



电力市场与电价改革——通向零碳电力 增长和新型电力系统的必由之路





关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(RMI)，是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与企业、政策制定者、科研机构及创业者协作，识别并规模化推广能源系统转型解决方案，推动全球能源系统转型，践行1.5°C温控气候目标，创造清洁、繁荣的零碳共享未来。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、加州奥克兰及华盛顿特区设有办事处。

作者与鸣谢

作者

高硕, 周勤

其它作者

李婷, 刘雨菁, 刘子屹, 姚远, 邹乐乐

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

联系方式

高硕, sgao@rmi.org

版权与引用

高硕, 周勤, 电力市场与电价改革——通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路, 落基山研究所, 2022年5月。

鸣谢

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

李宁君, 中国水电工程顾问集团有限公司

王鹏, 华北电力大学

韩雪, 国务院发展研究中心资源与环境政策研究所

张宁, 国网能源研究院

Adair Turner勋爵, 能源转型委员会(Energy Transition Commission)

本报告所述内容不代表以上专家及其所在机构观点。

RMI感谢Angela Wright Bennett Foundation、Bloomberg Philanthropies、ClimateWorks Foundation、Quadrature Climate Foundation、Sequoia Climate Foundation 和 The William and Flora Hewlett Foundation对本报告的支持。

目录

第一章 “双碳目标”下的电力系统与价格机制变革 5

第二章 促进零碳电源装机可持续发展的价格机制——多年电力合约..... 8

第三章 实现零碳电量最大化消纳的价格机制——优化省间交易及输电价格 22

第四章 确保零碳电力增长下系统充裕性的价格机制——容量价格与稀缺价格的取舍 ... 33

第五章 建议与展望 44

报告参考文献..... 48

第一章

“双碳目标”下的电力 系统与价格机制变革



“双碳目标”下的电力系统与价格机制变革

中国电力体制与市场改革已经走过了二十年不平凡的道路，迄今取得了显著的成果。2002年发布的电力体制改革“5号文件”ⁱ促成了电力行业的“厂网分开”，2015年的“9号文件”ⁱⁱ推动了中长期电力交易常态化和现货交易的大规模试点，2022年发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》¹，明确了未来十年电力市场改革的目标与方向。在过去二十年中，电力行业为推动全面市场化进行了许多有益的尝试，积累了大量宝贵的经验，但同时也还面临着“体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒”等困难和挑战。在“2030年前碳达峰、2060年前碳中和”的“双碳目标”提出后，电力市场与价格机制的改革也需与时俱进，促进电力行业低碳转型，从而为“双碳目标”的实现提供有力支撑。

电力行业是确保社会经济繁荣发展的基础行业，同时也是助力“双碳目标”实现的关键行业。为在确保电力系统安全稳定运行的同时提升零碳排放电源和电量的占比，2021年3月，中央财经工作委员会会议提出“深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统”²；10月，《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》³（下称《双碳意见》）指出要“构建以新能源为主体的新型电力系统，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力”。

2021年伊始，我们发布了《电力增长零碳化（2020-2030）：中国实现碳中和的必经之路》⁴报告（下称《零碳电力增长》报告），从发电技术经济性、电网管理、电力供需平衡等角度探讨了2030年前中国电力行业低碳发展面临的机遇、挑战和解决方案。报告认为，在2030年新能源电源装机预期水平下：光伏发电与风力发电的平准化度电成本（LCOE）已经并将继续下降，在本世纪二十年代，投资光伏与风电的经济性将比投资化石能源发电更加显著；实时电力平衡与系统安全运行面临的挑战，诸如频率控制、电压控制、故障穿越、远距离高压输电等已有相对成熟的技术加以应对；时—日—季节层面的电力供需平衡可以在电力资源大范围灵活调度的条件下得以基本保障。

在技术解决方案日益成熟的情况下，有效引导对相应技术方案的投资、建立与转型相适应的电力价格机制、确保投资实现合理收益、保障系统安全稳定供应，将为电力行业低碳转型提供重要支撑。

过去一年中，相关政策和措施多次强调市场与价格机制在可再生能源等零碳电力增长中的角色：

- 2021年3月，国家能源局在介绍“十四五”期间可再生能源发展格局时指出这一阶段的新特征之一是市场化发展⁵；
- 2021年7月，率先覆盖发电行业的全国碳排放权交易市场开市⁶；
- 2021年10月，《双碳意见》提出全面推进电力市场化改革、从有利于节能的角度深化电价改革；
- 2022年1月，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（下称《电力市场指导意见》）提出构建适应新型电力系统的市场机制，提升电力市场对高比例新能源的适应性，实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置；全国统一电力市场体系到2030年基本建成，适应新型电力系统要求，新能源全面参与市场交易。

但正如《电力市场指导意见》中所述，目前电力市场建设仍面临一些现实问题与挑战：以省级电网为主要市场边界的交易形式和跨省跨区交易的市场壁垒问题不利于电力资源大范围优化互济与灵活消纳；以月度和年度交易为主的电力市场体系尚不足以有效体现电源快速灵活响应的价值和激活高投资占比电源的投资；以电量为基础的定价方式无法完全彰显电力保供中关键电源的价值。进一步有效解决电力市场建设过程中的这些问题将极大地助力零碳电力以更快速度、更大规模发展。

ⁱ 《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5号）

ⁱⁱ 《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）

本报告中以面向2030年的《零碳电力增长》报告为基础，立足于到2030年基本建成适应新型电力系统要求的全国统一电力市场体系这一总体目标，深入探讨了适合国情且更有利于零碳电力增长与新型电力系统建设的电力价格机制。

我们看到，在保证电力安全经济供应的大前提下，持续扩大零碳电源的装机规模、促进零碳电量优化消纳，是构建新型电力系统的关键举措。因此，本报告针对零碳电力开发、消纳和电力系统保供三个核心关切，通过三个章节分别探讨：

- 促进零碳电源装机可持续发展的价格机制——多年电力合约；
- 实现零碳电量最大化消纳的价格机制——优化省间交易及输电价格；
- 确保零碳电力增长下系统充裕性的价格机制——容量价格与稀缺价格的取舍。

在每一章节的分析讨论中，我们从正在或可能经历的具体挑战出发，基于行业现状评估，分析相应挑战形成的原因与趋势；纵览全球实践，基于设计思路和实践效果提炼共通之处、评估利弊得失；立足国情，深入探讨未来十年如何有的放矢地优化电力市场构成和建设进程。

本报告期望以独特视角，展示在“双碳目标”要求和指引下，电力市场建设与价格机制改革如何支持零碳电力发展和电力系统转型。我们希望通过本报告的政策建议，为新型电力系统构建、全国统一电力市场体系建设和零碳电力增长进程提供思路与方案，从而更好地支撑国家气候目标，也为全球电力行业零碳转型实践提供借鉴。

第二章 促进零碳电源装机可持续发展的 价格机制——多年 电力合约



促进零碳电源装机可持续发展的价格机制——多年电力合约

在全球范围内，零碳电力的发电成本正持续下降。数据显示，光伏和陆上风电的平准化度电成本（LCOE）在过去十年分别下降了85%和56%⁷。零碳电力成本快速下降的关键原因之一是装机规模快速增长带来的规模经济效应。彭博新能源财经⁸预测未来十年中国光伏和陆上风电的度电成本将继续下降约1/3，而这一成本下行趋势的先决条件，是相应电源装机规模可以按照预期速率快速扩张。促进零碳电源装机的可持续发展，是维持未来成本下降路径的关键。形成一套促进零碳电源可持续发展的价格机制，将为新能源装机目标实现和新能源成本进一步优化提供有力的支撑。

新能源电源可持续发展的新挑战

与过去十年相比，2020年代的新能源发电技术更加成熟、更具有经济性。但同时，伴随技术的成熟与规模的增加，新能源发电商

也需要在电力系统中担负更多技术与经济责任。在《零碳电力增长》报告中我们预计，到2030年，中国的光伏和陆上风电装机水平将分别达到8.5亿千瓦和8.0亿千瓦ⁱⁱⁱ。我们认为，当前和今后电力行业发展趋势的以下三个特点，将对未来十年新能源电源投资和实现新能源装机目标带来挑战。

- **营收降低：新能源上网电价补贴退坡。**2021年是中国新能源平价上网元年，集中式光伏电站和陆上风电项目不再享受国家补贴。这标志着新能源发展的主体部分脱离了过去十年以政府补贴为主要驱动因素的既有模式。在后补贴时代，上网电费成为集中式光伏和陆上风电项目的唯一发电服务收入来源，合理地确定上网电价将是驱动新能源可持续发展的关键因素。

图表 1 新能源上网电价发展历程



ⁱⁱⁱ 国家能源局信息显示，截至2021年底，全国光伏和陆上风电装机分别为3.06亿千瓦和3.02亿千瓦。

- 支出增高：新能源项目配置储能的要求是成本提升的因素之一。**2021年起的新能源装机工作方案中，已有至少18个省份对新能源项目提出了搭配储能系统的要求，通常要求新建光伏和陆上风电项目通过自建或投资的方式，按发电装机容量的至少10%，配备储能时长不少于2小时的储能设施^{iv}。储能系统可以有效对冲新能源发电项目的不确定性和波动性，但同时也会提高新能源项目的开发成本。未来，随着可再生能源项目的更大规模接入，系统的储能需求会继续增加，新能源项目配置储能的要求也可能水涨船高。
- 计划转向市场：计划电量逐渐减少，新能源发电参与市场交易是发展趋势。**2021年10月11日，国家发展和改革委员会

发布了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》^v。《通知》中指出，有序推动工商业用户全部进入市场，10千伏以上用户要全部进入，其他用户要尽快进入。工商业用户按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。当前，工商业用电量^v约占全社会用电量的84%¹⁰，随着工商业电量全部由计划电量转为市场电量，发电侧的市场化水平也将相应提高，新能源大量参与电力市场交易是行业发展趋势。国家发改委和国家能源局《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》¹¹中还提出要引导新能源项目10%的预计当期电量通过市场化交易竞争上网，明确了新能源参与现货交易的发展方向。新能源项目开发单位需要做好准备应对市场交易的不确定性。

图表 2 2021年部分省份对新能源项目配置储能的要求

省份	最低配置比例	配置时长
山东	10%	不低于2小时
甘肃	河西地区10%，其他地区5%	不低于2小时
江西	10%	不低于1小时
青海	10%	不低于2小时
内蒙古	15%	不低于2小时
陕西	榆林光伏20%，其他光伏风电10%	不低于2小时

电力市场化趋势下，短期电力市场的价格形成机制可能制约新能源发展

随着电力市场化改革的深入，市场交易电量占比不断增加，计划电量所能支持的新能源消纳空间逐渐减少。截至2021年12月，全国共有25个省允许新能源参与电力市场¹²。

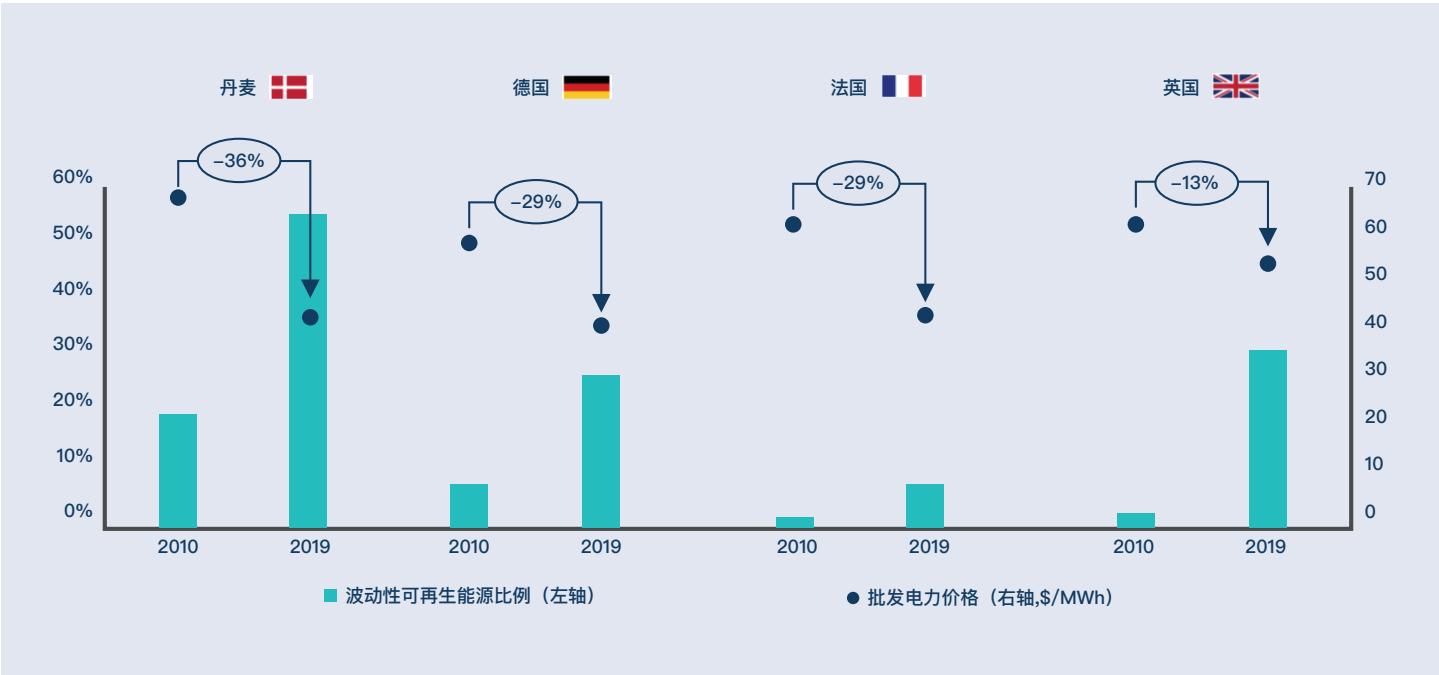
在2020年代，新能源发电项目需要更全面、更大规模的参与市场交易，但短期电力市场的边际价格出清机制，可能影响新能源电源的投资意愿。

从国外的电力市场实践看，在新能源参与短期电力市场的情况下，新能源等零边际或低边际成本电源参与报价会降低电力批发市场出清价格。新能源的成本特点是投资成本高、运行边际成本低。在以边际成本为报价策略的统一出清市场中，发电机组按照边际成本从低到高排序调度，直到满足电力需求。所有被调度机组中边际成本最高的机组价格（通常为火电机组），即为市场统一出清的结算价格。新能源电源由于边际成本低，它在交易过程中会率先出清，替代高边际成本机组，进而降低市场的统一出清价格。欧洲国家批发电力市场的价格历史显示，在2010年代新能源占比提升的同时，英国、法国、德国和丹麦等国的电力批发市场价格出现了不同程度的下降，降幅约13%-36%（图表3）

^{iv}具体要求有省间差异：比例要求以10%为主，区间为5%-30%；时长要求以2小时为主，区间为1小时-4小时。

^v 参考中电联口径下的第二和第三产业用电量。

图表 3 部分欧洲国家电力批发市场价格趋势和新能源占比



数据来源: Energy Transition Commission¹³

在新能源电源投资过程中，项目经济寿命期内的电力价格水平是测算项目投资内部收益率、制定投资决策的重要参数之一。随着新能源大量接入，统一出清机制下的短期电力市场价格波动，尤其是成交价格的下行趋势风险，将对新能源投资产生负面影响，并制约新能源装机的可持续发展。

全球实践：通过覆盖多年的长期电力合约降低新能源投资风险

从全球的实践来看，鼓励签订长周期（如15-25年）电力合约，确保新能源电源在长时间尺度下价格的稳定性，降低短期市场对新能源收益的影响，是促进新能源可持续发展的重要解决方案。

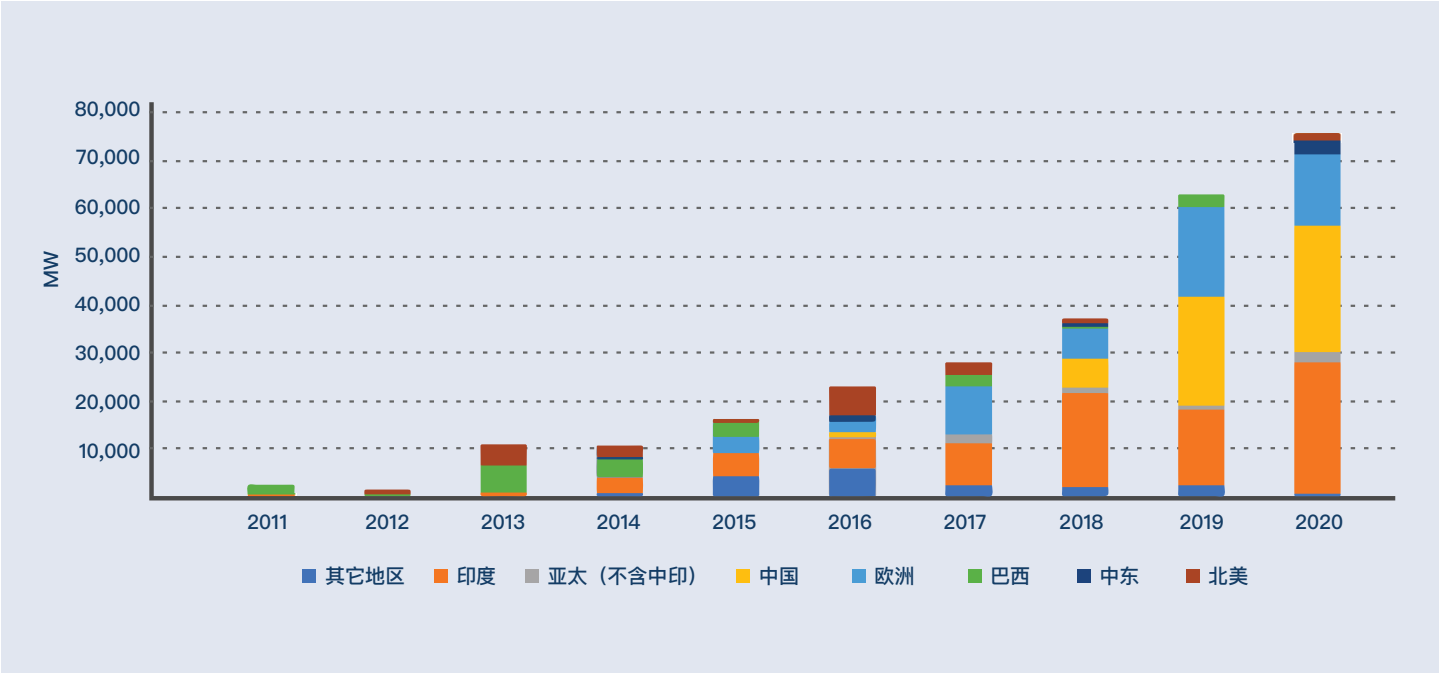
在新能源发展初期，政府主导的上网电价补贴政策（Feed-in Tariff/Premium, FIT/FIP）是各国广泛采用的支持新能源发展的价格机制。通常情况下，政府为新能源项目单独设定上网电价或出台补贴政策，度电价格或度电补贴在项目投运后保持长期稳定（如20年）。在这一时期，虽然价格不通过市场形成，但仍具有长期稳定的特点。

随着新能源的规模扩大和成本下降，新能源开发的市场化程度不断提高，商业投资者和用户的角色愈发突显。在电力市场化水平较高的国家和地区，长周期（如15-25年）市场化电力合同正在新能源发展中发挥着越来越重要的作用。目前，比较广泛应用的长周期市场化合同形式包括：1) 装机容量拍卖搭配长周期电力合约，和2) 发电侧与用户侧签订长期购电协议（PPA）。

拍卖或竞争性配置搭配长周期电力合约

拍卖或竞争性配置是替代上网电价补贴政策（FIT/FIP）的重要形式。政府或电力交易机构等预先设定可再生能源装机总量，新能源投资商通过竞价确定开发权，并获得相应价格水平下为期20年左右的购电合同。亚洲、欧洲、拉美的许多国家已经或正在运用这一方式或其变种对可再生能源进行优化配置。从全球看，拍卖或竞争性配置是可再生能源装机市场化发展的主要模式，2020年有近80GW的可再生能源项目采用了这一模式（图表4）。中国、印度、欧洲是竞争性配置装机的最大来源。

图表 4 全球2011-2020年各年度拍卖/竞争性配置可再生能源发电装机容量



数据来源: IEA¹⁴

与行政定价（即上网电价或补贴）相比，拍卖这一方式可以更经济、更有效率地达成可再生能源装机目标。行政定价模式是一种“自上而下”的价格组织形式，精准高效的行政定价需要依赖完备的行业信息，并随行业变化不断进行动态调整。在行业发展初期，由于规模有限，行政定价有利于高效率低成本地确定合理价格水平。随着行业的成熟和规模的扩大，完成精确行政定价的成本和难度都在增加，而拍卖等市场化手段为其提供了解决方案。拍卖模式下，市场筛选出成本最低的一系列新能源项目进行开发，从而以总成本最小的方式实现新能源装机发展目标。

以长周期电力价格组织拍卖可以提升商业投资者的参与意愿。在较为成熟的去管制电力市场中，对未来电价水平预期是投资者进行电源项目投资决策和金融机构进行相关决策时考虑的关键因素之一。由于发电收益是电源项目最主要收入来源，而新能源电源项目的成本支出又主要发生在项目投运前，因此规避未来市场波动与下行风险是商业投资者必须审慎考虑的事项。如前文图表3的数据所示，短期电力交易价格可能随可再生能源接入量的增加而降低，因此在短期市场模式下可能会使新能源发生自限式发展，即装机水平预期越高，新增装机的意愿越低。而长期市场（长周期、多年电力合约）可以有效解决这一问题：由于未来长周期内的电力价格已经锁定，对未来装机量的预期将不会降低投资者对收益的预期，从而提升投资者的参与意愿和装机预期的完成度。

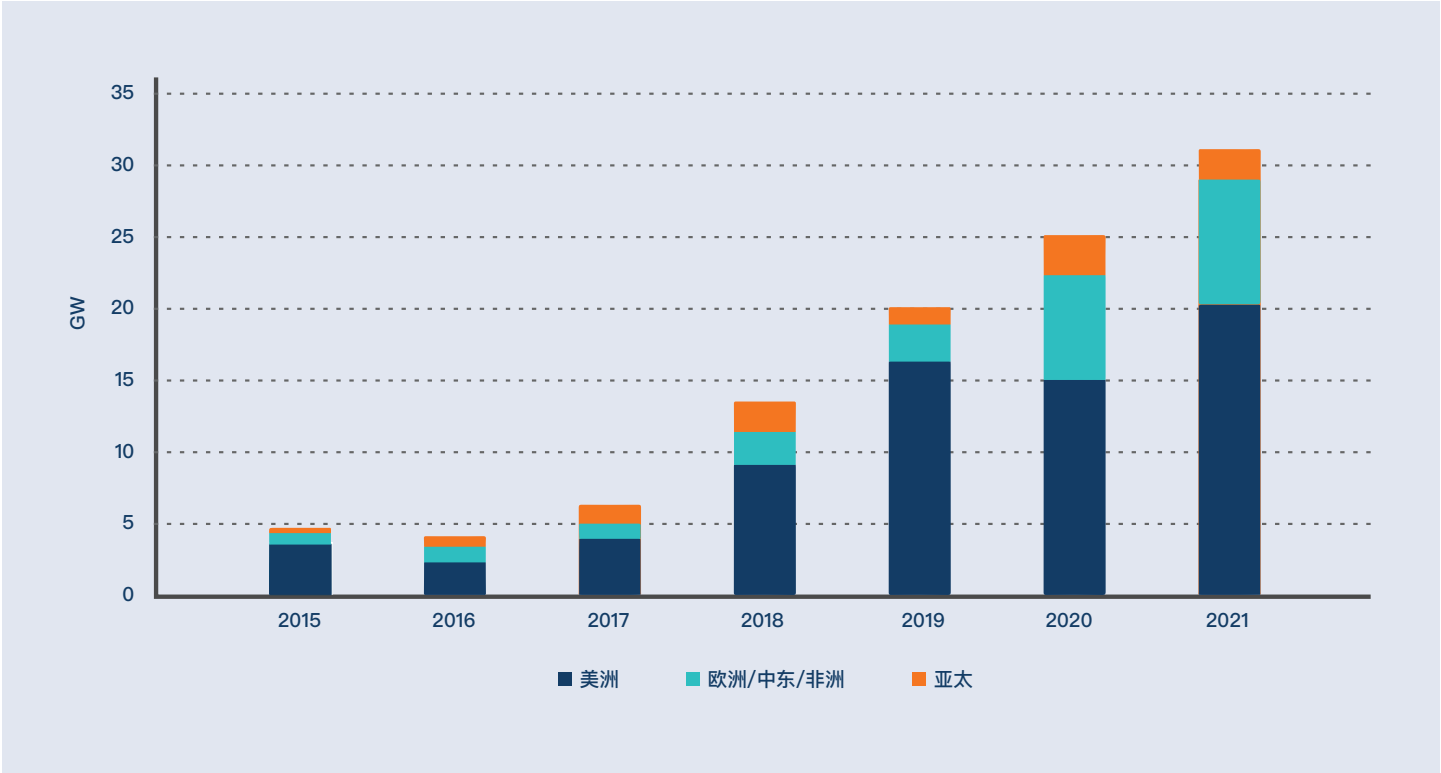
但拍卖确定的长周期合约需要与短期市场做好衔接。在竞争性电力市场中，长周期合约确定的电量仍需参与短期电力交易，短期市场的出清价格往往与长期合约约定价格不一致。因此，优化长周期合约电量参与短期市场的方式，是电力交易组织者需要考虑的一个关键问题。一些国家的电力交易组织者已经给出了长期与短期电力市场衔接的方案。例如，英国的实践是以差价合约（Contract for Difference, CfD）的形式解决这一问题。英国政府为此建立了国有的低碳合同公司（Low Carbon Contracts Company, LCCC）。新能源发电商首先参加电力运营商组织的新能源容量拍卖，确定所投新能源项目的上网电价，并同时以该价格（下称约定价格）与LCCC签订为期15年的长期差价合约。在短期电力市场中，新能源电源与其他电源共同参与市场竞价，形成短期市场价格。如果短期市场价格低于约定价格，LCCC将为新能源发电商支付两者差价；如果短期市场价格高于约定价格，新能源发电商需要将超额部分支付给LCCC。

长期购电协议 (Power Purchasing Agreement, PPA)

长期购电协议 (PPA)^{vi}是另一种新能源市场化发展的形式，从电力交割的角度可以细化为实体购电协议^{vii}和虚拟购电协议^{viii}。BNEF的数据显示，截至2022年初，全球累计已有超过100GW（1亿千瓦）的可再生能源装机通过PPA开发；绝大多

数PPA项目来自于美洲地区（图表5），并以虚拟PPA交易为主。2020-2021年，美国仍是全球最大的PPA市场；西班牙的光伏PPA项目和瑞典的风电PPA项目使欧洲的PPA规模快速增长。

图表 5 分区域分年度PPA签约量



数据来源: IEA¹⁵, BNEF¹⁶

^{vi} 在本文中，购电协议指场外实体购电协议和虚拟购电协议，不包括场内购电协议；本文主要讨论由企业等非居民用户采买的长期购电协议，不包括向居民用户提供的第一方或第三方购电协议等内容。

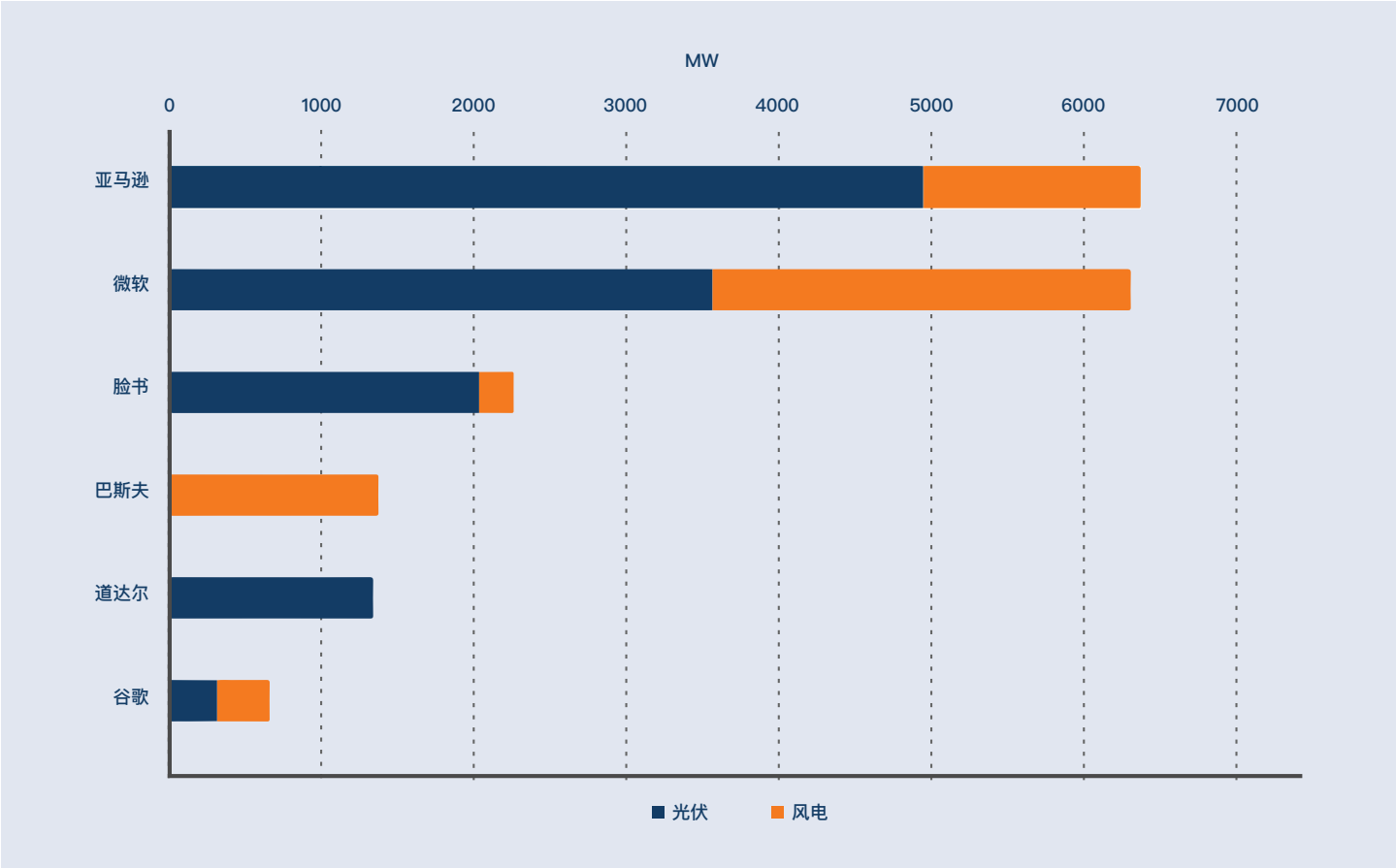
^{vii} 用户与发电方签订长期合同，发电方直接向企业供电。

^{viii} 用户与发电方签订长期金融合同，但发电方不直接向用户供电，双方仍通过各自所在电力市场进行实体电力交易，发电方市场交易成交价低于或高于长期金融合同约定价格的部分，由用户支付或回收。

PPA模式直接连接了电力用户和可再生能源发电商，使终端电力用户的低碳主张和需求能够直接传导到能源供给侧，促进可再生能源的更大规模开发。在购电协议的国际实践中，买方企业通常与新能源项目开发商签订为期20-25年的购电协议，为新能源项目发电量提供长期稳定收益，从而促成该新能源项目的开发，促进新能源装机规模的发展。随着气候变化议题关注度的提高，大

型企业普遍制定了本公司的碳中和目标和时间表，它们的低碳意愿与行动成为了PPA这一新能源开发形式的催化剂。大型企业是目前PPA的主要买方：亚马逊、微软、脸书、谷歌四家公司签订的PPA总量已经超过累计PPA总量的三分之一。

图表 6 2021年全球前6位PPA买家



数据来源: BNEF¹⁷

但是，用户主导的可再生能源开发方式也存在内在限制和潜在风险。由于购电协议的长期性，签订PPA项目时需要考察企业的长期支付能力和信用水平。这一要求客观上限制了参与购电协议的

用户范围，中小企业参与PPA市场的难度较大。另一方面，由于企业长期发展具有不确定性，即使是与符合要求的大型企业签约，也无法完全规避买方引起的合同风险。

图表 7 拍卖与购电协议的特征对比

角色	拍卖+长周期电力合约	长期购电协议(PPA)
政府	- 政府或相关机构预设年度装机总量,需要精确的事前分析和目标设定。 - 非市场化设定的目标可能导致产能过度开发。	- 无预设装机总量,电力用户的PPA需求是装机增长的驱动因素。 - 电力用户的PPA需求通常不及新能源装机发展需要。
新能源发电投资商	- 参与政府或相关机构组织的竞标活动,节省拓展客户的成本。 - 与政府或其指定机构签订相应合同,不与用户侧直接交易。	- 新能源发电项目需要独立或通过第三方寻找匹配交易的电力用户。 - 新能源项目直接与用户进行实物或金融交易,有更宽的议价空间。
电网/电力交易机构	电网运营商在政府规划阶段即可介入,电网运行边界条件可能影响拍卖标的。	虚拟购电协议规避了实物交割环节,使交易更灵活,但需要成熟的金融衍生品体系支撑。
电力用户	- 用户不直接参与拍卖和配置,对初入电力市场的用户较为友好。 - 拍卖或配置结果在远期将影响电力现货市场价格,用户可能承担相应的市场波动风险。	- 用户直接参与多年交易,并可通过交易锚定未来的交易价格,降低价格波动风险。 - 用户需要有较好的电力市场实践经验和知识基础。

图表 8 长期电力市场的设计要点

竞争价格机制	• 成交价格由市场竞价得出。 • 双向合约，以双方共同承担市场风险（例如：发电方会返还批发市场价格高于成交价格的部分）；或者单向合约，以优化节点价格信号和驱动更低的拍卖价格。
收益的确定性	• 多年合约（例如：15年）。 • 针对特定发电技术的参考价格，以最小化降低新能源面临低市场价格的风险。
利用批发市场价格信号	• 浮动差价结算参考“中等”时间尺度的市场价格信号（例如，日、周、月），以激励新能源发电方基于批发市场价格信号来匹配系统需求，同时鼓励新能源配置储能。 • 制定批发价格为负时的限制条款。
考虑时间与空间要素	• 采取结合不同时间、空间要素的多重竞价方式。
确保发电资产长期使用	• 新增和存量全覆盖的市场机制，以允许存量资产在上一个长期合约结束后（例如：15年后）能够参与新一轮的长期合约竞价。

来源：Energy Transition Commission, Making Clean Electrification Possible: 30 Years to Electrify the Global Economy¹⁸

多年合约是电改背景下确保新能源装机可持续发展的关键选项

自2015年第二轮电力市场化改革以来，中国已经建立起了一套以中长期交易（月度、年度）为主的电力市场体系，并在两轮共14个省级电网开展现货市场交易试点工作。国家发展改革委和国家能源局在电力中长期合同签订的通知中多次提出，鼓励签订多年电力长期合同，但跨年和多年电力合约尚没有成熟机制和普遍实践。

新能源参与电力市场化交易的全球实践表明，**多年合约是补足短期电力市场交易短板，促进新能源可持续发展的关键选项**。为了在电改背景下确保陆上风电、光伏在未来十年实现高速、可持续发展，确保海上风电、光热等零碳发电技术的成熟化，我们认为在现有的中长期与现货交易的基础之上，应当为风电、光伏等新能源参与电力市场设计相应的多年合约机制，以长周期、市场化

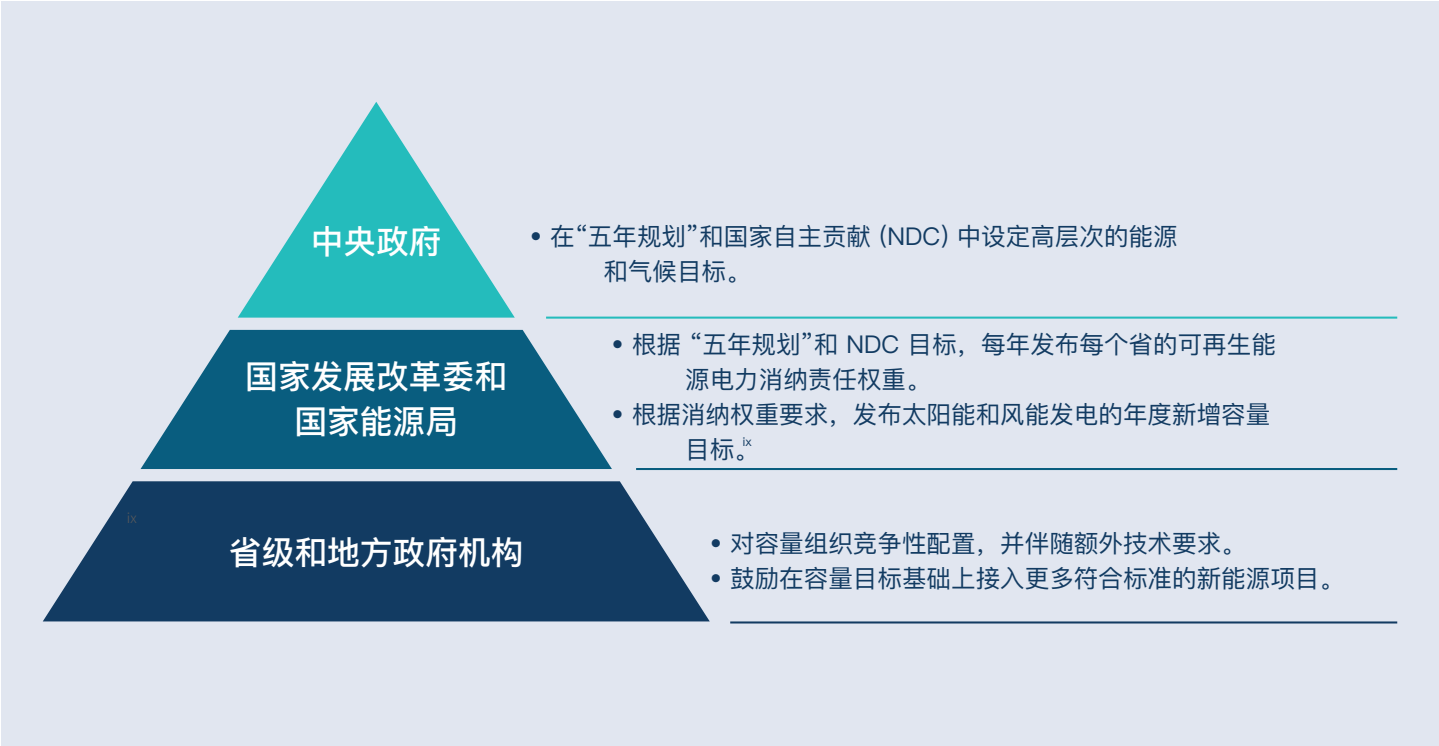
的形式，推动零碳电源的可持续发展。多年合约机制的具体设计中，我们认为应当涵盖以下3个方面的特点。

1.沿袭年度装机目标机制，设定多年合约签约量目标，确保新增装机量稳健增长

过去十年，行政引导一直在新能源发展中扮演重要的角色：政府部门设定年度装机发展目标，并提供财政补贴，确保新能源装机量能够稳定、快速增长，并确保其他宏观能源目标、低碳目标的实现。

图表9简要归纳了近年来年度新能源装机目标设定的基本逻辑。为了实现“五年规划”和“国家自主贡献”中提出的能源与低碳目标，中长期目标被分解为年度分省可再生能源消纳配额，继而相应地确定各省区和全国所需的保障性新能源装机量。地方有关部门依照保障性装机目标在省区内组织竞争性配置。

图表 9 近年来年度新能源装机目标设定基本逻辑



^{ix} 2021年起国家不再下达年度建设规模和指标。

中国新能源电源装机在过去十年的快速发展印证了既往政策的有效性：一方面说明政府补贴在零碳资源发展初期的重要地位，另一方面也说明制定合理的装机目标对零碳电源的快速发展具有卓有成效的促进作用。

随着零碳电源市场竞争力的提高，在未来十年，光伏和陆上风电发展不再需要政府补贴的支持，但在仅依靠市场手段、缺少政府的参与的条件下，零碳电源装机难以实现可持续发展。在未来十年，持续制定有约束力的年度装机目标，并为目标内的新能源项目提供多年合约，将继续在零碳电源发展过程中发挥重要的作用。

在年度目标制定与完成方面中国具有体制优势：目标设定与考核形式在各个经济领域中均已有成熟经验，自上而下的集中式治理体系比分散式体系更能确保既定目标按时实现；央企作为新能源资产的主要投资和持有者，在进行项目决策时不仅仅考虑项目经济收益，还会考虑项目投资对装机目标的贡献以及社会责任，从而助力装机目标按时完成。

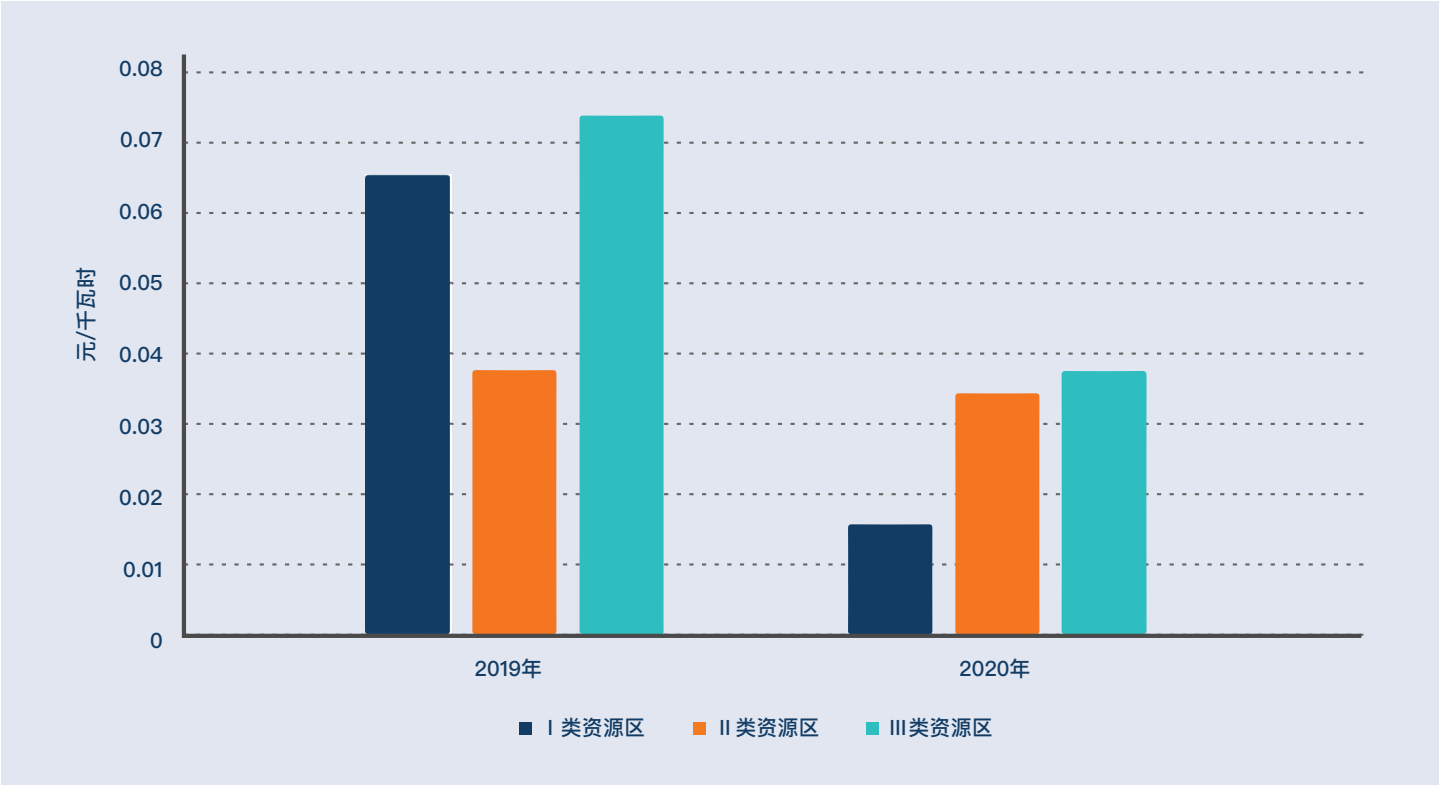
2. 以拍卖等直接竞价方式确定装机目标内项目的开发权属和多年合约电价是优化新能源开发经济性的重要方式

2021年中国的光伏和陆上风电项目执行平价上网机制，即电网公司按照政府设定的年度保障性装机规模，对规模内的新能源项目按照燃煤发电基准价水平支付上网电费。在具体实施层面，各省结合自身的特点制定了差异化的年度保障性装机分配方案¹⁹。部分省份，如广东省，直接将2021年的保障性装机规模分配给存量未纳入保障范围项目，不再进行额外配置²⁰。多数省份对保障性装机规模进行竞争性配置，通过考察前期工作情况、储能配置水平、经济贡献度等因素，对参与竞争性配置的项目进行筛选并确定中标项目。此外，个别省份，如甘肃省，要求参与竞争的项目申报上网电费，并将这一报价纳入竞争性配置考察的范围²¹。总的来说，保障性装机项目获得的上网电费主要按燃煤基准价支付，但各省对项目设计了不同的指标要求（如配置储能比例、时长等）非电价因素是决定项目中标与否的关键。

这种非直接竞价的竞争方式可以在一定程度上筛选出成本更低的项目。从逻辑上，成本更低的风光项目会有更高的预算配置规模更大或性能更好的配套储能项目，从而在竞标中占得先机。但在实际操作中，由于决策过程考虑了相当数量的非成本因素甚至非项目因素，且储能配置通常为准入性要求，因此当前的竞争性配置方案不能完全释放项目经济性。同时，在新型储能设施的价格机制尚未成熟的情况下，风光项目配套的新型储能如何在现在和未来获得项目收益和参与电力市场也存在不确定性，配套项目与独立储能项目如何在电力市场中公平运行也是一个潜在问题。

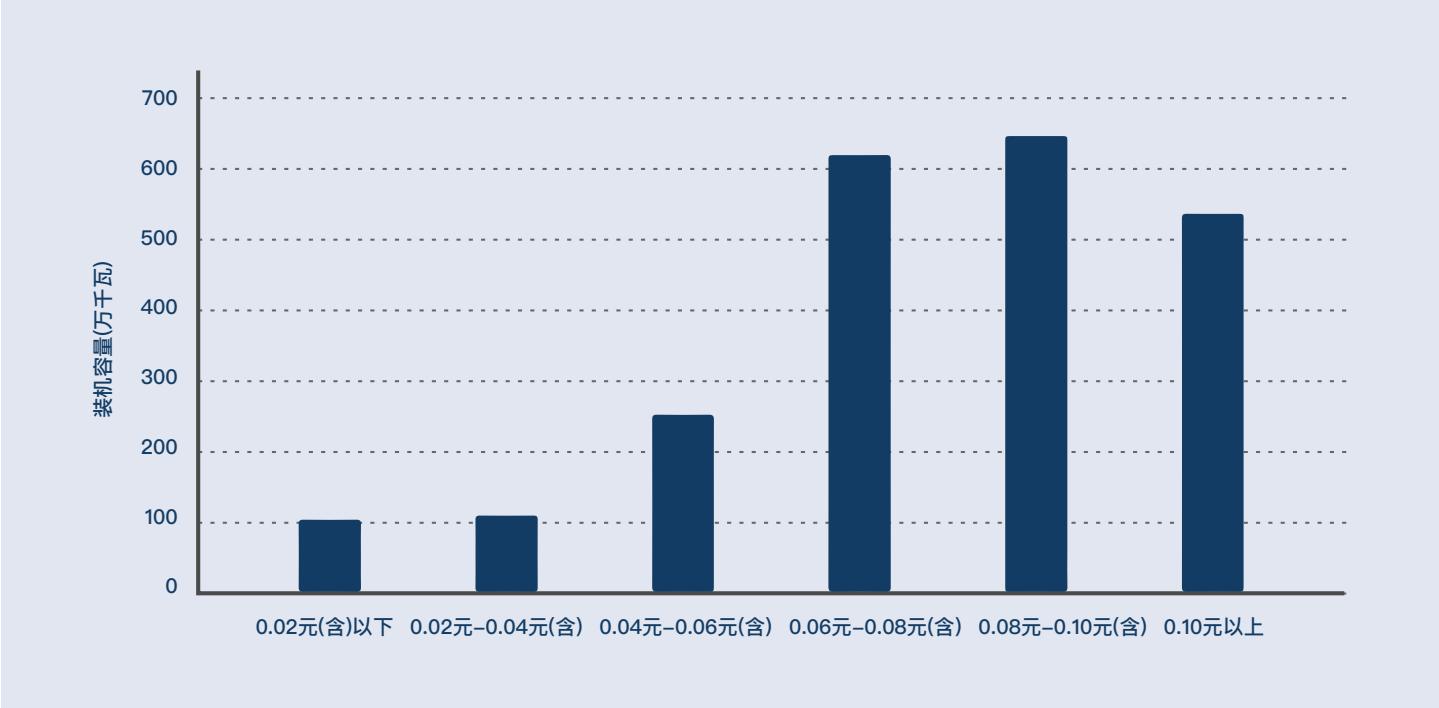
我们认为，直接竞价是优化经济性、降低成本的更优选择。事实上，中国在2019-2020年已经在新能源竞价（补贴竞价）方面做出了一些尝试。2018年及以前，光伏、风电机组的上网电价分别执行政府核定的光伏、风电标杆上网电价，该价格高于燃煤机组标杆上网电价，燃煤机组标杆上网电价部分由电网公司支付给新能源机组，超出燃煤机组标杆上网电价的部分由政府补贴支付。2019年和2020年，新能源上网电价由标杆电价转为指导价，新能源项目开发商需要在指导价的基础上向下报价，价低者优先获得项目开发权，从而降低新能源上网电价和新能源项目对政府补贴的需求。从国家能源局发布的2019年和2020年光伏发电项目竞价结果看，直接竞价模式显著降低了补贴水平和电价水平（见图表10和11），使全社会共同享受到新能源技术成本下降的红利。

图表 10 2019-2020年光伏项目竞价结果——平均补贴水平



数据来源：国家能源局^{22、23}

图表 11 2019年光伏发电竞价结果 (按电价降幅区间的项目装机容量分布)



数据来源：国家能源局²⁴

2021年，陆上风电和光伏在中国实行平价上网，海上风电和光热发电这两项零碳技术仍可以享受部分政府补贴。但是，业界普遍认为针对海上风电和光热发电的补贴政策可能即将收紧或结束，而这些尚未成熟的零碳技术的成本仍然较高（图表12），无补贴条件下实现规模化和成本下降的挑战性较大。从电源特性上看，海上风电和光热技术这两种零碳技术的规模化发展却又是非常必要的，前者比陆上风电波动性更低、利用小时数更高、更贴近负荷中心，后者提供了光伏技术不具有的出力调节、夜间出力和提供转动惯量等能力。基于上述实际情况，我们认为，在容量拍卖机制的设计中，引入分时段竞价可以更好的体现电源在不同时段的价值差异，并助力零碳可调节电源实现无补贴上网和市场化发展。

具体而言，零碳电源可以按照季节和日内时段分时段参与容量拍卖，相应的多年合约在不同时段形成差异化的成交价格。枯水季节、晚间时段这些既有零碳电源较难出力的时间段将在市场竞价中获得较高的成交价格，海上风电²⁶和光热发电等零碳电源在这些时间段充分发挥自身的互补性优势，借助市场而非补贴实现项目开发与规模化。分时段竞价机制在智利的实践已经帮助光热项目实现了无补贴市场化上网²⁷，以支持其2050年25%电力来自光热发电的愿景²⁸。

图表 12 全球新能源平准化发电成本变化趋势 (2010-2020)



数据来源: IRENA²⁵

3. 释放用户侧绿色消费意愿，通过绿色电力多年直接交易合约助推零碳电力更快发展。

随着商业领域气候与可持续发展意识的提升，越来越多的企业，尤其是500强公司等大型企业，对自身和供应链的低碳运营提出了更高的要求，也激发了可观的绿色电力采购意愿。在中国，企业可以通过绿色电力直接交易确定用电的绿色属性和唯一性，这是满足绿色电力需求与企业社会责任要求的重要途径。2021年9月，在国家发展改革委和国家能源局的指导下，北京电力交易中心和广州电力交易中心编制了《绿色电力交易试点工作方案》并组织了第一次全国性绿色电力直接交易，总成交量近80亿千瓦时²⁹。在此之前，绿色电力交易的形式也在全国许多地区进行了探索。2021年6月，巴斯夫与华润电力完成了《广东省可再生能源交易规则

（试行）》³⁰的框架下的首笔交易，确保了巴斯夫湛江一体化基地首批装置100%可再生能源电力供应³¹。

当前的绿色电力直接交易机制为用电企业直接促进零碳电源可持续发展提供了可能性。结合国内外的实践，我们认为当前试点、试行规则可以在以下四个方面优化提升，从而更好更全面的利用用户意愿促进零碳电源更快发展。

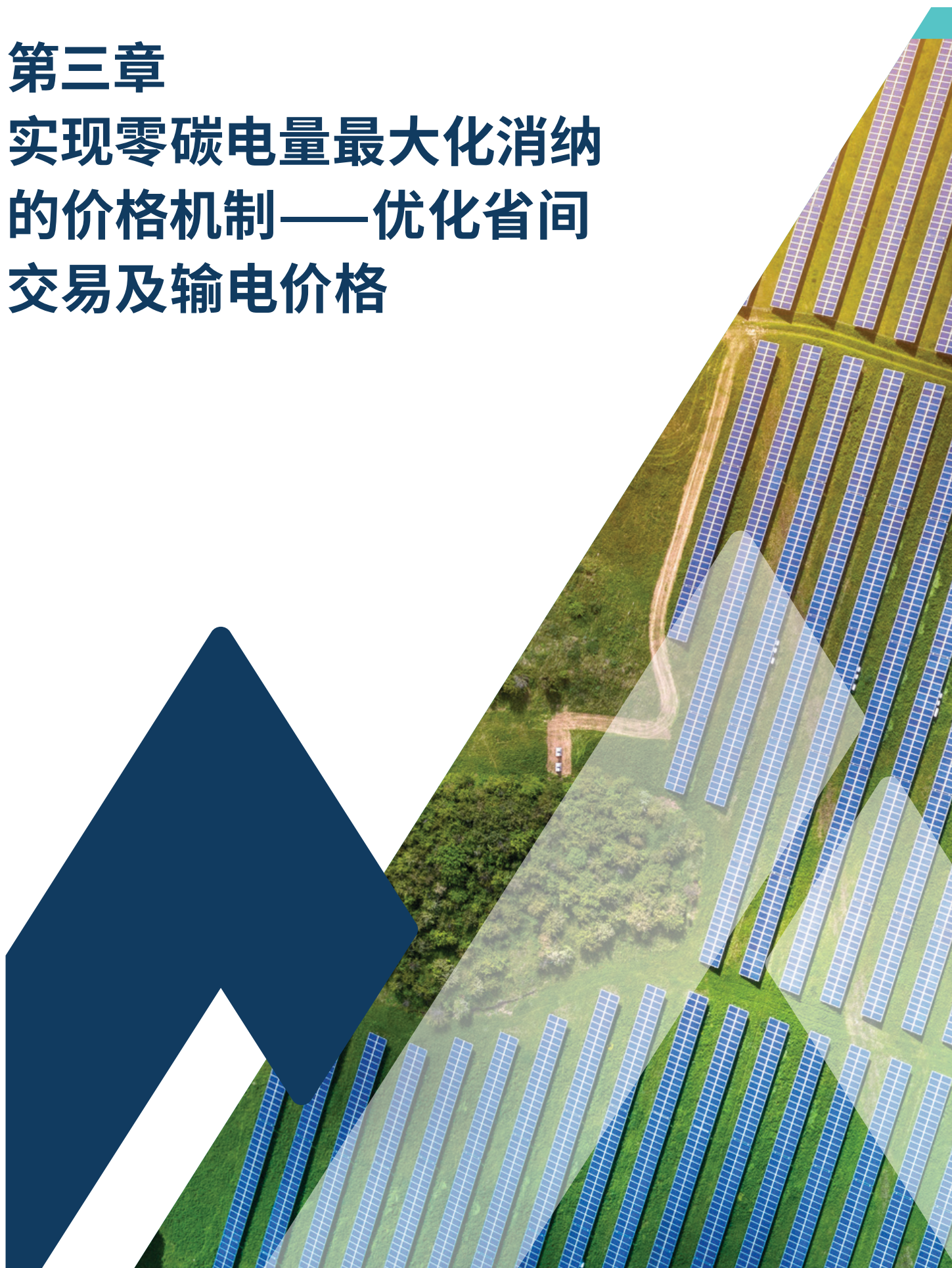
首先，合约周期覆盖更长的时间范围，在长时间尺度下确保项目收益的稳定性。目前，以月和年为时间尺度的交易仍是绿电试点中的主体。以《广东省可再生能源交易规则（试行）》为例，可再生能源与煤电、天然气发电机组相同，按年度和月度与用户签订合约、开展交易。首次全国绿电交易中供用电双方以年内交易为主，少数多年交易多以意向、有量无价等方式进行。我们在本章前文中已经指出，由于零碳电源投资成本高、运行成本低的特点，多年合约是提升投资意愿、确保收益稳定性的重要手段。我们也注意到，许多企业已经提出了碳达峰、碳中和的目标和时间表，他们也有意愿锁定长时间尺度下的绿色电力供应。因此，拓展规则的覆盖范围，允许多年（例如5-25年）绿色电力直接交易合约，可以惠及绿色电力的供用双方。

第二，考虑在绿电直接交易多年合约体系下给予已批在建新能源项目市场主体地位。以广东省现行可再生能源直接交易机制为例，我们注意到仅有已建成并网的可再生能源项目才能参与直接交易，但可再生电源发电的成本主要发生在建成并网之前。央国企是目前零碳发电资产的主要投资者，他们出于社会责任和自身风险承受力，有能力在具有较大收益不确定性的情况下完成零碳发电资产投资。与央国企相比，社会资本的风险承受能力相对较弱，为了更好、更多利用社会资本，引导社会资本更深入地参与零碳电源开发，市场管理者需要提供与社会资本风险承受能力相适应的合约机制。在多年绿电直接交易合约体系下，拓展发电侧市场主体的准入范围，允许已批在建零碳电源参与远期多年合约交易，将可以撬动更多社会资本参与零碳电源地投融资和建设。

第三，建立健全电力采购方风险评估机制、违约处罚机制和合约转让机制，确保多年合约的履约水平。绿电直接交易多年合约延长了合同周期，同时也增加了买方违约的可能。买方企业可能会发生非故意违约，例如企业遭遇经营风险，该风险影响到企业日常运营甚至存续，则该企业签订的多年电力合约会面临短期甚至长期违约。另一方面，一些不良买方可能故意违约，影响多年合约的履约水平。我们认为，为保障多年合约的顺利履约，应建立事前、事中、事后的对应机制：事前主要为风险评估，审核买方的信用水平和资质；事中主要为违约处罚，避免用户侧的故意违约；事后主要为合同转让机制，方便遇到经营困难的买方转让未完成合约，使零碳电源规避风险。

第四，在更大地理尺度下实现绿色电力直接交易。根据国家发展改革委的介绍³²，当前的绿色电力交易按地理尺度可以归纳为两种模式，一是省内交易，二是跨省交易。省内交易的形式主要为用户企业或代理用户需求的售电公司与零碳发电企业进行直接交易，省级电网不参与交易过程。跨省交易中，电力用户和售电公司向受端省级电网采购绿色电力，绿色电力溢价通过受端省网传导至送端省网，由送端省网再传递给零碳发电企业。这一模式本质上仍是电力用户与零碳电源之间的间接交易，电网公司需要参与交易过程。由于电网公司的参与，部分发电商可能对绿色电力收益能否透明、足额传导产生质疑。考虑到未来系统中远距离零碳电力的高占比，有序地、创新地、制度化地组织跨省绿电直接交易多年合约，是适应零碳电力增长的迫切需求。

第三章 实现零碳电量最大化消纳 的价格机制——优化省间 交易及输电价格



实现零碳电量最大化消纳的价格机制——优化省间交易及输电价格

省级电网一直以来都是中国电力系统运行的核心单元，是电力系统规划、系统供需平衡、频率控制和电力市场建设的最主要模块。而随着零碳能源大规模上网，零碳资源与负荷之间的空间异质性将使跨省跨区输电在电力供需平衡中发挥愈发重要的作用。

根据国网能源研究院³³的估计，2030年全国跨区输电通道容量为2.7亿千瓦，输电量约1.5万亿千瓦时，比2020年的1.56亿千瓦和0.65万亿千瓦时³⁴分别增长约73%和130%。同时，根据《2030年前碳达峰行动方案》³⁵新建通道可再生能源电量比例原则上不低于50%的要求，零碳电量将是跨区增量的主体。因此，完善与优化跨省跨区价格机制，使其机制与规则设计有利于零碳能源消纳，将是助力未来十年零碳电力增长的关键之一。

电力跨省区优化利用是零碳电源大规模消纳的必要条件

中国在2021年提出构建新型电力系统，但其具体特征和形态尚没有在业界形成共识。一个关键的争论是新型电力系统下新能源装机的类型与布局。部分观点认为，在风光资源富集的内陆地区搭配集中外送将是未来高比例可再生能源电网的主要形态；另一部分观点认为利用分布式和海上风电等方式实现零碳能源就近生产，搭配适当比例的内陆风光电量外送，是未来电网的主要形态。

但是，无论是哪种电网形态，在一定水平上利用内陆资源富集地区的优质风光资源，将新能源电力通过适当形式输送至中东部负荷中心，都是解决方案中必备的一环。

跨省区优化利用在零碳电力消纳中的必要性体现在两个方面：一是连接供给侧资源与消费侧负荷，二是提升电网接纳波动性资源的能力。

- **电力远距离输送从可选项变为必选项**

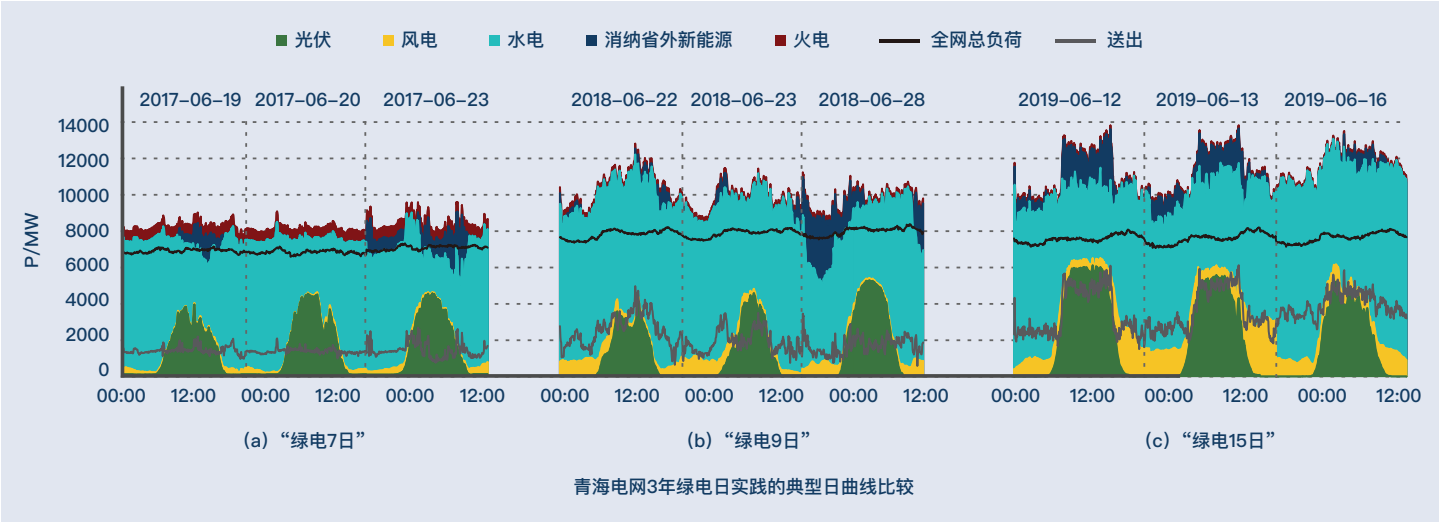
从产业地理的角度上看，传统电源选址通常是市场（需求）导向为主，原料（资源）导向为辅。在电力行业发展早期，由于电压等级较低，经济送电半径相对较小（通常为200公里左右），发电厂的需求导向更为明显；随着行业技术的发展，输电电压等级提升、经济送电半径增加（特高压输电可超过1000公里），一些电厂开始向资源区集聚：“西电东送”工程将中西部的水电和煤电送至东部沿海地区便是一个例子。在过去，搭配煤电开发的远距离输电项目应被视为煤炭运输替代品，它本身不是一个必选项，而是在“运煤”与“送电”经济性比较后的更优选择。根据南方电网科学研究院等机构的研究人员测算³⁶，在输电距离小于1800公里时，特高压输电比运输煤炭更经济。

但是，在新型电力系统中，由于可再生能源资源本身具有不可移动性，若希望利用中西部丰富的风、光、水资源，就必须实现电力的远距离高效流动，更紧密的跨省区电力流动已成为连接资源与负荷的必选项。

- **更紧密的跨省区电力流动以应对波动性和不确定性**

风电、光伏等新能源是被动电源，系统需要主动应对它们出力的波动性和不确定性。由于瞬时风光资源情况在不同地区之间是非同质化的，因此扩大区域范围可以降低域内瞬时风光资源平均水平的变化幅度，使得区域内可再生能源叠加的出力曲线更加平滑。同时，扩大区域范围还意味着有更多的可调节机组可以被调用以应对风光资源与负荷的波动性和不确定性，为系统运行提供更安全和经济的解决方案。青海省在过去几年中陆续完成的“绿电7日”至“绿电31日”的零碳电力实践便依托于西北区域电网提供的保障（图表13）。

图表 13 青海电网3年绿电日实践的典型日曲线比较



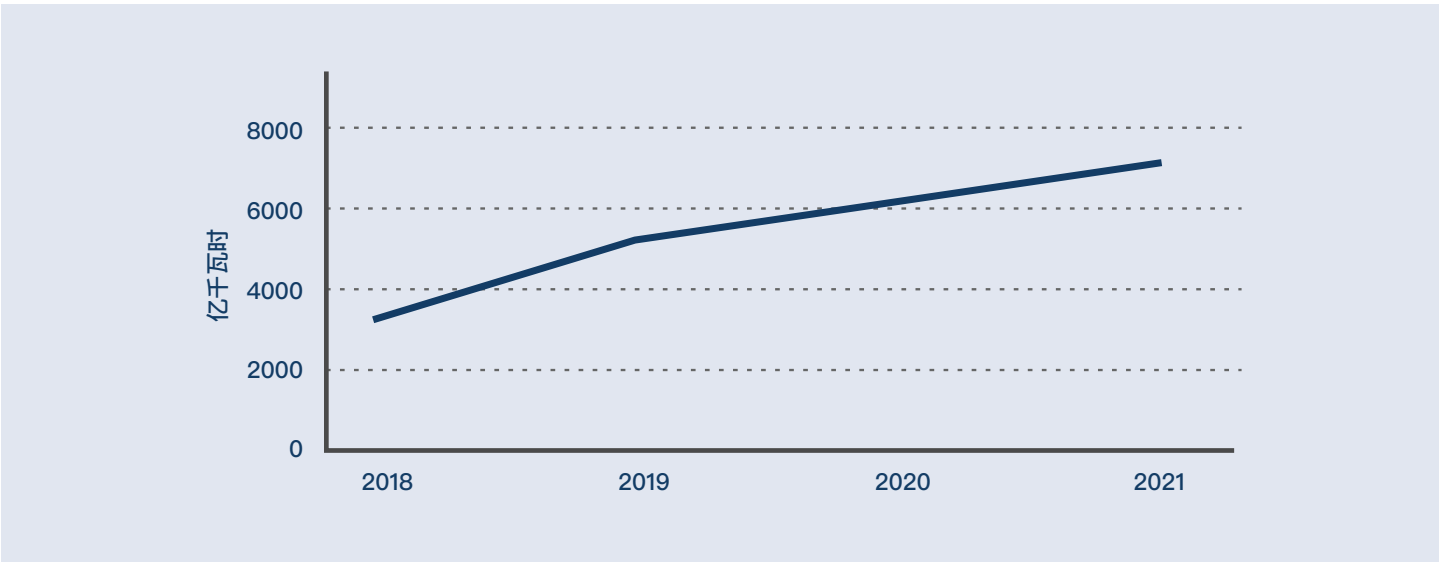
图片来源：董凌等,《区域全清洁能源供电的发展路径与实践——以青海省为例》³⁷

省间交易的现行实践与挑战

与现行省内交易的组织类似，省间交易也分为中长期交易与现货交易，其中**中长期交易是两者中相对成熟的交易形式，也是目前跨省区交易实践的主体**。北京电力交易中心³⁸和广州电力交易中心³⁹分别编写了跨区跨省电力中长期交易规则作为国家电网和南方电网经营区内交易组织的依据。**所有跨省区电量输送均被广义的视为省间交易**。按照现行规则，跨区跨省优先发电计划、电网间

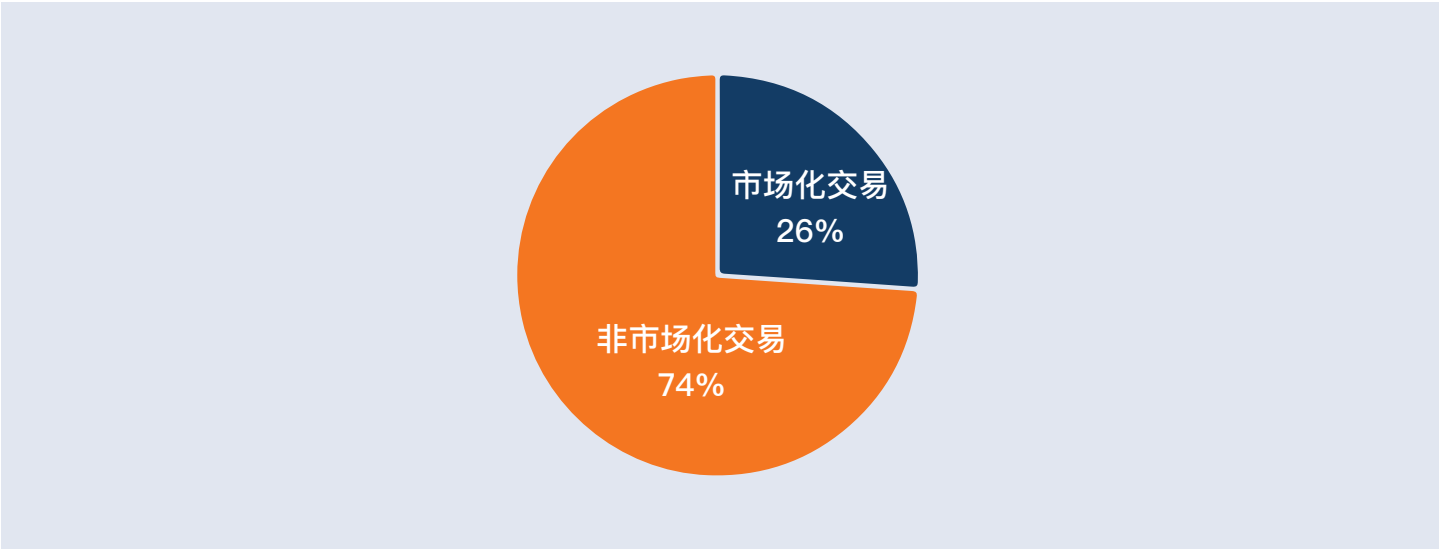
外送合同等具有计划色彩的非市场电量也被纳入省间交易合同管理。例如，按照跨省区政府间协议签订的年度购售电合同以及相应的分月计划，均被视为跨省区双边交易，并被优先保障执行。省间电力交易中市场化交易的比重正在快速增加，自2018年国网与南网经营区分别施行第一版跨区跨省中长期交易规则起，省间市场化电量至2021年累计增加了102%（图表14）；南方电网经营区内西电东送电量已有30.4%的实现市场化交易⁴⁰。但是，**非市场属性、计划属性的交易仍是跨省区交易的绝对主力**（图表15）。

图表 14 省间市场交易电量



数据来源：中国电力企业联合会^{41,42}、中国电力新闻网⁴³

图表 15 2021年1-9月南方电网区域跨省跨区交易结构



数据来源：北极星售电网（广州电力交易中心）⁴⁴

在现货方面，2017年北京电力交易中心发布了《跨区域省间富余可再生能源电力现货试点规则(试行)》，为国网经营区内开展更大规模的省间电力现货交易奠定了基础，至2021年，跨区省间富余可再生现货交易将新能源利用率提升了约1.1个百分点⁴⁵。在此基础上，国家电网公司2021年末发布了《省间电力现货交易规则（试行）》，作为现货交易实践的操作基础。根据现有规则⁴⁶，省间电力现货市场是在中长期合约基础上利用剩余输电能力组织的日前和日内电能量实物交易。

与省内交易相比，输电环节对跨省区电力流动的影响更大。在省内，同用户性质、同电压等级的用户基于“邮票法”支付相同的输配电费，输电价格不会影响市场交易的结果。而在省间交易中，由于使用了更高电压等级的电网，送电端或受电端需要承担额外的输电费用，这部分额外费用在受电端落地电价中通常约占10%以上，部分线路在“十三五”初期曾达到25%左右⁴⁷，是跨省区电力交易中不可忽视的组成部分。

图表 16 省间交易的输电价格的核定与计价方式^{48,49,50}

区域内的跨省交易	• 执行《区域电网输电价格定价方法》核定的区域电网输电价格； • 由政府有关部门基于成本核定； • 采用两部制电价，容量电费部分由区域电网向省级电网收取，纳入省级电网输配电价回收，电量电费部分由购电方支付。
跨省跨区专项工程的电力交易	• 执行《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》核定的输电价格； • 由政府有关部门基于成本核定； • 单一电量电价，体现为专项工程送端与受端的价差。

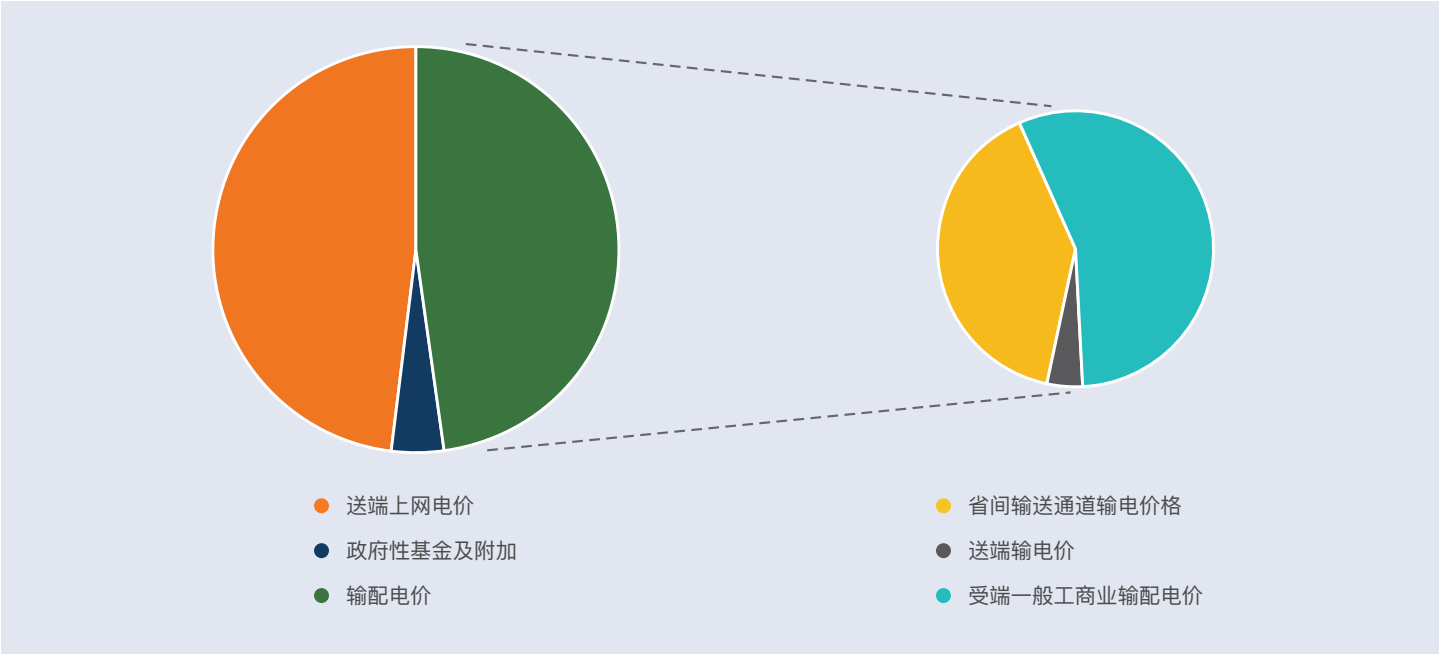
• 在一些地区，输电费用削弱了零碳电量跨省区消纳意愿。在实践中，输电费用与其分摊机制的设计是否合理已成为关系到能否实现零碳电力大范围流动和最大化利用的关键挑战。特别是当前跨省跨区专项工程按电量计算输电费用的形式，可能会削弱使用该线路的零碳电源在市场上的竞争力。

云南与广东之间电力输送的争议直观地反映了上述挑战。根据国家“西电东送”的布局，云南利用自身水能资源优势布局水电站，并将电力输送至负荷中心广东省。但是，送端与受端的电价如何设定始终存在争议。“十三五”期间，云南省、广东省和南方电网签订了《“十三五”云电送粤框架协议》，框架协议内的送电量为计划电量，云南水电送广东的计划电量受端电价为广东省的燃煤

标杆上网电价，送端电价为广东省标杆上网电价扣除省间输电费用后的差值，框架协议外增发电量的送端电价比协议内水平更低⁵¹。

同时，向不同输配电主体分别支付输配电费也是拉大受端省份终端用户电价与送端零碳电源上网电价价差的原因之一。根据上市公司华能水电的公告⁵²，澜沧江上游水电站送广东的市场化电量在广东的落地电价由归属华能水电的上网电价、归属云南电网的输电价（不计线损）和归属南网超高压公司的输电价（含线损）构成。对于广东省的终端用户而言，还需在落地电价的基础上支付归属于广东省网的输配电价。图表17示意性的展示了从送端发电到受端售电过程中各部分电价的结构与关系。

图表 17 电价结构示意图



• 特高压输电线路在当前交易模式下未能被充分利用。随着越来越多零碳能源基地在非负荷中心区的规划与建设，配套输电工程将零碳电量外送已成为零碳电力消纳的必选路径之一。目前，特高压输电以计划和代理交易为主，国家发展与改革委于2016年批准银东直流作为直接交易试点，每年约100亿度（36%）的送电量由送端发电企业与受端用户（售电公司）通过中长期直接交易方式形成⁵³。而根据全球能源互联网合作组织、国家能源局

披露的信息，在当前省间交易模式下，部分特高压输电工程的利用率较低。如酒泉—湖南特高压通道，输电容量为800万千瓦，但实际最大运行功率仅为450万千瓦⁵⁴；晋北—江苏特高压通道，输电容量为800万千瓦，实际最大输电功率为480万千瓦⁵⁵。提升输电通道利用率，促进电力跨区域流动，提升可再生能源消纳水平，仍有加大的改进空间。

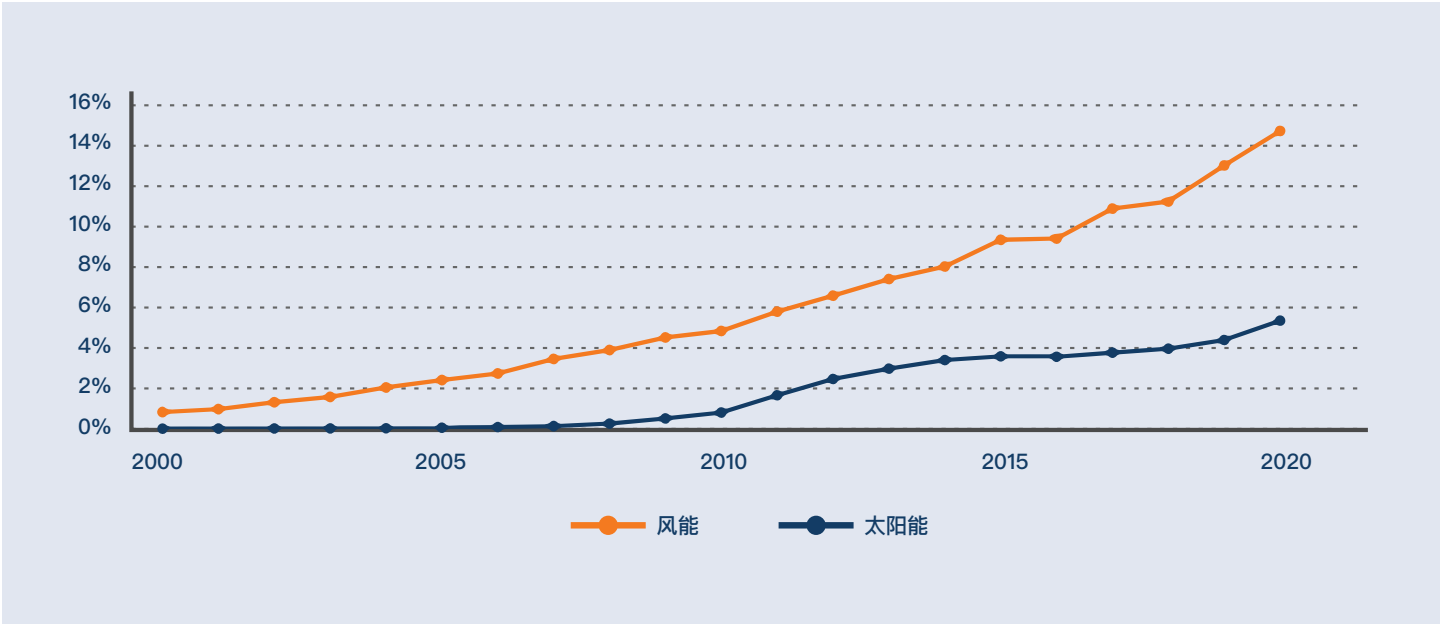
全球实践：建立跨区电力交易市场，优化跨区输电价格形成机制

在全球许多国家或地区，建立跨区电力交易市场都是提高新能源接入的关键支撑。欧洲多国组织的日前与日内耦合市场（Single Day-ahead Coupling, SDAC; Single Intra-day Coupling, SIDC）以及北美西部部分地区组建的能源平衡市场（Western Energy Imbalance Market, EIM）是目前比较成熟跨区市场实践。

跨区电力市场交易的气候红利

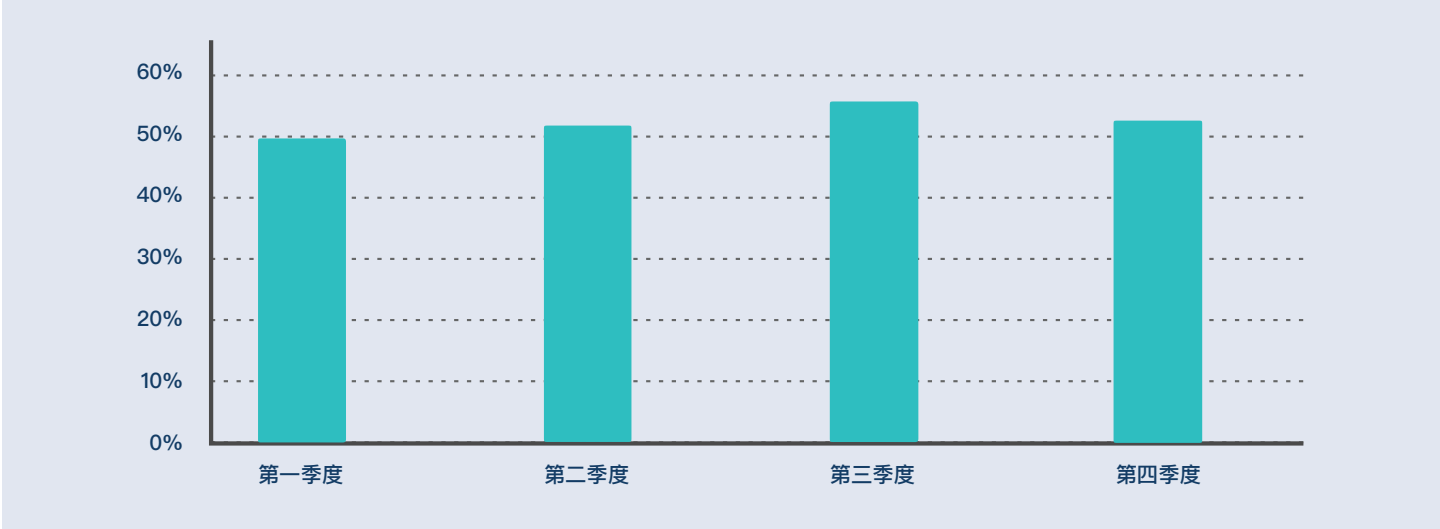
从可再生能源消纳的角度看，欧洲电力市场和EIM市场都产生了积极作用。欧洲的跨国电力市场帮助欧洲成为新能源生产消费水平最高的地区之一。数据显示，2020年，欧盟27国约19.7%的电力来自风电和太阳能发电，远高于约9.3%的全球平均水平（图表18）。EIM市场⁵⁶方面，2021年全年经济收益约7.4亿美元，同时减少了超过10万吨二氧化碳排放，降低了50%-60%的灵活性需求（图表19）。

图表 18 2000-2020年欧盟-27国风能和太阳能发电占比



数据来源: Ember⁵⁷

图表 19 2021年EIM区域灵活性备用需求平均降低量



数据来源: CAISO⁵⁸

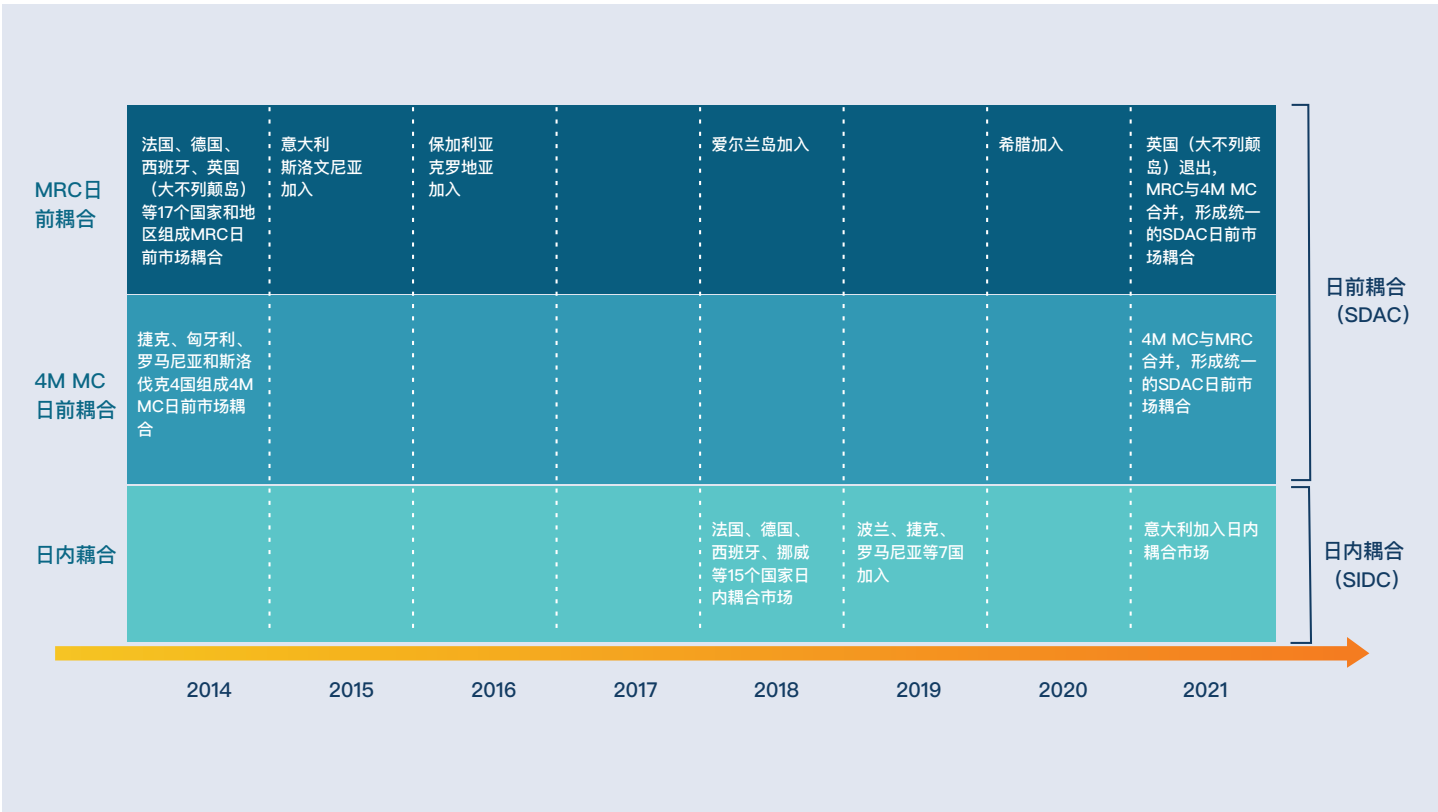
非预设的输电费用是欧洲和北美西部跨区实践的共同特点

跨区电力交易依靠区域间输电通道和联络线并产生相应输电成本。输电成本的分摊和回收机制会影响跨区电力交易结果。我们发现，虽然欧洲和北美西部两个地区的跨区域实践在组织方式、交易监管等方面具有各自的特点，但两者的共同特点是在电力交易前不预设跨区域电力流动产生的输电费用。需要特别指出的是，不预设跨区输电费用不意味着跨区输电无需支付费用，也不意味着不回收输电成本。

欧洲跨国电力市场：基于阻塞盈余的成本回收机制

欧洲自上世纪九十年代开启电力市场改革以来，发展至今已经实现了欧洲大部分地区的日前市场耦合（SDAC）⁵⁹和日内市场耦合（SIDC）⁶⁰，形成了较为统一的电力市场体系。伴随着可再生能源比例的快速增长，欧洲在2010年代加快了统一电力市场的建设步伐（图表20）。截止2021年末，已有26个国家参与统一日前耦合市场，23个国家参与统一日内耦合市场。

图表 20 欧洲跨国电力市场耦合机制及参与地区演进



根据欧盟的规定，市场成员使用跨境输电线路，并无预设的输电费用。欧盟规定跨境联络线（interconnectors）的输电费用（transmission tariff）为零，以使任何有价差的地区之间的电力充分流动。跨区域电力交易组织以社会福利最大化为目标，即跨区域电力交易结果使生产者剩余、消费者剩余和阻塞租金的总和最大，从而使得跨区域联络线被最有效率的利用。

虽然输电系统所有者不收取预设的输电费用，但输电服务商（TSO）可以通过收取两部分费用来补偿跨境输电的成本。一方面，欧洲建立了跨境输电补偿机制（ITC），以补偿过境流量使用中间国电力基础设施引起的额外损失；另一方面，TSO通过阻塞费用获得输电收益以补偿成本和建设新输电线路，具体表现为在年度和月度交易中拍卖跨境线路输电权的收益，或在日前和实时输电需求大于输电通道容量时收取阻塞租金（congestion rent）。阻塞费用是TSO输电服务收入的主体，每年的规模在20-30亿欧元之间，ITC机制的规模大约是阻塞费用的1/10⁶²。

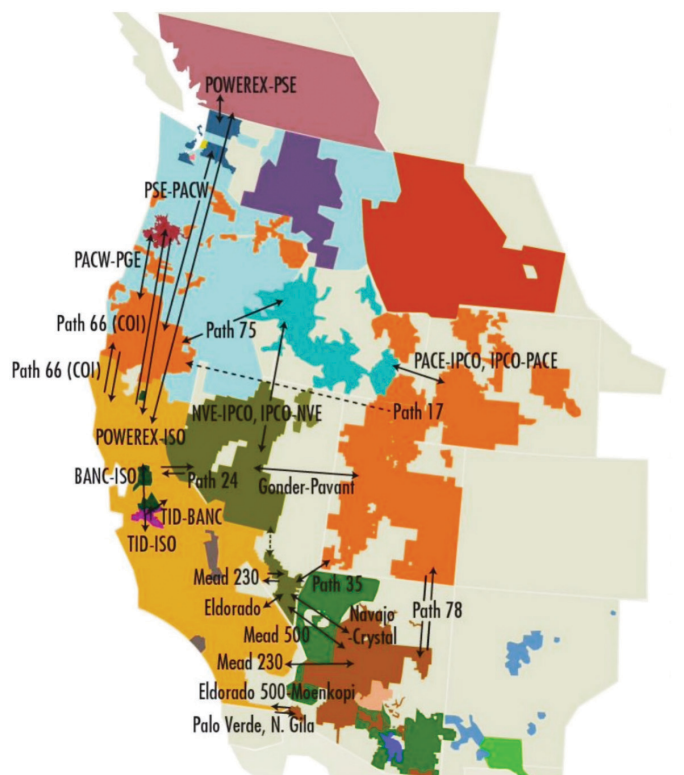
图表 21 SDAC市场范围图



图片来源: entso-e⁶¹

输电费（transmission tariff）与阻塞租金（congestion rent）本质上都是支付输电通道的利用费，但两者的设计逻辑和经济效果有显著的区别。输电费通常由行政部门监管，依据成本和运行假设，在电能量报价交易前确定。由于输电费的存在，只有在地区间买卖价差大于输电费时，交易才可以被匹配成交；价差小于输电费时，即形成所谓的价格死区，电力在有价差的区域间也不能充分流动。与之相反，欧洲当前多采用隐式拍卖（implicit auction）模式确定阻塞租金，阻塞租金在市场报价交易后形成，反映了社会福利最大化时输电线路的合理收益水平，同时使电力在区域间最大化流动。具体而言，在隐式拍卖体系下，所有市场参与者正常参与市场报价，无需专门参与跨区交易，也无需为单独竞拍跨境联络线使用权，报价完成后各交易所将按照统一算法进行出清，确定各联络线输电需求和价格。

图表 22 EIM市场范围图



图片来源: CAISO⁶⁶

北美西部EIM跨区域交易：基于对等原则的输电价格机制

北美西部电网EIM市场（Western Energy Imbalance Market）由加州独立系统运营商（CAISO）发起，是组织西部电网广大地区实时电力交换的联合市场（图表22）。从2014年该市场启动发展至今，EIM已纳入17个成员（平衡区，BAA），预计到2023年市场成员数将增加至22个，覆盖约79%的用电需求⁶³。

EIM市场利用跨区电力联络线的剩余输电容量组织实时电力交易，进行15分钟和5分钟的优化调度。这部分剩余输电容量有两个来源：1）未被任何主体占用的输电容量，和2）已取得输电容量的主体在不需要输电时捐赠的输电容量⁶⁴。市场设计者认为，在EIM市场中，各参与者售出或买入电量，并降低自身发电成本，从而各参与者都获得净收益。在这一背景下，FERC批准**EIM市场基于“对等原则”收取输电费用，即各市场主体（BAA）参与EIM跨区域交易时，用户仅需按各自所处区域支付本地输电费用，不需要为跨区域交易单独支付输电费用⁶⁵**。也就是说，在EIM实时市场中，不存在跨平衡区的多重输电收费（即Rate Pancaking）。

需要特别指出的是，EIM仅进行实时交易，规模仅为整个市场电量的约5%。近年来，CAISO正在酝酿将EIM实时市场扩大到日前市场，即建立延伸日前市场（Extended Day-ahead Market, EDAM），从而更好的优化利用各平衡区内的发电资源，特别是可再生资源。但EDAM市场的输电价格机制将比EIM市场更加复杂，需要解决包括阻塞租金分配等的一系列问题。

优化省间电力市场与输电价格，激活可再生能源跨地区消纳

从全球看，跨区电力交易的发展与新能源的蓬勃发展密切相关，拓展电力流动和交易的范围，为接入更高比例新能源电力创造了有利条件。伴随着新能源在2010年代的发展步伐，欧洲和北美西部在2014年分别启动了跨区电力市场，在收获气候红利的同时也提高了电力系统的经济效率。

在中国，加快建设省间电力市场也是新能源在2020年代持续发展情况下的必然选择。《零碳电力增长》报告已经指出，实现更具弹性的省间互动将更有效的消纳可再生能源，并为省级电力电量平衡提供灵活性资源。另一方面，中国正加快步伐建设特高压输电网络，仅2022年一年就计划有13条线路计划开工建设⁶⁷，快速扩展的特高压输电网络也迫切的需要省间电力市场在未来十年加快建设步伐。

结合国内特点和国际实践，我们认为未来十年优化跨省区交易需要从两个核心方向发力，一是为买卖双方提供更灵活的交易形式，二是降低输电价格对省间交易的影响。

1、优化交易的灵活性，推动更大比例电量参与省间现货交易

如前所述，中国现行跨省区交易中仍有相当比重是具有计划属性的交易，计划模式为买卖双方确定了稳定而可预期的跨省区送受电量。但同时，计划模式一方面意味着交易量与交易价格不直接由市场交易决定，交易结果不能完全体现供需平衡关系，另一方面意味着确定送受电量的时间通常远早于电力交割时间，与波动性电源特性和系统灵活性需求不一致。

随着新型电力系统的加速构建，跨省跨区市场化交易也应当更快地设计、更大规模地开展，从而为跨区跨省电力流动提供充足的灵活性。针对目前跨省区电力交易的以计划性质电量为主、以电网代理交易为主、以中长期交易为主的既有特点，我们认为应从以下三个方面递进地加快市场建设的步伐：

（1）持续扩大市场化交易比重，降低包括国家送电计划、地方送电协议等计划性质电量比例。随着新能源电量占比的提升，跨省区输电的送受双方都需要应对来自发电侧的更大的波动性。以往以恒定输电曲线外送的计划模式已经不能很好地匹配送受电双方的系统平衡需求。扩大市场化交易规模，弱化输电决策中僵化的边界条件，是更灵活的消纳可再生能源的先决条件。

（2）尽快扩大跨省跨区直接交易的参与范围。目前，省级电网仍是跨省区电力交易的主角：省级电网代理发电企业作为省间电力市场的买方或卖方参与交易，省间交易（包括计划性质和市场性质电量）的结果则成为省内电力市场交易的边界。跨省区直接交易虽然已经组织开展多年（如银东直流部分电量直接交易探索批准于2016年），但并没有大范围、成体系地开展。特别值得注意的是，受端省级电网跨省区交易可再生能源的决策往往取决于国家下发的可再生能源消纳配额要求，而非基于用电侧的真实绿色电力需求，在用户绿色电力需求高于配额要求的情况下，代理模式可能影响可再生能源的更高比例消纳。

（3）积极扩大省间现货交易的规模，促进新能源即时消纳。与省内电力市场建设相似，目前的省间市场化交易以中长期交易为主。根据估算，省间现货交易（包括日前和日内）占全部省间交易的比例仅占不足5%。对比国际实践看，这一比例仍有较大的提升空间：在欧洲，日前耦合市场（SDAC）大约提供了该地区95%的电力，其余由日内耦合市场（SIDC）提供；在北美西部，EIM实时市场中大约占全部跨境电力流动的5%，其余由日前或更长期交易

来解决。考虑到国际经验和国内现实情况，我们认为应当尽快细化交易的时间分辨率，一方面拓展年度、月度合约在近日前尺度灵活交易的方法，另一方面扩大现货市场交易的规模，特别是实时（或日内）交易的规模，以更好的适应波动性可再生电源的预测与出力。

2、优化输电价格机制，缓解输电价格在可再生能源跨省消纳时的壁垒效应

输电价格的设定是跨省区交易模式下无法忽视的问题。在既往计划模式下，由于跨省电量已经由国家或地方政府间事先约定，归属于电网公司的输电收入也已经提前确定。在市场交易的背景下，我们在前文中已经说明，以“过网费”为主的输电费用方式引起的买卖双方价差将成为电力流动中的壁垒，也引起了输电通道利用水平低等现实问题。纵观国内外的既有实践，我们认为输电价格优化应当遵循四个基础原则：

可操作原则：在现行或未来的电力行业模式下具有可操作性；

福利改进原则：社会总福利在价格优化过程中增加或保持不变；

优化流动原则：有利于包括可再生能源在内的电力实现更充分、更灵活流动；

公平分担原则：输电成本被参与者公平、透明分担。

基于以上原则，结合促进可再生能源跨区域消纳的实际需要，我们识别了以下5种可能的省间输电价格机制优化方案，并阐述了每个方案的实施优势与限制。

1) 给予电网企业一定的自由裁量权（向下）调整输电价格

设计思路：目前输配电价的确定方式为政府基于成本核定，以3-5年为一个校核周期。由于输电价格在实际电力流动前核定，因此在价格核定中不可避免的需要基于经验或预期对包括输电通道利用率在内的一些参数进行假设。而这些假设值极可能偏离可再生能源最优消纳时的相应水平。同时，由于电网企业收入同时取决于总输电量和预先核定的输电单价，而市场条件下总输电量会受到单位输电价格的影响，因此该单价也不能保证电网收益的最优化。在此情形下，可以给予管理省间通道的电网企业向下调整输电单价的自由裁量权，从而提升通道利用率和省间可再生能源消纳量。

方案的优点：政府监管和电网决策过程都相对简单。政府保持既有的输电价格核定方式，仅需增加对电网实际收费的监管；电网方面具有充足的跨省区供需信息以测算最优调价策略。

方案的限制：这一方案仅在供给或需求弹性较强且核定输电价格高于电网收益最大化时输电价格的情况下，可以对跨省输电交易结果进行优化，且优化后的结果仍无法实现全社会最优。

2) 对于以输送可再生能源为主的输电通道，通过基金或附加费进行成本回收，降低省间输电单价

设计思路：在可再生能源开发中，在全国或部分省区征收基金或附加费是一个重要的成本回收形式：国家重大水利工程建设基金和可再生能源电价附加费支持了水电和新能源的高速发展。而电力低碳化不仅仅是实现零碳发电，还需要将生产的电力输送至消费侧。以输送可再生能源为主的输电通道，已经成为全国电力低碳化进程中不可缺少的一部分，亦可以考虑采用相似形式支持其发展与成本回收。

方案的优点：可以有效降低单位输电价格，收窄跨区域电力交易的价格死区，促进可再生电力跨区域流动。

方案的限制：既有的基金和附加费实践中已经存在一些问题，例如可再生能源电价附加缺口问题。同时，基金和附加费都是政府转移支付手段，需要政府进行额外的规则设计、项目审批、价格核算等，执行流程和周期会相对长，降低了资金流动性。

3) 扩大现有输配电价核算边界，沿用“邮票法”基于更大地域范围统一核定输配电价

设计思路：在现有以省为实体的电力格局下，省内输配电价格统一核定，发用电双方所在节点间距离不对输电价格产生影响。这一方式既简便同时也契合电力的物理特性。随着输电距离的提升、跨区输电需求的增加和电力调配空间广度的拓展，将输配电价核算边界从省级扩大至更大地理维度，是全国统一电力市场建设中可以考虑的方案之一。

方案的优点：与既有输电价格核算方式采用相同的方法学，核定过程具有较低的学习成本，区域电网定价中也已有相似实践。扩大核算边界也更有利于电网设计实现全国一盘棋，直接避免了网对网送电时部分电量需缴纳三部分输电费（送端省网输电费、省间通道输电费，受端省网输电费）的问题。

方案的限制：在统一核算的情形下，可能影响部分省级电网企业的收益；在经济发展以省为主要边界的格局下，地方政府与省级电网对这一方案的积极性可能较低。电网收入与输电资产正相关，存在输电通道投资过热的可能。

4) 对各省电力市场交易进行耦合, 在市场交易前不设定跨省输电单位费用, 市场交易以全国或区域社会福利最大化为出清目标, 根据阻塞租金等计算归属电网企业的输电收益

设计思路: 这一方法将价格设计的原则从基于成本核算转换为优化社会福利水平, 电力流动无需为省间输电通道单独支付使用费, 相应费用以阻塞租金和输电补偿的形式收取。买卖双方仅需在本地市场进行报价, 交易中心以社会福利最大化为目标对各省级市场进行耦合出清, 确定跨省输电的数量和费用。

方案的优点: 这一方法中, 市场出清结果展现了社会最优情况下的输电方案, 可再生能源的生产、输送与消纳均达到了给定运行边界条件下的理论最佳水平。无预设输电费用使买卖双方的交易价差降为零, 消除了供需双方在报价时的价格死区。发电企业与用户、售电公司之间无需专门组织跨省区直接交易, 所有交易均在省内市场报价时完成。输电价格仍以省网为边界进行结算, 允许省区间输电价格差异继续存在。

方案的限制: 这一方法需要交易中心处理更大规模的交易数据, 各交易中心均需具有良好的算力以完成大规模耦合出清。各省间须具有良好的互信机制, 以保证脱敏报价数据在省间有序流动, 确保统一算法下交易结果的交叉验证。阻塞租金与输电通道容量负相关, 需要额外的监管方式指导电网投资, 避免出现输电通道缺口。

5) 在现货市场或实时市场电量占比较小时, 对利用输电通道剩余容量交易的电量, 减免征收输电通道费用。

设计思路: 由于这部分交易使用的是输电通道剩余容量且输电成本中可变成本占比极低, 因此可以近似的认为增送电量几乎不产生额外的成本, 有条件大幅减征或免征输电通道费用。

方案的优点: 充分利用了现有通道的剩余能力, 提高了输电通道的利用率, 同时减小或消除买卖双方的报价死区。与耦合出清、计算阻塞租金相比, 交易操作简单。

方案的限制: 仅适用于交易电量占比较小时, 且仅能使用中长期或日前市场交易结果确定后的剩余容量, 实现的是省间输电的局部优化, 无法向全电量进行推广。

考虑到实际需求和电改进程, 我们认为在近期 (2025年前) 和中远期 (2030年左右) 可以采取差异化的优化策略。

从近期看, 由于省级和省间电力市场仍在建设中, 尚未进入相对成熟的运行阶段, 因而输电价格的优化可以更偏重于考虑对市场成熟度要求较少、操作难度更低的方案。对比上述5个方案, 方案1和方案5更符合近期的输电价格优化需求。结合当前以中长期交易为主、现货交易为辅的特点, 我们推荐在**中长期交易中考虑采用方案1 (电网灵活向下调整价格), 在现货交易中采用方案5 (减免富余输电通道费用)**。但需要指出的是, 方案1和方案5在本质上都是针对现有问题的局部改进, 这种改进在短期内可以缓解问题, 但长期看对于电网运营者和其他利益攸关方是不可持续的, 因此这两个方案仅应作为阶段性解决方案。

从远期看, 随着新型电力系统构建和全国统一电力市场体系建设的推进, 输电价格在全国层面形成统一的规则体系是整体趋势。上述的5个方案中, 方案3和方案4更契合这一发展趋势。考虑到电力市场成熟度和出清技术水平的不确定性, 我们建议在**电力市场充分发展的情景下优先采用方案4 (按阻塞租金确定收益), 在电力市场有限发展的情景下采用方案3 (扩大输配电费统一定价的地理边界)**。无论是方案3和方案4, 由于电网公司分别存在输电设备过度投资 (方案3) 和过少投资 (方案4) 的自然倾向, 政府部门需要通过强监管确保输电通道投资稳定在合理区间。

第四章

确保零碳电力增长下系统充裕性的价格机制——容量价格与稀缺价格的取舍



确保零碳电力增长下系统充裕性的价格机制——容量价格与稀缺价格的取舍

电力系统运行的基本逻辑是保证系统在各个时间尺度上均能实现平衡。因此，电力系统电源装机水平需要参照系统的最大负荷而非平均用电量进行设计。我们利用系统充裕性这一概念来刻画电力系统满足最大负荷的能力。全国电力供给在2012年至2020年的近十年间基本处于宽松状态，在零碳电力蓬勃发展的下一个十年，随着电力需求的增长和发电侧不确定性的增加，系统充裕性需要被决策者更多关注。

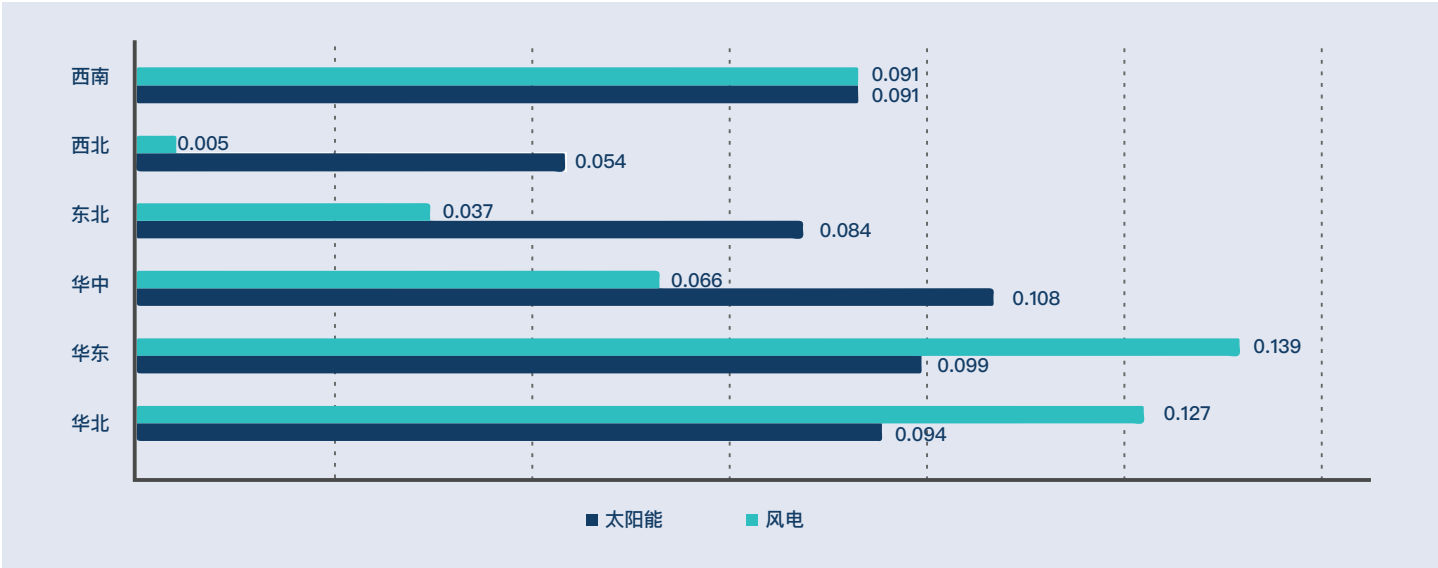
局部系统充裕性风险正在形成

《零碳电力增长》报告中指出，在全国统一调度理论假设下，2030年非水可再生占比28%、用电量总需求11万亿千瓦时的电力系统可以实现全国实时供需平衡，**但实现省级实时供需平衡仍具有复杂性和挑战性**。事实上，2021年部分省区已经出现了供需失衡现象，例如2021年5月广东对部分地区的部分工业用户实施“开四停三”的有序用电政策⁶⁸以应对电力供应紧张问题。

我们认为，未来十年零碳电力增长下的三个特点，将会带来局部的系统充裕性挑战。

- **装机容量与供电能力的关系从确定性转向概率性。**与传统电源相比，以风电、光伏发电为代表的非水可再生能源的装机容量与其实际发电出力能力不具有确定的关系。国网能源研究院测算的非水可再生电源容量可信度^x（图表23），在95%置信水平下，各地区风光发电容量可信度仅为0.1左右。根据山东省《2021年全省电力迎峰度夏预案》⁷⁰，在迎峰度夏期间，火电机组（孤网机组除外）以54%的发电装机提供了90%的供电能力；风力发电机组的容量占比11%但供电能力为0，即现有风力发电装机基本无法提供有效发电容量（图表24）。概率性供电能力的结果是，在当前已经发生电力供需紧张的局部地区，增加非水可再生能源装机无法同幅度提高供电能力、满足该地区的系统充裕性需求。

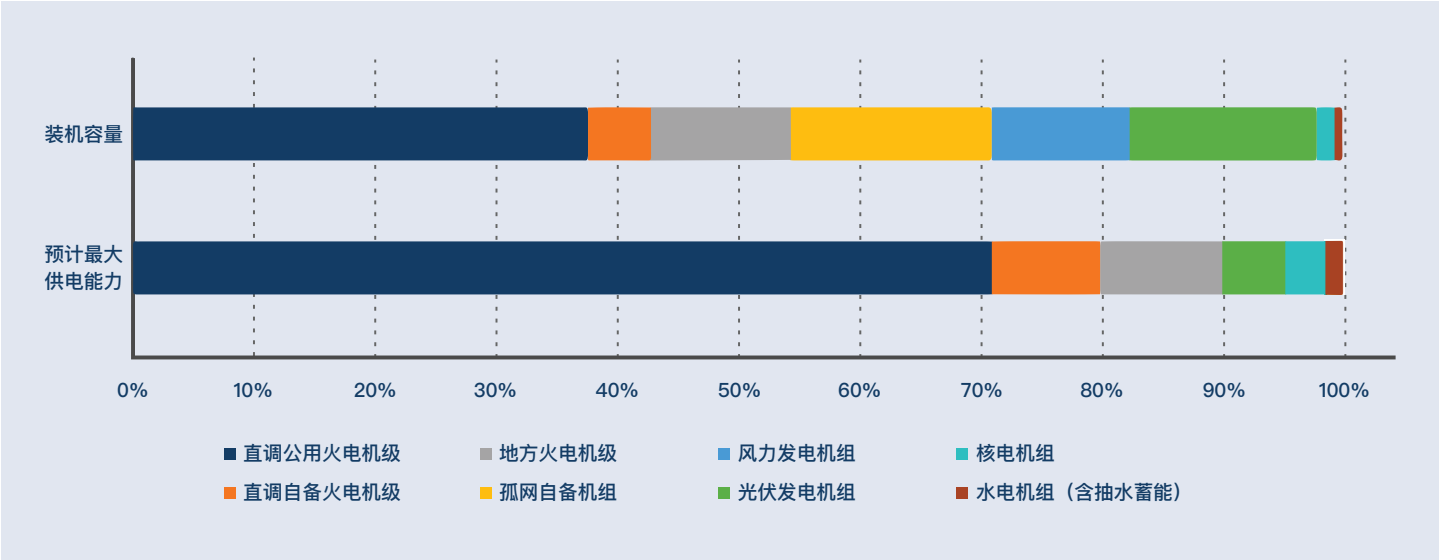
图表 23 各区域风光发电容量可信度(国网区域)



数据来源：国网能源研究院⁶⁹

^x 容量可信度表征新能源发电对尖峰负荷的容量支持能力。

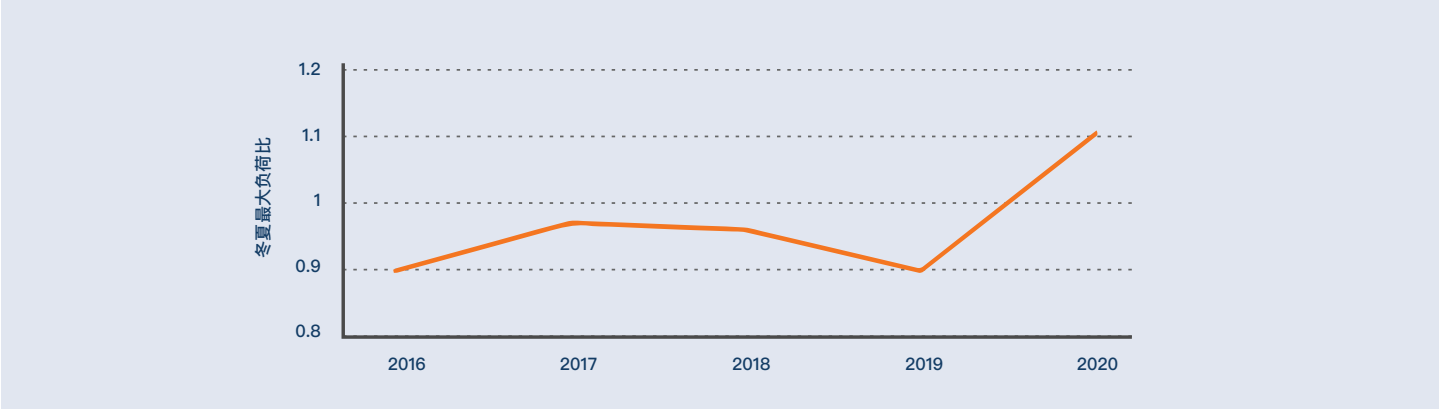
图表 24 山东装机容量与预计最大供电能力结构



数据来源: 山东省能源局⁷¹

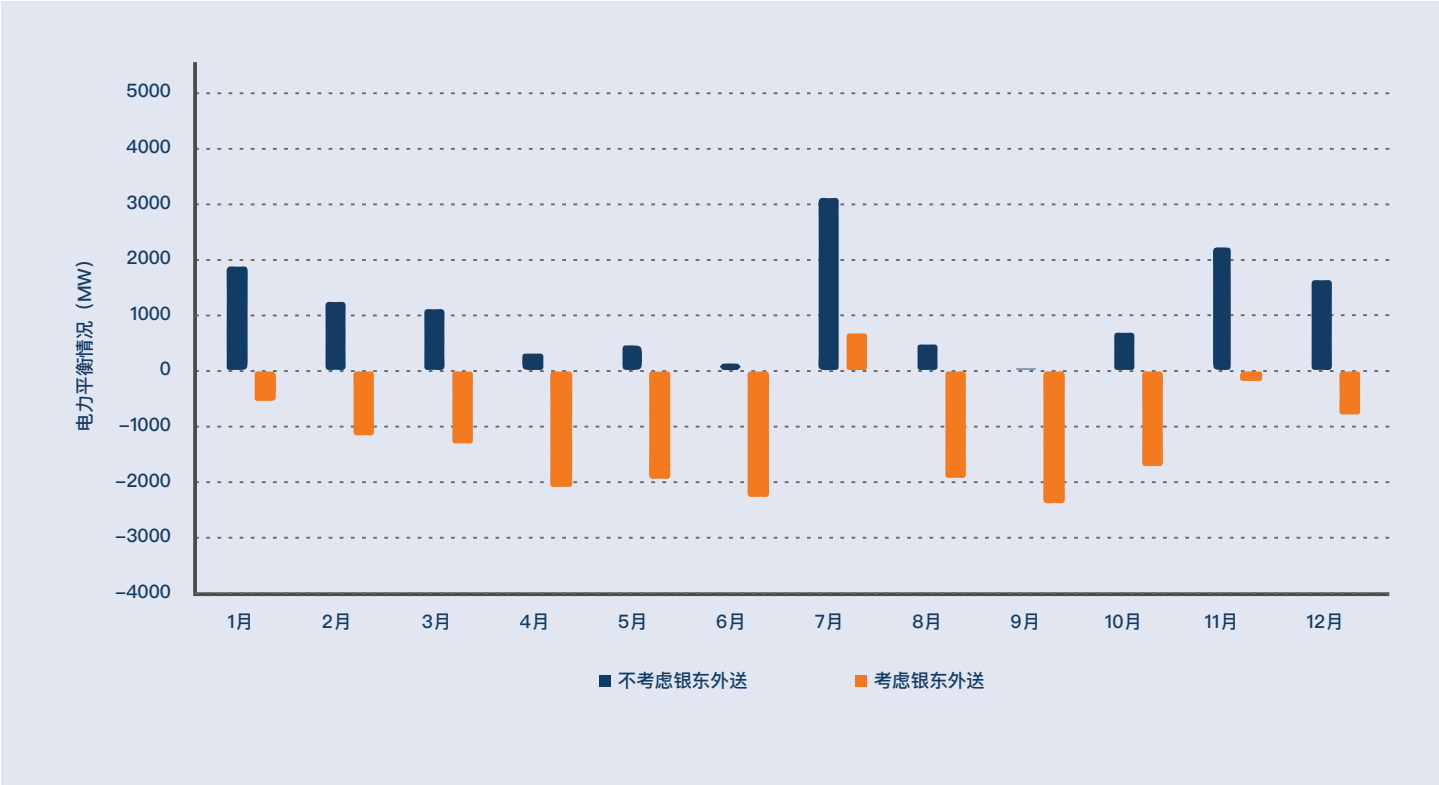
- 最大负荷从夏季单季转变为冬夏双季, 供电能力亦有季节性波动。夏季通常是一年中用电负荷最大的时间段, 但随着电气化采暖的应用, 冬季最大用电负荷接近甚至超过夏季最大负荷是未来十年的整体趋势。2020-2021年冬季, 国家电网经营区历史上首次出现冬季最大负荷超过夏季最大负荷的情况, 冬季最高负荷比夏季最高负荷超出10%⁷² (图表25)。由于供给侧叠加冬季的枯水期、日照时数短、平均风力大等因素, 零碳电力增长情景的可用发电能力呈现出明显的季节性特点, 系统充裕性短缺的问题不一定体现为夏季高温热浪期间的用电短缺, 也可能体现为冬季寒潮、汛期前等时段的阶段性电力供给不足。用电负荷高且可再生电力供给占比大的地区最可能面临这类系统充裕性问题。
- 跨省跨区输电通道伴生的送电端合同型电力紧张。系统充裕性刻画的是一个地区内发电能力与用电负荷之间的供需关系。省级电网是平衡电力供需的主体, 系统充裕性通常描述的是省内的发电容量应对最大用电负荷的能力, 跨省跨区电力传输在平衡中仅扮演次要角色。但“西电东送”和特高压输电技术的广泛应用正在重塑零碳电力增长下系统充裕性问题的地理维度: 一部分特高压线路配套的发电机组不参加本地平衡, 直接参与受电端平衡; 对于参与本地平衡的各机组, 仅考虑本地用电负荷时, 电力供需平衡是宽松的, 但同时考虑输电合同要求的外送电时, 系统可能会发生供给缺口。以宁夏⁷⁴为例, 灵绍直流配套的928万千瓦发电机组不参与宁夏本地平衡, 故不应纳入本地系统充裕性评价; 宁夏的其他电源, 不考虑银东直流外送时各月均有电力盈余, 若考虑外送, 仅7月仍保持电力盈余状态 (图表26)。

图表 25 国网经营区内历年冬夏最大负荷比



数据来源: 国网能源研究院⁷³

图表 26 银东外送对宁夏电力平衡的影响(正值为盈余, 负值为缺口)



数据来源: 北极星售电网 (宁夏发改委) ⁷⁵

保障系统充裕性的既有实践与潜在挑战

过去20年全国和省级电力系统主要依靠规划与行政手段确保电力系统充裕性。虽然电源项目建设的审批主体与权限几经变动, 但政府主导的电源项目审批始终是保证电力供给充足的基石。“十三五”期间, 地方政府是煤电项目建设审批的主体; 另一方面, 国家能源局通过建立投资风险预警体系, 以年为单位进行滚动更新, 以“红绿灯”的形式对地方煤电投资审批进行宏观指导。系统充裕性问题的行政解决方案事实上构建了一个国家与地方两级共同管理的模式: 国家层面基于系统充裕性考量以省为单位进行评估, 对发电产能过剩问题进行监督, 通过预警机制防止过量投资; 地方层面通过项目审批引导足量电源投资, 确保系统充裕性。

随着“电改”的深入和电力市场的加速建设, 我们认为, 既有的系统充裕性保障模式面临以下两个主要挑战:

- **必要既有电源退出的挑战:** 零碳电力增长情景下, 更多的在运发电机组将从提供电量服务转为提供电力服务, 利用小时数会相应下降, 仅通过电量电价的形式确定电价可能无法覆盖机组成本、无法提现容量价值, 导致确保系统充裕性的必要电源无法维持运营。

- **必要新增电源和储能设备投资的挑战:** 计划电量时代, 行政部门既定量 (发电量) 又定价 (上网电价), 因此行政审批在保证系统充裕性的同时也确保了相应新建电源的成本回收。市场化电量占比大幅提高后, 行政部门审批项目投资时, 无法确保电量与电价, 新增项目的容量价值能否通过电量电价方式进行回收存在一定风险。

虽然外化为了不同的挑战, 但二者反映了一个共通的本质问题, 即现有中长期市场加现货市场的模式, **体现了电源提供的电量价值而未能充分反映其容量价值 (电力价值)**。在当前的市场机制与价格体系下, 仅依靠行政审批手段可能会低估电源投资需求或高估发电设备冗余。

诚然, 政府部门可依托行政命令方式指导国有资产投资决策, 但可能面临两难的选择: 对机组进行保障小时收购存在扭曲市场的风险, 引起其他机组对市场公平性的担忧; 现行价格机制下新建机组完全暴露于市场可能导致项目亏损, 影响国有资产利用的有效性。

我们认为，优化现有价格体系，**建立一套反映容量价值的价格机制，是未来十年零碳电力增长情景下应对系统充裕性和保供挑战的解决方案。**以价格机制取代直接行政手段，既理顺了电价与电源价值之间的关系，也符合电力体制改革的大方向。

全球实践：稀缺电价与容量电价

从全球的实践来看，通过价格机制解决系统充裕性问题主要有两类解决方案：**稀缺电价和容量电价。**

1. 稀缺电价

稀缺电价基于单一能量市场，以美国得克萨斯州（ERCOT）和澳大利亚电力市场（NEM）应用为代表。稀缺电价机制下，电能量市场在负荷高峰时段可以形成高于边际机组发电成本的价格，边际发电机组可以利用这一稀缺电价回收投资成本，潜在投资者也可以依靠这一价格信号制定投资决策。

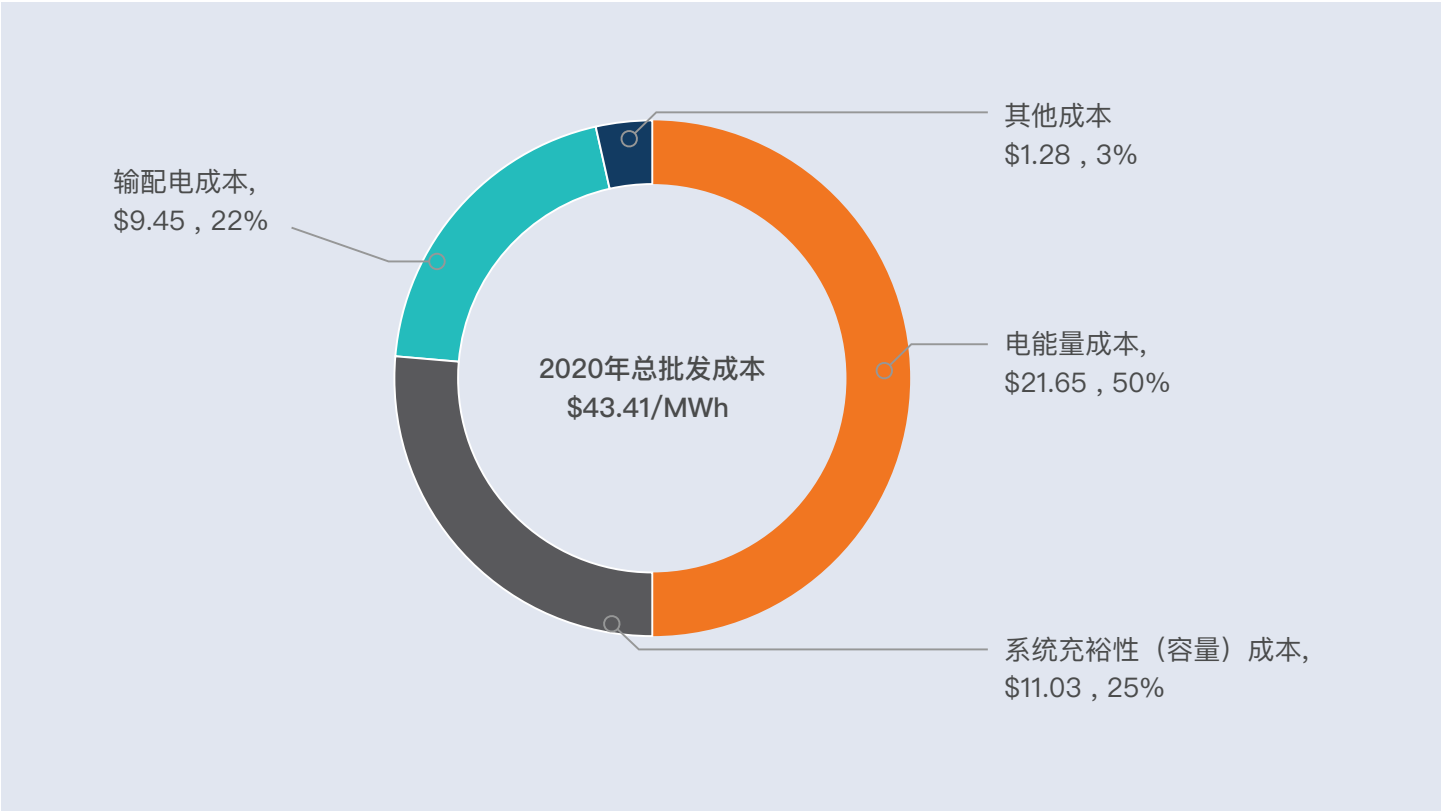
稀缺电价机制是理论上最具经济效率的价格机制。当用电负荷不大于系统最大发电能力时，电价由边际机组的成本决定；当用电负荷超过系统最大发电能力时，电力供给侧边际成本不再增加，市

场转为卖方市场，卖方通过提高稀缺电价调整电力需求，用电需求随价格上升而下降，直到用电负荷将至最大发电能力时，电力供需达到平衡。稀缺电价水平帮助发现了发电能力有限时的供需平衡点，是理论上在给定电源组合情况下最具经济效率的价格水平。

稀缺电价机制的定价方式更容易被电力用户理解。稀缺电价建立在单一电能量市场以内，延续了负荷用户以千瓦时计量、按用电量支付的消费习惯。

稀缺电价机制下用户在非尖峰时段支付的电费更低廉。在非尖峰时段，用户在批发市场中支付的电价仅包括发电的边际成本，无需为系统充裕性单独支付费用（即后文叙述的容量电价）。图表27展示了PJM电力批发成本的组成，它表明，如果PJM用稀缺电价机制替代容量电价机制，用户在非尖峰时段的度电价格将大幅下降。

图表 27 PJM电力批发成本组成 (2020)



数据来源：PJM⁷⁶

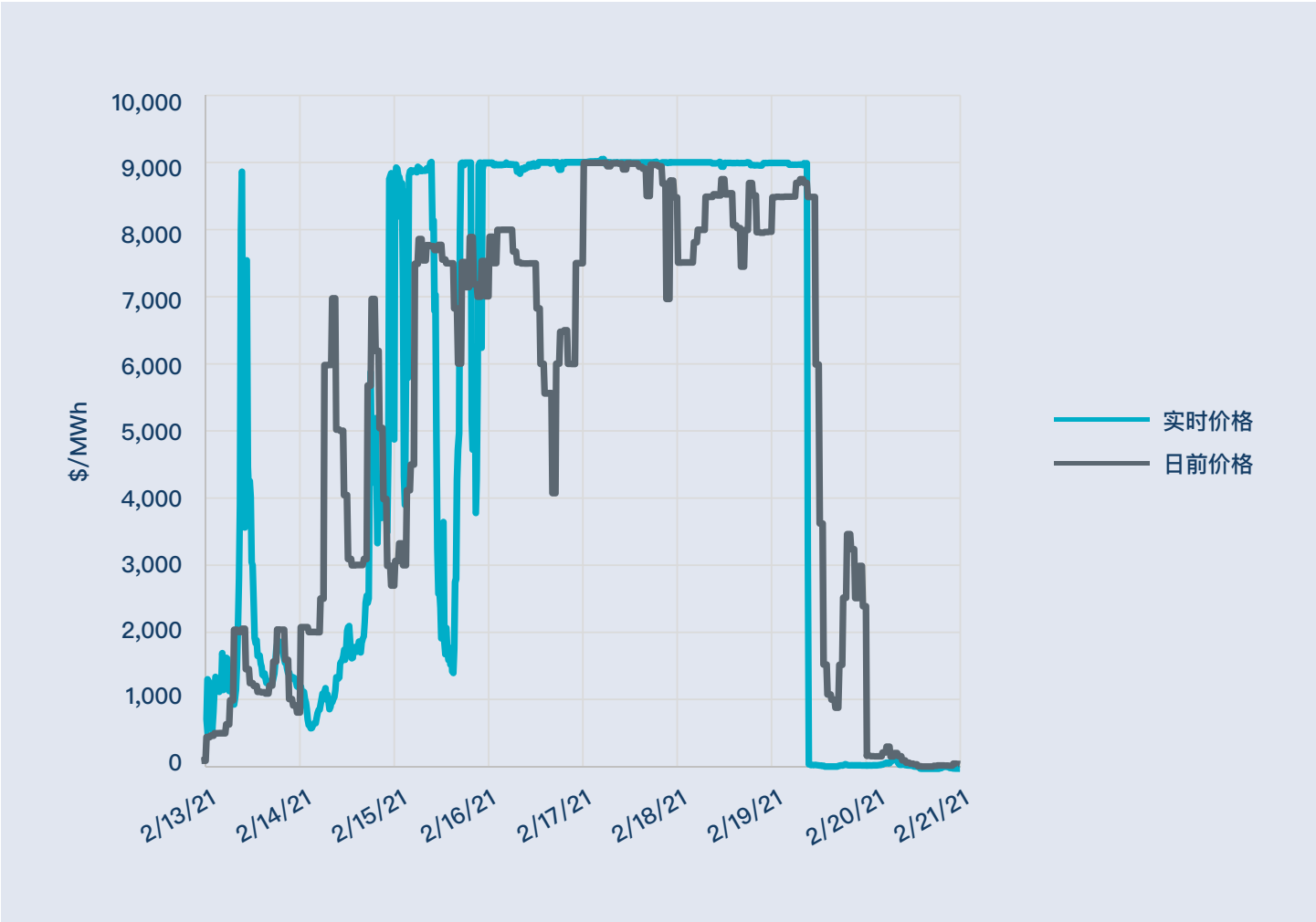
但是，稀缺电价机制可能造成极高的瞬时价格，引发负面社会经济影响。2021年2月，得克萨斯州遭遇罕见寒流，ERCOT市场价格触及9000美元/MWh价格上限（图表28），14日至19日期间平均日前和实时市场价格约6600美元/MWh；而2019年和2020年ERCOT全年平均批发价格仅为38美元/MWh和22美元/MWh，2020年2月平均日前和实时市场价格仅约18美元/MWh，2021年1月平均日前和实时市场价格仅约21美元/MWh⁷⁷。德州稀缺电价引发的后续负面影响包括部分居民用户高额电费账单、售电公司破产等。

现实条件下，稀缺价格容易受市场力的影响，造成垄断和超额收益。稀缺电价的理论设计基于完全竞争市场的假设，在供求关系

紧张的卖方市场条件下，供给侧利用市场力合谋定价将严重扭曲市场价格并攫取超额利润。

稀缺电价的不确定性增大了容量投资决策难度。理论上，稀缺电价的价格上限由切负荷损失价值（VOLL）决定，并将指导进一步的投资决策。但在实际操作中，稀缺电价出现的频率和价格水平很难被准确预测，因而现金流和总收益都具有显著的不确定性，加大了投资决策的难度。

图表 28 2021年得克萨斯州寒流下ERCOT市场价格波动



数据来源：ERCOT⁷⁸

容量电价机制预先规划了容量需求，确保了总容量的确定性。市场体制下的容量电价机制通过负荷预测事先确定了容量需求量或需求曲线，以“量”定“价”，保证了容量的确定性。这一方式避免了稀缺电价机制下价格信号与所需容量间复杂关系导致的不确定性。

容量电价机制有更强的投资确定性，利于引导投资。容量电价确

定了既有机组留存或新机组投产后的固定收入，提供了稳定的现金流和更具确定性的投资预期。

容量电价机制可以减少电能量市场的价格波动。容量电价机制下，现货市场价格不再以切负荷损失价值为上限，机组的边际成本是发电侧竞价的基础。因此，现货市场设计者可以大幅度降低市场出清价格的上限（图表30），减小电能量市场价格波动的范围。

图表 30 PJM和ERCOT市场出清价格上限对比

	PJM	ERCOT
价格上限	1000美元/MWh或根据成本单独核定,但后者不得超过2000美元/MWh ⁸⁰	9000美元/MWh

但是，容量电价机制可能会造成过剩的容量投资和不必要的容量成本。容量需求由管理部门进行预先测算，由于管理者通常倾向于规避风险，因此现实实践中，预测容量往往被夸大了。其结果是，消费者最终支付的容量电价高于合理水平。对PJM的测算表明，每个家庭用户每年为此多支付了120美元⁸¹。

面向发电侧设计的容量电价机制，可能会削弱用电侧主动参与系统平衡的积极性。容量电价机制的传统特征是“用电侧出钱、发电侧出力”，即容量电费由用电侧支付给发电侧，发电侧承担保障系统充裕性、保证电力稳定供应的责任。由于容量电价机制下电能量市场价格波动变小，负荷高峰时价格信号对用电侧调节能力也响应降低，需求侧资源的参与意愿可能被削弱。

容量电价机制还存在“搭便车”“滥竽充数”等漏洞，影响价格机制的公平性。电力供给方获得的容量电价收入实际补偿的是其在必要时提供电力的能力，而非支付给其提供的电量。现实中，在不考虑间歇性电源的情况下，可能出现电力供给紧缺时刻部分电源无法响应发电调度的情形（如出现故障等），即电源无法兑现其承诺的发电能力，这一情形将影响电源之间收益分摊的公平性。

容量电价机制是更适合中国国情的选择

我们认为，在未来十年零碳增长情景下，选择一个更稳健、风险更低但成本次优的价格机制来解决系统充裕性问题是更符合中国国情的方案。基于这一考量，我们认为容量电价机制比稀缺电

价机制更适合零碳电力增长情景，做出这一判断的几个关键因素包括：

- **电力市场成熟度因素。**电力市场仍处于建设期，且中长期市场是当前电力市场的主要组成部分，现货市场距离成熟运行仍有一定距离。稀缺电价机制完全依托于现货市场信号，按照当前的市场化进程，这一机制不具有在未来十年广泛推广的基础条件。
- **价格波动承受能力与社会影响因素。**允许大幅度的现货价格波动是尖峰电价机制的先决条件。ERCOT设置的现货批发价格上限为9000美元/MWh，澳大利亚NEM市场现货批发价格上限为13500澳元/MWh，均超过了当地平均批发电价的100倍。由于价格大幅上涨往往由热浪、寒潮等极端天气导致，考虑到电力本身的民生属性，在极端天气期间通过大幅提高批发价格调整供需关系，虽然理论上可操作，但可能引起极大的负面社会影响。
- **电力增速因素。**数据显示，德州的最大用电负荷增速比较平缓⁸²，2020年比2002年累计增长32.6%，年均增长仅为1.6%。用电负荷增速慢被认为是德州尖峰价格机制成功运转的原因之一。与发达国家或地区相比，中国仍处于发展中阶段，最大用电负荷和用电量仍在快速增长。我们预计，2030年的全社会用电量预计比2020年增加近50%，局部省网的最大用电负荷增速可能更高。稀缺电价机制是“事后”机制，即投资者看

到电力短缺造成的稀缺价格信号才进行相应投资；而容量电价是“事前”机制，通过容量需求预测在电力短缺发生前引导容量投资，从而有效的预防电力短缺。中国作为电力快速增长的发展中经济体，选择“事后”机制更可能增加不必要电力短缺的风险。

- **市场力因素。**稀缺电价机制的报价策略与一般的现货市场具有明显差异。现货市场的竞价基础为发电的边际成本，而尖峰报价的基础是停电损失。电力与其他商品的区别在于前者由更强的实时性和更弱的价格弹性，因此在尖峰时段，价格水平往往由电力供给侧单方决定，供给侧存在合谋垄断的可能。当发电资产集中在主要发电集团时，其高集中度更有可能导致稀缺电价机制失灵。

未来十年容量价格机制设计的关键方面

零碳电力增长情景下，2030年中国风、光发电量约占总发电量的28%。全球经验已经证明，在风、光发电量占比已经达到这一水平的地区，容量电价机制可以有效保障系统充裕性：利用容量拍卖机制的英国在2020年风光发电量占比已达28.5%。考虑到中国具体的国情和电力市场发展进程，我们在本节中着重讨论未来十年容量价格机制设计的几个关键方面。

- **容量价格机制的具体形式**

行政定价比市场定价更适合未来五至十年的零碳电力增长情景。市场定价是更具经济效率的手段，但容量市场的一个应用前提是建立较为完善的电能量市场，特别是电力现货市场。国内电力市场，特别是电力现货市场的建设，仍处于相对早期阶段，**考虑到系统充裕性问题已经开始在局部显现，容量价值货币化进程需要快于电能量市场的成熟化进程。**在这一场景下，行政定价的容量价格机制更符合现实需要且更易于执行。远期在更成熟电能量市场和更高比例可再生能源接入的场景下，可以转向容量市场和战略备用等经济效率更高的系统充裕性的保障方式。

- **容量价格机制的收益主体**

原则上，所有具有供电能力的技术都能提供容量价值，其容量价值也都应当被货币化，技术中性这一原则也有助于提升公平性。在技术中性原则下，由于不同技术的能力差异，可控发电技术会比被动发电技术在容量价格机制中获得更大收益。可控发电技术，如煤电、气电、核电、生物质发电，其实际供电能力与装机容量接近，可以对出力进行自主调节，对电力系统的价值最大，相应收益也会更高。水电、光热等也是相对可控的可再生能源，可以在相当程度上响应电网调度，实现出力调节。由于两者仍受到一定自然条件约束（季节性波动、昼夜波动等），其容量价值相对低

于前述技术，但也应在容量价格机制下获得相应水平的收益。风电、光伏发电是具有随机性和波动性的被动电源，在系统中的容量价值最低，全球实践经验中，这类电源可以考虑后纳入或不纳入容量电价收益主体的范围：瑞典、丹麦、德国、比利时等国均不支持风电获得容量收入。

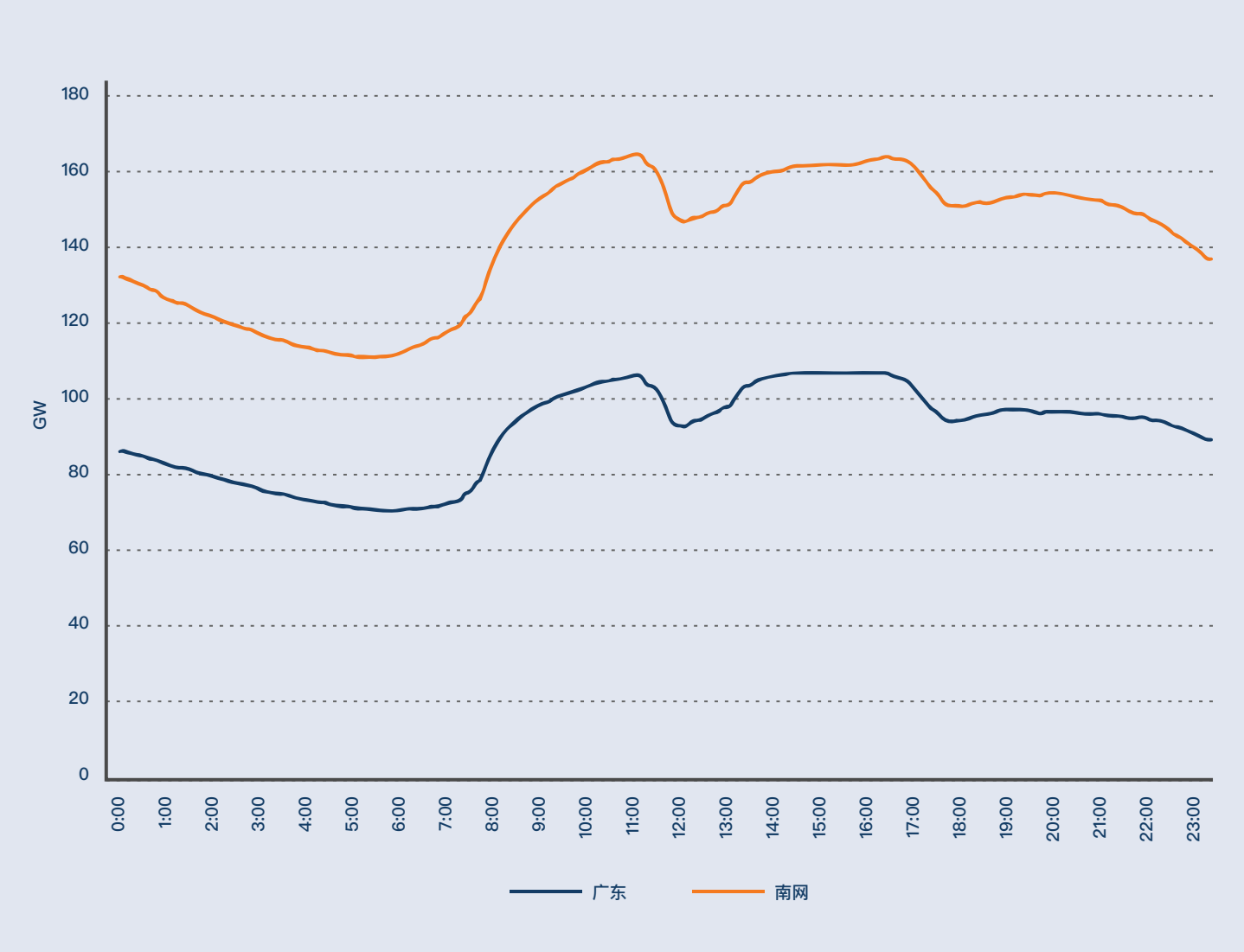
此外，提供容量服务的储能技术也应考虑纳入容量电价体系中。

考虑到系统充裕性需求和日内负荷曲线变化特点，储能系统需要至少具有完成日调节的能力，才能较好的在用电高峰时段提供容量，因此纳入容量电价体系的储能系统至少应具有日调节或更大时间尺度调节能力。

- **容量价格机制设计的空间维度**

电力系统以省级调度为主，宏观经济运行也以省为实体，因此省级边界天然成为了容量价格机制核定的最佳空间尺度，**以省为主体建立容量价格机制应是绝大多数省区的首选。**但在南网、京津冀、长三角（江浙沪或华东电网）等**网架结构和交易关系联系紧密的地区，可优先考虑在更大地理范围的同步区内建立统一的容量价格机制。**以南方电网所辖地区为例，广东的用电量占南网区域总量的半数以上，全省用电量约四分之一为南网省区送入的外来电，南网的负荷曲线基本由广东省负荷曲线决定（图表31）。因此，广东省电力系统充裕性问题本质上可认为是南网区域电力系统充裕性问题。以广东为核心，建立以南方电网同步区为范围的容量价格机制，是最符合现实情况的设计方式。

图表 31 典型工作日负荷曲线(广东、南网五省)



数据来源：国家发展改革委⁸³

在远距离输电大规模应用的情况下，一些电源实际上不接入其地理位置所在地的电网，而是直接参与受端电网的电力电量平衡。在这一形势下，**省级或地区级容量价格机制的设计不应再依据电源的地理位置，而应当依据电源在电网结构内的归属**。值得注意的是，虽然特高压输电线路是送端电源接入受端电网、提供容量服务的必备设施，网间互济的联网线容量是本地有效供电能力来源之一，但输电线路本身不应成为容量价格机制的受益方。

容量电价解决的是系统充裕性问题，因此，容量电价机制应当在已经或者正在形成系统充裕性风险的地区优先建立。图表32总结了各区域电网电力供需状况，根据这一现实情况及未来十年的发展趋势，我们优先推荐华中区域和南方区域加紧建立省级或区域容量价格机制。

图表 32 2020年区域电网供需情况⁸⁴

区域电网	供需情况
华北电网	电力供需总体平衡。
东北电网	电力供应能力富余。
华东电网	电力供需总体平衡。
华中电网	电力供需偏紧。
西北电网	电力供应能力总体平衡有余。
西南电网	电力供需总体平衡。
南方电网	电力供需总体平衡，但局部地区部分时段供需矛盾较为突出。

● 系统充裕性评价与容量价格机制设计的时间维度

传统电力系统下，评估系统充裕性的关键时段通常是盛夏的午后至晚间，此时制冷负荷叠加其他生产生活负荷，年最高负荷通常出现在这一时段。在新型电力系统下，由于电源结构、用电结构的改变，我们认为，系统充裕性评价需要重点在时间维度中考虑以下三个关键方面：

(1) 最大负荷的季节多发性

盛夏季节的下午至晚间：与传统情况类似，制冷负荷与其他生产生活的叠加产生了系统充裕性压力；但光伏装机的增加使得充裕性压力后移至日落前后，供需矛盾在这一时段内变得更加尖锐。

寒冬季节的傍晚至晚间：随着电采暖的应用以及南方冬季供暖的普及，冬季电采暖需求正高速增长，江苏等省份2020年冬季（2020年末至2021年初）最大负荷日电采暖负荷占比已超过35%，国网区域冬季最大负荷超过同年夏季最大负荷。可再生能源中，由于冬季处于枯水期，水电出力有限，因此水电装机对冬季系统充裕性主要起负面作用；多数地区的风电在冬季的来风情况优于夏季，因此风电对于冬季系统充裕性通常起正面作用。参考NYISO、ISO-NE等地区的实践经验，我们建议重点关注最可能发生最大负荷的冬季傍晚至晚间时段。

(2) 可再生资源的年际变化

水电在短时间尺度下是可调、可控电源，但在长时间尺度下具有丰枯水季的季节性特征。造成近期的局部充裕性挑战的一个因素是汛期的年际变化，体现在来水量和来水时间两个方面。由于水电在汛期通常提供基荷，因此汛期时间的变化，尤其是汛期滞后到来，将给来汛前的电力供给带来很大压力。水电消费比例高的省份需要针对性制定非常规来水年份的系统充裕性预案。

(3) 低概率高风险的极端天气事件

气候变化背景下，极端天气事件（如热浪、强降雨、干旱天气等）发生的频率和强度都明显增加，未来十年、三十年我们面对的气候条件可能超出历史气象数据中的极端情况。在系统充裕性的测算中，有必要加强对气候变化与极端天气事件的评估，使电力系统的充裕性更具气候韧性。

● 其它需要进一步探讨的重要操作细节

在上述关键方面以外，建立容量价格机制仍需讨论许多设计细节，但本报告受限于篇幅无法深入分析讨论。我们认为市场设计者还应至少着重关注以下两点，以确保容量价格机制的顺利实践。

(1) 容量电价的分摊与支付方式

与传统的国际实践不同，国内的有偿辅助服务实践中，发电侧通常是辅助服务成本的承担方，用户侧较少参与分摊。这一组织形式是“电改”进程、市场成熟度和现行价格机制共同影响下形成的解决方案。容量价格机制面临与有偿辅助服务相似的情况，在“谁受益、谁承担”原则下，确保价格公平所需深入探讨细节包括但不限于：用电侧应当承担的比例；发电侧的波动性电源是否需要及如何参与分摊；用电侧的灵活性负荷是否及如何参与等。

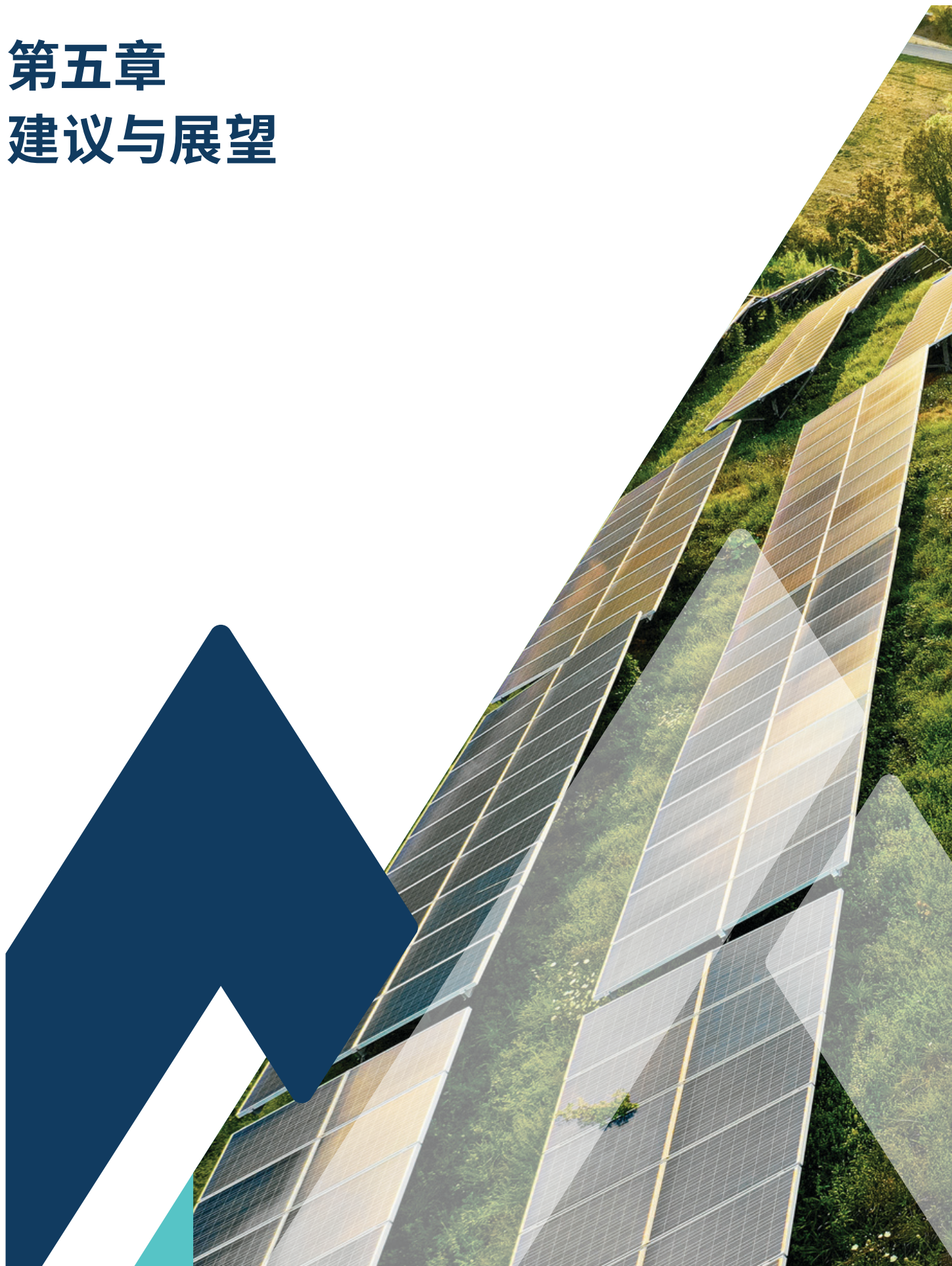
(2) 容量服务的监管

监管是保障价格机制平稳运行的必要组成部分。在容量价格机制方面，我们认为至少有以下两方面细节需要深入讨论：

容量价格监管：避免利益相关方利用信息优势干预行政定价过程。

容量服务能力监管：避免电源虚报容量服务能力、攫取不合理利益。

第五章 建议与展望

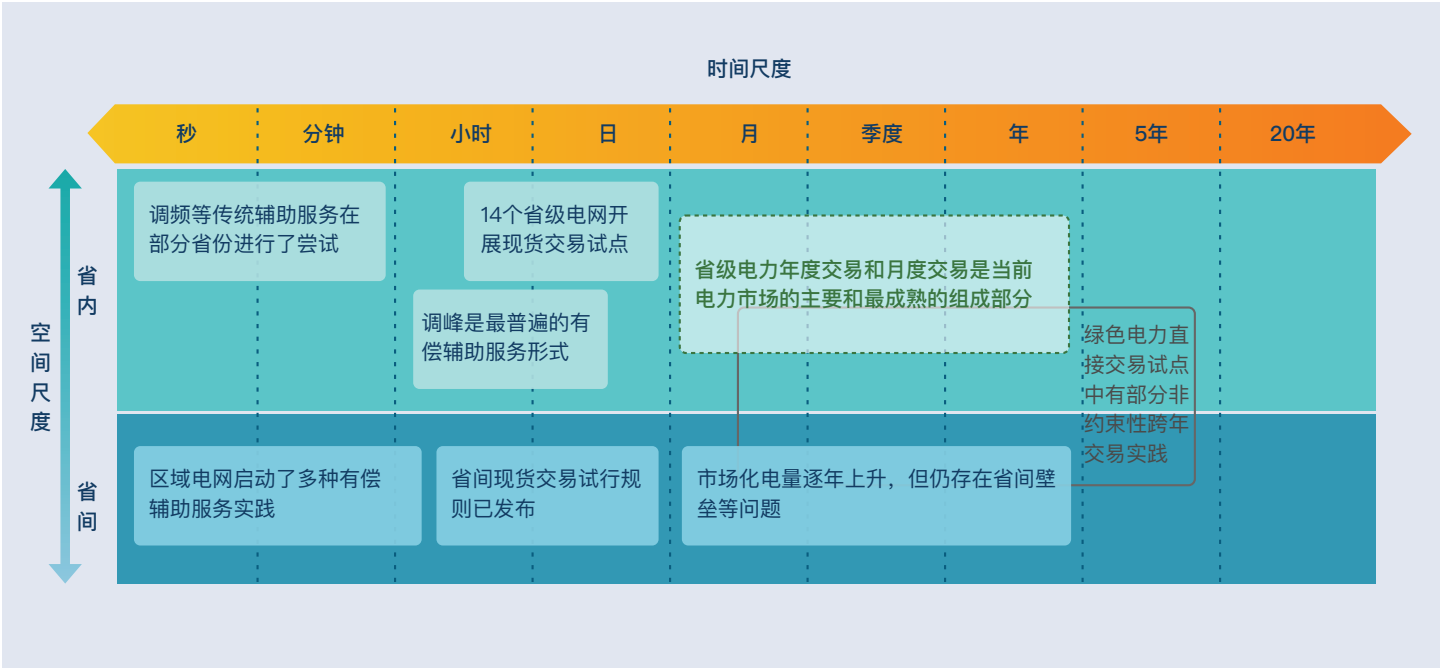


建议与展望

健全多层次的统一电力市场体系，是《中共中央国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》⁸⁵中建设全国统一的能源市场的重要环节。未来十年，在有效“保供”的前提下，结合“双碳”目标任务，加快建设全国统一电力市场体系，是电力市场改革的目标与方向。而电力市场的建设与价格机制的改革应秉持遵循电力系统客观规律、适应电力行业发展国情的原则，方能有助于解决构建新型电力系统和实现零碳电力增长面临的重大挑战。

不同于一般商品的供需关系，电力系统的特点是需要诸多物理约束下实现从秒以下到十年以上不同时间尺度的供需平衡、实现从省到区域再到全国的供需平衡。从现有实践看（图表33），以省级电网为边界进行的电力年度交易和月度交易是目前相对成熟和最核心的部分，省级电力现货交易、区域电网辅助服务等也开展了相当数量的有益实践，而省间电力直接交易、多品种有偿辅助服务等仍处于发展初期。

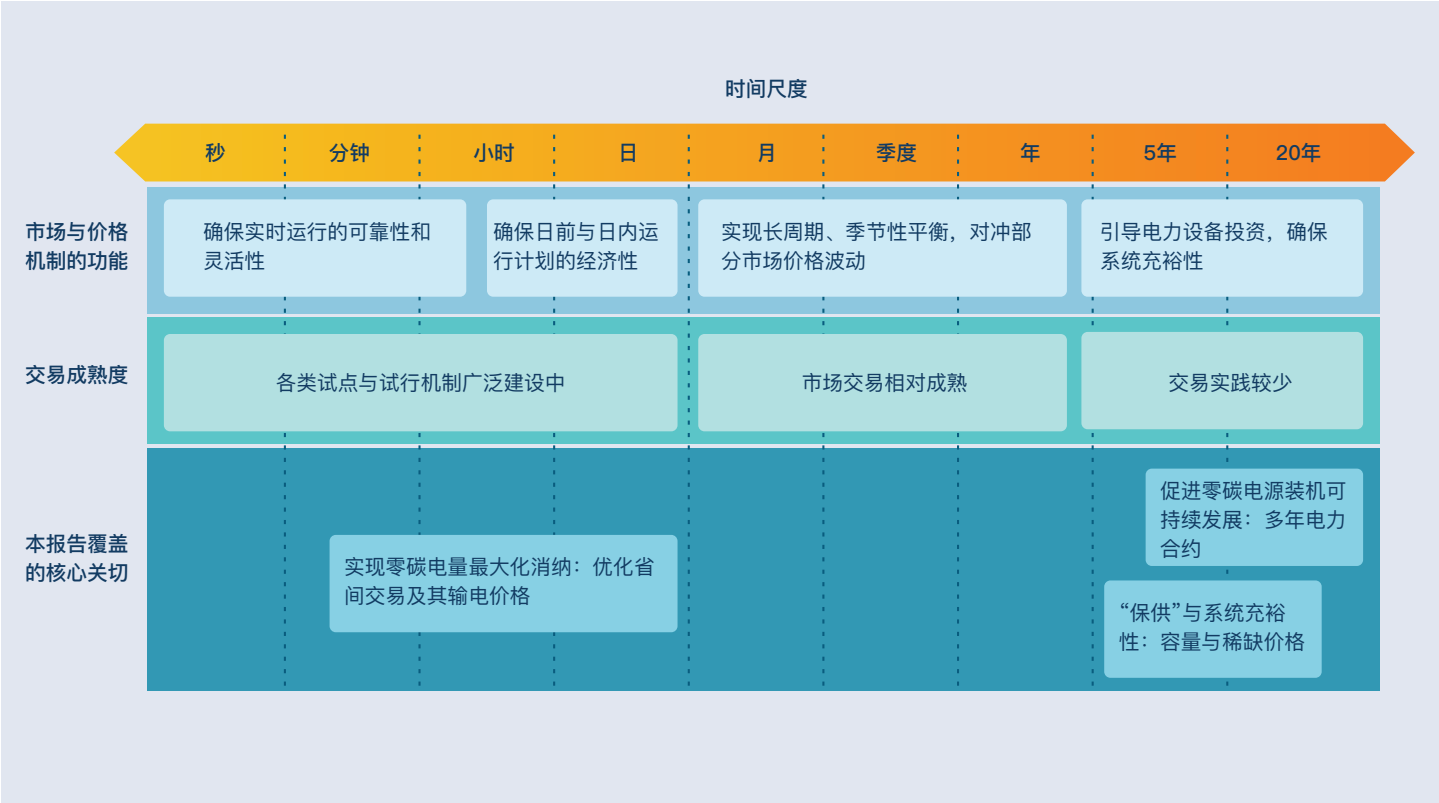
图表 33 时间和空间尺度下的电力市场建设进展一览



在建设新型电力系统进程中，随着各类电源主体功能与服务的差异化，电力行业既往的“大锅饭”价格模式将无法适应新型电力系统的需求，而细化市场组织与价格机制，为不同尺度平衡需

求提供适宜的交易品种和机制，将帮助电力系统转型更好地兼顾“安全、经济、绿色”的根本考量（图表34）。

图表 34 不同时间尺度下电力市场的功能与关切



在保证电力安全经济供应的大前提下，持续扩大零碳电源的装机规模、促进零碳电量优化消纳，是实现电力行业低碳与零碳转型的关键举措。针对零碳电力开发、消纳和电力系统安全保供这三个电力行业落实碳中和目标的核心关切，基于前述分析，我们提出了相应的建议：

促进零碳电源装机可持续发展的价格机制

为零碳电源开发商提供有保障的多年合约及鼓励用户签订绿色电力多年直接交易合约是电改背景下确保新能源装机可持续发展的关键选项。

一是通过政府引导方式依托装机目标和竞价拍卖形成相应的多年合约。在现有的中长期与现货交易的基础之上，为风电、光伏等新能源参与电力市场设计相应的多年合约机制，制定有约束力的年度装机目标，并以拍卖等直接竞价方式（包括考虑分时段竞价）确定装机目标内项目的开发权属和多年合约电价，以长周期、市场化的形式保障零碳电源的可持续发展。

二是通过绿色电力多年直接交易合约的方式充分发挥用户侧绿色消费意愿在推动新能源发展中的作用。通过扩大合约周

期覆盖的时间范围，在多年度的长时间尺度下确保项目收益的稳定性；通过在绿电直接交易多年合约体系下给予在建新能源项目市场主体地位，提升投资的确定性；在跨省区的更大地理尺度下实现绿色电力直接交易的措施，更好更全面地利用用户意愿促进零碳电源更快发展。

实现零碳电量最大化消纳的价格机制

实现零碳电量最大化消纳的一个重要抓手是通过优化省间电力市场与输电价格来激活可再生能源的跨地区消纳。

首先，优化交易的灵活性，推动更大比例电量参与省间现货交易。这包括持续扩大市场化交易比重，降低包括国家送电计划、地方送电协议等非市场电量比例；尽快扩大跨省跨区直接交易的市场主体参与范围；以及积极扩大省间现货交易的规模，促进新能源即时消纳。

其次，优化输电价格机制，缓解输电价格在可再生能源跨省消纳时的壁垒效应。在近期，电力市场尚未进入成熟阶段，输电价格优化可偏重于考虑对市场成熟度要求和操作难度更低的

方案，如考虑在中长期交易中采用灵活向下调整输电价格，在现货交易中采用减征富余输电通道费用的方式。在远期，输电价格在全国层面形成统一的规则体系是整体趋势，可根据电力市场发展程度和出清技术水平选择扩大“邮票法”体系下输配电费统一核算的地理边界或调整为按阻塞租金确定输电收益的方式，并依托政府部门强监管确保输电通道投资稳定在合理区间。

确保零碳电力增长下系统充裕性的价格机制

综合分析容量电价与稀缺电价这两种主流的解决系统充裕性问题的方案，容量电价机制应是近期更适合国情的选择。当前中长期与现货电力市场的发展水平，电力作为公共服务产品及其价格波动对经济与民生的影响，未来十几年电力需求仍将较快增长的预期，以及发电侧市场主体的集中度共同决定了容量电价比稀缺电价更具有发展基础。

基于电力市场建设和电力系统运行现状，我们认为：近期行政定价比市场定价更适合零碳电力增长和新型电力系统；根据电源、储能等技术提供容量价值的能力建立技术中性的容量价格机制有利于应对系统充裕性挑战；考虑当前的系统供需情况，优先在系统供需偏紧的地区开展试点；针对冬夏负荷高峰、可再生能源年际波动等时间特性的发展趋势细化系统充裕性评估和容量价格设计。

正如《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中所述，未来十年，电力市场建设需从健全多层次电力市场体系、完善市场功能、健全交易机制、加强规划监督等多方面推进。而从

有利于温室气体减排的角度看，我们认为本文所研究的三个核心内容，即为零碳电源开发商提供有保障的多年合约及鼓励用户签订绿色电力多年直接交易合约；通过优化省间电力市场与输电价格来激活可再生能源的大范围跨地区消纳；和以容量电价为核心的确保零碳电力增长下系统充裕性的价格机制，应是近期落实电力市场与价格机制改革的优先任务。

展望未来，电力系统低碳转型应继续遵循电力运行规律和市场经济规律，电力市场化改革须以解决电力系统低碳转型进程中面临的问题为导向，通过不断的探索与实践来检验各方案与措施的有效性与经济性，最终实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置，提升电力系统安全、稳定、灵活运行能力，推动形成适合中国国情、具备高比例新能源消纳能力的新型电力系统。

鉴于中国在全球应对气候变化行动中的贡献度与引领作用，中国对电力市场及价格机制改革的探索与实践对世界各国，特别是发展中国家，具有非常重要的借鉴意义。尽管电力市场在一些国家已经实践多年，但对全世界所有国家而言，如何构建适应于更高比例零碳电力发展与消纳的电力市场及价格机制，都是崭新的命题。希望本报告的研究成果能够为构建立足于国情的统一电力市场体系、设计电力系统脱碳最佳路线图提供有价值的思路与可实操的方案，也为全球零碳电力转型提供借鉴。

参考文献

- 1 国家发展改革委和国家能源局, 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, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html
- 2 新华社, 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议, http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm
- 3 中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见, http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm
- 4 曹艺严, 陈济, 刘秉祺, Adair Turner, 朱思捷, 电力增长零碳化(2020-2030):中国实现碳中和的必经之路, 落基山研究所, 2021年1月.
- 5 国家能源局, 国新办举行中国可再生能源发展有关情况发布会, http://www.nea.gov.cn/2021-03/30/c_139846095.htm
- 6 经济参考报, 全国碳排放权交易今日开市, <http://www.xinhuanet.com/tech/20210716/b2956af4c84643878614236b37349eba/c.html>
- 7 IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021年6月.
- 8 BNEF, 2H 2021 LCOE Update, 2021年12月.
- 9 国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202110/t20211012_1299461.html
- 10 中国电力企业联合会, 2020年电力统计基本数据一览表, <https://www.cec.org.cn/upload/1/editor/1640595481946.pdf>
- 11 中国能源报, 《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》发布 新能源市场化交易来了, <https://wind.in-en.com/html/wind-2402186.shtml>
- 12 郝一涵, 路舒童, 江漪, 企业绿色电力采购机制中国市场年度报告: 2021年进展、分析与展望, 落基山研究所, 2022年3月.
- 13 Energy Transition Commission, Making Clean Electrification Possible: 30 Years to Electrify the Global Economy, 2021年4月.
- 14 IEA, Renewable electricity competitive auction capacity by award date, 2011-2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-electricity-competitive-auction-capacity-by-award-date-2011-2020>
- 15 IEA, Corporate PPA volumes by region, 2015-2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/corporate-ppa-volumes-by-region-2015-2020>
- 16 BNEF, Corporate Clean Energy Buying Tops 30GW Mark in Record Year, <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-tops-30gw-mark-in-record-year/>
- 17 BNEF, Corporate Clean Energy Buying Tops 30GW Mark in Record Year, <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-tops-30gw-mark-in-record-year/>

- 18 Energy Transition Commission, Making Clean Electrification Possible: 30 Years to Electrify the Global Economy, 2021年4月.
- 19 中国能源网, 十五省2021年或“十四五”新能源规划、竞争性配置规则, 总规模179GW, <https://www.china5e.com/news/news-1117131-1.html>
- 20 广东省能源局, 广东省能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知, http://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_3318587.html
- 21 北极星储能网, 甘肃启动风光申报: 河西按10%比例配置储能 配套规模比例、储能时长较高者得分高, <https://chuneng.bjx.com.cn/news/20210625/1160381.shtml>
- 22 国家能源局, 2019年光伏发电项目国家补贴竞价工作总体情况, http://www.nea.gov.cn/2019-07/11/c_138217905.htm
- 23 国家能源局, 2020年光伏发电项目国家补贴竞价工作总体情况, http://www.nea.gov.cn/2020-06/28/c_139172962.htm
- 24 国家能源局, 2019年光伏发电项目国家补贴竞价工作总体情况, http://www.nea.gov.cn/2019-07/11/c_138217905.htm
- 25 IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021年6月.
- 26 观察者网, 中国海上风电装机量将登顶世界能带来什么, <https://finance.sina.com.cn/roll/2021-08-11/doc-ikqcfnc2180851.shtml>
- 27 Reuters Events, Chile' s record CSP bid shows jumps in industry savings, <https://www.reutersevents.com/renewables/solar-thermal/chiles-record-csp-bid-shows-jumps-industry-savings>
- 28 Comunicaciones ACSP, NUEVO PROCESO QUINQUENAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA AMPLIARÁ CONSIDERACIÓN DE LA CSP COMO ALMACENAMIENTO, <http://acsp.cl/2020/12/11/nuevo-proceso-quinquenal-de-planificacion-energetica-ampliara-consideracion-de-la-csp-como-almacenamiento/>
- 29 新华社, 我国绿色电力交易试点正式启动, http://www.gov.cn/xinwen/2021-09/07/content_5636072.htm
- 30 北极星售电网, 广东省可再生能源交易规则(试行) 发布: 价格由市场主体通过市场化交易方式形成, <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210423/1148835.shtml>
- 31 巴斯夫中国, 巴斯夫确保湛江一体化基地首批装置 100% 可再生能源电力供应, https://www.basf.com/cn/zh/media/news-releases/cn/2021/06/nr_gi_rdpp_.html
- 32 国家发展和改革委员会, 锚定“双碳”目标, 绿色电力交易方案蓄势出台——《绿色电力交易试点工作方案》解读, https://www.ndrc.gov.cn/fggz/fgyz/xmtjd/202109/t20210928_1298058.html
- 33 国网能源研究院, 中国能源电力发展展望2021, 中国电力出版社, 2021年12月.
- 34 中国电力企业联合会, 中国电力行业年度发展报告2021, 中国建材工业出版社, 2021年8月.
- 35 国务院, 国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知, http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm
- 36 李立涅, 饶宏, 张东辉, 范新宽, 徐国新, 曾沅, 荆勇, 输煤输电的技术经济比较研究及其重要战略意义[J], 中国工程科学, 2015, 17(9):63-68.

- 37 董凌,李延和,刘锋,陈来军,魏韩,梅生伟,区域全清洁能源供电的发展路径与实践——以青海省为例[J],全球能源互联网,2020,3(4):385-392.
- 38 北极星售电网,《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》发布!10月1日起执行, <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210903/1174570.shtml>
- 39 中国储能网,《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》印发, <http://www.escn.com.cn/news/show-1322877.html>
- 40 国家能源局,国家能源局指导广州电力交易中心修订印发《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》, http://www.nea.gov.cn/2022-01/10/c_1310417447.htm
- 41 中电联行业发展与环境资源部,2019年12月全国电力市场交易信息, <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-277103>
- 42 中电联规划发展部,2021年全国电力市场交易简况, <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-306005>
- 43 中国电力新闻网,2018年全国电力市场交易电量破2万亿千瓦时, <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20190313/968589.shtml>
- 44 北极星售电网,2021年三季度南方区域跨区跨省电力市场运营报告:省内市场化交易度电均降6.3分/千瓦时, <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20211105/1186147.shtml>
- 45 国家电网有限公司国家电力调度控制中心,省间电力现货交易助力电力保供与低碳转型,中国电力企业管理,2021年第12期上旬刊.
- 46 国家电网有限公司,省间电力现货交易规则(试行), <http://www.sgcc.com.cn/html/files/2021-11/24/20211124111941409836611.pdf>
- 47 21世纪经济报道,跨省输配电价格将核定,西部“弃风弃水”问题有望缓解, <https://m.21jingji.com/article/20170727/44c550a2d55127d48ea64a509e2eedbb.html>
- 48 国家发展改革委,区域电网输电价格定价办法, <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202002/W020200205375223437247.pdf>
- 49 国家发展改革委,2020~2022年区域电网输电价格表, <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202009/P020200930669074314685.pdf>
- 50 国家发展改革委,跨省跨区专项工程输电价格定价办法, <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202110/P020211015609046743469.pdf>
- 51 财新周刊,云南“铝计划”博弈电力格局, <https://weekly.caixin.com/2020-04-11/101541334.html>
- 52 华能澜沧江水电股份有限公司董事会,2021-2023年澜沧江上游水电站送电广东购售电合同公告, <https://data.eastmoney.com/notices/detail/600025/AN202112291537323169.html>
- 53 国家发展改革委,国家发展改革委关于放开银东直流跨区部分送受电计划的复函, https://www.ndrc.gov.cn/fzggw/jgsj/yxj/sjdt/201603/t20160309_986873.html
- 54 国家能源局,对十三届全国人大三次会议第3626号建议的答复, http://zfxgk.nea.gov.cn/2020-09/10/c_139420062.htm

- 55 朱妍(中国能源报), 记者调查: 七大特高压直流运能闲置超三成, <http://energy.people.com.cn/n1/2020/1216/c71661-31968207.html>
- 56 CAISO, ISO Western Energy Imbalance Market Benefits, <https://www.westerneim.com/Pages/About/QuarterlyBenefits.aspx>
- 57 Ember, Data Explorer, <https://ember-climate.org/data/data-explorer/>
- 58 CAISO, ISO Western Energy Imbalance Market Benefits, <https://www.westerneim.com/Pages/About/QuarterlyBenefits.aspx>
- 59 entso-e, Single Day-ahead Coupling (SDAC), https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/
- 60 entso-e, Single Intraday Coupling (SIDC), https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/
- 61 entso-e, Single Day-ahead Coupling (SDAC), https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/
- 62 Matti Supponen, 夏清, 陈启鑫, 姜楠, Electricity markets and systems in the EU and China, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/electricity_markets_report_en.pdf, 2020年6月.
- 63 CAISO, Western Energy Imbalance Market Fact Sheet, <https://www.westerneim.com/Documents/WEIM-2-Billion-in-Benefits-Fact-Sheet.pdf>
- 64 CAISO, EIM Entities Presentation on Transmission Elements of EDAM Design, <http://www.caiso.com/InitiativeDocuments/Presentation-ExtendedDay-AheadMarket-TransmissionProvision-EIMEntities.pdf>
- 65 FERC, ORDER CONDITIONALLY ACCEPTING PROPOSED TARIFF REVISIONS TO IMPLEMENT ENERGY IMBALANCE MARKET, http://www.caiso.com/Documents/Jun19_2014_OrderConditionallyAcceptingEIMTariffRevisions_ER14-1386.pdf
- 66 CAISO, Western EIM Benefits Report Fourth Quarter 2021, <https://www.westerneim.com/Documents/ISO-EIM-Benefits-Report-Q4-2021.pdf>
- 67 苏南(中国能源报), 国网今年计划开工13条特高压线路 十四五期间总投资3800亿元, <https://finance.sina.com.cn/stock/hyyj/2022-01-11/doc-ikyammz4552306.shtml>
- 68 何乐舒(第一财经), 订单火爆遭遇错峰用电, 广东制造业企业有点难, <https://www.yicai.com/news/101064624.html>
- 69 国网能源研究院有限公司, 2020中国电源发展分析报告, 中国电力出版社, 2020年7月.
- 70 山东省能源局, 2021年全省电力迎峰度夏预案, <http://nyj.shandong.gov.cn/module/download/downfile.jsp?classid=0&filename=4514bcc56de84eab8b63338ed699c4ff.pdf>
- 71 山东省能源局, 2021年全省电力迎峰度夏预案, <http://nyj.shandong.gov.cn/module/download/downfile.jsp?classid=0&filename=4514bcc56de84eab8b63338ed699c4ff.pdf>
- 72 国网能源研究院, 2021中国电力供需分析报告, 中国电力出版社, 2021年7月.
- 73 国网能源研究院, 2021中国电力供需分析报告, 中国电力出版社, 2021年7月.

- 74 北极星售电网, 宁夏2021年有序用电方案: 2021年全区跨区跨省交易电量计划793.48亿千瓦时, <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210511/1151832.shtml>
- 75 北极星售电网, 宁夏2021年有序用电方案: 2021年全区跨区跨省交易电量计划793.48亿千瓦时, <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20210511/1151832.shtml>
- 76 PJM, Understanding the Differences Between PJM's Markets, <https://pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/understanding-the-difference-between-pjms-markets-fact-sheet.ashx?la=en>
- 77 ERCOT, Review of February 2021 Extreme Cold Weather Event – ERCOT Presentation, https://www.ercot.com/files/docs/2021/02/24/2.2_REVISED_ERCOT_Presentation.pdf
- 78 ERCOT, Review of February 2021 Extreme Cold Weather Event – ERCOT Presentation, https://www.ercot.com/files/docs/2021/02/24/2.2_REVISED_ERCOT_Presentation.pdf
- 79 European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), ACER Market Monitoring Report 2020 – Electricity Wholesale Market Volume, https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf
- 80 PJM, Energy Offer Verification, <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/energy-offer-verification>
- 81 P. Holmberg, T. Tangerås, Strategic Reserves versus Market-wide Capacity Mechanisms, <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2021/04/2109-Text.pdf>
- 82 ERCOT, Load Forecast, <https://www.ercot.com/gridinfo/load/forecast>
- 83 国家发展改革委, 国家发展改革委关于做好2020年电力中长期合同签订工作的通知-附件:各省级电网典型电力负荷曲线, <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201912/P020191230336066090861.pdf>
- 84 中国电力企业联合会, 中国电力供需分析报告2021, 中国建材工业出版社, 2021年10月.
- 85 中共中央国务院关于加快建设全国统一大市场的意见, http://www.gov.cn/zhengce/2022-04/10/content_5684385.htm

高硕, 周勤, 电力市场与电价改革——通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路, 落基山研究所, 2022年5月。

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2022年5月, 落基山研究所版权所有。Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。