# 零碳园区电力供给侧改革政策设计与应用模式研究

陈东波[1]，杨晨[1]，卢琬莹[2]，程志寅[1]，严坤[2]，陈亚林[2]，陈吕军[2,3,4*]

(1. 浙江浙能兴源节能科技有限公司，浙江杭州 311121；2. 清华大学环境学院，北京 100084；3. 清华大学生态文明研究中心，北京 100084；4. 清华大学碳中和研究院，北京 100084)

【摘　要】零碳园区必须构建以可再生能源为主、辅以共享储能并由公共电网兜底的能源体系，才能保证园区全生命周期碳中和的实现。其中，绿色电力供给是能源体系的关键。本文从问题导向出发，揭示了零碳能源供给与园区能源需求存在的深层次矛盾，论述了零碳园区建设的导向及其能源体系要求，以及零碳园区与电力供给侧改革的关系，全面阐述了基于零碳园区建设的电力供给侧改革政策设计目标与政策机制设计，提出以零碳园区建设激发电力供给侧改革活力。系统勾画了电力供给侧改革政策绿色设计蓝图，包括多方参与收益共享机制、绿电直连+公共电网兜底机制、碳电协同交易机制、容量补偿机制、绿电互济机制、独立计价机制、区域及跨部门协同机制、投融资与财政政策绿色设计等八大机制，并以零碳园区为试验田，详细剖析了零碳园区电力供给侧改革典型应用模式，涵盖园区及周边可再生能源开发利用型、绿电直连型、隔墙售电型、增量配电网型、共享储能型等五大类型。着力实现由低价能源向低碳能源、从技术依赖向协同优化、由单一主体向多元主体共治等三大转变，致力达成碳平衡、电量平衡、电价平衡等三大平衡。

【关键词】零碳园区；电力供给侧改革；政策设计；应用模式

【中图分类号】X332；F123.9　　【文章编号】1674-6252（2025）05-0016-11

【文献标识码】A　　【DOI】10.16868/j.cnki.1674-6252.2025.05.016

## 引言

2024年12月，中央经济工作会议提出“建立一批零碳园区”，其意义在于推进工业领域生态文明建设，破困局、谋变局、开新局[1]。2025年7月，国家发展改革委等三部门《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资〔2025〕910号）的发布[2]，标志着零碳园区建设已由地方探索变成国家行动，紧接着各地积极响应，密集出台零碳园区行动方案，开展大规模建设[3,4]。能源是工业园区碳排放的最主要来源，使用可再生能源替代高碳排放的化石能源，是零碳园区建设的关键举措。大力实施新能源和可再生能源电力替代，不仅是能源结构调整和技术集成优化，更是一场深层次的体制机制变革。破解电力供给侧改革障碍，构建电力系统新生态，提升新能源消纳水平，既是持续推动电力体制改革和新型电力系统建设的迫切要求，也是零碳园区建设的重要支撑。

当前，基于零碳园区研究视角，国内外学者主要聚焦相关理论研究[5]与实践路径探索[6-9]。根据建设导向，零碳园区可分为两类：结果认定型和目

**资助项目：**国家自然科学基金项目“基于全生命周期视角下零碳工业园区建设技术路径与成本效益研究”（52570229）。

**作者简介：**陈东波（1972—），男，硕士，高级工程师，研究方向为能源产业战略规划、政策研究等，E-mail：dongbochen@126.com。

*** 责任作者：**陈吕军（1965—），男，博士，教授，研究方向为产业生态学、生态工业园区等，E-mail：chenlj@tsinghua.edu.cn。

标愿景型[1]。立足于结果认定型示范创建，我国不同地区和组织已发布二十余项园区降碳相关的地方标准[10,11]、团体标准[12-14]，有研究提出零碳园区综合评价及指标体系[15,16]。而针对目标愿景型的研究，则侧重于工业园区内能源供给、工业生产、建筑运营、交通物流等碳排放环节深度减排[17-19]。针对园区能源体系零碳化，有研究从资源禀赋重点探索园区中以可再生能源为核心的零碳能源系统[20]，也有研究构建了面向零碳园区建设的新型电力系统优化调度方式[21]。然而，受管理机制、资源禀赋、经济成本等方面的影响，实践中工业园区零碳能源系统的电力需求难以得到有效满足。对此，已有研究从绿色机制视角出发，分析了电力供给侧改革的重要意义及其对我国绿色低碳转型的关键作用[22]。然而，目前少有研究将宏观大尺度的电力系统供给侧改革与具体的工业园区能源系统零碳化有机结合。实践中，一方面风电、光伏等新能源发电企业多余的电力无处可去，另一方面工业园区的绿电需求难以得到满足。为此，亟须统筹园区与电网，从政策管理与应用模式等方面，系统推进电力供给侧改革，支撑我国零碳园区建设。

本文立足于自上而下结合零碳园区电力供给侧改革政策的顶层设计与实践。首先从改革的机遇与挑战分析切入，其次深入阐述零碳园区建设的使命和能源体系基本要求，再者阐述零碳园区与电力供给侧改革的关系，最后以深化体制改革为主旨突破传统电网架构，提出改革总体框架和重点机制，并对绿电直连等典型应用模式进行分析。

## 1 机遇与挑战

### 1.1 零碳园区建设的前提条件

通过零碳园区示范建设，系统性地探索和实践碳中和路径，并由工业园区局部实践逐步推广至全局绿色低碳转型，可有效引导传统高耗能企业探索深度降碳路径，助力其突破国际碳贸易壁垒。同时，零碳园区建设是新型能源体系的微观示范，可显著提升可再生能源的消纳能力。然而，零碳园区示范建设离不开两个重要前提：一是能源资源条件；二是电力供给侧改革。

#### 1.1.1 零碳园区建设对能源资源的要求

建立以可再生能源为主的能源体系是零碳园区建设的基础，能源结构转型不仅是园区实现碳中和的必由之路，也是重构能源安全、重塑产业竞争力、引领全球气候治理的战略选择。

在目前技术条件下，作为工业所需的零碳能源，可选的有风电、光伏、核能、地热能、水电以及生物质能等。其中，分散式风电和分布式光伏是主力，但其波动性强且受气象条件等制约；生物质热电联产可以同时满足零碳电力和零碳热力的需要，但生物质能量密度相对较低，且原料的供应半径、供应周期有所局限，难以大范围推广应用。因而，零碳园区应优先建设在风能、太阳能、生物质能、小水电等可再生能源资源条件相对较好的区域，国家级或省级零碳园区建设更应将相应规模的可再生能源资源配置到位。本文关于电力供给侧改革的措施也是在这样的能源资源和技术条件下探讨研究的。

#### 1.1.2 零碳园区与电力供给侧改革的相互关系

零碳园区建设与电力供给侧改革二者相辅相成，零碳园区是电力供给侧改革的重要试验田[22]，电力供给侧改革是零碳园区建设的重要保障。

加快可再生能源电力的消纳是电力供给侧改革的一项重要使命。目前，风光电大规模开发技术日益成熟，发电成本已突破临界点，光伏发电已全面进入“平价上网”时代，在全国绝大多数地区，光伏发电成本已低于当地煤电基准价，且成本呈现持续下降趋势，社会关注重点已从降本转向消纳。零碳园区是产业集聚、能源密集消纳的区域，园区“管”与“网”更强大，拥有相对独立的微电网、热网、气网、水网等，具有大规模消纳新能源的有利条件。同时，强化场景应用驱动，零碳园区可以成为可再生能源革命的重要试验田，为电力供给侧改革进行先行先试。

IPCC报告表明，燃煤发电的全生命周期碳排放强度为820～900 $gCO_2/kW\cdot h$，光伏发电约为48 $gCO_2/kW\cdot h$，陆上风电碳排放强度约为11 $gCO_2/kW\cdot h$，煤电碳排放强度远远高于风光绿电碳排放强度[23]。目前，我国传统园区能源使用的对外依存度高，以煤电为主的传统能源体系碳排放强度高，单纯依靠公共电网无法满足零碳园区建

设要求；此外，工业园区难以实现清洁能源自平衡，离不开外部电力供给安全保障。在零碳园区建设中，如何平衡绿电供应与公共电网安全保障的关系，不仅面临技术和经济的挑战，也面临管理制度等方面的障碍。因此，电力供给侧改革必须步入“深水区”，突破传统电网架构，加快建立完善新型电力系统，探索电量平衡和电价形成新机制，才能保证零碳园区建设稳步推进。

## 1.2 改革面临的挑战

### 1.2.1 工业园区能源需求与零碳能源供给之间的矛盾

限于电力储存成本，零碳能源的特征往往难以满足工业园区能源需求，其供需矛盾突出表现在：①风光电新能源生产的随机性、波动性难以满足园区连续稳定生产的用能需求。②为提高零碳能源供给的稳定性，需提高零碳能源储能功率和能量利用率，这会大幅增加企业用能成本，与企业追求经济效益相悖。③园区内工业企业高度集聚，土地集约化利用程度高，边界内及园区周边地区的风电、光伏、生物质等零碳能源的资源量有限，难以满足园区用能总量需求。以浙江省为例，据测算，省域内理论新增生物质量（理论新增生物质量约 1000 万吨标煤，能源消费总量超亿吨标煤）不足省内能源消费总量的 10%，且实际能收储到厂的还要大打折扣。如何低成本解决零碳能源的供应局限性与电力需求的持续性、高可靠性之间的矛盾，是零碳园区建设亟待破解的重要难题。

### 1.2.2 电力供给侧体制机制存在的主要障碍

#### 1.2.2.1《中华人民共和国电力法》对零售侧的管制

根据《中华人民共和国电力法》现行规定，可再生能源电厂目前主要采取“自发自用 + 余电上网”模式，不得自行销售多余电力，其生产的电能除自用外均出售给电网公司，再由电网公司转售给用户，生产端和消费端被完全隔离。现行电力供给体制下，电网公司扮演“唯一经销商”的角色，承担配电网、变电设施的建设维护及电力调度工作，电网公司通过“交叉补贴”，承担安全兜底保障功能。

基于零碳园区建设视角，《中华人民共和国电力法》对零售侧管制导致的问题主要有：一是电网接入权争议，公共电网对跨区直连项目存在排他性调度倾向，绿电直连政策出台能否保证“公平接入”，实际落地存在变数；二是增量配电网，新建零碳园区虽然前景看好，但电网公司仅提供条件较为苛刻的项目，投资、消纳、土地资源等存在障碍；三是电力销售由电网独家经营，阻碍了园区共享储能，企业间能源不能互补共济，储能难以发挥共享功能；四是隔墙售电限制，现行政策禁止分布式发电直接向周边用户售电，需通过电网统购统销，削弱园区能源自给自足的经济性。

#### 1.2.2.2 电价形成机制僵化

电价是充分发挥经济成本对零碳能源生产和消纳的调节作用的关键依托。然而，我国现有标杆电价、目录电价机制难以反映新能源发电的边际成本优势。一方面，绿电主体大多规模较小、分布较散，加之交易范围仅为部分放开，限制了绿电交易的市场规模；另一方面，网架结构限制与过网成本核实核算困难，加之增量配电网与存量公共电网营业区交叉导致结算纠纷，零碳园区绿电溢价收益难以兑现。与此同时，调峰、调频等辅助服务以计划分配为主，市场化交易比例低，储能、需求响应等灵活资源难以获得合理收益，抑制了社会投资的动力。此外，相关社会主体对于增量配电网企业市场地位的理解存在一定分歧，在接入公用电网、参与市场化交易、与省级电网结算等环节被当成“大用户”，要求配电网企业按照电压等级缴纳与省级电网的价差，导致增量配电网与省级电网之间的结算问题突出 [24]。

#### 1.2.2.3 标准体系滞后

当前新能源与电力系统融合进程中，标准体系的不完善已对电力供给侧改革形成多维度制约，主要表现为：针对储能系统、智能逆变器、虚拟电厂（virtual power plant，VPP）等新技术和新装备，缺乏统一的安全、性能和寿命测试标准，导致产品兼容性不足、运行风险难控，制约技术规模化应用；针对“源—网—荷—储”协同控制、氢能耦合等跨领域的复杂系统，缺乏集成技术标准，系统接口与调控范式的不一致直接影响了多能互补效率与整体运行稳定性。在新能源并网环节，现有并网标准对新能源场站的电压支撑、低电压穿越等方面的要求与

灵活性电力资源不匹配，难以保障新能源的安全稳定接入，易导致脱网风险；同时某些入网、涉网标准过高，增加新能源项目不必要的成本。在电网规划与设计环节，现有标准针对新能源的前瞻性存在不足。例如，电网容量规划保守，可能导致电网冗余不足，进而引发过度投资，配电网设计未预留足够接口致使难以容纳大量分布式光伏和充电桩等。此外，绿电全生命周期碳足迹核算与管理相关的标准尚未统一，影响绿电交易和国际互认。

## 2 政策设计的总体思路与框架

基于零碳园区建设，电力供给侧应改成什么样？又该如何改成这样？需要坚持目标导向与问题导向相统一，将政策的顶层设计与自下而上的实践相结合，遵循“问题识别—政策设计—模式创新—应用成效”的改革逻辑，层层推进。为此，以下重点探讨改革总体思路，以期形成改革总体框架，提出典型应用模式。

### 2.1 总体思路

面向构建以可再生能源为主、辅以共享储能并由公共电网兜底的零碳园区能源体系的总体目标，围绕电力供给侧改革，以能源结构优化和绿电价值量化为质量变革的方向，以“三大转变”为动力变革的新引擎，以“三大平衡”为效率变革的关键路径与支撑，形成零碳园区电力供给侧改革总体思路，具体阐述如下。

2.1.1 能源结构优化和绿电价值量化

能源结构优化体现了电力供给侧质量变革的目的，绿电价值量化则是电力供给侧质量变革的关键指标要求。

2.1.1.1 能源结构优化

主要包括煤电清洁化与清洁能源规模化替代。其中，煤电清洁化主要指传统火电低碳转型，包括严控新增煤电规模，推进存量机组灵活性改造；推广超超临界、集成气化联合循环（integrated gasification combined cycle，IGCC）高效发电技术；探索燃煤电厂掺氨 / 掺氢燃烧与碳捕集利用与封存（carbon capture, utilization and storage，CCUS） 协同应用，降低煤电度电碳排放。清洁能源规模化替代的重点则包括沙漠 / 戈壁 / 荒漠风光大基地建设、多能互补系统、分布式能源，以及配套发展水电、核电和生物质能等。

2.1.1.2 绿电价值量化

主要体现在电力碳排放因子、绿电用量、碳边境税价值等方面：其中，电力碳排放因子是电力供给侧绿色低碳转型的核心量化体现，也是绿电价值量化的特征指标；绿电用量不仅要统计实际的消费量，还需要通过政策设计应对绿电供给的不稳定性，以保证用量水平。此外，随着欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism，CBAM）将电力间接排放纳入核算，园区需积极开展碳交易、碳金融、碳定价、碳中和认证等服务，支持有降碳刚性需求的出口外向型企业，利用周边新能源资源，探索开展存量负荷与绿电的直连，突破国际贸易绿色壁垒。

2.1.2 着力“三大转变”

零碳园区电力供给侧改革面临新能源消纳压力大、产业脱碳难、零碳技术推广应用受限等现实挑战，需着力“三大转变”，增添动力变革新引擎。

2.1.2.1 由单纯追求低价能源向低碳能源转变

传统园区能源选择以化石能源低价优势为核心诉求，然而，随着我国可再生能源发电技术的持续发展和装机规模的稳步提升，风电、光伏的平准化度电成本（levelized cost of electricity，LCOE）已在十年间下降超 80%，能源的“低价”与“低碳”正逐步趋同。长期来看，考虑到碳价机制带来的传统化石能源隐性环境成本的显性化，以及碳价机制、能效提升、绿色金融等措施的逐步落实，园区使用低碳能源的综合效益将超越传统的低价能源。为此，园区需转变消费观念，运用系统思维，将碳价、绿证等用能溢价纳入决策模型，重构能源经济性评估体系，在经济成本可行时加快推动低碳能源的生产和使用。

2.1.2.2 从单一技术减排依赖向协同优化转变

零碳园区建设若过度依赖单一技术减排，如仅布局光伏、储能或 CCUS 将会带来一系列问题，包括难以覆盖全场景减排需求、边际效益递减与成本不可持续、能源—产业—碳循环割裂，以及环境与社会外溢风险增加等。反之，协同优化优势明显：一是碳污协同，在零碳目标下，各种垃圾、废弃物，将变废为宝，成为零碳能源的优质原料，如

农林生物质并网发电、热电联产，零碳园区可能成为“零废园区”。二是绿色低碳技术与园区产业深度融合，在应用场景驱动下，零碳园区将成为低碳零碳负碳先进适用技术示范试验场。三是电—碳协同管控，可建立适用于不同场景的电力、热力等公共服务领域碳排放因子核算规则、发布和更新机制，推动园区企业温室气体排放核算方法由“组织碳”转向“设施碳”，主动实施“产品碳”核算 [25]。

2.1.2.3 由单打独斗向多元主体共治转变

鉴于园区数量多、种类杂，各级各类园区在体量规模、产业结构、用能特点等方面差异较大，零碳园区建设从“单打独斗”向多元主体共治转变，是破解单一主体能力瓶颈、实现系统化减排的关键机制创新。工业园区涉及政府、园区、园区企业、电网企业、能源综合服务商等各类主体，只有推动各主体从冲突走向共生共赢、引导治理架构从政府主导转向多方共治，才能更加高效地推动电力供给侧改革、助力零碳园区建设。

2.1.3 致力“三大平衡”

零碳园区稳定、经济、可持续运行的关键是做好碳平衡、电量平衡与电价平衡。其中，电量平衡是连接碳平衡和电价平衡的桥梁，也是实现零碳园区良好运行的关键着力点。促进“三大平衡”是零碳园区电力供给侧改革的重要出发点和落脚点。

2.1.3.1 碳平衡及其要求

碳平衡是指既定时空边界内，通过减排与碳移除手段，实现园区碳的净零排放。现阶段，零碳园区重点不是通过 CCUS、碳抵消机制等方式消除碳排放，而是多策并举深度推进园区自身降碳。为此，需要规范工业园区碳核算 [26]，设定碳预算，落实碳规划；严格限制化石能源（燃气锅炉、柴油发电机等）的使用，减少园区内的碳直接排放；降低公共电网入网门槛及成本，并推进新能源和可再生能源电力替代，减少外购电力、热力等产生的间接碳排放，鼓励新能源就近消纳；推广综合能源技术，如“风光储 + 氢能”多能互补、水源热泵、空气源热泵、熔盐储热、电化学储电、生物质热电联产、工业固废炉发电供热、余热余压利用等；推进碳核算与碳管理在园区能源、产业、建筑、交通、基础设施、生态等系统的全覆盖，实施园区建筑节能改造、工业流程深度脱碳等重点工程。

2.1.3.2 电量平衡及其要求

电量平衡是指园区的实时电力供应与电力需求相匹配，核心是解决新能源的不稳定性。对此，需在供给侧统筹好风光储氢等多种能源在园区内的平衡，在需求侧实施电力需求管理，建立柔性负荷机制，以减轻供应侧（零碳）的压力平衡等。此外，还可通过建设园区集中的共享储能基础设施，由公共电网兜底实行双向调剂，促进储能时空平衡；调整电力定价机制，通过峰谷平电价差及高峰时段电力反送补贴等，发挥电价杠杆作用，引导用户削峰填谷调节电力用量。

2.1.3.3 电价平衡及其政策设计

电价平衡包括两层含义：一是自身投入产出比，电价能覆盖投资、运维、交易等所有成本，且投资者能获得合理回报；二是横向比较，零碳园区的用电成本与传统园区持平乃至更低。为此，零碳园区的电价平衡要求包括：①加快形成电力价格新机制，通过园区能源生产者、经销商、消费者等多方博弈，实现改革重点从发电侧向电网侧、消纳端的转移；②通过分时电价、实时电价、尖峰电价等，反映实时成本和稀缺程度；③扩大多元化收益，如绿证交易、国家核证自愿减排量（CCER）交易、碳普惠活动、电网需求侧响应补贴、VPP 聚合收益等。此外，随着未来碳市场的全面推广，碳价将成为反映碳排放资源稀缺性的“晴雨表”，需借助全国碳市场，为零碳园区能源价格横向平衡创造外部条件 [27]。

## 2.2 改革设计总体框架

坚持问题导向，围绕“三大转变”，设计优化供给结构政策，推动从传统追求低价能源转向低碳能源：包括新增绿电供给、强化绿电就近消纳、价格杠杆调节和财政鼓励政策等；设计优化制度供给政策，推进从技术依赖向协同优化转变；设计优化组织供给政策，推动由单一主体向多元主体共治转变。针对“三大平衡”，从零碳要求、园区内资源不足、企业间不平衡、时间上不平衡、电价缺乏优势、新能源波动性等方面进一步细化分解，按照改革总体思路要求逐步展开，提出零碳园区电力供给侧改革推进逻辑，如表 1 所示。

**表 1 零碳园区电力供给侧改革推进逻辑**

| 问题识别 | 政策设计 | 模式创新 | 应用成效 |
|---|---|---|---|
| 零碳要求 | 多方参与收益共享机制、区域及跨部门协同机制、投融资与财政政策绿色设计 | 风光资源 + 生物质资源相对丰富，配置到位 | 满足零碳的基础条件 |
| 园区内资源不足 | 绿电直连、绿电互济机制 | 外部调入，绿电直接；生物质区域集聚 | 能源总量平衡 |
| 企业间不平衡 | 绿电直连、隔墙售电、增量配电网 | 隔墙售电，增量配电网 | 相邻平衡；园区内平衡 |
| 时间上不平衡 | 共享储能或就近小型抽水蓄能电站 | 需求侧管理；虚拟电厂；生物质电厂灵活调峰 | 削峰填谷 |
| 电价没优势 | 碳电协同交易机制、独立计价机制、投融资与财政政策绿色设计 | CCER 碳价值；按投资单独核算过网费（核减）；减免附加或设立基金 | 零碳园区新的电价形成机制，确保有价格优势，可复制推广 |
| 波动性 | 公共电网兜底机制 | 公共电网提供兜底保障 | 安全保障 |

基于此，从改革动力视角，立足能源结构优化和绿电价值量化，着力“三大转变”，致力“三大平衡”，推进电力供给侧改革；从供给侧视角，按照组织供给、要素供给、创新供给、成本供给、制度供给等五个维度，建立八项政策设计机制，完善电力供给体系；从零碳园区视角，通过双向促进，以构建可再生能源为主、共享储能为辅并由公共电网兜底的能源体系为目标。零碳园区电力供给侧改革政策设计总体框架如图 1 所示。

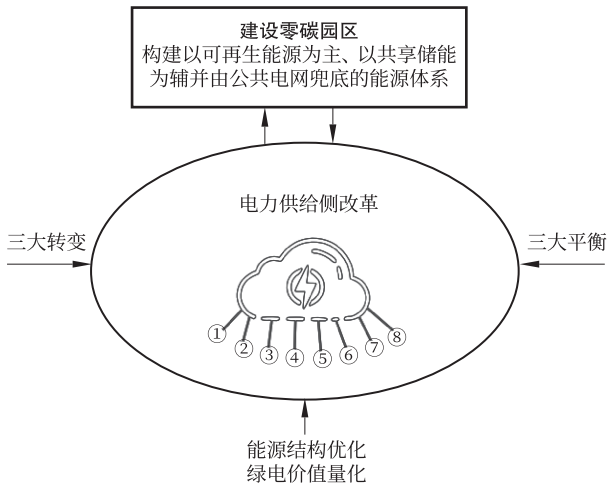


**图 1　零碳园区电力供给侧改革政策设计总体框架**

注：图中标号①表示多方参与收益共享机制；②表示绿电直连 + 公共电网兜底机制；③表示容量补偿机制；④表示碳电协同交易机制；⑤表示绿电互济机制；⑥表示独立计价机制；⑦表示区域及跨部门协同机制；⑧表示投融资与财政政策绿色设计

## 2.3 政策机制设计

电力供给侧改革包括组织、要素、创新、成本、制度等五个核心维度，从这五个维度设计电力供给侧政策机制，可以更有效地协调各方利益，发挥政策的引导作用，提高电力供给体系质量和效益。

其中，组织供给政策设计主要指多方参与、收益共享机制，重点是扩大组织供给，激活参与主体，如电网公司、发电企业、园区及电力用户、政府等；要素供给政策设计主要是绿电直连 + 公共电网兜底机制，目的是增强要素供给，优化要素配置，如发电、储能、容量、公共电网、园区微网等；创新供给政策设计包括容量补偿机制、碳电协同交易机制和绿电互济机制，目的是加大创新供给，增强创新动能，如共享储能、聚合分布式能源及可调负荷、“源—网—荷—储”一体化等；成本供给政策设计主要是独立计价机制，目的是精益成本供给，降低营商成本，制定新电价机制，降低入网涉网费，减少各种“交叉补贴”，扩大能源综合服务、绿电溢价等；制度供给政策设计包括区域及跨部门协同机制、投融资与财政政策绿色设计，目的是提高市场效率，如碳税减免、区域与跨部门协调机制等。

### 2.3.1 多方参与、收益共享机制

建立多方参与、收益共享机制，调动各方积极参与改革，实行利益共享、风险共担，扩大电力供给侧各类组织供给。其作用主要表现在：发电侧，需体现绿电溢价收益，减免“交叉补贴”；电网侧，必须平衡电网与其他方关系，如“过网费”收入、调频及备用容量市场参与等辅助服务补偿；消纳端，园区企业实现节省电费、碳关税豁免。对于政府和园区而言，将绿电消费计入地方“双碳”考核指标，提升政绩表现。

### 2.3.2 绿电直连 + 公共电网兜底机制

绿电是零碳园区关键要素供给。建立绿电直连

+ 公共电网兜底机制旨在强化绿电供给，提高绿电供给效率。同时，结合公共电网弥补绿电随机性、波动性的不足，进而提升绿电供给质量，保障园区供电安全。其作用在于：首先，绿电直连机制可将绿电优先定向输送至高耗能园区，实现新能源就近消纳，提升消纳率，同时零碳园区作为公共电网的绿电直供优质客户，可兑现公共电网的绿电价值；其次，公共电网是园区供电可靠性支撑，当园区自备风光储系统出力不足时，公共电网按照接网容量提供可靠供电等服务，保障其安全稳定用电、确保不间断供电；最后，园区能够减少储能配置规模，公共电网可以提供系统惯性资源，抑制园区分布式电源引发的电能质量下降 [28, 29]。

2.3.3 容量补偿机制

容量补偿机制是为保障电力系统长期容量充裕性、供电安全而设计的一种经济手段。对于火电灵活性改造，按可用容量给予补偿，可提升供给侧备用能力，维持煤电机组作为系统可靠容量的积极性 [30]。而对于新型储能、虚拟电厂等调节资源，容量补偿机制可以为其提供一部分稳定收入，推动储能容量纳入电力现货市场交易标的，促进新能源消纳，激励新型储能、虚拟电厂等调节资源的投资和建设，从而提升整个系统的灵活性和可靠性。

2.3.4 碳电协同交易机制

建立碳电协同交易机制，目的是创新供给。其主要内容包括：一是推动园区与绿电发电企业签订长期购电协议或合同能源管理协议，打通绿电“证电合一”交易链条，扩大绿证抵扣范围至园区供应链碳排放；二是设计绿证与碳交易耦合机制，实行绿电交易与碳资产联动，如采购绿电即匹配碳抵消额度等；三是探索绿电套餐绑定碳抵消，如推出“1MW · h 绿电 +0.5 t CCER”组合产品等。

2.3.5 绿电互济机制

绿电互济机制是指以绿电为纽带，使公共电网与零碳园区微网形成绿电双向共生体。即借助区块链技术，以公共电网作为绿电充电宝、为园区微网兜底充电；园区购买公共电网低价绿电，消纳园区外可再生能源，促进跨省（区、市）绿电交易。反之，当园区绿电富裕，通过规模化、专业化服务，将园区分布式能源、可调负荷聚合为 VPP，由公共电网兜底上网消纳，以及通过园区微网与储能配合，向公共电网反送调峰能力，参与现货市场和辅助服务交易，最终保障能源供应安全，降低全社会低碳转型成本。

2.3.6 独立计价机制

建立独立计价机制的目的是推动成本供给侧改革，推行“双边协议电价”“现货交易”等多样化定价模式。其主要措施包括：①制定动态电价，基于负荷预测与风光出力，实施峰谷分时分区电价。②独立计量计价，允许共享储能以“第三方独立主体”身份参与电力市场，可同时提供容量租赁、调频调峰、黑启动等服务。③零碳园区“过网费”，由园区内输配电实际投资来核定后分摊到度电成本，把园区用电负荷相对较高的优势转化为电网侧的度电投资相对较低的优势。④园区与公共电网的交易电量的“过网费”，按公共电网常规的“过网费”标准收取。⑤零碳园区外的电网投资，不纳入园区电网投资，而作为公共设施投入。

2.3.7 区域及跨部门协同机制

加强园区与周边区域、园区内外相关部门的协同制度改革，确保绿电对零碳园区的有效供给，主要措施包括：①制定可再生能源消费最低比重目标，实施绿电消纳责任捆绑机制，可要求零碳园区承担周边绿电项目就近消纳责任，如要求园区用电量 30% 必须来自 50 km 范围内的绿电等。②通过规定新建园区必须配套增量配网、将增量配网与风光发电项目开发权捆绑等措施，推进增量配网等电力供给侧改革项目的落实。③建立跨部门协调机制，破除能源、环保、国土等部门审批标准不一、项目落地周期长等困境。

2.3.8 投融资与财政政策绿色设计

加强电力侧制度供给，主要针对园区绿电供给前期投入高、回报周期长、风险识别难等痛点，扩大绿色金融工具应用，构建投融资与财政政策绿色设计框架，实现财政资金杠杆撬动，市场化风险定价，政策工具动态适配相结合。为此，可建立多层次风险共担与收益共享的投融资机制，发挥政府公共资金杠杆效应，有效撬动社会资本，保障项目收益；设计精准激励与全周期支持财政政策，对零碳园区项目给予贴息贷款、碳排放权质押融资额度，

试点发行园区碳中和专项债，实施差异化税收激励，对园区内绿电设备投资给予增值税即征即退、所得税优惠等。此外，针对同质化产品，可推行单位产品能耗奖励办法等，激励园区企业持续提高能效水平。

## 3 典型应用模式及其分析

针对工业园区电量平衡的关键路径，提出以下典型应用模式。

### 3.1 园区及周边可再生能源开发利用型

园区及周边可再生能源开发利用型，即深度开发利用园区及周边生物质热电联产、小水电、风光电小基地等，通过就近消纳为主的方式，立足于绿电开源，从而实现园区低碳乃至“近零碳”运行。其中，生物质热电联产既解决了农林业剩余物的处理难题，实现了资源的循环利用，同时又作为灵活调节电源为电网提供调峰服务，助力提升电网的灵活性和稳定性。

以浙江龙泉某生物质电厂为例，该厂原本所发电量 100% 并入公共电网，目前正在开展系统改造，以支撑周边零碳园区建设。该厂在厂内对原有发电机组进行供热改造，为企业提供不同温度和压力的零碳蒸汽，吸引用热企业入园集聚；在周边低丘缓坡地区，建设光伏发电，补充零碳电力。此外，该厂积极响应国家政策机制变革，将在近期争取“绿电直连”政策落地，所发电可以就近直供园区；并计划在远期通过以生物质热电联产为核心、以园区内及周边光伏为补充、以园区内共享储能为调剂、以公共电网为兜底，实现对周边园区热电的足额零碳供应。

### 3.2 绿电直连型

绿电直连型是一种通过专用线路，将风电、太阳能发电、生物质发电等新能源直接输送给园区用户，实现能源清洁高效利用的零碳园区建设模式。绿电直连不接入公共电网，可实现供给电量物理溯源清晰 [28]。

绿电直连为物理直连：项目的电源、用户和线路均与公共电网无电气连接，作为独立系统开展运营。通过专用输电线路直接将邻近可再生能源电站（如风电场、光伏基地）与园区配电系统直连，实现点对点物理供电。物理直连实现“度电碳足迹追踪”，避免电网混电导致的碳核算模糊。如山东省东营市垦利区绿电直连离网型零碳产业园区就是这种模式的体现。

### 3.3 隔墙售电型

与绿电直连单一电力用户的情况不同，隔墙售电型是指采用直连线路向多用户开展绿色电力直接供应的一种零碳园区建设模式。该模式目前尚面临较多管理限制；可以零碳园区为试验田，先行探索放开隔墙售电的方式，突破原有分布式电源自发自用限制，允许半径 50 km 内绿电项目通过增量配电网或专用线路直售园区等。通过试点工作形成规范、标准、科学的建设和管理流程，并逐步探索扩大试点范围。例如，从分布式电源扩展至集中式风光项目、准许跨行政区域交易等。此外，可建立园区级电力交易平台，搭建园区级 VPP 平台，聚合企业可调负荷与分布式电源，实现园区电力系统调度的秒级响应。

### 3.4 增量配电网型

增量配电网型是一种赋予园区独立的电力输配经营权，集成分布式光伏、储能及智慧微网，实现“源—网—荷—储”一体化管理的零碳园区建设模式，具有多方面的显著优势。第一，提高园区绿电自给率，强化能源自主权；第二，辅助服务市场化，园区通过增量配网参与调峰市场，获得储能调频收益，提高投资回报；第三，降本增效，包括绿电直供差价，辅助服务收益，绿证、CCER、碳普惠等碳资产交易、负荷预测、能效优化等数据增值服务。同时，零碳园区也赋予增量配电网改革新动力，体现在园区可供电面积大且集中，产业发展前景广阔，用电量结构良好，工商业用电比重大，园区区域所属网架结构一般具有较高电压等级，这有利于降低公共电网的接入技术障碍。

### 3.5 共享储能型

共享储能型是指通过配置集中的、可供园区多个用户共享的大型储能设施，如熔盐储热、电化学储电、压缩空气储能等，来提升电力系统灵活性、

经济性和安全性的一种零碳园区建设模式[31]。该模式下的“共享储能电站”具有多维度的功能特征和技术优势：在资产利用方面，可通过资源聚合实现对闲散资源的高效利用；在市场化运营方面，通过“独立储能在放电时段按发电企业身份参与交易，在充电时段按电力用户身份参与交易”的机制设计[32]，可为园区打开共享储能市场化通道；在收益结构方面，来源包括容量租赁、峰谷套利、调频辅助服务、碳资产开发等，项目的经济可行性具备较好的保障；在服务供给方面，可将共享储能调度融入园区企业管理，通过设计标准化套餐等突破传统储能利用率低的瓶颈，提升园区级储能系统日均充放次数，降低度电成本。

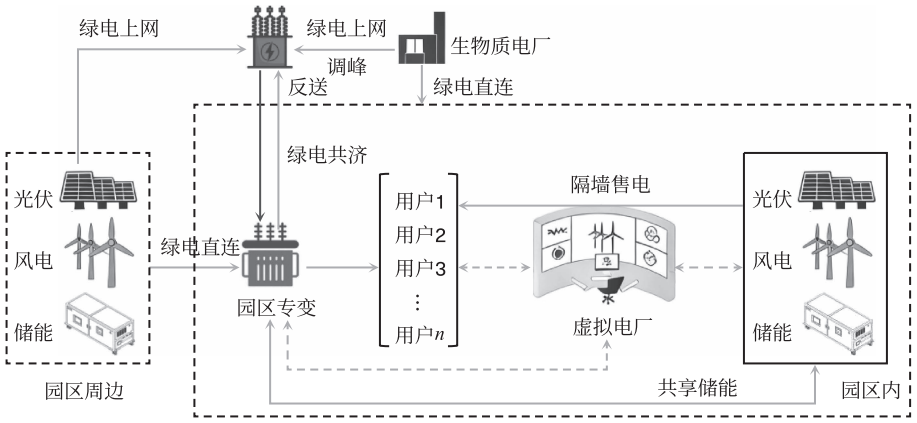


**图 2　零碳园区电量平衡综合模式示意**

综上，从园区整体的电量平衡视角进一步分析，上述各类应用模式分别对应不同具体场景下单一的电量平衡逻辑：园区及周边可再生能源开发利用型属于开源增量；绿电直连属于园区域外扩量平衡，只进不出；隔墙售电属于相邻互济；增量配电网属于园区内实时平衡；共享储能削峰填谷属于错时平衡；公共电网兜底，属于保障性平衡、补量平衡、绿电互济。为提高零碳园区零碳能源的高效、稳定、安全供给和使用，需要统筹园内企业用能需求、园区内及周边可再生能源禀赋、电网支撑条件等因素，因地制宜构建多种组合策略，通过多元模式的协同应用保障零碳园区电量动态平衡（图 2）。

## 4 结论

推进零碳园区建设，必须强化零碳园区电力供给侧改革政策设计和应用模式研究。本研究结论如下：

（1）以零碳园区建设激发电力供给侧改革活力，在资源条件相对较好区域，构建以可再生能源为主、辅以共享储能并由公共电网兜底的零碳园区能源体系，以典型模式场景应用，推动大规模可再生能源就近消纳。

（2）以零碳园区建设为契机，加快电力供给侧改革试点，构建改革政策设计总体框架，包括多方参与收益共享机制、绿电直连 + 公共电网兜底机制、容量补偿机制、碳电协同交易机制、绿电互济机制、独立计价机制、区域及跨部门协同机制、投融资与财政政策绿色设计等八大机制，实现零碳园区建设与电力供给侧改革双向促进。

（3）推广零碳园区电力供给侧改革典型应用模式，因地制宜，灵活组合运用包括园区及周边可再生能源开发利用型、绿电直连型、隔墙售电型、增量配电网型、共享储能型等典型模式，提高可再生能源利用率、绿电就近消纳率，降低碳排放率。

## 参考文献

[1] 陈吕军 . 建立一批零碳园区推进工业领域生态文明建设 [J]. 环境与可持续发展 , 2025, 50(2): 60-66.

[2] 国家发展改革委 , 工业和信息化部 , 国家能源局 . 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 [EB/OL]. (2025-06-30).[2025-09-19]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202507/content_7031090.htm.

[3] 山东省发展和改革委员会 , 山东省工业和信息化厅 , 山东省能源局 . 关于印发《山东省零碳园区建设方案》的通知 [EB/OL]. (2025-07-16).[2025-09-19]. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/7/17/art_306787_75483.html.

[4] 内蒙古自治区发展和改革委员会 , 内蒙古自治区工业和信息化厅 , 内蒙古自治区能源局 . 内蒙古自治区发展改革委 业和信息化厅能源局关于印发《内蒙古自治区零碳园区培育建设方案》的通知 [EB/OL]. (2025-08-07).[2025-09-19]. https://fgw.nmg.gov.cn/zfxxgk/fdzdgknr/bmwj/202508/t20250811_2772336.html.

[5] GUO Y, TIAN J P, CHEN L J. Managing energy infrastructure to decarbonize industrial parks in China[J]. Nature

communications, 2020, 11(1): 981.
[6] 郭扬 , 吕一铮 , 严坤 , 等 . 中国工业园区低碳发展路径研究 [J]. 中国环境管理 , 2021, 13(1): 49-58.
[7] YAN K, GAO H B, LIU R, et al. Review on low-carbon development in Chinese industrial parks driven by bioeconomy strategies[J]. Renewable and sustainable energy reviews, 2024, 199: 114541.
[8] 高晗博 , 严坤 , 吕一铮 , 等 . 我国工业园区碳达峰路径优化分析模型及实证研究 [J]. 中国能源 , 2023, 45(S1): 67-81.
[9] 蒋庆哲 , 刘杨 , 蒲欣宇 , 等 . 零碳园区建设的系统路径、发展模式及治理生态 [J]. 中国人口 · 资源与环境 , 2025, 35(5): 13-23.
[10] 内蒙古自治区市场监督管理局 . DB 15/T 2948-2023 零碳产业园区建设规范 [S]. 2023.
[11] 福建省市场监督管理局 . DB35/T 2198-2024 工业园区低零碳创建评估准则 [S]. 2024.
[12] 山西省环境科学学会 . T/SXSES 04-2024 零碳 ( 近零碳 ) 产业园区创建与评价规范 [S]. 2024.
[13] 中国工业节能与清洁生产协会 . T/CIECCPA 031-2023 零碳园区评价通则 [S]. 2023.
[14] 上海市节能环保服务业协会 . T/SEESA 010-2022 零碳园区创建与评价技术规范 [S]. 2022.
[15] 王永利 , 张天米 , 袁博 , 等 . 近零碳排放园区综合评价指标与方法 [J]. 电力科学与工程 , 2023, 39(5): 51-60.
[16] 潘雨情 , 祁兵 , 李彬 . 新能源园区零碳评价指标体系研究 [J]. 内蒙古电力技术 , 2023, 41(5): 12-18.
[17] 孟海燕 , 陈启新 , 韩仲卿 , 等 . 零碳园区综合能源规划的实施路径及关键技术研究 [J]. 建筑科技 , 2022, 6(6): 9-11, 15.
[18] 葛磊蛟 , 李京京 , 李昌禄 , 等 . 面向零碳园区的综合能源系统优化运行技术综述 [J]. 电网技术 , 2024, 48(5): 1821-1835.
[19] 周鑫 , 陈明扬 , 罗彬 , 等 . 近零碳排放园区建设思路和对策建议 [J]. 四川环境 , 2023, 42(5): 268-273.
[20] 谢典 , 高亚静 , 芦新波 , 等 . 零碳园区建设的发展现状、挑战与建议 [J]. 中国电力企业管理 , 2024(25): 92-93.
[21] 张子瑞 . 零碳产业园 : 新型电力系统的生动实践 [N]. 中国能源报 , 2021-10-25(023).
[22] 盛韵颖 , 张婷婷 . 加快建立健全绿色机制 突破电力供给侧改革瓶颈 [J]. 中国电力企业管理 , 2023(7): 25-28.
[23] IPCC. Global Warming of 1.5 °C [R]. Geneva: IPCC, 2018: 22-25.
[24] 韩刚 , 周昭志 , 郝楠楠 . 增量配电网发展现状综述及发展趋势研究 [J]. 中国水能及电气化 , 2022(3): 46-50.
[25] 上海市人民政府办公厅 . 上海市人民政府办公厅关于印发《上海碳市场全面深化改革行动方案 (2026—2030 年 )》的通 知 [EB/OL]. (2025-07-16).[2025-09-19]. https://www.shanghai.gov.cn/gwk/search/content/53e2be9dc09a47c6988e86cc88cfe7b9.
[26] 江苏省市场监督管理局 . DB32/T 5192-2025 工业园区碳排放核算指南 [S]. 2025.
[27] 中共中央办公厅 , 国务院办公厅 . 中共中央办公厅 国务院办公厅关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见 [EB/OL]. (2025-05-24).[2025-09-19]. https://www.gov.cn/zhengce/202508/content_7037718.htm.
[28] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 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 [EB/OL]. (2025-05-21)[2025-09-19]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202506/content_7026087.htm.
[29] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 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 [EB/OL]. (2025-09-09).[2025-09-19]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202509/content_7040458.htm.
[30] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知 [EB/OL]. (2023-11-08).[2025-09-21]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202311/t20231110_1361897.html.
[31] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 国家发展改革委 国家能源局关于印发《新型储能规模化建设专项行动方案 (2025—2027 年 )》 的通知 [EB/OL]. (2025-08-27)[2025-09-19]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400425.html.
[32] 国家发展改革委 . 国家发展改革委关于《电力中长期市场基本规则 ( 征求意见稿 )》公开征求意见的通知 [EB/OL]. (2025-09-02).[2025-09-19]. https://yyglxxbsgw.ndrc.gov.cn/htmls/article/article.html?articleId=2c97d16c-9324f814-0199-0e773fa9-00a4.

# Research on Policy Design and Application Models of Power Supply Side Reform in Zero-Carbon Industrial Parks

**CHEN Dongbo[1], YANG Chen[1], LU Wanying[2], CHENG Zhiyin[1], YAN Kun[2], CHEN Yalin[2], CHEN Lyujun[2.3.4*]**

**(1. Zhejiang Zheneng Xingyuan Energy Saving Technology Co., Ltd., Hangzhou 311121, China; 2. School of Environment, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 3. Center for Ecological Civilization, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 4. Institute for Carbon Neutrality, Tsinghua University, Beijing 100084, China)**

**Abstract:** To achieve the full lifecycle carbon neutrality of a zero-carbon industrial park, it is essential to build an energy system dominated by renewable energy, supplemented by shared energy storage and backed by the public power grid. Among these components, the supply of green electricity is the key to the energy system. From the problem-oriented perspective, this article reveals the deep-seated contradiction between zero-carbon energy supply and the energy demand of the industrial park, discusses the orientation of zero-carbon industrial park construction and the requirements of its energy system, as well as the relationship between zero-carbon industrial parks and power supply-side reform. It comprehensively expounds the policy design goals and policy mechanism design of power supply-side reform based on zero-carbon industrial park construction, and proposes to stimulate the vitality of power supply-side reform through zero-carbon industrial park construction, focusing on three major transformations: from low-cost energy to low-carbon energy, from technology dependence to collaborative optimization, and from single subject to multi-subject co-governance. Considering the self-balances of carbon emissions, electricity, and power prices, this study systematically sketches the blueprint for the green design of power supply-side reform policies, including eight mechanisms: multi-party participation and benefit-sharing, green power direct connection + public power grid backup, carbon-electricity coordinated trading, capacity compensation, green power mutual aid, independent pricing, regional and cross-departmental coordination, and green design of investment and financing and fiscal policies. Using zero-carbon industrial parks as the experimental field, it analyzes in detail the typical application models for power supply-side reform in zero-carbon industrial parks, covering five types: renewable energy development and utilization within and surrounding parks, direct green electricity connection, over-the-fence power sales, incremental distribution networks, and shared energy storage.

**Keywords:** zero-carbon industrial park; power supply-side reform; policy design; application model