

河南低碳转型系列研究

工业园区源网荷储一体化发展



版权说明

版权归自然资源保护协会与河南省循环经济与节能协会所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。

课题组

自然资源保护协会
河南省循环经济与节能协会



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。



河南省循环经济与节能协会是非营利性社会团体法人，是由资源开发、节约、管理、研究、宣传、信息等有关单位和个人组成的全省性专业组织，接受河南省发展和改革委员会、河南省工业和信息化厅、河南省生态环境厅、河南省科技厅等政府部门的业务指导和社团登记管理机关、河南省民政厅的监督管理。协会认真贯彻节约资源和保护环境基本国策，落实循环经济促进法，为构建覆盖全社会的资源循环利用体系，提高资源利用效率，源头防治环境污染，推进绿色、循环、低碳发展，加快建设生态文明，促进经济绿色转型，建设美丽河南做出积极贡献。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：河南省某工业园区源网荷储一体化项目 | 图源：河南省循环经济与节能协会

执行摘要

源网荷储一体化是河南省推动可再生能源就地消纳和高质量发展的重要抓手。2024年6月，河南省发改委印发了围绕工业企业、农村地区、增量配电网三类场景的源网荷储一体化项目实施细则。2024年12月，河南省办公厅印发《河南省加快推进源网荷储一体化实施方案》^[5]，进一步拓展了源网荷储一体化项目的实施范围。截至2026年3月，全省已分十六批次组织实施了866个一体化项目，总装机规模达10.6 GW，覆盖工业、农村、增量配电网及其他场景。在已实施的源网荷储一体化项目中，工业企业类项目是绝对主力，项目数量占比为70%，装机容量占比73%。

为评估河南省源网荷储一体化项目的实施效果并识别关键问题，本报告选取河南省某工业园区已投运的工业企业源网荷储一体化项目开展案例分析。该案例采用河南省主流的合同能源管理模式，形成了“分布式光伏+企业内部电网+工业负荷+储能”的典型配置，能够反映当前河南省工业企业类源网荷储项目的主流实践。报告通过分析该项目的建设内容、实施成效和收益分配机制，为识别河南省源网荷储一体化高质量发展中的共性问题提供了案例支撑。

研究团队发现，河南省源网荷储一体化在推动可再生能源就地消纳、降低工业用能成本和支撑园区绿色低碳转型方面已取得积极进展，但在规模化推广和高质量发展过程中仍面临多方面的挑战。一是在项目深化推进过程中，系统升级要求与园区负荷结构约束之间的矛盾逐步显现，园区和企业有限的可再生资源条件下面临绿电比例提升和系统安全保障的双重压力；二是负荷侧灵活调节能力不足，新能源出力波动与工业连续生产需求匹配难度较大，推高了系统配置和运营成本；三是项目商业模式相对单一，收益来源主要依赖自发自用节约电费，市场化交易、辅助服务等机制尚未充分打通，投资积极性有待进一步激发；四是智慧化协同水平和复合型专业人才相对不足，制约了源、网、荷、储系统的精细化运行与整体优化；五是项目在审批、接网和要素保障等环节仍存在一定制度和实施层面的约束，影响项目落地节奏。

针对上述问题，本报告提出以提升系统协同性、灵活性和市场适应性为核心，推动源网荷储一体化高质量发展的建议：一是构建多层次、一体化的发展模式，在园区层面强化源荷协同，在园区或更大范围内探索如何整合资源与分散风险；二是以源荷匹配和需求侧响应为重点，优化储能配置和负荷调节机制，提升系统整体灵活性与新能源消纳能力；三是积极推进“绿电直连”“零碳园区”等试点示范，通过政策激励和机制创新改善项目经济性；四是加快智慧化运行平台建设和专业人才培养，提升系统规划、调度和管理能力；五是优化审批流程和用地模式，加强配电网改造与接网保障，为项目落地创造更加稳定、可预期的制度环境。

目录

| | | |
|------|---------------------------------|----|
| 第一章 | 河南省可再生能源及源网荷储一体化实施背景及发展现状 | 1 |
| 1.1 | 河南省可再生能源发展现状 | 1 |
| 1.2 | 源网荷储一体化项目实施情况 | 3 |
| 第二章 | 河南省与典型省份源网荷储政策差异对比 | 7 |
| 第三章 | 河南省典型源网荷储一体化案例分析 | 9 |
| 3.1 | 园区及企业基础现状 | 9 |
| 3.2 | 源网荷储项目实施情况 | 10 |
| 3.3 | 政策调整下的项目预期分析 | 12 |
| 3.4 | 园区低碳转型潜力分析 | 13 |
| 3.5 | 案例总结 | 13 |
| 第四章 | 河南省源网荷储一体化面临的问题与挑战 | 14 |
| 第五章 | 河南省源网荷储高质量发展建议 | 16 |
| 参考文献 | | 18 |

第一章

河南省可再生能源及源网荷储一体化实施背景及发展现状

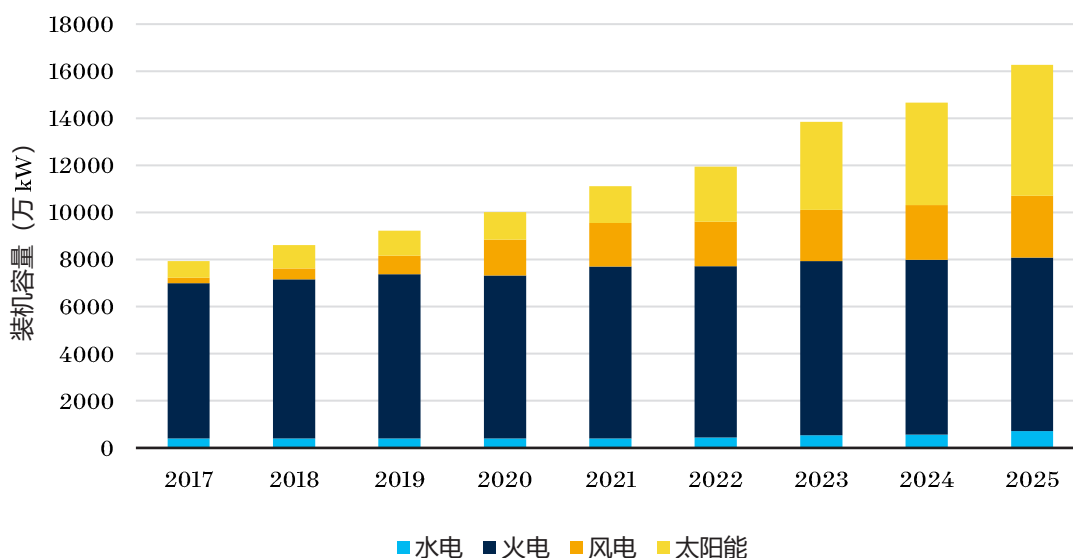
“双碳”目标不仅是我国向世界做出的庄严承诺，更是我国自身可持续发展的内在要求，而推动能源低碳转型、构建以可再生能源为主体的新型能源体系是实现“双碳”目标的重要抓手。2025年9月我国宣布的新一轮国家自主贡献，进一步强化了对非化石能源发展和能源结构调整的政策导向^[1]。从国际形势看，欧盟碳边境调节机制等绿色贸易新规进一步推动我国加快产业结构和能源的绿色低碳转型。在此背景下，国家出台了《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（650号文）^[2]和《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资〔2025〕910号）^[3]，分别支持绿电直供和园区多领域协同降碳，为源网荷储一体化项目提供了新的制度空间与发展路径。

河南是能源生产和消费大省，煤炭消费占能源消费总量的比重高出全国平均水平约7个百分点，绿色低碳转型任务艰巨。近年来，河南省可再生能源发展迅速，2025年，全省可再生能源装机容量约为9195.45万kW，占发电装机容量的比重为56.5%。可再生能源发电量达到851.38亿kWh，同比增长13.7%，占规模以上工业发电量的比重为24.8%^[4]。

在上述背景下，加快探索源网荷储一体化模式，促进新能源的就近利用，已成为河南省推动能源结构转型、促进工业园区绿色低碳发展的重要抓手，为构建安全、高效、低碳的新型电力系统奠定了基础。

1.1 河南省可再生能源发展现状

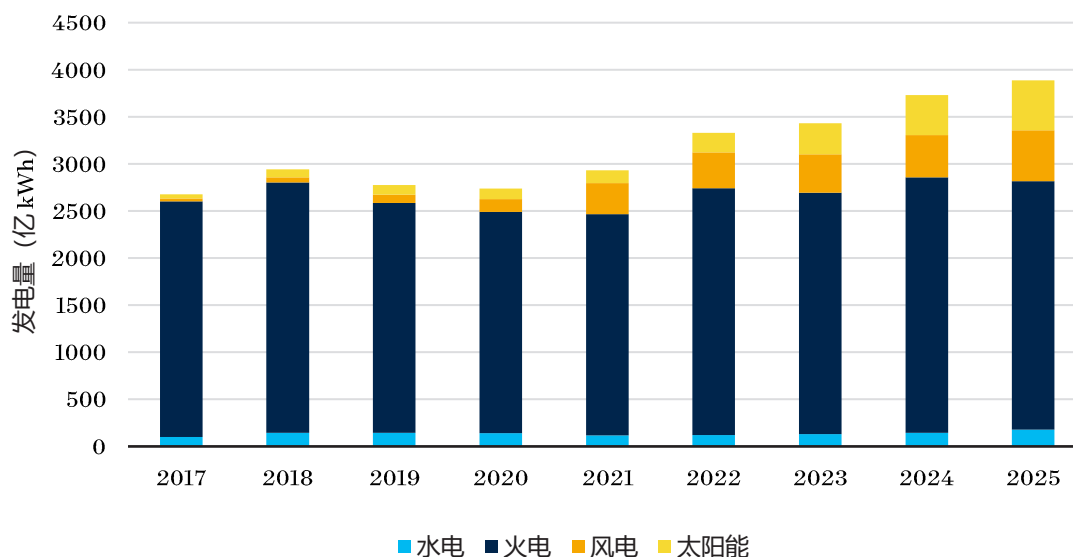
根据国家能源局河南监管办公室发布的数据，如图1-1所示，河南省电力装机总量呈现持续增加的趋势。2025年装机总量为16557万kW，与2017年相比增长107.2%^[6]。其中，风光的装机容量快速增长。风电装机从2017年的233万kW增长至2025年的2618万kW，占装机总量的15.8%，其中2018、2019年新增装机连续两年居全国第一。同时光伏累计装机容量从2017年的703万kW增加到2025年底的5566万kW，占装机总量的33.6%^[6]。



图I-1 2017-2025年河南省电力装机总量

数据来源：国家能源局河南监管办公室

河南省发电总量近年来波动增加，2025年达 3891.96 亿 kWh^[6]，同比增长 4.3%。其中风电和光伏的发电量呈现快速增长的态势，风电的发电量从 2017 年的 30.13 亿 kWh，增长至 2025 年的 541.32 亿 kWh，占总发电量的 13.9%。光伏发电量从 2017 年的 44.35 亿 kWh 增长至 2025 年的 528.87 亿 kWh，占比 13.6%^[6]。



图I-2 2017-2025年河南省电力发电量

数据来源：国家能源局河南监管办公室

1.2 源网荷储一体化项目实施情况

根据河南省发改委发布的源网荷储一体化项目名单，截至 2026 年 3 月，河南省已分十六批次组织实施了 866 个一体化项目，总装机规模达 10.6 GW，覆盖工业、农村、增量配电网及其他场景。十六批次的项目规模及项目数量分布情况如表 1-1 和表 1-2 所示。

| 批次 | 规模 (MW) | 项目类型 | | | |
|----|---------|---------|--------|--------|-----|
| | | 工业企业类 | 增量配电网类 | 农村类 | 其他类 |
| 1 | 1254.3 | 874 | 16.9 | 0 | |
| 2 | 917.7 | 35.9 | 11.2 | 0 | |
| 3 | 207.6 | 430 | 0 | 0 | |
| 4 | 238.5 | 193.6 | 221.8 | 0 | |
| 5 | 535.2 | 208.2 | 80.6 | 0 | |
| 6 | 369.8 | 30 | 38.2 | 0 | |
| 7 | 456.3 | 0 | 1.1 | 0.3 | |
| 8 | 316.8 | 90 | 0 | 13.2 | |
| 9 | 263.6 | 60 | 7.7 | 4 | |
| 10 | 240.1 | 30 | 31.3 | 59.3 | |
| 11 | 341.6 | 0 | 9.2 | 100.63 | |
| 12 | 536.4 | 0 | 3.5 | 24 | |
| 13 | 209.51 | 70 | 9.12 | 62.19 | |
| 14 | 542.86 | 0 | 0 | 4.92 | |
| 15 | 685.84 | 12 | 47.7 | 19.97 | |
| 16 | 574.76 | 18.55 | 13.5 | 49.86 | |
| 合计 | 7690.87 | 2052.25 | 491.82 | 338.37 | |

数据来源：课题组根据河南省发改委发布的源网荷储一体化项目名单整理

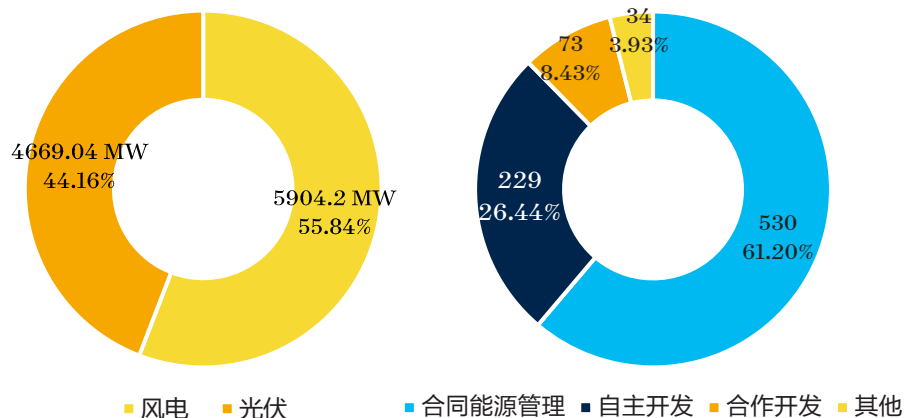
表1-2 河南省十六批源网荷储一体化项目数量分布

| 批次 | 数量(个) | 项目类型 | | | |
|----|-------|------|--------|-----|-----|
| | | 工业企业 | 增量配电网类 | 农村类 | 其他类 |
| 1 | 49 | 9 | 5 | 0 | |
| 2 | 40 | 2 | 3 | 0 | |
| 3 | 19 | 2 | 0 | 0 | |
| 4 | 23 | 9 | 29 | 0 | |
| 5 | 49 | 4 | 8 | 0 | |
| 6 | 29 | 1 | 6 | 0 | |
| 7 | 30 | 0 | 1 | 2 | |
| 8 | 35 | 1 | 0 | 6 | |
| 9 | 42 | 2 | 3 | 6 | |
| 10 | 35 | 1 | 8 | 19 | |
| 11 | 34 | 0 | 3 | 7 | |
| 12 | 39 | 0 | 4 | 12 | |
| 13 | 29 | 1 | 5 | 7 | |
| 14 | 41 | 0 | 0 | 19 | |
| 15 | 63 | 1 | 7 | 28 | |
| 16 | 53 | 1 | 1 | 33 | |
| 合计 | 610 | 34 | 83 | 139 | |

数据来源：课题组根据河南省发改委发布的源网荷储一体化项目名单整理

如表所示，在已公布的十六批源网荷储项目中，工业类项目在项目规模及项目数量上均占据主导地位。从规模上来看，工业类项目规模为 7.7 GW，占比 73%；增量配电网类 2.1 GW，占比 19%；农村类项目总规模约 0.5 GW，占比约 5%；其他类 0.3 GW，占比 3%。从数量上来看，工业类项目共计 610 个，占项目总数约 70%，农村类项目数量共计 83 个，占项目总数约 10%；增量配电网类 34 个占比 4%，其他类项目 139 个占比 16%；

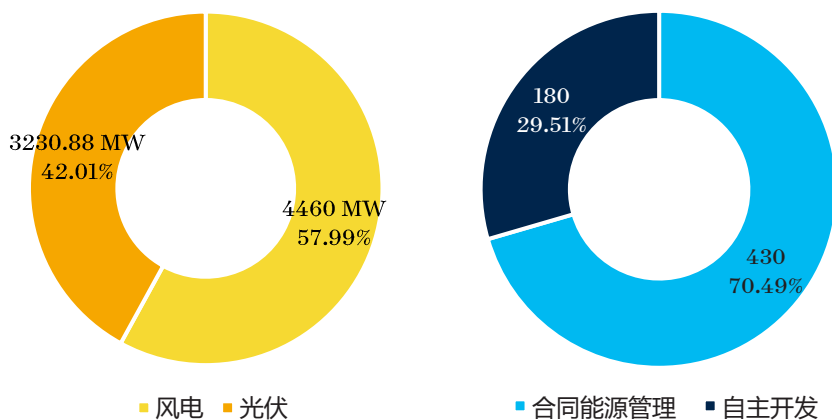
其中，风电类项目的总实施规模为 5904.2 MW，占比 56%，光伏规模 4669.04 MW，占比 44%。根据项目建设类型进行分类，已批复的项目中合同能源管理类项目占主导地位，占比 61%；自主开发模式占比 26%；合作开发占比 8%。



图I-3 河南省源网荷储项目电源类型装机容量占比(左)和建设模式类型数量占比(右)

数据来源：课题组整理

工业企业类源网荷储一体化项目是当前河南省源网荷储建设的主体。对工业企业项目电源类型和建设模式进行分析，其中风电装机规模为 4460MW，占比 58%，光伏装机规模为 3230.88MW，占比 42%。同时，合同能源管理类项目同样在工业企业类源网荷储项目中占主导地位，占比 70%；自主开发类项目占比 30%。



图I-4 工业企业类源网荷储项目电源类型装机容量占比(左)和建设模式类型数量占比(右)

数据来源：课题组整理

河南省源网荷储一体化项目拓展了新能源就地就近开发利用的场景，通过“自发自用、就近消纳”的模式有效减轻了大电网的调峰压力，在调结构、保安全、促消纳、扩投资、降电价等方面均取得积极成效。

一是促进了能源结构优化。截止 2026 年 3 月，河南省已批准的源网荷储一体化项目累计新增光伏、风电总装机规模超 1000 万 kW，有效提升了非化石能源供应占比，为推动河南能源结构向绿色低碳转型升级提供了有力支撑。二是增强了自主保障能力。实施源网荷储一体化项目，需加快建设若干智能微电网，逐步形成以大电网为支撑、微电网为支点，两者相融并存、有机衔接的新型电网形态，从而进一步提升能源供应的稳定性。三是推动了绿电就地消纳。已实施项目建成投运后可促进绿电消纳 179 亿 kWh，显著提升新能源就地消纳水平。四是拉动了能源领域的投资增长。河南省已实施源网荷储项目总投资约 652 亿元，不仅拉动了能源领域投资增长，还带动了上下游装备制造产业协同发展。五是降低了企业用能成本。已实施项目预计每年减少用电成本 25—39 亿元，覆盖了河南 7 大万亿级重点产业集群（新材料、新能源汽车、电子信息、先进装备、现代医药、现代食品、现代轻纺），促进新质生产力的加快形成^[7]。

第二章

河南省与典型省份源网荷储政策差异对比

山东、山西与河南省区位相近，能源消费结构均以煤炭为主，工业负荷基础较强，且都已出台源网荷储一体化相关专项政策或试点规则，在电力市场改革和能源转型方面的具有实践经验，可为河南省完善相关政策体系提供参考。

河南省围绕工业企业、增量配电网、农村地区等不同应用场景，分别出台了《河南省工业企业源网荷储一体化项目实施细则（暂行）》^[8]、《河南省增量配电网类源网荷储一体化项目实施细则（暂行）》^[9]和《河南省农村地区源网荷储一体化项目实施细则（暂行）》^[10]，并通过《关于印发河南省加快推进源网荷储一体化实施方案的通知》（豫政办〔2024〕72号）^[5]进一步拓展实施范围，形成了以分场景推进为主要特征的政策框架。山东省则以试点建设和市场机制衔接为重点，发布了《关于印发源网荷储一体化试点实施细则的通知》（鲁发改能源〔2025〕155号）^[11]，并通过《关于贯彻发改价格〔2025〕1192号文件进一步明确新能源就近消纳价格政策有关事项的通知（征求意见稿）》^[12]细化就近消纳价格机制。山西省则通过《源网荷储一体化项目管理办法》（晋能源电力发〔2022〕244号）^[13]对项目进行统筹管理，更突出省级规划引导和虚拟电厂聚合运行。

在实施路径方面，河南方案以“场景驱动”为主发展源网荷储一体化，按工业企业、增量配电网、农村地区等不同场景分类施策；山东方案强调“模式先行”，在就地就近消纳、绿电交易、虚拟电厂、分布式自发自用4类模式的实施细则中，更加注重技术标准与市场规则的衔接，强调参与市场交易。山西省则是以省级规划统筹为基础、以虚拟电厂为主要聚合手段，同时重点指导推进市（县）级、园区（居民区）级源网荷储一体化项目。

在消纳方式方面，河南省源网荷储一体化项目更加突出新能源的自发自用。在各类场景中，增量配电网类一体化项目可以作为独立市场主体参与电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场交易；农村地区整村开发类可以采取“自发自用、余电上网”的模式；其它场景下新能源完全自发自用，不向大电网反送电。山东省则推动新能源上网电量全部进入电力市场，用户通过电力中长期、电力现

货等多种交易方式，实现电力资源的优化配置。山西省项目同样要求项目建成并网后，以“一体化”虚拟电厂模式参与电力系统平衡，并以报量报价方式参与电力现货市场。

在储能配置方面，河南省对不同场景进行差异化的要求：增量配电网类项目原则上应配置不低于新能源规模 15% 的集中式独立储能装置；农村生产企业类项目原则上按照不低于新能源装机功率的 20%、时长不少于 2 小时配置新型储能设施，整村开发类项目原则上不低于新能源装机功率的 50%、时长不少于 2 小时；而工业企业类项目则不做统一要求。山东省则强调合理自愿配置，对 4 类一体化项目整体鼓励采用长时储能，不设统一强制标准；而山西省是要求综合考虑可调节、可中断负荷与配置储能后，一体化项目调节能力应不低于用电侧负荷的 50%、持续时间不低于 4 小时，配置储能原则上建在电源侧或用户侧。

在费用缴纳方面，河南省规定在特殊场景减免相关费用：独立小型抽蓄、新型储能电站向增量配电网送电的，其抽水或充电电量不收取输配电价和政府性基金及附加。山东省则在最新政策提出^[12]：新能源就近消纳项目用网电量部分，不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费，上网（交易）电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等其他电价政策按现行规定执行；自发自用电量部分除政府性基金及附加外暂免缴纳其他费用。

总体看，河南省源网荷储一体化建设已形成分场景推进、就地消纳为主的政策体系，下一步应在巩固现有实践优势的基础上，积极借鉴山东在市场机制衔接和费用疏导方面以及山西在虚拟电厂聚合和系统调节能力建设方面的成熟做法，进一步提升政策协同性、市场适应性和系统灵活性。

第三章

河南省典型源网荷储一体化案例分析

3.1 园区及企业基础现状

本小节以河南省某工业园区源网荷储一体化项目作为案例进行分析，园区成立于 2022 年，主导产业包含硅材料、碳材料、光伏新能源、精细化工等。区内目前已建成供水、供电、燃气、通讯、氢气、污水处理等基础设施，累计完成投资近千亿元。2024 年园区实现规模以上工业总产值超 300 亿元。

为优化能源结构、提升能源利用效率，园区积极布局可再生能源并推进源网荷储一体化项目建设，园区建设投产了 3 个太阳能光伏并网项目，总装机规模 15.545MW，近年来又规划实施三个工业企业源网荷储项目，分别由三家公司作为实施主体，总规模超 100MW，配置储能约 12MW/27.63MWh。项目均采用合同能源管理模式，符合河南省当前源网荷储一体化建设的普遍类型，能够为研究该类源网荷储项目的组织实施和推广情况提供较具代表性的参考。其中以 A 公司为主体建成的光伏 + 储能项目已率先投运并取得显著的节能减排与降本增效成效，能够更直接反映源网荷储一体化项目落地后的运行特征和现实挑战，下文进一步对 A 公司源网荷储一体化项目进行深入分析。

A 公司是一家集光伏玻璃、太阳能玻璃研发与制造为一体的综合型企业，2024 年工业总产值超 8 亿元。电力是该企业的主要能源之一，年用电量约为 1.5 亿 kWh，此外同时消耗有天然气、焦炉煤气和柴油。根据初步核算，A 公司 2024 年的温室气体排放总量约为 18 万吨。其中，天然气带来的温室气体排放量占比最大，约占 61%；其次是电力产生的排放量，占比 33%，其分品种能源消耗产生的温室气体排放占比如图 3-1 所示。

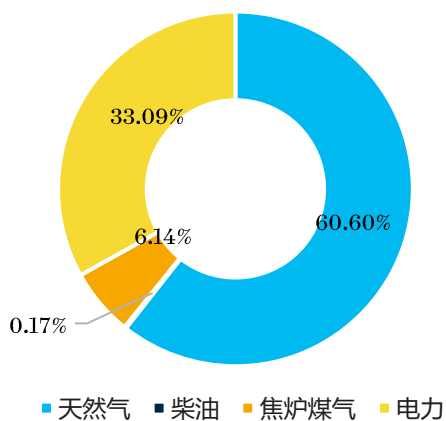


图3-1 2024年A公司能源消耗产生的温室气体排放占比

3.2 源网荷储项目实施情况

A公司于2024年启动并建成源网荷储一体化项目，具体建设内容如下：

表3-1 A公司源网荷储一体化项目概况

| 要素 | 建设内容 |
|----|---|
| 电源 | 利用厂房屋顶建设9.36 MW分布式光伏电站 |
| 电网 | 依托企业自建35 kV变电站及厂内约10千米输电线路进行电能汇集与分配 |
| 负荷 | 企业自身的生产负荷，约20 MW。项目所发电量全部用于厂区内的生产线及配套设施 |
| 储能 | 配套建设2 MW/7.63 MWh储能系统，具备削峰填谷、平滑负荷功能，有效保障企业用电稳定性与经济性 |



图3-2 A公司源网荷储一体化项目场景图

数据来源：河南省循环经济与节能协会 | 图源：河南省循环经济与节能协会

在经济效益方面，A公司源网荷储一体化项目采用合同能源管理（EMC）模式建设。其中，光伏电站由第三方企业投资5200万元建设，发电总计年净收益为665.41万元，收益来源于工业电价节约。具体收益分配来说，第三方投资企业按0.48元/kWh收取电费，年获净收益420.10万元，资本金财务净现值为493.86万元，项目内部收益率（IRR）达到6.34%；A公司作为用户方则通过用电成本降低，年获收益245.20万元，实现了双赢。

项目配套储能系统由A公司自主投资700万元建设，通过“低谷充电、高峰放电”的峰谷套利运营，年收益为102.60万元。该项目通过光伏与储能的协同，实现了其在能源管理与经济效益上的综合价值。项目盈利示意图如3-3所示。

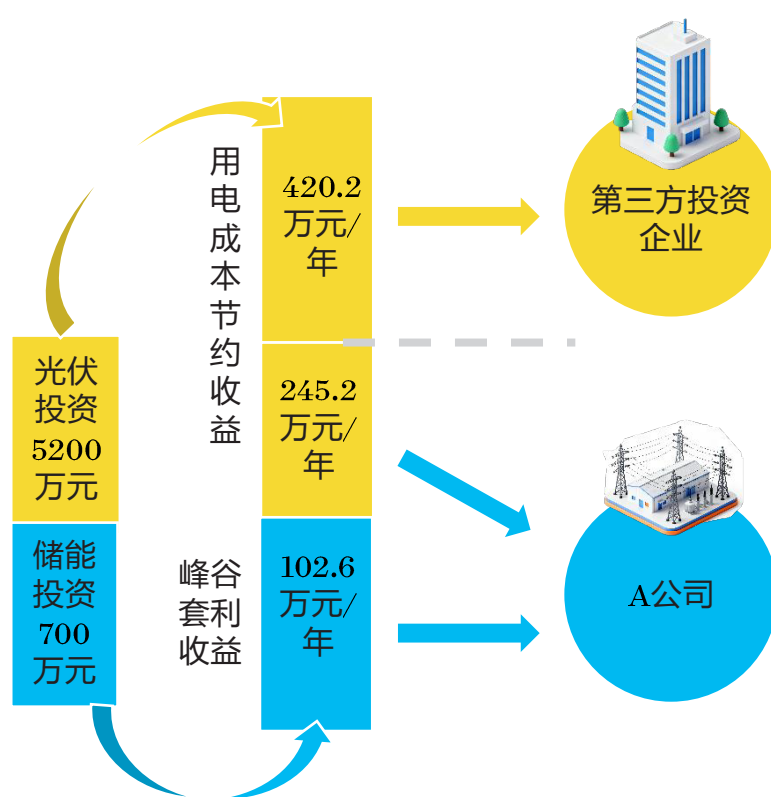


图3-3 源网荷储一体化项目盈利示意图

数据来源：课题组整理

在环境效益方面，项目带来的CO₂减排量约为5178.2吨，每年可节约原煤约4058吨。同时，随着项目的建成投运，2024年A公司新增可再生能源发电量1045万kWh，绿电占比提升了6.8%。

3.3 政策调整下的项目预期分析

在国家发展改革委《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》发改价格〔2025〕1192号^[14]政策出台后，假定企业按照新规进行输配电费用的缴纳，对其应缴纳费用进行核算。其中，月度容（需）量电费 = 按现行政策缴纳的容（需）量电费 + 所在电压等级现行电量电价标准 × 平均负荷率 × 730小时 × 接入公共电网容量。

A公司作为河南省110千伏工商业两部制用户，容量电价为21元/kVA/月；电量电价为0.1210元/kWh，河南省平均负荷率基于110kV及以上工商业平均水平考虑为70%。将现行政策与新规影响下的企业接网情况进行情景分析，在此基础上假设企业下网电量负荷率下降和负荷率上升情况分别为情景一和情景二，结果如表3-2所示。

表3-2 源网荷储一体化项目情景分析结果

| | 接网容量 (kVA) | 下网电量 (万kWh/年) | 下网电量负荷率 | 输配电费 (万元/年) |
|----------|------------|---------------|---------|-------------|
| 现行两部制电价 | 20000 | 11030 | 63% | 1838.63 |
| 就近消纳政策新规 | 20000 | 11030 | 63% | 1987.92 |
| 新规-情景一 | 30000 | 11030 | 42% | 2981.88 |
| 新规-情景二 | 15000 | 11030 | 84% | 1491.00 |

新价格机制的引入，进一步明晰了就近消纳项目的经济性优化方向。结果表明在保障电网安全运行的前提下，项目下网电量负荷率越高于全省平均水平，其容量电费负担将越轻。在这一机制下，项目的负荷率、自用率与灵活性成为关键要素，政策的推行将引导企业主动提升用能效率和系统调节能力，以提高项目整体收益。就近消纳项目运营方需通过优化新能源出力特性与储能系统的协同控制，提高企业实际负荷率，以降低接入公共电网的容量规模。

国家新能源产业政策的持续完善正推动源网荷储一体化项目收益模式向更高质量、更可持续的方向转变。短期来看，河南省源网荷储一体项目由于大多为自发自用，受《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）^[15]影响较小。但长期来看，由于136号文明确源网荷储一体项目不参与“机制电价”政策，这对项目的精细化设计和成本控制提出了更高的要求。如果项目在未来以余电上网的方式参与电力市场，其预期收益将低于其自我消纳的收益。同时1192号文要求项目公平承担系统稳定供应保障责任，推动项目合理缴纳系统备用费用以增强抗风险能力，有利于形成权责更加对等、成本分担更加透明的市场格局。

3.4 园区低碳转型潜力分析

综合考虑园区现有和规划的全部可再生能源项目，项目全部投运后每年可节约用电成本约1亿元，实现园区CO₂减排约12万吨，绿电占比提升超过16%，同时园区的出口产品竞争力可以得到有效提高。

此外，依据《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（650号文）及零碳园区建设导向，若使园区自发自用电量占总用电量的比例达到35%，模拟可再生能源及储能配置结果，得到配置经济成本最小的方案：建设光伏装机约248MW，风电装机约109MW，配置储能约222MWh。根据园区风光资源潜力分析，园区可开发屋顶分布式光伏装机容量约458MW，可开发风电装机容量约为121MW，可以满足上述最佳可再生能源配置中的光伏和风电装机需求。

在此基础上，园区可进一步探索“绿电直连+源网荷储”融合模式，通过就近接入可再生能源项目，构建园区级绿色电力直供体系，为申报省级或国家级零碳园区奠定基础。

3.5 案例总结

项目实践表明，工业源网荷储一体化可通过合理定价和事前契约安排，能够在一定程度上实现用能企业与第三方建设运营公司的经济双赢，同时提升企业清洁能源使用比例，带来较为显著的节能减排和环境效益。但从案例看，当前项目装机规模仍然偏小，仅能满足不到10%的用电负荷，绿电替代空间和整体降本增效作用仍比较有限，尚不足以从根本上改变高耗能企业对传统电力供应的依赖。

虽然案例园区资源禀赋可以支撑企业更高比例的绿电消费，但用能企业和第三方建设运营公司投资较为谨慎，一方面，源网荷储项目通常需要较高的前期资本投入，涉及新能源电站、储能设施、电网接入及智慧化平台等多项建设内容，而项目收益实现又高度依赖企业负荷稳定性、自发自用比例和新能源消纳能力，一旦企业生产波动较大，项目收益就容易受到影响。另一方面，当前“隔墙售电”、绿电直连、辅助服务收益兑现等市场机制仍处于完善过程中，项目收益模式总体仍以“自发自用、节约电费”为主，绿色溢价收益模式尚不成熟，收益来源相对单一，难以充分对冲初始投资和运营风险。此外，部分项目还面临负荷灵活调节能力不足、储能配置成本较高、接网与审批协调周期较长等现实问题，进一步抬升了投资的决策门槛。

第四章

河南省源网荷储一体化面临的问题与挑战

基于对河南省能源及源网荷储一体化发展现状梳理，并结合省内典型案例经验和启示加以分析，研究团队发现，在推动河南源网荷储高质量发展时面临以下挑战。

第一，国家政策新要求与工业企业用能刚性之间的矛盾。随着 136 号文、绿电直连、零碳园区政策等出台，国家对可再生能源电量占比、绿电直连接入方式及多领域协同降碳提出更高要求，项目被赋予更高的发展定位，逐步从单一能源系统向综合低碳系统演进。在这一过程中，项目对可再生能源配置规模、系统协同能力和运行稳定性的要求显著提高。而河南工业园区以连续生产型工业负荷为主导，用能需求体量大、负荷特性刚性，在有限的可再生资源条件下，若要满足不断提升的绿电占比和碳排放考核，将面临显著的压力。

第二，多数项目的负荷调节能力不足。以连续生产型工业为主的园区面临新能源出力波动与 24 小时稳定供电需求不匹配的困境，单一或剧烈波动的负荷易造成供需时序错配，不仅推高储能配置成本，也削弱项目全生命周期的经济性。而对工业可中断负荷、建筑空调、电动汽车充电等可调节柔性负荷的开发尚不足，未能充分参与需求响应，限制了系统整体的灵活调节能力。

第三，商业模式单一化与投资收益失衡。开发新能源电站、配备储能及升级电网需要较大规模的初始资本投入，而园区内中小企业普遍面临现金流紧张、利润空间收窄的压力，独立承担此类长期重资产投资的难度较大。同时，在“隔墙售电”等就近交易机制仍处于探索阶段的背景下，绿电项目当前仍以“自发自用”模式为主，收益稳定性与企业自身生产经营状况关联紧密，一旦企业生产出现调整，将导致用电负荷较大幅度变化，产生难以消纳等问题。受此影响，第三方投资决策较为审慎，整体投资动力不足，导致项目虽批复数量较多，但实际落地转化进程偏缓。

第四，智慧化协同能力不足与复合型专业人才短缺。源网荷储系统高效运行，有赖于智慧管理平台实现源、网、荷、储多维信息的跨时空精准调控，但多

数平台实际应用仍停留在数据监测层面，高级分析与智能调控等功能尚未普及。同时，新能源出力受气象条件影响显著，而当前对风光发电量变化的短期预测精度仍然有限，难以准确预判出力波动，这为系统实时优化带来较大的压力。此外，园区层面普遍缺乏兼具新能源规划与工业能耗管理知识的复合型专业人才，制约了系统性解决方案的科学制定与有效实施。

第五，审批落地的多部门协同与基层执行能力的制约。源网荷储项目顺利推进通常需由发改、能源、自然资源、环保等多个部门的协同把关，这一系统性流程虽有助于加强项目规划建设的规范引导，但其较长的审批周期可能与企业开工时限要求产生一定的矛盾。同时作为农业大省，河南省严格的耕地保护政策要求项目在选址前期更加注重科学布局。此外，部分地区仍存在配电网接入容量紧张，绿电就地消纳受限的情况，而配电网改造升级往往投资规模大、建设周期长，短期内难以匹配项目快速推进的现实需求。

第五章

河南省源网荷储高质量发展建议

为确保河南省“双碳”目标的顺利实现和支持国家新一轮自主贡献，河南省需要继续大力发展可再生能源。随着未来可再生能源装机的持续增加，需采取一系列措施，推动源网荷储项目的高质量落地，促进新能源消纳。主要包括：

1. 构建多层次源网荷储一体化发展模式。在稳步实施现有源网荷储一体化项目的基础上，积极打造“园区级”一体化系统，整合园区可再生能源资源，通过共享储能、智能微网等基础设施，实现企业间能源资源的互济互补，以规模化、高效率的优势，按照新政策的要求构建稳健的收益模型。同时，结合园区整体负荷特征和可再生资源条件，适度扩大源网荷储一体化的范围，通过多对多供电模式，分散单一供电用户的商业风险，此举有利于提升园区的绿电消纳能力并增强项目整体的经济性。尝试统筹推进“县域级”一体化发展，将县域内多个园区及分散的清洁能源、配电网、多元负荷及集中式储能进行协同整合，形成跨园区、跨主体的区域性能源平衡与调节能力。

2. 提升系统调节灵活性，推动储能规模化应用。在灵活性负荷不足的情况下，新能源出力高峰未必与园区内工业企业的用电负荷曲线匹配。为保障供电可靠性和提升新能源消纳水平，必须合理配置储能设施，以增强系统调节能力。在电力现货和辅助服务等市场机制逐步完善的过程中，储能还可以探索拓宽项目收益渠道，并通过优化接网容量、提升自发自用水平和改善负荷特性，增强项目整体的经济性。积极发展锂电、液流、压缩空气、抽水蓄能等多元化储能技术，支持新能源项目和用户积极建设新型储能，提升电源调节能力。

3 积极推动“绿电直连”与“零碳园区”试点示范。建议河南省在国家政策框架下，率先在工业基础好、绿电资源优、负荷稳定的园区开展“绿电直连+源网荷储”融合试点。重点推动园区建设绿电专用线路实现‘隔墙售电’，争取减免系统运行费与备用费，探索园区级绿电直供商业模式。依托源网荷储微电网与虚拟电厂聚合资源，强化源荷协同与需求侧响应，引导企业根据新能源出力特性优化组织生产，进一步提高绿电就地消纳的能力。同时，对照国家零碳园区建设标准，遴选 3-5 个基础较好的工业园区开展零碳园区创建示范，推动园区全面提升绿电消费占比，实现能源供给绿色化转型，形成可复制、可推广的“河南方案”。

4 加快智慧运营能力建设。依托大数据与人工智能，升级新能源发电功率预测与优化调度平台，推动从基础数据监测向智能预警、能效诊断、协同调控等核心功能延伸，切实提升源网荷储系统运行效率。建议统筹开发并推广一套适用于本省的、包含规划仿真和标准化运营管理在内的公共服务平台，为园区和企业提供低成本、标准化的技术工具，从而降低技术门槛。同时，加强产学研合作，鼓励高校、科研机构与园区共建实训基地，加快培养一批兼具新能源规划与工业能源管理知识的复合型专业人才。

5. 推动审批流程优化与用地模式创新。建议优先利用闲置屋顶、工矿废弃地等存量空间资源，将耕地保护的刚性约束转化为选址科学化、集约化的前置动力。对纳入省级规划的重点项目，可探索实行土地用途分类管理，明确各审批环节时限与责任主体，使复杂的审批流程转变为规范、有序、可预期的服务通道，以推动项目及时开工落地。

参考文献

- [1] 新华社.我国宣布2035年国家自主贡献 开启应对气候变化新征程.[EB/OL].(2025-09-27).[2026-4-24].https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202509/content_7042502.htm
- [2] 国家发展改革委,国家能源局.关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知(发改能源〔2025〕650号).[EB/OL].(2025-05-30).[2026-4-24].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202505/t20250530_1398138.html
- [3] 国家发展改革委,工业和信息化部,国家能源局.关于开展零碳园区建设的通知(发改环资〔2025〕910号).[EB/OL].(2025-07-08).[2026-4-24].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202507/t20250708_1399055.html
- [4] 河南日报.2025年河南省国民经济和社会发展统计公报.[EB/OL].(2026-04-16).[2026-4-24].<https://m.henan.gov.cn/2026/04-16/3343041.html>
- [5] 河南省人民政府办公厅.关于印发河南省加快推进源网荷储一体化实施方案的通知.[EB/OL].(2024-12-11).[2026-4-24]. <https://www.henan.gov.cn/2024/12-11/3097637.html>
- [6] 河南能源监管办.河南省2025年12月份电力供需情况通报.[EB/OL].(2026-01-09).[2026-4-24].https://henb.nea.gov.cn/dtyw/sjfd/202601/t20260119_294354.html
- [7] 中国能源新闻网.能源开新局 | 实干笃行, 奋楫争先, 推动河南能源高质量发展再上新台阶.[EB/OL].(2026-04-10).[2026-4-24].https://cpnn.com.cn/news/nytt/202604/t20260410_1880068.html
- [8] 河南省发展和改革委员会.关于印发《河南省工业企业源网荷储一体化项目实施细则(暂行)》的通知.[EB/OL].(2024-05-27).[2026-4-24].<https://fgw.henan.gov.cn/2024/06-26/3013553.html>
- [9] 河南省发展和改革委员会.关于印发《河南省增量配电网类源网荷储一体化项目实施细则(暂行)》的通知.[EB/OL].(2024-05-27).[2026-4-24].<https://fgw.henan.gov.cn/2024/06-26/3013554.html>
- [10] 河南省发展和改革委员会.关于印发《河南省农村地区源网荷储一体化项目实施细则(暂行)》的通知.[EB/OL].(2024-05-27).[2026-4-24].<https://fgw.henan.gov.cn/2024/06-26/3013563.html>
- [11] 山东省能源局.关于印发源网荷储一体化试点实施细则的通知.[EB/OL].(2025-03-05).[2026-4-24].http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/3/5/art_59960_10308033.html

- [12] 山东省发展和改革委员会.关于公开征求《关于贯彻发改价格〔2025〕1192号文件进一步明确新能源就近消纳价格政策有关事项的通知（征求意见稿）》意见建议的公告.[EB/OL].(2026-02-28).[2026-4-24].http://fgw.shandong.gov.cn/art/2026/2/28/art_91686_10484234.html
- [13] 山西省能源局.关于印发《源网荷储一体化项目管理办法》的通知.[EB/OL].(2022-05-30).[2026-4-24].https://nyj.shanxi.gov.cn/zfxxgk/fdzdgknr/gfxwj/xxyx_82093/202309/t20230927_9418425.shtml
- [14] 国家发展改革委,国家能源局.关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知(发改价格〔2025〕1192号).[EB/OL].(2025-09-12).[2026-4-24].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400444.html
- [15] 国家发展改革委,国家能源局.关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知(发改价格〔2025〕136号).[EB/OL].(2025-02-09).[2026-4-24]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html




NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



 关注我们