



专题报告

# 双碳目标下江苏省新型电力系统 高质量发展路径研究

电力圆桌项目课题组



江苏省宏观经济学会  
JIANGSU PROVINCIAL SOCIETY OF MACROECONOMICS



自然资源保护协会  
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

2024年12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



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和政府部门管理人员、专家、学者组成的学术性、非营利性社会组织。学会坚持以“凝聚智慧，服务发展”为目标定位，依托深厚的人才优势和丰富的智力资源，开展对我省经济社会发展战略、中长期发展规划、产业政策、生产力布局等重大课题的研究，为政府和社会各界提供有较高参考价值的意见建议和咨询服务。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、企业及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年被江苏省社科联、江苏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。2024年被江苏省民政厅认定为5A等级社会组织、被江苏省社科联评为高质量发展社会组织。



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中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)。

# 双碳目标下江苏省新型电力系统 高质量发展路径研究

High-Quality Development Pathway for the New Power System  
in Jiangsu under the Dual Carbon Goals

2024 年 12 月

# 目 录

摘要 .....	1
1. 江苏新型电力系统发展现状 .....	3
1.1 江苏省电力系统发展现状 .....	3
1.2 江苏省新型电力系统发展面临形势 .....	5
1.3 江苏省新型电力系统发展特点 .....	6
2. 江苏省需求侧灵活性资源挖掘 .....	8
2.1 江苏需求侧发展现状 .....	8
2.2 江苏需求侧灵活性资源规模潜力分析 .....	10
2.3 江苏工业领域可调节资源潜力分析 .....	13
3. 江苏省新能源发展回顾与展望 .....	16
3.1 江苏新能源发展现状 .....	16
3.2 江苏省新能源高质量发展面临挑战 .....	19
3.3 江苏省新能源发展近中期展望 .....	21
4. 江苏省新型电力系统高质量发展路径 .....	23
4.1 电源侧：构建“风光水火生核”多能互补、协同发展新格局 .....	26
4.2 电网侧：加快配套电网建设提高新能源消纳能力 .....	27
4.3 储能侧：以多元化储能应用支撑电力系统实现动态平衡 .....	28
4.4 用户侧：持续推动需求侧协同能力和响应能力提升 .....	29
4.5 支持新能源高比例并网的体制机制创新 .....	29
5. 行业建议 .....	31
参考文献 .....	34

# 摘要

践行双碳战略，能源是主战场，电力是主力军，建设新型电力系统是电力领域攻坚新型能源体系的关键行动，新型电力系统建设对能源电力高质量发展十分关键。目前，江苏省可再生能源发电装机达 41.1%，低于 50% 的全国平均水平，且产业结构偏重、能源结构偏煤、能源效率偏低，实现 2030 年非化石能源消费比重 25% 的目标任务艰巨。在此形势下，要处理好保障能源安全和绿色低碳转型之间的平衡，建立起既保障经济社会发展又促进新能源大规模增长和高比例利用的新型电力系统意义重大。

为助力江苏省推进双碳工作，在自然资源保护协会的支持下，江苏省宏观经济学会开展课题研究，回顾和梳理对江苏省新型电力系统建设的体制机制建设情况，分析新型电力系统面临的形势和特点；评估江苏省需求侧可以挖掘的可调节资源类型及各类资源规模，包括分布式发电、储能、可调节负荷、电动汽车等资源，并对江苏省需求侧响应能力和供需平衡进行预测；梳理总结江苏新能源发展成效以及存在问题，分析江苏省新能源高比例并网的挑战并提出应对措施，提出支持新能源高比例并网的体制机制创新举措，并对江苏省新能源近中期发展态势进行展望；最后从源网荷储和体制机制创新方面，提出江苏省新型电力系统高质量发展的路径。

研究发现，江苏新型电力系统建设具备良好的基础，要建设“三新”新型电力系统，即供给结构新、系统形态新、运行模式新，相比与全国新型电力系统构建进程，江苏省新型电力系统建设预计超前 5-10 年完成。从需求侧来看，江苏具备较好的需求侧灵活性资源潜力，通过合理利用和优化配置需求侧灵活性资源，可以显著提升电力系统的灵活性和

经济性，促进可再生能源的并网消纳，降低系统运行成本，实现绿色低碳发展目标。结合江苏实际，全省需求侧响应能力暂按最大负荷用电负荷的 5% 考虑，到 2030 年，江苏电网全社会负荷规模约为 16149~17600 万千瓦，对应的需求侧响应能力约为 807.45~880 万千瓦。从发电侧来看，江苏省新能源高质量发展面临资源制约因素凸显、并网消纳压力加大、电网安全运行承压、体制机制亟待创新等挑战。在乐观场景下，至 2030 年末，江苏省光伏总装机容量将增长至 10000 万千瓦左右，风电总装机容量将增长至 8000 万千瓦左右，新型储能总装机容量将增长至 1500 万千瓦左右。

江苏省新型电力系统建设路径包括源网荷储四个方面，在电源侧要构建“风光水火生核”多能互补、协同发展新格局，在电网侧加快配套电网建设提高新能源消纳能力，在储能侧以多元化储能应用支撑电力系统实现动态平衡，在用户侧持续推动需求侧协同能力和响应能力提升，同时应持续支持新能源高比例并网的体制机制创新。

为实现上述发展路径，建议江苏省在以下方面重点开展工作，包括加快推动新能源开发利用技术创新应用、增强多能源品种规划协调性，进一步创新电力体制机制、探索清洁电力环境效益转化机制，加强新能源基础设施建设，建立多方向协同发展机制，强化政策保障等。

# 1 江苏新型电力系统 发展现状

## 1.1 江苏省电力系统发展现状

**电力需求和绿电比重均稳步增长。**江苏省经济社会持续健康发展，电力需求和最大负荷都在持续增长。2023年，全省最大负荷1.33亿千瓦（夏季），同比增长1.02%，冬季最高用电负荷达1.32亿千瓦，同比增长22.0%，创冬季负荷新高。全社会用电量7832亿千瓦时，同比增长5.86%，接近2016年用电量的1.5倍。初步测算，全省非水电可再生能源发电量占全社会用电量比重为15.7%，全部可再生能源发电量占全社会用电量比重为23.3%。

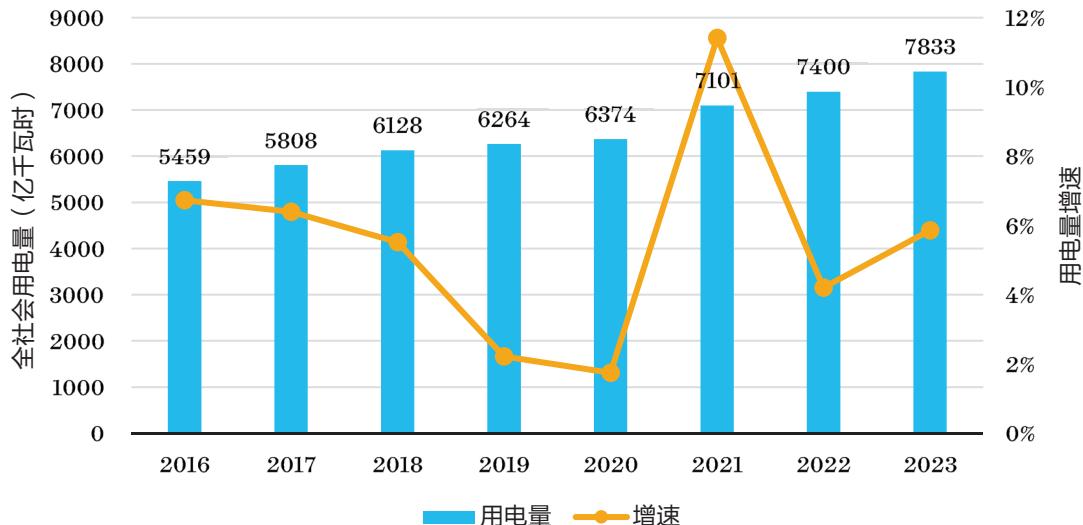


图 1-1 2016-2023 年江苏全社会用电量及增速

**电源规模扩大且不断优化。**截至 2023 年底，全省装机容量 17965.79 万千瓦，年累计发电量 6272.54 亿千瓦时，同比增长 5.44%，其中新能源在电源装机和发电量的占比方面都有大幅提升。截至 2023 年底，全省新能源装机容量 6519.72 万千瓦，占总装机比重为 36.29%，是 2016 年 12% 的三倍。其中风电装机 2286 万千瓦、光伏发电装机 3928 万千瓦。发电量方面，风电发电量 537.47 亿千瓦时，同比增长 4.80%；光伏发电量 357.87 亿千瓦时，同比增长 40.37%。

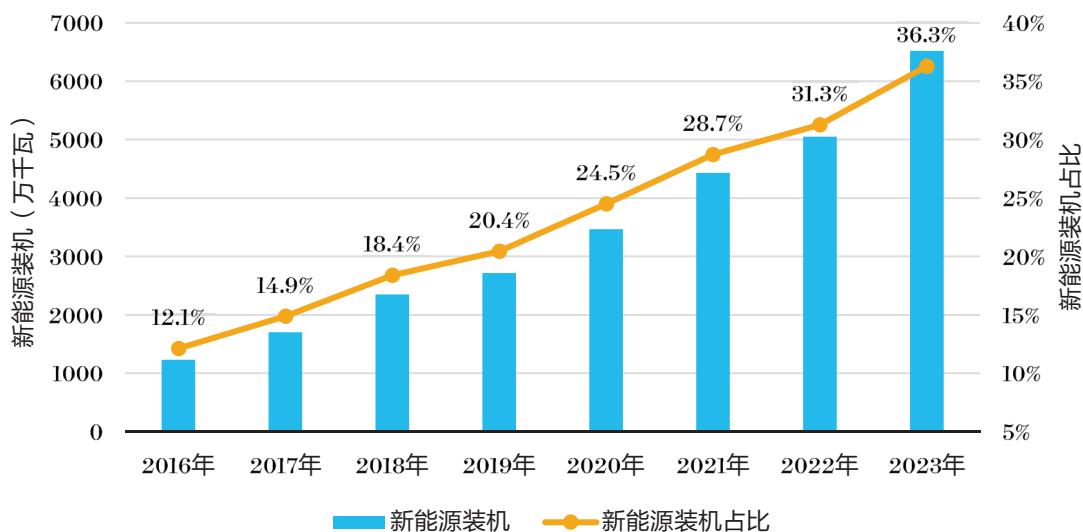


图 1-2 2016-2023 年江苏省新能源装机及占比情况

**区外来电稳步扩大。**2023 年江苏净受入区外电量 1560 亿千瓦时，同比增长 7.5%，首次突破 1500 亿千瓦时大关。2023 年最大受入电力 3360 万千瓦，同比增长 3.4%，占全社会最大用电负荷约 25.3%。

**电网供电能力不断增强。**截止 2023 年底，江苏电网拥有 35 千伏及以上变电站 3342 座、输电线路 11.08 万公里。建成并安全运行  $\pm 800$  千伏锦苏、雁淮、锡泰、白鹤滩直流和 1000 千伏淮南 - 上海交流工程，形成了“一交四直”特高压混联、“七纵七横”500 千伏输电网的坚强网架，新建 110 千伏及以上变电容量 1976 万千瓦安，线路 2800 公里。电网输配供能力进一步增强，有力保障了全省电力供应和国民经济发展。

## 1.2 江苏省新型电力系统发展面临形势

**主动引领经济发展，功能定位需要改变。**电力系统发展应逐渐向跨行业、跨领域协同转变，实现经济高效低碳发展，充分发挥技术创新对电力系统转型升级的支撑作用。

**电力需求持续增长，系统保供能力需进一步增强。**江苏经济发展显现了较强的潜力和韧性，电力需求仍将保持稳定增长，新能源时常出现用电高峰时段新能源出力同时率低于 10% 的情况，带来电力供应的不稳定，短期内电力短缺风险依然存在，需要多措并举提升电力保供能力。

**新能源快速发展，系统调节能力亟待提升。**新能源占比不断提高，快速消耗电力系统灵活调节资源，间歇性、随机性、波动性的特点使得系统调节更加困难，系统平衡和安全问题更加突出，调节性资源建设面临诸多约束，区域性新能源高效消纳风险增大，制约新能源高效利用。

**电网“双高”特征更加明显，系统安全稳定水平亟待提升。**我省新能源及区外直流来电的快速发展，高比例新能源、高比例电力电子设备、低系统转动惯量带来电网安全运行的不稳定，电网形态复杂化、运行方式多样化的特点愈发明显。

### 1.3 江苏省新型电力系统发展特点

**供给结构新：积极推动“三大“基地建设，内外双扩着力改善电力供给能力与结构。**

在现有超 8000 万千瓦煤电机组基础上，推动“先立后改”等保障性支撑电源建设，自 2021 年以来新增清洁高效支撑性电源项目共计 2330 万千瓦；有序发展燃机，在现有超 2066 万千瓦气电基础上，新增燃气轮机创新发展示范项目建设。重点发展海上风电，推动建成近海千万千瓦级海上风电基地；规范发展陆上风电，适度布局集中式陆上风电，因地制宜开发分散式风电；推动分布式光伏发展，支撑“光伏+”集中式光伏基地建设。探索新能源一体化发展模式，培育可再生能源发展的新模式、新业态，推进以可再生能源为主、分布式电源多元互补、与储能、氢能等深入融合。进一步推动区外来电引入规模和非化石能源发电占比双提升，实现电力资源的优化配置；充分利用华东区域特高压交流电网以及 500 千伏省间联络线路，优化电力调度，实现电力互补互济。

**系统形态新：交直流柔性混联技术多场景应用，源网荷储多维度扩展。**加快推进传统交流主干网向交直流混联转变，开展 UPFC、移相器、嵌入式直流、多端直流互济、海风柔直送出多类型试点示范，积极构建交直流混联的北电南送新格局。积极丰富“嵌入式”直流应用场景，重点针对江苏省北电南送过江、城市负荷中心供电以及区域电网联络等场景，采用“嵌入式”直流补充优化交流电网。持续提升北电南送过江断面输电能力，通过东部 GIL 直流输电工程，布局“嵌入式”直流、背靠背等工程，持续增强过江断面输电能力。加快现代智慧配电网建设，优化加强配电网网架结构，推动配电网智能化升级支撑海量终端资源的挖掘和调用，满足大规模新能源就地、就近、就低接入需求。统筹运用好多元储能设施，积极推动储能项目建设，以适应电力系统多时间尺度的调节需求。推动新型共享储能规划建设，推动独立新型储能项目可参与中长期交易和辅助服务等市场交易。

**运行模式新：依托机制聚合调节要素，自上而下转变系统运行机理。**提高新能源功率预测精度，完善调度运行辅助决策功能，深化极端天气下功率预测技术研究为电力系统的调度和运行提供更可靠的依据。推动电力系统绿色安全调度运行。推动建立多层次的新能源及储能协同控制体系，完善分层分级动态功率控制策略，逐步建立省、市级电网协同化管理机制。提升配电网精准控制能力，提高能源电力全环节全息感知能力，提升分布式能源、电动汽车和微电网接入互动能力，推动源网荷储协同互动、柔性控制。增强负荷侧

资源调节能力，搭建需求响应+辅助服务的协同响应体系，积极培育电力源网荷储一体化、负荷聚合服务、综合能源服务、虚拟电厂等新业态新模式，支持各类负荷资源的全接入、全监测、全管理和全方位服务，强化荷端协调互动能力。逐步构建主配微网协同的新型有源配电网调度运行模式，开展交直流混合配电网、柔性互联等新技术应用，有效提升配微电网灵活调度能力。

# 2 江苏省需求侧灵活性 资源挖掘

## 2.1 江苏需求侧发展现状

**政策机制。**近年来江苏省出台一系列相关政策，以推动电力需求响应和新型储能发展，旨在更好的利用电力负荷资源，并促进可再生能源消纳。2024年，江苏省发改委发布《江苏省电力需求响应实施细则》，提出需求响应参与主体包括电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂等。将市场化的需求响应作为负荷管理的前置手段和柔性措施，形成最大用电负荷5%以上的需求响应能力，通过引导各类主体参与需求响应，主动移峰填谷，减小峰谷差，促进季节性保供等问题高效解决。《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》提出，强化源网荷储一体促进多能协同，探索电力能源服务的新型商业运营模式，提高能源综合利用效率，建立多源融合、供需互动、高效配置的能源生产和消费模式。《江苏省“十四五”新型储能发展实施方案》提出，灵活发展用户侧新型储能。鼓励用户侧新型储能设施聚合利用，发挥削峰填谷作用，参与辅助服务市场和需求侧响应，实现源荷双向互动。2024年，江苏省发改委发布《关于启动2024年迎峰度夏需求响应申报工作的通知》，鼓励电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂运营商将工业可中断负荷、楼宇空调、充电桩、用户侧储能、数据中心等已具备实时响应的负荷资源，按照《江苏省负荷聚合

商实时需求响应系统建设技术规范》接入江苏省电力需求侧管理平台（实时需求响应子平台）、新型电力负荷管理系统，提交三方协议，积极申报参与实时需求响应。

**市场应用。**随着可再生能源装机的快速增长和区外来电的不断增多，江苏省新能源消纳和系统调峰压力不断加大，带动新型储能装机量不断上升，储能形式也逐渐多样化发展。装机总量大。截至 2024 年 7 月 15 日，江苏省新型储能项目累计建成投运 540 万千瓦，同比增加 10 倍，电化学新型储能项目规模跃居全国第一。装机形式多样。除电化学储能外，压缩空气储能、熔融盐储热、氢储能也均有布局。其中用户侧储能主要包括工商业储能和户用储能，并以工商业储能为主。近年来江苏不断优化调整夏、冬两季尖峰电价政策，增加夏季晚尖峰时长，取消冬季早尖峰时段，在重大节日午间实行深谷电价，夏、冬两季尖峰电价均以峰段电价为基础，上浮 20%；深谷电价以谷段电价为基础，下浮 20%。另一方面积极引导储能项目参与电力需求侧响应。采取市场化申报方式，基于不同类型的需求响应，按照“价格优先、时间优先、容量优先”的边际出清方式确定补贴单价和用户中标容量。在两部制电价下，江苏峰谷价差最高可达 1.1 元 / 千瓦、最低 0.77 元 / 千瓦，位居全国前列，为工商业储能用户提供了较大收益空间。用户侧储能项目中南京南钢 61 兆瓦 /123 兆瓦时储能电站项目具有较强代表性，2024 年 2 月 1 日，作为全国单体容量最大的采用磷酸铁锂电池的工商业用户侧储能项目全容量并网运行。电站配套了 306 台 200 千瓦模块化储能变流器，现场一次送电成功，同时也刷新了全国最大用户侧储能项目的纪录。

**需求侧资源兴起。**根据需求侧相关政策，江苏省要求各设区市形成不低于 5% 的用电负荷需求响应能力，电力用户响应量需结合生产经营情况自行确定，一般不低于企业最高用电负荷的 10%。截至 2024 年 1 月，江苏省系统共接入了 36 万台负荷控制终端，实现了 50 千伏安以上容量客户负荷监测覆盖率 100%，可控负荷规模达到历史最高负荷的 51%。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，2023 年江苏省工业用电量占全社会用电量的比重接近七成，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。

**新能源汽车充放电负荷现状。**作为新兴用电负荷方面，电动汽车的潜力巨大。江苏已实现多个品牌的新能源汽车在不同场景下对电网集中反向放电，10 个不同品牌的新能源

汽车同时对电网放电，放电持续 1.5 小时，最高放电功率达 2100 千瓦，削峰电量规模达 3150 千瓦时，表明江苏新能源汽车与电网融合互动迈入实用化阶段，应用场景覆盖城市和农村电网，为实现车网互动规模化应用创造了有利条件。江苏新能源汽车市场发展迅速，保有量位列全国前三，为下一步新能源汽车参与电网调节提供了强大的资源空间。根据统计，截至 2024 年 6 月底，江苏省新能源汽车保有量达到了 209.23 万辆，占汽车总量的 8.4%，充电负荷峰值超过 120 万千瓦，未来具有巨大的调节潜力。

## 2.2 江苏需求侧灵活性资源规模潜力分析

**负荷特性。** “十三五”以来，随着电力负荷的快速增长，全网峰谷差不断加大，最大用电峰谷差达 3359 万千瓦。用电负荷尖峰化特征愈加显著，需要进一步挖掘尖峰削减潜力。江苏夏季最高负荷日通常出现在 7~8 月，冬季最高负荷日通常出现在 12~1 月，全年最高负荷出现在夏季。最高负荷一般出现在夏季 7、8 月份。由数据可知，江苏四季分明，有夏季和冬季两个峰期。“十三五”期间，江苏省季不均衡系数在 0.757~0.832 之间，平均季不均衡系数为 0.789，2018 年以来呈下降趋势。近几年夏、冬季日负荷曲线形状基本一致。夏季江苏省电力负荷每天存在两个峰期，分别是 10~16 时、20~22 时。冬季江苏省电力负荷每天存在两个峰期，分别是 9~11 时、13~21 时。高峰负荷维持在日最大负荷的 95% 以上。夏、冬季日最小负荷均出现在凌晨 4~5 时。



图 2-1 江苏统调年负荷曲线

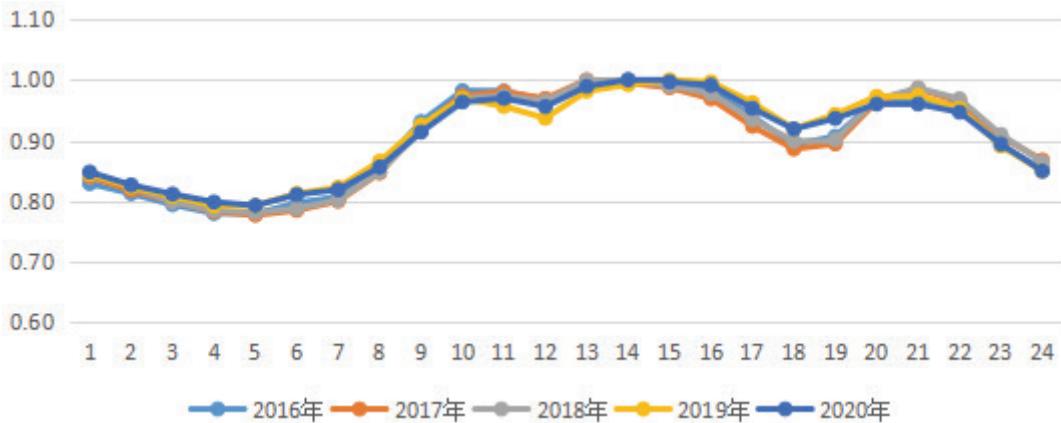


图 2-2 江苏夏季典型日负荷曲线

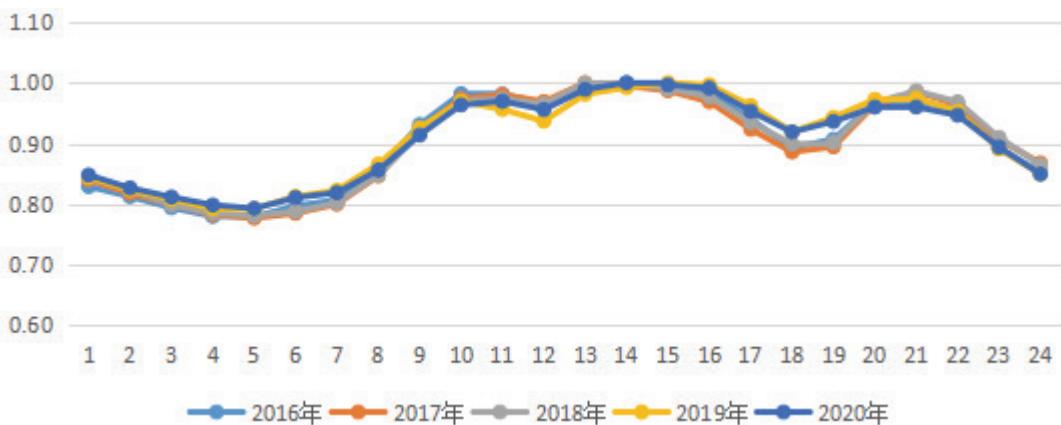


图 2-3 江苏冬季典型日负荷曲线

**总体需求分析。**《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027年）》提出要开展典型地区高比例需求侧响应，“实现典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的5%或以上，着力推动具备条件的需求侧响应能力达到最大用电负荷的10%左右”。《江苏省2023年度电力负荷管理保供方案》确定全省实时需求响应能力达260万千瓦、同比增长30%，约定需求响应能力<sup>1</sup>超过1343万千瓦、同比增长25.7%。结合江苏实际，全省需求侧响应能力暂按最大负荷用电负荷的5%考虑。根据电网滚动规划规划报告，未来5-6年，

<sup>1</sup> 约定需求响应：在响应日前一日或响应时段前若干小时，电力用户将收到省需求响应中心通过业务支撑平台、手机APP等方式发出的响应邀约，告知响应时间段及响应需量。电力用户确定响应后，在响应时段自行调整用电负荷完成响应；实时需求响应。省需求响应中心在确认组织实施实时需求响应后，通过业务支撑平台与电力用户电能管理系统、智能家居管理系统直接完成响应邀约、响应能力确认和响应执行过程。出于安全考虑，省需求响应中心在响应结束后只发出响应解除通知，不发送自动复电指令，由各电力用户自行复电。

江苏电网全社会负荷规模约为 16149~17600 万千瓦，根据规划预测，到 2023 年全省对应负荷规模的需求侧响应能力约为 807.45~880 万千瓦。随着分布式电源、工商业储能、可调节负荷及电动汽车规模的进一步增长，虚拟电厂、负荷聚合商等新兴运营模式的不断成熟与推广，预计到 2030 年，可以满足全省最大负荷用电负荷 5% 的需求侧响应能力需求。

**工商业储能规模预测。**工商业储能作为需求响应和可调节资源的重要组成部分，基于分时电价和响应补贴的双重收益机制将会大幅提升其参与积极性。虚拟电厂等运营模式的兴起也将大幅提升工商业储能参与电网调节的灵活性和有效性。江苏省发改委 2023 年 7 月 19 日印发《省发展改革委关于印发加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施的通知》：鼓励发展用户侧储能，到 2027 年，全省用户侧新型储能项目规模达到 100 万千瓦左右。而随着储能市场价格的进一步低走，根据市场预测，到 2030 年全省用户侧储能规模预计能够达到 130-150 万千瓦。

**可调节负荷规模预测。**根据《江苏省 2023 年度电力负荷管理保供方案》确定全省最大可调负荷 4018 万千瓦，占历史最大负荷的 31%。截至 2023 年 11 月，江苏电网虚拟电厂已接入可调负荷资源达到 210 万千瓦，已经具备了相当规模的可调节负荷资源。截至目前，江苏电网范围内已注册 5 批、共 10 家虚拟电厂。随着虚拟电厂等新型主体相关政策的不断推出，江苏电网可调节负荷规模预计将实现快速增长。

**电新能源汽车可调节规模预测。**新能源汽车具有平滑负荷曲线、改善电网运行效率、促进可再生能源消纳等技术优势，对于电网运行特性优化具有重大积极作用。随着新能源汽车数量的增加和车网互动（V2G）等调控技术的进步，其在需求响应中的潜力将进一步得到挖掘和应用。2023 年，全省新能源汽车销量达到 74.2 万辆，同比增长 36.6%。全省大部分城市的新能源汽车渗透率超过 30.0%。预计到 2030 年，江苏新能源汽车保有量有望突破 1000 万辆。参考目前市场主流电动汽车充电功率情况，充放电功率暂按 80 千瓦考虑，2% 车辆参与实时互动调节，则实时负荷调节能力将达到 1600 万千瓦。

**分布式光伏规模预测。**江苏电网分布式光伏资源较好，电网接入裕度较大，政策支持力度较大，预计江苏电网分布式光伏规模将于 2025 年达到 5000 万千瓦左右、于 2030 年达到 8000 万千瓦左右。

## 2.3 江苏工业领域可调节资源潜力分析

**重点行业负荷分布与特点。**根据 2023 年江苏省用电统计数据, 工业用电量占全社会用电量比重约为 68.6%, 为江苏省电力消费主体。近年来虽然工业领域用电量占全社会用电量比重呈现逐年下降态势, 但其绝对数量仍在逐年上升, 为灵活性可调节资源潜力重点挖掘板块。江苏省工业领域的重点细分行业(占全省全社会用电量比重 5% 以上), 主要包括黑色金属冶炼及压延加工业、化学原料及化学制品制造业、纺织业、通用及专用设备制造业, 对其进行负荷特性分析, 以研究可调节资源潜力。

**黑色金属冶炼及压延加工业可调节资源潜力分析。**黑色金属冶炼及压延加工业企业主要用电设备为二级及以上负荷等级, 供电安全性要求极高, 且生产连续性强, 不允许突然断电, 否则除了造成物料损失外, 还会产生安全风险, 因此行业整体可参与负荷调节度较小。生产设施方面仅少量三级负荷可参与负荷调节, 辅助生产设施如辗泥机、修理间、起重机、煤场设备等停电影响程度较小, 可以参与负荷调节。

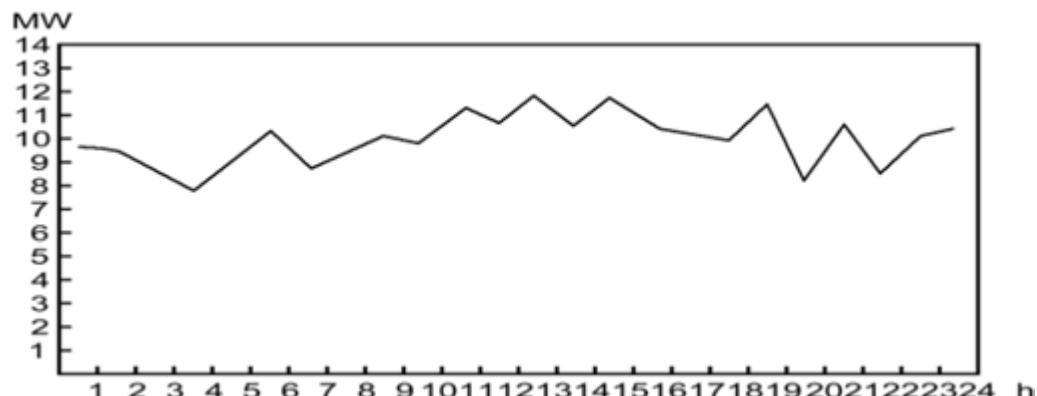


图 2-4 江苏黑色金属冶炼及压延业典型企业日负荷曲线

**化学原料及化学制品制造业可调节资源潜力分析。**化学原料及化学制品制造业主要用电设备为二级及以上负荷等级, 供电安全性要求极高, 生产连续性强, 不允许突然断电, 否则除了造成物料损失外, 还会产生安全风险。因此整体可参与负荷调节度较小。可以参与负荷调节的负荷类型主要为非生产性辅助设备。

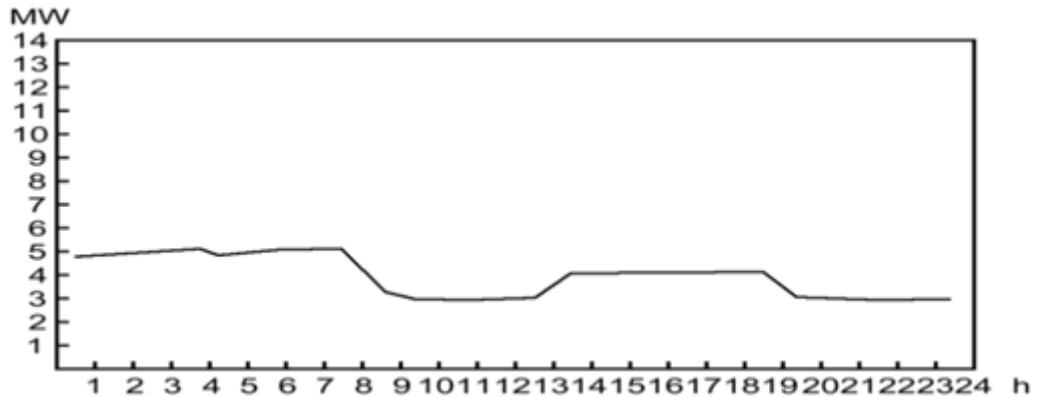


图 2-5 江苏化学原料及化学制品制造业典型企业日负荷曲线

**纺织业可调节资源潜力分析。**纺织业主要用电设备为三级负荷，用电安全性不高，但生产连续性强，突然断电会造成一定的物料和经济损失。在有计划的安排生产的前提下，适合以轮休方式参与阶段性错峰限电，既能保证企业产能，又能起到错峰用电的效果，具备一定参与负荷调节的潜力。

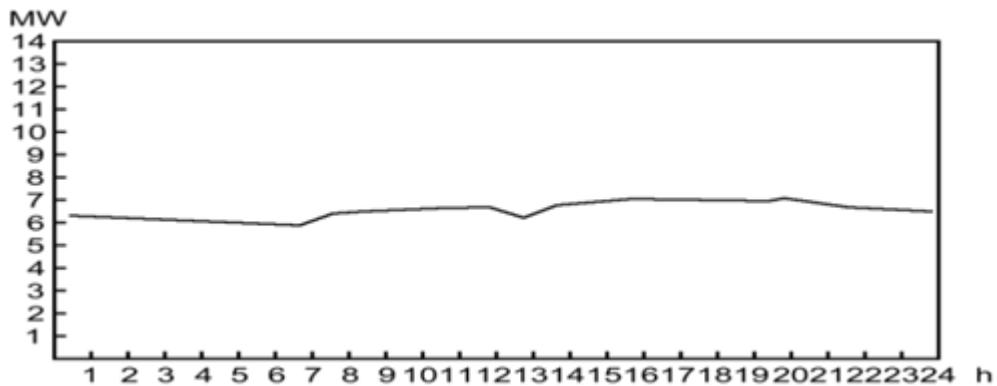


图 2-6 江苏纺织业典型企业日负荷曲线

**通用及专用设备制造业可调节资源潜力分析。**通用及专用设备制造业存在大量二级及以上负荷用电设备，该部分负荷突然断电，除了会造成一定的物料和经济损失外，还涉及到安全问题。但该行业有别于其他行业用电特点，生产机动性强、计划性强，而设备用电并不连续，适合通过合理的工序安排，将高峰用电需求进行调整，以参与阶段性错峰限电，具备一定参与负荷调节的潜力。

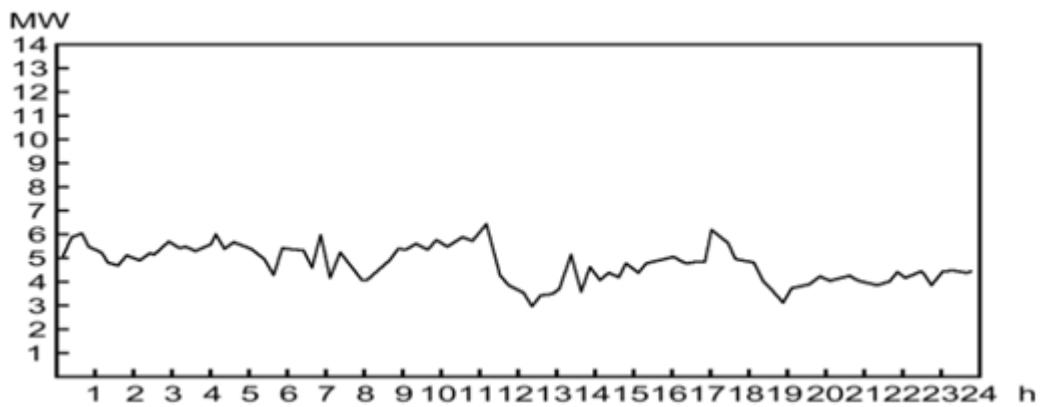


图 2-7 江苏通用及专用设备制造业典型企业日负荷曲线

# 3 江苏省新能源发展 回顾与展望

## 3.1 江苏新能源发展现状

**光伏发电装机规模。**2023 年，江苏省光伏应用市场与制造业呈齐头并进之势，装机规模持续扩大；累计光伏装机 3928 万千瓦，占全国累计装机容量的 6.45%，位居全国第三位。其中，分布式光伏累计装机 2772.2 万千瓦，位居全国前三；集中式光伏累计装机 1155.8 万千瓦；分布式光伏在总量和增量上已成为我省光伏发电的主力。2023 年，全省新增光伏装机 1419.6 万千瓦，已超过 2022 年全年新增光伏装机的两倍，占全国新增容量的 6.56%。从地区分布上看，累计光伏装机规模排在前五的分别是南通市、盐城市、苏州市、徐州市和宿迁市，长江以北地区光伏发电总装机占全省装机规模 68% 以上。

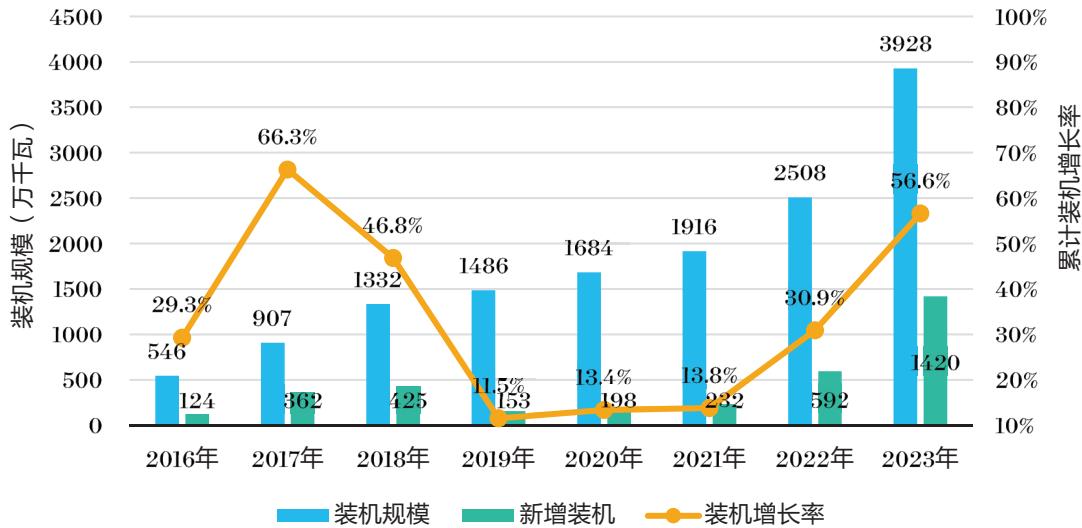


图 3-1 2014-2023 年江苏省光伏发电装机情况

**光伏产业发展情况。**江苏省作为全国光伏产业的“领头羊”，已经形成上、中、下游完整的光伏产业链，硅片、电池、组件产能和产量已经连续 10 多年保持全国甚至全球第一。根据有关行业协会统计数据，2023 年，江苏多晶硅、硅片、电池片、组件等产量分别占全国总产量的 6.8%、32.6%、33.1% 和 38.9% 以上。全省光伏制造企业 500 余家，主板上市 60 余家，超百亿企业 18 家，光伏制造从业人数 20 多万人，研发人员近 4 万人。

**风电装机规模。**江苏省陆上风力和东部沿海风力资源丰富，风电装机一直保持较好的增长趋势，海上风电装机规模一直处于全国领先地位。截至 2023 年底，江苏风电累计装机 2286 万千瓦，占总装机容量的 12.73%，风电发电量 537.47 亿千瓦时，同比增长 4.80%。陆上风电增幅逐步放缓，截止 2023 年底，陆上风电累计装机 1103 万千瓦。陆上风电主要集中在盐城、淮安和扬州。海上风电并网容量增幅迅猛，累计装机量全国名列前茅，2023 年占比达 37%。2020 年至 2021 年间，海上风电并网容量占比大幅提高，由 2020 年 572 万千瓦，占比 37%，增加至 2021 年 1183 万千瓦，占比 53%，增速高达 106.3%，成为风电总装机容量的主体。2022 年后由于补贴开始取消，海上风电发展减速，海上风电占比基本稳定在 52% 左右，截止 2023 年底，海上风电累计装机 1183 万千瓦，主要集中在南通、盐城和连云港。



图 3-2 2016-2023 年江苏省风电累计装机规模情况

**风电产业发展情况。**江苏省已经具备门类齐全、规模庞大、技术含量较高的风电生产企业及完整的产业链，产品全面覆盖整机、叶片、塔筒、齿轮箱、发电机等所有风机装备、材料及零部件，其中以高塔筒、大叶轮为代表的低风速风机技术更是处于世界领先地位。截止 2023 年底江苏省共有风电装备企业 300 余家；在南京、盐城、无锡、常州、南通、连云港等多个地区均建立风电装备产业园，逐步形成各具特色的集群优势。整机方面，以金风科技、远景能源等为代表的风电整机企业在产品型号规格齐全，覆盖各类机型。叶片方面，代表企业主要有中材科技、时代新材、中复连众等，其中中材科技是国内风电叶片行业龙头企业。塔筒方面，代表企业主要有天顺风能、江苏海力等，产品适用于 0.1-10 兆瓦的风力发电塔架。齿轮箱方面，代表企业主要有南高齿、德力佳传动等。除整机、齿轮箱、发电机、叶片、塔筒等风电关键零部件企业外，江苏还拥有其他风电零部件配套企业（电缆、轮毂、主轴、法兰、锚栓、紧固件等）近千家。运维方面，江苏省在全国处于领先地位，其中陆上风电运维企业主要有江苏能晟、南京安维士等；海上风电运维企业主要有三峡新能源、江苏丰能海服等。

**新型储能装机规模。**截至 2022 年底，储能规模分别为抽水蓄能 260 万千瓦、压缩空气储能 6 万千瓦、电化学储能 24 万千瓦及其他小容量电网侧储能。用户侧储能项目南钢储能电站项目是国内单体容量最大的用户侧储能项目，电站额定输出总功率 6.1 万千瓦，总容量 12.3 万千瓦时，每年可削峰填谷转移高峰用电负荷约 8000 万千瓦时，最大可降

低电网负荷 6.1 万千瓦。电源侧储能较少，华能淮阴、常熟二期等少数煤电机组试点开展了煤电联合调频储能项目，在电厂内配建了 1 万千瓦级规模电化学储能电池。

**新型储能产业发展情况。**江苏积极开创新型储能产业技术、市场、政策多轮驱动的良好局面，先发优势明显，产业规模、创新能力等全国领先，已发展成为新发展格局下的优势产业。2023 年，江苏新型储能产业规模保持全国领先，产品产量呈强劲增长态势。新型储能锂电池产量达 55 吉瓦时、同比增幅超过 90%，约占全国总产量 30%，全省新型储能锂电池营业收入约占全国 37%。

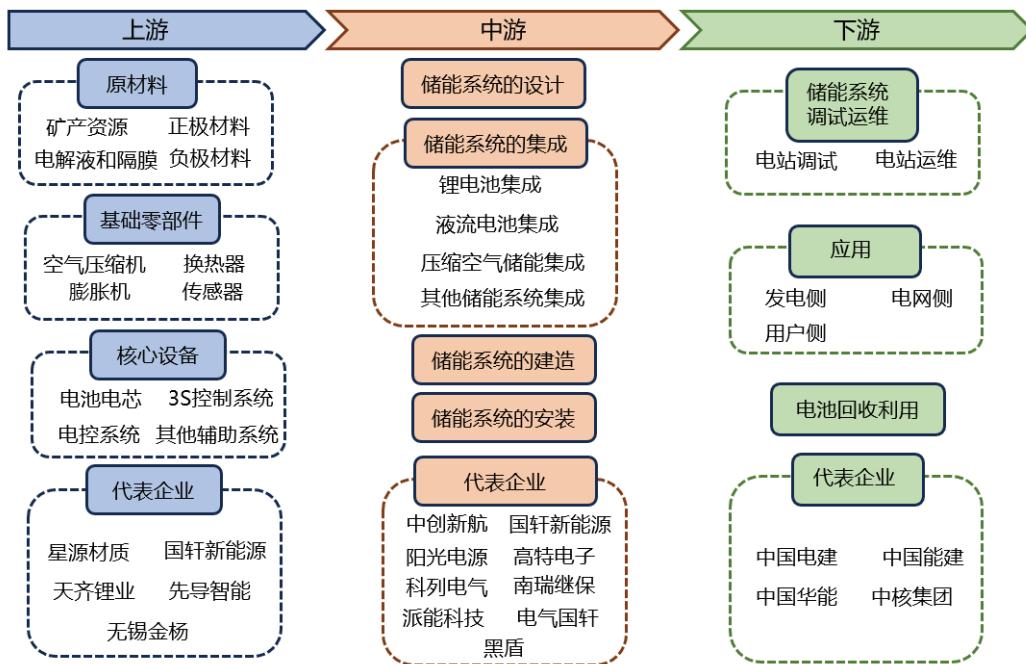


图 3-3 江苏省新型储能产业链及重点企业

## 3.2 江苏省新能源高质量发展面临挑战

**资源制约因素凸显。**江苏省人口密度大，可利用土地资源较少。光伏发电长期受到土地资源、生态红线、水利、林业、海域使用等因素制约，随着生态文明建设要求的不断提升，存在项目找地难、落地难、推进难等情况，发展空间受到一定限制。海上光伏项目开发受到湿地保护、航道安全要求等多重因素制约。深远海风电规模大，投资高，开发面临着设备可靠性、制造安装、勘察设计、运行维护等技术难点。江苏省海上风能资源丰富，建设

条件好，已成为我国海上风电发展的重点省份，深远海是未来江苏省海上风电发展的主要区域。深远海水域水文地质条件复杂，要考虑波浪、潮流、台风等多重外部因素，亟待解决风机尺度的流动模拟、风场资源评估等多个工程技术难题，相比海上风电进入规模化阶段的英国、德国等欧洲国家，未来江苏深远海风电将面临诸多影响运行维护和补贴取消后投资回报率低的挑战，叠加送出距离远，深远海风电大规模开发仍存在很大不确定性。

**并网消纳压力加大。**与传统煤电不同，风光能源为代表的可再生能源具有高波动性、间歇性，对电力系统的调节能力提出更高的要求。国际能源署（IEA）研究表明，当可再生能源占比达到15%时，将会出现消纳瓶颈，而江苏风光发电量占比全社会用电量已经突破17%，触发了临界值。受土地和可再生能源资源特性制约，江苏省可再生能源电力生产与省内负荷消纳呈逆向分布，省内99%以上的风电和66%以上的光伏发电分布在长江以北地区，约60%的负荷分布在长江以南地区。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，导致省内可再生能源消纳压力增大，局部地区、局部时段存在一定的消纳问题。

**电网安全运行承压。**一是灵活性方面，以风电、太阳能发电为主的电源具有较强的间歇性、波动性和随机性，调节能力相对较弱，其大规模并网将显著增加电力系统对灵活性资源的需求。源网荷储协同配合，提高系统灵活性，是当前新型电力系统建设的迫切需要。二是韧性方面，风力、太阳能发电受天气变化影响大，源侧发电资源可控性降低将影响电力系统电力供应快速恢复能力，在极端天气多发频发趋势下，电力系统韧性提升需求也将日益迫切。三是稳定性方面，电力电子设备与传统电磁变换装备相比，抗扰动能力差，大量应用将带来电力系统低惯性、宽频振荡、电压频率不稳定等问题。四是可靠性方面，电力电子设备过载能力弱、抵御故障能力差及新能源发电不确定性，都将影响风电、太阳能发电并网设备和系统供电的可靠性。五是经济性方面，电力系统需新增部署储能装置、控制系统及其他设备，由此将带来电力系统总成本增加，需建立有效疏导成本的市场机制。

**体制机制亟待创新。**一是并网效率提升问题。面对大规模、高渗透率分布式光伏接入电网带来的电网容量和安全挑战，需要解决光伏无序接入、低效并网、消纳困难等问题。电网需要将多元电源形态整合为一体，实现源网储荷协调发展。二是灵活性改造难题。在多元化的电源侧主体中，煤电仍占据着一定地位，短期内化石能源的规模经济效应仍然不

可替代。火电机组情节化和灵活性改造是目前阶段最为经济可行的调峰能力提升手段，通过不断降低火电机组出力下限，最大限度利用清洁能源。灵活性改造是适应未来能源形势、参与竞争性电力市场的有效途径。

### 3.3 江苏省新能源发展近中期展望

**光伏发展展望。**总体来看，经过近几年的高速增长之后，江苏省新能源总装机容量的增速会稍有放缓，但仍然将维持高质量健康发展的总体趋势。基准场景下，即各项相关因素符合当前平均预期水准时，至 2030 年末，光伏总装机容量将增长至 9000 万千瓦左右。保守场景下，即相关因素低于当前预期时，2030 年末总装机容量将增长至 8000 万千瓦左右。乐观场景下，即相关因素超出当前预期时，2030 年末总装机容量将增长至 10000 万千瓦左右。

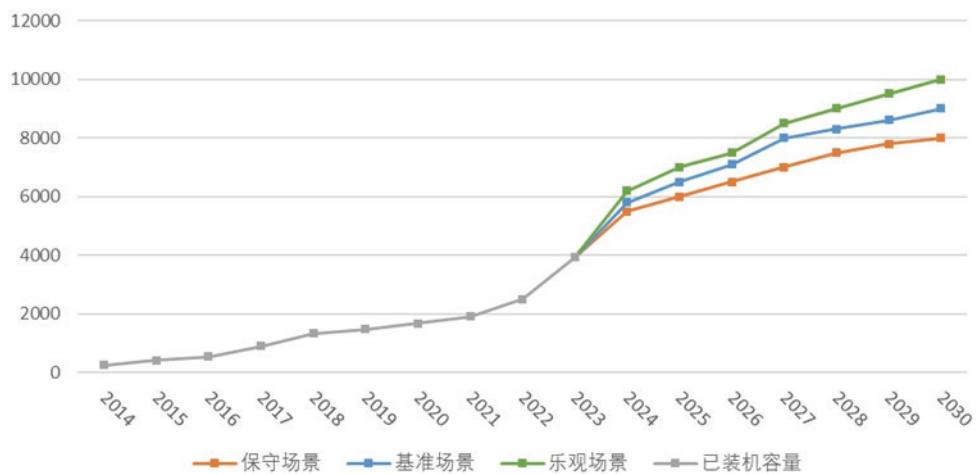


图 3-4 江苏省光伏装机规模展望（单位：万千瓦）

**风电发展展望。**总体来看，当相关政策出台或技术提升后，江苏风电发展将突破目前的瓶颈期，实现进一步的高质量健康发展。至 2030 年末，基准场景下，风电总装机容量将增长至 6000 万千瓦左右；保守场景下，将增长至 5000 万千瓦左右；乐观场景下，将增长至 8000 万千瓦左右。

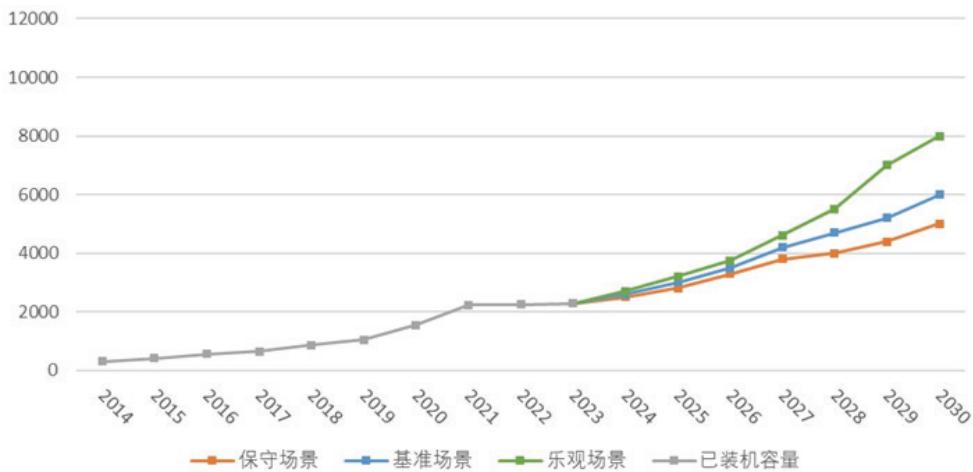


图 3-5 江苏省风电装机规模展望 (单位: 万千瓦)

**新型储能发展展望。**总体来看，在提前达到 2027 年规划目标后，江苏省新型储能总装机容量的增速将会放缓。但新能源装机量的不断增加，与建设新型电力系统的总体需求，将使新型储能装机容量继续保持高质量健康增长。至 2030 年末，基准场景下，新型储能总装机容量将增长至 1200 万千瓦左右；保守场景下，将增长至 1000 万千瓦左右；乐观场景下，将增长至 1500 万千瓦左右。

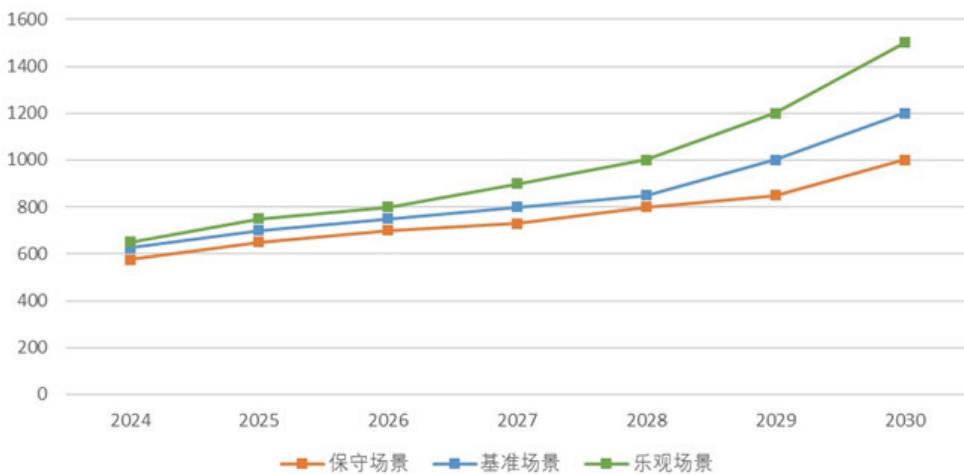


图 3-6 江苏省新型装机规模展望 (单位: 万千瓦)

# 4 江苏省新型电力系统 高质量发展路径

江苏省以加快构建新型电力系统为主线，推动供给结构新、系统形态新与运行模式新的“三新”发展新路径，从“源网荷储”四个层面协同发力，推动江苏省新型电力系统高质量发展。依据《新型电力系统发展蓝皮书》中国家提出的发展阶段，结合江苏现状，课题组提出江苏省新型电力系统发展的三个阶段，即，加速转型期（当前-2030年）、总体形成期（2030-2040年）和巩固完善期（2040-2050年），分步骤、有层次推进新型电力系统建设进度。相比与全国新型电力系统构建进程，江苏省新型电力系统建设预计超前5-10年完成。

**加速转型期（当前-2030年）。**积极推动保障性电源并争取区外来电，提升新能源替代能力，构建清洁低碳多元供给体系，新能源逐步成为发电量增量主体，煤电仍是电力安全保障的“压舱石”，区外来电电力规模进一步扩大；积极构建交直流混联电网，提升资源优化配置能力，同时加快现代智慧配电网建设，满足新能源就地、就近、就低接入；新能源跨领域融合、负荷聚合服务、综合能源服务等贴近终端用户的新业态新模式不断涌现，分散化需求响应资源进一步整合，终端用能电气化水平进一步提升，支撑形成绿色低碳、高效节能的生产方式和生活方式；电化学储能规模进一步增长，独立新型储能快速发展，储能多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。到2030年江苏省“三新”新型电力系统初步建成。

**总体形成期（2030-2040年）。**新能源逐渐成为新增装机主体电源，煤电清洁低碳转型步伐加快，依托柔性直流技术发展，新增区外来电电力非化石能源消费占比进一步增大；嵌入式

直流进一步发展，全省北电南送断面能力进一步增强，电网资源配置能力稳步提升，电网加速向柔性化、智能化、数字化发展，大电网、分布式多种新型电网技术形态融合发展；各领域各行业先进电气化技术及装备水平进一步提升，工业领域电能替代深入推进，电力需求响应，市场环境逐步完善，虚拟电厂、电动汽车、可中断负荷等用户侧优质调节资源参与电力需求响应市场化交易，用户侧调节能力大幅提升；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，实现日以上时间尺度的平衡调节。到 2040 年，江苏省“三新”新型电力系统基本建成。

**巩固完善期（2040-2060 年）。**江苏省新能源发电量占比进一步提升，非化石能源电量成为结构性主体电源，煤电等传统电源转型为系统调节性电源，提供应急保障和备用容量，支撑电网安全稳定运行，电能与氢能等二次能源深度融合；低频输电、超导直流输电等新型技术实现开展应用，新型输电组网技术创新突破，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，能源与电力输送协同发展；既消费电能又生产电能的电力用户“产消者”蓬勃涌现，成为电力系统重要的平衡调节参与力量，电力在能源系统中的核心纽带作用充分发挥，通过电转氢、电制燃料等方式与氢能等二次能源融合利用，助力构建多种能源与电能互联互通的能源体系；储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，能源系统运行灵活性大幅提升，从不同时间和空间尺度上满足大规模可再生能源调节和存储需求。到 2050 年，江苏省“三新”新型电力系统完成建成。

	加速转型期 (当前-2030年)	总体形成期 (2030-2040年)	巩固完善期 (2040-2050年)
电源侧	<ul style="list-style-type: none"> <li>新能源逐步成为发电量增量主体</li> <li>煤电仍是电力安全保障的“压舱石”</li> <li>区外来电电力规模进一步扩大</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新能源逐步成为装机主体电源</li> <li>煤电加速清洁低碳转型</li> <li>区外来电绿色电力规模进一步扩大</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新能源逐步成为发电量结构主体电源</li> <li>电能与氢能等二次能源深度融合利用</li> </ul>
电网侧	<ul style="list-style-type: none"> <li>交直流混联主网架初步建成</li> <li>现代智慧配电网建设增速</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>嵌入式直流进一步发展，电网加速向柔性化、智能化、数字化发展</li> <li>大电网、分布式多种新型电网技术形态融合发展</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新型输电组网技术创新突破</li> <li>电力与能源输送深度耦合协同</li> </ul>
用户侧	<ul style="list-style-type: none"> <li>电力消费新模式不断涌现</li> <li>终端用能领域电气化水平逐渐提高</li> <li>灵活调节和响应能力提升</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>用户侧低碳化、电气化、灵活化、智能化变革</li> <li>全社会各领域电能替代广泛普及</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>电力生产和消费关系深刻变单</li> <li>用户侧与电力系统高度灵活互动</li> </ul>
储能侧	<ul style="list-style-type: none"> <li>电网侧储能规模快速增长</li> <li>储能多应用场景多技术路线规模化发展</li> <li>满足系统日内平衡调节需求</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>规模化长时储能技术取得突破</li> <li>满足日以上时间尺度平衡调节需求</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>覆盖全周期的多类型储能协同运行，能源系统运行灵活性大幅提升</li> </ul>
总体	<ul style="list-style-type: none"> <li>“三新”新型电力系统初步建成</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>“三新”新型电力系统基本建成</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>“三新”新型电力系统完全建成</li> </ul>

图 4-1 江苏省新型电力系统发展阶段



图 4-2 江苏省新型电力系统发展总体目标

## 4.1 电源侧：构建“风光水火生核”多能互补、协同发展新格局

**开展风电和光伏发电资源普查。**根据自身资源禀赋，开展陆上风电、地面光伏、屋顶分布式光伏、领海范围内海上风电和海上光伏等资源普查。摸清风光资源分布的环境要素和天然地形地貌特征，以及环境敏感区及管控要求。坚持耕地保护优先、生态优先，保护林草植被，避让耕地和永久基本农田，在严守相关管控要求的前提下，提出风电和光伏发电的可利用区域。

**科学推进煤电和燃机调节能力提升。**未来5-6年，煤电电力供应依然是基本盘和压舱石，坚持“先立后改”，推动煤电灵活低碳发展，科学合理优化煤电布局。对符合能效、环保、安全等政策和标准要求的煤电机组，施行“关而不拆”作为应急备用电源，并同步推进清洁化改造。

**稳妥有序推进深远海和陆上风电。**推进近海风电集中连片、规模化开发，打造千万千瓦级海上风电基地。统筹规划远海风电可持续发展，根据国家深远海海上风电规划部署，及时组织实施深远海海上风电项目。综合考虑资源禀赋、建设条件、消纳能力和生态环境等因素，科学布局陆上风电项目及配套设施。在风能资源丰富且远离居民点区域，优先利用垦区农场、临海盐场等符合用地要求的区域按需适度布局集中式陆上风电；在符合法律法规和标准规范前提下，在工业园区、交通基础设施、老旧油气田等用电量大、消纳条件好且风能资源丰富地区开展分散式风电建设。实施老旧风机改造升级行动，对并网运行超过15年或单台机组容量小于1.5兆瓦的风电场开展改造升级。

**推动光伏大规模高质量发展。**按照生态友好、节约集约、安全可靠、分步实施的总体思路，推动海上光伏规模化发展、立体式开发，初步推动南通11个、连云港11个、盐城21个海上光伏项目场址建设，全力打造沿海地区千万千瓦级海上光伏基地。因地制宜发展分布式光伏，积极推广建筑光伏一体化清洁替代。充分发挥电网配置平台作用，促进网源协调发展，推动分布式光伏接网消纳。

**因地制宜发展生物质能发电。**鼓励各地区结合自身资源条件，因地制宜出台生物质能支持政策。优化生物质发电开发布局，以生物质资源的能源化循环利用和清洁利用为重点，

推动城市生活垃圾焚烧发电、农林生物质直燃发电、沼气发电等建设。加快生物质发电向热电联产转型升级，为具备资源条件的县城、人口集中的乡村提供民用供暖，为中小工业园区集中供热。

**安全有序推进核电项目建设。**按照千万千瓦级核电基地规划目标，在确保安全的前提下，有序推进核电项目建设。推动江苏徐圩核能供热发电厂建设，积极稳妥开展核能供热示范。推动新一代先进核电技术实现规模化应用，形成热堆—快堆匹配发展局面。

## 4.2 电网侧：加快配套电网建设提高新能源消纳能力

**优化加强电网主网架。**加强电网规划优化，加快特高压电网建设，提高跨省跨区输送清洁能源能力。发挥大电网资源配置作用，推动主干网架提质升级、柔性化发展，支撑高比例新能源高效开发利用。提高主干电网输送能力，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。

**加快配电网升级改造。**定期开展配电网规划编制工作并形成滚动调节机制，有针对性地开展全省城乡新型配电网的规划构造，适度超前规划建设，有序加大配电网投资力度，加快建设满足分布式光伏规模化开发和就近消纳要求的新型智能配电网。创新应用数字化技术，加强配电网层面源网荷储协同调控，有序开展交直流混合配电网、柔性互联等新技术应用，综合采用运方调整、网架延伸、配变增容布点等多种手段，逐步构建主配微网协同的新型有源配电网调度运行模式，提升电网综合承载力和灵活性。

**探索智慧化调度体系建设。**推进新型电力调度支持系统建设，推动“云大物移智链边”、5G 等先进数字信息技术在电力系统各环节广泛应用，增强气象、天气、水情及源网荷储各侧状态数据实时采集、感知和处理能力，实现海量资源的可观、可测、可调、可控，提升电源、储能、负荷与电网的协同互动能力。在分布式新能源、用户侧储能、电动汽车充电设施等新型主体发展较快的地区，探索应用主配微网协同的新型有源配电网调度模式。

**创新推动智能微电网建设。**围绕光储充场站、建筑楼宇、工业企业、产业园区等典型场景，开展新型智能微电网试点建设。鼓励项目投资运营主体按照能源互联网理念，一体

化开展用户侧电能替代、综合能源供应以及灵活性资源开发，实现能源生产和使用的智能化匹配和协同运行，为用户提供一站式能源解决方案。充分发挥新型智能微电网绿色低碳属性，探索新型智能微电网与碳排放体系、绿电绿证交易等相衔接的电碳协同发展模式。

### 4.3 储能侧：以多元化储能应用支撑电力系统实现动态平衡

**重点发展电网侧储能。**加强政策引导，优化规划布局，鼓励新能源配建储能按照共建共享的模式，以独立新型储能项目的形式在专用站址建设，直接接入公共电网，更好发挥顶峰、调峰、调频、黑启动等多种作用，提高系统运行效率。支持各类社会资本投资建设独立新型储能项目。加快华能金坛、国信淮安等盐穴压缩空气储能项目建设，研究探索长时储能技术试点应用，提高储能运行效率。

**鼓励发展用户侧储能。**充分利用峰谷分时电价等机制，鼓励企业用户和产业园区自主建设新型储能设施，缓解电网高峰供电压力。围绕大数据中心、5G 基站、工业园区等终端用户，依托源网荷储一体化模式合理配置用户侧储能，提升用户供电可靠性和分布式新能源就地消纳能力。鼓励运用数字化技术对分布式储能设施开展平台聚合。探索不间断电源、电动汽车等用户侧储能设施建设，推动电动汽车通过车网互动、换电模式等多种形式作为移动储能单元参与电力系统调节，挖掘用户侧灵活调节能力。

**支持发展电源侧储能。**鼓励新能源企业通过自建、共建和租赁等方式灵活配置新型储能，综合新能源特性、系统消纳空间和经济性等因素，合理确定储能配置规模，提升新能源消纳利用水平、容量支撑能力和涉网安全性能，因地制宜在风电、光伏场站内部配建新型储能设施，建设系统友好型新能源电站。支持燃煤电厂内部配建电化学储能、熔盐储能等设施，与燃煤机组联合调频调峰，提升综合效率。

**适时推动氢能应用示范。**以功能集成化、资源集约化、运行商业化为原则，统筹全省加氢设施布局，形成规模适度超前、设施先进、智能高效、安全可靠的加氢网络。开展氢储能电站示范应用，通过电 - 氢 - 电的转化模式，建设储氢到氢发电的全链条氢储能电站。

## 4.4 用户侧：持续推动需求侧协同能力和响应能力提升

**稳步提升需求侧响应能力。**开展典型地区高比例需求侧响应，在尖峰负荷问题突出或新能源消纳困难的地区实施高比例需求侧响应。依托新型电力负荷管理系统，建立需求侧灵活调节资源库，优化调度运行机制，完善市场和价格机制，充分激发需求侧响应活力，实现典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的5%或以上，着力推动具备条件的典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的10%左右。

**推动虚拟电厂建设。**结合电力保供、新能源发展等需求，利用当地源荷储资源，建设一批虚拟电厂。建立健全虚拟电厂技术标准体系，完善虚拟电厂的市场准入、安全运行标准和交易规则，常态化参与系统调节，提升电力保供和新能源就地消纳能力。

## 4.5 支持新能源高比例并网的体制机制创新

**深化新能源领域“放管服”改革。**持续推动简政放权，继续下放或取消非必要行政许可事项，进一步优化能源领域营商环境，增强市场主体创新活力。破除制约市场竞争的各类障碍和隐性壁垒，落实市场准入负面清单制度。电网企业要按照《电网公平开放监管办法》要求，公平无歧视地为合规的新能源项目提供电网接入服务，进一步优化工作流程，简化新能源投资项目管理程序。电网企业应确保申请渠道畅通，采取“线上受理”“一次告知”等方式受理接入电网申请，鼓励实行一窗受理、并联审批，缩减办理时限，进一步提高效率。

**加强新能源监测分析和预警。**能源主管部门应积极开展新能源消纳监测，全面跟踪分析本地区新能源消纳形势，专题研究新能源消纳困难地区的问题，动态测算本地区年度新能源利用率和新能源消纳空间，动态评估电网承载力。根据各地新能源消纳利用实际情况，部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源消纳利用率条件。电网企业要根据当地电网承载力评估结果及新能源开发项目具体需要，结合分布式新能源的资源条件、开发布局和投产时序，有针对性加强配电网建设，提高配电网对分布式新能源的接纳、配置和调控能力，保障新能源项目有序接网消纳。

**稳妥推进新能源参与电力市场交易。**鼓励新能源发电企业通过与电力用户签订长期购电协议、政府授权合约锁定基本收益和长期交易预期。对国家已有明确价格政策的新能源项目，电网企业应按照有关法规严格落实全额保障性收购政策，全生命周期合理小时数外电量可以参与电力市场交易。建立完善平衡机制，更好地满足新能源波动特性对电力供应实时平衡提出的更高要求，提高新能源市场交易频次效率，满足新能源曲线形成与调整需要。建立清晰的发用两侧平衡责任关系，推动双边交易主体参与系统平衡、分担平衡责任的机制。建立新能源偏差考核与分配机制，引导新能源逐步提高发电预测准确度。

**建立完善全省可再生能源消纳保障机制。**建立完善可再生能源电力消纳责任考评指标体系和奖惩机制，将消纳责任制压实到售电公司等负荷服务主体，并制定与之相配套的考核和奖惩制度。加快制定高耗能企业使用绿色电力的刚性约束机制，逐年提高绿色电力消费最低占比，对符合条件的企业适度降低阶梯电价加价标准。实施存量高耗能企业可再生能源电力强制消费机制。综合考虑全省各设区市节能目标完成进度、项目能效水平、能耗强度水平以及存量挖潜等因素，合理确定存量高耗能企业可再生能源电力消纳责任权重目标。到 2025 年，高耗能企业电力消费中绿色电力占比不低于 30%，全省非化石能源消费比重不低于 18%。

**完善支持新能源发展的财政金融政策。**全面落实税务部门征收可再生能源发展基金的有关要求，确保应收尽收。利用好现有资金渠道支持新能源发展。研究将新能源领域符合条件的公益性建设项目纳入地方政府债券支持范围。在依法合规、风险可控、商业可持续前提下，金融机构可以自主确定是否对已纳入可再生能源发电补贴清单的项目发放补贴确权贷款，金融机构和企业可自主协商确定贷款金额、期限、利率、还款计划等。充分发挥电网企业融资优势，积极拓展资金来源，推动可再生能源发电延续补贴资金年度收支平衡。支持符合条件的金融机构提供绿色资产支持（商业）票据、保理等创新方案，解决新能源企业资金需求。丰富绿色金融产品服务。加大绿色债券、绿色信贷对新能源项目的支持力度。充分运用设备更新最新政策，研究探索将新能源项目纳入基础设施不动产投资信托基金（REITs）试点支持范围。支持将符合条件的新能源项目的温室气体核证减排量纳入全国碳排放权交易市场，进行配额清缴抵销。

# 5 行业建议

**推动新能源开发技术创新应用。**一是充分发挥企业创新主体作用。以国家能源领域首台(套)重大技术装备、国家能源创新平台为载体,以能源重大项目开发应用为支撑,加强江苏能源前沿技术和核心技术创新,着力推动风电、晶硅光伏、新型储能和特高压等方面的核心技术国产化、自主化。二是提升数字化技术应用,加强配电网层面源网荷储协同调控,有序开展交直流混合配电网、柔性互联等新技术应用。综合采用运方调整、网架延伸、配变增容布点等多种手段,逐步构建主配微网协同的新型有源配电网调度运行模式,提升电网综合承载力和灵活性。三是大力发展战略性新兴产业。推动电网向数字化、智能化转型,利用大数据、云计算、人工智能等技术手段,提升电网的感知、分析、决策和执行能力。建设智能调度系统,实现电网的自动化、智能化调度,提高电网的安全性和经济性。四是推动能源互联网基础设施建设,积极应用现代通信、智能控制、需求侧管理、虚拟电厂等创新技术,促进源网荷储协同、多能互补利用,提升新能源规模化开发、高比例消纳的安全性和可靠性。五是多元化发展新型储能技术。结合新型电力系统对新型储能技术路线的实际需要,推动江苏新型储能技术多元化发展,促进技术成熟的锂离子电池、压缩空气储能规模化发展,支持液流电池、热储能、氢储能等技术路线试点示范。

**进一步完善电力市场机制体制。**一是建立市场化需求侧响应清单。加快构建以行业类型、用电类型为主要分类标准的需求响应体系,释放用户侧调节潜力,形成稳定可靠的资源库,在灵活的电价政策基础上,提高需求响应的激励效果。二是完善辅助服务市场机制。有效激励各类调节资源发挥作用。合理设置辅助服务费用在电力价格机制中的分担比例,进一步扩大辅助

服务市场规模，逐步推动调频、备用辅助服务市场与现货市场联合出清；按照“谁受益、谁补偿”的原则，确定可调节资源参与电网有偿调峰的补偿水平，辅助服务补偿范围应包括灵活性改造投资、储能及分布式电源建设成本、新增加的运维成本等因素。三是优化电网峰谷价差调节功能。进一步完善峰谷分时电价政策，综合考虑系统净负荷曲线变化特征，动态优化时段划分和电价上下浮动比例，通过实施尖峰电价等手段提高经济激励水平，引导用户侧参与系统调节。四是健全分布式发电市场化交易模式。鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易，完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制，增强新能源就近消纳和安全运行能力。

**增强多能源品种规划协调性。**能源安全保障需统筹好各能源品种间的规划协调，加强不同能源品种间的互济互保。一是要确保各级能源规划的协调性，避免地方规划与省级规划目标不一致的情况发生，建立适应全省重大发展战略需要的能源规划体系，推进能源经济区划与行政区划解耦。二是打破原有全省能源品种独立规划方式，推进化石能源与清洁能源之间的协同，整合不同能源品种的生产、传输、消费规划，以促进能源品种间的协同互济发展。三是推动能源规划与市场化改革、政府监管的协调，将市场化改革、政府监管环节的相关要求与能源规划实际相衔接，确保能源规划与市场机制和政府监管的一致性。四是制定中长期规划，立足于资源禀赋，建立支撑多种能源融合发展的中长期规划，加快突破关键核心技术、提高装备可靠性。

**加强新能源基础设施建设。**一是加快配电网升级改造。积极开展全省城乡新型配电网的规划构造，加快建设满足分布式光伏规模化开发和就近消纳要求的新型智能配电网。二是提高主干电网输送能力。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。三是加快新型储能项目建设，充分利用电化学储能响应快、配置灵活等优势，重点发展电网侧储能，面向不同应用场景，针对锂离子、液流电池、重力储能、飞轮储能等不同技术，差异化定制储能设施方案，加快华能金坛、国信淮安等盐穴压缩空气储能项目建设。积极开展抽水蓄能电站规划布局，加快建设连云港抽水蓄能电站项目。四是加快新能源充电设施建设。积极鼓励各类社会资本参与新能源充电基础设施建设与运营，完善充电桩服务站（点）的配套服务设施加强充电设施运

行状态监测，引导新能源汽车有序充电，促进新能源汽车与电网协调互动发展。五是持续推进可再生能源发展。风电方面，加快推动龙源射阳、三峡大丰、国信大丰已竞配海上风电项目建设，积极开展新一轮海上风电竞配工作。优先利用临海盐场等按需适度布局集中式海上风电，鼓励风电场开展改造升级，提升风电场资源利用效率和发电水平。光伏方面，推动海上光伏规模化开发，推进采煤塌陷区、渔光互补、农光互补等集中式光伏建设，大力开展屋顶分布式光伏，推动光伏与高速公路、公交场站等融合发展。

**建立多方向协同发展机制。**进一步健全完善电力市场、绿证（绿电）交易与碳排放权交易的协同发展机制，引导实现绿色高效用能消费。一是加强顶层设计。推动绿色电力消费与绿证市场、碳市场等政策机制做好衔接，确保绿色环境权益的唯一性，形成强大合力。二是推动绿证定位转型。随着主要可再生能源实现全面无补贴平价上网，绿证的定位应从替代电价补贴转向促进绿电消费，满足电力消费端对绿证的需求增加。三是建立机制衔接。研究通过中国核证减排量（CCER）等机制建立绿电交易与碳交易机制衔接，解决市场间的冲突和重复核算付费问题，避免电力用户在电力市场和碳市场重复支付环境费用。四是完善法规标准体系。明确绿证的法律地位和交易规则，建立健全绿证的标准体系，实现“证随电走”，确保市场的规范运作。五是促进市场参与者和利益相关者的协同。促进电力市场与绿证市场的参与者和利益相关者之间的协同，激发各方的参与热情，共同推动市场的健康发展。

**强化人才支撑和激励机制。**一是加强人才培养，鼓励省属高校和职业院校加强新能源相关专业的教学和科研，培养更多高素质的新能源专业人才。二是引进高端人才。加大对新能源领域高端人才的引进力度，吸引国内外优秀的新能源领域专家和企业家来江苏创业发展。三是完善人才激励机制，建立健全人才激励机制，鼓励区域联动，支持新能源企业在区域外建立具有技术研发、人才招引、产业联动等功能的“人才飞地”和“科创飞地”，为新能源领域的人才提供更加优厚的待遇和发展空间。

# 参考文献

- [1] 廖华 朱跃中. 中国能源安全若干问题研究 [M]. 北京: 科学出版社, 2024.
- [2] 江苏省统计局. 江苏统计年鉴 2023[M]. 北京: 中国统计出版社, 2024.
- [3] 国家统计局. 中国能源统计年鉴 2023[M]. 北京: 中国统计出版社, 2024.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 朱瑞兆. 中国分省太阳能资源图集, 2006.
- [9] 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.
- [10] 彭博新能源财经, 1H 2023 LCOE Data Viewer Tool, 2023
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] IEA, Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector[R], 2021.
- [15] 电规总院. 中国电力发展报告 2023[M]. 北京: 人民日报出版社, 2024.

- [16] 舒印彪, 新型电力系统导论 [M]. 北京: 中国科学技术出版社. 2022.
- [17] 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.
- [18] 电规总院, 中国能源发展报告 2023[M]. 北京: 人民日报出版社. 2024.



电力圆桌  
POWER SECTOR ROUNDTABLE