

中国电力行业清洁低碳转型 十年回顾与展望

2014–2024

关于亚洲清洁空气中心

亚洲清洁空气中心（Clean Air Asia，简称 CAA）是一家国际非营利性环保公益组织，致力于改善亚洲区域空气质量，打造健康宜居的城市。

CAA 成立于 2001 年，总部位于菲律宾马尼拉，在中国北京和印度德里设有办公室。CAA 还在亚洲六个国家建立了合作网络，包括印度尼西亚、马来西亚、菲律宾、越南、尼泊尔和斯里兰卡。

CAA 自 2002 年起在中国开展工作，专注于空气质量管理、绿色交通和能源转型。2018 年 3 月 12 日，CAA 获得北京市公安局颁发的《境外非政府组织代表机构登记证书》，在北京设立亚洲清洁空气中心（菲律宾）北京代表处，在公安部及业务主管单位生态环境部的指导下开展工作。

报告团队

撰稿人

朱 妍 | 传播和能源主管

王 思 | 环境研究员

审稿人

张伟豪 | 中国空气质量项目总监

致谢

亚洲清洁空气中心团队在报告编制过程中得到了以下专家的悉心指导和宝贵建议，在此表示衷心感谢。

黄少中 | 中国能源研究会首席专家、双碳产业合作分会主任

王志轩 | 中国电力企业联合会专家委员会副主任委员

华北电力大学新型能源系统与碳中和研究院院长

赵文瑛 | 俄罗斯自然科学院院士、南京理工大学绿色低碳产业技术研究院院长

贾科华 | 《中国能源报》前主编、记者

免责声明

本报告为非营利性报告，所包含的观点、信息和数据仅供参考，在任何时候均不构成财务、法律、投资建议或其他意见。请自行对本报告中的观点、信息和数据进行判断，根据自身情况做出决策并自行承担风险。我们不对因根据本报告而采取的任何商业措施和行动以及由此引发的风险承担任何责任。

本报告刊载的信息和数据来自于已经注明的数据源。我们尽可能通过各种渠道验证本报告所包含的信息和数据，但受制于各种因素，我们并不能保证其真实性、准确性、时效性和完整性。本报告所得出的观点均受制于报告写作时的情势，因发布后情势或其他因素变更而导致信息和数据不再准确或失效的，我们不承担更新的义务。即使我们根据需要更新了报告中的观点、信息和数据，我们不承担另行通知的义务。

本报告包含的信息和数据自公开渠道或第三方渠道收集、加工、处理所得，请务必依据适用的法律法规使用本报告的观点、信息和数据，自行履行适用的法律义务。我们不对您因违反适用的法律法规使用本报告观点、信息和数据造成的后果和风险承担任何责任。





目录

执行摘要	05
------	----

| 煤电转型篇

01. 十年发展概述	11
1.1 2014-2015 年：以大气污染防治为契机，环保治理要求升级	14
1.2 2016-2020 年：迈向清洁有序发展，大气污染物排放显著降低	15
1.3 2021-2024 年：重新定位双重功能，协同推进减污降碳	15
02. 经验总结	17
2.1 多重政策科学引导，源头控制与减量替代并进	17
2.2 不断完善技术标准体系，实现末端排放清洁化	20
2.3 开展节能降耗和低碳化改造，降碳与减污协同推进	23
2.4 多元经济政策提供支持，市场激励机制灵活支撑	25
03. 建议与展望	27
3.1 根据超低排放实践及新的环境质量要求，完善火电排放标准	27
3.2 直面清洁低碳转型新挑战，强化减污降碳技术再攻关	27
3.3 清洁低碳同时兼顾经济性，以长期运行收益支撑转型	28

| 新能源发展篇

01. 十年发展概述	31
1.1 2014-2017 年：政策引领破局，走向健康快速成长	33
1.2 2018-2020 年：全球领跑进阶，持续深化降本增效	34
1.3 2021-2024 年：系统协同优化，实现历史性跃升发展	35

02. 经验总结 37

2.1 政策体系日趋完善，筑牢发展制度保障 37

2.2 开发方式因地制宜，构建多元协同发展格局 39

2.3 多措并举助力消纳，夯实规模化发展基础 40

2.4 科技创新驱动升级，完善产业链降本增效 42

2.5 积极发挥市场作用，引导绿电消费促发展 43

03. 建议与展望 45

3.1 加快政策法规的迭代完善，筑牢新能源高质量发展制度根基 45

3.2 构建新能源高效消纳新格局，多维度破解供需、市场等问题 46

3.3 推动“电 - 碳 - 证”市场深度衔接，充分释放绿色电力的环境价值 47

| 新型电力系统篇

01. 背景、内涵与特征 49

02. 规划、行动与进展 51

2.1 电源：煤电转向系统调峰电源和惯量支撑电源
 新能源高比例接入逐步发挥骨干作用 52

2.2 电网：由“输配用”单向逐渐转向多元形态、混合层次结构网络 53

2.3 负荷：由传统的刚性、纯消费型转向柔性、生产与消费兼具型 54

2.4 储能：促进系统“源随荷动”的实时平衡转向
 “源网荷储”协同互动的非完全实时平衡 55

03. 建议与展望 58

3.1 煤电加速走向清洁低碳，新能源最终成为发电量结构主体电源 58

3.2 新型电网格局优化巩固，真正实现“接得进、控得住、带得动” 59

3.3 促进新能源多元化差异化发展，持续深挖需求侧资源调节能力 59

3.4 突破支撑高比例新能源的颠覆性技术，辅以体制机制稳固发展 60

| 参考文献 63

执行摘要

推进减污降碳协同增效，能源是主战场，电力是主力军。过去十余年间，中国积极推进电力行业清洁低碳转型并取得显著成效，对于改善空气质量和应对气候变化发挥了重要作用。自 2013 年起，中国先后发布并实施三个国家级清洁空气行动计划——《大气污染防治行动计划》《打赢蓝天保卫战三年行动计划》和《空气质量持续改善行动计划》，其中均将能源电力列为重点关注领域之一，强调推进化石能源发电清洁化，同时高质量发展新能源发电。2020 年中国提出的“双碳”目标，要求从根本上减少化石能源消费，进一步为能源电力的清洁低碳发展指明了方向。

在首个清洁空气行动计划实施期间，2014 年提出的“四个革命、一个合作”能源安全新战略，指引能源电力的生产和消费方式发生重大变革，电力保障基础不断夯实，能源转型步伐全面加速。截至 2024 年底，全国全口径发电装机容量和发电量分别超过 33 亿千瓦和 10 万亿千瓦时，较 2014 年分别增长了 140% 以上和 80% 以上。其中，全国可再生能源发电装机容量突破 18 亿千瓦，较 2014 年增加了 300% 以上，在全国发电装机容量中的比重超过 50%；可再生能源年度发电量（不含生物质发电）达 3.2 万亿千瓦时以上，占当年总发电量的比重超过 32%，比 2014 年提高了约 10 个百分点。作为世界上最大的能源生产国和消费国，中国在 90% 以上的能源消费增量由国内自主保障的同时，推动电力“含绿量”持续提升，实现了能源转型与生态环境改善的协同推进。

基于上述背景，亚洲清洁空气中心（CAA）聚焦能源安全新战略提出以来的关键十年，编写了《中国电力行业清洁低碳转型十年回顾与展望 2014-2024》报告。通过桌面研究、专家咨询以及相关方交流等方式，聚焦中国电力行业在清洁化和低碳化转型方面的发展历程、主要成就、先进经验，及其面临的挑战和未来的趋势，旨在为加快构建新型电力系统提供支持。同时，希望本报告可发挥桥梁作用，为其他能源电力结构以煤为主的亚洲发展中国家提供科学参考，帮助在能源电力转型领域面临严峻挑战的国家和城市找到适合各自实际的发展路径。本报告主要结论如下：



不断完善的排放限值及技术标准体系是火电污染物大幅减排的关键

过去十年间，通过加严排放限值、淘汰落后产能、节能减排升级改造等措施，辅以环保电价、节能减排专项资金等支持，火电行业清洁低碳转型成效显著，中国建成了全球最大的清洁煤电供应体系。在火电装机量和发电量双增加的基础上，火电大气污染物排放量在十年间大幅下降。相比 2014 年，2024 年全国火电烟尘（PM）、二氧化硫（SO₂）排放总量均下降 90% 以上，氮氧化物（NO_x）下降接近 90%，排放绩效（单位千瓦时排放量）相应全部下降 90% 以上。

从行动经验来看，标准体系建设是保障，技术有序升级是支撑，中国建立了一整套完善的技术标准体系，覆盖排放标准、技术路线、工程规范、环境监测以及运行管理的全流程，在火电减排中发挥了关键作用，如表 I。

表 I 火电厂大气污染防治全流程技术标准体系

标准类型	典型标准或规范文件	标准目的
排放标准	火电厂大气污染物排放标准（GB 13223-2011）	明确治理目标
技术指南	火电厂污染防治可行技术指南（HJ 2301-2017）	指明实践路线
工程规范	燃煤电厂超低排放烟气治理工程技术规范（HJ 2053-2018）	规定建设要求
性能检测	火电厂烟气细颗粒物（PM _{2.5} ）测试技术规范（DL/T 1520-2016）	验证工程效果
运行管理	火电厂烟气治理设施运行管理技术规范（HJ 2040-2014）	指导高效运行

来源：生态环境部

2015 年，中国在燃煤电厂全面推广“超低排放要求”，这是煤电实现清洁化的核心措施。根据煤电机组超低排放要求——在基准含氧量 6% 条件下，PM、SO₂、NO_x 的排放浓度分别不高于 10、35 和 50 毫克 / 立方米，是全球最严水平，其中 SO₂ 和 NO_x 的排放限值分别是欧盟限值的 1/5 和 1/3。“十四五”期间，全国 95% 以上煤电机组已完成超低排放改造，中国由此建成全球最大的超低排放火电厂群。

值得一提的是，环保电价作为一项重要制度创新，在火电大气污染物排放控制过程中起到了关键作用。从脱硫、脱硝、除尘电价到超低排放电价政策的实施，有力保障了治污设施高效运转、推动了技术水平不断提高，并通过激励手段持续调动企业主动环保的积极性，从而有效促进减排。

在此基础上，燃煤机组适应新型电力系统构建的升级改造工程持续推进，2021 年起大规模实施节能降耗改造、灵活性改造、供热改造的“三改联动”，在确保煤电灵活性提高的同时，保障发电效率及提高煤炭的总体利用效率，并有效促进清洁能源消纳。截至 2024 年底，合计改造规模已超 7.4 亿千瓦。2024 年起，以生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存为主要方式的低碳化改造行动进入积极探索阶段，其目标是到 2027 年，煤电低碳发电技术路线进一步拓宽，建造和运行成本显著下降。得益于持续的节能降碳改造，全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗由 2014 年的 318 克 / 千瓦时降至 2024 年的 302.4 克 / 千瓦时，相当于每供 1 千瓦时电较 10 年前少消耗约 15 克标准煤，火电碳排放强度也随之持续下降。

值得注意的是，火电清洁低碳转型在取得显著成效的同时也出现了新挑战，由于煤电机组由基本负荷功能逐渐转为灵活性调节功能，煤电高效运行条件发生了变化，使大气污染物排放绩效和供电标准煤耗在 2023 和 2024 年连续有所上升。一方面，亟待从技术、设备、运行等角度进一步开展创新性研究，有针对性地解决问题；另一方面，要结合新情况对《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223—2011）以及超低排放要求进一步修改完善。

多维合力协同推进中国构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系

新能源是保障能源安全的新支点、推动能源转型的主力军。为从根本上推动能源电力清洁低碳转型，新能源发电在十年间实现跃升式发展，助力中国构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，并建成全球最大、最完整的新能源产业链。截至 2024 年底，风电和太阳能发电合计装机量相比 2014 年增加了 1000% 以上，装机规模超过 14 亿千瓦，不仅首次超过煤电装机，更是提前六年完成中国 2020 年在气候雄心峰会上宣布的“2030 年风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上”的承诺。新能源发电装机正由增量主体逐步转变为存量主体，从根本上带动电源结构持续优化。这些成就源自多维合力的推进——科学政策是引领，因地制宜是关键，科技创新是动力，多元支持是保障。

其中，可再生能源政策体系逐步完善，形成了包括法律法规、战略规划、产业政策、标准体系、监督管理等在内的“四梁八柱”。在此期间，产业政策及标准并非一成不变，而是充分考虑阶段性目标与发展实际，兼具适度超前和动态调整，在持续优化中匹配不同发展阶段的需求。

相比产业初期以集中开发方式为主，新能源项目开发建设走向多元化，更注重因地制宜。风电开发走向大型基地与分散式并举，光伏发电兼顾大基地建设与分布式开发。项目布局由资源富集地向负荷集中地推进，陆上与海上协同、“水风光”多能互补，并结合空间资源、输电通道等因素通盘考量，使得可再生能源开发利用格局日益优化。

坚持走技术创新之路，为中国新能源发展提供了源源不断的动力。目前，中国已拥有全球最完整、最先进的风电和光伏发电产业链，新能源发电技术、设备研发设计水平、集成制造体系等均全球领先。得益于技术迭代升级、产业链条逐步完善，新能源发电成本实现快速降低，尤其是陆上风电和光伏发电成本已低于传统化石能源发电。

实现高效消纳是新能源高质量发展的关键。通过保障最低利用小时数、绿电绿证机制等政策行动，以及特高压强力加持、电网有序改造升级、电力系统灵活调节能力提升等措施，中国新能源消纳利用水平稳步提升。下一步，新能源作为绿色电力的环境价值有待实现更合理的体现。

加速构建新型电力系统是实现电力清洁低碳的核心路径

作为新型能源体系的核心组成部分，加快推进新型电力系统建设是电力行业迈向清洁低碳未来的核心路径。继中央全面深化改革委员会于2023年7月审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，对加快推进新型电力系统建设作出部署后，2024年印发的《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》，明确“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的基本原则，为统筹推进新型电力系统协调发展指明方向。

在此引导下，煤电与可再生能源发展的功能定位及发展方向清晰：煤电作为电力安全保障的压舱石，将由主体电源逐步转向支撑性和调节性电源并重；新能源则将由装机量和发电量的增量主体逐步变为主体电源。对于前者，在加速清洁低碳转型的同时，灵活高效调节是核心，快速变负荷、启停调峰是下一阶段的主线任务；对于后者，加强高效开发利用体系建设是重中之重，需重点关注大规模高比例新能源外送、新能源系统友好性能提升、全面提升新能源消费水平等任务。

建设新型电力系统是一项复杂而艰巨的工程，相比传统电力系统，结构形态、运行控制、管理方式等都将发生根本性变革，“源网荷储”各环节相应也面临着新任务、新挑战。在电源侧，截至 2024 年底，风电和太阳能合计新增装机在新增总装机中的占比已超八成，合计新增发电量占新增总发电量的 58.1%，但电量占比超过化石能源发电占比仍有较长的路要走，进一步增强其可靠出力水平及系统适配性至关重要。同时，经过全方位升级的新一代煤电在新型电力系统中不可或缺，在此基础上如何实现不同电源的协同调度、优化运行也是关键。

在电网侧，源随荷动的传统方式面临冲击，电网运行调度随之迎来诸多考验。特别是面对海量新能源陆续并网，电网能否在可靠运行的情况下“接得进、控得住、带得动”是一大难题，主干电网和配电网作为重要基础、智能微电网作为有益补充均需实现高质量发展并充分协同。

在负荷侧，用户主动响应是新型电力系统区别于传统的一大特征。为实现电力用户“角色身份”的转变，当前亟待提升需求侧响应能力，破解用户侧资源开发程度不足、市场运营体系不够健全、需求响应激励机制不完善等问题。

在储能侧，新型储能作为支撑新型电力系统安全稳定运行的关键技术，现已实现“量质齐升”且前景广阔。但在技术创新迭代、多元发展的同时，部分储能技术受制于成本等因素，有待进一步实现大规模商业化应用，储能应用场景及其更多元价值也有待持续挖掘。

简而言之，构建新型电力系统既需要理论体系的支持、政策体系的引导，也离不开技术集成创新、产业交叉协同，如此才能实现“源网荷储”的统筹推进乃至融合重构。



| 煤电转型篇

»



01

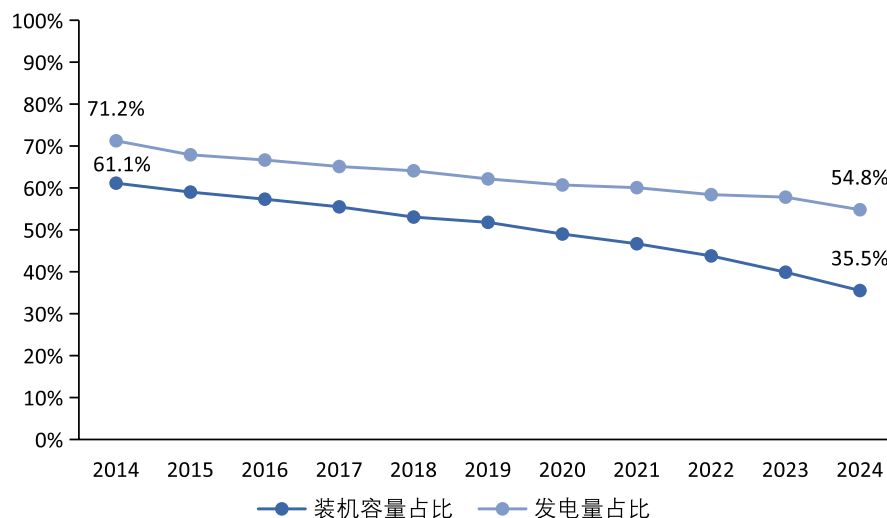
十年发展概述



煤炭在中国一次能源生产和消费中的占比长期维持在 50% 以上，以煤为主的资源禀赋，决定着煤电在中国能源电力系统中的“压舱石”地位和“顶梁柱”作用。受多重因素影响，过去十余年间，中国煤电发展增速整体放缓，年均新增装机规模由“十一五”期间的 7204 万千瓦，降至“十二五”时期、“十三五”时期的 4594 万千瓦和 3538 万千瓦，再降至“十四五”前四年已不足 3000 万千瓦。

同期，装机量、发电量比重均有所下降，两项占比分别由 2014 年的 61.1% 和 71.2% 降至 2024 年的 35.5% 和 54.8%，如图 1-1。至此，煤电以不足 40% 的装机占比，仍提供了一半以上的电力电量、支撑了大约 70% 的顶峰能力、完成了 80% 左右的调节任务。且在今后较长一段时期内，煤电还将承担保障中国能源电力安全的兜底任务，并在新型电力系统中发挥系统调节作用。

■ 图 1-1 2014-2024 年全国煤电装机容量占比和发电量占比

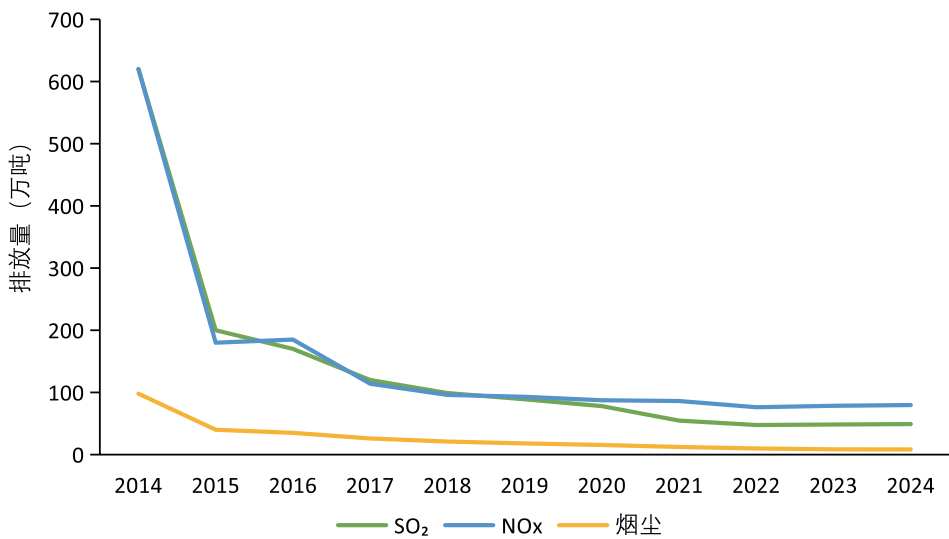


数据来源：中国电力企业联合会

对于煤电而言，与兜底保障同样关键的任务，是以大气污染防治及“双碳”目标为抓手的清洁化、低碳化转型。在中国能源结构加速调整的大背景下，电力作为主力军担纲治理重任。2014-2024 年，通过开展排放标准升级、落后产能淘汰、节能减排升级改造、“上大压小”等措施，中国火电清洁低碳转型成效显著。

火电大气污染物排放量显著下降。2024 年，全国火电烟尘、二氧化硫排放总量相比 2014 年下降 90% 以上，氮氧化物下降接近 90%，如图 1-2。相应地，排放绩效全部下降 90% 以上。

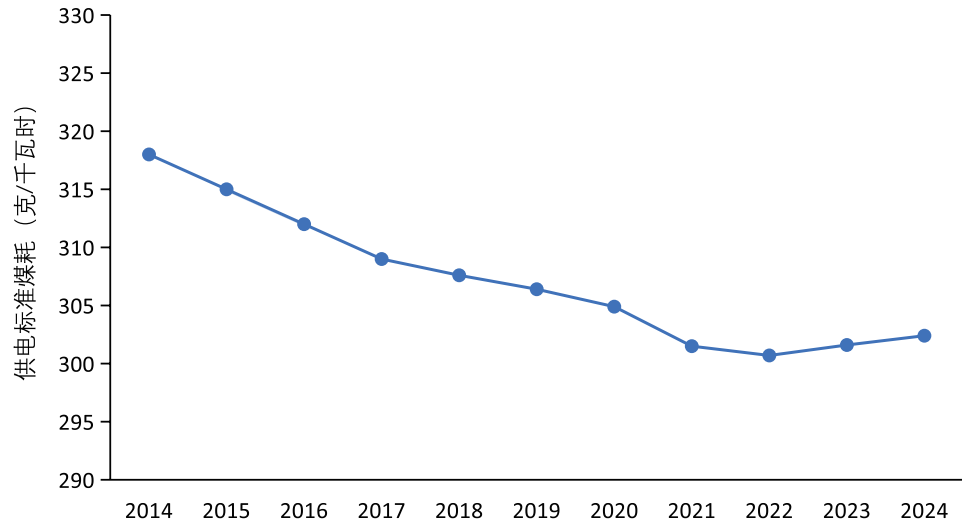
图 1-2 2014-2024 年全国火电大气污染物排放量



数据来源：中国电力企业联合会

火电厂供电标准煤耗大幅下降。全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗由 2014 年的 318 克 / 千瓦时逐步下降至 2024 年的 302.4 克 / 千瓦时，相当于目前火电厂供每度电较 10 年前少消耗约 15 克标准煤，如图 1-3。相应地，全国火电碳排放强度在十年间下降约 3.7%。

图 1-3 2014-2024 年全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗



数据来源：中国电力企业联合会

过去十年间，中国清晰的顶层设计指导了煤电领域清洁低碳转型的扎实推进（如表 1-1），整体转型过程也符合煤电在不同发展阶段中的任务使命、定位功能等特征变化，本报告将煤电在过去十年间的发展总结为三个阶段。

表 1-1 2014-2024 年历年能源工作指导意见中对煤电减污降碳的要求

年份	主要目标 / 重点任务	具体要求
2014	认真落实大气污染防治措施，促进能源结构优化。	- 关停小火电机组 200 万千瓦；力争实现煤电脱硫比重接近 100%，火电脱硝比重达到 70%。 - 严格控制京津冀、长三角、珠三角等区域煤电项目。 2015 年前，完成京津冀、长三角、珠三角区域燃煤电厂污染治理设施建设和改造。 - 加快清洁煤电基地和输电通道建设。
2015	继续深入推进煤电节能减排升级改造，突出“三降三提高”目标。	- 把好新上煤电准入关。新建煤电机组供电煤耗必须小于每度电 300 克标煤（特殊技术条件除外），东部地区新建煤电机组大气污染物排放浓度要基本达到燃机排放限值，中西部地区力争达标。 - 实现全年淘汰小火电和现役机组节能改造任务。 - 加强重点地区、重点企业煤电节能减排成效的评价和考核。
2016	燃煤电厂每千瓦时供电煤耗 314 克标准煤，同比减少 1 克。	- 严控煤电新增规模，在大气污染防治重点地区和电力装机明显冗余地区，原则上不再安排新增煤电规划建设规模，取消、缓核和缓建一批已纳入规划或核准（在建）煤电项目。 “十三五”期间，全国计划实施超低排放改造约 4.2 亿千瓦，节能改造约 3.4 亿千瓦，预计总投资约 1500 亿元。启动一批超低排放改造示范项目和节能改造示范项目。修订煤电机组能效标准和最低限值标准。
2017	燃煤电厂平均供电煤耗 314 克标准煤 / 千瓦时，同比减少 1 克。完成煤电节能改造规模 6000 万千瓦。	- 继续加大淘汰落后煤电机组力度，重点淘汰改造后仍不符合能效环保要求的机组，2017 年预计淘汰规模 400 万千瓦以上。 2017 年底前东部地区具备条件的机组全部完成超低排放和节能改造。 - 继续深入推进改造工作，年内计划完成超低排放改造规模 8000 万千瓦，完成节能改造规模 6000 万千瓦。
2018	燃煤电厂平均供电煤耗同比减少 1 克左右。	- 全年煤电投产规模较 2017 年更进一步减少，淘汰高污染、高能耗的煤电机组约 400 万千瓦。 - 继续深入推进煤电机组超低排放和节能改造提速扩围工作，2018 年完成中部地区具备条件煤电机组超低排放和节能改造，推进西部地区煤电机组超低排放和节能改造，促进煤电清洁高效发展。
2019	/	/

转下页



2020	优化煤电产能结构。	• 统筹推进现役煤电机组超低排放和节能改造，西部地区具备条件的机组年底前完成超低排放改造。 • 在确保电力、热力供应的基础上，继续淘汰关停不达标的落后煤电机组。 • 从严控制、按需推动煤电项目建设。
2021	持续优化煤电布局和装机结构。	• 对重点地区 30 万千瓦及以上热电联产供热半径 15 公里范围内的落后燃煤小热电完成关停整合。 • 因地制宜做好煤电布局和结构优化，稳妥有序推动输电通道配套煤电项目建设投产，从严控制东部地区、大气污染防治重点地区新增煤电装机规模，适度合理布局支撑性煤电。 • 持续推动煤电节能减排改造。
2022	加快电力系统调节能力建设。	• 科学规划建设先进煤电机组。 • 在保障电力稳定供应、满足电力需求的前提下，积极推进煤电机组节能降耗改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”。
2023	提高能源系统调节能力。	• 大力推进煤电机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。
2024	煤电“三改联动”持续推进。	• 继续实施煤电“三改联动”，稳妥有序淘汰落后产能。深入探索火电掺烧氢、氨技术，强化试点示范。 • 探索推广先进煤电等新技术。

来源：国家能源局

1.1

2014-2015 年：
以大气污染防治为契机，环保治理要求升级

早在 2011 年底，中国便超越美国成为世界第一电力装机大国，煤电作为当时绝对的发电主力，装机容量持续高速增长。截至 2014、2015 年底，全国火电装机容量分别约为 9.2 亿千瓦、10.1 亿千瓦，其中大容量高参数高效机组的比重持续提高。“十二五”最后两年，火电发电量出现同比负增长，较上一年度分别下降 0.7%、1.68%，火电设备利用小时数大幅下降。

与此同时，火电大气污染物排放控制要求升级。以大气污染防治行动为契机，全行业步入清洁高

效转型升级的快车道。继 2013 年 2 月原环境保护部发布当时被称为“最严环保新政”的《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》，对京津冀、长三角、珠三角等“三区十群”19 个省（区、市）47 个地级及以上城市的火电项目提出要求后，“认真落实大气污染防治措施”被列为 2014 年能源工作的重点，其中有多项政策行动涉及火电，无论是新建项目还是存量机组均迎来更高要求和更严管理。相应地，大气污染防治要求的不断升级在，一定程度上为火电转方式、促改革带来重要影响。

1.2

2016-2020 年： 迈向清洁有序发展，大气污染物排放显著降低

“十三五”期间，煤电始终肩负保障能源安全、服务绿色转型的重任。在经济发展新常态下，能源电力供应走向高质量发展阶段，煤电所处的政策环境、面临的行动要求以及自身的发展规模、节奏、方式等也有所变化。根据《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》明确的重点任务——“加快煤电转型升级，促进清洁有序发展”，全行业加速向高效、清洁、可持续方向迈进。

一方面，通过建立风险预警机制、严控煤电总量规模、合理调控煤电建设、加大淘汰落后产能等多措并举，行业整体发展更加有序。继 2016 年迎来政策性紧缩期，火电利用小时数创 52 年以来最低水平（4165 小时）后，2020 年进一步降至 3758 小时；煤电占电力总装机的比重逐年递减，2020 年全口径煤电装机容量 10.8 亿千瓦，占比 49.1%，首次降至 50% 以下。同时，全行

业于 2019 年底提前完成淘汰关停 2000 万千瓦煤电机组的“十三五”去产能任务，为清洁高效的先进机组腾挪空间。

另一方面，大气污染防治要求日益趋严。在执行当时被称作“史上最严”叠加“全球最严”排放标准的基础上，全行业通过超低排放改造、节能改造及“上大压小”等方式，对落后煤电机组加大替代和淘汰力度，并通过实施排污许可证政策、推广应用先进清洁发电技术等措施，带动节能减排工作取得突出成效。截至 2020 年，热电联产占火电装机的比重达到 40% 左右，在替代分散小锅炉、减少污染物排放方面作出积极贡献。

“十三五”期间，全国 8.9 亿千瓦煤电机组达到超低排放；截至 2020 年底，电力行业烟尘、二氧化硫、氮氧化物三项大气污染物累计排放总量较 2015 年减少约 239 万吨。

1.3

2021-2024 年： 重新定位双重功能，协同推进减污降碳

进入“十四五”时期，煤电行业迎来新的机遇与挑战。以 2020 年 9 月“双碳”目标的提出为关键节点，构建新型电力系统方向明确、步伐加速，煤电作为能源领域“碳排放大户”，随之成为减污降碳的主力军，绿色低碳转型迈入深水区。

从自身发展来看，煤电一度历经波折、争议，直至角色功能逐步明晰。“十四五”初期，也即“双碳”目标提出后不久，2021 年全国新增煤电投产装机创下 15 年来新低。但随着多地出现不同程度的电力供应“平时充裕、尖峰紧张”特征，引发了相关方对煤电定位的再讨论。2022 年，国家发展改革委提出煤电“三个

8000 万”目标，并将“十四五”煤电发展目标从 12.5 亿千瓦调增到 13.6 亿千瓦。煤电定位也得以重新审视，除了发挥兜底角色，其灵活调节作用也备受重视。

从减污降碳角度看，清洁低碳转型的方向未变、力度未减，相关政策要求如表 2-1。一方面，尽管煤电新增装机规模有所反弹，煤电占发电装机总量的比重却逐年下降。2020 年首次降至 50% 以下，2023 年首次降至 40% 以下，2024

年降至 35.5%，较 2014 年下降 25 个百分点以上，电力装机结构持续优化。另一方面，煤电由主体电源走向基础保障性和系统调节性电源并重，新定位相应提出了新要求，通过推动“三改联动”（节能降耗改造、供热改造、灵活性改造）举措，2021-2024 年煤电节能改造规模超过 3 亿千瓦。此外，全国碳排放权交易市场于 2021 年 7 月启动，煤电是首批纳入管控的行业，覆盖 2200 余家重点排放单位，对于推进减排、推动转型起到了积极引导作用。



02

经验总结



作为世界上空气质量改善速度最快的国家，中国一直将能源视为大气污染防治的重点领域之一，现已基本解决煤源性污染问题，助力实现大气污染物排放和能耗强度的显著下降。这其中，煤电行业既是提高煤炭清洁高效利用、源头控制煤炭消费总量的主战场，也是推动电力乃至整个能源行业治污减排的主力军。

从行动经验来看，全行业采取源头控制与末端治理并重的方式。具体包括，燃煤机组“上大压小”

及增优减劣、发电设备技术提升及更新迭代、节能减排及低碳化建（改）工程等手段，电力机制体制改善、绿色低碳市场机制等体制机制支持，从供电煤耗、总量控制、排放浓度、监管统计等管理要素出发进行综合推进。煤电在确保自身安全稳定运行和可靠性指标达到国际先进水平的同时，实现了资源综合利用水平、污染物控制水平的大幅提升。

2.1

多重政策科学引导， 源头控制与减量替代并进

首个“大气十条”发布次年，《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》出台，这是当时能源发展的总体方略和行动纲领，绿色低碳发展被列入战略方针与目标。彼时，以煤为主的能源结构和偏粗放的开发利用方式，导致大气污染物和温室气体排放总量较高。该计划明确要求“逐步降低煤炭消费比重”，煤电积极响应，一系列源头控制与减量替代等转型措施有力推进。

针对新建项目，通过严把审批关卡、提高准入门槛等方式严格有序控制。煤电本身的准入政策，如《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知》《关于促进中国煤电有序发展的通知》《关于推进供给侧结构性改革 防范化解煤电产能过

剩风险的意见》等，及时抑制了潜在的产能过剩风险。此后，结合不同阶段发展特征，中国延续科学控制煤电新增规模、优化煤电产能布局的政策方向。国家能源局明确表示，“十四五”中国将进一步严控煤电项目，原则上不再新建单纯以发电为目的的煤电项目。

此外，国家层面的清洁空气行动计划和“双碳”政策也从环境保护、市场准入等角度对煤电提出要求，如表 1-2 和表 1-3。《打赢蓝天保卫战三年行动计划》对重点区域的约束升级，提出京津冀、长三角等区域严格控制燃煤机组新增装机规模，新增用电量主要依靠区域内非化石能源发电和外送电满足等；《空气质量持续改善行动计划》

表 1-2 三个国家级清洁空气行动计划对煤电提出的重点要求

文件名称	时间跨度	具体要求
《大气污染防治行动计划》	2013-2017	• 加快燃煤电厂等重点行业脱硫、脱硝、除尘改造工程建设。 • 京津冀、长三角、珠三角等区域新建项目禁止配套建设自备燃煤电站。禁止审批新建燃煤发电项目；现有多台燃煤机组装机容量合计达到 30 万千瓦以上的，可按照煤炭等量替代的原则建设为大容量燃煤机组。 • 新建火电项目要执行大气污染物特别排放限值。
《打赢蓝天保卫战三年行动计划》	2018-2020	• 大力淘汰关停环保、能耗、安全等不达标的 30 万千瓦以下燃煤机组。 • 重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模，新增用电量主要依靠区域内非化石能源发电和外送电满足。 • 开展火电行业无组织排放排查，建立管理台账，对物料（含废渣）运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施深度治理。
《空气质量持续改善行动计划》	2023-2025	• 原则上不再新增自备燃煤机组，支持自备燃煤机组实施清洁能源替代。 • 对支撑电力稳定供应、电网安全运行、清洁能源大规模并网消纳的煤电项目及其用煤量应予以合理保障。 • 探索将清洁运输作为火电新改扩建项目审核和监管重点。在火电行业推广新能源中重型货车，发展零排放货运车队。

来源：国务院

表 1-3 国家级“双碳”相关文件对煤电提出的重点要求

文件名称	发布时间	具体要求
《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	2021.09.22	• 统筹煤电发展和保供调峰，严控煤电装机规模，加快现役煤电机组节能升级和灵活性改造。
《2030 年前碳达峰行动方案》	2021.10.24	• 严格控制新增煤电项目，新建机组煤耗标准达到国际先进水平，有序淘汰煤电落后产能。 • 加快现役机组节能升级和灵活性改造，积极推进供热改造，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。
《“十四五”节能减排综合工作方案》	2021.12.28	• 推进存量煤电机组节煤降耗改造、供热改造、灵活性改造“三改联动”，持续推动煤电机组超低排放改造。
《减污降碳协同增效实施方案》	2022.06.10	• 严控煤电项目，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。重点削减散煤等非电用煤，严禁在国家政策允许的领域以外新（扩）建燃煤自备电厂。

来源：国务院等

继续要求“严格合理控制煤炭消费总量”，明确重点区域新改扩建用煤项目，依法实行煤炭等量或减量替代，替代方案不完善的不予审批等。直至 2022 年生态环境部等七部委印发《减污降碳协同增效实施方案》，再次重申“严控煤电项目”。多项关键性的“双碳”政策，也都涉及对煤电准入门槛、规模控制、升级改造等方面的重点要求。

针对存量项目，通过推进“上大压小”、减量置换等替代项目，持续改造升级、优化结构。国家层面发布《关于深入推进供给侧结构性改革 进一步淘汰煤电落后产能 促进煤电行业优化升级的意见》《国家能源局关于稳妥有序做好“十四五”煤电行业淘汰落后产能有关工作的通知》《国家能源局关于下达 2022-2025 年煤电行业“先立后改”淘汰落后产能任务目标（第二批）的通知》等产业政策，鼓励依法依规淘汰煤电落后产能，尤其是不符合能耗和环保要求的 30 万千瓦以下煤电机组，重点推动大容量、高效率、超超临界机组替代小容量、低效率机组，计划关停容量和

实际完成情况如表 1-4。截至 2022 年底，全国火电单机 60 万千瓦及以上机组容量占比 47.7%，较 10 年前提高 7.6 个百分点，此外全球大约 70% 的超超临界机组在中国稳定运行。

有了顶层设计作为指引，各地严格落实淘汰关停任务指标，在保障供应的基础上科学谋划，部分重点区域及城市淘汰落后火电产能的情况如表 1-5。以“十三五”时期为例，多地出台淘汰关停 30 万千瓦以下燃煤机组的行动方案。煤电大省山西于 2022 年发布煤电项目“上大压小”实施方案，明确到 2025 年底，全省建成百万千瓦机组 1000 万千瓦以上，新建大机组煤耗低于 285 克标准煤 / 千瓦时；《河南省 2020 年大气污染防治攻坚战实施方案》要求到 2020 年底，除必须保留的机组外，30 万千瓦以下煤电机组原则上全部关停淘汰，60 万千瓦及以上煤电机组占全省煤电转机比重达到 65%。这些方式较好地保障了机组的新旧更替，在减污降碳进程中发挥出关键作用。

表 1-4 三个“五年”规划期间落后火电产能淘汰情况

时间跨度	计划关停容量 / 要求	实际关停容量
2011-2015	重点淘汰小火电 2000 万千瓦	2800 万千瓦（在“十一五”期间已关停 7700 万千瓦的基础上）
2016-2020	力争淘汰落后产能约 2000 万千瓦	超过 3000 万千瓦（提前完成目标任务）
2021-2025	各地和各中央发电企业按照有关要求，对符合淘汰关停条件和服役期满的煤电机组，结合电力热力供需形势，按照延寿运行、“关而不拆”转应急备用和关停拆除等需要提出分类处置意见	截至 2024 年，近十年累计淘汰超过 1 亿千瓦

数据来源：国家能源局

表 1-5 部分重点区域及城市关停燃煤机组的进展情况

重点区域	实际情况
京津冀	北京：截至 2017 年 3 月，燃煤电厂已全部关停，仅余 4 台机组停机备用。 天津：“十三五”期间淘汰关停军粮城电厂和静海热电厂 7 台共 86.2 万千瓦燃煤小火电，到 2027 年底将再完成煤电机组关停替代 130 万千瓦。 河北：“十三五”期间累计淘汰关停落后煤电机组 238.95 万千瓦，“十四五”前四年累计淘汰关停落后煤电机组 238.8 万千瓦。
长三角	江苏：“十三五”期间淘汰关停落后煤电机组 411.925 万千瓦，“十四五”前四年累计淘汰关停落后煤电机组 251.1 万千瓦。 上海：“十三五”期间全面完成中小燃煤锅炉替代或关停。 安徽：“十三五”期间淘汰关停落后煤电机组超过 104 万千瓦，“十四五”前四年淘汰关停落后煤电机组 117.4 万千瓦。 浙江：“十三五”期间淘汰关停落后煤电机组 214.4 万千瓦。
汾渭平原	山西：“十三五”时期淘汰关停落后煤电机组 425.6 万千瓦，“十四五”前四年共关停落后机组 279.2 万千瓦。 陕西：2018-2024 年淘汰关停落后煤电机组 103.6 万千瓦。 河南：“十三五”期间累计淘汰落后煤电机组近 600 万千瓦，关停容量居全国第一位；“十四五”前四年淘汰关停超过 156 万千瓦。

数据来源：地方发改委、能源局

2.2

不断完善技术标准体系， 实现末端排放清洁化

近十年来，中国实施了一系列针对燃煤电厂污染物排放的治理行动，技术路线改造升级贯穿始终，同时建立起完善的技术标准体系，共同推动末端排放清洁化目标落地。在此过程中，“超低排放”是煤电清洁化发展的核心技术，大规模改造工程成为煤电摆脱高排放高污染、走向清洁高效供应的关键支撑。

按照首个“大气十条”对燃煤机组提标改造的要求，2014 年 9 月发布的《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》提出，东部地区新建燃煤发电机组基本达到燃气轮机组的大气污染物排放水平。2015 年 12 月国务院召开第

114 次常务会议，决定在 2020 年前全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造，东、中部地区要提前至 2017 年和 2018 年达标，大幅降低发电煤耗和污染物排放。同期发布的《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》，正式开启煤电大规模超低排放改造序幕，成为“十二五”后期及整个“十三五”期间煤电治污的重头戏。

根据煤电机组超低排放要求——在基准氧含量 6% 条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物的排放浓度分别不高于 10、35 和 50 毫克 / 立方米。上述浓度限值较《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）中要求重点区域执行的特

表 1-6 中国煤电大气污染物排放标准升级及超低排放要求实施历程

阶段	标准（政策）名称	燃煤机组最严格的浓度限值要求 (单位：mg/Nm ³)			标准特点
		烟尘	SO ₂	NO _x	
1	《工业“三废”排放试行标准》 (GB J4-1973)	无要求	无要求	不涉及	未对排放浓度做出要求
2	《燃煤电厂大气污染物排放标准》 (GB 13223-1991)	600	无要求	不涉及	首次提出烟尘浓度限值
3	《火电厂大气污染物排放标准》 (GB 13223-1996)	200		650	首次增加 NO _x 为污染物
4	《火电厂大气污染物排放标准》 (GB 13223-2003)	50		450	要求燃煤机组全面进行 脱硫改造
5	《火电厂大气污染物排放标准》 (GB 13223-2011)	30/20 (重点区域)	100/50 (重点区域)	150	首次将汞及汞的化合 物列为污染物
6	《煤电节能减排升级与改造行动计划 (2014-2020 年)》《全面实施燃煤电厂 超低排放和节能改造工作方案》	10	35	50	首次要求新建燃煤发电机组 大气污染物排放接近燃气 机组排放水平

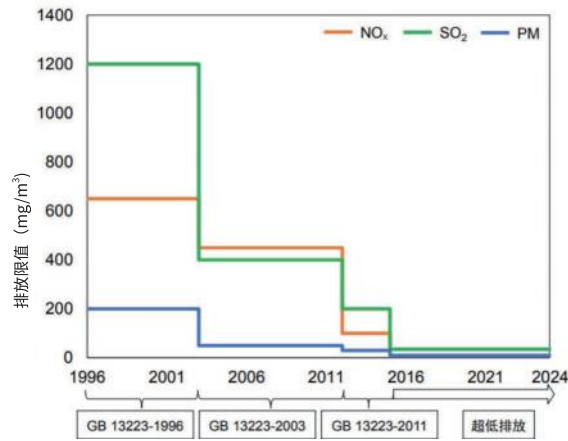
来源：生态环境部

别排放限值分别降低了 50%、30% 和 50%，较 1996 年的标准（GB 13223-1996）限值分别加严了 93%、97% 和 92%。煤电大气污染物排放标准升级历程如表 1-6，其中排放限值变化如图 1-4。

当时，中国燃煤机组主要集中在大气环境容量较小的东部地区，机组数量多、单机容量小、污染排放强度高，具备较大改造空间和提效潜力。截至 2017 年底，全国累计完成改造 7 亿千瓦左右，占煤电机组总装机容量的 71%。2013-2017 年，三个大气污染防治重点区域——京津冀、长三角和珠三角的 PM_{2.5} 年均浓度分别下降 39.6%、34.3%、27.7%，其中燃煤电厂超低排放改造对三区浓度下降的贡献占比分别达到 10%、24% 和 23%。

实践证明，超低排放改造不仅成为煤电实现清洁转型的关键一环，也为空气质量改善、缓解资源约束作出有力贡献，再次证明了环境保护与经济高质量发展可以双赢。“十四五”期间，全国

图 1-4 中国煤电大气污染物排放限值变化

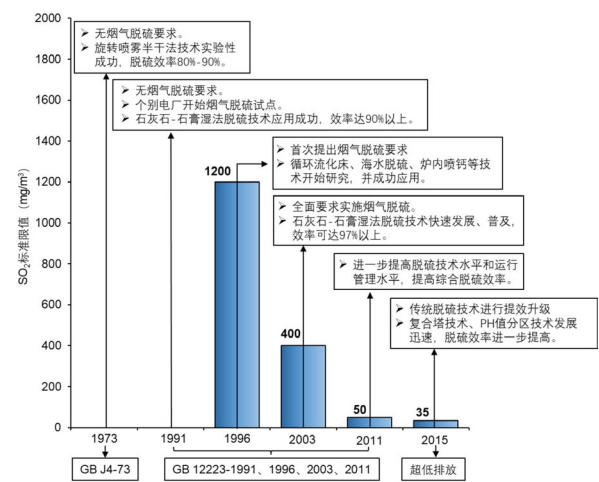


数据来源：生态环境部

95% 以上煤电机组已完成超低排放改造，煤电超低机组排放的颗粒物、SO₂ 和 NO_x 分别为 8.5 万吨、49.2 万吨和 79.7 万吨，分别较 2014 年减少 91%、92% 和 87%，中国建成了世界最大的超低排放火电厂群和清洁煤电供应体系。

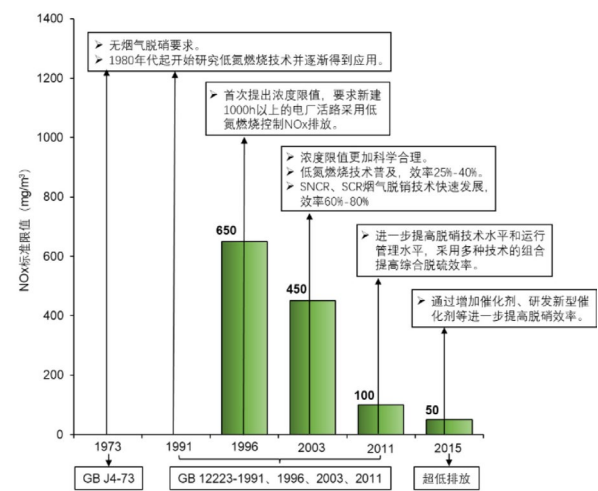
超低排放改造作为一项系统工程，再次印证了推进末端治理，标准体系建设是保障，技术有序升级是支撑。一方面，在生态环境部（原环境保护部）的组织领导下，中国构建了涵盖“排放标准 - 技术路线 - 工程规范 - 环境监测 - 运行管理”的全流程污染防治技术标准体系（如表 I），实现了烟气净化一体化统筹、差异化设计、精细化管理的目标，极大促进了燃煤电厂大气污染治理技术的跨越式发展，同时为更多行业提供了参考与示范。另一方面，排放趋严、标准提高倒逼和促进治理技术的不断创新，尤其是除尘、脱硫、脱硝这些末端治理技术、工艺及设备的更新迭代和转化应用（如图 1-5、1-6、1-7），有力支持了大气污染防治攻坚战的推进。在此过程中，中国电力行业烟气治理技术达到世界先进水平，这一成绩经得起历史检验，并已得到了国际认可。

图 1-5 中国燃煤电厂脱硫技术发展历程



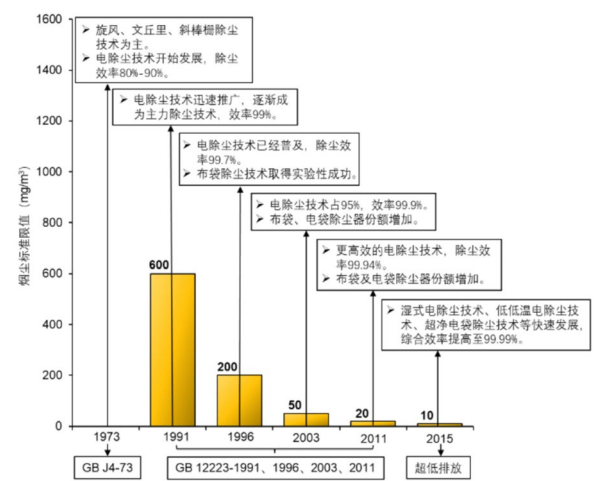
数据来源：生态环境部

图 1-6 中国燃煤电厂脱硝技术发展历程



数据来源：生态环境部

图 1-7 中国燃煤电厂除尘技术发展主要历程



数据来源：生态环境部

注：燃煤电厂末端治理技术主要由脱硫、脱硝、除尘三部分组成，通过各系统的协同使燃煤发电机组达到排放标准。治理技术的发展与排放标准的升级密切相关，历次标准升级均带动了相关技术的进步，特别是超低排放改造要求极大促进了烟气末端治理技术与工艺的发展。

2.3

开展节能降耗和低碳化改造， 降碳与减污协同推进

燃煤机组改造升级是一项连续性工作。以国家发展改革委、国家能源局在2021年10月印发的《全国煤电机组改造升级实施方案》为标志，煤电节能降耗改造、灵活性改造、供热改造（“三改联动”）正式启动，旨在提高电煤利用效率、减少电煤消耗、促进清洁能源消纳。按照目标要求，到2025年，全国火电平均供电煤耗降至300克标准煤/千瓦时以下；“十四五”期间，实施节煤降耗改造规模不低于3.5亿千瓦、供热改造力争达到5000万千瓦，灵活性改造完成2亿千瓦、增加系统调节能力3000万-4000万千瓦，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦。

节能降耗改造是要降低煤电机组度电煤耗，通过“少用煤”减少大气污染物和二氧化碳排放。在超低排放改造期间，节能改造已有同步推进——到2016年底累计完成节能改造4.6亿千瓦，占到2020年节能改造目标（6.3亿）的73%；到2021年，节能改造规模接近9亿千瓦。在此基础上，一边创造条件加快实施节能改造，一边逐步淘汰关停无法改造的机组，双管齐下持续提升煤电机组的能效水平和利用效率。

灵活性改造是让煤电机组进一步提升负荷调节能力，以平抑新能源电力的间歇性和波动性。随着煤电从电源主力转向调峰主力，现役机组需应改尽改。2021年以来，全国灵活调节煤电规模突破6亿千瓦，纯凝机组改造后最小技术出力可低至30%，热电联产机组改造后最小技术出力达到40%，极大提升了电力系统调节能力。到2027年，

预计还需完成2亿-4亿千瓦的改造任务，以支撑2025-2027年年均新增2亿千瓦以上新能源装机的合理消纳利用。

供热改造旨在让煤电机组承担更多供热负荷，替代更多采暖和工业分散小锅炉。“十三五”期间，中国形成以燃煤热电联产为主、大型锅炉房集中供热及其他高效供热方式为辅的格局。截至2024年，热电联产供热占到城市集中供热总量的六成以上，能源利用效率的提高有效带动了减污降碳协同增效。结合热负荷需求，改造在技术层面并无实质性难度，重点是技术方案可行性、经济性和运行安全性层面的协调与差别。

从实际进展来看，“十四五”前两年已完成改造目标的81%，节能降耗改造1.52亿千瓦、灵活性改造1.88亿千瓦、供热改造1.45亿千瓦，完成率分别约在43.5%、94.4%、290%。截至目前，合计改造规模超过7.4亿千瓦，背后既有通过机制保障、资金支持、标准规范等途径的统筹推动，也有从地方到行业、企业的大力投入与积极实践。同时，考虑机组安全稳定、造价成本、运行调度、投入产出以及改造后可能产生的影响，未来在优化配套政策、技术方案、管理运行等方面仍有提升空间，后续如何做好“一机一策”突破改造难度大的机组也是考验。

基于电力行业碳排放占比仍在40%左右的现实，治污与减碳的任务并重，煤电低碳化改造进程加速。2024年发布的《煤电低碳化改造建设行动

方案（2024—2027 年）》，鼓励采用多种降碳技术路线，从国家层面对生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存等低碳化技术提出目标要求：到 2025 年，转化应用一批煤电低碳发电技术；到 2027 年，煤电低碳发电技术路线进一步拓宽，建造和运行成本显著下降。由此，技术升级与攻关将为未来煤电转型提供更多可能，并协助煤电更加适应新型电力系统发展。

生物质掺烧方面，中国早在 2005 年已有首个煤粉掺烧秸秆发电项目，后于 2017 年启动 84 个燃煤耦合生物质发电试点项目。目前主要采取的直接掺烧、气化间接掺混和并联耦合发电三种方式，从技术层面来说基本不存在难题，但对于存量燃煤机组而言，运行效率、安全可控及经济性方面考验尚存，保障生物质资源大规模稳定供应也依然存在障碍。

绿氨掺烧方面，相关技术在中国现仍处于工业化试验阶段。绿氨自身生产成本明显高于传统以化石能源制取的工业合成氨，一旦大规模使用难免抬高发电经营成本，受此制约已有试点机组掺烧比例多在 5% 以下。未来要想达到行动方案设定的 10% 掺烧比例，保障绿氨原料产能、机组安全高效运行以及提高经济效益等都是亟待解决的难题。

碳捕集利用与封存（CCUS）是实现“双碳”目标的一项前瞻性重大技术，截至 2024 年 7 月全国规划运行的 CCUS 工程约有 120 个。煤电领域已陆续上马碳捕集量达万吨、十万吨级的项目，但受制于捕集封存的成本偏高、二氧化碳利用规模道有限、源汇匹配难度较大，以及封存后可能涉及的安全、环境等长期风险悬而未决等瓶颈，“煤电+CCUS”的大规模推广仍需时日。未来，需要以加强技术创新、补齐技术短板为核心抓手，推动 CCUS 技术实现低成本产业化应用。



2.4

多元经济政策提供支持，
市场激励机制灵活支撑

推进煤电减污降碳，需实现技术可行、可推广与经济可承受的协同统一。必要的环保投入是转型关键，既需要行业与企业主动发力，更离不开系统性政策支持托底。尤其在部分煤电企业面临经营亏损的背景下，政策支持的重要性更加凸显。近十年来，国家已构建多渠道、多形式的政策支撑体系，持续为煤电减污降碳提供稳定引导与坚实保障。

环保电价已被证实可有效发挥价格杠杆的激励和约束作用，政策历程如表 1-8。2012-2013 年，全国范围内开始推行脱硝电价；2014 年，国家发展改革委和原环境保护部联

合印发《燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》，煤电机组同时享有脱硫、脱硝和除尘电价；2015 年，国家发展改革委、原环境保护部、国家能源局联合发布《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》，明确了对燃煤电厂实行超低排放电价支持。据此，实现超低排放的燃煤机组最高可享受 3.7 分 / 千瓦时的加价，明显提升了电厂污染减排的积极性，在大气污染治理中发挥了重要作用。此后，2018 年出台的《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》进一步指出，将利用电价政策促进减排的方式上升到体制机制层面。

表 1-8 2014 年以来环保电价政策一览

文件名称	发布时间	要点
《燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》	2014.05	明确对燃煤发电机组新建或改造环保设施实行环保电价加价政策。
《关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》	2014.08	对脱硝、除尘排放达标并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，电网企业自验收合格之日起分别支付脱硝、除尘电价每千瓦时 1 分钱和 0.2 分钱。
《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》	2015.12	明确电价支持标准：对 2016 年 1 月 1 日以前已经并网运行的现役机组，对其统购上网电量加价每千瓦时 1 分钱（含税）；对 2016 年 1 月 1 日之后并网运行的新建机组，对其统购上网电量加价每千瓦时 0.5 分钱（含税）。上述电价加价标准暂定执行到 2017 年底，2018 年以后逐步统一和降低标准。
《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》	2015.12	在 2016 年起下调全国燃煤发电上网电价的同时，对于验收合格并符合超低排放限值要求的燃煤发电机组实行电价支持。

来源：生态环境部、国家发展改革委、国家能源局

电力作为中国最大的碳排放部门，减碳任务艰巨。为帮助企业提升碳排放管理能力、真正利用市场化手段助力减碳，全国统一的碳排放权交易市场于 2021 年 7 月正式启动，首批纳入发电行业重点排放单位 2200 余家，覆盖约 45 亿吨二氧化碳排放量，使其成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场。截至 2022 年底，全国碳市场累计成交额突破百亿元大关；2023 年、2024 年成交额分别为 144.44 亿元、181.14 亿元，交易规模持续扩大；截至 2024 年底，全国碳市场已完成三个履约周期的配额交易及清缴工作，综合价格收盘价于当年 4 月首次突破 100 元 / 吨，市场活力稳步提升。实践证明，不断完善的市场，以低成本的激励方式为煤电行业减排二氧化碳提供了灵活支撑，还为钢铁、水泥等更多非电行业以市场化手段推进减排带来宝贵参考。

值得关注的是，能源转型的关键十年，与新一轮电力体制改革（2015-2025 年）时间高度重合，后者虽不是推进减污降碳的直接手段，却是电力行业走市场化减排途径的重要制度支撑。例如，国家发展改革委于 2021 年发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，以此为基础，煤电容量电价机制于 2024 年落地实施。对煤电实行两部制电价政策，改变了在单一制电价体系下“只有发电才能获得收益”的模式，为稳定煤电预期、支撑绿色转型带来了利好。再如，中国目前已初步建成省、区域、省间高效协同，中长期、现货、辅助服务有机衔接的多层次统一电力市场体系，市场成为电力资源配置的重要手段，未来这一体系将持续完善并发挥保供应、促转型、稳价格的作用。



03

建议与展望



3.1

根据超低排放实践及新的环境质量要求， 完善火电排放标准

过去十余年间，我国火电减排的成效显著，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放总量和强度均实现了大幅下降。火电作为减污降碳的重点领域之一，未来将继续在空气质量持续改善过程中肩负重任。对此，建议根据不断加严的环境空气质量要求，结合超低排放改造等实践经验，适时完善火电厂大气污染物排放标准，尽快围绕更严格、更科学的标准制定开展相关研究论证。

一方面，标准是火电行业开展环境管理的直接支撑，对此进行适时修订完善，可为升级大气污染物排放控制水平提供引导和动力。中国《火电厂及锅炉大气污染物排放标准》经历过 4 次修订，现行标准于 2011 年修订发布、2012 年正式实施。经过十多年发展，火电厂自身的规模体量、工艺技术、排放水平、清洁化程度，及其所面临的发展环境、环保要求、任务目标等，相较当时均发生了较大变化。现行标准已不匹配行业整体格局

及未来发展形势，其中的排放控制要求距离当前的实际排放水平也有较大脱节。例如，即使相比该标准中规定的重点区域特别排放限值（即较严一档），超低排放限值也分别降低了 50%（烟尘）、30%（SO₂）和 50%（NO_x）。而后者作为中国燃煤机组清洁生产水平的新标杆，在实践层面已得到全面落实并带来减排实效。

另一方面，标准作为排放管理的“底层规范”，赋予火电厂大气污染物排放限值法律效力，将为落地执行提供强有力的支撑。目前，火电行业虽已全面完成超低排放改造，但因“超低排放”本身并不具备法规效力，也不包含处罚等强制性规定，从而导致法律法规层面仍缺乏对企业的严格约束，使得主管部门在进行监督管理时缺乏有效依据。吸引前期经验教训，通过标准加严管控，能够有效推动行业技术进步、设备升级及更长远的可持续发展，从而支撑空气质量持续改善。

3.2

直面清洁低碳转型新挑战， 强化减污降碳技术再攻关

立足中国能源转型、减污降碳的战略全局，煤电在保供应、促消纳、稳系统方面发挥着不可替

代的作用。截至 2024 年底，中国在役煤电规模达到 11.9 亿千瓦，在未来较长一段时期内，立

足中国能源转型、减污降碳的战略全局，煤电在保供应、促消纳、稳系统方面发挥着不可替代的作用。截至 2024 年底，中国在役煤电规模达到 11.9 亿千瓦，在未来较长一段时期内，煤电仍是关乎电力系统安全、稳定、清洁的重要组成部分，其减污降碳进展将直接关乎能源领域的碳达峰碳中和进程。为此，持续实施煤电减污降碳技术攻关、提升清洁低碳高效运行水平至关重要。随着形势、定位、功能的变化，煤电发展面临着新环境、新挑战，相应对技术升级提出新要求。例如，针对 2023 和 2024 年燃煤电厂 SO_2 和 NO_x 排放量的不降反升，以及同时发生供电煤耗罕见的不降反升，在机理和解决方案方面亟待进一步研究。面对煤电转型过程中出现的新问题，技术创新是不可或缺的关键支撑，同时需探索解决电力系统的整体资源联合协同等问题。再如，在保障能源供应安全的基础上，若能有效替代部分燃煤消耗，

可实现从源头上推进减排。常规燃煤机组掺烧生物质是重要途径，且在中国已有一定的基础和实践。下一步还需根据机组实际状况，结合不同机组的设计参数、运行要求、安全性能、经济可行等因素，因地制宜提高掺烧的综合效益，从而真正实现高效耦合。

电力行业清洁低碳转型将催生诸多全新技术挑战，对行业技术创新能力的要求也将日益提升。煤电不仅要在节能、环保、降碳技术全面跻身世界先进水平的基础上，持续推进技术升级迭代，深挖自身降耗减碳潜力；更需积极凝聚技术合力，适配多能源品种耦合发展的需求，即顺应新型电力系统建设趋势，构建“多源互补”的能源发展新格局。唯有聚焦技术路线的攻关突破与拓展延伸，加大技术研发投入，才能催生更多具有突破性的创新成果。

3.3

清洁低碳同时兼顾经济性， 以长期运行收益支撑转型

煤电清洁低碳发展势不可挡，但客观来说转型任务艰巨，需要技术升级、设备更新、系统改造等一系列支撑。各项工作背后均离不开资金投入，无论是超低排放改造、淘汰落后产能、“三改联动”，还是未来进一步实施低碳化改造等举措，必要的资金保障均不可或缺。

以煤电大省山西为例，预估完成“十四五”煤电机组“三改联动”的总投入在 110 亿元左右。再如，为完成 2024-2027 年煤电低碳化改造任务，内蒙古谋划 21 个项目的总投资在 335.86 亿元，即便是有财政“输血”，对于单个电厂来说改造

仍是一笔不小投入。对此，仅靠“输血”远远不够，保持煤电行业自身的良性运转才能真正支撑转型，“造血”是根本解决办法。

近年来，出于“煤电顶牛”等因素，煤电企业一度陷入困境，行业整体尚未扭转亏损之势。基于此，改造不应加重煤电发展负担，而要以长期运行收益为其减负，以合理的价格激励机制引导煤电高质量低碳转型。中国已在积极探索政策与市场协同发力的有效机制，通过建立电煤中长期合同制度、煤电容量电价机制、强化电力服务辅助市场，以及推动煤电与煤炭联营、煤电与新能源

联营，支持探索综合能源供应等手段，多措并举助力煤电企业纾困，希望以经济效益提升为动力，激发煤电清洁高效转型的活力。随着煤电走向深度转型，经济性难免面临挑战和限制。特别是低碳化发电至今仍被视为世界性难题，诸如 CCUS（CCS）、生物质和绿氨掺烧等技术路线，在规范逐步建立、技术逐步打通的基础上，制约其大规模应用的主要原因正是经济性不足。相比传统煤电，清洁高效低碳的煤电发展模式，理应走出一条成本可控、收益可得的新路径——不止关注改造初始投资有多少，更要着眼于改造后机组长周期稳定运行的效益保障。

值得一提的是，建议“经济可承受”，并不是单纯从“兴煤电”的角度出发为其谋出路、延寿命，而是出于对现实状况的严谨考量。在新能源尚未实现安全可靠替代之前，煤电仍有其存在的战略价值。同时，考虑到北方持续增长的供热需求，清洁高效的热电联产机组，对于供热行业而言也有着现实意义。中国仍存有 6 亿 -7 亿千瓦的高参数、大容量、低排放煤电机组，尤其是把这些先进煤电资产存得住、用得好，对于保障能源供应安全有着现实意义，亦是统筹推进“双碳”目标的必由之路。



| 新能源发展篇

»



01

十年发展概述



从源头加强防控、促进能源转型是持续推动空气质量改善与二氧化碳减排的治本之策。聚焦电力领域，在保障电力供应安全的基础上，全行业在十多年间大力优化推进结构优化调整——供给侧推进传统以煤电为主的电源结构快速向多元化、绿色化转型；需求侧随着电气化进程加速演进，非化石能源利用规模迅速攀升。供需两侧同频共

振、协同发力，正加速推动清洁低碳、安全高效的能源电力体系落地成型。

自 2013 年起，国家层面的三个清洁空气行动计划亦围绕非化石能源开发利用、清洁能源有序替代等重点工作展开了系统部署，在新能源高质量发展进程中起到积极推动作用，如表 2-1。

表 2-1 三个国家级清洁空气行动计划对非化石能源发展提出的重点要求

政策文件	时间跨度	具体要求
《大气污染防治行动计划》	2013-2017	- 京津冀、长三角、珠三角等区域加大非化石能源利用强度等措施替代燃煤。 - 积极有序发展水电，开发利用地热能、风能、太阳能、生物质能，安全高效发展核电。到 2017 年，运行核电机组装机容量达到 5000 万千瓦，非化石能源消费比重提高到 13%。
《打赢蓝天保卫战三年行动计划》	2018-2020	- 重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模，新增用电量主要依靠区域内非化石能源发电和外送电满足。 - 加快发展清洁能源和新能源。到 2020 年，非化石能源占能源消费总量比重达到 15%。有序发展水电，安全高效发展核电，优化风能、太阳能开发布局，因地制宜发展生物质能、地热能等。在具备资源条件的地方，鼓励发展县域生物质热电联产、生物质成型燃料锅炉及生物天然气。加大可再生能源消纳力度，基本解决弃水、弃风、弃光问题。
《空气质量持续改善行动计划》	2023-2025	大力发展新能源和清洁能源。到 2025 年，非化石能源消费比重达 20% 左右，电能占终端能源消费比重达 30% 左右。

来源：国务院

对照行动要求，电力行业在支撑能源自给“量足价稳”的同时加速清洁低碳转型，带动非化石能源在十年间实现了跃升发展，新能源发电成为转

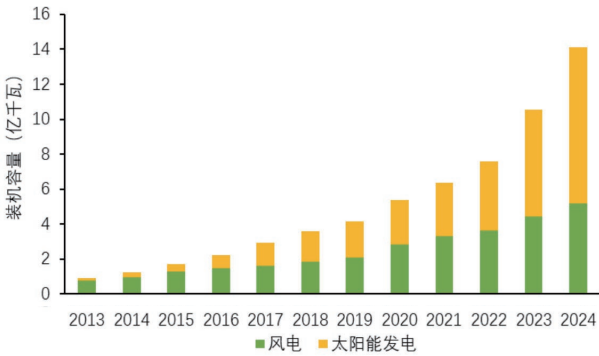
型进程中的“先锋队”和“主力军”，技术装备、管理运行等水平处于世界一流水平，消纳利用水平逐步趋于稳定高效。

在装机量方面，2014-2024 年，中国风电和光伏发电装机总量增加了 1000% 以上。截至 2024 年底，光伏发电装机容量约 8.9 亿千瓦，风电装机容量约 5.2 亿千瓦，合计超过 14 亿千瓦，提前六年完成中国于 2020 年在气候雄心峰会上宣布的“2030 年风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上”的承诺，如图 2-1。新能源正逐步从中国电力装机的增量主体向存量主体转变，如图 2-2。在发电量方面，十年间风电和太阳能发电量增加了 900%

以上，如图 2-3。新能源的发电量占全国发电总量的比例从 2014 年的约 3% 上升至 2024 年的约 18%，成为电力供应的重要组成部分，如图 2-4。

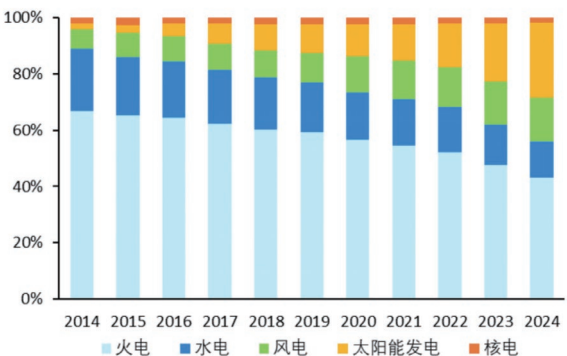
至此，中国构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，为能源电力领域的绿色转型提供了有力支撑，通过供需双向发力推动空气质量改善与气候变化应对。回溯十年历程，本报告将中国新能源发展划分为三个阶段。

图 2-1 2014-2024 年全国风电和太阳能合计装机容量



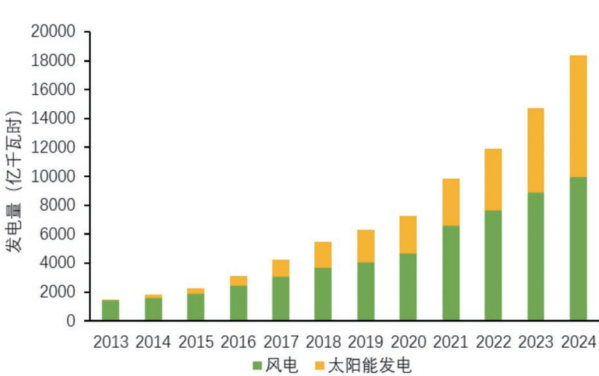
数据来源：中国电力企业联合会

图 2-2 2014-2024 年全国发电装机容量结构变化



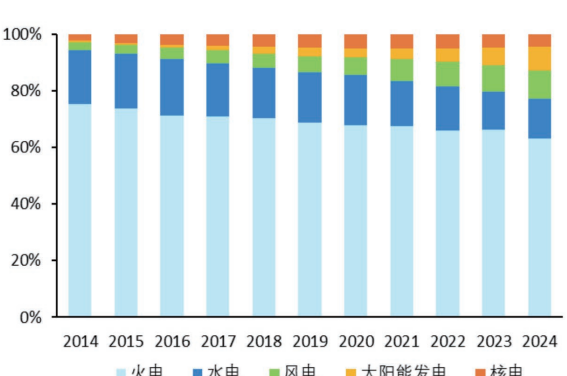
数据来源：中国电力企业联合会

图 2-3 2014-2024 年全国风电和太阳能合计发电量



数据来源：中国电力企业联合会

图 2-4 2014-2024 年全国发电量结构变化



数据来源：中国电力企业联合会

1.1

2014-2017 年： 政策引领破局，走向健康快速成长

中国风、光产业起步于 2000 年前后，历经十多年的产业化探索与培育，初步形成相对完整的加工供应体系，后于 2010 年起受到国内外能源形势、市场变化等影响，行业进入深度调整阶段，直至 2013-2014 年重现转机。尤其是“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为新能源电力发展指明了前进方向。

针对光伏发电，2013 年发布的《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》作为一个重要标志，不仅引导了各方充分认识到健康发展光伏产业的重要性，更是推进了国内应用市场开拓、产业结构调整和技术进步、产业发展秩序规范、并网管理和服务完善等多方部署。同年 8 月，《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》印发，实行三类资源区光伏上网电价及分布式光伏度电补贴，正式催生了我国光伏应用市场的“黄金时代”。此外，国家能源局于 2014 年印发《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，开启分布式光伏发展元年。2014 年，全国光伏发电累计并网装机容量同比增长 60%，年发电量同比增长超过 200%。

随后的三年时间，光伏产业延续回暖走势。2015 年，中国光伏发电新增装机超过德国，累计装机容量达到 4318 万千瓦，首次跃居全球光伏装机容量最大的国家；2016 年，中国光伏发电新增和累计装机容量均为全球第一，产业链各环节

生产规模在全球的占比均超过 50%，且稳居首位；2017 年，全国光伏发电新增装机居于可再生能源之首，年发电量首超 1000 亿千瓦时。期间，产业格局随着市场分布、用电需求等因素发生变化，集中式与分布式光伏并举，新增布局由西北向中东部地区转移的趋势明显。当时测算显示，截至 2017 年 11 月，中国光伏年发电量达到 1069 亿千瓦时，可替代 3300 万吨标准煤、减排二氧化碳 9300 万吨。

针对风电，2014 年主管部门围绕项目核准、新建、消纳出台了《关于印发“十二五”第四批风电项目核准计划的通知》《关于印发全国海上风电开发建设方案(2014-2016)的通知》《关于做好 2014 年风电并网和消纳工作的通知》等多项利好政策，共同推动陆上和海上风电的建设发展加速。当年，风电新增装机容量创下历史新高，使得风电装机总量突破 1 亿千瓦大关，中国成为全球首个风电装机量达到 1 亿千瓦的国家。同时，随着技术水平显著提升、产业链协同发展、可靠性持续提高，中国风电机组平均利用率可达到 97% 以上。

在此基础上，中国风电产业增长势头持续强劲，“十二五”期间累计发电量达 6508 亿千瓦时，可替代标准煤 1.96 亿吨、减少向大气排放 CO₂ 约 5 亿吨、SO₂ 约 157 万吨、NO_x 约 137 万吨。2015 至 2017 年，风电累计并网装机容量由 1.29 亿千瓦增至 1.64 亿千瓦，风电发电量占全部发电

量的比重由 3.3% 升至 4.8%。早年的弃风限电现象在 2017 年得到大幅好转，三年间全国风电平均利用小时数从 1728 小时增加到 1948 小时。尤其是在陆上风能资源经济技术开发潜力较好的“三北”地区，风电已成为支撑电力供应的重要来源。截至 2017 年底，中国可再生能源装机量和发

电量分别达到 6.5 亿千瓦和 1.7 万亿千瓦时，约占全国电力装机总量和发电总量的 36.6% 和 26.5%。继水电之后，风电、光伏发电的装机规模双双跻身“亿千瓦”阵营，开发与利用水平明显提升。

1.2

2018-2020 年： 全球领跑进阶，持续深化降本增效

经过上一阶段的快速增长，中国风、光装机规模均进入全球领先之列，清洁能源供给能力持续增强，利用率接近并部分超过国际认可的平均合理水平（弃电率 5%-10%），为建设清洁低碳的能源电力体系奠定基础。2018-2020 年间，降本增效成为新能源发展的关键词。

2018 年，中国光伏发电装机达到 1.74 亿千瓦，远超《太阳能发展“十三五”规划》中提出到 2020 年底实现 1.1 亿千瓦以上的目标。风电装机量攀升至 1.84 亿千瓦，发电量占比首次突破 5%，位列煤电、水电之后，成为我国第三大电源。在此推动下，中国非化石能源发电装机容量占到全国总装机容量的 40.8%，超额完成“十三五”规划提出的 39% 目标值，新能源发电量占全国发电量增长的贡献率进一步增至 22.2%。

2019 年，中国光伏发电新增和累计装机容量继续保持全球第一，弃光率降至 2%。风电装机量步入 2 亿千瓦台阶，发电量首次突破 4000 亿千瓦时，约相当于当年 4 个三峡电站的发电量。对照国家发展改革委、国家能源局发布的《清洁能

源消纳行动计划（2018—2020 年）》，风电、光伏发电均提前一年实现消纳目标，带动中国非化石能源占一次能源消费的比重达到 15.3%，提前一年完成“十三五”规划目标。

2020 年，中国光伏发电、风电同比新增装机增速分别高达 60.1% 和 178.4%。全年可再生能源开发利用规模达到 6.8 亿吨标准煤，相当于替代煤炭近 10 亿吨，减少 CO₂、SO₂、NO_x 排放量分别约达 17.9 亿吨、86.4 万吨与 79.8 万吨。至此“十三五”收官，期间中国可再生能源装机规模年均增长约 12%，以风光为代表的可再生能源在年度装机增量中占比超过 50%。非化石能源占一次能源消费总量的比重较 2014 年上升超过 4 个百分点，由此进入发电装机“增量替代”阶段。

除了“量”的增长，风电、光伏发电不断追求“质”的优化。一个显著特征是发电成本持续下降。风、光发电要想实现对传统煤电的替代，摆脱补贴依赖、走向平价上网是必然趋势，这就要求产业链各环节持续推进降本增效，推动发电成本与燃煤

标杆电价相当甚至更低，由此才能真正具备市场竞争力。

客观来说，《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（业内称“531 新政”），以及 2019 年国家发展改革委、国家能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》等政策，从顶层设计层面开启了风光平价上网时代。但从本质上看，降本增效源自产业内生动力，通过技术创新突破、装备水平提升、产业链条完善等多措并举叠加显著的规模优势，推动新能源投资成本快速下降。统计显示，2018 年中国陆上风电项目平均单位千瓦造价约为 7100 元（部分地区低于 6000 元），光伏发电项目平均单位千瓦造价约 5500 元（部分电站低于 5000

元）。在此过程中，新能源初始投资成本的降低直接带动度电成本下降，并逐步接近平价目标。2020 年，中国陆上风电、光伏发电平均度电成本分别降至 0.38 元和 0.36 元左右，基本与燃煤标杆电价持平，在全球新能源市场具备较强的成本竞争力。

总体来看，该阶段是中国新能源产业由弱到强的规模化发展时期。在此基础上，2020 年 9 月提出的“双碳”目标，进一步明确到 2030 年，“非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右”“风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上”，从顶层设计出发明确新的预期，兼顾对可再生能源生产供给、消费利用的科学指引。以此为标志，风光迎来下一阶段的系统级跃升。

1.3

2021-2024 年： 系统协同优化，实现历史性跃升发展

进入“十四五”时期，促进新能源和清洁能源发展被放在了更加突出的位置。这一阶段是电力清洁低碳转型最快的阶段，风光产业实现了高质量发展和历史性跨越，为全国乃至全球清洁低碳转型作出了积极贡献。

从装机量看，四年间风光累计装机规模分别超过 6 亿、7 亿、10 亿和 14 亿千瓦，而且在 2024 年首次超过煤电装机，成为装机量和发电量年度新增的主体。至此，中国风、光新增装机占到全球新增的六成以上，合计规模接近全球装机总量的一半。在风光装机持续快速增长的带动下，全国

可再生能源发电装机占比由 2021 年的 44.8% 提升到 2024 年的 56.4%，累计装机容量突破 18.89 亿千瓦。

其中，风电发展远超预期：2021 年并网装机容量突破 3 亿千瓦，较 2016 年底实现翻倍；2022 年海上风电装机规模突破 3000 万千瓦，连续两年位居全球首位；2023 年新增装机超 7500 万千瓦，创历史新高，推动中国风电累计装机连续 13 年稳居全球第一；2024 年新增装机容量超过 8000 万千瓦，再度刷新纪录，中国风电累计装机容量达到全球一半左右。

光伏发电呈跨越式增长：作为 2021 年最大亮点，分布式光伏新增装机占比首次突破 50%，1 亿多千瓦装机量约占光伏并网总装机容量的 1/3；2022 年光伏发电超过 8000 万千瓦的新增装机量，推动中国光伏装机规模连续 10 年保持全球第一；2023 年凭借 6.09 亿千瓦的装机总量，光伏发电超过水电一跃成为中国第二大电源；2024 年新增装机规模超过 2.77 亿千瓦，相当于 2010 至 2020 年累计装机量。

从发电量看，新能源发电在中国电力供应中的作用日益凸显。2021 至 2024 年，风光发电量在全社会用电量的占比从首次突破 10%（11.7%）稳步提升到超过 18%，相当于年均提高近 2 个百分点，说明新能源已成为不可或缺的主力电源之一。根据全国新能源消纳监测预警中心公布的数据，四年间，全国风电平均利用率分别为 96.9%、96.8%、97.3% 和 95.9%，光伏发电平均利用率分别为 98.0%、98.3%、98.0% 和 96.8%。尽管部分时段、局部区域的消纳表现仍有波动，但利用率整体保持在较高水平，彻底扭转了“十二五”

至“十三五”中期弃风弃光率偏高的态势。

“十四五”以来，电能占终端能源消费的比重提升 4 个百分点左右，风光在其中发挥着主力作用，四年累计发电量超过 5.4 万亿千瓦时，相当于节约超 16 亿吨标准煤。在全社会用电量中，平均每 3 度电中就有 1 度绿电。

除了装机量、发电量两个核心指标，新能源电力的系统发展还表现在从“重规模”到“重价值”的转变，具体表现包括产业发展由政策驱动有序进入市场导向，全产业链技术水平和经济性不断升级，建发输用各环节的模式逐步完善等。由此，中国建成了全球最大、最完整的新能源产业链。2024 年，中国光伏组件产量连续 16 年位居世界首位，出口区域覆盖亚洲、欧美、非洲及大洋洲等，为全球提供了 80% 的光伏组件；中国风电机组出口量同比跃升 71.9%，为全球贡献了 70% 的风电装备，全球风电机组制造商生产容量前 10 名中有 6 家是中国企业。“十四五”期间，中国出口的风电光伏产品累计为其他国家减少碳排放约 41 亿吨，为全球低碳转型作出了重大贡献。



02

经验总结



十年来，在新能源产业持续快速发展的驱动下，非化石能源生产和消费比重稳步提升，2024 年首次超越石油成为中国第二大能源类型，从而推动能源转型成效显著。未来，新能源将从根本上持续推动电力减污降碳，为改善空气质量和应对气候变化作出更大贡献。

回顾 2014-2024 年，中国风电累计并网装机容量从约 9600 万千瓦增至约 5.2 亿千瓦，增长 4

倍有余；光伏发电累计并网装机容量从约 2800 万千瓦增至约 8.8 亿千瓦，增长 30 多倍。同时，风光发电量合计从不到 2000 亿千瓦时增至 1.8 万亿千瓦时以上，在 2024 年已与同期第三产业用电量基本持平。装机规模和发电量跨越式增长的背后，一系列优秀做法和宝贵经验值得总结和记录。

2.1

政策体系日趋完善， 筑牢发展制度保障

在“四个革命 一个合作”能源安全新战略指引下，可再生能源政策体系逐步完善，形成了包括法律法规、战略规划、产业政策、标准体系、监督管理等多维度在内的“四梁八柱”，为产业健康可持续发展奠定了制度保障。

顶层设计引领规划目标，科学有序推进提质扩量。作为全球最大的能源生产和消费国，中国的电力需求体量大且增长快。把握好可再生能源发展的目标、路径和节奏十分关键。对此，继 2013 年《大气污染防治行动计划》发布后，《能源行业加强大气污染防治工作方案》于 2014 年 3 月落地，明确“着力保障清洁能源供应，推动转变能源发展方式，显著降低能源生产和使用对大气环境的负面影响”的指导思想，按照近

期（2015 年）、中期（2017 年）和远期，分阶段制定了非化石能源消费比重提升、水风光装机容量及能源消费结构调整等目标。其后，《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》《“十四五”可再生能源发展规划》，以及历年能源工作指导意见等战略性文件，围绕装机、利用等核心指标，在不同发展阶段有效发挥规划的引导作用，规划导向也从注重设定总量目标转向兼顾规模、消纳及系统协同等综合发展，引领可再生能源开发利用迈向高质量发展。“双碳”目标提出后，以“1+N”为代表的顶层设计文件及配套落实方案陆续出台，在聚焦“双碳”目标任务的过程中，为可再生能源进一步跃升发展提供了关键指引，如表 2-2。

表 2-2 国家级“双碳”相关文件对可再生能源提出的重点要求

政策文件	发布时间	具体要求
《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	2021.09.22	• 到 2025 年，非化石能源消费比重达到 20% 左右；到 2030 年，非化石能源消费比重达到 25% 左右，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上；到 2060 年，非化石能源消费比重达到 80% 以上。 • 实施可再生能源替代行动，大力发展风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等，不断提高非化石能源消费比重。 • 坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用。 • 构建以新能源为主体的新型电力系统，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力。
《2030 年前碳达峰行动方案》	2021.10.24	• 到 2025 年，非化石能源消费比重达到 20% 左右；到 2030 年达到 25% 左右。 • 全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。 • 坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。 • 积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。 • 进一步完善可再生能源电力消纳保障机制。 • 到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。
《减污降碳协同增效实施方案》	2022.06.10	• 实施可再生能源替代行动，大力发展风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等，因地制宜开发水电，开展小水电绿色改造，在严监管、确保绝对安全前提下有序发展核电，不断提高非化石能源消费比重。
《工业领域碳达峰实施方案的通知》	2022.07.07	• 调整优化用能结构，包括“支持具备条件的企业开展‘光伏+储能’等自备电厂、自备电源建设”。 • 推动工业用能电气化，包括“提升消纳绿色电力比例”。 • 加快工业绿色微电网建设，包括“促进就近大规模高比例消纳可再生能源”等。

来源：国务院等

产业政策在适时调整中不断完善，为产业持续稳定发展保驾护航。在十年发展历程中，相关政策及标准一直在动态调整、及时完善，以更好适配不同阶段的发展诉求，实现由政策兜底到市场导向的根本性转变。其中，一个重要标志是可再生能源上网电价的变化，从产业发展初期靠补贴扶持，到补贴逐步退坡、逐年调整标杆电价，再到推动风光通过竞争性配置逐步进入平价发展阶段，最终全面参与市场竞争，相对应的价格政策引导贯穿始终，如表 2-3。

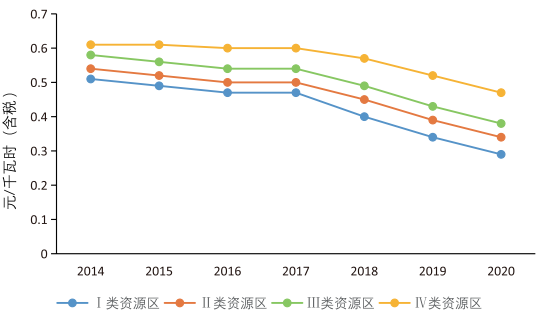
电价依据风光技术升级、成本下降、规模演进等实际情况而“因时制宜”调整，推动行业逐步实现市场化定价。陆上风电、集中式光伏发电的电价变化如图 2-5 和 2-6。新能源处于全面进入市场化的转型关键期，包括《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》在内的引导政策陆续出台，确保新能源平稳有序过渡。

表 2-3 可再生能源上网电价政策演进

2014-2018 年	2019-2020 年	2021-2024 年	2025 年→
标杆电价	指导价与竞争性配置	平价上网	全面市场化
• 全电量标杆电价 • 全额保障性收购	• 标杆电价走向指导价 • 补贴逐步退坡 • 保量保价 + 保量限价	• 新项目平价 / 低价无补 • 全面退补 • 市场化交易比例扩大	• 差异化推行新能源 全电量入市

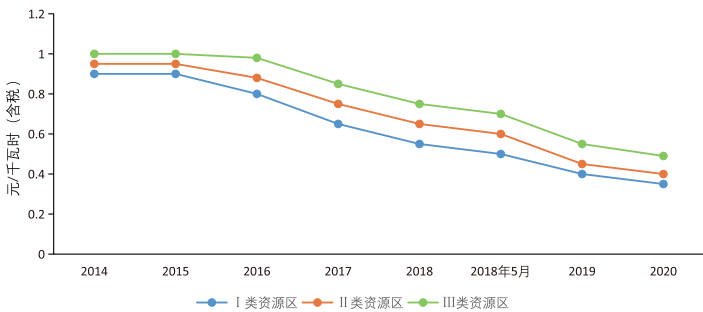
来源：国家发展改革委、国家能源局

图 2-5 2014-2020 年陆上风电上网电价政策演变



数据来源：国家能源局

图 2-6 2014-2020 年集中式光伏上网电价政策演变



数据来源：国家能源局

回顾历程，全额补贴在新能源产业起步阶段发挥了关键的扶持作用。后来的补贴退坡直至完全取消，倒逼产业持续降本增效，引导从依赖“输

血”到自我“造血”的转变，从根本上撬动了新能源产业的新发展。

2.2

开发方式因地制宜，
构建多元协同发展格局

中国风电、光伏资源分布不均，在开发建设过程中还需考虑土地空间、生态环境、电网配套等因素，关键是如何因地制宜有效配置和最大化用好资源。相比早期以集中开发方式为主，以《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》阐明“集中式与分布式发展并举”的原则为标志，风电开发走向大型现代基地与分散式并行，光伏开发兼

顾大基地建设与分布式协同。特别是分布式光伏，近些年以半数左右的新增占比，逐步与集中式开发并驾齐驱，成为光伏发展的主要方式之一。此外，以风光为代表的清洁能源开发由资源富集地向负荷集中地并行推进，陆上与海上协同、水风光多能互补，可再生能源多元化开发利用的格局日益优化。

在集中式开发方面，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设最具代表性。按规划，中国到 2030 年将建设风光大基地总装机约 4.55 亿千瓦，第一批项目已于 2023-2024 年进入投产高峰，第二、三批项目也在加快推进。这种由资源导向到系统集成的开发方式，不仅有利于集约利用土地空间、输电通道走廊等外部资源，还能有效降低单位千瓦的基建、运维等成本，并且有利于区域协同消纳，从而更好形成规模效应。大基地建设同时强调严守生态红线、规范用地管理等要求，为绿色电力与生态治理的结合积累了实践经验。部分项目在建设过程中，或展开新技术、新材料、新工艺的研究和实证，或推动 AI 算法模型等智能化成果落地，或形成“沙戈荒”基地建设标准体系，这些都是十分有益的积极尝试。

在分布式开发方面，针对市场点多面广、单体规模较小等特点，创新模式和应用场景不断涌现。

例如，2021 年启动的光伏整县推进、2024 年启动的“千乡万村驭风行动”等，均是从示范试点起步并稳步有序推进。前者将光伏与建筑资源相结合，充分考虑不同地区、不同建筑类型及状况的差异，有侧重点地予以实施；后者将风电发展与乡村振兴相结合，在具备条件的行政村全域推广风电项目。尽管在实践过程中，部分地区和项目遇到一些问题和挑战，但这些都是因地制宜实施新能源多元化开发建设的有益探索。此外，根据应用场景不同，多元开发模式全面开花，包括盘活企业屋顶资源并助力降低用电成本的工商业分布式光伏、把光伏组件作为建筑构件的光伏建筑一体化（BIPV）、适用于中东南部的低风速区域分散式风电等，以及衍生出的“光伏+”农、渔、牧业互补，风力“水上发电、水下养鱼”等创新理念，不仅有利于可再生能源自身集成融合发展，也提升了单位面积土地的产出价值。

2.3

多措并举助力消纳， 夯实规模化发展基础

促进高效消纳是保障新能源大规模可持续发展的核心。在产业发展早期，规模化开发加速推进，系统消纳能力却出现严重不足，导致新能源平均利用率在 2016 年一度降到 84% 的较低水平。为兼顾新能源的开发和利用，中国从政策机制层面展开引导，通过提升系统调节能力、加快配套电网建设、完善市场化机制等措施共同促进消纳。自 2019 年起，全国风电、光伏平均利用率长期维持在 95% 以上。近十年新能源并网消纳情况如表 2-4（注：前期主要公布弃风弃光率，后改为利用率）。

在此过程中，以政策环境为有力保障，以市场机制为根本依托，国家及地方的行动举措发挥了重要作用。例如，为推动解决系统调节能力这一关键瓶颈，相关政策不仅明确和理顺煤电、抽水蓄能、新型储能等调节资源的长效发展，还从体制机制层面予以完善，充分激活常规电源的调节能力。通过持续加大煤电灵活性改造的力度，煤电机组的负荷调节能力有效提升，改造后机组最小技术出力普遍降至 30% 以下，部分先进机组甚至可降至 20%，显著提高对新能源大发时段的调峰承接能力，每年可新增调

表 2-4 2014-2024 年全国新能源并网消纳情况

年份	风电	光伏发电
2014	弃风率 8%	弃光率约 14%
2015	弃风率 15%	国家电网调度范围 (不含蒙西) 弃光率 12.62%
2016	弃风率接近 20%	弃光率达 10% 以上
2017	88.0%	94.0%
2018	93.0%	97.0%
2019	96.0%	98.0%
2020	96.5%	98.0%
2021	96.9%	98.0%
2022	96.8%	98.3%
2023	97.3%	98.0%
2024	95.9%	96.8%

数据来源：全国新能源消纳监测预警中心、国家能源局

峰容量超 4000 万千瓦时，为新能源消纳腾出巨大空间。抽水蓄能、燃气发电等调节性常规电源建设同步提速，进一步夯实系统调节基础。以电化学储能为代表的新型储能，也加速走向规模化发展阶段，“十四五”以来装机规模达到“十三五”末的 20 倍左右。在国家顶层设计的指引下，多地也纷纷探索建立储能电站参与辅助服务市场的补偿机制，以提高储能利用率和收益水平。例如，浙江推出储能电站参与调频市场的细则，明确补偿标准和考核机制，为储能电站提供了新的盈利渠道；江苏、山东鼓励自愿配建或租赁储能，通过绿电交易、辅助服务（如调峰）获利等。2024 年，全国新型储能累计装机首次超过抽水蓄能，成为电力系统的第二大灵活性调节资源，调度运行水平持续提升，持续增强系统灵活性。

此同时，多方协力共同支撑了新能源消纳水平的提升。例如在电网端，特高压作为电力输送方式的重大变革，在绿电跨省跨区传输和消纳方面起着无可替代的作用。例如，2014 年核准建设、2016 年投产的宁东-浙江 ±800 千伏特高压直流输电工程（灵绍直流），作为大气污染防治行动计划重点输电通道，截至 2024 年底累计向浙江地区输送电量突破 3660 亿千瓦时，相当于就地转化 1.44 亿吨标准煤，减排 3.6 亿吨二氧化碳、1070 亿吨二氧化硫、535 万吨氮氧化物，在支撑华东电力保供的同时有效促进了西北地区的新能源消纳。截至 2024 年底，中国已建成投运 42 项特高压交直流工程，构成了全球规模最大、技术最先进的超远距离输电网络，对应跨省跨区输电能力超过 3 亿千瓦。当年，跨区特高压直流通道输送清洁能源电量约 4200 亿千瓦时，较“十三五”末增长 70%，占总送出电量的比重接近 60%。

2.4

科技创新驱动升级， 完善产业链降本增效

一直以来，中国新能源产业发展坚持走技术创新引领高质量发展之路，以技术产品的升级迭代推动发展、满足需求。目前，中国已拥有全球最完整、最先进的风电和光伏发电产业链，新能源发电技术、设备研发设计水平、集成制造体系全球领先，陆上风电和光伏发电平均度电成本已低于传统化石能源发电。

在风电领域，中国已成为世界最大的风电设备生产国。陆上风机单机容量从 2020 年平均不到 3 兆瓦，跃升至 2023 年平均 9 兆瓦以上，再到 2024 年自主研发的新一代“沙戈荒”10 兆瓦陆上风机投运，成为当时全球陆上最大商业化运行风电机组。海上风电快速进入大机型竞赛时代，从 2000 年平均单机容量不足 5 兆瓦，提升至如今推出 20 兆瓦及以上的“巨无霸”，并实现从近海向深远海的战略挺进。科技创新支撑大容量机组从设计研发、装备制造、建设调试到运行维护的全链条自主可控性，推动双馈异步、直驱永磁、半直驱等多种技术路线并行发展，适用于不同风能资源条件和场景需求，在提升资源利用率和可靠性的同时，有效降低单位造价、运维及综合发电成本。

在光伏发电领域，中国从曾经原材料、设备都依赖国外，到自主创新技术持续升级迭代，带动转换效率等关键指标多次刷新世界纪录，全球专利申请量排名第一。以当前较主流的晶硅太阳能电池为例，2022 年中国企业以 26.81% 的转换效率首次刷新世界纪录后，截至 2024 年，自主研发的晶硅-钙钛矿叠层太阳能电池实验室效率达到 34.6%，再度刷新世界纪录并在其后持续提升。新技术的商业化、产业化，推动产业链各环节均实现突破式增长，在全球竞争中占据绝对主导地位。截至 2024 年，光伏制造四大核心环节——硅料、硅片、电池片和组件，国内企业的产量均位居全球第一，前三个环节的产量占全球总产量的比重均在 90% 以上，组件产量占比超过八成。

技术创新快速升级、产业链条日趋完善，驱动新能源发电成本持续降低，这是政策、市场、技术等因素共同作用的结果。例如，光伏领跑者计划、风电竞价 / 平价示范项目等实践，以质量效益指标倒逼风光产业技术升级。生产者在大规模制造中摊薄研发成本，并通过生产应用逐步实现工艺优化、效率提升。技术进步和降本增效推动着市场规模的有效扩大，从而形成了“技术迭代 - 成本下降 - 市场拓展 - 再迭代”的正循环。

2.5

积极发挥市场作用，
引导绿电消费促发展

市场在提升新能源消纳能力方面有着不可替代的作用。通过进一步深化电力市场改革，完善绿电交易、辅助服务市场等多元市场协同机制，多层次的新能源消纳市场化体系构建与完善。

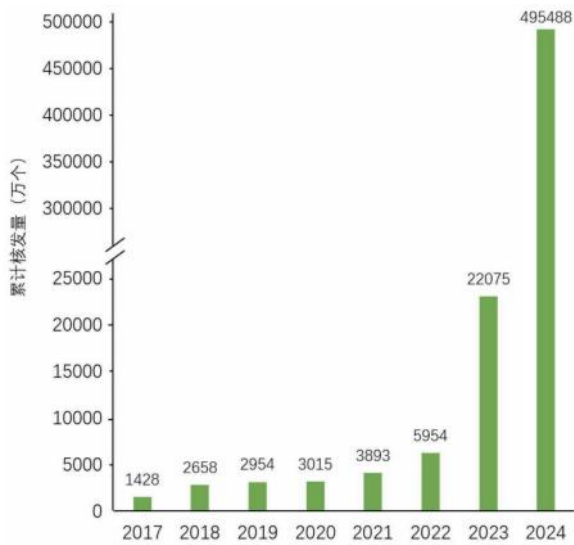
以 2017 年国家发展改革委、财政部、能源局联合发布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》为标志，国家层面首次确立了以绿证作为可再生能源电力环境属性的唯一凭证。从 0 到 1 的突破，明确了绿电“如何消费”“价值多少”等关键问题，绿色电力消费由政策驱动逐步转向政策目标引导下的市场需求拉动，推动全社会逐步建立绿色电力消费意识，通过引导消费促进可再生能源开发利用。

从绿证推广进程来看，试行之初主要是为了替代可再生能源财政补贴，以自愿市场为引导，对认购范围、交易价格等也有约束。随着市场的发展，我国于 2019 年正式启动可再生能源电力配额考核和绿色电力证书强制约束交易，推动绿证消费从“自愿”向“强制”转型。2023 年制度修订后，绿证核发范围进一步扩大，从陆上风电和光伏（不含分布式）延申至所有可再生能源品种；绿证交易机制同步升级，采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式，交易价格交由市场自主形成。尤其是绿电交易推行的“证随电走”模式，实现了物理电量与绿证同步转移，简化交易流程并提升消纳效率，从根本上杜绝

了环境权益核算混乱的问题。未来，我国还将进一步构建强制消费与自愿消费相结合的绿证消费机制，吸引更多经营主体入市交易，持续激发绿色消费市场活力。

从“自愿”到“强制”的演进，为营造新能源持续增长的刚性需求提供了根本驱动力。从核发规模来看，相比 2022 年核发 2060 万个、2023 年核发 2.2 亿个，2024 年共计核发绿证 47.34 亿个（历年累计核发情况如图 2-7），其中全国交易绿证 4.46 亿个，体现出绿证市场已从早期政策试点阶段走向供需两端同步扩张的规模化发展阶段。由此，不仅直接印证了中国可再生能源装机容量的快速增长，更反映出市场主体对绿电消费的需求升级及消费水平提升。

图 2-7 2017-2024 年全国绿证核发情况



注：2024 包括可交易绿证 33.79 亿个
数据来源：国家能源局

当前，绿电交易已成为电力中长期市场中常态化交易品种之一，并在一定程度上与现货市场价格联动，构建起对绿色电力发展的市场化激励体系。用户侧主动调整用电行为，参与电力需求响应，有效匹配可再生能源的出力特性，

进而提升整个电力系统的协同性和灵活性。同时，绿电消费的需求信息通过市场传递给发电侧，激励发电企业提升发电预测精度，增强机组电网友好性，以更好适应高比例新能源电力系统的要求。



03

建议与展望



3.1

加快政策法规的迭代完善， 筑牢新能源高质量发展制度根基

多年来，不断健全的法律法规和政策机制，为中国新能源产业提供了指引规范及重要保障，持续推动以风光为代表的非化石能源发展取得巨大成就。基于新形势、新要求，结合产业自身实际，加快政策法规体系的迭代调整与优化完善，将为产业持续高质量发展保驾护航。作为产业发展的法律基础，《中华人民共和国可再生能源法》自2006年实施、2009年修正以来，为新能源实现历史性跨越提供了核心法治保障。但该法律从出台至今已逾20年，期间产业格局已发生根本性变化：一方面，新能源大规模、高比例发展，正由过去的补充电源逐步担纲主力，自身的发展目标、技术水平、开发模式、消纳路径等均发生巨大变化；另一方面，在“双碳”目标下，外部环境、政策要求、市场条件等因素也今非昔比，新能源发电面临着新机遇和新挑战。

在此背景下，现行法律的部分条款已难以适配产业发展新需求。比如新能源市场化改革加速推进，原定的“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”等条款已不符合发展新路径，与新能源全面入市趋势不相契合，亟需修订完善相关法律

条款，构建与全面市场化相适配的法治保障新型电力系统建设的相关内容，通过立法明确各市场主体的权责边界，完善“源网荷储”各环节协同发展的政策指引与长效监管机制，持续规范、保障和促进新能源电力未来在新型电力系统中的高质量发展。基于此，在现有法律框架的基础上，需加快推动相关调研论证等相关研究，及时完成修订工作。

在高位法的指引下，产业发展还需全方位、多层次的配套政策支撑，涵盖战略规划、开发利用、市场监管等各个环节。伴随着新能源进入高质量跃升的新阶段，配套政策体系也需同步迭代优化。以电力市场机制为例，传统机制设计之初多是围绕煤电等传统电源的技术特性展开，价值衡量标准更偏向于供电稳定性，无法满足多类型电源协同参与市场竞争的现实需求。随着新能源成为装机与电量新增主体，叠加煤电逐步由主力电源转向支撑性、调节性电源等变化，对于创新优化适应新能源全面入市的制度设计提出了新要求，这将直接影响到新能源的健康可持续发展，也是事关整个电力行业绿色发展的关键一步。

3.2

构建新能源高效消纳新格局， 多维度破解供需、市场等问题

实现高效消纳是新能源高质量发展的关键，也是构建新型电力系统的重点任务。近年来，通过保障最低利用小时数、绿电绿证机制等政策行动，以及拓宽利用途径、升级改造电网、提高灵活调节能力等措施，中国新能源消纳水平稳步提升，弃风弃光问题已显著好转。截至2023年，全国风电、光伏发电利用率分别达到97.3%和98%。

然而，随着新能源规模高速增长、大比例接入，消纳压力出现阶段性反弹。2024年，全国风电利用率（95.9%）同比下降1.4个百分点，全国光伏发电利用率（96.8%）同比下降1.2个百分点、连续两年出现下降。其中，辽宁、黑龙江、甘肃、新疆等地弃风弃光现象反弹明显，显著低于全国平均水平。虽说新能源利用率并非越高越好，但反弹背后的原因值得关注：一是源网发展不同步，部分地区的外送能力不足，部分区域配电网接入容量饱和、线路改造滞后制约本地消纳水平；二是系统调节能力短板凸显，有效调峰资源匮乏、调峰手段单一、源网荷储协同机制尚不健全等；三是技术与管理仍存在瓶颈，风电、光伏发电功率预测精度不足，导致有些企业为规避电量偏差考核可能主动限电；四是地方对政策执行的标准

不统一，限电补偿机制缺失，或一定程度抑制市场主体参与新能源消纳的积极性。

对此，需从多维度协同推进突破。一是加速配电网的升级改造，可按季度公布可开放容量，推进配变扩容与智能终端覆盖，建立改造与项目审批联动机制，明确扩容时限。二是强化多元调节资源建设，推动煤电灵活性改造“应改尽改”，对未达标机组实施惩罚性电价；制定新型储能激励措施，通过“容量补偿+现货套利”提升经济性，推广共享储能模式；建立需求侧响应补偿基金，聚合可控负荷参与调峰。三是持续深化电力市场改革，实现省级现货市场全覆盖，完善辅助服务定价机制，推行绿电溢价交易。四是打破跨省跨区消纳壁垒，比如强制新建特高压通道新能源电量占比不低于40%，实行跨省消纳量1.5倍折算本地责任权重的激励政策，引导东部省份采购西部绿电；优化跨省区交易输电费分摊机制，按照送受端7:3比例分担成本，切实降低受端省份绿电消纳成本，化解区域利益冲突。五是提升技术与管理水平，例如可推广“气象卫星+AI”超短期预测系统，应用数字孪生优化电网调度；按季度发布各省消纳红黄绿灯预警，红色区域暂停新增项目审批；统一地方并网标准与技术规范，建立限电损失分级补偿机制等。

3.3

推动“电-碳-证”市场深度衔接，充分释放绿色电力的环境价值

发展可再生能源是从源头推进电力结构转型及减污降碳的治本之策，其蕴含的绿色电力环境价值，当前主要通过可再生能源绿色电力证书及绿电交易两大载体来体现。其中，绿证是绿电环境价值的法定凭证，绿色交易则是以包含环境权益的风电、光伏发电等可再生能源作为交易标的。

自2017年推行以来，绿证、绿电机制在促进能源电力绿色消费方面发挥了积极的作用。从核发量来看，2024年可交易绿证31.58亿个，实际交易规模为4.46亿个，其中绿电交易配套绿证仅1.69亿个，且以省内交易为主，对应绿电交易总量约1690亿千瓦时。尽管交易量同比大幅增长，但其占新能源发电量的比重不到10%，说明新能源的绿色价值有待进一步挖掘。

此外，实践中出现了绿电资源供需不匹配，限价及变相压价，绿证与物理电量脱节、部分地区绿证无法跨省流通等情况。加上区域交易规则不统一、跨省交易机制不完善等因素，导致“资源富集区卖不出、需求旺盛区买不到”的结构性矛盾。市场运行的梗阻还包括，当前电力市场中绿电交易与传统电力交易并行，两类交易的价格形成、权益界定缺乏有效统筹，存在环境权益模糊或重复计算的风险。核心衔接机制缺失，“电-碳-证”

市场协同性弱、衔接机制不完善、管理权责不清，进而导致各类绿电、绿证交易行为所对应的环境权益模糊不清或重复计算。以上问题直接导致企业绿色电力项目长期收益不稳定，制约了绿电绿证机制效能的充分发挥，不利于激发市场主体参与绿色转型的内生动力。下一步，可从政策机制、产业合作、技术创新三个维度发力，推动“电-碳-证”市场深度融合。

一是优化政策机制与市场工具。建立新能源可持续发展价格结算机制，以差价结算对冲现货价格波动；引导新能源发电企业与工业用户等签订长期绿电购电协议（PPA），锁定供应量、价格和期限，规避波动并提升溢价。以绿证为纽带推动电碳政策机制和市场协同，科学优化绿证分配策略，结合碳交易获取额外收益。二是深化产业合作与产业链整合，通过煤电联营稳定成本，组建新能源联营体增强议价能力；在园区提供“光储充一体化”服务，整合绿电供应、储能调峰等业务提升综合收益。三是强化技术创新赋能，通过搭建智慧能源管理平台，利用AI算法匹配出力与负荷，帮助企业提升绿电自用率、降低弃光率，同时聚合资源参与虚拟电厂交易，通过需求响应等增收，从而提升绿电消费的主动性和积极性。

| 新型电力系统篇

»



01

背景、内涵与特征



十多年来，中国能源转型之路方向坚定、步伐有力，高质量构建清洁低碳、高效安全的新型能源体系进程加速。尤其是电力建设发展领跑全球，中国不仅形成了煤、气、核、新能源和可再生能源多元发展的清洁电力供应体系，更建成了全球最大清洁煤电体系和全球最大、发展最快的可再生能源体系。整个电力行业的跃升式发展，为中国减污降碳进程、乃至全球绿色低碳转型作出了巨大贡献。

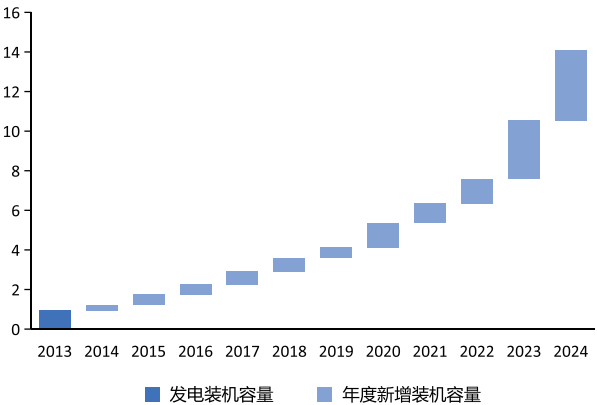
从新增装机量来看，以风光为代表的非化石能源发电装机逐步成为新增主体，尤其是风电和太阳能发电年度新增装机量，自 2020 年迈入“亿千瓦级”规模，到 2024 年已突破 3 亿千瓦（如图 3-1），占到当年新增装机总容量的比重超过八成。同年，煤电新增装机仅 0.25 亿千瓦，不足风电和太阳能增量的十分之一（如图 3-2）。从新增发电量来看，十年间风电和太阳能发电规模稳步提升并已成为增量主体，2024 年新增发电量较

2014 年增长 11 倍以上（如图 3-3），占到当年总发电量增量的 58.1%。

“新”“旧”能源的增量对比表明，中国电力系统在规模持续扩大、安全稳定供应的同时，自身结构不断优化。2013 年以来，清洁煤电供应能力稳步增长，太阳能发电、风电装机增长各达 180 多倍和 6 倍，风光合计新增发电量占我国全部发电增量的五成以上。电力行业的清洁低碳转型逐步走向结构调整与能效提升，这与 2013 年起实施的三个清洁空气行动计划、2020 年实施的“双碳”战略在时间线上呈现出高度一致。

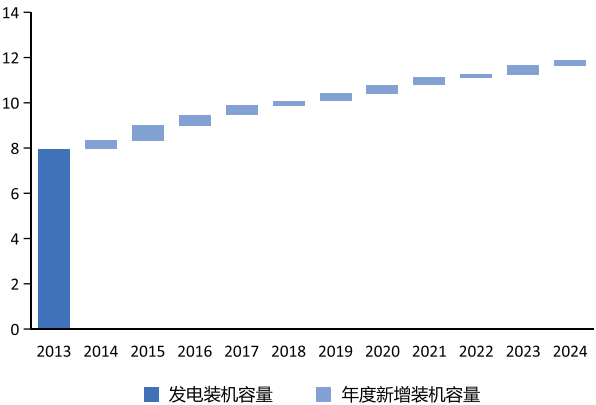
然而，新变化也带来了新的问题。随着新能源规模持续扩大、电量占比越来越高，系统消纳压力持续加大，迫切需要转变新能源开发、建设和运行模式。为了保障新能源高质量发展，构建新能源供给消纳新格局的任务迫切且艰巨，与之相伴

图 3-1 2014-2024 年风电和太阳能发电年度新增装机量



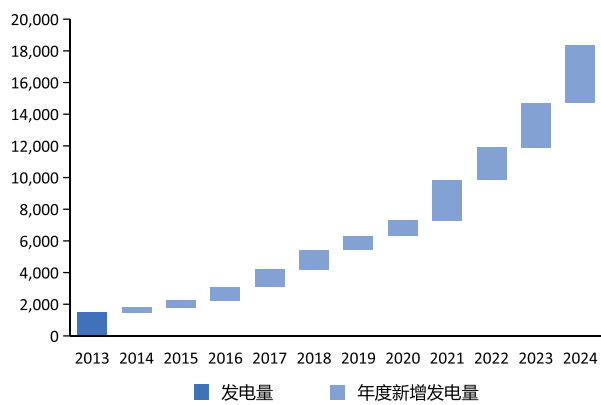
数据来源：中国电力企业联合会

图 3-2 2014-2024 年煤电年度新增装机量



数据来源：中国电力企业联合会

图 3-3 2014-2024 年风电和太阳能发电年度新增发电量



数据来源：中国电力企业联合会

的则是新能源大规模、高比例接入对系统调节能力、支撑能力及安全稳定运行等方面的考验。对此，不仅要求稳在供应保障、新在电源结构，更将变在源网荷储等电力系统的各环节。

以“双碳”目标为指引，顺应减污降碳要求，“新型电力系统”概念应运而生。2021 年 3 月 15 日召开的中央财经委员会第九次会议首次明

确提出构建新型电力系统，为新时代能源电力发展指明了科学方向。根据随后出台的相关政策文件（如表 3-1），新型电力系统是新能源高效可靠消纳的关键载体、新型能源体系的核心组成部分。

国家能源局统筹组织 11 家单位编制的《新型电力系统发展蓝皮书》提出（2023 年 6 月发布），新型电力系统包括四大重要特征：安全高效是基本前提，清洁低碳是核心目标，柔性灵活是重要支撑，智慧融合是基础保障。2023 年 7 月，中央全面深化改革委员会审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，对加快推进新型电力系统建设作出部署。2024 年 7 月印发的《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，明确“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的二十字方针，并从不同维度重点部署开展 9 项专项行动，为统筹推进新型电力系统协调发展指明方向。

表 3-1 国家级政策文件对新型电力系统提出的重点要求

文件名称	发布时间	重点任务
《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	2021.09.22	构建以新能源为主体的新型电力系统，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力
国务院《2030 年前碳达峰行动方案》	2021.10.24	加快构建新型电力系统被列为主要目标和重点任务
国家发展改革委、国家能源局《“十四五”现代能源体系规划》	2022.01.29	2035 年新型电力系统建设取得实质性成效
中央深改委会议审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》	2023.07	深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统（注：未公布全文）
国家发展改革委、国家能源局、国家数据局《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	2024.07.25	明确在 2024-2027 年重点开展 9 项专项行动

02

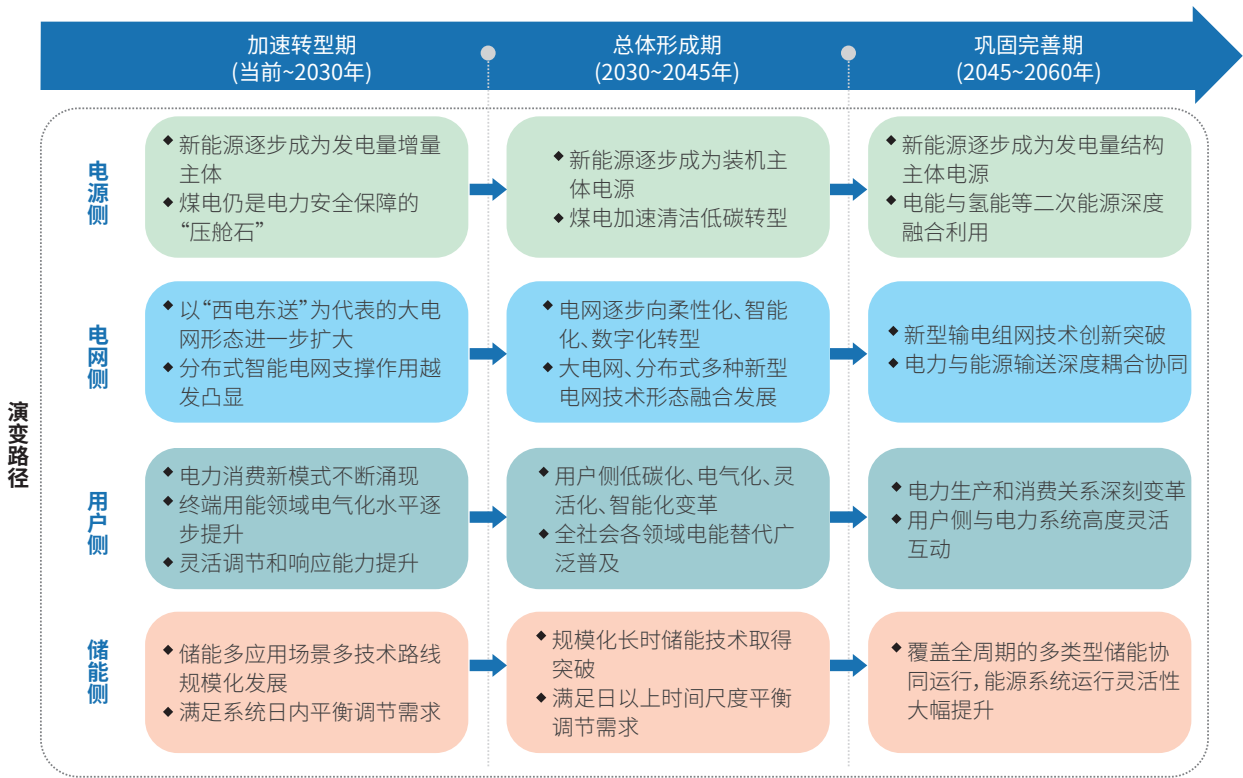
规划、行动与进展



《新型电力系统发展蓝皮书》分步骤、有计划制定了科学清晰的“三步走”发展路径，以2030年、2045年、2060年为重要时间节点，分别提出各阶段的规划目标及重点任务，如图3-4。《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》则聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域，从电力系统稳定保障、大规模高比例新能源外送、配电网高质量发展、新

一代煤电升级等方面进行了行动部署。构建新型电力系统是涉及全社会各领域、海量主体共同参与的复杂系统工程，不同发展阶段具有鲜明的特征差异，对应的侧重点和任务亦有所不同。但从演化规律及发展路径来看，各阶段都离不开围绕“源网荷储”四大元素实施统筹推进，加快构建源网荷储多向协同也是在减污降碳进程中实现电力供需协同的关键。

图 3-4 新型电力系统建设“三步走”发展路径



来源：新型电力系统发展蓝皮书

2.1

电源：煤电转向系统调峰电源和惯量支撑电源 新能源高比例接入逐步发挥骨干作用

2014-2024 年，中国全社会用电量由 5.52 万亿千瓦时增至 9.85 万亿千瓦时，而且电力需求将继续保持稳定增长。多方预测显示，到 2030 年，中国全社会用电量或将达到 13 万亿千瓦时以上。

用电需求快速增长对电力保供提出了更高要求，同时考验着正在加速构建的新型电力系统——既要稳供应、强兜底，也要调结构、促转型。对标“电力供给结构以化石能源发电为主体向新能源提供可靠电力支撑转变”的要求，煤电与新能源产业各自肩负重任。

一方面，《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》已明确煤电清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰的主线任务。未来较长一段时间内，煤电不仅将继续承担“基础保障电源”的功能定位，更需强化“系统调节性电源”的作用发挥，作为新型电力系统建设的关键支撑。为此，清洁低碳转型是必须，灵活高效调节是核心。

在多年科学规划总量、清洁高效改造的基础上，由国家发展改革委、国家能源局发布的《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025-2027 年）》提出，推动一批现役机组改造升级、力争全面提升新建机组指标水平、积极有序开展新一代煤电试点示范等，从清洁降碳、安全可靠、高效调节、智能运行四方面全方位更新完善新一代煤电技术指标体系，由此明确了新一代煤电体系建设的目标、要求及实施途径。此外，正

在推进的完善煤电容量电价机制、建设全国统一电力市场等政策措施，通过稳定行业预期、保障合理收益、优化资源配置，持续为煤电改造升级保驾护航。

2025 年 11 月，浙江宁波北仑电厂 9 号 100 万千瓦燃煤机组顺利投产，使得北仑电厂的火电装机容量达到 734 万千瓦，超过大唐托克托电厂成为中国装机规模最大的火电厂。9 号机组的 PM、SO₂、NO_x 平均排放浓度均达到国内同时期、同类型机组领先水平，同时通过技术创新可实现最低稳燃负荷降至 15% 的水平，极大增强了新能源大规模消纳及电网调峰能力，并可为周边 50 平方公里区域提供热源。该标志性工程为下一阶段大规模推进煤电升级改造提供了可复制的范例，以此为代表的新一代煤电升级改造行动将在“十五五”期间持续推进。

另一方面，在水电、核电等传统非化石能源有序发展的同时，光伏发电和风电逐步成为装机量和发电量的主体。结合多种清洁能源协同发展的模式，新能源发电必将是未来电力供应的主力军。

在自身大规模加速发展的同时，新能源产业政策较前期也发生了较大变化，为产业发展提供支撑。例如：

- 上网电价市场化，从“固定电价 + 保障性收购”向“全面市场化 + 差价结算”的转变，开启了新能源电价市场化改革的新篇章；

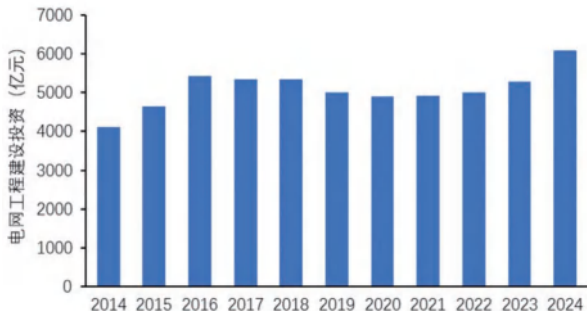
- 消纳管理精细化，推进可再生能源消费最低比重目标，完善可再生能源电力消纳责任权重，拓展可再生能源消纳范畴等；
- 发展模式多样化，推动分布式新能源多场景多元化开发利用，并统筹协同新能源+传统产业、氢能产业、电力算力等其他产业的融合发展，以新能源布局助力更多产业的转型。

2.2

电网：由“输配用”单向逐渐转向多元形态、混合层次结构网络

长期以来，电网坚持统一规划建设、统一调度管理，整体规模持续扩大，输送效率稳步提升，保持了长期安全稳定运行。截至 2024 年，全国 220 千伏及以上输电线路长度 96.1 万千米，同比增长 3.5%；配电网方面，全国 35 千伏~110 千伏交流配电网线路回路长度为 157 万千米，同比增长 0.6%；变电设备容量达到 57.8 亿千瓦，同比增长 4.9%。此外，从投资规模看，2024 年全国电网工程建设投资完成 6083 亿元、创历史新高（如图 3-5），2014 年以来

图 3-5 2014-2024 年电网工程建设投资



数据来源：中国电力企业联合会

按照我国宣布新一轮国家自主贡献：“到 2035 年，非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30% 以上”“风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦”等目标，加快推动新能源“立起来”“靠得住”是下一阶段的重中之重。以构建新型电力系统为核心载体，抓实推进大规模高比例新能源外送、新能源系统友好性能提升、电力系统调节能力优化等重点任务，将进一步推动新能源高质量发展。

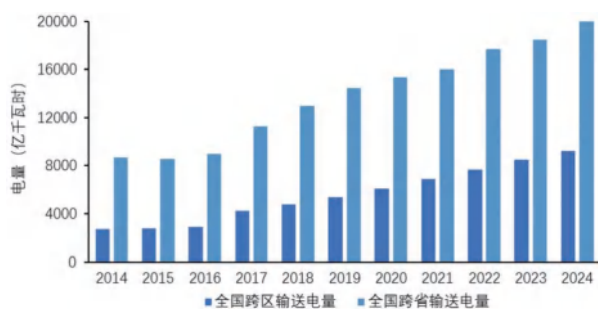
配电网投资已连续 11 年超过输电网。目前，中国的电网建设规模、远距离输电能力、特高压输电网络等指标均稳居世界第一，技术创新、总体装备、安全防御、系统控制等均处于国际领先水平。

在中国实现全世界新能源发展最快、并网规模最大的背后，网端作为优化资源配置、支撑互联互通的“电力大动脉”，对减污降碳的贡献功不可没。早在 2014 年，为了落实首个“大气十条”行动任务，国家能源局就与国家电网、南方电网签署了《大气污染防治外输电通道建设任务书》，加快推进 12 条大气污染防治外输电通道建设。至 2018 年通道全部建成，以“西电东送”为代表的电力传输持续发挥作用，在有效促进大气污染防治的同时积极服务于清洁能源消纳。2013 至 2023 年，“西电东送”北、中、南三大通道累计输送电量超过 9 万亿千瓦时；2024 年，南方电网区域“西电东送”输电量再创历史新高，其中清洁能源占比约 81%，相当于减少标准煤消

耗 0.6 亿吨、减排二氧化碳 1.5 亿吨。十年间，全国跨区和跨省输送电量情况如图 3-6。

如今在新形势下，网端也需要紧扣构建新型电力系统的任务同步升级。面对风光发电的间歇性、随机性、波动性特点，新能源高比例接入对电网承载能力提出更严格的要求，既要避免过往出现的电源与电网衔接不畅等问题，也需保障主干电网、配电网等通道能力与未来发展相匹配。为全面提升电力系统对新能源的适配能力，系统形态正由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素深

图 3-6 2014-2024 年全国跨区和跨省输送电量



数据来源：中国电力企业联合会

2.3

负荷：由传统的刚性、纯消费型转向柔性、生产与消费兼具型

新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标。目前，中国电气化率已超过 28%，高于欧美主要发达经济体，到 2030 年全国电气化率有望达到 35%，超出经济合作与发展组织国家平均水平 8-10 个百分点。电能占终端能源消费的比重越高，意味着电力供给能力不断增强，能源低碳转型稳步推进。

度转型，电网随之走向多种新型技术形态并存的发展阶段——以交直流区域互联大电网为基本，协同加强主网、配网、微电网建设，提升电网综合承载力，满足大规模新能源接网要求。对此，国家电网、南方电网已分别发布《构建以新能源为主体的新型电力系统行动方案（2021-2030 年）》和《建设新型电力系统行动方案（2021-2030 年）》，明确了建设的总体目标、规划步骤、重点任务等。

可以预见，朝着电力与能源输送深度耦合协同的新能源友好型电网方向，未来的新型电网格局将转向主动适应和调控新能源波动，从“大电源 + 大电网”转向整合分布式等多种能源形式，从传统单向功能转向支撑发电侧与用户侧双向互动。面对新能源跨区域外送与就地消纳利用的模式并存，既要继续完善更远距离、更大容量的输电通道，夯实主干电网与配电网的基础支撑作用，也要兼顾智能微网等有益补充，推动各类电网形态充分协同，全面满足全国能源资源优化配置需求。

近年，在用电量持续攀升的同时，中国电力负荷持续维持高位，最大负荷屡创新高，预测显示“十五五”时期仍将保持刚性增长。如何在保障用电需求的同时推动用户侧主动转型，成为需求侧改革面临的核心课题。从电力负荷出发进行调节、控制和运行优化，反过来对维护供用电秩序平稳、促进可再生能源消纳及提升用能效率等也将起到积极作用。

在政策指引层面，国家发展改革委、国家能源局已于 2023 年 9 月出台《电力负荷侧管理办法（2023 年版）》。该办法在 2011 年《有序用电管理办法》的基础上修订完成，明确了需求响应、有序用电、系统支撑等重点工作。其中，需求侧响应作为经济高效的手段之一得到广泛认可，主要用于应对短时的电力供需紧张、新能源消纳困难等情况；有序用电是在可知电力供应受限的情况下，依法依规控制部分用电负荷，维护供用电秩序平稳；系统支撑是指开展需求侧管理的信息技术辅助系统，可作为负荷管理的重要实施平台。

在行动实践层面，新型电力系统要求提升需求侧协同能力，推动电力运行模式从传统“源随荷动”走向“源网荷储多元互动”。电力用户正从被动接受的“负荷端”走向主动参与的“产消者”，不再局限于电力消费角色，而是以需求侧资源身份深度参与电力系统运行，包括车网融合互动、虚拟电厂聚合调控、数据中心弹性管理等多元参与形式。

例如，在市场价格信号的驱动下，工商业用户可通过自主调整生产时序实现负荷优化，与供给侧有效协同，从而推动形成多元保供格局。以 2025

年迎峰度夏期间全国用电负荷四次创新高的情形为例，负荷侧削峰调节潜力凸显。其中，甘肃 450 家工业用户将生产高峰从晚间转向午间，负荷削峰填谷占比近 10%；上海实现国内首次城市虚拟电厂百万千瓦规模调用，最大削峰 116 万千瓦。再如，电动汽车通过智能有序充电和双向充放电（V2G）技术，在电网负荷低谷时充电储能，在用电高峰时将车载电能反输电网。截至 2025 年三季度，全国已有 17 个省份开展车网互动规模化应用试点，聚合车网互动资源 1943 万千瓦，建成双向充放电桩 3832 个，电动车化身移动充电宝，低谷充电、高峰卖电变成可能。

按照新型电力系统“三步走”规划，2030 年前将实现终端电气化水平及灵活调节、响应能力不断提升。在此基础上，第二阶段（2030-2045 年）要在用户侧实现低碳化、电气化、灵活化、智能化变革。当前，终端用电、尤其是绿电应用场景已有较大拓展，模式也不断创新。随着负荷规模持续增加、特性日趋复杂、结构趋向多元，以及用户侧调节潜力的深度挖掘，下一步需加快完善灵活响应、实时互动的供需协同机制。最终，电力生产和消费关系的深刻变革，不仅可推动各领域电能替代的广泛普及，还将促进形成用户侧与电力系统形成高度灵活互动格局。

2.4

储能：促进系统“源随荷动”的实时平衡转向 “源网荷储”协同互动的非完全实时平衡

作为新型电力系统的关键技术支撑和重要组成部分，以电化学储能为主的新型储能在“十四五”期间进入跨越式发展阶段。2024 年，中国新型

储能累计装机首次超过抽水蓄能，成为电力系统的第二大灵活性调节资源，如图 3-7；2025 年，中国新型储能装机规模跃居世界第一。与此同时，

整体调度运行水平持续提升，调节作用不断增强，由规模扩张走向质效优先、高质量发展。

新型储能是最具潜力的灵活性资源，源侧、网侧、用户侧皆可布局。相比常规调节电源，其兼具建设周期短、选址灵活、调节性能优异等优势。在建设周期方面，天然气电站建设与煤电灵活性改造工期为 1-2 年，抽水蓄能建设周期 8 年以上，电化学储能仅需 6 个月。在选址方面，煤电受限于生态环保要求，天然气发电受限于气源与气价水平，抽水蓄能受限于地形落差条件，新型储能则相对较少受到客观条件的限制。在技术类型方面，新型储能技术多样，环境适应性强，规模可大可小，通过共享储能、独立储能、源荷储耦合等模式可广泛提供多场景下的灵活性服务。

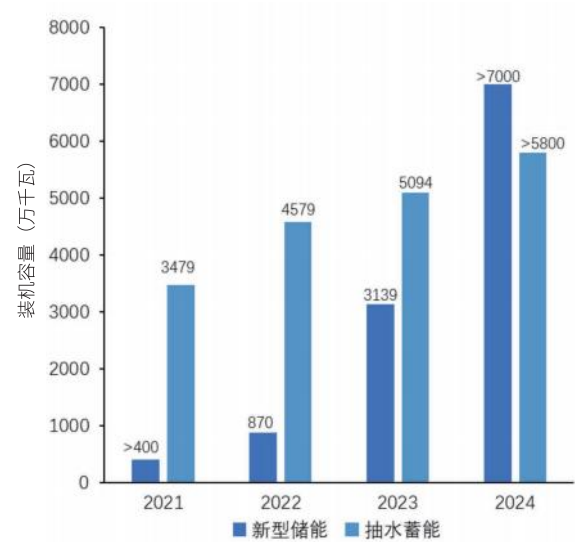
在装机规模高速增长的同时，中国新型储能技术突飞猛进发展。其中，锂电池技术成熟度较高，市场占比 97.3%，压缩空气、液流电池、飞轮

等储能技术处于推广应用阶段，装机增速显著。多个 300 兆瓦级压缩空气储能项目、100 兆瓦级液流电池储能项目、兆瓦级飞轮储能项目开工建设，重力储能、液态空气储能、二氧化碳储能等新技术陆续落地，储能技术总体呈现多元化发展态势，逐步为新型电力系统提供全周期技术保障。

成绩背后离不开有力的政策支持。在国家层面，2021 年由国家发展改革委、国家能源局印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》首次提出“新型储能”概念，并明确了“十四五”时期新型储能发展目标和重点任务。随后，科技部、工信部、教育部等部门先后发布新型储能科技攻关、行业管理、学科建设等相关文件，初步形成了“十四五”时期新型储能政策体系。以《“十四五”新型储能发展实施方案》为行动纲领，《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》《关于加强电化学储能电站安全管理的通知》《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》《新型储能标准体系建设指南》等政策文件进一步出台，分别从市场、安全、技术、标准等多方面推动产业发展。2024 年，“发展新型储能”首次被写入《政府工作报告》，“推进新型储能高质量发展，发挥各类储能电力系统中的调节作用”被写入《中华人民共和国能源法》，储能在新型电力系统中的地位进一步巩固、功能进一步明确。

在地方层面，多地纷纷探索将电源侧配建储能逐步转变为电网侧独立储能。例如，山东、山西、甘肃、广东等地明确了独立储能参与现货市场的规则，独立储能充放电采用节点电价结算。围绕辅助服务市场，《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》印发后，目前已有

图 3-7 “十四五”以来中国新型储能和抽水蓄能累计装机规模



数据来源：国家能源局

20 多个省（区、市）出台新型储能参与调峰调频等辅助服务相关政策，其中安徽、吉林、湖南、福建、河南、广东等地均结合自身实际出台了储能参与调峰服务规定，山西、山东、广东、江西、湖北、重庆等地基于“按效果付费”原则给予新型储能调频补偿。此外，内蒙古、

山东、甘肃、新疆、广东等地开展了新型储能容量补偿机制的尝试探索。在电力市场持续完善的背景下，新型储能市场化方向明确，与之配套的交易、价格、调运等机制正在不断优化，产业前景乐观，未来将逐步成为保障电力安全供应和提升新能源消纳能力的核心手段。



03

建议与展望



3.1

煤电加速走向清洁低碳， 新能源最终成为发电量结构主体电源

按照新型电力系统发展规划，煤电与可再生能源的定位明晰、分工明确：煤电作为电力安全保障的压舱石，需加速清洁低碳转型；新能源逐步由发电量增量主体成为装机主体，直至成为发电量结构主体电源。由此，二者将在安全供给、多元充裕的基础上，协同推动电源结构的清洁低碳化发展。

事实上，随着化石能源发电末端治理的趋近饱和，加大电力部门的结构性调整和能效提升力度，充分挖掘结构性措施的减排潜力，已成为下一阶段推进减污降碳协同增效的关键。长远来看，需推动新能源全面具备可靠电力支撑、系统调节等核心功能，使其最终成为发电量结构主体电源和基础保障性电源。

基于此，加强新能源高效开发利用体系建设将是“十五五”迈向碳达峰关键期的重点任务。具体包括打造或升级改造一批系统友好型新能源电站，加强可再生能源技术创新、促进源网荷储多方协同，全面提升新能源消费水平、全方位扩大

消费侧应用，完善适应高比例新能源的机制和价格机制以保障合理收益、提升风险管理，以及持续健全电力市场体系等。

根据国家发展改革委、国家能源局 2025 年 11 月发布的《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》：到 2030 年，新型电力系统适配能力显著增强，系统调节能力大幅提升，电力市场促进新能源消纳的机制更加健全，跨省跨区新能源交易更加顺畅，满足全国每年新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求；到 2035 年，适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，全国统一电力市场在新能源资源配置中发挥基础作用，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳。下一步，需分类引导新能源开发与消纳，包括统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳、推动新能源非电利用和非电网消纳取得突破、优化水风光基地一体化开发与消纳、推动海上风电规范有序开发与消纳、科学高效推动省内集中式新能源开发与消纳、积极拓展分布式新能源开发与消纳空间等具体方向。

3.2

新型电网格局优化巩固， 真正实现“接得进、控得住、带得动”

面对电力结构清洁低碳转型、电力需求持续增长、用能方式不断出新等形势，“源随荷动”的传统方式面临冲击，电网运行调度也迎来诸多新考验。为了在保障安全稳定运行的同时承接新能源大规模并网，加快建设适配度更高的输电通道、加快更新电力资源调用方式、加快提升资源优化配置能力等多措并举。此外，作为落实主体的电网企业，通过智能化技术赋能电网消纳能力、AI 大模型优化预测与调度、并网流程优化与主动服务、“一站式”并网服务、政企协同容量预警、储能收益机制创新等提供便利与服务，为新能源发展提供了诸多便利与服务。

但同时，新问题也逐步显现。例如，风光资源禀赋优越的西部地区加速推进沙戈荒大基地建设，跨区域输电通道建设相对滞后以及系统调峰能力不足等制约，导致局地弃风弃光现象有所反弹；在电网容量存在缺口的中东部地区，分布式项目发展较快，目前已出现大量低压承载力红色区域导致项目大规模接网受限；此外，配电网升级改造滞后、微电网商业化应用难题等值得关注，增量配网、微电网等新型市场经营主体在接入公共

电网时面临机制性壁垒，难以实现公平高效接入。面对海量新能源持续并网的现实挑战，电网能否在保障安全稳定运行的前提下，实现对新能源电力“接得进、控得住、带得动”，已成为亟待破解的核心关键问题。

下一步，以新型电力系统枢纽平台为定位，电网要有效支撑新型电力系统安全稳定运行和各类并网主体健康发展。对此，需进一步加强各级电网的统一规划建设：既要科学推进跨省跨区输电通道建设，优化区域电网主网架结构，扩大柔性输电技术等应用，打造坚强主干电网网架，提升新能源外送的稳定性与经济性；也要注重配电网、智能微电网的升级发展，结合新能源出力特性与负荷预测，定期评估电网承载能力。尤其是后者，现阶段面临的诉求更为迫切。建议提升配网投资时效性，建立配网改造与新能源项目审批联动机制，明确扩容时限；统一并网技术标准，由省级层面牵头制定并网技术细则，消除地方执行差异；强化源网荷储规划协同，将大功率充电设施、分布式光伏建设与配网改造升级同步规划，试点“智能有序充电 + 光伏储能”场站等。

3.3

促进新能源多元化差异化发展， 持续深挖需求侧资源调节能力

构建新型电力系统的任务要求，为电力用户转变“角色身份”，尤其是提升需求侧协同响应能力

指明了方向。相应地，新能源大发展对需求侧响应水平也提出更高要求，当前已暴露出需求侧资

源开发程度不足、市场运营体系尚不健全、需求响应激励机制亟待完善等问题。这也是部分地区虽在积极探索用户侧储能、电动汽车充电设施等资源的聚合调用，但相关实践的规模和效能仍存在较大提升空间的核心原因之一。此外，受到用户分布特征、技术水平、经济回报等多重因素影响，需求侧资源在客观上存在一定的不确定性，亟待通过科学规划与精细化管理，使其真正成为电力系统的灵活调节资源。

在管理层面，可立足用户海量多元、分布广泛、响应方式差异化的特征，在资源挖掘、筛选与整合的基础上做好统筹规划和全流程管理。既要考虑资源本身的可靠性能及调节能力，选取真正适配电力系统规划的优质需求侧资源，也要通过针对性政策扶持与市场化经济激励，推动其充分释放高效调节价值。

在应用层面，可围绕新能源多元应用场景，制定差异化的政策支持体系，聚焦推动新能源与算力

基础设施、风光制氢及下游延伸产业的深度融合，充分激活新能源需求侧动能，积极支持绿电直连、风光制氢氨醇等新模式新业态发展，以及虚拟电厂、微电网及零碳园区示范建设。同时，进一步提升多类型需求侧资源在实时、日内、日前及中长期等多时间尺度的协同响应能力，在新能源消纳受限、尖峰负荷突出的地区，充分运用新型负荷管理系统深化供需协同，引导工业、商业、居民及新型基础设施等领域的可调节资源参与电力系统互动，并通过精细化管理与分级调用机组，持续提升需求响应能力。

以虚拟电厂建设为例，可通过优化市场准入条件、强化政策引导与资金支持等方式，鼓励更多优质能源企业参与虚拟电厂的建设与运营。再如车网互动领域，可加速推动车、桩、站、网一体化融合互动，完善充电分时电价政策，研究制定 V2G（车辆到电网）放电价格机制，充分释放电动汽车参与电网削峰填谷、提供辅助服务等方面的潜力。

3.4

突破支撑高比例新能源的颠覆性技术， 辅以体制机制稳固发展

过去十多年，新型储能技术持续迭代、成本持续下降，产业发展亮点纷呈。但截至目前，支撑高比例新能源的颠覆性储能技术尚未突破。叠加多重因素综合影响，新型储能与火电灵活性改造、抽水蓄能等常规灵活性资源相比，竞争力仍存在明显短板。

例如，新能源发电量占比持续增加，日间、周间乃至季节间调节需求随之加大，安全长时

储能是保障大规模并网的一大关键，但现阶段该领域仍待技术突破和降本提效，以真正实现 10h 乃至季节性储能。再如，为适配大规模风电、光伏电力电子设备接入，构网型储能通过模拟同步发电机运行特征，可实现快速调频调压、提升系统惯量和短路容量、抑制宽频振荡等功能，但目前该技术领域的标准和规范依然缺乏。以上都是有待进一步突破和完善的具体方向。

此外，除锂离子电池外，钠离子电池、液流电池、压缩空气储能等技术成本依然偏高，距离商业化应用仍有一定差距。储能与常规发电机组存在本质区别，其运行特性表现为无启动成本、空载成本及分段电力成本曲线，且充放电行为存在强耦合制约关系。基于此，需有针对性设计与其特征相匹配的电力市场申报和出清方式。当前，由于缺少电力市场价格信号的有效引导，电源侧、电网侧新型储能的商业运营模式仍处在探索阶段，设备利用率有待提升。

因此，在技术创新的同时，进一步完善体制机制同样至关重要。建议合理设计储能成本疏导方案，兼顾储能电站的保障性收入与风险性收

益，逐步建立新型储能两部制电价机制，推动电力容量市场建设，统一有效容量核定标准，完善煤电、抽水蓄能、新型储能的容量补偿机制。其中，容量电价以核定储能固定成本为基础，考虑不同时期电站建设成本的不同，同时可适当参考已有的抽水蓄能和煤电容量电价政策，为电站回收基本的投资成本；电量电价通过市场竞争形成，体现储能项目的市场化收益。在加快电力市场建设完善的大背景下，支持储能参与现货市场获取较高收益，研究丰富电力市场交品种，拓展储能电站收益渠道，优化调整用户侧峰谷电价，降低储能充电成本，多措并举共同推动新型储能的稳定运营和长效发展。



| 参考文献 »



- 国务院新闻办公室 .(2024).《中国的能源转型》白皮书 .
https://www.gov.cn/zhengce/202408/content_6971115.htm
- 中国电力企业联合会 .(2025). 中国电力行业年度发展报告 2025.
<https://cec.org.cn/detail/index.html?3-348156>
- 中国电力企业联合会 .(2024). 中国电力行业年度发展报告 2024.
<https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-334911>
- 中国电力企业联合会 .(2023). 中国电力行业年度发展报告 2023.
<https://cec.org.cn/detail/index.html?3-342662>
- 中国电力企业联合会 .(2022). 中国电力行业年度发展报告 2022.
https://mp.weixin.qq.com/s/kqdx2G1H6_ebyqTqUlnVsA
- 中国电力企业联合会 .(2021). 中国电力行业年度发展报告 2021.
<https://mp.weixin.qq.com/s/o-uvZSfHlgPPJrUadktVYA>
- 中国电力企业联合会 .(2020). 中国电力行业年度发展报告 2020.
<https://mp.weixin.qq.com/s/t9wkdNluqOSOCek6K7h3Xw>
- 中国电力企业联合会 .(2019). 中国电力行业年度发展报告 2019.
<https://mp.weixin.qq.com/s/ug4u8tGs5WZrzdEzNWUS6w>
- 中国电力企业联合会 .(2018). 中国电力行业年度发展报告 2018.
<https://mp.weixin.qq.com/s/puVRUFOFRTQm7bu9M0mj1Q>
- 中国电力企业联合会 .(2017). 中国电力行业年度发展报告 2017.
<https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-126355>
- 中国电力企业联合会 .(2016). 中国电力行业年度发展报告 2016.
<https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-126287>
- 中国电力企业联合会 .(2015).2014 年电力工业运行简况 .
<https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-126646>
- 中国电力报 . 煤电步入高效清洁发展快车道 [N].
https://www.nea.gov.cn/2014-09/28/c_133679621.htm
- 生态环境部 .(2024). 全国碳市场发展报告（2024） .
https://www.mee.gov.cn/ywdt/xwfb/202407/t20240722_1082192.shtml
- 生态环境部 .(2025). 全国碳市场发展报告（2025） .
https://www.mee.gov.cn/ywgz/xdqhbh/wsqtz/202509/t20250927_1128352.shtml

- 生态环境部应对气候变化司有关负责人就《关于发布 2023 年电力二氧化碳排放因子的公告》答记者问。
https://www.mee.gov.cn/ywdt/zbft/202601/t20260105_1139911.shtml
- 国家能源局 .(2015).2014 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况。
https://www.nea.gov.cn/2015-01/21/c_133936073.htm
- 国家能源局 .(2017). 2016 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况。
https://www.nea.gov.cn/2017-01/26/c_136014619.htm
- 王轶辰 .(2025). 碳市场助电力行业绿色转型 [N]. 中国经济网 - 《经济日报》。
http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/202509/t20250910_2469673.shtml
- 朱法华等 .(2023). 中国燃煤电厂大气污染治理历程及展望 [J]. 电力科技与环保, 2023,39(5):371-384.
- 国家能源局 .(2022). 原则上不再新建单纯以发电为目的的煤电项目。
https://nyj.guizhou.gov.cn/xwzx/xydt/202203/t20220302_72806771.html
- 张琳 .(2024). 先立后破 持续创新 统筹推进煤电转型高质量发展 [J]. 中国电力企业管理, 2024(9)
- 国务院 .(2012). 节能减排“十二五”规划。
https://www.gov.cn/gongbao/content/2012/content_2217291.htm
- 国务院 .(2017). “十三五”节能减排综合工作方案。
https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2017-01/05/content_5156789.htm
- 国务院 .(2022). “十四五”节能减排综合工作方案。
https://www.ndrc.gov.cn/fggz/hjzy/jnhnx/202201/t20220127_1313521.html
- 国家能源局 .(2016). 关于贯彻国务院第 114 次常务会议精神做好煤电超低排放和节能改造项目安全管理工作的通知。
https://zfxgk.nea.gov.cn/auto93/201602/t20160205_2201.htm
- 郇建国, 朱法华, 孙雪丽 .(2019). 中国火电大气污染防治现状及挑战 [J]. 第 18 届中国电除尘学术会议论文集, 2019.10.21-23 日
- 张晶杰, 王志轩 .(2021). “十四五”煤电大气污染防治标准体系改革思考 [J]. 中国标准化, 2021 年第 2 期。
- 国家发展和改革委员会, 国家能源局 .(2021). 全国煤电机组改造升级实施方案
- 陈宗法 . “十四五”煤电规划目标能否顺利落地? [N]. 中国能源新闻网。
https://www.cpnnews.com.cn/news/mt/202406/t20240607_1708004.html
- 国家能源局 .(2024). 对十四届全国人大二次会议第 0959 号建议的答复。
https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-07/03/c_1310786254.htm

- 天津市发展和改革委员会.(2021). 天津市电力发展“十四五”规划.
https://fzgg.tj.gov.cn/zwgk_47325/zcfg_47338/zcwjx/fgwj/202201/t20220127_5791194.html
- 上海市人民政府.(2017). 上海市能源发展“十三五”规划.
https://www.shanghai.gov.cn/nw42054/20200823/0001-42054_52073.html
- 付明丽.(2024). 照亮 23 省市区, 35% 发电外送, 没那么简单 [N]. 人民网客户端山西频道.
<http://sx.people.com.cn/n2/2024/0311/c189134-40771919.html>
- 河南省人民政府.(2022). 河南省“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划.
<https://www.henan.gov.cn/2022/02-22/2402738.html>
- 国家能源局.(2014). 扎实推进煤电节能减排升级改造——全国煤电节能减排升级与改造动员会议召开.
https://www.nea.gov.cn/2014-10/09/c_133703037.htm
- 生态环境部.(2026). 关于公开征求国家生态环境标准《火电厂及锅炉大气污染物排放标准（征求意见稿）》意见的通知.
https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202603/t20260325_1147668.html
- 陈昊.(2024). 《中国的能源转型》白皮书发布 走好绿色低碳发展之路 [N]. 中央纪委国家监委网站.
https://www.ccdi.gov.cn/toutiaon/202408/t20240831_372127_m.html
- 国家能源局.(2025). 2024 年可再生能源并网运行情况.
<https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html>
- 袁敏、童昊、邵琨.(2025). 山东东营：这里的油田吃“碳”吐“油” [N]. 新华网.
<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1832970988748473755>
- 中国电力企业联合会.(2025). 2024-2025 年度全国电力供需形势分析预测报告.
<https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-341403>
- 山西日报.(2022). 住晋全国政协委员向大会提交联名提案建议——【重点关注】加大对山西煤电机组“三改联动”资金支持.
https://www.shanxi.gov.cn/ztjj/2022qglh/2022qglhdbwy/202203/t20220311_6027563.shtml
- 内蒙古自治区发展和改革委员会.(2024). 内蒙古自治区发展和改革委员会积极谋划储备出总投资为 300 余亿元的煤电低碳化改造项目.
https://fgw.nmg.gov.cn/xxgk/zxzx/fgdt/202412/t20241206_2620699.html
- 国家能源局.(2025). 2024 年全国电力工业统计数据.
<https://www.nea.gov.cn/20250121/097bfd7c1cd3498897639857d86d5dac/c.html>
- 国家能源局.(2018). 中国光伏年发电量首超 1000 亿千瓦时.
https://www.nea.gov.cn/2018-01/02/c_136866734.htm

- 国家能源局 .(2018). 中国光伏年发电量首超 1000 亿千瓦时 .
https://www.nea.gov.cn/2018-01/02/c_136866734.htm
- 刘亮 .(2019). 从“十三五”规划看电力转型发展 [J]. 中国电力企业管理 , 2019(3).
- 王恰 .(2020). 中国风电产业 40 年发展成就与展望 [J]. 中国能源 ,2020.9.
- 冉永平 .(2019). 咱们用的电, 越来越绿了 [N]. 人民日报中央厨房 - 麻辣财经工作室 .
<https://www.hubpd.com/c/2019-06-27/854987.shtml>
- 水电水利规划设计总院 .(2023). 中国可再生能源发展报告 2020.
<http://www.creei.cn/web/content.html?id=2599>
- 水电水利规划设计总院 .(2019). 中国可再生能源发展报告 2018.
<http://www.creei.cn/web/content.html?id=4152>
- 李双成, 王巧玲, 刘迎陆 .(2024). “双碳”目标下的中国可再生能源发展: 机遇与挑战 [J]. 气候与环境研究 , 29(3): 390 — 398.
- 国务院新闻办公室 .(2025). 【高质量完成“十四五”规划系列主题新闻发布会】介绍“十四五”时期能源高质量发展成就 .
<http://www.scio.gov.cn/live/2025/37113/index.html>
- 丁怡婷 .(2025). 电力高速路 瞬传清洁电 [N]. 人民日报 .
https://paper.people.com.cn/rmrb/pc/content/202501/06/content_30050061.html
- 武珏 .(2025). 南方电网 2024 年西电东送电量创历史新高 [N]. 南方电网报 .
https://www.csg.cn/epaper/epaper/nfdwb/html/2025-01/03/content_41.htm
- 王宏志 .(2025). 以更大力度推动中国新能源高质量发展 . 学习时报 .
https://paper.studytimes.cn/cntheory/2025-09/24/content_9953884.html
- 国家能源局 .(2023). 新型电力系统发展蓝皮书 .
- 电力规划设计总院 .(2025). 中国电网工程技术发展报告 2025.
- 中国电力企业联合会 .(2025). 中国电气化年度发展报告 2025.
- 国家能源局 .(2025). 2025 年第四季度新闻发布会文字实录 .
<https://www.nea.gov.cn/20251031/7b6f39feb2d24ecb91783e282ed64f75/c.html>
- 国家能源局能源节约和科技装备司, 电力规划设计总院 .(2025). 中国新型储能发展报告 2025.

亚洲清洁空气中心中国办公室

北京市朝阳区秀水街1号建国门外外交公寓3-41, 100600

电话/传真: +86 10 8532 6172

邮箱: china@cleanairasia.org

网址: <http://cleanairasia.cn>

