



北京大学国家发展研究院
National School of Development

MGF MACRO AND
GREEN
FINANCE LAB
宏观与绿色金融实验室

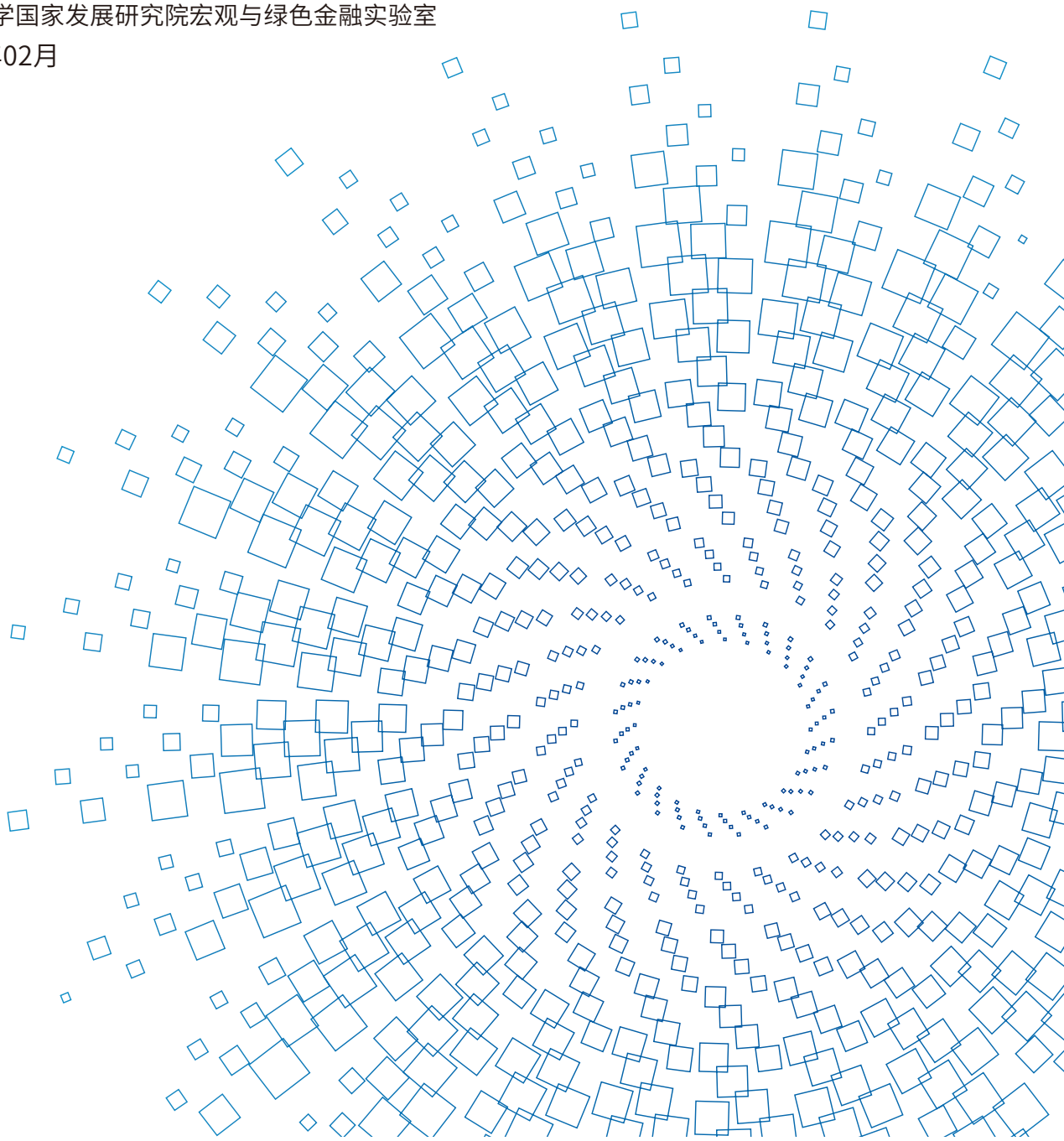


风电技改项目的经济环境 效益与金融支持

Economic and Environmental Benefits of and
Financial Support for Wind Repowering Projects

北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室

2023年02月



致谢

课题组感谢奕图资本的资助和研究支持，以及秦海岩先生（中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长）、于贵勇先生（中国可再生能源学会风能专业委员会国际合作部主任）与北京金风慧能有限公司团队在课题调研和报告撰写过程中提出的宝贵意见。

课题组

组长

马 骏 北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室联席主任

成员

何晓贝 北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室副主任

祝 韵 北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室研究专员

张静依 北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室研究专员

邵丹青 北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室研究专员

沈子添 北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室科研助理

蔡涵淇 北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室科研助理



北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室成立于2021年，致力于宏观金融与绿色金融的政策研究，努力成为相关领域的世界一流智库，为国内政府部门与监管机构提供高水平的政策研究成果及建议，同时积极推动相关领域的国际合作与交流。本实验室长期开展宏观金融与绿色金融的自主研究，同时接受各级政府、金融监管部门和金融机构的课题委托。实验室积极参与和支持人民银行和监管机构在宏观金融和绿色金融方面的研究，近年的研究重点包括宏观经济、金融风险、转型金融、绿色金融、绿色金融科技、气候政策、货币政策等。

版权声明：

本报告版权本报告版权属于北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室。转载、摘编或利用其它方式使用本报告文字、图表或者观点的，应注明“来源：北京大学国家发展研究院宏观与绿色金融实验室”。

目录

一、我国风电场现状和技改的原因	02
(一) 我国风电产业发展现状与前景	02
(二) 风电技改的驱动因素	05
风电机组退役规模不断上升	05
老旧机组风能利用率低、运维成本高	06
提升风电的碳减排效益	07
减少环境影响，降低安全事故	09
(三) 主管部门支持风电技改的政策	10
二、风电技改的经济效益分析	12
(一) 风电技改的分类	12
(二) 影响技改项目经济效益的主要因素	13
电网消纳水平	13
电价政策	16
改造成本	18
(三) 敏感性因素分析：案例模拟	20
三、风电技改的生态环境影响	26
四、结论与建议	28

图表目录

表1 重庆四眼坪风电场“以大代小”增容技改项目的碳减排效益 ..	09
表2 国家及地方层面风电技改政策汇总	11
表3 《风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）》的合规性审批手续要求.....	11
表4 三类电价政策对比	17
表5 模拟案例关键假设（以蒙西地区为例）	21
图1 零碳情景下2020—2060年电源装机结构.....	03
图2 零碳情景下2020—2060年发电量结构.....	03
图3 中国陆地70米高度风功率密度分布	04
图4 全国累计风电装机容量分布图（2021）	05
图5 2021-2025年全国1.5MW以下机组退役改造需求	06
图6 2026-2030年全国1.5MW以下机组退役改造需求	06
图7 2009-2019年风机平均单机容量变化（MW）	07
图8 全球风机规模发展演变	12
图9 影响老旧技改项目的关键因素	13
图10 各省市地区风电相关消纳指标比较	14
图11 全国2021年年度保障小时数缺口.....	15
图12 全国2022年3季度累计总发电量中的风电占比	15

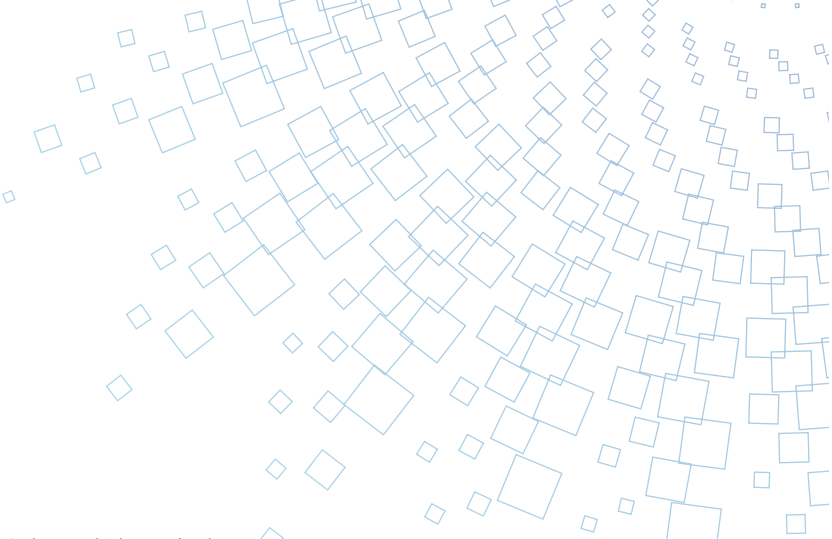


图13 全国2022年3季度累计弃风率水平	16
图14 各地区煤电交易基准价、风电指导价格与价格差	17
图15 不同风资源区对应历史政府指导价（含补贴标杆电价）	18
图16 2021年以来风电机组月度公开招标均价走势.....	19
图17 部件复用服役时间项目占比	20
图18 当地煤电基准电价与IRR的关系	22
图19 区域保障收购电价对IRR的影响	22
图20 各地区技改收益率水平	23
图21 各地区风电发电设备年均利用小时数（2021年）	24
图22 改造后年利用小时数对技改IRR的区域性影响	24
图23 风机价格对技改IRR的区域性影响	25

摘要

“十四五”到“十五五”期间，全国风电机组累计退役改造容量预计将超过 6000 万千瓦。尽管目前新建项目仍是风电装机新增容量的主要形式，但技改项目的潜力更加凸显。本文的分析显示，与新建风电项目相比，风电技改的经济效益更高，且环境和气候效益更好。在合理的条件假设下，许多地区的风电技改 IRR 可以达到 14% 以上。同时，风电技改项目显著降低新增风电的潜在占地需求，可减少对生态环境的潜在负面影响，也显著提高碳减排效益。但现阶段大规模风电技改的主要制约因素是地区电网的消纳能力和政府的合规审批难度。基于上述分析，我们建议，地方政府尽快完善风电场技改升级的管理方法，简化审批手续；金融机构应认识到风电技改项目的经济效益，在绿色金融相关目录和碳支持减排工具的框架下，设计针对风电技改项目的金融服务方案。



我国风电场现状和技改的原因

(一) 我国风电产业发展现状与前景

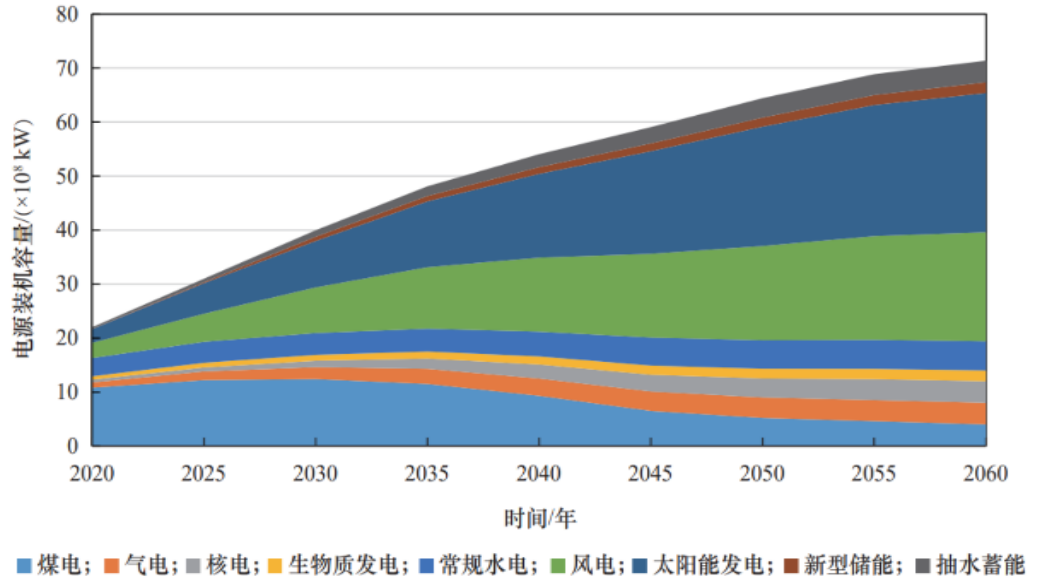
我国风电产业从上世纪 90 年代发展至今，历经二十余载，从无到有成长为装机规模全球第一。上世纪 90 年代，我国开始利用国外赠款及贷款，建设小型示范性风电场。2003 年后，我国通过实施风电特许权招标项目和《可再生能源法》，迅速提高了风电开发规模和本土风电设备制造能力。2008 年，我国提出在内蒙古、新疆、甘肃、河北、山东和江苏沿海地区等地建设八个“千万千瓦级风电基地”，风电开发迎来第一个大规模建设高峰期，风电累计装机容量于 2010 年跃升为世界第一。

2021 年，我国风电累计装机约为 3.3 亿千瓦，约占电源总装机量的 13%；全年风电发电量 6526 亿千瓦时，占全社会用电量的 7.9%¹。未来四十年，在双碳战略下，风电装机比例和发电比例仍将不断上升。据舒印彪等（2021）估计，在双碳目标、经济发展、能源消费需求、技术进步、资源、产业、政策等边界约束条件下，2030 年风电装机规模预计将达到 8 亿千瓦，占电源总装机量的 21%，占总发电量的 16%（所有非化石能源发电量占总发电量为 51%）；2060 年装机规模将达到 20 亿千瓦，占电源总装机量的 28%，占发电量的 30%（非化石能源发电量占比提升至 92%）²。

1. 数据来自国家能源局。

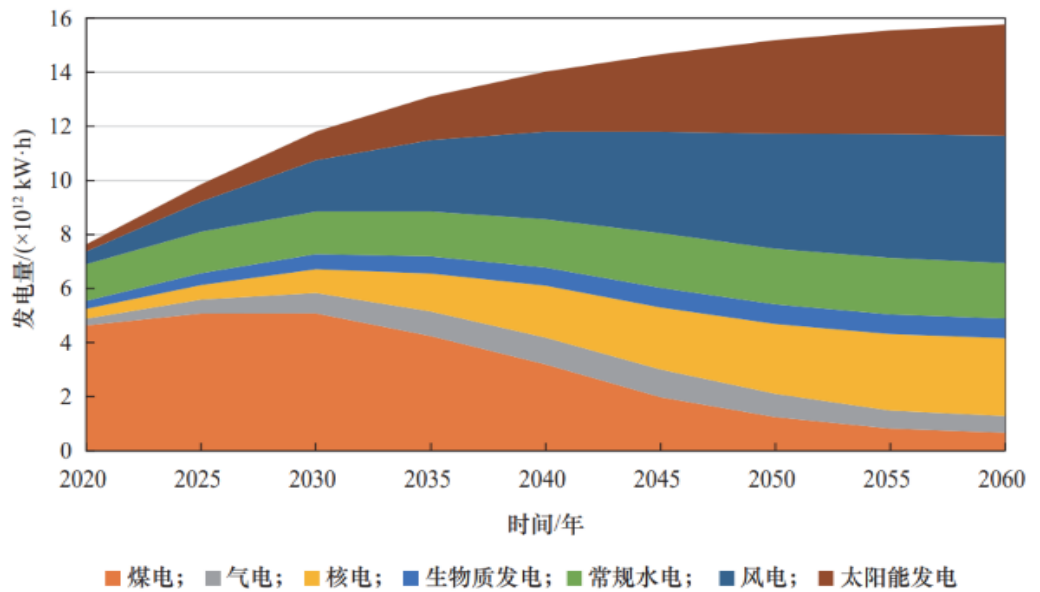
2. 舒印彪,张丽英,张运洲,王耀华,鲁刚,元博,夏鹏.我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J].中国工程科学,2021,23(06):1-14.

图1 零碳情景下2020—2060年电源装机结构



来源：舒印彪等（2021）

图2 零碳情景下2020—2060年发电量结构

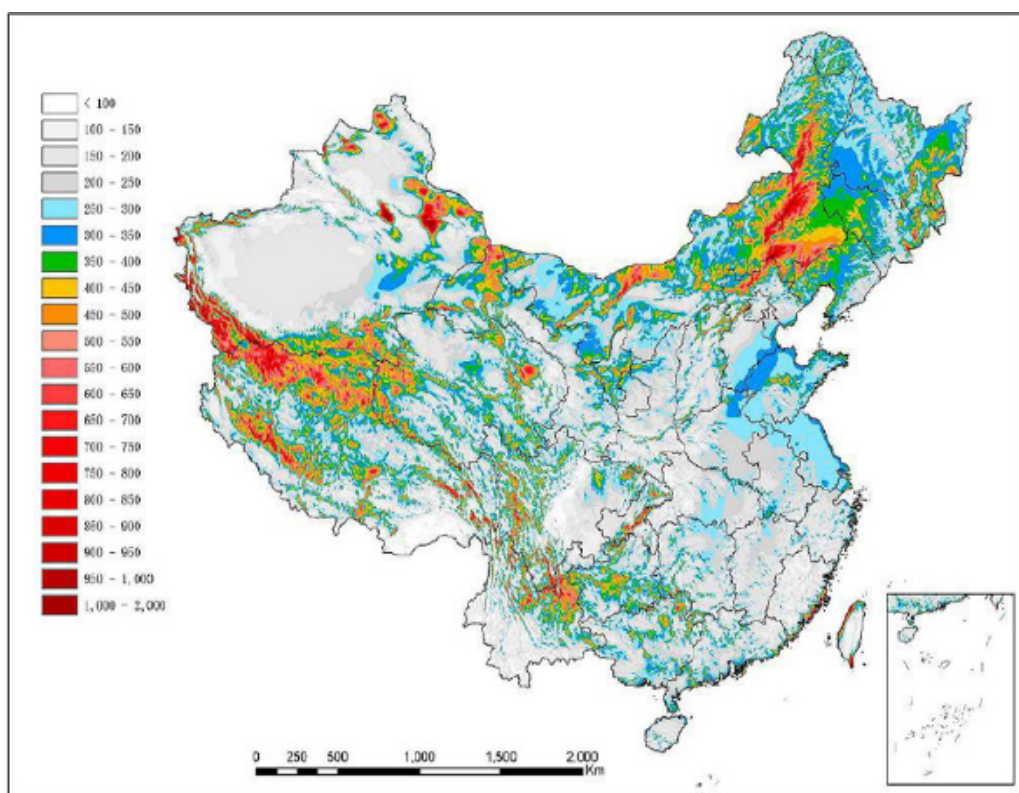


来源：舒印彪等（2021）

由于风电开发对地理位置的要求，陆上风电未来增量依然主要布局在现有风电资源丰富的位置。随着这些地区的优质风源地逐渐被开发利用，长期来看需要大量对现有项目进行翻新技改。近年来，一方面海上风电、东中部地区分散式风电成为新方向，但陆上风电的集中式开发依然是风电发展的主要趋势。如下图3所示，我国陆地70米高空风功率密度最高的地区主要是我国的“三北”

地区（即西北、华北、东北地区）和西南地区。“三北”地区可供风电开发的土地广阔，长期以来是中国陆上风电建设重点，我国累计风电新增装机容量主要集中在内蒙古、新疆、河北、甘肃、山东等省份（如图4所示）³。我国风能资源的分布特点决定了未来风电场开发“大规模发展、集中式建设、远距离输送”的趋势不会发生大变化⁴。而且，由于目前陆上优质风源地已被大规模开发利用，随着已有风电场风电机组寿命的逐渐临近，未来需要大量对现有项目进行翻新技改。

图3 中国陆地70米高度风功率密度分布

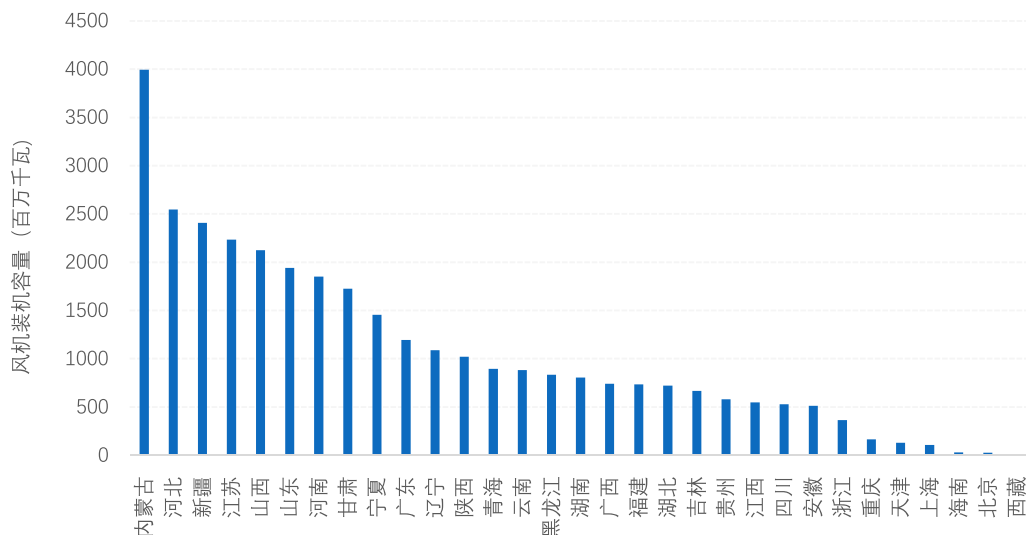


来源：中国气象局，发改委能源所

3.截至2020年末。

4.《中国风电发展路线图2050》，发改委能源所。

图4 全国累计风电装机容量分布图（2021）



来源：中电联

(二) 风电技改的驱动因素

1. 风电机组退役规模不断上升

现阶段，尽管新建项目仍是风电装机新增容量的主要形式，但随着老旧机组退役规模不断上升，技改项目的潜力更加凸显。风电机组的寿命一般是 20-25 年。我国风电市场已发展二十余载，上世纪末本世纪初安装的第一批机组将在“十四五”期面临退役，2005 年至 2011 年间大规模安装的机组将在“十五五”期面临退役，风电翻新技改需求将不断增加。

“十四五”到“十五五”期间，全国风电机组累计退役改造容量（即老旧机组更新容量）预计将超过 6000 万千瓦。据发改委能源所研究测算⁵，按照风电场设计和经营期 20 至 25 年考虑，假定运行 15 年以上的部分风电机组有改造需求，运行 20 年未改造的风电机组开始退役，25 年全部退役。据此初步测算，2021 到 2030 年全国风电机组累计退役改造容量将超过 6000 万千瓦。其中，“十四五”期间的改造退役规模约为 2000 万千瓦，“十五五”期间的改造退役规模约为 4000 万千瓦，如下图所示。

5. 《我国风电机组退役改造置换的需求分析和政策建议》，发改委能源所。

图5 2021-2025年全国1.5MW以下机组退役改造需求

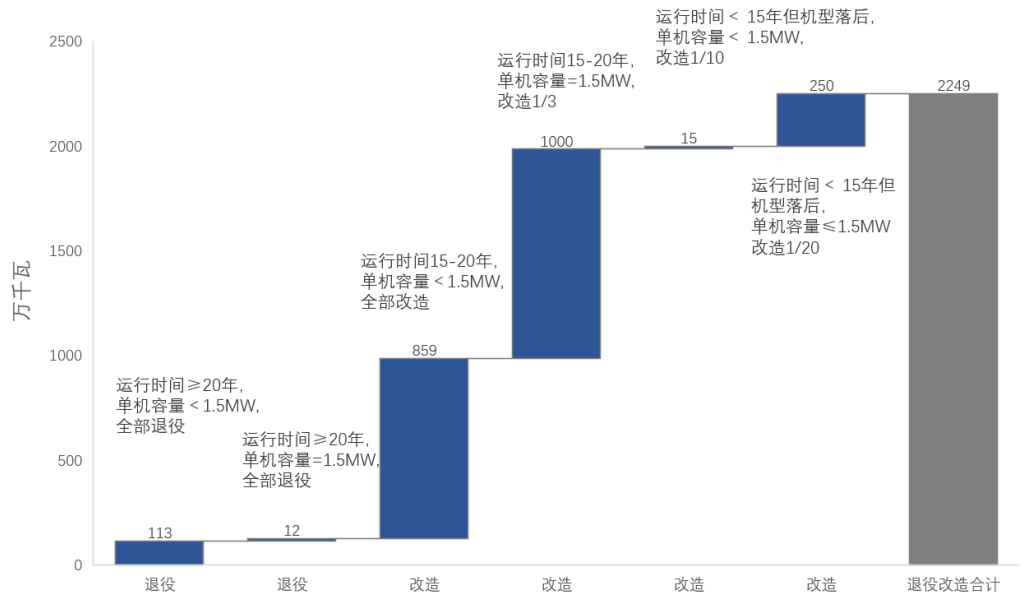
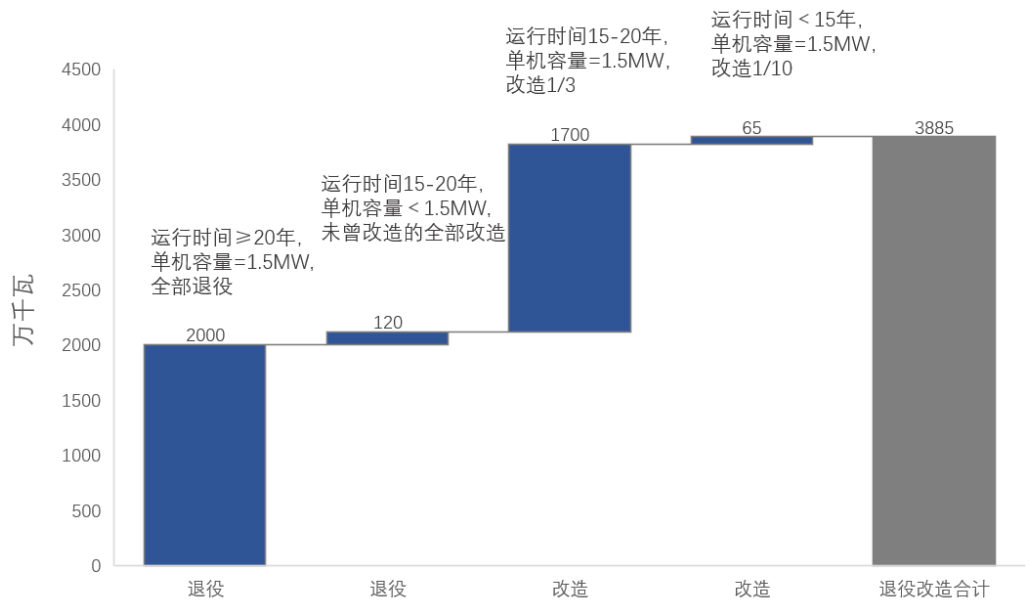


图6 2026-2030年全国1.5MW以下机组退役改造需求



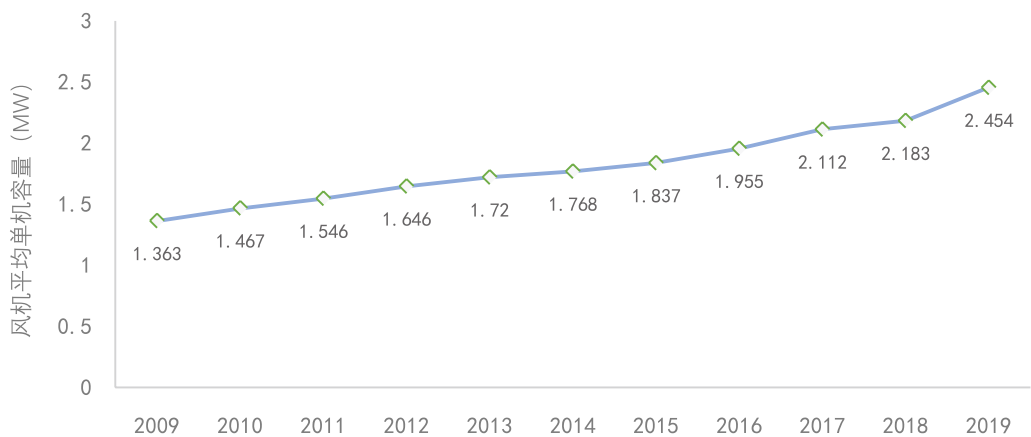
2. 老旧机组风能利用率低、运维成本高

许多运行超过十年的老旧机组，随着服役时间的增加，设备老化、出力不足、备件停产、运行故障等一系列问题日益增多，运维成本增加，发电量下降，严重影响风电场运营业主的经济效益。

以大代小项目能够实现装机容量增加一倍以上，延长风场寿命约20~25年。据CWEA统计，2009年风电机组的平均单机容量为1.363兆瓦，2019年平均单

机容量已上升到 2.454 兆瓦，目前，3-5 兆瓦机型也逐渐走向主流。“以大换小”可大大提高风能可利用小时数，例如，据已有文献分析，在不考虑限电因素的影响下，将 600kW 机组更换为 1.5MW、2.0MW、2.5MW 以及 3.0MW 机组，年利用小时数可分别提升 1983h、2169h、2147h 以及 2245h⁶。以 1.5MW 机组为例，全国利用小时数低于 1500 小时的风电机组约 6600 台，占总装机 12% 以上，低于 1800 小时的超过 1.4 万台⁷。若将低于 1800 利用小时的 1.5MW 机组全部升级为 3MW 机组⁸，发电量可提升 492 亿千瓦时左右，可大幅提高高原老旧风电场的电力收入。

图7 2009-2019年风机平均单机容量变化



来源：CWEA

3. 提升风电的碳减排效益

风电技改存在显著的碳减排效益，一方面有助于提升我国风电部门支持国家双碳目标所发挥的作用，另一方面，随着绿电市场、自愿性碳市场的发展，碳价逐渐内部化、显性化，风电技改的碳减排效益能为风电企业带来额外的财务回报。

从全生命周期的角度，风电场的碳排放主要来自于上游制造端，钢、铝和铜等金属原材料的开采以及风机制造环节排放的二氧化碳总量占风电碳排放量的 86% 左右；其余 14% 的碳排放则来自于运输、吊装、运维及风电场退役后的风机设备处置等环节；而风电场运营期间的碳排放基本可以忽略不计，可看作是零排放的过程⁹。因此，在其他环节碳排放基本固定的前提下，风电场运营期间的发电能力越强、发电量越大，其相对化石能源发电的碳减排效益越

6.《我国老旧风电机组更换研究》，马小萍。

7.来源：金风科技。

8.按2000利用小时数计算。

9.中国能源报.风电向全生命周期“零碳排放”转型[O/L],2021.

高。同时，由于风电上下游产生的碳排放量远远小于风电场运营期间风电相较于化石能源电力的碳减排量，即风电的生命周期单位电力碳排放量远远低于化石能源电力，因此，虽然技改在新风机的原材料、制造、运输、安装等环节会新增碳排放，但通过提高风电场运营期间的发电能力和发电量，“以大代小”技改可显著提升风电场的碳减排效益。一项研究¹⁰对西班牙的代表性风电技改项目进行了生命周期分析（LCA），采用GWP（全球变暖潜能值）¹¹来衡量风电技改在温室气体排放方面的影响，结果表明：此技改项目中风机的GWP为 $2.43E+07\text{kgCO}_2\text{eq}$ ，变电站和配电网的GWP为 $5.14E+05\text{kgCO}_2\text{eq}$ ，而技改后风电场新增发电的GWP为 $-9.03E+08\text{kgCO}_2\text{eq}$ ，新增风电的减排效益远远大于前两项活动在碳排放方面的负面影响；考虑所有相关活动的温室气体排放影响后，此风电技改项目的净GWP为 $-8.78E+08\text{kgCO}_2\text{eq}$ 。

王彦哲等（2021）的研究显示，我国不同发电方式在实际发电小时数运行条件下的生命周期单位发电量碳排放为：煤电 $839\text{gCO}_2/\text{kwh}$ ，气电 $452\text{gCO}_2/\text{kwh}$ ，水电 $40.6\text{gCO}_2/\text{kwh}$ ，光伏 $29.2\text{gCO}_2/\text{kwh}$ ，核电 $10.9\text{gCO}_2/\text{kwh}$ ，风电 $8.6\text{gCO}_2/\text{kwh}$ ；即便采用CCS技术（碳捕集率90%），煤电、气电生命周期单位发电量碳排放也达到 $144\text{gCO}_2/\text{kwh}$ 和 $118\text{gCO}_2/\text{kwh}$ ，远高于风电的水平¹²。若参考前文中的估算数据，将全国低于1800利用小时的1.5MW机组全部升级为3MW机组，则技改后每年可提升发电量492亿千瓦时左右。假设新增风电全部替代煤电或气电，则该项技改可在不增加风电用地的前提下，相较（没有采用CCS技术的）煤电、气电每年分别减排4086万吨、2182万吨二氧化碳。

中国安能二局重庆四眼坪风电场改扩建工程是我国首个实施的大规模“以大代小”增容技改项目，表3-1展示了该项目通过提升装机容量和发电能力带来的碳减排效益。

10. E. Martínez, J.I. Latorre-Biel, E. Jiménez, F. Sanz, J. Blanco, Life cycle assessment of a wind farm repowering process, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 93, 2018, 260-271.

11. 全球变暖潜能值（Global Warming Potential）为衡量某类温室气体或某个产品/活动对全球变暖影响的指标，有两类含义：①在导致全球变暖方面，一单位某类温室气体相当于多少单位的二氧化碳（此含义的GWP无单位）；②某个产品/活动包含的碳排放当量（此含义的GWP单位为 $\text{kg CO}_2\text{eq}$ ）。文中的GWP为第二类含义，其中风电的GWP为相较于煤电的减排量。

12. 王彦哲, 周胜, 王宇, 秦旭映, 陈福冰, 欧训民. 中国核电和其他电力技术环境影响综合评价. 清华大学学报(自然科学版), 2021, 61(4): 377-384.

表1 重庆四眼坪风电场“以大代小”增容技改项目的碳减排效益

技改内容：拆除35台850kw老旧风机，新安装6台3.6MW、11台4MW和4台5MW新风机。		
	技改前	技改后
总装机容量 (MW)	46.75	102.6
年发电量 (kwh)	8747万	2.5亿
年等效满负荷小时数	1813	2328
年节约标煤 (万吨)	3.41	7.8
年减排二氧化碳 (万吨)	12.33	23.6

注：年节约标煤量和年减排二氧化碳量的对比基准为燃煤发电。
来源：课题组根据公开资料整理。

除了通过提高运营期间的发电能力和发电量来提升风电场的碳减排效益，“以大代小”技改还可通过将碳足迹较高的老旧风机替换为碳足迹较低的新型风机以降低风电的全生命周期碳排放。首先，由于风电的全生命周期碳排放主要来自于原材料和风机制造环节，因此使用低碳工艺制造的“绿色”钢材和混凝土、或者木制塔筒等低碳材料作为风机原材料是风电减排的重要路径。例如，风机制造巨头维斯塔斯通过投资木制塔筒来降低其风机的全生命周期碳排放¹³，目标在2030年前实现整个供应链中生产每兆瓦时风电产生的碳排放量减少45%¹⁴。其次，风机技术进步有助于提高风机的回收利用率，从而降低新型风机的全生命周期碳足迹。2021年7月，风机制造巨头西门子歌美飒宣布将在2030年前实现风机叶片全部回收利用、2040年实现风机全部回收利用和全价值链净零排放目标¹⁵。最后，新型风机相较于老旧风机具有更高的耐用性，从而减少实地运维需求、降低运维相关碳排放。我国的金风科技、明阳智能、远景能源等企业也开始关注风电的全生命周期碳足迹，技改项目可通过将碳足迹较高的老旧风机替换为碳足迹较低的新型风机为我国风电企业实现范围三（全价值链）净零排放提供良好契机。

4. 减少环境影响，降低安全事故

与新建项目比，“以大换小”技改项目无须开辟新风场、征用土地，有利于减少人类活动对当地生态环境的影响，如对当地植被、动物等的影响。而且，

13. 该木制塔筒相较传统钢结构塔筒预计可减排80%：<https://reneweconomy.com.au/stronger-than-steel-vestas-invests-in-wood-wind-turbine-tower-maker/>

14. Vestas. Vestas to become carbon-neutral by 2030 [O/L], 2020.

15. Siemens Gamesa. Siemens Gamesa puts decarbonization, recyclability and technological education at heart of ambitious new sustainability strategy [O/L], 2021.

老旧风电场的安全性也是需要考的重要因素，安全事故将影响风电场业主的经济效益，也可能影响运营人员的人身安全。早期机组因为安全性能考虑不足，缺乏预警系统，易引起安全事故，比如机组超速导致的飞车、机组振动过大造成的叶片扫塔筒、机组局部温度过高造成的失火等安全事故。

(三)主管部门支持风电技改的政策

由于上述因素，我国能源主管部门也逐渐意识到风电技改的重要性。此外，风电设备和风电场更新置换和退役涉及项目核准（延期运营、增容土地占用）、并网标准、退役材料回收等一系列问题，需要相关配套政策的变更与支持，技改政策的及时出台也具有必要性。

2020年5月，辽宁省率先明确了支持现役风电机组更新项目，为后续国家政策出台积累了实践经验。随后山西能源局也提出了风电技改扩容项目建设方案。2021年5月，国家能源局宣布启动老旧风电项目的技改升级。同年9月，宁夏开展老旧风电场“以大代小”更新试点的实践。

2021年12月，国家能源局出台了《风电场改造升级和退役管理办法》（征求意见稿），其中包括了组织管理、电网接入、保障措施、循环利用和处置等风电场改造升级项目实施的细则，明确了诸如补贴是否可延续、征地是否需重新办理、事前事中事后监管工作的责任主体等风电开发企业关注的重点问题；也规定了等容改造和增容改造的审批手续要求和简化办理的条件。

尽管该征求意见稿为各省级能源主管部门制定行政区域细则提供了指引，但现在依然面临一些问题。现阶段，大部分省份并没有出台具体的以大代小的有关政策，这就导致大量的项目改造升级需求缺少政策支持，难以推进执行。早期建设的风电场风机及箱变的机位在征地时整个风电场区域不涉及生态红线，但现阶段如要开展上大压小技改、大机组的机位土地占用在原有机位上增加或者根据尾流影响要移位，这部分多出来的土地性质就涉及到生态红线的困扰。此外，以大代小要想扩容，需重新提交电力系统接入申请，获得电网批复后才可以项目增容，与新建项目的流程相同，但现阶段此类项目获得批复的难度更大。

表2 国家及地方层面风电技改政策汇总

出台时间	部门	政策名称	主要内容
2020年4月	辽宁能源局	《辽宁省风电项目建设方案》	支持省内现役风电机组更新项目。
2021年3月	山西能源局	《2021年风电技改扩容项目建设方案》	提出省内风电技改扩容项目的实施方案。
2021年5月	国家能源局	《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	提出启动老旧风电项目技改升级。
2021年9月	宁夏发改委	《关于开展宁夏老旧风电场“以大代小”更新试点的通知》	是国家能源局宣布启动老旧风电技改升级后第一份地方性试点文件，是国内首份风电技改“以大代小”细则。
2021年12月	国家能源局	《风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）》	规定了风电场改造升级项目实施的具体细则。

来源：公开信息整理

表3 《风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）》的合规性审批手续要求

审批文件名称	扩容更新	增容更新
指标核准	获取指标并取得省级能源主管部门核准	
电网接入	不占用新增消纳，空间接入系统方案复核	增容部分优先纳入本省（区、市）保障性并网规模、鼓励通过市场化方式并网，重新办理接入系统方案
用地审批	各类自然保护地内的风电场原则上不进行改造升级。同时满足以下三个条件改造升级项目豁免办理用地预审与选址意见书： ①不改变风电机组位置； ②改造后用地面积总和小于改造前面积； ③符合国土空间规划	
环评批复	需办理	
水保批复	不改变风电机组位置的改造升级项目，豁免办理水保手续	
并网调度协议/购售电合同	需重新签署	
电力业务许可证	无需办理	变更电力业务许可证

来源：《中国风电场技改升级白皮书》，华能天成租赁&鉴横认证中心



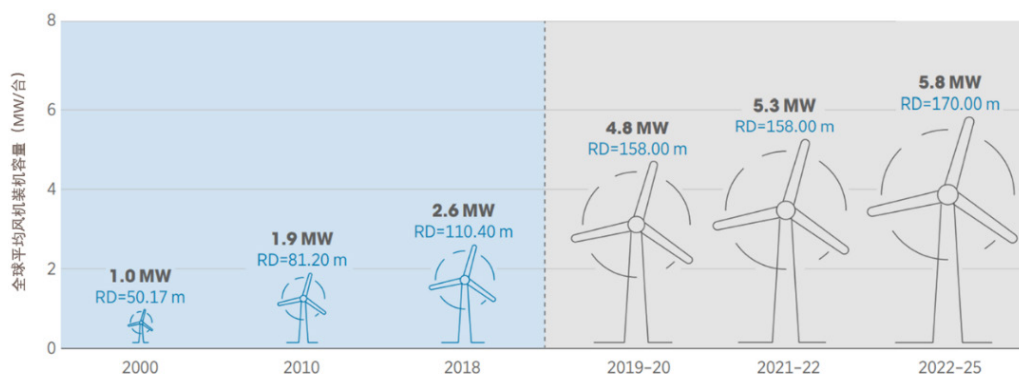
风电技改的经济效益分析

(一) 风电技改的分类

风电技改的方案主要包括以大代小、整机替换和专项技改。以大代小是目前国内适用性和推广性都更高的一类技改方案。风机大型化是全球风电发展的大趋势（见图 8），能大幅减少制造单位发电量的投资成本和运维成本¹⁶，以大代小类技改即将原小型机组拆除，替换为大型机组，实现老旧风电场提效增容。此类技改方案的优势在于不需要考虑原有机组的载荷及原有机型的控制策略，普适性更高。同时，以大代小项目得到国家和地方层面的政策支持信号较强，未来推广可能性更高。

另外两类技改方案中，整机替换方案主要用于等容或扩容为目的的机头更换；项技改方案具有定制化特点，涉及类型较多，须根据实际情况对症下药。常见的专项技改方案有叶片启动优化、叶片的延长更换、主控智能优化及一些部件级别的深度治理改造等。本报告集中讨论推广可行性更高的“以大代小”技改。

图8 全球风机规模发展演变

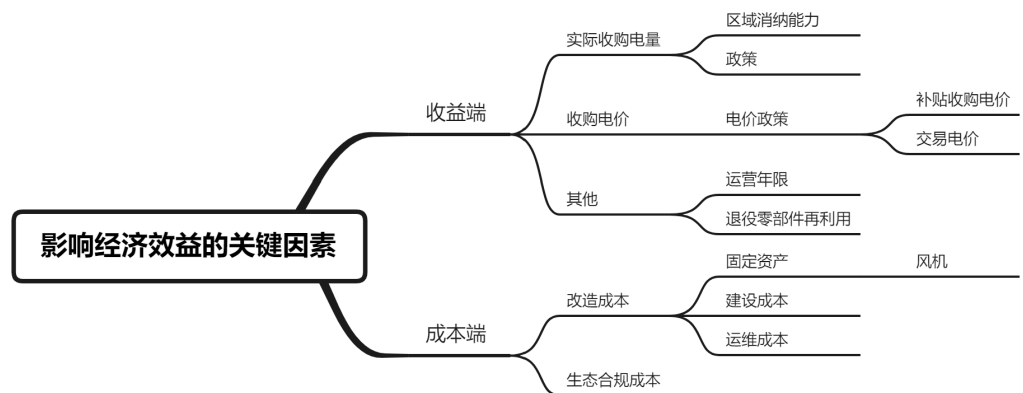


来源：IRENA

(二) 影响技改项目经济效益的主要因素

以大代小技改项目的直接效果是提高现有老旧风电场的发电量，并由新增发电量创造收益。如图 9 所示，项目收益端直接影响因素为电网对风电的实际收购电量和电价，其中，收购电量受当地电网的消纳能力和能源政策影响，电价也受电价政策影响；其他影响收益端的因素包括改造后的运营年限及项目运营终期的资源循环利用等。项目成本端的影响因素多样，占比较高的成本因素是风机，不确定性较大的因素是生态和环保合规成本。

图9 影响老旧技改项目的关键因素



来源：课题组总结

1. 电网消纳水平

电网对新能源电力的消纳水平受制于多方因素，且具有地域差异性，新增电力可能无法 100% 实现上网销售。当前的消纳能力制约来自于用电市场份额有限、老旧电网扩容成本高两个主要方面。一方面，若用电需求不大幅上涨，由于电网消纳新能源电力有赖于电网公司的实时调度，且被替代的火电容量闲置成本较高，能源市场份额在非市场化环境下短期内发生大幅调整将面临较大阻力。现实中，弃风率高、风资源丰富和风电发电占比高的地理分布重合度较高（见图 10 至图 13）。从弃风率来看，吉林、内蒙古、陕西等地较高，东南地区基本为零；从风电占全省用电比例来看，北部省份如内蒙、河北、黑龙江、青海等省份占比较高。且宁夏、甘肃等地的补贴小时较低。

另一方面，即用电需求增速与新增风电容量相匹配，部分老旧电网也会面临扩容并网成本高的挑战。例如，15 到 20 年前的老旧传统电网受制于当年设计保守，现有消纳余裕空间有限，与当地经济发展速度不匹配。然而，区域电网内和区域电网之间的现有最高承接线路承接电量都是有限的，若要增加电力消纳容量，必须增设电路。而电路增设涉及用地、环评等环节，成本收益倒挂，

打击电网企业积极性。

在以上制约条件下，为支持新能源发展，国家出台政策保障新能源电力消纳水平。2016年，国家能源局和国家发改委对四类资源区中的部分重点地区，规定了最低保障收购小时数，要求地方电网每年至少收购1800-2000利用小时的风电，并按标杆上网电价进行结算；2016-2021年，部分省市下调最低保障收购小时数，并要求按不高于风电上网指导价的价格进行收购，2020年，甘肃、宁夏、青海地区分别为收购风电量达标情况最差的三个地区。对于未制定保障性收购要求的非重点地区，电网应根据资源条件按不高于风电上网指导价全额收购风电。

图10 各省市地区风电相关消纳指标比较

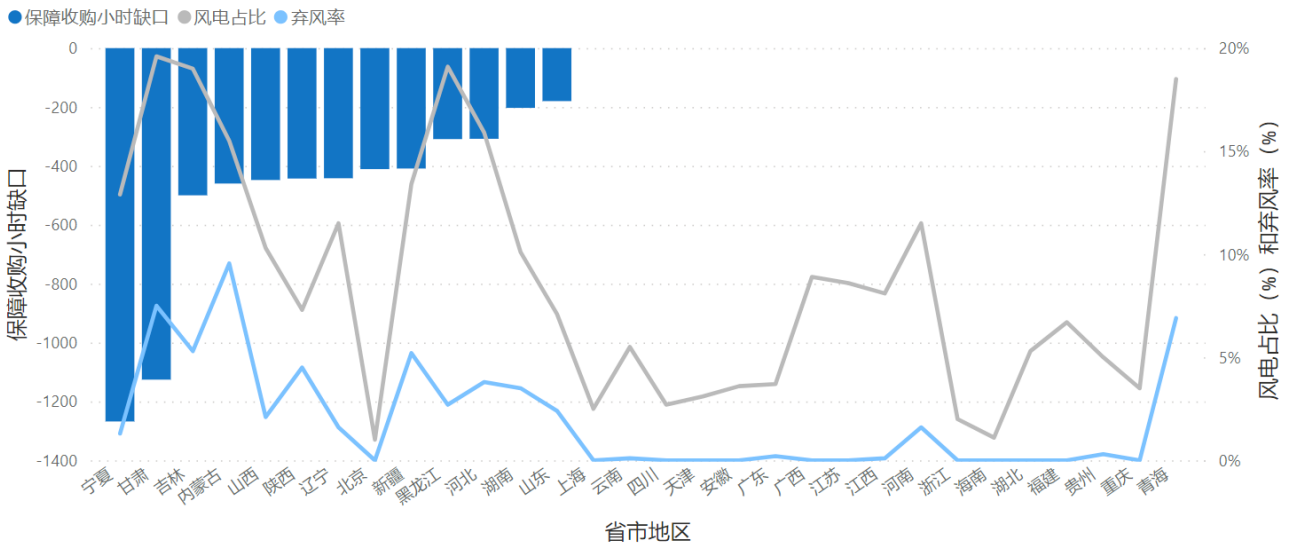
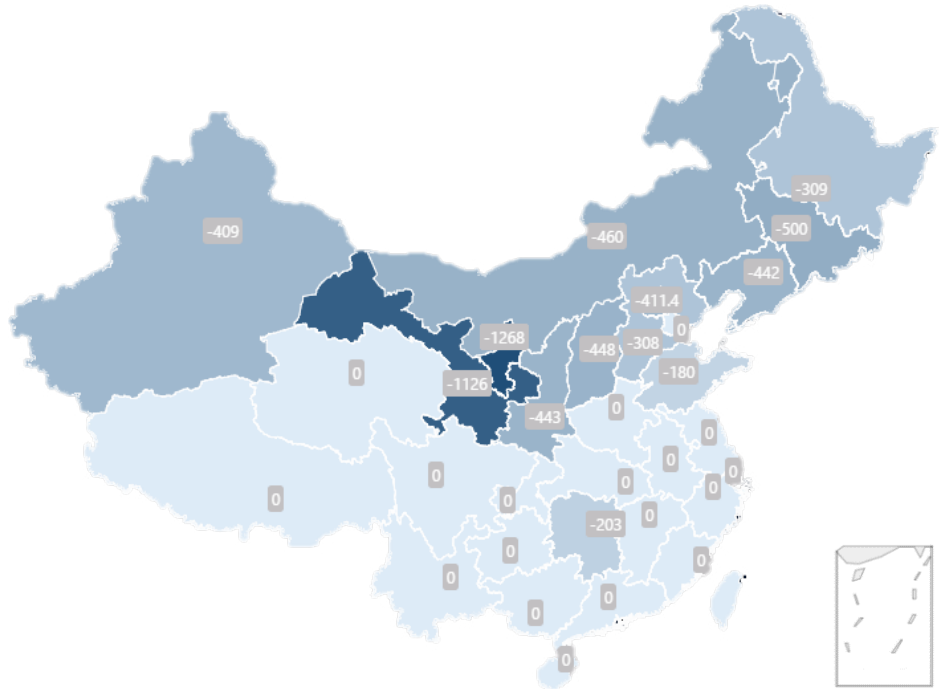
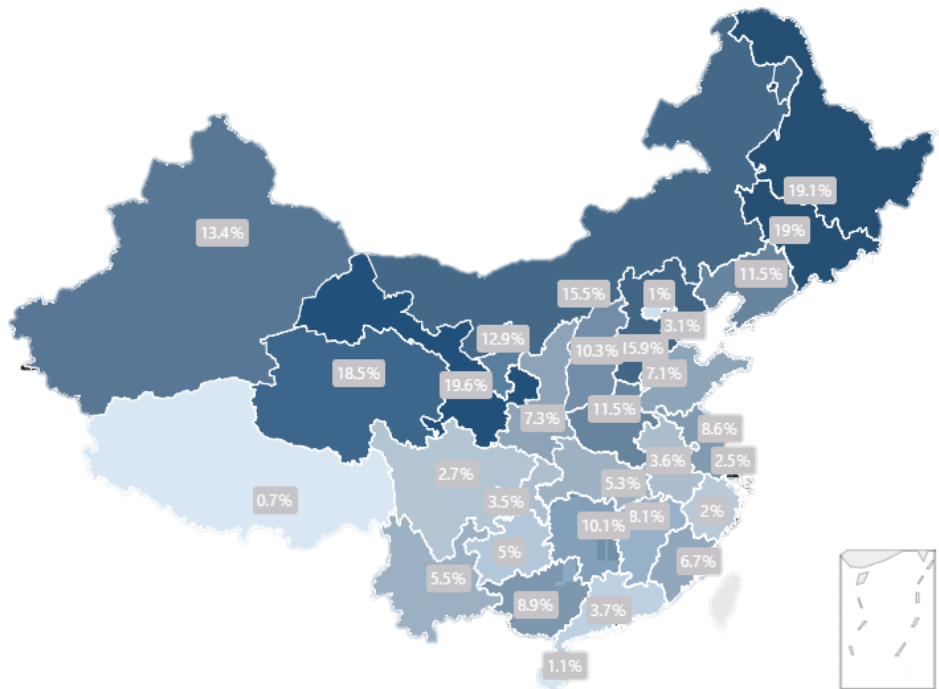


图11 全国2021年年度保障小时数缺口
(保障收购小时数-风电平均等效利用小时数)



来源：全国新能源消纳监测预警中心，课题组编制

图12 全国2022年前三季度累计总发电量中的风电占比



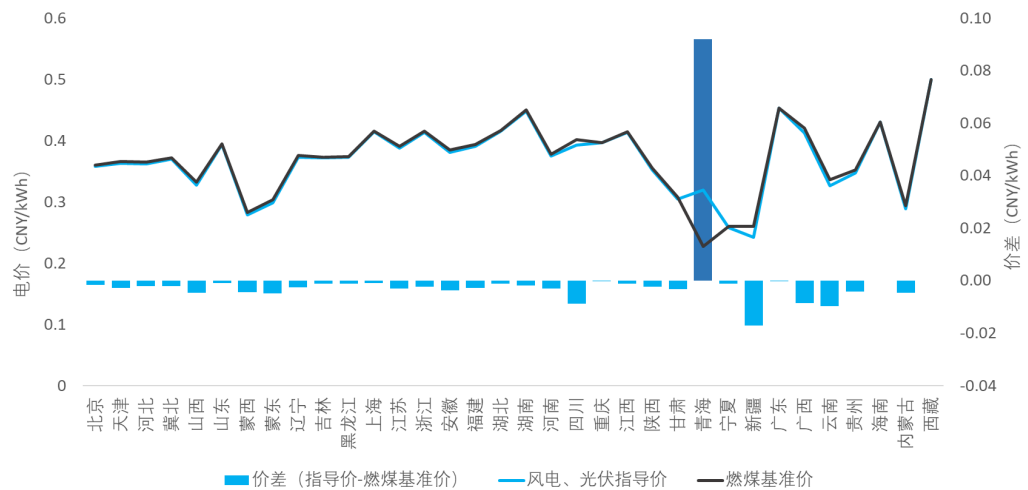
来源：全国新能源消纳监测预警中心，课题组编制

表4 三类电价政策对比

电价政策	时间	定义/描述
标杆电价	2009-2018	按照风能资源状况和工程建设条件,把全国分为四类资源区,并核定了对应的标杆上网电价,在脱硫标杆电价的基础上发放绿电补贴 ¹⁷ ;在此后每年动态下调各资源区的标杆电价,鼓励竞价上网。
竞价上网	2019-2020	新增集中式陆上风电项目全部通过竞争方式配置和确定上网电价 ¹⁸ ,2019年将标杆上网电价更改为指导价,要求竞价上网所定电价不得高于地区指导价 ¹⁹ 。
平价上网	2021至今	风电上网电价(基准电价)与当地燃煤电力上网电价持平或更低,政府不进行额外补贴。
低价上网	试点	在资源条件优良和市场消纳条件保障度高的地区,可引导开展低价上网试点项目,上网电价低于燃煤标杆上网电价。

来源:国家能源局,专家调研

图14 各地区煤电交易基准价、风电指导价格与价格差



来源:各省市发改委、能源局、课题组

风电涉及的主要电价有两部分:保障收购小时数对应的收购电价和剩余电量对应的交易电价。收购电价对应作为政府指导价的基准电价,随时调整,以往称之为标杆上网电价,在过去的十几年间阶段式下调(见图15),落实到具

17.2009年7月20日,国家发展改革委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2009〕1906号)

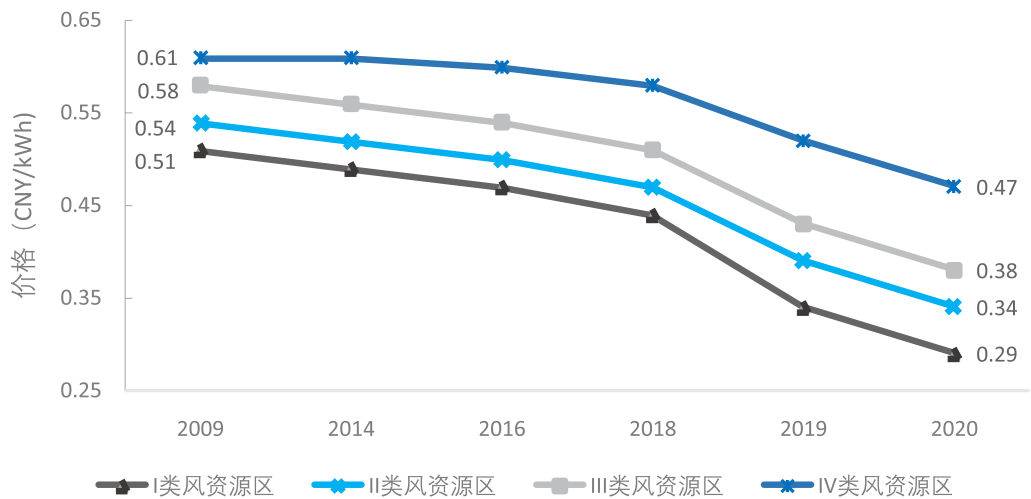
18.国家能源局印发的《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》(国能发新能〔2018〕47号)

19.国家发展改革委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕882号)

体项目时会有上下浮动，确切结算价格由当地省级电网依据当地基准电价决定，但不得超过当地风电上网指导电价。保障小时数以外电力需要参与市场交易，参与交易的电量（现货电）在当地电力交易中心进行交易，交易电价也围绕基准电价上下浮动 20%，若保障小时数较低，交易价格影响可能较大。

平价上网政策压低新增电量上网电价。以大代小改造不影响原保障收购小时数所获补贴价格，但从控制补贴预算消耗速度、促进新能源市场化进程的角度出发，保障小时以外的电量按当地燃煤机组标杆上网电价执行（参与交易）。这意味着以大代小新增电量上网电价大概率低于原有电量享受的收购价格。从电价的角度而言，吉林的东部、南部地区、黑龙江等地区平价上网电价水平较高，选择这些地区进行改造取得的经济收益更高。

图15 不同风资源区对应历史政府指导价（含补贴标杆电价）

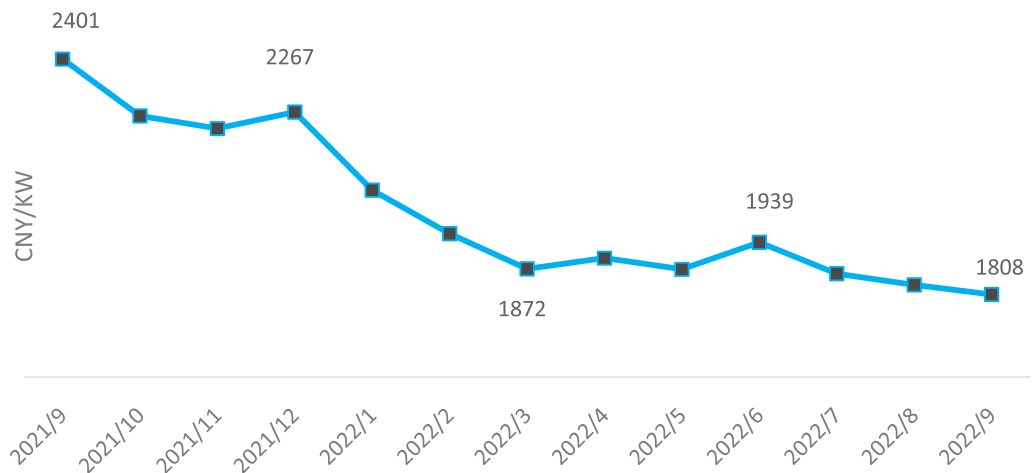


来源：国家能源局

3. 改造成本

主要成本风机价格处于下降通道，未来有回升可能。以大代小类改造项目的总体投资在 4000-5000 元 / 千瓦左右，其中风机成本占大约 50%~60%。自 2021 年起，风机价格从 3081 元 /kW 一路下行至 2022Q3 的 1808 元 /kW（见图 16），目前仍处于持续下行通道；但未来随着原材料价格上涨，风机成本预期未来一段时间内会反弹回升。原材料占风机成本的 95%，其中玻纤成本占比最高。

图16 2021年以来风电机组月度公开招标均价走势



来源：金风科技

建设成本相对稳定，运维方面实现降本。其他建设成本包括风机拆除成本（如设备拆除费、运输费用、吊装费用等），相对较为稳定。根据罗兰贝格测算，3MW 的风电机组升级至 6MW，单位容量静态投资成本下降 14%；我国以大代小项目主力机组为 1.5MW 容量机组，原运维成本大约为 40 元 /KW 每年²⁰，升级为 3MW 可带来单位运维成本下降 37%²¹。土地征地成本对于新建风电场而言占总投资的 3%~5%，地区差异性较大；以大代小改造项目利用已有土地和机位点进行改造，等容改造中，则机位点减少，相应地征地面积减少。

生态环保要求提升，合规风险和成本提高。实施技改项目时需要重点考虑的因素有避让生态红线区、避让鸟类迁徙通道、满足噪声和光影防护距离要求等。自然资源部发布的《生态保护红线管理办法》规定，位于生态保护红线内的已有风电设施严禁扩大规模；对于内蒙古²²等生态红线区域占比极高的地区，部分风电项目需要腾退²³，产生预期以外的高额费用。

设施及零部件循环再利用是技改项目的潜在配套方案。风电场设备退役时，老旧零部件有两种较为环保的处理方式，一是部件或设施复用，二是多种固废再利用方案。典型部件复用案例为塔筒复用，早期塔筒设计冗余在 20% 左右，但 2017 年以后风电场运营商和开发商对成本敏感度上升，冗余量下降。对于早期风场，由于早期的普遍限电现象，风机实际利用功率低于设计功率

20.风能产业网：<http://www.cweea.com.cn/xwdt/html/5908.html>

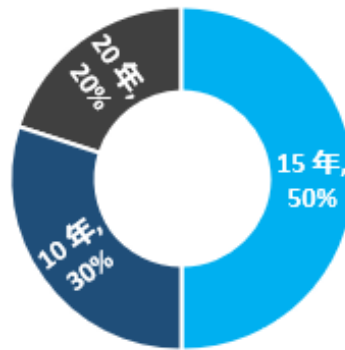
21.根据Wiser, R., Bolinger, M., Lantz, E., Assessing wind power operating costs in the United States: Results from a survey of wind industry experts[J]. Renewable Energy Focus, 2019. 30: 46-57研究成果估算。

22.内蒙古50.46%国土面积划入生态保护红线。

23.新闻：辉腾锡勒草原风力发电机开始拆除。2020年12月25日，<https://news.bjx.com.cn/html/20201225/1125218.shtml>

15%~25%，其载荷周期长于预期，部件复用服役时间实际更长（见图 17）。固废再利用方面，有多种潜在途径，例如，金风科技结合 3D 固废打印技术，利用淘汰部件固废制造混凝土花坛，材料达到常规建筑混凝土标准，是退役风机叶片高值化利用具有参考价值的解决方案之一。

图17 部件复用服役时间项目占比



来源：专家调研

(三)敏感性因素分析：案例模拟

本小节以一个模拟案例为基础，通过 DCF 方法分析不同因素对技改项目内部收益率的影响。模拟案例的基准假设如表 5 所示，基准假设参考蒙西地区的情形。其中，电价、保障收购小时数和原年利用小时数按照地区的不同而有所区别；有明确保障收购小时数要求的，按照当地要求执行，无明确保障收购小时数的，按 80% 收购执行，收购价格取当地风电上网指导价和燃煤机组交易电²⁴价基准价中较低者，交易电价按照收购价格地 80% 执行；符合西部大开发税率优惠政策省份清单²⁵的项目所得税按 15% 执行，其余省份的项目所得税按 25% 执行。

24.交易电量比例来源于华能天成租赁和鉴横认证中心(2022)。

25.财政部、税务总局、国家发展改革委公告2020年第23号《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》。

表5 模拟案例关键假设（以蒙西地区为例）

装机和发电量			
原装机容量 (MW)	1.5	改造后后装机容量(MW)	3
增量幅度 (%)	100%	原年发电量(KWh)	3,450,000
原年利用小时数 (小时)	2,300 ²⁶	改造后发电量(KWh)	7,500,000
改造后年利用小时数 (小时)	2,300-3700	交易电量小时数	660
保障小时数 (小时)	1,840	保障收购电量(KWh)	5,520,000
剩余补贴年限 (年)	5	交易电量(KWh)	1,980,000
运营年限增长 (年)	20		
电价 (元/KWh)			
改造后保障小时收购价格	0.289	参考资源区	蒙西地区
交易电量收购价格	0.231		
成本 (元/KW)			
投资成本 ²⁷	7,000	改造前运维成本	30
风机拆除:	250	改造后运维成本	25.14
-吊装费用	100	所得税率	15%
-运输费用	130		
-设备拆除费	20	总成本	
风机	3,000	初始CAPEX (元)	10,500,000
其他资本化成本	3,750	处置成本	1,872,000
处置成本	624	改造后运维成本	75,429

1. 电价与保障收购电量

各地的电价通过收益渠道对技改项目的收益率造成显著的影响（图 18），保障收购小时数越低的地区，收益率对交易电价的波动更敏感。以蒙西地区为例（即表 3 假设），补贴电价每下降 1 分钱，收益率下降 0.38%，交易电价每下降 1 分钱，收益率下降 0.24%。在保障小时数较低的代表性地区，例如甘肃，保障收购小时数仅 774 小时，若改造后年利用小时数达到 3000 小时，补贴电价每下降 1 分钱，收益率下降 0.39%，交易电价每下降 1 分钱，收益率下降 0.47%。

26.2021年风电发电设备平均利用小时，数据来源于Wind数据库和《中国风电场技改升级白皮书》。

27.单位投资成本约为新建风电场的70%。华能天成租赁, 鉴横认证中心, 中国风电场技改升级白皮书[R]. 2022.

如图所示，若仅考虑电价和保障收购电量的区别，改造后年利用小时数不变，技改收益较高的地区集中在南方地区、中原地区、华东地区等。

图18 当地煤电基准电价与IRR的关系

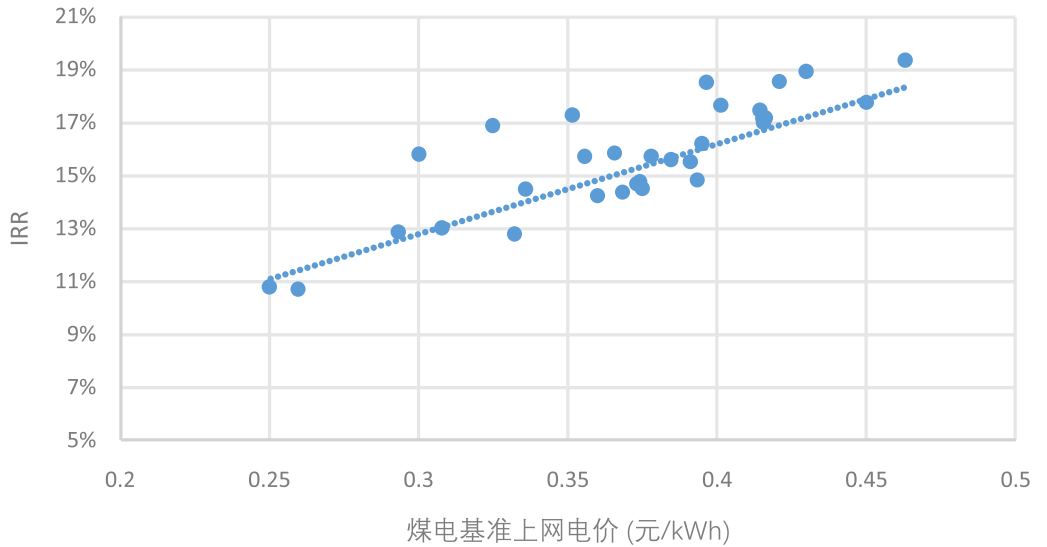


图19 区域保障收购电价对IRR的影响

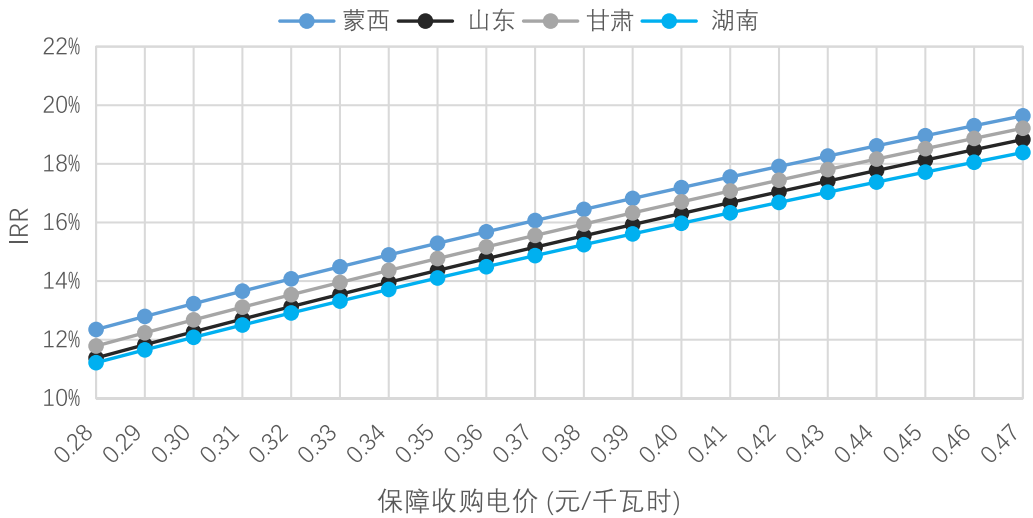
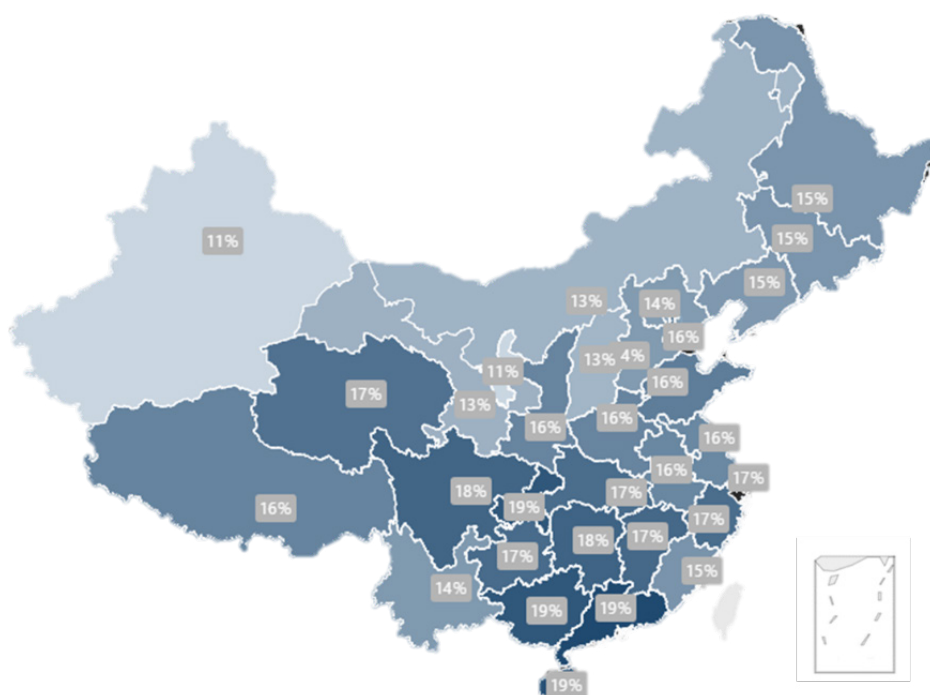


图20 各地区技改收益率水平

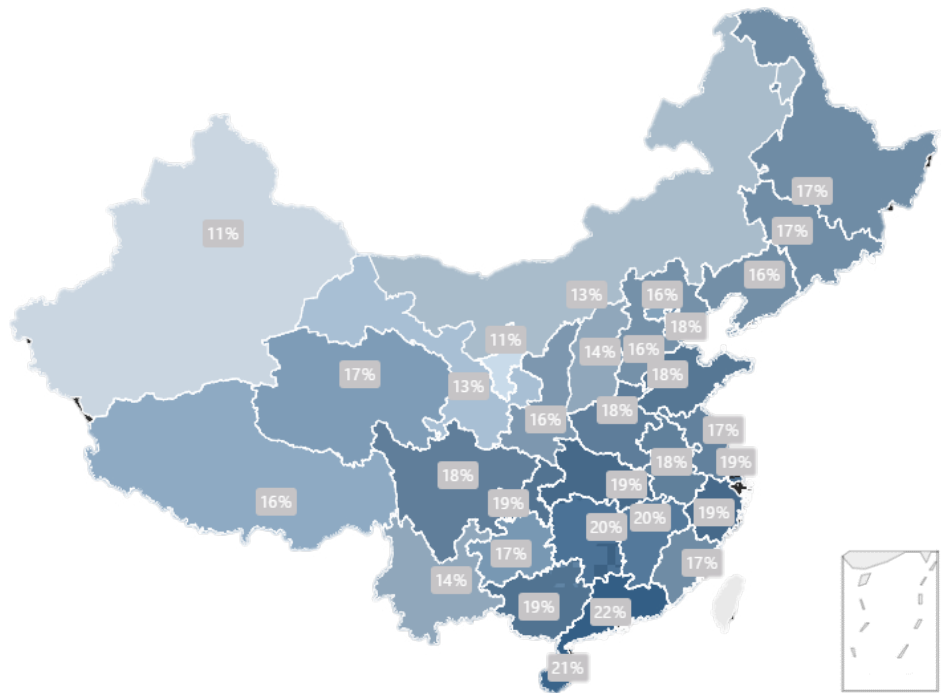


注：假设技改后年等效利用小时数为3000。

2. 等效利用小时数

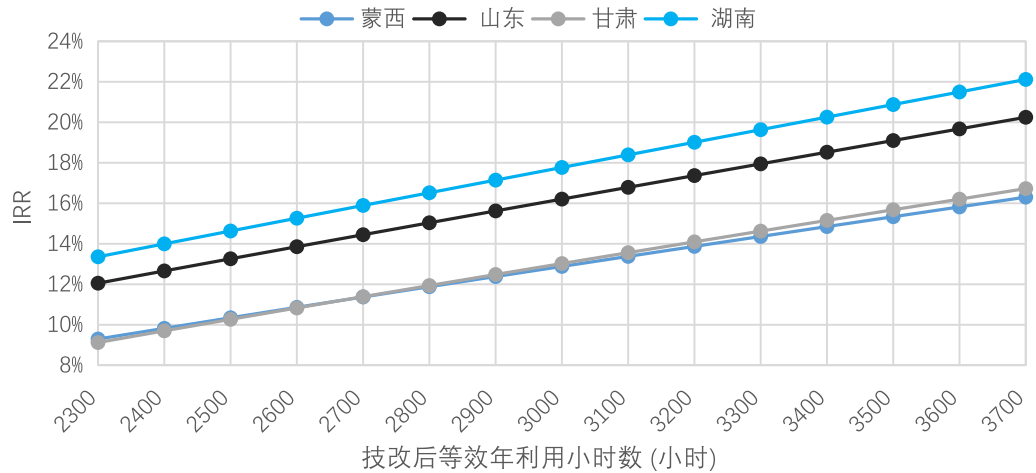
经过以大代小技术改造，风电项目的年等效利用小时数可以得到显著提升。如图 21 所示，我国的风电年利用小时数以云南和福建为最高，西藏、青海等西北地区较低。各地区技改项目收益率对等效利用小时数的敏感性有差异。例如，蒙西地区，等效利用小时数每提高 100 小时，收益率提高 0.5%；江西、浙江、湖北、四川等省等效利用小时数每提高 100 小时，收益率提高 0.65%~0.73% 左右；广东、重庆和广西对利用小时数最为敏感，等效利用小时数每提高 100 小时，收益率提高 0.75%。

图21 各地区风电发电设备年均利用小时数（2021年）



来源：Wind，华能天成租赁和鉴横认证中心 (2022)

图22 改造后年利用小时数对技改IRR的区域性影响

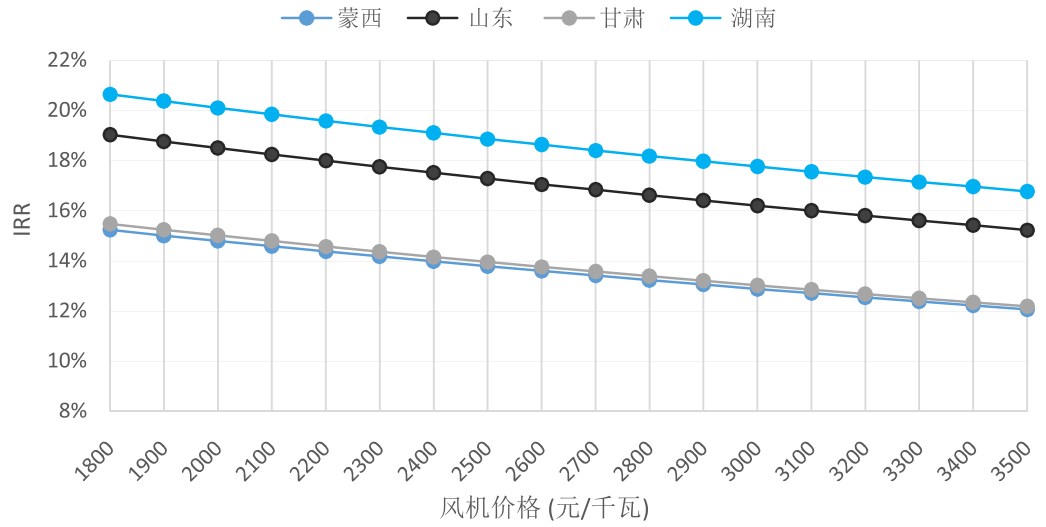


3. 风机成本

风机成本占以大代小项目成本的大头，通过影响期初投资和折旧，对项目内部收益率（IRR）也有显著影响。以蒙西为例，风机价格每提高 100 元 /kW，收益率降低 0.2%。若考虑各省市当地的保障收购电量和电价情况，广东、海南、青海、重庆等地项目对风机价格最为敏感，风机价格每提高 100 元 /kW，收益率降低 0.24~0.25%；新疆、宁夏对风机价格敏感度最低，风机价格每提高 100

元/kW，收益率降低 0.17%。

图23 风机价格对技改IRR的区域性影响





风电技改的生态环境影响

风电技改项目也需要重视技改施工过程中对区域生态环境可能造成的负面影响并采取相应管理措施。风电虽然是清洁能源，与火电等化石能源相比在污染物排放和碳排放方面具有显著优势，但是风电项目的建设运营对生态环境也会产生多维度的影响。有关研究²⁸表明，风电项目涉及的生态环境影响主要包括：一是改变土地原有的生态功能，包括风电场内道路与集电线路、风电机组的永久占地；二是影响生物多样性，例如风机对鸟类的影响（占用栖息地、叶片撞击、低频噪声等）；三是噪声污染；四是产生阴影闪烁效应，指当太阳光线被风机叶片遮挡时，周围环境亮度会出现周期性变化，给靠近风机的居民及生物带来影响；五是改变局地气候。

风电技改项目通常在项目原址上进行，较少涉及新的选址或占地扩张，因此能有效避免上述负面的生态环境影响。然而，风电技改项目的施工过程仍然可能对生态环境造成一定破坏。例如土石方填挖，包括风力发电机基础施工、箱式变压器基础施工、设备运输沿线道路整改扩建等，可能造成地表植被破坏、土壤侵蚀、水土流失、噪声污染等负面的生态环境影响。但总体而言，由于风电技改有效利用已有的土地资源，因此可以降低单位发电量的生态环境（负面）影响。

过去一段时间，由于无偿占用土地的政策导向、政府部门缺乏有力的监管与硬性制约措施、一些设计单位的片面认识与不当做法、以及建设业主单位希望多占土地的自身利益驱动造成了部分风电场控制范围用地的无序与不合理现象，导致风电单位占地面积产能率未达到理想水平，是对土地与风能资源的极大浪费²⁹。“以大代小”技改项目通过提质增效，在不增加占地面积的前提下增加风电场的年发电量与年等效满负荷小时数，从而可以显著提升风电场单位占地面积产能率，亦即土地集约利用效益。当前技术水平下，我国风电的装机容量密度约为 5MW/km²（不同地形有差异）³⁰。参考第一章中的测算数据，2021 到 2030 年全国风电机组累计退役改造容量约为 6000 万千瓦，若对这些风电机组实施“以大代小”技改，并以 1:2 进行扩容，则可在不增加风电用地的前提

28. 惠婧璇, 崔成, 韩雪, 刘一鸣. 生态友好型风电光伏发展建议[J]. 中国能源, 2021, 43(07): 46-53.

29. 于午铭. 风光电开发中的一个战略性问题: 单位占地面积产能率 [O/L]. 风能, 2016.

30. 王阳. 实现碳中和 我国风电和光伏开发需占用多少土地? [O/L]. 国家气候中心, 2021.

下新增 6000 万千瓦的装机³¹。按此新增装机容量估算，若不考虑风能资源条件限制，则该项技改相较于新建风电机组可节约占地面积约 1.2 万平方公里（1804 万亩）。考虑到风能资源条件限制，技改可节约的土地面积小于该估算数字，但也可通过显著降低新增风电的潜在占地需求，减少我国风电发展对土地生态功能和生物多样性的潜在负面影响。

四 结论与建议

“十四五”到“十五五”期间，全国风电机组累计退役改造容量（即老旧机组更新容量）预计将超过 6000 万千瓦。尽管新建项目仍是风电装机新增容量的主要形式，但随着老旧机组退役规模不断上升，技改项目的潜力更加凸显。以大代小项目能实现装机容量增加一倍以上，延长风场寿命约 20~25 年。本文对风电技改项目的经济效益和环境气候效益及主要影响因素进行分析，得到以下几个结论。

尽管各地区进行风电技改项目的收益率将有所差异，但总体而言风电技改的经济效益较高。老旧风电场多占据风能资源丰富的优势区位，以大代小的技改项目投资成本较新建项目低，大幅节约占地面积，年等效利用小时数高。例如，在收购电价达到 0.33 元的情况下，大部分地区的风电技改 IRR 可以达到 13% 以上。

与新建风电项目相比，风电技改的环境和气候效益更好。风电技改项目通常在项目原址上进行，较少涉及新的选址或占地扩张。通过显著降低新增风电的潜在占地需求，风电技改可减少对生态环境的潜在负面影响，即减少土地原有生态功能破坏、生物多样性下降、噪声污染、阴影闪烁效应、局地气候改变等负面影响。同时，风电技改项目通过提高风电场运营期间的发电能力和发电量，可以显著提升风电相较于化石能源电力的碳减排效益。例如，若将全国低于 1800 年利用小时的 1.5MW 机组全部升级为 3MW 机组，其新增发电相较煤电、气电可以每年分别减排 4086 万吨、2182 万吨二氧化碳。另外，技改项目也可通过应用低碳材料、提高风机回收利用率和减少运营期的运维活动，有效降低风电项目全生命周期碳排放量。

现阶段，大规模风电技改的主要制约因素是地区电网的消纳能力和政府的合规审批难度。技改项目电网实际收购电量的大小主要受电网消纳能力的制约，而消纳能力的制约主要来自于当地用电需求有限、老旧电网扩容成本高、电网跨区域外输成本高、出力特性等方面。这也是我国电力系统向零碳转型过程中面临的一项重要挑战。除消纳问题外，合规审批等政策因素也会对技改项目是否可以顺利开展有很大影响。长期以来，尽管风电运营商有开展技改的需求，但由于土地、补贴、并网等政策并未明确，市场不敢轻易进入。如今，尽管国家能源局公布了《风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）》，由于许

多地方仍尚未制定所在区域的实施细则，这些省份的风电开发企业办理相应的合规手续依然存在操作困难。

结合上述结论，我们提出下列建议：

首先，地方政府应尽快完善风电场技改升级的管理方法，简化审批手续。

尽管我国能源主管部门已出台了《风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）》，但省级部门的实施细则仍然缺位。随着老旧风电场退役规模的不断上升，风电技改升级的需求量将越来越大，建立完善且明晰的风电技改管理政策也越来越重要。地方政府主管部门应尽快完善风电场技改升级的管理方法，现阶段，技改项目的合规审批问题比较突出，政府应认识到技改项目的环境效益，简化并网、土地审批等环节的审批手续。

其次，风电运营企业应充分研判当地电网市场、政策和技术的发展变化，为所运营的存量风电场前瞻性地设计退役和技改路线图。双碳目标下，我国电力系统不断推进零碳转型，也在不断加速电网输送基础设施建设、电网需求侧改革和风光储一体化建设，新能源消纳问题有望逐步得到解决。风电运营企业应充分研判存量老旧风场所在地电网政策、技术、市场发展环境的变化，布局风电技改业务。

最后，金融机构应认识到风电技改项目的经济效益，在绿色金融相关目录和碳减排支持工具的框架下，为风电技改项目提供金融支持。风电技改项目具有比较高的投资回报率，但金融机构尚缺乏对风电技改项目的认识和评估能力。考虑到风电技改的市场潜力，金融机构应前瞻性地开拓风电技改项目融资业务，设计具有针对性的金融服务方案，包括为评估风电技改项目的经济价值和投资风险制定授信指南。另外，风电开发与运营是我国绿色金融标准中的重要支持方向，银行可充分利用碳减排支持工具等现有绿色金融激励政策，降低该类项目的资金成本，为企业提供相关融资便利。



北京大学国家发展研究院
National School of Development

MGF MACRO AND
GREEN
FINANCE LAB
宏观与绿色金融实验室

联系我们：

地址：北京市海淀区北京大学国发院承泽园校区

邮编：100871

电话：010-62755882

邮箱：mgf@nsd.pku.edu.cn