



专题报告

# 江苏电力低碳转型研究 (简版报告)

2023年12月



## 项目课题组



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](http://www.nrdc.cn)。



国网(苏州)城市能源研究院有限公司(简称“国网城研院”)由国家电网有限公司和苏州市人民政府于2017年联合出资组建, 是中国首家城市能源研究院。国网城研院积极探索实践“四个革命、一个合作”能源安全新战略和“双碳”目标在城市全面落地, 开展城市能源理论、战略、技术、政策、市场和商业模式研究, 积极发挥知识供给功能, 为政府、能源企业、产业单位等提供城市能源战略与规划咨询、综合能源设计及工程总承包、能源产业孵化服务, 致力于成为城市能源革命整体解决方案的战略倡导者、规划引领者、实践推动者。



江苏省宏观经济学会成立于1987年, 为省一级学会, 是由全省从事宏观经济研究与管理的研究机构、高校、行业代表企业等单位 and 政府部门管理人员、专家、学者组成的学术性、非营利性社会组织。学会研究成果多次获得省领导批示及国家级和省级奖励, 工作成效得到服务对象的广泛好评, 为全省经济高质量发展提供有力的智力支撑; 每年组织各类学术研讨及交流活动数十场, 积极促进政府、企业和社会各界间的联系互动和信息共享。2019年学会荣获“全国社科联先进社会组织”称号; 2023年被省社科联、省民政厅共同认定为首批社会智库; 2023年被确定为省政府办公厅信息直报点。

# 江苏电力低碳转型研究

## (简版报告)

Jiangsu Province Power Sector Low-carbon Transformation

报告编写单位

国网（苏州）城市能源研究院

江苏省宏观经济学会

2023 年 12 月

# 目 录

摘要.....	01
1. 江苏电力低碳转型发展现状 .....	03
1.1 电力消费 .....	03
1.2 电力供给 .....	05
1.3 电力市场 .....	06
1.4 碳排放和碳市场 .....	06
2. 江苏电力低碳转型面临的机遇与挑战.....	08
2.1 机遇 .....	08
2.2 挑战 .....	09
3. 江苏电力需求及碳排放情景分析.....	11
3.1 能源及电力消费分析 .....	11
3.2 碳排放分析 .....	12
3.3 经济性分析 .....	13
3.4 总体结论 .....	17
4. 江苏电力低碳转型目标及路径 .....	19
4.1 总体思路 .....	19
4.2 总体目标 .....	20
4.3 加速转型阶段 .....	22
4.4 总体完成阶段 .....	27
4.5 巩固完善阶段 .....	29
5. 江苏电力低碳转型的建议.....	31
参考文献 .....	35

# 摘要

全球碳排放总量的 75% 左右来自能源碳排放。我国的这一比例进一步上升至 80% 左右。因此，能源转型成为我国和其他国家应对气候问题的首要举措。在能源转型过程中，电力是替代终端化石能源消费的主要选择，也是能源清洁低碳转型的关键领域。

江苏省是我国人口密度最大且经济最为发达的省份之一。2022 年，全省 GDP 为 12.29 万亿元，占全国 GDP 的 10% 以上；制造业增加值同比增长 3.8%，占 GDP 比重达 37.3%。江苏省的电力需求位居全国前列，连续六年最高用电负荷均超过 1 亿千瓦。2022 年，火电占全省发电量比重超七成；电力、热力生产和供应业碳排放接近能源领域碳排放的 50%，均远高于全国平均水平。

在“双碳”目标的要求下，江苏省的能源结构正面临着迫切的清洁化转型需求。作为碳排放的主要来源和支撑终端电气化发展的关键领域，电力行业在整体能源系统的低碳转型中扮演着关键角色。以清洁、低碳能源资源满足快速增长的电力需求，并通过电力行业的低碳化支持终端用能的电气化，实现经济体系的全面脱碳，已成为江苏省实现“双碳”目标的必然选择。

为助力江苏省推进“双碳”工作，在 NRDC 的支持下，国网（苏州）城市能源研究院与江苏省宏观经济学会共同开展课题研究，梳理了江苏电力低碳转型的基础、机遇与挑战，分析了不同情景下的江苏电力需求、碳排放发展趋势及电力低碳转型成本，探索了江苏电

力低碳转型的路径和阶段目标，并提出了支撑江苏电力低碳转型的建议，为其他类似地区转型提供参考，助力全国“双碳”目标的实现。

研究发现，江苏电力低碳转型的成效主要取决于本地清洁能源的高效开发利用力度和外部清洁电力的引入规模以及对灵活性资源的挖掘，加快电力低碳转型节奏有助于降低发电总成本及外来电需求，但新能源发电的高效消纳是影响江苏电力低碳转型的重要约束。

建议江苏以设施一体化和多能互补为导向、以清洁化和分布式为方针、以能源互联网发展和电力体制改革为重点，进一步适应经济发展新常态，精准把握能源发展新形势，探索出具有江苏特色、适应发展规律、满足群众需要的电力低碳发展之路。研究围绕大力开展清洁能源、明确煤电发展定位、加大清洁能源引入、推动电网升级改造、完善电力市场机制建设、全面推动区域协同、推动能源消费电气化低碳化等七个方面提出了推动江苏电力低碳转型的建议。

# 江苏电力低碳转型 发展现状

## 1.1 电力消费

全社会用电量持续增长。“十三五”以来，随着江苏转向高质量发展阶段，绿色生产生活方式逐渐形成，全社会用电量增速持续放缓，年均增速 5.4%，较全国年均增速低 0.4 个百分点。2022 年江苏全社会用电量达到 7399.5 亿千瓦时，占全国全社会用电量的比重约 8.5%。

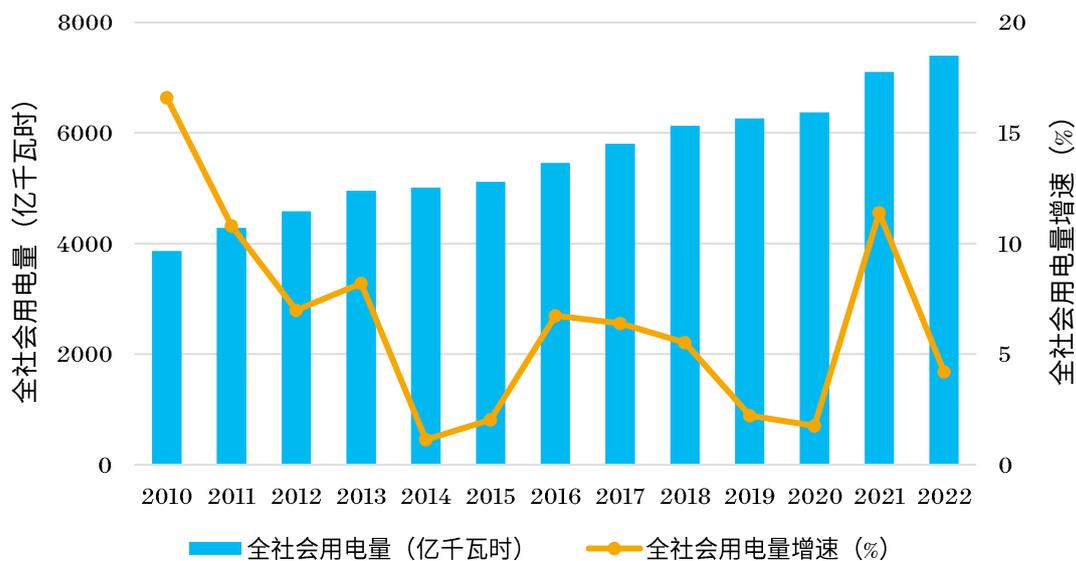


图 1 2010 年来江苏全社会用电量及增速

**用电结构逐渐趋于均衡。**第二产业仍是江苏用电主体，但其占全社会用电量的比重呈缓慢下降趋势，由2010年的80%降至2022年的69%，第三产业是新增用电量的主体，其占全社会用电量的比重由2010年的9%提升至2022年的16%，城乡居民生活用电呈现快速增长趋势，其占全社会用电量的比重由2010年的10%提升至2022年的14%。

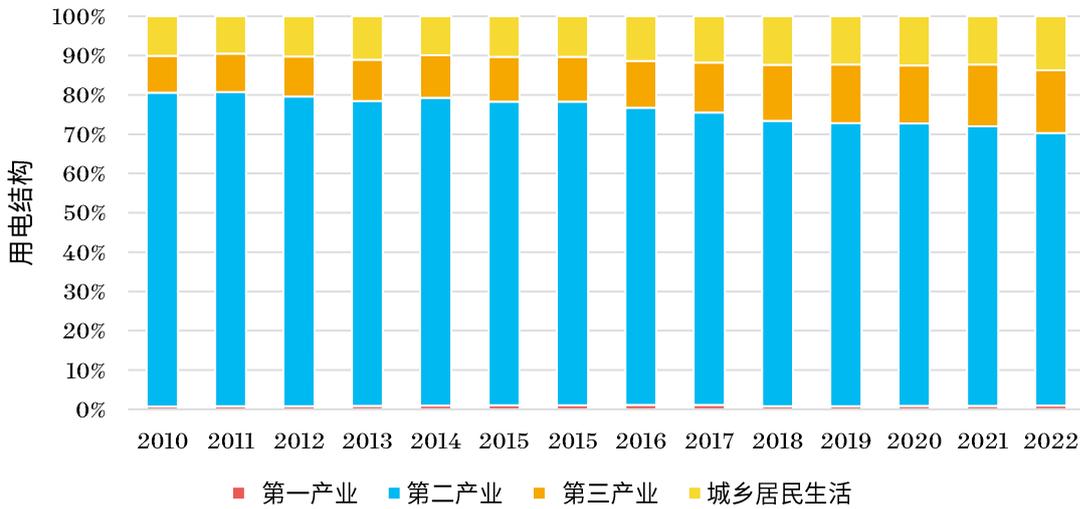


图2 2010年来江苏全社会用电量结构

**全社会最高负荷屡创新高。**2010年来，全社会最高负荷增速整体高于全社会用电量增速0.8个百分点。2022年全社会最高负荷达12687.5万千瓦，相较于上年增长5.4%。近5年最高负荷95%以上尖峰负荷平均持续时间仅为35.6小时左右。

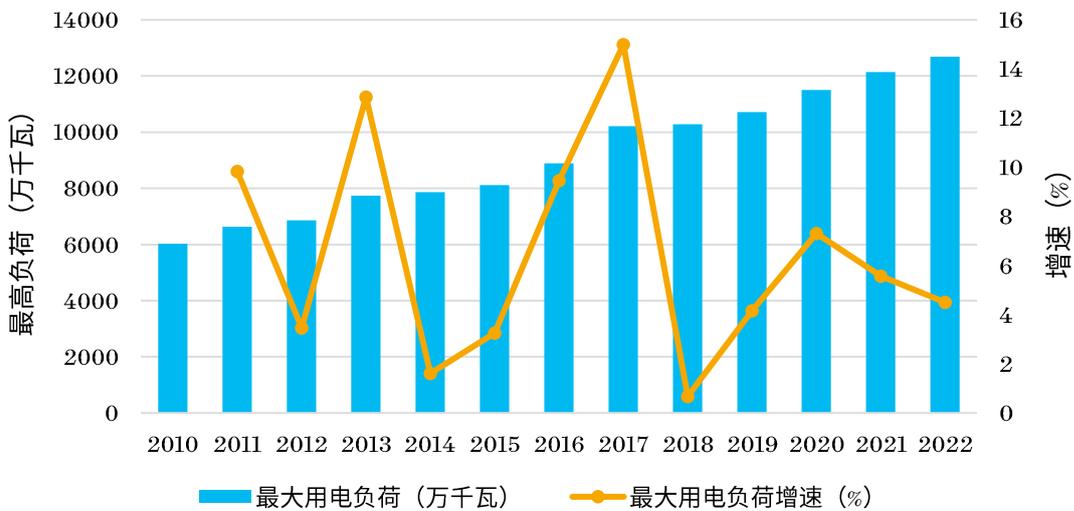


图3 2010年来江苏全社会最高负荷及增速

**终端电气化水平持续提升。**江苏持续深入推动工业、建筑、交通等各领域电能替代与清洁替代，电能消费增速持续高于全社会能源消费增速，终端能源消费电气化水平由2010年的25%提升至2022年的31%。

## 1.2 电力供给

**燃煤装机及发电占比远高于全国平均水平。**截至2022年底，江苏发电装机达16155.81万千瓦，年发电总量5948.98亿千瓦时，其中新能源发电装机5050.90万千瓦，发电量901.55亿千瓦时，新能源装机占比及发电量占比分别攀升至31.26%、15.15%，燃煤发电装机及发电量占比分别下降至48.85%、65.25%。但煤电装机占比和发电量占比分别较全国水平高了5个百分点和近7个百分点。

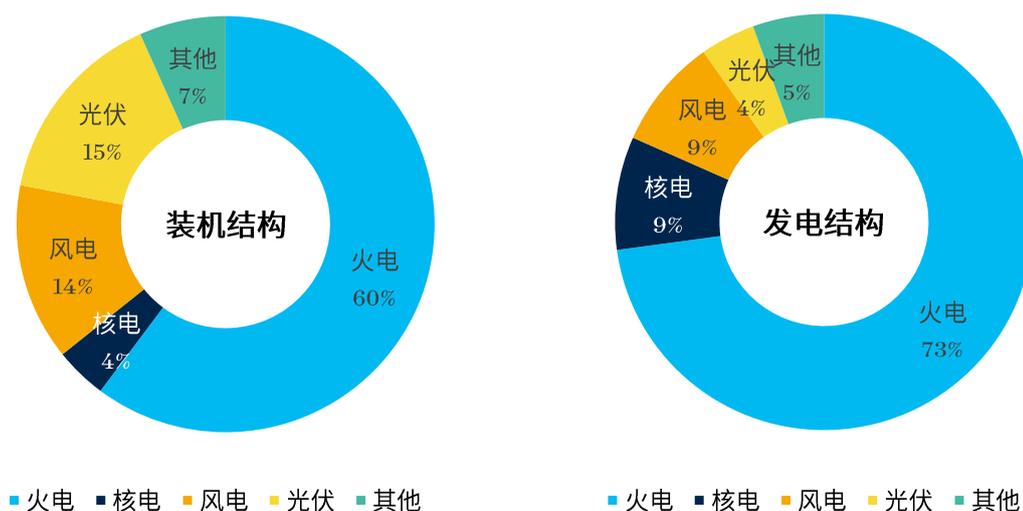


图4 2022年江苏装机结构及发电结构

**外部清洁电力持续大力引入。**江苏持续引进来自西部等清洁电力，2022年外部净调入电量突破1400亿千瓦时，约为2010年的3倍。外部净调入电量占全社会用电比重达19.6%，相较于2010年提升了6.5个百分点<sup>1</sup>。

1 本报告中外部净调入电量按照全社会用电量减去本地发电量测算。

## 1.3 电力市场

**电力交易规模逐年扩大。**江苏市场化交易电量由 2016 年的 595 亿千瓦时增加到 2022 年的 4210 亿千瓦时，占全社会用电量比重由 2016 年的 11% 增至 2022 年的 57%。参与市场交易的电力用户持续拓展，实现 10 千伏及以上工商业用户全覆盖。

**电力交易品种多样化。**2013 年江苏在全国率先组织开展了发电权交易，累计规模居全国首位。江苏电力现货市场目前已经率先实现了三次结算试运行，在全国电力现货市场建设第二批试点地区中走在前列。

**电力市场运行效率偏低。**从电能高效利用、市场高效匹配方面来看，江苏省电力市场仍有待加强。存在用电端老旧、低效装备等导致的能源浪费和电能使用效率低下，消费市场能源结构不合理造成的电能消费效率不高等情况。

**电力市场服务机制不健全。**调峰调频资源参与市场化交易及辅助服务市场机制不健全，对照高标准新型电力系统建设要求，全省电力系统在灵活性、安全性、稳定性等方面仍有进一步提高的空间。

**绿电绿证市场活跃度有待提升。**2022 年，江苏电力市场首次纳入绿电交易，省内绿电交易累计成交电量 24.24 亿千瓦时，位居华东第一、国网第二。江苏用户在电力平台上共成交绿证 76 万张，单笔交易量和总成交量位居国网经营区首位。但绿电绿证市场活跃度仍有待提升，用户为绿色产品支付环境溢价的意愿仍较低，环境溢价向下游产品传导成本的能力较弱，大部分用户购买绿电意愿不强。部分出口型企业存在绿电交易需求，但目前尚未打通国内绿证与国际绿证互认，进一步降低了购买国内绿证的企业比例。

## 1.4 碳排放和碳市场

**电力碳排放总量和强度双高。**2020 年江苏电力生产部门碳排放总量约 3.7 亿吨，其中燃煤发电碳排放占电力生产部门碳排放量的九成以上。高比例的燃煤发电量导致高强度的度电碳排放，根据 2023 年 10 月生态部环境规划院发布《中国区域电网二氧化碳排放因子

研究（2023）》，2020年江苏电网平均碳排放因子为695克CO<sub>2</sub>/千瓦时，远高于同期全国平均水平。

**全国碳市场交易已全面启动。**碳市场交易价格走势合理稳定，但仅发电行业被纳入碳市场，碳市场配额分配总体宽松，碳排放履约压力不大。2022年全国6000千瓦及以上电厂供电标准煤耗已降至301.5克/千瓦时，远低于碳排放考核标准。截至2023年7月，全国碳市场上线交易两周年，碳配额累计成交量2.4亿吨，累计成交额110.3亿元，目前换手率仅为2.6%，存在明显的“潮汐效应”，场外大宗协议交易占总交易量的83%，价格信号失真，难以引导碳减排资源优化配置。

**电碳价格机制不畅。**在电力市场中，价格机制是调节供求关系的重要手段。江苏省电力市场发展已取得了阶段性成绩：电力现货试点建设成效显著，参与电力市场的范围和规模逐步扩大，电力价格的灵活性逐步提高，资源优化配置作用逐步显现。但从支撑电力系统低碳转型、推动电力领域碳达峰碳中和目标实现的角度来看，目前江苏电力市场的流动性不足、价格信号失真，没有真正反映出电力与碳排放之间的环境价值。总体来看，碳成本传导至传统能源发电成本额度有限。

# 2 江苏电力低碳转型面临的机遇与挑战

## 2.1 机遇

**政策强力驱动。**碳排放“双控”可有效填补能耗“双控”的盲区和不足，在控制化石能源消费的同时鼓励可再生能源发展，加快煤电的清洁高效利用和灵活性改造，扩大可再生能源消费需求，助力能源行业持续向清洁低碳方向迈进。此外，国家发展改革委、财政部、国家能源局 2023 年 8 月联合发布通知，进一步健全完善可再生能源绿色电力证书（绿证）制度，实现绿证对可再生能源电力的全覆盖，将为引导全社会绿色电力消费、保障能源安全可靠供应、推动经济社会绿色低碳转型和高质量发展提供有力支撑。

**市场需求扩大。**以欧盟碳边境调节机制和美国《清洁竞争法案》草案为代表的国际碳关税体系的建立，势必增加高碳商品的国际流通成本及部分国际贸易企业的竞争压力，倒逼全球企业加速低碳转型。江苏作为外贸出口大省，在国际碳关税体系下，必将增大对绿色清洁能源的需求，推动清洁能源的开发利用进程。

**技术进步显著。**我国已形成较为完备的可再生能源技术产业体系，技术装备水平大幅提升，全产业链集成制造有力推动风电、光伏发电成本持续下降，近 10 年来，陆上风

电和光伏发电项目的单位千瓦平均造价分别下降了 30% 和 75% 左右，产业竞争力持续提升，为可再生能源新模式、新业态蓬勃发展注入强大动力。

**需求侧资源兴起。**云大物移智链边等数字化技术、智能化技术日益成熟，为挖掘利用需求侧灵活性资源提供了技术支撑。工业、建筑、交通等领域的需求侧资源潜力巨大，尤其江苏工业用电量占全社会用电量的六成以上，负荷规模大、规律性好、可控性强，已成为需求侧资源利用的优先挖掘和重点开拓方向。

## 2.2 挑战

**电力系统运行效率有待提高。**江苏能源结构偏煤，产业结构偏重，目前，全省 30 万千瓦及以下煤电机组占比在 25%-30% 左右，部分机组容量偏小、设备老化、服役期较长，发电效率较低。尽管风光等可再生能源发电已经得到了大规模发展，但单位投资相对较高而利用小时数大部分偏低，电网配套投资较大。为满足全省日益增加的尖峰负荷需求，新增电源投资规模较大，存量火电利用小时数逐年降低。部分电网容载比较低，变电设备和线路利用率不足，局部配电网结构相对薄弱，低压线损率仍然较高。

**新能源发电全额消纳愈加困难。**江苏约 99% 的风电和 66% 的光伏发电装机分布在长江以北地区，约 60% 的负荷分布在长江以南地区，未来规模化开发的海上风电、光伏，主要分布于长江以北地区，电力负荷中心与风光可再生能源资源分布空间错位，新能源需要跨江输送消纳。而省内电源侧调峰资源潜力有限，抽水蓄能调峰资源匮乏，过江通道输送能力偏弱，辅助服务市场机制尚未完善，电源灵活调节能力不足，新型储能发展有待进步，新能源发电全额消纳愈加困难。

**电网安全稳定运行风险加大。**江苏“一交四直”特高压受电新格局在解决江苏电能电力短缺问题的同时，也带来由于交直流系统之间相互耦合作用产生连锁故障的安全风险。高比例新能源接入和高比例电力电子设备进一步降低了电源的可控性和系统的抗干扰能力。可再生能源的持续开发与负荷中心电力需求的增长，导致可再生资源与负荷中心的空间错位情况加剧，而随着北电南送规模持续扩大，过江线路等关键断面带来的安全稳定运行风险也在加大。

**外来清洁电稳定供应难度大。**近年来江苏省区外来电受电比例呈现逐年提高态势，目前约占全社会用电的 20% 左右，电网安全稳定运行风险增大。在极端天气、跨区域线路运行故障、机组非计划停运、天然气供应短缺等特殊背景情况下，面临显著供需缺口。受欧盟系列绿色新政及国内可再生能源消费不纳入能源消耗总量和强度控制政策影响，未来可输入省内的清洁电，不确定因素较多，需要合理评估外来电接入比例。

**碳减排核心技术还不成熟。**技术创新是能源领域碳达峰碳中和的根本。目前，从材料到技术到装备，各类储能技术、碳捕捉和碳封存技术、高效率太阳能电池、可再生能源制氢、可控核聚变、适应新型电力系统发展的新型储能等碳减排核心技术尚未成熟。

**市场体制机制需进一步完善。**经过一系列改革，我国电力市场形成了一定的市场规模，在优化资源配置中作用明显增强，但仍然存在体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等问题，在一定程度上限制了江苏省低碳转型的进程。

# 3 江苏电力需求及碳排放情景分析

基于能源电力行业先于全社会碳中和已经形成基本共识，课题组设置了以下三个情景。

**常规情景：**主要是考虑对当前电力行业发展的延续，可再生能源发展按照常规速度发展，本地能源活动碳排放 2030 年前碳达峰，2060 年实现本地电力行业碳中和。

**加速情景：**在常规情景的基础上，以电力转型带动全社会碳达峰碳中和目标实现，推动全社会能源活动碳排放于“十五五”中期达峰，本地电力行业 2055 年实现碳中和，加大清洁能源及可再生能源开发力度，加快碳捕集技术的应用实践和规模化应用。

**率先情景：**在加速情景的基础上，进一步提升清洁能源及可再生能源的开发力度，提前部署深度脱碳技术和扩大其应用规模，推动全社会碳排放于“十四五”末期达峰，本地电力行业 2050 年实现碳中和，比全社会碳中和提前 10 年。

## 3.1 能源及电力消费分析

江苏能源消费总量（当量值，下同）预计在 2030 年前后达到峰值。“十四五”“十五五”期间，江苏能源消费总量仍将保持增长态势，但增速放缓，预计将于 2030 年前后进入峰值平台期，峰值约 3.8 亿吨标煤。其后随着可再生能源的迅速发展、产业转型升级的持续

推进和能源技术的不断进步，江苏能源消费总量将呈缓慢下降趋势，2050 年降至 3.1 亿吨标煤，低于 2020 年江苏能源消费总量。

**江苏电力消费需求将保持增长态势。**2030 年前，随着电能工业、建筑、交通等重点用能领域的替代“提速扩围”，电力需求将呈现快速增长态势。随着江苏经济社会发展逐步迈入高质量发展新阶段，绿色生产生活方式广泛形成，用电需求增速放缓。2050 年江苏全社会电力消费需求预计 13000 亿千瓦时左右，如图 5 所示。

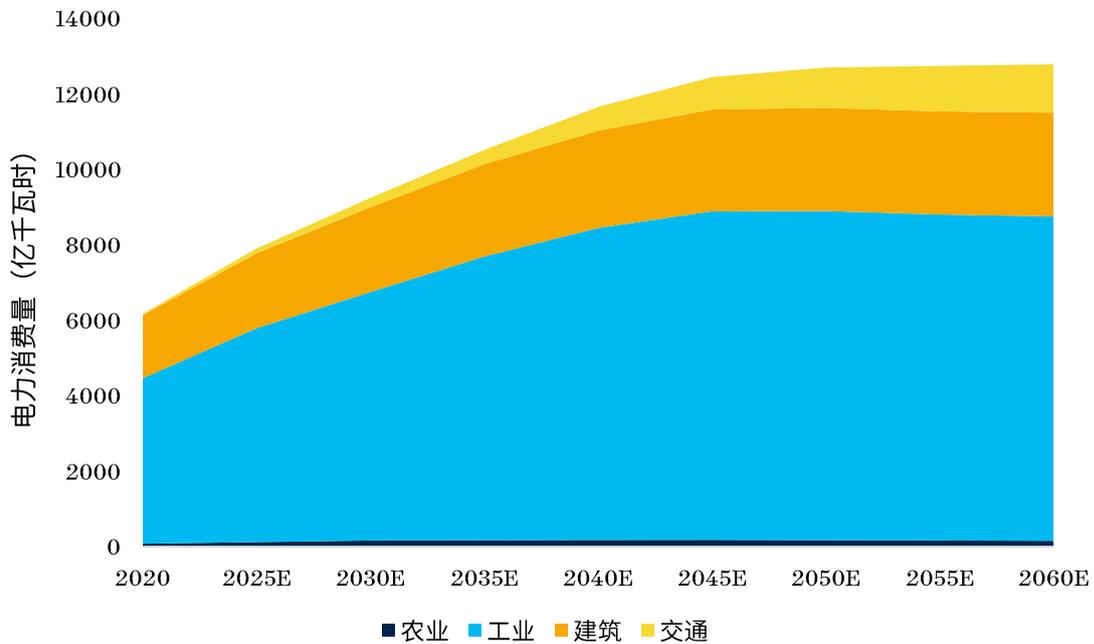


图 5 江苏电力消费需求预测变化趋势

### 3.2 碳排放分析

**江苏电力行业将晚于全社会碳达峰。**不同情景下能源活动及电力行业的碳达峰时间及规模如表 1 所示。“十四五”期间，在外部电力供应紧张和本地用电需求旺盛双重作用下，江苏出现电力供应紧张局面。为保障经济社会发展需要，江苏“先立后改”煤电支撑性电源项目将陆续投产，带动碳排放大幅增长。随着全社会电气化水平的提升，更多碳排放从终端用能行业转移到电力行业，电力行业碳减排压力将持续加大。2030 年后，随着可再

生能源发电的快速提升，可再生能源将逐步替代传统化石能源成为能源供应主体，使得江苏电力行业碳排放量进入下降趋势，如图 6 所示。

表 1 不同情景下电力行业及能源活动碳达峰时间及规模情况（不考虑 CCUS）

	常规情景	加速情景	率先情景
电力行业	2032 年 3.94 亿吨	2027 年 3.79 亿吨	2025 年 3.76 亿吨
能源活动	2029 年 7.90 亿吨	2027 年 7.79 亿吨	2025 年 7.72 亿吨

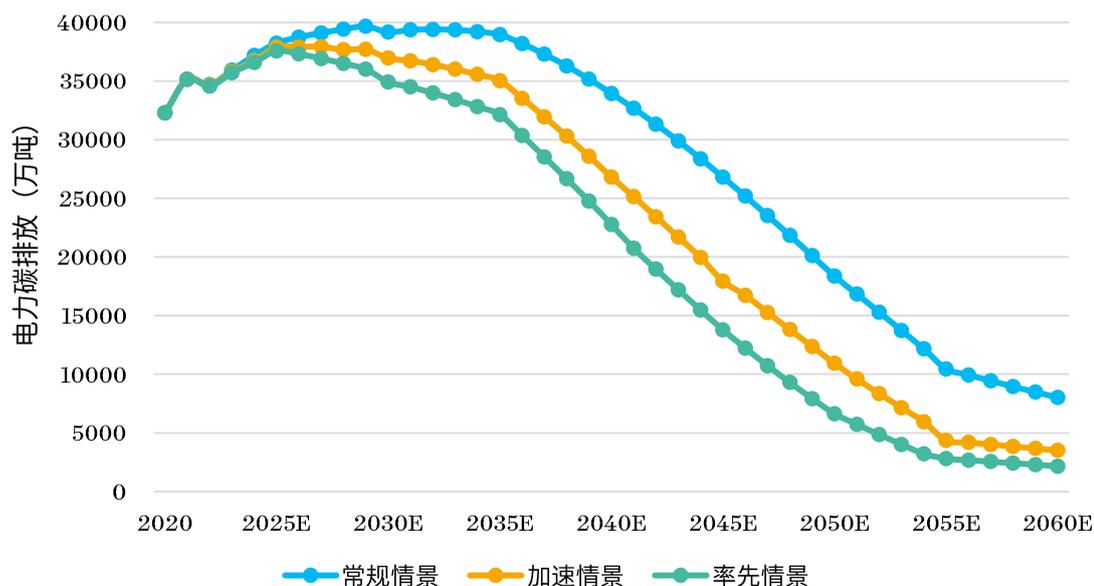


图 6 不同情境下江苏电力碳排放情况

### 3.3 经济性分析

(1) 发电成本：加速电力低碳转型节奏，有助于降低全社会发电成本。图 3 显示多家机构（国网能源研究院、彭博新能源财经、中国电科院、中国光伏产业协会等）对各类发电的平准化度电成本（LCOE）和区外来电的 LCOE 预测结果（参照全国发电 LCOE 计算），

如图 7 所示。常规情景、加速情景、率先情景下，2023 年至 2060 年江苏发电成本变化如图 8 所示，累计成本约为 19.4 万亿元、17.5 万亿元、16.6 万亿元。由于清洁能源平准化度电成本已对传统燃煤发电、燃气发电形成相对竞争优势，且相对优势呈持续扩大趋势，因此，加速电力低碳转型，有助于降低全社会发电成本。

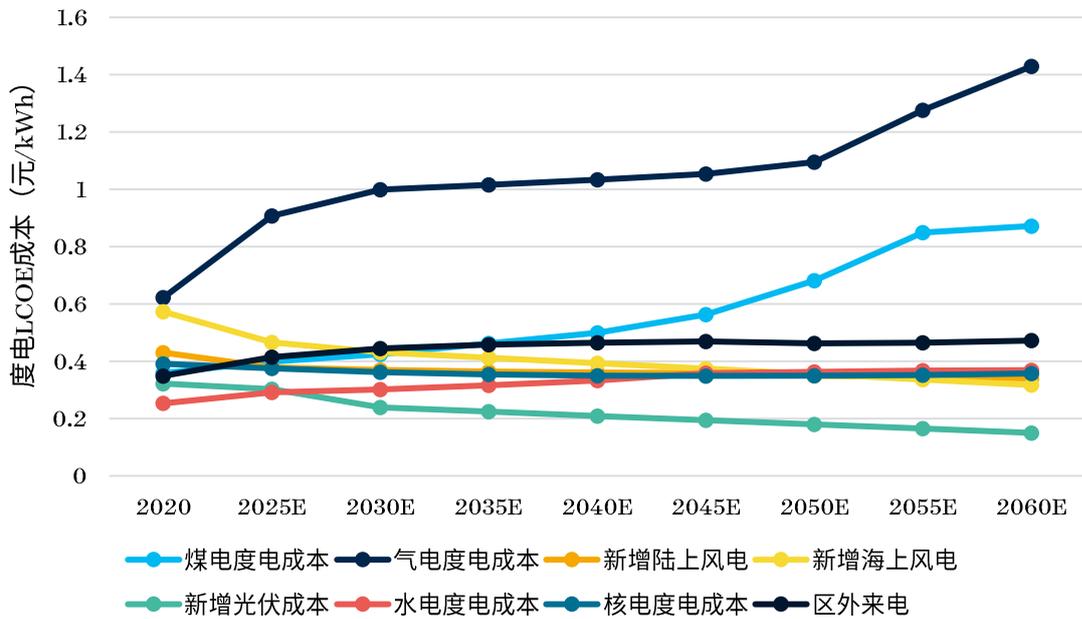


图 7 各类型发电度电 LCOE 成本变化趋势

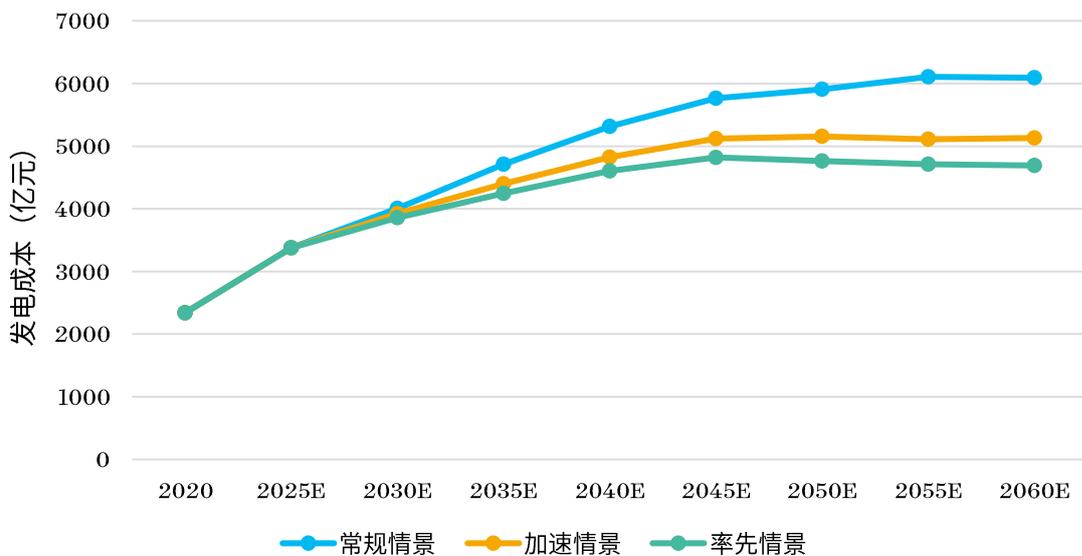


图 8 不同情景下江苏电源年发电成本

其中，常规情景、加速情景及率先情景下风光可再生能源发电总成本将达 1.3 万亿元、2.2 万亿元、2.7 万亿元。由于风光可再生能源发电成本与开发规模强相关，加速情景及率先情景下风光可再生能源发电总成本远高于常规情景。

表 2 可再生能源发电成本测算（亿元）

	2023-2030	2031-2060	合计
常规情景	2060	11030	13090
加速情景	2305	19709	22014
率先情景	2561	24247	26808

**(2) 降碳成本：把握电力脱碳节奏，有利于降低年脱碳成本。**生态环境部环境规划院对中国全流程技术 CCUS 成本测算结果显示，2040 年电力行业二氧化碳捕集率为 30%。如常规情景下 2060 年捕集率 100%、加速情景下 2055 年碳捕集率 100%、率先情景下 2050 年碳捕集率 100% 条件下，常规情景、加速情景、率先情景下电力行业同期的碳排放总量依次降低，相同碳捕集率条件下对应的 CCUS 量亦同步降低。三种情境下，电力行业深度脱碳成本依次为约 0.5-1.3 万亿元、0.4-1.0 万亿元、0.3-0.9 万亿元。**相较于通过碳交易脱碳，CCUS 脱碳技术仍更具竞争力。**如通过碳交易实现上述减排量，参照 IEA 《2050 年净零碳排放：全球能源领域路线图》对中国的指导碳价，常规情景、加速情景及率先情景下，碳交易成本分别为 3.0 万亿元、2.2 万亿元、1.9 万亿元。

**(3) 储能成本：**随着电力市场的逐步完善和储能成本的持续下降，将有效提升新能源配储的积极性和经济性，结合目前国内对新能源配储的要求及趋势，预计新增光伏发电配置储能比例在 2030 年、2040 年有望分别达到 10%、30%，新增风力发电配置储能比例在 2030 年、2040 年有望分别达到 15%、40%，光伏电站寿命按设计年限 25 年，风力发电机组按设计年限 20 年进行测算。**常规情景、加速情景、率先情景下，2023 年至 2060 年，江苏风光可再生能源配置储能成本约 1104 亿元、2825 亿元、3110 亿元，如图 9 所示。**

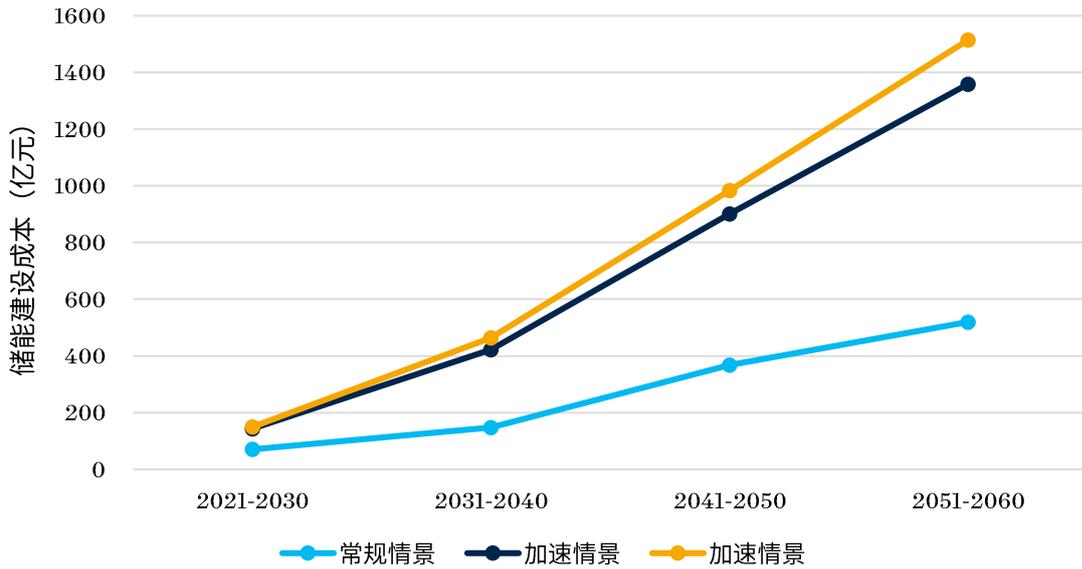


图 9 不同情景下江苏风光可再生能源发电储能置成本

传统电源及外来通道全社会最高负荷时电源的可信度按照 90% 计算（储能设备按照 100% 来计算）。常规情景、加速情景、率先情景下，为满足全社会最高负荷需求的储能成本约为 2210 亿元、1092 亿元、889 亿元<sup>2</sup>。

三种情境下江苏电力低碳转型部分经济性指标对比如表 3 所示。

表 3 不同情景下江苏电力低碳转型部分经济成本对比（单位：亿元）

	常规情景	加速情景	率先情景
发电成本	194100	174836	165976
可再生能源发电成本	13090	22014	26808
火力发电成本	80723	68732	62578
区外来电成本	90206	73327	65158
核电及其他发电成本	10081	10763	11432

2 仅考虑为应对全社会最高负荷用户侧及电网侧储能需求

	常规情景	加速情景	率先情景
储能建设成本	3315	3918	4000
新能源配储建设成本	1105	2826	3111
负荷侧及电网侧储能建设成本	2211	1092	889
CCUS 成本	4796-12815	3730-9906	3333-8823

注：发电成本代表可再生能源发电、火电、区外来电、核电及其他发电成本；储能建设成本等于新能源配储成本 + 负荷侧及电网侧储能建设成本；

**(4) 其他方面：**电力低碳转型涉及电力发、输、配、用各环节以及能源市场化服务等相关业务领域，受技术、社会、经济、环境、体制等因素影响较大，其成本难以准确评估。如新增输电通道建设成本、新能源接入及电网补强成本、数字化智能化改造成本、系统调节运行成本等，亦是江苏电力转型的必须成本，且规模巨大。研究报告显示，在我国碳达峰碳中和进程中，2035—2040 年仅新能源接入及电网补强成本就高达达 2000 亿元 / 年左右，其他年份达 1000 亿元 / 年左右。通过市场配置资源，可以有效降低电力低碳转型成本，以需求响应为例，如以储能量化需求响应对顶峰资源的削减作用、以节约储能投资量化需求响应的节约投资简单测算，2025 年、2040 年、2050 年分别形成占最高负荷的 5%、15%、20% 的需求响应容量条件下，**常规情景、加速情景、率先情景下，需求响应可节约投资 1228 亿元、1230 亿元、1233 亿元。**

### 3.4 总体结论

**(1) 江苏电力低碳成效主要取决于本地清洁能源的高效开发利用力度和外部清洁电力的引入规模以及对灵活性资源的挖掘。**深度电气化是江苏实现碳中和的必由之路，煤电转型和清洁电力的供应是江苏电力低碳转型的重点，灵活性需求资源的挖掘是降低转型成本和难度的重要抓手。

**(2) 加快电力低碳转型节奏有助于降低发电总成本及外来电需求。**可再生能源平准化度电成本已对传统燃煤发电形成相对优势，加快电力低碳转型的节奏，可以有效提升本地清洁电力的供应能力，提升电力供应自给率，降低对日益稀缺外来电的需求，并降低未来对 CCUS 项目投资的需求。

**(3) 新能源发电的高效消纳是影响江苏电力低碳转型的重要约束。**新能源发电开发力度过快，使得高渗透率下新能源发电的消纳问题凸显（相较加速情景，率先情景下风光装机规模将提前 12 年，超过全社会最高负荷），对长时间储能的规模化应用、电转氢、电制燃料等技术突破的需求更加迫切。因此，综合考虑技术发展趋势、能源资源禀赋、电网建设等，推荐以加速情景作为制定江苏电力低碳转型的参考路径。

# 4 江苏电力低碳转型目标及路径

## 4.1 总体思路

未来十年，我省要进一步适应经济发展新常态，精准把握能源发展新形势，探索出具有江苏特色、适应发展规律、满足群众需要的电力低碳发展之路。

**可靠安全，以设施一体化和多能互补为导向。**积极打造现代能源基础设施体系，补齐油气管网和储能设施短板；实现集中式和分布式、传统式和新能源包容发展，大幅提升清洁化装机比例；积极发展多能互补能源互联网，确保可再生发电全额消纳和调峰问题。

**结构优化，以清洁化和分布式为方针。**以资源环境承载能力来科学规划能源资源开发和布局。降低煤炭消费比重，大幅提高清洁能源比重，主要以清洁能源保障新增需求。坚持集中和分布并举，由依靠基地式大发展重点转向分布式发展。

**改革创新，以能源互联网发展和电力体制改革为重点。**加快能源互联网建设，建设多能互补的能源体系，引导能源生产和消费智能互动。推动能源体制机制创新，加快电力重点领域和关键环节改革步伐。

## 4.2 总体目标

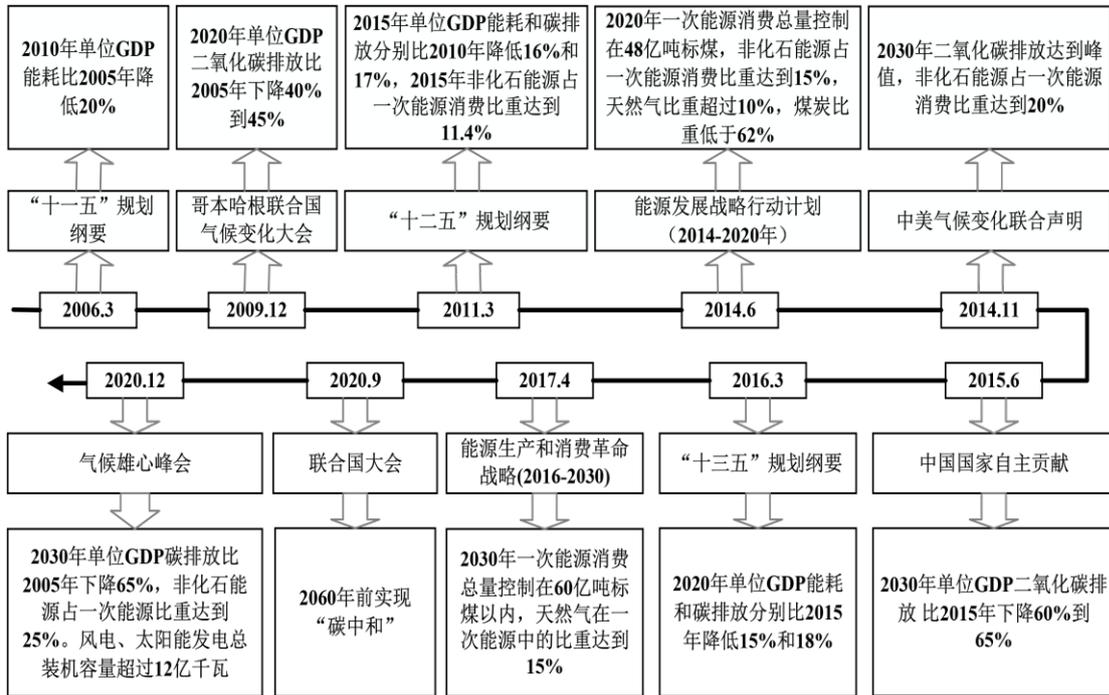


图 10 我国能源转型的战略目标演化

江苏电力低碳转型的总体目标是构建新能源占比逐渐提升的新型电力系统，承接其他行业碳减排的转移压力，引领全社会“双碳”进程。结合“双碳”目标要求和能源电力发展情况，江苏电力低碳转型可以分为加速转型阶段、总体完成阶段和巩固完善阶段三个阶段，从源、网、荷、储、市场等五个方面重点发力。不同阶段的目标和路径各有侧重，如表 4 所示。

表 4 江苏电力低碳转型分阶段路径

	加速转型阶段 (-2030 年)	总体完成阶段 (2030-2045)	巩固完善阶段 (2045-2060)
电源侧	<ul style="list-style-type: none"> <li>发挥煤电机组压舱石作用，维持煤电装机 8200 万千瓦以下。</li> <li>大力开发可再生能源，新能源装机达 12000 万千瓦，接近本地装机的 50%，风光可再生能源发电占比提升至 20% 以上。</li> <li>推动 CCUS 试点示范。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>煤电机组转为提供可靠容量、电量和灵活性调节型电源，煤电装机 5000 万千瓦以下。</li> <li>新能源装机 24500 万千瓦以上，占本地装机的 72%，发电量占比提升至 54%。</li> <li>推动 CCUS 规模化应用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>煤电机组转为提供可靠容量、和灵活性调节型电源，煤电装机 2000 万千瓦以下。</li> <li>新能源装机超 27400 万千瓦，占本地装机的 80%，发电量占比提升至 67% 以上。</li> <li>通过 CCUS、碳交易等实现电力行业脱碳。</li> </ul>
电网侧	<ul style="list-style-type: none"> <li>提高现有通道利用效率。区外来电占比达 20% 左右<sup>3</sup>。</li> <li>积极规划新增输电通道。</li> <li>完善电网架构，推进智能化数字化升级。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>提高现有通道利用效率，新增输电通道落地投运。</li> <li>区外来电占比约 45%，其中清洁电力（含 CCUS 火电）占比达 85% 以上。</li> <li>新型电网技术融合发展。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>提高外来通道利用效率。区外来电占比约 47%。</li> <li>以电为中心的能源互联网建设持续深化。</li> </ul>
用户侧	<ul style="list-style-type: none"> <li>推动终端用能电气化，电能占终端消费比重提升至 40%</li> <li>挖掘负荷侧灵活性资源，形成最高负荷 8% 的需求响应能力。挖掘负荷侧灵活性资源，形成最高负荷 8% 的需求响应能力。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>推动终端用能电气化、低碳化，智能化、灵活化。电能占终端消费比重提升至 60%。</li> <li>形成最高负荷 17% 的需求响应能力。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>电能占终端能源消费的比重提升至 68%。</li> <li>形成最高负荷 20% 的需求响应能力。</li> </ul>
储能	<ul style="list-style-type: none"> <li>日内调节为主的多种新型储能技术路线并存。</li> <li>新增并网光伏电、风力发电中储能配置占并网容量的比重逐步提升至 10%、15%。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>短时储能和长时储能相互补充的储能体系。</li> <li>新增并网光伏电、风力发电中储能配置占并网容量的比重逐步提升至 45%、50%。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>覆盖全周期多类型储能协同发展。</li> <li>新增并网光伏电、风力发电中储能配置占并网容量的比重逐步提升至 50%、60%。</li> </ul>

3 进中期来看，江苏新增支撑性煤电陆续运行达产，在一定程度上抑制区外净调入电量增长。但远期来看，限于本地资源禀赋，高比例的区外净调入电量是江苏电力低碳转型的趋势。

	加速转型阶段 (-2030 年)	总体完成阶段 (2030-2045)	巩固完善阶段 (2045-2060)
市场	<ul style="list-style-type: none"> <li>推动电力现货市场、辅助服务市场建设。</li> <li>推动全国碳排放权交易市场扩围。</li> <li>推动电碳市场协同。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>电力中长期交易、电力现货市场、电力辅助服务市场等全面运行。</li> <li>全国碳排放权交易市场、区域碳排放权交易市场、碳普惠交易市场全面运行。</li> <li>电碳市场协同运行。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>电力市场、碳市场等产品及主体进一步丰富。</li> <li>电碳市场协同运行。</li> </ul>

### 4.3 加速转型阶段

**加速转型阶段（目前至 2030 年）：**以支撑实现全社会碳达峰为主要目标，加快可再生能源开发，推动能源消费需求主要用可再生能源满足，加速推进清洁低碳化转型。

#### （1）源侧：推动电力供应清洁化

**发挥煤电机组压舱石作用，推动煤电机组由向基础保障性和系统调节性电源并重转型。**围绕苏北大型新能源基地、苏南负荷中心、电网重要节点等统筹优化新增支撑性煤电布局。持续淘汰落后煤电产能，对于符合条件的关停机组可“关而不拆”，作为应急备用电源发挥作用。深化燃煤电厂节能降碳改造、供热改造及灵活改造，大力推进高性能机组电源对低效率、高排放的分散小锅炉的替代，提升燃煤机组的负荷调节能力，为新能源消纳释放更多的电量空间，确保江苏电力安全、高效、环保、稳定运行。加快燃煤电厂深度脱碳技术的研发示范应用，紧密跟踪燃煤电厂深度脱碳技术的前沿动态，加强燃煤电厂深度脱碳技术的研发，推动燃煤电厂深度脱碳技术的示范应用。

**大力开发可再生能源，推动可再生能源发电成为新增用电需求主体。**大力发展光伏发电，推动光伏与农业、工业、建筑、交通等领域融合发展，深入推进整县光伏建设，推动盐城、连云港、南通等地区千万千瓦级海上光伏基地建设。加快推进盐城、南通、连云港等地持续海上风电项目，加快推动风能资源好、技术成本低、并网消纳条件好的近海海上风电开

发。以淮安、宿迁、连云港等、扬州、南通等农林生物质丰富地区为重点，推动农林生物质直燃发电、城市生活垃圾焚烧发电、沼气直接利用、生物质天然气等形式的规模化开发。

## (2) 网侧：提高电网资源配置能力

**提高现有通道利用效率。**协调送端电源建设进度，努力提高锡盟直流、雁淮直流等现有区外送电通道送电效率，增加跨区通道电力电量和利用小时数，鼓励省内电力企业与送端地方政府相关部门、企业加强对接，合作开发送端电源项目，保障送端电源组织与供应。

**积极规划新增输电通道。**大力开展青海、陕西等西部清洁能源基地特高压直流送电的规划论证工作，及时推进新增区外来电的项目前期工作，力争纳入国家规划并开工建设。

**加强电力主配网建设。**加强区域主网架结构，推动输电网过江断面嵌入式直流技术的应用，提升输电网过江通道输电能力。加快推动配电网转型升级，着力提升配电网对新增负荷、分布式电源等的承载能力和适应能力，加快建设适应高比例新能源和多元负荷规模化发展的分布式智能电网。

**推动电网的数字化、智能化。**推动云大物移智链边等数字化技术、智能化技术在江苏电网中的应用普及，推动传统电力发输配用向全面感知、双向互动、智能高效转变。

## (3) 荷侧：推动能源消费电气化、高效化

**工业领域：**推动自备燃煤电厂清洁高效利用，加强自备电厂污染物排放等关键指标在线监测，加快推动低效自备电厂机组关停改造，鼓励燃煤自备电厂改为公用电厂。推进工业锅（窑）炉电气化，在热水供应、蒸汽供应等环节，推广高效电辅热、制热技术和装备；在建材、冶炼行业推广电窑炉、电弧炉等装备。

**建筑领域：**加大可再生能源开发利用，积极开展光伏建筑一体化建设，充分利用建筑屋顶等资源实施分布式光伏发电工程，探索光伏柔性直流用电建筑或园区示范。积极推动太阳能、生物质能等可再生能源技术在农村地区的普及应用。大力推动建筑用能设备智慧化，推广智能楼宇、智能家居、智能家电。提升建筑能源管理水平，加强建筑运行能耗数据统计与监测，扩大能耗监测数据监测范围，强化建筑运行能耗统计、公示和管理，加强能耗监测平台和节能监管体系建设。

**交通领域：**推进公共领域车船电动化，加快公交、出租、网约、物流、环卫等重点领域电动化进程，推动公务车、生产用车、通勤车等清洁替代。持续优化充换电网络布局，加大充换电基础设施建设投资力度，统筹平衡专用、公用、换电，推动充电桩乡镇全覆盖，提升低速车等多种应用场景充换电设施建设规模。

**农业领域：**深入推进农业生产电动化，推动家庭农场、现代农业园区电气化升级。促进乡村生活绿色低碳，推动绿色智能家电下乡，引领乡村绿色用能新风尚。以科技下乡促升级，支撑乡村光伏、生物质等分布式可再生能源项目建设，构建乡村智慧能源生态圈。

### **(3) 储能侧：推动储能多应用场景多技术路线规模化发展**

**提高全省储能并网建设规模。**积极开展抽水蓄能选址和项目前期工作，推动调峰电源建设。加快新型储能项目规划布局，引导新型储能科学有序发展。明确电化学、压缩空气等新型储能电站的并网主体地位，支持电源侧、用户侧配建储能在具备相关条件独立运行后参与辅助服务调用和补偿，增加一次调频、自动电压控制等辅助服务补偿力度，为储能提供更多获利途径。

**推动储能应用场景多样化。**重点依托系统友好型“新能源+储能”电站、电网侧独立储能、用户侧储能削峰填谷、共享储能等模式，探索储能融合发展新场景。鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。以南通、盐城、连云港等沿海区域和风光清洁能源富集地区为重点，推动新型储能项目的规模化发展。

### **(4) 市场侧：完善电力市场体制机制**

**强化政策引导机制。**加强省级能源规划引领和指导作用，统筹全省经济社会发展用电需求增长趋势，系统规划全省各类型发电装机规模和布局，建立健全发电类项目一体化推进机制和不同类型发电项目的协同发展机制，为电力行业绿色低碳转型和重大项目建设提供要素保障。完善电力行业绿色低碳发展考核评价体系，以煤炭消费总量、能耗“双控”、碳排放“双控”、非化石能源可再生能源消费比重等指标为重点，推进电力绿色低碳发展与相关考核指标的衔接，推动构建绿色低碳清洁高效的现代化能源体系。健全各类电力项目绿色低碳发展引导机制，推动煤电清洁高效转型发展，大力推进风电、光伏、氢能等可

再生能源项目稳步发展，持续提升全省可再生能源装机规模，推动新型储能高质量规模化发展，全面支撑构建新型电力系统。

**发挥虚拟电源灵活调节能力。**加快引导电储能、工商业负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等新业态参与提供电力辅助服务，推动电力系统由“源随荷动”向“源网荷储互动”升级。鼓励产业园区或企业通过电力市场购买绿色电力，提升绿色电力消纳比例。将新型储能、虚拟电厂等更多市场主体纳入电力辅助服务市场交易，建立完善独立储能参与调峰、调频的条件、报价标准等规则条款，鼓励储能电站作为辅助服务提供者参与供需匹配平衡。

**完善新型电力系统建设和运行机制。**加强新型电力系统规划和建设。加强新型电力系统基础理论研究，对现有电力系统进行绿色低碳发展适应性评估，推动关键核心技术突破，研究制定新型电力系统相关标准。推进电力系统在规划理念革新、硬件设施配置、运行方式、体制机制创新和路径上实现变革，探索符合我省电力供需两侧多元化发展路径。

**建立健全适应新型电力系统的市场机制。**建立健全以电力中长期+现货交易为主体的省级电力市场体系，进一步完善中长期、现货和辅助服务市场交易规则、扩大市场参与范围和交易规模。细化电力市场运营规则条款，支持配建储能设施与发电项目联合参与中长期交易、通过联合运营交易提高项目总体收益。发挥煤电、气电、核电的高预测精度和高可靠性特征，充分发挥其在提供辅助服务方面优势。

**完善可再生能源电力优先消纳机制。**加强可再生能源电力消纳政策机制保障。在终端用能领域大力推进电气化发展趋势，加大可再生能源利用和热泵、高效储能技术应用力度。落实好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量和强度控制，健全可再生能源电力消纳保障机制。推动形成可再生能源电力就近、就地消纳机制，完善可再生能源全额保障性收购制度，做好可再生能源电力保障性收购与市场化交易的衔接。逐步扩大可再生能源参与市场化交易比重。鼓励行业龙头企业、大型国有企业、跨国公司等消费绿色电力，发挥示范带动作用，推动外向型企业较多的园区逐步提升绿色电力消费比例。

**推进可再生能源电力供给和消纳协调发展。**统筹全省资源环境和要素禀赋，引导高耗电产业进一步向沿海转移，推进沿海产业结构优化升级，持续扩大石化、钢铁、能源、物流等传统产业规模，发挥沿海地区海上光伏、风电等可再生能源电力支撑，促进可再生能

源电力高比例消纳。重点在沿海地区建设低电价、低能耗、零排放的零碳绿电园区，降低电价成本，吸引产业聚集，形成零碳绿色新型工业体系，切实解决可再生能源生产与消纳的错位问题。

**完善绿色电力消费市场化促进机制。**做好绿电市场与传统电力市场的衔接。做好绿电市场与传统电力市场在价值分配上的衔接，合理制定电力市场规则，提高市场运行的灵活度，鼓励供给调节能力，加强市场和价格监管，保障可再生能源公平参与市场竞争。做好两个市场数据信息的衔接。要进一步鼓励以 PPA（即长期采购协议）的方式采购绿电。具体举措包括建立更加有效全面的电力市场履约机制和发用电主体的信用评价体系，为发电和用电企业签署较长年份 PPA 提供信心和信用支撑；进一步完善电力市场体系建设，完善产品结构、提高灵活性，推动电力市场发现价格，为 PPA 提供价格标杆；基于省间电力计划、新能源基地配套产业等探索具有经济属性的长期购电协议试点，为 PPA 提供模式参考。

**完善绿电交易市场化服务水平和激励机制。**保持省电力交易中心电力交易数据的实时更新，公开绿电交易量以及传统电力交易中绿电占比，及时更新电力消耗间接排放系数，为电力用户购电决策提供参考。针对同时参与绿电交易和传统电力交易的市场主体，设立专门的交易监管机构并提供简化的操作流程，将绿电交易和传统电力交易集成到同一平台上。交易机构与电网企业协调组织相关专业团队，为电力用户提供购电咨询服务，引导电力用户积极参与绿电交易。打通绿电交易与传统电力交易之间的量价体系，对同一类市场主体遵循统一的量价措施，逐步实现绿电交易与传统交易的融合。适当为参与绿电交易的主体提供补贴或税收减免等激励机制，降低企业绿电成本，提高用户参与积极性。

**推动碳排放权交易市场主体扩围。**推动钢铁、化工、建材等更多高排放行业进入碳排放权交易市场，丰富交易品种和交易方式；探索建设区域碳排放权交易市场，与全国碳排放权交易市场相衔接，推动未进入全国碳排放权交易市场的较高排放主体进入省内碳排放权交易市场。

**推动“电-碳”市场协同发展。**吸收发达国家经验教训，破解电力市场、碳排放权交易市场在建设模式、市场配额考核规则、市场价格机制、市场交易品种等方面衔接存在的

难题，夯实“电-碳”市场协同发展、同向发力的政策基础，推动电市场、碳排放权交易市场的有效衔接、协同联动。

## 4.4 总体完成阶段

**总体完成阶段（2030年-2045年）：**以实现高比例可再生能源开发和利用为主要目标，推动清洁电力成为电力供应主体，推动电力行业整体碳排放快速下降，为电力行业的碳中和奠定坚实基础。

### （1）源侧：推动可再生能源成为电量供应主体

**推动风光可再生能源成为本地装机和发电量的主体。**推动光伏与城市、乡村形态深度融合，充分挖掘本地光伏电源资源的潜力，推动海上光伏规模化开发。推动分散式风电、低速风电的规模化开发，推动江苏海上风电由近海走向深远海连片开发。2045年风光可再生发电装机占比超过70%，发电量占比超过50%。

**大力提升外来清洁电力的比例。**加大与西北风电、西南水电、东南核电等区外清洁能源基地的合作，持续提升区外调入清洁电力的比重。增加外来清洁电力的输送通道，确保电力供应的安全。

**推动传统燃煤机组转型。**推动燃煤机组由传统的提供电力、电量的主体电源逐步转变为提供可靠容量、电量和灵活性调节型电源。按期关停服役期满的传统燃煤电厂，在具体的容量目标倒逼下，通过资金补贴等方式在寿命结束前提前关停传统燃煤电厂。综合考虑经济性和减排目标，推动CCUS等技术在燃煤电厂的规模化应用。**适度发展燃气发电。**根据地区负荷发展需要，开展“补单”项目建设，充分利用燃气轮机良好的功率爬坡能力和快速启停优势，与储能电池形成优势互补，实现“增量储能”效果。

### （2）网侧：建成以电为核心的区域能源互联网

**推动多种新型电网技术形态融合发展。**电网全面柔性化发展，常规直流柔性化改造、柔性交直流输电、直流组网等新型输电技术广泛应用，支撑“大电网”与“分布式智能电网”的多种电网形态兼容并蓄。

**持续推动电网数字化、智能化。**基于大数据、云计算、5G、数字孪生、人工智能等新兴技术，加快调控运行体系智慧化升级，为电力生产、输送、调度和消费赋能，满足分布式发电、储能、多元化负荷发展需求。

**推动电网与其他能源多网协同。**推动电力系统与天然气、交通、建筑等多领域互联互通，智能电网与热力管网、天然气管网、交通网络进行互联互通，形成综合能源供应，构成综合能源系统，推进新能源消纳、实现能源电力系统高效运行。

### **(3) 荷侧：充分挖掘负荷侧灵活性资源潜力**

**推动终端用能低碳化、电气化。**推动工业企业数字化、智能化升级改造，推动工业领域电能深度替代。加快推动乘用车领域、公共交通等领域的电动化进程，推动长途大型高速重载车辆（重卡、物流车等）使用。推动光伏建筑一体化发展，推动炊事、供热、制冷等全面电气化，倡导低碳生活方式。

**推进终端用能智能化、灵活化。**推动数字化技术、智能化技术在终端用能领域的规模化应用，使得海量终端用能设备状态可观、可测、可控，推动虚拟电厂、电动汽车、可中断负荷、用户侧储能等海量用户优质调节资源参与电力市场交易，提升用户侧调节能力，2045年推动形成最高负荷17%以上的负荷需求响应能力。

### **(4) 储能侧：推动构建短时储能和长时储能相互补充的储能体系**

推动构建短时储能和长时储能互补的储能体系，适应高比例可再生能源对储能总量和储能结构的要求。推动压缩空气储能、电化学储能、热（冷）储能等日内调节为主的多种新型储能技术规模化应用，实现系统友好型“新能源+储能”电站、电网侧独立储能、用户侧储能削峰填谷、共享储能等模式全面推广。推动以机械储能、热储能、氢能等为代表的10小时以上长时储能技术攻关取得突破和规模化应用，实现日以上时间尺度的平衡调节，推动局部系统平衡模式向动态平衡过渡。

### **(5) 市场侧：建成周期完整、协调运作的市场交易体系**

电力中长期交易、电力现货市场、电力辅助服务市场等全面运行，在稳定电力供应的同时，从不同时间尺度充分反应电力供需关系，提高能源利用效率，促进电力系统运行稳定性。全国碳排放权交易市场、区域碳排放权交易市场、碳普惠交易市场全面运行，充分调动社会各类主体参与“双碳”目标实现进程的内生动力。推动电碳市场实现协同运行，实现能源电力高效率利用、可再生能源高比例消纳、低成本减排等互促共进。

## 4.5 巩固完善阶段

**巩固完善阶段（2045年-2060年）：**以电力行业实现碳中和为主要目标，实现以新能源为电量供给主体的电力资源与其他二次能源融合利用，助力新型能源体系持续成熟完善，引领全社会碳中和目标的实现。

**源侧：推进电力生产零碳化。**持续提升清洁能源发电占比，依托储能、构网控制、虚拟同步机、长时间尺度新能源资源评估和功率预测、智慧集控等技术的创新突破，推动新能源普遍具备可靠电力支撑、系统调节等重要功能。通过对存量燃煤机组采用煤炭-生物质掺烧结合CCUS技术来实现零碳或负碳排放，燃气发电机组通过CCUS技术实现零碳排放。

**网侧：持续深化建设以电为核心的能源互联网。**持续提升新型输电组网技术创新突破，推动电力与其他能源输送深度耦合协同。推动低频输电、超导直流输电等新型技术实现规模化发展，支撑网架薄弱地区的新能源开发需求。推动交直流互联的大电网与主动平衡区域电力供需、支撑能源综合利用的分布式智能电网等多种电网形态广泛并存，共同保障电力安全可靠供应。持续深化电力系统与天然气、交通、建筑等多领域互联互通、协同运行。

**荷侧：持续提升负荷侧资源聚合能力。**持续推进终端用能电气化、低碳化、智能化、灵活化，推动电动汽车、用户侧储能、建筑用能设备等优质资源广泛参与电网需求响应，深化数字化技术、智能化技术在终端用能领域的规模化应用，提升负荷侧资源参与电力需求响应的广度和深度，实现形成最高负荷20%的需求响应能力。

**储能侧：推动多类型储能协同运行。**推动储电、储热、储气、储能等覆盖全周期多类型储能的协同发展，打造多层次储能调控体系，统筹管理从秒/小时到月/季节调节的

多类型储能资源，发挥储能等作为应急电源支撑、重要负荷保供、可再生能源消纳等方面的重要作用，实现抽水蓄能、电化学储能、氢储能等多元储能多场景复用价值，解决新能源季节出力不均衡情况下系统长时间尺度平衡调节问题，支撑电力系统实现跨季节的动态平衡。

# 5 江苏电力 低碳转型的建议

## (1) 大力发展清洁能源，筑牢能源低碳转型基础

一是要加强规划引导。以海上风光可再生能源的集群化开发、陆上风光可再生能源分布式开发为主，充分考虑苏北及沿海地区风光可再生能源发电的消纳条件和消纳成本等，合理制定清洁能源利用率目标，稳步提升清洁能源电量在本地电力供应中的占比，促进清洁能源健康有序发展。二是推动电网友好型电站的开发。提升风光可再生能源功率预测精度，鼓励风光按照一定容量配置储能，积极探索风光发电富裕电力制氢等，保证清洁能源发电具备一定的电力支撑、系统调节功能。三是积极安全有序发展核电。在确保安全的前提下，积极有序推动田湾七号、八号核电机组建设，积极推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型示范工程。开展核能综合利用示范，推动核能在清洁供暖、工业供热等领域的综合利用。四是加快电力绿色低碳技术科技攻关和推广应用。围绕新型电力系统构建，培育国家级实验室及创新平台，尽快在新型清洁能源发电，新型电力系统规划、运行、安全稳定控制，新型先进输电、新型储能与电氢碳协同利用等技术方向取得突破。

## (2) 明确煤电发展定位，推动煤电稳妥有序转型

一是推动煤电角色转变。充分发挥燃煤发电的压舱石和稳定器作用，推动燃煤机组由传统的提供电力、电量的主体性电源逐步转变为提供可靠容量、电量和灵活性调节电源。

**二是推动煤电机组清洁高效利用。**充分发挥高效燃煤机组的供电能力，深化燃煤电厂节能降碳改造、供热改造及灵活改造，降低度电煤耗和二氧化碳排放，实现对低效率、高排放的分散小锅炉的替代，提升燃煤机组的负荷调节能力。**三是建立煤炭机组的退出机制，**按期关停服役期满的传统燃煤电厂，在具体的容量目标倒逼下，可以通过资金补贴的方式在寿命结束前提前关停。对符合条件的关停机组，可“关而不拆”，作为应急备用电源发挥作用。

### **(3) 加大清洁能源引入，加速能源电力低碳转型进程**

**一是提升区外来电清洁电力占比。**加大与西北风电、西南水电、东南核电等区外清洁能源基地的合作，扩大区外来电规模，持续提升区清洁电力的比重。**二是积极争取清洁能源入苏通道。**积极促进西北大型清洁能源入苏、东南核电入苏，增加外来清洁电力的输送通道，确保电力供应的安全。**三是加快氢能储运的规划布局。**紧密跟踪氢能发展动态，前瞻规划布局氢能储运设施，积极推动“西氢东送”输氢管道在江苏规划落点，探索东南海上风电制氢输送至江苏。

### **(4) 推动电网升级改造，保障电力供应及新能源消纳**

**一是提升电网系统的数字化、智能化水平。**加快推动云大物移智链边等数字化技术，以及工业互联网、数字孪生、边缘计算等智能化技术，推动传统电力发输配用向全面感知、双向互动、智能高效转变。**二是推动电网形态升级。**加强坚强主干网架建设，优化区域电网分区，推动嵌入式直流技术、常规直流柔性化改造、柔性交直流输电等新型输电技术在电网关键节点的（如过江通道、新能源传输走廊等）示范应用；推动传统配电网的智能化、数字化升级，全面提升配电网对分布式新能源、电动汽车、储能、新增负荷等的承载能力和适应能力。**三是推动源网荷储一体化发展。**充分调动分布式电源、电动汽车、用户侧储能等需求侧资源调节潜力，优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，提升电力供需协同能力，推动储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期多类型储能的协同发展，打造多层次储能调控体系，提升电网运行的灵活性，促进新能源的高效消纳。

### (5) 完善市场机制建设，疏导电力低碳转型成本

**一是完善电力市场功能。**持续深化电力中长期交易，加快推进电力现货市场建设，完善现货电力辅助服务市场，培养多元化竞争的市场主体，丰富电力市场交易品种。完善电力等能源品种价格的市场化形成机制，优化差别化电价、分时电价、居民阶梯电价政策，发挥促进产业结构调整、缓解电力供应紧张矛盾的积极作用。**二是推动碳排放权交易市场主体扩围。**积极推动钢铁、化工、建材等更多高排放行业进入全国碳排放权交易市场，加强审计和业务指导，推动重点排放单位配额的清缴履约。**三是建设省级碳排放权交易市场。**推动本地非重点排放单位参与省级碳排放权交易市场，形成与全国碳排放权交易市场协同机制。科学设置碳排放总量控制目标、配额分配方式。**四是推动地区碳普惠交易体系建设。**加强顶层设计，建立碳减排量标准、数据收集和核证渠道等较完善的碳普惠制度，推动地区碳普惠交易体系建设，积极鼓励公众及中小企业参与到电力低碳转型进程中。**五是推动“电-碳”市场协同发展。**推动夯实“电-碳”市场协同发展、同向发力的政策基础，促进电市场、碳排放权交易市场的有效衔接、协同联动。建立碳价与电价的联动机制，实现碳交易与绿电、绿证、可再生配额间的政策衔接。**六是挖掘灵活性资源潜力。**积极探索容量补偿机制，挖掘电力系统“源网荷储”灵活性资源配置潜力，保障新能源的高效利用及用户供电的可靠性。**七是激活市场活跃度。**发挥政府投资的引导作用，构建与碳达峰、碳中和目标相匹配的投融资政策体系。鼓励和引导各类市场主体参与能源领域投资运营，鼓励民营企业全面进入能源竞争性领域。有序推进绿色低碳金融产品和服务开发，设立碳减排货币政策工具；建立绿色信贷评估机制，完善绿色金融政策框架。进一步完善跨省跨区输电价格机制，稳妥推动电力现货市场建设。

### (6) 全面推动区域协同，释放资源优化配置潜能

**一是加强区域电力资源协同。**推动关键电力基础设施如电网支撑性电源等的协同规划，加强电网抽水蓄能、大型新型储能、燃气机组等灵活性资源的共建共享，积极协调区域电力互补互济，提升区域电力保供能力。**二是推动区域市场协同。**推动建立区域用能权交易市场、碳排放权交易市场、碳普惠交易市场等，实现资源在区域范围内优化配置。**三是推动新能源产业协同发展。**推动区域在新能源科技创新、装备制造等方面协同发展，促进新能源开发利用的新模式新业态，形成产业发展与能源转型互促共进的发展格局。

### (7) 加快终端能源消费领域电气化、低碳化进程

**一是推动多领域用能电气化。**积极推动交通运输、居民消费、建筑供暖等领域终端用能电气化，支持江苏各城市电动汽车充换电基础设施建设，推动电动汽车普及应用，在江苏沿海、沿江港口码头，推广靠港船舶使用岸电和电驱动货物装卸，支持空港陆电等新兴项目推广，应用桥载设备，推动机场运行车辆和装备“油改电”工程。在学校、商场、办公楼等热负荷不连续的公共建筑，大力推广碳晶、石墨烯发热器件、发热电缆、电热膜等分散电采暖。**二是完善电能替代配套政策体系。**建立规范有序的运营监管机制，形成节能环保、便捷高效、技术可行、广泛应用的新型电力消费市场。

# 参考文献

- [1] 生态环境部环境规划院. 中国区域电网二氧化碳排放因子研究 (2023) [R],2023.
- [2] 中国县域绿色低碳能源转型发展报告 2022[R]. 2022.
- [3] 江苏省统计局. 江苏统计年鉴 2022[M]. 北京: 中国统计出版社, 2022.
- [4] 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.
- [5] 国家能源局江苏监管办公室 - 国家能源局江苏监管办公室 (nea.gov.cn), 监管动态.
- [6] 宁礼哲, 张哲, 蔡博峰等. 2020 年中国区域和省级电网温室气体排放因子研究 [J]. 环境工程, 2023, 41(03): 222-228.
- [7] 孙启星, 张超, 李成仁等. “碳达峰、碳中和”目标下的电力系统成本及价格水平预测 [J]. 中国电力, 2023, 56(01): 9-16.
- [8] 蔡斌, 曹炜, 王海华. 江苏省高比例可再生能源发展路径分析 [J]. 中国电力企业管理, 2020(19): 52-56.
- [9] 中国光伏行业协会, 赛迪能源电子发展研究中心. 中国光伏产业发展路线图 (2022-2023 年) [R], 2023.
- [10] 朱瑞兆. 中国分省太阳能资源图集, 2006.
- [11] 生态环境部环境规划院, 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021)——中国 CCUS 路径研究 [R], 2021.
- [12] 迟永宁. 电力系统碳中和路径与新型电力系统构建关键技术.
- [13] 彭博新能源财经, 1H 2023 LCOE Data Viewer Tool, 2023
- [14] 周孝信, 赵强, 张玉琼. “双碳”目标下我国能源电力系统发展前景和关键技术 [J]. 中国电力企业管理, 2021(31): 14-17.
- [15] 王之伟, 黄俊辉, 程亮等. “嵌入式”直流技术在省级输电网中的规划及应用 [J]. 电力工程技术, 2022, 41(06): 65-74.
- [16] 杨帆, 张晶杰. 碳达峰碳中和目标下我国电力行业低碳发展现状与展望 [J]. 环境保护, 2021, 49(Z2): 9-14.
- [17] IEA, Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector [R], 2021.
- [18] 中国核能行业协会, 中智科学技术评价研究中心等. 核能发展蓝皮书 [M], 北京: 社会科学文献出版社, 2022.
- [19] 新型电力系统发展蓝皮书编写组, 新型电力系统发展蓝皮书 [M]. 北京: 中国电力出版社. 2023.

