



中国环境与发展国际合作委员会

专题政策研究报告

绿色转型重大科技创新



2025



中国环境与发展国际合作委员会 专题政策研究报告

绿色转型重大科技创新

中国环境与发展国际合作委员会 2025 年年会
2025 年 10 月

专题政策研究项目组成员

（中外组长、成员、支持专家及协调员姓名、单位、职务 / 职称）

中外组长 *：

何 豪	外方组长，国合会委员、能源创新中心创始人
高 翔	中方组长，中国工程院院士、浙江工业大学校长、浙江大学教授
张红军	外方副组长，国合会委员、霍兰德奈特律师事务所合伙人、能源基金会董事会主席
李琼慧	中方副组长，中国能源研究会首席专家，国网能源研究院新能源与统计研究所原所长

中外成员 *：

张 力	中国电力工程顾问集团有限公司副总经理
张 贤	中国 21 世纪议程管理中心处长
关大博	清华大学地球系统科学系教授
沈又幸	全国勘探设计大师、中能建浙江省电力设计院原董事长
鲁 玺	清华大学碳中和研究院教授
郑成航	浙江大学能源工程学院副院长
张士汉	浙江工业大学能源与碳中和科教融合学院副院长
张涌新	浙江大学嘉兴研究院高级研究员
王彩霞	国网能源研究院新能源研究所副所长
惠 东	中国电力科学研究员
裴哲义	国家电网电力调度控制中心原副总工程师
吴 思	国网能源研究院新能源研究所研究员
叶小宁	国网能源研究院新能源研究所副室主任
孟 菲	国合会特邀顾问、能源创新中心中国项目高级主任
欧明凯	能源创新中心政策研究执行主任
马蒂亚斯·弗里普	能源创新中心国际项目主任
邹乐乐	能源创新中心高级政策分析师
陈 耀	浙江工业大学研究员
陈 浩	浙江大学能源工程学院研究员

范海东	白马湖实验室副主任
孟 靖	伦敦大学学院教授
杨爱东	牛津大学教授
聂彬剑	牛津大学助理教授
彭 宾	中国环境科学学会原副秘书长
陈 棋	运达能源科技集团股份有限公司董事长
宋登元	一道新能源科技股份有限公司首席技术官
张俊春	中国电力规划设计总院副处长
丁 一	浙江大学电气工程学院副院长
宋春燕	国网浙江省电力公司发展部原处长
王函韵	浙江湖州碳中和研究院院长
王乾坤	全球能源互联网合作组织部门主任
田雨阳	中国能源研究会外事工作委员会委员

支持专家*:

贺克斌	中国工程院院士、清华大学碳中和研究院院长
饶 宏	中国工程院院士、中国南方电网有限责任公司首席技术专家、科学研究院董事长
孙正运	中国能源研究会常务副秘书长
迈克尔·戴维森	加州大学圣地亚哥分校助理教授

协调员*:

张秀丽	能源创新中心中国项目经理
陈源琛	浙江工业大学副教授

* 本专题政策研究项目组联合组长、成员以其个人身份参加研究工作，不代表其所在单位，亦不代表国合会观点。

执行摘要

2024 年地球温升首次突破 1.5°C 阈值，极端高温、暴雨洪涝、台风飓风、森林野火等极端气候事件频发，全球气候风险持续攀升。积极应对气候变化，加快推进绿色转型已成为全球普遍共识。2025 年 9 月中国在新一轮国家自主贡献目标中明确提出，到 2035 年，中国全经济范围温室气体净排放量比峰值下降 7%-10%，非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30% 以上，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦。这一目标为中国新能源产业发展指明了方向，彰显了中国加快绿色转型、应对气候变化的坚定决心。

伴随风光等新能源的快速增长，风光发电的波动性与地域分布不均衡，带来了风光高水平消纳受限、电网韧性不足、系统稳定运行风险等一系列挑战，制约了更大规模、更高比例可再生能源的稳定接入与安全利用。本专题聚焦风光新能源、新型电网和储能等重点领域，识别其关键技术问题，提出科技创新方向和政策建议，推动构建以风光新能源为主体、多能互补融合的新型能源体系，助力经济社会发展全面绿色转型。

（一）风光新能源技术创新路径

全球风光新能源快速发展，中国能源结构调整成效显著。中国已建成全球最大清洁电力体系，新能源装机和发电量连续多年居世界首位。截至 2024 年底，风电累计装机容量约 5.2 亿千瓦、光伏约 8.9 亿千瓦，占全球约 40%；风光发电量在全社会用电量占比从 2020 年的 9.7% 提高至 2024 年的 18.6%，已超过全国第三产业用电量；“十四五”期间，通过出口风电光伏产品，帮助其他国家减排 41 亿吨二氧化碳。

风光新能源发展面临国际政策、生态环境、上下游产业链等多重约束。首先，国际政策和贸易环境不确定性加剧，例如美国特朗普政府签署的“大而美”法案，2025 年 10 月美国能源部发布公告，宣布终止 223 个能源项目的财政资助，这些项目主要集中在清洁能源和可再生能源领域，将对全球新能源发展及应对气候变化的国际努力产生重大影响。其次，项目落地面临土地资源紧缺、生态保护红线等多重空间约束。同时，退役设

备回收利用体系尚不完善，资源循环利用水平有待提升，环境影响管控面临新的挑战。

风光新能源发电成本虽持续下降，面向激增的风光需求，风光技术仍需进一步革新。2010-2024 年间，光伏度电成本下降约 90%，陆上与海上风电下降超过 60%，目前光伏和风电平准化度电成本已降至约 0.25 元 /kWh 和 0.18 元 /kWh，比火电低 30% 以上。近十年，商用晶硅电池效率提升 8.6%，已接近理论极限值，亟需发展新型太阳能发电技术。风电装备正向大型化、深远海方向发展，陆上风电单机容量突破 16 MW，海上风电已达 26 MW。当前，全球商用风电机组发电效率均值约为 40%，距离理论极限发电效率仍有提升空间。

面向未来，风光新能源技术创新将呈现以下四大趋势：一是提升效率与降低成本：持续突破光伏电池转换效率，风电机组大型化提升风电机组单机容量，推动发电成本进一步下降；二是深化人工智能与数字化应用：重点突破人工智能赋能风光精准预测预报、智能运维等关键技术；三是拓展应用场景与资源开发：向深远海、高空风场、超高海拔、“沙戈荒”等环境拓展，挖掘未开发风光资源潜力；四是完善全产业链创新：加强退役风光设备回收利用、关键部件国产化，构建从制造到回收的绿色循环体系。

（二）支撑新能源发展的新型电网

新能源发展进入新阶段，装机占比约 45%，电量渗透率超过 20%，成为主体电源，也带来三大挑战：一是实现双碳目标需形成对传统能源的安全可靠替代；二是电力系统调节能力不足，消纳和盈利问题突出；三是新能源涉网性能和系统支撑能力亟待提升。

国际经验表明，高比例新能源发展需分阶段推进。国际能源署提出的“六阶段框架”显示，大多数国家仍处 1-3 阶段，西班牙、德国、丹麦进入第 4-5 阶段，新能源渗透率超 40%，部分时段新能源出力接近 100%。无论集中式还是分布式开发，加强电网建设是共同经验，其中德国通过“平衡组”模式实现新能源高比例分布式就地消纳。

但是仅靠扩容电网难以满足绿色转型需求。未来 30 年中国电力需求仍将快速增长，新能源装机有望超过 60 亿千瓦，占比超 80%，电量渗透率突破 50%。新业态“产消者”兴起、电力市场化加深，将深刻改变电力系统运行逻辑。

未来电网将呈现“大电源、大电网”与“分布式平衡单元+微电网”兼容互补格局：一方面支撑沙戈荒、西南、海上风电等大型基地外送；另一方面依托分布式平衡单元和微电网促进就地消纳。到 2030 年，风光装机占比超 60%，发电量超 35%；到 2060 年，分别超过 80% 和 50%。灵活调节能力显著增强，2030 年灵活调节电源占比达 30%、需求

侧响应占最大负荷的 5% 以上；2060 年需求侧响应超过 30%。配电网升级将支撑 2030 年分布式新能源装机超过 10 亿千瓦、2400 万台充电桩接入；2060 年分布式与集中式新能源规模大体相当。跨省跨区输电能力将由 2030 年的 5 亿千瓦提升至 2060 年的 10 亿千瓦，其中绝大部分为新能源。

（三）支撑新能源发展的储能技术和应用

储能在高比例新能源电力系统中承担三大功能：一是保障电网运行安全，应对系统电力电子化和抗扰动能力下降，需要具备毫秒级响应的储能；二是促进新能源消纳，应对光伏等日内调节需求，需配置日内储能；三是保障电力供应安全，应对极端天气及 7 天以上预测偏差，需要具备跨日及以上的长时储能。

新型储能是提升电力系统灵活性的核心资源，能够覆盖从秒级到跨季的多尺度平衡需求。新能源渗透率提升后，系统对储能需求快速增长。IEA 测算显示，变动性可再生能源（VRE）占比 15% 时，储能在调节资源中占比不到 1/10，而当占比升至 40% 时，储能比重提升至约 1/3。同时，长时储能需求愈发突出。通常认为 10–100 小时的储能属于长时储能，主要包括抽水蓄能、压缩空气、热力电池和金属空气电池等新兴技术。氢能在全球范围内受到广泛关注，但大多数长时电池技术仍处于试验或早期商业阶段。目前，中国跨省跨区输电能力较强，火电灵活性改造也提供了部分调节，但更高比例新能源发展仍需突破长时储能技术。

国际实践展现了新型储能的多场景价值。美国加州 2018-2024 年电化学储能装机从 500 MW 增至 13200 MW，有效支撑光伏快速增长并减少弃电。苏格兰通过独立储能电站促进海上风电外送和系统稳定。澳大利亚社区共享电池不仅降低用户峰段电费，还减少午间光伏弃电并提升供电可靠性。

中国已开展新型储能商业模式探索，包括“电量电价 + 容量电价”“现货市场 + 辅助服务市场”等，但尚未形成国家层面的市场化价格机制，储能发展能力与绿色转型需求不匹配。

未来应分阶段构建新型储能体系。近期，聚焦日内调节，依托锂电、压缩空气等技术，在新能源电站、基地配建、电网关键节点和配电网开展应用。中期，实现长时储能技术突破，满足跨日调节，以机械储能、热储能和氢能为重点，攻克 10 小时以上储能瓶颈。远期，形成储电、储热、储气、储氢等多类型协同体系，支持电力系统跨季节平衡，显著提升灵活性和效率，为高比例新能源发展提供坚实支撑。

政策建议

为加速实现经济能源绿色转型，本研究提出以下主要**政策建议**：

聚力推进能源科技创新，推动新能源更大规模、更高质量发展。一是加快布局新能源重大科研设施，重点攻关新一代光伏电池、轻量化叶片、漂浮式海上风电、高空风机、高精度人工智能能源大模型等关键材料与技术装备，持续提升风光能源的转换效率与系统可靠性；二是因地制宜推进综合能源重大示范工程，强化“沙戈荒”地区多能融合与生态协同，加快推进海上能源中心建设，形成可复制可推广的绿色能源安全稳定供应系统；三是深化产学研协同与国际合作，推动女性科研人员参与和高层次人才队伍建设，支持技术在全球范围内的转化应用与互利共赢。

为支撑绿色转型，电网需全面提升调节能力、建设水平和发展模式。一方面，要加强煤电灵活性改造、水电、抽蓄、新型储能等多元调节资源的规划建设，健全调用与市场机制，提升系统平衡与容量保障能力。另一方面，要加快大电网与新型配电网建设，优化网架结构，提升外送通道清洁能源占比，推动配电网向“源网荷储”协同平台转型，到 2030 年具备接纳 10 亿千瓦分布式新能源和 2400 万个充电桩的能力。同时，要推动园区分布式智能电网、微电网和“源网荷储一体化”项目发展，实现新能源就地消纳与大规模高效利用。

在此基础上，要构建多技术、多场景的储能体系，推动储能与电力系统协同运行。到 2030 年，新型储能规模力争超过 2.5 亿千瓦，占系统调节资源的 20%。需统筹推进电源侧、电网侧和用户侧储能布局，验证储能在虚拟惯量、电压支撑等方面的系统价值，发挥电力与电量双重调节作用，并积极推动热力电池、压缩空气等长时储能示范，提升系统平衡能力。面向未来，应充分发挥电、热、气、冷、氢等多类储能的优势，实现多元储能优化运行，破解新能源出力与负荷季节性不匹配问题，全面增强电力系统对高比例新能源的消纳和保障能力。

关键词：风电 光伏 新能源 新型电网 储能 国际经验 政策建议

术语表

Abbreviation	English Term	中文
AS	Ancillary Services	辅助服务
CfD	Contract for Difference	差价合约
CPUC	California Public Utilities Commission	加州公共事业委员会
DER	Distributed Energy Resources	分布式能源
DR	Demand Response	需求响应
DSM	Demand Side Management	需求侧管理
DSO	Distribution System Operator	配电系统运营商
EIA	U.S. Energy Information Administration	美国能源信息署
ESS	Energy Storage System	储能系统
IEA	International Energy Agency	国际能源署
IRENA	International Renewable Energy Agency	国际可再生能源机构
LDDES	Long-duration Energy Storage	长时储能
LIB	Lithium-ion Battery	锂离子电池
MG	Microgrid	微电网
Na-S	Sodium-Sulfur Battery	钠硫电池
P2X	Power-to-X	电转多能（氢、热、燃料等）
PHS	Pumped-hydro Storage	抽水蓄能
PPA	Power Purchase Agreement	电力购买协议
R&D	Research and Development	研发
RE	Renewable Energy	可再生能源
SC	Supercapacitor	超级电容
SDES	Short-duration Energy Storage	短时储能
TES	Thermal Energy Storage	热储能
TSO	Transmission System Operator	输电系统运营商
VPP	Virtual Power Plant	虚拟电厂
VRE	Variable Renewable Energy	可变可再生能源 / 新能源

目 录

一、引言	01
(一) 能源转型技术路线图概述	01
(二) 本报告概述	02
二、风光等新能源技术创新路径研究	03
(一) 全球风光新能源发展现状、趋势与挑战	03
(二) 推进风光新能源发展主要方法	07
(三) 风光新能源技术发展瓶颈与关键发展方向	11
(四) 政策建议	16
三、支撑新能源发展的新型电网模式研究	18
(一) 高比例新能源电力系统面临的挑战及对电网发展的要求	18
(二) 电网支撑高比例新能源并网消纳的国际实践及经验	20
(三) 中国电网支撑高比例新能源消纳的实践和重点	25
(四) 支撑高比例新能源发展的电网技术创新重点领域	28
(五) 政策建议	29
四、支撑新能源发展的储能技术及商业模式研究	31
(一) 高比例新能源电力系统储能需求特性及储能的功能定位	31
(二) 储能支撑高比例新能源发展的国际实践及经验	34
(三) 中国新型储能技术应用现状及商业模式探索	38
(四) 中国储能发展路径	40
(五) 政策建议	41
五、政策建议	43
(一) 加快布局新能源重大科研设施与基地，强化前沿关键技术创新，推进新能源产业高质量发展	43

（二）着力构建主配微协同的新型电网，探索创新电力调度模式，不断提升电网新能源承载能力	43
（三）构建多类型多场景的储能体系，推动多类型储能与电力系统协同运行，支撑高比例新能源高效开发利用	44
参考文献	45
致 谢	48

一、引言

（一）能源转型技术路线图概述

清洁能源转型离不开可获取的、可靠的且可负担的电力系统。电力系统不仅为中国提供了最大的单一部门碳减排机会，还使交通、建筑和大部分工业部门的低碳转型成为可能。

过去二十年，对电网和新能源技术的投资和建设，使陆上与海上风电、光伏发电及储能，逐渐发展为可与水电、核电、煤炭、石油或天然气竞争的电力来源。这是令人瞩目的成就，在许多情况下源于中国政策的有力推动。技术进步使中国在 2030 年前实现碳达峰的目标近在眼前，正如习近平主席所指出的那样，通往零碳未来的道路已初见端倪。

2025 年 9 月中国在新一轮国家自主贡献目标中明确指出，到 2035 年，中国全经济范围温室气体净排放量比峰值下降 7%~10%，力争做得更好。非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30% 以上，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦。这不仅展现了中国的脱碳决心，也为未来十年的规模化部署与制度创新指明了方向。

然而，挑战依然存在。部分新能源技术具有间歇性，出力不稳定；电网设计不合理或激励措施不协调，可能阻碍新技术的最佳利用。一些关键技术仍需进一步研发推广才能实现规模化应用。因此，政策必须发挥作用，既要支持新技术研发，又要通过试点与部署促进学习和实践，还要建设健全的机构与市场机制，帮助最有潜力、可扩展的技术茁壮成长。

在资源和时间有限的情况下，实现绿色转型的科技创新必须精准聚焦，优先快速推广行之有效的战略，同时兼顾近期、中期与长期的技术突破。这项工作可遵循四项原则：

1. 快速迭代和推广已成熟清洁技术并持续推进技术创新。未来十年，将成熟技术的部署规模提升两到四倍，是实现中国能源与气候目标的关键举措。但这一过程不能停留在简单的扩张，而应在推广中不断总结经验、推动创新，再通过迭代成果实现更高质量的规模化应用。这样才能确保技术在快速发展的同时保持竞争力和适应性。例如，我们在此前关于电力行业污染协同控制的项目报告中提及的，中国力争到 2030 年实现 60% 的非化石能源发电比例，并在 2040 年将这一比例提升至 90%，这一目标的实现正依赖于成熟技术的规模部署与持续迭代的双重驱动。

2. 部署关键技术、政策机制和商业模式。要逐步减少高污染能源、加快清洁能源的发展，必须突破现有做法、政策和技术路径。例如，建设强大的清洁电网，需要引入新的管理系统，包括促进跨省交易，提升输电线路容量，适应气候变化的可靠性规划、优化大电网与配电网调度、实施最低边际成本调度等。合理的技术组合和先进电网管理实践可同时降低成本和提高可靠性。

3. 近期投资下一代有前景的清洁技术。应着重部署对风能、太阳能、储能等成熟技术形成补充的新技术。例如，加强电力系统可靠性和安全性的技术，灵活的电动汽车充电、热电池与电解氢等工业终端应用。这些技术应受结合路线图引导，从当前阶段迈向具备市场竞争力的水平。

4. 长期技术投资。先进核能、碳捕集与封存等技术将在 2035 年后提供重要选择。应设立稳定的

研发预算，并建立“技术门槛”机制，集中持续支持那些展现潜力且稳定取得进展的技术。

太阳能、风能的持续创新、技术提升和快速规模化应用属于第 1 类。电网规划与市场设计属于第 2 类。先进配电管理系统与长时储能部署可归入第 3 类。研究者们正在研究的碳捕集与封存（CCS）或新型核电研究属于第 4 类。

这一结构涵盖四类技术及相应战略，不仅可大规模提供清洁能源，改善健康与环境绩效，还能支撑经济发展，并为未来研究与创新提供方向。最重要的是，它能区分当下需要大规模快速部署的技术与未来可持续创新的技术。

（二）本报告概述

本报告重点关注类别 1-3 中的核心内容：已具竞争力的重要低碳技术；能够支持其快速、大规模部署的技术与实践；以及近期可推动其与补充技术进一步提升竞争力的投资。具体内容包括：

- 第 2 章：风光等新能源技术创新路径研究
- 第 3 章：支撑新能源发展的新型电网模式研究
- 第 4 章：支撑新能源发展的储能技术及商业模式研究

二、风光等新能源技术创新路径研究

在全球能源绿色转型加速推进的背景下，风光新能源已从补充能源逐步转向主力能源，成为推动低碳发展的关键力量。近年来，风光装机规模持续高速增长，发电成本显著下降，技术成熟度不断提升，为其大规模应用奠定了坚实基础。与此同时，中国提出了面向 2035 年的新一轮国家自主贡献目标，进一步明确了能源体系绿色低碳转型的方向，为风光产业的持续创新与加速发展提供了有力政策支撑。然而，随着新能源渗透率的快速提高，其固有的随机性、间歇性以及并网消纳难题日益凸显，对电力系统灵活性、稳定性和智能化提出了更高要求。

在此背景下，技术创新成为破解风光发展瓶颈、实现高质量跃升的核心驱动力。风光新能源技术创新将呈现从风机大型化、光伏高效化，到深远海开发、多能互补系统集成，再到智能运维与退役组件循环利用的趋势。本章聚焦风光新能源技术发展的现状、瓶颈与未来方向，系统梳理关键技术路径，并提出推进技术突破与产业升级的政策建议，旨在为构建安全、高效、清洁的新型能源体系提供参考。

（一）全球风光新能源发展现状、趋势与挑战

1. 全球风光新能源现状与区域差异

全球新增风光装机量与发电量创历史新高。2024 年全球可再生能源新增装机容量达到历史峰值 585 GW（图 1），其中风电和太阳能发电合计占比高达 96.6%，分别为 113 GW 和 452 GW，双双刷新历史纪录^[1]。风电新增装机主要来自陆上风电，占风电新增总量的 95.5%，而太阳能发电新增装机主要来自光伏发电，占太阳能发电新增总量的 99.9% 以上。全球装机的快速增长直接带动发电量提升，2024 年全球风电和太阳能发电量分别达到 2494 TWh 和 2131 TWh，较 2015 年增长 3 倍和 8.3 倍，占全球总发电量的比重分别达到 8.1% 和 6.9%^[2]。

美国注重风光项目提质与组件回收。自上任以来，特朗普总统已发布多项行政命令，暂停新的风力发电项目，美国国会也通过了取消联邦对风能和太阳能补贴的法律。这迫使运营商通过替换、回收旧机组来绕开政策封锁，继续提升风光装机量。美国目前已具备回收 90% 退役风力发电机组材料的能力^[3]，最大的太阳能组件回收工厂年处理量高达 5 GW^[4]。短期内，依托存量改造、技术迭代与回收体系支撑，美国风光新能源预计仍将保持发展态势，2025 年第一季度，美国新增发电容量的 98% 来自太阳能和风能。但在联邦补贴取消的背景下，风光产业的长期发展将更多依赖技术降本、区域政策支持及市场化机制完善程度提升竞争力。

欧洲沿海国家及日本等发达经济体重视海上风资源开发。欧洲正依托氢能技术创新加速开拓海上风资源，从 2020 年荷兰试点全球首个海上风电制氢项目 PosHYdon，到 2025 年德英合作推进北海绿氢走廊，全球 85% 的海电制氢项目来自欧洲。日本为了实现到 2050 年碳中和目标，提出了 2030 年装机 10 GW，2040 年装机 30-45 GW 的海上风电目标，还通过《海域利用促进法案》开放专属经济区水域供海

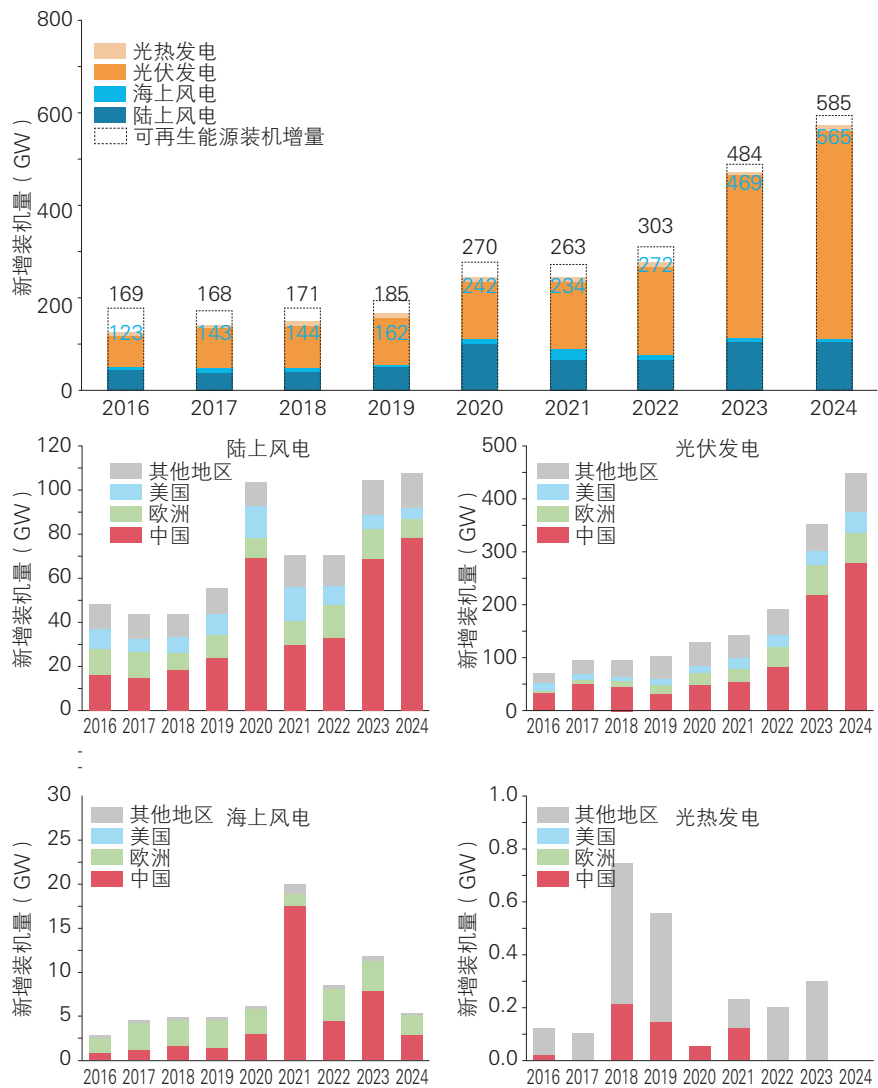


图 1 全球风光新增装机容量变化（2016-2024 年）^[1]

上风电开发。2025 年日本首个驳船型漂浮式海风项目 Hibiki 正式投运。但值得注意的是，尽管上述经济体对海上风电开发高度重视并积极布局，但从实际规模来看，上述地区每年新增海上风电装机量依然较低，风电扩张不及预期。从外部因素看，欧洲本土制造能力目前尚不能完全满足其市场需求，部分产品仍需依靠进口，尤其在对华进口方面存在诸多不稳定因素，例如 2025 年以来德国与欧盟对中国设备的安全争议不断，释放出限制信号；从内部因素层面，欧洲等地区电网基础设施升级速度未能完全跟上风电装机的增长，现有电网无法有效消纳新增风电电量，限制了风电的进一步扩张。

南美洲、非洲等经济欠发达地区青睐分布式光伏。南美洲、非洲等地区光伏资源丰富，但电网基础设施薄弱，正加速布局分布式光伏发电系统。巴西 2024 年太阳能发电总装机突破 55 GW，其中小微分布式光伏占比超过 70%。肯尼亚、尼日利亚、埃塞俄比亚等非洲国家积极推动离网光伏、微电网光伏工程建设。以肯尼亚为例，该国鼓励农村地区和偏远地区安装分布式光伏发电系统，于 2019 年启动 Kosap 农村微电网项目，计划到 2030 年建设 25 万个独立太阳能系统和 120 个微电网。

中国风光新能源发展增速快、潜力大。中国 2024 年可再生能源发电新增装机规模达 374 GW，占全球新增量的 63.8%，其中太阳能发电新增装机达 278 GW，几乎占据全球新增总量的一半。截至 2024 年底，中国累计风电和太阳能发电装机容量约为 5.2 亿千瓦和 8.9 亿千瓦，均位居全球首位，已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系。截至 2025 年上半年，风电、太阳能发电量合计达到 11478 亿千瓦时，同比增长 27.4%，在全社会用电量中占比达到 23.7%，成为推动能源结构向清洁低碳转型的关键支撑。当前，中国风光新能源的开发利用仍处于快速推进阶段，目前太阳能发电装机总量不足可开发潜力的 10%，风电装机总量仅为可开发潜力的 4%^[5]，后续随着技术迭代、场景拓展与开发布局深化，其在能源供应中的份额将进一步提高。

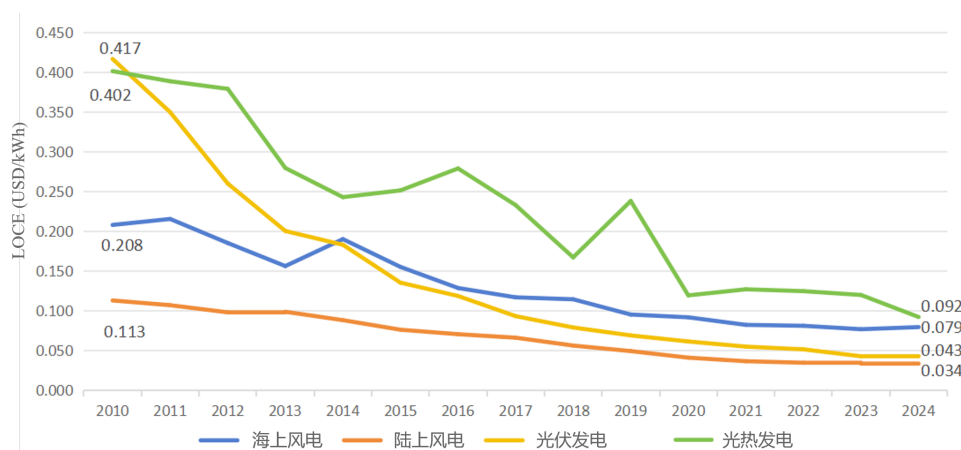
2. 风光新能源发展趋势与需求

当前，风光技术趋于成熟、成本显著下降、产业化加速推进，共同推动风光能源从替代性能源向主力能源跃升。

风光发电技术进入快速发展阶段。在风电领域，陆上风电技术体系已进入成熟应用阶段，成为风电开发的主力方向；海上风电正处于成熟技术规模化应用、前沿技术加速突破的快速发展阶段，漂浮式风电等前沿方向亦开始实现工程示范和商业部署。2025 年，中国已实现全球首座 16 MW 漂浮式风电平台并网一体化组装，东方电气全球最大 26 MW 海上风电成功并网。欧洲厂商亦推进 20 MW 级海上机型验证，风机容量系数持续优化，单位千瓦发电能力稳步提升。在光伏领域，当前以晶体硅太阳能电池（单晶硅 PERC、隧穿氧化层钝化接触电池（TOPCon）、异质结电池（HJT）等）为主流技术路线，辅以碲化镉（CdTe）、铜铟镓硒（CIGS）等薄膜技术形成互补体系。光伏电池效率呈稳步提升态势，商用晶硅组件平均转换效率已提升至 20% 以上，PERC 电池接近 24.5% 的转换效率理论值，TOPCon、HJT 等电池突破 25% 的转换效率大关，叠层组件转化效率更是突破 30%^[6]。

成本持续下降夯实主流能源地位。过去十余年，风能与太阳能发电成本呈现快速下降趋势，其平准化度电成本（LCOE）显著降低。目前全球超 80% 国家的新建风电与太阳能发电项目成本已低于新建化石燃料电厂，其中陆上风电和太阳能发电在多数地区成为最具经济性的新增电力来源。根据国际可再生能源署（IRENA）数据^[7]，如图 2 所示，2010 年至 2023 年间，全球光伏发电 LCOE 降幅约 90%，陆上风电与海上风电 LCOE 均下降超 60%。中国风电与太阳能发电项目成本优势较为突出：陆上光伏发电 LCOE 已降低至 0.22 元 / 千瓦时，陆上风电 LCOE 为 0.18 元 / 千瓦时。随着技术迭代升级、产业规模扩张及产业链成熟度提升，风电与太阳能发电的单位千瓦装机投资及运维费用仍具下降空间。

产业化快速推进重塑全球格局。风电与太阳能发电技术的不断进步与成本下降提振了全球清洁能源投资信心。彭博新能源财经（BNEF）数据显示^[8]，2024 年全球清洁能源投资总额达 2.08 万亿美元，同比增长 10.7%；其中，可再生能源相关领域吸引了超 35% 的资金投入，成为最主要的资本流入方向，剩余 65% 主要投向工业节能改造、建筑节能、电网升级、氢能及核能等领域。COP28 提出 2030 年可再生电力容量增至三倍并将能源效率提高一倍的目标，风光将成为主要的增量来源。另外，风光储一体化、氢能耦合、虚拟电厂（VPP）等多元化应用场景加速兴起，直接催生逆变器、储能系统、漂浮平台等高附加值产品的旺盛需求。各国依托自身优势提升产业竞争力，德国通过创新风机关键部件与光伏组件精密制造技术，巩固其在可再生能源高端设备制造领域的竞争优势；美国则在逆变器与新材料研发方面持续创新；中国相关制造业着眼于原材料、设备制造、系统集成、施工运维的全链条布局，

图2 全球平均风光发电成本变化（2010-2024年）^[7]

构建起高度一体化的全球竞争优势。

3. 全球风光新能源发展面临的挑战

随着全球能源结构的深刻变革，风光新能源进入加速扩张的关键窗口期，这也带来了政策环境、技术成本、生态效益等多方面的挑战。

1) 国际政策影响全球风光新能源发展。美国退出《巴黎协定》引发全球气候融资承诺缩水，2025年2月特朗普撤回了为绿色气候基金承诺的40亿美元资金，7月彻底关闭了运营近64年的美国国际开发署（USAID），这导致USAID在肯尼亚、越南等地区运营的风光新能源项目被迫搁置。此外，美国通过“大而美”法案削弱对化石能源的监管，并将在2027年取消风光税收减免，将致本土4500个清洁能源项目停滞，可再生能源装机容量缩减72%，美国风能和太阳能光伏建设成本预计上涨10-20%。

2) 绿色贸易壁垒提高全球能源绿色低碳转型成本。美国2025年推出“对等关税”政策，全球贸易不确定性显著上升。欧洲虽超80%的太阳能组件依赖中国进口，却持续强化管控：2023年生效的《外国补贴法案》已对中国光伏和风机企业开展反补贴调查，欧盟碳边境调节机制（CBAM）将于2026年落地，虽未直接覆盖风光组件本体，但铝型材、钢构件等配套环节已受影响，且本体还将受到绿色公共采购、产品足迹与生态设计等平行政策约束，隐形门槛不断提高。德国联邦经济与能源部2025年8月宣布，将在2035年前扩大海上风电关键部件采购渠道，核心在于降低对中国供应链依赖。对发展中国家而言，其风光项目高度依赖廉价设备与技术支持，据IRENA测算，如若获取受阻，2030年装机成本或将上升15%。

3) 土地资源约束与生态冲突制约风光项目落地。以中国为例，2060年集中式光伏发电和陆上风电占地面积预计将达4.4万平方公里，海上风电场涉及海域面积将超过6.2万平方公里^[9]。土地使用限制和生态问题使项目选址更加复杂。2024年10月，中国生态环境部出台文件，要求新能源项目在选址时应避让生态保护红线，并要求风机距离居民大于700米^[10]；2024年12月，因风机杀死濒危动物，法国首次下令关闭风电场。用地竞争叠加生态限制使风光项目开发周期延长、

成本激增，制约风光项目落地，并且深远海风光项目涉及海域使用、环境保护、渔业生产等多个方面，需要多国家多部门协同配合与监管。

（二）推进风光新能源发展主要方法

1. 政策驱动机制

在全球风光等新能源快速发展进程中，政策始终发挥着关键引领与核心驱动作用。各国持续完善以战略规划为引领、以法律法规为保障、以市场机制为支撑的政策支持体系，着力在目标设定、审批管理、激励政策与电网接入等关键方面强化制度设计，为可再生能源技术迭代与规模应用奠定坚实的制度基础。

1) 全球政策推动风光产业发展

主要发达经济体持续升级对风光产业的政策支持，明确中长期可再生能源发展目标，推动产业持续扩张。2021 年日本将 2020 年发布的《绿色增长战略》更新为《2050 年碳中和绿色增长战略》，提出到 2030 年安装 10 GW 海上风电机组，到 2040 年达 30~45 GW，同时在 2030~2035 年间将海上风电成本削减至 8~9 日元 / 千瓦时；到 2030 年太阳能光伏发电成本降至 14 日元 / 千瓦时。2022 年，欧盟推出《REPowerEU》计划，将 2030 年可再生能源在能源结构中的占比目标从 40% 提高至 45%，光伏装机目标设定为 600 GW^[1]；并相继出台多项政策聚焦海上风电发展（参见案例 1）。2024 年，英国发布《2030 年清洁电力行动计划：清洁电力新时代》，明确提出 2030 年海上风电装机达到 43-50

案例 1

欧盟积极布局海上风电发展

2020 年发布《近海可再生能源战略》

该战略将海上风电确立为欧洲能源体系的核心。欧盟计划到 2030 年将海上风电装机容量从 2020 年的 12 GW 提升至至少 60 GW，到 2050 年进一步增至 300 GW。

2023 年发布《奥斯坦德宣言》

提出将北海地区打造成“欧洲最大绿色能源基地”。九国（比利时、丹麦、法国、德国、爱尔兰、卢森堡、荷兰、挪威、英国）承诺到 2030 年将北海海上风电装机容量提升至 120 吉瓦，到 2050 年进一步增至 300 吉瓦以上。

2024 年发布《海洋能战略研究与创新议程》

是欧洲海洋能技术与创新平台（ETIP Ocean）为推动海洋能技术发展制定的关键文件，聚焦六个关键领域，包括设备设计与验证、下一代技术、分析工具、使能技术集成、市场开发及协调行动，明确到 2030 年的优先研发事项。将投入 14 亿欧元，部署近 200 个项目，覆盖从技术验证到商业化应用的全链条。

GW，陆上风电达到 27-29 GW，光伏装机达到 45-47 GW，以实现在 2030 年将化石能源发电占比压缩至 5%、2035 年完全清零的目标^[12]。

新兴经济体也在探索适配本国国情的新能源政策方案。如巴西通过“风电 2030”计划激励民间投资并布局海上风电，印度推出“风光混合政策”以提高出力稳定性，越南采用竞标模式提升资源配置效率，非洲地区则通过“沙漠电力倡议”等区域合作机制改善基础设施短板。

新兴经济体也积极探索符合本国资源禀赋与发展阶段的新能源政策路径。例如，巴西通过“风电 2030”计划吸引民间资本投资海上风电，印度推行“风光互补政策”以提升可再生能源出力稳定性，越南引入竞争性招标机制优化项目资源配置，非洲则借助“沙漠电力倡议”等区域合作机制加快跨境基础设施建设。

总体来看，全球主要经济体均将持续提高风电与光伏在能源结构中的比重，进一步扩大产业规模，为推进全球能源转型与碳中和进程提供重要支撑。

2) 中国政策体系的集成化创新路径

中国风光政策体系呈现出系统协同与全链覆盖的突出特征，体现为自上而下的战略规划引领与自下而上的市场创新深度融合。2024 年出台的《节能降碳行动方案》明确设定了非化石能源发展目标，并将节能减碳指标纳入政府与企业的绩效考核体系，实现了顶层战略与基层执行的有效联动。

在政策机制方面，中国逐步构建起“集中式与分布式并举”的双轨发展格局。一方面，依托“千乡万村驭风行动”、“光伏治沙”等国家级重大工程，推动资源富集区域规模化开发，形成产业聚集和示范效应。另一方面，通过强制推广绿色建筑、鼓励“光储充”一体化场景应用等措施，积极拓展分布式能源市场空间。在市场机制建设上，中国正持续完善以可再生能源电力消纳责任权重、绿电交易和绿证核发为主体的市场化消纳体系，不断强化新能源资源配置的效率与公平性。2024 年全国绿证交易量实现同比增长超过 300%，绿证市场逐步成为反映绿色电力价值、优化资源配置的关键机制。

在产业政策方面，国家高度重视供应链安全与核心技术自主可控。通过实施“风电光伏产业链安全工程”，聚焦关键材料和主设备制造环节，综合运用财政资助与首台（套）保险等政策工具，降低创新技术应用风险，推动产业竞争力从成本优势向技术引领转型。同时，审批制度改革与风险治理机制不断深化。“环评审批正面清单”与项目合规性专项整治等举措持续提升项目开发质量与生态环境相容性，推动产业发展模式由规模扩张向质量效益转变。

中国风光政策体系在充分借鉴国际经验的基础上，探索形成了一条以系统协同和全链覆盖为标志、战略规划与市场机制双向驱动的制度创新路径，为全球绿色转型政策设计提供了有益借鉴。

2. 技术驱动发展

从关键技术突破到系统集成创新，从实验室研究到规模化工程应用，全球风光产业在核心环节持续取得重大技术进展，推动示范项目向更大规模、更高效率和更强适应性的方向发展。技术创新与政策支持双轮驱动，正日益成为引领风光产业实现跨越式发展的核心动力。

深远海风光技术释放资源潜力。随着近海空间与生态约束趋紧，漂浮式风电、海上光伏等技术成为国际战略竞争焦点。国内外企业依托大容量风机、浮体结构、防腐蚀等关键技术攻关，积极推进深远海风光资源开发，技术突破拓展了可再生能源的开发边界。

风光发电能效提升推动产业高端化转型。风光发电技术效率持续提升，逐步逼近理论极限值，高效转换技术已成为推动风光产业高质量发展的核心动力之一。风电领域通过应用超长叶片、永磁直驱等先进技术不断提升风能捕获效率，加快向大容量、高性能方向升级。光伏领域聚焦晶硅电池效率突破，钙钛矿/晶硅叠层、TOPCo、HJT 等新型电池技术引领发展，柔性组件与浮体材料持续优化，应用场景不断拓展。

智能运维保障风光发电系统安全稳定运行。风电领域广泛应用数字孪生平台与人工智能调度系统，显著增强系统稳定性。光伏领域通过人工智能芯片植入组件、智能诊断平台实现吉瓦级规模的故障识别与预测，为高比例可再生能源并网提供支撑。人工智能驱动的预测性运维与数字孪生技术有效降低故障率，减少运维成本，提升发电可靠性。然而人工智能的大规模应用也提高了能源需求与温室气体排放，需进一步推动绿色人工智能。

多能互补与系统集成增强可再生能源消纳能力。为应对高比例可再生能源并网带来的挑战，构建多能互补耦合系统已成为关键技术方向。国内外积极开展工程示范，整合光伏、风电、光热与熔盐储能等技术，实现长时间尺度稳定供电。系统集成与多能协同将有力支撑风光可再生能源的大规模高效利用。

海上能源中心助力海上能源集群化发展。中国积极探索“风电+光伏+养殖”、“海洋能多能互补”等新型产业模式，拓展海洋资源立体化开发路径，已在山东、舟山、南海等地区开展工程试点。浙江省温州市率先布局国内能源岛示范项目，依托岛屿资源构建海上可再生能源枢纽及相关产业园区，为深远海风电开发提供必要条件。与此同时，欧盟也在加快北海能源集群建设（参见案例2），共同引领全球海上能源系统升级。海上能源中心建设不仅提升海洋资源利用效率，也为沿海地区能源结构转型提供重要支撑。

3. 金融支持

风光项目普遍面临高初始投资、高收益不确定性和长回收周期等挑战，其能否实现规模化、商业

案例 2

北海海上能源中心

比利时“伊丽莎白公主岛”（Princess Elisabeth Island）

这座能源岛整合海上风电、漂浮光伏与绿氢生产，打造跨国互联平台，将成为全球首个结合直流电（HVDC）和交流电（HVAC）的人工能源岛。岛上的高压基础设施将捆绑来自伊丽莎白公主区 3.5 GW 海上风电场的出口电缆，同时也是未来其与英国和丹麦互联的枢纽。

荷兰 Hollandse Kust Noord

结合浮式光伏设备以及短时储能电池，同时还将配备电解槽以实现绿色制氢。此外，项目也将对风机叶片进行优化，以降低尾流效应造成的发电减损。采用 69 台 11 MW 风机结合浮式光伏、储能和 200 MW 制氢厂，形成“风电+光伏+储能+制氢”闭环，2025 年投运后日供 6 万公斤绿氢。

化发展，在很大程度上取决于金融体系的适配能力与支持强度。随着“双碳”目标推进和绿色金融理念深化，全球主要经济体和多边机构不断探索创新融资工具与机制，逐步构建起多层次、市场化的投融资机制，为产业规模化与高质量发展提供坚实保障。

1) 国际金融工具与机制创新

国际绿色金融体系正逐步从单一债券融资向涵盖碳金融、衍生品与混合融资的多层次市场化架构演进。各类创新金融工具通过不同机制共同提升了风光项目的融资能力与市场竞争力，形成了全方位、多层次的金融支持体系。

在市场化融资与风险分担方面，长期购电协议（PPA）与差价合约（CfD）等市场化定价机制发挥关键作用。这类工具通过竞争性招标形成价格信号，既为开发商提供可预期的长期收益，也通过市场竞争持续推动成本下降和效率提升。绿色债券市场创新同样持续推进，2024 年全球发行规模约达 5710 亿美元，其中“发电量挂钩”“碳减排互换”等特色条款通过将还款条件与项目实际绩效关联，更好地匹配了风光项目的现金流特征。同时，碳市场机制日益深度融合，碳收益质押、碳担保贷款等工具将未来碳资产收益转化为即期融资能力，显著增强了项目前期开发流动性。

在政策与多边机构支持方面，欧盟碳依托定价机制建立绿色信贷体系，推动碳资产与清洁能源资产联动发展。德国、英国等将碳收益纳入项目授信体系，有效降低融资门槛。亚洲开发银行等多边机构通过低息贷款与混合担保模式吸引私人资本，有效降低风光项目的加权平均资本成本。美国、日本等则利用税收抵免、加速折旧等财政工具，直接降低项目开发主体负担。

在风险管理与保障方面，天气衍生品、政治风险保险、支付担保基金等风险管理工具日趋成熟，为应对风光发电的波动性和外部风险提供了重要保障。各类创新金融机制相互协同，形成了系统化、多元化的金融支持体系，显著提升了风光项目的商业可行性和融资效率，为全球绿色能源转型构建了更加稳健高效的金融支撑力量。

2) 中国绿色金融体系构建

当前，中国风光产业融资模式已实现从补贴依赖向“政策引导与市场机制协同”的成功转型，逐步建成涵盖货币政策、财政工具、碳金融和资本市场等多维联动的绿色金融支持体系。

在政策协同方面，中国人民银行设立 5000 亿元科技创新再贷款专项工具，利率低至 1.75%，定向支持绿色化设备更新与中小企业研发，并计划于 2025 年扩容至 8000 亿至 1 万亿元，为风光装备技术攻关和国产化替代提供长期、稳定的资金保障。同时，超长期特别国债将新能源设备更新与智能化改造纳入支持范围，通过“财政资金 + 金融杠杆”的协同机制，带动社会资本参与风光项目建设与智能化升级。

绿色金融工具不断扩容。2024 年中国气候债券累计发行规模达 55.6 亿美元，其中绿色债券占比超 80%^[13, 14]。浙江、山东等地设立绿色担保和风险补偿基金，为中小型风光企业提供了财政贴息与信用增级支持，显著改善融资可得性。碳金融市场建设取得积极进展，截至 2024 年底，全国碳市场累计成交量达 6.3 亿吨 CO₂，CCER 质押、碳收益权资产证券化等创新工具逐步推广，助力风光企业拓宽融资渠道并提升碳资产价值实现能力。

资本市场功能持续拓展。风光相关企业通过 IPO、可转债、基础设施不动产投资信托基金（REITs）等工具积极开展权益融资，支持关键技术攻关和海外市场拓展。2023 年首单风电类 REITs 成功发行，规模超 70 亿元，体现出资本市场对优质绿色资产的高度认可。整体来看，在政策引导和机制创新的

共同作用下，中国已初步形成覆盖全生命周期、全产业链的绿色金融支持体系，为风光产业高质量发展提供了坚实保障。

4. 性别平等赋能

性别平等正助力风光等新能源产业发展，通过优化人才结构、提升团队效能、强化金融链接，显著增强项目社会接受度、执行韧性与综合竞争力。

优化人才结构激发多元活力。IRENA 数据显示，2019 年全球可再生能源行业女性从业占比为 32%，光伏领域更高达 40%，显著领先于传统能源行业的 22%^[15]。2024 年，中国新能源行业女性比例已达 30%-35%，显著高于 2019 年 27.1% 的水平^[16]。教育机构与行业组织协同发力，拓宽女性在风光核心技术与管理领域的参与路径。新能源交叉学科（如材料科学、环境工程、能源系统工程）持续吸引女性人才；高校、行业协会及企业联合开展的专项培养计划，正显著提升女性在风光系统设计、储能技术、项目开发与智慧能源管理等核心环节的深造与就业比例。

提升团队效能驱动项目落地。多样性团队增强了技术协同与项目执行力。国际劳工组织（ILO）研究指出，提升女性占比可显著优化团队沟通、协作与决策质量^[16]。新能源行业数字化程度高，在系统运维、远程调度、社区协调等岗位上，女性展现出较强适应性。在新疆、甘肃等地的分布式光伏项目中，女性广泛参与组件检测、数据巡检和用户接入等工作；国家电网“绿色女性岗”专项培训已扩展至多省，有效提升女性在技术岗位和职场晋升中的比例。在新型电力系统建设中，女性正逐渐从辅助型岗位转向项目策划、系统集成、平台运维等核心领域。

强化金融链接塑造竞争新优势。性别友好机制正逐步被纳入全球清洁能源政策与金融评估体系，成为风光等新能源项目竞争力的重要加分项。欧盟公正转型基金将性别平等纳入评审维度；联合国妇女署与 IRENA（2023）共同倡议将性别指标纳入可持续发展目标 7（SDG7）相关的监测与融资机制^[17]。与此同时，以亚洲开发银行为代表的多边金融机构也在项目管理体系中嵌入性别绩效要求。例如新加坡上市性别债券为风光女性企业募资，全球环境基金（GEF）设性别响应为风光融资强制门槛。这些实践表明，性别绩效正从社会责任转变为实质性金融优势，成为提升项目融资效率和综合竞争力的重要支撑。

（三）风光新能源技术发展瓶颈与关键发展方向

1. 风光新能源技术发展现状

1) 风电技术：系统集成与智能运维驱动转型

风电技术经历了多个阶段的创新与突破，如风机大型化、高效化、智能化和漂浮式海上风电等，大型化方面围绕“大容量、长叶片、高塔架”方面进展迅速（图 3），中国东方电气推出的 26 MW 大型海上风电机组，是该趋势下的前沿成果。当前正从单一设备升级迈向多维系统协同优化阶段，且在深远海部署、智能运维和多场景融合应用方面呈现出新趋势^[18]。

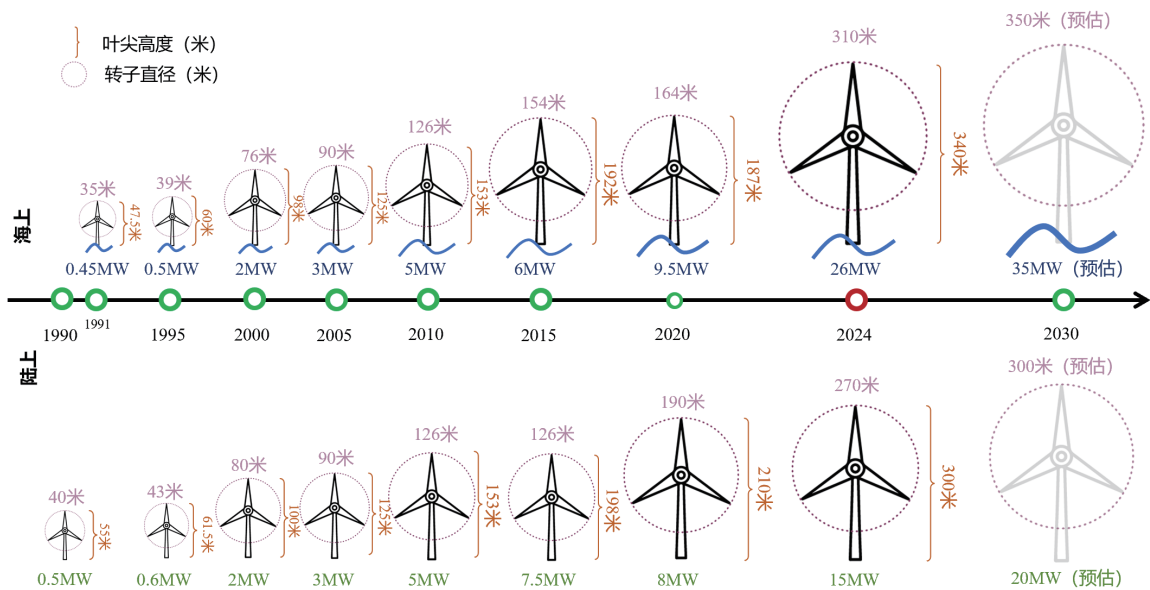


图 3 风机大容量、长叶片、高塔架发展趋势^[19]

深远海风电凭借资源丰富、运行干扰少等优势，成为国际关注重点^[20]。海上风电逐步引入模块化设计、数字孪生建模和无人化检修平台。漂浮式风电通过轻量化结构、动态系泊系统优化及人工智能驱动的预测性维护技术，结合无人船与卫星遥感监测，有效降低全生命周期运维成本。

同时，“风光氢储”一体化、“风光火储”一体化、“风渔共养”及“风光互补”等复合开发模式加快推进，通过资源共享与功能协同提升整体利用效率。“海上风电+海水制氢”等新模式已在部分地区开展试点，未来有望成为海上能源增值利用的重要路径。

风电的数字化转型也在加速。通过部署边缘感知设备、状态预测模型与远程控制平台，风电场正从静态响应向智能调度转型。龙头企业正在建设“智慧风场”，实现对设备状态、负荷波动和气象条件的多源数据融合与动态管理，全面提升系统运行效能。

风电数字化转型不断深化。依托边缘感知设备、状态预测模型与远程集控平台，风电场逐步实现从被动响应向智能调度转变。龙头企业积极推进“智慧风场”建设，通过多源数据融合与动态管理，全面提升系统运行效能和经济性。

风机回收利用产业仍处于起步阶段，当前以叶片拆解和材料初步分选为主，再生利用技术尚未成熟。亟须完善环保政策法规，突破叶片复合材料高效回收与再制造技术，创新循环经济模式，推动风机回收规模化、高值化发展。

2) 光伏技术：从组件效率竞争迈向系统集成与场景融合

随着晶硅电池效率逐步逼近理论极限，光伏技术发展呈多元化趋势。N 型 TOPCon 等技术持续主导主流市场，而 HJT、交叉背接触（IBC）及异质结背接触（HBC）等高效技术则加速向高端场景渗透^[21]。与此同时，钙钛矿/晶硅叠层等新兴技术效率不断接近理论边界，成为中长期产业升级的重要方向。多技术路线并行发展推动光伏应用场景不断拓展，逐步形成集中式与分布式并举、发电与用能协同的新格局。

光伏产业正向系统集成与场景融合深度转型。建筑光伏一体化（BIPV）加快推广，光伏组件与屋

顶、外墙等建筑结构深度融合，成为推动绿色建筑与城市低碳发展的重要路径^[22, 23]。碲化镉薄膜组件因透光性和柔性优势，适用于建筑立面等特殊场景，当前聚焦提升弱光性能与封装可靠性。随着分布式光伏快速发展，“光储充一体化”系统加速商业化，通过光伏、储能、充电桩和智能调度系统协同，构建“自发自用、余电上网”的新型能源消费生态。

智能逆变器、能量管理及柔性功率控制技术成为提升系统效益的关键。柔性组件、透明组件等新型产品不断涌现，推动光伏在车载、可穿戴等新场景应用。系统适配性正成为光伏价值评价的新标准。预计 2030 年全球退役光伏组件将达 800 万吨，中国约占 150 万吨^[24]。当前热解法回收存在能耗高、污染重等问题，亟须发展绿色拆解与高值回收工艺。提升电极材料与钙钛矿稳定性将成为下一代技术竞争焦点，同时需开发抗 PID、耐腐蚀等专用材料以支撑“光伏+”多元场景应用。

3) 跨越设备边界：风光融合系统的新特征与关键支撑

随着风光发电占比持续提升，产业发展重心逐渐从单一发电效率提升转向系统层级优化。在此背景下，风光产业发展呈现出多维度的演进特征^[25]。系统耦合与多能互补协同构成重要发展方向。风光储热协同、源网荷储一体化等技术路径广泛应用，通过多能流协同调度与梯次利用，显著提升系统灵活性与稳定性^[26]。

人工智能与数字化技术构成关键支撑。人工智能辅助的文献知识抽取、材料性能预测、实验方案优化等手段与高通量的材料制备、表征、评价装置相结合，极大地缩短了能源新材料的研发周期和成本，助力风机叶片、光伏电池、储能、绿色燃料合成等领域材料不断突破。依托人工智能算法实现风光发电功率预测、智能运维决策及全生命周期优化，数字化已成为提升能源系统效能的核心手段。虚拟电厂（VPP）从示范加快迈向规模化运营，通过聚合分布式光伏、储能、可调负荷等资源参与电力市场，提升电网调节和绿电消纳能力。微电网向“源-网-荷-储-充”一体化演进，依托智慧能源管理系统实现光储协同与需求响应，有效提高园区级绿电自给率和能源利用效率。

2. 主要技术瓶颈与制约因素

1) 风电技术发展面临的主要技术瓶颈

发电效率瓶颈。风电在提升发电效率过程中，面临因设备大型化带来的系列技术挑战。风机功率提升是降低度电成本的核心手段，但受“平方-立方定律”影响，结构载荷呈非线性增长。超长叶片设计需同时满足轻质高强、抗疲劳及抗极端风载的特性，这使得其制造精度控制、模具刚性优化及材料铺层工艺的难度大幅提升；传动系统（包括齿轮箱和发电机）在高扭矩工况下需统筹紧凑设计与散热性能；塔筒高度增加对结构稳定性提出更高要求，同时也加剧运输与吊装环节的工程风险。上述因素对整机制造水平、关键部件精度及配套基础设施发展均构成重要制约。

环境适应性瓶颈。深远海环境对风电装备适应性提出严峻挑战。传统固定式基础在水深超过 60 米的海域，经济性显著下降，漂浮式风电成为关键的解决方案^[27]。然而，漂浮平台及其锚固系统面临着波浪荷载冲击、平台动态响应控制及海缆磨损等风险，并且缺乏长期规模化运行验证。此外，深远海电力传输依赖高压直流输电等高成本方案，海底电缆的敷设难度、故障检修的复杂性以及能量转换效率的损耗，都存在挑战。

运维技术瓶颈。风电运维存在成本高且智能化水平不足的问题。当前风电场多处于边远、海上或

高海拔区域，常规的巡检与故障维护不仅成本高，还存在较高风险^[28]。基于周期性检修的传统策略，对早期故障的识别能力有限，而智能监测与预测性维护技术尚未得到广泛普及。特别是在海上场景中，复杂的海况限制了运维频次，对专业运维船只、平台及远程监控系统的高度依赖，进一步推高了全生命周期成本。

2) 光伏技术发展面临的主要技术瓶颈

发电效率瓶颈。光伏在发电效率提升上遭遇了材料与技术的瓶颈。主流晶硅电池已逐渐接近单结材料的理论效率极限^[29]，若要进一步突破，需依靠叠层电池结构及新材料体系（如钙钛矿、量子点）。但新材料制备的一致性控制、界面缺陷管理存在技术难点，叠层器件因载流子复合与电流匹配问题，导致其稳定性、寿命、批量良率及大面积制备工艺尚未成熟，严重制约了商业化进程。

复杂环境适配性瓶颈。复杂环境条件对光伏组件的可靠性与耐久性形成了考验。高温、高湿、高盐雾及弱光等环境条件，会显著影响光伏组件的封装可靠性、电气性能及结构稳定性，在海上、荒漠等极端场景中表现得尤为突出^[30]。例如，海水盐雾与氯离子容易引发组件支架腐蚀，风浪、台风及海冰荷载可能导致光伏板破裂或支架倾覆，进而威胁系统的安全运行。

运维技术瓶颈。光伏运维在数据管理和自动化方面存在短板。大型光伏电站分布广泛、设备类型多样，现有监控系统存在标准不统一、数据异构性强的问题，使调度和优化变得复杂。部分区域存在出力异常响应延迟、故障定位精度不够及发电性能诊断缺失等情况。同时，运维人工依赖度高、自动化程度低，制约系统效率，亟需构建基于数字孪生、边缘计算及基于人工智能的智能感知与优化控制技术体系。

3) 风光规模化发展制约因素

风、光资源评估与出力预测精度亟待提升。风、光等可再生能源出力的不可控性在高比例并网时对电网频率稳定、电压控制及备用资源调配构成挑战。目前，中长期资源评估模型仍存在较大不确定性，影响项目收益预期；短期功率预测偏差增大电网平衡成本，制约可再生能源消纳水平^[31]。因此，提升风、光资源评估模型精度、优化数据采集系统及构建智能风、光出力预测方法，是保障风、光可再生能源经济性与可调度性的前提。

规模化集成与源-网-荷-储协同能力亟待提升。在风、光可再生能源高比例并网背景下，亟需通过调度侧储能或负荷侧响应资源平抑波动，但目前储、荷侧与发电系统的协同集成度不足，调峰及调频响应能力有限。需加快研发模块化逆变系统、柔性接入接口、“源-网-荷-储-充”一体化方案及控制策略，提升系统运行灵活性与发电保障能力。

全球气候变化给新型能源系统带来新的挑战。全球气温不断攀升，高温影响光伏发电效率，加速组件、输电等设备老化；无风、台风、暴雨、暴雪、沙尘等极端气候频发，不仅造成风、光新能源设备损坏，还会导致基于历史气象数据的风、光发电功率预测精度降低，提升运维难度；风、光发电不确定性增加对新型能源系统的消纳、存储能力提出更高要求。

3. 技术创新方向与关键技术清单

立足能源绿色低碳转型战略，聚焦风光新能源高质量发展，需系统推进关键技术攻关与产业升级，重点围绕效率提升、系统集成、智能运维与循环经济四大方向，突破瓶颈制约，构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系。

1) 风电技术需围绕大容量、轻量化、智能化和深远海的发展趋势，重点推进以下方向：

高端装备与先进材料：攻关大容量主轴承、轻量化齿轮箱、直驱永磁发电机等核心部件，推动碳纤维复合材料叶片研发与产业化，提升机组可靠性，降低制造与运维成本。

深远海开发与多能协同：突破漂浮式风电平台设计与动态耦合技术，研发柔性直流输电与动态海缆系统。推动海上风电与光伏、储能、氢能等多能互补，建设“海上能源基地 - 陆上调控 - 多元消纳”协同模式。

智能化运营与维护：构建风电场全生命周期数字化管理平台，推广无人机、机器人智能巡检，发展风资源评估、功率预测与故障预警一体化技术，提升系统运行安全性与经济性。

绿色低碳循环体系：建立风机叶片、塔筒等退役组件高效回收与再生利用技术体系，推动风电产业全链条绿色化发展。

2) 光伏技术应聚焦高效率、高可靠性、多场景融合与智能应用，重点推进以下方向：

新一代电池技术产业化：积极推进 TOPCon、HJT 等高效晶硅电池规模化应用，加快钙钛矿 / 晶硅叠层、薄膜电池等新型技术研发与中试转化，持续提升光电转换效率和稳定性。

多场景融合应用：发展适用于海上、高空、荒漠、建筑等多场景的高可靠组件与系统集成技术，推动光伏与风电、储能、氢能协同开发，促进 BIPV 与绿色建筑深度融合，拓展“光储充”一体化应用。

智能运维与数字化管理：构建电站级智能运维平台，推广人工智能视觉诊断、大数据分析 with 无人机巡检技术，实现光伏电站“无人化、精细化、智能化”管理。

组件回收与资源循环：建立光伏组件回收利用标准体系，突破晶硅和薄膜组件绿色拆解与高值化再生技术，实现全生命周期资源高效循环。

3) 风光融合与系统集成技术需强化跨行业、跨领域系统集成与协同调控，重点推进以下方向：

多能互补与协同运行：开发风光水储氢多能互补规划设计平台，推动“源 - 网 - 荷 - 储”协同调控技术示范，提升系统灵活性与消纳能力。

数字孪生与虚拟电厂：构建风光集群数字孪生系统，建设虚拟电厂聚合调控平台，实现广域分布式资源智能协同与优化调度。

海上能源综合开发：探索海上风电、光伏、海洋能等多能耦合与平台集成技术，推动海上能源枢纽与海洋经济融合发展。

综上，风光新能源技术正朝着高端化、智能化、融合化和绿色化方向演进，需加强跨部门协同与政策支持，系统布局关键技术研发与示范应用，为能源绿色转型提供坚实支撑。

（四）政策建议

当前，中国风光新能源已步入从“量的跃升”迈向“质的突破”的关键阶段，为达成新一轮国家自主贡献目标所提出的新能源更高比例系统接入要求，并应对日益复杂的应用场景与持续加剧的全球技术竞争形势，亟需通过系统性、前瞻性的政策部署，为风光技术与产业发展提供新一轮动力支撑。

1. 推动技术应用与模式创新，促进成熟技术规模化推广及产业链提质升级

一是深化“新能源+”多场景融合，构建产业协同发展新生态。推动风光等新能源与工业园区、大数据中心、5G基站、交通枢纽、建筑等高载能领域深度融合，推广“零碳园区”、“零碳算力中心”等新兴模式，探索构建以新能源为主体的智慧化产业集群，协同推进能源电力、工业制造、城乡建设和交通运输领域绿色转型。**二是优化空间承载与政策协同，保障产业高质量发展空间。**强化能源、国防、交通、自然资源部等跨部门政策衔接与规划协同，优化风电、光伏项目用地用海布局，探索形成海上能源中心、“农光互补”等集约开发模式的标准规范体系，保障产业发展空间稳定可控。**三是构建全生命周期循环体系，确保关键资源供应链安全。**推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术和产业链发展，完善覆盖绿色设计、清洁生产、高效运营、梯次利用、精深回收的全生命周期管理体系。同时制定完善循环利用领域政策法规与标准体系，培育一批具备规模化运营能力的循环利用龙头企业，推动风光产业可持续发展，保障全球供应链稳定安全。

2. 推进新能源重大基础设施建设，强化技术攻关与应用示范协同发展

一是加大新能源技术及装备基础理论研究投入，强化前沿技术创新。重点建设重大科研平台与大型试验装置，统筹能源、材料、信息等领域的科研条件与资源，开展深远海浮式风电、高空风机、新一代光伏电池、高效柔性组件、高精度风光发电功率预测、绿色燃料高效制取等关键技术攻关，推动构建面向未来的新型能源体系。**二是深化数字技术融合赋能，提升能源系统韧性与智慧水平。**加大气候适应性技术投入，推动人工智能、数字孪生等信息技术在新能源系统中的集成应用，开发具备自主学习和优化能力的智慧能源调度系统，全面提升能源系统对高比例新能源的消纳能力和安全韧性。**三是因地制宜打造重大技术集成示范工程，形成可复制、可推广的解决方案。**在“沙戈荒”地区，高标准推进大型风光基地建设，突出“风光火储”一体化与生态修复的协同示范，探索多能互补与环境治理的融合新模式；在沿海地区，加快推进“风光氢储”一体化协同应用，打造兼具能源供给与转换枢纽功能的海上能源中心。

3. 健全创新要素保障与协同机制，构建开放包容的全球能源科技合作生态

一是加强创新人才供给与梯队建设，夯实新能源领域人才支撑。完善能源科技前沿领域的人才培养与科研创新体系。支持龙头企业与高校、科研院所共建中试平台和成果转化中心；设立能源科技专项人才基金，鼓励更多女性科研人员投身该领域，着力培养并汇聚一批具备国际影响力的战略科学家

与科技领军人才。**二是构建多层次金融支持体系，引导创新资本有效投入。**发挥政府引导基金的杠杆作用，通过绿色信贷、绿色债券等工具，引导社会资本向新能源前沿技术研发与示范项目倾斜，探索建立差异化激励机制，降低前沿技术的商业化风险及企业创新成本。**三是拓展国际能源科技开放合作，提升风光新能源全球创新与共享能力。**依托“一带一路”倡议、金砖框架、“全球南方”国家等多边机制，设立联合研发中心与技术转移平台，推动先进风光新能源技术在更大范围内落地应用。积极牵头组织国际大科学计划和大科学工程，深度参与全球科技治理，推进风光新能源技术转移转化，支撑和引领全球能源绿色转型。

三、支撑新能源发展的新型电网模式研究

电网是低碳能源体系的基础。不仅连接负荷中心与电力来源，强健的电网还能够实现跨区域新能源的并网整合，并支持经济发展由化石能源向电气化的转变。中国已经在扩建电网以及跨区域连接可再生能源和需求等方面展现出极强的能力。本章重点讨论电网基础设施和运行实践，这些措施有助于进一步解决新能源消纳挑战：在电力供应波动性增加的情况下，维持电力系统安全、低成本运行。

为聚焦研究和控制篇幅，本章聚焦于电网和运行实践，而非全面讨论平衡高比例可再生能源所需的全部灵活性解决方案。正如下文所示，由于新能源和电网建设的快速推进，中国正进入新能源发展的新阶段，现有的系统灵活性可能已显不足，需要额外投资和新的运行实践。能够提供灵活性的措施和技术很多，包括电网互联、储能（将在下一章讨论）、需求响应和虚拟电厂、跨行业协同以及车网互动等。同时，新的规划方式和市场设计也能支持这些解决方案的发展。我们首先将重点放在电网基础设施和运行实践上，因为这是应对可再生能源消纳挑战的两大关键基础，我们希望在未来的研究中进一步探讨其他方面。

（一）高比例新能源电力系统面临的挑战及对电网发展的要求

1. 中国新能源开发及并网消纳现状

中国新能源发展已进入新发展阶段。2024 年，中国风电、光伏发电量达到 1.84 万亿千瓦时，超过全国第三产业用电量。新能源电量渗透率（占全国总发电量的）达到 18.5%，按用电量口径超过 20%，新能源最高发电出力占比超过 50%。进入 IEA 定义的新能源发展第三阶段（IEA 六阶段划分，详见下一节）。其中青海、蒙东、甘肃电网新能源电量渗透率超过 30%，进入新能源发展第四阶段。

中国成为世界能源发展转型和应对气候变化的重要推动者。中国风电、光伏等资源富集，发展新能源潜力巨大。经过持续攻关和积累，中国多项新能源技术和装备制造水平已全球领先，建成了世界上最大的清洁电力供应体系。新能源发展已经具备了良好基础，单机容量 26 兆瓦风电机组成功下线，光伏电池转换效率持续提升；柔性直流、“互联网+”智慧能源、大规模新型储能、综合能源等一大批新技术、新模式、新业态蓬勃兴起。中国已成为世界能源发展转型和应对气候变化的重要推动者。

2. 高比例新能源发展面临的挑战

（1）高比例新能源电力系统电力电量平衡与电力供应安全问题

新能源最小出力处于较低水平，有时对电力平衡支撑能力不足。受新能源发电出力波动性、间歇性特点的影响，新能源对电量平衡的支撑作用明显，但独立支撑电力平衡的能力较弱，不足以保障高

比例新能源接入电力系统的供电可靠性。新能源不同时间尺度（秒、小时、天、季节）的变化为确保充足的电力供应以及满足不断增长的需求带来了很大的挑战。

新能源发电与用电季节性不匹配，存在季节性电量平衡难题。虽然风电、光伏发电月度电量分布具有一定的互补性，按电量平衡分析，风光互补可在一定程度上减少新能源季节性的影响。然而，新能源的月度出力分布与负荷需求并不完全一致，导致季节性电量平衡难题。在新能源渗透率更高的情况下，这些季节性失衡可能会变得更加严重。

寒潮、热浪、干旱等极端天气事件使得电力需求显著增加而新能源出力减小，保障电力供应难度大。中国中东部非供暖区域过去 35 年共发生寒潮 43 次，最大的一次寒潮影响面积为 110 万平方公里，气温最高下降 14℃，负荷最大增长可达 2 亿千瓦。近年来，极端高温事件也变得更加频繁和强烈，导致空调负荷需求急剧增加，而极端天气造成的新能源出力下降，进一步加剧了电力供需矛盾。风电和光伏的出力不一定与这些高需求时段相对应，甚至可能相反，即在高需求时段出现低出力的情况。

（2）高比例新能源电力系统稳定性和安全性问题

高比例新能源电力系统“双高”（高比例可再生能源和高比例电力电子设备）特性日益凸显，电力系统控制基础发生重大变化，安全稳定运行面临较大风险挑战。电力电子类电源不具备传统发电机的控制特性，控制规模大幅度增长，从以源为主扩展到源网荷储各环节；系统状态不确定性增加，脆弱性元件增多，故障形态、路径、特征复杂化。

现有技术条件下新能源承载能力存在技术约束。现有技术框架下，为了保证系统稳定，常规机组开机需要保持一定安全水平，使系统调峰能力下降，新能源承载规模进一步受到限制，跨区输电及新能源规模存在技术约束。在当前系统调频性能、安全控制措施等技术条件等约束条件下，大电网新能源承载能力受到限制。未来需要采用新的技术创新手段，以进一步提高大电网新能源的承载规模水平。

（3）供电成本上升压力增大

国内外研究表明，随着新能源比重上升，电力供应总成本可能会上升。新能源减少了建设与运营火电厂的需求，但系统总成本可能因以下因素增加：新能源设施的建设成本、维持部分必要的备用火电产能、增强电网灵活性、升级输配电网络，以及为应对转动惯量下降而采取的其他保障系统稳定的措施。这些成本与新能源电量渗透率密切相关。在低渗透率阶段，系统通常可通过调整常规机组运行来适应新能源接入，且由于新设备成本低廉及避免了火力发电成本，系统总成本保持平稳甚至下降。但随着渗透率上升，系统成本可能增加。通常存在两个成本上升拐点：其一是当新能源足以满足日间负荷且火力发电机组已降至最低运行状态时（约 15% 渗透率）；其二是当太阳能与短期储能足以覆盖多数日期的总负荷，但无法应对新能源产量低谷时（约 80% 渗透率）。

3. 以新能源为主体的新型电力系统提出及对电网发展的要求

2021 年 3 月，中央财经委员会第九次会议首次提出“构建以新能源为主体的新型电力系统”。

2022 年 5 月，《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实施方案的通知》^[32] 提出，要创新新能源开发利用模式，“加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系”；加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统，“全面提升电力系统调节能

力和灵活性；着力提高配电网接纳分布式新能源的能力；稳妥推进新能源参与电力市场交易。”

2023年7月，印发了《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，明确新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统。系统应具备清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的特征。

2024年2月，习近平总书记在中央政治局第十二次集体学习时强调^[33]，“要适应能源转型需要，进一步建设好新能源基础设施网络，推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电网对清洁能源的接纳、配置和调控能力。”

（二）电网支撑高比例新能源并网消纳的国际实践及经验

1. 多个国家和地区已在其电力系统实现了较高比例新能源

根据新能源电量渗透率和新能源出力占比可将新能源的发展分为六个阶段。国际能源署（IEA）的研究成果表明，不同电量渗透率，新能源对电力系统的影响不同，根据电力系统中新能源占比及对系统影响程度不同，将新能源发展划分为6个阶段，每个阶段新能源发展面临的挑战不同，需要采取有针对性的措施，以实现新能源的安全、经济并网^[34]。

第1阶段：电量渗透率低于3%，新能源接入对电力系统没有明显影响；

第2阶段：电量渗透率3-15%，新能源接入对电力系统影响不太大，通过加强功率预测、充分利用系统已有调节资源和优化调度，可以实现新能源充分消纳。

第3阶段：电量渗透率20-25%，鸭子型曲线开始显现（白天净负荷极低，傍晚时分快速攀升），净负荷波动性加剧，新能源对电力系统的运行产生较大影响，供需大幅波动直接影响系统平衡，这一阶段灵活性需求往往超出系统能力；

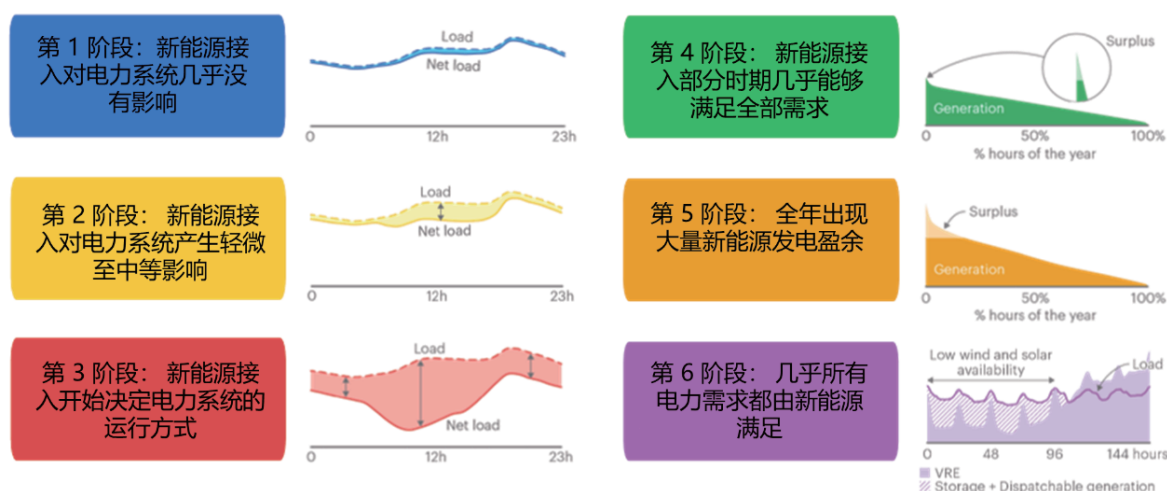


图4 IEA 新能源并网六阶段^[35]

第4阶段：电量渗透率 25-40%，一些时段新能源出力几乎与负荷需求相等，系统运行稳定性面临挑战，新能源发电高占比时段出现供电可靠性风险。连接标准应要求基于逆变器的资源具备构网能力，以在本阶段维持系统稳定性。

第5阶段：电量渗透率超过 40%，新能源发电量持续增加。一年中近 50% 的时段新能源出力超过负荷，新能源导致供需失衡将十分严重，电力供应短缺 / 过剩时段增加，新能源弃电风险激增。

第6阶段：电量渗透率超过 80%，几乎所有电力需求都由新能源满足，新能源对电力供应安全的影响加剧，新能源导致季节性 / 跨年度的供应短缺 / 过剩，对具备季节性调节能力的长时储能需求激增。

一些国家和地区已成功实现了新能源高比例并网消纳，这些新能源进入较高发展阶段国家和地区的经验可为其他国家发展新能源提供经验。IEA 选取全球 50 个国家进行分析（2023 年，这些国家新能源发电量约占全球的 90%），其中 25 个国家新能源发展处于第一阶段或第二阶段，日本、意大利、澳大利亚等国家都进入了第 3 阶段；只有少数欧洲国家进入第 4 或第 5 阶段。一是电力系统新能源渗透率超过 40% 已成为现实。英国、智利、北爱尔兰新能源电量渗透率超过 30%，西班牙、德国、丹麦新能源电量渗透率超过 40%，这些国家在某些时段新能源出力占比超过 70%，部分甚至接近 100%。二是在一些国家和地区，新能源（VRE）正成为电力系统运行的主力电源。以南澳大利亚州为例，2018 年全年约有一半时间新能源电量渗透率不足 50%，而到了 2023 年，全年约有一半时间新能源电量渗透率超过了 70%。再比如德国，2018 年，系统中大多数时段新能源电量渗透率低于 30%；到了 2023 年，全年约有 70% 的时段新能源电量渗透率超过 30%。德克萨斯州是美国电网独立运行的一个州，其电网规模甚至大

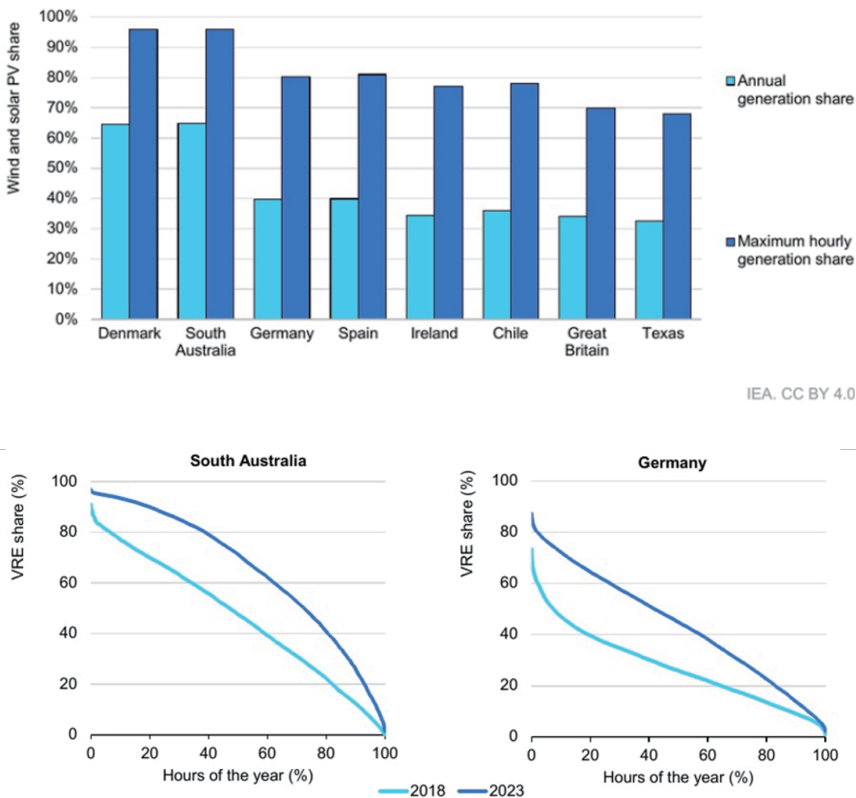


图 5 2018、2023 年南澳大利亚州和德国每小时太阳能光伏和风力发电占比的累计分布情况

于德国。该州在 2024 年实现了 30% 的风能和太阳能发电占比，并在同年创下风能和太阳能瞬时发电占比高达 75% 的历史新高。

新能源发展水平较低阶段，仅需要对现有系统改造或优化运营，而当新能源进入较高水平发展阶段，则需要对电力系统进行根本性的变革。第 1 至 3 阶段被视为新能源发展的低阶段，其影响相对较小，大多数挑战可通过对现有系统的改造或运营改进来解决。IEA 发现，中国目前所处的第三阶段，正是现有系统在整合新型可再生能源时可能面临灵活性不足的临界点。因此，在迈向高比例可再生能源电网的过程中，第三阶段至关重要，迫切需要新的市场信号和商业模式来激励灵活性，以推动能源系统不断演进至更高阶段。第 4 至 6 阶段被视为高阶段，标志着新能源对系统运行的影响日益增大，对不同时间尺度的系统灵活性的需求增高，需要对电力系统进行根本性的变革才能满足新能源安全、经济并网消纳的需要。

从全球范围来看，高比例新能源电力系统可分为两大类，一类是以集中式新能源为主的系统，另一类是以分布式新能源为主的系统。**丹麦、德克萨斯州、西班牙**为以**集中式新能源**为主的系统，其特点是大型太阳能光伏或风力发电厂接入输电网络。通常，这些发电厂位于远离需求中心的地方。为解决这些系统中的拥堵问题，避免可再生能源发电受限，通常会采取加强电网、提高电网互联裕度以及实施潮流控制等措施。由于规模庞大，这些新能源场站需要提供系统服务，例如故障穿越、电压支撑和有功功率管理。**德国**是以**分布式新能源**为主的系统，其特点是大量小型太阳能光伏或风力发电厂分散接入电力系统中。比较常见的用户侧接入的光伏系统，比如户用屋顶光伏系统。不同规模和配置的大量分布式光伏系统使得对其进行监测、控制十分困难。这证明了本次调研的结果：要解决这些分布式新能源的消纳问题，应优先通过系统侧的灵活性措施（如提升常规电源调峰能力、配置集中式储能、加强配电网等）来解决，而不是依赖分布式光伏自身提供灵活性。

2. 加强电网建设、提升电网互联是能源绿色转型对电网提出的客观要求

电网的扩建、改造和升级对于满足不断增长的新能源并网消纳需求至关重要。一方面电网需要不断加大投入扩大电网规模，才能满足日益增长的新能源接网、输送和消纳的需要；另一方面，通过加强大电网互联，可实现不同区域风电光伏出力的互补，实现新能源更大范围互济、更高比例消纳。国际能源署的分析表明，全球年平均电网投资到 2030 年需要翻一番，才能按计划实现各国在能源和气候目标方面的承诺。

加强电网建设是实现新能源高比例消纳国家的共同经验。电网是构建高比例新能源电力系统的优化配置平台。新能源的大规模跨区输送和更大范围互济消纳，是未来较长时期能源绿色转型对电网发展的客观要求。IEA 统计表明，目前所有处于新能源发展第二阶段及以上的国家，都采取了加强电网投入、建立电网拥堵管理机制等措施。此外，90% 的国家强化了区内电网互联，凸显了电网在促进新能源高比例消纳中的关键作用。以西班牙为例，其约 60% 的风电和光伏装机容量接入输电网，以集中式开发和大电网消纳为主。为保障新能源送出，西班牙近年来持续加强骨干输电网架建设。2005-2010 年间，新建 400kV 输电线路 1741 公里，占全部新建输电线路长度的 73.1%。目前，西班牙输电能力在欧洲处于领先地位，平均每百万千瓦装机对应的 400kV 线路长度达到 189 公里，远高于主要欧洲国家约 100 公里的平均水平。

通过跨国输电通道实现新能源更大范围互济消纳是丹麦、西班牙实现高比例新能源消纳重要经验。丹麦是全球首个进入可再生能源并网第五阶段的国家，其经验为高比例新能源并网提供了重要参考。丹麦的核心做法是依托充裕的跨国输电通道和频繁的跨国电力交换，实现风光资源的高效消纳。丹麦电网分为东西两部分：东部电网与瑞典交流互联，隶属北欧同步电网；西部电网与德国交流互联，属于欧洲中部同步电网。其跨国送入、送出能力均超 600 万千瓦，相当于本国风电装机的 1.3 倍、最大负荷的 1.1 倍。运行中，风电多发时将多余电力输往挪威，风电不足时则从挪威、瑞典引入水电，实现大规模风水互补。跨国互联由此成为丹麦新能源消纳的关键支撑。作为对照，西班牙电网与法国、葡萄牙、摩洛哥多国互联，通过多条 400 千伏、220 千伏和 132/110 千伏线路形成跨境输电能力。例如，西葡互联最大功率交换能力达 310 万千瓦，基本实现一体化调度；西摩互联两条 400 千伏线路容量为 140 万千瓦；西法互联线路总输送能力为 280 万千瓦。展望未来，丹麦除继续强化跨国互联外，还在探索储能、部门耦合，以及利用光伏与风能的互补性来进一步提升系统灵活性。

3. 基于平衡组的调度平衡模式提升了以分布式新能源接入为主的系统新能源承载力

新能源发电具有波动性、间歇性出力特性，消纳新能源需要额外增加系统成本。一般而言，新能源渗透率提高，系统灵活性需求增大，系统成本也会随之发生变化。但德国却是个特例，德国的电力系统是一个典型的以分布式新能源接入为主的系统，在配电网层面建立的基于就地就近平衡优先的自下而上的平衡组机制是关键。

德国基于平衡组（又称“平衡基团”）的自下而上的调度平衡模式，激发了新能源提高预测精度和平衡组内调节潜力，降低了新能源消纳的系统成本。德国电力系统采用自下而上的调度平衡模式，平衡组是电力系统虚拟的基本平衡单元，也是自平衡单元，通过建立接受电网运营商 (TSO) 不平衡电量考核与奖惩的机制自担平衡责任。平衡组的最终不平衡偏差，由 TSO 运行平衡市场来调动资源，确保系统总体平衡，并对不平衡电量进行清算。平衡组机制客观上激发了新能源提高预测精度和平衡组内调节潜力。为了减少考核费用，平衡组需要提高预测精度、增加灵活性提升组内平衡控制能力，从而减少系统的平衡需求和系统成本。

基于平衡组的自调度模式和分散式市场模式，提高了新能源承载能力。首先，该机制有效激励了新能源预测技术水平的提升，减少因新能源出力波动造成的系统平衡误差。在德国，所有直接参与市场的新能源均需隶属于某个平衡组。由于新能源出力的波动性，自平衡计划的执行难度加大，因此，依赖先进的新能源预测技术制定准确、可靠的自平衡计划是平衡组保障经济收益的前提条件。其次，平衡组拥有“自调度”空间，可实现组内资源的最佳调度，充分挖掘灵活性潜力，进而提升系统灵活性水平。平衡组机制下，电网运营商并不直接调度电源，而是采用各平衡组报送的调度计划。相比电网运营商，平衡组管理人更熟悉组内资源组合、运行参数以及灵活性能等，可以通过“自调度”挖掘灵活性潜力，优化组内电力平衡，降低平衡成本。最后，基于平衡组机制设计的德国电力现货市场，显著降低了系统调频需求。基于平衡组德国采用了分散式电力市场模式，得益于新能源功率预测精度和组内平衡控制能力的提升，现货市场在一定程度上替代了部分系统调频辅助服务市场，减少了系统调频需求，进一步增强了系统的经济性和稳定性。

4. 将电网规划与系统灵活性需求相结合

规划的演进支持发电、输电和分布式能源资源的一体化规划，以满足系统对更高灵活性和跨省互联的需求，从而促进新能源的并网。在这一实践中，发电和输电采用迭代方式联合规划，以降低整体的新能源并网成本。一体化规划还可以纳入用户侧资源的不同情景，包括虚拟电厂（VPP）、需求响应以及用户自建的光伏和储能。IEA 建议，规划应向专家和企业开放意见征询和反馈，以提高规划质量。

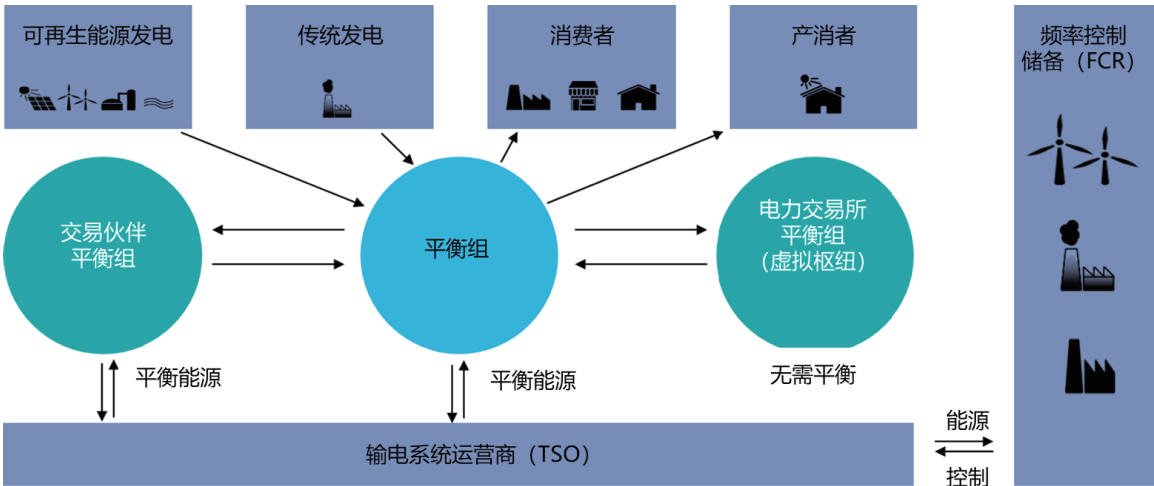


图 6 德国平衡组能源管理^[36]

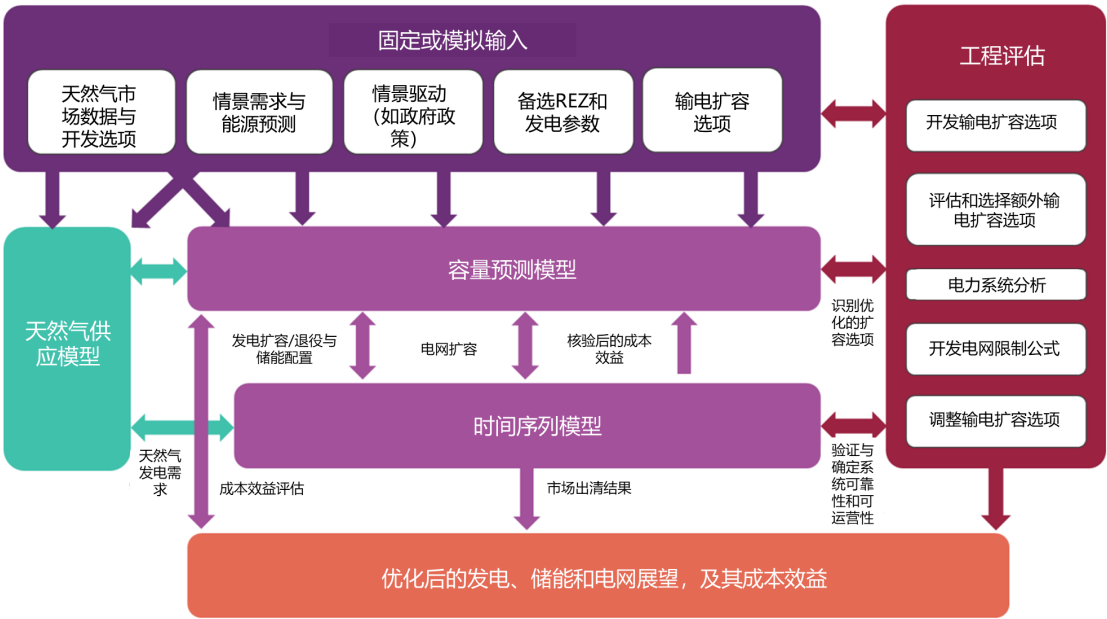


图 7 AEMO 并网系统规划（ISP）模型方法

例如，IEA 将澳大利亚能源市场运营商（AEMO）的综合系统规划（ISP）视为最佳实践案例，特别是在这样一个既包含高比例分布式新能源又包含集中式新能源的系统中，用于协调输电和发电规划。AEMO 的 ISP 展望至 2050 年（即其净零目标年份），并每两年更新一次。通过吸纳利益相关方意见，AEMO 为各州制定了新能源区域，并提出输电与发电的“最优发展路径”，通过全国统一协调运行的输电系统，将每个新能源区域与负荷中心连接起来。规划还纳入了负荷增长和分布式能源资源的预测，并考虑到地方政策以及对分布式能源发展的重视。

这种规划带来了新的认知：澳大利亚能够在迅速将可再生能源占比提升至 2030 年的 82% 的同时，继续以合理的成本供电、满足需求增长，并维持系统安全。研究还显示，电力成本结构发生变化：低成本的风能和太阳能会压低整体发电成本，但电网基础设施成本在电网总支出中的占比将上升。该国家电网规划引导对电网基础设施的投资，以便将足够的可再生能源输送至市场，在未来五年内使风能和太阳能的渗透率增加一倍以上。通过在长期情景中考察不同的可再生能源渗透率，电网运营方能够清晰地了解可实现的目标水平，以及哪些投资能够支撑多种技术路径。

（三）中国电网支撑高比例新能源消纳的实践和重点

1. 中国是典型以新能源集中式开发接网消纳为主的电力系统

中国已建成全球资源配置能力最强的大电网。中国建成全国资源大范围优化配置的大电网平台，初步形成了以特高压交直流输电系统为骨干、以若干区域电网为主体、区域间有效互联的电网络格局。截至 2024 年年底，国家电网已建成“22 交 16 直”38 项特高压工程，建成全球最大规模的特高压输电网络，形成“西电东送”北、中、南三大通道的跨省跨区输电格局，跨省跨区输电能力超过 3.5 亿千瓦，累计送电超过 3 万亿千瓦时，全国特高压直流输电通道输送可再生能源电量比重超过 55%，实现了西部清洁能源资源在全国更大范围优化配置。

“三位一体”推动风光大基地开发利用。在“双碳”目标驱动下，2021 年，国家发展改革委和国家能源局发布的大型风电光伏基地规划布局方案，提出以库布齐、乌兰布和、腾格里和巴丹吉林等四大沙漠为重点，规划到 2030 年我国将在沙漠、戈壁、荒漠地区布局并建设总装机容量高达 4.55 亿千瓦的大型风光基地（简称沙戈荒大基地）。以“沙戈荒”为重点的大型风电光伏基地是“十五五”我国新能源发展的主战场，是新能源装机增长的基本盘。目前，我国第一批“沙戈荒”大型风电光伏基地已基本建成投产，第二、三批基地正在加快建设。

分布式新能源主要以汇流升压接入大电网消纳为主，配电网承载力不足。截至 2024 年底，我国风电和光伏并网装机规模超过 14 亿千瓦，其中集中式电站装机占比约 73%。分布式发电装机以分布式光伏为主，装机容量达 3.75 亿千瓦。我国分布式光伏以全额上网为主，屋顶光伏亦主要实现全额上网。自 2021 年以来，国家能源局出台整县光伏试点政策，推动户用分布式光伏发展。户用光伏主要接入低压 380/220 伏。初步统计显示，河北、山东、河南等以户用光伏为主的地区，全额上网户数占比超过 80%，其中河北超过 90%。部分地区分布式光伏的接网需求与电网承载能力矛盾日益凸显。

2. 新业态促进新能源就近就地消纳模式创新

随着新能源的发展，电力生产和消费关系发生深刻变革，新业态不断涌现。源网荷储一体化、绿电直供、交通领域车网互动、建筑领域光储直柔、化工领域绿电制氢等新技术新业态新模式大范围推广。既消费电能又生产电能的电力用户“产消者”蓬勃涌现，成为承载新能源发展、参与电力系统重要的平衡调节力量。

破解新能源发展难题，需要发展新业态新模式。长期来看，中国电力需求仍维持稳步增长趋势，尖峰负荷特征日益凸显，新型电力系统需要充分挖掘需求侧协同调节能力。需要积极培育虚拟电厂、低碳园区、车网互动等新业态、新模式，在规划、运行、体制机制等方面推动需求侧与供应侧协同发展。一是发展分布式新能源需要创新业态。以就地利用为主要目的拓展分散式新能源开发应用场景，围绕公共建筑、居住社区、新能源汽车充电桩、铁路高速公路沿线等建筑、交通领域，发展新能源多领域融合的新型开发利用模式，可提升新能源开发规模破解消纳难题。二是提升大电网灵活性，实现供需协同，需要创新业态。发展新业态，推动虚拟电厂、电动汽车、可中断负荷等用户侧优质调节资源参与与电力系统灵活互动，可极大激发用户侧调节潜力，提升系统灵活性。

新业态可提升电网综合调节能力。一方面新业态可提升需求响应能力。依托虚拟电厂、车网互动、源网荷储一体化等创新发展模式，通过分时电价、峰谷电价等政策机制引导，推动负荷灵活柔性化发展，主动适应电源出力特性，加快实现由“源随荷动”向“源荷互动”的灵活运行方式转变。到2030年、2035年，全国需求侧响应能力分别提升至最大负荷的5%、8%以上。另一方面**新业态增加调节资源，提升大电网新能源消纳能力。**初步测算，2030年，新业态可为系统提供1亿千瓦的调节资源。

3. 发展新能源、创新业态需要电网转型

一是大电网、配电网、微电网运行协同机制不完善。分布式智能电网/智能微电网是多层次电网的组成部分，智能微电网的建设和布局与源网荷紧密相关，但在实践中与地方产业规划和电源规划、电网规划结合不紧密，与电力规划融合不足。多主体、多形态电网间的协同机制还不健全、安全责任还不明确，对电力系统整体性、安全性以及新能源承载能力造成影响。

二是传统电力调度模式难以适应新业态发展。一是随着数量众多的新能源、分布式电源、新型储能、电动汽车等接入，电力系统信息感知能力不足，现有调控技术手段难以做到全面可观、可测、可控、可调（四可），调控系统管理体系不足以适应新形势发展要求。二是当前电力调度方式主要是面向常规电源为主的传统调度机制，尚不能适应电力市场环境下交易计划频繁调整，不能适应高比例新能源并网条件下源网荷储“多向互动”的灵活变化。

4. 提高配电新能源承载能力，服务新能源创新发展

随着能源绿色转型的推进，分布式电源和新业态新模式迅速发展，配电网有源化特征日益显著。配电网正由单一供电服务主体转变为源网荷储融合互动、高效配置的平台，将为新能源高比例消纳、电力系统安全稳定运行提供重要支撑。

构建安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电网。围绕建设新型能源体系和新型电力系统的总目标，在增强保供能力的基础上，推动配电网在形态上从传统的“无源”单向辐射网络向“有源”双向交互系统转变，在功能上从单一供配电服务主体向源网荷储资源高效配置平台转变。到2030年，配电网承载力和灵活性显著提升，具备10亿千瓦左右分布式新能源、2400万台左右充电桩接入能力；实现主配微网多级协同、海量资源聚合互动、多元用户即插即用，有效促进分布式智能电网与大电网融合发展，满足分布式电源、新型储能及各类新业态发展需求，以高水平电气化推动能源绿色转型目标实现。

构建主配微网协同的新型有源配电网调度模式。重点在分布式新能源、用户侧储能、电动汽车充电设施等新型主体发展较快的地区，探索应用主配微网协同的新型有源配电网调度模式，鼓励其他地区因地制宜同步开展探索。通过完善市、县级电力调度机制，强化分布式资源管控能力，提升配电网层面就地平衡能力和对主网的主动支撑能力。建立源网荷储协同调控机制，不断完善新能源功率调控机制，优化分布式新能源渗透率较高地区的保护控制策略，提高配电网调节能力、资源配置能力和自愈能力。

5. 发展分布式智能电网 / 智能微电网，推动可再生能源替代

分布式智能电网 / 智能微电网是一种适应分布式新能源就地消纳的新型电力生产组织形式，是以新能源为主要电源、具备一定智能调节和自平衡能力、可独立运行也可与大电网联网运行的小型发配电用电系统，强化源网荷储协同控制，有望在促进新能源就地消纳、提高供电可靠性和经济性等方面发挥积极作用。当前我国智能微电网仍处于示范试点阶段。

推动分布式智能电网 / 智能微电网由示范建设到广泛应用，促进分布式新能源发展。结合新能源资源条件，围绕工商业园区、居民社区、边远地区供电、关键负荷供电保障、车网互动类等典型场景，积极开展分布式智能电网 / 智能微电网示范建设，明确物理边界，合理配比源荷储容量，强化自主调峰、自我平衡能力，实现与大电网兼容并存、融合发展。提升分布式新能源可控可调水平，依托负荷侧资源灵活调控、源网荷储组网与协同运行控制等技术，完善源网荷储多元要素互动模式，提高分布式智能电网 / 智能微电网自调峰、自平衡能力，提升新能源自发自用比例，缓解大电网消纳压力。

以业态融合创新促进新能源多领域跨界融合发展。推动工业、交通、建筑、农业、林业等与新能源跨行业融合，推进光伏治沙、光伏廊道和海洋牧场等深层次立体化发展，形成深度融合、持续替代的创新替代发展局面。鼓励能够促进新能源多品种、多领域、多形态替代的商业模式创新，大力发展能够支持供需高效协同的综合能源服务，加快车网互动、电碳资产管理等新商业模式落地。支持数字能源、虚拟电厂、农村能源合作社等新型经营主体发展壮大，培育适应能源清洁、高效、安全替代的新业态。

（四）支撑高比例新能源发展的电网技术创新重点领域

1. 适应高比例新能源的电网转型趋势

新型电力系统呈现“大电源、大电网”与“分布式、小（微）电网”兼容互补的总体形态。实现更高比例新能源发展，必须坚持集中式和分布式并举。一方面，考虑到支撑沙戈荒基地、西南水风光基地、海上风电基地大规模外送消纳，未来电力系统仍以交直流区域互联大电网为基本形态，需要充分发挥大电网资源优化配置平台作用，推动新一代西电东送创新发展，围绕大规模电力外送持续优化各区域主网架，补齐结构短板，提升大电网安全承载能力。另一方面，小（微）电网贴近终端用户，是促进新能源分布式开发、就地消纳的关键载体，与“大电源、大电网”兼容互补。大电网要成为智慧配电网、分布式智能电网 / 微电网发展的重要支撑。

2. 适应更高比例新能源电网技术创新趋势

随着新能源发展进入第五、第六阶段，对于新能源渗透率极高的电力系统，不仅之前阶段类似的问题依然需要应对，还将面临新的技术和经济挑战。随着波动性新能源在电力系统中的成为主体，对电网稳定运行和灵活性提出更高要求，也要求对电力系统运行、规划和融资进行深入的变革。

一是电力系统安全稳定运行技术。突破电力系统安全稳定运行领域关键技术。研发电力系统仿真分析及安全高效运行技术、含有大规模新能源接入电力系统的动态过程仿真技术等，提升以仿真为核心的新型电力系统分析认知能力。开展宽频振荡分析与抑制技术、直流电网系统运行关键技术、高比例新能源和高比例电力电子设备接入电网稳定运行控制等技术研究，提升电力系统安全稳定运行水平。推动电力系统安全稳定风险在线预防控制技术、新型电力系统综合防御体系构建技术、电力系统非常规安全风险识别及防范等技术研究，提高电力系统安全稳定防御和应急处理能力。

二是新型输电技术。以适应更高比例新能源并网消纳为核心，推动高电压大容量柔性直流和柔性交流输电技术应用研究，重点研发适应大规模新能源输送的特高压柔性直流技术、多端特高压柔性直流技术、柔性直流电网组网技术、可控电网换相换流技术等；中远期进一步突破低频输电、超导直流输电等技术。加强无线输电等颠覆性技术的创新研究。

三是配电网技术。以应对分布式电源渗透率逐步提高为核心，推进中低压配电网源网荷储组网协同运行控制关键技术、分布式发电协调优化技术、分布式电源并网及电压协调控制技术、低成本高效率低压柔性设备研制技术，实现配电网大规模分布式电源有序接入、灵活并网和多种能源协调优化调度，推动提升配电网运行效能，提升配电网承载能力

四是智慧化调度技术。创新新型有源配电网调度模式。重点在分布式新能源、用户侧储能、电动汽车充电设施等新型主体发展较快的地区，探索应用主配微网协同的新型有源配电网调度模式，鼓励其他地区因地制宜同步开展探索。通过完善市、县级电力调度机制，强化分布式资源管控能力，提升配电网层面就地平衡能力和对主网的主动支撑能力。

（五）政策建议

加强电网建设，着力构建主配微协同的新型电网，探索创新电力调度模式，不断提升电网新能源承载能力，推动新能源生产供给由集中开发、大范围统一输配向区域自平衡和跨区优化配置并重转变，推动新能源成为装机主体电源，新增电量的主体。到 2030 年，新能源装机占比超过 60%，发电量占比超过 35%。为尽快实现目标，建议优先聚焦推进以下方面：

1. 发挥大电网优化资源配置作用，推动主干网架提质升级、柔性化发展，支撑高比例新能源高效开发利用

兼顾全国大范围资源优化配置和电网合理分区，加强跨省跨区输电通道建设，提升电力资源优化配置能力，原则上以输送清洁能源电量为主，加强送、受端交流电网，补齐电网薄弱环节。科学优化走廊方案设计，加强密集输电通道风险管控，满足系统安全稳定运行需求。结合新型输电技术，推动直流输电柔性化建设与改造，优化网架结构，形成分层分区、柔性发展、适应性强的主干网架。推动大规模高比例新能源外送。重点聚焦西北地区“沙戈荒”基地、西南地区主要流域水风光一体化新能源基地开发外送需求，通过合理配置送端配套电源类型规模，优化接入电力系统方案，采用电源一体化协同控制、柔性直流、多源自适应换相直流（SLCC）、低频输电、构网型等先进技术，合理部署无功补偿和耗能装置，提高输电通道安全稳定运行和灵活控制水平，提升输电通道输送绿电占比并探索纯新能源外送方式，促进更高比例新能源外送消纳。

2. 提升配电网承载能力，支撑新能源、新业态发展

一是满足大规模分布式新能源接网需求。结合分布式新能源发展目标，有针对性加强配电网建设，配套完善电网稳定运行手段，保障电能质量。统筹配电网容量、负荷增长及调节资源，系统开展新能源接网影响分析，评估配电网承载能力，建立可承载新能源规模的发布和预警机制，引导分布式新能源科学布局、有序开发、就近接入、就地消纳。**二是满足大规模电动汽车等新型负荷用电需求。**开展不同场景下电动汽车充电负荷密度分析，建立配电网可接入电动汽车充电设施容量的信息发布机制，引导充电设施合理分层接入中低压配电网。加强双向互动和条件匹配分析，科学衔接充电设施点位布局和配电网建设改造工程，助力构建城市面状、公路线状、乡村点状布局的电动汽车充电基础设施网络。结合负荷特性分析，有序安排配电网升级改造，满足电采暖、电锅炉、港口岸电等电能替代设施用电需求。**三是支撑电力系统新业态健康发展。**挖掘用户侧调节潜力，鼓励虚拟电厂、负荷聚合商、车网互动等新业态创新发展，提高系统响应速度和调节能力。

3. 以电网转型推动新能源供给消纳模式转变，创新电力系统的平衡机制，完善电力市场交易机制

一是建立以绿色低碳为导向的新能源开发利用机制和电网发展模式，推动清洁能源生产与供给由

过去的集中开发、大范围统一输配，转向区域自平衡与跨区优化配置并重。统筹电网、电源和需求侧规划，逐步形成以清洁低碳能源优先满足新增用能需求，并持续替代存量化石能源的能源生产供给格局。二是探索自下而上的调度平衡机制，提升配电网的本地自平衡能力，逐步构建主网、配网与微网协同的新型有源配电网调度模式，使配电网成为源、网、荷、储等资源的高效配置平台。三是探索建立基于平衡组机制的分散式电力市场模式，通过市场化的偏差责任与互补机制，促使分布式电源、用户和储能等主体在组内自我平衡，降低全系统对灵活性的需求与消纳成本。

四、支撑新能源发展的储能技术及商业模式研究

在上一章中，我们探讨了将新能源并入电力系统的技术、实践与机制。我们阐明了高比例新能源电力系统面临的诸多挑战，包括供需错配、基础设施利用率低及系统稳定性问题。丰富、低成本、智能化的储能技术可成为解决这些挑战的核心方案。

过去，除特定地理位置的抽水蓄能设施外，储电技术因成本过高而难以实现大规模新能源并网。但近年来电池储能成本急剧下降，为更经济高效地整合新能源开辟了新路径。与此同时，电力电子技术使这些资源能够提供系统稳定性支持，弥补新能源的间歇性缺陷。低成本储能还为优化输配电基础设施创造了可能，在整合新能源的同时降低整体基础设施成本。协调系统参与者与储能运营商之间的激励机制，将是释放这一潜力的关键。

本章将借鉴国际经验，探讨能够促进储能技术在短期和长期内实现最具价值应用的案例、技术及机制。

（一）高比例新能源电力系统储能需求特性及储能的功能定位

1. 储能技术类型及技术特性

储能涵盖多种技术类型、各具特性。按存储介质，可分为储电、储热（冷）、储气和储氢。按储能载体的物质形态，可分为机械储能（抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、重力储能）、电化学储能（包括锂离子电池等）、电磁储能、物理及化学热储能。按时间尺度分类，可分为短时储能（秒级、分钟级），中时储能（小时级、日内），长时储能（跨日、跨季节）。电化学储能技术具有成本低、响应快、调节精准、可有功/无功双向连续调节等特点。在其额定功率范围内，具有无调节深度限制、无热备用的特点，且具有选址灵活、配置自由、建设周期短等优势。

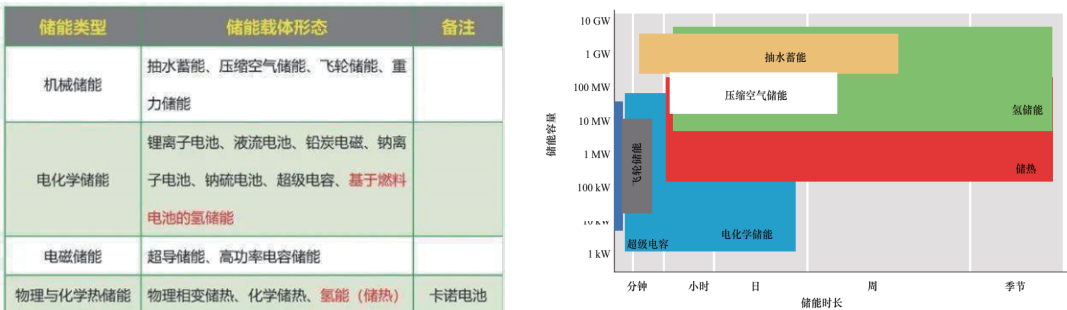


图 8 储能技术类型与特征

2. 高比例新能源电力系统储能的功能定位

储能为高比例新能源电力系统提供关键补充。电力需求具有波动性：消费者随机决策或电子设备故障可引发秒级波动，日常消费模式导致日级波动，气候响应则引发季节级波动。如第三章所述，新能源本身也具有波动性。随着电网经历 IEA 提出的不同新能源接入阶段，系统跨时段平衡所需的灵活性（即调控供需以维持系统平衡的能力）日益增强。此外，随着火电发电机组逐步退出系统，这些重要的灵活性来源可能丧失。因此，当新能源占比提升时，必须通过储能技术提供额外灵活性，既要在净负荷高峰期（高负荷和 / 或低可再生发电量）保障可靠供电，又要在净负荷低谷期避免新能源被强制限电。

储能成为新型电力系统新要素。电力系统形态由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变。解决新能源发电波动性、间歇性、季节不均衡性带来的系统平衡问题，需要推动多时间尺度储能技术规模化应用，系统形态逐步由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变。

储能在高比例新能源电力系统中具有多种应用功能。**首先，保障电网运行安全。**主要应对高比例新能源电力系统高度电力电子化、系统抗扰动能力下降带来的安全风险，需要具备毫秒级响应能力的储能。**其次，促进新能源消纳。**主要应对为满足新能源，特别是光伏日内调节需求，需要配置日内调节能力的储能。**第三，保障电力供应安全。**主要应对极端天气以及超过 7 天的新能源功率预测不准带来电力供应短缺问题，需要具备跨日及以上等长时间尺度调节能力的储能。**第四，满足峰值负荷需求。**具备数小时时长的储能系统可在非高峰时段充电并在高峰时段供电，从而减少建设与运营火电厂的需求。储能技术已在前两项功能上展现出与火电厂的竞争力，未来或将在后两项功能中实现竞争优势。

本小节后续内容将详细阐述高比例新能源电力系统所需的服务，以及新型储能如何满足这些需求。

表 1 电力系统灵活性条件和支撑能力

调节资源	出力范围	爬坡速率	启停时间	额定续航时长	惯量支撑	电压支撑
火电机组 (灵活性改造)	30~100%	3-6% (Pn/min)	4-5h	日内、跨日	同步机 转动惯量	有
燃气机组	20~100%	8-10% (Pn/min)	2h	日内、跨日	同步机 转动惯量	有
水电机组	0-100%	20% (Pn/min)	<1h	日内	同步机 转动惯量	有
抽蓄电站	-100~+100%	10-50 (Pn/min)	15min	日内	同步机 转动惯量	有
需求响应		<200ms				无
电化学储能	-100~+100%	100% (Pn/200ms)	秒级	日内	虚拟惯量	跟网型无 构网型有

日间平衡与日峰值服务是高比例新能源系统的关键需求。这既源于新能源本身的日间波动性（如日照周期），也由于多数热电机组（尤其是燃煤与核电厂）在这一时间尺度上难以灵活调度。它们启

动缓慢且最低负荷要求较高（见表1），因此在满足晚间净负荷峰值的同时，往往难以保持足够低的日间出力来吸纳新能源发电。电化学储能在这一场景下具备独特优势：可在日间存储多余的太阳能（尤其当光伏发电超过日间需求时），并于晚间释放以满足负荷需求。若缺乏储能系统，运营商只能选择在高峰期启用成本更高的燃气机组，或全天维持燃煤机组在线以确保晚间容量。两种方案都会推高成本和排放：燃煤机组在部分负荷下运行效率下降，每日启停循环加剧设备磨损，而较高的最低负荷限制则迫使部分化石机组持续运行，挤占新能源空间并导致弃风弃光。相比之下，电池储能可以在日间以新能源充电、在夜间峰值时段放电，有效缓解这些问题。这样不仅减少了必须在线的燃煤机组容量，也有助于提升其稳定性和运行效率。通常配备3–6小时储能时长的电池系统即可胜任这一功能。

负荷调节。在IEA设定的新能源普及第三阶段及更高阶段，维持系统平衡需要快速调节的灵活资源。老旧燃煤电厂往往难以实现快速响应，因此若依赖此类电厂，可能需要预留超出晚间净负荷峰值所需的容量，以确保关键时段具备充足调节能力。这将导致资本成本和排放双高——为应对晚间调峰需求，机组不得不全天以低负荷率运行。常规调峰方案包括电化学储能、燃气轮机、高灵活性燃煤电厂和水电站，电化学储能调节成本高于煤电灵活性改造和抽蓄，煤电灵活调节能力仍需进一步加强。未来燃煤电厂将成为储能电厂，亟需煤电与长时储能耦合，提升煤电机组灵活调峰能力和消纳可再生能源电力。电池储能系统则是理想解决方案，不仅能实现超快速功率调节，还无需额外维护、燃料消耗或排放；若同时承担功率调节与晚间峰值服务，更能展现出卓越的适应性。

系统峰值。短时储能（3–8小时）在IEA所划分的所有发展阶段都能有效降低系统净峰值。在第3–4阶段，短时储能通常在净需求高峰日由新能源充电，并在傍晚释放以应对峰值。而在第5–6阶段，当风能和太阳能在特定日期出力较低时，净峰值问题更为突出。在这些情况下，长时储能（12小时至季节级）可实现零排放度过困难时段，价值极高。但氢能等长时储能技术目前尚未展现出成本优势，因此在过渡阶段，启用电火作为备用电源仍具成本效益。在此情形下，短时储能同样可参照早期阶段的模式：在困难日期的非高峰时段利用备用电火充电，随后在当日晚间释放电力以应对年度峰值。此举的额外优势是使燃煤电厂在高峰日能全天稳定运行，而非因关键峰值而频繁启停，更契合其缓慢启停特性，从而提升峰值服务效率并降低维护需求。

在更短时间尺度上，**频率控制和惯性**同样是高比例新能源系统的关键需求。这些服务既可由已部署用于日间平衡的储能系统提供（这一趋势日益普遍），也可通过专门建设的短时储能系统实现，其持续时间可能仅需两小时或更短。随着新能源渗透率的提高，对快速频率响应的需求愈加迫切，因为在线提供惯性的同步机数量正在减少。传统上，燃煤电厂常以部分负荷运行来提供这些服务，但这种做法会增加成本和排放。相比之下，储能系统能够以最低运行成本提供频率调节和合成惯性，且不产生额外排放，因此已成为高比例新能源系统可靠运行的关键支撑。要发挥这些能力，需要建立合理的互联标准并推广电网成形型逆变器，其核心功能即可实现频率控制与合成惯性。这不同于传统同步发电机依靠转子质量固有提供惯性的方式。同步电容器是另一种选择，而双模式热电厂同样具有潜力：其可在大部分时间运行于同步电容器模式，仅在季节性或跨年度负荷高峰时切换至常规发电模式。

新型储能可实现从源网荷三侧提升电力系统的调节能力。一是电源侧储能。通过在新能源场站配置储能系统，可增强新能源对电网的支撑能力和涉网安全性能，提高新能源消纳利用水平。对以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型新能源基地，应合理规划建设配套储能，并充分发挥其调节能力，为支撑新能源大规模高比例外送、促进多能互补发展发挥更大作用。二是电网侧储能。在电网关键节点，

结合系统运行需求优化布局独立储能，更好发挥调峰、调频、顶峰等多种调节功能；在偏远地区和输变电站址资源紧张地区，建设电网侧储能，可替代输变电设施。三是用户侧新型储能：在大数据中心、5G 基站、工业园区等终端用户，依托源网荷储一体化模式配置用户侧储能，提升用户供电可靠性和分布式新能源就地消纳能力；此外，用户侧的不间断电源、电动汽车等储能设施，可通过有序充电、车网互动、换电模式等多种方式参与电力系统调节，提升用户侧灵活调节能力。

新型储能将逐步成为高比例新能源电力系统中调节资源的重要来源。电力系统调节资源主要包括常规水电、煤电灵活性改造、气电调峰、抽蓄、新型储能、需求侧响应等。储能和可中断负荷等需求侧资源作为灵活性资源，响应速度快且经济性好；而传统电源作为灵活性资源设备利用小时数低，电源经济性低。此外，随着能源转型的推进，传统电源继续新增规模有限，面向未来，新型储能将成为系统调节资源的重要来源。

随着新能源占比提升，电力系统灵活性需求特性出现新变化，从日内调峰向更长时间尺度能量转移需求转变。我们初步判断认为：近中期以日内调峰和快速爬坡需求为主，中远期顶峰保供需求快速攀升，远期极高新能源比例下跨周 / 月 / 季等长期电量调节需求凸显。

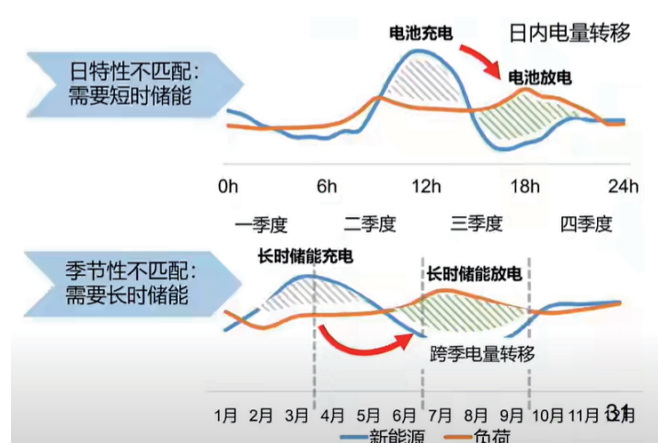


图 9 多时间尺度储能调节

（二）储能支撑高比例新能源发展的国际实践及经验

1. 高比例新能源电力系统的储能需求

储能是高比例新能源电力系统灵活性资源的重要来源，可满足不同时间尺度灵活性需求。电力系统的灵活性对于应对风电、光伏发电等具有可变性和不确定性电源的影响至关重要。通常被定义为电力系统在超短期（秒级）、短期（分钟级）、日内（小时级）、跨日、跨周、跨季等不同时间尺度上实现可变性和不确定性的电力供应和需求平衡的能力。**新能源渗透率的提升增加了所有时间尺度的灵活性需求。**电力系统调节资源主要包括常规水电、煤电灵活性改造、气电调峰、抽蓄、新型储能、需求侧响应等。储能和可中断负荷等需求侧资源作为灵活性资源，响应速度快且经济性好，不同长时的储能可满足不同时间尺度灵活性需求。

新能源渗透率越高，储能占系统灵活资源的比重越高，系统对储能长时需求增加。一是随着新能源渗透率提升，储能占系统灵活资源的比重。根据 IEA 的研究，初步测算，VRE 占比为 15% 时，储能在调节资源中占比不到十分之一，而 VRE 占比逐步提升至 40% 时，储能占比显著提升，达到三分之一左右。二是随着新能源渗透率提升，长时间尺度系统灵活需求开始显现。近期针对美国脱碳路径的研究显示^[37]，美国电力系统中电池容量的最优值（兆瓦）大致等于系统内太阳能发电的平均输出量。例如，若平均太阳能发电量约为 1000 兆瓦（对应约 4000 兆瓦的太阳能额定装机容量），则最佳电池储能容量约为 1000 兆瓦。而风电的依赖性则弱得多：平均风电输出 1000 兆瓦（对应约 2600 兆瓦装机容量）时，所需电池储能仅约 85 兆瓦。储能系统的最优持续时间（每兆瓦储能容量对应的兆瓦时储能量）同样取决于太阳能渗透率：在无太阳能时约为 1 小时，每增加 10% 太阳能渗透率则增加约 0.76 小时。因此在太阳能渗透率 40% 的系统中，最优电池持续时间约为 4 小时。该研究中，电化学储能时长与风电渗透率的相关性较低，很可能因为风力波动通常跨越数日乃至数周而非数小时，仅提供 3-6 小时的电池储能并不适用于这种工作周期。研究将氢能纳入季节性平衡选项，但因成本过高未被优化模型选中，最终采用储热资源替代。该研究未考虑电池储能系统 20%-80% 充放电状态的典型工作区间，可能低估了最优储能时长。在储能、新能源与热能发电成本差异显著的地区，最优储量与持续时长亦可能存在差异。

2030 年前，全球大多数国家主要面临日内调节需求，部分新能源渗透率更高或供暖制冷用电需求大的国家也面临季节性灵活性需求。根据 IEA 的研究，在各国实现其已宣布的气候和能源目标的情景下（即已宣布承诺情景），到 2030 年全球灵活性需求将普遍增加。2030 年，短期灵活性需求（即日内灵活性需求）将接近目前的两倍，其中光伏发电是灵活性需求的主要驱动因素；长时间尺度灵活性需求（季节性灵活性需求）增长幅度相对较小，主要是新能源渗透率更高和采用电供暖和制冷的国家，面临季节性灵活性需求增加。。

2. 国际新型储能支持政策

多个国家和地区已认识到新型储能 在高比例新能源电力系统发展中的重要作用，并出台政策支持该技术部署。

鼓励部署新能源（尤其是太阳能）或限制电力系统排放的政策为储能技术发展创造了有利条件。随着新能源（特别是太阳能）的普及，电力系统开始呈现日间净负荷低、夜间负荷高的特征。在高效运行的现货市场中，这导致日间电价相对于夜间电价偏低，储能设备可通过差价套利获取收益。清洁能源目标或强制要求、新能源补贴及碳市场机制将进一步扩大这种价格差异。碳市场同时提高了化石发电厂提供备用电源的成本，使新型储能技术在提供此类服务时更具竞争力。

多国已出台**电池储能系统（BESS）投资补贴政策**。美国 2022 年《通胀削减法案》提供可转让的 30% 投资税收抵免，该政策将持续至 2032 年。印度于 2023 年推出可行性缺口资金（VGF）计划，以满足 2031-32 年度预计 236 吉瓦时的 BESS 需求^[38]。随着电池成本下降，该计划在缩减单位容量补贴额度的同时扩大了项目规模。首期方案最初提供每瓦时 9.6 卢比（¥0.78 元）补贴，上限 4 吉兆瓦时。后调整为每瓦时 4.6 卢比（¥0.37 元）或项目成本的 30%（取较低值），支持规模扩大至 13.2 万千瓦时。2025 年 6 月推出第二阶段计划，为 30GWh 储能项目提供每瓦时 1.8 卢比（¥0.15 元）补贴，且不受项目成本限制^[39]。2024 年 12 月，西班牙动用 1.5 亿欧元欧盟资金支持 2.82GWh 储能项目（¥0.44 元

/Wh)^[40]。2025 年 1 月，日本经济产业省计划拨款 346 亿日元（¥ 1.67 亿元）支持 27 个电网级 BESS 项目^[41]。虽未公布总容量，但有报道显示其中两个项目以每千瓦时 1.0 元的补贴获得 3.25 亿日元，对应容量为 15.66 兆瓦时（¥ 1.0 元 /Wh）。^[42]

容量额度以及准入容量和辅助服务市场，已成为许多地区推广电池储能系统（BESS）的重要驱动力。这些策略本质上属于负成本策略，因为它们仅需确保选择最低成本资源来提供峰值服务容量或旋转备用。然而，它们与其他 BESS 支持措施的重要补充：支持措施或补贴能增强 BESS 的竞争力，但若不允许其参与竞争提供这些服务，电力系统就不会采用 BESS。市场准入对储能产业持续发展至关重要。在美国，2011 年联邦能源监管委员会第 755 号命令强制要求对 BESS 实施技术中立的容量 + 性能支付机制，从而促进了早期储能收益。后续的 FERC 第 841 号（2018 年）和第 2222 号（2020 年）命令要求区域电网运营商在能源市场、辅助服务市场及容量市场中消除储能与聚合分布式能源的准入壁垒。英国国家能源系统运营商（NESO）设计了技术中立的快速频率响应市场（动态抑制、调节与平滑），部分原因在于电池储能系统（BESS）特别适合执行这些任务^[43]。爱尔兰^[44]和美国得克萨斯州^[45]均采用明确的技术中立辅助服务费率，推动了公用事业规模电池储能系统的快速扩张。智利第 21505 号法案（2022 年）将 BESS 及太阳能 +BESS 系统认定为发电设施，使其有权获得供电保障、调度及辅助服务报酬。欧盟法规要求所有成员国采用统一方法开展国家灵活性需求评估，并纳入包括储能系统在内的非化石能源灵活性来源。容量机制必须保持技术中立，并纳入储能和需求响应等非化石能源选项。

储能系统优惠采购

优惠采购是结合开放市场政策与支持电池储能系统（BESS）发展，通常包含仅限于低碳或零碳资源的容量采购机制，有时则专门针对 BESS。典型案例包括加拿大安大略省的长期 1 号招标（2.2 吉瓦）及日本长期脱碳电源拍卖（1.3 吉瓦）。在欧盟，所有容量市场现均采用此模式；欧盟法规 2019/943 有效阻止了燃煤电厂获取容量支付^[46]。欧盟法规 2024/1747 同样着重强调高比例新能源电力系统对零碳的灵活性选项的需求，并规定若标准容量机制无法满足灵活性需求，成员国可针对储能或其他清洁资源的灵活性容量实施定向支持计划。秉承此精神，法国设立了长期招标计划（AOLT），为被视为保障资源充足性关键的低碳资产（包括电池储能系统）提供长期合约。美国加州公用事业监管机构已明确表示，鉴于该州要求在 2045 年前实现 100% 清洁电力供应的目标，将不再批准新建燃煤或燃气电厂的收购项目。监管机构有时还会发布指令，要求负荷服务实体配置特定比例的“优先资源”，即分布式能源、新能源及零排放能源。纽约州正通过针对 BESS 的“储能指数信用”拍卖机制，采购 3 吉瓦公用事业规模资源，以实现该州 2030 年前部署 6 吉瓦 BESS 的总体目标。该机制将向中标设施支付基准价格（与标准 4 小时电池的潜在现货市场收益挂钩）与中标方在拍卖中申报的年度支付额之间的差额。该机制主要针对 4 小时电池，但设有时长豁免条款：要求至少 20% 的中标项目具备 8 小时以上储能时长，并允许最多 10% 的中标项目为 2 小时储能。

3. 新型储能应用实践

美国加州储能支撑光伏发电持续快速增长。储能的应用使得中午时段更多地利用光伏，而傍晚

时段则减少了对天然气和外购电力的依赖。2018-2025 年，加州大型电化学储能装机从数百兆瓦增至 13200 MW。储能的应用，减少了州内燃气发电量（某些时段发电量几乎为零）；此外，2500 兆瓦的用户侧储能系统，助力午间光伏发电量转移至夜间使用。2021 年至 2025 年，加州风电和光伏的弃电率为 3.1%–5.2%。如果没有储能，同期的年弃电率将达到 5.1%–18.4%。加州储能发展由政策支持、市场发展及以最低成本采购电力与储备为导向的规划流程共同驱动。加州制定了雄心勃勃的能源转型目标，要求零碳电力占比 2030 年达到 45%，2045 年达到 100%。美国联邦政府为储能系统提供约 30% 初始成本的投资税收抵免；加州则为部分低收入家庭提供额外补贴，以覆盖其住宅储能系统的剩余成本。碳市场机制也推高了非高峰时段的天然气使用成本。在此背景下，由加州公共事业委员会协调的公用事业公司长期最低成本规划，推动了风能、太阳能及短时储能系统的快速采购。从商业模式来看，储能系统主要通过与负荷服务实体（区域公用事业公司或社区聚合商）签订长期双边合同为所有者创造收益。负荷服务实体则将储能纳入其资源组合，以满足客户需求，并通过客户账单与现货市场参与相结合的方式实现成本回收。

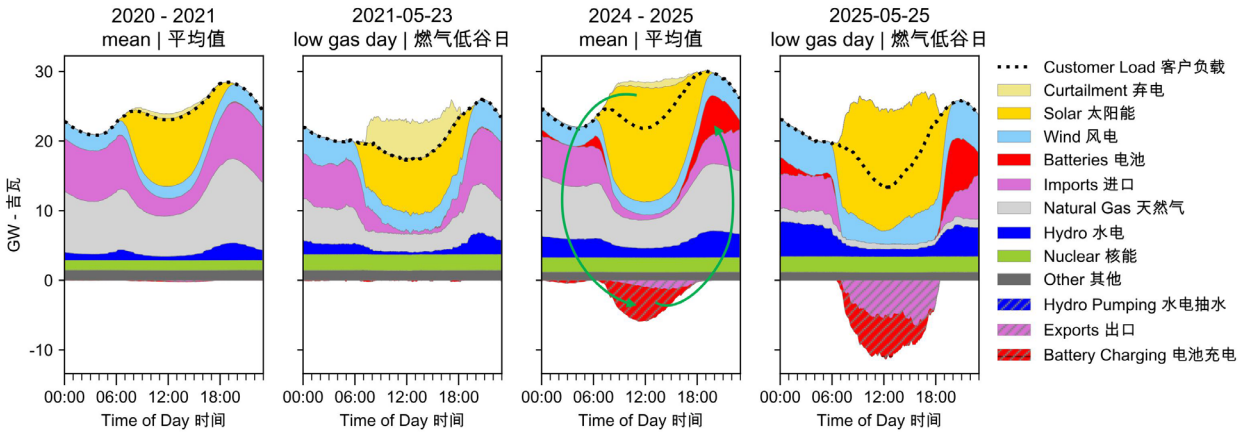


图 10 2020–21 年和 2024–25 年加州平均发电量以及天然气低谷日的发电量

苏格兰储能项目支撑英国海上风电发展。苏格兰建设 Blackhillock 独立储能电站为当地海上风电的送出和消纳发挥了重要作用。苏格兰北部海上风电资源丰富，已开发风电场规模超过了本地用电需求，但该地区电网薄弱，电力外送面临着电网拥堵问题，风力发电场经常因输电限制或稳定性限制而出现弃电。独立储能电站的投运，不仅解决了海上风电送出消纳，还可为电力系统稳定运行提供有效支撑。该储能电站项目具有双重效益。一方面，通过储能，最大限度地减少风电场弃电；另一方面通过采用先进的逆变器技术可提供惯性支持和电压调节，既增强电网可靠性，又降低了传统发电厂的运行需求。该电站投运仅 11 天即发挥价值，当附近 1.9 吉瓦燃煤电厂突发跳闸时，它成功稳定了电网^[47]。通过市场该项目可获得多重收益。在英国，独立储能电站可获得的收益包括频率响应服务收益、平衡市场收益、峰谷价差收益和容量收益等多渠道创收，为储能电站获得合理收益提供保障。

澳洲社区电池计划支撑屋顶光伏发展。澳洲社区共享电池计划实现了多赢。通过社区共享储能能在减少电网调峰需求、减少用户高峰时段电费支出的同时，有效减少了午间光伏弃电，还提高了社区供

电可靠性。澳大利亚户用光伏比例位居全球前列，每三户家庭中就有一户安装了光伏发电系统。社区储能通常为 100-200 千瓦，储能时长多为 2-4 小时，主要为附近安装了户用光伏的几十户家庭提供储能服务。白天，用户多余的太阳能发电储存在社区电池中，晚上电池为这些住户或其邻居供电，从而减少用户电费；与此同时，社区电池还有助于配电网平抑高峰需求，延迟电网升级；此外，提高当地可靠性和电能质量，还避免了用户自行安装更小、更昂贵的电池。社区电池计划是一项卓有成效的商业模式创新，本质是共享储能。目前澳洲试点了两种模式，一种是由电网运营商投资建设社区电池，屋顶光伏用户免费使用，同时用户还可获得存储电量的用电抵扣，电网运营商则通过延缓电网投资，减少灵活性投入获得收益。第二种模式，由电网运营商或售电公司投资电池，参与计划的用户可获得光伏正常上网电价，但可以在晚上以低于峰值用电电价的价格从社区电池回购电。

（三）中国新型储能技术应用现状及商业模式探索

1. 中国新型储能技术应用现状及面临的问题

新型储能累计装机达首超抽水蓄能。2024 年，中国新型储能新增投运装机规模达到 43.7GW/109.8GWh，同比增长 103%/136%，新增投运装机规模首超百吉瓦时。从项目规模等级来看，近 200 个百兆瓦级项目实现投运，同比增长 67%。从技术路线来看，锂电占比与 2023 年基本持平；多项百兆瓦和百兆瓦时级非锂储能技术并网运行，实现应用突破。截至 2024 年底，我国电力储能累计装机超过百吉瓦，达到 137.9GW。其中，新型储能累计装机规模首次超过抽水蓄能，达到 78.3GW/184.2GWh，功率/能量规模同比增长 126.5%/147.5%。

在运电化学储能时长以 2 小时为主，从技术发展趋势来看，未来可覆盖 4-8 小时内储能需求。在运电化学储能时长以 2 小时为主，总能量占比 67%；4 小时储能占比 27.3%；4 小时以上储能仅占 2.6%。独立储能多为 2 小时配置；新能源配储以 2 小时、4 小时为主；工商业配储中 4 小时及以上储能占比超过 50%。

电化学储能利用水平有待进一步提升。2024 年电化学储能年均利用小时数为 911 小时。其中，新能源场站配储为 776 小时；独立储能为 995 小时；工商业户用储能最高，达到 2252 小时。整体利用水平仍有提升空间。

目前，电化学储能调节成本仍高于煤电灵活性改造和抽蓄，煤电灵活调节能力仍需进一步加强。煤电调节成本 0.05-0.12 元/kWh，抽蓄 0.05-0.12 元/kWh，燃机 0.46-0.54 元/kWh，而电化学储能为 0.55-0.60 元/kWh。同时，随着可再生能源的快速发展，煤电将由支撑性电源向调节性容量电源转变，对燃煤机组低碳化、深度灵活调峰、煤电-可再生能源多能互补提出了新的需求。未来燃煤电厂将成为储能电厂，亟需煤电与长时储能耦合，提升煤电机组灵活调峰能力和消纳可再生能源电力，建设调峰型灵活低碳智慧电厂，实现减污降碳协同增效，力争调峰能力、度电碳排放、度电成本等关键指标达到先进燃气机组水平。当前，浙江大学与浙江物产、东方电气等合作，已在浙江嘉兴开展建设规模为 70MW/343MWh 熔盐储热+2MW/4MWh 水系化学储能的智慧低碳供能技术示范。

新型储能缺乏价格机制和成熟商业模式，盈利能力普遍不足。就独立储能来说，尽管一些地区出台了允许储能参与现货市场、参与调频市场，并可获得容量租赁收益，但目前尚不足以保障独立储能的长期稳定收益。而电源侧储能，早期主要依靠强制配储政策，随着强制配储政策取消和新能源全面

入市，市场化电价机制将推动新能源联合储能参与电力市场，储能收益不确定性增加。用户侧储能，目前分时电价机制难以充分发挥用户侧储能的调节潜力，尚不足以实现储能盈利。此外，聚合商、虚拟电厂等新兴市场主体开始大量涌现，这些新业态均需要配置储能，由于试点阶段规则不完善导致储能盈利能力不足。

对于日调节的储能，受限于充放电约束，在顶峰和调峰两个方面，都会出现“饱和效应”。系统峰谷差是储能配置容量的天花板，当储能规模超过系统峰谷差时，继续增加储能，对系统不再具有边际效益。一是顶峰作用饱和，表现为连续多日无风无光，储能“无电可充”。当出现短时尖峰负荷缺口时，储能顶峰作用明显；电力缺口较大且持续时间较长时，短时会出现“饱和效应”。二是调峰作用饱和，即连续多日风光大发，日调节出现储能“无处放电”。长时储能能够缓解这一饱和效应，将资源充沛日期间的多余电力转移至资源匮乏日加以利用。目前该技术尚未在该领域实现成本效益，但未来具有潜力。最优方案需依赖精密建模来评估和选择，包括长时储能、新增新能源装机容量、备用燃煤电厂，或需求响应等多种手段。

2. 长时储能技术定位及技术方向

目前国际上关于长时储能的定义还需进一步达成共识。国际上一般认为持续放电时长在 10 小时到 100 小时之间的储能属于长时储能，包括抽水蓄能、压缩空气和熔盐，以及热电池和金属空气电池等新兴技术。在全球范围内，用于长时储能的氢气正受到越来越多的关注和政策支持，其他形式的长时电池储能仍处于试验或早期商业阶段。国内有部分观点认为持续放电时间不低于 4 小时的储能技术为长时储能。目前，具备 10 小时以上储能时长的储能技术，目前主要有储热、储氢的技术，以非电储能技术为主。

长时储能面临更大的经济性挑战。长时储能更多的是应对极端天气或者特殊事件需求，中远期可解决高比例新能源出力与电力负荷季节性不匹配导致的跨季平衡调节问题，该类储能调节不规律、调用次数少，经济性挑战更大，可替代的技术选择更多。二是已有商业模式和价格机制尚无法支持长时储能项目获得合理收益。目前我国的电网侧储能主要通过容量租赁、充放电价差和辅助服务获得收益，这样的收益模式难以满足 4 小时乃至更长时储能的投资回报要求。

电力系统对长时储能的实际需求尚需时日。由于中国电网省间输送能力强，火电装机基数大且已具备相当的调节能力，导致我国大部分地区对长时储能的需求迫切性低于其他电力系统成熟的国家。但仍需要关注需要长时储能技术创新和布局。

3. 新型储能商业模式探索

1. 商业模式一：电量电价 + 容量电价

类似于常规抽水蓄能电站，通过建立两部制电价获得合理收益。一是以竞争性方式形成电量电价。二是建立长时储能容量电价核定机制。通过容量电价回收充放运行成本外的其他成本并获得合理收益。对标行业先进水平合理核定容量电价，建立调整机制。三是费用分摊疏导。政府核定的容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收。四是容量电费在特定电源和电力系统间的分摊方式。对于储能电站明确同时服务于特定电源和电力系统的，应明确机组容量分摊比例，容量电

费按容量分摊比例在特定电源和电力系统之间进行分摊。特定电源应分摊的容量电费由相关受益主体承担，并在核定储能电站容量电价时相应扣减。

2. 商业模式二：现货市场 + 辅助服务市场

通过参与电力市场获取收益。对于峰谷差比较大的系统，通过合理设计现货市场、辅助服务市场，项目可具备盈利能力。一是辅助服务市场收益。包括调频辅助服务，原则上采用基于调频里程的单一制价格机制；备用辅助服务：备用市场原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制，备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算。原则上备用服务价格上限不超过当地电能量市场价格上限。二是现货市场收益。充放电电量电价按相关市场价格执行。独立储能电站向电网送电的，相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加，但由系统效率导致损耗成本需考虑在内。

3. 商业模式三：现货市场 + 辅助服务市场 + 容量补偿

在参与市场的基础上增加容量补偿，在长时储能发展初期可保障合理收益。储能按市场规则参与电力市场和辅助服务市场交易，自主申报充放电计划，此外按照放电量获得容量补偿。一是辅助服务市场收益，包括调频辅助服务，原则上采用基于调频里程的单一制价格机制；备用辅助服务，原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制，原则上备用服务价格上限不超过当地电能量市场价格上限。二是现货市场收益。充放电电量电价按相关市场价格执行。独立储能电站向电网送电的，相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加，但由系统效率导致损耗成本需考虑在内。三是容量补偿收益。探索建立市场化的容量补偿机制，具备条件时，可建立容量市场。目前，按照放电量给予独立储能容量补偿一般不超过 0.35 元 / 千瓦时的补偿，补偿期 5-10 年。

（四）中国储能发展路径

本节依据第一章框架，描绘中国储能发展路径：推进成熟技术应用（第一阶段），发展新一代技术（第二阶段），整合新技术构建清洁、可靠、低成本电力系统（第三阶段）。

1. 第一阶段

储能多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。作为提升系统调节能力的重要举措，结合系统实际需求科学布局抽水蓄能，2030 年抽水蓄能装机规模达到 1.2 亿千瓦以上，储能总装机达到 5 亿千瓦 / 20 亿千瓦时以上。以压缩空气储能、电化学储能、热（冷）储能、火电机组抽汽蓄能等日内调节为主的多种新型储能技术路线并存，重点依托系统友好型“新能源 + 储能”电站、基地化新能源配建储能、电网侧独立储能、用户侧储能削峰填谷、共享储能等模式，在源、网、荷各侧开展布局应用，满足系统日内调节需求。

2. 第二阶段

规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求。新型储能技术路线多元化发展，满足系统电力供应保障和大规模新能源消纳需求，提高安全稳定运行水平。以机械储能、热储能、氢能等为代表的 10 小时以上长时储能技术攻关取得突破，实现日以上时间尺度的平衡调节，推动局部系统平衡模式向动态平衡过渡。

3. 第三阶段

储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，能源系统运行灵活性大幅提升。

储电、储热、储气和储氢等多种类储能设施有机结合，基于液氢和液氨的化学储能、压缩空气储能等长时储能技术在容量、成本、效率等多方面取得重大突破，从不同时间和空间尺度上满足大规模可再生能源调节和存储需求。多种类储能能在电力系统中有机结合、协同运行，共同解决新能源季节出力不均衡情况下系统长时间尺度平衡调节问题，支撑电力系统实现跨季节的动态平衡，能源系统运行的灵活性和效率大幅提升。

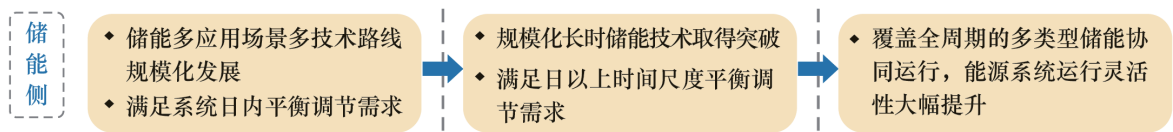


图 11 储能发展路径三阶段

（五）政策建议

构建多技术类型、多应用场景的储能体系，推动多时间尺度储能规模化应用、多种类型储能与电力系统协同运行，支撑高比例新能源高效开发利用。

1. 统筹系统需求与资源条件，推动抽水蓄能多元化发展和应用

抽水蓄能电站建设周期长，开发布局应统筹电力系统需求、站点资源条件，在满足本地电力系统需求的同时，统筹考虑省际间、区域内的资源优化配置，合理布局、科学有序开发建设。积极推进在建项目建设，加快新建项目开工建设，重点布局一批对电力系统安全保障作用强、对新能源规模化发展促进作用大、经济指标相对优越的抽水蓄能电站。创新抽水蓄能发展模式与场景应用，因地制宜开展中小型抽水蓄能电站建设，探索推进水电梯级融合改造，统筹新能源资源条件与抽水蓄能建设周期，持续推动新能源与抽水蓄能一体化发展。

2. 结合电力系统实际需求，统筹推进源网荷各侧新型储能多应用场景快速发展

发挥新型储能支撑电力保供、提升系统调节能力等重要作用，积极拓展新型储能应用场景，推动新型储能规模化发展布局。除将储能纳入能源现货市场外，还应评估储能及“可再生能源+储能”组合在可靠性服务方面的作用，并建立涵盖储能的补偿机制，包括惯性支持、电压控制、频率调节、爬坡能力和峰值服务。统筹系统需求与技术经济可行性，协调布局电网侧独立储能与电网功能替代型储能，确保可靠供电。积极推动电力源网荷储一体化构建模式，灵活发展用户侧新型储能，提升用户供电可靠性及用能质量。。

3. 推动新型储能与电力系统协同运行，全面提升电力系统平衡调节能力

建立健全调度运行机制，充分发挥新型储能电力、电量双调节功能。推动可再生能源制氢，研发先进固态储氢材料，着力突破大容量、低成本、高效率电氢转换技术装备，开展大规模氢能制备和综合利用示范应用。推动电化学储能、压缩空气储能等新型储能技术规模化应用。优化新型储能发展方式，充分发挥储电、储热、储气、储冷、储氢优势，实现多种类储能的有机结合和优化运行，重点解决中远期新能源出力与电力负荷季节性不匹配导致的跨季平衡调节问题，促进电力系统实时平衡机理和平衡手段取得重大突破。

五、政策建议

（一）加快布局新能源重大科研设施与基地，强化前沿关键技术创新，推进新能源产业高质量发展

我国风光新能源产业已进入规模化发展与高质量提升并行的关键阶段，面对复杂应用场景、高比例系统接入挑战，需系统部署政策以激发产业内生动力，强化技术创新，提升产业竞争力。一是推动技术应用与模式创新，促进成熟技术规模化推广及产业链提质升级。深化“新能源+”多维融合，促进风光发电与工业、交通、建筑及信息等领域的深度耦合，高标准建设绿色航运、“零碳园区”等绿色产业集群。强化跨部门顶层规划的衔接与协同，优化国土空间资源配置，为新能源发展保障合理空间。加快构建覆盖全生命周期的设备循环利用体系，攻关并推广稀有金属、关键矿产的精深回收技术，提升全球产业链供应链的韧性与安全水平。二是加快布局新能源重大基础设施，协同推进关键技术攻关与应用示范。重点打造风资源开发等重大创新和中试平台，集中突破轻量化风机叶片、深远海浮式风电、高空风机等前沿关键技术；加快推动人工智能、数字孪生等新一代信息技术与能源系统深度融合，重点攻关人工智能赋能风光精准预测预报、智能运维等关键技术；因地制宜推进重大示范工程，在“沙戈荒”地区建设多能互补与生态修复一体化的风光基地，在沿海地区加快推进兼具能源供给与转换枢纽功能的海上能源中心。三是健全创新要素保障与协同机制，构建开放包容的全球能源科技合作生态。完善人才、资金和合作支撑体系，支持龙头企业与高校院所共建中试平台和成果转化中心，培育战略科学家、科技领军人才和创新团队，并通过专项基金和奖励机制鼓励女性科研人员参与；健全多层次金融支持体系，发挥绿色信贷、绿色债券和转型金融作用，引导资本投向新能源前沿技术研发与示范；依托“一带一路”倡议、金砖框架、“全球南方”国家等多边机制，推进风光新能源技术转移转化，支撑和引领全球能源绿色转型。

（二）着力构建主配微协同的新型电网，探索创新电力调度模式，不断提升电网新能源承载能力

加强电网建设，支持风电和光伏成为装机总量和新增装机的主导力量。到 2030 年，风电和光伏装机总量占比将超过 60%，发电量占比将超过 35%。首先，要发挥大电网优化资源配置的作用，推动主网结构的提质升级与灵活发展，支持高比例新能源的高效开发与利用。应优先建设中国西北的“沙戈荒”基地，并开发中国西南主要河流流域的新能源基地。同时，加快建设省际和跨区域输电走廊，确保输送电力中至少 50% 来自清洁能源；探索新能源专用输电的新模式，提高风电、光伏等新能源的输送和消纳比例。应运用先进输电技术，推动直流输电系统现代化与灵活升级，优化电网架构，构建分层分区、灵活适应的骨干电网，使电网成为新型配电系统和分布式智能 / 微电网发展的关键基础。

其次，应着力建设新型配电网，以支撑新兴产业发展，增强配电网整合分布式风光新能源及储能的能力。应加大投资力度，推动分布式智能电网由示范阶段迈向大规模部署，实现分布式新能源的高效并网与就地消纳。分布式智能电网建设需支持分布式能源的大规模开发与本地利用，确保与主电网兼容共存、协同发展；同时加快微电网建设，优化发电、负荷与储能的均衡配置，增强区域削峰填谷和自平衡能力。应积极推广因地制宜的源网荷储一体化项目，重点布局公共建筑、居民社区、电动汽车充电站、铁路、公路及其他基础设施和交通枢纽等关键应用场景，并支持零碳工业园区建设。要探索新能源开发利用的新型多功能模式，推动跨领域综合能源解决方案；制定分布式能源承载能力评估方法，明确不同分布式能源对主干电网及配电系统的价值，据此评估各类分布式能源部署方案的净收益，并设计针对性的激励措施。到 2030 年，配电网容量和运行灵活性应显著提升，具备接纳约 10 亿千瓦分布式新能源及 2400 万个充电桩的能力，从而助力实现高水平电气化并加速非化石能源消费转型。第三，应推动新能源供需模式的变革，促进大型新能源项目、分布式新能源与储能以及柔性用电的协同发展。以新型电力系统建设为核心，将传统“被动”的单向放射型电网转变为“主动”的双向交互系统。在功能层面，电网需从单一输电系统演进为高效协调发电 - 输配电 - 负荷 - 储能的综合平台，这包括探索自下而上的调度平衡机制，增强配电网的自平衡能力。应构建主电网、配电网与微电网协同的新型主动配电网运行模式，以满足大规模电动汽车充电等新兴负荷需求。同时，电网还应支持虚拟电厂、负荷聚合商、车网互动等创新商业模式的发展，并保障分布式新能源的大规模并网。实现这一目标，需要重点统筹新能源发展目标、电网规划、运行管理、市场机制与资源开发的协调衔接。

（三）构建多类型多场景的储能体系，推动多类型储能与电力系统协同运行，支撑高比例新能源高效开发利用

推动新型储能多技术类型、多应用场景高效利用，从源网荷三侧支撑储能系统发展，共同构建新能源为主体的新型电力系统，力争 2030 年新型储能占系统调节资源的比重达到 20%。**一是**推动电化学储能、压缩空气储能等新型储能技术规模化应用。优化新型储能发展方式，充分发挥储电、储热、储气、储冷、储氢优势，实现多种类储能的有机结合和优化运行，重点解决中远期新能源出力与电力负荷季节性不匹配导致的跨季平衡调节问题，促进电力系统实时平衡机理和平衡手段取得重大突破。利用先进建模技术制定发电与储能资源的投资规划。该规划应考虑各种气象条件下资源的可利用情况，包括火电机组在可靠性方面面临的风险，并反映真实成本，强调可再生能源和储能在容量与电量方面的成本优势。将当前以火电机组为中心的容量信用机制更新为技术中立型机制，按在电网高压时段的实际性能进行激励。**二是**结合电力系统实际需求，统筹推进源网荷各侧新型储能多应用场景快速发展，推动热力电池、压缩空气等新型储能规模化发展布局。开展大规模示范项目，验证电池储能系统在提供虚拟惯量和电压支撑方面的系统级能力。依托系统友好型“新能源 + 储能”电站、基地化新能源开发外送等模式合理布局电源侧新型储能，加速推进新能源可靠替代；统筹布局电网侧独立储能及电网功能替代性储能，保障电力可靠供应；灵活发展用户侧新型储能，满足用户新能源自用需求，提升用户侧需求响应能力。**三是**推动新型储能与电力系统协同运行，全面提升电力系统平衡调节能力。在可再生能源占比较高的地区，试点将储能和“构网型逆变器”作为电网稳定性资源。建立健全调度运行机制，充分发挥新型储能电力、电量双调节功能。继续推进长时储能技术的示范试点，验证其商业可行性和系统价值。

参考文献

- [1] IRENA. Renewable capacity statistics [R], 2025.
- [2] EMBER. Global Electricity Review 2025 [R], 2025.
- [3] Energy U S D o. America Can Recycle 90% of Wind Turbine Mass, According to New DOE Report [R], 2025.
- [4] Solarcycle. SOLARCYCLE® to Open First-of-its-Kind Solar Panel Glass Plant in Georgia [R], 2024.
- [5] 生态环境部. 《中国风电和太阳能发电潜力评估》 [R], 2024.
- [6] Green M A, Dunlop E D, Siefer G, et al. Solar cell efficiency tables (Version 61) [J]. Progress in Photovoltaics, 2023, 31(1): 3-16.
- [7] IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2024 [R]. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2024.
- [8] BNEF. Energy Transition Investment Trends 2025 [R], 2025.
- [9] 中国能源报. 依法保障可再生能源用地用海要素供给协同可再生能源高质量发展与国土空间格局优化 [R], 2025.
- [10] 生态环境部. 《关于加强陆域风电、光伏发电建设项目生态环境保护工作的通知〈征求意见稿〉》 [R], 2024.
- [11] COMMISSION E. REPowerEU Plan [R], 2022.
- [12] GOVERNMENT U. Clean Power 2030 Action Plan: A New Era of Clean Electricity [R], 2024.
- [13] IEA. World Energy Investment [R], 2025.
- [14] Climate Bonds Initiative. China Sustainable Debt State of the Market Report 2024 [R], 2025.
- [15] IRENA. Renewable Energy: A Gender Perspective [R], 2019.
- [16] ILO. Improving gender diversity in company boards [R], 2020.
- [17] UN Women, UNIDO. Gender equality in the sustainable energy transition [R], 2023.
- [18] Pérez-Collazo C, Greaves D, G I. A review of combined wave and offshore wind energy [J]. Renewable and sustainable energy reviews, 2015, 42: 141-53.
- [19] Li J, Wang G, Z L. A review on development of offshore wind energy conversion system [J]. International Journal of Energy Research, 2020, 44(12): 9283-97.
- [20] Alsharif A, O A M. Harnessing Offshore Wind Energy: Challenges and Technological Advancements [J]. The Open European Journal of Engineering and Scientific Research, 2025: 12-22.
- [21] Liang B, Chen X, X W. Progress in crystalline silicon heterojunction solar cells [J]. Journal of Materials Chemistry A, 2025, 13(4): 2441-77.
- [22] Kong J, Dong Y, A P. Application of building integrated photovoltaic (BIPV) in net-zero energy buildings (NZEBs) [J]. Energies, 2023, 16(17): 6401.
- [23] Xu L, Yu D, J Z. A Review of Key Technologies for Green and Low-Carbon Future Buildings in China [J]. Processes, 2025, 13(2): 574.

- [24] IRENA. End-of-life management: Solar Photovoltaic Panels [R], 2016.
- [25] Guo Y, Li J, M S. Transitioning From Decentralized Facilities to Intelligent Integration: A Review of Distributed Wind and Solar Energy Research [J]. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 2025, 14(1): e70003.
- [26] Zhou Y, Pan M, F U. Comparing the international knowledge flow of China’ s wind and solar photovoltaic (PV) industries: Patent analysis and implications for sustainable development [J]. Sustainability, 2018, 10(6): 1883.
- [27] Bosch J, Staffell I, D H A. Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials [J]. Energy, 2018, 163: 766-81.
- [28] Gonzalo A P, Benmessaoud T, M E. Optimal maintenance management of offshore wind turbines by minimizing the costs [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2022, 52: 102230.
- [29] Yan D, Cuevas A, I M J. Polysilicon passivated junctions: The next technology for silicon solar cells? [J]. Joule, 2021, 5(4): 811-28.
- [30] Hooper T, Armstrong A, B V. Environmental impacts and benefits of marine floating solar [J]. Solar Energy, 2021, 219: 11-4.
- [31] Tuncar E A, Sağlam Ş, B O. A review of short-term wind power generation forecasting methods in recent technological trends [J]. Energy Reports, 2024, 12: 197-209.
- [32] 国务院办公厅 . 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实施方案的通知 [EB/OL]. 国办函〔2022〕39号, 2022-05-30 [2025-10-08].
- [33] 新华社 . 习近平在中共中央政治局第十二次集体学习时强调：大力推动我国新能源高质量发展 为共建清洁美丽世界作出更大贡献 [EB/OL]. 2024-03-01 [2025-10-08].
- [34] IEA. Website:Renewable Integration [EB/OL]. <https://www.iea.org/energy-system/electricity/renewable-integration>.
- [35] IEA. Integrating Solar and Wind Global experience and emerging challenges [R], 2024.
- [36] Agora. The Liberalisation of Electricity Markets in Germany [R], 2019.
- [37] Greg Schivley, Aurora Barone, Michael Blackhurst, Patricia Hidalgo-Gonzalez, Jesse D Jenkins, Oleg V Lugovoy, Qian Luo, Michael J Roberts, Rangrang Zheng, Cameron Wade . Process and policy insights from an intercomparison of open electricity system capacity expansion models [J]. Environmental Research Energy, 2025.
- [38] Ministry of Power. VIABILITY GAP FUNDING FOR BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS [EB/OL]. <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2118325>.
- [39] UMA GUPTA. Power ministry announces INR 5,400 crore viability gap funding to support 30 GWh BESS development [EB/OL]. <https://www.pv-magazine-india.com/2025/06/10/power-ministry-announces-inr-5400-crore-viability-gap-funding-to-support-30-gwh-bess-development/>.
- [40] Pilar Sanchez Molina. Spain allocates € 150m for 2.82 GWh of grid-scale, standalone batteries [EB/OL]. <https://www.ess-news.com/2024/12/16/spain-allocates-e150m-for-2-82-gwh-of-grid-scale-standalone-batteries/>
- [41] Japan Energy Hub. 27 grid-scale BESS projects secure 34.6B yen through METI’ s FY2024 storage subsidy program [EB/OL]. <https://japanenergyhub.com/news/fy2024-meti-grid-scale-storage-subsidy-results/>.
- [42] Japan Energy Hub. Mitsuuroko Green Energy’ s two 1.5MW/7.8MWh Hokkaido BESS projects to receive METI subsidy, COD delayed [EB/OL]. <https://japanenergyhub.com/news/mitsuuroko-hokkaido-bess-subsidy/>.
- [43] Future energy. Dynamic Containment: what is it, and why do we need it? [EB/OL]. <https://www.neso.energy/news/dynamic-containment->

what-it-and-why-do-we-need-it.

- [44] EirGrid. DS3 Programme - Delivering a Secure Sustainable Electricity System [EB/OL]. <https://www.eirgrid.ie/ds3-programme-delivering-secure-sustainable-electricity-system>.
- [45] Energy and Environmental Economics, Inc. Assessment of Market Reform Options to Enhance Reliability of the ERCOT System [R], 2022.
- [46] Squire Patton Boggs. Capacity Market Update: New Carbon Emissions Limits for Participants [EB/OL]. <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=034cb233-7f23-4ea1-9627-008389cb6eb3>.
- [47] PETER FAIRLEY. Grid-Scale Battery Stabilizes Scottish Power Supply - Its advanced inverters quickly inject power and current [EB/OL]. <https://spectrum.ieee.org/grid-scale-battery-scotland>.

致 谢

非常感谢中国环境与发展国际合作委员会（国合会）设立并支持“绿色转型重大科技创新”政策研究课题，为中外方专家提供了一个充分讨论和交流的平台。特别感谢国合会中方首席顾问刘世锦先生、外方首席顾问魏仲加先生、国合会前外方首席顾问汉森博士、首席顾问支持专家组艾弗森博士，生态环境部副部长李高先生，生态环境部国际合作司司长、国合会副秘书长周国梅女士，以及生态环境部对外合作与交流中心主任、国合会副秘书长李永红先生在课题实施过程中给予的咨询与建议。感谢国合会秘书处处长刘侃女士、副主任专家庞骁先生、高级项目主管费成博女士，以及国合会秘书处和国际支持办公室为本课题提供的组织和协调等方面的支持。