有 BAPV（Building Attached Photovoltaic）和 BIPV（Building Integrated Photovoltaic）两种形式，从定义来看，BIPV 是一种将光伏产品集成到建筑上的技术，即光伏建筑一体化，而 BAPV 则是简单地将光伏系统附着在建筑上，因此 BIPV 更具备产品集成的特质。光伏建筑作为建筑物外部结构的一部分，不仅可以满足分布式的供电需求，还可以让建筑增加美感，是打造低碳、节能、环保绿色建筑的重要方式。

专栏 山地新闻中心建筑光伏一体化应用项目

山地新闻中心建筑光伏一体化应用项目总容量 129.6 千瓦，是北京 2022 年冬奥会延庆赛区首个建筑光伏一体化应用项目，预计年发电量 15.3 万千瓦时，每年大约可节省标煤 40.8 吨，可减排二氧化碳 36.7 吨。冬奥设施应用的新型天窗能采光、会发电，不仅美观，而且为建筑领域减少碳排放提供了有效途径。

从外观上看，山地新闻中心建筑光伏一体化应用项目是在建筑上配备了成排的黑色天窗。项目将黑色单晶硅双玻组件作为天窗建材的一部分，安装于新闻媒体大厅上空 64 个方形天窗外，结合天窗自身的倾角设计，实现了建筑采光和光伏发电的双重功能。这种光伏发电设施采用自发自用、余电上网的运行方式，接入山地新闻中心低压配电系统。



图 3.14 山地新闻中心建筑光伏一体化应用项目

从技术应用和设计细节上看，该项目不同于以往常规分布式屋顶光伏系统，在设计实施方面实现了多项创新。光伏组件设置于屋顶天窗上，作为天窗建材的一部分，充分体现了光伏建筑一体化系统的设计理念。天窗为侧进光方式，光伏组件为黑色无框设计，每 4 块组件拼接安装于 1 个天窗外，如同黑色玻璃幕墙放置于天窗上方，使山地新闻中心充满现代感、科技感，实现了光伏发电和建筑景观的结合。

专栏 江苏常熟龙腾特钢分布式光伏项目

龙腾特钢“BIPV”项目于 2021 年 6 月开工建设，光伏装机规模为 4.99 万千瓦，由 6.8 万块单晶光伏板拼接而成，覆盖屋顶面积达 17.6 万平方米，最大跨度 223.7 米、长度 596 米，最大棚顶垂直高度 58 米，是全国最大跨度弧形光伏建筑一体化项目，目前正计划申报大跨度弧形网架结构屋面“光伏建筑一体化”项目吉尼斯纪录。

该项目每年最多可提供约 4850 万千瓦时清洁电力，减少碳排放量约 3.8 万吨。所发电量在完全解决原料码头年耗电自用外，多余电量将输送至国家电网。同时，该项目已入选世界银行中国分布式可再生能源应用促进项目，为实现“双碳”目标添砖加瓦。



图 3.15 江苏常熟龙腾特钢分布式光伏项目

当前，龙腾特钢分布式光伏采用“自发自用，余电上网”模式，前三期工程全部并网发电以后，最大每年可提供约 5000 万千瓦时的清洁电力，企业清洁电力占总用电量比例将提高到 5%。后期，龙腾特钢将全面整合屋面光伏资源，通过建设分布式光伏项目，探索一条“光伏+钢铁”的“碳中和”路径，全面推进企业的绿色低碳转型。

3.5.4 光伏 + 交通

“光伏 + 交通”模式应用范围广泛，包括光伏 + 高速公路、地铁、高铁站、铁路沿线、飞机场、港口码头、服务区等多种模式。光伏发电与交通领域的结合，不仅能够响应国家节能降耗要求，也对降低交通运营成本、实现提升经济效益以及盘活交通领域闲置资产提供强了有力的支撑。

专栏 荣乌高速荣成至文登段南侧边坡项目

荣乌高速荣成至文登段，是由山东高速集团建设的全国首个高速公路边坡光伏试点项目。该项目建设约 2290 米，装机容量 2.01 兆瓦，2022 年全年累计发电 280 万千瓦时，年节约标准煤 603 吨，通过利用公路的边坡建设光伏电站，采用的是轻质化 PERC 叠瓦组件和大跨距高支架柔性系统，不仅能够自给自足，而且还能将 80% 的电量直接输送到国家电网内，入选交通运输部科学研究院典型案例，在全国范围形成显著示范效应。



图 3.16 荣乌高速荣成至文登段南侧边坡项目

该项目中采用了大跨距高支柔性系统解决方案，有效解决了螺旋钢柱进入渣土层时无法直接旋入的问题。并且通过进一步优化钢索排布方向和固定方式，及轻质组件布局间隙等，解决边坡草皮减少导致的水土流失问题。搭配可直接粘贴的轻质组件和双面发电的光伏组件，能更好地应用于高速服务区大跨距光伏停车场、高速公路隧道口、高速收费站、公路桥等场景。

该试验项目顺利开工建设，将为高速公路边坡光伏建设提供科研基础，有力推动高速公路边坡光伏项目建设标准规范的制定及边坡光伏技术的规模化应用，对提升路域资产利用效率、推动绿色交通发展具有重要意义，为后续全国各高速公路实现“光伏 +”提供参考依据和经验，助力我国交通运输业“双碳”早日达成。

专栏 雄安高铁站项目

雄安高铁站号称“亚洲最大高铁站”，位于中国河北省保定市雄县境内，主要服务雄安新区，是雄安新区开工建设的第一个重大基础设施项目，是集国铁、地铁、市政于一体的交通动脉，总建筑面积高达 47.52 万平方米，相当于 66 个足球场，是亚洲最大高铁站。车站房屋面建设光伏项目，共铺设 4.2 万平方米光伏建材，采用“光伏建筑一体化”的方式设置发电系统，总装机容量 6 兆瓦，年均发电量 580 万千瓦时，有效节约电能 30%，可实现“自发自用、余电上网”，每年可减少二氧化碳排放 4500 吨，能够为该高铁站提供所需 20% 的绿色电力。在这儿，光伏设备不再是单纯的发电工具，而是与整体建筑融为一体，共同展现雄安站的建筑设计之美。作为雄安新区千年大计的开路先锋，京雄城际铁路必将助力雄安新区加快产业聚集，成为驱动京津冀协同发展的新引擎。

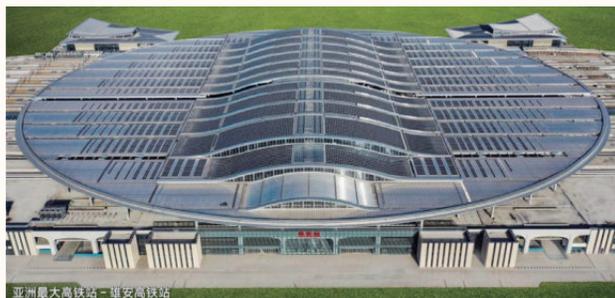


图 3.17 雄安高铁站项目



第 4 章 光热技术发展展望

光热技术作为可再生能源的重要组成部分，在电力生产、储能和供热方面具有重要意义。随着人类社会对清洁、可持续能源需求的不断增长，光热技术逐渐受到更多关注。技术创新和成本下降使得光热能源逐步成为更具吸引力的替代能源选择。未来，随着对碳排放的更高关注和对清洁能源的持续追求，光热技术有望进一步完善和扩大其应用领域。本章节通过梳理我国光热技术、产业链及成本发展现状，展望未来我国光热发展技术及成本路径，未来光热技术将在清洁能源领域扮演更为重要的角色，为全球能源结构的转型和环境可持续发展贡献更大力量。



WIND AND 04 SOLAR POWER

4.1

光热技术发展概况

4.1.1 光热技术发展现状

光热技术也称太阳能热发电技术，是将太阳能转化为热能，通过热功转换过程发电的系统。太阳能热发电前端采用太阳能集热，后端采用同步发电机组发电，配置大容量、长周期、高安全的储热系统。该系统运行基本过程为：聚光器跟踪太阳将直射辐射光聚焦并反射至吸热器上，加热吸热器内的传热流体，将太阳能转换为热能；热能可以直接与水换热产生高温高压的蒸汽驱动汽轮发电机组发电，也可以被储存在储罐中，在需要发电的时候释放热能进行发电。

国际上在十九世纪七十年代已开始重点开展光热发电技术及示范项目，但中国在这一领域的起步相对较晚，目前仍处于大规模推广的初期阶段。尽管中国光热仍在发展的起步阶段，中国新建的光热发电示范项目中自主化设备部件和材料比例已高达 95%，并且在成本方面相较于其他国家具有优势。截止 2022 年底，全球光热发电累计装机容量

6.5 吉瓦（图 4.1）。根据聚光形式的不同，目前国际上商业化应用的太阳能热发电主要包括塔式、槽式、线性菲涅尔式三种类型。其中，塔式为点聚集，槽式和线性菲涅尔式为线聚集。槽式起步较早，最为成熟，已有全生命周期运行的机组的实践验证。塔式技术虽然还处于示范阶段，但可能是未来光热发电的主要技术方向。从目前全球在运行光热电站装机容量来看，槽式占比最大（76%），塔式次之（20%），线性菲涅尔较少（4%）。在我国已建成的太阳能热发电站中，塔式占比约 60%，槽式约 28%，线性菲涅尔约 12%。此外，碟式光热发电已开展建设与示范工作，但因其较难经济地实现大容量储能，目前碟式光热电站商业化进程较为落后：2019 年，我国航发西安航空发动机（集团）有限公司（简称“西航”）投资建设的国内首个兆瓦级碟式光热发电项目完成建设，该示范电站尚未并网发电；2010 年开始建设的美国亚利桑那州马里科帕县 1.5 兆瓦碟式斯特林发电站，目前已停运；以及 2012 年开始建设的位于美国犹他州图埃勒陆军军事基地的 1.5 兆瓦碟式斯特林发电站，也仅是小规模开展示范项目。

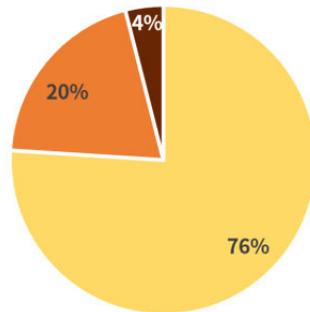


图 4.1 光热电站技术路线分布

■ 槽式 ■ 塔式 ■ 线性菲涅尔式

全球在运的光热电站技术路线分布

(总容量6494 MW)



中国在运的光热电站技术路线分布

(总容量546 MW)

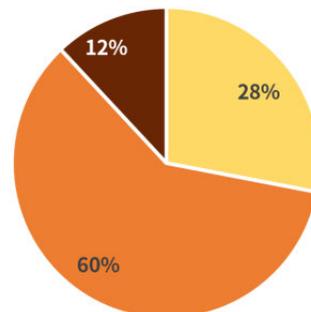


表 4.1 光热发电技术对比

技术路线	工作介质	主流技术的工作原理	国外发展	国内发展	优缺点
塔式	主要有水工质、熔盐介质、空气介质三种，目前主流为熔盐介质。	1. 定日镜将太阳光反射到吸热器顶部的吸热器来加热其中的熔盐； 2. 加热后的熔盐（约 565℃）储存在热盐罐中； 3. 热盐罐中的熔盐通过蒸汽发生器产生高温高压蒸汽带动汽轮发电机组发电。	1. 20 世纪 50 年代初期，前苏联研发出塔式光热发电装置； 2. 20 世纪末期，塔式光热发电技术实现大幅突破，光热发电效率大大提高。	第一批示范项目中的首航敦煌、中控德令哈、中能建共和、中能建哈密、鲁能海西为塔式熔盐电站。	优点：蒸汽参数和热电效率高，在造价控制与规模化商业建设中具有优势； 缺点：镜面距离塔较远，定日镜对焦难度大，光能损耗大，需要极高的精确度。
槽式	优化升级且商业成熟的电站以导热油作为传热介质、熔盐作为储热介质。国内外正在开展以熔盐作为传热、储热介质的研究。	1. 抛物线反射镜将太阳光聚焦于集热管上来加热其中的导热油； 2. 加热后的导热油一部分通过蒸汽发生器产生中温高压蒸汽带动汽轮发电机组发电，另一部分通过油盐换热器加热熔盐，储存热能； 3. 无光时，热盐罐中的熔盐通过油盐换热器加热导热油，加热后的导热油通过蒸汽发生器产生蒸汽带动汽轮发电机组发电。	1. 1973 年，墨西哥最先建立商业化的槽式光热电站，容量为 100 MW； 2. 美国相继建立 9 座无储热槽式导热油光热电站； 3. 2010 年，西班牙建立全球第一个以熔盐为储热介质的槽式光热电站。	第一批示范项目中的中广核德令哈、中核龙腾乌拉特为槽式导热油电站，均配置熔盐储热系统。	优点：技术标准成熟，结构、系统控制简单，可以实现批量生产与安装； 缺点：聚光效率与运行温度低，热能消耗大。
线性菲涅尔式	传热介质主要有水工质、导热油介质、熔盐介质三种，以水工质和导热油介质居多，国内均为熔盐介质。	简化了槽式技术的形式，将精度较高的大型抛物线反射镜转化成多个离散的弹性较强的条形平面反射镜，且其集热管具有二次反射的功能。	1. 20 世纪末期，澳大利亚悉尼大学设计出紧凑型发电系统； 2. 21 世纪，西班牙和美国分别建立线性菲涅尔式光热电站。	第一批示范项目中的兰州大成为线性菲涅尔电站，以熔盐作为传热、储热介质。	优点：具有较强的适应性，结构相对简单，运行方便，成本较低； 缺点：聚光比和光电效率偏低。
碟式	氢气	利用旋转抛物面反射镜将太阳光聚焦到焦点上，产生的热能推动焦点处的斯特林发电装置发电。	21 世纪，西班牙和美国相继建立碟式光热电站，由于存在各种技术限制，尚未大规模并网发电。	国内也正在研究、建设碟式示范光热电站。	优点：聚光效果、光电效率最高； 缺点：发电系统与储热系统不能混合应用，需结合补燃系统以持续、稳定发电。

由于配备了长周期、大容量储热系统，一方面，光热电站能够实现 24 小时连续稳定发电，发挥燃煤机组的作用；另一方面，光热电站可以利用储热系统双向连接电网，与风光互补发电，提高间歇性可再生能源消纳比例。光热发电具备响应快速性和同步支撑性，具备参与电网有功频率调节、无功电压控制、低频振荡抑制等方面的能力。大部分光热电站最小技术出力可达约 15%-20% 额定出力（设计出力），优于常规燃煤机组；升负荷平均调节速率

约为 1.5%-3% 额定出力 /min，降负荷平均调节速率约为 2.5%-5% 额定出力 /min，与常规燃煤机组的水平基本相同。光热电站以同步发电机组并网，可为系统提供惯量支撑；光热发电站作为电压支撑电源，能有效解决由于风电、光伏发电并网造成的电网强度降低的问题，对稳定电网电压具有较好的支撑作用；光热电站具备热调节的快速性和同步发电机的同步支撑性，可以快速响应电网需求，对于维持电力系统的功角稳定具有重要意义。

4.1.2 光热技术发展瓶颈与挑战

目前我国光热发电已经技术进入大规模示范阶段，但不具备成本优势，需要国家政策支持。光热发电需要配置聚光集热系统、储换热系统以及发电系统。相比于光伏和风电，光热发电技术发展主要存在的瓶颈与挑战为：系统更加复杂，部分设备尚依赖进口，发电成本高，产业发展严重依赖国家补贴。

光热发电的部分设备，如熔盐泵、熔盐阀、熔盐流量计、旋转接头等产品仍依赖进口。此外，上述设备工作环境严苛，技术参数要求高，国内、外产品的可靠性较差。在国家首批光热发电示范项目中，多次出现进口熔盐泵振动超标、熔盐阀泄漏、旋转接头损坏等问题，造成光热电站达产率低、收益差等问题。通过首批示范项目的建设、运行与优化，现阶段对于塔式光热电站而言，主要设备已经不存在瓶颈。下一步的目标是通过更多的光热项目，推动熔盐泵、吸热器材料等进口设备材料的国产化，最终实现完全的国产化。

光热发电成本依然较高。当前新建光热发电 LCOE 约 0.7-1.0 元 / 千瓦时，远高于陆上风电和光伏发电。初始投资成本高是光热发电成本偏高的主要原因。以当前主流的 100 兆瓦装机、8 小时储热塔式光热电站为例，单位千瓦造价在 1.2-1.7 万元。聚光、吸热、储换热系统占据初始投资的主要部分，约占整个电站成本的 77% 左右，是决定光热发电站造价高低最重要的因素。受制于国内光热发电项目装机规模小和政策不稳定造成的市场不稳定和延续性问题，关键设备和材料的生产成本居高不下。

光热产业发展严重依赖国家补贴。根据国家在 2020 年出台的政策，2021 年底前并网的光热示范项目纳入国家补贴范围，能够享受 1.15 元 / 千瓦时的电价；而对于 2020 年及之后的新增项目，政策规定将光热发电的电价补贴支持由中央转到地方。由于新建光热发电项目成本仍远高于燃煤基准价，国家补贴退出后，光热发电产业缺少了成本竞争优势，发展十分艰难。

4.2

光热关键技术与产业链发展概况

4.2.1 产业链发展现状

光热发电产业链长，体系可分为研发、设计、制造、安装、运维等环节。我国光热产业链已初步形成，包括光热发电设备制造、太阳能集热器生产、光热玻璃制造等多个环节。国内企业在这些领域具有较强的竞争力，部分产品质量已达到国际先进水平。如今，我国光热产业技术创新能力不断提高，取得了一系列重要成果。例如，高效太阳能集热器、太阳能光热一体化系统等技术的研发和应用，有效提高了光热发电效率和经济性。

我国光热发电产业链的主要特点是以易于获得、安全且丰富的原材料为出发点和起点，如钢铁、水泥、超白玻璃、高温吸热及传储热材料（导热油、熔盐）、保温材料等，带动了自主知识产权的产业链核心装备的发展，如反射镜、定日镜、塔式吸热器、槽式聚光器、槽式吸热管、高精度传动箱、支架、就地控制器、储热装置/系统、滑压汽轮机等。在国家第一批光热发电示范项目中，设备、材料国产

化率超过 90%，技术及装备的可靠性和先进性在电站投运后得到有效验证。其中，在青海中控德令哈塔式电站和中船新能槽式电站中，我国自主化设备部件和材料比例可达 95%。

据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟不完全统计，目前我国从事光热发电相关产业链产品和服务的企事业单位数量约 600 家。其中，光热发电行业特有的聚光、吸热、传储热系统相关从业企业数量约占全行业相关企业总数的 55%，以聚光领域从业企业数量最多，约 170 家。

4.2.2 关键零部件发展现状

光热发电关键技术主要有聚光集热技术、储热技术、发电技术等，对应的关键设备与材料有塔式定日镜、槽式集热器、塔式吸热器、储热介质、熔盐一水/蒸汽换热器、熔盐泵、熔盐阀、电伴热等。

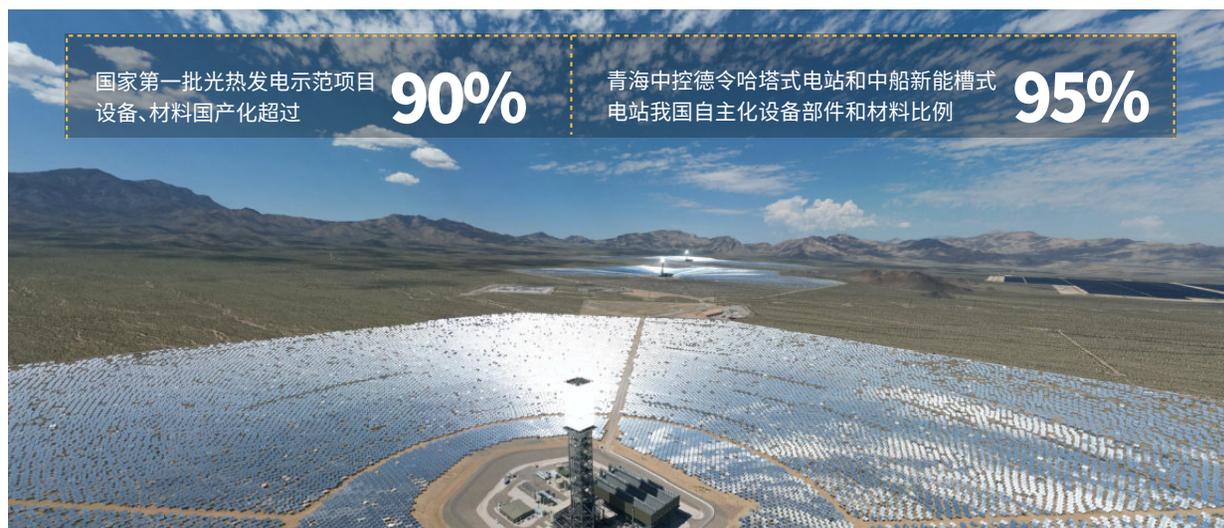


表 4.2 关键设备与材料

关键设备与材料	功能	关键技术	国产化程度	主导国家及企业
塔式定日镜	将太阳光反射到位于吸热塔顶部的吸热器的表面。	配有太阳跟踪装置，通过控制系统和传动机构调整定日镜的方位角和俯仰角，实现定日镜对太阳的精确跟踪。每个定日镜独立配置一套控制系统和传动机构，聚光系统的成本高，控制复杂。	国内具有成熟的技术及产品，且已到世界领先水平。	西班牙 Abengoa 西班牙 Sener 中国 首航高科 中国 浙江可胜 中国 上海电气亮源 中国 东锅 中国 山东电建三公司
塔式吸热器	接收来自定日镜反射的太阳光并加热其内部的传热介质。	面临着高温、高低温变化频繁、腐蚀性环境等恶劣工况。对材料、柔性结构、运行工艺等要求高。熔盐吸热器材料为镍基合金材料，该材料加工难度大、价格昂贵。	国内具有成熟的技术及产品，且已到世界领先水平。	比利时 Cockerill 德国 Schott 西班牙 Rioglass 中国 首航高科 中国 杭锅 中国 东锅 中国 哈锅
槽式集热器	将太阳光聚焦于集热管上并加热其内部的传热介质。	集成光学、热力学、钢结构、液压驱动及控制等设计。集热器开口越大，光学效率越高；钢结构成本占比接近 50%。提高效率 and 降低成本是主要目标。	第一批示范项目中的槽式电站集热器均为引进国外技术。	西班牙 Abengoa 西班牙 Sener 西班牙 Rioglass 意大利 Archimede 德国 Sbp 中国 龙腾 中国 博昱
导热油	传热介质	熔点低，但允许的最高工作温度低，热电效率低。	中广核德令哈项目导热油采用进口。	美国 Dow 美国 Eastman 美国 Solutia 美国 Radco 中国 中船江苏 中国 苏州首诺
熔盐	储热介质	常用的为二元盐，熔点高，系统冻堵风险大。	第一批示范项目中供货商均为国内企业。	德国 BASF 中国 青海联大 中国 鼎盛化工
熔盐储罐	储存储热介质	熔盐储罐直径大（可达 40 米），工作温度高（可达 565°C），热冲击频繁，运行条件恶劣。国际上有光伏电站因储罐故障而停运数月。	国内具有成熟的技术及产品。	西班牙 Empyro 西班牙 IDOM 中国 蓝星 中国 蓝滨 中国 东华科技
熔盐—水/蒸汽换热器	高温熔盐加热给水，产生做功蒸汽。	熔盐具有腐蚀性及设备内部管束的温度变化速率较大，设备内部管束易受损造成熔盐泄漏事故。	国内具有成熟的技术及产品。	中国 杭锅 中国 北辰 中国 东锅 中国 上锅 中国 哈汽
熔盐阀	关断或调节作用。	运行工况复杂，面临内漏外漏、启闭卡涩及冲蚀等问题。	由于国内该产业无运行业绩，国内第一批示范项目中大多采用进口产品。	德国 OHL 美国 Flowserve 中国 佳洁能 中国 哈阀
熔盐泵	输送熔盐	立式长轴泵，轴长可达十多米，强度和刚度不够时易产生振动问题。		美国 Flowserve 瑞士 Sulzer 德国 ITT 中国 飞跃 中国 凯泉 中国 华威

(续表)

关键设备与材料	功能	关键技术	国产化程度	主导国家及企业
电伴热	缠绕在熔盐管道或设备上，防止熔盐凝固。	启停频繁，故障率高。	由于国内该产业无运行业绩，国内第一批示范项目大多采用进口产品。	美国 瑞侃 英国 MICC 美国 科模热思 德国 爱敦
汽轮机	将热能转化为机械能，进而带动发电机发电	对启停速率要求高，存在振动问题	国内具有成熟的技术及产品	美国 GE 德国 Siemens 中国 上汽 中国 东汽 中国 哈汽

在国家首批光热发电示范项目的带动下，经过几十年的发展，我国目前已经建立了具有完全自主知识产权的光热发电行业全产业链，具备了支撑光热发电大规模发展的产品供应能力。据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟粗略统计，目前我国关

键产品部件的制造产能可支撑每年至少3吉瓦光热发电项目建设（不考虑项目集中建设、集中采购可能引发的暂时性供应不足）。光热发电相关关键部件/材料生产线产能情况如表4.3所示。

表4.3 我国光热发电关键部件/材料生产线及产能情况 (数据来源:国家太阳能光热产业技术创新战略联盟统计制表)

关键零部件生产线	数量 (条)	产能
太阳能超白玻璃原片	5	9200 万平米
槽式玻璃反射镜	6	2350 万平米
平面镜	6	3360 万平米
槽式真空吸热管	10	100 万支
跟踪驱动装置	21	2 万套
导热油 (联苯和联苯醚混合物)	2	4 万吨 (联苯产量)
熔融盐 (光热发电用熔盐为 60% 硝酸钠和 40% 硝酸钾的混合物)	15	60 万吨 (熔盐级硝酸钾产能约 73 万吨, 硝酸钠产能约 35 万吨)

我国光热发电产业同样存在一些“卡脖子”技术。在国家首批光热发电示范项目中，对于熔盐阀、熔盐泵、高温熔盐流量计、槽式电站柔性连接件等，项目一般要求投标商的设备具有一定的运行业绩。但国家首批光热发电示范项目建设时国内产业大都无前例可循，因此，大多采用进口产品。另外，国家首批光热发电示范项目中的中广核德令哈和

中核龙腾乌拉特两个槽式电站的集热器均为引进海外技术，我国还没有一个获得商业应用的国产化的技术路线。国外品牌或技术的垄断，造成设备价格昂贵，售后无保障的问题，阻碍了我国光热电站成本的降低。

针对上述我国现存的“卡脖子”技术，国内企

业加大科技研发投入力度，加快补齐产业链短板。以飞跃机泵、哈电阀门为代表的企业研发出的熔盐泵、熔盐阀已应用于首批示范项目中的局部系统中，其性能在一定程度上得到验证。我国能建西北院自主开发了目前世界上开口最大的槽式集热器，

光学效率及成本水平均优于传统欧洲槽，产品已在小型示范项目中得到验证。国内产品有望于下一批光热电站中进一步得到工程验证，以打破国际产品对市场的垄断，助力光热电站成本有效降低。

4.2.3 国内外产业政策对产业链的影响

• 国际环境

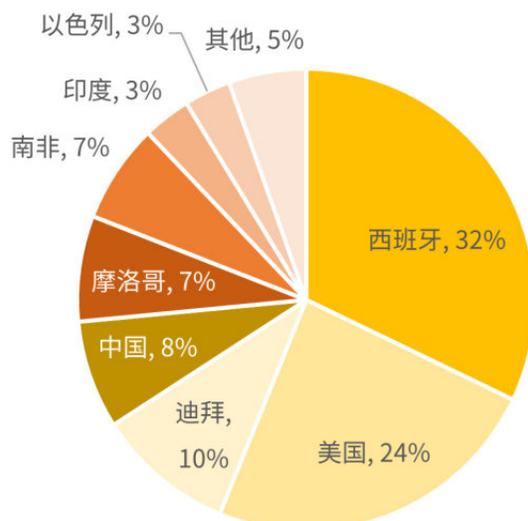
国际上光热发电的发展起源于上世纪 70 年代发生世界性石油危机的爆发，许多工业发达国家开始重点研究太阳能热发电技术，并投资兴建了一批试验性太阳能热发电站。从 1981-1991 年，全球建造的太阳能热发电站（500 千瓦以上）约有 20 余座。1990 年后，光热发电技术进入了长达 16 年的停滞期。2007 年光热发电开启新篇章。美国率先破冰，Nevada Solar One 电站于 2007 年实现并网。西班牙也开始大规模进入光热发电市场，其建设的欧洲第一个商业化光热发电站 Andasol 1 号于 2009 年实现并网。2015 年光热发电技术和应用市场开始从发达国家向发展中国家过渡，包括我国、摩洛哥、南非、印度等。现如今，全球在运行的光热电站主要分布在西班牙、美国、中国、摩洛哥、南非等国

家，2021 年仅有智利与迪拜新增了光热装机。随着许多国家认识到光热发电在能源转型和应对气候变化方面的潜力，先后采取了一系列政策措施来支持光热发电的发展，并制定了明确的光热发电发展目标和规划，以指导光热发电产业的发展。例如，欧盟在 2014 年提出了“太阳能热发电行动计划”，目标是到 2030 年将光热发电能力提高两倍；美国制定的太阳能投资税收抵免政策对光热发电项目提供 30% 的税收抵免，有效推动了光热发电的发展；西班牙政府为光热发电项目提供较高的上网电价补贴等等。各个国家针对光热发电的发展政策在一定程度上推动了全球光热发电的应用和发展。

• 国内环境

我国光热发电技术起步晚，目前仍处于大规模

图 4.2 截至到 2023 年年底全球在运行的光热电站地区分布（总容量 6494 兆瓦）



推广的初始阶段。20世纪70年代中期,我国一些高校和科研院所开始对太阳能热发电技术进行应用性基础实验研究。2006年科技部国家863计划先进能源技术领域启动“太阳能热发电技术及系统示范”重点项目。2013年,我国自行设计、研发并建成的亚洲首座兆瓦级塔式太阳能热发电实验电站——中科院八达岭1兆瓦太阳能热发电实验电站成功发电。项目实现了核心装备、协调控制、系统集成等多项技术突破,建立起太阳能热发电技术的研发体系和标准规范体系,为我国太阳能热发电技术的发展奠定了坚实的基础。

2013年7月,国家高技术研究发展计划支持的青海中控德令哈10兆瓦光热示范工程并网发电,其核定的上网电价(含税)为1.2元/千瓦时,标志着我国自主研发的太阳能光热发电技术向商业化运行迈出了坚实步伐。2016年8月,中控德令哈10兆瓦光热电站将水/蒸汽传热介质改为熔盐介质后成功发电,充分展示了我国具有自主知识产权的塔式光热系统集成技术水平。2015年国家能源局启动了太阳能热发电示范项目建设的申报工作。2016年国家发改委和国家能源局分别发布了太阳能热发电标杆上网电价政策(1.15元/千瓦时)及第一批太阳能热发电示范项目名单(共20个,总计装机容量1349兆瓦)。2018-2020年,中广核德令哈、首航敦煌、中控德令哈、中电建共和、兰州大成、中能建哈密、鲁能海西、中核龙腾乌拉特光热示范电站相继并网发电。截至2022年底,我国光热发电累计装机容量588兆瓦(含兆瓦级以上规模的发电系统)。

2020年之后,国家发改委等部门多次明确2021年后并网的光热项目不再纳入中央财政补贴范围。随后,国家发展改革委印发的《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》中明确,2021年起新核准的光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定,上网电价高于当地燃煤发电基准价的,基准价以内的部分由电网企业结算。该文件虽然将光热发电上网电价的定价权授予了

省级地方政府,但明确规定电网公司按照当地燃煤基准电价支付,高出当地燃煤基准电价的部分无法向后传导。光热发电几乎都分布在欠发达地区,地方财政欠缺财政能力对其进行补贴。此后一段时间内,光热发电产业经历了较为艰难发展的时期。

随着我国风电和光伏发电的装机比重不断提高,电力系统对储能和调峰的需求愈加迫切。2021年2月25日,国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》,随后国家能源局发布的《关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补工作方案的通知》明确,充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、储热型光热电站、储能设施的调节能力,汇集新能源电力,积极推动“风光储”一体化。2021年10月,国务院《2030年前碳达峰行动方案》,积极发展太阳能光热发电,推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。2022年国家出台的《“十四五”现代能源体系规划》中指出要积极发展太阳能热发电,增强电源协调优化运行能力,因地制宜建设天然气调峰电站和发展储热型太阳能热发电,在青海、新疆、甘肃、内蒙古等地区推动太阳能热发电与风电、光伏发电配套发展,联合运行。2022年5月30日,国务院办公厅转发国家发展改革委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》提出,创新新能源开发利用模式,加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。2023年4月,国家能源局发布《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》,鼓励加快推进光热发电项目落地与新能源基地建设,力争在“十四五”期间每年新增光热开工3000兆瓦。在上述政策出台后,具有光热发电资源的省份将光热发电与光伏或风电协同发展,采用多能互补一体化项目建设模式,通过风电和光伏发电的利润空间来弥补光热发电的亏损。在缺乏光热发电上网电价传导机制的情况下,这样的开发模式对缓解光热发电产业链生存危机产生了积极作用,光热发电在我国再次迎来了新的发展机遇。

4.3

光热关键技术发展趋势及成本演变

4.3.1 关键技术发展趋势

随着配置大容量储能系统的大型光热电站的投运，目前国际上传统（第二代）技术路线的光热技术已经基本成熟。世界多国政府的光热发展政策普遍以补贴退坡降低度电成本为目标，研究领域则聚焦在进一步加大第三代光热技术研究和示范力度上，希望通过光热系统工艺换代升级进一步提升效率、降低投资，使光热发电具备与其他可再生能源发电竞争的能力。第三代光热技术主要的研究方向为低成本的聚光集热技术、高温储热技术、超临界 CO₂ 发电技术以及光热联合系统开发等。

聚光集热技术的升级和优化包括塔式定日镜、槽式集热器、新型吸热器等；高温储热技术指新型储热系统和储热介质研究，包括相变储热系统和高温储热材料等；超临界 CO₂ 发电技术采用新型动力循环；光热联合系统开发主要为 CSP-SCO₂，CSP-PV，CSP-ORC 等。

塔式光热发电技术的研究主要向高参数、大容量的趋势发展。Noor III 150 兆瓦塔式光热电站是全球已投运的单塔装机最大的塔式熔盐电站。此外，定日镜为塔式光热技术的核心装备，其投资占比高，降低定日镜成本、提高定日镜光热转换效率是定日镜技术发展的方向。定日镜的快速安装、快速调试和快速检测技术也随着定日镜技术研究的深入而逐渐受到重视。

槽式光热发电技术发展国际动态主要为选择新型结构设计的大开口尺寸集热器，以降低单位集热面积成本。国内目前槽式光热发电项目集热

器开口尺寸为 5.77 米等级，国际同期建设的槽式光热发电项目部分集热器开口尺寸已达 8.2 米，较小的也有 6.7 米。槽式光热发电项目一般采用联苯/联苯醚作为传热流体，我国部分槽式和线性菲涅尔式光热发电示范项目采用硅油、熔盐等作为传热流体，以提高项目综合发电效率。2020 年初欧洲 18 家行业组织和企业以及 16 个研究中心讨论认为，以硅油为传热介质的槽式光热发电技术研发对于成本下降有显著促进作用，并将其研发优先度排在第二位，仅次于提高熔盐塔式发电技术性能。

美国 SUNSHOT 路线图显示其主要的研究方向为高参数下的超临界 CO₂ 布雷顿循环太阳能热发电系统，这也是国内外科研究所的研究热点。通过采用新型循环和提高系统参数，实现光热发电系统效率的提升和成本的下降。研究与超临界 CO₂ 布雷顿循环参数相匹配的吸热器、换热器、储热系统及系统集成技术，如固体颗粒、气体吸热器，高温吸热和储热介质，高温储热技术等，成为光热发电行业未来的重点任务。美国、澳大利亚、德国等国家已经进行了大量的固体颗粒试验研究。国内的颗粒吸热器处于实验室研究阶段，吸热器功率相对较小，其放大特性以及稳定运行仍需进行示范研究。

4.3.2 关键技术成本演变

按系统功能太阳能光热发电站建造成本分为聚光集热系统成本、储换热系统成本、发电系统成本、场地准备费、电站配套及基础设施费和间接费用。青海中控德令哈 50 兆瓦塔式电站，配置 7 小

图 4.3 青海中控德令哈 50 兆瓦塔式太阳能热发电站建造成本组成 (国家太阳能光热产业技术创新战略联盟等, 2022)

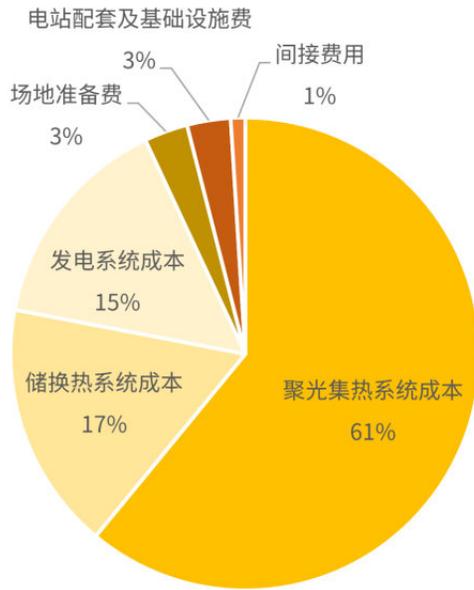


图 4.4 Andasol 1 号 50 兆瓦槽式电站投资成本构成 (国家太阳能光热产业技术创新战略联盟等, 2022)

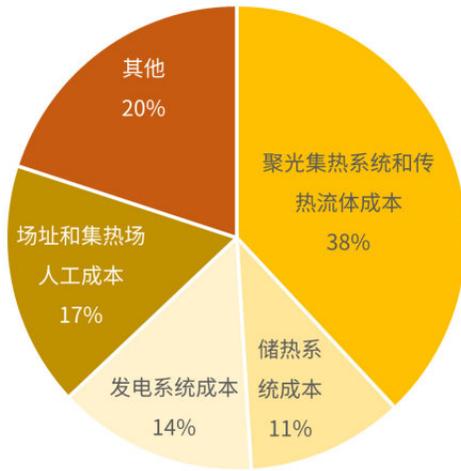


表 4.4 全球知名光热电站成本 (非中国的其他国家)

电站	所在国家	容量 (兆瓦)	储热时长 (小时)	技术路线	总投资 (亿元)	单位造价 (元/千瓦)	度电成本 (元/千瓦时)	起始建设年	投运年
Nevada Solar One	美国	72	0.5	槽式	20.4	28281.3	1.29	2006	2007
Andasol 1	西班牙	50	7.5	槽式	34.2	68490.0	1.87	2006	2008
Andasol 2	西班牙	50	7.5	槽式	31.2	62343.8	1.68	2007	2009
Andasol 3	西班牙	50	7.5	槽式	31.7	63282.2	1.55	2008	2011
Gemasolar Thermosolar Plant/Solar TRES	西班牙	20	15	塔式	23.1	115515.0	1.81	2009	2011
Ivanpah Solar Electric Generating System	美国	377	/	塔式	150.9	40032.6	1.23	2010	2014
Crescent Dunes Solar Energy Project	美国	110	10	塔式	66.6	60526.8	1.16	2011	2015
NOOR I	摩洛哥	160	3	槽式	78.3	48949.7	1.81	2013	2015
NOOR II	摩洛哥	200	7	槽式	72.2	36094.2	1.03	2015	2018
NOOR III	摩洛哥	150	7	塔式	56.6	37713.2	0.97	2017	2018

时熔盐储能系统，项目总投资 10.5 亿元，度电成本为 0.58 元 / 千瓦时。各部分具体占比如图 4.3 所示。其中，聚光集热系统中的定日镜、镜场控制系统、吸热器、吸热塔的成本分别为本系统的 75%、10、6%、9%。

西班牙 Andasol 1 号 50 兆瓦槽式光热电站，配置 7.5 小时熔盐储能系统，项目总投资转换成人

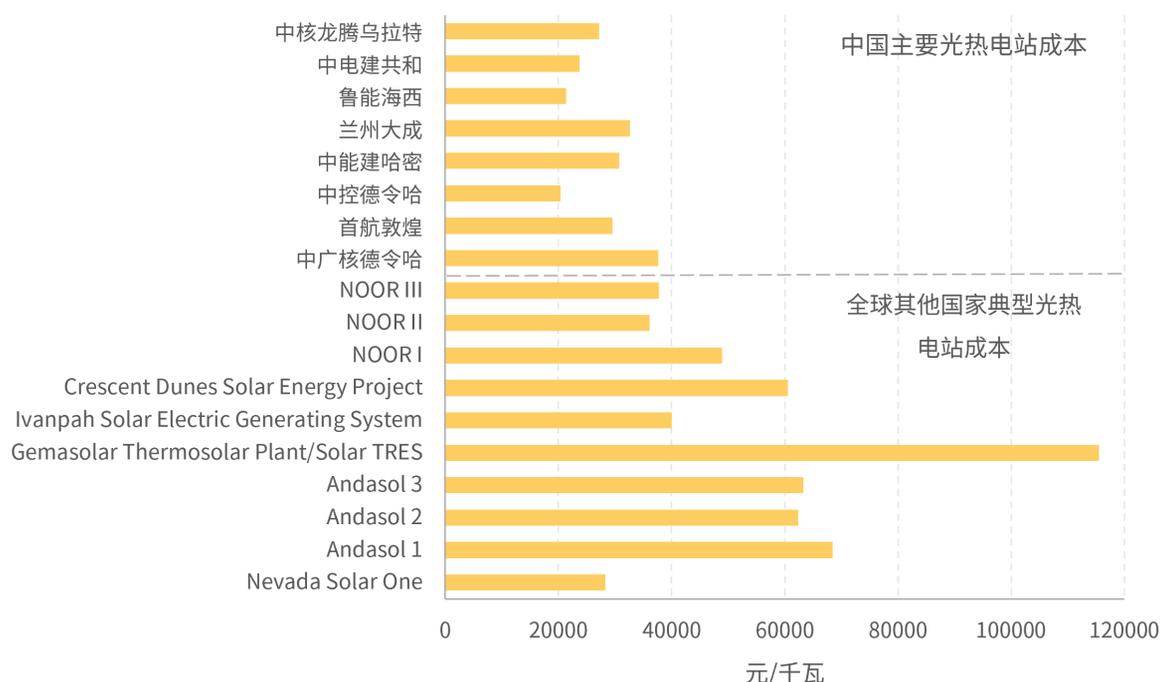
民币约 34.2 亿元，度电成本达 1.87 元 / 千瓦时，各部分具体占比如图 4.4 所示。其中，聚光集热系统中的钢结构、集热管和反射镜的成本分别占本系统的 10.7%、7.1% 和 6.4%；储热系统熔盐占比 5.1%。

光热发电成本在过去十年中大幅下降。国际可再生能源机构于 2023 年 8 月发布的《2022 年可再生能源发电成本》指出（图 4.6），2010-2022 年

表 4.5 我国主要光热电站成本

电站	容量 (兆瓦)	储热时长 (小时)	技术路线	总投资 (亿元)	单位造价 (元 / 千瓦)	度电成本 (元 / 千瓦时)	起始建设年	投运年
中广核德令哈	50	9	槽式	19.4	37677.0	0.84	2014	2018
首航敦煌	100	11	塔式	30.4	29550.7	0.52	2016	2018
中控德令哈	50	7	塔式	10.5	20413.0	0.58	2016	2018
中能建哈密	50	13	塔式	15.8	30716.8	0.65	2017	2019
兰州大成	50	15	线性菲涅尔式	16.9	32660.9	0.65	2018	2019
鲁能海西	50	12	塔式	11.0	21385.0	0.58	2017	2019
中电建共和	50	6	塔式	12.2	23757.3	0.65	2017	2019
中核龙腾乌拉特	100	10	槽式	28.0	27217.7	0.65	2017	2020

图 4.5 我国与世界典型光热电站成本对比



间,新投运的光热发电加权平均电力成本(LCOE)从2.45元/千瓦时降至0.761元/千瓦时,下降了69%(IRENA, 2022)。随着光热成本的不断下降和电力市场化改革下,如今我国光热发电也逐步摆脱产业发展初期对于政府政策与补贴的依赖,形成基于独特定位的市场化竞争优势。但不可否认的是如今光热发电技术的商业化应用还处于初级发展阶段,离平价上网还有较远距离。降低成本是光热发电产业界共同的责任和目标。光热发电的成本降低主要有三大驱动因素:一是研发和示范项目所带来的技术创新和提升;二是工业化的大规模生产带来的产品组件成本的下降;三是更大规模电站的开发带来的规模化效应。根据国际经验,技术进步对光热发电成本降低的贡献率约为42%,大规模生产的贡献率约为21%,规模化的贡献率约为37%。

预计在未来,光热发电的成本电价可与燃煤火电站的电价相当,具有广阔的应用前景和成长空间。对于未来光热成本的下降趋势,国内外相关机构也广泛探讨和预测了光热成本下降的路径。IRENA对光热发电成本下降空间进行了预测。《全球可再生能源展望:能源转型2050》指出,光热发电技术成本下降空间巨大,到2030年G20国家光热电站成本将从2018年的平均0.86元/千瓦时降至0.56元/千瓦时,光热发电成本范围也将从0.51-2.32元/千瓦时缩小至0.29-1.39元/千瓦时(IRENA, 2020)。我国的国家太阳能光热产业技术

创新战略联盟启动了《太阳能热发电成本下降路径分析》共性技术课题的研究工作。相关研究单位依托近10年的研究,以塔式为例,结合青海德令哈塔式熔盐储能光热电站的实际建设经验,对成本构成及其下降路径进行了详细分析:预计到2030年中国光热发电的LCOE下降至0.70元/千瓦时以下,随着新技术的全面突破,2040-2050年期间LCOE可达0.35-0.45元/千瓦时。

此外,光热的储能作用为降低风光等可再生能源成本提供了另一重选择。近年来,由于电池储能系统成本快速下降,公用事业规模的太阳能光伏-电池储能混合项目的竞争力快速提升,导致光热发电及其低成本储能系统经常被忽视。在2018-2020年期间,电池存储时间在0.5小时至3.6小时之间的混合型公用事业规模太阳能光伏的合同价格在0.18-0.28元/千瓦时之间。然而,电池储能系统在存储持续时间方面存在实际限制,在太阳能光伏和电池储能配置中具有四小时存储的经济极限。光热发电由于其大规模储热系统,可以实现连续、稳定、可调度的高品质电力输出,可代表至少具有四小时储能功能的太阳能系统,为高比例的可再生能源电力系统发展提供稳定性支持。创造超低成本记录的迪拜950兆瓦光热光伏太阳能发电项目,购电协议价格为0.47元/千瓦时,存储时间约为15小时。由此可见,光热发电仍然是当今较好的低成本且长时间的储能选项。

4.4

政策发展建议

随着对碳排放问题更程度的关注以及对清洁能源的持续需求，光热技术有望在完善和扩大应用领域方面取得进一步的突破。为推动光热发电技术在中国的商业化应用，基于现有的光热技术及中国光热产业链发展情况，提出如下光热技术和产业链的发展建议：

给予光热发电稳定的价格政策，推动光热发电装机量进一步发展。稳定的电价政策对可再生能源发展至关重要，建议借鉴 2019-2020 年支持光伏发电和 2020-2022 年支持生物质发电的做法，在“十四五”期间每年安排一定数量的资金支持新增光热发电项目建设。通过加大电价支持、鼓励参与市场等支持政策，推动降低建设成本、提高项目收益。

扩大光热发电的专项资金支持，推进光热发电新技术研发和新技术示范工程建设。建议通过可再生能源发展专项资金安排相关资金，鼓励发展技术先进、成本降低较快的技术路线，支持光热发电先进技术研发和示范应用。同时，在国家科技创新项目中，安排资金支持光热发电关键性或原创性技术的研究。

拓展国际合作渠道，吸引更多国际投资和技术合作。通过深化国际合作，不仅可以加速光热发电领域的全球交流，还能够共同推动该技术的全球发展，展示其在实际应用中的可行性和经济性，推动光热发电技术的市场化应用。

鼓励“光热+多种电源”的融合发展模式。广泛开展风电、光伏和光热一体化项目的建设，实现产业的可持续发展。在资源较好地区，在沙漠、戈壁、荒漠大型风光基地中持续安排一定容量的光热发电装机，通过低价的风电、光伏发电项目平衡消化光热发电的成本，实现风电、光伏、光热（及水电）等多种可再生能源互补的平价上网就地消纳或平价远距离外送消纳。



4.5

光热 + 发展模式及示范案例

作为落实并网条件的配套选择之一，储热型光热发电与光伏、风电等波动性电源共同互补，不仅能够发挥光热发电的储能和调峰能力，体现光热作为调峰电源支持新能源发展的作用，还能利用近年来风电、光伏成本快速下降的成果，充分释放风电、光伏的低成本优势，填补用电高峰期光伏发电的电力供应缺口，有效提升能源利用效率和经济效益。在国家相关政策的指导和支持下，目前在各地政府公布的大型风电光伏基地项目、新能源市场化并网以及直流外送等项目名单中（不含企业正在运作或计划建设的项目），配置太阳能热发电的项目29个，总装机容量约3.3吉瓦。这些项目预计将在2023或2024年投产。其中，青海省列入名单的光

热发电项目9个，总装机容量1.3吉瓦；甘肃省5个，总装机容量0.51吉瓦；新疆维吾尔自治区13个，总装机容量1.35吉瓦；吉林省2个，总装机容量0.2吉瓦。此外，在西藏自治区有3个包含光热发电项目的孤网能源供应项目已经启动相关建设工作。

光热 + 规模化发展具有重要意义。光热 + 其他发电形式兼具调峰电源和储能的双重功能，是新能源安全可靠替代传统能源的有效手段。同时，光热发电产业链长，其规模化开发利用可促进我国新能源产业的发展。随着“光热 +”示范项目的广泛开展，将进一步促进光热商业化的应用，成为有效解决能源需求与环境、气候目标的重要手段。

全国	青海	甘肃	新疆	吉林
29个 太阳能热发电项目	9个 太阳光热发电项目	5个 太阳光热发电项目	13个 太阳光热发电项目	2个 太阳光热发电项目
约3.3GW 总装机容量	约1.3GW 总装机容量	约0.51GW 总装机容量	约1.35GW 总装机容量	约1.3GW 总装机容量



该项目包括光热储能发电、光伏发电和风力发电项目，是针对多能互补提出的创新模式，是深度探索风光热储多组态、多功能、可调节、可调度的融合发电的新模式。项目规划建设综合能源管控系统和多能互补协调控制系统，对光热电站、光伏电站和风电场的信息实时采集，统一调度。光热电站加装熔盐电加热器，使之同时具有向上和向下调峰的能力。新能源弃风弃光时，光热电站不发电，通过熔盐电加热器将弃电转化为热能储存起来，光热电站通过储能系统向下调峰；无风无光时，光热电站将储存的热能转化为电能，通过储能系统向上调峰。光热+一体化项目，通过多能互补，在一定程度上可以减少弃风、弃光量，最大程度接纳新能源。



图 4.6 中核甘肃玉门风电、光伏和光热一体化发电项目

该项目中，光热电站的主要作用是储能调峰，因此一体化项目中的光热电站的镜场面积仅为第一批太阳能热发电示范项目的 30-50% 左右，从而在保证储能调峰作用的前提下，降低光热电站的成本。如此，在光热电站不再享受中央财政补贴后，光热+一体化项目，一方面可以解决新能源消纳问题，另一方面也可以保证项目整体的财务可行性，因此光热+发展模式具有良好的社会和经济效益。

鲁能海西 700 兆瓦风光热储多能互补集成优化示范工程是国家首批多能互补示范工程之一，包含 400 兆瓦风电、200 兆瓦光伏、50 兆瓦光热项目和 50 兆瓦储能项目，是世界上首个集风光热储调荷于一体的多能互补科技创新项目。2019 年 9 月 19 日，该工程中光热项目并网成功，至此这一多能互补工程全面建成。示范工程年发电量约 12.63 亿千瓦时，每年可节约标准煤约 40.15 万吨。该工程填补了国内风光热储调荷智能调度的技术空白，为解决当前阻碍新能源大规模并网技术难题，促进新能源规模化开发和利用提供优秀样本。



图 4.7 鲁能海西州多能互补集成优化国家示范工程

鲁能海西州多能互补集成优化国家示范工程 50 兆瓦光热发电项目是目前全国储热时间最长、可 24 小时连续稳定发电的塔式光热电站，对国内塔式光热发电系统的设计、产品技术和标准规范等方面起到重要示范作用。该项目采用塔式熔盐太阳能热发电技术，由聚光集热系统、储热和蒸汽发生系统、高温高压再热纯凝汽轮机发电系统以及其他辅助设施组成，其中吸热塔高 188 米，定日镜共计 4400 块，单块镜面 138 平方米。

鲁能海西州多能互补集成优化国家示范工程通过提高清洁能源发电的稳定性，有效地解决了当前阻碍新能源大规模并网的技术难题，促进新能源规模化开发和利用。目前，该项目的年发电量可供整个青海省城乡居民半年的用电总量，项目发电量除部分就近消纳外，剩余电量通过电网输送至中东部地区，为当地提供清洁电能供应，创造社会经济发展价值，减少煤炭消耗，降低大气污染，为保护三江源、打赢蓝天保卫战贡献力量。

专栏 河北邯郸“光热+文旅综合体”项目

该项目位于河北省邯郸市磁县漳河经济开发区，项目占地 1003 亩，总建筑面积约 48.36 万平方米。主要工程包括：11.2 万平方米槽式太阳能聚光集热场、30000 平方米地下储能设备间、地热井、8000 平方米控制中心、水世界、雪世界、温泉酒店、后勤区、生态停车场、研学中心、配套商业、25000 米供热一次管网以及园区道路等。“光热+”利用项目建成后，将可实现供热



图 4.8 邯郸市“光热+”综合开发示范项目

面积 300 万平方米，年供应热水 60.3 万吨，供应蒸汽量 5.9 万吨，制冰 7.2 万吨。太阳能“光热+”综合开发示范项目除了为自身文旅建筑供给热能外，也能满足辖区居民住宅生活热水供应以及冬季建筑供热的需求，极大减少煤炭等传统资源供热带来的能源消耗和碳排放，破解冬季环境污染问题。

2020 年 5 月，邯郸市投资近 50 亿元启动了太阳能“光热+”综合开发示范项目，旨在打造一个以“文旅”为名片，以“太阳能光热”利用为核心的可复制的绿色低碳商业综合体，实质性地推进了太阳能光热资源的大规模利用，加速了邯郸市推进碳达峰、碳中和的步伐。太阳能“光热+”综合开发示范项目运用聚光太阳能供热系统，突破性地将太阳能光热资源大规模应用于文旅设施，以“全四季、多文化、全生态、多风格，可览、可游、可参与”为设计理念，以室内“亲水”和“冰雪”内容为主题，充分利用新能源与新技术，结合项目功能，实现水与建筑交融、生态与建筑互补，探索光热新能源与文旅产业的融合，建设可辐射周边 500 公里区域的中原全天候四季型、一站式的生态旅游休闲度假区。该项目建成后将是华北地区四季皆宜的最大的欢乐水世界和缤纷雪世界，将填补邯郸冬季旅游和水上项目旅游的“空白”，助力邯郸打造旅游产业新形象。

2023 年 12 月《联合国气候变化框架公约》第二十八次缔约方大会（COP28）在阿联酋迪拜举行，在此期间，全球单体规模最大的“光热 + 光伏”项目正式落成。迪拜“700 兆瓦光热 +250 兆瓦光伏太阳能电站 EPC 项目”由我国的上海电气总包建设，控股方为迪拜水电局、沙特国际水电公司、丝路基金。该项目占地 44 平方公里，总体装机容量为 950 兆瓦，包含一个 100 兆瓦的塔式机组，三个 200 兆瓦的槽式机组，以及 250 兆瓦的光伏机组，是目前世界上装机容量最大、投资规模最大、熔盐罐储热量最大的光热光伏综合能源项目。在各国热烈讨论节能减排、绿色环保等话题的背景下，这一项目的落成印证了中国企业推进绿色能源建设的实力与决心。



图 4.9 迪拜 700 兆瓦光热 +250 兆瓦光伏太阳能电站项目

据悉，目前塔式和槽式 1 号、2 号光热机组都已经并网达到满负荷，持续为迪拜当地提供绿色电能。该项目全部建成投运后，预计可为当地 32 万户家庭提供绿色能源，每年可减少 160 万吨碳排放量，是迪拜 2030 年能源战略的重要组成部分。



风光可持续发展的 应对措施篇

应对可再生能源间歇性与不稳定性是对电力系统的核心挑战。现有风光发电的配套措施技术尚不成熟，同时气候变化也在加速降低风光发电的可靠性。气候变化下极端天气事件的增加，更是影响风光发电的不稳定性与机组寿命。此外，风光电站从生产、开发建设、运营到回收阶段，仍存在着对局地生态环境的挑战，未来大规模风光电站的建设与运营需要广泛采用生态友好型技术措施，最大限度降低风光发电的生态环境影响。在此背景下，本篇旨在对未来风光发展辅助的发电预报技术和生态友好型风光技术措施进行梳理。



第 5 章 极端天气应对与风光发电量 预报技术

面对全球气候变化带来的极端天气挑战，促进风光发电量预报技术的不断创新对于高比例可再生能源电力系统的平稳运行至关重要。通过风光发电预报技术的不断创新与完善，降低气象变化所带来的不确定性，有助于电力系统的管理且参与电力市场的决策，从而为电力供给、能源安全提供更为可靠的保障。本章对极端天气对可再生能源发电系统的影响、应对措施及风光发电预报技术发展情况进行了梳理，以期为电力系统整合风光发电预测技术提供参考。



WIND AND 05 SOLAR POWER

5.1

极端天气对可再生能源系统的影响 以及应对措施

5.1.1 少风少光的极端天气时空变化特征分析

受全球气候变化的影响，近几十年区域极端天气事件呈现“多发、频发、强发、并发”的态势，由此引发的风光资源气候风险（例如低风速和低太阳辐射同时出现的“无风无光”天气）将严重制约风光发电的稳定性和可靠性，进而威胁地区供电安全（Liu et al., 2023）。因此，在推进能源转型和制定区域可再生能源规划过程中，需要对气象条件变化影响带来的风光出力情况进行科学合理的定量评估，避免高频次极端“无风无光”事件对区域生产生活带来的严重影响。在此基础上开展风能、太阳能等可再生能源的气候风险研究（尤其针对极端“无风无光”事件），对于保障“双碳”目标下的能

源安全具有重要意义。

目前中国主流风机的切入风速一般为3米/秒，根据单机容量的差异，额定功率的10%至20%对应的风速约为5米/秒。光伏设施的发电效率主要有3个阶段，在辐射达到30瓦/平方米时开始具备发电能力，在100瓦/平方米时开始对电网进行电能输出，在200瓦/平方米时约达到额定功率的20%，因此光资源阈值设为30、100和200瓦/平方米。因此，风光资源同时无出力或低出力的组合事件可以分为无风无光、微风微光、微风少光三种情况（见表5.1）。

表 5.1 风光资源无出力或低出力的组合事件

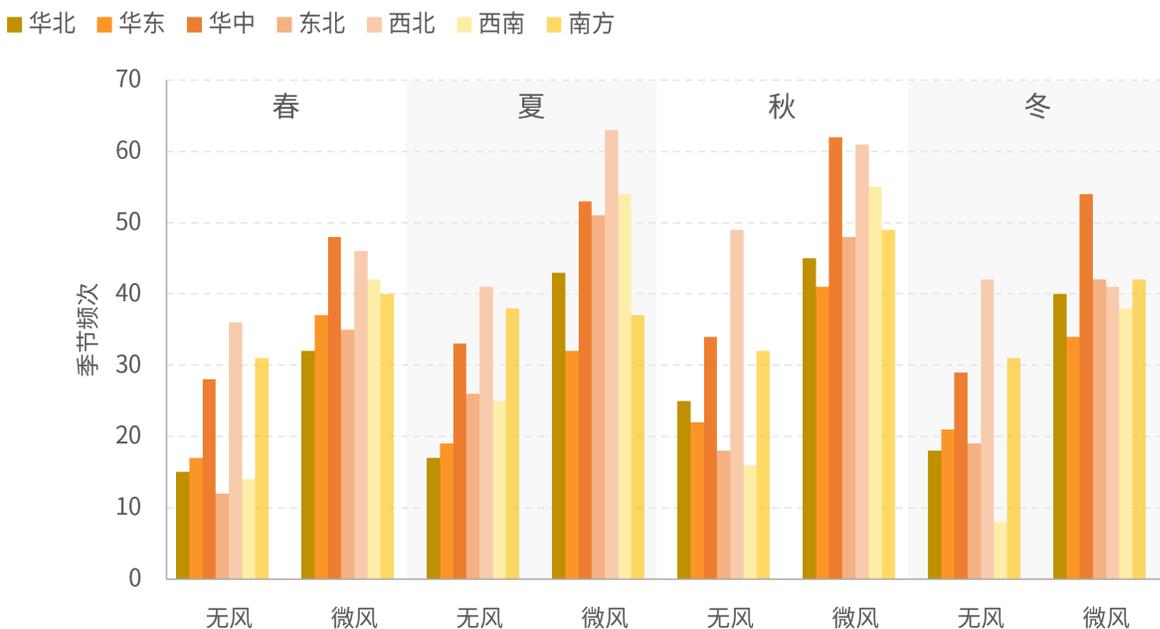
	无风无光	微风微光	微风少光
风速	$W_s < 3$ 米/秒	$3 \leq W_s < 5$ 米/秒	$3 \leq W_s < 5$ 米/秒
辐射强度	$E_s < 30$ 瓦/平方米	$30 \leq E_s < 100$ 瓦/平方米	$100 \leq E_s < 200$ 瓦/平方米

中国高频次（大于90次）无风和微风事件在全年均有出现。其中，在秋季出现时间占比最大，分别达到18%和23%。在持续4小时无风事件中，全年高频次无风和微风事件的发生地区主要位于新疆塔里木盆地西部边缘地区、四川盆地西部以及云南南部地区；而西藏、青海大部分地区 and 四川西部地区在冬季风能资源丰富，持续4小时无风事件发生频次整体较小（小于10次）。在全国尺度上，南方地区持续4小时无风事件发生频次高于北方地区，整体呈现西北、东南频次高，东北、西南频次

低的分布规律（见图5.1）。

中国微光和少光事件出现较为集中的时间段为秋冬两季（见图5.2），在冬季出现时间占比最大，分别达到56%和68%。无光事件仅在部分地区、且出现不超过5次。持续18小时微光和少光事件出现次数较高的区域主要位于新疆准噶尔盆地一带、四川盆地和东部沿海地区（见图5.3）。其中持续18小时微光事件在冬季以准噶尔盆地周边地区发生频次最高，区域平均频次达55次以上；东

图 5.1 2007-2014 年我国各地区持续 4 小时无风、微风事件平均频次



北黑龙江大兴安岭北部地区次之。整体上，微光和少光事件发生频次在冬季呈现“北高南低”的分布特征；而在春季则恰好相反，高频次地区集中分布于长江流域以及东南沿海地区。在秋冬交替时，高频次、大范围的微光和少光事件发生地区呈现由长江中下游地区（西南电网东部和南方电网北部）向东南沿海地区（南方电网东部和华东电网大部）转移的特点。

组合事件中，无风无光事件在秋冬两季出现频次较高，春夏季频次明显下降。秋季无风无光事件的出现时间占比最高，达到 4%。持续 10 小时无风无光事件的频次分布特征呈现比较明显的季节差异，在空间分布上呈现东北、西南地区频次低，东南、西北地区频次高的分布特征（见图 5.4）。其中，西北地区的准噶尔盆地和塔里木盆地两处盆地边缘地区成为无风无光事件的高频次发生地区，除

图 5.2 2007-2014 年我国各地区持续 4 小时无光、微光、少光事件平均频次

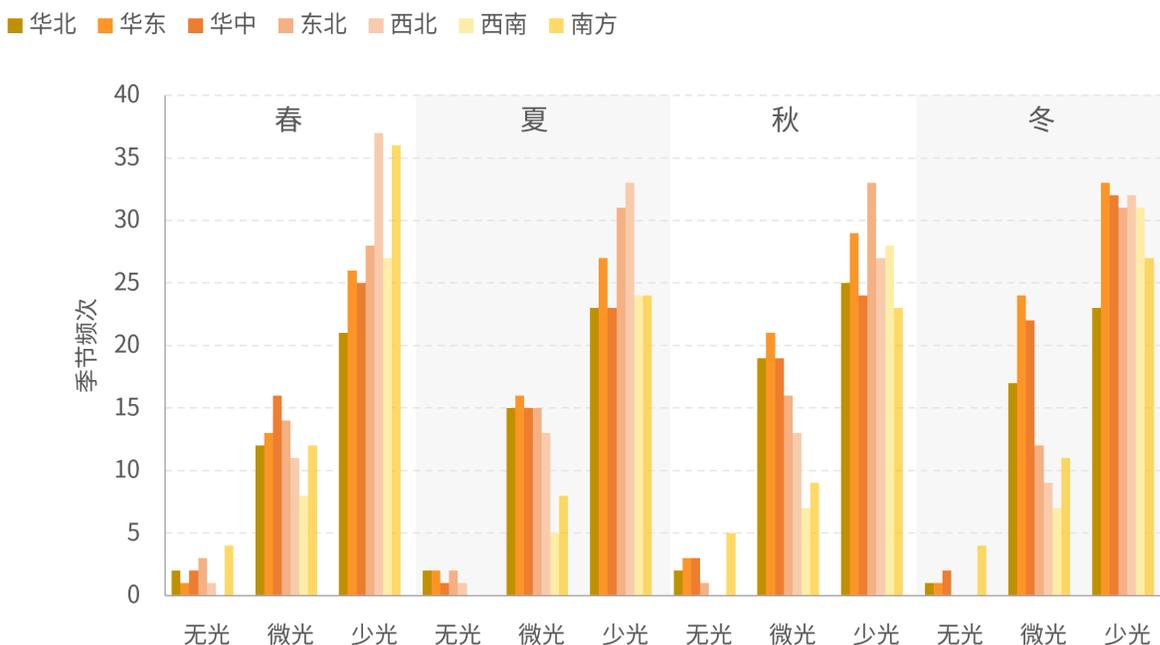
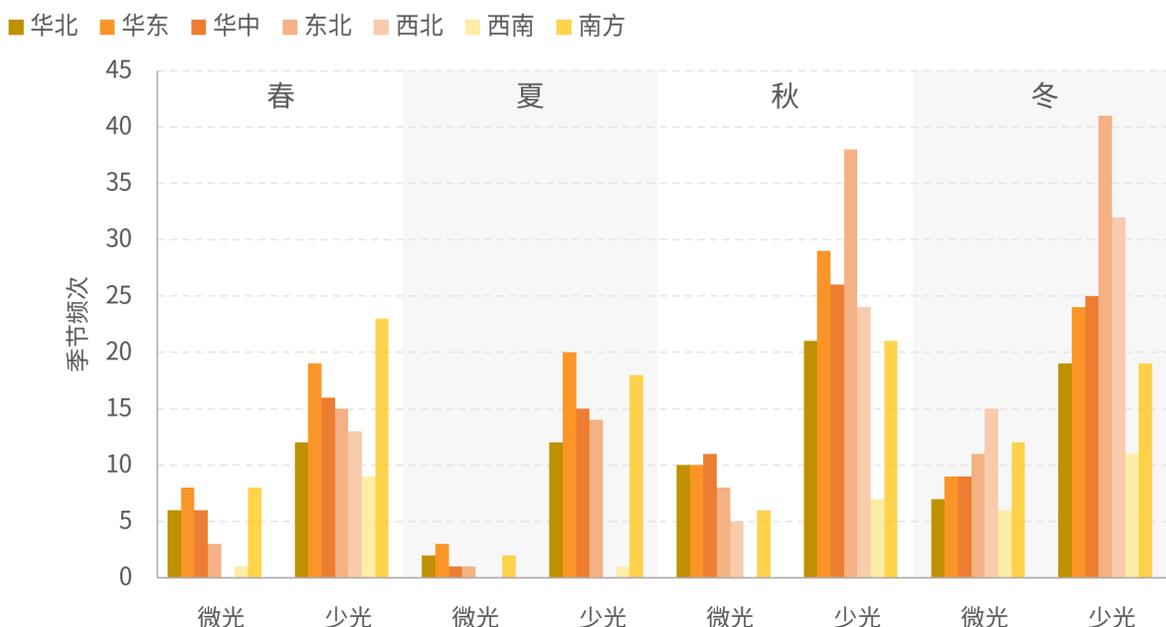


图 5.3 2007-2014 年我国各地区持续 18 小时微光、少光事件平均频次



夏季外，在春秋两季均呈现出较高频次，且高于同季其他地区。需要注意的是，在秋冬两季，黄土高原地区、华北平原西部和长江中下游平原地区无风无光事件发生频次也达到 11 次左右，虽然低于西北地区的盆地和山区，但这些地区所包括的省份往往城市化程度较高，人口密度较大，冬季的电力供应需求也较高。因此，如果这些地区出现较长时间的无风无光，将会对当地电力安全带来较大的威胁，甚至影响正常的生产生活，需要引起相关部门的重视，推进电力结构的协同优化。

微风微光事件在四季均有发生，以秋冬季节发生频次较高。秋季微风微光事件出现时间占比最高，达 9%。从空间分布特征来看，平均风速越低的区域（如新疆、四川盆地、中部和东南部等），其持续 10 小时微风微光事件发生的频次越高；而平均风速越高的区域（如青藏高原、东北地区、内蒙古东部地区、东南沿海地区等），其持续 10 小时微风微光发生的频次越低（见图 5.4）。四川盆地周边地区在一年四季微风微光事件的发生频次均较高，原因在于该地区风光资源受盆地地形的影响较大。此外，以黑龙江、吉林和辽宁为代表的东北地区在冬夏两季微风微光事件发生频次高于春秋两季。作为人口大省和中国重要的工业基地，东北地

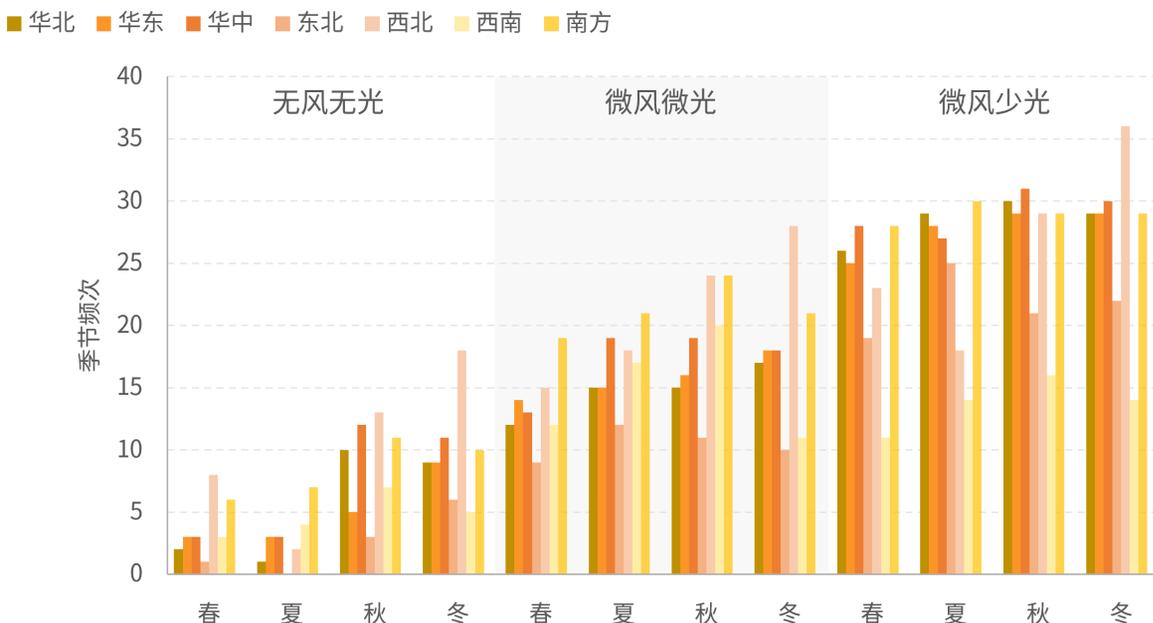
区冬夏季节电能消耗较大，居民用电和工业生产用电需求将高于春秋两季，这意味着冬夏季对风光发电稳定出力的需求更紧迫。因此，相关部门须合理配置与风光发电相匹配的储能设施及相对应的应急措施，以应对在微风微光事件发生时可能出现的用电高峰和电力供给低谷。

从最长持续时间来看，微风少光事件最长持续时间的时空分布呈现出较为明显的条带状分布特征，西北—东南一线最长持续时间较长，东北—西南一线最长持续时间较短。从空间分布特征来看，微风少光事件年最高持续时间超过 360 小时的地区主要位于青藏高原东南部、四川盆地西部和重庆部分地区，其中以山南、林芝、眉山、成都、德阳等城市的持续时间最久。东南地区中，江苏、福建等沿海省份的微风少光事件最长持续时间普遍在 240 小时左右，这意味着沿海地区的风光发电设施出力将会在大部分时间内低于装机容量；特别是在冬夏两季用电峰值较高的季节，受气候影响导致的风光发电低出力将严重威胁当地能源供给稳定。相比之下，以黑龙江、吉林为代表的东北地区 and 以山东、山西为代表的华北平原地区微风少光事件年最高持续时间在 120 小时以下，极端天气引起的光伏发电波动在这些地区的威胁相对较小。为调节气候条

件造成的风光发电出力的不稳定，可通过区域协调的方式，扩大空间尺度以缓冲风光发电的不稳定性，并结合区域内风能和太阳能的不同分布特征调

节风光发电比例，发展以风能或太阳能为主的多能耦合协同发电模式，最大程度减少极端天气对新能源发电设施产能的影响。

图 5.4 2007-2014 年我国各地区持续 10 小时组合极端事件平均频次



5.1.2 极端天气对可再生能源系统的影响

全球气候变化带来的极端天气对风光发电的影响是不容忽视的。一方面，极端天气可能导致风光发电设备的损坏，影响发电设施的正常运行。另一方面，极端天气也可能影响风光发电的电能质量。本节梳理了极端天气对可再生能源系统的影响，为风光发电的应对措施提供借鉴。

• 极端寒潮 / 低温

极端寒潮 / 低温天气对新能源运行影响主要有两类：一、风机覆冰造成脱网。在空气湿度较高地区（在我国以华中、西南较为常见），极端寒潮 / 低温天气会导致风电机组关键部位覆冰和冰冻；叶片覆冰会造成叶片外形发生改变，增加风机阻尼系数，严重时甚至造成风机无法启动；叶片由于冰载不同导致受力不均，可能存在断裂风险；冰冻现象

也会影响机组其他关键部位正常运行和控制。二、低温保护造成风机脱网。为防止主要零部件在低温环境下受到损坏而影响风机寿命和出现安全事故，风力发电机组通常需要配置低温保护（一般在零下 20-30 摄氏度之间），在环境温度过低时自动停止运行（李宝聚等，2022）。

• 降雪

对风电的影响方面，降雪对风机的危害主要在机舱部分，降雪飘落到机舱内部会影响齿轮箱、发电机箱的稳定性和可靠性。当降雪附着在机舱与设备散热孔处时，会阻碍风机内部的空气循环系统与散热系统的正常工作，导致机舱散热受阻，内部设备运行效率和使用寿命会降低，严重时甚至会导致部分组件起火。风速风向仪上的传感器也会受到降

雪影响，导致测风数据失真，影响风机的准确偏航变桨，最终影响风电机组的发电量。对光伏发电的影响方面，当降雪量较大时，积雪覆盖光伏组件表面，会对太阳辐射造成一定的遮挡，从而减少光伏组件接收到的太阳辐射。因此在降雪期间和雪后一定时间，对光伏系统有功出力将受到显著影响（鞠冠章等，2022）。

• 极端高温

对于风力发电来说，极端高温主要会影响设备散热、加速电气设备老化，因此风电机组均配置高温保护（定值一般在 40-50 摄氏度）。同时，由于风力发电具有“极热无风”的特点（即高温时段风速较小），导致风机经常处于无风待机状态，因此风力发电非常容易受到极端高温环境的影响（李宝聚等，2022）。温度对于光伏发电的影响也较大，极端高温会使光伏板的输出功率下降，光伏电池的工作温度每提高 1℃，功率输出减少 0.4-0.5%。此外，极端的高温天气会造成光伏核心组件的失效，降低组件的可靠性，并加速光伏电池老化速度，影响使用寿命。

• 极端大风

当风速过大时，风机会因为超出切出风速而停机^①。若达到切出风速风电机组仍在运行，可能会发生塔架倒塔、叶轮飞车等事故。风速较大时，风电场基本处于满发状态，若风速持续增大超过切出风速，那么风电场出力将在短时间内由满发迅速下降，对局部地区电压及全省频率调整造成较大影响。

• 强对流、强降水、连阴雨

强对流导致的阴雨天气对光伏发电影响较大，

长时间强降水使得太阳辐照度长期处于较低水平，发电出力较小。若是因短时强对流天气形成的局部降水，会造成降水过程前后的光伏出力预测难度加大、预测精度降低。除此之外，强降水带来的洪涝灾害，有可能造成光伏电站附近产生塌方险情，或者造成光伏组件和电气设备泡水报废，甚至还有触电风险。此类影响在南方地区较为常见，水面光伏项目较容易受此影响。

• 雷电

雷电通过对电气设备产生危害来影响风光发电的稳定，其途径包括通过直击雷、雷电波入侵、雷电感应和过电压几个方面发生雷击事故。风力发电站通常位于开阔地带，其风机叶片的最高点可达上百米，被雷击的概率与其高度平方值成正比，因此完全暴露在直击雷的威胁下，因此更易受到雷电灾害的影响。另一方面，风机内部多种电子集成元件都集中在一个较小的区域内，雷击造成的电涌会对机组造成严重危害。同时，一旦遭受雷击，还可能发生风机叶片爆裂、通信元件烧毁等灾害性后果（张潜玉，2015）。

• 沙尘暴、雾、霾

局地大雾或沙尘天气通过遮挡阳光降低光伏发电出力。由于对雾霾和沙尘浓度、能见度、起雾起沙和飘散时间的预测难度较大，因此会影响光伏功率预测精度。除此之外，这些天气现象会使光伏组件上出现灰尘或者污渍，从而进一步削减组件接收的太阳辐射强度，减少发电量；而且灰尘遮蔽还可能造成热斑问题^②，在影响发电量的同时还会构成显著安全隐患，清扫不及时可能导致污闪等事故的发生。

①切出风速为风机自动停止运行的风速，与风机叶片和机组载荷有关，一般为 19-25 米 / 秒。

②热斑是指光伏组件因电池片破碎、隐裂、焊接等质量问题或阴影、鸟粪、灰尘等遮挡原因，导致问题电池片被当作负载来消耗串联的其他电池片产生的能量，从而产生局部的升温。

• 日食

日全食期间，光伏出力会在短时间内快速下降，对电网实时运行产生巨大冲击。但日食属于发生概率较小的极端气象事件，且易预测，虽对光伏电站来说会产生一定的发电损失，但对于电网来说，若提前做好充分准备，对电网安全稳定影响不大（李宝聚等，2022）。

常见的极端天气类型和影响总结可见表 5.2。实际生活中，除了低温、大风等单一气象要素异常的极端天气以外，也时常会出现多个气象要素同时出现异常的组合极端天气。例如，寒潮就是超强冷

空气的入侵过程，其显著特征为风速增大、气温骤降、阴天辐照度下降等，所以会同时影响风力和光伏发电。特别是当寒潮入侵时，通常伴随风速增大，风电出力增大，但在西北和东北地区容易造成风机的大风切出和低温保护。另一种常见的组合极端天气是台风，台风常伴随强风暴雨过程，台风过境前后风速呈明显增加趋势，可大幅提升过境期间的风电出力。然而，台风风速若超过切出风速，也可造成风电切出，使得风电场出力急剧降低直至零出力。另外，台风伴随的降水过程将使光伏发电严重降低，其产生的洪涝灾害和大风也会造成台风登陆地区新能源发电设备损坏，以及配电网的破坏。

表 5.2 常见极端天气类型以及对风光发电的影响

极端天气类型	主要影响	影响机理
极端低温	风机	1. 风机低温停机；2. 叶片覆冰
极端高温	风机、光伏	1. 高温影响设备散热，加速老化；2. 风速极小，风机处于无风待机状态；3. 高温下光伏光电转换效率低
大风	风机	风机大风停机
降雪	风机、光伏	1. 影响风机大部件可靠性；2. 光伏板积雪
雾霾	光伏	辐照度减弱，发电出力减小或无法发电
日食	光伏	辐照度减弱，发电出力减小或无法发电
沙尘	光伏	辐照度减弱，发电出力波动
雷暴	风机	雷击造成风机受损甚至爆裂、通信元件烧毁
强降冰	光伏	辐照度长时间处于较低水平，发电出力减小或无法发电

5.1.3 应对极端天气的措施和策略

气候变化导致的极端天气事件不但影响新能源出力水平，也会危及输变电设备的安全运行，甚至可导致多重故障的发生，破坏电网稳定性（鞠冠章等，2022），气象风险已成为新型电力系统安全保供最为核心和关键的变量。因此，提高电力系统对极端天气事件的应对能力，对降低风光发电能源安全风险、提高风光资源利用效率和优化区域风光发电产业结构具有重要意义。电力系统对极端天气

通常有六点应对措施：

第一，从硬件角度对电网和发电设施进行改造和优化。对于已经建成的电站，考虑经济性的同时，合理地加固基础设施，定期对发电站与输电线路开展“无死角”隐患排查工作，及时进行设备维修和更换，降低老旧设备比例；对于规划中的设施，提高配电网和发电站的建设标准，优

化设计，加强线路元件强度和架空线路电缆化，提高防雷、防风、防雨、防冻、抗高温能力，降低配电线路在极端天气下的故障率，从而降低多重故障的发生概率，缩小灾害导致的故障规模，提高配电网韧性。

第二，加强极端天气的监测、预报与预警。极端天气信息的实时监测对于后续的预测预警具有重要意义，为了及时准确地观测到极端天气，建议电力部门加强和气象部门合作，在新能源电站集中地区安装气象测量设备，大力开展极端天气下新能源预测技术研究。在灾害发生前及时采取调控措施，制定大规模停电应急预案和预警系统，及时投入备用设备、接入备用能源或调整潮流以限制故障扩展。对部分微网采用离网运行方式，保证其中关键负荷的供电，配合储能装置提高整个孤岛内的可控性。

第三，提升极端天气下电力系统的供电能力。极端天气的发生将显著影响新能源出力水平，而与此同时，极端天气发生时居民用电需求通常会攀升，因此，保障电力系统的紧急供电能力极为重要。在规划设计和电网运行中，必须从源、网、荷、储等环节协同发力，在电源侧增加快速调节电源比例，在电网侧增加区域或省级电网间的互济能力，同时配套建设具有一定储能时长的储能设备，提升极端特殊情况下电网的供电能力。

第四，做好极端天气下电网事故预案和应急处置。建议编制事故预案时应考虑极端天气可能带来的影响，做好新能源出力短时间内大幅降低、同一输电通道多回线路同时故障、电网解列甚至失去部分负荷等极端情况的应急处置预案。同时，完善应急响应机制，提升调度运行人员的应急处置能力。此外，还要优化故障后的恢复策略，对重要负荷优先恢复供电，逐步达到原有正常运行方式；提高故障修复水平，缩短故障修复时间；采用负荷转供和投入备用等方式尽快恢复一部分负荷的供电。

第五，促进各种能源的协同发展。确保煤电这一能源供给“压舱石”的协同配套作用，同时以可再生能源为基本导向，逐渐构建气电、抽水蓄能以及储能等多元化、灵活的资源发展形式，建设多能互补的新型综合能源系统。

第六，建立能源系统的区域互联。完善不同区域间输电网络建设，加强地区间的电力调配能力，降低联合系统的最大负荷，平时可以使跨省电力交易更加方便快捷，当某地出现极端气候时，周围影响较小的地区可以及时向受灾中心输送电力。

在“双碳”战略目标下，随着新能源渗透率的逐步提高，极端天气对电网运行的影响越来越大，如何精确地对极端天气进行预测预警、提高电力系统抵御极端事件的韧性、构建安全稳定的新型电力系统是电力系统进一步的研究方向。

5.2

风光发电预报技术

5.2.1 风光发电量预报的意义和应用场景

可再生能源发电系统并网运行后，由于发电量的变化是非平稳的随机过程，输出功率的不确定性会对电网产生影响。因此，预报技术对于大幅提高可再生能源比例、降低运营成本、保障电网安全至关重要（马金玉等，2011）。国家能源局最新版《新型电力系统发展蓝皮书》强调提高新能源功率与发电能力预测精度；与此同时，各省电网对新能源预测的考核要求也在增加，以实现各省之间电力的协调统筹和风光储之间的联动配合。发电量预测在电力市场交易和新能源项目投资决策中起着重要作用，总的来说，可再生能源预报技术的意义和应用可以总结为以下三大类：

提供可靠的能源规划：新能源预报技术可以通过分析天气模式、能源需求、能源生产和储存等数据，预测未来能源供应和需求的情况。这有助于政府和能源供应商做出准确的能源规划和布局，确保

能源供应的稳定性和可靠性。

优化能源调度和储存：新能源预报技术可以帮助优化能源调度和储存系统的运行。通过准确预测可再生电力的产量和波动性，可以更好地调整能源供应，避免供需不平衡和能源浪费。此外，预测未来能源需求的波动也可以指导能源储存系统的设计和运营，以满足高峰时段的需求。

降低能源成本以及提高收益：新能源预报技术可以帮助优化能源供应链管理，减少能源生产和传输的成本。通过准确预测能源需求和供应，避免产生能源过量或不足情况的产生，从而降低能源的浪费和成本。对短期和长期的可再生能源进行预测，可以合理调配在不同市场的售电量占比，以此达到收益最大化。此外，预测可再生能源的波动性还可以指导能源市场的运营，促进能源价格的稳定和合理竞争。

5.2.2 风光预报的方法分类

针对新能源的预报中，无论是面向风电场的风速、发电功率的预报，还是面向光伏电站的太阳辐

射、功率的预报，都具有相似的预报思路及方法。根据预报原理，可以分为直接预报法和间接预报

可再生能源预报技术的意义与应用

提供可靠的能源规划

预测未来能源供应和需求的情况，确保能源供应的稳定性和可靠性。

优化能源调度和储存

避免供需不平衡和能源浪费，指导能源储存系统的设计和运营。

降低能源成本以及提高收益

优化能源供应链管理，指导能源市场的运营，促进能源价格的稳定和合理竞争。

法。直接预报法一般采用统计方法来实现，是通过数学模型近似描述目标地的风力、光伏和光热发电系统的输出功率，以实现对风电或者光电变化过程的推演（姜兆宇等，2019）。这种直接预报的方法对风光电站的位置和电力参数没有要求，但需要大量风光电站的历史发电量数据来支撑建立对应的数学模型并确保预报有一定的准确度。间接预报方法也称为物理法，一般需要借助物理模型来实现，是通过先预报风速、水平总辐射、法向直接辐射这类直接气象要素，并在此基础上再通过资源本身与功率的对应关系得到资源的预报。例如，不同风机具有风速 - 风功率曲线、叶素动量理论等进行风速与风功率之间的转换方法；光伏则是对太阳辐射量进行预测，然后根据光电转化效率得出光伏系统输出功率（舒胜等，2020），或是对法向直接辐射强度进行预测，然后借助仿真软件计算得出光热发电功率（张悦等，2016）。而按时间尺度划分，可再生能源发电量预测还可分为长期（周 - 月 - 年）、中期（日 - 周）、短期（小时 - 日）和超短期（秒 - 分）预测，但是关于不同时限的界定可能有所差异。

对于风能预报来说，短期和超短期的预测通常采用物理模型的方法，即基于数值天气预报模拟不同高度（折算到不同发电机轮毂高度）风速作为输入，结合风电场实际空间信息（风电场地形、地表粗糙度和障碍物等）进行订正，最后利用功率曲线进行功率预测。物理模型方法中，除了风功率密度，同时也能得到风向频次、日变化、湍流强度等微观风能评估指标的高时空分辨率精细预报。对于提前一日或多日尺度的中短期风速预报，通常采用数值天气预报的方法，并将其与机器学习方法结合进行订正，这也是目前市场上风速预报应用最广泛的场

景。长期预测和年景预报通常采用统计方法结合气象模型，其核心是利用历史数据进行建模分析。在实际应用中，统计方法通常按照“测量 - 关联 - 预测”的思路来开展：首先选取代表年份测量风电场内测风塔的短期观测数据，建立风电场短期风资源和从周围气象站等获取的长期观测数据的相关关系，利用这些数据将测风塔的短期测风数据订正为一套能够反映风电场长期特性的风速数据，最终选取参数统计建模进行风电预报。

对于光伏预报来说，云是最大的影响因子，因此短期和超短期预报中一种常见的预报方法是基于卫星云图或者全天空成像仪等图像资料的外推方法，其优点是能处理尺度较小的对流云系统，对预测结果可以作科学层面的解释。由于天气系统和相关云系发展的非线性特征，这种方法仅适用于短期预报，预报时效为 0-5 小时（马金玉等，2011）。对于日内（24 小时以内）的短期预报，通常采用卫星雷达数据、地面观测数据并结合人工智能的方法，该方法应用比较广泛的是神经网络预测和传统机器学习方法预测。神经网络预测方法根据算法的不同又可分为前馈神经网络、反馈神经网络、深度学习神经网络等。与风能预报类似，对于提前一日或多日尺度的中短期风速预报，数值天气预报结合机器学习或统计订正的方法最为常用，常见的订正方法有线性回归、长短期记忆网络、门控循环单元、随机森林、卷积神经网络、分位数映射等等，多种机器学习算法组成的组合模型也成为了近年的研究热点之一。光伏的长期预测和年景预报也通常采用统计结合气候模型的方法，根据历史辐射数据，以及未来排放场景、大气运动等因素的影响，进行未来数月或者数年的太阳辐射和光伏出力预测。

表 5.3 不同尺度的预报类型常见的预报方法和应用场景

预报类型	预报尺度	预报方法	应用场景
超短期预报	1 小时以内	天空图像、统计外推和机器学习	实时调配、发电管理
短期预报	1 天以内	卫星数据、数值预报系统、和机器学习订正	经济调度、系统备用安排、日前电力市场
中期预报	1 天 - 15 天	数值预报系统、统计和机器学习	机组安排、检修计划、电力市场交易、拥塞管理
长期预报	以月、年为单位	气象模型和统计算法	电站规划、电网规划、意外事件分析

5.2.3 风光预报技术的发展和展望

最早期的短期及超短期的风光预报，大多采用较为简单的统计方法，例如时间序列自相关回归模型、卡尔曼滤波等；以及较为简单的数值天气预报模拟。之后随着风电和光伏装机容量的迅速升高，预报方法也从单一的统计或者物理数值模拟方法转化为二者相结合的方法。2000年后，随着可再生能源行业的快速发展。简单的风速、太阳辐射预报方法已经不能满足行业发展的需求，为提升预报能力，诸多学者使用了更为先进的模型和方法，包括时间相关性分析回归方法、空间相关性分析方法以及机器学习方法 (Lei et al., 2009)。2010年以后，数值天气预报和基于统计方法的模式结果后处理订正算法成为主流技术 (Jung et al., 2014)。在数值天气预报方面，针对大气运动的不确定性与混沌特征，集合预报方法开始得到应用；在模式结果后处理订正方面，相比之前的模型，后处理订正模型开始采用更多的模式变量，同时人工智能方法也在快速发展。

影响风光功率预报精度的因素可分为观测数据质量、算法模型、气象预报源和运维服务等四方面。在实际预报过程中，也会出现不同的具体问题，如气象服务商未能及时提供预报结果，与数据组的问题、部署算法模型的硬件设备问题、电站现场存在的问题、调度端问题以及自然因素导致的不可预见性等问题。常见的风光预报结果评价指标包括均方根误差、平均绝对百分比误差、平均绝对误差和相关性系数等，实际应用中单点偏差也是重要指标。

未来风光预报技术的突破主要看两个方面：1) 功率预测技术方面发展，2) 数值天气预报技术的发展。对于短期功率预测技术的发展来说，构建从气象要素到功率的转化模型是发电量预测的关键，

因为实际应用中，资源参量与实际发电的关系会发生扭曲，变为复杂的非线性关系。传统手段使用卡尔曼滤波法和威布尔参数电量转化等方法来优化中长期发电量预报。近年来，人工智能算法也被广泛应用到发电量转化的建模中来，比如基于灰狼算法优化的长短记忆网络构建的发电量预测模型就取得了比较好的模拟结果。另外，还可以通过长期历史数据的特性分析，考虑多场站时空相关性特征，构建基于谱聚类的风电、光伏典型日出力遴选方法，建立基于混合高斯模型和马尔科夫链模型的风光中长期出力的时空模拟方法。未来还可以将运行、维护、极端气候和储能情况嵌入到转化模型中，建立更适应新型电力系统的预报方案。

对于中长期的未来风光预报技术，主要采用的是数值天气预报技术。数值天气预报 (Numerical Weather Prediction, NWP) 是以当前天气状况为初始和边界条件，用数学模式来预报未来天气的方法。NWP 目前最新进展包括观测、数据同化、模型动力学、参数化和集合预报等方面。观测方面，国际低地球轨道和赤道静止轨道卫星的扩展提供了更多有价值的地球情报。数据同化方面，多尺度数据同化方法和机器学习的应用提高了结合预报和观测数据的准确性。模型动力学、参数化和集合预报方面的研究工作提高了模型的准确性和价值，扩展了模型的范围。数值天气预报面临的挑战包括模型准确性、支持的模型数量、数据量、数据同化、集合预报、高性能计算能力、数据传播和协作与知识产权等方面，比如模型对罕见事件的预报能力有限、新数据的同化面临挑战、超大数据量以及高性能计算需求存在限制等等。面对这些挑战，数值天气预报领域未来可以通过加强地球系统建模、加强不同机构之间的协作与沟通、增加资源投入等加以改善。

5.3

电力市场交易对风光预报的需求及市场前景

随着我国可再生能源装机容量的快速增长，2012年起，三北地区出现较为严重的“弃风”“弃光”现象，可再生能源消纳成为可再生能源发展需要解决的重要问题。市场化消纳是可再生能源健康发展的必然趋势，风光预测参与电力市场交易将为实现市场化消纳可再生能源提供依据（任曦骏等，2022）。

根据交易机制，电力交易体系可分为合约交易和现货交易，两种交易都对可再生能源发电量预测有一定需求。按照时间尺度，合约交易主要包括年度、月度以及日前滚动交易。不同时间尺度的交易机制下，不同市场主体对风能光伏预报能力有不同的需求，大致情况可见表 5.4。年度交易中，新能源场站需要预估新能源场站年度总发电量，市场各方需要了解分时新能源出力和季节性新能源出力的大致情况，以便签定合约和把握合约百分比。此外，年度交易还需要考虑季节性限电。月度交易通常在每月 15-20 日成交下月合约，需获取下个月逐小时的现货价格平均值。如果能提前预测到下月某几天的波动，有助于指导合约交易。对于新能源厂站，合约需大于实发电量的 80%，否则市场获利

可能被回收。4-7 天的区域分时发电量预测有助于规避这种情况。

传统电力市场以合约交易为主，2017 年 8 月 28 日，国家发改委、国家能源局发布《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，甘肃、山西、山东等 8 个地区成为电力现货市场第 1 批试点市场。八个试点地区编制了市场规则与开发技术支持系统，并于 2019 年 6 月底前全部投入现货市场模拟试运行。可再生能源发电存在强不确定性和波动性，需要合理调度其他资源来平衡其波动。当可再生能源参与电力现货市场时，市场可以平衡可再生能源波动的电力需求，保证电网运行安全，并为可再生能源市场化消纳提供电力平衡的运行和结算依据（任曦骏等，2022）。

现货交易市场主要包括日前、日内和实时市场，多国均有类似模式。日前市场是主要交易形式，依托市场成员预测的发电能力或用电需求形成交易计划。日内市场是对日前市场的补充，以应对预测偏差及突发状况（樊宇琦等，2021）。随着可再生能源接入，现货市场对短期调整需求增加，日内

表 5.4 不同电力市场交易中各个市场主体对风光发电预报的需求

交易类型		新能源场站	购电方	国网营销	其他发电企业
合约交易	年度交易	年度场站发电总量预估；年度分时新能源出力；季节性分时新能源出力	年度分时新能源出力，季节性分时新能源出力		
	月度交易	月度交易提前 45 天（典型价格），在 15-45 天中抓取几个波段			
	日滚动交易	4-10 天，区域分时发电量预测	-	-	-
现货交易	省内现货交易	全省新能源出力预测，比市场公布值高，大于 85%			
	省间现货交易	现货余量	省间现货价格	本省用电差额	-

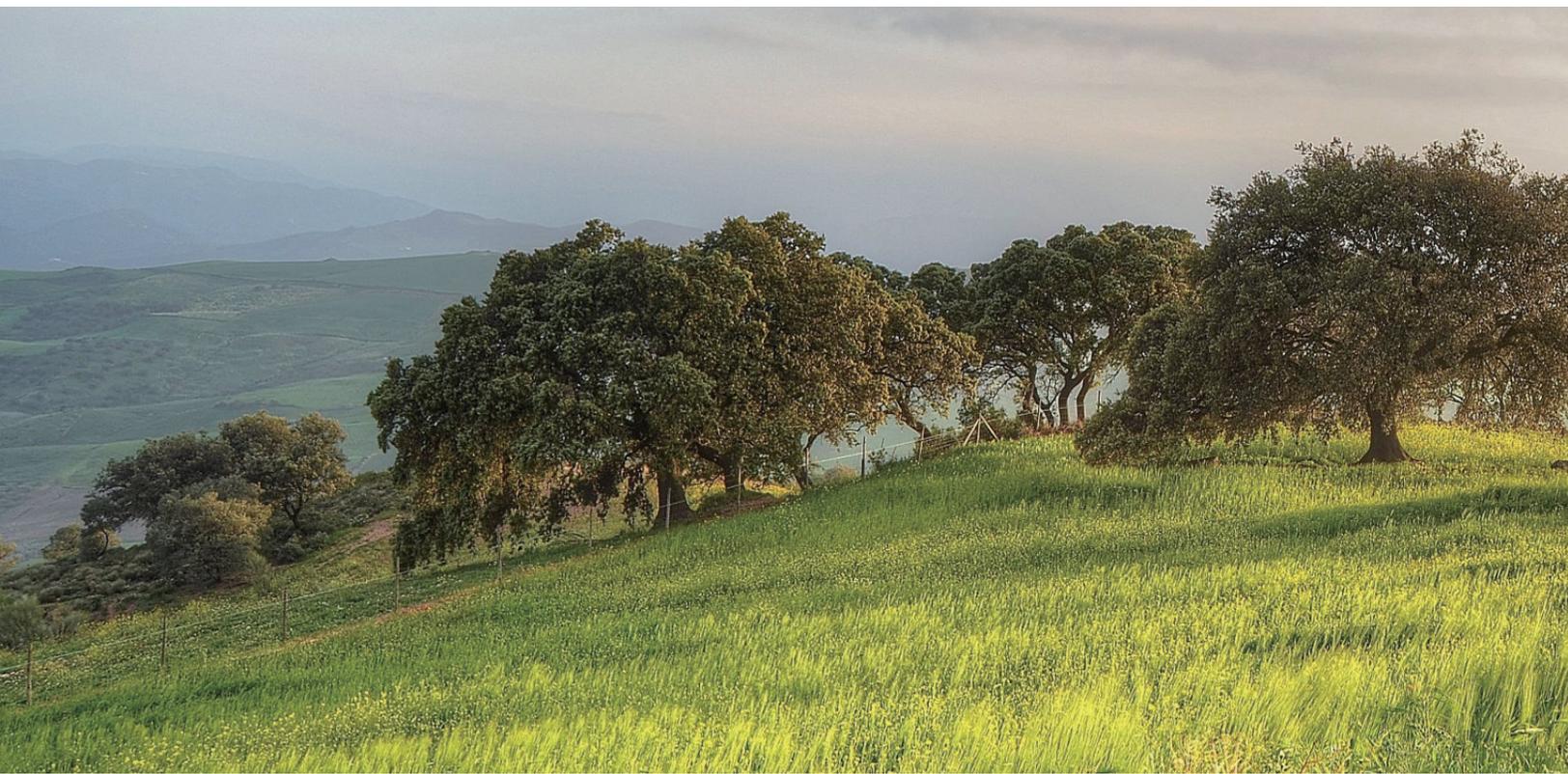
市场份额逐渐增大。现货交易需要全电量申报和偏差计算，日前和实时价差是其关键，主要受新能源申报和负荷波动影响。对新能源而言，若能有高于市场公布值的全省或区域出力预测，对现货偏差将是强有力的指导，同时对发电侧和购电侧都有一定的指导意义。另外，省间现货交易的时间设定，使购电省需要评估明天新能源出力和负荷，并结合省间合约存量决定购入电量，这需要高准确性的新能源出力预测和负荷波动数据，特别是在夏季用电量增多时，预测这两个波动值才能有效进行现货交易。

现实应用中，中长期合约交易和现货交易通常同时存在，如何有序协调直接交易确定的电量与现货市场交易的电力，是市场建设重点需要解决的问题。为保证实现中长期交易电量与现货市场的衔接，可再生能源亟需建立中长期和短期预报体系以及中长期电量合约的曲线分解方法（宋永华等，

2020）。另外，在合约交易与现货交易结合的市场中，发电量预测还有助于实现收益最大化。例如，如果现货价格高，减少中长期交易份额就有利于新能源发电企业在现货市场盈利。

因此，风光可再生能源预测技术对于市场消纳可再生能源、支撑高比例可再生能源电力系统的安全稳定运行、可再生能源市场盈利最大化具有重要意义。《新型电力系统发展蓝皮书》特别指出，强化新能源资源评估和功率预测技术研究，提高预测精度、延长预测周期，完善调度运行辅助决策功能，深化极端天气下功率预测技术研究，是国家近期新能源技术科研创新的重点方向。在未来，深度融合长时间尺度新能源资源评估和功率预测、智慧调控、新型储能等技术应用，将有效提升新能源主动支撑能力，使其逐步具备与常规电源相近的涉网性能。





第 6 章 生态环境友好的风光技术措施

2023 年 3 月，自然资源部、国家林草局、国家能源局发布的《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》指出，在严格保护生态前提下，鼓励在沙漠、戈壁、荒漠等区域选址建设大型光伏基地；对于油田、气田以及难以复垦或修复的采煤沉陷区，推进其中的非耕地区域规划建设光伏基地。该文件进一步扩展了光伏建设可利用的土地范围，也彰显了光伏在生态脆弱土地及难利用土地上可产生的综合价值。过去人们更多关注风电、光伏的节能减排效果，而较少关注其与生态环境之间的相互影响，尤其是生态原本就比较脆弱的干旱、半干旱地区（Hu et al., 2016; Kabir et al., 2018; Zaghba et al., 2022; Zhang et al., 2020; 丁成翔和刘禹, 2021）。本章通过梳理大型风光电站对周边生态环境及气候造成的影响，提出生态环境友好的风光技术措施，为大型风光发电站的可持续发展提供政策建议。



WIND AND 06 SOLAR POWER

6.1

风光系统对生态环境的影响

在过去二十年中，欧美等国家深入研究了风光发电对生态环境的综合影响。关注焦点包括风电和光伏在生态系统中的作用，尤其侧重于分析其对土壤、植被和水资源等方面的长期影响。总体来看，风光发电在制造阶段使用大量资源和能源，可能对原材料开采地的生态系统造成损害。建设阶段需要广泛利用土地，涉及多项土方工程，造成的环境影响包括施工扬尘、废水排放、垃圾产生、噪声扰民、植被和地表水土流失，对局地生态系统形成损害。运维阶段产生噪声、气象扰动，对局地气象条件、动植物和水资源均有影响。退役阶段的设备废弃物处理和土地修复也将随着大量风光机组的退役成为关键问题。全面考虑各阶段的环境影响，采取科学措施最小化负面效应，促进可持续的风光发电发展是实现清洁能源目标的关键。



6.1.1 风电场生态影响分析

• 对动物的影响

现阶段，多项研究认为陆上风电场会对鸟类和蝙蝠产生较大的负面影响，对陆地哺乳动物、其他脊椎动物和无脊椎动物多样性也可能造成负面影响。陆上风电场对野生动物的影响主要表现在：干扰造成的流离失所，碰撞导致的直接死亡，风电场基础设施修建直接导致的栖息地丧失。还有研究指出，风机转动对鸟类确实存在驱赶作用，但对鸟类的数量影响不大；与死于飞机、汽车、建筑物、通讯塔、架空电线等人造机器或设备下的鸟类数量相

比，死于风机下的鸟类数量变化不显著 (Erickson et al., 2001)。但因为风机的存在，也会导致一部分鸟类选择放弃其熟悉的栖息并迁徙到其他区域生存。若能采取相应的生态友好技术措施，可将风电场对动物的影响进一步降低。

• 对植被的影响

风电场对区域内外植被的影响机制与风向密切相关，电场区域内不利于植被的生长，而上、下风区域却有利于植被的生长，距离风电场中心 30-40 公里的下风区很可能是受风电场影响最为明显的区域，主要影响电场区域内的植被覆盖度、地上、地下生物量和凋落物含量等 (Tang et al., 2017;

Wu et al., 2023)。也有研究认为在植被盖度低的地区，如内蒙古霍林河的风电场，项目区域内植被生物量很小，多为抗性强的杂草类和灌草类，且长势较差，风电场建设对区域生物量不会造成明显的不利影响（王雪芹，2018）。

• 噪声对人和动物的影响

随着降噪技术的提升和风机加工工艺的进步，风机机械噪声影响较早期已大幅减弱，但是随着时间推移，风机部件会产生磨损，引起的振动将逐渐加强，噪声强度也会逐渐增大。风电场在运行过程中，主要产生 250-2000 Hz 内的低频噪声和次声（ 10^4 -20 Hz），次声水平较微弱，且噪声声级随着距风机距离增大而减小。风机运行时，每台风机的噪声源强在 96-104 dB (A) 之间（宋文玲，2011）。有研究认为噪声强度与风机数量的关系不大，主要原因是风机之间的距离一般超过 500 m，风机间噪声的叠加影响较小，但也有研究认为风机数量的增加会导致噪声强度的增加（Josimović et al., 2023）。风机噪声还可能通过掩蔽通讯、改变生理行为、听力损害等途径影响海洋动物，但对海洋底栖生物的噪声影响研究较少，其是否会受风电噪声影响仍然存在争议。对人类健康影响方面，有文献指出风机噪声会对人类健康产生负面影响，风力涡轮机噪声会使人更加容易被激怒，而且会出现头痛等症状，风力涡轮机的低频空气动力噪音会引起睡眠障碍和听力损失，同时也会伤害前庭系统（Arezes et al., 2014; Pedersen, 2011; Zajamšek et al., 2016），但大多数风电场与人类居住环境相距较远，产生的噪声对人类的影响可忽略不计（Chourpouliadis et al., 2012）。

• 风力发电设施的电磁辐射影响

风电场辐射源主要有风力发电机、变电站、输电线路 3 个部分。早期有少量研究表明，风电场的电磁波会对人类健康产生影响，并在一定程度上损害人类健康，但大多数研究结果表明风电场产生

的电磁辐射远低于有关人类健康的监管准则，对人体健康几乎无影响（Punch & James, 2016）。例如，对加拿大安大略省戈德里奇附近的金斯布里奇 1 号风电场的研究发现，风力涡轮机附近的磁场水平低于许多普通家用电气设备产生的磁场水平，而且远低于任何现有的有关人类健康的监管准则（McCallum et al., 2014）。并且风力涡轮机附近的磁场水平低于居民每天在家庭、办公室和学校接触到的磁场水平，也远低于生活中许多常见家用电器中接触到的水平。但有研究认为，海洋大型风电场铺设的长距离海底电缆所产生的高电压和大电流将对海洋生态环境产生一定影响，如当电流产生磁场时，洄游鱼类等海洋生物可能受到影响（蔡灵等，2019）。某些海洋生物由于具有磁敏感性，海底电缆铺设导致的磁场改变可能会破坏或影响迁徙鱼类的地磁模式，从而影响其运动方向。如果磁场强度改变过大，还可能影响海洋生物的生殖和发育等生理过程。从整体上来看，现有研究虽然表明海上风电产生的电磁辐射会对海洋生物产生一定的影响，但总体影响有限。

6.1.2 光伏电站生态影响分析

• 对区域水分的影响

荒漠区整体降雨量较小，但蒸发量普遍都大于 2000 mm。在荒漠地区部署的光伏板，其平整的板面对天然降雨起到了汇流、聚集的作用，从而将无效降雨转变为有效降雨。有研究发现，在 0-20 cm 土层中，土壤水分的顺序为：光伏阵列间隙 > 光伏电池板下 > 对照，20-40 cm 土层水分的顺序为：光伏阵列间隙 > 对照 > 光伏电池板下（王涛等，2016）。板面空隙在板下形成了明显的滴水线，水分再分配使得滴水线及板下沿位置土壤含水量高于其他位置，有利于植被种子的萌发与幼苗生长，这些水分将促进受水分胁迫植物的生长，从而达到对当地荒漠化土地进行改善的效果。

• 对局地土壤的影响

光伏板阵列对土壤温湿度的影响是个复杂的过程，影响程度与地理位置、季节变化、下垫面因素有关，并存在地域差异，也与光伏板安装方式、高度、电站规模大小有关。研究发现，对表层土壤而言，荒漠区光伏装置具有绝热保温作用，其在夜间对土壤有保温作用，在白天则有降温效应，对土壤有增湿效应，这有利于光伏板下植物的生长 (Li et al., 2018b)。在沙戈荒地区，铺设光伏板有还利于改善小生境，表现在植物物种多样性增加，盖度增加，生物量提高，以及对地表流沙的固定有正向效应。

• 对区域植被的影响

荒漠区原先裸露的地面被光伏板遮盖，从而在

一定程度上减弱地表风速，有效抑制地表沙尘的移动，形成沙障作用 (Chang et al., 2016; Li et al., 2018a)。也有研究指出光伏板的遮阴还可以减少植物蒸腾作用，降低水分的流失，有助于植物生长和荒漠化防治 (Chang et al., 2016; Grace, 1988; Li et al., 2018a)。例如，通过对榆林市光伏园区的研究表明，与对照处理相比，光伏电站建设区域的植物物种的 α 物种多样性以及地上生物量的鲜重和干重均有增加 (王涛等, 2016)。对毛乌素沙漠的某光伏电站的研究显示，相较于场站外，站内植被盖度提高约 7 倍，物种丰富度增加约 2 倍，生物量增加约 23 倍 (Yu Liu et al., 2019)。针对青海共和某荒漠电站的研究显示，在电站建成后 3 年内，站内植被盖度呈现逐年增加趋势，且相较于周边区域，站内植被盖度提高了 83.9% (李少华等, 2016)。

专栏 光伏对植被恢复的促进作用

光伏电站在防风固沙、防止水土流失、阻沙入河等方面也起到了显著的生态效益。在腾格里沙漠东南缘的中卫市沙坡头区，数年前在沙漠中建设的 6.5 万亩光伏电站，植被覆盖度显著提升。国土三调数据显示，该区域已归属于草地，中卫市西北地区的移动沙丘的威胁减弱。在毛乌素沙地，煤矿采空区上建设的光伏电站，不仅植被覆盖度显著高于周边的沙地，而且对于采空区的生态治理起到了关键作用 (a)。库布其沙漠中的达拉特旗光伏电站已经起到了比较明显的固沙效果，较以前每年向黄河的输沙量有所减少 (b)。青铜峡光伏电站滴水线下植被分布明显 (c)，五家渠光伏电站由于光伏板的遮阴作用，耐盐碱植物生长旺盛 (d)。



a 内蒙神东布尔台采煤沉陷区光伏电站



b 内蒙达拉特旗光伏领跑者基地^①

^①文中图片来自《荒漠区风光电建设生态保护与修复技术科学考察报告》，考察时间 2022 年 6-8 月，拍摄单位清华大学社科学院能源转型中心与社会发展研究中心。



c 宁夏大唐青铜峡光伏电站



d 新疆五家渠荒漠盐碱地光伏电站

图 6.1 光伏电站对植被恢复的实地考察情况探究

专栏 光伏对生态环境的负面影响



a 甘肃武威某在建项目地表为不毛之地



b 场站外葱郁的植被及施工机械碾压



c 光伏板狭管效应造成桩基裸露



d 极端降雨造成的土壤侵蚀

图 6.2 光伏电站对生态负面影响的实地考察情况探究

在光伏电站建设过程中，场地平整破坏原生植物并改变下垫面性质，极端降雨条件下极易引发水土流失。桩基的安装会对地表造成不同程度的干扰，国内多数使用水泥桩，其地下部分会发生破碎断裂，不利于项目期末的回收与再利用，环境污染风险高。光伏电站组件形成的狭管效应对沙漠地区的光伏电站造成了风蚀和风积。光伏板的集雨效应及地表地形的改变在一些地区加剧了土壤侵蚀。光伏板的清洗及板下种植，都需要大量水资源，对于水资源稀缺的荒漠区存在很大的挑战。常规的清洗频率为每数月定期清洗1次，或者根据智能管理系统数据分析结果对板面分批次进行清洗，多使用水车运输的中水。每1兆瓦光伏板的清洗水量消耗为3-10吨（平均6.5吨），按照国家规划的荒漠区新增装机容量108.65吉瓦计算，按全年清洗6次的频率，一年的清洗用水至少需要423.74万吨，在平均25年的运营期内，电站的总用水量高达10.6亿吨。另一方面，光伏场站运维车辆的通行还会破坏地表植被，并造成严重的扬尘风险。

6.1.3 风电对区域气候影响分析

风力发电在运行过程中虽然不会像火力发电一样产生温室气体和其他污染气体，但是风机涡轮扰动会增加湍流能量。风机把风能转化为电能，改变了风电场所在局地原有的能量循环模式，因此也会对风电场附近的天气甚至区域气候产生影响。区域气候方面，风电场会吸收气流的动量，使下游地区风速减小20%-40%，影响范围可达30-60公里（Frandsen et al., 2009; Vautard et al., 2010）；也有关于风电场地表温度的变化趋势的研究发现，风电场的建设可使附近地表增温达0.72℃（Zhou et al., 2012）；风电场还可通过对

风速、地表温度、湍流的综合影响改变局地降雨（Fiedler & Bukovsky, 2011）。总体来看，已有研究表明了风电场可以改变局地气象条件、陆表和大气热交换过程，其中风电场对风速及地表温度、蒸散发的影响受到了广泛关注。理论分析认为，风电场会使得其局地的近地表下层空气出现“白天减温增湿、晚上增温减湿”的现象，上风处则恰好相反。风电场通过改变风速、湍流、垂直混合、蒸发、陆表和大气热交换过程（Ruan et al., 2022），进而改变大气边界层条件，最终影响陆表气象，进一步影响气候状况。

6.1.4 光伏对区域气候影响分析

大规模集中式光伏电站密集的光伏方阵可改变场站的环境特性，已有众多学者针对光伏电站对区域及全球气候的影响进行了研究。目前大部分研究采用建立模型或局部观测的方法来探讨光伏电站对气候和植被的影响。大多数研究都得出了光伏对当地气候有利的积极结论（Li et al., 2018a; Y. Liu et al., 2019; Xia et al., 2022），认为光伏电站的建设有利于增加局地降水，缓解局部地区的干旱

问题，也有一些文献得出了相反的结论（Grodsky & Hernandez, 2020; Sturchio et al., 2022）。值得注意的是，目前更多的研究局限于局部观测，涉及全球尺度的研究较少。目前对大规模风光装机对生态环境气候影响的研究大多以干旱地区为研究对象（Barron-Gafford et al., 2016; Li et al., 2018a），这与干旱地区土地资源可供应量和风光资源相对丰富有着直接关系，大部分针对光伏在干旱地区的气

候研究认为大型光伏电站会降低地表反照率，导致地表吸收的太阳能辐射增加，从而使地表温度升高；同时，光伏方阵会增加地表摩擦，降低近地面风速，从而导致地表温度升高、降水量增长、植被覆盖率和根系固碳量的增长。而针对城市中分布式光伏的气候影响研究认为，在城市大规模部署光伏组件会提高反照率，降低了区域温度（Millstein & Menon, 2011）。总体来看，已有研究认为部署光伏组件对地区温度的影响与其对地表反照率的改变相关，若大规模光伏电站组件降低了原本区域的背景反照度，如沙漠地区，就会提高该地区的气温；

反之，若组件提高了原区域的背景反照度，如城市，就会降低区域的气温，若同时考虑光伏组件的遮蔽效应，城市中大规模部署光伏组件将对城市建筑的热岛效应有所改善。也有研究者通过模拟研究表明，光伏电站导致的区域性降温会被光伏板本身吸收阳光所抵消（Chang et al., 2018），与未来预期的气候变暖相比，大规模光伏电站建设对气候的净影响很小。由于电站所处区域及气候条件不同，研究结论存在差异，目前还缺乏实证性研究证明大规模光伏电站会显著影响全球气温变化。

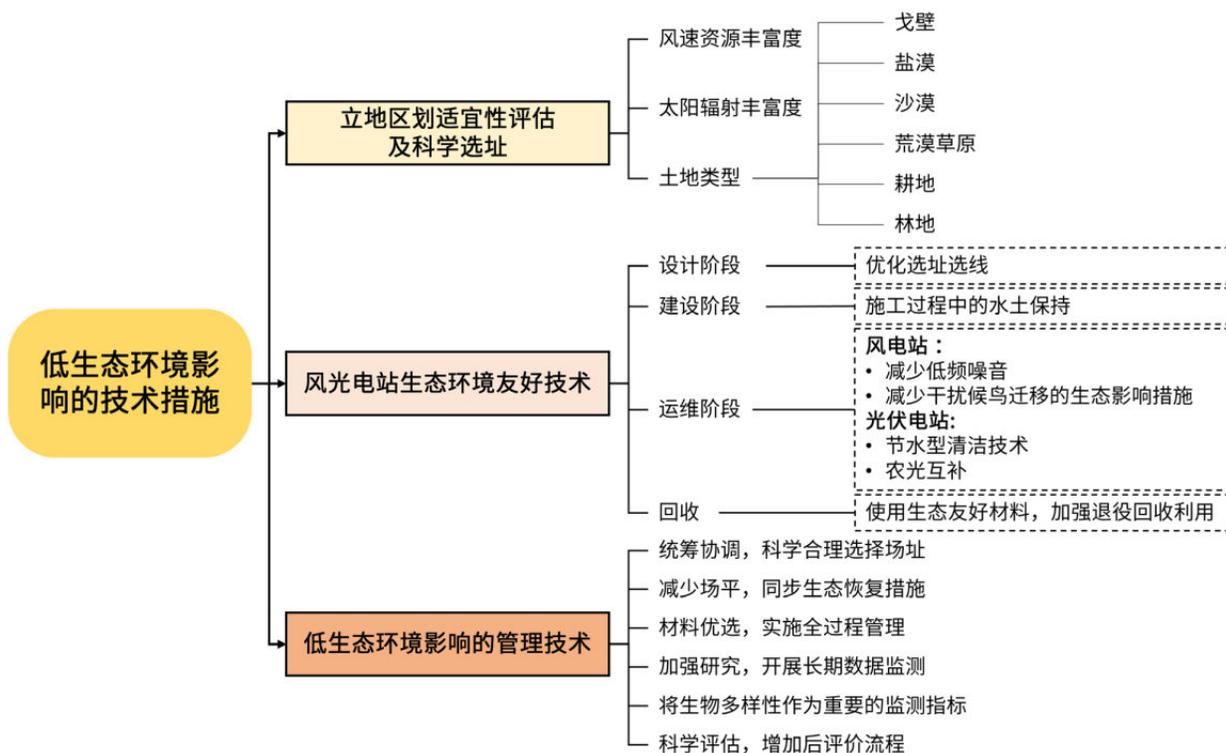


6.2

低生态环境影响的技术措施

加快推动新能源体系建设，已成为地方实现“双碳”目标的重要举措，尤其像光伏电站等需要长久大量占用土地资源的建设项目，优化光伏发电项目空间布局，合理安排光伏项目新增用地规模、布局和开发建设时序，布设先进的生态修复技术措施显得尤为重要。图 6.3 总结了风光在发展过程中低生态环境影响的技术措施路径。

图 6.3 风光发展的低生态环境影响技术措施



6.2.1 光伏电站生态环境友好技术

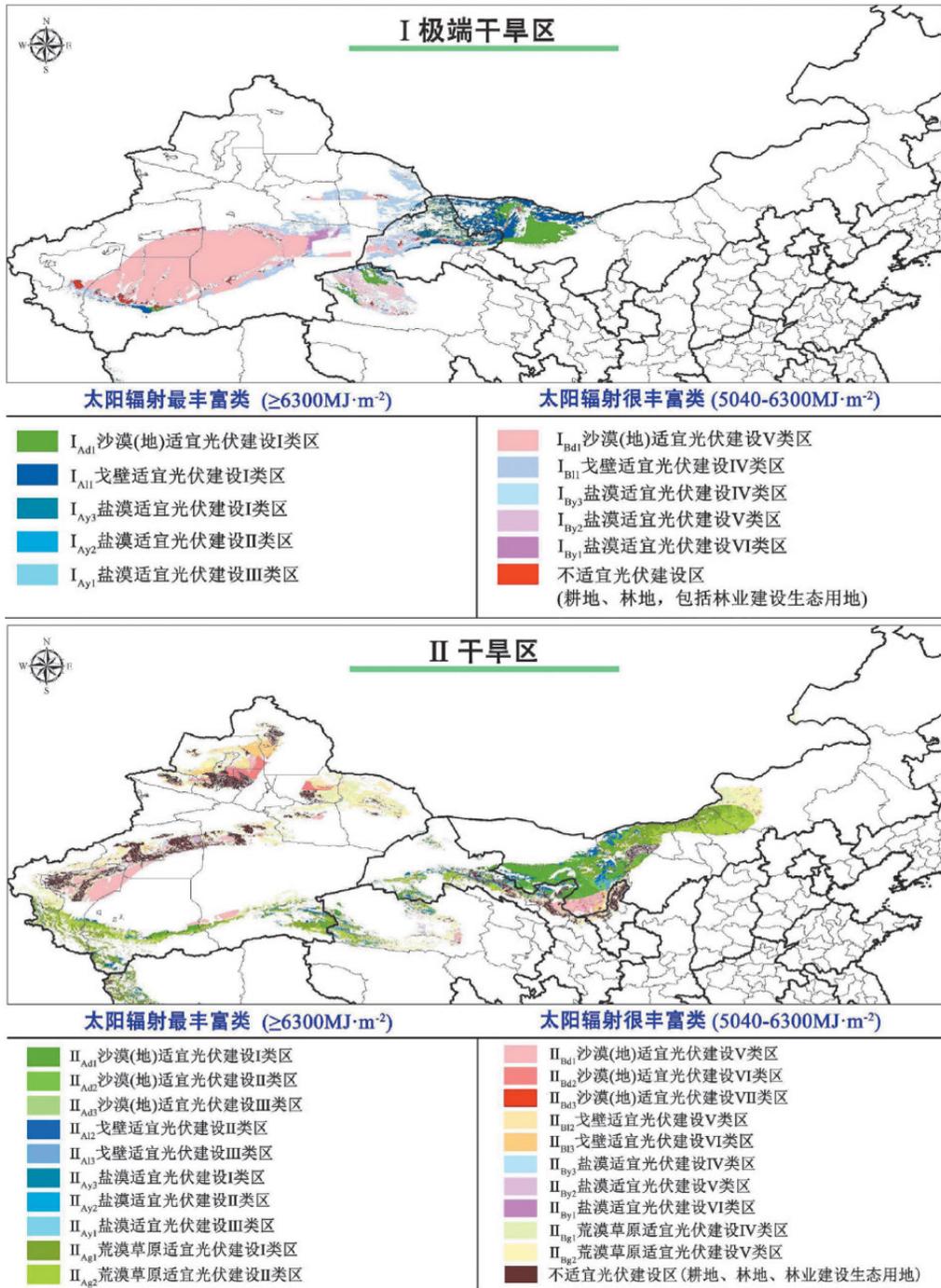
光伏电站占地面积较大，在其设计、施工、运营中对生态环境产生的局部影响也不容忽视，因此在进行光伏电站的建设发展过程中应以生态位作为基本点，坚持技术领跑与生态领跑并重。

• 选址设计阶段

目前及未来，沙戈荒干旱、半干旱区是新能源大基地建设的主阵地，大基地建设的荒漠区横跨不同气

候区，包括极端干旱区、干旱区、半干旱区，在降水、区域实际蒸散量、植被覆盖度、下垫面性质等方面存在显著差异性。通过对沙戈荒干旱、半干旱区新能源大基地建设的选址考察表明，极端干旱区、干旱区相较于半干旱区而言，更适宜建设光伏电站。此外，极端干旱地区植被最为稀少；相对而言，半干旱区水分条件较好，植被覆盖较高，结合实际考查结果及立地类型区划，高植被覆盖度的区域光伏建设适宜性较差，低植被覆盖度的区域更适宜光伏的建设。因此，在开展光伏电站建设选址方面应分区统筹，并遵循区域性原则。荒漠区光伏电站建设立地类型及适宜性区划体系展示如图 6.4 所示。

图 6.4 荒漠区光伏电站建设立地类型及适宜性区划体系^①



^①摘自《荒漠区光伏电站建设生态保护与修复技术科学考察报告》，2023年6月，我国治沙暨沙业学会 & 清华大学社会科学学院能源转型与社会发展研究中心。

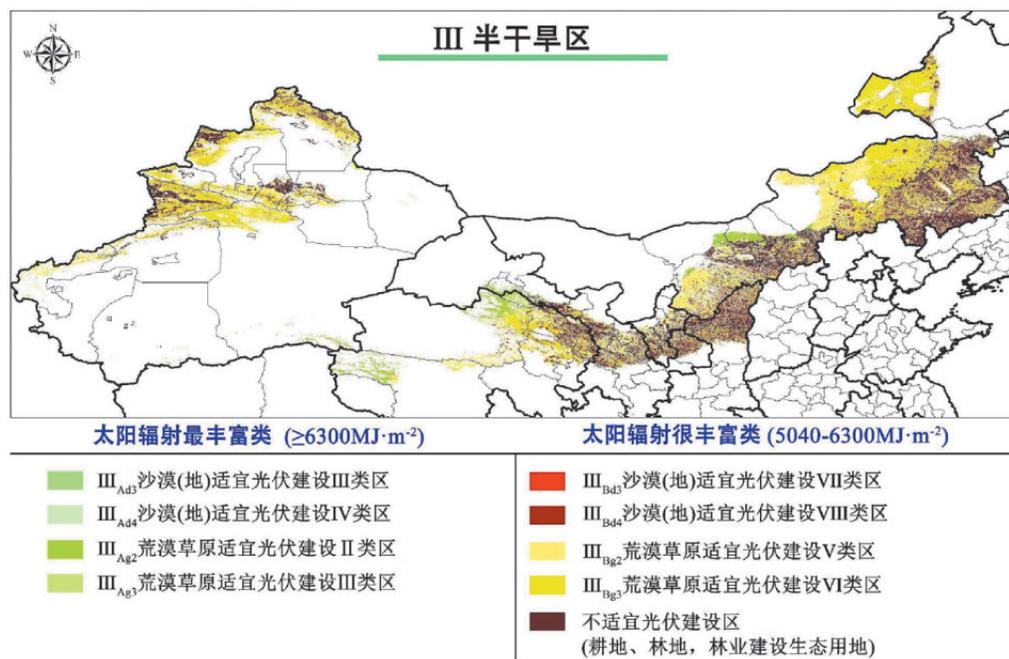


表 6.1 极端干旱区适宜性区域面积及其分布

适宜性区域	面积 / 万 km ²	分布特征
极端干旱区	51.77	主要分布在我国塔里木盆地、酒泉市、阿拉善盟西部以及青海省西部的部分地区
干旱区	63.55	主要分布在塔里木盆地周边地区、准噶尔盆地、阿拉善盟东部、阴山以北的区域
半干旱区	70.89	主要分布在内蒙古东部、黄土高原中北部、甘肃东部以及新疆北部部分区域

在可利用土地资源丰富且条件允许的情况下，可综合考虑当地土壤环境、植被覆盖度及工程水文地质资料，结合光伏组件形式、关键技术参数及光伏布设进行光伏基地选址。当选择的土地类型为生态环境脆弱或不稳定、水土流失严重的区域时，应合理设计光伏基地占地面积，选择其中地质条件较好的区域进行光伏的布设，采用符合整体工程设计且对地面扰动最小的安装方式。同时应根据当地水资源状况，以水资源保证率确定周边环境治理方案和后续的农林牧开发方案。

• 建设阶段

主要考虑扬尘废气、土壤破坏、废水污染、固体废物、施工噪声等对于生态环境的影响。施工期间应配备洒水降尘设备以防止扬尘，保持场地清洁，对相关材料进行防扬尘措施，施工后及时实施生态恢复措施；施工废水及生活污水应集中收集并严格执行施工管理条例；对施工期产生的生活垃圾以及建筑废料、设备垃圾等应分类收集堆放，交由当地环卫部门定期清运；在保障施工功能的条件下尽可能选择功率低、噪声小的逆变器及变压器等设备，并加强对施工人员的生态保护教育与引导，以减小施工噪声对外部环境的影响。

• 运营阶段

定期安排专业人员对光伏组件进行巡检，检查并处理受损零部件及排除潜在隐患；针对光伏发电产生

的轻微漫反射导致的光污染，应合理调整电池板角度及阳光反射角，提高光伏利用率，并对光伏组件进行防反射处理；制定生态环境平衡监测系统方案，监测光伏基地及场址周围生态系统功能的变化，及时发现隐患并提出应对措施；光伏发电系统产生的废弃物对于区域自然环境可能产生不可逆的破坏，因此对于废弃物应严格加强管理并集中处理。

在以水定产的前提下，可酌情开展光伏+复合利用，节约集约用地，提高土地的综合利用价值，类型包括农光互补，草（牧）光互补，林光互补，渔光互补，茶光互补，光伏大棚等。西北沙戈荒地区，年均降水量低于400mm，多数在200mm以下，因此在光伏电站开展农业种植需要评估当地的水资源、劳动力、农业生产管理等条件，并实施节水灌溉技术，以促进水资源高效利用。另外，沙戈荒地区由于水分条件的限制，防风固沙是当地光伏项目的首要任务，应以保证生态条件的改善为主，不应开发农牧业及养殖业。在村庄附近，可开展集约式的光伏+产业，例如温室种植，温室观光等，提高项目的社会效益。在产业选择上，建议遵循钱学森先生提出的“多采光、少用水、新技术（高耗能）、高效益”原则来选择引进产业。

6.2.2 风电场生态环境友好技术

• 优化选址选线

结合风资源分布、水文地质、水土流失情况、生态环境现状、动植物分布情况等多种因素，优化施工道路、场站分布、风电场位置、风机位置等，尽可能选择施工期和运营期对生态环境影响小的方案，从源头上降低对环境的影响。

• 减少低频噪音措施

风电场运营期间风机主要产生机械振动噪声和空气动力噪声。机械振动噪声是由机组内部的机械运转而产生，空气动力噪声由旋转的风机叶片与流动空气之间的摩擦产生，是风力发电机组的主要噪声源，这种噪声与风机叶片的表面和角度等参数以及塔架有关，并随着风速的增加而增强。常采用的降噪工程措施为：1. 阻尼减振及隔声措施；2. 消声措施；3. 吸声措施；4. 隔振措施。

• 减少对干扰候鸟迁移的生态影响措施

候鸟与风机叶片发生碰撞的可能性取决于鸟类的迁徙飞行高度，各种鸟类由于个体差异，其飞行高度各不相同。迁徙飞行的鸟类，迁徙时除小型、中型的鸻鹬可能会与风机叶片发生碰撞外，其他鸟类基本不会发生碰撞。基于生态保护优先的原则，常见的保护措施有：1. 安装鸟类防撞系统，如欧洲风电场安装的鸟类防撞系统TDBird，可实现实时高清追踪、噪音驱离、临时停机等功能；2. 施工工期的选择应尽可能避开鸟类的迁徙期；3. 在风机上适当的位置安设不同色彩搭配的闪烁灯光，如旋转时形成鹰眼图案，促使鸟类产生趋避行为，降低撞击风险；4. 将风机的鸟撞防范工作纳入区域发展规划；5. 采用钢管塔替代格塔，光滑的表面可有效阻止鸟类筑巢。

- 施工过程中的水土保持措施

在总体布局上，做到工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合，点、线、面相结合，减少水土流失的发生。工程措施包括表土剥离用于绿化，采用永久措施和临时措施结合的方式布设截水沟，对边坡进行综合防护等。植物措施包括对临时占用荒地、林地和风机底部部分的永久占地进行覆土和土地整治后，种植草类或栽植低矮灌木；临时占用农地的，全面整地后进行复耕。

- 使用生态友好材料，加强退役回收利用

在风机制造过程中选择环境影响小、易于生物降解的材料。比如风机叶片采用碳纤维取代玻璃纤维。同时，需要加大风电场退役之后的生态修复，以及加强各种固体废物的回收利用等。

6.2.3 低生态环境影响的管理技术

- 统筹协调，科学合理选择场址

建立能源、生态环境、林草、国土、自然资源、水利、气象等部门之间的统筹协调，统筹考虑可再生能源对环境的不利影响和环境效益，针对不同地理区域、生态情况和气象条件制定开发规划，兼顾可再生能源的经济效益、社会效益和环境效益，制定适合当地特征的可再生能源发展目标、技术路线，充分进行规划场区的比选，统筹多部门意见，全面识别规划区域的环境敏感目标，以生态环境保护为优先原则，多角度多维度加强对风电光伏项目选址的优化，开展经济性与适应性评估，合理避开生态环境敏感区，同时加强风电机组和光伏组件阵列的微观选址，降低对局部生态环境的影响。在开展生态环境评估的基础上，结合区域资源承载力评估以及建设和运营风光电站防护工程经济性评估，合理选择风光电站建设地点。建议在植被盖度 20% 以下的地区开展风光电建设、回避生态红线和野生动物重要的迁徙路线。干旱区的戈壁地区是比较适合建设风光电站的区域，其次为半干旱沙漠化地区和荒地，再次为干旱半干旱沙漠地区。

- 减少场平，同步生态恢复措施

早期建设的光伏电站，多数在建设期对地表进行了大面积场平，目的是便于机械化施工，降低安装成本。近期建设的光伏电站也存在场平工程，若施工期遭遇大风天气，或将成为沙尘暴的沙尘来源。荒漠区降雨量普遍较低，场平对地表原生植被的破坏巨大。建设过程中建议“随坡就势”、减少场地整平作业，降低对原有生态系统的破坏。从施工初期就注重防风固沙措施的同步实施，做到建设一片，保护一片。加强对水资源的管理，提高水资源利用效率，减少水资源无序消耗。

- 材料优选，实施全过程管理

风光电站的建设需要大量工程材料的投入，下至桩基础、电缆、各种开工电力设施，上至光伏板、风机、

塔筒、支架，外至围栏等，都需要在设计阶段就采用生态友好的材料。目前施工中多使用水泥桩，建议增加工程中螺旋桩、H型钢等材料的比重。采用动物友好型电缆及电力设施，便于牲畜在电站内的活动安全。采用柔性支架，减少地形起伏较大地区的场地平整工程量。减少使用围栏等生态隔断措施，保持场区内动植物与场区外的互通，建议就地取材设置木栅栏等生态型围栏。同时，应把生态保护贯彻到电站的全生命周期过程，建议制定相关的规程加以规范。

• 加强研究，开展长期数据监测

关于风电光伏基地与生态环境之间的影响，并不完全以现象的形式表现出来，还有很多机理机制方面的影响需要进行更深入的研究。应加强风电场和光伏电站建成后的跟踪监测工作，掌握长序列动植物观测资料，反馈规划实施对保护动植物的影响，尤其应开展区域鸟类、噪声、重点保护动物、植被恢复的跟踪监测等，从而掌握风电项目和光伏电站建成后生态环境的变化情况。同时，应对于未来风光大规模发展可能带来的生态环境效益和生态环境影响开展长期跟踪和量化研究。

• 将生物多样性作为重要的监测指标

风电场对地表动植物的影响要微弱于光伏电站。光伏电站对距地微气候的影响直接表现在影响地表太阳辐射、空气温湿度、风速风向等，进而引起动植物对光伏电站的不同响应。小生境会影响地表植被生长情况，进而影响野生动物的活动范围与分布。因此，将大型集中式光伏电站所在区域的生物多样性作为考核生态变化的指标，是生态脆弱区域光伏电站与生态环境相互促进协同发展的一条可持续路径。

• 科学评估，增加后评价流程

风光电站建设对不同尺度（微观、中观、宏观）、不同生态环境要素（水文、土壤、小气候、植被、生物多样性）均具有密切而又不同的影响，应加强风光电站建成后的跟踪监测工作，并开展环境影响后评估工作。同时还应考虑不同规模风光电站建设对上述要素产生的影响，尤其是评估开发规模扩大对中观、宏观的影响，以及由此引发的社区、城市、国家等能源转型所带来的经济和社会影响评估。对于未来风光大规模发展可能带来的生态环境效益和生态环境影响，应开展长期跟踪和量化研究，生态效益评估还应涵盖减少温室气体、二氧化硫、氮氧化物、粉尘等的排放，减少火力发电对水资源的消耗，避免煤炭、石油、天然气开采带来的环境影响等。



6.3

生态效益示范项目

专栏 光伏治沙生态效益示范项目

项目名称：中卫沙坡头光伏电站。

项目地点：宁夏中卫市沙坡头区。

自然条件：腾格里沙漠边缘的沙化土地，年均降雨量 180 毫米。

治理措施及效果：草方格治沙，“草方格”固沙技术在光伏治沙领域发挥了重要作用，一亩地“草方格”的成本为 800-1000 元。项目土地类型在建设前为移动沙丘，在建设光伏项目后，国土三调根据卫星图斑显示的植被覆盖率把这片区域确定为草地，光伏治沙使草地新增 6 万多亩。



图 6.5 光伏电站的草方格治沙工程措施（摄于 2022 年 3 月）

专栏 光伏治沙复合利用生态效益示范项目

项目名称：宝丰集团生态牧场光伏电站。

项目地点：宁夏银川市以东大约 50 公里。

自然条件：荒漠化土地，沟壑纵横，生态环境脆弱，年均降雨量 200 毫米。

治理措施及效果：采用旋转式单轴跟踪光伏支架，能最大限度地利用太阳光，最大限度地减少对下垫面的遮光影响，光照比较均匀，对枸杞和牧草生长的影响较小，这种光伏架设计的林光互补土地立体化利用模式，非常适合在有灌溉条件的荒漠区进行推广。项目采用了以色列耐特菲姆水肥一体化设备，以黄河水（需取水证）、附

近煤矿疏干水为水源，可实现精准灌溉、精准施肥、自动化控制、智能化控制，在节约用水的同时取得了良好农业种植规模认证。



图 6.6 光伏电站内种植的枸杞（摄于 2022 年 7 月）

专栏 光伏与退化草原生态修复示范项目

项目名称：中民投宁夏国家级光伏综合示范区。

项目地址：宁夏吴忠市盐池县高沙窝镇。

自然条件：沙化土地，退化草原，年均降雨量 280 毫米，蒸发量 2300 毫米。

治理措施及效果：由于封育管理，草原综合植被覆盖度从 2003 年的 25% 提高到 70% 左右，草场生产力从 48 公斤提高到 147 公斤，牧民可进行放牧和割草。板下板间的柠条生长旺盛，两到三年平茬一次，粉碎后可作为冬季补充饲料。



图 6.7 电站建成后退化草原草本植物生长良好（拍摄于 2022 年 3 月）

专栏 光伏与煤矿塌陷区生态修复示范项目

项目名称：神东布尔台煤矿采煤沉陷区光伏电站。

项目地址：内蒙古鄂尔多斯市伊金霍洛旗神东布尔台煤矿。

自然条件：黄土高原丘陵沟壑区与毛乌素沙地过度地带，年均降雨量 343 毫米。

治理措施及效果：该电站位于采煤沉陷区内，面临的生态保护挑战巨大。神东集团以电站建设带动生态建设、光伏精准扶贫、产业融合、乡村振兴、资源循环利用多位一体平衡发展。园区内开展了不同浇灌方式对电站内植被生长影响的实验，对电站生态运营方式进行了科学探索，电站生态治理效果明显。



图 6.8 项目区景观（摄于 2022 年 6 月）

专栏 荒漠区风光光伏电站同场生态效益示范项目



图 6.9 项目区植被保护与修复现状（摄于 2022 年 7 月）

项目名称：大唐宁夏太阳山风电场项目。

项目地址：宁夏吴忠市太阳山。

自然条件：典型荒漠草原，年均降雨量 260.7 毫米。

治理措施及效果：风电和光伏同场建设，对土地集约化利用有较好的示范作用。该电站在建设阶段做过局部场平，光伏板高架式安装，经过修复，场内植被恢复良好，基本形成了稳定结构的荒漠草原植被生态系统。

专栏 戈壁区风光光伏电站同场生态效益示范项目

项目名称：瓜州的北大桥风光同场项目。

项目地址：甘肃酒泉市瓜州县北大桥。

自然条件：戈壁，年均降雨量 41 毫米。

治理措施及效果：在无植被覆盖的砾石荒漠地区，砾幕层在保护土地资源方面具有重要作用，可以保护下部泥土不被吹蚀，从源头减少风沙物质并保护土地资源。单纯风电场的植被保护与促进恢复作用弱于风光同场电站，风光同场是西北荒漠区一种生态友好型的组合方式。



图 6.10 瓜州某风电场与风光同场电站的植被状况对比

专栏 风电场国家水土保持示范工程

项目名称：江西省天润赣州全南天排山风电场项目国家水土保持示范工程。

项目地址：江西赣州市全南县天排山。

自然条件：项目区属中亚热带多雨区，年均降水量 1653 毫米，3-8 月平均月降水量在 150 毫米以上，位于江

西省水土流失重点预防保护区。建设区域地形高低起伏、山势陡峭、海拔高差大，水土保持措施实施难度高。

治理措施及效果：项目设计阶段，团队持续对边坡防护措施设计方案进行优化和完善，对截排水措施进行了分地形、汇水区域的多断面计算与复核，结合草种试验结果，确定了“上截下排”与挂网喷播植草相结合的边坡防护措施。项目建设过程中，贯彻“最大程度保护，最小程度破坏，最强力度恢复”的理念，结合当地气候环境特点，高规格、高标准落实了截排水系统、挂网喷播植草等水土保持措施，提升了工程景观和植物的多样性，让风电场融入自然，与周围环境和谐共生。通过以上措施，实现了良好的水土保持和植被保护，改善了当地水土流失和侵蚀的现状，2019年被评为“赣州市水土保持生态文明示范工程”。



图 6.11 赣州全南天排山风电场项目现场（摄于 2020 年 8 月）

6.4 政策建议

大规模的工程建设，势必会对生态环境造成影响，如果没有科学的生态修复及保护措施，工程建设将会加剧区域的生态恶化，例如原生植被消失、生物多样性降低、土地退化程度加重等（Yu Liu et al., 2019; 刘向等, 2022）。为此，需要在风光工程开发建设的全过程开展生态修复与保护，尤其是生态脆弱的干旱半干旱区。针对以上问题，本章提出如下5点建议，从政策层面支撑风电场、光伏电站工程的低生态环境影响技术的实施。

风光用地的规划与科学供给。建议由国家及地方行业主管部门结合国土三调数据，分析排查适宜发展风光发电且具有生态修复需求的潜在土地资源，建立数据库，进行土地资源统计和分级管理。西北荒漠区土地、风能、光能资源丰富，需要分省评估。厘清土地确权问题，对有可能作为新能源用地的土地进行分级，开展基于碳中和、能源安全、生态安全、粮食安全等约束条件下的土地资源规划。对标世界主要国家的先进做法，基于2030年碳达峰及2060年碳中和目标，设计风电场、光伏电站发展情景，评估发展路径以及不同发展情景对技术经济能源社会的影响，进而制订与此相匹配的土地供给政策。

建立生态友好的选址平台。风光项目的建设需要考虑对生态环境和生物多样性的影响。借助国土空间规划“一张图”带来的数据基础，确定新能源选址地理信息平台相关技术规范，引导地方政府结合“一张图”建立新能源选址平台，并将需关注的生态要素纳入平台，绘制国家新能源环境友好地图。根据科学的指导来合理布局新能源项目规划选址，降低风光项目开发对生态环境造成的负面影响，进而降低选址成本。编制规避和减缓生态环境影响的行业操作手册，通过培训等手段提升地方政府管理水平，加强项目事前审核、



事中监管、事后评估机制，强化责任及追责处罚等制度约束。

科学评估风光项目与生态修复协同增效的可行性。合理开展草光一体、农光一体、林光一体、牧光一体、沙漠光伏生态修复等形式，理论上可实现新能源发展的生态效益最大化。但需要评估区域的太阳能资源条件、电网接入条件、生态修复需求的迫切程度、生态红线、环境底线、资源利用上限、当地社会经济发展配套能力等多方面因素和条件。建议各省以县级为单位，结合本县土地利用性质与能源网络现状，统筹规划新能源发电和生态环境耦合修复政策，制定县级风光发展和生态保护修复宏观治理方案指导意见。针对适宜风电发展并有生态修复需求的土地，由地方行业主管部门根据县域实际情况出台指导意见，出具微观新能源发电和生态治理政策。

推动风光电站园区化管理模式。发电是新能源投资企业的关注重点，生态是地方政府的关注重点。多数风光电站的建设与生态修复由电力企业自己承担，由此可能产生多种问题。具体表现在：由非专业队伍做生态修复，成本高修复效果差，未能考虑原生植被的种类、结构、功能、多样性及修复后生态系统的稳定性。建议设计园区化生态管理模式，通过园区化生态管理模式可实现各相关方的协同互补。各相关方各司其职，电力企业建设电站和提高发电效率，生态修复交由林业生态保护机构来设计实施。企业提出考核指标，通过招投标来选择专业的队伍，开展生态修复。

降低风光项目的非技术成本。建议对具有生态修复效益的风光电站建立自然资源资产负债表，并制定生态资产的市场化交易机制，该政策将有利于风光电站因其生态治理效益而得到额外的增收。通过生态评级达到不同生态优秀级别的电站可按约定享受一定的电价溢价，这样可以有效促进风光电站增加生态投入的积极性。参考国际风光电站生态标签制度（如环境产品声明制度等），通过开发风光+生态修复项目的生态标签，比如光伏治沙生态标签等，使其进入绿色电力交易市场和绿色电力证书市场化交易，并鼓励市场优先购买具有生态标签属性的绿色电力。所开发的风光+生态修复项目生态标签应有法定依据，项目信息可追溯，避免双重计量。



碳中和目标下的风光 发展政策与展望篇

未来随着风光“倍增”式的装机增长需求，在这一背景下，我们迫切需要制定更为积极、具有前瞻性的政策举措，以促进风光技术的全面发展，涵盖研发、生产和应用各个环节。从而推动风光及相关领域实现技术创新，提高能源利用效率，确保风光资源得到最大程度的高效利用，为我国的清洁能源体系打下坚实基础。本篇将为我国未来的风光发展政策提供政策建议，助力我国在碳中和征程中迈出更加坚实的步伐。



第7章 风光发展技术路线展望与政策建议

本报告编者通过总结我国风光技术发展现状、可能造成的生态环境影响及未来发展潜力，绘制了我国未来年风光发展的技术路线图，为我国风光发展提供政策建议。



WIND AND 07 SOLAR POWER

在碳中和目标下，2060年我国的风电与光伏装机量将达到2020年风光总装机量的十倍以上，且随着风光发电技术的不断发展与发电效率的提升，2060年的风光发电量将达到2020年风光发电量的十三倍以上。预计到2030、2035、2040、2050和2060年，风电和光伏的装机总量将分别达到所有电源总装机规模的45%、55%、65%、75%和83%。这一趋势确保了风电和光伏在我国电力供应中的占比，预计到2030、2035、2040、2050和2060年风光的总发电量将分别超过所有电源总发电量的27%、35%、45%、55%和65%。这一系列的发展目标旨在推动我国清洁能源的全面发展，为实现碳中和目标奠定坚实基础（图7.1）。

根据各地区的风光资源禀赋和现有能源装机特征，针对各地区的风光发展特征提出以下建议：华北、西北和东北地区应重点发展陆上风电；尽管华东与南方地区陆上风能资源较弱，但海上风电资源充足，因此应重点发展海上风电；华北与西北地区具有丰富的太阳能辐射资源，应着重推动集中式光伏发电的发展；虽然华东、华中和南方地区太阳能辐射资源相对较弱，但考虑到大量的电力供应需求，应基于工业及商业建筑面积，大力发展分布式光伏。

技术路线图中还展示了我国七大区域风电和光伏装机在2020年到2060年间的增长率及增长倍数：为实现我国碳中和目标，在未来至2050年期间，需要大规模加速以风、光为代表的可再生能源装机量；必须尽快提升东北、华东、西北和南方地区的风电装机增速，并加快华北、西北和南方地区的光伏（包括分布式屋顶光伏）装机增速，以完成碳中和目标下的风光装机规模，确保能源供应需求和气

候政策履约的实现。

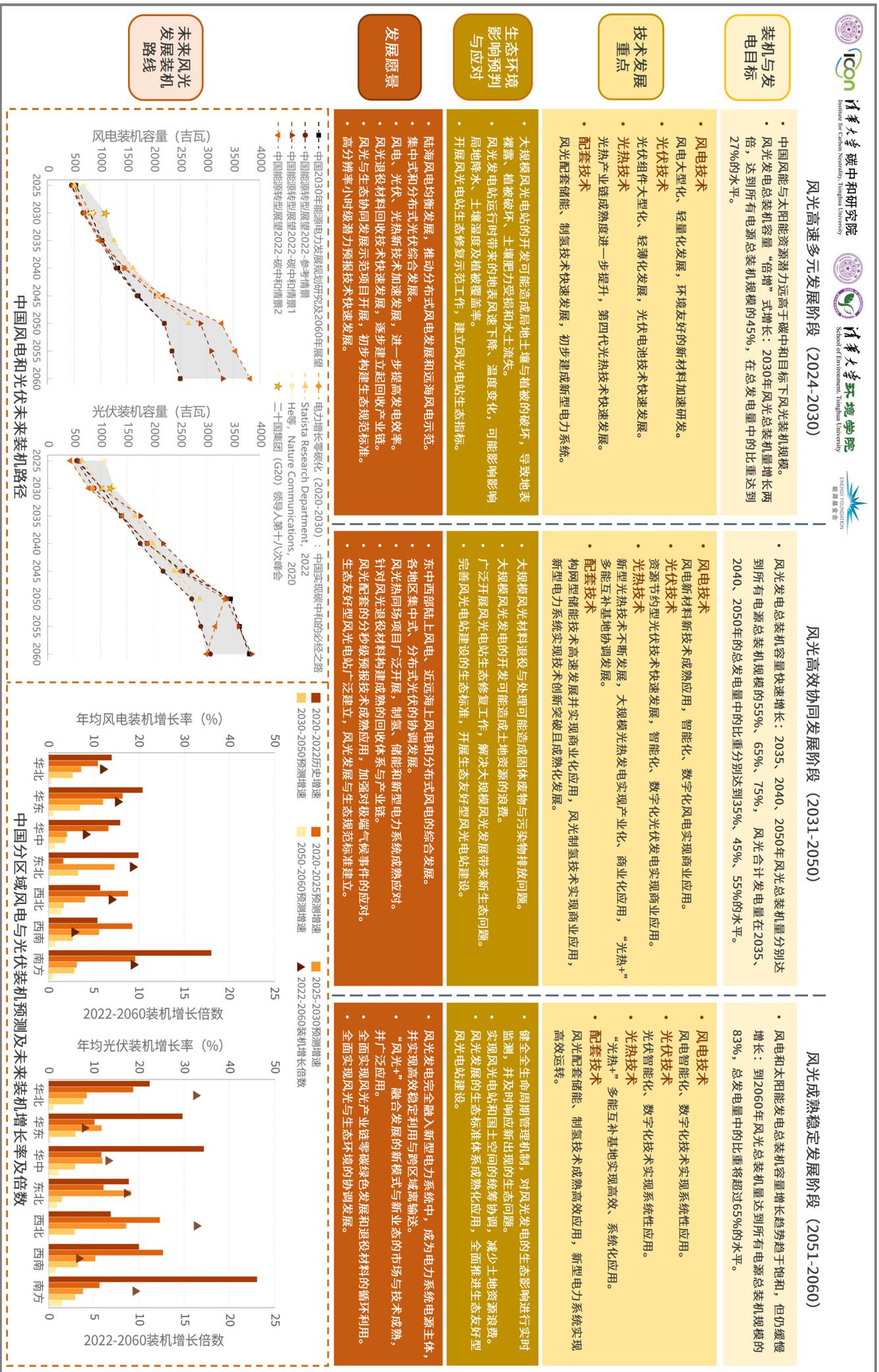
为了实现不同阶段的风光装机和发电目标，需要在技术上进行进一步的创新，以提高风光发电的效率。本报告对未来的风光发电技术和系统进行了全面的展望，旨在推动“零碳”电力系统的发展：

在2030年之前，我国风光发电领域仍需快速发展各个组件的核心技术，提升现有风光产业链的国产化水平和成熟度，推动陆上和海上风电规模化发展。同时，需要促进光伏电池效率的提升，推动光伏板的大型化和轻薄化发展，并加速光热技术的进展。在这一阶段，迫切需要快速发展与风光相配套的制氢和储能技术，促进风光消纳，以降低相应成本，并逐步建立新型电力系统。

在2030年到2050年期间，智能化和数字化的风光发电将快速发展并实现商业化应用，光热技术将实现产业化和商业化应用。大规模推进“光热+”多能互补的一体化项目，以进一步降低“风光+”整体发电成本，提高风光发电的经济性。风电和光伏发电将逐渐转向资源节约型技术，减少对关键稀缺材料的依赖。与此同时，在风光配套技术方面，构网型储能技术将迅速发展，风光配套储能和制氢技术将实现商业化应用。

在2050年到2060年期间，我国将建立起成熟且稳定的风光发电系统。风光的智能化和数字化技术将得到系统性应用，风电、光伏和光热一体化基地将高效运行，全国各地的风光发电将实现与其他能源的高效互补利用，确保风光发电实现就地消纳。同时，风光配套技术和新型电力系统全面建成，实现高效运转。

图 7.1 我国风光技术发展路径



7.2

风光发展的政策建议

为实现碳中和目标下的风光发电装机目标，本报告提出以下政策建议：

• 2024 至 2030 年期间

该阶段为中国实现碳达峰的关键时期，也是电力结构改革的关键时期。预计 2030 年我国风光装机规模将达到 2200 至 2400 吉瓦，是 2022 年年底风光总装机量的三倍。该时期应加快我国风电、光伏技术的研发，加速光热技术的商业化进程，提升风光发电效率并加快成本下降速度。加快风光相关的基础制造业工艺水平、材料制造水平、电子芯片的研发及风光自研平台的构建，加强国产品牌替代应用，逐步实现全产业链 90% 的国产化进程。在快速发展陆上风电、集中式光伏发电的同时，均衡发展海上风电与分布式光伏发电，开展远海风电示范项目建设。

加速风光技术研发，推进光热商业化，提高效率并快速降低成本。全面推动风光制造业及电子芯片研发，实现关键零部件技术上的突破，平衡陆上风电、光伏与海上风电、分布式光伏的发展。

着力发展“风光+”储能、制氢、短期预报等配套技术及平台，并展开风电、光伏与光热等多能源协同发展示范。推进跨区域电力传输和电网建设。制定智能短期风光发电预报技术和平台，通过增强地球系统建模、数据共享与资源投入，智能化处理风光发电波动性。

在生态环境方面，广泛开展风光发展对生态影响的研究，加速环境友好的新工艺、新材料研发，建立生态友好型风光利用技术。加强管理细则以降低集中式风光电站对生态环境的影响。提升风光材料回收技术，形成复合标准和规范的回收产业链。

完善风光发电的政策法规体系，推动化石燃料工业向可再生能源的过渡。制定更具激励性的补贴政策、强化环境标准以及建立碳交易制度等，促进风光行业的可持续和健康发展。建立更加灵活和市场化的机制，鼓励创新和竞争，以提高整个可再生能源行业的竞争力。

• 2030 至 2050 年期间

该阶段是中国电力系统深度转型，旨在实现碳中和目标的关键时期。风光发电将迎来高速发展，预计 2050 年风光装机规模将达到 4700-6731 吉瓦，是 2030 年的 2-4 倍。为达到该装机目标，应实现我国不同类型风光发电的综合发展，实现电力系统中高比例风光供给的同时应保证电网的可靠性与灵活性，应持续高速发展与建设风光配套储能、制氢及新型电力系统的应对技术，持续建设多能互补一体化基地。

全面推动风电、海上风电、集中式光伏、分布式光伏和分散式风电的综合发展。实现95%以上的全产业链国产化，并完善行业公共测试验证平台。同步高速发展风光配套储能和制氢技术，推动光热电站为核心的多能互补一体化基地建设。

注重风光电站建设过程中的局地生态修复，协同风光与生态环境的发展，减少对土地资源的浪费。确保风光项目在选址、设计和建设中充分考虑生态敏感性，加强土地使用监管，提倡集约化布局和多功能共享用地，确保风光电站用地与生态环境协调。

加强对风光电站设施的保障措施。通过硬件和软件改造电网和发电设施，完善短期预报技术，加强风光电站应对极端天气事件的能力，促进各种能源协同发展，建立能源系统的区域互联，构建安全稳定的电力系统。

电网数字化、智能化水平全面提升，以适应高比例的风光发电系统。进一步提升电网智能化水平，利用先进的数据分析与人工智能技术，实现对电力系统的智能、灵活和高效监督和管理，为风光的可持续发展奠定坚实基础。

实现风光与其他行业协同绿色发展，促进不同产业之间的良性互动。比如风光+农业、风光+交通等行业协同，优化资源利用，提升系统灵活性，并促使不同行业共同致力于减少碳排放和环境影响。

逐步完善风光发电的回收技术和产业链，推动全产业链朝零碳时代发展。大规模风光发展加强对稀土材料的依赖，未来伴随设备的退役，强化回收效率，实现风光设备的高效循环利用，促进风光发电的可持续发展。

• 2050至2060年期间

该阶段为实现碳中和目标的决定性阶段，该十年风光装机将缓慢增长，仍持续助力电力系统深度脱碳。该期间风光智能化系统实现大规模、商业化应用，高度实现风光高效发电与高效利用，高度实现风光及其他可再生能源间的互补利用。

智能化风光技术推动电力系统演进。数字化风光技术在这一时期将迎来广泛的商业化应用，为电力系统智能化建设提供系统性支持。通过结合大数据控制技术，实现风光资源的日前优化调度，全面实现电力系统的智能化。在系统演进过程中，涵盖了源、网、荷、储一体化的结构性建设，以及虚拟电厂等新兴供需侧资源的深度融合，与灵活性资源如储能、制氢等进行合理配置，从而提高系统运行效率和可靠性。

全面实现零碳的风光发展。在碳中和的大背景下，全面实现零碳风光发展成为必然趋势。这包括全面实现生态友好型风光电站建设，实现风光与生态协调发展。同时全面推动风光产业链的绿色发展，确保资源可持续性的利用，全面推动中国电力系统的绿色与可持续发展。

参考文献

- Arezes, P. M., Bernardo, C. A., Ribeiro, E., et al. (2014). Implications of Wind Power Generation: Exposure to Wind Turbine Noise. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 109, 390-395. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2013.12.478>
- Barron-Gafford, G. A., Minor, R. L., Allen, N. A., et al. (2016). The Photovoltaic Heat Island Effect: Larger solar power plants increase local temperatures. *Scientific Reports*, 6, 35070. <https://doi.org/10.1038/srep35070>
- CET. (2023). China's Energy Transition Outlook 2023. <https://www.cet.energy/2023/12/14/china-energy-transformation-outlook-2023/>
- Chang, R., Shen, Y. B., Luo, Y., et al. (2018). Observed surface radiation and temperature impacts from the large-scale deployment of photovoltaics in the barren area of Gonghe, China. *Renewable Energy*, 118, 131-137. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.007>
- Chang, Z., Liu, S., Zhu, S., et al. (2016). Ecological Functions of PV Power Plants in the Desert and Gobi. *Journal of Resources and Ecology*, 7(2), 130-136. <https://doi.org/10.5814/j.issn.1674-764x.2016.02.008>
- Chen, S., Lu, X., Miao, Y., et al. (2019). The Potential of Photovoltaics to Power the Belt and Road Initiative. *Joule*, 3(8), 1895-1912. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.06.006>
- Chen, S., Lu, X., Nielsen, C., et al. (2022). Improved air quality in China can enhance solar-power performance and accelerate carbon-neutrality targets. *One Earth*, 5, 550-562. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2022.04.002>
- Chourpouliadis, C., Ioannou, E., Koras, A., et al. (2012). Comparative study of the power production and noise emissions impact from two wind farms. *Energy Conversion and Management*, 60, 233-242. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.01.024>
- Crook, J., Jones, L., Forster, P., et al. (2011). Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. *Energy & Environmental Science*, 4, 3101-3109. <https://doi.org/10.1039/C1EE01495A>
- Deng, H., Hua, W., & Fan, G. (2021). Evaluation and Projection of Near-Surface Wind Speed over China Based on CMIP6 Models. *Atmosphere*, 12(8), 1062. <https://doi.org/10.3390/atmos12081062>
- Erickson, W., Johnson, G., Strickland, M., et al. (2001). Avian Collisions with Wind Turbines: A Summary of Existing Studies and Comparisons to Other Sources of Avian Collision Mortality in the United States.

- Fiedler, B., & Bukovsky, M. (2011). The effect of a giant wind farm on precipitation in a regional climate model. *Environmental Research Letters*, 6, 045101. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/6/4/045101>
- Frandsen, S. T., Jørgensen, H. E., Barthelmie, R., et al. (2009). The making of a second-generation wind farm efficiency model complex. *Wind Energy*, 12(5), 445-458. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/we.351>
- Gernaat, D. E. H. J., de Boer, H. S., Daioglou, V., et al. (2021). Climate change impacts on renewable energy supply. *Nature Climate Change*, 11(2), 119-125. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-00949-9>
- Grace, J. (1988). Plant response to wind. *Agriculture, Ecosystems & Environment*, 22-23, 71-88. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0167-8809\(88\)90008-4](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0167-8809(88)90008-4)
- Grodsky, S. M., & Hernandez, R. R. (2020). Reduced ecosystem services of desert plants from ground-mounted solar energy development. *Nature Sustainability*, 3(12), 1036-1043. <https://doi.org/10.1038/s41893-020-0574-x>
- GWEC. (2023). Global wind report 2023. <https://gwec.net/globalwindreport2023/>
- Ha, S., Zhou, Z., Im, E.-S., et al. (2023). Comparative assessment of future solar power potential based on CMIP5 and CMIP6 multi-model ensembles. *Renewable Energy*, 206, 324-335. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.039>
- Hu, A., Levis, S., Meehl, Gerald A., et al. (2016). Impact of solar panels on global climate. *Nature Climate Change*, 6(3), 290-294. <https://doi.org/10.1038/nclimate2843>
- IEA. (2021). Net Zero by 2050, IEA. <https://doi.org/https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IEA. (2022). Renewables 2022 Analysis and Forecast to 2027. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>
- IPCC. (2021). Climate change 2022: mitigation of climate change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- IRENA. (2020). Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
- IRENA. (2021). Renewable Power Generation Cost in 2020. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- IRENA. (2022). Renewable Power Generation Cost in 2021. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- IRENA. (2023). Renewable Capacity Statistics 2023. <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023>
- Josimović, B., Bezbradica, L., Manić, B., et al. (2023, 07/30). Cumulative Impact of Wind Farm Noise. *Applied*

- Sciences, 13, 8792. <https://doi.org/10.3390/app13158792>
- Jung, J., Broadwater, R. P. J. R., & Reviews, S. E. (2014). Current status and future advances for wind speed and power forecasting. 31(MAR.), 762-777. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.054>
- Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., et al. (2018). Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 894-900. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.094>
- Lei, M., Shiyang, L., Chuanwen, J., et al. (2009). A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), 915-920. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.02.002>
- Li, X., Wagner, F., Peng, W., et al. (2017). Reduction of solar photovoltaic resources due to air pollution in China. 114(45), 201711462. <https://doi.org/10.1073/pnas.1711462114>
- Li, Y., Kalnay, E., Motesharrei, S., et al. (2018a). Climate model shows large-scale wind and solar farms in the Sahara increase rain and vegetation. *Science*, 361(6406), 1019-1022. <https://doi.org/10.1126/science.aar5629>
- Li, Y., Kalnay, E., Motesharrei, S., et al. (2018b). Climate model shows large-scale wind and solar farms in the Sahara increase rain and vegetation. *Science*, 361, 1019-1022. <https://doi.org/10.1126/science.aar5629>
- Liu, L., He, G., Wu, M., et al. (2023). Climate change impacts on planned supply–demand match in global wind and solar energy systems. *Nature Energy*, 8, 1-11. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01304-w>
- Liu, Y., Zhang, R.-Q., Huang, Z., et al. (2019). Solar photovoltaic panels significantly promote vegetation recovery by modifying the soil surface microhabitats in an arid sandy ecosystem [<https://doi.org/10.1002/ldr.3408>]. *Land Degradation & Development*, 30(18), 2177-2186. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/ldr.3408>
- Liu, Y., Zhang, R. Q., Huang, Z., et al. (2019). Solar photovoltaic panels significantly promote vegetation recovery by modifying the soil surface microhabitats in an arid sandy ecosystem. *Land Degradation & Development*, 30(18), 2177-2186. <https://doi.org/10.1002/ldr.3408>
- Lu, X., McElroy, M. B., & Kiviluoma, J. (2009). Global potential for wind-generated electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 106(27), 10933-10938. <https://doi.org/10.1073/pnas.0904101106>
- McCallum, L. C., Whitfield Åslund, M. L., Knopper, L. D., et al. (2014). Measuring electromagnetic fields (EMF) around wind turbines in Canada: is there a human health concern? *Environmental Health*, 13, 9. <https://doi.org/10.1186/1476-069X-13-9>
- McElroy, M. B., Lu, X., Nielsen, C. P., et al. (2009). Potential for Wind-Generated Electricity in China. *Science*, 325(5946), 1378-1380. <https://doi.org/10.1126/science.1175706>
- Millstein, D., & Menon, S. (2011). Regional climate consequences of large-scale cool roof and photovoltaic

- array deployment. *Environmental Research Letters*, 6(3), 034001. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/6/3/034001>
- Niu, J., Qin, W., Wang, L., et al. (2023). Climate change impact on photovoltaic power potential in China based on CMIP6 models. *Science of the Total Environment*, 858, 159776. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.159776>
- NREL. (2022). 2022 Annual Technology Baseline (ATB).
- Pedersen, E. (2011). Health aspects associated with wind turbine noise—Results from three field studies. *Noise Control Engineering Journal*, 59. <https://doi.org/10.3397/1.3533898>
- Plaisier, M. A., & Smeets, J. B. J. (2015). Object size can influence perceived weight independent of visual estimates of the volume of material. *Scientific Reports*, 5(1), 17719. <https://doi.org/10.1038/srep17719>
- Punch, J., & James, R. R. (2016). Wind Turbine Noise and Human Health: A Four-Decade History of Evidence that Wind Turbines Pose Risks.
- Ruan, Z., Lu, X., Wang, S., et al. (2022). Impacts of large-scale deployment of mountainous wind farms on wintertime regional air quality in the Beijing-Tianjin-Hebei area. *Atmospheric Environment*, 278, 119074. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2022.119074>
- Sherman, P., Chen, X., & McElroy, M. (2020). Offshore wind: An opportunity for cost-competitive decarbonization of China's energy economy. *Science advances*, 6(8), eaax9571. <https://doi.org/doi:10.1126/sciadv.aax9571>
- Sturchio, M. A., Macknick, J. E., Barron-Gafford, G. A., et al. (2022). Grassland productivity responds unexpectedly to dynamic light and soil water environments induced by photovoltaic arrays. *Ecosphere*, 13(12). <https://doi.org/ARTN e4334>
- Tang, B., Wu, D., Zhao, X., et al. (2017). The Observed Impacts of Wind Farms on Local Vegetation Growth in Northern China. *Remote Sensing*. 2017; 9(4):332. <https://doi.org/10.3390/rs9040332>
- Vautard, R., Cattiaux, J., Yiou, P., et al. (2010). Northern Hemisphere atmospheric stilling partly attributed to an increase in surface roughness. *Nature Geoscience*, 3(11), 756-761. <https://doi.org/10.1038/ngeo979>
- VDMA. (2022). International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV).
- Wang, Y., Chao, Q., Zhao, L., et al. (2022). Assessment of wind and photovoltaic power potential in China. *Carbon Neutrality*, 1, 15. <https://doi.org/10.1007/s43979-022-00020-w>
- Wild, & Science, M. J. (2005). From Dimming to Brightening: Decadal Changes in Solar Radiation at Earth's Surface. *308(5723)*, 847-850. <https://doi.org/10.1126/science.1103215>
- Wild, M., Folini, D., Henschel, F., et al. (2015). Projections of long-term changes in solar radiation based on

- CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. *Solar Energy*, 116, 12-24. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.039>
- Wild, M., Trüssel, B., Ohmura, A., et al. (2009). Global dimming and brightening: An update beyond 2000, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 114(D10). <https://doi.org/10.1029/2008JD011382>
- Wu, D., Grodsky, S. M., Xu, W., et al. (2023). Observed impacts of large wind farms on grassland carbon cycling. United States. <https://doi.org/10.1016/j.scib.2023.10.016>
- Xia, Z. L., Li, Y. J., Zhang, W., et al. (2022). Solar photovoltaic program helps turn deserts green in China: Evidence from satellite monitoring. *Journal of Environmental Management*, 324, 116338. <https://doi.org/ARTN116338>
- Yang, D., Wang, W., & Xia, X. (2022). A Concise Overview on Solar Resource Assessment and Forecasting. 39(8), 13. <https://doi.org/10.1007/s00376-021-1372-8>
- Zaghba, L., Khennane, M., Fezzani, A., et al. (2022). Experimental outdoor performance evaluation of photovoltaic plant in a Sahara environment (Algerian desert). *International Journal of Ambient Energy*, 43(1), 314-324. <https://doi.org/10.1080/01430750.2019.1636865>
- Zajamšek, B., Hansen, K. L., Doolan, C. J., et al. (2016). Characterisation of wind farm infrasound and low-frequency noise. *Journal of Sound and Vibration*, 370, 176-190. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jsv.2016.02.001>
- Zeng, Z., Ziegler, A. D., Searchinger, T., et al. (2019). A reversal in global terrestrial stilling and its implications for wind energy production. *Nature Climate Change*, 9(12), 979-985. <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0622-6>
- Zha, J., Shen, C., Zhao, D., et al. (2021). Slowdown and reversal of terrestrial near-surface wind speed and its future changes over eastern China. 16, 034028. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abe2cd>
- Zhang, M., Wang, C., Wang, S., et al. (2020). Assessment of greenhouse gas emissions reduction potential in an industrial park in China. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 22(7), 1435-1448. <https://doi.org/10.1007/s10098-020-01864-5>
- Zhao, X., Huang, G., Lu, C., et al. (2020). Impacts of climate change on photovoltaic energy potential: A case study of China. *Applied Energy*, 280, 115888. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115888>
- Zhou, L., Tian, Y., Baidya Roy, S., et al. (2012). Impacts of wind farms on land surface temperature. *Nature Climate Change*, 2(7), 539-543. <https://doi.org/10.1038/nclimate1505>
- Zou, L., Wang, L., Li, J., et al. (2019). Global surface solar radiation and photovoltaic power from Coupled Model Intercomparison Project Phase 5 climate models. *Journal of Cleaner Production*, 224, 304-324. <https://doi.org/>

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.268>

蔡灵, 姜尚, 马丽, 等. (2019). 海上风电电磁辐射对海洋生物影响的研究综述. 海洋开发与管理, 36(12), 72-76. <https://doi.org/10.20016/j.cnki.hykyfjgl.2019.12.013>

曾泽荣, 李进, 罗多, 等. (2020). 中国建筑分布式光伏利用现状及未来趋势分析. 建设科技 (20), 10-14+18. <https://doi.org/10.16116/j.cnki.jskj.2020.20.001>

丁成翔, & 刘禹. (2021). 光伏园区建设对青藏高原高寒荒漠草地土壤原核微生物群落的影响. 草地学报, 29(05), 1061-1069.

樊宇琦, 丁涛, 孙瑜歌, 等. (2021). 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考. 中国电机工程学报. 41(05), 1729-1752. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.201408>

国家能源局. (2023a). 国家能源局发布 2022 年全国电力工业统计数据.

国家能源局. (2023b). 国家能源局 2023 年一季度新闻发布会文字实录.

国家太阳能光热产业技术创新战略联盟, 中国可再生能源学会太阳能热发电专业委员会, & 中关村新源太阳能热利用技术服务中心. (2022). 2021 中国太阳能热发电行业蓝皮书.

国家统计局. (2023). 分省年度数据.

江滢, 徐希燕, 刘汉武, 等. (2018). CMIP5 和 CMIP3 对未来中国近地层风速变化的预估. 气象与环境学报. 34(06), 56-63.

姜兆宇, 贾庆山, & 管晓宏. (2019). 多时空尺度的风力发电预测方法综述. 自动化学报. 45(01), 51-71. <https://doi.org/10.16383/j.aas.c180389>

鞠冠章, 王靖然, 崔琛, 等. (2022). 极端天气事件对新能源发电和电网运行影响研究. 智慧电力. 50(11), 77-83.

李宝聚, 齐宏伟, 傅吉悦, 等. (2022). 极端气象天气对新能源运行影响分析. 吉林电力. 50(01), 10-13. <https://doi.org/10.16109/j.cnki.jldl.2022.01.002>

李少华, 高琪, 王学全, 等. (2016). 光伏电站干扰下高寒荒漠草原区植被和土壤变化特征. 水土保持学报, 30(06), 325-329. <https://doi.org/10.13870/j.cnki.stbcb.2016.06.054>

刘向, 张鹏, & 刘健全. (2022). 无机肥料是青海塔拉滩光伏电站植被恢复过程中的限制性因子. 生物多样性, 30(05), 29-36. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3247.Q.20220528.2018.002.html>

马金玉, 梁宏, 罗勇, 等. (2011). 中国近 50 年太阳直接辐射和散射辐射变化趋势特征. 物理学报. 60(06), 853-866.

任曦骏, 朱刘柱, 谢道清, 等. (2022). 可再生能源参与电力现货市场关键问题的研究. 现代电力. 39(02), 203-211. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0388>

- 舒胜, 谢应明, 杨文字, 等. (2020). 光伏发电预测方法研究进展. 热能动力工程, 35(11), 1-11. <https://doi.org/10.16146/j.cnki.rndlgc.2020.11.001>
- 宋文玲. (2011). 风电场工程对盐城自然保护区的累积生态影响研究 [硕士, 南京师范大学].
- 宋永华, 包铭磊, 丁一, 等. (2020). 新电改下我国电力现货市场建设关键点综述及相关建议. 中国电机工程学报, 40(10), 3172-3187. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.191251>
- 王涛, 王得祥, 郭廷栋, 等. (2016). 光伏电站建设对土壤和植被的影响. 水土保持研究, 23(03), 90-94. <https://doi.org/10.13869/j.cnki.rswc.2016.03.016>
- 王雪芹. (2018). 风电项目运营期生态影响分析探讨. 环境与发展, 30(05), 10-11+25. <https://doi.org/10.16647/j.cnki.cn15-1369/X.2018.05.004>
- 杨溯, 石广玉, 王标, 等. (2013). 1961 ~ 2009年我国地面太阳辐射变化特征及云对其影响的研究. 大气科学, 37(05), 963-970.
- 张潜玉. (2015). 雷电对风力发电机组的危害及防御对策. 科技风, (16), 69. <https://doi.org/10.19392/j.cnki.1671-7341.2015.16.058>
- 张悦, 申彦波, & 石广玉. (2016). 面向光热发电的太阳能短期预报技术. 电力系统自动化, 40(19), 158-167.
- 中国电力企业联合会. (2023). 2023年三季度全国电力供需形势分析预测报告.



清华大学 碳中和研究院
Institute for Carbon Neutrality, Tsinghua University



清华大学 环境学院
School of Environment, Tsinghua University



扫一扫 了解更多
Scan to learn more