



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题研究

以苏粤为牵引的华东和南方区域 电力低碳转型路径研究 (简版报告)

电力圆桌项目课题组

2024年08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有限公司
CEC Electric Power Development Research Institute Co., Ltd

中电联电力发展研究院有限公司（电力建设技术经济咨询中心、电力工程造价与定额管理总站）是中国能源电力投资咨询领域的“国家队”和决策“智囊团”，源于1986年成立的水利电力部直属中央级事业单位，历经近40年的发展，已成为我国具有影响力的专业咨询机构和能源高端智库，致力于为政府和行业提供“研、投、管、服”一体化、全过程工程咨询服务，具有工程咨询单位甲级专业资信、电力企业AAA信用等级、工程造价咨询企业AAA信用等级，入选国家发展改革委投资咨询评估机构名单。

以苏粤为牵引的华东和南方区域电力 低碳转型路径研究

Transitioning East and South China to Low-Carbon Power
with Jiangsu and Guangdong in the Lead

2024 年 08 月

目 录

- 前言 01
- 1. 基于指标对照的华东和南方区域电力低碳发展特征..... 03
 - 1.1 电力低碳转型指标03
 - 1.2 电力发展共性特征05
 - 1.3 电力低碳转型差异07
- 2. 华东和南方区域电力供需格局演化和低碳转型趋向..... 09
 - 2.1 电力中长期供需格局09
 - 2.2 电力低碳转型趋向15
 - 2.3 华东和南方区域对全国电力低碳转型的影响18
- 3. 以江苏为牵引的华东区域电力低碳转型路径..... 19
 - 3.1 华东区域电力低碳转型目标定位19
 - 3.2 江苏对华东区域电力低碳转型牵引作用20
 - 3.3 华东区域和江苏电力低碳转型关键举措21
- 4. 以广东为牵引的南方区域电力低碳转型路径..... 25
 - 4.1 南方区域电力低碳转型目标定位25
 - 4.2 广东对南方区域电力低碳转型牵引作用26
 - 4.3 南方区域和广东电力低碳转型关键举措27
- 5. 协同推动华东和南方区域电力低碳转型的行动建议..... 31
 - 5.1 坚持全国一盘棋统筹优化区域电力生产力布局31

5.2 强化促进电力经济协调发展的碳排放双控引导..... 31

5.3 大力开展区域特色新型电力系统关键技术创新..... 32

5.4 完善区域一体化推进电力低碳转型的市场机制..... 32

参考文献 33

前言

习近平总书记主持召开 2023 年中央全面深化改革委员会第二次会议时强调，要加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，这为新时代电力发展提供了根本遵循。推动新型电力系统建设与区域协调发展深度融合，因地制宜谋划区域电力低碳转型路径，是在全国一盘棋思路下深入践行碳达峰碳中和战略目标的有效抓手。华东和南方区域¹作为我国重要的经济中心，合计用电量超过全国全社会用电量的四成，两个区域电力低碳转型的目标和节奏深刻影响全国电力碳达峰碳中和格局，其中江苏和广东对区域电力低碳转型的牵引作用更为显著。为助力区域电力发展更好服务新型电力系统建设工作大局，中电联电力发展研究院开展中国区域电力低碳转型路径研究，编制形成了《以苏粤为牵引的华东和南方区域电力低碳转型路径研究报告》。

报告构建区域电力低碳转型指标体系，分析华东和南方区域电力低碳发展的共性和差异特征，研判两个区域电力供需格局演化和低碳转型趋向、及其对全国电力低碳转型的影响，研究以苏粤为牵引的华东和南方区域电力低碳转型路径，提出协同推动两个区域电力低碳转型的行动建议。报告认为：华东和南方区域电力低碳转型取得显著成效；加快提升两个区域内部非化石电力供应保障能力将有效减缓全国电力碳达峰压力，两个区域电力低碳转型节奏深刻影响 2050 年前全国新增电力流布局，两个区域高碳电源低碳化改造将对碳达峰至碳中和阶段全国氢电协同跨区资源配置带来重大影响；江苏将在沿海地区新型电

1 华东区域包括上海市、江苏省、浙江省、安徽省和福建省，南方区域包括广东省、海南省、贵州省、云南省和广西壮族自治区。

力系统建设、海上风电集群化开发及分布式光伏规模化部署、虚拟电厂发展方面对华东区域电力低碳转型发挥牵引作用，广东将在风光核蓄储一体化发展、终端用能电气化发展、绿色电力国际贸易和商业模式创新方面对南方区域电力低碳转型发挥牵引作用，共同助力加快形成以苏粤为牵引的华东和南方区域电力低碳转型新格局。

基于指标对照的华东和南方区域电力低碳发展特征

1.1 电力低碳转型指标

以加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统为指引，以华东区域和南方区域为研究对象，设置 14 项区域电力低碳转型指标。

表 1-1 区域电力低碳转型指标对比

序号	维度	区域指标	全国	华东	南方	江苏	广东
1	清洁 低碳	非化石能源发电装机占比 (%)	49.7	41.1 ↓	57.5 ↑	37.2 ↓	40.1 ↓
2		非化石能源电力消纳量占比 (%)	36.5	32.3 ↓	52.5 ↑	29.4 ↓	44.9 ↑
3		电能占终端能源消费比重 (%)	27.3	32.0 ↑	33.2 ↑	33.4 ↑	40.0 ↑
4		单位用电量二氧化碳排放强度 (克 / 千瓦时)	472.2	505.0 ↑	337.1 ↓	497.3 ↑	367.5 ↓
5	安全 充裕	支撑性电源占最大负荷比重 (%)	132.6	93.1 ↓	149.4 ↑	88.4 ↓	95.0 ↓
6		用户平均停电时间 (小时 / 户)	9.10	2.91 ↓	9.33 ↑	2.09 ↓	3.48 ↓
7		电力对外依存度 (%)	-0.7	15.9 ↑	-2.8 ↓	19.9 ↑	18.9 ↑
8	经济 高效	火电平均供电煤耗 (克 / 千瓦时)	300.7	295.7 ↓	307.0 ↑	292.3 ↓	292.2 ↓
9		电网综合网损率 (%)	4.82	3.50 ↓	3.92 ↓	3.07 ↓	3.46 ↓
10		单位新增用电量电力投资 (元 / 千瓦时)	4.08	2.47 ↓	10.41 ↑	1.99 ↓	341.23 ↑
11	供需 协同	电力需求侧响应能力	-	约 5%	约 3%	约 8%	约 2%
12		户均分布式户用光伏装机 (千瓦 / 户)	9.33	9.05 ↓	1.61 ↓	8.55 ↓	3.31 ↓
13	灵活 智能	新能源利用率 (%)	97.6	100.0 ↑	99.8 ↑	100.0 ↑	99.7 ↑
14		电力系统数智化发展水平	-	高	较高	高	高

注：1、电力对外依存度、户均分布式户用光伏装机、新能源利用率、电力系统数智化发展水平 4 项指标为 2023 年数据 / 信息，其余指标均为 2022 年数据；2、红色箭头代表劣于全国平均水平，绿色箭头代表优于全国平均水平。

1.2 电力发展共性特征

终端能源消费电气化水平相对更高。华东和南方区域用电基数大、以电能为主要供能形式的高技术产业加速布局，带动终端用能电气化进程领跑全国，2022 年，华东和南方区域电能占终端能源消费比重分别为 32.0%、33.2%，较全国平均水平分别高 4.7 个、5.9 个百分点。

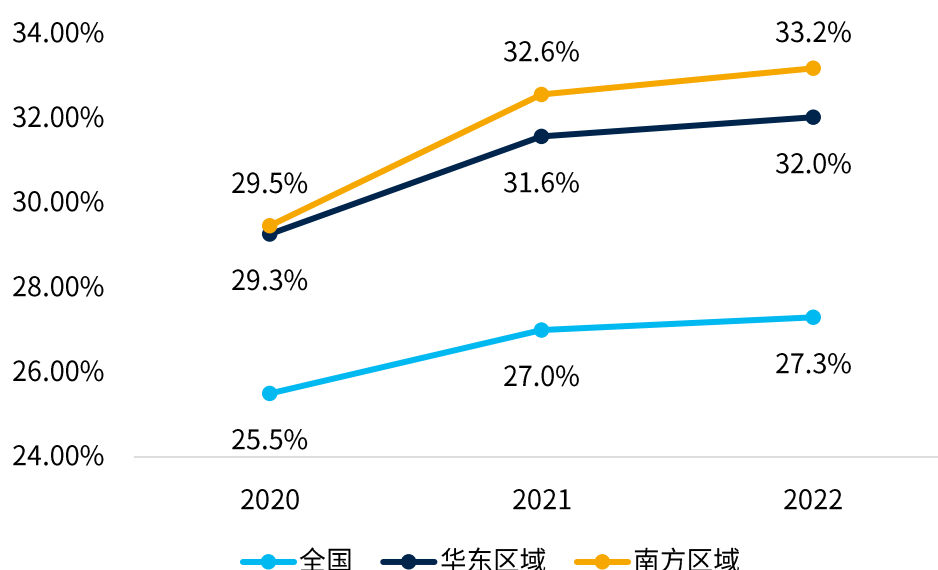


图 1-1 2020-2022 年华东和南方区域电能占终端能源消费比重

新能源利用率保持较高水平。2020-2023 年，华东区域风电、光伏发电量实现全额消纳，南方区域风电、光伏发电量消纳水平处于 99.7% 及以上，均明显高于全国平均水平。

数智化赋能系统提质增效取得显著成效。华东和南方区域积极适应电力产业数字化趋势，加速电力系统数字化、智能化转型升级，助力区域电力系统能效水平稳步提升，两个区域输电效率位于各区域前列，2022 年，华东和南方区域电网综合网损率分别为 3.50%、3.92%，较全国平均水平分别低 1.32 个、0.9 个百分点。

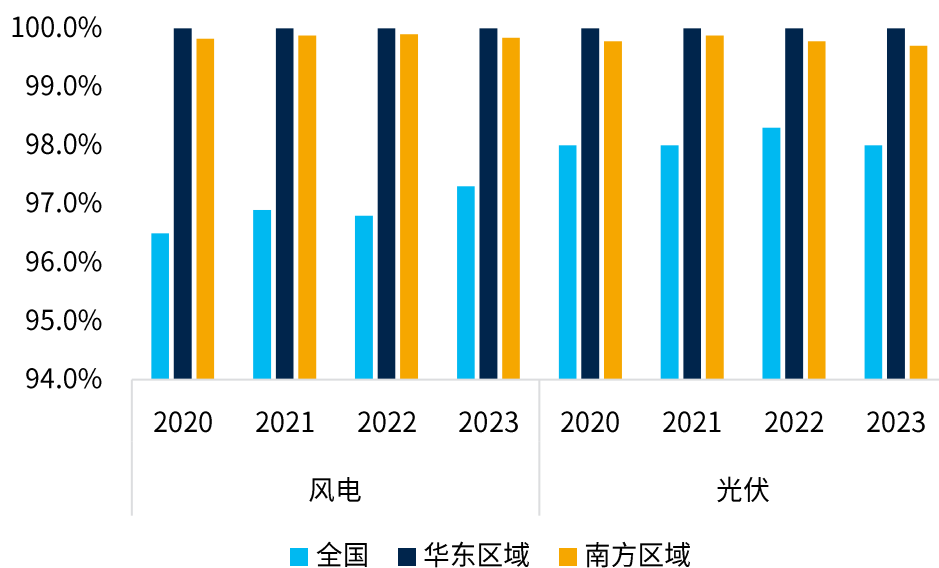


图 1-2 2020-2023 年华东和南方区域新能源利用率

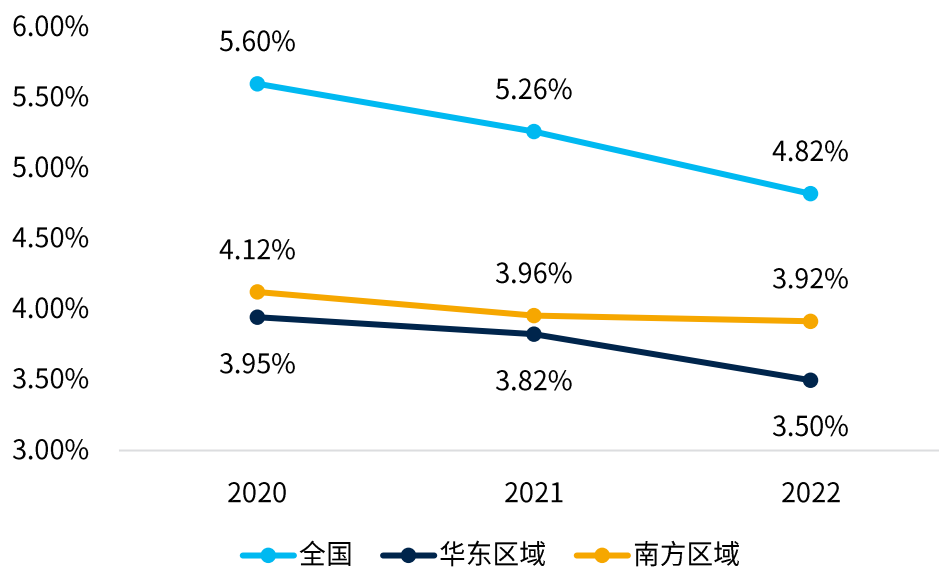


图 1-3 2020-2022 年华东和南方区域电网综合网损率

1.3 电力低碳转型差异

华东区域火电占比高，南方区域电力供应结构更加均衡。2022 年，华东和南方区域非化石能源电力消纳量占比分别为 32.3%、52.5%，主要由于华东区域煤电发电量占本地总发电量比重超过 60%，外来电中约 50% 为可再生能源电力；南方区域水电发电量占本地总发电量比重超过 30%，煤电发电量占本地总发电量比重 40% 左右。

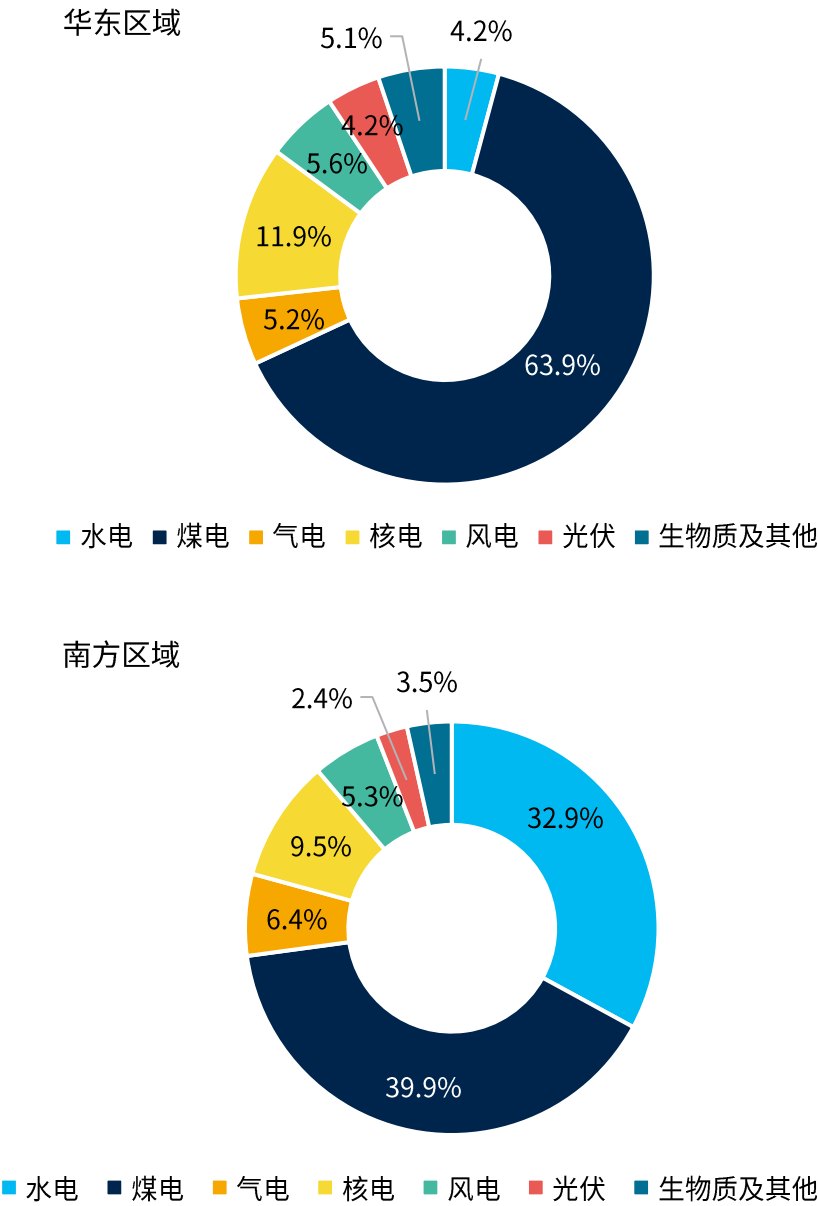


图 1-4 2022 年华东和南方区域发电量结构

华东区域电力大受端特征清晰显现，南方区域内跨省电力资源配置能力强。华东区域能源电力自给能力不足，需受入区外电力满足区域日益增长的电力需求，2022 年，华东区域电力对外依存度为 15.9%。南方区域电力流向主要为区内西电东送，区域整体处于自平衡状态。

华东区域电力可靠性处于较高水平，南方区域供电保障能力不均衡。2022 年，华东和南方区域用户平均停电时间分别为 2.91、9.33 小时 / 户，南方区域用户平均停电时间较华东区域高 6.42 小时 / 户。华东区域五省市电力可靠性水平更趋均衡，南方区域仅有广东电力可靠性水平较高。

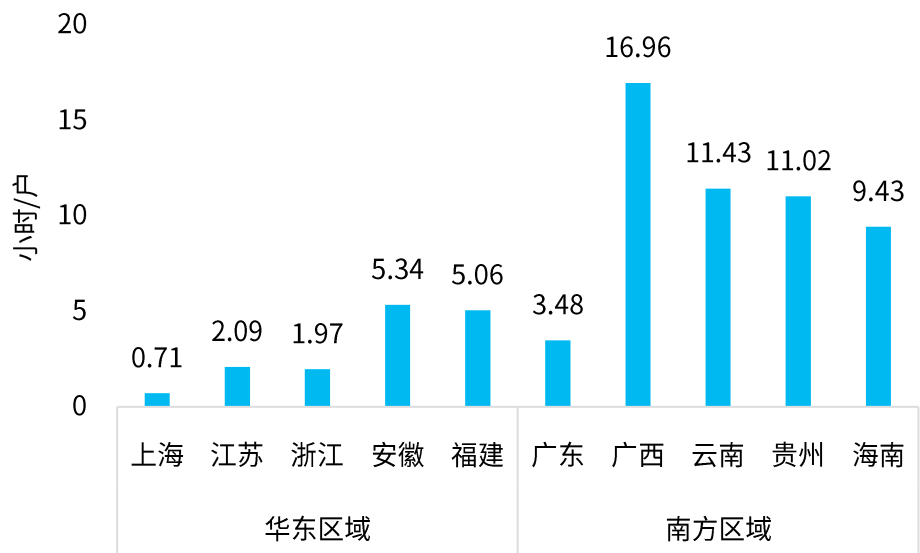


图 1-5 2022 年华东和南方区域用户平均停电时间

2 华东和南方区域电力供需格局演化和低碳转型趋向

2.1 电力中长期供需格局

分情景进行华东和南方区域电力中长期供需格局演化趋势分析。

表 2-1 电力中长期发展情景设置

	基础情景	转型加速情景
电力需求	两个区域经济的强劲增长势头和良好发展态势推动电力需求保持稳步增长，全社会电气化水平稳步提升成为拉动电力消费增长的重要动力，近中期，两个区域电力需求仍将保持中高速增长，远期电力需求增速将逐步放缓。到 2060 年，华东和南方区域全社会用电量将分别达到 4.5 万亿、3.3 万亿千瓦时。	
电力供应	按照既有能源电力发展规划节奏，稳步推进区内各类电源发展，电力中长期供应缺口主要依靠新增区外电力流填补。到 2060 年： 华东和南方区域抽水蓄能装机规模分别达到 7500 万、5900 万千瓦； 华东和南方区域核电装机规模分别达到 1.4 亿、0.7 亿千瓦； 华东和南方区域煤电装机规模分别降至 0.8 亿、0.9 亿千瓦； 华东和南方区域气电装机规模分别达到 0.8 亿、1 亿千瓦； 华东和南方区域新能源装机规模分别达到 14.4 亿、6.5 亿千瓦； 华东和南方区域区外来电规模分别为 2.1 亿、0.9 亿千瓦。	加快区内海上风电、分布式光伏等新能源、核电、气电、抽水蓄能等非化石能源发展节奏，降低对区外电力的依赖。到 2060 年： 因地制宜开发水电，加快推进大型抽水蓄能电站建设，华东和南方区域抽水蓄能装机规模分别达到 8300 万、6900 万千瓦，南方区域常规水电装机达到 1.7 亿千瓦； 积极有序推动沿海核电项目建设，适时发展内陆核电，华东和南方区域核电装机规模分别达到 1.5 亿、1 亿千瓦； 煤电低碳化改造速度进一步加快，中远期煤电加速退出，华东和南方区域煤电装机规模分别降至 0.3 亿、0.4 亿千瓦； 合理安排调峰气电，中远期加速实施气电掺氢、纯氢燃气轮机建设，华东和南方区域气电装机规模分别达到 1 亿、1 亿千瓦； 加快可再生能源替代，推动新能源在新型电力系统中的占比稳步提高并实现可靠替代，华东和南方区域新能源装机规模分别达到 17.0 亿、6.8 亿千瓦； 新增区外来电规模明显降低，华东和南方区域区外来电规模分别为 1.6 亿、1.2 亿千瓦。

华东区域电力需求保持较快增长，风电、光伏等新能源对电力供应结构持续优化作用占据主导地位，两类情景下电力对外依存度呈现差异化发展趋势。到 2030 年和 2060 年，华东区域全社会用电量分别达到 3.1 万亿、4.5 万亿千瓦时，新能源发电量占比分别达到 25% 左右、70% 左右。基础情景：华东区域电力对外依存度持续缓慢增长，到 2060 年达到 20% 左右，受入区外电力规模达到 2.1 亿千瓦。转型加速情景：华东区域电力对外依

存度呈现先增长后降低趋势，到 2060 年，电力对外依存度与当前水平相当，降至 15% 左右，受入区外电力规模达到 1.6 亿千瓦，较基础情景受入区外电力规模减少约四分之一。到 2030 年，转型加速情景下，单位新增用电量电力投资 2.45 元 / 千瓦时，较基础情景增加 0.46 元 / 千瓦时。

表 2-2 华东区域电力中长期需求预测

单位：亿千瓦时

年份	2030	2035	2040	2050	2060
全社会用电量	31430	36700	40230	43100	45000
时间段	2020-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050-2060
年均增速	5.9%	3.1%	1.9%	0.7%	0.4%

表 2-3 华东区域电力中长期供应结构预测

情景	指标	2030	2035	2040	2050	2060
基础情景	非化石能源发电装机占比	60.1%	69.1%	77.9%	86.4%	92.5%
	新能源发电量占比	22.2%	31.1%	43.0%	56.3%	65.7%
	电力对外依存度	18.2%	18.5%	19.6%	20.2%	20.1%
转型加速情景	非化石能源发电装机占比	64.0%	74.3%	82.0%	89.2%	94.8%
	新能源发电量占比	26.9%	38.4%	49.8%	61.8%	71.5%
	电力对外依存度	18.2%	17.6%	16.9%	16.0%	15.3%

表 2-4 华东区域投资规模及分品种投资结构

华东	2024-2030		2024-2035	
	情景一	情景二	情景一	情景二
投资规模	约 1.8-2.3 万亿元		约 3.0-3.9 万亿元	
新能源	52.8%	58.0%	55.2%	60.6%
支撑性电源	28.9%	24.2%	30.1%	25.0%
抽蓄、新型储能	15.1%	15.2%	12.3%	12.5%

专栏 1 江苏电力中长期供需格局

江苏全社会用电量稳定增长，占华东区域全社会用电量比重持续保持在三分之一左右。两类情景下，江苏电力对外依存度呈现先增长后降低趋势，转型加速情景下电力对外依存度更低。

表 2-5 江苏电力中长期需求预测

单位：亿千瓦时

年份	2030	2035	2040	2050	2060
全社会用电量	11040	12800	14000	14800	15400
时间段	2020-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050-2060
年均增速	5.6%	3.0%	1.8%	0.6%	0.4%

表 2-6 江苏电力中长期供应结构预测

情景	指标	2030	2035	2040	2050	2060
基础情景	非化石能源发电装机占比	60.3%	68.9%	75.8%	85.0%	90.2%
	新能源发电量占比	27.8%	37.2%	47.6%	63.5%	72.3%
	电力对外依存度	21.5%	22.1%	23.5%	24.7%	23.7%
转型加速情景	非化石能源发电装机占比	66.2%	73.0%	81.4%	89.5%	91.5%
	新能源发电量占比	34.6%	44.5%	56.5%	72.3%	76.2%
	电力对外依存度	21.5%	22.1%	20.9%	19.8%	19.0%

南方区域电力需求保持刚性增长，2030 年前电力对外依存度快速提升，2040 年后外受电需求逐步进入饱和阶段。到 2030 年和 2060 年，南方区域全社会用电量分别达到 2.2 万亿、3.3 万亿千瓦时，非化石能源电力消纳量占比分别超过 60%、达到 90% 左右。2030 年前，两类情景下南方区域电力对外依存度均快速增长，2040 年前达到最高水平，2060 年超过 25%。当前到 2060 年，基础情景和转型加速情景需从区外引入外来电规模分别为 0.9 亿、1.2 亿千瓦。到 2030 年，转型加速情景下，单位新增用电量电力投资 3.31 元 / 千瓦时，较基础情景增加 0.21 元 / 千瓦时。

表 2-7 南方区域电力中长期需求预测

单位：亿千瓦时

年份	2030	2035	2040	2050	2060
全社会用电量	22205	26022	28470	31030	33080
时间段	2020-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050-2060
年均增速	5.5%	3.2%	1.8%	0.9%	0.6%

表 2-8 南方区域电力中长期供应结构预测

情景	指标	2030	2035	2040	2050	2060
基础情景	非化石能源发电装机占比	69.4%	73.7%	77.8%	82.2%	86.6%
	新能源发电量占比	23.3%	28.2%	34.1%	39.1%	43.6%
	电力对外依存度	24.4%	26.6%	29.5%	28.7%	28.4%
转型加速情景	非化石能源发电装机占比	70.7%	75.0%	80.5%	85.6%	90.7%
	新能源发电量占比	23.3%	28.4%	33.4%	38.7%	41.1%
	电力对外依存度	26.6%	26.6%	27.8%	25.5%	25.4%

表 2-9 南方区域投资规模及分品种投资结构

南方	2024-2030		2024-2035	
	情景一	情景二	情景一	情景二
投资规模	约 2.0-2.1 万亿元		约 2.9-3.2 万亿元	
新能源	53.2%	51.9%	52.4%	48.8%
支撑性电源	36.2%	38.1%	36.5%	39.9%
抽蓄、新型储能	7.9%	7.6%	7.9%	8.5%

专栏 2 广东电力中长期供需格局

广东全社会用电量稳定增长，占南方区域全社会用电量比重呈现缓慢降低趋势，由当前的 54% 左右降至 2060 年的 45% 左右。两类情景下，广东电力对外依存度均呈现增长趋势，并持续保持在较高水平。

表 2-10 广东电力中长期需求预测

单位：亿千瓦时

年份	2030	2035	2040	2050	2060
全社会用电量	10960	12520	13400	14080	14550
时间段	2020-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050	2050-2060
年均增速	6.3%	2.8%	1.4%	0.5%	0.3%

表 2-11 广东电力中长期供应结构预测

情景	指标	2030	2035	2040	2050	2060
基础情景	非化石能源发电装机占比	49.7%	54.6%	61.5%	67.9%	74.1%
	新能源发电量占比	20.3%	25.5%	33.9%	39.3%	43.2%
	电力对外依存度	24.3%	25.2%	29.5%	30.3%	29.3%
转型加速情景	非化石能源发电装机占比	51.7%	56.2%	65.3%	73.5%	81.0%
	新能源发电量占比	19.3%	23.9%	32.8%	38.9%	43.6%
	电力对外依存度	24.3%	25.2%	25.8%	26.7%	25.8%

2.2 电力低碳转型趋向

华东区域电力碳达峰时间有望早于全国。华东区域作为主要受端区域，持续受入西南、西北和华北高比例清洁电力，叠加大力开发本地核电与海上风电，电力碳达峰时间相对其他区域有所前置。

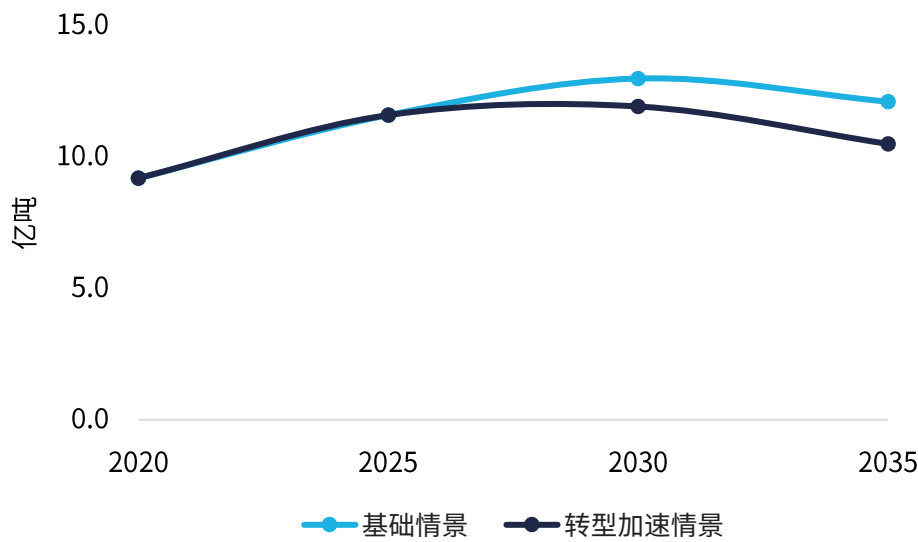


图 2-1 华东区域电力碳排放量变化趋势

华东区域电力碳排放量占全国比重呈现持续下降态势。2030 年前，华东区域电力碳排放量占全国比重缓慢下降；2030 年后，占全国比重下降加速；到 2040 年，华东区域电力碳排放量占全国比重由当前的 25% 左右下降到 20% 以下。

华东区域单位用电量二氧化碳排放强度稳步下降。基础情景下，到 2030 年，华东区域单位用电量二氧化碳排放强度 413 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 20.4%。转型加速情景下，风电、光伏发电、核电等清洁能源建设进度加快，到 2030 年，华东区域单位用电量二氧化碳排放强度 379 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 27.1%，较基础情景低 34 克 / 千瓦时。

华东区域终端电气化进程快于全国，到 2060 年超过 75%。到 2060 年，电能占据终端用能的主体地位，华东电气化发展全面成熟，电能占终端能源消费比重超过 75%。

专栏 3 江苏电力低碳转型趋向

江苏与华东区域电力碳达峰时间基本相当。江苏全社会用电量和煤电装机规模均占华东区域比重约三分之一，未来电力需求仍将稳步增长，碳减排压力较大，江苏顺利实现碳达峰目标对于华东区域至关重要。

江苏电力碳排放量占华东区域比重保持在 35% 左右。江苏电力碳排放量与华东区域电力碳排放量变化趋势基本保持一致，占华东区域电力碳排放量比重一直保持在 35% 左右。

江苏单位用电量二氧化碳排放强度稳步下降。基础情景：到 2030 年，江苏单位用电量二氧化碳排放强度 404 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 22.5%。转型加速情景：风电、光伏发电、核电等清洁能源建设进度加快，到 2030 年，江苏单位用电量二氧化碳排放强度 364 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 30.2%，较基础情景低 40 克 / 千瓦时。

南方区域电力碳达峰时间与全国趋同，区内海上风电、核电等清洁能源的快速发展，以及高效利用藏东南地区的清洁电力输入，南方区域加速能源电力结构转型。

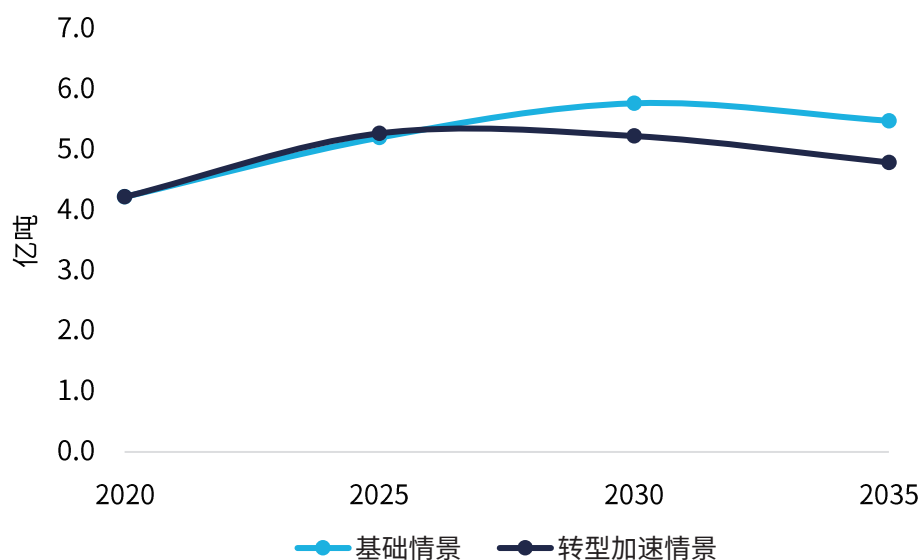


图 2-2 南方区域电力碳排放量变化趋势

南方区域电力碳排放量占全国比重小幅下降。南方区域电力碳排放量占全国比重整体呈现小幅下降态势，到 2040 年，南方区域电力碳排放量占全国比重由当前的 12% 左右下降到 10% 左右。

南方区域单位用电量二氧化碳排放强度稳步下降。基础情景：到 2030 年，南方区域单位用电量二氧化碳排放强度 267 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 24.8%。转型加速情景：风电、光伏发电、核电等清洁能源建设进度加快，到 2030 年，南方区域单位用电量二氧化碳排放强度 241 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 32.1%，较基础情景低 26 克 / 千瓦时。

南方区域终端电气化进程快于全国，到 2060 年达到 80% 左右。到 2060 年，电能占据终端用能的主体地位，南方区域电气化进程进入电气化后期阶段，电能占终端能源消费比重达到 80% 左右。

专栏 4 广东电力低碳转型趋向

广东电力碳达峰时间早于南方区域。广东通过加快发展分布式光伏和海上风电，积极安全有序发展沿海核电，同时积极引入藏东南可再生能源电力，对本地煤电发电量形成有效替代。

广东电力碳排放量占南方区域比重小幅下降。广东电力碳排放量占南方区域比重整体呈现小幅下降态势，到 2040 年，广东电力碳排放量占南方区域比重由当前的 61% 左右下降到 58% 左右。

广东单位用电量二氧化碳排放强度稳步下降。基础情景：到 2030 年，广东单位用电量二氧化碳排放强度 304 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 17.8%。转型加速情景：风电、光伏发电、核电等清洁能源建设进度加快，到 2030 年，广东单位用电量二氧化碳排放强度 284 克 / 千瓦时，较 2020 年下降 23.2%，较基础情景低 20 克 / 千瓦时。

2.3 华东和南方区域对全国电力低碳转型的影响

加快提升华东和南方区域内部非化石电力供应保障能力可有效减缓全国电力碳达峰压力。华东和南方区域电力碳排放量占全国比重超过 35%，到 2030 年，转型加速情景下，两个区域非化石能源电力消纳量占比分别达到 45.8%、63.8%，较基础情景分别高 4.3 个、3.2 个百分点，两个区域电力碳排放量较基础情景减少约 1.6 亿吨，占全国电力碳排放总量比重超过 3%，对合理控制全国电力碳排放总量和强度发挥积极作用。同时，两个区域合计单位新增用电量电力投资 2.80 元/千瓦时，较基础情景增加 14.6%，系统经济成本有所增加。

华东和南方区域电力低碳转型节奏深刻影响碳达峰至碳中和阶段全国新增电力流规模和布局。中长期来看，随着电力需求快速增长，华东区域受入 8-14 回特高压直流，南方区域由区内电力自平衡逐步转为电力净受入，中长期特高压直流受入需求达到 9-12 回。华东和南方区域加快发展非化石能源电力可有效降低区外电力需求，预计可压减跨区直流输电通道约 9 回（沙戈荒能源基地 7 回，西南水风光基地 2 回），拉动全国新增跨区输电规模减少约四分之一。

华东和南方区域高碳电源低碳化改造深刻影响碳达峰至碳中和阶段全国氢电协同跨区资源配置格局。华东和南方区域合计化石能源发电装机占全国比重超过三分之一，支撑实现碳中和目标，需超前谋划部署煤电掺氨、气电掺氢、纯氢燃气轮机等火电降碳转型技术路线，尽早实现煤电和气电低碳化改造成熟技术规模化应用，带动华东和南方区域绿色氢氨需求快速增长，绿氢年消费量达到约 1000 万吨，区内可再生能源制氢、绿氢合成氨产能增长空间有限，中远期考虑主要通过东北/华北-华东、西北-南方等远距离管道输氢，支撑华东和南方区域实施大规模化石能源发电降碳转型。

3 以江苏为牵引的华东区域电力低碳转型路径

3.1 华东区域电力低碳转型目标定位

在全国一盘棋推进电力碳达峰碳中和率先垂范。《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。华东区域要加大区内海上风电、分布式光伏、核电等非化石能源发电开发力度，到 2030 年和 2060 年，非化石能源发电装机占比分别达到 65% 左右、95% 左右，非化石能源电力消纳量占比分别超过 45%、90% 左右；持续受入西北东部、内蒙古西部以“沙漠、戈壁、荒漠”为重点的清洁能源基地电力及西南地区水风光能源基地电力；华东区域作为高比例火电地区电力低碳转型典型区域，需及早部署、逐步加快高碳电源低碳化改造节奏。

打造源网荷储一体化创新发展引擎。“源网荷储一体化”是一种可实现能源资源最大化利用的运行模式和技术，通过源源互补、源网协调、网荷互动、网储互动和源荷互动等多种交互形式，从而更经济、高效和安全地提高电力系统功率动态平衡能力，是构建新型电力系统的重要发展路径。依托长三角整体战略布局，华东区域充分发挥 G60 科创走廊资源优势，强化区域协同创新，大力推进源网荷储一体化关键技术攻关，积极培育能源电力发展新模式新业态，破除能源电力新模式新业态市场准入、投资运营、参与

市场交易等体制机制壁垒，进一步提升区域电力资源要素配置能力、服务辐射带动能力。以更大力度深化区域能源电力体制机制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，通过源网荷储一体化模式、技术等创新示范，为可再生能源开发利用和高质量发展探索出一系列可复制、可推广的成功经验。

创建大电网与分布式微网融合互动样板。推动电网主动适应大规模集中式新能源和量大面广的分布式能源发展，微电网要与大电网形成兼容互补的关系，分布式微网与大电网兼容并举、相互支撑。有序推进特高压交流扩展，充分发挥区域电网资源跨省优化配置作用。加强微电网关键技术研究，提升微电网装备产业升级，强化适应新型电力系统的微电网标准规范，进一步协调能源生产者与消费者之间的关系，引导新能源的就地高效率消纳，实现对负荷供能的多能互补，提高微电网的可靠性和运行效率，推动微电网更好地支撑新型电力系统发展。

3.2 江苏对华东区域电力低碳转型牵引作用

在沿海地区新型电力系统建设方面打造区域样板。江苏结合沿海地区电力产业特点和能源资源优势，推动沿海地区新型电力系统建设，统筹推进海上风电资源开发和陆上输电通道建设，增强源网荷储灵活互动调节能力，进一步促进绿色能源与沿海产业融合发展。创新规划布局绿电专变、绿电专线，以绿电就近、就地、就低、可溯源为目标，在沿海地区外向型经济特征明显和地区可再生资源丰富的工业园区，积极开展新型电力系统园区试点规划建设。在国内率先打造系统规模大、电力元素全、绿电消纳多、支撑产业实的区域级新型电力系统，为华东区域其他沿海地区提供建设经验。到 2030 年和 2060 年，江苏新能源发电量占比分别达到 35% 左右、76% 左右，较华东区域平均水平分别高 8 个、5 个百分点。

以海上风电集群化开发 + 分布式光伏规模化部署引领区域电力低碳转型。依托江苏沿海区位优势，加速存量近海风电开发，探索深远海海上风电示范建设，打造海上风电集群开发基地。2030 年前，加速存量近海风电开发，加速江苏灌云、滨海、射阳、大丰、如东、启东形成千万千瓦级海上风电基地。探索深远海风电示范试点。加强建设条件评估和

深远海大容量风电机组、远距离柔性直流送电、海上风电融合发展技术论证，通过技术引领、政策机制创新等多种方式，推动海上风电柔性直流集中送出，并开展海洋牧场、海上综合能源岛、海上风电制氢、海上风电与火电耦合等前沿技术示范。到 2030 年和 2060 年，江苏海上风电装机规模分别达到 0.3 亿、1.1 亿千瓦，占华东区域海上风电总装机规模的一半左右。大力推进分布式光伏发电，开展整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点，重点在各类经济开发区、工业园区、机关学校等公共建筑屋顶整体规模化推进分布式光伏发电建设，鼓励建设和发展与建筑一体化的分布式光伏发电系统。推动分布式光伏发电复合发展，结合生态立体土地综合利用，充分发挥光伏发电与农林牧渔业发展协同优势，积极推动分布式光伏与储能、微电网等融合发展，在城市商业体、综合体、大型公交站开展分布式光伏发电与电动汽车、充电桩等相结合的光储充一体化建设。到 2030 年和 2060 年，江苏光伏发电装机规模分别达到 1.3 亿、4 亿千瓦，占华东区域光伏发电总装机规模的三分之一左右。

在虚拟电厂建设方面成为区域头雁。江苏经济发展相对发达，在用市场化方式引导用户开展电力负荷精细化管理方面，具备明显的硬件基础、组织体系、市场机制和技术条件优势。江苏持续深化新型负荷管理系统应用，建成包括储能、充电桩、楼宇空调、数据中心、工业 CPS 等在内的柔性实时需求响应“资源池”，电力需求响应规模位居全国前列，充分挖掘通信基站、楼宇空调、冷链物流等灵活资源，持续扩大资源池；同时探索更加成熟的市场化运营模式，推动出台更多配套扶持政策，促进形成虚拟电厂可持续发展生态链。到 2030 年，江苏电力需求响应力争达到最大负荷的 10-15%。

3.3 华东区域和江苏电力低碳转型关键举措

华东区域要立足自身优势，大力发展海上风电集群、沿海核电基地，推动特高压交流扩展与主网架分片运行，进一步提升多直流馈入支撑能力，大力培育虚拟电厂新业态，提升电力需求侧响应能力。

积极有序发展沿海核电。夯实核电作为华东区域中长期主力支撑性电源的战略地位。按照国家建设沿海核电基地的总体部署，有序推进福建、浙江、江苏沿海地区在建核电项

目。超前谋划千万千瓦级核电基地规划，按照连续建设、稳定投产的发展原则，持续做好项目审批和开发工作。同时，依托区域核电技术优势，加强核电关键技术、核电装备研发和核能多元化综合利用，为区域降低碳排放强度提供清洁能源保障。到 2030 年和 2060 年，华东区域核电装机规模达到 4600 万、1.5 亿千瓦左右。

推动海上风电集群连片开发。依托华东区域沿海区位优势，加速存量近海风电开发，探索深远海海上风电示范建设，打造海上风电集群开发基地。加速存量近海风电开发。加速上海奉贤、南汇和金山，福建福州、宁德、莆田、漳州、平潭等地区的海上风电项目建设，推动浙江宁波、温州、舟山、台州形成百万千瓦级海上风电基地建设，江苏灌云、滨海、射阳、大丰、如东、启东形成千万千瓦级海上风电基地。探索深远海风电示范试点。加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流送电、海上风电融合发展技术论证，通过技术引领、政策机制创新等多种方式，推动海上风电柔性直流集中送出，并开展海洋牧场、海上综合能源岛、海上风电制氢、海上风电与火电耦合等前沿技术示范。到 2030 年和 2060 年，华东区域海上风电装机规模达到 0.6 亿、2.2 亿千瓦左右，江苏海上风电装机规模分别达到 0.3 亿、1.1 亿千瓦，占华东区域海上风电总装机规模的一半左右。

持续加大区外可再生能源电量受入规模。将引入区外可再生能源电力作为华东区域解决区内清洁能源发展制约、推动区域电力转型的重要路径，持续推动西北区域及西南水电基地高比例可再生能源送电华东区域。多渠道拓展区外清洁电力增入华东。根据电力供需形势，持续提高宾金、锦苏等西南绿电通道利用效率，不断提高吉泉、灵绍等特高压通道可再生电力比例，适时推动陕西、内蒙、甘肃和藏东南等地区清洁能源基地送电华东。同时，鼓励省内能源企业与青海、甘肃、陕西等能源资源富集省份开展，增强华东区域清洁电力供应保障能力。

推动特高压交流扩展与主网架分片运行。有序推进特高压交流扩展。区内电网维持长三角特高压交流环网并延伸主网架结构，布局范围向南扩大，进一步提升直流多落点地区电压支撑能力和故障后电力支撑能力，满足“十五五”及远期江苏、浙江、福建等沿海新建核电基地等和海上风电基地等大型电源接入和送出需要。实现 1000/500 千伏主网架分片运行。持续优化区内 500 千伏电网结构，适时推动长三角用电负荷中心地区 500 千伏电网分区运行，解决 500 千伏短路电流系统性超标问题。江苏要不断优化电网结构，加强县

域电网与主网联系，保障分布式光伏汇集外送，提高主要断面输送能力，通过 500 千伏东通道加强、西通道增容扩建、扬镇过江交流改直流等工程，提高苏北和沿海地区的新能源接网和外送能力。

大力培育虚拟电厂等新模式新业态。充分发挥华东区域市场机制领先优势，推动能源电力商业模式创新发展，积极培育综合能源、虚拟电厂等新业态。加快商业模式创新。以能源数字平台为基础，创新发展电动汽车智能网联、绿色能源灵活交易、能源大数据增值服务在内的多种商业模式，推动能源市场业态创新和模式升级，形成新的经济增长点。促进综合能源服务新型模式。鼓励在有条件的产业聚集区、工业园区、商业中心、交通枢纽及数据存储中心等建设综合能源站，全面推广多站合一、多表合一的能源服务模式。推动虚拟电厂先行先试。在产业园区、大型公共建筑、工业企业、商业综合体等用电集中的区域，大力培育负荷聚合商，探索建设储能设备、分布式能源、智能用电设备与电网友好互动的虚拟电厂，引导用户积极主动参与电网互动，营造开放共享、多方共赢的新模式、新业态。江苏充分发挥负荷侧可调节资源优势 and 先进经验做法，推动华东区域虚拟电厂等新模式新业态快速发展，同时江苏也可利用保供有余力的负荷侧可调节资源，进一步保障其他省市安全平稳度过用电紧张时段。

加快新型储能技术规模化应用。大力推进电源侧储能发展，合理配置储能规模，改善新能源场站出力特性，支持分布式新能源合理配置储能系统。优化布局电网侧储能，发挥储能消纳新能源、削峰填谷、增强电网稳定性和应急供电等多重作用。积极支持用户侧储能多元化发展，提高用户供电可靠性，鼓励电动汽车、不间断电源等用户侧储能参与系统调峰调频。积极推动电化学储能、梯级电站储能、重力储能、压缩空气储能、飞轮储能、热（冷）储能等多应用场景多技术路线发展，开展相关技术路线新型储能工程试点示范，探索储能聚合利用、共享利用等新模式新业态。到 2030 年，华东区域新型储能装机规模达到 0.6 亿千瓦左右。

加快完善区域电力市场和区内电力互济交易机制。加快构建“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系，推进以现货为核心的电力市场化改革，积极探索电力金融市场建设，发展市场化节能方式，构建公平开放、竞争有序、安全低碳导向的电力市场体系。进一步完善区内省间电力互济机制，建立完善富余发电资源跨省互济机制、备用和调峰辅助服务

互济机制、富余新能源消纳互济交易机制、富余需求侧可调节资源互济交易机制、网内抽蓄电力互济机制、常态化跨省绿色电力交易机制，充分发挥各类资源跨省协调互济能力，实现更大范围的资源优化配置，推进长三角新型电力系统一体化发展。到 2030 年，不断扩大各类主体参与市场范围，区内各省级电力市场平稳运行，省间现货协调衔接，区域电力市场基本建成，电力市场在优化资源配置、提升电力安全保供能力、促进可再生能源消纳等方面作用进一步显现。到 2040 年，区域电力市场全面建成，电 - 碳 - 证等各类市场高效协同发展，各类电力资源灵活高效配置。

4 以广东为牵引的南方区域电力低碳转型路径

4.1 南方区域电力低碳转型目标定位

培育区域电力互济新模式。结合南方五省区电力资源差异化特性，深入挖潜云南水电、贵州水电和煤电、广西水电和煤电、广东火电等主要电源品种的电力互济能力。进一步提升云贵互联通道电力互济能力，实现云贵粤灵活送电，扩大云南、贵州的水电和火电互济规模，实现云贵两省电力直接互济互补，同时有力保障广东用电需求。积极探索施行市场备用电力多次结算模式，南方五省区电厂的备用电力在不同时段能够跨省交易，如云南、贵州的水、火发电机组的备用电力支援广东、广西两地，实现跨省备用市场与生产运行有序衔接，体现备用容量的时空价值，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，实现南方区域东西部电能资源时空上供需关系、优化配置的高度互补。

打造电力系统数智化发展样板。数字化是实现电力低碳转型的重要路径。南方区域顺应数字信息技术和能源技术加速融合发展趋势，深入推动能源全产业链各类设施数字化智能化，推动能源设施数字化智能化改造升级，优化能源数据中心、调度中心、交易平台等数字平台建设布局，提高能源产供储销各环节智慧灵活响应和信息交互能力。加快建设数字电网，持续打造和完善一系列数字业务技术平台，使之具有强大的数据管理能力、超强的计算能力和以数据驱动业务的能力；加速电力系统管理数字化转型，推动

电力规划、建设、运维、物资、调度、营销等多专业高效协同，提升企业运转效率；加大 5G 基站、物联网、电动汽车充电桩等新型基础设施建设配套投入；对接好国家工业互联网和数字政府，充分利用电网企业在算力、算法和数据资源上的优势，促进政府、产业上下游和用户的密切互动，引导能量、数据、服务有序流动，推动能源生态系统利益相关方开放合作、互利共生、协作创新。大力推动电网数字化、智能化建设，到 2030 年，南方区域数字电网基本建成。

成为区域一体化电力市场建设标杆。南方区域电力市场建设成效显著，要着力打造开放合作、规范有序、安全高效、绿色低碳的区域电力市场标杆，助力构建全国统一电力市场体系。聚焦服务新型电力系统建设，不断加大南方区域电力市场建设力度，完善电力市场功能模块，充分发挥市场发现价格的作用，推动电力资源在更大范围优化配置和共享互济；融入全国统一大市场建设，服务电力保供稳价，以市场优化配置的主动性增强能源电力的互补性，满足新型电力系统安全充裕的需要；推动更多新能源参与市场交易，以电力市场机制的灵活运行提升源网荷储协同效能；完善区域电力现货市场机制，促进清洁能源电力高效消纳和绿色低碳转型，助力实现“双碳”目标。到 2030 年，南方区域一体化电力市场全面建成。

4.2 广东对南方区域电力低碳转型牵引作用

打造风光核蓄储一体化发展新模式。受资源禀赋约束影响，广东在着力提升外来清洁电力水平的同时，需要深挖本地清洁能源潜力，充分发挥核电、海上风电、抽水蓄能等省内清洁能源资源优势，推动多能互补发展，统筹兼顾电力安全保障和清洁电力水平提升。加强本地非化石能源资源开发利用水平，更大力度推进粤东、粤西海上风电、海上光伏、沿海核电等零碳电源建设，发挥粤北抽水蓄能和电网侧新型储能调节能力，创新应用一体化调控技术，支持沿海核电集群打捆周边新能源，打造风光核蓄储一体化发展新模式，健全完善配套市场机制和商业模式，显著提高本地非化石能源电力消纳量比重。到 2030 年，广东非化石能源电力消纳量占比超过 55%，较南方区域非化石能源电力消纳量占比平均水平差距明显缩小。

在终端能源消费绿色低碳电气化转型方面发挥区域引领作用。夯实广东电气化水平全国领先地位，全面提升社会电气化进程。加快提升乡村电气化水平，以农业生产、乡村产业、农村生活智慧用能等领域为重点，形成一批新时代乡村电气化精品工程；加快提升交通电气化水平，推动建设适度超前、科学布局、安全高效的充电网络体系，加快推广港口岸电、纯电动船技术应用；加快提升工业、建筑等领域终端电气化水平，持续提高电加热设备、高效储能技术应用力度；充分发挥广东创新优势，推动高温蒸汽热泵、高密度蓄热材料、“光储直柔”、高效电池及快速充电等先进前沿电能替代技术试点示范，形成南方区域终端能源消费绿色低碳电气化转型“试验田”，到2025年电能占终端能源消费比重达到40%以上，引领南方区域电气化水平加速提升。

引领绿色电力国际贸易和商业模式创新发展。作为我国体制机制创新的高地之一，广东需要持续发力，继续发挥制度探索“先行军”作用，大力推进电力关键核心技术创新，积极培育电力发展新模式新业态，破除电力新模式新业态市场准入、投资运营、参与市场交易等体制机制壁垒，营造有利于商业模式创新的市场环境。以更大力度推动深化电力体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进构建公平开放、竞争有序的电力市场体系样板。进一步创新绿电、氢能等清洁能源应用场景，探索促进绿电资源在粤港澳大湾区与东南亚国家之间的优化配置的有效途径，提高绿证的国际认可度和影响力。

4.3 南方区域和广东电力低碳转型关键举措

南方区域要因地制宜布局支撑性调节性电源，推动西南地区实施水风光、沿海地区实施风光核蓄储一体化多能互补发展，提升西南、西北和境外水电基地清洁电力受入水平，加快数字电网建设步伐，深化开展电能替代业务，建立健全南方区域统一电力市场。

因地制宜布局支撑性调节性电源。协同推进支撑性核电、先进高效煤电和灵活性气电建设，规划、储备一批保障电力供应的支撑性电源和促进新能源消纳的调节性电源，夯实南方区域电力供应安全保障。引导煤电充分发挥容量效应和灵活性优势。有序推进广东老革命老区、广西玉林、贵州贵阳等地区支撑性清洁高效的煤电建设，加快推动区内存量煤电机组三改联动，发挥煤电托底保供作用。有序发展天然气发电。综合考虑地区调峰需求

和天然气资源情况，在珠三角等负荷中心规划布局调峰气电，因地制宜推进区内天然气热电联产和分布式气电项目。安全稳妥发展先进核电。稳步推进广东、广西、海南核电建设，开展后续新的核电厂址勘探和普选，做好核电资源厂址保护工作，推动核能在工业供热、海水淡化等领域的综合利用。到 2030 年、2040 年，南方区域核电装机规模分别达到 0.4 亿千瓦、0.7 亿千瓦。2040 年后，适时启动贵州等内陆核电建设，有效提升本地非化石能源发电量水平。到 2060 年，南方区域核电装机规模达到 1 亿千瓦左右。

推动化石能源发电低碳转型。加快燃煤电厂深度脱碳技术的研发示范应用，优先在广东煤电装机规模较大、海上风电资源丰富地区布局绿氨掺烧项目试点示范。鼓励研发创新并工程化应用新型高效、低能耗的碳捕集技术，扩展二氧化碳利用场景和封存路线，在珠江口盆地等条件优异的海上区域开展碳封存研究和试验验证、在贵州推动燃煤电厂 - 钙循环 - 水泥生产三联动。到 2030 年，绿氨掺烧技术实现长期稳定示范运行和工程验证，绿氨掺烧商业模式逐渐形成，CCUS 技术经济性进一步提高。到 2040 年，煤电高比例绿氨掺烧实现推广应用，CCUS 实现商业化应用。远期结合新能源、氢能等新兴产业发展情况，开展可再生能源供能 CCUS、CO₂ 加氢合成甲醇等示范建设。到 2060 年，煤电高比例绿氨掺烧、CCUS 等广泛应用，煤电实现零碳 / 负碳运行。同时，在广东积极开展绿氢掺烧、纯氢燃机项目试点示范，2040 年前实现高比例绿氢掺烧，纯氢燃机实现推广应用，2060 年前持续推动气电高比例绿氢掺烧、纯氢燃机，同时结合 CCUS 实现气电零碳排放。

积极实施多能互补发展。鼓励西南水电以大型水电基地为依托，统筹本地消纳和外送，综合建设风电及光伏发电平价项目，充分利用水电调节能力，优化调度、联合运行、高效利用，建设水风光一体化可再生能源综合开发基地，降低可再生能源综合开发成本，提高送出通道利用率。鼓励风光互补项目，利用风能和太阳能互补发电，实现全天候发电功能，向电网提供更加稳定的电能，实现资源最大程度的整合。充分发挥广东沿海核电、海上风电、抽水蓄能等清洁能源资源优势，推动多能互补发展，打造风光核蓄储一体化发展新模式。

提升西南、西北和境外水电基地清洁电力受入水平。稳步提升西电东送水平，推动西电东送发展定位将逐步由“保供应”向“保供应和调结构并重”方向转变。持续优化南方区域西电东送主网架结构，保持区内特高压输电通道合理利用率，积极推动藏东南先期投产机组送电南方区域，推动玉曲河、察隅曲、澜沧江上游等流域“水风光储一体化”清洁

能源基地向粤港澳大湾区新增直流输电通道建设，积极推动青海海西柴达木沙漠基地送电广西工程，确保两项工程于 2030 年前按期投运。2030-2040 年，从西北区域、藏东南再引进 5 回高比例清洁能源电力输电通道，送电广东、广西、云南、贵州，保障省（区）内用电需求及云南、贵州接续西电东送。2040-2060 年，根据区内电源支撑电力需求情况适时引入区外来电，从西北区域、藏东南再分别引进 1 回高比例清洁能源电力输电通道。加快提升澜湄区域电力合作水平。加快推动中老、中缅等与周边国家电网互联互通建设，着力实现更高电压等级、更大规模电网互联，不断提高电力贸易规模，构建南方区域多元清洁能源电力受入格局。

加快数字电网建设步伐。推动传统电网实现“全要素、全业务、全流程”的数字化转型，增强电力系统“可观、可测、可控”的能力。加强数字电网基础设施建设。以数字化智能化为核心，加快智能电网关键技术研究，提升输变电智能化水平，优化提升通信网络建设，推进智能电网与 5G、数据中心、人工智能的深度融合发展，加快电网数字化平台和能源大数据平台建设。推动电网数字化智能化转型。持续增强新型电力系统万物互联和全面感知能力，提升电网信息传输承载能力，推进新一代调度自动化系统、配电自动化系统和一体化通信网络建设，支撑一体化大电网监控预警和分析决策。促进电力产业融合发展。加强电力数据资源的开放共享，推动新型基础设施建设与电力发展资源共享服务，促进电力产业融合发展；深化政府政务与电网的数据、技术和业务的联动对接，不断拓展政务数据与电力数据跨域融合数据应用，充分发挥电力大数据的生产要素的价值，融入到社会治理的关键环节。广东持续发挥数据优势，在充分挖掘可再生能源更多应用场景、提升新能源供给消纳能力等方面先行先试，为构建一次能源和二次能源协调有序发展的体制机制提供技术支撑。

深化部署新型电气化业务。研究在交通、工业、建筑、农业农村等领域推进“新电气化”的政策、机制和实施路径。在粤港澳大湾区、海南自贸港等重点区域推广港口岸电、空港陆电、油机改电技术，在交通领域推进以电代油，在工业、建筑等领域持续提高电加热设备的应用比例。到 2030 年，推动南方五省区电能占终端能源消费比重提升至 40% 以上。同时开展多能耦合、灵活用能的综合能源服务解决方案研究与应用，为用户提供灵活的用能解决方案，打造多能互补综合能源服务示范项目，着力提升能源使用效率。

加强氢能制储输用体系建设。突破氢能项目用地类型制约，积极稳妥有序推动在非化工园区部署绿氢制储输运一体化产业链。新增本地绿氢产能优先就地就近利用，远期统筹区内新增绿氢市场空间，适时规划建设跨区域长输供氢管道，调入区外绿氢。在粤东、粤西等大型海上风电基地探索布局实施规模化可再生能源制氢示范，统筹风光电基地周边在运石化化工项目、钢铁冶炼项目和规划建设化工类项目用氢需求，探索构建区域型输氢管网，扩大绿氢供应半径，促进区域内多元氢能资源共享，促进绿氢生产供应经济性明显提升。有序布局多元储氢技术示范应用，提升绿氢供应与化工、冶金等工业用氢需求匹配度。推动氢能在石化化工、冶金、交通、电力等领域多场景应用，重点推进绿氢替代石化化工产业灰氢、氢燃料电池替代化石液体燃料、电 - 氢转换服务新能源消纳等领域示范应用。

建立健全南方区域统一电力市场。积极推动南方区域统一电力市场建设，为新能源的充分利用提供市场支撑，到 2030 年，南方区域统一电力市场全面建成。推动制定适应高比例新能源市场主体参与的中长期、现货电能量市场交易机制，推动开展绿色电能交易，建立电能量市场与碳市场的衔接机制。深化南方区域电力辅助服务市场建设。完善调频、调峰、备用等市场品种，制定适应抽水蓄能、新型储能、虚拟电厂等新兴市场主体参与的交易机制，有效疏导系统调节资源成本。设计灵活多样的市场化需求响应交易模式，推动南方五省区完成需求响应市场建设，促进用户侧参与系统调节。积极探索施行市场备用电力多次结算模式，实现南方区域东西部电能资源时空上供需关系、优化配置的高度互补。

5 协同推动华东和南方区域电力低碳转型的行动建议

5.1 坚持全国一盘棋统筹优化区域电力生产力布局

加快提升华东和南方区域非化石电力供应保障能力，适度加快沿海地区核电核准建设节奏，为更大规模开发利用海上风电和分布式光伏创造有利条件，实施风光核蓄储一体化发展布局，抑制跨省跨区电力资源调配需求过快增长，有效减缓全社会积极稳妥实现碳达峰的压力。结合长时储能技术攻关和应用进展，以及电力需求侧响应能力提升幅度，合理控制区域火电峰值规模，确保电力可靠容量充裕度，为逐步实现新能源安全可靠替代留足时间。推动建立跨省跨区能源资源调配动态调整机制，在最大限度实施区内清洁能源资源一体化开发利用基础上，华东区域中长期绿电绿氢缺口优先考虑由华北西部、西北东中部新建新能源基地满足，南方区域中长期绿电绿氢缺口优先考虑由西北中西部新建新能源基地和藏东南水风光基地满足。

5.2 强化促进电力经济协调发展的碳排放双控引导

加强碳排放双控与可再生能源电力消纳责任权重、绿色电力证书之间的衔接，因地制宜制定产业低碳转型的目标考核与激励机制，华东和南方区域碳双控目标控制适度从

紧，引导传统高载能产业向西部地区有序转移，推动以电力为主要供能形式的战略性新兴产业和未来产业按照用电强度和所处产业链上下游位置在区域内各省（区、市）合理布局，提升新增负荷与区域清洁电力供应保障能力匹配度，促进电力供需协同。

5.3 大力开展区域特色新型电力系统关键技术创新

支持华东和南方区域内多地共建特色电力研发应用创新平台，统筹区域能源资源禀赋和电力发展实际，引导高效太阳能发电、大容量海上风电、柔性直流、多元新型储能等电力绿色低碳转型重大关键技术差异化布局，在江苏、广东加大煤电低碳化改造、氢电协同、电力数智化前沿技术试点应用力度。围绕电力相关基础零部件及元器件、基础软件、基础材料、基础工艺等关键核心技术开展联合攻关，设立区域级科技成果转化基金或风险基金，支持高投入、高风险、高产出科技成果转化，加速重大电力科技成果产业化。

5.4 完善区域一体化推进电力低碳转型的市场机制

加快推进南方区域、长三角区域电力市场建设，定位于贯彻粤港澳大湾区、长三角一体化发展等国家区域重大战略，发挥区域电力市场余缺互济作用，优化区域电力资源配置。结合省间电力现货市场建设进展，在华东和南方区域先行推动建立市场化跨省跨区输电权分配和交易机制，充分发挥价格信号对区域低碳电力产业投资引导作用。加快完善电力需求响应价格补偿机制和配套市场交易机制，支持负荷聚合商、虚拟电厂运营商作为独立市场主体参与电力市场交易和系统运行调节。推动建设粤港澳大湾区和长三角区域国际化绿色能源贸易中心，重点聚焦绿证国际认证和交易等核心业务，推动国内绿证与国外主流绿证互认和二次交易，有效应对大湾区和长三角外向型经济中长期发展潜在碳约束和能源成本风险。

参考文献

- [1] 国家统计局. 中国统计年鉴 2023[M]. 北京: 中国统计出版社, 2023.
- [2] 国家统计局. 中国能源统计年鉴 2022[M]. 北京: 中国统计出版社, 2023.
- [3] 国家能源局. 2022 年全国可再生能源电力发展监测评价报告 [R]. 2022.
- [4] 中国电力企业联合会. 2022 年电力工业统计资料汇编 [R]. 2023.
- [5] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2023[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2023.
- [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 2023[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2023.

