International Energy Agency

可再生能源 2020

至2025年的分析和预测

摘要

2020 年 5 月，国际能源署（IEA）发布可再生能源市场更新报告，分析了新冠疫情对 2020 年和 2021 年可再生能源部署的影响。这项早期评估表明，全球可再生能源增长正在经受新冠疫情造成的损害，但并未被其阻止。半年后，疫情大流行继续影响着全球经济和日常生活。不过，可再生能源市场，特别是发电技术，已经显示出抵御疫情的韧性。《可再生能源 2020》就新冠疫情对电力、热力和交通运输领域可再生能源从目前直至 2025 年的影响提供了详细分析和预测。

国际能源署。保留所有权利。

致谢、贡献者及其贡献

本项研究由能源市场和安全司可再生能源处编制。高级能源分析师 Heymi Bahar 提供设计和指导。

本报告得益于诸多同事的分析起草工作和意见。主要作者为 Yasmina Abdelilah、Heymi Bahar、Trevor Criswell、Piotr Bojek、François Briens，以及 Pharoah Le Feuvre。Grecia Rodríguez Jiménez 负责数据管理，并为分析和起草做出了贡献。该报告还得益于程晨璐、Andrea Dertinger、Hideki Kamitatara、Kazuhiro Kurumi 和 Kartik Veerakumar 所做的分析和提供的数据与意见。

可再生能源处处长 Paolo Frankl 为本项工作提供了战略指导和意见。国际能源署的其他高级管理人员和众多同事，特别是贞森惠佑、Laura Cozzi、Laszlo Varro 和 Michael Waldron，提供了宝贵的评论、反馈和指导。

为本项工作做出了重要贡献的国际能源署其他同事包括：

Zakia Adam、Praveen Bains、Christophe Barret、Mariano Berkenwald、Sylvia Beyer、Toril Bosoni、Stéphanie Bouckaert、Davide d'Ambrosio、Connor Donovan、Carlos Alvarez Fernandez、Peter Fraser、Marine Gorner、Edwin Haesen、César Alejandro Hernandez、Zoe Hungerford、Joerg Husar、Dionisia Lyngopoulou、Yannick Monschauer、Apostolos Petropoulos、Uwe Remme、Luis Fernando Rosa、Andreas Schroeder、Jeremy Sung、Michael Oppermann、Jacopo Tattini、Jacob Teter、Nicole Thomas、Aad Van Bohemen、Peerapat Vithayasrichareon，以及 Brent Wanner。

国际能源署能源数据中心的及时数据在本报告中具有基础性作用，在这方面 Mathilde Daugy、Julia Guyon、Nick Johnstone、Samantha Mead、Julian Prime、Céline Rouquette 和 Roberta Quadrelli 提供了特别协助。

本项工作得益于国际能源署长期合作常设小组、国际能源署可再生能源工作组、可再生能源产业顾问委员会（RIAB）成员以及来自国际能源署合作伙伴国家和其他国际机构的专家的广泛审阅和评论。本项工作还得益于国际能源署能源研究和技术委员会以及国际能源署技术合作项目（IEA TCPs）的反馈。

来自国际能源署以外的许多专家提供了宝贵的意见，并对本报告进行了评论和审阅。这些专家包括：

国际能源署。保留所有权利。

国家

巴西（Empresa de Pesquisa Energética）、加拿大（加拿大自然资源部）、智利（能源部）、中国（能源研究所 – ERI）、哥伦比亚（Unidad de Planeación Minero Energética）、欧盟（欧盟委员会 – 能源总司）、法国（生态与团结化转型部）、意大利（国家新技术、能源和可持续经济局）、爱尔兰（可持续能源局 – SEAI）、日本（经济产业省、能源经济研究所 – IEEJ、新能源和工业技术开发组织 – NEDO）、新西兰（经济发展部）、瑞士（联邦能源办公室）、美国能源部。

技术合作项目（TCP）

生物能源 TCP、热泵中心（HPC）TCP、水电 TCP、光伏发电系统（PVPS）TCP、太阳能供热和制冷 TCP、SolarPaces TCP、风能 TCP。

其他组织

Abengoa Solar、Acciona Energía、美国风能协会（AWEA）、Consejo Coordinador Empresarial（CCE）、日本电力开发公司（JPOWER）、法国电力（EDF）、ENEL、Enercon、欧洲复兴开发银行（EBRD）、欧盟委员会、欧洲地热能协会（EGEC）、欧洲热泵协会（EHPA）、欧洲可再生能源基金会（EREF）、欧洲可再生乙醇协会（EPURE）、欧洲太阳能热工业联合会（ESTIF）、通用电气（GE）、 Gestore dei Servizi Energetici（GSE）。全球风能协会（GWEC）、GoodFuels、国际水电协会（IHA）、国际可再生能源署（IRENA）、纳斯特、Ørsted、REN21、西门子歌美飒、欧洲太阳能协会、SPV 市场研究、联合国欧洲经济委员会（UNECE ）、维斯塔斯、欧洲风能协会、世界银行。

作者还要感谢 Kristine Douaud 娴熟地编辑文稿，并感谢国际能源署传播和数字办公室，特别是以下提供协助的人员：Jon Custer、Astrid Dumond、Merve Erdem、Christopher Gully、Jad Mouawad、Jethro Mullen、Julie Puech、Robert Stone，以及 Therese Walsh。此外，管理和行政办公室的 Ivo Letra 提供了数据管理支持。

有问题或评论吗？请致信 IEA-REMR@iea.org 联系我们。

国际能源署。保留所有权利。

目录

摘要 **1**

致谢、贡献者及其贡献 **2**

目录 **4**

执行摘要 **11**

可再生能源在新冠疫情大流行中显现韧性 **15**

严格封锁后的世界 15

上半年可再生电力增量 17

疫情前政策将对可再生能源技术的未来产生影响，不逊于新冠疫情 19

可再生能源产业股票表现 22

新冠疫情对可再生电力市场占有率和价格的影响 23

热力和交通运输领域的可再生能源韧性较差 25

参考文献 26

可再生电力 **27**

预测摘要 27

太阳能光伏 **34**

预测概述 34

中国 36

美国 38

印度 41

日本 44

东盟 45

澳大利亚 47

欧洲 48

德国 50

西班牙 52

国际能源署。保留所有权利。

荷兰 53
法国 54
意大利 55
波兰 56
比利时 57
拉丁美洲 57
巴西 57
墨西哥 59
智利、阿根廷和哥伦比亚 60
中东和北非 62
撒哈拉以南非洲 65
参考文献 69
风能 71
预测概述 71
中国 75
美国 76
印度 79
日本 80
东盟 81
澳大利亚 82
欧洲 83
拉丁美洲 91
中东和北非 94
撒哈拉以南非洲 96
参考文献 98
水电、生物能源、聚光太阳能发电（CSP）和地热 100
水力发电 100
生物质发电 102
聚光太阳能发电（CSP） 103

国际能源署。保留所有权利。

地热 106
参考文献 108
交通运输用生物燃料 109
预测摘要 109
乙醇市场 111
生物柴油和加氢处理植物油（HVO）市场 114
参考文献 118
可再生热力 119
新冠疫情对全球热力需求的影响 120
2020-22 年可再生热力需求 122
可再生热力到 2025 年的前景 125
刺激计划中的可再生热力 128
参考文献 132
值得关注的主要趋势 133
清洁能源刺激计划的现状如何？ 133
风能和光伏是否在一般政策制度之外开始扩张？ 136
大型油气生产商会成为可再生电力主要投资者吗？ 137
系统运营商是否弃用了太多风电和太阳能电力？ 138
政府是否正在错过加速可持续航空燃料（SAF）部署的机会？ 141
可再生航运燃料是否在“全速前进”？ 147
参考文献 153

插图清单

图 1.1　全球新冠疫情遏制措施及每日新增病例 16
图 1.2　2019 年和 2020 年一、二季度按技术分类的可再生能源增量 17
图 1.3　2019 年上半年和 2020 年上半年按地区分类的可再生电力增量 18
图 1.4　2018-20 年按技术和国家/地区分类的可再生电力拍卖结果 19
图 1.5　2015-20 年公用事业规模新增可再生能源电厂的最终投资决定 20

国际能源署。保留所有权利。

图 1.6 上市能源企业指数成分股股价和主要指数，2018-20 年 23
图 1.7 VRE 发电在总发电量中的月均占比及基本负荷批发电价 24
图 1.8 2019-20 年电力、热力和交通运输行业中可再生能源产量和总需求变化 25
图 2.1 2013-22 年按技术分类的可再生电力净增量，主情景和加速情景 27
图 2.2 2019-22 年按国家/地区分类的可再生电力净增量，主情景 29
图 2.3 2020-25 年按技术分类的可再生能源增量，主情景和加速情景 30
图 2.4 2019-25 年按燃料和技术分类的总装机容量，主情景 31
图 2.5 2010-25 年，按技术分类的可再生能源发电量 32
图 2.6 2019-25 年电力需求增量和可再生能源发电量增量 33
图 3.1 太阳能光伏净增量（左）及各应用类别光伏占比（右） 34
图 3.2 按国家/地区分类的太阳能光伏净增量 35
图 3.3 2023-25 年主情景和加速情景下的全球年均增量 36
图 3.4 中国光伏 2016-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量 37
图 3.5 2019 年和 2020 年中国光伏竞争性拍卖量（左）和项目规模（右） 38
图 3.6 美国光伏 2016-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量 39
图 3.7 印度光伏 2016-22 年增量及 2023-25 年年均增量 41
图 3.8 2018 年一季度到 2020 年二季度印度配电企业累计拖欠发电商的款项（左），及光伏拍卖结果（右） 42
图 3.9 印度各邦 2019 年屋顶光伏装机容量、2022 年目标及公用事业企业平均评级 43
图 3.10 日本太阳能光伏 2018-22 年年度净增量及 2023-25 年年均增量（左），以及 2020-25 年按政策分类的增量预测（右） 44
图 3.11 东盟 2018-22 年光伏增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-25 年总装机容量（右） 46
图 3.12 澳大利亚太阳能光伏 2018-22 年增量、2023-25 年年均增量（左），以及分布式光伏 2019 年和 2020 年月度增量（右） 48
图 3.13 欧洲 2017-22 年年度光伏增量和 2023-25 年各类光伏的年均增量（左），以及按地区分类的年均增量（右） 49
图 3.14 德国 2016-22 年光伏年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2020 年分布式光伏月度增量（右） 51
图 3.15 西班牙光伏 2016-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量 52
图 3.16 荷兰年太阳能光伏 2018-22 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2012-20 年 SDE+预算（右） 54
图 3.17 法国太阳能光伏 2017-22 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及太阳能光伏 2017-20 年拍卖结果（右） 55
图 3.18 巴西太阳能光伏 2017-22 年增量及 2023-25 年年均增量 58

国际能源署。保留所有权利。

图 3.19 2019-20 年巴西在非管制市场上运营的太阳能光伏占比（左），以及分布式太阳能光伏月度增量（右） 58
图 3.20 墨西哥光伏 2016-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量 60
图 3.21 智利和阿根廷光伏 2017-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量 61
图 3.22 中东和北非地区光伏 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2020-25 年部分国家按采购类型分类的增量（右） 63
图 3.23 撒哈拉以南非洲太阳能光伏 2017-22 年增量及 2023-25 年年均增量 66
图 3.24 撒哈拉以南非洲 2018-25 年的离网光伏装机容量 68
图 4.1 按国家/地区分类的陆上风能净增量 72
图 4.2 按国家/地区分类的海上风能净增量 73
图 4.3 支撑 2020-25 年风能增量预测的主要报偿机制（左）以及实际和预测的陆上风能成本（右） 74
图 4.4 2020-25 年全球风能年度净增量 75
图 4.5 中国风能 2018-22 年年度增量、2023-25 年年均增量，以及 2018-20 年季度部署 76
图 4.6 美国风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-20 年项目开发状态（右） 77
图 4.7 印度风能 2017-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及风能拍卖结果（右） 79
图 4.8 日本风能 2018-22 年年度增量（左）和 2019-25 年累计容量（右） 80
图 4.9 东盟风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-25 年总装机容量（右） 81
图 4.10 澳大利亚风能 2018-22 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-20 年澳大利亚能源市场运营商（AEMO）风电弃电数据（右） 83
图 4.11 按技术（左）和国家（右）分类的欧洲风能 2017-22 年年度增量与 2023-25 年年均增量 84
图 4.12 德国风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2018-20 年陆上风能拍卖量（右） 85
图 4.13 西班牙（左）和法国（右）风能 2017-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量 87
图 4.14 荷兰风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），瑞典风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（右） 88
图 4.15 丹麦风能 2016-22 年年度净增量和 2023-25 年年均增量 90
图 4.16 巴西风能 2018-2022 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2013-19 年已拍卖的风能容量（右） 91
图 4.17 墨西哥风能实际和预测的年度增量（左）以及累计容量（右） 92
图 4.18 智利（左）和阿根廷（右）陆上风能 2017-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量 93

国际能源署。保留所有权利。

图 4.19 中东和北非地区风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及部分国家 2020-25 年按采购类型分类的递增量（右） 95
图 4.20 撒哈拉以南非洲风能 2017-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量 96
图 5.1 2018-25 年按国家/地区分类的水电净增容量 100
图 5.2 2020-25 年全球水力发电量和容量增长（左），以及 2025 年按地区分类的不同电站年龄对应的发电量，与加权平均机龄作比（右） 102
图 5.3 按国家分类的生物质发电容量增量 103
图 5.4 按国家分类的 CSP 增量 104
图 5.5 按国家分类的地热发电容量增量 106
图 6.1 2019 年全球生物燃料产量和 2020 年生物燃料细分情况 109
图 6.2 2019 年全球生物燃料产量及对 2020-2025 年的预测 110
图 6.3 2020 年关键乙醇市场的汽油需求同比收缩百分比（按体积算） 111
图 6.4 美国和巴西 2019 年和 2020 年的乙醇产量 112
图 6.5 亚洲关键市场的乙醇产量概览 114
图 6.6 全球关键市场生物柴油和 HVO 产量概览 115
图 7.1 2019 年全球按燃料和技术分类的可再生热力消费 119
图 7.2 2014-20 年全球工业和建筑物热力消费和可再生热力消费同比变化 121
图 7.3 2020 年部分地区的工业生产指数（左）和工业热力消费同比变化（右） 121
图 7.4 2020-22 年全球按热源分类的可再生热力消费年度变化 122
图 7.5 2019-22 年工业生物能源消费量（左）和工业生物能源消费量同比变化（右） 123
图 7.6 2020 年全球影响供热用可再生电力的因素变化（左）和年度热力消费增长（右） 124
图 7.7 2020-22 年部分地区太阳能热力消费增长 125
图 7.8 2015-25 年按来源分类的可再生能源消费（左）和 2020-25 年全球按来源和领域分类的可再生能源消费量的增长（右） 126
图 7.9 2021-25 年部分地区不同因素对可再生电力消费变化的贡献 127
图 7.10 部分地区 2015-25 年区域供热消费（左）和 2020-25 年可再生能源区域供热消费量变化（右） 128
图 8.1 已宣布的主要能源生产和消费刺激计划 133
图 8.2 已宣布的各部门清洁能源刺激计划 134
图 8.3 2021-23 年间“欧盟下一代”总支出以及气候和能源相关预期支出 135
图 8.4 欧盟成员国 2021-23 年清洁能源刺激资金，以及 2014-20 年欧盟专项基金下的可再生电力和生物燃料累计支出 136
图 8.5 2020-25 年间可再生电力容量报偿政策类型 137
图 8.6 2018-25 年间主要油气企业的可再生能源装机容量和签约容量 138

国际能源署。保留所有权利。

图 8.7 下调出力的风电和太阳能光伏发电量（左）以及下调出力的发电量占比（右） 139
图 8.8 2020 年加州电量需求、弃电量和 VRE 占比 140
图 8.9 对航空业的财政支持 142
图 8.10 按附加条件类型分类的为航空业提供的政府财政支持 144
图 8.11 化石航空煤油市场价格与 HEFA 航空生物燃料生产成本比较 145
图 8.12 被评估航空公司的可持续航空燃料举措 146
图 8.13 指示性航运燃料成本范围 150

表格清单

表 3.1 2019 年和 2020 年中东和北非地区部分公用事业规模太阳能光伏投标价格 64
表 3.2 非洲 2021-22 年按国家和政策分类的公用事业规模太阳能光伏部分增量 66
表 4.1 美国各州海上风能招标相关数据 78
表 4.2 撒哈拉以南非洲的部分风能项目，2020-25 年 97
表 5.1 正在建设的大型 CSP 项目 105
表 7.1 鼓励可再生热力采用的复苏措施（直接和间接） 130
表 8.1 政府对航空公司的财政支持，及其与股权增加的关系 143
表 8.2 替代航运燃料概览 149

国际能源署。保留所有权利。

执行摘要

电力行业驱动下，可再生能源显现韧性

用于发电的可再生能源将在 2020 年增长近 7%，与所有其他燃料形成鲜明对比。全球能源需求将下降 5%，但在长期合同、优先入网以及新电厂不断装机的支持下，可再生电力增长强劲。这足以抵消主要由经济活动减少造成的工业用生物能源和交通运输用生物燃料下滑，并且仍有盈余。净结果是 2020 年可再生能源需求总体增长 1%。

尽管经济笼罩在不确定性的阴云之中，但投资者对可再生能源的偏好仍然不减。2020 年 1 月至 10 月，拍卖的可再生能源容量比去年同期高出 15%，创下新纪录。同时，上市可再生能源设备制造商和项目开发商的股票表现优于大多数主要股票市场指数和整个能源行业。这要归功于对此类企业业务增长和财务状况在中期保持健康的预期。2020 年 10 月，全球范围内太阳能公司的股价比 2019 年 12 月翻了不止一番。

可再生能源发电增量在新冠疫情逆境中创下新高

在中国和美国的推动下，2020 年全球可再生能源净装机容量将增长近 4%，接近 200 吉瓦。今年，风力和水力发电增量几乎占到全球新增发电总容量的 90%，带动全球可再生能源增量刷新纪录。太阳能光伏增长预计将保持平稳，公用事业规模项目的快速扩张将弥补个人和企业因调整投资优先事项而导致的屋顶新装容量收缩。在中国和美国，由于开发商急于赶在政策变化生效之前完成项目，两国的风能和太阳能光伏增量预计将实现 30%的跳跃式增长。

可再生能源产业已迅速适应新冠疫情的挑战。在 5 月预测值的基础上，我们已将国际能源署（IEA）对 2020 年全球可再生能源增量的预测值上调了 18%。2020 年前六个月，供应链中断和建设延误减缓了可再生能源项目的进度。不过，工厂建设和制造活动迅速回升，而且物流挑战随着 5 月中旬以来跨境限制的放松已基本解决。我们新的月度增量数据库显示，截至 9 月，月度增量已经超过先前的预期，表明欧洲、美国和中国的复苏速度较快。

欧洲和印度将在 2021 年引领可再生能源激增

可再生能源增幅有望在 2021 年创纪录达到近 10%。有两个因素应当会驱动加速，带来 2015 年以来最快的增长。首先，在建设和供应链中断的市场中，延期的项目投入运行。在美国、印度和部分欧洲国家等关键市场中，政府采取了及时措施，允许开发商在原定于 2020 年底的政策或拍卖截止日期后的若干个月内完成项目。其次，在新冠疫情之前就有较好项目资源储备的

国际能源署。保留所有权利。

美国、中东和拉美等市场中，得益于持续下降的成本和未曾中断的政策支持，增长将在 2021 年继续。

预计印度 2021 年增量比 2020 年增量多一倍，将成为助推 2021 年可再生能源增长的最大贡献方。由于新冠疫情以及合同谈判和土地征用方面的挑战而延误的很多已拍卖风能和太阳能光伏项目，预计将在延误过后开始运营。

欧盟 2021 年增量预计将实现跃升。这主要是先前在法国和德国拍卖的公用事业规模太阳能光伏和风能项目上线的结果。成员国为实现该地区 2030 年可再生能源目标而制定的政策，以及提供低成本融资和资助的欧盟复苏基金，为增长提供支持。在中东、北非和拉美，由于之前在竞争性拍卖中中标的项目投入运行，将带动 2021 年可再生能源增量复苏。

关键市场中更高的政策确定性可能会大幅促进可再生能源的部署

可再生能源在新冠疫情中显现韧性，但无法承受政策不确定性。根据我们的主情景预测，关键市场中激励措施到期以及由此产生的政策不确定性将导致可再生能源增量在 2022 年小幅收缩。在中国，陆上风能和太阳能光伏补贴于今年到期，而海上风能支持将于 2021 年结束。2021-25 年的政策框架将于明年年底宣布，因此尚无法确定 2022 年及之后中国可再生能源的扩张步伐。2022 年，美国陆上风能生产税收抵免到期、印度配电企业财务困境持续、拉美的拍卖推迟等因素，也会抑制可再生能源增量。具体而言，预计全球陆上风能增量将下降 15%，而海上风能的扩张将继续加速。

如果各国依照我们在“加速情景”中的假定，解决政策不确定性问题，那么 2022 年全球太阳能光伏和风能增量将分别增长25%。这将推动可再生能源增量刷新历史纪录，达到271吉瓦。仅中国一国就会占到增长的 30%。太阳能光伏年度市场可能达到约 150 吉瓦，在短短三年间增长近 40%。在美国，如果实施更多清洁电力政策，则太阳能光伏和风能的部署都可能会大幅提速，有助于美国电力行业更快脱碳。

可再生能源势将引领全球电力行业

成本下降和持续政策支持预计将在 2022 年后驱动可再生能源强劲增长。尽管新冠疫情带来了挑战，但可再生能源扩张的基本面并没有改变。当今大多数国家中，太阳能光伏和陆上风能已成为新增发电厂的最廉价选择。在拥有良好资源和廉价融资的国家，风能和太阳能光伏电厂将会挑战现有的化石燃料电厂。太阳能项目现在提供一部分有史以来成本最低的电力。总体而言，到 2025 年，可再生能源将占到全球总发电容量净增长的 95%。

风能和太阳能光伏总装机容量有望在 2023 年超过天然气，并在 2024 年超过煤炭。从现在到 2025 年，仅太阳能光伏就将占可再生能源总增量的 60%，风能将占 30%。在成本进一步降低

国际能源署。保留所有权利。

的驱动下，海上风能增量将会逐年激增，在 2025 年达到风能年度市场总量的五分之一。海上能源的增长从欧洲扩展到中国和美国等潜力巨大的新兴市场。世界范围内，可变可再生能源的快速增长要求政策上予以更多关注，以确保将其安全经济地集成到电力系统中。

可再生能源将在 2025 年超过煤炭成为全球最大的电力来源。届时，预计可再生能源将提供世界上电力的三分之一。水电将继续提供全球将近一半的可再生电力。目前水电是世界上明显最大的可再生电力来源，风能和太阳能光伏位居其次。

可再生能源成本持续下降，正在改变投资者的格局和政策的作用。在拍卖和上网电价等政策项目之外，纯基于市场的可再生能源增长份额将从现在的不到 5%三倍增加到 2025 年 15%以上。这其中包括企业购电协议、批发电价风险较高的电厂或其他合同。尽管政策和监管框架对于保持长期收入稳定仍然至关重要，但竞争将继续推动合同价格下行。拍卖和绿色证书机制预计将在未来五年覆盖全球 60%的可再生能源容量扩张。2020 年到 2025 年，主要石油和天然气公司对可再生能源新增发电容量的投资预计将增加十倍。

新冠疫情导致生物燃料经历二十年来的首次收缩

新冠疫情严重影响生物燃料产业。预计 2020 年全球交通运输用生物燃料产量将比 2019 年的最高纪录低 12%。由于交通运输用燃料需求减少、化石燃料价格走低，导致生物燃料的经济吸引力减弱，生物燃料产量出现二十年来的首次下降。产量同比降幅最大的是美国和巴西的乙醇以及欧洲的生物柴油。

燃料需求的复苏和关键市场的有力政策可以刺激生产于 2021 年反弹，并支撑增长持续至 2025 年。在这种情况下，最大的产量增幅将来自于中国和巴西的乙醇，以及美国和东南亚的生物柴油和加氢处理植物油。

需求冲击损害可再生热力消费

由疫情大流行引起的经济活动减少对工业热力消费的影响大于对建筑热力消费的影响。这影响到了对可再生能源的需求，特别是工业用生物能源。在其他领域，新冠疫情对短期可再生热力消费的直接影响有限。尽管对工业和建筑供热用电的全球需求正在下降，但由于可再生能源在发电中比重升高，2020 年热力相关的可再生电力消费有望在工业和建筑领域均有所增加。

未来五年可再生能源热力的份额预计将大体保持不变。2025 年，全球可再生能源热力消费量预计将比 2019 年高 20%，其中建筑领域的增长将超过工业领域的增长。尽管如此，随着工业活动预计将推动总体市场扩大，到 2025 年可再生能源将仅占全球热力消费的 12%。在不可再生能源热力消费不发生显著变化的情况下，2025 年热力相关的二氧化碳排放总量预计将比 2019 年仅降低 2%。

国际能源署。保留所有权利。

近期政策势头有潜力进一步促进可再生能源的使用

针对清洁能源的经济刺激措施可以直接或间接支持可再生能源。迄今为止，各国宣布的能源相关一揽子经济刺激计划已达到 4,700 亿美元，尽管其中大部分主要是为了提供短期经济救济，但我们估计约有 1,080 亿美元将以清洁能源为重点支持针对性经济增长。这些措施可以直接为可再生能源提供额外财政支持，或通过建筑、电网、电动车、低碳氢等领域间接为可再生能源提供额外财政支持。即将出台的欧盟经济复苏计划也是如此，预计该计划将包含约 3,100 亿美元的气候相关支出。

交通运输用可再生能源领域受疫情打击严重，尤其可能获得支持。然而，可以并且应该更有作为。例如，全球范围内，疫情发生后获得了政府支持的 30 家航空公司当中，只有 2 家需要满足环境条件，并且只有 2 家被要求承诺将可持续航空燃料混合比例维持在 2%。

关键市场中，净零排放目标将有望加速可再生能源部署。继欧盟和一些欧洲国家之后，亚洲的三个主要经济体最近宣布了实现净零排放的目标：日本和韩国为 2050 年，中国为 2060 年。尽管评估这些目标的确切影响还为时过早，但这些已宣布的宏伟目标很可能会进一步加速可再生能源在各领域的部署，并可能对全球市场产生重大影响。

国际能源署。保留所有权利。

可再生能源在新冠疫情大流行中显现韧性

本部分通过对基于最近月度和季度数据（至 2020 年 9 月底）的多种指标进行分析，评估了疫情大流行期间可再生能源开发和部署的韧性。总体而言，根据月度安装、拍卖中标项目、新项目融资和股票表现的数据，可再生电力表现出强大的抵抗力。

严格封锁后的世界

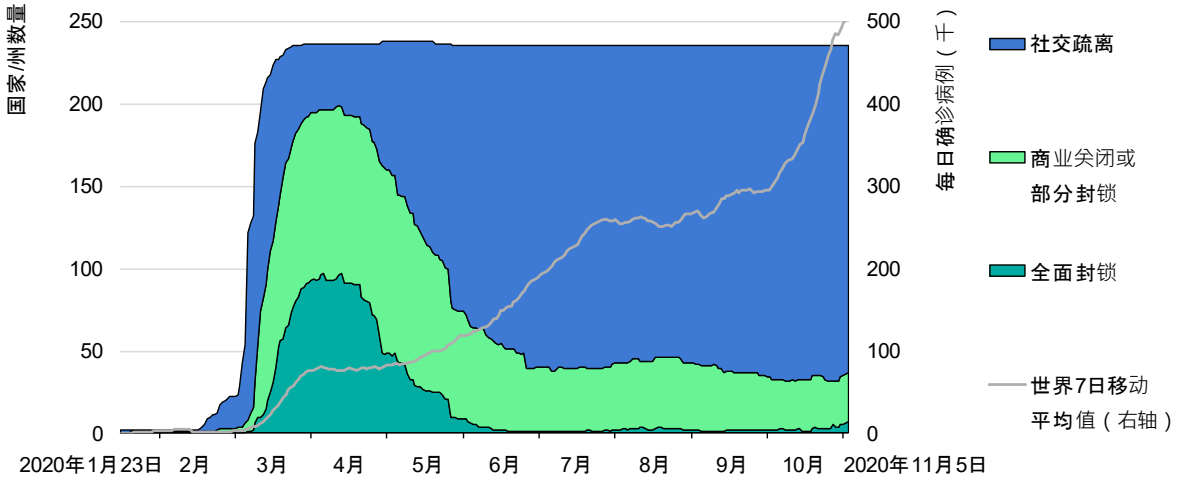
在严格的行动限制取消后，可再生能源容量扩张已适应了“新常态”，但新的不确定性正在显现

从 2020 年 2 月到 5 月中旬，大约 100 个国家和省州（主要在欧洲、亚洲和北美）实施了全面封锁措施以遏制疫情大流行，同时，另外 100 个辖区采取了部分封锁措施。封锁一般持续了 4 到 10 周，并从 4 月下旬开始逐步取消。由于这些遏制措施，4 月到 5 月，新感染病例的扩散在全球范围内减缓并达到了平稳状态。

但是，这些安全法规和交通运输限制也扰乱了供应链，并暂时延迟了关键市场中可再生能源的安装建设，尤其是陆上风能和太阳能光伏。自 5 月中旬以来，在许多国家，基于可再生能源的建设项目、设备供应、政策实施（许可、牌照、拍卖）和融资已恢复到接近正常水平，因为项目开发商和制造商已对其运营进行了调整，以适应关于社交疏离的持续规定。

国际能源署。保留所有权利。

图 1.1　全球新冠疫情遏制措施及每日新增病例



国际能源署。保留所有权利。

来源：基于 Lejeune (2020), Coronavirus Counter Measures；Our World in Data (2020), ECDC Data。

继第一次高峰之后，随着非洲、亚洲、拉丁美洲和中东的更多国家受疫情影响加重，以及北美、欧洲和俄罗斯的检测能力扩大，全球报告的新冠疫情病例数在 6 月份再次开始迅速增加。到夏季末，几乎所有欧洲国家的病例数均有激增。

尽管如此，截至 9 月，大多数国家和州（以色列除外）考虑到可能的经济影响，尚未（重新）实行全面或部分封锁。但是，几乎所有国家都采取了社交疏离措施，部分国家还加强了社交疏离措施，以遏制第二波疫情。

自 10 月初以来，某些辖区内的行动限制、商业关闭和局部封锁影响的主要是大中型城市。虽然更严格的检疫规则可能会适用于这些地区的一些工人，但对可再生能源设备制造和可再生电力建设活动的影响预计很小，因为这些设施和场所大多位于人口稠密地区之外。不过，10 月底欧洲一些国家再次收紧措施，并重新实行全面和部分封锁，给 2020 年最后一个季度和 2021 年可再生能源规模扩大带来更多不确定性。

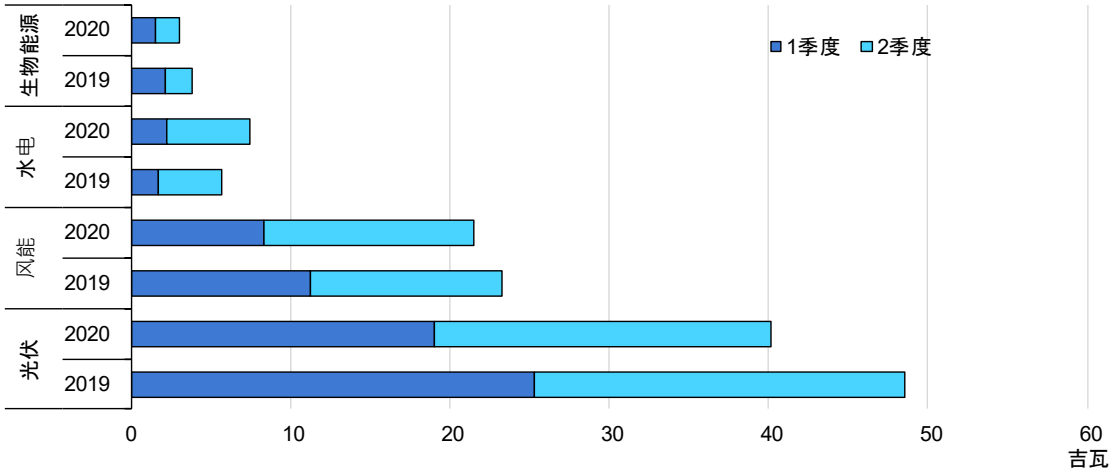
国际能源署。保留所有权利。

上半年可再生电力增量

2020 年上半年太阳能光伏和陆上风能增速放缓

2020 年上半年，全球可再生电力新增容量比 2019 年同期减少了 11%以上：开发商并网的太阳能光伏发电量估计为 40 吉瓦，比去年减少了 17%，而风电扩张则下降了近 8% 。与之形成对比的是，水电增量在2020年上半年有所增加，这主要是由于中国一些大型项目投入运行。封锁和行动限制带来的影响因国家和技术而异，国际能源署的初步数据显示，在大多数国家，可再生能源开发商不仅没有停止建设，而且一旦限制放松，他们就加快了安装活动，以弥补延误。

图 1.2　　2019 年和 2020 年一、二季度按技术分类的可再生能源增量



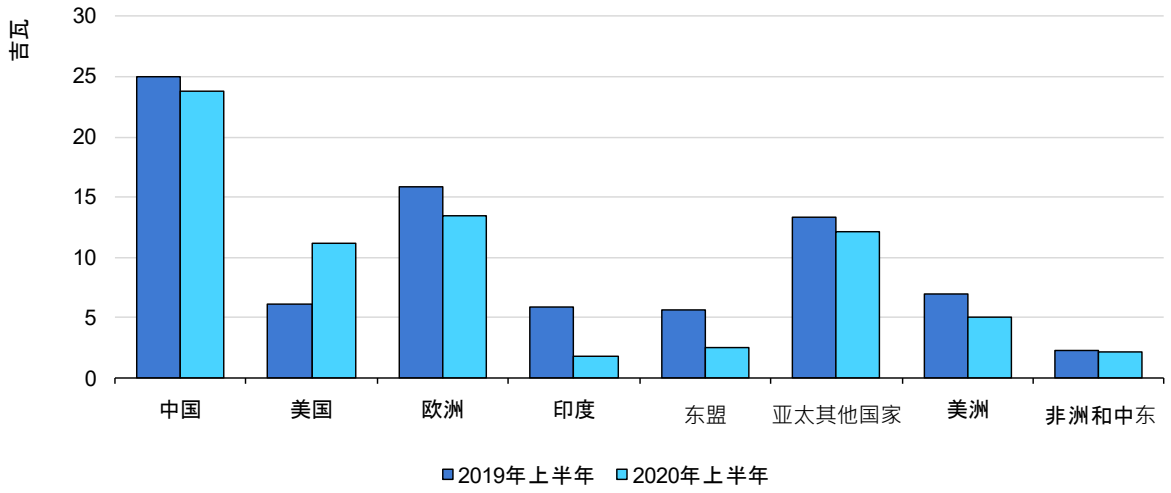
国际能源署。保留所有权利。

注：收集到的实际数据来自以下国家的政府和行业协会：阿根廷、澳大利亚、巴西、智利、中国、法国、德国、印度、意大利、日本、韩国、荷兰、波兰、南非、西班牙、瑞典、中华台北、土耳其、英国和美国。这些来源占 2019 年全球总增量的 75%，其余增量是根据实际年度数据和预测做的估算。

与 2019 年相比，除水电外，所有发电技术在 2020 年一季度（Q1）增量均较低，太阳能光伏发电和风电分别收缩 25%。中国是这一趋势的主要推动者，因为省级的新冠疫情行动限制和相关劳动力短缺减少了全国的建设活动。结果是，中国 2020 年前三个月风电的装机下降了 50%，而太阳能光伏则下降了 25%。随着疫情大流行的消退和封锁措施的放松，中国公用事业规模的光伏、风能和大型水力发电厂的安装速度加快，增长恢复了动力。

国际能源署。保留所有权利。

图 1.3　2019 年上半年和 2020 年上半年按地区分类的可再生电力增量



国际能源署。保留所有权利。

注：收集到的实际数据来自以下国家的政府和行业协会：阿根廷、澳大利亚、巴西、智利、中国、法国、德国、印度、意大利、日本、韩国、荷兰、波兰、南非、西班牙、瑞典、中华台北、土耳其、英国和美国。这些来源占 2019 年全球总增量的 75%，其余增量是根据实际年度数据和预测做的估算。

在美国，政策期限决定了风能和太阳能光伏的扩张，可再生能源的部署很大程度上不受新冠疫情相关限制的影响。2020 年上半年，美国可再生能源增量几乎是去年同期的两倍，这主要是由于风能开发商急于在联邦税收激励截止前将项目投入运行。同一时期，印度的可再生能源容量增长显著放缓，但是放缓始于 3 月底全国封锁之前，主要是由公用事业企业财务状况欠佳和项目延期的持续挑战所致。

在欧洲，虽然 2020 年上半年可再生能源的增量低于 2019 年，但在封锁和行动限制缓解后，第二季度的安装速度加快了。疫情大流行最初蔓延到德国时，德国的安装量（尤其是地面安装光伏）有所放缓，但在 5 月和 6 月复苏强劲，超过了 2019 年同期的安装量。在意大利也出现了复苏，2 月到 4 月下降了 90%之后，5 月的增量回升到疫情大流行前的水平；而在荷兰，3 月和 4 月风能和太阳能安装合计速度放缓，但在 6 月得以恢复。

与 2019 年同期相比，今年 1 月至 6 月，东盟地区的装机容量减少了近 60%。下降的主要原因是去年越南光伏的蓬勃发展，那里的开发商急于在政策截止日期前完成光伏项目。在东盟其他地区，封锁措施限制了泰国和印度尼西亚的建设活动。

国际能源署。保留所有权利。

疫情前政策将对可再生能源技术的未来产生影响，不逊于新冠疫情

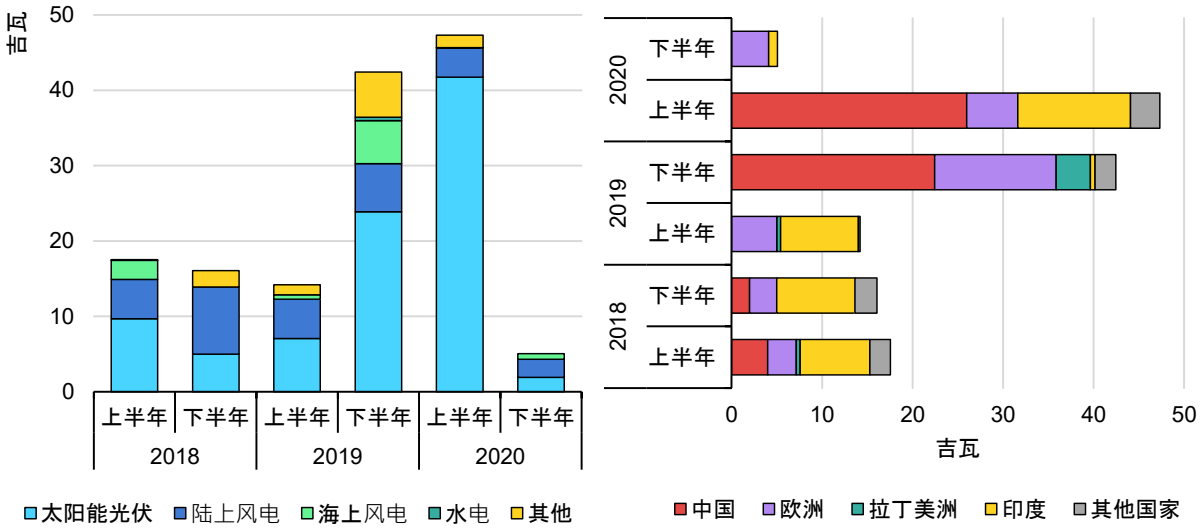
尽管新冠疫情造成了一些延误，但可再生能源拍卖量创下历史新高

2020 年上半年，13 个国家的中标项目创下可再生能源历史新增容量纪录，达到近 50 吉瓦，这些项目将于 2021-24 年期间投入运营。2020 年 6 月，中国的全国性太阳能光伏拍卖中，中标项目容量达 25 吉瓦，引领了全球潮流。在印度，尽管建设活动急剧放缓，全国和各邦的拍卖中，中标太阳能项目容量达 11.3 吉瓦，风能容量近 1 吉瓦，扭转了从 2019 年下半年开始的下降趋势。

在欧洲，德国、法国、意大利和葡萄牙分别于 1 月至 6 月期间完成了风能和太阳能光伏拍卖，但该地区的中标项目容量大大低于去年。希腊、荷兰和爱尔兰也举行了拍卖，但由于新冠疫情而有所延误。

在拉丁美洲，主要招标活动发生在哥伦比亚、巴西和阿根廷，2019 年中标项目容量达 4 吉瓦，创下了新纪录。然而，在 2020 年，疫情大流行迫使巴西、阿根廷、智利等国家推迟了原计划的拍卖活动，因此该地区在 2020 年上半年没有任何新中标的可再生能源容量。

图 1.4　2018-20 年按技术和国家/地区分类的可再生电力拍卖结果



国际能源署。保留所有权利。

注：2020 年下半年数据仅包括截至 10 月的拍卖中标结果。

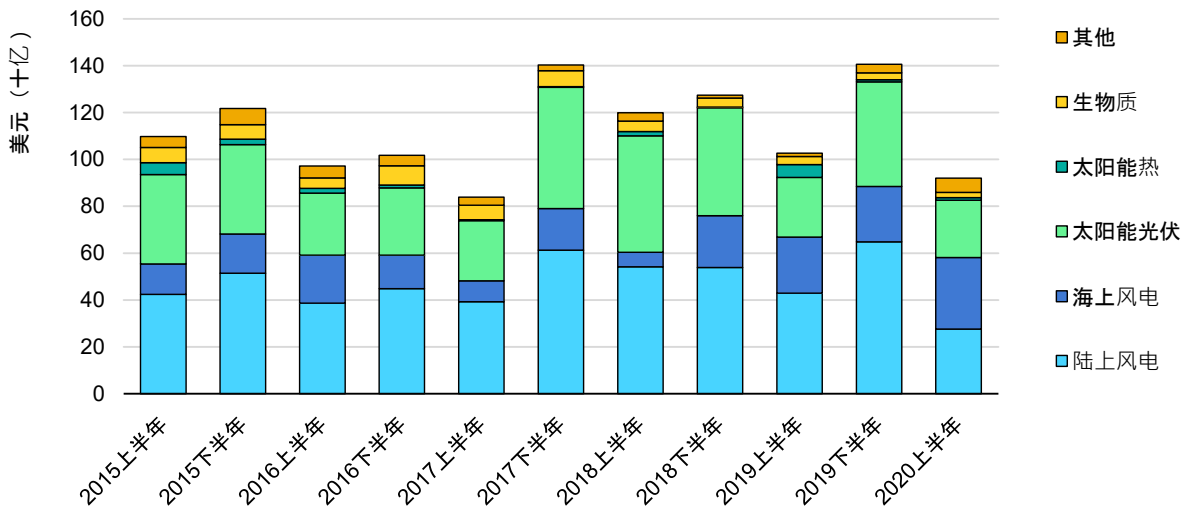
国际能源署。保留所有权利。

尽管关键市场的政策期限和新冠疫情导致 2020 年上半年融资活动减少，但人们对下半年的期望较高

因为最终投资决定（FID）是可再生能源厂（或任何其他基础设施项目）开始建设之前的最后一步，所以借助 FID 数据，我们可以洞悉融资界和投资者对实现可再生电力项目的兴趣程度。太阳能光伏和陆上风能项目通常在融资期结束后 6-12 个月内开始运营；据观察海上、水电和生物能源项目的交付周期更长。

数据显示，2020 年上半年，公用事业规模的可再生能源项目（不包括大型水电）的最终投资决定数额比去年同期减少了 10%。2020 年，尽管上述下降的主要原因关键市场的获支持资格截止期到期，但与新冠疫情引起的经济不确定性有关的风险规避也是一个因素。2 月/ 3 月疫情大流行的最初冲击导致了自 2017 年以来的季度最终投资决定数额跌入低估。

图 1.5　2015-20 年公用事业规模新增可再生能源电厂的最终投资决定



国际能源署。保留所有权利。

来源：根据 IJGlobal (2020), Transaction Data (database)计算。

2020 年上半年下跌幅度最大的是陆上风能，与去年同期相比减少了 36%，这标志着最终投资决定的全球新趋势。在中国和美国，为了在今年政策截止日期前交付项目，陆上风能融资活动于 2018 年和 2019 年激增，并预期将在随后的 2020 年放缓。

相比之下，在所有可再生能源技术中，海上风能相关的最终投资决定最多，因为新冠疫情并没有延误欧洲这个最大市场的重大交易。荷兰、英国和法国的开发商已完成近 5 吉瓦新增海上风电容量的融资，而在中国，若干大型海上项目的融资已在 2021 年上网电价（FiT）逐步淘汰截止日期前完成。

国际能源署。保留所有权利。

尽管今年上半年公用事业规模太阳能光伏项目的最终投资决定低于 250 亿美元，但仍相对稳定，仅比去年同期低 4%。然而，投资活动仍大大低于 2017 年和 2018 年期间 350 亿-450 亿美元的历史平均水平。

下降的主要原因在于两个关键市场的动向：其一，在全球最大的年度光伏市场中国，补贴资格截止日期促发了 2019 年下半年的大量融资活动。为了获得补贴资格，项目必须在 2020 年底之前投入运行，因此大多数项目在 2019 年下半年完成了融资。尽管这种趋势预计将持续到 2020 年第一季度，但疫情大流行极大地抑制了融资活动。

其二，在印度，监管问题导致的项目延迟和取消，再加上新冠疫情引起的融资新挑战，使得 2020 年上半年的融资活动步伐放缓。

由于以下五个原因，预计 2020 年下半年（及以后）公用事业规模可再生能源融资活动将会增加：

1) 大多数关键可再生能源增长市场中上半年宣布的货币政策在可预见的未来支持低利率，为需要大量前期投资的风能和光伏项目提供了有利条件。

2) 可再生能源项目为某些面临新兴经济放缓的机构投资者提供了“避风港”，因为这类项目通常有长期固定价格合同。

3) 2019 年 6 月以来，世界各国可再生电力中标项目达到创纪录的 100 吉瓦，其中大多数有望在 2020 年完成融资。

4) 到目前为止，新冠疫情并未促使主要市场的政府放弃或撤销已经宣布的政策，这些政策的存在确保了投资者在经济动荡期仍能继续获得政策支持。此外，欧盟和中国这两大可再生能源市场的长期净零目标为投资者提供了长期可见度。

5) 在新兴市场和发达经济体中，多项刺激计划使主要公用事业企业得以保持偿付能力，并且在一定程度上帮助了投资于可再生能源项目的小企业（即独立发电厂[IPP]）维持偿付能力。对于改善上述企业的现金流、并使其能在今年下半年为计划中的项目提供资金，这些救济措施至关重要。

国际能源署。保留所有权利。

可再生能源产业股票表现

尽管经济前景不佳，但上市的可再生能源设备制造商和项目开发商仍是颇具吸引力的投资选择

对于可再生能源制造商和项目开发商而言，要想以较低成本获得资本用于为资本密集型扩张提供资金，强劲的财务绩效至关重要。衡量此类企业表现的标准之一是股票市场；由于上市企业必须提供用于评估其财务表现的透明方法，因此股市能够反映出企业的投资回报率和财务健康状况（IEA, 2020）。[1]

自 2018 年至疫情大流行前夕，可再生能源产业（包括风力涡轮机和太阳能制造商以及独立的可再生能源发电厂）取得的收益高于大多数主要股票市场指数，并且表现优于总体能源行业。以风力涡轮机制造商、太阳能设备制造商和可再生能源独立发电厂为例，这些企业的股价增长了 30%至 70%。上述增幅远高于欧洲和北美主要股票市场指数和公用事业企业的-20%至+20%的变化幅度。

自疫情大流行开始以来，可再生能源产业的股票表现一直保持着韧性。2020 年 3 月，由于担心新冠疫情对全球经济的影响，世界各地的股票市场出现了大规模抛售。风力涡轮机和太阳能制造商的估价大幅下挫；由于收入暂时下降，许多企业上半年的息税折旧摊销前利润（EBITDA）跌为负值。

然而，主要风能和太阳能公司由于大量订单积压表明需求增加和中长期业务健康，股价已反弹，达到历史新高。尽管发生了新冠疫情，中国主要的太阳能模块制造商仍宣布计划在中期将其太阳能板制造产能翻一番。

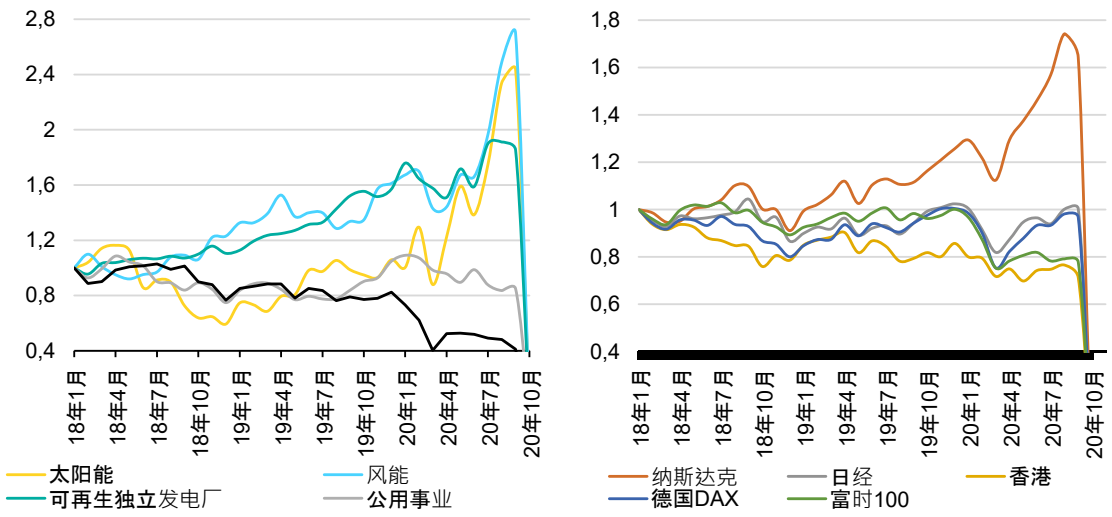
可再生能源生产者在很大程度上没有受到疫情大流行的影响。新冠疫情导致了电力需求和价格下跌，世界范围内主要公用事业企业的收入急剧下降，尤其是那些收入来源于批发电力市场的公用事业企业。由于收入损失及缓慢的需求恢复前景，公用事业企业的市值仍低于新冠疫情之前的水平。

相比之下，大型可再生能源独立发电厂（IPP）的股票市场价格已从 3 月份的损失中恢复，并于 10 月创下新高。与公用事业企业相比，可再生能源独立发电厂的表现稳健，这是因为后者从具有长期（10-25 年）固定价格合同的现有项目中获得稳定收入，免受较低电价之害。

[1]股市尽管存在缺陷，但仍然是可再生能源企业财务吸引力的关键指标。

国际能源署。保留所有权利。

图 1.6　上市能源企业指数成分股股价和主要指数，2018-20 年



国际能源署。保留所有权利。

注：各行业涉及的企业有：

太阳能：19（晶科能源控股有限公司、太阳能源、第一太阳能公司、阿特斯阳光电力集团、信义太阳能、天合光能、晶澳太阳能、隆基绿能科技、上海超日太阳能科技、东方日升新能源、英利绿色能源、Enphase 能源、Scatec 太阳能、Solaria Energia y Medio Ambiente、大全新能源有限公司、SolarEdge 技术、Sunrun 公司、Vivint 太阳能、SMA 太阳能科技）。

风能：10（西门子歌美飒可再生能源、阿驰奥纳、维斯塔斯风力系统、新疆金风科技有限公司、Suzlon 能源有限公司、中国龙源电力集团有限公司、Boralex、北国电力公司、TransAlta 可再生能源公司、Nordex SE）。

可再生能源独立发电厂：17（NextEra 能源公司、Orsted、MVV 能源、Innergex 可再生能源、Brookfield 可再生能源有限合伙企业、Adani 绿色能源有限公司、Encavis AG、北国电力公司、Neoen SA、CPFL Energia、阿冈昆电力与公用事业公司、ERG SpA、Falck 可再生能源、Terna Energy SA、BCPG PCL、Infigen 能源、Enlight 可再生能源责任有限公司）。

公用事业：16（Enel SpA、Iberdrola SA、Electronite de SA、E.ON SE、EDP、Engie、SSE PLC、Drax 集团、ACS Servidios de Construccion y Serviciosy、塔塔电力、RWE AG、AES 公司、杜克能源公司、Sempra 能源、国家电网 PLC、Xcel 能源公司）。

来源：基于 Bloomberg (2020), Markets:Stocks (database)。

新冠疫情对可再生电力市场占有率和价格的影响

新冠疫情大流行期间电力需求受到严重冲击，但可变可再生能源（VRE）在总发电量中占比创下纪录，预示未来高比例 VRE 电力市场

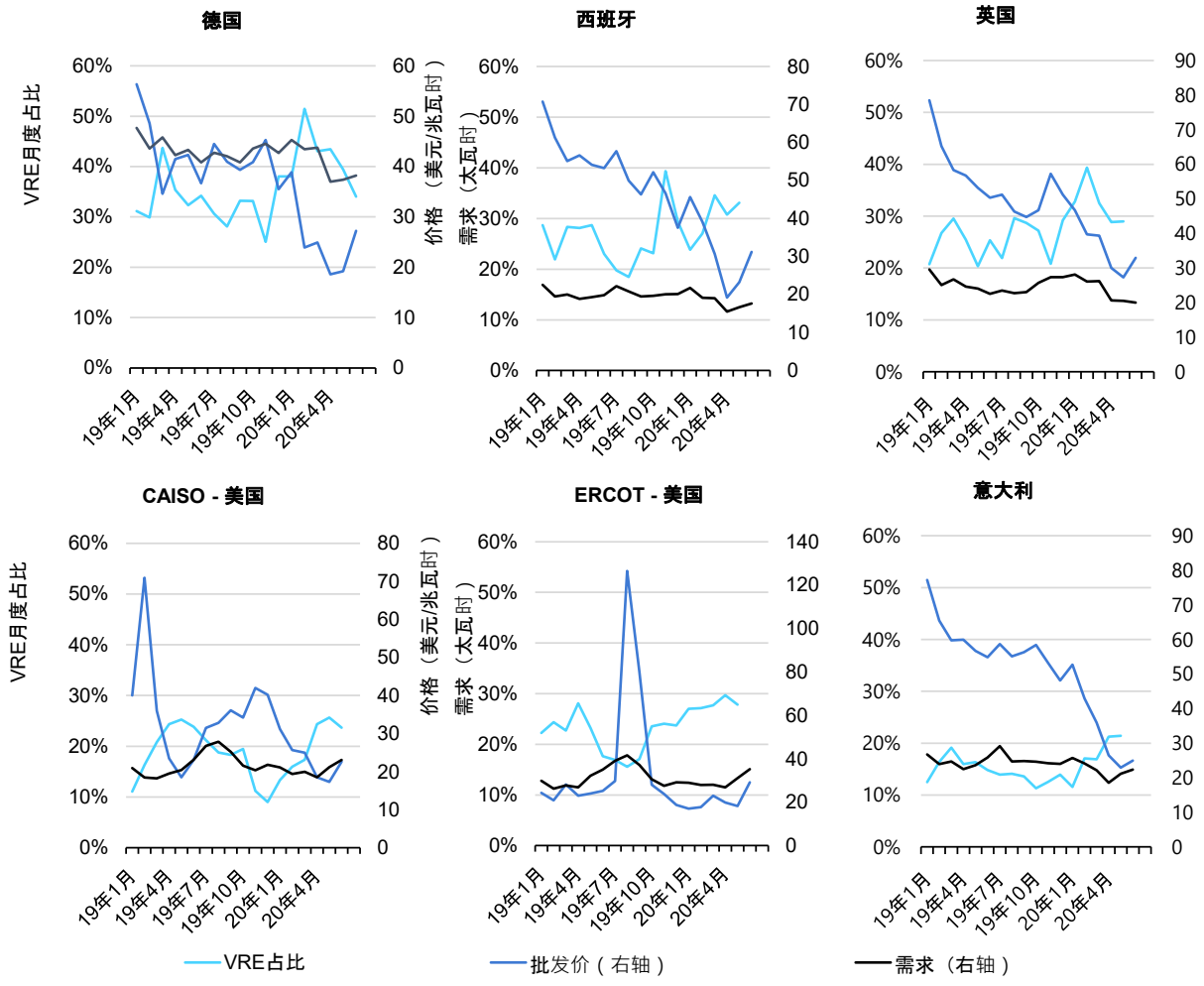
新冠疫情造成的行动限制、封锁和经济放缓大大降低了全球电力需求。跟 2019 年 4 月相比，2020 年 4 月美国的电力消费下降了 5%，德国下降了 12%，西班牙下降了 18%，印度下降了 23%。由于风能和太阳能光伏的较低可变成本、优先调度规则、长期合同，以及持续容量部署，其在总发电量中的占比有所增加；其中长期合同主要是通过诸如上网电价（FiT）、上网溢价（FIP）、差价合约（CfD）、企业购电协议（PPA）等方式实现。

国际能源署。保留所有权利。

需求冲击、更高的 VRE 市场占有率，以及低燃油价格共同推动了欧美的批发电价走低。在德国、意大利、加利福尼亚州、西班牙和英国，现货市场平均价格在 2 月到 4 月期间下降了 30-50%。

新冠疫情冲击电力需求之前，历史数据已表明，在 VRE 市场占有率较高、需要减少常规发电设施的时期，批发电价受到抑制。在德国、加利福尼亚州、得克萨斯州和西班牙，由于过去五年来 VRE 在其电力结构中的占比较高，电价已出现下降。

图 1.7　VRE 发电在总发电量中的月均占比及基本负荷批发电价



国际能源署。保留所有权利。

来源：基于彭博新能源财经（BNEF）、美国能源信息局（EIA）和国际能源署月度发电量数据库的数据。

前所未有的需求冲击也许是暂时的，但因而窥见了高比例 VRE 电力市场的未来局面。得益于政府的脱碳目标、持续的技术成本降低以及在政府政策方案之外（例如通过企业购电协议和双边合同）增加的部署，中长期风能和太阳能光伏将继续快速扩张。

国际能源署。保留所有权利。

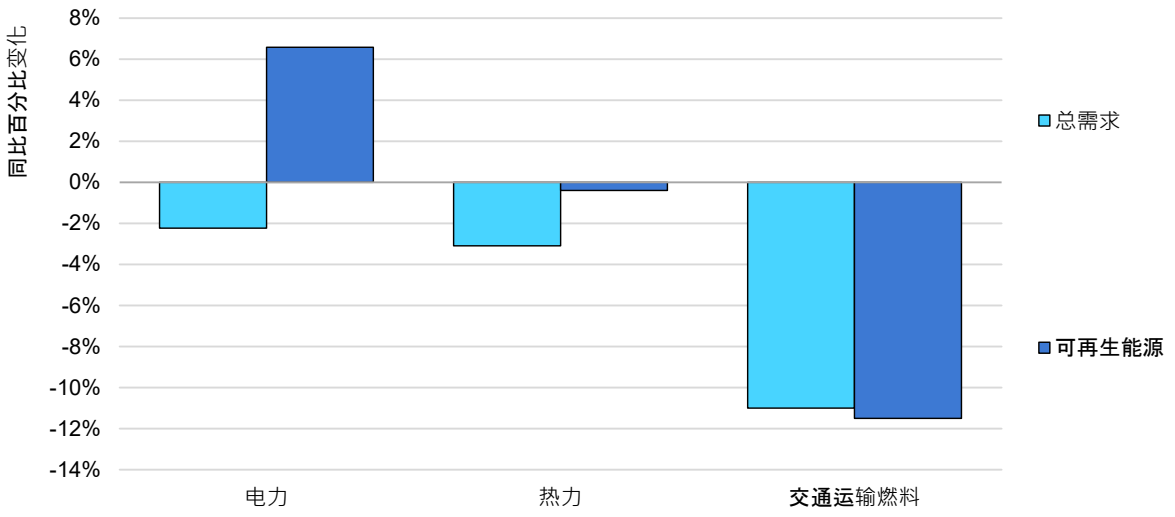
从中期来看，VRE 市场占有率不断升高的市场中，电价很可能保持在 4 月和 5 月的水平。在没有长期合同的情况下，低价格无法提供投资常规发电容量或风能和太阳能光伏发电容量所需的价格信号。因此，短期内可能有必要进行电力市场改革，以吸引对灵活发电和电网的投资，经济有效地整合更高的 VRE 份额。

热力和交通运输领域的可再生能源韧性较差

2020 年全球电力需求预计将比 2019 年下降 2%以上，而可再生能源发电量将增长近 7%。尽管出现了疫情大流行，但可再生能源增量预计将刷新纪录，证明了其韧性。政策驱动的固定价格长期合同使可再生能源免受需求降低和批发电价下滑的影响。

预计全球住宅和工业流程所消费的热力将下降 3%以上，这主要是经济活动减少造成的。可再生能源热力消费也有所下降，但降幅仅有不到 1%，表现出了对疫情具有一定程度的抵抗力。在造纸和纸浆、水泥等几个高耗能行业中，商业、工业和建筑活动的减少直接体现为生物能源和废物使用量降低，但在住宅领域，可再生能源的使用受到需求冲击的影响较小。此外，可再生能源发电量增加，预计将推动今年用于住宅供暖的可再生电力使用量上升。

图 1.8　2019-20 年电力、热力和交通运输行业中可再生能源产量和总需求变化



国际能源署。保留所有权利。

疫情导致可再生能源中的生物燃料使用量降幅最大，这是交通运输活动减少及石油价格下行压力的综合结果。全球汽油需求下降 9%，柴油消耗下降 7%，而航空燃油需求则暴跌近 40%。预计 2020 年生物燃料产量将比去年减少 11.5%，创历史最高跌幅。尽管有各种强制性规定要求在燃料中混入生物燃料，但生物燃料需求的下降远比汽油或生物柴油需求的下降剧烈得多，这是因为自疫情大流行开始以来，原油价格下跌，生物燃料与交通运输用化石燃料相比竞争力降低。

国际能源署。保留所有权利。

参考文献

Bloomberg (2020), Markets:Stocks (database), https://www.bloomberg.com/markets/stock.

IEA (International Energy Agency) (2020), Energy Investing:Exploring Risk and Return in the Capital Markets, Joint Report by the IEA and the Centre for Climate Finance & Investment, Paris, https://www.iea.org/reports/energy-investing-exploring-risk-and-return-in-the-capital-markets.

IJGlobal (2019), Transaction Data (database), https://ijglobal.com/data/search-transactions (accessed March-September 2020).

LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory) (2020), Curtailment data, United States, LBNL, Berkeley, CA.

Lejeune, O. (2020), Coronavirus counter measures, https://github.com/OlivierLej/Coronavirus_CounterMeasures.

Our World in Data (2020), ECDC Data, https://github.com/owid/covid-19-data/tree/master/public/data.

国际能源署。保留所有权利。

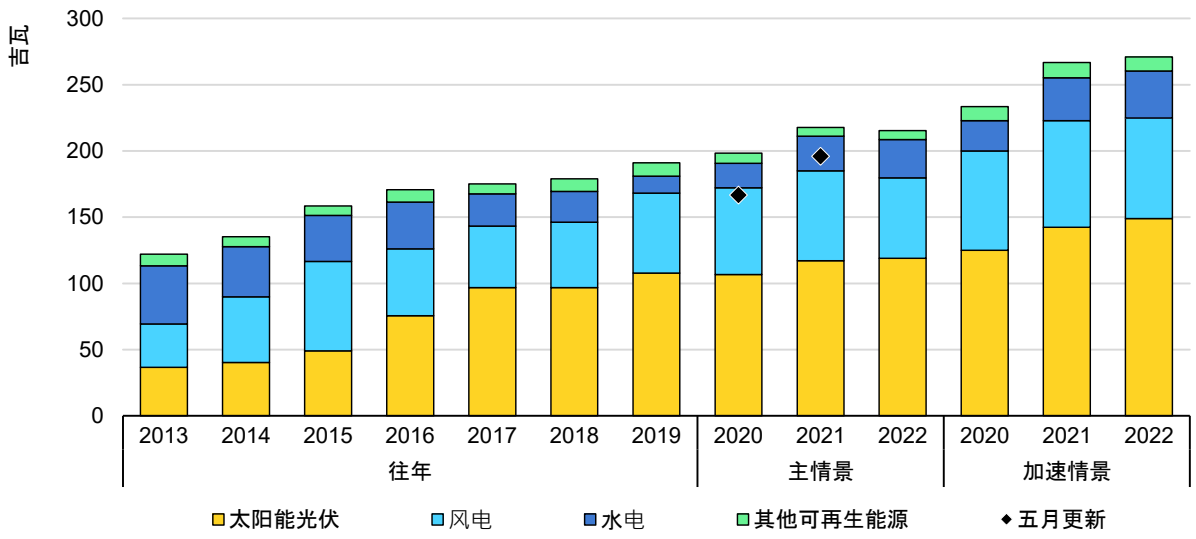
可再生电力

预测摘要

可再生能源市场比意料中更具韧性

国际能源署预测，在主情景下，2020 年可再生电力净增量将比 2019 年高出近 4%。这意味着今年全球的可再生能源新增装机容量有望超过 198 吉瓦，再创历史新高，占到电力总增量的近 90%。2020 年，预计风能（+8%）和水力发电（+43%）的增量将上升，而太阳能光伏的增长将保持稳定。更多的公用事业规模光伏电厂将会得到安装，而由于个人和企业在经济危机之下调整投资优先事项，分布式光伏系统的增长将下降近 8%。

图 2.1　2013-22 年按技术分类的可再生电力净增量，主情景和加速情景



国际能源署。保留所有权利。

2020 年前六个月，供应链中断和建设延误减缓了可再生能源项目的进度。不过，即使在全面/部分封锁期间，许多国家的建设活动也没有停止；至今，制造活动已迅速回升，而且物流挑战随着 5 月中旬以来跨境限制的放松已基本解决。截至 9 月，月度增量已经超过先前的预期，表明欧洲、美国和中国的复苏速度较快。因此，在 5 月预测值的基础上，我们已将 2020 年的预测值上调了 18%。

国际能源署。保留所有权利。

根据加速情景，可再生能源增量可能达到近 234 吉瓦，这个数字具体将取决于新冠疫情持续造成的不确定性情况。预测中最大的不确定性来自于中国，因为中国大多数风能和光伏项目通常在 12 月开始运营，并且开发商急于弥补新冠疫情造成的延误，希望赶在年底补贴逐步取消之前完成项目。从过去的纪录看来，为享受政策而赶进度的类似做法，曾使 12 月的风能和光伏的总增量达到 10 吉瓦至近 25 吉瓦。美国也存在类似的情况，风能和光伏部署量通常在一年中的最后一个季度达到顶峰。但是，对于世界其他地区而言，加速情景是否能够实现主要取决于公用事业规模的风能、太阳能和水力发电项目是否能够更快投入运行，以及分布式光伏装置是否能够得到更有力扩展。

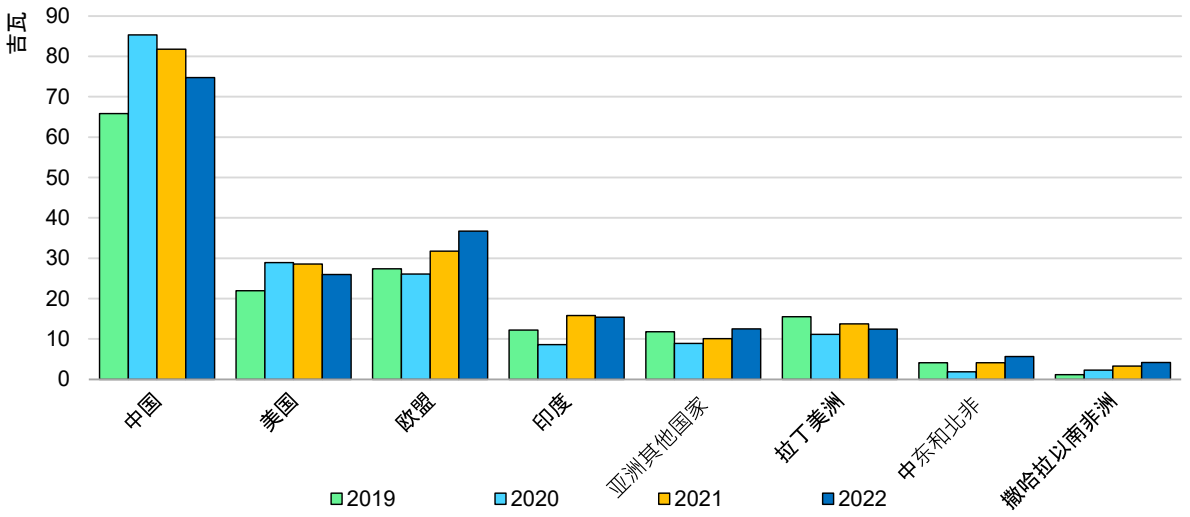
可再生能源增量将在 2021 年反弹，再创新纪录

2021 年，可再生能源将实现创纪录的扩张，将有近 218 吉瓦投入运营，比 2020 年增长 10%。反弹是由两个因素驱动的：其一，在建设和供应链中断的市场中，被延迟的项目投入运行。在美国、印度和部分欧洲国家等关键市场中，政府迅速采取了措施，允许开发商在原定的政策或拍卖截止日期后的若干个月内完成项目；因此部分预测容量从 2020 年转移到了 2021 年。其二，由于经济吸引力和不间断的政策支持，在疫情大流行前就有较好项目资源储备的一些市场中，增长一直在持续。

印度将是 2021 年可再生能源反弹的最大贡献国，年度增量将比 2020 年翻一番。由于新冠疫情以及合同谈判和土地征用方面的挑战而延误的许多已拍卖风能和光伏项目，预计将开始运营。在欧盟，2021 年容量将猛增，这主要是由于先前在法国和德国拍卖的公用事业规模太阳能光伏和风能项目开始运营。在中东和北非（MENA）地区，阿拉伯联合酋长国、卡塔尔和阿曼的竞争性拍卖中中标的大型独立发电厂项目投入运行，将带动 2021 年可再生能源增量复苏。在拉丁美洲，随着巴西先前拍卖的风能项目在延迟后开始运作，也将出现类似的增长。

国际能源署。保留所有权利。

图 2.2　2019-22 年按国家/地区分类的可再生电力净增量，主情景



国际能源署。保留所有权利。

可再生能源的韧性将在 2022 年再次受到考验

关键市场的激励措施到期和随之而来的政策不确定性，再加上即将到来的融资挑战和针对可再生电力的有限刺激措施，将导致 2022 年的增量相对于 2021 年小幅下降。在中国，陆上风能和光伏补贴于今年到期，而海上风能支持将于 2021 年结束。涵盖 2021-25 年的政策框架将在明年年底宣布，而无补贴项目面临的融资挑战仍然存在。

在美国，陆上风能发电生产税收抵免将在 2020 年底到期，这将阻碍风能容量增长。在拉丁美洲，智利、巴西和阿根廷的拍卖延迟以及墨西哥电力市场改革的政策不确定性仍然是 2022 年的关键变量。

在亚洲和大洋洲，澳大利亚联邦政策的不确定性和电网连接的延迟，以及印度配电企业（DISCOMs）财务状况的不稳定，妨碍了2022年可再生能源增量进一步加速。相反，2022年欧洲、中东和非洲的可再生能源增量预计将继续增长。新冠疫情之前，所有欧盟国家都提交了计划，承诺到 2030 年实现可再生能源在能源中所占份额达到 32%。2020 年 7 月，欧盟同意设立 7,500 亿欧元（8,400 亿美元）的复苏基金，其中至少 30%专门用于适应和减缓气候变化。预计该财政刺激措施将在短期内提供更高流动性，支持已根据成员国政策做出规划的可再生能源项目。2022 年，中东和非洲的增量与 2019 年相比将翻一番，因为公用事业规模光伏的竞争性拍卖使该技术更具经济吸引力，用于满足不断增长的电力需求。

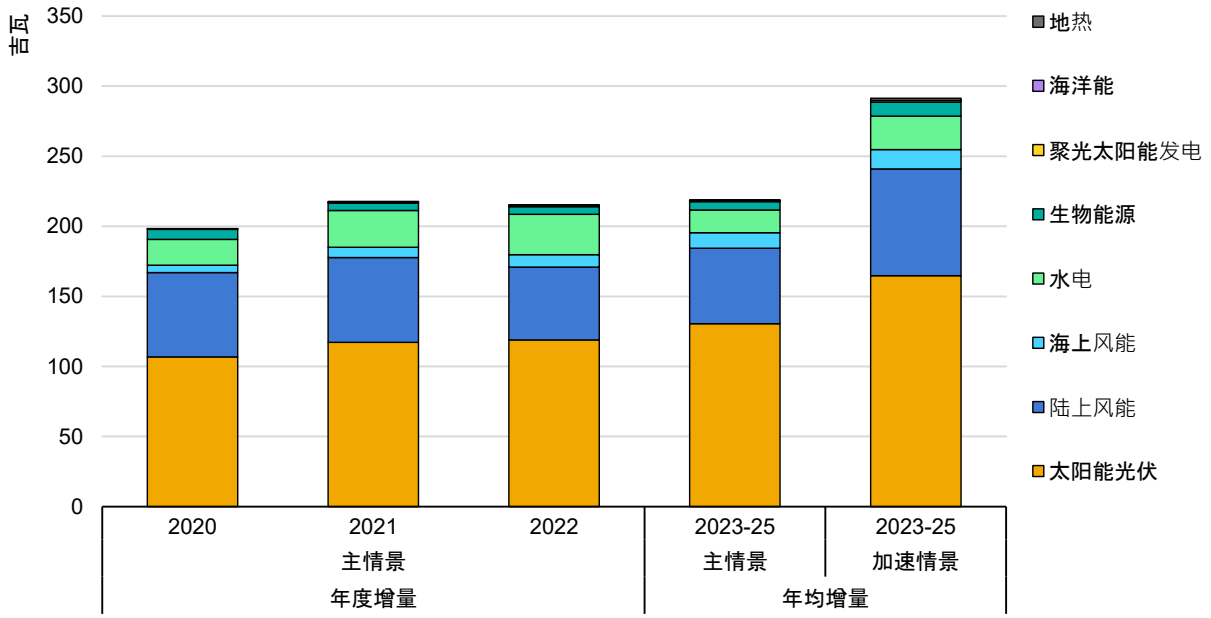
国际能源署。保留所有权利。

2024 年前风能和光伏总容量将超过煤炭

新冠疫情给可再生能源带来了额外挑战，例如融资受限、政府预算优先事项调整，以及电力需求不确定。但是，与此同时，可再生能源扩张的基本面并未改变。成本下降和持续政策支持预计将在 2022 年后驱动强劲增长。

2023-25 年，预计年均太阳能光伏增量范围将在主情景的 130 吉瓦到加速情景的 165 吉瓦之间，几乎占可再生能源扩张总量的 60%。在未来五年中，公用事业规模的太阳能光伏发电成本预计将再下降 36%，这将使光伏发电成为大多数国家新增电力容量的最低成本途径。在主情景中，尽管从 2020 年到 2025 年陆上风能的成本将提高 15%，但限制更快扩张速度的主要因素将为非经济障碍，例如难以获得许可和社会认可。同时，2023-25 年间海上风能年度增量预计将是 2020 年水平的两倍。

图 2.3　2020-25 年按技术分类的可再生能源增量，主情景和加速情景

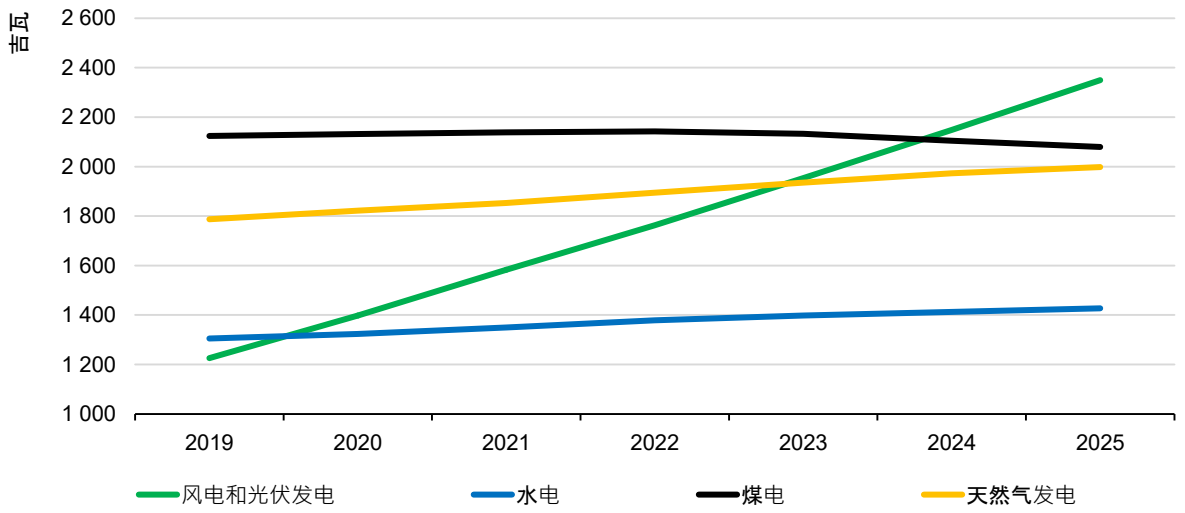


国际能源署。保留所有权利。

在主情景下，2020 年至 2025 年之间，风能和太阳能将扩张 1123 吉瓦，实现总容量翻倍。在此增长态势下，风能和光伏在预测期内将到达两个重要里程碑：它们的总装机容量将在 2023 年超过天然气，在 2024 年超过煤炭。总体而言，从目前到 2025 年，可再生能源将占总电力容量增长的 95%。

国际能源署。保留所有权利。

图 2.4　2019-25 年按燃料和技术分类的总装机容量，主情景



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

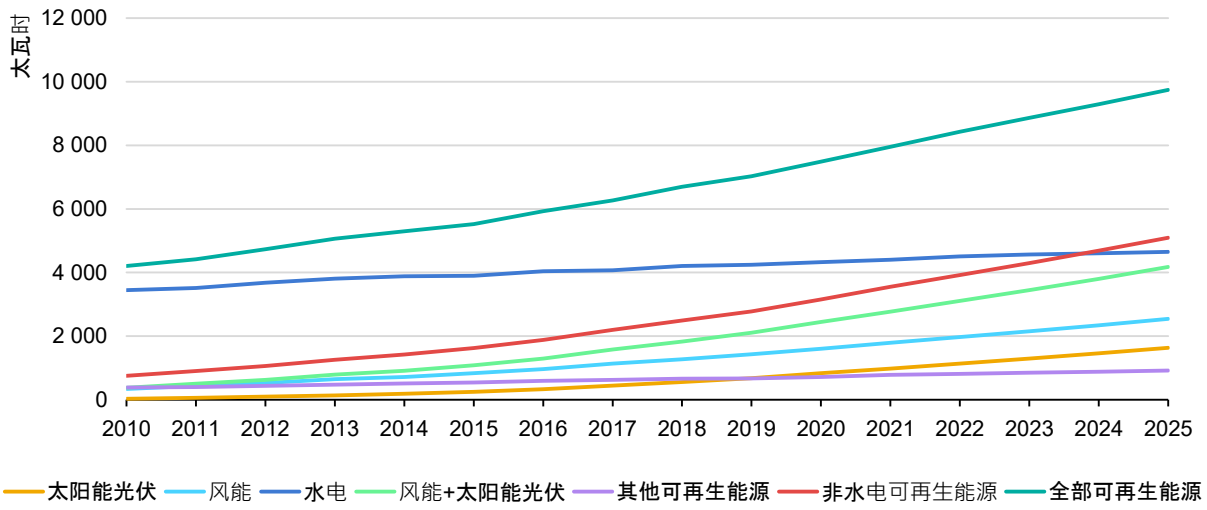
2025 年可再生能源将超过煤炭成为最大电力来源

今年，全球电力需求预期将萎缩，可再生能源在总发电量中的份额预计将比 2019 年增加创纪录的 2.3 个百分点，达到 27%。未来五年，可再生能源发电量将增长近 50%，达到近 9,745 太瓦时（TWh），这相当于中国和欧盟的电量总需求。2025 年前，可再生能源在总发电量中的占比预期将达到 33%，超过燃煤发电量。

水电仍然是可再生电力的最大来源，但其占比将在 2024 年首次降至 50%以下。在预测期内，风能和太阳能光伏的总发电量将几乎翻一番，达到略高于 4000 太瓦时。

国际能源署。保留所有权利。

图 2.5　2010-25 年，按技术分类的可再生能源发电量

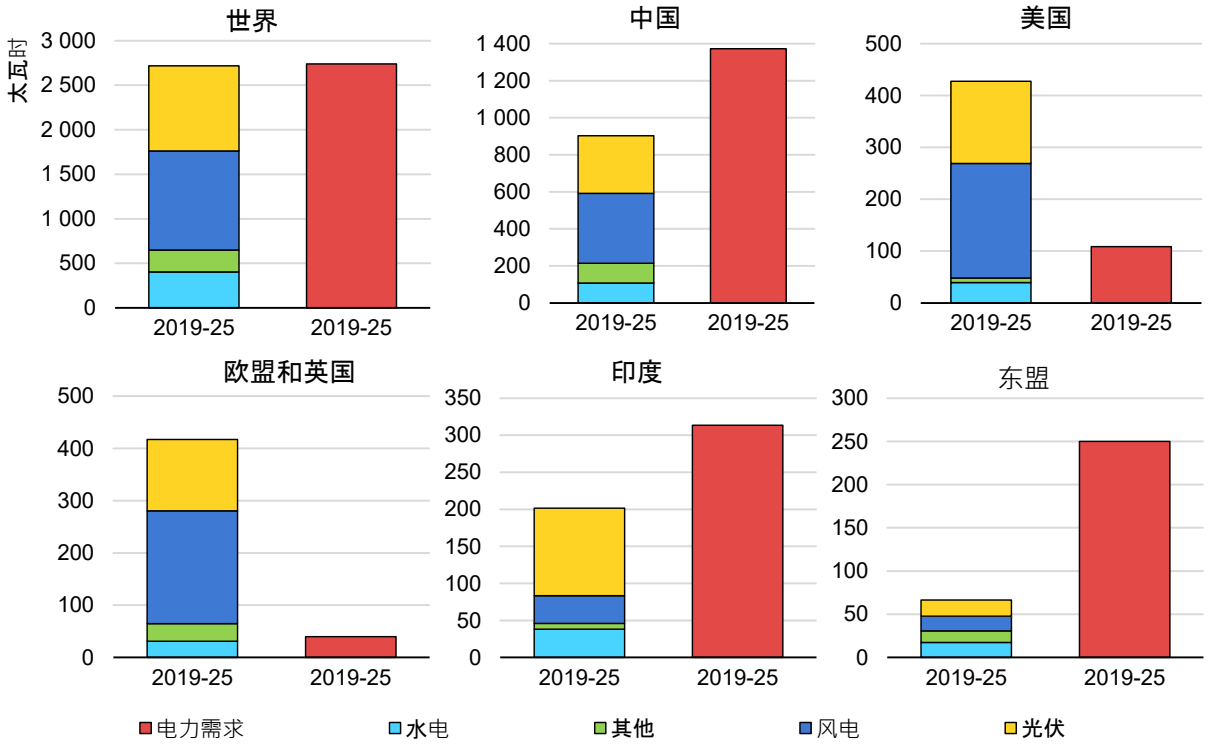


国际能源署。保留所有权利。

2020-25 年间，可再生能源有望满足全球电力需求增长量的 99%。在欧盟和英国，可再生能源发电量的增长预计将超过电力需求增长的 9 倍，接近美国需求增长的 3 倍。在大多数发达经济体中，随着老化的煤电机组退役，可再生能源将取代煤炭发电。在中国和印度，可再生能源预计将能满足需求增长的近 65%，而在东盟国家，化石燃料发电将主导发电量的增长，从而阻碍可再生能源发电份额上升。

国际能源署。保留所有权利。

图 2.6　2019-25 年电力需求增量和可再生能源发电量增量



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

国际能源署。保留所有权利。

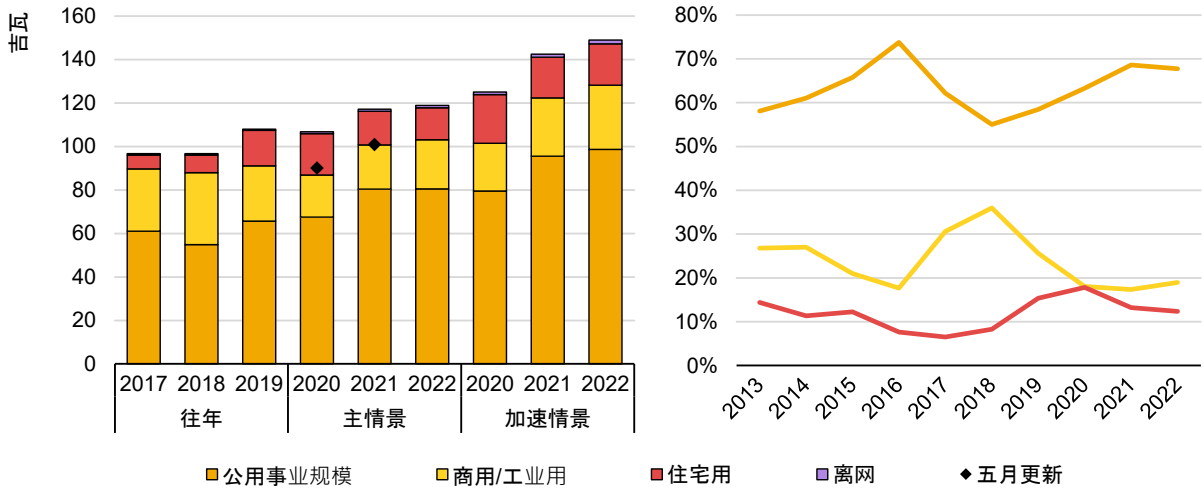
太阳能光伏

预测概述

在主情景下，2020 年全球太阳能光伏增量预计将达到近 107 吉瓦，较 2019 年稳定增长（在 5 月出版的市场报告更新版的基础上，我们已将预测值上调了 18%。）。国际能源署的月度部署数据显示，公用事业规模项目的建设活动在 3 月至 4 月有所放缓，但在 5 月中旬迅速恢复了速度。

在中国和美国等大型市场，分布式光伏应用的部署仍然缓慢，不过大多数欧洲市场、澳大利亚和巴西的部署活动并没有受到重大阻碍。虽然如此，分布式光伏应用在光伏部署总量中的占比预测将在今年降至 37%，是 2017 年以来的最低水平。

图 3.1　太阳能光伏净增量（左）及各应用类别光伏占比（右）



国际能源署。保留所有权利。

2020 年，由于美国的增量创下纪录，公用事业规模光伏的增量将增长近 3%。中国预计将比 2019 年多建设 33%以上的光伏容量，因为开发商急于在补贴逐步取消前完成项目。在印度，由于配电企业的财务健康挑战持续存在，而且新冠疫情防控措施抑制了建筑活动，增量连续第二年下降。

预计 2020 年全球分布式光伏增量将比 2019 年减少 8%，其原因是目前经济的不确定性改变了一些国家的个人和中小型企业的财务优先事项。美国、欧盟、印度和日本等关键市场的分布式

国际能源署。保留所有权利。

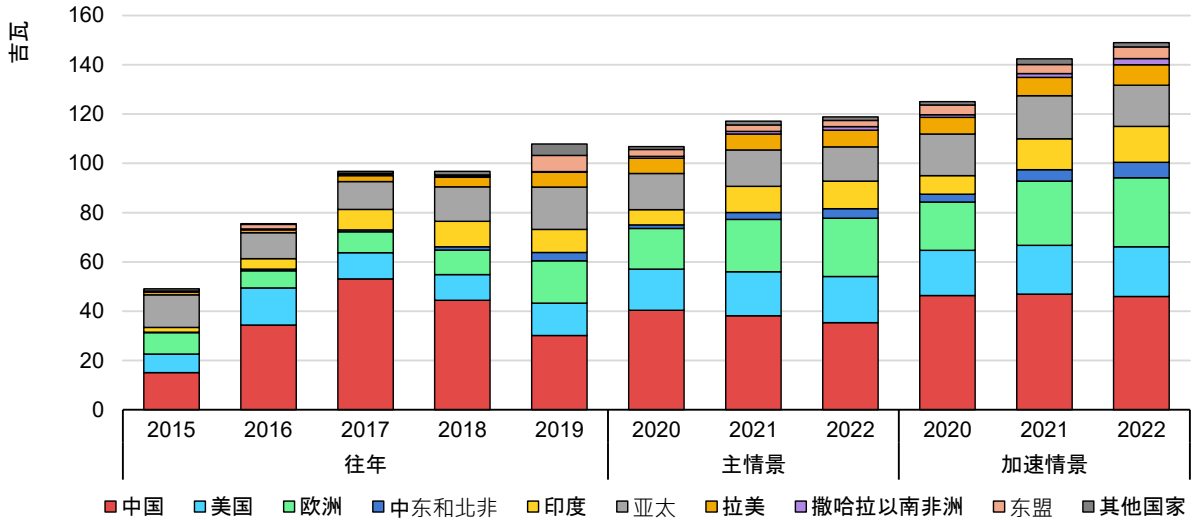
光伏增量较少，标志着这是全球趋势。相反，尽管在疫情大流行的背景下，扶持力度较大的政策激励仍然推动了中国住宅市场的繁荣，并刺激了巴西商业市场的活动。

在加速情景下，2020 年全球太阳能光伏增量可能超过 120 吉瓦，比主情景下高出 16%。加速情景中的额外容量主要来自于中国和美国，因为两国的开发商受政策时间表的影响，通常在每年的最后一个季度将项目投入运行。然而，中国在第四季度大量部署（从 7 吉瓦到 15 吉瓦不等）这一历史惯例做法，确实给 2020 年光伏预测带来很大不确定性。

2021 年全球太阳能光伏增量预计将再创纪录，装机量近 117 吉瓦，较 2020 年增长近 10%。推动增长的是中国以外的公用事业规模电厂的强劲反弹；在中国，补贴的逐步取消抑制了光伏的扩张。印度和欧盟关键市场（法国和德国）的公用事业规模项目开发出现回升，因为这些项目需要遵守拍卖及投入运行的期限要求。

随着补贴终止，中国开发商将投资从分布式转向大型公用事业规模项目，分布式光伏的增长没有完全达到 2019 年的水平。2022 年，全球光伏增量将继续扩大到近 120 吉瓦。虽然还不能确定中国取消补贴政策之后会出台何种新的支持机制，但得益于日渐激烈的竞争和持续的政策支持，欧美国家的光伏部署将加速开展。

图 3.2　按国家/地区分类的太阳能光伏净增量



国际能源署。保留所有权利。

注：亚太 = 亚洲和太平洋地区（不包括中国）。东盟 = 东南亚国家联盟。

在加速情景下，2021 年和 2022 年的年度增量分别可达 142 吉瓦以上及 149 吉瓦，前提是：

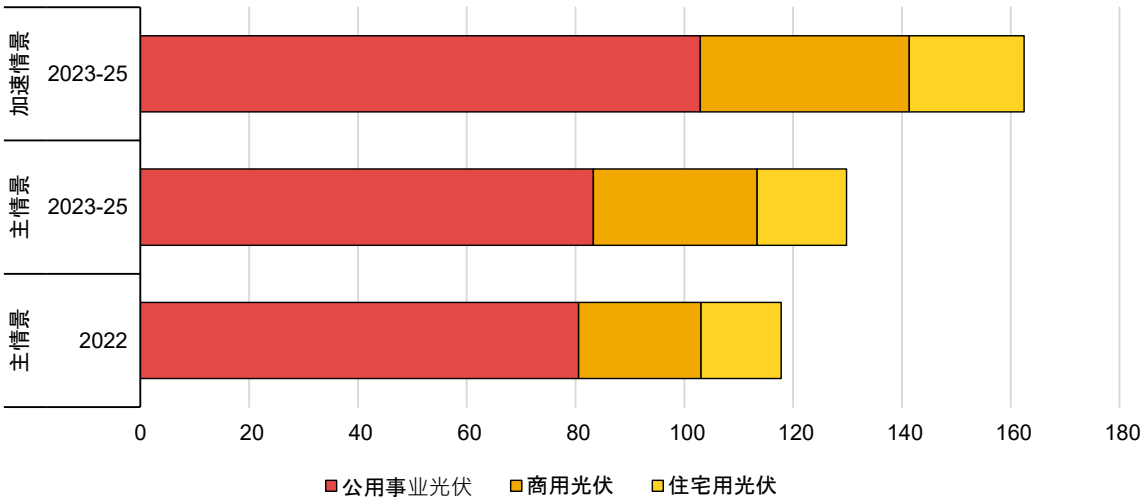
- 中国政策平稳转型，确保投资者对中国的信心。
- 美国和欧洲分布式光伏的恢复速度更快。

国际能源署。保留所有权利。

- 印度和拉丁美洲迅速实施拍卖和并网。
- 中东和非洲已拍卖容量及时投入运行。
- 东盟国家政策不确定性和行政挑战得以消除。

随着全球经济改善，分布式光伏应用的恢复速度加快，预计在 2023-25 年间，全球太阳能光伏年度增量将加速增长。除政府支持机制外，企业购电协议和双边合同等市场驱动力预计将支撑光伏在全球扩张。由于行政和监管方面的挑战，东盟地区的潜力在很大程度上仍未得到开发，而政策的不确定性和基础设施的缺乏则阻碍了光伏在该区域的增长。

图 3.3　2023-25 年主情景和加速情景下的全球年均增量



国际能源署。保留所有权利。

由于持续的政策支持和成本降低，2022 年后全球光伏的扩张速度预计会更快。随着全球经济复苏带动商业和住宅系统的加速应用，分布式光伏将在 2023-25 年期间恢复增长。与主情景相比，加速情景中的光伏总容量潜力较大，2023-25 年期间年均增量可能接近 165 吉瓦。

中国

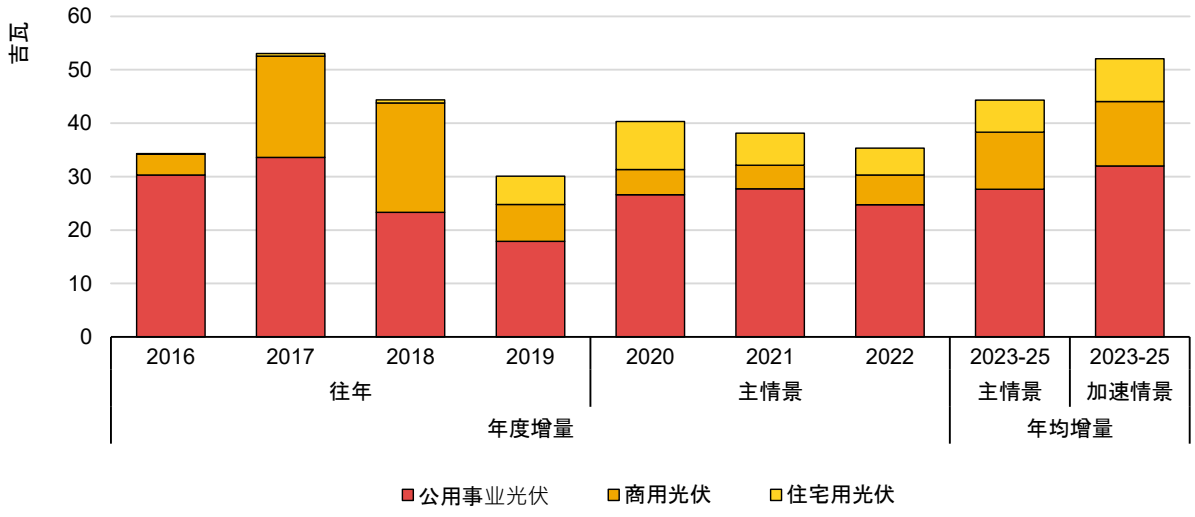
光伏开发商急于在 2020 年赶上补贴截止日期

2020 年太阳能光伏增量预计将比 2019 年增长 33%。中国政府在 2018 年暂时冻结了光伏补贴拨款，并宣布转而采用竞争性拍卖，所以 2018 年和 2019 年中国的光伏增长放缓。然而，随着在 2019 年和 2020 年 6 月举行的竞争性拍卖中中标的项目赶在 2020 年底所有光伏补贴取消之前（住宅应用除外）投入运行，光伏增长在今年得到恢复。

国际能源署。保留所有权利。

总体而言，政策向拍卖转型降低了人们对商用光伏应用的兴趣；商用光伏应用在 2018 年曾占光伏增长的近一半。相反，得益于截至 2021 年底的持续财政支持，住宅用光伏安装的普及率正在迅速增长。

图 3.4　中国光伏 2016-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

中国 2020 年 7 月的光伏拍卖明显转向较大的公用事业规模项目，而价格平均下跌 18%

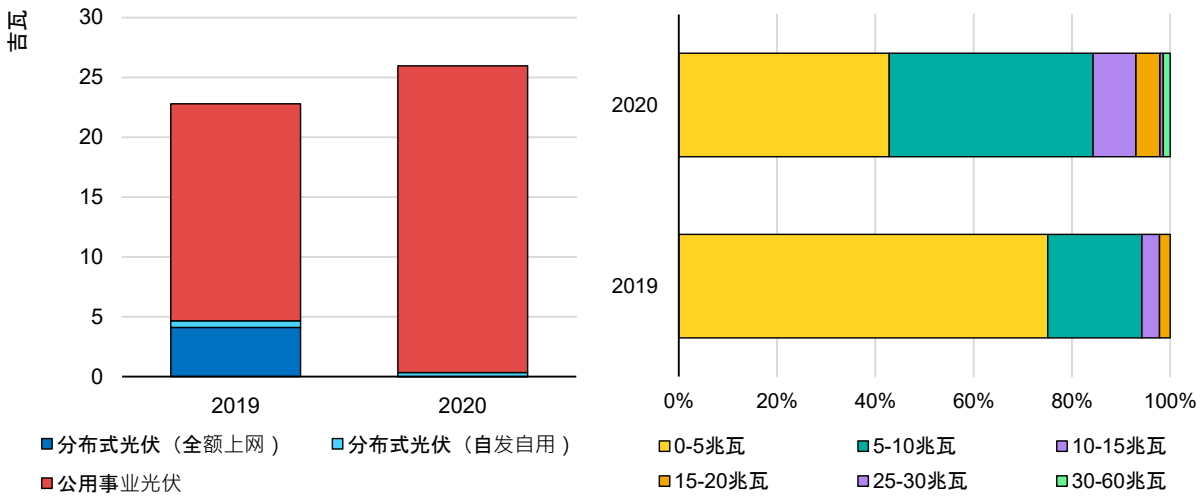
在 2020 年 7 月的第二次拍卖中，有近 26 吉瓦太阳能光伏项目中标，多于第一次拍卖，这是因为虽然补贴预算已经削减了一半，平均合同价格仍然下跌了 18%，刺激了更大的合同容量。

拍卖体现出的两大趋势将影响中国未来的太阳能光伏市场。其一，由于中小企业的投资优先事项已经因新冠疫情而改变，所以商业太阳能光伏开发商对拍卖的兴趣有限。其二，竞争性的程序促使开发商将重点放在大型项目上，以便从规模经济中获益，实现较低投标价。

在 2019 年的拍卖中，1-5 兆瓦容量的项目占中标容量的绝大部分，而在 2020 年的拍卖中，平均项目规模几乎是上一年的 3 倍。中标的项目预计将在 2020 年和 2021 年上线，而住宅太阳能光伏增量预计将在 9 吉瓦至 10 吉瓦之间，几乎是 2019 年水平的 2 倍，这是因为开发商急于从扶持力度大的上网电价机制中获益（此制度将于 2021 年结束）。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.5　2019 年和 2020 年中国光伏竞争性拍卖量（左）和项目规模（右）



国际能源署。保留所有权利。

2021 年后新光伏政策制度仍不确定

在 2020/21 年补贴逐步取消以及“十三五”可再生能源计划到期后，由于即将到来的“十四五”计划下的新政策制度和目标尚未确定，因此预计 2022 年的增量将有所下降。一份新制定的发展计划时间表显示，将以行政设定的省级电价，按照 20 年期合同开展一系列“平价上网”项目。虽然政府在 2020 年 7 月批准了这些项目中的 29 吉瓦，许多项目预计将被取消或推迟，因为新冠疫情造成的融资挑战越来越大，而且没按计划完成的项目也不会遭到处罚。

2022 年以后，预计年增量将恢复增长，平均达到 40-50 吉瓦，并持续至 2025 年。在没有补贴的情况下，光伏成本的持续下降仍将是扩张的主要动力。主情景与加速情景之间的巨大差异，反映了补贴逐步取消后新政策制度的不确定性。

虽然国家级可再生能源配额制（RPS）已于今年开始实施，但是该制度目前的设计只为太阳能光伏项目提供了有限的激励措施，尤其是屋顶分布式光伏。新出台的省级电力现货市场和绿色证书市场的顺利互动，以及可再生能源配额制度的实施，将是太阳能光伏项目加快扩张的关键。

美国

即使面临疫情大流行挑战，公用事业规模容量持续增加

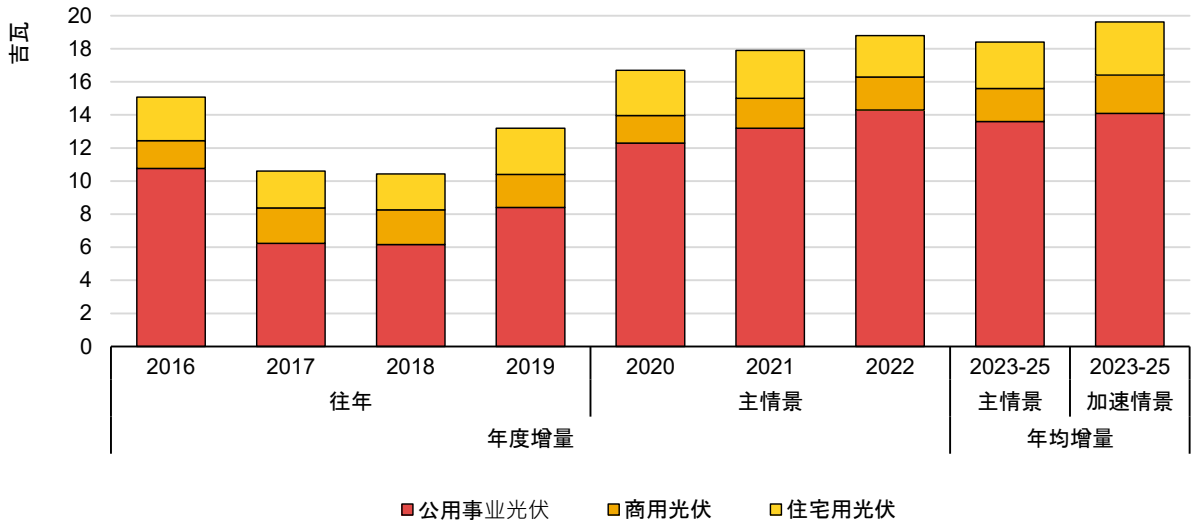
预计美国 2020 年太阳能光伏将空前扩张近 17 吉瓦，这是迄今为止最高的年增幅。增长主要集中在公用事业规模项目上，比 2019 年增加 3.9 吉瓦，这将抵消分布式光伏的预测降幅，而且尚有盈余。

国际能源署。保留所有权利。

在 2020 年初，许多公用事业规模项目已经在开发中，而且由于多个州认定建筑施工是必不可少的服务，施工得以继续，受居家令的影响较小。虽然一些开发商报告称施工延迟或暂停，但新装机容量在 2020 年二季度比一季度增加了 30%。预计下半年增长依然强劲，因为仍在实施的社交疏离措施对相当大的 13.6 吉瓦在建工程影响应该很小。

同时，由于许可和互联审批的延迟阻碍了一些商业系统的发展，预计 2020 年分布式光伏的增长将有所收缩。预计住宅用光伏也会略有萎缩，因为居家令限制了面对面推销的成交量。结果是，二季度新增分布式光伏安装量比一季度下降了 23%（SEIA, 2020）。不过，随着销售、咨询和许可转为在线流程，数据显示下半年的开发活动增加，预计分布式光伏安装量相对于 2019 年下降 8%，低于上述二季度的降幅。

图 3.6　美国光伏 2016-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

可再生能源配额制仍然是关键驱动力，但由于成本降低和税收激励，越来越多光伏容量的扩张来自没有配额制的州

由于大量合同项目建立在以下两个主要驱动因素的基础上，预计 2021 年的年度增量将增加，2022 年将继续增加。第一个推动因素仍然是可再生能源配额制（RPS），即法规要求零售商有义务提供一定比例的可再生电力。此类法规历来是推动经济增长的关键驱动力，全国约有一半的已规划项目都位于实施这些法规的 30 个州。最大的拟定项目群都位于近年来提高了可再生电力占比目标的州（如加州、内华达州和纽约州），但更多的项目也出现在最新出台可再生能源配额制的弗吉尼亚州，该州于 2020 年 4 月推出该制度，规定 2050 年前 100%的电力来自可再生能源。

国际能源署。保留所有权利。

第二个增长刺激因素是经济吸引力。越来越多的扩张份额将出现在可再生能源配额制已经达标或不存在的州，如东南和西南地区。例如，因为成本下降、投资税收抵免和良好的资源潜力，在土地供应不受制约的得克萨斯州、佛罗里达州和佐治亚州已经启动了许多大型公用事业项目。此外，太阳能与储能相结合的经济吸引力使西部一些州公用事业规模的光伏安装更具吸引力。

这里的预测假设上述项目已经获得了融资并因此在经济疲软的情况下不会有被取消的风险。然而，风险还是存在的，它在于新项目的融资条件更加严格了。据报告，封锁已导致税惠权益融资（公用事业光伏项目融资主要来源）自 2020 年 3 月以来出现萎缩，而经济不确定性使得项目融资被推迟到 2021 年（BNEF, 2020a）。

如果 2020/21 年获得融资的项目减少，则 2021/22 年的容量扩张就会放缓。更为审慎的贷款环境也会影响到风险最大的项目，尤其是那些有“商尾”（merchant tail，即能源直接销售到市场的时期）的项目。

由于 2022 年投资税收抵免（ITC）降至 10%，预计 2022 年后公用事业安装量增长将略有放缓。此外，在经济疲软的背景下，电价可能下降，需求可能减少，造成难以确定商业价值，可能因此而导致企业对购电协议的需求降低。

尽管如此，由于雄心勃勃的州一级可再生能源配额制，以及没有配额制的各州（尤其是东南部各州）的公用事业公司自我规定的目标，2023-25 年期间的年均增长量预计仍有望高于新冠疫情大流行之前的若干年。去年，几家大型州立公用事业企业宣布了 2030 年和 2050 年的减排目标，并发布了综合资源规划；根据规划，太阳能光伏将起到关键作用（SACE, 2020）。

对于分布式光伏来说，由于住宅用光伏投资税收抵免将逐步取消，预计 2021 年的年度增量将增加，随后将在 2022 年下降。导致 2022 年预期收缩的另一个原因是：在经济疲软的情况下，不确定“自发自用”对商用光伏的吸引力有多大。能源需求减少、企业预算优先事项调整，以及融资条件收紧，都可能会阻碍新的投资。

然而，随着有利的净计量规则提振用户信心，从而刺激住宅用光伏，2023 年至 2025 年期间年均增长率预计将反弹；而且，新的共享太阳能举措将给商用光伏带来商机。

在加速情景下，年均增长量可能高出 7%。如果企业购买和公用事业采购增加，将会支撑公用事业规模光伏的增长。对于分布式光伏来说，要实现增长，就需要住宅用光伏最大成本之一的软成本更快下降，还需要在商用光伏存在积压的地区加快许可审批和并网。

国际能源署。保留所有权利。

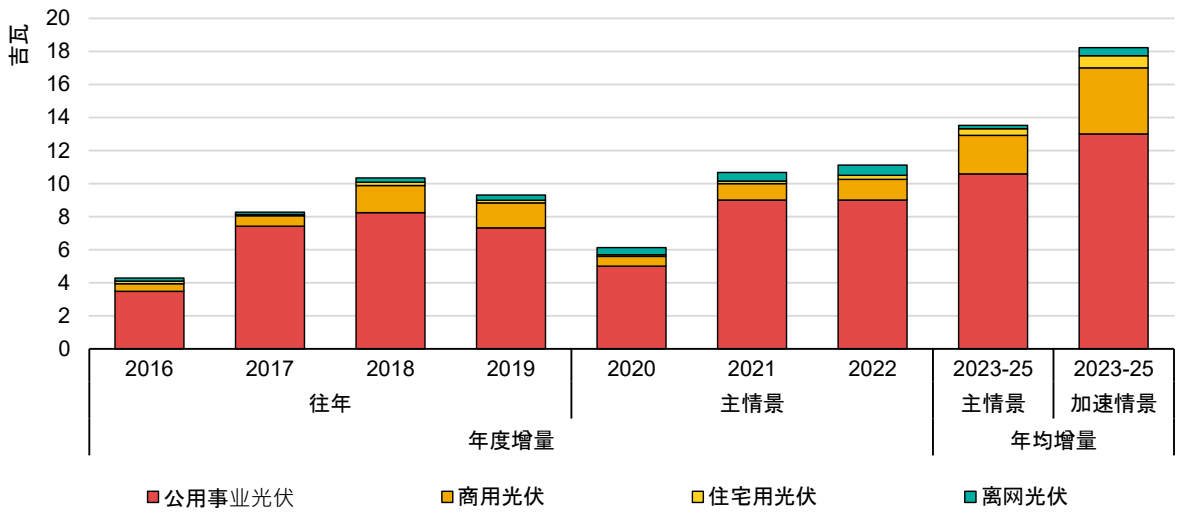
印度

新冠疫情导致 2020 年光伏部署大幅放缓，但预期 2021 年和 2022 年将出现强劲反弹。

2020 年印度的太阳能光伏增量预计将比 2019 年减少三分之一。2020 年上半年，光伏新增装机容量比前三年上半年的平均增长低 70%。上述降低由两项原因综合造成：与新冠疫情相关的供应链中断和施工放缓，以及宏观经济风险增加。

由此，本次预测预计 2020 年的增量在我们 5 月的上一次更新数据基础上下调了 19%。2021 年和 2022 年，随着延迟项目和新项目投入运营，光伏部署预计将出现反弹，增量将超过 2019 年的水平。

图 3.7　印度光伏 2016-22 年增量及 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

配电企业财务状况不佳仍然是扩大太阳能光伏部署的主要挑战

新冠疫情已对配电企业（DISCOMs）的财务生存能力造成了损害。许多配电企业财务不稳定，导致向发电商付款拖延，降低了现有项目的盈利能力，导致潜在开发商和金融机构认为存在较高风险。

印度电力部对配电企业进行年度财务业绩评级，共有从 C 到 A+六级；2018 年售电量中三分之一的来自在 B+以下的配电企业。与财务健康状况较好的配电企业管理的电网相比，低评级公用事业企业管理的电网中，新增光伏安装可能会面临更大障碍。另外，陷入困境的配电企业将

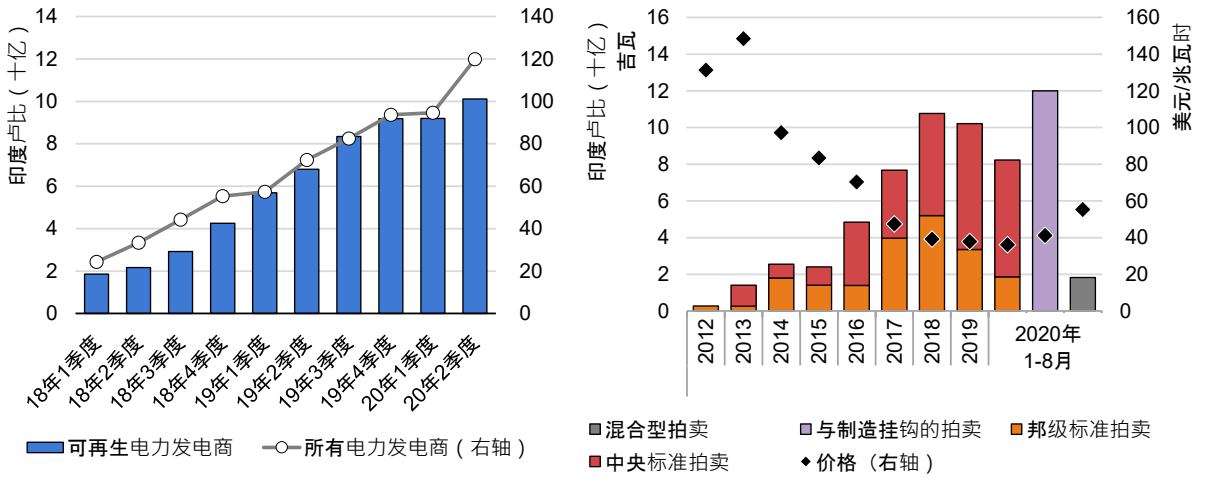
国际能源署。保留所有权利。

屋顶光伏的发展视为额外挑战，认为较高的自发自用电量将会减少来自利润率最高的商业客户的收入。

2015 年，印度推出了 UDAY 方案，旨在改善配电企业财务健康，但只取得了部分成功，而 2018 年拖欠发电商的款项再度增加。事实上，从 2020 年 1 月至 6 月，配电企业拖欠各个发电商的总金额上升了 28%，拖欠可再生能源发电厂的总金额上升了 10%。

2020 年 5 月，印度政府宣布了一项广泛的贷款方案，旨在减少拖欠发电商的款项。虽然该方案预期将为可再生能源开发商提供重要的纾困措施，但要实现更快的光伏增长，还需要结构性的解决方案来确保配电企业具有可持续业务能力。

图 3.8　2018 年一季度到 2020 年二季度印度配电企业累计拖欠发电商的款项（左），及光伏拍卖结果（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：左：PRAAPTI (2020), www.praapti.in。右：基于 BNEF (2020b), 3Q 2020 Global Auction and Tender Calendar and Results (database)；Bridge to India (2020), India RE Navigator – Utility-scale solar, www.india-re-navigator.com/utility。

竞争性拍卖将继续驱动公用事业规模光伏增长，但项目实施仍面临挑战

逆向拍卖是公用事业规模光伏部署的主要催化剂。2020 年，拍卖继续从邦级转向国家级，后者提供更有力的支付保障，并且吸引更多商家竞争。截至 2020 年 9 月底，尽管受到新冠疫情的干扰，印度已拍卖的新增光伏容量仍达到了 8.2 吉瓦，高于去年同期。2020 年平均中标电价比 2019 年低 4%，达到了全球最低水平。此外，政府招标中，有 12 吉瓦中标光伏容量是与 3 吉瓦的光伏模块制造挂钩的，创下历史纪录。今年还举行了新型的风能-太阳能-储能混合型拍卖，使这些系统与许多邦现有的燃煤发电厂相比具有竞争力。

国际能源署。保留所有权利。

然而，在过去的许多拍卖中，竞标上限低是导致投标量不足的主要原因之一。因此，政府在 2020 年 3 月宣布，未来的拍卖将不设上限，让开发商在投标时可以充分反映经济环境的变化，获取可持续的收益。

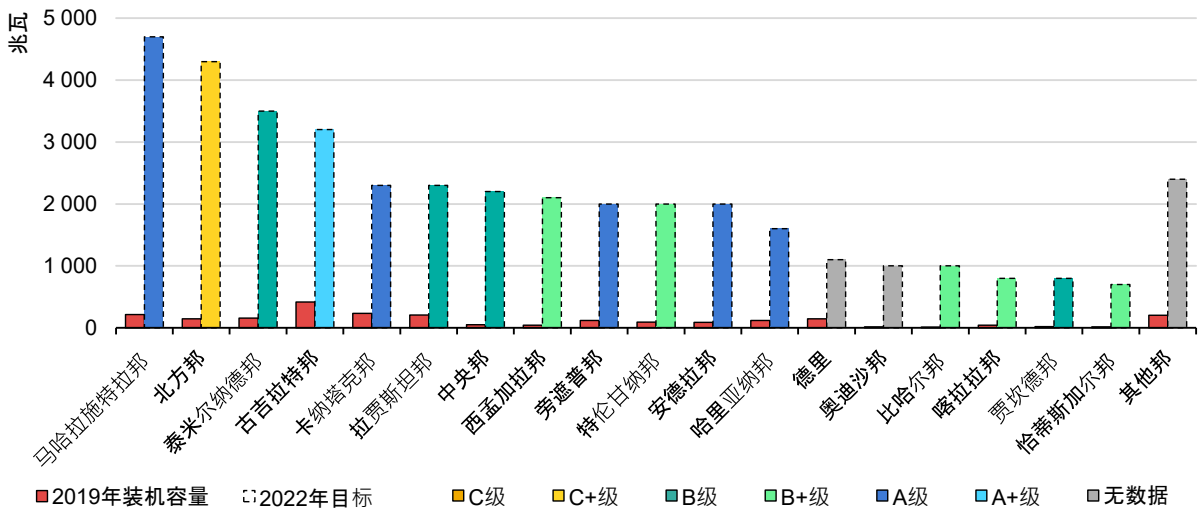
尽管拍卖设计有所改进，输电网瓶颈和征地难题依然存在。印度政府正在采取行动克服这些障碍，主要是通过“绿色能源走廊”和“太阳能园区”项目，但要想在 2022 年前实现雄心勃勃的全国性容量目标，还需要加快发展。

因受新冠疫情的干扰，商用和住宅用分布式光伏的部署预计也将下降。在我们的预测中，2020 年分布式光伏增量将比 2019 年低 58%，而且，由于宏观经济环境和就业存在不确定因素，因此安装需求可能持续低迷，预计 2022 年之前不会超过 2019 年的水平。

由于财务状况较好的配电企业通常更热切支持屋顶光伏项目的部署，拥有较高评级公用事业企业的各邦更有可能实现其屋顶光伏目标。若要加快屋顶光伏扩张，首先需要解决配电企业的财务问题，以确保它们能积极配合邦级净计量电价政策的实施；另外，还需要让这些企业能够获得低利率贷款。

一个积极的新动向是，让配电企业从分布式光伏部署中获益的新商业模式已经出现。此外，旨在简化贷款流程的需求汇总模型正在开发中，但这类方案的覆盖面仍然有限。

图 3.9　印度各邦 2019 年屋顶光伏装机容量、2022 年目标及公用事业企业平均评级



国际能源署。保留所有权利。

注：印度电力部批准的框架下，根据配电企业的运营和财务健康状况对其进行 A+到 C 的分级。图中显示的各邦评级是基于《各邦配电公用事业企业第七次年度综合评级》中配电企业的评级计算的加权平均值。

来源：基于 Ministry of Power (2019), State Distribution Utilities Seventh Annual Integrated Rating。

预计 2022 年后，由于光伏安装成本下降、拍卖方案继续实施以及分布式光伏发展条件逐步改善，年度增量将稳定增长。2023-25 年期间，主情景和加速情景下的平均年度新增容量将分别

国际能源署。保留所有权利。

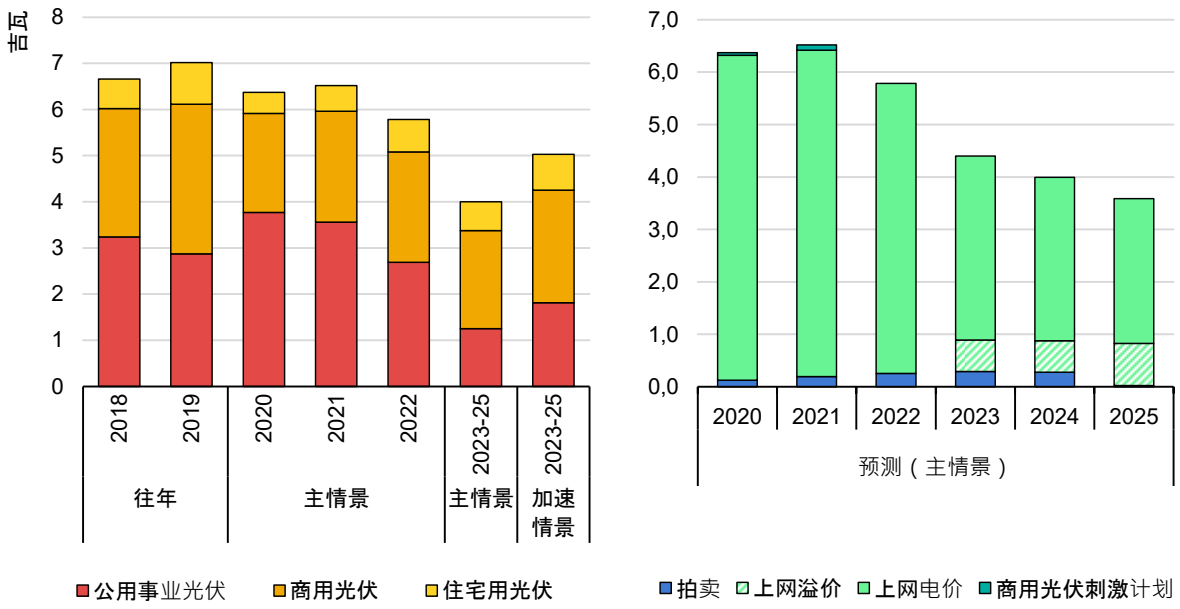
为 13 吉瓦和 18 吉瓦。实现更高部署的前提是配电企业的财务稳定性得到改善、分布式光伏的潜力得到充分释放、输电网的限制得到消除，以及土地征用得到简化。

日本

因大型项目上网电价政策逐步取消及拍卖投标量不足，太阳能光伏增速放缓。

预计 2020 年日本太阳能光伏市场相比 2019 年将略有收缩（9%）。推动增量的主要是上网电价对各类光伏项目投入运行截止日期的不同要求，而太阳能光伏建设活动受新冠疫情的影响极小。

图 3.10　日本太阳能光伏 2018-22 年年度净增量及 2023-25 年年均增量（左），以及 2020-25 年按政策分类的增量预测（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：所有数值均以吉瓦（DC）为单位。拍卖于 2017-21 年期间举行。最初的参与门槛为 2 兆瓦，2019 年降至 500 千瓦，2020 年降至 250 千瓦。

来源：右：基于 FiT-Portal Japan (2020), FIT portal；GIO (2020), GIO website。

公用事业规模光伏的安装受投入运行截至日期的影响最大，因为许多获准享受上网电价的项目需要在 2020 年和 2021 年投入运行，以维持之前商定的价格和支持期限，造成了近几年的强势增长。但是，2022 年基于上网电价的项目较少，预计公用事业规模光伏的增量将减少，而来自拍卖的增量将极小。

国际能源署。保留所有权利。

由于前几轮拍卖中投标量不足，拍卖的容量低于获准享受上网电价的新项目容量。预期 2020-22 年将有两个因素推动增长：一是商用太阳能光伏方面，获准享受上网电价的项目都急于在 2022 年投入运行截至日期前完成，二是新冠疫情刺激措施中对光伏和储能的额外投资补贴。

日本的光伏增量预计将从 2022 年开始收缩，主要是由于对大型项目提供大力扶持的上网电价机制逐步取消，而且之前几轮拍卖的投标量不足。政府已批准为大型太阳能光伏项目出台上网溢价（FIP）机制。这项新政策旨在减轻财务负担，鼓励光伏电站参与电力市场，以促进其系统整合，并为开发商提供稳定的长期收入来源。然而，关于项目的最大规模、最高价格、竞争性遴选程序等资格细节尚未敲定，仍给预测 2022 年之后的情况带来不确定性。

规模较小的商用安装将继续有资格获得基于上网电价的报偿，但它们可能要遵守更严格的规则，例如至少 30%的自用率要求。

在加速情景下，2023-25 年期间的太阳能光伏增长量可能会提高四分之一，这需要上网溢价报偿更具吸引力、成本进一步下降、其他收入来源（例如购电协议）的潜力得以释放，以及中型商用安装的上网电价机制继续实施。

东盟

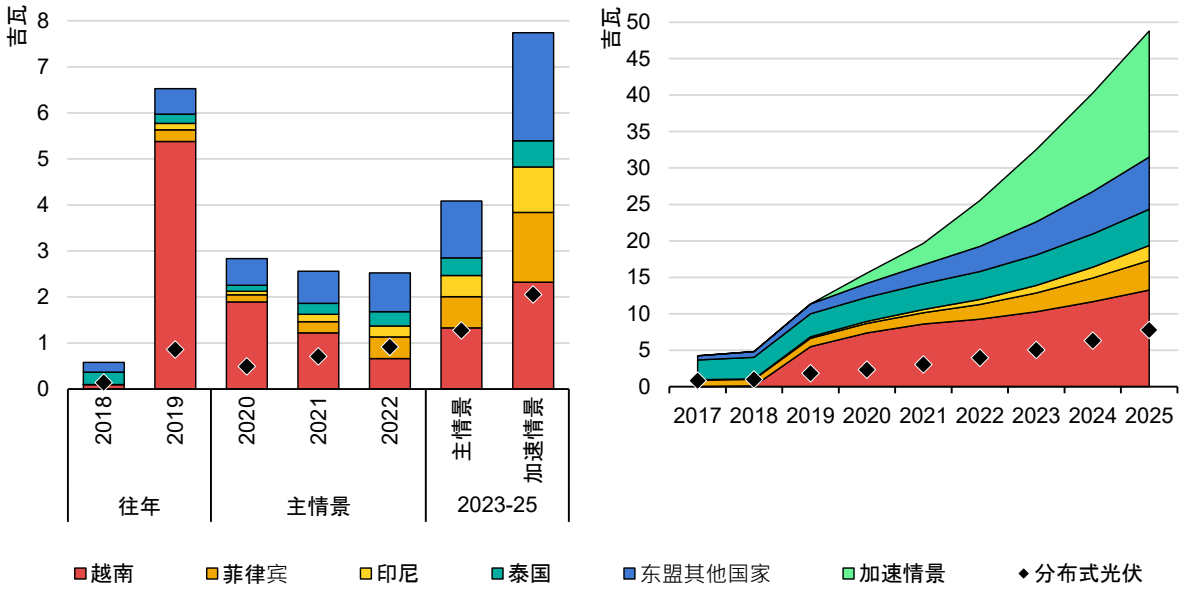
越南太阳能光伏繁荣与萧条的周期使东盟 2020 年的增量大幅减少

2020 年，东盟地区的太阳能光伏增量预计将达到 2.8 吉瓦，比去年低 57%；在去年这一年间，**越南**开发商为了在宣布的上网电价取消前完成项目，加紧了步伐。在其他东盟国家，由于政策支持有限，2020 年光伏发展依然缓慢。

然而，从 2021 年起，越南上网电价逐步取消造成的新安装量减少中的大部分应当会被其他东盟国家的快速增长所抵消。由于对分布式应用的支持有限，公用事业规模项目占该地区增量过半。然而，2023-25 年期间，由于监管环境的改善和经济吸引力的提升，商用和住宅用光伏安装在总投资中的占比很可能会增加。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.11　东盟 2018-22 年光伏增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-25 年总装机容量（右）



国际能源署。保留所有权利。

在**越南**， 由于扶持力度较大的上网电价在 2019 年 6 月被取消，预计 2020 年光伏增量将下降 65%至 1.9 吉瓦。虽然政府决定将之前获批项目的投入运行期限延至 2020 年底，这将使每年增量保持相对强劲的势头，但新冠疫情导致的劳动力短缺和供应链中断，再加上并网的挑战，可能会使许多获批项目要推迟到 2021 年才能完成。

此外，从上网电价向拍卖机制的转型预计将导致 2022 年年度增速进一步放缓。在成本下降和新商业模式（包括 2020 年推出的现场私人购电协议和屋顶空间租赁）的刺激下，分布式光伏的部署在预测期内应该会加速。

2023-25 年间，拍卖和分布式光伏预计将推高**越南**的增量。在加速情景下，假设电网扩展速度加快、向新拍卖机制转型的过渡平稳，并通过标准合同及开发商和承购方之间更多的风险分担进一步推进私人购电协议，那么 2022 年以后的年度增量可能将达到 2.5 吉瓦。

印度尼西亚（印尼）、菲律宾和泰国的光伏扩张势头将会增加，但监管和行政方面的挑战将阻碍更快的增长

2020-22 年间，**印尼**的光伏增长预计仍然有限。监管方面的挑战依然存在，阻碍了可再生能源的加速部署。主要障碍仍然是可再生能源发电商的上网电价偏低，低于平均购电价格。低电价和相对较高的安装成本降低了光伏项目的经济吸引力。

国际能源署。保留所有权利。

但是，政府正在着手出台更多支持性法规，这些法规可能会加速 2022 年以后的增长。2020 年 2 月，根据“建设-拥有-经营-转让”（BOOT）机制构建所有项目的要求被取消，这将增加项目的可融资性。另外，印尼还出台了可再生能源发电厂优先调度机制，并简化了与中央承购方签署购电协议的流程。此外，政府正在考虑一项新法规，其中包括针对小型安装的上网电价和针对大型系统的拍卖。

2020 年，**菲律宾**的光伏新增安装预计为 0.2 吉瓦，与 2019 年基本持平。自 2020 年初以来，菲律宾出台了可再生能源配额制与拍卖配套的制度，为的是将总用电量中可再生能源的占比从 2019 年的 21%增加到 2030 年的 35%。预计可再生能源配额制将驱动光伏发电增长，年度部署量从目前到 2022 年期间的将达到近 0.5 吉瓦，在 2023-25 年期间将进一步增加至 0.8 吉瓦。

在**泰国**，如果没有新政策出台，则预计 2020-22 年间光伏年度增量将保持在 0.1 吉瓦至 0.3 吉瓦之间。当前的支持政策包括每年签订 0.1 吉瓦的净计量住宅屋顶光伏合同，但由于对多余电量的报偿不足，人们对此类合同的兴趣仍然有限。

政府还鼓励浮动光伏的部署，首批已中标项目达 45 兆瓦，未来还计划拍卖更多容量。但是，如果没有其他政策支持，可再生能源发电厂的收入在大多数情况下仍然太低，无法确保光伏大幅提速。

澳大利亚

随着大规模可再生能源目标的实现，2020 年公用事业规模光伏容量增速将放缓，而分布式光伏市场增长持续

预计 2020 年，光伏增量将略高于 3.5 吉瓦，比 2019 年减少 30%以上。减少的主要原因是公用事业规模光伏增量下降了 50%，因为并网审批的延迟和新的运营要求降低了项目产出，使得多个光伏项目的商业价值吸引力减弱、投资者信心下挫。

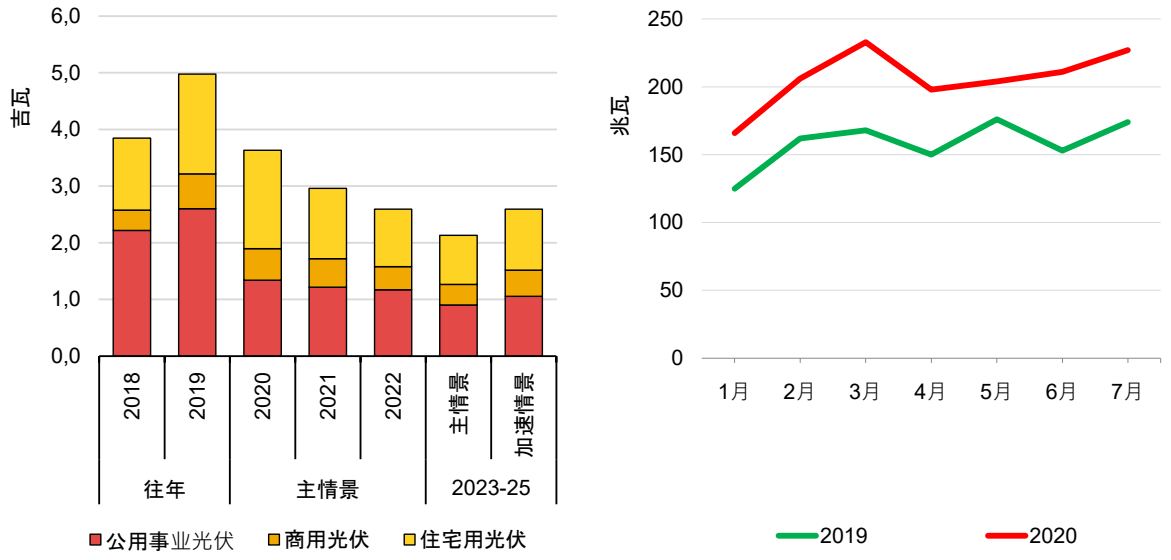
此外，澳大利亚已经实现了其 2020 年可再生能源目标，造成电力证书供过于求，从而导致了收入减少并损害了新开发项目的商业价值。因此，公用事业规模光伏的增量预计将在 2021 年和 2022 年进一步减少。

对于分布式光伏应用，公用事业企业和零售商提供的小规模证书方案和州级上网电价机制（回购分布式光伏输出到电网的电价）继续鼓励安装。2020 年的月度安装量已经超过了 2019 年，预计今年的增量将超过 2 吉瓦，可见新冠疫情的影响仍然有限。

国际能源署。保留所有权利。

然而，批发价格下降（该价格是许多州基准上网电价的指导）、某些州（例如新南威尔士州和维多利亚州）市场饱和，以及小规模证书价值降低，都是 2021 年和 2022 年实现更快增长需要克服的挑战。

图 3.12　澳大利亚太阳能光伏 2018-22 年增量、2023-25 年年均增量（左），以及分布式光伏 2019 年和 2020 年月度增量（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：Australia Clean Energy Regulator (2020), Postcode data for small-scale installations。

小型和大型证书方案将持续到 2030 年，并且已规划的新投资将改善电网条件，从而有助于减少并网和弃电挑战；这些有利条件将促使公用事业规模和分布式光伏装置从 2023 年开始适度增长。但是，由于大型可再生能源目标（LRET）方案的预设发电目标已经实现，光伏项目将不得不依靠商品容量、企业购电协议或州一级的激励措施（例如新南威尔士州可再生能源区）。

欧洲

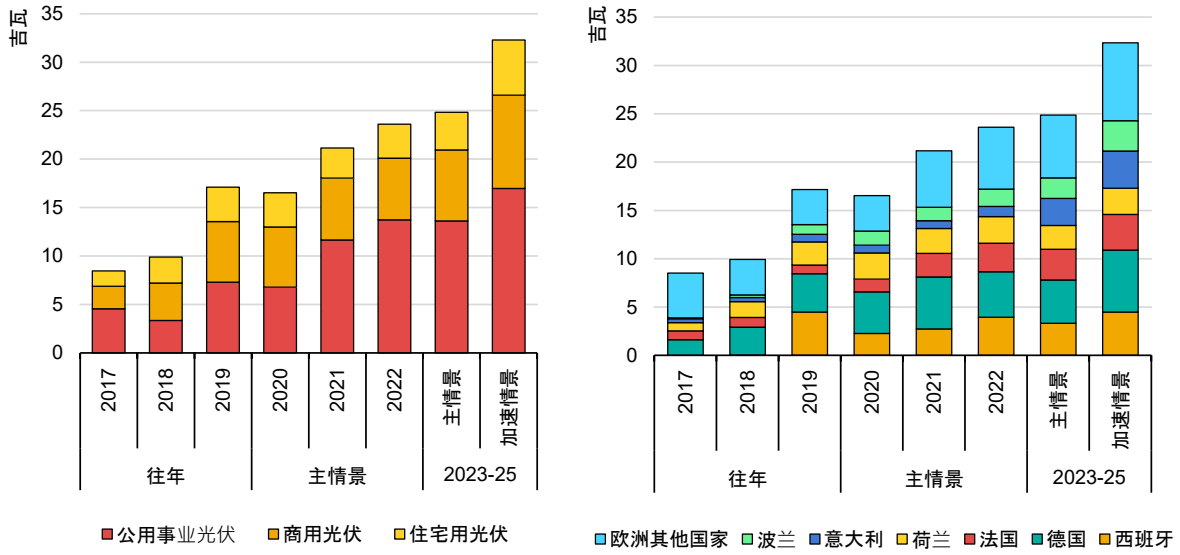
为实现欧盟 2030 年目标而增加的支持是 2020 年以后增长的主要驱动力，但需要平稳的政策过渡才能保持增长步伐

2020 年光伏净增量预计将达到 16.5 吉瓦，较 2019 年下降 4%；2019 年是不平凡的一年，因为西班牙赶在支持截止日期前增加了 4 吉瓦的公用事业规模光伏。如果把 2020 年增量减半的西班牙排除在外，欧洲尽管实行了封锁和社交疏离措施，但年度增量预计将在 2020 年增长 13%，达到 2012 年以来的最高水平。上述增长中的大部分来自德国、法国和波兰拍卖的公用事业规模部署。较高的增长还源于土耳其、波兰和荷兰，其净计量电价政策的吸引力日益增强。

国际能源署。保留所有权利。

2020 年之后，欧洲的净增量预计将从 2021 年的 21 吉瓦稳步增加到 2023 年至 2025 年之间的年均 25 吉瓦。支撑这一趋势的主要是政策支持，其目的是实现欧盟根据《可再生能源指令》制定的 2030 年目标，即可再生能源占比达 32%。欧盟成员国需要在 2019 年底之前提交其最终 2030 年可再生能源目标，并附上达成这些目标的计划，一些国家已经出台或起草了实施其目标的全国性立法。

图 3.13　欧洲 2017-22 年年度光伏增量和 2023-25 年各类光伏的年均增量（左），以及按地区分类的年均增量（右）



国际能源署。保留所有权利。

在预测期内，公用事业规模光伏的增长发挥着越来越重要的作用：由于竞争性拍卖增加，公用事业规模光伏的占比将从 2021 年的 41%上升到 2023-25 年的年均 55%。在过去的一年中，已通过或出台扩大和延长支持措施的立法，以在主要市场实现新的 2030 年目标。意大利已于 2019 年推出拍卖机制，波兰继续提高拍卖量；2020 年，西班牙宣布恢复招标的计划，德国则提议增加年度拍卖量并延长相关期限。

在 2021-25 年期间，由于自发自用、净计量电价以及某些情况下的拍卖等支持方案将促进商用光伏的稳定增长，将驱动分布式光伏在欧洲继续逐步增长。但是，支持方案变更对大型市场中的大型商业系统造成的影响，增加了预测的不确定性。一些国家为了在刺激增长的同时平衡支持成本，正在着手修改政策设计，包括改变资格要求中对规模的规定以及确定报偿水平的机制。在最大的商用光伏市场德国，提议将对大型商业屋顶系统的支持从上网溢价改为竞争性拍卖，而在拍卖投标量不足的法国，已决定将对商用光伏中自发自用部分的支持逆转为行政设定的收购电价。

国际能源署。保留所有权利。

在荷兰，商用光伏也是通过拍卖获得报偿，但是可再生能源补贴计划 SDE ++下的新拍卖设计规则引起了人们对其竞争力的担忧，因为现在商用光伏系统必须与非电技术竞争。在德国的自发自用以及荷兰和波兰的净计量电价的带动下，欧洲的住宅用光伏保持稳定增长。

若干因素可能会加速欧洲的光伏增长。如果拍卖设计提案得到明确、许可和牌照发放得以简化以最大程度减少拍卖中的投标量不足问题、企业购电协议的吸引力提升，那么 2023-25 年期间公用事业规模光伏的增量平均可提高 25%。维持对分布式系统自发自用的支持可以使年增长量提高 37%。

德国

更高的 2030 年目标和延长的支持期推动增长，但分布式光伏的潜力仍然受限

由于竞争性拍卖项目的强劲发展以及自发自用的持续吸引力，预计 2020 年太阳能光伏增量将比 2019 年增加 8%（至 4.3 吉瓦）。

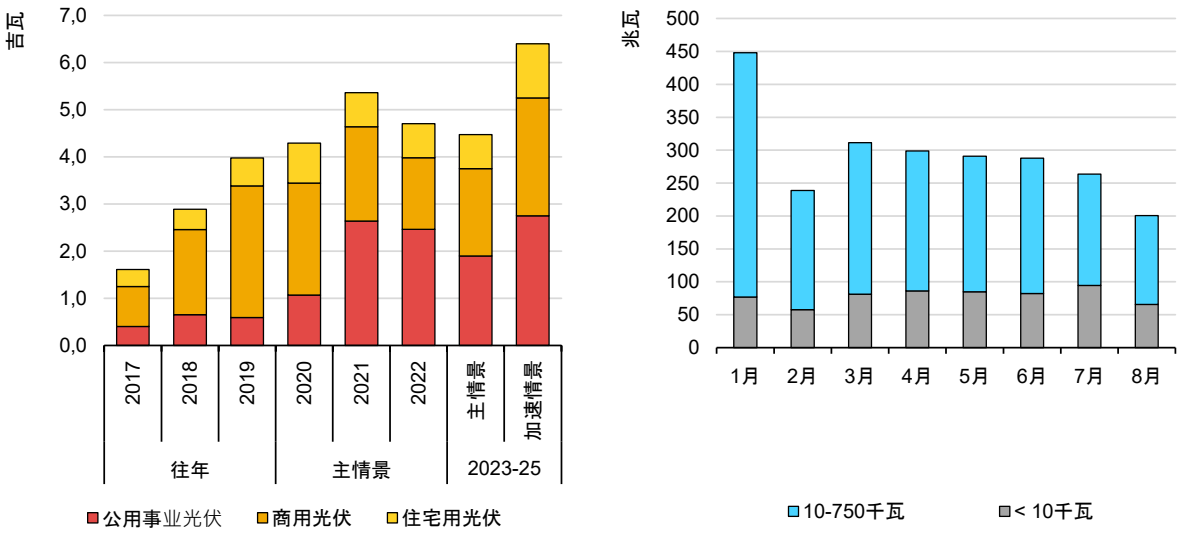
尽管德国采取了封锁措施，但 2020 年上半年公用事业规模光伏的增量同比翻了一番以上，而住宅用光伏的增量扩张了 90%（Bundesnetzagentur, 2020） 。公用事业规模光伏的增长是由于 2019 年的特别拍卖项目已投入运行（2018 年《可再生能源法》修正案为 2019-21 年增加了 4 吉瓦拍卖容量，以加快实现气候目标）。住宅安装的增加是由系统成本下降和高电价推动的。

但是，两个主要不确定因素将影响 2020 年末季度的增长潜力。其一是新冠疫情相关社交疏离措施可能对公用事业规模项目开发造成延迟风险。其二是延长支持期将对分布式光伏产生怎样的影响（分布式光伏是商用光伏发展的主要动力）。

一旦累计光伏容量达到 52 吉瓦，将触发多余发电量的报偿到期，而 52 吉瓦这一上限有望在 2020 年中段达到。因此，在即将到期前的几个月内，安装步伐加紧；但是，政府在 2020 年 5 月取消了上述上限，并延长了支持期限，此后安装数量下降了。截至 2020 年 8 月，分布式光伏总装机容量已达到 2.4 吉瓦，而政策支持可见度的提升将如何影响第四季度的部署，尚需拭目以待。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.14　德国 2016-22 年光伏年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2020 年分布式光伏月度增量（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：月度增量反映了根据《可再生能源法》（EEG）获得支持的已安装容量（非注册容量）。月度增量不包括没有收到补助金的系统。八月的数据是根据最近两个月已发布数据的已安装容量和注册容量之间的比率趋势做的估计。

来源：右：Bundesnetzagentur (2020), EEG-Zubau- und Summenwerte。

预计 2021 年的增量将扩张，因为新增的 4 吉瓦拍卖容量将让公用事业规模项目明显增加。光伏风能联合拍卖和无补贴项目（企业购电协议以及与公用事业企业签订的双边合同）投入运行也增加了容量，助推了 2021 年增量的大幅增长。2018 年以来，共举行了五次的太阳能光伏拍卖，拍卖容量总计为 1 吉瓦，中标的太阳能光伏发电均价均在 47 欧元/兆瓦时至 57 欧元/兆瓦时范围内。

预期 2022 年光伏增量将下降，这主要是由于对《可再生能源法》的拟议改革（2021 年《可再生能源法》）导致分布式光伏增量减少。该法修订草案于 2020 年 9 月发布，提议从 2021 年开始，大于 500 千瓦的屋顶系统参与每年上限为 200-400 兆瓦的竞争性拍卖；前述 500 千瓦的门槛大大低于自发自用机制下 2019 年部署的 1 吉瓦门槛。

拟议的 2021 年《可再生能源法》在很大程度上推动了 2023-25 年公用事业规模光伏的增长。2020 年 6 月，德国政府将可再生电力 2030 年占比目标从 50%提高到 65%；为了实现这一目标，政府于 2020 年 9 月提议将 2030 年光伏容量目标提高到 100 吉瓦。该提案将年度公用事业规模光伏的拍卖量从 600 兆瓦提高到 1.9-2.8 吉瓦。

2023-25 年间，分布式光伏年均增量将为 2.6 吉瓦，大大低于 2019 年和 2020 年的增长水平，这是因为有资格获得支持的 500 千瓦以上屋顶系统数量有限。但是，对于“自发自用，余电上网”的报偿极具吸引力，将继续推动中小型商用光伏增长。主情景下，对住宅安装的预测是：由于电动车和热泵的需求增加，住宅用光伏将稳定增长。

国际能源署。保留所有权利。

主情景反映了 2021 年《可再生能源法》草案中的提案，在我们撰写本文时，该提案尚待德国议会通过。2023 年至 2025 年间，随着分布式光伏部署的加强，总年均增长可能会提高 43%。这将需要 2021 年《可再生能源法》定稿中保持商用光伏的自发自用支持或加快成本下降，以使小型商用和住宅用系统更具吸引力。额外的加速部署取决于更快的经济复苏、更高的电力需求以及拍卖机制之外增加的企业和公用事业购电协议。

西班牙

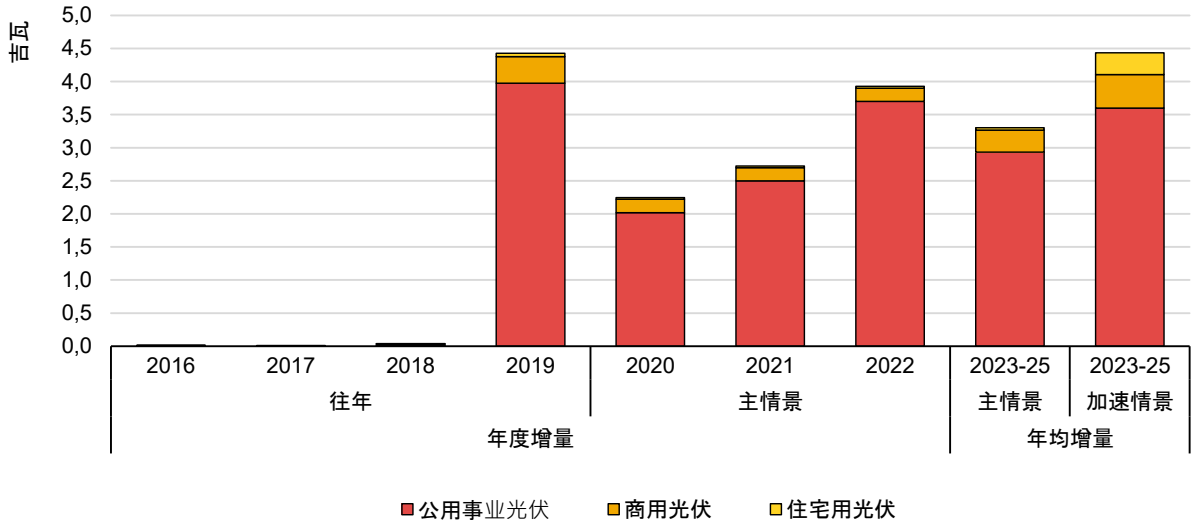
太阳能光伏的复兴由企业购电协议和新拍卖推动

由于 2017 年拍卖中标项目投入运行的截止期是 2019 年，该年的光伏增量创下纪录，而 2020 年的增量预计将放缓。尽管如此，2020 年公用事业规模光伏的增量预计将为历年来第二高，并且，预计增量将在 2021-22 年进一步增加。

容量扩张主要见于无补贴项目，这些项目由企业购电协议、与公用事业企业签订的双边合同或两者其一结合“商尾”的形式来支持。强大的资源潜力、不断下降的投资成本和高昂的批发电价已促生了超过 7 吉瓦的在建项目，而新冠疫情造成的延误对项目投入运行的影响微不足道。

西班牙的监管条件得到了改善，以缩短交付周期；这也支持了上述预测。一系列立法在 2020 年二季度获得通过，规定了保持许可资格所需遵守的项目期限。这些法规旨在加快牌照审批，并最大程度减少转售许可以获取投机利润。

图 3.15　西班牙光伏 2016-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

国际能源署。保留所有权利。

由于未来电力需求不确定，预计在 2023-25 年期间年均增长将放缓，这有可能给新的无补贴项目的融资带来挑战。在此期间超过一半的增长将来自暂停三年后恢复的竞争性拍卖，这些拍卖的目的是实现最近提高了的 2030 年目标并促进新冠疫情经济复苏。新的拍卖制度已于 2020 年 10 月获得批准，但招标设计和时间表尚未在本报告成文时宣布。主情景假设每年拍卖出的容量将达 2 吉瓦；但是，在加速情景下，2023 年至 2025 年期间，更大的拍卖量和强劲的企业购电协议需求可能会使公用事业系统的年均增长率提高 23%。

预测认为，封锁措施将造成 2020 年的安装率相对于 2019 年放慢，因此造成今年分布式光伏增长下降。但是，疫情大流行前的监管改革为余电上网提供了报偿，并降低了零售电价的固定部分，从而提升了了自发自用的经济吸引力。预计从目前到 2025 年，这些改革将是分布式光伏增长的主要动力，尽管潜在的疲软经济环境仍是一个关键的不确定因素。如果新冠疫情对企业自发自用需求的影响极小，且经济复苏强劲，则增量可能会是之前的三倍多。

荷兰

可再生能源补贴计划 SDE+政策和净计量电价截止日期推动了 2020 年太阳能增量，但预测中主要不确定因素是向新政策的过渡情况

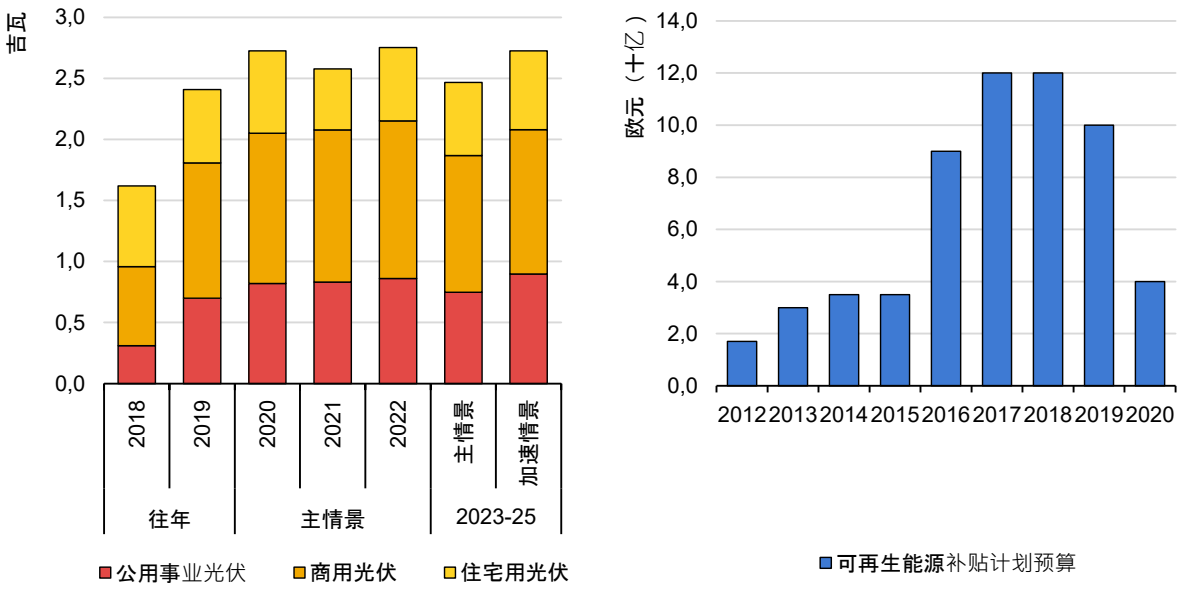
据预测，2020 年荷兰各类太阳能光伏总增量将超过 2.7 吉瓦，比 2019 年增加 13%。在 SDE+拍卖及净计量电价的推动下，2020 年上半年增量超过 500 兆瓦。虽然在新冠疫情第一波疫情大流行期间安装速度放缓，但从 5 月到 7 月，容量增速加快。

由于商用光伏的贡献，预计 2021 年和 2022 年的光伏增量将与 2020 年的水平大体持平。2019 年，政府出台了新的规定，要求在参加 SDE+拍卖之前验证电网可用性，这对一些地区的扩张造成了挑战。高电价和扶持力度较大的净计量电价机制支撑了住宅用光伏的扩张。

2022 年以后，政策截止日期将驱动光伏增量：预计 2023 年增长最为强劲，因为剩余的 SDE+和新的 SDE++项目在补贴逐步取消前投入运行；预测中的不确定因素是 SDE++支持机制的技术竞争加剧，将导致 2024 年和 2025 年增量下降。此外，从 2024 年开始，净计量政策减免率将逐年递减 9%，降低了住宅用光伏项目的盈利能力。同时，设备成本的下降可能会提高商用和住宅用太阳能光伏需求，促成加速情景下的更高增长。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.16　荷兰年太阳能光伏 2018-22 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2012-20 年 SDE+ 预算（右）



国际能源署。保留所有权利。

法国

强有力的容量目标和新的拍卖时间表加速光伏扩张

预计 2020 年法国光伏增量将达 1.3 吉瓦，为 2012 年以来最高水平。2017-18 年期间举行的大型建筑和地面安装的拍卖项目于今年投入运行，使今年的增量比 2019 年高出 50%。

由于在之前拍卖中拍出了近 7 吉瓦容量，2021 年和 2022 年年度增量将加速增长，其中公用事业规模项目几乎占到上述扩张的三分之二。上网电价机制下的住宅用系统预计也预期将对预测数值做出少量额外贡献。

2020 年 4 月，政府公布了新的多年能源计划（PPE），该计划重申了以下承诺：在 2023 年前新增 20 吉瓦光伏容量，以及每年拍卖 2 吉瓦的地面安装项目和 0.9 吉瓦的大型屋顶安装项目直至 2024 年。

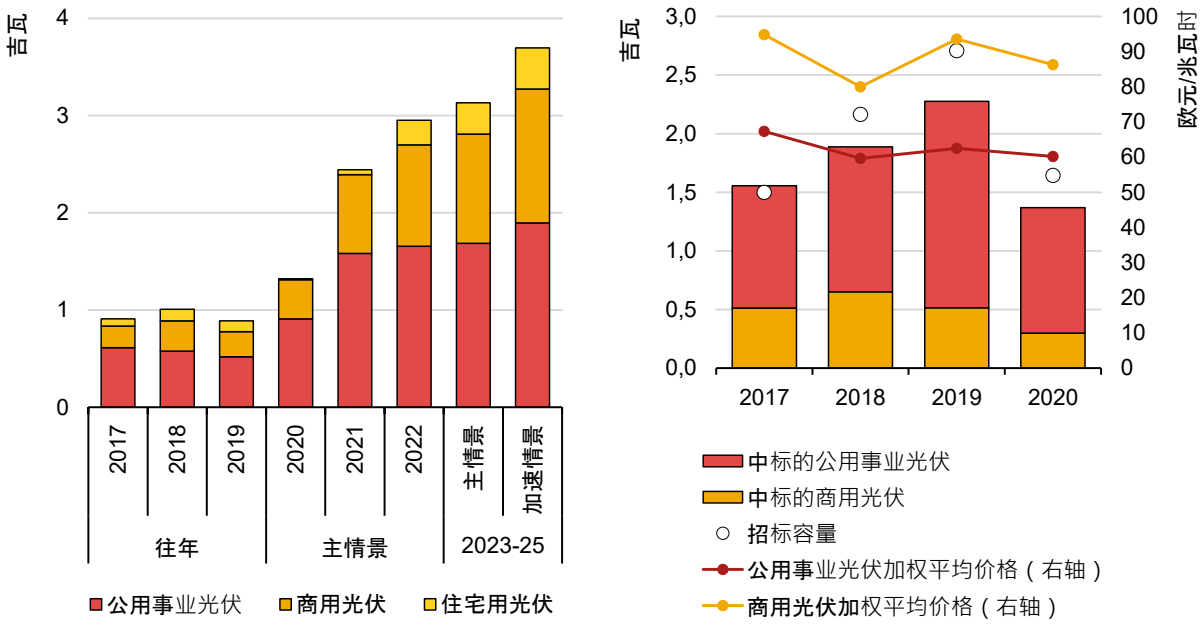
最近有一些政策发展，包括：新仓库、超市和停车棚的光伏安装义务，将上网电价资格扩大到大型屋顶项目，大型光伏装置享受减税，以及作为复苏措施的一部分对企业普遍减税等；这些政策发展预计也将助推部署提速，特别是商用光伏的部署提速。然而，商用光伏开发商在短期内扩大部署的能力仍然不确定：目前机制下的屋顶拍卖在 2018 年和 2019 年遭遇了投标量不

国际能源署。保留所有权利。

足，我们因此下调了对 2020 年拍卖容量的预测值。假设未来拍卖投标量和项目完成率保持稳定，2023-25 年期间的增量预计将保持在 2.5 吉瓦/年以上，使法国能够实现其 2023 年目标。

如果许可程序简化、参与屋顶安装项目拍卖的实体增多、中标项目完成率提高，以及住宅用光伏安装量上升，2023-25 年的年均容量可能会接近 3.6 吉瓦。在这方面，欧洲一揽子刺激计划的扶持资金分配和支持方式可能会起到重要作用。

图 3.17　法国太阳能光伏 2017-22 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及太阳能光伏 2017-20 年拍卖结果（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：右边的数字涵盖了截至 2020 年 9 月的拍卖量。

意大利

光伏增长自 2012 年起停滞不前，但后来得益于政府雄心勃勃的目标和“绿色”复苏政策，增速加快。

预计 2020 年意大利将增加 0.8 吉瓦的光伏容量，与 2019 年相近。尽管发生了新冠疫情，但 2020 年上半年光伏增量仍高于去年同期。

2021 年和 2022 年，预期分布式光伏应用将引领意大利的光伏增长，这得益于税收优惠政策、针对 0.5 兆瓦及以下安装的实时自发自用方案（"*Scambio sul posto*"），以及针对 0.5 兆瓦以上系统的上网溢价制度。此外，新冠疫情经济救济一揽子方案下，2020 年 5 月出台了新政策：

国际能源署。保留所有权利。

对与建筑能效现代化设备一起安装的住宅用光伏系统实行 110%退税，这预计将进一步促进光伏的部署。

2022 年以后，意大利的光伏新增规模有望大幅扩大。在《国家能源和气候规划》中，意大利设定了 2030 年前光伏容量达到 52 吉瓦的目标，这几乎是 2019 年 20.9 吉瓦装机量的 2.5 倍。2019 年出台的拍卖方案有望推动光伏容量向这一目标迈进。

然而，每 1,000 兆瓦中，只有 25 兆瓦是光伏开发商的中标容量。光伏开发商对之缺乏兴趣，部分原因是禁止使用农业用地的规定，这条规定促使许多投资者转而谋求购电协议合同和开发商商品项目。鉴于未来电力需求和价格尚不确定，预计光伏开发商将在即将到来的拍卖中中标赢得更多容量。

在加速情景下，简化许可程序、解决土地使用方面的挑战，并实施更多的政策来刺激分布式光伏部署，将可以 2023-25 年期间把年均增量提高到 4.6 吉瓦。

波兰

在新增拍卖和分布式光伏扩容的带动下，光伏安装蓬勃发展

预计 2020 年波兰的光伏增量将达到创纪录的 1.4 吉瓦，较 2019 年增长 44%。扶持力度较大的净计量电价机制和不断下降的投资成本造就了分布式光伏的投资热潮，尤其是在住宅用光伏领域。

此外，2019 年 8 月推出的新补贴方案，使住宅用光伏投资者能够获得政府赠款，并且该方案预算支持高达 1 吉瓦容量的部署。自 2020 年 3 月起，另一项支持住房取暖改造的政府方案也为安装光伏系统提供优惠贷款。

由于 2020 年下半年取消了补贴方案，预计 2021 年分布式光伏领域的部署将放缓。同时，在 2019 年拍卖的推动下，预计公用事业规模的光伏项目数量将会增加。

鉴于波兰《国家能源和气候规划》的目标是到 2030 年将可再生能源发电占比提高一倍至 32%，预计政府将实施更多拍卖，并继续支持分布式光伏的净计量电价机制和其他激励措施。因此，预计 2023-25 年期间光伏增量将加速增长。

国际能源署。保留所有权利。

比利时

得益于法兰德斯地区重启扶持政策，住宅用光伏 2020 年小幅下降后将复苏

由于政策转型和封锁相关的模块交付短缺导致了屋顶安装推迟和延缓，预计 2020 年比利时的光伏部署将下降。弗拉芒政府于 2020 年 6 月宣布，2021 年开始恢复对住宅和商用屋顶光伏的支持；因此，预计安装量将再次回升，达到 0.5 吉瓦以上。

预计 2022 年后，比利时的光伏增长趋势将持续，在 2025 年之前的 3 年内，约有 1.5 吉瓦上线。在高零售电价和法兰德斯地区恢复投资补贴的刺激下，增长主要集中在住宅用光伏领域。

在加速情景下，假设在现有机制下住宅应用的利润率更高，以及 2024 年后法兰德斯地区继续支持太阳能光伏，那么 2023-25 年的年均增量可能会增高 54%。

拉丁美洲

巴西

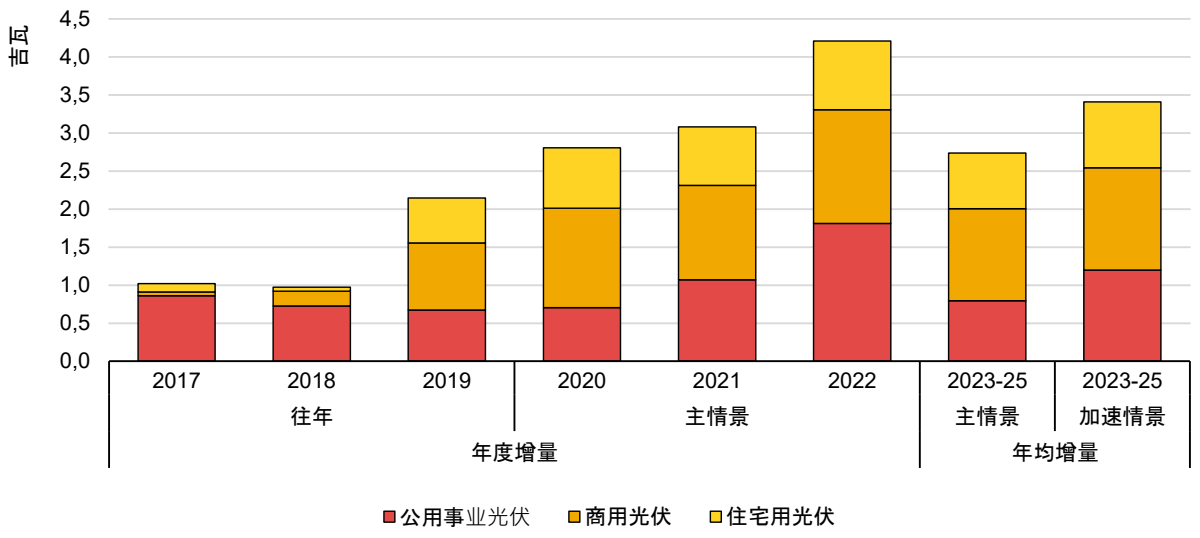
净计量电价机制使分布式光伏成为近期增长的主要来源

巴西 2020 年的太阳能光伏增量将比 2019 年增加 30%以上，其中分布式安装量扩容最多，超过 2 吉瓦，刷新了纪录；这要归功于扶持力度较大的净计量电价方案得以延续。米纳斯吉拉斯州（最大的分布式光伏市场）、圣保罗州和南里奥格兰德州的分布式光伏增量占巴西的一半，部分原因是零售电价较高（ANEEL, 2020）。

此外，预计将有超过 700 兆瓦公用事业规模光伏增量投入运营，因为中央拍卖机制下的一些电厂在投入运行截止日期之前入网，以赚取来自非管制市场的额外收入。2020 年现货市场均价高于过去三年政府拍卖的中标合同价格（CCEE 2020）。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.18　巴西太阳能光伏 2017-22 年增量及 2023-25 年年均增量

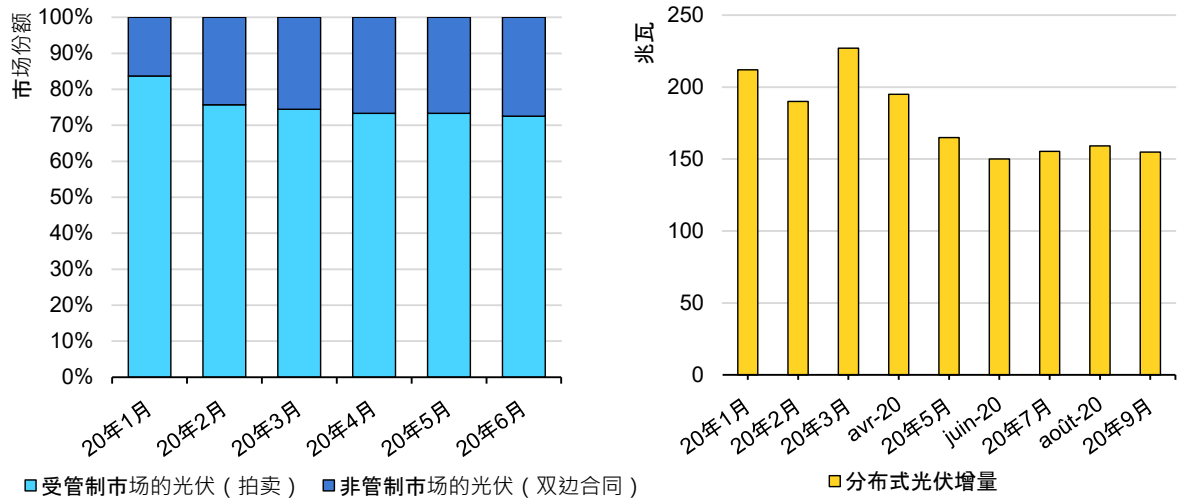


国际能源署。保留所有权利。

预计 2021 年和 2022 年的光伏增量将进一步上升，因为公用事业规模项目开始增加，并且分布式光伏应用依然强劲。2020 年光伏总容量的近 30%是在非管制市场中运营的，考虑到电价相对较高，预计未来两年近一半的公用事业规模增长光伏将在拍卖机制之外。此外，巴西政府近期还将光伏设备的进口关税降低为零，提升了太阳能项目的竞争力。

有净计量电价和用户可以获得有吸引力的融资选择为前提，分布式光伏增量将可在 2021 年超过 2 吉瓦。此预测假设用户和中小企业预料到净计量电价政策可能发生变化，将赶在 2022 年完成项目。

图 3.19　2019-20 年巴西在非管制市场上运营的太阳能光伏占比（左），以及分布式太阳能光伏月度增量（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：CCEE (2020), InfoMercado Dados Gerais 2020; ANEEL(2020), Geracao Distribuida.

国际能源署。保留所有权利。

2023-25 年期间，在受管制环境之外运营的光伏项目数量将继续增加，75%的预期增长将通过与国有公用事业企业的双边合同和企业购电协议两种方式实现。假设低利率持续存在，净计量电价将确保分布式光伏稳定增长。然而，由于巴西经济预计将进入深度衰退（OECD, 2020），净计量电价机制的变化和可否获得负担得起的融资仍然是预测中的不确定因素。

在加速情景下，电力需求增加将造成拍卖容量上升和购电协议增多，促进公用事业规模的光伏安装。随着越来越多的用户利用净计量电价的优势，融资条件改善、需求上涨以及设备成本下降三者结合将会推动分布式光伏的快速应用。

墨西哥

先前预测各类光伏私人投资将会增长，但现在看来监管的不确定性会阻碍此类增长

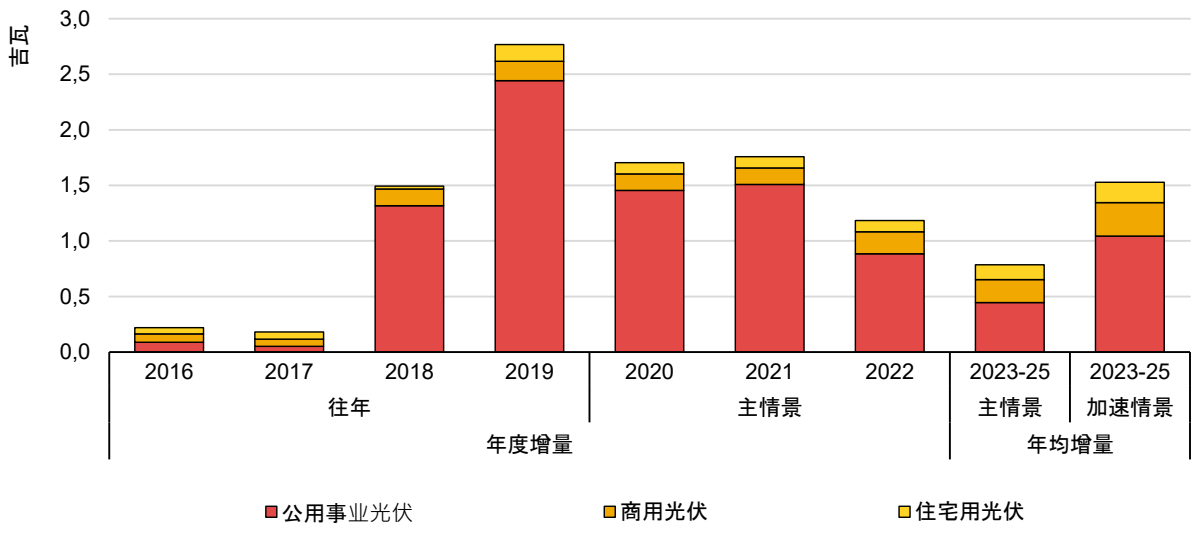
与 2019 年相比，2020 年墨西哥的光伏容量增长将下降近 40%。公用事业规模项目主导增长，预计将有近 1.5 吉瓦上线，主要来自 2015-17 年期间举行的清洁能源证书（CEL）拍卖。增长收缩的部分原因是入网限制；监管机构和系统运营商之所以实施这些限制，是为了应对新冠疫情期间需求模式变化引起的可靠性担忧。

2018 年，墨西哥暂停了年度拍卖，以评议其目标和范围。不过，墨西哥仍有大量在建项目（超过 3.5 吉瓦），这些项目来自之前的拍卖和企业购电协议，预计将在 2020-22 年间上线。

限制可再生能源项目入网的法规受到了开发商质疑，而法院也已经授权一些项目入网。2020 年 8 月，墨西哥最高法院决定暂停限制入网的法规，因此本报告对入网速度的预测高于我们 5 月更新版的预测，预计 2021 年和 2022 年将有 2.4 吉瓦的公用事业规模光伏项目投入运行。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.20　墨西哥光伏 2016-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

尽管清洁能源证书拍卖被取消，但政府 2024 年目标依然存在，即届时 35%的电力将来自清洁能源，零售商和大用户仍需购买证书以履行义务。由于大用户使用量占墨西哥电力销售的 40%以上，预计 2023-25 年期间，私人可再生能源拍卖和企业购电协议将推动公用事业规模光伏的年度增量。

得益于净计量和净计费政策，分布式应用在整个光伏增长中的占比预计将增加，而较高的无补贴住宅和商用零售电价将提高其经济吸引力。

尽管如此，当前的政治环境和监管进一步变化的可能性给开发商带来了不确定性，使其对年均增量的预期降至前几年的水平以下。在加速情景下，3 吉瓦额外的太阳能容量可能会在 2025 年之前上线，这取决于对开发商而言更多的监管确定性和分布式光伏的快速复苏。

智利、阿根廷和哥伦比亚

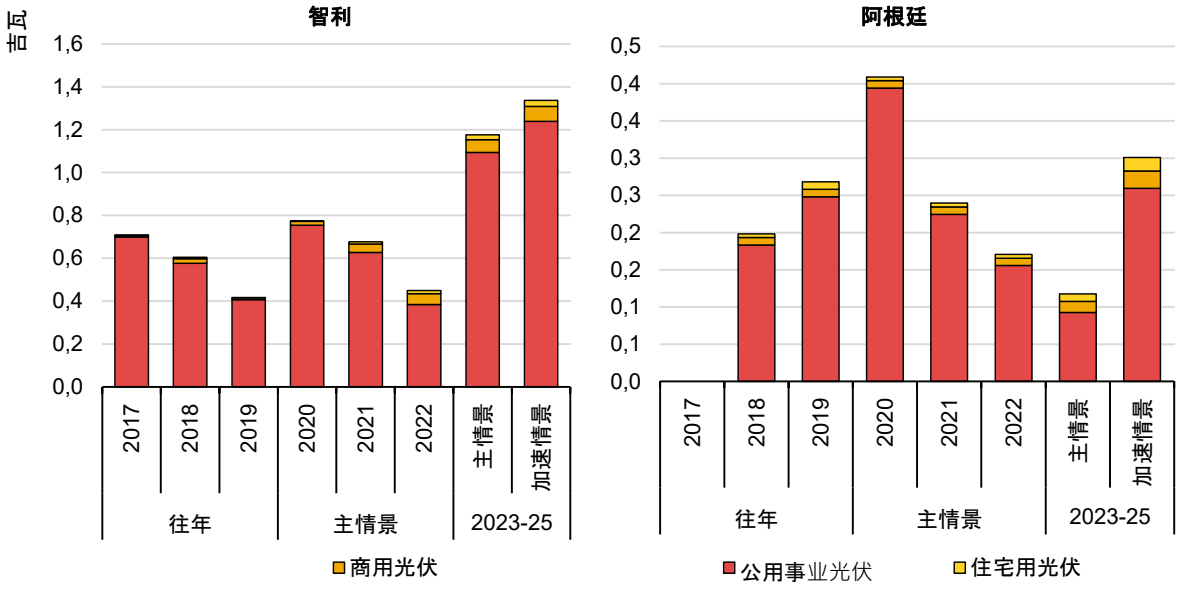
在智利，拍卖机制推动了强劲的公用事业规模光伏扩容

预计 2020 年**智利**的太阳能增量将达到 750 兆瓦以上，几乎是去年的两倍。容量扩张的主要原因是 2017 年最后一次拍卖的一些项目提前完成，其投入运行截至日期为 2024 年。

预计 2021 年和 2022 年的增量将因拍卖的缺口而放缓，而同时企业购电协议活动将获得推动力，商业发电厂将遭受现货价格下跌的打击。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.21　智利和阿根廷光伏 2017-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

预计 2022 年后，智利光伏的增长将加速。作为新冠疫情经济复苏努力的一部分，政府已加快完成了 55 个太阳能项目的环境审批。然而，以受管制配电商为目标群体的电力拍卖从今年推迟到了 2021 年上半年，而且政府因未来电力需求不确定而减少了拍卖容量。

另外，2020 年第三季度的陆上项目拍卖中，有 2.6 吉瓦风能和太阳能光伏容量中标，这表明智利的太阳能光伏部署将进一步增加。此外，智利最近推出了 Casa Solar 方案，允许社区团体以较低的价格购得太阳能电池板并获得国家联合资助，以推动分布式光伏项目发展。这一最新发展有助于推动分布式容量的扩张。

得益于持续提高的年度增量，智利有望顺利实现 2025 年非常规可再生能源发电量占比 20%的目标。加速情景中更大的扩张取决于拍卖容量提高以及在企业购电协议计划下太阳能开发不断增加。

由于宏观经济挑战和未来拍卖的不确定性，阿根廷的光伏扩张可能放缓

随着之前已拍卖的项目投入运行，预计今年**阿根廷**的公用事业规模光伏容量将翻倍，装机容量将超过 800 兆瓦。然而，尽管有上述预期增长，但许多项目因新冠疫情而被延误，推迟了投产前调试或停止了建设。延期的项目预计将在 2021 年和 2022 年上线。

由于阿根廷 2019 年的拍卖中，中标光伏项目只有 100 兆瓦，而且今年的拍卖时间仍不确定，因此预计 2023-25 年期间光伏扩张将有所收缩。在拍卖之外，可再生能源项目可以与某些大用

国际能源署。保留所有权利。

户签订双边合同，这些大用户需要满足国家 2025 年目标要求，即电力需求中实现可再生电力占比 20%。

然而，新冠疫情导致的经济放缓预计将进一步加剧已经存在的宏观经济挑战，这不仅影响太阳能光伏项目，而且影响可再生能源入网所需的电网扩展。加速情景表明，如果项目能更快获得负担得起的贷款，企业购电协议数量迅速攀升，那么阿根廷 2022 年以后的可再生能源增量可能会高得多。

哥伦比亚如果继续进行能源拍卖，可能比预期更早实现可再生能源目标

预计 2020-22 年期间，**哥伦比亚**公用事业规模太阳能光伏增量将比 2019 年多。为能源和可靠性举行的两次拍卖共计将让上网 500 兆瓦的公用事业规模光伏。举行可靠性收费拍卖的目的是为了确保即使在干旱时期也能保证可靠供电。此外，哥伦比亚今年预计将举行首次私人可再生能源拍卖，届时将有 140 兆瓦（每月 20 吉瓦时）的非常规可再生能源进行招标。

2023 年及以后，此预测假设在拍卖机制继续进行的推动下，新增光伏容量将达 1.2 吉瓦。考虑到已签约项目和政府计划，哥伦比亚将可以提前 5 年实现 2030 年 4 吉瓦非常规可再生能源的目标。

中东和北非

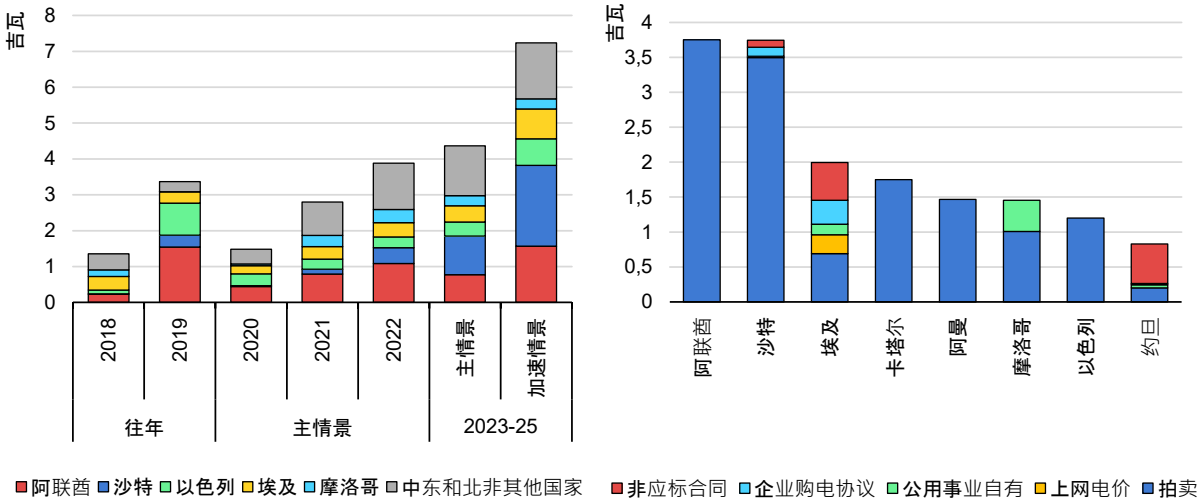
得益于成本效益不断提高，化石燃料净出口国贡献了 2020-25 年期间光伏容量增长的近三分之二

据预测，中东和北非地区（MENA）将在 2020 年增加 1.5 吉瓦的太阳能光伏。这一增长是该地区去年容量扩张的一半，但必须指出的是，2019 年该地区部分首批太阳能光伏可再生支持机制下的重大项目投入运行，是创纪录的一年。

例如，阿拉伯联合酋长国（阿联酋）的两个公用事业规模项目贡献了 1.5 吉瓦，这两个项目是 2016 年和 2017 年部分首批竞争性拍卖的中标项目。埃及在其上网电价方案下投入运行了近 1 吉瓦的项目，沙特阿拉伯（沙特）最大的公用事业规模光伏电厂则启用了 300 兆瓦，这家电厂是在 2017 年第一次竞争性太阳能独立发电厂拍卖中签单建立的。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.22　中东和北非地区光伏 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2020-25 年部分国家按采购类型分类的增量（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：以色列的统计数据由以色列有关当局提供并由其负责。经济合作与发展组织使用这些数据并不影响国际法规定的戈兰高地、东耶路撒冷和西岸以色列定居点的地位。

由于公用事业规模项目资源储备中的空白，政策转型和采购程序不规范预计将导致 2020 年的增量减少。埃及从上网电价转向竞争性拍卖的速度较慢，预计增量将会骤减。上网电价到期、招标时间表断断续续，以及利用净计量电价机制的合格企业 PPA 项目具有规模上限，促使开发商在政策制度之外与国家公用事业公司独立接触，谈判双边购电协议。

阿联酋和沙特今年的增量也较少，因为这两个国家的竞争性拍卖机制下的新项目仍在建设中。

由于阿联酋、卡塔尔和阿曼在竞争性拍卖中得标的大型独立发电厂项目投产，预计 2021 年增长量将回升，几乎翻倍。到 2022 年，年度增长将进一步提高，达到每年 4 吉瓦；2023-25 年期间，年均增量将随着其他市场（沙特、约旦和突尼斯）的容量开始加速扩张而略高。

2020-25 年期间预计将新增超过 20 吉瓦的太阳能光伏发电量，其中阿联酋增量最大，其次是沙特、埃及、卡塔尔和阿曼。化石燃料净出口国预计将贡献该地区光伏容量扩张的近三分之二，而在前一个五年期间，它们的贡献仅占地区光伏容量扩张的一半。增长的主要原因是公用事业规模太阳能光伏发电经济吸引力日益提高，光伏部署正在快速扩展到更多国家，在这些国家里，光伏发电以前必须与国产低成本碳氢化合物发电竞争。

这一趋势的主要政策驱动力是竞争性拍卖的采用，竞争性拍卖容量占该地区增量的四分之三以上，并产生了破纪录的太阳能光伏发电电价。去年，得益于良好的资源潜力、规模经济以及低成本的融资和土地，低端价位的投标价从 13.5 美元/兆瓦时到 16.9 美元/兆瓦时不等。然而，

国际能源署。保留所有权利。

这些价格只存在于特定的市场环境中，反映了当地有利的融资条件和可承受的土地价格，而这些市场条件可能无法在其他市场复制。

表 3.1　2019 年和 2020 年中东和北非地区部分公用事业规模太阳能光伏投标价格

日期	国家	容量（兆瓦）	价格（美元/兆瓦时）	状态
2019 年 10 月	阿联酋（迪拜）	900	16.9	已中标
2020 年 1 月	卡塔尔	800	15.7	已签购电协议
2020 年 4 月	沙特	300	16.2	已收到标书
2020 年 4 月	阿联酋（阿布扎比）	1 500	13.5	已中标

中东和北非地区的预测有两个关键的不确定因素：其一，各种政策采购程序下签署合同协议的速度。对于竞争性拍卖来说，光伏扩容很大程度上取决于政府宣布和推进流程各环节的速度，而由于很多政府没有提前公布拍卖时间表，所以往往无法预测进度。在一些国家，通过这种采购方法进行的项目开发往往慢于由独立发电厂直接与大用户或公用事业企业接触来制定企业购电协议或主动签订双边合同，后一种方式是埃及、摩洛哥和约旦容量增长的第二大来源。

其二，新冠疫情对近期项目开发可能产生的影响尚不确定。在突尼斯，项目因供应中断和延迟并网而被推迟（MEES, 2020 年），而阿布扎比则为遵守社交疏离措施，推迟宣布 1.2 吉瓦拍卖的中标企业。

在一些碳氢化合物出口国，由于重心放在尽量减少疫情大流行造成的低油价对国家预算的影响，暂时忽略了对可再生能源计划的关注。近 2 吉瓦的太阳能容量正等待与沙特的国家公用事业公司签订购电协议，而科威特取消了 1.5 吉瓦的 Al-Dabdaba 招标，因为低油价导致了优先事项调整。

不过，这些新动向预计是暂时的，只是将容量往后移，不会影响长期增长。阿联酋已恢复了招标程序，沙特延长了招标时间，而卡塔尔（800 兆瓦）和阿曼（500 兆瓦）的大型项目也在疫情最严重时完成了融资。

假如政府加快拍卖程序，并且在许可企业购电协议的市场上电力需求增长驱使购电协议签约量加大，那么 2023-25 年间的年均增量可能会提高三分之二。突尼斯和约旦的电网升级如期完成对于可再生能源的扩张至关重要，这也将加速该地区的增长。

尽管五年期间的大部分增长将是公用事业规模容量（90%），但分布式光伏预计将在 2020-25 年间增加 2.5 吉瓦。得益于以色列的上网电价制度以及阿联酋、埃及和约旦的净计量电价，商用光伏占分布式光伏总增长量的 77%。

国际能源署。保留所有权利。

但是，这些市场中对净计量电价法规的最新修改给这一预测带来了不确定性。2019 年初，由于电网容量有限，约旦中止了超过 1 兆瓦净计量机制下的项目上网，而迪拜和埃及都对有资格获得报偿的容量设置了限制。

撒哈拉以南非洲

南非拍卖项目上线将拉高非洲 2020 年太阳能增量，但未来增量取决于招标持续和项目风险减缓

由于**南非**光伏的扩张，预计 2020 年撒哈拉以南非洲地区的光伏增量将比 2019 年增加一倍以上。即使封锁和边境限制加剧了该地区面临的劳动力和跨境贸易挑战，此预测仍显示出稳定的年度增量，增量主要来自先前拍卖中得标的公用事业规模应用，以及购电协议和国际发展团体资助的项目。政策的不确定性、承购方的风险和土地权利问题都是容量增加的障碍，不仅会阻碍单个项目的发展，而且还会影响大量项目资源储备。

2020 年，**南非**将增加来自之前中标的 400 兆瓦公用事业规模光伏，这是 2017 年以来最大的增量。之前，购电协议签署推迟了三年，造成增长停滞不前；之后，今年 2 月和 3 月有三个项目投入运行。尽管南非的新冠疫情封锁导致所有可再生能源项目的建设在 4 月完全停工，然后在 5 月下旬复工（Pinsent Masons, 2020 年），但预计到 2020 年底将有另外的 190 兆瓦投入运行。

由于新冠疫情而推迟建设的 2015 年中标光伏项目，将不会因投入运行延迟而受到任何处罚，并预计将在 2021-22 年间上线（ReNews, 2020 年）。此外，2020 年 8 月宣布的紧急政府拍卖可能会有小额的光伏容量中标，但是鉴于严格的运营要求，拍卖容量预计不会很大。

在拍卖之外，企业购电协议是一个不断增长的市场，可以为面临断电的客户提高供电可靠性，通过自发自用减轻电费负担，并帮助企业实现其减碳目标。最近公布的两项招标预计将在 2021 年和 2022 年期间增加至少 80 兆瓦的商用太阳能光伏容量。

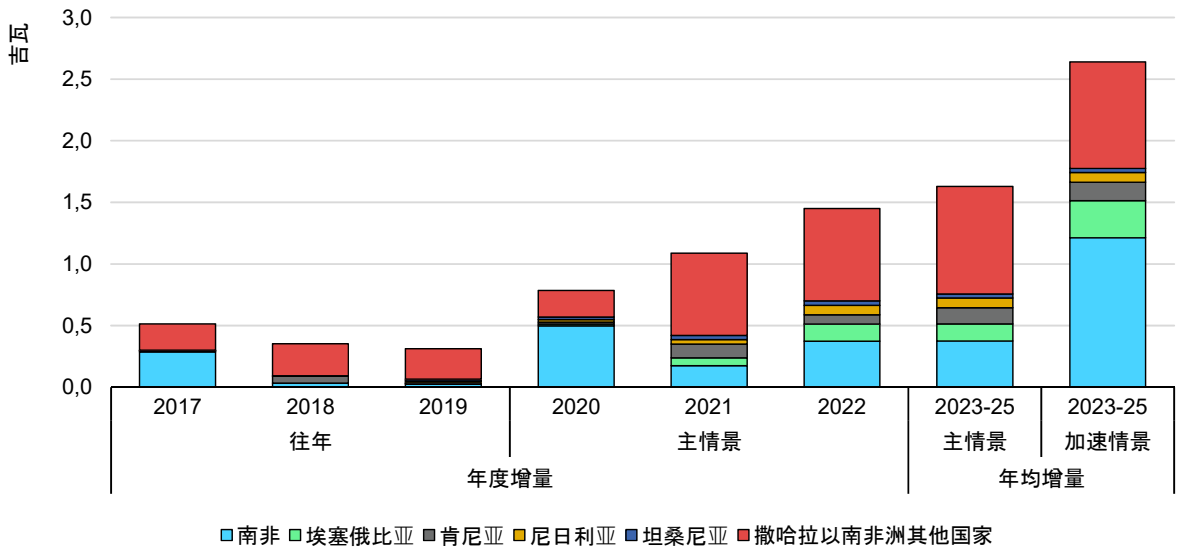
从 2023 年到 2025 年，光伏增长将由新招标驱动，总潜在容量为 8.8 吉瓦。2020 年 8 月，在刚刚宣布 6.8 吉瓦可再生能源的额外招标后，又启动了首个 2 吉瓦技术中立招标。持续的财务困难和电网限制仍然是公用事业规模光伏进一步发展的关键挑战。在以前的招标中得标项目的经验来看，从得标日期到签署购电协议之间有很长的等待时间，而已开始运营的项目则面临弃电的担忧。

已规划的商用太阳能光伏招标也应该能为未来增长做出贡献；随着企业继续扩大太阳能光伏的使用以提高可靠性、降低成本并缩小碳足迹，2023-25 年间，将有超过 250 兆瓦投入运营。

国际能源署。保留所有权利。

鉴于南非努力实现能源供应多样化，加速情景预测了《综合资源规划》（IRP）下的新增容量以及直接与独立发电厂签约的市政当局的容量，后者是今年宣布的一项举措。随着越来越多的组织进行太阳能光伏招标，商用光伏容量也将增加。

图 3.23　撒哈拉以南非洲太阳能光伏 2017-22 年增量及 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

在非洲其他地区，新冠疫情带来的挑战以及较少的项目资源储备表明，今年该地区的增量将很小。但是，在上网电价制度、招标和发展机构支持项目等因素的综合作用下，2021 年和 2022 年的增量有望增加。

表 3.2　非洲 2021-22 年按国家和政策分类的公用事业规模太阳能光伏部分增量

国家	主要驱动政策	容量（兆瓦）
埃塞俄比亚	招标	170
肯尼亚	上网电价	120
尼日利亚	购电协议	113
坦桑尼亚	赠款	30

在**埃塞俄比亚**、**肯尼亚**、**尼日利亚**和**坦桑尼亚**，公用事业规模太阳能光伏项目的开发需要通过招标、上网电价或购电协议与政府和国有公用事业公司达成双边协定。但是，自 2016 年以来，承购方风险和行政挑战已使许多项目无法按时完成融资。

国际能源署。保留所有权利。

在**埃塞俄比亚**，土地权利问题阻碍了发展，一些光伏项目已因此拖延了长达一年。2019 年的最近一批招标中，政府提供了安装用地，以降低土地权利问题引起的风险（IJ Global, 2019）。但是，即使在改进的招标程序下，当前项目连接到电网的速度预计仍然会很慢，从 2021 年到 2022 年公用事业规模光伏增量将略高于 170 兆瓦，而 2023-25 年期间则仅增加 360 兆瓦。进一步增长取决于及时的项目实施和额外的招标。

土地权利问题在**肯尼亚**也构成了挑战。即使在上网电价机制下签署了购电协议之后，还需要地方政府批准项目开发，这会增加项目风险。尽管开发商宣布了在肯尼亚的大量项目，但从实际招标到投入运行的时间很长，这意味着该国从 2021 年至 2022 年预计仅增加 120 兆瓦公用事业规模光伏，从 2023 年至 2025 年则仅增加 280 兆瓦。尽管 2019 年《能源法》重申了上网电价政策，但其实施的不确定性仍然存在。

在**尼日利亚**，购电协议的重新谈判阻碍了先前中标的光伏项目实施，显著提高了项目风险（PV Magazine, 2019）。此外，尼日利亚电力行业面临的融资挑战阻碍了大型可再生能源项目入网所需的必要电网扩展。

鉴于撒哈拉以南非洲在太阳能光伏方面的潜力，该地区可再生能源容量的扩张有可能达到主情景的两倍，正如加速情景所示。但是，这将要求各国实施相关政策来解决承购方和征地风险问题。各国还需要及时落实已宣布的拍卖和更快的电网扩展。

在政府主导的农村电气化计划以及发展机构和私人企业的帮助下，离网太阳能光伏发电容量已经扩大，而新冠疫情已引起人们关注对解决方案和资本的迫切需求

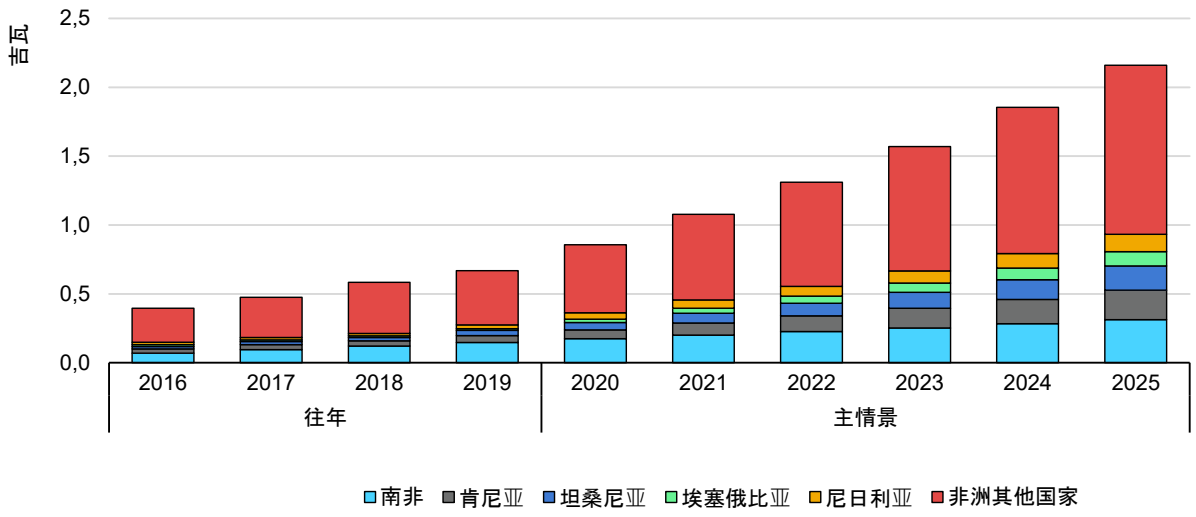
居住在撒哈拉以南非洲地区的人有一半没有电可用，因此，离网太阳能光伏发电有望改善整个地区的电力供应。预计未来五年将有超过 1 吉瓦的离网光伏发电新增容量上线，占该地区光伏发电总增量的 20%。

容量扩张的形式将是小型电网和太阳能家用系统。在疫情大流行之前，政府资助和发展机构赠款为大量国家招标（RFP）提供了资金，招标项目旨在提供微型电网解决方案，从而为缺电人口供电并建立关键基础设施。此外，光伏系统成本的降低使个人用户能够购买太阳能家用系统来为住宅供电。

新冠疫情增进了人们对开发小型电网的兴趣，因为纾困一揽子计划强调投资于可再生能源系统和方案，以为医疗卫生基础设施供电，并为缺电人群提供离网电气化服务。

国际能源署。保留所有权利。

图 3.24 撒哈拉以南非洲 2018-25 年的离网光伏装机容量



国际能源署。保留所有权利。

国际能源署。保留所有权利。

参考文献

ANEEL (Agencia Nacional de Energia Eletrica) (2020), Geracao Distribuida, https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9 (accessed September 2020).

Australia Clean Energy Regulator (2020), Postcode data for small-scale installations, http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Forms-and-resources/Postcode-data-for-small-scale-installations (accessed September 2020).

BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2020a), Covid-19 Chills U.S. Tax Equity Market for Clean Energy, BNEF, New York.

BNEF (2020b), 3Q 2020 Global Auction and Tender Calendar and Results (database), BNEF, New York.

Bridge to India (2020), India RE Navigator – Utility-scale solar, www.india-re-navigator.com/utility (accessed August 2020).

Bundesnetzagentur (Germany's Federal Network Agency) (2020), EEG-Zubau- und Summenwerte, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html (accessed 16 October 2020).

CCEE (Camara de Comercializacao de Energia Eletrica) (2020), InfoMercado Dados Gerais 2020, https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado (accessed August 2020).

FIT-Portal Japan (2020), FIT portal, https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary (accessed September 2020.

GIO (Green Investment Promotion Organization, Japan) (2020), GIO website, https://www.teitanso.or.jp/ (accessed July 2020).

IJ Global (2019), Ethiopia's REGREP on reality, https://ijglobal.com/articles/139663/ethiopias-regrep-on-reality, IJ Global, London.

MEES (Middle East Petroleum and Economic Publications) (2020), Renewables in Tunisia:Revolution Delayed, Weekly Energy, Economic and Geopolitical Outlook, Vol. 63, No. 25, MEES, Cyprus.

Ministry of Power (India) (2019), State Distribution Utilities Seventh Annual Integrated Rating, Government of India, New Delhi.

国际能源署。保留所有权利。

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2020), OECD Economic Outlook, OECD, Paris.

Pinsent Masons (2020), Coronavirus:Halted South Africa renewables to recommence, https://www.pinsentmasons.com/out-law/analysis/coronavirus-south-africa-renewables.

PRAAPTI (Payment Ratification And Analysis in Power procurement for bringing Transparency in Invoicing of generators), PRAAPTI website, www.praapti.in (accessed August 2020).

PV Magazine (2019), Nigeria aims to lower solar electricity tariffs agreed three years ago, https://www.pv-magazine.com/2019/07/26/nigeria-aims-to-lower-solar-electricity-tariffs-agreed-three-years-ago/.

ReNews (2020), COVID-19:Wind operators oppose Eskom curtailment, https://renews.biz/59476/covid-19-south-africa-wind-sector-disputes-curtailment-notice/ (accessed July 2020).

SACE (Southern Alliance for Clean Energy) (2020), Solar in the Southeast, Annual Report, SACE, Knoxville, Tennessee.

SEIA (Solar Energy Industries Association) (2020), U.S. Solar Market Insight, Executive Summary, Q3 2020, SEIA, Washington, DC.

国际能源署。保留所有权利。

风能

预测概述

尽管有新冠疫情，2020 年风能增量仍有上升

2020 年，风能年度净增量预计将达到 65 吉瓦，比 2019 年增加 8%。在许多国家，新冠疫情应对措施造成供应链中断并带来物流挑战，导致陆上风能建设活动在 2 月到 4 月期间放缓；海上风能方面，由于项目交付周期长，受到新冠疫情所造成延误的影响甚少。对于 2021 年，此预测假设在延期陆上项目投入运营的推动下，风能增量将进一步加速增至 68 吉瓦（海上 7.3 吉瓦），因为欧美关键国家已制定法规，为项目投入运行的截止期提供了更大灵活度。

2022 年，由于在中国和美国的主要市场逐步取消了激励措施，全球年度安装量将退回到 2019 年的水平，欧洲的加速扩张将部分抵消中国和美国增量放缓。2022 年，海上风能容量在风能总增量中占比将达到近 15%，比 2019 年增加 50%，这要归功于欧洲关键市场的加速发展以及法国、韩国和越南等新兴市场中大量容量投入运营，而中国市场增速则将减缓。美国预计将在 2022 年之后加入最大的海上风能市场行列。

2023-25 年全球年度风能增量可能是主情景中的 65 吉瓦，或高达加速情景中的 100 吉瓦。要加快部署，前提条件是加强政策支持机制、增加对电网的投资、消除社会认可度和许可方面的挑战、加快企业购电协议的扩张，以及减轻新兴市场中监管不确定性和承购方风险。到 2025 年，随着新市场中的部署势头增强，海上风能在总风能增量中的占比预计将进一步增加至 20%。

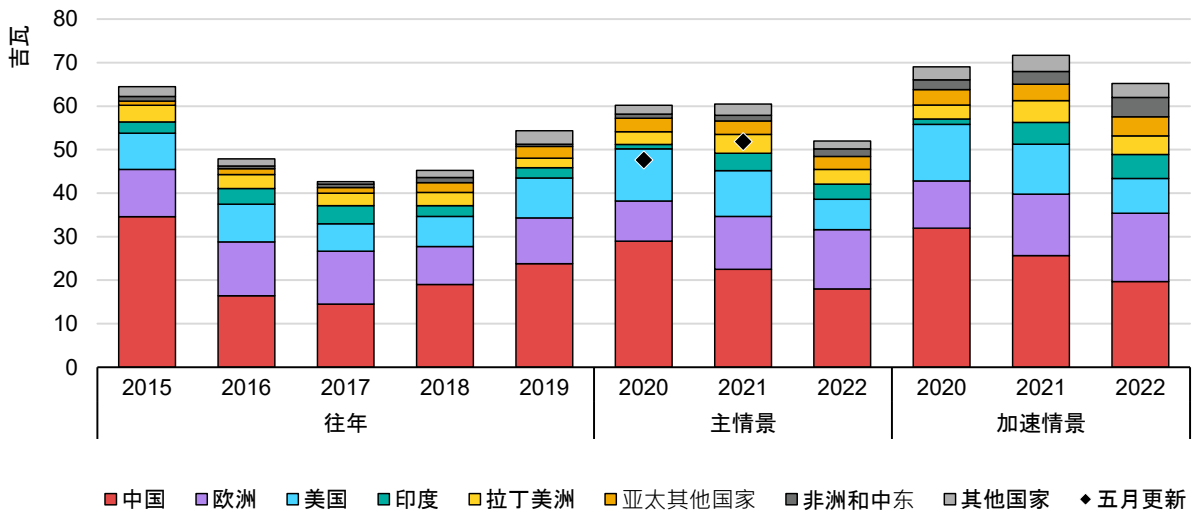
陆上风能市场表现比预期更有韧性

2020 年，预计陆上风能增量将达到 60 吉瓦，比 2019 年提高 11%。陆上风能开发商和设备制造商适应了新冠疫情措施下的“新常态”，并在今年第一季度建设放缓之后于 5 月加快了建设活动。因此，在 5 月更新数据基础上，我们已将预测值上调了 26%。

此次数据修订中的变化主要来自于中国：由于开发商急于在补贴取消之前完成项目，因此中国占今年全球陆上风能容量增长的近一半（2015 年以来的最高水平）。今年美国的增量也跃升了 30%以上，几乎弥补了欧洲的放缓，而欧洲对全球增长的贡献处于历史低位。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.1　按国家/地区分类的陆上风能净增量



国际能源署。保留所有权利。

由于欧洲（主要在法国、德国、瑞典和荷兰）延期项目的投入运行以及印度和拉丁美洲更快的增长，2021 年陆上风能增量预计将进一步加速增长。对于 2022 年的增量，此预测假设全球部署将放缓，这主要是由于扶持政策按计划发生变化将导致中国和美国的增量减少，而欧洲的不断扩张只会抵消其中的一部分。由于需求低于预期以及宏观经济不确定，今年巴西、智利和阿根廷的拍卖活动已延迟，这也将对 2022 年的增量产生负面影响。

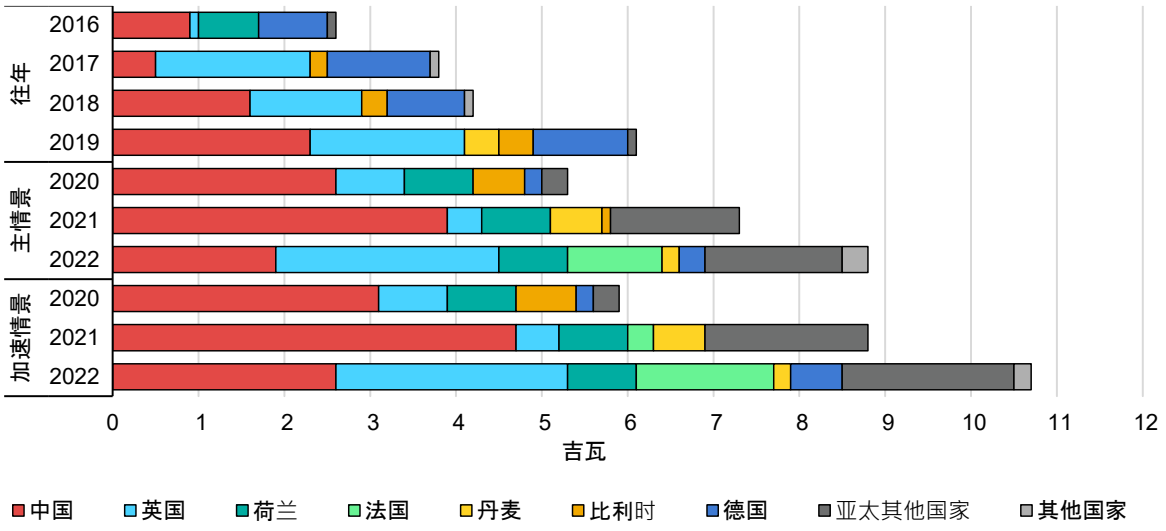
海上风能部署大体上不受新冠疫情影响

2020 年，海上风能增量将达到 5.3 吉瓦，比 2019 年增量低 13%。由于海上风能产业基本上不受新冠疫情的影响，因此这部分预测自 5 月的更新以来没有改动过。中国首次占全球海上风能扩张量的一半以上，而欧洲国家贡献了其余部分。

2021 年，预计增量将由中国引领达到创纪录的 7.3 吉瓦，因为中国开发商将在上网电价政策投入运行截止日期之前完成项目，而第一个大型商业海上风能项目将在中华台北投入运营。2022 年，尽管中国增长放慢，但由于英国、法国和亚洲其他市场的部署增加，海上风能容量将进一步增加。美国凭借拍卖支持的大量项目，预计将在 2024 年成为最大的海上风能市场之一。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.2　按国家/地区分类的海上风能净增量



国际能源署。保留所有权利。

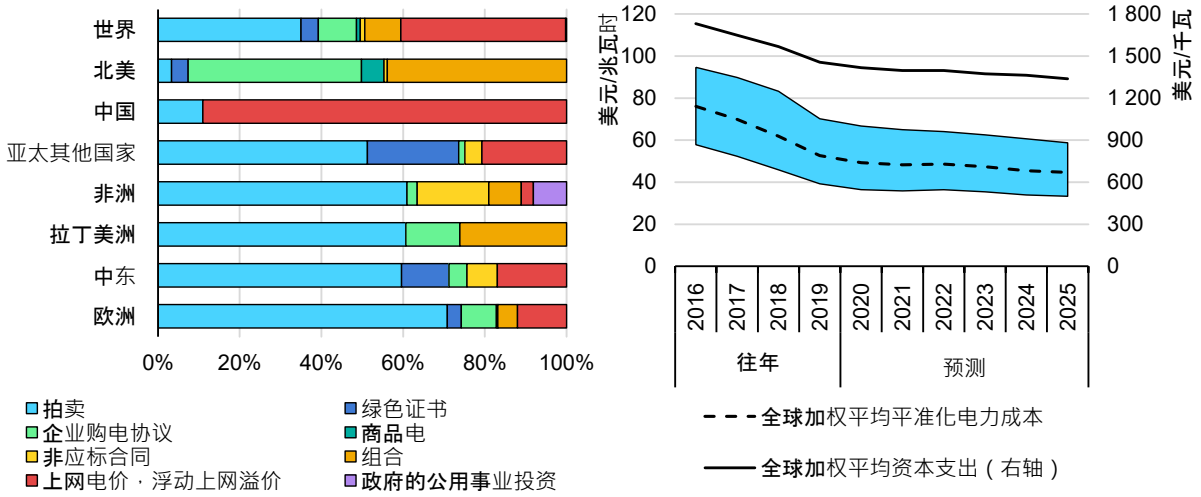
竞争性拍卖仍是全球范围内的主要政策制度，但中国（主要采用上网电价机制）和美国（企业购电协议占主导地位）例外

预计扶持政策和持续成本降低将成为未来五年风能部署的主要驱动力。在全球范围内，预计在 2020-25 年间上线的所有风能容量中有 40%受行政规定电价（上网电价机制或浮动上网溢价机制）的扶持，另有 35%由拍卖机制支持。竞争性拍卖主导着除中国和美国以外所有地区的增长。

在美国，主要激励因素是企业购电协议、税收抵免、可再生能源配额制（RPS），以及其他收入来源（批发电价、绿色证书等）。在中国，从目前至 2025 年，预计几乎所有的风能增量将由行政部门制定的电价扶持，而 2020 年之后，新增陆上风电价格将按省电力基准价格确定。在全球范围内，随着成本持续下降和风能产业扩张，预计在未来五年内，行政设定的报偿政策将加速向根据竞争设定的报偿政策转型。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.3　支撑 2020-25 年风能增量预测的主要报偿机制（左）以及实际和预测的陆上风能成本（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：其他亚太国家＝其他亚洲太平洋国家。

来源：左：IEA (2020), Renewables 2020；右：基于 IRENA (2020)，Renewable Cost Database (dataset provided to the IEA)。

尽管成本下降并有持续的政策支持，但风能加快增长还取决于社会认可、许可和电网整合问题得到解决

陆上风力发电的成本持续下降，2019 年全球平均电价降至 53 美元/兆瓦时。由于风力涡轮机设计的进步，容量系数不断提高，即使在风速较低的地区，项目也可以融到资金。2020-25 年期间，新增陆上风能的平均平准化电力成本（LCOE）预计将下降 15%，相比前些年有所放缓，因为更多的投资份额将流向成本较高的欧洲市场，而不是中国。另外，越来越多的风电场建在风速较低的地点。

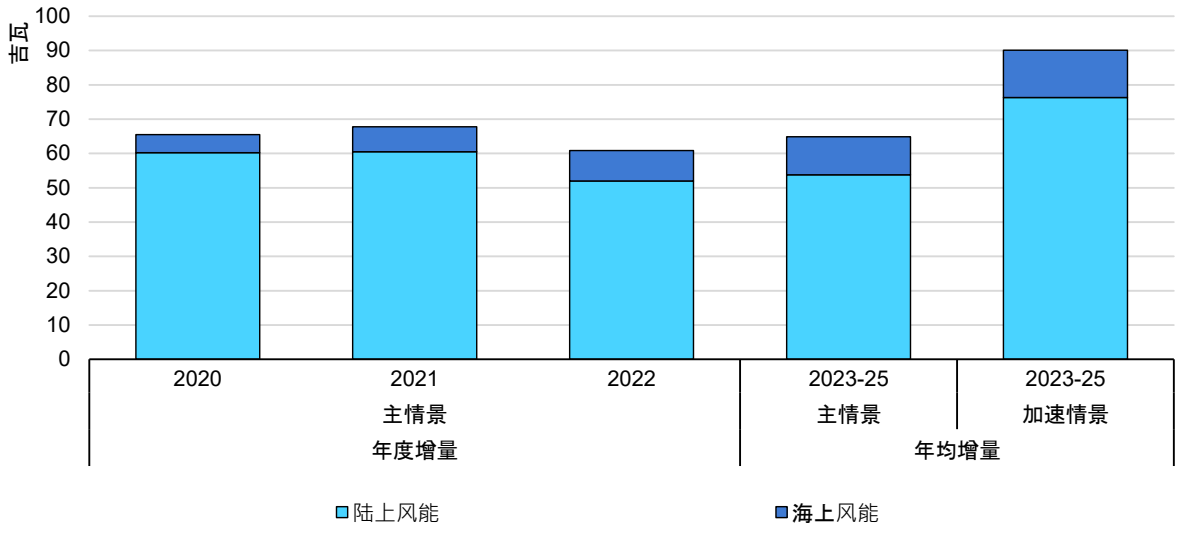
2023-25 年间，风能年均增量范围为 65 吉瓦（主情景）至 90 吉瓦（加速情景）。尽管风能项目成本竞争力正在提高，但风能增量除面临政策不确定性挑战以外，还越来越多地面临许可和社会认可方面的挑战。在加速情景下，风能容量将有望加快增长，前提是：

- 中国在新的第十四个五年计划下提出更高目标和稳健政策框架，以及延续省级拍卖。
- 欧洲竞争性拍卖迅速扩张，并且消除社会认可和许可方面的挑战。
- 美国延长税收优惠期、加快扩张企业购电协议、并且及时实施可再生能源配额制及海上风能拍卖和采购。
- 印度解决并网、征地和配电企业财务健康问题。
- 拉丁美洲由于需求恢复加快而使拍卖容量和双边合同增加。

国际能源署。保留所有权利。

- 东盟地区和非洲出台解决监管不确定性、承购方风险和并网挑战的政策。
- 加快电网开发速度，以减少将风电容量整合到电力系统的瓶颈。

图 4.4　2020-25 年全球风能年度净增量



国际能源署。保留所有权利。

陆上风能净容量能否更快增长还取决于翻新改造和整修政策，尤其是在欧洲和美国。到 2025 年，超过 180 吉瓦容量的全球风能设施将已使用了 15 年或更久：其中欧洲占 86 吉瓦，美国占 39 吉瓦，中国则占 30 吉瓦。使用新技术翻新改造旧涡轮机通常可以在利用现有电网基础设施和土地的同时，以较少的风机提供更高的容量和发电量。如果扶持政策及时出台，则翻新改造可能会给陆上风能增量提供额外的推动力，并减轻第一代风机退役带来的不利影响。

中国

政策截止日期推动了 2020 年的陆上部署，但补贴取消后的不确定性仍然存在

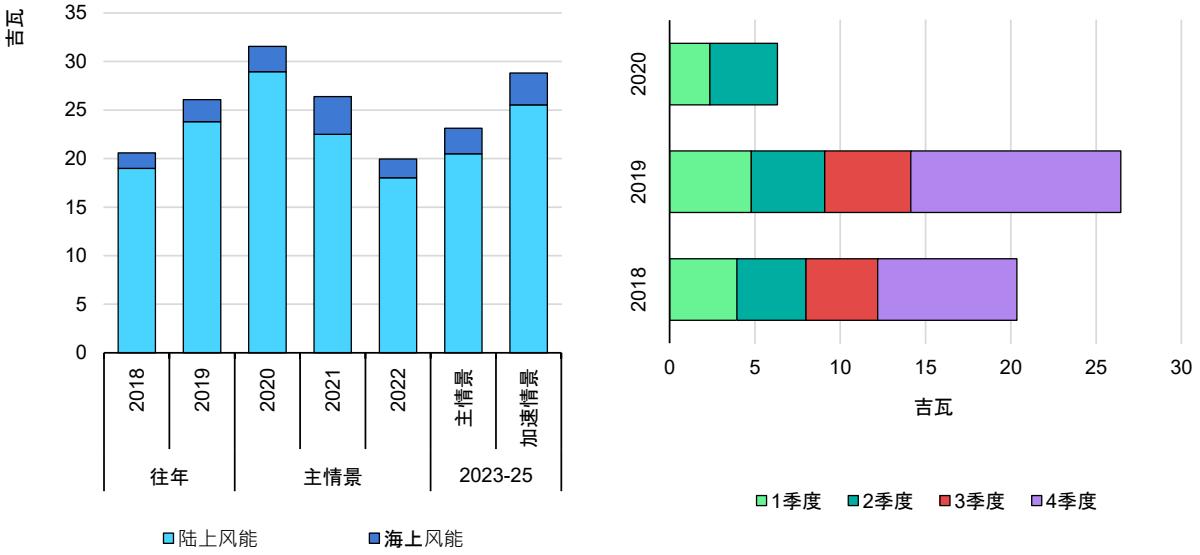
2020 年，中国的风能增量预计将增长 20%以上，跟去年增量持平，2019 年之前获准享受上网电价制度的陆上项目需要在今年年底之前投入运行。由于新冠疫情造成了建设和供应链延迟，中国今年上半年的陆上风能装机容量比 2019 年同期减少了 30%，但自 6 月以来，建设活动已恢复势头。

尽管项目错过 2020 年截止日期后报偿将降低，但明年仍可上线。因此，2020 年最后一个季度预计会出现部署高峰，但我们预测一部分陆上项目将错过今年的截至日期，于 2021 年投入运

国际能源署。保留所有权利。

营。海上风能明年预期将有创纪录的容量上线，与扶持力度较大的上网电价政策逐步取消保持步态一致。

图 4.5　中国风能 2018-22 年年度增量、2023-25 年年均增量，以及 2018-20 年季度部署



国际能源署。保留所有权利。

随着补贴逐步取消，2021 年和 2022 年风能增量预计将下降。一些省份的风能拍卖，以及签订省级电价（用行政手段为所有发电技术设定的电价）20 期年合同的项目，将刺激部署。但是，这些项目的经济吸引力较低，尤其是在更靠近需求中心的省份，这些地方由于风力资源有限及土地相对昂贵，发电成本较高。

此外，尽管最近采取了减少弃电的措施，但电网整合仍然是一项挑战。在没有补贴的情况下，风能项目的投资回报预计会下降，而弃电风险的增加可能会进一步降低风能项目的可融资性。

在加速情景下，假设省级拍卖继续进行，并且第十四个五年计划提出新的政策框架来支持风能进一步发展，那么 2022 年之后，风能年均增量将超过 29 吉瓦。此外，中低风速涡轮机成本的更快下降可能会推动部署提速，尤其是在东部省份。

美国

生产税收抵免（PTC）截止日期推动了陆上风能年度增量，而州级激励措施也促进了陆上风能扩张和海上风能发展

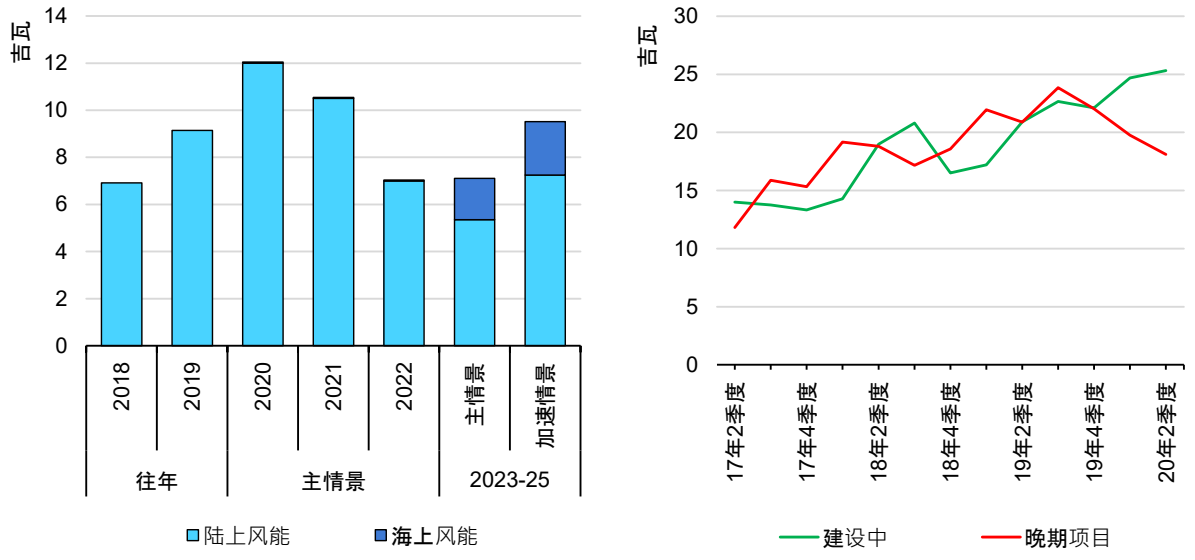
2020 年将是自 2012 年以来美国陆上风能部署最强劲的一年，因为符合全额生产税收抵免资格的项目将增加 12 吉瓦容量，比 2019 年的增量高出 30%以上。新冠疫情几乎没有造成美国风

国际能源署。保留所有权利。

能市场放缓，今年前两个季度风能新增了 4.3 吉瓦容量，创下了新纪录。美国财政部对生产税收抵免安全港条款的延期将减缓新冠疫情相关的任何持久的建设挑战和延误。

2021 年和 2022 年容量增速预计将放缓，因为生产税收抵免逐步削减以及税惠权益融资渠道可能收紧，都会造成项目的利润下降。随着经济放缓，项目发起人的收入大幅下降，这使得他们更难以将开发商的税收抵免货币化（AWEA, 2020）。收入较低和资本稀缺导致发展到接近完工阶段的晚期项目较少，这是自 2016 年以来持续最长的晚期项目容量下滑，并将导致 2023 年增量比 2021 年减少 40%以上。

图 4.6　美国风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-20 年项目开发状态（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：AWEA (2020), Wind Powers America: Second Quarter 2020 Report。

生产税收抵免的逐步取消时间表也会影响 2022 年以后的增量，但预计 2024 年会有一个小高峰，背后的驱动力量是 2020 年获准享受生产税收抵免的项目的投入运行截止日期。除税收优惠外，可再生能源配额制（RPS）和企业购电协议等州级激励措施有望促进陆上风能的增长。

州级可再生能源配额制即带来了增长机会，也带来了挑战。最大的风能市场（得克萨斯州、艾奥瓦州和俄克拉荷马州）已实现其州立目标，并且还可以跨州界输出电力，但区域电网欠缺互联，而且可再生能源配额制要求须从区域性电力库中购买电力，因此必须加快新生市场的发展。风能装机容量较低的州潜力巨大，但可能会遭遇公众反对、土地限制等阻碍。即使风电的价格在持续下降，但电厂规模较小及容量系数相对较低（与成熟的风电市场相比）将导致发电成本较高。

国际能源署。保留所有权利。

在加速情景下，额外的容量扩张是由较低的价格以及对企业购电协议和可再生能源配额制的需求增加驱动的，尤其是在当前风能有限的州。国际能源署的预测假定生产税收抵免支持期不会进一步延长；如果生产税收抵免支持其实际得到了进一步延长，则可能会带来比加速情景更高的部署。

美国海上风能市场预计将在 2023-25 年间兴起，随着新泽西州、纽约州、马萨诸塞州和罗德岛的项目投入运行，将有超过 5 吉瓦的项目开始运营。美国海洋能源管理局计划在 2020 年底之前宣布关于 800 兆瓦葡萄园（Vineyard）风电场的决定，这是该项目推进所需的最后一个重大步骤。

美国海上风能项目面临的挑战除了联邦政府的许可审批以外，还包括地方政策不明确、输电和港口基础设施不足、成本相对较高，以及社会不认同。尽管如此，由于已有大量中标容量，2024 年美国海上风能新装机容量预计将超过世界上任何其他国家。

表 4.1　美国各州海上风能招标相关数据

州	招标次数	招标容量（兆瓦）	中标容量（兆瓦）	中标年份	合同价格（平准化价格）
纽约州	2*	4,200	1,700	2019	83.6 美元/兆瓦时
新泽西州	2*	3,600	1,100	2019	98.1 美元/兆瓦时 2%调整率（116.82 美元/兆瓦时）
马萨诸塞州	2	1,604	1,604	2018/19	招标 1：65-74 美元/兆瓦时 2.5%调整率（89 美元/兆瓦时） 招标 2：58.47 美元/兆瓦时
康乃狄克州	1	804	804	2019	待定**
罗德岛	1	400	400	2018	98.4 美元/兆瓦时

*包括 2020 年的公开招标。

** 购电协议价格目前正在审议中。

来源：NYSERDA (2019), Launching New York's Offshore Wind Industry: Phase 1 Report; State of New Jersey (2019), "In the Matter of the Board of Public Utilities Offshore Wind Solicitation for 1,100 MW – Evaluation of the Offshore Wind Applications"; Commonwealth of Massachusetts (2020), "Petition of NSTAR Electric Company, d/b/a Eversource Energy for approval by the Department of Public Utilities of two long-term contracts for procurement of Offshore Wind Energy Generation"; Yankee Institute for Public Policy (2020), Connecticut's offshore wind deals may drive up electricity costs for consumers; ecoRI News (2019), Revolution Wind offshore power contract approved。

国际能源署。保留所有权利。

五个州正试图通过将海上风能纳入其综合能源规划来减轻风险：他们组织了八次海上风能招标，截至 2020 年，容量总规模超过 10 吉瓦，并且中标价格开始与同期的欧洲海上风能拍卖价接轨。这些招标的成功催生了容量超过 10 吉瓦的额外招标计划，将影响预测期之后的增长。

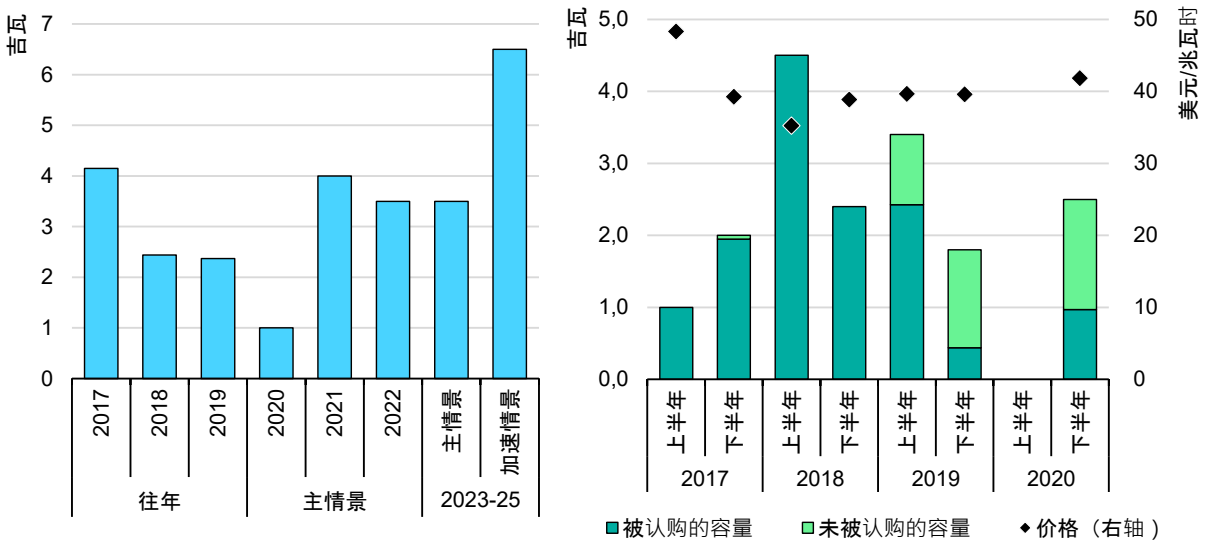
印度

拍卖投标量不足和配电企业财务状况不佳阻碍了风能加快部署

2020 年印度的风能增量预计将比 2019 年的水平下降近 60%，降至 1 吉瓦，这是自 2009 年以来的最小增幅。2020 年上半年，由于供应链中断和封锁措施导致了建设停工及项目延迟投入运行，印度的风能容量仅增加了 0.3 吉瓦（是 2019 年上半年增量的四分之一）。

历年来，印度的大部分年度建设活动都在上半年季风季节开始之前进行。尽管此预测预计建设活动将在 2020 年下半年加速，但一些项目将在 2021 年完工，从而引发强劲的反弹。

图 4.7　印度风能 2017-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及风能拍卖结果（右）



国际能源署。保留所有权利。

*于 2020 年 7 月 8 月进行的拍卖。

来源：基于 BNEF (2020b), 3Q 2020 Global Auction and Tender Calendar and Results; Bridge to India (2020), India RE Navigator – Wind

由于印度风能部门面临的挑战依旧，2022 年的增量预计将保持在 2021 年水平以下。2020 年，配电企业的财务状况将进一步恶化，风能拍卖投标量不足的情况将继续。在多次推迟之后，2020 年前八个月仅进行了一次风能拍卖，宣布拍卖的 2.5 吉瓦中只有 40%得到认购，平均合同价格比去年高出 6%。

国际能源署。保留所有权利。

风能拍卖认购不足的原因是：收入不确定、征地困难、电网基础设施薄弱以及拍卖电价上限低等问题，导致项目风险相对较高。电价上限已于今年 3 月被宣布取消，这可能会提升参与度，使开发商能够将项目感知风险完全纳入其投标价格中。另外，最近出台的混合拍卖可能将加剧竞争并刺激更高的参与度，因为这种拍卖方式让开发商可以在各种技术之间分摊项目风险。

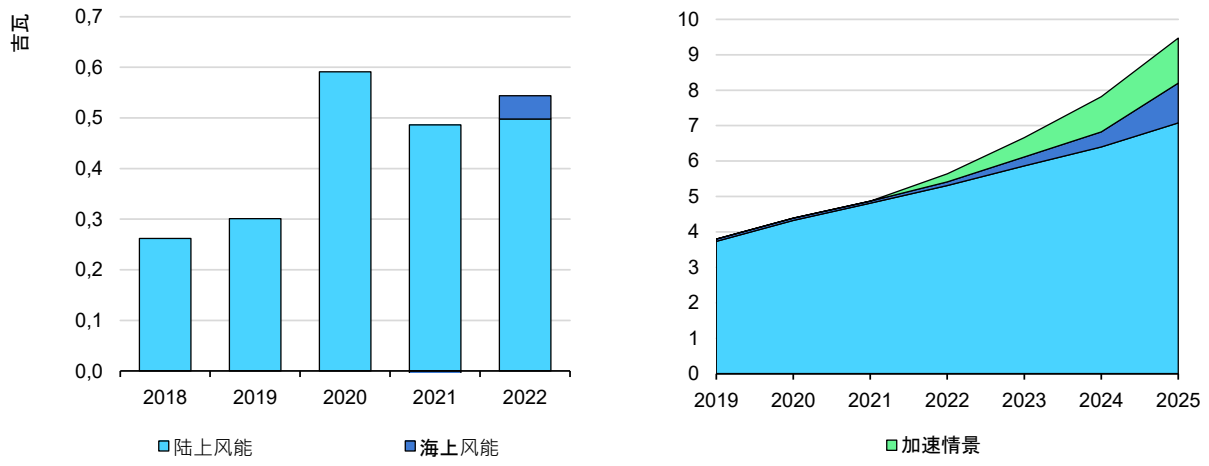
鉴于存在的各种挑战，预计 2023-25 年年度风能增量将保持在 2022 年的水平（3.5 吉瓦）。然而，在加速情景下，假如风能拍卖的认购容量增加，同时电网扩展加快并且有利征地政策出台，那么年均增量可能翻倍。为配电企业应对财务挑战提供可持续的解决方案也将减少承购方风险；为签署私人购电协议出台对投资者友好的全面透明规则，并实现开放式电网接入，将可能刺激独立于拍卖系统之外的投资增加。

日本

大型上网电价项目储备推动风能加快部署

在过去几年中，日本的风能市场已经开始显著扩张，并将在 2020 年进一步加速。该国扶持力度较大的上网电价政策催生了一大批陆上风能项目，这些项目计划于 2025 年完工。虽然日本的海上风能市场仍处于早期发展阶段，但几个上网电价政策支持的项目将在 2020 年开始建设，第一批海上风力涡轮机预计将在 2022 年底投入运营。

图 4.8　日本风能 2018-22 年年度增量（左）和 2019-25 年累计容量（右）



国际能源署。保留所有权利。

随着更多上网电价项目竣工，增长趋势预计将持续到 2022 年以后，这将使日本的风能总容量到 2025 年翻一番。鉴于较长的开发时间表和大量的上网电价项目资源储备，在预测期内，日本 2022 年向上网溢价转型造成的影响将是有限的。

国际能源署。保留所有权利。

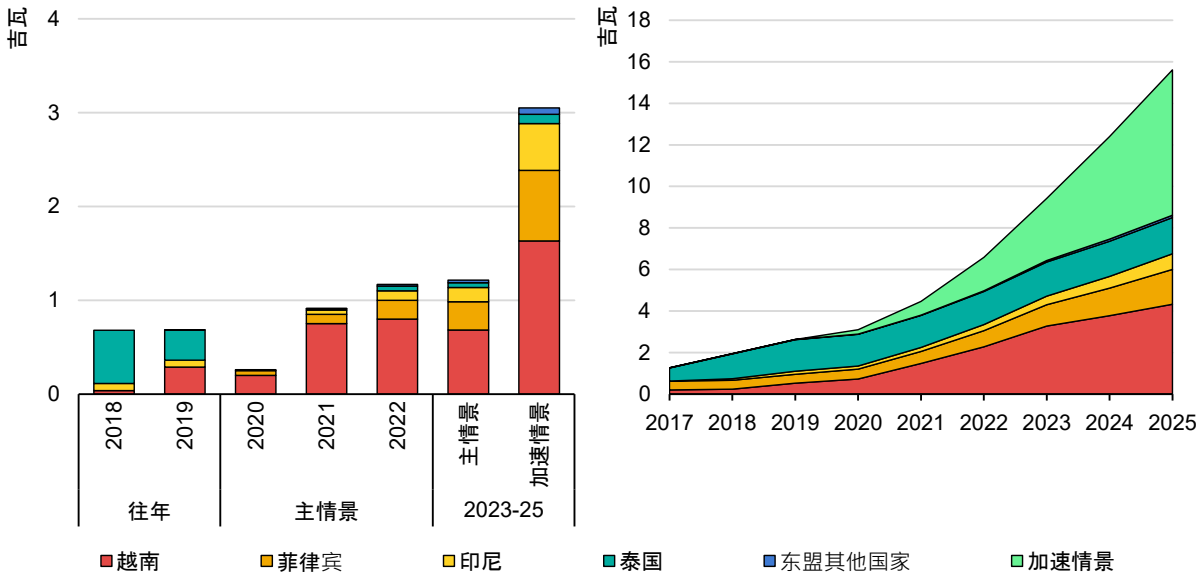
此外，预计政府明年将通过海上风能招标采购 1.5 吉瓦的容量，这将支持 2022 年以后的容量增长。鉴于日本在风能产业的经验有限，加速情景中的额外增长在很大程度上取决于上网电价项目加快建设和海上风能招标得到落实。

东盟

越南的风能增量在东盟处于领先地位，但政策不确定性和较低报偿阻碍了整个东盟地区的风能增长

2020 年东盟国家的风能装机容量预计将达到 0.3 吉瓦，比 2019 年减少 57%。减少的主要原因是新冠疫情引致的供应链问题和施工延误，以及**泰国** 2018 年上网电价机制的终止。**越南**预计将在 2020 年至 2022 年期间引领容量增长（总计 1.7 吉瓦），因为陆上和海上风能装机的上网电价机制计划延长至 2023 年。

图 4.9　东盟风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-25 年总装机容量（右）



国际能源署。保留所有权利。

越南由于已计划从上网电价政策转型到拍卖，预计 2023 年以后的增量将减少。在**泰国**和**印度尼西亚**，由于合适发展风能的土地供应有限及配套政策缺乏，风能部署仍然停滞不前。在**菲律宾**，由于今年引入了可再生能源配额制，增量预计从 2022 年开始增加。但是，该机制的实施仍然是预测中的不确定因素。

国际能源署。保留所有权利。

尽管东盟海上风能潜力巨大，但相对较高的成本仍使该技术无法获得地区政府的支持。东盟 2023-25 年间的年度容量增幅为 1.1 吉瓦（主情景）到 3.2 吉瓦（加速情景），其中几乎一半的增长将发生在**越南**。在加速情景下，出台扶持政策以给风电厂提供稳定、长期的报偿，并且降低风险，可以显著提高该地区的投资，到 2025 年将总风力发电容量提高到 16 吉瓦，增幅超过 5 倍。

澳大利亚

2020 年是澳大利亚风能容量创纪录的一年，但较低的报偿和对弃电的担忧导致投资量下降

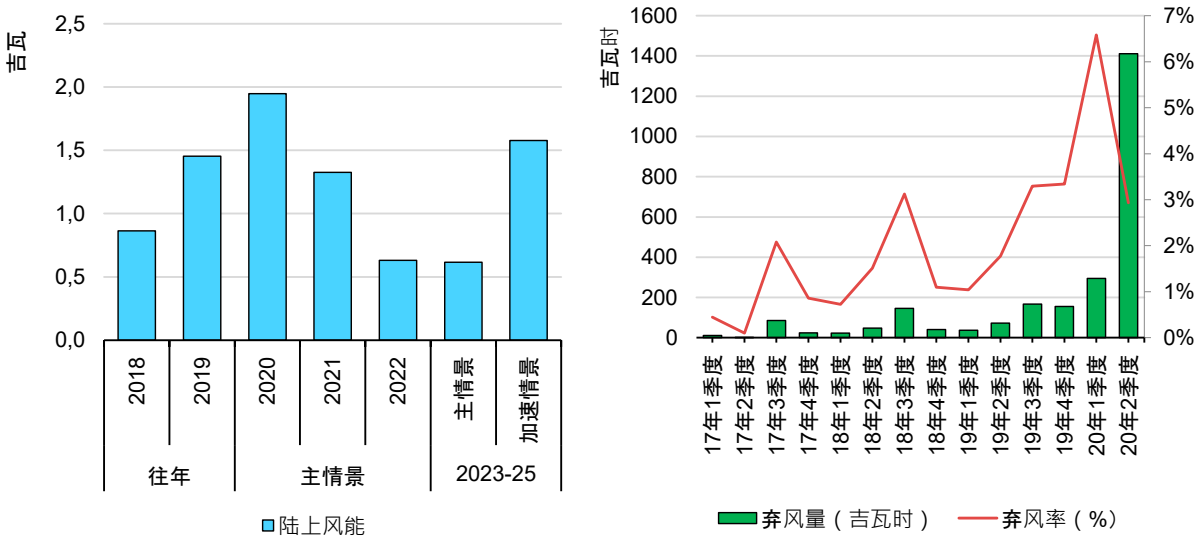
2020 年澳大利亚的风能增量预计将增加 35%，达到 2 吉瓦，增长的部分原因是该国的大型可再生能源目标（LRET），此目标给风能项目带来了大规模电力证书（LGC）市场的收入。但是，电力现货市场上的证书价格从 2018 年 1 月的 80 澳元/兆瓦时跌至 2019 年 8 月的 50 澳元/兆瓦时，因为获得认证的风能和光伏项目数量今年将超过大型可再生能源目标（AEMC，2019）。

因此，此预测预计，由于回报较低，2021 年和 2022 年风能增量将下降。此外，潜在的并网延迟和弃电问题正在显著提高项目风险，这也是 2020 年第二季度没有项目完成融资的因素之一。

2022 年以后，在没有新的大型可再生能源目标出台和证书价格不断下降的情况下，企业购电协议和商品项目预计将促进风能扩张。但是，由新冠疫情导致的企业电力需求下降，仍然是 2023-25 年预测中的不确定因素。鉴于澳大利亚资源充足，在加速情景下，预计在 2023-25 年间，年均风能增量可恢复至 1.5 吉瓦，助力增长的是已计划的电网升级，以及新南威尔士州中西奥拉纳可再生能源区的投入运行，该可再生能源基础设施项目预计将提供高达 3 吉瓦的额外可再生能源容量。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.10　澳大利亚风能 2018-22 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2017-20 年澳大利亚能源市场运营商（AEMO）风电弃电数据（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：AEMO (2020), Statistical reporting streams。

欧洲

为实现 2030 年目标，欧洲年度增量提速，但如果解决了电网限制和许可挑战，增速可以更快

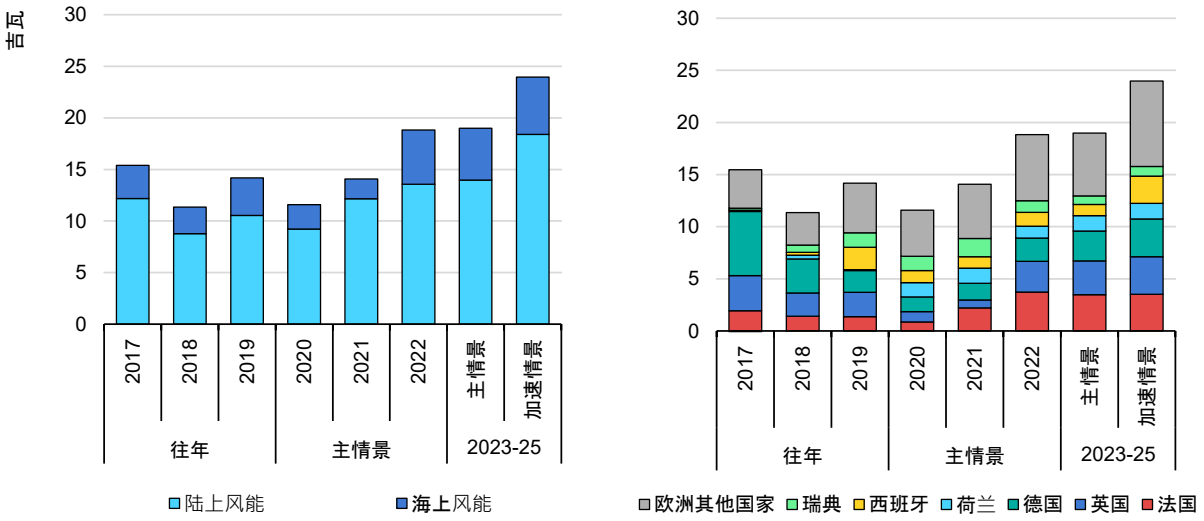
2020 年欧洲的风能增量预计将比 2019 年下降 18%。收缩的原因是：英国、德国和丹麦的海上风能项目储备资源减少；法国和意大利的陆上风能向拍卖转型；西班牙在投入运行截止日期推动了 2019 年的增长之后，今年增量急剧下滑。上述增量下降抵销了荷兰、挪威和波兰等其他市场的增长。

然而，扩张将在 2021 年恢复，因为法国和波兰新的拍卖开始带来增长，陆上风能增量将反弹，而且丹麦的一批海上项目将投入运行。2022 年增量将继续升高，2023-25 年间总增量稳定在 18 吉瓦。

陆上风能方面，在许多国家出台新的或持续现有的拍卖机制以实现 2030 年目标的驱动下，2023-25 年间陆上风能年均增量为 14 吉瓦。陆上风能增长由法国、德国和西班牙引领。瑞典和意大利的企业购电协议数据也支持了此预测。海上风能在英国、荷兰、法国和德国的引领下，预计在 2023-25 年期间年均增长约 5 吉瓦。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.11　按技术（左）和国家（右）分类的欧洲风能 2017-22 年年度增量与 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

但是，考虑到电网限制、本地民意反对带来的许可挑战和最低距离要求这三个因素，预计陆上风能增量有下行的风险。如果这些问题得到解决，随着分配给拍卖机制下的容量增加以及对企业承购需求增加，2023-25 年间的年均增量可能会提高 26%。延长老旧风机的使用寿命也能提高净增量。

德国

许可挑战和老化机组退役将减缓陆上风能净增速

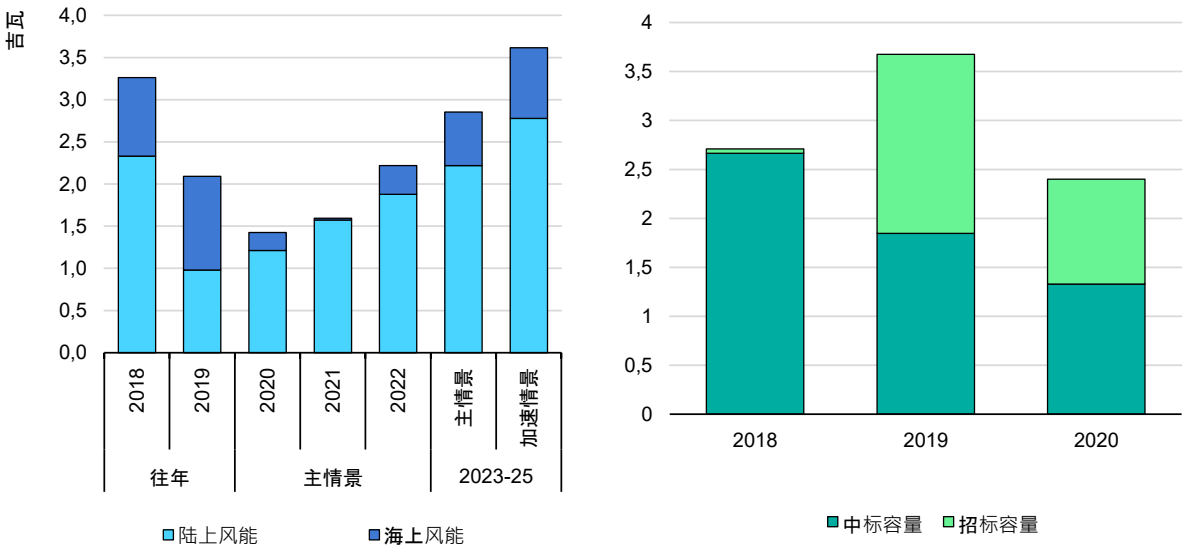
在从上网电价到竞争性拍卖的政策转型期间，海上风能项目开发停滞，因此 2020 年德国的风能增量将继续下降。陆上风能方面则相反：先前已拍卖的项目在实施封锁措施期间陆续投入运行，陆上风能容量预计将略有增加。

2020 年前八个月，德国安装了超过 800 兆瓦的陆上风能容量（Bundesnetzagentur, 2020），但是封锁对施工进度的影响，加上政府准许投入运行期限延后六个月，可能会将晚期项目推后至 2021 年才投入运行。

早年项目退役的速度仍是德国风能净增量预测中的关键不确定因素。到 2021 年，将有 2 吉瓦的风能项目 20 年扶持付款期限到期。它们能否继续运作将取决于其商业价值，而商业价值可能因经济环境的疲软而降低。2020 年上半年，已经有 84 兆瓦下线（Deutsche Windguard, 2020），下半年下线的容量可能会更高。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.12　德国风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2018-20 年陆上风能拍卖量（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：显示了 2020 年陆上风能拍卖的条柱不包括 2020 年 8 月之后的拍卖数据。

陆上风能容量的增长预计将在 2021-22 年增加；2023-25 年间，随着新的海上风能项目投入运行，风能总容量扩张将稍有加快。增长的主要驱动力是旨在推进实现新的 2030 年目标（陆上风能 71 吉瓦，海上风能 20 吉瓦）的竞争性拍卖。但是，由于许可挑战持续存在，陆上拍卖仍有认购不足的风险。自 2017 年以来，供拍卖的陆上风能容量达 10.5 吉瓦，但仅有 6.6 吉瓦中标，原因是行政手续复杂和当地民意反对造成许可程序耗时长。

如果政策可以解决许可和机组退役方面的挑战，那么在 2023-25 年间，德国陆上风能净增量可增加 25%。《投资加速法案》提议允许建设施工在任何诉讼过程中继续进行，而新拟议的《可再生能源法》新草案（EEG 2021）则通过为当地社区提供经济激励的方式鼓励民众接受新项目，并取消对德国北部新项目建设的限制，同时也为南部的新建项目设置了额度。

在预测期内，虽然 12 吉瓦陆上风机的退役仍然有可能拉低净增量，但新的 2021 年《可再生能源法》提议为支持期限届满的项目延长扶持付款期。这样将可以避免项目退役，并鼓励进行整修和翻新改造。

国际能源署。保留所有权利。

西班牙

新的拍卖方案设计和企业购电协议的经济吸引力将决定陆上风能增量

2020 年，西班牙的陆上风能容量预计将增加 1.2 吉瓦。这低于 2019 年的增量：2019 年增量自 2009 年以来首次达到 2 吉瓦以上。尽管 2019 年的增量飙升是由 2016 年和 2017 年竞争性拍卖项目的投入运行截止日期造成的，但中标的 4.6 吉瓦中只有一半于 2020 年第一季度截止日期前投入运行，而其余项目何时投入运行尚不确定，可能会影响 2020 年的增量。项目周期长的原因是许可和融资方面的挑战、新冠疫情造成的建设停工，以及有限的电网准入，这些因素可能会导致原定于 2020 年完工的项目延后。截至 2020 年上半年末，剩余的 2.4 吉瓦中只有 500 兆瓦投入运行。

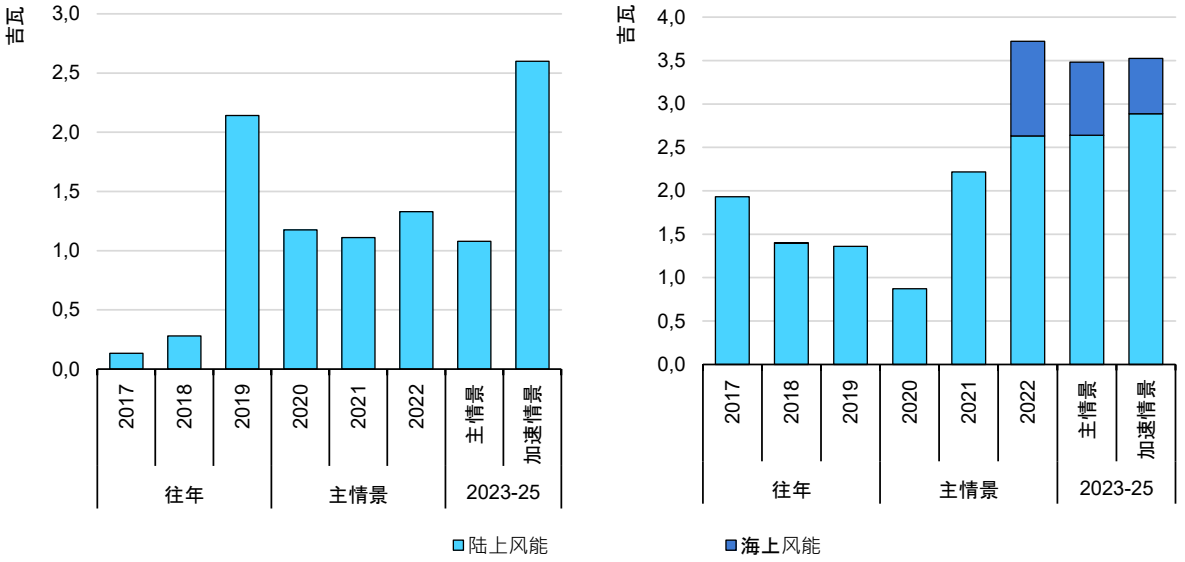
随着剩余在建项目完成以及第一批企业购电协议项目投入运行，预计 2021 年和 2022 年的增量将反弹。2022 年之后，随着竞争性拍卖恢复，预计每年的增量将达到 1 吉瓦，但中标容量将是预测中的关键不确定因素。

2020 年 10 月，为实现 2030 年目标已批准新的拍卖制度，但有关招标方案设计和时间表的细节在我们撰写本文时尚未宣布。新的拍卖方案设计将极大地影响中标的风能容量，最新公告表明，将以兆瓦时为单位选择中标项目，而拍卖将于 2020 年下半年开始进行。因此，此预测假设从 2021 年开始，每年会有 1 吉瓦的中标容量，并于 2023 年开始投入运行。

假如在新的拍卖中指定更多的陆上风能容量，并且最近的许可监管改革可以大幅缩短项目周期，则 2023 年至 2025 年的年均增量可能会翻一番以上。2022 年之后，如果电力需求增加且电价上涨，则企业购电协议的经济吸引力会增强，从而也将促进增长。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.13　西班牙（左）和法国（右）风能 2017-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

法国

陆上风能仍面临许可挑战，但海上风能容量终于起飞

2020 年，法国的陆上风能容量预计只增加不到 1 吉瓦，比去年少三分之一。在今年上线的项目中，有在 2018 年拍卖中得标的项目，适用的是旧的上网电价和上网溢价机制。自 2018 年以来，陆上风能各轮拍卖总中标容量达 1.8 吉瓦，预计 2021 年和 2022 年陆上风能的年度增量将加速增长。此外，《多年能源计划》（PPE）已计划从目前到 2024 年每年招标 1.9 吉瓦的陆上风能容量，支持了 2023-25 年的预测。

法国第一个大型（480 兆瓦）海上风能项目（圣纳泽尔）于 2012 年中标，并于 2018 年重新谈判，该项目今年已完成融资，预计将于 2022 年上线，而另外 2.9 吉瓦的已拍卖项目计划于 2022-25 年间投入运行。尽管在整个预测期内，海上风能增量预计将占风能增量的五分之一，但要在 2023 年之前实现政府 2.4 吉瓦的海上风能目标，就需要社会认可问题得到解决，以及项目及时投入运行。

国际能源署。保留所有权利。

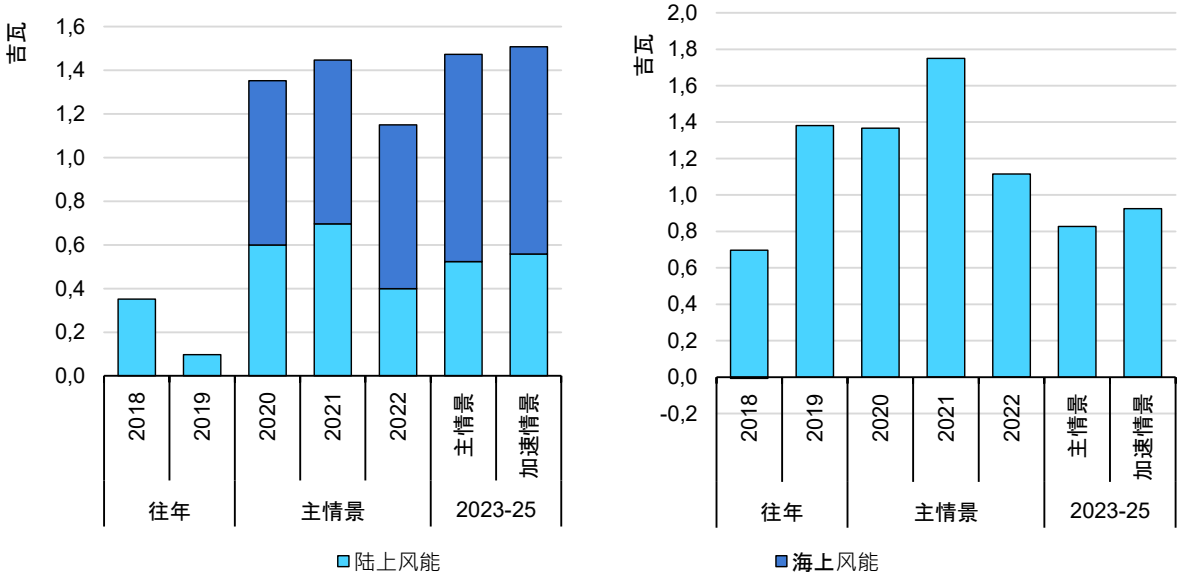
荷兰

陆上项目面临电网限制和公众反对，风能增量大部分为海上风能装机容量

荷兰将在 2020 年新增超过 1 吉瓦的风能容量，其中超过 50%来自 2016 年拍卖的海上风能项目。陆上风能方面，随着 2016 和 2017 年拍卖的 1.5 吉瓦中剩余的 1 吉瓦投入运行，增量预计将在 2021 年和 2022 年继续保持强劲。但是，土地权、社会认可和电网限制等挑战而导致的项目周期较长，因此阻碍了预测期内陆上风能的更快部署。2019 年的一项新规定要求项目证明本地电网容量，这项举措或可促进便利部署。

2023-25 年间，风能增量预计将超过 4 吉瓦，其中三分之二来自 Hollandse Kust（Noord）和 Hollandse Kust Zuid 第三、四期海上项目。对于陆上风能，新的可再生能源补贴计划（SDE++）支持方案有望刺激增长。由于最后一次 SDE+拍卖卖出的容量太低，不足以充分补充当前的拟定项目群（比 2019 年拍卖的容量少 90%），因此必须通过 SDE++方案吸引更多项目才能确保增长。

图 4.14　荷兰风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），瑞典风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（右）



国际能源署。保留所有权利。

国际能源署。保留所有权利。

瑞典

企业购电协议催生了强劲的市场，但电网限制和较低报偿给未来增量带来风险

瑞典今年预计将新增 1.3 吉瓦风能容量，与 2019 年的增量保持一致，主要是由企业购电协议驱动。然而，尽管自疫情大流行开始以来建设活动持续进行，但建设延迟和供应链中断导致了 2020 年第二季度的增量低于预期。

此预测预计，随着之前签约的项目完工以履行其购电协议义务，2021 和 2022 年的风能增量将接近 3 吉瓦。鉴于瑞典目前在建项目众多、新冠疫情相关建设延误，以及涡轮机订单量较大，2021 年预计将是增量创纪录的一年。2021 年以后的增长取决于绿色证书机制的后续方案以及电网拥堵问题的解决。

波兰

拍卖使风能装机恢复活力，但如果维持新提出的许可规则，则增长将是暂时的

波兰的风能容量有望在 2020 年增加 0.4 吉瓦，这是自 2017 年投资停滞以来的首次扩张。2020-22 年间的陆上风能，在 2018-19 年举行的拍卖和已计划在 2020 年进行的拍卖刺激下，预计将扩张大约 3 吉瓦。

但是，波兰的法规规定，在 2022 年之后，风力涡轮机的安装地点距离住宅和混合用途建筑物必须超过风机高度的十倍，这将阻碍陆上风能的进一步发展。因此，在加速情景下，要实现更快的增长，就必须放松涡轮机安装限制并扩大拍卖规模。此外，如果监管环境稳定，并有长期国家能源战略和目标以及拍卖时间表，则可以为开发商提供长期可见度，降低风险并促进投资。

意大利

拍卖和购电协议促进风能部署，但没有驱动迅速提速

2020 年，意大利的风能增量预计将比 2019 年下降 55%，降至 0.2 吉瓦。自 2013 年以来，由于缺乏支持方案，风能市场活动有所减少，但 2019 年推出的新拍卖机制有望在预测期内扭转这一趋势。去年拍卖的 1 吉瓦容量中，风能开发商拍下了 90%，第一轮的价格为 57 欧元/兆瓦时，第二轮的价格为 64.9 欧元/兆瓦时。这些项目大多数预计将于 2022 年上线。

国际能源署。保留所有权利。

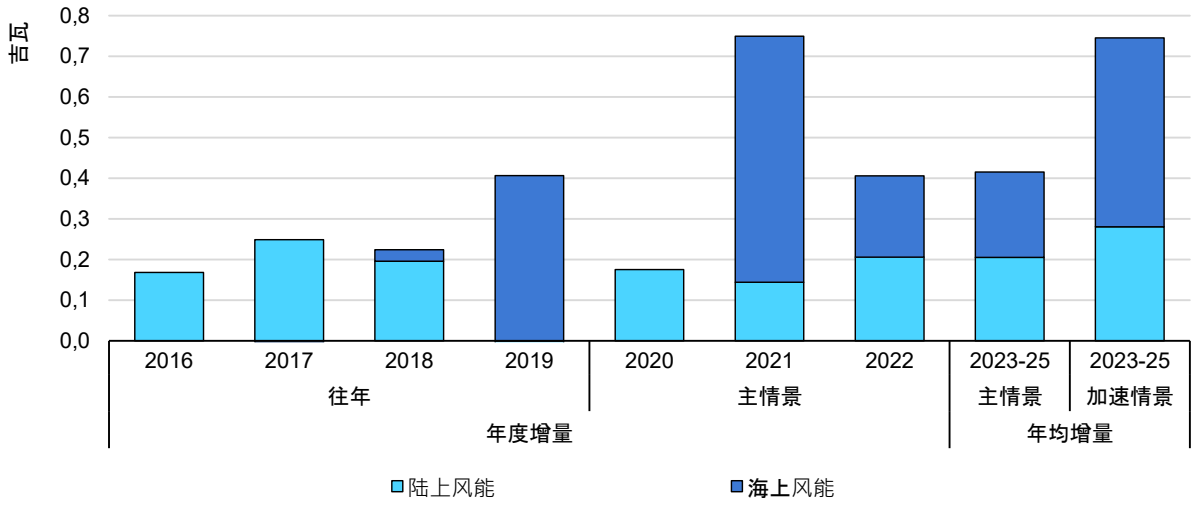
为了实现《国家能源和气候规划》的目标，即 2030 年前实现 9 吉瓦风能增量，政府计划在 2021 年底之前拍卖近 5 吉瓦的风能和光伏容量。因此，2023-25 年期间，在拍卖和企业购电协议发展的驱动下，年度安装量预计将保持在 1 吉瓦，但在加速情景下，假如拍卖得以扩展、许可程序得以简化，那么年度安装量将可能高达 1.7 吉瓦。此外，到 2025 年，有 5.8 吉瓦的风能容量将已经运行了 15 年以上，需要人们对翻新改造的潜力予以关注。

丹麦

海上风能继续引领风能增长

由于不存在计划于 2020 年完成的海上项目，丹麦今年的风能增量预计将不到 2019 年水平的一半：2019 年的增量达到了自 2013 年以来最高水平，主要来自海上风能的增长。陆上风能在 2019 年经历停滞之后，容量增长必将在 2020 年再次起飞。前两轮技术中立招标中得标的几个项目将在 2020-22 年完成。605 兆瓦 Kriegers Flak 海上风电场的投入运行将给 2021 年带来创纪录的增长，把海上风能容量拔高 36%。

图 4.15　丹麦风能 2016-22 年年度净增量和 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

从 2023 年起，招标机制预计将产生持续的陆上风能增量。政府最近推迟了 2030 年前将陆上涡轮机数量减少一半以上的目标，并出台了公民参与制度以解决当地的认可问题，这些举措为上述趋势提供了支撑。2023 至 2025 年间的年均增量可以拔高不止 80%，前提是未来的技术中立招标提供更高容量，并且海上项目可以更快投入运行，包括最近因环境影响评估（EIA）新规定导致项目成本攀升而停滞的两个“门户开放”风能项目。

国际能源署。保留所有权利。

拉丁美洲

巴西

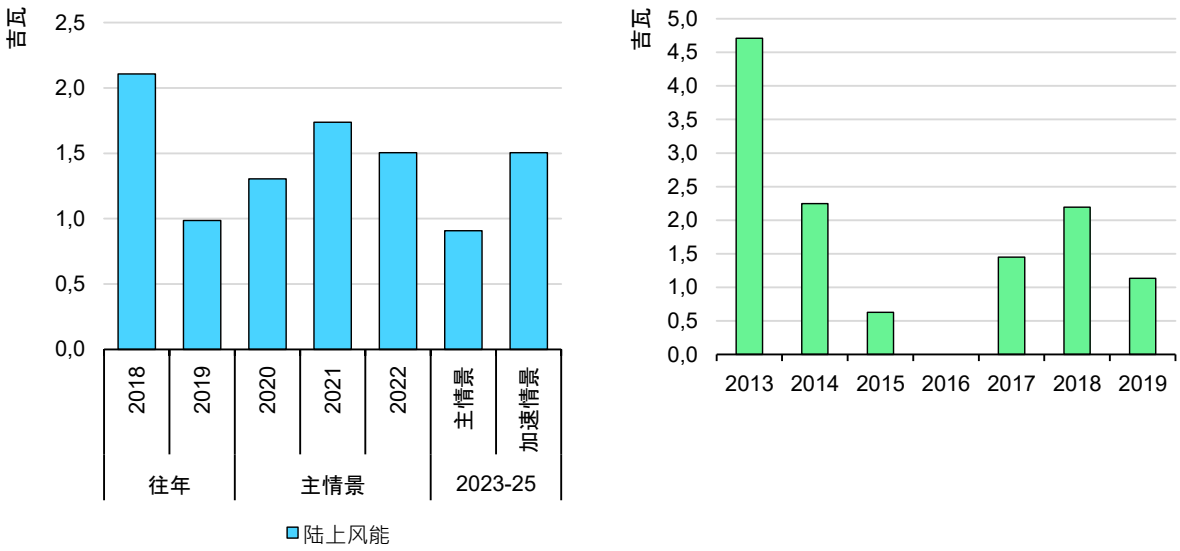
较少的拍卖容量将要求在受管制市场之外进行更多部署，而较低的电力需求会带来不确定性

在政府拍卖和通过双边合同在非管制市场上开发的项目的驱动下，2020 年巴西预计将增加超过 1.3 吉瓦的风能容量，比 2019 年增加 30%以上。从整体上看，新冠疫情对风能建设活动的影响很小。

尽管今年陆上风能略有增加，但由于最近五年的拍卖容量低下，2019 和 2020 年陆上风能增量大大低于历史水平。例如，中标的风能容量从 2011-15 年间的 10 吉瓦下降到 2016-20 年间的 5 吉瓦。

2021 和 2022 年的年度增量预计将超过 1.5 吉瓦，其中一半以上的增长来自在政府拍卖机制之外签订的合同。但是，自由市场双边合同的数量和政府拍卖的次数取决于未来的电力需求，这是难以预测的，因为巴西预计将因新冠疫情造成经济动荡而陷入严重的衰退（OECD, 2020）。

图 4.16　巴西风能 2018-2022 年增量和 2023-25 年年均增量（左），以及 2013-19 年已拍卖的风能容量（右）



国际能源署。保留所有权利。

国际能源署。保留所有权利。

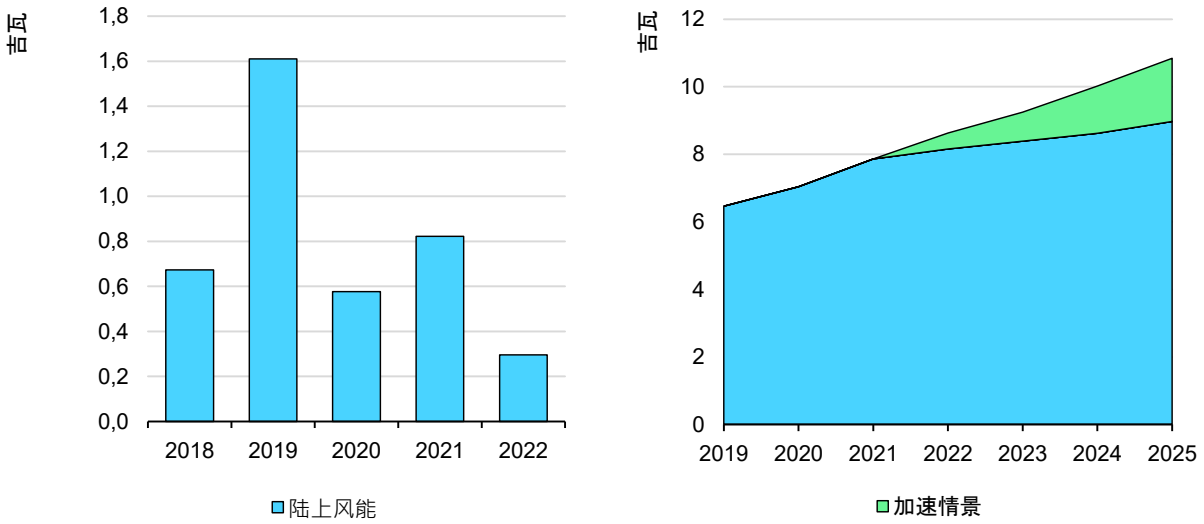
考虑到宏观经济不确定和 2020 年 A-4 拍卖延迟，巴西 2023-25 年间的风能容量年均增幅为 1 吉瓦（主情景）到 1.5 吉瓦（加速情景）。加速情景假设：通过非管制市场采购更高的风能容量，并且随着电力需求复苏，2021 年将拍卖出更多的风电容量。

墨西哥

强劲的发展需要监管确定性、更快的入网速度和更高的企业需求

由于可再生能源发电厂入网的监管不确定，导致了投入运行延迟，因此，墨西哥 2020 年风能增量预计将比 2019 年下降 60%以上。此外，公众的反对也阻碍了墨西哥的风能项目开发。2015 年，Kabil I 期和 II 期风电园（每期 30 兆瓦）项目中标，预期在 2018 年投入运营，但是由于社会认可的挑战，投入运行日期已推迟至 2020 年底。电网可接纳容量有限，尤其是在墨西哥中部和南部，也仍然是加快陆上风能部署的关键障碍。

图 4.17　墨西哥风能实际和预测的年度增量（左）以及累计容量（右）



国际能源署。保留所有权利。

先前的清洁能源证书（CEL）拍卖中得标的容量将驱动 2021 和 2022 年的容量扩张。如果政府不组织新的清洁能源证书拍卖，那么 2023-25 年间陆上风能的部署将需要由以下两方面支撑：企业购电协议，以及为满足 2024 年 CEL 要求而购买风能的公用事业。

清洁能源证书拍卖的取消造成了政策不确定性，威胁了可再生能源容量的进一步发展，而 2021 年额外法规变化的可能性也正在削弱投资者的信心。因此，2023-25 年的平均增量预计将减少。

国际能源署。保留所有权利。

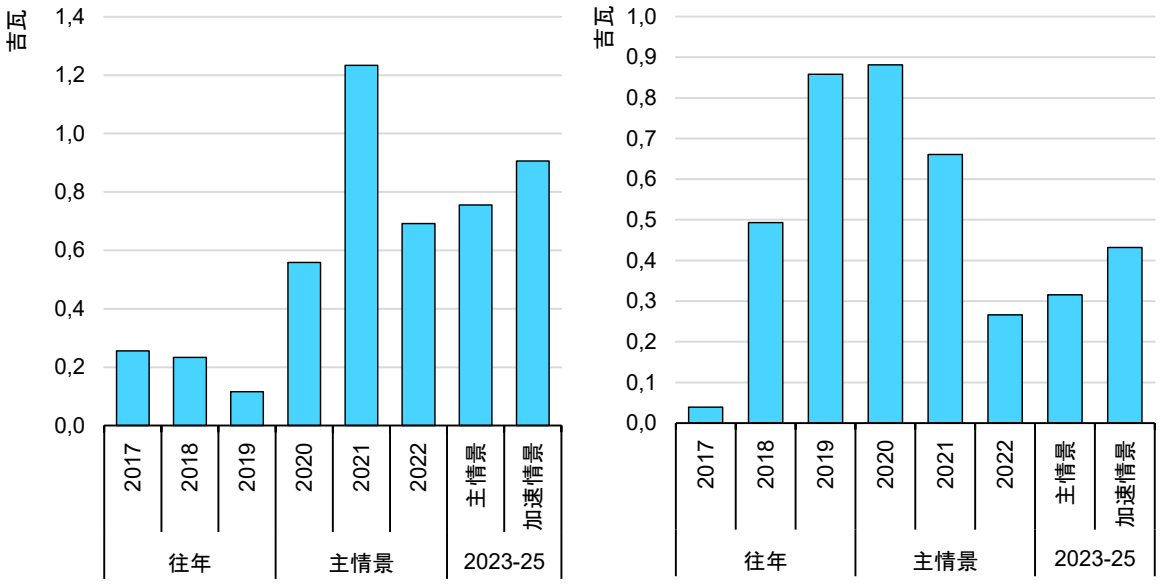
然而，如果监管确定性提高、入网速度加快、企业需求增加，以及融资成本可负担，那么 2025 年墨西哥的风能容量可能会提高 20%。

智利、阿根廷和哥伦比亚

可再生能源拍卖对于 2025 年之前的容量增长十分必要

尽管发生了新冠疫情，但在往年拍卖（2016 和 2017 年）的推动下，**智利**的风能增量将在 2020 年达到近 600 兆瓦，达到了创纪录的水平。此外，随着上一次拍卖（2017 年）中得标的项目投产，2021 年增量预计将达到顶峰，而随后 2022 年增速将放缓。

图 4.18　智利（左）和阿根廷（右）陆上风能 2017-22 年年度增量及 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

2022 年以后智利的增量预计将恢复增长势头，因为 2021 年上半年预期将进行 2.7 太瓦时的技术中性电力拍卖，以满足 2026 年受管制客户的预估需求。（监管机构宣布，还将拍卖额外的 3.7 太瓦时，以满足 2027 年的电力需求。）此预测预计，这些拍卖中的一些风能项目将会尽早投入运行，以从现货市场的高价中获利。此外，政府还举行了土地拍卖，为可再生能源项目分配公共土地，以解决征地难的问题。所有这些拍卖预计将给 2023-25 年间带来 2.3 吉瓦的风能增量。

2020 年，**阿根廷的**陆上风能容量预计将扩张近 900 兆瓦，比去年略有增加。尽管新冠疫情相关延误导致了入网受挫和暂时停工，但先前根据 RenovAR 方案拍卖的容量带来了增量。随着

国际能源署。保留所有权利。

拍卖量从 2017 年的 1 吉瓦下降到 2019 年仅有的 128 兆瓦，风能增量预计将在 2021 和 2022 年放缓。

可再生电力在电力需求中的占比需要增加一倍以上，才能达到 2025 年前占比达 20%的政府目标。阿根廷原本就已经充满挑战的宏观经济环境受到了新冠疫情的严重影响，因此尽管该国拥有出色的可用资源和成本竞争力，但有限的可负担得起的融资渠道以及薄弱的电网基础设施，仍然威胁着风能容量的增长。

因此，加速情景假设项目更早获得融资、传输基础设施改善、企业购电协议数量迅速增加，这些因素的综合作用使总装机容量在预测期结束时达到近 5 吉瓦。

得益于 2019 年举行的两次拍卖，**哥伦比亚的**风能装机容量预计将从 2021 年开始增加。长期的可再生能源拍卖和可靠性收费拍卖将携手带来超过 1.5 吉瓦的增量上线。但是，社会征询程序以及连接拉瓜吉拉北部容量所需的一条 500 千伏新输电线的延迟可能会阻碍某些项目按时（即在 2022 年之前）投入运行。

2023 年及以后，哥伦比亚的容量扩张将由 2019 年拍卖的剩余项目以及将于 2021 年进行的第三次可再生能源拍卖驱动。

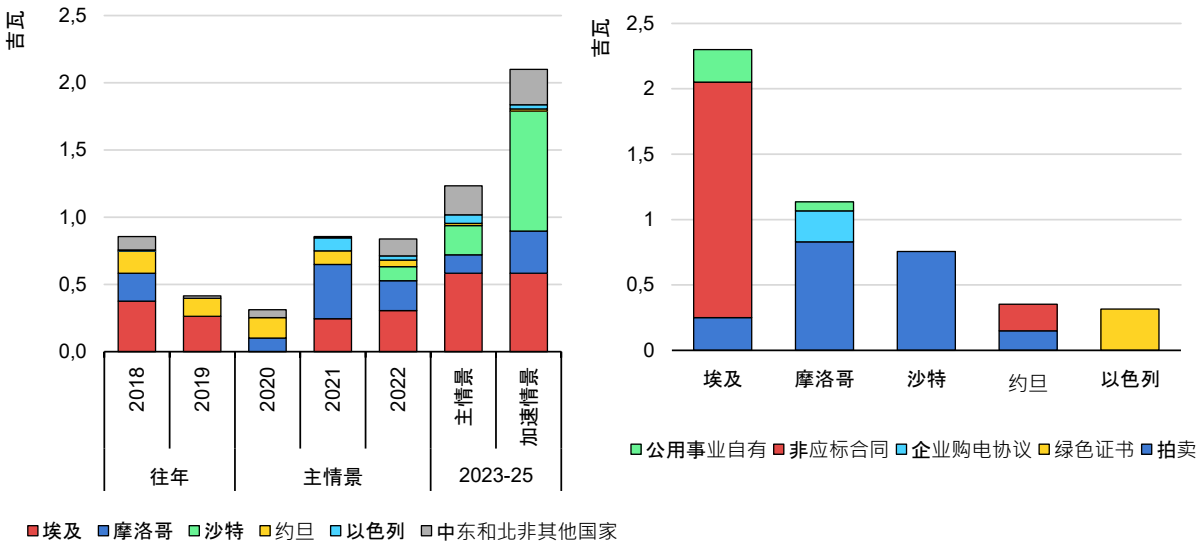
中东和北非

旨在吸引私人投资的政策刺激了中东和北非地区的风能扩张

相对于 2019 年，2020 年中东和北非（MENA）地区的年度风能增量将有所下降。增量较低的原因是拍卖过程冗长以及公用事业自有项目开发停滞不前，这些因素使正在开发的项目无法按时完成。2020 年的增长将由摩洛哥和约旦的晚期独立发电厂项目的投入运行推动，这些项目是根据与大用户或专用拍卖机制以外的公用事业签订的双边合同开发的。但是，由新冠疫情导致的施工延误给预测带来了不确定性。

国际能源署。保留所有权利。

图 4.19　中东和北非地区风能 2018-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量（左），以及部分国家 2020-25 年按采购类型分类的递增量（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：以色列的统计数据由以色列有关当局提供并由其负责。经济合作与发展组织使用这些数据并不影响国际法规定的戈兰高地、东耶路撒冷和西岸以色列定居点的地位。

随着摩洛哥和埃及的竞争性拍卖项目投入运行，2021 和 2022 年的增长预计将反弹，超过 2019 年的水平。摩洛哥有强大的拟定项目群，这是风能采购的机构责任从国家公用事业向摩洛哥可持续能源发展署（MASEN）转移的结果，MASEN 是该国为实现国家可再生能源目标而设置的专门组织。2019 年，MASEN 推动了本已停滞的 400 兆瓦风能项目签署了购电协议，并为非洲的第一个翻新改造项目开启了 EPC 招标。

在 2023-25 年期间，年均增量预计将进一步增加到 1.2 吉瓦。大部分的扩张发生在埃及，由开发商和电力公用事业之间的非应标双边独立发电厂合同驱动。开发商已经直接找到公用事业企业开展合同谈判，目前正在开发超过 2 吉瓦的容量；开发商与公用事业企业直接谈判的原因是：其他机制要么由于报偿不足而被抛弃（在上网电价机制下），要么进展缓慢（独立发电厂竞争性招标或国有项目）。摩洛哥竞争性拍卖带来的额外容量以及沙特阿拉伯和阿曼等新兴市场的首批拍卖，也贡献了增量。

竞争性拍卖也是陆上风能增量的主要驱动力，贡献了该地区 2020-25 年间增量的 20%。但是，冗长的程序、延迟和重新安排的招标，以及漫长的实施过程，给预测带来了重大不确定性。例如，埃及上一次拍卖中，在宣布中标者与签署购电协议之间隔了差不多四年，而在沙特阿拉伯，2017 年开放的 400 兆瓦招标尚未产生任何在建项目。在约旦和突尼斯，电网整合不足也阻止了陆上风能快速扩张。加速情景表明，假如上述挑战得以解决，年均增量可能会提高近 70%。

国际能源署。保留所有权利。

撒哈拉以南非洲

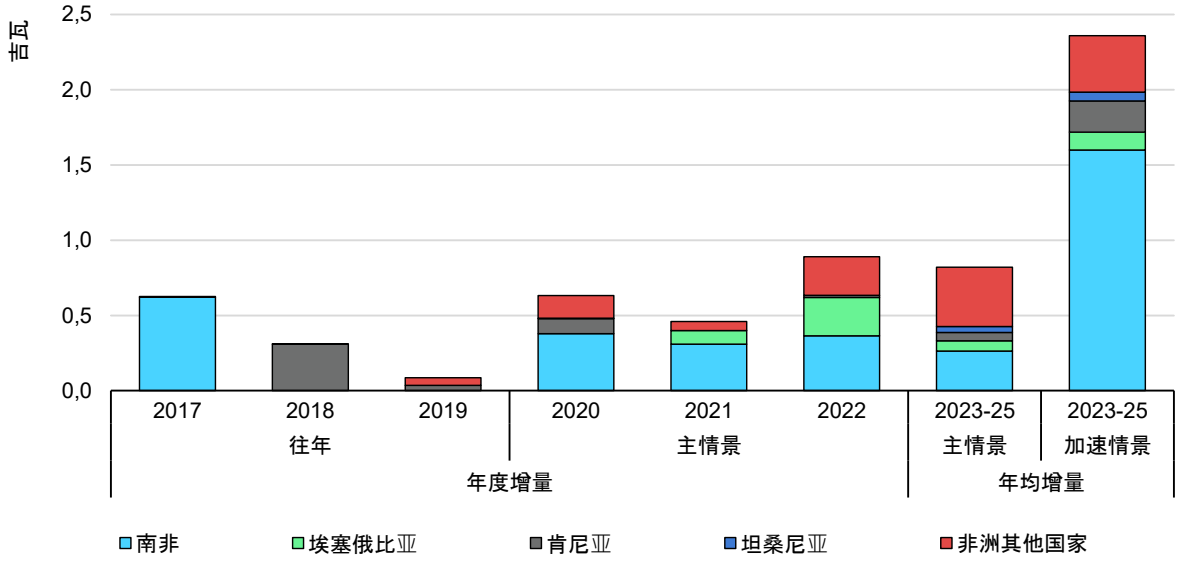
南非以前的拍卖推动了短期风能容量增长，但如果没有基础设施的升级和明确的政策轨迹，风能增量仍将受阻

2020 年，**南非**将增加约 380 兆瓦的容量，扭转过去两年增长停滞不前的局面。这一批容量是在 2015 年中标的，于 2018 年签署了购电协议，预计总中标容量（600 兆瓦）中未完成部分将于 2021 年和 2022 年实现入网。2020 年的技术中立紧急招标要求项目遵守严格的运营标准并在 2022 年前投入运行，这等于间接地把风能项目排除在外，因为风能项目开发周期长且容量系数低。

由于政策不确定，增量将在 2022 年后再次放缓。2020 年 9 月宣布的 6.8 吉瓦可再生能源容量招标，预期将于 2021 年第二季度举行拍卖，因此，考虑到先前的拍卖容量和时间表，2025 年的增量预计将增加 500 兆瓦。新冠疫情封锁期间，南非国家电力公司（Eskom）向风力发电商发送了要求弃电的不可抗力通知，给投资带来了额外风险，且有关方面尚未就未来弃电的补偿方案达成协议。

加速情景下，根据政府的风电采购新目标（从 2022 年开始每年 1.6 吉瓦），假设了政策确定性提高，以及电网可用性低和弃电风险问题得到缓解，从而预测了额外的容量扩张。

图 4.20　撒哈拉以南非洲风能 2017-22 年年度增量和 2023-25 年年均增量



国际能源署。保留所有权利。

肯尼亚、埃塞俄比亚和坦桑尼亚的风能发展一直缓慢，原因包括财务敞口、征地挑战，以及电力项目缺乏关键基础设施等多种风险。

国际能源署。保留所有权利。

2020 年，**肯尼亚**将新增 100 兆瓦的风能容量。这一项目的开发需要新建一条 17 公里长的输电线连接到电网；从此例中可见，大型风能项目需要何种电网升级。2023 年至 2025 年间的增量预计将增加，因为两个合并容量为 170 兆瓦的项目将在这个时间段内投入运行。这两个项目都曾在购电协议签署后因土地纠纷而被延迟（ESI Africa, 2017; Nigeria Electricity Hub, 2020）。

表 4.2　撒哈拉以南非洲的部分风能项目，2020-25 年

国家	项目	容量（兆瓦）	预计商业运营日期
埃塞俄比亚	Aysha 二阶段	120	2021
埃塞俄比亚	Assela	100	2021
埃塞俄比亚	Aysha 一阶段	60	2022
埃塞俄比亚	Aysha 三阶段	120	2022
埃塞俄比亚	Adama 三阶段	150	2022
肯尼亚	Kipeto	100	2020
肯尼亚	Meru 一阶段	80	2023
肯尼亚	Lamu 县	90	2025
坦桑尼亚	Rift Valley Mufindi	2.4	2020
坦桑尼亚	Miombo Hewani	100	2022

2021 年至 2022 年之间，**埃塞俄比亚**预计将有总容量超过 500 兆瓦的新项目开始投入运行。这些容量已经获得了来自国际组织的多渠道融资，包括 2020 年的新一轮注资（ReveNews, 2020）。土地权问题造成了一些延误，重新安置谈判在融资到位后方才进行（The Reporter Ethiopia, 2018）。虽然埃塞俄比亚政府已经确定了从目前到 2025 年需要进一步发展风能的区域，但尚未宣布支持该计划的政策制度。

坦桑尼亚的第一个陆上风能项目已于今年投入运行；得益于芬兰政府的资助，预计在 2022-25 年间还将追加 120 兆瓦风能增量（Windlab, 2018）。2018 年启动的 200 兆瓦招标仍在评审阶段，相关数据已包含在加速情景中。

由于撒哈拉以南非洲风能发展潜力巨大，加速情景显示的额外容量比主情景多出 30%以上。然而，必须建立政策框架，让当地社区参与进来，还必需增加对输电基础设施的投资，以促进更大发展并缩短项目时间。确保尽早获得融资也将减少项目的风险，鼓励更大额的投资。

国际能源署。保留所有权利。

参考文献

AEMC (Australian Energy Market Commission) (2019), Residential Electricity Price Trends 2019, Final report, AEMC, Sydney.

AEMO (Australian Energy Market Operator) (2020), Statistical reporting streams, AEMO, Melbourne. https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/system-operations/congestion-information-resource/statistical-reporting-streams.

AWEA (American Wind Energy Association) (2020), Wind Powers America:Second Quarter 2020 Report, AWEA, Washington, DC.

BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2020a), 1H 2020 LCOE:Data Viewer (database), BNEF, New York.

BNEF (2020b), 3Q 2020 Global Auction and Tender Calendar and Results, BNEF, New York.

Bridge to India (2020), India RE Navigator – Wind, www.india-re-navigator.com/wind (accessed August 2020).

Bundesnetzagentur (Germany's Federal Network Agency) (2020), EEG-Zubau- und Summenwerte, Bundesnetzagentur, Bonn.

Commonwealth of Massachusetts (2020), "Petition of NSTAR Electric Company, d/b/a Eversource Energy for approval by the Department of Public Utilities of two long-term contracts for procurement of offshore wind energy generation", Commonwealth of Massachusetts Department of Public Utilities, Boston.

Deutsche Windguard (2020), Status of Onshore Wind Energy Development in Germany, First Half of 2020, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/dokumente-englisch/statistics/Status_of_Onshore_Wind_Energy_Development_in_Germany_-_First_Half_of_2020.pdf.

ecoRI News (2019), Revolution Wind offshore power contract approved, ecoRI News, Providence, Rhode Island.

ESI Africa (2017), Kenya:KenGen halts Meru Wind Farm project, https://www.esi-africa.com/news/kenya-kengen-halts-meru-wind-farm-project/.

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2020), Renewable Cost Database (dataset provided to the IEA), IRENA, Abu Dhabi.

Nigeria Electricity Hub (2020), Baharini Wind Power Project in Lamu, Kenya, hit by a major setback, https://www.nigeriaelectricityhub.com/2020/08/03/baharini-wind-power-project-in-lamu-kenya-hit-by-a-major-setback/.

国际能源署。保留所有权利。

NYSERDA (New York State Energy Research and Development Authority) (2019), Launching New York's Offshore Wind Industry:Phase 1 Report, NYSERDA, New York.

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2020), OECD Economic Outlook, OECD, Paris.

ReveNews (2020), Wind energy in Ethiopia, loan for 100 MW wind farm, https://www.evwind.es/2020/06/26/wind-energy-in-ethiopia-loan-for-100-mw-wind-farm/75356.

State of New Jersey (2019), "In the matter of the Board of Public Utilities offshore wind solicitation for 1,100 MW – Evaluation of the offshore wind applications", State of New Jersey Board of Public Utilities, Trenton, New Jersey.

The Reporter Ethiopia (2018), Assela wind farm acquires financing, https://www.thereporterethiopia.com/article/assela-wind-farm-acquires-financing.

WindLab (2018), Tanzania approves its first Wind Farm Project, https://www.windlab.com/news/tanzania-approves-its-first-wind-farm-project/.

Wood Mackenzie (2020), Power & Renewables, various reports, https://power-and-renewables.woodmac.com/

Yankee Institute for Public Policy (2020), Connecticut's offshore wind deals may drive up electricity costs for consumers, Yankee Institute for Public Policy, Hartford, Connecticut.

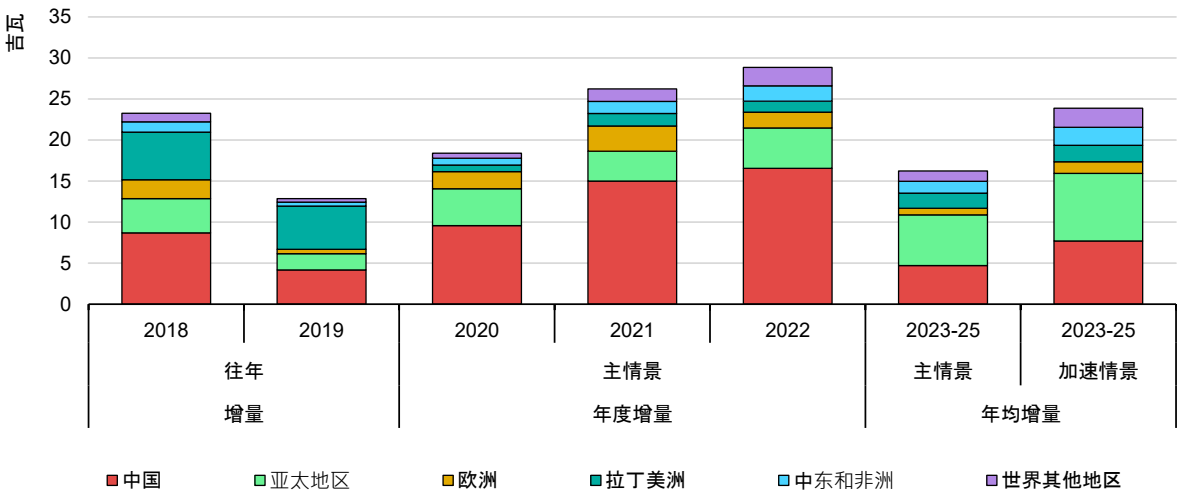
国际能源署。保留所有权利。

水电、生物能源、聚光太阳能发电（CSP）和地热

水力发电

由于中国大型项目活动的增加，2020 年全球年度水电净增量预计将超过 18 吉瓦。中国增量的近一半来自乌东德水电站安装的第一批机组（10 吉瓦）；单机容量为 850 兆瓦，其中几台已于今年投入运行。第二大增量来自亚洲其他地区，占全球增量的 24%，其中大部分容量来自老挝人民民主共和国（老挝）、印度、尼泊尔、越南和印度尼西亚（印尼）。土耳其的大型水坝和葡萄牙的抽水蓄能电站也推动了欧洲 2020 年的增长。

图 5.1　2018-25 年按国家/地区分类的水电净增容量



国际能源署。保留所有权利。

中国由于有两个旗舰项目投入运行，2021 和 2022 年增量将继续提高，平均每年增加 28 吉瓦。两个项目是乌东德和白鹤滩，合并容量为 26 吉瓦，应将于 2020-21 年间（乌东德）和 2021-22 年间（白鹤滩）投入运行，而新冠疫情预计对其建设周期影响极有限。在这两个项目完成之后，2023-25 年期间中国的年均增量预计将放缓至每年 4.7 吉瓦，而抽水蓄能将占每年新增容量的一半以上。

除中国外，在预测期的剩余时间内（2021-25 年），全球水电增量预计将保持稳定，每年增加 10 吉瓦到 13 吉瓦。在印度和巴基斯坦的带动下，亚洲占累计增量的 43%，其余大部分来自东

国际能源署。保留所有权利。

南亚国家，那里的私营部门预期将越来越多地参与水电开发。老挝引领东南亚的部署，因为该国扩大了国内电力供应，并将自己定位为区域电力出口国。不断增长的电力需求和负担得起的全民电力供应也推动了越南和缅甸的容量增加，而水资源综合利用刺激了印尼的水坝建设。

在拉丁美洲，2021-25 年间增量的一半以上来自哥伦比亚、阿根廷和巴西。哥伦比亚和阿根廷的大型水库项目预计将在预测期结束时投入运行，而在巴西，2019 年贝洛蒙特（Belo Monte）最后若干阶段投入运行后，年度增量放缓。从目前到 2025 年，巴西的新增容量主要来自最近的招标中得标的小规模水力发电项目。

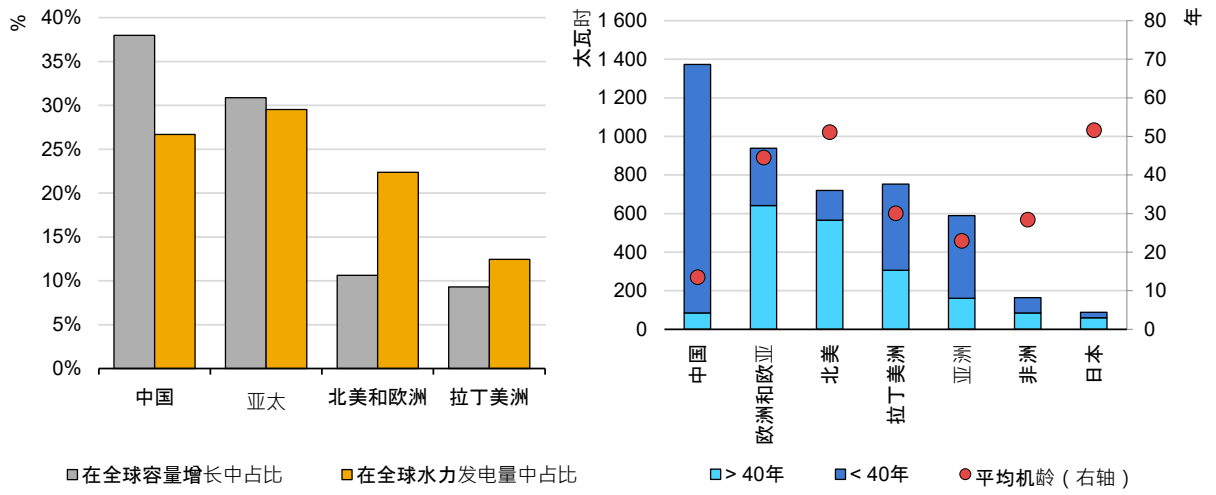
2021 至 2025 年间，土耳其引领欧洲的增长，大型项目推动了 2020 和 2021 年的发展，而 2023-25 年间的部署速度将放缓，因为中小型径流式水电站的上网电价机制逐步被取消。除土耳其外，欧洲新增水电容量的一半以上将来自抽水蓄能电站，特别是在瑞士、葡萄牙和奥地利。在欧洲，持续增加的可变可再生电力占比对系统的灵活性提出了需求，而这种需求进一步驱动了抽水蓄能电力的增长。引领非洲水电开发的是埃塞俄比亚、尼日利亚和安哥拉的机组投入运行。

不过，如果项目开发提速，2023-25 年间水电容量年均增量可拔高 50%。这意味着需要中国目前正在开发的抽水蓄能电站提早投入运行，并且非洲和拉丁美洲在建项目的中断频次减少。还可以通过改善融资条件、减少施工延误，以及在可持续性指导方针下提高许可和牌照审批效率，来缩短开发周期。

预计全球水力发电量（不包括抽水蓄能）在预测期内将增长 9.5%，从 2019 年的 4,250 太瓦时增加到 2025 年的 4,650 太瓦时，并仍将是世界上最大的可再生电力来源。增长主要来自引领绿地项目开发的市场的新增容量。最大的增量来源（+107 太瓦时）是中国，其次是容量增长正在加速的亚太地区。

国际能源署。保留所有权利。

图 5.2　2020-25 年全球水力发电量和容量增长（左），以及 2025 年按地区分类的不同电站年龄对应的发电量，与加权平均机龄作比（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：左图中，容量占比不包括抽水蓄能。右图中，亚洲不包括日本。

但是，发电量增加的另一个原因是做了以下假设：在天气状况导致 2019 年产量低于 2018 年之后，预测期内几个国家的运行状况将恢复到 2019 年以前的水平。北美、欧洲和拉丁美洲三个洲的部分地区普遍存在这样的期望，预计 2020-25 年间来自这些地区在全球新增容量中占比较低，但在全球发电量增量中占较高份额。

2019 年，美国由于西北太平洋地区的干旱和野火，水力发电量下降了 21 太瓦时（-7%），而干旱也导致阿根廷、巴拉圭和墨西哥的发电量大幅下降。欧洲部分地区降水减少，再加上热浪，导致了 2019 年挪威水力发电量同比下降了 10%，西班牙同比下降了 31%，法国同比下降了 13%，这三国的机组占欧洲总量的三分之一。上述七个国家的载荷系数预期到 2025 年将恢复到 2019 年以前的水平，并且其发电增量预计将占全球水力发电增量的 16%。

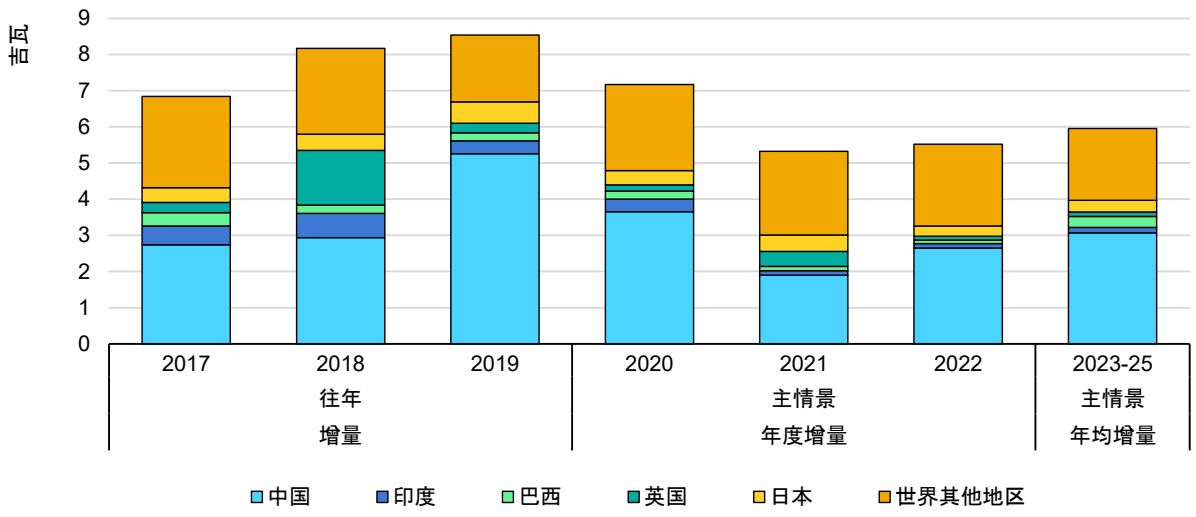
这样，到 2025 年，水力发电量将占全球发电量的 16%。为了维持这一水平，现有水力发电站的发电量需要保持；不过，大量的发电量将来自老化的机组。到 2025 年，世界水力发电量的 40%将来自机龄在 40 年以上机组的国家，而 40 年机龄正是进行第一次大规模整修以保持或提高性能的时期。上述这部分发电量中，大约三分之二来自北美和欧洲，这两个地区的加权平均机龄为 45 至 51 年。因此，要在预测期内保持这些机组的产量，将需要大量投资进行整修和现代化改造。

生物质发电

2019 年，全球生物质发电量扩张了 8.5 吉瓦，是有纪录以来的第二高年度增量。中国占去年新增容量的 60%，主要由垃圾发电项目组成。第二大市场日本，是中国市场规模的十分之一。

国际能源署。保留所有权利。

图 5.3　按国家分类的生物质发电容量增量



国际能源署。保留所有权利。

此预测预计 2020 年生物能源增量将下降 16%。生物质发电项目的主要部署集中在相对较少的国家，十个国家就占了 2019 年新增容量的 90%。在这些国家中，中国、巴西、日本和英国受到疫情大流行的影响最大，因此存在一些项目交付延迟的可能性。然而，在林业活动持续进行和港口继续运转的情况下，尚未发生现有项目的生物质燃料（例如木屑和颗粒）出现大范围供应中断的情况。

在预测期的剩余时间内，每年的新增容量将下降至约 5 吉瓦到 6 吉瓦。其中一个原因是关键生物能源市场（例如日本、德国和英国）的政策支持从上网电价和证书机制转型到竞争性拍卖框架。由于与风电或公用事业规模太阳能光伏发电技术相比，生物能源的发电成本通常较高，而且生物能源技术的成本削减潜力有限，因此在技术中立的拍卖中得标的容量相对较低。针对生物能源技术的拍卖并不广泛。

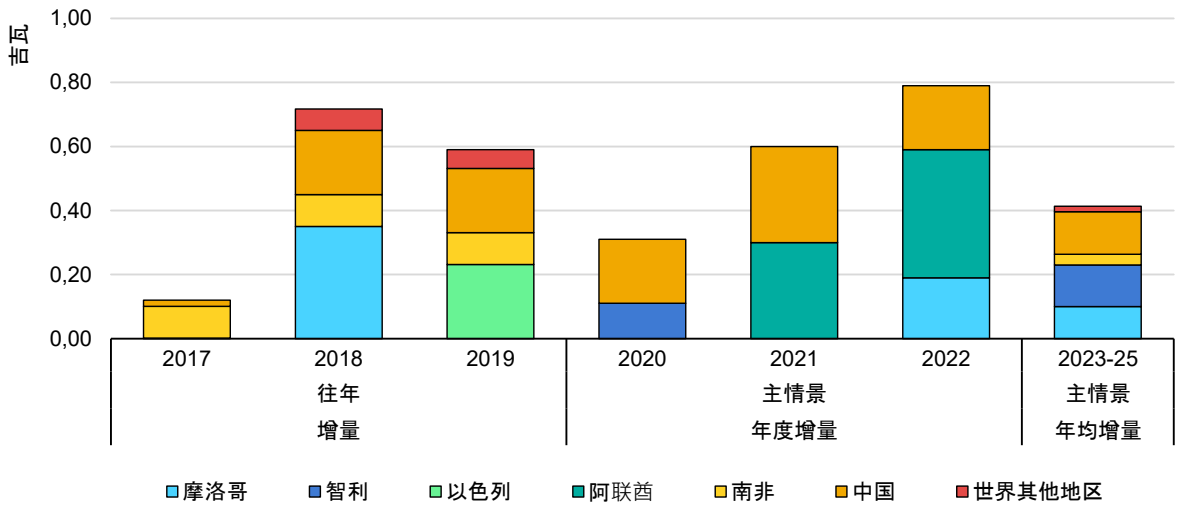
中国还已宣布，2021 年对基于生物质电力项目的补贴将从目前的上网电价机制转向拍卖，并将重点放在利用热电联产和利用农业或城市废物生产燃料的项目上。

聚光太阳能发电（CSP）

2020 年全球 CSP 增量预计将是 2019 年水平的一半。中国引领扩张，在扶持力度大的上网电价机制下，预计今年将有 200 兆瓦上线。然而，由于高成本和融资挑战，中国的增量没有达到政府的目标。智利的 110 兆瓦塞罗·多米纳多（Cerro Dominador）电站熔盐储热时长为 17.5 小时，在拉丁美洲规模最大，它的投产贡献了今年全球 CSP 的其余增量。

国际能源署。保留所有权利。

图 5.4　按国家分类的 CSP 增量



国际能源署。保留所有权利。

注：以色列的统计数据由以色列有关当局提供并由其负责。经济合作与发展组织使用这些数据并不影响国际法规定的戈兰高地、东耶路撒冷和西岸以色列定居点的地位。

迪拜电力和水务局（DEWA）穆罕默德·本·拉希德·阿勒马克图姆（Mohammed bin Rashid Al Maktoum）太阳能园区第四阶段在 2021 和 2022 年开始上线，2021 年将增加 300 兆瓦的容量，2022 年将增加 400 兆瓦。园区的电站将为迪拜的 2050 年清洁能源战略做出贡献，该战略的目标是到 2050 年实现 75%的清洁能源占比。该项目的融资已到位，建设工作已经开始，发电塔的基座已于 2019 年年中完工。

摩洛哥的 Noor Midelt 一期预计将在 2022 年上线，增加 190 兆瓦的容量。这个价值 7.82 亿美元的项目已经开始了基础设施的初步建设，该项目有望从德国复兴信贷银行、世界银行、非洲开发银行和欧洲投资银行等多家开发银行获得融资。该项目将具有五个小时的熔盐储热和电池储能能力。

中国的 CSP 增量预计将在 2021 年达到顶峰，因为开发商会在上网电价机制逐步取消之前急于完成项目。不过，2021 年以后，预计地方政府将为各种在建项目的投产提供额外财政激励。虽然如此，CSP 项目的发电成本相比公用事业规模光伏电站高出两倍，导致一些开发商丢弃项目。

2022 年以后的增量预计将由中国、南非、阿联酋和摩洛哥主导，项目包括 Noor Midelt 二期（仍在开发商招标阶段）和智利的 Likana 项目；Likana 项目在 2019 年被塞罗·多米纳多集团收购。该集团计划投标智利于 2021 年举行的电力拍卖中的一个 450 兆瓦 CSP 项目。

国际能源署。保留所有权利。

表 5.1 正在建设的大型 CSP 项目

国家	项目名	容量（兆瓦）	技术	储热时长（小时）
智利	Cerro Dominador	110	带熔盐储热的中央接收塔	17.5
希腊	MINOS	50	带熔盐储热的中央接收塔	5
南非	Redstone	100	带熔盐储热的中央接收塔	12
摩洛哥	Noor Midelt 一期	190	带熔盐储热和电池储能的抛物线槽	5
阿联酋	Al Maktoum 四期一阶段	600	抛物线槽	
阿联酋	Al Maktoum 四期二阶段	100	带熔盐储热的中央接收塔	15
中国	玉门鑫能	50	带熔盐储热的中央接收塔	9
中国	常州玉门东镇	50	带熔盐储热的抛物线槽	7
中国	北京国华	100	带熔盐储热的中央接收塔	10
中国	达华尚义	50	带熔盐储热的中央接收塔	6
中国	金塔	100	带熔盐储热的中央接收塔	12
中国	黄河青海德令哈一阶段	135	带熔盐储热的中央接收塔	3.7
中国	深圳金帆阿克赛	50	带熔盐储热的抛物线槽	15
中国	中阳察北	64	带熔盐储热的抛物线槽	16
中国	玉门鑫能	50	带熔盐储罐的二次反射塔	9
中国	中节能甘肃武威古浪	100	带熔盐储热的抛物线槽	7
中国	张家口	50	带固态混凝土储热的线性菲涅尔反射器	14
中国	乌拉特旗	50	带熔盐储热的线性菲涅尔反射器	6

来源：Nur Energie (2020), Nur Energie in Greece; NOMAC (2020), Redstone CSP IPP; HELIOCSP (2019), Noor Midelt winner optimizes Concentrated Solar Power trough, storage to hit record price; Morocco World News (2019), EDF Renouvelables Wins Bid for Morocco's Noor Midelt I Solar Plant; DEWA (2019), Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park:A leading project that promotes sustainability in the UAE; ACWA Power (2020), NOOR Energy 1; CSP Focus (2020), Yumen Xinneng 50MW molten salt tower CSP plant; CSP Focus (2017), Urat 50MW Fresnel CSP project; Solar Paces (2016), Concentrating solar power projects; AALBORG CSP (2020), 50MWE SGS4 steam generation system for CSP plant; Solar Paces (2018a, 2018b), Concentrating solar power projects。

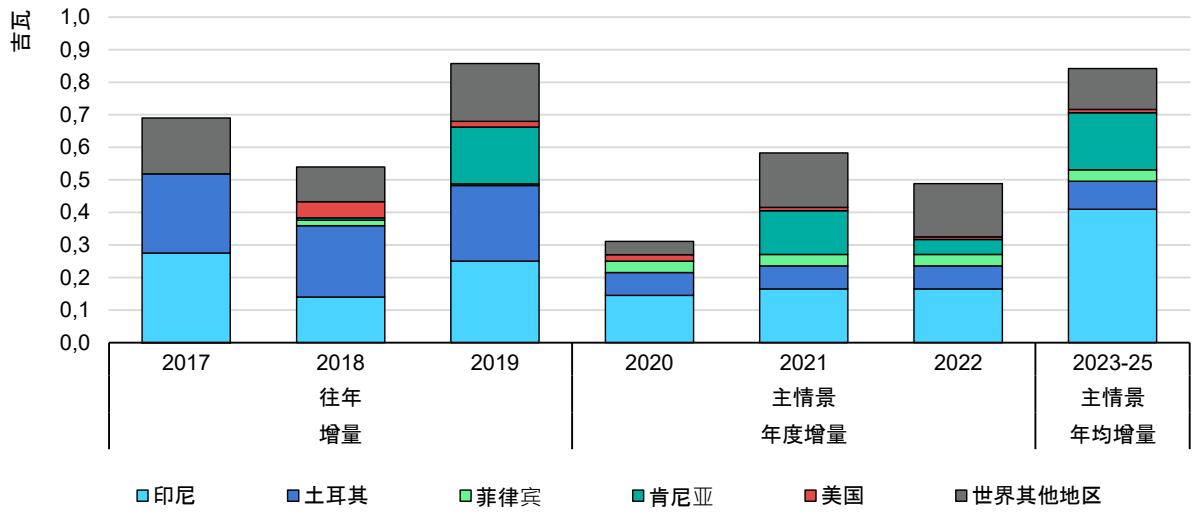
国际能源署。保留所有权利。

地热

2020 年，全球地热增量预计将达到 0.3 吉瓦，是去年创纪录水平的三分之一。今年，印尼有望再次引领新的发展，增加容量 145 兆瓦（Rantau Dedap 电站增加 90 兆瓦，Sorik Marapi 电站增加 45 兆瓦），跟随其后的是土耳其（增加 70 兆瓦）。2020 年，这两个国家预计占新增容量的三分之二以上，而菲律宾、美国和玻利维亚将贡献余下的大部分。

新冠疫情造成的机械和材料全球供应链中断以及战略决策（包括融资）推迟，导致了许多项目被延误。因此，原定于 2020 年上线的几个中小型项目预计将在 2021 年投入运行。在土耳其，新电站的 10 年上网电价机制原定于 2020 年底结束，现已延长至 2021 年中，以弥补此类延误对项目造成的影响。

图 5.5　按国家分类的地热发电容量增量



国际能源署。保留所有权利。

到 2022 年，全球累计地热发电容量预计将增长 7%，达到 16.5 吉瓦，其中印尼、肯尼亚、土耳其和菲律宾将占增量的三分之二。在印尼，国有企业 PT Geo Dipa Energi（GDE）从亚洲开发银行获得了 3 亿美元贷款，用于 Dieng 和 Patuha 电站的 110 兆瓦扩建，预计将于 2020-23 年施工。肯尼亚的纳库鲁（Nakuru）县承建了一系列项目，包括为 Olkaria 发电厂增加的 83 兆瓦机组，预计将于 2021 年上线。2022 年之后，印尼、肯尼亚和土耳其将继续引领容量增加，预计全球年均增量将超过 0.8 吉瓦。

印尼政府最近制定了地热能路线图，目标是到 2030 年拥有 8 吉瓦的装机容量（起始于 2019 年的 2.1 吉瓦）。但是，要对该国巨大的地热潜能进行更广泛的利用，必须先解决几个挑战，包括能源价格低、当地电力需求有限、缺乏资本投资，以及环境和社会等问题。

国际能源署。保留所有权利。

政府计划于 2020-24 年间在 20 个地热地区进行勘探和钻探，以减少未来拍卖计划的发展风险。政府也正在考虑旨在为地热项目提供更好经济激励措施的政策。印尼如果能克服上述障碍，那么到 2025 年累计装机容量可能达到美国的水平。

最后，石油公司对地热发电也正表现出更大的兴趣，他们认识到，这是在利用钻探专业技能的同时实现业务多元化的机会。

国际能源署。保留所有权利。

参考文献

AALBORG CSP (2020), 50MWE SGS4 steam generation system for CSP plant, https://www.aalborgcsp.com/projects/50mwe-sgs4-steam-generation-system-for-csp-plant-china/.

ACWA Power (2020), NOOR Energy 1, https://www.acwapower.com/en/projects/noor-energy-1/ (accessed September 2020).

CSP Focus (2020), Yumen Xinneng 50MW molten salt tower CSP plant, http://www.cspfocus.cn/en/study/detail_68.htm.

CSP Focus (2017), Urat 50MW Fresnel CSP project, http://www.cspfocus.cn/en/study/detail_80.htm.

DEWA (Dubai Electricity and Water Authority) (2019), Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park:A leading project that promotes sustainability in the UAE, https://www.dewa.gov.ae/en/about-us/media-publications/latest-news/2019/03/mohammed-bin-rashid-al-maktoum-solar-park.

HELIOCSP (2019), Noor Midelt winner optimizes Concentrated Solar Power trough, storage to hit record price, http://helioscsp.com/noor-midelt-winner-optimizes-concentrated-solar-power-trough-storage-to-hit-record-price/ (accessed September 2020).

HELIOCSP (2017), China Dahua Shangyi 50MW tower Concentrated Solar Power project starts next April, http://helioscsp.com/china-dahua-shangyi-50mw-tower-concentrated-solar-power-project-starts-next-april/ (accessed September 2020).

Morocco World News (2019), EDF Renouvelables Wins Bid for Morocco's Noor Midelt I Solar Plant, https://www.moroccoworldnews.com/2019/05/273869/edf-bid-noor-midelt-solar/.

NOMAC (First National Operation & Maintenance Company) (2020), Redstone CSP IPP, https://www.nomac.com/en/our-operations/nomac-globally/redstone-csp-ipp/ (accessed September 2020).

Nur Energie (2020), Nur Energie in Greece, http://www.nurenergie.com/index.php/english/projects/greece, (accessed September 2020).

Solar Paces (2018a), Concentrating solar power projects, https://solarpaces.nrel.gov/huanghe-qinghai-delingha-135-mw-dsg-tower-csp-project (accessed September 2020).

Solar Paces (2018b), Concentrating solar power projects, https://solarpaces.nrel.gov/yumen-100mw-molten-salt-tower-csp-project (accessed September 2020).

Solar Paces (2016), Concentrating solar power projects, https://solarpaces.nrel.gov/zhangjiakou-50mw-csg-fresnel-project (accessed September 2020).

国际能源署。保留所有权利。

交通运输用生物燃料

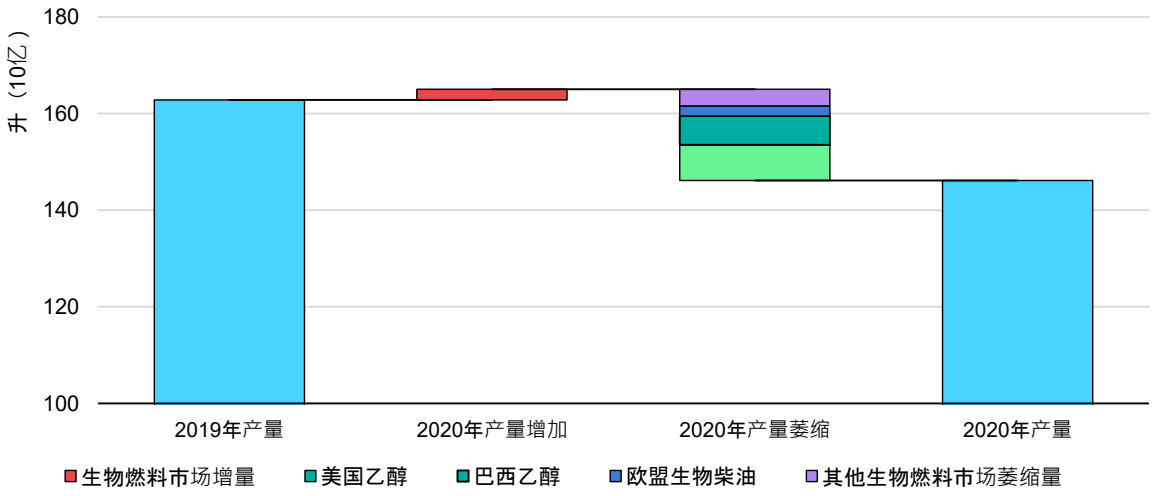
预测摘要

新冠疫情导致了二十年来生物燃料产量首次收缩

新冠疫情大流行严重影响了生物燃料产业。2020 年，全球交通运输用生物燃料产量预计将达到 1,440 亿升，相当于每天 248 万桶，比 2019 年创纪录的水平下降 11.6%，是二十年来的首次年产量下滑。

尽管此预测值已在 5 月更新数据基础上略微上调，但远低于我们在疫情大流行前预测的 2020 年 3%的增长。美国和巴西的乙醇以及欧洲的生物柴油的产量同比下降幅度最大。

图 6.1　2019 年全球生物燃料产量和 2020 年生物燃料细分情况



国际能源署。保留所有权利。

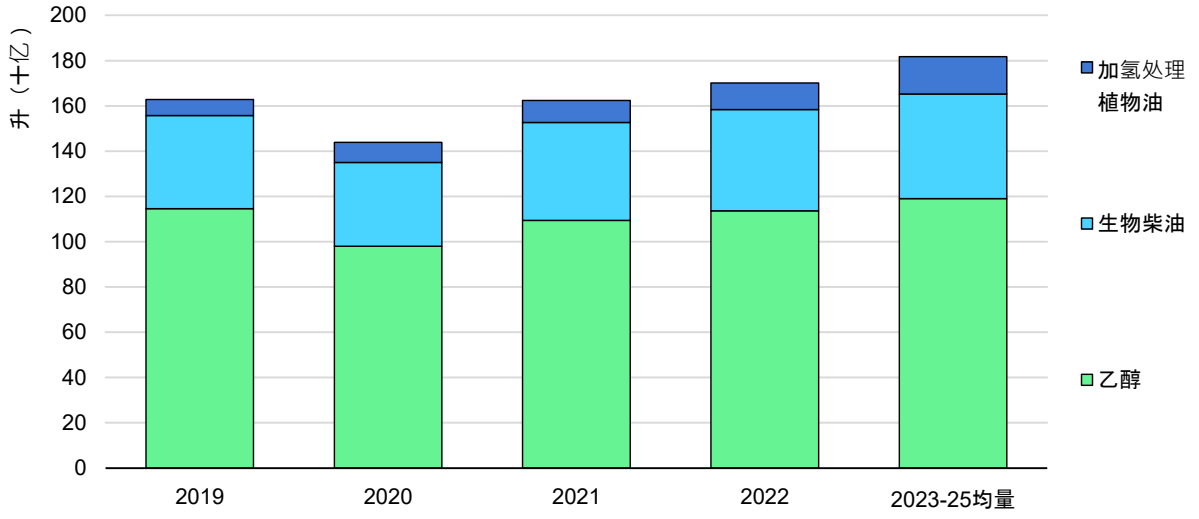
来源：IEA (2020a), Monthly Oil Data Service (MODS), August 2020; IEA (2020b), Oil Information (database); IHS Markit (2020), Biofuels market; MAPA (2020), Agroenergia; US EIA (2020), Petroleum and Other Liquids。

在强制性政策要求一定比例的生物燃料和交通运输用化石燃料混合使用的国家，由于新冠疫情导致了交通运输用燃料需求降低，生物燃料的消费也随之降低。从总体上看，2020 年全球汽油需求预计收缩 10%，柴油收缩 6%。柴油受到的影响较小，因为一大部分柴油消费是用于货物运输，而货物运输相对个人出行而言，受到疫情的影响较轻。

国际能源署。保留所有权利。

自疫情大流行开始以来，原油价格的下跌使生物燃料与交通运输用化石燃料相比，竞争力降低。目前 2020 年原油平均价格估计约为 40 美元/桶，低于 2019 年的 64 美元/桶。这导致了巴西纯乙醇的购买量下降（2020 年上半年为-17%），并延迟了东盟（ASEAN）地区生物燃料混合占比的提高，因为对补贴生物燃料以保证其相对汽油和化石柴油有竞争力的政府来说，提高混合占比需付出的成本更高。较低的原油价格也造成了生物燃料价格下滑，尽管幅度通常较小，但对一些工厂的生产营收构成了挑战。

图 6.2　2019 年全球生物燃料产量及对 2020-2025 年的预测



国际能源署。保留所有权利。

注：加氢处理植物油也称为可再生柴油。

来源：IEA (2020a), Monthly Oil Data Service (MODS), August 2020; IEA (2020b), Oil Information (database); IHS Markit (2020), Biofuels market; MAPA (2020), Agroenergia; US EIA (2020), Petroleum and Other Liquids。

燃料需求的复苏和关键市场强有力的政策可能会刺激 2021 年的产量反弹

如果交通运输用化石燃料需求反弹至接近疫情大流行前的水平，并且关键市场的政策支持继续扩大，那么到 2021 年交通运输用生物燃料产量将达到 1,620 亿升，恢复到 2019 年的水平。但是，这取决于疫情得到控制以及避免更大范围的交通运输限制。

2022 年的产量预计将进一步扩张，同比增长 4%，达到 1,690 亿升。亚洲和南美国家燃料需求的增长和生物燃料政策的加强，将使这些市场占据增量的大部分。这些地区的国家加强生物燃料政策支持的另一个目的是：增加对国家重要农产品的需求。

国际能源署。保留所有权利。

2023-25 年间，全球平均产量预计将达到 1,820 亿升，其中最大增量来自中国和巴西的乙醇，以及美国和东盟地区的生物柴油和加氢处理植物油（HVO）。生物燃料有望在 2025 年满足道路交通运输能源需求的 5.4%左右，相比 2019 年的略低于 4.8%有所上升。

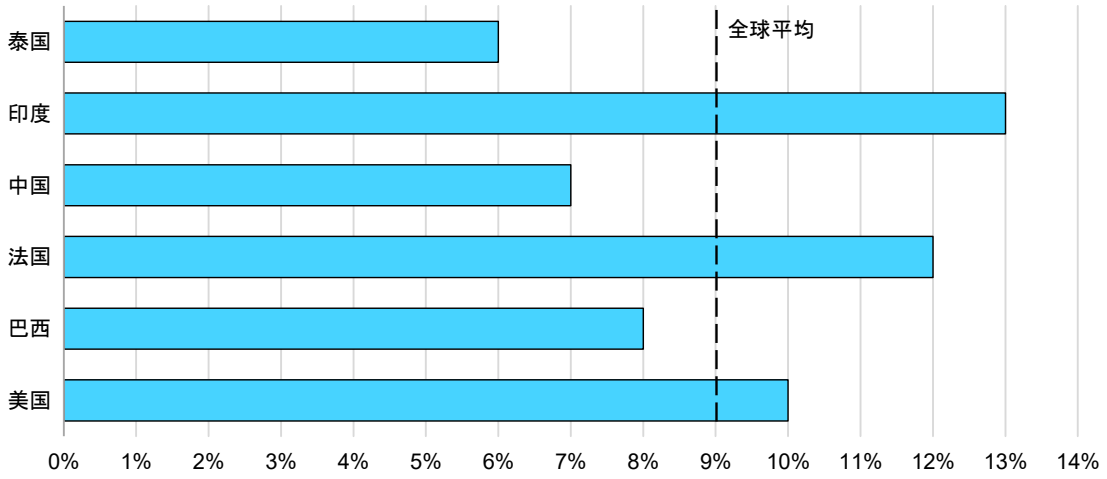
乙醇市场

2020 年全球乙醇产量将下降近 15%，主要是因为巴西和美国的产量下降

2019 年全球燃料乙醇产量达到 1,150 亿升。但是，新冠疫情严重影响了全球产量。因此，2020 年产量预计将收缩 14.5%，降至 980 亿升，倒退到 2015 年的产量水平。在关键市场巴西和美国，产量同比下降约 80%。

2020 年乙醇产量下降的主要原因是几个关键乙醇市场上汽油需求急剧下降，一些乙醇生产国的汽油跌幅超过了全球平均水平。如果汽油需求在 2021 年反弹，那么乙醇产量可能会增加到 1,090 亿升，然后在 2022 年恢复到接近 2019 年的水平。2023-25 年的平均产量预计将达到 1,190 亿升，其中巴西、中国和印度是此期间的关键增长市场。

图 6.3　2020 年关键乙醇市场的汽油需求同比收缩百分比（按体积算）



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020a), Monthly Oil Data Service (MODS), August 2020; IEA (2020b), Oil Information (database)。

在**美国**，2019 年乙醇产量达到 595 亿升。原本预计 2020 年也将达到类似水平，但疫情大流行严重影响了美国的乙醇产业。尽管玉米作物再次获得丰收，但由于汽油需求同比下降 10%，2020 年乙醇产量预计将下降 12%至 520 亿升（自 2014 年以来的最低产量）。

国际能源署。保留所有权利。

在 2 月至 4 月之间，乙醇产量下降了约 40%，因为汽油需求突然下降、经营亏损和储存能力受限导致了许多工厂闲置或减产。但是，此后乙醇产量有所提高，到 9 月仅比 2019 年水平低 9%。

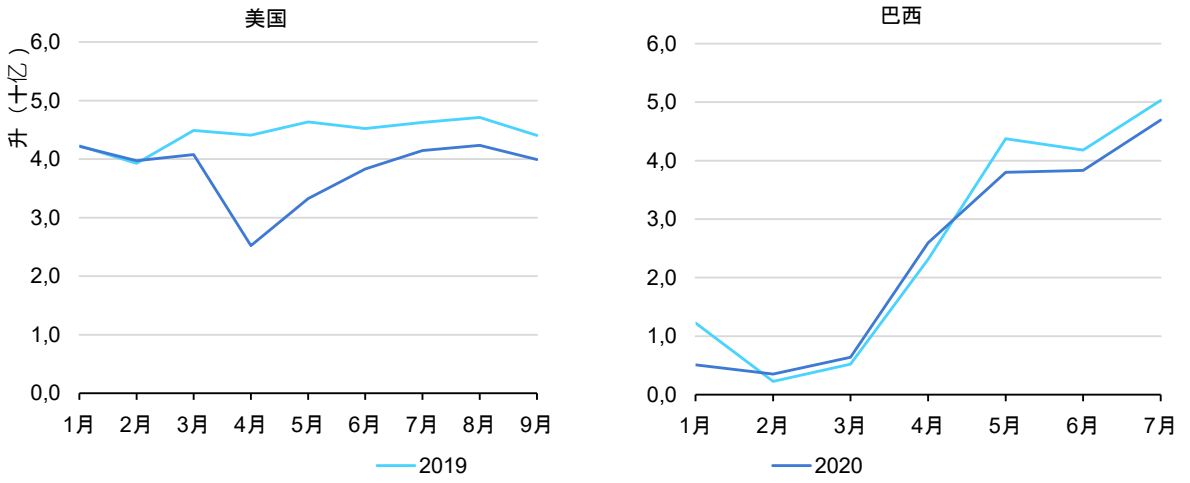
疫情大流行对生物燃料产业的财务影响已通过《可再生燃料补偿方案》得到缓解，该方案向合格的生产商于 2020 年 1 月 1 日至 5 月 1 日期间的产量予以 0.12 美元/升的补偿。

2020 年，乙醇的消费量一直稳定在不断变化的汽油需求量的 10%左右。随着汽油消费量回升，2021-22 年美国乙醇产量预计将增至 55-580 亿升。2023-25 年间，随着乘用车能效提高，汽油需求将减少，混合所需的乙醇量也相应减少，预计乙醇产量将稳定在 550 亿升左右。

更高的产量将需要更高的乙醇汽油（如 E15 或 E85）消费量。[2] 但是，尽管获得了《更高混合占比基础设施激励方案》的支持，但乙醇仍只占市场的一小部分，并且在预测期结束之前，扩大其供应量不太可能对全国范围内的乙醇需求产生明显影响。

实现更高产量的另一个关键手段是增加乙醇出口。然而，鉴于汽油需求下降，要想在 2025 年实现 2019 年的产量，所需出口量将是 2018 年创纪录出口量的两倍，这将是一个挑战。

图 6.4　美国和巴西 2019 年和 2020 年的乙醇产量



国际能源署。保留所有权利。

来源：MAPA (2020), Agroenergia; US EIA (2020), Petroleum and Other Liquids。

2019 年**巴西**生产了 360 亿升乙醇，今年产量预计将下降 16.5%至 300 亿升。巴西在 2020 年面临双重压力：汽油需求下降 8%，导致乙醇汽油的消费量相应下降（法律规定汽油中添

[2] E15 和 E85 指的是乙醇体积浓度为 15%至 85%的混合汽油。在本节后面提到的 E10 和 E20 指的是含 10%和 20%乙醇的汽油。

国际能源署。保留所有权利。

加的乙醇比例为 27%）；低原油价格降低了汽油价格，进而影响了加油站纯乙醇相比汽油的竞争力。

2020 年巴西乙醇产量下降还有另一个原因，那就是工厂预计将在 2020-21 年度甘蔗收获季节以牺牲乙醇为代价来最大限度地提高糖产量。在目前的市场条件下，糖的利润率较高意味着，将可回收糖分用于制糖而不是乙醇的份额预计将增加 10 个百分点，这将扭转过去两年的趋势。

随着用玉米原料生产乙醇的快速扩张，乙醇产量预计将在 2021 年（330 亿升）和 2022 年（340 亿升）实现部分恢复。由于正在开发的工厂数量众多，玉米供应充足，到 2021 年，基于玉米的乙醇产量预计将增至 25 亿升，比 2019 年的水平高 85%。尽管玉米制乙醇的产量相比甘蔗制乙醇的产量较低，但在整个预测期内，基于玉米的产量预计将继续增长。

2023-25 年间，由于汽油需求预期每年增长 1%，乙醇的年均产量预计为 370 亿升，每年同比有所增长。除此之外，RenovaBio 政策通过制定减排目标来改善生物燃料生产的经济价值，政府授予生物燃料生产商减排证书（简称 CBIO），而燃料分销商可以通过从生产商那里购买证书以达到规定目标。

RenovaBio 于今年开始推广，到 6 月，已有 200 多家生产商通过认证，获得了减排证书。9 月，每张证书的交易价格为 3.8 美元至 4.6 美元，相当于减少了 1 吨二氧化碳当量的排放。由于在新冠疫情期间交通运输用燃料需求降低，2020 年的 RenovaBio 目标相比初始目标下调了 50%，至 1,450 万张减排证书。

亚洲关键市场的中期乙醇产量增长强劲

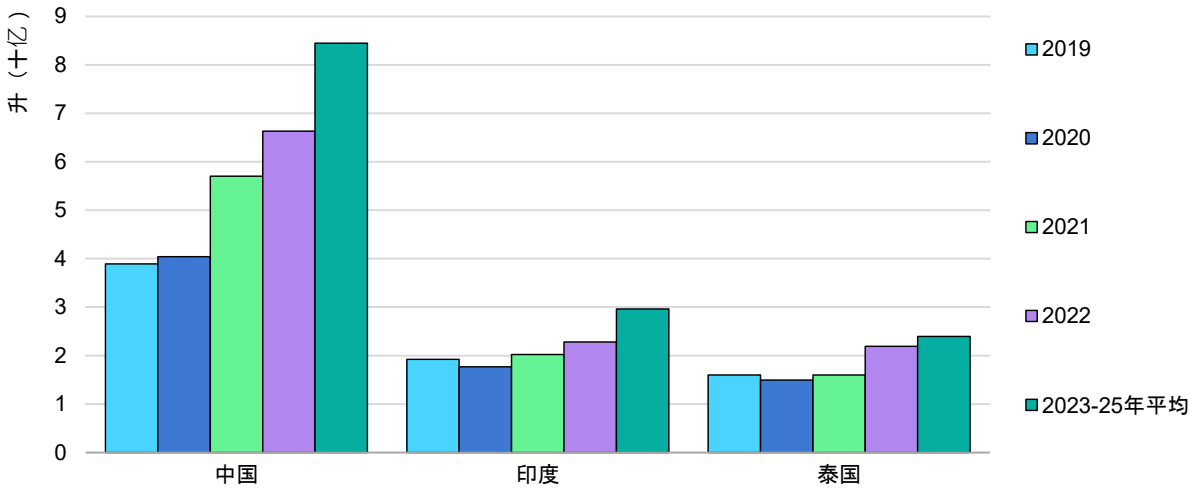
2019 年**中国**的乙醇产量达到 39 亿升，2020 年产量将为 40 亿升左右，与上一年基本持平。尽管汽油需求萎缩了 7%，但由于乙醇含量为 10%的汽油（E10）向更多省份供应，预计乙醇产量将有所增长。自 2017 年以来，产能已翻倍，并且有数家大型新工厂正在开发中。

中国之前庞大的谷物储备枯竭，导致政府推迟了计划于 2020 年在全国推广 E10 乙醇汽油的计划。尽管如此，将 E10 供应扩大到更多地区的努力仍在继续，已经在八个省提供全面供应，另外六个省正在扩大供应范围。

中国的年度能源计划指出，将调整政策，通过稳步扩大产能和促进乙醇-汽油混合来改善乙醇的部署前景。因此，2023-25 年间，年均产量预计将达到 85 亿升，是 2019 年产量的两倍多。

国际能源署。保留所有权利。

图 6.5　亚洲关键市场的乙醇产量概览



国际能源署。保留所有权利。

2019 年**印度**的燃料乙醇产量达到 19 亿升，但到 2020 年预计将下降 8%至 18 亿升。乙醇的生产前景受到汽油需求下降了 13%的影响，而油价下跌则意味着乙醇的价格相比纯汽油，没有之前那么实惠。另外，工厂中乙醇储存容量的限制也影响了产量。

然而，随着汽油需求回升以及糖蜜原料供应量增加，2021 年的产量可能反弹至创纪录的 20 亿升。2023-25 年间，年均产量预计为 30 亿升，反映了预期为提高产能而进行的投资成果。

尽管印度的乙醇产量预计将增加，但国内产量预计仍将低于该国 2022 年生物燃料政策目标。虽然目标是在全国范围内供应添加了 10%乙醇的汽油，但 2025 年的产量预测大约相当于汽油需求的 7%。

在**泰国**，2020 年乙醇产量预计将减少 7%，至 15 亿升。产量受到了汽油需求减少 6%和糖蜜原料供应减少的影响。2023-25 年间，年均产量预计将达到 24 亿升，增长是由产能扩大和乘用车主要转而使用 E20 混合汽油带动的。该计划原定在 2020 年执行，但由于新冠疫情大流行而被推迟。

生物柴油和加氢处理植物油（HVO）市场

关键市场更高的混合占比强制性指标提高了 2020 年全球生物柴油和 HVO 产量

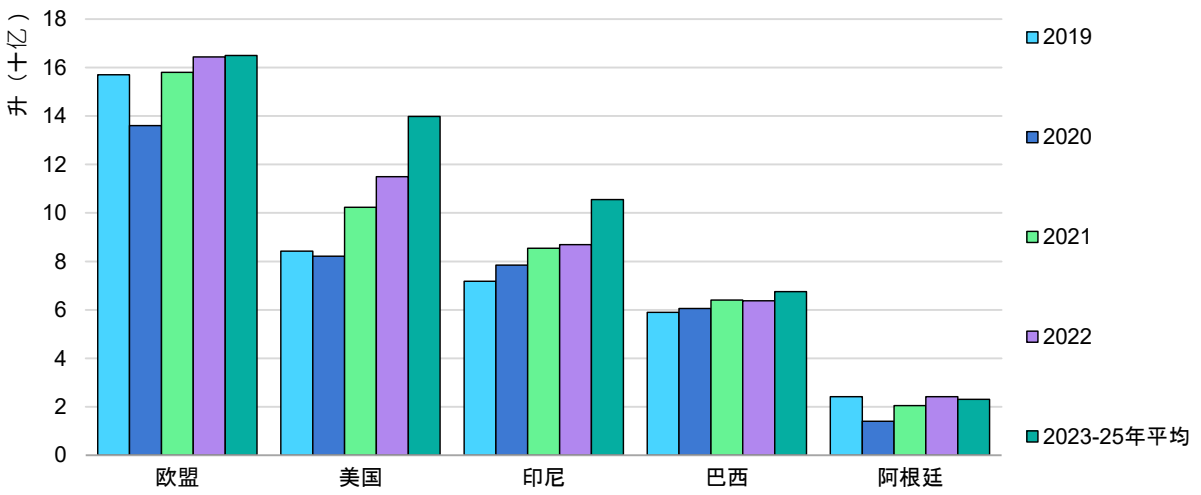
2019 年全球生物柴油和 HVO 产量达到 480 亿升。相比乙醇，生物柴油和 HVO 全球产量受到新冠疫情的影响程度较低，原因是柴油需求的减少幅度没有汽油那么明显，而且尽管有疫情大

国际能源署。保留所有权利。

流行，关键市场在 2020 年仍提出了更高混合占比的强制性指标。2020 年的产量预计将收缩约 5%，至 460 亿升，其中大部分减量发生在欧洲市场。

欧洲的产量预计将在 2021 年反弹，再加上东盟国家和美国的持续增长，全球产量有望在 2021 年达到 530 亿升，到 2022 年达到 560 亿升。2023-25 年间，年均产量预计为 630 亿升，比 2019 年的水平高 30%。其中，新加坡和美国不断增长的 HVO 产量占了这一增量的一半以上。

图 6.6　全球关键市场生物柴油和 HVO 产量概览



国际能源署。保留所有权利。

2019 年，**欧盟**的生物柴油和 HVO 产量达到了创纪录的 157 亿升。[3]2020 年产量预计将下降 13.5%至 136 亿升。产量减少的主要原因是新冠疫情大流行使欧盟 2020 年的柴油需求减少了 10.5%。此外，储存容量已经饱和，生物柴油价格下降速度比原料成本下降速度更快，这些因素给生物柴油生产的经济价值带来了挑战。三分之二的产量来自法国、德国、西班牙和荷兰，而且，在欧盟的总产量中，HVO 占四分之一。

假如欧盟成员国（例如法国、意大利、波兰和西班牙）没有为配合《可再生能源指令》（RED）而出台生物燃料占比强制性混合指标，则产量下降的幅度可能更大；《可再生能源指令》的 2020 年目标是可再生能源在交通运输燃料中占比 10%。德国的气候保护配额制还提高了 2020 年的碳强度目标，明显促进了生物柴油和 HVO 需求。在这些有利政策变化的基础上，2021 年柴油需求反弹可能推动产量增加至 158 亿升。

2023-25 年间，预计欧盟整体年均产量为 165 亿升。由于 HVO 优异的技术特性和 2021-30 年的《可再生能源指令》新规定，HVO 的使用将会大幅扩张。但是，2019 年在欧盟注册的所有

[3] 欧盟 27 国的产量，不包括英国在内，以跟预测数值保持一致。

国际能源署。保留所有权利。

乘用车中，只有30.5%是由柴油驱动的（ACEA, 2020）。因此，柴油车注册量减少，以及客运和公路货运车辆能效提高，意味着在预测期内柴油消耗量将下降 10%，从而将减少强制性政策产生的生物柴油和 HVO 需求。

美国的投资以及东盟和巴西更强劲的政策支持将刺激中期 HVO 产量增长

在**美国**，2019 年生物柴油和 HVO 的产量达到创纪录的 84 亿升。2020 年，产量预计将稳定在 82 亿升左右。联邦《可再生燃料标准》（RFS2）、加州《低碳燃料标准》（LCFS），以及重新出台的混合汽油供应商税收抵免等政策，促使需求量上升，部分抵消了由新冠疫情大流行引起的下降，综合结果是柴油需求降低了 3%。美国对来自印尼和阿根廷的进口生物柴油征收反倾销税，使其失去经济价值，支持了美国国内生产。

在 2023-25 年间，生物柴油的年均产量预计为 140 亿升。增长的主要驱动力是：对产能的大量投资（包括对几家化石燃料加工厂的改装）推动 HVO 产量增加了 3 倍。加利福尼亚州、俄勒冈州和加拿大不列颠哥伦比亚省的《低碳燃料标准》年度碳强度要求越来越严格，将刺激对利用废物和残余原料加工出来的低碳 HVO 的需求，但要扩大生产规模，可能需要一项新政策来继续刺激由即将于 2022 年到期的《可再生燃料标准》带来的需求。

在**印尼**，2019 年的生物柴油产量达 72 亿升，创下了新纪录。2020 年的产量预计将略微增加至 79 亿升。全国强制性指标要求 2020 年初混合柴油中生物柴油含量从 20%增加到 30%，这扭转了新冠疫情导致的柴油需求量下降 12.5%的局面。但是，疫情大流行导致了一些新生产设施推迟投产。

随着印尼对石油进口依赖不断增加，预计在预测期内将为生物柴油提供持续的政策支持。因此，支持国产生物燃料用于交通运输的措施中，改善供应安全是一项重要目标。在预测期内，预计随着车辆测试的进行，强制性混合指标中的生物柴油占比将增加到 40%。

因此，在 2023-25 年间，年均产量预计将达到 105 亿升，因为 2021-25 年间柴油需求增长 10%，将推动交通运输混合柴油的消费，从而也将推高生物柴油的消费量。为增产做出贡献的还有新工厂上线，以及之前产能利用不足的工厂加大产量。

印尼已经开始生产少量 HVO，并计划在多个油气加工厂生产 HVO。HVO 与生物柴油的混合通常不受混合标准的限制，被认为是使车辆符合生物柴油占比 40%的强制性指标的一种方法。

国际能源署。保留所有权利。

2019 年，**巴西**生产了 59 亿升生物柴油，创下了新纪录。大豆收成良好，加上今年强制规定的生物柴油占比提高至 12%而导致需求强劲，预计 2020 年产量将略增至 60 亿升。[4]

到 2025 年，产量可能会扩大到 70 亿升，从而缓解目前生物柴油工厂的产能过剩。更高产量的最主要驱动力是到 2023 年强制性混合占比将分阶段提高到 15%，以及 RenovaBio 政策的出台，这可能会刺激用低碳废油和动物脂肪原料生产的生物柴油扩大产量。

2019 年，**阿根廷**的生物柴油产量达到 24 亿升，但该行业受到新冠疫情的沉重打击，预计 2020 年产量将下降 40%，降至 14 亿升。在 10%生物柴油占比的强制性混合指标下，柴油需求下降约 9%导致了本地混合柴油消费量减少，而且由于贸易关税，对美国的出口也仍处于关闭状态。尽管 2023-25 年的年均产量预计将恢复至 23 亿升，但这将取决于 2021 年生物燃料政策的修订结果。

[4]然而，9 月和 10 月生物柴油的强制性混合占比从 12%暂时降低至 10%。

国际能源署。保留所有权利。

参考文献

ACEA (European Automobile Manufacturers Association) (2020), *Statistics*, https://www.acea.be/statistics (accessed September 2020).

Equasis (2018), The World Merchant Fleet in 2018, European Maritime Safety Agency, Lisbon.

European Parliament (2020), Shipping industry must contribute to climate neutrality, www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20200703IPR82633/shipping-industry-must-contribute-to-climate-neutrality-say-meps.

Felby (2018), Potential and challenges for drop-in fuels in the shipping industry, presentation at the Fuels of the Future 2018 conference, Berlin, 22-23 January 2018.

Financial Times (2020), Shipping lines face formidable foe in pandemic, www.ft.com/content/e9e69b0b-ae95-4f57-9a41-ea4f9756edd5.

IATA (International Air Transport Association) (2020), Jet Fuel Price Monitor, https://www.iata.org/en/publications/economics/fuel-monitor.

IEA (International Energy Agency) (2020a), Monthly Oil Data Service (MODS), August 2020, www.iea.org/statistics.

IEA (2020b), Oil Information (database), www.iea.org/statistics.

IEA (2020c), Outlook for biogas and biomethane:Prospects for organic growth, IEA, Paris.

IEA (2020d), Energy Technology Perspectives 2020, IEA, Paris

IEA Bioenergy TCP (Technology Collaboration Programme) (2020), Advanced biofuels:Potential for cost reduction, IEA Bioenergy TCP.

IHS Markit (2020), Biofuels market (subscription service), IHS Markit, London.

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2020), Navigating the way to a sustainable future:Solutions to decarbonise shipping - Preliminary findings, IRENA, Abu Dhabi.

ITF (International Transport Forum) (2020), Global container shipping and the coronavirus crisis, ITF/OECD, Paris.

MAPA (Brazil Ministry of Agriculture, Livestock and Supply) (2020), Agroenergia, www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia.

US EIA (United States Energy Information Administration) (2020), Petroleum and Other Liquids, www.eia.gov/petroleum/data.cfm.

国际能源署。保留所有权利。

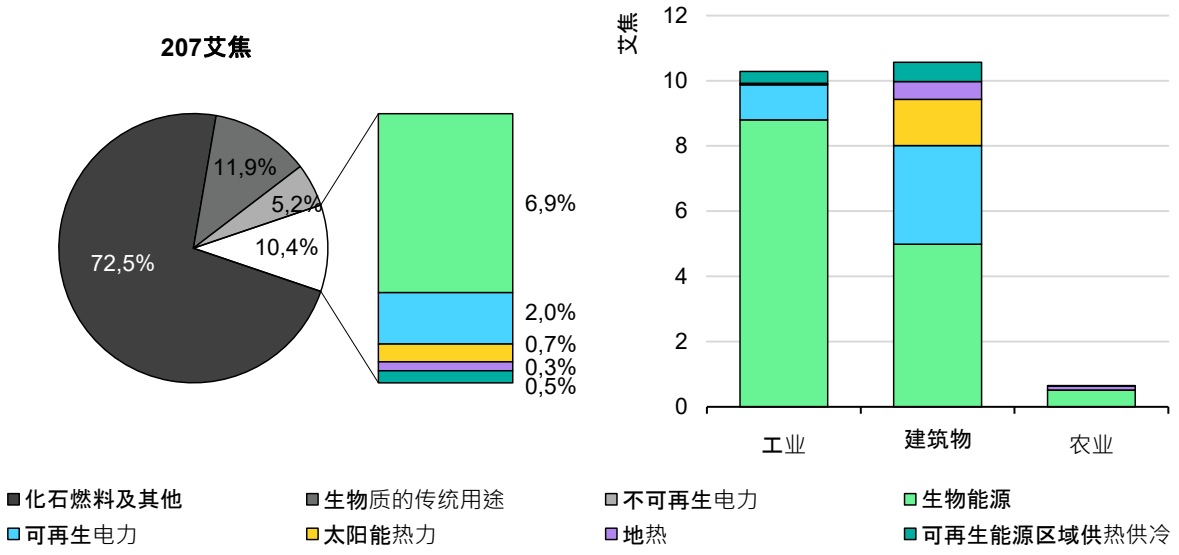
可再生热力

现代可再生能源仅占当今全球供热能源的 11%

热力是最大的能源最终用途，占全球终端能源消费的一半，大大超过电力（20%）和交通运输（30%）。2019 年现代可再生能源[5]仅满足全球供热需求的 11%（21.5 艾焦），化石燃料继续主导供热，其二氧化碳排放量占 2019 年全球总排放量的 40%（13.3 吉吨）。

2020 年消耗的热力总量中约有 50%用于工业工艺流程，另外 47%用于建筑物空间采暖和热水供应，以及烹饪（很小一部分）；其余用于农业，主要是温室供热。中国的热力消费占全球的四分之一以上，其中的三分之二用于工业，而美国、欧盟、印度和俄罗斯的热力消费合计占全球的 35%。

图 7.1　2019 年全球按燃料和技术分类的可再生热力消费



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

5本报告中，“现代可再生能源”不包括生物质的传统用途。“现代可再生热力”涵盖了直接和间接（即通过区域供热）的最终供热能源消费，包括生物能源、太阳能热力和地热能，以及可再生电力，后者是根据用于生产热力的电量和可再生电力在发电量中的占比做的估算。为简单起见，本报告的余下部分将“现代可再生能源”称为“可再生能源”。

国际能源署。保留所有权利。

在**工业**领域，生物能源占可再生热力消费的绝大部分（2019 年将近 90%，包括通过区域供热网络的间接消费）。它主要用于产生生物质废物和残渣的行业：食品和烟草，糖和乙醇（巴西和印度），尤其是纸浆和造纸（主要在北美、欧洲和巴西）。随着中国和欧盟越来越多地使用城市废物，水泥工业消费的生物能源也在增加。工业领域其余的大部分可再生热力中，大部分由可再生电力提供，用于钢铁回收和铝生产，以及大型热泵低温工艺流程，如烘干。但是，可再生电力仅占当前工业热力消费总量的 1%。

在**建筑物**领域，生物能源也是最大的可再生热力消费能源来源，主要用于柴炉、颗粒炉、锅炉，以及区域供热网络，其中城市废物和生物质构成了可再生热力的主要来源。建筑物中电热器、锅炉和热泵的用电量使用了全球发电量的 11%，可再生电力因而是建筑物领域仅次于生物能源的第二大可再生能源商品。

过去十年中，热泵的迅速普及使环境热能成为越来越重要的可再生热源，不过由于某些市场无法提供数据，所以环境热能在全球的重要性很难估算。在欧盟，到2019年底，运行中的1,350万个热泵每年将约 0.5 艾焦的环境热能传递用于建筑物（EHPA, 2020; Eurostat, 2019）。最后，可再生热力还包括太阳能热力和地热能，前者主要用于家庭热水供应，后者近 60%是由地源热泵利用的（Lund and Toth, 2020）。

新冠疫情对全球热力需求的影响

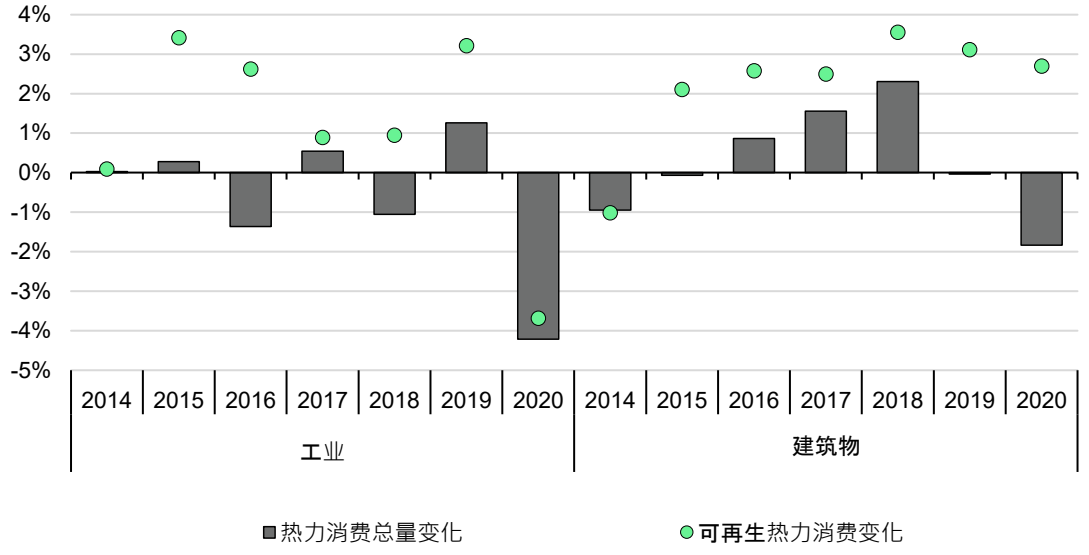
新冠疫情导致了 2020 年全球热力需求减少，尤其是在工业领域

2020 年全球热力消费总量预计将比 2019 年下降 3.1%，这是国际能源署自开始收集和处理统一的热力统计数据以来的最大降幅。疫情大流行导致经济活动减少，预计这对工业热力消费（-4.2%）的影响大于对建筑物热力消费（-1.8%）的影响。对于后者，许多国家的封锁措施和远程办公实践导致商用建筑物的热力消费减少，而住宅热力消费的小幅增长（主要是用于烹饪）部分抵消了上述降幅。在工业领域，各类制造业供应链中断，随后的经济复苏充满挑战，而大局高度不确定，市场现金紧缺，这导致了钢材、铝材、水泥和化工等热力密集型行业对材料的需求下降。

中国工业生产快速恢复，是今年唯一的供热需求有望增加的主要经济体。中国以外，2020 年工业热力消费将比 2019 年平均降低 7%。在印度，钢产量收缩幅度达两位数，严重影响了热力需求；而工业热力消费的年度最大降幅（-1 艾焦）预计来自美国，因为其化学品、水泥、钢铁、纸浆和造纸的产量显著下降（World Steel, 2020）。

国际能源署。保留所有权利。

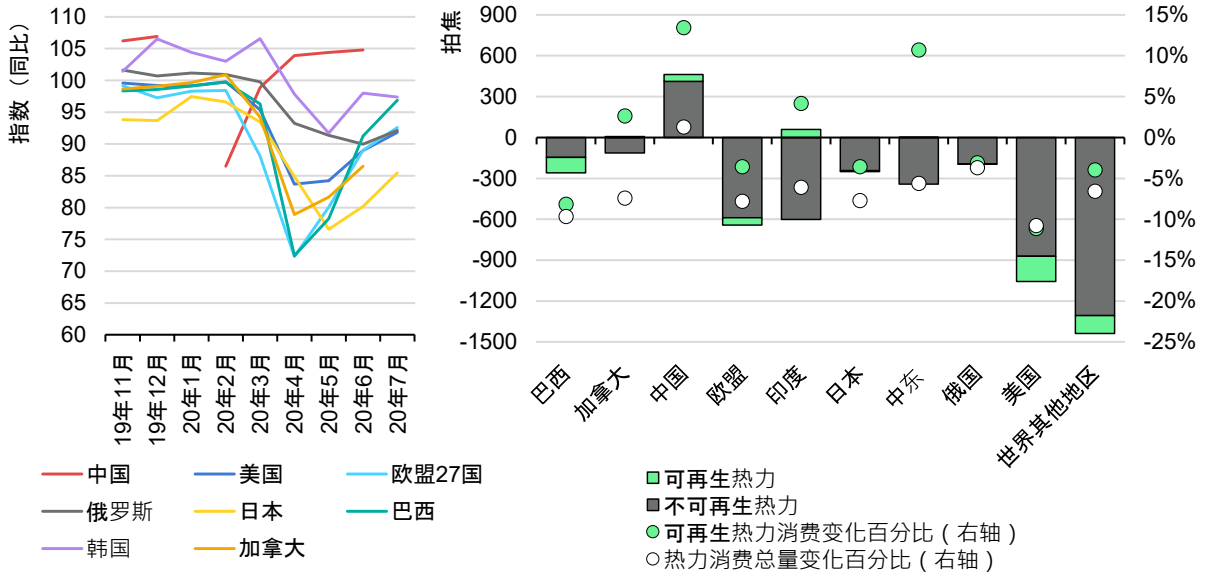
图 7.2　2014-20 年全球工业和建筑物热力消费和可再生热力消费同比变化



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

图 7.3　2020 年部分地区的工业生产指数（左）和工业热力消费同比变化（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：左图中的工业生产指数表示工业部门产出与上年同月（上年同月=100）相比的变化量（按生产单位计）。基于 OECD (2020), Industrial production 计算。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database);IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

国际能源署。保留所有权利。

2020-22 年可再生热力需求

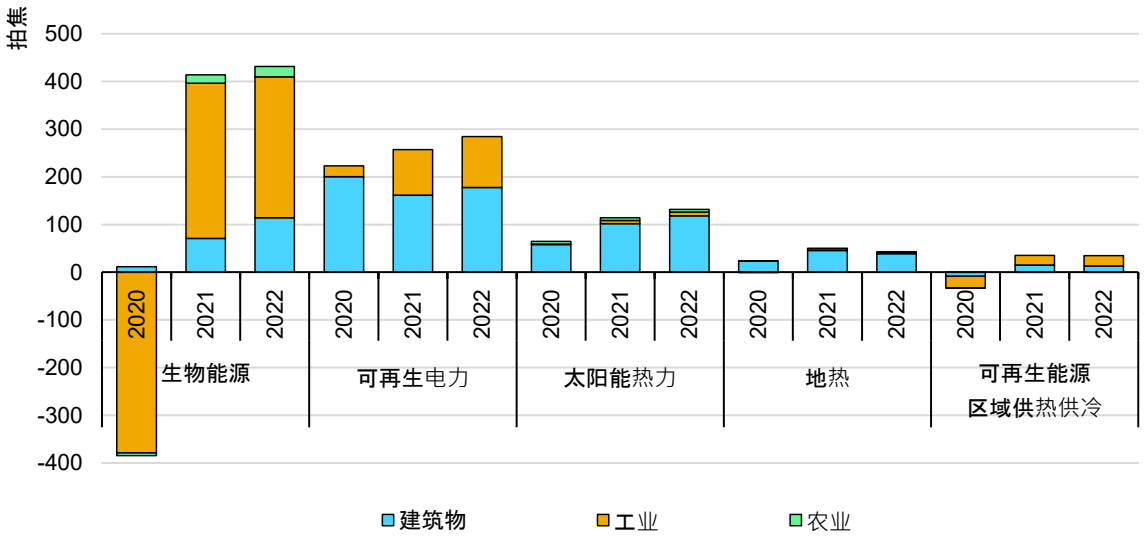
2020-22 年间，可再生热源在热力消费中的比重将微幅增长

在**工业**领域，2020 年全球可再生热源在热力消费中的占比预期将几乎保持不变，为 10%，因为热力需求受到的严重冲击影响到了生物能源密集型行业（例如纸浆和造纸）。预计今年工业领域其他可再生热源的消费量将略有增加，但不足以改变总体趋势，因为它们的绝对占比很小，无法弥补生物能源消费的大幅下降。

工业热力需求预计在 2021-22 年间恢复，甚至超过 2019 年的水平；尽管印度生物能源密集型行业在扩张，中国生物能源消费量在增加，中国、欧盟和美国等国家和地区可再生电力和热泵的使用也在增加，但工业热力需求的恢复或上涨仍将造成全球不可再生热力消费量升高。

在**建筑物**领域，热力需求有所下降，生物能源的消费量保持不变，但太阳能热力、地热，以及（尤其重要的）热泵和可再生电力使用的增加，推动可再生热力消费略有上升，从而使可再生热力（不包括环境热能）在 2020 年全球热力需求总量中的占比达到 11.5%（相比 2019 年增长了 0.5 个百分点）。此外，2021-22 年间，预计这一比例将缓慢上升至 12.3%，其原因主要是利用可再生电力供热的持续扩张，其次是太阳能热力和生物能源的消费增加，最后是通过地源热泵和区域供热的地热能的利用更广。

图 7.4　2020-22 年全球按热源分类的可再生热力消费年度变化



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

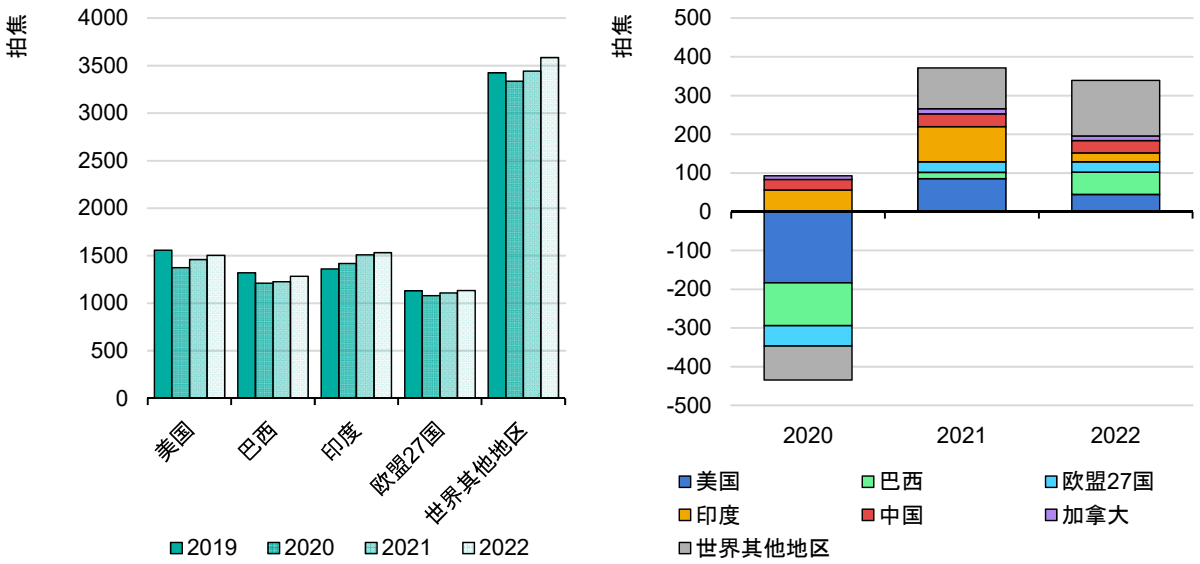
国际能源署。保留所有权利。

新冠疫情对工业领域生物能源以外的短期可再生热力消费直接影响有限

热力需求冲击表现为 2020 年全球**工业生物能源**消费暂时性下降 4%，因为商业、工业和建筑活动减少意味着对生物能源密集型行业（例如打印纸、水泥和木材）的各种产品的需求减少。预计今年美国的工业生物能源消费量降幅最大，其次是巴西和欧盟。

全球范围内，假设工业活动在 2021-22 年期间反弹，那么由于印度、中国以及（在较小程度上）加拿大生物能源消费的持续增长，生物能源消费预计最早将于 2022 年超过 2019 年的水平。水泥行业中较高的城市废物使用量预计将在中国发挥关键作用，而糖和乙醇生产扩大将是印度的主要推动力。

图 7.5　2019-22 年工业生物能源消费量（左）和工业生物能源消费量同比变化（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

其他可再生热源和技术的趋势则有所不同，它们的最大应用是建筑物领域，或需求所受影响较小。

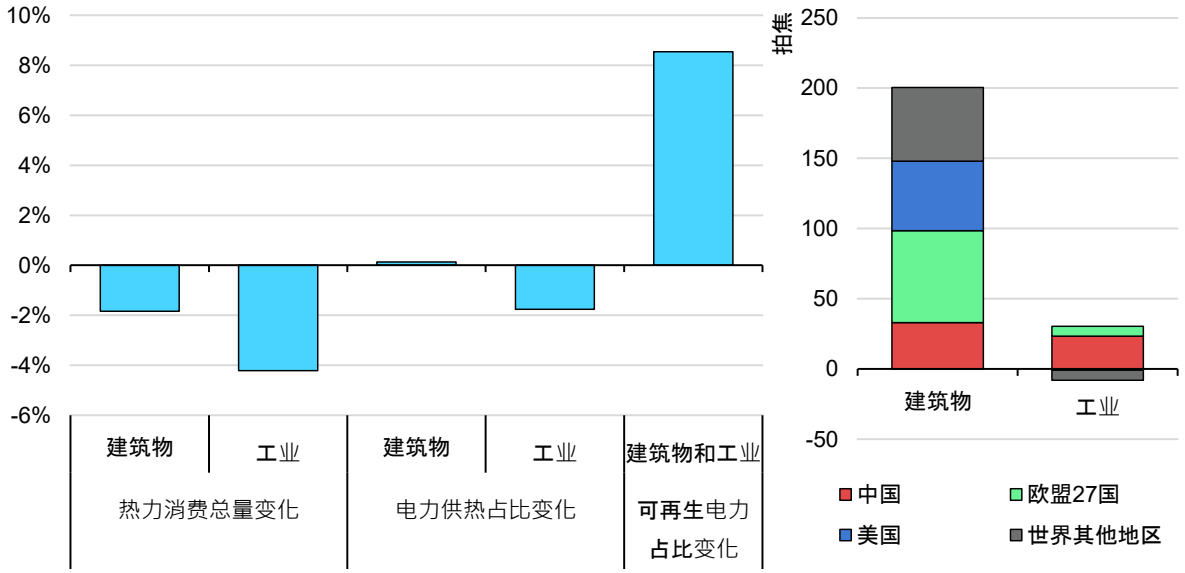
总发电量中可再生电力占比上升，在热力行业产生溢出效应

工业和建筑物领域，即使全球对电力供热的需求虽供热需求总量相应下降，但 2020 年由于总发电量中可再生电力占比增加，这两个领域与热力相关的**可再生电力**消费量仍在增加。这不仅是电力部门的可再生电力容量增加的结果，其他原因还包括可再生电力运营成本较低，并且在许多市场中可以优先入网，这样，当用电需求减少时，可再生电力在总发电量中的占比提高。

国际能源署。保留所有权利。

2020 年，用于供热的可再生电力年度增量中，美国、中国和欧盟合计贡献了四分之三，建筑物领域占年度增量的 85%以上。总体而言，供热用电继续占全球可再生能源发电量的 16%。

图 7.6　2020 年全球影响供热用可再生电力的因素变化（左）和年度热力消费增长（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

热力相关可再生电力消费预计将在 2021 年和 2022 年继续呈上升趋势。就这一趋势而言，虽然工业热力消费回升（2021-22 年全球增长 5%）以及供热更加依赖电力（尤其在中国的工业领域）都将对其产生显著影响，但预期全球范围最强有力的影响因素仍将是总发电量中可再生电力占比上升。

太阳能热力不断扩张，显现韧性

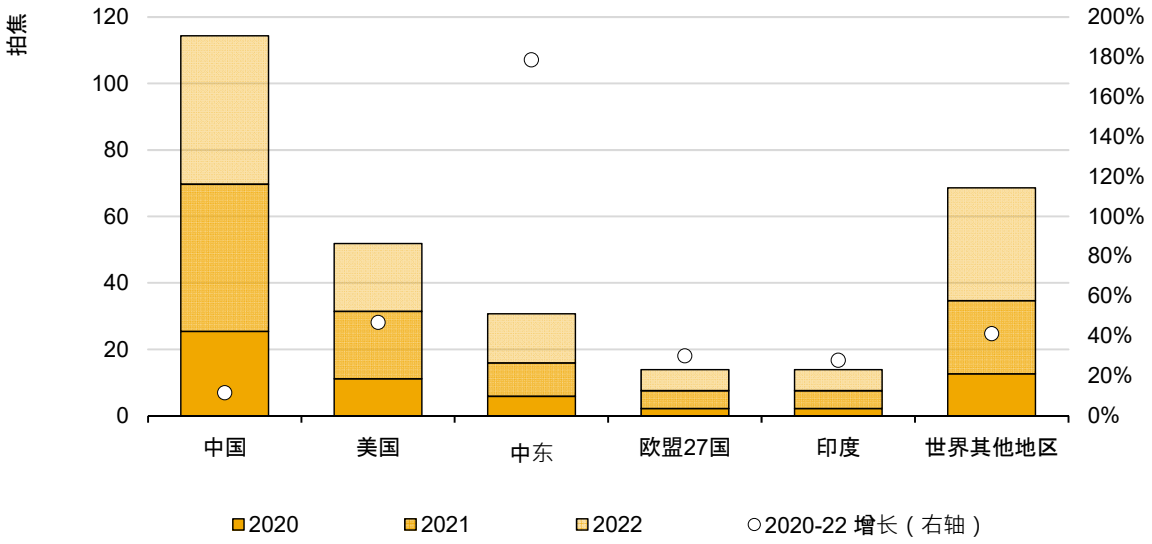
尽管 2020 年上半年的封锁对许多国家的太阳能供热安装造成了干扰，但该年全球太阳能热力消费量（其中 90%以上用于家用热水供应）预计将增长 4%以上，增速与上一年类似。中国尽管国内市场有所收缩，但将继续引领太阳能热力消费扩张，远随其后的是美国、欧盟和中东国家。欧洲关键市场上最近出现了积极的动向：例如，在德国，2020 年 1 月至 7 月出售的集热器数量比去年同期增长了 14%，这要归功于市场激励方案下对清洁供热项目的更完善财政支持（Solarthermalworld 2020）。

全球太阳能热力消费预计将在 2021-22 年间加速增长（每年上涨 8%），中国、美国、欧盟和中东等关键市场合计占增长的 70%以上。但是，在这些大市场中，对太阳能热力的政策关注有限，政策制定者对最终用途供热电气化却越来越感兴趣，这意味着小型太阳能热水系统不仅面临来自热泵的竞争，还面临来自屋顶光伏系统的竞争（IEA SHC, 2020）。

国际能源署。保留所有权利。

在发展中国家，技术简单、维护量小仍然是太阳能热力独立系统的重要优点。政策支持将仍然是未来太阳能热力市场的决定因素：例如法规（希腊、丹麦和南非）或经济激励措施（塞浦路斯），[6]以及与社会住房计划挂钩（纳米比亚、巴西）的支持。

图 7.7　2020-22 年部分地区太阳能热力消费增长



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

2020 年地热发展放缓

全球**地热**消费在过去七年中翻了一番之后，在 2020 年几乎没有增加。增长预计将在 2021 年和 2022 年恢复，尽管增速仍只是过去十年的一半。2021-22 年间，中国、美国和欧盟预计将共同贡献 80%以上的地热增长，主要用于建筑物领域。

可再生热力到 2025 年的前景

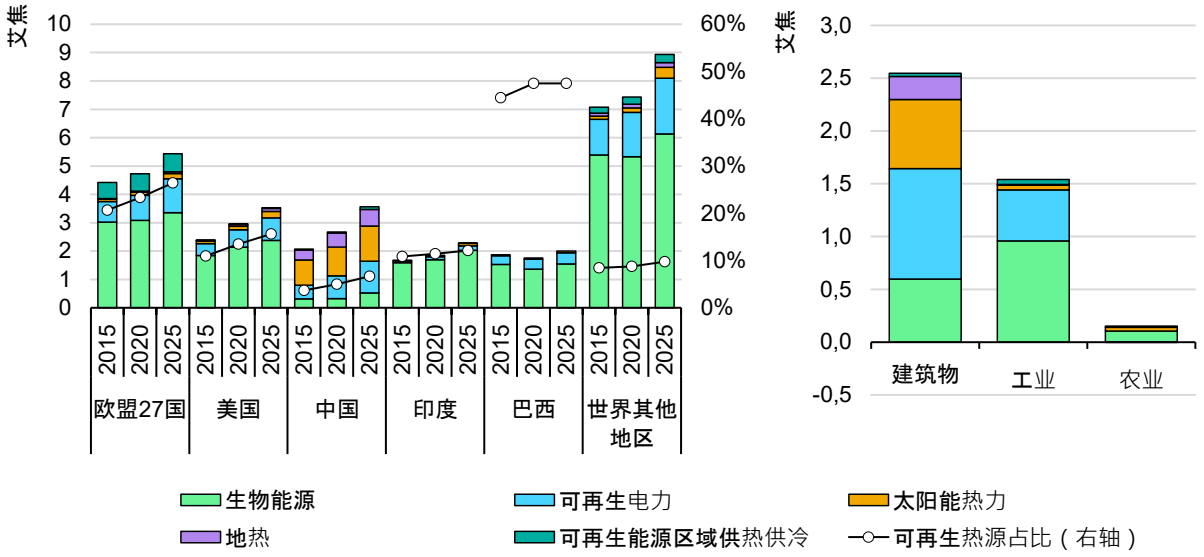
2025 年，全球可再生热力消费量预计将比 2019 年增加 20%，其中建筑物领域（+24%）的增长要比工业领域（+15%）的更强劲。尽管有增长，但到 2025 年，可再生能源供热预计仅占

[6]土耳其的注释：本文档中有关“塞浦路斯”的信息指的是该岛屿的南部。岛上并没有同时代表土族塞人和希族塞人的单一机构。土耳其承认北塞浦路斯土耳其共和国（TRNC）。在联合国范围内找到持久公正的解决方案之前，土耳其保留其对“塞浦路斯问题”的立场。
经合组织成员国中所有欧盟成员国和欧盟的注释：联合国除土耳其以外的所有会员国承认塞浦路斯共和国。本文档中的信息涉及塞浦路斯共和国政府有效控制的地区。

国际能源署。保留所有权利。

全球热力消费的 12%，因为在工业活动的推动下，热力消费有望同时恢复。在不可再生热力消费没有显著变化的情况下，2025 年热力相关二氧化碳排放总量预计将仅比 2019 年降低 2%。

图 7.8　2015-25 年按来源分类的可再生能源消费（左）和 2020-25 年全球按来源和领域分类的可再生能源消费量的增长（右）



国际能源署。保留所有权利。

*中国目前尽管尚未在统计数字中报告工业用生物能源的情况，但工业领域存在生物能源消费。

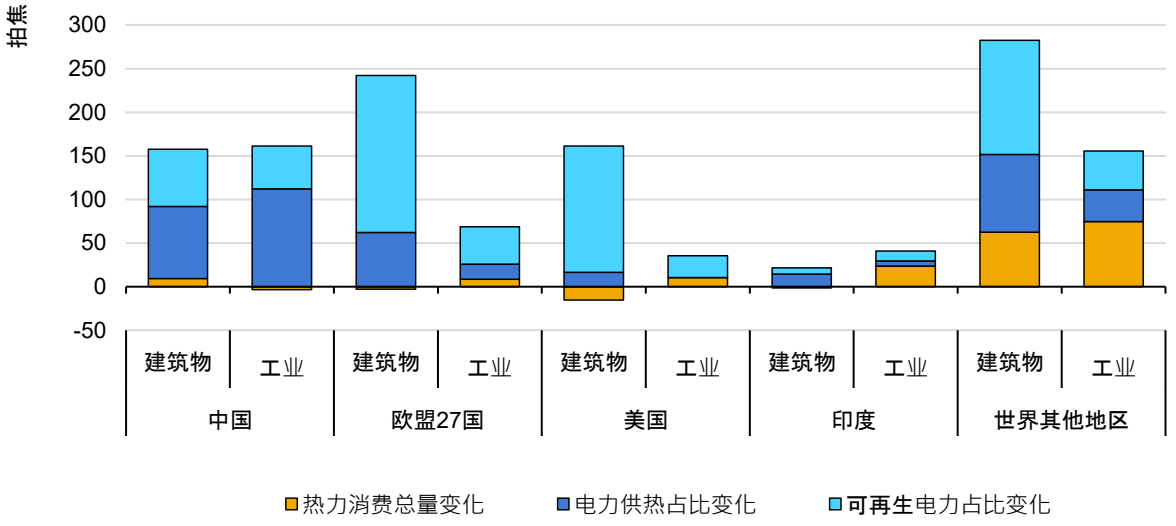
来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

在**工业**领域，生物能源对可再生热力消费量增长的贡献最大，预计 2025 年生物能源供热消费量相比 2019 年的水平将高出 10%（1.0 艾焦）。美国和巴西的生物能源供热消费量将逐步回升，而印度和中国将引领这一增长趋势，将贡献 2019 年到 2025 年期间工业生物能源消费增量的一半以上。

由于工艺流程供热电气化和发电量中可再生电力占比不断增加，预计未来五年全球可再生电力的工业消费将增长 40%（0.5 艾焦）以上，中国占这一增幅的三分之一，欧盟、印度和美国合计另占三分之一。最近的技术进步使得工业热泵适用于多种低温（<200°C）工艺流程，因此工业热泵的应用有望继续扩展（IEA HPT TCP, 2019）。

国际能源署。保留所有权利。

图 7.9　2021-25 年部分地区不同因素对可再生电力消费变化的贡献



国际能源署。保留所有权利。

来源：Based on IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

用于工业工艺流程的太阳热能预期到 2025 年将增加两倍，但仍然是一个利基市场，预计消费增量将接近 40 拍焦。上述增幅的一半预计将发生在印度和美国，以食品和纺织行业应用为主。

农业用太阳能热力应用（例如用于温室供热和水产养殖）预计也将有所发展，尤其是在墨西哥、中东、美国和中国，但预计到 2025 年仅有 30 拍焦。

在**建筑物**领域，进一步部署电动热泵和锅炉预计将使 2021-25 年间热力相关可再生电力消耗增加 1.3 艾焦（+26%）。这一增幅的三分之二将发生在欧盟、中国和美国，其中欧盟所占份额最大。2021-25 年间，全球空气能热泵提供的热力预计将以年均 5%的速度增长，而在欧盟则以年均 15%的速度扩张。

建筑物领域中，生物能源的直接使用在 2021-25 年间将增加 10%以上，占该领域可再生热力消费的四分之一。非洲和印度由于改良生物质炊事炉灶的部署，预计将贡献上述增幅的一半以上，而欧盟柴炉、颗粒炉及锅炉的新安装，将贡献上述增幅的四分之一。

2021-25 年间，建筑物领域的太阳能热力消费预计将增长 40%（+0.6 艾焦），绝对增量与生物能源相似。在展望期内，中国将引领扩张，其后是美国、欧盟（其一半增量来自法国、意大利和德国）和中东。中东地区受益于巨大的辐射潜力，2021-25 年间建筑物的太阳能热力消费预计将翻两番。

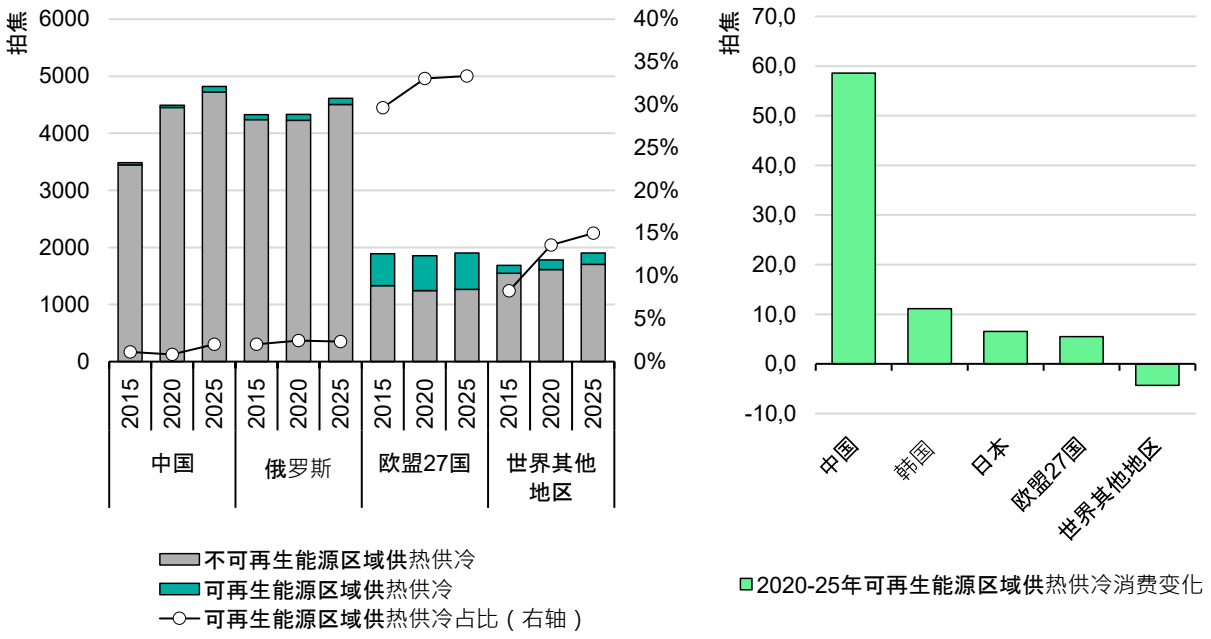
地源热泵方面，中国、美国和欧洲的新安装有望推动大部分地热发展，预计到 2025 年全球消费量将增加三分之一，达到 0.9 艾焦。尽管建筑物领域预计将占地源热泵消费量的 90%以上，

国际能源署。保留所有权利。

但地热仅占该领域供热总需求的不足 1%。深层地热也有望得到石油企业越来越多的关注，因为它使这些企业在发挥钻井专业技术优势的同时，有机会实现业务多样化。

最后，可再生能源区域供热供冷（DHC）预期发展有限，2025 年全球消费量预计仅比 2019 年高 8%。大部分的区域供热供冷扩张预计将发生在中国和俄罗斯，这两个国家合计占区域供热消费总量的70%，但不到可再生能源区域供热量的五分之一。然而，在这两个国家中，到2025年预计只有中国将对可再生能源区域供热的增长做出重大贡献，这要归功于城市废物和生物质的更大利用。韩国和日本预计将占 2020-25 年可再生能源区域供热供冷其余增量的大部分。

图 7.10　部分地区 2015-25 年区域供热消费（左）和 2020-25 年可再生能源区域供热消费量变化（右）



国际能源署。保留所有权利。

来源：IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database); IEA (2020), World Energy Outlook 2020。

刺激计划中的可再生热力

尽管热力占终端能源消费的很大一部分，但与其他最终用途部门相比，它迄今为止在全球范围内受到的政策关注有限。制定可再生热力国家目标的国家数量不到制定可再生电力目标的国家数量的三分之一，而制定了可再生热力目标的国家中只有不到一半目前在全国范围内实施了热力监管政策（REN21，2020）。

截至 2019 年底，全球热力消费的一半以上不受任何监管，超过四分之一未被国家财政激励措施或监管政策覆盖。这组数据在过去三年中一直保持稳定。

国际能源署。保留所有权利。

但是，考虑到供热受具体环境的影响和因地制宜的性质，地方层面上正在制定越来越多的政策举措，城市和地方政府利用其监管和购买权，通过针对建筑物的市政强制性规定或通过对城市地区网络的管理，来鼓励使用可再生能源供热（REN21，2019; 2020）。

新冠疫情之前的近期重要政策更新包括：欧盟 2019 年修订的《可再生能源指令》（RED II）中制定的指示性目标，即在 2020-30 年间，可再生能源在供热和供冷中的份额每年增加 1.3 个百分点。同样在 2019 年，奥地利、挪威和英国等国家，以及维也纳（奥地利）、伯克利（加州）和蒙特利尔（加拿大）等城市，承诺禁止在部分类别建筑物中使用某些化石燃料（REN21, 2020）。法国、德国和立陶宛也加强了对能效提升和可再生供热系统的经济激励。

最近，疫情大流行造成的严峻经济形势导致了政府相继出台应对政策。其中，在经济复苏和刺激计划下宣布的多种措施，有望使可再生热力直接或间接受益。其中大多数属于能效措施，是清洁能源刺激计划的最大扶持对象。有些措施扩大或加强了现有政策（例如新西兰的“温暖 Kiwi 之家”方案和法国的整修工程补助金[MaPrimeRénov]方案），而另一些措施则实施了新的支持机制（例如芬兰的以逐步淘汰住宅和市政建筑中油基供热为目标的赠款）。

一部分刺激措施以赠款或税收抵免的形式，对电力和可再生能源供热技术提供新的或额外的财政支持，[7]支持对象例如丹麦、法国、意大利、新西兰和英国的热泵，丹麦和英国的可再生能源区域供热，或新西兰的木柴和颗粒燃炉。

其他政策并不明确针对可再生热力，而是支持建筑物隔热改造（例如法国、德国、意大利、瑞典、丹麦、韩国和英国），可以为可再生热力技术创造新机遇。例如，隔热良好的建筑物通过降低热力需求，可以采用功率较低的热泵在较低的输出温度下运行，从而提高能效。这既降低了热泵的前期成本，又降低了其运行成本，改善了其经济价值，并使其与基于化石燃料的技术相比更具成本竞争力。

建筑物能效要求还可以激励使用热泵或其他可再生能源技术替代化石燃料供热系统，具体取决于建筑的设计。例如，欧盟于 2020 年 10 月发布了“翻新浪潮战略”，旨在通过多个综合干预领域在 2020-30 年间使翻新率翻倍，可能有效推动在建筑物中整合可再生热力（EC, 2020）。

从长远来看，其他措施可能会为“难以减排”的工业行业进一步采用可再生热力铺平道路。在澳大利亚、法国、德国和韩国等国家，对可再生能源供热或“绿色”氢供热项目的支持就是这种情况。材料效率也属于此类措施，例如英国的钢铁回收利用，可以节省热力并鼓励炼钢过程中使用更多的（可再生）电力份额。

[7]在欧盟，从热泵源中提取的环境热能被视为可再生能源，前提是该热泵满足最低季节性性能系数值。

国际能源署。保留所有权利。

还有一些措施，尽管可能不会直接刺激可再生热力的采用程度，但可以通过减少对非可再生热力和碳密集产品的需求来支持热力脱碳。例如，芬兰提倡木质建筑的措施可以减少对水泥的需求。

虽然大多数刺激措施包括赠款、税收抵免和贷款计划等经济激励机制，但可再生热力的采用程度仍持续面临多种非经济挑战，包括消费者的惯性和意识不足，以及建筑物领域的激励错配（IEA, IRENA and REN21, forthcoming）。目前较低的化石燃料价格降低了可再生能源的成本竞争力，因此，对扩大可再生能源在供热方面的使用而言，监管政策可能有十分重要的作用。

表 7.1　鼓励可再生热力采用的复苏措施（直接和间接）

国家/地区	支持措施
澳大利亚	- 资助可再生氢 - 塔斯马尼亚的可再生氢行动计划
加拿大（不列颠哥伦比亚省）	- 提供低息贷款，鼓励以高效的电热泵替代化石燃料供热
丹麦	- 资助社会住房能源翻新，包括用可再生能源区域供热和电热泵替代燃油供热系统 - 拟支持脱碳困难行业使用绿色燃气 - 为工业电气化和能效改进提供赠款
芬兰	- 2020 年赠款支持逐步淘汰住宅和市政建筑中的油基供热
法国	- 投资支持改用低碳工业技术（包括供热电气化、生物质和太阳能热力） - 对工业中低碳热源比化石燃料多出的额外成本予以补偿 - 延长并加大支持对私有住宅和社会住房的供热改造以及公共建筑的整修，包括更换油气供热系统（支持全面改造的 MaPrimeRénov 和“Coup de pouce”方案） - 为国家氢战略提供资金 - 为维修中心、回收和垃圾发电设施提供财政支持
德国	- 增加支持建筑翻新方案的资金 - 国家氢战略
意大利	- 针对能效改造和供热供冷系统翻新（包括热泵安装）的 110%超级减税机制
韩国	- 资助国有设施脱碳 - 对绿色氢技术提供额外支持
新西兰	- 扩大针对低收入家庭的“温暖 Kiwi 之家”方案，为隔热和供热改造提供补贴

国际能源署。保留所有权利。

国家/地区	支持措施
葡萄牙	- 可持续建筑支持方案，包括热泵安装
瑞典	- 资助公寓楼的能源翻新
英国	- “绿色房屋资助”、“公共部门脱碳方案”和“社会住房脱碳基金”，用于建筑物领域的能效和低碳热力升级 - “清洁增长基金”，用于支持创新项目，包括可再生能源供热 - 支持重工业中的材料效率提升（通过使用创新材料），首批项目包括钢铁回收利用 - 通过“低碳基础设施转型方案”（LCITP）为创新能源项目（包括供热网络）提供资金

国际能源署。保留所有权利。

参考文献

EC (European Commission) (2020), A renovation wave for Europe:Greening our buildings, creating jobs, improving lives, EC, Brussels, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_renovation_wave_strategy.pdf.

EHPA (European Heat Pump Association) (2020), European Heat Pump Market and Statistics Report, EHPA, Brussels.

Eurostat (European Statistical Office) (2019), SHARES 2018, https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares.

IEA (International Energy Agency) (forthcoming), World Energy Outlook 2020, IEA, Paris.

IEA (2020), World Energy Statistics and Balances 2020 (database), IEA, Paris.

IEA, IRENA (International Renewable Energy Agency) and REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (forthcoming), *Renewable Heating and Cooling Policies in a time of transition*, IEA/IRENA/REN21.

IEA HPT TCP (Heat Pumping Technologies Technology Collaboration Programme) (2019), Annex 48:Industrial heat pumps, second phase, https://heatpumpingtechnologies.org/annex48/ (accessed 14 October 2020).

IEA SHC (Solar Heating and Cooling Programme) (2020), Solar Heat Worldwide 2020, Institute for Sustainable Technologies, Gleisdorf, Austria.

Lund, J.W. and A.N. Toth (2020), Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review, Proceedings of the World Geothermal Congress 2020, Reykjavik, Iceland, 26 April-2 May 2020, https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01018.pdf.

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2020), Industrial production (indicator), doi:10.1787/39121c55-en (accessed 26 September 2020).

REN21 (2020), Renewables 2020 Global Status Report, REN21, Paris, https://www.ren21.net/reports/global-status-report/.

REN21 (2019), Renewables in Cities Global Status Report 2019, REN21, Paris, https://www.ren21.net/reports/cities-global-status-report/.

Solarthermalworld (2020), Solarthermalworld website, https://www.solarthermalworld.org/news/german-solar-thermal-business-index-hits-10-year-high (accessed 13 October 2020).

World Steel Association, Short Range Outlook June 2020, https://www.worldsteel.org/media-centre/press-releases/2020/worldsteel-short-range-outlook-june-2020.html (accessed 28 September 2020).

国际能源署。保留所有权利。

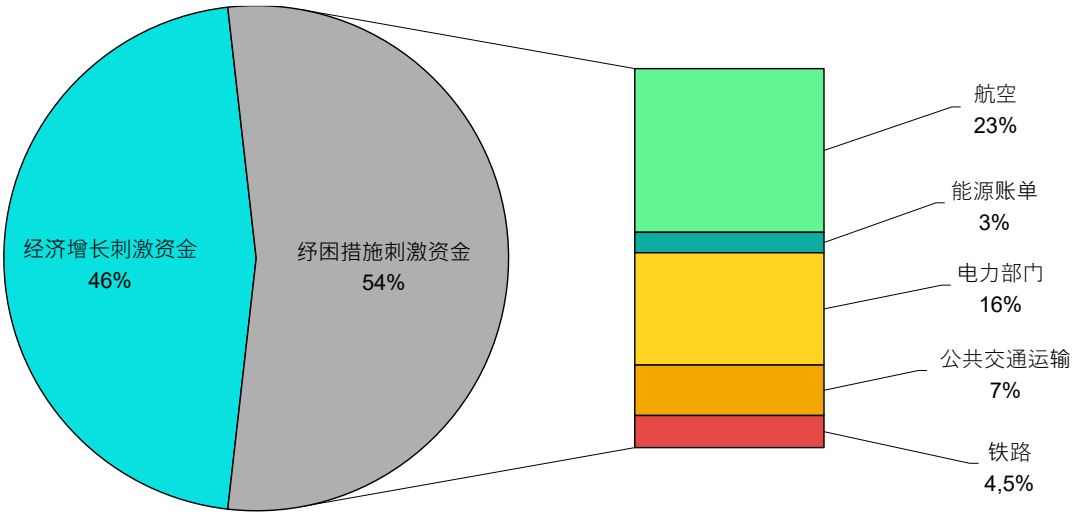
值得关注的主要趋势

清洁能源刺激计划的现状如何?

纾困措施优先于刺激计划

截至 2020 年 10 月，世界各国政府已宣布的能源相关生产和消费刺激计划的达 4,700 亿美元。刺激资金以回扣、赠款、贷款和税收优惠/免除的形式提供。大多数上述措施的主要纾困对象是受到新冠疫情大流行引发的经济衰退影响的公共和私人企业或消费者。

图 8.1　已宣布的主要能源生产和消费刺激计划



国际能源署。保留所有权利。

注：刺激计划总额达 4,700 亿美元，包括截至 2020 年 10 月已宣布的国家和地方政府刺激计划，不包括“欧盟下一代”刺激计划。

航空部门，包括航空公司和机场，是最大的刺激资金受援方（1,080 亿美元，其中 760 亿美元用于航空公司救援），因为疫情下行动限制极大地减少了航班数量。航空公司/机场救援的最终目标是防止破产和裁员（更多关于可持续航空燃料的分析，请参见“生物燃料”一章）。

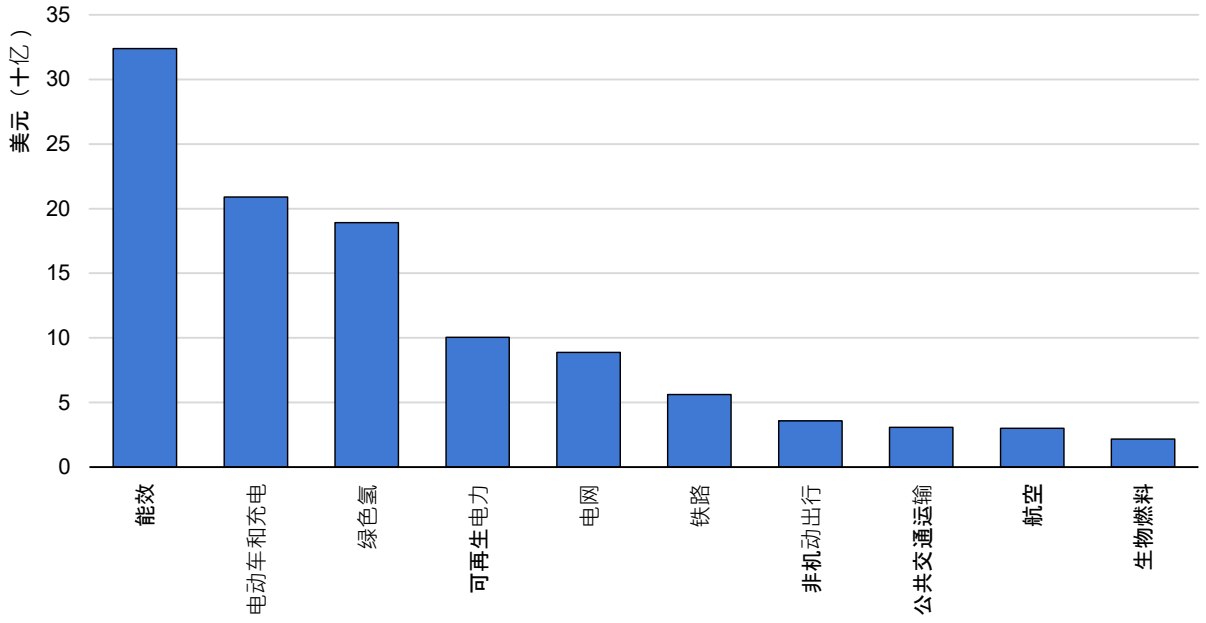
但是，只有法航-荷航集团、奥地利航空和瑞士航空的刺激计划为救援设定了“绿色”条件。同样，公共部门交通运输和铁路公司合计获得了 550 亿美元资金，以维持最低运营水平。各国政府已通过纾困措施向其电力行业提供了将近 900 亿美元资金，旨在确保服务能够持续，以及减轻企业和个人的能源账单负担。

国际能源署。保留所有权利。

刺激计划中能效和交通运输优先于可再生能源

除纾困措施外，各国政府（不包括欧盟的经济复苏计划）还宣布了价值约 2,200 亿美元的能源相关刺激计划，其中一半（约 1,100 亿美元）是针对清洁能源技术的。刺激援助金的最大一部分着眼于提高现有建筑物（通过翻新）、工业工艺流程、汽车和船舶的能效。可再生热力技术预计也将受益于针对能效的措施（请参见“可再生热力”一章获取更多信息）。

图 8.2　已宣布的各部门清洁能源刺激计划



国际能源署。保留所有权利。

注：另外有 52 亿美元用于其他清洁能源技术，例如核能和碳捕获、利用和储存（CCUS）。“非机动出行”代表骑行和步行的基础设施。

分析的刺激计划包括截至 2020 年 10 月的国家和地方政府宣布的刺激计划。

交通运输部门（包括轨道基础设施、电动车和充电基础设施、航空、生物燃料，以及非机动和公共交通运输）获得了资金总额中的三分之一，大部分资金来自于加拿大、中国、德国和法国的刺激计划。

新的可再生能源发电厂（主要是风电和太阳能光伏发电）预计将从已宣布的刺激计划中获得约 100 亿美元（不包括欧盟的经济复苏计划）。绿色氢方案也有望提高可再生能源容量，尽管投资者也可以利用现有的风能、太阳能光伏和水力发电厂制氢。

已宣布的可再生电力刺激计划金额远远低于国际能源署的可持续复苏计划的估算，后者预计从 2021 年至 2023 年每年全球花费约 1,800 亿美元，用于新的风电和太阳能光伏发电项目。同样，对于生物燃料，国际能源署计划设想的年度支出为 200 亿美元，是各国政府截至 2020 年 9 月中旬已承诺支出的十倍多。

国际能源署。保留所有权利。

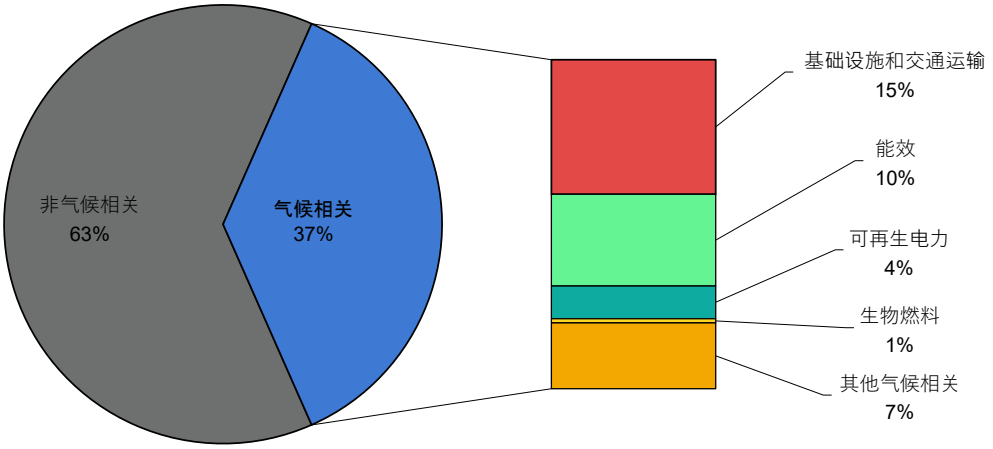
欧盟刺激措施倡导“绿色”经济复苏

欧盟的“欧盟下一代”计划提供了 7,500 亿欧元（8,400 亿美元）刺激资金，以帮助成员国从疫情大流行中恢复，增强韧性并助推其经济。刺激资金的支出期为 2021-23 年，每年提供的额外资源是欧盟年度预算的 1.6 倍。

该计划由赠款（51%）、贷款（48%）和保证金（1%）组成，分布在七支基金中，其中复苏基金（RRF）占刺激计划总预算的 90%。预期成员国将把复苏资金投入以下七个优先领域：清洁能源技术；节能建筑翻新；可持续交通运输；宽带部署；公共行政数字化；欧洲云计算能力；以及数字技能加入教育系统主流。

根据“欧洲绿色协议”，欧盟国家已同意明确将清洁能源转型纳入其经济复苏的核心，约 37% 的复苏资金用于清洁能源技术等气候相关支出。基于过去（2014-20 年）的资金走向规律，我们估计大部分气候相关投资将流入基础设施和交通运输领域（约 1,260 亿美元），其次是建筑物和工业能效领域（约 860 亿美元）。我们还预计，约 300 亿美元将用于新增可再生电力容量，另外 40 亿美元用于生物燃料。

图 8.3　2021-23 年间“欧盟下一代”总支出以及气候和能源相关预期支出



国际能源署。保留所有权利。

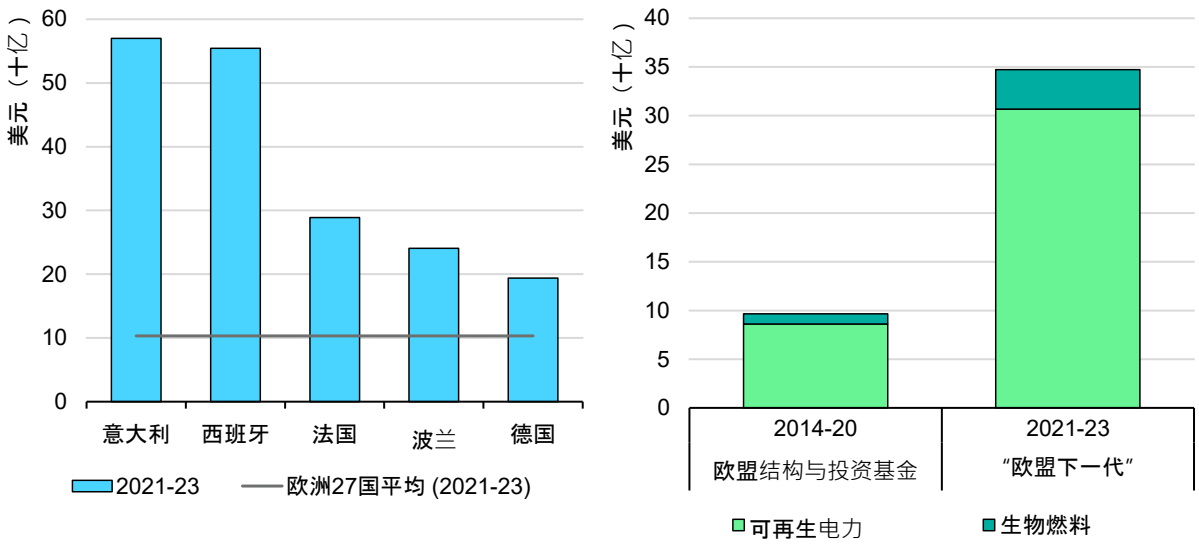
注：刺激计划总金额：8,400 亿美元。百分比值是根据欧盟委员会当前的提案和过去的资金走向规律做出的估算值。
来源：基于 EC (2020a), EUCO 10/20, 以及 EC (2020b), European Structural and Investment Funds 2020 (database)。

刺激资金根据国家大小、国内生产总值（GDP）和失业率在各成员国之间进行分配。因此，资金总额的三分之二以上很可能分配给意大利、西班牙、法国、波兰和德国。这些国家可能向能源等可以影响气候的行业投资 190 亿到 560 亿欧元，但要确知资金在各行业的最终分配情况，则需要等到各成员国在 10 月中旬至 2021 年 4 月底期间提交其复苏计划之后。

国际能源署。保留所有权利。

仅就可再生电力而言，我们估计成员国 2021-23 年间得到的资金总额将是通过 2014-20 年间欧盟结构与投资基金分配到的资金的三倍以上。这些贷款和赠款很可能会撬动额外的可能高达刺激金额三倍之多的私营部门投资。如果将 80%的可再生能源发电刺激资金平分用于风电和太阳能光伏发电，那么这样的融资额度可以在整个欧盟支持 20-40 吉瓦的太阳能光伏发电和 10-20 吉瓦的风电场。由于各国已经为实现各自的 2030 年可再生能源目标制定了长期规划，这笔资金预计主要是为各国的规划提供额外的流动性支持，而不是引发额外的容量扩张。

图 8.4　欧盟成员国 2021-23 年清洁能源刺激资金，以及 2014-20 年欧盟专项基金下的可再生电力和生物燃料累计支出



国际能源署。保留所有权利。

注：支出按 2018 年的价格计算。

来源：基于 EC (2020c), Annexes to Regulation COM(2020) 408 final, 以及 EC (2015), Contribution of the European Structural and Investment Funds to the 10 Commission Priorities。

风能和光伏是否在一般政策制度之外开始扩张?

尽管发生了新冠疫情，但对可再生能源的政策支持依然强劲。自 3 月以来，一些政府推迟了风能和光伏拍卖的实施时间，但疫情并未导致任何重大政策目标或激励措施取消。实际上，欧盟、中国和日本等地区和国家已经宣布了雄心勃勃的脱碳计划和长期净零排放目标。

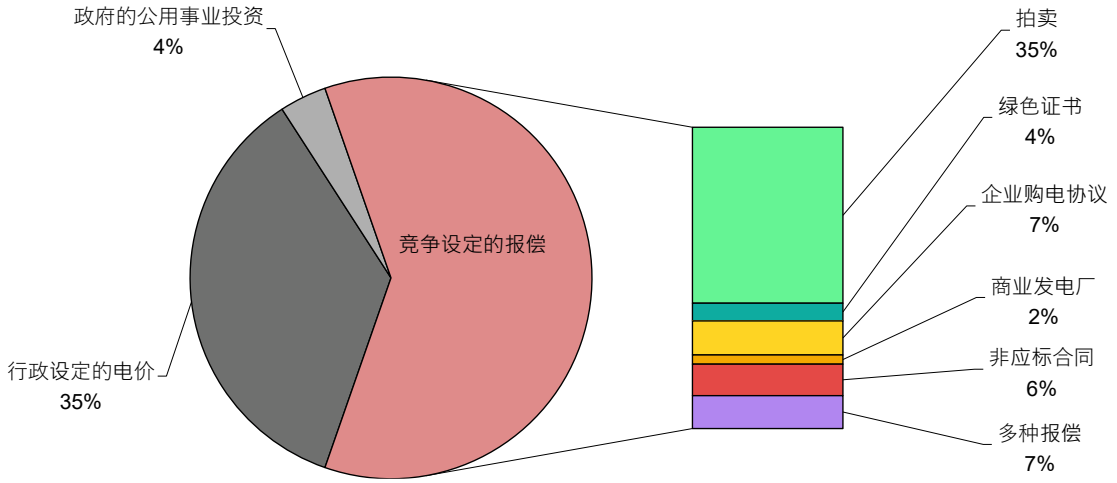
政策是实现大规模可再生能源部署、成本降低和创新的关键。但是，随着风能和太阳能光伏成本在过去十年中大幅下降，政策的作用正在发生变化。就公用事业规模或大型分布式光伏项目而言，自 2015 年以来，各国已经从行政设置的上网电价或浮动上网溢价机制迅速转型到根据

国际能源署。保留所有权利。

竞争定价的报偿机制（拍卖、绿色证书等）。未来五年内，有利于竞争的政策和监管框架将支撑全球所有可再生能源容量扩张的 60%。

虽然拍卖仍将是最主要的政策制度，但政府政策之外的可再生能源扩张正开始成为一个重要趋势。企业购电协议、商业发电厂，以及从招标、现货市场和双边合同中获得多种收入来源的项目，为风电和光伏开发商提供了分配和分散风险的新方法。从 2020 年到 2025 年，预计可再生能源容量扩张的 9%主要由企业购电协议和商业发电厂驱动，另有 7%将依赖多种收入报偿机制。2019 年，仅有不到 5%的可再生能源增量是在主要政策制度之外安装的。

图 8.5　2020-25 年间可再生电力容量报偿政策类型



国际能源署。保留所有权利。

注：非应标合同是发电商与公用事业企业之间的双边合同。

在中国，由于政府已经逐步取消了风电和光伏补贴，行政电价对于可再生能源的扩张将继续发挥重要作用。2021 年后，新项目将按政府制定的省级基准电价获得 20 年的固定报偿。在中国之外，上网电价和上网溢价仅占全球可再生能源扩张的 11%。

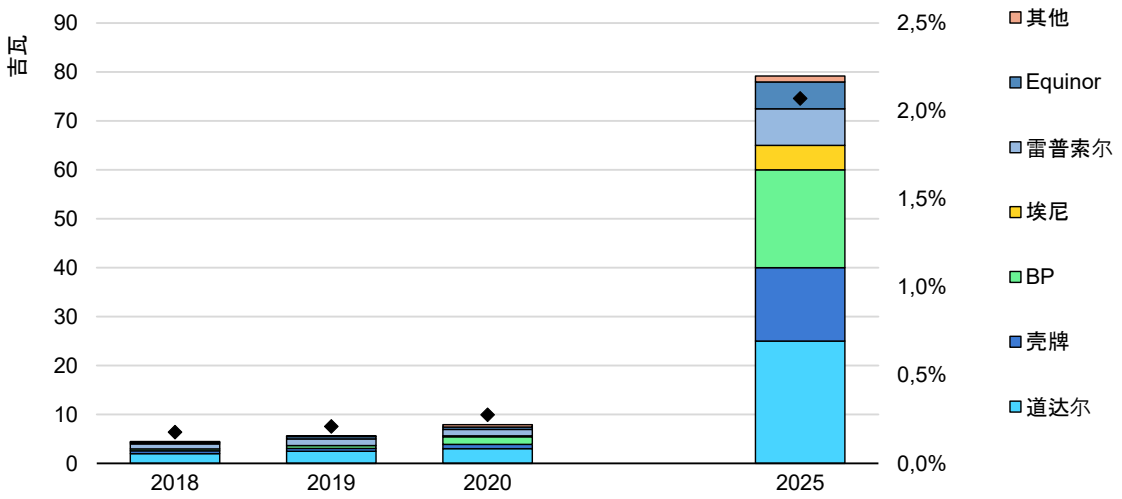
大型油气生产商会成为可再生电力主要投资者吗?

2018 年以来，几家石油和天然气企业已宣布了雄心勃勃的 2025-30 年减排目标，首批目标包括企业运营范畴内的减排范围 1（直接）和减排范围 2（间接）。油气企业的战略中，越来越多地以股权投资者、开发商和/或电力承购方的身份参与可再生电力的开发。2019 年，油气行业气候倡议组织（OGCI）的成员油气企业拥有股权或购买的可再生电力容量约为 5 吉瓦，主要是风电和太阳能。2020 年，由于许多项目已经完成融资并正在建设中，油气企业的参与度（包括可再生电力行业的股权投资和电力购买）预计将增加超过 50%，达到 8 吉瓦以上。

国际能源署。保留所有权利。

根据 OCGI 成员宣布的目标和战略，主要的油气企业对新增可再生电力容量的投资额预计将在未来五年内增加到现在的十倍。但是，推动可再生能源增长的将主要是已制定强有力减排政策目标的地区的石油企业。因此，预计从目前到 2025 年，主要石油企业可再生电力容量增长中，95% 将来自欧洲企业。美国和中东的石油生产商尚未在其减排战略中宣布重大的可再生能源目标。

图 8.6　2018-25 年间主要油气企业的可再生能源装机容量和签约容量



国际能源署。保留所有权利。

注：分析的 OGCI 成员企业包括 BP、雪佛龙、中石油、埃尼、Equinor、埃克森美孚、西方石油公司、巴西石油公司、雷普索尔、沙特阿美、壳牌和道达尔。

欧盟和英国的长期净零排放目标，是该地区的企业遥遥领先的原因。在可再生能源容量所有权和购买方面，油气企业尽管取得了显著增长，但在总量中所占的份额仍然很小，预计到 2025 年将仅占全球可再生能源总装机容量的 2%。未来几十年，油气企业的主要业务活动预计仍将是石油和天然气的生产和销售。

系统运营商是否弃用了太多风电和太阳能电力?

在某些国家/地区，主要由新冠疫情相关的需求冲击和极端天气条件引起的新负荷模式，引起了电力安全方面的担忧。可再生能源弃电、容量约束或“下调出力”作为系统运营商在供过于求期间应对不灵活电力系统的一种方式，已受到关注。然而，即使基于可变可再生能源（VRE）电力的下调出力绝对量有所增加，大多数系统已经发展到可以容纳更多的 VRE。

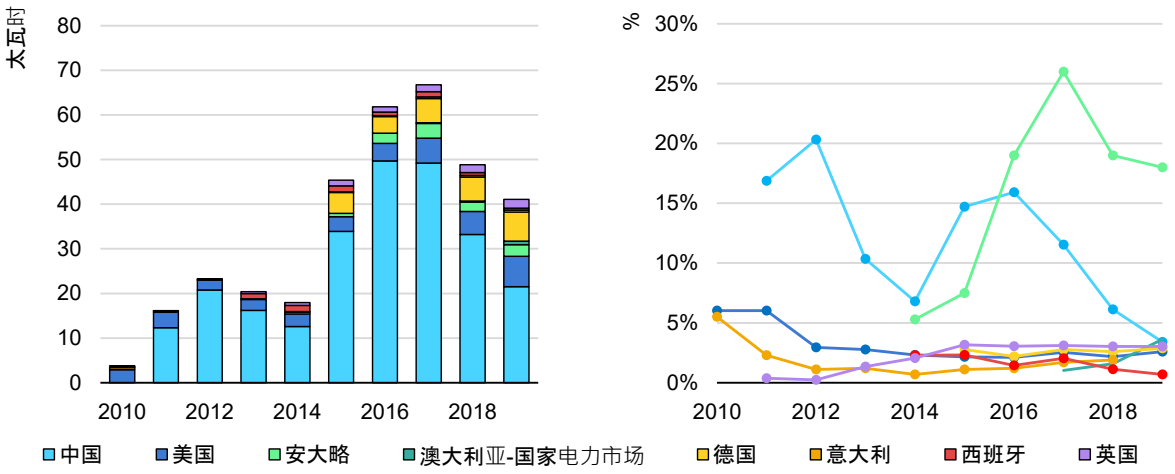
一个地区下调出力的能源量随月份和季节而异，具体取决于多种因素，包括整个系统范围内的**弃电**原因（例如惯性、爬坡限制、合同安排例如优先调度等），以及本地网络限制或**约束**（例如电网拥塞、故障等）等（EirGrid, 2019）。此外，由于气候和天气条件导致的需求或供应变化影响到风能和太阳能的产量，也决定了要下调出力的能源量。

国际能源署。保留所有权利。

此外，诸如 VRE 资源并网的市场设计或系统规划不足、VRE 安装的位置和体量不适合，以及电力系统和基础设施规划缺乏灵活性等因素，导致了下调出力电量的增加。

在中国和德国等关键市场，2017 年风电和光伏发电下调出力的绝对量增加到了 2010 年的 20 倍，其中大部分来自中国。超过 250 太瓦时的可变可再生电力被弃用——几乎相当于西班牙的年度电力需求。假如有可能将这部分发电量调度使用或储存以备后用，则本可以避免 180 百万吨二氧化碳的排放[8]，这相当于 2018 年美国二氧化碳等效排放总量的 3%（EPA, 2020a）。

图 8.7　下调出力的风电和太阳能光伏发电量（左）以及下调出力的发电量占比（右）



国际能源署。保留所有权利。

注：这些图表代表了官方报告的弃用或受约束的能源，并且不同国家采用了不同的机制组合。就安大略省而言，由于 2016 年 2 月可再生能源底价的市场规则发生变化，2016 年下调出力的风能份额比 2015 年的大得多。此外，报告数据从仅涵盖风能改为 2017 年的涵盖所有 VRE 来源。

来源：Bundesnetzagentur (2020), Netz- und Systemsicherheit; China Energy Portal (2020), 2019 wind power installations and production by province; LBNL (2020), Curtailment data; IESO (2019), 2019 year in review; AEMO (2020), Statistical reporting streams; GSE (2019), Rapporto delle attivita 2019; REE (2019), El sistema eléctrico español síntesis; REF (2020), Balancing Mechanism Wind Farm Constraint Payments。

从 2011 年到 2017 年，中国下调出力的 VRE 份额一直保持较高水平（7-20%），在 2016 年达到近 50 太瓦时的历史最高纪录。这是由北部省份的风能快速部署造成的；在这些省份，需求相对较低、灵活发电量有限、调度安排和互联能力不足，以及区域间交易限制，阻碍了可再生电力产出的调度最大化（IEA, 2019）。在同一时期，德国、西班牙、美国和澳大利亚也开始大幅下调风能和太阳能电力出力，2017 年达到近 20 太瓦时。

然而，自 2017 年以来，中国的下调出力率已经大幅下降，这主要是由于额外的跨省输电能力启用和市场运作改善。在弃电率高的省份实施“投资预警”机制以阻拦新安装和项目批准也发

[8] 基于美国全国加权平均二氧化碳边际排放率。

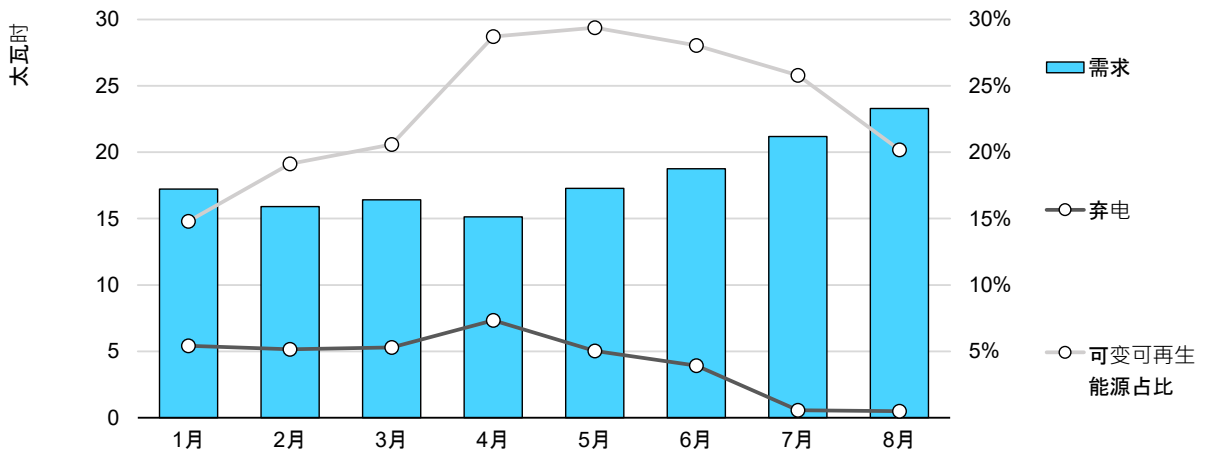
国际能源署。保留所有权利。

挥了作用。由于采取了这些措施，弃用的 VRE 份额从 2012 年的 17%下降到 2019 年的不足 4%。

尽管 2017 年以来，美国、德国和意大利下调出力的 VRE 绝对电量总体上增加了，但风电和太阳能光伏下调出力的产量一直稳定在 1-3%，这意味着大多数系统随着容量的扩展，已经能够容纳不断增长的 VRE 发电量。

2020 年，加利福尼亚州（加州）的系统运营商（CAISO）4 月的弃电量超过 318 吉瓦时（占 VRE 产量的 7%），达到了创纪录的水平，比 2019 年增加了 67%。从 2019 年 5 月到 2020 年 3 月，加州增加了 1 吉瓦的风能和太阳能光伏容量，从而提高了 VRE 的产量，因此，在约 8%的负荷下降驱动下（主要是新冠疫情相关措施的结果），同时又逢太阳能产量达到峰值，2020 年 4 月 VRE 在月度总需求中的占比达到了创纪录的 29%。尽管加州总需求中 VRE 瞬时份额的最大占比仅达到 80%，但系统缺乏容纳此类电力的灵活性导致了弃电。

图 8.8　2020 年加州电量需求、弃电量和 VRE 占比



国际能源署。保留所有权利。

来源：CAISO (2020), Managing oversupply。

但是，必须记住，最佳弃电水平不一定为零。下调出力也可能是电力削峰的有效方法，因为假如要让整个系统适应 VRE 高发电量的特殊时段，效率并不高。此外，从经济的角度来看，建造避免下调出力所需的所有基础设施（例如输电线、储电设施或更灵活容量）并不总是合乎逻辑，有些情况下成本可能超过收益。

需要向更系统友好的 VRE 并网转型；例如，由于享受固定价格和优先调度的资产缺乏控制产量的动机，因此需要对政策支持制度进行补充，使 VRE 承担竞争性市场的风险。

随着 VRE 份额扩大，激励使用储电系统（或消除其障碍）可能会进一步减少弃电，并增强需求侧灵活性。储电系统不仅包括大型电池和抽水蓄能，还包括分布式电池储能，以及可以吸收

国际能源署。保留所有权利。

电能然后在之后以相同方式返还电能的技术。抽水蓄能水电（PSH）、电池等储电技术，可提供从超短期到长期的多种灵活性服务，有助于容纳日益增加的 VRE 份额（IEA, 2020）。电池可为超短期（亚秒级）和短期灵活性（几小时至几天）做出贡献，提供快速频率响应和营运储备等服务来产生价值。

随着“浪费”的（即下调出力的）可再生电力的绝对水平上升，适当的市场设计、电网和市场运营的改变、更好的预测，以及互连器的有效协调和操作，将能以成本效益较高的方式减少弃电。调整现有的系统资产（例如发电厂和电网）、投资基础设施，以及开发具有提供灵活服务能力的储电技术和先进 VRE 资源，对于可靠的 VRE 并网也是必不可少的。

事实证明，投资以及重要的政策变更和协调可以显著减少弃电。例如在得克萨斯州，得益于竞争性可再生能源区（CREZ）政策，弃风率从 2009 年的 17%下降到 2019 年的 3%，该政策将输电投资定向到了最需要投资的高潜力地区，并且在更大的电力平衡区改善了预测和区域协调。在中国，输电基础设施投资、一些省份现有燃煤电厂的灵活性改造，以及一些省份对燃煤电厂行政要求放宽，大大降低了弃电率。

可以采取多种行动来消除系统范围的障碍、实现适当的 VRE 并网。如果 VRE 能参与平衡市场竞争，那么将促进实时平衡成本的报偿，并为可再生能源发电提供更多的收入；而将 VRE 置于失衡惩罚之下，将使生产商有动力去稳定其产量，并改善电厂或地区层面的预测以减少不确定性。此外，通过激励需求侧响应、储能技术和“电力多元化转换”（power-to-x）来释放灵活性并应对需求变化，将减少对 VRE 电力下调出力的需要，同时，在市场设计中通过释放正确的定价信号来反映实际的系统约束，将能更好地配置投资。其中一些做法已在英国、西班牙、丹麦和澳大利亚等市场以及美国的某些系统运营商中实施。

政府是否正在错过加速可持续航空燃料（SAF）部署的机会?

新冠疫情对全球航空业造成了严重的经济影响，相当大比例的航空公司需要财政援助。因此，世界各国政府已迅速采取行动，通过直接补贴、贷款、贷款担保和提高所有权比例，提供了数十亿美元的财政支持。这给政府对航空公司施加更大影响力以减少航空业的气候影响打开了大门。

但是，大多数支持都是在没有任何环境或气候条件的情况下提供的，因此不太可能显著促进低碳航空燃料的部署。尽管可持续航空燃料的使用是航空业长期二氧化碳减排目标的重要组成部分，但可持续航空燃料仅占去年全球航空燃料消费的 0.01%。如果政府支持与可持续航空燃料的消费挂钩，则原本可以在现有航空公司低碳燃料开发活动的基础上，大大加快生产速度。

国际能源署。保留所有权利。

在新冠疫情对航空业的空前冲击下，各国政府出手支持经济困难的航空公司

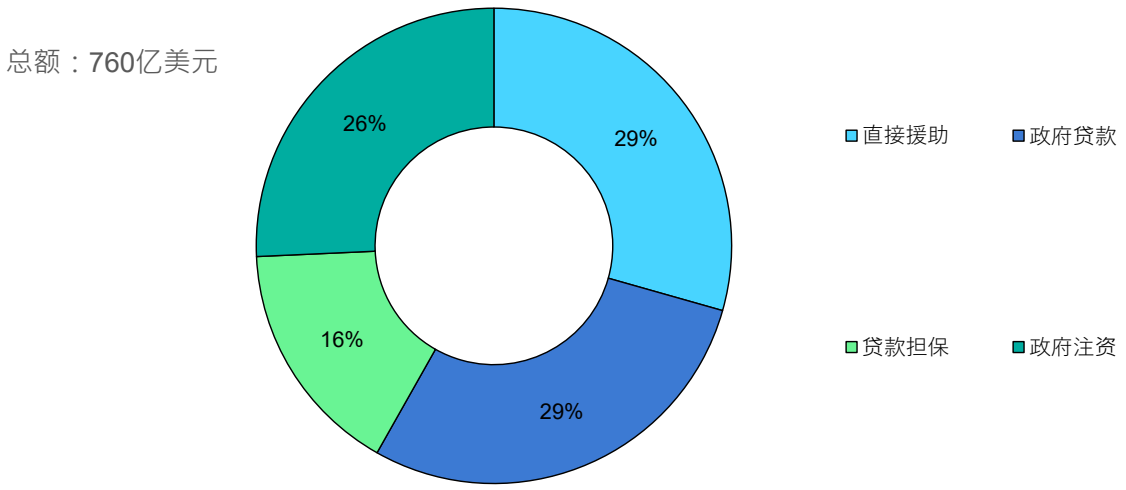
新冠疫情重创了航空业。国家和地区封锁限制了旅行，甚至在旅行限制取消后，未来是否有旅行限制仍不确定，这导致航空活动大大低于 2020 年疫情大流行前的预测水平。

代表全球航空业的国际航空运输协会（IATA）表示，2020 年上半年的航空旅行需求比 2019 年减少了近 60%。2020 年新冠疫情给航空业带来的经济损失可能达到约 4,200 亿美元（IATA, 2020）。

面对这些前所未有的经济挑战，各国政府迅速做出回应，为航空业提供了财政支持。国际能源署分析了 21 个国家的 30 家航空公司获得的政府财政支持，这些航空公司占 2019 年登记的收入乘客公里数（RPK）的 40%[9]，这是衡量旅客活动的一项关键指标。该分析显示，截至 2020 年 8 月，政府的支持金额约为 760 亿美元，这是对整个航空业更广泛的 1,080 亿美元支持的一部分。随着其他航空公司也寻求政府支持，这一数字在未来几个月可能会增加。

政府支持可分为四大类：直接经济援助，例如用以支付工资或补偿疫情大流行造成的经济损失；政府通过国有银行发放贷款；政府为商业银行贷款提供担保；[10] 以及政府注资增加其在航空公司中的股权。

图 8.9　对航空业的财政支持



国际能源署。保留所有权利。

注：仅有大约一半的案例量化了政府注资的价值，因此政府注资在财政支持总额中所占的份额很可能更高。

[9] 收入乘客公里数（RPK）表示付费乘客飞行的距离，即“收入乘客”数量乘以飞行的公里数。

[10] 通常覆盖贷款总额的 70-90%。

国际能源署。保留所有权利。

分析的 30 家航空公司中的 12 家，政府通过对其注入资本来增加股权持有。当整个纾困计划的其他要素由公共资金资助并且航空公司的相应财务义务相对较低时，这种情况就更加普遍。当政府提供贷款担保时，增加股权的可能性较小。

表 8.1　政府对航空公司的财政支持，及其与股权增加的关系

支持类型	财政支持金额（十亿美元）	政府同时增加在航空公司中的股权的案例数目
直接援助	22.0	8 个之中有 4 个（50%）
政府贷款	21.5	16 个中有 7 个（44%）
贷款担保	13.0	10 个中有 1 个（10%）

当政府在航空公司中的所有权份额增加时，就有更大潜力去影响航空公司活动，以减少其对气候的影响并支持政府为实现气候变化目标而做出的努力。因此，当有着雄心勃勃的温室气体减排目标的政府增加其在航空公司中的股权或采取其他政策使航空脱碳时，它们可以刺激可持续航空燃料部署扩大。

北欧地区已在践行这种做法。挪威今年确立了航空燃料中混合 0.5%生物燃料的强制性规定，瑞典计划明年出台航空燃料温室气体强制减排规定，从 0.8%开始，到 2030 年逐步增加到 27%。法国拟议到 2025 年将可持续航空燃料混合比例提高到 2%。

根据《联合国气候变化框架公约》第 21 届缔约方会议（COP21）达成的全球气候协议，国际航空产生的温室气体排放不属于各国的国家自主贡献（NDC），这可能会减弱一些国家出资支持减排的动力。不过，国内航空的温室气体排放是计入国家自主贡献目标的。

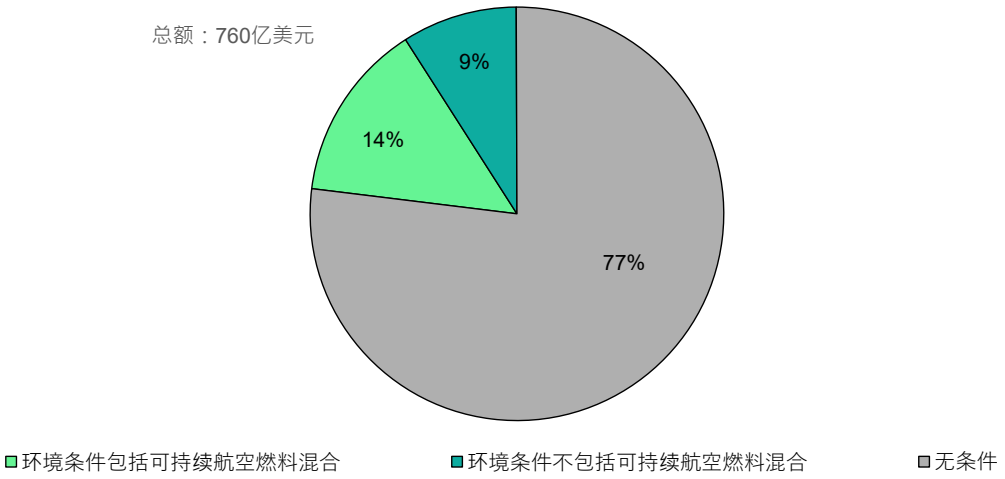
大多数支持没有附带环境或气候行动条件，忽略了推广可持续航空燃料使用的机会

为了了解新冠疫情大流行如何影响可持续航空燃料的部署，我们评估了政府财政支持在多大程度上附带以下条件：航空公司改变其与环境气候相关的行为（包括满足低碳燃料混合要求）。

总体而言，已分析的政府支持中四分之三以上与环境绩效没有任何联系。在 30 家航空公司中，只有四家必须满足此类条件，包括减少二氧化碳排放、持续提高能效，以及中断一些现有高铁可以替代服务的国内航线。两家航空公司将来必须遵守可持续航空燃料占比 2%的混合要求。由于这些财政支持计划仍在制定中，因此在许多情况下，有关承诺的详尽细节及其约束程度尚不清楚。

国际能源署。保留所有权利。

图 8.10　按附加条件类型分类的为航空业提供的政府财政支持



国际能源署。保留所有权利。

为航空公司提供的抗击新冠疫情的财政支持中，当前所附带的条件不会为加速低碳燃料部署提供足够的推动力。在政府要求可持续航空燃料混合比例的两个案例中，如果达到了政府要求，那么以 2019 年的航空活动水平计算，可持续航空燃料消费量将为 1.1 亿升，相当于 2019 年可持续航空燃料产量 5000 万升的两倍多（IATA, 2020）。新冠疫情大流行之前，几家航空公司已经与生产设施签订了 60 亿升的多年可持续航空燃料承购协议，用于当前和未来供应；相形之下，上述假设情况下的额外需求较小。[11]

假如所有 30 家航空公司都必须满足可持续航空燃料占比 2%的混合要求才能获得财政支持，那么每年将创造约 27 亿升的需求，这是当前生产水平的 50 倍以上。以上情景中假定航空活动恢复到 2019 年的水平，[12]而实际可能要到 2024 年才会恢复（IATA, 2020）。

尽管当前的可持续航空燃料产能无法满足这种需求水平，但为将来（例如2025 年）确立广泛的混合需求将提供需求确定性，这对于刺激可持续航空燃料生产设施的投资、扩大供应至关重要。

现有的加氢处理植物油（HVO）工厂和开发中的加氢处理植物油新项目，可以通过扩大油气加工业务中加氢处理的酯和脂肪酸（HEFA）航空生物燃料的比例，适时满足部分假设需求。为了充分满足扩大的需求，还需要在进一步投资约 20 亿美元用于扩大可持续航空燃料产能，这一金额仅占航空业新冠疫情资助总额的一小部分。

[11] 实际承购水平取决于能否以预定价格买到可持续航空燃料。

[12] 还假定机队整体年度燃油效率提高 1.5%。

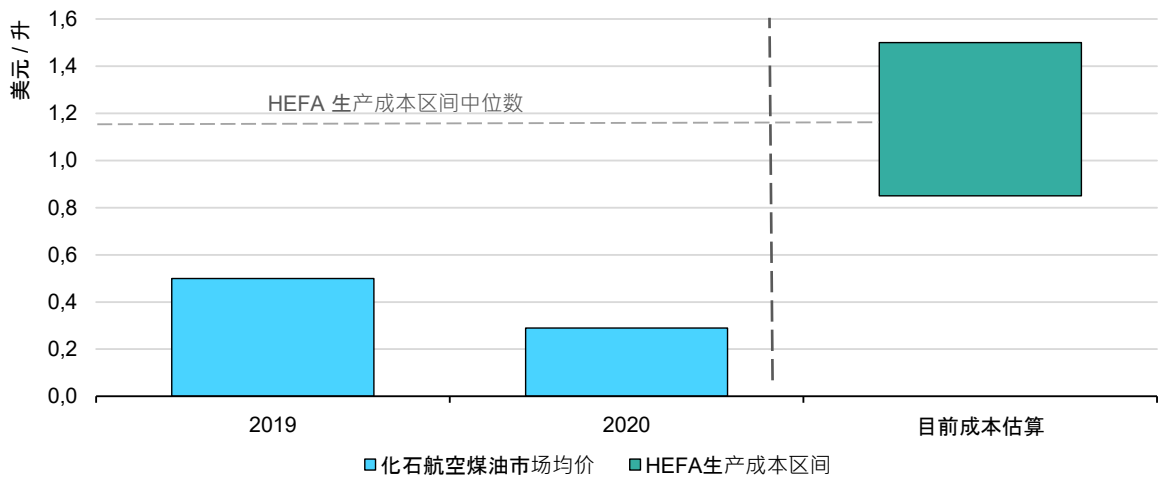
国际能源署。保留所有权利。

鉴于当前的疫情，是否适合现在就做出可持续航空燃料混合要求?

考虑到航空公司目前面临的经济压力，将对航空业的财政支持与使用成本更高的可持续航空燃料挂钩是否可行？在全球范围，燃料平均约占运营成本的 20%，在某些地区和细分市场中占比更高。因此，如果做出任何规定要求航空公司使用成本更高的燃料，都会引起一个问题，即这些航空公司与不受此要求制约的其他航空公司之间的相对竞争力问题——除非此要求适用于在给定市场中运营的所有航空公司，但考虑到航空业的国际性，实现这种全面适用将很复杂。

即使是商业化程度最高的低碳航空燃料 HEFA，价格也比化石航空煤油昂贵得多。2019 年，HEFA 的生产成本中位数约为化石航空煤油市场价格的两倍。今年自从新冠疫情大流行以来，由于原油价格下跌，航空煤油成本已经下降了约 40%，因此，HEFA 燃料的成本目前几乎是化石航空煤油的四倍。

图 8.11　化石航空煤油市场价格与 HEFA 航空生物燃料生产成本比较



国际能源署。保留所有权利。

尽管目前可持续航空燃料的价格比化石航空燃油昂贵得多，但也可以说，由于化石航空煤油成本降低，2020 年航空燃油成本已大大下降。在全球范围内，航空业 2020 年的燃油费用可能比 2019 年低 1,100 亿美元，即 72%（IATA 2020），不过前述费用降低也归因于行业活动减少，行业活动减少影响了盈利。

然而，假如在 2019 年整个行业实施了 1%的可持续航空燃料混合比，航空业的燃油费用将只增加 21 亿美元，仅相当于提供给 30 家航空公司的财政支持金额的 3%。这样的全球可持续航空燃料强制混合规定将避免给任何航空公司带来不公平的优势，且对机票价格影响轻微。但是，这项措施需要通过国际民用航空组织（ICAO）获得全球批准才能在国际航空中实施。

国际能源署。保留所有权利。

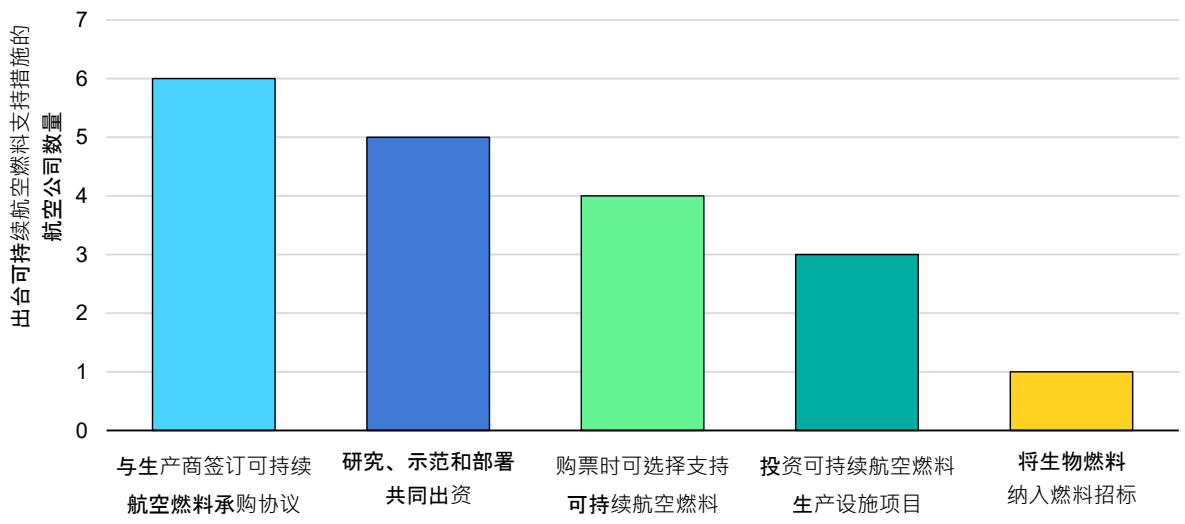
在美国，《可再生燃料标准》（RFS2）政策的支持资格、混合供应商的税收抵免，以及加州《低碳燃料标准》（LCFS）中的航空供选用条款大大降低了可持续航空燃料消费的成本溢价。但是，这种强有力的政策支持并不广泛存在。

扩大可持续航空燃料产量还将释放生产和供应规模经济的潜力，并降低非原料成本。尽管 HEFA 燃料近 80%的生产成本可能与原料有关，但最大限度地提高可持续航空燃料价值链其他环节的单位成本生产潜力对于商业采用率至关重要。此外，假如可持续航空燃料的混合比例必须满足更高要求，那么商业化程度尚低于 HEFA 的其他可持续航空燃料技术（例如费托合成航空燃料）的生产也将得到推动。

新冠疫情之前，许多航空公司就已支持可持续航空燃料部署和其他减排举措

在新冠疫情之前，航空公司已经在积极参与可持续航空燃料举措。在我们评估的接受政府支持的公司中，来自亚洲、欧洲和美国的近一半（14 家）公司已通过多种方式支持使用替代性低碳燃料，如下所示。在更广泛的范围，除被评估的航空公司外，其他航空公司也已在实行可持续航空燃料举措。

图 8.12　被评估航空公司的可持续航空燃料举措



国际能源署。保留所有权利。

尽管此类举措将在中期内支持更大范围采用可持续航空燃料，但即使在推进使用可持续航空燃料的航空公司中，目前的低碳燃料消费仍然极少。使用可持续航空燃料混合燃料进行常规飞行的航空公司仅占整体航空活动的很小一部分，并且低碳燃料混合比例通常较低。

国际能源署。保留所有权利。

此外，采用低碳燃料只是大力减少航空业的温室气体排放必须采取的一系列措施中的一个要素。根据我们分析的航空公司年度报告，每名乘客每公里的二氧化碳排放量通常在每收入乘客公里（RPK）70-95 克二氧化碳的范围内。廉价航空公司的单位 RPK 排放较低，这表明它们很高的客座率抵消了短途航班对燃料的更高需求。但是，由于廉价航空公司遵循成本最小化的商业模式，因此，在没有政策义务的情况下，不太可能使用成本更高的可持续航空燃料来减少的二氧化碳绝对排放量。

在我们分析的航空公司中，一些公司雄心勃勃的长期温室气体减排目标超过了航空业的目标，即到 2050 年将航空净二氧化碳排放量削减到 2005 年水平的 50%。“寰宇一家”联盟的 13 家航空公司成员中，有几家甚至承诺到 2050 年实现温室气体净零排放。获得政府支持的航空公司已经表示，它们打算通过机队更新来提高燃油效率，从而减少二氧化碳排放；通过研发提高飞机能效；以及优化地勤作业。

航空公司也在使用二氧化碳排放抵扣，有的是航空公司直接承诺，也有乘客自主承诺。这并不意外，因为至少在初始阶段，排放抵扣是航空公司借以遵守国际航空碳抵消和减排计划（CORSIA）规定的最简易方法。

可再生航运燃料是否在“全速前进”？

在海运部门，除非可再生燃料的消费量大幅增加，否则随着国际贸易的扩大，海运将对气候的长期负面影响将日益加大。多种低碳燃料可供航运使用，在新冠疫情爆发之前，其使用势头已有所增强。但是，目前它们的成本都高于化石海运燃料，这是增加消费量的主要障碍。新冠疫情进一步挑战了高价海运燃料的可承受度和企业购买量。

航运对气候的影响备受关注

航运占所有货运活动的四分之三，[13]2019 年的能源总需求为 221 百万吨油当量（Mtoe）（IEA, 2020a），仅略低于巴西的终端能源消费量。因此，2019 年航运部门占能源行业二氧化碳排放总量的 2.7%，占交通运输领域排放量的十分之一，对气候的影响大于任何欧盟成员国。

除非采取行动减少海运的温室气体排放，否则随着国际贸易的扩大，海运对气候的影响将在长期内显著增加。如果航运部门保持其现行政策，而能源系统的其他部分（例如电力部门、工业和其他运输方式）着手进行大幅度的减排，那么 2040 年航运在全球二氧化碳排放量中的占比可能会上升到 7%，将成为人们关注的焦点。

[13] 包括内陆航运。

国际能源署。保留所有权利。

因此，国际海事组织（IMO）致力于实现长期目标，即到 2050 年将温室气体绝对排放量减少 50%（相对于 2008 年的水平），到 2030 年将各类运输活动的二氧化碳排放减少 40%。实现这些目标的全面系列措施尚未出台，但国际海事组织更详细的战略将于 2023 年提出。一些业内企业设定了更雄心勃勃的目标：例如，世界最大的集装箱船运营商马士基（Maersk）的目标是到 2050 年实现净零排放。

减少航运对气候影响的关键是解决集装箱船、散货船等远洋船舶的排放问题。尽管这些大型船舶数目仅占全球航运船队的五分之一，但国际海运舱载燃料占航运二氧化碳排放总量的 80%。

使用低碳燃料对于实现航运部门气候目标至关重要

航运部门被认为是“难以减排”的行业。根据有关船舶温室气体排放的现行法规，[14]预计在 2015 年至 2025 年之间，船队平均能效每年仅提高 1.5%。即使设计、技术和操作都已得到最大程度的改进，与国际海事组织减排目标的距离仍很可能相当大。因此，海上运输需要转而使用含碳量很低的燃料。

海洋货运船的使用寿命为 20 至 35 年，这是向替代燃料过渡时的关键考虑因素。目前运营中的最大型船舶中三分之二的船龄在 14 年以下，即很大一部分船舶还可以使用多年（Equasis, 2018）。因此，需要“普适性”低碳航运燃料，它要适用于当前航运船队，不要求对推进系统和相关基础设施做任何改动或仅要求做最小改动。

对国际海洋货运的长期预测表明，直接使用的低碳氢，[15]以及由空气中氢和氮制成的氨，可能成为低碳航运部门未来的关键燃料。但是，这些都不是“普适性”燃料，因此要使用这些燃料，就需要相适的船舶、储罐和加燃料基础设施。鉴于今天下水的船舶到 2050 年可能仍在使用，因此需要在 2030 年之前采用合适的船舶，才能最大程度发挥氢和氨的潜力，助力实现国际海事组织的排放目标。

[14] 新船的能效设计指数（EEDI）和船舶能效管理计划（SEEMP）。

[15] 例如，通过使用可再生电力电解生产，或通过配备碳捕获和储存（CCS）的天然气蒸汽甲烷重整生产。

国际能源署。保留所有权利。

表 8.2 替代航运燃料概览

燃料	具有普适性?	生产状态	考虑因素和市场发展
生物柴油，加氢处理植物油（HVO）	有，适用于重质燃料油（HFO）和船用轻柴油（MGO）船舶	已商业化	规格优于重质燃料油船舶的燃料要求，并且更适合使用成本较高 MGO 的船舶或公路交通运输。已在示范举措中使用。
生物燃料油	有，适用于重质燃料油船舶	目前产量低，某些原料的技术已成熟	几乎不需要进行任何升级，就可以在重质燃料油发动机中使用，性能良好，价格比替代品（例如加氢处理植物油）更具竞争力。已在示范举措中使用。
生物质液化燃料（BtL）	有，适用于重质燃料油（HFO）和船用轻柴油（MGO）船舶	尚未商业化	有可能利用广泛可用的林业和农业残渣进行生产。重质燃料油船舶只需微幅升级即可使用。荷兰正在开发船用生物质液化燃料生产示范项目。
生物液化天然气	有，适用于液化天然气船舶	已商业化	随着船队的扩张，到 2025 年，液化天然气作为航运燃料的需求将是现在的十倍（IEA, 2020b）。欧盟已拨款支持在荷兰建立生物液化天然气加气基础设施。挪威海岸渡轮运营商将生物甲烷纳入其船舶燃料。
低碳氢和氨	没有，需要专用的内燃机（ICE）或燃料电池推进	早期阶段，目前可用性有限	旨在加快产出的氢战略数目不断增加。日本和北欧地区正在制定氨航运举措。船用发动机中的氨测试已经开始，两家船舶原始设备制造商（OEM）计划开发在未来五年内投入运行的氨燃料发动机。
电力	没有	目前不适合国际海海洋货运	电池能量密度需要大幅提高，并且重量和成本需要降低，才适合国际航运。可用于内陆和短途海上航线。

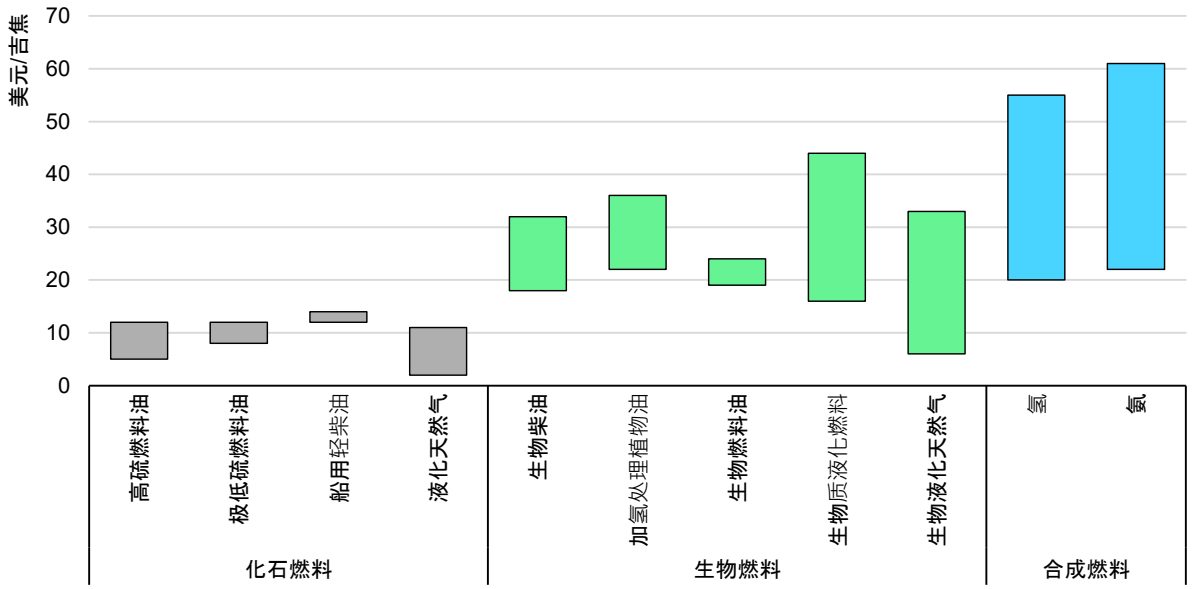
注：生物质液化燃料是通过热化学技术（如气化和裂解）生产的生物质液态燃料。生物液化天然气（bio-LNG）是由生物甲烷制取的液化天然气。可再生氢和氨通过使用可再生电力电解生产，通过生物质气化生产，或配备碳捕获和储存的天然气蒸汽甲烷重整生产。ICE = 内燃机。OEM = 原始设备制造商。一些欧盟成员国、欧盟以及澳大利亚和日本等国已发布氢战略。由于氨的工业用途已确立，氨运输的物流要求已经很清楚，而氢不是这种情况。

燃料成本是采用可持续航运燃料的主要障碍

有竞争力的燃料成本对于商业海洋物流服务至关重要。燃料支出因船舶类型、服务和油价而异，可占航运公司运营支出的 50-60%（Felby, 2018）。当前，所有低碳船用燃料的价格都高于现有化石航运燃料。

国际能源署。保留所有权利。

图 8.13　指示性航运燃料成本范围



国际能源署。保留所有权利。

注：化石燃料价格区间基于 2019 年全球市场价值。在同等油价下，极低硫燃料油成本高于高硫燃料油。生物燃料油成本是基于 200-300 美元/吨燃料油溢价的估算。生物液化天然气成本是基于生物甲烷生产的全球成本估算以及额外的液化成本的估算。生物质液化燃料尚未商业化生产，因此生产成本区间不能反映当前的市场价格。氢和氨的成本区间基于可再生电力电解生产估算；成本区间最低端要求可再生电力成本约为 25 美元/兆瓦时。在给定电力投入价格下，有可能通过减少电解装置资本成本来降低成本。

来源：基于 IEA (2020c), Outlook for biogas and biomethane:Prospects for organic growth; IEA Bioenergy TCP (2020), Advanced biofuels:Potential for cost reduction。

鉴于低碳燃料成本较高，在缺乏国际航运减排全面政策框架、低碳燃料使用激励和航运普遍碳定价机制的情况下，刺激低碳燃料消费的挑战较大。可再生燃料还必须与推广使用的液化天然气竞争，液化天然气排放的二氧化碳比燃油少，但单凭液化天然气不足以实现国际海事组织的 2050 年目标。因此，国际海事组织预计于 2023 年出台的战略至关重要，它将促进成本降低，并在低碳燃料成本较高的现实下为其部署提供框架。

国际海事组织旨在减少船用燃料硫排放的法规于 2020 年生效，[16]已经促使燃料从高硫燃料油转换为更昂贵的极低硫燃料油[17]和馏分油燃料，例如船用轻柴油。因此，今年极低硫燃料油的消费量将增加五倍。上表中的所有低碳燃料都是低硫燃料，并符合国际海事组织的硫含量上限规定。

[16] 这些法规将在硫排放控制区以外交易的船上使用的海运燃料的硫含量限制为最高 0.5%。重质燃料油通常含有 2.7%的硫。

[17] 极低硫燃料油比高硫燃料油更昂贵，因为它含有更多的瓦斯油，使承运商能够达到国际海事组织的法规要求。还存在优质的超低硫燃料油（ULSFO）。

国际能源署。保留所有权利。

2020 年 1 月到 8 月，在同等原油价格下，极低硫燃料油的价格比高硫燃料油高 35-50%。尽管新冠疫情大流行改变了市场环境，并且今年是国际海事组织硫上限法规实施的第一年，但定价环境较为活跃。

尽管如此，极低硫燃料油在未来几年内将成为国际航运的主要燃料，应当能够整体降低可持续航运燃料的成本溢价，不过大多数低碳替代品仍将保持显著更高的价格。此外，截至 2019 年底，约有 2,500 艘船已安装尾气净化装置，这些船舶仍将能够使用高硫燃料油，约占适用的高硫燃料油船队总数的 6%。

还需要采取其他措施推动可再生航运燃料使用

提高所有替代航运燃料的标准化程度（例如燃料质量和加注）将促进其使用。与航空不同，海运部门不存在具有法律约束力的燃料标准。因此，渴望增加运营可持续性的船东和运营商仍对使用新燃料持谨慎态度，并需要确保（例如通过综合试验）使用新燃料不会产生不利影响。

鹿特丹港的燃料销售量在全球排名前三，这里集中了许多生物燃料试验活动。目前，生物燃料的使用得到了全国性方案的经济支持，该方案鼓励使用可再生船用和航空燃料，以实现欧盟《可再生能源指令》目标。[18] 政府基于每单位能源授予票证，根据燃料质量和原料的不同，每升生物燃料的票证价值最高已达到 0.60 欧元。目前，该方案正在修订中。鹿特丹还打算成为低碳氢中心。

港口在促进可再生燃料加注便利化方面也起着重要作用。全球七大港口约占船用燃料消费总量的 60%（IRENA, 2020），因此即使只在一个关键港口建立相关供应链服务，就可以为相当大比例的海洋货运船舶增加替代燃料的供给。对使用可持续燃料的船舶降低港口费是刺激需求的手段之一。

尽管对于有固定时间表和航线的定期船来说，提供定期的可持续燃料供应可能会更方便，但是确保合适的生产规模以满足需求仍然是一项关键挑战。从能源角度来看，仅一艘大型集装箱船的年度燃料需求就相当于 10 万多辆汽油燃料汽车的需求。

新冠疫情会否使低碳船用燃料脱离预定轨道？

全球疫情大流行增加了海洋货运公司采用可再生燃料的挑战。2020 年上半年，亚洲、北美和欧洲各港口的货物和集装箱吞吐量下降了 10-17%。为了应对较低的需求，集装箱航运公司闲置了船舶并取消了服务（称为“空航”），这可能导致活动量减少多达 7%（IEA, 2020d）。

[18] 迄今为止，荷兰是唯一实施该指令规定的欧盟成员国。

国际能源署。保留所有权利。

艰难的经济气候加剧了集装箱航运运营商已有的债务负担。2019 年 14 家主要运营商的债务合计达到 950 亿美元（ITF, 2020），而去年的利润只有 60 亿美元（Financial Times, 2020）。这显然损害了这些公司转型到大量使用成本较高可再生燃料的能力。

同时，由新冠疫情引起的燃料需求急剧萎缩导致化石航运燃料价格大大降低。2019 年 12 月至 2020 夏初之间，高硫燃料油价格下跌了 50%，低硫燃料油下跌了 65%，船用轻柴油下跌了 60%，液化天然气下跌了近 60%。[19]显然，这增加了可持续航运燃料的相对成本，而且，在海运没有正式脱碳目标的情况下，可能会减慢示范举措的实施。因此，降低可持续燃料成本所必需的生产和市场开发规模经济将延迟实现。

对于通常会购买低碳航运服务以展现其企业社会责任的企业而言，可能因疫情望而却步。例如，宜家（Ikea）和宝马（BMW）等企业都支持消费生物燃料，以减少其产品运输对气候的影响。此类企业消费对于赋能可再生海运燃料供应投资很重要，并且可以通过专门的船用生物燃料举措（例如 GoodShipping 项目）来鼓励。

鉴于没有受到疫情影响的企业极少，为绿色航运服务支付更高费用的承诺可能会面临考验。在可持续燃料成本没有显著下降的情况下，大量消费可持续燃料对客户而言可能导致物流成本增加。这可能造成一些客户更换供应商，选择继续使用化石燃料并可以提供更实惠服务的企业作为新供应商。

但是，在政府政策（例如碳定价）提高化石航运燃料价格的地区，也可能会发生业务转移，即船舶改去无此类政策的地区加注燃料。欧洲议会 2020 年 9 月批准自 2022 年起将总吨位 5,000 及以上的船舶纳入欧盟排放交易体系（EU ETS），并将于该项规定出台之前与成员国进一步讨论（European Parliament, 2020），而《欧洲绿色协议》已表明将对船用燃料的免税政策进行复议。

不过，某些刺激计划中包含的措施可能会促进低碳航运燃料的发展。其中包括德国海洋运输刺激计划中承诺的 10 亿欧元支持，以及用于开发多种运输方式氢燃料加注基础设施的资金。同时，挪威的“绿色转型计划”也概括表达了对“绿色航运”的支持。

[19] 液化天然气价格下降 60%是指亚洲现货和欧洲价格；美国价格下跌幅度较小（约 25%）。

国际能源署。保留所有权利。

参考文献

AEMO (Australian Energy Market Operator) (2020), Statistical reporting streams, AEMO, Melbourne, https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/system-operations/congestion-information-resource/statistical-reporting-streams.

Bundesnetzagentur (Germany's Federal Network Agency) (2020), Netz- und Systemsicherheit, Germany https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit.html.

CAISO (California ISO) (2020), Managing oversupply, CAISO, Folsom, CA, http://www.caiso.com/informed/Pages/ManagingOversupply.aspx.

China Energy Portal (2020), 2019 wind power installations and production by province, https://chinaenergyportal.org/en/2019-wind-power-installations-and-production-by-province/.

EC (European Commission) (2020a), EUCO 10/20, EC, Brussels, https://www.consilium.europa.eu/media/45109/210720-euco-final-conclusions-en.pdf.

EC (2020b), European Structural and Investment Funds (database), EC, Brussels, https://cohesiondata.ec.europa.eu/funds/eafrd#top.

EC (2020c), Annexes to Regulation COM(2020) 408 final, EC, Brussels, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/GA/TXT/?uri=CELEX:52020PC0408.

EC (2015), Contribution of the European Structural and Investment Funds to the 10 Commission Priorities, https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/key-energy-union-climate_en.pdf.

EirGrid (2019), Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2018, EirGrid, Dublin.

EPA (United States Environmental Protection Agency) (2020a), Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks, EPA, https://www.epa.gov/sites/production/files/2020-04/documents/us-ghg-inventory-2020-main-text.pdf.

EPA (2020b), Greenhouse Gas Equivalencies Calculator, EPA, https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator.

GSE (Gestore dei Servizi Energetico) (2019), Rapporto delle attivita 2019, GSE, Rome, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivit%C3%A0/RA2019.pdf.

国际能源署。保留所有权利。

IEA (International Energy Agency) (2020), Introduction to System Integration of Renewables, IEA, Paris, https://www.iea.org/reports/introduction-to-system-integration-of-renewables.

IEA (2019), China Power System Transformation, IEA, Paris.

IESO (Independent Electricity System Operator) (2019), 2019 year in review, IESE, Toronto, https://www.ieso.ca/en/Corporate-IESO/Media/Year-End-Data.

LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory) (2020), Curtailment data, LBNL, Berkeley, CA.

REE (Red Eléctrica de España) (2019), El sistema eléctrico español síntesis, REE, Madrid, https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/sintesis_ree_2019.pdf.

REF (Renewable Energy Foundation) (2020), Balancing Mechanism Wind Farm Constraint Payments, https://www.ref.org.uk/constraints/indextotals.php.

国际能源署。保留所有权利。

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 30 member countries, 8 association countries and beyond.

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Brazil
China
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

Chinese translation of Renewables 2020 – Analysis and forecast to 2025
此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文
原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。
No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA. All rights reserved.
IEA Publications
International Energy Agency
Website: www.iea.org
Contact information: www.iea.org/about/contact

Typeset in France by IEA - January 2021
Cover design: IEA
Photo credits: © Shutterstock

可再生能源 2020 – 至2025年的分析和预测

2020年5月，国际能源署（IEA）发布可再生能源市场更新报告，分析了新冠疫情对2020年和2021年可再生能源部署的影响。这项早期评估表明，全球可再生能源增长正在经受新冠疫情造成的损害，但并未被其阻止。半年后，疫情大流行继续影响着全球经济和日常生活。不过，可再生能源市场，特别是发电技术，已经显示出抵御疫情的韧性。《可再生能源2020》就新冠疫情对电力、热力和交通运输领域可再生能源从目前直至2025年的影响提供了详细分析和预测。