



# 政企业务前沿技术和业态

第四期



# 前言

本期政企业务前沿技术和业态报告以能源主题。在全球可持续发展的背景下，能源问题日益受到各国政府和企业的重视。能源不仅是经济发展的重要支撑，也是社会进步和环境保护的关键因素。随着科技的不断进步和能源需求的不断增长，如何有效利用现有能源、开发新能源、实现能源的绿色转型，成为当前亟需解决的重大课题。本次报告涉及了充电桩行业、可再生能源绿电和绿证、中国储能市场、千乡万村驭风行动几个部分

**充电桩行业**作为其重要的基础设施，随着新能源汽车市场的快速发展，迎来了广阔的发展机遇。中国政府积极推动新能源汽车的普及，出台了一系列支持政策和补贴措施，极大地促进了充电桩行业的迅猛增长。本报告涵盖了充电桩的行业政策、行业生态、发展历程和现状、影响发展的因素和发展趋势等。

**绿电绿证的部分**，本报告将深入分析绿电和绿证的现状、政策背景及其在实际应用中的场景，探讨两者在推动能源转型和可持续发展中的作用和意义。

**中国储能市场的部分**，本报告将分析了中国储能市场的现状和发展趋势，探讨储能技术的应用场景、政策支持及市场机遇。

**驭风行动的部分**，给出了官方对于《关于组织开展“千乡万村驭风行动”的通知》政策的解读，读完之后，对驭风行动的背景、意义、原则和具体行动都能有个比较深刻的认识。

江苏有线数据公司

产品技术部

2024年8月

# 目录

## 我国充电桩行业生态

我国充电桩行业现状概述 .....	8
一、充电桩行业政策 .....	8
（一）主管部门和监管体制 .....	8
（二）充电桩行业相关政策 .....	9
二、充电桩行业生态 .....	11
（一）行业壁垒 .....	11
（二）充电桩行业产业链 .....	12
（三）充电桩行业的竞争格局 .....	13
我国充电桩行业的发展和展望 .....	15
一、我国充电桩行业发展历程 .....	15
二、充电桩行业现状 .....	16
三、影响我国充电桩行业发展的因素 .....	17
（一）有利因素 .....	17
（二）不利因素 .....	19
四、充电桩行业发展趋势 .....	20
（一）大功率、高速充电 .....	20
（二）光储充检一体化供电站成为普遍趋势 .....	20
（三）海外市场潜力巨大 .....	20

## 中国绿证绿电政策和应用场景剖析

中国绿证绿电政策解读、.....	22
<b>一、 绿证绿电简介 .....</b>	<b>23</b>
(一) 什么是绿电? .....	23
(二) 什么是绿证? .....	24
(三) 绿电-绿证的联系与区别 .....	25
(四) 国内绿电与绿证开展情况 .....	26
(五) 国际绿电、绿证简介 .....	27
<b>二、 国内绿证绿电政策 .....</b>	<b>29</b>
(一) 绿证核心政策 .....	29
(二) 绿证的核发和交易规则。 .....	31
(三) 绿电交易最新政策 .....	31
<b>绿证绿电应用场景与企业机遇.....</b>	<b>35</b>
<b>一、 国际国内市场情况 .....</b>	<b>35</b>
绿证绿电交易的主要特征 .....	35
<b>二、 绿证交易现状 .....</b>	<b>37</b>
当前国内共有三个线上平台可以进行中国绿证交易 .....	37
<b>三、 绿证绿电发展趋势洞察.....</b>	<b>39</b>
发展趋势洞察一：电碳协同趋势演变越发明显 .....	39

## 中国储能市场概况

中国源网侧储能市场.....	47
一、市场分析 .....	47
二、政策分析 .....	48
三、区域分析 .....	48
四、未来趋势分析 .....	51
中国工商业储能市场 .....	52
一、市场分析 .....	52
二、政策分析 .....	54
三、区域分析 .....	56
四、未来趋势分析 .....	56

## 驭风行动政策解读

官方《关于组织开展“千乡万村驭风行动”的通知》政策解读 ..	61
一、组织开展“千乡万村驭风行动”的背景 .....	61
二、组织开展“千乡万村驭风行动”具有重要现实意义 .....	61
三、实施“千乡万村驭风行动”的基本原则 .....	62
四、明确责任分工，稳妥实施“千乡万村驭风行动” .....	63
五、创新推动“千乡万村驭风行动” .....	64
六、支持和保障“千乡万村驭风行动”顺利实施 .....	65
七、严格做好生态环境保护工作 .....	66

八、加强对“千乡万村驭风行动”实施情况的监测监管 ..... 67

# 我国充电桩行业生态

(一) 充电桩行业现状概述

(二) 我国充电桩行业的发展和展望

## 我国充电桩行业现状概述

充电桩指为电动汽车提供能量补充的充电装置，其功能类似于加油站里的加油机。充电桩根据充电方式分类可以分为直流桩、交流桩、交直流一体桩；按安装地点可以分为公共桩、专用桩、私人桩；按安装方式可以分为落地式和壁挂式充电桩；按充电接口可以分为一桩一充和一桩多充充电桩。



### 一、充电桩行业政策

#### （一）主管部门和监管体制

国家发改委主要负责组织拟订综合性产业指导政策，负责协调产业发展的重大问题并衔接平衡相关发展规划和重大政策，做好与国民

经济和社会发展规划、计划的衔接平衡，推进产业结构战略性调整和优化升级，对行业的发展进行宏观调控。地方发展和改革委员会作为行业的直接管理部门，对行业发展提出具体的指导意见，对具体项目进行综合评估和审批。

国家发改委管理的国家能源局负责拟订并组织实施能源发展战略、规划和政策，推进能源体制改革；组织推进能源重大设备研发及其相关重大科研项目；负责能源行业节能和资源综合利用；监管电力市场运行，规范电力市场秩序等。此外，国家能源局也负责电力工程质量监督工作。

国家工业和信息化部主要职责为提出新型工业化发展战略和政策，制定并组织实施工业行业规划、计划和产业政策，起草相关法律法规草案，制定规章，拟订行业技术规范和标准并组织实施，指导行业质量管理工作。国家市场监督管理总局负责产品质量安全监督管理，管理产品质量安全风险监控、国家监督抽查工作，负责统一管理、监督和综合协调全国认证认可工作，建立并组织实施国家统一的认证认可和合格评定监督管理制度等。

充电桩行业的自律组织为中国电器工业协会，协会主要职能为代表和维护全行业的共同利益及会员的合法权益，在政府业务部门指导下，努力为会员服务，为企业和政府双向服务，在政府和会员之间发挥“纽带”和“桥梁”作用。

## （二）充电桩行业相关政策

随着新能源汽车保有量的快速增长，新能源汽车的充电需求也在日益增长。为满足这一需求，政府加大对充电桩建设的投入力度，推动相关的市场发展。在此背景下，政府应积极出台相关政策，鼓励企业加大充电桩的建设投入，提高充电桩的覆盖面和普及率。同时，政府还支持技术创新，研发更加先进、高效的充电桩，并推广使用。此外，政府不断完善充电服务体系，建立规范的充电服务标准，加强充电设施的运维和管理，提高用户的使用体验。同时，政府加强对充电桩的监管和维护，确保充电桩的质量和安全性。这为新能源汽车的广泛推广和应用提供更加便捷、高效的充电服务保障。

## 中国充电桩相关政策

时间	发布单位	政策名称	主要内容
2023年1月	工信部等六部门	《关于推动能源电子产业发展的指导意见》	采用分布式储能、“光伏+储能”等模式推动能源供应多样化，提升能源电子产品在5G基站、新能源汽车充电桩等新型基础设施领域的应用水平。
2023年5月	国家发改委、国家能源局	《关于加快推进充电基础设施建设 更好支持新能源汽车下乡和乡村振兴的实施意见》	支持地方政府结合实际开展县乡公共充电网络规划，并做好与国土空间规划、配电网规划等的衔接，加快实现适宜使用新能源汽车的地区充电站“县县全覆盖”、充电桩“乡乡全覆盖”。提升新建充电基础设施智能化水平，鼓励新售新能源汽车随车配建充电桩具备有序充电功能，探索在充电桩利用率较低的农村地区。定期对存量充电桩进行隐患排查。引导农村居民安装使用独立充电桩。
2023年6月	国务院	《关于进一步构建高质量充电基础设施体系的指导意见》	加强充电基础设施发展顶层设计，坚持应建尽建、因地制宜、均衡合理，科学规划建设规模、网络结构、布局功能和发展模式。结合电动汽车发展趋势，适度超前安排充电基础设施建设，在总量规模、结构功能、建设空间等方面留有裕度，更好满足不同领域、不同场景充电需求。充分发挥创新第一动力作用，提升充电基础设施数字化、智能化、融合化发展水平。
2023年7月	国家发改委	《关于恢复和扩大消费的措施》	落实构建高质量充电基础设施体系、支持新能源汽车下乡、延续和优化新能源汽车车辆购置税减免等政策。科学布局、适度超前建设充电基础设施体系，加快换电模式推广应用，有效满足居民出行充电需求。推动居住区内公共充电基础设施优化布局并执行居民电价，研究对充电基础设施用电执行峰谷分时电价政策，推动降低新能源汽车用电成本。
2023年9月	交通运输部	《关于推进公路数字化转型 加快智慧公路建设发展的意见》	推动公路管理服务设施智能化提质升级。推动既有服务设施及充电桩等数字化，建设智慧服务区。强化公路光纤联网数据传输能力，发挥公路通信专网作用。
2023年11月	住房城乡建设部	《关于全面推进城市综合交通体系建设的指导意见》	建设城市交通基础设施监测平台。探索建设集合城市道路、轨道交通、充电桩、停车等设施以及城市通勤和以公共交通为导向开发模式（TOD）等数据的监测平台，促进各类数据资源联通共享，提升城市交通基础设施建设和运行的数字化、标准化、智能化水平。

## 二、充电桩行业生态

### （一）行业壁垒

**技术壁垒**是充电桩行业的重要因素，因为充电桩产品的制造和运营需要一定的技术能力和专业知识。特别是充电模块作为充电桩的“心脏”，它提供能源电力、交直流转换、直流放大隔离等功能，直接影响充电桩的性能和效率。充电模块的相关技术具有较高的门槛，目前只有少数企业掌握着这些重要技术。此外，不断进行技术创新也是充电桩企业提高竞争力和行业门槛的关键。通过推陈出新的技术创新，企业可

以不断改进产品的性能和功能，提升用户体验，从而在市场竞争中占据优势地位。

**资金壁垒**也是充电桩行业的一个重要因素。充电桩的建设和运营需要大量的资金。建设充电桩需要购买设备、租赁土地、进行基础设施建设等，而充电桩的运营也需要支付人员工资、电力费用、维护费用等。这些成本的累积很高，对于资金实力较弱的新进入者来说可能难以承担。而已有企业由于规模效应和品牌优势，可以降低充电桩建设和运营的成本。规模效应指的是企业通过大规模生产和采购来获得成本优势，例如可以获得更低的设备采购价格和更好的资源利用率。品牌优势则体现在企业已经建立起了良好的品牌形象和用户认知度，这使得消费者更愿意选择已有企业的充电桩服务。这些优势帮助已有企业降低了充电桩建设和运营的成本，使其能够在市场竞争中占据优势地位。

**土地资源的稀缺**也是另一种形式的壁垒。随着新能源汽车保有量的增长和快充技术的提升，土地资源的稀缺问题可能会进一步加剧。并且在新能源汽车充电桩建设方面，政府往往会采取措施促进充电桩下乡，以满足日益增长的需求。然而，这可能导致拥有政府性机构或具备政府资源的企业在资源方面具有较强的优势，而其他社会性资本进入该领域的难度也会增加。

## （二）充电桩行业产业链

上游的关键环节是充电桩核心零部件的生产，主要包括充电模块、

功率器件、有源滤波设备、熔断器、充电枪、接触器等，这一环节需要专业的技术和资金支持，对于整个产业链的质量和稳定性至关重要；产业链中游主要为整桩组装生产企业和整桩运营企业；下游为新能源汽车制造企业和消费者。



### （三）充电桩行业的竞争格局

根据中国充电联盟的数据显示，截至 2023 年 11 月，我国主要公共充电桩基础设施运营商中，特来电是数量最多的供应商，拥有 49.5 万台充电桩，占据市场份额的 22.64%。其次是星星充电，拥有 43.8 万台充电桩，占据市场份额的 20.04%。云快充紧随其后，拥有 42.8 万台充电桩，占据市场份额的 19.58%。以上数据显示了这三家企业在

我国充电桩市场的较大份额，合计达到 62.26%。这意味着它们在市场上具有较强的竞争力和影响力。特来电、星星充电和云快充都在不断扩大其充电桩网络的覆盖范围，并提供高质量的充电服务，以满足不断增长的电动车用户需求。除了这三家企业之外，还有其他充电桩供应商如国家电网、小桔充电、蔚景云、达克云、深圳车电网、南方电网、依威能源等也在市场中发挥着重要作用。它们通过提供不同类型的充电桩设备和服务，为用户提供多样化的选择。



# 我国充电桩行业的发展和展望

## 一、我国充电桩行业发展历程

2006 年，比亚迪在深圳总部建设了第一座汽车充电站，标志着中国充电桩行业的开端。2006-2009 年为我国充电桩行业萌芽期，建立了我国首个集中式充电站，我国第一座商业运营充电站亦应运而生。但此阶段充电桩主要是由政府参与建设。此后，经历了四年的初探和培育，从 2015 年起至 2019 年，我国充电桩行业迎来了快速成长期。大量民间资本涌入市场，大规模投资建设进入高潮，高速的发展使得部门企业首次实现盈亏平衡，同时市场竞争开始加剧亦带来部分企业的淘汰。而 2020 年至今，充电桩行业迈入新机遇期，在此期间，充电桩被纳入“新基建”，政府多次颁布政策鼓励充电桩行业发展，利好行业各企业发展，充电桩保有量有望持续高增，欣欣向荣的充电桩大蓝海市场蓄势待发。

## 中国充电桩发展历程

阶段	时间	事件
萌芽期	2006年	比亚迪建立首个电动车充电站。
	2008年	奥运会期间建设了国内首个集中式充电站，可满足50辆纯电动大巴的充电需求。
	2009年	上海市电力公司投资国内第一座商业运营充电站。
培育期	2011年	由国内主导早期大规模建设，国家电网开启示范项目。
	2014年	国家提出适度提前的建设规划。
快速成长期	2015年	引入民间资本，大量企业涌入市场；国家提出2020年480万充电桩的建设目标。
	2016年	新国标实施，大规模投资建设进入高潮，市场竞争加剧，部分企业被淘汰。
	2018年	车企、出行公司大范围布局充电桩。
	2019年	新玩家入局，部分企业首次实现盈亏平衡。
新机遇期	2020年至今	充电桩被纳入“新基建”，迎来第二轮发展周期。

## 二、充电桩行业现状

国内充电桩建设速度跟随新能源汽车保有量速度一路上涨。2023年1-11月，我国新能源汽车保有量为2024万辆；充电桩数量为826万台；车桩比为2.45，车桩比创历史新低。按照工信部“2025年实现车桩比2:1，2030年实现车桩比1:1”的计划，虽然充电桩发展速度较为迅速，但由于新能源汽车发展迅猛，充电桩未来发展潜力巨大。未来需要进一步加大充电桩建设的力度，以满足快速增长的新能源汽车市场需求，为用户提供更便捷的充电服务。



### 三、影响我国充电桩行业发展的因素

#### (一) 有利因素

##### (1) 政策积极推动

政府对新能源汽车和充电桩行业的支持力度在不断增加，提供了更多的机会和扶持政策，为行业发展创造有利条件。同时，由于充电桩作为新能源汽车的重要配套设施，符合环保和可持续发展的趋势，受到政府和社会的重视。政府的投资和政策支持为企业提供了充足的资金和资源，以加快充电桩网络的建设和扩张。其次，政府鼓励使用新能源汽车的措施，将促使更多消费者购买新能源汽车，从而增加充电桩的需求。此外，政府还推出了一系列优惠政策，如减免税收、补贴和购车津贴，进一步刺激了新能源汽车的销售和充电桩的需求。

## **(2) 市场需求的增长**

随着新能源汽车市场的迅速增长，充电桩市场也呈现出了巨大的发展潜力。新能源汽车数量的增加，将促使更多的消费者购买充电桩，这将为充电桩行业带来广阔的市场空间。此外，充电桩市场的增长还得益于政府和企业的投资和扶持。政府在新能源汽车和充电桩行业上的投资和支持，将为充电桩的建设和推广提供充足的资金支持。同时，一些企业也开始将充电桩作为未来的发展方向，积极投资和扩大充电桩网络。

## **(3) 技术进步**

随着科技的不断进步，充电桩技术也在不断升级和完善。新型的充电桩设备采用先进的技术，具有更高效、更安全和更稳定的特点，能够有效满足消费者对充电速度和安全性的需求。首先，新型充电桩设备采用了更高效的充电技术。通过优化充电桩的硬件设计和电力传输系统，新型充电桩能够提供更高的功率输出，实现更快的充电速度。这种高效的充电技术可以大大减少用户等待充电的时间，提升用户的使用体验。其次，新型充电桩设备注重安全性。它们采用了多重安全保护措施，如过流保护、过压保护、电池状态监测等，可及时监测和防止潜在的安全风险。此外，新型充电桩还具备智能识别功能，能够自动识别电动汽车的型号和电池状态，并根据需求进行相应的充电参数调整，确保安全充电。最后，新型充电桩设备具有较高的稳定性。它们经过严格的质量控制和测试，确保在长时间运行过程中能够保持稳定的性能。同时，新型充电桩设备还具备远程监控和管理功能，可

以实时监测充电桩的工作状态，并及时进行故障排查和维修，提高了充电桩的可靠性和稳定性。

## **(二) 不利因素**

### **(1) 电网容量风险**

随着充电桩数量的增加，特别是在密集充电区域，可能会对电网供电压力造成影响。大规模充电需求可能会导致电网过载，甚至引发电力系统的故障。同时，变电站是将高压电流转换为低压电流并进行分配的关键节点。如果变电站的容量不足，无法满足大量充电桩的需求，就有可能导致供电不足的情况发生。另外，充电桩的大规模兴建可能会使得电网线路的负载增加。如果线路的负载超过其设计容量，可能会导致线路过热、线损增加，甚至引发火灾等安全隐患。

### **(2) 物理场地风险**

充电桩建设具有排他性属性，是指在一个区域内，由于充电桩的数量和分布有限，可能会出现不同充电桩运营方之间的竞争和排他性使用问题。这种情况下，用户只能选择特定的充电桩运营方提供的服务，而其他运营方的充电桩则无法使用，可能会影响消费者的选择权和公平竞争。另外，充电桩的使用年限一般在 5-10 年以内，持续时间较长。这意味着在此期间内，如果新技术或新型号的充电桩推出，原有充电桩的技术和性能可能无法与之匹配，需要进行更新和替换，这也会给充电桩运营方带来一定的成本压力。

### **(3) 充电效率不高**

目前，公共充电桩主要采用交流电充电方式，相对于直流电来说，充电速度较慢，这可能会给用户带来不便。由于充电速度慢，用户需要花费更多的时间等待充电，这可能会影响用户的使用体验和满意度。尤其在紧急情况下，需要快速充电的用户可能会感到特别不方便。

## 四、充电桩行业发展趋势

### （一）大功率、高速充电

随着电动汽车的电池容量不断增加，用户对快速充电的需求也越来越迫切。充电桩厂商和运营商开始研发和推出更高功率的充电设备，以实现更快的充电速度。高速充电是指为电动汽车提供更快充电速度的技术和设备。与传统的交流充电相比，直流快充技术具有更高的充电效率和速度。目前，一些充电桩供应商和运营商已经开始部署直流快充桩，支持更高的充电功率和更快的充电速度。

### （二）光储充检一体化充电站成为普遍趋势

未来，光储充检一体化充电站将会成为充电基础设施建设的重要方向。光储充检一体化充电站是一种集成了光伏发电、储能设备、充电桩和电池检测功能的智能化电站。这种电站的优势在于它不仅能够利用光伏发电这一清洁能源，而且由于加入了储能设备，还能够充分利用电力市场的峰谷价差，从而降低电费支出并带来更多的运营收益。

### （三）海外市场潜力巨大

欧美国家由于居住属性跟国内不同，海外市场具备更多的私人充电桩安装空间。随着各国新能源汽车市场的不断带动下，根据 IEA 数据显示，2021 年欧洲公共车桩比高达 15:1，美国公共车桩比达 17:1，公共充电桩的比例较低在一定程度上制约了电动汽车市场的发展。欧美国家的公共充电桩数量相对较少，尤其是与私人充电桩相比，公共充电桩的供给明显不足。这导致了用户在选择电动汽车时面临着充电便利性的考量，一些潜在的购车者可能因为缺乏公共充电桩而望而却步。因此，增加公共充电桩的布局与建设，将成为满足市场需求、促进电动汽车普及的关键之举。这将为国内充电桩企业带来另一盈利增长点。

# 中国绿证绿电政策和应 用场景剖析

(一) 中国绿证绿电政策解读

(二) 应用场景与企业机遇

## 中国绿证绿电政策解读、

在“双碳”大背景下，随着新能源占比逐渐提高，为促进绿色能源的生产和消费，我国在电力市场的基础上，以绿电交易作为主要手段、绿证交易作为补充措施，以市场化方式引导绿色电力消费，构成全面反映绿色电力的电能价值和环境价值的市场机制体系。

在“十四五”规划中，中国设定了明确的可再生能源发展目标：在一次能源消费增量中，可再生能源占比要超过 50%，并且可再生能源发电量增量需占全社会用电量增量的 50%以上，风电和太阳能发电量要实现翻倍。此外，全国可再生能源电力总量消纳责任权重目标为 2025 年达到 33%左右，非水电消纳责任权重达到 18%左右。这些政策和目标旨在促进绿色电力交易的发展，例如绿证交易，以进一步提升可再生能源的利用率。

### 一、绿证绿电简介

#### （一）什么是绿电？

绿色电力交易是在电力中长期市场体系框架内设立的一个全新的交易品种，指用电企业或售电公司与发电企业开展的以风电、光伏等绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，并为购买绿色电力产品的电力用户提供绿色电力消费凭证。绿色电力价格为电能量价格与环境溢价之和，分别体现出绿色电力的生产运营成本与绿色权益属性。平价项目优先参与，带补贴项目自愿参与。根据 2022 年 5 月《北京电

力交易中心绿色电力交易实施细则》和《南方区域绿色电力交易规则（试行）》的有关规定，绿电交易优先组织无补贴风电和光伏项目电量参与交易；带补贴风电和光伏项目电量可自愿参与绿色电力交易，其绿色电力交易电量不再领取国家补贴。

绿电交易通过“e 交易”电力市场服务平台开展，由市场主体通过双边协商、挂牌交易等方式完成，按照交易范围不同，包括省内交易与省间交易。目前来看，绿电交易的环境溢价约为 20-100 元/MWh。

## （二）什么是绿证？

绿证全称为绿色电力证书，是国家对发电企业每兆瓦时非水可再生能源上网电量颁发的具有唯一代码标识的电子凭证，是非水可再生能源发电企业所发绿色电力的“电子身份证”，由国家可再生能源信息管理中心核发。发电企业通过出售绿证获取绿色电力的环境价值收益，电力用户通过购买并持有绿证证明其消费绿色电力。绿证通过中国绿色电力证书认购交易平台进行交易。一张绿证，代表 1MWh（1000 度电）可再生能源电力的环境溢价。



什么样的项目可以申领绿证？带补贴的陆上风电项目和地面集中式光伏电站项目以及平价新能源项目均可申领绿证。未来将根据政策要求和市场发展，逐步将分布式光伏发电、生物质发电、光热发电等项目列入核发对象。

绿证价格方面，可分为带补贴绿证与平价绿证。绿电交易通过“e交易”电力市场服务平台开展，由市场主体通过双边协商、挂牌交易等方式完成，按照交易范围不同，包括省内交易与省间交易。目前来看，绿电交易的环境溢价约为 20-100 元/MWh。

### （三）绿电-绿证的联系与区别

绿电交易中得到的绿证与自愿认购的绿证均由国家可再生能源信息管理中心核发，本质相同，主要区别在于绿证是消费绿电的间接证

明，绿电交易为直接证明。绿电交易“证电合一”。绿电交易将清洁能源的能量属性与环境属性捆绑销售，电力与绿色权益合二为一，绿电的环境属性不需要额外操作进行变现，且绿色溢价一般高于绿证或持平。根据绿电交易结果，电力交易中心将绿证划转至有关电力用户。

绿证交易“证电分离”。绿证交易将清洁能源的能量属性与环境属性分开，绿证和对应电能量分别单独交易，因此绿证交易价格更为优惠。发电企业在出售已经拥有绿证的项目电量时，仅仅出售其能量属性，环境属性存在于绿证当中。

#### （四）国内绿电与绿证开展情况

##### 1. 绿电交易情况

截至 2022 年底，我国绿电交易成交电量已超 227.8 亿千万时，绿电交易市场逐渐繁荣。从 2022 年 3 月开始，绿电交易量上涨，10 月达到最大。

从地域分布来看，2022 年宁夏绿电交易规模最大，成交电量为 32.41 亿千万时；浙江 2022 年稳步拓展绿电交易市场，全年累计交易电量 25.76 亿千瓦时，较 2021 年增长 611.21%；江苏 2022 年绿电交易成交电量超过 20 亿千瓦时，位居华东区域首位；安徽 2022 年累计成交绿电 11.59 亿千瓦时，实现国内单次成交量最大的绿电交易。

## 2. 绿证交易情况

截至 2022 年底,全国累计核发绿证约 5954 万个,累计交易数量 1031 万个。其中,2022 年全年核发绿证 2060 万个,对应电量 206 亿千瓦时,较 2021 年增长 135%;交易数量达到 969 万个,对应电量 96.9 亿千瓦时,较 2021 年增长 15.8 倍。

2022 年北京电力交易中心累计交易绿证 145 万张,占全国同期绿证交易量的 61%,成为用户购买绿证的主要渠道。

绿电与绿证市场相辅相成、并行不悖,共同为市场主体消费绿色电力提供多元化渠道。对于发电企业,无论是参与绿电交易还是绿证交易,都可获得绿色环境收益。未来随着绿电、绿证市场进一步成熟,两市场将逐步实现有机衔接,绿色环境价值将逐步趋同。另外,绿电绿证市场与碳市场还有待做好衔接并轨。后续企业需持续关注绿电绿证相关规则的出台,积极做好参与绿电绿证交易的准备。

### (五) 国际绿电、绿证简介

美国和欧洲是国际绿证绿电政策的重要代表。美国通过“RPS”配额制和市场交易体系推动绿电发展,而欧洲则通过“GO”绿色证书和各国独立政策实现绿色电力环境价值。国际绿证如 I-REC(E)等,为跨国企业实现 100%可再生能源制造提供了解决方案,并为中国的可再生能源生产方提供了通过出售 I-REC 实现环境权益价值的路径。

全球范围内,绿电和绿证市场的发展模式多样,以美国和欧洲为

例。在美国，绿色电力市场始于 20 世纪 90 年代，各州通过实施 Renewables Portfolio Standard (RPS) 配额制，要求市场主体购买一定比例的可再生能源，配合绿证 (REC) 市场，使得绿色电力的环境价值得以体现。绿证持有者与承担配额义务的主体通过交易证书来满足 RPS 要求。此外，美国的自愿绿色电力交易市场也十分活跃，包括竞价市场、自愿购电协议 (PPA) 等多种形式，其中 PPA 和自愿非捆绑可再生能源证书购电占据较大份额。而在欧洲，欧盟采用 guarantee of origin (GO) 绿证系统，强调自愿交易，每兆瓦时的可再生能源发电量对应一份 GO 证书。然而，欧洲各国还有各自的政策，如德国和英国的电价支持和配额制度，逐渐向市场化过渡。除了国家和地区的绿证体系，还有如 I-REC 和 APX-Tigr 等国际绿证，服务于跨国企业的碳中和需求。

REC(E)，全称为 International Renewable Energy Certificate，是由国际可再生能源标准基金会于 2014 年发起的一种证书系统，用于追踪和记录欧洲和北美洲以外地区的可再生能源电力生产。每个 I-REC 证书代表 1MWh 的电力，最小单位为 1Wh。该证书适用于多种地区，包括亚洲、欧洲、大洋洲的部分国家，如土耳其、沙特阿拉伯、中国、印度、日本等，并涵盖无补贴的光伏、风电、水电和生物质发电项目。I-REC(E) 的认可度广泛，被 RE100、CDP、SBTi 和 GHG Protocol 等标准和组织接受。例如，企业可以通过获得 I-REC(E) 证书来证明其使用了 100% 的可再生能源，符合其可持续发展目标。

## 二、国内绿证绿电政策

自 2017 年绿证制度试行以来，中国逐步健全了绿证绿电政策体系。政策涵盖了绿证核发、交易和应用等方面，明确了绿证作为可再生能源电量环境属性的唯一凭证。绿证交易平台逐渐拓展，交易方式多样化，收益归属明确。政策还强调了绿证在推动非化石能源消费和节能降碳工作中的重要性，通过政策衔接促进绿证市场发展。

自 2017 年以来，中国绿证绿电政策经历了逐步完善的历程。2017 年 2 月，中国启动了绿证自愿认购制度，标志着绿证制度的试行阶段开始。2023 年成为政策实施的关键年份。2 月，发改能源 1044 号文明确了绿证作为中国可再生能源电量环境属性的唯一证明，强化了绿证的权威性。2024 年，政策继续细化。2 月，发改环资 113 号文提出加强绿证与碳排放、产品碳足迹等领域的协调，体现了政策的全面性。这些政策的出台和完善，不仅构建了绿电交易的框架，也为市场参与者提供了清晰的指导，推动了中国可再生能源市场的发展。

### （一）绿证核心政策

发改能源 1044 号文是中国绿证政策的核心，它标志着中国绿证制度进入了一个新的发展阶段。该文件明确了绿证在可再生能源电力环境属性中的唯一性和权威性，规定了绿证的核发、交易和使用规则，旨在规范市场行为，推动绿电交易的发展。绿证的核发涵盖了风电、太阳能、常规水电、生物质发电等多种可再生能源项目，且基于电网企业和电力交易机构的数据进行。绿证交易主要在国家认可的平台上

进行，如中国绿色电力证书交易平台、北京电力交易中心和广州电力交易中心，交易方式包括双边协商、挂牌和集中竞价。

文件还强调了绿证与碳排放权交易机制的衔接，鼓励各类企业，特别是高耗能企业，增加绿电消费。同时，绿证制度的完善有助于解决环境属性重复开发的问题，提升中国绿证的国际认可度。随着政策的不断成熟，绿证的申报流程简化，交易机会增多，未来可能允许更多的交易形式。绿证与碳市场的结合，使得绿电在抵消范围二电力碳排放方面的作用日益凸显，各地也将通过“权重+绿证”的方式推动可再生能源电力的消纳。

113 号文强调绿证在推动非化石能源消费和节能降碳工作中的重要性，通过政策衔接，促进绿证市场的发展。113 号文件深化了绿证在非化石能源消费和节能减排策略中的作用。文件特别指出，绿证政策与能耗双控政策的融合是关键，确保非化石能源不计入能源消耗总量和强度的控制，从而鼓励绿证交易电量在节能评估中发挥作用。同时，文件明确了绿证交易电量的扣除方法，防止重复计算可再生能源的使用。为了强化绿证的实施，文件提出加速可再生能源项目认证和绿证发放，扩大交易范围，并建立更完善的交易规则。

此外，113 号文还致力于扩展绿证的应用领域，提议将绿证整合进全国统一的碳排放计算体系，并探索其在碳交易和自愿减排市场中的应用。文件还提到了对电网排放因子进行调整的研究，以适应不同情境。绿证也被视为支持产品碳足迹管理的有效工具，有望推动国际间的绿证互认。这些措施旨在构建一个更加协调、全面的绿色电力消费

和碳管理框架。

## （二）绿证的核发和交易规则。

根据最新的征求意见稿，绿证的核发和管理涉及多个机构和流程。国家能源局负责政策制定和指导，而国家能源局的电力业务资质管理中心则具体负责绿证的核发工作。国家可再生能源信息管理中心提供技术支持，交易机构则负责交易平台的运营和交易的组织。

绿证的核发流程包括明确的标准和责任分工。例如，国家能源局每月统一核发绿证，对于自发自用电量和特定时期的水电项目，核发不可交易的绿证。电网企业和电力交易机构提供相关电量信息，发电企业或项目业主提供自发自用电量信息。绿证一旦核发，只能交易一次，并有两年的有效期。信息管理方面，由国家能源局资质中心负责实施，信息管理中心配合。系统提供了在线查验服务，每月编制并发布绿证核发和交易报告，同时确保数据安全，信息至少保留五年。

综上所述，绿证的核发和交易在中国是一个严谨且规范的过程，涉及多个环节和参与方，旨在促进可再生能源的发展和市场交易的透明度。

## （三）绿电交易最新政策

《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章(征求意见稿)》规定了绿色电力交易的详细规则。绿色电力交易定义为一种特殊的电力交易，它不仅涉及电力本身，还包括其对应的绿色电力环境价值，

交易时会提供国家核发的可再生能源绿色电力证书。初期，绿色电力交易仅限于风电和光伏发电项目。交易遵循电力中长期交易规则，由电力交易机构按年、月、旬、周或日等周期组织。

电力交易平台利用区块链技术记录交易全过程，为交易主体提供多种服务。绿色电力交易分为省内和跨省区两种类型，前者由省级电力交易中心负责，后者由北京和广州电力交易中心组织，鼓励采用双边协商、挂牌和集中竞价等多种交易方式。价格机制包括电能量价格和绿证价格，绿证价格由多种因素市场化决定，确保其环境价值的独特性。

交易合同需明确电量和价格，允许在保证可追踪性的前提下进行灵活调整和转让。结算时，电能量和绿证分开处理，绿证根据合同电量、发电量和用电量的最小值进行结算。绿证核发则基于每月结算电量，经审核后统一发放，并划转至发电企业或项目业主的绿证账户。这些规则旨在建立一个高效、透明的绿色电力交易市场，促进可再生能源的使用和环境价值的体现。

中国政府持续完善能耗双控政策，并在新形势新目标下逐步转向碳排放双控。在“十四五”期间，即2021年至2025年，政策重点在于完善可再生能源消费和原料用能问题，同时加强实施碳排放双控的基础能力建设。2021年9月发布的《完善能源消费强度和总量双控制度方案》标志着这一转变的开始。

2022年，政府进一步明确了这一方向，发布了《关于进一步做好原料用能不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》和《关于进一步

做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，旨在优化能耗双控制度，强化碳强度降低的约束性指标管理。2022年8月，发改委的方案提出建立全国及地方碳排放统计核算体系，完善碳排放核算机制。

2022年10月，党的二十大报告重申了这一政策转变，提出逐步转向碳排放总量和强度“双控”制度。2023年，中央全面深化改革委员会的会议审议通过了相关意见，2024年1月的《全面推进美丽中国建设的意见》再次强调了这一政策。2024年5月，国务院的《2024—2025年节能降碳行动方案》提出加强绿证交易与节能降碳政策的衔接，计划2024年底实现绿证核发全覆盖，并将可再生能源电力消纳责任权重分解至重点用能单位，通过购买绿电绿证抵化石能源消费超出预算的部分，以扩大绿电消费规模。

地方	出台日期	出台机构	政策/文件	要点解读
上海市	2024年3月	上海市发改委	《上海市2024年碳达峰碳中和及节能减排重点工作安排》	<ul style="list-style-type: none"> <li>在加快推进能源绿色低碳转型方面，年内新购市外非化石能源电力40亿千瓦时。</li> <li>推进市内新能源建设，力争新增光伏装机60万千瓦以上，组织开展新一轮海上风电竞争配置，加快金山一期等近海风电建设。</li> <li>加快建立促进绿电生产消费的市场体系和长效机制。</li> <li>有效衔接“十四五”规划目标，加强绿证与能耗双控政策衔接，大力促进非化石能源消费；明确提出能耗不含原材料能源消费量、非化石能源消费量，扣除跨省购买的绿证交易对应的当年电量。</li> </ul>
浙江省	2024年1月	浙江电力交易中心	《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则（试行）》	<ul style="list-style-type: none"> <li>分布式光伏可通过聚合形式参与绿电交易</li> <li>无论批发还是零售，绿电交易报价均分两部分申报，即：整体价格=绿电电量价格+环境权益价值。市场初期环境权益价值最低不得低于10元/兆瓦时，最高不得高于30元/兆瓦时</li> <li>交易电量限值：风电、光伏发电企业可参与交易每月上限，风电300小时数，光伏200小时数，确保绿电交易的合理性和可持续性。</li> <li>鼓励企业购买绿证抵扣能耗：各设区市应对照年度能耗强度降低目标任务，科学测算辖区内绿证需求，省发改委(能源局)统筹确定绿证购买数量。</li> </ul>
江苏省	2023年12月	江苏省发展改革委、江苏能源监管办	《关于开展2024年电力市场交易的通知》	<ul style="list-style-type: none"> <li>明确2024年电力市场交易中，绿电交易电量与绿色电力环境价值分开结算。</li> <li>明确省内分散式风电、分布式光伏在具备绿证核发条件并申请成功后可参加月内绿电交易。</li> </ul>

上图是一些地方的绿电最新政策。这些政策变化反映了中国在应对气候变化方面的决心，通过碳排放双控政策，结合绿证交易市场的发展，旨在促进清洁能源的使用，减少化石能源依赖，实现可持续的

能源结构。

以上海市为例，上海市为了促进绿色电力消费和能源低碳转型，于 2024 年 5 月 24 日出台了《上海市促进绿色电力消费加快能源低碳转型实施意见》。该意见旨在 2025 年前完善绿电绿证交易机制，增强绿电消费能力，交易规模目标达到 50 亿千瓦时以上。为了实现这一目标，上海市将制定配套实施细则，了解市场需求，并通过政府协议确保资源和通道的对接。上海市的绿电交易将涵盖风能、太阳能和生物质能等多种类型。从 2024 年 9 月起，新并网的绿电交易企业需要具备储能调峰能力，而现有新能源项目则有 3 年的豁免期。此外，绿证交易与能耗双控政策相衔接，绿证交易电量将被纳入上海市的节能目标考核，并且跨省购入的绿证电量计入本市可再生能源消费。上海市还计划将绿证应用于产品碳足迹管理，研究将其纳入碳足迹核算方法，明确绿证在碳足迹计算中的应用，并在产品碳标识认证中考虑绿证因素，特别是在特定领域和成熟行业中。

这些举措表明上海市正在积极推动绿色能源的使用，通过政策引导和市场机制，鼓励更多企业和个人参与到绿色电力消费中来，以实现可持续的能源结构和低碳发展目标。

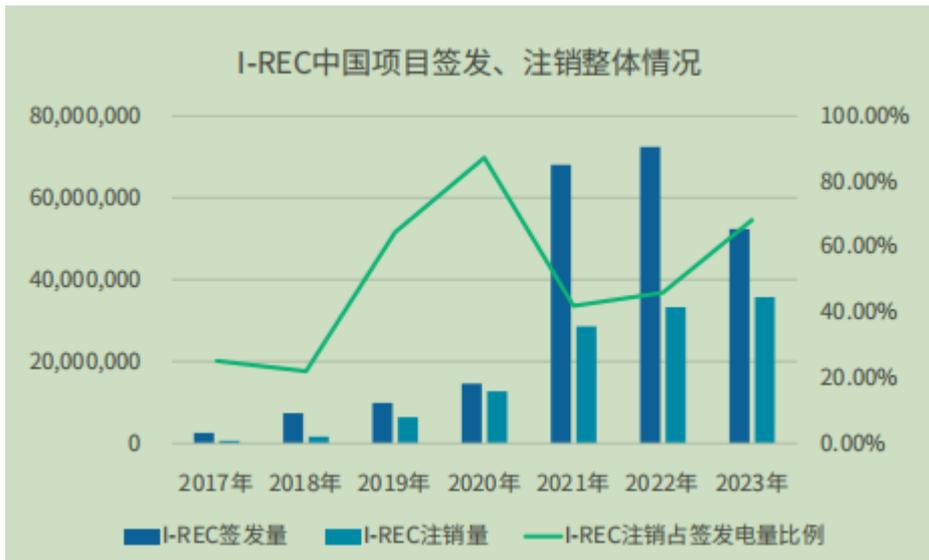
# 绿证绿电应用场景与企业机遇

## 一、国际国内市场情况

### 绿证绿电交易的主要特征

	国际绿证交易	中国绿证交易	中国绿电交易
交易组织方	国际跟踪标准基金会 ( I-TRACK Foundation )	中国绿色电力证书交易平台、北京电力交易中心、广州电力交易中心	电力交易机构
交易标的	国际绿证I-REC(E) (更名前为I-REC)	中国绿证 (GEC)	电能+绿证
交易价值	环境价值		电能价值+环境价值
交易结算	交易意向形成后用户需及时完成全部资金的交付		按照相关中长期交易规划按月结算
交易特点	证电分离		证电合一
交易范围	亚欧地区 (俄罗斯, 土耳其, 沙特, 中国, 印度, 日本, 泰国, 印尼, 马来西亚, 菲律宾等), 南美洲 (巴西, 阿根廷, 智利) 和非洲 (埃及, 南非, 刚果等) 等	中国大陆区域内不受地理范围限制	省间、省内
交易价格	1-10元/MWh	挂牌交易价格补贴: 100-800元/MWh; 无补贴: 5-30元/MWh	0.45-0.55元/KWh
交易形式	可多次交易, 使用后注销	现阶段绿证仅可交易一次	/

绿证市场在中国正经历显著变化。由于中国绿证政策的影响，国际绿证在中国市场的使用预期将会减少。在国际绿证市场，过去几年呈现出供大于求的状态，尽管需求逐年上升，但 2021 年后供应量的激增超过了需求的增长。从 2023 年开始，享受中国电价补贴的风光类可再生能源项目不再能申请 I-RECs，导致供应量预计下降，与 2022 年补贴项目主导的 2,400 万兆瓦时相比，新增供应量约为 1,600 万兆瓦时。因此，中国 I-REC 市场的未来发展将密切依赖国内政策，建议市场参与者密切关注动态。



图表数据显示，从2017年到2023年，I-REC的签发量和注销量的变化。2023年的I-REC注销占签发电量的比例达到了一个较高的水平，这可能反映了市场供需关系的变化以及政策调整的影响。

总结来说，中国绿证政策对国际绿证市场产生了抑制效应，而I-REC的签发、注销情况揭示了市场动态和政策调整的直接结果。绿证核发后，售证和购证主体通过三大交易机构进行交易。绿证交易依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展，未来将适时拓展至国家认可的其他交易平台。



## 二、绿证交易现状

当前国内共有三个线上平台可以进行中国绿证交易

	经营区域	市场主体	交易时间	交易方式
(原绿证认购平台)	全国	企业和个人用户	全天候交易	双边交易 挂牌交易 集中竞价
绿色电力证书交易平台	国网经营区	企业用户	9:00-15:00	双边交易 挂牌交易 集中竞价
南方区域绿色电力交易系统	南网经营区	电网代购电用户 发电企业 普通企业 自然人	全天候交易	协商 挂牌 竞价

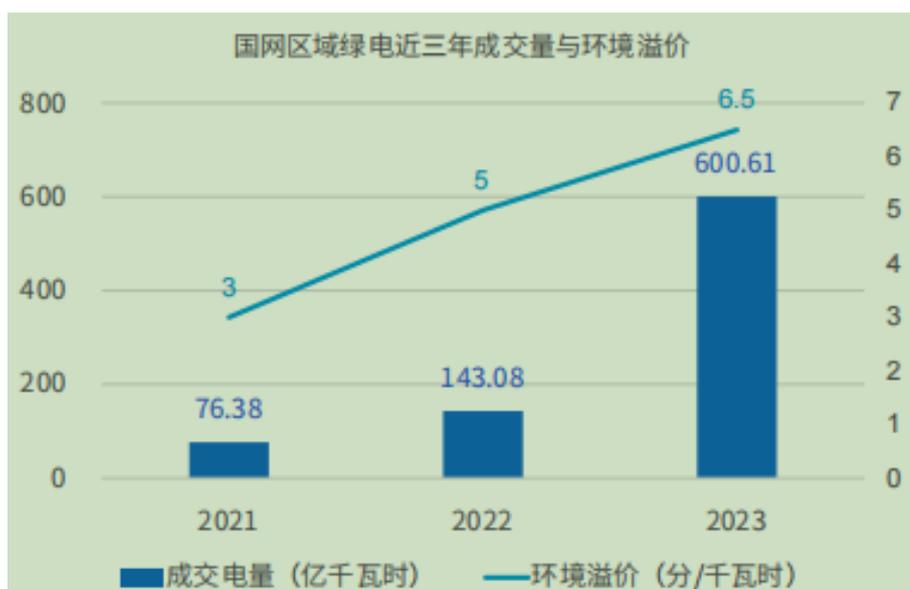
中国绿证市场经历了显著增长。2021 年以后，随着无补贴绿证的核发，核发量显著提升。2022 年，中国绿证核发量约为 2,060 万个，相比前一年增长 135%，其中无补贴项目占比约 41%。2023 年，全国绿证核发量达到约 1.76 亿个，是 2022 年的 7.8 倍，累计核发量超过 2.4 亿个（截至 2023 年底）。

在交易方面，2022 年国内绿证交易量达到 969 万个，同比增长 15.8 倍，累计交易量约 1031 万个，增长约 15 倍，无补贴项目交易量占比 76%。2023 年前 7 个月，交易量已跃升至 2,617 万个，远超 2022 年全年。截至 2023 年 11 月底，累计交易量约为 7,744 万个，而到了 2024 年 5 月底，这一数字已超过 1.84 亿个。

这些数据表明，中国绿证市场在核发和交易方面均呈现快速增长态势，无补贴项目的交易占据主导地位，市场活跃度不断提升。

### 绿电交易量连续翻番，风光占比基本持平

国网区域市场交易情况：截至 2023 年底，北京电力交易中心累计成交绿电电量超 830 亿千瓦时，参与交易的经营主体达两万余家。2024 年第一季度，国家电网经营区绿电电量累计交易 245.2 亿千瓦时。此外，绿电环境溢价持续走高。



### 南网区域市场交易情况

截至 2023 年 11 月底，南方电网公司经营区绿电交易累计成交量达 130 亿千瓦时，逐年增长的势头十分明显。

•2023 年南网公司首次开展广西送广东跨省区绿电认购交易约 200 万千瓦时。2023 年南方区域绿电绿证交易电量 95.3 亿千瓦时，同比大幅增长 137%。



各地绿电交易情况：以上海、浙江和江苏三地的绿电交易情况为例。上海在绿电交易方面表现出强劲的增长势头，2021年9月的绿电试点期间，与宁夏的交易量达到15.3亿千瓦时，2023年以来的省间绿电交易量更是突破21亿千瓦时，同比增长220%，预计2024-2026年的总交易量将接近100亿千瓦时。浙江在2021年有62家企业参与绿电交易，2022年交易量增长611.21%，2023年达到82.13亿千瓦时，2024年一季度交易量为19亿度，同时购买了大量的绿证。江苏作为绿电试点地区，2022年绿电交易量24.24亿千瓦时，2023年增长109%，2024年绿电交易量31.72亿千瓦时，加权均价较燃煤发电基准价有溢价。这些数据反映了这三个省份对绿电的积极接纳和市场需求的显著增长。

### 三、绿证绿电发展趋势洞察

#### 发展趋势洞察一：电碳协同趋势演变越发明显

绿证绿电交易衔接碳市场，“电-碳”连接将拓展绿证绿电价值。未来，随着绿证新制度的成熟运行，绿证交易将逐步放开，电-碳连接将拓展绿证绿电价值。各地将把可再生能源电力消纳责任权重分解落实

到用能单位，建立“权重+绿证”约束机制。企业应积极参与绿证和绿电交易，利用政策机遇实现可持续发展和应对气候变化的目标。

随着政策的推进，绿证和绿电交易正与碳市场紧密结合，拓展其价值。例如，天津市生态环境局在 2023 年 3 月 28 日的通知中允许重点排放单位在计算净购电量时扣除绿色电力电量，而北京市和上海市也有类似的规定，明确了通过市场化购买的绿电在碳排放量核算中被视为零排放。2024 年 2 月 4 日，国务院发布的《碳排放权交易管理暂行条例》规定，消费非化石能源电力的企业，其碳排放配额和温室气体排放量会得到相应调整。此外，发改委的文件（发改能源 1044 号文和发改环资 113 号文）强调了绿证与碳市场的衔接，生态环境部的政策也指出，企业购买并实际使用的非化石能源电力（需提供绿证和交易凭证）可以从总耗电量中扣除，且电网电力排放因子不包括这部分电量。这些政策的实施，旨在鼓励企业更多地使用绿电，减少碳排放。

绿证绿电项目和 CCER/碳普惠项目的环境权益重复问题需综合考量

电碳协同趋势表明，绿证绿电交易与碳市场之间的联系日益紧密，这有助于提升绿证和绿电的价值。然而，存在一个问题，即绿证绿电项目和 CCER/碳普惠项目的环境权益可能存在重复开发的情况。虽然发改能源 1044 号文规定可再生能源项目主要申领国内绿证，但项目方仍可以依据特定方法学开发 CCER 或参与地方碳普惠机制，如上海、广东和武汉的分布式光伏项目碳普惠方法学。在开发这些环境权益时，需要确保其完整性，避免重复，并综合考虑政策、成本和市场等因素。

表格展示了 CCER/碳普惠、绿证和绿电之间的比较。CCER 定位为抵消，计量单位为吨二氧化碳当量，主要用于碳市场履约或交易；绿证和绿电则定位为避免，计量单位分别为个或张（1 个绿证对应 1,000 千瓦时可再生能源电量）和千瓦时，两者都旨在替代化石燃料发电。无论是 CCER 还是绿证绿电，它们都能降低组织范围 2 的外购电力排放。然而，CCER 需要额外性论证，而绿证和绿电则不需要。CCER 的开发基于国家或地方方法学，而绿证通过可再生能源发电项目信息管理平台申领，绿电则通过电力交易中心申报交易电量。

这些机制为企业提供了多样化的减排途径，可以根据自身情况选择最合适的策略。例如，一个企业可能选择通过购买绿电来减少其电力相关的碳排放，同时通过 CCER 项目来抵消其他难以减排的部分。

在零碳工厂、园区创建中，绿证绿电成为抵消范围二电力碳排放的重要途径

电碳协同趋势在零碳工厂和园区创建中，绿证和绿电成为抵消企业范围二电力碳排放的关键工具，通过购买绿电或绿证，企业能够将其发电企业的绿证转移到自身，以抵消间接能源排放，这是实现园区或工厂碳中和的主要策略。零碳工厂创建与评价技术规范、零碳园区创建与评价技术规范以及零碳数据中心创建与评价技术规范进一步细化了这一过程。

企业可以通过多种方式实现零碳目标，包括集中采购或大宗采购绿色电力，如水电、风电、核电和太阳能发电；自主开发减排项目，建设光伏和风电等新能源；以及购买碳汇。此外，零碳园区评价指标

体系列出了基础设施与产业、能源系统、循环利用和低碳管理与技术等方面的一级、二级和三级指标，以评估园区的低碳表现。例如，低碳公共交通比例、绿色建筑比例、可再生能源占比、产品再生利用率和固废资源化再利用率等都是重要的评价指标。

在能源系统中，可再生能源占比和分布式供能系统的建立被强调，以提高能源效率和循环利用。在低碳管理与技术方面，设立碳管理机构、专项资金/政策，以及企业温室气体盘查比例，都是推动零碳发展的关键。同时，碳汇技术和生态碳汇建设也被纳入评价体系，以促进碳中和。

此外，单位碳排放产值贡献和自主开发项目抵消量也是衡量园区碳绩效的指标，这鼓励企业通过自主开发的减排项目来进一步降低碳足迹。

绿证绿电的碳减排效益在国际上存在认定差异，绿电的有效性更高

尽管一些国家和地区，如美国加州，允许绿证作为碳减排证明，但欧盟的 CBAM（碳边界调整机制）法案并不认可绿证的减排效益。CBAM 计划对特定行业的间接排放征收费用，但仅在直接技术连接或实施购电协议（PPA）的情况下承认绿电的减排效果。对于中国出口企业来说，购买绿电可能有助于减轻 CBAM 带来的负担，但中国的多年期绿电长协与欧洲 PPA 在某些方面存在差异，因此是否符合欧盟标准还有待政策明确。

另一方面，CBAM 明确排除了绿证，原因可能包括对直接减排行为的重视，以及对绿证市场透明度和有效监管的担忧。自 2024 年起，欧盟市场销售的电池需申报碳足迹，若未使用直供电，其电力碳足迹将按国家电网平均值计算。这将有利于风电、光伏发电直供电园区和用户侧清洁能源系统的发展。欧委会的电池碳足迹规则也确认了这一点，规定电力直连的情况除外，通常基于国家平均电力消费组合计算碳足迹。

这些规定意味着，企业需要更加关注直接使用清洁能源，尤其是直供电，以满足欧盟的碳足迹要求。

### **发展趋势洞察二：供应链要求推动企业绿电绿证需求提升**

大型企业通过开展供应链碳/绿电管理计划推动供应链企业开展相关工作。随着大型企业实施供应链碳管理和绿电计划，它们正在促使供应链上的其他企业跟进。这些企业采取的措施包括自建或与能源企业合作建设集中式和分布式可再生能源发电站，以及直接购买绿电。

以苹果公司为例，自 2018 年 4 月起，苹果已经实现了全球运营的 100% 可再生能源供电，并积极投资世界各地的可再生能源项目。苹果还启动了“苹果清洁能源计划”，不仅致力于自身的清洁能源使用，还与供应商合作，以推动整个供应链向清洁能源过渡。

总结来说，大型企业的环保行动和供应链管理策略正在促进绿电和绿证市场的增长。随着越来越多的企业加入气候和可再生能源倡议，如 RE100，这些企业承诺使用 100% 可再生能源电力，并通过多种方式

实现这一目标，包括购买非捆绑的绿色电力证书。SBTi 则帮助企业设定符合科学的碳减排目标，它接受使用绿电和特定类型的绿证来减少范围二的排放。

RE100 是一个由气候组织和 CDP 共同发起的倡议，成员需要定期报告可再生能源使用的进展，并支持购买绿证。SBTi 是一个由 WWF、CDP、WRI 和 UNGC 发起的倡议，旨在帮助企业设定符合 1.5 摄氏度脱碳目标的碳减排计划。两者都认可绿电和符合标准的绿证作为减排手段。

关于中国绿证，RE100 在 2024 年 2 月 16 日的技术标准问答中确认，尽管中国绿证有其独特性，但仍然可以被接受。随着中国绿证政策的进一步明确和国际对话的加深，未来中国绿证和绿电可能会直接满足 RE100 的要求。

绿证和绿电作为阶段性市场受到多种因素影响。在短期内，绿证和绿电的需求总体上呈上升趋势，这主要得益于国家的能耗和碳排放控制政策、电碳协同政策的推动，以及国有企业对绿电绿证的积极采购。然而，区域间的供需存在不平衡，跨省绿电交易面临输电通道等障碍。市场需求集中在出口导向型企业和需满足减碳目标的企业，如汽车制造、家具制造、纺织服装等行业，尤其是在广东、浙江、上海等地的企业。

长期来看，随着《电力市场运行基本规则》的推进，全国统一电力市场体系的建设将促进绿电和绿证的市场化交易。可再生能源发电成本的降低，尤其是光伏度电成本已低于煤电，预示着绿电即将进入

平价时代。随着技术进步和效率提升，绿电的成本有望进一步下降。预计到 2060 年，可再生能源发电占比将达到 70%以上，非化石能源消费比重达到 80%以上，绿电将成为电力供应的主流。

# 中国储能市场概况

(一) 中国源网侧储能市场

(二) 中国工商业储能市场

## 中国源网侧储能市场

中国储能市场在“十四五”期间的快速增长，2023 年新增装机规模达到了约 23.22GW/51.13GWh，同比增长 221%。源网侧在国内储能市场占据主要地位，2023 年新增装机占比高达 90%。用户侧应用以工商业储能为主，2023 年新增装机占比达到了 10%，其中 99%为工商业储能。

### 一、市场分析

2023 年国内新能源市场规模持续提升，光伏风电的大规模并网拉动源网侧储能配置需求同步上涨。根据中华人民共和国工业和信息化部及其他专业机构统计数据，2023 年国内集中式光伏新增装机 120.014GW，同比增长 148%，风电装机 45.9GW，同比增长 102%。我国风光大基地项目建设持续发力，在完成首批约 97GW 风光基地建设后，后续还有超过 450GW 风光大基地项目待建。根据 EESA 统计，2023 年中国源网侧储能新增装机 21.46GW/46.40GWh，同比增长近 200%，占全国新型储能新增装机的 96%，在我国新型储能装机结构中仍据主导地位。

其中，内蒙古、新疆、贵州、山东、湖南、宁夏四地区装机量均超 1.5GW，位列前六。2022 年 9 月湖南省发改委出台的《关于开展 2022 年新能源发电项目配置新型储能试点工作的通知》指出，对在 2022 年 12 月底前、2023 年 6 月底前实现全容量并网运行的新型储能项目，在计算其作为新能源发电项目配建的容量时，分别按照装机容量的 1.5、

1.3 倍计算，这是 2023 年导致湖南储能装机容量增长较快，且 80% 的新增装机容量都在 2023 年 6 月并网运行的主要原因。

## 二、政策分析

2023 年我国共发布源网侧储能相关政策 236 条，其中电力市场政策发布最多且较 2022 年有所增加，这也反映了我国电力市场建设进程进一步加快；规划类政策中，2023 年共 11 个省份出台了新的储能装机目标，其中山西省以“2025 年 10GW”的装机规划位列第一；以“容量补贴”、“投资补贴”为主的各类补贴也已成为储能装机的核心驱动。



政策驱动下，我国源网侧储能逐渐形成了“容量租赁、容量补偿、电能量交易、辅助服务”等多元化的盈利模式。根据各地政策推进速度的差异，其盈利模式略有区别

## 三、区域分析

部分成熟市场政策出台密集，独立储能盈利模式更为明确：山东、

山西、蒙西等地区是我国首批电力现货市场建设区域，现货市场峰谷价差较为可观，存在一定套利空间，盈利模式以“现货市场+容量租赁/容量补偿+辅助服务”为主；河南省、宁夏容量租赁市场化程度较高，已有多个项目中标，加之调峰辅助服务政策出台，经济性尚可。据 EESA 测算，在 2 小时储能系统 EPC 单价为 1.4 元/Wh，储能系统单价 0.8 元/Wh，电芯采购单价 0.45 元/Wh，初始容量 80%租赁（降低 5%/3 年）的情况下，上述地区均可实现不同程度盈利。

现阶段我国源网侧储能存在项目利用率不足、成本疏导困难等问题，故“共享模式、收益灵活”的独立储能逐渐成为建设重点。但独立储能容量租赁难达预期、电力市场收益处于较低水平，缺乏稳定可持续的商业模式依旧是发展痛点。因此，加快储能成本疏导将成为政策长期引导方向。随着我国电力市场改革的不断深化，现货、辅助服务及容量市场成熟度将进一步加深，未来独立储能收益呈现“短期靠补偿、长期靠市场”的特点。

从容量补偿收益来看，已有多个省份发布容量补偿及其他补贴政策，刺激省内储能装机放量，如山西、山东、内蒙古；但从 2022-2023 年底山东政策调整过程来看，容量补偿退坡是确定性趋势，以容量补偿为过渡、以容量市场作为发展目标，在容量资源配置中引入市场竞争，促进容量市场化定价将是未来建设重点。

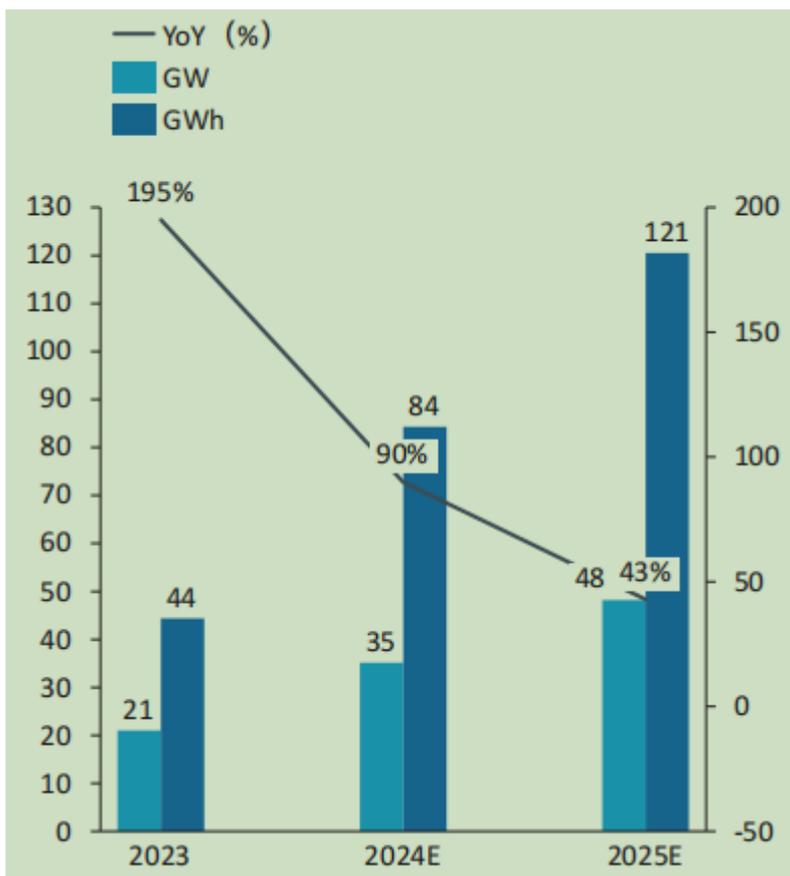
从现货市场来看，随着 2023 年国家发改委、能源局《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》的发放，2024 年我国区域电力市场及省内现货市场政策出台将逐渐密集，浙江、河南、辽宁、江苏

等地现货市场或将取得突破性进展；现货市场还原了电力的商品本质，构建了由供需决定的电力价格体系，预计我国现货市场峰谷价差将逐步扩大，促进储能长期收益灵活性。从辅助服务市场来看，前期我国辅助服务市场定价均为政策规定，且初期价格较高；随着电力辅助服务市场的发展，储能参与辅助服务市场将呈现出两大趋势：辅助服务种类多样化、辅助服务价格市场化。总之，随着规模化降本及收益模式拓宽的双轮驱动下，未来储能电站投资将由政策驱动转向市场价值驱动，促进储能行业稳定健康发展。

近年来，随着我国能源转型战略的持续推进，分布式光伏迅速发展。据统计，2023年全国新增分布式光伏装机约96GW，与此同时，近期，随着我国分布式光伏大规模接入电网，光伏发电消纳矛盾更加突出，也给配电网带来一定压力，已经对当地发用电平衡产生较大影响。2023年底，一些地区已经暂停或暂缓分布式光伏项目备案、建设和并网。台区储能是指在配电网中，通过安装储能设备来实现对电能的储存和释放，以平衡电网负荷和提高供电可靠性的技术。这种储能设备通常安装在配电变压器所在的电力配电站或台区内，用于应对配电网中的瞬时负荷波动和峰值负荷需求，提高电网的稳定性和响应速度，解决分布式光伏消纳难题。相较于配电网改造，台区储能可便捷高效解决分布式光伏消纳问题，发展前景广阔。目前台区储能主要作为分布式新能源开发过程中的成本项，收益模式有租赁、峰谷套利等，项目经济性较差，未来或可通过容量补偿机制、参与辅助服务等形式来保障台区储能收益。

## 四、未来趋势分析

据中国电力企业联合会数据，2024 年全年全社会用电量 9.8 万亿千瓦时，同比增长 6% 左右。预计 2024 年新投产发电装机规模将再超 3 亿千瓦，其中光伏新增装机 171GW，集中式光伏占比约 48%，新增装机 85.44GW；风电新增 89GW，新能源发电累计装机规模将首次超过煤电装机规模。按照平均“10%，2.4h”配储比例计算，预计 2024 年电源侧储能新增装机可达到 16.3GW/39.2GWh。电网侧储能可支撑电力保供、提升地区电力系统调节力、替代输变电工程投资，是构建新型电力系统的重要支撑。根据电规总院预测，支撑电力保供的电网侧储能在“十四五”后期预计需求约为 25GW；其次，在充分利用火电灵活性改造、抽蓄等常规调节措施的同时，“十四五”后期仍需进一步增加新型储能以提升系统的调节能力，此部分需求约在 15GW 左右；再次，在新能源大规模并网的情况下，还需配置一定规模的电网侧储能以缓解配电网压力，替代输变电工程投资，预计此部分需求约为 2GW。综合考虑以上场景，预计 2024-2025 期间电网侧储能装机约在 40GW 以上，储能时长 2-4h。据近年电网侧储能装机增速及发展情况来看，EESA 预计 2024 年电网侧储能装机量约在 19GW/46GWh。因此 2024 年源网侧储能装机约可达到 35GW/84GWh，同比增长 90%。



中国源网侧储能装机量预测（2023-2025E）

## 中国工商业储能市场

### 一、市场分析

近五年来，我国第二产业 5 用能不断增长，2023 年全国工业和信  
息化工作会议指出，我国将大力推进新型工业化，锻长板，补短板，  
培育新兴产业，非高载能 6 第二产业用电将呈现刚性增长。根据电力  
规划总院数据，中国第二、第三产业用电量在近 5 年间持续上涨，截  
至 2023 年中国全社会用电量总计 92,241 亿千瓦时，同比增长 6.86%，  
二、三产业用电量保持逐年增长态势。其中第二产业中高技术及装备  
制造业的用电表现尤为亮眼，全年用电量同比增长 11.3%，超过制造

业整体增长水平 3.9 个百分点，此外光伏设备及元器件制造业用电量同比增长 76.8%，新能源车整车制造用电量同比增长 38.8%，消费品制造业各季度的同比增速及两年平均增速呈逐季上升态势。

因此，在国内全面落实工业领域及重点行业碳达峰实施方案，同时避免欧美碳边境调节机制对国内高载能行业的影响的大背景下，倒逼我国第二、第三产业需要进行节能以及绿色用能改造。在用电量不断提升的同时，以工商业为主的第二、第三产业需要加速低碳转型，这也进一步推进了工商业储能市场在国内的发展。

与此同时，因 2021 国家取消工商业目录销售电价，推动工商业用户进入电力市场直接购电，各省电网代理购电价格总体呈持续上涨趋势，工商业业主安装光伏意愿大幅加强，自 2022 年以来工商业分布式光伏装机大幅增长，并于 23 年维持高增态势。根据 EESA 统计，2023 年我国分布式光伏新增装机 96.286GW，其中工商业光伏新增装机 52.8GW，增长势头较猛。结合工商业分布式光伏高增和企业峰谷套利等需求因素，工商业储能也在 2023 年迎来了快速增长。根据 EESA 统计，2023 年中国用户侧储能新增装机 4.77GWh，同比增长超过 200%，而当前中国用户侧储能主要以工商业储能为主（户用储能市场微乎其微），且近五年工商业储能总体呈上升态势。其中 2021 年因宏观环境影响导致工商业储能新增装机量下降，但 22 年迅速反弹并于 2023 年突破 GWh 规模，正式进入快速发展阶段。

项目备案方面，据 EESA 统计，2023 年中国工商业储能项目备案总数共计 4,666 个，规模总计 2,125MW/4,400MWh。其中浙江省项目备案 1,188 个领跑全国，广东、江苏位列第二、三位，得益于峰谷价差和分时段及补贴政策的支持，使得该三省项目备案数量占全国约 60%，成为 2023 年工商业储能发展的主舞台。

## 二、政策分析

2023 年作为中国工商业储能快速发展的一年，离不开国家和各省市及地方的从规划、补贴等角度所制定的政策支持。据 EESA 统计，2023 年中国出台关于工商业储能的政策共计 231 条，其中补贴政策共计 32 条，补贴手段主要分为放电补贴、容量/功率补贴和投资补贴，补贴政策已成为继峰谷套利后又一推动中国工商业储能发展的有力手段。

补贴政策方面，据 EESA 统计，2023 年中国共 10 个省份发布专项补贴鼓励工商业储能发展。放电补贴中，温州、芜湖、深圳等 15 个地区按照储能设施年发电量给予度电补贴，补贴标准为 0.2-0.8 元/kWh 且补贴年限 2-5 年不等；容量/功率补贴中，重庆铜梁、浙江永康、江苏无锡等 15 个地区按照储能设施容量或功率给予补贴，项目建成并网后一次性给予或三年逐步退坡的补贴，补贴标准为 100-300 元/kW、kWh/年；投资补贴中，浙江平湖、浙江、山西太原等 6 个地区按照储能设施投资额给予补贴，项目建成后按投资额 2%-30% 比例

给予补贴。上述政策成为工商业储能项目重要获利来源，多模式增厚电站收益，助力投资方降低项目回收期从而降低投资风险，极大程度上推动了工商业储能在补贴政策覆盖区域内的发展进度。

补贴政策	涉及地区
放电补贴	浙江省：温州瓯海、温州龙岗、金华金东、义乌； 广东省：东莞、深圳福田、广州黄埔； 江苏省：常州、苏州工业园区、无锡； 其他：安徽合肥和芜湖、天津滨海高新区、湖南长沙、重庆铜梁；
容量/功率补贴	浙江省：杭州萧山、诸暨、温州瓯海区、嘉善、金华婺城、永康、嵊州； 广东省：肇庆高新区、东莞东城街道； 其他：重庆两江新区和铜梁、四川成都、安徽蚌埠、江苏无锡高新区、河南；
投资补贴	浙江省：平湖、海盐县、舟山普陀； 其他：广东深圳、山西太原、北京朝阳区；

2023 年工商业储能补贴政策汇总表

电价政策方面，2023 年以来，中国各地分时电价政策落地且峰谷价差不断扩大，工商业储能经济性逐步凸显。峰谷价差方面，据 EESA 统计，2023 年 12 月全国近 80% 地区峰谷价差环比增从，峰谷电价差超 4: 1 的省份多达 17 个，且全年平均峰谷价差超 0.7 元/kWh 省份数量达 20（单一制 1-10kV）和 21（两部制 1-10kV）；峰谷时段方面，超 20 个省份可满足两充两放充放电策略，部分省份为“谷-峰”策略，多数省份为“谷-峰+平-峰”策略，理论上给予工商业储能发展土壤和盈利空间。

### 三、区域分析

结合上述补贴政策及各省峰谷价差情况，当前浙江、江苏和广东三省工商业储能经济性优越，行业发展高增。假设配置 1MW/2MWh 工商业储能系统，变压器容量满足储能充电需求，项目 EPC 投资成本 1.5 元/Wh，每天 2 次充放，年工作天数 300 天，充、放电效率 95% 且其他装置效率 98%，电池衰减 2%/年，系统每年运维费率 2%，相应税率及折现考虑在内，仅考虑峰谷套利的测算下，广东省珠三角五市项目 IRR17%（项目回收期 5 年），浙江省项目 IRR11%（项目回收期 7 年），江苏省项目 IRR15%（项目回收期 6 年），具备优越经济性。

### 四、未来趋势分析

市场空间方面，虽然现阶段工商业储能市场情绪仍高于实际需求，且工商业储能项目的推动仍存在诸多因素牵制（如场地、变压器容量、价格不确定性及安全问题等），但未来随着成本下降、市场运作机制相应成熟后，已有的存量厂房和园区叠加更多新的应用场景将会为工商业储能提供更大市场空间。一方面，目前我国存量工业、商业竣工面积分别为 67、34 亿平米，且每年新增工业、商业竣工面积分别为 5、2.5 亿平米，以 5%-6% 进度开发存量屋顶且以 20%-30% 进度开发新增屋顶并以配储比例 8% 计算，预计 2024 年和 2025 年工商业储能装机分别为 4.8GW 和 6.15GW；另一方面，全国商业综合体近 3W 个，此类新型应用场景也将为工商业储能装机带来新的空间。

政策方面，关于峰谷价差方向，现虽已出现个别省份峰谷价差有所减少的情况，但因我国当前仍需通过峰谷价差和时段来引导负荷侧的用电习惯，且当前工商业储能仍靠峰谷套利盈利，短期内峰谷价差并不会出现大幅度降低；关于峰谷时段方向，现河南省因分布式光伏消纳问题已调整峰谷时段使得该地区只能满足一充一放策略，未来全国一充一放或成大趋势。综上，峰谷价差降低叠加两充两放策略变为一充一放，工商业储能以现阶段模型测算的盈利性将大幅下降，但未来随着电力现货市场的全面开启，工商业储能通过虚拟电厂进行电力现货交易、需求侧响应和提供辅助服务或将成为继峰谷套利后另一盈利方向。

商业模式方面，目前共有四种商业模式，分别为合同能源管理、融资租赁+合同能源管理、业主自投以及纯租赁模式。当下工商业储能仍处发展早期，初始投资过高所带来的资金压力和对于设备存在的安全顾虑削弱了业主自投的意愿度，而在合同能源管理模式无需业主自投且投资方和业主方均可获得储能收益，此外再引入融资租赁方可进一步降低能源服务商的资金压力，故当前主要以合同能源管理和融资租赁模式成为主流。在未来发展到主流阶段，工商业储能的性能、安全和价值均已得到市场充分认可的时候，业主将不再存在投资决策压力，同时纯租赁模式的动态扩容和轻资产运营的优势更适用于用电企业临时增加储能的需求，故在未来业主自投和融资租赁的模式将占

比更高。

盈利模式方面，虽工商业储能有峰谷套利、需量管理、需求侧响应和提供辅助服务等盈利模式，但现阶段峰谷套利仍是最主要盈利来源，而未来虚拟电厂将为工商业储能增厚利润又一途径，或成为主要盈利来源。未来受一充一放策略和峰谷价差变动影响，峰谷套利所带来的利润呈现不稳定性，但随着虚拟电厂的不断发展以及我国各省电力现货市场的不断开启，作为虚拟电厂重要的聚合资源将按照虚拟电厂所制定的策略参与到电力现货交易中，同时仍可提供辅助服务和需求侧响应，并与虚拟电厂进行利润分成，实现新的盈利模式。

未来潜力市场方面，综合考虑充放电策略、峰谷价差、政策补贴和工业发展情况，预计安徽、湖北和湖南三省的工商业储能在未来具备较大发展潜力。首先，安徽、湖北和湖南三省具备两充两放条件；其次，安徽、湖北和湖南三省可再生能源发电占比和第三产业占比较高，因此日间能量供需错配且日内负荷曲线波动较大，在此背景下分时电价机制存在一定可持续性；再次，安徽和湖南两省均于 2023 年发布工商业补贴政策用以推动项目落地和行业发展；最后，安徽、湖北和湖南三省分别拥有超 2 万家规上工业企业，完全具备工商业储能发展所依赖的工业基础。综上，现阶段广东、浙江和江苏三省为工商

业储能较为成熟的发展市场，未来安徽、湖北和湖南三省将成为江、浙、粤外具备发展潜力的市场。

# 驭风行动政策解读

官方《关于组织开展“千乡万村驭风行动”的通知》政策解读

# 官方《关于组织开展“千乡万村驭风行动”的通知》政策解读

以下是国家能源局发布的《关于组织开展“千乡万村驭风行动”的通知》政策解读：

近日，国家发展改革委、国家能源局、农业农村部联合印发《关于组织开展“千乡万村驭风行动”的通知》（以下简称《通知》），有关情况如下。

## 一、组织开展“千乡万村驭风行动”的背景

2024年1月，《中共中央、国务院关于学习运用“千村示范、万村整治”工程经验有力有效推进乡村全面振兴的意见》（中发〔2024〕1号）明确要求，推动农村分布式新能源发展。2021年10月，国家发展改革委、国家能源局等9部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出，实施“千乡万村驭风行动”。

为推动实施“千乡万村驭风行动”，2022年以来，国家能源局会同有关部门组织行业协会和智库机构在深入调研的基础上，结合我国风电产业发展和农村情况，研究提出了实施方案，广泛征求了各省级能源主管部门、各电网企业、各风电设备制造企业和开发企业等意见。2024年3月，国家发展改革委、国家能源局、农业农村部三部门联合印发《通知》，共同组织实施。

## 二、组织开展“千乡万村驭风行动”具有重要现实意义

在农村地区充分利用风能资源和零散闲置非耕地，组织开展“千乡万村驭风行动”，将有力推动风电就地就近开发利用，有效促进农村可再生能源高质量发展，具有重要的现实意义。

一是开辟风电发展新的增长极。当前我国风电以“三北”地区规模化开发为主，随着低风速发电技术逐步成熟，中东南部地区就地就近开发风电日益具备可行性和经济性。如每年选择具备条件的1000个村进行试点开发，按每村装机2万千瓦测算，年可新增风电装机2000万千瓦，新增投资约1000亿元，既能为风电发展打开新的市场空间，也能更好发挥促发展、扩投资、稳增长的作用。

二是推动农村能源革命的重要抓手。实施“千乡万村驭风行动”，推动农村地区风电发展，与农村分布式光伏、生物质发电等实现多能互补、深度融合，有助于调整农村能源结构，推动农村能源革命，助力落实碳达峰碳中和目标。

三是助力乡村振兴的重要载体。支持各类投资主体与当地村集体按“村企合作”模式共同开展风电项目开发建设，支持村集体依法通过土地使用权作价入股等方式共享风电项目收益，并提供相应就业岗位，从而拓宽村集体和农民增收致富渠道，使风电发展真正惠及“三农”，赋能乡村振兴。

### 三、实施“千乡万村驭风行动”的基本原则

组织开展“千乡万村驭风行动”与农村生产生活密切相关，为有序推动实施，需坚持以下原则。

一是因地制宜、统筹谋划。以各地农村风能资源和零散空闲土地资源为基础，决不能占用永久基本农田，统筹经济社会发展、生态环境保护、电网承载力和生产运行安全，宜建则建，试点先行。条件成熟一个就实施一个，不搞一窝蜂，不一哄而上。

二是村企合作、惠民利民。在充分尊重农民意愿，切实保障农民利益的前提下，以村为单位，以村企合作为主要形式，充分调动村集体和投资企业双方积极性，既促发展，也惠民生，使风电成为增加村集体收益、助力和美乡村建设的有力支撑。

三是生态优先、融合发展。在充分保护生态环境的前提下，项目开发与乡村风貌有机结合、与乡村产业深度融合，形成协调发展的共赢格局。

#### **四、明确责任分工，稳妥实施“千乡万村驭风行动”**

“千乡万村驭风行动”涉及面广，需要各级能源主管部门、农业农村主管部门和电网企业、风电投资企业等各类市场主体上下联动、分工协作，稳妥有序推进实施。

一是试点先行。我国各地农村情况各不相同，《通知》明确提出，各省（区、市）先在具备条件的行政村开展试点，根据试点情况总结经验后再适时推广，而不是在全省范围内一下子全面铺开。

二是统筹推进。各省（区、市）结合实际研究提出本省（区、市）“千乡万村驭风行动”总体方案，明确开发利用规模、重点发展区域、生态环保要求和有关保障措施。各地市根据省级总体方案，按县编制

细化实施方案，明确项目场址布局、装机规模、建设安排、土地利用、生态环保和利益分配机制等，并依此组织实施。

三是村企合作。各类投资主体与村集体按“村企合作”模式，建立产权清晰、责任共担、利益共享的合作机制，共同参与“千乡万村驭风行动”项目开发建设运营。

四是各方联动。省级及以下能源主管部门会同农业农村部门编制“千乡万村驭风行动”方案；电网企业配合做好方案编制，加强配套电网建设，保障项目并网；风电设备制造企业加强技术创新，提供设备支撑；村集体和投资主体及时将项目收益共享情况报县级农业农村主管部门掌握，切实保障各方合法合理权益。

#### 五、创新推动“千乡万村驭风行动”

“千乡万村驭风行动”不同于常规风电项目开发，需要开拓思路、创新机制，激发各方的积极性与创造性。

一是优化项目审批。鼓励各地对“千乡万村驭风行动”项目探索试行备案制；对同一个行政村或临近村联合开发的项目，统一办理前期手续；对不涉及水土保持、环境保护、植被恢复、压覆矿产等敏感区域的项目，由投资主体会同村集体出具承诺，相关主管部门出具支持意见，即可依法加快办理相关手续。

二是创新收益分配机制。村集体提出需求，村企共同推动实施。鼓励依法通过土地使用权入股、设置公益岗位等方式探索形成“共建共享”乡村能源合作新模式，保障集体增收益，村民得实惠。

三是创新开发应用场景。鼓励“千乡万村驭风行动”风电项目与农村风貌、乡村产业融合，与分布式光伏等其他清洁能源形成乡村多能互补综合能源系统，对实施效果显著的项目，适时纳入村镇新能源微能网示范等可再生能源发展试点示范。

## 六、支持和保障“千乡万村驭风行动”顺利实施

为了更好支持和推进“千乡万村驭风行动”，《通知》立足农村实际，聚焦难点堵点，从多个方面提出了支持措施。

一是保障项目用地。严格落实国家土地利用政策，在符合国土空间规划，不占用永久基本农田、生态保护红线、自然保护地和国家沙化土地封禁保护区的前提下，因地制宜利用农村零散闲置非耕地建设“千乡万村驭风行动”项目，做到“不与粮争地”，“不违背村民利益”，“不触碰环保红线”。确需占用耕地的，应当依法依规办理用地手续。鼓励创新土地利用机制和利用方式，充分激活农村存量土地资源，对不占压耕地、不改变地表形态、不改变土地用途的用地，探索以租赁等方式获得。鼓励推广使用节地技术和模式，尽可能减少占地面积，降低对地表形态和耕作层的影响，节约集约使用土地。

二是保障并网消纳。“千乡万村驭风行动”项目由电网企业实施保障性并网，以就近就地消纳为主，上网电价按照并网当年新能源上网电价政策执行，保障项目稳定合理的收益水平。鼓励参与市场化交易，市场交易电量不参与辅助服务费用分摊。

三是营造良好市场环境。充分发挥市场配置资源的决定性作用，不得以配套产业、变相收取资源费等名义增加不合理投资成本，营造

公平、公开的市场环境。鼓励和支持民营企业和民营资本积极参与“千乡万村驭风行动”风电项目开发建设。

四是加强金融支持。落实绿色金融和乡村振兴金融政策，创新投融资方式，在融资、贷款等方面进一步加大对“千乡万村驭风行动”风电项目的支持力度。

#### 七、严格做好生态环境保护工作

实施“千乡万村驭风行动”必须在保护生态环境、节约集约利用资源的前提下，促进风电开发与乡村风貌有机结合，助力宜居宜业和美乡村建设。

一是各省（区、市）编制“千乡万村驭风行动”总体方案，以及各地市制定细化实施方案，均要强调生态环保要求。

二是依法开展环境影响评价，根据“千乡万村驭风行动”项目的应用场景特点，周密制定环境保护和水土保持方案，在满足风电通用技术标准和生态环境保护要求的基础上，重点关注项目对周边生产、生活、生态可能带来的影响。

三是在项目开发中，鼓励采用适宜乡村环境的节地型、低噪声、高效率、智能化的风电机组和技术，提高安全防护要求。注意规避噪声对居民区的影响，注意鸟类等生态保护，与周边环境形成和谐共生格局。

四是发电企业要按照《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》《风电场改造升级和退役管理办法》等相关文件规定，做好风电设施退役后固废回收处理工作，促进退役风电设备循环利用。

## 八、加强对“千乡万村驭风行动”实施情况的监测监管

一是各省级能源主管部门按时将实施情况报送国家能源局和农业农村部，抄送相关国家能源局派出机构，并将具体项目抄送国家可再生能源信息管理中心开展建档立卡。

二是各省级能源主管部门、农业农村部门和国家能源局派出机构加强项目监管，落实信息公开，充分发挥社会监督作用，切实保障各方合法合理权益。

三是实施过程中，县级农业农村主管部门及时了解和掌握项目收益分配落实情况，切实发挥项目收益在壮大村集体经济和助力乡村振兴中的作用。