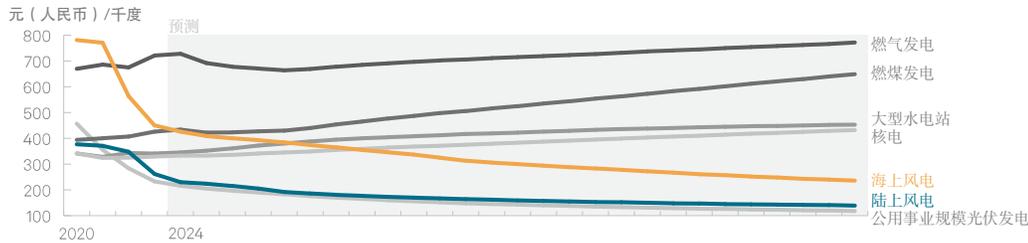


中国将继续引领海上风电装机增长

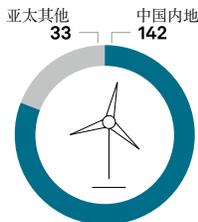
2024 年 8 月 29 日

中国内地将引领亚太区海上风电建设

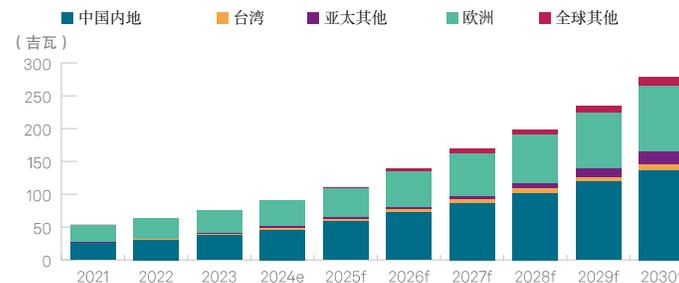
到2050年，海上风电有可能成为最便宜的能源之一
不同类型能源的平准化度电成本（LCOE）



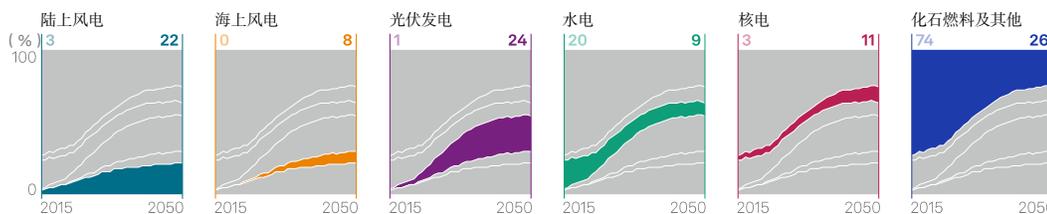
2023-2032年海上风电装机增量 (吉瓦)



2021年起全球海上风电市场格局



2015-2050年中国内地发电量构成



资料来源：全球风能理事会（GWEC），标普全球大宗商品，标普全球评级。
版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

主分析师

李靖, CPA
香港
+ 852 2533 3512
apple.li
@spglobal.com

许智清, CFA
台北
+886-2-2175-6827
raymond.hsu
@spglobal.com

徐德基
香港
+852 2532 8068
scott.chui
@spglobal.com

其他联系人

叶翱行
香港
+ 852 2533 3593
christopher.yip
@spglobal.com

Parvathy Iyer
墨尔本
+ 61 3 9631 2034
parvathy.iyer
@spglobal.com

Abhishek Dangra, FRM
新加坡
+ 65 6216 1121
abhishek.dangra
@spglobal.com

要点速览

- 在中国内地和亚太其他国家或地区实现碳减排目标的过程中，海上风电或将发挥重要作用。
- 中国内地得益于融资成本、地理条件、用电需求和技术改良等方面的优势，在补贴退坡的同时仍将保持全球领先地位。其海上风电市场以国有发电企业为主，有利于项目融资的稳定。
- 但是，中国内地以及亚太区其他制定了高远海上风电目标的市场将会面临各种障碍和执行风险。
- 例如，台湾的本地设备占比要求使开发商难以采购便宜机组，越南的电网基础设施现状和电价政策也有可能约束投资。

海上风电正在成为一个助力实现碳减排目标的重要力量。中国内地凭借融资成本、地理条件、用电需求、技术改良等方面的优势，很有可能会在全球海上风电建设过程中保持领先地位。

背景：在各国和全球实现碳减排目标的过程中，海上风电的作用将日益突出。但由于投资成本居高不下，亚太区政府补贴经过初期扩张阶段之后也在退坡，这种可再生电力的发展速度远不如陆上风电和光伏发电。

我们认为，发展海上风电的重任正在向产业链上的成熟企业转移。这些企业一方面需要满足政府在装机容量增长方面的要求，另一方面也需要平衡经济回报。

观点：国有企业将带领中国海上风电的高速发展。其他盈利能力更强的业务可用以消化海上风电项目的巨额投入及其目前处于下降阶段的投资回报。假以时日，单体规模和技术水平的变化也有可能带来回报率的提升。中国市场开发商的建设成本和融资成本也低于其他市场。

亚太区领跑全球海上风电市场

我们预计亚太区将继续引领全球海上风电的开发。中国内地在补贴退坡前夕出现海上风电抢装潮，带动亚太区装机规模在 2021 年超过欧洲。虽然补贴正在退坡，中国内地仍有制造等方面优势，将继续一骑绝尘。

而在欧洲和美国，海上风电开发商从 2021 年以来面临着投资成本的增加和供应链的紊乱。虽然技术仍在进步，欧美市场的增长已经放缓（参见《[Sustainability Insights: Power Sector Update: U.S. Offshore Wind Projects Have Not Harnessed Their Full Potential Yet](#)》，美国海上风电项目尚未发挥全部潜能，2024 年 8 月 2 日）。

技术改良和单体规模提升带来的度电成本下降，将是推动海上风电发展的重要因素。研究机构彭博新能源金融（Bloomberg New Energy Finance）预测 2025 年全球海上风电平均度电成本将为 58 美元/千度，说明相比 2020 年的 83 美元/千度至少还有 30% 下降空间，而后者相比 2012 年的 255 美元/千度已经下降了 60%。我们认为，如无成本优势，海上风电的发展就有可能陷入停滞，拖累全球碳减排进程。

单体规模对降本增效意义重大。单机容量越来越大。将来待建项目将更多采用漂浮式而非底座固定式技术路线，而漂浮式对于远海项目更具成本效益。优化微观选址、利用数字工具等因素也可以起到降本增效的作用。

亚太各地海上风电发展不均衡。中国内地傲立群雄，未来两三年其装机量有望年增 11-16 吉瓦。其制造优势将发挥作用；在可见的将来，60%-70% 的风电机组和关键零部件供应仍将来自中国内地。

除中国内地之外，亚太另有三个市场的在运海上风电装机较为突出：截至 2023 年，日本、韩国和台湾分别达到 153.5 兆瓦、150 兆瓦和 2.2 吉瓦。台湾计划在 2024-2030 年增加 10 吉瓦以上的装机。越南和澳大利亚也公布了较高的政策目标，但执行有待检验。

后补贴时代，中国内地稳步扩张

表 1

中国内地海上风电装机及目标（吉瓦）

2023 年末	2025 年	2030 年	2050 年
37	58	138	200

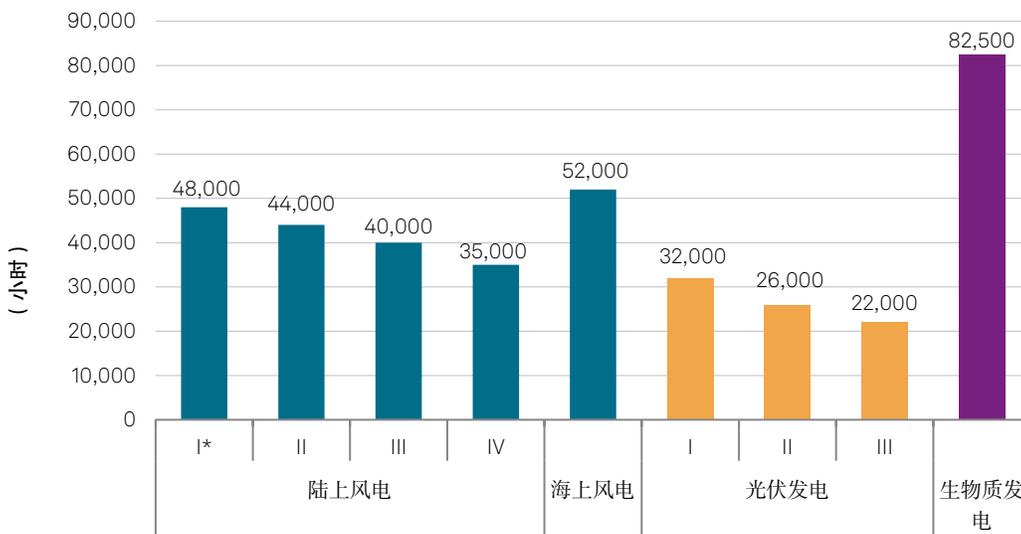
资料来源：标普全球评级。

海上风电项目需要更复杂的零部件和施工条件，需要更久时间才能实现平价上网。这是因为：

- 海上风电项目的建设和运营成本是陆上风电项目的 1.5 倍-2.0 倍，上网电价只比陆上项目高 30%。
- 无补贴条件下，上网电价将下降 40%-51%。广东、浙江和山东这几个沿海省份还有省级补贴，但会在 2025 年退出。
- 虽然海上风电全生命周期合理利用小时数设置得相对较长，且一些地方政府有补贴提供，但当前投资回报水平仍然很难达到门槛值。
- 存在政策风险，如海域使用审批出现变化，又如所在省份用电量增长有限导致合理利用小时数低于预期等。

图 1

中国内地海上风电项目拥有较长的全生命周期合理利用小时数
相比其他类型的可再生能源



*指政府定义的开发阶段。资料来源：标普全球大宗商品，标普全球评级。

版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

中国海上风电度电成本将持续下降。海上风电场建设成本因水域深浅、离岸远近、机组容量大小及相关因素的不同而不同。中国在建海上风电项目大多位于浅水区域，2022 年建设成本在 11,500 元/千瓦到 14,000 元/千瓦（约合 1,600 美元/千瓦-2,000 美元/千瓦）不等，相比 2009 年开发的首个海上风电项目下降了 50%。

海上风电机组目前主流市场价格在 3,000 元/千瓦至 4,000 元/千瓦（约合 430 美元/千瓦至 570 美元/千瓦）区间，并逐步向该区间下端靠拢。陆上风电机组价格在 2022 年年初处于 2,000 元/千瓦水平，同比下降了一半，海上风电机组价格可能也将呈现同样的走势。但机组只占海上风电场成本的 40%-50%，少于陆上风电场的 70%。这反映了海上风电场更高的施工成本。

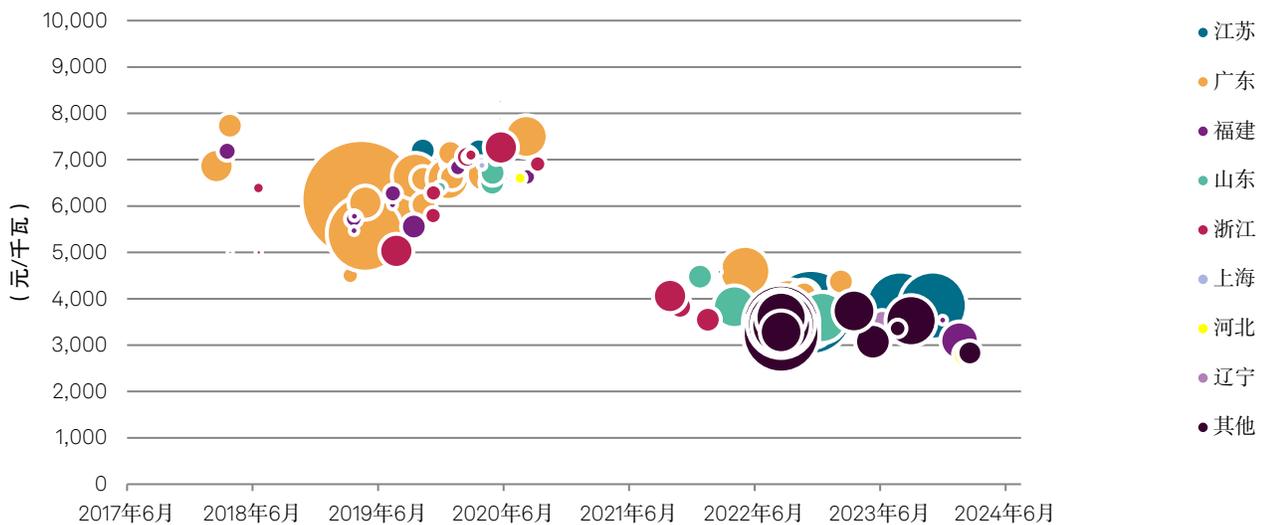
开发商在新项目中采用单机容量更大的机组来降低总成本。大容量机组发电效率更高，开发成本更低。成本的进一步下降有赖于技术的改良和新材料的应用。2022 年新建项目最大单体规模为 11 兆瓦，2010 年时只有 3 兆瓦。

海上风电机组的生产集中在上海电气、明阳风电、中船海装、远景能源这四个巨头（均无标普评级）。直驱曾是主流技术，但越来越多的项目正在采用混合中速传动系统，以更好地控制大容量机组的重量和尺寸。

中国风电机组制造商受益于强劲的国内需求和垂直整合，因此和欧洲、北美面临更大挑战的同业相比，其利润率应该会保持稳定。但在下游业务补贴退出后，中国整机商的利润率将会下降。

图 2

补贴退出后，中国海上风电机组价格大幅下降



圆圈大小代表招标规模。资料来源：标普全球大宗商品，标普全球评级。
版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

银行贷款仍是中国海上风电项目的主要融资来源。中国利率水平相对低廉，降低了项目融资成本，而这主要体现为政策性银行或国有银行提供的贷款。中国海上风电项目很少采用其他成熟市场可再生能源项目常常采用的非标融资结构。银行融资已经足够低廉，非标融资亦无采用的必要。

REIT 融资在中国部分项目上有过试点，但尚未推广。2023 年 3 月，首只海上风电公募 REIT 上市，底层资产为国家电力投资集团有限公司（国家电投；A-/稳定/--）的一个 500 兆瓦海上风电项目。募集资金约人民币 44 亿元（合 6.3 亿美元），相当于项目总投资的 20%左右。

中国将继续引领海上风电装机增长

从海岸线、风速等因素来看，中国拥有丰富的可再生能源储备可以开发，能为创新的融资结构提供用武之地。但海上风电项目在其生命周期内常常存在如下重要风险，可能不利于非标融资的采用：

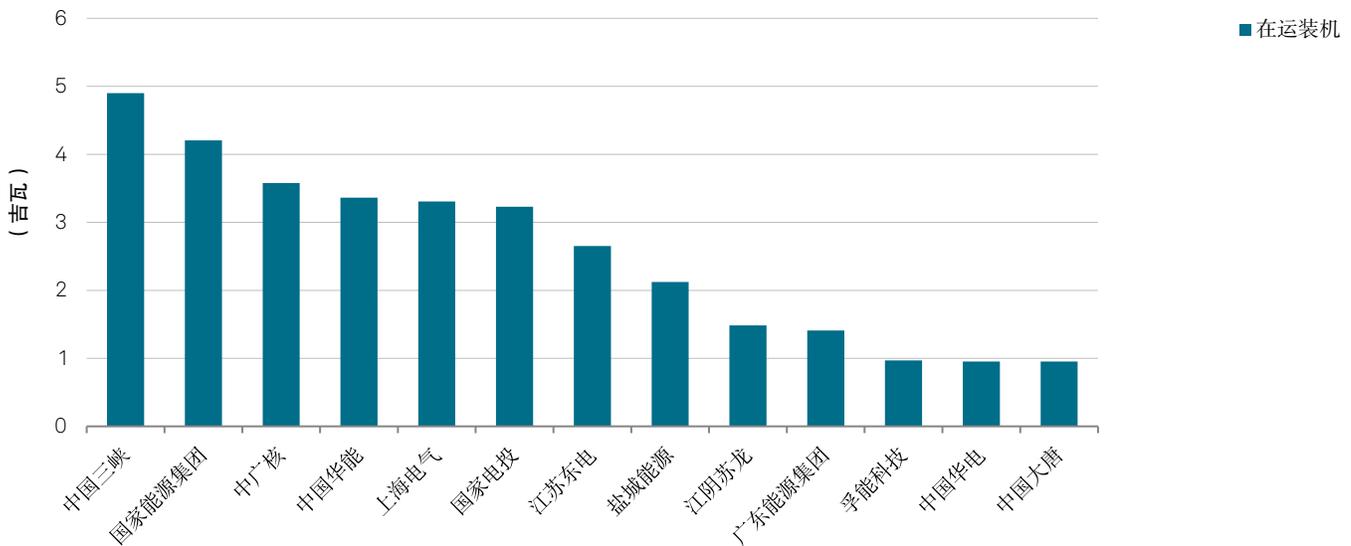
- 项目遴选与筹备：风速和风力资源可能不同于可行性研究报告的描述。
- 建设：海底地理条件及周围环境发生变化或相关信息有误，可能会影响地基施工，造成超支。
- 运营：和其他成熟市场相比，购电协议的期限和条款可能缺乏透明度；如果没有长协电价，项目的经营性现金流或将跟随市场电价的波动而起伏；机组质保过期后，维护和其他运营成本可能会突然上升，并且没有保险覆盖。
- 信息透明度：项目层面信息披露可能不够透明，导致执行情况难以跟踪。

国有企业的参与有利于海上风电发展过程中的信用稳定。中国海上风电场运营商多为央企，全国近七成装机集中在前六大运营商手中。海上风电只占这些企业全部电力资产的一小部分。

在海上风电市场不断扩大的过程中，这些国有综合性电力公司更愿意通过牺牲短期利润去换取战略布局和项目开发经验。融资能力也是这些开发商消化资金投放压力的一个关键竞争优势。

图 3

中国海上风电开发以国有企业为主



资料来源：标普全球大宗商品，标普全球评级。

版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

台湾：目标高远，执行风险露头

表 2

台湾海上风电装机及目标 (吉瓦)

2023 年末	2025 年	2030 年	2050 年
2.25	5.6	13.1	44

资料来源：台湾当局网站。

海上风电是台湾实现 2050 年碳中和目标的关键支柱。这是因为台湾的地理位置有利于发展海上风电。但成本高、供应链不完备，有碍这些激进目标（见表 2）的实现。其发展进度已经滞后于 2025 年中期目标。

补贴的退出可能导致投资放缓。起初，台湾为装机容量共计 5.5 吉瓦的海上风电场提供优惠上网电价，以吸引海外开发商，并在 2025 年建成本土供应链。但新增项目需要向终端用户直接销售，主要是与大型企业签订购售电合约（CPPA）。再加上冗长的环保审查和不断上涨的建设成本，这些因素阻碍了投资，可能会耽误 2029 年将新增海上风电场投入运营的目标。

但 CPPA 包含专营电网企业台湾电力公司的输配费用折扣，可以少量抵消投资成本的上涨。

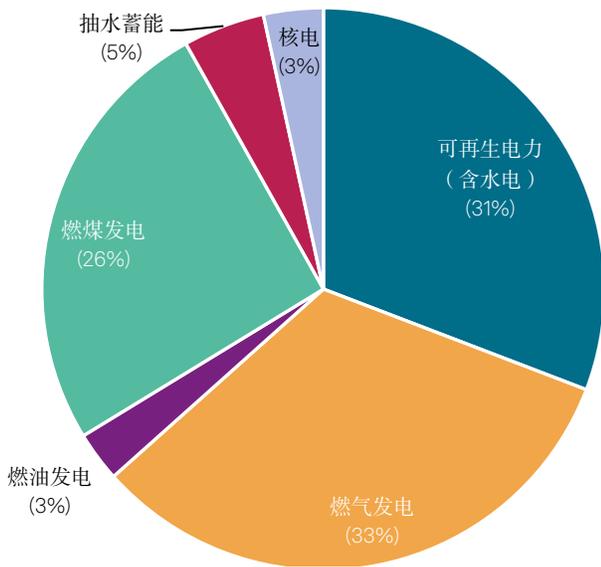
开发商成本负担增加。台湾海上风电建设成本高于亚太区其他市场，主要原因在于当局要求本地设备占比达到 60%。此外，中国大陆生产的设备被排除在外，关键设备供应商仅限于维斯塔斯（Vestas）和西门子歌美飒（Siemens Gamesa）等西方企业，又进一步加重了成本负担。2024 年台湾的建设成本或将与全球趋势背道而驰，不降反增，而且会高达大陆建设成本的 3 倍。我们估计其度电成本为 106 美元/千度，也高于全球 83 美元/千度的平均水平。

上网电价没有保证，融资难度会增加。银行业（以海外银行为主）截至 2023 年提供了超过 3,500 亿新台币的融资，是重要融资来源。但我们认为，由于新增项目不享受固定上网电价，银行审批贷款会更加慎重。CPPA 相关信用风险的评估可能更为复杂，会让岛内银行望而却步。

2030 年以前台湾海上风电债务融资需求至少高达 2,500 亿新台币，这也将考验银行增加相关敞口的能力。此外，海外开发商获取直接融资可能会面临较大障碍，一是监管框架不够完备，二是当地投资者更青睐项目融资等新型债务工具。

图 4a

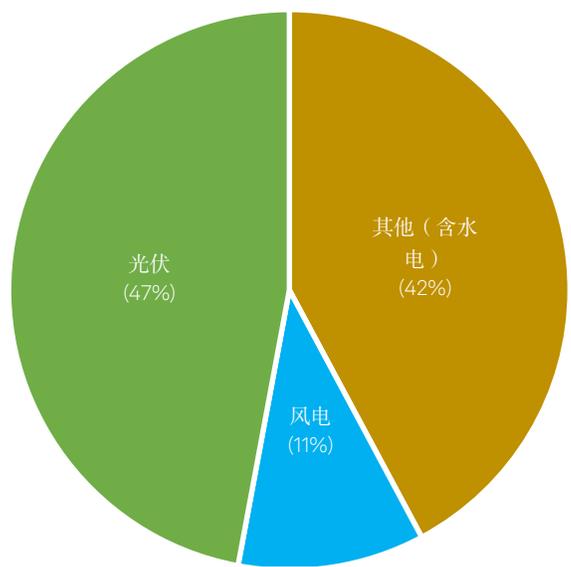
可再生电力约占当前台湾发电装机的三分之一



资料来源：台湾电力公司。
版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

图 4b

台湾可再生电力装机光伏占比最大



资料来源：台湾电力公司。
版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

澳大利亚：海上风电战略逐步成型

表 3

澳大利亚海上风电装机预测（吉瓦）

2023 年末	2035 年
0	4.7

预测来自标普全球大宗商品。

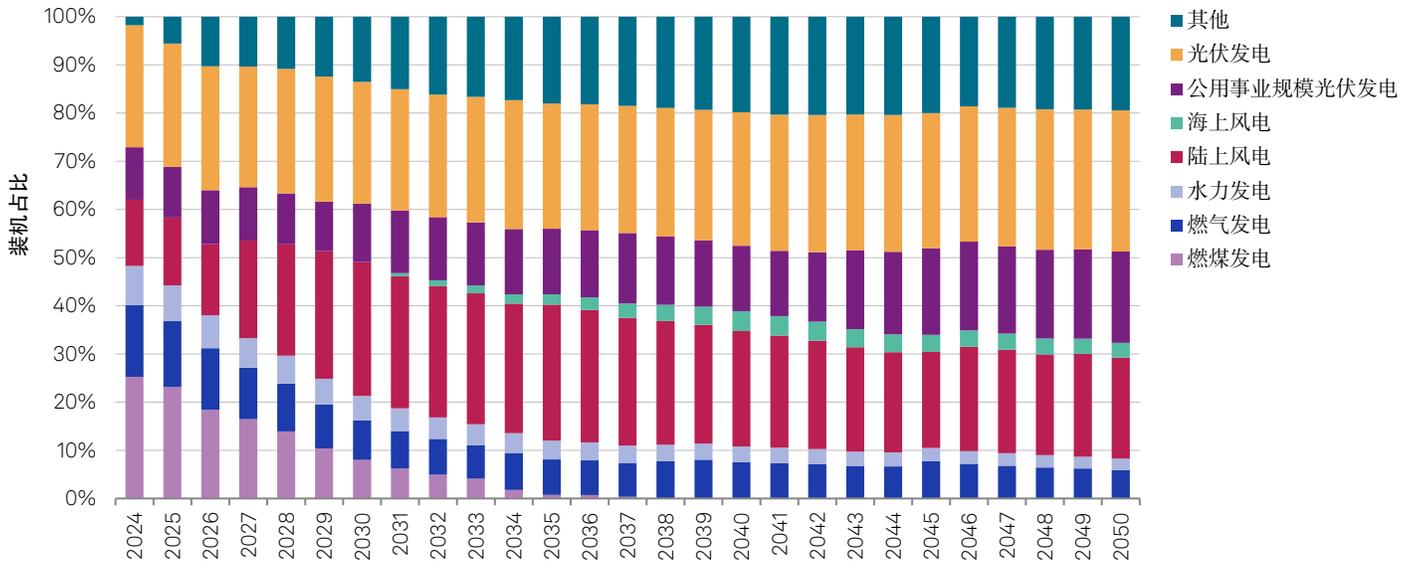
澳大利亚的海上风电战略尚处萌芽阶段。澳大利亚还没有在运的海上风电场，即使到 2035 年，海上风电占市场总装机的比例可能也只有 3%。但联邦和州政府都计划将海上风电纳入其能源转型计划。

维多利亚州率先发放了可行性许可并就发电目标立法（见表 3）。新南威尔士州是第二个公布海上风电建设区的州，其即将为 Hunter 和 Illawarra 地区设置目标。Tasmania 北端也有希望成为一个优先发展区域。据估计，已公布和已甄别区域风力资源丰富，风速达 8 米至 10 米每秒。

项目开发成本的估算为时尚早。由于海上风电在澳大利亚属于新兴产业，平准化度电成本和平均完工期限也不明朗。行业和政府估算的平均开发周期为 10 年，其中大约 5 年时间可能会用于可行性研究、开发和审批。

图 5

海上风电将成为澳大利亚电力市场中的一员
当前至 2050 年装机规划



“其他”包含公用事业规模储能和分布式储能。资料来源：澳大利亚能源市场运营机构（AEMO）2024 年综合系统规划（ISP）草案。

版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

越南：发展目标在邻国之中最为突出

表 4

越南海上风电发展目标（吉瓦）

2023 年末	2030 年	2050 年
0	6	70-91

资料来源：标普全球大宗商品。

越南沿海风力充沛，其海上风电发展目标在南亚和东南亚国家当中最为激进。根据越南最近的电力发展规划，其海上风电装机将从零起步，2030 年达到 6 吉瓦，2050 年达到 70-91 吉瓦。

国内外企业都有机会参与。据标普全球大宗商品估计，约三分之二待建项目均为国内外企业合资，外方主要是诸如沃旭能源（Orsted A/S；BBB/稳定/A-2）、哥本哈根基础建设基金（Copenhagen Infrastructure Partners）在内的欧洲企业。

越南的建设成本和度电成本不受台湾那种本地化要求的影响。由于国内没有生产能力，多数风电设备将从国外进口。在陆上风电和潮间带风电（相当于浅水区海上风电）领域，中国风电机组生产商因为成本低、位置近，在越南占据了最大的市场份额。据标普全球大宗商品估计，越南 2021 年安装的风电机组当中，约 42% 来自中国企业，如金风科技股份有限公司、明阳风电等。

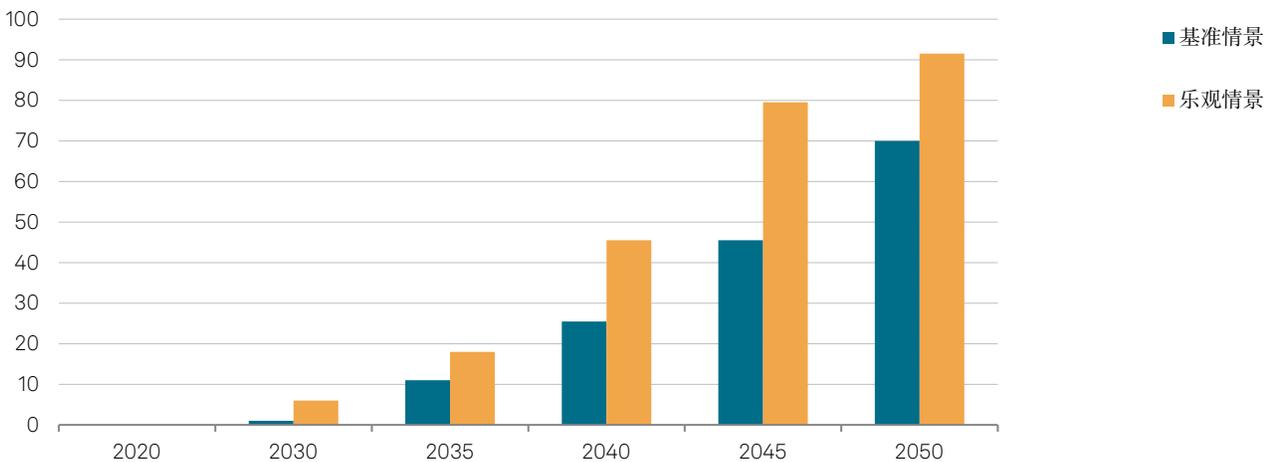
政策可能制约发展。电价机制、电网发展等方面的政策仍在不断调整。起初，越南的可再生能源项目可享受工贸部制定的 20 年固定上网电价，潮间带风电项目上网电价设为 98 美元/千度。但随后对于 2021 年 11 月之后投运的项目，上网电价又下调至 79 美元/千度。2022 年以后批准的项目可能会执行按年按区域调整的可变电价，相关部门还在讨论。

据世界银行估计，越南还要经过 5 到 10 年的电网建设才能消纳海上风电项目的新增电量。所以我们认为，如果电网建设滞后，越南的海上风电发展就有可能受到影响。事实上，由于电网消纳能力不足，越南部分光伏电站已经被限电 20%-40%，影响了项目的经济效益，也打击了新增投资。

图 6

越南志存高远

越南海上风电装机展望（吉瓦）



资料来源：标普全球大宗商品。

版权 © 2024 Standard & Poor's Financial Services LLC。版权所有。

海上风电项目资金投入量大，政府通过改革政策提供的支持、行之有效的购电协议框架、大规模的电网建设对于项目投资仍然至关重要。上网电价传导不足、大规模资本支出（包括电网建设方面）的需要，可能会进一步制约主要电力公司越南电力集团（EVN）的财务状况。这说明，越南要实现其可再生能源目标，政府支持将至关重要。

因此标普全球大宗商品估计，越南 2030 年海上风电实际装机跟离目标可能会有大约 5 吉瓦的差距。

全球海上风电能否后来居上？

2022 年末全球海上风电装机总量为 64.3 吉瓦。据全球风能理事会（GWEC）预测，到 2027 年末这个数字可能会翻倍至 130 吉瓦。

据 GWEC 估计，为实现“1.5 度”愿景，2050 年全球海上风电装机需要达到 2,000 吉瓦以上。

我们预计亚太区将为以上目标贡献至少一半的装机，仅中国内地就将贡献 40%。

在亚太其他市场，日本和韩国也在 2023 年开始投运新的海上风电装机。两国正在缓慢追赶台湾，力争 2030 年在运装机分别达到 10 吉瓦和 18 吉瓦，从而在亚洲海上风电装机总量中各占 4%-5%。

以上目标背后的假设条件，是技术将持续进步并带来成本的下降，电网基础设施的建设将跟上步伐，政策制定也能提供足够支持。

相关研究

- [Power Sector Update: U.S. Offshore Wind Projects Have Not Harnessed Their Full Potential Yet](#), Aug. 2, 2024
- [Asia-Pacific Energy Transition: Adapting To Looming Execution Risks](#), April 15, 2024
- [中国国有发电企业将依靠举债支持能源转型](#)，2024 年 4 月 15 日
- [电力需求放缓，中国发电企业能源转型将提速](#)，2023 年 11 月 7 日
- [中国发电企业能够承受新能源投资的信用压力](#)，2023 年 4 月 18 日

本报告不构成评级行动。

中文版本系根据英文版本翻译，若与原英文版本有任何分歧，概以英文版本为准。阅读英文版请点击：

<https://www.capitaliq.spglobal.cn/web/client?auth=inherit#ratingsdirect/crediresearch?artObjectId=13222701>

版权© 2024, Standard & Poor's Financial Services LLC (以下统称“标普”)。版权所有。

未经标普事先书面许可, 严禁使用任何形式方式修改、反向推导、复制或散布上述内容(包括评级、信用相关分析和数据、估值、模型、软件或其它应用或产品)或其任何部分(以下统称“内容”), 或将其存储于数据库或检索系统。内容不得用于任何非法目的或未经授权而使用。标普及任何第三方供应商及其董事、高管、股东、雇员或代理(以下统称“标普各方”)并未保证内容的准确性、完整性、及时性或可用性。标普各方不对任何错误或遗漏(无论成因), 使用内容得到的结果, 或用户输入任何数据的安全性或维护负责。内容系“按原样”提供。标普各方不作出任何和所有明示或默示的保证, 包括但不限于对特定目的或用途的适销性或适用性的任何保证、对不存在故障、软件错误或缺陷的保证、对内容的功能性不受影响的保证, 或对内容可在任何软件或硬件设置运营的保证。在任何情况下, 标普各方不对任何一方使用内容而遭受的任何直接、间接、偶然性、惩戒性、补偿性、惩罚性、特定或事后损害、费用、开销、律师费或损失(包括但不限于收入损失或利润损失和机会成本)负责, 即使被告知此类损害的可能性。

内容中的信用相关分析(包括评级)以及内容中的观点仅是当日所发表观点的陈述, 并非事实的陈述, 或对购买、持有或出售任何证券或作出任何投资决策的推荐意见。标普不承担在以任何形式或方式出版内容后进行更新的义务。内容的使用者、其管理层、雇员、顾问和/或客户在作出投资决策和其它商业决策时不应依赖内容或将内容替代其能力、判断和经验。标普的观点和分析不针对任何证券的适用性。标普不承担“受托人”或投资顾问的职能。尽管标普从其认为可靠的来源获得信息, 但不会对取得的信息进行审查和承担任何尽职调查或独立验证的义务。

出于特定监管目的, 监管机构允许评级机构在一个司法辖区认可另一司法辖区发布的评级, 标普保留随时且完全自主授予、撤销或暂停此类认可的权利。标普各方不承担因授予、撤销或暂停上述认可而产生的任何责任, 也不对任何声称因此而发生的损失负有义务。

标普将旗下各业务部门的活动分隔开, 从而保证各部门活动的独立性和客观性。因此, 标普的某个部门可能会掌握其他部门未获得的信息。标普已制定了政策和流程, 以确保在每个分析过程中获取的非公开信息的保密性。

标普可就其评级和特定信用相关分析收取报酬(通常从发债人、承销商或债务人处收取)。标普保留公布其观点和分析的权利。标普在其下列网站上发布其公开评级和分析: www.standardandpoors.com (免费网站), 及 www.ratingsdirect.com 和 www.globalcreditportal.com (收费网站), 及 www.spcapitaliq.com (收费网站), 及可能通过其他渠道进行发布, 包括通过标普出版物和第三方分销商。如希望了解更多关于标普信用评级收费的信息, 请查阅 www.standardandpoors.com/usratingsfees。

STANDARD & POOR'S, S&P 和 RATINGSDIRECT 是 Standard & Poor's Financial Services LLC 的注册商标。