

中国省级绿色 电力市场建设： 现状与展望



International Academy
For Carbon Neutrality
碳中和国际研究院



清华大学 清华四川能源互联网研究院
Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University

GREENPEACE 绿色和平

研究总统筹

清华四川能源互联网研究院
绿色和平

蔡元纪
吕歆

研究团队

清华四川能源互联网研究院：张晗星、王诗童、蔡元纪
绿色和平：谢雯雯、吕歆、黄涵榕、唐大曼、王昕楠

评审专家

许庆宇、徐征

特别鸣谢以下人员给与本研究的建议与支持

张立、任景哲、刘晓凤 | 苏州高新区（虎丘区）碳中和国际研究院

鸣谢 (按首字首字母顺序排列)

感谢阿里巴巴、巴斯夫、广东电力交易中心、海澜电力、华北电力大学武昭原、金风科技、腾讯、远景能源、中广核新能源、中国华电集团清洁能源有限公司给与的建议与支持

感谢李星宇、孙一丹、马倩儒、雍容、刘宇呈秋、赵雨晨给与本报告的帮助

目录

执行摘要	1	第三章 中国省级绿色电力市场建设进展	25
第一章 研究背景	6	3.1 中国新能源参与市场的总体情况	26
第二章 全球经验与中国启示：适应高比例可再生能源的机制设计	10	3.2 典型省级绿色电力市场建设情况与进展	27
2.1 应对电力电量失衡问题的市场及配套机制	11	3.2.1 广东	29
典型挑战	11	3.2.2 山西	31
市场机制、配套政策及典型实践	11	3.2.3 甘肃	33
中国平衡机制建设情况及海外经验带来的启示	14	3.2.4 蒙西	34
2.2 应对超短期灵活性需求提升的辅助服务市场	15	3.2.5 浙江	36
典型挑战	15	3.2.6 江苏	38
市场机制、配套政策及典型实践	15	3.2.7 上海	39
中国辅助服务机制建设情况及海外经验带来的启示	17	3.2.8 北京	41
2.3 应对多重市场营收风险的保障机制	18	3.3 典型省级绿色电力市场共性问题与趋势	42
典型挑战	18	3.3.1 供需关系与市场价格	42
市场机制、配套政策与典型实践	18	3.3.2 市场建设与交易模式	43
中国可再生能源保障机制建设情况及海外经验带来的启示	19	3.3.3 促进绿电消费的机制与政策	46
2.4 支持可再生能源环境价值体现的绿证制度	21	3.4 小结	47
典型挑战	21		
市场机制、配套政策与典型实践	21		
中国绿色证书机制建设情况及海外经验带来的启示	22		
2.5 小结	24		
		第四章 中国省级绿色电力市场问题、挑战与建议	48
		4.1 问题与挑战	49
		4.2 思考与建议	50
		注释	52

执行摘要



省级电力市场是中国电力市场体系中的核心。当前，基于资源禀赋、经济发展和供需关系等因素的差异，各省级电力市场在国家顶层设计的指导下，形成了符合本地实际的关键市场机制，并探索了发挥本地优势的特色创新实践。

展望未来，更高比例的可再生能源部署和加速入市对电力系统的运行与可再生能源自身的发展都带来了挑战与机遇。在2029年全面建成全国统一电力市场愿景下¹，规范统一的市场规则将因势利导各省级电力市场制定实施细则，并为多区域、多层次参与市场的经营主体提供确定性。如何设计市场机制与规则，充分发挥市场的灵活性和自调节能力，促进可再生能源更好地消纳，保障可再生能源合理收益，成为可再生能源高质量发展的现实关切。

鉴于此，绿色和平与清华四川能源互联网研究院开展深入研究合作，旨在重点梳理中国典型省（市、地区）电力市场建设的共性趋势与关键差异，以期促进绿色电力市场建设的进一步完善，激发绿电消费活力。同时，报告也尝试分析可再生能源快速发展下的市场关切问题与配套机制，为更广泛的市场主体提供借鉴。

研究方法

报告采用了文献研究与专家交流相结合的研究方式。第一章介绍了过去十年间全球及中国可再生能源的发展趋势。第二章梳理了全球可再生能源发展历程中的关键共性问题和典型市场机制设计。第三章选取了中国八个典型省（市、地区）电力市场，围绕电能量、辅助服务、容量和绿电交易四个方面的关键市场机制进行了总结。在研究的基础上，第四章进一步讨论了中国绿色电力市场建设的挑战，并提出相关政策建议与企业建议，为未来市场建设提供参考。

主要发现

- **可再生能源发展中的共性问题与应对机制：**以风电、光伏为代表的波动性可再生能源的大规模部署和入市，需要考虑包括电力电量失衡、超短期灵活性需求提升、多重市场营收风险、环境价值体现在内的关键问题，相应配套市场机制可依据实际需求，进行本土化设计。
- **中国省级市场特色实践梳理：**本报告参考资源基础、市场建设进度和新能源渗透率等因素，选取了8个各具特色的典型省（市、地区）进行梳理与分析。各省市开展了具备地方优势的特色性实践。主要包括：
 - **加速推进现货市场建设。**部分具备条件的省（市、地区）通过降低可再生能源保障小时数，稳步推动其参与常规电能量交易与绿色电力交易，并设计相关机制加强参与市场后的风险防范。部分地区已经推动新能源全电量参与市场，亦有省份试点政府授权合约或长期购电协议等配套机制。
 - **建立/参与本省/区域的辅助服务市场。**推动调峰市场与现货融合，并鼓励新型主体提供辅助服务。在参与主体、出清规则、价格区间等方面，各省调频辅助服务市场存在差异。部分省份探索了爬坡等辅助服务品种，或将需求响应纳入辅助服务管理。
 - **创新设计与开展多样化灵活的交易和消费机制。**包括因地制宜开展省间和省内绿电交易，绿电事后交易机制丰富绿电交易的灵活性；绿电溯源报告为用户的绿电消费提供更加规范、透明的认证；绿电消费补贴为参与用户提供经济激励。

可再生能源发展中的共性问题与相应机制设计 | 表 1

关键问题	中国绿色电力市场建设的关切议题	海外电力市场的解决方案实例
问题一： 电力电量失衡		<p>德国电力平衡单元</p> <p>基于德国的电网分区结构和调度运行情况,充分调动利用了平衡单元内的多样化平衡资源,引导新的平衡资源投资,缓解大量分布式可再生能源接入带来的问题。</p>
	电力系统调节能力不足加剧运行风险,限制可再生能源接入	<p>英国电力平衡机制</p> <p>基于全国统一的调度管理和电力市场,重点在于引导具有较好调节能力的资源等提供平衡服务。</p>
问题二： 超短期灵活性需求提升		<p>澳大利亚调频辅助服务市场</p> <p>精准匹配多样化需求,以不同时间尺度的调频服务品种对应不同的响应速度和容量需求,引导更精准的资源匹配。</p>
		<p>美国加州爬坡辅助服务市场</p> <p>增设灵活爬坡辅助服务品种,缓解了电网净负荷快速变化的压力,激励了可再生能源发电提升其预测准确程度,并推动了加州储能和需求响应等灵活性资源的发展。</p>
问题三： 参与市场的多重营收风险	长期稳定性收益不足,影响可再生能源盈利	<p>差价合约机制</p> <p>以政府为保障方,为可再生能源项目提供价格确定性以促进长期投资,并通过引入拍卖竞争机制,推动可再生能源项目提升发电效率降低成本。</p>
		<p>长期购电协议</p> <p>以电力用户为保障方,买卖双方以更灵活的方式商议市场化交易的风险分配机制,为可再生能源发电项目提供长期稳定的收益预期。</p>
问题四： 环境价值的体现	绿色与环境价值体系不完备,难以充分引导绿电消费需求	<p>欧盟原产地证书</p> <p>以其完备性、规范性和高流通性,为企业和社会提供证明其使用可再生能源的有效工具,促进了可再生能源发展。</p>
		<p>美国可再生能源证书</p> <p>政策组合多元化,交易模式灵活多样,强制市场和自愿市场并存,共同作用于可再生能源的整体价值。</p>

中国部分省(市、地区)绿色电力市场建设特色实践 | 表 2

省 (市、地区)	特色电力市场机制/政策	思考与总结
广东	<ul style="list-style-type: none"> ● 引导更大规模的新能源逐步入市 ● 增设绿电事后交易,拓展绿电交易渠道 ● 鼓励分布式新能源聚合参与电力交易 ● 出具绿电溯源报告,满足用户消费证明需求 	
山西	<ul style="list-style-type: none"> ● 省内现货交易优先保障新能源消纳 ● 支持新能源选择参与省内和省间两个市场,丰富新能源交易渠道 ● 创新绿证偏差处理机制,增强了绿电交易规范性 ● 分布式新能源可自愿选择以独立或聚合方式参与绿电、绿证交易 	
甘肃	<ul style="list-style-type: none"> ● 推动绝大部分新能源以“报量报价”方式参与现货市场,引导新能源提升运营能力 ● 省内用电负荷与联络线外送计划全电量竞价,促进新能源省内省间协同消纳 	<ul style="list-style-type: none"> ● 在市场机制与规则设计上,供给端省份多以引导新能源消纳为目标,消费端省份多探索不同范式的交易机制
蒙西	<ul style="list-style-type: none"> ● 推动几乎所有集中式新能源项目都参与市场,放开新能源交易比例限制 ● 通过新能源风险防范机制缓解入市收益风险 ● 推动新能源中长期交易全部以绿电交易方式开展 	<ul style="list-style-type: none"> ● 拓展省间交易是省市间平衡供需关系的主要选择之一
浙江	<ul style="list-style-type: none"> ● 鼓励分布式项目以聚合形式参与绿电交易 ● 试点政府授权差价合约模式,引导集中式项目脱保入市 	<ul style="list-style-type: none"> ● 外向型经济省(市)着重解决用户绿电消费和认证需求
江苏	<ul style="list-style-type: none"> ● 降低保障小时数以加速新能源入市 ● 鼓励分布式项目以聚合形式参与绿电交易 ● 提升已有跨区通道的绿电送电比例,拓展更多跨区跨省绿电供应途径 ● 部分城市提供用户绿电消费补贴,激励用户消费意愿 	
上海	<ul style="list-style-type: none"> ● 积极拓宽跨区跨省交易的时间周期与交易模式 ● 拓展市内绿电交易渠道 ● 绿电交易可衔接地方碳市场履约核算抵扣 	
北京	<ul style="list-style-type: none"> ● 加强跨区跨省合作以满足本地绿电需求 ● 提供用户绿电消费补贴,激励用户消费意愿 ● 绿电交易可衔接地方碳市场履约核算抵扣 	

- 从省级电力市场来看，灵活多样的市场交易和相关配套机制为绿色电力交易参与者提供了重要机遇，而理解各省级市场的政策差异及其复杂的交易环境，成为有效参与绿电交易的关键。从全国范围来看，供需关系与市场价格，跨区跨省交易与多年期交易，促进绿电消费的机制与政策是经营主体最为关心的议题。

● 企业建议

- 尽快设立100%可再生能源目标，实现绿电交易量和消费比例的双重突破。
- 提升自身用能管理水平，制定多元化的绿电采购策略。
- 加强多方合作，推动新型绿电消费商业模式的试点与应用。

建议

- 政策建议：**为加速全国统一电力市场体系建设，进一步激发市场主体参与绿电交易的积极性，促进可再生能源发展，报告建议：
 - 加强辅助服务市场建设，完善调频等现有品种的规则，适时建设爬坡等新品种，提升电力系统安全稳定保障能力。
 - 推动更大范围和更长周期的可再生能源交易，探索政府授权合约和长期购电协议等模式，稳定可再生能源长期收益。
 - 加强跨部门政策协同，明确强制性与自愿性绿色电力消费场景，形成由市场供需决定的环境价格，倡导全社会共同促进可再生能源发展。
 - 推动可再生能源平等入市，建设统一的市场体系，推广省市电力市场先进试点经验，指导经营主体厘清市场规则。



第一章

研究背景



在全球共同应对气候变化的大背景下，能源行业持续性和系统性的开展着一场深度变革。可再生能源以其清洁、环保和可持续的独特优势在世界各国能源转型进程中扮演了至关重要的角色，并在过去几十年间实现了装机容量、发电量规模化提升与发电成本稳步下降的关键突破。2025年，正值《巴黎协定》各缔约方提交新版国家自主贡献之际²，可再生能源如何持续、稳定发挥潜能，将成为驱动各国目标进程的重要因素。

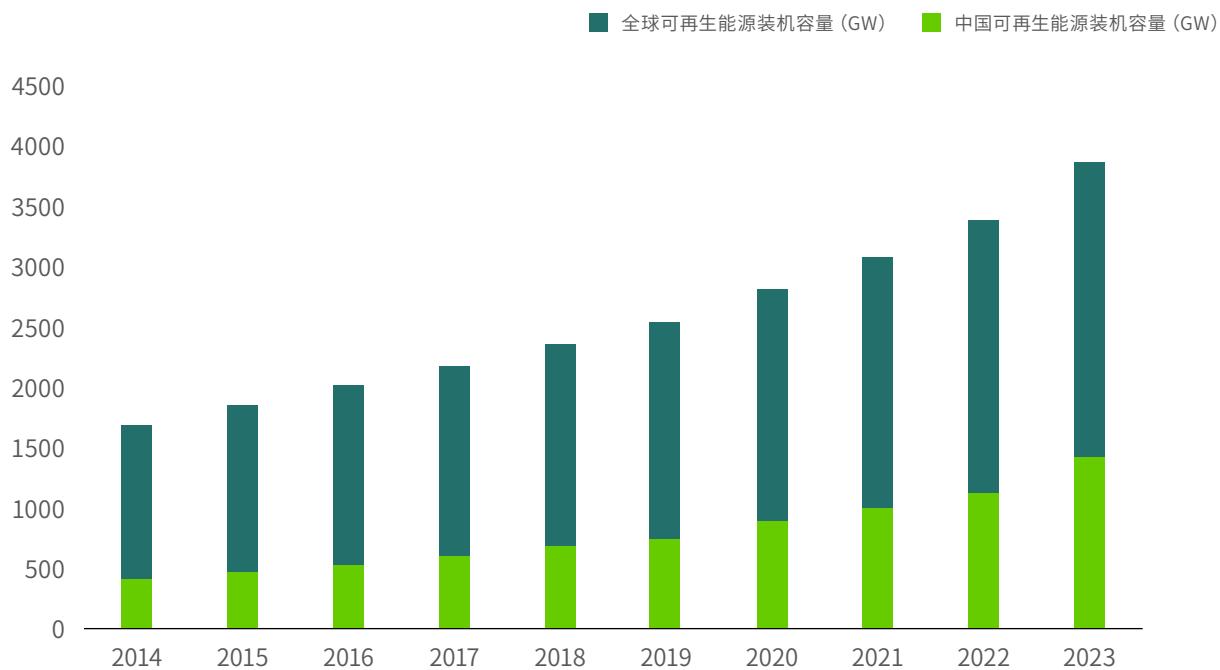
各国政府通过一系列激励性政策支持可再生能源平稳起步并逐步扩大规模，包括基于电量激励的可再生能源配额制和基于电价激励的财政补贴政策等³。在政策的积极引导与有效支撑下，可再生能源项目获得稳定的收益预期，并进一步吸引更多的投资进入该领域，促进可再生能源产业快速发展。

过去十年间，可再生能源装机量和发电量均稳步增长。2023年，全球可再生能源装机容量达到3,896.71吉瓦，相较于2014年增长超一倍；可再生能源发电量达到8,971.25太瓦时，相较于2014年增长69.56%。其中，中国在全球能源转型中的地位尤为重要，2023年占全球可再生能源装机容量、发电量比例均超过30%。

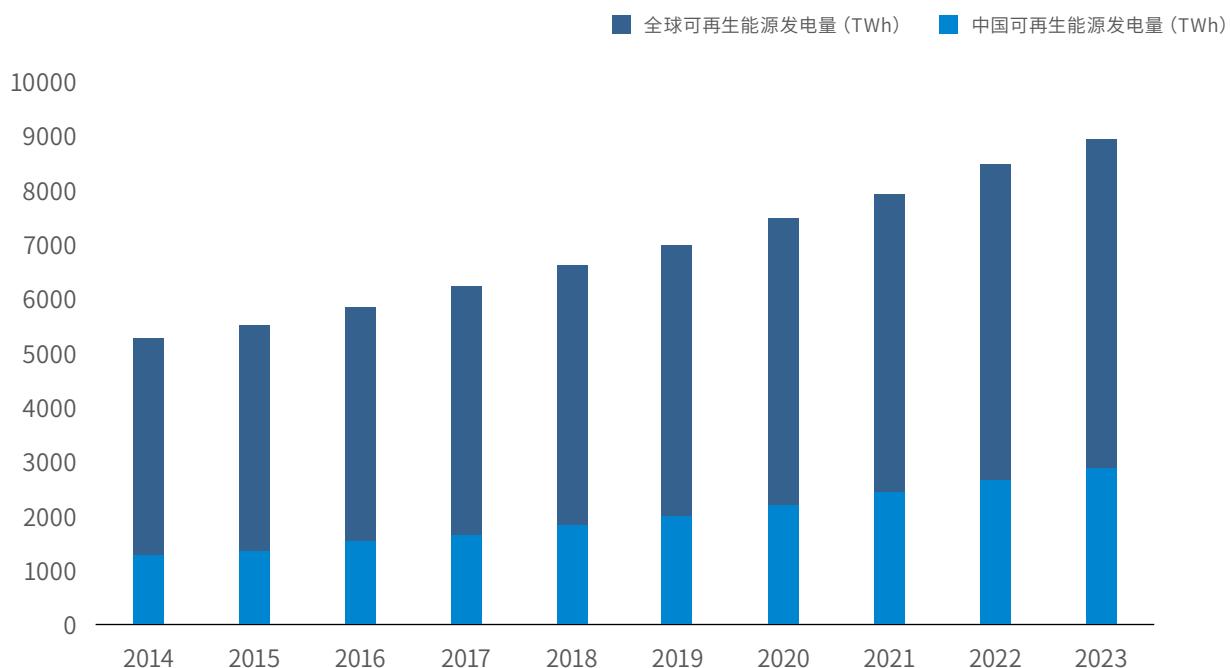
可再生能源在全球发电结构的比重不断提升，2023年，全球可再生能源发电量占总发电量的比例由2014年的22.26%提升至30.24%。其中，风电、光伏增长强劲，占总发电量的比例由2014年的3.8%上升至13.33%。

与此同时，可再生能源发电技术不断提升进一步带动了可再生能源设备的转换效率和可靠性的提高，规模化生产则降低了设备制造成本和维护成

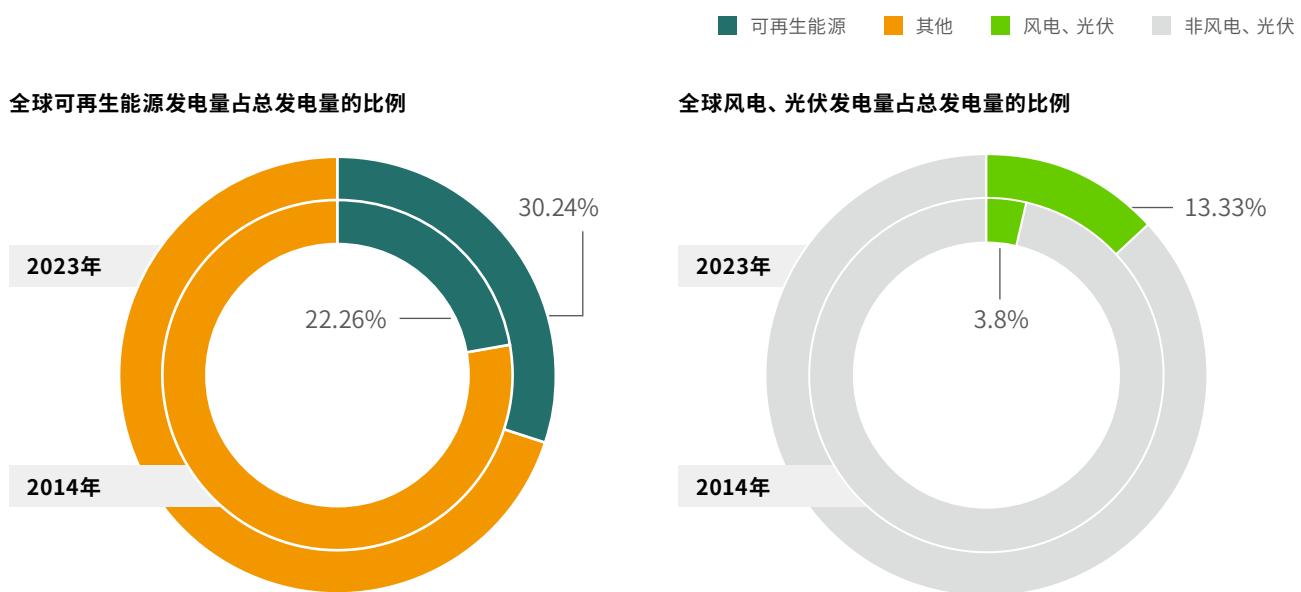
2014年-2023年全球及中国可再生能源装机容量趋势⁴ | 图 1



数据来源：Ember, 清华四川能源互联网研究院、绿色和平制图

2014年-2023年全球及中国可再生能源发电量趋势⁵ | 图 2

数据来源:Ember, 清华四川能源互联网研究院、绿色和平制图

可再生能源/风电、光伏发电量占总发电量的比例 (2014年和2023年)⁶ | 图 3

数据来源:Ember, 清华四川能源互联网研究院、绿色和平制图

本，多种因素下，可再生能源发电成本逐步降低。根据国际可再生能源署 (International Renewable Energy Agency, IRENA) 数据显示，以风电、光伏为主的可再生能源平均度电成本在过去十余年大幅下降。以光伏发电技术为例，2023年，全球光伏发电的平准化度电成本下降到4美分/千瓦时左右，比化石燃料机组低56%，而在十三年前（2010年），光伏发电的平准化度电成本比化石燃料机组高414%⁷。可再生能源发电竞争力显现，已经具备脱离补贴，与传统电源同台竞争的条件。

可再生能源的特性，与传统电力系统的基础运行逻辑，存在一定的错配。区别于常规火电机组，可再生能源出力受气象条件影响具有波动性，通常是被动出力，而非按调度安排主动出力；布局受到资源禀赋限制，具有一定地理限制；需要通过电力电子设备与电网连接⁸，降低了电网的惯量水平，并增加了设备可靠性风险。因此，可再生能源的大规模部署，将带来诸多新变化与新挑战。高效、稳步地将可再生能源整合到电力系统，从而最大程度发挥可再生能源的潜力至关重要⁹。推动可再生能源进入市场，以经济合理的手段适应和引导可再生能源部署，是世界各国电力政策发展的重要方向。

中国可再生能源发展驶入“快车道”，国家发展改革委等部门《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》明确提出，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上的发展目标¹⁰。未来，如何统筹电力系统安全稳定要求、低碳发展目标和多元相关主体诉求，因地制宜推进电力市场建设以更好促进可再生能源的进一步发展，既是众多电力市场经营主体的重要关切，更有赖于政策制定者的共同推动。

省级电力市场是中国电力市场体系中的核心主体。2015 年电改给予了各省设计本地市场的自主权，2022年《关于加快建设全国统一电力市场体系

的指导意见》强调要稳步推进省（区、市）/区域电力市场建设，引导各层次电力市场协同运行^{11, 12}。而省份之间在资源禀赋、电力市场建设阶段、可再生能源渗透率、经济产业与用电结构等方面均存在差异，这使得省级电力市场在制定可再生能源和绿色电力交易相关的机制规则时，和而不同，各具特色。借此契机，本研究从两个维度出发，一方面全面梳理可再生能源大规模部署和入市中遇到的挑战与海外市场机制设计思路，另一方面深入探讨中国部分典型省（市、地区）绿色电力市场建设经验，以期在国家大政策方针的统一指导下，为各省（市、地区）因地制宜完善绿色电力市场规则提供借鉴与助力。



全球经验与中国启示： 适应高比例可再生 能源的机制设计



从世界各国经验来看，以风电、光伏为代表的波动性可再生能源（以下简称可再生能源）大规模部署和入市将对电力系统、可再生能源本身以及系统中其他高固定成本机组，均产生显著影响，机会与挑战并存。例如，对电力系统来说，风光的大规模部署将导致系统电量失衡风险增加、系统调节需求显著上升等，而这反过来又将催生新的交易品种需求，以更好的吸引电网安全性、灵活性投资，为更高比例的可再生能源装机提供可能。对可再生能源来说，其在市场中面临各类风险敞口，缺乏稳定的成本回收机制与环境价值体现机制；电力市场“择优顺序”机制下，低边际成本可再生能源造成市场价格频繁波动，午间价格踩踏等¹³，也会影响可再生能源的长期收益预期和可持续投资发展。

本章从海外可再生能源发展历程中遇到的问题和挑战出发，聚焦与电力系统安全稳定运行、促进可再生能源自身可持续发展相关的关键问题，介绍应对可再生能源快速发展的典型市场机制设计和有益探索。值得说明的是，部分海外电力市场机制建设起步较早，先于可再生能源大规模发展，已建立起较为成熟的电力市场框架和交易机制，并仍在不断改革创新。而中国电力市场的框架搭建与制度建设，在时序上与可再生能源的大规模发展更加同步，中国的情况具有其特殊性和复杂性，不能简单的照搬海外经验。本章期望通过对海外情况的介绍分析，帮助理解相关问题的症结及解决方案的适用性，为中国可再生能源市场机制建设提供对照，以及原则性的参考和借鉴。

注：为更加深入的分析和研究高比例可再生能源下市场机制设计，本章节中探讨的部分海外实例涵盖了更广的市场范畴，不仅限于可再生能源参与，并与第三章绿色电力市场建设相关机制形成衔接。

2.1 应对电力电量失衡问题的市场及配套机制

典型挑战

电力供应和需求必须保持实时平衡，供需的不匹配将引发电力系统可靠性问题。传统的围绕大规模火电机组建设的电力系统，需要应对高比例可再生能源部署带来的波动性和间歇性等新挑战，以保障电力系统的安全稳定运行，以及可再生能源的进一步接入。

可再生能源会事先通过中长期合同提前锁定电量，确定在某一时间段内的电力交付。可再生能源在日前市场或实时市场中根据合同安排的电力供应量与其实际发电量，受发电特性影响，难以严格匹配。例如，风速降低或日照不足会导致发电量远低于合同中承诺的电量，而超出预期的天气状况又会导致供电过剩。这种偏差常出现在尖峰时段，导致较大的电量缺口。此时，电力系统需要调用额外的平衡资源来平抑可能出现的电量失衡问题，会产生大量的系统平衡成本。因此，电力市场需要有合理的机制，引导电力供需的实时平衡，并疏导产生的系统平衡成本。

市场机制、配套政策及典型实践

从传统理论和国际经验来看，电能量现货市场及其偏差规则与平衡机制的建设和完善，是解决系统平衡问题的主要手段。作为电力市场的基础组成部分，现货市场通过价格信号引导市场供需平衡，实现电力资源的更高效配置，通过偏差惩罚规则倒逼可再生能源发电企业提升短期出力预测精度，规范发电企业的行为。现货交易频次高、周期短的特点更适配可再生能源的波动天性，发电企业可以利用可再生能源长期预测准确率低而短期预测相对准确的特点参与现货市场获益。

需要指出的是，仅通过电力现货市场解决系统平衡问题，存在一定局限性。电力系统中存在许多不确定性因素（如机组跳机、电网故障等），可能导致电力供需关系的突然变化，难以通过现货价格引导资源配置来解决。在现货交易以外，全球主要电力市场尝试通过建立平衡市场/机制，以缓解大规模可再生能源入市带来的电力电量失衡加剧问题，确保电力系统的稳定运行。

平衡市场/机制是维持电力供需平衡的制度安排¹⁴，市场或决策者通过价格信号对不平衡行为进行定价，再通过成本疏导实现调节成本的公平分摊。全球的不同典型电力市场均建设了适应本地需求的平衡市场/机制，如德国的电力平衡单元、英国的电力平衡机制、美国PJM的实时平衡市场等等，报告选择英国和德国的两个各有特色的平衡市场/机制案例进行介绍。

在平衡市场/机制设计中，一般涵盖以下相关主体，虽然他们在不同地区和市场中的名称有所区别：系统运营商（具有调度职能，作为买方通过市场机制获取平衡资源）、平衡资源/服务提供方、平衡责任方（承担平衡责任并参与不平衡结算的市场成员或其代理）和结算机构（负责平衡资源补偿和不平衡电能结算）¹⁵。

（1）德国的电力平衡单元

为了应对高比可再生能源的接入，缓解配电网层面的发用电预测和调度难题，德国在1999年提出了“平衡单元（Balance Group, BG）”¹⁶。平衡单元是指由发电和用电主体构成的电力交易结算单元，受输电系统运营商（Transmission System Operator, TSO）管理。截至2024年，德国已形成约11,000个平衡责任单元¹⁷。每个BG有一个平衡责任方（Balance Responsible Party, BRP）作为代表

参与电力市场交易，具有交易议价权，通常由大型售电公司或电力用户担任该角色。BRP需要承担电力预测和管理、保障BG内部电能量实时平衡的责任，即维持自身的“发电+净受电合同=负荷”关系¹⁸，并负担最终出现的不平衡费用。

BG是德国电力市场的核心结构，BRP承担协调电网调度并协同电能量市场的职责，是电网职能的主要承担者之一。基于BG，德国构建了包含现货市场、平衡机制、再调度以及不平衡结算等的整套平衡机制。BRP在日前和日内的现货市场中申报其管理的机组和负荷的出力与用电曲线。BRP未能按照计划发用电而造成系统失衡时，TSO会在平衡市场中向虚拟电厂等平衡



服务提供商 (Balancing Service Provider, BSP) 或备用机组收购备用容量，而后通过平衡费用机制将相应的成本向引发不平衡的平衡单元分摊。对于较大的系统不平衡和严重的电阻塞情况，TSO通过再调度机制或事后的不平衡结算，平衡各BRP的权责和利益。

德国平衡单元机制基于德国的电网分区结构和调度运行情况，通过建立新的机制，充分调动利用了BG内的多样化平衡资源，引导新的平衡资源投资，缓解大量分布式可再生能源接入带来的问题。这一机制压实了电量平衡责任，实现了“在不显著扩大实时平衡市场和备用容量规模下，持续提升可再生能源的渗透率和消纳水平”¹⁹。

(2) 英国的电力平衡机制

英国电力市场采用合同市场与平衡机制相结合的方式实现电力平衡。大量交易通过合同市场进行，而平衡机制则主要用于提升系统调度效率，解决电量不平衡问题²⁰。

英国平衡机制通过组织一系列周期为半小时的短时交易实现²¹。为加入平衡机制，英国的电力生产者、电力供应商需要创建各自的平衡机制单元 (Balancing Mechanism Unit, BMU)²²，类似于德国的BG。市场主体自愿组合形成BMU为电力系统运营商 (Electricity System Operator, ESO) 提供平衡服务。

具体而言，BMU在日前向ESO提交每30min结算期的初始运行曲线 (Initial Physical Notification, IPN)，直到日内市场每个结算期前1小时，均可以修改初始曲线，直至形成最终运行曲线 (Final Physical Notification, FPN)²³。而后，BMU还需向ESO提交下调发电量 (bid) 或者上调发电量 (offer) 的价格²⁴。当ESO需要购买平衡服务时，会按照最经济原则选择合适的bid/offer报价购买服务，并根据



不平衡量和不平衡单价进行结算，除了购买平衡服务，ESO还会通过招标和签订合同等形式向一些市场成员购买平衡服务调节 (包括频率响应和备用等)，来保证系统的实时平衡²⁵。

德国采用了一种较为去中心化的、分散式的平衡模式，平衡责任由BG承担。而英国采用了先分散后集中的平衡模式，平衡责任由ESO承担，BMU在提交FPN后不再进行自调度或者交易，重在根据ESO的需求提供上调或者下调服务，协助确保系统的稳定平衡²⁶。

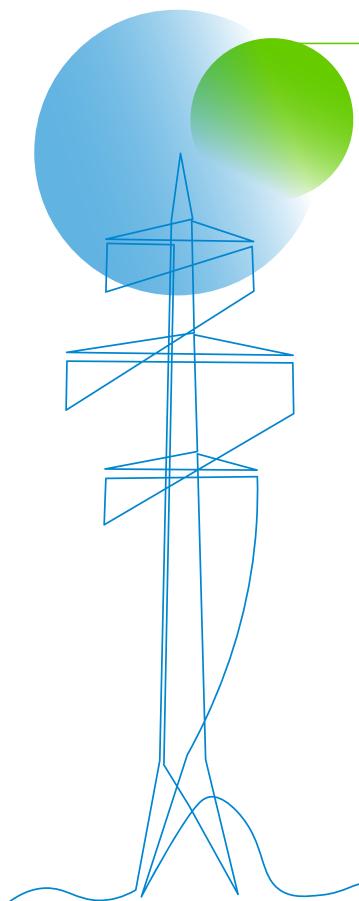
英国的平衡机制基于全国统一的调度管理和电力市场，重点在引导具有较好的调节能力的煤电和气电等提供平衡服务。平衡机制设定合理的投标和结算规则，准确的反映了稀缺电量的真实价格，有效促进了市场成员对自身发用电计划的准确管理，也提升了其参与平衡市场的积极性²⁷。

中国平衡机制建设情况及海外经验带来的启示

“中国采用集中式的调度平衡模式，以国、网、省调度分级承担平衡责任”²⁸。平衡市场建设处于试点和推广阶段，主要开展省级电力现货交易，省级与省间的调峰、备用等辅助服务交易。“调峰是指为跟踪系统负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化，并网主体根据调度指令进行的发用电功率调整或设备启停所提供的服务”²⁹。省级调峰市场的开展流程为，省级电网确定调峰需求，省内具有调峰能力的经营主体（发电企业、储能、可调节负荷等）申报调整能力和价格，排序出清直至满足需求。而省间调峰本质是省间的电能量互济交易³⁰，比如西北省间实时平衡市场³¹、华中电力调峰市场³²、华东电力调峰辅助服务市场等³³。

现货正式运行和连续结算试运行的省份，现货市场运行期间，调峰辅助服务市场原则上不再运行，调峰市场功能由现货市场承担，在现货结算时设置偏差结算方式，来规范可再生能源的发电行为；在市场结算方面，各省份不得设置不平衡资金池，需按照“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则，根据事前确定的规则，单独记录每个结算项目、分类疏导，向有关经营主体分摊或返还³⁴。

中国已对电动汽车、储能系统以及可调节负荷等参与系统平衡进行了试点探索，但这些尝试相对孤立且分散，同时，受限于平衡责任和平衡贡献核定的不完备，优质灵活性资源的利用率普遍偏低³⁵。随着新型电力系统的构建加速，可再生能源的迅猛发展，系统将面临更加严峻的平衡需求增长。因此，建立健全平衡机制以充分利用各类资源的平衡能力变得尤为迫切。



德国的电力平衡机制，基于电网分区结构和调度运行情况，充分调动利用了平衡单元内的多样化平衡资源，引导新的平衡资源投资，缓解大量分布式可再生能源接入带来的问题。英国的电力平衡机制，基于全国统一的调度管理和电力市场，重点在于引导具有较好调节能力的煤电和气电等提供平衡服务。

展望中国，未来需进一步在准入机制完善、平衡主体培育、权责分配、以及同现货市场的时序安排等方面进行深入探索。参照海外经验，一是可以考虑逐步将平衡责任下沉至新型经营主体³⁶，以便调动储能等分散资源的平衡价值³⁷；二是提出统一明确的不平衡成本计算方法，反映出稀缺电量的真实价值³⁸；三是构建更加系统完备的平衡体系，合理运用不平衡结算机制推动主体承担不平衡责任。

2.2 应对超短期灵活性需求提升的辅助服务市场

典型挑战

除了应对短期（小时级至15分钟以上）的电源和负荷波动，确保供需平衡，电力系统还需要应对超短期（分钟级、秒级）的系统有功平衡以确保频率稳定。当发电量超过需求时，电网频率升高，可能损害电力设备，甚至导致发电机过载。当发电量不足以满足需求时，电网频率降低，可能导致设备无法正常工作，甚至导致系统保护机制启动，切除部分负荷。区域的功率不平衡，可以通过传输线路向其他区域扩展，导致电网大范围不稳定。当不平衡得不到及时纠正时，可能触发断路器跳闸、发电机组脱网等一系列自动保护措施，从而导致大范围停电，甚至引发全国性大停电。随着可再生能源在电力系统中占比的增加，保持有功实时平衡的挑战也随之增大，电力系统超短期灵活性³⁹需求显著。“灵活性不足，意味着电力系统难以经济高效地实现大规模新能源的消纳并满足各场景下的负荷供应需求”⁴⁰。

市场机制、配套政策及典型实践

针对分钟级和秒级的灵活性需求，不仅需要精准高效的现货市场价格信号，更需要相应的灵活性产品或辅助服务。电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。调频和爬坡是两类有功平衡辅助服务。调频是指电力系统频率偏离目标频率时，并网主

体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。爬坡是指为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务⁴¹。针对系统需求，开展相应的辅助服务市场建设，能够有效调动各类灵活性资源发挥调节价值，维持电力系统安全稳定运行，促进可再生能源消纳。

世界各国普遍围绕电能量市场来设计辅助服务市场，以体现系统中的调节价值，维持系统的稳定运行。

（1）澳大利亚调频辅助服务市场

澳大利亚是全球可再生能源发展的先驱。在2024年11月6日午后1点，澳大利亚国家电力市场（National Electricity Market, NEM）范围内，瞬时可再生能源发电功率达到23.49吉瓦，创纪录地占到总发电功率的75.6%（43%分布式光伏、19%光伏地面电站、11%风电、水电1%）⁴²。

吸取2016年南澳州大停电教训，澳大利亚能源市场委员会（Australia Energy Market Committee, AEMC）颁布了多项规定，加强对可再生能源的接入管理，并引入了新的调频辅助服务。在此前2个方向（增减功率）、3个时间尺度（6秒、60秒、5分钟）组合而成的6种调频辅助服务的基础上，2023年10月，澳洲电力市场设立了新的调频辅助服务品种——1秒钟调频服务（Raise1Sec, Lower1Sec）⁴³，用于在南澳州惯量降低的背景下，与6秒钟调频服务衔接，稳定电网频率。1秒钟调频服务的容量取决于惯量水平，惯量越低容量越高，这更加适配可再生能源的低惯量特性。2023年，1秒钟调频市场的容量是50兆瓦，随着交易主体逐步增加，截至2024年12月9日，交易容量已经增长到425兆瓦^{44, 45}。

澳洲电力市场设立的不同时间尺度的调频服务品种，对应着不同的响应速度和容量需求，比如长时间但较慢响应的需求、短时间但速度很快的需求等，电网可以根据实际的系统状况，选择最合适的资源提供调频支持，引导不同类型的技术更精准的匹配到不同的需求中，以及通过竞争机制找到最优的价格点。各类调频辅助服务品种的协同作用，实现了连续的频率修正。调频辅助服务与电能量市场在5分钟时间尺度“共同出清”，为整个系统提供成本最低的可靠调节方案。

根据多样化需求建立的调频辅助服务市场还支撑了系统灵活性资源的良性发展。以电池储能为例，辅助服务市场收益是澳大利亚电池储能系统收入构成中的重要组成部分，2023年第四季度，调频辅助服务(FCAS)市场盈利占到NEM网级储能收入比重超过50%⁴⁶。辅助服务市场和价差较大的电能量市场共同推动了储能系统建设⁴⁷，吸引了系统中灵活性资源的投资，支持了更高比例的可再生能源装机。



(2) 加州爬坡辅助服务市场

在可再生能源配额政策的推动下，2010年之后，美国加州的可再生能源迅速发展，造成电力系统净负荷在一天内大幅度变化，形成了著名的“鸭子曲线”。

针对可再生能源快速部署和并网带来的新需求，加州电力系统运营商 (California Independent System Operator, CAISO) 于2016年在调频与备用辅助服务的基础上，加设了灵活爬坡(flexible ramping product, FRP)服务的交易品种。FRP有助于帮助电力系统在当前出清时段保有足够的灵活性，可以应对下一出清时段净负荷的波动或预测误差⁴⁸，以免系统向上爬坡能力不足，增加负荷高峰时段限电的风险，或系统向下爬坡能力不足而带来更多的可再生能源弃电。

目前，CAISO的FRP服务包括向上与向下两个方向(产品)，单位为兆瓦/分钟，交易在实时市场中以15分钟和5分钟两个时间尺度开展。能够提供FRP的资源包括各类发电主体、独立储能、售电公司及电力用户(以需求响应的模式参与)等。各类资源只需要参与电能量和辅助服务市场的投标，不需要为FRP单独报价。CAISO会以系统运行成本最小为目标，对电能量、FRP和其他辅助服务联合出清⁴⁹。FRP的费用，本质上是补偿各类资源预留FRP容量而未参与电能量市场损失的机会成本，这些费用通过小时级和月度的两次事后结算按“因果关系”原则分摊给电源、负荷和联络线等各类可能产生偏差的资源。

理论上，FRP可以很好地应对可再生能源出力的不确定性⁵⁰。CAISO根据市场运行情况，对交易品种、结算分摊方法和考核机制进行了细致的调整。FRP缓解了电网净负荷快速变化的压力，降低了电能量市场的价格波动，激励了可再生能源发电提升其预测准确程度，并推动了加州储能和需求响应等灵活性资源的发展。

中国辅助服务机制建设情况及海外经验带来的启示

中国出台了《电力辅助服务管理办法》，明确了通过义务提供、固定补偿方式获取的辅助服务品种的相关机制，也在有序推动调频和爬坡等品种的相关市场建设。

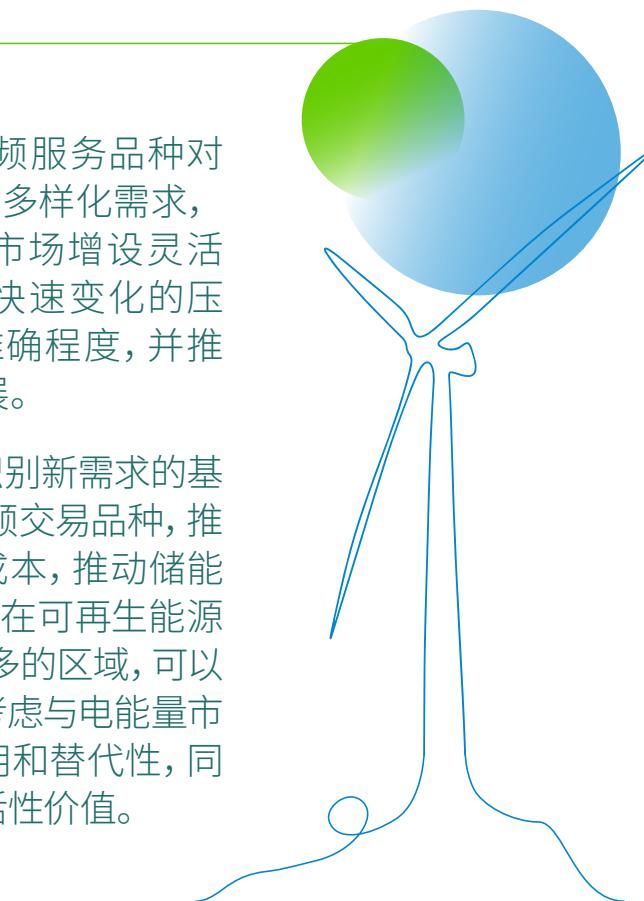
在调频服务方面，省级调频市场一般由省级电网统一采购调频服务，费用向省内发电侧或发用电两侧分摊。可以提供调频服务的主体一般为常规电源机组，部分省份探索引入储能、独立辅助服务供应商、虚拟电厂等参与调频市场。2020年9月，广东省开始执行《广东调频辅助服务市场交易规则》⁵¹。目前，包括山东、山西、蒙西、浙江等10余个地区都运行有调频市场，相关费用结算采用“调频里程”、

“调频容量+调频里程”等多种方式。在区域层级，目前南方区域运行有区域调频辅助服务市场，按照“日前集中竞价+日内统一出清”模式组织⁵²，与区域现货市场分步出清。调频市场覆盖省份不足，运行规则不统一，且调节品种较为单一。

在爬坡服务方面，2024年3月，山东启动了国内首个爬坡辅助服务市场⁵³。山东的爬坡市场主要面向高比例可再生能源接入和“多光少风”的装机结构带来的波动性和不确定性增加，以缓解日出和日落时分，光伏出力的快速上升和下降带来的灵活爬坡压力。山东爬坡市场采用“日前申报、实时出清”的方式与电能量市场联合出清，允许火电机组、独立储能等新型经营主体参与⁵⁴。2024年6月，贵州也启动了爬坡市场建设⁵⁵。此外，广东、河南也在探讨推出这一交易品种。

澳大利亚电力市场以不同时间尺度的调频服务品种对应不同的响应速度和容量需求，精准匹配多样化需求，引导更精准的资源匹配。美国加州电力市场增设灵活爬坡辅助服务品种，缓解了电网净负荷快速变化的压力，激励了可再生能源发电提升其预测准确程度，并推动了储能和需求响应等灵活性资源的发展。

展望中国，可以在摸清市场现阶段需求与识别新需求的基础上，细化不同响应时间和不同需求的调频交易品种，推动电能量与调频联合出清以最小化系统成本，推动储能等灵活性资源更全面的参与调频市场等。在可再生能源装机比例较高的区域，特别是光伏装机较多的区域，可以设立灵活爬坡市场。爬坡市场的设计，应考虑与电能量市场、调峰市场、备用辅助服务等的协同作用和替代性，同时鼓励新型主体参与交易，广泛调动其灵活性价值。



2.3 应对多重市场营销风险的保障机制

典型挑战

尽管发电成本的不断下降，提升了可再生能源的竞争力，但其参与电力市场仍面临着多重营收风险。可能影响经营主体参与交易与投资新产能的意愿⁵⁶。

收益不确定性增加。伴随着入市比例的进一步提升，可再生能源项目的收益预期从稳定的发电量乘以固定的补贴价格的确定模式，变为不稳定的市场成交量乘以波动的电力市场价格的不确定模式。收益的不确定性风险，将伴随着电量和电价的波动而加剧⁵⁷。

盈利水平下降。一方面，可再生能源的边际成本非常低甚至为零，参与市场时将被优先调度，将带动电能量市场价格下行；另一方面，可再生能源出力具有同时性和反需求性，其出力高峰期往往发生在价格较低的时段，例如光伏在中午大发或风电在后半夜大发的时段，进一步影响可再生能源的收益⁵⁸。此外，可再生能源目前主要参与电能量市场，仅在部分地区能够获得少量容量收益⁵⁹，利润空间受限，无法通过市场收益支持其长效稳定的发展。

交易成本增加，可再生能源的间歇性和波动性增加了电力系统的平衡调节成本，可再生能源项目还面临分摊系统平衡成本与偏差结算等挑战，这增加了项目的成本开支^{60, 61}。

市场机制、配套政策与典型实践

固定上网电价机制、溢价补贴、配额制、差价合约与长期购电协议等机制与市场工具，对保障项目收益以维持可再生能源的持续增长，以及鼓励可再生能源参与电力市场竞争，起到了至关重要的作用。机制与市场工具的设计，一方面要确保项目开发商获得

足够合理的投资回报来收回成本，另一方面要保证支持资金的使用最具成本效益。在可再生能源渗透率不断提升情景下，差价合约与长期购电协议正发挥越来越重要的作用，下文介绍相应机制的典型特征、成效与发展概况。

(1) 差价合约机制

差价合约(Contract for Difference, CfD)为发电企业与公共主体（通常为政府）签订的双向合同。以政府为例，政府通过竞争性投标设定执行电价，发电商在市场上出售电力，然后与政府结算市场价格与执行价格之间的差额，如果市场价格低于执行价格，发电商将从政府获得差额；如果市场价格高于执行价格，发电商向政府退还差额⁶²。CfD的结算基准是参考价格，一般采用多个市场的现货价格组合⁶³。在此机制下，可再生能源发电商为获得CfD收益，在市场竞争中会尽量以接近参考电价⁶⁴。

2014年，英国开始实行CfD机制⁶⁵。英国成立了专门的低碳合约公司与可再生能源发电企业签订CfD，并管理和分配相应的专项预算⁶⁶。同年，英国开展了第一轮差价合约分配(Allocation Round, AR)。在AR5之前每两年进行一轮分配，AR5之后为进一步响应“净零战略”，CfD分配轮次更改为每年举行一次。至2024年9月，已组织六轮差价合约分配。最新公布的第六轮差价合约拍卖分配结果显示，包含海上风电、陆上风电、太阳能和潮汐能在内的131个项目中标，容量超过2023年的两倍，达到9.6吉瓦，已达成协议的项目价格远低于拍卖价格的上限^{67, 68}。为助力英国2030年清洁能源行动计划⁶⁹，英国政府计划进一步对差价合约机制和条款进行修订，包括延迟合约期限以提供更长的市场确定性等。

英国的差价合约政策为可再生能源项目提供价格确定性以促进长期投资，并通过引入拍卖竞争机

制，推动可再生能源项目提升发电效率降低成本，有效支撑了以海上风电项目为主的可再生能源投资。同时，双向性的合约机制可以减少政府能源支持政策支出，在2022/2023年冬季，批发电价飙升，差价合约机制的支付机制为政府资金池回流资金⁷⁰。差价合约机制也存在一定的挑战，包括挤占其他私人可再生能源市场交易模式的空间，如长期购电协议；差价合约机制下的预算分配与拍卖机制无法灵活适应短期价格和外部环境变化等⁷¹。

从英国经验来看，差价合约模式引入拍卖机制，适用于技术成熟度更高的可再生能源发电项目，此外，合约通常在15年甚至更长，并由政府作为对手方提供保障，以确保价格的长期稳定性⁷²。

(2) 长期购电协议

长期购电协议 (Power Purchase Agreement, PPA)，通常指电力用户与可再生能源发电企业之间签署的长期电力合同，买卖双方可以自行商议约定电量交付、价格机制、环境权益归属以及合约周期等核心合约条款。PPA作为买卖双方在波动的电力市场中灵活管理其负荷风险和价格风险的工具，一方面可以确保发电企业未来稳定的收入来源及融资保障，另一方面可以让用电企业稳定其用能成本^{73, 74}。与 CfD 基本由政府作为合约保障方不同，PPA 以电力用户为主。尽管两种机制本质上均为可再生能源发电项目提供长期稳定的收入预期，但由于保障方的不同，两种合约在价格机制和风险分摊模式上会存在一定的区别⁷⁵。

美国在全球PPA市场占据主导地位，受到人工智能和数据中心繁荣发展的需求刺激，2024年上半年，美国签订了9.0吉瓦的企业可再生能源购电协议，占美洲地区约97%的份额，全球市场约41%，其中，一半以上的需求来自于互联网科技企业，如微软、亚马逊、Meta和谷歌⁷⁶。



PPA的合约周期一般在10年以上，既为可再生能源的长期收益预期和市场信心起到了积极的引导作用，又为用户长期的绿色电力采购需求提供了可靠稳定的渠道。PPA兼具复杂性和挑战性，买卖双方需要考量项目的多重风险，如价格风险、发电量风险与信用风险⁷⁷，并通过合约条款的设计对风险进行分配。这对于买卖双方的谈判策略，风险评估能力都提出了更高的要求。

中国可再生能源保障机制建设情况及海外经验带来的启示

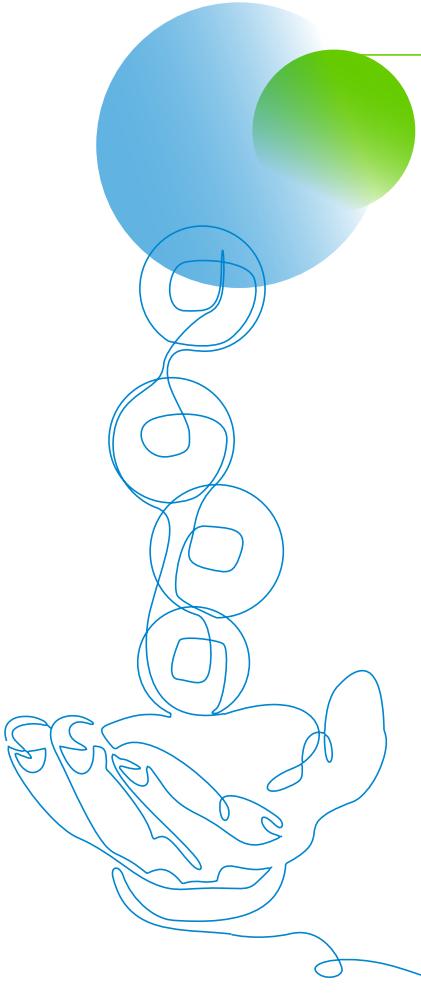
2023年，中国新能源参与市场化交易的比例达到约44%⁷⁸。这意味着中国可再生能源正从“保量保价”的保障性收购模式，过渡到“保障性消纳+市场化交易”的模式，并向全面市场化迈进。“可再生能源参与电力市场后的价格普遍走低，加之辅助服务费用分摊、系统偏差考核等因素，其在市场中面临价格震荡、曲线波动、偏差考核、政策影响等多重风险”⁷⁹。从目前的入市表现来看，需要加强政策和市场工具的使用，平稳可再生能源的盈利预期。

中国的差价合约主要是购售双方签订的市场化差价合约，较少涉及类似英国CfD性质的政府授权合

约。2023年发布的《电力现货市场基本规则(试行)》提出了中长期差价合约电费计算的原则和公式，并明确针对不同发电类型可设计不同的政府授权合约结算公式⁸⁰。广西在《2024年广西电力市场交易实施方案》⁸¹中提出的针对新能源的政府授权合约机制，以解决现货市场缺失导致的新能源机组超额收益问题⁸²；2025年广西公布新能源政府授权合约价，绿电合约价格为375元/兆瓦时，常规合约价格为360元/兆瓦时⁸³。浙江省在《2025年浙江省电力市场化交易方案》中提出，省内统调风电、光伏90%电量(暂定)分配政府授权合约，执行政府定价；10%电量通过现货市场交易；在中长期市场方面，自愿参与绿电交易⁸⁴，逐步将可再

生能源推入市场。上述两省的政府授权合约主要针对已投产的项目，平衡其收益水平和合约形式，未采用拍卖机制，也没有体现多年期的要素。

2022年，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》⁸⁵首次提出，要建立与可再生能源特性相适应的中长期电力交易机制，后续多个政策文件也提到，鼓励可再生能源签订较长期限(多年期)的中长期合同。基于此，多个电力企业与大型电力用户开始探索PPA交易模式。参照国外PPA的运行经验，作为长周期的合约，PPA有助于缓解可再生能源项目资金回收周期长、市场不确定性高、投资意愿低等问题。



以政府为合约保障方的差价合约机制，为可再生能源项目提供价格确定性以促进长期投资，并通过引入拍卖竞争机制，推动可再生能源项目提升发电效率降低成本。以电力用户为合约保障方的长期购电协议，支持买卖双方以更灵活的方式商议风险分配机制，同样为可再生能源发电项目提供长期稳定的收益预期。

展望中国，可以将原有的新能源优先发电计划电量转化为衔接型的政府授权差价合约执行，兼顾既有补贴情况，以差价合约作为价格锚。采用竞争性拍卖方式开展新建可再生能源的合约分配，明确并统一差价合约在合约期限、确定合约方式、差价基准、差价疏导、合约电量曲线等关键问题上的设计思路。现货市场若较长时间连续出现零电价或负电价，合约的差价费用不予结算⁸⁶。同时，可以广泛开展PPA应用，着重关注PPA与现行中长期、现货市场的合理衔接，PPA与绿电交易品种的衔接，量价条款的设计与执行监管，以及引入第三方平抑履约风险等问题。

2.4 支持可再生能源环境价值体现的绿证制度

典型挑战

可再生能源作为零碳能源，在生产与消费过程中不产生额外的温室气体排放，具备环境正外部性。放眼全球，可再生能源环境价值的体现面临两个关键挑战：(1) 环境价值需要被合理认证，并且有相应的消费场景，如可再生能源配额制、重点行业可再生能源消费比例要求等强制消费，或企业气候目标、自愿减排市场等自愿消费，电力用户才会有为环境价值付费的动力。(2) 环境价值应当被合理定价，特别是在以电能量交易为核心的电力市场中，如何公允的确定环境价值的价格（如考虑不同类型、不同位置或不同时间的可再生能源发电），并设计与电能量交易相适应的环境价值交易机制、形成稳定的环境收益预期。

市场机制、配套政策与典型实践

绿色电力证书（下简称绿证），是体现和证明可再生能源环境价值的工具。各国的绿证通常以1兆瓦时可再生能源电量为基本单位。同时，各国建设了不同程度的溯源追踪体系用于对绿证的生命周期进行管控，例如欧洲的能源证书系统、美国的绿色电力追踪系统、中国的国家绿证核发交易系统等。这些系统通常运用区块链技术，记录了生产绿证的发电机组类型、发电时间、发电量、项目地址等生命周期关键信息。

（1）欧盟原产地证书

欧盟地区流通的绿证为原产地证书或称来源担保证书（Guarantees of Origin, GO）。所有欧盟成员国以及挪威、瑞士认可和实施GO制度⁸⁷。GO具有完备的管理体系，所有GO都要标注能源产地、发电



设施信息、发布日期、可再生能源属性、唯一标识号等信息，有效期为自出具之日起12个月⁸⁸。如果发电设施已经获得了固定电价补贴或溢价政策的支持，那么这些电量通常不能签发GO⁸⁹。

遵循“欧洲能源证书系统”的联合标准，GO由各国家的签发机构各自发行和登记，并由发行机构协会负责管理，确保各国之间的协调和互认⁹⁰。新能源发电企业或项目业主是GO的销售方，电力零售商、工业企业、政府机构和个人是GO的购买方，通常以双边交易方式开展，交易可以跨境，可以与电力销售相互独立。

GO是自愿市场。“挪威、瑞典等国家建立的有配额义务的绿证强制市场与GO系统是相互独立的，且明确GO不能用在管控特定电力消费者的配额机制上，如果消费者购买了GO，并作为交付或消费绿色电力的证明，将需要在证书系统中核销相应GO，避免重复计算”⁹¹。

市场供需动态、市场成熟度、发电技术类型、配套政策支持机制等多种因素共同作用于GO价格⁹²，2020年，GO的价格一度低于0.2欧元/兆瓦时，随后从2022年中期开始回升⁹³，2021年至2023年，GO的年平均价格上涨了10倍以上，2023年达到6.07欧元/兆瓦时的高点⁹⁴。此外，GO对于PPA定价的参考作用愈发显著，最新欧盟可再生能源指令（REDIII）中，与PPA捆绑的GO成为合同谈判的重要组成部分⁹⁵。

（2）美国可再生能源证书

美国的可再生能源证书（Renewable Energy Certificate, REC），也被称为绿标或可再生能源信用证，最初来源于强制的配额制（Renewable Portfolio Standard, RPS）机制。“州级配额制要求电力供应商的绿电供应量在规定期限内必须达到一定比例，不能按时履约的责任主体则会受到相应的惩罚”⁹⁶。“该电量可以来自供应商的自我生产，但更多的是来自市场购买，因而产生了可再生能源配额出让的市场，REC正是该市场交易的标的物”⁹⁷。REC有唯一的标识号，确保其唯一性和可追溯性。

除了满足强制性RPS需要外，基于REC还发展出了自愿市场，以灵活多样的绿电采购渠道助力消费者

实现可持续发展。自愿市场的REC价格通常由供需关系决定，价格波动较大。

强制性的RPS为REC创造了稳定的需求，多样化的财税关联激励政策⁹⁸和头部电力消费企业的行业引导扩大了交易的规模。根据美国国家可再生能源实验室（National Renewable Energy Laboratory, NREL）披露的信息显示，2023年，约有970万客户通过自愿绿色电力市场采购了约3.19亿兆瓦时的可再生能源，采购量是2013年的近5倍，PPA成为其中最主要的绿色电力采购方式⁹⁹。

近年来，欧美等国家和地区开始探索24/7小时级匹配的绿色电力证书，更加精准的匹配供需关系，以满足实际的能源需求，从而实现更高效益的碳减排^{100, 101}。

中国绿色证书机制建设情况及海外经验带来的启示

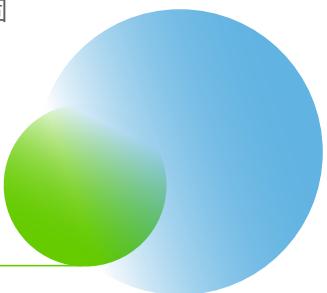
中国在2017年建立了绿证交易制度，初衷是为了替代可再生能源补贴，缓解财政补贴压力。为了刺激绿证的消费需求，2019年，中国开始实施可再生能源电力配额制，提出两类市场主体，即售电企业和电力用户协同承担消纳责任¹⁰²。2021年，中国停止了对新



建集中式光伏电站和陆上风电项目的补贴，认领和出售绿证成为了项目获得环境收益的主要途径。同年，中国绿色电力交易正式开市，“证电统一”的绿电交易成为电力中长期市场的一个交易品种。绿证因此具有了绿电交易中环境价值载体的新身份¹⁰³。通常，可再生能源发电商参与绿电交易，在申报电能量价格的同时申报环境溢价。环境溢价在电力交易中独立结算，事后以绿证的方式向用户转移电量的绿色属性，用于证明用户消费了定额的可再生能源电力。

中国的绿电绿证市场还不够成熟，价格与供需关系受到政策驱动明显。2024年初，中国将绿证交易纳入“十四五”省级政府节能目标责任评价考核核算¹⁰⁴。

绿证交易量激增，2024上半年交易绿证1.6亿个，同比增长6倍¹⁰⁵。然而交易量的激增并未带动价格的上涨，这主要源自于绿证供给的高速增长¹⁰⁶，2024年上半年国家能源局核发绿证4.86亿个，同比增长13倍，占自2017年以来累计核发绿证的68.7%¹⁰⁷。此外，绿证新政规定绿证仅2年有效期，大量临期绿证以低价抛售影响了绿证的总体价格¹⁰⁸。以国网区域为例，绿证交易均价由2022年的28.10元/张，跌至2024年上半年的9.6元/张¹⁰⁹。建立机制合理、价值稳定的绿证政策体系，对于稳固和拓展可再生能源发电项目收益能力具有重要意义。



GO以其完备性、规范性和高流通性，为企业和社会提供了证明其使用可再生能源的有效工具，促进了欧洲地区的可再生能源发展。美国REC的成功之处在于多元化的政策组合，交易模式灵活多样，强制市场和自愿市场同时发挥作用。

展望中国，稳固绿证未来的收益，可以从几个方面着力完善配套政策。首先，完善绿证考核和权责分配制度。目前的配额制考核没有把考核责任完全落实到电力消费主体，企业支付环境溢价的意愿并不强烈。考核责任权重的政策导向也存在错配，主要与绿电生产供应量挂钩，未与绿电实际需求量紧密挂钩。其次，强化绿电环境机制和碳排放权体系的联系，发挥“电碳耦合”效应。在全国碳市场和地方碳市场试点中，绿证与碳核算和碳市场管理衔接机制还不统一，难以实现绿证对产品碳足迹管理的支撑保障。将绿证交易电量纳入节能评价考核指标核算，从地方层面缺乏具体的实践。实现真正的“电碳协同”，还需要不同主管部门更大力度的协调推进。再次，增强中国绿证的国际影响力。不少出口型企业受国际相关减碳约束对可溯源的绿电需求很大，但目前欧盟实施的电池法案和碳边境调节机制等，都尚不承认通过绿证或绿电交易认证可再生能源电力消费的方式，加强相关国际合作、打通认证通道是未来发展的必经之路。

2.5 小结

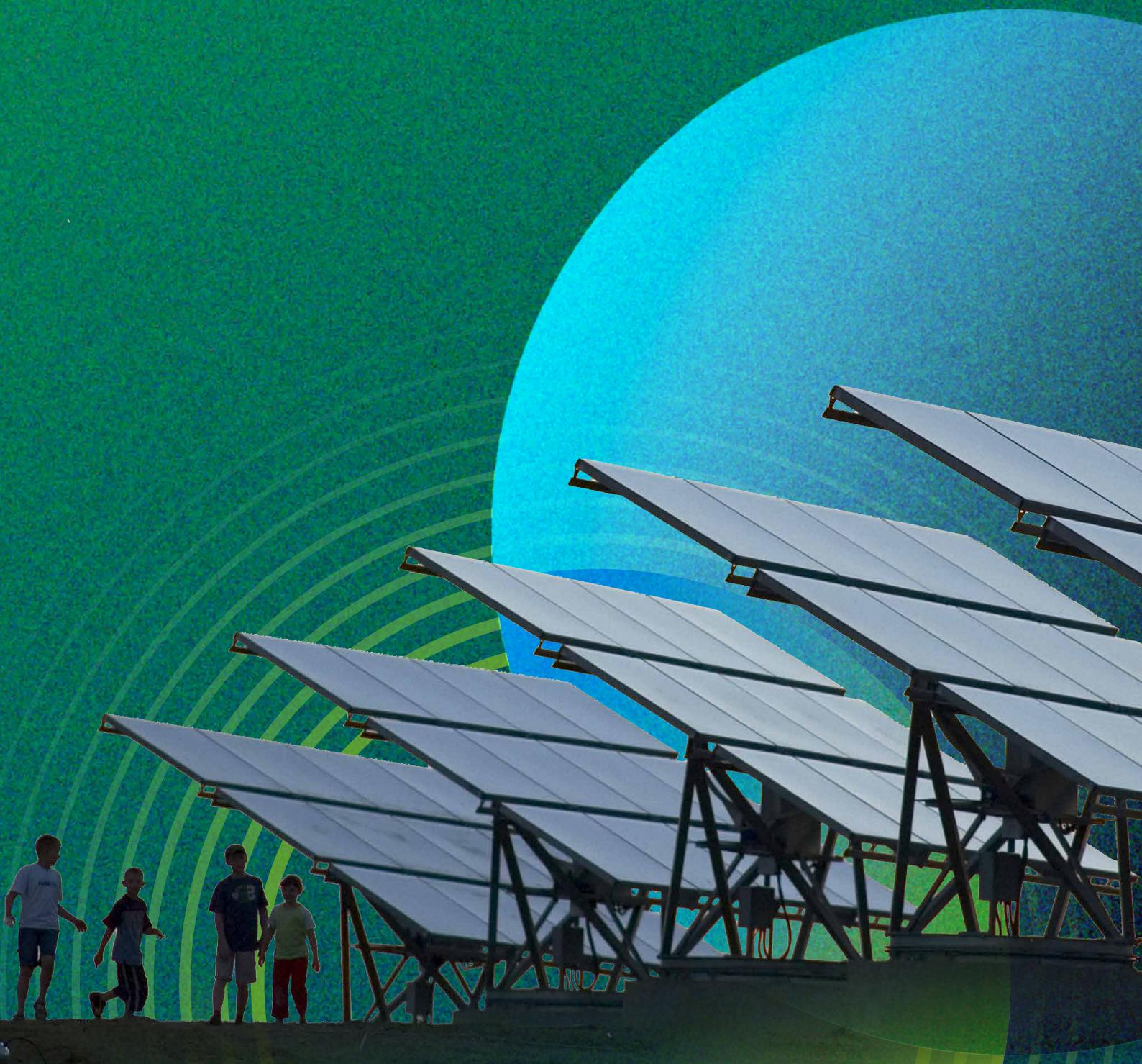
随着全球能源转型的加速推进，可再生能源装机比例的不断提升，推动可再生能源参与电力市场不仅是解决愈发严峻的电力系统安全稳定问题、疏导相应平衡成本的关键手段，更是促进其长效可持续发展的必要举措。围绕系统电力电量失衡、超短期灵活性需求提升、多重市场营收风险、环境价值体现等在内的关键问题，世界各国纷纷开展了广泛的探索与实践，为中国的可再生能源市场设计提供了宝贵的借鉴。

中国正在稳步推进电力体制改革和电力市场建设。各省级电力市场建设进程中，也正在积极探索适合本地实际的绿色电力市场机制，其中不乏特色而卓有成效的案例。这些实践探索为中国的可再生能源向更高比例健康发展创造了有利条件，为全国统一电力市场的建设提供了坚实基础。



第三章

中国省级绿色电力 市场建设进展



中国经济社会发展以省为主体，电力规划、供应和安全等均按省实施管理。同时，中国的能源资源与负荷分布不均衡，各省的可再生能源发展情况与电力供需情况差异较大。这客观上决定了中国的电力市场建设主要围绕省级电力市场展开。在省级电力市场的建设进程中，同样面临着可再生能源大量、快速接入带来的电网安全稳定、电量电力平衡、电源侧营收压力等各类问题与挑战。为此，各省电力市场从电能量市场、辅助服务、容量、绿电交易等方面，开展了大量的探索和实践，积累了特色的机制案例和有益的可推广经验。

本章从中国整体的可再生能源消纳和参与市场的机制模式入手，而后聚焦广东等8个省(市、地区)的电力市场中与可再生能源密切相关的情况。结合文献研究与全面深度的专家交流，在挖掘省份特色的同时，梳理和分析绿色电力市场建设过程中的共性问题与趋势，为下一步的电力市场建设提供参考和借鉴。

注：为了与国内电力市场研究中的语境惯例保持一致，以风电、光伏为主的“可再生能源”，在本章中主要以“新能源”的概念进行表述。

3.1 中国新能源参与市场的总体情况

新能源上网电量主要通过保障性收购和市场化交易两种模式消纳。其中，保障性收购是指保障小时数¹¹⁰以内的新能源发电量，以项目核准/备案时政府部门确定的固定电价，由电网企业收购。超过保障小时数的部分，需要通过市场化交易自行消纳，价格通过市场竞争形成。

随着新能源发电量不断增加，其消纳模式也逐步从以“保量保价”收购为主，过渡到以“保量竞价”参与市场为主¹¹¹，新能源利用率目标适当放宽¹¹²，保障小时数不断降低。特别是在新能源占比高、装机增速大的地区，政策推动大部分新能源全面参与市场。中国电力市场体系建设的顶层政策《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出目标，到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易¹¹³。

新能源市场化交易，包括常规交易和绿色电力交易。常规交易，指新能源与其他电源共同参与的电能量交易等，包括现货和中长期交易。现货电能量交易能够形成电力价格，优化资源配置，激励新能源

2022年~2024年全国省内绿电交易数据¹¹⁹ | 图4



数据来源：中电联，清华四川能源互联网研究院，绿色和平制表

提升功率预测准确性，鼓励其以合理的量价申报参与竞争，值得注意的是，无法通过市场出清的电量将不计入弃风弃光考核机制；中长期电能量交易能够平稳市场波动，锁定成本收益，通过分时段连续运营，为新能源提供更多灵活化的交易窗口，推动其承担偏差责任，增强自身管理能力；绿色电力交易是同时交易电能量与环境价值属性的一类特殊中长期交易，以市场化的手段体现新能源的绿色环境价值，丰富新能源发电商的盈利模式¹¹⁴。

2023年，中国市场交易电量为56,679.4亿千瓦时，占全社会用电量的比重约61.4%¹¹⁵。其中，新能源市场化交易电量达到6,845亿千瓦时，占新能源总发电量的47.3%¹¹⁶。省内绿电交易537.7亿千瓦时，占全国市场交易量比重约为0.95%¹¹⁷。而2024年，中国市场交易电量达61,795.7亿千瓦时，其中省内绿电交易2,048亿千瓦时，是2023年的3.81倍¹¹⁸。

为推动电力系统的低碳转型与新能源的长足发展，全国和各省市还开展了辅助服务、容量等配套机制和市场建设。辅助服务市场根据新能源渗透率显著提升等电力系统新变化带来的实时平衡和安全运行需求，设计相应的辅助服务品种，逐步健全交易品种，拓展参与主体，扩大市场规模，同时积极推动相关成本向用户侧疏导。容量机制针对未来新容量投资激励缺乏的问题，旨在保障系统调节性资源收益，维持系统的可靠性和稳定性。

3.2 典型省级绿色电力市场建设情况与进展

本报告选取广东、山西、甘肃、蒙西、浙江、江苏、上海、北京共8个典型省（市、地区），进一步分析其电力市场建设情况与新能源的市场化交易进程。这八个省（市、地区）在新能源资源禀赋、电力市场建设阶

典型省（市、地区）2023年能源与电力市场运行简况 | 表3

省（市、地区）	发电总量 (亿千瓦时)	全社会用电总量 (亿千瓦时)	新能源装机容量 (万千瓦)及(占比)	新能源发电量 (亿千瓦时)及(占比)	绿电交易量 (亿千瓦时)
广东	6,718.6	8,502	4,066.9 (21.1%) ¹²⁰	394.35 (5.87%)	39.7
山西	4,461	2,885	4,990.2 (37.51%)	817.31 (18.32%)	24.2 ¹²¹
甘肃	2,112.86	1,644.68	5,153.9 (57.50%)	685.29 (32.43%)	12.49 ¹²²
蒙西	5,796.03 ¹²³	3,306.31 ¹²⁴	4,463 (44.47%) ¹²⁵	1142.08 (19.70%) ¹²⁶	— ¹²⁷
浙江	4,353.1	6,192.42	3,941 (30.14%)	248.21 (5.70%)	82.13 ¹²⁸
江苏	6,272.54	7,833	6,214.38 (34.59%) ¹²⁹	895.34 (14.27%) ¹³⁰	17.74 ¹³¹
上海	1,015	1,849	396.40 (13.42%) ¹³²	48 (4.73%)	21.5
北京	454.9	1,357.8	132.06 (9.57%) ¹³³	3.32 (0.73%)	16.5 ¹³⁴

注：各省（市、地区）的发电总量、新能源发电量、全社会用电总量，如无特别注明，来自国家统计局以及省级官方数据，其中国家统计局的发电量数据均为规模以上工业法人单位（即年主营业务收入2000万元及以上的工业企业）数据，占比数据除信源已提供外，其余为研究团队根据上述数据计算，发电量占比为新能源发电量/发电总量*100%；新能源装机数据，如无特别注明，来自各省（市、地区）官方、行业协会等公开渠道数据，其中有省份、地区数据为统调装机数据，占比数据除信源已提供外，为研究团队根据上述数据计算得来；绿电交易量数据，如无特别注明，为全年绿电交易总量，来自各省（市）官方、行业协会等第三方公开渠道数据。

数据来源：公开信息，清华四川能源互联网研究院、绿色和平制表

段、新能源渗透率、经济产业与用电结构等方面各异。从资源基础来看,广东、浙江、江苏、上海、北京为典型的负荷大省(市、地区)及净受电省份,而山西、甘肃、蒙西则为传统电力输出地区。从市场建设阶段来看,广东、山西、甘肃省级电力现货市场已正式运行,其余五个省(市、地区)仍处于现货长周期结算试运行或更早期阶段;从新能源渗透率来看,截至2023年底,

甘肃、蒙西、山西三地新能源发电量占比已超过15%,新能源消纳压力逐步显现,江苏接近15%,而广东、浙江、上海、北京四省市的新能源发电占比较低。

这些因素的差异,深刻影响了各省(市、地区)的新能源入市进展及其配套政策措施,各地新能源市场化交易的具体项目类型、交易品种、入市比例和

各省(市、地区)主要电力市场建设情况整理对比 | 表4

省(市、地区)	电能量市场	辅助服务市场	容量机制	新能源入市情况	绿电交易情况
广东	中长期市场+正式运行的现货市场	省级调频、区域调频、备用	气电、煤电均以100元/kW/年进行补偿	分配基数电量,基数电量以外参与电能量市场	省内新能源自主选择绿电或常规中长期交易,新增绿电事后交易
山西	中长期市场+正式运行的现货市场	省级调频、正备用、区域调峰	煤电以100元/kW/年进行补偿,正在建立补偿价格动态调整机制	分配基数电量,基数电量以外参与电能量市场	作为供端以省间绿电外送为主,省内绿电交易由无补贴新能源参加,提出绿证偏差处理机制
甘肃	中长期市场+正式运行的现货市场	省级调峰容量、调频、需求响应	煤电以100元/kW/年进行补偿	所有新能源均参与现货市场,特殊项目仅参与出清不参与结算	多年期省间交易快速增长
蒙西	中长期市场+结算试运行的现货市场	省级调频、备用	煤电以100元/kW/年进行补偿;示范独立储能以0.35元/kWh的标准最多补偿10年	除特殊项目外,新能源均参与电能量市场	推动新能源中长期交易全部转入绿电交易
浙江	中长期市场+结算试运行的现货市场	省级调频、区域调峰、备用	煤电以100元/kW/年进行补偿,存量非分布式气电机组有容量补偿	(2025年)集中式项目90%电量分配政府授权合约,其余电量直接参与现货市场	省内推动分布式新能源聚合参与绿电交易
江苏	中长期市场+结算试运行的现货市场	省级调频、区域调峰、备用	煤电以100元/kW/年进行补偿	(2025年)风光项目分别采购800h和400h,其余电量参与电能量市场	省内推动分布式项目参与绿电交易,省间作为受端引入西北地区绿电,提供用户侧绿电消费补贴
上海	中长期市场+结算试运行的现货市场	区域调峰、备用	煤电以100元/kW/年进行补偿;气电调峰和热电联产机组有容量补偿	高比例采购,自愿参与电能量市场	作为受端以省间交易为主,衔接绿电交易与地方碳市场履约核算
北京	中长期市场	区域调峰、(京津唐电网)调频	煤电以100元/kW/年进行补偿	高比例采购,自愿参与电能量市场	作为受端以省间绿电交易为主,为参与绿电交易的用户提供补贴,衔接绿电交易与碳市场履约核算

备注:特殊项目指特许经营项目、示范类项目、扶贫项目等,是区别于常规平价项目与含补贴项目以外的项目。考虑到市场信息广泛,以上信息仅摘录了省(市、地区)重点、特色机制与规则。

价格机制存在差异。将各省（市、地区）主要电力市场建设情况整理对比如表4，重点比较其电能量市场、辅助服务、容量机制、新能源入市程度和绿电交易开展情况等方面的差异。

总体而言，电能量市场建设方面，各省（市、地区）均在加速现货市场建设，形成中长期与现货相结合的电能量市场体系。中长期市场多采用金融性合约的模式，以更好的在现货市场开展全电量优化，发挥市场的资源配置作用。各省（市、地区）的电能量市场在市场主体报量报价方式、中长期与现货衔接机制、价区与节点设置、偏差考核标准等方面存在差异。

辅助服务市场建设方面，各省（市、地区）均推动有偿辅助服务从补偿制向市场化转变，在省级和区域级两个层面，普遍建立了调频、备用等品种的市场机制，但在具体的市场参与主体、出清规则、价格区间等方面存在差异。

容量机制与市场建设方面，各省（市、地区）均按照国家要求建立了煤电的容量补偿机制，部分省（市、地区）还建立了气电、独立储能等的容量机制，并尝试建立补偿价格动态调整机制。

新能源入市政策和绿电交易方面，各省（市、地区）稳步推进新能源参与市场。在新能源装机占比较高的区域，除特殊类型新能源外，地方政策推动全部参与电力市场。各省（市、地区）基于自身供需形势，灵活、有所侧重地开展省间、省内的绿电交易，交易规模不断扩大，交易机制（如事后交易、分布式聚合交易等）和消费模式（如绿电与碳市场衔接、绿电消费约束等）持续创新。

下文将梳理分析上述八个省（市、地区）新能源市场化交易的背景、现状与特色机制，重点围绕电能量、辅助服务、容量和绿电交易四个方面的关键市场机制进行详细介绍和比较。

3.2.1 广东

广东是全国第一批电能量现货市场试点地区，现货市场在试运行多年后于2023年12月转入正式运行¹³⁵。得益于较好的市场环境，新能源入市后，能够在市场中获得公平的竞争机会。广东新能源装机占比并不高，约为20%（2023年），电力系统的调节性需求没有甘肃、蒙西等新能源渗透率较高的地区大，市场内依旧存在容量不小的火电机组（装机占比58%¹³⁶）来应对新能源增长带来的波动性风险。

注：如无额外注明，广东省市场相关信息主要来自《广东电力市场现货电能量交易实施细则（2024年修订）》《广东电力市场中长期电能量交易实施细则（2024年修订）》《广东电力现货市场结算实施细则（2024年修订）》《广东省可再生能源交易规则（试行）》《关于2025年电力市场交易有关事项的通知》《广东调频辅助服务市场交易规则（试行）》《关于印发南方区域调频辅助服务市场交易实施细则（2023年版）的通知》。

1. 电能量市场

广东构建了以中长期金融性合约为主、现货偏差结算为补充的全电量集中式市场。

在中长期市场，交易周期分为年度（多年）、月度、周及日类型，采用双边协商、挂牌交易、集中竞价、滚动撮合等方式进行。经营主体先签订中长期合约锁定大部分电量，中长期市场与现货市场衔接时，年度合约电量先转化为分日电量再转化为分时电量，实现与现货市场的时序衔接。在现货市场，发电侧“报量报价”参与日前与实时市场价格申报，用户侧以“报量不报价”模式作为价格接受者参与市场。现货市场采用节点电价机制，发电侧按照节点电价结算，用户侧按照统一结算点电价结算。



110千伏及以上电压等级的新能源机组，目前以“基数电量+市场化电量”的方式参与中长期市场（包括绿电交易）与现货市场，其中，220千伏及以上的中调调管风电场站、光伏电站全部参与市场交易，110千伏的集中式风电场站、光伏电站计划2025年底前全部参与市场交易¹³⁷。基数电量部分为政府指定的固定电价，实质上属于保障性收购模式的一种，市场化电量部分衔接中长期与现货模式进行结算。2025年电力市场交易事项中，广东省下调基数电量，其中220kV及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站原则上按实际上网电量的70%安排¹³⁸。为保障新能源机组的收益，新能源需要结算的偏差电量考虑了其波动特性，为实际偏差电量扣减10%实际上网电量¹³⁹。

2. 辅助服务市场/机制

广东运行有省级调频辅助服务市场与南方区域调频、跨省备用辅助服务市场等两级辅助服务市场。

省级调频辅助服务市场的交易品种为二次调频，以“容量竞标”的方式开展，由经营主体在日前

申报交易日各时段的可调容量范围和价格，交易中心根据报价和次日的调频容量需求最终决定各参与主体的中标容量。结算规则基于可调资源的调频里程与调频容量。调频辅助服务的费用由省调及以上发电机组、地调及以上且容量为30兆瓦及以上风力发电场、10千伏及以上并网的集中式光伏电站、参与广东电力市场化交易的电力用户等共同分摊¹⁴⁰。

3. 容量市场/容量电价机制

为了应对新能源不断增长带来的系统充裕度下降风险，根据发改价格〔2023〕1501号文要求，广东的煤电容量电价标准为每年每千瓦100元¹⁴¹。考虑到广东存有较多的气电机组，且气电机组较高的边际发电成本，使得其在电力市场中生存较为困难。因此，广东允许气电机组以与煤电机组同样的补偿标准来回收机组的固定投资成本¹⁴²。

4. 绿电交易

广东绿电交易分为批发交易和零售交易，批发交易被细分为双边协商、集中交易等方式¹⁴³。2024年1-6月，广东省累计绿电成交电量51.8亿千瓦时¹⁴⁴，截至2024年年底，广东绿电交易累计突破71.65亿千瓦时¹⁴⁵。广东2025年度绿电双边协商交易成交电量40.59亿千瓦时，同比上升30.64%；电能量成交均价386.58厘/千瓦时，同比下降16.98%；绿色环境价值成交均价5.77厘/千瓦时，同比下降44.41%^{146, 147}，截至2024年12月24日，2025年绿电零售合同签约电量规模超过100亿千瓦时¹⁴⁸。

绿电交易结算时，没有参与现货市场的发电机组按实际上网电量、不含补贴的批复上网电价结算；参与现货市场的机组按市场规则进行结算。除常规时段的绿电交易以外，广东还新增了绿电事后交易，以更灵活的方式为用户的绿电消费需求提供补充¹⁴⁹。

2024年8月起，广东推出了绿色电力消费溯源报告，报告记录了用户在一定时间段内的绿色电力用电量及其来源等¹⁵⁰，溯源流程和报告内容符合国家的规范要求，为用户提供了证明其绿色电力消费的透明可靠工具。

此外，广东省进一步丰富绿电交易品种，鼓励分布式新能源以聚合虚拟电厂方式参与现货电能量交易和绿电交易¹⁵¹。

5. 广东省市场小结

作为新能源快速发展但渗透率尚不高、电力市场建设较好、用户侧绿色需求大的典型消费端省份，广东在绿色电力市场建设方面有以下几点特色：

(1) 积极引导新能源更大规模入市，110千伏等级的新能源机组将进入现货市场，220千伏及以上等级的保价收购比例从90%¹⁵²下降至70%。鼓励分布式新能源以聚合虚拟电厂方式参与现货电能量交易和绿电交易；

(2) 建设省级调频辅助服务市场，拓宽容量电价补偿机制等，激励省内煤电、气电、独立储能等参与提供平衡服务，以保障系统安全稳定运行并支撑更高比例的新能源并网；

(3) 增加绿电事后交易品种，出具绿电溯源报告，充分满足用户绿电采购和绿色消费认证需求，并激励更广泛的绿电交易。

3.2.2 山西

2023年12月，山西电力现货市场正式运行，是国内第一个转正运行的市场。山西现货市场的核心呈现是“全电力优化、新能源优先”，围绕“发电侧竞争、用户侧参与、统一平衡”建立集中式市场¹⁵³。山

西电源以煤电为主，同时新能源装机占比不低，2023年底省内煤电装机占比54.2%¹⁵⁴，新能源装机占比37.51%¹⁵⁵。山西是典型的电源外送省份，2023年通过“西电东送”“北电南送”等工程外送23个省份，净外送电量占比全省发电总量的35.3%¹⁵⁶，2024年绿电外送交易电量保持全国第一¹⁵⁷。山西利用“水火互济”“风火打捆”等模式实现传统电源与新能源多能互补、深度融合。

注：如无额外注明，山西省市场相关信息主要来自《山西电力中长期交易实施细则》《电力市场规则体系（V14.0）》《山西电力二次调频辅助服务市场交易实施细则（征求意见稿）》《山西正备用辅助服务市场交易实施细则（试行）》。



1. 电能量市场

山西电能量市场以“中长期金融性合约+现货全电量竞价”的模式运行。

在中长期市场，交易周期分为多年、年度、月度、月内等，交易方式为双边协商和集中竞价。中长期合约分解为每天24点曲线，以衔接现货市场。新能源参与省内现货市场时优先出清，以“报量不报价”方式全电量作为价格接受者参与交易。在参与省间交易时，则以“报量报价”方式参与市场竞价，省间现货的度电收益略高于省内交易¹⁵⁸。

在市场准入方面，山西制定了具有地区特色的规则，省内的平价新能源可自愿选择是否进入现货市场¹⁵⁹，若选择不参与市场则以燃煤基准价全额收购。含补贴的项目优先进入市场，若项目获得了基数电量，则基数电量以外的电量参与市场交易；未分配基数电量的项目以全电量参与现货市场。2023年，新能源在山西现货市场中的收益下降，现货度电收入年度均价为272.99元/兆瓦时（风电）和247.73元/兆瓦时（光伏），显著低于332元/兆瓦时的燃煤基准电价¹⁶⁰。此外，新能源的出力反调峰特点，拉大了现货市场的峰谷价差，使得收益进一步下降。2023年，山西现货分时均价峰谷价差为286.80元/兆瓦时，峰谷价差率为57.89%¹⁶¹。

2. 辅助服务市场/机制

山西的辅助服务市场包括二次调频和正备用两类产品。此外，山西参与华北调峰辅助服务市场。

二次调频市场的参与主体为火电企业与新型储能等，市场仅以调频里程计价，调频产生的费用由发用两侧分摊，按发电侧未参与电能量市场的总上网电量和用户侧总用电量比例分摊至发电侧和用户

侧，扶贫等特殊项目不参与分摊。2024年，山西对二次调频的交易实施细则进行了修订，将峰期报价由此前的5-30元/兆瓦¹⁶²调整至5-15元/兆瓦¹⁶³。

正备用市场的参与主体包含可提供备用资源的发用两侧主体。正备用补偿费用最终由发电企业（含火电和新能源）与批发市场电力用户各承担50%¹⁶⁴。

3. 容量市场/容量电价机制

山西省的煤电容量电价标准为每年每千瓦100元。目前山西正计划开展容量充裕性机制建设，一是建立既有煤电机组的容量补偿价格动态调整机制，并逐步向能够反映其他电源主体容量价值的补偿机制过渡。市场相对成熟、建设边界条件明晰后，启动容量市场机制设计研究。二是进一步落实和完善省间容量电价机制设计，促成送受双方在外送电力合约中明确容量电价履约责任和电费计算方式，强化外送电容量价值体现。

4. 绿电交易

由于本省用户的绿电消费需求不高，山西的绿电交易以作为送端省的省间交易为主。2024年，山西全年外送绿电规模已达75.38亿千瓦时，位居全国第一¹⁶⁵。

2024年12月，山西发布了修订后的中长期交易实施细则，将绿电交易规则作为专章融入了中长期电力交易体系。市场初期，可参与绿电交易的主体主要为不含补贴的新能源发电企业（即平价新能源），绿电交易周期与省内中长期交易周期基本保持一致，交易品种包括批发与零售、省内与省间交易，目前，平价新能源的环境溢价形成方式为绿电交易综合价格减去保障性收购上网电价；未来带补贴项目参与绿电交易后，原则上调整至绿电交易综合价格

与省内其他中长期交易均价的差价¹⁶⁶。山西省能源局明确自2025年1月起，分布式新能源可自愿选择以独立或聚合方式参与绿电、绿证交易¹⁶⁷。

山西创新提出了绿证偏差处理机制，以解决绿电交易合同执行时产生的绿证偏差。偏差交易以双边协商为主，作为绿电交易的补充存在。

5. 山西省市场小结

作为火电保有量与新能源装机占比都比较高的典型电力送端省份，山西电力市场在应对逐年增长的新能源渗透率时开展了以下几方面的特色工作：

(1) 省内现货交易优先保障新能源消纳，允许新能源以“报量不报价”模式作为价格接受者参与交易；

(2) 提升新能源在省间交易中的占比，发挥新能源低价优势，允许新能源以“报量报价”的竞价模式参与省间交易；

(3) 开拓正备用辅助服务市场，应对外送占比提升、新能源快速增长导致的系统顶峰备用资源短缺压力；

(4) 创新绿证偏差处理机制，增强了绿电交易的规范性。

(5) 分布式新能源可自愿选择以独立或聚合方式参与绿电、绿证交易。

3.2.3 甘肃

2024年9月，甘肃成为中国第四个现货转入正式运行的省份。甘肃是新能源大省，截至2023年底，新能源装机占比超过57%，新能源发电量占比超过30%。截至2024年10月，甘肃省新能源装机和

发电量占比均位居全国第二¹⁶⁸。较高比例新能源叠加省内负荷需求不高，甘肃新能源消纳具有一定难度，因此以市场化手段推动新能源消纳是甘肃电力市场最显著的特征。

注：如无额外注明，甘肃省市场相关信息主要来自《甘肃电力现货市场规则》《甘肃省电力中长期交易实施细则（试行）》《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）》。

1. 电能量市场

甘肃要求所有新能源发电机组均参与现货市场，分布式、扶贫、特许经营等特殊新能源发电项目仅参与出清但不参与结算，其余新能源项目均需参与现货结算¹⁶⁹。新能源以“中长期金融合约+现货全电量竞价”模式参与电能量市场。

现货市场采用分区定价模式将省内分为河东与河西两个区域，以反映河东和河西两地的电力供需差异¹⁷⁰。现货交易时发用两侧均“报量报价”。现货市场在处理新能源实时偏差时，给予了新能源更大的负向偏差（新能源少发）允许范围，通过这种方式保护新能源机组免于受到较为极端的偏差惩罚。针对风电天然波动性更强的特点，市场还给予风电场站相较于光伏场站额外10%的负向允许，为风电机组参与市场提供了更多保障¹⁷¹。

2. 辅助服务市场/机制

甘肃的辅助服务市场包含了调峰容量、调频、需求响应三个交易品种。

调峰容量是甘肃建设的具有地区特色的市场机制。调峰容量市场本质上属于以机组容量计价的深度调峰辅助服务。调峰容量市场对储能出台了激励政策，独立储能也可以单独参与调峰容量市场。



甘肃将需求响应也归于辅助服务市场进行管理，实质上是引导用户侧参与调峰的一种机制。其中，削峰响应补偿费用由发用两侧按月分摊支付，填谷响应补偿费用由发电侧按照月度上网电量分摊支付。

3. 容量市场/容量电价机制

甘肃的煤电容量电价标准为每年每千瓦100元。

4. 绿电交易

甘肃省绿电交易持续扩容，2024年省内绿电交易量11.14亿千瓦时，同步增长1.58倍；省间绿电交易量11.06亿千瓦时。多年期省间交易迅速增长，2025年与多个省市达成总计超过400亿千瓦时的绿电合约电量¹⁷²。

甘肃目前并未公布专门的绿电交易规范性文件，而是将绿电交易作为其省级中长期交易规则的一部分。甘肃的中长期交易实施规则规定，优先组织无补贴的新能源项目，带补贴新能源项目作为补充。除此之外，其他规则参照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》。

5. 甘肃省市场小结

甘肃是市场建设较为完善、新能源渗透率高、省内用户需求不足的典型新能源供给端省份，甘肃电力市场开展了以下几个方面的创新：

(1) 允许发用两侧主体均以“报量报价”形式参与市场，是目前唯一允许用户侧以“报量报价”参与现货市场的省份，也是首个新能源以“报量报价”参与现货市场的地区¹⁷³；

(2) 创新“省内用电负荷+联络线外送计划”模式，构建省内负荷与外部电网的全电量竞价空间，促进新能源省内省间协同消纳¹⁷⁴；

(3) 创新调峰容量和二次调频两种辅助服务的日内分时叠加模式¹⁷⁵，提高电网应对负荷变化的能力。

3.2.4 蒙西

内蒙古是重要的能源生产基地，是典型的电力送端省份与新能源装机大省。内蒙古电网分为国网运营的蒙东电网与自治区自营的蒙西电网。截至2023年12月25日，蒙西电网新能源统调装机占比达到44.47%，其中风电装机2,825万千瓦，光伏装机1,638万千瓦¹⁷⁶。其中，蒙西地区的电力市场改革进展较快，2010年就建立了全国首个电力市场¹⁷⁷，目前已形成了“中长期+现货+辅助服务”的完整电力市场体系¹⁷⁸，地区内现货市场处于常态化运行阶段，即将转入正式运行。

注：如无额外注明，蒙西地区市场相关信息主要来自《内蒙古自治区能源局关于做好2025年内蒙古电力多边

交易市场中长期交易有关事宜的通知》《内蒙古电力多边交易市场规则体系》《蒙西电力市场调频辅助服务交易实施细则（试行）》《蒙西电力市场备用辅助服务交易实施细则（试行）》。

1. 电能量市场

蒙西地区电能量市场采用“中长期金融性合约+现货全电量竞价”的模式。

在中长期市场，交易周期分为年度、月度和月内交易，交易方式分为竞价、协商和挂牌交易。中长期与现货市场衔接时，日前市场不与中长期市场进行偏差结算，仅开展日前预出清，中长期直接与实时市场进行差价结算。

在现货市场，发电企业“报量报价”参与，电力用户“不报量不报价”作为价格接受者参与。蒙西现货采用了“日前预出清+实时出清”的市场组织方式。日前市场主要开展预出清、机组组合及发电计划制定，不产生成交结果，也不进行结算¹⁷⁹。蒙西的实时市场“单结算”模式，与其他省份采取的日前市场与实时市场两次偏差结算的模式形成鲜明对比¹⁸⁰。

在新能源参与市场方面，蒙西将除扶贫、分布式、特许经营等特殊新能源发电项目以外的所有新能源机组都纳入中长期与现货市场，建立了火电与新能源同台竞争的电能量市场。蒙西通过逐年减少新能源保障性收购小时数的方式倒逼新能源入市，以常规光伏为例，“保量保价”优先发电利用小时数由2022年的900小时降至2024年的250小时^{181, 182}。为减少新能源入市后面临的风险，蒙西制定了新能源风险防范机制，当结算价格偏离中长期合同价格一定比例时，进行相应电费补偿或回收，相关费用则由煤电分摊¹⁸³。2024年9月，内蒙古自治区能源局发布《关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的

通知》，提出按照补贴和无补贴新能源项目，分类执行新能源风险防范机制¹⁸⁴。

2. 辅助服务市场/机制

蒙西的辅助服务市场包含调频和备用两个交易品种。

调频市场采用“日前报价、日内集中出清”的模式，调频费用由包括火电、新能源在内的发电企业按实际上网电量比例进行分摊¹⁸⁵。

据了解，备用辅助服务已建立但尚未实际运行，市场采用“日前报价、日内边际出清”的模式，在调频市场出清后，实时电能量市场出清前开展备用出清。备用市场产生的费用由除提供备用服务以外的所有发电机组按月度上网电量比例分摊。

3. 容量市场/容量电价机制

蒙西地区的煤电容量电价标准为每年每千瓦100元。此外，内蒙古自治区对纳入自治区示范项目的独立新型储能电站给予容量补偿，补偿上限为每千瓦时0.35元，补偿期不超过10年¹⁸⁶。蒙西地区也提出逐步推动建立市场化的容量成本回收机制¹⁸⁷。

4. 绿电交易

2024年2月，蒙西地区成为国网、南网之后国内的第三个绿电交易试点地区¹⁸⁸。2024年，蒙西市场绿电交易成交总量超900亿千瓦时¹⁸⁹。

在绿电市场建设方面，蒙西正推动新能源中长期交易全部转入绿电交易，鼓励新能源通过中长期交易实现绿色价值。新能源主体可以选择参加绿电交易来减少偏差风险，结算电量为实际上网电量、用户用电量与合约电量三者最小值，偏差价格依照蒙西电网绿色交易均价的5%¹⁹⁰。

5. 蒙西地区市场小结

蒙西地区电力总体供大于求且新能源装机量占比超过40%，具备了一定的新型电力系统特征，为解决新能源高比例入市带来的系列问题，蒙西电网在电力交易方面开展了以下特色工作：

- (1) 推动新能源更大规模入市，将几乎所有集中式新能源项目都纳入市场，并放开新能源交易比例限制；
- (2) 推动新能源中长期交易全部以绿电交易方式开展；
- (3) 建立新能源入市风险防范机制，将新能源参与现货市场的收益控制在合理区间。



3.2.5 浙江

浙江省是典型的用电大省与能源资源小省，省内电力整体处于供不应求的状态。在供给侧，2023年，浙江新能源累计装机容量达3,941万千瓦，占全省总装机的约30.14%，新能源发电量占比约5.7%。新能源装机形式以分布式光伏为主，2024年分布式光伏占全省光伏装机总量比约79.3%¹⁹¹。在需求侧，浙江由外向型经济主导，外向型经济度超过60%，受下游供应链绿色用能需求等因素影响，企业对绿色电力需求较高¹⁹²。因绿电供给相对稀缺，浙江省内的新能源以往作为保障性电源以“保量保价”模式全额收购，近期计划逐步推入市。

注：如无额外注明，浙江省市场相关信息主要来自《浙江电力中长期交易实施细则（2.0版）》《浙江电力现货电能量市场交易实施细则（2.0版）》《浙江电力中长期交易实施细则-绿色电力交易专章（2.0版）》《浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则（2.0版）》《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则（试行2024年修订版）》。

1. 电能量市场

浙江电能量市场由中长期市场和处于结算试运行的现货市场构成，以“中长期金融性合约+现货全电量集中出清”的模式运营。

在中长期市场，交易周期主要包括年度、月度以及月内（多日），交易方式分为双边协商、集中竞价、挂牌交易与滚动撮合。

省内现货市场包括日前和实时市场。日前市场，发电侧“报量报价”，用户侧“报量不报价”作为价格接受者参与市场。实时市场允许发电主体再次申报机组的发电计划，新能源机组需要提供未来4小时内以5分钟为周期的超短期功率预测。

在新能源参与市场方面，浙江设计了“政府授权合约”机制，该机制将计划发电转化为具有电量和价格曲线的合约形式¹⁹³，是计划模式衔接市场的一种过渡模式¹⁹⁴。合约是在政府的引导下，由发电企业与电网公司之间签订的金融差价合约，目的是对冲电力现货市场价格可能出现的波动风险¹⁹⁵。从2025年的电力市场交易方案来看，省内的统调新能源以“政府授权合约+现货市场”模式参与交易，其中90%分配政府授权合约执行政府定价，剩余的10%电量以“报量报价”方式直接进入现货市场交易¹⁹⁶。

2. 辅助服务市场/机制

浙江的省级辅助服务市场仅开展二次调频辅助服务交易，省内经营主体还参与华东区域的调峰与备用辅助服务市场，按区域市场规则执行。

调频辅助服务市场的参与主体为火电、储能或其他独立主体（具备条件后）。参与主体需申报里程价格和调频容量，市场按调频价格排序由低到高依次出清，形成调频中标机组及中标容量。

在华东调峰辅助服务市场，可参与的经营主体为可提供至少15万千瓦调峰能力的燃煤发电机组以及储能设施，新能源现阶段不参与调峰，调峰产生的费用由调峰需求地区电网企业支付后，再向其地区的发电机组或储能等经营主体分摊¹⁹⁷。

在华东备用辅助服务市场，市场起步初期，可参与的经营主体为30万千瓦装机容量以上的煤电机组、燃气机组以及单机大于5万千瓦、具备月调节能力的水电机组、储能等，未来随着市场更加成熟，将扩大新能源等主体参与备用¹⁹⁸。由于是区域辅助服务市场，交易时若市场中的备用服务买卖双方来自不同区域电网，则备用服务费用先由两地电网代理结算后，再由各地电网企业向发电、用电侧疏导。

3. 容量市场/容量电价机制

浙江省的煤电容量电价补偿标准为每年每千瓦100元，同时对存量的非分布式气电机组执行容量电价¹⁹⁹。

4. 绿电交易

2024年，浙江省全年绿电累计成交电量109.60亿千瓦时，同比增长40.7%²⁰⁰。浙江省绿电交易包含批发交易和零售交易。在批发交易中，可参与绿电交易的主体为集中式新能源发电项目和聚合后的分布式新能源项目，交易周期包括年度和月度。绿电零售交易不单独组织。“2025年年度中长期（含绿电）交易创新开展小时级的分时段交易，精准构建发用两侧全年中长期电力曲线，确保年度中长期交易合约与现货交易的无缝衔接，提升电力交易的连贯性与协同性”²⁰¹。

浙江首创了分布式新能源聚合参与绿电交易的模式。2024年全年共有109家分布式聚合商参与绿电交易，聚合式交易电量超过23.03亿千瓦时²⁰²。同一个分布式项目仅可选择一个聚合商建立代理关系，聚合商作为参与绿电交易的基本单元。聚合后的分布式项目参与交易时视为与集中式项目等同地位的经营主体。在结算时，聚合的分布式新能源项目解耦结算，结算电量按聚合商向各分布式项目分解后的当月合同电量、实际上网电量与电力用户用电量三者取小得出。

5. 浙江省市场小结

浙江是分布式光伏装机大省，也是绿电需求大省，在省内新能源供不应求的大背景下，浙江在电力交易方面开展了以下特色工作：

（1）首创分布式项目参与市场的机制，鼓励分布式项目聚合参与绿电交易；



(2) 通过政府授权合约引导集中式项目“脱保入市”，将统调新能源的部分上网电量纳入现货市场管理。

3.2.6 江苏

江苏是第二批电力现货试点省份之一，目前处于结算试运行阶段，江苏也是近两年交易规模最大的省级电力市场之一，电力市场建设基础较好。江苏是重要的制造业生产基地，用电需求大省，省内电力供应总体处于供不应求的状态。江苏新能源装机和发电量增长较快，2023年新能源装机容量6,214.38万千瓦，占比达34.59%；新能源年发电量895.34亿千瓦时，占比14.27%。

注：如无额外注明，江苏省市场相关信息主要来自《江苏省电力市场中长期电能量交易实施细则（v1.0）》《江苏省电力现货市场运营规则（V1.0版）》《江苏电力辅助服务（调频）市场交易规则（试行）》。

1. 电能量市场

江苏电能量市场以“中长期差价合约+现货全电量竞价”的模式运营。

在中长期市场，江苏建立了以年度交易为主、月度交易为辅、月内交易调差连续运营的制度，交易周期包含年度（多年）、月度（多月）、月内等，交易方式包括双边协商、集中竞价和挂牌交易。中长期曲线分解后，在已分解的曲线基础上开展运行日分时段能量块交易。

在现货市场，发电侧经营主体以“报量报价”模式参与日前市场。电网企业代理购电用户“不报量不报价”作为价格接受者参与市场。由于江苏省内99%的风电与67%的光伏都集中在苏北地区，负荷则主要集中在苏南地区²⁰³，江苏设置了分区电价用于缓解输电阻塞，将全省分为江南、江北两个电价区，分别在日前、实时市场各自形成出清价格^{204, 205}。

江苏积极推动可再生能源入市，从2025年年度电力交易方案来看，将不参加绿电交易的集中式风电、光伏的保障性收购小时数设为800小时和400小时，在保障性小时数以外的发电量需要开展保量竞价，参与省内中长期交易²⁰⁶。

2. 辅助服务市场/机制

江苏省内开展调频辅助服务市场，可参与的经营主体包括新能源在内的所有具备AGC调节能力的机组与储能电站等。同时，华东区域开展调峰和备用辅助服务市场。

3. 容量市场/容量电价机制

江苏省的煤电容量电价补偿标准为每年每千瓦100元。

4. 绿电交易

2024年，江苏达成绿电交易电量共127亿千瓦时，同比增长144%²⁰⁷。2024年10月，江苏启动分布式新能源聚合参与绿电交易，有效扩大省内绿电供给²⁰⁸。此外，江苏积极开展省间交易，2024年1-8月，江苏省间绿电成交量达47亿千瓦时²⁰⁹，并提出扩大与山西、新疆等地绿电交易规模，拓展西北、东北等省间绿电交易通道²¹⁰。

在与经营主体的交流中，有企业提及，江苏省内布局较多海上风电、分布式发电等资源，相对于北京、上海，绿电供需压力有一定缓解。跨区跨省交易亦是江苏电力用户采购绿电的主要途径之一，但据其他企业透露，相较于往年，用户对于多年期跨区跨省交易的意向有所下降，背后原因有二：省外电源落地江苏的电价与江苏本省电源相比，价格优势不明显；用户判断三年绿电市场为价格下行趋势，若与发电侧签署固定电价合约，后续在价格调整谈判上，可能需要花费更多的精力。

在绿电消费激励与约束方面，2022年江苏省发改委发布了《江苏省促进绿色消费实施方案》，提出到2025年省内高耗能企业电力消费中绿色电力占比不低于30%的目标²¹¹。此外，部分城市对参与绿电交易的电力用户提供补贴^{212, 213}。

5. 江苏省市场小结

江苏具有供小于求、新能源渗透率较高但地域南北错配的特点，省内虽保有丰富的光伏、海风等发电资源，但因输电能力等因素无法满足高额绿电消费需求，为此江苏电力市场开展了以下特色工作：

- (1) 充分发掘省内绿电供给能力，降低保障小时数，加快新能源市场化进程，同时推广分布式新能源聚合参与绿电交易；
- (2) 提升已有跨区通道的绿电送电比例，拓展更多跨区跨省绿电供应途径，开拓西北、东北地区的绿电输送通道，利用特高压通道的富余送电能力增加跨区跨省绿电供应；
- (3) 实施用户绿电消费补贴等政策，引导用户更多参与绿电交易。

3.2.7 上海

上海市是第二批电力现货市场试点之一，目前处于结算试运行阶段。上海外向型经济特征显著，对绿电的需求较大，外资公司是上海绿电消费的主力军。从市内新能源发电资源禀赋来看，上海没有充足的发电资源，无法满足本地企业旺盛的需求。2023年新能源发电量占比不足5%²¹⁴。上海主要依托跨区跨省绿电交易来满足企业的绿电需求。

注：如无额外注明，上海市市场相关信息主要来自《上海电力中长期交易规则》《上海电力现货市场实施细则》

(结算试运行2024年修订版)》修订条款、电力现货市场第一次结算试运行工作方案政策解读、《上海市绿色电力交易实施方案》。

1. 电能量市场

上海的电能量市场采用“中长期金融合约+全电量现货竞价”的模式。

在中长期市场，交易以多年、年、多月、月、月内(多日)周期开展，交易方式包括双边协商与集中交易两种模式，其中集中交易又分为集中竞价交易、滚动撮合交易与挂牌交易三种类型。



现货市场分为日前市场与实时市场。在结算试运行阶段，经营主体仅开展日前电能量申报，发电侧“报量报价”，用户侧“报量不报价”作为价格接受者参与。实时市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展，经营主体沿用日前市场申报曲线，不另行申报²¹⁵。

2. 辅助服务市场/机制

在第一次结算试运行期间，上海市内的调峰辅助服务市场已暂停运行²¹⁶，目前可参与的调峰、备用辅助服务市场均为华东区域市场组织。

3. 容量市场/容量电价机制

上海市的煤电容量电价补偿标准为每年每千瓦100元。此外，上海实施气调峰机组和气电热电联产机组容量电价，标准分别为每千瓦每月37.01元和每千瓦每月36.50元²¹⁷。

4. 绿电交易基本情况

上海的绿电交易以省间交易为主，2024年1-8月，上海共开展省间绿电交易161笔，电力用户采购绿电近50亿千瓦时、绿证超2,000万张²¹⁸。10月，《上海市绿色电力交易实施方案》印发²¹⁹，正式引入市内绿电交易，2024年全年交易电量0.5亿千瓦时²²⁰。在本地绿电消费需求的带动下，2025年度省间、市内绿电交易总量已达到66.8亿千瓦时²²¹。

此外，上海市在开展地方碳市场履约核算时，将企业外购绿电碳排放量单独核算，由绿电省间交易所得电量核算时排放因子取0²²²。

5. 上海市市场小结

上海市属于新能源渗透率较低、负荷需求较高的地区，非常需要跨区跨省的绿电输入保障本地需求，上海市在绿色电力市场方面开展了以下特色工作：

(1) 深度挖掘跨区直流通道潜力，从华北、西北等多省通过跨区跨省交易模式购入绿电²²³；拓宽跨区跨省交易的时间周期与交易方式，创新了“多年度+年度”与“双边交易+集中竞价”的跨区跨省交易模式²²⁴；

(2) 开展市内绿电交易，鼓励补贴项目参与。推动绿电交易与地方碳市场衔接。

3.2.8 北京

北京市是重要的电力保供地区，本地电力供给远小于需求，是典型的电力受端地区。北京市电能量、辅助服务依赖华北及京津唐电网调剂供应，市内并没有建设现货市场与辅助服务市场。北京市是许多跨国公司、央企总部所在地，在绿色转型趋势影响下，市内绿电需求也相对较高。北京2023年底新能源装机占比不足10%，新能源发电量占比不足1%，市内新能源渗透率极低，新能源发电量不能满足市内需求，需要依靠市外绿电供给。

注：如无额外注明，北京市市场相关信息主要来自《北京市2025年电力市场化交易方案》《北京市2025年绿色电力交易方案》《华北电力调峰辅助服务市场运营规则(2022年修订版)》。

1. 电能量市场

北京市电能量市场仅包含中长期市场，依据《电力中长期交易基本规则》和北京市年度电力交易方案开展^{225, 226}。

在中长期市场，交易以“中长期合约+偏差”的方式运行，中长期合约量价作为电能量市场结算量价。市场同时对发用两侧开展偏差考核，交易双方需分别承担中长期合约与实际发用电量偏差的责任，市场以计划分配的方式向发用两侧疏导不平衡资金²²⁷。

2. 辅助服务市场/机制

北京市内并没有运行省级辅助服务市场，但可以参与华北电力调峰辅助服务市场和京津唐电网统一的调频辅助服务市场。

在华北电力调峰辅助服务市场，可参与经营主体是由华北网调、省调组织直调的火电机组和包括分布式储能、电动汽车（充电桩、充换电站）、电采暖、制氢企业、虚拟电厂（可控负荷）等负荷侧调节资源以及发电侧储能在内的第三方独立主体。

在京津唐调频市场，可参与市场的主体是京津唐电网华北分中心以及北京、天津、冀北电力调控中心直调的火电机组所属的发电企业，调频费用由发电厂基于上网电费的比例进行分摊，用户侧不参与分摊²²⁸。

3. 容量市场/容量电价机制

北京市的煤电容量电价补偿标准为每年每千瓦100元。

4. 绿电交易

2024年上半年，北京市完成市场化绿电交易40.5亿千瓦时，较去年同期增长6.5倍²²⁹。目前，北京市组织开展了2025年跨区跨省年度绿电交易，预成交总电量约23.7亿千瓦时，同比增长585%²³⁰。

北京市将绿电交易并入中长期交易框架，交易方式为京津唐电网绿电交易和跨区跨省绿电交易。初期，可参与绿电交易的发电主体为风电、光伏发电企业。市场为发电侧提供了申报绿证价格的参考，参考价为国网经营区平价绿证市场上一结算周期的均价²³¹。在用户侧，市内大部分绿电交易由售电公司代理开展。北京市为参与绿电交易的电力用

户提供一定程度的补贴，以激励其消费绿电。北京市的试点碳市场履约核算时，同样允许使用市场化交易所得绿电量在碳排放核算时计为零²³²。

5. 北京市市场小结

由于北京市电网呈现较为明显的受端电网特征且市内新能源渗透率极低，为满足市内企业的绿电需求，在电力交易方面开展了以下特色工作：

- (1) 加强跨区跨省绿电输送通道建设，加强与山西、内蒙古、甘肃、新疆、青海等多地新能源发电企业的跨区跨省绿电合作，拓展绿电跨区跨省供给来源，充分调动外来绿电满足本地需求²³³；
- (2) 加强与京津唐地区的市场协调联运，通过大区辅助服务市场提供调峰、调频服务助力本地新能源消纳；
- (3) 为参与绿电交易的用户提供补贴，衔接绿电交易与碳排放核算，激励用户消费绿电。

3.3 典型省级绿色电力市场共性问题与趋势

通过与发电、售电（发售一体）、电力用户等不同经营主体和相关方的交流，报告发现，经营主体对现阶段中国绿色电力市场的关注主要集中在供需关系与市场价格、市场建设与交易模式、促进绿电消费的机制与政策等方面，各方面因素互相作用、共同影响经营主体的绿色电力采购策略。经营主体和相关方既提到一些共同趋势与挑战，亦在一些关键问题上存在观点、视角的不同。鉴于经营主体的参与程度和市场布局范围有所不同，下述汇总与分析仅反映大部分经营主体的经验与建议。

3.3.1 供需关系与市场价格

供需关系的差异影响着不同省份绿电交易的组织模式。如山西、甘肃等供给省份，用户需求较小，可再生能源以外送为主。以北京、上海等为代表的“负荷大省资源小省”则普遍面临绿电资源稀缺的



问题。特别是上海，作为外向型商贸城市，用户侧绿电需求更为旺盛。有企业提及，相较于绿电资源丰富的北方省份，在上海参与绿电交易时，售电公司能够保障的绿电比例有限。

经营主体普遍反映2024年的绿电供给紧张从全国范围来说有所缓解。面向持续增长的绿电消费需求，经营主体提出，希望通过提升新能源入市比例、扩大跨区跨省交易规模、完善通道保障等手段，进一步增强需求旺盛地区的绿电供给，缓解外向型企业的绿电需求压力。

与供需直接相关的是**市场价格与预期**。由于绿电供给增加、煤炭价格下降等原因，大部分经营主体认为未来绿电（电能量）价格将继续下行趋势。此外，有企业提及，由于经济形势、经营主体认知更加成熟等原因，相较于绿电交易开展前期，用户在2024年对于绿色溢价的接受程度相对减弱，成本在采购决定中的重要性进一步上升。有企业提及，在江苏这样分布式光伏装机增长迅猛的省份，市场认知是绿电价格已经降下来了，用户对绿电价格非常理性，有些用户在签合同之前会自行设定绿色溢价的范围。有用户则在交流中指出，提出减排承诺的企业的绿色转型和绿电采购速度取决于成本。但多方经营主体也指出，上述趋势并非普遍适用，有更强烈、明确的绿电具体要求的企业仍较愿意接受溢价。

3.3.2 市场建设与交易模式

跨区跨省交易²³⁴、多年期绿电交易是经营主体关注度最高的市场交易模式。

1. 跨区跨省交易

跨区跨省交易是指经营主体与其他区域或省份的主体开展的电力交易，是缓解中国新能源供

需地域错配、促进新能源消纳和保障供应的重要机制之一。最早的《跨省跨区电能交易基本规则（试行）》²³⁵于2013年开始执行，意在通过市场机制在更大范围实现电力资源优化配置和新能源能源消纳。目前形成了以北京和广州电力交易中心为核心的跨区跨省交易体系。以国家电网经营区域为例，跨区跨省交易主要分为由交易机构负责组织的中长期交易，以及由调度中心负责组织的现货交易。

中长期交易来自于早期省级政府间的购电协议，推动政府协议转化为市场合约的方式执行。2024年，新版《跨区跨省电力中长期交易实施细则（修订稿）》（下称《细则》）发布实施²³⁶，内容上更加凝练，融入了以往跨区跨省交易的实践经验，提出了应对市场挑战的新措施。跨区跨省中长期交易的品种包括电能量交易、绿电交易、合同交易等。参与的经营主体包括发电企业、售电公司、电力用户等。交易周期包括多年、年度、月度（含多月）、月内等。交易方式包括双边、挂牌、集中竞价、滚动撮合多种方式。

以双边交易为例，交易流程包括要约填报、要约受理与发布、交易申报、交易预成交、安全校核和交易执行等环节。与很多省份采用金融性中长期合约不同，跨区跨省中长期交易需要被物理执行，实际占用特高压等跨区跨省输电通道。这就要求双边交易提交带曲线的合约，合约必须按照一定顺序进行安全校核。《细则》明确了不同类型的交易优先级，如年度（含多年）交易优先于月度（含多月）交易，绿电交易优先于常规新能源交易优先于火电交易等。这种优先级安排有助于落实国家能源发展战略，促进新能源的消纳。

经营主体呼吁跨区跨省交易市场信息进一步公开透明、促进公平竞争，增加更加透明的集中竞价交易的频次等。经营主体也期待交易中心等政策制

定者，增加绿色电力跨区跨省和省内的交易频次、品种和灵活性。

绿电交易在跨区跨省交易中的比重不断增加。

2022年初，浙江、甘肃达成首笔绿电交易，交易电量为1,500万千瓦时²³⁷，后续跨区跨省绿电交易逐步走向常态化开展。新疆、甘肃等地通过特高压通道向华东、华南地区输送了大量的新能源发电。2024年10月，华东电网首次组织跨省绿电集中竞价交易，安徽17家可再生能源发电企业与来自上海、浙江的11家售电公司达成5,000万千瓦时的成交电量²³⁸。2024年南方区域绿电交易电量达到220.7亿千瓦时，同比增长157%²³⁹，区域市场不断扩容。

跨区跨省现货源自2017年8月启动的跨区域省间富裕可再生能源电力现货交易试点²⁴⁰。2021年12月，《省间电力现货交易规则（试行）》正式印发²⁴¹，覆盖了国家电网和内蒙古电网范围内的全部省间交易，所有电源类型都可以参与。现货交易目前仅限于电能量交易，主要以解决电量余缺和促进新能源消纳为主。

有企业指出，物理通道竞争激烈、交易方式灵活度低、交易频次偏低等是进一步实现跨区跨省优化资源配置的主要卡点。2023年10月，国家能源局强调了对跨省跨区电力交易与市场秩序的专项监管工作²⁴²，旨在解决厂网之间存在的突出问题，保障市场成员合法权益。2024年5月，国家能源局《关于做好新能源消纳工作，保障新能源高质量发展的通知》指出，优化省间电力交易机制，允许送电方在受端省份电价较低时段，通过采购受端省份新能源电量完成送电计划，不得限制跨省新能源交易²⁴³。随着市场的不断发展和完善，预计未来跨区跨省电力交易将在更大范围内发挥重要作用。

另一个值得关注的问题是：跨区跨省交易是全国统一电力市场建设的重要组成部分。省间交易与

省内交易存在着复杂的协同问题。未来随着市场基础条件的变化，需要进一步加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接。

从功能定位上来看，跨区跨省市场定位于保障国家能源战略实施，实现大范围资源优化配置，促进可再生能源消纳，建立资源配置型市场。而省内市场定位于通过优化省内资源配置，保障电力电量供需平衡和安全供电秩序，建立平衡型市场。在交易时序方面，跨区跨省的中长期交易应先于省内中长期交易开展。而现货交易中，省内先依据省间送受电计划以及运行实际，形成省内开机方式和发电计划的预安排，在此基础上组织跨区跨省现货交易；跨区跨省现货交易形成的量、价等结果作为省内交易的边界²⁴⁴。

2. 多年期电力交易

多年期电力交易是我国电力中长期交易的一个细分周期品种²⁴⁵。2020年底，国家发展改革委和国家能源局《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》提出鼓励签订多年期电力交易合同，“各地可结合市场规则，对一年期以上长期交易合同予以优先安排、优先组织落实、优先执行。”²⁴⁶ 2024年，国家发展改革委和国家能源局发布了《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》²⁴⁷，鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议，为多年期交易提供了政策支持。而后，北京电力交易中心发布了《多年期省间绿色电力双边协商交易协议参考模板》和《多年期省内绿色电力双边协商交易协议参考模板》²⁴⁸，为经营主体提供了标准化的合同范本，确保了合同的规范性和可操作性，降低了履约风险。

中国倡导的多年期绿电交易与海外的PPA具有一定相似性，都能够在稳定用电预期、保障新能源项

目发电收益等方面发挥积极作用²⁴⁹，都是包含绿电环境价值的交易模式，能够为企业提供稳定的绿色电力来源，有助于帮助企业降低碳排放。但是二者在设立目的、合约性质、合约周期、偏差处理等方面存在一定差异。

多年期电力交易可以由发用双方或发用售三方签署。目前，中国有部分探索签署多年期协议的案例，但并不如海外签署PPA那样普遍。例如，巴斯夫与国家电投签订了25年期的购电协议²⁵⁰；科思创与中广核新能源签署了多份为期多年的绿电购买协议²⁵¹；巴斯夫与中电中国、远景能源三方签署了为期10年的购电协议²⁵²，并采用了嵌套式长期购电协议模式。

经营主体认为，多年期合同签署意愿受不同省级市场情况、电力供给结构、价格和经营主体自身类型和能力等因素影响。发电、售电和用户对签署多年期合同有着不同的侧重和考虑，也影响了交易的开展。

用户主要寄希望于通过多年期合同保障绿色电力的采购量，为企业实现自身减碳目标或外部强制性要求提供更多确定性。而发售方关注合同履约问题，认为一年一签的跨区跨省协议比多年期更加灵活，可以减少协议触发条件被取消和无法履约的亏损风险。在供需紧张省（市），为减小违约风险，其对多年期合同更为谨慎。此外，合同可能会因为不可抗力、政策变化等原因无法按时履约，需要引入更加灵活的合同条款调整机制。

发用双方均认为，无法就多年价格形成共识是签署多年期合同主要挑战。有企业提出，市场上对多年期的定价机制如何安排还存在较多疑问，绿电电量锚定燃煤标杆电价使得多年期的价格预测变得更为复杂。

不同省（市）绿色电力供给情况和价格趋势也影响着用户的签署意愿。有企业提出，在不同市场中，用户和发电方之间的关系将发生动态变化。在绿电供给紧张、价格看涨的省份，用户有强烈意愿跟发电方签署多年期、固定价格协议。在山东等绿电供给较为充足、价格走低的省市，发电企业主动提出签署多年期，而用户更倾向于从现货市场买便宜电。在现货正式运行、价格波动较大的省份，用户也更倾向于签署多年期协议。多年期合同与现货市场的衔接还不清晰，尤其是在合同执行和偏差处理等方面，需要进一步完善相关机制。



3.3.3 促进绿电消费的机制与政策

一方面，经营主体认可在国补退坡背景下，地方政府各类激励和强制消费政策对绿电消费的积极推动作用；另一方面，经营主体也提出，现阶段，中国各部门、各层级的绿电激励机制和政策数量众多，未来中央和地区之间增强横向的统筹，并提供更加稳定的政策预期，有利于进一步提振经营主体信心。经营主体提出，希望进一步加强绿电消费补贴、明确绿电强制消费和激励政策并稳定政策预期、减少政策的不确定性，以稳定和积极政策调动经营主体绿电消费积极性。

在激励用户参与绿电消费的市场机制层面，经营主体提及两点，一是基于财政激励的绿电消费用户补贴机制，二是弥合交易偏差的绿电事后交易机制。

用户绿电消费补贴机制：电力用户在参与绿电消费的同时，若能够获得市政府/区政府给予的一定补贴，能够减轻用户购买绿电的成本，激励消费。目前已有省、市在不同程度上对于参与绿电交易的用户开展补贴。

绿电事后交易机制：在绿电合约的执行过程中，用户的实际用电量与预测用电量，可再生能源实际发电量与预测发电量、合约实际执行电量与计划执行电量均有产生偏差的可能。广东省在2023年末印发的《广东省可再生能源交易规则(试行)》中，形成了“绿电事前交易为主、绿电事后交易为补充”的可再生能源交易体系²⁵⁶。举例来说，电力交易中心在当月组织经营主体（包含发电侧、电力用户、售电公司等）参与上一月度的绿电集中交易（称为“事后交易”），交易标的为上一月度的绿色环境价值²⁵⁷，这样的方式允许经营主体以更灵活的方式参与绿电交易，买方可以补充完成绿电消费需求，卖方也可以获得补充收益。

部分地区电力用户参与绿电交易的补贴方案 | 表 5

地区	文件名	相关内容
北京市 ²⁵³	《北京市2025年电力市场化交易方案》《北京市2025年绿色电力交易方案》	对参与绿色电力交易的电力用户按绿色电力交易结算电量给予每度电0.02元的奖励。
无锡市 ²⁵⁴	《无锡市绿电绿证工作推进方案》	支持企业参与绿电绿证交易，对符合条件的企业绿电绿证消费，市区两级按照不超过其绿电交易中绿电环境价值费用的50%、绿证交易总额的15%予以补助，单个企业年度补助资金最高50万元、奖励资助不超过3年。
常州市 ²⁵⁵	《常州市近零碳园区和近零碳工厂试点建设三年行动方案（2024—2026年）》	对符合条件的企业绿色电力消费，按照不超过其绿电交易价格中所含的绿色电力环境价值费用的50%予以奖励，单个企业年度奖励资金最高10万元。

清华四川能源互联网研究院, 绿色和平制表

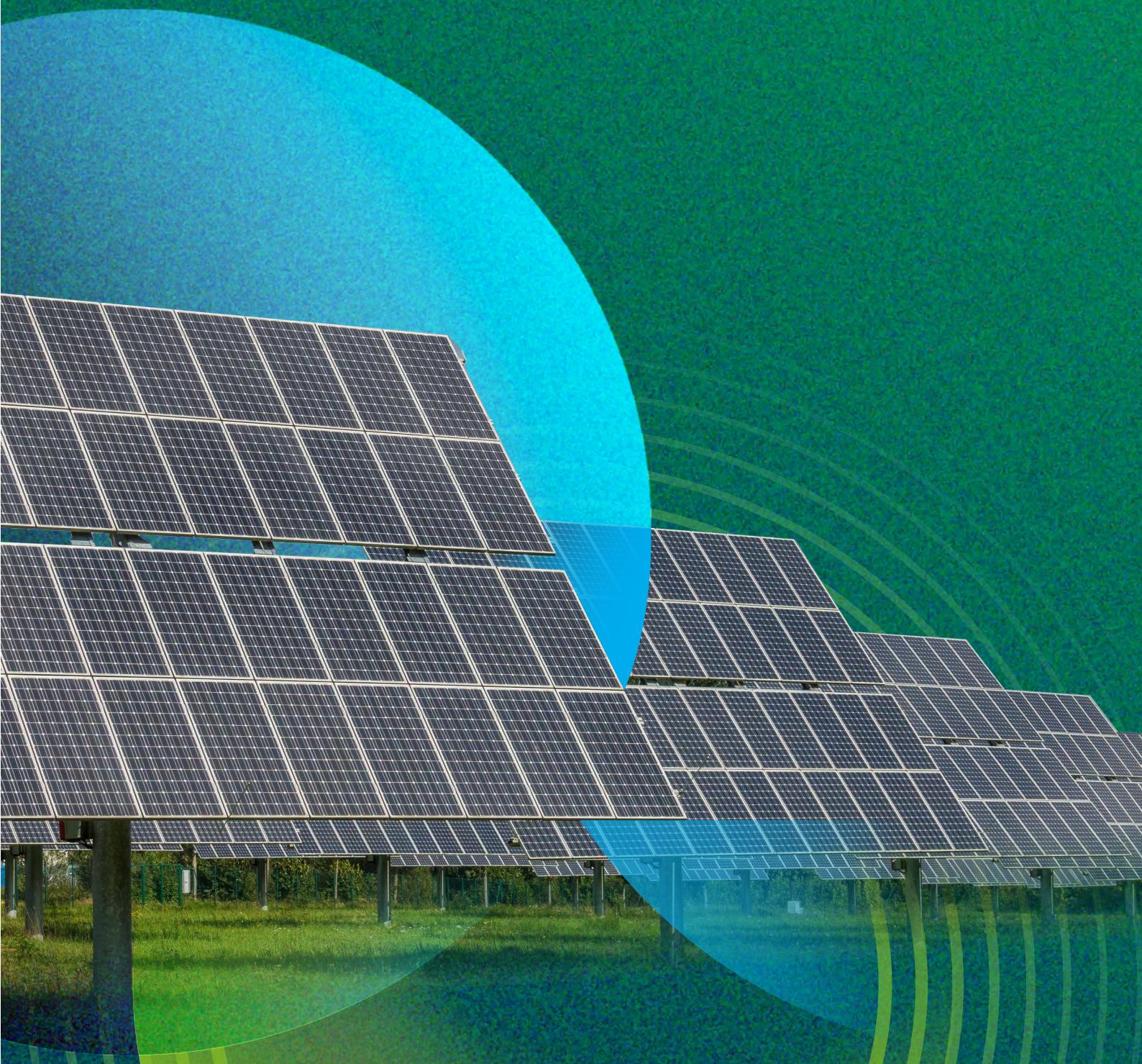
3.4 小结

以电力市场促进新能源消纳、优化配置调节与保供能力、疏导系统成本，是适应高比例大规模新能源发展，推动能源体系清洁低碳转型的重要举措。为此，各省（市、地区）正在加速电力市场的整体建设，并不断调整与创新能量市场、辅助服务、容量、绿电交易等机制。基于自身差异性的资源禀赋、供需形势和市场基础等，省级绿色电力市场提供了丰富而特色的实践案例。如稳步扩大新能源参与市场规模、开展分布式聚合交易与事后绿电交易、拓展容量补偿范围、出台绿电消费激励性补贴等，均具有较好的应用推广价值。

从用户侧采购绿色电力的角度，目前已经形成了包含绿电交易、自建/投资新能源项目、绿证交易在内的系统化采购方式。经营主体更加关切未来绿色电力市场的供需与价格情况、创新交易机制和绿电消费激励政策，寄望于更大范围绿电供应的跨区跨省电力交易和更长周期绿电供应的多年期电力采购合同的进一步施行与优化。更加丰富、灵活、透明的绿电采购机制，不仅有利于消费者落实自身绿色低碳发展承诺，同时有助于发电企业平抑入市后的不确定性风险，促进新能源的健康稳定发展。



中国省级绿色电力市场 问题、挑战与建议



随着更高比例的可再生能源参与电力市场，可再生能源消纳与收益保障、电力系统调节能力的经济激励、用户侧绿色电力的可靠采购等挑战愈发凸显。为此，我们分析和研究了海外与中国在保障与激励可再生能源发展方面的电力市场实践经验，重点关注了中国省级绿色电力市场的建设情况。在此基础上，尝试列举和分析中国绿色电力市场机制设计与可再生能源稳定发展遇到的问题与挑战，并提出针对性的建议。

4.1 问题与挑战

1. 电力系统调节能力不足加剧运行风险，限制可再生能源接入

可再生能源渗透率持续快速增长，受间歇性、波动性和预测不准确性等影响，电力系统安全稳定运行的难度显著提升。火电机组等平衡调节资源，在部分时段已经很难响应净负荷曲线的深度变化和快速变化需求。调节性成本的分摊方式仍然具有较强的计划性，市场机制不足以激励新型主体等“沉睡”的灵活性资源参与平衡调节，缺乏引导其投资、发展的统筹规划。系统安全问题，将直接限制可再生能源的进一步发展和接入。

2. 长期稳定性收益不足，影响可再生能源盈利

从“保量保价”到“保量竞价”再到“市场化消纳”，保障小时数逐步缩减，可再生能源发电项目的收益不确定性逐步增加。可再生能源出力的同时性，导致其发电高峰时段，现货市场的价格较低，接近于零价甚至出现负价，进一步影响其收益。预测不准确、出力不稳定等带来中长期签约电量与现货结算电量的偏差，以及辅助服务的费用分摊，都会加剧可再生能源项目成本。若缺少长期性的市场机制或风险对冲工具，会影响可再生能源的收益，进而限制新的装机投资。

3. 环境价值体系不完备，难以充分引导绿电消费需求

绿电的应用场景不明晰，缺乏在能耗双控、碳排放双控方面具体的实践应用指导，国家、省、市各级消费政策不统一，企业的绿电采购缺乏目的性和针对性。环境价值定价机制模糊，存在参照火电标杆价格定价、政府指导定价、基于消费供需定价等多种方式，造成了各地区绿电交易环境溢价差距较大，影响了市场主体的交易公平性和意愿。此外，“三者取小”的核定机制和最小计量单元等会造成绿证核发的浪费。环境价值体系的不完备限制了绿色电力消费。

4. 省级电力市场建设需要在“因地制宜”与“统一市场”中寻找平衡

在建立健全全国统一电力市场体系的大趋势下，各地制定了符合本地实际的实施细则。从省级电力市场的规则来看，各地在准入门槛、交易品种、出清规则、结算规则、补偿标准、偏差结算机制等方面具备一定的差异性，并基于此形成具备地方特色的市场机制，因地制宜地服务于本地的可再生能源发展。然而，省份间的规则差异也对多地区同时参与电力交易的经营主体带来了挑战，需要一定的人工成本熟悉和了解差异性的规则并制定多样化的采购策略。省级市场的规则若差异过大，还会影响省间市场的绿电销售和采购，不利于更大范围的资源协同配置。省级电力市场建设需要在因地制宜发挥地方优势与满足全国电力市场统一规范中寻找平衡。

4.2 思考与建议

政策建议

1. 加强辅助服务市场建设，保障电力系统安全稳定

- 1). 加强辅助服务市场建设，明确无偿和有偿辅助服务边界，推动固定价格补偿向市场化竞价补偿转变，推动调峰辅助服务与现货市场建设融合，完善调频、备用等辅助服务市场规则，探索灵活爬坡、转动惯量等新兴辅助服务品种。
- 2). 丰富辅助服务市场可参与主体，加快引导储能、虚拟电厂等新型主体参与系统调节，保障主体参与市场获得合理收益。
- 3). 试点建设平衡单元或探索区域平衡市场机制，逐步将平衡责任下沉至新型经营主体。
- 4). 合理利用不平衡结算机制推动主体承担不平衡责任，将辅助服务成本向发用两侧分摊。
- 5). 增加可再生能源中长期交易频次与缩短交易周期，允许其灵活调整合同，建立健全现货电量偏差风险防范机制，引导可再生能源提升发电预测等运营管理能力。

2. 以政府授权合约和长期购电协议等方式，稳定可再生能源长期收益

- 1). 推动可再生能源保障性收购向政府授权合约过渡，由电网企业作为发电项目的合约对手方，明确政府授权合约在电力市场中的市场边界与偏差权责，保障政府授权合约与既有机制的平滑衔接。

2). 防范可再生能源入市风险，设定合理的可再生能源考核标准，实施政府定价与市场竞价相结合的合约电量分配机制，引导其提前适应市场竞争环境。

3). 推动签订多年期交易合同等长期购电协议，鼓励签订考虑平衡服务的双方或多方协议，明确多方主体的权重划分、履约监管责任等，促进多年期合同与现货市场的衔接。

3. 强化绿色电力消费场景，倡导全社会共同促进可再生能源发展

- 1). 明确绿电绿证在可再生能源配额制考核、能源消费总量认定、碳排放双控、碳核算与碳市场等领域的使用与认证方法，加强国家与省市层面的政策协同。
- 2). 拓展绿色电力消费场景，加强绿电在绿色工厂、园区、供应链等建设中的应用，加快绿电消费融入绿色认证体系。
- 3). 基于应用场景产生的绿色电力消费需求，形成由市场供需决定的环境价格，制定有指导性的环境价格区间或目录。
- 4). 加强绿电绿证领域的国际合作，积极参与国际绿电标准制定，推动与国际绿电体系的互认，推动绿证在自愿性减排和碳边境调节机制抵扣等方面的实际应用。

4. 建设统一的市场体系，推广先进试点经验

- 1). 充分发挥有效市场+有为政府的作用，加强政策协同和引导，进一步深化全国统一电力市场和现货市场建设，推动市场交易流程和

信息披露的公开透明，指导和协助经营主体厘清市场规则。

- 2). 完善电力市场体系框架，鼓励各省份在相对统一的规则体系内，通过调整交易品种、规则参数、分摊方法等，体现省份间差异性。
- 3). 推广应用特色省份经验，如多年期绿电交易、分布式聚合交易、绿电事后交易、绿证偏差处理等机制。

企业建议

1. 尽快设立100%可再生能源目标，实现绿电消费量与比例的双重增长。 在市场交易规则与品种不断完善、绿电消费渠道持续拓宽的双重作用下，企

业绿电消费的信心提振。设立100%可再生能源目标是企业彰显气候行动雄心与社会责任的重要起点，在设立目标后，企业需要落实行动，加速扩大绿电采购量，提升自身绿电消费比例以有效地推动目标的实现。

2. 提升自身用能管理水平，制定多元化绿电采购策略。 面对复杂且变化的市场环境，电力用户可以优化企业用能管理水平并提高负荷预测的准确性，与此同时，根据自身战略考量和地区间机制差异，制定更加多元化的绿电采购策略。

3. 加强多方合作，发挥企业优势，推动电力交易模式的丰富和市场信息的公开，推动新型绿电消费商业模式的试点、落地。



注释

- 人民日报海外版. [2024.11.30]. 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》发布——分“三步走”推动统一电力市场建设. 取读于中华人民共和国中央人民政府https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202411/content_6990228.htm
- United Nations Climate Change. 国家自主贡献 (NDCs) . 取读于<https://unfccc.int/zh/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs>
- 中国能源报. [2018.08.06]. 多国成功实践可再生能源配额制. 取读于人民网 http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2018-08/06/content_1873486.htm
- Ember (2024), Electricity Data Explorer Retrieved from <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>
- Ember (2024), Electricity Data Explorer Retrieved from <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>
- Ember (2024), Electricity Data Explorer Retrieved from <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>
- IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf 注: 数据主要指大型 (utility-scale) 光伏发电技术
- IEA. (2018). System Integration of Renewables. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/3b21ebbf-2e4c-4528-aa95-98b56314028e/System_Integration_of_Renewables.pdf
- IEA (2024), Integrating Solar and Wind, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind>, Licence: CC BY 4.0
- 中华人民共和国国家发展和改革委员会. [2024.10.18]. 国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见. 取读于中华人民共和国中央人民政府 https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202410/content_6983959.htm
- 体改司. [2022.01.18]. 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见. 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html
- IEA (2023), 中国建设全国统一电力市场体系, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/building-a-unified-national-power-market-system-in-china?language=zh>, Licence: CC BY 4.0.
- Johnathon, Chris, et al. "Analyzing electricity markets with increasing penetration of large-scale renewable power generation." *Energies* 14.22 (2021): 7618. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/22/7618>
- 贺宜恒,周明,武昭原,龙苏岩,徐骏.国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示[J].电网技术,2018,42(11):3520-3528
- 贺宜恒,周明,武昭原,龙苏岩,徐骏.国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示[J].电网技术,2018,42(11):3520-3528
- 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15.
- 清华大学低碳能源实验室. [2024.10.14]. 《中国工程科学》 | 李政等:“双碳”目标下我国电力系统灵活性资源发展策略研究. 取读于<https://lce.tsinghua.edu.cn/info/1042/1498.htm>
- 梁志峰,礼晓飞,郭琳润,张金平.德国电力系统转型对我国新能源发展运行的启示[J].电网技术,2024,48(7): 2884-2894.
- 陈宋宋,董家伟,王舒杨,宫飞翔,李彬,许长清.德国电力平衡单元机制及其启示[J].电网技术,2024,48(10): 4157-4166.
- Liu, J., Wang, J., & Cardinal, J. (2022). Evolution and reform of UK electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 161, 112317.
- 短时交易是指交易周期为半小时的交易,英国半小时内的交易则不属于平衡机制的范畴而列入辅助服务市场的交易范围

22. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15. 引自王兴,宋永华,徐贵光.英国新电力市场模式中的平衡调度机制[J].电力系统自动化,2000,24 (12) : 4-8.
23. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15.
24. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15.
25. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15.
26. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024, 48(14): 8-15.
27. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024, 48(14): 8-15.
28. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15.
29. 国家能源局. [2021.12.21]. 国家能源局关于印发《电力辅助服务管理办法》的通知. 取读于 https://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm
30. 孙大雁,史新红,冯树海,等.全国统一电力市场环境下的电力辅助服务市场体系设计[J].电力系统自动化,2024,48(04):13-24.
31. 周鑫,马晓伟,牛拴保,等.西北省间实时平衡电力市场探索[J].电力系统自动化,2021,45(15):166-171.
32. 黄海煜,王春明,夏少连,等.兼顾正负旋转备用的华中电力调峰辅助服务市场设计与实践[J].电力系统自动化,2020,44(16):171-177.
33. 胡朝阳,毕晓亮,王珂,等.促进负备用跨省调剂的华东电力调峰辅助服务市场设计[J].电力系统自动化,2019,43(05):175-182.
34. 国家能源局. [2023.09.15]. 国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货市场基本规则(试行)》的通知. 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202309/t20230915_1360625_ext.html
国家发展改革委,国家能源局.[2024.02.07]. 国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知. 取读于中华人民共和国中央人民政府https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6931026.htm
35. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15. 部分引自中国电力企业联合会.新能源配储能运行情况调研报告[EB/OL]. (2022-11-14). <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-315493>.
36. 国家能源局. [2024.11.28]. 国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见. 取读于 https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-11/28/c_1212408354.htm
37. 胡洋,加鹤萍,韩雅萱,等.面向区域多主体平衡的独立平衡服务商运营双层优化研究[J].全球能源互联网,2024,7(02):201-210.
38. 刘秋华,姜亚熙,张正延,等.德国与英国电力市场平衡机制对比分析及启示[J].电力系统自动化,2024,48(14):8-15.
39. 根据国际能源署(international energy agency, IEA), 灵活性是指电力系统能快速响应并平抑发电侧或负荷侧各类大幅波动, 并且保持系统可靠供电的能力。
40. 武昭原,周明,王剑晓,等.双碳目标下提升电力系统灵活性的市场机制综述[J].中国电机工程学报,2022,42(21):7746-7764.
41. 国家能源局. [2021.12.21]. 国家能源局关于印发《电力辅助服务管理办法》的通知. 取读于 https://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm
42. AEMO. (n.d.). Data Dashboard. Retrieved from <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>
43. AEMO. Very Fast FCAS Market Transition. Retrieved from <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/system-operations/ancillary-services/very-fast-fcas-market-transition>
44. WattClarity. [2024.12.17]. Very Fast FCAS: 2024 in Review. Retrieved from <https://wattclarity.com.au/articles/2024/12/very-fast-fcas-2024-in-review/>
45. WattClarity. [2023.10.06]. Very Fast Raise and Lower FCAS markets to start on 9 October 2023. Retrieved from <https://wattclarity.com.au/articles/2023/10/very-fast-raise-and-lower-fcas-markets-to-start-on-9-october-2023/>
46. AEMO. [2024.01]. Quarterly Energy Dynamics Q4 2023. Retrieved from <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2023/quarterly-energy-dynamics-q4-2023.pdf?la=en&hash=9E82966D60F4FA5050F1AF1109D5F158>

47. AEMO. [2024.10]. Quarterly Energy Dynamics Q3 2024. Retrieved from <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2024/qed-q3-2024.pdf?la=en&hash=290E7B2A8048EED183DC7937851379BF>
48. 余哲轩.电力市场中灵活爬坡服务的出清及成本分摊机制研究 [D].华南理工大学,2023.
49. 郭鸿业,陈启鑫,夏清,等.电力市场中的灵活调节服务:基本概念、均衡模型与研究方向[J].中国电机工程学报,2017,37(11):3057-3066+3361.
50. 喻洁,刘云仁,杨家琪,等.美国加州辅助服务市场发展解析及其对我国电力市场的启示[J].电网技术,2019,43(08):2711-2717.
51. 北极星电力网. [2020.09.01]. 9月1日起广东省调频执行新规: 调频里程申报价格5.5-15元/兆瓦. 取读于 <https://news.bjx.com.cn/html/20200901/1101098.shtml>
52. 新储网. [2023.08.02]. 关于印发南方区域调频辅助服务市场交易实施细则 (2023年版) 的通知. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/-7cxhztm7Sv-wiA4eB9IKg>
53. 山东省新能源产业协会. [2024.04.01]. 国内首个电力爬坡辅助服务市场规则在山东出台应用. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/E9Bp0u1QKuqPJxrq2n56xg>
54. 国家能源局山东监管办公室. [2024.02.08]. 关于印发《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则(试行)》的通知. 取读于 https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202402/t20240208_245961.html
55. 国家能源局贵州监管办公室. [2024.06.06]. 贵州能源监管办启动电力爬坡辅助服务市场建设. 取读于 https://gzb.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202406/t20240606_264173.html
56. Brown, T., & Reichenberg, L. (2021). Decreasing market value of variable renewables can be avoided by policy action. *Energy Economics*, 100, 105354. 引自M. Hildmann, A. Ulbig, G. Andersson Empirical analysis of the merit-order effect and the missing money problem in power markets with high RES shares IEEE Trans. Power Syst., 30 (3) (2015), pp. 1560-1570.; Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design Util. Policy, 16 (3) (2008), pp. 159-170 capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003>
57. 中金研究院. [2024.10.24]. CGI深度 | 新能源全面入市的挑战与选择. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/tyc1E_qRzij4UJaVshpT4Q
58. Jenny Winkler, Alberto Gaio, Benjamin Pfluger, Mario Ragwitz, Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter?, *Energy Policy*, Volume 93, 2016, Pages 157-167, ISSN 0301-4215
59. 王蓓蓓,亢丽君,苗曦云,等.考虑可信度的新能源及需求响应参与英美容量市场分析及思考[J].电网技术,2022,46(04):1233-1247.
60. 中金研究院. [2024.10.24]. CGI深度 | 新能源全面入市的挑战与选择. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/tyc1E_qRzij4UJaVshpT4Q
61. 中国电力. [2024.05.19]. 范孟华: 关于新能源参与市场的有关思考. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/HdEOWIzMdrNIRwBRB6ufYw>
62. European Commission. [2023]. Questions and Answers of the revision of the EU's internal electricity market design. Retrieved from https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_1593
63. 骆子雅,季天瑶,荆朝霞,等.电力差价合约机制设计与应用[J].电网技术,2019,43(08):2743-2751.
64. 《财经》杂志. [2021.04.14]. 市场机制, 欧洲可再生能源大发展的关键. 取读于财经网 <https://m.caijing.com.cn/api/show?contentid=4755794>
65. GOV.UK. [2013.08.07]. Electricity Market Reform: Contracts for Difference. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-contracts-for-difference>
66. 骆子雅,季天瑶,荆朝霞,等.电力差价合约机制设计与应用[J].电网技术,2019,43(08):2743-2751.
67. GOV.UK. [2024.09.03]. Government secures record pipeline of clean cheap energy projects. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/news/government-secures-record-pipeline-of-clean-cheap-energy-projects>
68. Contracts for Difference Allocation Round Resource Portal. [2024.09.03]. Record number of projects secure contracts in AR6. Retrieved from <https://www.cfdallocationround.uk/news/record-number-projects-secure-contracts-ar6>
69. GOV.UK. [2024.12.13]. Government sets out plan for new era of clean electricity. Retrieved from https://www.gov.uk/government/news/government-sets-out-plan-for-new-era-of-clean-electricity?utm_source=chatgpt.com

70. GOV.UK. [2024.09.03]. Government secures record pipeline of clean cheap energy projects. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/news/government-secures-record-pipeline-of-clean-cheap-energy-projects>
71. The Oxford Institute for Energy Studies. [2024.04]. Contracts for Difference: the Instrument of Choice for the Energy Transition. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/04/ET34-Contracts-for-Difference.pdf>
72. Canadian Climate Institute. [2023.02.14]. The United Kingdom's contracts for difference policy for renewable electricity generation. Retrieved from <https://climateinstitute.ca/publications/uk-contracts-for-difference-policy-for-renewable-electricity->
73. 绿色和平. [2023.11.23]. 嵌套式长期购电协议在中国的应用与发展. 取读于https://www.greenpeace.org.cn/wp-content/uploads/2023/11/SPPAreport_20231123.pdf
74. Pexapark. What is a PPA? THE Guide to Power Purchase Agreement. Retrieved from <https://pexapark.com/solar-power-purchase-agreement-ppa/>
75. 中金研究院. [2024.10.24]. CGI深度 | 新能源全面入市的挑战与选择. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/tyc1E_qRzij4UJaVshpT4Q
76. BloombergNEF 2H 2024 Corporate Energy Market Outlook: Dealmaking Galore
77. DNV. [2020.07.02]. Corporate PPAs: are you covering all the risks? Retrieved from <https://www.dnv.com/article/corporate-ppas-are-you-covering-all-the-risks--179426/>
78. 财新. [2024.02.28]. 新能源参与电力市场交易量快速增加 2023年达44%. 取读于 <https://www.caixin.com/2024-02-28/102169639.html>
79. 智汇光伏. [2022.11.12]. 电价走低、辅助服务分摊、偏差考核, 新能源参与电力市场面临多重风险. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/skeYo3fxj5JlW-qCvxpoOg>
80. 国家能源局. [2023.09.15]. 关于印发《电力现货市场基本规则(试行)》的通知(发改能源规〔2023〕1217号). 取读于中华人民共和国发展和改革委员会https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202309/t20230915_1360625_ext.html
81. 广西壮族自治区工业和信息化厅. [2024.01.05]. 关于印发 2024年广西电力市场交易实施方案的通知. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/a0-fCXVDBbgCSR8KmCQJPQ>
82. 广西煤电基准价为0.4207元/千瓦时。
83. 光伏们. [2025.01.21]. 再降! 广西2025年新能源政府授权合约价: 绿电0.375、常规0.36元/度. 取读于常州市光伏行业协会 <http://www.czguangfu.org/PolicyLaws/11410.html>
84. 能源资讯与技术服务. [2024.12.21]. 浙江省发展改革委 浙江能源监管办 省能源局发布关于印发《2025年浙江省电力市场化交易方案》的通知. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/6b5bi9-LaLirsescZSWYQ>
85. 中华人民共和国国家发展和改革委员会. [2022.01.18]. 国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见. 取读于中华人民共和国中央人民政府 https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm
86. 中国能源报. [2025.01.26]. 科学设计政府授权差价合约制度 依法保障可再生能源高质量发展. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/l6tfkxJdvQNrXnYTX8ubMw>
87. 商务部对外贸易司, 商务部外贸发展事务局, 湖北碳排放权交易中心. [2024.05]. 外贸企业绿色低碳发展知识手册 (第一期). 取读于 <https://images.mofcom.gov.cn/wms/202405/20240511150937132.pdf>
88. 德恒律师事务所. [2022.03.31]. 国际绿证VS国内绿证, 中国企业如何选择? 取读于<https://www.dehenglaw.com/CN/tansuocontent/0008/024262/7.aspx?ID=0902> 参考参见时璟丽:《对比和启示 欧洲、美国和中国三国绿证机制的优劣》, 载《能源期刊》2019年第11期
89. 德恒律师事务所. [2022.03.31]. 国际绿证VS国内绿证, 中国企业如何选择? 取读于<https://www.dehenglaw.com/CN/tansuocontent/0008/024262/7.aspx?ID=0902>
90. 朗新研究院. [2024.03.21]. 借鉴国外绿证模式, 中国绿证如何加速发展?. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/xVayDZ6EI55F_y_4J7mGkw
91. 能源新媒. [2019.11.15]. 对比和启示: 欧洲、美国和中国三国绿证机制的优劣. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/qpqvnBGvXhkndSQZ7Bqxgg>
92. Cerqlar. [2023.10.20]. The Ripple Effect: How GoO Prices Influence PPA Pricing in the Renewable Energy Market. Retrieved from <https://www.cerqlar.com/blog/the-ripple-effect-how-goo-prices-influence-ppa-pricing-in-the-renewable-energy-market/> [access date 15th January 2025]

93. Sino-German Energy Transition Project. [2023.11]. Green Power Trading and GOs in Europe and Germany. Retrieved from https://energypartnership.cn/fileadmin/china/newsroom_docs/Green_power_trading_and_GOs_in_Europe_and_Germany.pdf
94. Veyt. [2024.02.01]. GO market outlook 2024: Bearish supply fundamentals reign the market but could demand recover?. Retrieved from <https://www.veyt.com/articles/go-market-outlook-2024-bearish-supply-fundamentals-reign-the-market-but-could-demand-recover>
95. Sino-German Energy Transition Project. [2023.11]. Green Power Trading and GOs in Europe and Germany. Retrieved from : https://energypartnership.cn/fileadmin/china/newsroom_docs/Green_power_trading_and_GOs_in_Europe_and_Germany.pdf
96. 世界资源研究所. [2019.11.01]. 美国绿色电力市场综述. 取读于 <https://wri.org.cn/research/green-power-market-us-experience>
97. 清华三峡气候与低碳中心. [2023.02.23]. 绿电交易机制及绿电消纳保障市场机制. 取读于 <https://www.jcgltsinghua.edu.cn/achievements/150.html>
98. 世界资源研究所. [2019.11.01]. 美国绿色电力市场综述. 取读于 <https://wri.org.cn/research/green-power-market-us-experience>
99. National Renewable Energy Laboratory. [2024.09.18]. The State of the U.S. Voluntary Green Power Market (2023 Data). Retrieved from <https://www.nrel.gov/analysis/assets/pdfs/status-and-trends-2023-data.pdf>
100. 郑颖. 财经杂志. [2025.01.26]. 绿证机制的过去与未来: 消费驱动与国际化求同存异. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/aqNzNwWe72HQPzhqANQt0w>
101. 中德能源合作. [2021.07.21]. 绿色电力证书: 欧洲及北美的趋势与理念. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/VwgdRykFPNTQmOMMUYa4OA>
102. 中华人民共和国国家发展和改革委员会. [2019.05.16]. 国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知. 取读于中华人民共和国中央人民政府 https://www.gov.cn/xinwen/2019-05/16/content_5392082.htm
103. 国家能源局. [2024.08.23]. 关于印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》的通知. 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会 https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202408/t20240823_1392553.html
104. 环资司. [2024.02.02]. 关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知(发改环资〔2024〕113号). 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202402/t20240202_1363856.html
105. 中国电力报. [2024.07.31]. 1.6亿个, 增长6倍! 上半年我国绿证交易市场活跃. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/loVFgnw8HjOoELlyD0sTlg>
106. 中金研究院. [2024.10.24]. CGI深度 | 新能源全面入市的挑战与选择. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/tyc1E_qRzij4UJaVshpT4Q
107. 中国电力报. [2024.07.31]. 1.6亿个, 增长6倍! 上半年我国绿证交易市场活跃. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/loVFgnw8HjOoELlyD0sTlg>
108. 能源新媒. [2024.09.14]. 封面报道 | 绿证新时代. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/v7Ou_lc-1wdr1Q5iKmo6zw
109. 英大传媒集团. [2024.09.25]. 【思想库】绿证核发提速, 促进绿电消纳. 取读于 http://www.indaa.com.cn/zz/nypl/nypl202409/202409/t20240925_520942.html
110. 全称是“最低保障性收购年利用小时数”, 出自2016年6月1日, 国家发改委、国家能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》, 并沿用至今。
111. 郭丽丽的研究札记. [2023.12.25]. 公用事业——绿电行业2024年年度策略: 新能源入市专题. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/aQ1LfSnPt84B1Yi50ovc_w
112. 国家能源局. [2024.05.28]. 国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知. 取读于中华人民共和国中央人民政府 https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202406/content_6956401.htm
113. 体改司. [2022.01.28]. 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见(发改体改〔2022〕118号). 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html
114. 中国电力. [2024.05.19]. 范孟华 | 关于新能源参与市场的有关思考. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/HdEOWIzMdrNIRwBRB6ufYw>
115. 中电联规划发展部. [2024.01.23]. 2023年1-12月份全国电力市场交易简况. 取读于中国电力企业联合会 <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-330063>

116. 经济日报. [2024.08.16]. 电力统一大市场建设取得新成效. 取读于国家能源局 https://www.nea.gov.cn/2024-08/16/c_1310784517.htm
117. 中电联规划发展部. [2024.01.23]. 2023年1-12月份全国电力市场交易简况. 取读于中国电力企业联合会 <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-330063>
118. 中电联规划发展部. [2025.1.26]. 2024年1-12月份全国电力市场交易简况. 取读于中国电力企业联合会 <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-341474>
119. 数据来源：中电联规划发展部. [2023.01.28]. 2022年1-12月份全国电力市场交易简况. 取读于中国电力企业联合会 <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-317500>；
中电联规划发展部. [2024.01.23]. 2023年1-12月份全国电力市场交易简况. 取读于中国电力企业联合会 <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-330063>；
中电联规划发展部. [2024.12.02]. 2024年1-11月份全国电力市场交易简况. 取读于中国电力企业联合会 <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-340238>
120. 统计口径：统调装机容量
121. 人民网. [2024.02.06]. 2023年山西能源交出“5项第一”成绩单：绿电交易量24.2亿千瓦时. 取读于北极星售电网 <https://m.bjx.com.cn/mnews/20240226/1362739.shtml>
122. 国网甘肃省电力公司. [2023.01.4]. 甘肃2023年度绿电交易开门红！共成交量12.49亿千瓦时. 取读于 <https://news.bjx.com.cn/html/20230104/1280633.shtml> (此处为年度成交量数据, 非全年交易量)
123. 内蒙古太阳能行业协会. [2024.02.21]. 内蒙古自治区2023年电力工业多项指标居全国首位, 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/jmlChkKS9hcN4kJ0Rc32A> (发电量信息为蒙西地区六千千瓦以上电厂完成发电量)
124. 电力市场研究中心. [2024.08.22]. 一体化运营：解锁新能源大基地 提升市场竞争力的秘密武器. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/7td5A-SJD2ULa6PcFvM3Hw>
125. 统计口径：截至2023年12月25日11时30分, 统调装机容量
126. 内蒙古太阳能行业协会. [2024.02.27]. 风电、太阳能新增装机3100万千瓦！内蒙古自治区2023年风电光伏设备装机量、发电量情况. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/eiSLUV20MU6y86QkcsviWw>
127. 注：2024年2月国家发改委、国家能源局批复同意《内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案》
128. 中国电力报. [2024.03.28]. 从能源视角看新质生产力. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/yMmea4GYUuQQA9xdm2JxrQ>
129. 江苏省电力行业协会. 江苏省电力生产经营数据. 取读于 <http://www.jsepa.com/report.shtml?cid=10932&year=2023&month=12>
130. 江苏省电力行业协会. 江苏省电力生产经营数据. 取读于 <http://www.jsepa.com/report.shtml?cid=10932&year=2023&month=12>
131. 江苏电力交易中心. [2022.12.13]. 总成交量3389.89亿千瓦时！2023年江苏电力市场年度交易结果出炉. 取读于北极星售电网 <https://news.bjx.com.cn/html/20221223/1278266.shtml> (此处为年度成交量数据, 非全年交易量)
132. 北极星电力网. [2024.02.28]. 25省份2023年电力装机数据出炉！(火电、水电、核电、风电、光伏) 取读于 <https://news.bjx.com.cn/html/20240220/1361732.shtml>
133. 北极星电力网. [2024.02.28]. 25省份2023年电力装机数据出炉！(火电、水电、核电、风电、光伏) 取读于 <https://news.bjx.com.cn/html/20240220/1361732.shtml>
134. 北京电力交易中心. [2024.01.30]. 2023年北京绿色交易市场建设取得新突破 达成绿电交易电量16.5亿千瓦时. 取读于北极星售电网 <https://m.bjx.com.cn/mnews/20240130/1358860.shtml>
135. 省能源局电力处. [2024.04.29]. 广东电力现货市场“闯”出全国经验. 取读于广东省能源局 https://drc.gd.gov.cn/snyj/gzyw/content/post_4415188.html
136. 广东电力交易中心. [2024.03.11]. 广东电力市场2023年年度报告. 取读于 <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13679¬iceTypeId=29> 注：广东为统调装机数据
137. 省能源局电力处. [2024.11.22]. 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于2025年电力市场交易有关事项的通知. 取读于广东省能源局 https://drc.gd.gov.cn/snyj/tzgg/content/post_4582745.html
138. 省能源局电力处. [2024.11.22]. 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于2025年电力市场交易有关事项的通知. 取读于广东省能源局 https://drc.gd.gov.cn/snyj/tzgg/content/post_4582745.html
139. 省能源局电力处. [2024.11.22]. 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于2025年电力市场交易有关事项的通知. 取读于广东省能源局 https://drc.gd.gov.cn/snyj/tzgg/content/post_4582745.html

140. 深圳电力行业协会. [2020.09.07]. 【政策动态】《广东调频辅助服务市场交易规则》已经正式印发. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/Ny_4SifQEQtFd4iSV0UtyA
141. 价格司. [2023.11.10]. 关于建立煤电容量电价机制的通知(发改价格〔2023〕1501号). 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202311/t20231110_1361897.html 注: 各省(市、地区)煤电容量电价, 如无特别注明, 均来自发改价格〔2023〕1501号文。
142. 价格处. [2023.12.18]. 广东省发展改革委广东省能源局 国家能源局南方监管局关于我省煤电气电容量电价机制有关事项的通知. 取读于广东省发展和改革委员会 https://drc.gd.gov.cn/ywzt/content/post_4323582.html
143. 广东省能源协会. [2023.11.24]. 广东省可再生能源交易规则(试行)正式印发. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/_qViujJG1JWl0nJSUA2NIA
144. 广东电力交易中心. [2024.08.30]. 广东电力市场2024年半年报告. 取读于 <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=14477¬iceTypeld=57>
145. 全国电力报. [2025.01.21]. 全国首个, 突破9000亿千瓦时!. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/h0l-U0lEFRZ4-w__PfWGJw
146. 广东电力交易中心. [2024.12.23]. 通报 | 关于广东电力市场2025年度交易及年度绿电交易结果的通报. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/0i8q_A0ZsRTZ7TE_RM9KEA
147. 广东电力交易中心. [2023.12.22]. 通报 | 关于广东电力市场2024年度交易及年度绿电交易结果的通报. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/0FtFp4-nKCXpRQJF9wSAYQ>
148. 广东电力交易中心. [2024.12.25]. 关于广东电力市场2025年度零售交易及合同签订情况的通告. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/b3xPx8iajSc88mRulY6k9w>
149. 光伏盒子. [2024.03.16]. 13.3万度, 0.464元/度! 广东首单分布式光伏绿电交易重磅达成, 这些省份也快了!. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/J1h9YgFa46f4sETlr_KRzw
150. 广东电力交易中心. [2024.08.14]. 用户可一键自助申领绿电消费溯源报告啦! 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/Ea44DUYVmcJpU_9VNdJIPQ
151. 省能源局电力处. [2024.11.22]. 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于2025年电力市场交易有关事项的通知. 取读于广东省能源局 https://drc.gd.gov.cn/snyj/tzgg/content/post_4582745.html
152. 高硕等, 2024电力市场化改革与电价体系洞察: 面向市场参与者的十大趋势, 落基山研究所, 2024, <https://rmi.org.cn/insights/2024powermarketreviewandoutlook/>
153. JK-Liu新能源从业笔记. [2024.11.17]. 新能源参与电力市场巡礼之(五): 山西. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/10aSZ-gl8JSUmq6nduKorw>
154. 山西晚报. [2024.03.15]. 2023年山西外送电量再创历史新高: 达到1576亿千瓦时, 同比增长7.67%, 保障23省市区电力供应. 取读于山西省人民政府 https://www.shanxi.gov.cn/ywdt/sxyw/202403/t20240315_9520066.shtml
155. 山西经济日报. [2024.02.08]. 2023年全省电力运行稳中向好发电装机容量、发电量与外送电量均创历史新高. 取读于 http://www.sxxingxian.gov.cn/zwdt/szfyw/202402/t20240208_1842397.shtml
156. 新华社. [2024.01.31]. 山西2023年净外送电量创历史新高. 取读于山西省人民政府 https://www.shanxi.gov.cn/ywdt/sxyw/202401/t20240131_9495043.shtml
157. 新华社. [2025.01.24]. 老能源基地的新故事——山西能源加速向“绿”转型. 取读于国家能源局 <https://www.nea.gov.cn/20250124/e99eea8db1c04ec8b14212d424af0d5d/c.html>
158. JK-Liu新能源从业笔记. [2024.11.17]. 新能源参与电力市场巡礼之(五): 山西?. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/10aSZ-gl8JSUmq6nduKorw>
159. 山西省行政规范性文件库. [2024.03.15]. 山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发《电力市场规则体系(V14.0)》的通知. 取读于 https://www.shanxi.gov.cn/zfxxgk/zfxxgkzl/zc/xzgfwxj/bmgfxwj1/szfzsjg_76500/snyj_76509/202404/t20240417_9540391.shtml
160. 兰木达电力现货. [2024.01.08]. 电力现货价格年度分析报告(2023年): 现货价格反映电力供需变化. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/8Zbal_elz4a0-sp_9SeCXg
161. 兰木达电力现货. [2024.01.08]. 电力现货价格年度分析报告(2023年): 现货价格反映电力供需变化. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/8Zbal_elz4a0-sp_9SeCXg
162. 国家能源局山西监管办公室. [2022.07.26]. 山西能源监管办关于修订电力调频辅助服务市场有关规则条款的通知. 取读于 https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202309/t20230913_60822.html
163. 国家能源局山西监管办公室. [2024.11.12]. 关于征求《山西电力二次调频辅助服务市场交易实施细则》意见的函. 取读于 https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202411/t20241114_272312.html

164. 国家能源局山西监管办公室. [2023.09.14]. 山西能源监管办关于印发《山西正备用辅助服务市场交易实施细则(试行)》的通知. 取读于 https://sxb.nea.gov.cn/xxgk/zcjd/202401/t20240119_227431.html
165. 北极星售电网. [2025.01.20]. 山西：2024年参与绿电交易新能源企业已达143家 装机容量超过1000万千瓦. 取读于 <https://m.bjx.com.cn/mnews/20250120/1423582.shtml>
166. 国家能源局山西监管办公室. [2024.12.30]. 关于印发《山西电力中长期交易实施细则》的通知. 取读于 https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202412/t20241230_274659.html
167. 南方能源观察. [2025.01.22]. 干货 | 新能源入市“分省地图”2.0. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/XahN4zeKV6hIED8P1F0sbg>
168. 甘肃日报. [2024.10.22]. 甘肃省新能源装机占比居全国第二. 取读于甘肃省人民政府 <https://www.gansu.gov.cn/gsszf/gsyw/202410/174007073.shtml>
169. 电力处. [2024.08.27]. 甘肃省工信厅 甘肃能源监管办 甘肃省发展改革委 甘肃省能源局关于印发甘肃电力现货市场规则的通知. 取读于甘肃省工业和信息化厅 <https://gxt.gansu.gov.cn/gxt/c107573/202408/173975577.shtml>
170. 能源达观. [2024.09.05]. 【文字实录】国网甘肃 张哲维：甘肃电力现货市场建设情况介绍——2024年综合智慧能源线上研讨会（第三期）. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/1L7jvRqRcGFsBNKmdx_PaQ
171. 电力处. [2024.08.27]. 甘肃省工信厅 甘肃能源监管办 甘肃省发展改革委 甘肃省能源局关于印发甘肃电力现货市场规则的通知. 取读于甘肃省工业和信息化厅 <https://gxt.gansu.gov.cn/gxt/c107573/202408/173975577.shtml>
172. 甘肃电力交易中心. [2025.01.22]. 甘肃2025年省间绿电交易规模较2024年增长9倍. 取读于新华网 <http://gs.news.cn/20250122/d7295c69d54b4869a87753e09a801733/c.html>
173. 北极星售电网. [2024.09.06]. 从试点到“转正”：甘肃电力现货市场新突破. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/nVCCld8qSsi9vbAWie-T3g>
174. 中国能源报. [2024.09.18]. 甘肃电力现货市场“转正”，将面临哪些挑战？. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/cyX3gJt0Or5Ctzg9Os7Gsw>
175. 储能与电力市场. [2023.03.26]. 新型储能参与电力辅助服务模式与趋势分析. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/Apt_9uCBBk8tVQHLCfKP7Q
176. 内蒙古自治区人民政府. [2024.01.01]. 蒙西电网统调装机容量突破1亿千瓦. 取读于 https://www.nmg.gov.cn/zwyw/gzdt/bmdt/202401/t20240101_2434828.html
177. 中国能源报. [2016.10.31]. 内蒙古电改试点方案获批（关注）. 取读于人民网 http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2016-10/31/content_1723334.htm
178. 中国能源报. [2024.12.02]. 蒙西电力市场将迎新规. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/kQbc5v0cYNgKfexgBL9gqw>
179. 泛能网电力交易. [2022.07.28]. 聚焦 | 蒙西日前预出清不结算，用户侧划分两个实时价区. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/b3eSbQSyDpliNjmJGubmlQ>
180. 中创慧联. [2024.10.30]. 蒙西电力交易市场观察（第一期）：市场概述与现状分析. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/Wqli-WkhbTsZb7jL_8oB9w
181. 内蒙古自治区工业和信息化厅. [2021.12.27]. 关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知. 取读于 http://gxt.nmg.gov.cn/zwgk/fdzdgknr/tzgg/202112/t20211227_1985529.html
182. 内蒙古自治区能源局. [2024.02.04]. 内蒙古自治区能源局关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知. 取读于 https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/tzgg_16482/tz_16483/202402/t20240204_2464994.html
183. 繁壹隨筆. [2024.10.20]. 蒙能陆风REIT拆解之前传：电力交易解读. 取读于 https://mp.weixin.qq.com/s/UWa4_EYKbRDam_61o4Emng
184. 风芒能源. [2024.09.18]. 内蒙古优化蒙西电力市场交易机制：分类执行新能源风险防范机制. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/1FCcwivkLVz6XLMq2A7r8w>
185. 国家能源局华北监管局. [2020.06.18]. 华北能源监管局关于印发蒙西电力市场调频、备用两个辅助服务交易实施细则的通知. 取读于 https://hbj.nea.gov.cn/xxgk/zcfg/202402/t20240208_239967.html
186. 内蒙古自治区人民政府办公厅. [2022.12.19]. 内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区支持新型储能发展若干政策（2022—2025年）的通知. 取读于内蒙古自治区人民政府 https://www.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgk/zfxxgkml/gzxzgfwj/xzgfwj/202212/t20221219_2190842.html
187. 内蒙古新能源网. [2024.12]. 内蒙古电力多边交易市场规则体系. 取读于 <https://www.nmgxny.com/policy/1749.html>

188. 内蒙古自治区发展和改革委员会. [2024.02.23]. 国家发展改革委批复内蒙古自治区电力市场绿色电力交易试点方案. 取读于 https://www.als.gov.cn/art/2024/2/23/art_6_523068.html
189. 内蒙古电力交易中心. [2025.01.22]. 蒙西绿电交易2024年成交量突破900亿. 取读于北极星售电网<https://m.bjx.com.cn/mnews/20250122/1424238.shtml>
190. 内蒙古新能源网. [2024.12]. 内蒙古电力多边交易市场规则体系. 取读于<https://www.nmgxny.com/policy/1749.html>
191. 浙江日报. [2025.01.03]. 浙江2024年绿电交易破100亿千瓦时. 取读于新华网<http://www.zj.xinhuanet.com/20250103/562277eb40884b288252adbab31b84f0/c.html>
192. 中国能源报. [2024.09.09]. 浙江绿色电力交易再提速. 取读于人民网http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2024-09/09/content_26081066.htm
193. 南方能源观察. [2024.12.25]. 浙江电力交易2025: 电价有望保持下降趋势. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/9pQw21JeEcXHHqWyDFFr3Q>
194. 从2025年浙江省电力市场交易方案来看, 除统调风电、光伏外, 浙江省对省内统调水电、核电、抽蓄也都将分配一定比例的政府授权合约, 执行政府定价
195. 南方能源观察. [2024.12.25]. 浙江电力交易2025: 电价有望保持下降趋势. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/9pQw21JeEcXHHqWyDFFr3Q>
196. 浙江省发展和改革委员会. [2024.11.29]. 省发展改革委 浙江能源监管办 省能源局关于印发《2025年浙江省电力市场化交易方案》的通知. 取读于https://fzggw.zj.gov.cn/art/2024/11/29/art_1229629046_5416395.html
197. 国家能源局华东监管局. [2024.03.26]. 华东能源监管局关于扩展华东电力调峰辅助服务市场交易至日内实施的通知. 取读于<https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202412/P020241213517426410288.pdf>
198. 国家能源局华东监管局. [2023.12.13] 关于将《华东电网备用辅助服务市场运营规则(试行)》转入正式运行的公告. 取读于https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202402/t20240209_247780.html
199. 浙江省发改委. [2021.09.24]. 省发展改革委关于优化我省天然气发电上网电价的通知. 取读于<https://zhengce.zj.gov.cn/policyweb/httpservice/showinfo.do?infoid=d904bab3c5443eeb25dbc4c524372f7>
200. 浙江日报. [2025.01.03]. 浙江2024年绿电交易破100亿千瓦时. 取读于新华网<http://www.zj.xinhuanet.com/20250103/562277eb40884b288252adbab31b84f0/c.html>
201. 国网浙江电力. [2025.01.06]. 浙江2025年度电力市场化交易稳步推进. 取读于<http://zj.news.cn/20250106/efc0a4e544c74304add351524c87e2c9/c.html>
202. 浙江日报. [2025.01.03]. 浙江2024年绿电交易破100亿千瓦时. 取读于新华网<http://www.zj.xinhuanet.com/20250103/562277eb40884b288252adbab31b84f0/c.html>
203. 人民日报. [2023.04.23] 国家电网加快构建新型电力系统——让更多绿电供得上用得好. 取读于国家能源局https://www.nea.gov.cn/2023-04/23/c_1310713064.htm
204. 电联新媒. [2023.08.18]. 电力现货地方志 | 分区电价、“三寡头”机制……江苏市场建设有“法宝”. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/HpEHs9Gj-ydLc0W-Tn1H5A>
205. 兰木达电力现货. [2023.08.18]. 江苏电力现货市场第五次试运行要点解读. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/wlgTlRXqCg-d9El9sFcICQ>
206. 江苏省钢铁行业协会. [2024.12.04]. 省发改委印发《关于开展2025年电力市场交易工作的通知》. 取读于https://mp.weixin.qq.com/s/AsNulQ0E_lXxjhs9CuNtuQ
207. 江苏发改. [2025.01.09]. “绿电三进”工程扎实推进 我省在全国率先实现绿电绿证服务站全覆盖. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/oK93iUzujjs2YTvHEzu9vQg>
208. 新华日报财经. [2025.01.09]. 江苏启动新能源聚合交易, 有效带动当月绿电供给提升60%. 取读于新华网<https://www.xhby.net/content/s674591fbe4b033844ab1c97f.html>
209. 江苏发改. [2024.09.20]. 我省绿电交易规模稳步提升、供应较为充裕. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/OJmwSvpSw-q0vUpstA5WXQ>
210. 江苏广电总台·融媒体新闻中心. [2024.11.08]. 江苏大力实施绿电“三进”工程 提高绿电利用率 提升经济含“绿”量. 取读于江苏省人民政府https://www.js.gov.cn/art/2024/11/8/art_90950_11413911.html
211. 江苏省发展和改革委员会. [2022.05.23]. 关于印发《江苏省促进绿色消费实施方案》的通知. 取读于http://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2022/6/10/art_84097_10465280.html
212. 无锡市人民政府办公室. [2022.05.23]. 市政府办公室关于印发无锡市绿电绿证工作推进方案的通知. 取读于<https://www.wuxi.gov.cn/doc/2025/01/20/4482295.shtml>

213. 江苏省能源研究会. [2024.10.09]. 江苏省江阴市发展和改革委员会发布关于征求《江阴市绿电绿证工作推进方案》意见的公告. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/l7AgN6sQ3FV0m8un9Jcgw>
214. 上海市经济和信息化委员会. [2024.04.30]. 上海市经济信息化委关于发布《上海电力供应环境可持续性关键绩效指标报告（2023年度）》的通知. 取读于<https://www.sheitc.sh.gov.cn/jjyx/20240430/8cd8e51540534c908c2d69565bf41c63.html>
215. 南方能源观察. [2022.11.21]. 第二批电力现货试点进展一览. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/j9Fe-UwgAOvAnzROSOhyvQ>
216. 上海电力交易中心. [2024.11.15]. 上海电力现货市场11月14日-11月27日开展第一次结算试运行. 取读于北极星售电网<https://m.bjx.com.cn/mnews/20241115/1410904.shtml>
217. 上海市发展和改革委. [2024.05.30]. 关于优化天然气发电机组容量电价机制的通知. 取读于https://fgw.sh.gov.cn/fgw_jggl/20240531/07bce8e660f2421bb5fcfee61413f96a.html
218. 国家电网. [2024.09.20]. 【新华社】电力交易含“绿”量不断上升. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/l1idPnIckMYds9LHLbDwaA>
219. 上海市发展和改革委员会. [2024.10.17]. 关于印发《上海市绿色电力交易实施方案》的通知. 取读于https://fgw.sh.gov.cn/fgw_ny/20241017/a747867686704cccabc12e3e46956f27.html
220. 人民日报. [2025.01.23]. 上海2025年度绿电交易规模创新高 实现连续4年快速增长. 取读于新华网<http://www.news.cn/energy/20250123/2d4124a7b0d543c4bec62218cb0f9dc2/c.html>
221. 人民日报. [2025.01.23]. 上海2025年度绿电交易规模创新高 实现连续4年快速增长. 取读于新华网<http://www.news.cn/energy/20250123/2d4124a7b0d543c4bec62218cb0f9dc2/c.html>
222. 上海市生态环境局. [2023.06.08]. 上海市生态环境局关于调整本市碳交易企业外购电力中绿色电力碳排放核算方法的通知. 取读于<https://sthj.sh.gov.cn/hbzhywpt2025/20230608/ea3db4610e294b5480934b31a6d5e645.html>
223. 中国能源报. [2024.06.03]. 上海绿电交易发展提速. 取读于人民网http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2024-06/03/content_26062667.htm
224. 北极星售电网. [2024.02.05]. 上海2024年度省间绿电交易总成交电量突破40亿千瓦时. 取读于<https://m.bjx.com.cn/mnews/20240205/1360178.shtml>
225. 中华人民共和国中央人民政府. [2020.06.10]. 发展改革委能源局关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知. 取读于https://www.gov.cn/gongbao/content/2020/content_5532632.htm
226. 北京市城市管理委员会. [2024.12.13]. 北京市城市管理委员会关于印发北京市2025年电力市场化交易方案、绿色电力交易方案的通知. 取读于北京市人民政府https://www.beijing.gov.cn/zhengce/zhengcefagui/202412/t20241227_3975013.html
227. 国家能源局华北监管局. [2020.12.22]. 华北能源监管局关于印发《京津唐电网电力中长期交易结算规则（试行）》的通知. 取读于https://hbj.nea.gov.cn/xxgk/zcfg/202402/t20240208_239974.html
228. 储能100人. [2018.09.07]. 独家 | 京津唐发布AGC调频新政，申报价格为0-12元/MW. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/H58gobIVBwAZmp2nbg2vyw>（来源为《京津唐电网调频辅助服务市场运营规则（试行）（征求意见稿）》）
229. 中国新闻网. [2024.08.23]. 北京首次通过市场化交易方式引入西北绿电. 取读于中国新闻网北京<https://www.bj.chinanews.com.cn/news/2024/0823/95999.html>
230. 北京市城市管理委员会. [2024.12.27]. 北京顺利组织开展2025年年度跨区跨省绿电交易. 取读于https://csglw.beijing.gov.cn/zwxx/zwdtxx/zwgzdt/202412/t20241227_3975239.html
231. 北京市城市管理委员会. [2024.12.13]. 关于印发北京市2025年电力市场化交易方案、绿色电力交易方案的通知（京发改〔2024〕11号）. 取读于https://csglw.beijing.gov.cn/zwxx/2024zcwj/202412/t20241213_3965483.html
232. 北京市生态环境局. [2024.05.11]. 北京市生态环境局关于做好2024年本市碳排放单位管理和碳排放权交易工作的通知. 取读于<https://sthjj.beijing.gov.cn/bjhrb/index/xxgk69/zfxxgk43/fdzdgknr2/zcfb/2024bzcwj/543352678/index.html>
233. 新京报. [2024.12.18]. 预成交电量约1500万千瓦时，西藏地区绿电首次实现外送北京. 取读于<https://www.bjnews.com.cn/detail/1734492593129831.html>
234. 跨区跨省交易和跨省跨区交易是同一个概念，早期政策文件多使用跨省跨区，目前多使用跨区跨省。本文从规范性角度，统一使用跨区跨省的表述。

235. 国家能源局. [2012.02.01]. 关于印发《跨省跨区电能交易基本规则(试行)》的通知. 取读于 https://zfxgk.nea.gov.cn/auto79/201307/t20130708_1649.htm
236. 北京电力交易中心. [2024.06.17]. 北京电力交易中心印发《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则(2024年修订稿)》. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/vLdAI05njWAnFhQKno3dkA>
237. 中国能源报. [2022.02.21]. 绿电跨省跨区交易方兴未艾. 取读于人民网 http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2022-02/21/content_25904347.htm
238. 国家电网报. [2024.10.23]. 总成交电量0.5亿千瓦时! 华东电网首次开展跨省绿电集中竞价交易. 取读于北极星售电网 <https://news.bjx.com.cn/html/20241023/1406451.shtml>
239. 广州电力交易中心. [2025.01.08]. 南方区域绿证绿电交易量累计突破1000亿千瓦时. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/vZGK8H59FcicBBLG6xc7oTw>
240. 北京电力交易中心. [2017.08.16]. 跨区域省间富余可再生能源电力现货试点规则(试行). 取读于北极星太阳能光伏网 <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20170816/843777.shtml>
241. 国家电网. [2021.11.24]. 国家电网发布《省间电力现货交易规则(试行)》. 取读于中国能源研究会 <https://www.cers.org.cn/site/content/1a5f18f009bcb1f8bf67b13e47c948b1.html>
242. 国家能源局. [2023.10.27]. 国家能源局综合司关于开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作的通知. 取读于 https://zfxgk.nea.gov.cn/2023-10/27/c_1310748175.htm
243. 国家能源局. [2024.05.28]. 国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知. 取读于中华人民共和国中央人民政府 https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202406/content_6956401.htm
244. 售电交易学堂. [2024.10.23]. 电力交易 | 省间市场与省内市场如何衔接?. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/DyjTS9T5oLJNpWWHCkeyLg>
245. 办公厅. [2017.01.12]. 关于印发《电力中长期交易基本规则(暂行)》的通知(发改能源〔2016〕2784号). 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201701/t20170112_962864.html
246. 运行局. [2020.12.02]. 关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知(发改运行〔2020〕1784号). 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202012/t20201202_1252094.html
247. 能源局. [2024.08.23]. 关于印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》的通知(发改能源〔2024〕1123号). 取读于中华人民共和国国家发展和改革委员会 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202408/t20240823_1392551.html
248. 能源新界. [2024.12.24]. 风光无限春常在! 我国绿电交易加快迈入“多年期”. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/ISOUncUJ7DdVkBCCM9gQ>
249. 清华大学能源互联网创新研究院. [2024.12.25]. 智库之声 | 多年期绿电交易协议将助力构建可再生能源发展新格局. 取读于 <https://mp.weixin.qq.com/s/xUyd5znT6DBebLlICJU2bw>
250. 巴斯夫中国. [2023.09.06]. 巴斯夫与国家电投签署为期25年的购电协议, 为其湛江一体化基地购买可再生能源电力. 取读于 https://www.bASF.com/cn/zh/media/news-releases/cn/2023/09/GI_RE_partnership_with_SPIC
251. 科思创. [2022.12.13]. 科思创与中广核达成绿电采购协议. 取读于 <https://www.covestro.com/press/zh-chs/covestro-signs-major-renewable-energy-supply-contracts-with-chinese-producer-cgn-cn/>
252. 巴斯夫中国. [2024.10.10]. 巴斯夫与中电、远景能源签署购电协议, 加快推进其在江苏省三个生产基地可再生能源供电进程. 取读于 https://www.bASF.com/cn/zh/media/news-releases/cn/2024/10/cn_24_1010a
253. 北京市城市管理委员会. [2024.12.13]. 关于印发北京市2025年电力市场化交易方案、绿色电力交易方案的通知(京发改〔2024〕11号). 取读于 https://csqfw.beijing.gov.cn/zwxx/2024zcwj/202412/t20241213_3965483.html
254. 无锡市人民政府办公室. [2025.01.20]. 市政府办公室关于印发无锡市绿电绿证工作推进方案的通知. 取读于 <https://www.wuxi.gov.cn/doc/2025/01/20/4482295.shtml>
255. 常州市人民政府办公室. [2024.07.15]. 市政府办公室关于印发《常州市近零碳园区和近零碳工厂试点建设三年行动方案(2024—2026年)》的通知. 取读于常州市人民政府 https://www.changzhou.gov.cn/gi_news/516172101018445
256. 人民日报. [2024.04.02]. 南方电网广东电网公司创新绿电交易方式助力企业转型升级. 取读于人民论坛网 <http://www.rmlt.com.cn/2024/0402/699293.shtml>
257. 广东电力交易中心. [2024.04.12]. 广东2024年3月绿电集中交易(事后)通知. 取读于北极星售电网 <https://m.bjx.com.cn/mnews/20240412/1371312.shtml>

表3数据，除文中标注外，其余数据来源：

广东：

- 1.国家统计局. 取读于<https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=E0101>
- 2.广东电力交易中心. [2024.03.11]. 广东电力市场2023年年度报告. 取读于<https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13679¬iceTypeId=29>

山西：

- 1.山西经济日报. [2024.02.08]. 2023年全省电力运行稳中向好发电装机容量、发电量与外送电量均创历史新高. 取读于兴县人民政府http://www.sxxingxian.gov.cn/zwdt/szfw/202402/t20240208_1842397.shtml
- 2.山西省统计局. [2024.01.25]. 2023年全省全社会用电量增长6.0%. 取读于https://tjj.shanxi.gov.cn/tjsj/sjxx/202401/t20240125_9491122.shtml
- 3.山西电力交易中心. [2024.01.25]. 2023年四季度山西电力市场信息. 取读于<https://mp.weixin.qq.com/s/8WyzrGFSBIsoN3olyOTmyg>

甘肃：

- 1.电力处. [2024.01.10]. 2023年12月全省电力生产运行情况. 取读于甘肃省工业和信息化厅<https://gxt.gansu.gov.cn/gxt/c107572/202401/173836054.shtml>
- 2.甘肃省统计局. [2024.03.20]. 2023年甘肃省国民经济和社会发展统计公报. 取读于<https://tjj.gansu.gov.cn/tjj/c109457/202403/173878128.shtml>

蒙西：

- 1.内蒙古日报. [2024.01.01]. 蒙西电网统调装机容量突破1亿千瓦. 取读于内蒙古自治区人民政府https://www.nmg.gov.cn/zwyw/gzdt/bmtd/202401/t20240101_2434828.html

浙江：

- 1.国家统计局. 取读于<https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=E0101>
- 2.浙江政务服务网. <https://mapi.zjzwfw.gov.cn/web/mgop/gov-open/zj/2001941911/reserved/index.html#/publishingIndicatorSearch/jdzb>
- 3.新华社. [2024.01.12]. 浙江新能源发电装机占比首超三成. 取读于中华人民共和国中央人民政府https://www.gov.cn/lianbo/difang/202401/content_6925732.htm

江苏：

- 1.江苏监管办管理员. [2024.01.10]. 2023年12月江苏电力运行情况通报. 取读于国家能源局江苏监管办公室https://jsb.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202401/t20240122_228265.html
- 2.江苏省统计局. 2023年1-12月江苏省主要统计指标. 取读于https://tj.jiangsu.gov.cn/art/2024/1/29/art_88090_11138599.html

上海：

- 1.上海市经济和信息化委员会. [2024.04.30]. 市经济信息化委关于发布《上海电力供应环境可持续性关键绩效指标报告（2023年度）》的通知. 取读于上海市人民政府<https://www.shanghai.gov.cn/hqfzhj2/20240528/608c8eb0ec83404ab7b88556a091f1ef.html>

北京：

- 1.国家统计局. 取读于<https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=E0101>
- 2.北京市统计局. [2024.03.21]. 北京市2023年国民经济和社会发展统计公报. 取读于https://tjj.beijing.gov.cn/tjsj_31433/sjjd_31444/202403/t20240319_3594001.html

每日免费获取资料

- 每日微信群内分享7+最新行业报告；
- 每周分享当周华尔街日报、经济学人；
- 行业报告均为公开版，权利归原作者所有，参一江湖仅分发做内部学习。



关注公众号
领取粉丝福利

著作权及免责声明

本报告由绿色和平和苏州高新区(虎丘区)碳中和国际研究院基于在江苏省取得的临时活动备案共同发布。

本研究报告的信息与分析主要基于公开信息。如本报告中相关信息存在与真实信息不符的情况，或对于研究内容和信息的反馈、意见，欢迎与我们沟通联系：greenpeace.cn@greenpeace.org。由于信息获取渠道的局限性，绿色和平、苏州高新区(虎丘区)碳中和国际研究院不对报告中所含涉信息的及时性、准确性和完整性作任何担保。

本报告研究期间之外，各信息平台上公开的环境信息如有被更改或增加的信息不被包括在此研究结果分析中。本报告仅用于政策参考、信息共享和环保公益目的，不作为公众及任何第三方的投资或决策的参考。本报告中提及的企业及引用的商标仅作为研究示例，並不代表绿色和平对相关企业进行批评或推荐。

除标明引用的内容以外，本报告内所有内容（包括文字、数据、图表）的著作权及其他知识产权归绿色和平所有。如需引用本报告中的数据及图表，请注明出处。标明由绿色和平拍摄的照片必须取得绿色和平授权后方可使用。

研究局限性

本研究报告存在以下局限性：

本研究报告的信息收集工作截至2025年1月。若在该时间点之后发生了信息更新或新增情况，则不在本报告的研究范围和分析之内。

本研究过程中，为获取市场机制、规则等相关信息，我们主要依赖于第三方平台所提供的公开资料。本研究报告仅重点探讨了部分省（市、地区）中具有代表性及特色的市场机制与规则，以提供深度见解。由于信息量庞大且变化迅速，本研究报告无法详尽无遗地包含所有地区的最新市场机制与规则。

鉴于市场主体的参与程度和市场布局范围有所不同，本研究报告相关经营主体分析仅反映参与交流的大部分经营主体的经验与建议。具体而言，相关分析主要聚焦于上海、江苏、广东等地区的案例，而其他省（市、地区）的情况则较少涉及，或者主要是通过桌面研究来完成。

本研究报告的信息与分析主要基于公开信息，但不排除部分研究团队成员基于其日常工作积累的专业知识与经验进行的补充说明。

为了更全面地分析与梳理绿色电力市场建设进程中的关键挑战与经验，我们将持续跟踪并拓展相关研究。

GREENPEACE 绿色和平

绿色和平是一个全球性环保机构，致力于以实际行动推动积极的改变，保护地球环境。

地址：北京东城区东四十条94号亮点文创园A座201室

邮编：100007

电话：86 (10) 65546931

传真：86 (10) 64087851

www.greenpeace.org.cn