

电力部门碳排放达峰 路径与政策

Pathways and Policy for Peaking CO₂

Emissions in China's Power Sector



华北电力大学

NORTH CHINA ELECTRIC POWER UNIVERSITY



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

2021年12月



华北电力大学
NORTH CHINA ELECTRIC POWER UNIVERSITY

华北电力大学：是教育部直属全国重点大学，是国家“211工程”和“985工程优势学科平台”重点建设大学。2017年，学校进入国家“双一流”建设高校行列，重点建设能源电力科学与工程学科群，全面开启了建设世界一流学科和高水平研究型大学新征程。

碳中和协同创新中心：以服务“2030碳达峰、2060碳中和”目标为出发点，聚焦我国低碳转型发展中的科学问题，兼顾国家目标、人才培养与学科建设，结合学院的学科特色和定位，经济与管理学院成立“碳中和创新研究中心”。中心将重点围绕低碳理论高端智库、低碳产业技术创新应用、低碳专业人才培养开展工作，以中心为载体深化校政、校企融合，发挥科研、人才优势，推动协同创新，产出高质量的创新成果，服务国家战略需求和区域经济社会发展，为实现碳达峰碳中和贡献力量。

以往报告成果

- 《“十四五”电力行业煤炭消费控制政策研究》
- 《新冠疫情后的中国电力战略路径抉择：煤电还是电力新基建》
- 《“十三五”电力煤控中期评估与后期展望》
- 《中国电力供应安全的经济分析与保障路径研究》
- 《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》
- 《持续推进电力改革提高可再生能源消纳》
- 《发电计划放开、煤电去补贴与搁浅资产处置》
- 《吉林省煤电搁浅资产：风险与政策建议》
- 《电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《“一带一路”绿色电力合作研究》
- 《中国燃煤发电项目的经济性研究》
- 《中国煤电产能过剩与投资泡沫研究》



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。

以往报告成果

- 《“十四五”推动能源转型实现碳排放达峰》
- 《中国散煤综合治理研究报告2021》

报告引用方式：

华北电力大学袁家海教授课题组，北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目：电力部门碳排放达峰路径与政策研究. 2021年12月.

电力达峰报告

电力部门碳排放达峰路径与政策

Pathways and Policy for Peaking CO₂ Emissions
in China's Power Sector

报告负责人

袁家海 康俊杰 张健

报告编写人员

张凯 张为荣 孟之绪 邱燕妮 吴睿 吴迪

免责声明：本报告为课题负责人和研究团队的观点，不代表所任职机构观点。
华北电力大学、北京大学不对报告数据和研究结论的正确性负责。

执行摘要

我国提出力争于2030年前实现二氧化碳排放达峰，电力行业作为碳排放重点部门是实现碳达峰目标最为重要的一环。2020年全国能源相关的二氧化碳排放总量102亿吨，其中电力行业（含供热）碳排放约为44亿吨，占总排放量的43.1%。相比电力部门，建筑、交通等部门因减排手段有限，达峰时间将明显滞后于全国碳达峰目标时间，电力如期实现碳达峰对全国碳达峰起到关键作用。

“十三五”期间，我国加速推进电能替代，电气化率稳步提升，电力需求仍保持中速增长。加之经济结构不断优化，电力需求增长重心向三产和居民转移，电力负荷呈现尖峰化和双峰化。尽管受疫情影响，2020年中国全社会用电量7.52万亿千瓦时，仍保持3.24%的中速增长，其中三产居民用电占比为30.6%。中国积极推进电力行业清洁低碳转型，可再生能源占比不断提升，煤电由高速发展向高质量发展转变，在巨大的体量惯性下煤电仍存在过剩风险。加之负荷尖峰常态化和高比例可再生能源并网下电力系统灵活性资源发展不足导致紧缺程度加剧是电力行业低碳转型面临的重大挑战。如何推动可再生能源高比例发展实现新增电力需求全部由新能源新增发电量满足、煤电定位调整向稳定基荷和提升灵活性转型、大型可控电源和灵活性资源多元化发展保障电力安全运行则是实现电力行业及早达峰的重点难题。

本报告结合各项宏观经济指标变化趋势，合理预测2021-2035年电气化推动下的全社会用电需求。以满足不同电气化进程下电力需求为前提，设置多种组合情景较全面地概括了未来电力低碳转型可能面临的情况，对电力低碳转型的不确定性进行分析，讨论电力系统碳达峰路径和时间。通过对比碳达峰典型路径，选择出满足非化石能源规划目标的碳达峰推荐方案，以此为基础研究新能源高比例发展路径、非煤大型可控电源多元发展路径、煤电转型路径、电力系统灵活性多元提升路径，在此基础上提出了保障电力部门碳达峰的政策机制改革“施工图”。将研究时间范围覆盖到2035年，一是因为2035年是我国实现两个百年发展目标的关键时间节点；二是因为国家业已明确的双碳战略构想中，2035年要在2030年前实现达峰的基础上实现碳排放量的明显下降；三是2035年前电力行业碳达峰及降低趋势所隐含的深层意义在于，可为其他行业提供转型动力和排放空间，对冲碳中和长期减排风险。因此，覆盖到2035年可确保研究结论的可靠性、客观性和深远性。

主要发现

1. 近中期电能替代和电气化率提升将持续拉升全社会用电需求增长。

在新冠疫情冲击下全球经济格局发生重大变化，内需作为中国经济主要引擎的作用会持续提升。“新基建”逐步落实有助于扩大有效需求，服务于消费升级，保持第三产业用电量稳定增长。近中期全社会用电量增速将呈现周期性变化，人均用电量上升空间较大，电能替代和电气化率提高也将持续拉高用电需求。

预测常规电气化情景下2025、2030、2035年全社会用电量为9.4、11、12.2万亿千瓦时，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间年均增速为4.5%、3.2%、2.1%；加速电气化情景下2025、2030、2035年全社会用电量为9.6、11.3、12.8万亿千瓦时，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间年均增速为5%、4%、3.1%（图1）。

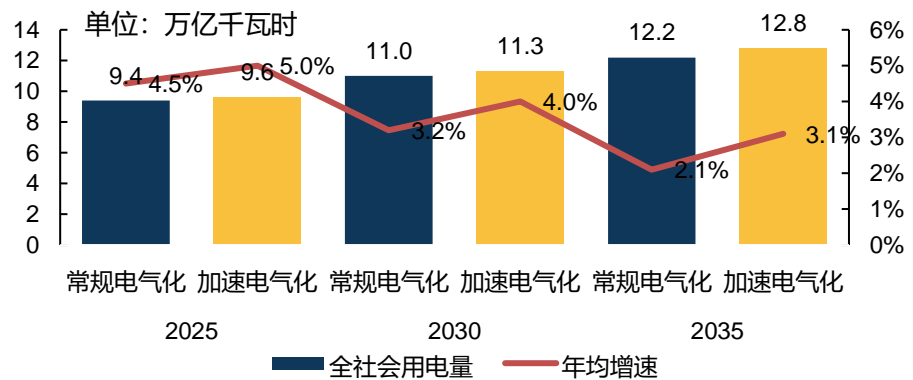


图1 近中期电力需求预测

2. 未来将呈现风光领跑、大型可控电源协同发展的新格局，燃煤发电向调峰、供热服务功能转变。

目前风电、太阳能基本实现全产业链国产化。在持续降本提效的同时，西北和东北地区陆上集中式风电、光伏与东部沿海地区分布式风电、光伏协同快速发展。随着海上风电和光热发电逐步商业化，风电、太阳能发电将引来新一轮爆发式增长。常规水电在实现非化石能源目标和“西电东送”电力安全保障中起到重要作用，2030年前基本完成除怒江、雅鲁藏布江外主要河流干流水电开发，2030年后开发难度增大，开发速度将放缓。抽水蓄能建设周期长且投资成本高，但近期国家能源局的抽水蓄能中长期发展规划将带动至少1亿千瓦新建项目，2035年发展规模可期。小型堆核电可以作为清洁的分布式能源灵活部署，加之四代核电技术示范商业化后可能触发内陆核电启动，预计核电2030年前可保持每年6台左右的投产规模、2030年后每年保持8台左右的投产规模（图2）。煤电在电力供给侧的位置将持续弱化，发展重点从提供电量电力向灵活性服务、热电联产供热、耦合新能源发电转变。为保障近期电力安全考虑部分诉求地区适当发展，根据计划机组核准开工状态，按照煤电机组3-4年的建设周期，设置三种煤电发展情景，见表1。

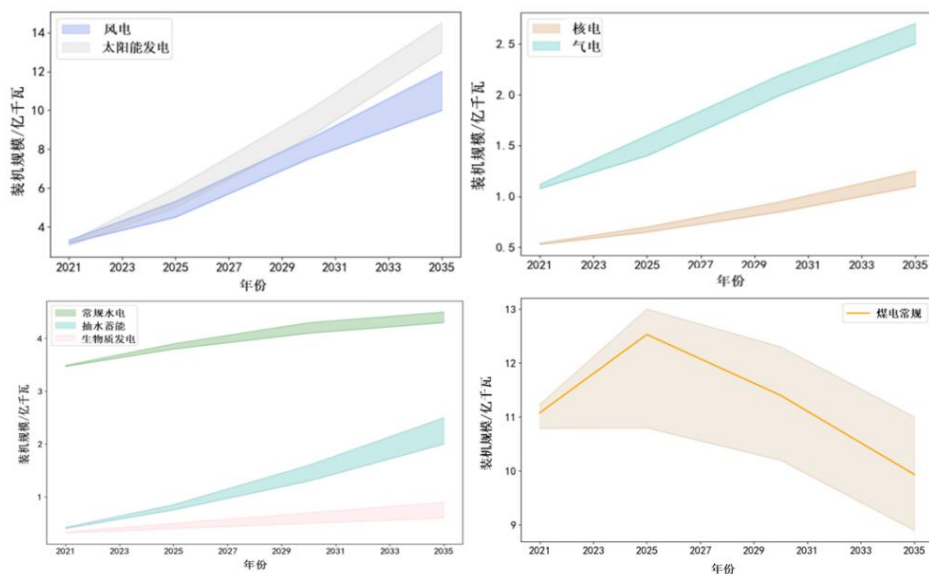


图2 各类电源开发潜力展望

表1 煤电发展情景展望

发电装机 (亿千瓦)	2025		2030		2035	
	常规	备用	常规	备用	常规	战备
适当发展	12	0.4	11	0.4	9.6	0.5
及早退煤	10.4	0.4	9.7	0.6	8.4	0.6
煤电驱动	12.6	0.4	11.9	0.4	10.6	0.4

3.大型可控型电源多元化发展至关重要，充分挖掘储能及需求响应空间发挥重要支撑作用，助力电力行业碳排放及早达峰。

以满足不同电气化进程下电力需求为前提，考虑可再生能源配套储能及需求响应、大型可控型电源发展程度不同，设置8个组合情景全面地概括了未来电力低碳转型的可能情景及不确定性，以此为基础探讨电力系统碳达峰路径和时间。

表2 电力系统转型情景不确定组合

情景	电力需求		可再生配套储能及需求响应		大型可控型电源	
	常规电气化	加速电气化	保守预期	充分挖掘潜力	基准	高速
S1	✓		✓		✓	
S2	✓		✓			✓
S3	✓			✓	✓	
S4	✓			✓		✓
S5		✓	✓		✓	
S6		✓	✓			✓
S7		✓		✓	✓	
S8		✓		✓		✓

根据关键电源及配套技术发展情况的不同，电力行业（含供热）发电碳排放达峰时间、达峰峰值和平台期长短有明显差异（图3），但均可在2030年前实现碳达峰并度过平台期，在2030年后进入明显下降阶段（表3）。在实现电力行业碳排放及早达峰和控制碳排放峰值过程中，大型可控型电源多元化发展至关重要，充分挖掘储能及需求响应空间发挥重要支撑作用。

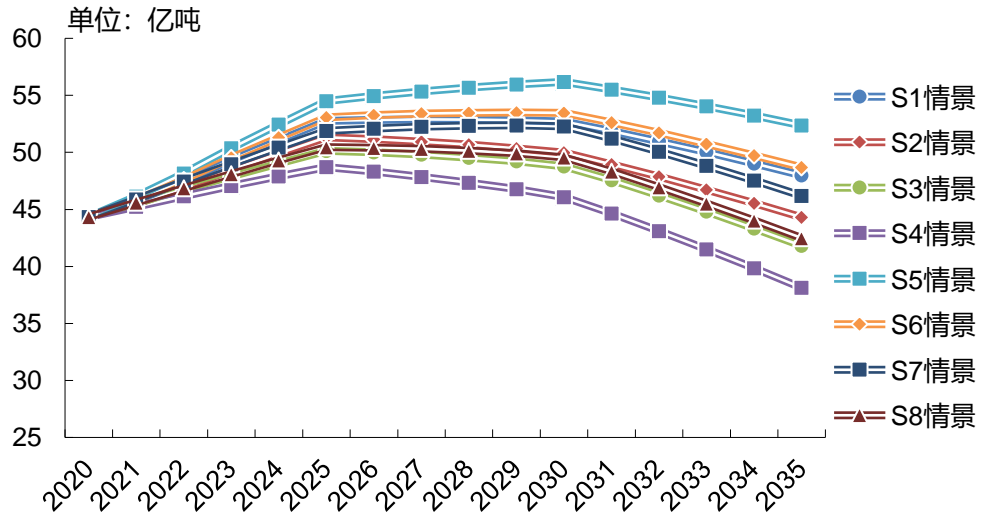


图3 不同电力行业转型情景下碳排放轨迹

表3 电力行业转型情景碳排放达峰时间表

情景	达峰年份	碳排放峰值	排放平台期
S1	2028年	53亿吨	2026-2030年
S2	2026年	51.3亿吨	2025-2027年
S3	2025年	50.1亿吨	2025-2028年
S4	2025年	48.7亿吨	2025-2027年
S5	2030年	56.2亿吨	2028-2030年
S6	2029年	53.5亿吨	2027-2030年
S7	2029年	52.4亿吨	2027-2030年
S8	2025年	50.5亿吨	2025-2027年

4. 推荐多源协同的加速电气化路径作为政策路径，碳排放达峰时间和峰值皆在可控范围之内。

针对具有代表性的发电技术组合，燃煤发电不同发展情景，利用规划模型模拟三种碳达峰的典型电力发展路径：煤电驱动的加速电气化情景（CHS）、多源协同的加速电气化情景（MHS）、新能源领跑的常规电气化情景（NBS）（表4）。

表4 电力行业碳达峰情景装机容量

电源 (亿千瓦)	2025			2030			2035		
	CHS	MHS	NBS	CHS	MHS	NBS	CHS	MHS	NBS
常规煤电	12.6	12	10.4	11.9	11	9.7	10.6	9.6	8.4
战略备用	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.4	0.5	0.6
气电	1.4	1.6	1.4	2	2.2	2	2.5	2.7	2.5
常规水电	3.8	3.9	3.8	4.1	4.3	4.1	4.3	4.5	4.3
抽水蓄能	0.66	0.76	0.66	1.3	1.6	1.3	2	2.5	2
核电	0.65	0.7	0.65	0.85	0.95	0.85	1.1	1.25	1.1
风电	4.5	5.3	5.3	7.5	8.5	8.5	10	12	12
太阳能	5	6	6	8.6	10	10	13	14.5	14.5
生物质	0.4	0.5	0.4	0.5	0.7	0.5	0.6	0.9	0.9
其他	0.38	0.38	0.38	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
合计	29.8	31.5	29.4	37.6	40.1	38	45	49	46.8

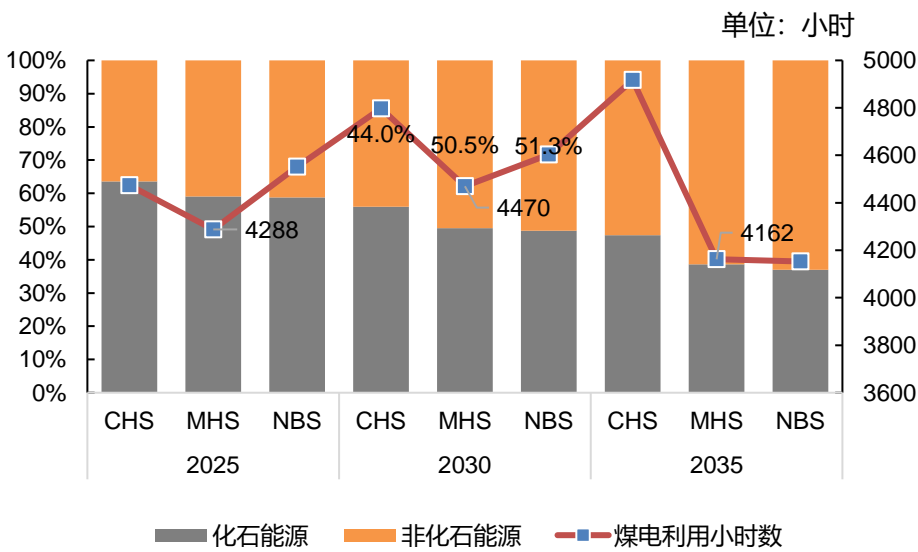


图4 碳达峰典型情景发电量占比和煤电利用小时数对比

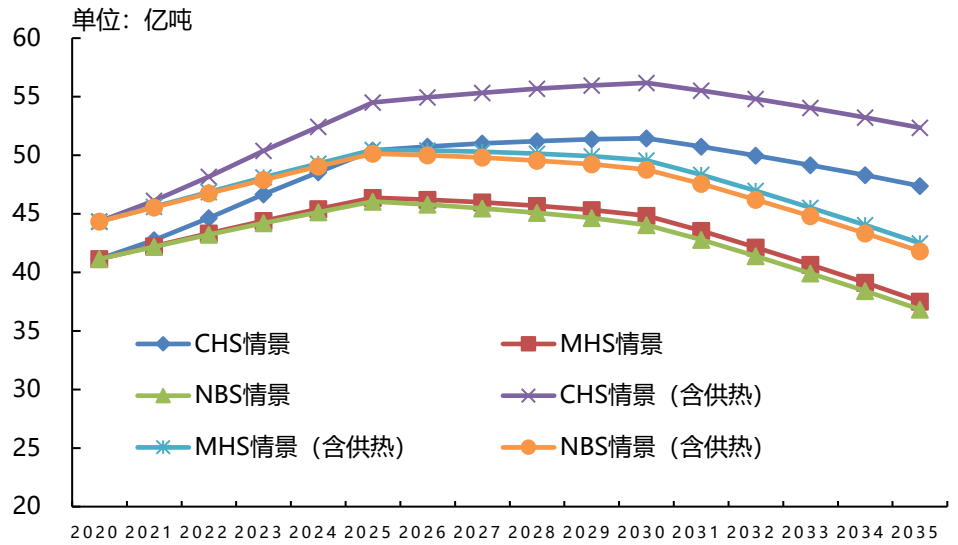


图5 电力行业碳排放情景对比

多源协同的加速电气化情景实现了非化石能源规划目标（风、光装机12亿千瓦以上，非化石能源发电量占比50%以上），2025、2030、2035年非化石能源发电量占比分别为40.9%、50.5%、61.4%（图3-2）。该情景煤电发电量于2025年达峰，峰值为5.2万亿千瓦时，2025年后逐步实现新能源新增发电量对煤电存量替代。煤电主动完成向调峰功能转变，与大型可控电源一同为电力系统提供灵活性和可靠性，支撑风能、太阳能等波动性可再生能源向主体电源转变。煤电利用小时在2030年、2035年降至4400小时以下，与灵活功能型电源相一致。该情景电力行业发电碳排放于2025年左右实现碳排放达峰，碳排放峰值可控制在46.4亿吨，2030年结束排放平台期，随后步入加速减排阶段。包含供热部分电力行业碳排放同样于2025年达峰，峰值为50.5亿吨（图5）。

综上三种典型情景对比分析，煤电不需要新增即可满足较低的常规电气化电力需求。而为了满足较高的加速电气化电力需求，单纯依靠风能、太阳能发电远远不够，需要深度挖掘大型可控型电源开发潜力，并且需要煤电适当发展以保障电力安全，同时煤电处于合理利用小时数。为实现碳达峰目标，需要控制煤电规模在11.5-12亿千瓦，保证煤电合理利用率，煤电发电量不超过5.3万亿千瓦时可将电力行业碳排放峰值控制在52亿吨以内。在“双碳”目标约束下，未来电气化进程大概率步入加速情景，但应该以不过量增加煤电装机和发电量为前提，本报告将多源协同的加速电气化路径作为推荐路径，碳排放达峰时间和峰值皆在可控范围之内。

5. 2030年风电、光伏迎来全面系统平价时代，规模化发展满足新增电力需求。

从成本的角度，进一步分析风光发电的竞争力与发展潜力。“十四五”期间陆上风电与集中式光伏全面实现平价上网，海上风电及分散式光伏发电在部分资源优渥区域平价上网；2030年风光发电成本下全面低于煤电发电成本，至此风光可完全实现平价上网。从系统成本角度分析可知：陆上风电与集中式光伏在2030年可完全实现系统平价上网；海上风电2025年后与煤电竞价能力逐渐彰显，沿海地区率先实现平价上网；分布式光伏在工商业用户侧已具有竞争力，“十四五”后期其竞争力会持续提升。

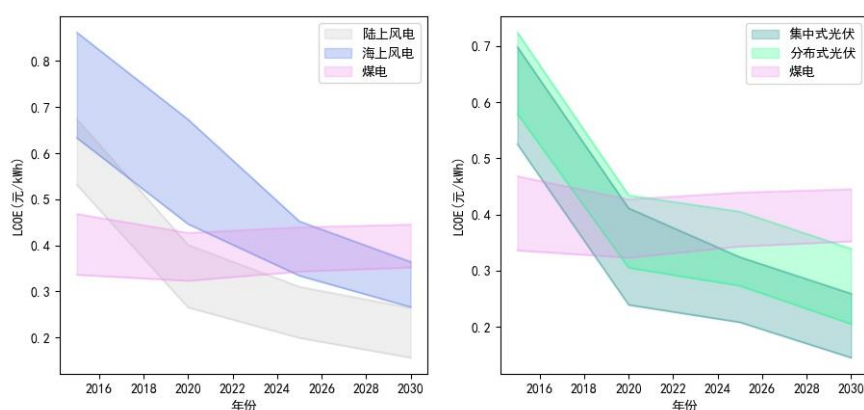


图6 煤电与可再生能源发电LCOE对比

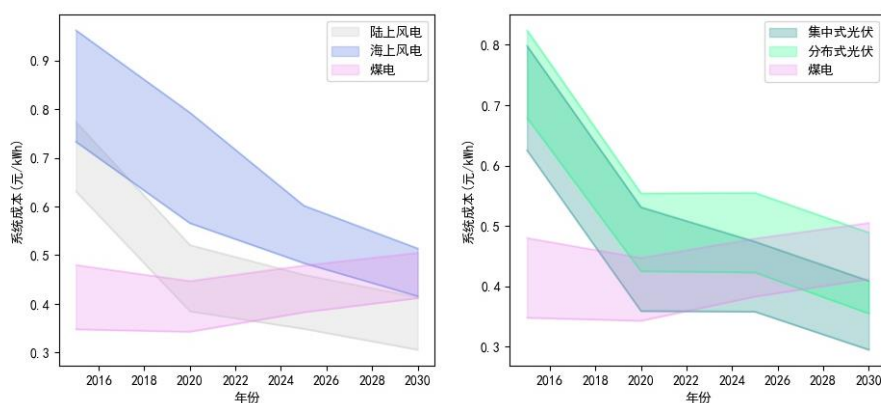
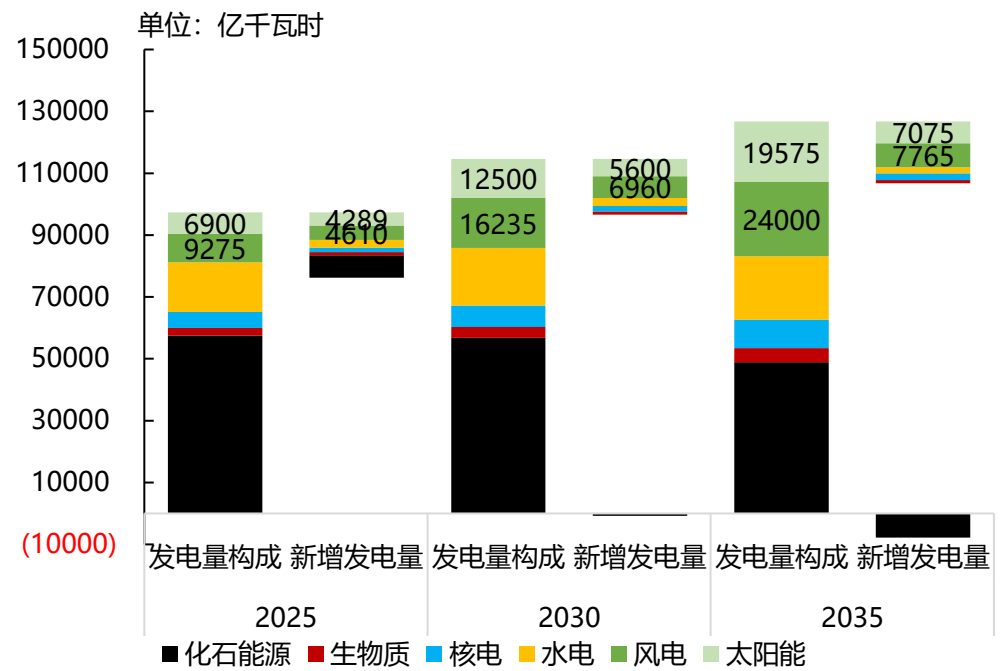
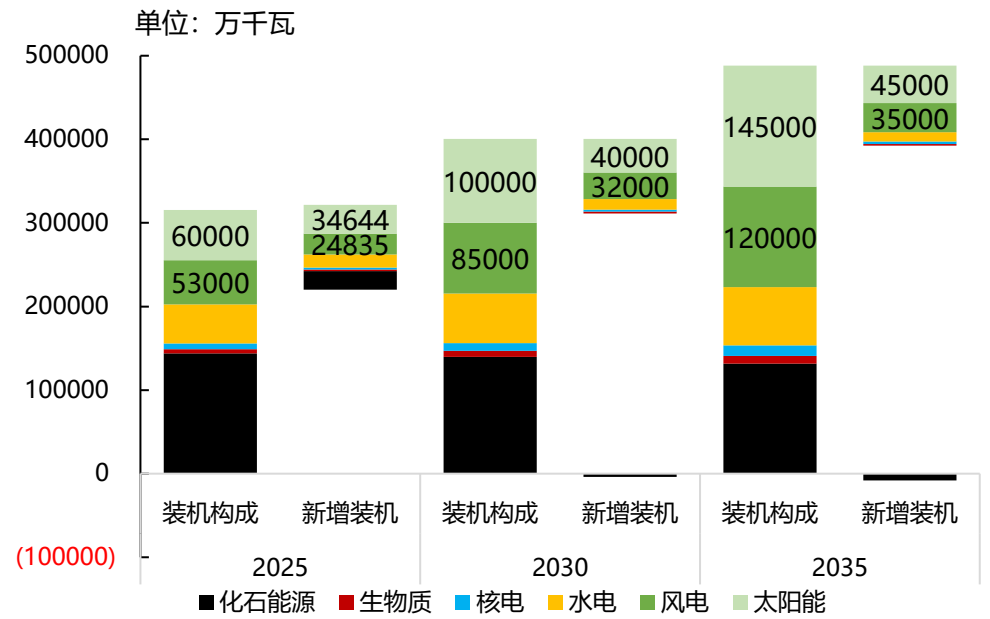


图7 煤电与可再生发电系统成本对比

风电、太阳能迎来新一轮大规模发展。“十四五”期间风电、太阳能新增规模分别为2.5亿千瓦、3.5亿千瓦，2025年风光总规模达到11.3亿千瓦；“十五五”期间风电、太阳能新增规模分别为3.2亿千瓦、4亿千瓦，太阳能装机规模超越风电，2030年风光总规模达到18.5亿千瓦，新增电力需求基本由非化石能源新增发电量满足；“十六五”期间风电、太阳能新增规模分别为3.5亿千瓦、4.5亿千瓦，2035年风光总规模达到26.5亿千瓦，实现可再生发电对煤电发电量存量的逐步替代（图8，图9）。



6. 充分挖掘非煤大型可控电源和多元化灵活性资源保障用电负荷增长。

2025年后不再新增煤电，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间以退役煤电延寿的方式分别保留4000万千瓦，4000万千瓦，5000万千瓦作为应急备用，可满足约10%的最大负荷增量。通过充分挖掘非煤大型可控电源和系统灵活性资源多元化发展，加上煤电延寿备用，可满足2021-2035年间的最大负荷增量。

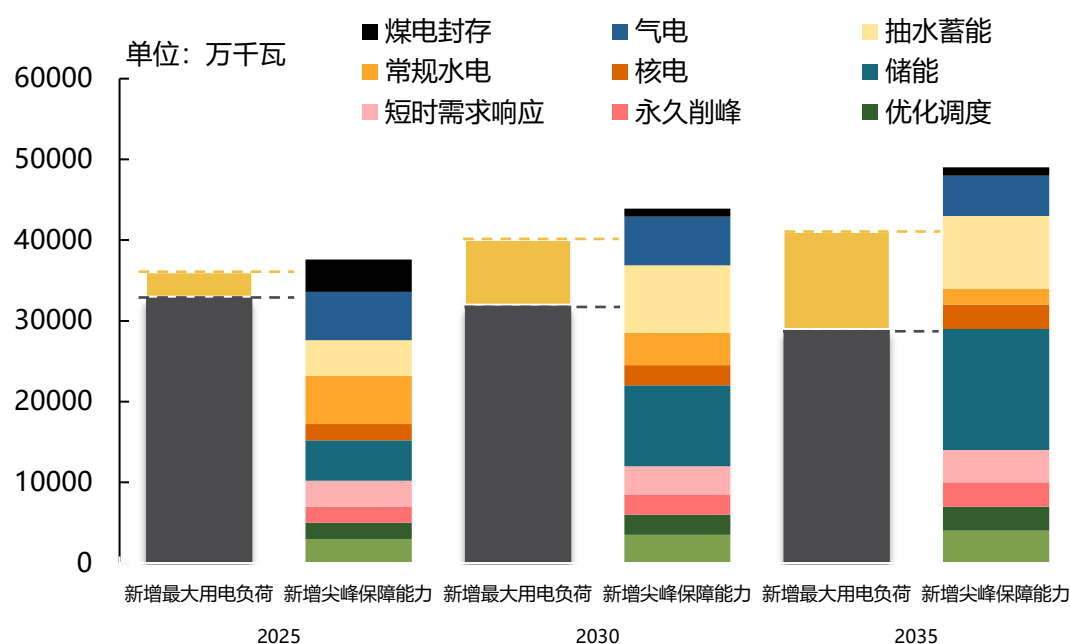


图9 2021-2035年新增尖峰保障能力足以支撑短时尖峰电力安全保障

7. 煤电由稳定基荷向灵活性电源转型，控制发电量在2025年后不再增长，保障新能源加速大规模发展。

“十四五”期间煤电转型重点是严控煤电新增，加速煤电灵活性改造。煤电满足基础负荷的同时最大程度为系统安全稳定运行提供灵活性支撑，控制煤电行业装机规模在11.5-12亿千瓦及早达峰，发电量峰值控制在5.2-5.3万亿千瓦时。

“十五五”期间煤电转型重点是推动煤电逐步退出，深挖灵活性改造潜力，推动CCS改造商业化。完成新增电力需求逐步由新能源满足，并逐步替代煤电发电存量，缩短减排平台期。

“十六五”期间煤电转型重点是加速煤电有序退出，逐步部署BECCS挖掘减排空间。实现煤电发电存量被加速替代，通过部署BECCS技术实现加速减排。

8. 大型可控低碳电源作为基础，与短时电池储能和长时储能互补构成全时间尺度的系统灵活性调节能力。

碳达峰背景下，提供基础灵活调节能力的大型可控电源需兼顾低碳要求，要求严格限制煤电增量发展，同时储能等资源尚处发展初期，因此合理利用煤电资源是短期内提升电力系统灵活性的重点。

“十四五”时期，逐步推动煤电由电量型电源向电力型电源转变，加快推进煤电灵活性改造，大力发展抽水蓄能和燃气发电，与此同时，提前布局、持续推动需求响应、新型储能和V2G等电力系统灵活性资源的“更优解”发展。

“十五五”和“十六五”时期，减少煤电装机规模，煤电逐步退出灵活调节电源行列，规模化应用新型储能，重视绿氢和长时储能等新技术的开发和应用，建设完善电网互联互通及市场机制，给予充足的系统灵活性释放空间。

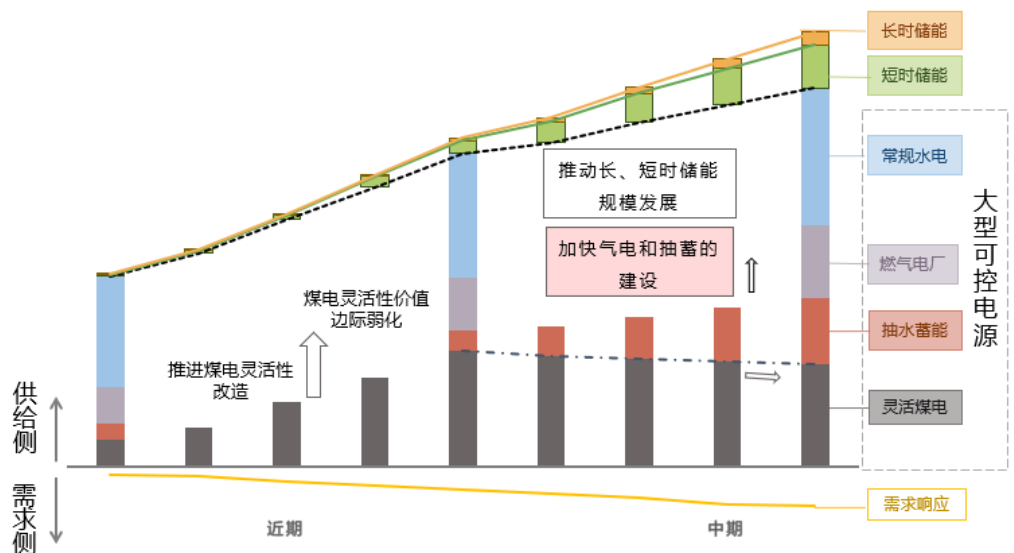


图10 碳达峰背景下中国电力系统灵活性提升路线图

“十四五”期间，电化学储能持续降本提效，成本达到商业化临界点，2025年以电化学储能为代表的新型储能规模达到5000万千瓦，为系统提供短时（秒级、分钟级）快速调节能力，绿氢技术作为长时储能发展重点进行示范试点推广。“十五五”、“十六五”期间压缩空气、飞轮、电化学储能规模化应用，2030、2035年新型储能规模达到1.5、3亿千瓦；“十五五”期间电制氢和氢储能技术成本达到商业化临界点，“十六五”期间推进绿氢商业化大规模部署，预计2035年绿氢规模达到5000万千瓦（图11），足以提供高比例可再生能源并网下对于调节能力需求，保障灵活性。

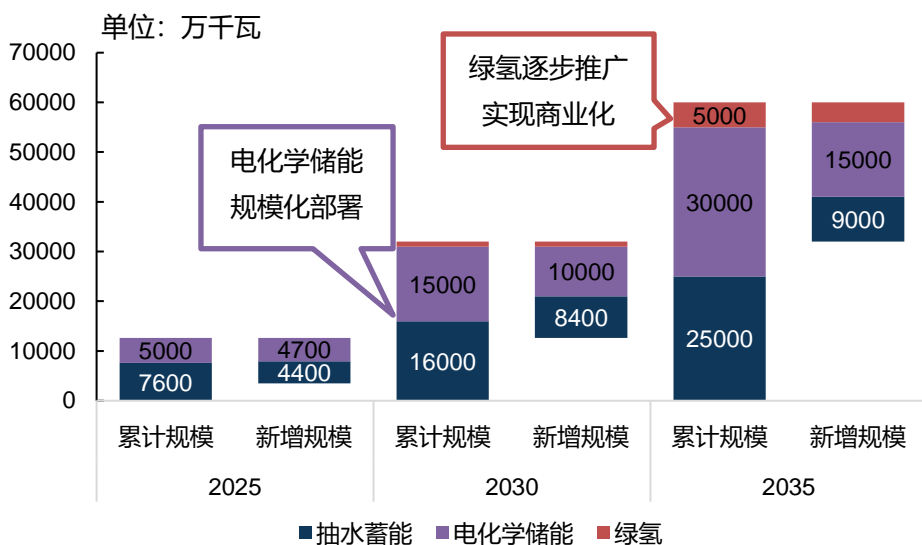


图11 关键储能技术发展趋势

9. 制订保障电力部门碳达峰的政策机制改革“施工图”。

实现电力部门的碳达峰和净零排放发展目标，首先需要明确中国电力低碳转型的目标导向，即安全供应、经济有效、有序转型、耦合互补与公正转型。将政策机制改革作为电力部门达峰的有效工具，即“四个政策、四个支柱”。完善碳市场机制设计，碳配额的总量控制与分配机制需与碳达峰碳中和路径一致，碳预算必须逐步收紧，与碳达峰碳中和路径一致，保证全国碳市场的碳价将逐步对接国际水平。充分发挥电力市场的价格发现机制，完成收益及投资可预期的可再生能源交易机制设计，设计保障稳定可控电源和灵活性资源基本收益的容量电价机制，完善与高比例可再生能源需求配套的辅助服务产品和高比例可再生能源电力市场还需要其他方面的配合，如配网平台化、综合能源、多能互补和分布式交易等。推动绿色金融通过资源优化配置、价格发现和风险管理三大功能推动零碳电力的发展，绿色金融政策助推碳市场发展。从公正转型方面，设计职工安置方案确保煤电转型以社会可接受的方式实施，设计地区转型规划提高行业 and 部门的竞争力，设计合理的退煤机制保障电厂运营商等相关利益者的权益。将煤电长期转型、改造与退出时间表与路线图、可再生能源高比例发展规划目标与路径、中长期可控稳定资源与灵活性资源部署规划、全环节技术创新政策组合技来推动颠覆性技术作为碳达峰顶层设计的四大支柱。为确保电力部门及早实现碳达峰，在推动政策机制顶层设计的基础上，进而明确“源、网、荷、储、热”等方面落实分阶段具体发展目标，总结推动电力碳达峰关键领域进展时间表（图12）。

	“十四五”期间	“十五五”期间	“十六五”期间
煤电机组	严控煤电新增 淘汰落后煤电	高效煤电机组加装 CC(U)S设备	有序淘汰基荷煤电
清洁能源	陆风、光伏发电系统平价、气水核等加快发展	海上风电系统平价、风光装机容量超12亿千瓦	以新能源为主体的新型电力系统基本建成
灵活资源	加速煤电灵活性改造	储能、需求响应等灵活性资源大规模发展	多元灵活性资源规模化提升
电网	大电网为主 分布式微电网发韧	“西电东送”发展 至临界点	大电网作支撑 能源互联网快速发展
储能	电化学储能快速发展 氢储示范推广	电化学储能大规模部署 氢储实现商业化	绿氢成本快速下降 部署跨季节储能
供热	燃煤热电联产成为 集中供热的主要方向	燃气热电阶段性发展 承担供热调峰作为补充	逐步实现清洁供热 替代化石燃料供热
绿色金融	加速风光为主的 绿色电力投资	大力发展氢储技术	大力发展颠覆性 能源技术
电力市场	辅助服务市场合理 分摊风光并网成本	构建容量拍卖机制保障 电力可靠供应	构建以电力市场为中心 的多协同市场体系
碳市场	部署碳市场与电力 市场逐步衔接	收紧配额适度提升碳价	碳价逐步与国际接轨
其他	部署CC(U)S试点	50%以上电量来自 非化石能源	部署煤电公正转型

图12 推动电力碳达峰关键领域进展时间表

政策建议

1. 持续推进煤电供给侧改革。

慎重把握煤电供给侧改革政策力度，树立煤电峰值意识，将全国煤电峰值规模控制在11.5-12亿千瓦，发电量峰值控制在5.2-5.3万亿千瓦时；深度挖掘超低排放和节能改造潜力；坚决淘汰环保不达标和落后的煤电产能；将大力推动煤电灵活性改造作为优化煤电存量机组的重中之重，按需将安全、环保、可靠性水平达标的到期退役机组延寿作为应急备用机组保障转型期电力供应安全。

2. 推动可再生能源产业协同发展。

在中长期气候目标下，可再生能源大规模发展面临着能源安全、生态环境、技术革新等方面产生不确定性影响，推动可再生能源产业协同发展至关重要。首先，需要加强可再生能源产业的创新研发投入，补足可再生能源产业发展的关键装备及零部件制造的技术短板。其次，在明确可再生能源大规模发展的关键瓶颈、供应链关键薄弱点基础上，根据生产原材料产量分布和生产资源需求量，推动本土制造与全球供应链整合以提升自身价值链，实现关键环节协同以及重要资源保障。最后，统筹科技创新、财政金融、人才等方面保障可再生新能源产业协同发展，推动大规模可再生能源产业的创新源头支持，协同政府和市场两方面齐发力，加快本地化的创新研发、先进制造与应用推广。

3. 保障大规模可再生能源发展的能源供输安全。

随着具有随机性与波动性可再生能源大规模并网，电力系统的安全稳定运行面临诸多挑战。需要重视电网侧和负荷侧有机结合，通过输配网优化调度、微电网并网运行和需求侧响应，实现资源全局优化配置，协同源网荷储各环节资源，保障高比例可再生能源安全并网；促进地源热泵、可再生能源制氢技术等可再生能源制非电能源的关键技术协同发展；推动能源系统与信息化、数字化和智能化融合发展，实现多类型能源系统间的信息共享；加强支撑综合能源供给安全的关键技术协同发展，应对风光等能源间歇性和波动性下能源供应系统面临风险，减少或避免极端事件发生。

4. 引导“源-网-荷-储”灵活性资源发展的协调统一。

准确评估未来灵活性需求，将电力系统灵活性提升目标纳入中长期电力规划，并与国民经济各领域规划有机衔接。需要根据灵活性需求合理投资电源建设，引导电厂采用更灵活的运营模式。需要创建响应时间快的实时市场和建立公平的灵活性补偿机制，能够及时迅速地对可再生能源发电做出价格判断。需要建立公平的灵活性补偿机制，减少对不灵活运行发电厂的激励，实现灵活性资源的优胜劣汰。

5. 多市场体系协同促进电力系统低碳转型。

碳达峰目标下电力系统低碳转型的关键在于提升整体效率和清洁性，需要电力市场、热力市场、碳市场、基于强制配额的绿证市场机制耦合发展来加速低碳转型。电力市场的竞争规则要有利于新能源等低碳能源发展，而碳市场的加入可以进一步扩大新能源的市场经济性优势、改变不同类型机组的市场竞争力。减排过渡期和平台期要深化双市场耦合，使新能源发电获得碳减排直接收益，扩充新能源发展的资金池，缓解财政补贴压力。完善碳配额分配机制，确定合理碳价，通过电力市场化与电-碳市场协同加速减排进程。

展望

实现碳达峰、碳中和，是以习近平同志为核心的党中央统筹国内国际两个大局作出的重大战略决策。实现碳达峰的过程是传统能源生产和消费模式逐步结束的过程，实现碳中和的过程是新型能源生产和消费模式逐步建立的过程，两者存在根本性的区别。

电力行业碳达峰的过程非化石电力逐步替代增量化石电力，化石电力由少增加发展到不增加的过程，电力行业仍维持在传统电力系统运行框架模式下。因此本报告着眼于当前的电力系统运营模式，立足于当前现有资源和近期可用的技术去考察我国电力系统碳达峰的可能情景与路径。

电力行业碳中和的过程是非化石电力逐步替代存量化石电力，化石电力逐步减少并趋于零的过程，电力行业逐步从传统电力系统运行模式转变为新型电力系统运行模式的过程。电力系统中的资源类型和配置方式、技术手段、运营方式等会发生根本性的变革。因此，电力行业碳中和路径的研究思路和方法与碳达峰阶段存在巨大的不同。

首先，研究思路采用反向倒推的方式，即以2060年前实现碳中和为基本约束条件，倒逼考察电力系统脱碳转型路径。其二，研究基础要基于重大不确定性，例如资源类型方面四代核电、光热发电、潮汐发电等的数量和应用场景等问题，技术创新方面绿氢、CCUS、超导、氢碳化工等能否存在根本性技术突破等问题，运行模式方面，微网和大电网、电从远方来和电从身边来等问题。第三，研究边界存在很大的弹性，例如要考虑是狭义的二氧化碳中和还是广义的温室气体中和、全社会碳中和的实现路径对电力系统构成的约束、能源效率的提升空间和潜力、终端电力需求预测值等诸多不确定边界因素。

下一步电力行业碳中和研究报告的初步设想，将以构建以新能源为主体的新型电力系统为基础，从宏观经济社会指标（如人口、人均GDP、产业结构、关键行业产能等）和能源经济形势（如终端能源消费量与结构、一次能源消费量与结构）两个层面刻画2060年碳中和图景；解析狭义与广义碳中和目标的内涵要求，考虑自然碳汇和工业、交通、建筑等行业的排放潜力，估算电力部门的排放空间，并衔接碳达峰报告的排放情景，拟合面向2060年碳中和的碳排放轨迹；将电力系统近零排放关键时间节点作为电力规划整体目标，以达峰报告电力规划为基础，对中长期电力规划、关键减排技术应用、电力系统运行场景特性等进行不确定性分析；分阶段阐述常规煤电退出和煤电BECCS改造、新能源、大型稳定非化石电源、新型储能及绿氢等灵活性资源组合部署的电力系统脱碳路线图，衡量不同转型路径下的转型成本及经济代价，最终设计电力脱碳转型配套政策机制。

电力碳达峰研究报告与电力碳中和研究报告是探讨我国电力低碳转型问题的“两步走”系列研究的两个主旨报告，二者有机衔接、涵盖全面，构建了较为成熟的系统性分析框架与思路，后续将对主旨报告中的更多具体细节问题开展多线研究工作。

目录

1. 研究背景	1
2. 电力发展现状与展望	3
2.1 电力发展现状	
2.2 电力供需展望	
2.3 电力集中供热需求分析	
3. 电力行业碳达峰情景与推荐方案	19
3.1 电力行业转型情景组合分析	
3.2 电力行业碳达峰典型情景与推荐方案	
4. 电力行业碳达峰路径研究	25
4.1 新能源高比例发展分析	
4.2 非煤大型可控电源的多元化发展路径与电力安全保障	
4.3 煤电转型路径	
4.4 电力系统灵活性的多元提升路径	
5. 制定保障电力部门碳达峰的政策机制改革“施工图”	46
5.1 碳达峰目标导向	
5.2 碳达峰政策施工图	
6. 附录	59

1

研究背景

2015年12月，全球近200个国家签署《巴黎协定》，为应对气候变化达成共识，旨在控制全球平均气温较前工业化时期上升幅度在2°C以内，并努力控制在1.5摄氏度以内。中国作为负责大国积极参与全球气候治理工作，逐渐成为全球气候治理的引领者。2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话时提出，中国将采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。这一伟大愿景展现了中华民族永续发展和推动构建人类命运共同体的决心，对全球气候治理工作起到积极推动作用。2021年3月15日，习总书记在中央财经委员会第九次会议中指出构建以新能源为主体的新型电力系统，成为“双碳”目标实现的基本思路与主要举措。同年4月22日，习总书记出席领导人气候峰会时表示坚持走生态优先、绿色低碳的发展道路。中国正在制定碳达峰行动计划，广泛深入开展碳达峰行动，支持有条件的地方和重点行业、重点企业率先达峰。中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。中共中央政治局同年7月30日召开会议，要求要统筹有序做好碳达峰、碳中和工作，尽快出台2030年前碳达峰行动方案，坚持全国一盘棋，纠正运动式“减碳”，先立后破，坚决遏制“两高”项目盲目发展。

电力部门是碳排放重点部门。2020年中国二氧化碳排放总量102亿吨，其中电力部门（含供热）碳排放约为44亿吨，占总排放量的43.1%。虽然除电力部门外的其他碳排放重点部门，如工业部门、建筑部门、交通部门正在积极推动节能提效和电气化替代，但碳达峰时间或滞后于全国碳达峰目标时间，或存有较大不确定性。相对来说，电力部门是最容易实现碳达峰的碳排放重点部门，其尽早达峰对全国碳达峰起到关键作用。

“十三五”期间中国经济发展呈现稳中向好态势，加之电能替代红利释放，电力需求保持中高速增长。虽然煤电正逐步退出电力供给侧主导地位，其基础电源定位长期保持，装机容量和发电量增长依然较快。电力行业持续推进清洁低碳转型，以风电、光伏为代表的新能源比例不断提升，系统所需平抑其波动性与随机性的灵活性资源紧缺。我国产业结构不断优化，用电需求重心逐步向第三产业和居民用电发生转移，负荷呈现尖峰化、双峰化特点。面对电力部门发展存在的突出问题，电力部门及早实现碳达峰也面临较大挑战。

2

电力发展现状与展望

2.1 电力发展现状

2.1.1 电力需求

2010年以来，工业化城镇化进程不断推进，经济由高速增长转变为高质量增长，电力需求增长重心向三产和居民用电转移，电力需求增长变低，由2008之前15%左右的用电增速降至5%-7%的用电增速。“十三五”期间，我国电力需求的增长速度仍然较快，年均增速为4.9%。2020年疫情冲击使得我国用电需求短期下滑，但随着国内生产生活稳步恢复，用电需求增长逐步回稳，见图2-1。2021年上半年，国内疫情得到有效控制，经济用电快速反弹，1~5月全社会用电量累计同比增长17.7%¹，是2011年以来的最高水平。

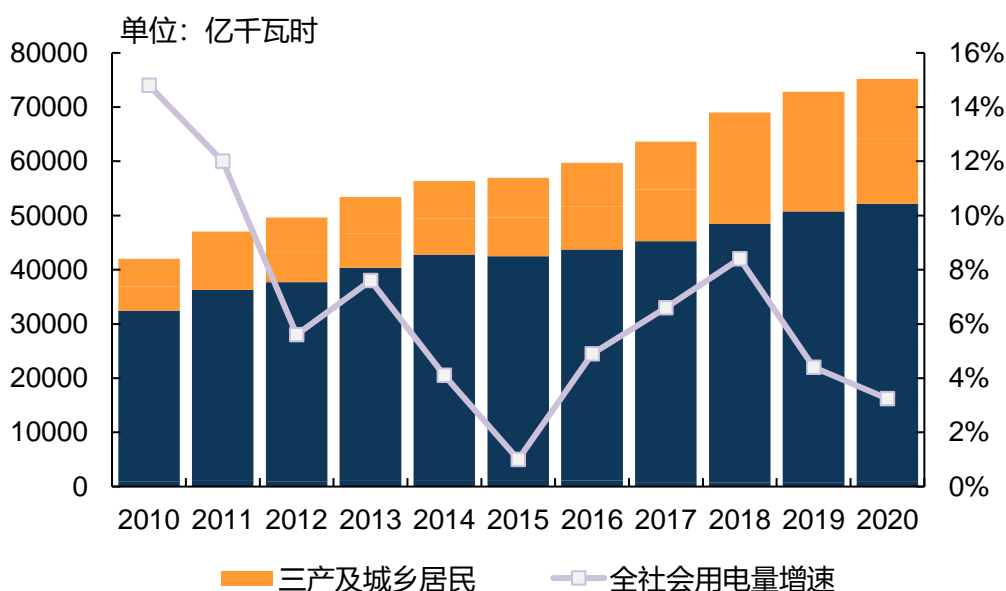


图2-1 2000-2020年全社会用电量及增速

2019年和2020年中国人均GDP连续超过10000美元²，2020年人均用电量达到5328千瓦时，但人均生活用电量775千瓦时/人，未达到工业化完成时期的标准810千瓦时/人，中国仍处于工业化后期阶段。人均生活用电量占人均用电量的比重由2010年的12.1%增至2020年的14.6%，经济增长的重心正逐渐向生活与消费方向转移。

¹ 国家能源局. 5月份全社会用电量[EB/OL].2021.http://www.nea.gov.cn/2021-06/15/c_1310009338.htm

² 国家统计局. 2020年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL].2021.http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202102/t20210227_1814154.html

电能替代加速推进，电气化率稳步提升，推高全社会用电需求。国网经营区域电能替代电量2013-2020年累计完成电量8677亿千瓦时，推进优化终端能源消费结构，进一步提高终端用能的电气化水平。2018年电气化水平达到28.5%，若将2016-2018年间电能替代电量完全剔除，电气化净水平为26.9%，全社会用电量增速也将明显下降。目前电能替代潜力空间还很大，2018年中国电能占终端能源消费比重为25.5%³，见图2-2，较美国、欧洲等世界发达国家还有一定差距，随着国内能源消费结构的优化调整，技术进步、经济发展等因素，未来中国发电能源占比仍有很大的上升空间，预计2035年发电用能占一次能源比重将达到55%。

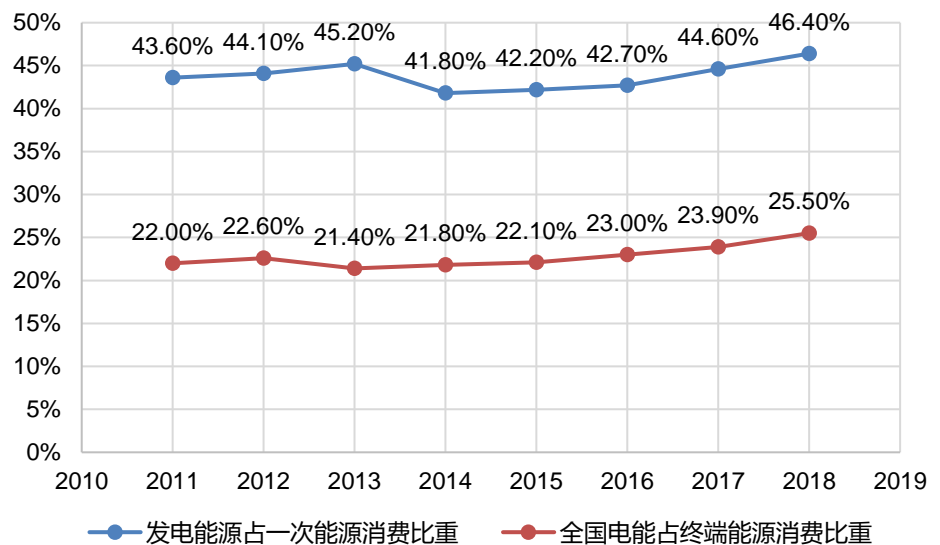


图2-2 2011-2018年发电能源占一次能源消费比重和电能占终端能源消费比重

2.1.2 电力供给

我国电力生产供应能力稳步提升，结构进一步优化，行业清洁低碳转型加速推进。装机结构方面：截止2020年底，全国全口径发电装机容量22亿千瓦，同比增长9.5%，新增发电装机容量19087万千瓦。非化石能源发电装机容量合计9.86亿千瓦，占总发电装机容量的比重为44.7%，较2015年提升10个百分点（图2-3）。煤电装机容量10.8亿千瓦，占比49.1%，首次低于50%。

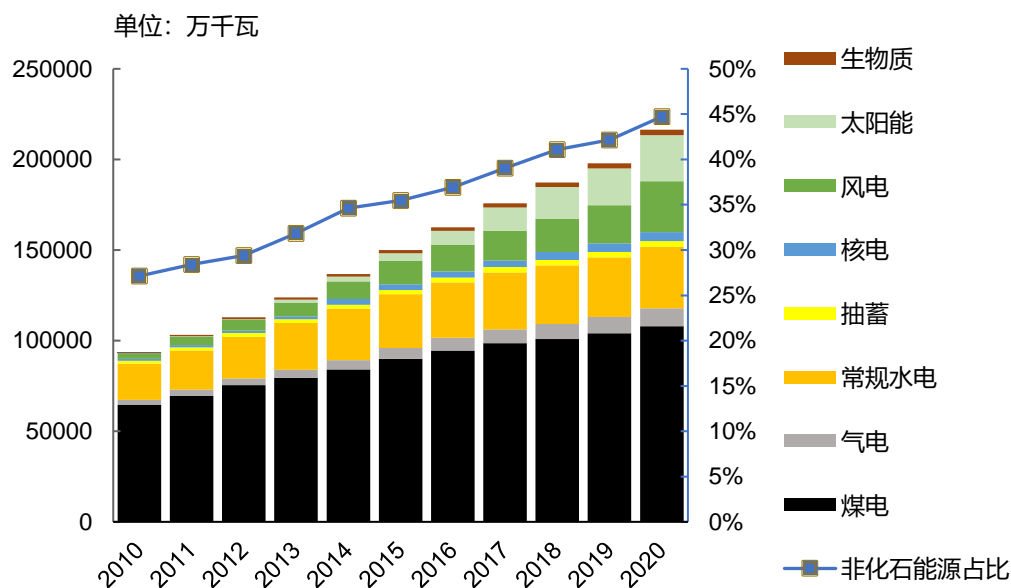


图2-3 2010-2020装机结构变化趋势

发电量方面：随着各类可再生能源协调发展，加快推动可再生能源分布式应用。“十三五”期间弃风、弃光问题得到显著改善，2020年弃风、弃光率降至3%，较2015年下降11.6个百分点。2020年非化石能源发电量达到2.6万亿千瓦时，发电量占比34%，其中非化石能源新增发电量占新增电力需求的54.7%，对燃煤发电增量电量形成有效替代，加速推动了电力清洁低碳转型（图2-4）。

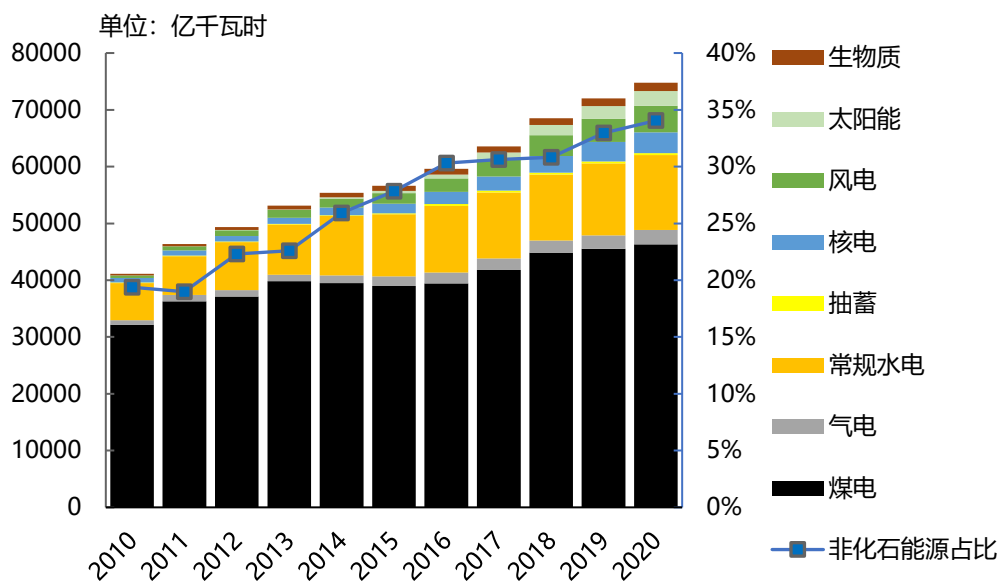


图2-4 2010-2020发电量结构变化趋势

2.1.3 煤电发展

2010年前，我国电力供给能力短缺，煤电作为电力供给侧的主力电源装机容量快速增长。截至2010年底，我国煤电装机容量为64661万千瓦，较2000年煤电装机容量19938万千瓦翻了近两番（图2-5）。随着新能源能源迅猛发展和电力需求增速逐步放缓，煤电产能出现了严重过剩。为避免“十二五”期间核准过量煤电项目投产使得煤电过剩加剧，“十三五”期间，在煤电供给侧改革“停缓建”政策约束下严控煤电新增，加速淘汰落后煤电产能，显著的控制了煤电装机规模增长。“十三五”期间累计新增煤电17692万千瓦，较“十二五”和“十一五”新增煤电规模分别下降了31.2%和84.2%。“十三五”期间累计淘汰关停落后煤电产能4700万千瓦，较“十二五”期间淘汰落后煤电规模增加80.1%。截至2020年底，我国煤电装机容量为10.8亿千瓦，控制在11亿千瓦以内（见图2-6）。

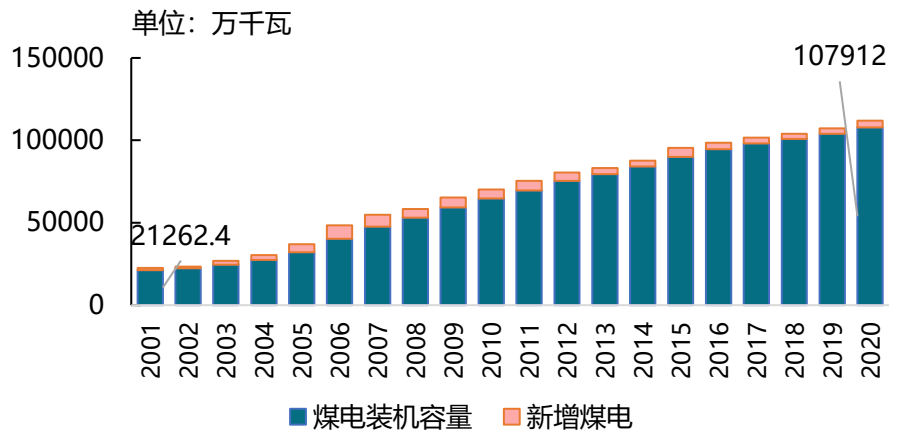
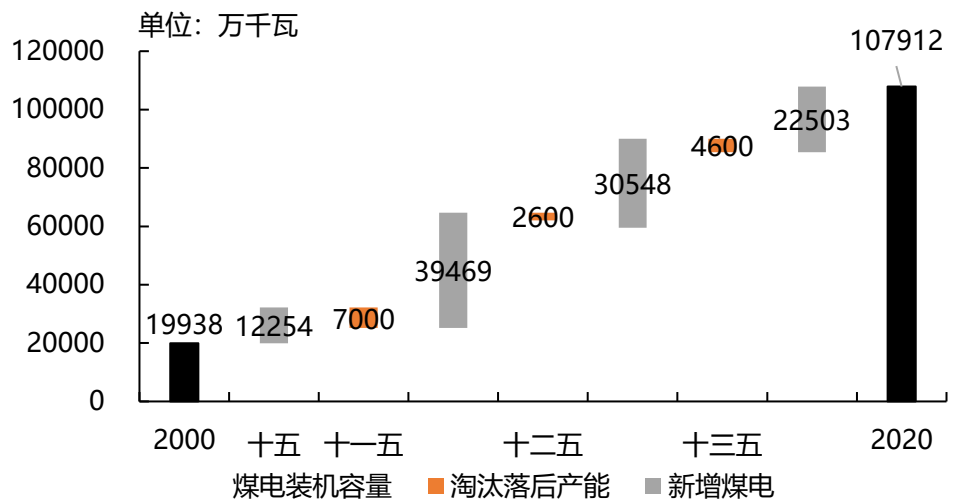


图2-5 2001-2020年煤电装机容量及新增煤电规模

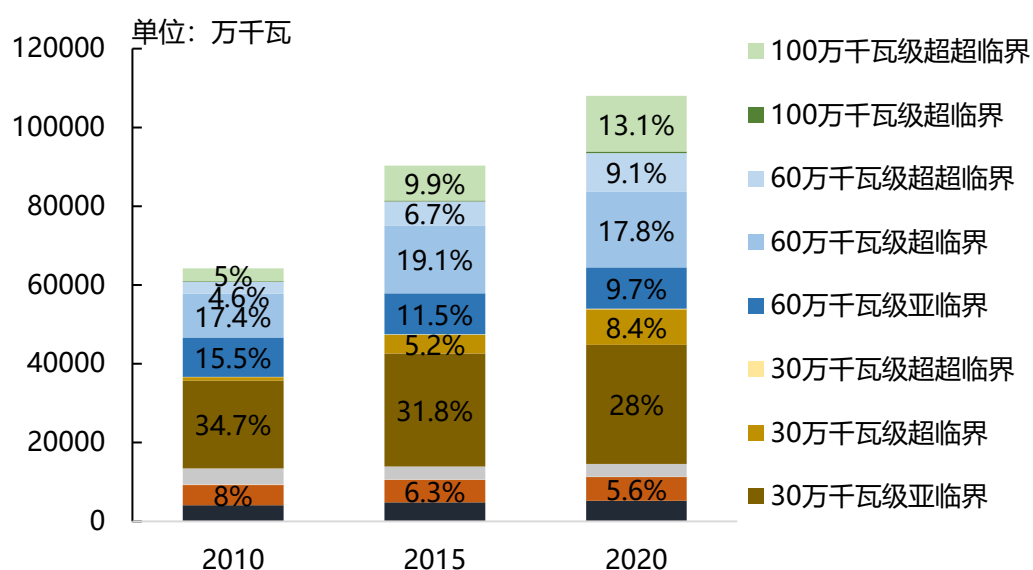


(数据来源：2000-2020年电力统计年鉴，中电联电力行业年度发展报告)

图2-6 2000-2020年煤电装机变化

在过去20年里我国积极推动煤电产业转型升级，通过“上大压小”的方式实现大容量高

参数煤电机组对落后煤电产能进行替代，煤电装机技术结构不断优化，建成清洁高效煤电供应体系。根据煤电机组数据库资料显示，截止2020年底，我国全口径煤电机组共4575台，装机规模达10.8亿千瓦（含6000千瓦以下机组）。其中，100万千瓦级以上煤电机组装机容量1.46亿千瓦，占总装机容量比重13.5%，较2010年提升了8.2个百分点；60万千瓦级和30万千瓦级煤电机组装机容量同为3.9亿千瓦，装机容量占比36.5%，较2010年基本持平；30万千瓦级以下煤电机组装机容量较2010年仅增加1154万千瓦，降至总装机容量的13.5%；20万千瓦级煤电机组装机容量3257万千瓦，较2010年减少了25.4%；10万千瓦级煤电机组装机容量为6119万千瓦，装机容量占比仅为5.7%，较2010年下降了2.5个百分点；10万千瓦级以下的小机组装机容量5213万千瓦，装机容量占比4.8%，较2010年下降1.6个百分点（图2-7）。



(数据来源：The Global Coal Plant Tracker，绿色和平中国燃煤电厂计划机组数据库)

图2-7 装机技术水平对比图

我国城镇化速度加快，人民生活对供热需求不断提高，热电联产机组利用高品位热能发电，低品位热能用于供热的方式兼顾供电和供热任务，同时也是提高能源利用率、节约能源、减少污染、净化环境的有效途径。截至2020年底，我国热电联产机组装机容量4.13亿千瓦，占总装机容量38%。我国热电联产机组主要集中于30万千瓦级和10万千瓦级以下小机组。30万千瓦级热电机组装机容量2.36亿千瓦，占热电装机总规模的57.1%。10万千瓦级以下热电机组容量3781.4万千瓦，占10万千瓦级以下煤电机组装机容量的72.9%（图2-8）。

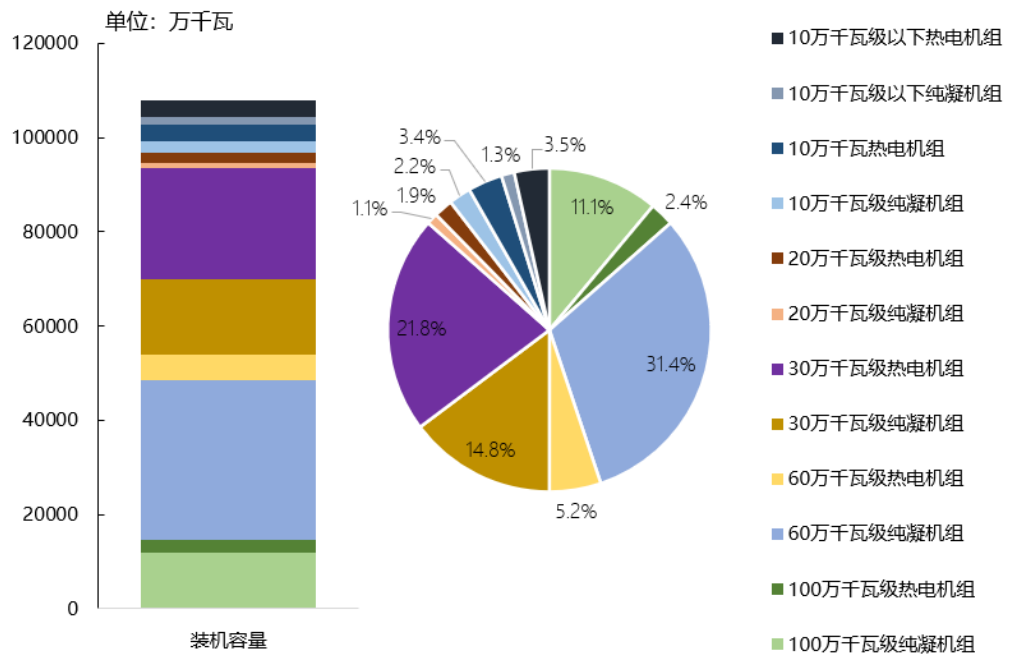


图2-8 分机组类型纯凝和热电机组装机容量及占总装机比重

随着我国煤电供给侧结构性改革深入，电力行业持续推进煤电节能升级改造，全国平均供电煤耗显著降低，超前完成“十三五”电力规划目标（310克标煤/千瓦时）。截至2020年底，全国6000千瓦以上火电平均供电煤耗305.5克标煤/千瓦时，较2010年下降8.3个百分点，平均发电煤耗287克标煤/千瓦时，较2010年下降8.1个百分点，见图2-9。

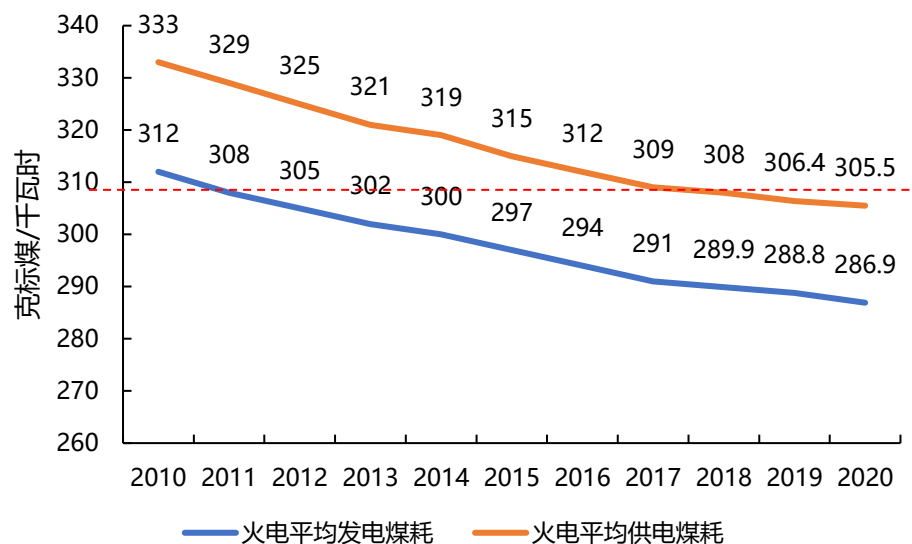


图2-9 火电平均发电和供电煤耗下降趋势

煤电节能环保延续向好态势，一方面得力于煤电技术结构优化，另一方面则是超低排放节能改造对于现役机组能效提升。截至2020年底，我国完成超低排放节能改造煤电机组装机容量达9.5亿千瓦，约占煤电总装机容量的89%，其中，中东部地区煤电基本完成超低排放和节能改造。我国30万千瓦级以上煤电机组基本完成超低排放改造，仍有1.3亿千瓦规模30万千瓦级以下煤电机组超低排放节能改造工作有待推进，其多为老旧落后的热电联产机组或自备电厂，面临着退役或者淘汰退出。继续深挖超低排放节能改造减排空间应在30万千瓦级以上煤电机组全部完成超低排放节能改造的基础上，加速推进10-30万千瓦级煤电机组超低排放节能改造，河北、山西、内蒙古、黑龙江、山东、陕西、新疆等省份则是下一阶段推进超低排放节能改造的重点省份。

2.1.4 电力部门历史排放轨迹

为满足我国日益增长的电力和供热需求，电力行业发电和供热消耗标煤量不断提升。根据中电联统计数据显示，2020年电力行业发电消耗标煤量13.4亿吨标煤，较2010年增加30%，供热消耗标煤量2.1亿吨标煤，较2010年增加87%。2020年火电发电量为4.88万亿千瓦时，按照平均发电煤耗286.9克标煤/千瓦时，可估算出2020年电力行业发电总能耗折标煤为14亿吨。其中，煤电发电量4.63万亿千瓦时，耗能13.4亿吨标煤，气电发电量0.25万亿千瓦时，耗能0.61亿吨标煤。推算历年煤电碳排放总量、气电碳排放总量和煤电平均发电煤耗（图2-10）。2020年电力行业碳排放总量（含供热）为44.33亿吨，同比增长1.8%，较2010年增长36.8%。2020年火力发电碳排放总量为41.14亿吨二氧化碳，火电单位碳排放强度为843克二氧化碳/千瓦时。

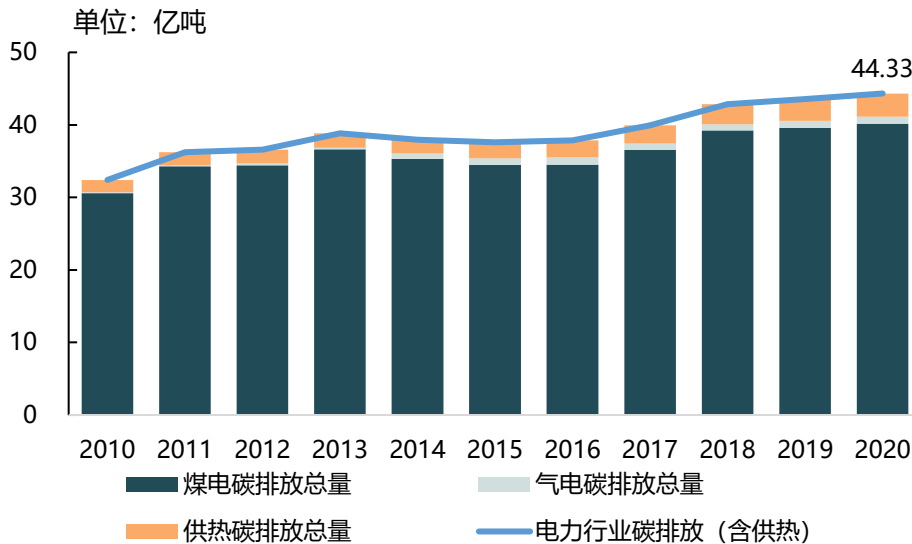


图2-10 2010-2020年电力部门碳排放轨迹

估算方法与系数：1万吨标煤对应823立方米天然气，天然气密度按照0.7kg/m³；排放系数按照IPCC标煤和天然气排放系数折算。

2.2 电力供需展望

2.2.1 2020-2035电力需求预测

1) 宏观预测

2020年我国人口总数达到14.11亿人，2016年《国家人口发展规划（2016-2030年）》和联合国《世界人口展望2019》中方案预测2020年中国人口为14.2、14.4亿，均高估了全面二孩政策对生育率的影响。根据联合国人口预测中方案，中国的人口负增长将出现在2030年⁴。在华盛顿大学预测方案中，中国人口将于2024年达到顶峰（约14.3亿）。中国社会科学院预测我国人口大约在2029年我国人口将会达到峰值，我国人口峰值的数量约为14.42亿⁵。受老龄化、人类寿命延长和人口出生率降低的影响，本报告预计2025年我国人口总数达峰约14.2亿，随后进入人口负增长阶段。

2019、2020年中国人均GDP突破10000美元，预计将在2022年后进入世界银行高收入经济组别。中国发展研究基金会预测，中国在2025年前后按现价美元换算后的GDP总量将超过美国，跃升至世界第一；2035年人均GDP按照购买力平价衡量（2016年水平）将达到35000美元⁶。

新冠疫情冲击使得全球经济格局发生重大变化，在外需缩减的趋势下，中国提出以刺激内需为主的发展策略有助于稳固经济形势。只要今后中国经济增长率超过世界平均经济增长速度，中国经济越来越依靠内需的状况就不会变化，随着中国贸易顺差收窄和经济继续增长，内需作为中国经济主要引擎的作用会持续提升。全社会用电量增速呈现周期性变化，人均用电量上涨空间较大。电能替代和电气化率提高短期内会拉高用电需求，从长期来看对拉升电力需求作用不大。本报告根据宏观经济发展，预测2020-2025年电力需求年均增速为4.5%，2025-2030年年均增速为3.1%，2030-2035年年均增速为2.1%，原因如下所示：

表2-1 2025-2035年电力需求预测参数

指标	参数值		
	2025年	2030年	2035年
GDP 年均增速	5.5%	5%	4%
人口总数（亿人）	14.2	14.11	14.08
能源消费增速	1.4%	1.2%	1%
人均用电量（千瓦时/人）	6600	7800	8700
全社会用电量（亿千瓦时）	9.4	11.0	12.2
电力需求增速（每五年）	4.5%	3.1%	2.1%

⁴ 国务院. 国家人口发展规划（2016-2030年）[EB/OL].2017.

http://www.gov.cn/xinwen/2017-01/25/content_5163528.htm

⁵ 中国社会科学院. 人口与劳动绿皮书：中国人口与劳动问题报告[EB/OL]. 2019.

⁶ 中国发展基金会. 2035：中国经济增长的潜力、结构与路径[EB/OL]. 2018.

1) “十四五”、“十五五”、“十六五”期间GDP年均增速5.5%、5%、4%左右，按照人均生活用电来看，我国仍然处于工业化后期阶段，发达国家工业化中后期电力弹性系数一般小于1，且在节能增效、用电结构更趋合理的情况下，单位电能产值有望小幅提升，相应的电力需求增速低于经济增速；2025、2030、2035年我国人口总数可达14.2、14.11、14.08亿。

2) “十四五”期间能源消费增速预计为1.4%，电能替代加速，能源电气化程度加深，电力需求增速略高于能源消费。人均一次能源消费量预计到2025年为3.75吨标准煤/人、2035年为4.27吨标准煤/人；2025、2030、2035年电气化率分别提升至30%-31%、33%-35%、36%-39%。

3) 从人均GDP和人均电力消费的变化情况来看，2025年、2030年、2035年人均用电量可达6600、7800、8700千瓦时/人，结合人口的预估，届时全社会用电量约为9.4、11.0、12.2万亿千瓦时。

(2) 分部门预测

“十三五”期间农业生产形势良好。2020年疫情爆发，农业用电量受影响不大。当前农业生产条件、农业生产形势总体有利，我国粮食供应能力强，市场供求关系总体稳定，第一产业用电量趋于稳定。预计“十四五”、“十五五”、“十六五”期间第一产业用电量增速稳定在5%、4.1%、3.8%左右。

目前正是新旧动能转换的关键时期，四大高耗能行业逐步达峰并缓慢下降，高科技及装备制造业发轫逐渐形成规模，产业结构正在向高端化、服务化方向调整，工业加快由资源密集型向技术密集型转变，传统高耗能行业的产能和产量趋于饱和，发展趋缓甚至出现萎缩，而高加工度、高科技含量制造业以及信息技术、物流快递、文化娱乐等现代服务业正快速发展，这使得结构效应对用电量增长的削弱作用逐渐显现，将平抑经济休克和短期因素带来的负面影响，拉动电力需求增长。预计2025、2030、2035年工业用电量为55000、57700、60000亿千瓦时左右。

随着我国“新基建”将逐步落实，有助于扩大有效需求，服务于消费升级，保持第三产业用电量稳定增长。预计2025、2030、2035年我国交通运输业用电量将达到2800、3600、4500亿千瓦时。信息基础设施持续升级、5G等网络信息技术的快速突破、信息通信技术与传统产业的加速融合、居民消费升级对数字技术和经济需求的持续增加，互联网数据服务需求增长和通信建设规模增大，用电需求快速提升，预计2025、2030、2035年用电量将达到4900、6000、7500亿千瓦时。

城乡居民用电量增长较为稳定，家具智能、5G网络应用、电能替代提升居民用电水平。近年来气候状况不断恶劣，极端天气现象频出，导致城乡居民用电量波动较大。预计城乡居民用电量会保持波动稳定增长，2025、2030、2035居民用电量为15700、22900、28600亿千瓦时。

根据各部门及居民用电规律，研判未来各个行业用电发展趋势，预测2025、2030、2035年用电量为9.6、11.3、12.8万亿千瓦时左右。

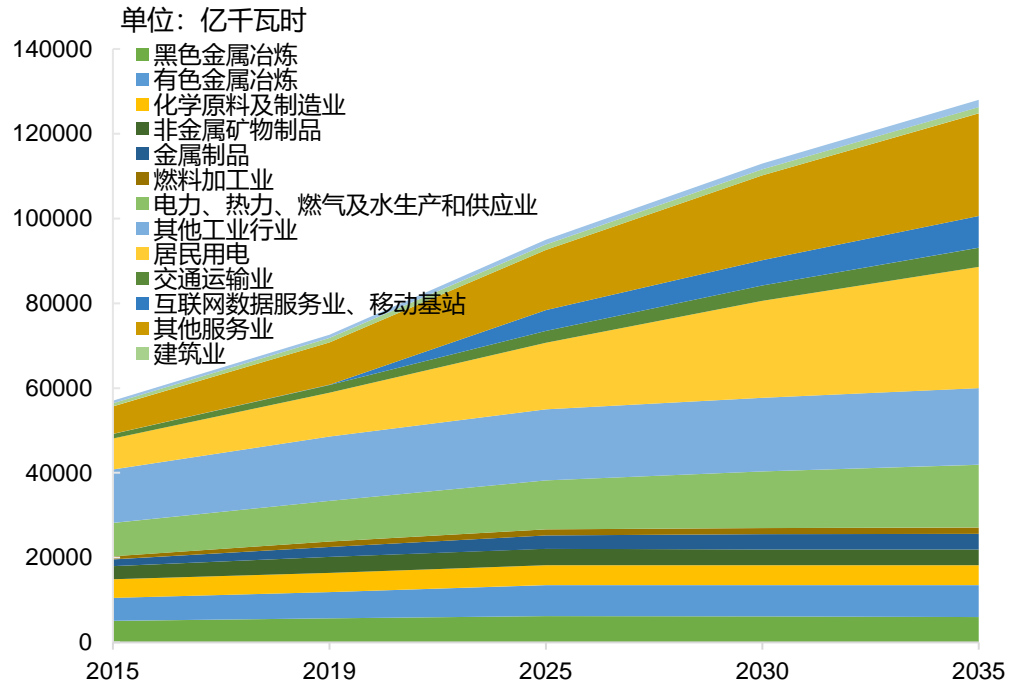


图2-11 分部门用电量预测

综合以上预测，常规电气化情景下2025、2030、2035年全社会用电量为9.4、11、12.2万亿千瓦时，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间年均增速为4.5%、3.2%、2.1%；加速电气化情景下2025、2030、2035年全社会用电量为9.6、11.3、12.8万亿千瓦时，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间年均增速为5%、4%、3.1%（图2-12）。

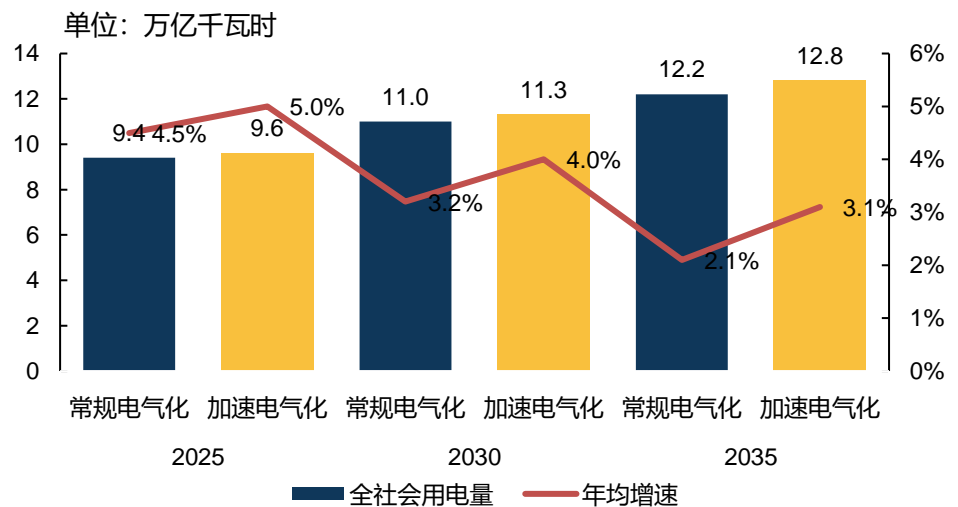


图2-12 近中期电力需求预测

2.2.2 电力供应展望

习总书记在中央财经委第九次会议中明确将构建以新能源为主体的新型电力系统作为“双碳”目标实现的重要措施。对包括火力发电（燃煤、燃气、余温余热、生物质能）、水力发电、核能发电、太阳能发电、风力发电技术发展潜力研究则是构建新型电力系统的基础工作。本报告将各类发电技术分为以风能、太阳能代表的波动可再生能源、以常规水电、气电、核电等代表的大型可控电源和传统燃煤发电三类进行研究，配套储能及需求响应，结合政策导向、投资成本、建设周期等多维度，对各发电技术在2021-2035年期间开发潜力进行展望。

（1）风能、太阳能发电装机领跑发展

1) 风能发电。我国风能资源丰富，已成为我国第三大电源，截至2020年底，我国并网风电装机容量2.8亿千瓦。随着风电全产业链基本实现国产化，风能发电电能质量和效率得到明显提升，度电和全投资成本显著降低，进入平价上网时代。考虑到电力系统消纳能力和海上风电的快速部署，结合风电技术经济性水平与近年增长速度，预计2021-2035年风能发电装机容量年均增长4000-6000万千瓦。

2) 太阳能发电。我国太阳能发电起步较晚，但在补贴和各项扶持政策推动下发展迅猛，截至2020年底太阳能发电装机容量2.5亿千瓦。我国太阳能发电在实现快速发展的同时，技术和成本已处于世界领先水平，资源丰富和光能质量良好的地区基本实现平价上网。2015年后国家加大分布式光伏的投资和建设力度，对于部分光能资源和土地资源紧张的中东部地区，分布式成本仍然较高。太阳能光热发电可以提供连续、可靠的电力且具有良好的调节性能，发展潜力巨大。目前我国光热发电已形成全产业链，国产化率达90%以上。考虑太阳能发电成本的进一步降低和光热逐步部署，预计太阳能发电装机容量将在“十四五”期间超过风电，年均增长6000-8000万千瓦。

综上分析，风能、太阳能发电装机将领跑装机发展（表2-2）。

表2-2 风能、太阳能发电装机容量展望

发电装机 (亿千瓦)	2025		2030		2035	
	保守预期	充分挖掘	保守预期	充分挖掘	保守预期	充分挖掘
风能发电	4.5	5.3	7.5	8.5	10	12
太阳能发电	5	6	8.6	10	13	14.5

(2) 大型可控电源多元协调发展

1) 常规水电。我国水力资源丰富,可开发装机容量为6.6亿千瓦,年发电量3万亿千瓦时。常规水电在实现非化石能源目标和“西电东送”保障电力安全中起到重要作用,未来开发程度将显著提升。随着开发工作逐步向西部深入推进,新建水电选址地理位置偏远且地况复杂,加之移民安置工作难度较大,将增加建设难度和成本,水电开发任务艰巨。截止到2020年底,我国常规水电装机3.39亿千瓦,在建规模约4800万千瓦⁷。2021-2030年常规水电新增将持续发力,年均新增装机容量可达700-1000万千瓦,2030年后随着开发难度加大,进展放缓,除怒江、雅鲁藏布江外,主要河流干流水电开发基本完毕⁸。

2) 抽水蓄能。截至2020年底,我国抽水蓄能装机规模3149万千瓦,在建规模5373万千瓦,目前有2亿千瓦以上项目正在开展前期工作⁹。国家能源局综合司发布的《抽水蓄能中长期规划》¹⁰中提出2030年抽水蓄能总规模达到1.2亿千瓦,2035年目标还有更高想象空间。鉴于“十三五”期间由于抽水蓄能建设周期长且投资成本高,实际进展迟缓,加上厂址资源的高不确定性,报告认为2030年将超规划目标,但2035年发展规模不及目标的概率较大。本报告考虑抽水蓄能作为调节性电源,在政策大力推动下将步入发展加速道,2021-2035年年新增规模1100-1400万千瓦可作为合理增长区间。

3) 天然气发电。天然气凭借清洁低碳、灵活高效的发电特性,将在新型电力系统灵活性支撑和节能减排中扮演重要角色。我国气电顺应能源结构优化的大方面,近年来装机规模大幅提升,截至2020年底,气电装机容量9972万千瓦,“十三五”期间增加4053万千瓦,是气电发展最快的五年。但受自主化水平较低和天然气依赖进口影响,导致气电成本过高,未能完成规划装机目标。未来从提高自主化水平、推动天然气直供模式等方面入手,改善气电经济性短板,气电将实现高速发展¹¹。

4) 核电。核能具有稳定的发电出力和支撑基本负荷的能力,被普遍认为是接替煤电承担基本负荷的重要电源。截至2020年底我国核电装机容量4989万千瓦,核电厂址主要分布在东南沿海地区。福岛核事故后,按照最新法规标准对完成初可研的厂址进行了复核,共有45个厂址条件较好,总装机规模约1.9亿千瓦¹²。我国模块化小型堆技术实现陆上商用化,极大的提升了安全性,缩短了建造周期短,小型堆核电可以作为清洁的分布式能源灵活部署¹³。加之四代核电技术商业化后可启动内陆核电部署,考虑传统核电发展的节奏的稳定性和单机容量的差异性,本报告假设2030年前保持每年6台左右的投产规模、2030年后每年保持8台左右的投产规模。

⁷ 水电水利规划设计总院.《中国可再生能源发展报告 2020》[R].苏州: 2021

⁸ 中国水力发电工程学会.中国水电发展的现状与展望

⁹ 北极星储能网.初步预计“十四五”期间抽水蓄能电站年度投产规模约 500-600 万千瓦 [EB/OL].<https://chuneng.bjx.com.cn/news/20210407/1145992.shtml>

¹⁰ 国家能源局综合司.《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》[Z].2021-8-6

¹¹ 国际电力网.气电发展:瓶颈凸显 潜力待挖[EB/OL].<https://power.in-en.com/html/power-2377147.shtml>

¹² 中国核电发展中心 国网能源研究院.《我国核电发展规划研究》[R].2020-7

¹³ 北极星电力新闻网.全球首个陆上商用模块化小堆玲龙一号开工建设[EB/OL].<https://news.bjx.com.cn/html/20210713/1163554.shtml>

5) 生物质能发电。我国生物质资源丰富，主要包括农业废弃物、林业废弃物、畜禽粪便、城市生活垃圾等，年可利用生物质资源总量约为4.6亿标煤，已利用量约2200万吨标准煤，还有约4.4亿吨可作为能源利用；农作物产量提升，森林覆盖面积扩大，大城市群垃圾废物集中回收，预计未来年可利用生物质资源潜力可达10亿吨标准煤¹⁴。截至2020年底，我国生物质发电装机2952万千瓦，“十三五”期间年均增长330万千瓦。按照各类电源不同增长趋势，汇总除煤电外其他大型可控电源（常规水电、抽水蓄能、核电、气电、生物质能等）发展规模展望（表2-3）。

表2-3 大型可控型电源发展潜力

发电装机 (亿千瓦)	2025		2030		2035	
	基准	高速	基准	高速	基准	高速
常规水电	3.7	3.9	4.1	4.3	4.3	4.5
抽水蓄能	0.66	0.76	1.3	1.6	2	2.5
气电	1.4	1.6	2	2.2	2.5	2.7
核电	0.65	0.70	0.85	0.95	1.1	1.25
生物质发电	0.4	0.5	0.5	0.7	0.6	0.9

(3) 储能及需求响应配套可再生能源支撑消纳

电力系统灵活性需求随着风电、光伏领跑电源装机发展不断加大，各项储能及需求响应将在未来电力系统中发挥重要作用。一方面，电化学储能可在发电侧可在用电谷时储存电力、峰时释放电力，填补用电高峰的电力缺口。相比于建设气电与抽水蓄能来平衡可再生能源的波动性，电化学储能具有建设周期短、投资更少、布点灵活和有利于新能源消纳的优势。截至2020年底我国电化学储能累计装机规模达到327万千瓦。国家发改委、能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确了新型储能发展目标¹⁵，到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，到2030年，实现新型储能全面市场化发展。预计“十四五”期间电化学储能实现商业化突破式发展，2025年新型储能规模达到3000-5000万千瓦；“十五五”、“十六五”期间压缩空气、飞轮、电化学储能持续发力，2030、2035年新型储能规模达到1.2-1.5、2.4-3亿千瓦。未来将形成以新能源为主体的新型电力系统，绿氢将是其重要的支柱，完成未来电力系统所需的长时间跨季节储能。在有效提升电制氢和储存氢能的利用效率后，绿氢具有广阔的发展空间。“十四五”期间绿氢技术示范试点推广后，“十五五”期间电制氢和氢储能技术成本达到商业化临界点，“十六五”期间推进绿氢商业化大规模部署，预计2035年绿氢规模达到5000万千瓦。

¹⁴ 中国科学院青岛生物能源与过程研究所.深度：中国生物质发电的前景与问题[EB/OL].
http://www.qibebt.cas.cn/xwzx/kydt/201809/t20180930_5125786.html

¹⁵ 国家发改委 国家能源局.《关于加快推动新型储能发展的指导意见》发改能源规〔2021〕1051号[Z]. 000013039-2021-00321

另一方面，电力需求侧管理在推进能源消费革命、实施能源消费“双控”中发挥了重要作用。截至2020年底，国网经营区需求侧响应能力达到2690万千瓦，约占最大用电负荷的3%。未来我国负荷尖峰化趋势将越发显著，供需双侧均亟需电力需求侧管理充分发挥在促进可再生能源消纳、提升电力系统灵活调节能力方面的作用。重视短时需求响应和永久削峰在节能方面的贡献，预计2025、2030、2035年我国电力需求响应规模有望达到7000万千瓦、12000万千瓦、18000万千瓦，占最大用电负荷的4%、7%、10%。

(4) 燃煤发电向灵活性功能转变，兼顾供热服务

燃煤发电在过去一直是我国电力供给的主力军，现役和计划煤电机组规模庞大。截至2020年底，我国煤电装机容量为10.8亿千瓦，占总装机容量的比重为49.1%，计划机组装机规模高达3.57亿千瓦，其中在建机组1.37亿千瓦，缓停建和核准阶段的机组2.2亿千瓦。按照煤电机组项目正常寿命期30年计算，未来不新增煤电的情况下，2025年、2030年、2035年现役煤电规模为10.4亿千瓦、9.7亿千瓦、8.4亿千瓦。作为电力系统低碳转型的重要一环煤电发展成为社会各界讨论的重点，目前对于“双碳”目标约束下煤电发展有两个主流观点，其一，煤电退出是能源转型的大势所趋，提高可再生能源装机比重，不再新增煤电的同时加快其结构调整和布局优化，实现高质量发展来保障电力供应安全；其二，碳中和电力系统并不意味着零碳，重点是“减排”而不是“减煤”。大力推进煤炭的清洁高效利用，充分发挥燃煤发电在承担基础负荷和提升调节能力的作用。为确保“碳达峰”目标的实现，应尽快实现新增电力需求主要由清洁能源满足。结合其他国家减排经验，煤电在电力供给侧的位置将持续弱化，煤电需要将发展重点从提供电力转向灵活性服务、热电联产供热、耦合新能源发电。

本报告根据计划机组核准开工状态，按照煤电机组2-3年的建设周期，设置三种煤电发展情景见表2-3。

表2-3 煤电发展情景展望

发电装机 (亿千瓦)	2025		2030		2035	
	常规	战备	常规	战备	常规	战备
适当发展	12	0.4	11	0.4	9.6	0.5
及早退煤	10.4	0.4	9.7	0.6	8.4	0.6
煤电驱动	12.6	0.4	11.9	0.4	10.6	0.4

适当发展：“十四五”期间针对煤电有增长诉求和潜力的地区，有序推动在建煤电项目建成投产，同时对寿命满30年的机组运行状况良好的退役煤电进行延寿10年作为应急备用，2025年后不再新增煤电机组。2025、2030、2035年燃煤发电装机规模为12.4亿千瓦（其中4000万千瓦应急备用）、11.4亿千瓦（其中4000万千瓦应急备用）、10.1亿千瓦（其中5000万千瓦战略备用）。

及早退煤：不再新增煤电机组，对满30年的机组运行状况良好的退役煤电进行延寿10年作为应急备用，2025年后增加1000万千瓦应急备用。2025、2030、2035年燃煤发电装机规模为10.8亿千瓦（其中4000万千瓦应急备用）、10.3亿千瓦（其中6000万千瓦应急备用）、9亿千瓦（其中6000万千瓦战略备用）。

煤电驱动：“十四五”期间针对西北、华北部分煤电有增长诉求和潜力的地区，华中部分出现基荷不足趋势地区，有序推进部分在建、停缓建煤电项目建成投产，同时寿命满30年的机组运行状况良好的退役煤电进行延寿10年作为战略备用，2025年后不再新增煤电机组。2025、2030、2035年燃煤发电装机规模为13亿千瓦（其中4000万千瓦应急备用）、12.3亿千瓦（其中4000万千瓦应急备用）、11亿千瓦（其中4000万千瓦战略备用）。

2.3 电力集中供热需求分析

我国基础建设投资力度加大，城镇化加速，供热需求持续攀升。从供热方式进行划分，供热主要包括集中供热、分户供热。为保障人民生活质量，我国集中供热得到快速发展，供热面积稳定增长。2020年我国集中供热面积达到99.48亿平方米，较2016年增长34.7%。电力部门中热电联产作为集中供热的主要方式，其供热量约占60%。2020年电力行业集中供热量为61.2亿吉焦，“十一五”、“十二五”、“十三五”期间集中供热量分别增长23.1%、21.5%、38%。

未来我国城镇化进程放缓，转向高质量、可持续性发展，在推进2030年基本实现工业化的过程中，集中供热的潜在需求仍然较大。“十四五”、“十五五”期间节能高效的燃煤热电联产机组是集中供热技术的主要发展方向，燃气热电联产集中供热区域与城市热网结合，承担供热调峰，大型区域供热锅炉将成为重要补充，分散供热锅炉将被淘汰。“十六五”期间集中供热需求放缓，伴随着氢能供热、地热能供热实现商业化经济性利用，电力部门集中供热发展重心将向小型核电堆和新能源供热发生转移，形成以天然气为重要能源，其他清洁能源为补充的供热方式，煤电供热开始退出集中供热领域。综合以上分析，预计2025、2030、2035年电力行业供热量分别为81.8、104.5、121.1亿吉焦，年均增速分别为6%、5%、3%，电力行业供热部分二氧化碳排放量分别为4.1、4.8、5亿吨（图2-13）。

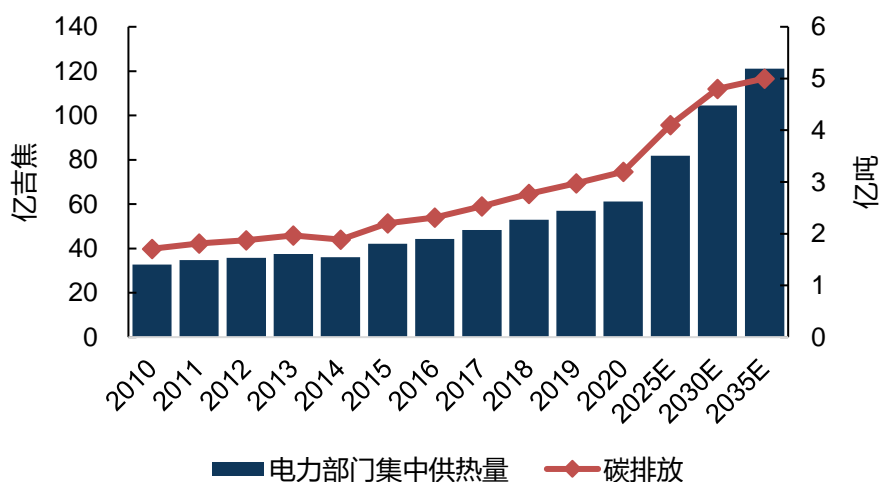


图2-13 2010-2035年电力行业集中供热及其碳排放趋势

3

电力行业碳达峰情景与 推荐方案

3.1 电力行业转型情景组合分析

通过电力系统低碳转型实现电力行业碳排放及早达峰，并缩短平台期是实现全国碳排放目标的关键。本报告以满足不同电气化进程下电力需求为前提，考虑可再生能源配套储能及需求响应、大型可控电源发展程度不同，设置8个组合情景较全面地概括了未来电力低碳转型可能面临的情况，对电力低碳转型的不确定性进行分析，以此为基础进一步讨论电力系统碳达峰路径和时间。

表3-1 电力系统转型情景不确定组合

情景	电力需求		可再生配套储能及需求响应		大型可控电源	
	常规电气化	加速电气化	保守预期	充分挖掘潜力	基准	高速
S1	✓		✓		✓	
S2	✓		✓			✓
S3	✓			✓	✓	
S4	✓			✓		✓
S5		✓	✓		✓	
S6		✓	✓			✓
S7		✓		✓	✓	
S8		✓		✓		✓

本报告对电力行业转型路径和碳排放轨迹进行详细研究，从技术路径、发电结构、减排效果等方面展开讨论。未来我国将大力推动“新基建”、电能替代和数字经济等重点工程，人均GDP、人均用电量、终端电气化水平持续提升，电力需求将保持中低速增长。为平抑风能、太阳能发电出力波动性，配套储能及大型可控型电源提升系统灵活性将有效提升风光消纳水平，2030年后海上风电和太阳能光热发电技术逐步成熟走向商业化，风电、太阳能发电利用小时数将显著提升。随着燃气发电技术国产化形成技术突破，气电发电煤耗略有下降，作为过渡时期重要的调峰电源之一，其利用小时数将略有增长。

根据关键电源及配套技术发展情况的不同，不同情景电力行业（含供热）发电碳排放达峰时间、达峰峰值和平台期虽有差异（图3-1），但均能在2030年前实现碳达峰并度过平台期，在2030年后进入明显下降通道。在实现电力行业碳排放及早达峰和控制碳排放峰值过程中，大型可控型电源多元化发展至关重要，充分挖掘储能及需求响应空间发挥重要支撑作用。S4情景通过大力发展新能源和储能，电力行业（含供热）碳排放在2025年达到峰值，峰值降至48.7亿吨，并缩短了排放平台期，减排效果最优。与S5情景相比，S8情景满足了加速电气化电力需求，碳排放峰值降至50.5亿吨，并在“十五五”期间进入加速减排期。如果可再生能源以现有趋势发展，大型可控电源发展不足（S5，S1情景），将推迟碳达峰时间到2029年左右，并在2030年后结束排放平台期（表3-2）。

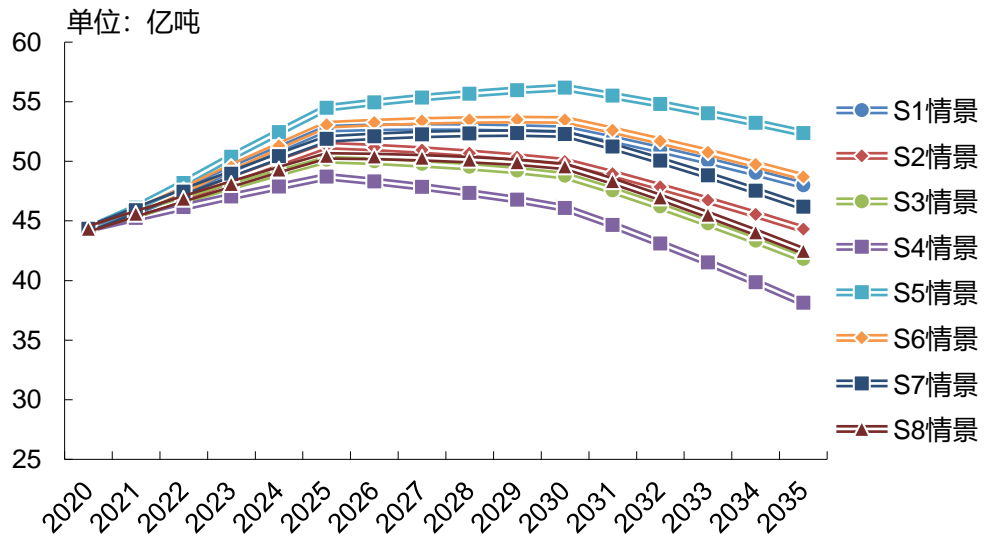


图3-1 不同电力行业转型情景下碳排放轨迹

表3-2 电力行业转型情景碳排放达峰时间表

情景	达峰年份	碳排放峰值	排放平台期
S1	2028年	53亿吨	2026-2030年
S2	2026年	51.3亿吨	2025-2027年
S3	2025年	50.1亿吨	2025-2028年
S4	2025年	48.7亿吨	2025-2027年
S5	2030年	56.2亿吨	2028-2030年
S6	2029年	53.5亿吨	2027-2030年
S7	2029年	52.4亿吨	2027-2030年
S8	2025年	50.5亿吨	2025-2027年

3.2 电力行业碳达峰典型情景与推荐方案

结合以上电力行业低碳转型情景中各类发电技术组合对于减排的影响，对电力行业碳达峰典型情景进行讨论。本报告针对具有代表性的发电技术组合，燃煤发电不同发展情景，利用规划模型模拟三种碳达峰典型路径：煤电驱动的加速电气化情景（CHS）、多源协同的加速电气化情景（MHS）、新能源领跑的常规电气化情景（NBS）（表3-3）。

煤电驱动的加速电气化情景（CHS）：由煤电驱动满足加速电气化电力需求，风电、太阳能发电等发电技术和储能及需求响应按照目前增长趋势保守发展（即上文S5情景）；

多源协同的加速电气化情景（MHS）：通过优化煤电装机技术结构和深度挖掘节能减排潜力实现高质量发展，与风电、太阳能等清洁能源和大型可控电源协同发展，保障加速电气化电力需求的同时提升可再生能源消纳水平（即上文S8情景）；

新能源领跑的常规电气化情景（NBS）：深度挖掘风能、太阳能发展潜力，在大型可控电源以保守预期规模发展，不再新增常规煤电，通过延寿退役机组的方式战略备用满足常规电气化电力需求（即上文S3情景）。

表3-3 电力行业碳达峰情景装机容量

电源 (亿千瓦)	2025			2030			2035		
	CHS	MHS	NBS	CHS	MHS	NBS	CHS	MHS	NBS
常规煤电	12.6	12	10.4	11.9	11	9.7	10.6	9.6	8.4
战略备用	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.4	0.5	0.6
气电	1.4	1.6	1.4	2	2.2	2	2.5	2.7	2.5
常规水电	3.8	3.9	3.8	4.1	4.3	4.1	4.3	4.5	4.3
抽水蓄能	0.66	0.76	0.66	1.3	1.6	1.3	2	2.5	2
核电	0.65	0.7	0.65	0.85	0.95	0.85	1.1	1.25	1.1
风电	4.5	5.3	5.3	7.5	8.5	8.5	10	12	12
太阳能	5	6	6	8.6	10	10	13	14.5	14.5
生物质	0.4	0.5	0.4	0.5	0.7	0.5	0.6	0.9	0.9
其他	0.38	0.38	0.38	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
合计	29.8	31.5	29.4	37.6	40.1	38	45	49	46.8

煤电驱动的加速电气化情景未能实现非化石能源发电量占比规划目标，2025、2030、2035年非化石能源发电量占比分别为36.4%、44%、52.6%。该情景2025年煤电发电量为5.68万亿千瓦时，于2029年达峰，峰值为5.75万亿千瓦时。煤电驱动下满足加速电气化电力需求，致使煤电发电量和利用小时数居高不下，2035年上升至4900小时，与煤电定位未能向调峰功能转变，反而加固了基荷地位，严重推迟了达峰时间。该情景电力行业发电碳排放于2029年达峰，峰值为51.4亿吨。而包含供热部分电力行业碳排放于2027年进入达峰平台期，于2030年增至56.2亿吨，达峰后进入减排加速期；

新能源领跑的常规电气化情景同样实现了非化石能源规划目标，2025、2030、2035年非化石能源发电量占比分别为41.2%、51.3%、63%。该情景煤电发电量于2025年达峰，峰值为5万亿千瓦时。煤电通过对现役机组的改造利用，以水电、核电等大型可控型电源作为边界，足够满足常规电气化电力需求。在大力发展风能、太阳能发电的同时，煤电平均利用小时数下降较快，2035年降至4200小时以下，需要发挥更多的电力服务功能配合大规模新能源消纳。该情景下电力行业发电碳排放于2025年进入达峰平台期，并以2025年46.1亿吨达峰。包含供热部分电力行业碳排放于2025年达峰，峰值为50.1亿吨。

多源协同的加速电气化情景实现了非化石能源规划目标（风、光装机12亿千瓦以上，非化石能源发电量占比50%以上），2025、2030、2035年非化石能源发电量占比分别为40.9%、50.5%、61.4%（图3-2）。该情景煤电发电量于2025年达峰，峰值为5.2万亿千瓦时，2025年后逐步实现新能源新增发电量对煤电存量替代。煤电主动完成向调峰功能转变，与大型可控电源一同为电力系统提供灵活性和可靠性，支撑风能、太阳能等波动性可再生能源向主体电源转变。煤电利用小时在2030年、2035年降至4400小时以下，与灵活功能型电源相一致。该情景电力行业发电碳排放于2025年左右实现碳排放达峰，碳排放峰值可控制在46.4亿吨，2030年结束排放平台期，随后步入加速减排阶段。包含供热部分电力行业碳排放同样于2025年达峰，峰值为50.5亿吨（图3-3）。

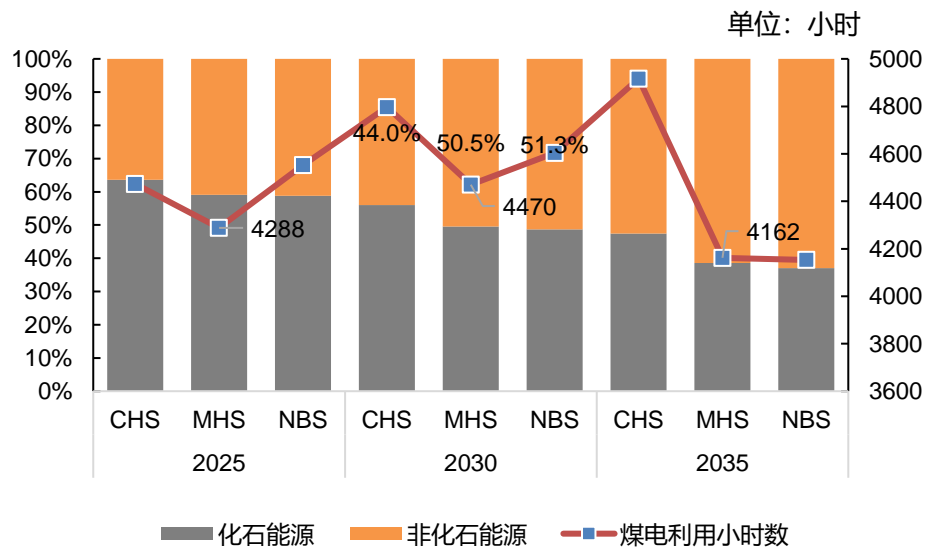


图3-2 碳达峰典型情景发电量占比和煤电利用小时数对比

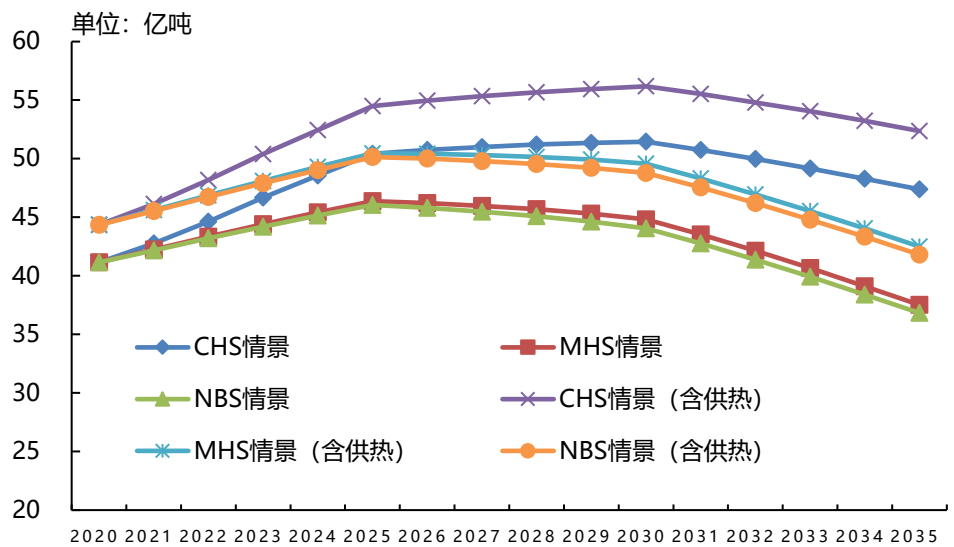


图3-3 电力行业碳排放情景对比

综上三种典型情景对比分析，煤电不需要新增即可满足较低的常规电气化电力需求。而为了满足较高的加速电气化电力需求，单纯依靠风能、太阳能发电远远不够，需要深度挖掘大型可控型电源开发潜力，并且需要煤电适当发展以保障电力安全，同时煤电处于合理利用小时数。为实现碳达峰目标，需要控制煤电规模在11.5-12亿千瓦，保证煤电合理利用率，煤电发电量不超过5.3万亿千瓦时可将电力行业碳排放峰值控制在52亿吨以内。在“双碳”目标约束下，未来电气化进程大概率步入加速情景，但应该以不过量增加煤电装机和发电量为前提，本报告将多源协同的加速电气化路径作为推荐路径，碳排放达峰时间和峰值皆在可控范围之内。

4

电力行业碳达峰路径研究

4.1 新能源高比例发展路径

全球可再生能源发电成本持续下降并逐渐开始低于化石燃料发电成本。IRENA发布的《2020年可再生能源发电成本》显示：全球光伏、陆上风电、海上风电的平准化成本(LCOE)分别下降了85%，56%和48%，可再生能源的优势随时间推移愈加显著¹⁶。

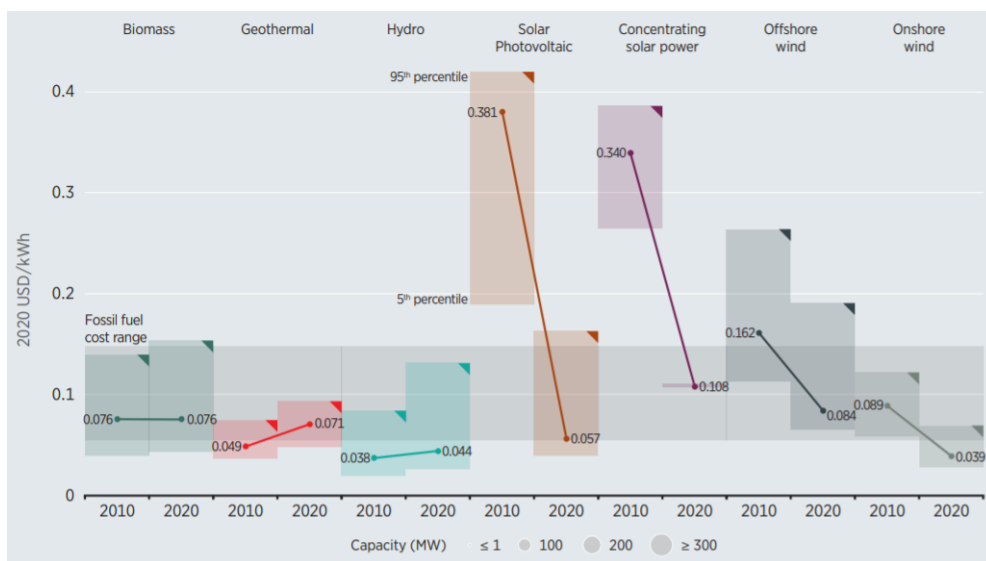


图4-1 2010-2020全球可再生发电技术LCOE(来源：IRENA)

可再生能源成本下降的趋势在中国也同步凸显。2020年中国的核电、集中式光伏与陆上风电的成本已经具备与燃煤发电成本竞价的能力。

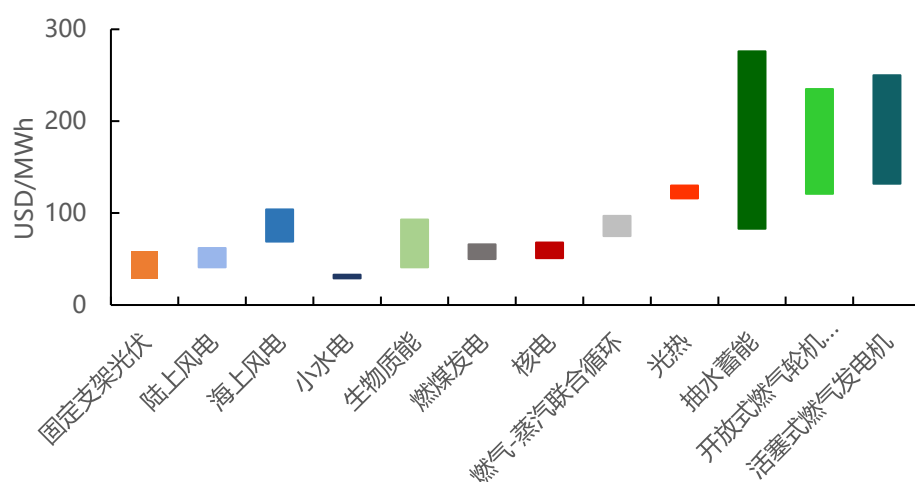


图4-2 2020中国不同发电方式的LCOE(来源：彭博新能源财经)

¹⁶ International Renewable Energy Agency, IRENA. 《2020 可再生能源发电成本报告》[R]2021-06-22

从成本的角度，进一步分析风光发电的竞争力与发展潜力。分析发电成本，经测算可知，2023-2024年陆上风电可实现平价上网；2025-2030年海上风电逐渐实现完全平价上网；2020年集中式光伏已经表现出平价上网趋势，至2024年完全平价上网；分布式光伏2028-2030年可实现全面平价上网。“十四五”后期，陆上风电与集中式光伏实现平价上网，海上风电及分散式光伏发电在部分资源优渥区域平价上网，2030年风光发电成本下降至低于煤电发电成本水平，至此风光可完全实现平价上网。

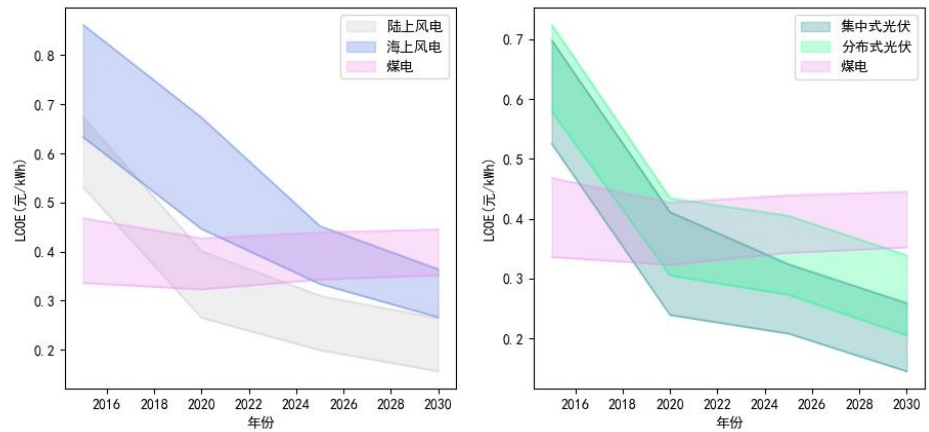


图4-3 中国各发电方式LCOE对比

陆上风电技术日趋成熟，降本成效显著。通过提高发电效率、降低运维成本、数字化技术融合、叶片新材料等途径使得风电度电成本已经实现大幅下降。目前，小型风机价格降至3100元/千瓦，继续大幅下降空间有限。未来，风机大型化有望推动单位千瓦制造成本快速下降，叶片、轴系、发电机、电控系统等基础构件的成本节约有望将风机制造成本削减至2450元/千瓦水平。《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》中，风电 I—IV类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为48000小时、44000小时、40000小时、36000小时。我国风电年平均利用小时数相较于该数据存有定量的增长空间，远未达到可用上限。提高风电机组利用小时数及发电效率成为促进风电平价上网的重要途径。

海上风电未来发展前景广阔，同时也面对更多的挑战。向深远海海域的探索有望大幅提升年均利用小时数和机组数量，通过提升效率及产生规模效应降低海上风电度电成本。我国海上风电仍处在发展阶段，关键技术的突破创新是海上风电降低成本、实现平价上网的主要途径。通过研发应用大功率风力涡轮机、增强专业化的设施和技术、优化海缆布局、更新运维设备、改变运维理念、自主开发风机平台和等靠系统，进一步降低成本¹⁷。而在后补贴时期，地方补贴对于海上风电的发展尤为重要，是能否促进技术进步、形成规模效应、提升产业链完备程度，为市场注入活力进而降低海上风电成本的关键要素。

¹⁷ 时智勇,王彩霞,李琼慧.“十四五”中国海上风电发展关键问题[J].中国电力,2020,53(07):8-17.

《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》中，光伏发电Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类资源区项目全生命周期合理利用小时数为32000、26000、22000小时。我国目前光伏电站年均利用小时数与合理利用小时数差距较小。提升利用小时数将受到资源限制，对于降本成效不大。近十年内，光伏规模效应愈发凸显，系统成本持续下降。单晶和多晶组件、逆变器等价格降幅超过50%。技术发展对光伏成本降低的推动作用持续加码。大尺寸硅片的快速推进、无损激光划裂技术的使用、单晶PERC电池的转换效率提高等将加速光伏成本降低¹⁸。分布式光伏在系统稳定性及安装、运维成本方面值得关注。系统的不稳定将会带来较大的沉没成本，前期的施工与排查工作以及后期运营维护带来的成本是分布式光伏降低成本寻求平价的关键之处。

上文仅从发电端的电量成本角度，衡量风光平价上网，模糊了电力转型成本及风险。从电力系统角度评估风光光伏的利用成本，需从系统成本角度衡量。系统成本包括场站发电成本、匹配风光出力的随机性和波动性的匹配成本、平衡风光发电和用电区域空间差异的平衡成本，以及促进新能源消纳的电网成本¹⁹。从系统成本角度分析可知：陆上风电与集中式光伏在2030年可完全实现系统平价上网；海上风电2025年后与煤电竞价能力逐渐彰显，沿海地区率先实现平价上网；分布式光伏在“十五五”前期开始展示发展潜力，部分区域已具备系统经济性，在工商业用户侧已具有竞争力。

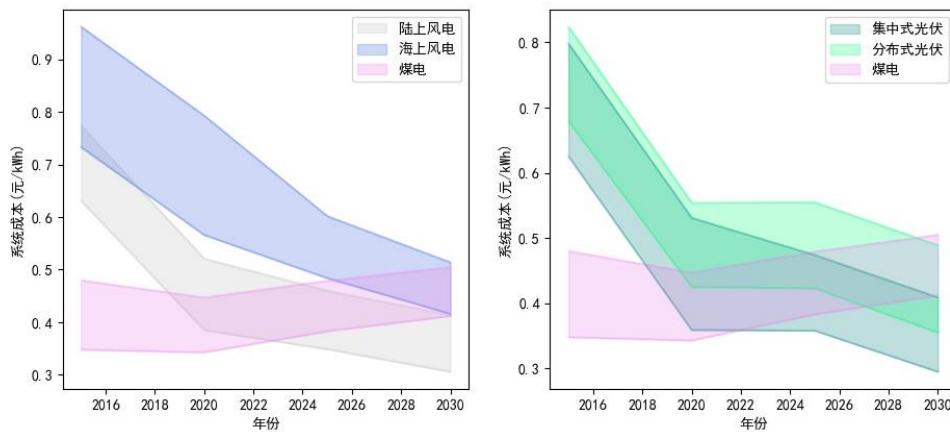


图4-4 中国各发电方式系统成本对比

随着可再生能源成本的大幅下降，可再生能源在2025年后主要的竞价赛道将聚焦在区域可再生能源经济性比较上，这将影响区域装机规模与装机布局的规划。寻找省域内更适合装机布局的兼并经济性与安全性的发电方式，在满足省域用电需求的基础上，选择成本更低的发电方式，优先布局适合本省域资源条件的发电方式。为了更进一步分析风电布局，将海上风电与陆上风电进行经济性对比。通过分析沿海海上风电布局集中的七个省市电力生产和消费量可以发现，除海南省和福建省外，其他省市都存在不同程度的用电缺口。因此本文选择外省陆上风电经特高压输电送至受端省份的上网电价作为基准，进行分析。

¹⁸ 王阳.太阳能光伏产业技术分析报告[J].高科技与产业化,2019(07):38-43.

¹⁹ 汪宇航,李琰,应飞翔,徐天奇,田华,贾鉴.计及可靠性成本的风光储微电网储能容量协同优化[J/OL].电测与仪表:1-9[2021-09-08].

对比沿海省市陆上风电与海上风电LCOE，可以看出2025年海上风电成本较陆上风电仍存在一定差距。对比受端风电上网电价和海上风电LCOE，可以看出，2025年江苏省的海上风电最高度电成本低于外省陆上风电送至本省上网价格。这表明江苏省的海上风电已经具备较强的市场竞价能力，大规模发展海上风电可以有效并经济地解决本省市的用电缺口问题。而广东省、浙江省、上海市海上风电在理想发展情况下，具备与外省陆上风电比肩的价格。相较于其他省市而言，山东省海上风电竞争力较弱，仍有较大的成本下降空间。2030年，陆上风电仍具有较强的经济性，但是广东省和江苏省的海上风电与陆上风电的成本差距正在逐步缩减。江苏省海上风电相较于外省送至本省的陆上风电具有绝对的经济优势，而广东、浙江、上海省份的海上风电在理想发展情况下，成本已经远低于外省陆上风电送至本省的价格，而在稳定发展情况下，两者差值缩减至0.003-0.039元/千瓦时，有望追赶。同时山东省海上风电也初步具备竞价能力。

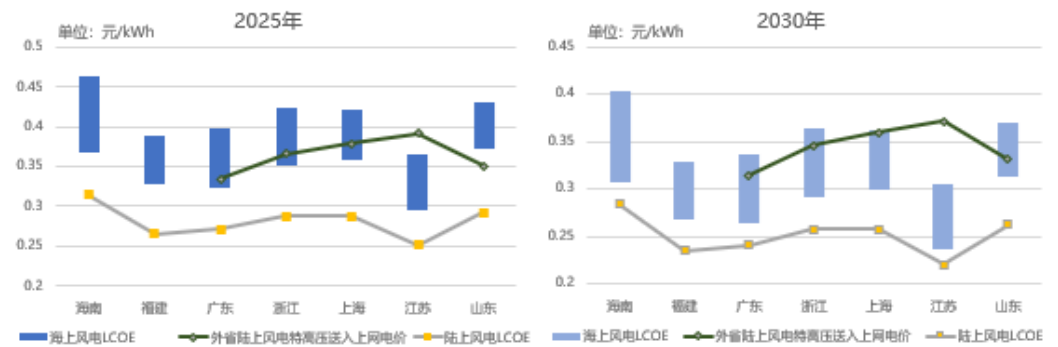


图4-5 2025年、2030年海上风电与陆上风电经济性对比

综上，陆上风电、光伏发电在“十四五”末期步入全面系统平价上网时代，海上风电、光热发电在“十五五”末期实现平价上网，风电、太阳能迎来新一轮大规模发展。“十四五”期间风电、太阳能新增规模分别为2.5亿千瓦、3.5亿千瓦；“十五五”期间风电、太阳能新增规模分别为3.2亿千瓦、4亿千瓦，太阳能装机规模超越风电，新增电力需求基本由非化石能源新增发电量满足；“十六五”期间风电、太阳能新增规模分别为3.5亿千瓦、4.5亿千瓦，实现可再生发电对煤电发电量存量的逐步替代（图4-6，图4-7）。

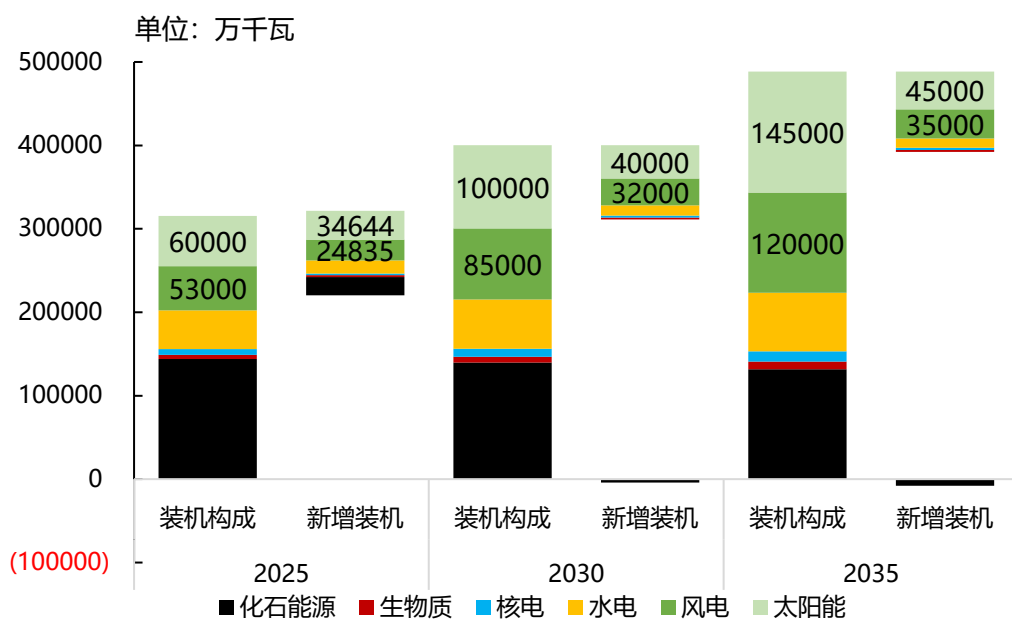


图4-6 近中期装机构成及新增装机变化

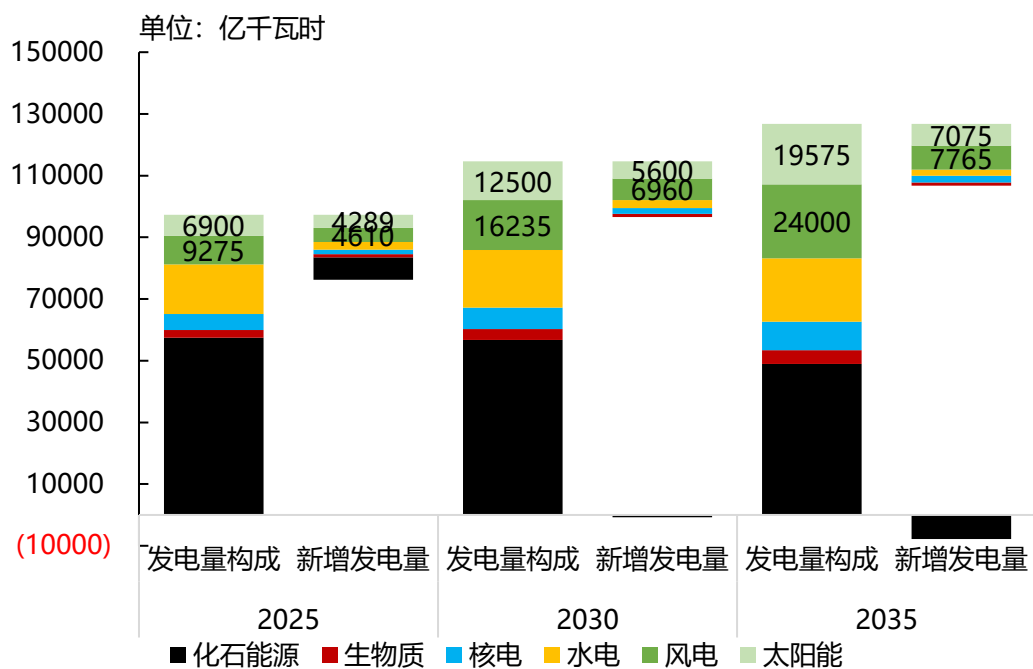


图4-7 近中期发电构成及新增发电量变化

4.1 非煤大型可控电源的多元化发展 路径与电力安全保障

我国目前电力安全保障问题不再是过去的普遍缺乏基础电力供应能力，而是用电负荷尖峰化和可再生能源出力波动性多重因素叠加影响下尖峰电力保障能力不足。“十三五”以来我国积极推进结构性改革，新旧动能转换下三产和居民用电比例逐年提升，2020年三产和居民用电量占全社会用电量比重为30.6%，较2011年提升8个百分点。三产和居民用电特性使得用电负荷尖峰化、双峰化，2020年统调最大用电负荷为10.76亿千瓦，较2011年增加64.5%。加速电气化进程将进一步推动最大用电负荷继续攀升，预计2025年最大负荷为14.06-14.4亿千瓦，年均增速为5.5%-6%，2030年最大负荷为17.28-18.38亿千瓦，年均增速为4.2%-5%；2035年最大负荷为20.12-22.47亿千瓦，年均增速为3.1%-4.1%。

加之可再生能源占比迅速提升，电力系统灵活性资源紧缺程度加剧。继续单纯依靠新建煤电机组提升的仍是电力系统基础供电能力，并不是尖峰保障能力，还会使本就利用率普遍偏低的煤电产能进一步过剩。为满足“十四五”、“十五五”、“十六五”期间最大负荷增量为3.3-3.6亿千瓦、3.2-4亿千瓦、2.9-4.1亿千瓦，需要从“源-网-荷-储”四个方面明确各类电力资源的功能定位，资源经济组合，优化电力供应结构，提升电力系统灵活性，即可满足2025年90%的新增最大负荷和2030年后100%的新增最大负荷。不再新增煤电，以退役煤电机组延寿的方式保留作为应急备用，新增尖峰保障能力足以支撑最大用电负荷增量（图4-7）。

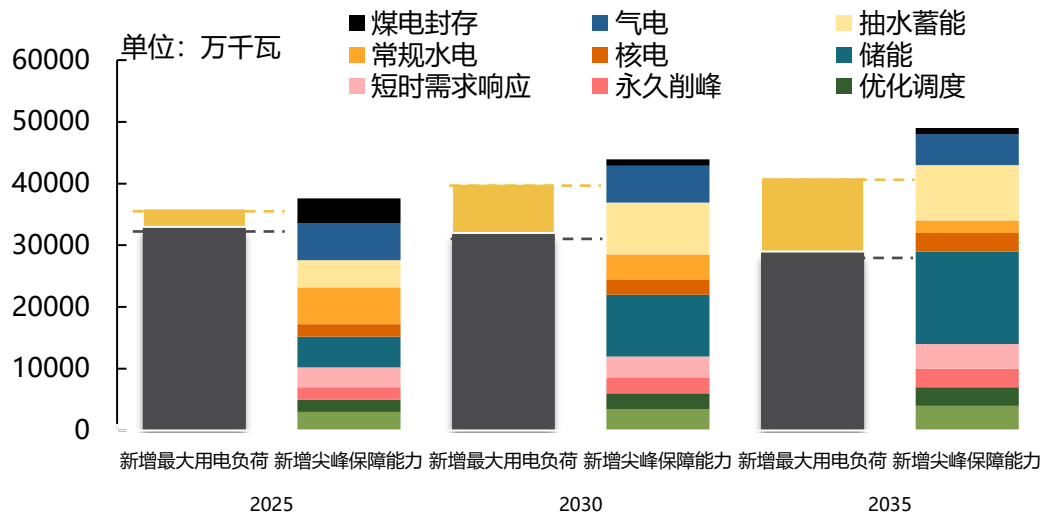


图4-7 2021-2035年新增尖峰保障能力足以支撑短时尖峰电力安全保障

1) 通过短时需求响应和阶梯电价模式引导永久性削峰、优化电网互济机制深挖省间互济、优化调度等释放的存量潜力将发挥需求侧管理在需求响应和节能的作用。两者在“荷-网”方面可有效削减尖峰负荷和充分利用保障能力。“十四五”、“十五五”、“十六五”期间两者新增尖峰保障能力有望达到1亿千瓦、1.2亿千瓦、1.4亿千瓦。

2) 通过储能技术的利用，可以为电力系统提供调峰、稳定电能质量、无功支撑、缓解输变电设备阻塞等服务，保障电力系统安全稳定运行，提升新能源消纳水平。“十四五”、“十五五”、“十六五”期间新型储能新增尖峰保障能力有望达到4000万千瓦、1亿千瓦、1.5亿千瓦。

3) 推动除煤外大型可控电源的多元化发展，部分常规水电、核电可替代煤电作为基荷电源，部分常规水电、抽水蓄能、气电可补充提供灵活性稳定出力填补短时电力缺口。充分挖掘水力发电资源潜力支撑“西电东送”，考虑水电建设周期较长和部分项目施工难度较大的原因，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间常规水电和抽水蓄能新增规模可达6000、4000、2000万千瓦和4400、8400、9000万千瓦。天然气发电可用于调峰，对于中国电力低碳发展、促进新能源消纳和保障尖峰用电有重要作用，受限于天然气资源有限和国产化进程缓慢，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间天然气发电新增规模为6000、6000、5000万千瓦。核电凭借稳定清洁的电力供给能力，加之小型堆试点的灵活性部署建设，未来增长潜力可期。考虑受安全和成本因素影响，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间核能发电新增规模为2000、2500、3000万千瓦。

4) 通过退役煤电机组延寿的方式保留作为应急备用以应对短时电力需求骤增和风光出力锐减的情况。“十四五”、“十五五”、“十六五”期间煤电战略备用新增尖峰保障能力为4000万千瓦，4000万千瓦，5000万千瓦。

4.2 煤电转型路径

2021-2035年新增电力尖峰保障能力规模足以满足新增最大用电负荷，为避免新增煤电导致提供基础电力供应的煤电产能进一步过剩，需要对落后煤电机组实行等量或减量替代。高效大容量煤电机组作为基荷电源，亚临界机组加速深调改造和热电解耦，支撑电力系统灵活性需求。在电力转型的不同发展阶段，针对煤电合理规模进一步明确煤电的整体转型及退出路径，见表4-1。

表4-1 煤电转型路径

单位: 万千瓦	十四五	十五五	十六五
减排目标	碳排放及早达峰	缩短平台期	加速减排期
转型重点	加速灵活性改造	煤电逐步退出	部署 BECCS
-提前关停	3550	4000	2000
正常退役	4350	6000	12000
+新增煤电	19900	0	0
应急备用	4000	4000	5000
期末在役煤电	120000	110000	96000
其中:			
未改造煤电	90000	67000	48000
运行灵活性改造	20000	28000	26000
燃料灵活性改造	5000	11000	15000
BECCS 改造	0	0	3000

“十四五”期间煤电转型首要目标是煤电满足基础负荷的同时最大程度为系统安全稳定运行提供灵活性支撑，及早实现煤电行业装机规模和发电量碳达峰。

1) 严控煤电峰值规模。坚决淘汰3550万千瓦环保不达标及落后煤电机组；有序推进1.99亿千瓦在建和停缓建部分煤电机组投产与落后煤电机组退出协同，实施等容量甚至减量替代；将4000万千瓦寿命满30年运行状况良好的机组延寿5年作为战略备用机组，将煤电装机峰值控制在12亿千瓦。

2) 加速灵活性改造。继续深挖1亿千瓦规模超低排放和节能改造空间；加速煤电灵活性改造，争取完成“十三五”规模目标90%以上，2025年运行灵活性改造规模达到2亿千瓦，提升18%-24%的额定容量的调峰能力，增加3600-4800万千瓦的调峰空间；燃料灵活性改造规模5000万千瓦，对应14%-27%二氧化碳排放强度降低，年均贡献0.25-0.42亿吨二氧化碳减排量；推进热电解耦改造解决北方供热期热电机组为保障供热的最小电出力水平过高限制可再生能源消纳难题，改造1亿千瓦热电机组增加2000-2500万千瓦的调峰能力；积极推进CCS改造试点建设。

“十五五”期间煤电转型首要目标是完成新增电力需求逐步由新能源满足，并逐步替代煤电发电存量，缩短减排平台期。

1) 煤电逐步退出。淘汰落后煤电产能4000万千瓦，实现10万千瓦级以下煤电机组全部退出；将4000万千瓦规模寿命满30年的煤电机组延寿5年作为应急备用机组。

2) 深挖灵活性改造潜力。加速推进1.5亿千瓦30万千瓦级亚临界机组运行灵活性改造和6000万千瓦燃料灵活性改造，超额完成“十三五”规划目标，累计完成2.8亿千瓦运行灵活性改造，增加5400-7200万千瓦的调峰空间，累计完成1.1亿千瓦燃料灵活性改造，对应14%-27%二氧化碳排放强度降低，年均贡献0.55-0.92亿吨二氧化碳减排量；CCS改造技术逐步成熟，实现降本提效，CCS改造推广部署。

“十六五”期间煤电转型首要目标是通过部署BECCS技术实现加速减排，煤电发电存量被加速替代，煤电加速退出。

1) 加速煤电退出。加速退出1.4亿千瓦煤电机组，20万千瓦级以下亚临界非供热煤电机组全部退出；将5000万千瓦规模寿命满30年的煤电机组延寿10年作为战略备用机组。

2) 逐步部署BECCS挖掘减排空间。随着CCS改造规模化发展，有序部署对煤电掺烧生物质燃料灵活性改造后的煤电机组加装CCS改造（BECCS改造），2035年BECCS改造煤电规模达3000万千瓦，深度挖掘减排空间，实现年均0.4亿吨负碳贡献。

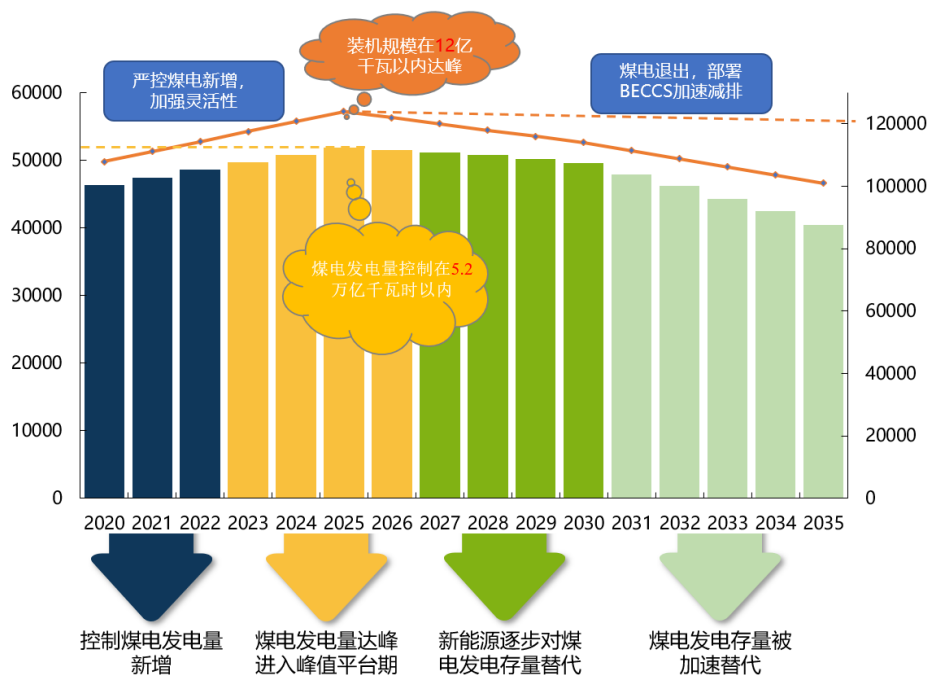


图4-8 煤电装机及发电量变化趋势图

4.4 电力系统灵活性的多元提升路径

4.4.1 新型储能的技术发展与经济性

储能技术是智能电网中不可或缺的重要环节，是新能源发电消纳的关键技术。常用电力储能技术主要有抽水蓄能、飞轮储能、压缩空气储能、超导储能和电化学储能。电化学储能主要通过蓄电池实现充放电，蓄电池具有成本低廉、建设周期短、配置灵活等优点。因此，电化学储能已经成为新能源发展的主线之一。随着可再生能源渗透率的不断增加，电网将面临更大的压力，需要更便宜、更高效、更持久的长时储能技术（LDES）捕获和存储可再生能源，以便在能源生产不可用或低于需求时使用。根据国际可再生能源署等权威机构的判断，未来5年内，锂离子电池依然是最具大规模商用前景的主流电池技术。同时，随着LDES成本的下降，它将成为锂电池在电力系统应用的有效补充。

(1) 电化学储能

电化学储能主要包括铅酸电池、锂离子电池、钠硫电池、钒液流电池、锌空气电池、氢镍电池、燃料电池以及超级电容器，常用几种储能技术的性能比较和应用选择如表4-2所示。

表4-2 常见电化学储能的技术参数

技术参数	铅酸电池	钒液流电池	钠硫电池	锂离子电池
项目功率规模	kW-几十MW	kW-百MW	百kW-百MW	kW-几百MW
能量密度 (Wh/kg)	30-50	80-130	150-240	150-240
功率密度 (W/kg)	75-300	50-140	90-230	200-315
效率	60%-80%	65%-85%	75%-90%	85%-95%
寿命	1500-3000次	数万次	4500次	500-20000次
深度放电影响 寿命	影响大	几乎无影响	影响较大	影响大
占地要求	小	较大	小	小
运行温度要求	-20-60°C	10-35°C	300-350°C	-20-70°C
采购难易	很容易	较容易	较难	较容易
环境影响	较大	无	无	无
功率型应用	完全适合	适合	完全适合	完全适合
容量型应用	完全适合	完全适合	完全适合	完全适合

截至2020年，中国电化学储能累计装机规模为3269.2MW，新增投运电化学储能项目的规模呈现了爆发式增长，达到了1.56GW，首次突破GW大关。在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，为2902.4MW²⁰。

基于储能产业的内生动力，国家政策以及碳中和目标等利好因素的推动，储能装机在未来几年将会持续大幅增长，本文搜集电化学储能2011年-2020年的累计装机规模数据（来源于CNESA）并设置基准情景（“十四五”期间GAGR为55%，“十五五”期间GAGR为30%，“十六五”期间GAGR为15%）和高速情景（“十四五”期间GAGR为70%，“十五五”期间GAGR为35%，“十六五”期间GAGR为20%）来预测2025年-2035年的电化学储能装机容量（见图4-9）。

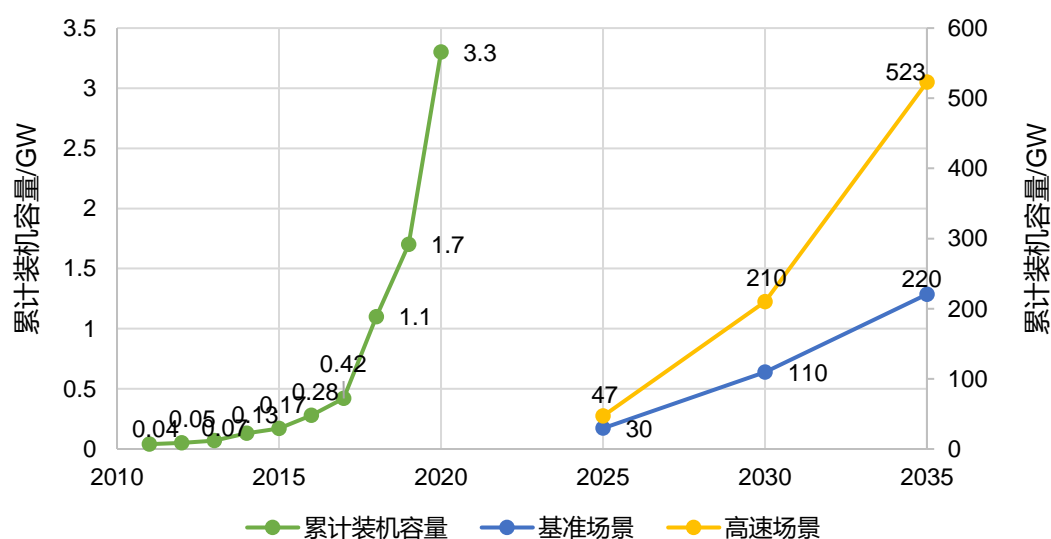


图4-9 中国电化学储能装机规模预测

电化学储能技术的发展还需持续降低成本。从公开市场上储能设备采购招标情况来看，锂电池储能设备投资额已经从2018年均价2000~2500元/kWh左右降至2020年的1100~1500元/kWh，储能设备成本加速下行，推动了储能项目经济性提升。若考虑EPC和施工成本，储能系统投资成本在1500~2800元/kWh，预测2035年成本可以降低至800元/kWh左右。

²⁰ CNESA. 储能产业研究白皮书 2021（摘要版）[EB/OL]. <http://esresearch.com.cn/#/resReport/Rdetail>

(2) 绿氢

可再生能源制绿氢是最适合实现完全可持续能源转型的一种氢能，最成熟的绿氢制备技术是基于可再生电能的水电解技术。目前电解水制氢主要有三种技术，见表4-3。

表4-3 电解水制氢技术对比

项目	碱性电解	质子交换膜电解	固体氧化物电解
技术成熟度	已应用	已应用	研发中
运行温度 (°C)	80~90	60~90	900~1000
电解槽能耗 (kWh/Nm ³)	4.4~5.1	4.3~5.0	≤3.5
系统寿命 (年)	20~30	5~10	-
氢气纯度 (%)	> 99.8	~99.999	-
能量效率 (%)	62~82	67~82	81~92
成本 (元/kW)	1,600-6,000	8000-24,700	-
占地面积	较大	小	未知

数据来源：亚化咨询《中国氢能产业链年度报告 2020》

其中，碱性电解槽经济性较好，市场份额较PEM电解槽高一些。不过随着燃料电池技术的不断成熟，质子交换膜国产化的不断加速突破，长期来看，PEM电解槽的成本和市场份额将逐渐提高，与碱性电解槽接近持平。碱性电解水制氢及PEM电解水制氢将是未来与新能源结合的主流电解水制氢工艺路线。

从当前绿氢产业发展阶段来看，整体处于产业导入阶段，制约绿氢产业规模化发展的核心因素在于制氢成本。当前阶段以风电光伏为代表的可再生能源发电成本还比较高；另一方面，电解槽的能耗和初始投资成本较高，电解效率较低，规模还较小。因此，未来提高“绿氢”经济性的有效途径将主要依靠可再生能源发电成本的下降和电解效率的提高和技术的进步以及碳税等政策的引导。以投资 100MW规模碱性电解水制氢装置为例，通过对可再生电解水制绿氢全生命周期成本的预测可知（见表4-4），到2025年，随着新能源LCOE以及电解槽系统成本的快速下降，绿氢成本将从2020年的30.6元/kg快速降至22.4元/kg，彼时将具备与天然气制氢进行竞争的条件；到2030年，绿氢成本降至16元，彼时将具备与配套CCUS的煤制氢竞争的条件。

表4-4 碱性电解绿氢全生命周期成本预测

	2020	2025	2030	2035
新能源 LCOE (元/kWh)	0.40	0.3	0.25	0.2
电解效率 (kWh/kg)	55	53.5	52	50.5
电费 (元/kg-H ₂)	22.0	16.05	13.0	10.1
水费 (元/kg-H ₂)	0.09	0.09	0.09	0.09
电力成本 (元/kg-H₂)	22.1	16.1	13.1	10.2
碱性电解槽资本支出 (元/KW)	3000	2400	1200	1100
碱性电解槽寿命 (年)	20	20	20	20
满载小时数 (h)	3000	3166	3332	3498
WACC	10%	9.2%	8.4%	7.6%
固定运维 (元/kW)	60	48	24	22
资本支出+运维 (元/kg-H₂)	8.5	6.3	2.9	2.5
绿氢成本 (元/kg-H₂)	30.6	22.4	16.0	12.7

(3) 长时储能

长时储能 (LDES) 实施是能源转型中至关重要的部分。研究表明, 具有较长的储能时间、较低的储能容量成本以及将功率和容量扩展解耦能力的储能技术, 可以使电力系统在所有能源由可再生能源提供的情况下实现经济高效的脱碳²¹。LDES的持续放电时间一般为5小时到1000小时的储能系统。随着电网的电力从化石燃料过渡到可再生能源, 将需要大量的LDES以维持电网的稳定性。对于渗透率非常高的可再生能源电力, 即渗透率高于80%, 需要120小时以上的储能时间, 这种储能通常称为季节性储能²²。

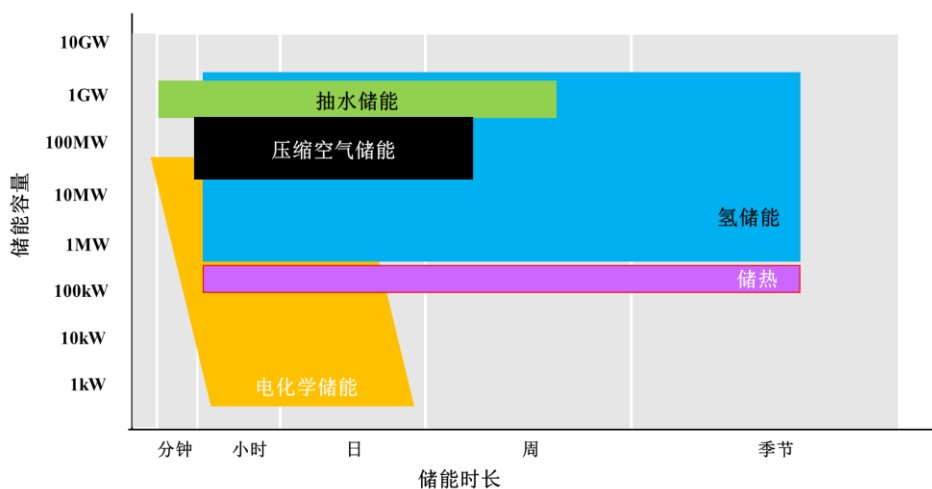


图4-10 主要长时储能的储能容量和储能时长

²¹ Dowling, J. A. et al. Role of long-duration energy storage in variable renewable electricity systems. Joule, 1907–1928 (2020).

²² 中国储能网.美国能源部发布的“储能大挑战”报告（五）：氢气、热储能、长时储能. [EB/OL]. <http://escn.com.cn/news/show-1154593.html>

全球目前超过95%的长时储能容量来自抽水蓄能发电设施，但受地理资源条件的限制，增长较慢。电池储能可以配置更长的持续放电时间，但对于长时电池储能解决方案来说成本仍然很高，而且其充放电的循环寿命很短。美国能源部（BOE）将压缩空气储能确定为成本最低的长期储能形式。百兆瓦级的先进压缩空气储能技术是目前大规模长时储能市场产业化的最佳功率级别。氢储能具有能量密度高、运行维护成本低、存储时间长、无污染、与环境兼容性好等优点。由图4-10可以看出，无论从储能密度还是从储能时间来说，氢储能都有绝对的优势，尤其用于大规模储能中。但氢储能目前转化效率低、投资成本高。

国际可再生能源署（IRENA）于2020年发布的储热专项报告《创新展望：热能存储》指出，当前全球约有234GWh的储热系统正在发挥着重要的灵活性调节作用。到2030年，全球储热市场规模将扩大3倍。目前，主要有三种储热方式，包括显热储热、潜热储热和热化学反应储热。4小时被认为是光热储能和电化学储能竞争的一个临界点，超过4小时，光热储能的竞争优势将开始大于电化学储能，8~10小时储能配置的光热电站在系统经济性上一般将可以达到最优²³。

表4-5 三类蓄热系统特点比较

	显热储能系统	潜热储能系统	热化学储能系统
蓄热密度			
体积蓄热密度	~50kWh/m ²	~100kWh/m ²	~500kWh/m ²
质量蓄热密度	~0.02-0.03kWh/kg	~0.05-0.1kWh/kg	~0.5-1kWh/kg
存储时间	受限制	受限制	长期
传输距离	短距离	短距离	理论上无限远
成熟度	工业应用	中试	实验室研究
技术难度	简单	中试	复杂

数据来源：CNESA

从目前的技术商业化程度来看，锂电池依然是最成熟、应用占比最高的新型储能技术。未来通过规模效应降低成本，与此同时推进电力市场化改革，完善储能发展所需的市场环境。除了锂电池，具有大容量、长寿命、环境友好等特点的长时储能，将在降低度电成本方面更有潜力，并且能够实现百兆瓦级以上的大规模长时间电量存储。未来各类长时储能技术随着成本的下降，将成为锂电池在电力系统应用的有效补充。

4.4.2 电力系统灵活性评估算例

本报告以吉林为例，通过电力系统运行模拟对灵活性进行定量分析，研究未来提升吉林电力系统灵活性的关键和路径，希望能够为“三北”和其他地区的灵活性提升提供参考。算例也充分表明在煤电灵活性的基础上，多元灵活性提升路径下，省级电力系统具备接纳更高可再生能源的能力。

²³ 太阳能光热产业技术创新战略联盟.新型储能政策落地，储热产业如何借势发力？[EB/OL].

(1) 吉林省电力系统概况

中国“三北”地区的间歇性可再生能源发展迅速，其中吉林弃风率最高曾超过30%，系统灵活性不足是可再生能源发展的主要制约。随着吉林省风电建设预警由红色转为绿色后，吉林省的风电装机将进一步增长，届时电力系统对于灵活性需求将日益增多。吉林省属于供热地区，该省热电联产机组居多，无灵活性调节能力强的燃气机组，负荷峰谷差不断拉大和供热季供热面积大幅增加后，省内电源若调节能力有限，更是会加剧电力系统灵活性短缺的现象。

吉林省风光装机占比已近30%，但电力系统仍以供热煤电为主，且煤电机组利用效率低，过剩情况严重，导致吉林省电力系统灵活调节能力不足。截至2020年底，吉林省全口径煤电机组容量占比超总发电装机容量的55%，占火电机组装机容量超过90%。吉林省风力资源丰富，全省潜在可装机容量约为5400万千瓦，截至2020年底，吉林省风电装机达582万千瓦，约占电源总装机的17.7%。吉林省太阳能资源丰富，全省多年平均日照时数为2200小时~3000小时，太阳能资源总体属于二类地区，且近年来光伏装机发展势头迅猛，截至2020年底，光伏装机容量达338万千瓦。除此之外，吉林省水电开发程度较高，未来发展潜力不大，各类储能仍处于起步阶段。

从电力市场的发展现状来看，现行的深度调峰辅助服务定价补偿方式并不合理，火电机组参与辅助服务市场的补偿应该包括机组的容量成本补偿、电量成本补偿、以及机组参与辅助服务市场后的机会成本与合理收益。可再生发电机组分摊过多调峰费用也不利于可再生能源的发展。辅助服务市场机制缺乏有效激励，难以发挥利用现有的灵活性资源和引导中长期灵活性资源的投资规划，保障系统灵活性的充裕。

总的来看，吉林省煤电机组冗余且调节能力匮乏，无调节能力强的燃气机组，缺乏消纳高比例可再生能源的能力，现有的电力市场机制和电力系统灵活性调节能力不能满足未来可再生能源发展的速度和规模。

(2) 吉林省电力系统灵活性定量评价

本报告基于吉林省用电情况和未来电源发展趋势，预测2025年吉林省的用电负荷、电源情况、需求响应和储能等相关要素，模拟了2025年两种不同尺度下的吉林省电力系统运行情景，并运用反映系统物理结构特性的静态和反映运行特性的动态指标评估电力系统灵活性水平，电力供需情况和静态灵活性评估结果见表4-6，4-7。

综合考虑吉林省历年最大负荷利用小时数、吉林省未来经济增长转变、用电结构变化趋势、地理位置和气候特点等因素，结合国家政策影响，预测“十四五”期间吉林省年最大负荷保持年均6%增速增长，2025年吉林省全社会最大负荷达到15840MW。严格的排放约束下吉林未来五年淘汰落后小容量煤电，至2025年电力系统保留14034MW煤电，其中超过一般装机的煤电机组调峰深度超过50%，但仍有部分供热机组调峰深度不够深调能力和空间如图4-11所示。风电、光伏和储能迅猛发展，2025年总装机达18800MW，需求响应稳步发展。从吉林省电力系统静态灵活性指标看出，吉林省2025年煤电灵活调节能力有限，尽管运行范围超过50%，但最小出力仍高达43%，爬坡水平相对落后，每分钟爬坡速率约1.5%，任有较大改造提升空间。

表4-6 吉林省2025年电力供需展望 (单位: MW)

	最大负荷	煤电	风电	光伏	常规水电	抽水蓄能	储能	需求响应
2025年	15840	14034	9620	8856	1188	1700	1000	5%

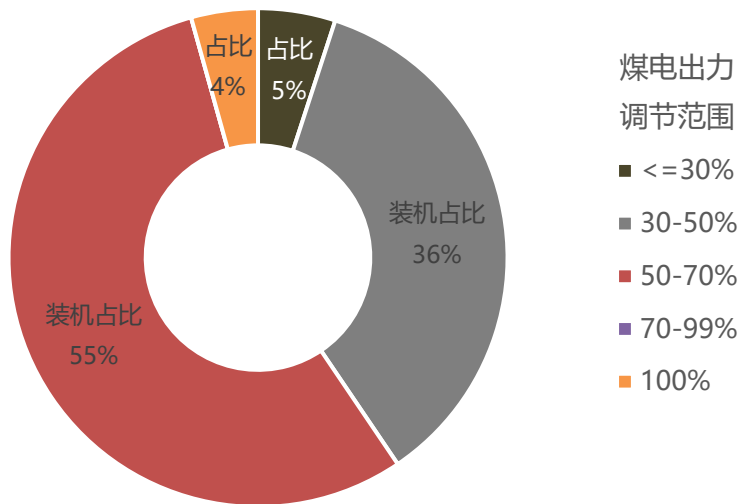


图4-11 2025年吉林省煤电机组出力调节范围统计

表4-7 吉林省电力系统静态灵活性水平评估结果

	运行范围水平	最小发电水平	爬（滑）坡速率水平	最小连续开机时间(h)	最小连续停机时间(h)
煤电	56.59%	43.40%	1.56%	1.7810	3.0517

在此基础上，进行二种不同时间尺度的典型日运行模拟：

情景一：夏季典型日逐小时运行模拟；

情景二：夏季典型日15分钟运行模拟；

模拟结果如图所示。

在情景一中，逐小时的净负荷波动并不剧烈，依靠抽蓄和储能足以应对风电、光伏的消纳问题，如图4-12所示。模拟结果显示，七点前抽蓄和储能充电运行消纳风电，在11-15点光伏大发期间充电，在8-10、17-20点两个用电高峰时期放电，起到移峰填谷，消纳可再生的作用；煤电也发挥一定的灵活调节作用，在6：30和14：00两端时间大幅压减出力，为新能源“让路”，如表4-8所示。当日风光弃电量共计96.1MWh，不足总发电量的0.01%，基本实现全额消纳，此情景下体现出吉林省电力系统满足小时级灵活性需求。

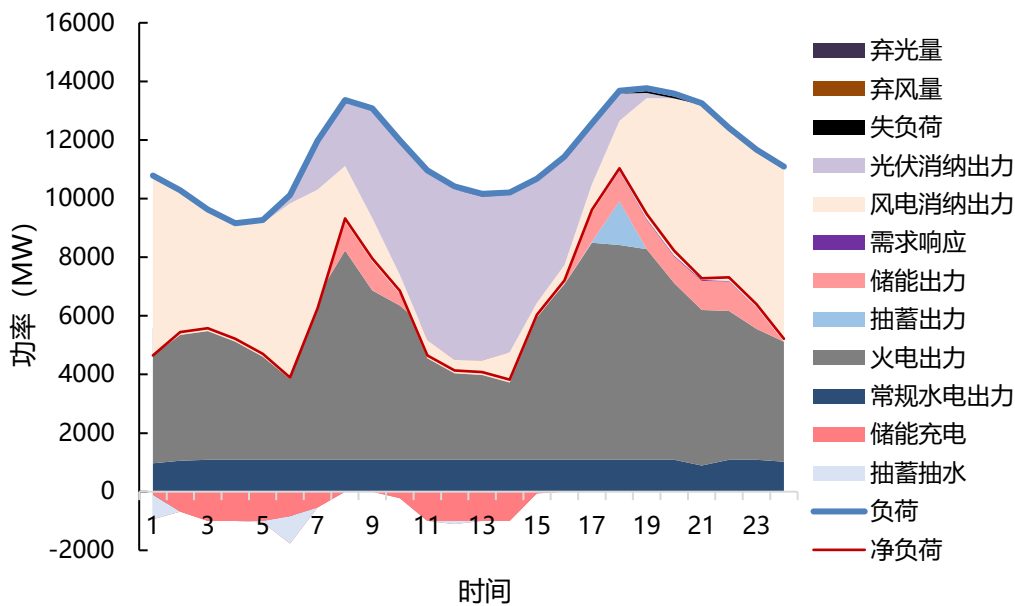


图4-12 吉林省2025年典型日逐小时运行模拟结果

通过情景二（15分钟）的运行模拟结果可以看出，短时间尺度下净负荷波动程度极为剧烈，抽蓄和火电频繁调整出力以应对净负荷波动。然而相较于情景一，15分钟尺度下吉林省依然会出现更多的弃风弃光，当日产生弃风弃光电量459MWh，为情景一中弃风弃光电量的4.7倍，体现出电力更短尺度的灵活性需求更难以满足，对灵活调节资源的调用更为频繁。除此之外，情景二频繁调用灵活性电源，带来高于情景一的运行成本；电力安全稳定运行难度更大，当日失负荷电量更高，如表4-8所示。

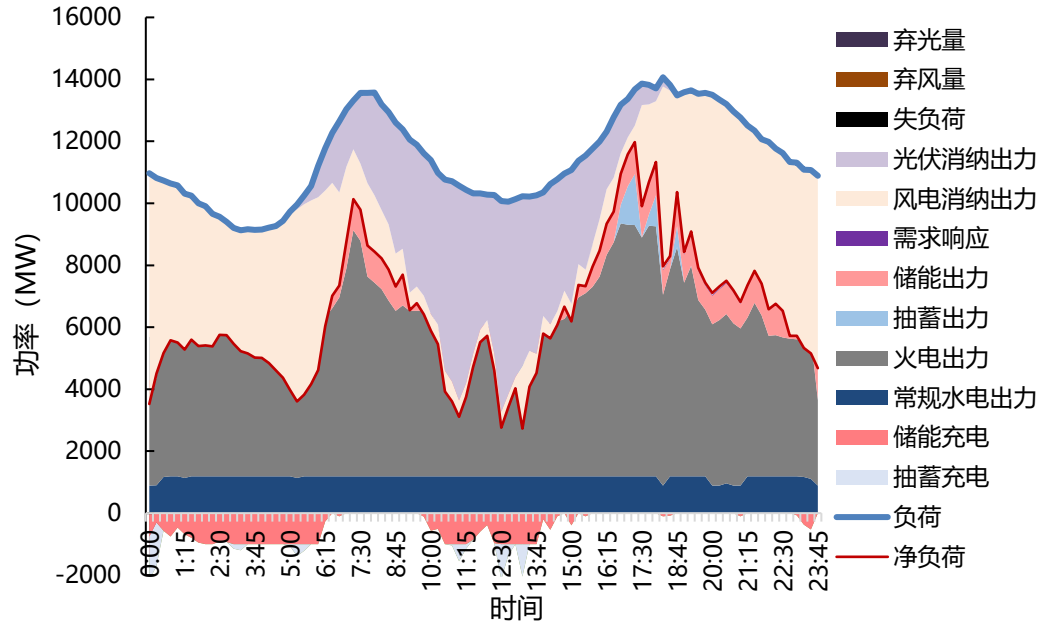


图4-13 吉林省2025年典型日15分钟尺度运行模拟结果

表4-8 各情景下吉林省运行模拟结果

情景名称	运行成本 (万元)	弃风弃光电 量(MWh)	抽蓄发电量 (MWh)	储能发电量 (MWh)	失负荷电量 (MWh)
情景一	2907.74	96.13	-413.17	-0.85	202.82
情景二	3030.95	459.1	-376.98	-3.48	206.86

吉林省2025年电力系统的运行模拟显示，未来可再生能源渗透率逐步提高，电力系统灵活性的研究重点不应局限于小时级调峰需求，电力系统短时间尺度（5-15分钟）的灵活性供给能力是保障风光消纳和电力稳定运行的关键，具备快速调节能力的储能资源是保障灵活性的关键。

4.4.3电力系统灵活性的多元提升路径

构建新型电力系统是实现“双碳”目标的重要战略举措，新型电力系统作为高比例可再生并网的必要支撑，是电力系统的转型方向，因此研究系统灵活性需明确以新能源为主的新型电力系统中灵活调节能力供给方式和结构，在此基础上提出的系统灵活性提升路径更合理、明确和可行。在高比例可再生并网的电力系统中，可变可再生发电构成主力电源，贡献电量主体；低成本的大型可控低碳电源，将作为电力系统安全稳定的基石，提供基础的灵活性调节服务，而无所不在的短时电池储能与必要的长时储能互补构成全时间尺度的系统灵活性调节能力。中国电力系统灵活性提升路线示意图如图4-14所示。

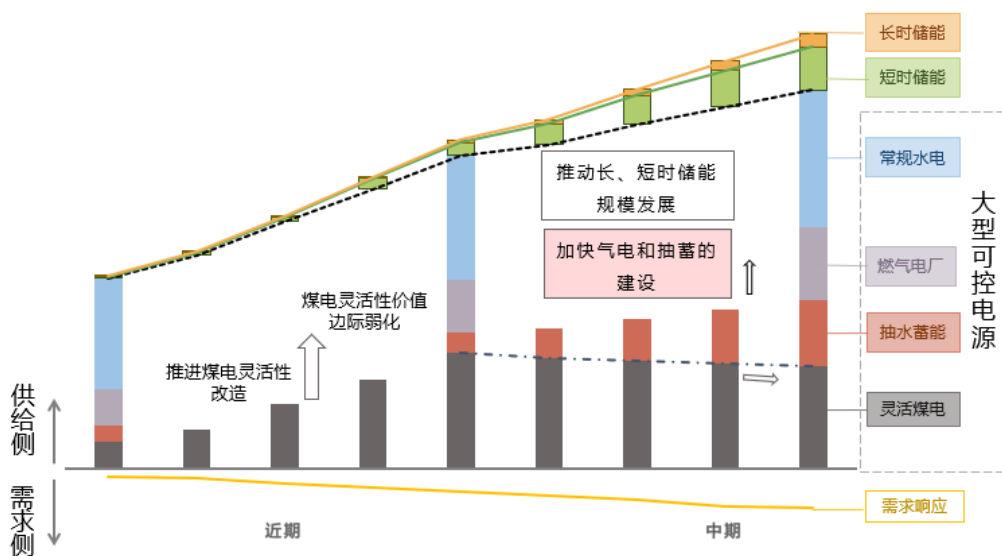


图4-14 碳达峰背景下中国电力系统灵活性提升路线图

碳达峰背景下，提供基础灵活调节能力的大型可控电源需兼顾低碳要求，要求严格限制煤电增量发展与存量发电量，同时储能等资源尚处发展初期，因此合理利用煤电资源是短期内提升我国电力系统灵活性的重点。

“十四五”时期，逐步推动煤电由电量型电源向电力型电源转变，加快推进煤电灵活性改造，大力发展抽水蓄能和燃气发电，与此同时，提前布局、持续推动需求响应、新型储能和V2G等电力系统灵活性资源的“更优解”发展。“十四五”期间我国电力系统灵活性资源主要为可控的大型电源，包括灵活性改造后的煤电、抽水蓄能、可调节水电和核电等。煤电开始向电力型电源转型，加快煤电机组灵活性改造进度，一方面通过生物质掺烧、低压稳燃等技术降低常规机组最小出力，另一方面通过改进加装储热装置或改造锅炉及汽机本体，实现供热机组“热电解耦”运行，提高煤电机组灵活运行能力；抽水蓄能发电作为优质灵活性资源，应在环境、资源和成本允许情况下大力开发；核电充当基荷电源，通常以最大功率运行，在必要时可发挥一定的向下滑坡灵活性调节能力，不过出于安全考虑，一般选择日前调节，无法进行日内调节；电化学储能持续降本提效，成本达到商业化临界点，2025年以电化学储能为代表的新型储能规模达到5000万千瓦，为系统提供短时（秒级、分钟级）快速调节能力，绿氢技术作为长时储能发展重点进行示范试点推广。

“十五五”和“十六五”时期，减少煤电装机规模，煤电逐步退出灵活调节电源行列，规模化应用新型储能，重视绿氢和长时储能等新技术的开发和应用，建设完善电网互联互通及市场机制，给予充足的系统灵活性释放空间。“十五五”时期，电力系统灵活性需求表现为更短的时间尺度，更大的需求量，此时电力系统处于转型过渡关键期，系统内灵活性资源品类繁多，优质低碳煤电、气电、抽蓄、新型储能和需求响应等资源“平分天下”。气候压力下，煤电在电量和电力上的占比逐步减少，届时需增加调节气电的部署，在源-网-荷侧大规模推广以锂电池为代表的电化学储能应用，充分运用电网的跨省跨区互联互通，发挥能源的空间互补特性，重视需求侧灵活性资源的开发，通过需求响应平衡电力系统能很大程度节约成本。

“十五五”、“十六五”期间压缩空气、飞轮、电化学储能规模化应用，2030、2035年新型储能规模达到1.5、3亿千瓦；“十五五”期间电制氢和氢储能技术成本达到商业化临界点，“十六五”期间推进绿氢商业化大规模部署，预计2035年绿氢规模达到5000万千瓦（图4-15），足以提供高比例可再生能源并网下对于调节能力需求，保障灵活性。

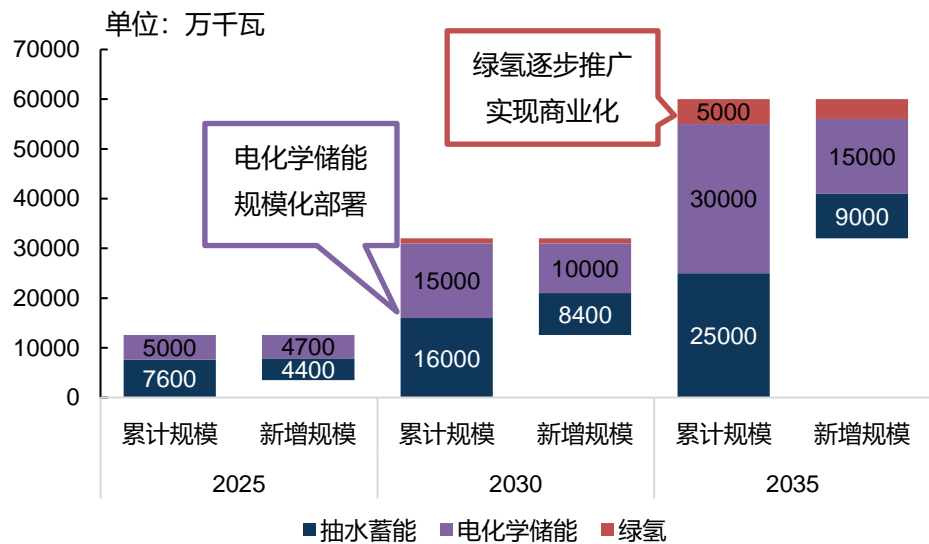


图4-15 关键储能技术发展趋势

5

制订保障电力部门碳达峰的
政策机制改革“施工图”

5.1 碳达峰目标导向

中国提出的“30·60”双碳目标为中国经济社会发展全面绿色低碳转型释放了积极的政策信号，也为“十四五”时期及中长期中国全社会高质量可持续发展提出了更高要求。为实现“30·60”目标，中国正着手编制2030年前碳排放达峰行动方案，制定能源系统、钢铁、有色金属、石化化工、建材、建筑、交通运输等行业和领域碳达峰实施方案，谋划绿色低碳科技攻关、碳汇能力巩固提升等保障方案。最新政策明确了2030年碳达峰是二氧化碳的达峰，2060年前要实现碳中和包括全经济领域温室气体的排放，包括从二氧化碳到全部温室气体。因此，实现“双碳”目标是复杂的系统工程，是以政策目标为导向的科学转型过程，需要把握好节奏，积极而稳妥地进行。中共中央政治局4月30日集体学习会议上，总书记习近平指出实现碳达峰、碳中和是我国向世界作出的庄严承诺，各级党委和政府明确要拿出抓铁有痕、踏石留印的劲头，明确时间表、路线图、施工图。碳中和愿景下能源体系的核心特征与中国当前能源革命的内核是一致的，即“安全、高效、清洁、低碳”，这要求以煤为主的能源体系要逐步转向高比例非化石能源系统，降低对煤炭的依赖。电力作为主要的煤炭消耗部门，排放了近40%与能源活动相关的二氧化碳。在碳中和目标的强约束下，因其技术可行性最高、最易脱碳，电力部门尤其是煤电部门需要开展更深度、更彻底的低碳转型，未来常规煤电机组的发展路径选择将是尽早实现碳达峰和“远期退出清零”或“远期深度脱碳”。实现电力部门的碳达峰和净零排放发展目标，首先需要明确中国电力低碳转型的目标导向，即安全供应、经济有效、有序转型、耦合互补与公正转型。

安全供应，最直接的是指电力供应安全，更高层次的是能源供应安全。电力供应安全关系国计民生，电力系统是国家关键基础设施，电力持续稳定供应，才能保障金融、通信、交通、供水、供气等领域基础设施安全可靠运行。“碳达峰、碳中和”目标愿景的提出，对电力安全提出了更高要求。在能源转型背景下，我国终端电气化水平将快速提升，预计2030年和2060年终端电气化率将分别超过30%和70%，经济社会发展对电力的依赖程度越来越高。面临时段性电力、煤炭供需偏紧，高比例波动性能源接入电力系统，大规模电力电子设备应用接入，未来电力系统特性会更加复杂。同时，电力电量平衡、频率调节、电压支撑等问题逐渐凸显，电力安全供应将面临诸多新的风险挑战。这需要在电力安全边界不断拓展延伸的形势下，坚持底线思维，运用系统思维，从电能生产、传输、分配和消费的各部分统筹电力安全供应。能源供应安全是国家安全体系的重要组成部分，受全球地缘政治、新型冠状病毒肺炎疫情蔓延的影响，我国能源安全面临严峻挑战。我国油气进口通道集中度较高，对高风险国家和地区的依赖程度较大，海上通道占比高且高度依赖马六甲海峡。相比发达国家，我国油气战略储备和应急储备设施较少，应急储备体系薄弱；应对国际油气市场波动的调节能力不强，且对管网安全高效运行能力也相对薄弱。实现碳达峰、碳中和是对能源结构和系统形态的巨大变革，是保障我国能源安全的战略选择。

短期内能源转型需要承受转型与变革的阵痛，但从长远来看，坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路，逐步减少对进口能源和化石能源依赖，建成以非化石能源为主体、安全可持续的终端能源供应体系，才能实现能源领域深度脱碳和供应安全。电力和能源安全供应与政治安全、经济安全、网络安全、社会安全等诸多领域密切关联，一旦发生能源短缺或者大面积停电事件，可能引发跨领域连锁反应，导致重大经济财产损失，甚至引发社会恐慌，危及国家安全。因此，在推动碳达峰施工图设计中，应把电力供应安全和能源供应安全纳入国家安全体系中统一考虑，正确认识与处理好经济发展、减污降碳、电力安全和能源安全的关系。

经济有效，主要是指能够成本最小地实现减排最大化目标。碳减排意味着需要付出成本来减少碳排放，降低碳排放的主要方式包括终端电气化（比如工业、交通运输、家庭取暖等转换成直接用电）、发电从传统化石能源转化为可再生能源、对传统的化石能源设施加装碳捕捉碳封存设备。当前，不考虑环境成本来看，清洁能源用能成本仍高于化石能源，但随着全国碳市场建设、环境保护税逐渐加码、新能源发电成本下降以及化石能源利用率看跌，不同类型的电力供应成本将会出现变化。同时，低碳转型的过程中需要建设配套的新的基础设施以及改进原有的技术和设备，这些转型投资成本将通过直接投资和间接拉动对经济增长产生影响。而且，受到环保政策、减碳目标、经济效益恶化等原因，部分仍处于设计寿命内的高碳电力资产或面临资产贬值提前退出市场，成为搁浅资产，进而给社会和财政带来负担。电力行业作为国民经济和社会发展的基础能源行业，对于保障经济的正常运行、推进中国经济的包容性增长具有十分重大的意义。因此，在推动碳达峰施工图设计中，需要从总量、价格、效率、环境、公平五个维度对中国电力行业的绩效进行分析，考虑并把握转型需要投入的基建设施投资成本、转型后的电力供应成本、转型后各类机组的运行效率及环境效益情况，可能带来的搁浅成本及影响群体安置资金投入。

有序转型，是指中国的碳达峰、碳中和目标实现是在经济高质量发展的基础上完成。中国与发达国家的碳中和路径及其复杂度大不相同。发达国家大都已完成工业化，在第二产业向国外转移、国内产业向第三产业转型的背景下，逐步实现碳排放到达峰值，在一定程度上属于自然达峰。中国作为世界上最大的发展中国家，要完成全球最高碳排放强度降幅，用全球历史上最短的时间实现从碳达峰到碳中和，无疑是一场硬仗，需尽早规划，及时行动。更重要的是，2020-2035年是中国人均GDP从1万美元（小康水平）向2万美元（中等发达水平）跨越的关键阶段，发展经济学将其定义为“中等收入陷阱”阶段，中国必须一方面实现经济发展目标，另一方面有序推进双碳目标，避免运动式“减碳”。一方面，煤电机组需要控增，把碳达峰当成“碳冲锋”是不可取的，面对国际承诺的实现仍是具有艰难性的。另一方面，煤电机组需要有序退出，不顾经济发展需求轻率减煤控碳，短期内过快过猛关停煤电机组造成电力短缺也不可取。因此，电力部门在推动碳达峰的施工图设计中，需要尊重规律，坚持实事求是、一切从实际出发，科学设置目标和把握工作节奏，有序推进双碳目标完成。

耦合互补，是指双碳目标的实现需要各能源分系统耦合互补，各自发挥所长、规避短板，跨部门、跨行业、跨领域联动。我国现有的煤炭、石油、天然气、可再生能源与核能五大能源类型之间，存在通过相对优势的互补融合对冲消除各种能源种类劣势、形成整体优势的发展需求和巨大技术创新空间。例如：利用可再生能源、高温核能可以制取氢能，再将CO₂与绿氢反应制成甲醇等化学品；存量煤电机组价值最大化利用；发展CO₂低能耗大规模捕集、资源化利用技术；开展先进燃料电池和燃料电池分布式发电技术，引领带动电动车等战略新兴产业变革和发展，以电动车作为分布式储能的终端，提高电网的稳定性；可再生能源可通过规模储电而提高并网利用效率；加速终端电气化，构建以电力为中心的多能互补体系，多种技术结合因地制宜地形成低碳化清洁能源供应系统。因此，在推动碳达峰施工图设计中，需要打破能源领域板块壁垒，以化石能源清洁高效利用与耦合替代、清洁能源多能互补与规模应用、以低碳电力为中心的多能互补耦合为主线，逐步构建清洁低碳、安全高效的国家能源电力安全供应新体系。

公正转型，是指经济在碳达峰和碳中和的转型过程中，需要建立相应的社会制度框架来确保受影响工人群体的工作和生计不受到严重损害。发达国家在能源转型中遇到一些风险和困难，处理不好就会引发社会矛盾甚至政治动荡。世界资源研究所研究估计，到2030年，煤炭发电、石油开采和其他行业的600万个工作岗位可能消失，而新的绿色工作将需要不同于以往的技能，如果不以公正公平的方式做好过渡，将给受影响的工人及社区造成巨大困难。中国在过往的政策绩效评估期快结束时，集中高强度削减能源供应或者大规模替换用能设施，以达到降低能源消耗的考核目标。历史经验表明，盲目激进地推进碳中和或给经济运行和人民生活造成了严重干扰，我国区域发展不平衡，若不妥善处理公正转型问题或造成民生困境。因此，有必要采取差异化的碳达峰施工图设计，因地制宜制定碳达峰时间表、路线图，特别要关注高煤炭依赖地区低碳转型的公正性，寻求碳达峰到碳中和的平稳转变。

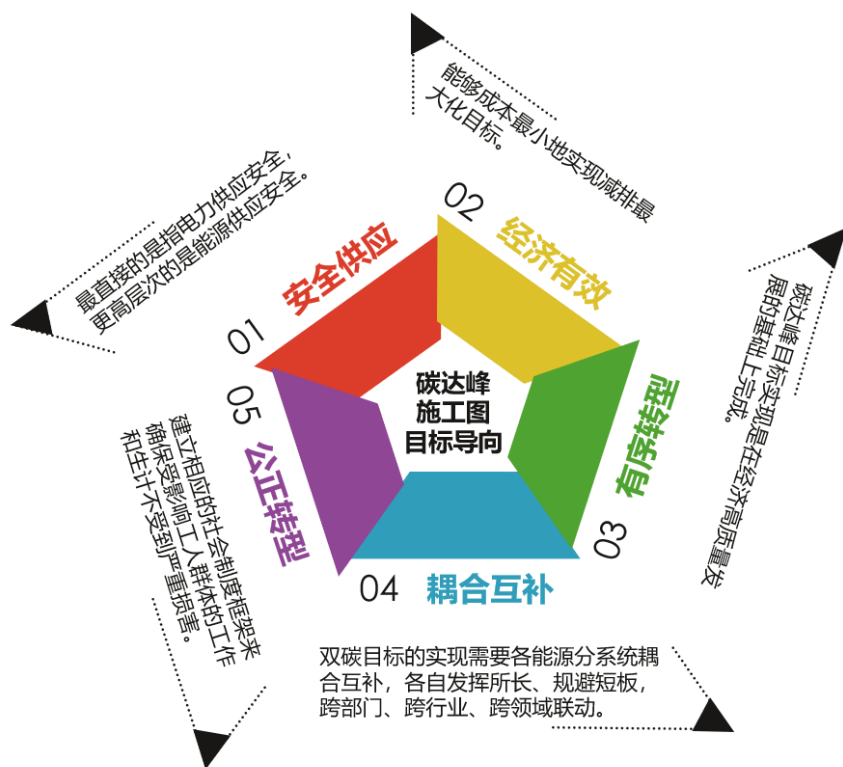


图5-1 碳达峰和碳中和施工图目标导向

5.2 碳达峰政策施工图

5.2.1 碳达峰顶层设计

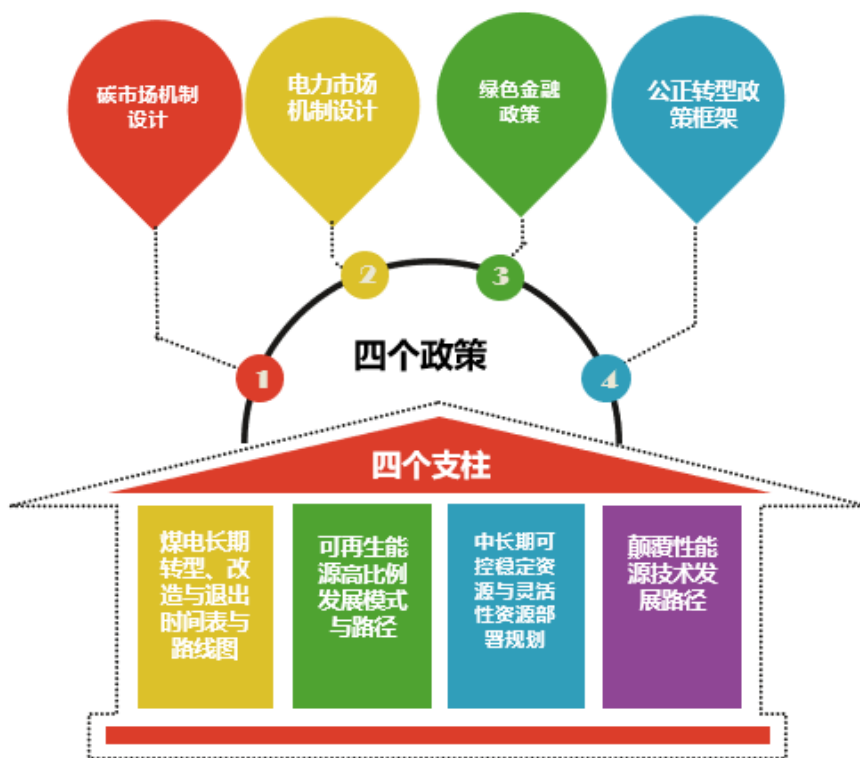


图5-2 电力碳达峰转型机制顶层设计

(1) 四个政策

1) 碳市场机制设计

碳配额的总量控制与分配机制需与碳达峰碳中和路径一致。在欧盟碳排放交易体系第四阶段中，为实现欧盟2030年减排40%的气候目标，碳市场要实现到2030年覆盖的行业排放量将比2005年减少43%的目标，相应的减排系数（该阶段每年的减排量）从第三阶段的1.74%提高到2.2%，配额方式以拍卖为主，且拍卖的比例相比于第三阶段的57%进一步提高。中国碳市场于2021年7月16日正式启动上线，目前碳市场采用的是自下而上的相对总量控制，配额分配方法为全部免费配额，目的是完善相关制度，不给减排主体太重的减排负担，但未来政府将严格控制配额总量，逐渐减少免费配额占比，保证了碳排放绝对值逐年下降，提升碳交易价格，以助力碳中和目标的实现。

碳预算必须逐步收紧，与碳达峰碳中和路径一致。欧盟委员会计划自2023年开始逐步引入碳关税，即欧盟碳边界调整机制（CBAM）；美国方面，拜登政府正在考虑征收“碳边境税”或“边境调节税”。在欧美推出碳边界调节税的背景下，碳预算必须与碳中和路径一致逐步收紧，因为配额总量的多少决定了配额的稀缺性，直接影响碳市场的配额价格。未来应放眼全球碳市场，在考虑国际碳经济合作的前提下，根据碳达峰、碳中和减排目标制定合理的年度线性减排因子，逐步收紧碳配额。

全国碳市场的碳价将逐步对接国际水平。据上海环境能源交易所的统计数据，全国碳市场开盘价48元/吨，最高价52.80元/吨，最低价48.00元/吨，成交均价51.23元/吨。除北京年度成交均价始终在每吨50元到70元外，此前七个试点碳市场平均碳价为23.44元/吨，由此看来全国碳市场的碳价偏高。但是从全球来看，目前全国碳市场的碳成交均价仅为7.92美元/吨，而目前欧盟碳市场的碳价在60美元/吨左右，美国区域温室气体减排行动2021年第二季度拍卖成交均价为7.97美元/吨。要充分发挥碳市场的价格发现作用，只有推动形成合理碳价，才能让碳市场起到高效约束碳排放和激励节碳的作用。碳价过低，企业没有减排积极性，就无法实现碳达峰、碳中和目标。同时发展国际碳市场是大势所趋，国际碳市场要求各国达成共识并实现碳市场的有效对接，这不仅需要规则和标准的统一，而且也需保证碳价水平趋势的一致性。

2) 电力市场机制设计

充分发挥电力市场的价格发现机制。高比例可再生能源平价上网后，由于其波动发电的特性，无法从替代电源直接成为主力电源，对电力调度产生的冲击需要其他机组进行填补，保障系统安全稳定的成本将会增加，可再生能源发电不再是“零成本”；另一方面，煤电机组的原有盈利空间遭到挤占，角色也要从提供电量转变为提供电力，需要设计新的市场机制，在淘汰部分高成本煤电机组的同时，使得剩余的健康煤电机组可以确保供电安全，提供高渗透率的可再生能源并网发电所需的调度服务，并从中获得可以长期稳定运营的收益。

设计收益及投资可预期的可再生能源交易机制。电力系统中高比例可再生能源出力强劲叠加电力需求低迷，同时传统机组缺乏启停灵活性，导致某些时段的电力供大于求，多地电力市场均出现零电价或负电价，反映出电源灵活性问题。当前可再生能源补贴逐渐到期，但市场具备良好运营条件，为促进高比例可再生能源消纳，确保现有可再生装机收益稳定，并刺激未来可再生能源投资，需要设计交易机制，平抑现货市场价格波动带来的风险。可再生能源长期购电协议（Power Purchase Agreement, PPA）可降低现货市场价格波动给可再生能源发电商带来的风险，提高收益稳定性，为投资项目带来稳定现金流，未来将成为可再生能源电力产业的保障。发、用电企业通过签订PPA，满足发电企业的项目融资需要，为用电企业提供独有性、全生命周期的绿电所有权。发电企业与电网公司签订保障性收购合同也可以满足项目投资需要。电价机制方面，PPA价格需要体现电能量价值、环保价值，可以灵活设计价格联动机制以及期权等工具。由于新能源发电特性难以完全匹配用电需求，发、用电企业通常选择签订中长期差价合约（Contracts for Difference），合约仅作为结算依据，可以约定分时结算曲线；发、用电企业仍需要参与其他中长期交易或现货市场，或者与电网签订购售电合同。

设计保障稳定可控电源和灵活性资源基本收益的容量电价机制。风光等非水可再生能源，其最大出力时段和负荷低谷时段往往不相符，调峰并不是其最需要被调节机组所提供的辅助服务。容量备用和快速爬坡服务则是可再生能源发电最需要稳定可控电源和灵活性资源等提供的服务，其价值需要得到合理补偿。水电等季节性可再生能源需要煤电等可调节机组提供季节性容量备用，风光等波动性可再生电源在出力降低、无法满足用电需求时，则需要煤电等稳定可控电源提供快速爬坡服务，或者储能等灵活性资源提供用户所需的电能。这部分为应对可再生能源发电波动而预留的机组容量和灵活性资源，在电力市场中无法获利或者盈利有限，但作用不可或缺，因此需要设计容量电价机制，保障其基本收益。

设计与高比例可再生能源需求配套的辅助服务产品。煤电等可调节机组利用小时大幅下降后收入减少，仍需要健康存活并在系统需要时为可再生能源提供容量备用和快速爬坡服务，这部分价值应从辅助服务中获得必要收益；电化学储能目前的装机量较低，随着成本不断下降正在探索不同的角色定位，未来将在提供辅助服务方面有所发展。应从不同灵活性电源的技术特性和运营成本出发，分别设计适宜的辅助服务产品和价值补偿方式。

高比例可再生能源电力市场还需要其他方面的配合，如配网平台化、综合能源、多能互补和分布式交易等。将配网平台化，实行综合能源与多能互补是保障能源供给与消费安全以及提高能源利用效率的主要方式。在电源侧，通过风、光、水、火、储等多类型电源间的协同互补，实现电力系统的稳定运行；在需求侧，利用冷、热、电、气异质能源之间的耦合关系，实现各类终端能源的互补替代和联动优化。随着可再生能源的发展，以集中式和分布式可再生能源为主体的分布式能源系统将会广泛存在。未来将在体制机制层面推动分布式交易的新模式、新业态发展，实现众多分布式能源系统的高度自治与协同运行，促进能源电力系统的整体平衡与局部平衡。

3) 绿色金融政策

2021年3月5日，李克强总理在今年的《政府工作报告》中提出了对碳达峰碳中和工作的要求，其中就提到了实施金融支持绿色低碳发展专项政策，设立碳减排支持工具等。

绿色金融通过资源优化配置、价格发现和风险管理三大功能推动零碳电力的发展。从电力行业来说，绿色金融体系通过改变不同类型项目的融资成本与可获得性，引导社会资本逐步从一些高污染、高耗能的煤电退出，投资环保和无污染的可再生能源发电，将有助于缓解中国电力行业过度依赖煤电的问题。构建中国绿色金融体系有助于促进电力行业新型电力系统转型，有助于电力行业控制和缩减化石能源消费量、增加可再生能源发电比例、提升能源利用与转化效率。

绿色金融政策助推碳市场发展。碳金融产品的推出可有效增强碳市场活跃度，扩大碳市场影响范围，吸引更多社会资本进行低碳投资，为零碳电力的实现提供资金支持。目前全国碳市场仅覆盖电力行业，要统筹推进碳市场建设和碳金融创新。在初期碳配额现货交易基础上，进一步发挥金融在碳市场建设中的支持作用，有序发展碳配额抵押融资、碳期货、碳远期、碳资产证券化等创新金融产品，不断丰富完善交易品种和服务模式，提高碳价格发现能力和形成效率，强化碳市场在减排和绿色金融资源配置中的作用，有效平衡绿色低碳投资中激励、跨期和风险管理的关系，推动电力行业绿色低碳技术投资研发。

4) 公正转型

公正转型政策框架需要提出各种具体的方案去解决煤电转型对受影响群体及其所在地所受到的影响，包括对就业的影响、就业损失风险、地区经济衰退的风险以及其他相关的负面影响。国务院在2016年2月，推出《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》确定了保持就业局势的总体稳定和做好去产能职工就业安置工作的重要意义；在2016年4月，人社会同国家发展改革委等七部门发布《关于在化解钢铁煤炭行业过剩产能实现脱困发展过程中做好职工安置工作的意见》。这些文件为解决“去产能”和各行业公正转型的过程中就业安置问题以及帮助受影响群体实现脱贫提供了政策指引。

设计职工安置方案确保煤电转型以社会可接受的方式实施。转型过程中的就业安置问题在坚持企业主体责任的同时，也要突出政府部门的帮扶作用。企业和各部门需详细规划内部安置、外部分流、转移就业、创新创业、自主择业、培训转岗、内部退养、灵活就业公益性岗位托底安置等分流安置方式，同时推出技能培训、职业介绍等就业服务和就业创业扶持政策，不断完善职工安置的配套政策。

设计地区转型规划提高行业和部门的竞争力。在逐步退煤的过程中，为避免受影响地区经济衰退，可以发展产业集群政策并加大对中小企业的投资力度，持续对交通、基础设施和教育领域进行投资；政府运用多种财政刺激措施，如为中小企业提供贷款利率补贴，建立专门针对这些企业发展的机构，完善城市基础设施建设，促进经济发展模式转型。同时对高耗能、工商业用户给予适当的电价补偿政策，保持工商业部门的竞争力。

设计合理的退煤机制保障电厂运营商等相关利益者的权益。对于提前关停的燃煤电厂，可以通过谈判或竞争性招标等方式对电厂运营商进行经济补偿；对于不经济的燃煤电厂，可以通过将其证券化来加速其退役并为转型工作带来额外资金，债券筹集的资金可用于抵消拆除发电厂、修复和重新利用场地以及搁浅资产损失相关的部分成本；探索利用退役火发电机组的既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施。

(2) 四个支柱

1) 制订煤电长期转型、改造与退出时间表与路线图

煤电转型发展需要找准自身定位，把握转型时机。“碳中和”目标下，可再生能源装机占比将不断提升，煤电发电量存量将被不断替代。使得煤电需要在保障电力安全供应的同时主动调整自身定位，为可再生能源发展拓展电力和电量空间，并主动降低稳定最小出力水平、缩短启停时间和提高爬坡速率，逐渐转变为提供电力调节服务的单一功能型电源，直至成为非常规的战略备用机组。在明确自身定位和转型方向的基础上，根据电力需求和供给特性，因地制宜设计煤电机组灵活性改造、热点解耦改造、CCS改造路径。按照机组所提供的服务类型、贡献程度来确定各区间定价标准，以此设计辅助服务市场定价机制可准确反映辅助服务的稀缺价值，激励煤电机组参与与灵活性服务，保障煤电机组改造后的合理收益，疏通因补偿不足导致的改造迟缓障碍。现货市场竞价规则要更加公平合理，对煤电机组形成价格分级，确定高效的基荷机组，推动落后煤电机组退出市场。系统掌握在建和计划煤电项目的投资及进度信息，继续推动老旧落后机组退出和严控新增。根据现役机组实际情况制定煤电退出时间表，推动煤电有序退出缓解资产风险压力。

2) 制订可再生能源高比例发展规划目标与路径

大力挖掘风电、光伏等可再生能源发展潜力的同时配套储能和需求响应发展，充分利用气电、水电、核电等大型可控型电源的资源配置。根据本地负荷和外送电特点，切实制定可再生能源发展目标。设计面向高比例可再生电力市场顶层机制，在碳市场与电力市场耦合后，设置电价改革机制，从电力市场化改革推动可再生能源高比例发展。一方面，通过价格信号引导可再生能源和灵活性资源向好健康发展。另一方面，强化电力市场与碳市场的耦合，充分发挥现货市场竞价规则的作用，通过碳价传导提升电力市场中的可再生能源竞争力。

高比例可再生能源电力市场还需要其他方面的配合，如配网平台化、综合能源、多能互补和分布式交易等。将配网平台化，实行综合能源与多能互补是保障能源供给与消费安全以及提高能源利用效率的主要方式。在电源侧，通过风、光、水、火、储等多类型电源间的协同互补，实现电力系统的稳定运行；在需求侧，利用冷、热、电、气异质能源之间的耦合关系，实现各类终端能源的互补替代和联动优化。随着可再生能源的发展，以集中式和分布式可再生能源为主体的分布式能源系统将会广泛存在。未来将在体制机制层面推动分布式交易的新模式、新业态发展，实现众多分布式能源系统的高度自治与协同运行，促进能源电力系统的整体平衡与局部平衡。

3) 制订中长期可控稳定资源与灵活性资源部署规划

充分发挥电力市场的价格发现机制。高比例可再生能源平价上网后，由于其波动发电的特性，无法从替代电源直接成为主力电源，对电力调度产生的冲击需要其他机组进行填补，保障系统安全稳定的成本将会增加，可再生能源发电不再是“零成本”；另一方面，煤电机组的原有盈利空间遭到挤占，角色也要从提供电量转变为提供电力，需要设计新的市场机制，在淘汰部分高成本煤电机组的同时，使得剩余的健康煤电机组可以确保供电安全，提供高渗透率的可再生能源并网发电所需的调度服务，并从中获得可以长期稳定运营的收益。

设计收益及投资可预期的可再生能源交易机制。电力系统中高比例可再生能源出力强劲叠加电力需求低迷，同时传统机组缺乏启停灵活性，导致某些时段的电力供大于求，多地电力市场均出现零电价或负电价，反映出电源灵活性问题。当前可再生能源补贴逐渐到期，但市场具备良好运营条件，为促进高比例可再生能源消纳，确保现有可再生装机收益稳定，并刺激未来可再生能源投资，需要设计交易机制，平抑现货市场价格波动带来的风险。可再生能源长期购电协议（Power Purchase Agreement, PPA）可降低现货市场价格波动给可再生能源发电商带来的风险，提高收益稳定性，为投资项目带来稳定现金流，未来将成为可再生能源电力产业的保障。发、用电企业通过签订PPA，满足发电企业的项目融资需要，为用电企业提供独有性、全生命周期的绿电所有权。发电企业与电网公司签订保障性收购合同也可以满足项目投资需要。电价机制方面，PPA价格需要体现电能量价值、环保价值，可以灵活设计价格联动机制以及期权等工具。由于新能源发电特性难以完全匹配用电需求，发、用电企业通常选择签订中长期差价合约（Contracts for Difference），合约仅作为结算依据，可以约定分时结算曲线；发、用电企业仍需要参与其他中长期交易或现货市场，或者与电网签订购售电合同。

设计保障稳定可控电源和灵活性资源基本收益的容量电价机制。风光等非水可再生能源，其最大出力时段和负荷低谷时段往往不相符，调峰并不是其最需要被调节机组所提供的辅助服务。容量备用和快速爬坡服务则是可再生能源发电最需要稳定可控电源和灵活性资源等提供的服务，其价值需要得到合理补偿。水电等季节性可再生能源需要煤电等可调节机组提供季节性容量备用，风光等波动性可再生电源在出力降低、无法满足用电需求时，则需要煤电等稳定可控电源提供快速爬坡服务，或者储能等灵活性资源提供用户所需的电能。这部分为应对可再生能源发电波动而预留的机组容量和灵活性资源，在电力市场中无法获利或者盈利有限，但作用不可或缺，因此需要设计容量电价机制，保障其基本收益。

设计与高比例可再生能源需求配套的辅助服务产品。煤电等可调节机组利用小时大幅下降后收入减少，仍需要健康存活并在系统需要时为可再生能源提供容量备用和快速爬坡服务，这部分价值应从辅助服务中获得必要收益；电化学储能目前的装机量较低，随着成本不断下降正在探索不同的角色定位，未来将在提供辅助服务方面有所发展。应从不同灵活性电源的技术特性和运营成本出发，分别设计适宜的辅助服务产品和价值补偿方式。

4) 全环节技术创新政策组合来推动颠覆性技术

零碳和负碳技术是实现碳中和目标的关键，要发挥我国在能源领域的优势，重点在清洁发电技术、电能替代技术、先进输电技术、储能及氢能技术、碳捕集分存与利用技术、负排放技术开展研发和推广应用，挖掘减排潜力。要推动颠覆性技术的发展，就要实现全环节技术创新政策的组合，形成路线清晰、重点突出、成果明显的碳中和技术体系。首先要在碳中和目标之下，明确电力零碳时间表和中长期电源转型方向，以零碳电力规划引领技术创新发展；接着要重视国家基础研发与企业应用研发相结合，从国家和企业层面同步推进技术研发进展，同时大力发展财政和企业PPP示范项目，发挥PPP示范项目在引导规范运作、带动区域发展、推动行业破冰、推广经验模式等方面的积极作用的同时，实现社会公共服务领域的零碳电力目标；更重要的是，要发挥市场的力量，实现市场自主选择，提高效率的同时降低整个社会实现零碳电力的成本。

5.2.2 电力碳达峰各项工作时间表

结合上述研究，为确保电力部门及早实现碳达峰，在推动政策机制顶层设计的基础上，进而明确“源、网、荷、储、热”等方面落实分阶段具体发展目标，总结推动电力碳达峰关键领域进展时间表（图5-3）

随着风光发电持续降本提效，陆上集中式风光将于“十四五”末期全面实现系统平价上网，海上风电、光热发电将与“十五五”期间迎来平价上网。风光装机快速发展，2030年风光总装机容量将达到16亿千瓦以上。高比例可再生能源并网的同时，大型可控型电源为系统所需灵活性提供支撑，随着辅助服务市场机制设计趋于完善，煤电灵活性改造、气电、抽水蓄能等灵活性资源得到加速发展，小型堆核电试点推广。加之“十四五”期间电化学储能快速发展，绿氢示范试点的推广，依托大电网建设实现多个可再生能源外送电基地，分布式微电网逐步发轫，尖峰保障能力足以支撑最大用电负荷增量。在碳市场与电力市场逐步衔接，绿色金融体系逐步建立的引导下，可再生能源快速发展并在“十四五”期间实现新增电力需求全部由可再生能源发电满足。

电力部门及早实现碳达峰，需继续深化煤电供给侧改革，通过严控煤电新增和淘汰落后煤电产能，控制煤电装机峰值在11.5-12亿千瓦，发电量峰值在5.3万亿千瓦时以内。“十四五”和“十五五”期间集中供热仍将以热电联产为主，推动高效大机组对落后小机组替代可实现提效减排。完成阶段目标，电力部门碳排放将于2027年之前达峰，并将峰值控制在48亿吨二氧化碳以内。随后电力部门在“十六五”期间进入减排加速期，煤电发电存量逐步由可再生能源替代。在电化学储能大规模部署，绿氢技术实现商业化的基础上，可再生能源将全面配置约束性灵活资源，跨季节储存清洁能源成为现实。在“西电东送”发展至临界点后，电网将以大电网作为支撑，能源互联网快速发展为主要表现形态。在容量拍卖保障供应的基础上，碳配额收紧和碳价飙升，以市场推动落后煤电退出，转向封存备用。以小型堆核电综合利用、地热能利用为代表的新能源供热逐步替代化石能源供热地位，煤电热电联产由高速发展向高质量发展转变。“十六五”期间，煤电在供电、供热地位的持续弱化，有序淘汰基荷煤电。伴随着CC(U)S技术日益成熟发挥减排加速作用，“十六五”末期电力部门碳排放将降至“十三五”期间水平，甚至以下。

	“十四五”期间	“十五五”期间	“十六五”期间
煤电机组	严控煤电新增 淘汰落后煤电	高效煤电机组加装 CC(U)S设备	有序淘汰基荷煤电
清洁能源	陆风、光伏发电系统平价、气水核等加快发展	海上风电系统平价、风光装机容量超12亿千瓦	以新能源为主体的新型电力系统基本建成
灵活资源	加速煤电灵活性改造	储能、需求响应等灵活性资源大规模发展	多元灵活性资源规模化提升
电网	大电网为主 分布式微电网发韧	“西电东送”发展 至临界点	大电网作支撑 能源互联网快速发展
储能	电化学储能快速发展 氢储示范推广	电化学储能大规模部署 氢储实现商业化	绿氢成本快速下降 部署跨季节储能
供热	燃煤热电联产成为 集中供热的主要方向	燃气热电阶段性发展 承担供热调峰作为补充	逐步实现清洁供热 替代化石燃料供热
绿色金融	加速风光为主的 绿色电力投资	大力发展氢储技术	大力发展颠覆性 能源技术
电力市场	辅助服务市场合理 分摊风光并网成本	构建容量拍卖机制保障 电力可靠供应	构建以电力市场为中心 的多协同市场体系
碳市场	部署碳市场与电力 市场逐步衔接	收紧配额适度提升碳价	碳价逐步与国际接轨
其他	部署CC(U)S试点	50%以上电量来自 非化石能源	部署煤电公正转型

图5-3 推动电力碳达峰关键领域工作时间表

附录

A.生产模拟与系统灵活性
定量评估方法

电力系统调度运行模拟技术是电力系统规划评价的重要手段，其思路是基于时序负荷曲线和可再生能源的出力模拟，考虑电网的一系列运行约束与调度规则，进而考虑多类型电源相互协调的机组组合计算，实现对电网不同时间尺度运行情况下的精细化、逐日、小时级连续的“全景”模拟，根据逐日运行模拟结果计算系统运行成本，实现对未来系统的运行效率评价。

电力系统运行模拟的框架如图A-1所示。

考虑可再生能源的时序运行模拟框架主要包括输入数据、计算环节、模拟结果三大部分。输入数据部分根据吉林电网电源现有的装机，结合系统负荷、调度运行方式形成电力系统运行边界条件。在计算环节部分，逐日运行模拟模块根据输入的边界条件、可再生能源随机运行方式，考虑火电和可再生能源的运行特性，分别进行分钟级、小时级的模拟系统的调度运行。模拟结果部分根据运行模拟得到的机组出力信息，统计机组发电量、系统运行成本、启停成本等指标以及系统灵活性评估指标。

模型中考虑未来电池储能规模化应用，结合需求响应、抽水蓄能等可控调节电源，提升系统灵活调节能力，通过成本的影响，调动资源运行的积极性，在此基础上得出模拟结果，探究对电力经济、低碳和安全供应的关键灵活性资源，支撑后续提出的电力系统灵活性提升路径。

系统灵活性的定量评估考虑反映系统物理结构特性的静态和反映运行特性的动态指标。不同类型机组的灵活性供给不同，而综合考虑各类型发电机组的灵活性供给能力在一定程度上反映系统灵活性水平，对电力系统物理结构灵活性水平的评估基于4种静态指标：运行范围水平指标 K_1 、最小发电水平指标 K_2 、爬（滑）坡速率水平指标 K_3 和最小连续开（停）机时间指标 K_4 。而运行层面出现应对净负荷波动造成的系统灵活性不足程度通过两种动态指标评估：向上灵活性缺额指标和向下灵活性缺额指标。

1) 运行范围水平指标 K_1 指该类型机组总运行范围，说明该类型机组出力可调节空间大小，反映灵活性强弱。

$$K_1 = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i^{\max} - P_i^{\min})}{\sum_{i=1}^N P_i^{\max}} \quad (0-1)$$

式中：N为类型*i* 机组总数； P_i^{\max} 为机组*i* 的最大容量； P_i^{\min} 为机组*i* 的最小稳定出力。

2) 最小发电水平指标 K_2 指该类型机组的总最小发电水平, K_2 越小, 说明该类型机组在负荷低谷时向下调节性能好, 灵活性越强。

$$K_2 = \frac{\sum_{i=1}^N p_i^{\min}}{\sum_{i=1}^N P_i^{\max}} \quad (0-2)$$

3) 爬(滑)坡速率水平指标 K_3 指该类型所有机组的总爬坡速率, 单位为MW/min。 K_3 越大, 说明该类型机组向上(下)调节出力速度越快, 灵活性越强

$$K_3 = \frac{\sum_{i=1}^N R_i^{U/D}}{\sum_{i=1}^N P_i^{\max}} \quad (0-3)$$

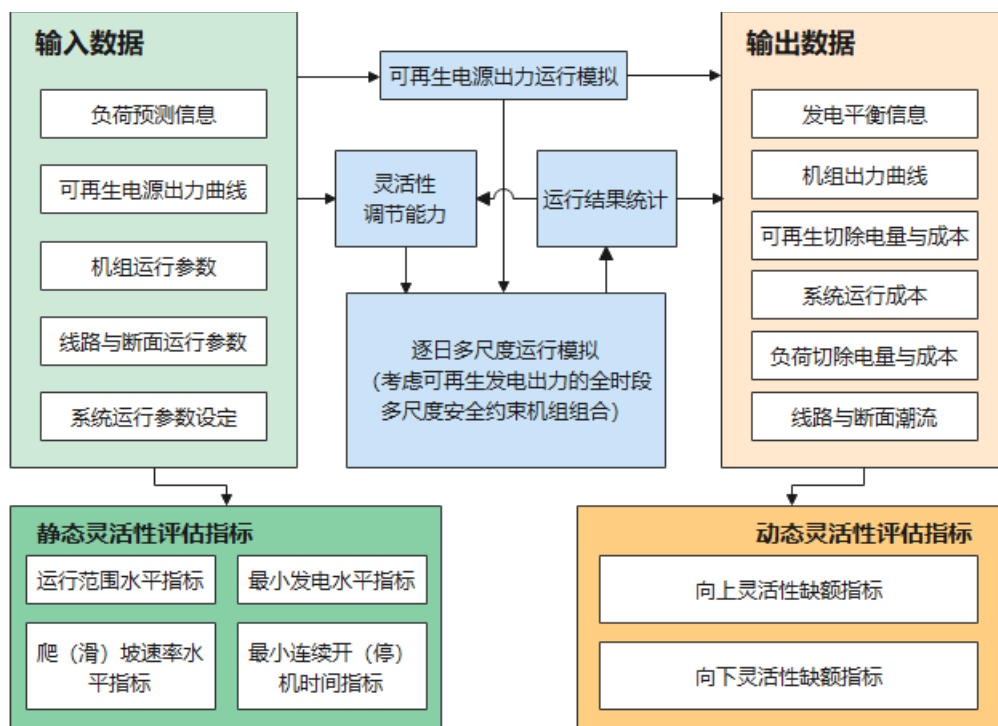
式中 $R_i^{U/D}$ 为该类型机组 i 的爬(滑)坡速率。

4) 最小连续开(停)机时间指标 K_4 指该类型所有机组最小连续开机或停机时间的平均值。 K_4 越小, 说明该类型机组开(停)机后需要保持在(离)线的平均时间越短, 灵活性越强。

$$K_4 = \frac{\sum_{i=1}^N T_i^{U/D}}{N} \quad (0-4)$$

式中 $T_i^{U/D}$ 为该类型机组 i 的最小连续开停机时间。

5) 向上灵活性缺额指标和向下灵活性缺额指标依据运行模拟结果得到。



图A-1 电力系统运行模拟框架图

华北电力大学袁家海教授课题组
北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目
联合发布