

东盟低风速风电开发导则

2022年1月



前言

东盟（ASEAN）国家位于世界上受气候变化影响最严重的地区之一。发展可再生能源、改变现有的以化石能源为主的能源结构、推动能源转型是东盟国家应对气候变化、实现减排目标、提高能源安全的必然之选。2020年11月举行的东盟能源部长会上，东盟能源中心正式发布了《东盟2016–2025年合作行动计划第二阶段：2021–2025》，在原有到2025年实现可再生能源在一次能源供给中占比达到23%的目标基础上，进一步明确可再生能源发电装机占比达到35%的目标。因此，扩大可再生能源电力的开发规模将是未来东盟能源电力发展的重要任务之一。

东盟拥有丰富的可再生能源资源，如水电、太阳能和地热能，也包括尚未大规模开发的风能资源。由于位于赤道附近的特殊地理位置，东盟地区的陆上风电开发潜力主要集中在低风速区域。随着国际上风电机组（WTGS）技术的不断进步，低风速地区的风资源利用效率得到了显著提升。与传统的风力机组不同，低风速风电机组可较好地利用平均风速范围为5~7米/秒的风能资源。本报告着重关注东盟国家的低风速风电（LWSP）开发潜力，结合风电发展技术的最新进展，探讨低风速风电技术在东盟的适用性。

本报告由能源基金会资助。报告内容不代表能源基金会观点。

缩写词

名词缩写

AC	交流电	ACE	东盟能源中心
AMS	东盟成员国	ADB	亚洲开发银行
AIIB	亚洲基础设施投资银行	APAEC	东盟能源合作行动计划
APG	东盟电网	ASEAN	东南亚国家联盟
BP	英国石油公司	BCPG	泰国可再生能源集团
BOI	投资委员会	BOP	电厂辅助设施
CfD	差价合约	COD	商业运营日期
CREEI	水电水利规划设计总院	DC	直流电
EGAT	泰国电力管理局	EPC	工程总承包
EVN	越南电力集团	F+ EPC	投资+工程总承包
FiT	上网电价	GDP	国内生产总值
GWEC	全球风能理事会	IEA	国际能源署
IEC	国际电工技术委员会	INDC	国家自主贡献
IRENA	国际可再生能源署	ITC	投资税收抵免
LCOE	平准化度电成本	LWSP	低风速风电
MODIS	中分辨率成像光谱仪	NCC	国家调度中心
NDC	国家自主贡献	NDRC	国家发展与改革委员会
NEA	国家能源局	NREL	美国国家可再生能源实验室
NREP	国家可再生能源计划	O&M	运行和维护
PPA	电力购买协议	PPP	公私合营
PTC	生产税收抵免	PV	光伏

RCC	地区调度中心	RCEP	区域全面经济伙伴关系
RE-SSN	可再生能源次级部门网络	REC	可再生能源证书
R&D	研究和开发	RMB	人民币
RPS	可再生能源配额制	RPM	转速
RUEN	国家能源总体规划	SDG	可持续发展目标
SEB	沙捞越能源公司	SESB	沙巴电力公司
SESCO	沙捞越电力公司	TFEC	终端能源消费
TNB	马来西亚国家电力公司	TPES	一次能源供给
TSI	机组采购及安装	UAD	全球通用声频接口
UAV	无人驾驶飞机	UHV	超高压
USD	美元	VAT	增值税
VRE	可变可再生能源	WTGS	风电机组

单位

GW	吉瓦	GWP	吉瓦 (峰值功率)
kV	千伏	kW	千瓦
kWh	千瓦时	m	米
m/s	米/秒	MW	兆瓦
TWh	太瓦时		

执行摘要

东盟国家拥有独特的气候条件和地理位置，太阳能、地热能、水能等可再生能源发展潜力较大，但风能资源优势一般。据估计，东盟只有 1.5% 的土地面积的平均风速超过 7 米/秒，这些区域开发风电项目能较好地满足经济性要求。这种观点导致东盟成员国 (AMS) 很少积极开发风电项目，特别是陆上风能技术，从而导致东盟区域缺乏风能支持政策、相关技术和商业模式。

我们的研究表明，东盟国家约有 13.5% 的土地面积处于低风速（5~7 米/秒）区域，若将风电发展的区域目标扩大到低风速区域，即大规模应用低风速风电（LWSP）技术，东盟的风电将会有很大的发展潜力。充分挖掘低风速风电的发展潜力，对东盟国家来说意义重大。

到目前为止，所有东盟国家都制定了可再生能源发展的中长期目标，但风电相关发展目标有待进一步明确。本研究对东盟国家的陆上风电资源进行了评估，提出了未来风电发展的重点布局和重点工作，重新定义东盟国家的风电发展目标，研究采用低风速风电技术来实现更大规模的风电开发的实现路径，对东盟实现可再生能源发展目标提供了指导性参考，主要研究成果总结如下：

（1）风能资源特性。

东盟十国风电技术可开发总量为 1,112.3GW，其中 5~6m/s 风速区间技术可开发量为 834.0GW，占技术可开发总量的 75%，主要分布在泰国、越南、缅甸、印尼等国家。风速在 7m/s 以上区域的技术可开发量仅有 77.6GW，主要分布在菲律宾和越南。

（2）项目开发成本。

东盟国家中，风电开发平准化度电成本（LCOE）最低的是越南（0.050 美元/kWh），区域平均 LCOE 为 0.056 美元/kWh。LCOE 较低的区域主要分布在中南

半岛中东部、菲律宾中部和北部。项目建设成本和融资成本对 LCOE 的变化起到重要的作用，同时具备一定下降空间，因而可以作为降低风电项目 LCOE 的主要努力方向。以越南为例，若建设成本和贷款利率同时下降 30%，则 LCOE 可下降 32%。

（3）政策市场环境。

东盟国家均制定了可再生能源相关发展目标和政策，但是不同国家间针对风电产业的支持力度差异较大。泰国、越南、菲律宾、印尼等国家对风电发展有较为明确的规划，也配套出台了上网电价、税收优惠等激励政策，风电产业已经起步。缅甸、老挝、柬埔寨等国家虽然具备一定的风电开发潜力，但缺乏有力的产业支持政策，风电产业亟待实现突破。文莱、新加坡、马来西亚受限于风能资源条件和国土面积，风电并非其发展的重点方向。

（4）风电开发建议。

东盟成员国应明确风电发展目标，并在电价、电力消纳、行政审批等方面推行相应的激励和便利政策。按因地制宜、统筹考虑、优化布局的原则，加快完善相关风电标准制定，有序推进风电项目开发。在风力发电机组的适应性方面，应根据东盟国家低风速风能资源的特点，制定低风速风电场的指导方针。考虑到升级东盟和国家层面的电网可以增加电力系统的灵活性支持，以缓解风电和太阳能光伏的波动性变化，因而东盟电网计划的持续实施也有利于风电的发展。同时要优化风电项目投资环境、创新商业合作模式、激发风电项目投资活力。充分利用已有多、双边机制，在技术、人才培养等方面加强国际合作，从而促进东盟国家风电发展。东盟未来可以将发展示范项目作为增加中国-东盟合作实践的重要途径，进一步加大低风速风电项目的开发力度。

目 录

前言.....	I
缩写词.....	II
执行摘要	IV
目录.....	1
I. 概述.....	1
1.1 研究背景	1
1.2 研究目标.....	2
1.3 研究思路和研究内容	3
II. 全球风电开发现状.....	4
2.1 全球风资源分布特点	4
2.2 全球风电发展概况	4
III. 低风速风电开发的现状和特点	7
3.1 低风速风电发展现状	7
3.2 低风速风电开发的技术特点.....	13
3.3 开发模式及解决方案	15
IV. 东盟国家低风速风电开发基础.....	20
4.1 自然地理.....	20
4.2 风能资源禀赋	21
4.3 风电开发潜力	25
4.4 风电开发成本与发展趋势	34
4.5 电力系统现状	40
V. 东盟国家低风速风电政策环境.....	45
5.1 市场环境与支持政策	45
5.2 机遇与挑战	50
5.3 电力系统灵活性保障措施研究	51
VI. 低风速开发典型案例	53
6.1 古田洋洋风电场	53
6.2 滑县金堤风电项目	54
6.3 河南兰考东坝头分散式风电场	55
6.4 越南宁顺正胜 50MW 项目	56
VII. 东盟国家低风速风电开发建议	57
参考文献	60

I. 概述

1.1 研究背景

(1) 风电将在应对气候变化和实现碳中和过程中发挥重要作用

在全球应对气候变化的大背景下，减少碳排放已成为各国共识，截止目前，全球已有超过 130 个国家提出了在本世纪中叶前后达成碳中和目标，其中有 6 个国家已完成了碳中和立法。老挝、缅甸、柬埔寨等东盟国家也正在积极研究 2050 年实现碳中和目标的可行性¹。作为碳排放主要来源之一，2019 年电力生产过程产生了全球 41% 的碳排放²，发展可再生能源、提高清洁电力供应比例，是实现碳中和的有效手段。风电作为可再生能源的重要利用形式，近年来全球范围内的装机容量稳步快速增长。据国际能源署（IEA）统计，全球风电装机占电力总装机比例已从 2010 年的 3.5% 增加到 2019 年的 8.3%，到 2040 年，预计这一比例将稳步增加至 14.3%。此外，随着风电技术的进步，风电成本还有一定的下降空间，风电效率还有一定的上升空间。

(2) 发展风电等可再生能源是未来东盟电力的主要调整方向

由于独特的地理位置和气候特征，东盟区域被认为是全球受气候变化影响危害最严重的区域³。目前化石能源仍然是东盟能源电力的主要来源，2019 年东盟可再生能源仅占一次能源供给的 13.9%，约占电力总装机的 27.7%，与《东盟 2016–2025 年合作行动计划第二阶段：2021–2025》中到 2025 年可再生能源在一次能源供给中占比达到 23%、在电力总装机中占比达到 35% 的目标还有一定差距⁴。根据 ACE 最新的统计，截至 2020 年年底，可再生能源在东盟电力装机的比例已达到 33.4%⁵。下一步需要加大力度保持部署包括风力发电在内的各种可再生能源的势头，以实现到 2025 年可再生能源在电力总装机中占比达到 35% 的目标。此外，第六版东盟能源展望（AEO6）⁶已经注意到东盟的太阳能和风能发电的巨大潜力。发展包括风电在内的各类丰富的可再生能源，将是东盟实现东盟能源合作行动计划可再生能源目标和减排目标的优先事项。

(3) 东盟国家低风速区域具有较大的开发潜力

¹资料来源：Energy&Climate Intelligence Unit, [<https://eciu.net/netzerotracker>]

²资料来源：IEA. 2020. World Energy Outlook 2020

³资料来源：The ASEAN Magazine. 2020. CLIMATE CHANGE The time to Act is Now, [<https://asean.org/storage/2020/10/The-ASEAN-Magazine-Issue-5-September-2020.pdf>]

⁴资料来源：ACE. 2020. ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016–2025 Phase II: 2021–2025

⁵资料来源：ACE. 2021. Draft ASEAN Power Report 2021

⁶资料来源：ACE. 2020. The 6th ASEAN Energy Outlook 2017–2040

相对于水能、太阳能等其他可再生能源，东盟风能资源条件一般，只有 1.5% 的陆地面积 100m 平均风速大于 7m/s。但是东盟国家有 13.5% 的陆地面积位于 5~7m/s 的低风速区域⁷，低风速风电开发具有较大潜力。由于目前东盟大部分国家对风电开发的政策概念还停留在需要 7m/s 以上的风资源区，因此，东盟国家在利用风能资源方面的做的努力还不够，导致东盟国家缺乏风电支持政策、技术手段、商业模式。截至 2019 年年底，东盟风电装机仅占总装机的 0.9%⁸，除泰国和越南等少数国家，大部分东盟国家的风电装机量不足。在未来电力需求增长与应对气候变化的双重压力下，充分挖掘低风速开发潜力具有重大意义。

（4）低风速风电的技术突破为东盟国家风电发展带来契机

随着风电技术的不断进步，风电设备对资源的利用率不断提高，风电设备及运维成本逐步下降，使得风电开发的可靠性和经济性不断提高，为风电开发进军低风速区域奠定了基础。另一方面，由于高风速风电开发区域日渐饱和，全球风电开发重心也呈现向低风速区域转移的新趋势。自 2015 年以来，全球新增风电装机中低风速风电装机占比稳步攀升，特别是在中国，2019 年低风速风电装机在新增风电装机中占比达到了 84%⁹。低风速风电开发相关技术的突破，特别是在与东盟自然地理条件相近的中国西南地区大规模低风速风电项目的成功实践，为东盟国家低风速区域风电的开发提供了经验和参考，东盟风电发展迎来新的发展契机。

1.2 研究目标

- 1) 明确风电发展的方向及重点区域，并结合世界风电发展的成功经验和案例，对东盟风电提出建议；
- 2) 梳理东盟风电资源分布情况，分析东盟风电资源特点，研判东盟未来能源电力发展形势，梳理东盟风电发展的条件，对东盟风电未来发展进行布局分析，促进东盟风电的良好发展。

⁷资料来源：Global Wind Atlas, [<https://globalwindatlas.info/>]

⁸资料来源：ACE. ASEAN Energy Database System (AEDS), [<https://aeds.aseanenergy.org/>]

⁹资料来源：Wood Mackenzie Power & Renewables Database, [<https://www.woodmac.com/>]

1.3 研究思路和研究内容

本报告的研究框架如下：

首先，对全球风电发展的现状及大环境进行分析，重点突出低风速风电的发展趋势和技术特点；其次对东盟风能资源禀赋进行评估和分析，梳理东盟各国风电开发的自然条件和成本特点，对东盟未来风电发展进行规划和展望；最后结合东盟自身特点和已有国际经验，对东盟低风速风电开发提出建议。

(1) 梳理低风速风电的开发特点

结合全球风能资源禀赋分布特点和风电发展现状，梳理低风速风电的发展历程，研判未来风电发展趋势，分析低风速风电的技术特点、开发模式、环境生态问题解决方案以及采用的新技术等。

(2) 分析东盟国家低风速风电开发条件

结合风速分布图、土地利用等数据，对东盟国家风电资源禀赋及技术可开发量进行评估；梳理东盟能源电力现况、可再生能源发展政策，分析东盟风力发电的机遇和挑战；基于对风电开发运行各成本因素分析，参考东盟已有项目，对东盟风电开发成本现状及趋势进行分析。

(3) 提出东盟低风速风电开发的建议

结合具体案例，总结已有低风速风电在市场消纳、商业模式、支持政策、降低成本上的成功经验，结合东盟国家资源分布特点、经济社会发展情况、电网及设备配套产业情况，提出东盟低风速风电开发的建议。

II. 全球风电开发现状

2.1 全球风资源分布特点

地球表面的不均匀加热和气压差导致的空气流动形成风。地球表面风资源除了受不同纬度间气压梯度和地转偏向力的影响之外，还受到海洋、地形的影响，世界风能资源多集中在沿海和开阔大陆的收缩地带。根据 Global Wind Atlas 全球风电资源图谱¹⁰（见图 2-1），可以看到全球陆地风资源较好的区域主要集中在欧洲、北美洲、非洲北部、南非、澳大利亚及新西兰岛屿等区域。亚洲除中亚和西亚及东亚海外，整体风资源水平较一般。中国风资源较好的区域集中在北部（东北、华北、西北）地区，华中、华南等地风速普遍低于 7m/s。而东盟国家大部区域平均风速低于 7m/s。

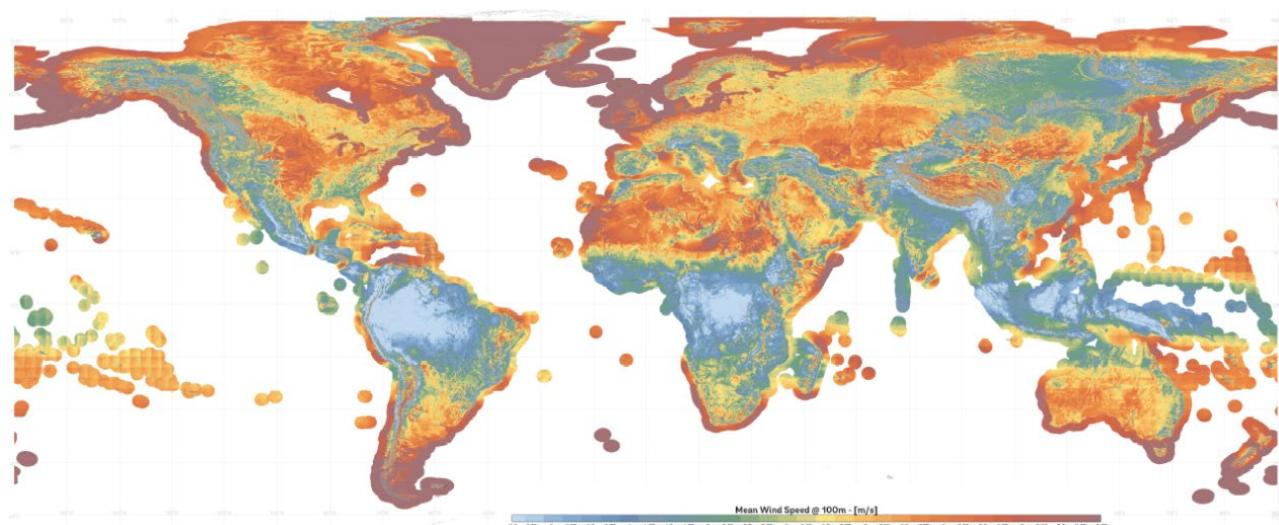


图 2-1 全球风图集（数据来源：Global Wind Atlas）

2.2 全球风电发展概况

虽然新冠疫情造成全球经济衰退、能源电力需求下降，但在碳中和背景下，风电仍然保持逆势增长趋势。根据全球风能理事会（GWEC）统计，2020 年全球新增风电装机容量超过 90GW，同比增长 52%，新增装机量创历年新高；截至 2020 年年底，全球风电累计装机容量达到 743GW¹¹，比 2019 年增长 14%（见图 2-2）；其中陆上风电装机 707GW，占风电总装机的 95%。2020 年全球风电新增装机的快速增长主要归功于中国和美国在政策改变之前的抢装以及欧洲市场的增长，另外非洲、南美、中东和东南亚表现也比较突出。

¹⁰资料来源：Global Wind Atlas, [<https://globalwindatlas.info/>]

¹¹资料来源：GWEC. 2021. Global Wind Report 2020

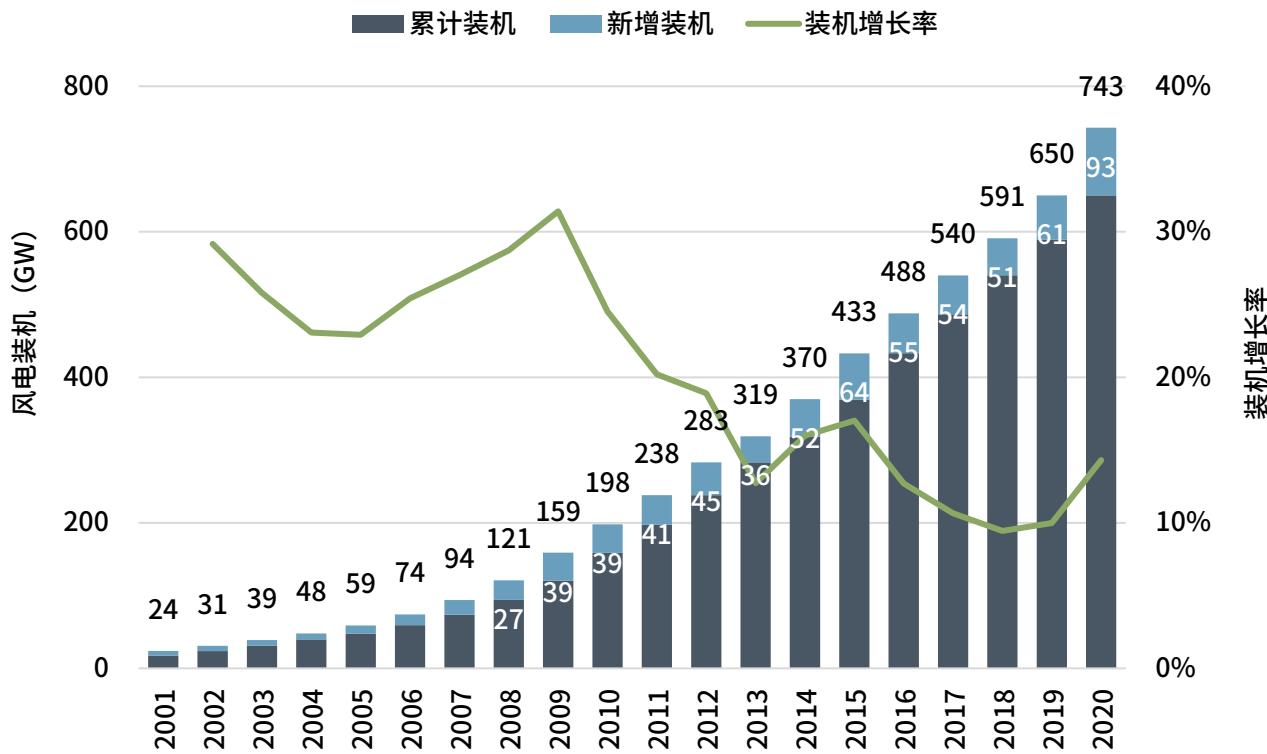


图 2-2 全球风电逐年新增装机量和累计装机量（数据来源：GWEC）

从区域分布上来看，2020 年全球风电新增装机主要分布在亚洲、北美洲、欧洲和南美洲，排在前五名的国家分别为中国 (52.0GW)、美国 (16.2GW)、巴西 (2.3GW)、德国 (1.7GW)、荷兰 (1.5GW)（见图 2-3），这 5 个国家风电新增装机合计占全球风电新增总装机的近 80%。

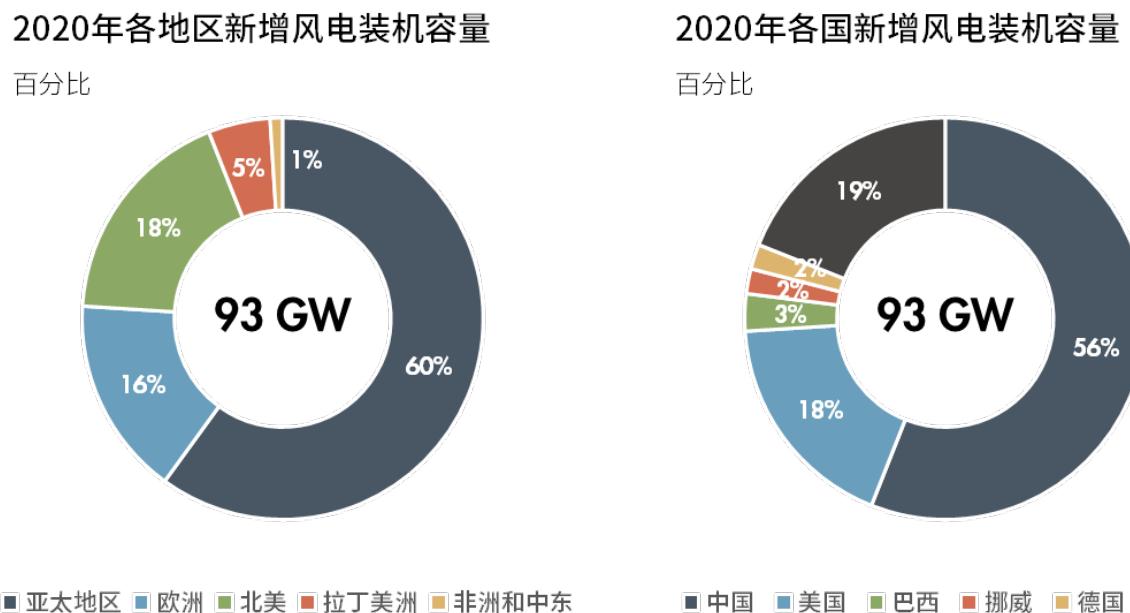


图 2-3 2020 年全球风电新增装机分布区域（数据来源：GWEC）

发电量方面，2018 年全球风电发电量达到 1262TWh，是 2010 年风电发电量（342TWh）的 3.68 倍，风电发电量占可再生能源发电量的比例从 2010 年的 8% 提高到 2018 年的 19%¹²。

基于英国石油公司（BP）、惠誉公司（Fitch Solutions）、国际能源署（IEA）、国际可再生能源署（IRENA）、东盟能源中心（ACE）等机构发布的研究成果，对 21 个典型国家的风电发电量占总发电量的比例（风电渗透率）进行统计，结果如图 2-4 所示。由图 2-4 可知，风电渗透率较高的国家主要集中在欧美发达国家，其中丹麦风电渗透率最高，达到 48%，爱尔兰、葡萄牙、德国、英国等国家渗透率在 20% 以上。摩洛哥、波兰、巴西等国家风电渗透率在 10% 左右，处于中等水平。美国风力发电穿透率为 6.9%，中国风力发电渗透率为 5.4%，而东盟国家风电渗透率普遍偏低，除菲律宾渗透率达到 1.2% 以外，泰国、老挝、越南等风电发展相对较好的东盟国家风电渗透率均在 1% 以下。

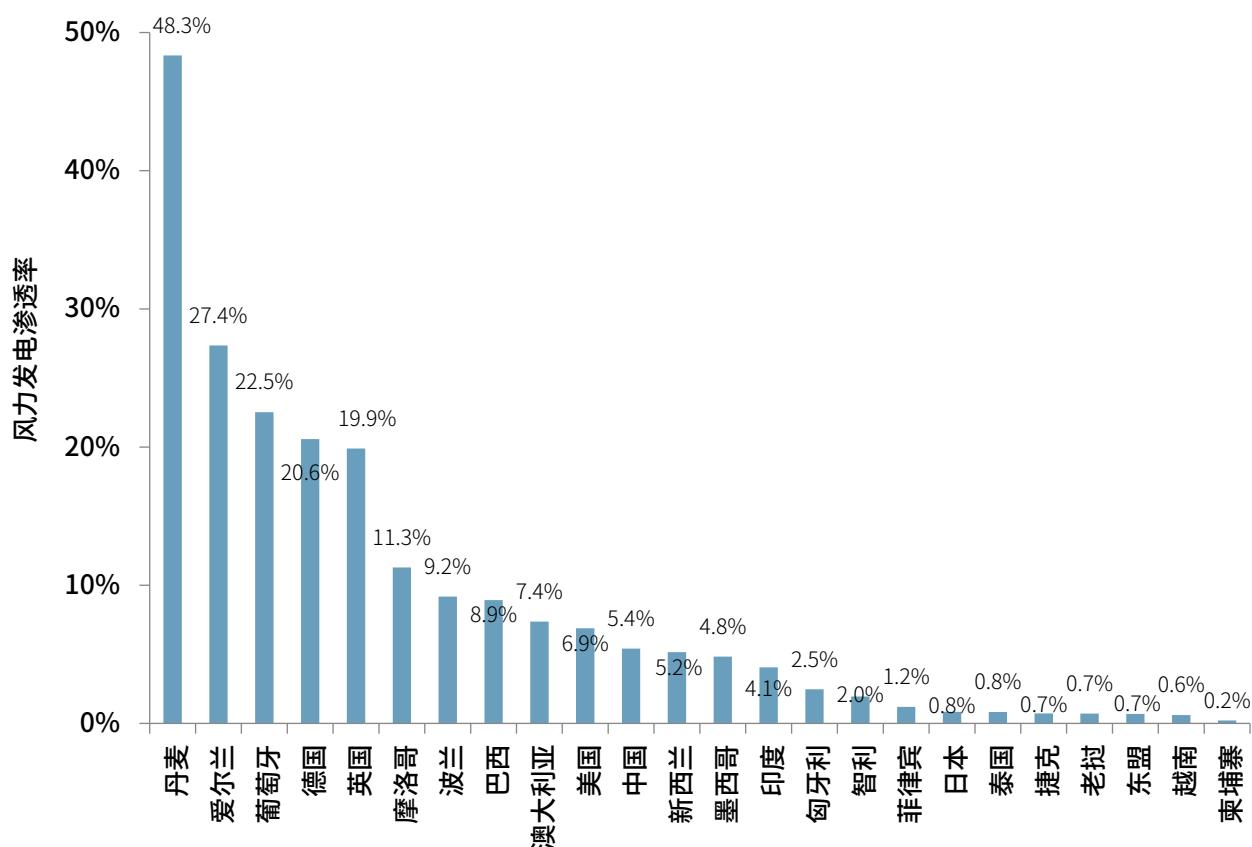


图 2-4 2019 年典型国家风电渗透率对比图

（数据来源：BP、Fitch Solutions、IEA、IRENA、ACE）

¹²资料来源：IRENA. 2020. Renewable Energy Statistics 2020

III. 低风速风电开发的现状和特点

3.1 低风速风电发展现状

3.1.1 低风速风电成为风电发展新动向

在过去 15 年中，随着风电装机的迅速增长，风电项目在全球范围内进行了全面深度的开发。影响风电项目开发的核心因素是风资源丰富程度，同时项目所在地的电价政策、电网消纳能力、产业链成熟度、物流运输等因素也与风电项目开发有着紧密的联系。风电发展初期，政府通常通过制定实施电价政策等激励措施保障项目的投资收益，鼓励风电产业发展。同时，考虑到资源因素，全球风电开发主要集中在风资源较好的区域，低风速风电的开发容量占比较少。2015 年以后，随着风电技术的不断进步，低风速区域风电开发的经济性不断提高，使得低风速区域风电开发成为可能。另外，电价政策的变化，以及高风速开发区域饱和等原因，不断引导风电开发的重心向中低风速区域转移，全球低风速风电的开发进入提速阶段。

由于高风速资源有限，东盟国家开始发展风力发电的时间相对较晚，但低风速风电的潜力很大。在全球风电开发逐步向更低的风速区域转移的大背景下，东盟风电市场将有望成为全球风电的新兴增长极。Chang 和 Phoumin¹³进行的一项研究侧重于东盟风能潜力的建模和政策影响，发现如果不利用风能，满足电力需求的成本将增加 0.7%。因此，应在东盟推广风能，降低成本，减少碳排放。

3.1.2 低风速风电开发现状

(1) 全球低风速风电发展概况

由于低风速区域风速较低，通常需要采用单位千瓦扫风面积¹⁴ 较大的风电机组 (WTGS) 来捕获更多的风能。结合伍德麦肯兹 (Wood Mackenzie Power & Renewables) 的数据按机组选型统计全球低风速风电开发情况，将所用的机组单位千瓦扫风面积达到 $5m^2/kW$ 及以上的机组称为低风速风电开发项目。在有风电机组信息的全球历年新增风电项目中，低风速风电（选型为低风速机组的项目）占比情况如图 3-1 所示，截至 2019 年年底的全球低风速风电装机区域结构如图 3-2 所示。

¹³资料来源：Chang, Y. and Phoumin, H. 2021. Harnessing Wind Energy Potential in ASEAN: Modelling and Policy Implications

¹⁴单位千瓦扫风面积是指风机叶轮扫风面与风机额定功率的比值 (m^2/kW)

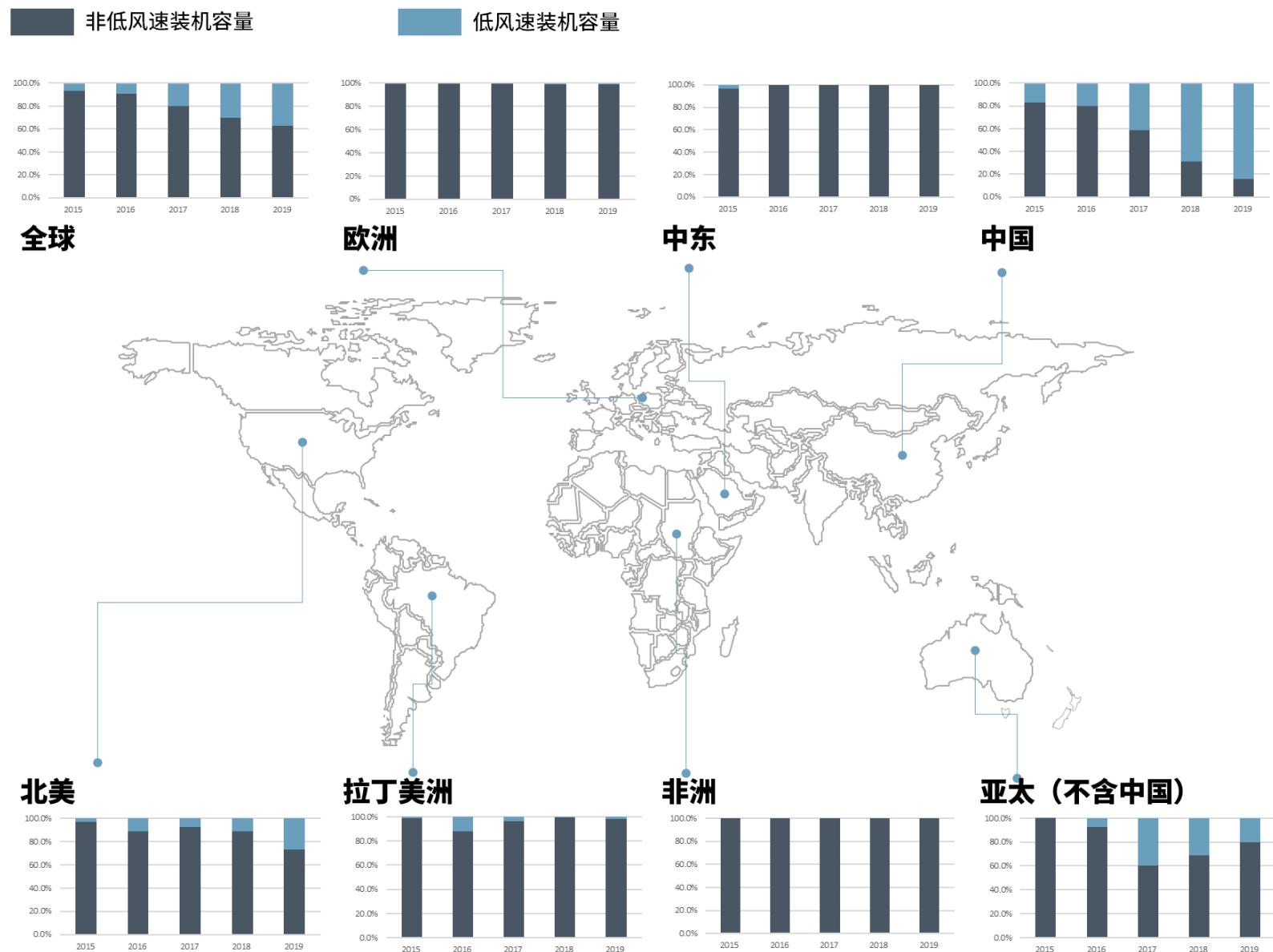


图 3-1 历年全球及不同区域新增风电装机中低风速风电装机占比统计¹⁵ (数据来源: Wood Mackenzie Power & Renewables)

¹⁵由于一些风电项目没有发电机组的信息，本研究不包括所有的风电项目，只包括2015-2019年的项目。

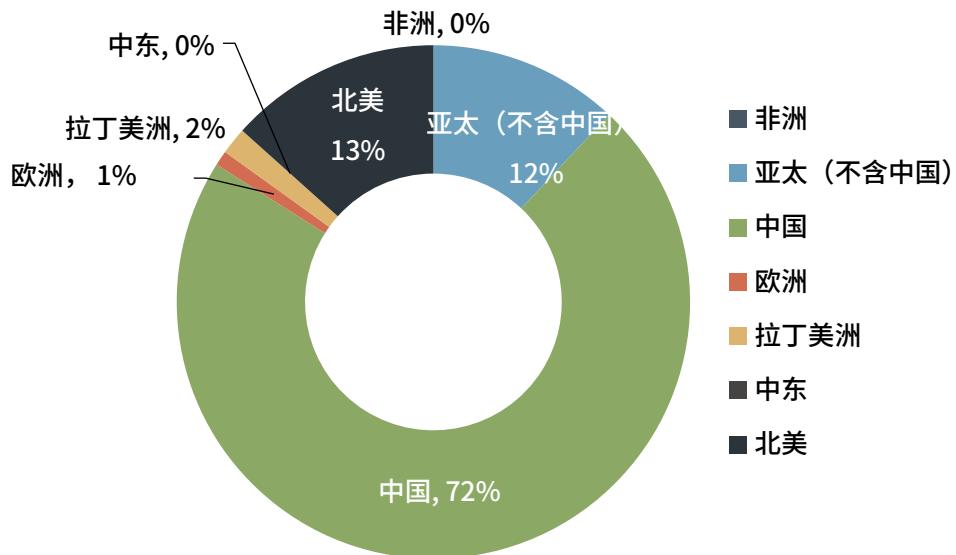


图 3-2 截至 2019 年年底的全球低风速风电装机区域统计

(数据来源：Wood Mackenzie Power & Renewables)

由图 3-2 可知，在纳入统计的全球历年新增风电装机中，低风速风电占比从 2015 年的 6.7% 增加到 2019 年的 37.3%。分区域来看，中国低风速风电发展速度领跑全球，低风速风电占新增风电装机比例由 2015 年的 16.7% 增加到 2019 年的 84.0%。截止 2019 年年底，中国低风速装机累计超过 40GW，占全球总数的 72%。美国和印度装机容量分别超过 6GW 和 5GW，其余区域的低风速风电的开发容量较小。

（2）中国低风速风电发展概况

由图 2-1 可知，中国的华中、华东和华南地区大多数处于低风速区域，可利用的低风速资源面积约占全国风能资源区的 68%，且接近电网负荷中心，主要集中在福建、广东、广西、安徽、湖南、湖北、江西、四川和云贵地区。特别是云南、贵州、四川等西南地区地处亚热带季风气候，地形复杂，人口密度相对较大，自然地理条件与东盟较为接近。

从中国的风电发展历程来看，“十二五”期间，中国风电建设主要集中在风速较高的“三北”（东北、华北、西北）¹⁶地区。经历高速增长后，这些地区由于远离负荷中心，缺乏足够的长距离输电通道及消纳保障机制，产生了严重的弃风限电问题，风电新增装机也受到较大影响，中国风电开发逐步从传统的“三北”高风速区域向内陆中东南部低风速区域转移。中国政府开始从政策层面出台分区域的上网电价等政策激励中东南部的风电投资。与此同时，大叶轮、高塔筒、智能控制技术等先进技术不断提高风

¹⁶ 华北区域包括北京、天津、河北、山西、内蒙古和山东，东北区域包括辽宁、吉林和黑龙江；西北区域包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆和西藏。

资源利用率，风电场前期测风选址到设计、建设、运维等全生命周期的精细化管理促进降本增效，进一步为低风速风电的发展奠定了基础。

在多重利好的刺激下，中国低风速发展势头良好。2020年，华中、华东和华南¹⁷等低风速资源分布区新增风电装机28.2GW，占全国新增装机的39.4%。截至2020年年底，华中、华东和华南的风电装机总量达到91.3GW，低风速区域风电装机占全国风电总装机比例从2010年的12.8%增加至2020年的32.4%（见图2-7）。2015~2019年有机组信息的新增风电项目中¹⁸，接近一半的风电项目采用的是低风速机组（单位千瓦扫风面积达到5m²/kW及以上），低风速项目装机量达到33.1GW，其中43%的低风速项目来自于华中、华东和华南地区。

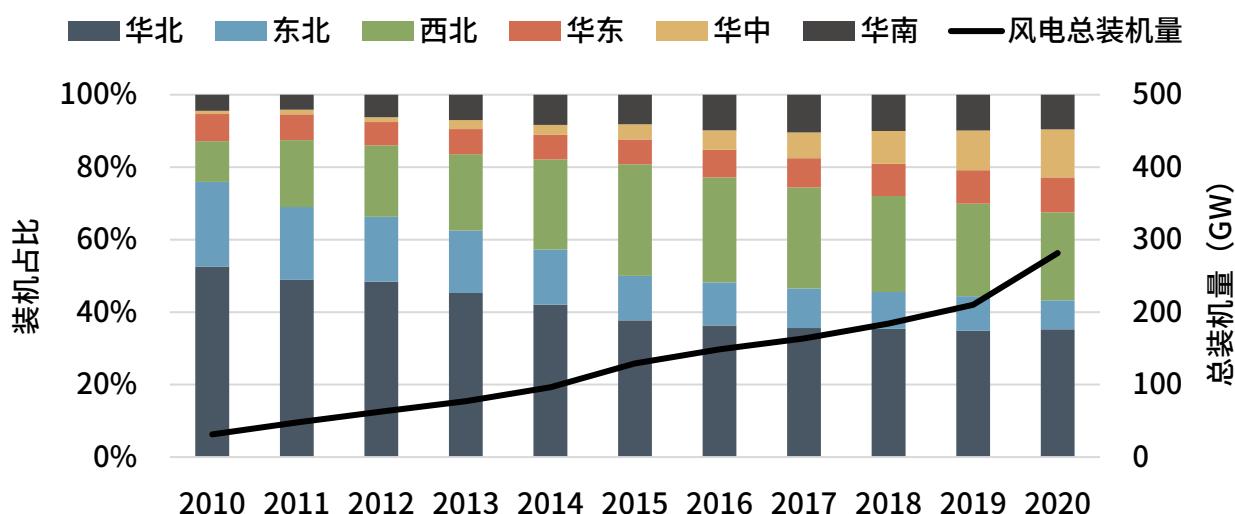


图 3-3 历年中国不同区域风电装机占比及风电总装机情况（数据来源：CREEI）

3.1.3 低风速风电趋势展望

随着全球能源转型进程的推进，特别是各国纷纷明确碳中和目标和路线图的背景下，开发低风速风电将是全球风电发展的重点方向之一，并成为低风速区域国家实现可再生能源发展目标的重要补充力量。根据Wood Mackenzie Power & Renewables¹⁹预测，在未来5年，全球低风速风区的开发的占比将继续保持稳中有升的发展趋势。到2026年，除中国以外的全球范围内低风速风电占新增风电装机比例将达到28%；而作为全球风电装机最大的国家，中国低风速风电占新增风电装机比例将达到95%（见图3-4和图3-5）。

¹⁷华中区域包括江西、河南、湖北、湖南、重庆和四川，华东区域包括上海、江苏、浙江安徽和福建，华南区域包括贵州、云南、广东、广西和海南。

¹⁸资料来源：Wood Mackenzie Power & Renewables.

¹⁹资料来源：Wood Mackenzie Power & Renewables

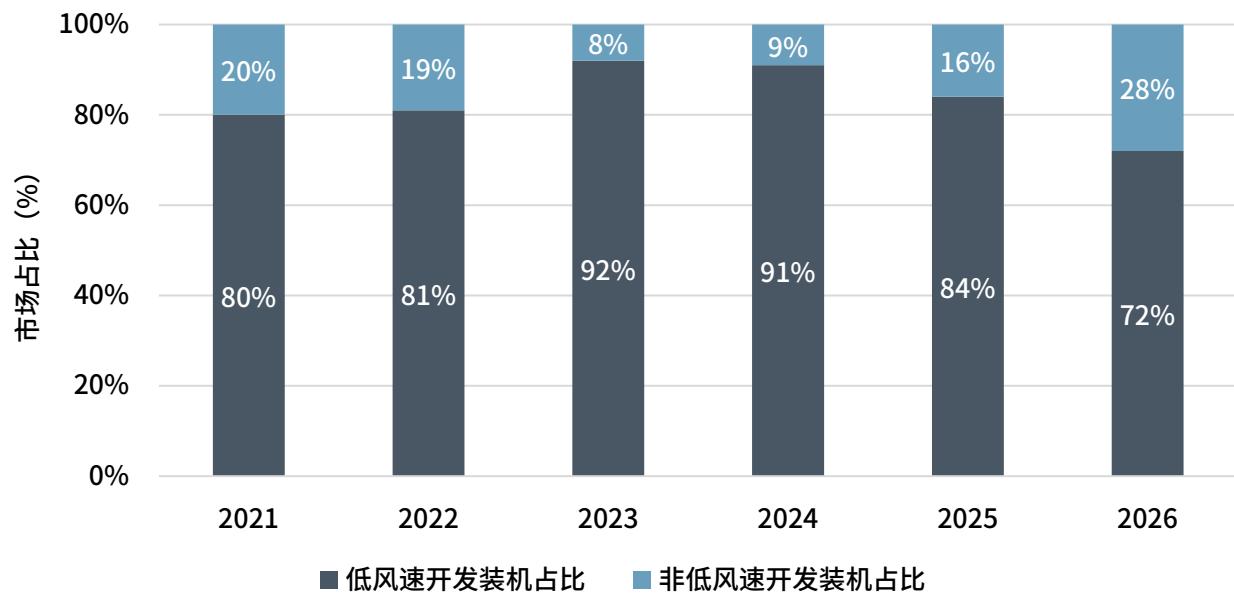


图 3-4 2021~2026 年全球（不含中国）低风速开发装机占比预测

(数据来源：Wood Mackenzie Power & Renewables)

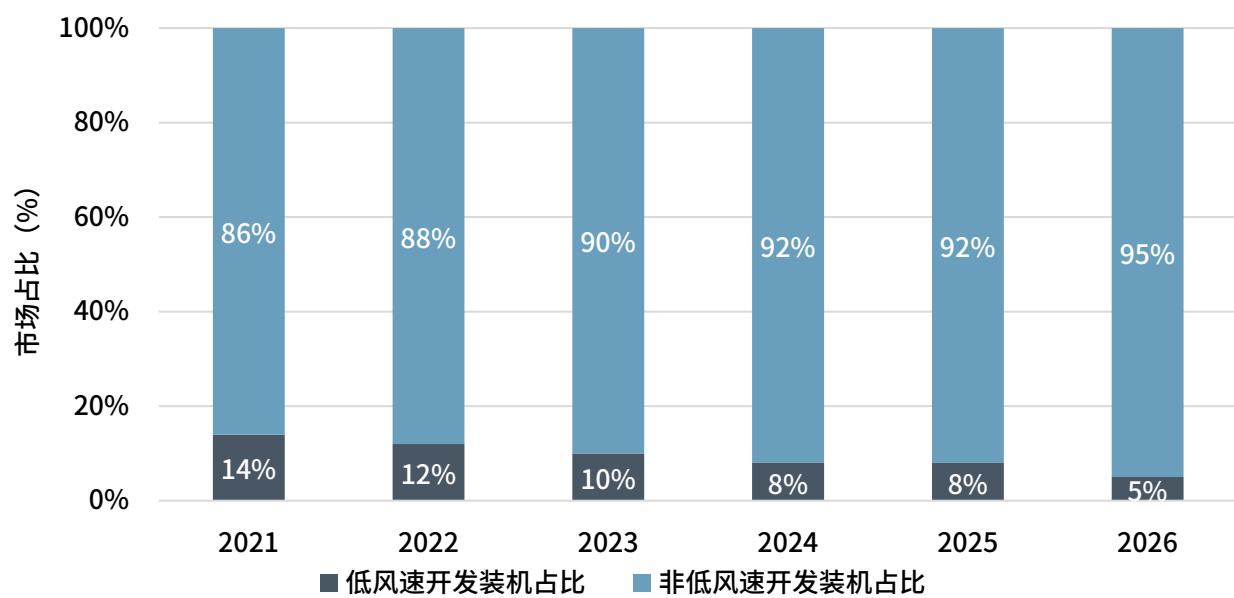


图 3-5 2021~2026 年中国低风速开发装机占比预测

(数据来源：Wood Mackenzie Power & Renewables)

为了适应未来低风速风电的开发，各个风电主机厂商的产品向着单机大容量方向发展，作为核心技术的叶片产业链也在配合单机大容量的发展趋势。根据 Wood Mackenzie Power & Renewables 预测，2021 至 2026 年，单机容量 4MW 及以上的风电机组机组将成为市场主力，同时机组叶片长度也将随之增加，70 米及以上的叶片将成为市场主流产品（见图 3-6 和图 3-7）。



图 3-6 2021–2026 年不同单机容量机组占比预测

(数据来源: Wood Mackenzie Power & Renewables)

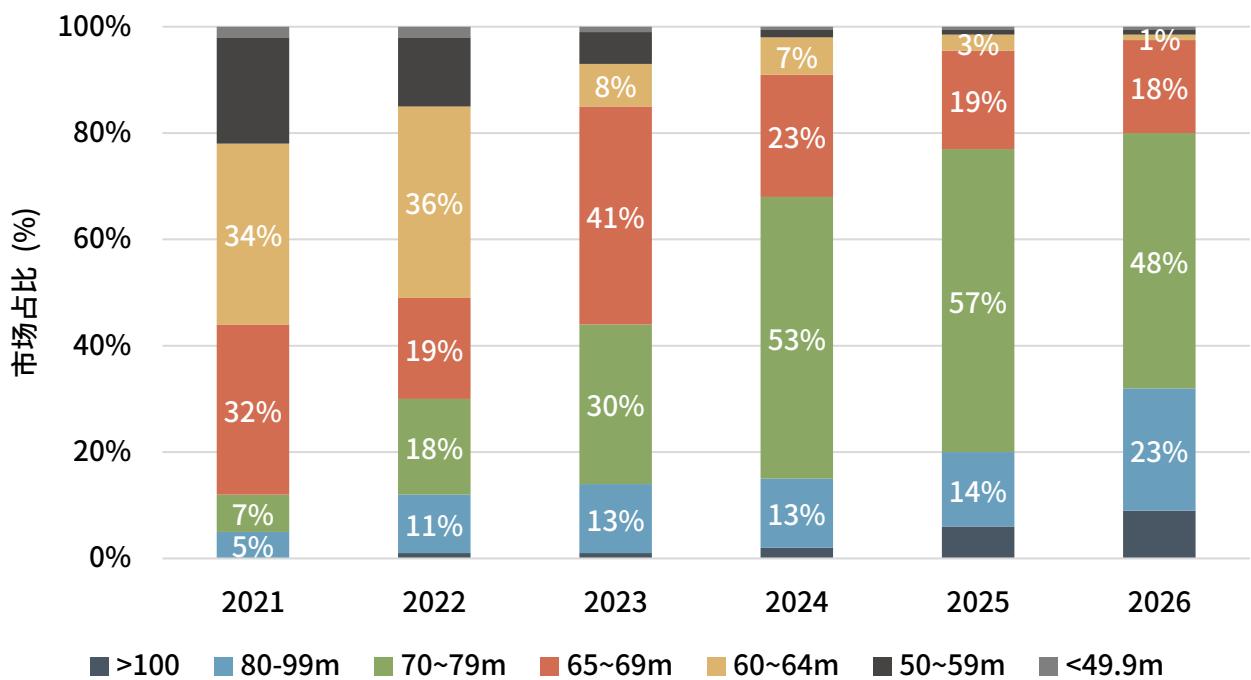


图 3-7 2021–2026 年不同叶片长度的风电机组占比预测

(数据来源: Wood Mackenzie Power & Renewables)

3.2 低风速风电开发的技术特点

受限于风资源条件，低风速区域往往年平均风速和极限风速低，风电机组载荷相对较小，已有针对常规风电场的标准、机组特性要求等并不能完全体现低风速项目及机型的特点。

3.2.1 低风速风电开发相关标准

目前风能系统设计要求主要参考的是国际电工委员会（IEC）标准 IEC61400-1²⁰。该标准在 2019 年发布了第四版，对风电机组的设计、特定场址分析（场址适应性）、安装、调试和运维等工作进行了规定。IEC61400-1 标准中对风电机组设计等级进行了划分，如表 3-1 所示。风电机组设计等级划分主要依据年平均风速、10 分钟平均参考风速（50 年一遇极限）和湍流强度等因素，根据这些基本参数和相关模型，风电机组厂家可以进行风电机组的载荷设计。

表 3-1 IEC61400-1 标准中风电机组设计等级划分

风电机组等级划分		I	II	III	S
V_{ave}	m/s	10	8.5	7.5	
	m/s	50	42.5	37.5	
	热带(m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	$k_{ref}(-)$		0.18		由设计者根据具体项目确定参数取值
A	$k_{ref}(-)$		0.16		
B	$k_{ref}(-)$		0.14		
C	$k_{ref}(-)$		0.12		

注：参数适用于风电机组轮毂高度。

V_{ave} 为年平均风速； V_{ref} 为10分钟平均参考风速； $V_{ref,T}$ 为应用于热带气旋区域的10分钟平均参考风速；A+为非常高的湍流等级；A为较高湍流等级；B为中度湍流等级；C为较低湍流等级； k_{ref} 为参考湍流值。

由表 3-1 可知，上述 IEC 标准中并没有专门针对低风速区域的参数规定，风速低于 7m/s 的区域所采用的低风速机组是低于表中规定的最低等级（III 类机组等级）的，这类设计统一归为表中 S 类的范畴。对于这类低风速机组，风电机组供应商可根据目标风区的风资源参数确定设计载荷，以提高机组的发电能力，使得机组在年均风速低于 7m/s 的情况下可以正常运行。由于低风速区域风电开发需要根据当地实际情况灵活考虑，这对风电机组供应商针对低风速区域的风电机组设计能力以及相关经验等方面都具有较高要求。

²⁰资料来源：《风力发电机组国际标准》IEC 61400-1。

3.2.2 低风速风电机组选型特点

风电机组叶片设计方面，低风速条件下需要更具体的机组叶片设计。使用标准的高风速机组叶片设计将导致结构效率降低。Barnes 等人²¹提出了一种改进的方法，专门设计低风速的机组叶片。修改后的低风速机组叶片设计应更多地采用刚度驱动，以便在运行中获得更高的效率。还需要开发长叶片的机组来捕获风能，通常单位千瓦扫风面积需要大于 $5\text{m}^2/\text{kW}$ 。基础设计方面，由于风速较小，载荷方面要求相对较低，可以考虑针对项目的定制化塔架和基础的设计，以便减重降低成本。在塔架设计方面，由于低风速区域风速较低，受地表粗糙度影响往往垂直方向风速切变较高风速区域大，对于高切变的项目可以通过选择高塔架来提高风能利用量，也可以针对项目做定制化减重设计。在风电机组控制策略方面，由于风速低的项目较风速高的项目更容易带来大的湍流，对于其中湍流较大的区域，可以考虑通过风向扇区管理的方式来规避湍流的不良影响。

除低风速区域对风电机组的一般要求以外，针对东盟国家的气候特点，风电机组的选型还需要在适当地气候、应对灾害天气方面有所考虑。东盟国家往往年均相对湿度较大，同时不乏沿海区域，因此，需要在环控配置方面采取措施，例如添加除湿机、提高机组防腐等级等。区域降雨较多，可能存在较为频繁的雷暴袭击，需要添加雷电监测设备。对于沿海有热带气旋影响的项目，需要根据 IEC61400-1 2019 标准附录中的规定进行相关极限风速的评估选择合适的机型，同时增加备用电源装置和台风预警机制。

截至 2020 年底，中国在华东、华中和华南等低风速分布区域的风电装机占总装机比例已经达到 32.4%，相应的在低风速风电机组开发和定制化方面也积累了的很多的经验，特别是云南、贵州、广西等与东盟自然条件相近的区域开发的低风速风电项目，可为东盟低风速项目开发提供参考经验。

3.3.3 风电场开发过程

风电场开发业务主要是通过对风资源技术的判断，筛选出具备风电场建设条件的区域，针对筛选的区域按照国家相关政策和程序办理合规性手续，以获得政府投资建设许可。一般风电场开发过程从技术层面会经历如下过程：项目选址及前期准备、项目合规性准备、购电协议（PPA）申请、项目核准及开工许可。其中项目选址及前期准备包括宏观选址、立塔测风、微观选址及投资经济评价、项目立项、项目公司注册等工作。项目合规性准备包括土地征用（含林地及采伐许可）、压矿、文物、军事区评估、环境评估等工作。PPA 协议是与购电方谈判后签署的购售电协议，通常含并网许可。项目核准及开工许可，是在合规性文件准备的基础上，政府相关部门给予目标项目的允许开发和允许开工的批复。

²¹资料来源：Barnes, R. H., Morozov, E. V., and Shankar, K. 2015. Improved methodology for design of low wind speed specific wind turbine blades

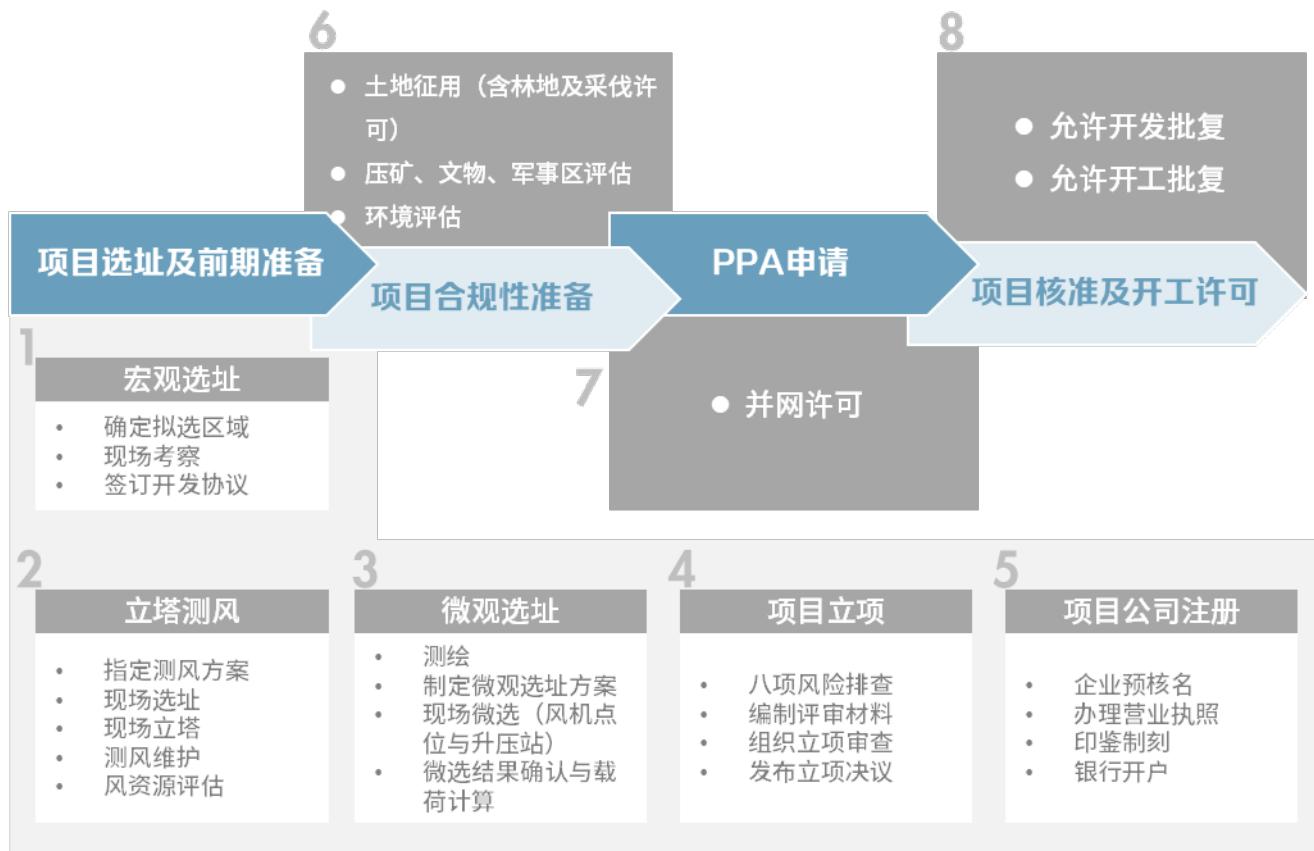


图 3-8 风电场开发流程示意图

低风速风电从开发流程上与常规风电场并无太大的区别，但一般低风速风电区域靠近负荷区，在宏观选址和微观选址的过程中应更加注重尽量减轻负面影响，避免对周边居民生活产生干扰。

3.3 开发模式及解决方案

低风速风电装置通常靠近负荷区，人口相对密集，地形多样、风况复杂，对开发技术要求更高，需要根据实际的自然条件选择多元化的开发模式，并根据项目实际遇到的问题研究特定场景下的风电开发技术解决方案。

3.3.1 开发模式

(1) 集中开发模式

集中式风电项目是指风电场的所有风电机组汇流到统一的变电站后，通过统一的变电站接入电网的开发模式。集中式风电的规模一般在 50,000kW 以上，通过规模化开发进一步降低投资成本，便于统一的电力大规模远距离输送和管理；一般需要新建升压站和送出线路，运维上设置集中管理中心。

这种模式主要适用于人口相对稀疏的区域，对工程技术体系的成熟性要求比较高，否则难以有效

降低开发成本。

集中式风电项目由于需要与接入输电网配套建设，一般由政府统一规划。企业取得风电项目的开发经营权主要通过两种方式，分别为特许权方式与核准方式，一般采用协议方式或竞争方式配置资源。

(2) 分散式开发模式

分散式接入风电项目是指位于用电负荷中心附近，不需要大规模远距离输送电力，所产生的电力就近接入电网，并在当地消纳的风电项目。若分散式风电项目就近接入配电网，并在配电系统内消纳、平衡调节，亦可以称为分布式风电。

对于人口相对密集的区域，连片集中开发模式难以适用，分散式风电具有风电机组零星分散布置、就近接入配电网、就近消纳、节约利用土地、对生态环境影响小的特点，是集中式风电开发很好的补充。在人口密集地区大规模开发分散式风电是世界各国通行的方式。以德国为例，其风电开发以小规模分散式风电为主，98%的风电场风电机组数量不超过5台。在这种模式下，德国风电装机仍然高达60GW，单位平方公里国土面积装机量达175kW。

结合城乡建设、生态旅游开发等不同多元化的需求，分散式风电开发还可以与电厂、工业园区、码头港口、美丽乡村、特色小镇等相结合，进行综合开发利用，满足用电需要的同时，实现节约集约用地，优化美化生态环境。

(3) 社区风电

社区风电是近分布式风电的一种应用形式，在丹麦、德国等国家，除了政策推动分布式风电发展外，风电与社区、居民形成了非常紧密的利益共同体关系。社区居民通过联合购买风场的股份，保证了社区可以受益于风力发电的投资，也显著提升了公众对于风电的接受度。丹麦是社区风电的先行者，丹麦80%的分布式风电场都具有社区风电性质。丹麦市政能源机构不但购买社区风电，而且参与投资，为社区风电在丹麦的普及发挥了非常重要的作用。在德国，75%以上的分布式风电都可以归为社区风电，社区风电的拥有者包括当地农场主、独立公司和合作社等，独立公司一般会购入社区风电公开发行的股权，能源公司的参股也越来越广泛。

(4) 智能微网

智能微电网是分散的小型发配用电独立系统，由分布式电源、用电负荷、配电设施、监控和保护装置等组成，能够基本实现内部电力电量平衡。微网的电能来源多样，由风能、太阳能、天然气、生物质能等两种或两种以上能源组合而成，并且一般配有储能。目前，智能微网已经成为美国、欧洲和日本的重要分布式电源的发展模式。

由于低风速资源分布较为广泛，风资源的开发利用对当地情况具有较强的适应性，能够产生良好的经济效益，低风速风电有望成为智能微网的重要组成部分之一。在一些智能微网的应用案例中，如

菲律宾 Dinagat 岛用于支持当地采矿业的独立供电系统、越南 Sta. Ana 项目的小型岛屿电力系统，风电均发挥了较为重要的作用。

3.3.2 不同开发环境的应用解决方案

(1) 台风环境的风电技术解决方案

东盟地区的热带气旋普遍较多，有些热带气旋达到台风水平。从风电开发来看，台风具有风况复杂、破坏力强的特点。台风期间，风向发生突变，湍流异常，极端风速超过机组设计指标，作用在机组上的载荷超出设计载荷数倍，进而导致机组破坏。为了避免复杂风况带来的风险，通常台风来临之前将机组停机。但台风对风电场有利的一面是，台风过境前后的风速也很大，因此，期间的发电量非常可观。在大部分沿海地区，只有当受到台风影响时，风电场才能满发。因此，在台风地区的风电机组解决方案中，要综合考虑机组经济性与可靠性的问题。

与东盟国家相似，中国东南沿海也经常遭受台风袭击。为了减少台风对风电场的破坏，中国出台了台风条件下风电机组设计和安装的规程规范，制定了台风环境下风电开发的解决方案。通过具体项目的探索与实践，中国在沿海风电的开发方面积累了丰富的应对经验，实现了台风环境下的大规模风电开发，多个风电场经历了强台风的考验而安然无恙。

(2) 山地风电场解决方案

越南中南部、菲律宾北部等部分风资源相对较好的地区海拔也较高，存在山地地形，风电项目建设条件较为困难。低风速山地风电场的主要建设难题之一是叶片的运输。如图 3-9 所示的叶片专用运输车辆，能够实现叶片举升、旋转运动，车板后轮液压转向配合下，还可以进行水平移动，具有转弯半径小、路面占用宽度少，倒车方便等优点，运输过程中可以最大限度地避让道路周边障碍物，减少道路建设和改造工程量，缩短工期，减少资金投入，同时也减少了对山体的破坏。



图 3-9 低风速山地风电场叶片专用运输车

(3) 生态环境问题解决方案

在风电场建设及运行过程中，可能会造成噪声、伤害飞行动物、视觉污染等生态环境问题，特别是更靠近负荷中心的低风速风电场，更加需要采取一定的技术手段减少这些生态环境问题的不良影响。

1) 噪声

噪声问题是低风速风电开发面临的普遍性问题，通常需要从以下方面进行解决：

a) 机位选址排布方面，通过提高建模的精确度并优化算法，计算得到正确的噪声影响范围；b) 根据结果合理选址，优化风电场中风电机组的数量和位置；c) 机组设计方面，通过在叶片上安装锯齿尾缘、采用低噪声翼型、对壳体内部进行阻尼处理等方式优化机组设计，从源头上减少噪音的产生；d) 在优化控制方面，通过合理优化控制参数、降低转速（RPM）、调整初始桨距角（Pitch）或者提前变桨等措施来降低噪声水平；e) 也可以针对某个时段进行单独的降噪控制。

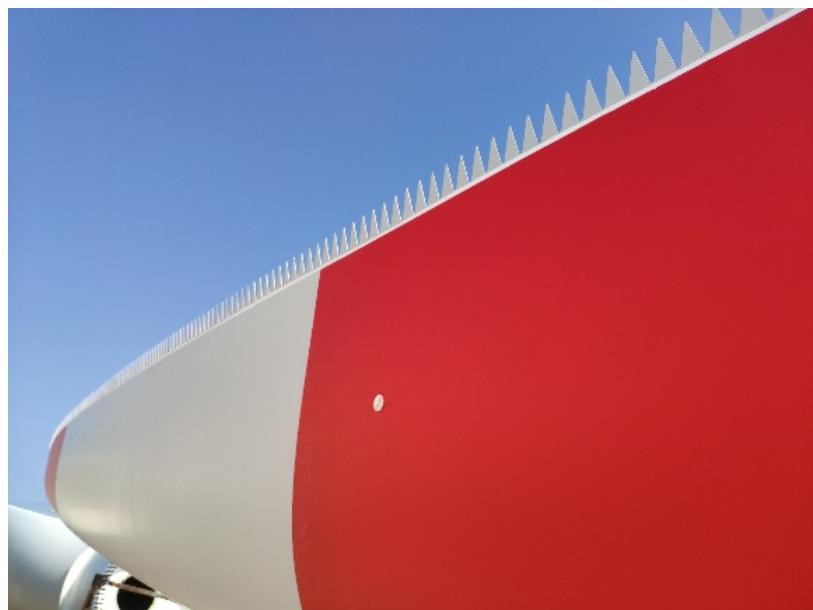


图 3-10 锯齿尾缘

2) 对鸟类及蝙蝠的影响

为了减少风电机组对鸟类、蝙蝠等飞行动物的影响，风电项目建设和运行需考虑以下因素：

a) 合理选址，避开鸟类栖息地及保护区，例如湿地和山脊边缘，以及濒临灭绝物种的迁徙瓶颈和飞行路线。研究表明，风电机组距鸟类栖息地 1600 米（约 1 英里）以上，就不会对鸟类的活动产生重大影响；b) 动态智能化控制。根据鸟类保护部门发布的鸟类地图和实时迁徙预报，在鸟类飞行的高峰时段，暂时停止或放慢风电机组的运行；c) 提高风电机组切入风速。鸟类倾向于避免在大风的夜晚飞行，提高切入风速可一定程度避免撞机风险；d) 利用声波驱逐蝙蝠。蝙蝠使用回声定位来进行导航，可在风电机组上安装超声波消声器或通用音频（UAD）设备，干扰附近蝙蝠的听觉系统，从而驱逐蝙

蝠，避免碰撞；e) 风电机组外观设计。用紫外线照射风电机组或将风电机组涂成紫色，减少对苍蝇、飞蛾等昆虫的吸引，避免间接引诱鸟类和蝙蝠。

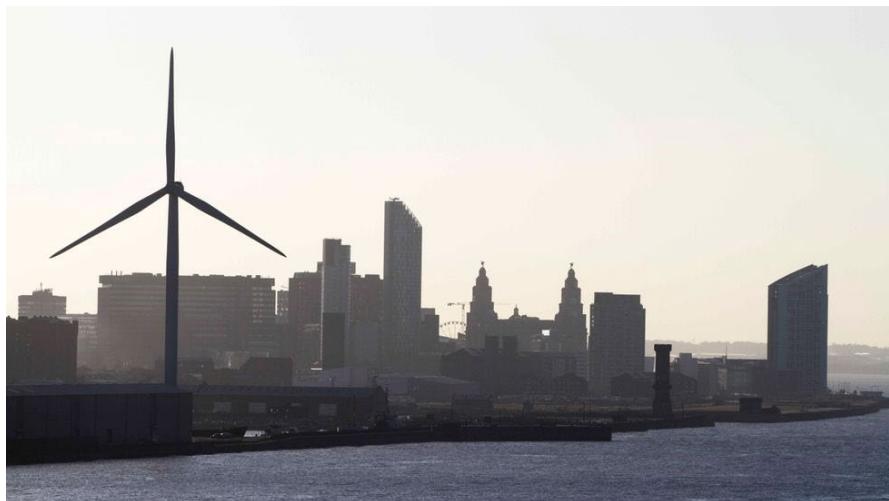


图 3-11 建在英国利物浦城市中心附近的一个码头上的风电机组涂色以减少对野生动植物的影响

3) 视觉解决方案

风电叶片旋转投射的阴影、造成的光反射等可能会使人产生眩晕、心烦意乱等症状，影响正常的工作和生活。解决方案有：a) 在风电机组选型时考虑调整风电机组的尺寸或位置，最大程度减少潜在影响；b) 在可能出现阴影闪烁效应的时间段内关闭有问题的风电机组；c) 涂色，通过采用不反光的涂装避免光影反射。



图 3-12 风电机组光影影响²²

²²资料来源：PAGERPOWER，[<https://www.pagerpower.com/news/shadow-flicker/>]

IV. 东盟国家低风速风电开发基础

4.1 自然地理

东盟位于亚洲东南部，成员国有文莱、柬埔寨、印尼、老挝、马来西亚、缅甸、菲律宾、新加坡、泰国和越南十国。东盟东濒太平洋，西临印度洋，处于亚洲与大洋洲、太平洋与印度洋的“十字路口”，战略地位十分重要。区域位于东经 $92^{\circ}10' \sim 141^{\circ}05'$ ，北纬 $28^{\circ}32' \sim$ 南纬 $11^{\circ}15'$ ，总面积约443.6万km²。东盟十国中，越南、老挝、柬埔寨、缅甸、泰国及马来西亚西部地处东南亚的中南半岛，其他国家地处马来群岛²³。



图 4-1 东盟十国地理位置示意图

²³资料来源：Ministry of Commerce. 2021. Country (Region) Guide for Foreign Investment Cooperation: ASEAN (2020 Edition)

中南半岛北部同中国相连，地势北高南低，高山大河自北向南延伸，形成山河相间、纵列分布的地表形态。中南半岛河流大多发源于中国西南地区，上游落差较大且水流湍急，老挝、缅甸、柬埔寨等中南半岛国家均拥有丰富的水电资源；下游河道变宽，水流变缓，泥沙沉积，泰国、越南等冲击平原和三角洲区域是东盟重要的农产地。马来群岛共有两万多个岛屿，地势崎岖，山岭众多，多火山、地震，平原狭小且多分布于沿海地区，分属印尼、马来西亚、文莱和菲律宾等国家。其中，印尼是东盟面积最大的国家，也是世界上最大的群岛国家，有 17508 个岛屿。

东盟靠近赤道，北纬 10 度至南纬 10 度为热带雨林气候，北纬 10 度至北纬 20 度以热带季风气候为主，中南半岛北部有小面积的高山高原气候²⁴。以热带季风气候为主的中南半岛，全年分为旱季和雨季，雨季降雨多湿度大，旱季高温日照充足。以热带雨林气候为主的马来群岛，终年高温多雨，分布着茂密的热带雨林。

受地理位置及气候因素影响，东盟区域太阳能资源非常丰富，大部分国家和地区太阳能年总辐射量大于 1750 kWh/m^2 ，光伏技术可开发量达到 9929 GW^{25} ，但 7 m/s 以上的风能资源相对较少。

4.2 风能资源禀赋

4.2.1 资源特性

东盟十国风能资源分布存在较大差异。根据 Global Wind Atlas²⁶提供的数据，东盟国家 100 m 多年平均风速和风功率密度分布如图 4-2 和图 4-3 所示。总体而言，东盟十国大部分区域风速在 7 m/s 以下，相对风资源条件较好的国家主要分布在中南半岛中、南部及部分马来群岛沿海地带，具备一定风电开发潜力的区域主要集中于老挝、泰国、越南、缅甸中南部、柬埔寨、菲律宾。

²⁴ 资料来源：Ministry of Commerce. 2021. Country (Region) Guide for Foreign Investment Cooperation: ASEAN (2020 Edition)

²⁵ 资料来源：ACE and CREEI. 2020. The Roadmap for Innovative Scale Development of Solar PV in AMS and the Suggested Applications

²⁶ 资料来源：Global Wind Atlas, [<https://globalwindatlas.info/>]

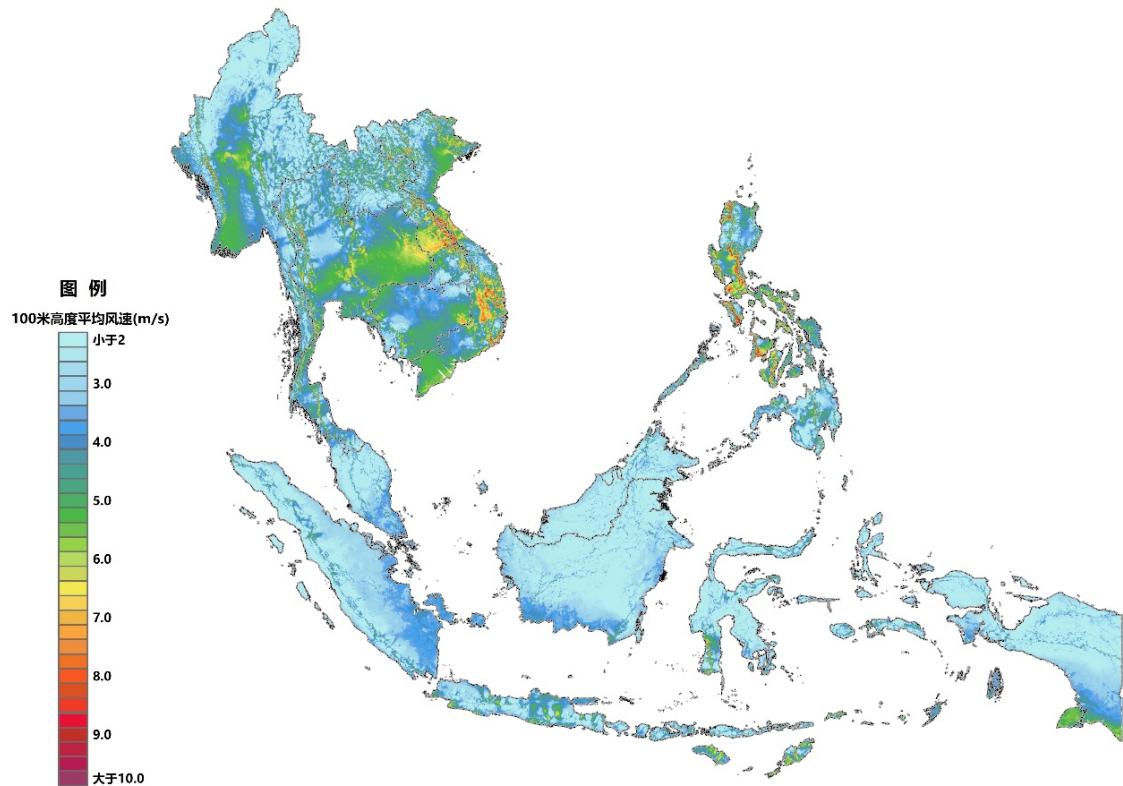


图 4-2 东盟 100 m 多年平均风速分布图（数据来源：Global Wind Atlas）

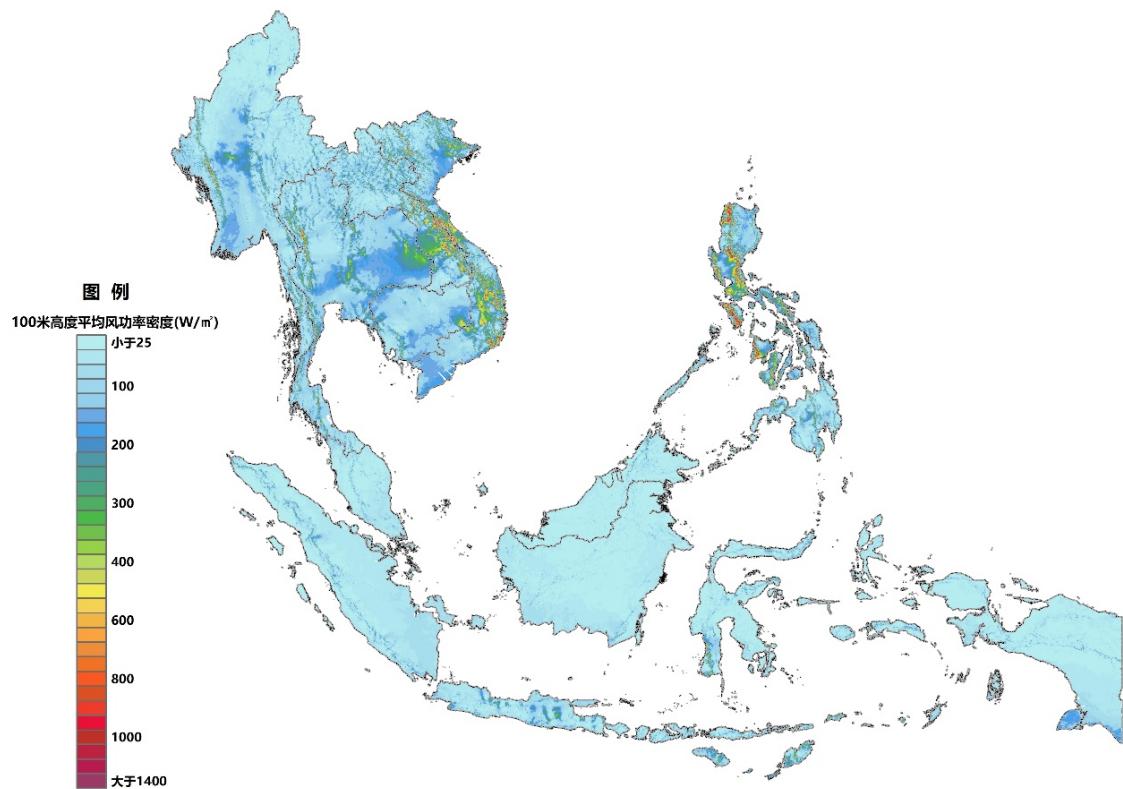


图 4-3 东盟 100 m 多年平均风功率密度分布图（数据来源：Global Wind Atlas）

为定量描述区域风能资源丰富程度，根据 NB/T 31147—2018《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》中的风能资源等级划分标准，得到东盟各国风能资源概况如表 4-1 所示。

表 4-1 东盟各国陆上风能资源概况

序号	国家	风能资源概况
1	文莱	多年平均风速范围为 1~3 m/s，平均风功率低于 $50 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源低于 D-1 级。
2	柬埔寨	风能资源分布较为集中，西南部、西北部地区风能资源优于中部、东北部地区。西南部、西北部地区多年平均风速范围达到 5 m/s~6.5 m/s。平均风功率范围为 $150 \text{ kW}/\text{m}^2$ ~ $300 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源属 2 级。
3	印尼	大部分地区多年平均风速范围为 1~3 m/s，小部分沿海地带多年平均风速范围为 3.5~5 m/s，平均风功率范围为 50 ~ $150 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源低于 D-1 级。
4	老挝	风能资源分布较为分散，北部、中部、南部部分地区风能资源较好，南部地区相对集中，多年平均风速范围达到 5~7 m/s。平均风功率范围为 150 ~ $400 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源属 2~3 级。
5	马来西亚	多年平均风速范围为 1~3 m/s，平均风功率低于 $50 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源低于 D-1 级。
6	缅甸	风能资源分布较为集中，南部、中部地区风能资源优于北部地区。中部、南部地区多年平均风速范围达到 5~7 m/s。平均风功率范围为 150 ~ $400 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源属 2 级。
7	菲律宾	风能资源主要集中分布于中部、南部、部分北部地区等，但最北端受台风影响严重。中部、南部地区多年平均风速范围达到 5~7 m/s，小部分北部地区多年平均风速范围达到 6~8 m/s。平均风功率范围为 150 ~ $500 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源属 2 级，少部分地区达到 3~4 级。
8	新加坡	大部分地区多年平均风速范围为 1~3 m/s，小部分沿海地带多年平均风速范围为 3.5~5 m/s，极小部分沿海地区多年平均风速范围 5.5~7 m/s。平均风功率范围为 50 ~ $150 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源低于 D-1 级。
9	泰国	风能资源分布较为集中，南部、中部地区风能资源优于北部地区。中部地区多年平均风速范围达到 5.5~8 m/s，小部分北部地区多年平均风速范围达到 6~8 m/s。平均风功率范围为 200 ~ $500 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源属 2 级。
10	越南	风能资源分布较为分散，越南各地均有优秀风资源，南部沿海地区资源相对集中，多年平均风速范围达到 5~8 m/s。平均风功率范围为 150 ~ $500 \text{ kW}/\text{m}^2$ ，大部分地区风能资源属 3 级。

专栏 4.1 NB/T 31147-2018《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》风资源等级划分标准

NB/T 31147-2018《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》是由中国国家能源局（NEA）批准的，由水电水利规划设计总院（CREEI）牵头编制的指导陆地风电场工程风能资源测量与评估的国家规范，包括基本规定、风能资源测量、风能资源评估等内容。规范根据区域的风资源特点，如100m高度风功率密度及风速等，对不同区域的风能资源划分等级，划分标准如表4-2所示。

表 4-2 100m 高度风功率密度等级划分标准

风能资源等级	风功率密度(w/m ²)	风速(m/s)
D-1	<150	5
D-2	150~190	5.4
D-3	190~230	5.8
1	230~280	6.2
2	280~410	7.1
3	410~540	7.7
4	540~670	8.3
5	670~800	8.8
6	800~1070	9.7
7	1070~2570	13

通过风资源等级的划分，有助于针对不同区域风资源等级的特点，制定相应的风电发展规划与开发政策，便于更加优化利用风资源。

4.2.2 开发条件

除风能资源特性外，风电项目的开发还与地形、地面覆盖物、交通运输、电网设施、破坏性风速等条件有关。

从地形条件来看，同等资源条件下，区域地形越平坦、分布越集中，越有利于降低风电项目的开发成本、获取更高的发电收益。柬埔寨中南部、老挝南部、泰国中部南部、越南南部、缅甸南部和菲律宾北部和中部，地形平坦，可进行平原风电开发；缅甸北部、柬埔寨北部、泰国北部、老挝北部风能资源分布集中在内陆高海拔山区，也具备风电开发的条件。

地表覆盖物方面，一般植被较为稀疏或低矮的裸地或草地地面粗糙度较小，适合风电项目开发；而地表覆盖物较为丰富的林地等，地面粗糙度高，对风电项目开发带来不便。但低风速风电开发向高轮毂大叶片的方向发展的技术路线，一定程度上减轻了因植被造成的地面粗糙度大的不利影响。

交通运输方面，交通设施发达程度越高、公路干网等分布越广泛，越有利于改善大型风电基地的开

发建设条件，有利于工程设备与材料的进场运输，降低基地开发成本。根据 Natural Earth 数据²⁷统计，东盟干线公路的总里程约 13.1 万千米，其中主干公路长度超过 6800 千米，一般公路（Road）长度约 2.4 万千米。风能资源丰富的泰国中南部、越南南部等区域，交通运输条件较为便利。

电网设施方面，电网基础设施条件越好，大型风电基地的并网成本越小，越有利于开展集中式风电开发。115kV 以上的线路分布密集的区域主要集中于泰国全境、老挝中部、越南沿海等风能资源丰富的区域。大部分风能资源比较丰富的地区电网条件也相对较好，有利于风电项目的开发。

破坏性风速方面，东盟沿海一带受台风侵扰，对风力发电机组存在破坏性，尤其东部的菲律宾受台风侵扰频繁；东盟南部的印尼、马来西亚、文莱等国地处赤道两侧，受赤道无风带影响，全年整体风力较小，不受台风袭扰；除菲律宾外，其他区域台风登陆后会快速衰减，对内陆的风电场影响较小。

4.3 风电开发潜力

4.3.1 技术可开发量

（1）研究方法

风电可开发量的评估层次可包括理论可开发量、技术可开发量、经济可开发量三个层面，如图 4-4 所示。

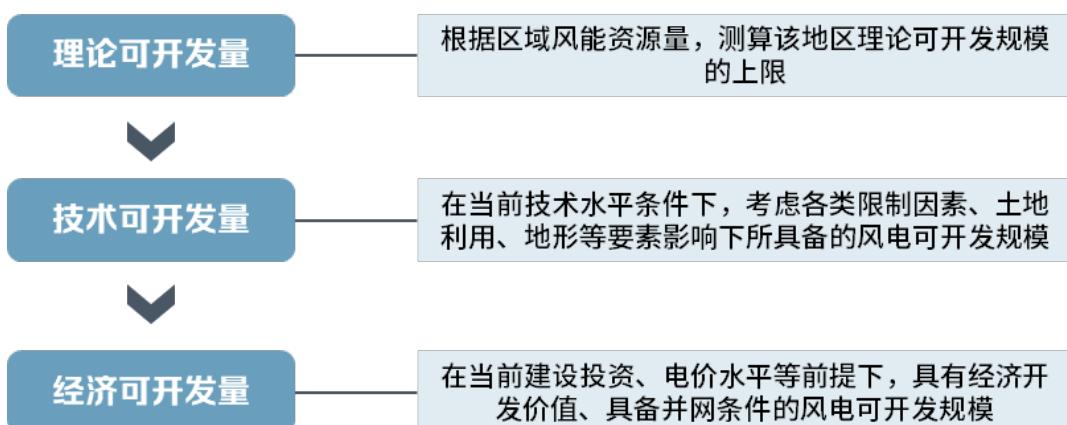


图 4-4 风电可开发量的评估层次

本研究主要涉及风电技术可开发量的评估。技术可开发量评估的常用方法^{28,29}是基于研究区域的风

²⁷资料来源：Natural Earth, [<https://www.naturalearthdata.com/downloads/10m-cultural-vectors/>]

²⁸资料来源：IRENA. 2014. Estimating the Renewable Energy Potential in Africa: A GIS-based approach

²⁹资料来源：NREL. 2019. Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries

能资源图谱和土地利用情况，剔除因地形、海拔、土地利用及风速资源等限制而产生的不可利用面积，得到适合开发风电的区域（即风电技术可开发区域）。基于技术可开发区域的风能资源条件，确定区域的单位面积装机容量，最终得到技术可开发区域的风电装机潜力。东盟区域仅缅甸北部、印尼东部少部分区域海拔较高，同时鉴于山地风电技术已经发展较为成熟，因而本研究没有将山地地形作为风能资源技术可开发的剔除因素。

评估总体思路如图 4-5 所示。



图 4-5 风电技术可开发量计算流程图

(2) 数据来源

研究所需数据包括风能资源图谱数据、土地利用数据和保护区数据。风能资源图谱数据来源于 Global Wind Atlas³⁰ (如图 4-2 和图 4-3 所示)，土地利用数据来源于中分辨率成像光谱仪 (MODIS)³¹ (如图 4-6 所示)。得益于独特的气候条件，东盟国家植被覆盖较高，土地利用类型以林地、草地、灌木林为主，灌溉农田主要分布在越南南部、缅甸南部、泰国中部和南部的河口三角洲及平原地带。

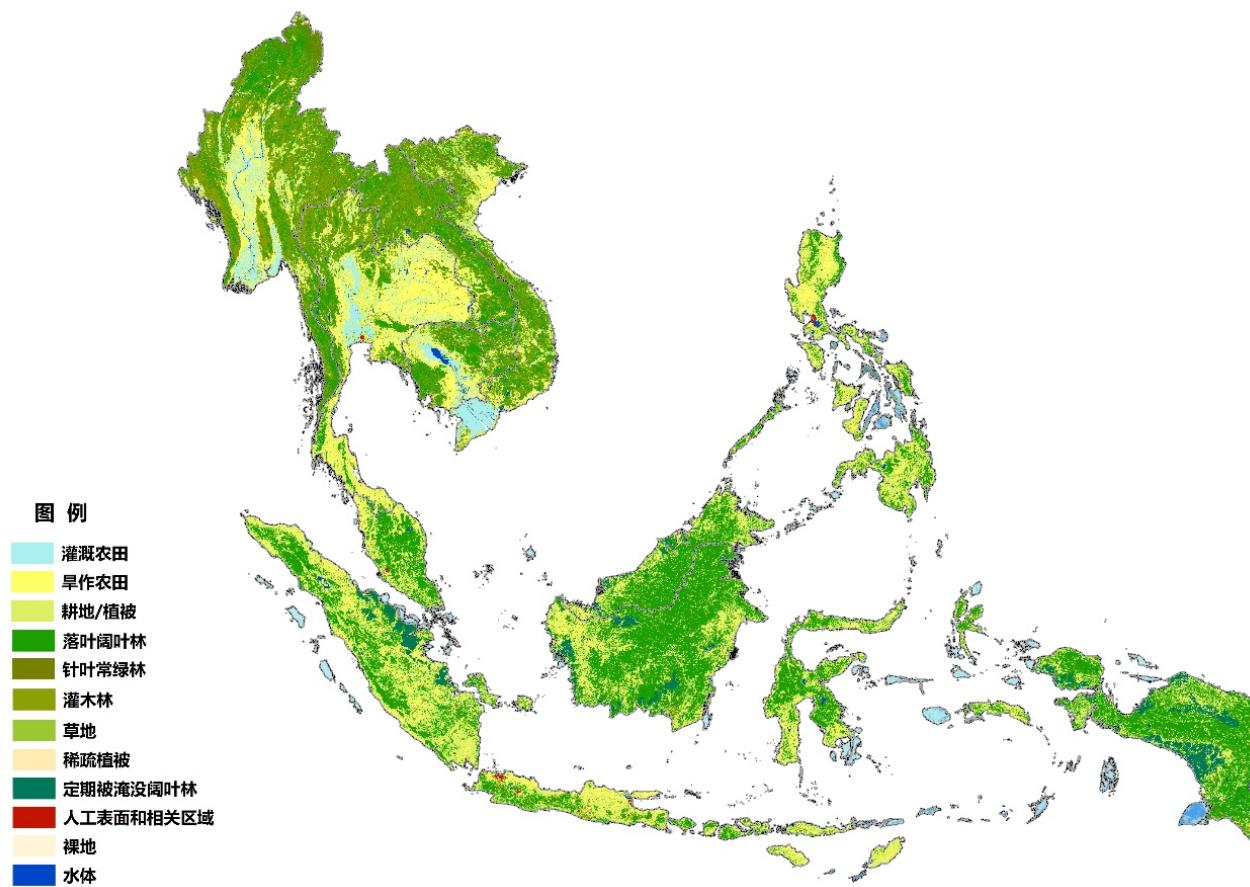


图 4-6 东盟国家土地利用示意图（数据来源：MODIS）

³⁰资料来源：Global Wind Atlas，[<https://globalwindatlas.info>]

³¹资料来源：NASA，[<https://ladsweb.modaps.eosdis.nasa.gov/search/>]

保护区数据来自于 Protected planet³² (如图 4-7 所示)。得益于优异的自然条件，几乎所有东盟国家均有较多的自然保护区分布，包括风能资源相对较好的中南半岛中部和南部、菲律宾中部和北部区域等。

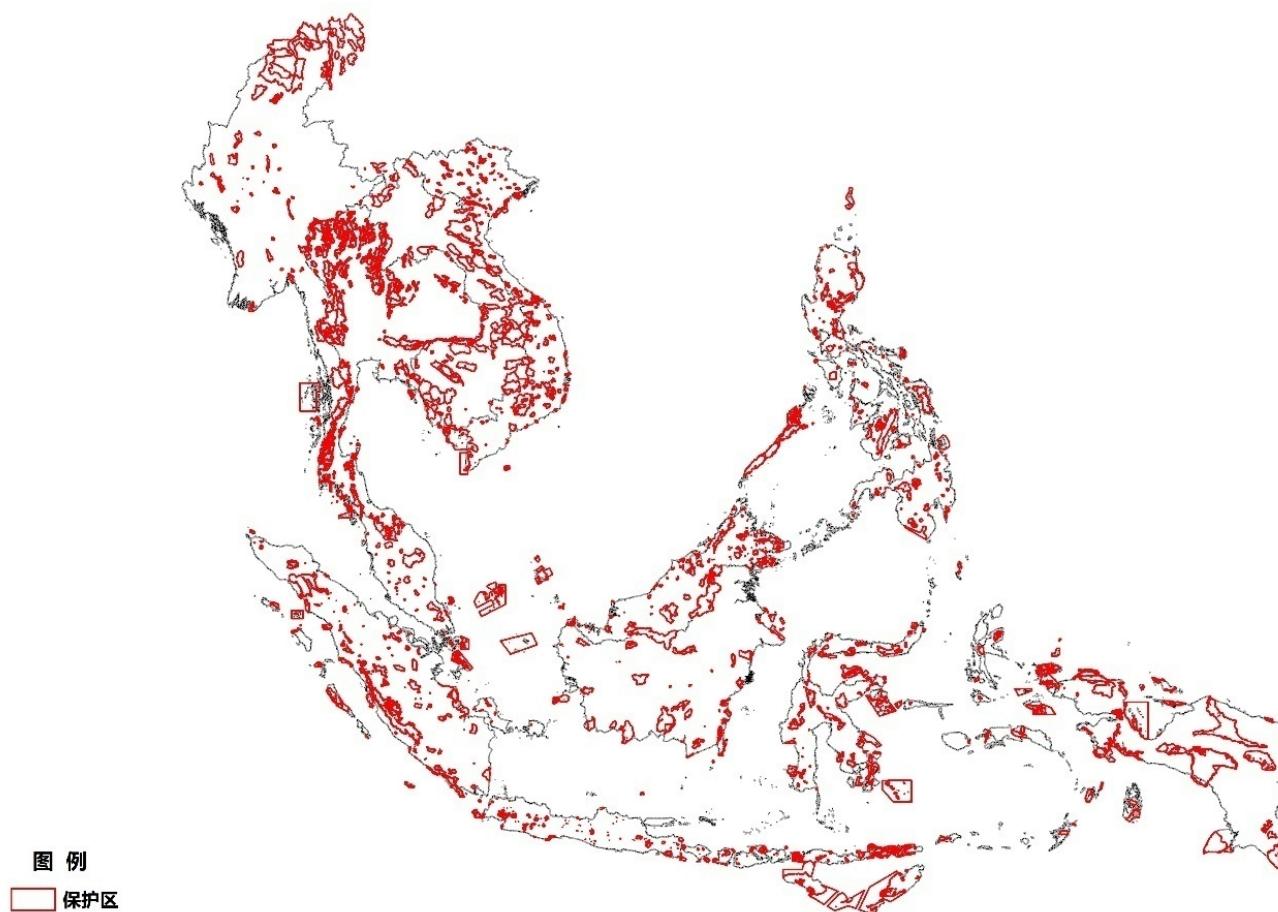


图 4-7 东盟国家保护区示意图

³²资料来源：Protected Planet, [<https://www.protectedplanet.net/en>]

(3) 技术可开发量结果分析

根据图 4-5 中的筛选条件及流程得到东盟国家技术可开发区域及风资源情况如图 4-8 所示。技术可开发区域主要集中分布在中南半岛中部和南部、菲律宾中部和北部、印尼部分岛屿沿海区域。其中，越南、泰国、菲律宾、老挝、缅甸等国家风电技术可开发区域面积相对较大。

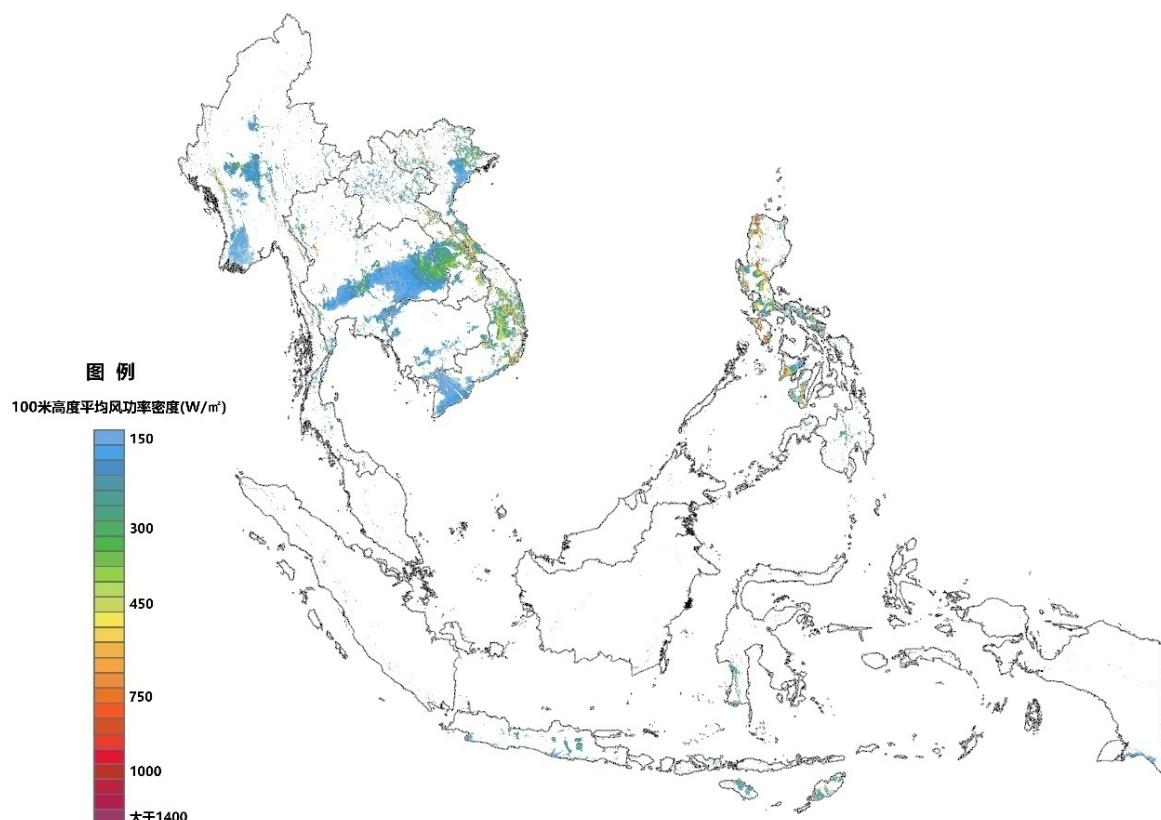


图 4-8 东盟陆上风电技术可开发区域风能资源情况示意图

东盟风电技术可开发量按区域统计如表 4-3、图 4-9 所示，空间分布如图 4-10 所示。东盟十国风电技术可开发总量为 1112GW，其中泰国、越南、菲律宾、缅甸、印尼技术可开发量位列东盟技术可开发总量的前五位。

表 4-3 不同风速段风电技术可开发量及平均年利用小时数统计表³³

国家	技术可开发量 (GW)			
	7m/s 以上	6-7m/s	5-6m/s	合计
文莱	0.00	0.00	0.02	0.02
柬埔寨	0.44	1.82	47.51	49.76

³³ 资料来源：作者根据第 3.3.1 节中提到的方法计算得出

	技术可开发量(GW)	平均利用小时数(h)	年利用小时数(GWh)	装机容量(GW)
印尼	4.75	20.42	80.36	105.53
老挝	6.07	32.17	33.23	71.47
马来西亚	0.02	0.14	1.28	1.44
缅甸	2.64	11.58	141.08	155.30
菲律宾	36.56	51.62	98.01	186.19
新加坡	0.00	0.00	0.01	0.01
泰国	3.13	43.84	294.43	341.40
越南	24.03	39.01	138.13	201.17
合计	77.63	200.60	834.07	1112.30

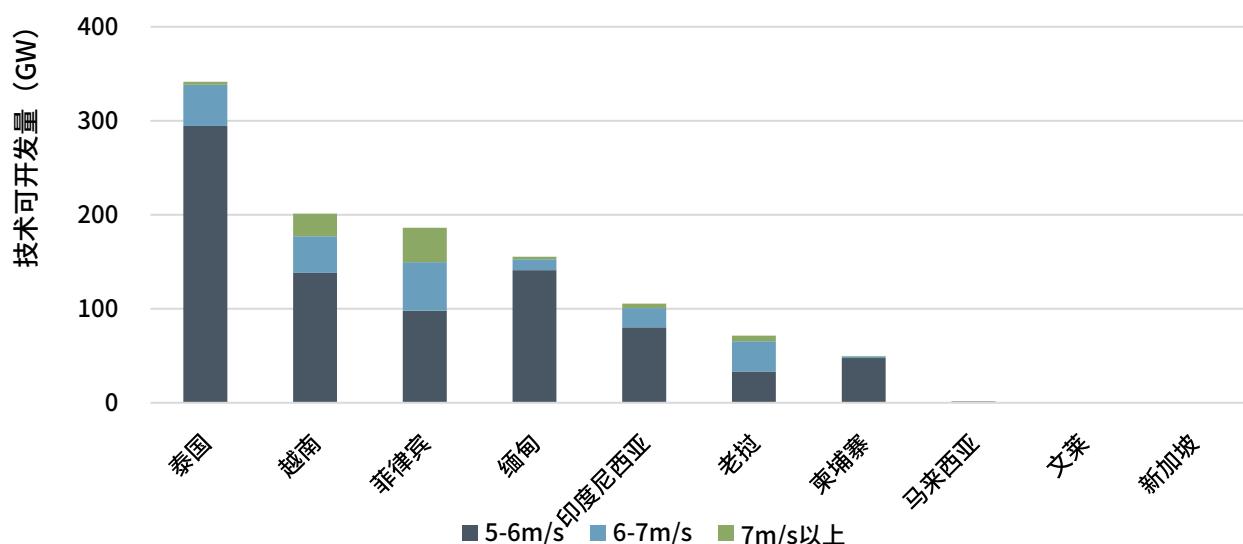


图 4-9 东盟风电技术可开发量 (按国家统计)

东盟十国技术可开发区域内，大部分区域处于 5~6m/s 的较低风速区间，低风速风电开发潜力巨大。5~6m/s 风速区间技术可开发量为 834.0GW，占技术可开发总量的 75%；6~7m/s 技术可开发量为 200.6GW，占比约为 18%；而风速在 7m/s 以上区域的技术可开发量仅有 77.6GW，主要分布在菲律宾和越南。从 5~6m/s 风速区间的技术可开发量各国分布情况来看，泰国在这一区间的技术可开发量最大，为 294.4GW，其次是缅甸 141.1GW，越南 (138.1GW) 位居第三。利用小时数方面，东盟十国技术可开发区域内，风电平均利用小时数为 2313h，其中菲律宾、越南、老挝等国家的平均年利用小时数超过 2300h，超过东盟国家平均水平。新加坡、文莱和马来西亚的的风能潜力较小，风力发电项目开发的商业化潜力有限。

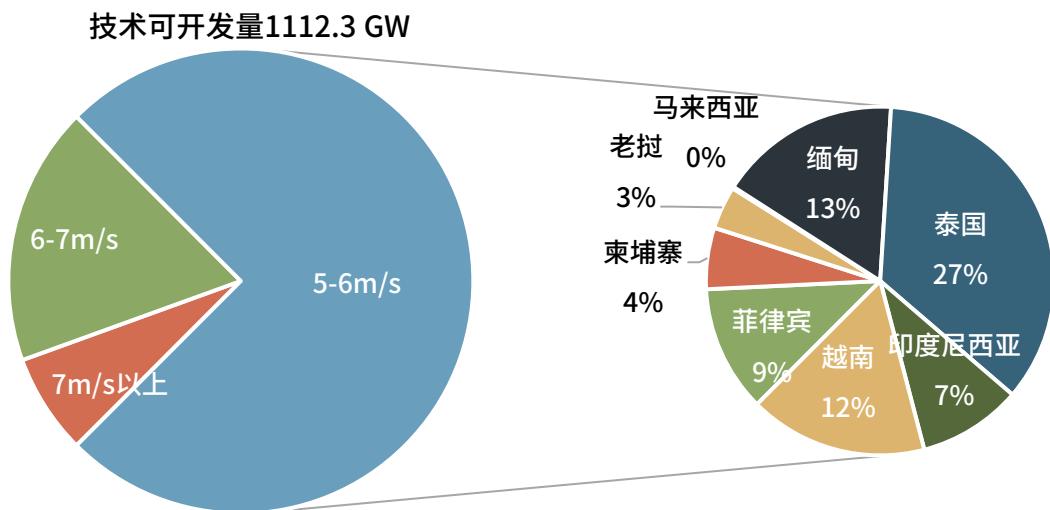


图 4-10 东盟不同风速段技术可开发量占比及 5-6m/s 风速段各国占比

4.3.2 开发现状

近年来，东盟国家风电稳步增长，增长源主要来自于泰国、菲律宾、越南和印尼风电装机的增长，但总体而言东盟国家风电开发规模仍较低。截至 2019 年年底，东盟各国风电总开发容量为 2344MW，仅占全球风电总装机的 0.3%。老挝、缅甸、柬埔寨等低风速风电具有一定发展潜力的国家尚未开始风电的开发。

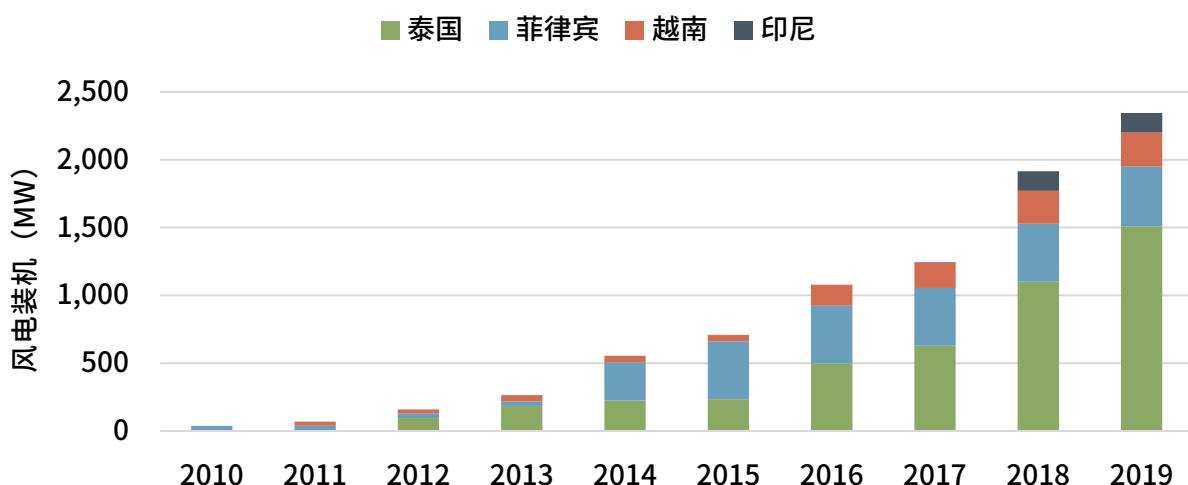


图 4-11 2010~2019 年东盟国家风电装机情况（数据来源：ACE）

文莱

文莱风电技术可开发量为 0.02GW。文莱风电开发潜力低，截止 2020 年底，装机容量为 0。



柬埔寨

柬埔寨风电技术可开发量为 49.8GW。过去 10 年间，柬埔寨的用电量急剧增长，2010 年起电力需求年均增速达到 20%，电力供应只能勉强满足需求。截至 2019 年年底，柬埔寨尚未开始风电项目开发，但未来开发潜力较大。



印尼

印尼风电技术可开发量为 105.5GW。2018 年前，印尼风电装机仅 2MW，2018 年新增风电装机 142MW，但 2018 年以后没有新投产的风电项目。在能源转型压力下，印尼风电的开发将迎来新的机遇。



老挝

老挝风电技术可开发量为 71.5GW。截至 2019 年年底，老挝尚无风电项目开发。目前老挝电力结构以水电为主，旱季缺电严重，风光水互补系统的开发将有效提高电力出力的季节性不平衡，也为风电发展带来新的机遇。



马来西亚

受限于风资源条件，马来西亚风电技术可开发量仅为 1.4GW，截至 2019 年年底，风电装机容量为 0。



缅甸

缅甸风电技术可开发量为 155.3GW，位列东盟十国第四，具有较大的风电开发潜力。截至 2019 年年底，缅甸风电装机为 0。缅甸电力系统存在供电滞后和电力成本高等问题，电力需求不断增长，若能解决建设成本问题，风电将成为缅甸可再生能源的重要补充力量。



菲律宾

菲律宾风电技术可开发量为 186.2GW，其中有 19.6% 的技术可开发量位于 7m/s 以上风速区，是东盟国家 7m/s 以上风速区间技术可开发量占比最大的国家，风能开发潜力巨大。2014 和 2015 年，菲律宾风电装机增长较快，但是 2015 年以后增长较慢。截至 2019 年年底，菲律宾风电装机为 442MW。



新加坡

新加坡风电技术可开发量为 0.01GW，风电开发商业化潜力较小，截至 2019 年年底，装机容量为 0。



泰国

泰国风电技术可开发量为 341.4GW，是风电技术可开发量最大的东盟国家。泰国风电起步相对较早，并且保持稳步增长趋势，截至 2019 年年底，泰国风电装机达到 1507MW，是东盟风电装机容量最大的国家。



越南

越南风电技术可开发量为 201.2GW，风能资源潜力。近几年越南风电装机稳中有升，截至 2019 年年底，越南风电总装机容量达到 251MW，未来风电还有很大的开发潜力。



4.4 风电开发成本与发展趋势

4.4.1 开发成本现状

(1) 建设成本

1) 建设成本划分

从项目层面来看，风电场建设成本主要包含风电机组及其附属设施、物流、吊装、风电场电气（含升压站）设备及安装工程、土建工程、送出工程等。

通常风电场项目建设内容会被分为机组采购及安装、场内电气及土建工程、送出工程三大部分，其中机组采购及安装称为 TSI (Turbine Supply Installation)，主要工作范围包含风电机组及附属设备供货、物流及吊装。场内电气及土建工程称为 BOP (Balance of Plant)，主要包含场内集电线路、风电机组基础施工等，部分投资方也会把场内升压站施工及安装含在 BOP 工作范围内。送出工程通常包含风电场至当地并网点输电线路以及变电站改造等工作。此外，TSI 过程中的风电机组采购费用往往占总成本投入的 30%~50%，因此，风电机组成本下降能有效促进风电项目的建设成本。

2) 建设成本现状

从建设成本的主要构成部分（风电机组成本）来看，全球风电机组售价呈显著下降趋势³⁴（图 4-12），其中中国风电机组（ChineseTurbine）与维斯塔斯（Vestas）风电机组售价自 2008 年起至 2019 年下降幅度均已超过 40%。根据本研究对风电机组市场最新价格调研情况，一流厂商如维斯塔斯风电机组售价最低已降至约 500 美元/kW，金风科技风电机组售价最低已降至 430 美元/kW。

³⁴资料来源：IRENA. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019

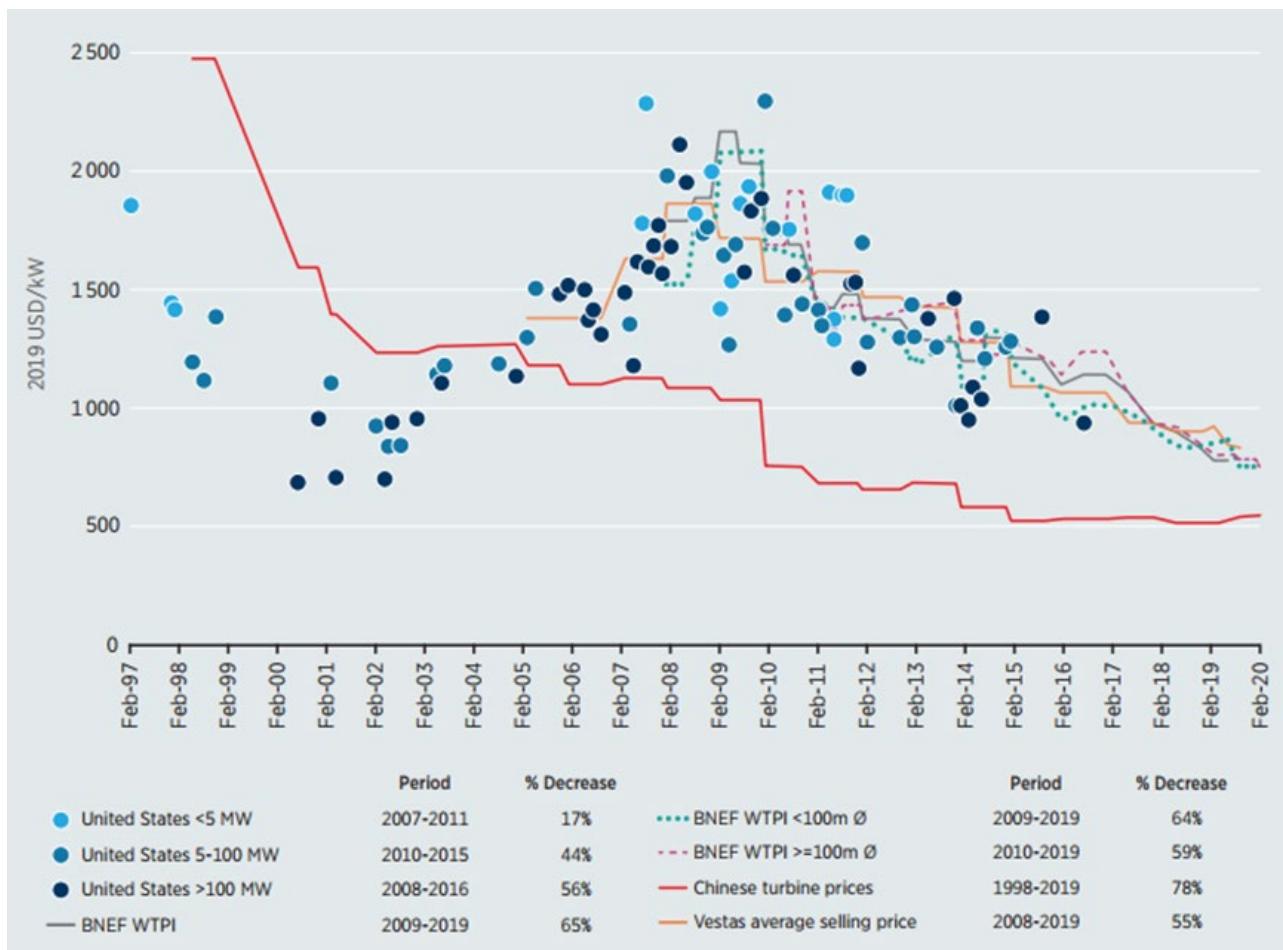


图 4-12 1997~2019 年风电机组成本变化趋势（数据来源：IRENA）

风电机组成本下降主要得益于风电机组技术的进步。总体来看，单机容量较大的机型有利于降低单位千瓦投资。据 IRENA 研究，与 2010 年相比，2018 年瑞典、德国、中国、加拿大等主要风电装机国家已投产风电场风轮直径和单机容量平均增加了 40%³⁵。此外，风电机组厂商也会根据客户要求对风电机组容量大小和叶片长度进行定制化设计。东盟地区风电场平均风轮直径和风电机组容量也有明显增长，目前已中标陆上风电单机容量基本在 3MW 以上。

从建设成本的整体情况来看，2019 年全球风电项目平均建设成本为 1473 美元/kW，较 2010 年的建设成本下降了 24%（图 4-13）；其中，除中国、印度外的亚洲地区 2019 年风电项目建设成本为 2368 美元/kW，较 2010 年下降了 5.3%³⁶。东盟国家与全球平均水平在单位千瓦成本上的这种差异主要是由于风电机组技术的进步，特别是在欧洲和美国等发达国家，这些国家在产业链、物流、运输和其他影响风电开发成本的因素方面也很成熟。

³⁵资料来源：IRENA. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019

³⁶资料来源：IRENA. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019

除了风电机组出厂售价，对风电项目建设成本影响较大的因素还包括物流运输条件、当地政策和用地限制、劳动力成本等，因而建设成本在不同项目之间可能会有较大差异。

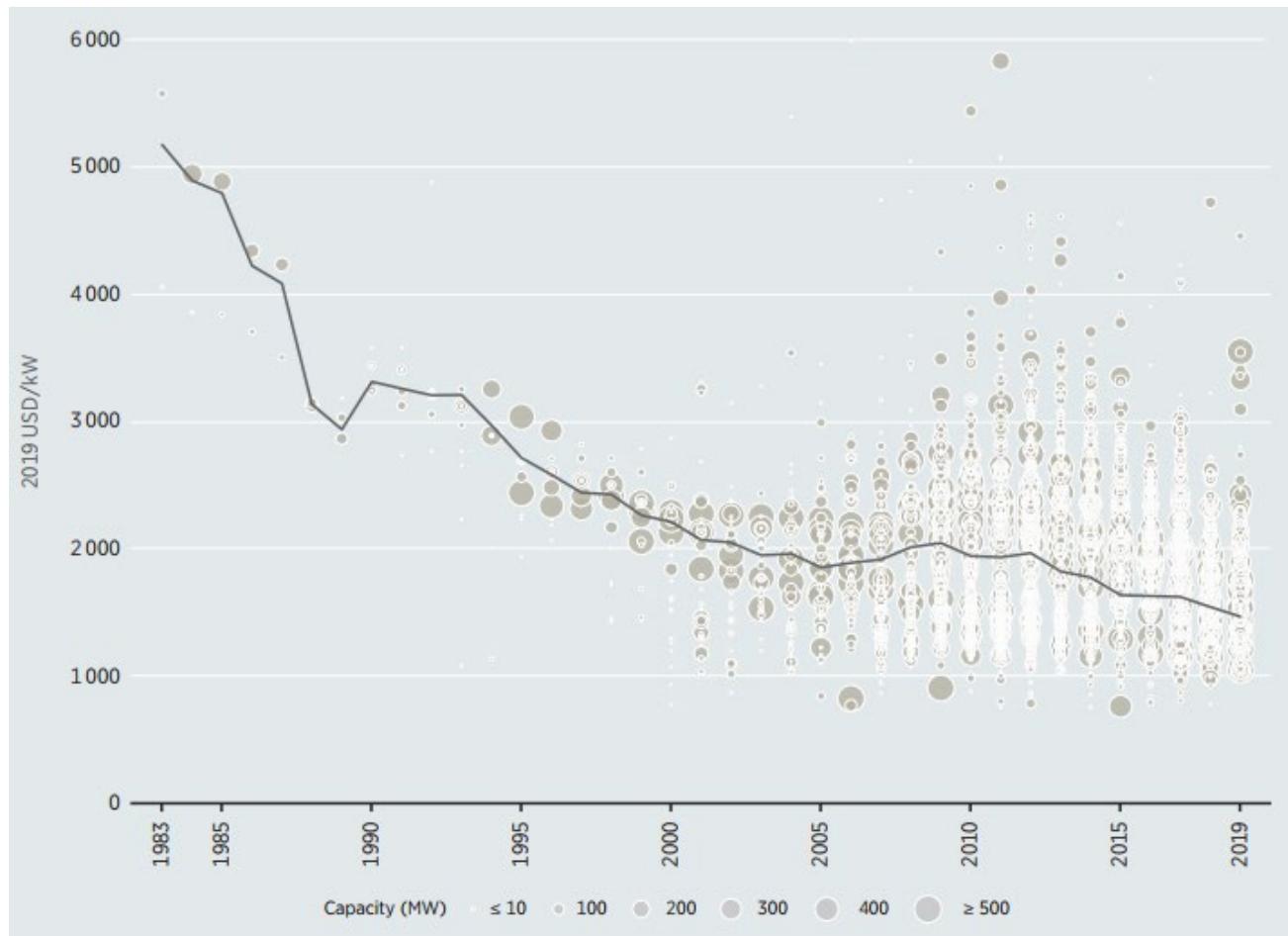


图 4-13 1983~2019 年全球陆上风电项目建设成本变化趋势（数据来源：IRENA）

根据本研究收集的东盟已建成的风电项目价格水平，泰国风电开发建设成本为 1820~1930 美元/kW，平均为 1870 美元/kW；越南风电开发建设成本为 1580~2250 美元/kW，平均为 1920 美元/kW。总体来看，东盟目前风电开发尚处于起步阶段，部分国家物流运输条件有限，激励政策缺位，因此现阶段东盟十国风电项目建设成本总体略高于国际平均水平。

（2）平准化度电成本

风电平准化度电成本（Levelized Cost of Energy, LCOE）将风电项目全生命周期内的成本平均分摊到单位发电量上，计算参数包括项目运营期、建设成本、运维成本、预期的年发电量等工程相关参数，以及通货膨胀率、资本成本和税率等经济相关参数。

专栏 3.2 风电场 LCOE 计算方法

LCOE 计算公式为：

$$LCOE = \frac{INV T - \sum_{n=1}^N \frac{Dep^n}{(1+DR)^n} TR - \frac{RV}{(1+DR)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{AC^n}{(1+DR)^n} (1 - TR)}{\sum_{n=1}^N \frac{IEP}{(1+DR)^n}}$$

式中，INV T 为初始投资，即项目的动态投资或建设成本，包含工程、采购、施工（EPC）成本和建设期利息；Dep 为全生命周期内因折旧导致的税费减免的现值；RV 为固定资产残值的现值，即全生命周期内未消耗掉的建设成本；AC 为全生命周期内项目运营成本的现值，运营成本包括运维成本和财务成本；IEP 为第多年平均期望发电量；SDR 为风电发电系统的衰减率，一般是指风电组件的衰减率；DR 为折现率；TR 为所得税的税率；N 为运营期。

本研究参考美国国家可再生能源实验室（NREL）和东盟能源中心编制的报告中提到的方法计算风电 LCOE³⁷。同时结合调研情况和 LCOE 的计算参数，确定东盟国家已建成的项目成本，包括项目建设成本、运维成本、贷款利率、贷款比例、税率、通货膨胀率等。计算得到的东盟十国风电项目的平均 LCOE 如图 4-14 所示，风电项目技术可开发区域 LCOE 空间分布如图 4-15 所示。

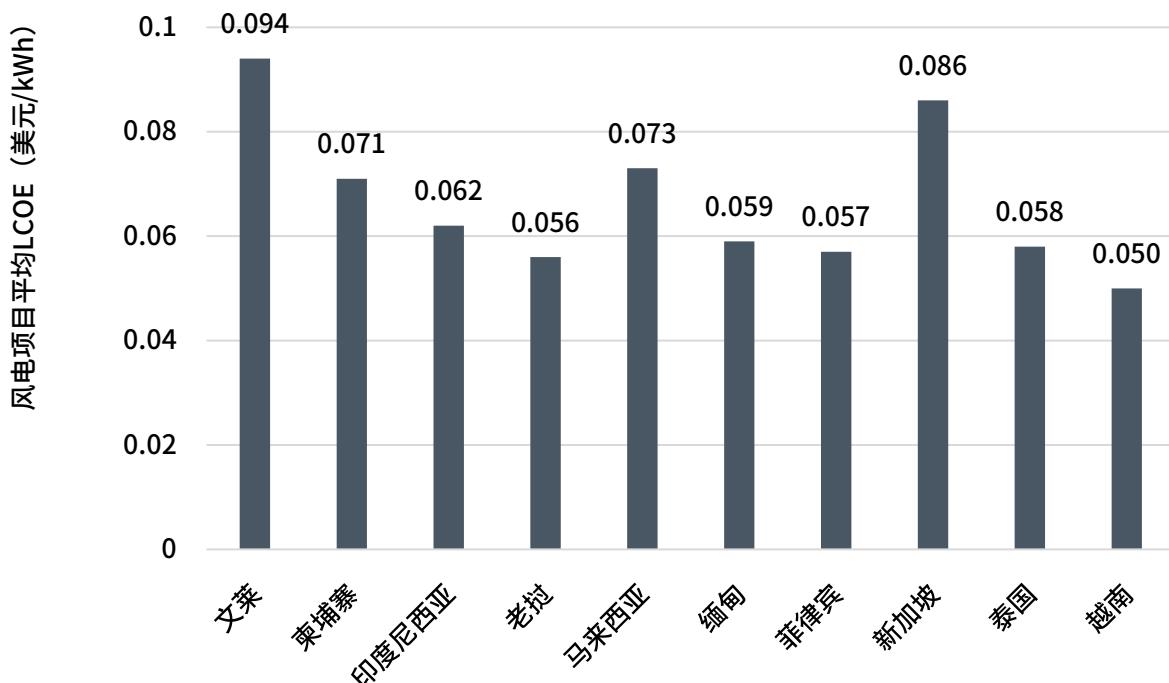


图 4-14 东盟各国风能项目平均 LCOE 对比³⁸

³⁷ 资料来源：NREL. 2019. Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries

³⁸ Source: Author's calculation based on LCOE formula in Box 3.2 and main parameters in Table 3-4

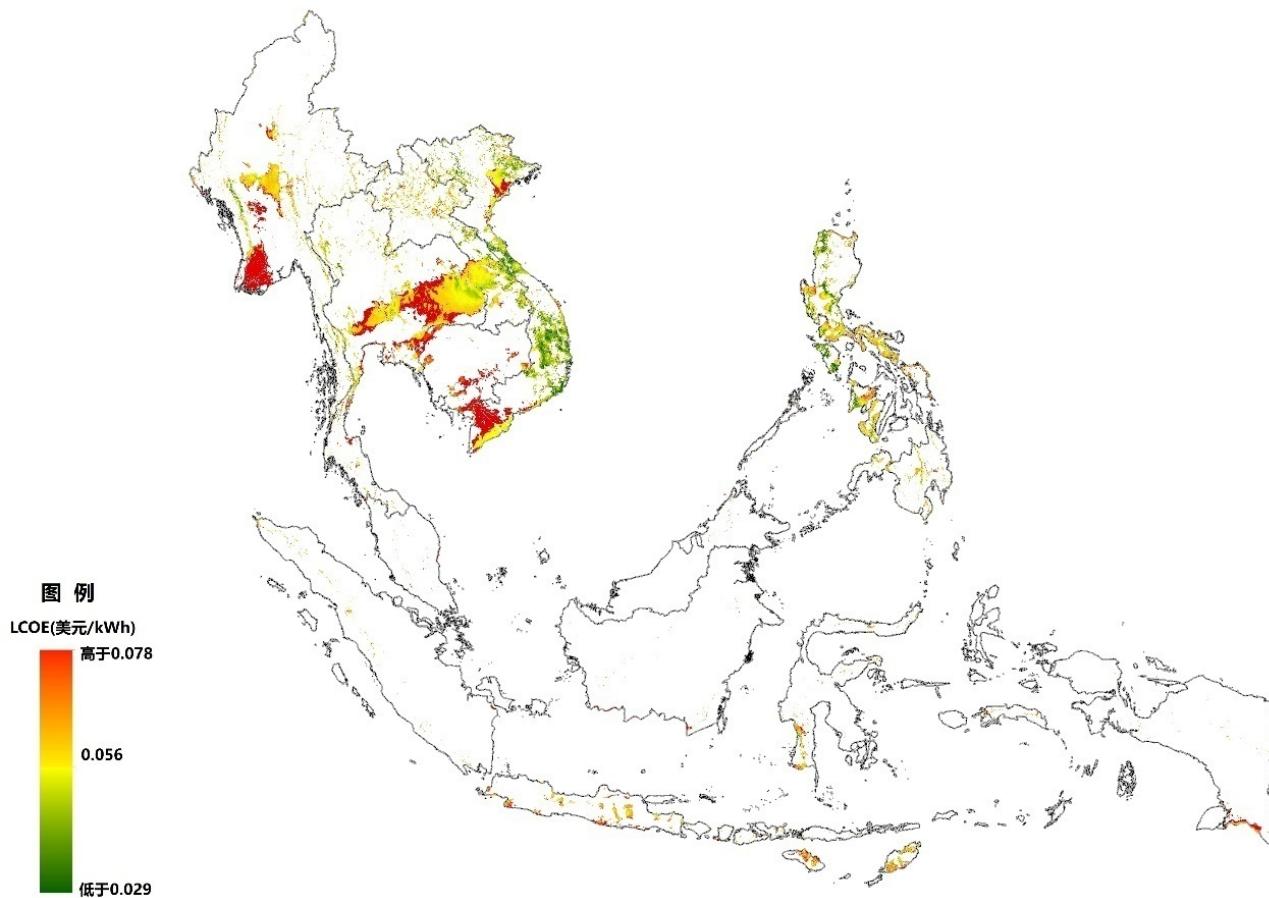


图 4-15 东盟各国风能项目 LCOE 空间分布图

东盟十国风电开发 LCOE 在 0.05~0.094 美元/kWh 之间，区域平均 LCOE 为 0.056 美元/kWh。从空间分布来看，东盟国家风电 LCOE 较低的区域主要分布在中南半岛中东部、菲律宾中部和北部。风能技术可开发量较高的越南、泰国、老挝、缅甸以及菲律宾开发成本也相对较低。除越南以外，其他国家 LCOE 平均值均高于 2019 年陆上风电 LCOE0.053 美元/kWh 的全球平均水平。受限于资源条件，根据图 4-14 中的 LCOE 计算，新加坡与文莱风能开发 LCOE 分别高达 0.086 美元/kWh 与 0.094 美元/kWh。东盟国家平均风电开发成本高于世界平均水平，一方面是东盟尚未形成自主风能产业供应链，因此风能机组以及相关设备材料都需要通过陆路或者海路进行运输，提高了运输成本；另一方面是部分国家风能资源相对较差，例如马来西亚、文莱与新加坡，开发风电需要更多资金投入。

专栏 4.3 东盟风电 LCOE 测算参数及方法

采用专栏 4.2 的计算公式测算东盟国家技术可开发区域的 LCOE 值。电量方面，根据栅格的风能资源情况，估算得到栅格的利用小时数，结合栅格的风电装机，最终得到该栅格的发电量。其他参数参数取值如表 4-4 所示。

表 4-4 东盟各国风电 LCOE 测算主要参数

国家	贷款利率	贷款比例	税率	建设成本	运维成本
				(USD/kW)	(USD/kW/y)
文莱	5.50%	70.00%	18.50%	1750	32
柬埔寨	5.50%	70.00%	20.00%	1700	32
印尼	5.50%	70.00%	25.00%	1650	23
老挝	5.50%	70.00%	25.00%	1700	35
马来西亚	5.50%	70.00%	24.00%	1650	35
缅甸	5.50%	70.00%	25.00%	1750	35
菲律宾	5.50%	70.00%	20.00%	1650	35
新加坡	5.50%	70.00%	17.00%	1600	30
泰国	5.50%	70.00%	20.00%	1700	23
越南	5.50%	70.00%	20.00%	1500	31

注：

- 考虑到当前风电开发项目通常会采用利率较低的国际金融机构贷款，贷款利率和贷款比例按照已有项目的经验统一取值；
- 税率参考 NREL 和 ACE 亚洲清洁能源计划相关研究成果取值；
- 建设成本包括设备费用、机械、土建、安装和调试、施工期间的融资和利息以及电网接入设施费用。在有建成项目数据作为参考的越南和泰国，建设成本参考已建成项目的实际建设成本水平估值。其他国家对比越南和泰国的基础设施条件、交通便利程度等，估算建设成本；
- 运维（O&M）成本仅包括设备相关运维成本，包括设备维修、护理等。项目运行期间租地、人工成本、保险等费用统一取初始投资的 2.0%。
- 报告假定特定国家的风电电站建设成本、运维成本等为单一值，然而具体项目的建设和运维成本存在个体差异，本报告中的 LCOE 估算并未反映此项影响因素。
- LCOE 只考虑了风电电站本体投资，未包括任何输电线路成本、国家风电激励政策等外部条件，如东盟成员国的税收减免和优惠等未纳入成本分析。

4.4.2 情景分析与未来趋势研判

为了分析东盟未来风电成本下降的可行路径，将影响 LCOE 的因素分为四类：一是自然因素，主要是指风能资源条件的差异。风能资源较好的项目年利用小时数高，相同装机容量条件下发电量大，使得项目度电成本较低，因而通常会优先选择风能资源较好的区域开发。但对于某一特定区域的项目，风资源条件是一定的，从风能资源角度降低项目开发成本的空间有限。二是国民经济因素，主要包括

项目所在国家的税率、通货膨胀率、劳动力成本，通过影响折现率、项目运维（O&M）成本等对 LCOE 测算结果产生影响；但这些因素通常由项目所在国的国民经济大环境所决定，很难从项目层面采取措施降低项目开发成本。各国可以制定配套政策，提供减税和其他有吸引力的激励方案，努力促进风力发电的发展。这种做法已经在越南成功应用，以进一步降低风力发电的 LCOE。

三是项目建设因素。作为建设成本主要构成之一的风电机组价格还有一定的下降空间，项目承建方也可以通过建设阶段的优化管理降低建设成本。另外，随着东盟国家经济的快速发展，港口、交通等基础设施不断完善，物流成本也会进一步降低。当地供应链的准备工作也会影响 LCOE 的降低，因为其将大大减少风力发电中一些基本设备的运输成本。

四是融资因素，贷款利率的高低将直接影响投资方资本金的内部收益率。通过多元化的融资渠道，充分利用国际金融机构的低息贷款、国际组织的赠款等降低项目的融资成本，可有效降低项目 LCOE。降低项目融资获取难度的配套政策也可以作为一种催化剂，进一步帮助降低成本。由此可见，项目建设成本和融资成本对 LCOE 的变化起到重要的作用，同时具备一定下降空间，因而可以作为降低风电项目 LCOE 的主要努力方向。

未来随着碳中和进程的推进，风电规模化发展的重要性将日益凸显，东盟国家风电产业政策激励措施的完善将为风电发展拓展空间。同时风电技术的不断进步也将不断推动风电产业降本增效。特别是从建设和融资成本考虑，东盟国家风电项目开发成本还有一定的下降空间。

4.5 电力系统现状

4.5.1 电源及发电量现状

东盟国家化石能源资源丰富，长期以来电力结构对化石能源比较依赖。近年来，为了履行《巴黎协定》、实现可持续发展（SDG）目标，东盟国家将可再生能源作为发展重点之一。截至 2019 年底，东盟电力总装机容量为 251.5GW³⁹，其中，化石能源装机 181.0GW，占电力总装机 72.0%；水电装机容量 50GW，占比为 19.9%；风电、光伏发电、生物质发电、地热发电等非水可再生能源装机 20.5GW，占比为 8.2%，其中风电装机容量 2.3GW，在整个电源结构中占比仅为 0.9%。值得注意的是，东盟目前电力装机中天然气占比达到 36.1%，天然气装机能够灵活应对日间、季节性的电力需求变化，高比例可调节的气电装机为未来东盟风电、光伏等波动性较大的可再生能源的发展提供了有利条件⁴⁰。

³⁹资料来源：ACE. ASEAN Energy Database System (AEDS), [<https://aeds.aseanenergy.org/>]

⁴⁰资料来源：Imperial College London. 2020. The flexibility of gas: what is it worth?

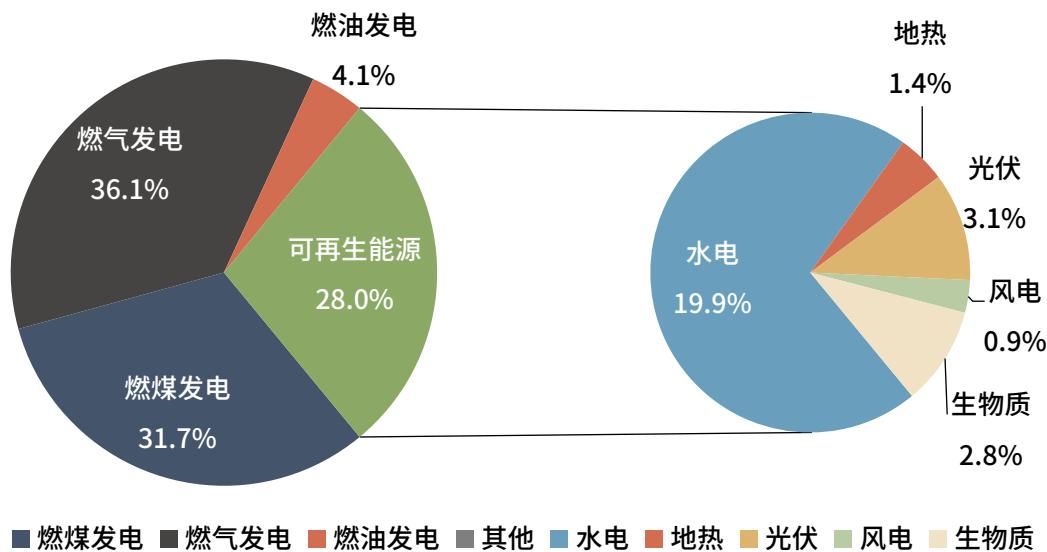


图 4-11 2019 年东盟电源结构图

2019 年，东盟总发电量为 1111TWh⁴¹，燃气电站和燃煤电站的发电量分别占总发电量的 34.5% 和 40.2%，燃油电站发电量占比为 1.9%，化石能源发电量占总发电量的 76.6%。可再生能源发电量为 243.7TWh，占比为 21.9%；其中，水电发电量占总发电量 15.6%；风电、光伏、地热能、生物质等非水可再生能源发电量占总发电量的 6.3%，而其中风电发电量仅占总发电量的 0.4%。

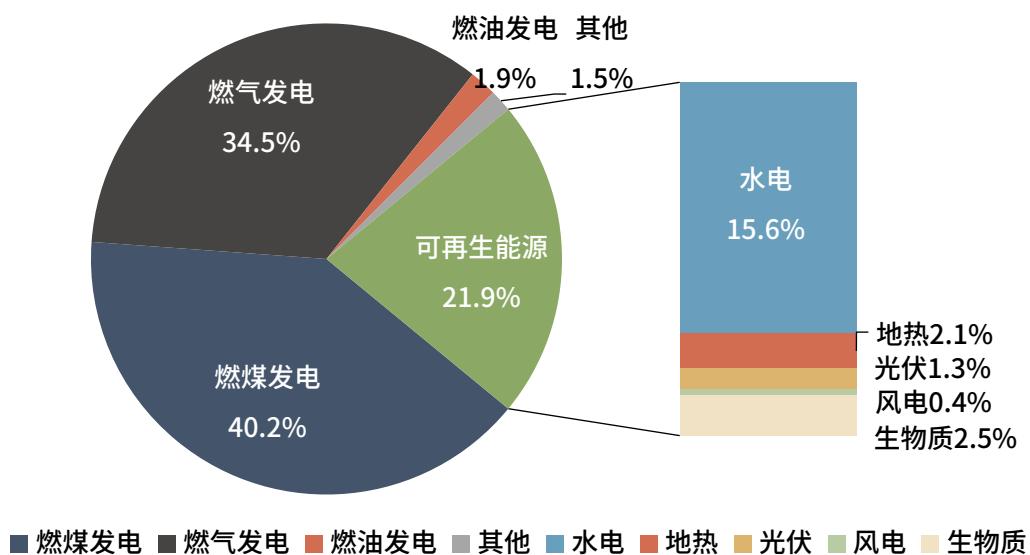


图 4-12 2019 年东盟各电源发电量结构图

⁴¹资料来源：ACE. ASEAN Energy Database System (AEDS), [<https://aeds.aseanenergy.org/>]

2019 年东盟各国装机结构如图 4-3 所示。老挝、柬埔寨、缅甸、越南等国可再生能源占比接近或超过 50%，菲律宾、泰国的非水可再生能源装机占比较高，达到约 14%，其中风电装机占比超过 2%。

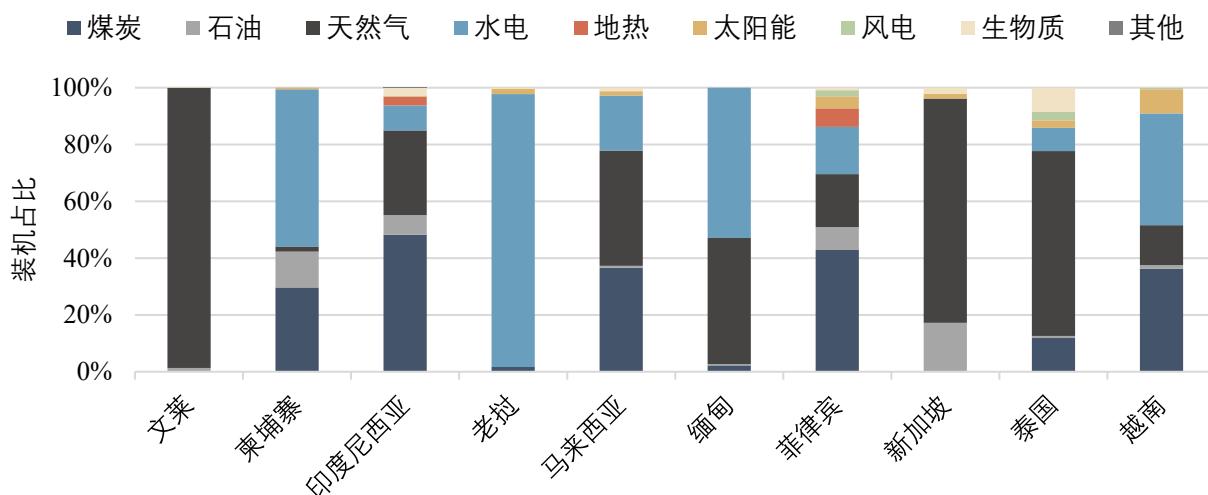


图 4-13 2019 年东盟各国电力装机结构图

4.5.2 电网现状

东盟各成员国由于地理位置、历史经济发展等原因，电网建设发展各不相同，新加坡、泰国、文莱电网建设较为完善，通电率已达到（或接近）100%。而缅甸、柬埔寨电网建设相对落后，截至 2019 年，缅甸尚有约 50% 的人口处于无电状态，柬埔寨通电率也仅为 75% 左右⁴²。菲律宾、印尼国内尚未形成统一联网的电力系统。

泰国高压输电网由 500kV、230kV、132kV、115kV 和 69kV 线路组成，统一由泰国发电管理局负责运营。泰国发电管理局通过设在曼谷的国家调度中心（NCC）和设在北部、中部、南部、东部和东北部的 5 个地区调度中心（RCC）对电网进行调度来满足国家的电力需求。

老挝电网系统分为北部、中部Ⅰ区、中部Ⅱ区、南部电网四个分区，包括高压（500kV、230kV、115kV）、中压（22kV–35kV）和低压（0.4kV–12.7kV）三种类型，以 115kV 线路为主，而 500kV 输电线路总长不到 100km，主要供老泰电源跨境电力交易。老挝电网抗风险能力较弱，据统计，2020 年以来已发生 16 次电网崩溃事件，并且电网崩溃后恢复措施单一，恢复时间较长，一般需要 3 小时以上。

菲律宾由于岛屿众多，国内电网划分为了吕宋、维萨亚、棉兰老岛三大部分，受地理条件限制，在 230kV 的最高电压水平上，除吕宋岛马尼拉地区电网有环网外，其他地区的电网呈放射状，主要岛屿通过交流电/直流电（AC/DC）连接，对于岛屿之间的线路，主要通过海底电缆联络线连接。由于岛内

⁴²资料来源：ACE and CREEI. 2020. Practical Experience and Prospects for Electricity Accessibility in ASEAN

大部分下线主要是径向的，所以骨干网架相对较弱。这种情况暴露了频繁停电的高风险。部署低风速风电将增加无惯性电源的数量，在这种情况下，有必要进行仔细研究。

越南已经形成了以 500kV 主干网架为支撑的全国性电网，联接北部、中部、南部的电力系统，电力系统运行调度也采取分层次运行方式，设置国家负荷调度中心、地区调度中心和地方负荷调度中心，分别负责 500kV 超高压、220–110kV 高压、35kV 及以下中低压电力系统的运行。截至 2017 年，越南电网有 500kV 变电站 27 座，容量 29400MW，500kV 输电线路长度 7445km，220kV 变电站容量 48053MW，220kV 输电线路长度 17010km。越南南部电网结构比北部电网强，电力输送能力更大。近年来，越南光伏发展迅速，现有的输电和配电线路难以发掘迅速建成的太阳能等新建发电厂。在这种情况下，越南已制定落实相关扶持政策。例如，在 2020 年年中，越南工业和贸易部提出了新的公私合营法案，允许私营公司投资于连接发电厂和国家电网的输电线路和变电站⁴³。

马来西亚全境被分成东马来西亚（沙巴和沙捞越地区）和西马来西亚（半岛地区），相距 600 多公里，电网也分为三个独立电网。西马来西亚的电网由马来西亚国家电力公司（TNB）管理，东马来西亚电网由沙巴电力公司（SESB）和沙捞越能源公司（SEB）管理。在东盟电网的发展下，东马来西亚和西马来西亚之间将有联络线。挖掘这种潜力将允许调动东部地区丰富的可再生能源，以满足西部地区不断增长的高需求。仔细的可行性研究将释放出更多部署低风速风电的潜力，特别是在西部地区。

印尼岛屿众多，影响了岛屿间电网的联接，虽然采用了单一的买方系统，目前全国尚未建成统一的电网系统，互联程度较低。印尼全国电网系统一共由超过 600 个子独立电网及 8 个主要区域电网组成，呈现分布式结构，主要覆盖爪哇巴厘岛，苏门答腊岛和加里曼丹岛等人口密集地区。长期以来只有爪哇—马都拉—巴厘岛实现了系统互联，并被称为贾马利电网。至于苏门答腊地区，岛内的互联已经形成，但尚未与贾马利电网互联。此外，大多数现有的苏门答腊电站都是专门连接到某一组电网。因此，大多数现有的电站只能对周围地区供电⁴⁴。

在区域范围内，东盟的能源资源分布不均，东盟区域内现有的基础设施并不能满足区域互联的要求。水电资源丰富的老挝和缅甸电力需求比较小，而泰国、越南电力需求较大，需要电力进口来满足本国供应。加强区域内的电力互联互通、统筹区域能源电力资源，是东盟各国的共识。为此，东盟于 1997 年提出了东盟电网（ASEAN Power Grid, APG）计划，以整合东盟电力系统为目标，制定 APG 滚动发展规划，将其作为东盟经济发展共同的核心项目来推动。2015 年制定的《2016—2025 年东盟能源合作行动计划（APAEC）阶段 I：2016–2020》⁴⁵，明确在此阶段要推进 16 个双边电力联网、共计 45 条输电通道项目。目前已有 9 个跨境电力传输项目建成，共计 20 条电力互联通道，互通容量约为

⁴³资料来源：VnExpress, [<https://e.vnexpress.net/news/business/economy/ministry-calls-for-allowing-private-investment-in-power-transmission-4094268.html>]

⁴⁴资料来源：PLN. PLN 2018 Annual report

⁴⁵资料来源：ACE. 2015. ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016–2025 Phase I: 2016–2020

7720MW。全部项目建成后，东盟成员国之间电力传输规模可达到26000~30000MW⁴⁶。2020年东盟继续推出《2016—2025年东盟能源合作行动计划（APAEC）阶段Ⅱ：2021—2025》，行动计划中指出，东盟成员国将通过投资和融资继续致力于加速东盟电网的发展，并增加可再生能源部署。为此，东盟电力公司和主管部门采取加快APG项目进度的战略，扩大多边电力贸易，下一步将研究确定至少四个东盟电网项目的可行性。

作为APG的主要推动方向，多边电力贸易有助于东盟成员国提高电力系统灵活性，从而能够整合更高比例的可再生能源。多边电力贸易还能够提高系统安全性和经济效率，并有助于实现符合脱碳议程的可再生能源目标。以越南为例，越南目前与邻国中国和老挝建立了跨境电网互连（图4-14）。目前，越南从中国进口450MW以上的电力，从老挝进口500MW以上的电力。越南计划在未来几十年内将从中国进口的电量增加到3000MW，因此预计未来电力传输量将增加。

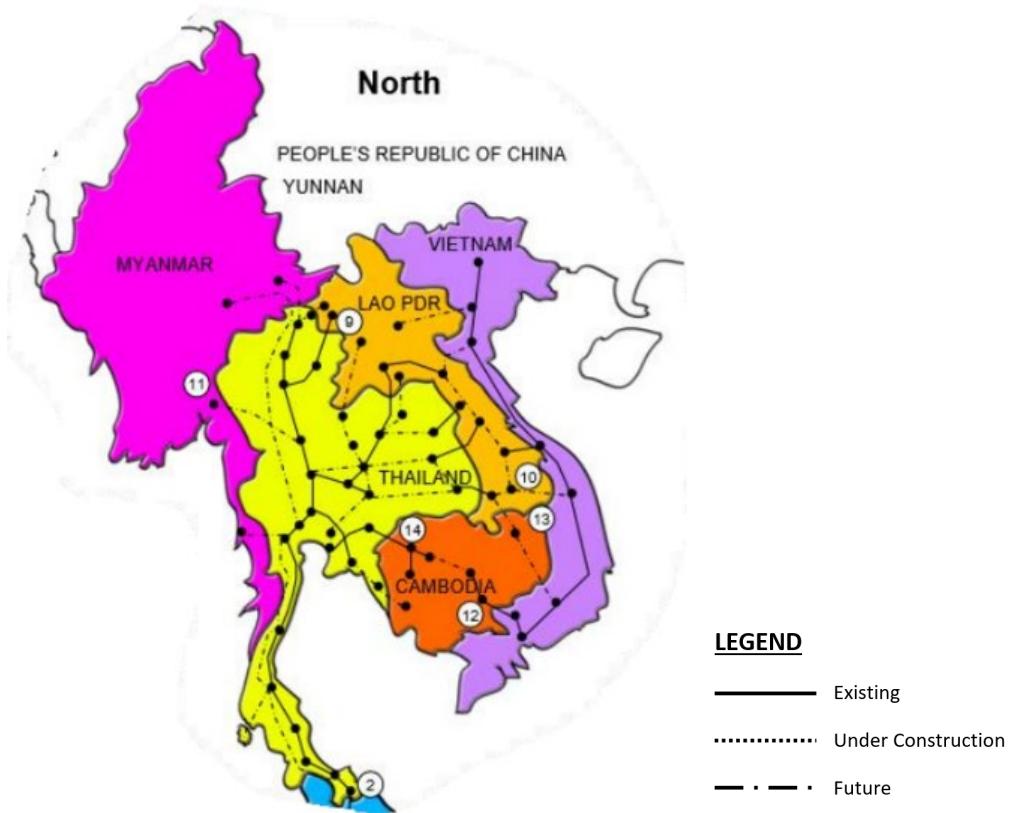


图4-14 东盟北部地区电力系统互联现状

⁴⁶资料来源：ACE and CREEI. 2019. The Present Layout and the Prospect of ASEAN Power Interconnection Projects

V. 东盟国家低风速风电政策环境

5.1 市场环境与支持政策

为了支持可再生能源发展，东盟国家从监管政策、财政激励和公共融资等方面出台了相关政策，具体情况总结如表 5-1 所示。截至目前，菲律宾、泰国、越南和印尼均提出了可再生能源发展目标，并涉及风电产业的发展和部署；马来西亚和柬埔寨通过实施上网电价和税收优惠鼓励可再生能源开发。

表 5-1 东盟国家可再生能源政策⁴⁷

政策类型	菲律宾	越南	印尼	马来西亚	泰国	新加坡	缅甸	老挝	柬埔寨	文莱
监管政策	INDC 或 NDC 中涉及可再生能源目标	•	•	•	•	•	•	•	•	•
	可再生能源目标	•	•	•	•	•	•	•	•	•
	上网电价/拍卖/溢价机制	•	•	•	•	•			•	
	净计量/计费/直接消费	•	•	•	•		•			
	生物混合燃料消费义务/任务/目标	•	•	•	•	•				
	电力设施配额/可再生能源配额制 (RPS)	•	•	•	•					
	可再生能源证书 (REC) 交易	•	•	•	•					
	可再生能源供热配额/目标			•						
财政激励和公共融资	税收优惠	•	•	•	•	•	•	•	•	•
	公共投资/贷款/拨款/补贴	•	•	•	•	•	•		•	
	销售税、增值税或其他税收减免	•	•	•	•	•		•		
	招投标	•		•	•		•			
	投资或发电税收抵免	•	•	•						
	发电付款	•				•				

⁴⁷东盟能源中心可再生能源投资系列：政策简介. <https://aseanenergy.org/re-investment-series-indonesia-policy-brief/>

可再生能源发展目标方面,截至2019年年底,东盟国家可再生能源在一次能源供应中占比为12.1%,可再生能源在装机容量中占比为28%⁴⁸;根据东盟2016–2025年能源合作行动计划(APAEC)第二阶段:2021–2025年,东盟更新了可再生能源发展目标,到2025年,可再生能源在一次能源供应总量(TPES)中所占比重达到23%,可再生能源在装机发电容量中所占份额达到35%。同时,东盟国家也制定了各自的可再生能源发展目标和规划,如表5–2所示。

表5–2 东盟成员国可再生能源目标^{49,50,51,52,53,54}

东盟成员国	目标年度	可再生能源(RE)目标
东盟	2025年	可再生能源占TPES的23%,可再生能源占电力装机容量的35%
文莱	2035年	可再生能源占装机发电容量的10%,即954,000MWh
柬埔寨	2030年	水电占发电组合的55%,其他可再生能源*占10% *其他可再生能源:生物质为6.5%,太阳能为3.5%
	2035年	屋顶太阳能光伏解决3%的居民用电需求
印尼	2025年	可再生能源占TPES的23%(9200万吨石油当量) 可再生能源装机容量达45GW 20%的生物乙醇掺混目标
		保持30%的生物柴油掺混水平
		可再生能源占TPES的31%(3.1亿吨石油当量) 可再生能源装机容量达168GW 50%的生物乙醇掺混目标
	2050年	保持30%的生物柴油掺混水平
老挝	2025年	可再生能源占TFEC的30%(不包括大型水电),包括20%的可再生能源(不包括大型水电)发电量,生物燃料占10%(掺混5–10%)
马来西亚	2025年	可再生能源占发电装机组合的31%
	2030年	电池储能系统的部署达到100MW

⁴⁸资料来源: ACE. ASEAN Energy Database System (AEDES), [<https://aeds.aseanenergy.org/>]

⁴⁹资料来源: ACE. ASEAN Energy Database System (AEDES), [<https://aeds.aseanenergy.org/>]

⁵⁰资料来源: ACE. 2020. The 6th ASEAN Energy Outlook 2017-2040

⁵¹资料来源: Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy of Thailand. Alternative Energy Development Plan 2018-2037 (AEDP 2018-2037)

⁵²资料来源: The Star, [<https://www.thestar.com.my/business/business-news/2021/04/08/government-pragmatic-in-not-setting-higher-targets-for-renewable-energy>]

⁵³资料来源: Ministry of Industry and Trade of Vietnam. 55-NQ/TW Resolution on Orientations of the Vietnam's National Energy Development Strategy to 2030 and outlook to 2045

⁵⁴资料来源: Ministry of Industry and Trade of Vietnam. Draft Vietnam PDP8, MOIT, 22 February 2021

东盟成员国	目标年度	可再生能源 (RE) 目标
缅甸	2025 年	可再生能源占发电装机组合的 20% (不包括超过 100 MW 的大型水电)
	2030 年	可再生能源占装机总容量的 9% (不包括小型水电) 水电占装机总容量的 38%
		可再生能源占全国发电组合的 12% (不包括大型水电)
菲律宾	2019 年	生物柴油掺混 2%，生物乙醇掺混 10%
	2030 年	可再生能源装机容量在 2010 年水平基础上增加两倍，从 5.4 GW 增加到 2023 年的 15.3 GW
	2040 年	可再生能源装机容量 2040 年达 20 GW
	2020 年	太阳能目标至少达 350 兆瓦峰值 (MWp)
新加坡	2030 年	太阳能目标至少达 2 千兆瓦峰值 (GWp)
	2025 年以后	储能部署目标 200MW
泰国	2037 年	可再生能源占 TFEC 的 30.18%，其中可再生能源发电量占发电总量的 5.75%；可再生能源占消耗热量的 21.2%；生物燃料占 TFEC 的 3.22% 到 2037 年，可再生能源发电量情况 太阳能 12,139 MW；漂浮太阳能 2,725 MW；生物质 5,790 MW；风电 2,989 MW；大型水电 2,920 MW；小型水电 308MW；沼气（废水/牲畜粪便/能源作物）1,565 MW；城市固体废物 900 MW；工业废物 75 MW
	2030 年	可再生能源占 TPES 的 15%–20% (其中风电装机 16,000 MW) 可再生能源占发电总量的 32% (1860 亿 kWh)
越南	2045 年	可再生能源占 TPES 的 25%–30% (其中风电装机 39,610MW)

气候变化目标方面，东盟国家均在《巴黎协定》框架下提交了国家自主贡献 (NDC)，并承诺实施可持续发展目标 (SDG)，支持清洁能源发展。表 5-3 对这两方面的政策进行了汇总。

表 5-3 东盟成员国的 NDC 和 SDG 政策汇总

东盟成员国	NDC 目标 ⁵⁵		SDG 7 进程 ^{56,57}	
	年份	目标	电气化率 (%)	可再生能源占比
文莱	2035	总能耗减少 63%	100%	可再生能源占发电总量的 0.05%
柬埔寨	2030	温室气体排放量减少 27%	93%	可再生能源占总能耗的 62% (大部分)

⁵⁵资料来源：ACE. ASEAN Climate Change Energy Project (ACCEPT) NDCs compilation, [<https://accept.aseanenergy.org/country/>]

⁵⁶资料来源：作者根据各国报告汇编而成，[<https://trackingsdg7.esmap.org/countries>]

⁵⁷资料来源：ACE. 2020. The 6th ASEAN Energy Outlook 2017-2040

				为水电)
印尼	2030	温室气体排放量减少 29%	99%	可再生能源占发电总量的 8.8% (大部分为水电和地热)
老挝	-	运输产生的二氧化碳量减少 19.1 万吨二氧化碳当量/年	100%	可再生能源占发电总量的 83% (大部分为水电)
马来西亚	2030	每 GDP 温室气体排放量减少 35%	100%	可再生能源占发电总量的 14%
缅甸	2030	实现 20% 的节电潜力	68%	可再生能源占总能源结构的 61%
菲律宾	2030	温室气体排放量减少 75%	96%	可再生能源占总能源结构的 68.1% (大部分为地热)
新加坡	2030	每 GDP 温室气体排放量减少 36%	100%	可再生能源占总能源结构的 0.6%
泰国	2030	温室气体排放量减少 20%	100%	可再生能源占总能耗的 15%，可再生能源占发电总量的 10%
越南	2030	温室气体排放量减少 9%	100%	可再生能源占发电总量的 35% (大部分为水电)

总体而言，东盟国家均制定了可再生能源相关发展目标和政策，但是针对风电产业的支持力度不同国家间差异较大。泰国、越南、菲律宾、印尼等国家对风电发展有较为明确的规划，也配套出台了上网电价、税收优惠等激励政策，风电产业已经起步，其中泰国、菲律宾、越南等国家风电发展较好。缅甸、老挝、柬埔寨等国家虽然具备一定的风电开发潜力，但缺乏有力的产业支持政策，风电产业亟待实现突破。文莱、新加坡、马来西亚受限于风能资源条件和国土面积，风电并非发展的重点方向。

文莱：由于文莱拥有丰富的油气资源，因此，仍将石油和天然气的政策放在首位，目前文莱尚无明确的可再生能源上网电价方案政策。文莱太阳能资源丰富，未来有可能引入上网电价和净计量，以鼓励太阳能光伏的投资。

柬埔寨：出台并实施了上网电价、税收优惠等可再生能源开发的激励政策，也采取了一些激励措施，例如为投资者提供土地、基础设施和财政机制等。虽然风能资源具有一定开发潜力，但柬埔寨电力项目商业准入程序复杂，导致了风电行业投资较少，风电开发处于起步阶段。目前，柬埔寨政府在与 The Blue Circle⁵⁸ 谈判开发首座风电场。

⁵⁸资料来源：Energy Central News, [<https://energycentral.com/news/wind-power-cambodia-first-wind-farm-project>]

印尼：根据国家能源计划 (RUEN)⁵⁹，印度尼西亚设定了到 2025 年达到 1.8GW 风力发电，到 2050 年达到 28GW 的目标。已出台可再生能源的激励政策和措施，针对风电也制定了具体的规划和发展路线图，但风电装机远不及化石能源电力。具体政策方面，印尼政府对风能和潮汐发电执行 17 美分/kWh 的上网电价。开发商根据政府发布的容量配额计划，通过拍卖进行风力发电厂的采购。

老挝：到目前为止，并网可再生能源系统尚未执行上网电价。然而，国家向国内外可再生能源项目投资者（包括风电投资）提供税收优惠和财政扶持。泰国可再生能源集团 (BCPG) 和 IEA 签署协议，在老挝建立东盟最大型的风电场。

马来西亚：全面的可再生能源政策激励、监管支持、定价机制、互连程序等一直是马来西亚可再生能源发展的动力。马来西亚针对生物质、沼气、太阳能和小水电等可再生能源制定了上网电价政策。由于马来西亚的地理位置，陆上风电的技术潜力小、经济可行性有限，因此风电并不是当前马来西亚政府发展的重点，也没有出台针对风电的上网电价政策。但马来西亚拥有较长的海岸线，海上风电可能存在一定的开发潜力。

缅甸：缅甸可再生能源行业投资者可以享受到关税减免等优惠政策，然而针对风电尚无具体的上网电价和其他激励政策。考虑到缅甸风能资源具有一定的开发潜力，不排除未来缅甸政府鼓励风电发展的可能。

菲律宾：菲律宾根据国家可再生能源计划 (NREP)⁶⁰制定了到 2030 年实现风电总装机容量 2,378 MW 的目标。菲律宾鼓励民营资本投资新能源，规划未来 10 年内在新能源领域投入 90 亿~100 亿，达到新能源发电量翻一倍的目标，并争取成为东南亚第一大风能生产国。

菲律宾在可再生能源领域引入了若干激励机制，包括免征 7 年的所得税、免税进口可再生能源技术设备以及适用于包括风能在内的四种可再生能源的上网电价方案。菲律宾执行 15 美分/kWh 的风电上网电价制度。政府金融机构根据建议和评估，向可再生能源项目的开发、利用和商业化提供优惠的全周期金融服务。除上述激励措施外，菲律宾还制定了《可再生能源组合标准》(RPS)，规定电力供应商在 2030 年之前，必须从符合条件的可再生能源中获得约定的能源供应比例，每年至少增加 1%。

新加坡：为了促进可再生能源的发展，新加坡政府简化了政策和法规，使消费者更容易因向电网销售多余的太阳能而获得报酬。政府不提供上网电价方案，而是以研发解决方案的形式支持可再生能源，从而能够更好地管理可再生能源波动性挑战。

泰国：自 2004 年以来，泰国一直是通过政府政策和投资激励措施大力支持可再生能源发展。泰国制定了到 2036 年增加风电发电装机容量 3,002MW 的目标。另外泰国政府还出台了上网电价、拍

⁵⁹资料来源：Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia. National Energy Plan (RUEN)

⁶⁰资料来源：Department of Energy of the Philippines. National Renewable Energy Program (NREP)

卖制度、投资补助、投资委员会 (BOI) 激励（免税期、减免进口关税、外国投资者可拥有土地所有权）等若干激励和机制。泰国执行 19 美分/kWh 的风电上网电价制度。受限于有限的资源，泰国亟待减少天然气的进口依赖，风电等可再生能源成为泰国政府发展重点。

越南：越南制定了到 2030 年利用风电供电 6,000MW 的目标。风电政策方面，2018 年 9 月，越南政府对风电上网电价进行调整，将陆上风电的上网电价由 7.8 美分/千瓦时提高到 8.5 美分/千瓦时，同时也将海上风电的上网电价设定为 9.5 美分/千瓦时，新的上网电价加速了越南国内风电项目的开发。另外，风电企业还能享受进口关税、企业所得税、土地税以及环保费用的减免。

越南政府制定高目标，并配以提高风电上网电价，减免税收等政策，促进了越南风电的快速发展，近年来风电装机规模大幅增长。

5.2 机遇与挑战

(1) 机遇

1) 应对气候变化和碳中和成为东盟国家发展风电的推动力量。

东盟国家位于世界上受气候变化影响最严重的地区之一，已经批准了《巴黎协定》，并通报了其国家发展计划，以履行其应对气候变化的责任⁶¹。同时，在越来越多的国家明确碳中和时间点的背景下，东盟国家也在积极探索研究碳中和的可行计划。东盟国家亟需通过加大可再生能源的支持力度、加快可再生能源产业部署，充分挖掘包括风在内的可再生能源潜力，以减少化石燃料的使用，减少温室气体的排放，助力实现能源电力的清洁化转型，为实现碳中和奠定基础。

2) 技术进步与产业链全球化发展为东盟风电发展提供契机。

随着风电技术的不断进步，低风速地区风电的高效利用成为可能。风电产业链的全球化发展，特别是区域全面经济伙伴关系协定 (RCEP) 签订后，风电设备进出口税费减免进一步降低了风电机组成本，从而有效降低了风电项目的开发成本。技术进步和产业链全球化发展有效推动成本下降，提高低风速地区风电开发的经济性，从而为东盟国家风电发展带来新的发展契机。

3) 已有项目的政策规划和推进为东盟风电发展开创良好开端。

截至目前，东盟各国均制定了可再生能源发展的中长期目标，其中泰国、越南、菲律宾等明确了风电发展的相关目标。老挝、柬埔寨、印尼、缅甸等具备一定风电开发潜力的国家也开始部署推进风电项目开发。在能源转型压力下，东盟各国已经充分意识到风电发展的重要性，并且开始结合自身优势，通

⁶¹资料来源：ACE. 2020. The Paris Agreement and the Energy Policies of the ASEAN Member States: Policy Brief

过政策目标的制定或者具体项目的推行，推动本国风电产业的发展。

(2) 挑战

1) 进一步加强规划目标和激励政策的制定和落实。目前大部分东盟国家尚未针对风电产业制定规划目标，也没有明确上网电价等产业激励政策。虽然一些国家已经开始推动风电项目的开发，有望在短期内实现风电项目零的突破，但长期看来，规划目标的确定、稳健激励政策的落实才是吸引风电领域投资的有效保障。

2) 通过技术进步和产业链发展不断降低风电开发成本。目前东盟国家风电项目开发成本总体而言略高于国际平均水平，需要通过引进和吸收低风速风电开发相关先进技术、研究利用区位优势布局风电产业链的可能性，进一步降低风电项目的开发成本，提高风电项目与化石能源的竞争力。

3) 加强电网建设改善风电的接入条件。由于风电、光伏等具有较大的波动性，接入电网后会对电网电压、频率等造成一定影响。需进一步加强区域电网建设，对变电站、配电系统进行升级改造，加强区域电网互联互通，确保新开发的风电项目能顺利接入电网。与此同时，开展电网灵活性研究，通过水风光多能互补、建设抽水蓄能电站等手段和措施提高电力系统灵活性，为后续风电规模扩大后的消纳作好准备。

5.3 电力系统灵活性保障措施研究

由于风电、光伏发电具有功率波动性及不确定性，所以新能源电力系统需要具备快速调节能力，调度各种灵活性资源，实现发电与用电的供需平衡。风电、光伏等波动性电源占比越高的系统，对电力系统的调控平衡能力要求越高。如果电力系统缺乏灵活性，会导致大量清洁电力的损失。国际能源署（IEA）⁶²认为，从电力供应平衡的角度来看，电力系统的灵活性就是在系统出现变化和不确定性因素下，能够调控使用各种资源，仍然可以安全高效、清洁经济运行的能力。达成上述目标，可以从电源、电网和负荷三个方面采取措施。

(1) 灵活性电源

灵活性电源的主要作用是发挥快速及深度的调峰能力，与新能源发电机组互补运行。其运行方式包括：在风电和光伏发电高峰的季节或时段，灵活性电源能为新能源机组让出足够的发电空间；风电和光伏出力小的时段，灵活性电源能够补充新能源机组发电不足的空间。同时在各种情况下，灵活性电源都要为系统安全运行提供必要的频率、电压和转动惯量等支撑。目前，灵活性电源主要有火电厂灵活性改造、大规模虚拟同步机、多品种可再生能源互补互济和大规模储能等。

⁶² 资料来源：IEA. 2011. Guide to Balancing Challenges by Variable Renewable Energy

1) 火电厂灵活性改造

火电厂灵活性改造主要包括两个方面的含义，一是增加机组运行灵活性，即要求机组具有更快的变负荷速率、更高的负荷调节精度及更好的一次调频性能；二是增加锅炉燃料的灵活性，即机组在掺烧不同品质的燃料下，确保锅炉的稳定燃烧以及机组在掺烧工况下仍有良好的负荷调节性能。

2) 虚拟同步机技术

传统电力系统由同步发电机主导，其自身惯性和阻尼对系统的稳定运行具有重要作用。目前大多数新能源发电通过电力电子装置接入电网，电力电子设备的低惯性、无阻尼特点将对系统的稳定运行产生负面影响。虚拟同步发电机借鉴传统同步发电机运行，通过对并网装置的合理控制，可以使新能源机组同样具有惯性和阻尼特性。

3) 多品种可再生能源的互补互济

在时间尺度上，风、光、水等可再生能源具有一定的发电互补特性。利用这种互补特性可提高电网消纳新能源的能力。

4) 电源侧大规模储能

电源侧大规模储能的形式主要是传统的抽水蓄能电站和近年来出现的电化学储能。抽水蓄能电站已有 100 多年的发展历史，技术较为成熟，具有使用寿命长、整体效率高等优势，但选址对地形条件要求较高，无法像电化学储能一样与其他电站灵活搭配。电化学储能具有配置灵活、建设期短、响应快速等优势，但目前经济性不能满足大规模推广的要求。东盟国家可结合自身条件特点配置灵活性电源。

(2) 灵活性电网

为了提升运行的安全稳定和灵活可控，灵活性电网需要具备快速调节和动态优化潮流的能力。灵活性电网技术手段主要有：特高压（UHV）交直流输电、柔性直流输电、潮流控制技术等。此外，结合云计算、大数据、人工智能、物联网等技术实现电网状态感知、企业管理、运营数据管控等的智能化和数字化，提高电网对波动性较大的新能源的适应性，也是未来的发展趋势。

(3) 灵活性负荷

根据 IEA 的研究，在不影响可再生能源发展的前提下，依靠激活需求侧和储能就可以减少电力系统 2%~11% 的运营成本。灵活性负荷方面的实践主要体现在用户侧的综合能源系统、虚拟电厂、“互联网+”清洁供暖、电动汽车“车联网协调”等。

根据中国目前的电力系统灵活性实践经验，为风电场配置一定比例的电化学储能是提高电力系统灵活性，提高新能源消纳能力的较好途径，但计入储能投资后，项目收益水平将明显下降，建议根据新能源发展具体阶段和项目情况审慎配置。

VI. 低风速开发典型案例

6.1 古田洋洋风电场

项目概况: 古田洋洋风电场项目地处中国福建省东北部, 项目建设容量 48MW, 采用 24 台运达 WD115-2000 低风速机组。项目整体海拔较高, 各风电机组海拔高度在 1200~1487m 之间, 测风塔 85m 高度年平均风速为 5.74m/s, 是典型的沿海山区低风速风场。



图 6-1 古田洋洋风电场

项目特色: 受特定地理位置和海拔高度影响, 雷暴、冰冻成为洋洋风场面临的最大的两个难题。为了保障机组运行的绝对安全, 本项目防雷设计上参考了高原地区的标准, 在叶片、风速风向仪、机舱、控制柜、变流器等关键设备均采用了可靠的防雷措施; 在防冰冻的处理上充分总结了中国南方风电场的防冰冻经验, 提出了针对性极强的防冰冻设计方案, 采取了方案和措施。

项目运行情况: 作为福建首个沿海山区低风速风场, 古田洋洋风电场投产后运行状况良好, 风电机组设备经受了多次强雷暴的考验; 项目于 2016 年 1 月 24 日经受住“巨无霸”寒潮的考验, 所有机组正常运行, 当日发电量超过 63 万千瓦时, 全部机组可利用率达到 100%。商业运营 (COD) 至 2020 年 12 月, 古田项目 24 台机组发电总量 574.5GWh, 平均年等效发电小时数 2710 小时。

项目示范意义: 在洋洋风电场实施过程中, 运达风电机组针对雷暴、台风等特定风电场环境定制设计, 保证了风电机组机组安全高效运行, 提高了风电机组可利用率, 从而使低风速风电场也能发出较高电量。洋洋风电场的实施经验可为东盟国家多雷暴、多台风的特殊气候条件下的风电项目开发提供借鉴。

6.2 滑县金堤风电项目

项目概况：滑县金堤风电项目位于中国河南滑县辖区，项目规划总容量约为 80MW。项目场址区域面积 11km²，平均海拔约 50m，属于平原地区，植被以农作物为主。本项目轮毂高度 100m，场内轮毂高度的年平均风速为 5.26 m/s，安装 40 台金风 GW2.0(S)MW 智能风电机组，为典型的平原低风速风场。



图 6-2 滑县金堤风电场

项目特色：滑县金堤风电场沿金堤河北岸一字排开，成为金堤河岸一道亮丽的风景线。风电场在施工设计中在当地规划、环保、交通、水利、乡镇等部门指导下，结合高标准良田示范核心区及金堤河景观带，从多角度、多维度紧密结合，成功铸造出平原和谐风电场示范项目。另外风电场机位用地主要位于农业设施地，通过采用不同的塔架基础形式，因地制宜，利用这些农业设施用地，在不改变用途、不影响功能、不增加占地面积的情况下，安装建设风电机组，具备良好的推广效果和前提。金堤风电场将风电开发的风速水平进一步下探到 5.26 m/s。

运行情况：本项目已于 2017 年月建成投产，截止 2021 年 4 月，风电场运行状况良好，机组可利用率达到 98%，共发电 53328 MWh，年等效利用小时约 2020 h。

示范意义：滑县金堤风电场属于与农田融合的风电项目，通过个性化的土地利用方案，尽量与农用设施地结合起来，使农田受到更少影响。风电场风速仅 5.26m/s，2017 年技术水平即可使风电场利用小时达到 2000h 以上，目前风能利用效率和发电量将更高。越南和泰国农田面积大，大部分区域风速在 5.2m/s 以上，参照滑县金堤风电场利用方式，有机结合风电场开发与农田用地及相应设施，有效提高风电项目的开发潜力。

6.3 河南兰考东坝头分散式风电场

项目概况：河南兰考东坝头分散式风场位于中国河南省兰考县，为平原地形，海拔高度在 65m~75m 之间，各机位点测算年平均风速在 6.0~6.1m/s。东坝头风电场总装机规模为 11MW，采用 5 台 2.2MW 风力发电机组，为分散式风电项目，总投资约 1 亿元人民币。



图 6-2 河南兰考东坝头风电场现场照片（数据来源：公开网络）

项目特色：兰考东坝头风电场于 2017 年开始进行可行性研究分析、前期测风和风资源论证。论证得出本项目风剪切较大，提升塔筒高度能显著提升收益，率先在本项目安装了中国国内首个 140 米高度塔筒。

项目位于中国中部平原地区，项目所在场址均为农田，主要种植小麦、玉米等农作物。项目施工过程中安装平台和施工道路占用的临时土地，施工后经过还原，不影响原有作物生长。另外本项目吊装过程使用单叶片吊装方案，相对常规风轮吊装进一步减小了施工期的临时占地面积。该项目为就地接入就地消纳的分散式风电项目，风电机组经场内 35kV 箱式变电站升压后汇集至 110kV 开关站。110kV 开关站创新使用预装式变电站，进一步缩小占地面积和建设周期，从而降低总体建设成本。

运行情况：2017 年 1 月，项目业主与兰考县政府签订项目开发协议，2017 年 6 月，项目竣工投产，本项目从立项至投运耗时仅半年。目前累计运行约 4 年，运行状况良好。2020 年 1 月至 2020 年 12 月整年，共发电 2454 万 kWh，年等效利用小时约 2230h。

示范意义：本项目创造性运用 140 米高度柔性钢塔方案，项目建设过程中，使用了业内领先的单叶片吊装工艺、预装式开关站等先进工艺和技术，大大缩短项目建设周期和成本；通过扰流条、缆风绳等系统克服高塔吊装过程中的涡激问题；运行后也创新性的使用主动阻尼注入、转子不平衡补偿、动态快速穿越等控制手段，确保高塔运行安全性与稳定性。为东盟同类低风速、高剪切地区的项目建设提供了参考。兰考风电项目为分散式风电场，就地接入当地电网消纳，为东盟小规模风电项目开发提供了示范意义。另外，该风电场风能利用与当地农业生产协调进行，实现了高空发电，地面农业生产的共赢局面，高效利用了当地的国土空间资源，实现了土地效益的最大化。

6.4 越南宁顺正胜 50MW 项目

项目概况：越南宁顺正胜 50MW 风力发电场项目，位于越南宁顺省中部，风电场北、西、南三面环山，东侧距海岸线约 12km，整个地形类似处于开放式盆地底部，地势总体较为平坦，场区内高程在 14m~25m 之间，地表多为田地，耕种有经济作物，场区中部有一条宽约 50m 的河流穿过。

项目场区附近 200km 范围内，近 20 年无强台风影响（风速超过 37.5m/s），常见台风强度为 7~10 级（风速 16~25m/s），场区受台风威胁较小。项目年平均风速为 6.29m/s，采用浙江运达风电股份有限公司 13 台 WD147-3000 及 3 台 WD147-3600 风电机组，轮毂高度 125m，根据测算，年运行小时数可达 2830h，年发电量约 118524MWh。



图 6-6 越南宁顺正胜 50MW 项目

进展情况：项目于 2020 年 12 月首台吊装完成，2021 年 6 月首台风机顺利并网，2021 年 10 月 18 日全容量并网。

示范意义：本项目为越南当地重要的低风速风电应用项目，项目的成功实施，将为东盟低风速风电场应用提供重要参考。

VII. 东盟国家低风速风电开发建议

(1) 目标导向，推动落实风电激励政策

结合国家自身的风能资源条件，充分挖掘风电在实现减排、能源清洁化转型中的潜力，将风电发展目标纳入可再生能源发展的总体目标。明确风电中长期发展目标的同时，积极推动落实风电开发激励政策。

电价政策方面，在风电产业尚处于起步阶段的国家，出台合理的上网电价政策；在风电发展已形成一定规模的国家，采用公开竞价模式确定上网电价和选择投资商，更好的帮助各国降低用电成本。

电力消纳方面，在电网和电力系统建设基础良好、安全性较高的国家和地区，可以推进全额接收风力发电；在电网和电力系统建设基础较弱的地区或孤网地区，可以在购电协议（PPA）中签署保底收购电量。

行政审批方面，研究制定专门针对风电等新能源的审批政策，简化审批流程，缩短审批时间。重点关注新能源与环保政策等公共利益有关的审批事项，避免将企业自主决策和承担风险的部分纳入审批条件，从而减少新能源项目的过多行政干预，为东盟各国新能源发展创造有利的政策环境。

(2) 优化布局，有序推进风电项目开发

对于泰国、越南、菲律宾、缅甸等风电发展潜力和条件相对较好的国家，应加快风电发展部署；对于老挝、印尼、柬埔寨等具备一定风电发展潜力的国家，可以成为实现东盟风电发展目标的重要补充力量；对于马来西亚、新加坡、文莱等受资源和土地面积限制的国家，未来可视风电技术的发展情况在适当的时机引进风电技术，开发微型、分散式风电，以助力能源转型。

具体到风电开发的重点区域，建议优先选择风能资源较好、距风电负荷中心、具有较好的电网和运输条件的区域，可重点考虑越南中部和南部、老挝南部、泰国中部和东部、缅甸中部、菲律宾中部和北部等区域，布局风电基地或项目。可考虑将风电开发与光伏、水电等其他可再生能源统筹开发，通过多能互补避免风电的波动性缺陷，提高风电的电源品质。

(3) 因地制宜，建立东盟风电技术标准

在结合各国国情和资源条件、参考已有国际标准的基础上，加快完善东盟区域风电施工标准，使标准既能保证施工质量，加快施工进度，也能很好的控制工程成本。

运行调度方面，在风电场与电力系统调度机构之间的通信方式、传输通道和信息传输等方面统一标准，实现不同区域的风电场的遥测信号、遥信信号、遥控信号、遥调信号以及其他安全自动装置的信

号的实时通讯，便于不同风电场的统一和优化调度。

机型选择方面，制定风电机组选型标准，优先选用电网友好型风电机组，鼓励当地风电场参与当地电力系统有功控制和无功调节，具备调峰能力，频率电压耐受能力，或与光伏、水电、煤电、气电等多种电源打捆上网，从而减小风电出力的波动性。

环境适应性方面，根据东盟国家低风速资源特性特点，制定低风速风电开发相关导则，选用单机容量大、叶轮直径大、发电效率高的机组，使得风电机组能充分适应当地的风况特征。对于台风区域，风电机组应具备抗台特性；部分高风切变的风电场，风电机组应配备不同的高塔架方案；考虑部分风电场可能距居民区较近，风电机组机组还应控制好机组噪声水平，具备降噪措施。

(4) 提升电力系统灵活性的措施

由于风力发电和光伏发电造成了电力系统的变异性，从而造成了供电的不确定性，因此，新能源电力系统需要具备快速调整能力和调度各种灵活供电的能力。提高电力系统灵活性的最有效措施之一是通过输电互连⁶³。即调动灵活的资源（可快速调度的发电厂），以减轻相邻连接的电力区域之间的变异性。

由于这种变异性问题，东盟的一些国家在提高可变可再生能源(vRE)的渗透率方面仍然存在疑问。因此，为了支持风力发电的发展，升级输电网以增加灵活性支持是至关重要的。这也是为了支持东盟进出口电力或电力贸易的新背景，特别是来自可变可再生能源资源的电力贸易。东盟电网计划的持续实施可能有利于清洁能源项目的发展。因此，在实现风力发电的成功发展方面，需要两个因素。第一，强大的互联互通，第二，该地区的风能潜力。

(5) 吸纳创新，探索多元商业融资模式

通过优化风电项目投资环境、创新商业合作模式的方式来提高投资商对于风电项目投资的关注度和积极性，创造实质性的风电投资有利环境，允许通过多种商业合作模式开发低风速风电项目。

投资环境方面，进一步优化新能源项目的投资环境，重点在新能源项目接入和消纳、土地获取和项目审批方面提供担保或承诺，降低风电开发商的投资疑虑，稳定项目收益预期。

投融资方面，与世行、亚行(ADB)、亚投行(AIIB)等多边机构以及日本、韩国、中国、欧美等国家的政策性银行进行沟通，加大各大金融机构对东盟区域内新能源项目（特别是风电）的支持力度，降低风电项目的融资成本。

商业模式方面，充分借鉴国际风电开发的成熟商业模式，在吸纳不同商业模式的优点的基础上，结

⁶³资料来源：IEA. 2019. Status of Power System Transformation 2019

合当地已有的条件，探索适合东盟自身条件的风电开发商业模式。

(6) 互利共赢，积极参与风电国际合作

先进技术方面，充分利用国际已有的成熟风电技术，特别是针对东盟低风速区域和独特的气候条件下的风电开发最新技术，加强技术相关能力建设，注重本土技术人才培养，提高东盟风电开发的技术实力。

产业链布局方面，适当引进并布局风电技术产业链，研究风电设备制造本土化的可能性，从而进一步降低风电开发的设备成本。

多双边合作方面，抓住区域伙伴关系（RCEP）等重大发展契机，加强与周边国家、欧美发达国家的对接，充分利用已有的东亚峰会、东盟+3、东盟+1 等多双边合作机制，制定并协调高层政策、建立发展共识，共同推进东盟国家的风电发展。

未来的发展方向是，重点发展示范项目，加大力度在东盟进一步发展低风速项目。此外，试点项目也将成为增加中国-东盟合作实践的重要途径。因此，在进行进一步合作研究的同时，还需要进行一系列开发低风速机组的能力建设，将几个地区试点项目的商业化变为现实。

参考文献

- ACE and CREEI. 2019. The Present Layout and the Prospect of ASEAN Power Interconnection Projects
- ACE and CREEI. 2020. Practical Experience and Prospects for Electricity Accessibility in ASEAN
- ACE and CREEI. 2020. The Roadmap for Innovative Scale Development of Solar PV in AMS and the Suggested Applications
- ACE. 2015. ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016–2025 Phase I: 2016–2020
- ACE. 2020. ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016–2025 Phase II: 2021–2025
- ACE. 2020. The 6th ASEAN Energy Outlook 2017–2040
- ACE. 2020. The Paris Agreement and the Energy Policies of the ASEAN Member States: Policy Brief
- ACE. 2021. Draft ASEAN Power Report 2021
- ACE. ASEAN Climate Change Energy Project (ACCEPT) NDCs compilation, [\[https://accept.aseanenergy.org/country/\]](https://accept.aseanenergy.org/country/)
- ACE. ASEAN Energy Database System (AEDS), [\[https://aeds.aseanenergy.org/\]](https://aeds.aseanenergy.org/)
- Barnes, R. H., Morozov, E. V., and Shankar, K. 2015. Improved methodology for design of low wind speed specific wind turbine blades
- BloombergNEF. 2021. 2H 2020 LCOE Update
- Bowen Technology, [\[https://www.wenmi.com/article/px3ch2009m4g.html\]](https://www.wenmi.com/article/px3ch2009m4g.html)
- Chang, Y. and Phoumin, H. 2021. Harnessing Wind Energy Potential in ASEAN: Modelling and Policy Implications
- Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy of Thailand. Alternative Energy Development Plan 2018–2037 (AEDP 2018–2037)
- Energy Central News, [\[https://energycentral.com/news/wind-power-cambodia-first-wind-farm-project\]](https://energycentral.com/news/wind-power-cambodia-first-wind-farm-project)
- Energy&Climate Intelligence Unit, [\[https://eciu.net/netzerotracker\]](https://eciu.net/netzerotracker)
- Enterprize Energy, [\[https://enterprizeenergy.com/projects/thang-long-offshore-wind-power-project-3.html\]](https://enterprizeenergy.com/projects/thang-long-offshore-wind-power-project-3.html)
- Global Wind Atlas, [\[https://globalwindatlas.info/\]](https://globalwindatlas.info/)
- GWEC. 2021. Global Wind Report 2020
- Hongxing, Y., Wei, Z., and Chengzhi, L. 2009. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system
- IEA. 2011. Guide to Balancing Challenges by Variable Renewable Energy
- IEA. 2019. Status of Power System Transformation 2019
- IEA. 2020. World Energy Outlook 2020
- Imperial College London. 2020. The flexibility of gas: what is it worth?
- International Standard of Wind Turbines. IEC 61400–1

东盟低风速风电开发导则

- IRENA. 2014. Estimating the Renewable Energy Potential in Africa: A GIS-based approach
- IRENA. 2020. Renewable Energy Statistics 2020
- IRENA. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019
- Ministry of Commerce. 2021. Country (Region) Guide for Foreign Investment Cooperation: ASEAN (2020 Edition)
- Ministry of Industry and Trade of Vietnam. 55–NQ/TW Resolution on Orientations of the Vietnam’s National Energy Development Strategy to 2030 and outlook to 2045
- Ministry of Industry and Trade of Vietnam. Draft Vietnam PDP8, MOIT, 22 February 2021
- Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia. National Energy Plan (RUEN)
- NASA, [<https://ladsweb.modaps.eosdis.nasa.gov/search/>]
- Natural Earth, [<https://www.naturalearthdata.com/downloads/10m-cultural-vectors/>]
- NREL. 2019. Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries
- PAGERPOWER, [<https://www.paginator.com/news/shadow-flicker/>]
- PLN. PLN 2018 Annual report
- Polaris Power Network, [https://www.sohu.com/a/115648868_131990]
- Protected Planet, [<https://www.protectedplanet.net/en>]
- REN21. 2020. Renewables 2020 Global Status Report
- ReNEWS, [<https://www.renews.biz/69722/vietnamese-government-signs-35gw-la-gan-survey-contracts/>]
- Taleb, H. M. and Hijleh, B. A. 2021. Optimizing the Power Generation of a Wind Farm in Low Wind Speed Regions
- The ASEAN Magazine. 2020. CLIMATE CHANGE The time to Act is Now, [<https://asean.org/storage/2020/10/The-ASEAN-Magazine-Issue-5-September-2020.pdf>]
- The Philippines. National Renewable Energy Program (NREP)
- The Star, [<https://www.thestar.com.my/business/business-news/2021/04/08/government-pragmatic-in-not-setting-higher-targets-for-renewable-energy>]
- VnExpress, [<https://e.vnexpress.net/news/business/economy/ministry-calls-for-allowing-private-investment-in-power-transmission-4094268.html>]
- Wood Mackenzie Power & Renewables data base

