

当前清洁能源产业发展分析： 回顾、展望与演进逻辑



张永泽

2025年6月6日

目录

CONTENTS

01 2024年能源产业发展回顾

02 当前清洁能源产业演进逻辑

03 2025年清洁能源产业展望

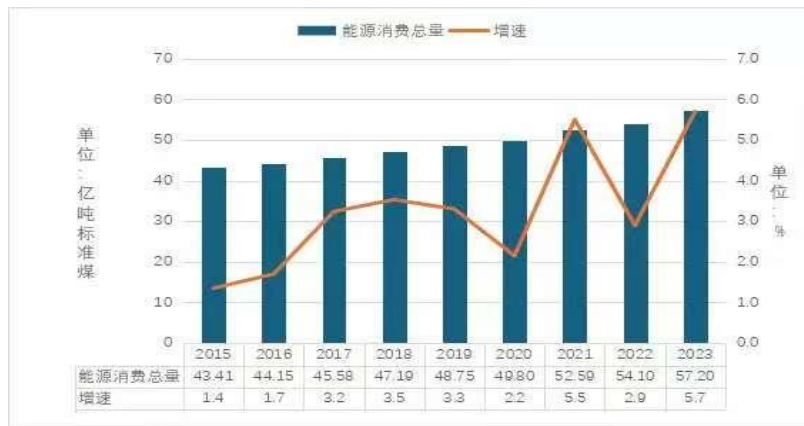
01

2024年能源产业发展回顾

01 2024年能源产业发展回顾

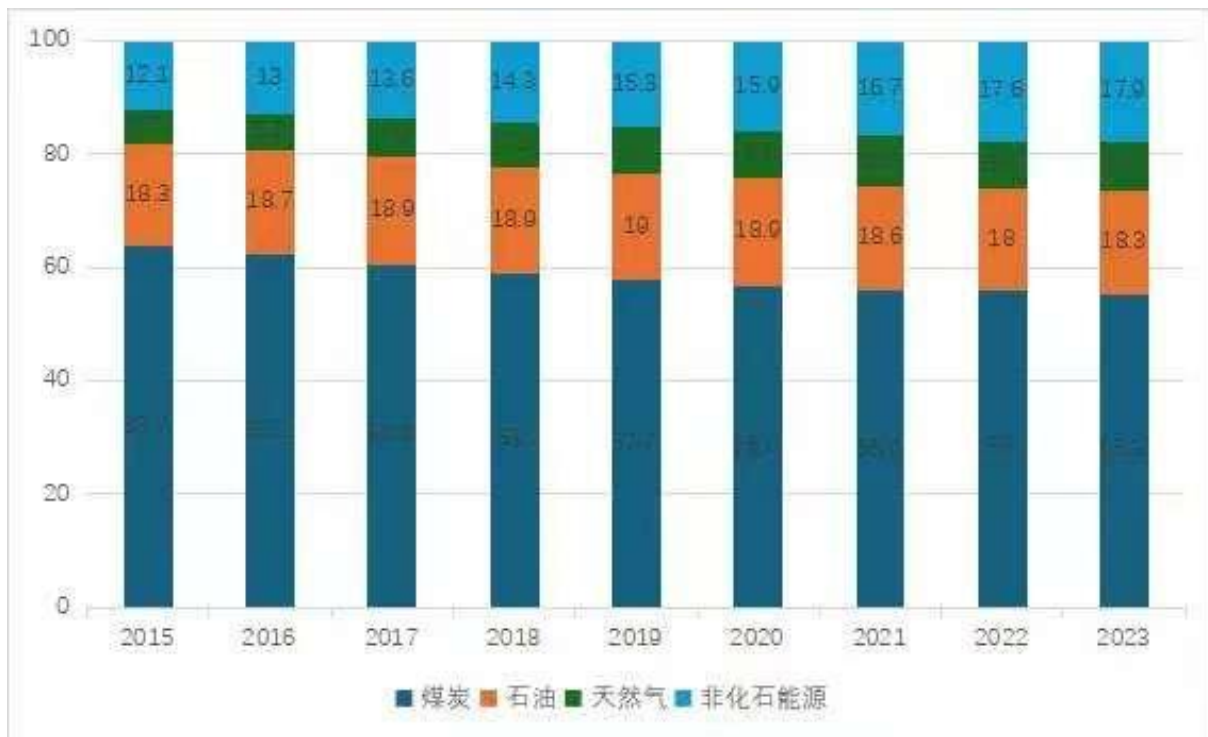
1.1 2024年能源产业稳步发展

- 根据国家统计局发布的《中华人民共和国2024年国民经济和社会发展统计公报》，2024年全年能源消费总量59.6亿吨标准煤，比上年增长4.3%。2024年全年一次能源生产总量49.8亿吨标准煤，比上年增长4.6%。
- 2024年1~12月，我国煤炭进口量累计达54269.7万吨，我国原油进口55341.5万吨，同比降1.9%，成品油进口4823.3万吨，同比增长1%；天然气进口13169.2万吨，同比增长9.9%。
- 其中：煤炭消费量增长1.7%，原油消费量下降1.2%，天然气消费量增长7.3%，
- 电力消费量增长6.8%。全社会用电量为9.85万亿千瓦时。



1.2 2024年能源消费结构结构优化

- 2024年天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量比重为28.6%，上升2.2个百分点。
- 煤炭消费量占能源消费总量比重为53.2%，比上年下降1.6%。



近5年我国风电装机容量



近5年我国太阳能装机容量



1.3 2024年清洁能源投资继续保持高位增长

近5年我国海上风电装机容量



近5年我国分布式光伏装机容量



- 截至2024年12月底，全国累计发电装机容量约33.5亿千瓦，同比增长14.6%。其中，太阳能发电装机容量约8.9亿千瓦，同比增长45.2%；风电装机容量约5.2亿千瓦，同比增长18.0%。

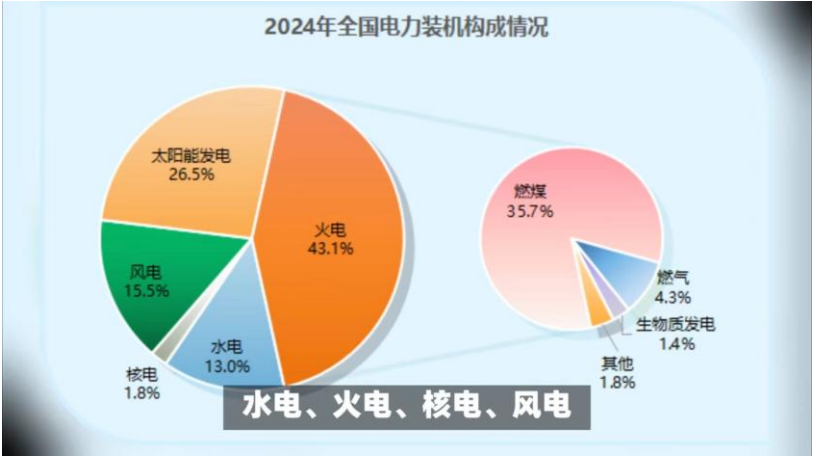
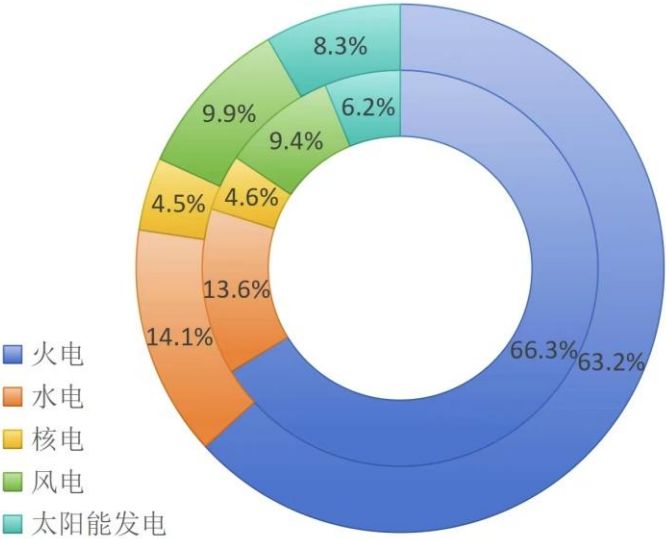
1.4 电力生产结构正在发生深刻变化

2023-2024 年各类型发电机组发电状况表亿 千瓦时， %

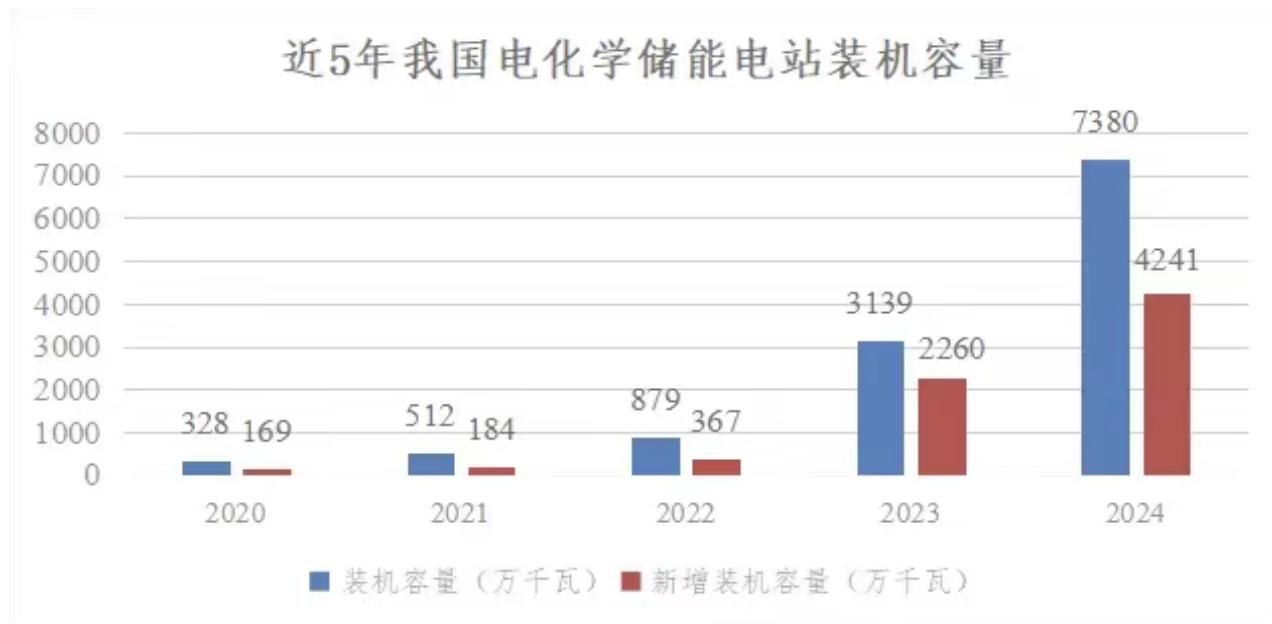
	2023 年		2024 年	
	发电量	同比	发电量	同比
发电量	94564.4	6.9	100868.8	6.7
其中：火电	62657.4	6.4	63742.6	1.7
水电	12858.5	-4.9	14256.8	10.9
核电	4347.2	4.1	4508.5	3.7
风电	8858.7	16.2	9970.4	12.5
太阳能发电	5841.5	36.7	8390.4	43.6

- 2024年，风光合计装机规模达14.1亿千瓦，历史性超过煤电装机规模；
- 风光合计发电总量合计达1.83万亿千瓦时。
- 2024年，全国风电发电量9916亿千瓦时，同比增长16%，仅次于火电和水电，排在第3位；全年并网发电利用小时数为2127小时，平均上网利用率95.9%。

2023-2024年各类型发电机组发电量占比
(内圈为2023年数据，外圈为2024年数据)



1.5 2024年新型储能，特别是电化学储能发展迅猛



- 2024年，我国新型储能延伸了2023年强劲发展的态势，又一次实现了翻番。
- 截至当年底，全国新型储能累计装机规模达7376万千瓦/1.68亿千瓦时，较上年底增长超过130%。
- 全年新增新型储能投运装机规模 4370千瓦/1.098亿千瓦时，同比增长103%/136%。
- 新型储能累计装机规模首超抽水蓄能，占比57.6%；
- 新型储能中锂离子电池储能成为市场占比最高的储能技术，占储能总装机的55.2%，其他依次为熔融盐储热（占比0.8%）、压缩空气储能（占比0.6%）、液流电池（占比0.4%）。
- 2024年是我国新型储能取得突破的一年，全球首座300MW压气储能示范工程“能储一号”全容量并网，严寒地区首套百兆瓦级全钒液流电池共享储能电站正式投产，首座独立飞轮储能电站成功并网等，从“一花独秀”到“多点开花”。
- 国网安徽六安氢储能电站实现4小时调峰响应，度电成本降至0.42元（？），较锂电池低18%；

02

当前清洁能源产业演进逻辑

02 清洁能源发展演进逻辑：从政策补贴 —— 技术红利

2.1 清洁能源技术快速迭代，能源转型的革命性力量

1839年：法国科学家贝克勒尔首次发现光伏效应，但效率不足1%。

1954年：贝尔实验室研制出第一块实用晶硅电池，转换效率达6%，标志着光伏产业化的开端。

1955-1960年：效率提升至9%（1955年）和14%（1960年）。

2015年我国“领跑者”计划要求单晶硅光伏电池组件转换效率达到17%以上，多晶硅光伏电池组件转换效率达到16.5%以上。

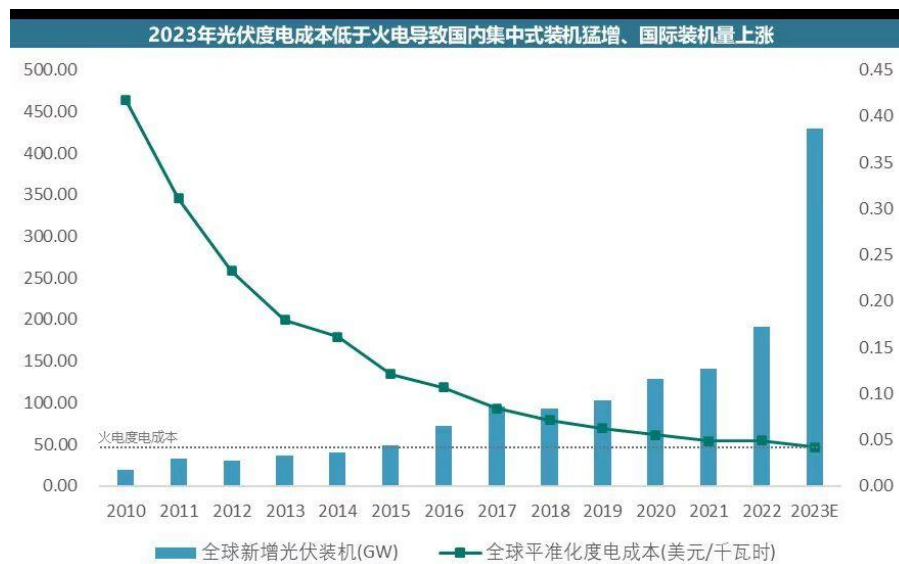
2023年主流技术效率：

PERC电池23.4%、

TOPCon 25.0%、

HJT 25.2%。

1954-2024年：全球光伏效率提升近8倍，成本降至最初的三万分之一。



根据中国光伏行业协会发布的《中国光伏产业发展路线图》，2021年-2023年，全投资模型下地面光伏电站在1500小时等效利用小时数的度电成本（即LCOE，Levelized Cost of Electricity, 平准发电成本）从0.25元/度下降到0.18元/度，1800小时等效利用小时数的度电成本从0.21元/度下降到0.15元/度。

2024年1月16日，中国合格评定国家认可委员会（CNAS）对英发睿能N型TOPCon双面电池的检测报告。结果显示，英发睿能N型TOPCon双面电池测试效率达到了26.61%。

我国光伏发电标杆电价变化

单位：元/kWh



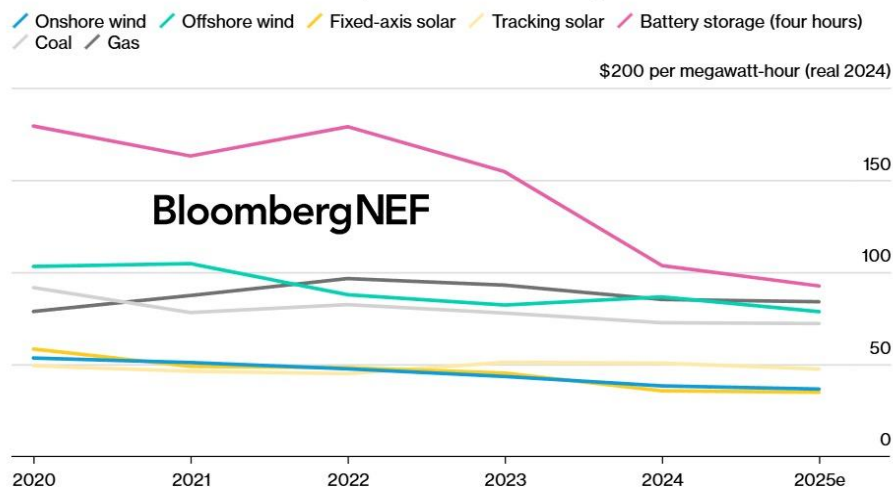
光伏技术进步是推动我国光伏标杆电价不断下降的根本原因

2.2 技术进步推动风电度电成本不断下降

- 陆上风电：据相关数据，2025年全球陆上风电的平均度电成本低至每千瓦时0.033美元，折合人民币每度电的成本大约在0.25元左右。中国陆上风电场的基准成本为30美元/兆瓦时，约合0.21元/千瓦时，低于全球基准的38美元/兆瓦时。部分资源条件较好的地区，陆上风电平均度电成本已降至0.3元以下。
- 海上风电：2025年，海上风电度电成本已降至0.33元/千瓦小时左右，部分资源优渥地区低至0.27元/千瓦时，与沿海省价燃煤标杆电价相比具备平价竞争力。
- 随着技术进步、机组大型化、规模化开发及国产化率提升等，风电成本呈下降趋势。

2020-2025年全球LCOE基准

Global levelized cost of electricity (LCOE) benchmarks, 2020-25



来源：彭博新能源财经

注：平准化度电成本(LCOE)是电力项目收回所有成本并达到所需回报率所需的长期盈亏平衡价格。全球基准是使用最新国家估算数值以及彭博新能源财经各行业团队2025年市场展望的装机容量预期得出的装机容量加权平均值。海上风电包括海上输电成本。燃煤和燃气发电包括碳定价（如果市场已存在活跃的政策）。LCOE不包括补贴或税收减免。按融资日期显示LCOE。2025年数据为预测值。

BNEF最近发布的平准化度电成本（LCOE）报告显示；

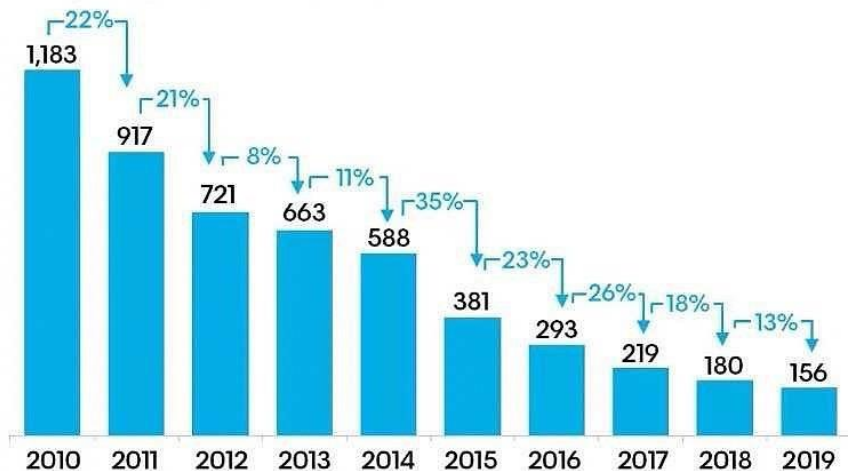
全球几乎所有市场的新建风能和太阳能发电厂的生产成本已经低于新建煤电厂和天然气发电厂。

2.3 储能成本呈快速下降的趋势

光伏发电成本下降的同时，储能成本也呈快速下降的趋势，据统计，近十年来锂电池储能系统的成本已近下降近80%，截至2024年初锂电储能度电成本已降至约为每度0.3-0.4元。

Lithium-ion battery price survey results: Volume-weighted average

Battery pack price (real 2019 \$/kWh)



Source: BloombergNEF

雪球: 储能行业

储能系统成本下降三大路径：

■ 电芯技术演进（Battery Cell Technology）

- 主流从LFP（磷酸铁锂）向更高密度的LMFP（磷酸锰铁锂）切换；
- 大容量电芯（ $\geq 300\text{Ah}$ ）提升系统能量密度，单位成本下降约12%。

■ 系统集成优化（System Integration）

- 单柜容量从3MWh向5MWh/9MWh提升，减少逆变器、电池管理系统BMS、消防系统的边际配比；
- 液冷替代风冷，提升热管理效率15%-20%，延长使用寿命。

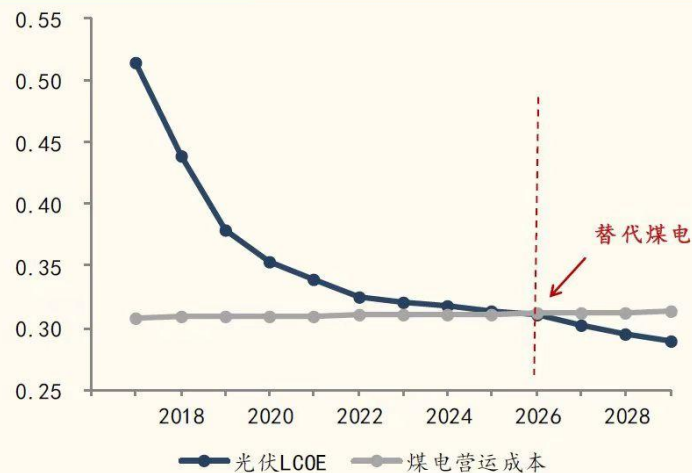
■ 运维成本控制（O&M Optimization）

- 智能EMS（Energy Management System）系统接入AI调度；
- 远程诊断+大数据健康评估（SOH）技术普及；
- 站内无人值守比例从20%上升到70%。

思考：光伏发电会取代传统化石能源发电吗？

- 光+储系统度电成本在中国部分地区已经低于居民电价，部分地区甚至接近火电售电价格。
- 由于火电体系高度依赖大电网，而光储则可以独立组网。因此越是电力体系不完善的地区，光+储系统的优势就越发明显。
- 目前GW级光+储独立组网项目已经在中东得到验证。新疆等地，建设电网的成本远超光储微电网的投资

图表 11：替代煤电时间点测算



红海新城是中国与沙特阿拉伯在绿色低碳领域的重点合作项目，位于沙特塔布克省，规划占地2.8万平方公里，由中国电力建设集团等中企参与建设。项目计划于2030年全面建成，将实现100%清洁能源供电，通过全球最大光储微网系统（含400MW光伏与1300兆瓦时储能）及海水淡化、水资源循环利用等技术，打造全球首个大型商业化离网清洁能源城市。

03

2025年清洁能源产业发展展望

03 2025年清洁能源产业发展展望

3.1 2025年能源及清洁能源产业发展趋势

3.1.1 2025年我国能源消费总量在61亿 - 62亿吨标准煤左右。

2025年我国经济运行将持续稳中向好，GDP增速预计维持在4.5% - 5%。同时，2025年是国家建立能源消耗总量和强度双控向碳排放总量和强度双控全面转型新机制的关键一年，能源消费保持增长。

3.1.2 火电的“压舱石”角色在短期内不会改变，但逐步会从“基荷电源”转向“调节电源”。

并通过灵活性和清洁化改造（如调峰能力提升）支撑可再生能源消纳，发电利用小时数将逐年降低。2025年，我国火电装机规模预计在15亿千瓦左右，其中煤电装机规模预计在12.6万千瓦左右，首次下降到我国总装机水平的1/3上下。

3.1.3 2025年抽水蓄能的装机规模继续增长

水电装机规模预计在4.5亿千瓦上下，新增水电装机规模基本与2024年持平，并且在抽水蓄能的带动下，我国水电行业的年投资规模预计保持在1000亿元以上。

3.1.4、风电、光伏继续保持高位增长

在136号文的刺激下，今年5月31日前我国风电将迎来新一波“抢装潮”，2025年预计新增风电装机规模将首次超过1亿千瓦，年底并网风电总装机在6.5亿千瓦左右，占我国电力总装机的17%左右。

2025年海上风电新增装机规模预计在1500万千瓦左右，有望达到2021年海上风电新增装机规模的又一个“高点”。

2025年受136号文政策影响，我国光伏发电在上半年将会跟风电一样迎来一波“抢装潮”。全年新增光伏发电装机规模可能不及去年的水平，到2025年底预计并网太阳能发电装机规模在11亿千瓦左右，占我国电力总装机的29%上下。尤其是分布式光伏，海上光伏发展前景十分广阔，有可能迎来爆发的“元年”。

2025年风能和太阳能发电累计装机分别为6.4亿千瓦和11.0亿千瓦，分别占非化石能源累计装机的27.7%和47.7%。

全年非化石能源发电量约4.4万亿千瓦时，同比增长12.1%，占总发电量的41.4%，预计风能和太阳能发电量约为2.2万亿千瓦时，占总发电量的21%。

风光发电项目成本持续降低。2025年，陆上风电LCOE进一步降低，为0.13~0.19元/千瓦时，海上风电LCOE为0.27~0.38元/千瓦时；

光伏发电LCOE为0.15~0.24元/千瓦时，相对于煤电的成本优势进一步显现。

3.1.5 新型储能继续保持增长

2025年新型储能累计装机规模将达90~120吉瓦，锂离子电池储能仍将占较大份额，压缩空气储能、液流电池等新技术将为储能市场带来新活力。

随着新能源大规模并网带来的随机性、波动性等突出问题，将进一步完善新能源配储政策，提高配储比例、延长配储时长，电源侧储能将稳步增长，电网侧、用户侧储能仍具有较大的发展空间。

3.1.6、核能、生物质能、氢能继续保持发展势头

03 2025年清洁能源产业发展展望

3.2 2025年及未来清洁能源技术发展趋势分析

3.2.1 光伏技术发展趋势

- PERC 现状：PERC电池量产效率达23.2%，接近理论极限（24.5%），市占率超70%，但降本空间有限。
- TOPCon（隧穿氧化层钝化接触电池（Tunnel Oxide Passivated Contact））：量产效率24.5%-25.5%，理论极限28.7%，兼容PERC产线（技改成本0.5-0.8亿元/GW）；
- HJT（异质结电池（Heterojunction with Intrinsic Thin - layer））：量产效率24.6%-25.8%，理论极限27.5%-28.5%，需新建产线（成本3-4亿元/GW），但双面率（95%）、温度系数（-0.25%/°C）更优，2025年后或随银包铜、铜电镀技术成熟爆发。
- XBC（背接触电池（Back Contact））：2023年产能释放超10GW，差异化定位高端分布式市场，效率达25%以上。
- 钙钛矿与叠层技术突破
- 单结钙钛矿：实验室效率突破33%，但稳定性不足（<1000小时），需优化材料配方（如无铅化）和封装技术。
- 钙钛矿/晶硅叠层：理论效率超40%，2026年有望商业化

3.2.2、风力发电技术发展趋势

- 风力机大型化与高效化：单机容量不断增大，**有望突破20MW**，同时通过优化核心部件、改进制造工艺和完善检测手段，提升风力机的效率和可靠性。
- 叶片与塔架技术升级：采用先进材料和制造技术，提高叶片质量和刚性，**增加叶片长度（120米-130米），提升塔架高度（185-200米）**，以获取更多风能。
- 数字化与智能化应用：利用人工智能和数字工具监控资产状况，完善风力预测和测量，实现智能运维，如智能监测系统、轨道机器人、爬壁机器人等的应用。
- 电网互联技术优化：发展先进的电网管理技术，实现实时数据交换和自适应控制，采用高压直流输电技术，提高电网对风电的接纳能力，减少弃风现象。
- 漂浮式风电发展：**2025年**将是海上风电大发展年份。适用于海上风电的漂浮式风电技术逐渐成熟，将迎来批量项目，为深远海风电开发提供技术支持。
- 可持续性发展加强：注重关键零部件的回收利用，开发可持续的新材料和零部件，确保风电场与自然和谐发展。

3.2.3、0.25元/kWh----2025年电化学储能技术发展新目标

2025年中国储能政策迎来结构性调整——多地（山东、江苏、广东等省）陆续发布**储能度电成本（Levelized Cost of Energy, LCOE）控制在0.25元/kWh**以下的目标指引，引发产业链震动。

储能的全生命周期经济性正快速逼近“可独立盈利”临界点。

固态锂离子电池、钠离子电池、液流电池等长寿命、低成本、高安全的技术将成为储能电池发展趋势。为提升储能系统的运行效率与安全性，储能系统架构、电池管理、能量管理、热管理等关键技术将得到不断的研发投入，并实现智能化管理。

展望 2035 年，**BNEF** 的全球基准 **LCOE** 显示，陆上风电将下降 **26%**，海上风电将下降 **22%**，固定倾角光伏成本下降 **31%**，电池储能下降近 **50%**。

BNEF列出了2024-2035 年期间各种可再生发电技术的 **LCOE**进展情况

陆上风电：

- 2024 年成本：38 美元/兆瓦时
- 2025 年的成本：37 美元/兆瓦时（略有下降）
- 2035 年的成本：28 美元/兆瓦时（大幅下降）

海上风电：

- 2024 年的成本：87 美元/兆瓦时
- 2025 年的成本：79 美元/兆瓦时（下降）
- 2035 年的成本：67 美元/兆瓦时（进一步下降）

固定倾角光伏发电：

- 2024 年的成本：36 美元/兆瓦时
- 2025 年的成本：35 美元/兆瓦时（略有下降）
- 2035 年的成本：25 美元/兆瓦时（大幅下降）

电池储能：

- 2024 年的成本：104 美元/兆瓦时
- 2025 年的成本：93 美元/兆瓦时（下降）
- 2035 年的成本：53 美元/兆瓦时（大幅下降）

03 2025年清洁能源发展展望

3.3 2025年清洁能源产业发展政策

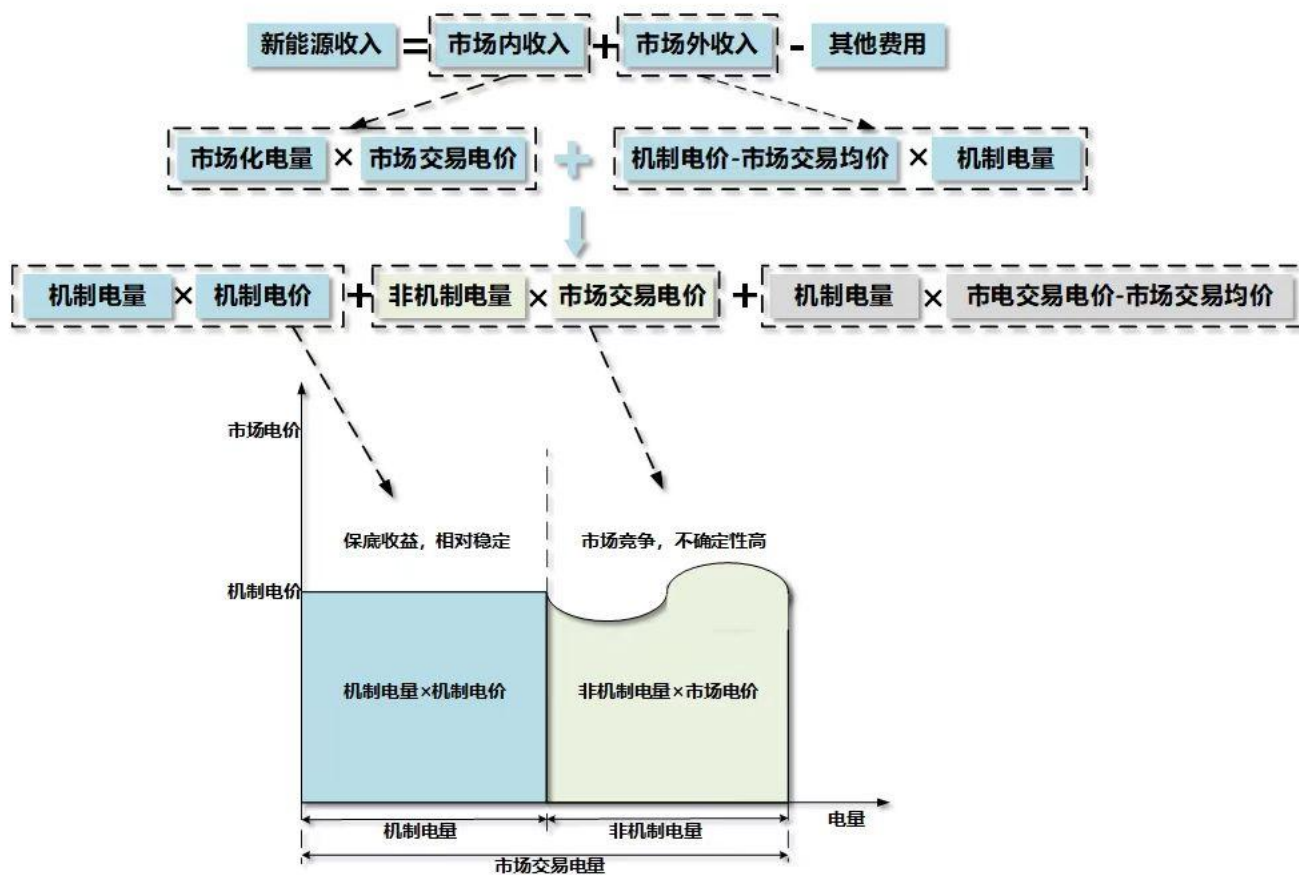
3.3.1 “机制电量与机制电价”政策

2025年2月9日国家发展改革委、国家能源局联合印发《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》（发改价格〔2025〕136号）。136号文提出，新能源项目（风电、太阳能发电）**上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。**

以**2025年6月1日**为时间节点，在此之前投运的新能源项目划分为存量项目，在此之后的划分为增量项目。存量项目机制电价，按新能源现行价格政策执行，机制电量取代保障性电量，其规模比例逐年递减。

增量项目机制电价，由各地每年组织已投产和未来**12个月**内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，不得高于最高限价。

机制电价可对冲市场交易电价不确定性风险，**差价结算费=（机制电价-市场交易均价）×机制电量**。市场交易均价低于机制电价时，将对新能源发电企业进行差价补偿；市场交易均价高于机制电价时，新能源发电企业需将差额部分进行返还，差价结算由电网企业按规定执行，结算费用纳入当地系统运行费用。



3.3.2 绿电直连政策

5月21日国家发展改革委 国家能源局《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》

（一）适用范围。本文所指的绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。其中，直连线路是指电源与电力用户直接连接的专用电力线路。按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。并网型项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧。直连电源为分布式光伏的，按照《分布式光伏发电开发建设管理办法》等政策执行。采用直连线路向多用户开展绿色电力直接供应的，具体办法由国家发展改革委、国家能源局另行规定。

（二）发展目标。绿电直连项目以满足企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平为目标，按照安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配原则建设运行，公平合理承担安全责任、经济责任与社会责任。

（三）规范项目建设。新增负荷可配套建设新能源项目。存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连。

（四）加强规划统筹。省级能源主管部门应加强对绿电直连项目的统筹规划，确保绿电直连模式有序发展。项目风电和太阳能发电规模计入省级能源主管部门制定的新能源发电开发建设方案，用电负荷规模应有依据和支撑，直连线路、接入系统等按电压等级纳入省级或城市的能源电力和国土空间等规划，并按《企业投资项目核准和备案管理办法》等规定进行备案。直连线路应尽量减少线路交叉跨越，确需跨越的应做好安全措施。项目应编制包含电源、负荷、直连线路和接入系统的整体化方案，以专门章节评估系统风险、用电安全、电能质量等，并提出具体技术措施。项目接入电压等级不超过220（330）千伏；确有必要接入220（330）千伏的，应由省级能源主管部门会同国家能源局派出机构组织电网企业、项目单位等开展电力系统安全风险专项评估，确保电网安全稳定运行。项目应按照整体化方案统一建设，同步投产。

（五）鼓励模式创新。绿电直连项目原则上由负荷作为主责单位。包括民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）可投资绿电直连项目。项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资，直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议，并就电力设施建设、产权划分、运行维护、调度运行、结算关系、违约责任等事项签订协议。项目中新能源发电项目豁免电力业务许可，另有规定除外。

（六）做好源荷匹配。并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。现货市场连续运行地区可采取整体自发自用为主，余电上网为辅的模式；现货市场未连续运行地区，不允许向公共电网反送。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于60%，占总用电量的比例应不低于30%，并不断提高自发自用比例，2030年前不低于35%。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省级能源主管部门结合实际确定，一般不超过20%。各地可结合项目建设方案中自发自用、上网电量比例和源荷匹配、调节能力等信息，合理设置新能源利用率目标。

绿电直连政策出台的意义与价值

■ 国家政策层面清晰明确了绿电直连地位，填补了政策空白；

在《意见》发布之前，国家层面已在多个文件中对绿电直连的相关政策进行过阐述，例如在“支持新型基础设施发展绿电直供、源网荷储一体化项目”（发改能源〔2024〕1537号）、“探索建立通过新能源直连增加企业绿电供给的机制”（国能发法改〔2024〕93号）、“研究制定绿电直连政策措施”（国能发规划〔2025〕16号）等文件中有所体现。

然而，关于绿电直连的专项政策文件尚未正式发布。近几年，为了探索、推动绿电直连模式，山东、河南等多个省份主要参照《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）文件制定政策。

然而，280号文指出“通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源”“探索构建源网荷储高度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式，并没有绿电直连模式。

《意见》的出台不仅填补了国家层面绿电直连模式政策的空白，而且为地方政府在制定绿电直连相关政策时提供了重要的指引。

■ 积极回应了社会各方绿色发展要求。

随着风光储成本的快速下降，以及部分用户绿色发展的客观需求，部分用户较早地提出了以就近接入、就地消纳为主要模式的绿电直连诉求。

2024年，欧盟在新电池法的配套细则《电动车电池碳足迹计算规则草案及附件》中认可了绿电直连模式，进一步放大了其必要性和紧迫性。

2024年7月，中国国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局、国家数据局联合印发的《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》明确提出，到2025年底，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比需超80%。

国内多个省份已经开始探索绿电直连模式，比如国内在建或建成投产的风光制氢一体化项目，多个已经改造完成的燃煤自备电厂可再生能源替代工程都属于《意见》中描述的绿电直连项目。

■ 为绿电直连项目在政策层面松绑

以往在类似绿电直连项目推进过程中，三个问题比较突出：

一是对新能源在用户侧整体用电量占比要求过高。

《意见》对新能源消纳率的要求是：项目整体新能源自发自用电量占总可用发电量的比例不低于60%，对用户直连绿电电量占比的要求是：不低于用户总用电量的30%。新能源消纳政策允许企业根据负荷情况适度超报新能源装机规模，但须确保风光资源的高效利用；同时，30%的绿电电量占比要求也非常具有实操性。

二是要求绿电直连项目必须全额自发自用。

《意见》区分现货市场和非现货市场（包括现货市场未连续运行地区）条件下绿电直连项目可能出现的多发电量问题，在现货市场连续运行地区企业不能消纳的电量可以交易，上网电量占总可用发电量的比例上限一般不超过20%。

三是要求绿电直连项目源荷为同一主体。

《意见》允许源荷不是同一主体，但要求二者有一定的绑定关系，比如签订多年期购电协议或合同能源管理协议。河南省已批复八批次共364个源网荷储一体化项目，其中工业企业类项目基本属于绿电直连项目。绿电直连项目主要采用合同能源管理模式，占比超过50%，体现了专业分工的优势，具有重大推广价值。

■ 提出了绿电直连的正确实现路径。

一是《意见》明确了谁可以参与绿电直连项目：包括四类：新增负荷都符合条件，存量负荷倾向于出口外向型企业，有自备电厂的存量负荷需要足额清缴可再生能源发展基金，尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目。

二是《意见》在技术层面设定了严格标准，如电压等级限制在220（330）千伏以内，要求接入自动化系统，遵循调度计划，并需具备“四可”能力，即可观、可测、可调、可控。此外，项目还要提升灵活性调节能力，管控反送电、无功、电能质量等。

三是《意见》将项目置于电力市场背景下，允许其与电力市场进行电能量交换（包括买电和卖电），原则上要求项目作为整体参与市场交易，对于源荷非同一投资主体的项目，则采取聚合形式参与。

《意见》在技术交易层面提出要求，并结合国家近期发布的《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号），明确指出未来绿电直连项目将成为虚拟电厂或其中重要的调节资源。

■ 需要进一步明确并解决的问题：如何合理缴纳相关费用。

《意见》提出“合理缴纳相关费用，绿电直连项目应按国务院价格、财政主管部门相关规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用”。

用户电费构成包括：交易电费、基本电费、上网线损、输配电费、系统运行费、政府基金及附加等六项，相关费用主要指系统运行费和政府基金及附加。

绿电直连项目的电量分为**外购电量、向大网销售电量（现货连续运行地区）、直连自消纳电量三部分**。目前，外购电量和向大网销售电量相关费用由电网公司进行结算，结算方式比较清晰。

直连自消纳电量由发用双方通过多年期协议或合同能源管理协议实现，但**该部分电量相关费用的缴纳与否存在分歧**，比如山东要求“自发自用电量的政策性交叉补贴、系统备用费、政府性基金及附加、输配电价按国家和我省有关政策规定执行”，内蒙古则提出“源网荷储一体化项目自发自用电量暂不征收系统备用费和政策性交叉补贴”，交什么，交多少，“合理”的内涵有待且必须明确。

思考与分析：

- 1、能源革命进入深水区。驱动因素：分布式能源、微电网、绿电直连、电力交易等。
- 2、非化石绿色清洁能源发展模式，已经摆脱了财政补贴驱动，转为技术红利驱动；绿色清洁电力长期边际成本趋“零”不再是神话。
- 3、能源革命方兴未艾，由光伏、风电技术快速迭代所形成的颠覆性创新，正在重构传统以化石能源为基础的能源产业基本结构；
- 4、信息技术与能源产业的融合发展已经是大趋势；
- 5、在能源革命、信息技术与能源产业融合发展，将极大推动产业创新、技术创新、商业模式创新等等；清洁能源、能源互联网、独立储能、虚拟电厂、电力交易等等。可谓：商机无限。

谢谢聆听！！