

北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

新能源为主体的新型 电力系统的内涵与展望



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

2022年7月



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

北京大学能源研究院是北京大学下属独立科研实体机构。研究院以国家能源发展战略需求为导向，立足能源领域全局及国际前沿，利用北京大学学科门类齐全的优势，聚焦制约我国能源行业发展的重大战略和科技问题，按照“需求导向、学科引领、软硬结合、交叉创新、突出重点、形成特色”的宗旨，推动能源科技进展，促进能源清洁转型，开展专业及公众教育，致力于打造国际水平的能源智库和能源科技研发推广平台。

气候变化与能源转型项目

北京大学能源研究院于 2021 年 3 月启动了气候变化与能源转型项目，旨在助力中国应对气候变化和推动能源转型，实现 2030 年前碳达峰和 2060 年前碳中和的目标。该项目通过科学研究，设立有雄心的目标，制定清晰的路线图和有效的行动计划，为政府决策提供建议和支持。

该项目积极推动能源安全、高效、绿色和低碳发展，加速化石能源消费的减量化直至退出。该项目具体的研究领域涵盖宏观的能源与环境、经济和社会的协调综合发展；化石能源消费总量控制；能源开发利用技术创新；电力部门向可再生能源为主体的系统转型；推动电气化；高耗能部门的低碳绿色发展；可持续交通模式；区域、省、市碳中和模式的示范推广；散煤和塑料污染治理；碳中和与碳汇；碳市场；社会公正转型等。

在此郑重感谢 Climate Imperative Foundation 对本报告的支持与帮助。

报告内容为课题组独立观点，不代表其他方的任何观点或立场。

系列报告

- 《新能源为主体的新型电力系统的内涵与展望》
- 《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》
- 《电力部门碳排放达峰路径与政策》
- 《中国散煤综合治理研究报告 2021》
- 《“十四五”推动能源转型实现碳排放达峰》

北大能源研究院气候变化与能源转型项目系列报告

新能源为主体的新型 电力系统的内涵与展望

报告编写人员

吴 迪 康俊杰 杨富强 杨 雷

2022 年 7 月

目录

◎ 执行摘要	1
◎ 第一章 构建新型电力系统的战略意义	3
(一) 重塑我国能源生产消费结构, 全力应对气候变化挑战	3
(二) 促进我国深入推动能源革命, 加速建成能源强国	4
(三) 驱动我国经济社会高质量发展, 引领第四次工业革命	5
(四) 贡献“中国智慧”, 助力全球落实可持续发展目标	6
◎ 第二章 新型电力系统的定义、特征与展望	7
(一) 现有能源电力系统的主要特征	7
(二) 新型电力系统的主要特征	8
(三) 新型电力系统的远景展望	9
(四) 新型电力系统的发展路径	11
◎ 第三章 构建新型电力系统的难点与挑战	16
(一) 前瞻性技术突破	16
(二) 经济性	22

(三) 市场机制建设	24
(四) 安全可靠	27
(五) 供应链安全	29
◎ 第四章 构建新型电力系统的重点支柱	32
(一) 加速推动煤电的优化和退出	32
(二) 综合施策提升电力系统灵活性	34
(三) 充分发挥电力多元转换(Power-to-X)的互补效应	36
(四) 强化分布式能源与微电网的发展格局	37
(五) 加强新一代发电与供热技术的推广应用	39
(六) 促进循环经济和“新能源+”的发展	40
◎ 第五章 构建新型电力系统的保障措施	43
(一) 建立现代化的能源管理体系	43
(二) 构建高效运转的电力批发市场	44
(三) 构建多样化的电力零售市场	45
(四) 高度重视科技研发与创新	46
(五) 完善碳市场和可再生能源消纳责任制	47
(六) 大力推动公正转型和加强宣传教育	48

表目录

表2-1: 新型电力系统下我国电力发展路径..... 13

表3-1: 全球风光发电价格变化(2010-2020).....22

表3-2: 我国“十三五”电力规划完成情况.....28

表3-3: 2020年我国关键矿产资源情况 31

表4-1: 2020年国网公司经营区域尖峰负荷特性指标.....35

图目录

图2-1: 我国电力行业碳排放展望.....	14
图2-2: 两种电力需求增长情景下非化石能源发电量替代情况.....	15
图3-1: 不同储能类型储能容量对比	17
图3-2: 我国太阳能光热累计装机情况	18
图3-3: 目前我国不同制氢成本比较.....	19
图3-4: 我国CCUS项目分布.....	21
图3-5: 2021年中国不同电源平均度电成本.....	23
图3-6: 我国市场化交易电量的变化情况.....	25
图3-7: 2020年我国与其他国家电价比较.....	27
图3-8: 各发电资源矿产资源使用量对比.....	29
图3-9: 传统汽车和电动汽车所需矿产资源量对比.....	30
图4-1: 我国煤电机组发展展望	33
图4-2: Power-to-X的生产与利用方式	37
图4-3: 微电网的发展模式	39
图4-4: 甘肃省通渭县“光伏+农业”发展模式	42

执行摘要

2021年3月15日，中央财经委员会第九次会议提出要“实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统”。构建新型电力系统对我国建设富强、民主、文明、和谐的社会主义现代化强国具有重要意义。构建新型电力系统将重塑我国能源生产消费结构，助力全球应对气候变化挑战；将促进我国深入推动能源革命，加速建成能源强国；将驱动我国经济社会高质量发展，引领第四次工业革命；将为世界贡献“中国智慧”，助力全球落实可持续发展目标。

新型电力系统是未来新能源为主的我国能源系统的主体，将根本改变目前我国化石能源为主的发展格局，实现能源消费的电气化和电力消费的清洁化，具有全面支撑性、系统平衡性、综合高效性、科技创新性以及国际引领性等主要特征。

全面支撑性指我国电气化程度高，全面实现电代煤、电代油、电代气。包括氢能、碳捕捉与封存利用（CCUS）、生物质能等在内的清洁技术能有效支撑全社会难以电气化领域的深度脱碳；**系统平衡性**指我国能突破能源系统的“不可能三角”，实现电力消费以清洁能源为主，具备安全稳定的电力供给能力和遇到突发事件的灵活调节能力，电力价格长期稳定且终端用户可承受，电力服务普惠经济民生；**综合高效性**指我国能源综合使用效率高，以服务需求侧为导向，废弃资源的循环综合利用水平高。拥有高效运转的市场机制（有效市场）和科学健全的监管体系（有为政府），与新一代数字信息技术广泛融合发展。**科技创新性**指我国电力全产业链各个环节能够采用先进的科学技术，保持世界领先的科技研究、开发和示范水平，推动能源技术革命；**国际引领性**指我国在电力投资贸易与标准制定、国际能源组织、应对气候变化等事务上具有较强的影响力，能够为世界解决能源问题积极贡献中国智慧和解决方案。

在新型电力系统建成后，我国电能终端用能的比重在 70% 以上，非化石能源发电量占总发电量的比重在 95% 以上，电力系统和能源系统之间的界线逐渐模糊，即我国电力系统趋近于能源系统。我国构建新型电力系统分为两个阶段。第一阶段到 2035 年，称为构建新型电力系统的 1.0 阶段；第二阶段为 2036 年到 2060 年，称为构建新型电力系统的 2.0 阶段。

在新型电力系统 1.0 阶段，电力在我国能源系统中的地位得到持续加强，增量能源消费主要以电力消费为主，但总体来看电力仍然不是我国终端用能的主要形式。新增电力需求在“十四五”时期绝大部分由非化石能源满足。在 1.0 阶段，我国新能源装机快速增长，光伏、光热、陆上风电和海上风电的总装机到 2025 年和 2035 年分别达 11.2 亿千瓦和 26.8 亿千瓦，非化石能源发电量占总发电量的比重分别达 43% 和 61%。与之对应的是煤电装机的加速下降，2025 年我国煤电装机达到峰值 11.7 亿千瓦，随后进入峰值平台期，缓慢下降到 2035 年的 10.6 亿千瓦，其中约一半为利用小时数只有 3000 多小时的调峰机组。

在新型电力系统 2.0 阶段，以光伏、风电为主的新能源开始大规模替代存量化石能源。传统能源机组的角色和燃料产生巨变，煤电由调峰电源逐渐转变为备用电源，发挥紧急情况下的安全保供作用。到 2060 年，光伏、光热、陆上风电和海上风电的总装机达 56.3 亿千瓦，包括地热、氢电、海洋能等在内的新兴清洁发电机组总量接近 3 亿千瓦，非化石能源发电量占总发电量的比重达 95%。届时我国淘汰所有燃煤基荷机组和调峰机组，仅在东中部高负荷地区保留约 2 亿千瓦的安全备用机组。

在构建新型电力系统的发展路径下，我国电力行业二氧化碳排放于 2025 年左右达峰，峰值约 45 亿吨，2025-2028 年碳排放处于峰值平台期，到 2030 年仍约 42 亿吨。2030 年之后，我国电力行业二氧化碳排放呈加速下降趋势，若不考虑 CCUS 技术在电力行业的利用，到 2035 年我国电力行业碳排放约 39 亿吨，到 2050 年约 20 亿吨，到 2060 年约 3 亿吨。若考虑 CCUS（包括 BECCS 和直接空气捕捉）技术在电力行业的利用，到 2035 年我国电力行业碳排放约 35 亿吨，到 2050 年约 7 亿吨，到 2060 年实现负排放。

开展新一轮技术革命成为摆在我国构建新型电力系统面前最严峻的挑战，这包括新型储能、光热、CCUS、生物质能，以及绿氢制输储运与终端利用体系等。如果这些关键技术不能在未来取得突破性的进展，降低使用成本，我国构建新型电力系统的过程中将缺乏根本的技术保障，电力系统的安全、清洁、稳定、高效发展也将无从谈起。

此外，我国在构建新型电力系统的过程中，在不同时期将面临着不同的挑战与困难。在 1.0 阶段，我国将主要面临经济性和高效性的问题。一方面是新能源高速发展背景下系统整体并网消纳成本的大幅增加；另一方面是不健全的市场机制导致的电力资源无法实现大范围内的优化配置，以及灵活性资源无法有效发挥对新能源的调节支撑作用。在 2.0 阶段，随着新能源制造成本和消纳成本的持续下降，以及市场机制建设的不断完善，我国将主要面临安全性问题，这包括波动性电源大规模并网对系统安全稳定运行造成的冲击，以及新能源制造业中矿产资源和稀土资源安全稳定供应的问题。

在构建新型电力系统的两个阶段，我国的工作重点都将围绕推动煤电的优化与退出、综合施策提升电力系统灵活性、强化分布式能源与微电网的发展格局、大力发展电制衍生品技术和新一代发电与供热技术，以及促进循环经济和“新能源+”的发展上。但两个阶段的侧重点有所不同，在 1.0 阶段，更多的是侧重调整煤电的发展方向和解决电力系统灵活性不足的问题，以满足大规模新能源并网消纳需求，加速电力行业自身的脱碳进程。在 2.0 阶段，更多的是侧重全新的技术、生产与消费方式、商业模式的发展与推广，以及电力行业与其他行业的深度融合等，以发挥电力行业的基础性地位，带动工业、交通、建筑等各个部门的低碳可持续发展。

为保障新型电力系统的建设，我国需建立现代化的能源管理体系，持续提升政府部门的行政治理水平；需构建高效运转的电力批发市场和多样化的电力零售市场，保障新能源渗透率不断提升的电力系统运行的安全性、可靠性和经济性；需高度重视科技研发与创新，推进关键能源技术取得突破；需完善碳市场和可再生能源消纳责任制，以市场化的手段倒逼煤电的转型与退出，提升新能源项目的经济性；需大力推动公正转型和加强宣传教育，以促进经济社会的包容性发展，调动一切积极因素，探寻构建新型电力系统的最佳实践和最优之路。

第一章 构建新型电力系统的战略意义

(一) 重塑我国能源生产消费结构，全力应对气候变化挑战

我国是世界上最大的碳排放国，2020 年二氧化碳排放总量超过 110 亿吨¹。2020 年 9 月我国郑重向国际社会承诺要在 2030 年前实现碳达峰，努力争取在 2060 年前实现碳中和。作为世界上最大的发展中国家，我国人口众多、气候条件复杂、生态环境脆弱，是受气候变化不利影响最大的国家之一。积极应对气候变化，落实碳达峰与碳中和的目标（双碳目标），事关中华民族永续发展，关乎人类前途命运。当前我国能源消费结构偏煤，产业结构偏重，能源效率偏低，在实现双碳目标仅有四十年时间的现实情况下，我国面临过渡时间短和减排任务大的双重压力。

能源行业的碳排放约占我国碳排放总量的 90% 左右¹。构建以新能源为主体的新型电力系统将极大地加速我国能源消费的电气化和电力消费的清洁化。这一方面将加速电力行业的减污降碳，充分发挥工业、建筑、交通等行业电气化过程中的减排效益。另一方面将根本重塑全社会的生产方式和用能方式，推动电、电基燃料、电基原料全面代替煤炭、石油和天然气。考虑到电力行业的碳排放主体地位，以及其是为全社会服务的基础性行业，构建新型电力系统将是我国如期实现双碳目标最重要的手段。

此外，以欧美为主的发达国家都在近些年加大了能源转型和应对气候变化的力度，并都将大力发展可再生能源和尽早退出煤电作为核心战略方向。德国拟将可再生能源发电占比从 2020 年的 45% 提升至 2035 年的 100%，助力全国在 2045 年前实现碳中和²。英国则有全世界最激进的退煤政策，英国于 2021 年宣布将在 2024 年 10 月 1 日前

1 IEA. An energy sector roadmap to carbon neutrality in China[R]. 2021

2 Ember. Global electricity review 2021 [DB/OL]. <https://ember-climate.org/project/global-electricity-review-2021/>.

关闭所有燃煤电厂，在 2050 年前实现碳中和³。我国作为世界上最大的煤电装机国，构建新型电力系统将积极呼应全球退煤行动和碳中和承诺，展现出负责任大国的全球视野和大国担当，助力全球实现《巴黎协定》温升控制在 2 摄氏度乃至 1.5 摄氏度以内的目标，推动共建公平合理、合作共赢的全球气候治理体系。

(二) 促进我国深入推动能源革命，加速建成能源强国

2021 年 12 月初召开的中央经济工作会议明确地提出“要深入推动能源革命，加快建设能源强国”。建设能源强国是构建能源新发展格局、实现双碳目标和“能源的饭碗要牢牢端在自己手里”的基础，还攸关我国全面建成富强、民主、文明、和谐、美丽的社会主义现代化强国和实现中华民族伟大复兴的宏远蓝图。

构建以新能源为主体的新型电力系统是我国建设能源强国的关键手段。例如，在能源供应方面，我国将摆脱油气供应高度依赖进口，存在能源供应安全隐忧的风险。新能源行业以制造业为基础，对能源资源禀赋依赖度低。我国目前已拥有世界领先的新能源全产业链和供应链制造能力，且资源储备丰富、分布范围广。光伏形成了从上游原材料采集加工、中游电池片组件制造以及下游光伏电站建设运营的全球最完善的产业链。风电是全球最大的装备基地，产量占全球的三分之二以上，建成了涵盖风电开发建设、设备制造、技术研发、检测认证、配套服务的成熟产业链⁴。构建新型电力系统将最大程度地发挥我国制造业的强大优势，实现能源的充足、安全、可靠供应，抵御各种突发的地缘政治风险，保障我国能源安全。

能源消费方面，构建新型电力系统将促使我国摆脱以化石能源为主的能源消费结构，根本减少化石能源开采、运输、加工和消费带来的土地沉降、水质污染、空气污染、噪音污染等一系列环境问题，极大地改善我国生态环境质量，保障公众身体健康，推动我国在 2035 年前实现“美丽中国”目标，到 2050 年成为人与自然和谐共生的现代化强国。以消费侧为核心、以电为中心的综合能源服务体系还将大幅提高我国终端用能效率，全面提升用户的用能体验。

在市场机制方面，构建新型电力系统将改变电力行业目前保留的传统计划经济色彩，妥善解决市场垄断经营、价格垄断、开放程度不够等一系列问题。一方面将促进电力行业有序放开输配以外的竞争性业务，充分调动市场主体活力，还原能源的商品属性，并

3 Government of UK. End to coal power brought forward to October 2024[EB/OL]. [https://www.gov.uk/government/news/end-to-coal-power-brought-forward-to-october-2024#:~:text=From%201%20October%202024%20Great,\(Wednesday%2030%20June%202021\).](https://www.gov.uk/government/news/end-to-coal-power-brought-forward-to-october-2024#:~:text=From%201%20October%202024%20Great,(Wednesday%2030%20June%202021).)

4 秦海岩. “十四五”时期风电产业发展之策[EB/OL]. 2022 https://mp.weixin.qq.com/s/Z1vWH2_8UY0n0_R2mIgLsw

建立起合理的成本分摊机制和利益共享机制。另一方面将大力推动碳市场和绿证交易市场的建设，加强两个市场的耦合和衔接，促进化石能源的环境社会成本内部化，体现可再生能源清洁无污染的绿色价值，支持分布式能源、智能电网、隔墙售电、新型储能、氢能等新型商业模式发展。

(三) 驱动我国经济社会高质量发展，引领第四次工业革命

自改革开放以来，我国经济社会发展取得了举世瞩目的成就，圆满完成全面建成小康社会的第一个百年目标。2021 年我国经济总量超过 110 万亿元，是世界第二大经济体。但当前我国经济发展已经脱离了高速增长阶段，在全球新冠疫情、中美贸易冲突、人口红利消失等因素的冲击下，面临较大的下行压力。构建新型电力系统将极大地促进我国经济社会的系统性变革，创造新的生产方式、消费方式、商业模式、产业体系、体制机制等，促进绿色新兴产业集聚各类人才、资本、技术等要素资源，支撑经济社会的高质量可持续发展，加快我国构建社会主义现代化强国的进程。

构建新型电力系统还是一场广泛深刻性的技术革命，将促进我国建立世界领先的科技创新体系，提高我国综合国力。科学技术是第一生产力，当前国际竞争归根到底是科技的竞争。英国通过在 17-18 世纪发明和改良了蒸汽机，引领了第一次工业革命，造就了“日不落帝国”；西欧、美国通过在 19 世纪末发明并广泛应用了电器、内燃机、新通讯手段等，开启了第二次工业革命，促使了资本主义世界体系的确立；美国通过大力发展电子计算机技术、航天技术、原子能技术等，引领了自 20 世纪四五十年代开始的第三次工业革命，促使美国一跃成为世界头号强国。

构建新型电力系统将加速我国实现科技革命，推动包括新能源、氢能、氨能、新型储能、碳捕集利用与封存（CCUS）、柔性直流和智能电网等一批前瞻性技术的研发创新和推广应用，突破新材料、新设备、新工艺等领域的技术瓶颈，促进大数据、人工智能、区块链、元宇宙等新兴数字技术在能源电力领域的深度融合，促使我国引领世界第四次工业革命，实现经济社会的跨越式发展，抢占国际战略竞争的制高点，极大地提高我国在国际上的话语权和影响力。

(四) 贡献“中国智慧”，助力全球落实可持续发展目标

我国电力工业历经百年发展历程，披荆斩棘、筚路蓝缕，实现了由小到大、由弱到强、由落后到先进的历史大跨越。我国目前是全球最大的可再生能源装机国，约占全球可再生能源总装机规模的三分之一，水电、风电、光伏、生物质都连续多年稳居世界第一。同时我国是世界上抽水蓄能、电化学储能装机最大的国家。此外，我国建立了世界上范围最广、线路最长、电压等级最高的电网系统，是全球唯一掌握大规模应用特高压输电技术的国家。

构建新型电力系统将大力推动我国发挥经多年沉淀所积累的技术优势，开展新一轮的技术革命，培养本土具有全球竞争力的能源电力企业和建设高质量人才队伍，为国际社会解决能源问题提供中国声音和中国方案，促进全球经济社会可持续发展。

例如，我国风电、光伏强大的全产业链制造能力将持续推动全球新能源设备转换效率的提高、使用成本的下降。对外出口的光伏组件、风机将助力全球能源清洁转型进程，并有效解决发展中国家能源不可及和能源贫困问题。

我国对“一带一路”国家、非洲地区、欧洲与美洲地区的发电机组、装备制造、电网建设等领域的跨境投资和产能合作还将拉动全球经济绿色复苏，创造新的就业机会，为维护多边贸易体制、构建开放型世界经济作出巨大贡献。

我国电力行业人才还将通过“人文外交”，在官方和非官方场合与外国人民开展有关气候、能源、环境等方面的交流，介绍中国在可持续发展领域和构建新型电力系统方面所取得的进展，以及相关经验教训，为发展中国家乃至发达国家提供能源治理和能源发展的新思路。

第二章 新型电力系统的定义、特征与展望

新型电力系统是未来新能源为主的我国能源系统的主体，将根本改变目前化石能源为主的发展格局，以低碳、清洁、高效、安全为基本特征，以高比例可再生能源和电气化、新型储能、氢能、分布式能源、智能电网、先进输发电技术、数字技术和新型商业模式、灵活电力市场等为支撑，是实现经济社会高质量发展和应对气候变化的重要解决方案，是构建能源强国的基础，是实现中华民族伟大复兴的保障。

构建新型电力系统必须要着眼于整个能源行业的系统性变革，重塑我国现有能源的供应、运输、消费、储存方式，保留我国现有能源系统安全可靠、经济性好的特点，在此基础上，实现能源消费的电气化、清洁化、高效化，大幅提高我国能源电力行业的软实力和国际影响力。

(一) 现有能源电力系统的主要特征

我国良好的化石能源资源禀赋和以化石能源为主的生产消费结构保障了我国能源系统的安全性、可靠性和经济性，支撑了过去数十年经济社会的高速发展。

化石能源资源禀赋方面，煤炭是我国最丰富的化石能源，2020 年我国煤炭探明储量约 1430 万吨，位居世界第四，仅次于美国、俄罗斯和澳大利亚。石油和天然气探明储量为 35 亿吨和 8.4 万亿立方米，分别位居全球第十三和第六⁵。

丰富的化石能源资源禀赋促使我国形成了长期以来以化石能源为主的能源与电力生产消费结构。2020 年，我国煤炭、石油、天然气实现产量 39 亿吨、1.95 亿吨、1925 亿立方米，分别位居世界第一、第六、第四⁶。在消费端，我国虽近些年来能源清洁转型

5 BP. Statistical Review of World Energy 2021[DB/OL]. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

6 中电传媒《中国能源大数据报告》[R].2021

进程加速，但化石能源仍占我国一次能源消费总量比重的 80% 以上。在电力系统中，我国仍呈现“一煤独大”，煤电的发电量占总发电量的比重超过 60%。

化石能源易于运输和交易。化石能源可通过铁路、公路、海运、管道等轻松实现在全球范围内的运输。煤炭、石油和天然气都是大宗交易商品，在地缘政治稳定的前提下，我国可通过全球贸易轻松从他国获取能源资源，保障能源供应安全稳定。在电力传输中，我国建立了世界上范围最广、线路最长、电压等级最高的电网系统。截至 2021 年年底，在运特高压工程已达到“十五交十八直”。

化石能源还具有易存储性。储煤形式包括露天堆场与防风抑尘网储煤、圆筒仓储煤、球形储煤场储煤和干燥棚储煤等。油气则有储油 / 气罐、地下储油 / 气库和海上储存等。在电力储存中，虽然我国拥有世界上最大的抽水蓄能装机和电化学储能装机，但尚无法实现电力的长周期规模化储存。

我国化石能源资源丰富，叠加其易于运输和交易、适合大规模、长周期储存的特点使得我国形成了化石能源为主、电力消费为辅的发展格局，并以较低的经济成本安全可靠地满足终端用户的能源需求。

然而，目前我国化石能源主导的能源电力系统存在诸多问题，包括严重的碳排放和环境污染、较大的能源安全 and 经济安全隐患、前瞻性清洁技术和相关核心设备的科技创新水平不高、能源市场和体制机制建设滞后、在国际贸易和国际组织缺乏话语权和决策优先权等。

(二) 新型电力系统的主要特征

新型电力系统需在原有能源系统的基础上实现系统性升级，努力解决发展短板，继续发挥长板优势。报告认为新型电力系统的主要特征体现在全面支撑性、系统平衡性、综合高效性、科技创新性以及国际引领性。

全面支撑性指我国全面实现电代煤、电代油、电代气，建筑、交通、工业等领域终端用能电气化率大幅提升，电力消费中非化石能源占据绝对主导地位。电力行业的相关清洁技术能够助力全社会难以电气化领域的深度脱碳，全方位支撑我国实现双碳目标和社会主义现代化强国建设。

系统平衡性指我国能突破能源系统的“不可能三角”，实现电力供应的安全可靠、经济可负担和清洁低碳。具体来说，安全可靠是指国内有充足、稳定、可持续的电力供给，户均停电频率和停电时间低，且上游设备制造所需的稀土资源和矿产资源供应安全水平高，能够抵御和化解国内外各种政治、经济、突发自然灾害等因素造成的供应中断风险。电力上中下游都拥有较高程度的多样性和灵活调配水平，“源网荷储”协调发展水平高，能够根据供需变化和内外部的经济社会发展形式的变化及时灵活地调整和匹配。

经济可负担是指电力价格长期稳定且终端用户可承受，能够支撑国内社会经济高质量发展和人民生活水平的持续提高。电力价格的国际竞争力强，投资回报率高，有效吸引国际投资与合作。

清洁低碳是指电力的开发利用以光伏、风电、水电、核电、氢能、生物质、地热、海洋能等绿色无污染的清洁能源为主。清洁能源设备的制造、加工和处理环节产生较小的环境污染和温室气体排放问题。

综合高效性指清洁能源装备的转换效率高、弃电率低。电力设备生产制造环节的能耗低、污染小，废弃资源的循环综合利用水平高。电力行业有高效运转的市场机制和科学健全的监管体系，实现资源的最优化配置和维护市场主体的合法权益。电力行业的发展以服务需求侧为导向，综合能源服务水平高，终端用能效率高，与新一代信息技术和智能技术高度融合。

科技创新性指电力行业全产业链各个环节能够采用先进的科学技术、保持领先的技术水平，在前瞻性技术研发方面持续保持较高的投入，建立国际领先的技术优势，保持充足的技术储备，推动世界能源技术革命。

国际引领性指在电力进出口、装备投资贸易、国际标准制定、国际产能合作以及气候变化事务上，国家具有较强的影响力、发言权和支配权，拥有世界一流的新能源和电力企业，且在重要的国际能源和电力组织中充当贡献者和引领者的角色。

(三) 新型电力系统的远景展望

在新型电力系统建成后，我国电能在终端用能的比重达到 70% 以上，非化石能源发电量占总发电量的比重达到 95% 以上，电力系统和能源系统之间的界线逐渐模糊，即我国电力系统趋近于能源系统。

在供应侧，能源生产实现清洁化和低碳化发展。我国能源生产以太阳能、风能为主，水电、气电、核电、生物质发电为辅，其作为系统转动惯量的提供者，保持电力系统抗扰动能力。地热发电、氢能、氨电、海洋发电等前瞻性、突破性的发电技术在部分地区的电量电力结构中扮演愈加举足轻重的作用。此外，清洁能源供热技术得到全方位发展，低品位热源主要由光伏、风电、地热等新能源满足，高品位热源主要由核能、光热、氢能、生物质能等满足。其中，核电的热电联产将大规模替代煤电作为东部沿海地区的集中供热来源，西北和中部等地区主要以光热集中供热为主，分布式能源、小型核反应堆、氢能将是分布式供热的主体。

在传输侧，大电网与微电网实现协同并重发展。我国建成特大型互联电网，特高压骨干网架建设完善，有效保障跨区直流输电的高效安全运行，满足新能源在全国范围内的消纳利用和各种资源之间的优化互济和支援。众多有条件的负荷地区在综合考虑供电

范围、负荷特性、用户特点等情况下，形成包括分布式能源、地热、新型储能、小型燃气轮机、小型氢电、沼气发电、电动汽车等由各类微型电源组成的微电网，并能够在并网运行和孤岛运行两种模式之间进行切换，实现局部的电力平衡和能量优化。各地区的微电网通过大电网互联互通，大电网对微电网的安全稳定运行提供兜底保障作用。

在需求侧，电力消费者成为电力“产销者”，与供应侧实现深度融合互动。屋顶光伏、光伏建筑一体化（BIPV）、分布式风电、小型气电与氢电等分布式能源在需求侧得到广泛开发与应用，用户用电的自主性和可靠性大幅提升。需求侧资源实现充分利用，虚拟电厂有效整合并系统管理分散式风电与光伏、新型储能、微电网、电动汽车和可中断、可调节负荷等各类资源，向电力系统提供关键的电量服务和辅助服务，综合提升电力系统安全保障水平。此外，电力系统的发展以服务需求侧为导向，以电为中心的综合能源服务实现因地制宜的大规模推广，包括电热冷气一体化供应、能源梯级利用、能效诊断与能效提升等，全社会的终端用能效率大幅提高。

新型电力系统与新一代数字信息技术广泛融合，实现电力系统的广泛互联与智能互动。大数据、云计算、物联网、人工智能、区块链、元宇宙等数字技术融合与应用于电力系统各个环节的管理和运维，提高其数字化、网络化和智能化水平，如可再生能源的出力水平预测、电网智能调度、系统潜在运行安全风险监测、满足用户灵活、高效、个性化的用能需求等，促进电力系统源网荷储协同互动。

新型电力系统建成后，电力行业作为基础支撑性行业，全面加速工业、交通、建筑等部门的脱碳进程。工业部门完成工艺流程的变革，形成以绿氢为核心原材料的生产方式，并淘汰以传统化石能源为主的供热形式，实现用能结构调整、用能效率提升，以及产业转型升级。交通部门车网融合（V2G）发展，电动汽车的保有量和渗透率大幅提升，实现对传统燃油车的大规模替代。同时，燃料电池、生物燃料、氢基燃料等在重卡、船舶、飞机等交通方式中广泛应用，规模化替代柴油和航空燃油。建筑部门电供热、电炊具等设备的利用大幅减少居民散煤、液化石油气的使用，助力其成为全社会电气化率最高的终端用能部门。

新型电力系统建成后，我国电力行业软实力大幅提升。我国电力系统有效形成了“X+1+X”的竞争性发展格局，实现了上游发电厂在批发市场上提供多种不同类型的电力商品，中游电网实现资源的优化配置和共享互济，下游售电公司充分竞争并承担向终端用户售电、向上游电厂购买电力以及辅助服务的主体。电力的时间价值和空间价值在区域性和全国性的电力市场上得到充分体现，电网统购统销的局面被打破，公共服务平台的功能得以实现。我国还拥有成熟完善的绿证交易市场和碳市场，化石能源的环境社会成本和可再生能源清洁无污染的环境价值得以充分体现。

我国电力行业建成完善的标准化体制机制，具有良好的标准实施、监督和服务能力，标准有较强的有效性、先进性和适用性。大量中国标准成为国际标准，支撑我国在国际电工委员会（IEC）、电气电子工程师学会（IEEE）、国际能源署（IEA）、国际可再生能源署（IRENA）等国际能源电力机构中拥有较强的话语权和影响力。我国电力行业的标准化体系覆盖范围广而深，包括特高压及柔性直流输电、智能电网、微电网及分布式能源并网标准、新能源资源测量和评估标准、新能源发电装备和产品标准、输变电设备和储能设施标准、高温气冷堆和小型核反应堆技术标准、氢气制取、运输和利用标准等。

(四) 新型电力系统的发展路径

本报告根据发达国家人均用电量的达峰时间和达峰规模，结合新冠疫情对我国近中期电力需求的影响，预测了我国中长期的全社会用电量和最大负荷。在此基础上，报告在结合各资源发展潜力、不同发电机组组合、技术进步、市场机制、商业模式发展等因素，利用综合资源规划模型提出了构建新型电力系统的发展路径及其所需的投资成本。由于未来四十年经济社会发展、技术创新水平、混合技术的使用和国际地缘政治存在相当大的不确定性，报告给出发展路径将仅作为构建新型电力系统的一种简单预测和参考。

(1) 综合资源规划模型

目标函数：

$$\min C = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j=1}^J (R_j^t T_j^t LCOE_j^t) + \sum_{s=1}^S (R_s^t - R_s^{t-1}) C_s^t + \sum_{d=1}^D R_d^t C_d^t + \sum_{j=1}^J M_{CO_2}^t P_{CO_2}^t \right\} \frac{1}{(1+r)^t}$$

R_j^t 为电厂类型 j 在 t 年的总装机容量； T_j^t 为电厂类型 j 在 t 年的总利用小时数； $LCOE_j^t$ 为电厂类型 j 在 t 年的度电成本； R_s^t 为储能类型 s 在 t 年的总装机容量； C_s^t 为储能类型 s 在 t 年的单位扩容成本； R_d^t 需求侧响应类型 d 在 t 年的总容量； C_d^t 需求响应类型 d 在 t 年的激励成本； $M_{CO_2}^t$ 为 t 年的碳排放总量； $P_{CO_2}^t$ 为 t 年的碳排放成本； r 为贴现率。

碳排放约束：

$$\sum_{j=1}^J R_j^t T_j^t e_{j,CO_2}^t \leq M_{CO_2,lim}^t$$

e_{j,CO_2}^t 为电厂类型 j 在 t 年的碳排放系数； $M_{CO_2,lim}^t$ 为 t 年的最高碳排放量。

电量平衡：

$$\sum_{j=1}^J \varepsilon_j R_j^t T_j^t - \sum_{s=1}^S R_s^t \eta_s^t \geq E^t - \sum_{d=1}^D R_d^t T_d^t$$

ε_j 为供用电转换效率； η_s^t 为储能类型 s 在 t 年的利用率； T_d^t 为需求响应类型 d 在 t 年的利用小时数； E^t 为 t 年的全社会用电量。

电力平衡：

$$\sum_{j=1}^J \varepsilon_j \delta_j^t R_j^t + \sum_{s=1}^S R_s^t \geq (1+g)(P^t - \sum_{d=1}^D R_d^t)$$

δ_j^t 为电厂类型 j 在 t 年的出力系数； P^t 为 t 年的最大负荷； g 为备用率。

资源发展潜力：

$$\begin{aligned}R_j^t &\leq R_{j,lim} \\ \Delta R_{j,low}^t &\leq \Delta R_j^t \leq \Delta R_{j,upper}^t \\ R_s^t &\leq R_{s,lim} \\ \Delta R_{s,low}^t &\leq \Delta R_s^t \leq \Delta R_{s,upper}^t \\ R_d^t &\leq R_{d,lim} \\ \Delta R_{d,low}^t &\leq \Delta R_d^t \leq \Delta R_{d,upper}^t\end{aligned}$$

$R_{j,lim}$ 为电厂类型 j 的最大总装机容量； $\Delta R_{j,low}^t$ 为电厂类型 j 在 t 年的最小新增总装机容量； $\Delta R_{j,upper}^t$ 为电厂类型 j 在 t 年的最大新增总装机容量； $R_{s,lim}$ 为储能类型 s 的最大总装机容量； $\Delta R_{s,low}^t$ 为储能类型 s 在 t 年的最小新增总装机容量； $\Delta R_{s,upper}^t$ 为储能类型 s 在 t 年的最大新增总装机容量； $R_{d,lim}$ 为需求响应类型 d 的最大容量； $\Delta R_{d,low}^t$ 为需求响应类型 d 在 t 年的最小新增容量； $\Delta R_{d,upper}^t$ 为需求响应类型 d 在 t 年的最大新增容量。

（2）规划结果

报告结合实现双碳目标的时间进程，将构建新型电力的远景展望分为两个阶段。第一阶段到 2035 年，称为构建新型电力系统的 1.0 阶段，第二阶段为 2036 年到 2060 年，称为构建新型电力系统的 2.0 阶段。

在新型电力系统 1.0 阶段，电力在我国能源系统中的地位得到持续加强，增量能源消费主要以电力消费为主，但总体来看电力仍然不是我国终端用能的主要形式。新增电力需求在“十四五”时期绝大部分由非化石能源满足。

我国电力生产、消费和提供系统灵活性的重任仍以煤电为主，气电、抽水蓄能、储能、需求侧资源等为辅。煤电电量支撑作用逐渐减弱，电力支撑作用逐渐加强。电力传输仍依靠大电网为主的发展模式，满足新能源在全国范围内的大规模开发、配置和使用要求，分布式能源与微电网虽在试点地区得到较好的推广，但总体规模仍偏小，安全稳定运行较高程度地依赖于大电网。需求侧资源得到一定程度地开发利用，但与源荷两端的结合程度仍较低，处于邀约型和市场型为主的混合阶段，对电力系统安全可靠性的贡献度有限。

在新型电力系统 1.0 阶段，我国新能源装机快速增长，光伏、光热、陆上风电和海上风电的总装机到 2025 年和 2035 年分别达 11.2 亿千瓦和 26.8 亿千瓦，非化石能源发电量占总发电量的比重分别达 43% 和 61%。与之对应的是煤电装机的加速下降，2025 年我国煤电装机达到峰值 11.7 亿千瓦，随后进入峰值平台期，缓慢下降到 2035 年的 10.6 亿千瓦，其中约一半为利用小时数只有 3000 多小时的调峰机组。

我国终端用能电气化率和需求响应开发利用量得到规模化提升，需求响应到 2025

年和 2035 年分别达到最大负荷的 4% 和 7%。电气化率到 2025 年和 2035 年分别达到 32% 和 43%。

在新型电力系统 2.0 阶段，以光伏、风电为主的新能源开始大规模替代存量化石能源。传统能源机组的角色和燃料产生巨变，煤电由调峰电源逐渐转变为备用电源，发挥紧急情况下的安全保供作用。煤电机组不再单纯地以煤炭为燃料，将大规模耦合生物质或氢能进行发电。气电由于启停速度快、升降负荷能力强、周期短和选址灵活的特点，将在电力系统中扮演愈加关键的调节作用。燃气轮机也不再单纯地以天然气作为燃料，将大规模耦合氢气进行发电，减少其碳排放足迹。

到 2060 年，光伏、光热、陆上风电和海上风电的总装机达 56.3 亿千瓦，包括地热、氢能、海洋能等在内的新兴清洁发电机组总量约 2.7 亿千瓦，非化石能源发电量占总发电量的比重达 95%。届时我国淘汰所有燃煤基荷机组和调峰机组，仅在东中部高负荷地区保留约 2 亿千瓦的安全备用机组。我国气电装机在 2050 年左右达到峰值，约 4.3 亿千瓦，随后到 2060 年缓慢下降至 3.7 亿千瓦。

在新型电力系统 2.0 阶段，以电化学储能为主的短周期储能技术和以氢储能为为主的中周长期储能技术实现关键突破，发挥对电力系统削峰填谷的关键作用。到 2060 年，我国新型储能装机超过 5 亿千瓦。微电网得到爆发式增长，在局部地区扮演关键的自平衡作用，到 2060 年的总规模超过 2 亿千瓦。需求响应得到进一步开发利用，在 2060 年达到最大负荷的 12%。我国还将引领全世界终端用能的电气化进程，电气化率在 2060 年超过 70%。

表 2-1：新型电力系统下我国电力发展路径

年份	2020	2025	2030	2035	2050	2060
全社会用电量 (亿千瓦时)	7.5	9.5	10.9	12.4	15.6	15.2
煤电装机 (亿千瓦) (基荷 + 调峰 + 备用)	10.8	11.7	11.3	10.6	6.4	2.0
气电装机 (亿千瓦)	0.98	1.6	2.2	2.8	4.3	3.7
光伏装机 (亿千瓦)	2.5	5.5	9.5	13.9	26.9	31.6
光热装机 (亿千瓦)	-	0.05	0.2	0.4	1.2	1.9
陆上风电装机 (亿千瓦)	2.7	5.0	7.5	10.5	15.6	16.3
海上风电装机 (亿千瓦)	0.09	0.6	1.2	2.0	5.3	6.5
常规水电装机 (亿千瓦)	3.4	3.9	4.3	4.5	5.1	5.2
抽水蓄能装机 (亿千瓦)	0.3	0.7	1.2	1.5	1.9	2.1
核电装机 (亿千瓦)	0.5	0.7	1.0	1.3	2.0	2.2
生物质装机 (亿千瓦)	0.3	0.7	1.0	1.2	1.5	1.6

年份	2020	2025	2030	2035	2050	2060
微电网装机（亿千瓦）	-	0.01	0.04	0.09	0.7	2.0
其他装机（亿千瓦）	-	0.05	0.1	0.2	1.4	2.7
新型储能装机（亿千瓦）	0.03	0.3	0.8	1.3	3.6	5.1
需求响应（亿千瓦）	0.1	0.6	1.0	1.5	3.0	4.0

在新型电力系统的 2.0 阶段，各种新型技术实现百花齐放、百家争鸣。全国各地区结合自身资源禀赋、经济发展水平、技术经济性等因素，因地制宜地选择清洁技术组合。例如，在西北与东北地区，集中式风电与光伏、光热、地热、煤电 +CCUS 等将扮演主导角色；在东部、南部等经济发达的沿海地区，海上风电、分布式能源与微电网、核电、气电、海洋能等是电力系统的主体。而在中南部地区，则是水电、煤电 +CCUS、需求侧响应大规模开发利用之地，中部地区还会扮演我国大电网互联互通关键的枢纽作用。此外，不同时间尺度储能技术的应用、氢能的就地转换或远距离输送等问题也将结合各地方的全局规划与不同方案经济的比较优势统筹考虑。

报告结合各种发电技术、储能技术、需求响应利用、电网建设等的成本变化，预计到 2060 年我国需累计投资超过 90 万亿元用于新型电力系统建设。在构建新型电力系统的发展路径下，我国电力行业二氧化碳排放于 2025 年左右达峰，峰值约 45 亿吨，2025-2028 年碳排放处于峰值平台期，到 2030 年仍约 42 亿吨。2030 年之后，我国电力行业二氧化碳排放呈加速下降趋势，若不考虑 CCUS 技术在电力行业的利用，到 2035 年我国电力行业碳排放约 39 亿吨，到 2050 年约 20 亿吨，到 2060 年约 3 亿吨。若考虑 CCUS（包括 BECCS 和直接空气捕捉）技术在电力行业的利用，到 2035 年我国电力行业碳排放约 35 亿吨，到 2050 年约 7 亿吨，到 2060 年实现负排放。

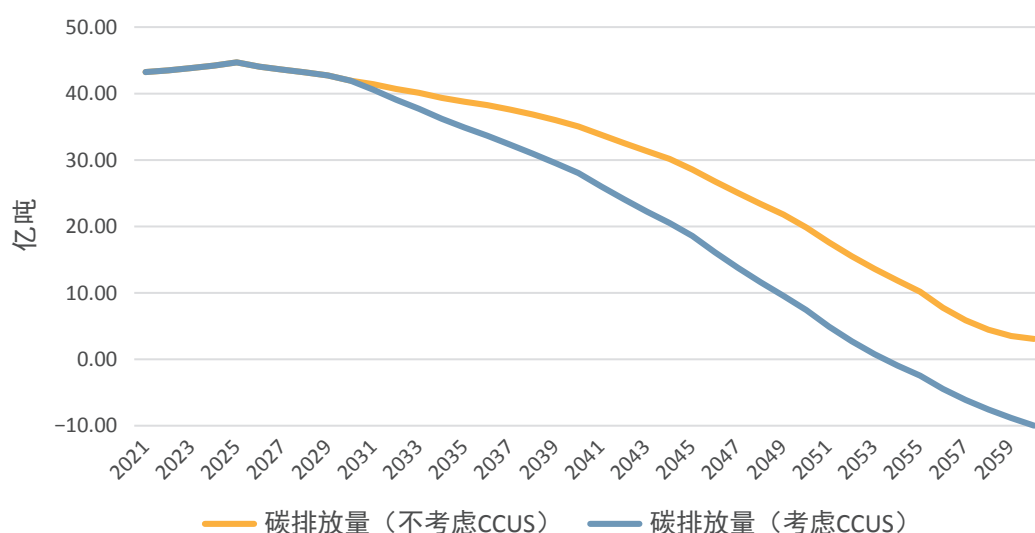


图 2-1：我国电力行业碳排放展望

报告还针对我国高低两种情景的电力需求增速，非化石能源对我国增量电力消费的替代情况做了分析。在低情景下，我国电力需求在 2025 年、2035 年、2050 年和 2060 年分别为 9.2 万亿千瓦时、11.2 亿千瓦时、14.5 亿千瓦时和 14.3 亿千瓦时。在高情景下，我国电力需求在 2025 年、2035 年、2050 年和 2060 年分别为 9.7 万亿千瓦时、13.7 亿千瓦时、16.8 亿千瓦时和 16.0 亿千瓦时。在低情景下，根据报告提出的发展路径，我国增量电力消费在 2025 年后便可实现全部由非化石能源替代；在高情景下，我国增量电力消费到 2040 年后才能实现全部由非化石能源替代。由此可见，我国未来电力需求增速变动情况将对我国的能源清洁转型进程产生重大影响。我国在构建新型电力系统的过程中要时刻跟踪电力需求变化的影响因素，动态调整和不断完善相应的顶层设计。

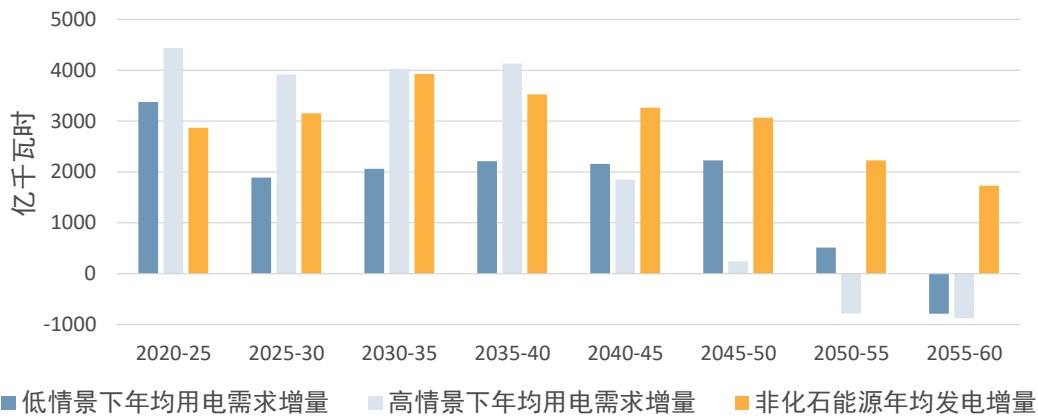


图 2-2：两种电力需求增长情景下非化石能源发电量替代情况

第三章 构建新型电力系统的难点与挑战

我国要如期实现双碳目标，能源行业约 40% 的累积减排量依赖于目前还处于原型或示范阶段的新技术¹。这其中就包括新型储能、光热、CCUS、生物质能，以及绿氢制输储运与终端利用体系等。如果这些关键技术不能在未来取得突破性的进展，降低使用成本，我国构建新型电力系统的过程中将缺乏根本的技术保障，电力系统的安全、清洁、稳定、高效发展也将无从谈起。因此，开展新一轮技术革命成为摆在我国构建新型电力系统面前最严峻的挑战。

我国在构建新型电力系统的过程中，在不同时期将面临着不同的挑战与困难。在新型电力系统的 1.0 阶段，我国将主要面临经济性和高效性的问题。一方面是新能源高速发展背景下系统整体并网消纳成本的大幅增加。另一方面是不健全的市场机制导致的电力资源无法实现大范围内的优化配置，以及灵活性资源无法有效发挥对新能源的调节支撑作用。在 2.0 阶段，随着新能源制造成本和消纳成本的持续下降，以及市场机制建设的不断完善，我国将主要面临安全性问题，这包括波动性电源大规模并网对系统安全稳定运行造成的冲击，以及新能源制造业中矿产资源和稀土资源安全稳定供应的问题。

（一）前瞻性技术突破

（1）新型储能

在新型储能领域，目前我国电化学储能（主要为锂电池）占据绝对主导地位，占总装机的比重在 90% 以上。其他储能形式如物理储能、电磁储能和热储能仍未得到商业化发展。

目前市场应用最广泛的电化学储能的度电成本仍高达 0.6 元 / 千瓦时以上，而规模化应用需要其成本降至 0.3-0.4 元 / 千瓦时⁷。为了平抑新能源的波动性，保障电力系统

7 中国储能网. 储能的度电成本和里程成本分析 [EB/OL]. <http://www.es.cn.com.cn/news/show-1105938.html>

供电的可靠性和安全性，我国必须实现不同时间尺度的储能技术的创新与突破，这包括电化学储能、飞轮储能、超导储能、超级电容储能等分钟级和小时级的储能技术，以及满足中长周期储能需求的热储能和氢储能等。

短周期储能技术我国势必要着重突破电化学储能和压缩空气储能。提高电化学储能的安全性和循环次数，包括寻求更高化学稳定性的正负极材料和基于水系电解液或固态电解质的锂基、锌基、钠基等新型电池技术。压缩空气储能则需要通过突破先进超临界压缩空气技术、液态空气存储技术、热回收利用技术等，实现额定功率可达百万兆瓦级的大规模、低成本发展。

中长周期储能技术的开发和利用尚未在我国的发展规划中得到充分重视，未来要重点突破热储能和化学储能。在热储能领域，2021 年我国光热装机总量仅约 54 万千瓦⁸，不足全球总装机比重的 8%，与我国光伏累计装机连续 7 年位居全球首位的发展规模相比差距巨大。在化学储能领域，虽然“十四五”时期我国各地都将氢能作为产业发展的重点方向之一，但绝大多数都将氢能的应用局限于交通领域，对其在电力行业的推广和应用的重视程度相当不足。若中长周期储能技术不能得到突破性发展，我国在面对数周乃至数月风光出力不足或遇到极端天气的情况下，电力系统安全稳定运行将存在巨大隐患。

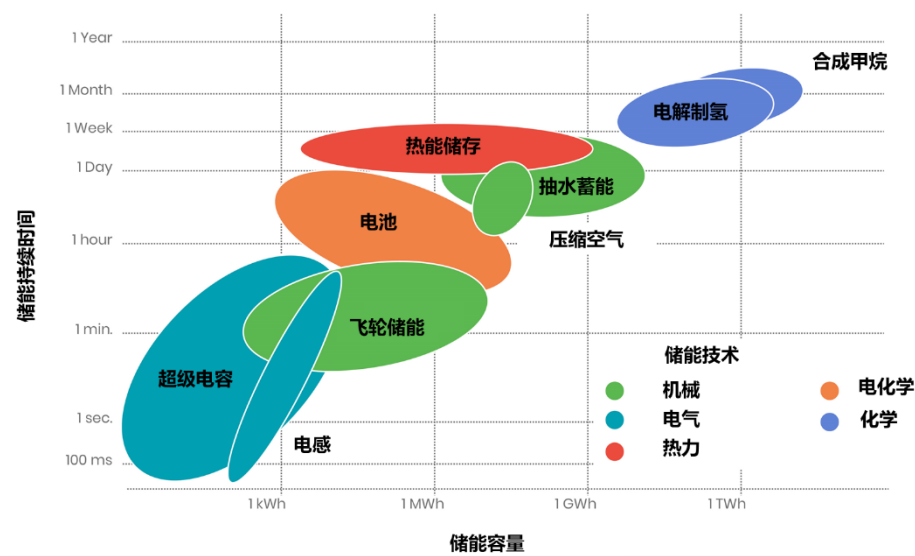


图 3-1: 不同储能类型储能容量对比⁹

数据来源: Laiminger et al

8 国家太阳能光热产业技术创新战略联盟等. 中国太阳能热发电行业蓝皮书 [M]. 2021

9 Laiminger Stephan, et al. Hydrogen as future fuel for gas Engines. 29th CIMaC Congress, Vancouver, 2019

（2）光热

光热发电由于其自带大规模、安全性高的储能系统，不仅是清洁稳定的电源，而且可以扮演为风、光等新能源调峰调频的关键角色。光热连续发电的最小出力可以降至 20%，爬坡速度快，升降负荷速率可达每分钟 3%-6% 额定功率，冷态启动时间 1 小时左右、热态启动时间约 25 分钟⁸。光热还与常规火电机组同样具备转动惯量和无功功率，可为电网的频率稳定、电压稳定、同步稳定提供支撑。在新型电力系统的框架下，光热发电、光伏发电、陆上风电互补调节的风光热大型综合可再生能源发电基地还将是我国“大电网 + 大基地”发展模式的重要组成形式之一。

然而，目前我国光热电站平均度电成本接近 1 元 / 千瓦时，在国家能源局 2016 年批复的首批 20 个太阳能热发电示范项目中，截至 2021 年年底仅有 7 个项目并网发电⁸。由于缺乏连续稳定的上网电价补贴和相关融资环境、土地政策、税收政策的支持，我国光热尚无法发挥其巨大的调节潜力，以及和其他能源有机整合和集成互补能力。

未来我国要提升光热在电力系统中的电量电力支撑作用，需实现一系列技术创新和突破，包括集热场的反射镜和跟踪方式，研发硅油、液态金属、固体颗粒等新型传热介质和超临界二氧化碳布雷顿循环（S-CO₂）的发电技术等，以提高光热电站的运行温度和转化效率，持续降低利用成本。

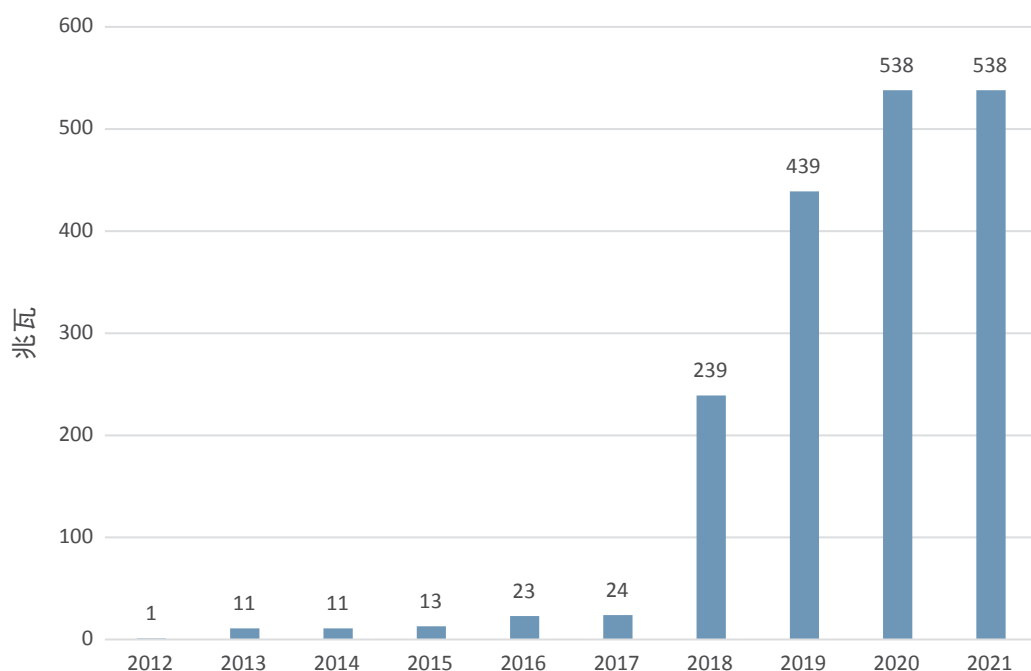


图 3-2：我国太阳能光热累计装机情况

数据来源：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟

(3) 氢能

我国氢能产业仍处于萌芽状态，产业规范的标准体系也存在较大缺失。在供应端，我国目前虽已是全球最大的制氢国，2020 年我国氢气产量达 2500 万吨，但氢气制取方式仍是以化石能源为主、工业副产氢为辅。化石能源制氢的比重高达 80% 以上，而电解水制氢比重仅为 4%¹⁰。目前电制氢由于技术成本较高，尚未实现规模化应用。现阶段较为成熟的碱性电解槽制氢的成本约 2.5-4 元 / 立方米，而煤制氢和天然气制氢的成本仅在 0.6-1.5 元 / 立方米之间¹¹。未来在新能源为主体的新型电力系统的框架下，我国势必要突破电解水制氢技术，通过新能源发电制取环境影响小、纯度高、杂质气体少的氢气，这包括易实现大规模应用的碱性电解技术、运行灵活且反应效率高的质子交换膜电解技术（PEM）、需要高温、高压蒸汽环境的固体氧化物电解技术（SOEC）。另外，在 CCUS 技术得以突破的情况下，我国还可因地制宜保留一定传统化石能源叠加 CCUS 的蓝氢项目。

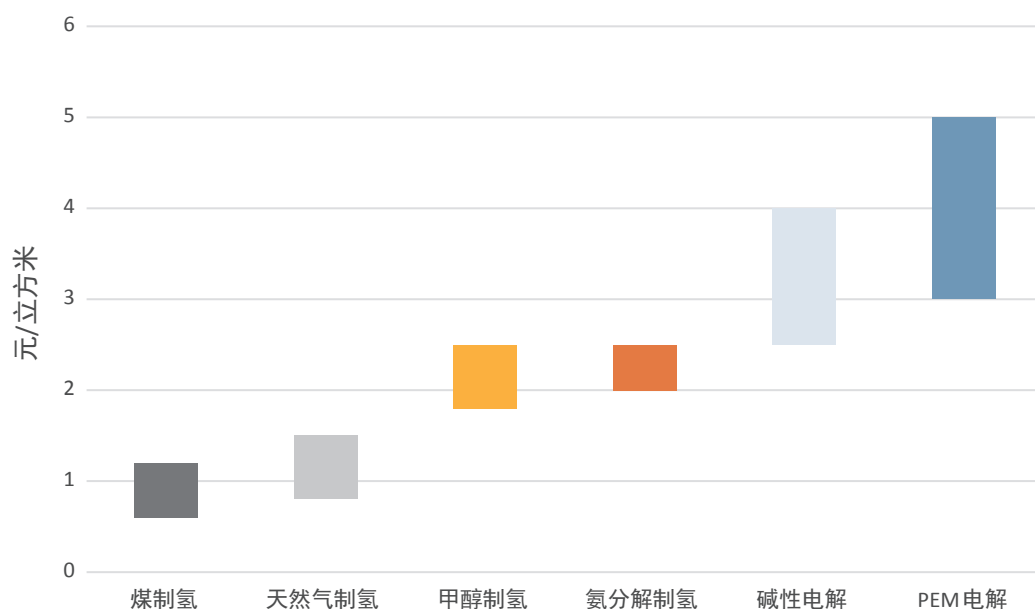


图 3-3：目前我国不同制氢成本比较

数据来源：国家电投集团氢能产业创新中心

在储运端，我国在高压气态储氢技术已发展成熟、应用广泛的背景下，应着重突破低温液态储氢、液氨 / 甲醇储氢、盐穴储氢等方式。这些技术拥有储氢密度高、纯度高、安全性好、储运方便等特点。目前我国氢气运输主要以长管拖车运输高压气态氢为主，

10 水电水利规划设计总院《中国可再生能源发展报告 2020》[R]. 2021

11 国家电投集团氢能产业创新中心. 氢能百问 [M]. 2022

未来在进一步提升长管拖车运氢能力外，需要着重突破槽罐车低温液氢运输、纯氢管道运输、天然气管网掺氢运输、航空运输等。尤其是氢气大范围、远距离的管网运输对我国以成本低、能耗小的方式实现氢气资源优化配置具有重要意义。而目前我国输氢管道仅约 100 千米，远低于美国的 2500 千米和欧洲的 1500 千米¹²。

在应用端，我国氢能利用以燃料电池汽车为主导方向。主要省市的氢能产业发展规划目标将燃料电池汽车及其产业链的发展当做主要甚至唯一选择。而构建新型电力系统需要绿氢在储能、工业、交通等各个领域的广泛应用。而在这些领域，氢能都处于初期发展阶段，相关技术没有得到推广和应用，经济性的制约是最大因素。在储能领域氢气以及氢制衍生品将作为重要的长周期储能工具，平抑电力系统跨日、跨周、乃至跨月的不平衡电量。在工业部门氢气直接还原铁、氢等离子体熔融还原铁、氢供热，以及氢制氨、醇、烯烃、甲烷等重要的化工原料和燃料等，将支持工业部门难以电气化领域的深度脱碳。氢气在交通部门的应用主要是在电动汽车较难推广的领域，包括续航里程高、加注时间短的重卡、船舶和航空等交通方式。

（4）CCUS 技术

CCUS 技术在新型电力系统的框架下对还留存的火电项目，以及电气化难以覆盖的工业部门的深度脱碳至关重要。生物质能捕集与封存（BECCS）和直接空气碳捕集与封存（DACCS）等负排放技术还是实现能源行业以及全社会碳中和目标的托底技术保障。

目前我国已投运或建设中的 CCUS 项目仅约 40 个，总碳捕集能力达 300 万吨/年，约占全球在运和建设捕集能力总量的 8%¹³。该技术总体来看在我国仍处于示范或商业化前期阶段，目前碳捕集、压缩液化和运输的成本达 510-990 元/吨¹⁴，远高于 2021 年全国碳市场平均碳价 42.85 元/吨的水平。

捕集方面，我国只有约 5% 捕集的碳现阶段具备技术和经济可持续性。我国当前燃烧前捕集、燃烧后捕集、富氧燃烧捕集的成本分别在 250-430 元/吨、300-450 元/吨和 300-400 元/吨之间¹。在第一代碳捕集技术渐趋成熟的背景下，我国未来需重点突破能耗低、成本低的第二代捕集技术，如新型膜分离技术、新型吸收/吸附技术、增压富氧燃烧技术等。

输送方面，我国罐车运输和船舶运输技术的成本分别在 0.9-1.4 元/吨·千米和 0.3 元/吨·千米左右，已基本达到商业化应用阶段¹。未来需重点突破能大规模运输二氧化碳、现阶段仍属于中试阶段的管道运输。

封存方面，我国陆地盆地和海上盆地理论封存容量分别在 3250 亿吨和 770 亿吨以上¹。二氧化碳封存目前成本高昂，主要包括陆上咸水层封存、枯竭油气田封存、海底封存等，其成本约为 60 元/吨、50 元/吨和 300 元/吨¹⁵。未来我国需持续寻找地质条

12 中国氢能联盟. 中国氢能及燃料电池产业白皮书 [R]. 2019

13 生态环境部环境规划院等. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)[R]. 2021

14 翟旭京、贾浩等. 新疆“煤电+CCS”发展模式适应性分析 [EB/OL]. <https://mp.weixin.qq.com/s/ex9b7RKnDurz4wYGidkrDA>

15 全球能源互联网发展合作组织. 中国碳中和之路 [R]. 2021

件合适的封存地点，降低企业成本。

利用方面，我国捕集的二氧化碳主要用于提高陆上石油采收率（EOR）。海上 EOR 项目、化学利用技术（二氧化碳生产甲醇、有机碳酸酯、可降解聚合物等化学产品）、生物利用技术（二氧化碳生产食品、饲料、生物肥料和生物燃料），以及超临界 CO₂ 发电技术等仍处于研究阶段或示范阶段，这些领域也是未来二氧化碳利用需要重点突破的领域。

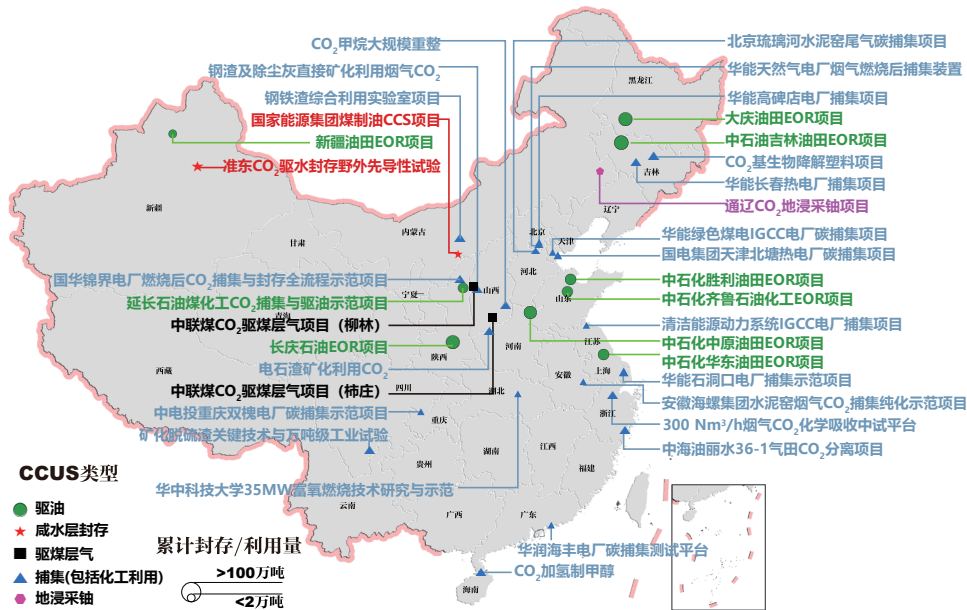


图 3-4：我国 CCUS 项目分布

图片来源：生态环境部环境规划院等

（5）生物质与终端电气化技术

生物质利用方面，在新型电力系统的框架下，利用生物质合成的气体燃料（如沼气、甲烷等）、液体燃料（乙醇、氨等）、化工产品等将发挥重要的供电、供热和储能作用。然而目前我国 72% 的终端生物质利用仍然是以传统生物质的形式¹，这不仅造成了严重的室内空气污染，也浪费了我国丰富的生物质资源。要实现生物质能在我国发电、供热、工业生产等领域的广泛应用，要重点突破超高温高压生物质锅炉、费托合成等生物质能源化利用技术。

此外，由于新型电力系统要大幅度提高我国终端用能电气化率，相关电气化设备和技术的发展将格外重要。在工业生产领域要加大电锅炉、电窑炉、电动力等的应用与推广。以钢铁行业为例，我国当前年粗钢产量超过 10 亿吨，占全球的比重超 56%，但

基于“废钢-电炉”的短流程炼钢的比重仅 10%，远低于美国 70%、印度 56%、欧洲 41%、日本 25% 的水平¹⁶。未来要提高钢铁行业的电气化率，势必要在加强废钢资源的循环利用的基础上，实现电炉钢技术的经济化、高效化、智能化发展。在民用领域，加快发展电炊具、智能家电、空气源热泵、水源热泵、蓄热电锅炉等，以及农业方面的电力排灌、农产品加工、养殖等生产加工方式。

(二) 经济性

在新型电力系统的 1.0 阶段，我国新能源度电成本不断下降，但消纳成本不断上升，预计总体利用成本仍将保持上升态势。在政策推动、技术进步和规模效益的综合作用下，可再生能源度电成本在过去十年持续下降。全球光伏、光热、陆上风电、海上风电的初始成本较 2010 年水平分别下降了 81%、50%、31%、32%，平准化度电成本（LCOE）相较 2010 年水平分别下降了 85%、68%、56% 和 48%¹⁷。

表 3-1：全球风光发电价格变化（2010-2020）

	初始投资成本 (USD/KW, 2020 年价格)			利用小时数 (h)			平准化度电成本 (USD/KW, 2020 年价格)		
	2010	2020	变化率	2010	2020	变化率	2010	2020	下降率
光伏	4731	883	-81%	1226	1402	17%	0.381	0.057	-85%
光热	9095	4581	-50%	2628	3679	40%	0.340	0.108	-68%
陆上风电	1971	1355	-31%	2365	3154	31%	0.089	0.039	-56%
海上风电	4706	3185	-32%	3328	3504	6%	0.162	0.084	-48%

数据来源：IRENA

在成本持续下降的全球大背景下，我国新能源发电上网电价经历了固定电价、竞争性配置指导价和无补贴上网三个阶段。2021 年，我国陆上风电、光伏的 LCOE 分别为 31-59 美元 / 兆瓦时和 31-61 美元 / 兆瓦时，低于燃煤电价 56-76 美元 / 兆瓦时¹⁸，风光已在 2021 年实现了全面平价上网。

16 落基山研究所. 碳中和目标下的中国钢铁零碳之路 [R]. 2021

17 IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2020 [R]. 2021

18 BloombergNEF. 2H 2021 LCOE Update [R]. 2021

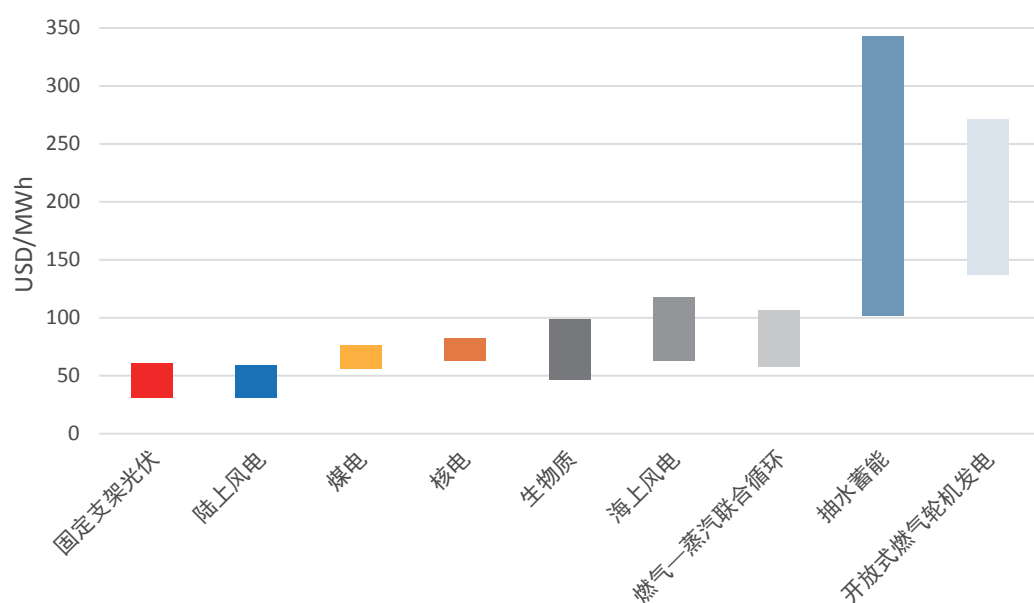


图 3-5：2021 年中国不同电源平均度电成本

数据来源：Bloomberg

然而，在新能源大规模平价甚至折价上网的同时，电力系统整体的消纳成本却不断上升，这包括了灵活性电源的投资与改造成本、系统调节运行成本、大电网扩展及补强投资成本，以及接网及配网投资成本。

灵活性电源的投资与改造成本包括煤电、核电等传统基荷电源的改造成本，和风电、抽水蓄能等灵活性电源的建设成本。以煤电为例，灵活性改造单位千瓦调峰容量成本约在 500-1500 元之间，一台 30 万千瓦的煤电机组增加 20% 的最小出力的改造成本总共约 6000 万元。系统调节运行成本包括煤电深度调峰增加的运行成本以及抽水蓄能、新型储能等运行成本。煤电机组的频繁启停和低负荷运行不仅影响机组寿命，还将导致煤耗增加、能效下降。煤电机组每降低负荷 10%、煤耗约增加 5%、度电成本约上升 3.5%¹⁹。当前抽水蓄能和新型储能的运行成本也相当昂贵，抽水蓄能的度电成本与开放式燃气机组相当。装机规模 20%、储能时间 2 小时的电化学储能将导致光伏和风电企业初始投资成本分别提高 8%-10% 和 15%-20%²⁰。另外两者为大电网和配电网的改造和投资成本，包括变电站的改造扩容、输电线路建设、与数字基础设施的融合发展等，以持续提高电网对新能源的接纳能力。

在新型电力系统 1.0 阶段，当新能源的渗透率超过 10% 以后，系统整体消纳成本将

19 能源杂志：为什么煤电不可或缺(下)：市场机制的重要性 [EB/OL]. <https://mp.weixin.qq.com/s/uOfNojomZUIbArVu87yZNg>

20 中国能源报：都不想买单！储能成本分担可行吗？ [EB/OL]. https://mp.weixin.qq.com/s/BrVg9iNGCWvzR3CSMzi5_g

快速增长，有关研究预计 2025、2030 年的消纳成本约为 2020 年的 2.4 倍和 4 倍²¹。随着新能源的大规模发展，面对高昂的消纳成本，我国势必要将一部分成本转嫁至下游，由企业和消费者承担。但在我国刚刚完成全面脱贫、还有 6 亿人口月收入不足 1000 元的情况下，提升能源价格将对我国能源可及性、能源公平性、经济社会稳定发展将带来不可预知的不利影响。

(三) 市场机制建设

在新型电力系统 1.0 阶段，我国市场机制建设的滞后阻碍了电力市场的高效有序运转。中共中央国务院于 2015 年发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（9 号文）的出发点和指导思想是理顺价格形成机制，并通过市场化竞争的方式努力降低电力成本，然而改革实际执行过程中却违背了“市场化”的初心，逐渐被简单粗暴地理解并执行成了降低电价水平，“降电价”甚至成为了改革的最主要目标。过分强调“降电价”不仅与建设有效还原电力商品属性的市场机制不符，而且难以满足当前我国构建新型电力系统、落实碳达峰与碳中和目标的要求，进而致使进入“深水区”的电改走进死胡同。

一方面，我国仍未建立起高效运转的电力现货市场和辅助市场。2021 年我国市场化交易电量达 3.78 万亿千瓦时，占全社会用电量的 45.5%²²。但我国电力市场化交易仍以中长期交易为主，占总交易电量的比重超过 80%。现货市场和辅助市场的不完善导致新能源机组不能利用其边际成本低的优势在现货市场获得稳定收益，各灵活性资源无法获得良好的投资回报，缺乏提供辅助服务的内生动力，无法为支撑新能源大规模并网消纳做出积极贡献。

21 国网能源研究院. 2021 中国新能源发电分析报告 [R]. 2021

22 中电联. 中电联发布《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》[EB/OL]. <https://mp.weixin.qq.com/s/PDCCwxVXkbAzT0jid3K78w>

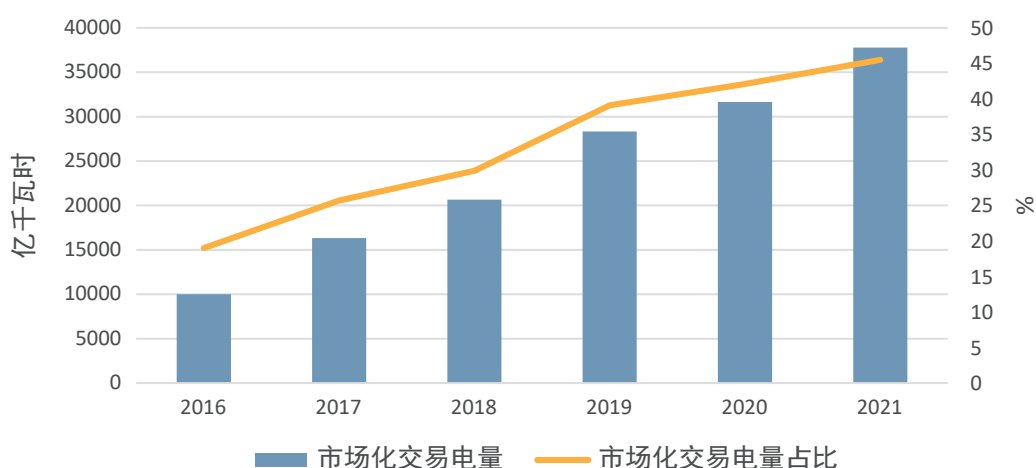


图 3-6：我国市场化交易电量的变化情况²³

数据来源：中国电力企业联合会

现货市场方面，我国只有八个省级现货市场试点（广东、浙江、山西、甘肃、山东、福建、四川、蒙西），完成了短周期和长周期的结算试运行工作。第二批六个试点省份正加紧完善交易规则（上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）。目前我国未建立起全国和区域范围内的现货市场，试点城市的现货市场也仍处于探索阶段，深入推进面临诸多挑战。例如，参与各地现货市场的机组包括电量、电价由市场决定的市场化机组（主要为煤电、自备电厂等）和“保量保价”的非市场化机组（主要为新能源、核电、跨省跨区外送电等），尤其是目前新能源仍需依靠带有很强计划经济色彩的“合理利用小时数”进行补贴确权 and “保障性并网规模”保障上网消纳。市场电和计划电“双轨制”的存在，及其带来的大量的不平衡资金和分担问题，已经对电力现货市场的深入改革造成了严重阻力。

辅助市场方面，我国虽自 2019 以来陆续启动了区域和省级电力辅助服务市场，初步形成了调峰、调频、备用等辅助服务产品体系，但在市场初期，我国试点区域辅助服务市场建设仍面临辅助性质产品单一、补偿机制不合理、省间壁垒严重等一系列问题。例如，东北辅助服务市场试点方案主要围绕调峰服务开展，辅助服务的提供方也只考虑火电和水电机组。方案规定火电机组的出力系数为 40-50% 时，竞价在 0-0.4 元 / 千瓦时之间，出力系数小于 40% 时，竞价在 0.4-1 元 / 千瓦时之间。该成本由风电、光伏、核电和其他不提供辅助服务的火电机组支付，其中供热期风电场、光伏电站和核电厂的分摊费用更是按照其电量的两倍计算。这种竞价限制和成本分摊机制所产生的问题将随着新能源的规模化发展逐步显现出来。竞价限制将导致火电机组提供辅助服务的意愿降低，而成本分摊机制将迫使新能源和提供基荷服务的核电所承担的经营成本逐渐增加，影响项目回报率，乃至其长久稳定的发展。

23 中国电力企业联合会《中国电气化年度发展报告》[R]. 2021

再例如，2022 年南方区域新版“两个细则”虽扩大了辅助服务的参与主体（包括传统能源机组、新能源机组、储能电站等），增加了辅助服务的品种（包括调峰、调频、稳定切机、稳定切负荷、转动惯量、快速爬坡等），但辅助服务仍采用固定补偿机制，较大地依赖人为设定，没有通过市场化竞价机制实现资源的优化配置，发现各辅助服务费用真正的成本。此外，新型储能电站、抽水蓄能电站能获得更高的调峰补偿标准和调用优先级，而风电、光伏不参与调峰辅助服务也有违市场的公平公正性。

此外，考虑到未来将有越来越多的传统能源机组转变为调峰机组，还有相当一部分的煤电机组“关而不拆”，转为应急备用电源。而我国还未建立起成熟有效的容量市场，容量市场的缺失将导致传统能源机组在利用小时不断走低的情况下出现大面积亏损风险，无法发挥对我国电力系统的兜底保障作用。

2021 年 12 月国家能源局印发的《电力辅助服务管理办法》和 2022 年 1 月国家发改委、国家能源局印发的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》拉开了我国新一轮电力体制改革的序幕，政策旨在深化电力辅助服务市场机制建设，加快建设全国统一的电力市场体系，提升电力系统稳定性和灵活调节能力，发挥电力市场对电力清洁低碳转型的支撑作用。政策具备前瞻性的指导思想，但具体细化措施和执行效果仍有待进一步观察。

另一方面，9 号文明确提出要有序向社会资本放开配售电业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务，但七年来电网统购统销和输配一体化的局面并未发生根本改变，这导致我国建设改造配电网、开展隔墙售电、培育售电公司等一系列举措困难重重，进展十分缓慢。例如，售电公司因在电力用户面前缺乏“结算权”和权威性，无法有效积聚相关技术、人才和资本，为用户带来真正有市场竞争力的服务项目和产品；“隔墙售电”由于用户不缴纳上一级电压等级的输电价格，且涉及切割电网原有利益，导致电网抵触情绪较大，开展困难。

此外，我国现有的终端用户电价也普遍较低，存在严重的交叉补贴问题，构建新型电力系统过程中的经济成本无法有效向需求侧传导，这不仅不利于电价反映用户用电的真实成本，也对促进新能源长久稳定发展和保障供电安全稳定造成严峻挑战。2020 年，我国平均工业电价和居民电价分别为 0.087 美元 / 千瓦时和 0.08 美元 / 千瓦时，仅为 OECD 国家的 70% 和 40%，甚至低于经济发展程度不如我国的新型工业化国家²⁴。2021 年波及二十余省的拉闸限电与我国电价无法向终端用户传导关系密切，彼时我国煤炭现货价格一度突破 2000 元 / 吨，煤电厂仅燃料成本就超过了 0.6 元 / 千瓦时，加上日常维护检修、人员工资等费用，总成本远超我国平均 0.4 元 / 千瓦时的煤电标杆电价。成本倒挂、入不敷出导致煤电厂资金链濒临断裂风险，电厂虽有保供职责，但增加出力的动力明显不足，甚至为避免亏损宁可选择停机检修，最终加重了本轮拉闸限电的危害程度。

2021 年 7 月和 2021 年 10 月分别出台的《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》和《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》彰显了我国深化电价改革的决心，但市场传导尚需时日，建立公平合理、反映电力商品属性的电价机制的道路仍然任重道远。

24 国网能源研究院. 2021 国内外能源与电力价格分析报告 [R]. 2021

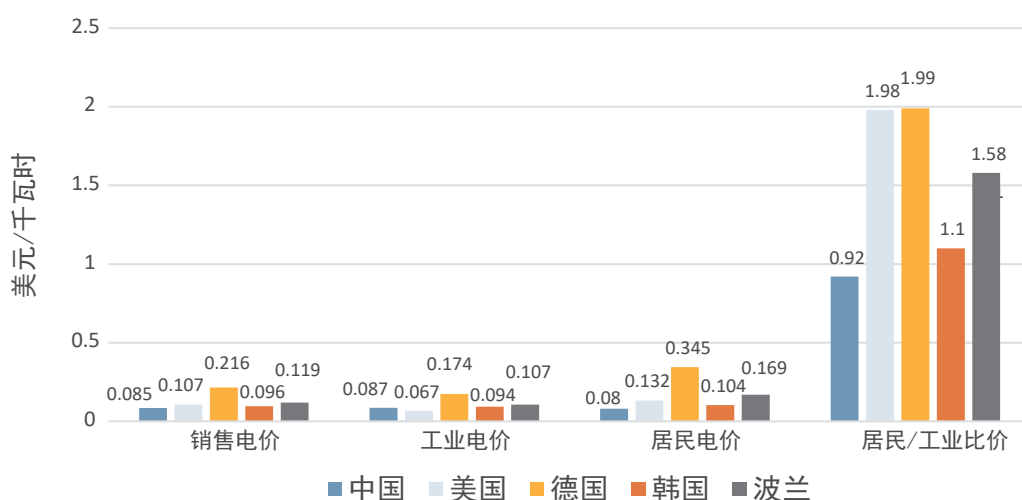


图 3-7：2020 年我国与其他国家电价比较

数据来源：国网能源研究院

(四) 安全可靠

新型电力系统 2.0 阶段将呈现“高比例新能源 + 高比例电力电子装备”的双高特征，再叠加未来负荷侧峰谷差不断扩大的发展趋势，我国电力系统运行的安全性和可靠性将面临重大挑战。

由于新能源出力与天气和气候密切相关，造成了新能源发电固有的随机性、波动性和间歇性。随机性方面，“靠天吃饭”的先天特征造成风电、光伏的出力置信系数分别仅为 5-15% 和 0-15%，而火电、核电等传统机组的置信系数达 90% 以上。2021 年 9 月底风电短时出力大幅减少，加剧了东三省“拉闸限电”的影响范围和影响程度。波动性方面，新能源的日波动性大。国网区域风电和光伏的最大波动率约 23% 和 54% 左右²⁵。以我国光伏装机第一大省山东为例，大规模分布式光伏并网后造成负荷呈“鸭型曲线”，傍晚光伏发电量随日落减弱，而负荷骤增，对系统的快速向上爬坡能力提出了严苛要求。间歇性方面，2021 年我国并网风电、光伏的利用小时数分别为 2232 小时和 1281 小时²²，与火电机组设计利用小时数 5500 小时相距甚远。此外，风、光等波动性电源都通过电力电子装置并网，造成了系统转动惯量减少、频率调节能力下降，整体降低了电网的抗扰能力，导致容易引发脱网和次同步振荡等问题，给电力系统的安全稳定运行带来了重大挑战。

25 赵文瑛. 新型电力系统构建的挑战及思考 [EB/OL]. <https://mp.weixin.qq.com/s/dmAeFwsJ-iCRL-qd1Xjwaw>

与此同时，我国已进入新的发展阶段，正全面贯彻新的发展理念和新的发展格局。随着未来我国产业结构不断优化、居民生活水平不断提高，第三产业和居民生活用电量将成为用电需求增长的主要带动因素。2021 年我国第三产业和城乡居民生活用电量分别同比增长 17.8% 和 7.3%²²，占我国全社会用电量比重达 30%。但是与发达国家 60% 以上的占比相比，未来仍有较大增长空间²⁶。随着三产和居民用电量的持续增长，我国负荷峰谷差将进一步被拉大。当前全国用电峰值负荷和用电低谷负荷相差已达 30%，广东和湖南冬季和夏季典型日最大负荷与最小负荷之比都超过 1.5²⁷。

然而，当前我国电力系统灵活性调节能力欠缺，导致系统难以完全适应新形势要求，对构建新型电力系统的进程中供电安全性和可靠性构成较大隐患。现阶段我国灵活性电源发展远未达到预期。2020 年我国煤电灵活性改造机组、气电、抽水蓄能分别为 8000 万千瓦、9972 万千瓦和 3149 万千瓦，全都未能完成“十三五”规划提出的 2.2 亿千瓦、1.1 亿千瓦和 4000 万千瓦的发展目标。即便长期以来我国电力系统发展规划中保留较高的电力电量裕度，能够对近中期吸纳风、光等波动性电源的新增装机提供重要支撑，但在中远期，如果仍采用旧有发展模式，我国随机性电源过高、灵活性电源不足，电力系统安全稳定运行风险增大的问题会逐渐显现。

表 3-2：我国“十三五”电力规划完成情况

	电源类型	“十三五”规划目标	2020 年实际情况	完成情况
灵活性电源	气电	1.1 亿千瓦	9972 万千瓦	未完成
	抽水蓄能	4000 万千瓦	3149 万千瓦	未完成
	灵活性煤电	2.2 亿千瓦	8000 万千瓦	未完成
随机性电源	风电	2.1 亿千瓦	2.81 亿千瓦	超额完成
	光伏	1.1 亿千瓦	2.53 亿千瓦	超额完成

在新型电力系统 2.0 阶段，以光伏、风电为主的新能源实现爆发式增长，预计到 2060 年风光等波动性可再生能源发电占总发电量的比重将超过 55%。在某些时刻，波动性可再生能源发电量足以满足系统全部用电需求，甚至超过总电力需求。同时也面对数周乃至数月风光出力不足或遇到极端天气的情况下，如何满足电力需求的挑战。在这个阶段，如果未能有更加先进的系统运维模式和技术手段，电力系统的安全可靠性将面临巨大的挑战。

26 IEA. Data and Statistics [DB/OL]. <https://www.iea.org/data-and-statistics>

27 洛基山研究所. 电力增长零碳化(2020-2030): 中国实现碳中和的必经之路 [R]. 2021

(五) 供应链安全

在新型电力系统 2.0 阶段，随着新能源的规模化发展，我国在逐渐摆脱油气供应安全风险的情形下，将面临新能源制造业带来的供应链安全问题。新能源和电动汽车的规模化发展将促使我国关键矿产资源需求大幅上升，这包括 17 种稀土资源和铜、锂、镍、钴、锰、石墨等矿产资源。新能源行业对矿产资源的需求量是传统能源的数倍，陆上风电的矿产资源需求量是天然气发电厂 9 倍以上、煤电厂的 4 倍以上，电动汽车矿产资源的需求量是传统汽车的 6 倍以上²⁸。

由于可再生能源的快速发展，2010 年以来全球单位新增发电装机的矿产资源需求量已上升了 50%。在满足《巴黎协定》2 摄氏度温控目标的情景下，预测到 2040 年锂的绝对需求量增长最快，将是 2020 年的 40 倍以上。石墨、钴和镍也将是 2020 年需求量的 20-25 倍，锰和稀土资源的需求量达目前的 7-8 倍²⁸。我国目前已是全球第一大风光和电化学储能装机国，同时还是全球电动汽车保有量最大的国家，在利用这些新能源和新技术的过程中，我国未来相关关键矿产资源的需求量也将大幅提升。

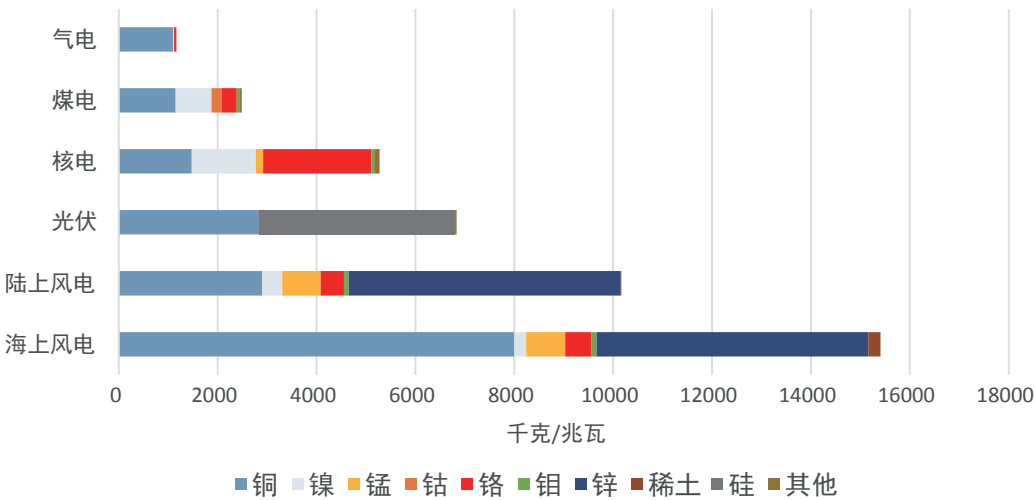


图 3-8：各发电资源矿产资源使用量对比

数据来源：IEA

28 IEA. The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions[R]. 2021

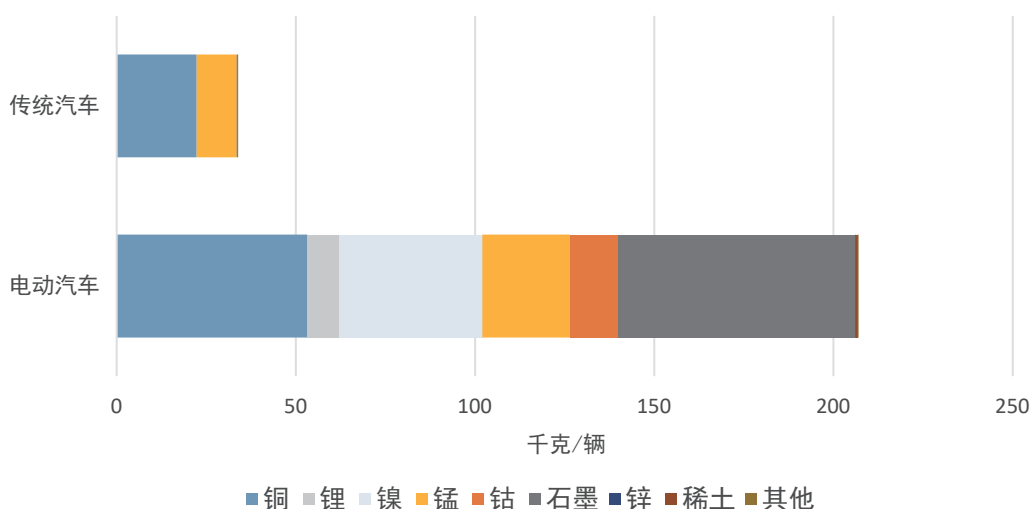


图 3-9：传统汽车和电动汽车所需矿产资源量对比

数据来源：IEA

与我国化石能源“富煤、贫油、少气”的资源禀赋相比，我国稀土资源相对丰富，但锂、钴、镍、锰资源匮乏，对外依存度大。我国锂资源储量约 150 万吨，占世界总储量的比重仅约 7%。2019 年我国锂资源产量 7500 吨，是世界最大的锂资源消费国和进口国，对外依存度约 80%。我国钴资源储量 8 万吨，仅约占世界总储量的 1%。2019 年我国钴消费量达 7 万吨，是世界最大的钴消费国，但钴资源产量仅 2000 吨，对外依存度超过 97%。我国镍、锰资源储量分别为 280 万吨和 5400 万吨，仅占世界总储量的 3%-4%。2019 年我国镍、锰资源的对外依存度高达 90% 以上^{29,30}。

此外，风电、光伏、电网建设还需要大量的铜、锌、硅。每兆瓦陆上风电、海上风电和光伏装机分别需要 8000 千克、2900 千克和 2822 千克的铜。每兆瓦风电和光伏分别还需要 5500 千克的锌和 3948 千克的硅²⁸。面对我国与日俱增的相关矿产资源需求，以及先天不足的资源禀赋，如何保障关键矿产资源供应的稳定安全成为未来构建新型电力系统摆在我国面前不得不解决的现实难题。

29 USGS. Mineral Commodity Summaries 2021[R].2021

30 Song Hu et al 2021 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 769 042018

表 3-3：2020 年我国关键矿产资源情况

	产量（吨）	消费量（吨）	对外依存度	储量（吨）	储量占全球的比重
锂	7,500*	35,000*	78.5%*	1,500,000	7.14%
钴	2,000*	70,000*	97.1%*	80,000	1.13%
镍	110,000*	1,300,000*	91.5%*	2,800,000	2.98%
精炼铜	9,800,000	12,084,000	18.9%	26,000,000	2.99%
锌	4,200,000	7,000,000	40%	44,000,000	17.6%
锰	1,300,000*	130,000,000*	91%*	54,000,000	4.15%
稀土资源	132,000*	147,400*	10.5%*	44,000,000	36.67%

备注：* 为 2019 年数据
数据来源：USGS, Song Hu et al

第四章 构建新型电力系统的重点支柱

在构建新型电力系统的两个阶段，我国的工作重点都将围绕推动煤电的优化与退出、综合施策提升电力系统灵活性、强化分布式能源与微电网的发展格局、大力发展电制衍生品技术和新一代发电与供热技术，以及促进循环经济和“新能源+”的发展上。但两个阶段的侧重点有所不同，在 1.0 阶段，更多的是侧重调整煤电的发展方向和解决电力系统灵活性不足的问题，以满足大规模新能源并网消纳需求，加速电力行业自身的脱碳进程。在 2.0 阶段，更多的是侧重全新的技术、生产与消费方式、商业模式的发展与推广，以及电力行业与其他行业的融合发展等，以发挥电力行业的基础性地位，带动工业、交通、建筑等各个部门的清洁低碳发展。

（一）加速推动煤电的优化和退出

构建新型电力系统的重中之重是加速煤电的优化和退出。让煤电为新能源腾出电量空间的基础上，发挥对电力系统安全可靠的兜底保障作用。

在新型电力系统 1.0 阶段，一方面我国要严控煤电装机规模。中央有关主管部门收回地方省市对煤电项目的核准权，除技术储备和示范工程项目外，不再核准新的商用煤电机组，并加速淘汰落后煤电机组，推动“十四五”期间的增量用电基本由非化石能源来满足。在“两湖一江”等东中部电力电量紧平衡的地区，在前期必要性研究充分的基础上，上马少量“十三五”期间核准的煤电机组，全力保障电力系统的供应安全稳定。

另一方面我国要加快推进煤电的节能改造，持续优化煤电装机结构。首先是对平均供电煤耗在 300 克标准煤/千瓦时以上的煤电机组加快实施节能改造，包括汽轮机通流改造、余热深度利用改造、能量梯级利用改造、高温亚临界综合升级改造等。

其次是发挥煤电作为我国近中期最重要的灵活性资源供应主体的作用，对 30 万 -60 万千瓦级的煤电机组实施大规模灵活性改造，承担为电力系统提供灵活性的重任，逐步将最小发电出力降至 35% 的额定负荷，同时加大对具备条件的纯凝机组的供热改造力度，加速对不符合环保、能耗、安全、技术等法律法规标准和产业政策要求的燃煤小热电机组的替代。另外，加强煤电机组的优化运行调度，提高能耗低、污染小的机组的发

电量，让其更多地承担基荷作用。

通过两方面的努力，在“十四五”时期将我国煤电装机的峰值控制在 11.7 亿千瓦以内，其中包括 8.5 亿千瓦的煤电基荷机组和 3 亿千瓦的煤电调峰机组，平均利用小时数约 4500 小时。随后煤电进入峰值平台期，到 2030 年和 2035 年我国煤电装机分别约 11.3 和 10.6 亿千瓦。

在新型电力系统的 2.0 阶段，一方面加大落后煤电机组的淘汰力度，尤其是西部、北部等落后煤电机组集中的区域。对能效、环保、安全达标的煤电机组实施“关而不拆”，纳入应急备用机组。此外有序推进可再生能源资源禀赋高的地区大型煤电基地集约高效开发，逐步淘汰传统的“风火光打捆”的特高压输送模式，大力发展“风光水火储氢车一体化”和“源网荷储一体化”的跨区消纳模式，支持东中部负荷中心。

另一方面进一步加大煤电机组灵活性改造力度，逐步将具备条件的 60 万千瓦及以下的煤电机组最小出力降到 30% 以下，60 万千瓦及以上的大容量高参数机组承担基本负荷。

到 2060 年，我国大幅降低煤电机组装机总量，小幅提升煤电应急备用机组。在我国新型储能、需求响应、智能电网规模化发展后，我国淘汰全部的煤电基荷机组和调峰机组，仅在东中部等高负荷地区保留 2 亿千瓦的高效、服役年龄较短的应急备用机组，发挥紧急情况的安全保供作用。

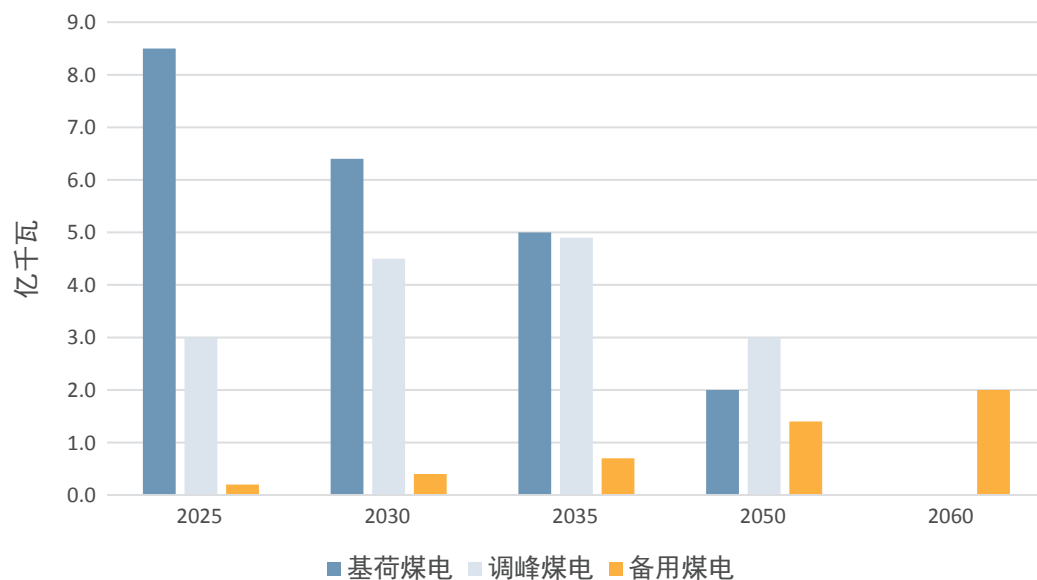


图 4-1：我国煤电机组发展展望

(二) 综合施策提升电力系统灵活性

构建新型电力系统需要我国在电源侧、电网侧、需求侧全方位增加电力系统的灵活调节能力，包括向上调节能力和向下调节能力，做到在满足新能源高比例并网消纳的情况下，供电的安全性、可靠性、经济性。

在电源侧，一方面我国要加大资金投入力度，增加风光发电出力的预测精度。通过聘请气象学家、开发基于神经网络预测分析算法和软件、打造小地域空间、多时间尺度的精细化预报系统、定期评估和调整预测机制等措施，实现对风光出力的精准预测，从源头上减少电力系统灵活性的需求。这不仅包括集中式可再生能源，还包括分布式可再生能源。通过精准预测，争取将我国风光日前的预测平均绝对百分误差从当前的 10-20% 下降到 2025 年的 10% 左右、2035 年的 5% 左右、2060 年的 1% 以内。

在我国未来新能源大规模发展之后，不能再一味追求接近 100% 的新能源利用率，保持一定的出力余量不仅能够大幅降低电力系统灵活性资源的投资成本，还能保持新能源能够为电力系统提供一定程度的向上爬坡能力。

另一方面，我国要加快布局抽水蓄能、气电、光热等作为灵活电源，发挥抽水蓄能安全稳定、大容量系统级储能和光热自带规模大、安全性高的热储能优势，以及气电较高灵活性的特点，从电源侧提高电力系统灵活性，最大限度避免落后煤电借灵活性改造之机得以继续保留和发展。

在电网侧，我国需构建大型区域互联电网，充分发挥大电网的优化和互济作用。我国新能源分布广、时空性强，通过区域协同合作分享资源，充分借助大电网发挥光与风、光与光、风与风之间的互济和支援能力，切实提高新能源出力的置信系数，平缓新能源的出力波动，提高系统安全水平。

在中远期，在与邻国建立起充分的政治互信和能源合作的基础上，我国还可以效仿欧盟国家，强化与俄罗斯、东盟、中亚、日韩等周边国家的互联互通能力，持续扩大电力平衡区域，有效将可再生能源大发时的富余电力出口到邻国，并在可再生能源出力不足时及时进口邻国电力。未来我国可考虑在电力五年规划中设定“互联互通容量占我国电力总装机的比重”为建议性指标。

由于受资源条件和经济性等因素的影响，我国灵活性调节电源发展规模有限。再考虑我国大部分地区最大负荷 95% 以上的尖峰负荷持续时间不超过 100 小时，分布天数仅在 10 天左右³¹，成本最优解的需求侧资源必须成为系统灵活性的重要来源。

我国各省市要将需求侧资源纳入地方电力系统规划，通过设计有效的电价机制和反映资源稀缺性的电力市场，促进分布式光伏与风电、新型储能、电动汽车，以及可中断、

31 国网能源研究院. 2021 中国电力供需分析报告 [R]. 2021

可调节负荷等各类需求侧灵活性资源的有效整合和系统管理，平抑电网峰谷差，满足东中部等省份的尖峰负荷缺口，提升电力系统安全保障水平的同时，最大程度地避免新建发电机组和输配电设施满足尖峰负荷所导致的资金损失。

表 4-1：2020 年国网公司经营区域尖峰负荷特性指标

	≥97% 的最大负荷	≥95% 的最大负荷	≥90% 的最大负荷
持续时间 (h)	20	79	365
天数 (d)	9	18	49
最长连续小时数 (h)	5	7	14
最长连续天数 (d)	4	6	14

数据来源：国网能源研究院

此外，我国要加强新型储能项目的顶层设计，尽快制定与健全新型储能项目的技术标准、监管体系、安全制度和激励机制，明确其独立的市场主体地位，形成规模化发展的长效机制。各地方要从全局规划出发，统筹考虑可再生能源消纳目标、不同储能技术类型特点和电力系统安全可靠等因素，采用市场化的手段合理有序引导储能发展，原则上不应以新建新能源电站前配置相应比例的储能装置作为硬性并网要求。在独立储能运营模式的基础上，推动共享储能和储能聚合应用的发展。

新型储能开发要做到“因地制宜”，实现“物尽其用”。在内蒙古、新疆、青海等可再生能源资源禀赋较高但负荷较小的地区，应在电源侧布局一批新型储能，支持高比例可再生能源基地的外送，促进“风光水火储氢车”一体化发展；在电网薄弱、输电走廊资源稀缺，以及供电能力不足的偏远地区，应大力发展电网侧新型储能，提高电网安全稳定运行水平；而在东南沿海、京津冀，以及“两湖一江”等电量电力紧平衡的负荷密集地区应重点部署用户侧储能，提升系统应急保障能力。另外，我国应加大科技创新力度和技术进步，持续降低新型储能项目的使用成本，并在土地、并网、保障利用小时数、辅助服务收益等方面提供便利，推动“新能源 + 储能”的平价上网。

在新型电力系统的 1.0 阶段，我国主要通过大力建造抽水蓄能、灵活气电和煤电灵活性改造等措施满足电力系统灵活性要求。在新型电力系统 2.0 阶段，我国主要通过大力发展电化学储能、热储能、化学品储能等各种新型储能手段，促进需求侧资源的高效开发利用和精准的风光出力预测，以及推动更大范围内的电网互济等措施，大幅提升系统灵活调节水平，实现源网荷储深度协调互动发展。

(三) 充分发挥电力多元转换(Power-to-X)的互补效应

通过大规模发展电力多元转换技术，我国一方面可以实现在新能源外送和消纳面临困局情况下的中长周期储能，促进富余电力跨地域和跨季节的优化配置。另一方面还可以通过电力多元转换技术替代化石能源在工业和交通部门里难以电气化领域的燃料和原料功能，促进形成多元互补融合的现代能源供应体系。

氢能将在电力多元转换的互补效应中发挥核心作用，我国可将富余新能源电力用于电解水制氢，发挥氢能作为规模化储能的载体，实现大规模、高效率的新能源消纳。然后再以绿氢为载体合成各类燃料与原材料，如与二氧化碳合成制作甲烷、甲醇，并进一步制取乙烯、丙烯、苯等，与氮气反应制取氨等，推动高耗能行业的绿色低碳发展。在新能源出力不足的时候，我国还可通过氢能发电反哺电网，保障电网安全稳定。未来我国需逐渐形成电、氢、氢制衍生品的多能互补的低碳发展格局，并推动氢能、电能和热能系统的深度融合。

在供电方面，我国可以通过燃料电池发电技术和对现有天然气基础设施进行改造和升级，将燃气轮机向燃氢方向转化、天然气管网向氢气管网转化，使我国可将氢就地转化为电能运输至负荷中心和将氢通过管网运输至负荷中心再转化为电能，实现氢能和电能在不同地区之间的高效分配。燃料电池的使用比较灵活，可以用于千瓦级至百千瓦级的分布式发电系统，也可以很多模块组成大型燃料电池发电系统。此外，在对煤电机组进行改造后，我国还可通过氢制取的氨进行低碳灵活的发电。

在供热方面，工业领域的电气化的热泵能提供约 160 度以上温度的低品位热源，而氢能和氢制衍生品则可以作为提供 650 度以上的高品位热源满足熟料煅烧、玻璃和陶瓷生产等工业工程中的供热需求¹¹⁵。氢电混合热泵还可在电力负荷峰值时期，采用氢能驱动为建筑行业供暖。

交通行业，氢能可以发挥其续航能力强、低温适应能力强、能源补给时间短的优势。燃料电池汽车可应用于重卡、重型工程机械、远程客车、大型物流车等领域，燃料电池、氢基燃料如甲醇、合成氨和生物煤油还可用于船舶、铁路和航天飞机，促进交通行业的深度脱碳。综合考虑热值和转化效率，1 千克氢气相当于 6-7 升汽油、4-5 升柴油或约 20 千瓦时电量的锂电池¹¹。

工业方面，我国可将氢替代焦炭，用于直接还原铁，与电炉结合后替代传统的“高炉 + 转炉”长流程，降低粗钢生产的煤炭消耗和碳强度。我国还可将绿氢替代煤炭、石油、天然气作为化工原料，制取氨、氯、醇、烯烃、苯等关键有机产品，促进我国化工行业的绿色可持续发展，提升国际竞争力。

在新型电力系统的 1.0 阶段，加强我国氢能产业发展的顶层设计，制定《氢能产业发展中长期规划》的细化方案，推动完善氢能制、储、运、加、用标准体系，建成完整的供应链和产业体系，形成区域间协同、产业链互补的发展格局。氢能的利用以交通行

业为主，其他行业为辅。在新型电力系统的 2.0 阶段，推动形成世界领先的氢能产业创新体系和清洁能源制氢及供应体系，氢能在电力、工业、民用、交通等领域广泛应用，形成因地制宜的多元化应用格局。

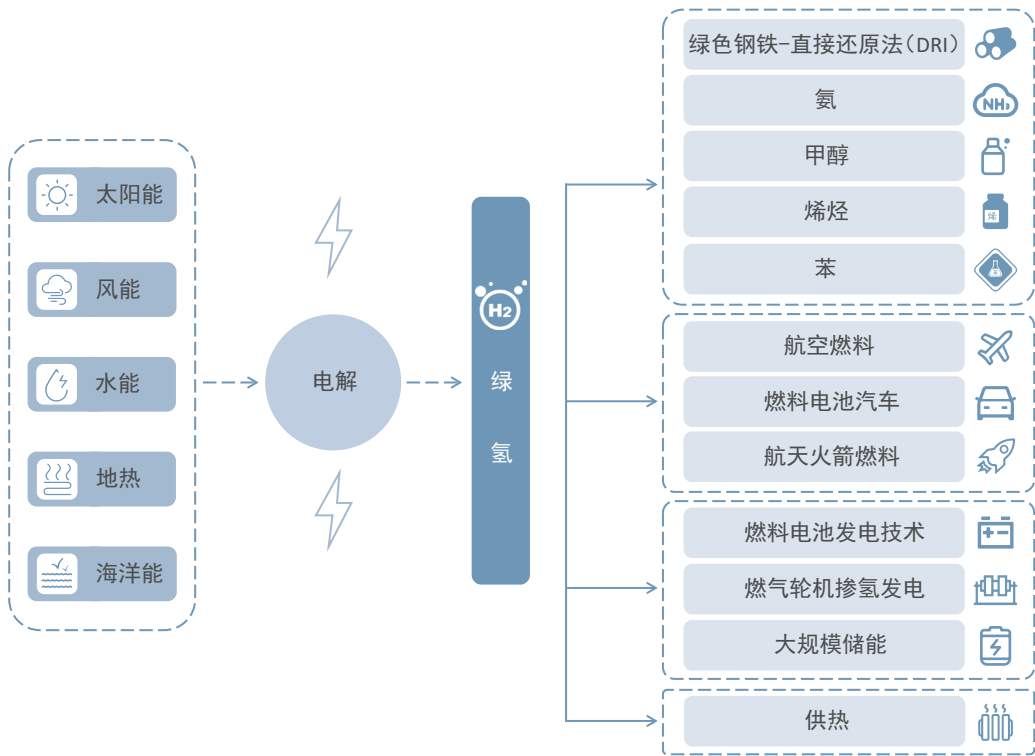


图 4-2：Power-to-X 的生产与利用方式

(四) 强化分布式能源与微电网的发展格局

我国目前约 70% 的风电装机和 60% 的光伏装机集中在“三北”地区，约 50% 的水电装机集中在四川和云南两地。截至 2020 年年底，我国通过已建成的 185 条 330 千伏及以上的跨区、跨省交流输电线路和 32 条直流输电线路将我国西北地区富余的风电、光伏和西南地区富余的水电运送至东中部负荷中心³²。

32 电力规划设计总院. 中国电力发展报告 2020[R]. 2021

然而，在国土资源规划日趋加严（土地征用成本高、生态环境约束力强）、输电通道走廊资源愈加稀缺（河西走廊最窄处仅数公里）的情况下，我国“大电网 + 大基地”的粗放发展模式虽能满足新能源在全国范围内大规模开发、配置和使用，但这不仅不符合构建新型电力系统的基本要求，也对未来电力的安全稳定供应构成隐患。区域大电网在极端天气或人为事故下一旦发生瘫痪将给地区的经济发展和人民的日常生活造成严重冲击。

未来我国应加速促进工商业用户和居民用户自建分布式能源，这不仅可以促进东中部负荷地区的能源消费者转变为能源“产销者”，降低对外部资源依赖，大幅度提高该地用电的可靠性和可及性，还能减少长距离输电带来的损耗和资本浪费。在西北、西南等负荷较小、但资源禀赋优异的偏远地区，以及海岛边防、通信基站等地，分布式能源还能有效规避因大电网不可及而导致的地区可再生能源资源无法充分利用的窘境。

此外，在众多有条件的地区应加快形成微电网的新兴投资模式、商业模式和运维模式。微电网作为一个自平衡的单元，能够因地制宜的为楼宇、小区等民用用户以及工业用户进行电、热、气三联供和开展综合能源服务。微电网还将作为一个整体，发挥需求侧响应的作用参与区域和全国性的辅助服务市场，提供调峰、调频、备用、黑启动等辅助服务，全力支持大电网的稳定安全运行。微电网还将成为“隔墙售电”的主要开展地点，分布式能源项目可通过微电网将电力直接销售给周边的能源消费者，而不是必须先低价卖给电网，再由用户从电网高价买回。

面对当前分布式能源初始投资成本较高、配电网薄弱等问题，我国一方面要加强分布式能源相关电力电子设备的技术进步，适当提高“余量上网”的回收电价以增加用户投资回报，并结合国家“整县推进”政策，探寻政府、企业、银行、用户的四方合作模式，寻求可持续、可推广的商业模式，促进分布式能源的爆发式发展。

另一方面我国要加强配电网的更新与改造，调动社会资本参与配电网建设的积极性，促进数字基础设施与配电网的融合发展，提升配电网的综合承载能力和实时感知能力，并坚决推进输配分开，推动配电业务的平台化和多元化发展，积极孵化能源服务提供商、售电公司、地方政府参与微电网与配电网的筹建、运行和管理，大电网公司发挥好其服务平台的作用。

在新型电力系统的 1.0 阶段，我国要做好分布式能源与微电网发展顶层设计的基础工作，包括发展目标、行动路线图、技术标准和规范、运营管理机制等；其次要在重点工业园区、商业设施、居民社区、旅游景点、军事基地等广泛开展试点示范工作，并形成可复制、可推广的管理机制和商业模式。在新型电力系统的 2.0 阶段，推动分布式能源在全国各地广泛规模化运行。微电网实现商业化发展，东中部负荷地区主要以并网式微电网运行，大电网未能覆盖的偏远地区、农村地区、海岛等主要以孤网式微电网运行。我国总体形成“大基地 + 分布式”与“大电网 + 微电网”协同促进的发展模式，在新能源高比例并网消纳下确保我国电力系统仍保持较高的安全稳定性。



图 4-3：微电网的发展模式³³

图片来源：US Department of Energy

(五) 加强新一代发电与供热技术的推广应用

目前光伏、风电等较为成熟的清洁能源技术占据绝对的市场主导地位，地热发电、海洋能、燃料掺烧等技术仍处于示范或商业化前期阶段。构建新型电力系统要求我国多种清洁能源协同并重发展，以“多能互补、智能耦合”的形式替代传统化石能源消费。

在光伏产业，我国要进一步优化生产工艺，通过提高硅片尺寸、降低硅片厚度、减少切片损耗，发展 N 型电池、薄膜电池等新型光伏电池等，持续提高光电转换效率，降低发电成本。在风电产业，我国要进一步推动叶片大型化趋势，提高国产高端轴承的精度保持性、性能稳定性和寿命可靠性，提升海洋工程的技术水平，推动风电行业的高质量发展。

³³ US Department of Energy. Microgrid R&D Program at the U.S. DOE[EB/OL]. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/12/f58/remote-microgrids-dan-ton.pdf>

针对新兴技术，地热领域我国要通过提升高温地热资源勘探技术，加强地热能发电关键技术和成套装备研发，推动干热岩高效开发关键技术和地热钻井工程技术的创新发展等，促进高温地热进行供电，低温地热进行供暖，以及与其他可再生能源的协同发展³⁴。海洋能领域我国重点加强波浪能、潮流能、潮汐能的开发利用，加强海洋能高效转换机制、关键技术与装备的研究。例如波浪能的高效能量俘获系统及能量转换系统，突破恶劣海况下生产保障、锚泊等关键技术，实现深远海波浪能高效、高可靠发电³⁵。燃料掺烧领域，我国要加强掺氢/纯氢燃烧技术、掺氨/纯氨燃烧技术、生物质、农林废弃物、生活垃圾掺烧技术等的技术攻关，并陆续推出相应产品。

此外，我国要加强安全高效核能技术的发展，发挥对区域集中式供电、供热的关键作用。我国要持续优化三代核电关键技术，加强战略性、前瞻性核能技术创新，如小型模块化反应堆、超高温气冷堆、熔盐堆等技术攻关，开展放射性废物处理处置、核电站长期运行、延寿等关键技术研究，推进核能全产业链上下游可持续发展³⁵。

在新型电力系统 1.0 阶段，我国要进一步推动风电、光伏、核电等较为成熟的清洁能源的技术进步，持续降低使用成本，推动产业的规模化发展。同时做好针对地热、海洋能、燃料掺烧等前瞻性清洁技术的研究、开发和示范（RD&D），做好相关技术储备和人才储备。在新型电力系统 2.0 阶段，我国要推动各种新兴技术的多元化和规模化发展，不断优化相关产业设备制造、科技创新体系，有力支撑构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

(六) 促进循环经济和“新能源+”的发展

新能源的制造业高度依赖于矿产资源、金属资源和稀土资源，废弃淘汰的光伏板、风机、电池含有铅、锡、镍、镉、碲化镉等有毒有害物质，若处理不当，将会产生较大的土地污染和水污染，破坏生态环境和危害人民身体健康。据有关统计，仅到 2030 年我国就约有超过 3 万台风电机组迎来退役期³⁶，退役光伏组件总量超过 6000 万千瓦，产生玻璃、塑料、铝、铜、硅、银等超过 200 万吨³⁷。

在我国矿产资源禀赋不足、生态环境红线约束愈加严格的大背景下，我国需加强废弃新能源设备的循环利用，大幅减少其作为垃圾填埋和焚烧的处理方式。风电行业，风

34 周博睿. 我国地热能开发利用现状与未来趋势[EB/OL]. https://mp.weixin.qq.com/s/xEM0ly5s_ZBtR7ZNwM955A

35 国家能源局. “十四五”能源领域科技创新规划[EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-04/03/content_5683361.htm

36 澎湃. 超 3 万台风电机组将退役，“退休”政策仍缺位[EB/OL]. https://m.thepaper.cn/baijiahao_11883001

37 北极星太阳能光伏网. 报废 or 回收 光伏老组件路在何方[EB/OL]. <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20200303/1050115.shtml>

机叶片未来可用新型可回收树脂作为原材料，替代玻璃纤维和碳纤维，降低回收利用的成本和困难程度。老旧风机可以进行拆解，将其转化为颗粒和纤维板产品，用于墙壁和地板。叶片还能就地在风电场进行打碎，减少运输成本，之后作为制作水泥中砂砾、黏土等成分，用于建筑行业。

光伏行业，晶体硅光伏组件中的玻璃、铝和半导体材料的比重高达 90% 以上，薄膜光伏组件中还含有碲、铟、镓等稀贵金属，未来需通过物理分离法、化学处理法等实现再回收，用于制造新的光伏组件或建筑材料与工业原料，促进行业可持续绿色化发展。

此外，新能源的能量密度低，产生同等程度的电量需要占用比传统能源数十倍的土地资源，这在我国日趋严格的土地资源规划的大背景下，将会与农业、畜牧业等其他土地利用方式形成竞争。

未来我国需加速形成“新能源 +”的发展模式，扩大新能源在各种应用场景的规划，有效节约土地资源。例如，促进“光伏 + 农业”的发展模式，形成棚顶发电、棚下种植，将太阳能发电应用于农业种植、灌溉、病虫害防治及农业机械动力、观光旅游等各领域，实现在不改变原有土地性质的情况下农业的科技化、产业化、现代化发展。

在高速公路上打造“光伏走廊”，不仅能为高速行驶的电动汽车提供动力来源，还能解决电动汽车充电时间长、续航里程短的难题。“陆上风电 + 畜牧业”可以将牧场主获取经济收益的途径多样化，并大幅降低风电场的土地资源浪费。光伏建筑一体化（BIPV）则是使用太阳能光伏材料取代传统建筑材料的一种应用方式，使建筑物本身成为一个巨大的能源来源，包括光电瓦屋顶、光电幕墙和光电采光顶等。

“海上风电 + 海洋牧场”的发展模式是一种海上生态修复方案，为海洋生物提供繁殖、生长、庇护场所的同时，提升海洋资源的利用效率，促进渔业资源的可持续发展。海洋牧场的开发也将帮助风电企业节省用海成本，提供额外的经济效益。

在新型电力系统的 1.0 阶段，我国要在源头上加强新能源设备生产过程中使用易于回收利用的材料和资源，其次是加强新能源设备回收利用的顶层设计，包括相关标准、金融财政政策和监管体系，如建立生产者责任延伸制、支持循环基础设施的建设、设置强制性的循环比例，促使新能源企业建立设备制造、使用、回收再利用完整的产业链体系，稳步推进回收市场的健康发展。推动“光伏 + 农业”和“陆上风电 + 畜牧业”等发展模式在有条件的试点地区广泛推广运行。在新型电力系统的 2.0 阶段，我国努力构建创新驱动的规模化与高值化并行、产业循环衔接明显增强、协调耦合活力显著激发的新能源循环利用产业生态体系。大力推广 BIPV、“光伏走廊”、“海上风电 + 海洋牧场”等新型“新能源 +”的发展模式。



图 4-4：甘肃省通渭县“光伏 + 农业”发展模式

第五章 构建新型电力系统的保障措施

(一) 建立现代化的能源管理体系

我国要持续提升政府部门的行政治理水平。在能源管理的体制机制方面，我国要提高能源管理部门职责权限。在统筹能源生产的基础上，兼顾能源消费和能源资源综合利用。能源管理部门直接负责新型电力系统建设目标的制定与落实，与时俱进地制定和修订能源电力法规体系，统筹生产与消费两端，促进低碳绿色能源的有效供给及高效有序利用。

能源电力规划要实现与国土资源规划的协调与衔接，统筹能源转型和自然生态系统保护等目标。加强能源电力与国土空间规划、水土资源保护、矿产资源规划的协同发展。此外，能源电力规划当中我国应该充分考虑到地域的不平衡性，包括中西部和东部的不平衡，城乡之间的不平衡等。这种经济发展的不平衡需要我国制定差异化的政策手段。

能源与电力管理部门要提高能源数据的公开性、规范性和透明性，发挥数据对能源科研、技术创新、对话合作的支撑保障作用。我国可借鉴美国能源信息署，建立一个统一、权威的能源信息收集和发布平台。这一方面能让能源行业的研究人员轻松获取相关能源电力数据，减少收集能源电力数据所花费的时间成本和经济成本；另一方面能让研究人员都基于同一套能源信息来进行研究和决策，整体提高能源电力行业的工作效率。

此外，加强能源与电力监管体系，成立国家能源监管委员会，提高能源电力监管效能，维护公平公正的市场秩序。在电网等自然垄断领域加强监管。强化管网公司的服务性功能，而不是营利性功能，充分发挥大电网与微电网在提高资源配置效率、促进可再生能源消纳和源荷协调互动中的作用。能源与电力监管主要侧重于定价、维护市场秩序，鼓励公平竞争，激发市场主体的活力和动力

(二) 构建高效运转的电力批发市场

我国未来深化电力体制改革的核心目标是有效配合以新能源为主体的新型电力系统建设进程，保障新能源渗透率不断提升的电力系统运行的安全性、可靠性和经济性，并构建公平竞争、监管有效的现代化的市场体系，有效还原电力的时间价值和空间价值，实现电力资源在全国范围内的优化配置。

首先，推动电网企业转变成为公共服务平台，向电力交易主体公平无歧视地提供输电服务，发挥好电网企业在电力优化互济、传输控制、维护电力市场的良性竞争等方面的重要作用。电网企业的输电价格严格遵守“准许成本加合理收益”的原则，并积极运用输配电价的改革成果，切实落实电网企业改变管理模式，提高经营效率。

其次，取消带有计划色彩的“保障性收购电量”，还原电能的商品属性，推动传统能源电量、跨区输送电量、新能源电量等全部进入电力批发市场，参与全国性和区域性的电力日前市场、实时市场、辅助市场交易。

在现货市场，推动 90% 以上的电力交易在日前市场进行，电力交易机构将发电厂的电力价格从低到高排列，充分发挥可再生能源边际成本低的优势，实现优先上网。建立 5 分钟的实时市场出清交易机制，保障发电厂在实时出力与日前出清出现偏差或者实时电力负荷和日前预测出现偏差的情况下，市场主体能够迅速作出反应，保障电网的安全稳定运行。

在辅助服务市场，保障源网荷储各个环节的灵活性资源在提供调峰、调频、非旋转备用和旋转备用、黑启动等辅助服务时能按“服务效果”获得合理的投资回报和激励，促使其承担保障高比例新能源接入下电网系统安全稳定运行的核心作用。政府将辅助服务义务合理公平地分配到每个售电公司主体上，售电公司可以利用其自己的发电资源或通过第三方签订合同来满足各自的辅助服务义务，也可以在辅助服务市场购买这个服务。

此外，在现货市场要加强新能源发电厂的偏差考核，实际出力与预测出力产生的偏差越大，所产生的考核费用也越高。偏差考核产生的罚款，随后补贴于售电公司，用于其在批发市场上购买辅助服务费用。通过偏差考核使新能源发电厂主动通过配储能、强化出力预测、安装自动发电控制技术等一系列手段平抑其出力波动，减少其不可控性和不可预测性。

在电力批发市场中，电力交易机构成为发电企业和售电公司、大用户之间的桥梁，实现需求和供给的精准匹配和电力资源在全国更大范围内的共享互济和优化配置，加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系。

电力交易机构还要承担起电力调度的主要职责，理清电力交易与调度的权责关系。电力交易机构除了将发电厂的电力报价作为主要考量之外，需综合考虑市场各机组的启

停时间、机组可运行的最小时长、输电线路拥堵等因素，选择最有效、最经济的电力系统运营方式。

另外，我国应加强对电力市场的监管，建立一套管理机制来控制高价、抑制市场力量、保障电力批发市场的有序运行，防止发电企业故意报高价或存在操控市场价格的行为，以及终端用户承受不合理电价传导。

(三) 构建多样化的电力零售市场

我国要逐步打破电网公司统购统销的局面，建设以消纳新能源为目标的源网荷储一体化的配电网，并大力培育售电公司，推动工商业用户、居民用户全部经售电公司直接参与市场化交易。

售电公司向终端用户提供多样化的电价套餐，并明确相应的权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项。我国要不断完善终端价格机制，发挥电价机制作为促进源网荷储协同互动的润滑剂和催化剂作用。逐步提高电价水平，建立起包括峰谷电价、尖峰电价、深谷电价、季节性电价、实时电价等一揽子电价政策，配合高比例新能源为主体的新型电力系统的电价传导，并引导用户科学用电、节约用电，改善电力供需状况、提高能源利用效率，为电力系统的安全稳定运行提供支撑。

逐步废除阶梯电价，将峰谷电价、尖峰电价、季节性电价甚至是实时电价逐步扩展到全部的工商业用户和居民用户之中。各地根据经济发展水平、环境资源容量等因素，制定价格不同、浮动比例不同的电价机制。例如，西北部、西南部等经济欠发达地区的平均工商业电价应比东中部、沿海地区低，以鼓励工商业企业向西北部、西南部等地转移，促进新能源消纳，带动当地的就业、税收和经济发展。

在阶梯电价中，保持第一档电价稳定的情况下，尤其要拉大第二档和第三档的电价，让高收入人群和能耗较高的大工业和一般工商业企业承担更多的电价成本。

在峰谷电价中，进一步拉大峰谷价差，并在用电尖峰时段和深谷时段分别建立尖峰电价和深谷电价，鼓励终端用户在电力供需紧张时少用电，在电力供需充足时多用电，促进用户自发的改变用电行为，提高需求响应项目改造和运行的经济性。

我国还应充分借鉴国际经验，建立可供用户自主选择的电价方案，包括可中断负荷电价和高可靠性电价，以合理补偿可中断用户暂时被减少或中断的用电负荷和对电力可靠性要求更高的用户实施与投资成本相匹配的更高的电价。

例如，加州建立了自动需求响应（auto-DR）和容量投标项目（Capacity Bidding Program, CBP）等电价政策。auto-DR 项目的参与者将允许售电公司自动切断用户的可中断负荷（如空调、取暖、照明等智能管理设备），对于该项目的参与者，售电公司将承担 75% 的初始设备安装成本和给予用户每千瓦 200 美元的高额收益回报。加州容

量投标项目的参与方将根据电力公司的事前通知在电力供应紧张时期（称为 CBP 事件）按协议规定减少用电量（一般为五月 - 十月的工作日，上午 11 点 - 晚上 7 点或下午 1 点 - 晚上 9 点之间），用户作为回报，将获得电力公司给予的固定月度收益，该收益不受电力公司是否在该月启动 CBP 事件而影响，但在 CBP 事件中未按协议规定削减足够用电量的用户将面临相应惩罚或收益减免³⁸。

（四）高度重视科技研发与创新

我国要坚持“科技兴国、科技强国”的基本战略，推进关键能源技术取得突破。

不断完善科研体制机制，支持国家能源实验室、国家技术创新中心，适度超前布局国家重大能源科技研发基础设施。国家应瞄准构建新型电力系统所需的一批关键性技术，适时启动一批具有战略性的国家重大前沿能源科技项目。在国家重点研发计划中设立能源关键前瞻性技术研究与示范重点专项，由国内各高校、科研机构和企业采取“揭榜挂帅”的竞争性方式进行申请，支持各单位持续进行前瞻性、颠覆性关键能源技术研究。各机构的研发要以实际需求为导向、以应用为导向、以市场为导向。努力利用国内国际两个市场培育一批具有全球竞争力的能源电力企业，积聚各类有利要素资源，推动行业的“产、学、研、用”的紧密结合。此外，健全知识产权保护运用体制，实施严格的知识产权保护制度。

鼓励高校、科研院所加快新能源、新型储能、氢能等前瞻性、颠覆性专业建设和人才培养，积极引进国外高质量人才，加快建设构建新型电力系统的专业人才队伍。鼓励企业、高校、科研院所整合行业优质创新资源，成立前瞻性技术的产业技术创新中心、工程研究中心和制造业创新中心等。国家设定专项科技资金用于构建新型电力系统关键技术的产业孵化和工程应用，建设一批国家能源关键技术产业孵化创新平台，构建高效协作的创新网络。促进新技术的科技创新、应用布局、商业模式、政策机制、标准体系等全方位发展。

38 US Department of Energy. Demand Response and Time-Variable Pricing Programs. [EB/OL]. <https://www.energy.gov/eere/femp/demand-response-and-time-variable-pricing-programs-western-states>

(五) 完善碳市场和可再生能源消纳责任制

我国应不断完善发电行业的碳市场交易机制，以市场化的手段倒逼煤电的转型与退出，提升新能源项目的经济性。首先，待全国碳市场运行经验累积到充分的程度，尽快推动从“基于强度”的配额分配向“基于总量控制”的配额分配转变。总量控制下的配额总量收缩路径与碳达峰碳中和总体实施路径一致，倒逼电力行业的清洁低碳发展。

其次，我国需逐步降低免费配额的分配，引入拍卖的方式，提升碳市场价格，强化煤电企业的减排压力与动力，但同时要注重保障碳价的合理与稳定，有效管控市场风险，以成本效益最优的方式实现减排目标。

此外，我国还需不断完善碳市场的基础建设工作，建立健全法律法规，明确各部门管理职能，加强排放数据的核查，构建有效的监管体系和信息披露制度，对未履行监测、报告、核查、履约等行为加大奖惩力度，并加强社会监督。

未来，还应逐步将其他非电高耗能行业、银行和基金等金融机构纳入碳市场之中，多元化市场主体，活跃市场交易，增强市场流动性，推进建成一个高效运转的全国碳市场，并做好与可再生能源消纳责任制、大气污染控制、能源消费总量控制等政策协同和融合，以减少政策之间负面影响，形成合力共同推动我国的能源经济转型。

在全国碳市场的建设完善过程中，要注重与电力市场的深度融合，构建电 - 碳协调促进的统一市场，形成高度竞争的市场体系、价格体系和交易体系，促进绿色低碳产业发展，创造新的商业融资模式，摆脱化石能源依赖。

地方省市还应综合考虑资源条件、经济发展水平等因素，设计匹配构建新型电力系统目标、比中央更加严格且非技术中立的可再生能源消纳责任权重，充分发挥地方主观能动性，“自下而上”的倒逼煤电退出，加速新能源发展。

2020 年我国 30 个省区虽都已完成国家下发的可再生能源消纳责任权重，但由于目标设定较低，对电网企业、发电企业等义务主体增加的消纳压力不够显著。因此，地方应根据自身条件，制定比中央更加严格的可再生能源电力消纳责任权重指标，逐年加速提升，并进一步细化考核对象，定期公布售电公司、电网公司等市场主体的履约情况和相关惩罚措施。

中远期，为解决技术中立的消纳责任权重对可再生能源技术全面多样化发展造成的不利影响，以及为特定支持某一类型的可再生能源的发展（如西北地区的光热、东北地区的地热能、东南沿海地区的海洋能等），相关部门应考虑特别规定某一类型的可再生能源消纳电量在总电量中的比例，并制定相关配套支持政策。

同时，我国要不断完善绿证交易机制，降低相关责任主体的履约成本，加强绿色电力环境属性认证的唯一性和可追溯性。将绿证价格与可再生能源补贴强度脱钩，以市场供需情况来定价，将绿证的认证范围从当前的陆上风电、集中式光伏拓宽到海上风电、

分布式新能源、生物质、氢能、海洋能等其他新能源品种，并根据各种新能源技术碳减排量程度的差异核发不同数量的绿证，提升全社会新能源电力的消纳水平。

(六) 大力推动公正转型和加强宣传教育

我国要充分考虑电力送受两端经济发展的不均衡性，以及电力行业清洁转型对电力外送地区及经济欠发达地区的社会经济发展的影响和公平公正转型的迫切性。这些地区为保障国家能源供应做出了巨大贡献，国家层面应牵头加大对这些地区的生态补偿和转移支付，加大对基础设施、教育、医疗等领域的经济投资，推动创新活动，发展新兴产业，创造就业机会，促进地区的新旧动能转换，最大程度地调和电力送受两端之间的经济发展差异和相互之间博弈带来的矛盾。

国家还需对过度依赖煤电和煤炭资源的地区和产业加大就业创业等政策支持力度，给予税收优惠和补贴，妥善做好淘汰职工再培训、再就业的引导和帮扶，积极创造就业机会。由于不同地区有着不同的经济社会发展特点，国家需针对各地的实际情况，因地制宜，一地一策，开拓新的经济发展模式，解决好就业问题。实施包括鼓励企业内部分流、促进转岗再就业、内部退养、公益性岗位兜底等一系列应对措施，减缓就业压力，保障职工基本权益。

此外，我国要加强构建新型电力系统过程中的宣传教育力度，包括地方政府、企业和普通公众。构建新型电力系统需要全社会的力量共同参与和支持。我国要通过学习、培训等方式提高地方政府、企业、公众等对构建新型电力系统的本质、工作重点及面临的挑战的理解和认识。促进我国群策群力共谋发展，统一思想凝聚共识，充分听取社会各界声音，调动一切积极因素，广泛加强各方协作，集民智汇民力，探寻构建新型电力系统的最佳实践和最优之路。

邮箱: contact@ccetp.cn

网址: <https://energy.pku.edu.cn/>