

能源绿色低碳转型典型案例汇编 (2024)

国家能源局
电力规划设计总院

2024年5月

更多免费行业报告

并购家

www.ipopo.cn

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

党的二十大报告提出，积极稳妥推进碳达峰碳中和，加快推动能源结构调整优化，加快规划建设新型能源体系，指明了我国能源高质量发展的方向。加快能源绿色低碳转型，是落实党中央重大决策部署，实现碳达峰碳中和的关键，也是建设新型能源体系的重要举措。

近年来，我国能源生产和消费革命深入推进，清洁能源快速发展，能源结构持续优化，新技术新模式新业态蓬勃发展，涌现了一批绿色低碳转型发展的优秀案例，为新型能源体系建设提供了有益探索，奠定了实践基础。开展能源绿色低碳典型案例征集工作，发掘总结能源转型的成功经验，发挥示范引领作用，以点带面促进发展，对加快规划建设新型能源体系具有重要意义。

本次能源绿色低碳转型典型案例面向全国范围公开征集，涵盖了能源生产供应、加工转化、终端消费等各个环节。为深入把握不同场景下绿色低碳转型的思路方法，将案例分为四类，分别是绿色能源供给新模式类、城市（乡镇）能源增绿减碳类、能源产业链碳减排类、用能企业（园区）低碳转型类。对于案例本身，要求在理论方法、技术装备、运行模式等方面具有较强的创新性，在实际运行中已取得明显成效，对同类场景具有较强示范推广价值。

征集通知发布后，得到了社会各界的积极响应，各方积极踊跃申报，经省级能源主管部门初审，共收到 150 余个案例。为公平公正、科学规范开展评选工作，国家能源局制定了评选办法，组建了专家组，委托电力规划设计总院作为独立第三方组织答辩评选工作。然后，组织相关省级能源主管部门、国家能源局派出机构和评选专家组进一步开展现场或网络核查，对拟推荐案例向全社会进行了公示，接受社会各界监督。最终，23 个案例收录为能源绿色低碳转型典型案例。

为推广典型案例的有益实践和成功经验，国家能源局组织电力规划设计总院和案例申报单位，编写了《能源绿色低碳转型典型案例汇编（2024）》，以供交流与借鉴。同时，欢迎社会各界对能源绿色低碳转型典型案例征集工作提出宝贵意见，共同推动我国能源高质量发展。



目录

Catalogue

01 CHAPTER

绿色能源供给新模式类

- ① 山东海阳核电厂核能供暖工程2
- ② 内蒙古乌兰察布电网友好型绿色电站11
- ③ 湖北随州广水高比例新能源县域电网项目20
- ④ 四川德阳东方电气氢能全产业链科技创新应用实践28
- ⑤ 河北平山营里 - 白洋淀 - 西柏坡三级源网协同能力提升工程 ... 35
- ⑥ 陕西宝鸡眉县城区中深层地热能供暖项目41
- ⑦ 广东深圳虚拟电厂智慧调度运行管理云平台50
- ⑧ 山东枣菏高速公路交能融合工程项目57

02 CHAPTER

城市（乡镇）能源增绿减碳类

- ⑨ 浙江湖州新能源云数智化碳管理平台64
- ⑩ 北京城市副中心城市绿心绿色供用能和碳管理项目71
- ⑪ 河北雄安新区能碳一体化智慧平台80
- ⑫ 海南博鳌东屿岛绿色智慧能源系统建设实践85



03 CHAPTER

能源产业链碳减排类

- ⑬ 山东胜利油田百万吨级 CCUS 项目94
- ⑭ 辽宁铁岭清河发电厂“火电+”融合项目100
- ⑮ 山西阳泉低浓度瓦斯利用项目106

04 CHAPTER

用能企业园区低碳转型类

- ⑯ 江苏苏州工业园区能源绿色低碳转型实践115
- ⑰ 广东深圳百旺信云数据中心三期综合能效提升项目122
- ⑱ 江苏南京电力自动化制造企业工业生产绿色智慧用能实践127
- ⑲ 浙江杭州钱塘区医药港多能综合利用系统134
- ⑳ 福建厦门 ABB 工业中心绿色微电网 141
- ㉑ 辽宁沈阳传奇电气厂区多能耦合智慧冷暖系统149
- ㉒ 江苏苏州耐克物流中心低碳转型实践156
- ㉓ 天津港绿色低碳港区建设实践160



CHAPTER 01

绿色能源供给新模式类

绿色能源供给新模式类主要面向清洁能源生产供应环节，共入选 8 个案例，呈现出能源品种多元、供能方式多样的特点，从核能供暖、风光储一体化电站、高比例新能源电网、氢能制储加用全产业链技术、智能配电网、地热能供暖、虚拟电厂、交能融合等不同角度切入，探索了不同领域清洁能源开发利用的创新模式，着力推动新能源对传统能源的安全可靠替代。

1 山东海阳核电厂核能供暖工程

案例概览

参与单位：山东核电有限公司

建设内容：山东海阳核电厂核能供暖工程（暖核一号）于 2019 年开工，逐步于 2019、2021 和 2023 年扩充产能，供暖总规模 1134MW，实现了海阳、乳山清洁供暖全覆盖，惠及 40 万居民。

技术特点：攻克了大型压水堆供暖工况下堆机控制精准、抽汽安全等技术难题；研发了核能热电联供模拟机、核能供暖湿蒸汽流量测量等核心装备和算法；确立了核能供暖安全技术及风险管控体系。

实施成效：“暖核一号”投运以来，居民供暖价格下调 1 元 /m²。到 2023 年底，累计节省标煤 40 万吨，减排二氧化碳 100.7 万吨。

“暖核一号”打造了核能绿色能源供给新模式，工程技术可复制、商业模式可推广、成本效益可持续，成为我国沿海地区清洁供暖发展新方向之一。

一 基本情况

（一）单位简介

山东核电有限公司隶属于国家电力投资集团有限公司，是山东海阳核电厂的业主单位。



图 1 海阳核电厂实景及核能综合利用蓝图

（二）案例背景

核能供热是构建清洁低碳供热系统的重要补充。大型压水堆核电机组以发电为主，国内鲜有对外商用供热的先例。山东核电在确保机组安全稳定运行的同时，积极推进北方地区冬季清洁取暖，迈出核能综合利用的重要一步，开发出具有完全自主知识产权的核能供热技术。

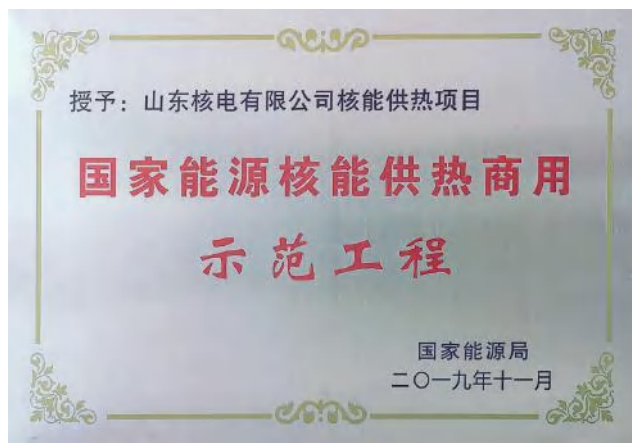


图 2 国家能源局授予“国家能源核能供热商用示范工程”

（三）实施情况

自 2019 年以来，海阳核电厂按照“一次规划，分步实施”的原则，逐步开发出满足不同规模供暖需求的核能供暖技术，并分期推动落地实施。一期工程于 2019 年建成投产，实现向核电厂周边 2.1 万居民供暖；二期工程于 2021 年建成投产，为海阳市 20 万居民供暖，助力打造零碳供暖城市；三期工程于 2023 年 11 月建成投产，在我国实现跨地级市核能供暖。



图 3 “暖核一号”核能供暖工程二期、三期供热首站

二 做法实践

（一）技术创新，开辟核能热 - 电双供新领域

该项目在国内开发了安全经济可持续的核能供热技术方案，研发了汽侧单元水侧联合的核电机组抽汽供热方案，创新提出多回路、隔离换热、压差控制、辐射监测相结合的技术方案，有效保障了热用户的用热安全。

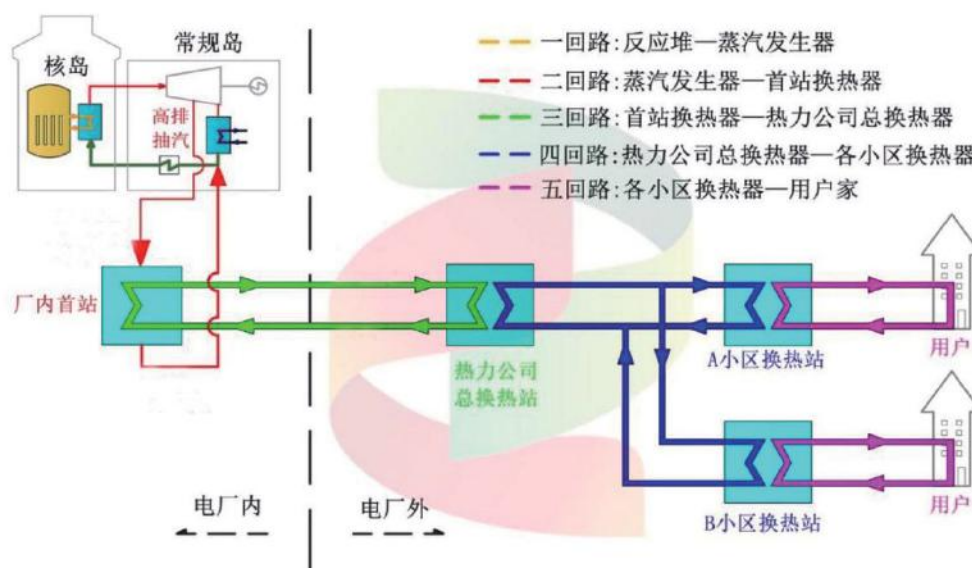


图 4 核能供暖工程系统原理图



图 5 核能供暖工程现场实景

该项目创建了大型压水堆核电机组核能供热改造核岛安全评估技术体系，开展了改造对核岛主系统和主设备安全稳定运行影响的评估。



图 6 核电厂热电联供安全评估框架体系

该项目开展了核能供热对汽轮机、高压缸排汽管等设备的安全影响分析，创新性调整了汽轮机控制系统，完成了 1200 兆瓦级汽轮机组供热改造。

该项目使用核电机组供热工况下堆—机—电—热控制策略，实现了反应堆、汽轮机、供热系统之间的协同安全稳定运行。

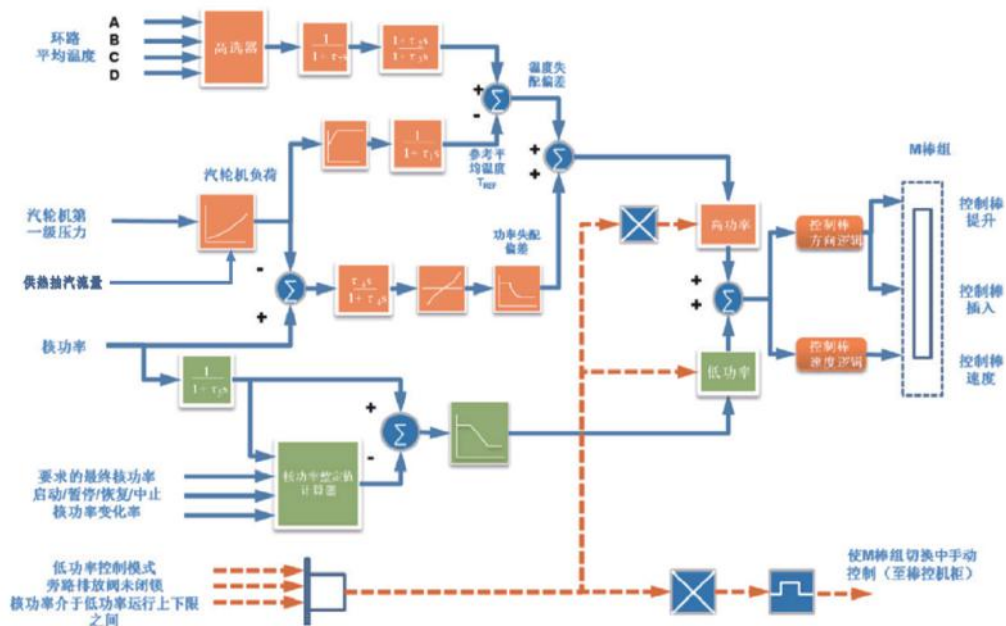


图 7 堆 - 机 - 电 - 热协调控制逻辑图

（二）能效提升，注入民生产业新动能

“暖核一号”采用高压缸排汽抽汽供热技术，实现了高品质热能发电，中低品质热能供热的能源梯级利用，将核电厂热效率由 36.69% 逐步提升至 55.9%，有效提升了热能的利用效率，为居民清洁供暖的商业可持续性提供了技术保障。

（三）合作共赢，打造核—暖融合新模式

该项目创新了“核电厂 + 政府平台 + 供热企业”的联合运行商业模式，通过顶层规划、资源整合、分工协作，搭建了以地方政府为纽带的互信互利合作平台，促成了项目的落地实施，实现了“居民用暖价格不增加、政府财政负担不增长、热力公司利益不受损、核电企业经营做贡献、生态环保效益大提升”的多方共赢。

三 实际成效

（一）提升公众认可，助力“零碳”供暖城市创建

“暖核一号”工程以“温暖一座座城，湛蓝一片片天”为目标。二期工程替代了海阳市原有 12 台区域燃煤锅炉，每年减少原煤消耗 18 万吨，减排二氧化碳 33 万吨。三期工程达产后，供热能力达到 900MW，供热范围可覆盖到乳山、莱阳、莱西等地区，预计每个供暖季可提供清洁热量 970 万 GJ，节约标煤 41 万吨，减排二氧化碳 107 万吨。

“暖核一号”二期工程投运后，居民供热价格由原来每平方米 22 元下调至 21 元，市民享受到核能发展的红利。

（二）替代化石能源，提供居民可负担的清洁能源

供暖行业清洁低碳转型既有助于解决居民供暖问题，也可地方释放碳指标，提供新的经济增长空间。

核能供暖清洁、低碳、稳定，是实现北方地区冬季清洁供暖的重要举措。核能供暖供热成本与火电的热电联产基本相当，相较燃煤锅炉有较好的经济效益。50km 输送半径的核能供暖成本可控制在 50-60 元 /GJ。按燃煤（5000 大卡）1500 元 / 吨测算，传统锅炉供暖成本约为 80-90 元 /GJ，天然气供暖成本约 110-120 元 /GJ。以集中采暖面积 500 万平的城市为例，应用核能供暖技术后，单个供暖季较燃煤供暖可节约热源成本 6000 万元。

（三）科技创新示范赢得广泛认可

西安热工院项目后评价报告结论

2020 年 5 月，西安热工院对“暖核一号”一期工程开展项目后评价，后评价报告认为：

（1）海阳核能供热示范项目开启了我国核电项目多元运用的新局面，对地方经济、社会发展意义重大，成功经验值得推广。

（2）核能供热可有效提高核电厂热能综合利用率。建议地方政府与山东核电考虑“统一规划、分步替代”，逐步完成燃煤供暖热源的核能清洁替代，实现胶东半岛“超低碳供暖”，实现以区域大型清洁能源基地为核心、青烟威地区互通互补的胶东半岛用暖新格局。

山东省城乡规划设计研究院项目后评价报告结论

2022年8月，山东省城乡规划设计研究院对“暖核一号”二期工程开展第三方独立后评价，后评价报告认为：

- (1) 本工程打造核能低碳供热示范，提高了城市竞争力。
- (2) 海阳市本地用户，居民采暖费降低1元/m²，反馈良好，切实提高了价值理念的绿色化程度。

获得行业内部高度认可

2022年6月，中国核能行业协会组织专家组对海阳核电核能供热科技成果进行评价，专家组认为该项目总体达到国际领先水平，具有明显经济、环保和社会效益以及广泛的市场推广应用前景。

获评行业多项荣誉



图8 部分荣誉及获奖证书

四 典型经验

（一）技术通用、体系完善，推广价值高

该项目开发了通用性强的核能热电联供技术，探索了安全审评体系，并完成工程验证。项目技术及经验可在国内现有核电厂推广实施，有效解决核电厂周边百公里区域内清洁供暖难题。



图 9 红沿河核能供暖项目



图 10 浙江海盐核能供暖项目

（二）大规模、长距离，突破源—网—荷空间壁垒

该项目采用了长距离供热技术，结合研发的大规模抽汽供热技术，解决了核能远距离供热实施困难的问题，为核电厂供热改造的落地推广提供了可行方案。

（三）合作开发、多方共赢，解决项目落地难题

该项目开创了“核电厂+政府平台+供热企业”的联合运行商业模式，通过顶层规划、资源整合、分工协作，搭建了以地方政府为纽带的互信互利合作平台，促成了项目的落地实施，实现了“居民采暖价格不增加、政府财政负担不增长、热力公司利益不受损、核电企业经营做贡献、生态环保效益大提升”的多方共赢。

（四）大温差、高效能，提振投资信心

本项目基于核电厂热能梯级利用技术，显著提升热效率，降低热源生产成本；采用大温差供热技术，将新增主干网建设规模降低 1/3，节省热网建设投资及运维成本；最大化保留城市既有供热管网，充分利用现有资源，解决了核能供暖项目前期投资高、运行收益低的矛盾，提振了核电厂、热网等各投资方信心。

（五）统筹调度、集中分配，保障高可靠供热

本项目建设热源分配中心，可汇集 6 台核电机组供热热源，结合多地区负荷需求，统一调度，既解决了不同区域差异化需求带来的协调困难问题，又实现了多机组间热源互为备用，有效提升了核能供暖热源可靠性。



图 11 核能供暖工程热源分配中心

2 内蒙古乌兰察布电网友好型绿色电站

案例概览

参与单位：三峡新能源四子王旗有限公司

建设内容：绿色电站风光总装机容量 200 万千瓦，配套 55 万千瓦 /110 万千瓦时储能及 1 座智慧联合集控中心。2021 年 4 月项目开工，一期工程于 2021 年 12 月投运。

技术特点：通过“智慧联合集控系统”的创新应用解决了高配比储能与风光的协调运行问题。控制技术实现大规模风光储集群“可测、可控、可调、可支撑”；功能上形成“指令跟踪、顶峰供电、系统调峰、最大化消纳、功率平滑、一次调频 / 虚拟惯量”等六大电网友好功能。

实施成效：2023 年电站发电量 99469 万千瓦时，减少碳排放 86.7 万吨；储能调用 684 余次，累计充、放电量 6224 万千瓦时；部署智慧联合集控系统后，能够加强与电网、负荷实时运行数据的耦合。

一 基本情况

（一）单位简介

三峡新能源四子王旗有限公司是三峡集团的子公司，成立于 2020 年 9 月 29 日，主要专注于风能，太阳能等新能源的开发利用。

（二）案例背景

三峡集团提出以储能等新技术为突破口、以电网友好为示范目标，实现优化储能配置的“电网友好型”新能源示范电站的建设。在此背景下，三峡集团与乌兰察布市政府在“源网荷储一体化综合应用示范项目”达成共识。本项目通过风光储一体化建设运行，开展电网友好“网—源”协调关键机制研究，推动“新能源+储能”技术提升。本项目属于电网友好型“风光储一体化”绿色电站。

（三）实施情况

项目一期 2021 年 12 月建成投运，2023 年电站发电量 99469 万千瓦时，二期工程于 2022 年 7 月开工，三期工程于 2022 年 7 月开工，实现绿色电站全容量并网。二、三期数据目前正在接入已运行的智慧联合集控中心。

二 做法实践

绿色电站从“储能规模配置”和“数字化管理”两方面下手，实现了高配比储能与风光的智慧协调运行，保障了能源安全可靠供给，实现了电网友好目标，推动了“新能源+储能”模式发展，提高了风光储场站数字化运维水平。“储能规模配置”是电站并网友好的物理基础，“数字化管理”是解决高配比储能与风光新能源智慧协调运行的手段。

（一）储能规模配置

绿色电站按照新能源装机容量 30% 配置了储能，结合数字化管理，可实现等效替代一台 60 万千瓦火电机组，进行不低于 2 小时的可靠电力支撑。

（二）数字化管理

绿色电站结合场景需求开展专项技术攻关，创新研发了“智慧联合集控系统”，通过风光储场站群的“智慧控制”和“智能运维”两条路径进行数字化管理。

智慧控制

“智慧控制”主要是在“智慧联合集控系统”里开发出面向风光储场站的“实时协调控制与保护”功能和面向场站群的“智能优化调控”功能，用于解决电站关键的“源—网”友好连接问题。

在结构上，其控制系统由两级控制器组成，分别是风光储“中心协调控制器”和风光储“场站协调控制器”，前者实现调度指令到场站群的优化下发及市场模式下场站群的优化调控，后者则实现风、光、储在不同运行模式下的 AGC 指令的优化、新能源宽频同步测量与保护、场站群惯量与一次调频等功能。智慧集控系统结构如图 1 所示。

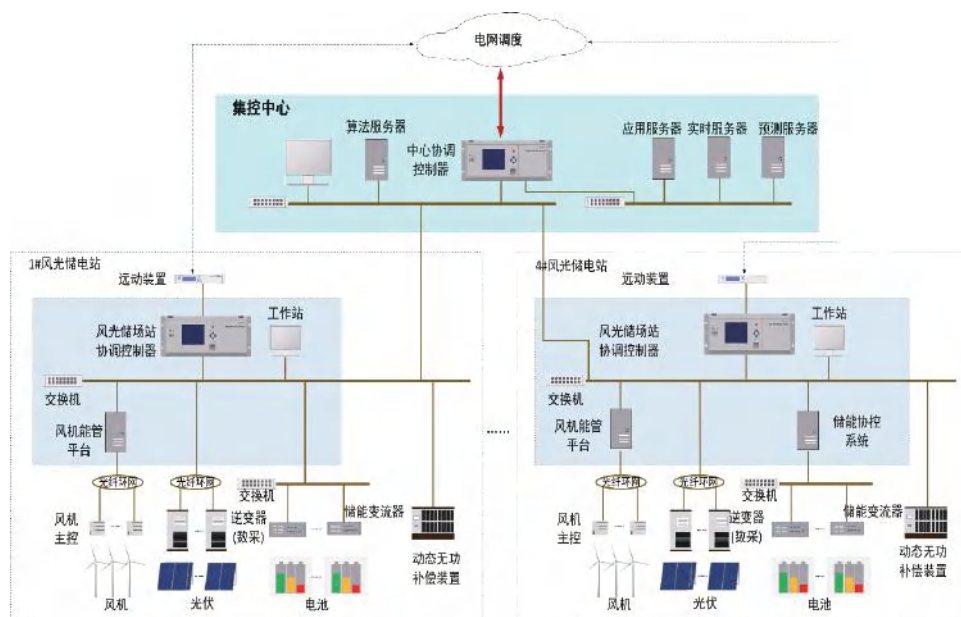


图 1 智慧集控系统结构图

在控制技术上，绿色电站通过科研攻关，具备“可测、可控、可调、可支撑”四项核心技术，加之集控平台，能实现电站的“全面可观、精确可测、高度可控”，如图 2 所示。



图 2 四项核心技术加一个集控平台

在电网友好功能上，基于四项核心技术系统对应开发设计了“指令跟踪、顶峰供电、系统调峰、最大化消纳、功率平滑、一次调频 / 虚拟惯量”等六大功能，能够加强与电网、负荷实时运行数据的耦合，加强与电网调度交易中心的互动，未来还可适应电力市场的复杂运行环境，六大功能如表 1 所示。

表 1 六大电网友好功能

功能	功能描述与突破点	指标项	指标值	试验结果
指令跟踪	对风光和规模储能系统一体化灵活调控，满足实时跟踪调度下发功率指令常规运行模式，也可类比传统火电机组，按照日前调度发电曲线运行。	跟踪偏差	$\leq \pm 3\%$ 装机	$\leq \pm 2\%$ 装机
顶峰供电	对风光和规模储能系统一体化灵活调控，实现新能源电站顶峰供电，类比一台约 60 万千瓦级火电机组，进行持续时间不低于 2 小时的可靠电力支撑。	顶峰能力	储能最大 550MW×2h	完成预设顶峰需求
系统调峰	对风光和规模储能系统一体化灵活调控，提升新能源电站调峰能力，扣除电站满足自身消纳的储能调峰需求后，为电网提供最大调峰功率不高于 55 万千瓦、最大调峰电量不高于 88 万~110 万千瓦时。	调峰能力	最大能力 <550MW×2h	完成预设调峰需求
最大化消纳	对规模储能系统的灵活调控，通过优化储能充放电策略，实现项目自身的高效消纳利用。并可将富裕储能调节能力提供给电网使用，改善地区新能源消纳利用水平。	1min 有功变化最大值	<5% 装机	<5% 装机
功率平滑	对风光储的一体化优化调控，将本项目功率波动率较常规新能源电站降低 1 倍，改善新能源电站出力特性。	调节时间	<5s	<1s
一次调频 / 虚拟惯量	发挥风光储一体化的快速灵活特性，实现对电网频率的快速支撑。一次调频调节时间较常规新能源电站缩短至 1/3，较传统火电缩短至 1/10。	调节时间	<700ms	<500ms

智能运维

“智能运维”主要是在“智慧联合集控系统”里开发出风电、光伏、输变电三类设备的运行增效和运维技术模块，解决项目中涉及的设备运维类问题。

对于风电，创新重点在于风电机组支撑和传动部件智能故障诊断及以可靠性为中心的检修维护、高精度风功率预测以及风电场运维效能评价和数值模拟。

对于光伏，创新重点主要是关键设备状态识别和故障诊断、高精度光功率预测、光伏场站运行效能评价以及光伏组件增效。

对于输变电设备，创新重点在于集电电缆故障诊断、开关柜绝缘感知与诊断、气体绝缘开关状态感知诊断、变压器故障感知与诊断等故障诊断。

通过电站数字化管理中智慧运维模块，提升新能源发电运维效率。智能运维管理系统界面如图3所示。



图3 智能运维管理系统

三 实际成效

经过长周期、全场景的稳定运行，示范项目对电网的“六大”友好功能得到了初步验证，电能质量优于常规新能源电站，符合新型电力系统建设要求，具有一定的推广意义。如图 4、图 5 所示是智慧联合集控系统内的“顶峰供电”和“系统调峰”模式界面图。

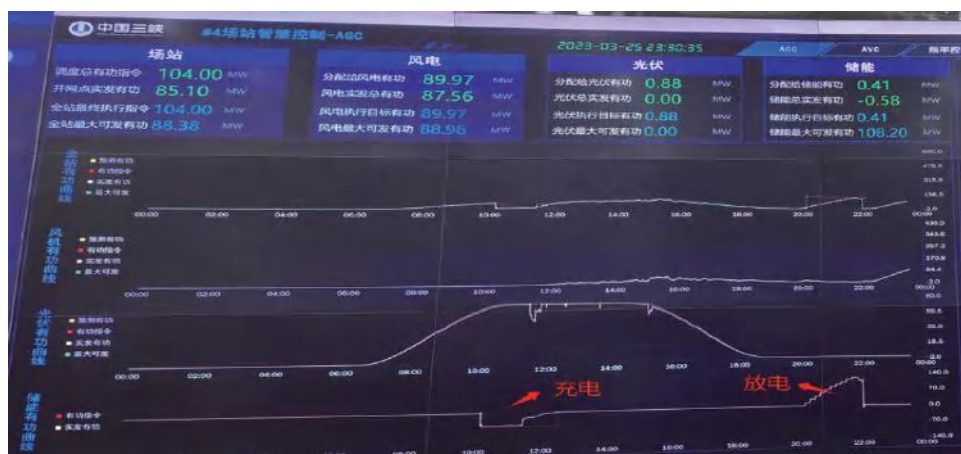


图 4 顶峰供电模式

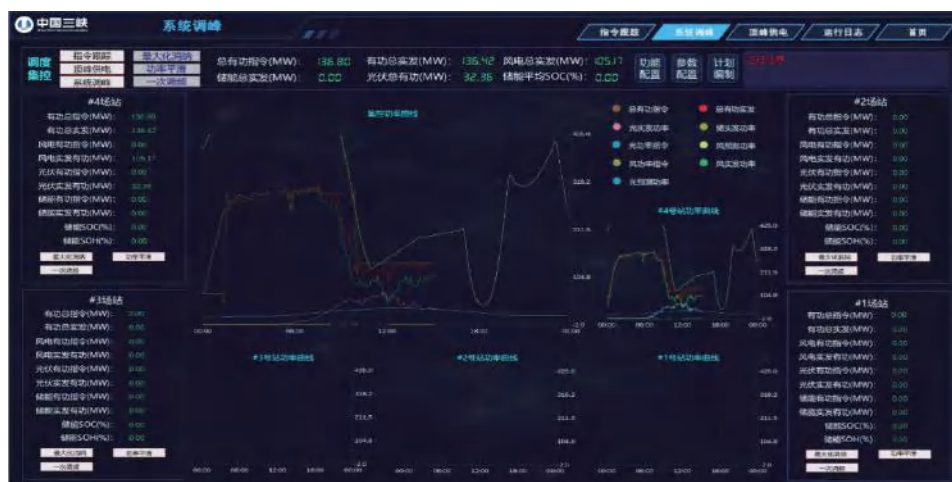


图 5 系统调峰模式

截至2023年12月31日，绿色电站年实际运行成效如图6所示。



图 6 绿色电站年实际运行成效图

项目同时也获得了行业及相关部门认可，获得以下荣誉：

- (1) 入选 2021 能源领域首台（套）重大技术装备（并网友好型风光储场站群智慧集控与运维系统）；
- (2) 入选 2023 能源领域首台（套）重大技术装备（百兆瓦级高压级联直挂式储能系统）；
- (3) 入选国家能源局新型储能试点示范项目名单；
- (4) 荣获“2023 年全国电力行业设备管理优秀典型案例”；
- (5) 荣获“2023 电力行业设备管理与技术创新成果”。

编号	技术装备（项目）名称	研制单位	依托工程或意向工程
		北电力设计院有限公司	电一体化项目
43	生物质循环流化床气化耦合燃煤发电技术装备	合肥德博生物能源科技有限公司、华电襄阳发电有限公司、浙江大学	华电襄阳发电有限公司 10.8MW 生物质气化耦合#6 号燃煤机组发电项目
44	重型燃气轮机国产化控制系统（maxCHD-GT100）	国电南京自动化股份有限公司、华电电力科学研究院有限公司	华电浙江龙游热电有限公司 2×20 万千瓦级（9E）燃气蒸汽联合循环热电联产机组
	并网友好型风光储场站群智慧集控与运维系统	中国长江三峡集团有限公司、华北电力大学、北京四方继保自动化股份有限公司	三峡集团乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目

图 7 能源领域首台（套）重大技术装备（并网友好型风光储场站群智慧集控与运维系统）

31	100MWh 重力储能成套装备	中国天楹股份有限公司	如东 100MWh 重力储能项目
32	百兆瓦级高压级联直挂式储能系统	中国长江三峡集团有限公司、中国电力国际发展有限公司、清华大学、西安西电电力系统有限公司	三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目、姚孟发电 100MW 级联式储能示范项目
33	铁基液流储能系统	巨安储能武汉科技有限责任公司、中国广核新能源控股有限公司、中电建新能源集团股份有限公司	中广核公安县铁基液流储能电站（电网侧）、中电建英山县铁基液流储能电站（电源侧）

图 8 能源领域首台（套）重大技术装备（百兆瓦级高压级联直挂式储能系统）

排序	示范项目名称	依托工程项目	项目业主单位	项目推荐单位
47	浙江省杭州市萧山区 50MW/100MWh 锂离子电池储能示范项目	萧山发电厂电化学储能电站（第一阶段 50MW/100MWh）	浙江浙能电力股份有限公司萧山发电厂	浙江省能源局
48	河北省雄安新区白洋淀 8MW/8MWh 锂离子电池储能示范项目	河北白洋淀新型储能试点示范	国网河北省电力有限公司	国家电网
49	江西省分宜县 55MW/109.01MWh 混合储能示范项目	国家电投江西省国际综合智慧储能研究基地项目	国家电投集团江西电力有限公司	江西省能源局
50	辽宁省沈阳市于洪区 200MW/800MWh 混合储能示范项目	于洪区百万级公共储能中心项目	沈阳融合宏能新能源有限责任公司	辽宁省发展改革委
51	四川省遂宁市船山区 200MW/1600MWh 压缩空气储能示范项目	华夏智慧遂宁船山区 200 兆瓦压缩空气储能及综合能源利用项目	遂宁云享储能技术有限公司	四川省能源局
52	黑龙江省宝清县 350MW/1750MWh 压缩空气储能示范项目	黑龙江宝清 350MW/1750MWh 压缩空气储能示范项目	宝清县古能压缩空气储能有限公司	黑龙江省发展改革委
53	内蒙古自治区四子王旗 550MW/1100MWh 锂离子电池储能示范项目	三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目	三峡新能源四子王旗有限公司	三峡集团
54	湖北省荆州市荆州区 100MW/0.833MWh 飞轮储能示范项目	荆州区 100MW 飞轮储能电站项目	湖南新华水利电力有限公司	中核集团

图 9 国家能源局新型储能试点示范项目名单（部分）

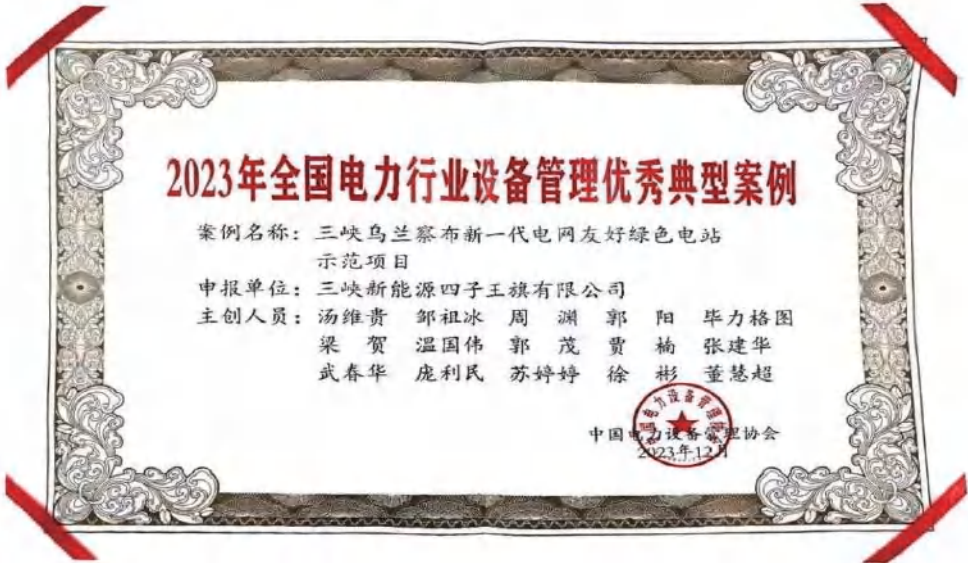


图 10 2023 年全国电力行业设备管理优秀典型案例



图 11 2023 电力行业设备管理与技术创新成果

四 典型经验

（一）工程推广方面

工程建设打通了“新能源+规模化储能”的规划、设计、建设、运行、调度和维护等全环节，为建设大型“沙戈荒”基地提供了实践支撑。

（二）数字化管理方面

结合大规模风光功率预测、先进监控、大数据智能运维等技术，项目实现了的风光储协同优化、全环境数字化运行模式，为现代化电站建设做出样板。

（三）科研转化方面

项目贯穿产学研用全过程，为产业链发展、专业化人才培养等方面的发挥带动作用，对服务行业发展、服务国家能源战略发挥了支撑作用。

3 湖北随州广水高比例新能源县域电网项目

案例概览

参与单位：国网湖北省电力有限公司

建设内容：项目落地湖北随州广水，核心供区供电面积 418 平方公里，供电人口超 20 万人。供区总计新能源装机 244MW，最大负荷 61MW。项目于 2020 年底开工，2022 年 11 月投运，2023 年 10 月进入常态化运行。

技术特点：建设了柔性负荷占比超高、可长期独立运行的百兆瓦级 100% 新能源新型电力系统，通过新能源独立组网及源网荷储协同控制等技术，实现新能源高效利用及消纳。

实施成效：探索掌握新型电力系统特征，形成成套解决方案并研制成套装备；打造大型新能源电网试验基地；释放新能源发展空间；推动技术应用及上下游产业链发展。

一 基本情况

（一）单位简介

国网湖北省电力有限公司是国家电网有限公司的全资子公司，以电网建设、管理和运营为核心业务。近年来，湖北公司积极探索以新能源为主体的新型电力系统的构建及运行控制理论，密切关注“双高”特征下电网运行控制面临的风险和问题，紧密围绕新型电力系统的构建理论、平衡机理、稳定运行、协同控制、故障保护等核心技术开展研究及装备研制，实现关键核心技术突破，掌握成套解决方案，为构建新型电力系统和能源清洁低碳转型打造样板，提供典型经验。

（二）案例背景

国网湖北省电力有限公司以寻求科学、完善、可推广的高比例新能源电网运行方案，为解决湖北省面临的日益严峻的清洁能源发展和消纳问题，选取湖北随州广水市，建设高比例新能源县域电网项目。同时针对未来新型电力系统电网形态，探索 100% 新能源形态下电力系统的各种调节能力和稳定裕度需求，为未来电网安全、稳定、经济运行探索新方法和新路径。

（三）实施情况

2020 年 11 月，工程可行性研究报告通过国网经研院评审。2021 年 4 月，通过广水发展与改革局核准。2021 年 9 月，完成示范区项目初步设计评审。2022 年 11 月，示范区投运并进入系统调试阶段。2023 年 10 月，示范区一期工程进入常态化运行阶段。

二 做法实践

（一）改造构网型新能源及储能，解决大批新能源接入带来的电网低转动惯量、弱稳定性问题

项目对 62MW 风电、32MW 光伏进行电压源改造，使其具备惯量支撑、调频调压、快速有功无功调节的能力，掌握和验证了新能源自组网技术。配合构网型储能技术，有效提升电网运行稳定性及可靠性。

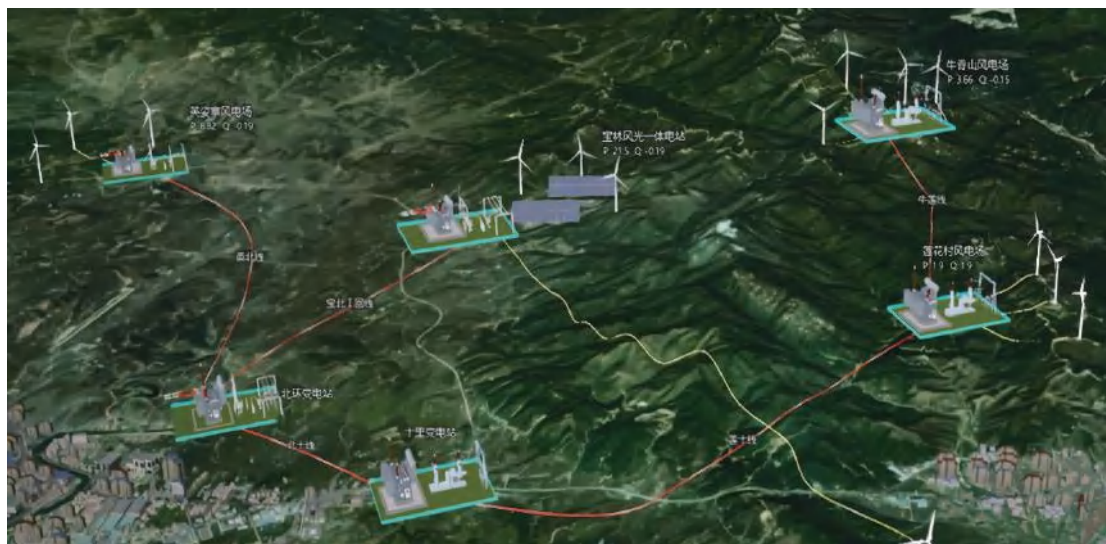


图 1 新能源场站

(二) 投建高压大容量能量路由器，解决交直流源荷混联带来的资源接入方式不灵活问题

项目研制了高压大容量七端口能量路由器，配置 2 个 110kV、1 个 10kV 交流端口和 ± 20 kV、750V、 ± 375 V、375V 4 个直流端口，最大端口容量 60MW。可实现多电压等级供区灵活组网，各端口潮流方向、大小的毫秒级快速精准控制。能量路由器一方面将示范区与 110kV 交流主网用直流隔离，形成一个 100% 新能源独立系统；另一方面可以探索新型电力系统的柔性组网方式和关键互联装备。

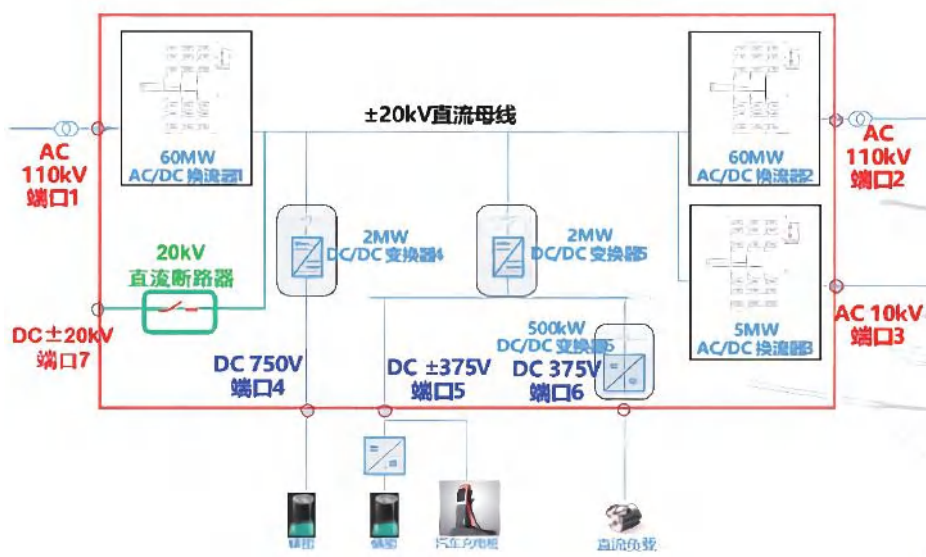


图 2 高压大容量能量路由器



图 3 能量路由器站实地现场

(三) 建设智能群控充电站，解决需求侧响应资源不足带来的负荷侧参与系统调节能力较弱的问题

项目新建 5 座分布式光储充一体化智能电站，配套研发智能群控充电站，满足电动汽车灵活充放、主动支撑及集群功率控制的需要。分布式光储充一体化智能电站 50ms 内瞬时最大冲击电流可以达到 500A、冲击功率达到 8.3MW，相当于 200 台电动汽车同时快速充电，最大占台区负荷的 134%，占供区负荷的 10%，可以模拟电网中大规模电动汽车充放电造成的瞬时冲击，研究掌握配电网运行特性和控制技术。



图 4 光储充微电网

(四) 研发源网荷储实时控制系统，解决多类型资源紧密耦合带来的电网实时电力电量平衡问题

项目研制了源网荷储实时控制系统，具有电压频率动态控制、精细化气象分析、5分钟超临近发电预测、源荷储调节潜力判断、控制策略推演和源网荷储实时协同控制等功能，通过系统有功、无功实时控制及策略推演，可实现新型电力系统安全稳定高效运行，掌握新型电力系统控制技术。为了更精准的掌握电网实时运行状态，项目还研制了一套数字孪生系统，基于 GIS 地图、三维虚拟现实技术，建立场 - 站 - 线 - 变 - 户的可视化拓扑关系，实现源网荷储全量设备、区域断面等多维信息的网上搜寻与定制展现，实现电网运行的可观、可测、可控、可判。



图 5 广水工程源网荷储协同控制系统

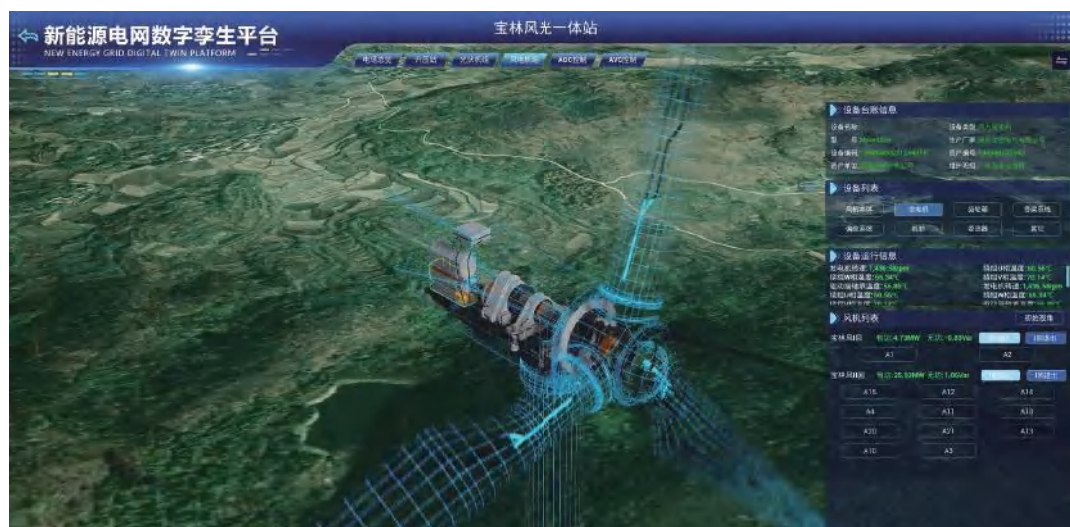


图 6 广水工程数字孪生系统

（五）研发成套新型保护装置，解决电网运行特性改变带来的传统保护体系适应性问题

项目研究了 100% 新能源新型电力系统的故障特性，提出全新能源电力系统灵敏度高、选择性好、主后备兼顾的新型保护方案，研制 110kV 到 10kV 的系列保护装置，并在示范区配置了站域保护、线路保护等多类型保护，保障示范区快速准确切除故障，掌握新型电力系统下的故障特性和保护技术。

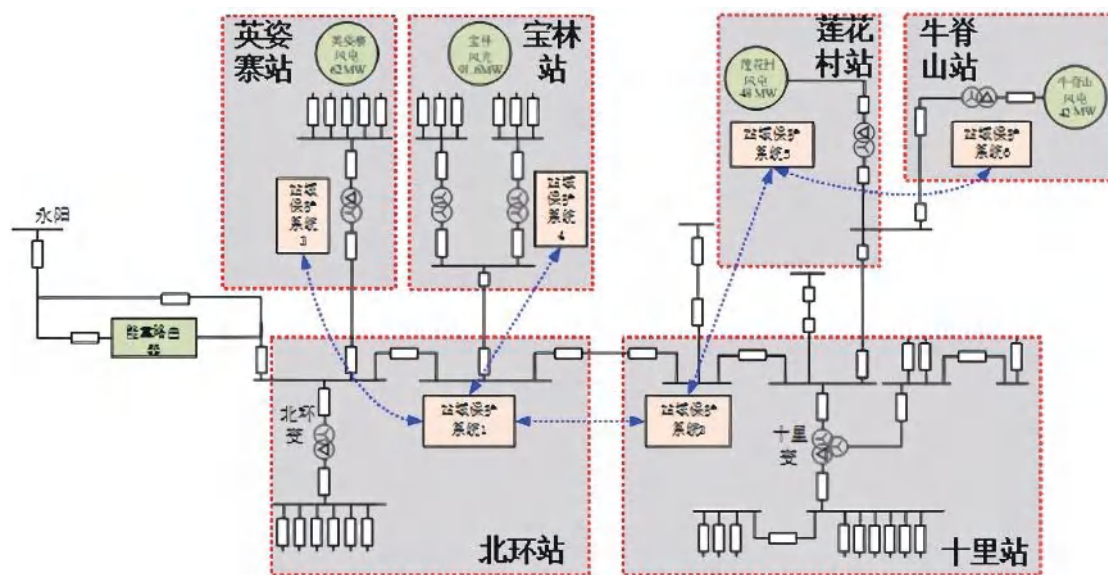


图 7 广水继电保护架构

三 实际成效

（一）经济效益及社会效益

释放本地新能源发展空间

利用可控负荷和储能进行削峰填谷提高本地消纳能力，可有效释放新能源发展空间。以随州为例，最大可释放新能源新增装机容量 87.6MW，按随州光伏 / 风电年利用小时数 1100 小时、1800 小时计算，每年新增新能源装机将替代火电等生产超过 1.3 亿度绿色电能，降低随州全社会用电成本超过千万。

减少电网投资

通过“需求侧响应”机制以及用户的实时双向交互，引导用户将高峰时段的用电负荷转移到低谷时段，形成最大负荷 5% 的需求侧机动调峰能力。以随州电网为例，5% 可调负荷可减少 51MW 调峰机组的建设，按照 3500 元 /kW 燃煤机组造价计算，可节省 1.785 亿元调峰机组投资，同时也可延缓常规输变电工程投资。

构建 100% 可再生能源可独立运行的电网，打造世界级大型可再生能源电网试验基地

项目建成后将成为世界级大规模新能源示范工程，具备 100% 可再生能源独立组网条件，可为控制、保护、源网荷储互动等技术提供丰富的试验场地。

项目成效基本概况如表 1 所示。

表 1 项目成效基本概况

序号	指标类型	具体指标	单位	2022 年	2023 年	2025 年（预估）
1	新能源供给能力	风光装机容量	万千瓦	24.4	24.4	24.4
2		风光发电量	万千瓦时 / 年	51200	51200	51200
3		风光发电量占比	%	100%	100%	100%
4		风光发电利用率	%	100%	100%	100%
5	新能源安全可靠水平	新能源提供可靠支撑容量	万千瓦	0	2.075	2.075
6		风光功率预测精度（24 小时）	%	90%	95%	97%
7		风光功率预测精度（1 周）	%	75%	82%	85%
8	智慧灵活水平	是否能够实现生产侧多种能源智能优化调度运行	是 / 否	否	是	是
9		是否能够实现供需双向互动调节	是 / 否	否	是	是
10	经济社会与环境效益	二氧化碳减排量	吨 / 年	177766	187488	197904

（二）第三方评价

2023 年 12 月，依托本项目申报的“区域新型电力系统及农村能源体系构建湖北省重点实验室”被湖北省科技厅认定为湖北省重点实验室。

2024 年 1 月，该项目被评为国网公司第一批新型电力系统原创技术策源地科技示范工程。

四 典型经验

（一）聚焦系统性，推动单个技术环节攻关向提供成套解决方案转变

从源、网、荷、储、控制、保护、物联、通信八个方面着手研究，在构网型新能源（储能）、源网荷储协同控制等方面取得一系列技术成果，为“率先建成湖北新型电力系统”探索基础理论支撑与成套技术解决方案。

（二）聚焦实效性，推动单一研究场景向多阶段演进场景实证转变

通过能量路由器研制、存量新能源构网型改造等多项技术研发，构建了满足多类型、多场景研究及试验需求的真型试验基地。可针对新型电力系统演进的不同阶段场景的研究提供丰富的试验场景，掌握系统真实运行特性和规律。

（三）聚焦开放性，推动多方各自为战向构建共享试验平台转变

整合电网公司、科研单位、产业单位以及支撑单位，统筹各方力量，全面推进示范工程建设。在社会层面，协同政府、地方企业、设备厂家、用户等共同推进新型电力系统示范工程建设和运行。同时，依托示范工程建设的真型试验基地对外开放的机制，为全社会研究新型电力系统提供共享平台。

4

四川德阳东方电气氢能全产业链科技创新应用实践

案例概览

参与单位：东方电气集团东方锅炉股份有限公司

建设内容：案例位于四川德阳旌阳区，总占地面积 12.39 亩，总投资约 1 亿元，2022 年 8 月正式投用，建设兆瓦级光伏发电及直连兆瓦级 PEM 制氢，85kg 高压气态、60kg/d 有机液体、80MPa/60kg 固态储氢系统，35MPa 及 70MPa 加氢系统，兆瓦级氢燃料电池供能系统，制 - 储 - 加 - 用全链耦合。

技术特点：以光伏离网直连 PEM 电解水制氢系统为源头，以制得的绿氢为储能介质，高效串联下游环节，打通“可再生能源制氢 - 加氢 - 储运氢 - 氢应用”产业链条，构建氢电互融的综合能源供应系统，打造低碳排放的氢能重卡物流系统。

实施成效：实现多能互补耦合、探索工业园区绿电供应新模式；为可再生能源消纳提供技术支撑，以氢为媒激发绿色动力；实现氢能全链技术验证示范，助力保障能源安全。

一 基本情况

（一）单位简介

东方锅炉是东方电气集团的下属企业，主营能源化工装备设计和节能环保、氢能制储运、太阳能光热等工程服务。目前已形成氢能“制储加用”产业链一体化发展模式，致力于打造氢全产业链技术创新、装备制造、系统集成和综合应用发展平台。

（二）案例背景

企业自建集成多种绿色制氢方案、多元储氢与氢储能技术、多路径氢能综合应用系统的氢全产业链科技应用园区，按照打造氢产业新技术科研、全产业示范、工程化应用、装备系统集成、展示推广、科普教育等“六大基地”定位完善园区功能，验证以氢能为核心的多级能量供应体系，打造氢电互融绿色能源供给系统，同时开展氢能各环节核心装备示范验证，着力建设新能源与氢能深度耦合的综合能源生产系统。

（三）实施情况

案例分三期建设，一期于 2020 年 6 月 28 日完成土建工作；二期建设时间为 2021 年 5 月至 2022 年 8 月，建设光伏发电、电解水制氢、高密度储氢、燃料电池发电、车用氢气增压和加注等装置，及配套公用工程、土建、给排水等部分；三期建设时间为 2023 年 1 月至 2024 年 12 月，扩大分布式光伏规模，建成东方锅炉自主研发的兆瓦级 PEM 水电解制氢装置、兆瓦级氢燃料电池分布式供能装置及电解槽半自动堆叠组装平台，正开展配套双极板产线建设。

二 做法实践

（一）打造氢电互融的综合能源供应系统

应用实践涵盖光伏发电、绿色制氢、高密度储运氢、氢能加注、燃料电池供电、燃料电池供热、高效吸收式制冷等多个技术环节及验证示范。应用实践内可实现 $200\text{Nm}^3/\text{h}$ 级 PEM 电解水制氢，以可再生能源电解水制得的绿氢为储能介质，依托气态储氢、固态储氢及有机液体储运氢等丰富的技术路线，实现氢气高密度高安全储运，其中固态储氢

多级增压系统最高加氢压力达到 80MPa、最大储氢量超 60kg，有机液体储运氢规模实现 60kg/d，高压气态储氢可达 85kg；依托氢燃料电池分布式供能系统实现冷热电三联供，实现氢燃料电池供电 1000kW、氢燃料电池供热 ≥ 800 kW、高效吸收式制冷 ≥ 100 kW，构造多级能量供应体系。整个示范过程实现氢能全产业链主要技术装备离网验证，场景适配能力强，为氢能综合利用提供解决方案，带动技术升级、核心装备国产化，自主可控程度高，有力推进氢能国产化进程。

（二）推进可再生能源与氢能协同发展，建设高比例清洁能源园区

应用实践内共建设 5MW 光伏发电，年均发电量约 300 万 kW·h，其中，屋顶光伏 4MW，可基本覆盖园区用电需求，整体能源体系去碳化；建设地面光伏 1MW，占地面积 19.7 亩，与后续制氢环节耦合，形成国内先进的兆瓦级光伏离网直连耦合 PEM 电解水制氢系统关键技术及核心装备可靠验证示范，以绿氢为源头及过程介质，高效串联下游储运氢及氢能综合利用环节，为可再生能源制氢提供验证样板；同时，氢燃料电池发电返回低压配电系统，形成双电源系统，实现多能互补耦合闭环，推动构建新能源与氢能深度耦合的综合能源生产体系。

（三）打造零碳排放的氢能重卡物流系统

重卡是氢燃料电池发挥大功率、重载、长距离优势的主要场景，在柴改氢替代及新增有巨大的应用空间。应用实践内建设 35MPa 撬装加氢系统及 70MPa 加氢机，为车辆提供不同等级加氢服务，其中，70MPa 加氢机采用 60kg/d 四级静态氢压缩装置耦合加氢系统加氢，解决了加氢系统对进口压缩机的依赖，创造性突破技术壁垒；园区内采用 10 辆氢能重卡完成短倒运输，基本覆盖园区 100% 运力，实现氢能重卡对燃油重卡的替代，聚力构建绿色零碳物流运输体系，在相对封闭场景应用具有经济性。在此基础上，2023 年 7 月，东方锅炉在自贡建成并投运氢能重装物流园，实现氢能重型卡车交付投运。

三 实际成效

（一）技术转化及示范应用成果

绿色电解水制氢技术研发进展迅速

自主完成 15、50、200Nm³/h 级 PEM 电解槽和 500Nm³/h 级制氢系统集成试制，完成 2000Nm³/h 级方案开发，实现业内领先的光伏直连制氢示范。



图 1 兆瓦级 PEM 电解水制氢系统

储运氢技术突破助力氢能灵活多样化应用

成功示范“气液固”多元化储运氢技术，研制“未爆先漏，一漏便知”50MPa 站用高压储氢罐，被认定为“2022 年度四川省重大技术装备省内首台套产品”，并在西昌和攀枝花加氢站良好运行。自主研发安全无毒有机液体 60kg/d 吸氢及 125kg/d 放氢装置，并应用在泸定氢能科技园区项目。建成固态储氢多级静态氢压缩系统，末级压力可达 80MPa，并耦合 70MPa 等级加氢机完成实车加氢，顺利通过科技部专家验收。依托技术成果转化，实现营业收入 549 万元。



图 2 有机液体储运氢系统



图 3 固态储氢多级静态氢压缩系统

加氢站技术突破推动氢能基础设施建设

开发了加氢站综合安全评价方法，搭建了加氢站关键设备零部件临氢环境服役性能测试平台。在省内共建成 4 座加氢站，西部高原标准化固定式加氢站西昌月城加氢站、管道输氢“母子”加氢站攀枝花加氢站已投运。通过氢能车辆替代全年可减碳约 1.46 万吨、节约标煤 0.59 万吨。依托技术成果转化，累计获取市场订单 1736 万元。



图 4 攀枝花加氢站

氢燃料电池发电系统赋能氢能综合供能利用

积极探索拓展氢燃料电池分布式热电联供形式，提供先进的现代能源供应综合解决方案。2021 年成功搭建的高密度储供氢耦合氢燃料电池冷热电三联供系统，系统发电功率达 100 千瓦，综合热电效率达 85% 以上。2022 年 8 月，批量交付氢燃料电池热电联供装备系统，具有完全自主知识产权，集成发电与供热功能，氢能综合利用率 90%，设计寿命超过 4 万小时，可实现全过程零碳排。



图 5 氢燃料电池热电联供系统

固态储氢耦合氢燃料电池发电系统助力固态氢能并网发电

突破固态储氢耦合燃料电池发电关键技术，成功应用于广州南沙小虎岛电氢智慧能源站，助力项目达成多个里程碑成就，解决对70MPa压缩机依赖难题，2023年3月成功运行。依托技术成果转化，项目实现营业收入2540万元。



图6 广州南沙小虎岛电氢智慧能源站项目

（二）社会效益

一是能源企业引领，扩大氢能社会面认知，通过清洁能源利用与替代，促进全面碳减排，为打造低碳园区提供示范样板，推动氢能综合利用与健康发展。

二是构建创新平台，支撑氢能研发能力提升进程加快，依托案例条件，组建四川省氢能创新联合体，参建的国家市场监管技术创新中心（氢储运加注装备）通过验收。



图7 四川省氢能创新联合体授牌



图8 国家市场监管技术创新中心（氢储运加注装备）通过验收

四 典型经验

（一）强化总结提炼，扩大推广应用示范效应

案例在绿色能源供给新模式探索、氢能关键技术装备验证方面具有重要意义。一是通过发电 - 用能系统耦合，形成可复制的系统解决方案推广至用能园区，代替传统电力系统，实现多能互补耦合，助力工业园区绿色低碳电力供应新模式；二是将资源优势转化为技术优势，为风电、光伏、水电等可再生能源的高效利用提供有效的解决途径，以氢为媒激发绿色动力，促进新能源产业快速健康发展；三是构建从可再生能源制氢、高密度储氢、氢能综合利用的全产业链技术验证和工程示范平台，推动氢能关键技术发展、保障能源安全。

（二）强化资源协同，构建新型产业发展模式

强化氢能产业各界资源协同成效，加强在人力资源、关键技术、试验平台、基础优势、合作模式等方面的沟通，加快形成百花齐放的良好发展局面。下一步，将着力强化与金融机构、服务平台、运维管理机构等第三方主体的沟通交流，探索更加高效的合作共享及项目开发等市场化行为模式，促进形成集技术、市场、服务等为一体的新型产业发展模式。

（三）依托发展优势，探索氢能多场景应用

新型电力系统建设亟待升级创新，找到氢能与源网荷各侧新型储能多场景优化布局的切入点和结合点，加紧开展氢能在新型电力系统领域的工程示范，探索多种模式加强可靠替代水平，推进氢能成为实现可靠性替代的关键。

5

河北平山营里 - 白洋淀 - 西柏坡三级源网协同能力提升工程

案例概览

参与单位：国网河北省电力有限公司、中国华能集团有限公司河北分公司

建设内容：在平山营里、雄安白洋淀、平山西柏坡开展三级源网协同能力提升工程。其中平山营里工程于 2022 年 6 月投运，雄安白洋淀工程进入试运行阶段，平山西柏坡工程正在紧张施工，预计 2024 年上半年投运。

技术特点：工程提出“光伏 + 储能”一体化发电机的变流器本体拓扑结构设计方案，打造国内构网型储能多机并联数量超多的网侧储能项目，完成高比例新能源地区 110/35/10 千伏并离网无感切换、黑启动。

实施成效：工程清洁低碳、供需协同、灵活智能，大幅提升供电能力和新能源接入能力，实现电网主动感知、主动响应和主动控制。

一 基本情况

（一）单位简介

国网河北省电力有限公司以建设和运营电网为核心业务，供电范围覆盖石家庄、保定、沧州、邯郸、邢台、衡水河北南部 6 地市及雄安新区，供电面积 8.47 万平方公里，服务电力客户 2700 多万户。

中国华能集团有限公司河北分公司是华能在河北地区开发建设、生产经营活动的责任主体，所辖企业包括上安电厂、邯峰电厂等公司。截至 2023 年 6 月，运营装机容量 512 万千瓦，供热面积 4900 万平方米。

（二）案例背景

国网河北公司立足河北省缺煤、少油、贫气、光伏资源丰富等实际情况，针对新能源占比快速上升、系统惯量下降、电压频率支撑不足等问题，特别是分布式光伏的爆发式增长，局部 110 千伏及以下网架薄弱等问题重点开展分析工作。以源网荷储及电网末端微电网协同建设运行为思路，结合新能源发电企业配套储能优化布局调整，分别在 10 千伏、35 千伏、110 千伏电网，建设兆瓦级、十兆瓦级、百兆瓦级三级工程。

（三）实施情况

分级建设平山营里兆瓦级、雄安白洋淀十兆瓦级、平山西柏坡百兆瓦级综合工程，同步开展新能源大规模接入的电网适应性研究、电力系统调节能力提升研究和电力系统整体运行效率提升研究。

二 做法实践

三级示范涵盖配电网高、中、低三个电压等级，投产后可提升新能源场站涉网性能以及对大电网支撑能力，解决新能源富集区域电力送出和消纳问题，延缓电网投资，实现全社会成本最大程度优化。该项目形成源网荷储多要素的微电网典型案例，提出可普遍推广的县乡村三个不同区域案例。

（一）平山营里 10 千伏兆瓦级（村级）示范工程

建设地点为平山县营里乡，该乡仅依靠供电半径为 28 公里的 10 千伏营里线供电，线路上两级电源均存在反向重过载。工程建设前，该区域最大负荷 1 兆瓦、光伏装机 1.5 兆瓦，猪圈沟等景区提出了建设缆车的用电需求，本地供电可靠性无法满足，同时，区域内新能源消纳接入困难。

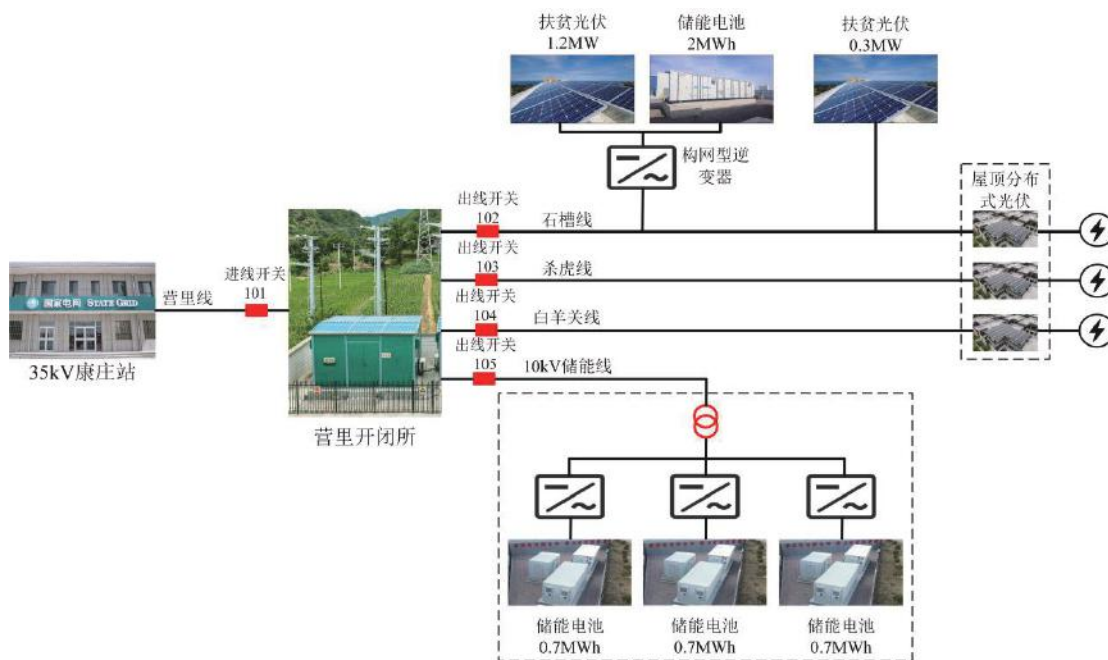


图 1 平山营里示范工程建设方案

为此，在线路中段依托乡镇供电所建设开关站，简化了线路中后段网络结构，建设两组储能系统，一组 1.5 兆瓦 / 2 兆瓦时储能系统，接入开关站，配置本地主控系统，通过供电所光纤通道与大电网建立通信，一组 1 兆瓦 / 2 兆瓦时储能与 1.2 兆瓦光伏，形成 2 台光储一体化发电机。最终形成新能源装机 1.5 兆瓦，储能 2.5 兆瓦 / 4 兆瓦时，中低压线路长度 149.4 公里，最大负荷 1.1 兆瓦，服务 4100 户、1.13 万人的新型村级电网。

（二）雄安白洋淀 35 千伏十兆瓦级（乡级）示范工程

建设地点位于白洋淀东北部，该区域由 35 千伏郭里口站供电，该站为单电源供电的末端站，35 千伏进线为两级 T 接线路，全站停电风险极大，且受规划条件限制，常规电网工程难以实施。白洋淀核心景区高供电可靠性要求与薄弱电网现状之间存在矛盾。

为此，在郭里口站新建 6 兆瓦 /6 兆瓦时构网型储能，作为郭里口站第二虚拟电源；在郭里口站 10 千伏 521 线路末端的文化苑景区新建 2 兆瓦 /2 兆瓦时储能，结合王家寨微电网已建成的 2.6 兆瓦 /3.3 兆瓦时储能，提升微电网离网运行能力；华能河北分公司在 128 户屋顶投资建设 5.13 兆瓦分布式光伏，全部采用“全额上网”模式以 380 伏电压就近接入电网，并接入分布式光伏集控平台，具备可调节能力。形成新能源装机 5.13 兆瓦，储能 10.6 兆瓦 /11.3 兆瓦时，中低压线路长度 80 公里，最大负荷 7.15 兆瓦，服务 6108 户、1.44 万人的新型乡级电网。

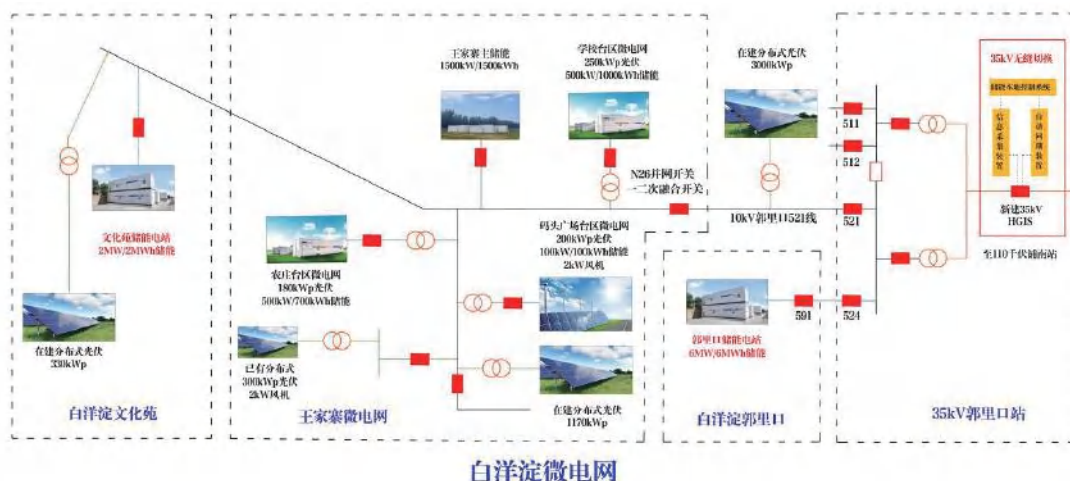


图 2 雄安白洋淀示范工程建设方案

（三）平山西柏坡 110 千伏百兆瓦级（县级）示范工程

建设地点位于革命圣地西柏坡，区域内有西柏坡纪念馆旅游景区、岗南水库等重要用户，可靠性要求较高。该区域处于现状电网末端，由 110 千伏石峪站供电，目前该站由 220 千伏南甸站直出两条同塔双回线路供电，可靠性较低，保电压力较大；同时供电区现已接入光伏 85.8 兆瓦，考虑屋顶分布式光伏发展，未来接入新能源装机将达到百兆瓦级，存在反送过载风险，区域内新能源消纳接入困难。

为此，联合华能河北分公司由华能集团投资建设 10 兆瓦光伏、100 兆瓦 /320 兆瓦时储能（集中式光伏配套的储能），接入 110kV 石峪站 110kV 及 35kV 母线。110kV 侧接入 60 兆瓦 /240 兆瓦时储能，35kV 侧接入 10 兆瓦光伏和 40 兆瓦 /80 兆瓦时构网型储能。国网河北电力投资建设石峪站扩建间隔及相应二次系统改造。工程设计应用主动支撑型光伏 - 储能一体化发电机、构网型储能设备，提升新能源场站涉网性能，解决新能源送出和消纳问题。形成新能源装机 95.8 兆瓦，储能 100 兆瓦 /320 兆瓦时，中低压线路长度 1113 公里，最大负荷 40.156 兆瓦，服务 38696 户、11.61 万人的新型县级电网。

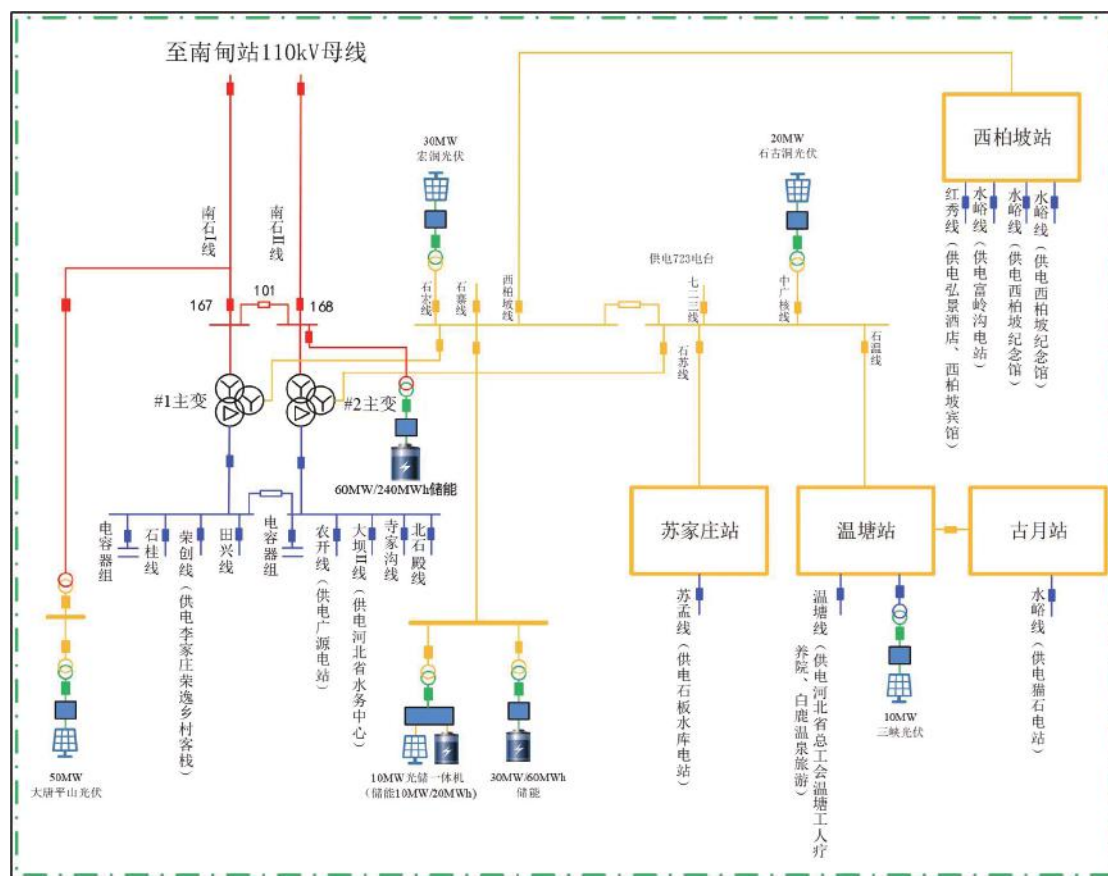


图 3 平山西柏坡示范工程建设方案

三 实际成效

（一）清洁低碳

平山营里示程建成投运后，分布式光伏利用率提升 20%，年度减少燃煤 534 吨，二氧化碳减排 1420 吨。白洋淀核心景区最大负荷 6.52 兆瓦，光伏装机渗透率达 80% 以上，光伏每年生产绿电 693 万千瓦时，年度减少燃煤 2772 吨，二氧化碳减排 6910 吨。平山西柏坡示范工程提升光伏利用小时数 200 ~ 300 小时，提升新能源场站投资收益约 500 万元，年度减少燃煤 2.9 万吨，二氧化碳减排 7.6 万吨。

（二）供需协同

平山营里工程 10 千伏营里线年故障次数降低 88.8%，停电时间减少约 104 小时，新增供电能力 3 兆瓦负荷需求，同时满足线路末端双电源用户接入要求，新增 2.7 兆瓦光伏接入能力。白洋淀工程可实现新增供电能力 6 兆瓦以上，最大可提升新能源接入能力约 5 兆瓦。平山西柏坡工程新增供电能力约 24 兆瓦以上，可提升新能源接入规模约 35 兆瓦。

（三）灵活智能

三级工程构建了系列化自带惯量的智能控制系统，通过灵活的组网方式和调控运行，实现主动感知、主动响应和主动控制，创新分布式电源、多元负荷等多类型、多元素智能柔性控制技术，微电网与大电网可根据实际需要进行并离网运行状态灵活切换，实现本地灵活性资源智能控制管理。三级工程并离网无缝切换过渡时间均不超过 20 毫秒，实现计划检修、突发故障后区域电网无感切换离网状态，生产生活供电零影响。

四 典型经验

本项目应用构网型光储一体机、构网型储能设备，具备孤网运行和黑启动能力，在提升边远山区、常规电网建设条件困难地区、革命老区供电能力和当地新能源接网能力的同时，还可使新能源场站具备模拟转动惯量和调峰、调频、调压能力，提升涉网性能和对大电网电压频率支撑能力。构建了高随机性、高波动性的新能源接入电网后为用户稳定供电的场景，创新实现新能源为电网提供惯量、电压等主动支撑功能，为依靠新能源推动源头降碳提供成熟范式。

6

陕西宝鸡眉县城区中深层地热能供暖项目

案例概览

参与单位：陕西新眉清洁能源有限公司

建设内容：宝鸡市眉县县城清洁能源供暖系统建设项目，以中深层地热水热型地热能利用的方式，钻探 18 口地热井，建设 4 座能源站，铺设地热管网及供热管网 17 公里，完成 300 万平方米建筑面积清洁能源供暖及改造。

技术特点：对低温大流量地热水深度梯级利用，供暖系统用户侧回水经 2 级串联大温差热泵机组加热提升温度，地热水热量深度提取。

采取取热不取水的能源利用方式，利用自主研发的回灌装置实现地热水 100% 封闭回灌。

利用地热井大型群井多能源站地热供暖智慧调控系统，进行联合自动化调控，做到节能、节水。

实施成效：已建成并投产运行的两座能源站供暖面积为 160 万平米，完全替代了原有燃煤供暖，实现了县城区域清洁化供热。另两座能源站及地热井已完成建设，将陆续为县城供暖。

一 基本情况

（一）单位简介

陕西煤田地质集团有限公司与陕西省宝鸡市眉县人民政府于2019年8月份签订了《眉县县城清洁化供热特许经营协议》，成立了陕西新眉清洁能源有限公司。

（二）案例背景

在眉县开展县城清洁能源供暖系统建设项目，以中深层地热水热型地热能利用的方式，完成300万平方米建筑面积清洁能源供暖及改造。

（三）实施情况

本项目共规划钻探18口地热井，建设4座能源站，完成300万平方米建筑面积清洁能源供暖及改造。目前已运行2座能源站，供暖面积达到160万平方米，替代了县城原有燃煤锅炉供暖，实现眉县城区无煤化清洁供暖。另外两座能源站已完成建设，计划于2025年为县城新建区域建筑供暖。

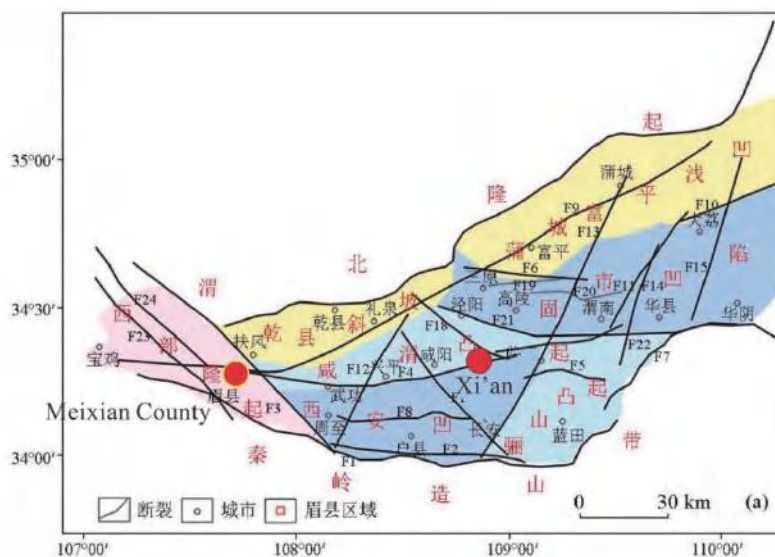


图1 眉县清洁能源供暖项目位置

二 做法实践

（一）主要技术路线

本项目主要利用中深层地热能作为供暖主要能源，采用直接换热供暖、大温差热泵机组多级提升温度供暖、燃气锅炉调峰补热的形式，通过地热能梯级利用技术，实现地热能大温差深度利用。

通过多种地质勘探手段，设计中深层地热井，利用地下 1000 多米热水为主要热源，通过换热机组、热泵机组、燃气锅炉调峰联合实现供暖。供暖系统用户侧回水经大温差热泵机组加热提升温度后输送至各用户建筑，可以满足眉县城区地辐热采暖、散热器片采暖等不同用户的需求。采用以中深层地热为主，浅层水源、天然气等辅助能源的多能互补形式。



图 2 眉县城区清洁能源供暖建设规划图



图 3 已建成 1 号能源站外观

(二) 地热抽采与回灌

项目建设之初，通过 α 测氢技术、大地音频电磁、地震测试及重力物探等多项先进的物测手段，探明眉县城区范围 12 平方公里地下 5000 米以浅地层地质构造和水文地质条件，通过科学手段建立中深层地下热水压力场和温度场数学模型，对地热热储层的构成成因、热储范围、热储潜力等做出了准确预测，为供热项目的规划规模、系统形式、可持续年限提供了理论依据。

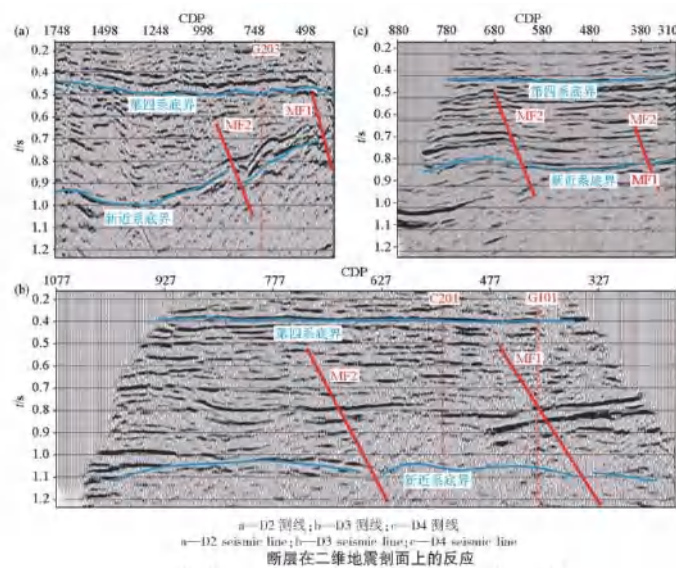


图 4 断层在二位地震剖面上的反应

根据物探结果确定本项目采用水热型取热不取水热能利用形式，核定了冬季供暖运行时取暖所需地下水循环利用量。

地热井钻探井身设计为二开结构，通过一期已完成地热井抽水试验数据，与物探勘察结果相互印证地下构造情况，为后期的布井数量的确定、布井位置的选择提供可靠的技术支撑。



图 5 地热井钻探施工

表 1 一期地热井抽水试验数据

孔号	实际孔深（m）	最大降深（m）	最大涌水量（m ³ /h）	水温（℃）
C201	1555	149.64	94	42.5
C202	1405	52.65	207	53
C203	1217	77.33	184	46.5
G203	1302	43.55	236	45.5
C101	1070	117.79	181	48.5
G102	1371	69.78	186	41.5

该项目地热水出水平均温度只有 45℃，单井流量大于 120m³/h，地热水取水量大。地热水循环系统为封闭环路，只进行热量交换和基本物理性除砂过滤处理后再通过回灌井输送到地下，整个过程不改变地下水水质。通过不断地试验探索，寻找地下深大断裂裂隙作为回灌点，利用自主研发的可移动回灌装置能实现地热水尾水 100% 回灌。



图 6 移动式地热尾水回灌站

（三）大型井群与多个能源站智慧调控系统

能源站内工艺系统采用 BIM 技术设计，厂外加工、现场组装的模式，用 45 天时间完成 1 号能源站的钢架结构厂房施工、热泵机组和燃气锅炉就位、水泵及工艺管道组装及变配电室安装工程。

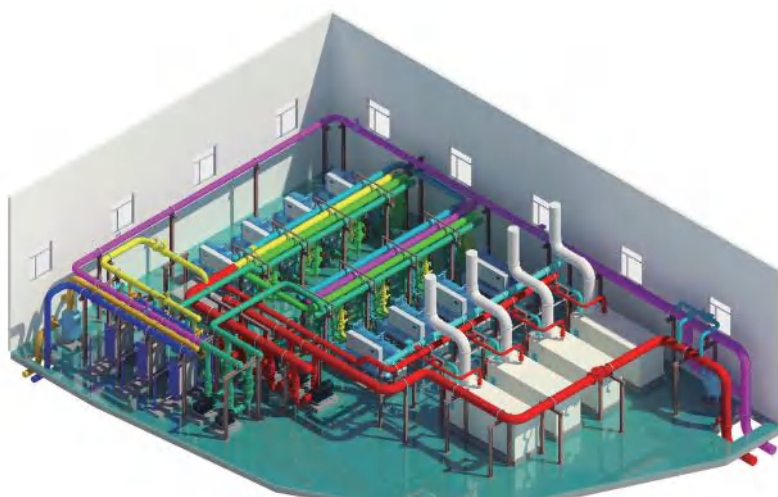


图 7 1 号能源站 BIM 模型



图 8 能源站设备安装

一期管网工程实际施工长度 5.79 公里，穿过 8 条主要街道；通过对地热水水质化验结果，确定地热水管网采用 Q235 螺旋焊管，管道采用聚氨酯发泡保温，地下直埋的敷设方式。



图 9 管网施工

采用数字孪生智控平台利用数字技术模拟和优化系统运行，实现从住户到热源的系统性智能化地热供暖，并对整个地热能清洁供暖项目全生命周期实施智慧地热供暖的监测控制。



图 10 地热供暖系统智慧调控平台 1 号能源站实时监测数据

三 实际成效

(一) 清洁能源高效利用符合政策要求和市场需求，发展前景良好

地热能供暖技术充分利用低温地热热量，提升电能取暖效率的清洁供暖方式得到了社会的青睐并快速推广应用。随着 1 号、4 号能源站的运行，已于 2022 年冬季采暖期实现了眉县县城区域无煤化清洁能源供暖，结束了眉县多年来以煤为主要热源的供暖，减碳效果明显。

（二）充分利用地热能清洁能源，全面替代原有燃煤供热

眉县地处渭河断陷盆地西南区域，具备充分的热源条件、稳定的地下水补给源、良好的热流通道、较好的热储层及覆盖层条件，是地热资源有利区域。

（三）用抽采回灌相结合的方式设计管网

利用自主开发的地热水回灌装置，做到地热水 100% 的回灌。

（四）项目环境效益明显，符合国家绿色低碳发展要求

眉县规划清洁能源供暖面积 299.8 万立方米，相比较燃煤锅炉采暖形式，预计眉县城区每年可减排标煤 4.08 万吨，减少二氧化碳排放 11.31 万吨，减少二氧化硫排放 153.02 吨，减排氮氧化物 133.21 吨，减排粉尘 2484.27 吨。

四 典型经验

（一）超前布局地热能资源

在该项目开展前，率先开展关中地区地热资源研究，通过 α 测氦技术、大地音频电磁、地震测试及重力物探等多项先进的物测手段为该项目的实施提供保证。准确的地质测量是地热能利用的不可缺少的技术保证。

（二）采灌结合、以灌定采

该项目共钻探中深层地热井 18 口，其中 10 口抽采井、8 口回灌井，地热井深度 1000 米~1600 米，抽采井出水温度 42℃~52℃，地热水经能源站设备提取热量后，温度降低至 10℃ 以下，经地热尾水回灌装置 100% 回灌至地下热储层。

7

广东深圳虚拟电厂智慧调度运行管理云平台

案例概览

参与单位：深圳供电局有限公司

建设内容：建成网地一体虚拟电厂智慧调度运行管理云平台，打造以虚拟电厂为核心的源网荷互动体系。

技术特点：突破海量异构资源数据采集及安全防护技术、考虑多重不确定性的虚拟电厂调节能力预测技术、耦合市场环境下虚拟电厂交易决策与内部效益分配技术，自主研发“瀚海”系列虚拟电厂成套硬件终端。

实施成效：依托平台实体化、市场化、常态化运作虚拟电厂管理中心，接入分布式资源超 265 万千瓦、调节能力超 56 万千瓦。2023 年调节电量约 128.5 万千瓦时，直接减少碳排放约 1074.3 吨。

一 基本情况

（一）单位简介

深圳供电局有限公司是南方电网公司直接管理的全资子公司，兼具省级电网公司和城市供电局双重定位。

（二）案例背景

深圳市新能源汽车推广全球领先，分布式光伏、电化学储能等新兴业态实现创新发展。为提高新能源接入承载能力和供需平衡能力，充分发挥本地负荷侧资源优势，保障能源安全，推动能源清洁低碳转型，深圳供电局打造以虚拟电厂为核心的源网荷互动体系。

（三）实施情况

2021 年，依托南方电网虚拟电厂“灯塔”项目，建成网地一体虚拟电厂调度运行管理云平台。2022 年，深圳市发改委和南方电网深圳供电局联合挂牌深圳虚拟电厂管理中心。接入分布式资源超 265 万千瓦、调节能力超 56 万千瓦，基本形成数据采集密度高、接入负荷类型全、直控资源多、应用场景丰富的源荷互动管理平台体系。

二 做法实践

深圳虚拟电厂管理实践按照以下思路开展：积极开展海量负荷侧资源接入调度运行的可观、可测、可控、可用的四大关键技术研究；和政府形成合力，因地制宜从政策、机制、体制方面共同构建新型能源体系；高质量管理团队有序推进虚拟电厂生态构建，引领负荷侧资源进入电网调控和电力市场，不断提高虚拟电厂实用化水平，增强能源供需友好互动能力；贡献实践经验，围绕虚拟电厂构建的标准体系，发布企标、地标，参与国标，促进虚拟电厂良性发展；积极主动协调国家、省相关部门支持虚拟电厂参与区域、省、市各类交易，打造虚拟电厂资源参与市场交易和协同控制的先行示范，探索实现虚拟电厂可持续发展，推动能源技术和发展模式创新。

（一）强化联合技术攻关

依托南方电网虚拟电厂“灯塔”项目，建成网地一体虚拟电厂调度运行管理云平台，创新性解决了海量资源接入调度的安全防护难题，实现调度系统与用户侧可调节资源的双向通信，以及调度对虚拟电厂资源“站-线-变-户”关系设备级接入、分钟/秒级实时监测，可接收并跟随 96 点发电曲线，验证虚拟电厂参与电能量、辅助服务市场的可行性。储备虚拟电厂关键技术，推动计量芯片、智能终端等关键设备国产化，为用户资源通过虚拟电厂参与市场交易和电网运行提供坚强保障。

（二）有效制定虚拟电厂系列政策

2022 年 5 月以来，先后制定《深圳市虚拟电厂落地工作方案（2022-2025 年）》《深圳市虚拟电厂精准响应实施细则》，形成“顶层规划 + 专项扶持 + 组织实施”工作体系，提出 10 余项重点保障举措，为虚拟电厂在深落地应用提供政策保障。

（三）设立专项管理机构

由深圳政府挂牌设立虚拟电厂管理中心，负责开展用户注册、资源接入、调试管理、接收和执行调度指令、响应监测、效果评估等工作。成立专属客户服务小组 90 个，通过“线上培训 + 实战演练”模式，培养高质量响应用户。

（四）建立健全标准规范

推动南方电网成立新型电力系统负荷侧资源灵活调控技术标准化工作组，协同印发虚拟电厂企标，申请国标 / 行标各 1 项、团标 4 项、企标 6 项。编制有序充电与车网互动、分布式光伏接入、终端授信及安全加密技术等三项深圳虚拟电厂地方标准。

三 实际成效

（一）应用场景不断丰富，融合城市特色发展

资源规模不断扩大

自 2021 年起，虚拟电厂接入资源类型愈加丰富，包括 5G 基站、数据中心等信息通信基础设施、充换电场站、建筑楼宇、工业园区、储能系统等资源。截至 2023 年底，资源接入容量跃升至 2021 年的 14 倍。



图1 资源接入容量与可调节能力增长情况

应用场景持续创新

积极推动虚拟电厂本地化精准响应，创新解决局部电网重载、过载、断面阻塞等实际问题。2023年组织开展精准响应33次，调节电量125.8万千瓦时，运营商获得收益超过450万元。实现虚拟电厂参与调频技术验证。实现虚拟电厂参与跨省备用市场结算运行，为虚拟电厂参与辅助服务市场提供可行的样本。

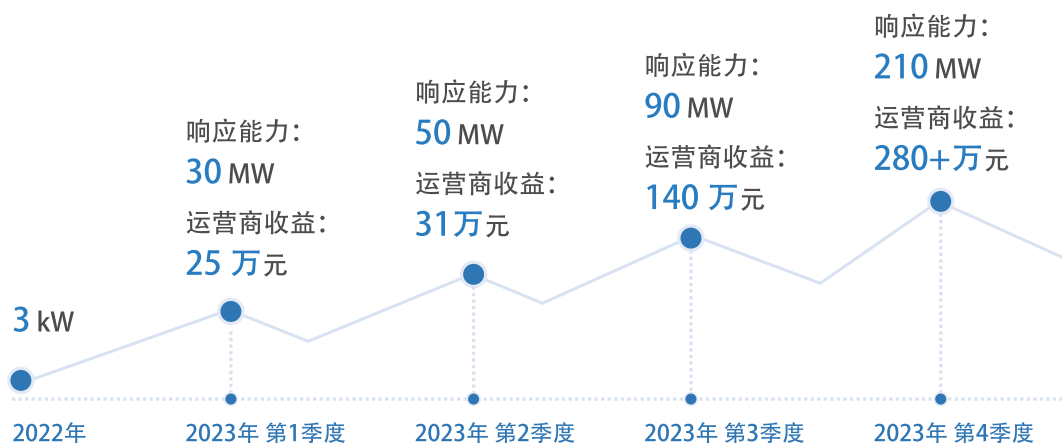


图2 运营商实际响应能力及响应收益情况

虚拟电厂与智慧城市融合发展的趋势显现

以虚拟电厂为媒介，积极探索建立以各类分布式资源为主体的电力充储放一张网，实现了各类资源与 BIM/CIM 平台的精准化定位和建模，开展了极端情况下分布式资源调度预演，助力打造能源安全韧性城市典型范例。

（二）形成带动作用，助力数字智慧城市构建

一是电网企业能源生态链主效应显现，聚合虚拟电厂产业链各类资源，在上游培育高负荷园区、南网电动、深圳能源等能源消费和供给的主要企业；在中游逐步提升虚拟电厂调度运行管理云平台服务能力，不断扩大资源接入规模；在下游建立电力公司、售电公司及高负荷用户的顺畅交易渠道，培育交易市场。



图3 虚拟电厂产业链示意图

二是通过虚拟电厂产业链上、中、下游各类资源聚合，推动 ICT 企业布局虚拟电厂新赛道，支持能源企业拓展虚拟电厂核心设备生产制造，实现“设备+服务”“场景+技术”高效融合，提升深圳新能源产业集群发展能级，助力构建数字能源先锋城市。

（三）科研创新成果丰富，社会及经济效益显著

一是形成了涵盖精准量化评估、高效聚合、低碳调度、市场运营、软硬件开发、接入规范等虚拟电厂成套技术理论体系，为虚拟电厂落地实施提供坚实基础。



图 4 科研创新成果示意图

二是当前建设规模所创收的社会经济价值显著，已受到社会各界关注。项目成果获中国电机工程学会认定，整体处于国际领先水平，获得 2023 年南方电网科技进步奖一等奖。



图 5 社会经济效益示意图

四 典型经验

(一) 找准虚拟电厂在新型能源体系下的角色定位

积极推动新型电力系统从“源随荷动”到“源荷互动”升级，深入挖掘海量资源的灵活调节潜力，最大化提升可调资源的使用效率和全社会能效水平，积极探索打造“新型电源”低成本解决方案，推动各类用户从能源服务消费者转变为能源服务生产者，为低碳、安全、经济运行的城市电网提供可推广的经验，不断丰富新型能源体系的主要内涵和主体范围。

(二) 强化有为政府和有效市场的高效协同

合理授权虚拟电厂管理中心，充分调动电网企业和产业链上下游企业的工作积极性，营造全市广泛参与的虚拟电厂发展环境。通过虚拟电厂管理政策和地方标准的配合协同，强化深圳新能源汽车密度和充电桩密度全球领先的优势条件，先行示范打造车网互动新范例。

(三) 打造可落地、可持续、可推广的虚拟电厂商业模式

充分调动各类用户主体的主观能动性，以市场化的本地虚拟电厂精准响应补贴打造模式推广新兴行业。积极争取各级部门支持和指导，实现“跨区市场、省内市场、深圳市场”的叠加赋能和“需求响应市场、辅助服务市场、电能量市场”的相互补充。

8 山东枣菏高速公路交能融合工程项目

案例概览

参与单位：葛洲坝（武汉）新能源发展有限公司、山东葛洲坝枣菏高速公路有限公司、葛洲坝集团交通投资有限公司。

建设内容：项目位于山东省枣庄至菏泽段高速公路，规划总装机容量约 124 兆瓦，并于 2022 年 12 月正式开工，2023 年 5 月项目一期金乡示范段建成投产。

技术特点：开发边坡光伏、屋顶光伏、垂直轴风力发电等清洁能源，采用综合能源管控、智慧交通管理、智能微网调度等先进技术，以源网荷储一体化、交通用能绿色化、车路能云智慧化为主要路径，实现交通运输业高质量发展。

实施成效：一是经济效益显著，已累计清洁电力 1520 万度，直接效益约 600 万元；二是社会效益明显，促进土地资源高效利用，形成系统解决方案。

一 基本情况

（一）单位简介

本项目主要由葛洲坝集团交通投资有限公司作为投资建设主体，葛洲坝（武汉）新能源发展有限公司负责项目的建设，山东葛洲坝枣菏高速公路有限公司负责枣菏高速公路的运营管理。

（二）案例背景

交通领域作为国家节能降碳的三大领域之一，国家从顶层规划上在不断加强引导，交能与能源融合的发展在政策上也得到了大力支持。为积极践行国家战略，推动交通与能源融合发展，助力交通行业绿色能源供给模式革新，打造智慧高效的交通行业新型能源体系，葛洲坝（武汉）新能源发展有限公司建设了枣菏高速交能融合工程项目。

（三）实施情况

项目于 2021 年 11 月完成决策立项，2022 年 3 月完成项目投资可行性评价报告审议，同步开展安全专题、环保专题等专项研究工作，2023 年 5 月完成项目一期工程金乡段建设并成功并网发电，目前正在开展项目二期工程建设。



图 1 山东枣菏高速公路交能融合工程

二 做法实践

项目用高速沿线符合建设条件的边坡，高速沿线服务区、收费站、建筑物屋面等部位布设光伏发电设施，重点打造大规模长线型边坡光伏、零碳智慧服务区、光储直柔一体化建筑、交能融合一体化管控平台等新型交通 + 能源融合体系。

项目规划总装机容量约 124MW，同步还建设垂直轴风机、储能、充电桩、换电站、智慧路灯、交能融合一体化管控系统等，项目采用自发自用、余电上网的商业模式。

（一）大规模长线型边坡光伏

进行边坡光伏对交通安全和环境影响进行系统性专项评估，为边坡建设光伏提供技术支持。结合公路长线性的特点，对边坡光伏布置设计、边坡稳定分析、结构固定型式、运营运维技术等多项关键技术开展研究和试验，形成完整性技术方案；探索长线性分布式光伏的建设流程、总结工艺工法。



图 2 长线型边坡光伏

边坡光伏采用分布式并网模式，本项目根据分布情况和接入点的数量将整个发电系统分为 21 个并网区块，单个电站容量控制在 6MW，近负荷区并网区块通过柔直互联技术补充高负荷区域用能需求，光伏所发电力经箱式变压器升压在经开关站汇流后，通过 10kV 集电线路接入周边 10kV 电网。

（二）近零碳服务区（风光互补）工程示范区

发挥服务区所在区域多种能源组合优势，开发服务区的各种能源资源。建设光伏、风机、储能、充换电、智能微网等设施，依托建设智能微网和智慧管控系统的调配，最大限度实现交通系统用能保障和清洁能源就地消纳，实现零碳服务区的目标。此外，项目还建设智慧停车引导及应急管理系统、AI 视频分析系统、光伏光热一体化供能系统、一体化水处理系统、无人超市、智慧卫生间等内容，提升服务区智慧运营及节能降碳综合水平。



图 3 低碳服务区

（三）光储直柔一体化建筑

项目在金乡南收费站建设屋面光伏、车棚光伏；按照光伏装机容量的 30%、时长 2 小时配置电化学储能；在管控中心综合楼搭建交直流混合配电系统；通过直流电压变化传递对负荷用电的需求，打造柔性负载。进而实现建筑节能低碳运转，建设枣菏高速交能融合管控中心光储直柔一体化建筑。



图 4 光储直柔一体化建筑

(四) 交能融合一体化管控系统

通过新一代信息通信技术搭建智慧管理平台，实现车辆信息、道路信息、能源管控信息的实时采集和信息交互，实现绿色电力和绿色运力的全局优化调度，将车辆主动安全控制、道路运营及电站管控有效协同，实现“车路能云”一体化智慧管理，达到数字赋能，智慧物联。



图 5 交能融合一体化管控系统

三 实际成效

(一) 经济效益

本项目已经完成一期金乡段 4 个光伏电站的建设，装机容量约 22.09MW。截至目前，已累计清洁电力 1520 万 kWh，直接经济效益约 600 万元，在缓解当地夏季用电高峰压力方面发挥了积极作用，并且降低了高速公路及周边的用能成本。

(二) 社会效益

促进土地资源高效利用

该项目统筹集约高速公路可利用土地资源，不额外征用土地，与同等规模集中式电站相比可节约用地约 4400 亩。

节能减碳成效显著

运营期内累计生产清洁电力约为 28.9 亿 kWh，年均发电量 1.4 亿 kWh、节约标准煤量约为 4 万吨、减排二氧化碳约 11 万吨。其中一期金乡段预计年平均发电量 2437 万千瓦时，节约标准煤 7444 吨，减排二氧化碳约 2.02 万吨。

将绿色电力转化为绿色运力

通过绿色电力与运力智慧运营，满足交通运输清洁用能，降低居民出行及货运运输成本，交通基础设施、运载工具和路衍产业用能成本方面可降低约 50%。

四 典型经验

交能融合模式能够实现绿色电力供给和消纳，提升交通基础设施服务水平，同时通过区域微电网调度和大电网柔性互联技术，可促进形成智慧高效的新型能源体系。

交能融合不应简单理解为利用交通基础设施的闲置空间资源建设新能源发电项目，而是要根据交通用能的特性和增长潜力，结合区域新能源资源禀赋，进行一体化的规划设计和建设。

交能融合的发展和推广需要依托工程实践来形成可复制、可推广的综合解决方案。在规划阶段进行交通和能源电力一体化设计，最大化提升绿色能源自洽率；在建设阶段考虑永临结合，建设综合能源供给站；在运营阶段，通过微电网和柔性互联技术，实现全域能源灵活调度；通过标准化模块化能源的供给、转换、输送、储存、利用关键技术装备，满足路域设施多元化、精细化、定制化的清洁用能需求。



CHAPTER 02

城市（乡镇）能源增绿减碳类

城市（乡镇）能源增绿减碳类主要面向加快节能降碳的城市或乡镇，共入选 4 个案例，注重供能侧绿色转型和用能侧节能降碳的整体协同。以“北京城市副中心城市绿心绿色供用能和碳管理项目”为例，案例通过建设地源热泵能源站、分布式光伏、水蓄能等实现区域“增绿”，通过建筑绿色化、交通电气化、智慧能源管理、碳资产管理等促进区域“减碳”，探索城市（乡镇）能源系统绿色低碳转型的有效路径。

9 浙江湖州新能源云数智化碳管理平台

案例概览

参与单位：国网浙江省电力有限公司湖州供电公司

建设内容：以碳排放强度评价为切口，开发“电碳耦合及碳实测精准计量”“碳效智能对标”模型；依托新能源云平台，建设“工业碳效码”系统，打造“碳达人”应用；创新区域环境权益价值实现路径，贯通生产生活领域，联动绿色行为减排量交易；构建“绿金”“绿能”“绿改”超市增值应用，消除信息不对称。

技术特点：平台以破解碳效测、评、用、治为导向，运用数字化技术与思维，打破能源行业和政企数据平台壁垒，贯通碳-能-电产业链条，实现多平台数据互通共享，形成综合集成的新能源云碳场景数据仓，构建“经济-能源-电力-环境”全要素分析模型。

实施成效：构建城市级生态价值实现机制体系，多维度服务湖州市生产生活领域全面增绿减碳。

一 基本情况

（一）单位简介

国网浙江省电力有限公司湖州供电公司是隶属于国网浙江省电力有限公司的国有大型供电企业，下辖长兴、德清、安吉三个县供电公司和吴兴、南浔、南太湖新区三个分公司。

（二）案例背景

湖州市于 2022 年 3 月推出《湖州市绿色低碳共富综合改革实施方案》，创建了“碳惠湖州”调节机制及数智应用场景，推行工业“碳效”改革。2023 年 2 月，湖州获批成为浙江省绿色低碳创新综合改革试验区，国家电网在湖州成立了“国网新能源云碳中和创新中心”。

（三）实施情况

湖州供电公司依托国网新能源云数字经济平台，承担双碳数字化研究任务。围绕企业碳管理的诸多问题，打破能源行业数据壁垒，挖掘数据资产价值，提升能源全产业链数字化、智能化水平。在湖州上线了市域工业碳平台，并升级为省级双碳服务平台“浙江省基于新能源云的工业碳平台”。打造了服务居民绿色普惠减碳平台“碳达人”，为政府实施宏观调控和监管决策提供数智服务，为企业精益决策、节能降碳提供技术支撑，为公众践行绿色低碳行为提供便捷应用。全面服务公共机构、企业的双碳工作，以数字化赋能政府双碳管理决策，推动经济社会发展绿色转型。

二 做法实践



图1 “浙江湖州新能源云数智化碳管理平台”体系

（一）“碳计量”，破解“不可能三角”



图2 “碳计量”系统架构

以能算碳

采用 IPCC 排放因子法，整合 39 类数据，形成综合碳场景数据仓，已融合约 1100 多万条用能数据，实现湖州全市三区两县、41 个行业碳排放多维全景监测。

以电折碳

深度分析企业用电数据，构建差异化电碳耦合因子并实时折算企业碳排放，提供动态监测预警，目前已覆盖湖州 3202 家规上企业。

实时测碳

在火电厂集中排放口部署高精度传感器网络，实现实时碳数据计算，平均误差降至 3% 左右，已在 5 家化石电厂试点，年累计实时测量二氧化碳超 800 万吨。

(二) “碳效码”，寻找“企业优等生”

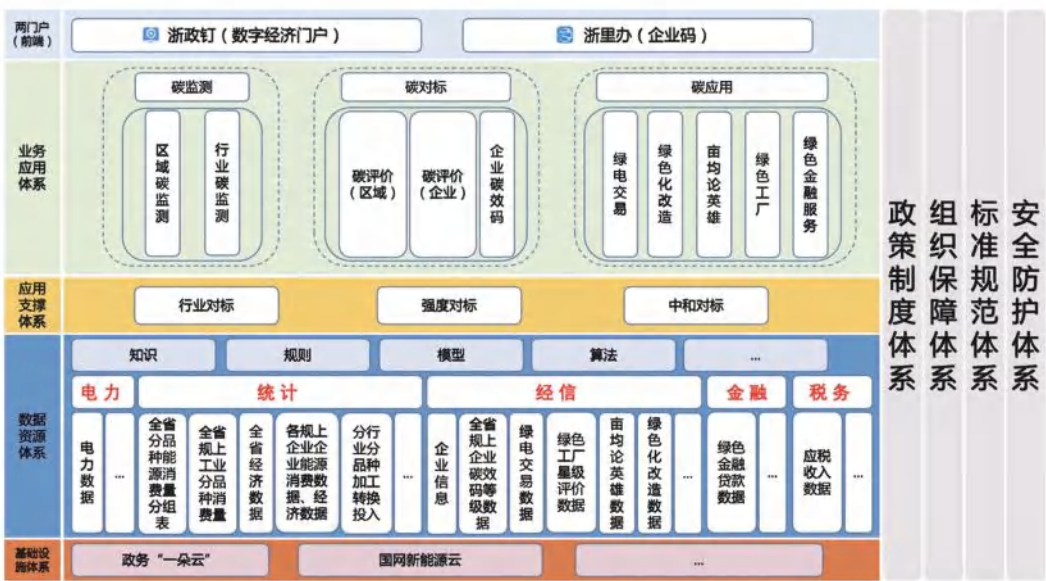


图 3 “碳效码”系统架构

立体碳评

创新碳效码体系，结合“碳排放量、碳利用率、碳中和度”三大维度，构建动态碳效对标。搭建跨主体碳账户平台，整合电能及其他能源数据。

监测预警

汇集企业多元能耗数据，链接多种产业链政策，为湖州市 3583 家企业提供多维度监测预警机制。

结果应用

依据单位 GDP 能耗降幅设定五色预警灯，推送预警信息及高碳企业清单至相关部门，实施针对性整改，有效降低了高碳企业比例。

（三）“碳达人”，激励“个人绿生活”

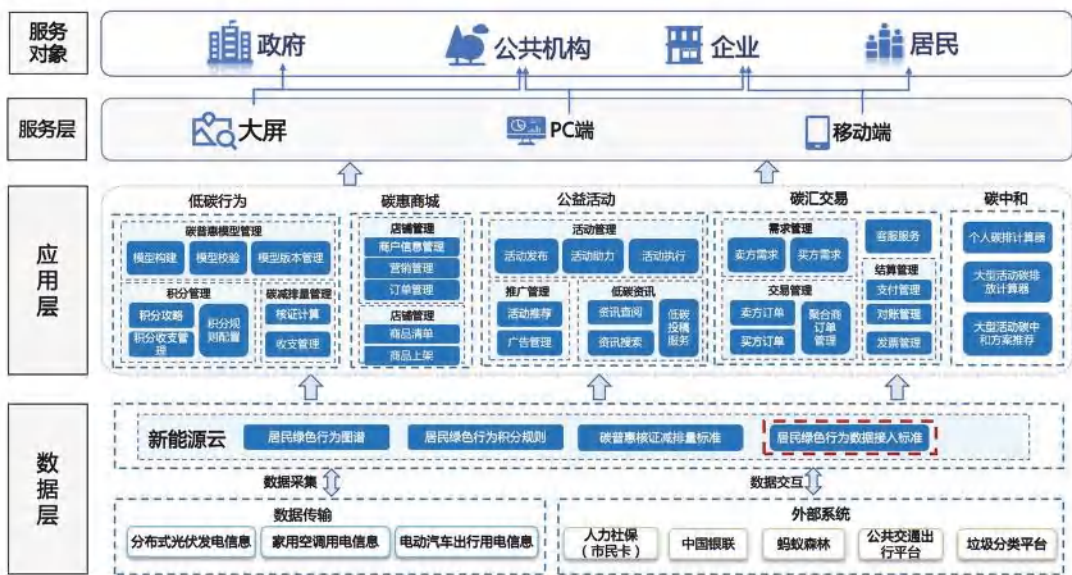


图 4 “碳达人”系统架构

积分体系

开发“碳达人”移动应用，整合低碳行为数据源，识别公交出行、环保减塑等 50 余种绿色行为，形成绿色生活“数据库”。

交易体系

创新区域减排量交易机制，发布光伏发电、电动汽车减排量核算标准。推动各类主体购买碳汇抵消碳排，助力湖州 2.1 万户光伏家庭和 7.6 万辆电动汽车减排权益市场化。

公益体系

成立长三角生态能源碳汇基金，推动全社会绿色低碳转型。创新模式，通过司法生态补偿机制，将环境损害赔偿资金用于资助公众减排活动，促进绿色共富。

(四) “碳红娘”，消除“信息不对称”



图 5 “碳红娘”平台界面

绿改超市

纳入 47 家第三方节能服务商，对高碳低效企业实行清单化管理。企业可一键申报节能改造项目，政府端实现全程跟踪管理，目前已服务 9817 家企业。

绿金超市

与省银保监局金融综合服务平台互联，一键申请绿色金融产品，“碳效码”评价结果纳入授信全流程，服务企业获取绿色贷款 650 亿。

绿能超市

对接浙江绿电交易系统，提供全方位绿电交易服务。发起“中国绿电百分百”倡议，推动企业披露可再生电力使用比例，现已有 30 多家企业响应倡议，带动 210 家工业企业参与绿电交易。

三 实际成效

(一) 主要成果

服务企业低碳发展

2023 年已覆盖湖州市 3999 家规上企业与 7984 家规下企业，并为省内 49345 家规上企业赋码评级，为 206 家金融机构及辖 9611 个网点与企业提供碳效能效、绿色金融等

服务。基于企业碳排放强度评价结果，已完成 81 个项目的绿改申报，节约用能 2.4 万吨标煤，减少二氧化碳排放 6.4 万吨。引入 47 家第三方节能服务机构，组织重点企业开展“碳效+能效服务”，服务企业采用绿色减碳技术和清洁能源，已完成 108 个绿色技改项目，推动 450 家工厂提档升星。在湖州，累计获得绿色金融贷款超 132 亿元；在浙江，绿色金融贷款超 650 亿元，极大促进产业低碳转型。推动工业企业参与绿电交易，累计成交 18.6 亿千瓦时，节约用能 3.2 万吨标煤。

引导居民绿色低碳行为

碳普惠平台覆盖三百万用户，接入中国银联、支付宝、公共交通、垃圾分类等平台 1800 多万条数据。平台通过各类活动形式，为湖州居民提供环保袋、公交券及电子券福利等，累计兑换超 18 万分。在湖州，已接入 20925 户居民分布式光伏，每年可归集碳汇量 8.4 万吨；采用光伏发电、纯电动汽车出行、空调需求侧响应和植树造林碳汇等减排项目相结合的方式，为大型活动提供碳中和服务，分别协助 2022、2023 和 2024 年度湖州市两会、安吉生态文明建设推进大会、2022 年度绿色创新大会以及 2023 年首个全国生态日主场活动等，中和碳排放量 405.2 吨。

四 典型经验

（一）发挥电网平台优势

湖州新能源云数智化碳管理平台依托电网平台资源优势，构建了权威、公正、透明的碳排放数据管理体系。该平台通过整合各类能源资源和碳排放数据，提供全面、准确的碳排放计量、核查与报告服务，为政府决策、企业运营和社会监督提供了坚实的数据支撑。同时，有效推动了全社会对碳排放权交易、清洁能源替代等低碳行动的认可度和参与度，有力促进了湖州地区的能源结构优化和绿色产业发展。

（二）发挥信息监测及减排潜力优势

新能源云平台连接发电、装备、用电各方，具备天然优势监测全社会碳排放量与统计分析。湖州新能源云数智化碳管理平台运用大数据、云计算、人工智能等先进技术，实现了对企业、行业乃至区域层面的实时碳排放情况的精准监测和动态分析，不仅能够及时发现并预警碳排放异常，还能通过算法模型预测未来减排趋势，指导减排策略制定。此外，还通过对各类减排技术、措施的效果模拟和评估，帮助企业发掘自身减排潜力，引导其采用更高效的节能技术、清洁能源以及循环经济模式，从而全面提升区域内碳排放管理水平和整体减排效能。

10

北京城市副中心城市绿心绿色供用能和碳管理项目

案例概览

参与单位：国网北京市电力公司通州供电公司、北京城市副中心投资建设集团有限公司

建设内容：城市绿心总占地面积约 11.2 平方公里，建筑面积约 60 万平方米，光伏装机 560.4 千瓦、地源热泵能源系统供能面积约 42.3 万平方米，建设部署北京城市副中心智慧能源管理系统等平台，于 2020 年底正式开放运营。

技术特点：以“引绿、赋数、提效、汇碳”为零碳转型路径，围绕“电为中心”能源结构特点，以数字化智能化电网为枢纽平台支撑城市绿心能源绿色供应及消费，以“分布式光伏 + 地源热泵能源站 + 引入域外绿电”实现能源供给侧增绿，以“绿色建筑 + 交通电气化 + 碳资产管理”实现能源消费侧减碳，以“智能楼宇 + 智慧能源管理系统（CIEMS）”数字化手段推动提效降碳。

实施成效：城市绿心 2023 年全年碳排放 1694 吨，实现近零碳运行，示范带动城市能源绿色转型发展。

一 基本情况

（一）单位简介

国网北京市电力公司通州供电公司是国网北京市电力公司授权经营的区域供电企业，主要负责通州地区电网规划建设、运行管理、电力销售及用电客户的供电服务。

北京城市副中心投资建设集团有限公司是市属一级、特殊功能类国有独资公司，集“投资、融资、开发、建设、经营”于一体的城市综合运营商。

（二）案例背景

《北京城市副中心建设国家绿色发展示范区实施方案》明确提出将城市绿心森林公园打造成“零碳公园”，提升城市绿化综合减碳效应。

城市绿心紧邻京杭大运河，前身由东方化工厂等 63 家污染严重的化工集聚区构成，土壤污染严重，生态基础薄弱，于 2016 年启动城市绿心生态治理。城市绿心区域内融合北京艺术中心、北京大运河博物馆、北京城市图书馆以及活力汇等建筑，“三大建筑”于 2023 年正式投用。

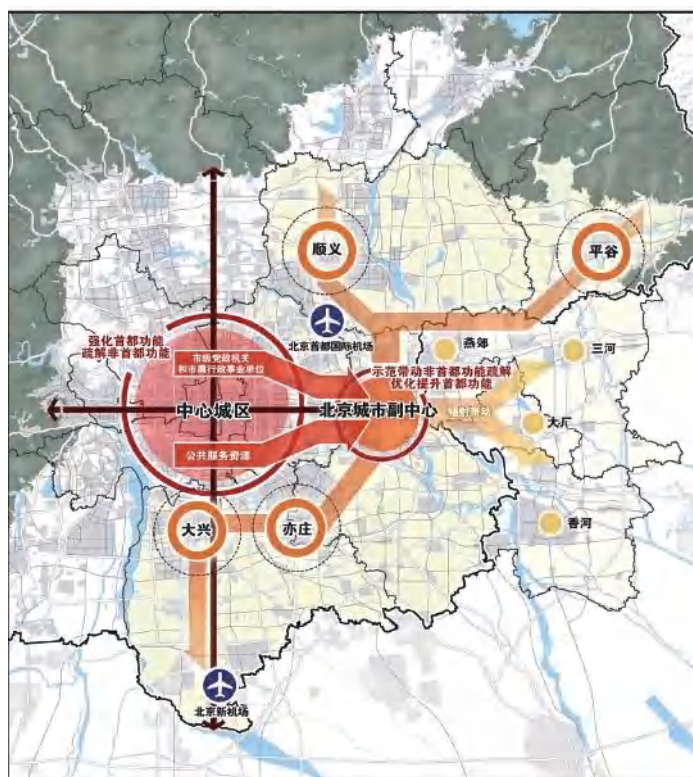


图 1 北京城市副中心区域位置示意图



图2 “一带、一轴、两环、一心”空间格局

(三) 实施情况

由政府主管部门、能源供应企业、建设施工企业及运营管理企业联合编制涵盖城市绿心能源、建筑、交通、碳管理、绿色生态等全领域的城市绿心“零碳”建设方案，并于2023年底基本建设完成，以平台型电网企业与终端型用能企业联合推动城市绿心实现“零碳”运营。



图3 城市绿心改造前东方化工厂原址实景图



图4 城市绿心现状实景图

二 做法实践

以“引绿、赋数、提效、汇碳”为零碳转型路径，打通“电力-能源-碳管理”链条，全面支撑城市绿心绿色供用能及零碳运行。

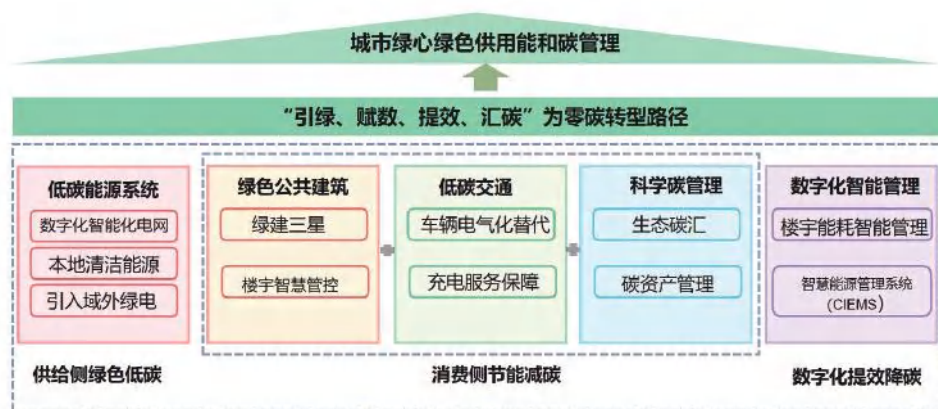


图5 城市绿心顶层设计

（一）打造低碳能源系统

建设数字化智能化电网

打造高可靠配网网架，依据《北京城市副中心新型电力系统10千伏及以下配电网设施配置技术规范》地方标准，建成2组双环网合环运行的网架结构，供电可靠率达到99.9999%，优于新加坡、巴黎水平。提升电网智能化能力，建设智慧配电站室，选用绿色环保电气设备，配置设备状态、环境等智能监测终端，实现配电信息全景采集接入，显著提升配网运行感知、运维管控和服务保障能力。在电网弹性方面，城市绿心能源站1.4万千瓦负荷接入北京虚拟电厂平台，实现负荷实时监测；挖掘可调负荷资源，聚合能源站等约3000千瓦可调负荷，参与虚拟电厂柔性互动，实现能源集约高效利用。

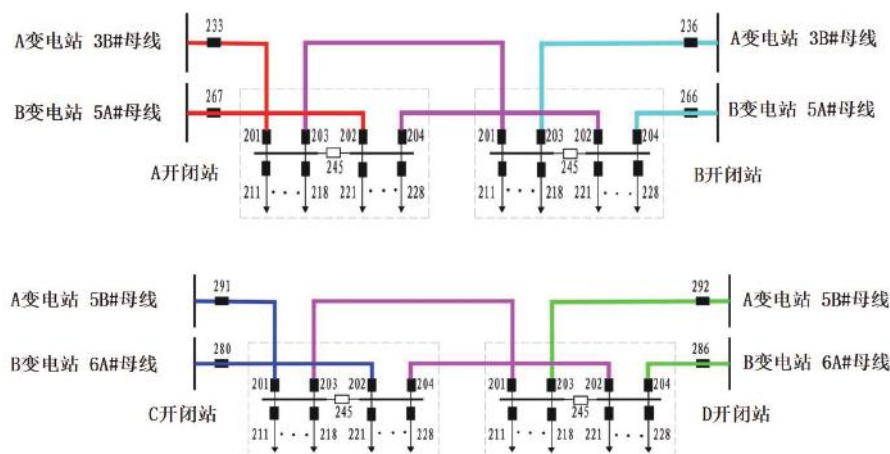


图6 城市绿心双环网合环运行网架结构示意图

推动能源供给侧增绿

加大大地清洁能源开发力度，城市绿心三大建筑屋顶及东方化工厂原址厂房安装屋顶光伏 560.4 千瓦，新能源年发电量约 62 万千瓦时；绿心配套建筑采用地源热泵供冷供暖，三大建筑采用“地源热泵 + 水蓄能 + 冷水机组 + 燃气锅炉”的复合式方案，满足三大建筑及共享区域冷热负荷、生活热水负荷需求，以热泵为主的能源站承担园区 80% 以上供热量。积极引入域外绿电，为服务域外电力进京，构建高比例绿电结算等市场化绿电交易机制，在城市绿心开展绿色电力交易试点示范。



图 7 城市绿心综合能源站实景

（二）建设绿色公共建筑

打造绿色低碳建筑

三大建筑实施公共建筑绿建三星标准，建筑本体节能提高 30%。对区域内老旧厂房等低效资源进行保护性利旧更新，东亚铝业、东光实业等旧工业厂房按照技术建造改造二星标准改造为公共服务、文化展示和体育休闲等多功能消费综合体。

开展楼宇智慧管控

强化楼宇智慧运行监管体系建设，对城市绿心三大建筑开展水、电、气、热供应管网分层分级管控，实现楼宇暖通、给排水、电气、照明、电梯等机电设备的智慧监控管理以及用能优化控制。



图 8 城市绿心三大建筑效果图



图 9 东亚铝业厂房改造为健身休闲网红打卡地

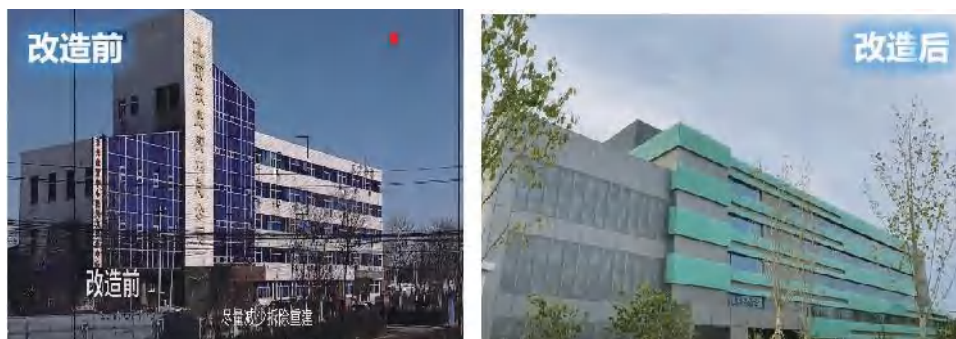


图 10 东光实业旧厂房改造为网球酒店

（三）推动低碳交通全覆盖

电气化替代方面，城市绿心公共交通、内部专用等车辆全部实现电气化替代。充电服务保障方面，优化配置电动汽车充电桩、专用车辆充电桩等，在绿心公共停车场按停车位的 20% 配置充电桩；规划建设一座 S2G 充电站配置 V2G 充电桩引导新能源车主有序错峰充电，参与电网智能互动。

（四）强化碳资产管理水平

提升生态碳汇能力

以生态修复促进生态系统固碳增汇，针对部分土壤受石油化工产品污染、生态基础薄弱区域，创新提出“生态保育核”理念，以自然之法修复污染区域，实现生物群落自然演替，保育核内 0.78 平方公里实现 100% 生态修复治理。因地制宜合理规模化绿植，在总面积 11.2 平方公里范围内建成总绿化面积 7.39 平方公里的城市绿心森林公园，实现年度生态碳汇 5028 吨。

增强碳管理手段

依托首都碳监测服务平台，打造城市绿心片区碳资产管理服务平台，形成“电碳一张图”，推演和建设碳中和路径，建立碳积分机制，推进碳普惠应用，为与碳市场接轨打下基础。

（五）数字化赋能提效降碳

一是提升楼宇能耗智能管理，打造低碳能源智慧运营管理平台接入地源热泵、蓄能机组以及燃气锅炉系统，对建筑能源系统运行和能耗进行实时监测、节能分析和远程调控，实现冷热能源供应用能优化和可再生能源最大化利用，能源系统节约能耗 32.69%。二是建设部署北京副中心智慧能源管理系统（CIEMS），接入低碳能源智慧运营管理平台城市绿心能源站、用水、用气等能耗数据，通过以电折碳的方式，实时跟踪绿心碳排放情况，平台同步接入副中心城市级能源管理平台即“城市大脑”，支撑区域能源规划，挖掘节能降碳空间。



图 11 城市绿心低碳能源智慧运营管理平台



图 12 北京城市副中心智慧能源管理系统（CIEMS）

三 实际成效

立足城市绿心功能定位，在清洁能源、绿色建筑、低碳交通、碳管理和数字化建设等方面采取节能降碳措施，逐步推动城市绿心实现全面“零碳”。该案例打造了以高比例清洁能源供应及消费为特点的绿色供用能运行样板，主要有三方面成效。

（一）推动能源供应及消费增绿减碳

打造低碳能源系统枢纽平台，建成高可靠、强韧性的数字化智能化电网，2023 年城市绿心年户均停电时间小于 28 秒，供电可靠性 99.9999%；发挥电网资源优化配置平台作用，域外绿电调入、本地可再生能源双向发力，新增绿电 180 万千瓦时，实现分布式光伏 100% 消纳，以地源热泵为主的可再生能源承担区域 80% 以上供热量，能源供应侧降碳 12643 吨；构建以电为中心的综合能源清洁高效利用体系，应用智慧能源管理系统等数字化管理手段，能源控制系统节约能耗 32.69%，电能占终端能源消费比重 75.88%，可调负荷达到 5%。

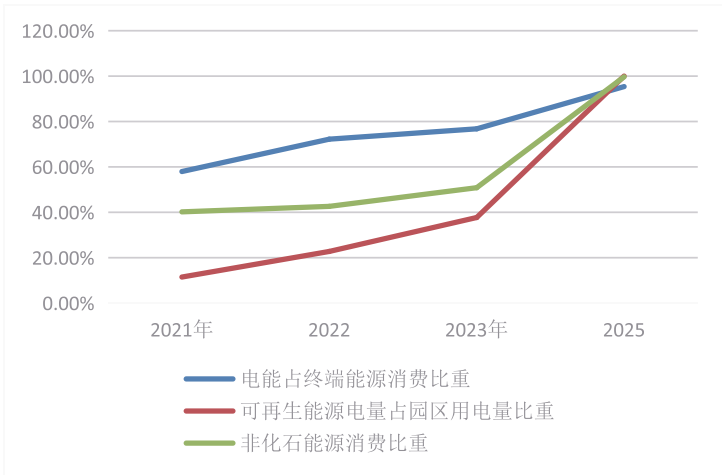


图 13 城市绿心能源结构变化趋势分析

(二) 实现生态修复促进固碳增汇

开展先行先试，以城市疏解整治促进产业结构升级，在工业旧址基础上改建为市民公共活力空间，保育核内 0.78 平方公里实现 100% 生态修复治理，以城市生态修复促进森林碳汇年增加 5028 吨。

(三) 绿色低碳转型成效显著

城市绿心 2023 年全年碳排放约 1694 吨，实现近零碳运行，预计 2025 年全年负碳排放 3364 吨，实现全面“零碳”目标。

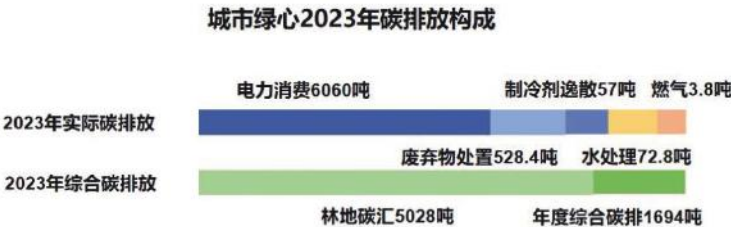


图 14 2023 年城市绿心碳排放构成

四 典型经验

本项目聚焦城市绿心组团，以数字化智能化电网为能源枢纽平台，以“引绿、赋数、提效、汇碳”为零碳转型路径，聚焦能源、建筑、交通三大领域，建立以平台型电网企业与终端型用能企业联合工作机制，在规划设计、施工建设、运营管理全环节采取节能降碳措施，相关做法、理念在未来大型城市、乡镇推动能源绿色低碳转型和可持续发展方面具有较强的推广前景。

11 河北雄安新区能碳一体化智慧平台

案例概览

参与单位：国网河北省电力有限公司雄安新区供电公司、国网雄安综合能源服务有限公司

建设内容：案例位于河北雄安新区，历时两年打造了城市级能碳一体化智慧平台。平台通过汇集新区水、电、气、热、油等各类能源数据以及园区楼宇的建设运行数据，研发“城市、区域、用户”三级用能态势感知应用，建立用户侧“测碳、管碳、用碳”一站式服务体系。

技术特点：打造城市级、全口径、全业务智能能源管理平台，依托能源数据的汇聚贯通，计算能源活动产生的碳排放数据，构建以“碳报告 - 绿色认证 - 金融服务 - 运行管理”为主线的全链条碳服务。

实施成效：经济效益上，拓展综合能源服务市场，培育碳交易市场，指导多品类碳交易实践；社会效益上，为政府构建绿色企业、项目管理服务体系，提升了决策支持和服务企业能力。

一 基本情况

（一）单位简介

国网河北省电力有限公司雄安新区供电公司、国网雄安综合能源服务有限公司均为国家电网有限公司下属三级单位，位于河北雄安新区境内，分别成立于 2017 年和 2019 年。

（二）案例背景

在国家“双碳”战略背景下，河北雄安新区大力推进绿色、低碳、智能的能源体系建设，2020 年河北省印发了《雄安新区综合能源专项规划实施意见》（冀发改能源〔2020〕86 号），明确要求建设新区电、热、气、冷综合能源调度中心，完成智能能源控制系统试运行，实现电、热、气、冷综合管理及源网荷储协同运行示范。

（三）实施情况

雄安新区管委会委托建设雄安新区城市智能能源管理平台和用户侧碳排放监测服务平台（以下简称“双平台”），协助政府掌握能源建设和运行现状，辅助相关部门宏观决策。

能源平台融合新区水、电、气、热、油等各类能源数据，目前接入各类能源站点 3265 个，汇聚接入能源用户 116 万户，累计数据总量达 3.13 亿条。开发建设工作台、城市能源概览、能源概览、能源管理、能耗排名、专题分析等 12 大主要功能。碳平台依托智能能源管理平台能源数据，目前实现对 182 个企业、2 个园区、1 个学校的碳排放数据监测，开发建设碳排放监测分析、绿色评价、碳交易、碳账户等 9 大主要功能。

二 做法实践

（一）建成雄安新区双平台

智能能源管理平台以新区“一中心四平台”为基础，通过与各层级业务系统和能碳业务服务建立泛在连接，实现“物联、数联、智联”的跨协议、跨应用、跨云、跨企业、跨部门的融合集成，打造城市级、全口径、全业务智能能源管理平台，整合新区“水、电、气、热、油”各类能源，实现城市能源一张图。用户侧碳排放监测服务平台通过能源数据的汇聚贯通，计算能源活动产生的碳排放数据。围绕“碳报告-绿色认证-金融服务-运行管理”的主线构建业务和技术支撑体系，培育碳金融服务生态，为新区用户提供管家式的“碳规划、碳管理、碳调度、碳优化”服务。



图 1 双平台界面

（二）成立雄安新区综合能源调度中心

围绕雄安新区城市“能碳一体化”一站式解决方案，谋划城市综合能源调度中心运行，参与成立雄安新区绿色低碳与能源标准化技术委员会，构建城市级智能能碳管控技术标准体系，建立“能源数据主题”，形成能源大数据资源目录。实现对区域能效、能源品类评估分析，为区域能效水平提升、提高能源发展质效，辅助城市能源量化考核。2022 年 12 月 12 日，雄安新区改革发展局在雄安商务服务中心举办综合能源调度中心的揭牌仪式。

（三）打造典型应用场景

依托信息化平台与综合能源调度中心，通过政策推动、标准驱动、平台擎动、服务推动、示范带动，构建“五位一体”的低碳能源转型支撑体系，建成容东“三化”楼宇零碳案例、商务服务中心园区级案例、雄安高铁站屋顶光伏案例、胙岗重卡换电站案例等典型案例，实现“片区级、园区级、建筑级、站点级”四级数据监测，打造城市级能碳一体化解决方案样板。



图 2 典型案例

三 实际成效

（一）经济效益

依托双平台拓展综合能源服务市场，与中电建智汇城、华润绿色展示中心签订碳咨询服务合同，承接园区低碳咨询服务，承接雄安光伏发电系统、雄安商务服务中心能管系统、海南医院综合能源等系统建设，合同金额超 6000 万。

培育碳交易市场，2021 年 7 月 29 日，由国网雄安新区供电公司建设运营的雄安高铁站屋顶光伏，形成 675 张国际绿证出售给澳大利亚 YNIWM 公司。同年 9 月 11 日，与新兴铸管股份有限公司完成 15 万千瓦时的绿电交易，可减排二氧化碳约 140 吨。2023 年 12 月 13 日，国网雄安综合能源服务有限公司以此项目获邀出席国家能源局组织的绿证核发工作启动会，获发绿证。

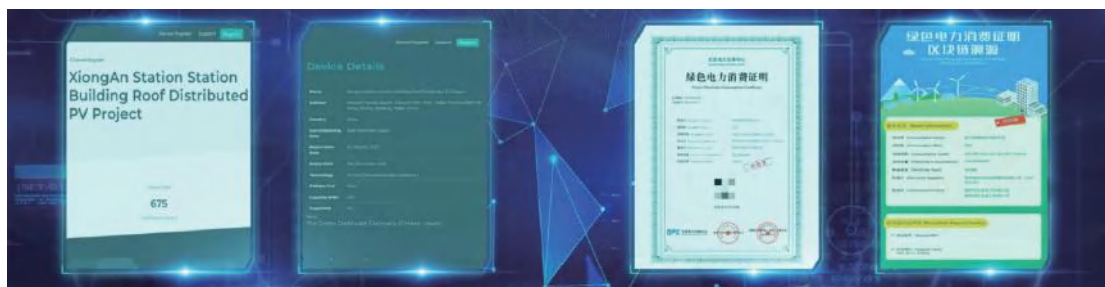


图 3 雄安站国际绿证交易、新兴铸管光伏降碳产品

2022 年 8 月 23 日，在承德塞罕坝降碳产品价值实现暨金融机构授信签约仪式上，雄安高铁站分布式光伏降碳产品，与天津铁厂有限公司签约交易，实现商业增值收入 16.6 万元。2022 年 11 月 9 日，在第 27 届联合国气候变化大会埃及峰会 (COP27) 上，雄安高铁站分布式光伏发电项目作为《国家电网绿色低碳发展报告》案例之一，面向全球进行发布。



图 4 联合国气候变化大会埃及峰会雄安站光伏案例

（二）社会效益

实现城市水、电、气、热、油等能源综合监测，为园区、楼宇、电站智能运维提供有力支撑，利用数据分析模型，实现对城市、区域的能效指标有效管理，保障新区能源供应。

能源数据的汇聚为城市、园区、企业实现运营阶段的碳排放监测提供基础数据，用户侧碳监测服务平台实现从能到碳的转化，助力城市能碳一体管控，通过集测、管、服于一体的城市级“能碳”智慧大脑，为政府构建绿色企业、项目管理服务体系，提升决策支持和服务企业能力。

（三）成果荣誉

依托雄安新区双平台建设，参加雄安高铁站案例在联合国气候大会埃及峰会发布、第十五届中国智慧城市大会；取得奖项包括国网河北电力科学技术进步一等奖、中国能源资源计量服务示范项目、河北省“创青春”一等奖、河北省创新创业大赛优秀奖（雄安赛区）；发布《雄安新区光伏降碳产品方法学》；获得授权发明专利 5 项、实用新型 2 项，研究论文发表 14 篇。

四 典型经验

雄安新区“能碳一体化”一站式解决方案实现了能源流与碳流的对应映射，真实精准反映用户碳排放情况，为公司推动全社会节能增效和减排降碳奠定数据基础，发挥城市低碳转型引领作用。基于新区不同类型能源供给、消费碳排放情况，打造以用户为中心且具备新区特点的综合能源服务新业态，在掌握企业资源和碳排放数据资源的基础上，有利于拓展与能源相关的绿色交易、节能降碳运营等业务。

12

海南博鳌东屿岛绿色智慧能源系统建设实践

案例概览

参与单位：国家能源集团海南电力有限公司

建设内容：项目建设地点位于海南省琼海市博鳌镇东屿岛，博鳌亚洲论坛永久会址所在地。

主要包括岛内 3.2MWp 分布式光伏发电项目；岛外 19.998MWp 农光互补光伏项目；岛内外停车场共建设充电桩 204 台，东屿岛主要车行道共 66 套智慧灯杆改造；利用能源路由器设施构建先进的新闻中心光储直柔系统；自主开发多维度智慧化能源管控平台。

项目 2022 年 11 月开工，2023 年 3 月博鳌亚洲论坛年会开幕前投运。

技术特点：项目涉及多维度智慧化能源管控平台、覆盖风、光、储、柔性负荷的光储直柔系统、具备自主知识产权的全钒液流储能系统等多项先进技术。

实施成效：岛外农光互补发电、岛内分布式光伏项目总计 23.2 兆瓦，自投产以来至 2024 年 4 月底累计发电 2496 万千瓦时，预计年平均发电量 2946 万千瓦时。

一 基本情况

（一）单位简介

国家能源集团海南电力有限公司成立于 2011 年 10 月，是国家能源投资集团有限责任公司海南省的省级区域公司，主要负责电源、热源、水资源的投资建设和经营管理。

（二）案例背景

为促进城乡建设绿色低碳发展和海南生态文明试验区建设，海南省政府在博鳌东屿岛创建零碳示范区，向全球展示中国绿色低碳发展理念、技术和实践。

国家能源集团海南电力有限公司通过公开招选的方式被确定为博鳌零碳示范区的四大主体实施单位之一，实施涉及示范区可再生能源利用改造、建筑绿化改造、交通绿色化改造的海南博鳌东屿岛绿色智慧能源系统建设实践项目。

（三）实施情况

通过创建方案定系统目标、导则定实施标准、总体设计定技术布局、项目施工图设计定工艺工法，开展全过程技术管理、全生命周期的碳审计与碳管理等一系列工作，探索形成了一套可推广的零碳建设规、建、管运行流程，向全球展示一个建成区通过更新改造实现的零碳建设案例。

二 做法实践

（一）开发智慧管控平台

国家能源集团自主开发的多维度智慧化能源管控平台，优化调控功能可形成日、月、年不同时间尺度优化调控策略，并实际应用于覆盖东屿岛内 3.2MW 分布式光伏、204 个充电桩及具有 560kWp 光伏和 60kW/240kWh 全钒液流储能的光储直柔系统。



图 1 多维度智慧管控平台

(二) 形成资源合力

聚合电力、交通、建筑三大领域资源，构建新型电力体系，助力海南新型电力系统。包括分布式智能微电网、光伏充电、光储直柔。聚合电力、交通、建筑三大领域资源，实现对新能源发电柔性充电的运营。

(三) 建设光储直柔系统

覆盖风、光、储、柔性负荷的光储直柔系统，采用先进直流互济模式，实现光储直柔技术优化升级，助推能源与建筑领域融合发展。采用先进直流互济模式，提高配电系统利用率约 30%，平衡 2 台变压器负载率差达到 20-40%，全面提高配电网灵活性和可靠性水平，推动直流互济模式落地。

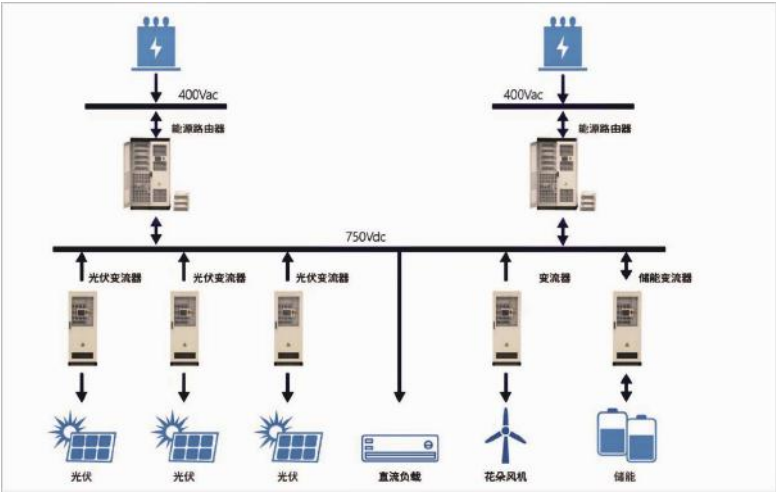


图 2 光储直柔系统图

（四）配置长时储能

将具备自主知识产权的环境友好、高安全性、长寿命的全钒液流长时储能系统应用于海岛建筑光储直柔系统，探索长时储能低碳建筑应用新场景。采用行业领先的高功率密度电堆，通过电堆结构的设计，过载能力提升至额定功率的 40%。



图 3 全钒液流储能设备

（五）建成低碳交通项目

实现柔性充电桩和智慧灯杆终端全覆盖，建成高度融合的交通能源网络，培育“交通 + 电力”多网融合产业新形态。实现岛内新能源交通工具 100% 覆盖、停车场充电设施 100% 覆盖，打造海南省内零碳交通出行岛。培育“交通 + 电力”多网融合产业新形态，实现信息流、能量流、交通流协调优化。



图 4 智慧停车场

（六）构建与建筑高度融合的光伏建筑一体化设施

应用装配式 BIPV、光伏百叶、光伏栏杆、光伏地砖及光伏通廊多种新型光伏组件。BIPV 光伏屋面系统具备防水、防火、抗风揭、可踩踏、高寿命等特点。光伏百叶在保证建筑遮阳，降低建筑能耗的同时实现可再生能源高效的发电，兼顾建筑美观实用的要求。光伏栏杆采用大面积碲化镉发电玻璃及发电设备集成直接作为玻璃栏杆，具有优异的温度系数和良好的抗衰减性能。光伏地砖具有安全可靠、发电能力强，安装便捷的优势。光伏连廊具备良好的采光效果，同时可以减少耗材用量，减轻结构负担。



图 5 岛内分布式光伏

（七）创新农业发展思路

引进适应海南天然温室气候、用于高附加值农作物的智慧农业技术。采用哥特式温室工程设计，契合海南气候特点，肩高 4.5 米，拱高 3.2 米，实现良好自然通风及布能。采用极高标准的精准滴灌系统，带来作物增产约 20-30%，比传统灌溉方式节水约 70%。

三 实际成效

（一）经济效益

岛外农光互补发电、岛内分布式光伏项目总计 23.2MWp，自投产以来（分 2 期投产）至 2024 年 4 月底累计发电 2496 万千瓦时，预计年平均发电量 2946 万千瓦时。”

新闻中心光储直柔系统收益包括运营收益以及售电收益。在零碳示范区建设的建筑、交通领域应用多项具有先进性及适用性的创新技术，形成经济可行、具有较高推广价值的零碳园区创新技术应用集成体系，为我国其他零碳城区改造的技术体系构建方法与框架提供了重要案例。

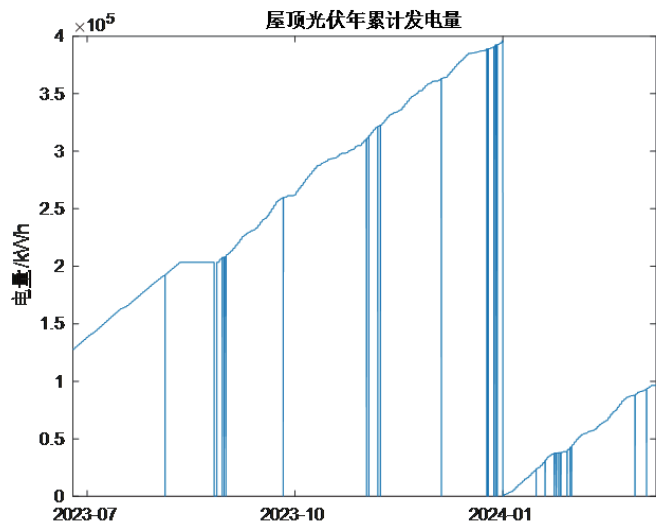


图 6 新闻中心光储直柔光伏发电量

(二) 环境效益

岛外农光互补、岛内布式光伏项目按照火电煤耗平均 302.5g 标煤 /kWh 计算，每年可节约标准煤约 8912 吨，减排二氧化碳约 23350 吨。

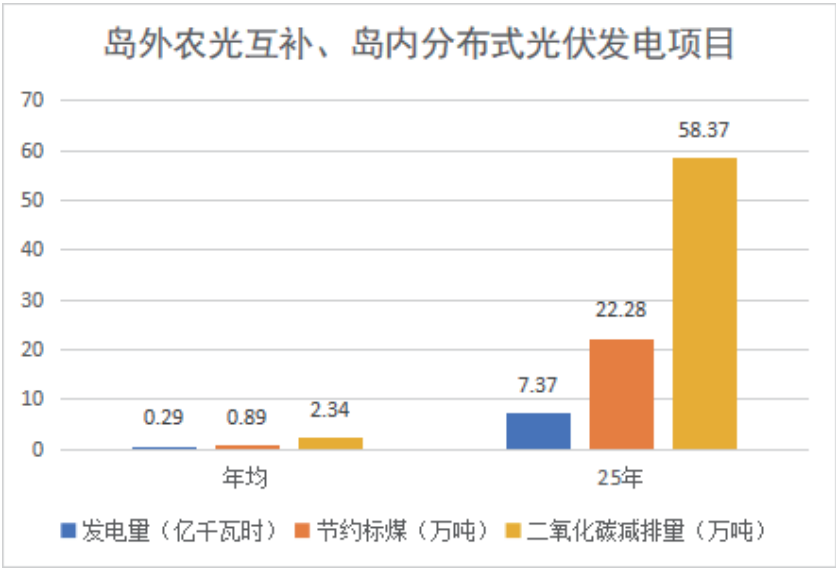


图 7 岛外农光互补、岛内分布式光伏发电量

交通绿色化改造项目按电动汽车运行特性计算，至“十四五”末期可实现电动汽车年充电电量 1.2 亿千瓦时，每年可节约替代燃油 5300 万升，减少二氧化碳排放约 14 万吨；到 2035 年可实现电动汽车年充电量 5.6 亿千瓦时，每年可节约替代燃油 15500 万升，减少二氧化碳排放约 40 万吨。

（三）社会效益

岛外农光互补发电、岛内分布式光伏项目产生的电能直送博鳌年会，实现节能减排的社会效益，还将极大地改善当地的大气环境，为海南博鳌东屿岛提供绿色、零碳能源供应，为零碳示范区建设起到积极的作用。

交通绿色化改造项目落实了交通运输部和海南省关于绿色交通的发展要求，通过上岛车辆 100% 使用清洁能源，实现全岛绿色出行，配套智慧综合灯杆、充电基础设施等建设，将博鳌东屿岛打造成为海南省“低碳交通、绿色出行”岛。同时，也为海南省构建绿色出行体系、实现全岛交通用能清洁化、打造绿色生态交通提供经验借鉴和参考。

新闻中心光储直柔系统的建设为我国夏热冬暖地区公共建筑的绿色低碳改造提供了重要经验。光储直柔建筑和近零能耗建筑是我国建筑领域“十四五”重要的技术探索和推广方向，本次改造将为我国相关建设探索提供重要的技术集成案例。

四 典型经验

海南博鳌东屿岛绿色智慧能源系统建设实践应用了光伏直柔、全钒液流等多项创新技术，有力实现了绿色零碳和智慧零碳，为我国零碳园区建设提供了优秀案例。项目中多项技术为城市更新和零碳建设提供了可复制、可推广经验。

（一）新能源车及柔性充电技术岛内全覆盖

在示范区停车场与接驳站点实现充电桩 100% 全覆盖，将交通用能进行统一管理和调配，通过先进的有序充电技术，平缓峰谷用电，实现交通与电网在区域能源互联网管理系统上的互动。

（二）服务交通绿色化的智慧灯杆建设

对道路及建筑场所周边路灯进行智慧化改造，建设集光伏照明、视频监控、环境监测、信息发布、物联网等功能于一体的智慧综合灯杆，实现“多杆合一”。



图 8 智慧灯杆

（三）光储直柔助力近零能耗技术体系构建

新闻中心改造采用光储直柔技术，利用 2 套能源路由器构建先进交直流互济模式，让系统的调节能力得到充分利用，提高配电系统供电能力约 30%，能够灵活平衡 2 台变压器的负载率差达到 20-40%，可以全面提高配电网的灵活性和可靠性水平。同步建设了安全高效的优化调控平台，为热带地区的近零能耗建筑技术推广提供应用示范。



图 9 新闻中心光伏百叶



CHAPTER 03

能源产业链碳减排类

能源产业链碳减排类主要面向化石能源生产及加工转换环节，共入选 3 个案例，分别从石油开采、燃煤发电、煤层气开发等不同领域入手，通过发展循环经济、将二氧化碳和甲烷等温室气体资源化利用、传统能源与新能源融合发展等方式创新发展模式，探索化石能源产业低碳转型的新路径。

13 山东胜利油田百万吨级 CCUS 项目

案例概览

参与单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司

建设内容：项目于 2021 年 4 月正式启动，7 月正式建设。覆盖 12 个油藏区块，含油面积 48km²，设计注气井 73 口，采油井 166 口，新建 15 座注气站，2 座集中处理站，2 座分气增压点，配套建成了百万吨、百公里高压常温密相 CO₂ 输送管道，设计压力 12MPa、设计输送能力 100 万吨 / 年，全长 109 公里。

技术特点：提出 CO₂ 高压混相驱油与封存技术，建立“压驱 + 水气交替驱”注入模式，配套全密闭高效注采、脱碳回注等技术，打造了“低耗高效、规模输送、增油减碳、零碳排放、循环利用、安全封存”的全产业链核心技术和首台套装备系列。

实施成效：建成 CCUS 全产业链基地，有效解决了低渗透油藏的开发难题，为 CCUS 项目更大规模产业化发展、商业化运营提供成功案例，实现了经济效益、社会效益与生态效益多赢共进。

一 基本情况

（一）单位简介

胜利油田是我国重要石油工业基地企业，主要从事石油天然气勘探开发、石油工程技术服务、油气深加工及新能源开发业务。自 1961 年投入勘探开发建设，截至 2023 年底，探明石油地质储量 57.87 亿吨、油气水井总数 4.9 万口，累计生产原油 13.16 亿吨，约占全国同期陆上原油产量的五分之一。

（二）案例背景

CCUS 应用于石油开发上，可以实现驱油增产和碳减排双赢，是化石能源大规模低碳利用的新兴技术。胜利油田驱油封存潜力巨大，适宜 CO₂ 驱油的地质储量约 15 亿吨，能够封存 CO₂ 2 亿吨以上；周边配套炼化产业规模大、尾气中 CO₂ 浓度高，具备大规模捕集利用与封存的工程能力。胜利油田推进实施的百万吨级 CCUS 项目，能够形成低成本、低能耗、安全可靠的 CCUS 技术体系和产业集群，为我国大规模实施 CCUS 项目提供工程实践经验和技术储备，对于减少碳排放、促进油田增产、保障能源安全具有重要意义。

（三）实施情况

胜利油田科学制定 CCUS 发展规划，优化匹配 CO₂ 气源、运输路径和驱油封存区块，前瞻性规划覆盖 CCUS 全链条、可工业化推广的产业布局，结合先导试验经验与技术积累，形成 CCUS 全产业链、具备工业化推广的技术系列，创新“六化”建设体系、“五严”质量管控机制，推动了 CCUS 油藏、注采、地面和装备系统集成，高水平打造示范工程。

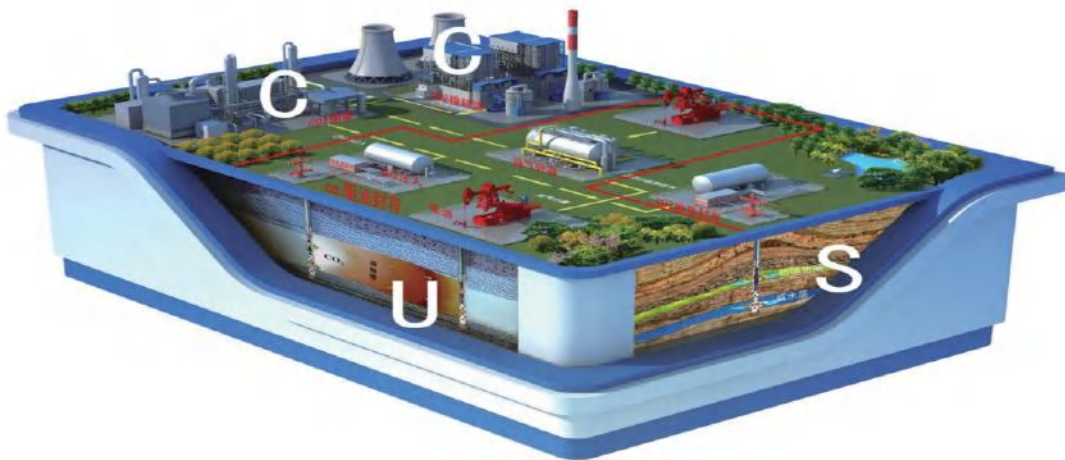


图 1 CCUS 全链条示意图

二 做法实践

胜利油田认真落实绿色低碳发展整体思路，抓统筹、攻难点、当示范，迈出了 CCUS 规模化应用、产业化发展的关键一步。聚焦国内“规模第一、技术第一、效益第一”目标，科学制定 CCUS 发展规划，坚持创新驱动、自立自强，突破 CCUS 全链条关键技术，做好多元支撑、配套供给，构建了 CCUS 产业保障体系。

（一）聚焦“卡脖子”难题，建强核心技术支撑

历经“室内实验研究、关键技术攻关、先导试验、工程示范”四个发展阶段，自主攻关五方面核心技术，构建了覆盖 CCUS 全链条、可工业化推广的技术系列，实现 CCUS 核心技术从“0 到 1”的突破，为 CCUS 产业化发展奠定理论基础和技术支撑。建成中国石化 CCUS 重点实验室等高水平科研平台，突破国内外低渗透油藏开发常规认识，创新提出 CO₂ 高压混相驱油与封存技术，建立“压驱+水气交替驱”注入模式，配套全密闭高效注采、脱碳回注等技术，整体达到国际领先水平。

（二）聚焦自主知识产权，建强关键装备支撑

加强与国际、国内装备研发制造企业产学研用深度融合，成功研发具有完全自主知识产权的 CO₂ 高效外输泵、低温密闭液相注入和高压密相注入装备，破解 CO₂ 大排量长距离输送、多相态高压注入等难题。

（三）聚焦提素赋能引智，建强新领域人才支撑

发挥项目人才练兵场、科技孵化器作用，建成驱油封存理论与技术、工艺试验与矿场验证一体化的开放实验平台，利用“项目+人才+创新团队”培养模式，围绕科技研发、建设运营、安全管理等重点领域引聚高端人才，为规模化产业化发展提供坚实人才支撑和智力支持。

（四）聚焦数智化管控，建立信息化保障平台

创建数字化管理现场，按照“现场可视、远程操控、集中管控”要求，构建全区域无人值守、机动巡检、集中管控的生产运营模式。以“平台+管理+监控”模式，突出“标准化、信息化、智能化、安全化”有机融合，构建覆盖 CCUS 全链条“集中、统一、规范、标准、开放”智能管理平台，开辟 CCUS 全链条安全管理智慧化的新路径。

（五）聚焦标准引领，建强标准体系支撑

坚持标准领跑，加快建立覆盖全产业链标准群，在补齐 CCUS 产业标准空白的同时，推动一批高水平标准向国家、行业标准提档升级，努力打造国际 CCUS 标准高地，掌握产业发展主动权。发挥标准领向作用，带动上中下游企业质量进步、标准提升，推动形成优质企业集群，共同提升绿色低碳产业发展潜力和核心竞争力。

三 实际成效

（一）发挥了绿色低碳示范效应

项目作为国内大规模 CCUS 全产业链示范基地和标杆工程，为我国推广应用低成本、低能耗、安全可靠的 CCUS 技术体系提供了有效案例：平均每年可减排 CO₂100 万吨，相当于植树近 900 万棵，近 60 万辆经济型轿车停开一年，大幅消纳区域碳排放，探索出了一条降碳与碳利用并举、油气增储稳产和绿色低碳发展并重的能源企业绿色低碳转型发展之路。

（二）实现了增油减碳产业化发展

该项目运营使我国 CCUS 产业步入商业化运营，年增油 20 万吨以上、新增效益约 1.78 亿元，预计提高采收率 17%。项目在国内实现了高压混相驱工程示范，对于破解国内油田开发难题、提高国内油气产量、降低油气开采成本有着现实而深远的意义。

（三）突破了全产业链技术瓶颈

该项目攻克了一批原创性、革命性、引领性技术：高压混相驱油与封存技术，实现了低渗油藏高效开发与碳封存，具备国际领先水平；研发的国内首台套高效密闭地面注入装备和大输量 CO₂ 管道输送离心泵，打破了国外技术垄断；攻克了采出液防腐难度大、集输热力难保障等技术瓶颈，实现 CO₂ 全链条的循环利用。

（四）获得了社会各界的广泛关注和认可

2023 年 1 月 5 日，《实现增油减碳的国内首个百万吨级 CCUS 项目建设与产业化运营管理》荣获全国企业管理现代化创新成果一等奖。2023 年 6 月 13 日，百万吨级 CCUS 范工程在波兰华沙顺利通过碳封存领导人论坛（CSLF）认证，拥有在全球实施 CCUS 项目的“通行证”。2023 年 12 月在联合国气候变化框架公约第 28 次缔约方大会（COP28）代表中国参展亮相。

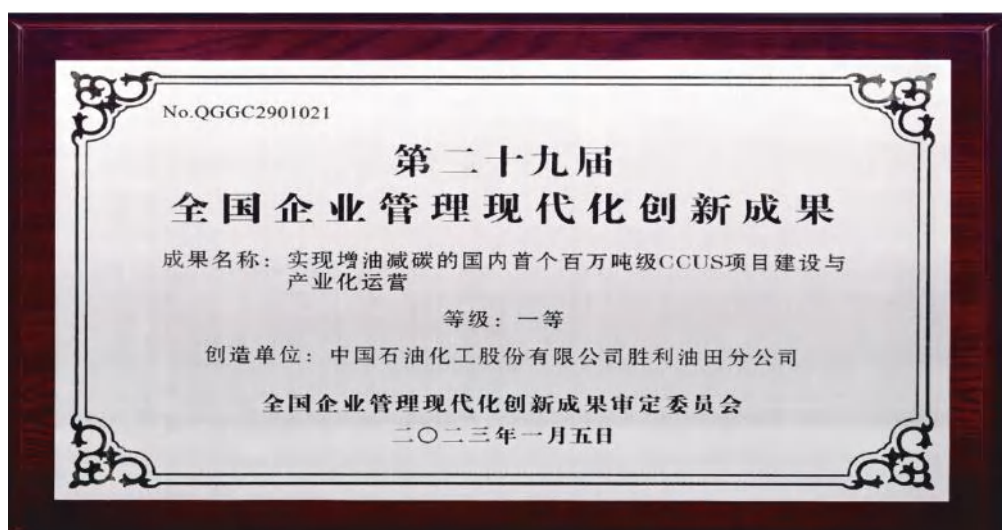


图 2 获得第二十九届全国企业管理现代化创新成果一等奖

四 典型经验

百万吨级 CCUS 项目的成功实施，为我国低渗透油藏开发提供了路径，为我国 CCUS 项目提供了成熟的工业化案例，为破解国内低渗透油藏大幅度提高采收率开发难题提供了新的思路。

（一）以绿色发展理念为引领

持续用新发展理念引领企业高质量发展，把 CCUS 产业作为传统能源企业未来发展的重要产业，依托油气产业培育壮大 CCUS 绿色低碳产业，再通过 CCUS 产业回馈油气主业，在有效提高生产能力和降碳水平的同时，为大规模开展 CCUS 推广建设、促进 CO₂ 更广泛深层次利用积累经验。

（二）以科技自立自强为引擎

立足国家所需、产业所趋、产业链供应链所困，把科技创新摆在重要位置，突出企业创新主体地位，联合高校机构攻关引领行业发展的原创性、前沿性技术，研发具有自主知识产权的核心装备，全力突破关键核心技术“卡脖子”问题，大幅降低捕集、输送、利用与封存各环节运营成本。

（三）以推动低碳产业转型为导向

胜利油田锻造平台、技术、标准优势，以合作共赢为基础，激发区域碳排放企业捕碳脱碳积极性，搭建以上游油田企业为中心、地方重点炼化企业为主体的 CCUS 产业发展联盟，打造设计、建设、运营管理一体化开放的“源汇匹配” CCUS 产业发展平台。聚焦碳源和碳汇“双向耦合”，探索市场合作机制，培育壮大集经济效益、生态效益、社会效益为一体的 CCUS 区域新业态。

14 辽宁铁岭清河发电厂“火电+”融合项目

案例概览

参与单位：辽宁清河发电有限责任公司

建设内容：在厂区内以轻资产引进优质合作企业，投资建设大数据中心基站、加气砖厂、石膏和轻体板材厂，并在2021～2023年间全部投产；统筹周边风光资源禀赋，以存量2×60万千瓦火电机组与110万千瓦可再生能源相结合，形成百万千瓦级风光火储多能互补项目。

技术特点：利用火电企业“产业融合”管理创新轻资产多元合作模式，打通园区内企业群间的资源循环利用，形成火电衍生品储、产、运、销全链条模式，构建循环经济体系的商业模式和固废综合利用规模。

实施成效：实现企业经营扭亏为赢，每年创收2千余万元；“火电+新能源”项目环境效益显著，项目通过固废综合利用手段，初步实现了火电厂固废低排放目标。

一 基本情况

（一）单位简介

辽宁清河发电有限责任公司成立于 1970 年，现隶属于国家电力投资集团有限公司，在运两台 60 万千瓦火电机组，供热面积 1160 万平方米，在职员工 2170 人。



图 1 辽宁清河发电有限责任公司厂区全景

（二）案例背景

近年来在燃料价格攀升、利用小时数降低等多重影响下，火电企业逐渐陷入连年亏损的经营困局。为适应“双碳”目标需要，传统火电企业需要持续开发利用新技术、新理念，融合发展新兴产业，加快推动低碳转型。

（三）实施情况

案例通过“火电+”融合项目打破围墙思维，以技术创新和结构转型突破为抓手，重点从高效节能降碳改造、多能互补模式协调发展、机组调峰灵活性改造、热电冷多能联供等方面实施。通过盘活闲置资产，引入优质合作商，建设集多元素于一体“火电+”综合智慧园区；打造集中、统一、多源化的综合智慧能源供应中心和极具亮点的“火电+”融合式大基地项目。实现存量火电与增量新能源的低碳高质量发展。



图2 “火电+”园区各子项目

二 做法实践

（一）打破固有思维，优化业务布局，打造“火电+”循环经济园

深挖内潜，依托存量火电能源多联供优势，精益规划厂区布局，以提高资源和能源综合利用率为目标，以盘活闲置厂房、资产为抓手，经过近两年多的努力实践，构建了“火电+”综合智慧能源园区。

其中，“火电+”循环经济园内以轻资产模式引进多家合作企业，共同践行绿色可持续发展理念，推进生态环境治理和改善，充分发掘闲置资产再利用。依托火电企业能源多联供优势，深刻理解应用场景、挖掘用户需求、了解周围的资源禀赋，为受能客户设身处地的考虑，在满足客户需求的同时，提出更加优化的轻资产多元合作商业模式，以“资源共享、价值共生、合作共赢”的理念，通过租场地、供能源、优服务、提运力，实现降低土地建筑投资、满足企业供能需求、提高能源使用效率，充分发挥火电厂自主可控能力及多元化供能优势，最终实现园区内电、汽、水、热多能源耦合一体化。



图3 加气砖厂建设过程



图4 货运站台建设过程

（二）创新友朋战略合作新模式，盘活资产“变废为宝”，有效释放企业发展新动能

发挥“坐地户”的优势，团结一切可以团结的力量。大力实施“‘友朋’行动、共赢发展”战略，“火电+”综合智慧能源园区以轻资产引进优质合作企业，打通火电企业发展中枢神经，释放企业发展新动能，结合火电企业场景提供智慧能源整体解决方案，提高火电燃煤衍生固废利用效率，优化厂区整体布局，引进优质合作伙伴，在园区内现有闲置场地投资建设大数据中心基站、加气砖厂、抹灰石膏厂和轻体隔墙板材厂，将这些固体废物作为其生产原材料，从而实现完全消纳、变废为宝。



图5 数据中心建设过程

（三）加强政策研判，把握先机，借势而上

本项目将“火电+多能互补”作为火电转型发展新契机，2020年以存量火电机组灵活性改造、提升调节能力为核心，充分发挥现有富裕百万千瓦输电通道优势，统筹周边风光资源禀赋，以2×60万千瓦火电机组与110万千瓦可再生能源相结合，并多元化配置电、热储能，扩建500kV升压设施，形成百万千瓦级风光火储多能互补示范项目。

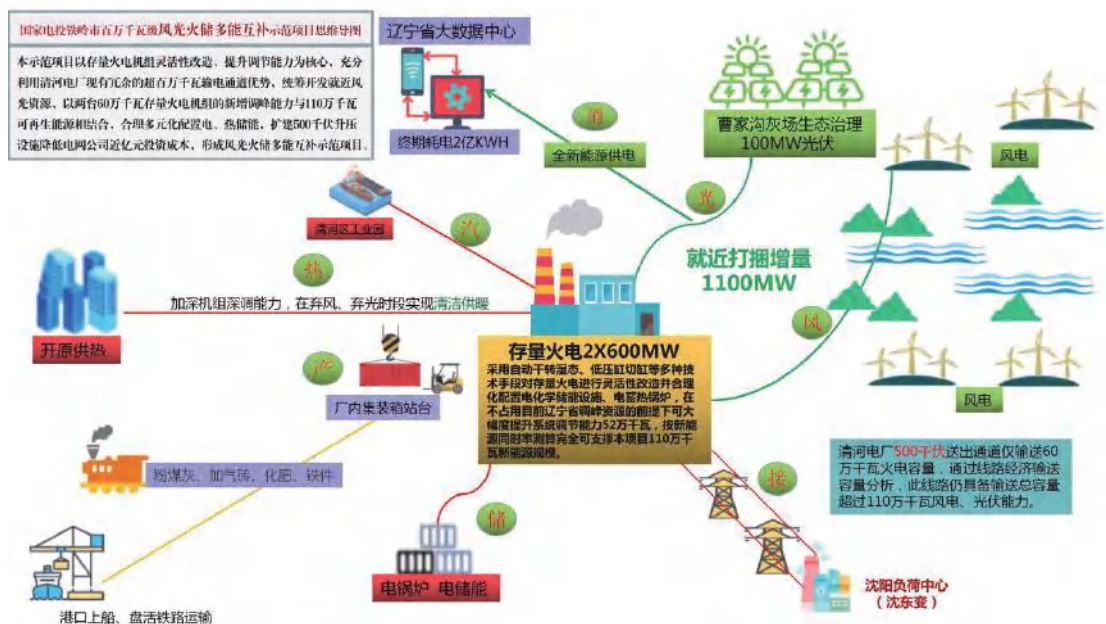


图 6 国家电投铁岭市百万千瓦级风光火储多能互补示范项目思维导图

三 实际成效

（一）提供火电转型思路，树立电力行业综智项目典型

依托存量火电能源多联供优势，精益规划厂区布局，以提高资源和能源综合利用率为目标，以盘活闲置厂房、资产为抓手，经过近两年多的努力实践，构建了“火电+”综合智慧能源园区。

（二）实现火电企业固废零排放循环利用，促进能源生态融合发展

为了能够更好地服务于合作企业，加强合作双方粘性，清河发电公司利用厂内自有铁路线路和闲置场地，与沈铁集团下属物流公司合作经营投资建设面积约 7000m²，年吞吐量 2 万箱铁路集装箱货运站台。

打通火电厂衍生产品对外销运的“最后一公里”，电厂转型发展成效显著。

（三）深度挖潜实用和存量价值，进一步提升经济效益

盘活闲置资产

清河发电公司充分发掘闲置资产再利用，通过引进优质民营合作企业，通过出租场地、供给能源、优质服务，建设加气砖厂、石膏和轻型板材厂等，实现降低土地建筑投资、提高能源使用效率的目的。拆除废旧火电机组厂房，建设干式储灰库。

打造火电衍生品变废为宝工程

有效解决火电厂固体废弃物已成为火电企业迫在眉睫的问题。清河发电公司利用公司自有铁路线和闲置场地，建设集装箱货运站台，形成储、产、运、销全链条模式，实现园区资源循环再利用。

2022 年“火电+”综合智慧能源园区创收 2200 余万元。与沈铁集团合作的集装箱货运站台，粉煤灰通过该站台运至相应港口，现最远销售至深圳、香港等地。

（四）锚定“双碳”目标，在环境效益和社会效益增收方面加速发力

公司在未来将持续锚定双碳目标，一是以绿电赋能区域绿色发展。新能源发电项目可节约大量的煤炭或油气资源，避免多种大气污染物、温室效应气体排放。每年可为电网提供绿电 27.02 亿千瓦时，节省标煤消耗约 82.80 万吨，减少二氧化硫排放量约 1.60 万吨，二氧化碳约 198 万吨，环境效益十分显著。二是聚焦源头控制，充分考虑综合利用环节，通过绿色设计解决存量大宗固废，园区内石膏煅烧厂和新型建筑板材厂年度消纳粉煤灰每年可消耗粉煤灰 81 万吨、炉渣 18 万吨、石膏 15 万吨，初步实现了火电厂固废零排放目标。

四 典型经验

案例结合企业自身实际情况，以技术创新和结构转型突破为抓手，重点从高效节能降碳改造、多能互补模式协调发展、机组调峰灵活性改造、热电冷多能联供等方面实施，实现存量火电、增量新能源的低碳高质量发展。

与此同时，聚焦用户侧综合智慧能源和绿电转化等新兴产业发展方向，进一步解放思想，深研业务布局，创新发展模式，构建多元化发展新格局，着力构建多元化综合智慧能源供应中心、示范性循环经济园区，对火电企业行业转型发展具有良好借鉴意义。

15 山西阳泉低浓度瓦斯利用项目

案例概览

参与单位：煤炭科学技术研究院有限公司、山西华阳集团新能股份有限公司煤层气开发利用分公司。

建设内容：

- (1) 建设地点：山西阳泉
- (2) 建设内容：低浓度煤层气变压吸附浓缩制压缩天然气（CNG）
- (3) 建设规模：1800 万 Nm^3/a CNG
- (4) 开工时间：2017 年 12 月
- (5) 投运时间：2019 年 7 月

技术特点：项目以煤层气分离专用分子筛为核心，采用单级压缩多级提浓变压吸附新工艺实现煤层气一体化脱氧及浓缩。

实施成效：项目可将 CH_4 浓度 30% 左右煤层气，经过压缩净化、变压吸附浓缩、加压灌装等工序，转化为 CH_4 浓度 90% 以上的压缩天然气。整体 CH_4 回收率可以达到 90% 以上，产品能耗低于 $1\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{CNG}$ ，近三年实现 CO_2 减排总量约为 67.5 万吨，经济环境效益良好。

一 基本情况

（一）单位简介

煤炭科学技术研究院有限公司（原煤炭科学研究总院，简称煤科院），隶属于中国煤炭科工集团，是科技型中央企业，于2014年5月16日挂牌运行，拥有包括中国工程院院士、国家级有突出贡献专家、享受国务院政府津贴专家和大批博士在内的一流研发团队。主要从事煤炭转化与加工利用、环境保护与节能工程、煤矿安全技术与装备、矿用产品检测检验、矿用油品、煤矿自动化与信息化等技术的研发和产业应用，拥有1个国家重点实验室、1个国家工程实验室、1个国家能源重点实验室，20余个省部级实验室、检验检测机构、评定中心等。

山西华阳集团新能股份有限公司煤层气开发利用分公司成立于1984年4月7日，现有2个分公司、2个合资公司，集煤层气集输、储配、利用、技术研发为一体，煤层气利用领域涵盖民用、煤层气制备金刚石、高低浓度瓦斯发电、乏风氧化蓄热发电、风排瓦斯蓄热氧化井筒加热、压缩煤层气制CNG、低浓度瓦斯提浓、焙烧、煤泥烘干、燃气锅炉等十大领域，煤层气利用量约12亿立方米/年，实现了煤层气产业板块化经营、专业化管理。

（二）案例背景

煤层气（瓦斯）是一种非常规天然气资源，我国煤层气年抽采量约410亿 m^3 （折 CH_4 纯气），整体利用率约30%，未利用煤层气直排是造成煤炭企业温室效应的主要途径。若能将抽采煤层气利用，在瓦斯治理同时，既可有效补充我国天然气供应，又能大幅减少温室气体排放。

项目技术来源于国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”项目研究成果，主要解决低浓度煤层气利用途径缺乏，利用量和利用率低的问题。

（三）实施情况

项目采用煤科院自主开发的低浓度煤层气除氧浓缩工艺技术及装备，于2016年10月完成工程设计，2017年12月开工建设，2019年7月建成投产。

二 做法实践

（一）原创技术突破低浓度煤层气高效利用难题

低浓度煤层气提浓技术成果来源于煤科院从“十一五”到“十三五”承担的国家科技重大专项“低浓度煤层气除氧与变压吸附集成浓缩工业化技术与装备研究”及国家重点研发计划等科研项目。该技术解决了低浓度煤层气利用率低的问题，为煤层气利用提供了新途径，技术流程如图 1。

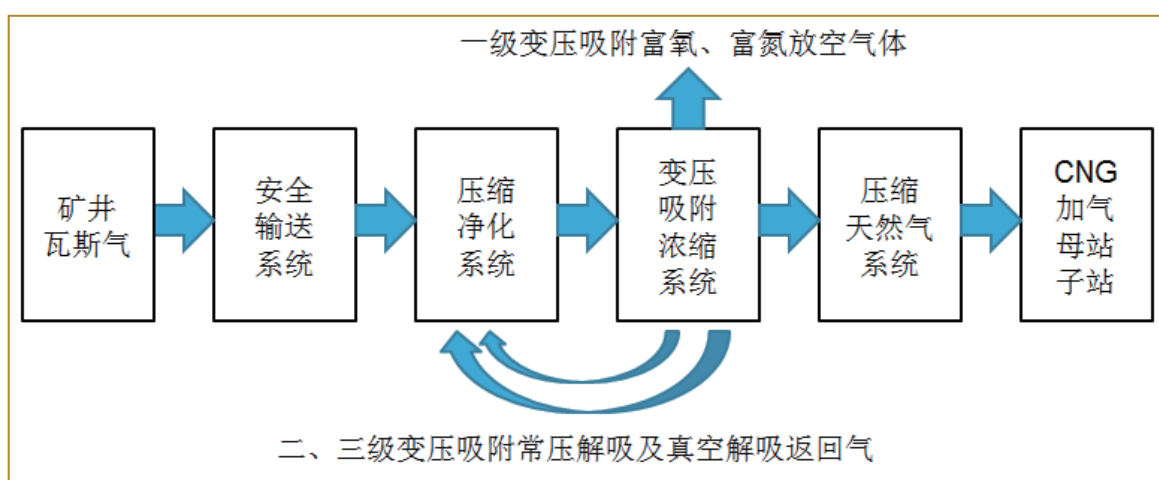


图 1 煤层气（瓦斯）高效利用技术流程示意图

目前，煤科院在低浓度煤层气脱氧提浓基础理论、试验系统建立、系统工艺设计等方面，拥有多项核心技术；在吸附材料制备、提浓工艺技术开发、吸附塔研制等方面，取得了多项技术突破。

开发了适用于低浓度煤层气的核心吸附材料

针对 CH_4 浓度 20% ~ 30% 的低浓度煤层气，开发了低压吸附条件下的专用吸附材料。吸附材料孔径分布均一，微孔率达 90% 以上， CH_4/N_2 平衡分离系数达到 4.21，优于国外进口材料。

形成了低浓度煤层气变压吸附除氧浓缩工艺技术

该技术可将原料气 CH_4 浓度为 20% ~ 30%，氧气浓度 10% 左右的煤层气，除氧浓缩至氧气浓度小于 0.5%， CH_4 浓度大于 90%， CH_4 回收率大于 90%。

研制了短流程工艺专用变压吸附装备

吸附塔科学的高径比以及气体分布内构件设计，保障塔内气体分布均匀，吸附剂免于局部冲击过大，塔内空间得到最大化利用。塔顶气缸压紧装置行程随吸附剂位移而调整，自动压紧，避免吸附剂粉化，延长使用寿命。

煤科院利用该技术，在山西阳泉建成了 1800 万 Nm^3 / 年低浓度煤层气制 CNG 工业示范项目（如图 2）。



图 2 低浓度煤层气高效利用制 CNG 工业示范项目

该项目年产 1800 万 Nm^3 CNG，年消耗原料煤层气约 7200 万 Nm^3 / 吨，根据测算，项目年减少 CO_2 排放 28.16 万吨，减排比例为 92.33%（相比于煤层气直排），碳减排效果显著。

（二）持续创新助力传统能源企业低碳发展

为大力推进低浓度煤层气高效利用，煤科院持续升级吸附剂性能、优化工艺及改进设备，吸附压力从 0.6MPa 降低至 0.2MPa，变压吸附工艺从三级优化为两级，使得技术产品能耗更低、适应范围更广、生产成本更低。针对煤层气气源条件波动的特性，变压吸附提纯核心装置优化升级为模块化、撬装式设计，大幅降低装置投资，安装搬运更方便。在除氧浓缩关键技术基础上，针对部分含 CO_2 煤层气或低品位含氮煤层气，开发了适合不同 CO_2 浓度的煤层气变压吸附脱碳浓缩、高渗透性和选择性的膜分离提氮回收精制等先进技术，先后建成日处理气量 2.4 万 m^3 的低浓度煤层气脱碳提纯装置以及全球领先的煤层气捕碳提氮制高纯氮（>99.999%）工业装置，解决了低品位含氮气源中提取氮气工程技术难题，具有较强的创新性和代表性。

三 实际成效

（一）碳减排成效显著，助力能源企业绿色发展

煤科院煤通过对吸附材料、分离技术与装备等核心关键科技攻关，获得了具有完全自主知识产权的煤层气综合利用成套关键技术及核心装备，实现了低浓度煤层气的高效利用，建成了华阳新材料科技集团 1800 万 Nm^3 / 年低浓度煤层气制 CNG 项目。项目通过 72 小时连续运行性能测试，产品气甲烷浓度平均在 90% 以上，产气量在 2250 Nm^3 / 小时以上， CH_4 回收率平均在 90% 以上，运行效果良好（如图 3）。

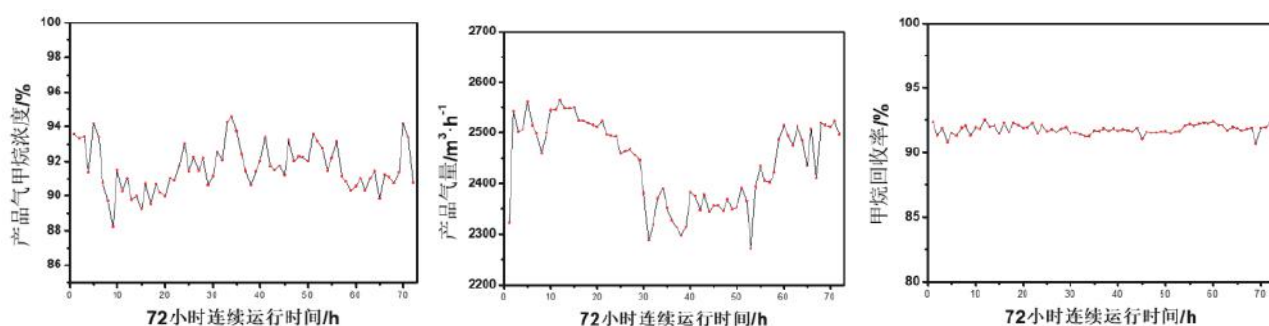


图 3 项目 72 连续运行测试结果

项目自试生产以来，碳减排总量预计可达到 67.5 万吨（2021~2023 年），取得较好的碳减排成效。在此技术成果的基础上，陆续建成窑街煤电集团 2.4 万 Nm^3 / 天脱碳提浓工程、东营圣翔石油 2.4 万 Nm^3 / 天页岩气脱碳装置（如图 4）、窑街煤电集团 3.6 万 Nm^3 / 天煤层气提氮装置（如图 5）及平煤首安公司 5 万 Nm^3 / 天煤层气脱碳提纯工程，实现碳减排 69.25 万吨 / 年，取得了良好的经济环境效益。



图 4 2.4 万立方米 / 天低浓度煤层气脱碳提纯撬装装置



图 5 煤层气捕碳提氮制高纯氮（99.999%）工业装置

（二）注重知识产权，布局专利群

煤科院围绕低浓度煤层气高效利用持续创新，陆续形成的科研成果组成专利群：

- （1）发明专利，煤基碳分子筛及其制备方法，ZL 201010143717.3；
- （2）发明专利，一种固定床煤层气非催化脱氧方法及其装置，ZL 201010256288.0；
- （3）发明专利，一种煤层气脱氧和浓缩分离甲烷的方法，ZL 201010256294.6；
- （4）发明专利，一种浓缩分离除氧煤层气中甲烷的方法，ZL 201010256278.7；
- （5）发明专利，一种固定床煤层气非催化脱氧装置，ZL 201020295824.3；
- （6）发明专利，一种煤层气浓缩专用吸附剂的工业化生产工艺及应用，ZL 201510903664.3；
- （7）发明专利，一种低浓度煤层气中甲烷浓缩分离的方法，ZL 201910270800.8；
- （8）发明专利，一种煤层气利用过程中联合脱水净化方法，ZL 202011447763.2；
- （9）发明专利，用于分离甲烷 / 二氧化碳的改性椰壳基吸附剂及制备方法，ZL 202010631792.8；
- （10）发明专利，一种超低浓度煤层气浓缩分离方法（实质审查）；
- （11）发明专利，一种含氮煤层气浓缩低温提氮的方法（实质审查）；
- （12）发明专利，一种煤层气中氮气浓缩分离方法（实质审查）；
- （13）发明专利，一种页岩气资源化利用处理方法和处理系统（实质审查）。



图 6 煤层气利用相关专利证书

(三) 科技成果处于国际领先水平，获得行业高度认可

成果达到国际领先水平，获得 2022 年度中国煤炭工业协会科学技术奖 2 项，其中一等奖 1 项，三等奖 1 项：

- (1) 煤矿区煤层气四区联动全域协调开发关键技术与装备，一等奖；



图 7 获奖证书 (1)

(2) 新型煤层气旋风脱水除雾技术开发, 三等奖。

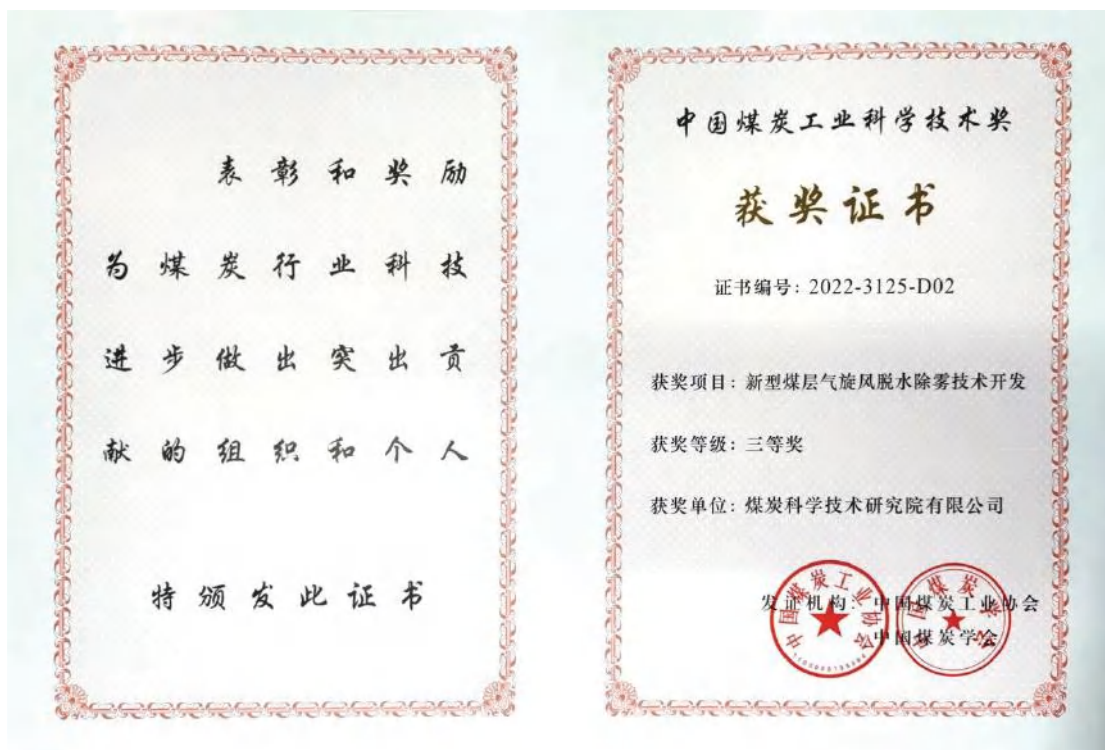


图 8 获奖证书 (2)

四 典型经验

煤层气高效利用不仅可以带来较大的社会生态环境效益, 碳减排量未来用于碳交易, 还可以增加企业的经济效益, 促进能源企业绿色低碳可持续发展; 同时还增强非常规天然气能源供应的稳定性, 减少对进口天然气能源的依赖, 有力推进煤矿矿区绿色低碳发展, 推广应用前景广阔。

此外, 低浓度煤层气中 CH_4 浓缩分离方法集成了吸附材料、变压吸附工艺、吸附塔设计、煤层气安全输送、煤层气净化等多项气体分离技术, 具有很强的技术通用性, 可适应不同处理规模和应用场景。尤其是在工业节能减排和碳捕集方面应用前景广阔, 包括焦炉气等气体中 CH_4 、 H_2 、 CO 等的分离、城市垃圾沼气和养殖场沼气等沼气中 CH_4 的分离、油田气 / 页岩气中 CH_4 、 CO_2 的分离等, 推动不同行业的绿色低碳转型。



CHAPTER 04

用能企业（园区）低碳转型类

用能企业（园区）低碳转型类主要面向重点用能领域，共入选 8 个案例，覆盖工业园区、数据中心、物流中心、生产厂区、港口等多个用能场景。案例注重供需两侧协同互动，在供给侧增加本地可再生能源供应，在用能侧推进节能改造、提高电气化水平，并开展综合智慧调度提高系统整体效率，部分案例还通过提高供用能自平衡能力，探索源网荷储一体化发展模式。案例为不同规模、不同用能特征的企业提供了绿色低碳转型有益借鉴。

16

江苏苏州工业园区能源绿色低碳转型实践

案例概览

参与单位：苏州工业园区经济发展委员会

建设内容：苏州工业园区隶属江苏省苏州市，园区通过优化能源与产业结构，支持企业低碳转型，推进绿色城市建设，推动区域绿色低碳发展。

技术特点：积极构建“光伏 - 储能 - 充电桩 - 天然气分布式”区域能源互联网络；通过科技创新、要素集聚、扩大开放等方式，优化调整产业结构；开展工业节能提升行动，推动企业能效水平提升；落实新建建筑全过程低碳管理，构建绿色高效交通体系。

实施成效：园区清洁能源占比超 90%，2023 年末累计并网光伏规模超 290 兆瓦，充电站 315 座，充电桩 3038 个。已有 21 家企业入选国家级绿色制造体系，46 家入选省级绿色工厂，4 家入选市级“近零碳”工厂。

一 基本情况

（一）单位简介

苏州工业园区于 1994 年 2 月经国务院批准设立，同年 5 月启动建设，行政区划面积 278 平方公里，是中国和新加坡两国政府间的重要合作项目。

（二）案例背景

园区始终秉持可持续发展理念，形成了立足能源利用、产业优化、社会管理等领域的绿色发展推进机制。未来将以推进碳达峰试点建设为契机，执行“以产控碳、以碳优产、以新降碳、全社会低碳”方针策略，推进园区绿色低碳发展进入新阶段。

（三）实施情况

园区推进能源结构、产业结构、工业企业、城市建设多维度绿色低碳转型，形成园区特色实践经验。

二 做法实践

（一）持续优化能源结构

园区积极推广新能源和清洁能源使用，基本形成了“光伏 - 储能 - 充电桩 - 天然气分布式”区域能源互联网络，并配套完善园区环境基础设施，提升环境管理与资源循环利用成效。

分布式光伏方面

园区出台《苏州工业园区进一步推进分布式光伏发展的若干措施》，加大力度推进全区分布式光伏规模化发展，持续优化区域能源结构。



图 1 园区某企业屋顶光伏

充电桩方面

园区出台《园区关于进一步完善新能源汽车充换电设施建设运营管理实施意见》《苏州工业园区电动汽车充换电设施建设行动方案（2023—2025 年）》，明确以“桩站先行”的原则，适度超前建设，推进充换电设施科学布局 and 有序建设。

综合能源方面

园区内已投入运营苏州中心 DHC 能源中心、月亮湾集中供冷供热项目、金鸡湖天然气分布式等多个综合能源项目。



图 2 月亮湾集中供冷供热项目

循环经济产业园方面

园区已建成以“污水处理——污泥处置——餐厨及园林绿化垃圾处理——热电联产——沼气利用”为核心的，各环境基础设施间有机互联、互为能量和原料提供者的循环产业链。



图3 循环经济产业园

（二）持续优化产业结构

园区产业结构持续优化，锚定打造开放创新的世界一流高科技园区总体目标，坚持产业高端化、智能化、绿色化、融合化发展方向，持续通过科技创新、要素集聚、扩大开放等方式，优化调整产业结构，打造园区“623”产业体系。

（三）支持企业绿色低碳转型

实施分级分类管理。通过建立重点用能企业“一企一档”，开展能效碳效评价，构建“基础 - 提升 - 领先”的梯级管理模式，制定分级节能举措以推进企业提档升级。鼓励创建绿色制造体系。通过建立“绿色工厂”培育库，采取“广泛开展培训、专家精准指导”方式，指导企业开展绿色工厂创建。持续提升服务能力。线下以能源管理、节能减碳、新能源利用为重点，定期开展专题培训、供需对接、经验分享交流等活动，组织“工业节能进企业”、节能宣传周等主题活动；线上开设“工业节能云课堂”和“益企能”专栏，帮助对接节能降碳服务资源，全力赋能企业绿色低碳发展。支持节能降碳改造。设立节能低碳专项引导资金，支持企业开展分布式光伏建设、节能技改、实施循环化改造、开展能源管理体系建设。

（四）绿色城市建设稳步推进

绿色建筑方面，园区新建建筑实施全过程低碳管理，积极推进既有建筑节能改造。绿色交通方面，完善公共交通设施，建设“常规公交—轨道交通”“公交—自行车”等多种类型的换乘枢纽，构建绿色高效交通体系。生态环境方面，园区编制了《绿地系统规划（2018-2035）》；完成金鸡湖水岸慢行绿道、百里塘两侧慢行道景观绿化等一批具有代表性的重点绿化项目。

三 实际成效

园区已形成以清洁能源为主的能源消费结构，清洁能源占比超 90%。大力推广使用新能源，已累计并网光伏装机容量超过 290 兆瓦，建成分布式发电市场化交易试点项目、“光储直柔”示范项目等；建成充电站 315 个，充电桩超过 3000 根，此外私人充电桩建设数量已超 1.5 万根。建成集污水处理、污泥处置、餐厨及园林绿化垃圾处理、热电联产、沼气利用功能的循环经济产业园，2023 年产出 776.5 万立方米清洁天然气输送至天然气管网。建成一批综合能源站项目，如月亮湾集中供冷供热项目，是江苏省大型非电空调、区域集中供冷项目；苏州中心 DHC 能源中心是目前国内领先的大型城市综合体集中供冷供热系统。



图 4 苏州工业园区光伏、充电桩建设情况

推进企业低碳转型

通过实施重点用能企业分级分类管理、绿色工厂提升建设、设立节能减碳专项资金、绿色发展年度考核、广泛开展培训对接活动等方式，营造绿色发展氛围，引导和支持企业节能低碳转型，目前，园区已有 21 家企业入选国家级绿色制造体系，46 家企业入选省级绿色工厂，4 家企业入选苏州市“近零碳”工厂。此外，园区融合绿色制造体系、“近零碳”

工厂等创建要求和经验，建立了“低碳领跑者”评价制度，推进企业提高绿色低碳主体责任意识，有效激发园区企业共同推动近零碳园区创建的内生动力和创新活力，支撑园区绿色低碳高质量发展。

绿色建筑

作为省级建筑节能与绿色建筑示范区，全面推广绿色建筑，已获得各级绿色建筑标识 215 项，建筑面积近 2000 万平方米，其中，二星以上 198 项，占比 92%；运行标识 13 项；新竣工项目 100% 达到绿色建筑标准。中衡设计集团新研发设计大楼等 6 个项目获得江苏省绿色建筑创新奖，康美包（苏州）有限公司亚太技术中心等多个项目获评 LEED 铂金奖。

绿色交通

园区公交已实现 100% 使用新能源车辆，轨道线路总运营里程达到 58.2 公里，同时建设了多种类型的换乘枢纽；以住宅小区、公共公益设施及成熟商业街区为核心，推进公共自行车系统建设，累计建设站点 578 个，投放公共自行车和共享单车超过 2.5 万辆。

生态环境

“十三五”期末，园区“人均公园绿地面积”已达 16.76 平米，公园绿地、广场步行 5 分钟覆盖率达到 87.69%；2023 年园区 PM2.5 年平均浓度 30.1 微克 / 立方米，较 2013 年下降 57%。



图 5 苏州工业园区城市图

四 典型经验

（一）优化能源开发利用水平

不断优化电力营商环境，通过优化电力接入模式、深化“开门接电”示范区、推广全电共享等举措，加快提升园区电气化水平。

建立重点用能企业光伏档案，动态更新企业光伏建设和利用情况；对已备案未并网的光伏项目，定期跟踪建设进展；对尚未推进光伏建设的重点企业，开展屋顶评估，宣传用能支持政策，提供建设方案建议，举办供需对接活动。

对重点用能企业建立“一企一档”，构建“基础 - 提升 - 领先”的梯级管理模式，实施分类指导，帮助企业查漏补缺提升能源管理措施。

（二）探索制度创新

园区以分布式光伏减排项目为切入点，探索构建碳普惠体系和机制，上线运营碳普惠职能服务平台。碳普惠机制为企业实施碳抵消、碳中和提供了价优、便捷的新渠道。

园区作为国家能源局首批分布式发电市场化交易试点地区。目前 12MW 项目已正式投运，是全国“一对多”的分布式光伏发电市场化交易试点项目。

（三）强化数字赋能

园区持续推进绿色低碳发展，积极探索数字化赋能绿色化，通过建设园区碳达峰平台，统筹数据资源、完善能源管理、强化企业绿色低碳服务，不断提升能源和碳排放管理的精细化水平和服务能力。



图 6 园区碳达峰平台相关模块

17

广东深圳百旺信云数据中心三期综合能效提升项目

案例概览

参与单位：深圳易信科技股份有限公司

建设内容：百旺信云数据中心三期位于深圳市南山区，总面积 10000 平方米，建设机柜数量 1760 架。于 2021 年开工建设，2022 年投入运营。

技术特点：应用间接蒸发冷却技术，采用多冷却模式弹性自适应制冷架构，兼容部署冷板液冷服务器、水冷背板机柜及水冷整机等，突破传统数据中心的热管理瓶颈。同时 100% 应用海上风电清洁能源、削峰填谷储能蓄冷、建立能源管理机制以及采用智能化管理。

实施成效：能评规划 PUE 值低于 1.228，在节能减排方面具备典范性和代表性。

一 基本情况

（一）单位简介

深圳易信科技股份有限公司（以下简称“易信科技”）成立于 2004 年，主营绿色算力基础设施的研发与运营，是国家专精特新“小巨人”企业、国家级高新技术企业、广东省蒸发冷却装备工程技术研究中心。

（二）案例背景

当前，国内数据中心能效偏低，同时数据中心机柜功率相对固定，无法适应业务端向高功率演进的趋势。

针对上述背景，本案例应用间接蒸发冷却技术，采用多冷却模式弹性自适应制冷架构，兼容部署冷板液冷服务器、水冷背板机柜及水冷整机等多种制冷模式。

（三）实施情况

2019 年开始编制技术方案，确定能效目标；2020 年通过深圳市发改委节能审查；2021 年开工建设；2022 年竣工进入试运行阶段；2023 年通过国家 A 级数据中心认证。

二 做法实践

（一）采用先进节能产品和技术，大幅提升能效水平

本案例应用水侧间接蒸发冷却架构，主要由间接蒸发冷却塔、变频离心机、高温冰冻水精密空调末端、板式换热器等设施构成。全年自然冷源利用时间超过 4000 小时，较常规冷冻水系统提升能效 40% 以上。

其中间接蒸发冷却塔，经合肥通用机电产品检测院有限公司检测，比同条件品牌传统冷却塔出水温度低 3~5 摄氏度，可大幅度提高全年自然冷源利用时间。

高温冰冻水精密空调末端采用下沉式大流量 EC 风机和超大面积表冷器设计，可实现送风温度和供水温度温差 $< 1^{\circ}\text{C}$ ，整机能效高于常规空调，空调支持高温水大温差，在高温水（18~26 $^{\circ}\text{C}$ ）工况下单台设备制冷量可达 150kW。此外，设备内置末端二次泵，降低

了一次泵的功耗，并且可通过及时调节二次泵频率匹配负载机柜发热功率，实现末端冷却的自适应精确控制，杜绝局部热点。

气流组织上，应用密闭冷热通道模块，将冷热风循环约束在封闭通道，气流在特定方向运动，减少风阻，避免逆流，隔绝冷热空气混合，减少冷量损失。

（二）储能蓄冷，削峰填谷，节能增效

为了调整电网负荷，本案例利用削峰填谷的方式进行储能蓄冷，节能增效。即通过部署蓄冷罐，在夜间电力低谷时开启制冷系统，对蓄冷罐进行冷量储存，在白天电力高峰时段再将所储存的冷量释放到空调系统中去。当前本案例部署 4 台 50m³ 蓄冷罐，年盘活电网闲置电力 18.66 万 kWh，未来 2 年计划增加蓄冷罐至 1000m³，年盘活电网闲置电力 93.32 万 kWh。

（三）突破传统数据中心能力瓶颈，赋能人工智能高质量发展

面对数据中心高算力、高功率、高密度的发展趋势，本案例积极进行冷板式液冷、水冷整机的新型节能技术实践与应用，并成功为国产芯片类客户定制打造出 50kW 高功率机柜，助力战略新兴产业的创新发展。

（四）应用海上风电，促进可再生能源消纳

易信科技自 2021 年起就与中广核签署合同，购买 6 亿度绿色能源电力，替代传统的化石能源，使得本案例达成 100% 绿色能源电力应用，促进可再生能源消纳。

（五）智能可视化平台实现精准管控

本案例应用 DCIM 管理系统，可 7×24 小时实时监控数据中心动力、环境、消防安防、服务器、网络等场地基础设施运行数据及状态，实现智能预警、自主优化能效、精准运维决策。

（六）健全能源管理机制，节能目标量化

本案例自建设之初就建立了能源管理制度，对每个生产年进行能源消耗定额管理，严格执行节奖超罚，对各用能设备能耗统计、分析、优化，确保数据中心节能降耗。

三 实际成效

根据 CDCC 发布的《2021 年中国数据中心市场报告》，2021 年度全国数据中心平均能效为 1.49，与本案例能评规划年能效水平 1.228 进行效益对比。按照机柜数量 1760 个、上电率 100%、单机柜负荷 4kW、普通电费 0.75 元 / 度计算。

(一) 经济效益

本案例年节电量约为 1615.76 万 kWh，年节省电费约 1211.82 万元。

表 1 项目效益对比表

案例名称	能效	年度总用电量 / 万 kWh	年度节约电量 / 万 kWh	年度总电费 / 万元	年度节约电费 / 万元	减少碳排放 / 万吨
百旺信云数据中心三期	1.49	9188.89	1615.76	6891.67	1211.82	1.27
	1.228	7573.13		5679.84		

(二) 社会效益

本案例年节电量约为 1615.76 万 kWh，相当于减少 1.27 万吨碳排放，种植树木 69.31 万棵，符合可持续发展理念，有利于国家“双碳”目标的实现。此外，本案例作为行业节能产品的试验场和中试基地，促进了数据中心节能技术的研发，推动了产业的绿色可持续发展。

四 典型经验

(一) 绿色创新赋能低碳转型

本案例以产品化、系统化的方式创新数据中心用能架构，综合应用接蒸发冷却技术、高温水大温差技术、二次泵精密空调、露点型间接蒸发冷却塔等，使能效水平达到领先水平。

(二) 高功率数据中心助力高质量发展

本案例所应用的间接蒸发冷却技术，可无缝兼容部署冷板液冷服务器、水冷背板机柜，全部机架均支持 6-50kW 的弹性负荷业务，机房无需改造即可直接部署 A800、H800 等高算力设备，为 AI 大模型训练、芯片仿真设计等高算力业务提供牢固算力底座。

（三）产学研用深度融合

本案例作为数据中心节能产品和技术试验场及广东省蒸发冷却工程装备研究中心的中试基地，承担着易信科技与多所科研院校的产学研用平台。

（四）绿色采购供应链体系促进产业节能降耗

本案例建立绿色采购制度，90% 以上产品选用“国家节能技术装备推荐目录”产品。此外构建绿色招标平台，将数据中心设施设备的用能效率、绿色制造工艺、使用寿命等要求纳入采购及招标的评分，并鼓励引导设备供应企业提升环境管理意识和能力，共同促进产业节能降耗。

（五）智能化运维管理平台

本案例通过应用 DICM 智能化系统、DCOM 作业管理体系等，可以监测和优化数据中心的能源使用，包括冷却、供电和设备效率，降低运维成本 25% 左右。

18

江苏南京电力自动化制造企业工业生产绿色智慧用能实践

案例概览

参与单位：南京国电南自自动化有限公司

建设内容：该项目实践位于江苏省南京市江宁区水阁路 39 号园区内，于 2015 年开始实施，2016 年投运，总建筑面积约 47277.71 平方米，项目内容包括厂区光伏电站及智能微电网、能源管理平台建设、绿色供应链管理和绿色运营等。

技术特点：自主可控的能源管理平台和智能微电网建设，绿色智慧用能实践覆盖生产运营全过程。

实施成效：案例依托智慧信息系统，总体生产效率提高 42.48%。利用智能化设备降低生产和运营成本，减少人力资源成本 32%，质量一次通过率提高 13.25%。通过能源管理平台，实现了绿色低碳与节能减排，能耗降低 8%。实施绿色智慧用能实践促进了企业经济效益的持续提升，取得了良好的经济效益和社会效益。

一 基本情况

（一）单位简介

南京国电南自自动化有限公司是国内从事智能电网产业的龙头企业及电力自动化设备的主要供应商之一。公司于 2012 年 1 月正式运营，在南京拥有大型的生产制造基地和国际先进的生产线，业务覆盖特高压、智能电网、工业自动化、新能源等领域，销售及技术支持网络遍布全国，海外业务覆盖全球 71 个国家和地区。

二 做法实践

本案例将建设绿色工厂纳入总体发展战略，构建环保、节能、循环、高效的绿色管理机制。本案例充分考虑环境保护、资源节约、安全健康、循环低碳和回收利用，优先采购和使用节能、节水、节材等有利于节约能源和环境保护的原材料、产品和服务。主要做法如下：

（一）强化顶层设计，确立建设绿色工厂的发展战略

本案例以“绿色、环保、高质量、可持续”的发展路线，制定了《绿色工厂中长期规划》，设立了切实可行的绩效指标，发布了《绿色工厂创建实施方案》和《绿色工厂管理制度》，成立了绿色工厂工作小组，以确保绿色工厂运行和实施的管理能获得足够的资源。

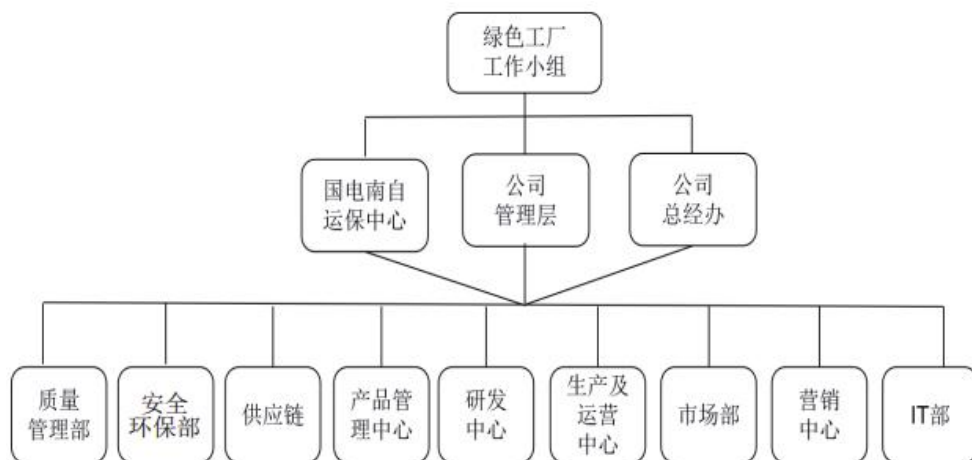


图 1 绿色工厂工作小组

(二) 节能降耗、资源综合利用，筑牢绿色制造根基

本案例配备了能源管理中心，实现用能管理精益化，以提高能源利用效率，降低能源消耗。



图 2 能源综合看板效果图

本案例通过智能制造工厂建设，打造了园区新能源微电网光伏发电系统，光伏装机容量 334kW，日均发电量约 900kWh，实现了二氧化碳排放的显著降低和节能效果。



图 3 办公楼屋顶光伏



图 4 停车场顶棚光伏

能源互联网实现微电网与用户双向互动，提升用户服务质量，满足用户多元化需求，最终促进电网节能减排。



图 5 光储电站

本案例 2022 年建筑总能耗为 160 万 kWh，2022 年可利用光伏电力 33.87 万 kWh，光伏电力使用占比达 21.17%。同时，采用节能环保的冰蓄冷空调系统和水储热系统，进一步减少电网高峰时段用电负荷。

本案例购买 I-REC 国际绿证，倡导绿色办公理念，推进环保节能工作开展，提高了广大员工的节约意识。



图 6 I-REC 国际绿证

（三）绿色供应链，逐绿进行时

本案例制定了《绿色供应链管理制度》，将绿色供应链管理理念纳入企业发展战略规划，对现有循环生产链进行系统分析，重点是原材料、产品、废弃物之间的物料平衡分析和能量流分析，完善产品生产的循环链条，强化企业外部与相关企业、原材料及主导产品生产、副产品及废弃物的循环链接，形成一定区域范围的企业生态共生关系。



图 7 公司绿色供应链管理

(四) 绿色物流，亮一路绿灯

本案例采购资质良好的绿色包装，并推行绿色运输管理，制定了合理、经济、高效的用车制度。同时，公司建有智能仓储系统（WMS），实现了物料从仓库到生产线的存放、分拣、核对和配料的智能化运行。

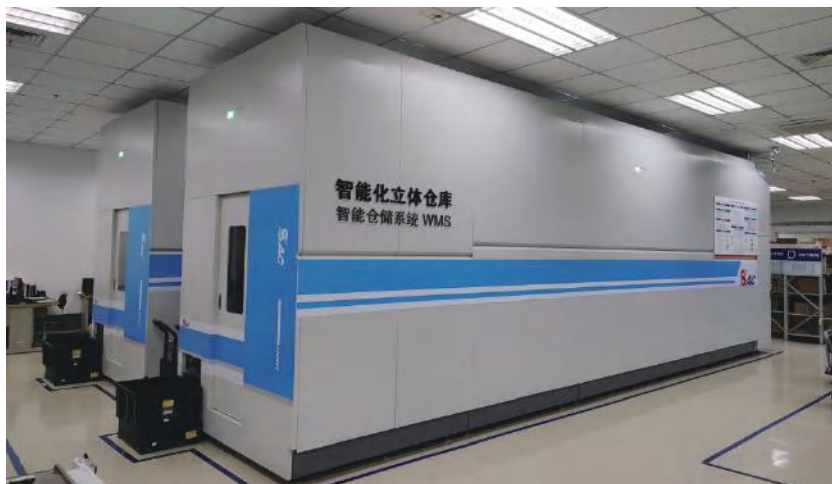


图 8 WMS 智能仓储系统

(五) 绿色产品，掀起绿色浪潮

本案例从战略高度落实产品全生命周期绿色理念，将绿色生态概念融入产品设计与生产全过程，实现产品性能提升、环境保护和成本节约的有机统一。同时，公司委托第三方核查机构完成了产品碳足迹核查，编制了碳足迹核查报告，每台产品碳足迹为 0.2267 吨 CO₂。

三 实际成效

本案例通过绿色智慧用能实践，优化了企业内部管理流程，提升了运营管理效率，取得了良好的经济效益和社会效益，带动行业降低资源及能源消耗，降低生产和运营成本，实现企业转型升级，为行业树立标杆，做好先进示范作用。

（一）管理效益

在完成现阶段绿色智慧建设工作后，先实现了无铅化生产，率先完全自主开发了综合信息管理平台、生产管理系统以及工程服务远程智能运维平台，总体生产效率提高 42.48%，减少人力资源成本 32%，质量一次通过率提高 13.25%，能耗减低 8%，新品平台研发周期缩短 26%。

（二）经济效益

实施绿色智慧用能实践促进了企业经济效益的持续提升。近三年主要经济指标详见下表：

表 1 近三年主要经济指标

指标名称	2021 年	2022 年	2023 年
订单额（亿元）	34.8	39.16	42.83
营业收入（亿元）	27.0	30.94	34.73
净利润（亿元）	3.2	3.57	3.92

（三）生态效益

本案例通过绿色智慧用能实践建设，打造屋顶光伏节能，装机容量 334kWp，一年发电约 30 万 kWh，可节约电费 24 万元，实现二氧化碳排放降低 18%。

（四）社会效益

通过绿色智慧用能实践，促进行业内借鉴应用，未来还将继续在节能、降耗、环保、智能制造等方面加大投资，持续转型，承担社会责任。

四 典型经验

本案例为实现绿色低碳发展战略，构建环保、节能、循环、高效的绿色管理机制，搭建自主能源管理平台，利用厂区光伏电站及智能微电网，通过绿色采购、绿色产品、智能制造、绿色仓储、绿色包装和绿色运输、绿色远程运维完善产品生产的循环链条致力于形成一定区域范围的企业生态共生关系。

综合能源系统作为未来能源领域和新型电力系统发展的重要方向，有助于实现能源的高效利用、发挥多能优势互补潜力、达到节能减排的目的，符合构建清洁低碳、安全高效的新一代能源系统的目标要求。本案例在已建设的“分布式光伏+储能+充电桩”微电网控制系统上，构建以“源+网+荷+储+平台”为架构的综合能源服务平台，通过能源优化调度等技术实现园区不同类型的能源高质量供应，打造为以清洁能源为主，绿色低碳综合能源新项目，做好节能减排，构建新型低碳绿色智慧用能实践。本案例还将持续开展园区综合能源项目二期建设，形成完备成熟的园区源网荷储一体化微电网集群解决方案，推动公司新兴产业发展，同时也为相关工业园用户提供借鉴案例。

19 浙江杭州钱塘区医药港多能综合利用系统

案例概览

参与单位：杭州市钱塘区发展和改革局、杭州和达能源有限公司

建设内容：项目位于浙江省杭州市钱塘区医药港，建设多能互补集中供能系统，为区域医药企业工艺环境用能提供统一供应服务。2017 年项目完成规划，总投资 5 亿元，2018 年首站开工至今已建成运行 4 座分布式能源站，覆盖约百万方产业建筑，已完成投资逾 3 亿元。

技术特点：综合考虑区域资源禀赋和医药产业用能特征，以分布式能源站作为枢纽，应用了热电蒸汽梯级利用、光伏集中消纳、谷电蓄冷储电、热泵余热回收、智慧运维等技术。

实施成效：通过替代园区企业自建空调系统，帮助入园企业降低空调系统初期投资约 50%、综合用能成本约 10%；减少配电容量资源占用，协同电网削减峰值负荷约 30%；提高区域能源使用效率，赋能园区绿色低碳发展。

一 基本情况

（一）单位简介

杭州市钱塘区发展和改革局是钱塘区政府职能部门，主要贯彻落实各级党委、政府关于发展改革、对口支援和区域合作等方针政策和决策部署，负责拟定国民经济和社会发展规划，全区重点建设项目的综合管理，统筹推进可持续发展战略，协调能源资源节约和综合利用，推动能源结构调整等工作。

杭州和达能源有限公司是杭州市钱塘区属全资国企，主要业务涉及区域热电联产、综合供能、新能源及储能投资、购售电服务、工业供水等，致力于打造产业园区多元化供能服务体系，提升区域能源使用效率和清洁能源比重。

（二）案例背景

杭州医药港位于杭州市钱塘区，是杭州市生物医药产业发展的核心区，已集聚各类生物医药企业 1500 余家。随着企业进驻速度的持续加快，且生物医药产业连续性生产特性需要高可靠性用电，由此对区域电网容量资源的配置带来了较大压力，洁净车间环境用电负荷缺乏调度弹性，加剧了极端天气下区域电力供需矛盾，不利于电网安全也影响了企业生产。钱塘区充分审视到上述问题对于营商环境、区域发展后劲的影响，提出了加快构建区域新的能源供用体系。

（三）实施情况

钱塘区强化顶层设计，在保障园区水、电、蒸汽等常规能源的基础上，自 2017 年起由区属国企杭州和达能源有限公司规划、建设、运营分布式能源站，主要依托热电蒸汽梯级利用，并耦合光伏集中消纳、谷电蓄冷储电、热泵余热回收、智慧运维等技术，通过集中供能替代企业自建空调系统，减少一次性设备投资，节约高品位电能消耗，置换用电空间保障企业生产，助力节电减碳。

二 做法实践

（一）多能互补系统顶层规划设计

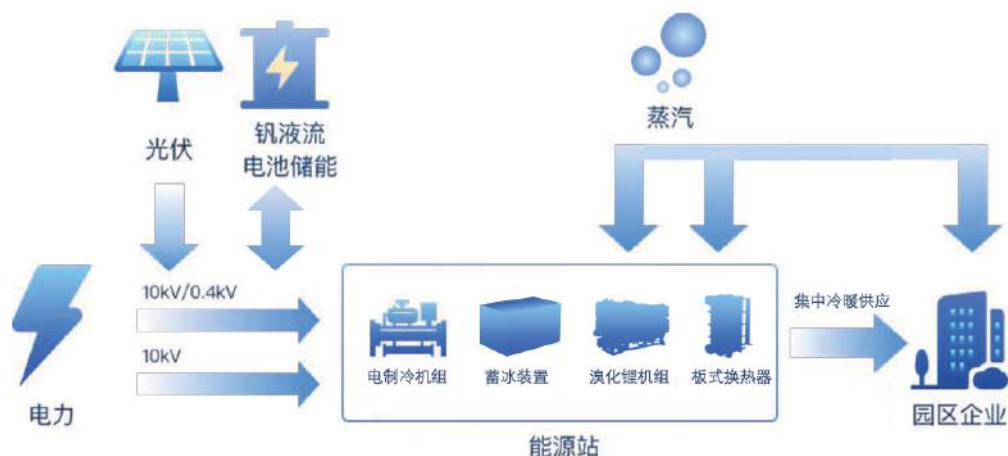


图 1 杭州医药港多能互补区域集中供能系统示意图

坚持顶层设计、规划先行，区域多能互补能源体系涵盖冷、热、电、汽等能流系统，在源、网、荷、储等环节实现了不同类型能源的耦合。综合考虑区域内资源禀赋、企业用能特性以及土地、管廊、建筑开发利用状况，首先，考虑热电蒸汽梯级利用，将热电联产企业热网末端蒸汽用于驱动溴化锂机组制冷、板式换热设备制热，仅消耗少量的电能驱动循环水泵、冷却塔风机等辅机设施，统一保障区域医药产业工艺环境空调用能；其次，在热能和电力协同互补共济的基础上，以分布式能源站为枢纽，耦合了光伏绿电集中消纳、谷电蓄冰储能、电化学储能（全钒液流电池）、热泵余热回收（工艺冷却系统）等技术，通过多能互补体系实现经济高效、绿色低碳、安全可靠运行。



图 2 杭州医药港多能互补区域集中供能项目主要设备情况

(二) 应用多能互补智慧运维技术

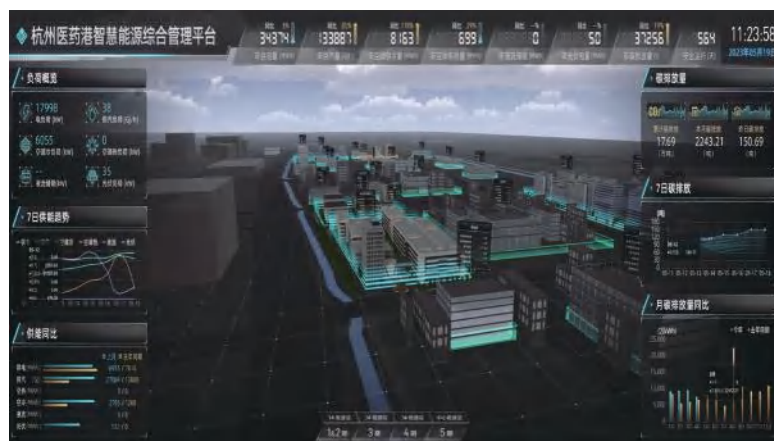


图 3 杭州医药港智慧能源综合管理平台界面

通过对传统控制系统进行改造，预留物联网接口，使得系统运行实现了远程控制、自动控制，并能够对核心运行数据进行自动采集、在线分析及报表导出，控制系统具备开放性和可拓展性，便于各类复杂群控策略的写入与应用。正在基于数字孪生、云计算和人工智能技术，构建面向多能互补系统的智慧运维解决方案，向智能控制进一步升级。正在逐步完善内置的人工智能算法，可自动生成针对多能互补集中供能系统的最优的节能控制策略，实时调节各设备运行情况，实现系统高效节能运行，并准确感知企业需求、预测用能趋势，为后续向用户定制化供能、帮助优化用能行为和碳资产管理等精准服务提供条件。

（三）市场主导结合政府引导、形成统一供用能方式

由区属国企作为项目建设运营主体，市场化开展供能服务业务的同时，政府在招商引资、项目进驻过程中做好集中供能综合比较优势的宣传，加快了区域内相对统一的供用能方式推广。政府要求供能系统建设运营主体，协同片区开发规划设计、建设施工、投产运行“三同时”的实施原则加以推进，具体在规划园区总平布置方案阶段同步完成能源站房选址、管网路径；施工图设计阶段深化各类接口、孔洞预留；园区土建阶段将能源站厂房、管网工程一并纳入施工；能源站主体结构完工后，生产工艺系统提前进场安装。在政府统筹指导下按照“三同时”的要求推进后，供能系统能够较好的配合园区首批入驻企业联合调试运行。

三 实际成效

自 2017 年在医药港完成规划、2018 年启动首个站点的建设至今，现已累计完成投资逾 3 亿元，已布局热力管网 15 公里、地下循环水管网 10 公里、分布式能源站 4 座，已具备区域 100 万 m^2 产业建筑集中供能的覆盖能力。规划再新增投资约 2-3 亿元用于新设站点的落地、已有站点的扩产，再落地分布式能源站 2 座后，形成“一网六站”的区域供能格局，规划区域集中供能产能约 200MW，总覆盖产业建筑面积约 200 万 m^2 ，全部达产后年替代电量可达 1.4 亿度，对应二氧化碳约 8.4 万吨。



图 4 杭州医药港“一网六站”区域集中供能项目规划图

根据杭州医药港“一网六站”中目前已经投用的四座分布式能源站情况，该系统能够帮助入园企业降低空调系统初期投资约 50% 和综合用能成本约 10%，同时减少区域配电容量资源占用，协同电网削减峰值负荷压力约 30%，有效应对极端天气下电力供需矛盾，2023 年度约为区域年替代电量约 3000 万度，对应二氧化碳约 1.8 万吨。多能互补区域集中供能系统在主设备和辅助设备上更具备应用大型高效机组、设备的条件，较传统分散

式用能方式更为节能减排，并可通过耦合光伏绿电消纳、多元储能、余热回收等，减少输入侧能源的消耗，与传统分散式系统相比，多能互补区域集中供能系统多技术路径协调互补应用的能效更高，保障能力更强，末端投资更节省，在构建新型能源系统、推进绿色低碳转型发展中值得借鉴。

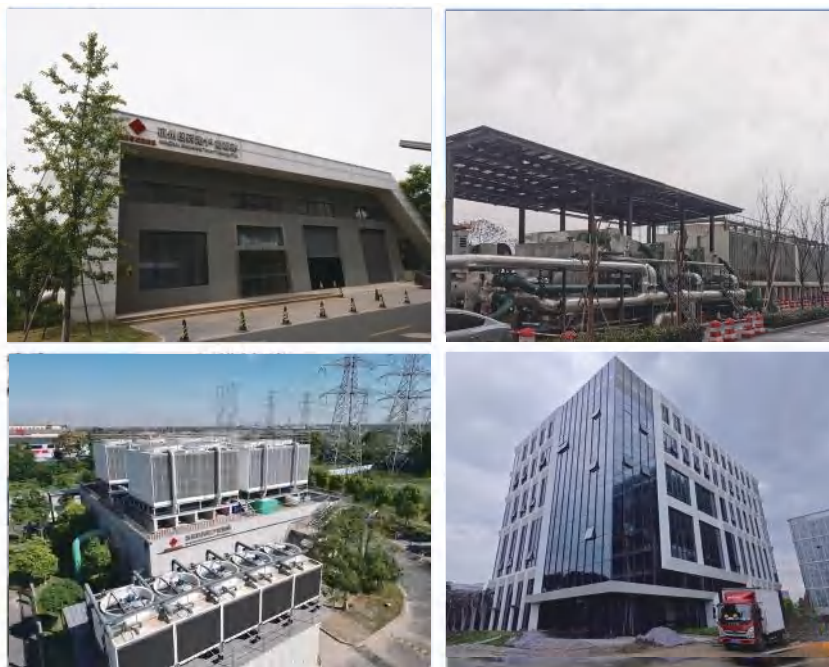


图5 杭州医药港多能互补区域集中供能项目已建成4座站点

杭州医药港多能互补区域集中供能系统已先后于2022年获评“杭州市十大低碳应用场景”“浙江省2022年度绿色低碳转型典型案例”“浙江省2022年度建筑领域碳达峰相关工作优秀案例”。依托其示范效应，钱塘区目前已形成加快全域范围内推广应用的规划方案并加以推进，产业园区的应用重点在半导体、新材料等主导产业片区推广，城市建筑领域的应用重点结合东部湾新城城市核心区的开发进行嵌入。2023年底前，位于钱塘区半导体产业片区“钱塘芯谷”的分布式能源站已建设完工；位于钱塘区新材料产业片区“临江高科”的站点完成选址并启动建设；2024年初，位于东部湾新城，应用污水处理厂中水源热泵打造可再生能源区域集中供能体系的站点正在推进供地程序和管网路径规划。

四 典型经验

（一）顶层设计多方协同

多能互补区域集中供能项目涉及站点选址、管网规划、用户终端匹配，需要在地方政府顶层设计的引领下，各职能部门、建设运营主体协同推进，重点做好供能系统建设与片区开发的设计、施工、投运“三同时”，减少交叉作业、二次改造，建成投运后还需要从节能减碳、降本增效的角度帮助企业算好账，引导入驻企业集中供能“应接尽接”，共同在园区内建立相对统一的用能方式、接入标准，避免重复建设，提高投资和用能效率。

（二）多能互补综合利用

应充分基于当地的资源禀赋条件、用户负荷特性，科学确定技术路径和系统方案。本项目考虑了热电蒸汽梯级利用、热泵余热回收，利用谷电蓄冷储电；钱塘区全域推广规划方案中涉及依托污水处理厂中水资源，“变废为宝”打造中水源热泵区域集中供能系统，遵循“因地制宜”“多能互补”的理念加以推进，能够较好的兼顾经济高效、安全可靠的发展要求。

（三）数字赋能精准服务

应同步打造能源数字化管理体系持续深化智慧运维。有序规划并推动系统运行分步实现远程控制、自动控制和智能控制，具体可考虑基于负荷预测的日前优化调度、设备运行台数优化、时序控制策略、削峰填谷和需求侧响应等，通过智慧运维不断优化节能控制策略，实时调节各设备运行情况，既减少传统运行方式下的综合成本，又持续提升系统运行效率，更好的践行绿色低碳运行目标。

20 福建厦门 ABB 工业中心绿色微电网

案例概览

参与单位：厦门火炬新源电力科技有限公司

建设内容：园区部署 12.3MWp 分布式光伏系统，含 10.0MWp 屋顶光伏和 2.3MWp 车棚光伏；配置 0.6MW /1.2MWh 的储能系统，交直流充电桩及智慧能源管理平台。

技术特点：

1. 通过“源 - 网 - 荷 - 储”精准调控技术，统筹调控暖通空调，照明及充电桩等可调负荷资源。

2、实现智能微网监控和柔性调度，部署削峰填谷、需量优化、系统自平衡控制、计划曲线控制等应用。

3、采用网络切片及通道优化等技术，保障通信的安全性、可靠性、低延时性能。

4、构建直控型云边协同能源调控体系，可实现日前、日内及实时需求侧响应。

实施成效：园区 50% 电力的清洁能源替代，每年可减少碳排放 8940.69 吨，可提供高达 20% 容量的负荷需求侧响应。

一 基本情况

（一）单位简介

厦门火炬新源电力科技有限公司是电力体制改革背景下成立的一家具有国资背景、拥有配电网运营权的综合能源服务商，由国网福建省电力有限公司与厦门火炬集团有限公司于 2020 年 9 月共同出资成立，注册资本 2.01 亿人民币，经营范围包括光伏、储能、充电站等投资、建设及运营，电力客户节能、增效等智慧用能一体化服务，市场化售电，厦门火炬（翔安）产业园试点区域电网运营等。

（二）案例背景

ABB 于 2020 年 11 月提出“2030 年可持续发展战略与目标”，目标到 2030 年实现自身运营碳中和。

（三）实施情况

ABB 厦门工业中心于 2020 年底启动该项目，历经一年方案论证，确定了以智慧能源管理系统为核心的源网荷储一体化升级的整体方案。项目采用能源合同模式，在 2021 年底正式启动，并于 2023 年 5 月份圆满建成。本项目包括 10MWp 屋顶光伏和 2.3MWp 车棚光伏，配套 0.6MW/1.2MWh 储能和交直流充电桩系统。项目采用“自发自用，余电上网”模式，将光储充、暖通空调、气象预报、生产管理等系统接入 ABB 智慧能源管理平台，实现了对“源 - 网 - 荷 - 储”柔性精准调控，同时具备需求响应等功能。

二 做法实践

（一）积极利用“绿源”，实现大比例新能源替代

经过科学模拟测算，兼顾投资回报率和园区低碳水平，项目部署了 12.3MWp 分布式光伏系统，包含 10.0MW 屋顶分布式光伏和 2.3MW 车棚光伏。为确保不影响园区办公生产，同时保障能源合同公司产权清晰，本项目部署了 4 台 ABB EcoFlex 光伏配电模块，一台 ABB eHouse 光伏接入并网主舱。光储系统接入示意图如下：

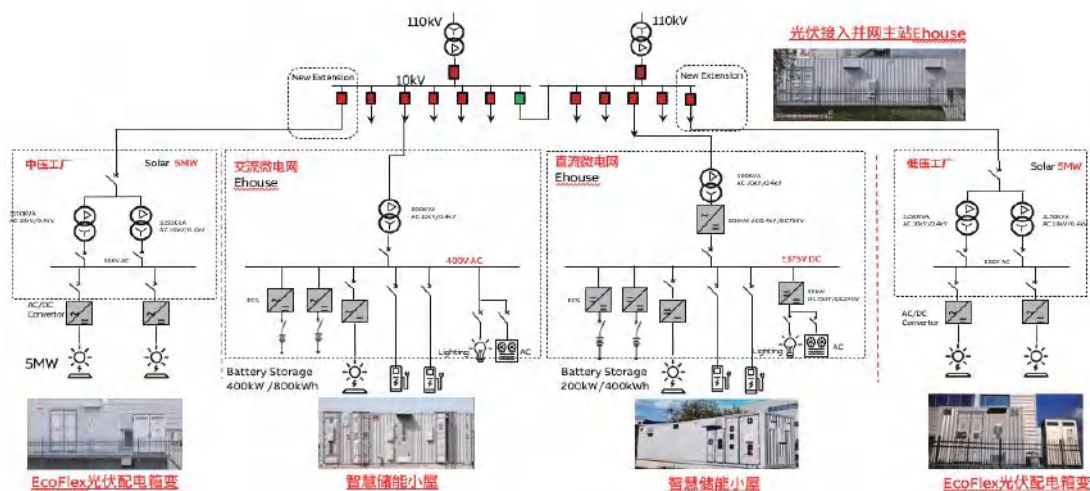


图 1 厦门 ABB 工业中心绿色微电网项目电气拓扑图



图 2 厦门 ABB 工业中心厂房屋面俯视图

(二) 交 / 直流智能微电网，护航园区安全稳定生产

为提高新能源就地消纳率和能源系统的灵活性，项目配置容量为 400kW/800kWh 的 ABB eStorage 智慧储能小屋（交流微电网）和容量为 200kW/400kWh 的 eStorage 智慧储能小屋（直流微电网）。智慧储能小屋采用一体化高度集成的理念，从系统集成、结构、消防、运行环境等全方位保障了储能系统的安全性。

本项目架构了“光、储、充、配电、升压、并网”全要素直流微电网系统，并设计离网运行的模式，当外网停电时，系统自动切换到离网运行模式，由储能系统保障 750V 直流母线重要负荷供电。



图 3 eStorage 智慧储能小屋

（三）智慧能源管理平台智慧调节，柔性降荷

项目部署 ABB ZEE600 智慧能源管理平台，能实现与异构系统对接，可对接诸如光伏系统、储能系统、充电桩系统、空调暖通系统、照明系统、天气预报系统、生产管理系统的信息和数据，也可对接如虚拟电厂云平台、电力交易平台等其他平台；适配多种改造场景的同时保留原有操作习惯；应用冗余和校验机制，保证柔性调控的刚性执行。

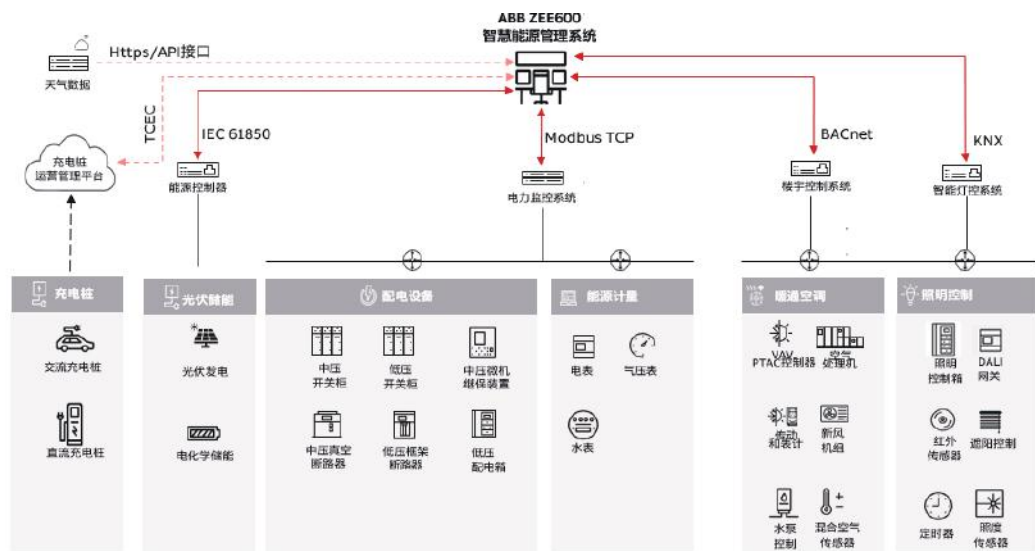


图 4 ZEE600 智慧能源管理平台异构系统直连图

平台创新应用 AI 预测算法，可实现对太阳能和风能的发电量情况的短、中、长期预测及对负荷功率的预测。其光伏预测算法、负荷预测算法精准预测高达 90% 以上。



图 5 ZEE600 智慧能源管理平台界面

（四）需求侧响应示范，支撑新型电力系统建设

项目部署的 ABB ZEE600 智慧能源管理平台作为园区负荷的调控中心，聚合峰谷电价、光伏发电、储能及负荷特性，满足需求侧的精准响应。项目与国网厦门供电公司高度协同，已接入厦门市虚拟电厂运营平台，可在 1 分钟内做出响应，结合储能特性，通过对负荷的无感柔性调控，可实现高达 20% 负载的需求侧响应，支撑电力供需平衡，有力支持厦门市新型电力系统建设。

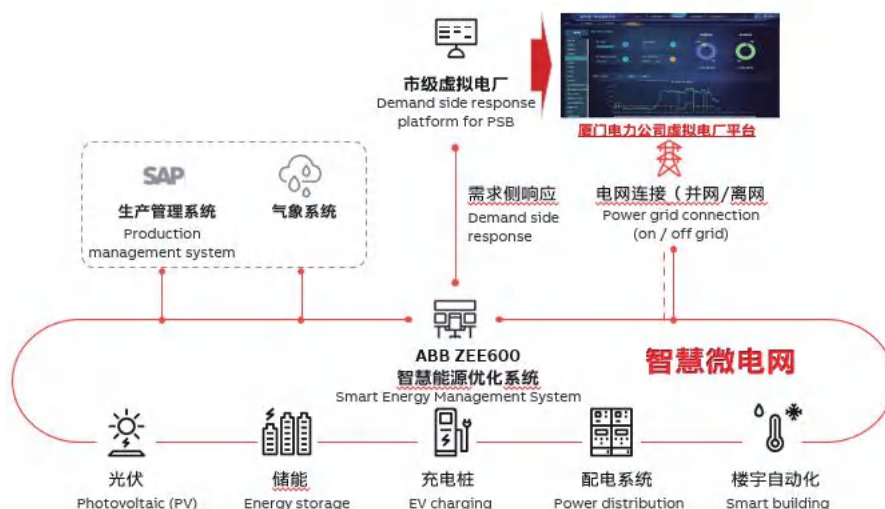


图 6 项目需求侧响应示意图

（五）5G 智慧配电，打造创新示范基地

ABB 联合通信运营商和设备商，在园区内部署 5G 智慧配电方案，采用网络切片及 CPE 二层网络通信，以及通道优化等技术，保障配电通信的安全性，高可靠性，低延时性能。由此降低项目通信成本，并打造 5G 智慧配电基地，不断探索 5G 配电新场景。

三 实际成效

（一）经济效益

项目投资总额为 5752 万元。综合已运行数据，12.3MW 光伏电站每年可提供绿色电能约 1280 万度。光伏电站年均发电量可替代 ABB 厦门工业园区约 50% 的电力供应。通过合同能源管理中约定的光伏发电折扣优惠及 ZEE600 智慧能源管理平台能效优化，ABB 的用电成本整体下降约 22.98%。

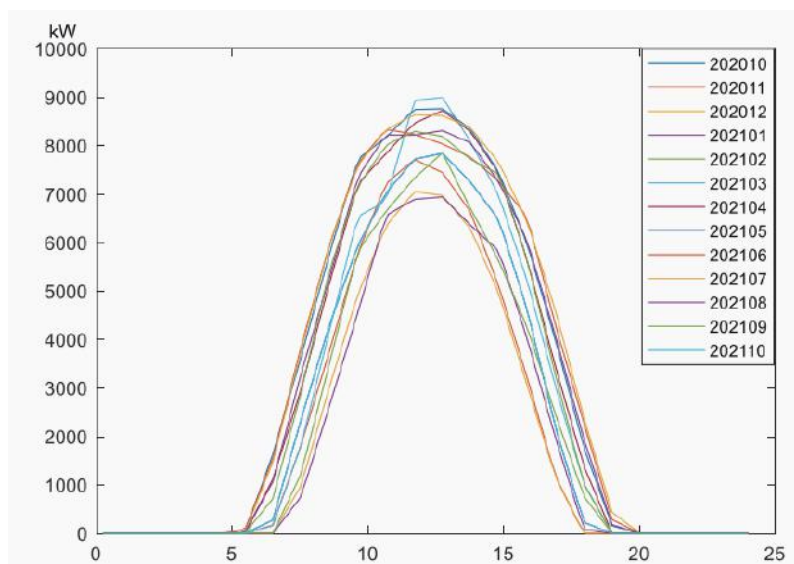


图7 软件模拟 12.3MW 光伏典型日发电曲线（月 - 小时平均）

（二）节能降碳效益

项目建成后节能降碳效益显著，调取厂区 2023 年 6～8 月负荷高峰期用能情况与 2022 年同期进行对比，在产能水平稳定的前提下，平均减少外购电量 45% 以上，在 ABB 厂区用能以电为主的情况下，相应碳排强度下降也达 45% 以上。

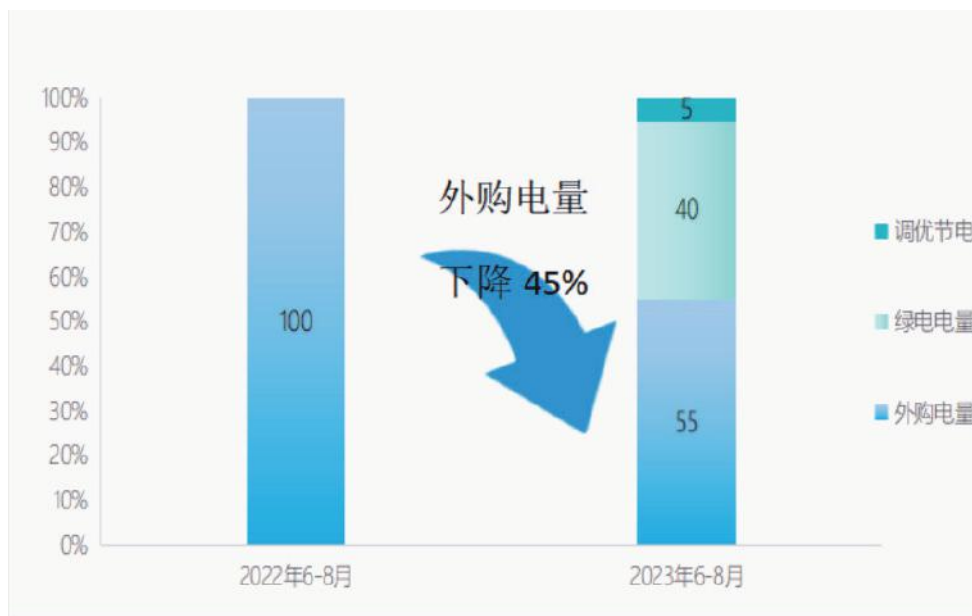


图8 项目实施前后电量情况

通过运行数据分析，项目光伏系统全投运后每年可提供清洁电能约 12800MWh；能效调优每年可节约用电量约 2800MWh，综合每年可减少二氧化碳排放量约 8940.69 吨。

（三）社会效益

福建厦门 ABB 工业中心绿色微电网项目不仅是该地区能源供应的有效补充，而且作为绿色电能，有利于缓解该地区电力工业的环境保护压力，促进当地相关产业发展，对扩大就业和发展第三产业将起到积极作用，带动和促进当地国民经济的发展和社会进步。

（四）所获荣誉

园区内厦门 ABB 开关有限公司、厦门 ABB 低压电器设备有限公司等 4 家制造型企业分别获得 SGS 通标标准技术服务有限公司和法国国际检验局 BV 颁发的碳中和认证。



图 9 所获荣誉

四 典型经验

（一）采用灵活业务模式，加速低碳转型

低碳需要较大的初始投资，企业除了自有资产投资建设外，可选择灵活的业务模式。随着绿色金融发展，借助合同能源管理机构或服务商提供的专业技术和资源，可降低企业低碳转型的成本和风险，提升各类资源的利用率，推进循环经济，从而加速企业的低碳转型。

（二）推广创新技术应用，提高低碳水平

ABB 厦门工业中心交直流微网系统、智慧能源管理平台、负荷侧无感调控，对园区能源安全，大比例绿电替代和就地消纳，以及区域新型电力系统的建设起着重要作用。低碳转型应以技术创新为驱动力，多举措加快低碳技术创新突破。

（三）智慧平台调控，实现无感快捷需求响应

以智慧管理平台为基础构建交直流互联的园区绿色微电网，可通过多策略源网荷储精准柔性调控技术，动态平衡区域内的能源供需，更快更好实现与省市级需求响应平台协同控制，助力微电网高效安全稳定运行。

21

辽宁沈阳传奇电气厂区多能耦合智慧冷暖系统

案例概览

参与单位：传奇电气（沈阳）有限公司

建设内容：公司在厂区建立了多能耦合智慧冷暖系统，于 2014 年开始，充分挖掘槽式太阳能清洁能源的潜力，积极利用储能技术、余热回收技术、热泵技术、光伏光热技术建设绿色能源体系，综合应用于 30000 平方米的园区，大幅降低能耗。

技术特点：多能耦合智慧冷暖系统是集合了多种技术的智能微网。系统通过人工智能控制，提高了数字化智能水平，采用 PLC 技术，在余热利用控制室进行实时监测，自动计算能耗，确保系统的稳定和安全。

实施成效：多能耦合智慧冷暖系统自 2023 年起每年减碳 8811 吨。

一 基本情况

（一）单位简介

传奇电气（沈阳）有限公司成立于 2005 年，主要从事高压电容式套管和互感器两大类产品的设计与制造。

（二）案例背景

针对自身的运营，传奇公司从清洁能源替代与能耗优化管理两个领域入手，设计并研发执行了碳减排速赢方案，其多能耦合智慧冷暖系统案例充分挖掘了槽式太阳能清洁能源的潜力，积极利用储能技术、余热回收技术、热泵技术、光伏技术建设绿色能源体系。

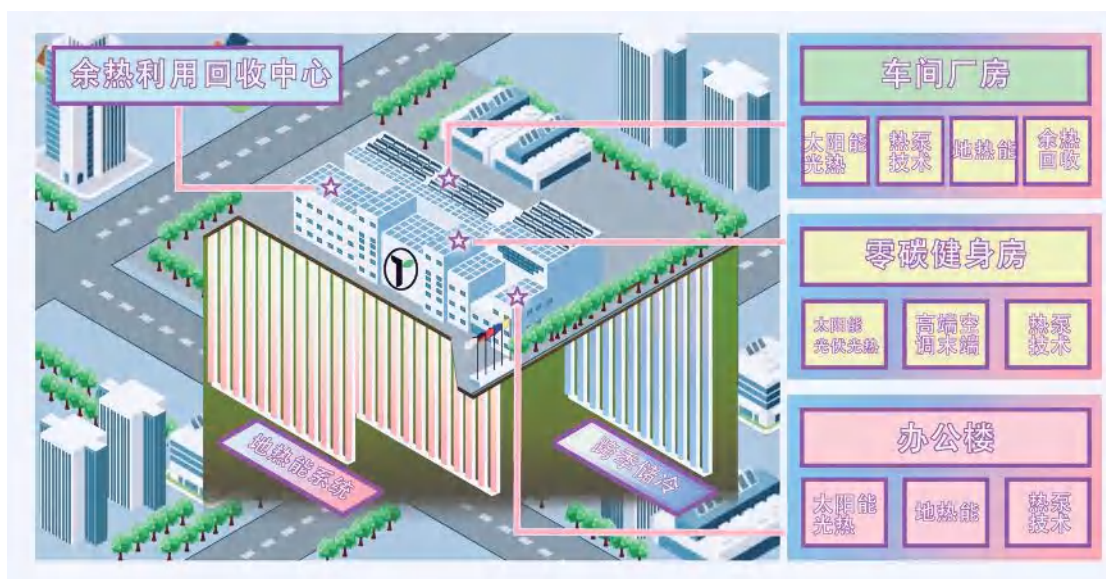


图 1 传奇电气厂区多能耦合智慧冷暖系统

（三）实施情况

自 2014 年起，公司采用槽式太阳能光热技术和车间余热回收，通过双源热泵提升热源品质并实施了“高温供冷，低温供热”的能源梯级利用策略。进一步研发固体储热技术，于 2022 年加建了冬夏高温介质交换系统，利用地埋管存储太阳能和余热。2023 年，引入土壤平衡法存储技术建立长时储冷系统，有效替换中央空调，显著节能减碳。

二 做法实践

（一）系统采用槽式太阳能光热技术用于工业用热

该系统由镜场、太阳能集热器、导热油管道、换热模块、储能模块等组成。太阳能集热器镜场面积约为 35000 平方米，可以将导热油加热到 200℃。这些高品质热源将被用于产品生产中的高温工艺，为套管的干燥罐提供稳定的热源。此外还将系统中富余热量以高温热油形式分别以短时储能和长时储能存储于固体储热魔方和地下储能系统中。在阴雨天或晚上，系统会优先使用固体储热魔方中存储的热量，以确保系统的稳定运行。

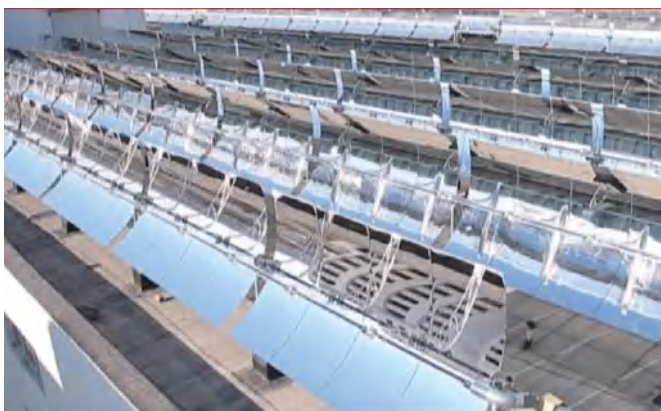


图 2 槽式太阳能

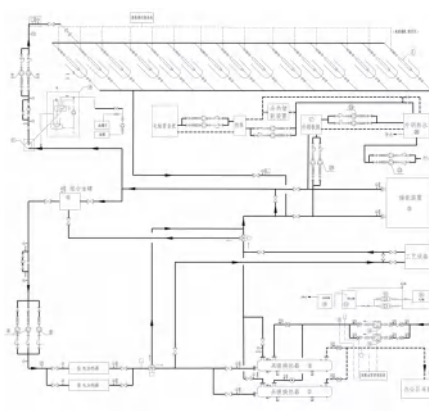


图 3 太阳能光热系统原理图

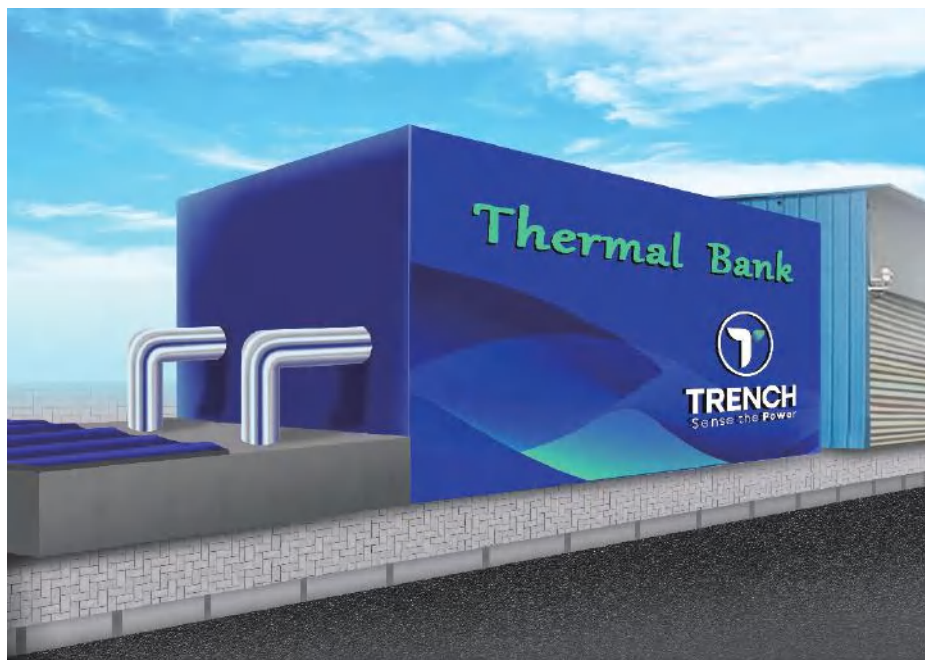


图 4 固体储热魔方

（二）余热回收

余热回收系统是一种利用生产过程中产生的废热进行能量回收和利用的系统。在工业生产过程中，很多设备会释放大量热量，采用余热回收系统可以有效地降低能源消耗和环境污染。



图 5 余热回收利用系统

（三）热泵机组替换了厂房中的所有冷水机组

系统通过双源热泵技术将低品位余热回收，提升至 45℃ 左右，再通过工业级高温热泵提升为 90℃ 中高品位热源，用于加热用热需求为 80℃ 的烘房，用于工业二级用热。

（四）冬夏高温介质交换系统

在停车场建有冬夏高温介质交换系统，储热系统规模为 2500 立方土壤，该系统是一种利用地下储热的技术，将春季、夏季和秋季不能立即使用的热量输送到地下深处进行长时储热，效率可达 70%。在冬季，通过热泵系统，将地下储存的热量通过板式换热器转化为供暖所需的热能，实现办公楼和工厂的供暖需求。

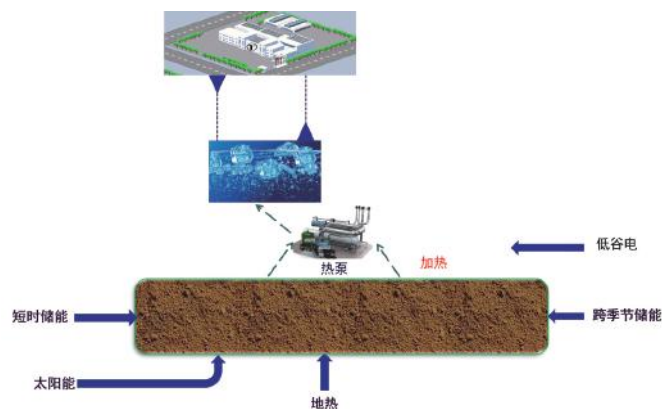


图 6 跨季节长时储热技术

（五）土壤平衡法存储技术

沈阳地区供暖季 152 天，且冬季环境温度达到零下二十度，此自然冷能利用土壤平衡法存储技术，将冷量存放地下，可用于夏季生产线内环境温度保持使用，替换掉原有的中央空调制冷系统。

（六）利用光伏光热技术满足室内制冷和供热需求

夏季使用光伏技术将太阳能转化为电能，驱动制冷机提供制冷服务。冬季利用太阳能光热和光伏技术联合供热，通过毛细管空调系统为健身房提供供热服务。

三 实际成效

自 2014 年起，本案例致力于自给自足的清洁能源供热和供冷技术的研发，至今已投入近五千万的研发费用。该技术不仅使企业每年实现 800 万元的电费节约，同时通过购买绿色证书的方式，巩固了园区电力供应的低碳特性。

表 1 多能耦合智慧冷暖系统减碳数据

2014 年项目完工（运行 9 年）（槽式太阳能光热 + 储能魔方）						
	传统能源 冬季采暖期 / 吨 标煤	太阳能光热 供暖	减排	2014-2022		9 年总计减排
标煤（吨）	1173	0	-1173	-1173	-1173	-10557
折算二氧化碳（减排）	2933	0	-2933	-2933	-2933	-26397
	非采暖期	太阳能光热 供工艺热	减排	2014-2022		9 年总计减排
夏季工艺用热 减少电力消耗 -- 万度	147	0	-147	-147	-147	-1323
折算二氧化碳吨 t（减排）	1140	0	-1140	-1140	-1140	-10260
太阳能光热 冬季 + 夏季 每年总计减碳 /t	4073					

2021 年 9 月项目完工（运行 2 年）（余热能 + 热泵技术）						
	传统能源车间供冷	余热能 + 双源热泵技术 供冷	减排	2021	2022	2 年总计减排 CO2/ 吨
电力消耗 -- 万度	130	49	-81	-81	-81	-162
折算二氧化碳吨 t（减排）	1008	380	-628	-628	-628	-1256
余热能 + 热泵技术 每年总计减碳 /t			628			

2022 年 9 月项目完工（运行 1 年）（余热 + 土壤源热泵技术供热）						
	传统能源车间供冷	余热能 + 双源热泵技术供冷	减少	2022	1 年总计减少 CO ₂ / 吨	
电力消耗 -- 万度	378	169	-209	-209	-209	
折算二氧化碳吨 t（减排）	2931	1310	-1620	-1620	-1620	
余热 + 土壤源热泵技术供热（年） 总计减碳 /t			1620			

2023 年 12 月项目完工（土壤源热泵平衡技术供冷）						
	传统空调制冷	土壤源热泵平衡技术供冷	减少	2024（预计）		
电力消耗 -- 万度	378	56.8	-321.2	-321.2		
折算二氧化碳吨 t（减排）	2931	440	-2490	-2490		
土壤源热泵平衡技术供冷（年） 总计减碳 /t			2490			
备注 1：折算二氧化碳吨 t（减排）按国家发改委规定辽宁地区二氧化碳排放系数为 0.7753 kgCO ₂ /kWh						
备注 2：折算二氧化碳（减排）二氧化碳排放系数为 2.5 吨 CO ₂ / 吨标煤						
耦合能源项目每年减碳总计 CO ₂ 吨			8811			

该案例基于科学碳目标倡议（SBTi），制定了企业碳目标和减排方案，作为国家级的绿色工厂，企业完成了从建链、强链、补链到抢链的零碳供应链布局。沈阳传奇于 2022 年通过了 TUV 南德 ISO14067 碳足迹认证，致力于取得经济效益和绿色效益的双赢。



图 7 THVS 多个影响力认证

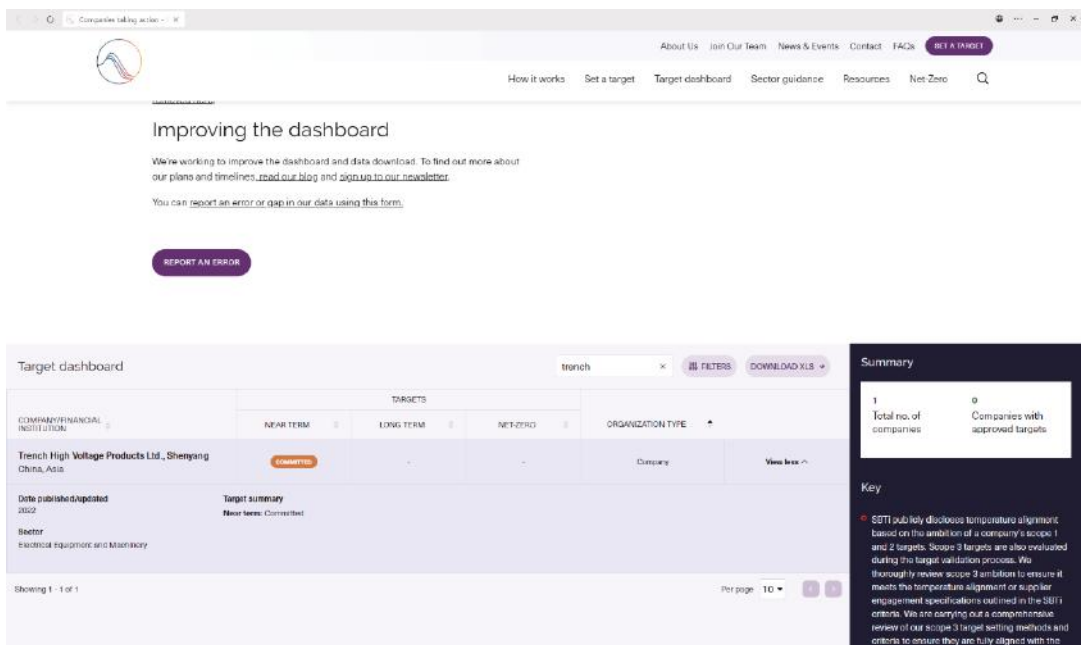


图 8 SBTi 认证

四 典型经验

多能耦合智慧冷暖系统采用了多种绿色能源技术，包括槽式太阳能光热技术、余热回收系统、地埋管系统和光伏光热技术。这些技术的应用不仅提高了能源利用效率，减少了废热排放和对传统能源的依赖，还降低了能源成本和环境负担。

该系统融合了多种能源技术，并通过智能化控制和监测，将各种能源进行优化配合，实现了能源的高效、安全和可持续利用，具有通用性和应用价值。

该系统特别适用于渐进性园区项目，能灵活地适应不同用能需求，有效减少能源投资和运营成本，作为推动绿色经济和环境可持续发展的关键技术之一。

该系统不需要大规模、满负荷的能源投资，更不需要复杂的配套措施。本案例作为政府在制定绿色经济政策和产业园区能源规划时的重要参考，通过高效和可持续的能源管理，为产业园区注入新活力。

22 江苏苏州耐克物流中心低碳转型实践

案例概览

参与单位：耐克体育（中国）有限公司、国网江苏省电力有限公司太仓市供电分公司

建设内容：江苏省太仓市耐克中国物流中心 2016 年建成了 3.47 兆瓦屋顶光伏，2023 年建成 6 兆瓦风力发电机组成功并网。

技术特点：一体化综合供能模式 - 风力发电机、光伏发电、地源热泵等多能互补、融合供能。

零碳综合性解决方案 - 数字化能碳管理平台提供“智慧大脑”，对绿色能源“源—网—充—荷”实施全面监测、全生命周期碳管理。

实施成效：在耐克低碳能源转型过程中，与国网太仓市供电公司构建了积极的绿色伙伴关系，市电与新能源的友好互动，为物流中心每年 2 亿件货品流通，尤其是为自动无人仓高效运行提供了稳定可靠优质的电力供应。

一 基本情况

（一）单位简介

耐克是全球设计、生产和销售体育健身用品的跨国公司。

国网太仓市供电公司隶属于国家电网有限公司，以投资建设运营电网为核心业务。

（二）案例背景

自改革开放之初进入中国以来，耐克始终秉持“在中国，为中国”的理念，将绿色供应链视为迈向零碳的重要环节，持续探索与解决物流园区乃至整个供应链的低碳能源转型问题。

（三）实施情况

物流中心积极采用绿色创新科技和行业领先的解决方案，目前已建设 3.47MW 屋顶光伏、6MW 风力发电，实施高效照明、地源热泵、电动重卡等 18 项节能减排措施。通过企业自投和引入新能源开发商，有效降低企业资金压力。

耐克物流中心位于太仓高新区负荷密度集中区域，2 台风机塔筒高度 140 米，叶片直径 156 米，风机采用航空级安全标准，集成安装超 40 款传感器及健康感知应用；创新集成集约设计，压缩面积近 20 倍；通过谐波定点抑制方法，将谐波比传统风机降低 70%；采用大扭矩齿轮箱、特殊气动外形设计和先进仿生学配件实现降噪 2/3，有效解决与电网和城市友好度问题。

二 做法实践

（一）绿色能源方面

耐克物流中心使用的约 70% 能源来自于三种可再生能源：风能、太阳能和地热能（图 1），剩余 30% 能源因功率实时平衡原因来源于电网。2016 年中心建设了 4 万平方米太阳能电池板，年发电约为 450 万度，减少二氧化碳排放约 2500 吨。2023 年建设了 2 台单机容量为 3MW 的风力发电机组，总装机规模 6MW，项目年发电约为 1400 万度，减少二氧化碳排放约 8 千吨。2023 年 7 月中心风光一体正式投产，截止当年年底发电 740 万度，中心用电 343 万度，风光发电量远超过中心用电量，区内用能实现绿电 100% 覆盖。物流中心通过数字化能碳管理平台（图 2）构建用能画像，管理者能实时掌握综合用能及绿电占比情况，对“源—网—充—荷”实时监测、分析和预警。在提升能源管理和资产运行效率的同时，也赋能能耗、碳排放及碳资产管理的持续创新。



图1 耐克中国物流中心能源组成

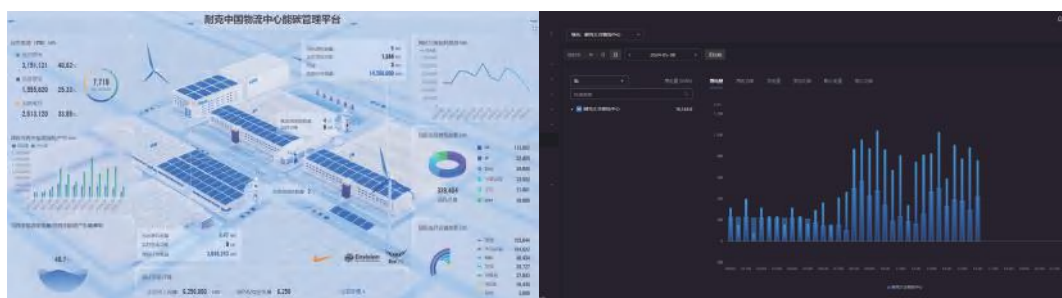


图2 耐克中国物流中心能碳管理平台

（二）节能降碳方面

物流中心采用地源热泵技术，使用地下冷（热）能供办公楼空调，年节省用电 25 万度；整栋建筑和库区 100% 使用 LED 照明，建设风光互补技术的路灯，每年共节省用电 320 万度；种植抗旱植物减少对灌溉水的需求，雨水回收灌溉，每年节省 3200 吨水；建筑外墙涂料采用高反射材料，以减轻热反射从而抑制热岛效应。在操作区域安装工业大风扇增加空气流通；利用屋顶透明天窗减少人造光的使用，在货架与货架间走道安装自动感应装置，传送带设置睡眠模式，减少能源浪费。物流中心还设置太阳能充电桩及其它可充电的停车棚。2022 年耐克投产运营了上海 350kWh 电动重卡项目，用于上海 - 太仓两地间货物配送，并配套了交直流充电桩，电由中心内的新能源发电补给，实现了绿色运输（图 3）。



图3 耐克中国物流中心节能措施

（三）合作模式方面

“政府统筹、供电主导、社会参与、企业受益”的“绿色伙伴关系”，在耐克低碳能源转型的全过程发挥了积极作用，如用能技术研究咨询、电力配套工程建设、清洁能源并网消纳、低碳转型资源聚合等方面。耐克与国网太仓市供电公司在项目审批、并网、交易，以及谐波等电能质量监测及治理等环节进行了联合攻关；为确保风电机组的安全运行，国网太仓市供电公司还对下辖 110kV 变电站保护进行了相应保护装置改造。

三 实际成效

（一）经济价值方面

耐克通过实施高效照明、地源热泵、绿色建筑设计等措施降低能耗，每年节省资金 410 万元；采用第三方投资的方式建设园区内风光新能源，通过长期合作满足第三方投资回本和盈利的需求，每年节省电费约 13 万元，合作伙伴投资回收周期在 7 年左右。

（二）环境价值方面

耐克中国物流中心充分体现了耐克“以可持续创新作为增长的有力引擎并促进变革”的长期战略。通过使用绿色能源，每年预计可减少 1.05 万吨二氧化碳的排放，相当于种植了 59 万棵树。物流中心清洁能源上网电量的环境权益，还将基于数字化能碳管理平台提供给耐克在中国的零售门店使用，进一步打造绿色零碳门店。实现绿色能源的生产和消费、全生命周期碳管理以及绿色权益交易的有机结合，为全球物流供应链及零售领域的探索出新模式。

四 典型经验

耐克体育（中国）有限公司与国家电网携手合作创建绿色伙伴合作关系，为更多的企业在寻求低碳转型的过程中，提供了有效的示范作用，包含：持续优化能效提升与节能服务，开展能效诊断和改造，推广智能电表、电碳表等先进技术，开展需求侧响应，建立完善节能服务体系。深化减碳服务与市场宣讲，开通“电力低碳直通车”，服务企业算碳、减碳和易碳需求，推动绿证交易、碳交易等市场化减排机制的落地实施。加大技术研发与成果转化，支持绿色电力技术的示范应用，推动产学研用深度融合。推进宣传与人才培养。建设城市低碳会客厅，广泛开展绿色能源知识普及和公益宣传活动，形成政府、企业、社会共同推动绿色低碳发展的良好格局。

23 天津港绿色低碳港区建设实践

案例概览

参与单位：天津港青鸟新能源有限公司

建设内容：太平洋码头场区建设 15.4 兆瓦分布式风光发电系统；建设 16 台充电桩以满足场内水平运输车充电需求；建设岸电设施并提供配套岸电连船服务；搭建智慧能耗系统。

技术特点：在能源供应侧增加本地新能源电力供应，在能源管理侧开展综合智慧调度提高系统整体效率，在能源消费侧推进节能改造、提高电气化水平。

实施成效：

能源供应侧：年增发 3600 万千瓦时清洁能源，覆盖太平洋码头用电需求。

能源管理侧：智慧能耗系统有效助力太平洋码头获评五星级绿色港口。

能源消费侧：截至 2024 年 2 月，已为太平洋码头公司提供连船作业 200 余次，供电量逾 500 万千瓦时；16 台充电桩充电次数已达 86000 余次，充电量超 1200 万千瓦时。

一 基本情况

（一）单位简介

天津港青鸟新能源有限公司（以下简称“青鸟公司”）是天津港电力有限公司的全资子公司，2022年8月22日在天津东疆保税港区完成工商注册，主营业务为发电业务、输电业务、供（配）电业务、太阳能发电技术服务、风力发电技术服务、软件开发等。

（二）案例背景

天津港集团提出“零碳码头、零碳港区、零碳港口”的三步走的战略目标。为加速实现这一战略目标，青鸟公司将太平洋码头风光新能源项目作为开篇之作。项目位于天津东疆保税港区太平洋国际集装箱码头内。

（三）实施情况

能源供应侧

建设3台5兆瓦风电机组、0.4兆瓦分布式光伏发电系统，总装机容量15.4兆瓦，每年可发3600万千瓦时清洁能源，可覆盖太平洋码头用电需求。项目于2023年2月24日全容量并网发电，截至2024年2月，已累计发电3100多万千瓦时。光伏发电全部自消纳，风力发电自发自用、余电上网。

能源管理侧

承揽天津港太平洋国际集装箱码头有限公司综能项目建设，其中太平洋码头智慧能耗系统有效助力太平洋码头获评五星级绿色港口。

能源消费侧

组织搭建了岸电智慧化管理平台，对岸电供能进行统筹管理、对连船服务进行细化分析，并可通过视频+实时数据协同展示的方式，对岸电进行24小时远程监管，将天津港岸电的平均连船时间缩短到30分钟以内。截至2024年2月底，累计为太平洋码头公司提供连船作业200余次，累计供电量逾500万千瓦时。

二 做法实践

（一）源侧减碳，为低碳港口带来绿色能源

青鸟公司成立之前，其母公司天津港电力有限公司进行了港区新能源项目建设，助力天津港北疆港区 C 段智能化集装箱码头成为 100% 使用绿色电能自给自足的零碳码头。2022 年，青鸟公司成立后，积极致力于东疆太平洋码头智慧绿色新能系统建设工作，用半年时间完成了从公司成立到项目成功并网。项目成功并网后年发电量预计将达到 3600 万千瓦时，预计将减少二氧化碳排放约 3.6 万吨，节约标准煤约 1.1 万吨，可 100% 满足太平洋码头用电。

截至 2024 年 2 月，电力（青鸟）公司投资建设的 C 段风电、太平洋风电、南疆风电等新能源发电项目，总装机容量达到 68 兆瓦，年发电能力达 1.5 亿千瓦时。预计“十四五”期间，港区新能源总装机容量将达到 150 兆瓦，年发电能力近 3 亿千瓦时，占港区每年总用电量的 50% 以上。未来还将利用港区防波堤、围填海域资源建设风光新能源基地，通过上级电网、绿电交易等方式将绿电引入港区，使港区电能 100% 绿电化。

表 1 港区新能源建设的三阶段情况

序号	发展阶段	建设装机规模及发电量	主要项目
1	第一阶段：先行示范期（2021）	新增装机容量 12MW 新增年发电能力 2000 万 kWh	1.C 段智慧绿色项目一期 2. 北疆 110kV 站 1.5MW 等光伏项目
2	第二阶段：加速推广期（2022-2024）	新增装机容量 130MW 新增年发电能力 2.8 亿 kWh	C 段智慧绿色能源项目二期、三期 TCT 码头 4.5MW 风电 太平洋码头 15.4MW 风光一体化项目 南疆港区 25MW 风电 国际物流区域 10MW 风电 东疆北防波堤 50MW 风电 国际物流冷库等光伏项目
3	第三阶段：全面深化期（2025 年启动）	新增装机容量 600MW 新增年发电能力 9 亿 kWh	高沙岭港区 100MW 防波堤风电及 500MW 海上光伏项目

（二）网侧管理，为能耗管理实现碳排双控

青鸟公司打造港区及各码头综合能源服务中心，采集全港电力、燃油环节数据，并为各级用户提供一站式的数据支撑服务。截至 2024 年 2 月，能源中心已完成港内 34 家单位一级电能计量数据和 20 家单位共计 3615 个二三级电能计量数据的采集。

（三）荷侧优化，为绿色运输提供能源解决方案

组织搭建岸电智慧化管理平台

对岸电供能进行统筹管理、对连船服务进行细化分析，并可通过视频 + 实时数据协同展示的方式，对岸电进行 24 小时远程监管。公司以智慧化管理思路提升远程服务质量，以专业连船队伍实现靠港船舶应连尽连，已将天津港岸电的平均连船时间缩短到 30 分钟以内。截至 2024 年 2 月底，公司累计提供连船作业 1300 余次，累计供电量逾 1900 万千瓦时。

深度参与港内建设规划

充分发挥专业优势，依托电建领域成熟经验，形成“投 - 建 - 运 - 管”一站式解决方案，做好港区清洁能源用能端电动集卡及装卸设备的充、换电基础配套设施的投资、建设、运营管理，构建港区充换电基础设施“一张网”，优化清洁能源在用能端的配套服务，进一步推动港口能源结构转型，加大港区水平运输设备电动化，助力打造天津港区域交通运输体系的绿色低碳发展新格局。

三 实际成效

截至 2024 年 2 月，已完成 68 兆瓦风光清洁能源发电项目建设，年发电能力达 1.5 亿千瓦时。预计“十四五”期间，全港新能源发电系统装机容量将达到 150 兆瓦，年发电能力近 3 亿千瓦时，可减少二氧化碳排放 26 万吨。

在原有工程建设服务基础上，打造形成了“一体化建设管理、一体化服务”体系（即：新能源投资—建设—运营一体化管理；船舶岸电建设—运维—连船一体化服务），形成全链条、全领域的工程建管维服务模式。积极开展港区岸电、充电站等基础设施建设，加大港区水平运输设备电动化，打造港口运输绿色低碳发展新格局。实现集装箱及干散货码头泊位岸电设施 100% 覆盖，港作船舶靠港 100% 使用岸电。



图 1 岸电连船服务

案例实施过程中不断强化用能管理，持续推进“一个平台、两级管控、三个中心、四个系统和四个一体化”建设，强化供电运行中心、综合安全应急中心和能源综合服务中心建设，打造新能源管控、综合运维、数据分析和安全四个一体化平台，可视化统筹管理数据资源，为用户提供多元用能服务。



图 2 能源智慧管控系统

四 典型经验

在开展相关工作时，遇到的最大困难是打造绿色低碳生态系统的参与各方利益无法统一，又缺乏有力的机制统一协调。能源转型过程中，部分企业在短时间内可能很难获得可观收益，导致各方参与的积极性参差不齐。通过统筹推进绿色港口建设，实现了整体上产出大于投入，协调解决了参与各方的利益分配，产业链内各企业都能有所获得，形成良性推动。

案例深入研究天津港港区的电力用能特点，在发 - 输 - 用全链条上进行绿色低碳转型，在能源供给侧充分利用港区风光资源，开展风光新能源发电应建尽建。提出了“技术 + 政策”“分布 + 集中”的解决低碳港口建设思路，分布式风光项目的主要特点是以就地消纳为主，直接降低企业碳排放，集中式风光项目的优点是规模体量大，结合绿电市场化交易政策回购使用。在输电侧打造符合港区电力来源多样化的智慧绿色能源管理系统，在电力负荷侧全力推动港区生产作业设备油改电，大力推动港区水平运输车辆的电动化，岸电连船应接尽接，并以岸电实践编制了港口协会岸电远程管控团体标准，为全国港口推广岸电连船使用提供了参考和借鉴。