新能源交易与电力市场发展

天津电力交易中心

夏冬

目录

01. 新能源与储能发展情况

02. 电力市场十年发展回顾

03. 电力市场典型交易结算模式

04. 新能源入市相关政策

05. 新能源与电力市场发展展望

01

新能源与储能发展情况

风电市场：“十四五”稳步增长

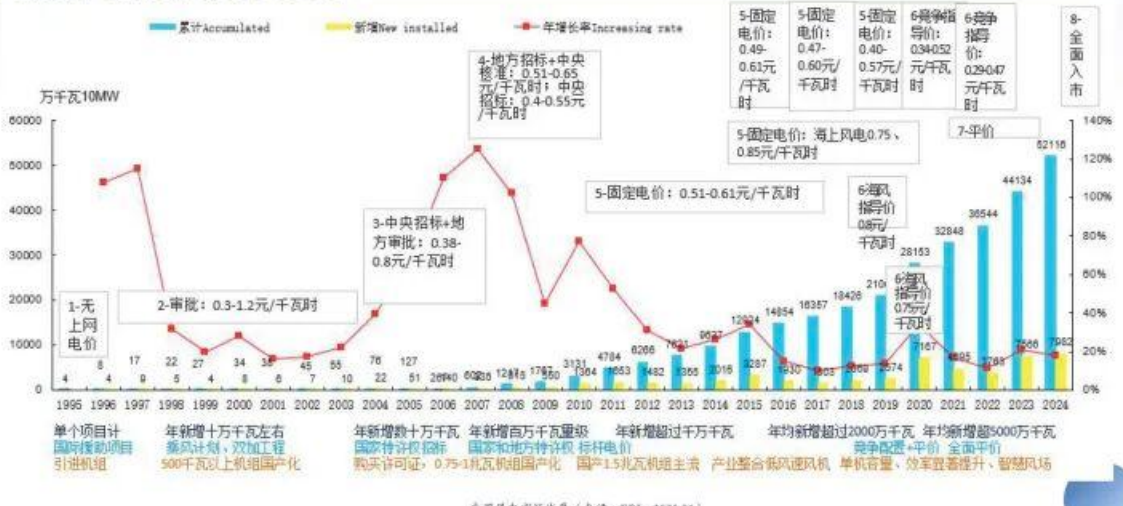
2024年新增装机达到7982万千瓦，历史最高，累计装机5.21亿千瓦

- ✓ 以陆上为主，陆上风电新增7579万千瓦、同比提高9%；海上风电新增404万千瓦、同比大幅下降36%
- ✓ 风电开发更加集中，2024年新增三北地区占76%（累计为69%）

2024年风电发电量在全社会用电量中占比达到10.1%

2025年一季度新增装机1462万千瓦，发电量3036亿千瓦时，同比增长15%，占比12.7%

- 陆上风电新增1364万千瓦
- 海上风电新增98万千瓦

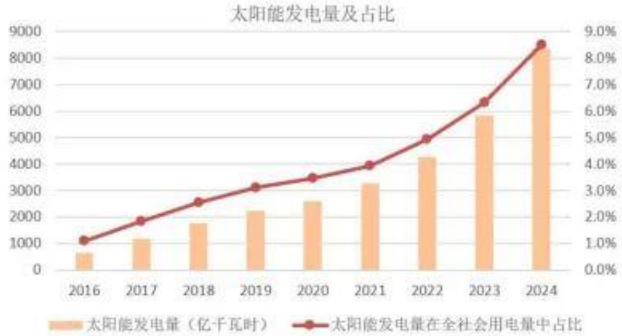


我国风电市场发展（来源：ERI，2025.01）

光伏市场：连续两年新增装机创新高

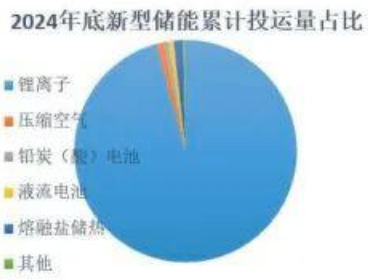
- **2024年新增装机达到2.78亿千瓦，累计装机8.86亿千瓦**
- **发电量在全社会用电量中占比达到8.5%**

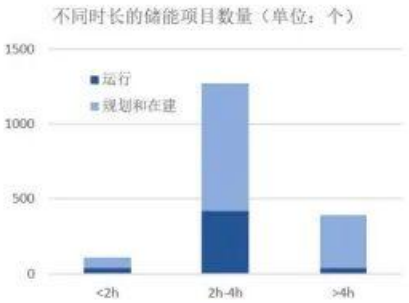
2025年一季度新增装机5971万千瓦，光伏发电量同比增加44%



新型储能市场：逐渐繁荣

- 2024年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达7376万千瓦/1.68亿千瓦时，装机首次超过抽水蓄能
- 新增规模4379万千瓦/10980万千瓦时，装机和能量规模均超过之前历年累计
- 储能时长显著增加，累计装机中4小时及以上装机占比15.4%，2-4小时71.2%，不足2小时13.4%





（来源：ERI，2025.01）

（来源：中关村储能联盟，2025.01）

近半年来新能源市场发展相关政策

近半年来行业重点关注的政策和文件

- ✓ 关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见，2024年11月28日
- ✓ 关于印发自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录2024年本的通知，2024年12月2日
- ✓ 电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027年），2024年12月20日
- ✓ 关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知，2024年12月30日
- ✓ 分布式光伏发电开发建设管理办法，2025年1月17日
- ✓ 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。2025年1月27日
- ✓ 新型储能制造业高质量发展行动方案，2025年2月10日
- ✓ 2025年能源工作指导意见，2025年2月27日
- ✓ 关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见，2025年3月6日
- ✓ 关于进一步组织实施好“千家万户沐光行动”的通知，2025年3月14日
- ✓ 关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见，2025年3月25日
- ✓ 关于印发电力辅助服务市场基本规则的通知，2025年4月3日
- ✓ 关于全面加快电力现货市场建设工作的通知，2025年4月16日

02

电力市场十年发展回顾

全国电力市场重要发展历程

全国统一电力市场体系

	“十四五”近期阶段（2021-2022年）：转型期	“十四五”中期阶段（2023-2025年）：提升期	“十五五”阶段（2026-2030年）：融合期	远期阶段（2030年以后）：成熟期
新能源政策及参与市场	•新能源持续快速发展，消纳政策由计划向市场过渡，存量新能源以全额保障性收购为主、增量参与电力市场；	•新能源装机占比持续提升，参与市场的政策体系基本建立，保障利用小数逐步降低，存量新能源市场化消纳比例明显提升；	•新能源成为主要电源，新型电力系统初步建成，参与市场政策体系基本成熟，逐步取消保障小时，市场成为新能源消纳主要手段；	•电源结构以新能源为主体，新型电力系统全面建成，新能源全部通过市场进行消纳，适应高比例新能源接入的市场机制成熟完善；
统一市场运行模式	•省间、省内市场两级运作，中长期交易向月内延伸、部分省开展现货试点。	•省间、省内两级市场紧密衔接，中长期交易全面落实“六签”、实现连续运营，现货范围扩大、部分省份正式运行。	•省间、省内交易逐步融合、实现统一申报，中长期交易机制成熟完善，现货范围扩展到全国。	•省间、省内市场完全融合，形成以新能源为主体、全国优化配置资源的全国统一电力市场。

全国电力交易机构模式

国家发改委批复的**国家级电力交易中心有北京、广州2家，省级电力交易中心有首都、天津、冀北等33家。**

其中，**北京电力交易中心负责**国网经营区内统一电力市场建设及跨省跨区中长期交易结算工作，其下设的**市场交易一部负责**跨区中长期交易，**市场交易二部至七部负责**国网各分部范围内的电力市场建设及跨省中长期交易结算；**各省级电力交易中心负责**省内电力市场建设及中长期交易结算工作。

*第1代：全国统一电力市场交易平台
*第2代：新一代全国统一电力市场交易平台
*第3代：面向新型电力系统多元业务的全国统一电力市场交易平台
省间平台-----省内平台
绿电平台-----绿证平台

03

电力市场典型交易结算模式

电力市场体系

- **电能量市场：**促进发用电资源优化配置，反映电能供求关系，形成价格信号。
  - 中长期市场：锁定价格，规避现货波动风险，确定能量市场90%以上交易量。
  - 现货市场：根据短期及超短期负荷预测及电网安全约束，通过市场竞争，形成可执行的发用电计划和市场价格，调节发用电曲线和中长期合同曲线的偏差，确保电力电量平衡。
- **辅助服务市场：**通过市场竞争确定调频　备用等辅助服务资源，保障电网安全稳定运行。
- **容量市场：**促进回收发电能量成本、激励电源建设投资、保障系统电力供应容量充足。
- **输电权市场：**与电能量交易配套，锁定合同内电量所需传输能力，对冲现货市场阻塞风险。

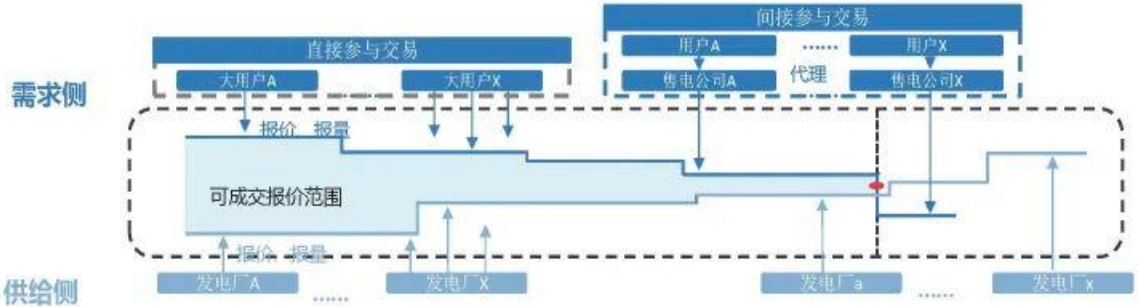
电力市场交易组织方式

电力市场交易组织方式主要包括双边交易和集中交易。其中，集中交易又可细分为挂牌交易、集中竞价或集中撮合。

（1）双边交易

（2）集中交易-挂牌交易

（3）集中交易-集中竞价或集中撮合



电力市场交易结算

省间交易结算

物理电量

- **省间中长期交易按照实际物理计量电量进行结算。**区域公用电网内的部分交易无法按物理电量准确计量的，可按实际交易电量收取输配电费，输配电价执行国家相关政策，并向国家发展改革委、国家能源局报备；现货交易由调度机构将现货市场出清和执行结果等信息提供给交易中心和电网企业，交易中心统一出具结算依据，由电网企业统一结算。

责任偏差结算

- **责任偏差指调度执行曲线与交易合同曲线之间的偏差。**对于责任偏差，按照责任方偏差结算方式处理或由交易双方在合同中自行约定，北京电力交易中心开展偏差结算。

波动偏差

- **波动偏差指调度控制点和计量点之间差异、交流联络线正常功率波动等不可控原因造成调度计划曲线与关口电量之间的偏差，**由通道首末端电网公司按照每日滚动、月度进行合并成分协商结算。

电力市场交易结算

省内交易结算

物理电量

- **结算月份的实际上网电量或用电量。**由电网公司提供关口电量数据，交易中心负责市场化交易部分电量清分与电费结算。

合同电量

- **通过交易平台达成的电力市场交易合同电量。**包含年度分月合同、月度合同、月内合同等。

偏差电量

- **实际用电量与合同电量的差异。**对于未执行合同的电量部分，根据各省规则执行相应的偏差电价。

电力市场交易结算

省内交易结算

解耦结算

- 发用两侧解耦结算，各算各的
- 偏差电量

照付不议 偏差结算

某发电厂A与售电公司B签订了100兆瓦时的交易合同，交易价格400元/兆瓦时，超发系数1.0，少发系数1.0，超用系数1.1，少用系数0.9。发电厂A上网电量100兆瓦时，售电公司B结算电量105兆瓦时，则：

电厂结算电费=100*400=40000元

售电公司购电侧结算电费=100*400+（105-100）*400*1.1=42200元

绿电交易

绿色电力产品

●简称绿电，是指符合国家有关政策要求的**风电、太阳能发电、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电**等已建档立卡的可再生能源发电电量。

绿色电力证书

●是国家对发电企业**每兆瓦时**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，作为绿色电力环境价值的唯一凭证

绿色电力证书交易

●简称绿证交易，是指市场主体通过绿证交易平台，以绿证为标的物开展的市场交易，属于**金融交易**。

绿色电力交易

●简称绿电交易，以绿色电力和绿色电力环境价值为标的物，同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书，即绿证。

编号:XXXXXXXXXXXXXXX 日期:XXXXXXXX

绿色电力证书

GREEN ELECTRICITY CERTIFICATE

兹此证明

XXXXXXXXXXXXX

购买XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX发电项目(项目代码XXXXXXXXXXXXXXX)XXXX年X月生产的绿色电力

XXXXXX千瓦时

相当于减排二氧化碳XXXXXXX千克，二氧化硫XXXX千克，氮氧化物XXXX千克。

感谢XXXXXXXXXXXXXXXX对中国绿色电力消费作出的贡献!

国家可再生能源信息管理中心

绿电交易

◆绿电价格

绿电价格=电能量价格+绿证价格

◆绿色电力环境价值偏差

环境价值未达到合同约定要求时，按照偏差量向对方支付违约补偿时的价格标准。

◆耦合结算

合同电量、上网电量、用电量“三取小”

某月风电场A与用户B签订了100MWh的绿电合同，月度结算时，发电厂上网电量80MWh，用户用电量110MWh。

绿证数量=min(100,80,110)=80MWh

04

新能源入市相关政策

新能源全面入市136号文

新能源参与市场和上网电价改革：对新能源发展意义重大，影响深远

政策国家发展改革委 国家能源局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)，2025年1月27日

两个核心问题

参与市场

✓ 新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场

价格机制

✓ 上网电价由市场交易形成+可持续发展价格结算机制

中华人民共和国国家发展和改革委员会
National Development and Reform Commission

首页 | 机构设置 | 新闻动态 | 政务公开 | 政务服务

首页 > 政务公开 > 政策 > 通知

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)

国家发展改革委 国家能源局关于
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

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、甘肃省工业和信息化厅、北京市城市管理委员会、国家能源局各派出机构、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司：

为贯彻落实党的二十届三中全会精神和党中央、国务院关于加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制的决策部署，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，大力推动新能源高质量发展，深化深化新能源上网电价市场化改革有关事项通知如下。

一、总体思路

按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市

新能源全面入市136号文

原文：新能源项目（风电、太阳能发电，下同）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。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。

范围：集中式光伏、风电、分布式光伏、分散式风电等所有风电、太阳能发电项目上网电量。其中，对自然人、非自然人分布式光伏项目一视同仁参与市场交易。

方式：报量报价参与或作为市场价格接受者参与。

跨省跨区：延续现有政策。

新能源全面入市136号文

原文：建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

公式：纳入机制电量结算电费=电量×交易电价+电量×（机制电价-市场交易均价）

售方电厂收入　　购方用户支出　　纳入系统运行费全体工商业分摊

算例：风电场A的新能源机制电价为0.36元/千瓦时，某月上网电量为100万千瓦时，全部纳入机制。中长期交易100万千瓦时，交易电价0.40元/千瓦时，某月月度集中出清价格0.39元/千瓦时。

中长期交易收入100×0.4=40万元，纳入机制电量的差价结算费用100×（0.36-0.39）=-3万元，风电场A的收入为40-3=37万元，度电收益0.37元/千瓦时，40万元由购方用户支付，-3万元纳入系统运行费由全体工商业用户分摊分享。

新能源全面入市136号文

2025年6月1日

存量项目政策衔接

- 电量规模：与现有保量规模衔接，自主确定且不高于上一年。
- 机制电价：不高于当地煤电基准价。
- 执行期限：一般为全生命周期合理利用小时数对应年限，或投产满20年。

增量项目机制电价竞价

- 竞价规则：所有竞价项目按申报价格由低到高排序，采用边际出清方式确定出清价格。
- 竞价上下限：上限可暂用当地燃煤基准价，下限可按照最先进电站造价水平折算度电成本确定。
- 分布式项目：未参与竞价项目视为不参与机制。

新能源全面入市136号文

原文：新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

存量进入绿电市场发电项目：不再享受机制电价政策。

退出机制：纳入机制的新能源项目，可自主选择是否退出，退出后不可再次进入机制。即完全入市后（退出机制）不可再返回。

新能源全面入市136号文

原文：强化改革与绿证政策协同，纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

不重复获得绿证收益：参与绿电市场但不再获得绿证收益或不可参与绿电、绿证市场，该部分绿证划转至公共账户。

储能：不强制配储。

补贴：价补分离。

新型储能参与电力市场475号文

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知(发改办运行〔2022〕475号)

原文：加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰。加快推动独立储能参与中长期市场和现货市场。鉴于现阶段储能容量相对较小，鼓励独立储能签订顶峰时段和低谷时段市场合约，发挥移峰填谷和顶峰发电作用。独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。各地要建立完善储能项目平等参与市场的交易机制，明确储能作为独立市场主体的准入标准和注册、交易、结算规则。

合约签订：鼓励签订峰段和谷段。

部分充电电量价格的减免：向电网送电的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

注册：明确以独立市场主体身份注册。

05

新能源与电力市场发展展望

电力市场发展展望

中长期交易向更长周期和更短周期双向延伸

中长期市场与现货市场的衔接

代理购电用户向市场化用户的过渡

感谢聆听