



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

“双碳”目标下中国区域电力 低碳转型路径研究 (报告摘要)

电力圆桌项目课题组

2023年8月

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。



项目课题组



中电联电力发展研究院

Electric Power Development Research Institute, CEC

中电联电力发展研究院是中国电力企业联合会直属单位，于 2017 年 7 月在中国电力企业联合会电力建设技术经济咨询中心的基础上，并入电力工程造价与定额管理总站组建而成，是国家发展改革委认定的咨询单位之一，主要从事能源电力行业政策研究、规划研究、工程咨询、科技创新、标准制定、定额管理、司法鉴定等核心业务，持续发挥独立第三方咨询机构作用，为政府、社会、能源电力企业提供专业、精准、优质咨询服务。

NRDC



自然资源保护协会

NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。更多信息，请访问：www.nrdc.cn。

“双碳”目标下中国区域电力
低碳转型路径研究
(报告摘要)

China Regional Power Low-carbon Transition Paths under the
"Dual Carbon" Goals
(Executive Summary)

报告撰写单位：中电联电力发展研究院

2023年8月

目 录

前言	01
1. 区域电力低碳发展基础	02
2. 区域电力低碳转型思路与策略	06
3. 区域电力低碳转型目标与趋势	09
3.1 当前至 2035 年	09
3.2 2035~2060 年	14
4. 区域电力低碳转型路径	15
5. 区域电力低碳转型行动方案	18
5.1 构建多元协调区域清洁电力供应体系	18
5.2 推动区域电力消费转型升级	19
5.3 拓展更高水平区际电力合作	20
5.4 因地制宜部署电力低碳转型重大技术	20
5.5 完善区域电力低碳转型体制机制	21
6. 政策建议	22
6.1 促进区域内外电力低碳转型的规划协同	22
6.2 加强区域绿色电力消费的政策引导	22
6.3 做好区域电力低碳转型的市场衔接	23

6.4 深化区域电力低碳转型的投融资创新	23
6.5 实施电力低碳转型的区域间利益调节	23
6.6 打造多方参与的区域电力低碳创新生态圈	23
参考文献	24

前言

实现碳达峰碳中和，推动能源绿色低碳发展，加快规划建设新型能源体系，构建新型电力系统，为中国电力低碳转型提供了方向指引。党的十八大以来，中国协同推动实施区域重大战略、区域协调发展战略、主体功能区战略，建立健全区域协调发展体制机制，构建高质量发展的区域经济布局和国土空间支撑体系。新形势下，研究中国区域电力低碳转型的战略思路、目标趋势、建设模式和任务举措，对更好发挥区域比较优势，促进区域电力发展更加平衡，实现清洁电力资源配置全局最优，支撑经济社会全面绿色转型具有重要意义。鉴于此，本报告在全国一盘棋思路下，按照华北、华东、华中、东北、西北、西南、南方7个区域划分，全面梳理各区域经济社会发展情况、产业结构和布局、能源资源条件、电力低碳发展现状，分析各区域电力低碳转型具备的优势和劣势、面临的机遇和挑战，研判各区域电力低碳转型趋势，研究分区域电力低碳转型目标和关键路径，提出助力电力行业低碳转型的区域行动倡议和政策措施建议。

区域电力低碳发展基础

中国能源资源禀赋与用电负荷逆向分布，区域电力低碳发展呈现差异化特征。“三北”地区新能源资源开发潜力巨大，“川滇藏”地区水能资源丰富，东中部地区仍是全国用电负荷中心。华北、西北、东北区域风电技术可开发量约 51.8 亿千瓦，太阳能发电资源开发潜力约 52.7 亿千瓦，风电和太阳能发电开发潜力分别约占全国总开发潜力的 79.7%、64.8%¹。四川、云南、西藏合计水电技术可开发量约 2.4 亿千瓦，约占全国水电技术可开发量的 82.6%。2021 年，华北、华东、华中、南方区域全社会用电量均超过 1 万亿千瓦时，合计用电量 6.49 万亿千瓦时，占全国全社会用电量的 77.9%。

从发展基础看，2021 年，华北、华东、华中、东北、西北、西南、南方区域生产总值分别占全国 GDP 的 19.6%、28.6%、16.1%、4.9%、5.7%、7.4%、17.8%，7 个区域的全社会用电量分别为 20457 亿、19917 亿、10137 亿、4508 亿、9188 亿、4717 亿、14392 亿千瓦时，分别占全国全社会用电量的 24.6%、23.9%、12.2%、5.4%、11.0%、5.7%、17.3%。7 个区域的发电装机容量分别为 5.9 亿、4.5 亿、3.0 亿、1.4 亿、3.6 亿、1.4 亿、4.1 亿千瓦，分别占全国发电装机容量的 24.7%、18.7%、12.7%、5.7%、15.0%、6.1%、17.1%。

研究从电力供应低碳化、终端用能电气化、能源利用高效化 3 个维度，选取非化石

¹ 数据来源：中国气象局风能和太阳能资源评估结果。

能源发电装机占比、新能源发电量占比、非化石能源电力消纳量占比、单位发电量二氧化碳排放强度、集中式与分布式太阳能发电装机配比、电能占终端能源消费比重、人均用电量²、人均生活用电量³、火电平均供电煤耗、单位 GDP 电耗共计 10 项指标作为区域电力低碳发展典型指标，进行分区域指标对比。从分析结果看：

华北区域绿色电力生产基数大，新能源发电量位居各区域之首；火电长期作为区域电力供应的主体，火电装机占比超过 60%，电力碳排放强度偏高，火电机组利用效率在各区域中处于领先水平。

华东区域终端用能电气化水平高，电能占终端能源消费比重接近 30%，人均生活用电量超过 1000 千瓦时 / 人，位居各区域之首；非化石能源发电供应能力快速提升，非化石能源发电装机占比 2019-2021 年⁴累计提高 15.5 个百分点，增幅明显高于其他区域。

华中区域区外调入绿色电力规模稳步扩大，相较 2018 年，带动非化石能源电力消纳量占比 2019-2021 年累计提高 7.8 个百分点；新能源发电量占比 2019-2021 年累计提高 7.1 个百分点，增幅位居各区域之首；电力消费强度低，单位 GDP 电耗在各区域中最低。

东北区域电力供应结构不断优化，新能源发电量占比接近 20%，在各区域中保持领先，带动电力碳强度呈现快速下降态势，单位发电量二氧化碳排放强度 2018-2020 年累计下降 121 克 / 千瓦时，降幅位居各区域之首；终端用能电气化水平偏低，电能占终端能源消费比重与其他区域存在明显差距。

西北区域新能源发展以集中式开发建设为主，集中式光伏与分布式光伏发电装机配比 9.4:0.6，集中式光伏发电占比明显高于其他区域，区域电力生产供应的新能源发电装机和发电量高占比趋势清晰显现；区域经济结构中的高耗能行业占比高，用电基数大，人均用电量接近 9000 千瓦时 / 人，明显高于其他区域。

西南区域可再生能源发电长期作为区域电力供应的主体，非化石能源发电装机占比接近八成，非化石能源电力消纳量占比近 70%，在各区域中处于最高水平，单位发电量二

2 人均用电量 = 全社会用电量 / 常住人口

3 人均生活用电量 = 城乡居民生活用电量 / 常住人口

4 累计增 / 降幅的基准年为起始年的前一年，如 2019-2021 年累计增 / 降幅以 2018 年为基准年，下同。

氧化碳排放强度低于 150 克 / 千瓦时，明显低于其他区域；终端用能电气化水平快速提升，电能占终端能源消费比重 2018-2020 年累计提高 6.3 个百分点，增幅位居各区域之首。

南方区域非化石能源电力消纳能力强，区内西电东送规模接近 6000 万千瓦，跨省跨区输电的可再生能源电量占比近 90%，带动区域非化石能源电力消纳量占比接近 50%；终端用能电气化水平高，电能占终端能源消费比重与华东区域基本持平，人均生活用量超过 900 千瓦时 / 人。

表 1 区域电力低碳发展典型指标

维度	指标名称	2021 年数据							
		全国	华北	华东	华中	东北	西北	西南	南方
电力供应低碳化	非化石能源发电装机占比 (%)	47.0	37.7	45.6	49.1	43.3	50.3	77.6	56.5
	新能源发电量占比 (%)	13.7	18.3	10.4	13.3	19.3	19.1	5.1	8.6
	非化石能源电力消纳量占比 (%)	34.3	20.3	30.0	35.8	31.0	32.6	68.8	49.2
	集中式与分布式太阳能发电装机配比	6.5:3.5	5.5:4.5	4.3:5.7	5.5:4.5	7.4:2.6	9.4:0.6	9.0:1.0	7.8:2.2
	单位发电量碳排放强度 (克 / 千瓦时)	565	752	558	466	698	613	144	382

维度	指标名称	2021 年数据							
		全国	华北	华东	华中	东北	西北	西南	南方
终端用能电气化	电能占终端能源消费比重 (%)	25.5	22.0	29.3	22.3	14.4	27.3	22.3	29.5
	人均用电量 (千瓦时 / 人)	5899	7555	7173	3775	4611	8871	3948	5279
	人均生活用电量 (千瓦时 / 人)	835	815	1026	763	682	673	687	919
能源利用高效化	火电平均供电煤耗 (克 / 千瓦时)	301.5	294.2	294.4	301.0	304.0	315.8	319.4	307.6
	单位 GDP 电耗 (千瓦时 / 万元)	852	1024	700	608	846	1671	653	820

注：单位发电量二氧化碳排放强度、电能占终端能源消费比重 2 项指标为 2020 年数据。

2 区域电力低碳转型思路与策略

2023年7月，习近平总书记在主持召开中央全面深化改革委员会第二次会议时强调，要立足我国生态文明建设已进入以降碳为重点战略方向的关键时期，完善能源消耗总量和强度调控，逐步转向碳排放总量和强度双控制度；要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。这为新时代的中国电力低碳转型提供了根本遵循。

“十四五”规划纲要、碳达峰碳中和“1+N”政策体系等重要政策文件对统筹区域能源电力安全保障和绿色低碳转型作出了一系列工作部署，为推动区域低碳发展提供了路径引领。《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》（国发〔2021〕23号）提出，坚持全国一盘棋，各地区因地制宜，明确既符合自身实际又满足总体要求的目标任务，开展各地区梯次有序碳达峰行动。各地区在部署碳达峰行动过程中，也普遍以构建新型电力系统为重要抓手，在加快电力低碳转型的政策趋向上呈现出高度一致性。

实现区域协调转型支撑全国电力绿色低碳发展，要以加快构建新型电力系统为目标，以保障电力负荷中心用电需求为前提，以集中式和分布式并举开发清洁能源为抓手，以因地制宜优化电力低碳转型路径为关键，以促进区域间电力资源经济高效配置为取向，以调整电力送端地区与受端地区利益关系为要点，促进区域电力低碳转型与高质量发展相协调。

开展区域电力低碳转型 SWOT 分析，研判策略方向。从中国电力发展的内外部环境来看，面对新形势新要求，需要各区域科学合理设计新型电力系统建设路径，在新能源安全可靠替代的基础上，有计划分步骤逐步降低传统能源比重，推动加强电力技术创新、市场机制创新、商业模式创新，做好电力基本公共服务供给，支撑实现电力碳达峰碳中和。

表 2 区域电力转型 SWOT 分析

		优势	劣势
		<ul style="list-style-type: none"> 风能和太阳能资源丰富，新能源发展潜力大 大电网资源配置平台作用显现 煤电清洁高效利用达到世界先进水平 	<ul style="list-style-type: none"> 高碳电源比重大，电力碳排放强度高 能源资源与用电负荷长期逆向分布，区域间电力低碳发展不平衡 终端用能结构偏煤，能源电力消费强度偏高
外部条件	内部条件	<p>谋发展</p> <ul style="list-style-type: none"> 坚持集中式和分布式并举开发新能源，在新能源资源富集的“三北”地区加大风能、太阳能资源规模化、集约化开发力度，在用电负荷快速增长的东中部地区积极开发分布式清洁能源，促进就近消纳 统筹水电开发和生态保护，稳步推进西南流域梯级水电基地建设，加快发展抽水蓄能，积极安全有序发展核电，支撑非化石能源消费比重大幅提升 	<p>促转型</p> <ul style="list-style-type: none"> 坚持多能互补发展模式，统筹送端清洁能源开发潜力、受端电力市场空间，规划布局新增电力流，近期优先开发拥有灵活性煤电的大型清洁能源基地，中远期推动高比例新能源外送，提高输电通道可再生能源电量占比 提升终端用能电气化水平，大力实施电能替代，推广以电代煤、以电代油、以电代气，助推工业、建筑、交通等重点部门电气化，提高电能占终端能源消费比重
	机遇	<ul style="list-style-type: none"> “双碳”目标为能源电力发展提供了方向指引 国家区域重大战略实施激发区域电力低碳转型的内生动力 构建全国统一电力市场体系促进区域间清洁电力资源大范围优化配置 	

		迎挑战	补短板
挑战	<ul style="list-style-type: none"> 传统化石能源逐步有序退出，致使部分区域电力供应短缺风险加剧 实现大规模、高比例新能源供给消纳需要大幅提升电力系统调节能力 支撑实现全国电力绿色低碳发展对区域间协同推进电力转型提出了更高要求 	<ul style="list-style-type: none"> 完善支撑性电源布局，优先推动符合环保、能效、安全要求和相关标准的到期煤电机组“退而不拆”，转为应急备用电源，在负荷中心周边区域合理布局支撑性电源，实施区域电力联供联保 大力提升电力系统调节能力，提高灵活调节电源比重，坚强区域间电力互补互济，提升电力需求侧响应能力，推动新型储能规模化应用，实施源网荷储一体化发展 	<ul style="list-style-type: none"> 推进电力绿色低碳科技创新，推动实现新型储能技术跨越式发展，实施低碳发电与智能电网技术迭代升级，探索先进电力技术与绿色氢能、碳捕集利用和封存技术、新一代数字信息技术融合应用 做好省间省内电力市场衔接协同，分步建设区域电力市场，形成区域协调的电力低碳转型市场体系，推动电力市场与碳市场融合发展，促进电力资源大范围优化配置与市场协同

3 区域电力低碳转型目标与趋势

考虑能源结构调整、能耗强度降幅、电源出力特性、新能源消纳等多影响因素，建立基于碳目标的电力供应和资源优化配置多目标优化模型，基于全国电力碳排放优化结果，对区域电力碳排放、电源结构和电力流进行迭代优化，推演区域电力低碳转型路径。同时，统筹考虑技术进步、产业政策、地域差异对低碳电力供应成本的影响，采用先进经济评价方法测算区域电力低碳转型投资水平。

3.1 当前至 2035 年

电力需求保持刚性增长，西北、华中、西南区域用电量增速相对更高。中国推动构建新发展格局，深入实施扩大内需战略将加速经济社会发展新旧动能转换，传统高耗能行业用电增速企稳，高技术及装备制造业和现代服务业将成为用电增长的主要驱动因素。预计 2030 年全国全社会用电量 11.7 万亿千瓦时，2020-2030 年年均增速 4.5%，华北、华中、华东、东北、西北、西南和南方区域全社会用电量分别为 2.9 万亿、1.5 万亿、2.7 万亿、0.6 万亿、1.4 万亿、0.7 万亿、2.0 万亿千瓦时；2035 年全国全社会用电量 13.5 万亿千瓦时，“十六五”期间年均增速为 2.9%，华北、华中、华东、东北、西北、西南和南方区域全社会用电量分别为 3.2 万亿、1.8 万亿、3.1 万亿、0.6 万亿、1.7 万亿、0.8 万亿、2.2 万亿千瓦时。2020-2035 年，7 个区域用电量年均增速分别为 3.5%、4.6%、3.8%、2.7%、5.1%、4.3%、3.7%。

电力供应保障能力保持快速提升。为确保电力供需平衡，到2030年，全国发电装机容量达到43.2亿千瓦，煤电、核电等支撑性电源装机占比达到40.6%，抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到2.6亿千瓦，跨区电力流近1亿千瓦。到2035年，全国发电装机容量达到51.7亿千瓦，煤电、核电等支撑性电源装机占比达到35.7%，抽水蓄能、新型储能等储能装机规模达到3.9亿千瓦，跨区域输电规模近1.4亿千瓦。其中：**华北区域**2035年支撑性电源装机占比41.2%，储能装机容量8700万千瓦，净受入电力规模约400万千瓦；**华东区域**2035年支撑性电源装机占比51.8%，储能装机容量5850万千瓦，净受入电力规模超过7000万千瓦；**华中区域**2035年支撑性电源装机占比32.1%，储能装机容量7050万千瓦，净受入电力规模超过4500万千瓦；**东北区域**2035年支撑性电源装机占比29.3%，储能装机容量3850万千瓦，净送出电力规模超过1000万千瓦；**西北地区**2035年支撑性电源装机占比28.3%，储能装机容量8000万千瓦，净送出电力规模近1亿千瓦；**西南区域**2035年支撑性电源装机占比67.3%，储能装机容量1600万千瓦，净送出电力规模约3300万千瓦；**南方区域**2035年支撑性电源装机占比52.1%，储能装机容量3700万千瓦，净受入电力规模近2200万千瓦。

表3 各区域2030年、2035年发电装机及占比预测

区域	发电装机容量（亿千瓦）		占全国比重	
	2030年	2035年	2030年	2035年
全国	43.2	51.7	100.0%	100.0%
华北	10.4	11.8	24.2%	22.9%
华东	6.7	7.5	15.4%	14.6%
华中	5.1	6.3	11.9%	12.1%
东北	2.9	4.0	6.8%	7.7%
西北	8.1	10.2	18.6%	19.8%
西南	2.6	3.1	6.1%	6.0%
南方	7.4	8.7	17.0%	16.9%

表 4 各区域 2030 年、2035 年电力供应保障水平预测

区域	支撑性电源占比		储能装机 (万千瓦)		跨区域输电规模 (万千瓦)	
	2030 年	2035 年	2030 年	2035 年	2030 年	2035 年
全国	40.6%	35.7%	25662	38885	10096	14159
华北	45.1%	41.2%	6375	8745	103	397
华东	55.9%	51.8%	3954	5854	5700	7042
华中	37.9%	32.1%	3537	7057	3024	4512
东北	37.7%	29.3%	3035	3845	-1033	-1058
西北	34.6%	28.3%	4556	8036	-6445	-9783
西南	71.3%	67.3%	1357	1620	-2618	-3318
南方	56.9%	52.1%	2848	3728	1269	2209

各区域梯次有序实现电力碳达峰。华北、华东、东北区域电力碳达峰相对较早，华北区域新能源发电量占比快速提高，华东区域持续受入西南、西北和华北清洁电力，大力开发沿海核电与海上风电，东北区域推进沿海核电建设，满足中长期增量用电需求，带动 3 个区域电力碳达峰时间前移；西南、南方区域电力碳达峰时序与全国基本相当，西南区域持续推进大型水风光基地开发，新增可再生能源发电能力以外送为主，同步推进区内支撑性调节性气电建设，南方区域海上风电、核电等清洁电力发展提速，引进西南区域大型水风光基地、西北区域大型风电光伏基地高比例可再生能源电力，同步推进区内保障性火电建设，两个区域电力碳达峰时间较华北、华东、东北区域有所滞后；西北、华中区域电力碳达峰后置，西北区域开发建设大型风电光伏基地需要配套一定规模的支撑性煤电，华中区域本地新能源资源潜力有限，引进西北区域大型风电光伏基地和西南流域水电基地高比例可再生能源电力周期较长，近中期仍需在区域内合理部署一批支撑性煤电，保障电力供应，两个区域电力碳达峰时间较西南、南方区域进一步滞后。

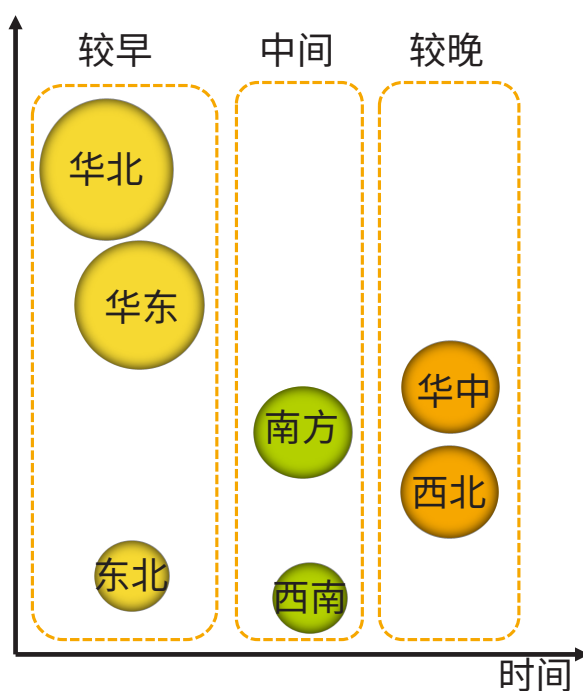


图 1 区域电力碳达峰时序

单位用电量二氧化碳排放强度显著下降，西北区域降幅最大。预计 2030 年，全国单位用电量二氧化碳排放强度约 356 克 / 千瓦时，到 2035 年，全国单位用电量二氧化碳排放强度降至 297 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 42.7%。华北、华中区域高于全国平均水平，2035 年单位用电量二氧化碳排放强度分别降至 369 克 / 千瓦时、364 克 / 千瓦时；华东、东北区域与全国平均水平基本持平，2035 年单位用电量二氧化碳排放强度分别降至 308 克 / 千瓦时、297 克 / 千瓦时；西北、南方、西南区域低于全国平均水平，2035 年单位用电量二氧化碳排放强度分别降至 215 克 / 千瓦时、237 克 / 千瓦时、156 克 / 千瓦时。到 2035 年，华北、华东、华中、东北、西北、西南、南方 7 个区域单位用电量二氧化碳排放强度分别较 2020 年下降 38.8%、34.5%、40.1%、47.3%、57.1%、41.4%、42.1%，其中西北区域累计下降 286 克 / 千瓦时，降幅位居各区域之首。

新能源成为发电装机的主体，新能源发电量达到全部发电量的三分之一，“三北”地区新能源发电装机和发电量高速增长。预计 2035 年，全国新能源发电装机容量达到 25.9 亿千瓦，新能源发电装机占比 50.2%，较 2020 年提高 25.9 个百分点；新能源发电量达到 3.5 万亿千瓦时，新能源发电量占比 34.0%，较 2020 年提高 24.5 个百分点；西北区域新能源

发电装机占比超过 60%，东北、华北区域新能源发电装机占比超过 50%，3 个区域绿色电力生产供应能力快速提升，考虑跨区电量交换情况下，西北、华北区域新能源发电量占比均达到 40% 及以上。

表 5 各区域 2030 年、2035 年新能源发电装机和发电量占比预测

区域	新能源发电装机占比		新能源发电量占比	
	2030	2035	2030	2035
全国	45.0%	50.2%	28.1%	34.0%
华北	50.8%	54.7%	30.6%	40.0%
华东	34.8%	37.8%	27.0%	32.3%
华中	43.7%	47.1%	29.6%	38.8%
东北	47.9%	58.1%	32.8%	36.8%
西北	58.3%	65.5%	37.1%	42.0%
西南	25.0%	29.1%	19.5%	26.5%
南方	38.7%	43.0%	23.8%	27.1%

电力低碳转型投资需求进一步扩大，新能源投资占全部投资的六成以上，各区域电源投资结构各异。2020-2035 年，全国累计新增电源及新型储能投资规模达到 17.7 万亿元，其中风电、太阳能发电投资占比 64.6%，煤电、核电、气电等支撑性调节性电源投资占比 15.4%，抽水蓄能和新型储能投资占比 9.0%。**华北区域累计投资规模最大**，2020-2035 年累计新增电源及新型储能投资规模达到 3.6 万亿元，占全国总投资规模的 20.1%；**华东区域支撑性电源投资占比最高**，2020-2035 年煤电、气电、核电合计投资占比达到 25.0%（核电占比 14.0%）；**华中区域储能投资占比最高**，2020-2035 年抽水蓄能和新型储能合计投资占比达到 17.3%；**东北区域累计投资规模最小**，2020-2035 年累计新增电源及新型储能投资规模 1.6 万亿元，占全国总投资规模的 9.0%；**西北区域新能源投资占比最高**，2020-2035 年风电、太阳能发电合计投资占比达到 72.4%；**西南区域可再生能源发电投资占绝**

对主体，2020-2035年可再生能源发电投资占比达到91.2%；南方区域气电投资占比最高，2020-2035年气电投资占比达到4.9%。

3.2 2035~2060年

各区域绿色电力生产供应水平差距逐步缩小，支撑新能源逐步成为新型电力系统的主体。展望碳中和阶段，绿色低碳循环发展的经济体系和新型能源体系全面建立，以新能源为主体的新型电力系统全面成熟，电力碳排放加速下降，高效可再生能源发电、先进输电、智能电网、多元新型储能、氢能、碳捕集等重大技术协同创新取得决定性进展，支撑实现电力行业碳中和。终端用能电气化水平加速提升，到2060年，全国全社会用电量达到17万亿千瓦时，电能占终端能源消费比重超过65%。用电需求清洁替代加快推进，到2060年，7个区域非化石能源发电装机占比均超过90%，西北区域和华北区域新能源发电装机超过85%，支撑全国非化石能源发电装机占比和新能源发电装机占比分别提高到92.5%、74.3%；除西北区域外，其他6个区域非化石能源发电量占比均超过90%，支撑全国非化石能源发电量占比和新能源发电量占比分别提高到92.8%、60.6%。

表6 各区域2060年电力低碳供应水平预测

区域	发电装机 (亿千瓦)	非化石能源发电装机占比	新能源发电装机占比	新能源发电量占比
全国	75.4	92.5%	74.3%	60.6%
华北	19.7	91.1%	86.3%	83.6%
华东	9.3	91.9%	65.5%	58.3%
华中	8.2	93.3%	61.0%	50.0%
东北	4.8	93.8%	72.2%	57.6%
西北	18.1	94.1%	88.5%	80.1%
西南	4.3	91.8%	32.6%	43.2%
南方	11.0	91.8%	63.9%	46.5%

4 区域电力低碳转型 路径

结合各区域电力低碳发展基础，按照以区域协调转型支撑全国电力绿色低碳发展的战略思路，重点面向 2030 年和 2035 年，研究提出各区域电力低碳转型的主要建设模式，支撑构建区域电力低碳转型规划设计的总体框架，推动形成可落地实施的重点举措。

在低碳电力建设模式方面，**华北区域**采用“风光火储一体化+煤电应用 CCUS+大电网资源配置平台+以屋顶光伏为主的有源配电网+区域电力需求侧响应”建设模式；**华东区域**采用“沿海核电基地+海上风电集群+跨省跨区柔性直流输电+特高压交流扩展与主网架分片运行+规模化虚拟电厂”建设模式；**华中区域**采用“煤电增容减量+水电扩能改造+区域电网枢纽节点+分布式智能电网+规模化抽水蓄能及新型储能”建设模式；**东北区域**采用“支撑性核电+以抽水蓄能和灵活性火电为主的调节性电源跨省区电力互济+500 千伏网架加强+用户侧储能”建设模式；**西北区域**采用“煤电‘三改联动’+构网型新能源+高比例新能源外输电+省间电力互补互济+绿氢制储与高效电氢转换”建设模式；**西南区域**采用“流域梯级水电+水风光储一体化+灵活性气电+区外特高压直流送电+区内特高压交流环网+用户侧储能”建设模式；**南方区域**采用“大规模支撑性调节性电源+深远海风电+西部清洁能源基地与境外水电基地送电+区域数字电网+规模化虚拟电厂”建设模式。同时，**聚焦区域电力低碳转型的共性问题**，发挥市场对资源优化配置的决定性作用，加快建设多层次统一电力市场体系，依托区域电网建设区域电力市场，推动全国碳市场与电力市场协同发展。

表 7 区域电力低碳转型重点举措

区域	电力低碳转型重点措施
华北	<ol style="list-style-type: none"> 1. 立足华北区域煤电装机占比高，充分利用煤电系统调节能力，发展风光火储一体化模式促进清洁能源大规模消纳； 2. 在天津、河北、山东等用电负荷中心地区超前布局煤电机组燃烧后碳捕集装置，与周边油田和石化化工产业园区联合开展二氧化碳多元化利用； 3. 发挥华北特高压交流环网大范围优化配置电力资源作用，促进蒙西、山西地区新能源在京津冀鲁消纳，为引入西北地区高比例新能源提供坚强电网支撑； 4. 推进配电网透明化建设，提升分布式电源与系统交互响应能力，支撑河北、山东分布式光伏快速发展。
华东	<ol style="list-style-type: none"> 1. 优化区域电力供应结构，积极安全有序推进沿海核电基地建设，支撑非化石能源消费比重持续提高； 2. 立足江苏、浙江、福建海上风能资源禀赋，推动海上风电集中连片开发； 3. 统筹保障电力供应与满足快速增长的绿电消费需求，协同推动西北地区以沙漠戈壁荒漠地区为重点的大型风电光伏基地以及西南水电基地高比例可再生能源送电华东区域，持续推进实施区内电网主网架加强工程； 4. 挖掘新型负荷资源聚合潜力，大力培育虚拟电厂新业态，提升电力需求侧响应能力。
华中	<ol style="list-style-type: none"> 1. 推动在浩吉铁路和重要运煤航道等货运枢纽节点周边合理布局支撑性煤电，提升电力供应保障能力，推动煤电机组按照“增机减量”运行方式，优先利用可再生能源电量，减少电力碳排放，做好核电厂址资源保护； 2. 立足区位优势，积极引进区外清洁电力，满足区域快速增长的新增用电需求； 3. 推动建成特高压“日”字形环网，促进区内区外清洁电力资源协调优化配置； 4. 积极发展分布式智能电网新业态，逐步与大电网实现动态互动，促进本地分布式清洁能源高效开发利用； 5. 积极发展抽水蓄能，因地制宜推进常规水电蓄能改造，加快推进大容量新型储能设施建设，在区域层面统筹调配系统调节资源。
东北	<ol style="list-style-type: none"> 1. 结合未来煤炭、天然气等战略性能源资源保障形势，引导新增清洁电力生产供应能力优先满足区内用电需求，促进一二次能源协调优化； 2. 支持实现新增用电需求主要依靠非化石能源满足，积极安全有序推进辽宁沿海核电建设； 3. 推广煤电灵活性改造有益经验，统筹中俄东线气源保障合理布局调峰气电，加快推进纳规抽水蓄能项目建设，持续提高灵活调节电源占比，引导工商业新型负荷配置新型储能； 4. 提升扎鲁特换流站近区新能源汇集能力，推动区内 500 千伏电网主网架加强。

区域	电力低碳转型重点措施
西北	<ol style="list-style-type: none"> 因地制宜实施煤电“三改联动”，促进煤电清洁高效利用，为多能互补清洁能源开发、大电网安全稳定运行和城市及工业园区清洁供暖提供有力支撑； 在新能源资源富集地区推进构网型新能源示范应用，支持实现高比例新能源宽场景应用； 立足区域风能太阳能资源禀赋，在优先保障本地用电需求前提下，加快推进沙漠戈壁荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，逐步实现高比例新能源外送； 持续加强区内省际电力互联互通，统筹推进省间电力余缺互济，促进绿色电力大范围优化配置； 充分利用新能源发电富裕能力发展绿电制氢，支撑部署长周期化学储能，积极探索高效电氢转换，提升氢能与电力系统交互水平。
西南	<ol style="list-style-type: none"> 积极推进区内主要流域梯级水电开发，实施大型水电基地接续外送； 推进水风光综合基地建设，发展风光水储一体化，促进可再生能源发电协调供应； 结合西南油气田增储上产实施进展，适时建设布局一批灵活性气电，深度参与系统调节； 立足川渝电源结构互补特性，充分发挥水电和火电跨季节互济作用，支持实现区域电力碳减排目标全局最优。
南方	<ol style="list-style-type: none"> 结合区域电力供需形势变化，协同推进支撑性核电、先进高效煤电和灵活性气电建设，保障粤港澳大湾区等重点区域创新引领产业升级的用电需求； 立足区域海洋经济发展优势，积极推动海上风电稳步向深远海域拓展，更好满足区域外贸、深加工等优势产业快速增长的绿色电力消费需求； 统筹区域中长期新增刚性用电需求，优化南方区域西电东送主网架结构，积极稳妥引进藏东南水电基地和澜湄国家水电基地清洁电力，助力实现区域西电东送超高比例可再生能源电量优化配置； 加速推动数字电网建设，应用新一代数字技术升级传统电网，促进电网安全、可靠、绿色、高效、智能运行，实现多元化源荷的开放接入和双向互动； 围绕电动汽车、建筑柔性负荷与电网互动，推广应用虚拟电厂新业态，提升电力需求侧响应能力。

5 区域电力低碳转型行动方案

5.1 构建多元协调区域清洁电力供应体系

大力发展非化石能源。西北、华北区域加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆等多能互补清洁能源基地建设。华东、华北、华中区域积极推进整县（市、区）屋顶分布式光伏开发，培育“光伏+”新业态。华东、南方、华北（山东）区域沿海省（市）积极推进海上风电集群开发，探索深远海海上风电经济开发，积极安全有序建设沿海核电。西南区域科学有序开发大型水风光清洁能源基地。

提高灵活调节电源占比。在“三北”地区深入实施煤电机组“三改联动”，逐步推进煤电由主体性电源向调节性、支撑性电源转型。在华东、南方、华北、东北区域合理布局天然气调峰气电。加快推进华中区域抽水蓄能电站建设，对西南、南方、华中区域具备条件的水电站实施抽水蓄能改造。加快推动西北、华北区域新型储能规模化发展，实现多重功能价值。

持续优化区域骨干电网网架。完善华北区域内特高压交流网架结构，提升华北特高压交流电网送电京津冀能力；完善华东特高压电网和华中“日”字形特高压交流主网架，

为特高压直流送入电力提供支撑；加快建设川渝特高压交流工程，大幅提升成渝地区双城经济圈的整体电力保障能力。

推动配电网扩容改造和智能化升级。在分布式电源分布较多的华东、华北和华中区域推动分布式智能电网建设，构建适应大规模分布式能源并网和多元负荷需要的智能配电网。

5.2 推动区域电力消费转型升级

提升绿色电力消费水平。鼓励华东、南方、华北等地区经济发达省市探索开展家庭申购绿电消费模式，进一步激发全社会绿色电力消费潜力。发挥南方区域市场、机制优势，探索开展区域统一的绿色电力产品的认证及计量标准。在东北、西北、华北区域探索风电制氢、风电供热模式，在华东、南方区域探索海上风电制氢模式。积极培育新能源微电网业态，完善分布式能源参与电力市场交易机制，引导华北、华东、华中、西南区域分布式能源就近就地消纳。

完善可再生能源消纳机制。优化可再生能源消纳责任权重“西高东低”的分配现状，推动消纳权重向华东、华北、南方等负荷中心且经济承受能力较强地区倾斜。在区域层面统筹落实新增可再生绿色电力消费总量不纳入总量考核、不计入碳排放量核算，对超过激励考核权重部分的绿色电力消费抵扣一定比例能耗。

因地制宜提升终端用能电气化水平。华东、南方区域扩大高技术装备制造业终端电气化设备应用，加快推进公共建筑布局电蓄冷、光伏建筑一体化等先进技术。华北区域促进电动汽车快速发展，加快推进平原地区炊事、取暖和农业散煤改电。华中区域推动实现长江沿线主要码头岸电全覆盖。西南区域持续推进页岩气开采“油改电”项目，建成成渝双城经济圈布局合理、运行高效的充电基础设施体系。西北区域持续提升化工、制造、有色金属等高耗能产业电气化水平，进一步提升铁路电气化水平，加大矿区电动重卡应用力度。东北区域深挖传统化工、钢铁、传统装备制造业领域电窑炉、锅炉替代应用潜力，稳步提升电采暖比重，加快传统农业电气化升级。

激发电力需求侧响应潜力。发挥东中部经济发达地区先导作用，整合新型储能、电动汽车、可中断负荷等需求侧资源，拓展综合能源服务、虚拟电厂、车网互动等新模式。

5.3 拓展更高水平区际电力合作

科学规划布局跨省跨区输电通道。统筹考虑华北、华中、华东、南方区域电力需求增长态势和西北、西南区域大型清洁能源基地开发时序，科学谋划新增电力流布局，优先安排技术成熟、经济优良的多能互补清洁能源基地外送电项目，实现高比例可再生能源电力输送，促进电力资源配置全局最优。

加强区际低碳电力产业合作。鼓励华东、华中、南方区域发挥区内大型能源企业人才技术资金优势，全面提升参与区外能源资源开发、工程技术管理、终端用能服务等全产业链合作水平，打造“受端研发+送端制造”合作模式，助力送端能源资源富集地区因地制宜打造现代能源产业集群，形成开放合作、互利共赢的电力低碳转型区域合作新局面。

5.4 因地制宜部署电力低碳转型重大技术

加快推广应用多元负荷聚合技术。发挥东中部经济发达地区先导作用，加快推进“云大物移智链”、虚拟电厂等先进技术研发应用，积极发展智慧能源管控平台等先进系统集成技术，整合工业柔性负荷以及电供暖、电制氢、数据中心、电动汽车充电设施、新型交互式用能设备等灵活负荷，逐步实现源网荷储深度融合，多向互动。

拓展新型储能多场景应用。在西北、华北区域积极推动液流电池、重力储能等大容量、中长时间尺度储能技术示范，探索应用可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术。在华东、华中、南方区域围绕大数据中心、5G基站、工业园区、公路服务区等终端用户，以及具备条件的农村用户应用适配型新型储能技术。

加强氢能关键技术攻关。在西北、华北区域超前部署一批绿色氢能项目，着力攻克可再生能源制氢和氢能储运、应用及燃料电池等核心技术，开展绿电制氢工程示范，为规模化发展做好技术储备。在华北、华东、南方区域部署绿色氢能与新型电力系统灵活交互技术应用，支撑区域新能源占比逐步提高。

超前谋划二氧化碳捕集利用与封存技术布局。在华北区域超前布局煤电机组燃烧后碳捕集装置，在靠近油田、石化产业园区通过以驱油、CO₂合成化工产品等CO₂利用方式开

展示范。在环境容量空间有限的华东等区域，积极评估 CO₂ 市场需求，CCUS 项目以 CO₂ 直接利用为主，探索与电解水制氢结合合成甲醇等高附加值化工产品。

5.5 完善区域电力低碳转型体制机制

加快形成区域协调的电力低碳转型市场机制。加快推进区域电力市场一体化进程，稳步扩大省间电力交易规模，完善省间绿电交易规则。在落实安全保供支撑电源电量基础上，按照先增量、后存量原则，分类放开跨省跨区优先发电计划，积极推动将国家送电计划、地方政府送电协议转化为政府授权的中长期合同。持续完善省间电力现货交易机制，积极促成电力用户与新能源发电企业之间开展跨省区直接交易。

推动电力市场与全国碳市场协调发展。探索建设全国电 - 碳市场，推动现有电力市场和碳市场管理机构、参与主体、交易产品、市场机制等要素深度融合，生产环节构建主体多元的竞价体系，消费环节构建减排与收益相关的激励机制。形成电价与碳价有机融合的价格体系，研究电能和碳排放权综合定价机制，逐步扩大电 - 碳市场交易范围和规模。

6 政策建议

6.1 促进区域内外电力低碳转型的规划协同

推动全国电力规划和区域电力规划同步编制和实施，在区域电力规划中细化区域电力低碳转型的共性目标、个性指标、重大项目。处理好区域内清洁能源开发建设与区域间电力低碳合作的关系，统筹送受端地区电力供需形势、本地支撑性电源和应急保障电源建设进展，优化西北多能互补清洁能源基地、西南水电基地、沿海核电基地、海上风电基地等各类清洁能源开发建设时序，加强电源电网规划协同，推动电源电网协调发展，促进电力资源配置全局最优。

6.2 加强区域绿色电力消费的政策引导

积极推动可再生能源消纳权重向终端用户分摊，推动用户通过参与绿电绿证交易完成指标。综合考虑区域产业结构特征、企业能耗水平和负荷特性，分类设定最低可再生能源总量消纳责任权重及激励责任权重，探索对超出激励权重的可再生能源电力消纳量开展区域一体化交易或转让，形成区域用户侧低碳用能引导机制。

6.3 做好区域电力低碳转型的市场衔接

立足省为平衡责任主体的既有市场格局，以“统一市场、两级运作”起步，逐步实现用户侧等市场主体在省间市场统一进行交易申报，省间、省内联合出清，实现省间、省内市场融合。以南方五省（区）、长三角等经济基础好、电力市场化程度高的典型区域为引领，分阶段建设区域一体化市场，整体作为交易单元参与全国统一电力市场，扩大资源优化配置范围，防止推高经济欠发达地区用电价格。

6.4 深化区域电力低碳转型的投融资创新

加大对促进区域电力低碳发展和民生用能电气化转型项目投融资支持力度，将符合条件的项目纳入地方政府专项债券支持范围。积极争取国家绿色发展基金和现有低碳转型相关基金对区域电力低碳转型示范项目的支持。推动将电力新型基础设施项目纳入基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点范围。探索发展区域清洁低碳电力供应链金融。

6.5 实施电力低碳转型的区域间利益调节

支持清洁电力输出区域与输入区域之间通过资金补偿、项目补偿、归口支援、人才交流、电力普遍服务共享等多种形式建立横向补偿关系，健全跨区域低碳电力合作项目成本共担、利益共享机制，鼓励探索共建零碳电力产业园区和飞地经济等利益共享模式。研究制定跨省跨区专项输电工程税收分配指导意见，促进区域间清洁电力资源配置利益平衡。

6.6 打造多方参与的区域电力低碳创新生态圈

鼓励区域内地方政府联合打造区域电力低碳转型合作平台，做好各类创新资源要素保障，支持电力低碳转型领域融通创新。顺应送端和受端地区低碳电力产业链发展趋势，探索区域间“研发+制造”分工模式。完善科技-能源电力协作机制，引导区域内外创新协同，打造多元创新主体高效协作、创新资源有序流动、创新活力竞相迸发的新生态。

参考文献

- [1] 国家统计局. 中国统计年鉴 2022[M]. 北京: 中国统计出版社, 2022.
- [2] 国家统计局. 中国能源统计年鉴 2021[M]. 北京: 中国统计出版社, 2022.
- [3] 国家能源局. 2021 年全国可再生能源电力发展监测评价报告 [R]. 2021.
- [4] 中国电力企业联合会. 2021 年电力工业统计资料汇编 [R]. 2022.
- [5] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2022[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2022.
- [6] 中国电力企业联合会. 中国电力行业可靠性年度发展报告 2022[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2022.



自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: 010-59270688
www.nrdc.cn