



江苏省与四川省能源转型发展现状研究

On behalf of:



Federal Ministry
for the Environment, Climate Action,
Nature Conservation and Nuclear Safety



INTERNATIONAL
CLIMATE
INITIATIVE

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

of the Federal Republic of Germany

出版方

德国国际合作机构（GIZ）

注册办公地

德国波恩和埃施博恩

地址

德国国际合作机构东亚办公室

北京市朝阳区亮马河南路 14 号塔园外交人员办公楼 2 号楼 5 层 邮编：100600

电子邮箱

climatechangechina@giz.de

更多信息请扫码关注我们的网站 climatecooperation.cn

项目介绍

本报告是“具有雄心的绿色低碳能源转型——支持中国碳达峰碳中和目标”项目的成果之一。该项目由德意志联邦共和国联邦经济与能源部与中华人民共和国发展和改革委员会（NDRC）合作开展，是一项中德双边合作项目，由德国国际合作机构（GIZ）与中国电力企业联合会（CEC）和德国伍伯塔尔研究所（WI）共同执行。

该项目由德国联邦政府的国际气候倡议（International Climate Initiative, IKI）资助并委托实施。国际气候倡议（IKI）是德国联邦政府支持国际气候行动和生物多样性保护的核心工具，在联邦政府内部由联邦环境、气候行动、自然保护及核安全部（BMUKN）负责协调，部分项目亦由联邦外交部（AA）委托执行。

项目主任

韦国思

作者

张晶杰，石丽娜，杨帆，王晨龙，雷雨蔚，杜歆欣，蒋承志，杨蕊（中国电力企业联合会）

审阅

王志轩（独立专家）

王昊（GIZ）

目 录

一、研究概述 1

二、能源转型的基础条件 2

2.1 江苏省和四川省的能源转型定位及特征 2

2.1.1 江苏省的能源转型基础 2

2.1.2 四川省的能源转型基础 2

2.2 能源转型的总体政策框架与治理体系 3

2.2.1 能源发展法律体系核心框架 3

2.2.2 碳达峰碳中和政策体系 3

2.2.3 国家自主贡献 3

2.2.4 江苏省的政策与治理 4

2.2.5 四川省的政策与治理 4

三、江苏省和四川省能源消费及供应现状 6

3.1 基于分行业电力消耗的能源消费 6

3.1.1 全国与两省份的能源消费概况 6

3.1.2 两省能源消费特征差异化对比 6

3.2 发电装机配置及运行特征 6

3.2.1 江苏省发电结构及运行特点 7

3.2.2 四川省发电结构及运行特点 7

3.3 煤炭消费减量替代进展 7

3.3.1 江苏省煤炭转型实践与成效 7

3.3.2 四川省煤炭转型实践与成效 7

3.4 可再生能源规模化发展路径 8

3.4.1 江苏省可再生能源发展现状与进展 8

3.4.2 四川省可再生能源发展现状与进展 8

四、基于可再生能源的电气化发展实践 9

4.1 电气化发展现状、进展及未来趋势 9

4.1.1 江苏省电气化实践路径与成效 9

4.1.2 四川省电气化实践路径与成效 9

4.2 电气化推进过程中的核心挑战 10

4.2.1 跨部门共性挑战分析 10

4.2.2 分领域差异化障碍梳理 10

五、电力系统灵活性提升策略 12

5.1 可调度发电能力建设与优化 12

5.1.1 江苏省发电调度实践与经验 12

5.1.2 四川省发电调度实践与经验 12

5.2 储能技术应用与规模化发展	13
5.2.1 江苏省储能实践路径与成效	13
5.2.2 四川省储能实践路径与成效	13
5.3 需求侧灵活性资源挖掘与利用	14
5.3.1 江苏省需求侧灵活性实践与探索	14
5.3.2 四川省需求侧灵活性实践与探索	14
5.4 基于市场机制与电价政策灵活性引导	15
5.4.1 江苏省电力市场与电价机制实践	15
5.4.2 四川省电力市场与电价机制实践	15
5.5 系统灵活性提升的主要挑战与瓶颈	15
5.5.1 政策与监管层面	15
5.5.2 技术与成本层面	16
5.5.3 市场与系统协同层面	16
六、电网基础设施建设	17
6.1 中国及两省电网发展概况	17
6.1.1 江苏省电网结构特征与功能定位	17
6.1.2 四川省电网结构特征与功能定位	17
6.2 中国电网发展规划编制流程与机制	18
6.2.1 国家层面规划：顶层指引与战略指引	18
6.2.2 省级层面规划：落地衔接与区域适配	18
6.2.3 市县层面规划：具体实施与精准落地	18
6.3 中国及两省智能电网发展实践	18
6.3.1 国家层面智能电网：标准与技术框架	18
6.3.2 江苏省智能电网建设实践与成效	19
6.3.3 四川省智能电网建设实践与成效	19
6.3.4 中国智能电网发展的共性方向与趋势	20
6.4 两省电网情况小结	20
七、江苏省和四川省电力系统转型的社会维度	21
7.1 电力系统转型中的就业结构调整与优化	21
7.1.1 江苏省就业转型实践与保障措施	21
7.1.2 四川省就业转型实践与保障措施	21
7.2 电力系统转型驱动经济多元化与创新发展	22
7.2.1 江苏省经济多元化实践路径与成效	22
7.2.2 四川省经济多元化实践路径与成效	22
7.3 电力系统转型管理机制	23
7.3.1 江苏省电力系统转型管理机制	23
7.3.2 四川省电力系统转型管理机制	23
八、结论与建议	24

一、研究概述

中国的能源转型是在国家“双碳”目标（2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和）引领下，能源系统在供给与需求两侧所推动的一场系统性变革。其核心路径包括规模化发展可再生能源、推进传统能源清洁替代、提升系统整体灵活性，以协同保障能源安全、推动低碳转型并促进经济持续发展。中国的能源转型遵循“全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险”的基本原则。

本报告基于国家及省级层面的政策文件与统计数据，立足于全国“双碳”战略与区域协调发展的总体框架，选取东部经济大省江苏省与西部资源大省四川省作为研究对象，系统考察两省在能源电力系统方面的现状特征与转型

进程。报告首先剖析两省的能源消费结构与供应格局，深入探讨煤炭转型路径与可再生能源发展态势，回顾交通、建筑和工业等关键部门的电气化进展，并梳理支撑转型的省级政策措施。在此基础上，聚焦电力系统灵活性的提升路径，研究调峰能力建设、储能发展及需求侧响应等关键政策工具；进一步分析电网基础设施的规划布局、建设进展与智能化升级方向；同时关注能源转型所涉及的社会维度，包括就业结构演变、区域经济多元化发展及相关管理机制建设。最后，本报告识别了两省在能源转型过程中的关键挑战与实践经验，以期为跨区域能源协同转型提供参考与借鉴。



二、能源转型的基础条件

2.1 江苏省和四川省的能源转型定位及特征

江苏省与四川省在中国能源转型格局中具有典型的标杆意义：江苏省代表了“资源小省、能源消费大省”的外

向型转型路径，而四川省则体现了“资源富集、电力外送大省”的内生型发展模式。两省的转型成效对实现全国“双碳”目标具有重要战略意义（见表1）。

表1 江苏省和四川省的主要地理和经济数据

省份	地理与人口	经济与产业特征
江苏	位于中国东部、长三角核心区，面积10.72万平方公里；2024年末常住人口8526万人，居全国第4位。	2024年GDP达13.7万亿元，占全国10.2%，连续14年居全国第2位；工业基础雄厚，钢铁、化工、新能源汽车等产业全国领先，工业增加值占GDP比重34.01%；人均GDP 16.07万元，高于全国平均水平67.8%。
四川	位于中国西南、长江上游，面积48.6万平方公里；2024年末常住人口8374万人，居全国第5位。	2024年GDP达6.47万亿元，占全国4.8%，居西部第1位；资源禀赋突出，水电装机、天然气储量分别占全国23.1%和22.1%；2024年绿色低碳优势产业增加值增长10.2%；人均GDP 7.73万元，低于全国平均水平19.3%。

* 数据来源：2024 年江苏、四川两省国民经济和社会发展统计公报

2.1.1 江苏省的能源转型基础

江苏省是中国典型的“能源消费大省、资源禀赋小省”。其本地煤炭、石油资源匮乏（2024年原煤产量仅775.6万吨，占全国0.16%），能源对外依存度超过80%，长期依赖“西煤东运”和“西电东送”保障供应（详见附件1）。江苏转型面临的核心矛盾在于平衡“工业用能刚性需求”与“低碳转型压力”：作为全国工业第一大省，2024年工业能源消费占比达70.2%，其中钢铁、化工等高耗能行业占工业总用能的45%。

为应对上述矛盾，江苏采取“清洁替代”与“效率提升”双轮驱动策略。一方面，积极推进煤电“三改联动”（节能降碳、灵活性、供热改造），2024年实现煤电超低排放改造全覆盖，供电煤耗降至296.3克/千瓦时，较全国平均水平低6.1克/千瓦时；另一方面，规模化发展新能源，2024年海上风电装机达1183万千瓦，占全国27.3%，光伏装机6165万千瓦，可再生能源装机占比提升至41.6%。此外，江苏依托“锦苏直流”“建苏直流”等特高压通道引入四川水电与内蒙古风电，2024年外电入苏规模达1733.7亿千瓦时，其中清洁电力占比50%，有效优化了本地能源结构。

2.1.2 四川省的能源转型基础

四川省是中国“清洁能源富集大省和电力外送基地”的核心代表。其水电资源全国第一，金沙江、雅砻江、大渡河流域集中了全国40%的水电可开发量；2024年水电装机达9770万千瓦，占全省电力总装机的70.3%。四川也是“西气东输”核心气源地，2024年天然气产量656.7亿立方米，占全国26.6%。尽管四川具备显著的资源禀赋优势，但仍面临“供需时空错配”的挑战：丰水期（6-10月）水电集中导致电力盈余（2024年弃水率为3.2%），而枯水期（11-5月）则需依赖火电与外电补充（2024年枯水期外电入川674.7亿千瓦时）。

四川的转型重点在于将资源优势转化为经济优势。一方面，巩固其作为“西电东送”重要基地的地位，2024年外送清洁电力1800亿千瓦时，占全省发电量的34.1%，通过“白鹤滩—江苏”“锦屏—苏南”等特高压通道有力支撑了华东地区的低碳转型；另一方面，积极推动本地清洁能源消纳升级，依托水电优势发展数据中心（算力规模占西部30%）、电解铝（产能占全国8%）等低碳产业。2024年，全省绿色产业营业收入突破5000亿元，已成为经济增长的新引擎。

2.2 能源转型的总体政策框架与治理体系

从全国层面来看，能源转型已形成清晰的政策体系和明确的发展方向，中国“全国统筹、省负总责”的能源治理体系，为各省的能源转型提供了顶层指引（见表2）。

2.2.1 能源发展法律体系核心框架

中国能源发展法律体系以《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国可再生能源法》为核心，构建了保障能源安全与绿色转型的法治基础。其中2024年11月修订实施的《能源法》作为能源领域基础性、统领性法律，将“四个革命、一个合作”能源安全新战略上升为国家意志，明确了绿色低碳转型、能源安全保障等根本原则，确立了“立足国内、多元保障、节约优先、绿色发展”的基本方针，为能源领域各项工作提供了根本遵循。

《可再生能源法》作为关键单行法，与能源法形成互补，具体规范了风能、太阳能等可再生能源的开发利用路径，通过绿证等制度设计推动非化石能源消费比重提升，为能源结构优化提供了实操性法律支撑。目前，以这两部法律为核心，衔接煤炭法、电力法等法规的能源法律体系正逐步完善，为政策实施提供坚实法治保障。

2.2.2 碳达峰碳中和政策体系

为实现碳达峰碳中和目标，中国构建了全球系统最完备的碳减排政策体系——碳达峰碳中和“1+N”政策体系，明确时间表、路线图、施工图。

“1”是中国实现碳达峰碳中和的指导思想和顶层设计。国家层面出台了《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》，对碳达峰碳中和工作进行系统谋划和总体部署，部署了能源绿色低碳转型行动、节能降碳增效行动、工业领域碳达峰行动、城乡建设碳达峰行动、交通运输绿色低碳行动、循环经济助力降碳行动、绿色低碳科技创新行动、碳汇能力巩固提升行动、绿色低碳全民行动、各地区梯次有序碳达峰行动等“碳达峰十大行动”。

“N”是重点行业、领域和各地区碳达峰碳中和实施方案。有关部门出台能源、工业、交通运输、城乡建设、农业农村等重点领域碳达峰实施方案，煤炭、石油、天然气、钢铁、有色金属、石化化工、建材等重点行业碳达峰实施方案，科技支撑、财政支持、绿色金融、绿色消费、生态碳汇、减污降碳、统计核算、标准计量、人才培养、干部培训等碳达峰碳中和支撑保障方案。31个省（区、市）出台了本地区碳达峰实施方案。

2.2.3 国家自主贡献

2015年6月，中国提交了《强化应对气候变化行动——中国国家自主贡献》，确定了到2030年的自主贡献目标，二氧化碳排放2030年左右达到峰值并争取尽早达峰；单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%~65%，非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右，森林蓄积量比2005年增加45亿立方米左右，以及形成有效抵御气候变化风险的机制和能力等适应行动目标，同时还提出了15个方面强化应对气候变化行动的政策和措施。

2020年9月22日，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上向国际社会宣布：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。”

2021年10月，中国向《公约》秘书处正式提交《中国落实国家自主贡献成效和新目标新举措》，对中国国家自主贡献目标进行了更新。本次中国更新的国家自主贡献目标是：二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，森林蓄积量将比2005年增加60亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。

中国国家主席习近平在2025年9月24日联合国气候变化峰会上宣布了中国新一轮国家自主贡献：到2035年，中国全经济范围温室气体净排放量比峰值下降7%—10%，力争做得更好。非化石能源消费占能源消费总量的比重达到30%以上，风电和太阳能发电总装机容量达到2020年的6倍以上、力争达到36亿千瓦，森林蓄积量达到240亿立方米以上，新能源汽车成为新销售车辆的主流，全国碳排放权交易市场覆盖主要高排放行业，气候适应型社会基本建成。围绕国家自主贡献目标，中国正从能源消耗双向向碳排放双控转型，通过非化石能源消费比重提升、碳排放强度下降等量化指标强化约束，能源法明确的年度监测与考核机制确保目标落地。

表 2 中国的主要国家能源政策

中国主要国家能源立法与政策	核心内容
中华人民共和国能源法（2024.11）	国家建立能源消耗总量和强度双控向碳排放总量和强度双控全面转型新机制，加快构建碳排放总量和强度双控制度体系。 国家支持优先开发利用可再生能源，合理开发和清洁高效利用化石能源，推进非化石能源安全可靠有序替代化石能源，提高非化石能源消费比重。 优化煤炭消费结构，促进煤炭清洁高效利用，发挥煤炭在能源供应体系中的基础保障和系统调节作用。 国家推动燃煤发电清洁高效发展，根据电力系统稳定运行和电力供应保障的需要，合理布局燃煤发电建设，提高燃煤发电的调节能力。 国家加快构建新型电力系统，加强电源电网协同建设，推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电网对可再生能源的接纳、配置和调控能力。
《2030 年前碳达峰行动方案》（2021） 《省级碳达峰实施方案》（2022）	分领域明确转型路径：电力领域 2030 年非化石能源消费占比 25%；工业领域推动“绿电替代”“绿氢炼化”；交通领域当年新增新能源、清洁能源动力的交通工具比例达到 40%；为地方制定差异化目标（江苏工业减排力度高于全国，四川清洁能源外送任务纳入国家考核）。
《“十四五”现代能源体系规划》（2022）	明确 2025 年非化石能源消费占比 20%、非化石能源发电量比重达到 39% 左右；提出“东数西算”“西电东送”等跨区域能源配置战略，支持江苏、四川分别建设“海上风电基地”“优化大型水电开发布局”。
《“十四五”节能减排综合工作方案》（2021）	设定 2025 年单位 GDP 能耗较 2020 年下降 13.5% 的约束性目标；建立“能效标杆”制度，对高耗能行业实行阶梯电价，倒逼江苏等工业大省提升用能效率。
《电力现货市场基本规则》（2023）	推动现货市场“长周期运行”，允许储能、虚拟电厂等新型主体参与交易；支持四川试点“丰枯分时电价”、江苏试点“绿电交易溢价机制”，通过市场手段优化资源配置。

2.2.4 江苏省的政策与治理

江苏以《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》《江苏省加快经济社会发展全面绿色转型若干政策举措》为核心，构建“1+N”政策体系，明确“2030 年非化石能源消费占比 25%、可再生能源装机 1 亿千瓦”的目标。

核心政策措施如下：

- 1. 新能源领域：推行“海上风电+光伏+储能”一体化开发，对海上风电项目给予度电0.05元补贴，2024年新增光伏装机中80%为分布式（如“渔光互补”“农光互补”）；
- 2. 煤电转型：2025年前完成1000万千瓦煤电“三改联动”，淘汰落后煤电200万千瓦，明确煤电“容量电价”机制（覆盖30%固定成本）；

- 3. 电气化：2030 年实现公共领域车辆 100% 电动化，新建住宅光伏覆盖率超 50%，对工业电窑炉改造给予最高 500 万元补贴。

治理结构如下：

省发改委（能源局）负责能源规划与政策制定；国网江苏省电力公司承担电网建设与调度，2024-2026 年配电网投资 1100 亿元；“江苏省能源转型智库”（由东南大学、国网电科院组成）提供技术支撑；“能源 4.0 联盟”聚合 140 余家企业（如比亚迪、金风科技），推动产业链协同。

2.2.5 四川省的政策与治理

四川以《四川省能源领域碳达峰实施方案》《氢能产业中长期发展规划（2025-2035 年）》为核心，聚焦“清洁能源开发、外送通道建设、绿电消纳”三大任务，明确“2030 年非化石能源消费占比 43.5%、水电装机新增 3800 万千瓦”的目标。

核心政策措施如下：

1. 水电优化：推进雅砻江、金沙江“水风光一体化”基地建设，2025 年两河口抽水蓄能电站（120 万千瓦）投产，提升水电调节能力；
2. 天然气开发：2030 年页岩气产量达 400 亿立方米，对川南页岩气田开采给予税收减免（资源税减按 50% 征收）；
3. 绿电消纳：建立“绿电 + 碳配额”联动机制，企业购买绿电可抵扣 10% 碳配额清缴量，2024 年绿电交易量 180 亿千瓦时（同比增长 45%）。

治理结构如下：

省能源局牵头能源转型工作，省发改委负责项目审批；国网四川省电力公司主导电网建设，2024 年投运川渝 1000 千伏特高压交流工程，提升跨区域输电能力；“天府永兴实验室”（西南交大、四川大学共建）聚焦氢能、长时储能技术研发；“西南能源联盟”（四川、云南、贵州组成）协调跨省能源互济。



三、江苏省和四川省能源消费及供应现状

本章重点分析江苏与四川两省的电力消费与供应核心特征，并兼顾能源消费总量，旨在揭示两省在“消费结构优化”与“供应清洁转型”方面的协同趋势。

3.1 基于分行业电力消耗的能源消费

2024 年，中国能源消费总量为 59.6 亿吨标准煤，其中工业、交通、居民生活消费占比分别为 65.2%、15.8% 和 12.5%。江苏与四川两省的能源消费结构总体上符合全国规律，同时也因各自的产业特征呈现出一定差异。

3.1.1 全国与两省份的能源消费概况

全国电力消费结构：2024 年，全国用电量为 9.85 万亿千瓦时。其中，工业用电占比 64.8%（高耗能产业占工业用电的 39.4%），居民生活用电占比 15.2%，第三产业用电占比 18.6%，交通用电占比 2.8%。（数据来源：《中国电力行业年度发展报告 2025》，中国电力企业联合会）

江苏省：2024 年，全省能源消费总量为 4.1 亿吨标准煤，电力消费量为 8487 亿千瓦时，居全国首位。从用电结构看，工业用电占比 67.8%（其中钢铁、化工、电子行业分别占工业用电的 25%、20% 和 18%），第三产业用电占比 17.2%（数字经济核心产业用电占第三产业的 42%），居民生活用电占比 13.9%（新能源汽车充电用电达 50 亿千瓦时，同比增长 4 倍），交通用电占比 1.1%。

四川省：2024 年，全省能源消费总量为 2.1 亿吨标准煤，电力消费量为 3999.69 亿千瓦时，居西部第一位。用电结构方面，工业用电占比 57.1%（其中电解铝、数据中心、化工行业分别占工业用电的 22%、18% 和 15%），第三产业用电占比 20.8%（旅游业用电占第三产业的 25%），居民生活用电占比 21.1%（清洁取暖用电 180 亿千瓦时，同比增长 35%），交通用电占比 1.0%。

3.1.2 两省能源消费特征差异化对比

1) 工业用能强度

江苏省工业单位增加值电耗为 0.6 千瓦时 / 元，低于四川省的 0.8 千瓦时 / 元。这主要源于江苏省高端制造业（如半导体、新能源汽车）在工业中占比达 35%，而四川省高

耗能产业（如电解铝、钢铁）占比仍高达 40%，产业结构差异导致单位能耗强度不同。

2) 清洁用能占比

四川省居民生活清洁用能（天然气与电力）占比为 90%，高于江苏省的 82%。这得益于四川省较高的天然气入户率（85%）以及水电供应的稳定性；江苏省受冬季供暖需求影响，部分农村地区仍存在散煤使用，占比约 5%。

3) 外电依赖度

江苏省外电输入占比为 20.4%，主要来源于四川水电、安徽火电和内蒙古风电；四川省外电输入占比为 21.0%，主要来自云南水电和陕西火电。两者虽比例相近，但本质不同：江苏以外电弥补本地资源不足，体现“缺电”特征；四川外电主要用于弥补枯水期电力缺口，反映其“丰枯失衡”的系统性矛盾。

3.2 发电装机配置及运行特征

江苏与四川两省的发电结构因资源禀赋差异呈现显著分化：江苏形成以“新能源 + 外电 + 火电”为主的多元供能体系，四川则以“水电 + 新能源”为突出特征。两省清洁电力在装机结构中的占比均高于全国平均水平（详见表 3）。

表 3 江苏省和四川省的发电结构（2024 年）

发电类型	江苏省 (单位: 万千瓦)	四川省 (单位: 万千瓦)	全国占比 (%)
火电	10952	2164	43.12
水电	310	9770	13.00
风电	2321	890	15.55
核电	661	0	1.82
光伏	6165	1082	26.50
总装机	20409	13906	/

* 数据来源：《中国电力行业年度发展报告 2025》

3.2.1 江苏省发电结构及运行特点

2024年,江苏省总发电量为6704亿千瓦时,其构成如下:

煤电占比50.1%(3358亿千瓦时),虽仍承担基荷电源功能,但占比较2013年(75%)下降24.9个百分点,且已实现全容量超低排放改造;

新能源发电占比24.8%(1661亿千瓦时),其中光伏发电583亿千瓦时,风电560亿千瓦时。海上风电年度发电量达26亿千瓦时,代表性项目如离岸85.5公里的大丰800MW项目,为全国最远海上风电场;

外电输入占比20.4%(1368亿千瓦时),其中来自四川、安徽与内蒙古的电力分别为530亿、500亿和338亿千瓦时,清洁电力在外电中占比达50%。

3.2.2 四川省发电结构及运行特点

2024年,四川省总发电量为5285亿千瓦时,其电源结构及运行特征如下:

水电占比76.5%(4045亿千瓦时),白鹤滩、溪洛渡等大型水电站年发电量均超1000亿千瓦时。水电出力呈现显著季节性波动:丰水期(6-10月)占比达85%,枯水期(11-5月)降至60%;

新能源发电占比5.4%(287亿千瓦时),其中风电191亿千瓦时(主要来自凉山风电基地),光伏96亿千瓦时(集中于“三州一市”高原光伏基地)。尽管占比不高,但增速显著,2024年同比增长45%;

火电占比18.0%(952亿千瓦时),主要承担枯水期调峰功能。2024年枯水期火电利用小时数显著提升,利用率达85%,较丰水期(30%)提高55个百分点;

外送电力占比34.1%(1800亿千瓦时),主要通过“白鹤滩—江苏”“锦屏—苏南”等特高压通道外送至华东地区。

3.3 煤炭消费减量替代进展

根据中国《“十四五”现代能源体系规划》,2025年全国煤炭消费比重需降至56%以下。江苏与四川结合自身定位,分别制定了“减量替代”与“优化结构”的差异化转型路径。

3.3.1 江苏省煤炭转型实践与成效

江苏作为煤炭消费转型重点省份,2024年原煤消费量为19762万吨,较2013年下降14.3%。其主要措施包括:

煤电去产能:2016-2024年累计压减煤电产能2800万千瓦,淘汰单机30万千瓦以下落后机组,并计划在2025年前将煤电装机控制在8500万千瓦以内;

工业煤改:2013-2024年累计完成工业锅炉改造1.2万台,淘汰燃煤小锅炉5000余台,化工、纺织行业“煤改气”“煤改电”覆盖率达90%,年减少散煤消费1800万吨;

外电替代:通过“西电东送”工程,每年替代本地燃煤约6300万吨。2024年外电入苏中的清洁电力相当于减少燃煤1800万吨。

江苏煤炭淘汰面临的主要挑战在于工业用能的刚性需求:2024年钢铁、化工行业仍消耗煤炭11200万吨,占全省煤炭消费的56.7%。未来需依靠绿氢、绿电等低碳能源进行替代,预计2030年煤炭消费占比将降至40%以下。

3.3.2 四川省煤炭转型实践与成效

四川煤炭资源有限(2024年原煤产量1953万吨,占全国0.2%),其转型核心在于优化消费结构。2024年原煤消费量为7801.96万吨,较2013年峰值(12048万吨)下降35.3%。主要措施包括:

散煤清零:2016-2024年累计实现138个县(市、区)散煤清零,居民生活用煤从2013年的611万吨降至2024年的70万吨,天然气入户率从25%提升至85%;

煤电转型:2024年煤电装机为2164万千瓦,较2013年下降22.7%,并全部完成灵活性改造,最小技术出力降至额定负荷的30%,为新能源消纳提供调节空间;

清洁能源替代:2024年通过水电与天然气替代煤炭消费1200万吨,占煤炭减量的60%。未来将依托页岩气开发进一步推动工业用煤替代。

四川煤炭退出的挑战主要体现在“枯水期保供”方面:2022年极端干旱期间,煤电发电量同比增长19.2%,暴露出单一依赖水电的系统风险,需通过储能、气电等方式增强调峰能力。

3.4 可再生能源规模化发展路径

江苏与四川依托各自资源优势，分别在“海上风电+光伏”与“水电+风光”领域实现规模化发展，成为全国可再生能源发展的代表性省份。

3.4.1 江苏省可再生能源发展现状与进展

江苏以“分布式光伏+海上风电”为核心推动可再生能源发展。2024年，可再生能源装机达8807万千瓦，占总装机的41.9%，较2020年增长154.2%。主要进展包括：

1) 光伏

2024年装机6165万千瓦（全国第2），其中分布式光伏4570万千瓦（占光伏总装机74.1%），“渔光互补”（如灌东盐场150MW项目）、“建筑光伏一体化”（新建公共建筑覆盖率50%）模式全国推广。

2) 海上风电

2024年装机1183万千瓦（全国第1），连续6年居全国首位，建成大丰800MW、如东1000MW等项目，形成“整机制造-叶片-海缆”完整产业链（金风科技、远景能源等企业产能占全国30%）。

3) 生物质

2024年装机315万千瓦，主要为农林废弃物发电（如徐州20MW秸秆发电项目），年发电量28亿千瓦时，替代燃煤100万吨。

江苏设定2030年可再生能源装机达到1亿千瓦的发展目标，其中光伏7000万千瓦、海上风电2000万千瓦、生物质1000万千瓦，预计可再生能源发电量占比将超过40%。

3.4.2 四川省可再生能源发展现状与进展

四川形成以“水电为基、风光补充”的可再生能源发展格局。2024年，可再生能源装机达11912万千瓦，占总装机的85.7%，较2020年增长38.5%。主要进展包括：

1) 水电

2024年装机9770万千瓦（全国第1），白鹤滩（1600万千瓦）、溪洛渡（1386万千瓦）等世界级水电站投产，两河口抽水蓄能电站（120万千瓦）2025年投运后，水电调节能力将提升20%。

2) 风电

2024年装机890万千瓦，主要集中于凉山、甘孜等风资源富集区（如凉山风电基地600万千瓦），年发电量191亿千瓦时，弃风率降至3.2%。

3) 光伏

2024年装机1082万千瓦，“三州一市”（甘孜、阿坝、凉山、攀枝花）高原光伏基地占比80%（如攀枝花500MW光伏项目），年发电量96亿千瓦时，弃光率2.8%。

4) 氢能

依托水电优势发展绿氢，2024年建成四川本地2000吨/年绿氢项目，为周边钢铁企业提供“绿氢换灰氢”服务，年减排二氧化碳1.67万吨。

四川规划至2030年可再生能源装机达到1.5亿千瓦，其中水电1.1亿千瓦、风电与光伏各2000万千瓦，预计可再生能源发电量占比将超过80%。

四、基于可再生能源的电气化发展实践

电气化是中国能源体系转型的核心路径。通过推进交通、建筑与工业等终端用能的深度电气化，并耦合可再生能源规模化发展，可实现“清洁替代”与能效提升的协同目标。江苏与四川两省基于各自产业特征与资源禀赋，在电气化重点领域与发展路径上呈现明显差异，目前均已进入规模化推广阶段。

4.1 电气化发展现状、进展及未来趋势

根据《中国电气化年度发展报告 2025》，2024 年全国电气化率（电能占终端能源消费比重）约为 28.8%，较上年提升 0.9 个百分点，已高于欧美主要发达经济体。“十五五”期间，预计全国电气化率将保持年均约 1 个百分点的增速，到 2030 年达到 35% 左右，超出 OECD 国家平均水平 8 - 10 个百分点。

江苏与四川两省的电气化水平均领先全国，2024 年终端电气化率分别为 38% 和 36%。未来，两省将共同聚焦“工业深度电气化”“交通全面电动化”与“建筑清洁供暖”三大方向，持续推进电气化进程。

4.1.1 江苏省电气化实践路径与成效

江苏作为工业大省与经济强省，电气化路径以“工业升级”和“交通引领”为核心。2024 年电气化相关投资超过 1200 亿元，主要进展体现在以下方面：

1) 交通领域

2024 年新能源汽车保有量达 269.1 万辆，居全国第 3，渗透率为 44.2%，其中纯电动汽车占比 75%。公共领域车辆电动化率达到 80%，公交、出租与环卫车已基本实现电动化。

充电基础设施实现全覆盖，累计建成充电桩 167.3 万个，车桩比为 1.61:1，为全国最优；高速公路服务区充电站覆盖率达 100%，超快充桩占比 35.6%（如常州五星站单站功率达 3000 千瓦）。

未来趋势：预计 2030 年新能源汽车保有量将突破 500 万辆，渗透率提升至 60%；计划建成 100 个“车网互动（V2G）”试点项目，可调容量达 100 万千瓦。

2) 建筑领域

2024 年热泵安装量为 19.3 万台，同比增长 23%，占新建建筑供暖系统的 60%。公共建筑光伏一体化覆盖率达到 50%，苏州工业园区等代表性项目已实现办公楼光伏屋顶全覆盖。

区域供热电气化取得进展，南京、苏州建成“电蓄热+热泵”区域供热系统，覆盖面积超过 1000 万平方米，年替代燃气 1.2 亿立方米。

未来趋势：计划至 2030 年实现新建建筑 100% 安装光伏，热泵在供暖系统中占比超过 80%，区域电气化供热覆盖面积扩展至 5000 万平方米。

3) 工业领域

2024 年工业电气化率为 42%，高于全国平均水平 10 个百分点，其中电子、汽车行业电气化率超过 60%。钢铁行业“电窑炉”替代率达到 30%，如沙钢集团 50MW 电加热炉已投产运行。

绿电直供机制逐步落地，宁德时代、江苏时代等企业开展“绿电直连”试点，2024 年绿电消费量超过 50 亿千瓦时，实现二氧化碳减排 400 万吨。

未来趋势：预计 2030 年工业电气化率将提升至 55% 以上，高耗能行业绿电消费占比达到 30%，建成“电气化+绿氢”耦合示范项目 50 个，如南京化工园绿氢炼化项目。

4.1.2 四川省电气化实践路径与成效

四川依托丰富的水电资源，电气化路径以“民生普惠”和“特色产业”为核心。2024 年电气化相关投资超过 800 亿元，主要进展如下：

1) 交通领域

2024 年新能源汽车保有量为 140.2 万辆，居西部第一，其中成都占比 66%。公共领域车辆电动化率达到 65%，公交与出租车电动化率已达 85%。

充电网络向农村地区延伸，累计建成充电桩 81.97 万个，农村地区充电桩达 2.48 万台，实现“县县全覆盖”；318 国道川藏段建成“超充换电走廊”，布局 15 座超充站。

未来趋势：预计 2030 年新能源汽车保有量将超过 300 万辆，渗透率达 50%；依托“成渝氢走廊”推广氢能重卡 4000 辆。

2) 建筑领域

2024 年热泵安装量为 8.5 万台，同比增长 35%，主要分布于成都、绵阳等城市。农村地区推广“电暖器 + 空气能热泵”替代散煤供暖，清洁供暖覆盖率达 70%。

光伏扶贫持续推进，农村屋顶光伏装机达 150 万千瓦（如凉山州“户用光伏 + 储能”项目），年发电量 18 亿千瓦时，惠及农户 10 万户。

未来趋势：计划至 2030 年农村清洁供暖覆盖率超过 90%，新建农房光伏覆盖率达到 80%，建成“光伏 + 储能 + 微网”农村能源示范村 100 个。

3) 工业领域

2024 年工业电气化率为 38%，其中数据中心（成都、绵阳算力集群）与电解铝（广元、眉山产能）电气化率已达 100%，年消纳水电超过 400 亿千瓦时。

绿电制氢项目落地实施，华能彭州 1860 吨 / 年绿氢项目已投产，为川化集团提供“绿氢替代灰氢”服务，年减排二氧化碳 1.67 万吨。

未来趋势：预计 2030 年工业电气化率将提升至 50% 以上，数据中心与电解铝等行业实现绿电消费占比 100%，建成“水电 + 绿氢 + 储能”工业示范园区 20 个。

4.2 电气化推进过程中的核心挑战

尽管江苏与四川在电气化方面取得显著进展，但在推进过程中仍面临“电力需求增长、电网适应性、成本竞争力”三大跨部门共性挑战。同时，交通、建筑与工业等具体领域也存在差异化障碍。

4.2.1 跨部门共性挑战分析

1) 电力需求刚性增长

电气化的快速推进带动两省电力需求持续攀升。预计江苏省电力需求将从 2024 年的 8487 亿千瓦时增长至 2030 年的 1.1 万亿千瓦时，年均增速为 4.5%；四川省则从

3221.8 亿千瓦时增至 4500 亿千瓦时，年均增速达 5.8%。为满足用电增长，两省需同步扩大可再生能源装机——江苏需新增光伏装机约 2800 万千瓦，四川需新增水电装机约 1300 万千瓦，并配套大规模电网投资（江苏在 2024 - 2030 年间需投入超 3000 亿元，四川需超 2000 亿元），资金压力显著。

2) 电网适应性不足

电气化负荷呈现“分散化、波动性”特征（如充电桩、热泵），与传统“集中式、稳定”的发电结构之间存在矛盾。例如，江苏苏南工业集群的充电负荷高峰（14:00 - 16:00）与光伏出力低谷叠加，易引发局部电网过载；四川枯水期热泵供暖负荷高峰（18:00 - 20:00）与水电出力不足形成冲突，需依赖外电补充。此外，配电网智能化改造相对滞后（江苏县域电网故障响应时间超过 1 小时，四川农村配电网自动化覆盖率仅为 65%），制约了分布式能源与负荷的灵活接入。

3) 电价成本竞争力弱

中国工业电价水平（江苏 0.65 元 / 千瓦时、四川 0.58 元 / 千瓦时）高于美国（0.63 元 / 千瓦时）与德国（1.97 元 / 千瓦时）等主要工业国。同时，电气化设备初始投资较高，如工业电窑炉成本为燃气炉的 2 倍，热泵成本为燃气壁挂炉的 1.5 倍，削弱了企业实施电气化改造的动力。尽管绿电价格逐步下降（2024 年江苏绿电溢价为 0.03 - 0.05 元 / 千瓦时），但高耗能企业仍面临“降本”与“减排”之间的平衡难题。

4.2.2 分领域差异化障碍梳理

1) 交通领域

江苏：充电设施区域分布不均衡，苏南地区公共充电桩密度是苏北的 3 倍，农村地区充电桩覆盖率为 60%。此外，新能源汽车产业链中芯片、电池材料等核心部件仍依赖进口，国产化率仅为 75%。

四川：高海拔地区（如甘孜、阿坝）充电设施运维难度大，冬季低温导致电池续航下降约 30%。氢能基础设施建设滞后，2024 年全省加氢站仅 12 座，加氢成本高达 60 元 / 公斤，是柴油成本的 2 倍。

2) 建筑领域

江苏：老旧建筑改造进度缓慢，2024 年改造率仅为 25%，热泵安装受限于既有建筑保温性能。居民对电气化供暖接受度较低，主要因其冬季运行成本较燃气供暖高出 20%。

四川：农村电网容量普遍不足，部分地区配变容量仅 50kVA，难以支持热泵与充电桩同时接入。分布式光伏推进面临产权复杂等问题，尤其在老旧小区中业主意见难以统一，导致安装率仅为 30%。

3) 工业领域

江苏：钢铁、化工等高耗能行业在高温工艺（如钢坯加热、合成氨）方面的电气化技术尚不成熟，电窑炉温度难以稳定达到 1600℃ 以上。此外，工业用户电价补贴政策不稳定，影响企业长期投资信心。

四川：枯水期电价波动显著，丰枯价差达 0.3 元 / 千瓦时，导致企业用电成本不可控。绿氢制造成本居高不下（35 元 / 公斤，为灰氢的 1.8 倍），限制了其在工业领域的规模化替代。



五、电力系统灵活性提升策略

随着可再生能源占比持续提高（2024 年江苏达 24.8%，四川达 81.9%）以及终端电气化进程加快，电力系统“供需时空错配”问题日益凸显。江苏主要表现为新能源出力波动与工业负荷刚性之间的矛盾，四川则面临水电丰枯失衡与民生负荷持续增长的双重压力。在此背景下，提升系统灵活性已成为两省保障电力供应安全、降低整体转型成本的核心任务。

本章围绕可调度发电、储能、需求侧响应与市场机制四大类灵活性工具，系统分析江苏与四川两省的政策实践与面临的挑战。

5.1 可调度发电能力建设与优化

可调度发电是系统灵活性的传统支柱，其核心在于利用燃气发电、生物质发电等具备快速启停和调节能力的电源，以弥补可再生能源出力的间歇性与不确定性。江苏与四川结合自身资源条件，分别形成了“江苏以气电为主、四川以水电调节为主、气电为辅”的发展格局。

5.1.1 江苏省发电调度实践与经验

江苏将燃气发电作为可调度电源的核心组成部分，并同步探索生物质发电的灵活性应用。2024 年，全省可调度发电装机容量达 2465 万千瓦，占总装机的 11.7%。主要进展如下：

1) 燃气发电规模化

2024 年气电装机容量 2150 万千瓦，占全省总装机的 10.2%，主要布局于苏南负荷中心（如苏州、无锡）。其中，9F 级重型燃机组占比 60%，供电效率超过 63%，启停时间小于 30 分钟，能够快速响应光伏、风电的出力波动。在 2024 年迎峰度夏期间，气电顶峰发电量达 120 亿千瓦时，占高峰负荷的 8%，有效缓解了电网运行压力。

政策层面，省发改委对气电项目提供容量补贴（标准为 0.05 元 / 千瓦时），并实施“气电联动”定价机制（天然气价格每下降 0.1 元 / 立方米，上网电价相应下调 0.02 元 / 千瓦时），有效降低了运行成本。2024 年，全省气电平均利用小时数达 3404 小时，同比增长 15%。

2) 生物质发电灵活性改造

2024 年已完成 30 万千瓦生物质机组的灵活性改造（如徐州秸秆发电项目），最小技术出力降至额定容量的 40%，使其具备参与电网调峰的能力。改造后，生物质发电年调峰电量达 8 亿千瓦时，为光伏消纳腾出空间，并通过调峰辅助服务获得约 0.2 元 / 千瓦时的收益，显著提升项目经济性。

3) 未来规划

预计到 2030 年，全省气电装机将达到 2800 万千瓦，占总装机的 13%，其中 50% 为具备“氢能就绪”特性的机组（未来可改造为燃氢轮机）。生物质发电将实现灵活性改造全覆盖，调峰能力提升至额定负荷的 60%。届时，全省可调度发电总装机预计达 3500 万千瓦，占比提升至 16%。

5.1.2 四川省发电调度实践与经验

四川充分发挥水电调节能力，并辅以气电与生物质发电，构建多元灵活性电源体系。2024 年，全省可调度发电装机容量为 2314 万千瓦，占总装机的 16.6%。主要进展包括：

1) 水电调节能力升级

2024 年完成了白鹤滩、溪洛渡等大型水电站的自动发电控制（AGC）系统优化，将其调节速度从 5 万千瓦 / 分钟提升至 10 万千瓦 / 分钟，使其能够快速响应风电、光伏的波动。预计两河口抽水蓄能电站（120 万千瓦）于 2025 年投运后，将提升水电季调节能力 20%，枯水期水电出力占比可从 60% 提高至 70%。

政策方面，省能源局建立了“水电跨省调峰补偿机制”，受电省份（如江苏、上海）每年向四川支付约 20 亿元调峰补偿资金，专项用于水电调节设施改造与升级。

2) 气电补位与调峰

2024 年气电装机容量 880 万千瓦，占总装机的 6.3%，主要布局于成都、绵阳等负荷中心。气电在枯水期利用小时数高达 6000 小时（丰水期仅为 1000 小时），2024 年枯水期发电量达 420 亿千瓦时，占全省发电量的 18%，有效填补了水电出力缺口。

在气源保障方面，依托川南页岩气田（2024 年产量 274 亿立方米），省内气电用气价格稳定在 2.8 元 / 立方米，较全国平均水平低 15%，保障了气电运行的经济性。

3) 未来发展规划

预计到 2030 年，全省气电装机将达 1500 万千瓦，占总装机的 10%，且全部为“氢能就绪”机组；抽水蓄能装机规划达 500 万千瓦（新增道孚、江油等项目），水电调峰能力预计提升至 40%。届时，全省可调度发电总装机预计达 4000 万千瓦，占总装机的 26.7%。

5.2 储能技术应用与规模化发展

储能是平抑可再生能源出力波动、提升电力系统灵活性的关键技术。江苏与四川依托各自的产业基础与资源禀赋，分别在“电化学储能 + 共享储能”与“抽水蓄能 + 长时储能”领域形成了差异化发展特色。2024 年，两省储能装机规模均位居全国前列。

5.2.1 江苏省储能实践路径与成效

江苏构建了以“电网侧储能为骨干、用户侧储能为补充”的发展模式。2024 年，全省新型储能装机容量达 601 万千瓦，位居全国第四，其中电网侧储能占比 66.6%。主要进展如下：

1) 电网侧共享储能规模化

已建成盐城经开区 15 万千瓦、南通吕四港 10 万千瓦等共享储能项目，采用“容量租赁 + 调峰收益”的商业模式。新能源项目按装机容量的 10% 租赁储能容量（时长 2 小时），租赁费用为 0.3 元 / 千瓦时；同时，储能电站通过提供调峰服务获得约 0.2 元 / 千瓦时的收益。该模式下，项目投资回收期约为 6 - 8 年，低于行业平均的 10 年水平。2024 年，共享储能实现调峰电量 80 亿千瓦时，为光伏与风电消纳腾出空间 120 万千瓦。

2) 用户侧储能降本增效

沙钢、南钢等工业用户积极建设“光伏 + 储能”微电网系统。2024 年，全省用户侧储能装机容量达 201 万千瓦，其中 100 万千瓦参与需求响应，年均降低企业电费支出约 15 亿元。政策层面，对用户侧储能项目提供 30% 的设备补贴（单个项目最高 500 万元），并允许其参与电力现货市场，通过峰谷价差实现套利。2024 年，用户侧储能平均收益约为 0.5 元 / 千瓦时。

3) 技术创新与示范应用

常州金坛 6 万千瓦非补燃式压缩空气储能电站（全球首例）已投产，年调峰电量 1.3 亿千瓦时，实现二氧化碳减排 3 万吨。国信淮安 300 兆瓦盐穴压缩空气储能项目（全球首创熔融盐储热技术）并已于 2025 年并网，单次储电量达 120 万千瓦时，可满足 60 万户家庭的高峰用电需求。

4) 未来发展规划

预计到 2030 年，全省新型储能装机将达 1300 万千瓦，其中长时储能占比 30%；抽水蓄能装机达 500 万千瓦（新增连云港项目）。储能总装机规模预计达 1800 万千瓦，占总装机的 8.6%，新能源消纳率将提升至 99% 以上。

5.2.2 四川省储能实践路径与成效

四川形成了以“抽水蓄能为基、新型储能补位”的发展路径。2024 年，全省新型储能装机容量为 84.7 万千瓦，居西部第一；抽水蓄能装机容量为 310 万千瓦。主要进展包括：

1) 抽水蓄能规模化建设

已投运紫坪铺（76 万千瓦）、柳洪滩（36 万千瓦）等抽水蓄能电站，2024 年调峰电量达 58 亿千瓦时，其中丰水期吸纳富余水电 40 亿千瓦时，枯水期释放电量 18 亿千瓦时。在建的两河口（120 万千瓦）、道孚（120 万千瓦）项目计划于 2027 年投运，届时全省抽水蓄能总装机将达 576 万千瓦，年调峰能力提升至 150 亿千瓦时。

2) 新能源 + 储能强制配储

在“三州一市”地区，风电、光伏项目按装机容量的 10%、储能时长 2 小时的标准强制配套储能。2024 年，配套储能规模达 84.7 万千瓦，其中 50 万千瓦为共享储能项目（如凉山州 10 万千瓦共享储能电站）。配套储能通过“省内消纳 + 跨省外送”获得双重收益，投资回收期约为 7 - 9 年。政策上，对配储项目优先保障并网，并允许储能电量参与绿电交易，享受 0.03 元 / 千瓦时的溢价。

3) 长时储能试点

乐山夹江 100MW 全钒液流电池储能项目已投产，单次储电量 40 万千瓦时（时长 4 小时），可满足区域电网跨日调节需求。成都东部新区 300MW 压缩空气储能项目（时长 8 小时）计划于 2026 年投运，届时将成为国内规模最大的长时储能项目，年调峰电量预计达 20 亿千瓦时。

4) 未来发展规划

预计到2030年，全省新型储能装机将达1500万千瓦，其中长时储能占比40%；抽水蓄能装机达1000万千瓦。储能总装机规模预计为2500万千瓦，占总装机的16.7%，水电弃水率将控制在2%以下。

5.3 需求侧灵活性资源挖掘与利用

需求侧灵活性是通过调整用电时间与降低用电负荷以实现供需平衡的创新手段，其核心在于将用户负荷从“被动消耗”转变为“主动调节”。江苏与四川依托各自的工业基础与数字化技术，分别在“工业大用户+虚拟电厂”与“农村负荷+微电网”领域取得了显著突破。

5.3.1 江苏省需求侧灵活性实践与探索

江苏构建了以“工业大用户为核心、虚拟电厂为载体”的发展模式。2024年，全省需求侧可调负荷达1160万千瓦，占最高负荷的8%。主要进展如下：

1) 工业用户可调节负荷挖掘

钢铁、化工等高耗能企业通过生产工艺优化释放调节潜力。例如，沙钢集团通过调整轧钢工序，可在2小时内降低负荷20万千瓦（占其总负荷15%）；南化集团通过优化合成氨生产流程，可在4小时内减少用电10万千瓦，年均可获调峰收益约2000万元。政策层面，建立了“调峰深度越高、补偿标准越高”的梯次激励机制，负荷调峰深度在20%以上的补偿标准为0.5元/千瓦时，高于常规调峰的0.2元/千瓦时。

2) 虚拟电厂规模化

全省已建成80个虚拟电厂项目，聚合工业负荷、充电桩、储能等分布式资源。2024年迎峰度夏期间，实现削峰填谷电量80亿千瓦时。其中，南京“宁电通”项目接入10万辆新能源汽车，可调容量达100万千瓦，相当于两座大型抽水蓄能电站的调节能力。虚拟电厂积极参与电力现货市场，2024年平均收益为0.4元/千瓦时，项目投资回收期约5年。

3) 商业与居民需求响应

苏州、无锡等地试点“动态电价+智能家居”模式，居民用户可通过移动APP调节空调、热水器等用电设备运行时间。2024年参与用户超10万户，年均降低高峰负荷

约5万千瓦。大型商业设施（如苏宁、永辉）通过优化冷链设备运行策略，可在高峰时段降低负荷20%，年均可获收益1000万元。

4) 未来规划

预计到2030年，全省需求侧可调负荷将达2000万千瓦，占最高负荷的15%；虚拟电厂覆盖用户超100万户；商业与居民需求响应参与率提升至30%；需求侧灵活性资源将满足系统40%的调峰需求。

5.3.2 四川省需求侧灵活性实践与探索

四川形成了以“工业负荷+农村微网”为核心的发展路径。2024年，全省需求侧可调负荷达450万千瓦，占最高负荷的14%。主要进展包括：

1) 工业用电丰枯调节

电解铝、数据中心等大用户实施“丰水期多用电、枯水期少用电”策略。例如，广元电解铝厂在丰水期（6-10月）满负荷运行（用电40万千瓦），枯水期（11-5月）降至60%负荷（用电24万千瓦），年均可通过丰枯电价差获益8000万元。成都数据中心在丰水期消纳富余水电10亿千瓦时，枯水期则通过储能放电减少50%的外电依赖。

2) 农村微网需求响应

凉山、甘孜等农村地区建成“光伏+储能+微网”系统，农户可根据电价信号调整用电行为：丰水期电价为0.3元/千瓦时（鼓励用电），枯水期电价为0.6元/千瓦时（抑制用电）。2024年自愿参与农户超5万户，年均降低枯水期负荷10万千瓦，减少外电采购成本2000万元。

3) 虚拟电厂试点

宜宾、绵阳等地建成10个虚拟电厂试点，聚合工业负荷（如五粮液集团）、充电桩、小水电等资源。2024年迎峰度冬期间，实现调峰电量15亿千瓦时。其中，宜宾虚拟电厂通过调整酿酒工艺负荷，可在3小时内降低用电5万千瓦，年均可获调峰收益500万元。

4) 未来规划

预计到2030年，全省需求侧可调负荷将达1000万千瓦，占最高负荷的22%；农村微网覆盖50%的行政村；虚拟电厂调峰能力达200万千瓦；需求侧灵活性资源将满足系统50%的调峰需求。

5.4 基于市场机制与电价政策灵活性引导

市场机制与电价政策通过释放价格信号引导用户调整用电行为，是提升系统灵活性的关键工具，主要包括现货市场、容量机制与动态电价等。江苏与四川结合电力市场改革进程，分别形成了“以市场机制为主”和“以价格杠杆为主”的特色路径。

5.4.1 江苏省电力市场与电价机制实践

江苏作为中国电力市场化改革的前沿地区，2024 年电力市场化交易规模达 4700 亿千瓦时，居全国首位，通过多元市场工具有效激活了系统灵活性：

1) 电力现货市场深化

2024 年现货市场实现全年连续运行，采用节点边际电价机制，精准反映区域供需差异（苏南高峰电价 1.2 元 / 千瓦时，苏北 0.8 元 / 千瓦时），引导负荷向低电价区域转移。储能、虚拟电厂等资源积极参与现货交易，2024 年储能通过“低充高放”实现套利收益 0.3 元 / 千瓦时，虚拟电厂通过调峰交易获得收益 0.2 元 / 千瓦时。

2) 动态电价全面推广

自 2025 年起，全省所有工商业用户（超 100 万户）将纳入动态电价体系，峰谷价差扩大至 4:1（高峰 1.2 元 / 千瓦时、低谷 0.3 元 / 千瓦时），并增设夏季尖峰电价（16:00 - 18:00，1.5 元 / 千瓦时）。居民用户可选择分时电价，2024 年试点用户年均节省电费 150 元 / 户，高峰负荷降低 3%。

3) 绿电交易创新

2024 年绿电交易量达 126.57 亿千瓦时，同比增长 143%。创新推出“绿电 + 碳配额”联动产品，企业每购买 1 千瓦时绿电可抵扣 0.86 千克二氧化碳配额。2024 年通过该产品减少碳配额清缴量 900 万吨，绿电溢价从 0.03 元 / 千瓦时提升至 0.05 元 / 千瓦时。

5.4.2 四川省电力市场与电价机制实践

四川依托“丰枯电价”传统优势，结合电力市场试点，形成“价格杠杆 + 市场机制”双轮驱动模式：

1) 丰枯分时电价机制优化

2024 年调整丰枯电价周期（丰水期 6 - 10 月、平水期 4 - 5 月 / 11 月、枯水期 12 - 3 月），丰枯价差扩大至 3:1（枯水期 0.7 元 / 千瓦时、丰水期 0.23 元 / 千瓦时）。对年用电量超 10 亿千瓦时的工业大用户实施“丰枯打包电价”（0.4 元 / 千瓦时），2024 年由此降低企业用电成本 120 亿元，并引导丰水期用电占比从 55% 提升至 60%。

2) 省间现货交易试点

2024 年与云南、贵州开展省间现货交易，枯水期从云南购入水电 451.2 亿千瓦时（电价 0.35 元 / 千瓦时），丰水期向重庆、陕西外送水电 240.9 亿千瓦时（电价 0.3 元 / 千瓦时），实现跨区域套利收益 20 亿元。同时试点“绿电跨省交易”，2024 年向江苏、上海外送绿电 586 万千瓦时，溢价 0.05 元 / 千瓦时。

3) 辅助服务市场扩容

2024 年辅助服务市场覆盖调峰、备用、调频等多个品种，火电调峰服务收益达 20 亿元（其中灵活性改造机组占比 60%），储能调频收益 5 亿元（响应速度 0.1 秒，优于火电）。新增“需求侧响应辅助服务”，用户通过降低负荷可获得 0.3 元 / 千瓦时补偿，2024 年参与用户超 1000 户，调峰电量 15 亿千瓦时。

4) 未来规划

预计到 2030 年，将建成“丰枯电价 + 现货市场 + 辅助服务”多元市场体系，省间现货交易规模达 1000 亿千瓦时，绿电交易占比 30%，辅助服务市场覆盖所有灵活性资源，市场机制对系统灵活性的贡献度将达 60%。

5.5 系统灵活性提升的主要挑战与瓶颈

尽管江苏与四川已在系统灵活性提升方面形成多元工具组合，但仍面临政策不确定性、技术瓶颈与市场协同不足三大核心挑战，制约了灵活性资源的规模化发展。

5.5.1 政策与监管层面

1) 政策稳定性不足

江苏的储能补贴政策（如电网侧储能顶峰费用）与四川的丰枯电价调整周期均存在“年度变动”现象，增加了企业投资不确定性。例如，江苏某储能企业因补贴标准下

降 30%，推迟了总装机 50 万千瓦的 5 个共享储能项目；四川某电解铝企业因丰枯电价周期调整，放弃了 10 亿元扩产计划。此外，跨省政策协同不足（如江苏与安徽的容量市场规则不统一）也制约了跨区域灵活性资源优化配置。

2) 监管机制相对滞后

需求侧灵活性资源（如虚拟电厂、用户负荷）的准入标准尚不明确。江苏虚拟电厂聚合商需同时取得“售电资质”与“调度资质”，审批周期长达 6 个月；四川农村微网缺乏统一的“并网标准”，部分项目因无法接入主网导致弃能率超 10%。此外，对灵活性资源的性能监管技术不足（如储能充放电效率监测、用户负荷调节真实性核查），存在“虚假调峰”风险。

5.5.2 技术与成本层面

1) 长时储能技术尚不成熟

江苏、四川两省长时储能（8 小时以上）装机占比不足 10%，核心技术（如全钒液流电池电解液、压缩空气储能绝热材料）仍依赖进口，导致成本高企（长时储能成本是电化学储能的 2-3 倍）且循环寿命较短（全钒液流电池循环寿命约 1 万次，低于电化学储能的 1.5 万次），制约了系统跨日、跨季节调节能力。

2) 灵活性资源成本偏高

江苏气电度电成本（0.6 元 / 千瓦时）是煤电的 1.5 倍，储能度电成本（0.5 元 / 千瓦时）是火电的 2 倍；四川氢能重卡加氢成本（60 元 / 公斤）是柴油的 2 倍，导致灵活性资源在经济性上缺乏竞争力。尽管市场机制可覆盖部分成本，但仍需依赖政策补贴（如气电容量补贴、氢能补贴），其长期可持续性面临挑战。

5.5.3 市场与系统协同层面

1) 多重市场机制协同不足

江苏的现货市场、容量市场与辅助服务市场之间存在“价格割裂”现象：现货市场低谷电价为 0.2 元 / 千瓦时，容量市场补贴为 0.05 元 / 千瓦时，辅助服务调峰补偿为 0.2 元 / 千瓦时，三者缺乏有效联动，导致储能“低充高放”收益波动幅度超 50%。四川的丰枯电价与现货市场存在“重叠覆盖”，部分用户同时适用两种价格机制，产生套利空间与监管漏洞。

2) 系统调度协同困难

灵活性资源的调度权较为分散：江苏的虚拟电厂由省调、市调分别调度，导致跨区域调节响应延迟超过 10 分钟；四川的水电、火电、储能分属不同调度机构，枯水期“水电 + 火电 + 储能”协同调度效率低，弃风弃光率较最优水平高 2 个百分点。此外，调度系统数字化水平不足（如江苏调度系统无法实时监测用户负荷调节情况），制约了灵活性资源的精准调用。

六、电网基础设施建设

电网是可再生能源消纳、灵活性资源整合与跨区域能源配置的核心载体。江苏与四川的电网基础设施基于其功能定位，分别呈现“以受端电网为主”和“以送端电网为主”的典型特征，两省均需通过电网扩展与智能化升级，以支撑电力系统的低碳转型。

6.1 中国及两省电网发展概况

中国已形成“西电东送、北电南供”的跨区域能源配置格局。2024年，全国跨区域输电规模达2.5万亿千瓦时，占全国用电量的25.5%，其中“西电东送”通道输送的清洁电力占比达70%（国家电网公司，2025）。江苏与四川分别作为重要的受端与送端省份，在电网规模与结构方面差异显著。

6.1.1 江苏省电网结构特征与功能定位

江苏是中国受端电网的典型代表，承担外电接收、本地新能源消纳与工业负荷保障三重任务。2024年，全省电网总长度达190万公里，其中配电网为125万公里，主要结构特征如下：

1) 特高压通道为核心

已建成“五直一交”特高压工程（如±800千伏锦苏直流、±800千伏建苏直流、1000千伏泰吴交流）。2024年，外电入苏通道能力达2500万千瓦，占全省最大负荷的17%，其中清洁电力输送占比为80%（如锦苏直流年输送四川水电530亿千瓦时）。计划至2030年新增“疆电入苏”特高压通道，将外电入苏能力提升至3500万千瓦。

2) 配电网智能化改造

2024年配电网投资达400亿元，县域电网自动化覆盖率为98%，故障平均恢复时间缩短至20分钟（苏南地区为10分钟）。苏州、南京试点“配电网自愈”功能，可在1分钟内实现故障区域隔离，供电可靠性达99.999%，处于国际先进水平。分布式光伏接入能力为5800万千瓦，通过“主网-配网-微网”协同调度，分布式光伏消纳率达99.2%。

3) 电网负荷特征

2024年全省最大负荷为1.45亿千瓦，居全国首位，负荷峰谷差超过4000万千瓦（峰谷比为1.6:1），负荷主要集中于苏南工业集群（苏州、无锡、常州三市负荷占全省55%）。受夏季空调与工业制冷、冬季供暖负荷影响，电网呈现“双峰”特征，对系统调峰能力提出较高要求。

6.1.2 四川省电网结构特征与功能定位

四川是中国送端电网的核心代表，承担本地电力消纳与清洁能源外送双重功能。2024年，全省电网总长度为150万公里，其中配电网为100万公里，主要结构特征如下：

1) 特高压送端通道为核心

已建成“六直十一交”跨区输电通道（如±800千伏白鹤滩-江苏、±800千伏锦屏-苏南）。2024年，外送通道能力达5745万千瓦，占总装机的41.3%，年外送清洁电力1800亿千瓦时，占全国跨区域清洁电力输送总量的28%。计划至2030年新增“川藏直流”“川青交流”等通道，将外送能力提升至8000万千瓦。

2) 主网架结构优化

2024年投运的川渝1000千伏特高压交流工程，形成“甘孜-天府南-成都东-铜梁”“Y”字形特高压网架，使川渝断面输电能力提升400万千瓦，为成渝地区双城经济圈电力互济提供支撑。同时，通过优化攀西电网（新建500千伏开关站1座、线路680公里），新增送出能力250万千瓦，有效缓解“三州一市”地区的新能源消纳瓶颈。

3) 电网负荷特征

2024年全省最大负荷为6929万千瓦，居西部首位，负荷峰谷差超过2000万千瓦（峰谷比为1.4:1）。负荷主要集中于成都、绵阳等负荷中心（占全省60%）。丰水期（6-10月）因电解铝、数据中心等工业负荷满发形成年度高峰；枯水期（11-5月）受居民供暖负荷影响形成次高峰，对电网保供能力提出较高要求。

6.2 中国电网发展规划编制流程与机制

中国电网发展实行“国家统筹、省负总责、企业实施”的三级规划体系，确保电网建设与能源转型、区域发展目标协同。江苏与四川的电网规划均严格遵循该体系。

6.2.1 国家层面规划：顶层指引与战略指引

1) 规划依据

以《国民经济和社会发展规划》与《现代能源体系规划》为依据，由国家能源局牵头制定《全国电网发展规划》，明确跨区域通道布局（如“西电东送”通道）与国家级电网发展目标（如2030年特高压通道规模、智能电网覆盖率）。

2) 规划流程

步骤1：情景框架定义——国家能源局联合国家电网、南方电网制定2030年、2045年能源系统情景，包括可再生能源装机、电力需求与跨区域配置规模；

步骤2：国家电网发展计划——每两年编制一次，明确特高压通道与主干网架的建设时序，如“十四五”期间建设“白鹤滩—江苏”“川渝特高压”等工程；

步骤3：纳入国家法律保障——国家发改委将规划项目纳入《基础设施发展规划》，明确其“国家战略属性”，为项目审批与融资提供依据。

6.2.2 省级层面规划：落地衔接与区域适配

1) 规划依据

以国家规划为指引，结合省级能源转型目标（如江苏的新能源装机目标、四川的外送目标），由省发改委（能源局）牵头制定《省级电网发展规划》，明确省内电网（包括配电网与区域主干网）的建设任务。

2) 规划流程

步骤1：区域能源情景分析——各省分别编制省内能源情景，包括各市县电力需求、新能源布局与负荷特征；

步骤2：省级电网规划编制——江苏重点规划“苏南配电网升级”“海上风电并网通道”，四川重点规划“新能源汇集站”“跨市州主干网”；

步骤3：与国家规划衔接——将省内重点项目（如江苏“连云港抽水蓄能配套电网”、四川“道孚抽水蓄能配套电网”）纳入国家规划，争取资金与政策支持；

步骤4：审批与实施——省发改委审批省内项目，由国网江苏省电力公司、国网四川省电力公司负责实施，每年发布《电网建设年度计划》。

6.2.3 市县层面规划：具体实施与精准落地

市县根据省级规划，制定《市县电网发展规划》，聚焦配电网升级、充电桩接入、分布式能源并网等“最后一公里”任务。例如：

江苏苏州：2024–2026年配电网投资200亿元，重点提升工业园区与新建小区的电网容量（如新增110千伏变电站10座），保障充电桩、热泵等设施的接入能力；

四川凉山：2024–2026年配电网投资150亿元，重点建设“新能源汇集站—县域电网”通道（如新建35千伏线路1000公里），解决风电、光伏并网瓶颈。

6.3 中国及两省智能电网发展实践

智能电网作为数字化、柔性化与互动化的电网形态，通过智能电表、数字调度与源网荷储协同等技术提升电网运行效率，是支撑高比例可再生能源接入与终端电气化的核心手段。中国已建立“国家引领、省域示范”的智能电网发展体系，江苏与四川是全国智能电网建设的标杆省份。

6.3.1 国家层面智能电网：标准与技术框架

1) 核心政策

国家能源局发布《智能电网发展行动计划（2024–2030年）》，明确三大目标：2030年智能电表覆盖率99%、电网数字化率90%、源网荷储协同调度覆盖率80%；建立统一的技术标准体系（如智能电表通信协议、虚拟电厂调度接口），推动技术规范统一。

2) 关键技术

数字孪生电网——国家电网建成“全国电网数字孪生平台”，实现特高压通道与主干网架的实时监测与模拟仿真，将故障定位时间从1小时缩短至10分钟；

智能调度系统——南方电网建成“新一代调度系统”，可再生能源预测准确率达 95%，可实现源网荷储协同调度；

电动汽车车网互动（V2G）标准——国家能源局制定 V2G 通信与控制标准，2024 年全国 V2G 试点超 100 个，可调容量达 50 万千瓦。

6.3.2 江苏省智能电网建设实践与成效

江苏以超大城市电网与工业园区电网为重点，2024 年智能电网覆盖率达 85%，居全国第二，主要进展包括：

1) 智能电表与用户互动

2024 年智能电表覆盖率为 99%，其中支持 V2G 与储能充放电计量的“双向智能电表”占比 30%。建成“江苏电力 APP”，用户可实时查询用电数据、参与需求响应与购买绿电，2024 年注册用户超 2000 万户，需求响应参与率达 20%。

2) 数字调度与源网荷储协同

建成“江苏省源网荷储协同调度平台”，整合新能源（6165 万千瓦）、储能（601 万千瓦）与可调节负荷（1160 万千瓦）资源。2024 年迎峰度夏期间，通过平台实现“新能源优先消纳 + 储能调峰 + 用户响应”协同，降低弃风弃光率 1.5 个百分点，减少外电采购成本 10 亿元。

3) 工业园区智能电网

苏州工业园区建成“数字孪生智能电网”，实现“分布式光伏 + 储能 + 微网”自主运行。2024 年园区可再生能源消纳率达 99%，年减少外购电 1.2 亿千瓦时，减排二氧化碳 9.6 万吨。部署 100 个边缘计算节点，实现分布式资源实时控制（响应时间 < 1 秒），将光伏出力波动引起的电压偏差控制在 $\pm 2\%$ 以内。

4) V2G 与智能充电协同

无锡作为国家 V2G 规模化应用试点，建成全国首个“V2G 虚拟电厂”，接入新能源汽车 1.2 万辆（公交车 2000 辆、私家车 1 万辆），可调容量达 12 万千瓦，相当于一座中型储能电站。2024 年迎峰度夏期间，通过“低谷充电、高峰放电”实现调峰电量 1.5 亿千瓦时，为电网节省调峰成本 3000 万元。充电设施与电网实时通信，可根据负荷自动调整充电功率（高峰时段充电功率从 60kW 降至 30kW），2024 年降低高峰时段电网负荷 5 万千瓦。

5) 智能电网面临的挑战

系统互操作性不足：调度系统、用户侧平台与新能源管理系统接口标准不统一，导致跨系统协同响应延迟达 10 - 15 分钟，影响灵活性资源实时调用；

老旧小区改造难度大：苏南地区建成超 20 年的老旧小区占比 35%，配变容量多为 50kVA，无法满足充电桩与热泵同时接入，单小区改造成本超 500 万元，资金压力显著；

数据安全风险：智能电表与 V2G 平台累计采集用户用电数据超 100 亿条，2024 年发生 3 起充电桩数据泄露事件，需加强数据加密与访问控制，但相关技术投入增加运营成本。

6.3.3 四川省智能电网建设实践与成效

四川以新能源富集区电网与农村微网为重点，结合高海拔、多山地的地理特征，2024 年智能电网覆盖率达 75%，居西部第一，核心聚焦新能源消纳与农村供电可靠性提升：

1) 新能源富集区智能调度

甘孜、凉山等新能源基地建成“AI+ 新能源调度系统”，整合风电、光伏出力预测（准确率 92%）、电网负荷监测与储能调度功能，实现“新能源 - 储能 - 主网”协同。例如，甘孜风电基地通过实时调整 10 万千瓦共享储能的充放电策略，2024 年降低弃风率 2.8 个百分点，多消纳风电 15 亿千瓦时。系统接入 500 千伏变电站的“数字孪生模型”，可模拟新能源出力波动对电网的影响，提前制定应对方案，2024 年避免 3 次电网过载事件。

2) 农村智能微网全覆盖

在凉山、阿坝等地区建成 200 个“光伏 + 储能 + 智能微网”系统，覆盖 500 个行政村，惠及 3 万农户。微网配备边缘计算终端，具备以下功能：

自主运行：电网故障时自动切换为离网模式，通过光伏与储能保障基本用电，供电可靠性从 85% 提升至 99%；

需求响应：根据丰枯电价信号调整用电，2024 年参与农户平均年节省电费 200 元 / 户，枯水期微网自给率从 60% 提升至 80%。

3) 高海拔地区技术适配

针对川西高海拔（3000 米以上）低温、缺氧环境，研发专用智能电网设备：

智能电表采用低温锂电池（工作温度 -40℃ 至 60℃），故障率从 15% 降至 3%；

输电线路部署覆冰监测传感器，结合 AI 算法预测覆冰厚度（准确率 90%），2024 年提前预警 5 次线路覆冰，避免停电事故；

道孚抽水蓄能电站采用高海拔数字监控系统，实时监测机组状态（振动、温度等 100 项参数），运维人员无需现场值守，运维成本降低 40%。

4) 智能电网面临的挑战

人才短缺：农村与高海拔地区智能电网运维人员缺口达 2000 人，具备“电网 + 数字技术”复合能力的人才占比不足 30%，导致部分微网系统故障修复时间超 24 小时；

调度协同不足：18 个市（州）调度系统存在数据孤岛，跨区域新能源消纳需人工协调，效率较低（如川西风电外送成都需 24 小时审批）；

成本回收难：农村智能微网单套建设成本超 500 万元，依赖省级补贴（占比 60%），运营收益仅来自电费差价（年收益约 10 万元），投资回收期超 30 年，可持续性面临挑战。

6.3.4 中国智能电网发展的共性方向与趋势

基于江苏与四川的实践，中国智能电网未来将聚焦三大方向，推动数字化、协同化与安全化转型：

统一技术标准：国家能源局计划于 2026 年前出台《智能电网接口标准》，统一调度系统、储能与 V2G 的通信协议，解决系统互操作性不足与数据孤岛问题；

数字孪生规模化：推广江苏苏州与四川甘孜的数字孪生经验，于 2030 年前实现特高压通道与省级主干网的数字孪生全覆盖，提升电网仿真与故障处置效率；

成本分摊机制：建立“用户 - 电网 - 政府”三方成本分摊机制（如江苏老旧小区电网改造由政府补贴 40%、电网承担 30%、用户承担 30%），缓解智能电网建设资金压力，并通过需求响应收益与绿电溢价提升运营经济性。

6.4 两省电网情况小结

江苏省电网以“受端核心 + 智能高效”为核心特色，是东部负荷中心受端电网标杆。依托“五直一交”特高压通道承接外电（清洁电力占比 80%），配电网智能化覆盖率达 98%，故障恢复时间最短至 10 分钟，适配海上风电、分布式光伏等新能源高密度并网需求；负荷集中于苏南工业集群，峰谷差超 4000 万千瓦，通过 V2G 虚拟电厂、智能充电协同等技术破解负荷波动难题，支撑工业电气化与数字能源服务深度融合。

四川省电网：以“送端枢纽 + 韧性适配”为核心特色，是西部清洁能源送端电网典范。通过“六直十一交”特高压通道年外送清洁电力 1800 亿千瓦时，“Y”字形特高压网架强化川渝电力互济；负荷受丰枯水电波动影响显著，峰谷差超 2000 万千瓦，针对性布局抽水蓄能与农村智能微网，研发高海拔低温适配设备，既保障新能源富集区消纳，又提升农村供电可靠性。

七、江苏省和四川省电力系统转型的社会维度

电力系统转型不仅是技术升级与经济重构的过程，更深刻影响着就业结构、区域经济发展路径与社会治理模式。江苏与四川因转型路径不同——江苏侧重“工业替代型”转型，四川侧重“资源开发型”转型——在社会维度面临的挑战与机遇呈现显著差异。两省均需通过构建包容性转型机制，实现社会效益与环境目标的协同。本章从就业结构、经济多元化及治理机制三个层面，系统分析两省的实践与经验。

7.1 电力系统转型中的就业结构调整与优化

电力系统转型正在重塑江苏与四川的就业结构。江苏主要表现为“传统工业岗位缩减与新能源岗位增长”的替代效应，四川则呈现“资源型岗位优化与绿色服务岗位扩张”的升级特征。两省均通过技能培训与岗位对接等措施，推动就业结构的平稳过渡。

7.1.1 江苏省就业转型实践与保障措施

江苏作为中国工业就业大省（2024年工业就业人数1800万人，占总就业人口的35%），其就业转型主要体现在传统煤电、高耗能产业与新能源、智能电网等新兴领域之间的岗位更替。主要措施与进展包括：

1) 传统岗位有序退出与再就业

煤电行业：2016-2024年，江苏累计压减煤电产能2800万千瓦，涉及职工1.2万人。通过“内部转岗+技能培训+提前退休”相结合的方式，实现再就业率95%。例如，国信集团将原徐州煤电厂的500名职工转岗至盐城海上风电场，经6个月专项培训后，2024年职工平均工资较原岗位提高20%。

高耗能工业：钢铁、化工等行业推进“煤改电”“煤改气”，导致传统岗位（如燃煤锅炉操作工）减少约8000个。通过政府与企业合作的“电气化技能培训”，2000名工人转岗为电窑炉运维工，3000人进入光伏组件制造等新能源产业链，其余通过公益性岗位予以安置。

2) 新能源与绿色岗位扩张

2024年，江苏新能源产业就业人数达80万人，同比增长15%，形成覆盖制造、建设与运维的全链条岗位体系：

制造端：天合光能、阿特斯、金风科技、远景能源等企业带动就业30万人，其中技术研发类岗位占比40%，平均月薪8000元，高于工业平均水平20%；

建设端：海上风电与光伏电站建设创造施工岗位20万人，如大丰800MW海上风电项目提供5000个临时岗位，项目结束后30%人员转为运维岗位；

服务端：智能电网、储能与充电桩运维带动就业30万人，其中国网江苏电力2024年新增“智能调度工程师”“储能运维师”等复合型岗位5000个，平均月薪1.2万元。

3) 就业挑战与应对

技能错配：传统产业工人转岗面临数字技能不足等问题。2024年全省开展新能源技能培训1000期，培训5万人次，技能匹配率从60%提升至85%；

区域不均：苏南地区新能源岗位占比70%，苏北仅30%。通过建设盐城储能产业园等举措，2024年苏北新增新能源岗位5万个，有效缓解区域就业差距。

7.1.2 四川省就业转型实践与保障措施

四川就业结构长期依赖资源开发与农业（2024年资源型就业人数200万人，占总就业5%），电力转型推动就业结构向绿色化、技能化方向升级：

1) 传统资源岗位优化升级

水电行业：尽管水电装机容量从2013年的6000万千瓦增至2024年的9770万千瓦，但因自动化水平提升，传统运维岗位减少约1万人。通过AI调度系统操作、无人机巡检等培训，职工实现向智能调度与设备检修岗位转岗，2024年平均工资增长15%；

天然气行业：页岩气开发向绿色化、数字化转型，新增环保工程师、数字监测师等岗位5000个，原钻井工人经培训后转岗率达90%。

2) 新能源与绿色服务岗位扩张

2024年四川新能源产业就业人数达30万人，同比增长25%：

开发端：“三州一市”风电、光伏基地建设带动就业 15 万人，如凉山风电基地创造 8000 个岗位，其中 60% 优先聘用当地彝族群众，月工资 4500 元，为当地农业收入的 2 倍；

服务端：绿电交易、氢能应用等领域带动就业 15 万人，如华能彭州绿氢项目创造 1000 个岗位，成都绿电咨询企业提供碳核算等服务，岗位平均月薪 8000 元；

农村端：农村微网与户用光伏带动就业 5 万人，如凉山州设立“光伏运维员”岗位 3000 个，聘用当地村民，月工资 3000 元，并享受光伏收益分红。

3) 就业挑战与应对

高海拔岗位招聘难：通过提供月补贴 2000 元、实行轮岗制度等措施，2024 年高海拔项目岗位填充率从 60% 提升至 90%；

农村技能培训覆盖不足：联合职业院校开展“送教下乡”，2024 年培训农村劳动力 2 万人次，新增新能源岗位 1 万个。

7.2 电力系统转型驱动经济多元化与创新发展

电力系统转型为江苏与四川带来经济结构多元化的重大机遇。江苏凭借“新能源制造+智能服务”推动产业升级，四川则通过“清洁能源开发+绿色产业”实现资源价值深化。两省均注重创新驱动与产业链协同，培育新的经济增长点。

7.2.1 江苏省经济多元化实践路径与成效

江苏经济长期以高耗能工业和传统制造业为支柱（2024 年高耗能产业占工业增加值 28%），电力转型推动其向新能源制造与数字能源服务转型：

1) 新能源产业链集群化

2024 年，江苏新能源产业规模达 1.2 万亿元，占工业增加值的 10%；

光伏产业链：形成从硅料至组件的完整链条，产能占全国 30%，2024 年出口额 864.3 亿元，同比增长 23%；

海上风电产业链：盐城基地形成整机、叶片、海缆等

环节，产能占全国 40%，大丰 800MW 项目带动配套企业 200 家，创造产值 500 亿元；

储能产业链：宁德时代、比亚迪等在常州、苏州布局电池与控制系统产能，2024 年储能装备产值 300 亿元，出口市场拓展至欧洲。

2) 数字能源服务创新

虚拟电厂服务：南京、苏州培育 20 家运营商，为工业企业提供负荷优化、绿电采购与碳管理服务，2024 年服务企业超 1000 家，降低用户用能成本 15%；

智能充电服务：万帮数字能源建成全国最大充电网络，提供“充电+储能+绿电”一体化服务，2024 年充电量 80 亿千瓦时，服务收入 100 亿元；

碳核算服务：苏州工业园区碳咨询企业为出口企业提供碳足迹核算与绿电替代方案，2024 年帮助企业规避欧盟碳关税成本 2 亿元。

3) 创新平台与技术突破

建成 18 个国家级研发平台，2024 年研发投入超 200 亿元，在高效光伏组件、海上风电抗台风等技术上取得突破。苏州工业园区“零碳园区”试点碳排放较 2020 年下降 40%，吸引低碳企业入驻，新增产值 100 亿元。

7.2.2 四川省经济多元化实践路径与成效

四川经济长期依赖水电外送与农业（2024 年水电外送收入占能源产业收入 40%），电力转型推动其向清洁能源深加工与绿色产业拓展：

1) 清洁能源深加工产业

电解铝：广元、眉山布局水电直供电解铝项目，产能 100 万吨，产品获欧盟绿电认证，出口溢价 10%；

数据中心：成都、绵阳建设国家级算力枢纽，依托低价水电吸引阿里、腾讯等企业，2024 年算力规模占西部 30%，带动相关产值 150 亿元；

绿氢炼化：川化集团开展绿氢替代灰氢试点，2024 年绿氢用量 1 万吨，减排二氧化碳 16.7 万吨，绿氢化工产品溢价 20%。

2) 新能源与氢能产业

2024 年产业规模达 300 亿元：

新能源开发：“三州一市”风电、光伏基地吸引投资超 500 亿元，带动建材、运输等关联产业产值 100 亿元；

氢能产业：成都、宜宾形成制储用氢链条，蜀道集团生产氢能重卡 500 辆，配套加氢站 12 座，带动装备制造产值 30 亿元；

农村新能源：凉山、甘孜推广户用光伏+储能，安装 10 万户，户均年收益 3000 元，带动服务产值 20 亿元。

3) 创新平台与技术突破

建成 10 个省级研发平台，2024 年研发投入超 50 亿元，突破高海拔风电运维、绿氢电解槽国产化等技术。成都高新区“氢能园区”试点碳排放下降 35%，吸引 5 家氢能企业入驻，新增产值 20 亿元。

7.3 电力系统转型管理机制

电力系统转型涉及政府、企业、公众与社会组织等多方主体，需通过协同治理与公众参与化解潜在矛盾。江苏与四川结合地域特点，形成了“政府引导、多元协同”的治理模式。

7.3.1 江苏省电力系统转型管理机制

江苏针对人口密集、工业集中的特点，构建了以电网建设协商、新能源项目公示与用户需求响应为核心的参与机制：

1) 政府与企业协同机制

政策协商：每季度召开能源转型政企座谈会，邀请新能源企业、工业用户与电网企业参与政策制定，2024 年通过该机制调整储能补贴、绿电交易等规则 20 项；

项目共建：政府与企业合作推进海上风电、智能电网项目，如大丰海上风电项目政府负责审批与补贴，企业负责建设运营，社区参与收益分红。

2) 公众参与机制

项目公示与听证：新能源与电网项目实行线上公示与线下听证，2024 年 50 个项目因公众意见调整选址，公众满意度提升至 90%；

能源科普教育：开展“能源转型进社区、进校园”活动，2024 年举办讲座 1000 场，公众认知率提升至 85%；

用户需求响应：通过电力 APP 与社区能源管家引导居民参与需求响应，2024 年参与用户超 10 万户，年均节省电费 150 元。

3) 社会组织参与

环保组织参与项目环评，2024 年提出整改建议 50 条，采纳率 80%；技术类社会组织为中小企业提供绿电采购与碳核算咨询，年均帮助企业节省成本 10 万元。

7.3.2 四川省电力系统转型管理机制

四川针对地域广阔、民族多样的特点，建立了以农村新能源协商、民族地区利益共享与生态保护为核心的治理机制：

1) 政府与地方协同机制

民族地区协商：在凉山、甘孜等地成立能源项目民族协商会，使用民族语言解读项目方案，明确当地用工比例与收益分红，2024 年化解项目争议 20 起；

跨区域协同：与重庆、云南建立能源协同机制，协商电力互济与绿电外送，2024 年解决跨区域问题 15 项。

2) 公众参与机制

农村新能源协商：农村微网与户用光伏项目须经村民大会投票通过，2024 年 100 个项目因村民意见调整方案，满意度提升至 95%；

生态保护参与：聘请当地村民担任生态监督员，监测项目对草原的影响，月工资 2000 元，另享生态奖励；

民族语言科普：制作彝、藏语新能源科普视频，2024 年覆盖民族地区群众 500 万人次，认知率提升至 80%。

3) 社会组织参与

农村能源协会为农户提供光伏安装与微网运维支持，2024 年服务 10 万户；省环科院参与高原生态保护方案制定，提出“光伏板高度不低于 1.5 米”等建议，被 20 个项目采纳。

八、结论与建议

江苏省与四川省作为中国能源转型的两大典型标杆，展示了“资源匮乏型工业大省”与“资源富集型能源基地”的差异化转型路径，既彰显了全国“双碳”战略下区域适配的核心逻辑，也为跨区域能源协同转型提供了关键借鉴。

从转型基础与核心特征来看，两省的差异贯穿于能源全链条。江苏以“外向型转型”为核心，依托外电引入与本土新能源（海上风电、分布式光伏）规模化发展，破解工业用能刚性需求与低碳压力的核心矛盾，电网聚焦受端消纳、配网智能化与负荷调控，转型关键在于平衡产业升级与能效提升；四川以“内生型发展”为核心，凭借水电、天然气等资源禀赋，构建“清洁能源开发-外送-本地消纳”闭环，电网侧重送端外送、主网强化与丰枯调节，转型关键在于化解“供需时空错配”与资源价值转化难题。

能源结构与转型路径上，江苏形成“新能源+外电+火电”多元供能体系，可再生能源装机占比41.6%，依赖智能电网与市场机制激活需求侧灵活性；四川构建“水电+风光”主导供能格局，可再生能源装机占比85.7%，依托抽水蓄能、长时储能与丰枯电价机制平抑波动。电网功能上，江苏聚焦“消纳保障+负荷适配”，四川聚焦“外送增效+韧性保供”，二者形成“送-受”联动的全国能源配置关键纽带。



两省面临的核心挑战呈现互补性，江苏受制于配网升级压力、工业用能成本与跨区域政策协同不足；四川则面临长时储能技术瓶颈、高海拔运维人才短缺与枯水期保供风险。基于此，提出以下针对性建议：

1. 差异化强化转型支撑。江苏需持续加大配网升级投入，重点破解老旧小区电气化改造资金压力，完善工业绿电直供与碳配额联动机制，提升海上风电与储能协同调度效率；四川应加速抽水蓄能与长时储能规模化布局，强化高海拔电网运维人才培养，优化丰枯电价与省间现货交易联动，推动绿氢、数据中心等低碳产业承接富余水电。
2. 深化跨区域协同联动。依托现有特高压通道，建立“江苏受端消纳+四川送端供给”的动态协同机制，优化跨省调峰补偿与绿电交易溢价规则；统一两省电力市场接口标准，推动虚拟电厂、储能等灵活性资源跨区域参与辅助服务，破解“西电东送”中的时空错配难题。
3. 复制推广典型实践经验。江苏的配网自愈技术、V2G规模化应用模式可向东部工业省份推广；四川的高海拔电网适配技术、农村智能微网建设经验可为西部资源大省提供借鉴，形成“东学江苏智能高效、西鉴四川韧性适配”的区域转型格局。

总体而言，两省的能源转型实践验证了“因地制宜、分类施策”的转型逻辑，核心经验在于将国家战略与区域禀赋深度结合，通过政策、技术、市场多元协同破解发展矛盾。未来需进一步强化跨区域协同与技术创新，以两省联动为支点，推动全国能源系统向“清洁低碳、安全高效、协同韧性”的新型电力系统加速转型。

参考文献

1. 国家发展和改革委员会. 《“十四五”现代能源体系规划》[R]. 北京: 国家发改委, 2022.
2. 江苏省发展和改革委员会. 《江苏省“十四五”能源发展规划实施评估报告》[R]. 南京: 江苏省发改委, 2025.
3. 四川省能源局. 《四川省能源领域碳达峰实施方案》[R]. 成都: 四川省能源局, 2023.
4. 中国电力企业联合会. 《中国电力发展报告 2025》[R]. 北京: 中电联, 2025.
5. 国家电网公司. 《国家电网智能电网发展白皮书 2024》[R]. 北京: 国家电网, 2024.
6. 江苏省统计局. 《江苏省 2024 年国民经济和社会发展统计公报》[R]. 南京: 江苏省统计局, 2025.
7. 四川省统计局. 《四川省 2024 年国民经济和社会发展统计公报》[R]. 成都: 四川省统计局, 2025.
8. 国网江苏省电力公司. 《江苏省电网建设年度报告 2024》[R]. 南京: 国网江苏电力, 2025.
9. 国网四川省电力公司. 《四川省电网建设年度报告 2024》[R]. 成都: 国网四川电力, 2025.
10. 江苏省政府. 《加快经济社会发展全面绿色转型若干政策举措》[Z]. 南京: 江苏省政府, 2025.
11. 四川省政府. 《四川省氢能产业中长期发展规划 (2025-2035 年)》[Z]. 成都: 四川省政府, 2025.
12. 国际能源署 (IEA). 《中国能源转型报告 2025》[R]. 巴黎: IEA, 2025.



出版方

德国国际合作机构 (GIZ)

注册办公地

德国波恩和埃施博恩

地址

德国国际合作机构东亚办公室
北京市朝阳区亮马河南路 14 号塔园外交人员办公楼
2 号楼 5 层 邮编: 100600