

满足2030年中国电力系统 灵活性需求

“十五五”规划电力市场政策工具箱



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 31 member countries, 13 association countries and beyond.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Lithuania
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Republic of Türkiye
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Argentina
Brazil
China
Egypt
India
Indonesia
Kenya
Morocco
Senegal
Singapore
South Africa
Thailand
Ukraine

摘要

中华人民共和国正以前所未有的规模，部署风能和太阳能光伏发电，这对电力系统的灵活性提出了挑战。与此同时，中国也在积极推进电力市场建设，2020 年宣布的 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的“双碳目标”，进一步加速了电力市场的扩展。

本报告研究了中国电力系统在向清洁能源转型过程中不断演变的灵活性需求，特别聚焦“十五五”规划期间（2026-2030），分析并提出了加强系统灵活性的电力市场政策工具箱，重点阐述了波动性可再生能源并网的短期灵活性解决方案。

虽然本报告的主要受众是中国的政策制定者和世界各地希望为电力体制改革做出贡献的专家，但也力图为普通读者提供有价值的信息。

致谢、贡献者及其贡献

本研究由国际能源署（IEA）能源市场和安全司可再生融合与安全电力小组（RISE）编制，在可再生融合与安全电力小组负责人 Pablo Hevia-Koch 的指导下，由 Jacques Warichet 设计和指导。

本报告的主要作者为 Edward McDonald、Camille Paillard、Jacques Warichet 和 Jiapeng Zheng。建模工作由 Edward McDonald 完成，Craig Hart 提供支持。Isaac Portugal、Yuhei Ito（前国际能源署分析师）、Oskar Schickhofer（前国际能源署分析师）和 Manqi Xu（顾问）参与了分析工作。Hyejeong Lee 提供了必要支持。其他提供宝贵意见和反馈的国际能源署同事包括（按字母顺序排列）：Julie Dallard、Rebecca McKimm、Brian Motherway、Keisuke Sadamori 和 Jun Yang。

本报告的编写得到了能源基金会的资金支持，并在国际能源署清洁能源转型计划（CETP）下完成。作者衷心感谢能源基金会中国的团队，特别是 Yongping Zhang、Feng Zhou 和 Zhuo Li 在与中国专家联络方面所提供的帮助。

作者感谢以下专家对本报告提出的审阅意见与反馈（按字母顺序排列）：

Philip Andrews-Speed（牛津大学能源研究所）、Dayu Chen（中国华能集团）、Peter Børre Eriksen（Ea Energy Analyses）、Sharon Feng（伍德麦肯兹）、Shuo Gao（落基山研究所）、Fang Han（中国电力企业联合会）、Anders Hove（牛津大学能源研究所）、Shizhi He（中国南方电网）、Xue Han（国务院发改委）、Fang Jia（国家能源局山东监管办公室）、Nan Jiang（清华大学）、Alvin Lin（自然资源保护协会）、Mingming Liu（自然资源保护协会）、Yonggang Li（国电南瑞）、Yujing Liu（落基山研究所）、Qiuyang Ma（国网能源研究院）、Yao Meng（清华大学）、Yan Qin（牛津大学能源研究院）、Feng Song（中国人民大学）、Joonkyung Seong（世界银行）、Kaare Sandholt（宏观经济研究院能源研究所）、Xunpeng Shi（悉尼科技大学）、Kevin Tu（Agora）、Helena Uhde（Ea Energy Analyses）、Chunsen Wang（中国华能集团）、Di Wu（北京大学）、Chunxiang Yang（国网甘肃省电力公司）、Muyi Yang（Ember Climate）、Zhenglin Yang（中国电力科学研究院）、Feng Zhou（能源基金会）、Gao Zhang（国网能源研究院）、Haiwang Zhong（清华大学）、Peng Zou（国网山西省电力公司）、Zhizhong Zhu（北京兰木达技术有限公司）。

作者还要感谢清华大学气候变化与可持续发展研究院于 2024 年 4 月 16 日在北京共同主办研讨会，并感谢与会专家（按字母顺序排列）：

Ershun Du（清华大学）、Wenjie Dong（东方电子）、Max Dupuy（监管援助项目）、Wei Feng（深圳先进技术研究院）、Gang Han（浙江省发展规划研究院）、Anders Hove（牛津大学能源研究所）、Zhilei Hua（华北电力大学）、Xin Jin（中国南方电网）、Furong Li（巴斯大学）、Xianzhuo Liu（中国南方电网）、Zhu Li（北京电力交易中心）、Yujing Liu（落基山研究所）、Zhou Qin（能源基金会）、Xunpeng Shi（悉尼科技大学）、Haohao Wang（广东电力交易中心）、Jiahai Yuan（华北电力大学）、Xiaoxiao Yu（全球能源互联网发展合作组织）、Yongping Zhang（能源基金会）。

作者还要感谢中国电力规划设计总院的专家们对项目所提供的帮助与审阅，特别是 Lan Li、Shunchao Wang、Ruiqing Zhang、Yang Cao、Jinxiu Hou、Yinhe Bu、Yanda Huo 和 Xiaoxiao Yang。

感谢国际能源署传播和数字办公室为编写报告和网站材料所提供的帮助，特别是 Jethro Mullen、Curtis Brainard、Astrid Dumond、Liv Gaunt、Poeli Bojorquez、Isabelle Nonain-Semelin 和 Clara Vallois。

作者还要感谢 Elspeth Thomson 对原稿的编辑。

最后，作者衷心感谢国际能源署中国合作部的持续支持，并感谢国际能源署战略举措办公室促成此项研究。特别感谢高级顾问 Jun Yang 在整个研究过程中提出的建议和与中国专家接触过程中的协助。

本报告反映了国际能源署秘书处的观点，但未必反映国际能源署各成员国、能源基金会或任何贡献方的观点。

欢迎读者发表评论或提出问题，请将其发送至：jacques.warichet@iea.org。

目录

- 执行摘要..... 7
- 背景与动因..... 11
 - 本报告结构..... 13
- 第 1 章 中国电力系统的灵活性..... 14
 - 灵活性需求日益增长..... 14
 - 2022 与 2030 年灵活性需求评估..... 16
 - 中国迈向 2030 年所需的灵活性资源..... 20
 - 中国面临的灵活性阻碍..... 37
- 第 2 章 通过电力市场释放灵活性..... 39
 - 电力市场是实现灵活性的关键..... 39
 - 中国电力市场的现状和灵活性阻碍..... 39
 - 通过市场机制释放灵活性..... 59
 - 通过市场改革实现灵活性的路径..... 69
- 第 3 章 灵活性政策工具箱..... 71
 - 拓展重要洞察：中国电力系统面临的灵活性阻碍..... 71
 - “十五五”规划灵活性政策工具箱和主要建议..... 71
 - 工具箱实施步骤指引..... 76
 - 前进之路..... 81
- 附录..... 82
 - 建模方法..... 82
 - 缩略语和缩写..... 87
 - 计量单位..... 88

执行摘要

中国快速增长的风电、光伏装机使电力系统灵活性需求不断攀升

中国风电和光伏的快速增长推动了电力系统灵活性需求的迅速提升。随着新能源装机容量的快速增长以及各行业电气化水平的不断提高，电力系统正在经历深刻的变革。鉴于光伏装机规模的迅猛增长，预计到 2030 年，电力系统的短期灵活性需求（即日内或小时级别的调节需求）将是 2022 年的三倍。

电力行业改革正在加速推动基于市场的机制建设。自 2015 年以来，电力市场在电力系统中的作用逐渐被强化。在过去的 12 个月中，改革取得了显著进展，四个省级电力现货市场和省间电力现货市场进入到正式运行阶段。2022 年，国家发改委颁布的 118 号文件致力于推动建立全国统一的电力市场体系，进一步促进省级和区域市场的整合。

设计合理的电力市场改革对释放系统灵活性、实现 2030 年能源目标至关重要。随着我国电力系统向市场化转型，电力市场的设计应优先考虑系统灵活性需求，并确保市场各环节统筹、有序推进。为了中国能够实现 2030 年前碳达峰的目标，水电、储能、需求侧响应等非化石灵活性资源通过运行良好的现货市场和辅助服务市场将有望能够满足 2030 年约 60% 的系统短期灵活性需求。全国统一的电力市场体系也将有助于释放系统资源的灵活性，实现省级和区域间资源的高效共享。若电力市场发展迟缓，可能会导致对火电的持续依赖，影响能源系统向可持续方向的转型进程。

“十五五”规划（2026-2030 年）是中国电力市场改革的关键契机。“十五五”时期对于加强系统灵活性支撑、促进大规模新能源并网至关重要。若想在保证电力系统稳定性和可靠性的同时实现这一转型，必须在电力规划和电网运营模式上实现向以市场和灵活性为中心的重大转变。

电力市场改革对中国能够满足其 2030 年电力系统灵活性需求并实现其双碳目标而言至关重要

市场设计必须能够提供有效的价格信号，以激励灵活性。目前，中国超过 90% 的电力交易依赖于中长期合同，这些合同在较长的时间段内固定了价格和交易量，无法及时调整以应对实时系统需求。许多省份和地区现货市场与辅助服务市场的

发展滞后，进一步制约了资源灵活性的发挥，限制了其应对系统变化的做出响应的激励。

大部分系统的灵活性需求可以通过改善调度模式来满足。在省级和区域层面实施高效的经济调度，将使系统灵活性调节能力和新能源并网能力得到最大化提升。通过发展应用和扩展设计合理的电力现货市场，经济调度可根据资源的边际成本调度资源，确保电力系统的经济高效运行。

监管改革应聚焦于政策框架的一致性和扩大市场参与主体。灵活性政策在各省份和地区之间差异较大，给灵活性服务主体进入市场造成了障碍，阻碍了系统灵活性解决方案的规模化发展。新兴和小型主体面临市场准入限制，会降低市场的竞争性和创新性。通过改善省间市场准入，并更好地将省间交易融入省内交易中，中国可以扩大灵活性资源池，增强跨区域资源共享。

基础设施的扩展和优化对于实现全国统一的市场体系至关重要。中国的省间和配电网基础设施尚不能满足灵活、现代化电力系统的需求。大量闲置的储能设施反映出目前尚没有能够激发这些设施满足系统灵活性需求的商业模式。这凸显了扩大必要基础设施的紧迫性，包括电网和数字技术，以与中国的双碳目标相适应。

改革还应支撑煤电从能源供应方转为灵活性服务提供者。虽然煤电将在提供电网稳定性和灵活性方面继续发挥重要作用，但它们对发电量的贡献将逐步下降。为确保向更加灵活和低碳的电力系统平稳过渡，必须制定有针对性的政策，支持煤电成为系统服务提供者，提供如调频、爬坡及季节性灵活性等服务。

“十五五”规划通过电力市场释放灵活性的政策工具箱



IEA. CC BY 4.0.

“十五五”规划政策工具箱可以释放全国或区域系统灵活性

中国亟需一个综合全面的政策工具箱，以应对日益增长的灵活性需求及日渐复杂的行业管理。由于电力行业覆盖地域广、各地区气候条件及资源禀赋各异，制定一个合理的改革措施并不容易。不同地区面临着各自的挑战，需要因地制宜制定政策，并保证各个关键的市场（包括中长期、现货、辅助服务市场及容量补偿机制）相互协调衔接。若没有统一且精准的战略政策，碎片化的发展可能会阻碍中国实现整个电力系统层级的灵活性资源配置。

该工具箱提供了一个实用的政策架构，为实现满足中国电力系统 2030 年系统灵活性需求提出了量身定制的政策建议。建议涵盖了所有市场领域，确保每个市场能够履行其主要功能，并且不对其他领域产生负面影响。该工具箱也可被省级或区域级主管部门应用，帮助各省或地区根据新能源渗透率和现货市场的成熟度确定其改革的优先级。

强有力且合理的体制机制对于政策工具箱的成功实施至关重要。尽管工具箱列出了实现系统灵活性的必要改革，但更重要的是健全的能源体制机制管理架构、各行业主体的能力以及改革的决心。只有在强力的监管支持下，中国才能在确保电力系统可靠性、高效性和可持续性的前提下，利用该工具箱实现其气候和能源目标。

背景与动因

电力行业格局转变

2024 年 7 月，中华人民共和国的风能和光伏发电装机容量[超过 1200 吉瓦](#)，提前 6 年达到目标，实现了清洁能源转型的一个重要里程碑。据国际能源署预计，到 2030 年，中国的风光发电装机容量将增至 [4232 吉瓦](#)，占全国发电量的 39%，而 2023 年的比重为 15%。这一快速增长将带来新的挑战，尤其是在系统灵活性方面。随着波动性可再生能源（VRE）的扩增，供需的波动性增加，平衡电网变得愈发困难。在需求侧，电力在终端能源消费中的比重增速再创新高，从 2000 年的 11% 上升至 2023 年的约 [28%](#)，其中，建筑部门供暖供冷的电气化转型起到了很大的推动作用。随着电动汽车的迅速普及，这一趋势还将持续。

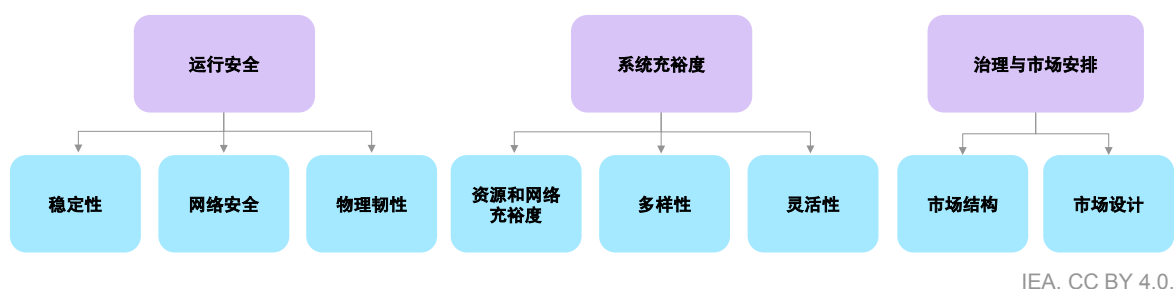
在此背景下，中国政府于 2024 年初发布了新的[指导意见](#)，以市场为主导，协调和优化灵活性资源的部署和利用。虽然中国在技术方面已取得显著进展，如煤电机组改造、电池储能和特高压输电（UHV），但为将可再生能源前所未有的装机容量转化为实际的电力系统脱碳，电力市场和监管框架的进步仍至关重要。

随着风能和太阳能的快速部署，中国的电力系统正经历重要转型，需要在 2030 年前进行大幅调整。在可再生能源资源富集地区，这种转型将更加明显。伴随风光占比的增加，最初可以通过渐进的政策调整来管理对电力系统的影响。然而，随着中国继续高速部署波动性可再生能源，将必须对电力系统的规划、运行和融资进行根本性变革，以高效整合更高水平的风光电能。

灵活性是电力安全的基石

电力安全是指电力系统在承受干扰并从中恢复的情况下，确保不间断供电的能力。它包含不同要素，包括稳定性、充裕度和抵御网络及物理干扰（包括气候事件造成的干扰）的韧性。灵活性是实现电力充裕的一个关键因素，对电力安全至关重要，它为系统提供在电力供需间持续保持平衡的能力，即使在电力意外中断期间亦是如此。该能力对维持电网稳定和防止大规模断电必不可少。

电力安全的多个维度



电力系统灵活性的概念没有统一的国际定义。不同机构，如[国际能源署](#)、[落基山研究所](#)和[华北电力大学](#)，采用不同的定义、时间尺度与评估方法。不过，一种常见的方法是将灵活性按不同时间尺度分类，每个时间尺度的系统灵活性通常用净负荷爬坡率来表示。国际能源署将电力系统灵活性定义为电力系统在所有相关时间尺度上以可靠和高性价比的方式管理供需波动和不确定性的能力。

经济可负担性是电力安全的另一个重要维度，特别是在能源转型的背景下。电价受燃料成本、电网基础设施投资和灵活性相关成本等因素的影响。设计合理的电力市场能够提供准确的价格信号，促进竞争并激励供需两侧灵活性，从而有助于管理这些成本并确保可负担性。

中国向全国市场体系迈进

自 2002 年电力体制改革（[5 号文](#)）以来，中国一直在进行从中央计划体制向市场化体制的转型。2015 年的电改（[9 号文](#)）鼓励电力市场提高发电效率并适应不断变化的电力环境，标志着改革的一个转折点。此次改革赋予了各省根据当地情况设计和实施市场试点的自主权。2022 年，[118 号文](#)认识到协同运行的必要性，并提出到 2030 年建立全国统一电力市场体系的战略。虽然这一战略不要求统一现有的市场设计，但优先考虑协同运行和扩大跨省跨区交易。

鉴于全面市场一体化的复杂性，国际能源署曾经建议采用更加务实的[两级市场模式](#)。在该模式下，地方市场既能保持自主性，又能迅速获取区域协同的增益，例如，建立一个全国性市场来进行余量交易或优化区域间电力流动。

满足中国下一个五年规划的灵活性需求

中国的电力体制改革表明，必须把握好节奏，谨慎选择市场机制，以平衡可负担性、安全性与去碳化。在“十五五”规划（2026-2030）期间，需要全面统筹，以应对快速转型的电力系统造成的灵活性挑战，并实现气候与能源目标。这种方法要求对智能电网和储能等基础设施进行升级，并且加大能效投资，采用先进的预测工具，以及推进重视和激励灵活性服务的市场改革。

本报告结构

本报告提出了适用于中国“十五五”规划（2026-2030）期间的电力系统灵活性政策建议，并评估了中国电力系统的灵活性需求，重点关注电力市场如何释放灵活性。

第 1 章对中国的电力系统灵活性进行了全面评估。在假定适当市场机制已经建立的前提下，使用国际能源署的区域电力系统模型，量化分析了供需两侧资源如何能在 2030 年前满足系统灵活性需求。本章还探讨了目前限制灵活性的政策障碍。

第 2 章考察了电力市场改革，重点论述了能最有效释放灵活性的改革措施。几个建模情景对比了乐观前景和改革缓慢、进程受阻的几个替代方案。本章强调了市场快速发展对实现“双碳”目标和满足相应灵活性需求的重要意义。

在这些结论基础上，**第 3 章**为“十五五”规划的相关章节提出了政策工具箱，概述了开展灵活性评估、确定关键政策和监测系统不断变化的灵活性需求的步骤。本章还针对中国省/区域的多样性，提出了在省和区域一级应用工具箱的建议。

附录包含了建模方法的更多详情。

第 1 章 中国电力系统的灵活性

灵活性需求日益增长

供给侧大规模部署波动性可再生能源（VRE），以及需求侧工业、空间供热和道路运输等终端用途的电气化转型，推动了中国电力系统的快速转型。这些资产加剧了供需波动，促使灵活性成为电力系统安全与能源转型的基石。

尽管中国的电力系统正迅速演变且电力安全备受关注，但目前在各省和区域，系统灵活性需求尚未被正式量化或定期评估。由于这一缺失，满足当前和未来系统需求的必要资源尚不明确，从而可能导致过度投资或对现有资产的使用不足。

本章将考察中国电力系统的灵活性需求、灵活性资源的现状及扩展障碍，尤其是在市场和监管方面的阻碍。

不断演进方法，满足日益增长的灵活性需求

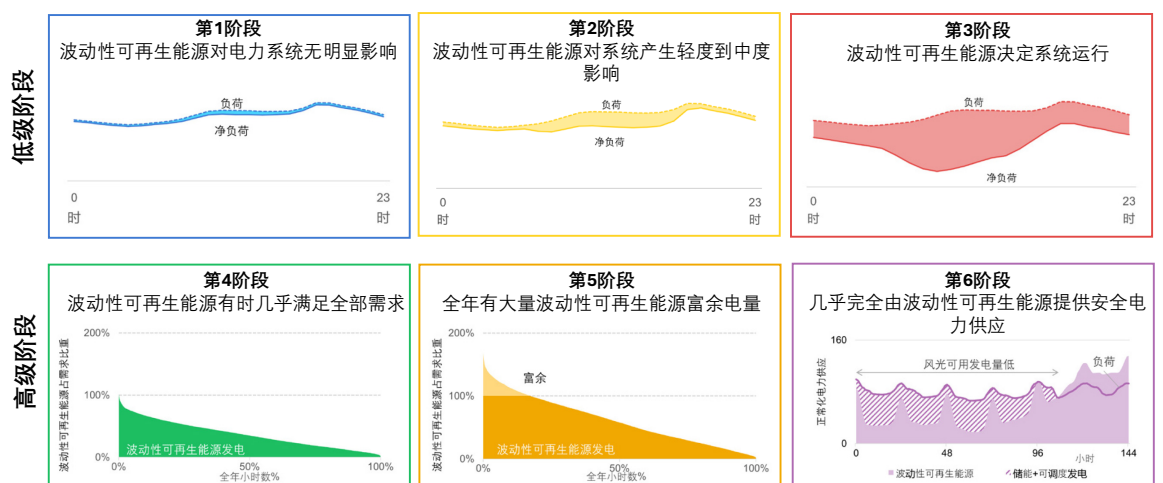
根据[国际能源署波动性可再生能源并网框架](#)，随着风能和太阳能的快速部署，到 2030 年，中国将过渡至可再生能源并网的更高级阶段。可再生能源潜力巨大的地区将更早面临这些转变。

在可再生能源并网的早期阶段（第 1 至第 3 阶段），波动性可再生能源对电力系统的影响相对较小。在这些阶段，采取循序渐进、有的放矢的方法来实施政策往往就已足够，无需对电力系统进行根本性的变革。在早期阶段引入的措施将为后期阶段奠定基础，包括改进预测、优化调度流程、提高传统电厂的灵活性以及需求响应。

从全国来看，2022 年中国处于第 2 阶段，预计将于 2030 年进入第 3 阶段。可以通过改善电网基础设施、实施电力市场改革和利用更广泛资源（特别是大型电力用户）的灵活性，来成功适应发电结构的快速变化。如不采取必要的整合措施，电力系统的可靠性风险将增加，从而可能阻碍波动性可再生能源的普及。高峰需求无法满足和波动性可再生能源弃电等现象可能会更加频繁。

2030 年以后，随着波动性可再生能源渗透率的提高，中国电力系统将向更高级阶段（第 4 阶段及以上）过渡，波动性可再生能源的影响将更加广泛和显著，发电富余期也将更加普遍。届时，要成功整合这些更高比例的波动性可再生能源，就要转变电力系统的规划、运营及融资模式。

波动性可再生能源并网的六个阶段



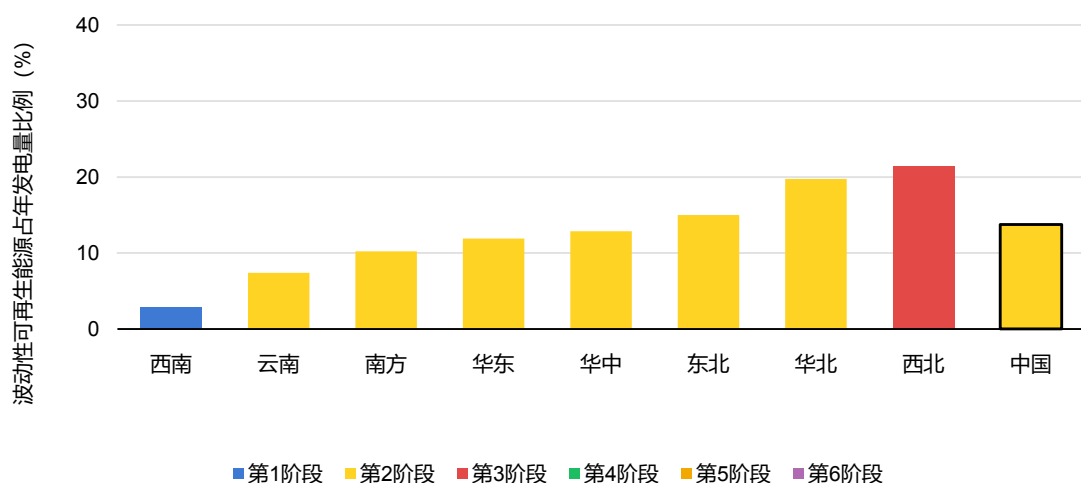
IEA. CC BY 4.0.

中国区域多样性造成的灵活性需求差异

中国幅员辽阔，将高波动性可再生能源发电潜力地点与需求中心相连并非易事。各地区气候与能源资源构成的多样性加剧了能源系统规划的复杂性。长距离高压直流（HVDC）线路提高了电力生产与消费中心间的输电能力，与此同时，[政策](#)越来越鼓励在靠近清洁能源资源的内陆地区进行工业投资。将位于不同气候区、资源各异的地区成功互联，将促进可用资源多元化，从而提高电力供应的安全性。

2022 年，各地区波动性可再生能源并网阶段的差异凸显了跨区输电容量的价值，它是中国多样化地区灵活性的一个关键方面。然而，除电网容量外，市场安排还必须反映电力的空间与时间价值，以确保电力系统的高效运行与安全供应，尤其是在已进入波动性可再生能源发电并网高级阶段的地区。西北地区（陕西、甘肃、青海、宁夏和新疆）即是如此。这一地区 2022 年几乎到达了第 4 阶段，电力系统的波动性可再生能源渗透率高且当地负荷有限。市场设计必须考虑到各地区面临的不同问题：西北与西南地区面临的挑战明显不同，西南地区在大量水电容量的支撑下，2022 年仍处于第 1 阶段。

2022 年，中国区域与全国层面的波动性可再生能源占比与并网阶段



IEA. CC BY 4.0.

接下来的定量评估将着眼于全国层面，但也考虑到了区域间的输电障碍。

2022 与 2030 年灵活性需求评估

我们对 2022 和 2030 年中国的灵活性需求进行了定量评估，结果发现，由于波动性可再生能源的快速扩展，灵活性需求正日益增长。本分析的重点是短期灵活性（小时级到日级）。随着风电和光伏的并网，这种灵活性正变得愈发重要。虽然[长期灵活性（季节性）](#)在未来同样重要，但预计到 2030 年，现有和规划中的大量煤电机组和抽水蓄能电站将满足其大部分需求。

模型概述

我们使用了国际能源署的区域电力系统模型，对[承诺目标情景](#)（APS）下，2022 和 2030 年中国的灵活性需求进行了评估。这一情景符合中国宣布的减排承诺和目标，特别是“双碳”目标（2030 年前碳达峰，2060 年前实现碳中和）。全国层面的供需结果来自国际能源署的[全球能源与气候模型](#)（GECM）。我们将这些信息分解到 8 个区域且区域间配有输电互联。

附录包含了建模方法的详情。

不同时间尺度的灵活性

灵活性需求跨越多个时间尺度。短期灵活性主要用于应对需求与波动性可再生能源发电的日波动。在本报告中，短期灵活性的计算方法是：向上爬坡幅度最大的 100 小时的平均每小时净负荷（或剩余负荷，即减去风光发电后的剩余总负荷）爬

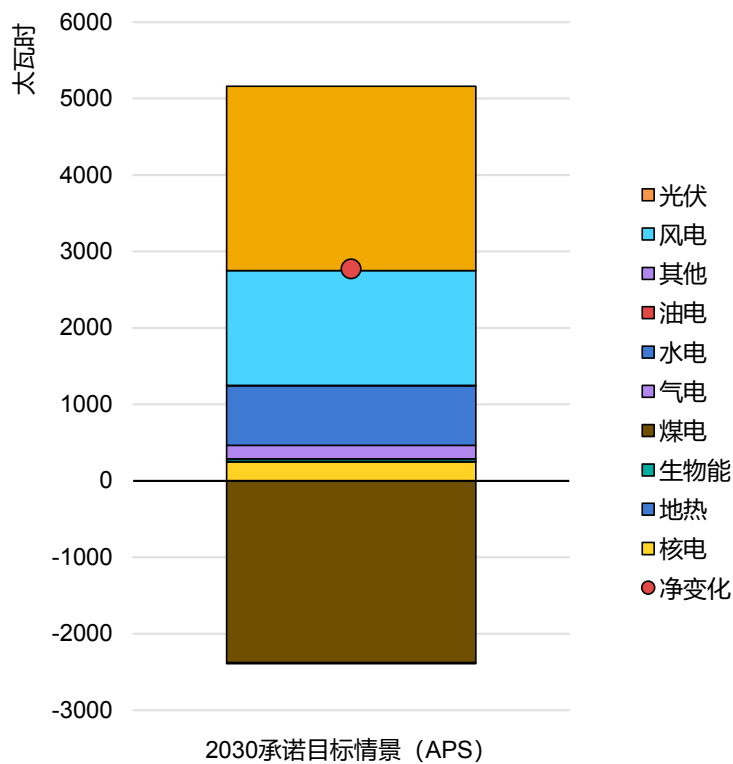
坡，除以全年平均每小时电力需求量（不包括抽水蓄能抽水、电解槽耗电量或电力外送净值）。特别是在光伏发电渗透率较高的地区，爬坡曲线更加陡峭，负净负荷出现更加频繁，需要快速调整供电，以维持电网稳定。随着风电和光伏容量的增长，此类波动将继续增加。

目前，长期灵活性由中国强劲的煤电机组支撑，能够应对电力需求和波动性可再生能源发电的季节性变化。现有的可调节水电容量也为长时灵活性提供了重要缓冲。然而，在地方层面，一些省/区域由于地理位置相对孤立（内蒙古、海南），可能需要更早考虑长时灵活性问题。

2030 年前灵活性需求的驱动因素

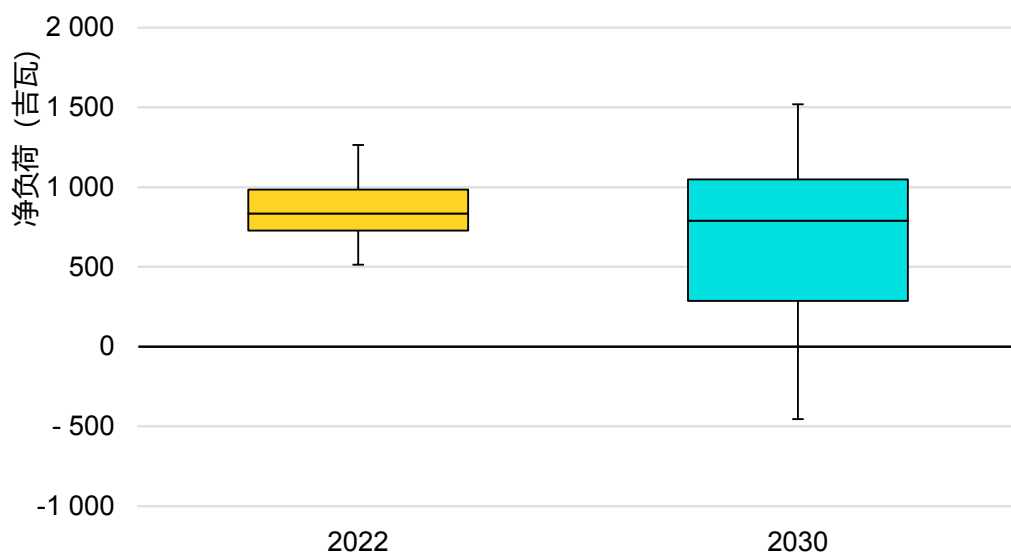
2022 至 2030 年，波动性可再生能源发电将迅猛增长，增速预计超过电力需求。承诺目标情景（APS）下，2030 年风光发电预计将满足 2022 年以来 150% 的新增负荷，从而替代一些火电（主要是煤电）资源。要成功利用这些可再生资源，当务之急是将其并入电力系统，同时需要采取各种措施提高系统灵活性，以应对波动性并控制弃电。

2022 至 2030 年承诺目标情景（APS）下，不同技术的发电量增长



中国在 2022 年处于波动性可再生能源并网的第 2 阶段，但到 2030 年，将在全国层面[进入第 3 阶段](#)。承诺目标情景（APS）下，2030 年全年 15%的时间中，波动性可再生能源发电量超过用电需求（在实施弃电之前），而 2030 年净负荷值的分布范围要大很多，表明需要更大的灵活性。如前所述，由于可再生能源的集中和负荷中心的地理分布，个别省份，特别是西北地区，已经面临第 3 阶段或以上的典型并网挑战。在一些地方，灵活性缺口表现明显，包括高峰需求难以满足、非高峰期负荷不足、弃电率上升，以及供暖季热电需求矛盾。

承诺目标情景（APS）下，2022 和 2030 年，中国全国层面弃电前逐时净负荷值的分布

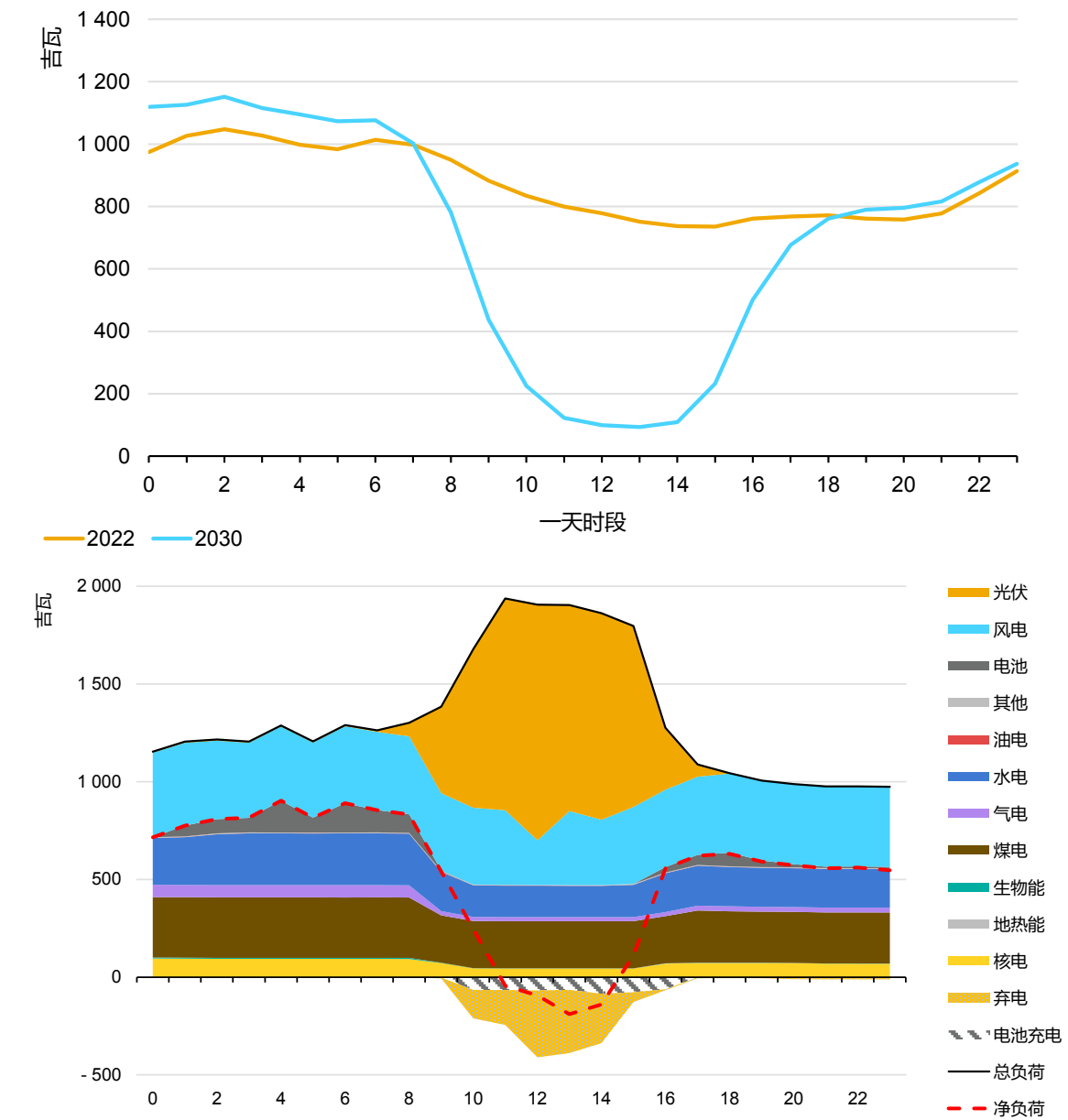


IEA. CC BY 4.0.

注：净负荷指总负荷减去波动性可再生能源（风能和光伏）发电量。在弃电前，当可用的波动性可再生能源发电量超过电力需求时，净负荷为负值。每个方框内的水平线代表中值，上下水平边框分别代表第 75 和第 25 分位数，短横线代表数据的第 2 和第 98 分位数。

可再生能源可用发电量的变化可导致更陡峭的供电爬坡。需求的增长可能推高对灵活性的要求，而光伏发电的高渗透率则迫使电力系统的其他部分增强灵活性，以适应其发电曲线。2022 年，随着光伏发电的增加，上午时段的净负荷下降（这一趋势在 2030 年将显著增强），而傍晚时分出现大幅向上爬坡来补偿光伏出力接近日落时的下降。

承诺目标情景（APS）下，2022 和 2030 年日净负荷中值曲线比较（上图），以及 2030 年总负荷最高日的发电组合（下图）

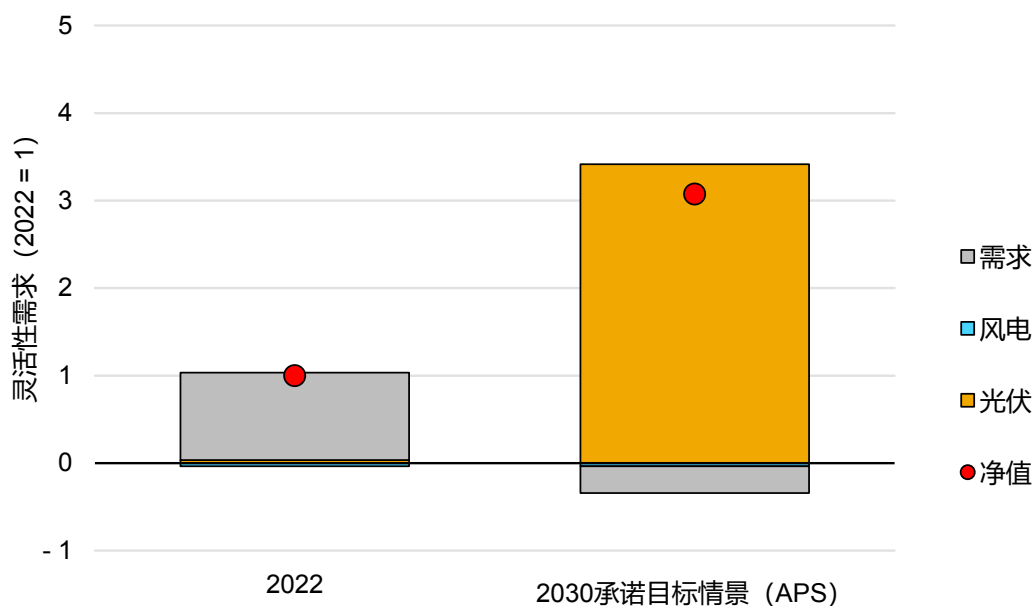


IEA. CC BY 4.0.

注：日净负荷中值曲线（上图）显示了采取弃电措施后的逐时净负荷。发电组合（下图）显示的是全国层面的总发电量与净负荷。

除爬坡补偿波动性可再生能源的可用性变化外，火电厂还可能从根本上改变运行计划，越来越多地选择在中午时分停机，而不是一直运行到傍晚。这可能会增加在爬坡时段开始时启动的电厂数量，因此需要充足的非火电灵活性来应对偶发的计划外断电。

2030 年中国短期灵活性需求相对于 2022 年的变化



IEA. CC BY 4.0.

注：2030 年的灵活性需求根据净负荷爬坡幅度最大（正值）的 100 小时的净负荷（总负荷减去风光发电量）的小时级变化计算得到，并根据占平均小时负荷的比例调整尺寸。负向驱动因素部分降低灵活性需求主要驱动因素的影响。在本情景中，此情况出现的原因是，当净负荷向上波动时，需求向下波动，反之亦然。

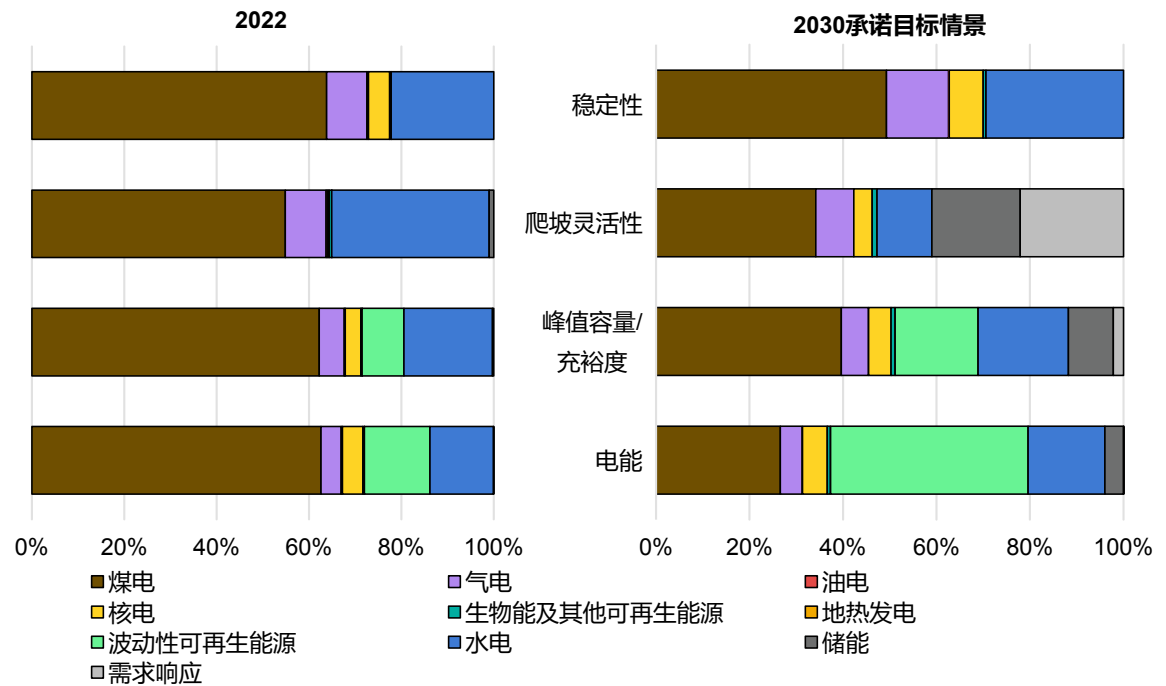
随着光伏发电与风电占比的增加，短期灵活性需求将急剧上升，在 2022 年至 2030 年间增加两倍。为应对中午波动性可再生能源发电高峰与晚间需求高峰之间日益扩大的差距，短期灵活性将至关重要。对短期爬坡能力的需求主要来自于光伏发电，因为大部分光伏出力在白天进行。供给侧灵活性（如储能）可以将一些光伏电力调度到一天中的其他时段，而需求侧灵活性可以将一些需求转移到光伏发电高峰期，以减少弃电。

中国迈向 2030 年所需的灵活性资源

中国的灵活性资源历来集中在供给侧，对火电和水电的依赖性很强。然而，随着电力系统对波动性可再生能源的整合度提高，电池与抽水蓄能、需求响应与虚拟电厂（VPP），以及水电解槽等技术必将在满足灵活性需求方面发挥更大作用。本节将探讨中国的主要灵活性来源和支持灵活性发展的关键政策。

我们的分析表明，2030 年中国 58% 的灵活性需求可以由非化石资源满足。要与中国脱碳目标相一致的灵活性组合，就必须扩大新的低碳灵活性资源规模，并发展电网和数字设备等配套基础设施。此外，还要消除现有障碍，促使中国电力系统的灵活性得到最大利用，详见本节末论述。

2022 年（左图）和承诺目标情景（APS）下 2030 年（右图），中国主要系统服务的贡献来源



IEA. CC BY 4.0.

注：稳定性总结了在系统惯性最低的 100 小时中对系统惯性的贡献，但惯性只是系统稳定性的一个方面，必须进行详细的技术研究才能涵盖所有组成部分。爬坡灵活性概括了对 100 个最高小时净负荷（正值）爬坡的贡献。峰值容量/充裕度总结了对 100 个最高净负荷小时的贡献。承诺目标情景（APS）下 2030 年，工业、交通运输、商业、居民和农业需求都已启动需求响应。电能显示出相应技术在年度总发电要求中所占的比例。

主要灵活性资源的特征比较

类型			运行范围（额定容量）	爬坡速率（额定容量/分钟）	启动时间	储能时长	天气依赖性	能量转换效率	调节时间尺度			当前经济性
									短期	中期	长期	
供给侧	煤电机组	未改造	50-100%	1-2%	6-10小时	-	x	48%				\$\$\$
		已改造	30-100%	3-6%	4-5小时						\$\$	
	燃煤热电联产	未改造	80-100%	1-2%	6-10小时	-	x	48%				\$\$\$
		已改造	50-100%	3-6%	4-5小时						\$\$	
	燃气电厂		20-100%	8-15%	15分-2小时	-	x	60%				\$\$\$
	可调节水电		0-100%	20%	<1小时	-	✓	90%				\$\$\$\$
	核电站		30-100%	2.5-5%	24-48小时	-	x	35%				\$\$\$\$
	集中式太阳能		20-100%	20%	<1小时	数小时	✓	15-21%				\$\$\$\$
储能	抽水蓄能		-/+ 100 %	10-50%	<0.1小时	数小时到数天	✓	65-85%				\$\$\$
	电化学储能		-/+ 100 %	100%	<0.1小时	数小时	x	90%			-	\$\$
	绿氢（电转氢）		0-160% 取决于电解技术	0.2-20%/秒 取决于电解技术	<1小时	数小时到数月	x	35-50%				\$\$\$\$
需求侧	需求响应	工业过程 空调/供暖 车网互动	要求达到尖峰负荷的3-5% ，某些地区达到10%	瞬时	<0.1小时	-	x	99%				\$\$
						-	✓	95%				\$
						数小时	x	90%				\$

注：“短期”调节时间尺度对应秒级、分钟级响应能力，“中期”对应小时级或日级调节，而“长期”指的是跨周、跨月或跨季节的调节。绿色越深，表示该灵活性资源越适应这一调节时间尺度。

“当前经济性”是指当前技术水平下的单位（元/千瓦）成本。负荷侧技术只考虑了提供灵活性所需的设备投资成本。每项技术的技术特征都采用了全球平均水平，只有煤电使用了中国的具体数据。

来源：袁家海，张健（2022）[电力系统灵活性提升：技术途径、经济性与政策建议](#)；Michael Lechl et al.(2023), [A review of models for energy system flexibility requirements and potentials using the new FLEXBLOX taxonomy](#)；张沥月，许庆宇，刘雨菁，等（2024），[高质量建成新型电力系统，加速发展低零碳灵活性资源](#)；Deloitte (2021), [Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers](#)。

火电厂：当前的灵活性支柱

中国的煤炭资源丰富且能源安全战略重申了煤电在电力系统中的“压舱石”作用，因此，煤电厂仍是中国灵活性战略的核心。2023 年，煤电占发电量的近 60%和装机容量的 40%。然而，从长远来看，煤电的作用预计将改变，从核心能源提供者转变为主要侧重于支持系统灵活性和确保充裕度。虽然煤电在中长期灵活性方面表现出色，但在波动性可再生能源占比较高的电力系统中，煤电不是所需的快速调节和爬坡服务的最佳选择。

相比之下，天然气调峰电厂在火电机组总体中的占比很低，因为它们的边际成本显著较高，并且中国天然气依赖于进口。核电在提供短期灵活性方面仍受到安全问题和高昂的运营成本的限制。

改造燃煤电厂正与新建灵活电厂同步进行

2016 年以来，中国的五年规划一直强调对燃煤电厂进行改造，以提高灵活性。这些改造可在几个月内完成，旨在降低最小运行出力下限、提高爬坡能力，以及缩短启动时间以便频繁启停。启用这种灵活性遇到的主要挑战往往与运行方式和合同结构有关。要实现灵活性，就要更频繁地调整电厂出力，从而需要更积极的现场监管。此外，基于年总发电量的合同往往侧重于稳定生产，以尽量减少设备磨损，而不是鼓励灵活性。这种灵活运行方式也以增加每千瓦时的排放量为代价，对中国近年来在降低煤电碳强度方面所取得的显著进展造成了挑战。

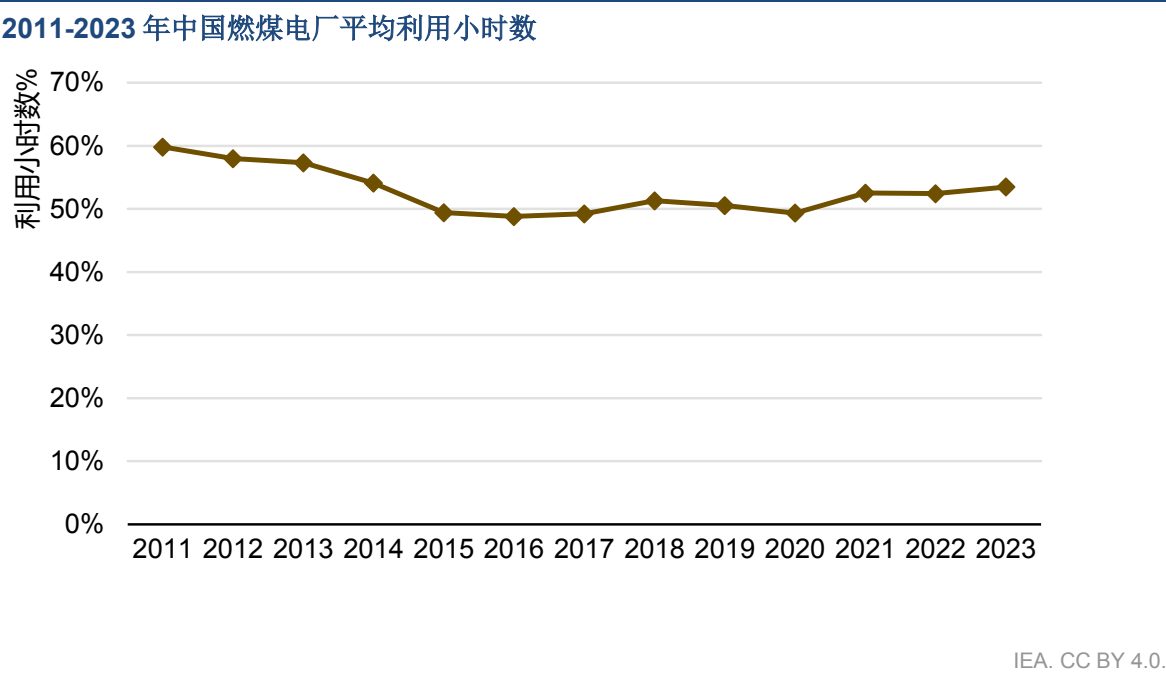
2021 年以来，中国煤电机组累计完成灵活性改造达 300 吉瓦，超额完成“十四五”规划的 2 亿千瓦的目标。2024 年 2 月，中国政府要求深入开展煤电机组灵活性改造，到 2027 年存量煤电机组（估计 500 至 700 吉瓦）实现“应改尽改”。这项政策加快了改造速度，特别是在波动性可再生能源密集的地区。在可再生能源占比较高的地区，煤电厂应能将最小出力降至 30%额定容量以下。此外，该政策还鼓励探索煤电机组灵活运营方式的市场化收入。

燃煤电厂改造目标与成就

	“十三五” 规划 (2016-2020)	“十四五” 规划 (2021-2025)
目标	220 吉瓦	200 吉瓦
实际改造	162 吉瓦 (2020)	300 吉瓦 (2023)
煤电机组总数	1083 吉瓦 (2020)	1165 吉瓦 (2023)

来源：国际能源署基于国家发展和改革委员会 (NDRC)、国家能源局 (NEA)、中国电力规划设计总院 (EPPEI) 和中国电力企业联合会 (CEC) 的数据所作的分析。

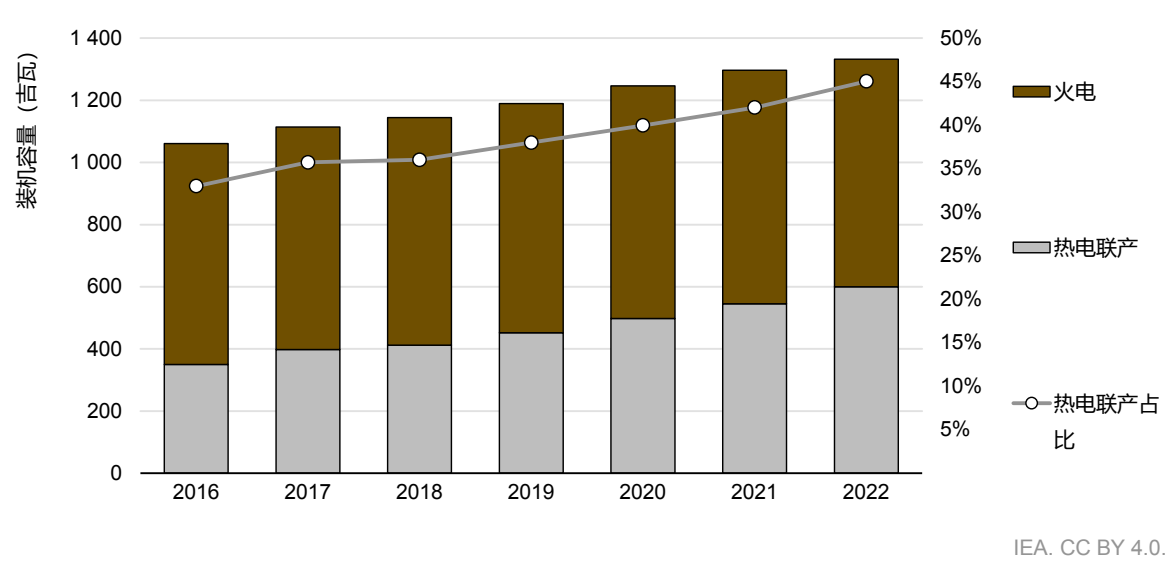
政府采取了逐步将煤电机组从基荷发电转变为调峰电厂的战略。这种方法被视为支持风能和太阳能快速发展并减少其波动性的最快途径。随着利用小时数的减少，全国煤电厂平均产能利用率下降到 50%左右。虽然近年来略有增加，但承诺目标情景（APS）下，到 2030 年煤电的平均容量系数将降至 30%。这一趋势给电厂的盈利能力带来风险，因为之前一直依赖发电收入。在此背景下，政府于 2024 年 1 月推出了煤电容量电价，旨在帮助发电企业部分回收固定成本。



热电耦合生产限制了煤电在供暖季的灵活性

中国的热电供应耦合程度高，热电联产（CHP）燃煤电厂作为主要供热来源，满足了北方地区约 48% 的热力需求。热电联产厂占火电产能的 45%，但由于其发电与北方地区的热力需求关联，在本质上它们的灵活性不及纯冷凝电厂（如不与热储能耦合）。例如，改造后的燃煤冷凝机组的最小出力可低至额定功率的 20%，而改造后的热电联产机组只能达到 50%。

2016-2022 年，中国火电与热电联产机组的装机容量



来源：IEA 的分析基于[电查查](#)和[华经产业研究院](#)汇编的[中国电力企业联合会](#)数据。

目前正在探索的热电解耦措施有：低压缸切除、电锅炉和熔盐储能。蓄热水罐是实现短期解耦的一种简单方法，但其他技术在中国也引起了很大的关注，尽管这些技术成本高、补偿相对较低，而且操作复杂，因此难以迅速推广。

此外，[在现有的区域供暖系统中部署大型热泵](#)，也是减少对热电联产厂依赖并进一步实现供热脱碳的一种解决方案。通过与热储能的整合，热泵有助于尽量减少波动性可再生能源弃电，从而提高系统效率和灵活性。

各类热电解耦技术

技术	成本	优点	缺点
低压缸切除	低	运行模式易于切换，调节深度大	缺乏对机组影响的相关数据，灵活性改善有限
旁路蒸汽供热	低	技术成熟，热电解耦能力强	加热效率低，对设备运行可靠性要求高
电锅炉	高	改造工作少，技术成熟，热电解耦能力强，灵活性高	投资成本高，经济效率差
蓄热水罐	一般	技术成熟，改造工作少	占地面积大，不适合长期低电力需求的情况
熔盐储能	高	灵活性高，调峰幅度大，调峰时间长，安全性高，使用寿命长	技术复杂度高，占地面积大，投资成本高

来源：北京大学能源研究院和山东省热电设计院（2024），[基于灵活调峰和稳定供热前提下，山东省 30 万千瓦级煤电机组优化思路](#)。

核电厂灵活性

中国目前拥有 [56 座在运核反应堆](#)，虽然它们的灵活性能力尚未充分发挥，但其调峰潜力正在试点之中。以法国核电机组为例，其出力可随净负荷的变化而大幅改变，反应堆能够每天两次，在 [30 分钟内完成标称容量的 20%到 100%之间的向上或向下爬坡](#)。

虽然中国的核电机组主要作为基荷电站运行（在某些情况下还用于[集中供暖](#)），但对核电灵活运行的研究已受到关注。2024 年 2 月，[国家发改委发布了《电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》](#)，鼓励探索核电调峰和利用核电厂提供调频服务。然而，安全担忧和运营成本高的问题仍然限制核电在提供短期灵活性方面的作用。

水电：电网稳定的要素

水电是中国的一个重要灵活性资源，能够平衡波动性可再生能源每日和季节性的发电波动。水库水电站能够储存富余电力并在需求高峰期释放，因此，既可用于基荷发电，也可提供调频等辅助服务。青海省龙羊峡水电站就是一个典范。该电站配备大型上游水库，能够提供季节性和年度调频。然而，目前中国的此类项目数量有限。配备（双向）抽水蓄能机组后，水电站的灵活运行可以进一步加强。

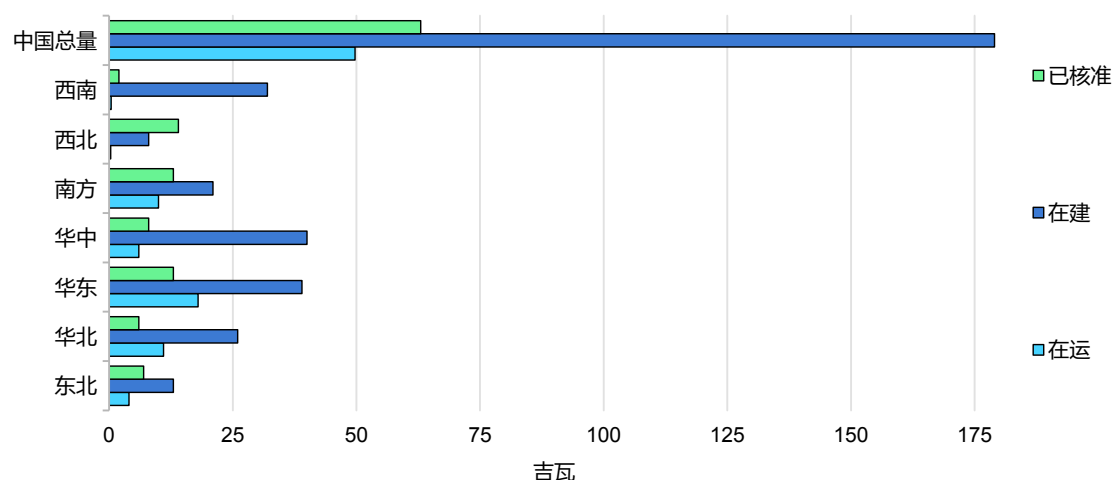
“十四五”规划的目标是将水电装机容量从 2020 年的 [370 吉瓦](#)，增加至 2025 年的 [442 吉瓦](#)（含传统水电和抽水蓄能项目）。然而，反复的干旱严重削减了水力发电量，导致 2022 和 2023 年水电生产连续下降。

抽水蓄能一直是最主要的蓄能资源且将持续增长

中国是全球抽水蓄能（PHS）容量最大的国家，截至 2023 年，装机容量已达 [51 吉瓦](#)。中国政府已制定宏伟目标，到 2027 年，抽水蓄能将达到 [80 吉瓦](#)，到 2030 年，达到 [120 吉瓦](#)，仅 2023 年批准的新项目就多达 [49 个](#)（63 吉瓦）。

抽水蓄能不仅在调节日波动，即提供短期平衡服务和惯性方面发挥着关键作用，而且对[调节更长时间的波动](#)也至关重要。自 2023 年起，全国在运和计划投运的抽水蓄能电站在电价基础上，有权享受[容量电价](#)，这一举措有利于推动对抽水蓄能技术的投资。然而，开发新的抽水蓄能项目面临诸多挑战，包括前导时间长（最长 [6 年](#)）和地域限制。

不同区域 2023 年的抽水蓄能（PHS）容量和计划项目



IEA. CC BY 4.0.

注：核准容量仅包括 2023 年获中国政府许可、可以开工的项目。

来源：国际能源署基于[中国水电水利规划设计总院](#)和[中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会](#)的数据所作的分析。

终端用能电气化：增强灵活性潜力

需求侧作为灵活性来源的潜力巨大且大多尚未利用。我们的分析表明，到 2030 年，需求响应可满足高达 22% 的中国短期灵活性需求。终端用能的电气化正增强这一潜力：2023 年，电力在终端能源消费中的比重达到 28% 左右，预计到 2030 年，在道路交通运输、工业和建筑部门的推动下，这一比例还将持续上升。

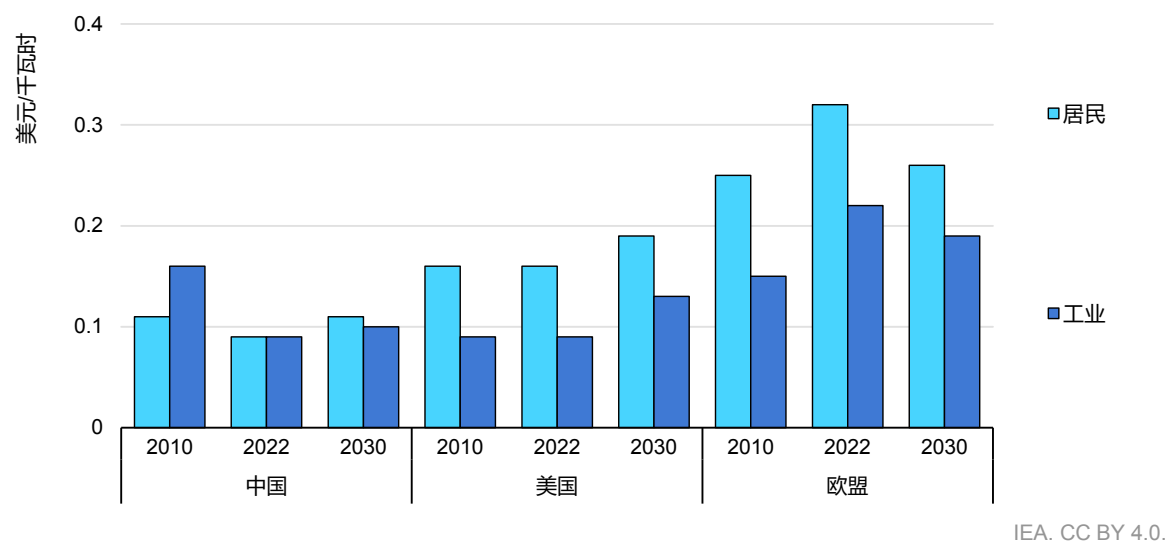
近年来，调节夏冬两季的尖峰负荷是中国发展需求响应的主要驱动力。需求侧管理工作大多依赖行政措施，如在电力供应紧张时期向大用户发布有序用电通知。以 2022 年夏季为例，当时四川电力短缺，省政府发布了紧急通知，要求企业减少或暂停用电，以优先居民。2021 年能源危机期间也采取了类似措施，当时煤炭价格的飙升造成了全国性电力短缺。此类行政措施可能削弱企业的预期投资。

不过，一些省份目前正在发掘需求侧响应潜力，力图使其成为维持充裕度的长期解决方案，措施包括引入市场化机制，以及发展虚拟电厂（VPP）以聚合不同用户的负荷和储能。

2023 年发布的《电力需求侧管理办法》设立了到 2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5% 的目标。在尖峰负荷问题突出或波动性可再生能源消纳困难的地区，一项到 2027 年的行动方案将这一目标设定为尖峰负荷的 10%。到 2030 年，目标是形成规模化的实时需求响应能力。该政策还强调优先市场化需求响应手段，而非管制措施。

根据用户在用电总量中的比重，[工业部门](#)和其他大型商业用户的需求响应潜力最大。在这些用户的场所安装必要设备通常也更具成本效益。自 2021 年起，工商业用户必须从电力市场购买电力。然而，在实践中，零售市场的固定价格套餐难以激励这些用户根据系统情况实时进行需求响应。家庭能源管理系统和电动汽车的普及开启了居民需求响应的可能性。然而，此类计划在中国家庭中认知度较低，也缺乏参与的激励，主要因为他们的电价非常低且通常固定，这一点与居民需求侧响应较为活跃的国家不同。

承诺目标情景（APS）下，2010-2030 年中国、美国和欧盟的居民和工业电价



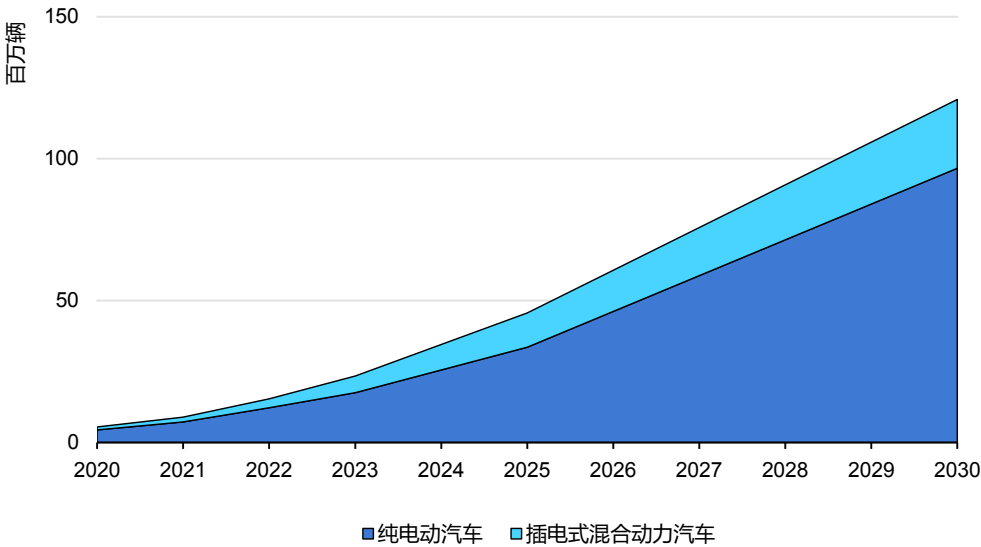
在电动汽车飞速部署的背景下，管理式电动汽车充电催生了潜在灵活性资源

中国的新能源汽车（NEV）¹发展迅猛，部署速度超越所有预期。2023 年，在中国行驶的新能源汽车高达 [2340 万辆](#)，主要为电动轿车，占新注册轿车的[三分之一](#)以上。2023 年，充电桩的数量[同比增长了 65%](#)，总数增至 860 万个。2024 年 7 月，新能源汽车销量首次超过传统燃油汽车，占[新车销量的一半以上](#)，并且远超几个月前刚刚宣布的[2027 年新能源汽车销售占比 45% 的目标](#)。

新能源汽车的快速部署已经大幅推高电力需求，这可能加大电网压力（当充电发生在用电高峰时段），也有可能催生新的高峰。例如，在[浙江](#)和[广东](#)两省，电动汽车（EV）充电负荷占晚间高峰需求的 2% 以上。

¹在中国，新能源汽车的定义包括纯电、插电式混合动力和氢燃料电池汽车。

承诺目标情景（APS）下，2020-2030 年中国电动汽车保有量



IEA. CC BY 4.0.

注：电动汽车包括轿车、卡车、巴士和面包车。本图表不包括燃料电池电动汽车，因为它们不能用于管理式电动汽车充电。
2023 年之后的数据是根据承诺目标情景（APS）所作的预测。
来源：IEA (2024), [Global EV Outlook](#)。

纯电和插电式混合动力电动汽车配有车载电池组，如在最有利的时段安排充电，可从用电负担转变为宝贵的电网灵活性资源。实现这种转变的第一种也是最简单的方法是通过单向智能充电（或 V1G），即在对系统影响最小的时段进行电动汽车充电，例如夜间或下午波动性可再生能源发电充足时。小时或小时内价格信号可以引导用户养成对电网友好的充电习惯，比如中国多个公共和住宅充电站采用的分时（TOU）电价。这一战略构成了与电动汽车相关的大部分灵活性潜力，并在多个省份行之有效。例如，2024 年 8 月，在分时电价、分时服务费和充电优惠券的支持下，管理式电动汽车充电在江苏省降低高峰负荷 1.2 万千瓦（相当于约 6000 户家庭高峰时段的电力需求），有效削峰电量 1.7 万千瓦时（约 2000 户家庭一天的用电量）。

第二种方式是通过车网互动（V2G 或双向充放电），即灵活使用电动汽车电池，在非高峰时段充电，并在需要时将电力反向注入电网，用户因此得到经济补偿。车网互动可作为最终备用手段，无需频繁启动。在江苏、浙江和广东等希望发展需求响应能力且电动汽车数量庞大的地区，正在开展多个示范项目。这些项目中的大部分由电网公司运营。

中国主要的车网互动（V2G）示范项目

地区	项目
江苏省	中国最大的车网互动示范区，位于 无锡 ，包含 59 个 V2G 充放电桩，最大放电功率为 2100 千瓦，削峰能力 3150 千瓦
浙江省	车网互动项目包括 2709 个 V1G 充电桩和 12 个 V2G 示范站 （94 个充电桩），最大削峰负荷达 2.39 万千瓦
上海市	上海市 于 2023 年发布了 7 个 V2G 项目，其中， 蔚来 的首批 10 个 V2G 充电站在 2024 年 1 月正式投入运营
广东省	33 万个充电设施和 137 个 V2G 示范站 在深圳运行，调节能力超过 40 万千瓦
北京市	北京首个商业运营的 V2G 充电站拥有 26 个 V2G 充电桩

中国政府积极支持对电动汽车灵活性潜力的挖掘，并[于 2024 年 1 月](#)发布了促进新能源汽车与电网融合互动的政策。到 2025 年底，重点扩大 V2G 试点示范，在 5 个城市建设 50 个以上示范项目，推广换电项目，并力争确保非高峰时段充电量在公共和私人充电桩中分别达到 60%和 80%。到 2030 年，通过车网互动的运营，新能源汽车预计将提供 10 吉瓦的灵活容量。

然而，要实现这一宏伟目标并充分利用电动汽车灵活性资源，需要克服现有的几个障碍。大多数电动汽车车主居住在城市地区，未安装私人充电桩。他们必须使用商业充电桩：虽然分时条款适用，但用户不能一直保持连接（这限制了双向充放电机会）。在家充电的用户或者不受可变电价的影响，或者低廉的电价和差价不能产生强劲激励，使他们加入管理式充电项目。

更进一步说，广泛发展车网互动需要双向充放电桩，而其建桩成本较高，可达常规充电桩建桩[成本的 2 至 3 倍](#)。2023 年，中国只有低于 [0.03%](#)的充电桩具有车网互动功能。无论对充电站运营商，还是电动汽车负荷聚合商而言，都尚需找到可行的商业模式来支持车网互动技术的部署，而对于家庭而言，参与双向充放电的监管障碍依然存在。此外，对车网互动影响电池使用寿命的担忧也是围绕[车网互动运营的经济可行性](#)的讨论的核心问题。覆盖这些潜在风险的制造商保修或换电等替代解决方案必须到位，才能让电动汽车车主安心。

虚拟电厂提供灵活性服务的能力正在显现，但尚缺乏可行的商业模式

虚拟电厂（VPP）可以不受地域限制，将分布式能源资源（如电动汽车、空调、储能或屋顶太阳能板）的负荷和发电量聚合起来。虚拟电厂配备中央控制系统，可以交换和汇总来自不同机组的信息，因此可以利用联网机组的各项能力来参与电力市场，并以非常类似于传统发电厂的方式提供电网服务。

中国的虚拟电厂还处于早期发展阶段，但兴趣和试点项目的增长预示着未来可能扩展。尽管各地对虚拟电厂的定义不尽相同，但大多数虚拟电厂项目都侧重于负荷侧聚合，并在电网企业的邀约下参与需求响应事件。它们的报酬来自政府资金，以及峰谷电价和省间交易的收入。然而，需求响应事件的发生率有限，从而对虚拟电厂模式的可持续性造成挑战，因此目前大多数项目都依赖于政府补贴。

例如，到 2025 年，深圳²预计建成具备 100 万千瓦级聚合容量的虚拟电厂，虚拟电厂项目可享受单个项目最高 1500 万元（210 万美元）的补贴。从中长期来看，从市场交易中获得的收入能否使项目产生利润，目前还不确定。据深圳市发展和改革委员会预测，到 2025 年，虚拟电厂参与深圳市场交易所得收入预计将达到 7900 万元（1120 万美元）。其中，77%将来自日前调峰交易，22%来自调频服务，其余 1%来自备用服务。

近年来，多个省/区域开始向虚拟电厂开放电力市场，促使其收入来源多元化。例如，2024 年 6 月，[山东](#)首批虚拟电厂参与电力现货交易，总装机容量为 30 万千瓦。尽管近期已取得一些进展，但行业利益攸关方仍然表达了对虚拟电厂的一些关切，一是市场准入门槛过高，阻碍更广泛参与，二是全国范围内缺乏标准化准则和规范。

中国部分辖区部署的允许虚拟电厂参与的服务

服务	地区	最低容量和/或持续时间要求	价格上限
调峰	华北地区 (2020 年起)	≥10 兆瓦/30 兆瓦时	0.6 元/千瓦时
	山西省 (2020 年起)	≥20 兆瓦 ≥2 小时/天	0.2/0.3 元/千瓦时（供热/非供热季）
需求响应	上海市 (2014 年起)	-	调峰：30 元/千瓦 填谷：12 元/千瓦
	江苏省 (2015 年起)	≥10 兆瓦 ≥2 小时	3-4.8（峰值） 0.6（谷值）
	广东省 (2022 年起)	≥0.3 兆瓦 ≥2 小时	3.5 元/千瓦时 （日前邀约） 5 元/千瓦时（可中断）
	深圳市 (2023 年起)	≥1 兆瓦 ≥30 分钟	3.5 元/千瓦时

²来源：深圳市发展和改革委员会印发的《深圳市虚拟电厂落地工作方案（2022-2025）（草案）》。

服务	地区	最低容量和/或持续时间要求	价格上限
调频	浙江省 (2024 年起)	≥ 5 兆瓦 ≥ 1 小时	0.12 元/千瓦时（一次调频） 0.06 元/千瓦时（二次调频）
	南方区域 (2020 年起)	≥ 10 兆瓦 ≥ 1 小时	5 元/兆瓦
备用	浙江省 (2024 年起)	≥ 1 兆瓦时/1 兆瓦 ≥ 1 小时	0.015 元/千瓦时
	华中地区 (2022 年起)	-	-
	南方区域 (2022 年起)	≥ 10 兆瓦 ≥ 1 小时	50 元/兆瓦
无功控制	浙江省 (2021 年起)	-	60 元/千乏
能源套利	广东省 (2022 年起)	≥ 1 兆瓦 ≥ 1 小时	-
	山西省 (2022 年起)	≥ 20 兆瓦 ≥ 2 小时	-
	山东省 (2024 年起)	≥ 5 兆瓦 ≥ 1 小时	-

互联、电池与弃电：管理波动性可再生能源发电的富余电量与供应不足

电力合同缺乏灵活性，制约特高压输电网的增益

利用和扩大互联互通可以优化全国资源共享，并[带来显著增益](#)。中国的特高压（UHV）输电网促进了可再生能源电力从资源富集的“三北地区”（东北、华北和西北）向东南主要消费中心的输送，对平衡区域供需失衡起到了关键作用。中国输送容量最大的昌吉-古泉（新疆至安徽）±1100 千伏特高压直流输电项目就是一个典型案例。

“十四五”规划（2021-2025）包含了[12 个新的特高压输电工程](#)（9 个高压直流输电工程和 3 个交流输电工程），旨在将北部和西部的吉瓦级波动性可再生能源工程与东部和南部的需求中心相连接。尽管这些计划十分宏伟，但波动性可再生

能源新增装机的速度远远超过互联所需的有形基础设施的建设速度。近期发展的分布式可再生能源和沿海省份的海上风电项目可能有助于减少对成本高昂、建设周期长的特高压输电线路的需求。

在合同方面，僵化的省间合同目前限制了对特高压输电基础设施的灵活使用。大部分省间输电基于中长期合同，降低了电网适应实时波动的能力。跨省交易大多根据“网对网”或“点对网”的中长期合同执行，意味着只有电网企业才能作为受端的交易方。这一规则也适用于富余电力的省间现货交易，电网企业是此类交易中唯一的受电方，但它不能在当地现货市场上出售该电力。这些合同的固定条款意味着，无论电力系统的当地需求如何，外购电都会作为省/区域调度的边界条件，因此几乎没有在现货市场上进行短期调整的空间。不过，国家能源局（NEA）最近打开了[省间中长期合同非物理执行](#)的大门，允许送电省份在受端省份电价较低时，通过采购受端省份富余电量来完成送电计划。

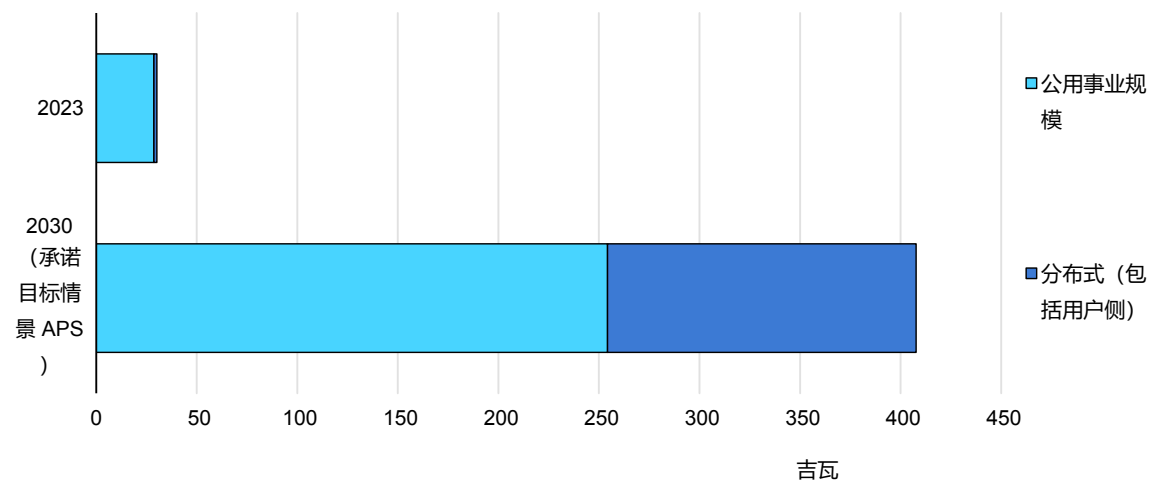
阻碍互联互通高效运作的另一个因素是，特高压输电线路项目的商业模式与利用率挂钩。输电越多，电网公司获取的输电费就越高。鉴于风光发电的间歇性，连接西部偏远地区的清洁能源基地和电力消费中心的线路大多利用率不高，为提高线路的盈利能力，往往安排新建或现有的燃煤电厂与清洁能源基地共同输电。根据[《“十四五”可再生能源发展规划》](#)的要求，新建高压线路的可再生能源输电量占比不得低于 50%。2022 年，在全国范围内，这一比例已经达到平均 [56.2%](#)。由于有些线路 100%用于水电外送，因此，这一目标与全国平均水平的差距并不阻碍[煤电](#)在一些“清洁”能源基地外送电中的占比过半。

电池储能快速普及将彻底改变短期灵活性的提供方式

电池储能可用于提供（超）短期灵活性和平衡几小时内波动性可再生能源的出力波动。与抽水蓄能相比，部署电池储能资产的前导时间要短很多，一般只有几个月。

近年来，发展非水电储能一直是中国能源战略的重点，自 2022 年以来，中国已赶超美国，成为电池储能的最主要市场。2023 年底，锂离子电池占 31.4 吉瓦非水电储能装机容量的 [97%](#) 以上。仅在 2023 年，锂离子电池的新增装机容量就达到 [23 吉瓦](#)，其中约三分之二属于公用事业规模。[2024 年 5 月](#)，中国国务院宣布了到 2025 年底实现公用事业规模电池储能容量达到 40 吉瓦的目标，考虑到目前的部署速度，这一目标很可能会超额完成。

2023 年电池储能的装机容量和承诺目标情景（APS）下 2030 年的预计容量



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于中国电力规划设计总院（2023）和国际能源署（预测）的数据所作的分析。

公用事业规模电池储能的快速普及主要得益于省级政府的强制规定，要求光伏或风力发电项目至少配置 5%至 30%的储能容量，具体取决于当地政策。虽然储能在电网辅助服务（如调频和削峰）中的使用正在增加，但由于市场激励机制和调度实践的发展不足，供应侧电池的利用率仍然较低（[2022 年为 6%](#)）。因此，开发商倾向于使用廉价、低质量、不符合灵活性要求的技术。

在用户侧，工商业用户正通过大型装机（在规模和成本上与公用事业规模系统相近）寻求分时电价收益。一些省份正在积极鼓励工商业用户为屋顶光伏发电配置储能资产。

在改善新型储能作为灵活性来源的商业价值方面，山东省正走在前列。该省率先实施了 2022 年的国家政策，允许新型储能资产作为独立主体，[参与电力市场交易](#)。对于在现货市场上竞价的资产，充电期间[免除输配电价和税金](#)，以避免双重征收。此外，储能资产的[容量电价补偿机制](#)也已实施。对不直接参与市场的小型资产而言，更能反映电力系统需求的[分时电价动态调整机制](#)将有利于鼓励对储能的投资。

绿氢作为跨季节储能来源的较长期前景

绿氢是一种脱碳的跨季节灵活性资源，可实现长时储能。利用富余的可再生能源电力为水电解槽供电制氢，将所制氢气储存起来，在系统需要时，由内燃机或燃料电池转化为电能。中国的电解槽装机容量在 2023 年超过 1 吉瓦。根据现有的在建项目，[预计到 2025 年，装机容量将扩大到 5 吉瓦](#)。在 2022 年公布的[《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》](#)中，也设立了在中长期内增加绿氢生产和消费的目标。

然而，绿氢与煤炭制氢相比仍缺乏竞争力。中国氢能联盟的报告指出，[2022](#) 年，在风能和光伏资源富集地区，如内蒙古的鄂尔多斯和宁夏东部，绿氢的成本最低，平均为 20 元/千克。虽然这一成本与天然气重整制氢（全国平均成本为 25 元/千克）相比具有竞争力，但与煤炭制氢（全国平均成本为 13 元/千克）相比仍然较为昂贵。

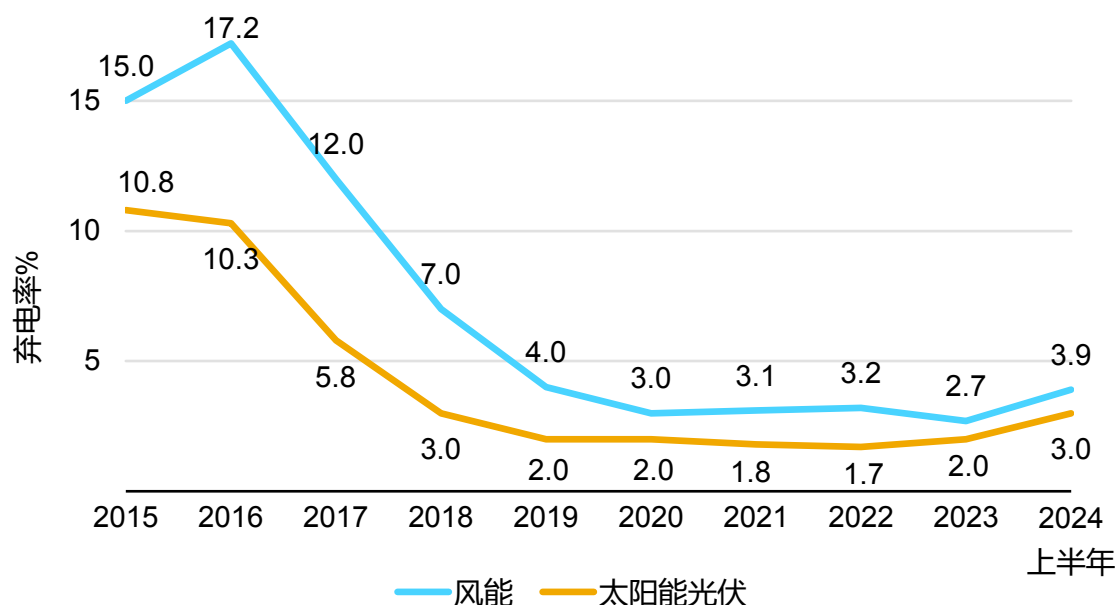
尽管绿氢的示范项目正迅速增加，如[台州大陈岛氢能示范工程](#)，但利用绿氢提高电力系统灵活性的做法尚未得到大规模验证，到 2030 年将发挥的作用十分有限。除了成本高、能量转换效率低之外，其他制约因素还包括缺乏氢能基础设施（如管网、液化设施和加氢站）和安全问题。从更长远来看，对波动性可再生能源比例非常高的电力系统而言，电解槽可能成为重要的灵活性资源。

弃电红线的发布表明电网运行中弃电措施的使用较为广泛

在波动性可再生能源渗透率较高或很高的电力系统中，特别是在结构性供应过剩的条件下，如正午光伏发电峰值时，将弃电保持在近零水平的政策决定，[可能影响系统运行的成本效益](#)。然而，除这种情况外，对大多数系统而言，大规模技术性弃电³表明系统缺乏灵活性或电网基础设施欠缺。弃用大量波动性可再生能源电量，就等于浪费清洁廉价能源，因而可能导致系统成本上升。而且，这种做法会削弱波动性可再生能源电厂开发商的信心，因为他们会看到履行合同义务存在的风险。

³在这里我们指的是技术性弃电，即由系统运营商出于技术原因（如电网阻塞或电压控制问题）实施的弃电，而不是经济性弃电，后者由发电企业根据价格信号减少发电量。

2015-2024 年中国风能和太阳能光伏的全国弃电率



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署根据[全国新能源消纳监测预警中心](#)的数据所作的分析。

尽管自 2016 年以来，弃电水平已大幅下降，但近期的数据显示弃电又有回升。[2024 年 2 月](#)，弃风弃光率达到自 2021 年每月报告开始以来的最高水平，分别为 6.3%和 6.6%，主要原因是电网阻塞和缺乏灵活性资源。一些面临电网严重阻塞问题的省/区域甚至达到了更高水平，如河北省的月弃风率达到 16%，月弃光率达到 12.6%。

由于电网基础设施开发的延迟和波动性可再生能源装机的快速增长，中国政府 2018 年推出的 5%的弃电上限一直难以维持。[2024 年 5 月](#)，国家能源局将部分地区的省级弃电上限提高至 10%，标志着对电网阻塞的管理方法趋于灵活。

为解决弃电问题，[内蒙](#)、[新疆](#)和[甘肃](#)最近发布政策，限定新建波动性可再生能源项目为“一体化项目”，将风光电厂与新型数据中心、氢电解槽或低碳产业园区相匹配。

处理技术性弃电的国际经验

波动性可再生能源的大规模技术性弃电会推高电力系统成本，并给风能和太阳能项目开发造成经济障碍。而且，弃电会增加新项目开发的感知风险，影响未来投资。导致弃电的技术制约可能由[多个因素](#)驱动，如电网建设滞后、传统发电企业的合同不灵活，以及缺乏供应侧灵活性。

与中国不同的是，大多数国家并未对波动性可再生能源项目设定强制性弃电限额或利用率。这些国家的系统运营商力争通过运营措施来减少弃电并尽量降低系统成本。例如，西班牙输电系统运营商 Red Eléctrica 于 2022 年推出了[自动减电系统（SRAP）](#)。这一自愿性计划旨在纠正而非预防性地解决阻塞问题，即在电网出现阻塞时，断开参与计划的电厂与电网的连接，以解决阻塞，而不是根据未必发生的预期阻塞情况，对电厂进行预防性的重新调度。截至 2023 年 10 月，与预防性重新调度相比，这一措施[避免了超过 2 太瓦时的弃电量](#)，有效降低了系统成本。

制定替代性收入流或补偿方案来管理波动性可再生能源弃电，可作为解决电网或灵活性建设不足等根本性系统原因的过渡措施。在电网阻塞严重的德国，2023 年 11 月修订的《能源法》推出了[“以用代弃”](#)机制。该方案通过提供批发电价固定折扣以及免过网费/税的激励措施，鼓励波动性可再生能源电厂附近的用户使用可再生能源富余电力。同时，该方案还将替代性重新调度计划的成本设为补偿上限，从而确保整体经济效率。

此外，非恒定连接合同可以增加系统接纳的波动性可再生能源容量，同时通过为开发商提供利益来降低弃电影响。例如，从 2025 年 4 月起，荷兰的系统运营商将可以与用电大户签订合同，以这些终端用户在系统的某些压力时期，完全[不能使用电网为条件，为其提供更低廉的电价](#)。

促使波动性可再生能源发电企业在能源市场外拓宽收入来源，例如通过辅助服务或容量市场，以补偿它们为系统提供的发电以外的价值，将有助于支持它们的投资效益，从而减轻弃电的经济影响。

中国面临的灵活性阻碍

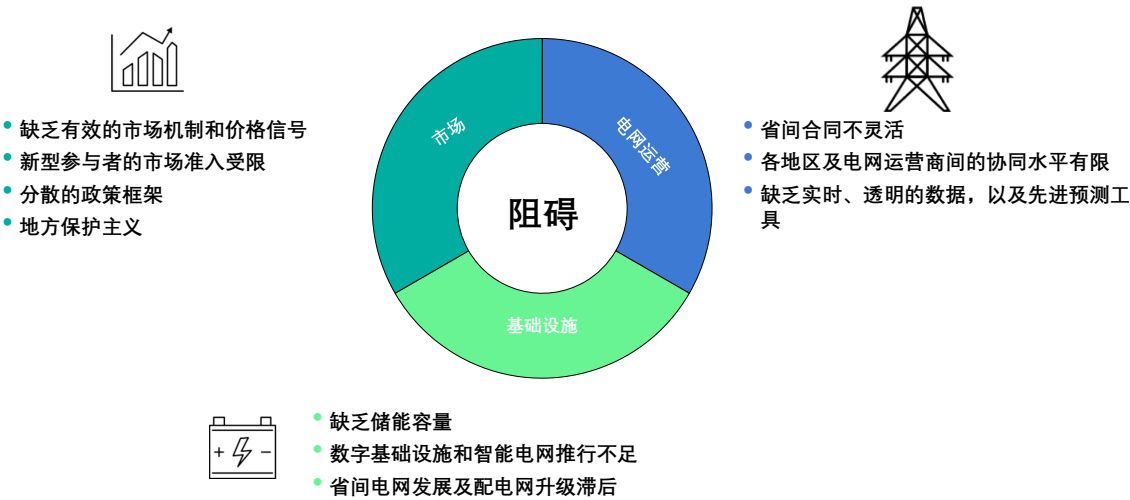
凭借行政措施和技术进步，中国已经取得了灵活性资源建设的显著成效，但一些关键障碍依然存在，制约了灵活性资源的充分地利用和进一步扩展。这些障碍主要来自于分散的监管框架，有限的经济激励和不充分的市场机制。

- **缺乏有效的市场机制和价格信号：**在为数不多的正式运行的现货市场中，价格波动微乎其微，许多供电企业和用户不受实时价格影响。由于缺乏清晰的价格信号，工业、企业和居民参与需求响应或投资储能的动力欠缺。此外，在中国目前的市场结构中，一些灵活性服务尚未得到补偿。
- **新型参与者的市场准入受限：**参与电力市场的高要求和门槛，可能对新型参与者（如波动性可再生能源、虚拟电厂和储能）构成障碍。由于市场化的机会有限，灵活性资产（通常是风光配置的储能资产）的利用率较低，无法实现潜在收入。
- **分散的政策框架：**中国的灵活性政策往往因地制宜，造成监管方式缺乏一致性。虽然一些省/区域在实施分时定价和需求响应计划方面稳步发展，但其他地区却仍

然滞后。这种分散的监管格局对新型灵活性提供商造成了市场准入差异，并降低了灵活性解决方案的可扩展性。

- **地方保护主义：**省级政府往往优先考虑本省的能源资产和发展本地的灵活性资源，以确保能源安全并促进当地经济发展，但这一做法对扩大省间交易造成了障碍，限制了市场一体化，并阻碍了全国范围内高效灵活的资源配置。
- **电网的运营和利用：**虽然中国的输电网络有助于增强全电力系统的灵活性，但由于省间合同不灵活，目前对输电网络的利用有限。在这些省间合同中，优先考虑固定供电协议，降低了系统灵活应对电网实时状况的能力。此外，各地区及电网运营商间的协同水平低，阻碍了电网的高效利用。由于尚未广泛采用实时数据工具和先进的预测能力，电网运营变得更加复杂，尤其是伴随波动性可再生能源的并网。
- **技术和基础设施挑战：**尽管中国在数字基础设施方面已取得进展，但储能、智能充电桩和智能电网等技术的大规模部署仍充满挑战。从电网侧看，在配电网升级滞后的情况下，当前和计划的省间容量可能不足以释放互联后的更大电力平衡区的灵活性潜力。

中国实现电力系统灵活性最大化的阻碍



IEA. CC BY 4.0.

上述阻碍突出表明，需要建立市场化机制以释放灵活性。第 2 章将探讨如何完善电力市场设计（包括容量电价、辅助服务市场和灵活性价格信号），以应对这些挑战。

第 2 章 通过电力市场释放灵活性

电力市场是实现灵活性的关键

如第一章所述，在波动性可再生能源（VRE）快速并网的推动下，中国的电力系统正面临日益增长的灵活性需求。中国拥有大量的灵活性资源，并在越来越多地部署它们。随着中国逐步建立电力市场，确保市场设计能够激励灵活性将至关重要。设计得当的电力市场可以提供反映系统状况的价格信号，从而确保不同市场行为体的决策符合系统需求。

本章将探讨中国正在进行的电力市场改革——尤其是现货市场和辅助服务市场改革——如何对实现灵活性起到关键作用。此外，还将调查市场发展现状，识别改善的机会，并讨论调整市场机制，以满足中国不断变化的能源需求的必要步骤。本章最后将讨论全面以市场为驱动释放灵活性的主要阻碍，并为第 3 章中提出的应对这些挑战的具体政策建议做好铺垫。

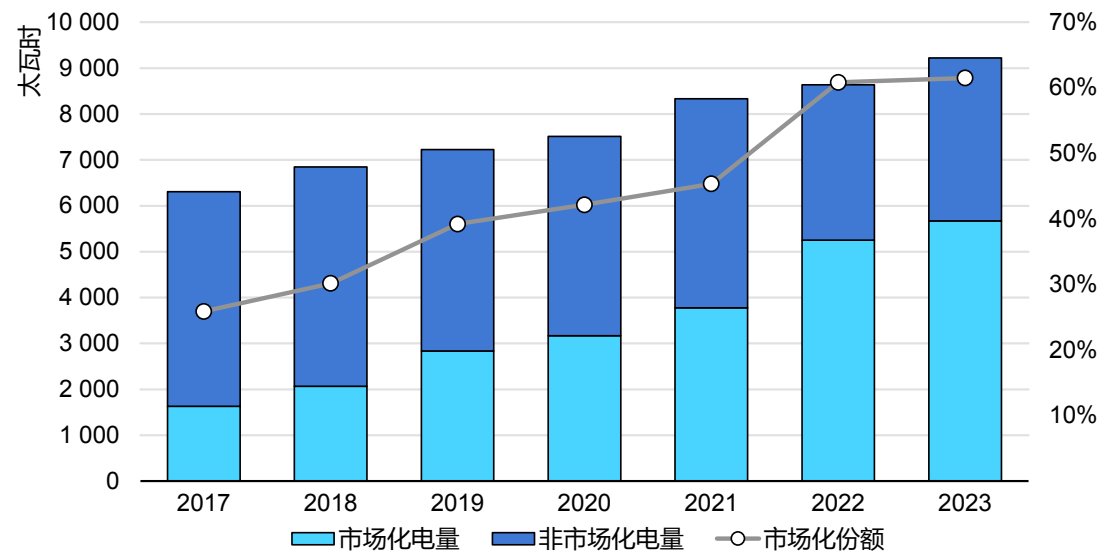
中国电力市场的现状和灵活性的阻碍

中国的电力行业正在经历快速转型，市场改革的目标是促进竞争和效率，提高系统灵活性，以及整合波动性可再生能源资源。2024 年，中国正处于向可持续和市场导向的能源系统转型的关键时期。虽然改革已经取得了重大进展，但挑战依然存在，有必要继续深化改革，以通过电力市场全面释放灵活性。

电力市场的改革与进展

自 2015 年以来，中国推出了一系列改革措施，旨在放开电力市场并向更高效的市场化体系转型。到 2023 年，市场化交易已增至 5670 太瓦时，占电力消费总量的 61.4%，而 2022 年为 60.8%。这一持续上升趋势得益于国家在转变集中式计划调度方面的努力。

2017-2023 年中国的市场化电量及其份额的演变



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于中国电力企业联合会的数据所作的分析。

多项关键改革的共同目标是到 2030 年建立全国统一电力市场体系，这一目标由国家发改委在 [118 号文](#)（2022）中提出，并在 2024 年中国“两会”政策会议上，再次被列为优先事项。2024-2027 年国家能源局的[行动方案](#)强调，需要加强波动性可再生能源整合、提高煤电厂灵活性、实施需求侧管理和扩大储能应用，这些都可以依靠电力市场的支持。

中国电力市场改革的重点是将中国的电力系统与 2060 年前实现碳中和的目标对齐。如何实施竞争性市场，特别是现货和辅助服务市场，对于确保系统能够应对由风光发电比例上升而导致的供需波动性加大来说至关重要。

2015 年以来中国电力市场部署的背景

了解中国的社会经济和政治背景对于理解 2015 年以来电力市场改革的演变至关重要。虽然政府高层文件强调了市场在所设想的“现代能源体系”中的作用，但中国对市场作用的理解却与全球其他自由化电力体系不同。在许多国家，市场部署的目的是提高经济效率并使用价格信号指导投资。相比之下，中国将市场视为国家规划者实现“双碳”目标和能源安全等最高政策目标的工具，同时保持对市场运作和价格的控制。

尽管改革在不同层面都取得了进展，但在中国，市场的作用往往受到行政措施和新机制的严格限制，这些措施和机制的实施是为了快速解决问题，但同时也增加了电

电力系统结构的复杂性。例如，缓解历史性高弃电率的主要措施是电网企业承担可再生能源电量全额收购义务和各省执行可再生能源电力消纳配额。此外，管理批发价格波动的方式是实施价格上限，而解决煤电厂经济亏损是通过行政规定的容量电价。

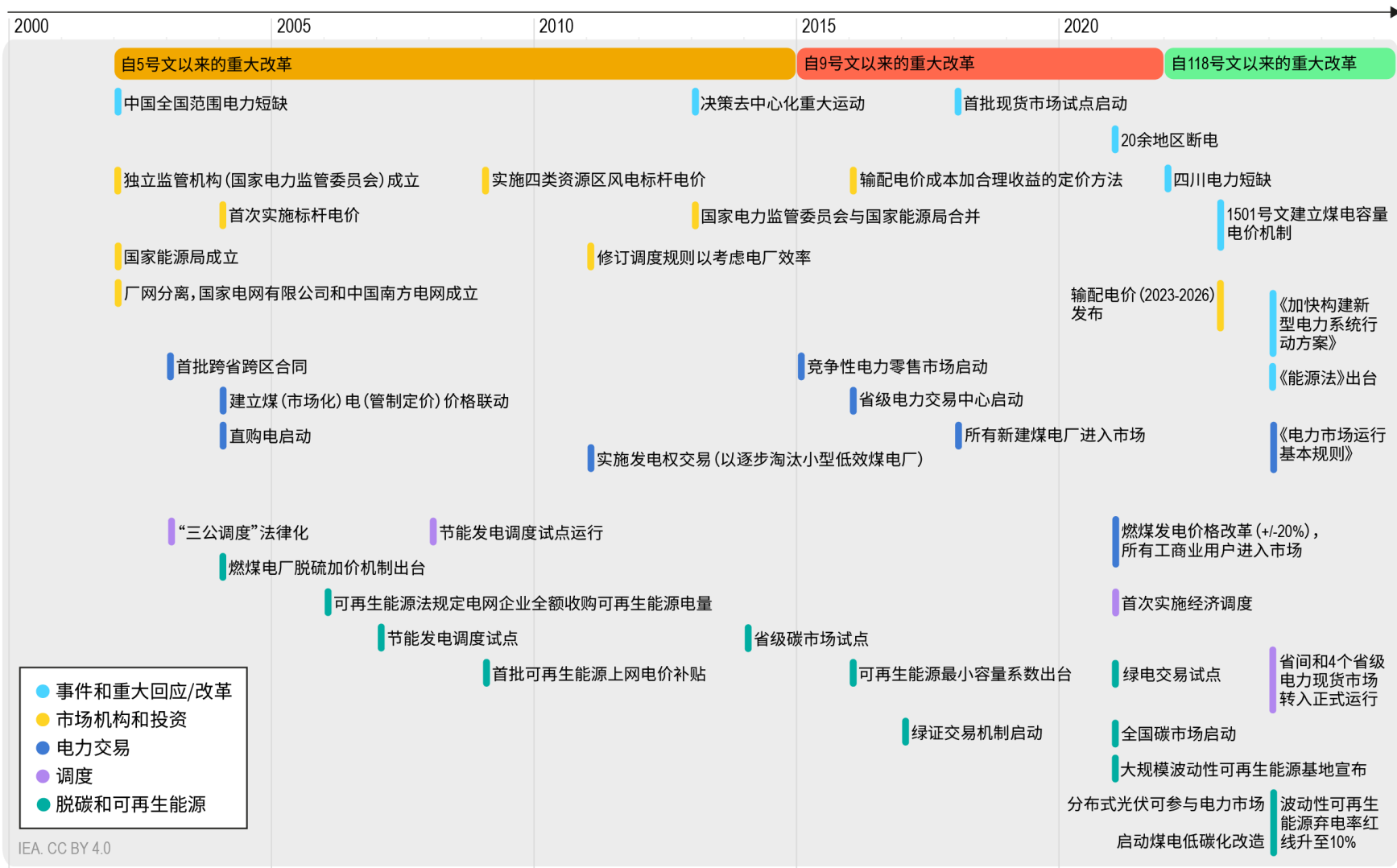
在政府层面，由于对价格波动、能源安全和电力部门岗位流失的担忧根深蒂固，对市场改革潜在效益的怀疑态度仍然存在。实施现货市场的首要任务是可负担电力的保供，而地方利益攸关方却往往认为，引入现货市场或将导致价格上涨，从而可能降低当地工业的竞争力。

在体制上，国有和电网企业在发配电领域的主导地位历来对改革产生阻碍，因为它们担心竞争的加剧会削弱自身的影响力。因此，建立独立监管的努力和国有企业重组应与电力市场的部署同步进行。

不过，现在来看，对市场的支持似乎有所增强。随着新技术的集成，电网运营变得更加复杂，电网企业的调度部门正力争根据现货市场结果而非预定计划进行电力调度。发电企业看到了中长期合同和短期市场交易能够带来的潜在增益。在经济放缓的背景下，政府相关部门是否会继续推动市场发展还尚未明确。

国际电力市场的经验可以帮助中国在 2030 年前建立全国统一电力市场体系。然而，简单复制外国模式并不可行，必须考虑到中国的优先事项和政府对电力部门规划和投资的行政干预倾向。

2002-2024 年中国电力体制改革的里程碑



IEA. CC BY 4.0

中长期合同：主导但不灵活

截至 2023 年，中长期合同在中国电力市场交易中占据主导地位，占交易总电量的 [90%](#) 以上。自 2023 年起，大用户和燃煤电厂必须保障中长期合同签订电量比例分别不低于全年用电和发电量的 90%。

在采用集中式市场模式运营现货市场的省/区域，中长期市场理论上旨在作为生产和消费者的金融风险对冲机制。中长期合同无需物理执行，除非在某些情况下与省间输电计划和优先发电协议对应。这标志着对调度机构根据合同电量制定发电计划的传统方式的改变。然而，中长期合同僵化的定价模式⁴和合同设计方式导致其[与实时市场需求偏离](#)。

在很多情况下，年度中长期合同及其相应发电曲线（有时根据[预设模式](#)，不能调整）每年协商一次，之后不能再度协商或转让。这种做法锁定了一年中每个周期（月、周、24 小时）的价格和电量，无法基于市场条件变化进行任何调整。因此，一些电厂的收入受限，而可再生能源企业则因发电量的波动而面临风险。一方面，当波动性可再生能源多发时，这些合同的签约用户在现货市场上享受低价电力的机会有限。另一方面，电量曲线分解的刚性有时会迫使新能源发电企业在现货市场上高价购买电力以履行合同条款。

不过，一些省份最近已在尝试更好地融合中长期合同和现货市场，这些省份引入缓冲市场（例如实时前 2-4 天），市场参与者可以通过月和月内（周、日滚动）交易，调剂每个时期的年度合同电量，从而调整中长期合同曲线并减少执行偏差。例如，自 2024 年 3 月起，[甘肃](#)就开始实施 D+3 日滚动融合交易机制。

现货市场和经济调度

推行现货市场是增强中国电力系统灵活性的首要一步。截至 2024 年年中，已有 23 个省/区域启动了现货市场试点，自国际能源署上次对中国电力现货市场现状的报告以来，已有 4 个省（按时间顺序排列：山西、广东、山东和甘肃）和省间现货市场实现正式运行。

现货市场旨在实施安全约束经济调度，优先调度边际成本最低的资源来满足需求。这对波动性可再生能源的并网至关重要，因为波动性可再生能源的边际成本为零，但会随天气情况波动。在现货市场正式运行的省/区域，经济调度正逐步取代基于预先约定电量的行政调度，促进系统更高效运行。

为进一步推进现货市场建设，需要解决几个问题。新能源和新型市场参与者（如虚拟电厂）在现货市场上的准入不一，阻碍了引导投资流向最急需领域的有效市

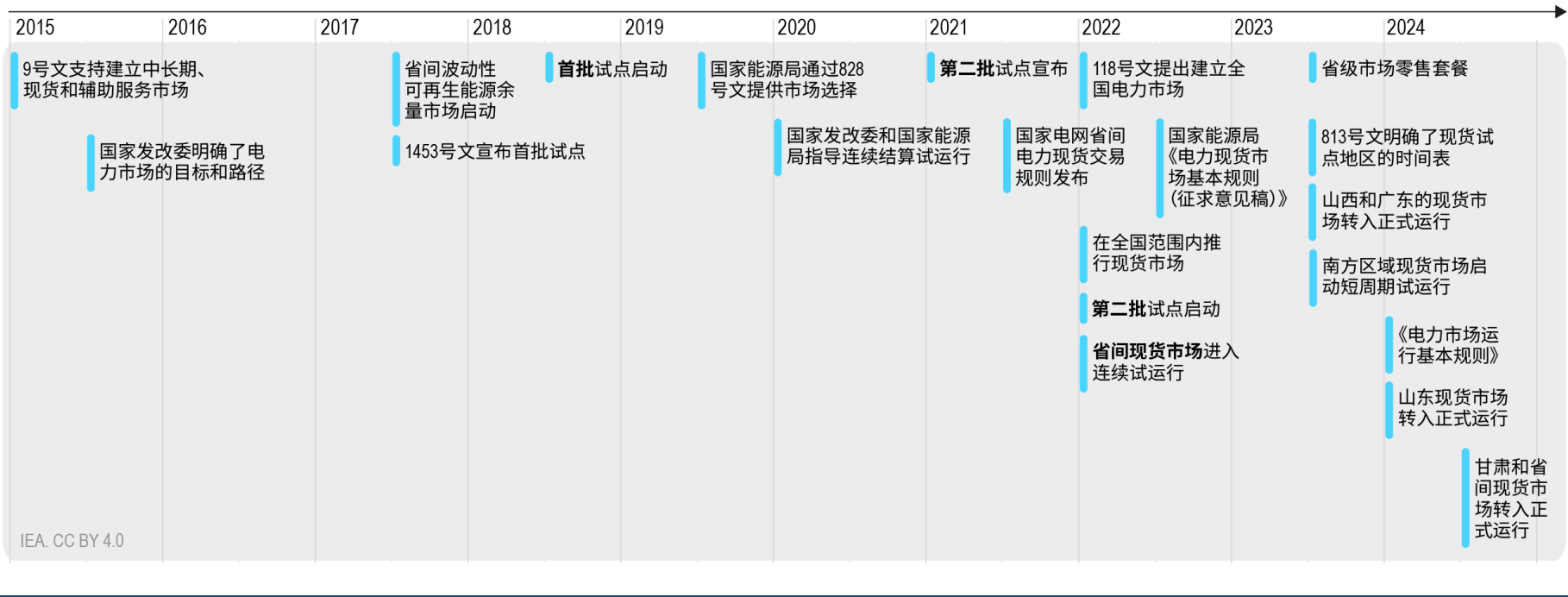
⁴中长期合同的价格采用差价模式而非动态市场定价，允许的浮动范围为基准电价的+/-20%左右。该基准电价根据标准煤电价格计算，以确保回收燃煤发电的投资和运营成本。

场价格信号的形成。例如，尽管 2023 年发布的全国现货市场规则鼓励虚拟电厂参与现货市场，但现在只有山西和山东两省已对此做出有效安排。当虚拟电厂能够参与现货市场时，波动性可再生能源或分布式资源的作用往往仅限于价格接受者，在市场上报量不报价。迄今为止，只有在山东和甘肃两省波动性可再生能源可以报量报价参与现货市场。

2023 年，中国发布了全国现货市场规则，迈出了现货市场正式化运营的关键一步。作为优化资源配置工作的一部分，国家电网经营区内的省间电力现货市场于 2024 年 10 月转入正式运行，并且南方区域电力现货市场（覆盖广东、广西、云南、贵州、和海南）于 2023 年 12 月开始短期试运行。这些成就是到 2030 年建立全国统一电力市场体系的重要里程碑，但现货市场与省间现货市场的整合仍存在障碍。例如，只有内蒙古将省间交易纳入了市场出清程序，而大多数区域仍将这些交易作为边界条件。

此外，在不久的将来，现货市场的一些设计特点将愈发重要。提高价格上限和允许负电价将有利于清晰显示电力在每个时段的实际价值。降低最低竞标规模可使规模较小的聚合资源参与进来。细化时间颗粒度将有助于接纳风光发电的波动性。缩短结算周期可以更好地对实时情况做出动态反应。缩短日内市场前导时间（关闸时间更接近实时），能够让市场参与者充分利用最新的波动性可再生能源发电预测，从而最大限度地减少失衡并降低备用需求。

2015-2024 年中国建立现货市场体系的时间节点



缩短现货市场结算周期

2017 年，欧盟委员会推出了[电力平衡准则](#)，要求将整个欧盟的不平衡结算周期统一为 15 分钟。随后，一份由北欧地区的输电系统运营商委托进行的[成本效益分析](#)发现，不平衡结算周期缩短至 15 分钟将为灵活性提供更好的投资信号并提高频率质量，从而优化对互联线路容量的利用。

2021 年，澳大利亚能源市场委员会（AEMC）将结算周期[从 30 分钟缩短至 5 分钟](#)，以改善定价效率和投资信号。一份[早期评估](#)显示，这一措施的实施鼓励了对燃气轮机和电池储能等快速可调控资产的投资，而价格波动则基本保持不变。

截至 2024 年 10 月，中国各地现货市场的建设进展

试点阶段	描述	地区
1.无计划	-	北京
		西藏
		蒙东
2.无调度模拟试运行	一个“影子市场”阶段，市场主体模拟竞价以观察市场运作体系的正常功能	吉林
		天津
3.调电试运行	“在适当时”需根据模拟结果进行发电和调度	青海
		新疆
		上海
		黑龙江
4.短周期结算试运行	一个“半运作”阶段，市场按工作计划或试运行规则在固定时间内（1 个月以下）运行，市场主体在市场上实际竞价	南方区域（广东、广西、云南、贵州、海南）
		宁夏
		重庆
		江西
		湖南
		安徽
5.长周期结算试运行	现货市场根据试运行规则结算运行 1 个月以上	四川
		江苏
		辽宁

试点阶段	描述	地区
6.连续结算试运行	现货市场根据试行规则连续结算运行，无明确结束日期	河南
		陕西
		河北
		福建
		湖北
		蒙西
		浙江
		山西（2023 年 12 月）
		广东（2023 年 12 月）
		山东（2024 年 6 月）
7.正式运行	永久运行	甘肃（2024 年 9 月）
		省间现货市场（2024 年 10 月）

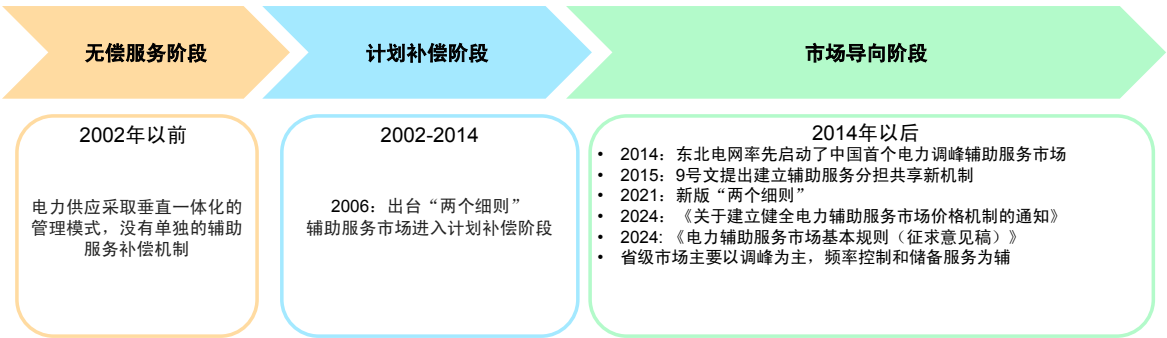
来源：国际能源署基于中国电力企业联合会《[全国统一电力市场发展规划蓝皮书（征求意见稿）](#)》所作的分析。

辅助服务：扩大产品范围和参与度

辅助服务对于维护系统稳定和安全至关重要，特别是随着波动性可再生能源并网的增加。传统上，中国的辅助服务主要集中在削峰（也称为“调峰”）和调频，但最近的改革正将服务范围扩大到备用、爬坡服务和频率控制。随着现货市场的发展和市场化调度的实施，调峰将被逐步淘汰。过去，火电和水电厂提供了大部分的辅助服务，但随着电力结构的脱碳，需要促使新型资源参与其中。

目前，中国共有 30 个省级和 7 个区域辅助服务市场。过去，这些市场依赖管制电价和固定补偿来提供一次调频和无功功率支持等服务。然而，最近的政策显示，这些服务正向[市场价格机制](#)转变。这一变化预计将推动电池储能和需求侧聚合商等新型资源的更多参与。2024 年 10 月发布的[《电力辅助服务市场基本规则》](#)（征求意见稿）首次建立了一个全国性设计框架，适用于省/区域市场。

辅助服务市场的发展



IEA. CC BY 4.0.

注：“两个细则”：《发电厂并网运行管理规定》和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（2006）。新版“两个细则”：《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》（2021）。9 号文：《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》。

虽然一些基本的辅助服务必须由并网实体免费提供（包括一次调频、基本调峰和基本无功调频），但其他服务则可以通过固定电价或市场化机制进行补偿。通常情况下，有偿调峰、调频、备用和黑启动属于后者。自 2021 年以来，根据规定，惯量和爬坡服务也可以得到报偿，但截至 2024 年，还未有省份启动对惯量的补偿。山东省率先实施了爬坡服务市场，旨在管理其庞大的光伏装机（2023 年为 57 吉瓦）所带来的日益增长的波动性。

为在中国建立以市场为导向的全国统一电力市场体系，促进辅助服务市场的健康发展，需要继续深化改革并出台政策措施。这些改革需要协调各省之间的市场分割，实现辅助服务与其他市场及机制的协同运行，并允许新型市场参与者加入竞争。

在尚未正式运行现货市场的省/区域，调峰、备用和调频市场各自出清，阻碍了合理竞价和高效调度。根据《电力现货市场基本规则》的设想，在现货市场正式运行后，这些市场将统一出清并且调峰最终会被淘汰。省/区域间的协同运作也是优化调度的一项挑战，因为在大多数情况下，省内辅助服务需求较省间需求会被优先考虑，但在区域层面优化备用将更具成本效益。此外，新型市场参与者，如电池储能和虚拟电厂，尽管在理论上具备资格提供辅助服务，但却遭遇竞价上限和要求不统一等障碍，无法充分参与市场。到目前为止，只有山西和山东已将虚拟电厂完全纳入其现货和辅助服务市场。

在变流器并网资源占比较高的系统中，采用新型服务解决系统稳定性问题的国际经验

到 2030 年，中国的一些风光渗透率较高的地区将面临电网稳定性的新挑战。传统的同步发电机（如火电厂）依托固有属性提升系统强度，可以提供惯量、电压支持和故障电流。然而，波动性可再生能源通常以变流器连接电网，并不具备这些特性。随着波动性可再生能源的占比增加和传统发电机被逐步淘汰，要保持电网稳定，就必须引入新型系统服务。

[快速频率响应](#)（FFR）服务发生在惯量响应和传统频率控制备用之间，可在几秒钟内启动，稳定扰动后频率。这一服务减少了对惯量的需求，可通过快速切断负荷的方式，由电池储能和的需求响应提供。北欧电力系统于 2020 年启用快速频率响应服务。

现代化变流器控制系统可以模拟惯性，赋予电池储能和波动性可再生能源电厂促进频率稳定的能力。凭借这种构网能力，即使在同步发电机减少的情况下，这些资源也能支撑电网。[南澳大利亚州](#)和[宁东](#)（宁夏）的电池项目就示范了利用构网型变流器提供惯量的做法。

同步调相机和 STATCOM（静止同步补偿器）等专用资产可以用于提供电压支持。同步调相机实质上是无原动机运行的同步发电机，通过注入无功功率来调节电压，而静止同步补偿器则利用电力电子器件来实现类似效果。[智利](#)对电压控制服务实施了拍卖，从而激发了对同步调相机的投资。

一些系统运营商，如[英国国家能源系统运营商](#)（NESO），正在探索建设电力稳定性市场，以便更高效地采购稳定性服务。这类市场允许同步调相机、电池和需求响应等不同资源在提供惯量、故障电流和电压支持方面展开竞争。

欧盟的跨境平衡平台

平衡是指输电系统运营商（TSO）在稳定范围内维持系统频率的行动和过程。与仅利用欧盟成员国国内现有的资源相比，在欧盟层面开展平衡工作可以提高成本效率。因此，欧盟的目标模式旨在跨境整合电力平衡市场。为此，目前设有 4 个在运的欧洲平衡平台：

- TERRE 平台：针对替代备用（RR）；
- MARI 平台：针对手动频率恢复备用（mFRR）；
- PICASSO 平台：针对自动频率恢复备用（aFRR）；
- IGCC 平台：针对不平衡净额（IN），旨在避免同时激活反方向的自动频率恢复备用。

这些平台及其运行（激活优化、输电系统运营商间结算、容量管理）由各输电系统运营商负责。

为接入平台，各输电系统运营商需要使用标准产品并事先调整本地市场设计。倘若运营商运行区域内缺乏一致性，将会阻碍这些区域平台的运作。例如，意大利输电系统运营商 Terna 在接入 PICASSO 平台几个月后，于 2024 年 3 月暂时退出，原因就是意大利对提供自动频率恢复备用的要求不同，导致市场价格异常波动。

欧盟电力平衡市场的整合正在稳步进行，所有欧盟成员国都将按照路线图加入 MARI 和 PICASSO 平台。只有 TERRE 将于 2026 年停运，原因是日内跨区关闸时间改至 30 分钟，与目前备用替代的提供流程不符。

平台	TERRE (RR)	MARI (mFRR)	PICASSO (aFRR)	IGCC (IN)
参与者（截至 2024 年 6 月）	7 个输电系统运营商	6 个输电系统运营商（计划到 2024 年底再增加 9 个）	7 个输电系统运营商（计划到 2024 年底再增加 10 个）	31 个输电系统运营商
上线年份	2020	2022	2022	2021
2023 年产生的经济剩余	2.81 亿欧元	900 万欧元	1.37 亿欧元	6.21 亿欧元

注：IGCC 平台的经济剩余指的是最终消费者和平衡责任方（BRP）的节余，而其他平台的经济剩余包括平衡责任方和平衡服务提供商（BSP）的盈余以及阻塞租金。

来源：国际能源署基于 [ENTSO-E](#) 的数据所作的分析。

中国的辅助服务（AS）及其主要特点

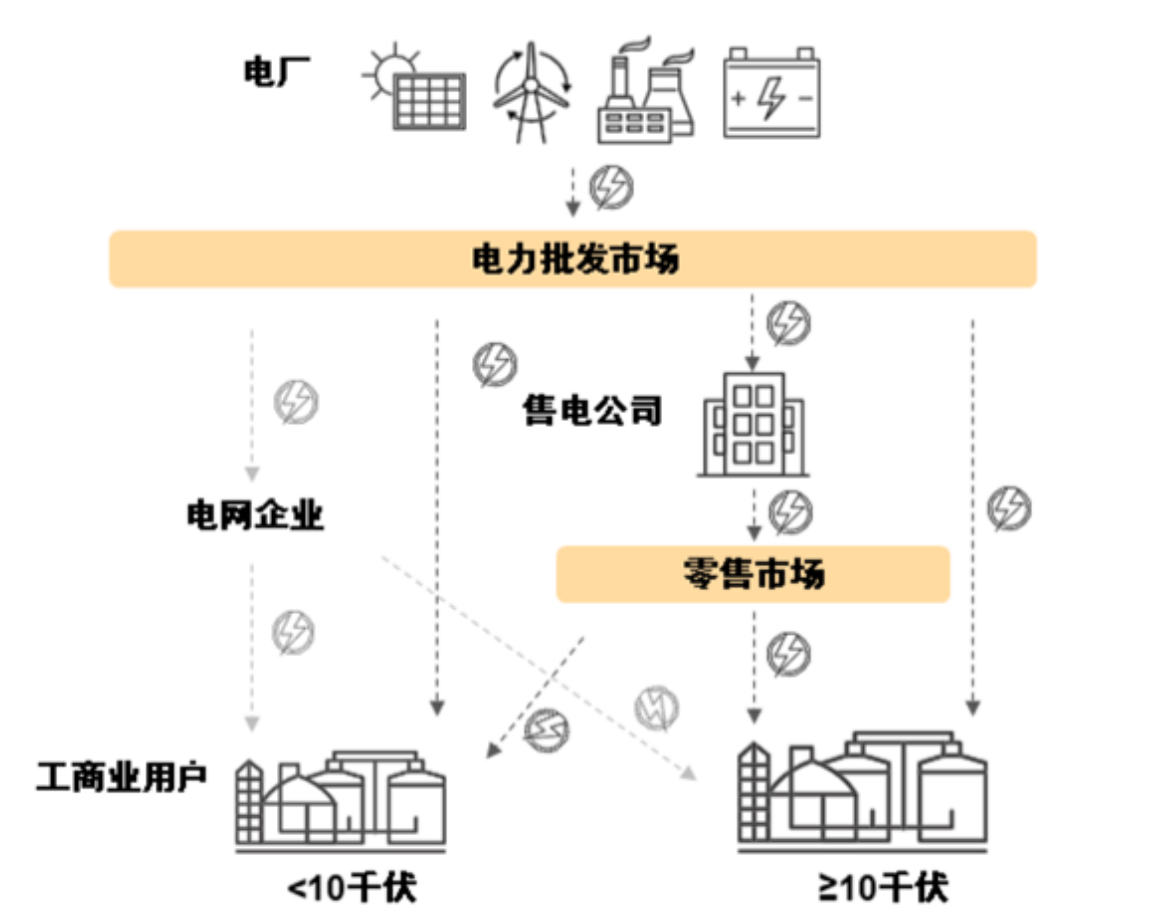
服务	特点	定价机制	服务提供商
调峰	机组因为调整运行功率并为其他机组腾出发电空间而获得补偿。 最成熟普遍的辅助服务。在现货市场正式运行地区被逐步淘汰。	市场化定价或月付固定补偿。	火电和水电机组。在一些地区扩展到需求侧提供商。
调频	机组调整出力，确保电网频率稳定。 根据机组的整体绩效进行调度。 独立出清，如现货市场已投运，可与现货市场联合出清。	一次调频无补偿或有固定补偿。 二次调频主要采用市场化定价。以当地性能最优煤电机组的设计参数为基准的单一制价格机制。	所有类型机组。
备用	在意外停电或需求增加时，机组提供备用电力以保供。 独立出清，如现货市场已投运，可与现货市场联合出清。	市场化。 -备用模式：机组在最大可调出力以下运行，并按备用容量得到补偿。 -调度模式：机组激活后获得报酬。	火电和水电机组，以及可调节容量的新型储能。
爬坡	在快速波动期间，机组向上或向下调节出力，以平衡负荷。 独立出清，如现货市场已投运，可与现货市场联合出清。	市场化（仅在山东投运）。	发电机组>100 兆瓦（不含抽水蓄能）、独立储能、虚拟电厂。
需求响应	需求侧资源调峰服务。	市场化定价（广东、江苏）或通过市场外机制进行固定补偿。	0.3 兆瓦以上的聚合商和实体（广东）。

零售市场：消费者抵御现货价格波动的屏障

零售市场是购电的最大渠道。虽然在国际上，这类市场的主要设计用途是保护居民免受批发价格浮动的影响，但中国的大多数大用户也在零售市场上购电，对市场联动批发电价的参与有限。

直到最近，电网企业仍在按照政府定价为所有用户供电。[2015 年以来](#)的改革逐步开放了零售市场，允许工商业（C&I）用户从售电公司而非电网企业购电。国家发改委 [118 号文](#)（2022）宣布，所有工商业用户都要转向市场化购电，或从售电公司，或者直接从批发市场上购买。然而，工商业用户很少直接参与批发市场。例如，2024 年初，广东几乎所有工商业用户都从售电公司购电。批发市场的准入规则因地制宜。一些省份规定了最低年用电门槛（[广东](#)和青海为 10 吉瓦时，福建为 5 吉瓦时），而其他省份则取消了这些限制（四川和新疆）。

工商业（C&I）用户的电力市场准入



IEA. CC BY 4.0.

注：浅灰色箭头表示电网企业代理购电是一种过渡性解决方案，今后将逐步取消。

尽管实行了这些改革，2023 年，广东[只有 12.5%](#)的零售交易与现货和/或月度交易市场价格挂钩，仅略高于 [10%的要求](#)。大多数工商业用户倾向于获取固定价格合同，溢价购买大部分用电量，从而免受市场波动的影响。对现货市场联动电价的采用迟缓意味着零售市场尚无法大力推动灵活性。

零售电价套餐			
类别	内容	特点	灵活性
固定价格	无分时限制的约定固定价格	无涨价风险，无降价收益	-
固定价格（分时）	采用约定分时段固定价格	无涨价风险，无降价收益	**
市场联动	根据现货市场价格约定附加费用或折扣	有涨价风险和降价潜在收益	**
价格联动	价格随一次能源价格、中长期合同价格等浮动	考虑到煤电对中长期合同市场的影响，主要与煤炭价格挂钩	-
价差分成	售电公司与零售用户根据约定的比例和基准价格共享收益或共担损失	部分规避涨价风险并获取降价收益	*
绿色电力	在电价（由其他套餐决定）之外增加绿色电力环境价值	用户获得绿证，证明消费绿色电力	-

*表示间接影响；**表示通过影响用户行为对系统灵活性产生直接影响；-表示无重大影响。

分时（TOU）电价作为高效灵活性工具

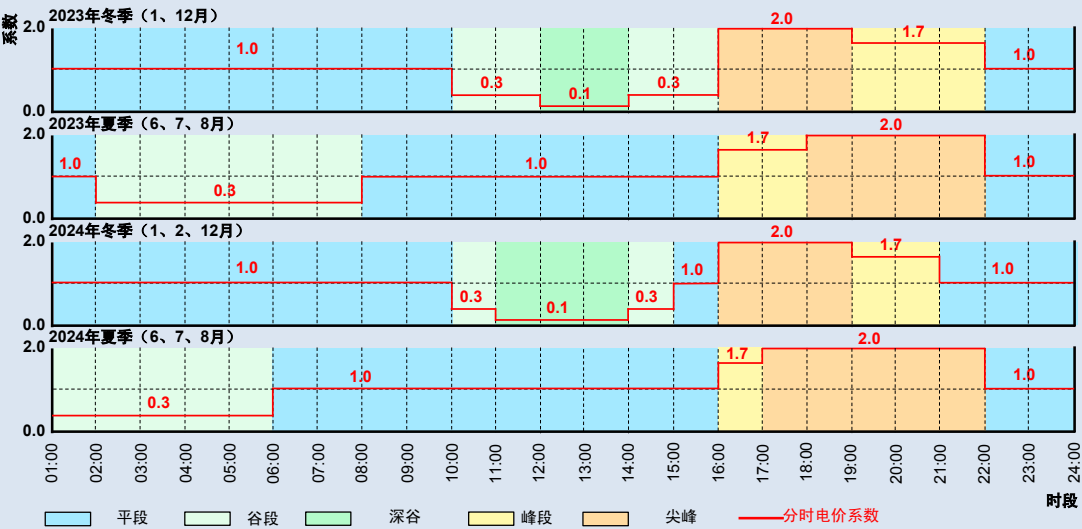
2021 年，国家发改委 [1093 号文](#)规定，分时电价机制的执行范围扩大到所有工商业用户。到 2023 年，已有 [29 个省份](#)采用分时电价政策，但是结构各不相同。山东和江苏等电力需求较大的省份实行了“尖峰”电价，而内蒙和新疆等波动性可再生能源装机不断增长的地区则实行了“深谷”电价。随着波动性可再生能源占比的增加，分时电价更多地根据净负荷曲线而非传统负荷曲线制定。

山东分时电价最新进展

自 2023 年 1 月起，山东省实行[分时电价动态调整机制](#)并每年更新。该政策规定，在 4 月和 11 月等波动性可再生能源发电充足月份，高峰、低谷时段电价在平段电价基础上，上下浮动比例不低于 60%。

到 2023 年底，山东的光伏装机容量达 57 吉瓦（全国最高），为更好地接纳正午波动性可再生能源的发电量，该省在[分时电价更新](#)中延长了深谷时段。2023 年，最高和最低电价价差达到[每兆瓦时 759 人民币（108 美元）](#)，可有效激励用户将用电转移到非高峰时段。据估计，正午的电力需求因此增长了 3.5 吉瓦，而晚间高峰时段的削峰负荷达 2 兆瓦。

2023 和 2024 年冬夏两季山东的分时电价计划



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于国网山东省电力公司的数据所作的分析。

居民电价：一个敏感问题

居民用户通常非常重视电费的稳定和规律，且不愿受到批发价格的影响。然而，通过[设计合理的分时零售费率和尖峰电价方案](#)，包括在电力短缺时对家用电器（尤其是空调和热水器）进行直接负荷控制，仍可有效动员居民用户提供需求响应。

在中国，虽然居民用电需求较小，但在高峰期也发挥着重要作用。在浙江、湖北和四川等省，空调制冷负荷[占高峰需求的 40-50%](#)，其中一半以上来自居民。然而，目前的价格机制并未挖掘这一灵活性潜力。居民用户以及农业和公共服务部门不受市场价格的影响，按照行政规定的电价从电网企业购电。

在交叉补贴机制下，工商业用户承担成本差额，而将居民电价保持在低位，这一机制降低了居民对价格的敏感度，但同时增加了产业负担。为鼓励节能，[阶梯电价](#)在 2011 年出台，超过一定限额的高用电量按较高费率收费。这一定价机制的电量分档是基于每月或每年用电量，因此对转移需求毫无作用，只能鼓励节能。此外，根据每月用电总量计算电费可能阻碍某些用途（如供热）的电气化，因为安装热泵等设备可将居民推入更高分档。

2021 年，国家发改委 [1093 号文](#)规定，“有条件的地方”，要“按程序”推广居民分时电价政策。山东、江苏等部分省份已对居民用电和居民电动汽车充电实行了这一政策。分时电价是转移需求的有效工具，但目前这一电价是选择性的（要求居民自愿申请加入），而且分时电表的普及率不高也限制了分时电价的影响范围。

能效与灵活性的协同效应

通过“[双控](#)”制度方案和过去两个五年规划中设定的[能效目标](#)，中国在降低能源强度方面付出了很大努力，这些努力与提高可再生能源装机和发展相应灵活性的目标是一致的。从控制能耗总量向限制碳排放总量（2026-2030）的[承诺转型](#)也对工业排放产生了重大影响，并进一步加强了对能效措施的需求。

提高能效可以降低总体能耗，从而有助于降低高峰需求，并减少电力系统需要应对的波动幅度。与此同时，如果管理得当，由热泵和电动汽车（两者都节能、而且可以用作灵活负荷或储能解决方案）取代低效化石燃料技术，也能进一步提高系统的灵活性。

能效政策应优先考虑清洁、可持续的替代能源。例如，使用燃煤热电联产厂进行集中供暖可以提高短期能效，但存在锁定煤炭使用的风险，从而限制向高效电加热技术的转变。

在建筑部门，改善建筑围护结构和使用节能家电可以大幅降低能源需求和排放。中国与制冷相关的预计用电增长中，有相当比例可以[通过政策来减缓](#)，这些政策可以激励使用节能空调，同时加强建筑保温并合理设计社区与城市。[绿色建筑行动方案](#)和[民用建筑能耗标准](#)等政策就是在推动这些改进。

此外，需求响应计划也在中国兴起，鼓励用户根据价格信号或电网条件调整用电量。智能电表和恒温器等数字技术进一步促进了能效与需求灵活性的融合。这些技术为用户创造了积极参与电力系统的机会，并提高了电力系统的可靠性和成本效益。

煤电容量电价：保障充裕度，但存在扭曲市场价格的风险

2021-2022 年夏季发生的电力危机使能源安全遭受威胁，此后，围绕容量市场的讨论受到关注。2023 年，水电可用率创下历史新低，加上前所未有的热浪袭击，凸显了在系统压力时确保充足容量的难度，这一问题在气候变化的背景下正日趋严重。最近的政策文件表明，容量问题已成为优先事项，具体政策包括建立“[市场化的发电容量成本回收机制](#)”（2022 年 1 月），并首次（2024 年 5 月）将“容量交易”作为一种交易类型纳入[更新的《电力市场运行基本规则》](#)中。

2024 年 1 月，[煤电容量电价机制](#)出台。除发电报酬外，该机制保证向煤电机组按月支付容量电费，相当于按一定比例回收煤电机组的年固定成本⁵。现有和新建燃煤电厂都有资格获得容量电费，不存在任何竞争，只要它们符合灵活性、环保和效率要求（尚待在国家能源局即将发布的通知中明确），并且不是自备电厂。容量电价通过工商业用户的电价回收。

通过这项措施，政府旨在支持煤电机组从基荷电源转型为可再生能源的辅助电源，解决因运行时间减少而造成的经济损失。随着能源安全推动煤电新增投资，这些补偿也力图减少资产搁浅的风险。虽然容量电价具有实施简单的优势，但几个设计缺陷可能会妨碍市场效率和能源安全。

首先，这项全国性补偿并未涵盖其他潜在的容量来源，如储能和需求响应，而它们可以提供性价比更高、排放更低的可靠容量。以欧洲为例，在过去 3 年中，[超过 5 吉瓦](#)的电池储能签订了容量市场合同。将电池和其他技术纳入容量市场可以确保这些项目的长期收入。中国还存在其他容量补偿机制（CRM），如[抽水蓄能容量电价](#)和一些省份的储能与燃气轮机容量电价，但这些机制都因技术而异，造成了灵活资产间的差异并限制了不同技术间的竞争。

其次，向煤电厂支付固定费用可能导致中长期和短期市场的价格扭曲，因为煤电资产能以低于其边际成本的价格竞价。而且，这些支付可以直接鼓励对煤电新增产能的投资，从而加剧产能过剩，这是[容量补偿机制的一个已知风险](#)，在[美国东部的多个辖区](#)已经显现。

第三，容量提供商之间缺乏竞争（如通过拍卖），可能造成过高支付能源安全保障费用。在已建立容量市场的辖区，竞争性拍卖通常有助于找到符合系统运营商容量目标的性价比最高的资源。

最后，由于缺乏绩效报偿和容量无法交付时的处罚有限，无法激励可靠性。在这方面，美国东部的 PJM 市场给我们提供了经验教训。在 2014 年寒流侵袭时，由

⁵全国统一的固定成本基准为[每年每千瓦 330 元](#)，根据各省情况，燃煤电厂获得该金额的 30%至 50%。位于可再生能源占比较高省份的资产将回收更高比例，因为它们的运营时间较短。

于容量市场上已出清的资源无法交付，导致大面积停电。虽然 PJM 的拍卖规则要求这些机组必须可用，但与获得的收入相比，不履约的处罚微不足道。此后，PJM 大幅提高了对不履约行为的处罚力度。

确保中国电力系统改革过程中的资源充裕度

虽然中国目前拥有充足的发电容量，但挑战在于确保足够的可调度容量，以管理波动性可再生能源占比高的电力系统。向经济调度转型以及建立重视灵活性、功能完善的电力市场，可以确保包括气电、水电和新兴低碳解决方案等灵活资源在内的适当水平的可调度容量，这对于平衡风电和太阳能发电的波动性至关重要。

实行经济调度，同时建立稳健的现货市场，将确保最灵活高效的资源得到优先利用，包括低碳选择。这一转变很可能减少效率较低的煤电厂的运行时间，最终或许导致其关闭。为管理这些电厂的有序退出，可能有必要采取政策干预措施，如电厂改用。

容量补偿机制（CRM）可为确保系统可靠性的必要可调度电厂提供报酬，同时不限制储能和需求响应等灵活性资源参与现货市场。技术中立的容量补偿机制允许各种灵活性资源通过竞争赢得容量采购，因而可以推动竞争和创新。

电网基础设施在提高资源充裕度和灵活性方面发挥着至关重要的作用。加强区域电网间的互联并扩大输电能力，将有助于在更大范围内实现供需平衡。这些措施可以更好地整合资源富集地区的波动性可再生能源，并提高整个系统的灵活性和可靠性。

部分辖区容量补偿机制的主要特点

	中国	英国	西澳州	PJM（美国）	哥伦比亚	日本	法国
机制类型	固定容量电价	集中拍卖式容量市场	备用容量机制，分散式容量义务	强制性集中式统一价格拍卖	可靠能源义务拍卖*	集中拍卖式容量市场**	分散式容量义务
开始年份	2024	2018	2004	2007	2008	2020	2017
技术中立	只有煤电厂	✓	✓	✓	✓	✓	✓
支付基准	兆瓦	兆瓦	兆瓦和兆瓦时	兆瓦	兆瓦时	兆瓦	兆瓦
容量价格	全国统一固定费率（每年每千瓦 330 元）的 30%至 50%（视各省情况而定）	利用需求曲线设定给付容量拍卖参与者的价格	每年根据新建一座气电厂的资本成本行政设定价格	利用需求曲线设定给付容量拍卖参与者的价格。节点定价	利用需求曲线设定给付容量拍卖参与者的价格	利用需求曲线设定给付容量拍卖参与者的价格	容量证书交易设定价格上限，通过场外或有组织的交易所进行交易
市场化	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
采购时间表	-	提前 4 年和 1 年拍卖	提前 3 年	提前 3 年拍卖	提前 4 年拍卖	提前 4 年拍卖	市场持续运行直至交付
处罚或绩效奖励	对表现不佳的电厂逐步减少支付	系统压力事件期间面临经济处罚	在无法交付时退还容量支付，并重新分配给其他可信容量持有者	无法交付将面临高额罚款，业绩超标将得到奖金	在现货市场上结算实际产出与可靠能源义务的差额	无法交付将面临经济处罚	无法交付将面临经济处罚

*当现货价格达到监管机构设定的稀缺价格时，可靠义务开始生效。
**2024 年，日本也启动了专门针对低碳资源的长期容量拍卖。

通过市场机制释放灵活性

要利用新增资产经济有效地提供系统所需灵活性，就必须更新当前的市场设计。功能完善的市场可以为促进系统安全的技术提供激励并公平分配收入。市场规则必须根据资源对安全运行的实际贡献，而非预期或平均贡献来提供报酬。

通过分析不同的市场设计方案，我们对 2030 年中国的电力系统进行了定量评估。使用了国际能源署 World Energy Outlook (WEO，即《世界能源展望》) 中承诺目标情景 (APS) 下的全国层面供需值并将其分解到 8 个区域，区域间有输电线路相连。为阐述不同市场设计方案对未来电力系统的影响，设计了一系列情景来调查供需两侧资源的参与情况。一方面，这些情景阐明了市场设计如何实现对电力系统中已有资产的更高效利用。另一方面，也有助于研究市场设计怎样为新型资产（如需求响应和储能）定价并促进并网。2030 年的承诺目标情景 (APS) 包含了农业和居民等部门的需求转移，这标志着通过与市场价格的更紧密衔接，目前一些部门中较低水平的需求侧参与将得到扩大。

调查不同水平电力系统灵活性的情景

	2022	部分经济 调度，容 量耦合市 场	部分经济 调度，区 域间余量 市场	低辅助服务 市场参与	区域间余量 市场	低工商业转移	无工商业转移	低电动汽车 和住宅转移	无电动汽车 和住宅转移	2030 承诺 目标情景 (APS) (全面经济 调度，容量 耦合市场)	全面辅助服务 市场参与
工业需求转移	有限	有	有	有	有	降低	无	有	有	有	有
商业需求转移	无	有	有	有	有	降低	无	有	有	有	有
住宅需求转移	无	有	有	有	有	有	有	降低	无	有	有
农业需求转移	无	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有
乘用车电动汽车 需求转移	无	有	有	有	有	有	有	降低	无	有	有
其他交通运输 需求转移	无	有	有	有	有	有	有	降低	无	有	有
需求侧辅助服 务市场参与	无	无	无	无	无	无	无	无	无	无	有
储能用户侧充 电	无	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE
储能供电侧辅 助服务市场准 入	无	有	有	无	有	有	有	有	有	有	有
调度	所有地区 三公调度	一些地区 三公调度	一些地区 三公调度	有限制的经济 调度	有限制的经 济调度	有限制的经济 调度	有限制的经济 调度	有限制的经 济调度	有限制的经 济调度	有限制的经 济调度	有限制的经济 调度
区域间协同/交 易	历史输电 量	容量耦合 市场	余量市场	容量耦合市场	余量市场	容量耦合市场	容量耦合市场	容量耦合市 场	容量耦合市 场	容量耦合市 场	容量耦合市场

注：VRE=波动性可再生能源。三公调度是指在一年中为电厂分配一定数量的满负荷发电小时数。“余量市场”所指情形是，不同设计的地方市场并存，而整个互联由全国市场支持，富余电量在全国市场上自愿进行交易。“容量耦合市场”所指情形是，与余量市场相比，互联输电得到优化，同时在价格形成和调度（无价格耦合）方面保持地方自主权。

电池储能对灵活性的贡献取决于市场设计

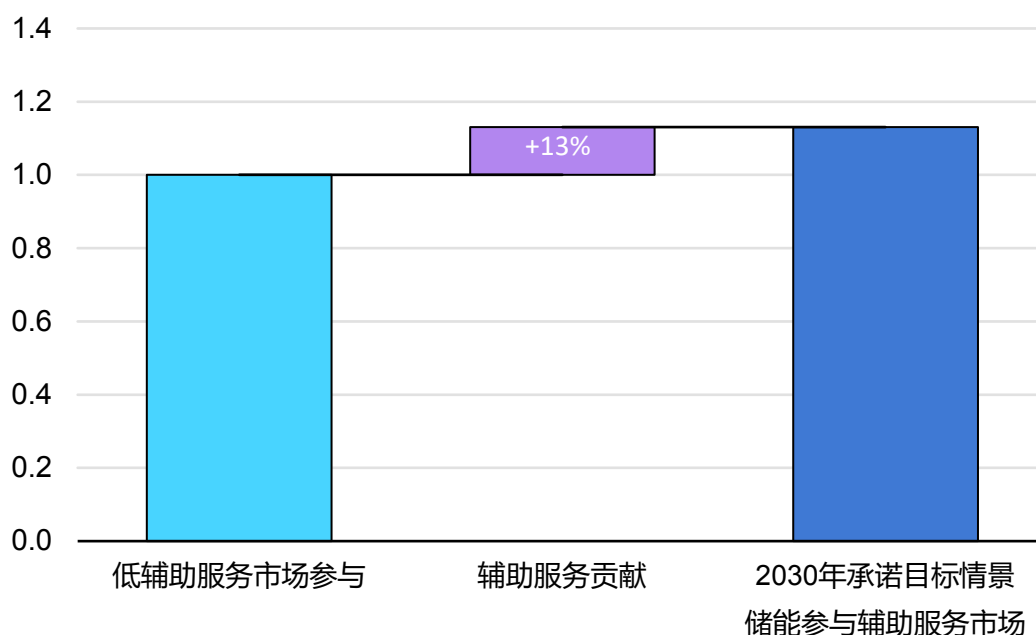
电网级电池储能在中国未来的电力系统中将发挥关键作用。[中国在电池生产所需的几乎所有关键矿物的精炼方面都占全球主导地位](#)，完全有能力充分利用这一技术。得益于成本的降低，电池储能在全球许多能源市场上都有望盈利，并且在电力批发和提供辅助服务方面已经为系统灵活性做出了宝贵贡献。电池与传统的灵活性来源相比，爬坡速度更快，并且具有快速频率响应能力，只要市场设计合理并发出适当价格信号，电池就能帮助弥补波动性可再生能源发电的不足之处。

中国国家层面的政策正推动电池和其他新型储能[作为独立实体参与现货市场](#)。目前这一政策在各省的实施情况不同：一些省份允许独立储能运营商报量不报价或报量报价（山东、山西、广东）；一些省份对储能实行容量补偿（山东、内蒙）；而大多数省份仍未向这些新型参与者开放市场。

对波动性可再生能源项目开发商的强制性配储要求尽管用意良好，但它仅关注容量与电量的比率，而不考虑低利用率和有限的市场准入，可能会造成激励机制的扭曲。考虑到储能的收入潜力有限，项目开发商很可能会尽量减少强制性项目配储的资金投入，从而造成储能机组质量不佳，对电力系统的价值较低。

电池在市场中的有效参与，有赖于价格信号在不同时间尺度上对能源进行准确定价，从而为尚未得到充分利用的电池提供价格套利的机会。辅助服务市场可以为电池运营商提供必要的额外收入来源，从而提高电池的商业价值，并激励对高质量储能设备的投资。

2030 年承诺目标情景（APS）下，与辅助服务市场有限准入的情形相比，辅助服务市场准入后中国电池储能调电量的增长



IEA. CC BY 4.0.

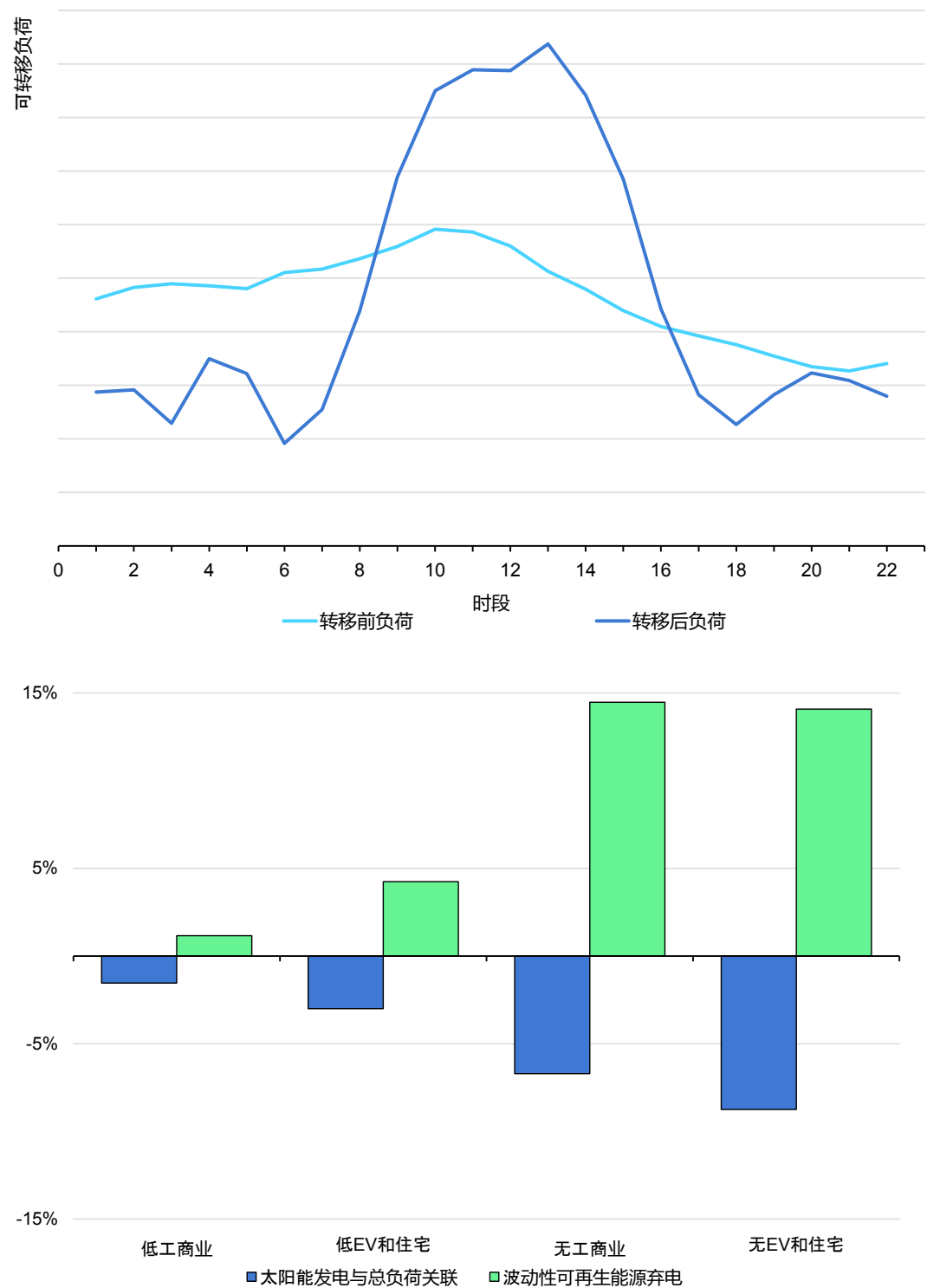
注：将低辅助服务市场参与情景的比例设定为 1，以显示辅助服务市场参与所带来的增长比例。

模型结果表明，2030 年，与只参与批发市场相比，有效参与辅助服务市场将提高电池参与度（调电量和承诺电量）达 13%。随着市场信号愈发反映经济价值，辅助服务市场可以进一步优化，允许电池等灵活性资源在不同市场以可用容量的不同份额竞标（“收入叠加”）。如此，价格信号可以反映出不同市场的相对价值（基于不同时期的稀缺程度），投资和决策者也能得到重要的中期投资信号。

需求侧成为供给侧灵活性的重要补充

需求侧灵活性的市场参与可以为供给侧措施提供补充，并进一步协调供需关系。中国太阳能装机的强劲增长将在正午时分产生充裕的太阳能发电量。将灵活需求转移到这一时段，可以减少将电量转移到其他时段的储能需求（任何情景下都相当大）。促进工业以外的需求侧参与（包括商业、住宅和农业负荷），将成为可再生能源整合的一个关键驱动力，借此，系统可以主动调整需求，以更好地与波动性可再生能源的间歇性发电对齐并减少弃电。在需求聚合的市场准入较有限的情景中，太阳能发电与总负荷之间的关联性较弱，波动性可再生能源弃电也更为严重。更好地利用现有的光伏发电量，可以减少在一些国际市场和省份（如[山东](#)）出现的光伏顶峰出力前后的低、负电价现象，这些现象可能会削弱新增可再生能源项目的盈利能力。

2030 年承诺目标情景（APS）下，可转移负荷在转移前和后的日曲线（左图）；与 2030 年承诺目标情景（APS）相比，不同需求转移潜力情景下的波动性可再生能源弃电，以及太阳能发电与总负荷的关联性（右图）



IEA. CC BY 4.0.

注：EV=电动汽车。与 2030 年承诺目标情景（APS）相比，“低”情景降低了相应部门的转移潜力，而在“无”情景中，相应部门无转移潜力。情景设定不是递增的，在右图中按波动性可再生能源弃电量升序排列。

2020 年，美国[联邦能源管理委员会（FERC）](#)为帮助需求聚合更好地参与市场，要求输电运营商定义聚合商的准入标准。为鼓励规模较小的实体参与，对聚合商的规模要求降至总聚合功率 100 千瓦。此外，该命令还在可行范围内规定了最宽泛的节点限制，并明确允许聚合不同物理与运营特征的资产。欧洲 [RESONANCE](#) 项目下的试点项目在小型分布式资产聚合和管理的标准化方面取得了进展，通过解决确保技术合规的难题，实现潜在资产基础的最大化。

全天浮动的[分时过网费](#)反映了不同时间使用电网的实际成本，可用于进一步鼓励用户根据价格信号调整用电模式。例如，在波动性可再生能源多发期（如晴朗正午的光伏发电），可以降低过网费，激励用户增加用电量。相反，在需求高峰期或波动性可再生能源低发期，可以提高过网费，从而抑制用电，减轻电网压力。此类浮动过网费可以为灵活性提供支持，并能促进自发自用和储能，[澳大利亚](#)和一些[欧洲国家](#)（如挪威和西班牙）的经验已证明这一点。

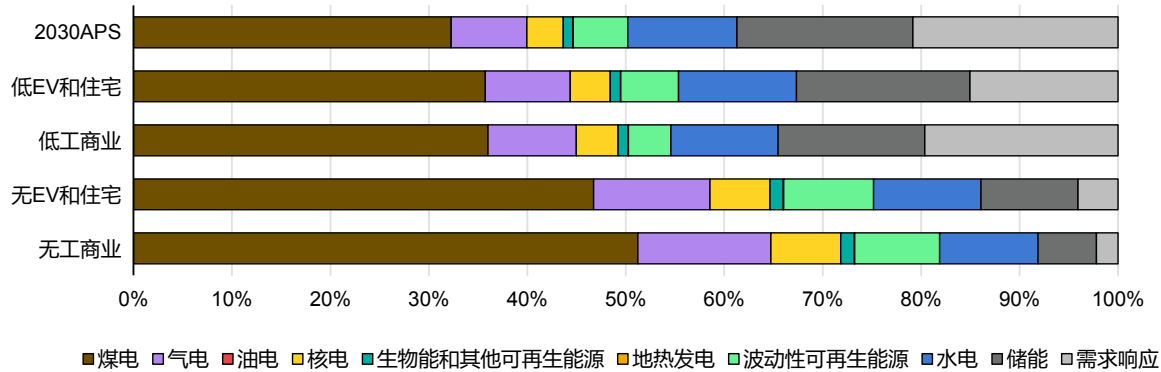
智能家电管理可释放居民需求侧灵活性

一些省份试行的居民分时电价是为终端用户提供价格信号迈出的积极一步。对于历来习惯于固定电费的居民用户而言，舒适和方便是其用电决策的主要标准，而工商业用户则主要从成本优化的角度来看待电力消耗。由于规模效应，商业用户在用电决策上可以投入的时间和资源远远超过大多数居民用户。

因此，提高分时电价的参与率需要一个行为改变的过程，而且不同情况下的响应水平也存在不确定性。在明确界定的确保用户保护的范围内，由系统运营商直接控制家电，可以在实现灵活性的同时，减少相关的不确定性。

倘若市场不支持家电的积极需求转移和电动汽车灵活性，中国的电力系统将错失这一到 2030 年的巨大潜在灵活性来源（电动汽车、住宅灵活性届时将与工商业需求转移的贡献类似）。在低或无需求转移的情境中，煤电对爬坡需求的贡献将显著增加，而承诺目标情景（APS）下，2030 年煤电约占所需爬坡电能的三分之一。

2030 年不同情景下，中国各类技术对爬坡的贡献



IEA. CC BY 4.0.

注：APS：承诺目标情景（APS）。EV：电动汽车。工商业（C&I）需求包括服务业、工业和农业需求。电动汽车和住宅（EV&R）需求包括乘用车和住宅需求。

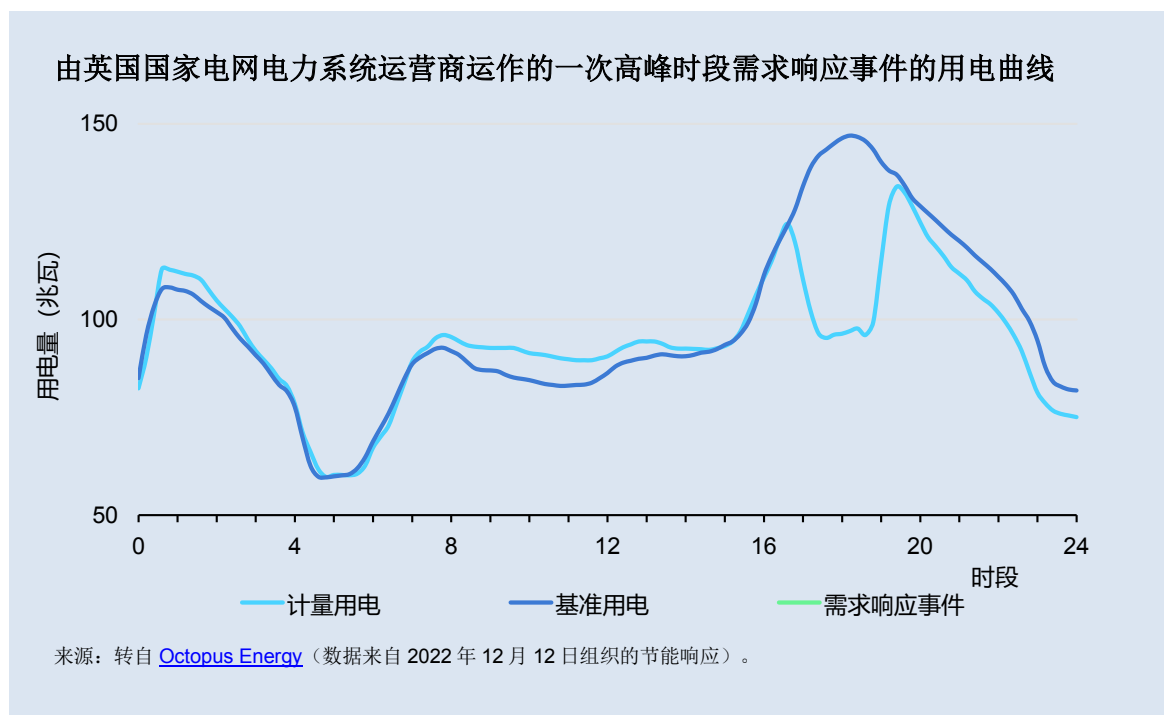
英国的需求灵活性服务

在 2022/2023 年冬季电力系统存在风险和不确定性的背景下，2022 年 11 月，[需求灵活性服务](#)（DFS）由英国国家电网电力系统运营商（现为[国家能源系统运营商](#)）推出。该项目奖励使用智能电表的家庭和工商业用户在需求灵活性服务触发期间转移或减少用电量。这一举措创造了一个由系统运营商激活的新灵活性来源，作为常规调峰行动和紧急行动之间的“增强行动”。

[2022/2023 年冬季](#)，参与该服务的家庭和企业用户达到 160 万，实现了 3.3 吉瓦时的节能。次年冬季，260 万用户参与了该项目，节能达 3.7 吉瓦时。在 2024 年 1 月 17 日的一次需求响应事件中，最高响应电量达到 400 兆瓦。

注册该项目的电力或灵活性提供商负责根据系统运营商的信号，提前告知用户减少或转移需求的奖励时段。响应时段过后，用户会根据其实际响应情况获得经济补偿，但如果无法响应，也不会受到处罚。需求响应事件通过应用软件（App）提前通知用户，这些软件可以提供响应建议，并帮助跟踪节能节费。事实证明，积分奖励、推送信息宣传对系统产生的积极集体影响，以及新闻报道等方式能够提高用户参与度。

从 2024/2025 年冬季开始，需求灵活性服务的设计将逐渐向边际成本择优服务发展，这意味着它将被纳入基于经济调度的常规市场运营中，而不是仅在系统压力时使用。另一个变化是从需求灵活性服务项目和容量市场上获得的收入将可以叠加。



全国性余量市场有助于全国电力市场体系的建设

区域间交易可以在更大范围内平衡富余与短缺，并利用中国多样的地理、气候条件、需求分布和波动性可再生能源发电潜力，来降低发电成本。国际能源署之前在[中国建设全国统一电力市场体系](#)（2023 年 4 月）中分析指出，逐步建立一个全国性市场，补充省级或区域市场，将有利于跨省跨区协同，为电力市场带来增益。该报告提出了两种两级市场模式，作为实现更加一体化的全国电力市场的中间步骤，以促进跨省跨区协同运作和资源共享，同时保留省级市场在市场设计和调度决策上的自主性。

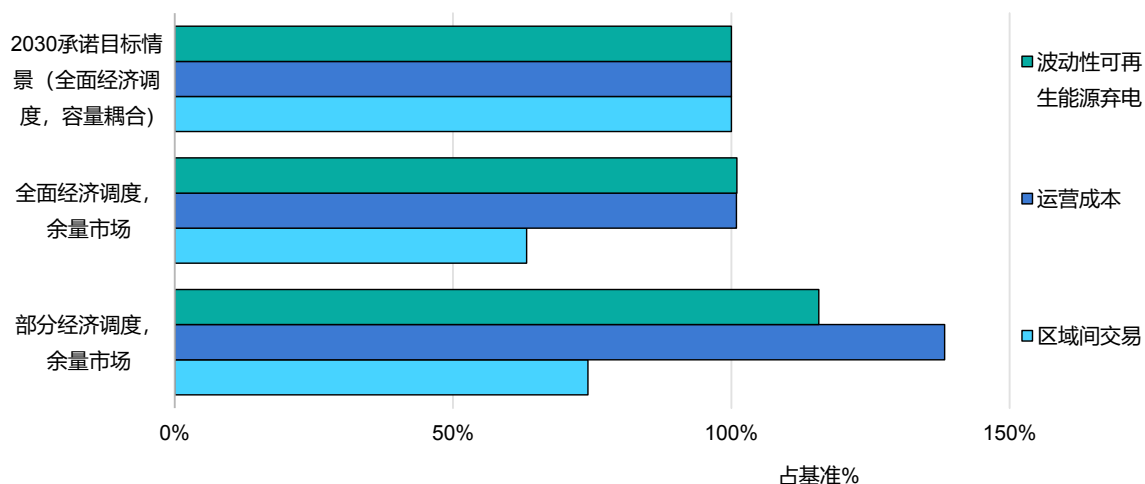
在**余量市场**上，只有富余电力，即经地方市场首先调度后超过当地需求的电力，才能进行跨省跨区交易。地方市场在部署和利用其发电能力方面保留很大自主权。该市场模式旨在提高可再生能源资源利用率，特别是解决弃电问题。

容量耦合市场模式旨在通过对省/区域间互联的优化利用，实现更高水平的协同运行。地方市场保持对定价和调度的控制，而全国市场则根据全国日前交易市场的出清量来确定省/区域间互联系统的预定输电量。之后，地方市场运营机构在调度决策中将这此互联输电量用作边界条件。

本报告的分析证实了两级市场的益处，并发现在 2022 年，省间余量市场可以释放 6 倍的跨省跨区电力交易，大大增加省间灵活性。在几个余量市场情景中，部分经济调度模式的交易量比全面经济调度更高，这表明，即便省级现货市场实施工作尚未完成，全国容量市场也能通过跨省跨区交易释放巨大增益。逐步建立完全容

量耦合的市场可促进交易量进一步增加 **50-58%**，在使用部分三公调度模式的系统中可减少约 **130 亿美元**的运营成本，在经济调度系统中可降低 **30 亿美元**。

2030 年，设置余量市场的情景与承诺目标情景（APS）相比，区域间电力交易总量、波动性可再生能源弃电量和运营成本的差异



IEA. CC BY 4.0.

经济调度仍是释放灵活性的最有效方式

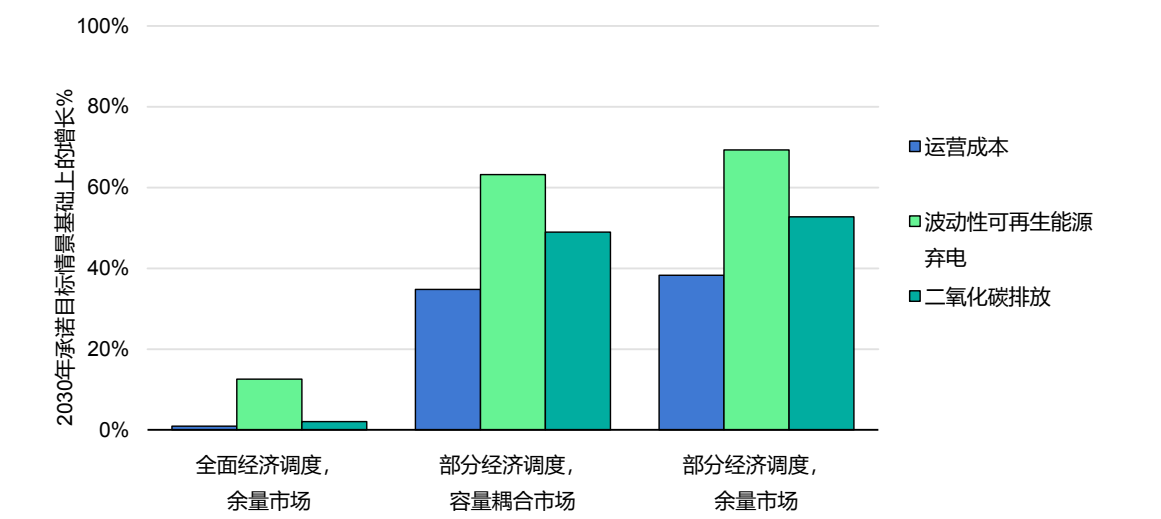
在所有研究情景中，通过现货市场实施经济调度将带来最大增益，与部分实施相比，在所有地区实施（2030 承诺目标情景（APS））经济调度将减少 **60%**的波动性可再生能源弃电。

如果现货市场的设计能够确保适当的价格形成，并提供电力充足或稀缺的准确信号，就可全面实现这些增益并加强能源安全。随着波动性可再生能源占比的增加，短期市场的价格波动很可能加剧，这一重要信号将刺激对灵活性解决方案的投资，对直接补贴支持起到补充作用。反过来，灵活性资产有助于平缓极端价格期，对用户和发电商都有益。

以美国为例，在 2023 年高峰需求期间，一些州的实时现货市场价格浮动可达到[每兆瓦时 4000 美元](#)以上，并且根据每州情况，年平均差价在每兆瓦时 **25 至 350 美元**之间。相比之下，中国由于执行严格的价格上限，2023 年省级现货市场的平均小时差价在[每兆瓦时 120 至 630 元（17 至 88 美元）](#)之间，其中内蒙的浮动最大。此外，除山东的现货市场外，其余地区都禁止负电价，这一做法削弱了储能和需求响应等灵活解决方案的商业价值。相比之下，在南澳大利亚州，波动性可再生能源已占全年发电量的 **65%**，[2023 年超过 25% 的小时中](#)出现负电价，它们并未影响市场运作且已成为[电池投资的主要驱动力](#)。

对于价格剧烈波动和“价格蚕食”（即频繁出现的低或负电价可能导致波动性可再生能源的新增投资丧失经济吸引力）风险的担忧，可以通过保护消费者和支持灵活性的有针对性的政策来缓解，例如利用长期合同对冲风险和实施鼓励储能部署的方案。

与 2030 年承诺目标情景（APS）相比，中国的波动性可再生能源弃电量、运营成本和二氧化碳排放量



IEA. CC BY 4.0.

注：2030 年承诺目标情景（APS）采用全面经济调度模式和一个容量耦合全国市场。

碳价对经济调度的影响

在中国，电力碳市场的设计是基于碳强度的。碳强度基准线设定了单位发电量的碳排放量标准。排放低于基准线的电厂产生配额盈余，而超额排放的电厂则需要购买配额来填补缺口。

这种方法可以激励煤电和气电厂提高效率，但不会对发电的边际成本产生直接影响，因此不会显著改变经济调度模式下的择优顺序曲线。即使中国的碳价格大幅上涨，火电厂的择优排序也将基本保持不变。只有当电厂力争达到或超越基准线时，才会产生长期的间接影响，可能为电厂降低运营成本（改进技术或提高燃料利用率）。

[改革碳市场设计](#)对出台每吨碳排放的直接费用至关重要，这一费用将增加火电厂的发电边际成本。要实现这一变革，可以从目前的基准线体系转型到与欧盟类似的总量控制与交易系统，即设定碳排放总量上限，企业可以购买或出售排放配额。这一

变革预计在 2030 年后可能在中国进行，因为 2024 年 7 月，中国[国务院](#)发布的一项工作方案宣布，在中国碳达峰后，将从碳强度控制转向排放总量控制。

此外，调度体系的演变也是影响发电机组碳排放的一个关键因素。原则上，随着现货市场日渐成熟并引导调度，成本较低的机组将首先得到调度，无论其碳排放量如何。但是在中国，国家干预也可以强制要求某些发电企业享受优先调度。例如，2024 年 7 月，国家发改委发布的[《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027 年）》](#)指出，应优先调度排放量最低的燃煤电厂。

通过市场改革实现灵活性的路径

如前所述，中国在利用电力市场全面释放灵活性的道路上仍有一些关键障碍。要解决这些问题，就必须加快市场改革，完善监管框架，并实施促进灵活性资源公平竞争的市场机制。许多其他辖区也在实施电力市场改革，以适应电力系统的演变，我们可以从中汲取经验。在第 3 章中，我们提出了指引电力市场转型的政策建议，重点放在为灵活性技术创造公平的竞争环境，改善市场协调，以及消除行政和监管障碍，促进市场驱动灵活性。

案例研究：欧盟电力市场改革

为应对 2021-2022 年全球能源危机（2022 年 2 月俄罗斯入侵乌克兰使之加剧），欧盟启动了电力市场的设计改革。主要受天然气价格攀升推动，批发价格创下历史新高，对承担市场价格风险的企业和家庭造成了巨大影响。在许多欧洲国家，2022 年上半年的电力批发价格是 [2016 至 2021 年上半年平均水平的三至四倍以上](#)。

在这一背景下，市场功能受到质疑，多方呼吁采取措施抑制价格波动。在成员国采取了一系列紧急措施之后，欧盟委员会于 2023 年 3 月公布了一项[改革提案](#)。经济调度等关键市场规则被保留，承认这些规则在能源稀缺时设法发出了正确的价格信号，并促使大幅节能。2024 年 7 月，电力市场设计规则的最终修订生效，变化程度相对较小。修订的重点在于更好地保护消费者，通过改善长期市场为投资者控制价格波动，以及促进可再生能源发电能力的快速部署。市场监控也得到加强。

欧盟电力市场设计改革所采取的主要措施

更好地保护和赋权用户		增强灵活性服务，加快可再生能源并网	
有权签订固定价格合同	供电商对冲要求	国家监管机构定期进行灵活性需求评估	为非化石灵活性容量提供支持计划
保护弱势用户不断电	成员国义务指定最终手段供电商	各会员国在需求响应和储能方面设定预期国家目标	输电系统运营商在高峰时段可以购买调峰产品
在危机情况下，可对小用户实行管制零售电价	所有用户有权参与自发自用能源共享计划	将运营成本计入过网费对系统运营商进行补偿	系统运营商提高并网容量和要求的透明度
更好、更清晰的合同信息	用户有权与多个供电商签订多份合同	创造更多交易机会（允许更接近实时的跨境日内交易；在日内市场中强制共享流动性）	
强化长期市场		加强能源市场监控	
推行购电协议	普及违约风险对冲工具	调整欧盟《能源批发市场诚信和透明条例》的范围以适应当前不断变化的市场环境	改进内部信息收集程序，提高市场透明度
通过双向差价合约可为可再生能源和核电新投资提供公共支持	差价合约的额外收入分配给最终消费者	加强对报告方的监督并提高数据共享	通过液化天然气价格评估和基准制定提高市场透明度
通过建立区域虚拟中心和金融输电权的长期交易，提高远期市场的流动性		统一各国监管机构设定的罚款标准	增强欧洲能源监管合作署在调查重大跨境违反欧盟《能源批发市场诚信和透明条例》案件中的作用

来源：国际能源署根据欧盟委员会的信息所作的分析。

IEA. CC BY 4.0.

第 3 章 灵活性政策工具箱

以关键发现为基础：中国电力系统面临的灵活性阻碍

本章根据第 1 章（灵活性需求与潜力）和第 2 章（市场化解决方案）中的结论，首先提出一些主要建议，作为 2026-2030 年“十五五”规划（FYP）中可能实施的路线图。

前几章指出的主要挑战包括：

- 市场设计对灵活性支持不足，导致资源配置不理想。
- 电力零售市场中存在障碍，限制用户参与灵活性市场。
- 区域市场分割，阻碍跨省跨区高效电力共享。

为确保中国电力系统通过最大限度发挥低碳能源的作用，高效满足自身的灵活性需求，本章将针对这些挑战，提出国家和省级层面的政策改革建议。

“十五五”规划灵活性政策工具箱和主要建议

为满足 2030 年的灵活性需求，同时与更广泛的能源安全和脱碳目标对齐，中国需要在国家和地方层面上出台政策，加速市场实施。由于恰当政策的确定并非易事，因此本综合工具箱不仅能满足灵活性需求，还能为实现碳中和的国家努力提供支持。本工具箱提出了一系列建议和措施，通过充分利用中国在 2030 年前可以部署的市场机制和其他规则，实现这一时期所需的灵活性。本工具箱可以有力补充有益于减少灵活性需求的政策（如提高能源效率或部署先进的预测工具）。

以下政策行动按它们直接影响的电力市场或领域列举。这些建议旨在确保每个细分市场的改革都将支持其核心功能（目标），并尽量减少对其他细分市场的负面干扰。

中长期市场

作为消费者抵御价格波动的对冲工具，长期合同的作用十分重要，但它不应干扰资源的高效调度。改革需要有力连接中长期（MLT）与现货市场，以确保灵活性资源能与传统电厂平等竞争。

不论是省内还是省间交易（目前仅对受端电网企业开放），都需要连接中长期与现货市场。省间中长期合同的非物理执行（[国家能源局最近有考虑该政策](#)），允许送电省份在受端省份电力富余期，通过采购受端省份电量来完成送电计划，从而避免电力从高价区流向低价区。

主要政策包括：

- 扩大中长期合同的价格浮动范围（目前限制在煤电基准价的 $\pm 20\%$ ），并最终取消浮动范围限制。
- 细化中长期合同的时间颗粒度，但鼓励通过电力市场进行标准化合同交易。
- 推广使用金融属性的中长期合同，并消除合同设计中固有的不灵活因素（取消在每个时段遵守固定曲线的义务，而仅就价格和电量达成一致）。
- 允许省间合同的非物理执行，并授权电力企业和售电公司进入省间市场。
- 降低工商业用户通过中长期合同购买 90%的用电量的要求。

现货市场

由于现货市场可以对调度产生重大影响，其规模和设计对确保高效调度至关重要。现货市场需要继续深化改革，加快市场的推广和完善。要在全 国范围内进一步部署现货市场，并提高供应商和消费者的参与度，从而强化价格信号并实现灵活运营。强有力的价格信号将有效引导对储能等灵活性资源的投资。

主要政策包括：

- 扩大价格浮动范围，允许包括负电价在内的价格信号反映短期灵活性需求。
- 通过允许新能源和较小规模的市场参与者（通过聚合类主体，如聚合商和虚拟电厂）参与现货交易并报量报价，最大限度地提高现货市场参与度。
- 将省间交易量更好地纳入省级市场调度。
- 实施更接近实时的交易（包括日内市场）并缩短结算周期。
- 定期在公共平台上发布实时价格。

辅助服务市场

灵活性提供商可以借助辅助服务市场实现可观的收入流，尤其当它们能够提供几种不同类型的服务时。这对传统发电机组可能十分重要，因为它们销售电力的收入将随时间推移逐渐减少。改革需要规范和扩大辅助服务市场，以支持电力系统的灵活性和区域协同。

主要政策包括：

- 统一各省的辅助服务市场及产品，并促进产品的区域交易，从而激励所有省份的部署工作。

- 根据 2024 年 2 月发布的[国家政策](#)和 2024 年 10 月出台的[基本规则草案](#)，实施辅助服务市场化价格机制。
- 消除新能源、聚合商和虚拟电厂参与市场的障碍，措施包括扩大产品范围并细化时间粒度（如快速和慢速备用），允许提供向上和向下灵活性非对称的产品，和降低准入门槛。
- 建立相应机制，允许在有需要的地区部署地方专用服务（例如，在因光伏发电渗透率高，配电网面临高度阻塞的地区，部署地方灵活性市场的可能性）。

容量市场

改革应支持向技术中立和基于绩效的容量补偿机制转型，以确保燃煤电厂与新兴灵活性提供商（如电池和需求侧聚合商）之间的公平竞争，并尽量减少市场价格的扭曲。

主要政策包括：

- 改革煤电容量电价，并向更广泛的灵活性资产（如电池和虚拟电厂）开放容量补偿机制。采用技术中立的容量电价、竞争性报价和基于绩效的补偿。
- 出台针对所有容量电价的最低灵活性要求。该灵活性可以在辅助服务市场进一步实现价值。
- 引入竞争性拍卖来选择资产。

零售市场

虽然大用户可获准直接进入批发市场，与大型电厂进行大宗电力交易，但零售市场在保护小型用户（如居民和其他一些部门）免受批发价格波动影响方面，发挥着重要作用。这些小型用户将持续从代其管理价格风险的零售商处购买电力。

在零售市场上，改革应力争扩大分时电价，并激励与现货市场价格联动的合同，以释放需求侧灵活性。分时电价可定期更新以反映供需变化，也可针对电动汽车充电等特定设备进行调整。

主要政策包括：

- 促进更多大型用户进入批发市场，包括聚合商和虚拟电厂。
- 提高零售市场的透明度和竞争性：允许零售商制定新型、透明的电价套餐，并接受相关部门监督。
- 提高分时峰谷比，以激励需求转移并促进居民采用分时电价。
- 推动大用户更多采用与现货市场价格联动的零售合同，并对寻求固定价格合同的用户实行更高溢价。
- 激励电力零售商为用户提供灵活性能源管理和能效服务。

- 继续部署智能电表，特别是分时电表，并促进系统友好型自发自用，即通过部署电池，减少在可再生能源发电过剩时注入电量，并在需求高峰时降低用电。允许所有配备太阳能板和电动汽车的用户使用电动汽车为家用电器（车对负载）和电网（车对电网）供电。

电网

改革应调整对电网企业的补偿模式，奖励灵活性和优化电网管理。

主要政策包括：

- 改革互联线路收费方式，根据可用容量而非利用率（目前该方式激励安排燃煤电厂与波动性可再生能源共同输电）获取报酬。
- 提高电网透明度，以助力可再生能源项目和未来电网容量预期。
- 实施分时过网费，以进一步鼓励需求转移，避开（净）高峰负荷和电网较阻塞时段。

国家规划与市场统一

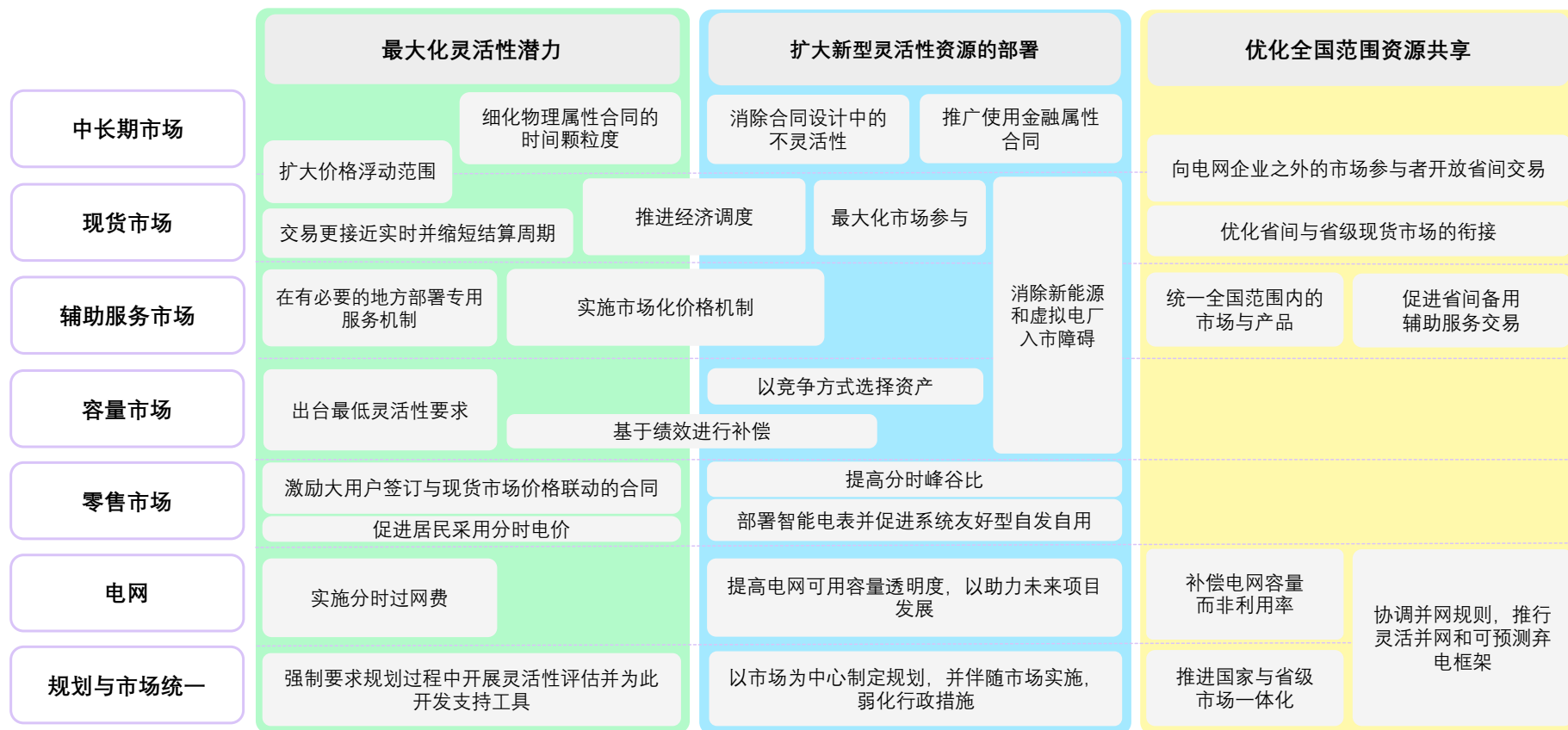
随着中国迈向全国统一电力市场体系，区域一体化很可能成为“十五五”规划（2026-2030）的一个重点，以确保各省能够高效交易富余电力，从而充分利用波动性可再生能源富集地区资源并提高整个系统的灵活性。

规划要以市场为中心。在市场化体系中，规划过程将考虑国家政策目标和现有的市场设计，并在此基础上[制定市场运作框架](#)。相比之下，行政规划可能导致投资欠佳和产能过剩，需要采取行政措施予以纠正，如向燃煤电厂支付容量电价。改革应继续向全国与省级市场的一体化迈进，以优化交易并确保区域间的高效平衡。这些改革也可能有助于降低中国当前多层级市场结构的复杂性。

主要政策包括：

- 在全国和省级层面上开发情景和规划工具，为调查灵活性需求和测试新政策措施的影响提供支持。
- 在全国和省级规划过程中明确要求开展灵活性评估。
- 随着市场改革的实施，逐步弱化行政措施，如风光电站强制配储和波动性可再生能源最低利用率等要求。
- 进一步统一并网规则并确保遵守。
- 实现灵活并网并建立可预测弃电框架，以确保高效利用可再生能源并继续吸引投资。

“十五五”规划通过电力市场释放灵活性的政策工具箱



IEA. CC BY 4.0.

工具箱实施步骤指引

本报告的政策工具箱应根据以下步骤使用，以确保在各省和全国电力系统中有效并有针对性地提高灵活性。

步骤 1：开展灵活性需求评估并分配职责

各省/区域都应首先开展一次全面的灵活性需求评估，根据可用资源、电网条件和供需的预测变化，确定当地需求。各省的评估不能孤立对待，必须将省间互联的益处和对全国系统的贡献考虑在内。

各利益攸关方的职责可以如下分配：

- **国家相关部门**制定评估标准，并确保与国家目标一致。特别是，互联对当地灵活性的贡献可以在各省/区域间协调统一。需要确定评估的时间范围，不仅限于近期。实施要求必须确保评估涉及所有灵活性时间尺度，并包括正常运行条件和压力测试。设定必须由低碳资源提供的灵活性最低比例，将有利于实现国家气候和能源目标。
- **省/区域规划人员**根据当地电网条件和可用资源情况开展年度灵活性评估，并汇报灵活性来源是否足以满足需求。经过一段时间后，这些省/区域评估可以逐步协同开展，甚至集中进行。
- **电网运营商**对电网处理供需波动的能力开展技术性评估。
- **市场运营机构**部署市场，并确保满足灵活性来源并网和高效调度的条件。

这一步骤确保各省/区域明确了解自身的灵活性需求，并为后续措施奠定基础。

国外电力系统的灵活性需求评估

最大限度地挖掘系统中的可用灵活性，是世界各地电力系统面临的共同挑战。

在美国，[MISO](#)（美国中部大陆独立系统运营商）自 2021 年起开始定期进行区域资源评估，其中包括对未来 10 和 20 年的灵活性评估。该评估旨在研究净负荷曲线的演变，以确定 MISO 的备用是否足以满足未来需求及应对潜在缺口期。与之相似，[CAISO](#)（加州独立系统运营商）每年都会对未来三年内的灵活性容量需求进行评估。评估结果之后会用于向负荷服务实体分配灵活性容量需求份额。

在欧盟，[修改电力市场设计的新规则](#)于 2024 年 7 月生效，这一规则现在要求每个成员国（MS）对其灵活性需求进行定期评估。这项工作应由各国国家监管机构，根据系统运营商意见和将于 2025 年发布的欧洲通用方法完成。根据这项评估，成员国需要确定非化石灵活性的预期目标，并将其纳入各自的《国家能源和气候规划》。

步骤 2：根据各省/区域的具体情况，优先选择并调整政策措施

灵活性评估完成后，各省/区域应在职权范围内优先选择符合当地具体情况的政策措施。首先，可以根据波动性可再生能源的渗透率以及现货市场的发展阶段（成熟或早期）对各省进行分类。

波动性可再生能源渗透率较高的省份（如甘肃和青海）应重点引入爬坡产品，并整合更广泛的能源资源，以解决波动性问题。波动性可再生能源渗透率较低的省份（如安徽和广东）可优先高效利用传统资源，并为未来更高的可再生能源渗透率做好市场准备。

在现货市场正式运行的省份，应优先确保市场设计能够最大限度地利用波动性可再生能源并激励灵活性。在电力市场尚处于萌芽阶段的地区，工作重心应是修订或制定推动灵活性发展的新规则和市场机制、发展满足当地灵活性需求的试点项目，以及投资于能力建设与知识共享，以促进市场部署。

基于部分特征的地区划分

波动性可再生能源渗透率高			
成熟现货市场		早期阶段/无现货市场	
辽宁 甘肃 山西 蒙西 河北 河南		广西 湖南 江西	黑龙江 吉林 宁夏 青海 新疆
波动性可再生能源渗透率低			
成熟现货市场		早期阶段/无现货市场	
安徽 福建 广东 湖北 江苏	山东 陕西 四川 浙江	北京 重庆 贵州 海南	上海 天津 西藏 云南

注：在本分类中，“波动性可再生能源渗透率高”是指 2022 年波动性可再生能源在发电结构中占比达到或超过 10% 的地区；“成熟”是指至少已进入长周期试运行阶段的现货市场。云南、贵州、广西和海南已直接纳入南方区域电力现货市场试点，该试点正处于早期发展阶段。

步骤 3：实施调整后的政策，并整合市场改进

在选定优先措施后，应确保在地方层面（省或区域）协调实施不同细分市场和电网运营的改革。这一步骤可保障市场设计与步骤 1 中确定的灵活性需求完全一致。

实施的重点领域包括中长期市场、现货市场、辅助服务、零售市场、电网及规划。

中国的电力市场改革采取了明确的分阶段方法，省级市场是第一步。这种方法可以在逐步改革，控制风险并完善机制后，再将成果推广到全国层面。正如第 2 章所述，现货和其他市场的改革发展通常经历模拟、试点试运行和最终的连续运行且财务结算与市场结果挂钩的阶段。这些新改革的实施可以沿用此方法，逐步并有效地推进市场转型。

根据地区特征在地方层面应用政策工具箱

优先措施（按市场类型或细分市场划分）	地区特征			
	波动性可再生能源渗透率高		波动性可再生能源渗透率低	
	成熟现货市场	早期/无现货市场	成熟现货市场	早期/无现货市场
中长期（MLT）市场				
扩大价格浮动范围	●	●	●	●
细化（物理属性）中长期合同的颗粒度	●	●	●	●
推广使用金融属性中长期合同	●		●	
消除合同设计中固有的不灵活性	●	●	●	●
降低要求工商业用户中长期合同签订电量比例不低于用电量 90% 的规定	●	●	●	●
现货市场				
推进经济调度实施		●		●
最大化市场参与	●		●	
扩大价格浮动范围并允许负电价	●		●	
部署日内交易（如尚未实行）	●		●	
缩短结算周期	●			
根据现货市场价格调整分时电价	●			
允许可再生能源在现货市场上报量报价	●		●	
将省间交易纳入地方现货市场出清	●		●	
在公共平台上发布实时价格	●		●	
辅助服务				
在全国范围内统一产品	●	●	●	●
实施市场化价格机制	●	●	●	●
消除新能源、聚合商和虚拟电厂的参与障碍	●	●	●	●
在有必要的地方发展地方专用服务	●	●		

优先措施（按市场类型或细分市场划分）	地区特征			
	波动性可再生能源渗透率高		波动性可再生能源渗透率低	
	成熟现货市场	早期/无现货市场	成熟现货市场	早期/无现货市场
容量市场和补贴				
向更广泛的灵活性资产开放容量补偿机制，采用竞争性选择程序	●	●	●	●
出台针对所有容量电价的最低灵活性要求	●	●		
根据危急时期的系统友好型表现补偿容量	●	●	●	●
需求侧				
消除大用户的批发市场准入障碍	●	●	●	●
激发工商业用户需求响应	●	●	●	●
激发住宅需求响应	●	●		
建立聚合和动态定价框架	●			
通过价格措施和部署一体化项目（负荷+储能+波动性可再生能源），鼓励在波动性可再生能源多发时段的本地消纳	●	●	●	●
零售市场				
提高分时峰谷比	●	●	●	●
允许零售商制定新型电价套餐，并促进大用户更多采用与现货市场价格联动的零售合同	●		●	
利用电价促进自发自用和电网友好型电力注入	●	●		
电网				
实施分时过网费	●	●		
提高电网透明度，以助力可再生能源项目和未来电网容量预期	●	●	●	●
规划和运营				
开发情景和规划工具，为调查灵活性需求提供支持	●	●	●	●
在省级规划过程中明确要求开展灵活性评估	●	●	●	●
放松对新能源的储能要求	●		●	
鼓励市场化收入叠加，以增强储能的商业价值	●		●	
建立可预测弃电框架	●		●	
投资于能力建设，向电力市场发达的其他辖区学习经验		●		●

步骤 4：以绩效为基础，监督并调整政策

在政策实施后，有必要建立监督框架来跟踪改革成效，并在必要时对政策进行调整。

关键绩效指标应包括波动性可再生能源并网水平、储能利用率、现货市场参与率和需求侧响应参与度等。

应进行年度审核以评估进展，并定期更新灵活性评估。

根据绩效数据和不断变化的市场条件，可对政策进行调整，以优化灵活性并保证长期效率。

案例研究：广东释放灵活性的优先政策

广东是中国经济最发达的省份之一，也是中国工业增长的一个主要推动力。广东省可再生能源在电力结构中占比较低，煤电仍占主导地位，2023 年煤电占发电总量的 73.6%。截至 2023 年，波动性可再生能源（风能和光伏）的渗透率仅为 5.9%。然而，广东一直是电力体制改革的先驱，2017 年成为中国现货市场首批试点省份之一（广东电力现货市场于 2023 年 12 月转入正式运行），并拥有发达的零售和辅助服务市场。

广东省面临着日益增长的电力需求，夏季空调用电高峰时，负荷尖峰化特征愈发明显。2023 年，广东最大尖峰负荷达到创纪录的 145 吉瓦，比 2022 年高出 3 吉瓦。要管理好这些负荷曲线的变化，同时应对可再生能源占比的增加，广东需要深化市场改革并优化分布式资源的管理，以重点增强电力系统的灵活性。

鉴于广东的特点——波动性可再生能源渗透率低，并且现货市场正式运行——应优先实施以下政策，以增强灵活性，并促进未来可再生能源并网，同时管理日益增长的需求：

- 改善中长期合同的设计：细化时间尺度颗粒度，并允许更灵活的可以根据市场情况调整价格的条款。广东电力市场以双边中长期合同为主，2023 年占交易总量的 89%。
- 通过虚拟电厂吸纳更多小型市场参与者，如分布式能源资源（DER）和储能，提高现货市场参与度。尽管广东电力现货市场允许供需两侧的实体参与，但对较小规模市场参与者的准入障碍依然存在。
- 统一整个南方电网区域的辅助服务市场，并促进备用和调频服务的跨省交易。广东已将调峰辅助市场与现货市场融合，并启动了区域调频交易。2022 年，广

东还建立了跨省备用市场。继续推进区域一体化将促进跨省资源共享，从而助力灵活性最大化，以应对高峰需求。

- 扩大市场化需求响应项目，吸引工业和大型商业用户参与。广东的需求响应举措已初见成效，2022 年，用户报告的累计调峰容量超过 6 吉瓦。提高需求响应参与度并允许连续运行（而不是基于邀约）将为广东提供高性价比的灵活性解决方案。
- 扩大分时电价，并促进与现货市场联动的动态定价，特别是面向工业用户。广东的零售市场发展良好，但缺乏激励大量需求侧响应所需的灵活变动空间。更新分时电价，使其更好地反映实时条件，并鼓励市场化零售合同，将释放出更多灵活性。

前进之路

综上所述，我们提议的政策工具箱侧重于通过市场建设和规则制定来激励灵活性，加强区域协同运作，并围绕市场制定长期规划。该政策工具箱对中国到 2030 年建立灵活、高效的电力系统至关重要。这些新改革措施的实施可以借鉴中国之前市场改革中采取的控制风险的方法，即在省级层面进行试点试运行并完善机制，再将成果推广到全国层面。确保“十五五”规划与能源安全和脱碳的更广泛目标保持一致，将保证中国继续按计划实现碳中和目标，同时满足对系统灵活性的迫切和日益增长的需求。

为确保电力体制改革的持续成功，中国还可能需要建立强有力的治理框架，扩大机构职能，并推进宏伟改革承诺。关键步骤包括建立健全法律结构、提高数据透明度、加强监测和监督市场的监管能力，以及为电力部门制定明确的长期战略。这些改革对于推进高效、安全和可持续的转型至关重要，以满足可再生能源发电占比日益增加的电网需求。

这一转型的最终成功取决于相关机构的职能，以及对全面发展电力市场，同时释放灵活性潜力（储能、分布式能源资源和需求侧参与）的宏伟政策措施的坚定支持。这些政策将确保中国不仅能够实时平衡自身电力系统，还将引领全球能源转型。

附录

建模方法

为研究中国电力系统的灵活性，我们使用了国际能源署区域电力体系模型对 2023 年 World Energy Outlook (WEO，即《世界能源展望》) 中的[承诺目标情景 \(APS\)](#) 进行了技术经济分析。分析的重点是 2030 年一年的概况，以反映可在“十五五”规划 (2026-2030) 中实现的电力体制改革增益。国家层面的供需结果来自国际能源署的[全球能源与气候模型 \(GECM\)](#)，我们将这些信息分解到 8 个区域且区域间配有输电互联。我们对不同情景进行了分析，以探讨不同程度的市场实施、跨区协同运行和交易所产生的影响。此外，还探讨了融合不同水平行政分配满负荷小时数 (FLH) 和经济调度的调度模式，以突出中国转向更多经济调度与全国市场作用之间的相互影响。

承诺目标情景承诺目标情景 (APS) 符合中国宣布的减排承诺和目标，特别是“双碳”目标 (2030 年前碳达峰和 2060 年前实现碳中和)。然而，它在某些方面与现有承诺有所偏差，反映出波动性可再生能源装机的强劲增长已推动中国超前实现 2030 年波动性可再生能源的装机目标，因此还有额外发展的空间。

区域设置和输电容量

本模型包括与中国主要电网区域相对应的 8 个节点。与[2023 年的国际能源署报告](#) (中国建设全国电力市场的专门报告) 相比，云南省被划分为一个独立区域，以更好地将各区域与中国的不同气候区相对应。对西藏而言，将其归入西南地区比归入西北地区更能反映出它在区域电力体系中的作用、与其他省份的连接以及区域电力平衡。

8 个建模区域的划分

建模区域	缩写	省/自治区
西北	NWR	甘肃、陕西、宁夏、新疆、青海
华北	NCR	北京、河北、内蒙古、山西、天津、山东
东北	NER	黑龙江、吉林、辽宁
华中	CR	河南、湖北、江西、湖南
华东	ER	安徽、江苏、上海、福建、浙江
南方	SR	广西、贵州、海南、广东
西南	SWR	西藏、重庆、四川
云南	YR	云南

注：考虑到数据的可得性和建模表述的清晰性，内蒙古没有细分为蒙东和蒙西，而是全部归于华北。

区域间输电容量的计算是基于现有的交流和直流输电能力，以及在 2022 年基础上计划扩增的、预计将到 2030 年完成的 78 吉瓦的输电容量。这一计算可能有些保守，因为它包括“十四五”，但不包括“十五五”规划的输电项目，因为“十五五”规划在本报告出版时尚未公布。但是，考虑到建设和调试新输电线路所需的时间，“十五五”规划宣布的全部新增容量不太可能在 2030 年前完全投运。

2030 年的假定区域间输电容量（吉瓦）

		受电区域							
		华中	华东	华北	东北	西北	南方	西南	云南
发 电 区 域	华中	-	10	6	-	1	3	5	-
	华东	-	-	-	-	-	2	-	-
	华北	6	18	-	3	15	-	-	-
	东北	-	-	13	-	-	-	-	-
	西北	49	36	27	-	-	-	12	-
	南方	-	2	-	-	-	-	-	3
	西南	21	38	-	-	4	10	-	-
	云南	-	-	-	-	-	39	-	-

注：显示的数值四舍五入到了最近的整数。现有输电容量来自国家能源局（NEA）和中国电力企业联合会（CEC）的《2022 年全国电力可靠性年度报告》。假定国家能源局发布的《关于委托开展“十四五”规划输电通道配套水风光及调节电源研究论证的函》中提到的“十四五”规划的新增“三交九直”输电线路全都会于 2030 年底前投入运行。

电力需求

各终端用能部门的年度电力需求预测和逐时负荷曲线均基于 2023 年 World Energy Outlook (WEO, 即《世界能源展望》) 中详细的自下而上的分析 (估算了住宅、服务、农业、工业和交通运输行业的终端用能逐时需求)。这些预测根据国家宏观指标 (如人口动态和经济增长), 并结合了最新政策。将负荷分解到 8 个建模区域的依据是区域预测, 该预测考虑了每个终端用能的主要驱动因素, 并融合区域趋势、政策和其他条件。区域需求侧响应的小时级潜力是基于每个区域终端用途的预计需求。

发电和储能容量

[承诺目标情景 \(APS\)](#) 下发电和储能容量的计算是基于现有机组为实现已宣布的减排承诺目标而预计发生的演变。这些容量被分解到区域层面并成为预先确定的静态输入。该模型假设现有技术和新技术的预计容量均可供调度。区域配电涵盖了每个区域的现有规划和预期容量变化, 包括维护区域供电安全的考量。就燃煤电厂的部署而言, 随着重工业向北方地区, 特别是向西北的转移, 热力需求随之变化, 热电联产厂因而起到特殊作用。热电联产厂的运营大致分为工业蒸汽和集中供暖, 集中供暖站应用了季节性模式。根据天然气供应基础设施的演变, 燃气电厂在每个区域都有发展。新建核反应堆部署在规划和提议的地点。

逐时建模包含详细的运行特征, 如运行成本、电厂技术最低运行水平、最短开停机时间、启动时间和爬坡率。燃料价格来源于 2023 年 World Energy Outlook (WEO, 即《世界能源展望》); 蒸汽煤价格的区域差异估算考虑到了当前的市场趋势和运输成本。

可再生能源发电曲线

根据资源潜力、人口密度、与电网的距离、排除区域 (因土地用途、海拔或坡度) 以及现有政策, 风能 (陆上和海上) 和太阳能光伏 (公用事业规模和屋顶光伏) 容量的分配是基于 4000 多个代表地点。逐时风能和太阳能发电的模拟基于选取的中国各地的风能和太阳能电场。每个区域的水电容量被细分为四个主要类型: 径流式水电、径流式水电配小型储能、蓄水式水电以及抽水蓄能。每一类型都考虑到了不同种类的季节性流入。其余可再生能源技术 (生物能、聚光太阳能、地热和海洋能) 的扩展依据不同区域的资源和容量要求。

区域协同水平展示

为比较 8 个区域间不同的协同水平, 我们对两个主要的区域间协同情景进行了研究。根据历史数据, 低区域协同情景仅用于代表 2022 年的承诺目标情景 (APS)。8 个节点的模型设置意味着区域内部的协同实际上已假定, 因此, 分析结果只对转型到全国一体化市场所带来的全部增益做了保守估计。

情景	区域间协同
低区域协同	基于历史水平的跨区域传输容量和有限输电。
余量市场	在 8 个建模区域内单独设定机组承诺，然后允许调度在所有发电机的稳定运行范围内调整，以根据区域间输电容量进行跨区交易。
容量耦合市场	全国一体化调度，全系统范围输电优化。

调度方式展示

现货市场的发展通过区域内的调度方式体现。部分经济调度情景旨在根据省级现货市场试点的规则和成熟度，大致反映当前料想的调度方式。这些省级试点现在仍然允许某些发电类型作为调度的边界条件，但由于这些发电类型通常排在择优顺序的首位（风电、光电、水电、核电），或者占比很低（气电），因此这种调度预计依然可以非常接近全面经济优化。

情景	调度方式
历史上行政分配的三公调度	为维持所有区域的历史调度水平，火电机组受限于最低满负荷小时数
部分经济调度	西北、华北、东北、华东和西南地区的火电机组受限于最低满负荷小时数，而华中、南方和云南实行全面经济调度
全面经济调度	所有调度都基于最低成本，对任何发电机组都没有运行小时数的限制

需求侧和非能源市场参与展示

非能源市场准入可以为资产带来重要的额外收入来源。鉴于中国电力需求的大幅增长，需求侧灵活性已成为电力系统灵活性的一个关键组成部分，因此，我们采用了多个情景来展示不同程度的需求侧灵活性。这些情景在现有的“有序用电”调峰机制之外，探索了其他需求侧参与方式，并将需求划分到与承诺目标情景（APS）中一致的部门当中，详见电力需求部分。由于本报告比 2023 年的报告更加关注灵活性，因此对不同部门中需求侧聚合的参与及其在辅助服务市场中的参与情况进行了更详细的调查。

情景	市场参与
辅助服务市场准入	资产可进入辅助服务市场，提供调频备用和旋转备用等服务
需求部门转移	所述需求部门的负荷转移可达到 2030 年承诺目标情景（APS）的水平
无需求部门转移	所述需求部门的负荷曲线固定且无法转移
低需求部门转移	所述需求部门的负荷转移低于 2030 年承诺目标情景（APS）中的水平

调查不同水平电力系统灵活性的情景

	2022	部分经济 调度，容 量耦合市 场	部分经济 调度，区 域间余量 市场	低辅助服务 市场参与	区域间余量 市场	低工商业转移	无工商业转移	低电动汽车 和住宅转移	无电动汽车 和住宅转移	2030 承诺 目标情景 (APS) (全面经济 调度，容量 耦合市场)	全面辅助服务 市场参与
工业需求转移	有限	有	有	有	有	降低	无	有	有	有	有
商业需求转移	无	有	有	有	有	降低	无	有	有	有	有
住宅需求转移	无	有	有	有	有	有	有	降低	无	有	有
农业需求转移	无	有	有	有	有	有	有	有	有	有	有
乘用车电动汽车 需求转移	无	有	有	有	有	有	有	降低	无	有	有
其他交通运输 需求转移	无	有	有	有	有	有	有	降低	无	有	有
需求侧辅助服 务市场参与	无	无	无	无	无	无	无	无	无	无	有
储能用户侧充 电	无	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE	仅 VRE
储能供电侧辅 助服务市场准 入	无	有	有	无	有	有	有	有	有	有	有
调度	所有地区 三公调度	一些地区 三公调度	一些地区 三公调度	有限制的经济 调度	有限制的经 济调度	有限制的经济 调度	有限制的经济 调度	有限制的经 济调度	有限制的经 济调度	有限制的经 济调度	有限制的经济 调度
区域间协同/交 易	历史输电 量	容量耦合 市场	余量市场	容量耦合市场	余量市场	容量耦合市场	容量耦合市场	容量耦合市 场	容量耦合市 场	容量耦合市 场	容量耦合市场

注：VRE=波动性可再生能源。三公调度是指在一年中为电厂分配一定数量的满负荷发电小时数。“余量市场”所指情形是，不同设计的地方市场并存，而整个互联由全国市场支持，富余电量在全国市场上自愿进行交易。“容量耦合市场”所指情形是，与余量市场相比，互联输电得到优化，同时在价格形成和调度（无价格耦合）方面保持地方自主权。

缩略语和缩写

ACER	欧洲能源监管合作署
APS	承诺目标情景
BTM	用户侧
C&I	工商业
CCS	碳捕集与封存
CEC	中国电力企业联合会
CETO	《中国能源转型展望》
CfD	差价合约
CO ₂	二氧化碳
CRM	容量补偿机制
CSG	中国南方电网
ED	经济调度
EPPEI	中国电力规划设计总院
ETS	排放交易系统，碳市场
FD	三公调度
FLH	满负荷小时数
FTM	供电侧
FYP	五年规划
HVDC	高压直流电
IEA	国际能源署
IT	信息技术
MCP	市场出清价格
MLT	中长期
NDRC	国家发展和改革委员会
NEA	国家能源局
NEMOs	指定电力市场运营机构
PPA	购电协议
PV	光伏
REMIT	欧盟《能源批发市场诚信和透明条例》
RMB	人民币（元）
SASAC	国务院国有资产监督管理委员会
SGCC	国家电网有限公司
TOU	分时
UHV	特高压
VPP	虚拟电厂
VRE	波动性可再生能源
WEO	World Energy Outlook（《世界能源展望》）

计量单位

GW	吉瓦
GWh	吉瓦时
kWh	千瓦时
Kvar	千乏
MW	兆瓦
MWh	兆瓦时
Twh	太瓦时

International Energy Agency (IEA)

Chinese translation of *Meeting Power System Flexibility Needs in China by 2030*

此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。

This work reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of the IEA's individual member countries or of any particular funder or collaborator. The work does not constitute professional advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the work's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the work.

For further information, please contact: Jacques Warichet
(jacques.warichet@iea.org).



Subject to the IEA's [Notice for CC-licensed Content](#), this work is licenced under a [Creative Commons Attribution 4.0 International Licence](#).

Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

IEA Publications
International Energy Agency
Website: www.iea.org
Contact information: www.iea.org/contact

Typeset in France by IEA - Original version: November 2024; Translation:
January 2025
Cover design: IEA
Photo credits: © Shutterstock

