DOI 10.15302/J-SSCAE-2026.06.026

我国新能源高效消纳体系的建设战略与对策研究

高征烨，任胜钢 *

（中南大学商学院，长沙 410083）

摘要：高比例新能源接入正在推动我国电力系统由“源随荷动”向“源荷互动”转变，新能源消纳问题也由电源侧、电网侧约束演变为“源网荷储”协同不足的系统性问题，亟需构建负荷侧主动响应机制。本文从负荷侧用能转型视角出发，分析我国新能源消纳面临的用能结构刚性、负荷时空错配、灵活性资源开发不足和电碳市场激励不充分等瓶颈，并提出以负荷侧主动响应为核心的协同优化战略。研究表明，随着工业、建筑、交通和算力基础设施的电气化水平不断提升，负荷侧由被动用电向主动响应转变，成为电力系统平衡的重要调节资源，可助力提升新能源消纳能力和电力系统运行灵活性。在此基础上，本文从用能模式转型、产业空间重构、多场景用能协同和市场机制完善4个方面提出新能源高效消纳体系建设路径，涵盖推动终端用能由被动适应向主动响应转变，增强负荷侧参与电力系统调节的能力；优化清洁能源与产业空间配置，引导高耗能产业和算力集群向新能源资源富集地区有序布局，提高新能源就地消纳能力；推动工业园区分布式能源与柔性负荷协同发展、车网双向互动及建筑综合能源管理，释放多类型负荷的灵活调节潜力；完善跨省绿电交易、批发与零售电价传导及绿色环境权益核算机制，促进电力、绿证和碳市场协同衔接，为构建以负荷侧主动响应为支撑、“源网荷储”协同互动的新能源高效消纳体系提供理论依据和制度支撑。

关键词：新型电力系统；负荷侧灵活性；柔性负荷；车网互动；综合能源管理；“源网荷储”协同

中图分类号：TM73　　**文献标识码：**A

Strategies and Countermeasures for Developing an Efficient Renewable Energy Accommodation System in China

Gao Zhengye, Ren Shenggang *

(Business School, Central South University, Changsha 410083, China)

Abstract: The increasing penetration of renewable energy is driving China’s power system to shift from the conventional “generation-following-load” paradigm toward a “source–load interaction” paradigm. Meanwhile, the challenge for renewable energy accommodation has evolved from being primarily constrained by generation and grid infrastructure into insufficient coordination among generation, grid, load, and storage resources, highlighting the need to establish active demand-side response mechanisms. From a demand-side energy transition perspective, this study examines the major bottlenecks to renewable energy accommodation in China, including rigid end-use energy structures, temporal and spatial mismatches between electricity demand and renewable energy supply, insufficient development of flexibility resources, and inadequate incentives from electricity and carbon markets. It further proposes a coordinated optimization strategy centered on active demand response. The analysis indicates that, with increasing electrification across industry,

收稿日期：2026-06-16；**修回日期：**2026-07-30

通讯作者：*任胜钢，中南大学商学院教授，研究方向为能源与环境政策；E-mail: renshenggang1975@csu.edu.cn

资助项目：国家社会科学基金项目(24&ZD110,25VRC069)；国家自然科学基金项目(72274220)

本刊网址：sscae.engineering.org.cn

buildings, transportation, and computing infrastructure, demand-side loads are transitioning from passive electricity consumption to active response, becoming important flexibility resources for power system balancing and contributing to improved renewable energy accommodation and system flexibility. Accordingly, this study proposes four pathways for improving renewable energy accommodation, encompassing the transformation of energy consumption patterns, industrial spatial restructuring, multi-scenario energy-use coordination, and market mechanism improvement. Specifically, these pathways involve shifting end-use energy consumption from passive adaptation to active response to enhance demand-side flexibility; guiding energy-intensive industries and computing clusters to move toward renewable energy-rich regions to improve local accommodation; integrating distributed energy systems with flexible loads in industrial parks, vehicle-to-grid (V2G) interaction, and building energy management, to improve demand-side flexibility; and improving green electricity trading, wholesale-to-retail price transmission, and environmental attribute accounting, to strengthen coordination among electricity, green certificate, and carbon markets. Together, these pathways provide a framework for developing an efficient renewable energy accommodation system based on active demand response and source–grid–load–storage coordination.

Keywords: new-type power system; demand-side flexibility; flexible load; vehicle-to-grid (V2G) interaction; integrated energy management; source–grid–load–storage coordination

一、前言

构建以新能源为主体的新型电力系统，是我国推进能源革命、保障能源安全、实现“双碳”战略目标的重要支撑[1-2]。近年来，我国风电、光伏等新能源装机规模持续快速增长，新能源已由传统电力系统中的补充性电源加快转变为电力供给体系中的重要主体电源。随着新能源大规模、高比例接入，新能源消纳问题正在由传统电源、电网扩容约束逐步转变为“源网荷储”协同优化问题。新能源发电具有显著的随机性、波动性和间歇性，其出力曲线与终端用电负荷曲线在时间和空间上存在明显错配，导致部分地区、部分时段新能源富余与电力供应紧张并存[3]。在此背景下，传统依靠电源侧调节和电网侧扩容保障消纳的模式面临新的挑战，进一步充分发挥负荷侧灵活调节能力，提升系统整体消纳水平，成为新能源高效利用的重要问题。

从我国的能源消费结构看，工业、建筑、交通等终端用能规模持续扩大，电气化水平不断提升，为新能源消纳提供了广阔空间。同时，传统高耗能产业用能方式仍具有较强刚性，算力等新兴负荷快速增长但调节机制尚不完善，终端用户参与电力系统调节的能力和意愿仍显不足。长期以来，电力系统运行主要遵循“源随荷动”的基本逻辑，即通过发电侧出力调节满足既定负荷需求。然而，在高比例新能源接入条件下，发电侧可控性下降，单纯依靠火电调峰、跨区输电和储能配置已难以完全适应新能源快速发展的消纳需求。推动用能侧由被动用电向主动响应转变，充分挖掘工业负荷、电动汽车、数据中心等灵活性资源的调节潜力，成为提升新能源消纳能力、增强电力系统韧性和降低系统运行成本的关键方向[4]。

现有研究围绕新能源消纳和需求侧响应机制已经开展了较为丰富的探讨。从基础设施扩容和系统运行优化出发，重点关注了新能源高比例接入后对电力系统运行安全、电力市场机制设计和储能配置的影响[5-8]，强调通过电网建设、跨区输电、灵活电源建设等方式提升新能源接纳能力[9-11]；从市场机制出发，侧重需求侧管理和电力市场机制研究，分析分时电价、电力现货市场、辅助服务市场等机制对负荷调节和电力系统平衡的作用[12-16]，并强调碳市场、绿证绿电市场协同对绿色电力消费和新能源消纳的激励效应[17-20]。总体来看，已有研究为理解新能源消纳问题提供了重要基础，但主要聚焦新能源供给、电网输送能力提升及储能配置优化等供给侧解决方案，对终端用能侧如何参与新能源消纳的系统研究相对不足。特别是在我国新能源装机快速扩张、电气化进程加速推进的背景下，数据中心、算力等新兴负荷持续增长[21-23]，正在成为电力需求扩张的重要来源，对新能源消纳和电力系统调节提出了新的要求[24-27]，亟需对不同负荷资源的功能定位、调节边界、聚合方式及市场参与机制开展系统分析。

基于此，本文面向新型电力系统建设和新能源高效消纳需求，聚焦传统新能源消纳体系中负荷侧灵活性不足这一关键短板，探讨构建用能侧负荷主动响应机制，并形成了以下系统性认识。第一，高比例新能源接入使新能源消纳由“源网”的局部约束，演变为“源网荷储”协同不足的系统性矛盾，电力系统运行逻辑由传统的“源随荷动”逐步转向

“源荷互动”，负荷侧由被动用电终端转变为可调节、可聚合和可交易的系统资源。第二，当前新能源消纳的核心瓶颈可概括为用能结构刚性、负荷时空错配、灵活性资源开发不足和电碳市场激励不充分等四类约束，揭示新能源供给快速扩张与终端用能转型相对滞后之间的深层矛盾。第三，提出“产业空间重构+多场景负荷协同+市场机制保障”的分层战略解决框架，分别从能源与产业空间优化、“工业 – 交通 – 建筑 – 算力”负荷资源协同以及电力、绿证和碳市场衔接等方面提出实施路径，论证算力与清洁能源协同发展的分阶段推进方案，为构建以负荷侧主动响应为支撑、“源网荷储”协同互动的新能源高效消纳体系提供理论支撑和应用参考。

二、我国新能源体系发展与负荷侧需求响应现状分析

（一）电力系统“双高”特征下的新能源体系变化

在传统电力系统中，火电与水电具备较强的可调度性，系统运行遵循“源随荷动”的基本逻辑，即通过调节发电侧出力来满足既定负荷需求。在这一模式下，新能源消纳压力主要集中于发电侧与电网侧[28]。随着新能源占比不断提升，发电侧的可调性显著下降，电力供给的不确定性持续上升，迫使系统运行逻辑发生根本性转变。例如，新疆电网的新能源装机占比接近 50%，新能源已成为主导性电源，其出力波动直接决定系统运行状态。传统以工业负荷为主导形成的“早晚双峰”用电曲线，叠加光伏出力后，逐渐演变为典型的“鸭子曲线”[29]。在此背景下，新能源消纳压力开始由电源侧向负荷侧传导，仅依靠火电调峰、跨区输电或储能配置已难以完全维持系统平衡，部分地区不得不通过限电、错峰用电或行政性负荷管理等方式缓解运行压力，致使负荷侧由传统的电力消费者转变为系统平衡参与者[30]。交通、工业和建筑等终端用能部门的电气化进程加快，一方面，扩大了电力需求规模，为新能源消纳提供了潜在空间；另一方面，显著提升了负荷侧在系统运行中的地位。以电动汽车为例，截至 2025 年年底，全国新能源汽车保有量超过 4000 万辆，新能源汽车用电负荷若以无序方式接入，将显著加剧配电网负荷波动与峰值压力[31-32]。

因此，随着新能源发电扩张和终端电气化转型的推进，电力系统中的电力电子设备占比持续提升，逐步呈现出高比例新能源接入和高比例电力电子设备接入的“双高”特征。在此背景下，传统以电源侧调节为核心的电力系统运行模式面临系统性调整，主要体现在供需平衡、运行控制和负荷资源开发 3 个方面（见图 1）。一是电力供需匹配平衡由确定性计划转向随机性协调，加剧了新能源消纳矛盾。在传统电力系统中，负荷主要被视为电源侧被动满足的用电需求，其变化具有较强的规律性和可预测性。然而，随着新能源装机增长和终端电气化转型，新能源出力与终端用能需求之间的时空错配日益突出，单纯依靠电源侧调节已难以实现高比例新能源消纳。二是调度体系由集中控制向分布协同转型，运行控制范式发生系统性变革。海量分散负荷通过电力电子接口接入电网，多主体、多尺度、多目标的协同优化面临设备通信协议不统一、数据采集标准不完善、跨主体数据共享困难和网络安全

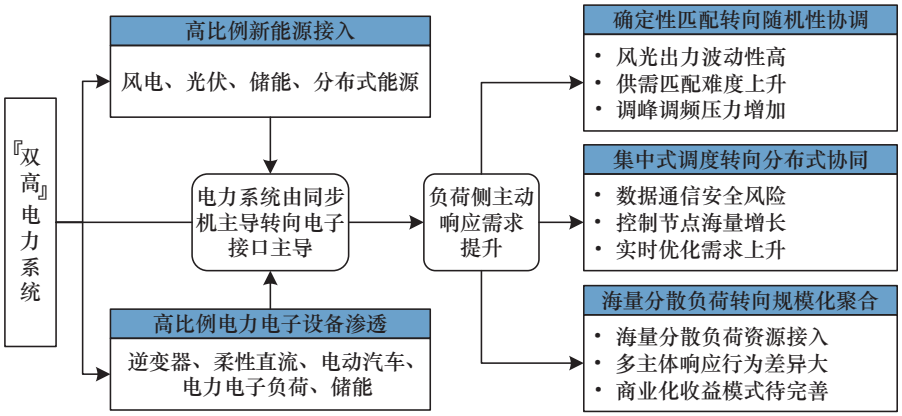

图 1　“双高”电力系统对负荷侧主动响应能力的内在需求

风险等问题。同时，海量异构资源参与实时调节需要发展分布式协同控制、负荷状态识别和动态优化调度算法，对计算能力和控制策略提出更高要求。三是海量分散负荷的规模化聚合面临商业模式可持续性约束。尽管工业柔性负荷、建筑空调、电动汽车和储能等资源具有较大的调节潜力，但分散负荷单体容量小、响应行为差异大，难以直接参与电力市场和辅助服务交易，需要通过虚拟电厂、综合能源平台等聚合方式形成规模化调节能力。然而，当前负荷聚合仍面临用户参与意愿不足、响应收益不稳定、调节价值难以准确计量及收益分配机制不完善等问题，导致负荷资源由技术可调向经济可用和市场可持续转化仍存在障碍。

（二）我国负荷侧需求响应机制实施现状

在高比例电力电子设备接入的电力系统中，仅依赖电源侧调节已难以有效提升新能源消纳能力，需要通过强化负荷侧调节能力与需求响应机制，构建源荷协同的系统平衡模式，实现新能源的高效消纳与电力系统的安全稳定运行。为此，负荷侧调节能力建设逐渐从应急性负荷管理转向常态化需求响应机制，成为新型电力系统建设的重要内容。

当前，我国已初步形成以政策引导、地方支持、企业参与的多层次响应体系。在国家层面，将需求响应作为新型电力系统的重要组成部分，需求响应制度框架逐步完善。《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》将“需求侧协同能力提升行动”列为九项专项行动之一，明确提出充分调用负荷侧灵活调节资源，以缓解尖峰负荷问题、促进低谷时段新能源消纳。《电力需求侧管理办法（2023年版）》提出，完善需求响应价格机制，推动需求侧资源参与电能量、辅助服务和容量等市场。

在地方层面，多样化实践模式加快探索。国家电网有限公司和中国南方电网有限责任公司分别开展需求响应平台建设试点，实现负荷资源的实时监测、调度控制与收益结算，为需求响应规模化运行提供基础支撑。在此基础上，各省（市）结合区域电力供需结构与市场发展程度，探索形成了多样化的需求响应实施路径。江苏省率先建立“负荷聚合商+虚拟电厂”参与机制，通过市场化方式整合分散负荷资源，年响应容量超过2×10^6 kW，初步形成规模化响应能力。上海市创新设立基线负荷激励机制，将商业楼宇、充／换电站等分散负荷纳入统一调度体系，推动负荷聚合入市交易，提高响应精度与市场参与度。山东省依托尖峰电价机制，在夏季高温期间实施高额补贴，激发用户参与需求响应的积极性。这些地方实践根据自身特点形成了差异化路径，为全国推广提供了重要经验。

三、我国新能源消纳面临的主要问题

（一）新能源供给快速扩张与用能结构刚性并存

1. 传统工业负荷对化石能源路径依赖明显

我国终端能源消费以工业部门为主导，工业用能占全社会能源消费总量的60%以上，而钢铁、水泥、电解铝、石化等高耗能行业在第二产业用电中的占比长期稳定在40%左右。高耗能行业体量庞大且在国民经济体系中处于基础性地位，这种产业结构决定了能源需求具有高度刚性，使终端用能结构在短期内难以发生根本性改变。近年来，我国电气化进程不断推进，整体电气化率维持在29%左右[33]，但是终端用能结构仍以化石能源为主导。以钢铁行业为例，我国粗钢产量、消费量分别占全球总量的54%、52%，其生产仍以长流程（转炉炼钢）为主，占比高达90.5%，而基于废钢的短流程电炉炼钢仅占9.5%，远低于美国69%、欧盟44%的水平[34]。

当前，高耗能产业的路径依赖面临双重挑战：一是产业结构锁定，高耗能行业在经济体系中的基础性地位使其能源需求具有刚性；二是技术路径锁定，既有生产工艺对化石能源的深度嵌入，使替代成本高昂且周期较长，企业在生产过程中出于稳定性与成本可控性的考虑，更倾向于选择可预测、可调度的传统能源供给。

2. 算力等新型基础设施电力消耗日益加剧

随着人工智能技术的快速演进和大模型应用的加速落地，我国算力需求正处于历史性爆发阶段[21,23]。算力成为继土地、资本与劳动力之后的重要生产要素[35]，其规模扩张直接带动电力需求的快速增长[36]。国家数据局的相关报告显示，截至2025年年底，我国智能算力规模已达1.59×10^6 PFLOPS（FP16）。根据国际数据公司预测，2023—2028年，我国智能算力规模年均复合增长率将达到46.2%，呈现高速扩张态势。国际能源署（IEA）指出，全球数据中心

用电量预计将从2024年的4.15 ×10^{11} kW·h增长至2026年的6×10^{11} kW·h以上。我国数据中心年耗电量占全社会用电量比重将由2016年的1.86%上升至2026年的6.06%[21]。

算力等新型基础设施的快速扩张，显著增加了电力系统的负荷压力，对新能源消纳与电力系统运行带来新的机遇和挑战。一方面，算力等新型基础设施作为新增电力需求，有助于在一定程度上扩大新能源消纳空间，尤其是在新能源资源富集地区，通过布局数据中心可实现就地消纳；另一方面，算力负荷的高稳定性需求与新能源出力的波动性之间存在天然矛盾，若缺乏有效的调度机制与空间布局优化，可能加剧系统调峰压力与用电结构失衡。为此，进一步实现算力等新型基础设施与电力系统的协同发展，成为新型电力系统建设中的关键问题。

（二）用能负荷时空分布与新能源出力特性错配

1. 时间错配：用电负荷高峰与新能源出力峰值错位

用电负荷曲线与新能源出力曲线在时间上的错位，是制约新能源高效消纳的重要因素之一。我国用电需求通常呈现明显的“双峰”特征，用电需求节律与新能源出力节律之间的系统性差异，使电力系统在时间维度上形成结构性错配[37]。时间错配带来的直接后果是新能源富余与电力供应紧张可能在不同时段交替出现。在新能源出力高峰时段，如果缺乏足够的可调负荷、储能设施或跨区输电能力，系统往往只能通过限发、弃风弃光等方式维持平衡，造成新能源利用效率下降。而在负荷高峰时段，由于新能源有效出力不足，系统又不得不依赖火电等常规电源快速爬坡，不仅增加了运行成本，还削弱了新能源替代化石能源的减排效果。随着新能源占比持续提升，负荷与出力之间的时间错配将进一步放大系统运行的不确定性，提高调度复杂度，并对电力系统安全稳定运行提出更高要求。

2. 空间错配：用电负荷空间分布与资源富集区错配

我国电力需求与新能源资源禀赋呈现出显著的不均衡格局。东中部经济发达地区和人口密集区域是典型的负荷中心，电力需求长期保持高位运行，对供电的稳定性与连续性依赖程度较高。然而，受自然资源禀赋与土地约束影响，其本地可再生能源资源相对有限，依赖跨省区电力输入。我国电力系统呈现出典型的“西电东送、北电南供”空间格局[38]。新能源生产与终端用能在空间上的显著分离，使其消纳高度依赖跨区输电通道与统一调度体系。尽管特高压输电等基础设施在一定程度上缓解了空间错配问题，实现了大规模清洁电力跨区域配置[39-40]，但输电通道建设周期长、投资规模大且受制于通道容量与系统稳定性约束，难以完全匹配新能源快速扩张的要求。因此，亟需从负荷侧入手，通过引导用能向资源富集区合理布局，通过产业空间重构与用能布局优化，实现能源与产业的空间协同配置。

（三）用能侧灵活性资源的调节潜力未充分释放

长期以来，用户侧被视为电力系统的末端受电者，而非灵活性提供者，用能侧灵活性资源潜力挖掘和开发问题仍较为突出。截至2024年，全球实际投入利用的需求响应资源约为100 GW，仅铝生产行业的峰值电力需求就达到约160 GW，而居民空调峰值负荷约为600 GW[41]，这表明真正进入需求响应体系的终端负荷比例仍然很低，用能侧灵活性资源开发普遍滞后于系统需要。

工业和建筑领域是用能侧灵活性资源较为集中的场景[42]。空调负荷具有巨大的柔性调节潜力，然而，目前全国范围内具备柔性调节能力的建筑空调系统较少，绝大多数空调负荷仍处于被动用电状态，其调节潜力未被系统性开发和利用[43]。在交通领域，新能源汽车正在成为用能侧灵活性资源的重要来源[44]。随着动力电池技术的持续进步和新能源汽车规模的快速扩大，电动汽车已不仅是新增用电负荷，也具备通过有序充电、双向互动等方式参与系统调节的潜力。截至2025年年底，全国新能源汽车保有量已达4.397×10^{7}辆。若按单车10 kW充电功率、5%的参与率测算，理论上可形成约2.198 5×10^{7} kW的可调节能力。因电动汽车资源单体容量小、空间分布散，叠加受出行规律、补能时效、充电设施类型及运营模式差异等影响，不同场景的资源开发难度差异明显[45]，亟需通过规模化聚合形成可调用能力。

整体来看，用能侧负荷“小、散、杂”的特征决定了其开发利用难度明显高于供给侧。需求侧资

源分布广泛、类型多样、个体差异显著，易受生产工艺、营业时段、舒适度约束等多重因素影响，统一聚合和精准调控均面临较高技术门槛。

（四）“电–证–碳”市场协同的制度壁垒尚未打通

1. 上游电价信号向下游零售市场传导不畅

当前，峰谷电价差异和现货价格波动对用户用能行为的引导作用有限，新能源出力特性尚未在终端电价中得到充分体现，这使得用能主体缺乏根据新能源出力变化主动调整用能时间和用能方式的经济激励。

在上游批发市场，电力现货市场与中长期市场、辅助服务市场之间的衔接仍需完善，不同市场的价格形成机制和交易规则尚未充分协调，新能源出力的时空特性难以完整反映在市场价格和调节收益中。新能源入市后现货价格走低，消纳价值未能在电价中得到正向激励，新能源大发时段形成的低价信号难以充分传递至终端用户，制约了电力价格对新能源消纳的引导作用。

在下游零售市场，用户侧参与电力市场的交易机制和收益补偿机制仍不健全。售电公司、负荷聚合商及其代理用户参与电能量和辅助服务市场的机制尚需完善，中小用户的负荷调节能力难以充分进入市场交易和价格形成过程。现行输配电价及相关费用分摊机制对用户削减尖峰负荷、缓解网络阻塞和延缓配电网扩容所形成的系统价值反映不足，加之负荷计量、数据共享和收益结算机制不完善，限制了需求侧灵活性资源的市场化开发。

2. 跨省绿电交易与环境权益流转仍受约束

新能源环境价值与电能量价值割裂运行，绿色溢价水平偏低。我国已初步构建起绿电、绿证交易体系，为新能源环境价值提供了变现通道。然而，从价格水平来看，绿证交易价格仍然较低，2025年下半年的绿证平均交易价格约为4.14元/个，按每个绿证对应1000 kW·h折算，每1 kW·h的绿色溢价不足5厘钱。这意味着，即使在绿证交易量快速增长的背景下，新能源的环境价值在市场价格中仍然被严重低估。

跨省绿电交易不仅受到输电通道物理容量约束，还受到省间交易规则、价格形成机制不统一的影响。一是跨省绿电输送容量分配需统筹电力保供、既有中长期合同、新能源外送和省间互济等多重目标。在通道容量有限的情况下，绿电交易可能受到既有送电计划和长期合同的挤压，新能源资源富集地区新增绿电难以灵活进入省间市场，跨省绿电交易规模和连续性受到限制。二是绿电电量、环境属性、可再生能源消纳责任和碳减排权益尚未实现完全同步流转。在绿电跨省交易后，电能量可以完成物理或合同交割，但绿证由谁持有和注销、相应电量计入送端还是受端消纳责任、终端企业能否将其用于范围二排放或产品碳足迹核算等问题，仍缺乏统一、清晰的登记和核验规则。这些无形的壁垒提高了跨省绿电交易成本，也限制了新能源资源富集地区与东中部地区绿色用能需求之间的高效匹配。

3. 间接排放核算与绿色权益衔接机制仍不完善

我国全国碳市场已进入扩围深化阶段，但碳市场与电力市场、绿证市场之间的协同机制仍不完善，碳成本向终端用能环节的传导尚不充分，新能源低碳属性难以有效转化为用户侧经济激励[46]。2025年全国碳市场配额交易均价仅为62.4元/t，较2024年的99.4元/t下降了37%，碳价格激励作用仍有提升空间。

当前，全国碳市场主要管控重点排放单位的直接排放，电力消费产生的间接排放尚未全面纳入配额管理和履约体系，亟需解决间接排放的核算边界、环境权益认定等基础问题。首先，发电企业直接排放与用电企业间接排放之间的责任边界尚不清晰，容易出现同一电力排放在发电侧和消费侧重复核算的问题。其次，绿电交易合同、绿证核销记录、企业实际用电曲线与跨省输电路径之间尚难实现精确匹配，绿电消费在时间、空间和权属上的一致性与唯一性难以充分验证，可能导致同一绿色电量及其减排价值被不同主体重复申报或抵扣。

四、面向用能侧协同优化的新能源高效消纳体系建设

（一）用能模式由被动适应向主动响应转变

面向新型电力系统建设，需要推动系统运行逻辑由传统“源随荷动”模式转向“源荷互动”模式，使负荷侧从单纯的电力消费端转变为具备调节能力、优化能力和协同能力的系统资源[47]。长期以来，终端用能更多体现为一种被动适应机制，居民生活、工业生产和交通运行按照自身既定节奏消耗

能源，电力系统则通过增加供给、调节电源出力来满足负荷需求。这种模式在风电、光伏等新能源快速增长背景下，其局限性日益显现，容易造成发电高峰与用能高峰不匹配、系统调节成本上升以及弃风弃光问题加剧。因此，新能源高效消纳的关键是改变终端用户围绕自身用能惯性安排生产生活的传统方式，转而根据新能源出力变化、电网运行状态和价格信号，主动优化用能时序和用能方式。通过释放终端侧灵活性资源，负荷侧不再只是被动接受能源供给，而是成为支撑电力系统平衡、促进新能源高效消纳的重要参与者。

需要指出的是，用能模式由被动适应向主动响应转变并不意味着短期内改变终端用能结构，而是在现有用能模式基础上，通过智能控制、能源管理系统、虚拟电厂和综合能源平台等技术手段，挖掘终端负荷的时间调节和运行优化潜力。具体而言，工业柔性负荷、建筑空调、电动汽车充电和用户侧储能等资源均具有一定时间尺度上的可调节空间，可通过调整用能时间、优化运行状态和协调储能行为，实现负荷与新能源出力的动态匹配。

从国际实践来看，欧美等电力市场发展较为成熟的地区围绕需求侧灵活性资源开发形成了一些可供参考的市场机制。例如，美国联邦能源监管委员会通过一系列市场规则改革，推动需求响应资源进入区域电力市场，允许需求响应资源与传统发电资源共同参与能源市场和辅助服务市场，并通过市场化补偿机制提高负荷资源的调节价值，推动工业用户、商业建筑等由被动用电主体转变为主动响应资源[48]。欧洲则通过《欧盟电力市场指令》等制度安排[49]，逐步明确独立聚合商参与电力市场的地位，并依托智能电网、智能电表和动态电价机制促进居民、建筑与交通领域负荷参与系统调节，提高终端用能与新能源出力之间的匹配程度。上述实践经验表明，负荷侧主动响应的实现不仅依赖于智能设备和数字平台，更需要完善的市场交易机制、资源聚合模式和收益激励体系。相比之下，我国具有工业负荷规模大、电动汽车增长速度快、算力需求扩张迅速等特点，同时新能源资源与负荷中心存在明显空间错配，不能简单复制国外模式，而需要结合我国能源结构、产业布局和电力市场发展阶段，探索具有中国特色的多场景负荷协同机制。

图2展示了以负荷侧主动响应为枢纽，推动电力系统与工业、交通、建筑及居民用能协同优化的

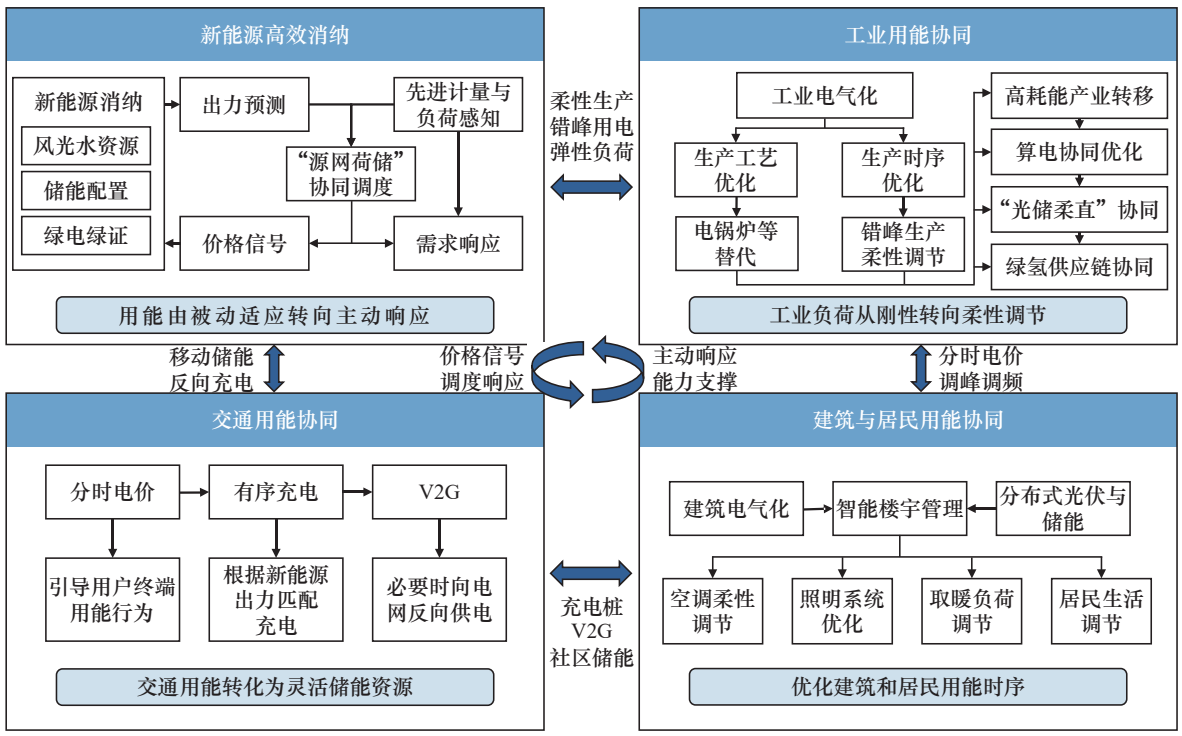

图2　用能侧协同的新能源高效消纳模式

注：V2G表示车网互动。

新能源高效消纳模式。在电力系统层面，依托新型电力系统、负荷预测、储能配置、柔性负荷、充电桩与分布式能源等资源，使新能源出力波动能够通过储能调节、负荷转移和价格引导等进行系统性吸纳。在工业用能协同方面，将工业电气化、绿色燃料替代、能源系统优化和柔性生产组织结合起来，引导工业负荷根据新能源出力特征进行弹性调度。在交通用能协同方面，通过有序充电、智能充电和V2G机制，电动汽车能够在新能源出力较高时增加充电，在负荷高峰或系统紧张时降低充电负荷，甚至向电网反向供电，使交通用能从单纯耗电转向兼具储能和调节功能的灵活资源。在建筑与居民用能领域，借助建筑电气化、智能楼宇管理系统和分布式能源配置，挖掘空调、热泵、照明、电热水器、居民充电和分布式光伏储能等负荷资源的调节潜力，提升建筑负荷对新能源出力波动的适应能力和响应效率。

总体来看，用能模式由被动适应向主动响应转变，是将终端用能从电力系统的外生需求转变为可参与系统优化的内生资源，形成多部门协同、“源荷储”互动、市场机制牵引的主动响应体系，有效提升新能源消纳能力，支撑新型电力系统安全、高效、低碳运行。

（二）以产业空间重构提升新能源就地消纳能力

1. 推动高耗能产业向能源富集区有序转移

高耗能产业具有用电规模大、连续运行要求高、负荷调节潜力相对集中的特点，是提升新能源就地消纳能力的重要承载主体。因此，需推动电解铝、工业硅、多晶硅、绿氢化工、绿色冶金等高载能或新型用能产业向西北风光大基地和西南水电富集区有序布局。在实施路径上，以大型新能源基地周边产业园区为载体，统筹推进新能源开发、产业转移和市场机制建设。对于内蒙古、新疆、甘肃、青海等西北风光资源富集区，可重点发展“风光发电–绿电制氢–绿色制造”产业链，围绕绿氢化工、绿色甲醇、合成氨、新型建材等产业，建设绿电直连园区和“源网荷储”一体化示范项目。对于四川、云南、贵州、广西等西南水电资源富集区，依托水电出力相对稳定、清洁电力供应能力较强的优势，重点发展电解铝、硅材料、绿色算力、先进制造和储能装备等产业。对于库布齐、腾格里、河西走廊、青海柴达木盆地等沙戈荒大型风光基地，探索建设“就地消纳+外送通道”的复合型消纳模式，实现本地消纳与跨区输送协同优化。

将产业用能需求向西北风光大基地与西南水电富集区进行梯度转移，可以优化能源生产与能源消费的空间匹配关系，将传统能源消费负荷转化为新能源消纳载体。一方面，产业负荷向新能源富集地区布局能够扩大本地电力需求规模，提高新能源利用比例，减少因负荷不足导致的弃风弃光，从而提升新能源消纳规模和消纳效率；另一方面，高耗能产业生产过程具有一定的时间调节空间，可根据新能源出力、电力价格和系统运行状态优化生产安排，使部分工业负荷具备需求响应能力，增强系统灵活调节能力。此外，通过减少新能源远距离输送需求，还可以降低输电损耗和跨区调峰压力，减少系统运行成本，实现新能源供给、产业用能和电力系统调节能力的协同优化。

2. 引导算力集群与清洁能源基地协同布局

当前，我国新能源资源主要集中于西北、西南等地区，而算力需求和数字经济产业主要分布于东部负荷中心，新能源供给与新增算力需求之间存在空间错配。因此，依托“东数西算”工程，引导部分适宜迁移的算力需求向新能源资源富集地区布局，有助于将新增数字产业负荷与新能源供给能力相匹配，提高新能源本地消纳规模，减少新能源远距离输送压力。

算力负荷与清洁能源协同调度已成为提升数据中心绿色水平的重要方向。将模型训练、数据分析等具有时间灵活性的任务优先安排在可再生能源供应充足或电力碳排放强度较低的时段和区域，实现计算任务与清洁能源供给的动态匹配。例如，谷歌等企业通过发展碳感知计算[50]，将区域电力碳排放强度、可再生能源出力和电网运行状态纳入数据中心调度决策，动态调整非紧急计算任务的执行时间和空间位置。

因此，算力集群与清洁能源基地协同发展，可以通过优化负荷空间分布和运行方式，从两个方面提升新能源消纳能力。一方面，引导算力集群向新能源资源富集地区布局，能够形成规模化、相对稳定的电力需求，扩大新能源就地消纳规模，缓解新能源供需空间错配；另一方面，通过碳感知计算和动态任务调度，可以引导算力负荷根据新能源出力变化主动调整运行状态，提高负荷侧灵活调节能力，缓解新能源供需时间错配。在此基础上，推动

算力集群参与需求响应和辅助服务市场，进一步发挥其削峰填谷和系统调节作用，降低新能源消纳的系统运行成本。

为充分发挥算力集群与清洁能源基地协同发展的效益，需要统筹我国算力集群和清洁能源基地建设，按照“产业空间集聚–运行调度协同–零碳数字生态”的路径分阶段推进（见图3）。近期（2025—2030年），以算力空间布局优化和绿色基础设施建设为重点，引导适宜迁移的算力业务向西部清洁能源富集地区集聚，扩大新能源本地消纳需求；中期（2031—2045年），以算力负荷柔性化改造和算电协同调度为重点，依托算力网络、虚拟电厂和“源网荷储算”协同平台，推动数据中心根据新能源出力、电力价格和电网运行状态动态调整计算任务，逐步参与需求响应和辅助服务；远期（2046—2060年），进一步推动能源流与数据流深度融合，探索算力资源跨区域调度与新能源供给协同优化的运行模式，形成绿色低碳、高效协同的数字能源体系。

（三）以多场景用能协同释放新能源灵活消纳潜力

1. 推动工业园区分布式能源与柔性负荷协同发展

工业园区具有用能规模大、负荷类型多、管理边界清晰、组织协调便利等特点，是开展分布式能源开发、柔性负荷聚合和需求响应的重要载体。应依托园区集中管理优势，统筹推进分布式能源建设、生产负荷柔性改造和综合能源管理平台建设，形成新能源就地消纳与负荷灵活调节协同的用能模式。

在能源供给方面，充分利用工业园区厂房屋顶、停车场及公共建筑等空间资源，因地制宜配置分布式光伏、用户侧储能和充 / 换电设施，重点推广“分布式光伏+储能+直流配电+柔性负荷”的综合能源模式，提高工业园区绿电自发自用比例。对于具有蒸汽、供热和制冷需求的园区，同步推进余热余压利用、冷热联供和冷热储能配置，提高多种能源的耦合利用效率。在负荷调节方面，根据生产工艺特征，识别可中断、可转移和可错峰的柔性负荷资源，引导具备生产弹性的企业结合订单安排、库存管理和设备检修计划，适度调整生产时序。优先对空压、制冷、通风、水泵和冷库等辅助系统实施智能控制与柔性改造，在不影响正常生产的前提下，将部分用电需求转移至新能源出力较高时段[51]。

在协同管理方面，加快建设工业园区级综合能源管理平台，推动光伏、储能、充 / 换电设施、余热余压利用装置、重点用能设备和智能计量终端统

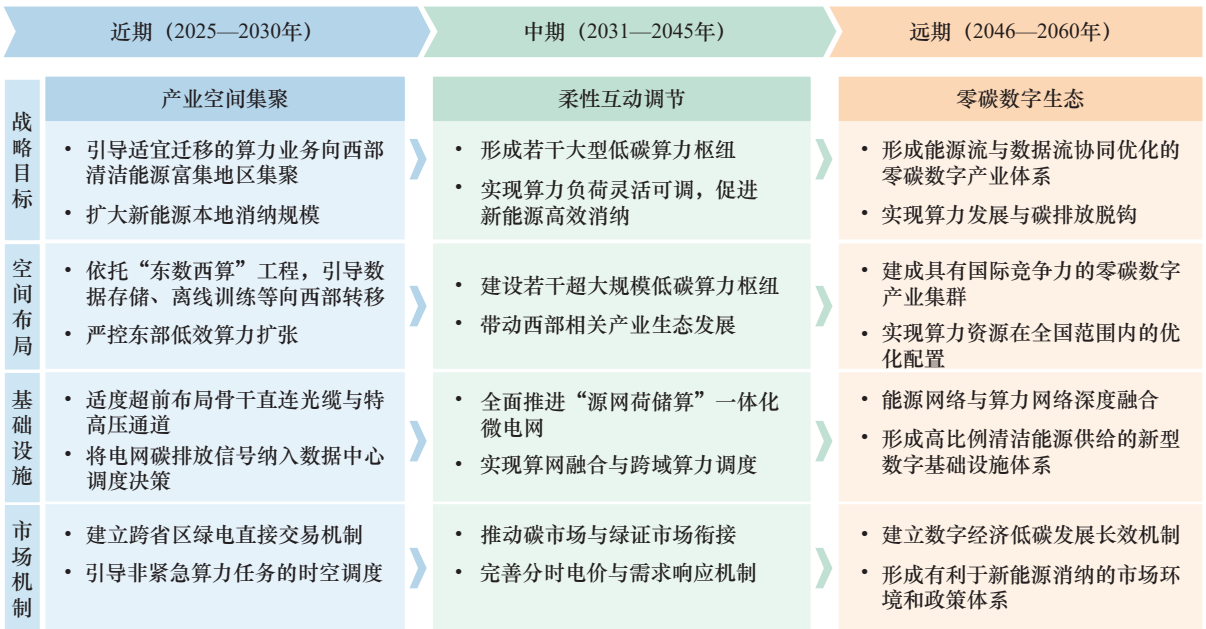

图3　算力集群与清洁能源基地协同布局战略规划

一接入、统一监测和统一调度。优先推进智能计量、负荷监测和辅助系统柔性控制等投资较小、收益相对稳定的项目，再根据峰谷价差、储能利用频率和多能互补需求，逐步配置用户侧储能及综合能源设施。通过分布式能源开发、柔性负荷调节和平台化协同管理，推动工业园区由传统用能单元转变为兼具新能源消纳与电力系统调节功能的负荷侧资源。

2. 构建电动汽车与电网互动的双向调节体系

随着新能源汽车保有量和充电设施规模的快速增长，电动汽车正逐步成为兼具用电需求与储能属性的重要灵活性资源[52]。通过有序充电和V2G，可在新能源出力较高时段增加充电负荷，在用电高峰或电网运行紧张时段降低充电功率或向电网反向放电，实现新能源消纳与电力系统削峰填谷协同。为此，应构建覆盖“车–桩–站–网–平台”的协同调度体系，依托V2G平台整合车辆充电需求、电池状态、电网调度指令及市场价格信号，实现车辆侧分散资源与电力系统调节需求之间的动态匹配（见图4）。

在技术实现方面，重点推进充电设施智能化改造、充电站综合能源管理和配电网协同调度。在“车–桩”层面，提升充电设施状态感知、远程功率调节和双向充放电能力，支持预约充电、有序充电及V2G放电。在“桩–站”层面，推动公共充电站、公交场站和物流园区建设站级能源管理系统，统筹配置分布式光伏、储能及充 / 换电设施，形成“光–储–充–放”一体化运行模式；在“站–网”层面，加强充电站与配电网之间的信息交互，根据线路负载、变压器容量和电网调节需求动态优化充放电计划，避免集中充电对局部配电网造成冲击。

在市场机制方面，应完善V2G参与需求响应和辅助服务的交易及收益结算机制，综合考虑双向充放电设备成本、电池寿命损耗、车辆可调用时长和用户出行需求，通过动态电价、充电激励、电池损耗补偿及电网服务收益分配，提高用户参与积极性[53]。在推广路径上，优先选择公交、物流、出租车、网约车和园区通勤车等车辆集中、停放规律相对稳定的场景，开展规模化车网互动示范，并逐步拓展至具备集中停放条件的私人电动汽车。通过技术协同与市场激励相结合，推动电动汽车由分散充电负荷向可聚合、可调度、可交易的灵活性资源转变，提高新能源消纳能力和电网运行灵活性。

3. 推进绿色建筑与综合能源管理系统融合

建筑领域的空调、热泵、照明和储能等设备具有一定的负荷调节潜力，是提升新能源就地消纳能力的重要应用场景。应加快建设建筑综合能源管理系统，依托智能传感器、楼宇自动化和负荷预测技术，推动建筑内部电、热、冷、储等能源系统由独立运行向协同控制转变，实现感知、分析、预测、优化和控制的一体化管理[54]。

在技术应用方面，重点推广“光伏+储能+热泵+储热 / 储冷+智能控制”等综合能源模式，提高建筑分布式新能源自发自用水平。通过屋顶光伏与储能系统协同配置，在新能源出力较高时段增加储电、储热和储冷，在用电高峰时段释放储存的能

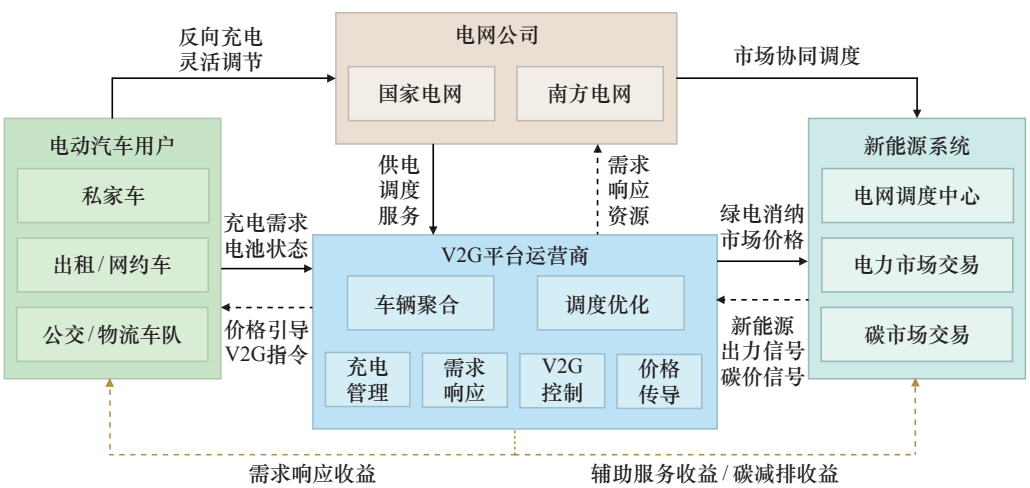

图4　V2G协同的新能源消纳模式

量，降低建筑对电网高峰供电的依赖。同时，利用智能控制技术，根据新能源出力、电力价格和室内舒适度要求，动态调整空调、热泵和其他柔性负荷的运行时序，提高建筑负荷对新能源出力波动的适应能力。

在实施路径上，优先选择公共建筑、大型商业综合体和集中办公园区等负荷集中、管理条件较好的场景，开展智能楼宇控制和综合能源管理示范，逐步推广分布式能源、储能配置与柔性负荷协同运行模式。同时，完善建筑负荷参与需求响应和辅助服务的激励机制，通过负荷聚合和市场化交易实现调节价值变现，推动绿色建筑由传统节能单元向新能源消纳和电力系统灵活调节资源转变。

4. 重点负荷场景主动响应改造的经济性分析

工业园区、电动汽车、绿色建筑等用能场景具有不同的负荷特征和灵活调节潜力，但不同场景在初始投资、运行维护成本、调节能力和收益来源等方面存在显著差异，其规模化推广不仅取决于技术成熟度，还受到电力市场价格、需求响应补偿和资源调用频率等因素影响。因此，有必要进一步分析不同负荷场景主动响应改造的成本收益结构（见表 1），并通过典型项目的情景测算评估其经济可行性，为确定优先推广场景和制定差异化激励政策提供依据。

接下来，以一个配置 25 台双向充 / 放电桩的中小型充电站 V2G 项目为典型场景，对其投资成本、运行成本、项目收益及投资回收期进行情景测算。情景参数设定如表 2 所示。假设单桩平均反向放电功率为 20 kW，由此形成 500 kW 的额定可调功率，在一定容量裕度下独立配置一台 630 kVA 箱式变电站，参考已有政府公开招标项目，配电网相关改造成本计为 20 万元[55]。V2G 充电桩按照 2.75 万元/台确定单桩改造成本，进一步考虑 V2G 聚合调度平台建设成本，项目初始总投资为 108.75 万元。

在运行参数方面，假设项目日均有效放电为 4 h，年运行天数为 250 d，V2G 充电桩平均利用率为 80%，则年反向放电量约为 4×10^5 kW·h。按照尖峰放电价格 1.224 5 元/（kW·h）计算，项目年度放电收入为 48.98 万元。考虑充 / 放电综合效率为 90%，为完成 4×10^5 kW·h 的反向放电，相应的补电成本约为 16.67 万元。考虑到用户的参与意愿，按照边际衰减成本为 0.2 元/（kW·h）来补偿用户的电池使用成本，按照放电收入的 10% 收取聚合交易服务费，成本约为 4.9 万元；按照初始投资成本的 4% 计算，年度运行维护成本约为 4.35 万元。因此，项目年度总运行成本约为 33.91 万元，年净收益为 15.07 万元。

在假定项目各年度放电规模、电价水平和运行成本基本稳定的情况下，按照 5% 的折现率，充电站 V2G 改造项目约需 9.18 年收回初始投资。

进一步考虑需求响应服务收益、辅助服务收益和碳减排收益，V2G 项目改造的年度净收益和投资回收期情况如图 5 所示。本研究假定项目年度放电量的 20% 参与需求响应，单位有效响应电量补偿为 0.5 元/（kW·h）；年度放电量的 30% 参与调频、备用等辅助服务，等效补偿标准为 0.2 元/（kW·h）。在环境收益方面，根据生态环境部和国家统计局发布的《2022 年电力二氧化碳排放因子》[56]显示，全国化石能源电力排放因子为 0.832 5 kgCO_2/（kW·h），南方

表 1　重点负荷场景改造的成本收益构成

场景	投资成本	运行成本	主要收益	关键经济参数	优先推广场景
工业柔性负荷改造	控制终端、智能计量、能源管理系统、设备改造	设备损耗、生产调整和机会成本	峰谷套利、需求响应、基本电费节约、辅助服务	年调用频次、响应时长、生产调整成本	辅助生产系统、库存调节能力较强的企业
工业园区综合能源改造	光伏、储能、冷热系统、配网和平台改造	运维、设备更换、系统集成	自发自用、能源节约、需求响应、辅助服务	峰谷价差、负荷率、光伏消纳率、储能循环次数	高负荷密度、用能类型多元、管理边界清晰的园区
V2G	双向充电设备更新、配电网改造、聚合平台建设	电池衰减、用户补偿、平台运营	峰谷套利、需求响应、调频备用、配网削峰	电池损耗、停放时长、设备利用率	公交、物流、出租和园区车队
建筑能耗管理优化	楼宇控制系统、传感器、空调改造	运维、舒适度补偿	电费节约、需求响应、容量收益	空调负荷占比、可调时长、舒适度约束	商业综合体、公共建筑和集中办公区

表2　充电站V2G改造的成本参数

项目		参数	单位
情景设定	V2G充电桩	25	台
	单桩平均放电功率	20	kW
	总可调功率	500	kW
投资成本	单桩改造成本	2.75	万元/台
	配电网改造成本	20	万元
	聚合平台建设成本	20	万元
	总投资成本	108.75	万元
运行成本	日有效放电小时	4	h
	年运行天数	250	d
	V2G桩平均利用率	80	%
	充放电综合效率	90	%
	谷时购电价格	0.375	元/(kW·h)
	尖峰放电价格	1.224 5	元/(kW·h)
	电池边际衰减成本	0.2	元/(kW·h)
	聚合交易服务费率	10	%
	年度运行维护费率	4	%

区域电力平均排放因子为0.386 9 $kgCO_2$/(kW·h)。假定尖峰放电替代化石能源边际发电、谷时充电采用南方区域平均电力排放因子，并按照90%的充/放电综合效率进行修正，则单位放电量的净减排系数约为0.4 $kgCO_2$/(kW·h)。根据2025年全国碳市场平均价格为62.4元/t计算，项目年度碳减排量为160 t，潜在环境收益约为0.998万元。因此，在综合多元收益的情形下，年度收益新增约7.4万元，项目投资回收期缩短至5.68年。

基于上述测算结果，现阶段应优先在公交、物流、出租车和工业园区车队等车辆集中、停放规律稳定且统一调度能力较强的场景开展规模化示范，并对双向充/放电设施、聚合调度平台及必要的配电网接入改造给予适度支持。同时，财政补贴应与项目形成的实际可调容量、年度有效调用次数、响应准确率、调节可靠性及新能源消纳成效挂钩，逐步由建设补贴转向运营绩效激励，从而增强V2G项目的持续运营能力，避免出现“重建设、轻运营”和设备建成后利用率不足等问题。

（四）健全“电–碳–证”协同的市场化消纳机制

1. 完善跨省绿电交易与环境权益流转机制

加快统一跨省绿电交易的市场准入、交易品种、组织周期、合同标准、计量结算、偏差处理和信息披露规则，推动省内、区域和省间市场有序衔接，降低市场主体参与不同省份绿电交易的制度成本。在跨省输电通道安排中，应统筹电力保供、既有中长期合同、新能源外送和省间余缺互济，完善通道容量公开、分配和动态调整机制，为新增绿电进入省间市场预留合理空间，增强跨省绿电交易的连续性和灵活性。

推动绿电电量、绿证环境属性、可再生能源消纳责任和碳减排权益同步登记与流转。依托绿证唯一编号，贯通发电项目、交易合同、结算电量和绿证注销等信息，明确跨省交易后绿证的持有与注销主体、消纳责任的送受端归属及终端企业可主张的绿色权益，避免出现电能量已经完成交易但环境属性无法同步确认的问题[57]。对于跨电网经营区交易，加强交易调度机构和绿证平台之间的数据互认

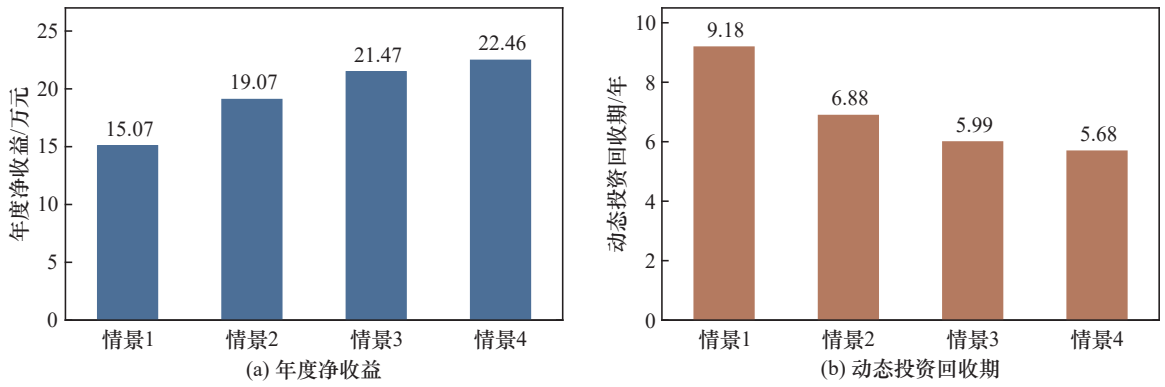

图5　V2G改造的年度净收益和投资回收期

注：情景1为基准情景，仅考虑V2G项目通过峰谷电价差获得的套利收益；情景2在情景1基础上增加需求响应补偿收益；情景3在情景2基础上进一步增加参与调频、备用等辅助服务的收益；情景4在情景3基础上进一步计入碳减排所产生的环境收益。各情景收益依次累加，投资成本及其他运行参数保持不变。

和业务协同，降低跨经营区绿电交易的组织与技术成本。

2. 畅通电力批发市场价格向零售侧传导机制

逐步扩大具备负荷调节能力的售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商和电力用户参与日前、实时市场报量报价的范围，使用户侧负荷弹性能够进入市场出清过程。对于暂由电网企业代理购电的用户，完善代理购电负荷预测、偏差结算和分时成本披露机制，提高用户实际负荷曲线与其购电成本、调节收益之间的对应程度，避免具备主动响应能力的用户被完全纳入代理用户整体负荷和平均成本核算。

厘清售电公司、负荷聚合商、虚拟电厂和终端用户之间的权利义务，打通电能量零售交易与需求响应、辅助服务交易之间的接口。明确主动响应基线核定、偏差责任承担、调节收益归属和多市场结算规则，使售电公司不仅能够代理用户管理购电价格风险，也能够通过聚合柔性负荷形成可交易的调节能力。同时，完善分时计量、负荷数据开放和结算接口，支持售电主体根据用户实际负荷曲线设计差异化产品，并对工业生产、电动汽车充电、建筑蓄冷和数据中心等柔性负荷进行精细化计量与结算。

在电网定价方面，在保障输配电网准许收入回收和公共服务功能的基础上，逐步提高网络费用对负荷时空特征的反映程度。对于能够在特定时段、特定节点削减尖峰负荷、缓解网络阻塞和延缓配电网扩容的用户，可通过需量电费优化、容量补偿、局部灵活性服务采购等方式体现其网络价值，由此形成电能量价格、调节服务收益和网络价值相互衔接的零售侧激励机制。

3. 明确间接排放核算与绿色权益互认机制

根据企业排放清单、产品碳足迹、绿色供应链评价和碳市场履约等不同用途，明确发电企业直接排放与用电企业间接排放的责任边界。短期内可优先将绿电消费和范围二排放纳入企业碳信息披露、产品碳足迹和绿色供应链评价；中长期再结合全国碳市场扩围、配额分配和履约机制完善，研究间接排放与企业碳成本之间的衔接方式。

完善绿电消费的证据链和环境权益核验机制。依托统一的企业身份编码和绿证唯一编号，打通绿电合同、结算电量、绿证核发与注销、企业实际用电曲线和跨省输电信息，提高绿电生产与消费在时间、空间和权属上的匹配程度。对已被特定用户购买和注销绿证的绿色电量，还应完善剩余电力组合及相应排放因子，防止绿证购买方与其他电网用户重复主张同一环境价值。

加强国内绿色电力核算规则与国际碳规则的衔接，完善绿电溯源、消费声明和产品碳足迹核证标准，提高国内绿证及绿电消费记录在国际供应链和碳边境调节规则中的可验证性与认可度，使企业购买绿电形成的减排价值能够转化为产品低碳竞争优势。

五、结语

综合前述分析，我国新能源高效消纳面临的主要制约因素集中体现为终端用能结构刚性、能源供需时空错配、负荷侧灵活性资源开发不足以及市场激励机制不完善等方面。破解新能源消纳瓶颈的关键在于推动用能模式由被动适应向主动响应转变。一方面，通过产业空间重构优化能源与产业布局，引导高耗能产业和算力等新兴负荷向新能源资源富集地区有序布局，提高新能源就地消纳能力；另一方面，充分挖掘工业生产、电动汽车、建筑能源系统和算力设施等多类型负荷的调节潜力，通过负荷聚合、虚拟电厂、需求响应等机制提升终端用能灵活性。同时，完善电力市场、绿证市场和碳市场协同机制，推动新能源消纳价值、绿色价值和低碳价值向终端用户有效传导，增强用户主动参与动力。

新型电力系统建设需要从扩大新能源供给能力转向提升系统整体协同效率，构建涵盖产业空间重构、多场景负荷协同、市场机制保障等多方面的新能源高效消纳体系。通过推动能源流、产业流和数据流深度融合，实现新能源生产、输送、消费全过程优化，为我国能源绿色低碳转型和新型能源体系建设提供支撑。在此基础上，未来研究需要进一步加强对工业、交通、建筑和算力等多类型负荷资源参与电力系统调节的作用机制研究，系统评估其技术潜力、经济价值及市场化实现路径，并结合电力市场、绿证市场和碳市场协同发展，深入分析不同市场机制对用户主动响应行为和新能源消纳效率的影响。探索兼顾系统运行效率、主体利益协调和长期激励约束的制度设计，为新能源高效消纳体系的持续完善提供理论依据和实践指导。

利益冲突声明

本文作者在此声明不存在任何利益冲突或财务冲突。

Received date: June 16, 2026; **Revised date:** July 30, 2026

Corresponding author: Ren Shenggang is a professor from the Business School of Central South University. His major research fields include energy and environmental policy. E-mail: renshenggang1975@csu.edu.cn

Funding project: National Social Science Foundation of China Projects (24&ZD110, 25VRC069); National Natural Science Foundation of China Project (72274220)

参考文献

[1] 舒印彪，陈国平，贺静波，等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学，2021，23(6)：61-69.
Shu Y B，Chen G P，He J B，et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE，2021，23(6)：61-69.

[2] 张智刚，康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报，2022，42(8)：2806-2818.
Zhang Z G，Kang C Q. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE，2022，42(8)：2806-2818.

[3] 谢小荣，贺静波，毛航银，等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报，2021，41(2)：461-475.
Xie X R，He J B，Mao H Y，et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE，2021，41(2)：461-475.

[4] 汤广福，周静，庞辉，等. 新型电力系统的安全风险、关键问题与应对策略[J/OL]. 中国工程科学，2026-05-27. https://link.cnki.net/urlid/11.4421.G3.20260526.1346.002.
Tang G F，Zhou J，Pang H，et al. Security risks，key issues，and response strategies of new-type power system[J/OL]. Strategic Study of CAE，2026-05-27. https://link. cnki. net/urlid/11.4421.G3.20260526.1346.002.

[5] 李斌，王蓓蓓，李永刚，等. 高比例新能源接入下电力系统惯量市场机制设计与思考[J]. 电力系统自动化，2026，50(14)：16-31.
Li B，Wang B B，Li Y G，et al. Design and reflection on inertia market mechanism for power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems，2026，50(14)：16-31.

[6] 鲁宗相，李海波，乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化，2016，40(13)：147-158.
Lu Z X，Li H B，Qiao Y. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems，2016，40(13)：147-158.

[7] 张军，钟康骅，张勇军，等. 基于混合博弈的多区域电－储共享运营模式与经济效益分析[J]. 电力系统自动化，2024，48(3)：31-41.
Zhang J，Zhong K H，Zhang Y J，et al. Hybrid game based sharing operation mode for multi-regional electric power and energy storage and its economic benefit analysis[J]. Automation of Electric Power Systems，2024，48(3)：31-41.

[8] 任大伟，肖晋宇，侯金鸣，等. 双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究[J]. 电网技术，2022，46(10)：3831-3839.
Ren D W，Xiao J Y，Hou J M，et al. Construction and evolution of China’s new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology，2022，46(10)：3831-3839.

[9] 张少峰，于雷乐，丁锐鑫，等. 基于遗传－模拟退火混合算法的高比例新能源接入电网输出功率实时调度方法[J]. 自动化应用，2026，67(7)：134-137.
Zhang S F，Yu L L，Ding R X，et al. Real-time scheduling method for output power of high-proportion new energy integration into power grid based on genetic-simulated annealing hybrid algorithm[J]. Automation Application，2026，67(7)：134-137.

[10] 张雅君，杨心刚，鲍伟，等. 面向高比例新能源接入的海上风电场多端柔直并网控制策略[J]. 中国电力，2026，59(4)：127-139.
Zhang Y J，Yang X G，Bao W，et al. Control strategy for VSC-MTDC grid connection of offshore wind farms with high penetration of renewable energy integration[J]. Electric Power，2026，59(4)：127-139.

[11] Ren S G，Bao R Z，Gao Z Y. Arrival of distant power：The impact of ultra-high voltage transmission projects on energy structure in China[J]. Energy，2025，316：134527.

[12] 解百臣，章露，郝鹏. 基于主从博弈的虚拟电厂实时定价需求响应机制研究[J]. 中国管理科学，2024，32(12)：312-322.
Xie B C，Zhang L，Hao P. Real-time pricing demand response mechanism of virtual power plant based on Stackelberg game[J]. Chinese Journal of Management Science，2024，32(12)：312-322.

[13] Yu Y，Wang J X，Chen Q X，et al. Decarbonization efforts hindered by China’s slow progress on electricity market reforms[J]. Nature Sustainability，2023，6(8)：1006-1015.

[14] 范帅，危怡涵，何光宇，等. 面向新型电力系统的需求响应机制探讨[J]. 电力系统自动化，2022，46(7)：1-12.
Fan S，Wei Y H，He G Y，et al. Discussion on demand response mechanism for new power systems[J]. Automation of Electric Power Systems，2022，46(7)：1-12.

[15] 宋枫，崔健，蒋志高. 效率提升、租金转移与市场化改革——基于电力行业改革的社会福利分析[J]. 经济学(季刊)，2023，23(2)：464-480.
Song F，Cui J，Jiang Z G. Efficiency improvement，rent transfer and market reform—A welfare analysis of electricity market reform[J]. China Economic Quarterly，2023，23(2)：464-480.

[16] 李整军，范丽伟，周鹏，等. 考虑用户响应度的V2G备用辅助服务交易协调契约设计[J]. 系统工程理论与实践，2026，46(7)：2758-2773.
Li Z J，Fan L W，Zhou P，et al. Coordination contract design for V2G reserve ancillary service transactions considering user’s responsiveness[J]. Systems Engineering—Theory & Practice，2026，46(7)：2758-2773.

[17] Cao J，Ho M S，Ma R，et al. When carbon emission trading meets a regulated industry：Evidence from the electricity sector of China[J]. Journal of Public Economics，2021，200：104470.

[18] Li Y，Zhao J. The effectiveness of carbon emission trading system：Evidence from China’s regional markets[J]. Journal of Development Economics，2026，179：103631.

[19] 解百臣，时永恒，郝鹏. 非对称信息视角下光伏产消者并网激励机制设计[J]. 系统工程理论与实践，2023，43(9)：2726-2738.
Xie B C，Shi Y H，Hao P. Mechanism design of grid-connected incentivization for photovoltaic prosumer under asymmetric information[J]. Systems Engineering—Theory & Practice，2023，43(9)：2726-2738.

[20] 廖望，刘东，巫宇锋，等. 考虑源荷不确定性及用户响应行为的电力系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报，2024，44(3)：905-918.
Liao W，Liu D，Wu Y F，et al. Low-carbon economic dispatch of power system considering source-load uncertainties and users response behavior[J]. Proceedings of the CSEE，2024，44(3)：905-918.

[21] 陈晓红，曹廖滢，陈姣龙，等. 我国算力发展的需求、电力能耗及绿色低碳转型对策[J]. 中国科学院院刊，2024，39(3)：528-539.
Chen X H，Cao L Y，Chen J L，et al. Development demand，power energy consumption and green and low-carbon transition for computing power in China[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences，2024，39(3)：528-539.

[22] 谢丹夏，魏文石，李尧. 数据与算力经济：一个数字经济的一般均衡理论[J]. 管理世界，2026，42(3)：37-56，77.
Xie D X，Wei W S，Li Y. Data and computational power economy：A general equilibrium theory of the digital economy[J]. Journal of Management World，2026，42(3)：37-56，77.

[23] 许诺，毛聚，毛新述，等. 算力部署、数据跨域流动与企业全要素生产率——来自智算中心的证据[J]. 中国工业经济，2025(4)：61-79.
Xu N，Mao J，Mao X S，et al. Computility deployment，cross-domain data flow and enterprise total factor productivity：Evidence from intelligent computing centers[J]. China Industrial Economics，2025(4)：61-79.

[24] Park J，Han K，Lee B. Green cloud? An empirical analysis of cloud computing and energy efficiency[J]. Management Science，2022，69(3)：1639-1664.

[25] Xu J，Chen Y，Yang N，et al. The impact of artificial intelligence on the energy transition：Evidence from Chinese cities[J]. World Development，2025，195：107126.

[26] Cai Y，Wang J J，Song N N，et al. A novel grey multivariable model for forecasting electricity consumption considering the accumulative time lag effects from energy transition and technological innovation[J]. Energy Economics，2026，159：109324.

[27] Zhou K L，Yang Z W，Hu R. Net electricity savings from artificial intelligence depend on deployment efficiency in China's power system[J]. Communications Sustainability，2026，1：72.

[28] Zhang D，Zhu Z H，Chen S，et al. Spatially resolved land and grid model of carbon neutrality in China[J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America，2024，121(10)：e2306517121.

[29] 李健，张钧，韩新阳，等. 新型电力系统形态量化推演方法的总体框架与功能设计[J]. 中国电力，2025，58(3)：1-7，97.
Li J，Zhang J，Han X Y，et al. Overall framework and function design of quantified gaming method for new power system forms[J]. Electric Power，2025，58(3)：1-7，97.

[30] 赵晓东，王娟，刘坚，等. 完善需求侧资源多维协同治理，助力构建新型电力系统[J]. 电力需求侧管理，2026，28(1)：1-7.
Zhao X D，Wang J，Liu J，et al. Enhancing multi-dimensional collaborative governance of demand-side resources to support the construction of new power systems[J]. Power Demand Side Management，2026，28(1)：1-7.

[31] 马少超，范英. 能源系统低碳转型中的挑战与机遇：车网融合消纳可再生能源[J]. 管理世界，2022，38(5)：209-220，239.
Ma S C，Fan Y. Challenges and opportunities in the low-carbon transformation of energy systems：Utilising renewable energy through a vehicle-to-grid model[J]. Journal of Management World，2022，38(5)：209-220，239.

[32] Nehiba C. Electric vehicle usage，pollution damages，and the electricity price elasticity of driving[J]. Journal of Environmental Economics and Management，2024，124：102915.

[33] 2030 年全国电气化率预计达到 35% 左右[EB/OL]. (2025-09-26)[2026-04-29]. https://www.nea.gov.cn/20250926/6aaeb916cc444a02b58d683ab501c26b/c.html.
China's national electrification rate is expected to reach approximately 35% by 2030[EB/OL]. (2025-09-26)[2026-04-29]. https://www.nea.gov.cn/20250926/6aaeb916cc444a02b58d683ab501c26b/c.html.

[34] World Steel Association. World steel in figures 2023[R]. Brussels：World Steel Association，2023：10.

[35] DeStefano T，Kneller R，Timmis J. Cloud computing and firm growth[J]. Review of Economics and Statistics，2025，107(6)：1638-1651.

[36] 宋易珈，陈星达，李锡涛，等. 数字企业赋能、超大规模市场优势与企业能源利用效率[J]. 中国工业经济，2025(6)：121-139.
Song Y J，Chen X D，Li X T，et al. Digital firms enablement，super-scale market advantage and energy utilization efficiency[J]. China Industrial Economics，2025(6)：121-139.

[37] 舒印彪，张智刚，郭剑波，等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报，2017，37(1)：1-8.
Shu Y B，Zhang Z G，Guo J B，et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE，2017，37(1)：1-8.

[38] Ren S G，Zhao L，Zhang P，et al. Pollution reduction effects of new transregional power transmission systems：Evidence from ultra-high-voltage projects of China[J]. Journal of Development Economics，2026，179：103641.

[39] Wang H，Zhang Y Y，Lin W F，et al. Transregional electricity transmission and carbon emissions：Evidence from ultra-high voltage transmission projects in China[J]. Energy Economics，2023，123：106751.

[40] Zhao L，Gao Z Y，Ren S G. The effects of long−distance power transmission on employment growth：Empirical evidence from ultra—high voltage projects of China[J]. Energy Economics，2024，138：107850.

[41] International Energy Agency. Electricity 2026[R]. Paris：International Energy Agency，2026：73.

[42] 姜婷玉，陶劲宇，王珂，等. 基于非合作博弈的高耗能工业负荷参与调峰策略[J]. 电力系统自动化，2025，49(3)：13-21.
Jiang T Y，Tao J Y，Wang K，et al. Non-cooperative game based strategy for energy-intensive industrial load participating in peak-regulation demand[J]. Automation of Electric Power Systems，2025，49(3)：13-21.

[43] 王蓓蓓，胡晓青，顾伟扬，等. 分层控制架构下大规模空调负荷参与调峰的分散式协同控制策略[J]. 中国电机工程学报，2019，39(12)：3514-3528.
Wang B B，Hu X Q，Gu W Y，et al. Hierarchical control architecture and decentralized cooperative control strategy for large scale air conditioning load participating in peak load regulation[J]. Proceedings of the CSEE，2019，39(12)：3514-3528.

[44] 黄学良，刘永东，沈斐，等. 电动汽车与电网互动：综述与展望[J]. 电力系统自动化，2024，48(7)：3-23.
Huang X L，Liu Y D，Shen F，et al. Vehicle to grid：Review and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems，2024，48(7)：3-23.

[45] 孙强，许方园，唐佳，等. 基于需求响应的电动汽车集群充电负荷建模及容量边界控制策略[J]. 电网技术，2016，40(9)：2638-2645.
Sun Q，Xu F Y，Tang J，et al. Study on modeling of aggregated charging load of electric vehicles and control strategy by adjusting capacity boundaries based on demand response[J]. Power System Technology，2016，40(9)：2638-2645.

[46] Chen W，Ma Y K，Bai C G. The impact of carbon emission quota allocation regulations on the investment of low-carbon technology in electric power industry under peak-valley price policy[J]. IEEE Transactions on Engineering Management，2024，71：374-391.

[47] 王博，李靖云，王兆华，等. 双碳背景下面向源荷互动的高分辨率新型电力系统建模[J]. 中国管理科学，2026，34(4)：309-318.
Wang B，Li J Y，Wang Z H，et al. High-resolution modeling of a new power system with source-load interactions under the carbon peaking and carbon neutrality goals[J]. Chinese Journal of Management Science，2026，34(4)：309-318.

[48] Ciampoli P. FERC staff issues 2025 assessment of demand response and advanced metering[EB/OL]. (2025-12-12)[2026-04-29]. https://www.ferc.gov/news-events/news/ferc-staff-issues-2025-assessment-demand-response-and-advanced-metering.

[49] Saviuc I，Zabala López C，Puskás-Tompos A，et al. Explicit demand response for small end-users and independent aggregators—Status，context，enablers and barriers[R]. Luxembourg：Publications Office of the European Union，2022：6-7.

[50] Koningstein R. We now do more computing where there's cleaner energy[EB/OL]. (2021-05-18)[2026-06-23]. https://blog.google/company-news/outreach-and-initiatives/sustainability/carbon-aware-computing-location/.

[51] 王珂，姚建国，姚良忠，等. 电力柔性负荷调度研究综述[J]. 电力系统自动化，2014，38(20)：127-135.
Wang K，Yao J G，Yao L Z，et al. Survey of research on flexible loads scheduling technologies[J]. Automation of Electric Power Systems，2014，38(20)：127-135.

[52] 袁泉，汤奕. 基于路–电耦合网络的电动汽车需求响应技术[J]. 中国电机工程学报，2021，41(5)：1627-1636.
Yuan Q，Tang Y. Electric vehicle demand response technology based on traffic-grid coupling networks[J]. Proceedings of the CSEE，2021，41(5)：1627-1636.

[53] U.S. Department of Energy. Vehicle grid integration assessment report[R]. Washington，DC：U.S. Department of Energy，2025：55.

[54] 王海洋，李珂，张承慧，等. 基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J]. 中国电机工程学报，2020，40(17)：5435-5445.
Wang H Y，Li K，Zhang C H，et al. Distributed coordinative optimal operation of community integrated energy system based on Stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE，2020，40(17)：5435-5445.

[55] 广丰社区630 kVA箱变设备采购项目中标结果公示[EB/OL]. (2024-02-27)[2026-04-29]. https://www.wxlx.gov.cn/doc/2024/02/27/4184971.shtml.
Announcement of the winning bid for the Guangfeng Community 630 kVA box-type transformer equipment procurement project [EB/OL]. (2024-02-27)[2026-04-29]. https://www.wxlx.gov.cn/doc/2024/02/27/4184971.shtml.

[56] 生态环境部，国家统计局. 关于发布2022年电力二氧化碳排放因子的公告：2024年第33号[EB/OL]. (2024-12-26)[2026-06-23]. https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202412/t20241226_1099413.html.
Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China，National Bureau of Statistics. Announcement on the release of 2022 electricity carbon dioxide emission factors：Announcement No. 33 of 2024[EB/OL]. (2024-12-26)[2026-06-23]. https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202412/t20241226_1099413.html.

[57] 康重庆，杜尔顺，李姚旺，等. 新型电力系统的"碳视角"：科学问题与研究框架[J]. 电网技术，2022，46(3)：821-833.
Kang C Q，Du E S，Li Y W，et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology，2022，46(3)：821-833.