



# 中国建设全国统一电力市场体系

## 电力现货市场路径

International  
Energy Agency



# 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, 11 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

放眼全球，电力市场是确保电力安全、保持可负担性并激励去碳化的有效工具。中国一直在大力推进电力市场的实施，2020年中国宣布了2030年前碳达峰、2060年前碳中和的“双碳目标”，进一步助推了电力市场的扩大。各省在市场设计和实施方面一直发挥主导作用。为改善资源共享，全国统一电力市场体系的实施指导意见督促各省之间加强协调。

本报告的主要读者是中国的政策制定者和所有有意促进电力体制改革的专家。其他读者也可从中了解到中国电力行业，特别是电力市场目前如何运营，以及在未来自来十年可能如何演变的信息。

本报告研究了中国电力市场的作用和发展全国电力市场的多条途径。分析的重点是短期市场，因为考虑到可再生能源增长和天气模式变化，短期市场有可能释放出电力系统所需的灵活性。本报告提出了改善跨省跨区以及省内市场协调的政策建议。

## 致谢、贡献者及其贡献

本研究由国际能源署能源市场和安全司可再生融合与安全电力小组（RISE）编制。本研究由 Jacques Warichet 设计和指导。

研究工作得益于能源市场和安全司司长 Keisuke Sadamori 和 RISE 代理主任 Pablo Hevia-Koch 的战略指导。报告主要作者有 Jacques Warichet、Zoe Hungerford、Camille Paillard，以及杨志宇。建模工作由 Zoe Hungerford 完成。Haneul Kim 和 Jinpyung Kim 对分析做出了贡献。Anna Kalista 提供了不可或缺的支持。国际能源署的其他同事提供了宝贵的意见和反馈，这些同事包括（按字母顺序排列）：陈秀杉、Conor Gask、Rena Kuwahata、Rebecca McKimm、缪尔谧、Jonathan Sinton，以及 Dan Wetzel。

本报告是在能源基金会的资助下，根据国际能源署的清洁能源转型计划（CETP）编写的。作者鸣谢能源基金会中国团队，特别是 Feng Zhou 和 Linan Peng，感谢他们协助与中国专家联络并联合主办活动，助力研究工作取得成功。

作者感谢审阅本报告的以下专家提供的意见和反馈（按字母顺序排列）：

Peter Børre Eriksen	Ea Energy Analyses
Lars Møllenbach Bregnbæk	Ea Energy Analyses
Henrik Bruun Martens	丹麦王国驻华大使馆
Max Dupuy	睿博能源智库（RAP）
Nicolas Fatras	南丹麦大学
Sharon Feng	Azure International
冯 威	深圳先进技术研究院
高 硕	落基山研究所（RMI）
Geir Hermansen	挪威发展合作署
Anders Hove	牛津大学能源研究所
Flora Kan	中欧能源合作平台
Randi Kristiansen	联合国亚洲及太平洋经济社会委员会
秦 炎	路孚特
Kaare Sandholt	宏观经济研究院能源研究所
Sune Kåre Sørensen	丹麦王国驻北京大使馆
Helena Uhde	中欧能源合作平台
袁家海	华北电力大学
张晶杰	中国电力企业联合会
张丝钰	国网能源研究院
Jacob Zhao	英国驻华大使馆

周 锋                                      能源基金会  
Qing Zhou                                  落基山研究所（RMI）

特别感谢《中国能源转型展望》（CETO）团队成员与作者分享宝贵信息。

作者还感谢 Erin Crum 对文稿进行编辑，并感谢以下各方的协助：国际能源署传播和数字办公室，特别是 Astrid Dumond 和 Therese Walsh；以及地图团队，特别是 Charner Ramsey 和 Evan Pelz。

最后，作者感谢中国合作部的持续支持，并感谢战略举措办公室促成此项研究。另外感谢 RISE 前负责人 Alejandro Hernandez 协助制定最初的工作提议。

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、能源基金会或任何特定贡献方的观点。

欢迎读者发表评论、提出问题，请将评论和问题发送至：[camille.paillard@iea.org](mailto:camille.paillard@iea.org)。

# 目录

执行摘要 .....	7
背景和动因 .....	11
中国电力体制改革背景下的电力市场 .....	13
中国电力市场的推进 .....	14
省级和跨省电力现货市场 .....	19
设计全国电力现货市场，助力中国政策目标 .....	33
市场整合的模式 .....	33
评估和选择中国全国现货市场模式 .....	42
中国向全国现货市场转型 .....	50
实施两级市场模式 .....	50
强化国家机构，建立全国市场 .....	54
政策建议 .....	57
电力行业全国层面的协同运作 .....	57
推进区域和省级市场的发展 .....	58
附录 .....	60
建模方法 .....	60
缩略语和缩写 .....	65
计量单位 .....	66

# 执行摘要

## 中国近期的电力体制改革将电力市场放在了中心位置

市场在中国的电力体系中占据了日渐重要的地位。尽管行政机制曾是中国电力体系实现能源和环境政策目标的主要驱动力，但与此同时，煤电行业的标杆化和竞争也提升了电力生产的效率和环境属性。在电力系统的转型背景下，中国自 2015 年开始的最新一轮改革赋予了市场激励灵活性重要的角色。“十四五”规划（2021-2025）致力于推动市场引领改革，因此供需两侧的市场化进程值得期待。

电力体系改革寻求全国范围内资源最优化配置与保护本地产业之间的平衡，稳定而可负担的电力与促进新装机投资之间的平衡，以及能源转型和能源安全供应之间的平衡。在过去的 30 年间，中国进行了数轮电力改革。这些改革最初旨在促进新增装机投资以支撑中国的经济发展，随后着重提升电力供应系统的效率和环境指标。在 2021 年和 2022 年的电力短缺后，电力安全的考量在国家级政策导向中扮演愈发重要的角色。

中长期电力市场是中国最为成熟的市场类型。在 2015 年电改的框架下，中长期合同逐渐取代了行政分配的发电计划。时至今日，中长期合同已覆盖总发电量的近半数，以及市场化电量的五分之四。尽管最常见的合同时长为一年至一月，更短及更长的合同已开始出现，且这些合同可通过发用双方直接交易或在电力市场上集中交易。

短期市场可以提升灵活性，但尚未开发其全部潜力。2015 年电改包含了（日前与日内）电力现货市场的部署，以冀实施经济调度，并促进供需两侧资源的灵活性。在市场化的电力体系中，这些短期市场在价格形成及支撑电力安全中发挥了核心作用，例如在 2022-2023 年冬季天然气供应不足的欧洲市场。在中国，第一批省级现货市场试点于 2019 年启动，其中部分现已进入连续运行。现货市场正在全国范围内展开，但其在交易中的占比仍然较小，且与其他成熟市场（中长期、辅助服务）的衔接有待完善。

提升全国范围内的资源优化配置需要在国家层面对省级市场进行协调。发电资源与需求在地理上的不均衡分布促成了中国的国家级输电工程。这些跨省电量通常由单向的实物中长期合同所支撑。2015 年电改给予了各省设计本地市场的自主权，使得相差较多的省级市场设计与省内的激励政策更倾向于省内电力交易。高性价比的资源共享将需要更加灵活的交易安排，并需完善不同时空尺度下合同的衔接。省间与区域现货市场试点目前正在开展，且可为将来更加统一的市场体系打下基础。

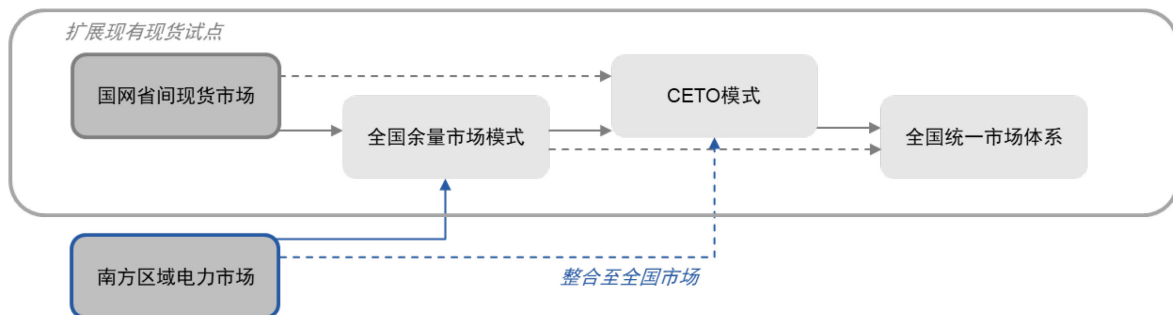
## 中国计划 2030 年前基本建成全国统一电力市场

中国将国家级协同运行的市场体系作为目标。国家发展和改革委员会与国家能源局 2022 年发布的指导性意见，即 118 号文，在保留各省设计本地市场自主权的基础上，提出了建立国家级多层次统一电力市场体系的要求。旨在协调现有市场并促进未来的联合运营，这一体系计划在 2025 年初步建成，且在 2030 年基本建成。

现有市场可成为中国全国电力市场体系的基石。通过调整并扩展已有的省级及区域市场，中国可以建立一个国家级的现货市场。自 2017 年开始，为促进省间电力流通并减少“弃风弃光”现象，国家电网区域的省间电力现货试点在“两级市场模式”下可延展为与现有省级市场相平行的国家级现货市场。这一市场将可以更好的促进资源共享，并保障各省在市场设计和调度规划上的自主权。该设计可以很好地适应在省级市场采用不同模式且进度各异的现状。两级市场的架构不仅可以与现有的省级市场协同运行，也可包含以广东起步，预期覆盖整个南方电网区域的南方电力现货市场。

建立全国电力现货市场可有多条路径。为促进跨省跨区的资源共享，本报告提出了两种两级市场模式。在余量市场路径下，与现有的省间现货市场相似，各省仅交易本地市场的余量。在容量耦合路径下，以《中国能源转型展望》（CETO）所设计的模式为例，各省可实现更高级别的协同运行。两种路径都可以成为未来市场深度融合的前期步骤。

### 建立全国电力现货市场可有多条路径



IEA.CC BY 4.0.

备注：本报告推荐的路径以实线箭头展示，潜在的直接升级可能以虚线箭头展示。

建立全国余量市场对未来市场进一步整合有利无弊。市场建设所面临的挑战或成为路径选择的决定性因素。因为所有建立全国余量市场的步骤都可以复用与升级，故其优势在于可以快速获得区域协调的收益，并保留未来提升市场融合程度的可能性。

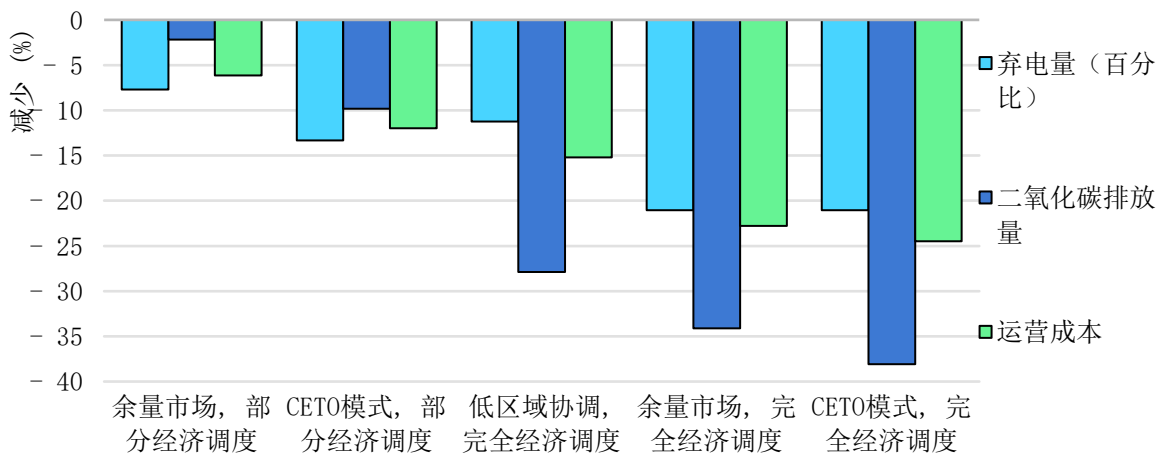
全国市场可协调区域交易，以提供可观的效率与韧性增益。区域交易可促进更大范围内的资源共享，因此可带来系统韧性的提升，并有助于减少备用装机所需的



投资。此外，还有运营效率的提高。在 2035 年承诺目标情景（APS）下，相较于未提升区域协调的情景，全国市场可减少 6-12% 的运营成本，并减少 2-10% 的二氧化碳排放。（假设调度市场化保持在现有水平）

**促进省级市场的经济调度可带来比区域协调更多的收益。**现货市场的发展与中长期合约的金融化提升了调度的市场化水平，且已体现积极效果。两级市场模式的一个优点即是不需要较高的市场设计一致性以建立国家市场，故在此模式下加强省级经济调度可与促进区域协调同时进行。在建模地区实现全面经济调度（假设不促进区域协调）可减少约 15% 的运营成本，并减少 28% 的二氧化碳排放。在市场改革的同时推进经济调度可进一步带来好处，其增益可达仅协调区域交易情景的一倍。

**2035 年承诺目标情境中不同区域协调及经济调度等级下运营成本，二氧化碳排放量及弃电量的减少量**



IEA.CC BY 4.0.

备注：CETO 即基于容量耦合路径区域协调的《中国能源转型展望》（CETO）模式。减少量的计算基于低区域协调基准情景。在该情景下，跨区电力交易基于历史水平计算，调度安排反映现有状况，即部分省份向经济调度的市场发展，其余省份采用行政分配的三公调度。

**中央机构可在区域协调中扮演更加重要的角色。**2015 年电改中，推动市场化的主要工作被交给了省级政府和电网公司。整合现有市场以建立全国统一体系的工作将需要更高层次的协调及强有力而独立的中央机构的领导。中央机关发布的市场设计及监管相关指引可促进未来市场设计的一致性以及高效的市场运行。

**电力市场可加速中国电力行业的去碳化。**中国的年发电量是美国及欧盟之和的两倍，并占全球碳排放量的 14%。因此，降低中国电力的碳强度对实现中国的“双碳”目标及全球气候目标至关重要。国际经验表明，运行良好的电力市场与碳定价可加速去碳化。中国于 2021 年建立了全国碳排放交易体系。电力市场的进一步发展可为碳定价机制建立框架，并有助于顺利实现“双碳”目标。

## 支撑中国政策目标并加快电力市场发展的相关政策建议

- 在两级市场模式下，在现有的省间电力现货市场的基础上建立全国电力现货市场，并在现有情况下保障省级市场在市场设计和调度决策上的自主性。这一模式可快速获取区域协调的增益。
- 加强中央机构在市场改革中的角色，以监督市场部署，支持全国及省级电力市场协同运行，并协调国家计划、市场与运行规定。
- 破除省间交易壁垒，以在更大范围内平抑新能源的波动性。交易安排可更加灵活并允许更接近实时的合约调整。输电价格可以进行相应调整。
- 推动现货市场建设并确保中长期及辅助服务市场合约灵活度，以持续激励省级市场实施经济调度。将中长期合同从实物转向金融尤为重要。

# 背景和动因

中国电力体系的规模居世界之首，2022 年发电量高达 [8.849 万亿千瓦时](#)，超过美国（4.524 万亿千瓦时）、欧盟（2.842 万亿千瓦时）和日本（1.017 万亿千瓦时）年发电量之和。中国电力体系以煤电为主，二氧化碳排放量占全球能源部门排放总量的 [14%](#)，占中国能源相关排放总量的 [40%](#)。因此，中国电力体系的任何变化都可谓举足轻重。中国要实现 2030 年碳达峰、2060 年碳中和的“双碳目标”，就必须推进清洁能源转型，而电力体制改革是清洁能源转型的[基石之一](#)。此外，中国是全球清洁能源技术的主要供应国，中国电力行业的去碳化努力对于确保全球清洁能源供应链至关重要。中国在 2022 年实现了具有象征意义的里程碑，[可再生能源总装机首次超过了](#)燃煤电厂总装机。目前的发电结构中，30%以上来自可再生能源，14%来自风能和太阳能。终端用能电气化也在需求侧迅速变化和扩展。电力体系改革将在继续适应这种转变的同时，确保电力安全和成本效率。

国际能源署（IEA）多年来持续参与中国[电力体制改革](#)，为促进落实 2015 年开启的第三轮改革中的市场机制提供分析和建议。国际能源署在 2019 年的报告[《中国电力系统转型》](#)中就已经提出，提高中国电力体系运营效率有两大要素：建立（覆盖日前及实时的）现货市场以及省间交易。该报告通过最先进的建模，量化分析了 2035 年中国电力体系采用经济调度、增加跨区域交易和部署先进灵活性选项的增益。在全国现货市场的实施方面，报告以 2018 年行政配置电厂运行时间的情景为基线，评估了以小时为单位的经济调度方案，并且基于不同的联网使用水平和输电能力扩大水平，模拟了不同水平的跨区域交易。该报告中的模型还分别量化了不同场景下（例如具有优化经济调度、跨区域交易和额外输电投资的电力体系），应用需求响应、电动车智能充电、储电等先进灵活性措施的效果。

上述前期工作表明，摆脱基于行政分配和跨区域有限交易的运营模式，可以实现巨大增益，包括降低运营成本、削减碳排放，以及减少可再生电力弃电现象。此外，研究还发现，对于波动性可再生能源（VRE）占比较高的现代中国电力体系，先进灵活性措施具有至关重要的作用。国际能源署 2021 年的[《中国能源体系碳中和路线图》](#)对标“双碳目标”，对前述分析进行了更新。

虽然上述报告表明，需要进一步发挥全国短期电力交易的作用来建立稳定可靠的现货批发市场，以实现增益，但这些报告存在一定的局限性。首先，以前的分析只考虑了在全国范围内进行经济调度这一种情况，未能体现出中国存在多层限制的庞大电力系统的复杂性。第二，在中国，由于政策鼓励发电企业和大用户参与中长期市场，作为基线参照的行政配置电厂运行时数的制度不断发生演变。近期，电力现货市场试点的推出进一步压缩了对电厂分配的最低时数。第三，我们之前

的工作并未探讨什么样的多边交易模式最适合中国各省和区域，也没有探讨如何去融合不同的省区市场；这些市场情况各异：有些已经完善建立并投运，有些方才起步，有些还尚未完成设计。

2022年1月，国家发展和改革委员会（发改委）和国家能源局发布了 [《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》](#)，即 118 号文。文件指出，需要完善当前市场体系，完善全国协同运行机制，并提出到 2030 年基本建成“全国统一电力市场体系”。尽管 118 号文没有明确要求统一现货市场，但本报告对此等市场给予了特别关注，因为它们在全球其他市场体系中发挥着核心作用。

## 报告的结构

本报告旨在说明 118 号文落实以及电力市场融合的途径。报告并非旨在提供详细的设计方案，而是聚焦于需要满足哪些要求才能确保实现有效且安全的市场融合。

报告的结构如下：第一节评估市场在中国电力行业中的作用，首先介绍总体概况，之后具体考察现货市场。熟悉中国电力行业的读者可以跳过这第一节。第二节探讨在中国建立全国电力现货市场的几种可能模式。在借鉴国际经验的基础上，报告阐述了这些模式在中国的应用。第三节从第二节介绍的目标模式中做出选择，并指明从当前现状过渡到选定目标模式的路径。最后，报告对全国和省级现货市场提出政策建议。

# 中国电力体制改革背景下的电力市场

在成熟市场中，所有市场参与者都对自身行为产生的全部成本与收益负责，这些市场不仅可以支持政策目标（可以根据社会偏好本地化），还可以引导电力体系向安全、可负担和去碳化方向发展。除中国外，全球 50% 以上的发电量产生于依靠开放市场的电力体系，这为市场的设计和部署提供了丰富的经验。

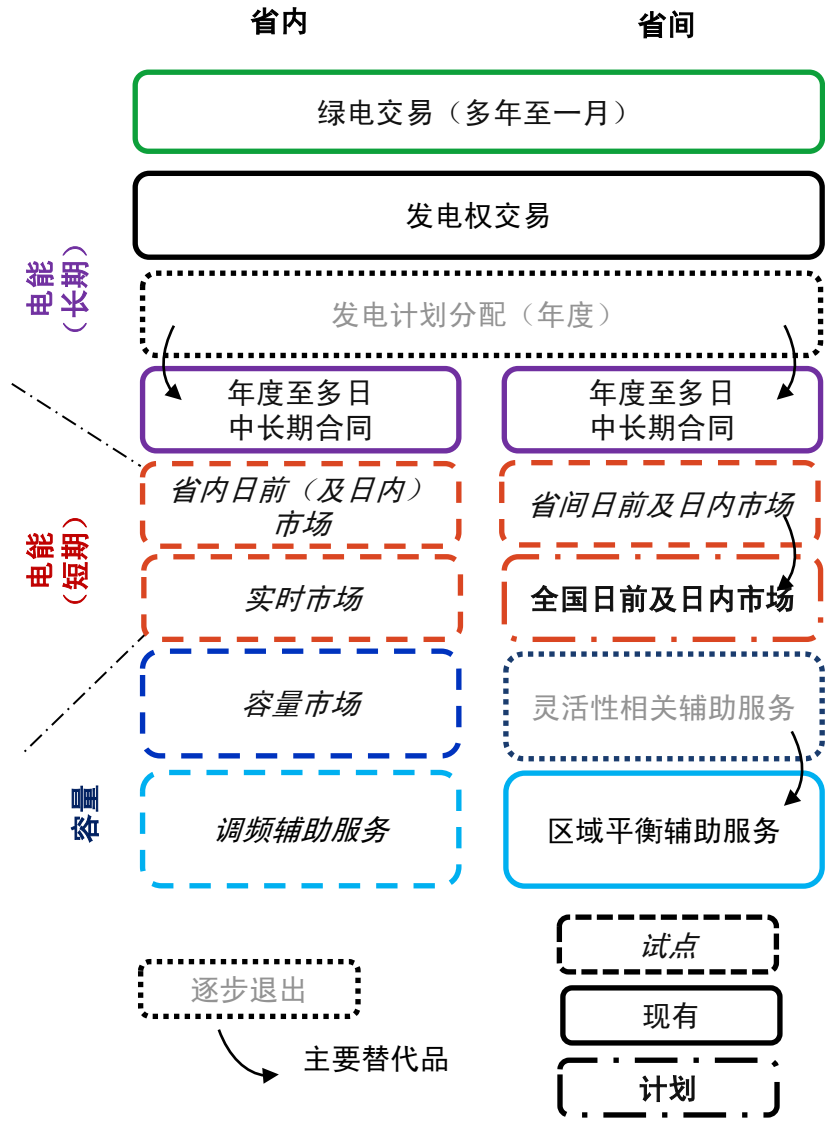
2015 年前，中国每家发电厂的发电份额和电价都是由行政部门决定的，以保持电价稳定和利益分享公平。在本轮重大改革开始时，9 号文的发布推动了电力市场进一步提高发电成本效益，调整适应电力体系的转型。改革的主战场是省级电力市场。近几年，电力交易增长迅速：2022 年，有 61% 的发电量参与市场交易，比 2021 年增加了 39%。中国的电力批发市场以双边中长期合同为主，占[市场化总电量的 79%](#)。现货市场还处于初级阶段，范围有限。自 2017 年试点启动以来，如今已有 7 个省份在持续运行现货市场，占中国电力需求的 41%。

为更好利用跨省资源协调的诸多好处，省间和区域市场也已启动。更广泛的市场和运营区域能够提高灵活性，并优化所需备用机组的数量和成本，从而减少对可调度火电机组的需求，这一好处随着波动性可再生能源份额的提升而增长。然而，在 2022 年，97% 的中长期交易是省内交易，限制了跨省市场在优化资源共享方面的作用。同年，118 号文发布，要求建立全国统一电力市场体系，给电力市场融合注入了新的动力。

本节将分两部分介绍中国电力批发市场的历史和运作状况。第一部分着眼于批发市场的总体发展，第二部分则侧重于现货市场。

# 中国电力市场的推进

中国电力体系中的系统服务及产品类型



IEA.CC BY 4.0.

注：并非所有产品和服务都在竞争性市场上交易。只有部分省份拥有容量市场和短期市场，国家能源局不要求设立日内市场。灵活性相关辅助服务包括“调峰”或“深度调峰”等，一旦短期市场开始运作，这些服务就没有必要了。

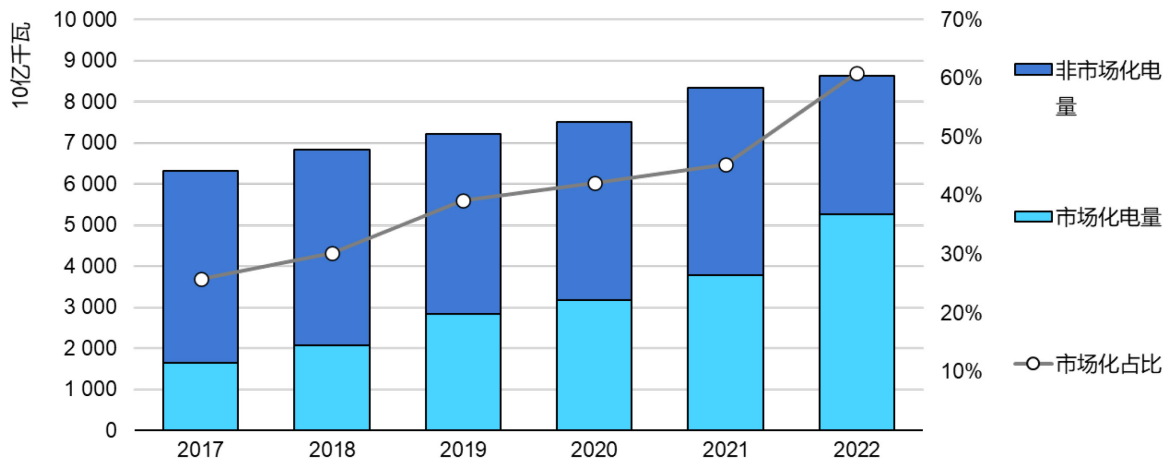
## 电力安全与发电效率推动电力体制改革

早在 1987 年，中国就开始了电力计划体制的改革。在 1997 和 2002 年，中国启动了重大电力体制改革，首先将电力行业从直接的行政管控中分离出来，然后将垂直整合的电力企业拆分为电厂和电网。为解决供应短缺问题，发电业务开始向私人投资者开放，“三公调度”随即投入实施，这一行政程序旨在确保所有电厂在一年中分配到的满负荷小时数的数额相当。

2015年，国务院发布了 [9号文](#)，标志着新一轮改革的开始，其主要目标是放开供需两侧，同时突出效率、安全、减少温室气体和其他污染物的排放。改革支持建立中长期、现货和辅助服务市场，并授权各省根据自己的电力结构决定改革方法并实施试点。

不同省份的众多试点和不同的改革方向带来了市场规模的快速增长。中国电力企业联合会的数据显示，中国电力市场的[交易总量](#)（主要基于中长期合同）已达到5.254万亿千瓦时，占中国总用电量的61%，比2017年增加了两倍多。

### 2017-2022年市场化电量及其占比的演变



IEA.CC BY 4.0.

来源：国际能源署根据中国电力企业联合会的数据所作的分析。

## 电力体系转型要求传统做法与市场相衔接

受计划经济的影响，中国的电力市场存在一些壁垒。中国寻求全国范围内资源最优化配置与保护本地产业之间的平衡，稳定电价与促进新装机投资之间的平衡，以及能源转型和能源安全供应之间的平衡。

为鼓励投资新装机容量并防止电力短缺，中国在2000年代初采用了“三公调度”，以确保对所有电厂公正地分配发电计划。此后，行政分配逐步转向发电企业和用户之间，期限从一年到一个月不等的中长期合同。然而，2021年煤炭价格达到历史新高，2022年史无前例的热浪又冲击了水电容量并推高夏季用电高峰的情况。在此情况下，管制电价对发电企业的盈利能力带来了挑战。

## 未来的改革将必须平衡地方与全国的利益

省级电力的自主性也是一种市场壁垒。中国将各省置于电力市场改革的中心位置，允许地方政府为各自的电力市场制定规则。

由于自然资源和需求的地理分布不平衡，中国致力于在全国范围内优化电力传输，以减少西北地区的弃光弃风率，以及其他地区的电力短缺威胁（如 [2021](#) 和 [2022](#) 年夏季的电力危机）。中国已部署一个输电能力超 2 亿千瓦的（特）高压电网，2022 年跨省输电量达到 [1.77 万亿千瓦时](#)，占全国总用电量的五分之一。这些电能传输大多与国家项目有关，如 [西电东送](#) 和华中的三峡大坝等大型水电项目。

资源分配的不平衡促使中央机构加强区域协调，但地方政府在推动省间市场发展方面不够积极，担心可能为当地电力行业带来挑战。从资源丰富的西部向需求密集的东部输电的国家战略主要是通过行政命令和各省签订的双边合同来实施的<sup>1</sup>，这些被用作省级市场的边界条件。在建立省间合同方面已经有了初步行动，但这些合同大多是单向的、长期的，而且价格受到管制。沿输送路径累积（“摊大饼”）的输电价格也限制了跨省交易的吸引力。

## 能源转型可能加速电力市场改革

为实现宏大的“双碳”目标，中国正通过大规模部署可再生能源来改造电力行业。2022 年，可再生能源的部署超过其他电源：太阳能装机容量同比增长超过 28%，风能增长超 11%。现有和未来改革所必须解决的一个问题是快速增长的可再生能源装机与有限的灵活性资源及可调度容量投资之间的冲突。

中国正加大利用市场来支持能源转型，如实施已近两年的 [碳市场](#)（ETS）和侧重于购电协议（PPA）的 [绿色电力市场](#)。这些可再生能源发电企业和大用户之间的长期双边合同有助于确保可再生能源项目的融资并为用户降低价格风险。

为在电力行业转型中释放更多灵活性资源，中国正日益关注容量补偿机制（CRM）和 [虚拟电厂](#)（VPP）。根据国家发改委 2023 年 3 月在 [全国人民代表大会](#) 期间发布的报告，容量补偿机制将能够支持现有电厂盈利及新装机投资，主要针对目前的重要灵活性资源——燃煤电厂。在国家能源局 2022 年 11 月公布的现货市场规则等一系列政策文件的鼓励下，虚拟电厂正聚集分布式电能资源，在公路交通运输、供热和其他部门逐步电气化的过程中提供短期灵活性。

## 118 号文提出到 2030 年建成全国统一电力市场

当前电力市场的举措多样并缺乏协调，导致市场运作的壁垒增加。2022 年 1 月 21 日，国家发改委和国家能源局发布了 [《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》](#)，又称 118 号文。这份文件指出，需要改善现有市场的协调，并呼吁在 2030 年前建立“全国统一电力市场体系”。该全国市场的基础是现有的省间市场，

<sup>1</sup> 这些双边合同既可以在省级电网企业之间（网对网）签订，也可以在发电企业和电网企业之间（点对网）签订。



即一个双边中长期合同的集中市场和一个中国国家电网有限公司（SGCC）区域的省间现货市场试点。118号文所设立的具体目标在下表进行了总结。值得注意的是，118号文并没有明确要求统一现货市场。

在《“十四五”现代能源体系规划》（2021-2025）中，被列为“重点改革任务”后，构建全国统一电力市场体系已上升到国家战略层面。在《国家能源局 2023 年能源监管工作要点》中，它也被首先列出，重点放在制定发展规划，统一规则和推进区域市场建设。

### 118号文为全国电力市场设定的目标

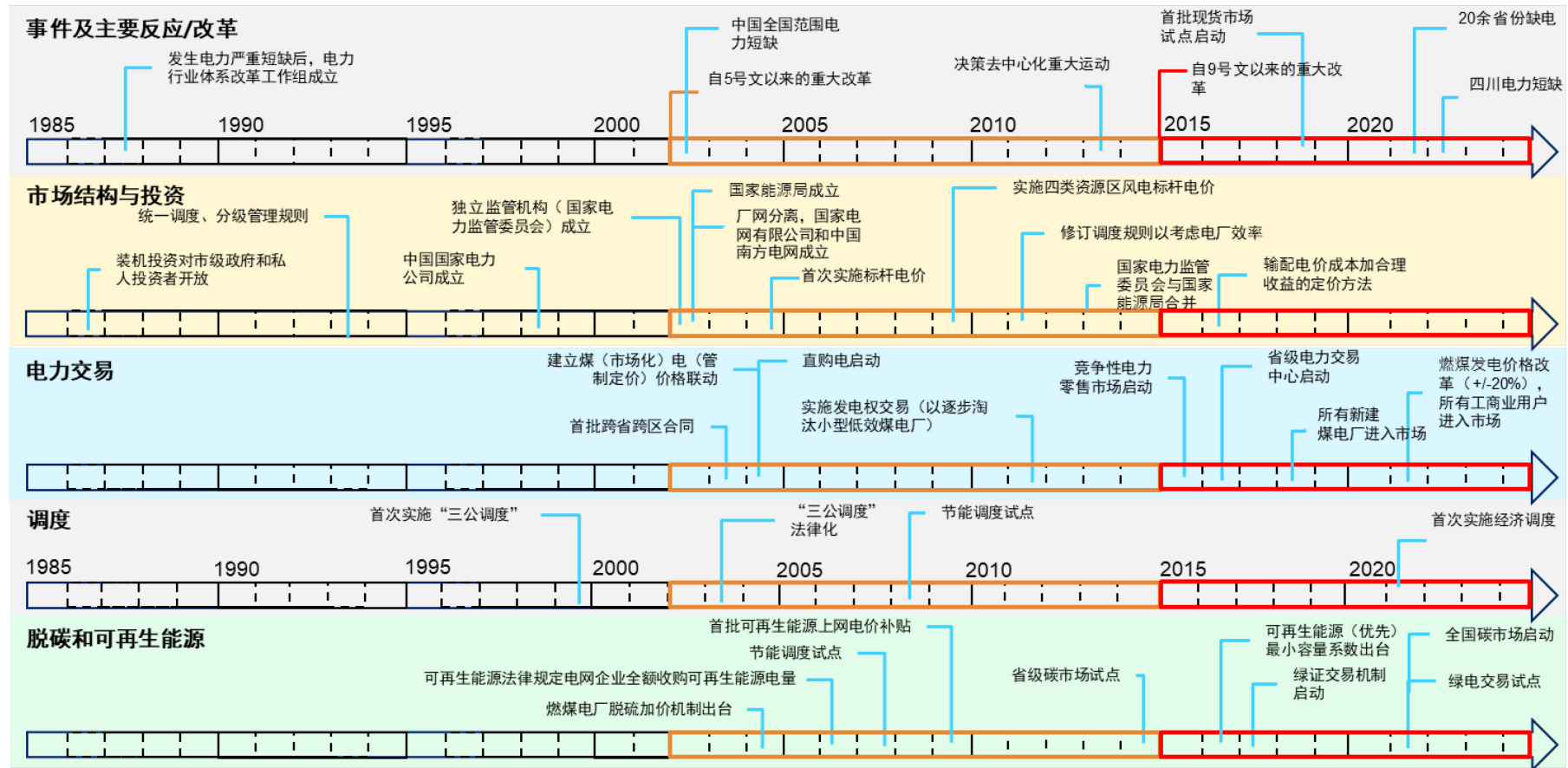
项目	2025年目标	2030年目标
全国统一电力市场的实施	市场体系初步建成	全国统一电力市场体系基本建成
省/区域市场的作用	与国家市场协同运行	与国家市场联合运营
中长期/现货/辅助服务市场之间的衔接	一体化设计、联合运营	—
跨省跨区交易/绿色电力交易	交易规模显著提高	—
可再生能源	有利于可再生能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成	可再生能源全面融入市场交易

## 全球实践表明市场设计需要不断改进

自 2021 年以来，由于天然气市场吃紧，全球电力市场供应一直紧张。在欧洲，处在历史高位的价格对用户造成了严重冲击，并破坏了产业需求。中国的情况也是如此，在 2021 年夏季煤炭价格创下历史新高后，“十四五”规划和党的二十大对能源安全越来越重视。

随着激烈的利益相关方协商在欧洲展开，从中得出的一条主要教训是，市场设计不是静止的，而应不断适应外生变化并支持政策目标。中国正密切关注欧洲的进展，以便为自己的市场设计汲取经验，在电力安全与有效价格信号、价格稳定性和可负担性之间取得平衡。

### 1985-2022年中国电力体制改革时间节点



IEA.CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 Fatras et al. (2022) 的模板，[A systematic review of electricity market liberalisation and its alignment with industrial consumer participation: A comparison between the Nordics and China.](#)

## 省级和省间电力现货市场

改革正向市场驱动的资源调度迈出谨慎的步伐。

短期市场一直是中国所有电力体制改革的组成部分。1998 和 2002 年，中国启动了两轮区域现货市场试点，但都因“双轨制”（场内和场外资源并存）可能出现的“不平衡资金”问题而终止。

现在中国最成熟的市场是中长期市场，其主导产品是以行政制定的基准上网电价为基础的年度合同。2011 年，中国引入了[发电权交易](#)，以补偿将会退役的低效电厂。由于实物合同构成灵活性壁垒，发电权交易机制也可用于促进实时调度与长期合同脱钩。为进一步释放灵活性和成本效益，2752 号文，即〔2015〕9 号文的[实施意见](#)，计划以流动的短期市场补充中长期市场，而短期市场也可为中长期合同提供参考价格。

另一方面，相关部门正在部署规则，以减轻现货市场的潜在波动，这些规则包括限制现货市场规模和实施价格上限等。在 2022 年 12 月发布的[电力中长期合同签订履约工作的通知](#)中，国家发改委明确指出，所有市场内用户应保障 2023 年全年中长期合同签订电量高于 2022 年度用电量的 90%。

如何有效衔接中长期和现货市场仍是一个激烈辩论的话题。由于中国继续将中长期市场看作电力市场的基石，政策制定者已经开始推动中长期产品在交易频率、时间框架和曲线设置方面的[多元化](#)，并放宽了对实物执行的要求。

### 现货市场试点省份的调度方式

采用集中式现货市场模式的省份：中长期合同是金融性合同（差价合约）

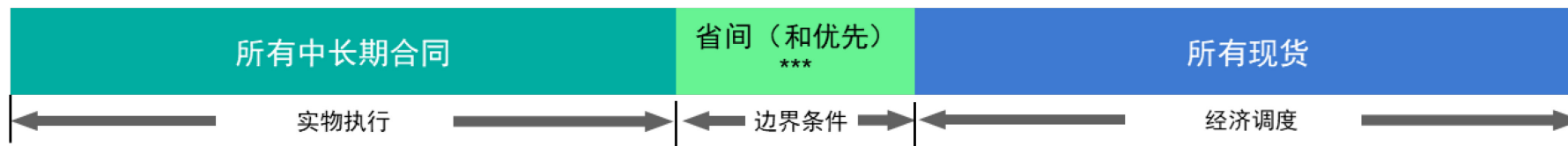


优先发电（可再生能源、核电以及某些省份的气电）作为出清过程的边界条件。

\* 水电项目根据水库需求发电。除了行政分配的发电计划，水电还提供辅助服务，并可参与现货市场。

\*\* 根据当地政府的规定，波动性可再生能源/核电/气电企业可能决定将一定电量投入市场，参与经济调度（并按市场价格出清）。

福建使用分散式现货市场模式：中长期合同是实物合同



福建的优先发电是指波动性可再生能源、水电、核电和气电。

交易双方就实物执行的中长期合同的曲线达成一致。省间也作为出清的边界条件。

\*\*\* 福建市场规则中，对优先发电和出清之间的衔接尚不明确。

IEA.CC BY 4.0.

注：在分散式现货市场中，“所有”指的是省内所有非优先发电。所列调度的依据是国家能源局发布的公共现货市场规则（征求意见稿）以及省级现货市场规则，可能会被行政分配的发电计划改变。各条块长度与实际调度量不成比例。

## 辅助服务市场是引导发电企业增加灵活性的初步尝试

在中国，“调峰”（或“深度调峰”）是指激励电厂灵活性和减少可再生能源弃电的专门措施，属于辅助服务。这些服务旨在对放弃发电和电能套利机会进行补偿，与世界上使用的调频、无功控制和系统恢复服务不同。调峰市场在 2014 年启动，设计在缺乏现货市场的情况下运营，通过向发电企业提供经济激励，鼓励其在低于合同发电量的水平下运行。[东北地区](#)首先在日前交易中实施了调峰市场，在热电联产机组在供热季节优先发电的情况下，要求没有供热义务的火电厂在供热季节降低出力，以减少弃风量。[到 2022 年 7 月](#)，此类市场已扩展到中国的所有六大区域，通常在区域层面运作，以支持区域调度中心的系统调峰。

最近，辅助服务市场也在省级层面发展。[大多数省份](#)已经启动了省级调峰市场。大多首批现货试点省份，如[浙江](#)和[广东](#)，以及一些第二批试点省份，如[江苏](#)，已将之前的调峰市场转为备用和调频服务市场，因为在现货市场引导调度后，降低火电出力的市场就无需存在了。

## 首批省级现货市场试点测试了多种设计方案

2017 年，国家发改委发布了[《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》](#)，即 1453 号文，目的是“加快构建有效竞争的市场结构和市场体系”（9 号文明确的“核心目标”）。通过选择 8 个省/区域作为首批现货市场试点，委员会旨在“改变计划调度方式，发现电力商品价格，形成市场化的电力供需平衡机制，充分发挥市场在电力资源配置中的决定性作用”。

各个试点省份采用的市场设计各异，都在尝试开发最适合本地电力行业结构的市（见下栏“省级现货市场设计”）。与 1453 号文规定的时间表相比，现货市场试点的进展滞后。这可能是因为省级政府缺乏推进改革的动力，以及利益相关方的期望值存在分歧。地方政府原本可能期望[现货市场将降低电价](#)，而降低电价只部分反映了中央政府 1453 号文中建立真实电力价格信号的意图。还有一个可能原因是电网企业担心改变现状。

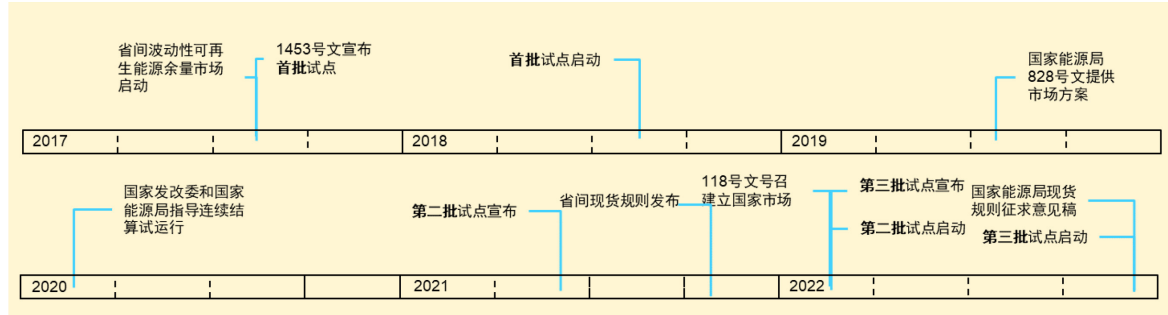
尽管面临种种挑战，到 2022 年 6 月，除浙江外，所有首批试点市场都已进入连续试运行阶段。浙江计划在 2023 年进行连续试运行。

9 号文意在赋予现货市场在充分时空尺度下揭示电力真实价值的角色。然而，出于对批发价格波动的担忧，现有试点中对价格设有上下限。这些上下限将价格范围限制在远远低于世界其他现货市场所允许的范围，仍有碍于有效价格信号的形成。

2022 年夏季，煤炭和天然气价格暴涨，[广东](#)首先采取措施，暂时取消了现货市场的价格上限。随后，市场出现了每兆瓦时 1366.95 元人民币的历史新高，比之前的上限高出 30% 以上，激励了发电企业满负荷生产以满足南方省份的夏季用电高

峰需求。在 [山东](#)，负日前价格被正式认可，以反映分布式太阳能的巨大装机容量和滞后的储能部署之间的差距，并激励对储能的投资。

### 现货市场实施时间表（2017-2022）



IEA.CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 Fatras et al. (2022) 的模板，[A systematic review of electricity market liberalisation and its alignment with industrial consumer participation: A comparison between the Nordics and China.](#)

## 省级现货市场设计

首批试点市场的选择旨在探索各种电力供应和需求背景下不同的市场设计：

- **集中式与分散式现货市场：**在集中式现货市场（美国模式）中，所有发电量都由一个中央市场运营机构调度。发电企业和用户之间只签订金融合同，不需要实物执行。在分散式现货市场（更接近欧洲模式）中，发电企业可以根据中长期实物合同来安排自己的发电量，而偏差电量则自愿进行交易。由于集中式现货市场实行发用电资源的集中优化，因此更适合于阻塞线路多、可再生能源比例高的省份。
- **中长期金融与实物合同：**根据国家发改委的规定，金融合同可以在集中式和分散式两种模式下结算，而实物合同只能在分散式现货市场中结算。
- **价格出清：**各省可以根据预期的本地线路阻塞程度，选择以节点、竞价区域或整个省（系统）的边际价格出清市场。
- **价格限制：**所有试点市场都对价格设定了上下限。这些限额是根据最大发电成本设定的，与现货市场的新兴做法不同，没有采取对稀缺性估值（失负荷价值）的方法。
- **允许参与市场的发电类型：**中国大多数省份遵循保障性收购波动性可再生能源的政策，但一些试点省份已经开始将波动性可再生能源引入市场。在山西，波动性可再生能源可以选择在现货市场上充当价格接受者。在其他三个省，波动性可再生能源发电企业可与火力发电厂平等参与。更多省份正计划将波动性可再生能源引入现货市场。在四川，现货市场只在“雨季”对水电站开放，只在“旱季”对火电站开放，因此限价不同。

## 首批省级现货市场试点的主要特征

	广东	浙江	山西	山东	四川	甘肃	福建	蒙西
年度供需差值 (2021, 十亿千瓦时)	-175	-149	112	-157	105	23	-29	199 (包括蒙东)
发电结构	<u>火电:</u> 60.11%	<u>火电:</u> 61.55%	<u>火电:</u> 66.44%	<u>火电:</u> 62.51%	<u>水电:</u> 66.36%	<u>波动性可再生 能源:</u> 46.71%	<u>火电:</u> 51.52%	<u>火电:</u> 57.77%
	<u>波动性可再生 能源:</u> 16.58%	<u>波动性可再生 能源:</u> 18.30%	<u>波动性可再生 能源:</u> 31.58%	<u>波动性可再生 能源:</u> 34.95%	<u>火电:</u> 22.11%	<u>火电:</u> 37.56%	<u>水电:</u> 19.85%	<u>波动性可再生 能源:</u> 34.95%
	<u>核电:</u> 9.43%	<u>水电:</u> 11.34%	<u>水电:</u> 1.98%	<u>核电:</u> 1.33%	<u>波动性可再生 能源:</u> 11.52%	<u>水电:</u> 15.73%	<u>波动性可再生 能源:</u> 14.50%	<u>水电:</u> 5.61%
现货市场模式	集中式	集中式	集中式	集中式	集中式	集中式	分散式	集中式*
中长期合同	差价合约	差价合约	差价合约	差价合约	差价合约	差价合约	实物	差价合约
出清	节点	节点	节点	节点	系统	区域	系统	系统
限价(人民币/兆 瓦时)	0-1000	<1200(气 电)	0-1500	-80-1300	75-254 (水电) 341-441(火 电)	40-650	118-511	0-1500
波动性可再生能 源参与	报量报价		仅报量	报量报价		报量报价		报量报价
辅助—调频	●	●	●	●	●	●	●	
辅助—备用	●	●			●	●	●	
容量机制	●			●			计划中	

\* 蒙西(内蒙古西部)在2022年6月从分散式转为集中式现货市场。

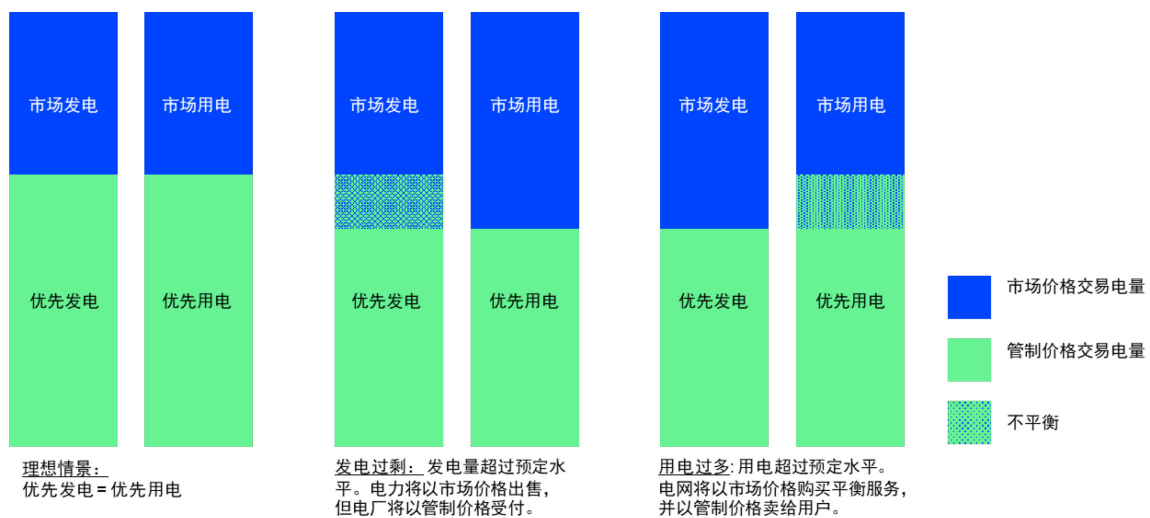
来源: [山东](#)、[山西](#)、[四川](#)、[甘肃](#)、[福建](#)、[蒙西](#)电力交易中心, [浙江省](#)发改委, [国家能源局](#)。



## 现货市场试点揭示了与市场外资源有关的问题

由于“双轨制”的存在，首批试点遇到了一些不平衡资金的挑战。由于采用循序渐进的方法并侧重保护某些参与者，现货试点起步时没有包含所有发电源和终端用户。在供给侧，除了市场内电厂，还有优先（市场外）电厂，它们的发电量必须由电网企业全额按管制电价收购。各省每年都有权宣布自己的优先电厂。为激励低排放电厂和灵活性机组，国家发改委在 2019 年发布的[一份文件](#)中，要求将所有低排放机组（波动性可再生能源、水电、核电）、调频机组和政府规定的省间输电纳入优先发电。一些北方省份也将热电联产厂纳入优先发电。在需求侧，工商业用户直到 2021 年 1439 和 809 号文发布后才完全进入市场，而农业和住宅用户仍遵循管制价格方案。因此，在试点省份的调度序列中存在双轨（市场内和市场外）并行的现象。

### “双轨制”中的不平衡资金



IEA.CC BY 4.0.

注：该图表显示了出现不平衡资金的两种常见情景。各条块长度与实际发电/用电量不成比例。

在这些试点市场中，市场内与市场外的参与者并存，有时会产生大量的不平衡资金。当预设水平与实际发用电量之间出现差距时，电网企业作为中间方必须用市场上的电力填补这些差距。对于这些不平衡电力，市场外参与者将按管制价格交易，市场内参与者将按市场价格交易，从而产生不平衡资金，这些资金通常由电网企业所负担。

在 2020 年 5 月山东的一次为期 4 天的现货市场结算试运行中，产生了 [9508 万人民币](#)（约 1402 万美元）的不平衡资金，其主要原因是超出预测曲线的波动性可再生能源发电。由于市场外需求保持相对稳定，山东面临着平衡其大规模光伏发电出力波动性和可再生能源电力外购电的挑战，而这两类电量都不按市场价格交易。

根据[新加坡](#)的经验，可以广泛使用政府授权合约来消除不平衡资金。省政府规定电网企业必须与市场外发电企业签订差价合约，以供给场外消纳。这一概念与欧盟委员会为修改欧盟内部电力市场而提出的[双向差价合约](#)类似，其目的也是为了锁定某些发电类型的收入。最近，在 2023 年电力中长期合同规划（[1861 号文](#)）中，国家发改委认可了政府授权合约是支持 118 号文的实施并逐步淘汰省级市场场外发电的解决方案。

## 随着波动性的增加，现货市场与其他市场和机制需要有效衔接

在许多试点区域，省级及省间中长期市场与现货市场的衔接也一直是一项关键挑战。中长期合同的时间通常为一年到一月，包括分时供求曲线，但往往是恒定承诺（签约后不作调整）。

由于从完全中长期市场过渡到现货市场的过程缓慢，现货市场面临与省内中长期市场的衔接困难。在[山西](#)，中长期合同在进行短期结算试运行之前就已经签署。在现货市场开始试运行后，发电企业和用户在交易日前两天（D-2 日）协商分时曲线。由于该省拥有充足的装机容量，协商结果通常有利于用户，导致发电企业出现财务赤字。

省间中长期和省内现货市场的衔接也充满挑战，特别是对受电省份而言。在浙江，省级市场与省间中长期交易之间缺乏衔接，导致该省的试点进展滞后，这显示了双轨制的另一个问题。虽然该省遵循了 1439 号文，允许所有工商用户参与电力市场，但省间电力还未进入市场。结果，电网企业的外来电受电量巨大（占 2020 年总用电量的 37%），但这些电力只允许销售给受保护的终端用户，与此同时，现货市场上的需求突然上升，却得不到相应的供应。

因此，各省和中央政府已采取措施以改善试点之间的现有规则。[2019 年 4 月](#)，山西率先成立了一个专门讨论电力现货市场的工作组，先后制定了 12 个版本的省级现货市场规则，以反映市场参与者的共同期望。包括山东和甘肃在内的大多数试点地区也在试点期间设立了专班，与利益相关方互动，并对现货市场规则进行更新。在全国层面，除组织一个高级别[工作组](#)外，国家发改委和国家能源局还从 2019 年 5 月起每周组织召开现货市场试点工作会议，并在内部发布了多个现货市场试点工作指导意见。此外，国家能源局还邀请首批市场试点与第二批试点分享经验教训，以加快市场建设。省级调度中心也定期组织培训，帮助新市场参与者了解电力现货市场。

## 国家能源局发布省级现货市场规则，同时试点市场持续扩大并争取纳入可再生能源

为加快推进电力现货市场试点，国家发改委在 2021 年 5 月发布了 339 号文，即 [《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》](#)。与 1453 号文相比，该文件把增加可再生能源消纳列为目标之一并计划扩大现货市场的试点规模。有六个省被选为第二批试点。2022 年 5 月，国家发改委发布了 [129 号文](#)，为各批试点设定了目标，首批现货市场将进入长周期连续试运行（见下栏“现货市场试点：从试运行到正式运行”），第二批试点将在 2022 年 6 月底前启动现货市场试运行，其他省份（第三批）将在 2022 年底开始试点准备工作。到 2023 年 1 月，21 个省/区域已经开始现货市场试点，覆盖中国总用电量的 80%。

2022 年 12 月，国家能源局公布了 [《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》](#) 和 [《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》](#)。这些文件在首批试点经验教训的基础上，为扩大第二和第三批试点提供了指导意见，并为省级现货市场提供了框架，明确建议采用集中式现货市场模式，同时为各省留出了确定详细设计的空间。文件对省级规则提出了一些基本要求，如定义市场价格上下限、建立容量补偿机制、改善有关市场力的市场规则，以及继续将辅助服务包含在价格形成机制中。

这些文件还将促进可再生能源参与电力市场列为现货市场建设的一项主要任务。在现货市场试点的早期阶段，国家发改委指示非水电可再生能源作为价格接受者参与现货市场。2019 年，国家发改委发布指导意见，将减少波动性可再生能源弃电作为现货市场试点的一个目标。

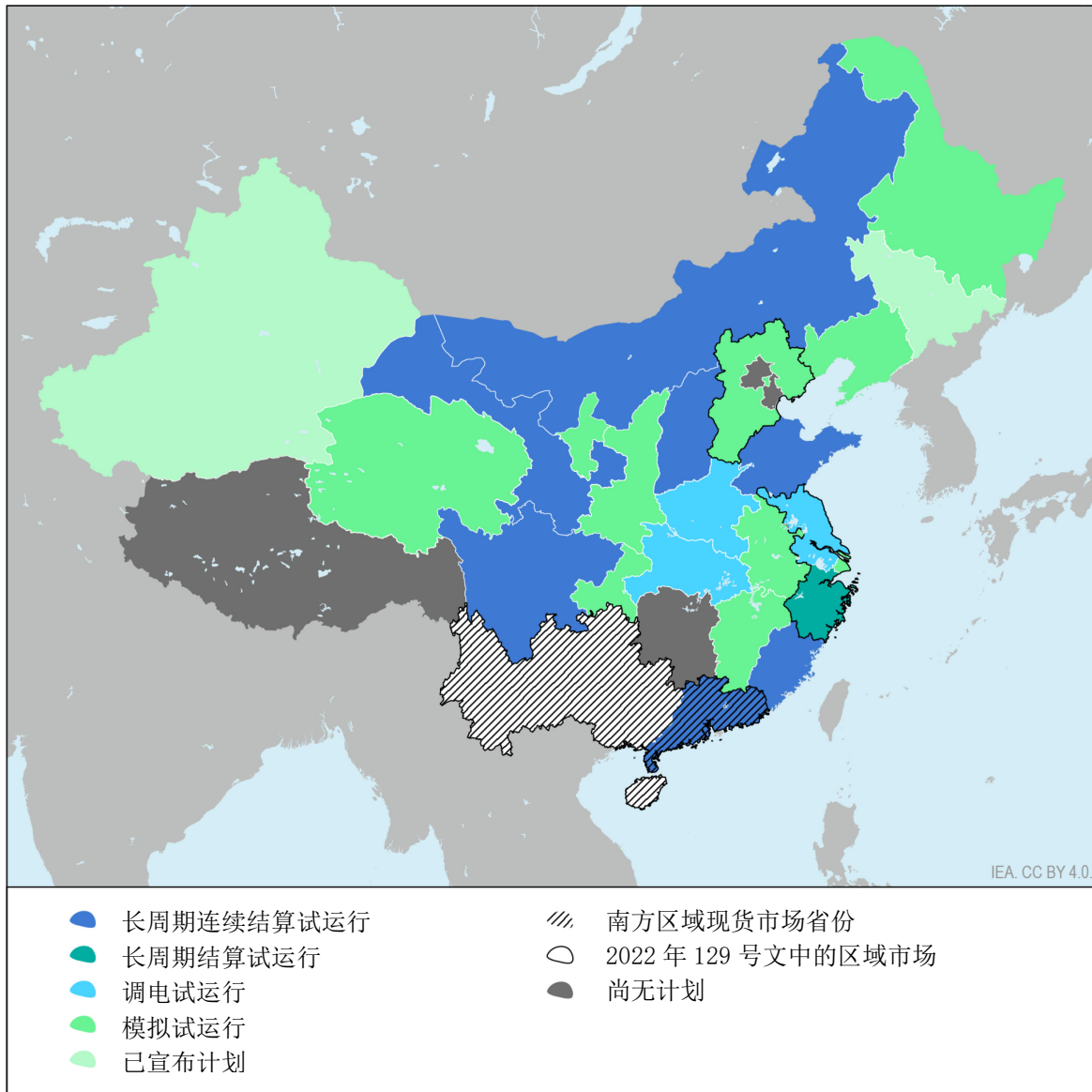
### 现货市场试点：从试运行到正式运行

在一项政策推广至全国前，中国经常使用省或区域试点项目来测试政策的可行性和有效性。对现货市场而言，试点一般分为以下三个阶段，这些阶段在国家能源局2022年12月发布的《基本规则》中有详细描述。

试点阶段	步骤	说明
1. 模拟试运行	（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。
	调电试运行	“在适当时”需根据模拟结果进行发电和调度。
	试运行计划	在进入第二阶段前，结算试运行的工作计划和规则需获批或公布。
2. 结算试运行	短周期结算试运行	一个“半运作”阶段，市场按工作计划或临时规则在固定时间内（周、月或季度）运行，市场主体在市场上实际竞价。
	长周期/长周期连续结算试运行	市场运作需根据临时规则连续结算并形成调度计划，为期一年（长周期）或无明确结束日期（长周期连续）。
	现货市场规则发布	发布现货市场规则是试点市场进入正式运行的前提。
3. 正式运行		

来源：国家能源局（2022），[《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》](#)。

## 中国电力现货市场试点现状



本地图不影响任何领土的地位或主权，不影响国际边界的划定以及任何领土、城市或地区的名称。

来源：[国家能源局](#)及其各省级监管办公室。

## 跨省现货市场着眼于在更大范围内平抑波动性，但仍受制于不灵活的中长期安排

在省级市场中，省间电力作为市场外电力，阻碍了省级现货市场试点的发展，因此需要建立省间现货市场来推动改革。建立省间现货市场的尝试始于 2017 年 8 月，当时国家电网应 [2016 年国家发展改革委文件](#) 要求，在网内几个区域中建立了跨区域省间富余可再生能源电力现货市场。该市场仅针对超过行政分配计划发电量的富余（“待弃”）可再生能源电力，开展日前和日内现货交易。到 2021 年底，该市场电力交易量已超过 [270 亿千瓦时](#)。

2021年11月，国家电网公布了《[省间电力现货交易规则（试行）](#)》，标志着省间市场扩大至所有电源，包括火电和核电，同时也涵盖蒙西电网（由一家独立电网企业运营）。与其前身相似，该市场不包括南方电网（CSG）<sup>2</sup>，是一个由国家电力调度控制中心（隶属于国家电网）组织的余量市场，只交易日前和日内市场中超过中长期市场曲线的余电量。从本质上讲，最初的调度决定取决于中长期合同，但可用机组的剩余电量可以在省间市场上出售。此外，如果发电企业在交易时其所在省份预计存在电力短缺，则不能出售电力。

在省间市场试行规则发布后，省间市场试点项目正式启动，并从2022年1月的单日试运行发展到2022年下半年的六个月试运行。该市场2022年的交易量达到[272亿千瓦时](#)，几乎相当于其前身四年期间的总交易量。从2023年1月起，该市场已进入整年度连续试运行，预计将“在适当时”开始正式运行。

### 省间电力交易

在中国的省间电力交易中，[几乎全部（97%）](#)的交易量都来自于中长期合同。虽然省间中长期合同的送端可以是电厂或电网企业，但只有电网企业可作受端，这一特点也适用于省间现货市场。2019年，[国家能源局发布的一份文件](#)规定，省间中长期合同的签约方必须在省政府间签署的年度框架协议的基础上，约定交易电量的日前曲线，作为省间电力现货市场的边界条件。

改革省间中长期交易的尝试举步维艰。2016年，[国家发改委授权山东用户](#)竞价购买由银东（银川-东营）高压直流线路（HVDC）输送的西北地区省间电力，但电量上限为100亿千瓦时。银东中长期合同缺乏时间尺度的细化，而山东需求因受波动性可再生能源和现货市场价格的影响而具有波动性，银东长期合同的这一问题很快就成为了满足这些波动需求的障碍。在2021和2022年煤价飙升时，上述问题尤为明显。同时，送端调度中心为本地供应安全保留了部分发电量，进一步造成了受端损失。因此，月交易量从2016年的3亿多千瓦时[减少到](#)2022年1月的0.98亿千瓦时。

省间中长期市场与现货市场的衔接也充满挑战。所有市场规则都禁止受电省的电网企业在省级现货市场上出售电力。然而，由于电网企业是省间交易的唯一买方，它们持有的电力可能超过优先用电需求。结果，在一些省份，即使当地现货市场的电价飙升，工商用户也无法获得外购电。

<sup>2</sup> 由中国南方电网和国家电网有限公司运营的两个中国广域同步电网在历史上是相对独立的，目前两者之间有两个高压直流互联通道。

对省间电力交易的需求随季节变化往往有所不同。允许更多的点对点中长期和现货交易将增加灵活性，但会改变电网企业的商业模式和运营。一些现货试点省份已经开始实施更多的点对点交易。在浙江，最新出台的规定允许用户在政府框架协议下购买省间煤电，只有当市场交易的省间电力低于安全供应所需的电量时，电网企业才能从省间市场购买电力。[《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》](#)，即 129 号文，要求将省间市场交易的电力在送端和受端省份均纳入省级现货市场，以避免省级市场的不平衡。

省间交易的一个潜在挑战是输电价格。目前，跨区域输电的定价方式是将合同路径上产生的所有输电费用相加，即采用[“推大饼”的方法](#)，这种方式可能会阻碍交易。此外，跨区互联线路的输电价格实行单一电量电价，而不与容量或使用时间挂钩。随着省间市场的扩大，目前的输电价格机制可能必须演进，才能促进商业交易并确保利益相关方之间的合理成本分摊。

## 南方电网带头开展区域市场试点工作

除省间市场外，区域市场也是中国电力体系的重要组成部分，因为区域电网企业负责平衡供需，并运作大部分调节资源，如抽水蓄能电站。因此，区域发展了辅助服务市场来支持这项任务。在区域性现货市场方面，[\(2019\) 828 号文](#)（1453 号文的实施方案）提议建设三个（京津冀、长三角、粤港澳大湾区）市场。这三个市场的分布与中国具有战略意义的地区相关：京津冀包括首都北京及周边的天津市和河北省；长三角覆盖东部沿海的江苏和浙江省以及上海市；粤港澳大湾区包括中国南部的广东、香港和澳门。

到目前为止，以大湾区设想为基础的南部区域电力现货市场进展最大。中国南方电网（独立于国网省间市场之外）正在发展的区域市场覆盖其区域电网下的所有五省，即广东、广西、贵州、云南和海南。广东现货市场试点从诞生就名为“南方（以广东起步）”电力现货市场。南网有意将其他四省纳入广东市场，形成一个区域性现货市场。这个区域市场将由广东电力交易中心运营，与广州电力交易中心所运营的涵盖中长期合同和辅助服务的区域市场平行。该区域现货市场已于 2022 年 7 月 23 日开始首次模拟试运行，2022 年 8 月，其首版现货市场规则公布，同年 12 月，首个为期两天的调电试运行启动。

中国中央政府已经承认向南方区域电力现货市场发展的方向，并相应地在 129 号文中不再使用“粤港澳大湾区市场”的提法，129 号文还提到发展较慢的京津冀和长三角市场，为其制定了起草市场建设计划的目标，但尚未设定明确的时间表。京津冀和长三角地区的进展速度各不相同。京津冀市场所覆盖的三个电网区域（北京、天津、冀北）都没有公布任何现货市场试点计划，而长三角的所有电网区域

（江苏、浙江、上海）均已开始现货市场试点。京津冀和长三角区域现货市场如果建成，将提供两种不同建设区域市场的方式，即建设新的一体化市场或是融合现有市场，并为建设全国市场的路径提供参考。



# 设计全国电力现货市场，助力中国政策目标

几十年来，全球部分相邻的电力系统已经签订交易协议，以分享资源和备用。随着各国的转型，交易的增益将变得更加明显，因为风能和太阳能光伏占比高的系统会进一步受益于广域的平抑效用。

本节将探讨不同的市场模式，在中国已建立现货市场的主体（主要是省，但也有区域）间提高交易份额。根据 118 号文的目标，本节将特别关注国家层面的两级市场，即全国市场与现有地方市场并存的模式。该模式可以保留地方市场在确定市场设计和运行方案方面的自主权。两级市场今后可以调整为一级市场，即所有地方市场完全耦合，全国市场成为主导市场。因此，我们可以将两级市场看作市场进一步整合的目标或过渡。

本节分为两部分。第一部分介绍各省和区域间多边交易的不同模式。重点放在两类两级市场，它们与省份耦合的方法各不相同，一个是余量市场，一个是基于容量耦合的市场（《中国能源转型展望》（CETO）模式，以首次介绍该模式的《中国能源转型展望》命名）。此外，本节还将介绍一体化（一级）市场模式，它可以成为中国本轮或今后改革的一个目标。第二部分在中国电力体系到 2035 年的一个区域模型基础上，研究部署市场和相应措施以促进波动性可再生能源发展的预期效益。这部分也包含所提模型的许多实用配置和在这些配置下运行成本、排放和弃电率的预期效益。

## 市场整合的模式

### 国际经验为我们阐释了建设全国统一电力市场体系的多条路径

国际经验告诉我们，多边电力交易有若干模式，其中一些模式适合在中国国情下复用。这些模式中，电力市场体系不同层次间的整合程度有所不同。一般来说，整合水平越高，会产生的增益越多，因为辖区间的电力交易将更大<sup>3</sup>，资源（发电机组、输电网）配置也更高效。

---

<sup>3</sup> 辖区可以指国际或国内辖区。在本段中，辖区指中国国内辖区（省/区域）。“多边”交易指的是各辖区间的电力交易。

## 电力系统整合和交易安排的模式

初级交易	双边、单向电力交易	<ul style="list-style-type: none"> <li>四川电力输送到东部沿海地区</li> </ul>
初级交易	双边、双向电力交易	<ul style="list-style-type: none"> <li>四川↔陕西、青海↔西藏、中国↔老挝间的季节性交易</li> </ul>
二级市场	多边、单向电力交易，存在中介	<ul style="list-style-type: none"> <li>老挝人民共和国-泰国-马来西亚-新加坡 (LTMS) 电力一体化项目</li> </ul>
二级市场	差异化市场间多边、多向电力交易	<ul style="list-style-type: none"> <li>南部非洲电力联盟 (SAPP)</li> <li>中美洲电力互连系统 (SIEPAC)</li> </ul>
一级市场	统一市场结构，差异化运作	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧盟内部电力市场</li> </ul>
一级市场	统一市场和运作	<ul style="list-style-type: none"> <li>PJM (美国东北部)</li> </ul>

IEA.CC BY 4.0.

来源：改编自 IEA (2019)，[Multilateral power trade in ASEAN](#)。

从初级交易安排到一级市场模式，电力系统的整合模式可以分为几个等级。在初级交易安排中，双边交易往往是事先安排的（如四川的大型水电站向东部省份输电）；而在一级市场模式中，跨辖区交易按照统一的市场规定进行，并且主要和默认的交易平台是多边市场（如欧盟内部电力市场和美国的 PJM 市场）。二级市场模式的整合等级介于初级交易和一级市场之间，其特点是在本地市场或系统运营安排的基础之上，各辖区之间分别进行的多边交易（如中美洲电力互连系统和南部非洲电力联盟）。实现市场整合的路径不止一条，采用模式时要因地制宜，每个模式的选择和挑战各有不同。

在中国，尽管在全国范围内尚不协调，但双边交易已稳固建立。只要协调各省或区域之间的双边交易，就已经可以提高电力系统的运行效率。这需要制定标准化的双边中长期合同和转运费计算方法，并打造共同交易平台。然而，这种交易模式与 118 号文所强调的宏伟目标还有一定差距：该文件要求至少在各省和区域间建立多边、多向交易。因此，两级和一级交易安排下的几个模式将适合中国当前的改革。

为进行多边、多向交易，需要进一步协调数据共享、建立中央机构，如中央市场运营机构和结算主体。这些中央机构将接手以前分配给互联主体的一些责任。中央机构可以支撑更大的交易量并建立全库备用，以鼓励各省之间的电力交易，避免在地区过度建设电厂。最后，提高调度方案的灵活性将有助于获取互联互通的全部红利。

两级和一级交易安排的实施都需要建立全国现货市场（日前和日内）。在本报告中，我们把重点放在全国日前交易市场（NDAM）上，因为它是定义系统运作的主要市场。在市场化体系中，日前价格也为其他市场提供参考价格信号。除日前

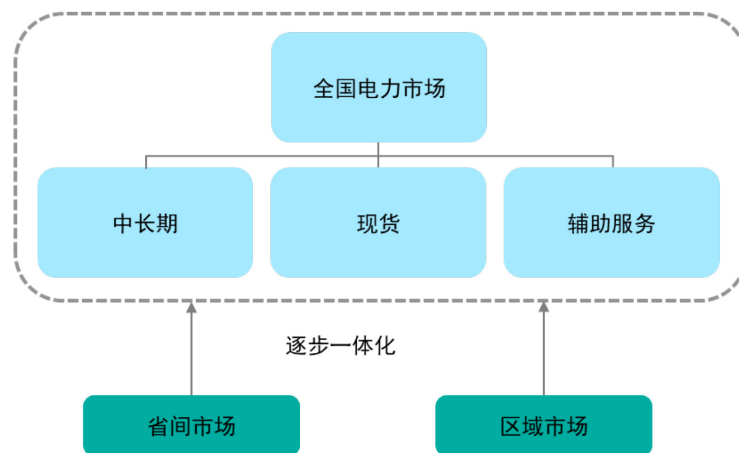
市场外，也有必要建立更接近实时的市场<sup>4</sup>（如日内市场），以最大限度地利用波动性可再生能源发电并激励灵活性，但这些市场可以在日前市场运作良好后再发展。

## 两级市场安排符合 118 号文的目标，并与目前市场的多层次架构相匹配

118 号文建议建立多层次电力市场框架，国家市场与省/区域市场联合运作。两种“两级”市场模式适用于国家市场与地方（省/区域）市场共存的愿景：一是余量市场，二是地方市场容量耦合。

这些两级市场模式可以在更大范围内促进资源共享，同时保持地方市场在设计和运作方面的差异。在地方层面上，每个辖区负责调整自身规则，推动其市场主体参与国家市场。

### 118 号文对多层次电力市场体系的设想



来源: Yan Qin (2022), [China's national ETS and the power market: how the ETS can achieve significant emission reductions](#).

## 全国余量市场可以建立在现有的省间现货市场之上

余量市场模式设计不同的地方市场并存。它们之间的互联由国家市场支持，多余电力自愿在全国市场交易。由于交易仅限于富余电力，地方市场在部署容量方面保持相对自主性，但容量的使用效率可以得到提高。世界上的一些国家已经成功应用余量市场模式，如中美洲电力互联系统（SIEPAC）所连接的六个中美洲国家

<sup>4</sup>短期市场的设计空间很大。美国、欧洲和澳大利亚皆采用不同的市场组合和时间安排。由于中国的现货市场依赖于日前市场，本文未详细阐述澳大利亚模式（实时单一电能交易的集中式电力现货市场）。

和南部非洲电力联盟（SAPP）的 12 个成员国（见下栏“中美洲电力互联系统”和“南部非洲电力联盟”）。在这两个案例中，“区域”交易指的是由几个国家组成的大区。

在地方日前市场的预调度确立后，全国余量日前交易市场开始运作。地方预调度后，电力注入机会和供应缺口信息会上传至国家余量市场，后者在全国范围内进行优化。随后，全国市场的电力输出会返回地方调度中心，由它接受或重新优化。在这种运作顺序下，地方市场不仅可以首先使用自身低价资源来满足当地需求，而且能够以价格较低的市场富余电量来替代高成本发电。受端价格可以降低成本，而送端价格不会增加。这种做法避免了市场整合时常见的对“非意愿价格形成”（即传统上发电成本低的地区价格上升）的担忧。在中国，这种担忧真实存在，并导致电价低的省份不愿意与邻省交易。出于同样的考虑，美国[西部电力不平衡市场](#)也选择了这一余量模式，该市场是单一实时电力市场，负责对美国 6 个州的资源共享进行优化。

### 中美洲电力互联系统

中美洲电力互联系统（SIEPAC）是一个两级市场，设计在六个成员国（哥斯达黎加、萨尔瓦多、危地马拉\*、洪都拉斯、尼加拉瓜和巴拿马）的国家市场之上运作，成为“第七市场”。1996 年，该六国签订了区域市场条约，自 2014 年起，通过一条长达 1800 公里的 230 千伏输电线路实现完全互联。该市场设有多个区域机构（位于不同成员国内）：一个管理委员会（代表国家政府）、一个监管机构、一个区域市场运营机构和一个电网持有者。

这一举措的主要目标是在高度依赖水电的这一地区确保供应安全和优化资源配置。在中美洲电力互联系统的线路投入运营、国家和区域规则协调一致后，跨境交易量已有显著增加。[据报告称](#)，自项目开展以来，本区域已在经济效率、电力安全，以及发电和输电规划的区域合作方面得到许多增益。

在中美洲电力互联系统市场上，电力交易主要在短期内进行：或是在“机会”也称现货市场（日前和实时）上，或是在区域合同市场上。机会市场使用节点分时边际电价。考虑到该区域网络匮乏，节点电价确实更容易实施。机会市场产生的节点边际电价被用于区域交易和每个国家的整体预调度。与机会市场并行运作的区域合同市场负责中期双边合同（1 年以内，大多是几周到几个月）交易。2021 年，超过三分之二的交易发生在区域合同市场上，其余发生在机会市场。总体来说，这两个市场的总注入电量占区域用电的 5.8%，主要来自哥斯达黎加、危地马拉和巴拿马这几个重要的水力发电国。

\* [危地马拉在 2021 年宣布了退出中美洲电力互联系统市场的意愿](#)，这一决定可能需要多年的时间才能实现。该国所提出的一个退出原因是区域监管机构缺乏执行权。

对中国而言，使用余量市场模式时，地方现货市场将首先进行预调度，然后富余或不足的发电量将在全国现货市场上交易。进行余量交易的主体可以是依赖现有地方市场的省和区域。

余量的概念对中国并不陌生，自 2017 年以来，中国已经开始跨省/区域销售面临弃电的可再生能源电力。在此基础上，国家电网覆盖的省份建立了省间现货市场试点，于 2022 年开始试运行。因此，全国余量现货市场将可以利用这些试点进行改造延伸，并可以建立在现有机构的基础上，如运营省间试点市场的国家电力调度中心。

### 南部非洲电力联盟

南部非洲电力联盟（SAPP）是采用两级交易模式的区域电力市场的又一案例，它是目前非洲最先进的区域电力联盟。南部非洲电力联盟创建于 1995 年，目标是在南部非洲发展共同体（SADC）内建立一个完全一体化的竞争性能源市场，它有 12 个成员国，各成员国通过国家公用事业电力企业参与。独立发电厂也可以参与该市场。12 个成员国中有 9 个通过区域同步电网互联。2004 年，区域竞争性市场开始运作，逐步涵盖一个日前、一个日内和一个实物远期市场（月和周），大部分交易都在日前市场进行。2022 年 4 月市场整合有了新的进展，区域平衡市场开始实施。

南部非洲电力联盟区域电网分为多个价格节点（一般每个国家一个节点，输电网受到约束的国家则更多）。在日前市场中，协同运行中心将收到的全部报价和要价进行匹配，以确定[市场出清价格](#)（MCP），该价格将用于结算所有交易。这种市场出清价格没有考虑到传输约束，因此当这些约束不能避免并限制电力的实物交易时，就会导致节点间出现价格分歧。

在南部非洲电力联盟地区，大部分交易电量仍是在竞争性市场之外根据双边合同执行的（占 [2020/2021](#) 年的 81% 以上），公用事业电力企业主要使用购电协议来满足大部分需求，而在日前市场交易余量。尽管南部非洲电力联盟在扩大交易规模方面还存在瓶颈（输电和发电能力有限、缺乏区域监管机构），但它在促进和协调邻国间电力交易方面已有超过 25 年的经验，是区域市场整合的一个有价值的案例。

最近，许多南部非洲发展共同体的成员国面临经常性需求削减，加强南部非洲电力联盟的作用已成为[缓解本区域电力危机](#)的一项关键任务。

## 推进地方市场容量耦合，提高互联使用率

[《2022 年中国能源转型展望》](#)（CETO）介绍过一种基于容量耦合的两级市场模式，本报告称之为“CETO 模式”。这一模式旨在通过提高互联的利用率，尽快获得

全国协同运行的增益，同时在价格形成和调度方面保持地方市场的自主权。就整个互联网络的资源共享效率而言，这种两级模式比余量模式更先进。

与余量市场模式类似，在 CETO 模式中，需要建立全国日前交易市场，与地方市场共存，地区市场保持自身市场结构，控制自身市场运作。无日前交易市场的省份的市场参与者可以直接参与全国日前交易市场。各省在全国市场上以竞价区划分。在中国，竞价区可以自然地与省份相对应，而且根据当地输电阻塞情况，有些省份可以被分成多个竞价区。中国的多份政策文件建议根据电网结构和阻塞情况，为省级现货市场[选择分区或节点边际电价](#)。地方市场的这种定价选择与全国市场的分区模式并不矛盾，但需要详细制定计算每个竞价区参考价格的方案。

与余量市场不同，《中国能源转型展望》模式中的全国市场出清在地方市场之前执行，并主要提供竞价区之间互联线路的预定输电量。可用互联容量是根据在全国日前交易市场中出清的隐性需求量来分配的（“隐式拍卖”或“隐式容量分配”）。然后，地方市场运营机构将由此产生的互联输电量用作其自身出清过程的边界条件，相当于恒定需求或发电量。调度工作在地方进行，并考虑来自全国和本地现货市场的匹配订单、长期合同以及（在适用情况下）对优先电厂的行政分配发电计划。

与一体化（一级）市场相比，容量耦合可以规避在电力市场设计不同的省份/区域之间实施价格耦合的巨大挑战。欧洲在电力市场整合的早期阶段实施了容量耦合，在英国退出欧盟内部电力市场后，容量耦合也是连接英国的一个可能[解决方案](#)。虽然在输电容量分配和竞价区之间的价格趋同方面，容量耦合的优化作用不如价格耦合高效，但它是在中国全国范围内加强资源共享的一个实用选择，且其实施可能更加简单迅速。

## 一体化全国市场可以成为下一阶段市场改革的目标

在一级市场模式中，系统完全互联一体化，多边交易是默认选项。整个地理范围内的所有市场参与者都遵守相同规则，并直接参与多边市场。参与的辖区需要在政治上达成一致并加强合作，中央机构的作用将更强大。此外，各辖区需要协调其运营和交易框架，并可能必须重组市场以确保充分竞争。现货市场（日前和日内）是一级市场模式的一个关键组成部分，因为更加一体化的电力体系将有助于基于体系条件进行接近实时的大批量交易。

## 中国全国电力市场三种可能模式的主要特点

	二级市场模式		一级市场模式
	余量模式	《中国能源转型展望》(CETO) 模式	
原理概述	提高可再生能源消纳并保留差异化的地方市场设计	提高互联通道利用率，并保留各地价格形成及电力调度的自主权	在整个互联范围内实行市场竞争和一体化
电力市场次序	<ul style="list-style-type: none"> <li>地方预调度</li> <li>发电余量/差额报价提交至全国日前交易市场</li> <li>全国日前交易市场出清，为地方市场更新输电量</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全国日前交易市场预先出清</li> <li>得出的互联输电量被地方市场用作边界条件</li> <li>地方市场出清</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全国日前交易市场接收全体市场参与者报价</li> <li>全国日前交易市场出清</li> </ul>
市场运营机构(MO)	地方+全国市场运营机构	地方+全国市场运营机构	全国市场运营机构，或者地方市场运营机构合作
互联通道容量利用率	有限，根据交易的富余电量	由全国日前交易市场隐式分配*	由全国日前交易市场隐式分配*
竞价区之间的耦合	无耦合	容量耦合**	价格耦合**

\* 在隐式拍卖中，输电容量被纳入全国日前交易市场的清算中（这与显式拍卖相反，显式拍卖中，输电容量与交易电量分开分配）。隐式拍卖通常被称为“市场耦合”。

\*\* 价格耦合中，耦合算法集中计算价格和输电量，而容量耦合中，只根据收到的竞价计算输电量。

中国实施一级市场交易模式需要建立单一的日前市场，处理所有发电和需求量的出清。然而，与上文介绍的两级模式不同，一级市场中只有一个日前市场出清程序，所以现有的省级现货市场就失去了意义。对中国而言，最完善的一级市场交易形式是全国范围的一级市场，但根据 118 号文的时间表，其他一体化程度较低的选择会更现实。例如，可以在一些区域市场内实行一级市场交易模式（目前南方区域电力市场所采取的方式），在区域市场之间实行两级交易模式。

走向一级市场需要在设计方面做出一些选择。一级市场交易模式的两个著名例子是欧盟内部电力市场和覆盖美国 13 个州的 PJM 市场。为提高电力系统稳定性，并在发用电情况各异的地区之间增加备用共享，欧盟国家之间的互联互通从几十年前就开始了。欧盟市场建设的目的是增加竞争，消除跨境交易壁垒。采用的方式是通过市场耦合，循序渐进（仍在进行）地推进市场一体化进程（见下栏）。同

样，PJM 的建设初衷也是通过优化发电和输电资产的成本与使用，实现邻州之间的规模经济。

不同一级交易模式的市场架构可能各异。欧盟内部电力市场尽管在协调国家市场设计方面已作出努力，但它所采用的整合方法为国家间的差异化市场运作保留了自由。相反，PJM 采用了统一运作的完全一体化市场。

在欧洲，参与价格耦合过程的国家采用了分散模式，市场主体自行调度，负责平衡供需（因此叫做“平衡责任方”）。这与 PJM 的集中模式不同，PJM 的中央系统运营商在日前市场上执行中央机组承诺：在这种情况下，对发电企业的调度忽略以金融方式结算（在集中式现货市场中通常为差价合约）的双边实物合同。与之相反，欧盟的电力市场模式一贯依靠[分散式现货市场安排](#)，即发电企业的实物调度基于双边合同，而调度和实际需求之间的差额在现货市场上交易。最近，欧洲的趋势是在提高现货市场交易份额的同时，[利用金融合同进行价格对冲](#)，因此大大减少了实物合同的份额。

这两个市场的另一个关键区别在于价格形成机制：欧盟采用了分区定价，而 PJM 使用节点定价（美国所有有组织的电力批发市场都采用节点定价）。分区定价系统在“竞价区”内形成统一价格，而节点定价则更多地反映了电网的物理约束，在电网阻塞的情况下，节点之间的价格可能有所不同。在分区定价的市场中，同一竞价区内的约束因素一般不影响交易。因此，应根据电网的结构约束来界定竞价区。然而，竞价区常见的划分方式是按辖区划分，这会导致效率降低、节点价格信号不准确。

尽管前景诱人，但在中国实施与欧盟或美国 PJM 市场一体化水平类似的全国统一电力市场框架将需要付出很多年的努力。因此，这可以作为一个长期目标，在 118 号文设定的 2030 年目标之后完成。尽管如此，中国应尽早为全国电力市场体系做出设计选择，以便将来在这一选择的基础上进一步加强整合。

中国电力市场是否应该遵循类似于美国 PJM 或欧盟市场的一体化路径是[长期以来](#)的一个讨论话题，这两个体系在现货和合同市场上的设计吸引了很多关注。到目前为止，中国在大多数省级试点现货市场的设计中都以 PJM 模式作为参考，而且正在进行的南方区域电力市场的建设遵循集中方式，采用单一的区域市场运营机构。尽管如此，在全国市场的设计上，欧盟目标模式的几个特点更符合中国设想的一体化进程：

- 欧洲模式与地方电力市场多样的设计和运作方式衔接更好。为创建单一欧洲市场，成员国对国家市场特征进行了标准化改造，但欧盟并没有规定一致的市场设计，并且[各国之间仍存在显著差异](#)。
- 考虑到中国目前的多层调度方案（主要由省级电网企业策划），采用由多个运营机构运作的分散式调度对中国来说似乎更加明智。



- 并行管理建立全国日前交易市场时采用欧盟市场的耦合方式，即主要基于互联线路的容量约束，将比采用集中调度模式更加容易扩展到越来越多的参与区域。
- 与节点边际定价（涉及电网相邻节点的价格差异）相比，欧盟的同一竞价区内统一定价的做法似乎在中国有更高的社会认可度。尽管如此，竞价区的设计应确保电网的经济和阻塞管理高效进行。欧洲[正在进行的竞价区审查](#)可以为此提供启示。
- PJM 采用的节点模式对于局部出现输电阻塞的地区（如广东省）特别有意义。尽管如此，从全国范围看，中国各省之间通过（特）高压电网（如西电东送输电走廊）实现了相对良好的互联互通，而且随着有计划的大规模输电容量的扩大，在未来几年内有可能进一步改善互通。在这方面，我们可以从欧盟吸取经验，欧盟已经实现了国家间的高度互联，其规模与中国相当，尽管与中国的体系相比，欧盟体系似乎更加网格化，而中国体系的大部分输电容量依靠高压直流输电线路。特别值得一提的是，欧盟已经设定了到 2030 年各国实现[互通互联至少达到 15% 的目标](#)，这一目标可以在中国各省复用。

### 欧盟内部电力市场的建设

欧洲的市场组织方式很好地展示了分散式市场体系如何助力区域一体化。欧盟允许各成员国（或更广泛来讲，辖区）保留对自身电力系统的运转控制，同时鼓励在跨区域层面对市场、系统和监管的协调，为跨境电力体系整合提供了一种灵活且可扩展的方法。

欧盟内部电力市场是目前世界上最大的电力批发市场，也是一级交易模式的一个案例。其高度一体化的设计是通过多年来逐步融合国家和次区域市场而逐步实现的。四个能源“一揽子”政策计划（1996、2004、2009、2019）构成了欧盟市场建设的主要里程碑，它们建立了电力市场的目标模式，以及一套实现该模式的共同规则和并网导则。

通过高效的跨境交易，欧盟能够充分利用其分布不平衡的可再生能源，带来了巨大的社会效益。欧洲能源监管合作署（ACER）估计，与孤立市场情景相比，[2021 年的节约额达 340 亿欧元](#)。

欧盟市场一体化进程中的一条主要成果是：日前市场通过统一价格算法耦合。这一模式在 2015 年要求执行，现在涵盖 27 个国家。在欧盟目标模式确立时，多个电力市场已经稳固建立，拥有自己的电力交易中心，现有市场间的耦合是通过叫做 EUPHEMIA（泛欧混合电力市场一体化算法）的算法实现的，该算法连接所有电力交易中心。国家输电系统运营商共享可用传输容量，电力交易中心共享订单簿（作为共同日前拍卖的输入参数）。指定电力市场运营机构（NEMOs）中的电力交易中心轮流运行该算法，之后计算出价格、容量和跨境流量，确保实现最低成本的调度和输电通道的优化使用。2017 年下半年，日内市场也实现耦合。

在全球能源危机期间，欧盟内部电力市场展示了增强电力体系韧性的能力。2022/23 年冬季，法国由于核电发电量创历史新低，依靠从邻国输入电力来避免断电，几十年来首次成为了电力[净进口国](#)。

## 评估和选择中国全国现货市场模式

为研究不同市场模式如何影响未来的中国电力体系，我们使用了国际能源署的区域电力体系模型对[承诺目标情景 \(APS\)](#) 进行了技术经济分析，概述了 2035 年一年的情况。全国供需值来自国际能源署的 WEO（《世界能源展望》）模型，分为六大区域<sup>5</sup>，各区域电网之间有传输互联通道（详细建模方法见附录）。

为探讨不同等级的跨区域协调和交易所带来的影响，我们研究了不同设置，包括基于区域间历史输电量的“低区域协调”方式和全国市场的三种不同模式：余量、南北余量和 CETO 模式。请注意，由于中国电网分为六大区域，各区域的内部协作实际上已假定，因此，分析结果只对从省级市场发展全国一体化市场所带来的全部好处做了保守估计。在国网覆盖地区的省级市场完全耦合，而国网和南网之间的交易仍然有限的情况下，南北余量模式可能有实际意义。

### 各省/区域间不同协调水平的设置总结

协调设置	说明
低区域协调	基于历史水平的有限跨区域输电。
余量市场	在六个建模区域内分别设定机组承诺，然后允许调度在所有电厂的稳定运行范围内进行调整，以利用跨区域交易。
南北余量	在国家电网（北）和南方电网（南）内分别设定机组承诺，然后允许调度在所有电厂的稳定运行范围内进行调整，以利用南北间交易。
《中国能源转型展望》（CETO）模式	全国一体化调度，优化全体系统范围输电。

本文还探讨了融合不同程度发电计划行政分配的调度方式以及经济调度，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。本文使用历史上行政分

<sup>5</sup> 请注意，也可以认为中国有七大区域电网，第七个为西南电网，由四川、重庆和西藏组成。

配的三公调度作为历史实践参考点，以阐述向经济调度发展的好处，现有现货市场试点的规则也要求发展经济调度。部分经济调度案例中的经济调度水平与现有试点一致，而全面经济调度案例则介绍了在所有省份中逐步实现完全择优调度。

### 不同等级经济调度的设置总结

调度设置	说明
历史上行政分配的三公调度	为满足历史调度水平，所有区域的火电都受到满负荷小时数的约束。
部分经济调度	只有西北、华北、东北和华东地区的火电受到满负荷小时数的约束。华中和南方实行全面优化的经济调度。
全面经济调度	所有调度都在最低成本的基础上确定，对任何电厂的运行小时数都没有约束。

注：满负荷小时数，通常也称为容量系数，指的是电厂在一定时间内（通常是一年）的运行水平与其最大出力之比。

本文将这些设置以不同方式组合应用，以探讨不同区域调度背景下不同市场模式的影响。

## 体制性努力可能是模式选择的一个决定性因素

本文对不同市场模式进行了定量分析，从经济效率、对可再生能源的消纳能力和对二氧化碳减排的贡献等方面对它们进行评估和比较。此外，还评估了不同市场模式对各区域输电容量的使用和对跨区域电力输出和输入的影响。

尽管以上指标已经很好地说明了实施不同模式可能带来的社会效益，但选择最佳市场设计时还应考虑其他决策因素。中国的政策制定者可能希望评估不同市场模式对价格稳定和供应安全的影响。随着人们越来越关注气候变化对电力系统的冲击，在评估模式的稳健性时，要考虑到抗气候风险的能力。其他考虑因素包括能否释放价格信号来激励灵活性和新投资，以及是否影响就业等社会因素。

除技术经济标准外，对中国而言，选择模式时可能更看重体制因素和实施的难易程度。特别在两级市场模式下，全国市场的许多增益将取决于地方行动，因此，在地方上遇到转型阻碍是可以预见的。在这种情况下，政策制定者可能会更倾向于选择与现有体制兼容（特别是降低设立新机构的需求）并且有利无弊的市场设计（见下一节：中国向全国现货市场转型）。

## 中国迄今为止的市场改革已经带来诸多好处

中国过去的政策要求对发电企业实行行政分配的三公调度，虽然这一政策确保了电厂的收入，在促进火电装机容量的扩建方面发挥了重要作用，但这种机制也导致了电力体系调度的低效性。转向中长期合同可能有助于提高调度效率，但这在很大程度上取决于合同结构：特别是使用实物还是金融合同。

在这方面，目前中国的多个现货市场试点都有规定，要求火电厂转向金融性差价合约，之后遵循经济调度，这些试点为：广东、浙江、山西、山东、四川、甘肃和内蒙古。虽然这些省份仍将一些电厂出力作为调度的“边界条件”，但如果经济调度用于整个煤电机组，其作用仍应相当接近择优调度，因为届时恒定电厂要么拥有低可变成本发电技术，择优排序靠前（太阳能、风电、水电、核电），要么份额较小（气电）。

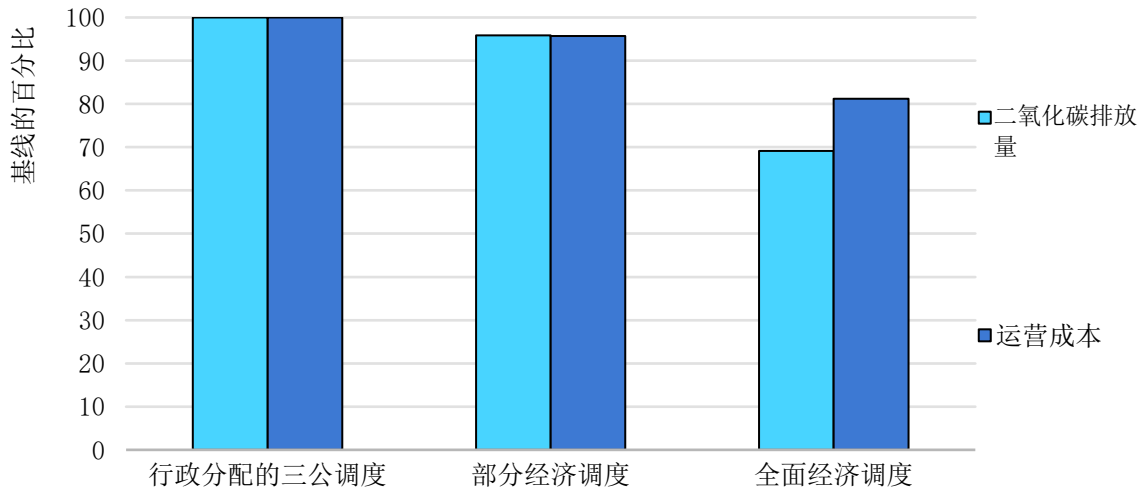
为评估这些省份转向经济调度将为中国电力体系带来的好处，我们将“部分经济调度”设置下的运营成本、<sup>6</sup>二氧化碳排放量以及弃光弃风量与所有地区实行行政分配的三公调度的历史基线进行比较。请注意，这些省份分布在各个建模地区，为展示转向部分经济调度所带来的影响，我们选择了两个区域，这两个区域的市场试点相对完善，而且在未来的承诺目标情景体系中的煤电占比（27%）与2021年的占比（31%）相似。

承诺目标情景中，实施部分经济调度在2035年将为中国节省约4%的运营成本。在另一个案例中，经济调度进一步扩展到整个电力体系，结果表明，即使不增加跨区域协调和交易水平，也可以将运营成本降低18%。实施部分经济调度后，弃电量也将从行政分配三公调度下的约25%减少到约24%，实施全面经济调度后，这一数值将下降到12%。

---

<sup>6</sup> 这些图表中的运营成本不包括排放成本。

### 承诺目标情景中，与行政分配三公调度的基线相比，中国 2035 年的运营成本和二氧化碳排放情况



IEA.CC BY 4.0.

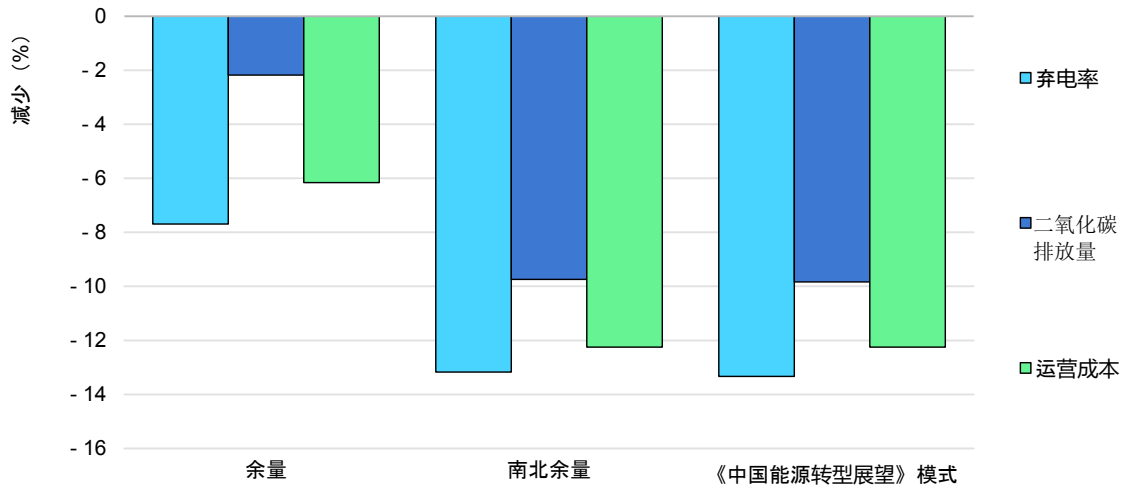
注：跨区电力流通都基于历史水平，所以调度改进是唯一考量因素。

## 在当前调度规则下，加强区域协调可以改善系统运营

虽然在当前现货市场试点中有望实行更高效的调度方式，但有限的区域协调限制了对传输基础设施的使用，也导致了低效性。为了解在中国当前调度规则下，增加区域协调和交易可能带来的好处，我们现在以区域交易的历史水平为基线，比较三种不同的市场模式：余量、南北余量和 CETO 模式。所有案例都使用“部分经济调度”设置，以反映符合现有现货市场试点规则的经济调度水平。

在这三种市场模式中，余量市场的区域协调水平最低，它假设机组承诺决策（哪些发电机将开启和关闭）是在区域层面上做出的，然后市场允许在所有电厂的稳定运行范围内进行交易。需要注意的是，这个假设与今天中国正在运营的余量市场相比仍有很大进步，因为所有发电技术都充分参与市场，并允许区域之间的双向输电，所有承诺电厂都在其稳定范围内参与市场。在这种模式下，跨区域交易的增加将推动 2035 年承诺目标情景下整体运营成本减少 6%，同时排放量也将有小幅下降（2%）。

### 2035 年承诺目标情景中，不同区域协调模式结合中国当前调度规则下的运营成本，二氧化碳排放量及弃电率的减少



IEA.CC BY 4.0.

注：减少量的计算基于一个基准情景。在该情景下，跨区电力交易基于历史水平计算，调度安排反映现有状况，即部分区域向经济调度的市场发展，其余区域采用行政分配的三公调度（“部分经济调度”设置）。

南北余量和 CETO 模式都代表了非常高的跨区域协调水平。南北余量模式在南北电网内进行优化，只有富余电量在南北间交易。CETO 模式使用容量耦合，可以促进所有区域间的输电得到优化。在这两个案例中，我们看到由于区域交易的增加，运营成本节省了 12% 以上。南北余量模式的效益与全区域优化的 CETO 模式十分相似，因为南北区域内的协调已经提供了大量增益，而南北电网间的传输容量也比较有限。

请注意，在这些比较中，本模型只展示了区域间协调的增益，区域内各省之间的协作实际上已假定。除了这里考虑的指标，加强各省之间的协调也将带来其他增益，特别是减少备用要求，这一好处对可再生能源消纳将越来越重要。

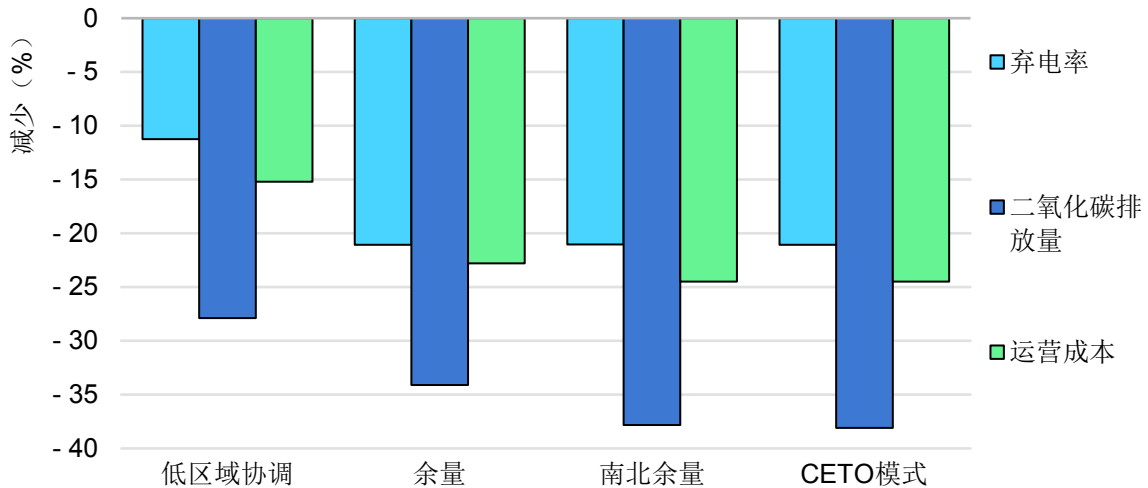
## 所有协调模式下，扩大经济调度的实施范围将带来更大增益

在本报告讨论的市场模式下，只是加强区域协调还不能获得改革的全部增益，我们还要提高调度效率，例如，从现有的实物中长期合同转向金融产品。为表明在整个中国电力体系中实施经济调度，同时加强区域协调和交易的好处，我们现在讨论转型对成本和排放的影响，这里的转型指的是从部分经济调度结合低区域协调的基线模式转向全面经济调度结合不同协调水平。

该分析表明，在 2035 年承诺目标情景下，仅转型到全面经济调度而不改善交易，就可以为中国节省约 15% 的运营成本。若在此基础上增加余量市场，增益又会增加，对运营成本的节省将近 23%，在南北余量和 CETO 模式下，这一削减将达到

24-25%。在所有案例模式中，弃光弃风率也大大降低，都少于 3%，而在低协调、部分经济调度的基线情景下，弃光弃风率约为 24%。

### 2035 年承诺目标情景中，不同区域协调模式结合经济调度下中国的运营成本、二氧化碳排放量及弃电率的减少



IEA, CC BY 4.0.

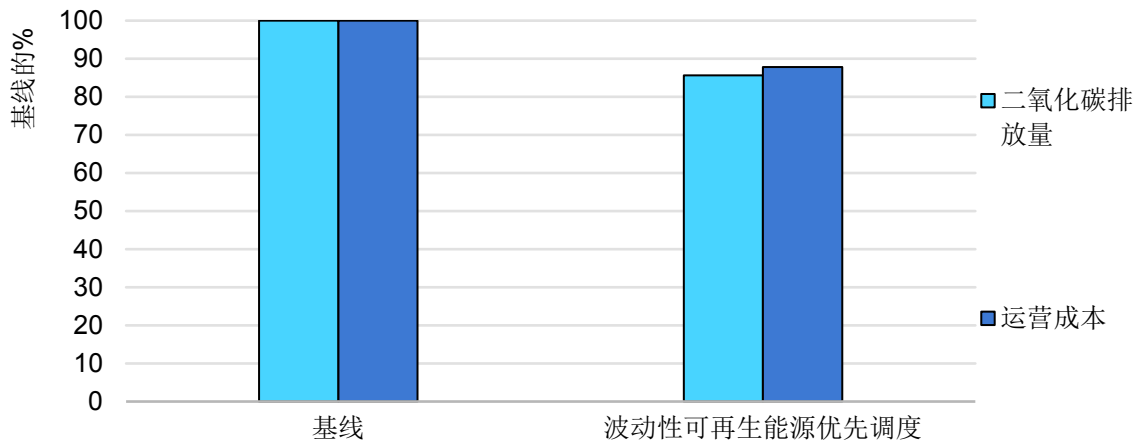
注：减少量的计算基于一个基准情景。在该情景下，跨区电力交易基于历史水平计算，调度安排反映现有状况，即部分区域向经济调度的市场发展，其余区域采用行政分配的三公调度（“部分经济调度”设置）。

这突出表明，尽管区域协调本身将带来重要增益，但保持实行经济调度的条件并将这些条件延伸至所有省份，对实现更高效的电力行业仍然至关重要。

## 实施优先调度，防止可再生能源弃电，将带来巨大增益

行政分配的三公调度或实物合同调度下，为给承诺发电留出空间，可能造成可再生能源弃电，而承诺发电的运营成本和排放较高。即使在未完全过渡到经济调度或明确增加协调的情况下，实行可再生能源优先调度也有许多好处，我们现在展示一个部分系统使用行政分配的三公调度结合可再生能源优先调度的案例。实施可再生能源优先调度可节省约 12% 的运营成本，并减少约 14% 的排放。

## 2035年承诺目标情景中，可再生能源优先调度下中国的运营成本、二氧化碳排放量及弃电率的减少



IEA.CC BY 4.0.

注：在两个案例中，跨区电力交易基于历史水平计算，调度安排反映现有状况，即部分区域向经济调度的市场发展，其余区域采用行政分配的三公调度（即“部分经济调度”设置）。

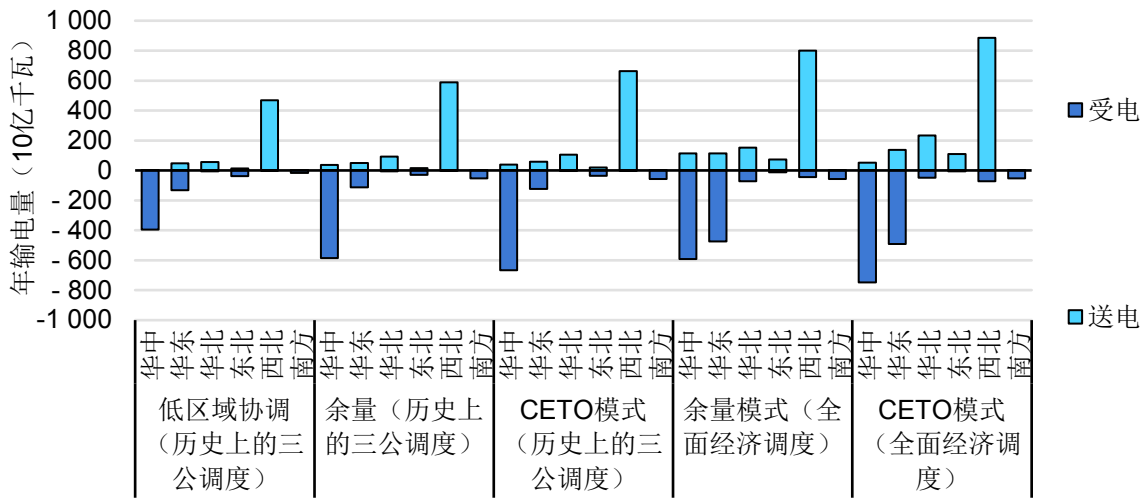
以上结果表明，即使在更广泛的调度和区域协调改革前，采取早期措施最大限度地减少可再生能源弃电，就已经可以带来显著增益。

## 加强区域协调并实施市场化调度后，区域送电模式将发生转变

有限的区域协调和行政分配的三公调度都会制约输电基础设施的利用率，这是因为区域间有利交易的达成需要跨区域协调，而行政分配的三公调度则限制了跨区域受电的机会。因此，扩大经济调度和在中国电力行业的发展中加强区域协调预计都将增加跨区域输电。这既包括净送受电量的总体增长，也包括大多数区域送受电量的双向增长。



不同调度方式和市场模式下各区域的年度送受电量



IEA.CC BY 4.0.

注：低区域市场协调用基于历史水平的跨区域输电限制代表。

这种双向电量的增加反映出充分利用现有输电基础设施所带来的一项额外好处，特别是在可再生能源占比不断提高的情况下，即允许各区域在可再生能源供应充足时送电，在可再生能源发电量低和/或用电高峰时接受成本最低的可用电力。目前各省/区域之间的单向合同交易安排产生了大量机会成本。

# 中国向全国现货市场转型

中国可以通过实施不同模式的现货市场，同时进一步发展其他市场（中长期、辅助服务和实时市场）来实现本轮改革的目标。由于体制努力可能是模式选择的一个关键因素，因此建议采用两级模式，即一个全国市场与现有地方市场对接的模式。我们看到，南方电网正以广东省级市场模式为基础，努力将其网内的所有省份纳入一个单一市场。因此，两级市场所需的协调工作将在南方区域电力市场和国家电网覆盖区内的各省级市场之间进行。据此，本节将把南部区域电力市场和省级市场都作为地方市场看待。这个两级市场可以是余量市场（通过扩展国网的省间现货市场），或是一个更先进的容量耦合市场（CETO 模式），因为两者都为进一步整合市场和建立一级市场保留了可能性。

本节将介绍首先部署全国余量市场，之后实行 CETO 模式，将来可能建立一级市场的多条路径。由于全国现货市场将要求地方与全国层面有力协调，因此本节将特别关注中央机构的作用。

## 实施两级市场模式

### 两级市场模式能够整合现有和未来市场，同时为破除市场壁垒提供时间

在中国实施一体化全国市场可能会面临许多障碍，并需要长时间的努力。例如，要使发电企业间充分竞争，可能需要对市场进行重组。相反，建立一个基于两级市场模式的全国性市场可能会立竿见影。

两级市场模式既符合 118 号文的要求，又可从各省和区域内部的发展状况逐步过渡。通过采用多层次市场方式，两级市场模式也可兼容中国正在实行的[五级调度体系](#)。在两级市场模式下，地方和全国市场间的对接具有灵活性，各省可以按自己的节奏完成所需变革，实现与全国市场的有效整合，如逐步取消行政分配的发电计划、创建或扩展地方现货市场，以及采用灵活的省间协议。与此同时，各省可以逐步熟悉彼此间的短期电力交易。随着地方主体对交易越发熟练，它们可以逐渐增加市场参与，并利用交易所带来的好处。

在两级市场（余量或 CETO 模式）中，关联主体间需要一些协调和统一。这些主体需要协调各自在安全运行、传输容量分配和阻塞管理方面使用的方法，还必须共享计算出的跨省跨区可用传输容量（ATC）并允许双向互联输电。各省之间现

有的双边合同应得到统一。还需采用透明、统一的方法来计算过网费，以补偿过境地区的输电运营商。

### 国家电网省间现货市场

这一省间现货市场覆盖国家电网的电网区域。2021年11月，国家电网有限公司发布了[省间电力现货交易规则（试行）](#)。在这一规则出台前，国网试点市场（2017年启动）中，各省之间的现货交易只限于可再生能源富余电力（如果交易省份属于不同区域）。新规则扩大了市场的地理范围，并允许所有类型发电源（包括核电和火电）在省间现货市场交易。

市场特征	说明
简化的分区电网模式	每个省原则上对应一个“交易节点”，在当地线路阻塞的情况下可以选择内部进一步拆分。四川、江苏和甘肃分别有两个节点。
市场参与	向发电企业、电网公司、零售商和电力用户开放。后者可以直接参与市场，或在初始阶段以电网企业为中介参与。市场参与仅限于供应紧张且需求平衡（无电可售）和有波动性可再生能源余电（不能购电）的节点。
市场交易频率	日前交易以15分钟为一个交易时段，决定运行日发电计划。日内交易每日进行12次，决定运行日未来2小时的发电计划。
传输容量	根据中长期合同和直接调度后的剩余容量确定。
交易申报	市场主体以每15分钟为一个交易时段，申报“电力-价格”曲线。报价范围必须在人民币0元/兆瓦时到1万元/兆瓦时之间。
市场出清	省间电力现货交易采用集中竞价的出清方式，根据输电成本和“价差递减”原则转换购买竞价。在国家电力调度中心对省间市场出清前，有试点现货市场的省份进行预出清（没有试点的省份进行预计划）。省间市场的出清结果被省级现货市场视为边界条件。
输电价格	输电价格是省间交直流输电通道和各省内相关输电通道的输电价格之和。按实际交易电量收取输配电费。

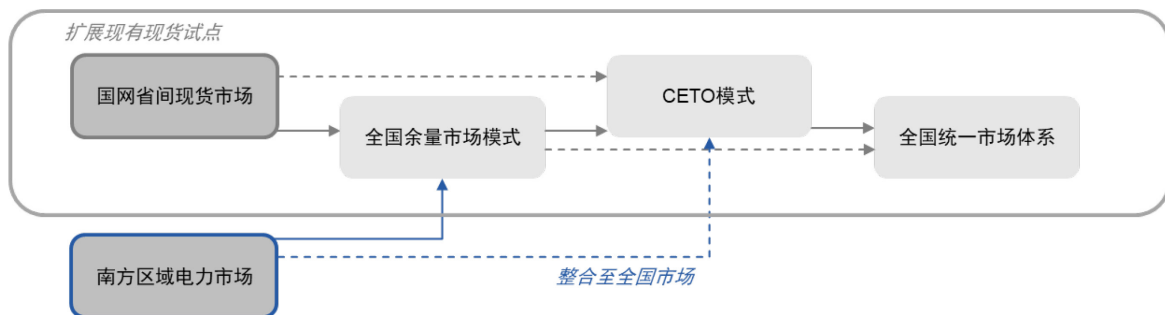
来源：国际能源署的总结基于国家电网有限公司交易规则和挪威驻北京大使馆分享的信息。

## 以省间余量市场为基础发展全国余量市场对未来有利无弊

两级市场可以建立在现有体系基础上，为地方主体间的资源共享创造条件，在将来，两级市场可以进一步向更加一体化的市场模式（如一级市场）转变。达到余量市场的部署要求也有助于为更先进的目标模式（如 CETO 模式或一体化市场模式）奠定必要的基础。

两级市场的另一个好处是，它可以在小范围内迅速实施，并逐步扩展。两级市场一旦建立起来且利益相关方熟知其运作，就可以增加更多的参与者，并逐渐改善市场表现。在管理互联通道（如可用传输容量的计算和输电基础设施的扩展计划）方面进行更多的协调将有利于市场体系的发展，但在起步阶段对此无要求。

### 向全国现货市场转型的路径



IEA.CC BY 4.0.

注：本报告推荐的路径以实线箭头展示，潜在的直接升级可能以虚线箭头展示。

建立全国余量市场的最低要求如下所列：必须扩展当前余量市场，建立全国（两级）市场，设立透明规则、过网（过境）费计算方法，以及结算和争端解决机制。需要特别注意确保对互联通道的透明和无歧视使用。创建两级市场的先决条件是允许双向互联输电，共享可用传输容量，将可用传输容量分配到中长期合同中，以及允许第三方接入。

需要部署交易平台及相关的信息技术（IT）基础设施，并使用统一、安全的方法分享数据和信息。在省级市场中，必须协调政策和规定，特别是与运行安全和使用互联通道有关的规则。为促进合作和进一步加强技术协作，也需要协调省间双边合同。

需要指定一个市场运营机构（MO），最好是独立性机构。既可以指定一个全国市场运营机构，也可以由地方市场运营机构合作运营，这种情况类似于欧洲，即经授权的电力交易中心（“指定电力市场运营机构”，NEMO）轮流运行日前和日内市场。市场运营机构将接收市场参与者的订单，根据全国日前交易市场的出清结果监督订单的匹配与分配，公布价格，并作为中央出清机构进行出清和结算。

将需要一个监管机构来监督市场和参与者的行为。市场运营机构和监管机构都将确保市场运作的透明性与安全。

此外，还需要加强国网和南网区域的互通互联。目前两者之间只有**两条输电通道**（湖北-广东和福建-广东），因此，它们之间还是相对孤立。对输电基础设施的进一步投资将有助于将南方区域统一市场纳入全国余量市场。

在部署余量市场后，向 CETO 模式的转变需要对余量市场做出中等程度的调整。为实现 CETO 模式，有必要实行隐性拍卖和全国日前交易市场预出清。全国市场的技术运作与余量市场并无太大区别，只是在全国市场与地方市场间的顺序以及对输电容量隐性分配的需求方面有所不同。另一方面，监管机构将发挥更大作用，以确保地方市场遵从全国市场的出清结果，做到最大限度地利用互联通道。

### 建立全国余量市场的最低要求以及向 CETO 模式和一级市场模式转型的主要变化

	两级模式		一级模式
	余量模式	《中国能源转型展望》 (CETO) 模式	
中央机构的作用	建立或指定一个中央市场运营机构（承担中央出清方的职能）和一个市场监管机构	加强监管机构作用，监督各省履行全国日前交易市场出清结果	加强监管机构作用，监督市场参与者的竞争
设计全国市场和出清算法	扩展或设计余量算法	升级出清算法，解决复合流优化问题	将出清算法升级为完全市场耦合
全国市场规则	设立透明市场规则、过网（过境）费计算方法，以及结算和争端解决机制	设立容量耦合股则	建立全国输电定价阻塞租金
交易平台和信息技术基础设施	确立统一、安全的数据分享方法并建立相应基础设施	能够提高数据传输量	能够大大提高数据传输量
地方市场出清	协调地方市场出清时间，先于全国日前交易市场出清	将顺序切换到在全国日前交易市场后出清全国日前交易市场的出清结果作为地方市场出清的边界条件	可以存在，但不是必须的
在全国市场上的参与和竞价	地方市场参与者向全国日前交易市场发送预计富余电量	有现货市场的省份向全国日前交易市场提交自己的净功率无现货市场省份的市场参与者可以直接在全国日前交易市场中竞价	建立一个所有市场参与者都可以向全国日前交易市场报价的程序
可用传输容量的计算和互联通道的使用	允许双向互联输电，准许第三方接入，进一步统一并协调对可用传输容量的计算	实施隐性拍卖以优化可用传输容量的分配	统一可用传输容量的计算方法

省内经济调度	自愿实行	自愿实行，但未实行经济调度的省份可能收益欠佳	都已实行经济调度
省内并网导则与标准	统一并网导则（运行安全和互联通道的使用）及跨省合同	制定更新的全国并网导则	进一步统一规则，创造一个公平的竞争环境

注：全国余量市场一栏列出的是最低要求。CETO 模式和一级市场模式下所列的是边际变动。

## 强化国家机构，建立全国市场

尽管部署全国现货市场将使中国受益，但一些利益相关方可能有所担忧。因此，在制定强有力的中央指令的同时，也要加强利益相关方的参与。有些情况下，有必要下达自上而下的决策，以平衡各利益相关方的利益和角色。

### 全国市场的增益取决于中央监管机构的职能

中央机构在中国的电力体制改革中发挥着核心作用。国家发改委和国家能源局通过制定改革框架政策，正引领改革方向。国家能源局是市场设计的主要负责机构，虽然它可以委托或与电网企业及研究机构合作设计，但市场设计的选择要由国家能源局批准（或拒绝）并最终由其负责。

要推进电力体制改革，就要赋予监管机构以重要职能，使其发挥重大作用。在中国目前的交易格局中，市场和行政机制之间的衔接薄弱甚至无衔接，这使市场监管工作错综复杂，发电企业处于保持市场批发高价的有利地位。为解决这个问题，可以考虑实施类似于欧盟《能源批发市场诚信和透明条例》（REMIT）的规定。欧盟的这一条例于 2011 年发布，旨在改善对批发能源产品交易的监督和管理。该规定基于四项原则：透明、诚信、监督、合作，目标是提高透明度、市场诚信和消费者保护。对能源交易运作的监督由欧洲能源监管合作署负责，目的是发现和防止与内幕消息和市场操作有关的交易，该机构的市场监测和监督经费来自市场参与者缴纳的一项费用。在欧盟，互联主体的监管机构（成员国的中央监管机构）仍然参与市场监督，与此类似，中国各省监管机构也可以在监督本地市场中发挥作用。

## 领导中国电力市场改革的组织机构

国家发展和改革委员会是改革的主要机构，发布指导性文件并确定改革方向。物价局、经济运行调节局、经济体制综合改革司等多个部门承担具体职责，以保持电价公平稳定，确保电力可靠可负担，监测行业影响，并在试点期间提供积极指导。国家发改委办公厅提供跨部门协调，而各省发改委则设有地方价格监管和能源处。

国家能源局负责起草并实施改革政策和法律。国家能源局下属的多个机构（新能源和可再生能源司、电力司、法制和体制改革司、市场监管司）承担不同任务：制定可再生能源政策、监测火电机组和电网企业的经济健康状况、为改革立法并实施，进行市场和监管设计，以及发布市场规则和监督市场运作。国家能源局也设有区域和省级分局。

国务院国有资产监督管理委员会不直接参与政策制定，但如果改革损害了国有企业的经济健康，该机构可以提出建议。工业和信息化部也不直接参与电力改革，但如果改革威胁到工业发展目标，该机构可以对改革产生影响。在省/区域层面，负责地区国内生产总值增长以及新资产规划和许可的省级发改委往往在实施省级试点中发挥重要作用，因为试点对国内生产总值和就业可能产生影响。

中国国家电网有限公司和中国南方电网公司在电力改革中起到重要作用。这两大电网企业下设研究机构，与智囊团和大学合作，支持市场改革与市场设计。其地方子公司也承担具体职责。交易中心负责中长期交易。省/区域调度中心则负责将发电调度与合同及行政分配向匹配，对现货市场规则产生直接影响。

来源：Yiyan Cao, Ruosdia Lin, Bingqi Liu, Zihe Meng, and Daniel Wetzal (2019). [Tracking China's Provincial Spot Market Designs](#).

## 通过透明协商解决利益相关方担忧

尽管向现货市场的转型将为中国带来广泛增益，但也引起了许多利益相关方的担忧。现货市场全面运作后，价格信号将更加细化、波动更大，这将影响到供需平衡和发电企业及投资者的决策。

全国市场的建立也将改变利益相关方的角色。特别是，各省将需要在国家指导方针的框架内运作，电网企业将需要遵循市场运营机构和监管机构的指示。

另一个将影响市场有效性的因素是电力市场和系统规划之间的衔接。在市场化电力系统中，可以将规划过程看作政策制定者与市场参与者之间的一个至关重要的信息渠道，即传达系统所需信息来满足政策目标，为竞争性利益相关方做出正确决策提供指导。中国目前的输电网络规划过程与新电厂的批准和预期利用率密切相关。在波动性可再生能源占比高的市场化环境中，输电量波动会更大，可以据

此对规划过程进行调整，以便在广域内更快地获得市场增益。这种调整适应过程的特点可能应扩展到全系统范围并基于[概率评估](#)。

改革的实行将需要一个中央机构带头推进并确保把利益冲突降到最低。国际经验表明，一体化进程往往因缺乏强有力的推动机构而受阻。鉴于其权限和独立性，国家能源局是最适合发挥带头作用并提供稳定监管的中央机构。与所有利益相关方进行公开协商，将有利于收集必要的专业经验，同时听取所有关切，并最终增加对成果的认同。进行新的市场设计时，可以启动公开协商程序提供支持，此后可以考虑永久保留这一程序，因为市场规则可能需要定期更新。如此一来，利益相关方也可以不断提供反馈。



# 政策建议

## 电力行业全国层面的协同运作

中国迄今为止的市场改革已经取得了重大成就：投资成功增长、燃煤电厂间最近引入更多竞争，电力行业的环境属性得到改善。2015年改革的大部分进展都集中在省级层面。2022年118号文承认，加强各省/区域间的协同运作有可能大大提高电力行业效率。

实现“双碳”目标需要进行快速能源转型，在此期间，一个运作良好的全国市场可以促进全国范围内资源的有效利用。省级自主权的保留和各省电力调度的多样性，对建立完全一体化的一级全国市场造成阻碍。在这方面，本报告所探讨的两级市场模式，即余量模式和 CETO 模式，可快速获取改革的大部分增益。在这些两级市场模式下，中国可以从改善全国资源协调中受益，同时保障省级市场的自主性。南方区域电力市场也将能够继续发展。

在此提出一些政策建议，可以帮助中国在两级市场模式的框架内提高全国层面的协同运作：

- 以现有的省间现货市场为基础发展全国余量市场有利无弊，并可以保留未来提升市场融合程度的可能性。省级市场可以保留自身目前的大部分特征，省级资源参与全国市场有多种形式，交易量可以逐步增加。虽然两级市场模式建立在现有体制的基础上，它在发展后期能够向更加一体化的市场模式转型。
- 需要一个强有力的中央监管机构来监督全国市场的部署。强有力的中央机构可以加速全国市场的实施。市场的设计要透明公正，一旦开始实施，需要建立市场监督机构。随着市场整合前景的提升，对省级市场的协调和指导也变得越来越重要。
- 进一步协调全国层面的计划和运行规定。从体系规划到地方市场的设计，独立的中央机构可能需要采取更加有力的姿态并支持市场实践的趋同。相邻省份之间应建立更多的互联通道。还可能进一步思考如何进一步统一各省/区域的市场设计。
- 推动更加灵活的跨省跨区交易。增加交易安排的灵活性并允许更接近实时的合约调整，将需要机制间的协调和配套运行规定。更接近实时的交易量增加后，也将提高现有互联通道的利用率。
- 改进并协调输电价格机制以促进省间交易，避免输电价格“摊大饼”。目前基于电能的省间输电定价机制在激励省间交易方面效率有限。此外，跨多省区的费用累积可能会降低交易量，阻碍原本高效的交易。随着中国全国市场的进一步整

合，输电费用可能会转变为阻塞租金。欧盟的情况就是如此，输电系统运营机构通过拍卖跨境容量权获取阻塞租金，而不对互联通道收取输电费用，以便最大限度地利用互联线路。此外，输电费用与商业交易脱钩也很重要。

- 电力行业规划要进一步围绕市场。市场规划应为电力市场的运作提供框架，规划过程应以国家政策目标为导向并考虑现有市场的设计。然而，如果行政规划在指导投资和电力系统运行方面发挥主导作用，可能会导致次优投资决策和产能过剩，反过来可能导致市场设计的调整（例如通过向煤电厂支付容量电价）。因此，加强电力市场在规划中的作用，才能以低价高效的方式，确定实现去碳化目标所需的解决方案和技术。

## 推进区域和省级市场的发展

在全国电力市场的两级结构下，地方市场（省和区域）的状态对中国电力行业的效率仍然至关重要。从今天中国的现货市场试点中，我们已经可以看到一些很好的例子，它们展示了地方市场安排可以在未来几年内如何继续演变。为协调地方市场，加强全国层面的协同运行，为中国的整个电力行业带来最大增益，可以将以下几个关键原则应用到这些市场中：

- **最大限度地增强地区现货市场的市场参与，以改善价格信号并提高调度效率。**为此，发电和供应侧的所有市场参与者必须能够平等参与现货市场，包括分布式可再生能源、储能和需求侧响应。这有助于限制“双轨制”所造成的不平衡。而且，各省转向以市场为驱动的调度方式将带来巨大增益，与建立全国现货市场的增益相比有增无减（提高效率、降低整体成本、更好地整合可再生能源）。因此，在分步部署全国市场体系的同时，应促进经济调度的扩展。从更长远的角度看，增加波动性可再生能源占比可能是加速部署短期市场和提高波动性可再生能源参与的自然驱动力，因为在短期市场价格信号适应更灵活的运作后，增益将越来越明显。
- **持续提高中长期市场流动性、竞争性及金融合约比例，尽量减少实物合同对现货市场功能的影响。**考虑到近期出台的政策要求大用户全年中长期合同的签约电量达到上一年度用电量的 90%，这一点就显得特别重要，因为如果这些合同都是实物合同，可能会大大限制省级现货市场的作用。扩大金融中长期合同的使用范围（中国省级集中式现货市场规则中已经提出），可以大幅提高中国电力行业效率并减少排放。创建一套标准产品将有助于提高流动性。在实物合同机制仍然存在的情况下，提升其时间尺度的颗粒度（每周和多日合同）可以更好地反映电厂燃料价格的波动，从而有助于弥补与现货市场的差距。此外，建议逐步扩大中长期合同的价格浮动范围（目前燃煤发电执行基准价+上下浮动不超过 20%的机制），并最终取消所有浮动限制，使中长期价格逐渐向现货价格的长期趋势靠拢。
- **以辅助服务和实时市场补充中长期和现货市场。**尽管大部分电力交易都将通过中长期和现货市场进行，但要保持电力系统的稳定和平衡，需要有效的市场间

断地调频和平衡供需。这些市场最初可以在地方市场的层面上建立。只要必要的输电容量分配机制到位，就可以在电网区域（国网和南网）层面建立这些市场，以进一步提高效率。

- **在不扭曲市场或违背气候目标的前提下适当补偿可用容量。**随着可再生能源占比的增加，现货市场的尖峰电价可能不足以补偿火电厂减少的运营时间。因此，要考虑传统火电厂的过渡机制。过渡机制的第一步是要求电厂转向中长期市场。近期，118号文提出，要因地制宜建立发电容量成本回收机制，探索容量补偿机制、容量市场、稀缺电价等多种方式。一些省份已提出或试行容量补偿方案，如山东对参与电力现货市场的燃煤电厂按千瓦时支付容量费，江浙沪地区燃气电厂以“两部制”电价（基于千瓦时和千瓦数）形式落实发电容量补偿费用。应谨慎设计出台的容量补偿机制，以确保只用于对电力系统确实有用且与去碳化兼容的特定资产。为此，容量补偿机制也应涵盖所有容量提供者，包括储能和需求响应。容量补偿机制不应阻碍这些资产参与现货市场，也不应导致价格扭曲，即电厂竞价低于其边际电价。如果决定实施，建议推广市场化容量补偿机制，根据实际可用容量进行补偿，以在系统需求最大时激励灵活运行。通过竞争性拍卖也可以发现价格最低的资源。

# 附录

## 建模方法

为研究不同市场模式如何影响未来的中国电力体系，我们使用了国际能源署的区域电力体系模型对承诺目标情景（APS）进行了技术经济分析。分析关注 2035 年的一年概况，以反映中国在脱碳路径的后期阶段可实现的电力体系改革增益。全国供需结果来自于国际能源署的 WEO 模型，进一步拆分为六个地区，各地区之间有区域输电通道互联。本报告对不同案例进行了研究，以探讨各区域间不同协调程度和交易水平的影响。此外，还探讨了融合不同程度发电计划行政分配的调度方式以及经济调度，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。

## 展示的区域协调水平

本报告包含四种不同的区域协调和交易方案，区域协调程度由低到高变化。请注意，该模型的配置只是说明了不同程度的市场一体化所带来的动态变化。由于中国电网分为六大区域，各区域的内部协作实际上已假定，因此，分析结果只对从省级市场发展全国一体化市场所带来的全部好处做了保守估计。

### 不同区域协调水平案例总结

协调案例	说明
低区域协调	基于历史水平的跨区域有限输电。
余量市场	在六个建模区域内分别设定机组承诺，然后允许调度在所有电厂的稳定运行范围内进行调整，以利用跨区域交易。
南北余量	在南北电网内部分别设定机组承诺，然后允许调度在所有电厂的稳定运行范围内进行调整，以利用南北电网间的交易。

《中国能源转型展望》（CETO）模式 全国一体化调度，优化全体系统范围输电。

## 展示的调度方式

由于增加经济调度将可以为中国的电力市场改革带来诸多价值，我们也在建模中展示了几种不同的调度方式。第一种方式是历史上在所有省份实行的行政分配的三公调度。以这种调度方式为基线，我们可以观察中国已经完成的改革预期将带来的收益，该调度方式也被用于在带有历史交易的所有案例中固定跨区域输电量。第二，在目前的市场改革中，某些省份的市场规则要求火电厂向金融合同和经济调度转型（广东、浙江、山西、山东、四川、甘肃），据此，我们展示了一个只有部分地区（华中和南方）转型到经济调度的案例。由于出台这些规则的省份分布于各个建模区域，无法直接在区域模型中体现，所选区域旨在覆盖与 2021 年应使用金融合同的火电占比（30%）相似的 2035 年的部分火电（27%）。

### 不同等级经济调度案例总结

调度案例	说明
历史上行政分配的三公调度	为满足历史调度水平，所有区域的火电都受到满负荷小时数的约束。
部分经济调度	只有西北、华北、东北和华东地区的火电受到满负荷小时数的约束。华中和南方实行全面优化的经济调度。
全面经济调度	所有调度都在最低成本的基础上确定，对任何电厂的运行小时数都没有约束。

注：满负荷小时数指的是电厂在一定时间内的运行水平与其最大出力之比。

部分经济调度案例旨在根据当前采用金融合同的各省的现货市场试点规则，大体反映当今中国应在进行的调度实践。请注意，虽然这些试点仍然允许一些发电类型作为调度的边界条件，但由于这些电源要么通常在择优排序的第一位（太阳能、风电、水电、核电），要么占比很小（气电），这种调度仍应相当接近全面经济优化。

然后，我们将上述协调案例与调度案例进行不同组合，以说明这两方面改革的潜在增益。请注意，为确保满负荷小时数的变化不会影响“低区域协调”案例的交易量，我们将低区域协调和历史上行政分配的三公调度相结合的案例中的跨区域输电量用于低区域协调的部分经济调度和全面经济调度案例中。如果不以这种方式设定，那么转向部分经济调度也会导致交易的增加，而目前的市场试点只在省级市场进行，并不意味着跨区域交易的增加。这种方法还可以将交易和经济调度的增益分开进行分析。

## 分析中使用的组合案例

案例说明	协调水平	调度设置
行政分配的三公调度，低区域协调	历史水平的跨省跨区输电	所有区域受到满负荷小时数约束
部分经济调度，低区域协调	历史水平的跨省跨区输电	部分区域受到满负荷小时数约束
经济调度，低区域协调	历史水平的跨省跨区输电	所有区域实行经济调度
部分经济调度，余量交易	余量市场	部分区域受到满负荷小时数约束
部分经济调度，南北余量交易	南北余量	部分区域受到满负荷小时数约束
部分经济调度，CETO 模式交易	CETO 模式方法：当前调度方式下的输电量优化	部分区域受到满负荷小时数约束
经济调度，余量交易	余量市场	所有区域实行经济调度
经济调度，南北余量交易	南北余量	所有区域实行经济调度
经济调度，CETO 模式交易	CETO 模式方法	所有区域实行经济调度

## 区域设置和输电容量

本模型包括六个节点，与中国的六大区域电网对应，即东北、华北、西北、华东、华中和南方。每个区域有多个省份。请注意，可以认为中国有七大区域电网，第七大电网是四川、重庆和西藏组成的西南区域电网，然而基于数据的可获得性，本研究采用了六大区域的分类。

## 按省划分的六个建模区域

地区	缩写	省份
西北	NWR	甘肃、陕西、西藏、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、重庆、湖南、四川
华东	ER	安徽、江苏、上海、福建、浙江
南方	SR	广西、贵州、海南、云南、广东

模型中使用的传输容量包括现有的互联线路和到 2035 年的新增投资，新增投资的计算基于可能实现的总容量为 2 亿瓦的扩建趋势，特别是在波动性可再生能源容量高的地区的输电走廊上的新增投资。本报告中的传输容量总体上与国际能源署《中国电力系统转型》研究一致，但下调了南方电网的互联容量，因为目前还没有对该互联的扩展计划。

## 假定的 2035 年传输容量（100 万千瓦）

地区	华中	华东	华北	东北	西北	南方
华中		41	11	5	115	5
华东			19.5	8	112	2
华北				24.5	43.5	

## 电力需求

每个终端用能部门的年度电力需求预测和逐时负荷情况是基于 WEO 的详细的自下而上的分析（估计了住宅、服务、农业、工业和运输行业的终端用能分时需求）。这些预测是根据国家宏观指标（如人口动态和经济增长）并结合最新政策设定的。将负荷拆分到六个建模区域是基于区域预测，该预测考虑到了每个终端用途的关键驱动因素，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地区终端用途的预计需求。

## 装机容量

承诺目标情景下装机容量的计算是基于现有机组为实现减排承诺目标而预计发生的演变。该模型假设现有技术和新技术的预计容量均可供调度。在区域配电方面，考虑到了每个区域的现有规划和预期容量发展，包括维护区域供应安全的考量。就煤电厂的部署而言，随着重工业向华北地区，特别是向西北的转移，热力需求发生变化，热电联产厂将起到特殊作用。热电联产厂大致包含工业蒸汽和区域供热业务，区域供热厂遵循了季节性模式。考虑到天然气供应基础设施的演变，燃气电厂发展到每个区域。新建核反应堆的部署反映了计划和建设的核电站地点。

分时建模包括详细的运行特征（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）。

## 可再生能源发电

考虑到资源潜力、人口密度、与电网的距离、排除区域（因土地使用、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 多个代表电厂。我们从中国各地选取了部分风电和太阳能电厂进行分时风力或太阳能发电模拟。每个区域的水电容量被细分为四个主要类型：拦河坝电站、带有小型储能的拦河坝电站、水库以及抽水蓄能。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、太阳能光热、地热和海洋能）的扩展依据不同区域的资源和容量要求。燃料价格来自 WEO。对蒸汽煤区域间价格差异的估计考虑到了当前的市场趋势和运输成本。



## 缩略语和缩写

ACER	欧洲能源监管合作署
APS	承诺目标情景
ATC	可用传输容量
C&I	商业和工业
CETO	《中国能源转型展望》
CfD	差价合约
CNY	人民币
CO <sub>2</sub>	二氧化碳
CRM	容量补偿机制
CSG	中国南方电网
ETS	排放交易系统，碳市场
FLH	满负荷小时数
DC	直流电流
IEA	国际能源署
ICT	信息和通信技术
MCP	市场清算价格
MLT	中长期
MO	市场运营机构
NDAM	全国日前交易市场
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》
SADC	南部非洲发展共同体
SAPP	南部非洲电力联盟
SASAC	国务院国有资产监督管理委员会
SGCC	国家电网有限公司
SIEPAC	中美洲电力互联系统
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	百万千瓦
GWh	百万千瓦时
kWh	千瓦时
MWh	千千瓦时
TWh	十亿千瓦时

## International Energy Agency (IEA)

Chinese translation of *Building a Unified National Power Market System in China*

此报告原文用英语发表。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 the Energy Foundation or of any particular contributor. 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: [camille.paillard@iea.org](mailto:camille.paillard@iea.org).



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

This document 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.

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](http://www.iea.org)

Contact information: [www.iea.org/about/contact](http://www.iea.org/about/contact)

Typeset in France by IEA – July 2023

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

