

2021年市场化交易电量占全社会总用电量的44.6%，为2015年的近5倍——

# 电力市场“决定性作用”凸显

■本报记者 赵紫原 杨晓冉

“2021年，全年市场化交易电量3.7万亿千瓦时，同比增长17.2%，占全社会总用电量的44.6%，是2015年市场化交易电量的近5倍。”近日举办的“2022年经济形势与电力发展分析预测会”上，中电联常务副理事长杨昆表示，2021年电力体制改革不断深入，市场体系建设扎实推进，电力市场在资源配置中的决定性作用进一步体现。

电力作为一种特殊商品，长期以来实行“计划定价”，无法像其他大宗商品一样随行就市。自2015年3月15日中共中央、国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)起，我国开启了电力商品化之旅。

7年间，电力市场在路径依赖与换挡升级碰撞、历史遗留和新问题的交织中，取得了诸多可喜成绩，也面临一系列艰巨任务。

## 市场化交易规模跳增

随着国家发改委去年10月印发的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(下称“1439号文”)落地实施，电力市场化发展进入质、量并重的新阶段。

“1439号文建立健全了‘能跌能涨’的市场化电价机制，通过价格信号进一步提升发电积极性的同时，加强了市场价格及市场力监控，稳定了市场预期。”广州电力交易中心董事长张勉荣在会上指出。北京电力交易中心总经理史连军同时指出，从现货市场来看，现货市场价格先升后降，基本体现了燃煤发电的成本变化。

伴随着电力市场在资源配置中的决定性作用进一步增强，电力市场交易规模呈现出“日新月异”的增长态势。

“国网经营区内，全部工商业用户进入市场后，市场交易电量规模大幅增加，各省月度直接交易电量总体规模环比增加超1200亿千瓦时。根据测算，2022年电力市场化交易占比将从50%左右提高到80%左右。”史连军在会上说。

张勉荣以南方区域为例介绍，截至2021年底，南方区域市场注册主体同比增长51.2%。2021年，南方区域省内市场化交易电量同比增长15.2%，占南方区域全社会用电量比重40%，超过全国平均水平近6个百分点。

新能源市场化交易规模同步快速增长。相关数据显示，2021年，国网经营区内，新能源市场化交易电量2313亿千瓦时，较2020年提高4.2个百分点；南网经营区内，2021年首次开展可再生能源消纳交易，2022年交易规模创国内历史新高。

## 电价“随行就市”面临新挑战

经济形势、管理体制、供需格局、气温变化、燃料成本等无不影响着电力市场。此前“雷打不动”的电价，如今要“随行就市”，难度可想而知。

国家电网有限公司副总经理陈国平指出，当前电力市场的生产结构、技术基础、控制基础发生了深刻变化。“传统电力系统的控制对象是同质化大容量常规发电机组，可采用集中连续控制模式。但新能源单机容量小、数量众多、布点分散、特性差异化。同时，电力系统的可控对象从以源为主扩展到源网荷储各环节，控制规模呈指数级增长。”

“牵一发而动全身”，电力市场建设面临诸多新挑战和新要求。“统筹考虑当前市场建设实际进展和呈现出的新特点，下一步市场建设主要面临以下三方面的挑战，即如何适应供需形势新变化、如何

促进新能源消纳和高水平发展，以及如何保障电力价格稳定。”史连军指出。

在张勉荣看来，目前市场仍存在体系不完整、功能不完善、交易规则不统一，以及跨省跨区交易存在市场壁垒等问题。“全国统一电力市场体系下，不可避免存在整体与局部利益调整的矛盾。”

以转型带来的系统成本上升疏导问题为例，陈国平分析指出，新能源平价上网不等于平价利用，除新能源场站本体成本外，新能源利用成本还包括灵活性电源等投资、系统调节运行成本等系统成本。随着新能源规模快速增长，系统运行成本将显著增长。“据测算，新能源电量占比超过10%以后，每提升5个百分点将增加消纳成本88分/千瓦时，需要科学合理疏导相关成本。”

## 成本疏导是关键

如何应对电力市场的挑战，与会专家各抒己见。

杨昆认为，加快建设全国统一电力市场体系，要规范统一电力市场基本交易规则和技术标准。破除电力交易的地域界限，推动实现各级电力市场统一规范运营和有效衔接。进一步明确绿色电力市场、绿证市场和碳市场的功能定位，理顺三者之间的关系，构建目标一致、互相协同的绿色交易体系等。

史连军进一步建议，要健全多层次统一电力市场体系，完善统一电力市场体系的功能，健全电力市场交易机制。“逐步推动各类主体参与市场。明确市场准入标准，规范准入流程，积极推动抽蓄、储能、可调负荷资源、分布式能源、新能源汽车等灵活性调节资源，以独立主体或聚合商模式参与市场。发挥新兴市场主体灵活调节优势，推动其参与辅助服务市场、调节容量市场和需求侧响应等。”

灵活性资源入市只是第一步，成本疏导是关键。“支撑和调节电源的价值需要在市场中充分体现。”陈国平强调，在完善的政策保障和市场机制下，煤电等支撑性电源提供容量备用和调节服务产生的成本需要得到充分补偿，抽蓄、储能等调节电源需要合理回收投资成本，保障支撑电源可持续发展，激励调节电源加快建设。

张勉荣以南方区域电力市场为例指出，当前电力市场建设要重点解决的问题很多，如统一市场建设体系、区域利益协调、统一交易业务规范、新能源参与电力市场、有效政府和有为政府结合等问题，以及不同类型电源同台竞价与利益矛盾疏导、省间与省内各类不平衡资金处理问题等。

“针对区域市场出现省间、省内不平衡资金的问题，南方区域初步考虑对于跨省区不平衡资金在送受省区合理分摊或分享，对于省内不平衡资金将按照‘谁受益、谁分摊’的原则进行疏导。”张勉荣表示。

## 关注

### 北京：2025年电力占终端能源消费比重达到29%

本报讯 4月1日，《北京市“十四五”时期能源发展规划》(下称“《规划》”)引发。《规划》预计，到2025年，北京全社会用电量将从2020年的1140亿千瓦时提高到1400亿千瓦时左右。届时，电力占终端能源消费比重达到29%。

《根据》规划，“十四五”期间，围绕新型电力系统建设，北京市将重点推进电力系统灵活调节电源建设、输配电网智能化升级改造、提高电力需求侧响应能力等工作。预计到2025年，本地电力装机容量将从2020年的1316万千瓦增至1533万千瓦，其中可再生能源装机占比提高至28%左右。外送电通道能力将从2020年的3100万千瓦增至4300万千瓦，电网高峰负荷削峰能力达到最高用电负荷3%-5%，电力系统综合保障能力将显著提高。(全晓波)

### 四川：推动燃煤自备电厂有序退出

本报讯 3月31日，四川省发布《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实施意见》，《意见》明确，统筹煤电发展和保供调峰，严控煤电装机规模，加快现役煤电机组节能改造升级，推动除热电联产项目外的燃煤自备电厂有序退出。《意见》同时提出，“严控化石能源消费”。大力实施“以电代煤”，以及“电动四川”行动计划，力争石油消费“十五五”时期进入峰值平台期。(宗和)

### 云南：绿色能源装机占比逾86%

本报讯 截至2021年底，云南电力装机突破1.06亿千瓦，绿色能源装机占比超过86%，水电蓄能最高达到312亿千瓦时。2021年，该省多措并举增加电煤供应，火电开机最高达900万千瓦，存煤和火电出力均达到近3年最好水平。与此同时，乌东德水电站全部投产，白鹤滩水电站7台机组正式并网运行，托巴水电站实现大江截流。此外，云南加快新能源项目和金沙江下游基地建设，去年新开工发电项目达75个。(语谦)

## 央企承建的尼日利亚最大水电站首台机组正式发电



图片新闻

3月28日，由中国电建国际公司与中国电力工程公司联合中标的尼日利亚最大水电站——宗格鲁水电站首台机组正式发电。

该水电站位于尼日利亚尼日尔宗格鲁镇卡杜纳河上，总装机容量700兆瓦，多年平均发电量26.4亿千瓦时。电站以发电为主，兼有防洪、灌溉、供水、养殖、航运等综合利用效益，是目前尼日利亚在建最大水电站，也是“一带一路”非洲区域重要项目。该工程建设同时解决了当地超过4000人的就业问题，全面建成发电后，可满足两座尼日利亚首都阿布贾这样的城市用电。图为建设中的尼日利亚宗格鲁水电站。

中国电建/图文

## 内蒙古：2025年煤电装机占比降至49%

本报讯 记者赵紫原报道：内蒙古能源局近日发布《内蒙古自治区“十四五”电力发展规划》(下称“《规划》”)。根据《规划》，到2025年，内蒙古非化石能源占一次能源消费比重将达到20%左右，煤电装机占比将从2020年的63.4%下降至49%。

相关数据显示，截至2020年，内蒙古自治区电力装机容量由2015年的1.04亿千瓦增长到1.46亿千瓦，发电量由2015年的3920亿千瓦时增长到5700亿千瓦时，装机和发电量规模均居全国第二。风电装机达到3785万千瓦，居全国之首。全区外送电能力达到7000万千瓦，居全国第一。2020年，可再生能源发电装机容量占比由2015年的30.4%增长到36.3%。煤电装机占比63.4%，较2015年下降5.8个百分点。

《规划》确定了内蒙古“十四五”时期电力发展主要目标——到2025年，全社会用电量达到5220亿千瓦时左右，年均增长6%左右。发电装机总规模约2.71亿千瓦，煤电装机在1.33亿千瓦左右，新能源装机规模达1.35亿千瓦以上。其中，风电装机8900万千瓦左右，光伏发电装机4500万千瓦左右，光热发电装机60万千瓦左右，生物质发电装机80万千瓦左右。抽水蓄能开工建设120万千瓦。非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右，新能源装机比重超过50%，新能源发电总量占发电量比重超过35%。

《规划》同时明确，建成以中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场模式。形成适应高比例新能源发展的电价机制。到2025年，市场化交易电量占全社会用电量比重从

2020年的35%提升至超过50%。

《规划》在总结“十三五”时期电力发展存在的问题时指出，“十三五”期间，全区电力需求增速超出规划预期，全社会用电量实际年均增速达到8.9%，高于规划预期2.4个百分点。受国家煤电整体宏观调控政策影响，内蒙古全区自用煤电项目建设投产时序受到严格控制。同时，电源布局不均衡与电网输电瓶颈问题交织，局部地区电力时段性、区域性短缺问题突出。

《规划》指出，当前，内蒙古煤电的托底保供和支撑调节作用还不牢固。按照蒙西地区最大用电负荷年均增速6%测算，预计到2025年蒙西电网最大用电负荷约4750万千瓦，煤电装机规模将达到5400万千瓦。综合考虑外送、事故备用和机组检修，以及新能源参与平衡等因素，预计到2025

年将存在800万千瓦左右的电力硬缺口。

《规划》提出，“十四五”期间将加强电力供应保障能力建设，立足以煤为主的基本国情，统筹电力安全保供与转型升级，优化存量煤电项目，加快在建煤电项目建设，淘汰落后机组“退而不拆”，“推动煤电地位转型，由主体电源转为支撑型和调节型电源”，到2025年，力争完成对3000万千瓦左右煤电机组开展灵活性改造，并争取国家规划新增支撑保障型煤电900万千瓦。其中，自用煤电500万千瓦、外送煤电400万千瓦。

展望2030年，《规划》预计，内蒙古自治区新型电力系统建设将取得重大进展，电力工业实现碳达峰，电源装机规模超过3亿千瓦，风光等可再生能源成为主体电源，新能源发电总量超过火电。