



任务 1 分析与推广

CPV

中国光伏发电应用国家调查报告

2024



LONGI



IEA PVPS TCP是什么？

国际能源署（IEA），成立于1974年，是经济合作与发展组织（OECD）框架内的自主机构。技术合作计划（TCP）的成立基于这样一种信念：能源安全与可持续的未来始于全球合作。该计划汇集了来自政府、学术界和产业的6,000名专家，致力于推进共同研究和特定能源技术的应用。

国际能源署光伏发电系统计划（IEA PVPS）是国际能源署（IEA）内的一个合作计划，成立于1993年。该计划的任务是“加强国际合作，促进光伏太阳能作为可持续能源系统转型基石的作用。”为实现这一目标，该计划的参与者已在光伏发电系统应用领域开展了一系列联合研究项目。该整体计划由一个执行委员会领导，该委员会由每个国家或组织成员的代表团组成，该委员会指定不同的“任务”，这些任务可以是研究项目或活动领域。

28个参与国际能源署光伏计划（PVPS）的国家是澳大利亚、奥地利、比利时、加拿大、中国、丹麦、芬兰、法国、德国、印度、以色列、意大利、日本、韩国、立陶宛、马来西亚、摩洛哥、荷兰、挪威、葡萄牙、南非、西班牙、瑞典、瑞士、泰国、土耳其、英国和美利坚合众国。欧洲委员会、欧洲太阳能发电协会和新加坡太阳能研究所也是成员。

访问我们：www.iea-pvps.org

什么是IEA PVPS任务1？

国际能源署光伏发电系统计划任务1的目标是促进和方便光伏发电系统的技术、经济、环境和社会方面的信息交流与传播。任务1活动支持更广泛的光伏计划目标：为光伏发电应用的成本降低做出贡献，提高对光伏发电系统潜力和价值的认识，培养消除技术和非技术障碍，以及加强技术合作。任务1的一项重要成果是每年的《光伏应用趋势》报告。同时，每个任务1参与者每年都会生产国家调查报告。本文是国家2023年的国家调查报告。本文中的信息将用作《光伏应用趋势》年度报告的输入。

作者

- 主要内容：柳方，谢天，戴进红，潘伟，徐红华
- 数据：国家能源管理局（NEA），中国光伏行业协会（CPIA）
- 分析：刘方，谢天，戴进宏，潘伟，徐红华

免责声明

IEAPVPS TCP 在国际能源署（IEA）的指导下组织，但在功能和法律上是自主的。IEA PVPS TCP 的观点、发现和出版物不一定代表 IEA 秘书处或其个别成员国（或其）的观点或政策

版权声明

本内容可自由使用、复制和重新分发，但需注明适当出处（请参见“建议引文”）。例外情况是，根据个别图片说明中的规定，某些受许可保护的图片可能不允许复制。

建议引文

方L，田X，金红D，魏P，红花X (2025) 中国光伏发电应用国家调查报告2024。IEA PVPS任务1。https://iea-pvps.org/national_survey/nsr-china-2024/

封面图片

照片由隆基绿能科技股份有限公司提供

国际能源署
光伏发电系统计划

中国光伏发电应用国家调查报告2024

IEA PVPS 任务1 战略光伏分析及推广

2025年10月



作者

主要作者

刘方，中国科学院（CAS），中国绿色供应链联盟 谢天，隆基绿能科技有限公司，中国 戴景红，中国绿色供应链联盟光伏委员会（ECOPV），中国 潘伟，隆基绿能科技有限公司，中国 许红华，中国科学院（CAS），中国



目录

致谢	5 1 突出重点
	6 2 安装数据
	7 太阳能光伏应用
7 安装的总光伏功率	7 光伏发展的关键推动因素
	10 3 光伏电力的竞争力
2.1 11 模块价格	11 系统价格
2.2 12 特定投资计划	11 金融参数和特定融资计划
信息 2:3	12 额外的国家
	13 4 政策框架
	14 光伏的国家目标
15 对光伏安装的直接支持政策	15 自用措施
20 集体自用、社区太阳能和类似措施	21 投标、拍卖 & 类似计划
23 其他大型电站措施，包括，浮式和农业光伏	
3.24 间接政策问题	25 支持措施的融资和成本
	26 电网集成政策
3.3 27 5 行业	
30 原材料、锭和晶圆的生产（单晶硅行业）	30 光伏电池和模块的生产（包括TF和CPV）
3.31 其他组件的制造商和供应商	32 回收
3.5 34 6 光伏经济中	
35 商业价值	
7 电力利益相关者的兴趣	36 电力系统的结构
36 4.1	36 电力公用事业企业的兴趣
4.2	
4.3	
4.4	
4.5	
4.6	
4.7	
4.8	
4.9	
5.1	
5.2	
5.3	
5.4	
6.1	
7.1	
7.2	



来自市政府和地方政府的兴趣.....	37	8 前景.....
	38	



致谢

本文得到了许多朋友的宝贵贡献。谨此感谢：中国光伏行业协会（CPIA）、Winone Solar的董事长孙云林、ECOPV-光伏回收产业发展中心的徐俊宇等。



1 突出亮点

2024年，中国新增光伏装机容量277.57吉瓦^{AC}，同比增长28%^{AC}，较上年高点增长。大型地面光伏电站装机量为159.39吉瓦（同比增长33%），占总新增容量的57%。分布式光伏达到118.18吉瓦（同比增长23%），占新增容量份额的43%。在分布式光伏中，^{AC}商业和工业设施总计88.63吉瓦（同比增长68%），^{AC}占新增总装机容量的32%，而住宅安装容量达到29.55吉瓦^{AC}（同比下降32%），占11%。

同期，中国光伏发电量达到834.1TWh，同比增长44%，全国利用率为96.8%。

2024年中国太阳能电池效率成果尤为突出。截至2025年3月，中国保持着9种太阳能电池的效率记录，涵盖六大主要电池类别的其中四种——较2023年列出的7种增加了两种电池类型。这标志着自美国国家可再生能源实验室（NREL）“最佳研究电池效率表”首次发布以来，中国记录数量达到历史最高。值得关注的记录包括：混合叠层电池：隆基绿色能源研发的钙钛矿/硅叠层电池创纪录效率为34.6%（纪录更新）；单晶硅电池：隆基研发的单晶背接触异质结（HBC）电池达到27.3%效率（纪录更新），以及晶科能源研发的多晶（DS晶圆）电池达到23.3%效率。这些成果突显了中国光伏产业日益增长的研发能力，得益于近年来加大研发投入和鼓励原始创新的推动。



2 安装数据

光伏电力系统市场被定义为所有国家安装（地面）的光伏应用市场，其光伏容量为40瓦或更高。光伏系统由组件、逆变器、电池以及用于组件、逆变器和电池的所有安装和控制部件组成。本报告不考虑小型移动设备等其他应用。

在本报告的统计目的中，如果在2024年1月1日至2024年12月31日期间安装并连接到电网的太阳能光伏组件安装项目，则包括在2024年的统计数据中，尽管其调试可能发生在稍晚的日期。

2.1 光伏应用

截至2024年底，中国累计光伏装机容量达到886吉瓦，相当于2023年底记录容量的1.45倍。其中，分布式光伏累计装机容量为375吉瓦。

2024年，中国新增光伏装机277.57吉瓦，较上年同期的高基数增长28%。大型地面光伏电站装机159.39吉瓦（同比增长33%），占新增装机的57%。分布式光伏达到118.18吉瓦（同比增长23%），占新增装机的43%。在分布式光伏中，工商业装机总量88.63吉瓦（同比增长68%），占新增装机的32%；户用光伏装机达到29.55吉瓦（同比下降32%），占比11%。

过去三年，新增光伏安装的构成发生了显著变化。受益于“十四五”规划内首批大型基地项目的建设和并网，光伏发电装机规模快速扩张，其占比持续提升并超越了分布式光伏。

根据月度数据显示，1月至2月新增装机容量同比激增80.3%，达到38.6吉瓦，创下单月最高增长率纪录。然而3月份新增装机容量降至12.1吉瓦，同比下降32.1%——这是两年来的首次月度收缩——这是由于组件价格波动和并网配额调整所致。12月份的年末装机高峰使月度新增容量达到70.2吉瓦，创下历史单月最高纪录，并超过了2019年全年的总装机容量。

2.2 总光伏装机功率

表1：2024年度光伏装机容量

		2024年光伏装机容量[MW]	交流电或直流电
	去中心化	118 180	AC
	集中式	159 390	AC
	离网	-	-
	总数	277 570	AC



表2：数据收集过程

若数据以交流电形式报告，请注明 用于估计直流安装的转换系数。	去中心化 : $DC \approx AC$ 集中式 : $DC=AC*1.2$
是由官方机构进行的采集过程吗 私营公司/协会？	年度和累计光伏并网数据 2024年连接安装能力为 由国家能源局发布。 离网安装所占比例非常小 在中国规模，因此数据是估计的 光伏专家。
连接到官方统计数据（如果存在）	http://www.nea.gov.cn/

表3：4个子市场的累积安装光伏功率（交流）

年	离网式 [兆瓦]	并网 分布式 [MW]	并网 集中式 [MW]	总 [MW]
2010	0	190	283	800
2011	0	680	2 000	3 500
2012	0	890	2 630	7 060
2013	0	3 100	16 320	19 420
2014	0	4 670	23 380	28 050
2015	0	6 060	37 120	43 180
2016	0	10 320	67 100	77 420
2017	0	29 660	100 540	130 200
2018	0	50 620	123 840	174 460
2019	0	62 630	141 670	204 300
2020	0	78 310	174 790	253 100
2021	0	107 510	198 480	305 990
2022	0	157 620	234 420	392 040
2023	0	254 440	354 480	608 920
2024	0	374 780	510 890	885 680



表4：其他光伏市场信息（交流）

	2024
您国家运行中的光伏系统数量	总装机277.57吉瓦 分布式光伏118.18GW； 公用光伏发电装机容量159.39吉瓦。
年度内报废光伏系统 [兆瓦]	N/A
年内更换的光伏系统[MW]	N/A

表5：光伏发电及更广泛的国家能源市场

	数据 (2024)
总发电装机容量 [GW]	3 350 GW
总可再生能源发电装机容量 (含水电) [GW]	1 889 GW
总电力需求 [TWh]	9 852 兆瓦时
新安装发电容量 [GW]	430 GW
新增可再生能源发电装机容量 (含水电) [GW]	372 GW (hyd. 13.78 GW, 风 79.82 GW, PV 277.57 GW 生物1.85 GW)
估计总光伏电力生产 (包括自用光伏电力) 在 [GWh] (或 [TWh])	834.1太瓦时
总光伏发电量占总用电量的百分比	8%
光伏安装的平均产量 (单位 : kWh/kWp)	940千瓦时/千瓦峰值



2.3 光伏发展的关键推动因素

表7：关键使能因素信息。

	描述	年交易量	总体积	源代码
去中心化 存储系统	/	/	/	/
居住热 泵 (数量)	/	/	/	/
100%纯电动汽车 (number)	/	771万	1389.6亿 2209万	交通管理 部际局 公安
混合 可充电的 (number)	/	514万	129.24亿 931万	交通管理 部际局 公安



3 光伏发电的竞争力

3.1 模块价格

表6：典型模块价格

年	最低价格 of a 标准模块 晶体硅	最高价格 标准模块 晶体硅	一个典型的价格 标准模块 晶体硅
2024	0.62元/W	0.98元/W	0.70元/W

3.2 系统价格

表 9：不同典型光伏系统的交钥匙光伏系统价格

分类/尺寸	典型应用和简要详情	当前 价格 [元/W]
住宅BAPV 5-10 kW	并网式，屋顶式，分布式光伏系统 安装用于发电并网到家庭。 通常别墅和独栋房屋的屋顶系统 家。	3.4
小型商业 BAPV 10-100 kW	并网式，屋顶式，分布式光伏系统 安装以向电网输送电力进行商业用途 建筑物，如公共建筑、多户住宅 农业谷仓，杂货店等。	3.3
大型商业 BAPV 100-250千瓦	并网式，屋顶式，分布式光伏系统 安装以向电网供电 商业建筑，如公共建筑、多户住宅 房屋，农业谷仓，杂货店等。	3.1
工业BAPV >250 kW	并网式、屋顶式、分布式光伏系统 安装用于发电并入电网工业 建筑物、仓库等	3.0
小型集中式光伏 1-20兆瓦	并网式，地面安装，集中式光伏系统 作为中央发电站工作。产生的电力 在这种设施中不与特定客户绑定且 目的是发电出售。	2.8
大型集中式光伏 >20 MW	并网式，地面安装，集中式光伏系统 作为中央发电站工作。产生的电力 在这种设施中不与特定客户绑定且 目的是发电出售。	2.5



表7：不同应用系统价格的国家趋势

年	住宅 BAPV	小型商业 BAPV	大型商业 BAPV	集中式光伏发电
	并网 顶置式 分布式光伏 系统 5-10 kW [元/W]	并网 顶置式 分布式光伏 系统 10-100 kW [元/W]	并网 顶置式 分布式光伏 系统 100-250千瓦 [元/W]	并网 地面安装式， 集中式光伏 系统 10-50兆瓦 [元/W]
2024	3.4	3.3	3.1	2.5

3.3 财务参数和具体的融资计划

表8：2024年光伏融资信息

不同的市场细分	贷款利率 [%]
贷款平均利率 - 住宅安装	4.2%
贷款平均利率 - 商业安装	3.5%
资本成本平均成本 - 工业和地面安装	2.5%

3.4 具体投资计划

融资租赁

作为非银行金融机构，融资租赁企业持续为可再生能源项目提供灵活且专业的综合金融服务方案，在光伏领域尤为突出贡献。2024年，伴随光伏市场的强劲扩张，融资租赁机构进一步巩固了其在分布式光伏、分散式风电及工商业储能项目中的关键作用。分布式能源项目具有规模小、地域分散和经营管理复杂等特点，自然契合融资租赁模式。

据不完全统计，截至2024年末，已有超过十家国内融资租赁公司累计为超过70吉瓦的光伏电站提供了约3000亿元人民币的融资，显著加速了光伏项目的实施与发展。

工业投资基金

2024年，工业投资基金在光伏领域持续发力，成为行业的关键融资渠道。随着“光伏+”模式的加速应用，越来越多的工业投资基金正深度参与光伏全产业链。这促进了农业光伏协同、风光储一体化等多元化应用的协调发展。



自2023年中国成立30家省级能源集团以来，地方国有资本已进一步延伸至市一级。通过设立产业投资基金，区域资源优势正被用来部署分布式光伏、农村风电、工商业储能和充换电站的投资组合。这些举措有助于提升电力系统的整体运营效率。

光伏电站交易

2024年，光伏电站交易市场保持活跃，但结构显著演变。据不完全统计，中国年内收购的光伏项目装机容量超过6吉瓦，总交易额超过250亿元人民币。

从交易对手构成来看，私营企业继续主导卖方。然而，一些国有企业也开始剥离可再生能源资产。随着可再生能源在电力市场交易中的参与度提高，发电厂面临着数量和价格波动双重挑战，导致资产绩效差异日益扩大。因此，同一家国有企业可能同时扮演卖方和买方角色，进行同步的收购和剥离。

与此同时，除传统的中央国有企业外，地方国有能源平台公司在光伏交易市场中稳步崛起，成为关键参与者，促使竞争格局更加多元化和动态化。

3.5 附加国家信息

表9：国家信息

家庭零售电价 [元/kWh]	0.38-1.15 截至2025年第二季度，一级用户的平均价格
零售电价对于 商业公司 [元/千瓦时]	ToU: 0.09-1.71 没有可用于商业的统一国家数据 电价，此范围涵盖通用C&I和大 行业，两部分定价和一部分定价沿所有 中国所有省份2024年电压水平



4 政策框架

本章描述旨在直接或间接推动光伏发展的支持政策。直接支持政策通过激励、简化或定义适当政策，对光伏发展产生直接影响。间接支持政策通过改变监管环境的方式，可以推动光伏发展。

表10：光伏支持措施 summary

分类	住宅			商业+工业			集中式		
	2024年措施 腿 acy	On- 去	新	菜加 C语言	On- goin g	新	腿 acy	On- 去	新
净电量电价		是	-		是	-		是	-
入网优质 (高于市场价)		-	-		-	-		-	-
资本补贴		-	-		-	-		-	-
绿色电力 证书		是	-		是	-		是	-
可再生产业组合 标准	PV 带/不带 需求	是	-		是	-		是	-
所得税抵免		-	-		-	-		-	-
自发自用		是	-		是	-	-	-	-
净计量	-	-	-	-	-	-	-	-	-
网络结算	-	-	-	-	-	-	-	-	-
集体自我- 消耗和 离网净计量	-	-	-	-	-	-	-	-	-
可持续建筑 需求		是	-		是	-		-	-
BIPV补贴		-	-		是	-		-	-
商户 PV 促进 措施	-	-	-		-	-		-	-
其他 (请指明)		-	-		-	-		-	-



4.1 国家光伏目标

中国实现到2030年风电和光伏总装机容量超过1200GW的目标，提前六年完成。截至2024年7月底，中国风电和光伏总装机容量达到1206GW。

4.2 光伏安装的直接支持政策

4.2.1 住宿发展措施

国家能源局发布《关于有效推进新能源消纳确保可再生能源高质量发展的通知》(NEA电〔2024〕第4号)，要求加快新能源项目并网基础设施建设，积极提升系统灵活性和电网发电协调能力，充分发挥电网资源配置功能。通知还要求科学优化新能源消纳利用目标，对新能源消纳进行制度化监测分析，不断提升电力系统消纳能力。这些措施旨在在大规模新能源扩张中保持合理利用水平，促进新能源产业高质量发展。

同时，为促进可再生能源消纳，国家能源局联合多个部门发布了《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》。文件明确了将可再生能源配额制分配给重点行业和主要用能单位，并对电解铝行业规定了通过绿色电力证书核销的绿色电力消纳份额目标，确保了重点领域可再生能源供应和绿色电力消纳的协同推进。这些举措共同促进了传统化石能源的系统性替代。

提升配电网承载分布式可再生能源能力：国家发展和改革委员会、国家能源局发布的《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》(NDRC能源〔2024〕第187号)设定了到2025年实现约500吉瓦分布式可再生能源并网容量的目标。随后，2024年7月发布的《加快先进电力系统建设行动计划(2024-2027)》(NDRC能源〔2024〕第1128号)，以及2024年8月发布的《配电网高质量发展实施方案(2024-2027)》(NEA电力〔2024〕第59号)，提出建立配电网可用承载能力定期发布和预警机制。该机制要求每季度在县/市级公开披露并网容量信息，引导分布式可再生能源的科学规划、有序发展及本地化并网消纳。

4.2.2 建设和管理光伏安装的开发措施

关于土地利用，自然资源部、国家发展和改革委员会以及国家林业和草原局联合发布了《支持高质量产业发展天然指南目录》



2024版资源要素。目录对光伏项目土地使用提出了更明确的要求，提供了关于土地利用的明确指导：光伏发电项目必须避开生态保护红线和文物保护单位；沙漠、戈壁和荒漠地区的规模化光伏基地项目，利用煤矿塌陷区受损土地的光伏项目，以及发展设施农业或替代性产业平台的项目被列为鼓励类别；在滩涂和沼泽等湿地建设的光伏项目被列为限制类别；海上光伏项目禁止在省级行政海域范围之外开发。

关于分布式光伏发展，国家能源局于2025年1月制定并实施了《分布式光伏发电发展建设工作管理办法》。该办法调整了分布式光伏的应用范围，并细化了其分类，确保各类光伏项目类型的正确分类。注册、建设、并网和运行程序均得到明确规定和标准化。具体而言，工商业分布式光伏的自用率将由地方政府根据区域发展需求确定。此外，分布式光伏系统必须满足“四可”要求，即可观测、可测量、可调度、可控，从而提升电力系统对分布式光伏的接纳能力，为其参与电力市场奠定基础。

在农村光伏领域，启动了“国家分布式光伏推广实施方案”。2025年3月，国家能源局办公厅发布了《关于进一步有效实施国家分布式光伏推广实施方案的通知》（国家能源局新能源司〔2025〕44号），要求将方案与能源电力发展规划统筹衔接。通知要求统筹考虑各类可再生能源发展需求，根据电网承载能力，引导农村分布式光伏的科学规划、有序发展、就近接入和就近消纳。电网企业和相关单位要结合实际需求，加强配套电网升级等措施，提升消纳能力，确保农村分布式光伏健康可持续发展。

4.2.3 推广补贴措施

根据国家能源局发布的数据，随着市场化电价机制的不断完善，目前中国超过50%的新能源发电已通过市场化机制实现整合。

2025年2月9日，国家发展和改革委员会、国家能源局发布关于深化新能源上网电价市场化改革 促进可再生能源高质量发展的通知（发改价格〔2025〕136号）。该政策提出，以市场导向价格形成、公平责任分担、存量与增量项目差异化、政策协同实施为原则，全面推进上网电价市场化改革。要求风电、光伏发电全面参与市场，电价通过市场交易形成。同时，建立可持续的价格结算机制，对存量与增量项目实施差异化措施，促进产业高质量发展。

关于分时电价，截至2025年4月底，中国已有19个地区制定并实施了午间低谷电价（包括征求意见稿）。在光伏装机容量排名前15的省份中，有12个地区已实施或计划实施午间低谷电价。中午时段实施低谷电价将显著降低光伏发电的上网电价水平，尤其是分布式光伏，将影响



此类项目的投资回报。因此，光伏+储能的配置正获得关注，成为一种可行的解决方案。

2024年，中国电网代理采购价格频繁调整，17个地区新发布或开始实施针对工商业用户的分时电价政策修订。修改主要涉及峰谷平时段调整、超级高峰/深谷电价的引入或取消，以及峰谷浮动比例的调整。

4.2.4 绿色认证发展措施

中国持续推进绿色电力消费框架优化，大力培育绿色电力证书市场，刺激绿色电力和证书需求。今年，发布指南促进绿色电力证书市场高质量发展，核心在于刺激需求同时保障证书供应稳定。在强制消费机制下，政策要求加快提高钢铁、有色金属、建材、石化、化工、数据中心等关键耗能主体和行业的绿色电力消费比重。同时倡导创建以高比例绿色电力消费为特征的绿色工厂和园区。在自愿机制下，鼓励政府部门、公共机构、国有企业、行业领军企业、跨国公司及其供应链伙伴、外向型企业提高绿色电力消费比重，发展使用高比例绿色电力的绿色建筑和社区。

中国已标准化绿色电力证书程序，建立覆盖从发放到取消的全生命周期的闭环管理。绿色电力证书发放和交易系统于2024年6月30日正式启动。8月，发布了《可再生能源绿色电力证书发放和交易规则》，明确了证书取消规定。为满足实际市场需求，国家能源局办公室于2025年3月底发布了《可再生能源绿色电力证书发放实施细则（试行）》（征求意见稿），正式征求公众意见。这些规则进一步明确了可交易和不可交易绿色电力证书的发放范围。具体而言，规定用于风/光制氢（氨/醇）生产和燃煤自备电厂替代项目的可再生能源发电将获得不可交易证书，而连接到可再生能源发电设施的能量存储系统的放电量将不符合绿色认证资格。

已明确界定了绿色电力证书与中国核证自愿减排量（ccer）机制的相关范围。2024年8月发布的《关于协调可再生能源绿色电力证书与自愿减排市场》的通知规定，集中式光伏发电和海上风电项目可选择获取可交易绿色电力证书，或申请ccer减排量。此举防止了可再生能源项目通过双重认证体系获得重复收益。

关于绿色电力证书的供应，中国2024年发行了47.34亿张绿色电力证书，同比增长28.36倍。已发行证书的累积数量达到49.55亿张，较上年增长21.45倍。年度绿色电力证书交易额达4.46亿张，同比增3.64倍。



该年，累计交易量达到553亿份证书，增长了4.19倍。

在需求端，参与绿色电力证书交易的市场主体数量在2024年达到59 000家，同比增长2.5倍。这包括55 400家企业买家和3 955家个人购买者。这些消费者覆盖了全国所有34个省级行政区，其中制造业企业占总采购量的70%以上。

2024年绿色电力证书交易量呈现指数级增长，证书价格受供需关系及相关政策影响出现显著波动。自2023年7月绿色电力证书政策文件颁布以来，交易量呈指数级增长。截至2023年底的累积交易量从1.36亿张证书增长至2024年底的5.53亿张，并于2025年2月达到6.34亿张。证书发行量快速扩张，截至2025年2月的累积发行量达到54.42亿张证书，其中包括39.91亿张可交易证书。出现大量过剩情况，导致绿色电力证书价格急剧下跌。2024年初，价格通常在每张证书10元（相当于约0.01元/千瓦时）左右，但到2025年初已跌至0.001元/千瓦时，严重偏离其所代表的环保价值，并显著低于同期碳市场价格。在NDRC价格[2025]第136号文件规定可持续发展定价结算机制覆盖的电力不得获得重复绿色属性收益后，行业共识表明该机制外的可交易证书数量将大幅下降。这可能造成供应短缺，特别是在一些东部和中部省份，推动了近期价格上涨。截至2025年3月，价格已回升至超过0.005元/千瓦时等效水平。

4.2.5 光伏建筑一体化发展措施

国家级政策：

2024年3月，国家发展和改革委员会以及住房和城乡建设部发布了《加快建筑节能降碳行动方案》。该方案强调通过制定和完善建筑一体化光伏（BIPV）标准和技术指南，推动建筑能源使用的低碳转型；推进新产业园区、公共建筑和住宅建筑中的BIPV试点项目；加强用光伏系统改造既有建筑的管理。方案还要求加快先进节能降碳技术的研发和部署。将支持下一代建筑技术的发展，包括超低能耗、近零能耗、低碳和零碳建筑，以及推广钙钛矿和黄铜矿等薄膜太阳能技术在建筑领域的应用。方案进一步鼓励可靠的技术工艺、产品和设备的综合使用。

国家能源局于2025年1月17日发布的《分布式光伏发电发展建设管理办法》建立了分布式光伏的系统政策框架。它首先指定了核心应用场景，包括住宅建筑、政府及共产党机关、学校、医院和工商业厂房，法律上界定了光伏系统与建筑结构的整合边界。其次，它创立了中国首个国家级分布式光伏装机容量的专项统计标准，要求BIPV项目被纳入。



独立统计体系——解决长期存在的项目分类模糊问题，并为规模化发展提供数据支持。该政策还强调光伏系统在整个建筑生命周期（设计、施工和运营/维护）中的深度融合，具体支持在建筑中应用钙钛矿和黄铜矿等薄膜技术，引导行业从大规模安装向精细化、功能集成化运营转型。最后，它构建了一个涵盖情景定义、技术标准、统计管理和全生命周期安全监管的全面监管体系，要求新建建筑预装光伏接口，现有建筑改造需进行结构安全评估，形成“政策引导→标准化规范→市场应用”的闭环管理机制。通过情景授权、标准化统一、技术升级和制度保障，该政策为分布式光伏发展提供了明确实施路径，标志着中国在建筑能源转型从单一政策驱动向系统化发展的重要转折，从而有力推进建筑行业能源结构优化，支持实现“碳达峰、碳中和”目标。

地方政策：

随着建筑一体化光伏（BIPV）市场和技术的不断进步，提高光伏系统在建筑中的渗透率和增加装机容量已成为相关部门的优先事项。省市级发展和改革委员会下属的能源主管部门，以及住房和城乡建设部门，相继出台多项政策，大力推动光伏系统在建筑中的应用。

宁波市建筑行业高质量屋顶光伏发展三年行动计划（2025-2027）旨在到2027年底新增4GW屋顶光伏装机容量。

杭州市进一步加快推进光伏项目发展的实施意见（Hangzhou Development and Reform Energy [2022] No. 105）提出全面推动六大“光伏+”行动，包括工业应用、公共建筑、商业领域和居民小区。到2025年，全市力争新建公共建筑屋顶光伏覆盖率达到50%。

此外，一些省份已将BIPV政策纳入绩效考核机制或提供财政支持以鼓励采用。



4.3 自发自用措施

表 11：2024 年小型私人光伏系统自耗量法规摘要

PV自消耗	1	自我消费权	是
	2	自营收入 消耗的PV	电费账单节省 + 奖金 (一些) 省级)
	3	融资费用 输电，配电 网格 & 可再生能源附加费	是
过剩光伏电能	4	来自超额光伏的收入 注入的电力 网格	是
	5	最大时限为 通量补偿	实时
	6	地理 补偿 (虚拟自我) 消耗或计量)	虚拟自发自用试点项目 一些省份
其他特性	7	监管方案 持续时间	20年
	8	第三方所有权 接受	在新能源领域，某些地区允许 服务模型
	9	网格代码和/或 附加税费 影响收入 消费者生产者	加强网格合规要求； 不征收新的主要税项
	10	助力的法规 自耗 (储能，) DSM...)	是的，支持存储和需求侧 管理 (DSM)
	11	光伏系统规模限制	通常没有硬性限制，但必须与本地匹配 网格容量
	12	电力系统 限制	高- 穿透区域
	13	附加功能	数字计量与远程监控 鼓励

4.3.1 绿色电力需求发展措施

首次将可再生能源消费的责任权重分配给重点能源消费行业和主体，从而提高了终端用户对绿色电力的需求。2024年，国家可再生能源消费保障机制将继续加强。一方面，约束性



责任权重将维持原有标准。各省份被要求积极推动本地区可再生能源项目的开发，参与跨省及跨区域电力交易，并确保责任权重有效分配至负责消费的实体。另一方面，2024年责任权重的一个新政策要点是其首次应用于重点耗能行业和企业。电解铝行业绿色电力消费比例的特定目标已为2024年和2025年设定，合规性将使用绿色电力证书进行计算。2024年将进行绩效监测但不进行评估，而后续年份将将其纳入评估框架。

2024年7月24日，国家发改委和国家能源局发布《中长期电力交易基本规则—绿色电力交易章节》，提出按照“省内为主、跨省跨区补充”的原则，有序推动绿色电力交易，满足电力用户的绿色电力采购需求。

4. 集体自用，社区光伏及类似措施

4.4.1 发电、输电、负荷和储能一体化的发展措施

2024年，中国维持了光伏发电的高比例并网消纳水平，年利用率达到96.8%。上海、浙江、福建和重庆实现了100%的消纳利用水平。加强了提升可再生能源并网和输电基础设施、优化主网架、发展现代智能配电网的工作，推动可再生能源资源配置能力持续提升。

为增强系统在发电、电网、负荷和储能各环节的灵活性，中国加快了燃煤机组灵活性改造，推动了抽水蓄能和天然气调峰电站的建设，并支持了先进储能系统的规模化部署。可再生能源技术标准的修订以及电站电网互动性能的提升也得到加速，以强化对系统的有力支撑能力。

此外，促进可再生能源并网的市场机制得到了快速推进。捆绑式风光电力输送、发电权交易以及优先使用可再生能源替代等举措被积极实施。电力现货市场的发展被加速，市场交易量扩大，并网潜力进一步释放。

中国稳步推进特高压交流输电和直流输电工程建设，加强重点输电通道建设，加快大型风电和光伏基地并网设施建设。这些举措提升了配电网的接纳能力，进一步优化了可再生能源资源配置。

为增强可再生能源的主动支持能力，中国正提高分布式发电的可控性，优化电力平衡策略，并加快电力现货市场和绿色电力交易市场的发展。



网格基础设施开发

2024年，中国加速电网建设以增强系统支撑能力。对可再生能源规划和发展保持密切监控，并定期召开关于建设沙漠和戈壁地区大型可再生能源基地的主题会议。对主要基地项目的进展进行十天一次的跟踪。建立了分布式可再生能源并网的标准工作机制，简化了电网连接程序。通过实施“绿色通道”机制，优先配置资金和建设资源，加快配套输电项目建设，实现所有符合条件的可再生能源项目并网。

网格调度与运行

整个2024年，中国加强全网统一调度，推进现货市场发展，并在极端天气条件下提升可再生能源预测的准确性。这些措施增强了可再生能源的积极支撑能力，确保了其在保障和增加电力供应中的作用，并为高比例可再生能源接入和电网安全运行提供了有力支撑。

增强统一调度和提升可再生能源并网：依托大型电网优势，中国优化了火电机组运行调度，细化了启停策略，增强了深度削峰能力。加强省际互支援和备余共享，扩大可再生能源并网空间，促进其充分、最大程度发电。同时，提升极端天气下可再生能源发电预测能力，着力推进一次调频和惯性响应能力。开展综合技术举措，提升电网互动性能，强化可再生能源的主动支撑能力。这些措施强化了可再生能源在保障和增加电力供应中的作用，为高比例可再生能源并网和安全电网运行提供坚实支撑。

火力发电深度削峰能力提升：2024年，火电机组运行调度得到优化，细化了启停策略，增强了深度削峰潜力，进一步拓展了可再生能源的并网空间。

优化先进储能的最大作用：先进储能的调度原则得到优化，在控制平台发展和运营策略改进的支持下。这些努力加强了储能的保障供电和整合可再生能源中的作用。

挖掘需求侧响应潜力：通过跨省虚拟电厂、车网互动和空调负荷管理，需求响应能力不断加强，提高了可再生能源利用率。

提升可再生能源预测精度：2024年，人工智能技术在可再生能源预测和极端天气识别中的应用日益增多。风电和光伏的日前预测精度超过97%。

在极端天气下加强可再生能源支持：已加强对可再生能源电站的极端天气条件下的监测和监管，以确保可靠和增加的电力供应。河南省已开发并部署了可再生能源单元的覆冰监测和预警平台。该省还启动了针对性的除冰作业，建立了极端天气管理的基于数据驱动、协调监测和闭环预测机制。该系统增强了与覆冰相关的发电停机的准确预测。



分布式可再生能源管控能力提升：智能调度系统正在开发中，旨在提升电力系统对分布式光伏的整合能力。将分布式光伏纳入电力市场的相关工作已取得进展，实现了分钟级全数据采集和分布式系统的灵活控制，试点省份已具备相应能力。

绿色电力消耗示范：大型活动——包括上海进博会、夏季达沃斯和世界互联网大会乌镇峰会——已全面使用绿色电力。这些平台有助于推广绿色电力消耗，鼓励企业采购绿色电力和证书，并加速向绿色低碳能源使用的转型。

4.5 招标、拍卖及类似方案

2024年标志着中国光伏产业从数量驱动扩张转向质量导向转型的重要转折点。在保持同等重视大型项目（如沙漠、戈壁和石漠化地区的风光基地，以及西南地区的水光复合电站）和分布式发展的总体方针的同时，国家政策在机制设计上更加精细化，在标准和要求上更加严格。核心目标是解决日益增长的并网瓶颈，并通过市场竞争引导产业向高质量发展。

大规模基础项目：增强竞争配置和多能源互补，确保高效电网集成

2024年大规模基地项目政策的核心重点是确保既有项目（第一批和第二批）实现全并网运行状态，同时高标准推进新项目（第三批及以后）。政策机制已全面从“计划分配”转向“市场化竞争配置”，并伴有严格的约束要求。

2024年能源工作指导意见要求“逐步启动第三批大型风电光伏基地项目，并确保第一批、第二批项目尽早完成并网”，这设定了总的年度目标，要求省级政府制定详细的时间表并相应明确责任。

省级能源主管部门根据光伏电站开发建设管理办法等规定，组织了基础项目的竞争性配置。

根据国家发改委和能源局的《促进源网荷储一体化和多能互补发展指导意见》，2024年重点包括：将沙漠、戈壁和荒漠地区的可再生能源基地与煤电和光热项目捆绑。利用西南水光一体化基地的水电调节作用，平滑光伏输出波动。政策要求，配套项目——包括煤电、光热和储能的灵活性改造——必须与可再生能源项目同步投运。

此外，龙东-山东和宁夏-湖南等特高压输电线路的建设正在加速，并有明确的规定“输电容量指标应优先保障大规模可再生能源基地项目。”

分布式光伏：grid hosting capacity assessments rolled out nationwide, county-wide measures deepened



2024年分布式光伏最显著的政策转变是从“鼓励大力发展”转变为“促进标准化和有序发展”。中心任务是扩大2023年试点经验，以克服电网消纳瓶颈。

分布式光伏并网承载力评估的全面实施：基于《关于开展分布式光伏并网承载力及提升措施评估工作的通知》（国能办〔2023〕74号）试点经验，2024年全国启动了并网承载力评估。全国已实施“警报灯”（绿/黄/红区）发布机制，使其成为发展的前提。

县级屋顶分布式光伏开发标准化：县级屋顶分布式光伏试点项目的后续要求强调“一县一企”原则。通过公开招标或竞争性谈判选拔，选定财务稳健的央企或国企作为牵头开发商。关键评价指标集中于开发商的财务实力、集成运维方案、与居民/企业的利益共享机制以及本地消纳能力——而非单纯以电价竞争。

分布式光伏参与市场突破（零售轮轴）：根据《关于加快电力现货市场发展的通知》及相关市场规则，2024年政策鼓励工商业分布式光伏优先“自发自用、余电上网”，并明确支持通过“轮轴”模式直接参与电力市场。关于轮轴费用、交易规则和结算方式的具体规定，为更高的收益和新的商业模式创造了潜力。

分布式光伏并网标准收紧：根据新修订的《分布式发电并网能力评估导则》等技术标准，新分布式光伏项目必须具备功率控制能力（包括有功和无功调节）。并网逆变器需符合最新技术规范，以满足电网调度需求并提升承载能力。

4.6 其他大型应用措施，包括浮式和农业用光伏

4.6.1 海上光伏开发措施

海上光伏已成为光伏发电的下一个应用场景，利用其独特特点和优势。目前，海上光伏项目开发主要集中于研究和示范应用，积累技术经验、测试设备，并探索大规模实施的模式。

在“碳达峰碳中和技术路线图”战略的指导下，国家和地方当局已加强对海上光伏政策支持，促进海上光伏的高质量发展。截至目前，中国正在规划或建设中的海上光伏项目储备已超过10吉瓦。

2024年11月，上海发布了《2024年协同布局海上风电光伏项目竞争性配置实施计划》。竞争性配置覆盖本市海洋区域内已建成或在建的海上风电场。



2024年12月，自然资源部发布了《自然资源要素支持高质量发展指导目录（2024年版）》，进一步明确项目选址应在省级管辖的以下四类已开发或利用的海域范围内进行：养殖区、海上风电场区、电厂指定热排放区以及长期闲置或废弃的盐田。

2024年12月，自然资源部、国家发展和改革委员会等部门发布了《支撑高质量工业发展的自然资源要素指导目录（2024年版）》，要求新的海上风电项目需位于距离海岸线至少30公里或水深超过30米的水域。

2024年12月，江苏省发展和改革委员会发布《江苏省海上光伏开发建设实施方案（2025-2030）》。该方案对之前的2023-2027方案进行了优化更新，通过去除政策不兼容的海上光伏场址，并将海上光伏开发与海上风电场区、养殖区以及电厂指定的热排放区进行优先协同布局。

4.7 间接政策问题

4.7.1 农村电气化措施

“国家分布式光伏推广实施方案”，是中国“十四五可再生能源发展规划”中提出的一项重点行动，借鉴了“整县推进光伏应用模式”的成功经验。在“十四五”期间，56个试点县全面完成了分布式光伏发展目标，为更大范围的推广奠定了坚实基础。

2025年3月，国家能源局发布《关于进一步推进“国家分布式光伏发电市场专项”的通知》（国家能源局办公室〔2025〕44号），强调与能源电力发展战略协调规划。该专项促进基于电网承载能力的科学规划、有序发展、就地集成和消纳的农村分布式光伏系统。电网企业被要求升级配电网并提升并网能力以支持可持续发展。

该项目还包括系统性的屋顶资源调查和建立技术标准，为不同的农村环境创造定制化的设计解决方案。它预计将在推动鼓励全面参与电力市场的政策下，农村地区的新增量分布式光伏项目中发挥关键作用。

4.7.2 对储能和需求响应措施的支持

2024年，中国储能持续快速扩张。根据国家能源局统计，截至年底，投运的先进储能项目累计装机容量达到73.76吉瓦/168吉瓦时——约为十三五规划收官时的20倍，同比增长130%。平均储时长增至2.3小时，较2023年底提升约0.2小时。

新能源配储项目占2024年新增容量的15.6 GW/42.4 GWh，占总安装容量（以MWh计量）的38%。这些项目涵盖七个主要应用场景：陆上风电+储能，陆上风电+



储能+氢能，海上风电+储能，光伏+储能，光伏+储能+氢能，海上光伏+储能，风光储一体化（含氢能）。其中，“光伏+储能”成为主导部分，其部署的8.4吉瓦/22.3吉瓦时的容量占2024年新能源配储项目中兆瓦级容量的53%。

2024年一个显著的发展是出现了能源存储与海上可再生能源配用的要求。上海、山东、江苏、广东和辽宁等沿海省份开始强制要求海上风电和海上光伏项目中集成储能，将海上可再生能源定位为储能应用的新前沿。

2024年，全国共有17个省份/地区发布风能和太阳能开发目标，总计263.41吉瓦。多个地区还出台了针对大型和分布式光伏项目的储能配置政策。其中，河北（面向市场化项目）、西藏和甘肃部分区域规定了最长4小时的储能时长，而山东实现了市场化项目50%-80%的最高储能配置比例，时长为2-4小时。广东、河北、甘肃和广西等地实施了分布式光伏储能政策。此外，山东、上海和江苏的海上光伏项目也需要满足储能配置要求。

4.7.3 鼓励社会接受光伏系统的支持

2024年，中国为提升光伏的社会接受度所做的努力，体现了对多利益相关方参与和解决基层需求的明显关注。通过政策创新激励、企业社会责任履行、金融机制赋能以及有效的社区参与和公众教育，共同为光伏项目扩张创造了良好的社会环境。

例如，湖州市安吉县的“碳汇”机制将户用光伏发电转化为碳减排额度进行市场交易，为居民提供额外收入，从而为将“绿水青山”变成“金山银山”创造了一条途径。

除了发电之外，光伏项目还在探索与农业和生态修复相结合的“光伏+”模式。例如，重庆市武山县积极发展“光伏+”综合路径，这不仅提高了土地利用效率，还为当地社区带来了综合效益。

4.8 融资和支持措施的成本

2024年3月，中国人民银行（PBOC）与其他六个部委联合发布了《关于进一步强化绿色低碳发展金融支持的意见》。文件提出要增强对绿色低碳发展的金融支持，协同推进碳减排、污染防治、生态扩容和经济增长。文件强调要科学有序实现碳达峰碳中和，依托中国能源资源禀赋，引导金融资源支持高排放行业绿色低碳转型和可再生能源项目建设，推动产业绿色转型升级。

该文件概述，在未来五年内，将基本建立支持绿色和低碳发展的世界领先金融体系。金融基础设施、环境信息披露、风险管理、金融产品与市场、政策支持体系以及绿色金融标准将不断改进。



绿色金融的区域改革将有序推进，国际合作将得到加强，各类资源要素将系统性地疏导至绿色低碳领域。到2035年，各种经济金融绿色低碳政策将协同高效地实施。支持绿色低碳发展的金融支持标准体系和政策支持体系将更加成熟，资源配置、风险管理、市场定价等功能将得到增强。

2024年6月21日，财政部、国家发展和改革委员会、中国人民银行和国家金融监督管理总局联合发布《关于实施设备更新贷款财政贴息政策的通知》。通知明确指出，按照《国务院关于印发促进大规模设备更新和消费品以旧换新行动方案的通知》（国发〔2024〕7号）开展设备更新行动的企业，被相关部门纳入替代项目清单，其向银行发放的贷款获得中国人民银行设备更新再贷款支持，可在其银行贷款中享受中央财政贴息。若多家大型银行向企业发放的贷款符合再贷款贴息条件，中央政府将在银行贷款本金上给予1个百分点贴息，贴息期限不超过2年。

根据《国务院关于发布促进大型设备更新和消费品以旧换新行动方案的通知》，探索风电、光伏、航空等新兴产业的高端设备再制造业务，加快风电、光伏、动力电池等产品及设备的剩余寿命评估技术研发，以及有序推进产品、设备、关键零部件的梯度利用，提升风力发电机组及光伏设备升级改造和报废标准，均符合财政贴息政策支持。该政策有助于相关行业降低融资成本，鼓励光伏回收、梯度利用等市场的开发和探索。

4.9 并网政策

4.9.1 网格接入政策

中国2024-2025年光伏并网政策的特点是聚焦标准化、市场导向和安全强化。

标准化：通过分布式光伏管理措施和“直连绿色电力”政策，各种并网模式进行了精细化分类和明确的监管定义，摆脱了无序发展。

市场导向：政策大力促进所有可再生能源发电全面参与市场交易。通过推动绿色电力和证书市场的发展，可再生能源的环境价值日益通过市场机制得到反映。

安全增强：电网安全提升至前所未有的优先级别。为了确保在可再生能源快速扩张中系统稳定，实施了包括要求大型项目自用和全面提升电网交互安全能力在内的措施。



直连绿色电力连接——新模式

2025年5月21日，国家发展和改革委员会及国家能源局发布了《关于有序推进直接绿色电力交易试点工作的通知》，允许风电、光伏和生物质发电等可再生能源通过专线直接向单一用户供电，实现绿色电力的物理可溯源。

该政策规定：年度自用绿电比例不得低于总可用发电量的60%。并网电量比例一般不得超过20%。自用电力必须占用户总用电量的至少30%（到2030年将提高至35%）。该模式为可再生能源的本地化消费提供了新途径，尤其适合有脱碳需求的外向型企业。通过取消对投资主体的限制，并明确能源配额和成本要求，该政策有效激发了市场活力。

新型分布式光伏并网政策

2024年10月9日，国家能源局发布了《分布式光伏发电发展建设管理办法（征求意见稿）》，将分布式光伏分为四类：住宅（自然人）、非住宅、一般工商业（C&I）、大型工商业。大型工商业分布式光伏必须实行全额自发自用模式，禁止向公共电网外送电，并要求安装反向发电保护。一般工商业分布式光伏可自行选择全额自发自用或自发自用余电上网模式。住宅分布式光伏可自行选择全额上网、全额自发自用或自发自用余电上网模式。投资者必须确保项目是“可观测、可计量、可调度、可控”的，以提升电网承载能力和调节能力。分布式光伏可通过微电网和虚拟电厂公平参与电力市场交易。

通过强制大型项目自用，该政策直接减少电网影响并缓解并网压力。这项要求有望刺激对储能的支持需求，以增加自用率并使发电与负荷曲线相平衡。通过分类管理和技术规范，该政策引导分布式光伏从大规模扩张转向精细化和友好的电网发展。

保证电网接入 & 增强市场机制

2024年1月22日，国家能源局发布《2024年能源监管要点》，要求电网企业为可再生能源项目提供公平、非歧视的并网服务。加强专项监管，推进分布式光伏的备案和并网，重点跟踪项目申报、并网、交易和结算，简化并网流程。政策还明确了逐步提高可再生能源在市场化交易中比例的步骤。加大力度建立完善的绿色电力交易机制，解决企业对绿色电力需求旺盛、跨省/区域交易困难等挑战。加快绿色电力和证书市场发展，更好地使市场机制与脱碳目标相衔接。

通过针对性监管，分布式光伏并网中的实际问题——如延误过长、不合理壁垒和结算延迟——正得到解决，以保障投资者利益。通过市场机制，建立了一个更广阔的绿色电力交易平台，满足了企业的绿色电力需求——尤其是出口企业。



面向企业——从而促进更大规模的吸收可再生能源。

2025年2月，国家发展和改革委员会、国家能源局发布了关于深化可再生能源电价市场化改革 促进可再生能源高质量发展的通知。该政策规定，所有并网的可再生能源电力——包括分布式光伏——均需参与电力市场交易，电价由市场决定。对现有和新建项目实施差异化措施，并支持建立可持续的可再生能源定价和结算机制。此次改革标志着可再生能源发电全面转向市场化交易，使电价能够更准确地反映市场供需动态和并网成本。市场化的定价信号将引导可再生能源投资向实际并网条件和经济可行性方向，从而防止无序发展。



5 行业

5原料、锭和晶圆的生产（单晶硅产业）

表12：2024年硅原料、锭和晶圆生产商的生产信息

制造商（或 全国总计 生产）	处理 & 技术	总计 生产	产品目的地	价格
总计	硅 原料 [吨]	182.3*10 ⁴		
总计	sc-Si晶圆 [MW]	775.8*10 ³		

：来源 CPIA,2025.5

2024年，中国有17家多晶硅生产企业，全国有效多晶硅生产能力为年30.86万吨。前十家企业占总产能的87.7%，占总产量的92.0%。前十家企业的产能和产量同比分别增长43.8%和19.5%。四川通威仍是领先企业，2024年产量为59.48万吨，同比增长20.58万吨。前六家企业的合计产量达到145.68万吨，占总量的79.9%，表明行业集中度较高。

截至2024年底，中国大陆企业硅片产能达到1348.8吉瓦，占全球总产能的96.7%，同比减少1.2个百分点。单晶硅片（p型+n型）占据几乎100%的市场份额，其中p型单晶硅片占比降至27.5%，n型单晶硅片占比增至72.5%。随着下游对n型单晶产品的需求增长，n型单晶硅片的市场份额将持续上升。

2024年，p型单晶硅片平均厚度维持在150微米左右，与2023年水平持平。由于多晶硅价格持续下降，硅片减薄动力有所减缓。用于TOPCon电池的n型硅片平均厚度为130微米，较2023年增加5微米，而用于异质结电池的硅片平均厚度为110微米，较2023年减少10微米。

2024年，166毫米及以下、182毫米方形和准矩形硅片的市场份额分别为1.3%、23%和30%，而210毫米方形和矩形硅片的市场份额分别为19.0%和26.7%。目前，矩形硅片可能成为未来的主流尺寸，其市场份额预计将快速增长。然而，这仍需要市场的持续验证。



5.2 光伏电池和组件的生产（包括TF和CPV）

模组制造被定义为光伏模组（封装）生产过程的行业。一家公司也可能涉及锭、晶圆的生产或电池的加工，除了用框架、接线盒等进行模组组装。只有当封装在该国进行时，模组制造才能计入该国。

总光伏电池和组件制造以及生产容量信息汇总在下表中。

表13：2024年光伏电池和组件生产及产能信息

单元/模块 制造商 (或总数) 国家 生产)	技术 (sc-Si, mc-) Si, a-Si, CdTe, CIGS	总产量 [兆瓦]		最大产量 容量[MW/年]	
		单元格	模块	单元格	模块
基于晶圆的太阳能电池制造商					
通渭	sc-Si	89.1*10 ³	45.95*10 ³	150.0*10 ³	85*10 ³
金阳光	sc-Si	73.0*10 ³	81.77*10 ³	95.0*10 ³	130*10 ³
龙基绿色 能量	sc-Si	54.3*10 ³	65.15*10 ³	105.0*10 ³	150*10 ³
JA Solar	sc-Si	66.2*10 ³	67.7*10 ³	72.0*10 ³	93.9*10 ³
阳光电源	sc-Si	55.2*10 ³	63.24*10 ³	87.5*10 ³	117.5*10 ³
薄膜制造商					
杭州 龙岩	CdTe			390	
胜利玻璃 持有	CdTe			600	
明阳瑞科	CdTe			100	

：来源 CPIA,2025.5



2024年，中国大陆太阳能电池总产能持续增长，达到1302吉瓦，同比增长40%。太阳能电池的实际产量约为695.1吉瓦，同比增长17.6%。前十家企业的合计产量达到490.8吉瓦，约占全国总产量的70.6%。

根据《中国光伏产业发展路线图（2024-2025）》的数据，中国光伏电池在2024年达到了相对较高的转换效率。n型电池将成为电池制造商未来五年的关键战场。随着各种n型电池工艺的进步和制造成本的降低，n型电池有望在未来可预见的时期内保持主流电池技术的地位，其效率将继续快速提升。

与此同时，行业对更高电池效率和新型产品开发的持续不懈追求仍在继续。近年来，围绕串联太阳能电池的讨论越来越多，该领域的一些公司已开始建立串联电池技术的试点生产线。

在模块方面，2024年中国大陆的生产能力达到1,156.5吉瓦，占全球总产能的约83.3%。产量达到627.5吉瓦，约占全球总产量的86.4%，规模同比增长109.4吉瓦，份额上升1.8个百分点。从企业生产的角度来看，模块领域的行业集中度出现适度下降。前五企业的市场份额下降了2.7个百分点，至47.4%。

自2023年以来，中国光伏产业链所有环节都围绕n型电池开始了以技术迭代和产能扩张为中心的新一轮。TOPCon、HJT和xBC等n型电池技术相继实现量产。再加上硅片尺寸的持续增大和组件设计的不断优化，组件功率输出取得了显著提升。

除了电池层面的效率提升技术外，该行业还通过利用模块BOM材料的优势、采用先进的互连技术、优化模块设计来提升模块效率，进一步增强CTM。此外，还采用了激光辅助烧结、SMBB、0BB、镀银铜、钢架和复合架等技术，以降低模块的制造成本和材料成本。

根据CPIA发布的《中国光伏产业发展路线图（2024-2025）》，2024年，采用182mm方形晶圆的72片TOPCon单晶电池组件功率达到593W。采用182*210mm晶圆的66片TOPCon单晶电池组件功率达到619W，而采用210mm方形晶圆的66片TOPCon单晶电池组件功率达到712W。采用182*210mm晶圆的66片xBC电池组件功率达到645W。采用210mm方形晶圆的66片HJT电池组件功率达到720W。

5.3 其他组件的制造商和供应商

经过多轮工业技术升级和市场竞争整合，中国逆变器行业已形成稳定的品牌层级。目前该领域有20多家持续创新能力和规模经济的企业活跃，依托半导体产业集群优势，研发投入



超过行业平均强度的强度，以及更低的供应链成本，长三角和珠三角地区聚集了超过90%的领先企业，包括阳光电源、华为、森能电气、固能科技、晶科能源、阳光电源、德业。

在价格方面，国内市场持续展现积极趋势，中央和国有企业逆变器集中采购项目释放出积极信号。同时，国际市场在供需结构调整中逐步复苏。随着逆变器海外库存削减接近尾声，市场价格体系逐步稳定。

• 存储电池

2024年，中国储能行业持续快速发展。据NEA数据，截至2024年底，全国已投运先进储能项目的累计装机容量达到73.76 GW/168 GWh，约为“十三五”期末水平的20倍，较2023年底增长超过130%。

从单站装机容量来看，先进储能电站正逐步呈现向集中化、规模化发展的趋势。截至2024年底，100兆瓦及以上的项目占总装机容量的62.3%，较2023年增长了约10个百分点。10兆瓦至100兆瓦范围内的项目占32.8%，而小于10兆瓦的项目仅占4.9%。

在储能时长方面，储能电站装机容量中，储能时长4小时及以上的先进储能电站占比逐渐增加，截至2024年底已占15.4%，较2023年底提高了约3个百分点。储能时长2-4小时的项目占比71.2%，而储能时长不足2小时的项目占比13.4%。

从技术角度来看，新能源存储领域中的锂电池技术已达到高成熟度，占据市场份额的97.3%。压缩空气、液流电池和飞轮等储能技术处于推广和应用阶段，装机容量增长显著。2024年，磷酸铁锂（LFP）电池作为领先技术，在国内储能市场中保持主导地位，占比高达95.8%。300兆瓦级压缩空气储能技术进入大规模应用阶段，而钠离子电池和半固态锂电池均在百兆瓦级应用中取得突破。

2024年，中国可再生能源配储项目的储能总装机容量达到15.6吉瓦/42.4吉瓦时，其中以兆瓦时计量的容量占比38%。在具体应用场景方面，“光伏+储能”成为2024年中国可再生能源配储项目中的最大板块，规模为8.4吉瓦/22.3吉瓦时，以兆瓦时计量的容量占比53%。

• 支撑结构

2024年，传统固定安装支架在中国地面光伏系统中的总初始投资成本中约占8.6%，同比增幅约为7.5%。对于商业和工业分布式光伏系统，安装结构约占初始投资成本的7.4%，显示同比增长约17.5%。



从近年来全球出货趋势来看，跟踪支架制造商更紧密地符合本地化模式。全球领先的跟踪支架公司主要集中在美国、欧洲和中国。

• 光伏建筑一体化产品

在国家和地方相关政策的支持下，光伏发电系统与建筑一体化展现出积极的发展趋势。光伏组件也正朝着建筑建材化和构件化方向发展。许多国内制造商已推出建筑一体化光伏产品。例如，从事晶体硅建筑光伏组件生产的隆基、晶澳、天合、阳光电源、晶科能源等公司，基于晶体硅技术开发了屋顶光伏组件，使光伏组件能与建筑屋顶和外墙集成。包括龙岩能源、成都中材和中山瑞科在内的CdTe薄膜光伏组件制造商，也推出了适用于建筑屋顶和外墙的光伏组件。这些产品可根据建筑需求定制不同颜色和图案，光透射率可调，以更好地满足室内照明需求。此外，以迈克量子为代表钙钛矿薄膜光伏企业，利用材料优势开发出色彩和纹理更贴近建筑美学的光伏组件。它们在解决产品耐久性和高稳定性等技术挑战的同时，稳步实现大规模生产，在行业内有显著地位。

5.4 回收利用

经过二十多年的快速发展，在“十四五”期间，由于产业升级和设备更新，中国光伏产业开始面临组件报废问题，预计在“十五五”期间将出现显著增长。

尽管目前尚无有关光伏组件报废数据的官方数据，但中国绿色供应链联盟光伏委员会下属的光伏回收产业发展中心预测表明，在基准情景下，到2030年中国光伏组件报废量将达到100万吨，2040年将达到1200万吨，2050年将达到5500万吨。在提前报废情景下，这些数字预计将分别达到400万吨、2300万吨和6600万吨。这些预测表明，中国将在不久的将来出现一个巨大的回收市场。

2024年10月18日，中国资源再生集团股份有限公司在天津成立。作为中央直管的第98家中央国有企业，它是我国首家专注于资源回收的龙头企业。集团业务涵盖废塑料、非铁金属废料、报废电池、报废风力涡轮机和光伏设备的回收，以及线下资源回收网络的开发，定位为推动中国光伏回收产业发展的重要驱动力。



6 PV 在经济中

本章旨在提供有关光伏经济性益处方面的信息。

6.1 商业价值

表14：2024年光伏业务价值的粗略估计（不包括增值税）

子市场	容量 安装了[MW]	平均 价格 [元/W]	值	子市场
离网	—	—	—	36.00 百亿人民币
并网 分布式	118 000	2.90	342.4亿元	342.4亿元
并网 集中化	159 000	2.63	418.5亿人民币	418.5亿人民币
2024年光伏业务价值				796.9 百亿人民币



7 来自电力利益相关者的利息

7.1 电力系统结构

2024年，中国总发电量达到10086.9太瓦时，同比增长6.7%。按能源来源划分的发电结构如下：
 水电：1425.7太瓦时，增长10.9%，占总量的14.1%。
 火电：6374.3太瓦时，增长1.7%，占总量的63.2%。
 核电：450.9太瓦时，增长3.7%，占总量的4.5%。
 风电：997太瓦时，增长12.5%，占总量的9.9%。
 光伏发电：834.1太瓦时，增长44%，占总量的8.3%。
 风电和光伏发电均保持快速增长。两者合计发电量同比增长366.1太瓦时，占当年发电总量增长的58.1%。¹

7.2 电力公用事业企业的兴趣

2025年2月9日，国家发展和改革委员会（NDRC）与国家能源局（NEA）联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（NDRC价〔2025〕136号）（以下简称“136号文件”），标志着新能源“固定电价”时代的结束和全面进入市场驱动电价发展周期。该政策对分布式光伏产业具有重大意义：

分类措施和 grandfathering 政策。 文件编号136建议对现有和新建项目实施差异化措施，建立新能源的可持续定价结算机制。它确保现有项目的政策连续性，同时稳定新建项目的收入预期。

所有新项目均需进入市场。 文件编号136要求新能源项目（风能和太阳能）进入电力市场，并通过市场交易确定上网电价。新能源项目可通过提交数量和价格报价或接受市场形成的价格参与交易。

差价合约电价实施。 编号136的文件指出，新能源参与电力市场交易后，将建立市场外的差额结算机制。纳入该机制的新能源的费率水平（以下简称“机制费率”）、电量及实施期由省级价格主管部门会同省级能源电力运营部门确定。对于纳入机制的电量，电网企业将按照规定对平均市场交易价格与机制费率（无论高低）之间的差额进行结算，并将结算成本计入地方系统运行费用。

本政策的引言明确了新能源市场导向的上网电价方向，实施了针对现有和新建项目的支持措施，并引导行业向健康有序发展。机制电价为光伏电价提供了安全网，稳定了光伏电站的收益预期。然而，新政策可能导致现有收益计算模型发生重大变化，增加影响新能源收益的因素，并施加更高的

¹来源：中国电力工业发展报告2025，国家能源局



发电厂运营的要求。同时，在现行新能源电价机制下，复制发电厂超额收益场景将成为一项挑战。

7.3 来自市政当局和地方政府的兴趣

不同类型的光伏项目展现出不同的区域分布模式。大型光伏项目主要集中在中国西北和西南地区的大型基地项目，河北省、山东省和广东省等东部省份也做出了重要贡献。2022年至2024年，新增大型光伏装机容量的市场集中度提高，前三个省份的份额从2022年的25%逐渐上升到2024年的41%。工商业分布式光伏市场呈现去中心化趋势，主要分布在东部省份，浙江、江苏、山东和广东位列前茅。2022年至2024年，该部分前三个省份的份额从54%下降到34%。户用分布式光伏市场也显示出去中心化发展趋势，安装重点已 largely 完成从河南、河北和山东向南部转移。在2022-2024年期间，该部分前三个省份的份额从64%下降到50%。



8 前景

中国光伏产业的前景立足于“碳达峰、碳中和”目标的明确方向。其路径在于迈向以更先进技术、更友好的电网集成和更可持续发展为特征的新阶段，由国家政策框架和市场机制共同驱动。未来增长将更加注重与电力系统的协同。产业的重点将从单纯的产能扩张转向涵盖技术创新、系统集成、运营效率提升和全球合作的综合发展。中国光伏产业将继续通过持续创新和规模化部署，为全球能源转型和气候变化减缓贡献产品、技术和解决方案。

中国目标实现风电与太阳能装机总容量达3600吉瓦

在联合国气候变化峰会的视频讲话中，中国国家主席习近平强调，2025年既是《巴黎协定》通过10周年，也是提交下一轮国家自主贡献的关键节点，他强调全球气候治理已进入决定性阶段。

到2035年，中国力争将全经济范围的净温室气体排放量比峰值减少7%-10%（并努力超越这一目标），提高非化石能源在能源消费中的比重至超过30%。风电和太阳能发电的总装机容量预计将达到2020年的至少六倍，力争实现3600吉瓦。其他目标包括森林蓄积量扩大至超过240亿立方米，将新能源汽车作为新车销售的主流，将全国碳市场扩展至覆盖关键的高排放产业，以及基本完成气候韧性社会的发展。

技术进步与成本竞争力

技术迭代持续加速：根据中国光伏行业协会（CPIA）的行业共识，高效N型电池技术正快速成为主流。行业将继续聚焦提升大规模生产效率。钙钛矿/晶体硅叠层等下一代电池技术的研发及示范性生产也将是关键重点。

光伏储能集成成为关键发展路径：随着《“十四五”新能源储能发展规划》的实施，将储能与光伏相结合对于保障电网顺畅集成和项目稳定运行至关重要。技术进步将集中于实现更长的储能时长、更高的安全标准和经济更可行的系统解决方案。

数字化和智能化赋能深度转型：人工智能驱动的智能运维、电力预测和无人机巡检等技术在被广泛采用。这些应用正成为提升发电厂寿命发电收益和降低平准化电力成本（LCOE）的关键工具。

行业整合与全球合作

产业链协调与高质量发展：光伏产业当前正应对短期供需结构性压力，同时促进产能和技术创新协调发展。具有优势



在技术、品牌和资本方面，基于市场机制将发挥越来越重要的作用，推动产业结构优化。

深度融入全球光伏供应链：作为中国清洁能源供应链的重要组成，中国光伏产业将继续向全球市场供应高质量、高效的光伏产品。同时，通过国际产能合作和技术交流，中国企业将与全球合作伙伴携手，进一步降低光伏成本、推动技术进步，为全球气候变化缓解作出贡献。

新兴循环经济倡议：随着早期的光伏项目逐渐接近使用寿命终点，工业和信息化部及其他部门的政策指导正在加速废旧光伏组件的回收再利用研发与产业化示范，旨在建立一个更绿色、更可持续的闭环产业。

系统集成挑战与解决方案

以系统集成为核心的挑战：当前的根本挑战在于实现高效集成和可靠包容高渗透、可变的光伏发电。解决这个问题将需要一个系统化和全面的方法。

网格基础设施提升：继续加强区域能源互联通道建设，发展智能配电网。

灵活资源配置的多元化：加速部署多种监管解决方案，包括新能源储能技术、抽水蓄能、煤电灵活性改造和需求侧响应。

市场机制完善：建立成熟的电力现货市场、容量市场和辅助服务市场，代表了应对整合挑战的基本长期、市场驱动的方法。

