

能量转换科技信息

广州能源研究所信息服务与编辑部 广东省新能源生产力促进中心
中国科学院可再生能源重点实验室 中国科学院天然气水合物重点实验室
广东省新能源和可再生能源研究开发与应用重点实验室

第 19 期 2020 年 10 月

目 录

总论	1
BP: 全球能源需求将继续增长并转向可再生能源.....	1
世界能源绿色转型迎来“中国方案”.....	1
中国与中东欧清洁能源合作空间巨大	3
中国可再生能源多项指标均居世界第一	4
全球能源系统将现根本性调整	5
全球能源需求结构将出现根本性变化	6
刘振亚: 全球能源互联网减排边际成本远低于其他方案.....	7
后疫情时代, 能源安全理念亟待更新	8
引领全球生态治理 共建人类美好家园	11
数字化将成全球能源转型催化剂	12
数字化加速能源智慧转型	13
院士、行业大咖把脉! 这个能源年度盛会释放了哪些积极信号?	13
能源世界: 全球能源转型已在顺利进行	17
水电总院易跃春: 风电、光伏发电成本有望大幅低于常规电源.....	18
英国皇家社会科学院院士 Robert Walker: 能源转型与减贫关系需理顺.....	19
热能、动力工程	19
“十四五”电力行业仍是碳市场“主角”	19
“电力数据应用”市场遇冷	21
“风光配储”必须坚持市场化发展.....	22
世界首台! 东方电气研制的 660MW 超临界循环流化床锅炉投运	25
三菱电力与 Entergy 合作开展脱碳项目.....	26
全球能源、工业和金融界领袖共绘制 今后十年为打造净零碳经济所需的工作	27
全球首款完全自主研发钠离子电池实现量产	28
减碳, 中国设定硬指标	29
台区储充一体化装置在长沙并网试运行	30
国家能源局发布《中国天然气发展报告(2020)》	31
多道难题掣肘储能产业发展	32
天然气“脱碳”将成减排关键抓手.....	33
平高集团天津滨海储能站倒送电成功	34
引热议! 用智慧能源为“零碳”应用场景开发赋能	35
循环利用! 国内首个电网退运电池储能站济南投运.....	36
我国首台新能源消纳区块链智能装置发布	36
挪威将斥资 18 亿美元建设全球首个 CCS 项目	37



日本公司在印度尼西亚展示地下碳储存	37
武汉岩土所在干热岩热储改造技术研发中取得进展	38
欧盟“上调”减排目标引关注	41
欧洲计划 10 年内实现低碳电力占比 80%	43
清洁取暖不妨试试兰炭	43
澳大利亚将投资 130 亿美元用于研发减排技术	45
澳大利亚计划在低排放技术领域投资 130 亿美元	45
盐穴储能发电树立能源发展新示范	46
研究认为英国需部署 30GW 储能系统才能实现净零目标	47
非政府组织：碳减排需城市做贡献	47
高密度锂硫电池赋能 电动飞机可续航两小时	49
地热能	50
可持续的地热供暖如何做？	50
刘荣：创新观念 推动首都“地热+”清洁能源发展	52
夏热冬冷地区将是地热规模化供暖制冷重点区域	53
生物质能、环保工程	55
业内呼吁强化生物质发电产业政策帮扶	55
新政将加速生物质发电行业整合	56
太阳能	56
182 与 210 之争再次上演：全面平价真正需要的是什么组件？	56
2020 中国最高太阳能电池转换效率发布	60
光伏将成可再生能源电力增长“领头羊”	61
BIPV 产业要打破光伏技术主导的惯性思维	62
光伏电池技术路线之争愈演愈烈	63
印度将在萨加迪建设该国最大浮式太阳能发电厂	65
宁波光伏发电出路几何？	66
光伏行业协会王勃华：我国光伏行业发展已形成“双循环”格局	68
屋顶光伏：德国电力新增装机“主力”	69
水面漂浮电站核心诉求到底是什么？	70
全球光储市场或将新增数十亿瓦 但仍面临许多挑战	72
首块双面柔性薄膜组件测试完成	72
海洋能、水能	73
四川水能利用率提升至 95.8%	73
水利部：再谋划一批“十四五”重大水利工程	73
甘肃首座抽蓄电站拟明年开建	74
粤港澳大湾区“超级充电宝”将正式“上岗”	74
风能	75
全国首座整场大规模采用高塔平原风电场调查：吹出高效益了吗	75
氢能、燃料电池	78
国家电投发布氢腾燃料电池产品	78
天然气掺氢技术距商用还有多远？	79
氢燃料电池降本要过三道坎	80
氢能发电站：小众应用大有文章	81
氢能驶入发展快车道：我国加快推进氢能产业布局	82



火电制氢前景渺茫?	84
第二代 150 千瓦燃料电池电堆进入量产阶段	85
顶层设计呼之欲出, 中国氢能产业能否由乱而治	86
西门子将在德国南部建造大型无碳制氢厂	91
风电制氢将替代 50%天然气	92
核能	93
中国核能利用前景引热议	93
我国三代核电技术“国和一号”研发完成	94
核电可适度有序参与电力市场竞争	94
核电该如何应对市场化交易冲击	96
能源政策	97
固废处置行业迎来发展新空间	97
广东: 到 2025 年非化石能源消费约占能源消费总量的 30%	98
《四川省氢能产业发展规划》出台	101

本快报是内部资料, 请注意保存。信息均转载自其它媒体, 转载目的在于传递更多信息, 并不代表赞同其观点和对其真实性负责, 版权归原作者所有。严禁将本快报用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用, 应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。联系方式: 02087057486, zls@ms.giec.ac.cn。



总论

BP：全球能源需求将继续增长并转向可再生能源

中国石化新闻网讯 据能源世界网 9 月 15 日新德里报道，根据英国石油公司(BP)的一份最新报告显示，在截至 2050 年的至少一段时间内，全球能源需求将继续增长，在此期间，能源需求结构将转变为化石燃料的作用不断下降，而可再生能源和电力所占的份额将越来越大。

报告题为“BP 能源展望 2020”是基于三种情况，它们是有关政策和社会偏好的替代假设，旨在帮助探索未来 30 年可能产生的结果范围。

“快速”假设政策导致碳价格大幅上涨，而“净零”则随着社会行为的重大转变而强化“快速”。第三种情况是“正常营业”。

在这三种情况下，全球能源需求在新兴世界日益繁荣和生活水平的推动下增长。随着能源效率的提高，一次能源需求在展望的下半年处于“快速”和“净零”状态。据 报告称，在“一切照旧”模式下，需求在整个《展望》中继续增长，到 2050 年将达到约 25%。

据报告称，向低碳能源体系过渡将导致能源结构更加多样化，因为在这三种情况下，全球能源体系中碳氢化合物的比重都会下降，而随着世界电气化程度的不断提高，可再生能源的比重也会相应增加。

BP 首席执行官 Bernard Looney 表示，尽管新冠疫情大幅减少了全球碳排放，但世界仍处于不可持续的道路上。不过，《展望》中的分析显示，只要企业和消费者采取果断的政策措施，做出更多低碳选择，能源转型仍可以实现。

该报告指出，在不同情况下，这种转型的规模差别很大，碳氢化合物在一次能源中所占份额从 2018 年的 85%下降到 2050 年的 65%-20%之间，可再生能源的比例上升到 20%-60%。

该报告还称，风能和太阳能将引领可再生能源的快速发展，因为在未来 30 年的所有情况下，可再生能源是增长最快的能源来源。

BP 表示，到 2050 年，可再生能源在一次能源中所占的比例将从 2018 年的约 5%上升到‘净零’的 60%，‘快速’的 45%，‘一切照旧’的 20%。”在开发成本持续下降的支撑下，风能和太阳能在这一增长中占据了主导地位。到 2050 年，风能和太阳能 所占比重，‘快速’将分别下降约 30%和 65%，‘净零’下降 35%和 70%。

要实现这一增长，就需要大幅加快利用可再生能源的产能建设。据该报告称，在“快速”和“净零”的情况下，风能和太阳能装机发电量在今年上半年的平均年增幅分别约为 350-550 吉瓦，而自 2000 年以来的年平均增幅约为 60 吉瓦。

郝芬 中国石化新闻网 2020-09-17

世界能源绿色转型迎来“中国方案”

9 月 22 日，破解气候环境危机国际论坛在京召开。论坛首次发布《破解危机》和《可持续发展之路》两项成果，全面对接《巴黎协定》和联合国《2030 议程》，以“中国方案”推动破解世界气候环境与可持续发展难题，促进全球能源互联网与人类命运共同体建设。

推动能源转型应作为
疫情后经济复苏核心

论坛指出，气候变化、环境污染、资源匮乏等全球危机正严重威胁人类生存与发展，加快化解危机、促进可持续发展是世界各国共同的目标和任务。

联合国副秘书长刘振民表示：“我们必须加快清洁能源转型，也必须加快解决无电人口用电问题，在消除贫困等可持续发展目标方面取得长期的效益。通过以上的方式，我们可以创造更多的就业机会去践行绿色生活，推进诸如粮食和农业等其他系统的转型，从而减轻对自然环境造成的压力。”

“为了实现《巴黎协定》设定的将温升控制在 1.5 摄氏度的目标，我们必须在 2050 年实现碳中和，如果现在不采取行动，到本世纪末温升有可能会达到 5 摄氏度。”世界气象组织秘书长塔拉斯表示，现在能源消耗仍主要来自于煤炭、石油和天然气，需要进一步提高可再生能源在能源结构中的占比，中国在可再生能源方面取得的进展对全球减排至关重要。

针对后疫情时期经济发展，国际可再生能源署总干事卡梅拉认为，本次新冠肺炎疫情对经济冲击巨大，每个国家都有自己独特的恢复道路，但如果所有国家都能将能源转型作为核心，将带来巨大的社会效益。“能源转型所需的结构性转变应当从政策制定者开始，这样才能加速低碳发展进程。”

卡梅拉建议各国减少对化石能源领域的投资，保障现有可再生能源项目发展，为加快培育能源转型所需的劳动力提供大力支持，促进供应链多元化以及发展当地产业、支持清洁能源解决方案等。

卡梅拉表示，实现政策与投资对接非常重要，这样能够支持相关创新行动。例如，绿色氢能经济可加速推进，可再生能源在交通运输、核工业部门等终端部门的使用也应继续加强。

加快实现 能源系统全面脱碳

“化石能源大量开发使用是导致气候危机的根源，破解危机的根本出路是加快实现能源系统全面脱碳。”全球能源互联网发展合作组织主席刘振亚指出，构建全球能源互联网，将加快世界能源绿色转型，实现能源生产清洁主导、能源消费电能主导，能源发展与碳脱钩、经济发展与碳排放脱钩，为全球气候环境治理提供重要载体，为落实《巴黎协定》、破解全球气候环境危机开辟新道路。

刘振亚表示，能源是经济社会发展的物质基础，能源永续供应是人类可持续发展的根本保障。全球能源互联网本质是互联互通、共建共享的全球能源共同体，是人类命运共同体建设的重要内容和有力载体，将以能源为纽带，全面对接联合国《2030 年议程》17 项可持续发展目标，有力促进能源与经济社会环境协调可持续发展。

“据测算，以全球能源互联网推动落实《巴黎协定》，每投资 1 美元就能获得 9 美元的综合效益，全社会碳减排边际成本仅为 15 美元/吨，远低于其他方案（30-100 美元/吨），具有显著优势。”刘振亚说。

“应对气候变化破解环境危机是国际社会面临的共同挑战，也是我们的共同责任。”国家电网有限公司董事长毛伟明表示，近年来中国围绕推进能源生产和消费革命构建清洁、低碳、安全、高效的能源体系做出了一系列部署，这些部署为国家电网公司加快电网技术进步和创新发展，促进能源清洁低碳转型提供了方向指引和根本遵循。

毛伟明指出，近年来风能、太阳能等新能源发展成本快速下降、装机规模快速增长，为构建以清洁能源为主体的能源体系、破解气候环境危机提供了可能，但是新能源发电具有间歇性、波动性等特点，其大规模开发运用给电网平衡和调解，稳定安全控制带来了巨大的挑战，这是一项世界性难题。

“我们一直在为解决这一难题而努力，在中国东部的江苏省，我们建成了世界上首个大规模‘源网荷’友好互动系统，显著提高电网应对突发事件的能力。积极探索全清洁能源供电试点，今年成功创下连续 31 天全清洁能源供电的世界纪录，面对越来越严重的全球气候变化和生态保护形势，国家电网公司期待与各国同行一道进一步的加强交流、分享经验、合作创新、共同为人类社会可持续发展做出更大的贡献。”

为可持续发展 提供新思路和新方案

《破解危机》在本次论坛上正式出版发行。《破解危机》对当前人类面临的重大危机进行反思，

揭示气候环境危机将是全人类即将遭遇的最致命危机；针对破解危机的“困与难”，提出清洁发展思路和全球能源互联网方案，阐释了这一方案在现实可行、技术经济、发展方式、全球合作等方面的特点和作用，展望了全球能源互联网化解气候环境危机的巨大价值，以及各大洲清洁低碳发展行动路径。

《破解危机》指出，气候变化和环境问题已在诸多领域对地球和人类社会造成重大影响，发生概率和灾难后果远远超出人们想象。破解危机的关键是要转变发展方式、走绿色低碳的创新之路。全球能源互联网由清洁主导的能源生产系统、互联互通的全球电力网络、电为中心的能源利用系统组成，具有理念领先、技术先进、经济高效的特点，通过优化配置资源差、时区差、季节差、电价差，实现优质、低廉的清洁能源以光速传输配置到全球各地。

同日发布的《可持续发展之路》（全称为《可持续发展之路——全球能源互联网落实〈2030年可持续发展议程〉行动路线》），基于全球能源互联网发展合作组织在推进全球能源互联网促进可持续发展方面的研究与实践，系统阐述了全球能源互联网对联合国《2030年议程》17项目标的推动作用，提出全球能源互联网全面落实《2030年议程》的十大行动和六大合作机制，为全面落实议程目标提供了新思路和新方案。

据了解，2015年联合国提出《2030年议程》，明确经济、社会、环境三大领域17项可持续发展目标，为各国携手应对挑战、共创美好未来提供了行动纲领。2017年合作组织与联合国经济社会事务部在纽约联合国总部共同举办高级别研讨会，发布《全球能源互联网落实联合国〈2030年可持续发展议程〉行动计划》。

论坛现场宣读并发布了《危机宣言》。《宣言》提出全球能源互联网是划时代的能源革命，是破解人类危机的重要途径，按国内互联、洲内互联、全球互联三个阶段建设，将根本改变世界能源格局，打造“绿色地球”。《宣言》呼吁增进绿色低碳发展的国际共识，完善多边合作机制，以更高效的方案和更务实的举措严控温室气体排放，加快清洁能源开发和电力互联互通，加快构建全球能源互联网。

本报记者 路郑 中国能源报 2020-09-28

中国与中东欧清洁能源合作空间巨大

本报讯 记者朱妍报道：9月24日，电力规划设计总院（下称“电规总院”）在京发布《中国-中东欧能源合作报告》（下称《报告》），聚焦中国及中东欧地区的能源发展现状及趋势，系统梳理双方在能源领域的合作机遇，为进一步深化合作提出更具针对性的参考建议。据悉，为助力中国和“一带一路”相关国家能源行业优势对接、推动企业开展务实合作，电规总院每年选取特定区域或领域开展深入研究，并组织编写“一带一路”能源年度报告，这是2020年首份年度报告。

中东欧地区连接亚欧大陆，是“一带一路”建设的重要合作伙伴，也是我国能源行业对外合作的重点区域。《报告》指出，近年来，中国能源企业在中东欧地区的活跃度日益升高，双方合作呈提速扩围的态势，成果逐渐显现。其中，大型电力工程项目合作取得新进展，新能源成为能源投资的新突破点，股权投资及并购等新的合作模式正在浮现，技术交流合作全面开展。以电力工程为例，中国企业在中东欧地区参与的总承包项目累计装机容量约240万千瓦，合作形式走向多元化，由早期的煤电、水电站等大型电源项目建设，延伸至海上风电、光伏、生物质发电等新兴领域。

据电规总院国际部主任何肇介绍，2014—2019年，中东欧地区能源消费增速先升后降，整体呈上升趋势，在欧洲区域增速较快；能源消费结构持续优化，2019年可再生能源消费占比13.1%，非化石能源消费占比达到20.5%。同时，能源生产整体呈下降趋势，近5年能源进口比重上升约8个百分点，2019年能源进口占比超过40%；能源生产结构持续优化，2019年可再生能源生产总量占比达到24.2%，非化石能源生产总量占比达到36.9%。

“中东欧地区经济将保持持续增长态势，能源需求稳步提速，尤其是对可再生能源的需求大幅提

高。”何肇表示，随着以风、光、生物质为代表的可再生能源迅速发展，结合中东欧各国可再生能源发展目标进行预测，2030年其非化石能源消费占比将提至25%以上，可再生能源成为发展重点。此外，因部分中东欧国家可再生能源消费占比仍显著低于欧盟2030年目标，能源转型步伐将进一步加快。中国在风电和光伏领域具有先进的技术和丰富的经验，可与中东欧国家在风电和光伏项目投资、设备制造、工程施工等领域进行合作。

《报告》预测，在转型情景下，中东欧地区能源转型潜力释放、能效持续提升，到2030年能源需求总量接近3.5亿吨标油，较2019年增长超过7%。上述需求，也给油气、核电、水电等领域带来新的合作机遇。

何肇举例称，中国在油气开采和管网建设方面技术领先，可与中东欧国家在油气基础设施建设领域开展深度合作。核电是中东欧地区实现能源转型和清洁排放发展的重要途径之一，保加利亚、捷克、罗马尼亚等国均计划启动有关项目，中国具有安全高效的核电发电技术，双方可就此开展合作。在水电领域，预计到2030年新增装机超过600万千瓦，规划和在建的抽水蓄能装机容量464万千瓦，中国可在水电项目开发、工程建设和设备制造等方面推进合作。中东欧地区还是智能电网新兴市场中最具投资潜力的区域之一，未来10年将伴随一定规模的高压电网建设需求，中国在电网领域的先进技术可为其提供支持。

为进一步务实合作，《报告》提出，双方应加强政策沟通和高层交流，制定能源合作项目指引，推进技术标准对接和装备认证互信，打造高质量能源合作示范项目，开展专题联合研究，加强人员交流和技术创新合作等建议。

“我们愿意携手各方，围绕能源政策、技术创新、项目开发、标准对接等，加强双方政府、企业、智库间的对话交流，共商如何增进合作，推动能源发展转型，助力经济的绿色和包容性复苏。依托中国-中东欧能源项目对话与合作中心深化合作，发挥专业机构的智力优势和渠道优势，提供高质量的信息和咨询服务。本着互惠互利、商业运作、利于推广的原则，与各国共同推动一批高质量合作项目，带动中国更多企业和金融机构参与中东欧国家能源转型发展进程，致力于为中东欧企业来中国投资兴业创造更多机会。”国家能源局监管总监李冶表示。

中国能源报 2020-09-28

中国可再生能源多项指标均居世界第一

中新网西宁9月29日电(孙睿)“据最新统计数据显示，截至2019年底，我国可再生能源累计并网装机容量达到7.9亿千瓦，其中水电3.56亿千瓦，风电2.1亿千瓦，光伏发电2.04亿千瓦，生物质发电2254万千瓦，以上指标均居世界第一。”中国国家能源局监管总监李冶29日在青海西宁举行的“一带一路”清洁能源发展论坛上表示。

李冶介绍，进入21世纪以来，全球气候变化与环境问题日益凸显，人类在享受经济增长、科技进步、社会发展所带来成果的同时，已清醒地认识到过度使用和依赖化石能源所带来的危机。面对日趋严重的能源安全问题，气候变化问题以及生态环境的挑战，大力发展清洁能源正在成为世界各主要国家推动能源革命、实现能源转型和绿色发展的重大战略方向和一致的行动。

据最新统计数据显示，截至2019年底，中国可再生能源累计并网装机容量达到7.9亿千瓦，其中水电3.56亿千瓦，风电2.1亿千瓦，光伏发电2.04亿千瓦，生物质发电2254万千瓦，以上指标均居世界第一。核电装机4874万千瓦，在建规模1476万千瓦，居世界首位。非化石能源装机占总装机比例达到了41.9%，中国能源结构持续优化，清洁能源替代作用日益显现，为推动能源转型和绿色发展实现经济绿色复苏和应对气候变化提供了“中国方案”，做出了中国贡献。

“为推动中国清洁能源高质量发展，在编制能源‘十四五’规划上，我们初步考虑，在做好生态环境保护 and 移民安置的前提下有序推进水电开发，打造水、风、光一体化的流域综合能源基地，同时坚持集中式与分布式并举，陆上与海上并举，积极推进‘三北’地区陆上大型风电建设和规模化外送，

加快推动近海规模化，远海示范化发展。”李冶说。

李冶表示，除此之外，在确保安全的前提下，适度发展核电，保持核电发展节奏，同时积极推动构建支撑清洁能源并网消纳的新一代电力系统，健全完善和落实可再生能源电力消纳保障机制，加快科技创新和体制机制创新，为清洁能源跨越式发展、高质量发展创造良好的条件。

孙睿 中国新闻网 2020-09-30

全球能源系统将现根本性调整

“预计到 2050 年，全球能源系统结构将出现根本性调整，不同燃料品种之间的竞争也将更为激烈。”

9 月 14 日，英国石油公司（下称 BP）发布了全新的《BP 世界能源展望（2020 年版）》（下称《展望》）作出上述表述。

《展望》对全球能源转型的可能路径，以及未来 30 年全球能源市场可能的演变方式进行了探讨，

《展望》指出，2050 年以前，全球能源需求增长还会持续，但能源需求结构将发生根本变化，化石燃料的总体占比将持续降低，可再生能源总体占比则会持续增长，电气化将在能源需求结构中扮演更为重要的角色。

《展望》基于不同的政策与社会偏好的可能假设，对 2050 年能源转型可能的三种场景作出推论。三种场景分别为快速转型情景、净零情景和一切如常情景。

快速转型情景，即通过实施相关政策措施，尤其是显著提高碳价为代表。净零情景，即上述政策措施进一步被社会和消费者强化，诸如循环经济和共享经济的广泛应用，以及低碳能源品类的转换。

三种情景均认为，能源系统的低碳转型将带来更加多元化的能源结构，随着全球电气化进程的推进，油气煤在能源系统中的占比将降低。

《展望》预计，基于不同的能源转型场景，2050 年油气煤在全球一次能源中的占比将由 2018 年的 85% 下降至 20%-65% 不等，可再生能源占比将上升至 20%-60%。

其中，石油需求在三种情景中均呈现下降趋势。在快速转型情景中，2050 年石油需求将下降 55%；在净零情景中则降低 80%。在这两种情景下，石油需求将不会完全恢复到新冠肺炎疫情前的水平。

BP 集团首席执行官陆博纳表示，新冠疫情在全球的流行造成了全球碳排放的大幅减少，但世界仍处于一条不可持续的发展道路上。

“《展望》分析指出，通过实施果断的政策和提供更多低碳选择，能源转型仍是可以实现。”陆博纳表示。

BP 在《展望》提出，为了持续降低能源使用所产生的温室气体排放，需要各方坚定实施相关政策，如显著提高碳价等措施。

《展望》表示，在快速转型情景下，2050 年将实现能源使用所产生的碳排放较 2018 年下降 70%；在净零情景下，2050 年碳排放较 2018 年将下降至少 95%。

在能源系统的低碳转型中，天然气将发挥更多潜在的重要作用。

《展望》指出，在经济快速增长的发展中国家，可再生及其他非化石能源的增速不足以替代煤炭的需求，但天然气的利用可以减少对煤炭的使用；此外，天然气结合 CCUS 技术，能够实现零碳或接近零碳发电。CCUS 技术，指的是碳捕捉、利用与封存技术。

在能源系统大幅去碳的过程中，氢能与生物能源的作用日益凸显出来。

《展望》指出，减少传统化石能源的使用，也促进了生物能源的发展，包括用于交通领域的液态生物燃料、替代天然气的生物甲烷以及应用于电力行业的生物质能源。

在快速转型情景和净零情景下，2050 年氢能在终端能源消费（不包括非燃烧使用）总量中的比例将分别增长约 7% 和 16%；生物能源在一次能源中的占比将分别达到约 7% 和 10%。

BP 在今年 2 月对外宣布，2050 年或之前，其所有运营的业务，将以绝对减排为基础实现净零排放，石油与天然气生产项目也将实现零碳排。

到 2023 年，BP 所有重大石油与天然气生产项目上都将安装甲烷检测系统，将甲烷逸散浓度降低 50%。

8 月 4 日，BP 发布新的十年战略称，将从一家专注于生产资源的国际石油公司，转变为专注于为客户提供解决方案的综合性能源公司。

未来十年，BP 的石油和天然气日产量将至少减少 100 万桶油当量，相当于在 2019 年的水平上减少了四成。

彭强 界面新闻 2020-09-17

全球能源需求结构将出现根本性变化

9 月 14 日，bp 集团发布《世界能源展望》（2020 年版）（以下简称《展望》），探讨了未来 30 年全球能源市场可能的演变方式。

新冠肺炎疫情成为今年研判全球能源形势最大的不确定性因素。bp 集团首席经济学家戴思攀在接受记者采访时指出，疫情导致世界经济疲软，受此影响，能源需求将在 2025 年下降 2%。未来几年全球经济活动会逐渐恢复，但仍将留下“伤疤”，“影响或比预判的更为深远”。

放眼未来，《展望》指出，全球能源需求仍将继续增长一段时间。与此同时，能源需求结构将发生根本性变化，化石燃料的比例将持续降低，可再生能源份额将不断增长，电气化将扮演更为重要的角色。

全球石油需求或已达峰

《展望》指出，在不同情景下，油气煤在一次能源中的占比将由 2018 年的 85%，分别降至 2050 年的 65%—20%不等。

今年上半年，受国际油价暴跌和新冠肺炎疫情的双重影响，各油气巨头的业绩表现不佳，亏损、裁员、业务出售、倒闭等负面消息不断，整个油气领域低迷不振。

《展望》认为，未来 30 年，石油需求在三种情景中均呈现下降趋势，在如常情景下，石油需求将在本世纪 20 年代前期达峰并保持平稳；而在快速转型和净零情景下，石油需求将不会完全恢复到疫情前的水平。“到 2021 年底或者 2022 年，石油需求才有可能回到疫情之前的水平。”戴思攀表示。

新冠疫情或加快全球能源转型步伐，也坚定了 bp 走新战略道路的决心。今年 8 月，bp 宣布重塑业务，从一家专注于生产资料的国际石油公司转变为一家专注于为客户提供解决方案的综合能源公司。未来 10 年，bp 计划减少至少 100 万桶油当量的石油和天然气日产量，相当于在 2019 年的水平上减产 40%。

在戴思攀看来，全球石油总体需求的降低，是由效率的提升以及道路交通电气化所致。“欧洲国家汽车保有量趋于饱和，而亚洲国家的汽车拥有量仍将持续增长一段时间。所以，交通领域对石油的需求在未来 10—15 年仍会增长。”他进一步强调，石油仍然是能源体系中的重要部分。

天然气方面，《展望》认为，不同情景对全球需求的预测有显著区别。快速转型和净零情景下，全球天然气需求将分别在 21 世纪 30 年代中期和 20 年代中期达峰，且到 2050 年分别降到 2018 年水平和比 2018 年低 1/3。在如常情景中，天然气需求将在未来 30 年持续增长，到 2050 年比 2018 年增加 1/3。

中国能源结构不断清洁化

值得关注的是，《展望》指出，中国的能源结构正在不断向清洁化转变，可再生能源、天然气的占比不断提升，煤炭消费量持续下降。

在《展望》期内，煤炭在中国一次能源消费中的比例将持续下降，其产量将在快速转型、如常情景中分别下降 90%和 54%；核电也将实现快速发展，在三种情景下其在一一次能源需求中的占比将

由 2018 年的 2% 分别上升至 11%、12% 和 9%。另外，天然气产量也将大幅提高，在快速转型情景中将增长 76%，如常情景中则将大增 114%。与此同时，石油产量将在快速转型、如常情景中分别减少 73% 和 23%。

而在可再生能源方面，《展望》认为，中国将实现 5.5% 以上的年增长率。到 2050 年，可再生能源在中国一次能源结构中的占比也将快速上升，在快速转型、净零和如常情景中分别达到 48%、55% 和 23%。

《展望》同时指出，由于更高的能源利用效率，以及工业与交通行业的燃料替代，中国能源消费产生的二氧化碳将在净零情景中下降 99%，快速转型情景中下降 84%，如常情景中下降 35%。

可再生能源增速最快

《展望》认为，可再生能源将是未来 30 年全球增长最为迅速的能源。2050 年可再生能源在一次能源中的占比，在净零情景下，将从 2018 年的 5% 增长到 60%，快速转型情境下将增长至 45%，如常情景下则也将增至 20%。

在可再生能源种类中，风光发电的开发成本将持续降低，并引领可再生能源的发展。《展望》预计，到 2050 年，风光发电成本在快速转型情景下分别降低约 30% 和 65%，在净零情景下分别降低 35% 和 70%。与此同时，在快速转型和净零情景下，风能和太阳能发电装机容量未来 15 年的年均增长量将分别达到约 350 吉瓦和 550 吉瓦。

戴思攀指出，尽管新冠肺炎疫情使得全球碳排放大幅减少，但世界仍处在一条不可可持续发展的道路上，急需实施以提高碳价为首的政策措施。

根据《展望》的信息，全球发电总量的增长将由可再生能源主导。由于能源结构的转变，加上碳捕捉、利用与封存技术的扩大应用，电力行业碳减排在快速转型情景下将超过 80%，在如常情景下仅为 10%。

在能源系统大幅去碳过程中，氢能与生物质能的作用日益凸显。《展望》预计，到 2050 年，氢能占全球终端能源消费总量的比例在快速转型、净零情景下将分别增长约 7% 和 16%；而包括应用在交通领域的液态生物燃料、替代天然气的生物甲烷及主要应用于电力行业的生物质能，在一次能源中的占比在快速转型、净零情景下将分别达到 7% 和约 10%。

本报记者 卢奇秀 中国能源报 2020-09-21

刘振亚：全球能源互联网减排边际成本远低于其他方案

全球能源互联网发展合作组织主席刘振亚在 9 月 22 日晚举行的破解气候环境危机国际论坛上表示，“据测算，以全球能源互联网推动落实《巴黎协定》，每投资 1 美元就能获得 9 美元的综合效益，全社会碳减排边际成本仅为 15 美元/吨，远低于其他方案（30-100 美元/吨），具有显著优势。”

“化石能源大量开发使用是导致气候危机的根源，破解危机的根本出路是加快清洁发展，实现能源系统全面脱碳。”刘振亚指出，构建全球能源互联网，将加快世界能源绿色转型，实现“双主导”“双脱钩”，即能源生产清洁主导、能源消费电能主导，能源发展与碳脱钩、经济发展与碳排放脱钩，为全球气候环境治理提供重要载体，为落实《巴黎协定》、破解全球气候环境危机开辟新道路。

刘振亚表示，能源是经济社会发展的物质基础，能源永续供应是人类可持续发展的根本保障。全球能源互联网本质是互联互通、共建共享的全球能源共同体，是人类命运共同体建设的重要内容和有力载体，将以能源为纽带，全面对接联合国《2030 年议程》17 项可持续发展目标，有力促进能源与经济社会环境协调可持续发展。

他提出三点倡议：一是凝聚破解危机的全球共识。将应对气候环境挑战作为共同任务，消除分歧、汇聚力，增进加快清洁发展的国际共识，积极推动政策对接和机制协同，加大全球减排力度，实现绿色低碳发展。二是加快务实高效的绿色行动。大力推动绿色低碳技术和新兴产业创新，积极推进一批经济性好、示范性强的清洁能源和跨国联网项目，加快建设全球能源互联网，为经济社会

可持续发展注入新动能。三是构建全球共赢的合作格局。以能源互联互通为纽带，搭建开放包容、互利互惠的国际合作平台，发挥不同国家互补优势，推动全球能源共同体和人类命运共同体建设，实现世界各国协同发展、普遍繁荣。

论坛由中国发起成立的全球能源互联网发展合作组织（以下简称“合作组织”）举办，首次发布了《破解危机》和《可持续发展之路》两项成果，全面对接《巴黎协定》和联合国《2030 议程》。论坛提出，气候变化、环境污染、资源匮乏等全球危机正严重威胁人类生存与发展，形势日益紧迫而严峻。加快化解危机、促进可持续发展是世界各国共同的目标和任务，没有谁能独善其身。

《破解危机》指出，气候变化和环境问题已在诸多领域对地球家园和人类社会造成重大影响，发生概率和灾难后果远远超出人们想象。破解危机存在思想痼疾、路径依赖、缺少系统方案和协同机制等困难，关键要转变发展方式、走绿色低碳的创新之路。全球能源互联网由清洁主导的能源生产系统、互联互通的全球电力网络、电为中心的能源利用系统组成，具有理念领先、技术先进、经济高效的特点，通过优化配置资源差、时区差、季节差、电价差，实现优质、低廉的清洁能源以光速传输配置到全球各地。

《可持续发展之路》（全称为《可持续发展之路——全球能源互联网落实 2030 年可持续发展议程行动路线》）系统阐述了全球能源互联网对联合国《2030 年议程》17 项目标的推动作用，提出全球能源互联网全面落实《2030 年议程》的十大行动和六大合作机制。

据了解，2015 年联合国提出《2030 年议程》，明确经济、社会、环境三大领域 17 项可持续发展目标，为各国携手应对挑战、共创美好未来提供了行动纲领。2017 年合作组织与联合国经济社会事务部在纽约联合国总部共同举办高级别研讨会，发布《全球能源互联网落实联合国〈2030 年可持续发展议程〉行动计划》。此后，合作组织在联合国重要会议上相继发布全球能源互联网促进《巴黎协定》实施、促进全球环境治理、解决无电贫困健康问题行动计划。

论坛还宣读并发布了《危机宣言》。《宣言》提出全球能源互联网是划时代的能源革命，是破解人类危机的重要途径，按国内互联、洲内互联、全球互联三个阶段建设，将根本改变世界能源格局，打造“绿色地球”。《宣言》呼吁增进绿色低碳发展的国际共识，完善多边合作机制，以更高效的方案和更务实的举措严控温室气体排放，加快清洁能源开发和电力互联互通，加快构建全球能源互联网，赢得与危机的赛跑。

刘丽丽 新浪财经 2020-09-23

后疫情时代，能源安全理念亟待更新

今年以来，新冠肺炎疫情的暴发及蔓延对国际石油市场造成极大冲击。由于石油消费需求受到抑制，主要产油国之间非理性博弈，未能及时达成深化减产协议，使供给侧产量严重过剩，引发油库爆满、油轮趋紧、油价断崖式下跌，甚至 WTI 原油期货合约价格出现负值。近期，随着中国及部分国家、地区的疫情形势有所好转，石油消费需求明显回升，加之欧佩克产油国与俄罗斯等非欧佩克产油国减产协议生效，油价开始走出超低“阴影”。考虑到全球新冠肺炎疫情未来可能出现反复，诱发市场频繁“暂停”和“重启”，国际油价将进入一个较长的大幅波动周期，能源产业链、供应链的稳定性和安全性面临严峻挑战。当今世界正经历百年未有之大变局，后疫情时代的全球能源大变局充满不确定性，迫切需要树立新思维、谋划新对策。

以全球视野和世界眼光，打造“供应与需求双向能源安全体系”

近年来，全球能源转型持续加快，各类新能源加速发展，但至今还没有哪一种能源能够真正替代石油的战略地位。在世界一次能源消费结构中，石油占比仍超 32%，全球能源安全的核心主要聚焦在石油问题上。由于全球石油资源和消费区域分布严重不均，需要在全全球范围内进行资源配置，使石油成为国际化程度最高的大宗商品之一。但凡石油问题，又必然是国际问题。

据权威数据，全球常规石油资源的 70%以上集中在中东、北美、中亚—俄罗斯三大地区，全球

石油消费量的 50%以上需要通过贸易解决。2019 年，世界石油产量中，中东约占 32%、北美约占 25%、中亚—俄罗斯约占 16%；世界石油出口总量中，中东约占 40%、北美约占 17%、中亚—俄罗斯约占 11%；世界石油进口量中，亚太地区占近 50%，主要流向中国、印度和日本、韩国等。美国、沙特、俄罗斯是世界前三大主要产油国，分别约占 16%、13%、12%，合计为 41%；中国、美国、印度是世界前三大进口国，分别占 22%、14%和 10%，合计为 46%。世界主要油气生产大国的经济发展高度依赖油气出口，如俄罗斯的油气收入占 GDP 的 25%、国民总收入的 40%、出口总额的 50%，沙特的石油收入占 GDP 的 40%、财政收入的 80%、外汇收入的 90%以上。尽管两国都一直致力于推动经济多元化，但在可预见的未来，油气依然是他们财政收入的主要来源。

显然，全球绝大多数国家都不可能完全依靠自己的力量获得能源安全保障。上世纪 70 年代的两次中东石油危机，引起世界主要发达国家、石油消费国对石油供应安全的高度重视，大力发展能源国际化、多元化，建立稳定的供应来源和战略石油储备制度，突出以稳定石油供应和价格为中心的能源安全战略；后来，随着世界能源格局的调整，越来越多的产油国开始关注石油需求安全，不断向下游产业链、消费市场及销售网络延伸，突出以稳定石油出口和收入为中心的战略，并由此推动国际市场供应与需求之间总体处于紧平衡状态。供需两侧的任何风吹草动，都可能打破平衡，引发恐慌性放大效应，使油价大幅上涨或下跌。

此次新冠肺炎疫情叠加油价大幅度下跌，主要是因各种“隔离”“封闭”措施造成交通出行“停摆”，导致刚性需求市场“崩塌”。与过去那种因供应不足甚至中断造成的正向冲击相比，这种来自需求严重萎缩的逆向冲击更接近经济衰退或萧条的特征，也更具破坏性，将深刻影响全球能源安全格局。后疫情时代的全球能源安全将是涵盖供应、需求、价格、运输、环境等多重风险要素在内的综合性安全，需各方携手施策，打造“供应与需求双向安全体系”。

正视行业“钟摆效应”，做好“逆周期能源安全布局”

回顾历史，国际油气领域存在着周而复始、循环往复的“钟摆效应”，主要表现为油气价格的涨跌及投资规模、油气产量等的增减。由于油气项目通常投资规模大、建设周期长，油气田“关井”“减产”“停产”“复产”等技术难度大，而油气市场的需求价格弹性又相对较小，影响价格的非经济因素较多，各种力量博弈较量，使“钟摆”过程充满不确定性、不稳定性。

今年以来的这一轮低油价，导火索是新冠肺炎疫情，实质上则源于上一轮高油价刺激下的油气投资热，加上不断出现的新技术，特别是页岩油气革命、深水资源的成功开发等，使全球石油和天然气的产量在不到 10 年时间内增长了 13%和 60%。在带动世界油气行业繁荣的同时，也使全球年均原油产量相对需求过剩了约 100-200 万桶/日。2017 年初，欧佩克+联盟开始执行减产协议，执行力度很大，但依然难以抵过美国页岩油的井喷式增长。有资料显示，与减产前的 2016 年相比，2019 年欧佩克原油产量累计减少 240 万桶/日，而同期美国石油产量提高了 470 万桶/日，世界石油市场的供应过剩局面没有实质性改变。

新冠肺炎疫情对石油市场和油价的冲击，既属于“黑天鹅事件”，也可称之为“灰犀牛事件”。换句话说，即便没有新冠肺炎疫情，石油市场也可能会进入供需关系调整期，只是新冠肺炎疫情突然加速了这一进程，而油价下跌根本刹不住市场需求量的大幅锐减，不得不靠供给侧的大幅减产。在市场倒逼和政府干预下，全球石油产量和供应量减少了近 20%，基本接近需求量的下降水平，才使油价艰难止跌回升。

但是，必须看到，由于产油国的石油出口和财政收入锐减，再投入能力下降，石油公司的收入、利润也大幅度下降，甚至出现大面积亏损，纷纷削减投资预算，关闭一批高成本项目，暂停一批战略性项目。有资料显示，今年以来，全球油气上游投资预算已削减 30%，未来 3-5 年的投资可能继续缩减。考虑到大中型油气项目的投资周期通常需要 2-3 年，在后疫情时代的 2025 年前后，全球很可能出现油气市场供不应求的局面。即便是供需总量能够基本平衡，也不排除可能出现结构性余缺、区域性供应趋紧的情况。所谓“每一轮低油价都会为下一轮涨价播下‘种子’”，我们需要立足全局、登高望远，提早谋划逆周期的能源安全布局。

预防风险“叠加效应”，纾解“能源安全传导压力”

新冠肺炎疫情叠加油价下跌，对油气上下游产业链、全球供应链产生连锁反应，并将风险传导到相关领域。在世界各国持续加码的经济刺激政策中，许多举措直接或间接与能源相关，纾解产业链、供应链的传导压力和叠加风险。

首先，要建立多能互补协同发展机制。全球能源向清洁、低碳方向转型是大势所趋，但也不可能一蹴而就。在过去 10 年里，全球可再生能源领域的投资持续增长，而且风电、光伏发电的成本已接近传统火电水平。油气行业是参与可再生能源投资的一支重要力量，全球主要大石油公司对可再生能源业务的投入已达到年投资预算的近 10%。超低油价不仅会影响可再生能源的持续投资，也可能挤压新能源的推广利用空间，使能源转型形势变得更加复杂。在今后一个相对较长的能源转型期内，化石能源的清洁化利用与新能源的快速发展将相向而行，需要建立完善多能互补的协同安全保障机制。

其次，要强化能源金融风险预警防控机制。全球油气产业的背后是庞大的金融资本和债务链，尤其在美國的页岩油气领域，大批中小生产商主要依靠各种风险投资、金融债券的支撑。据公开资料，目前美国能源行业企业债存量规模已超 8000 亿美元，其中 97% 以上与油气企业债务有关。历史上的多次油价暴跌，都曾导致大规模能源企业破产、债务违约。油价持续低位或大幅波动很可能导致债务链断裂，甚至引发金融危机，需要建立完善能源金融风险预警防控机制。

再次，要完善能源价格形成和调节机制。国际油价与股价、汇市以及黄金、其它大宗商品市场等关联密切。全球各类产业链几乎都与能源、资本市场挂钩，市场供需不稳、油价大幅波动，都会导致资本市场紊乱，进而影响实体产业链的正常运行，同时也将直接影响输出国与输入国的财政预算、经济恢复计划等。对于像我国这样的石油净进口大国，油价下跌可以降低进口成本及下游生产成本，但如果引发其他工业品价格同步下跌，就可能加剧通缩预期，使降息、减税的经济刺激政策效果打折，需要建立完善能源价格形成及滤波调节机制。

加强各国互信互助，搭建全球能源安全保障合作机制

目前，国际能源市场上的悲观、恐慌情绪依然占居上风，对未来的市场恢复、经济复苏以及产业链、供应链安全缺乏信心。加强国际合作，完善能源治理，稳定市场预期和油价，有利于完善面向未来的全球能源安全体系。

一要深化能源领域全产业链的国际合作。后疫情时代的全球能源产业链、供应链格局将发生一系列重大变化，能源生产国、消费国及国际组织之间应加强磋商沟通，增强政治互信、经济互助及政策协调，扩大从上游资源开发到下游加工销售的全产业链合作，共同维护能源市场稳定并建立联合应急机制，促进能源供应与需求关系的基本均衡，努力做到能源供应的可持续、需求的可满足、价格的可承受。

二要加强能源领域技术创新的国际协作。推动能源转型的关键是技术革命，新冠肺炎疫情进一步加快了能源领域的数字化、智能化转型升级步伐。无论是传统化石能源清洁高效利用技术，还是各类新能源、可再生能源开发技术，以及提高能效和减排技术，都应加强研发创新及成果推广的国际合作。世界各国应站在全球能源、资源、环境可持续发展的高度，打破技术壁垒和封锁，使更多国家和人民能够从技术进步中受益。

三要营造有利于能源安全稳定的国际环境。能源问题涉及国际地缘政治和安全，需要通过能源外交稳定地区局势、平衡各方利益，避免动辄发动“石油战争”。后疫情时代可能导致逆全球化、单边主义、本土主义、保护主义等现象抬头，需要更好地发挥能源外交作用，致力于保持国际能源贸易正常秩序，确保全球能源通道安全畅通，推动形成长期稳定的世界能源生产、运输、消费格局。

（作者系中国石油经济技术研究院副院长）

吕建中 中国能源报 2020-09-21

引领全球生态治理 共建人类美好家园

9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话，呼吁各国迈出决定性步伐，落实《巴黎协定》、推动疫情后世界经济“绿色复苏”，并宣布中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。这一宣示体现了中方走绿色低碳发展道路的坚定决心，彰显了中方坚定支持《巴黎协定》履约、推动全球气候环境治理、与各方共建清洁美丽世界的负责任大国担当。国际社会反响热烈。

当前，人类正站在生态保护的十字路口。为后世留下一个什么样的地球，成为全球共同关注的课题。以气候变化加剧、生物多样性丧失为突出代表的全球生态环境问题，正在对人类可持续发展构成严峻挑战。联合国将于9月30日举办生物多样性峰会，凝聚各国对生物多样性保护的共识，提升各国采取切实行动、合作应对生态危机的政治动力。习近平主席上述讲话为全球应对气候变化，引领疫情后生物多样性治理注入了强劲动力。

“天地与我并生，而万物与我为一”。一直以来，中国在追求人与自然和谐共生之路上不断求索。为应对工业化过程所带来的环境污染、生态系统退化等严峻挑战，中国政府倡导并建设生态文明，协调推进应对气候变化和保护生物多样性工作，也积极为全球生态文明建设、构建地球生命共同体作出不懈努力。

我们以习近平生态文明思想为指导，努力建设美丽中国。党的十八大以来，以习近平同志为核心的党中央把生态文明建设作为统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局的重要内容，提出“美丽中国”的奋斗目标。中国将“生态文明”写入宪法，秉持“绿水青山就是金山银山”的理念，倡导绿色、低碳、循环、可持续的生产生活方式，加强生态保护和修复。中国建立生物多样性保护国家委员会这一部门协调机制，统筹推进全国生物多样性工作，完善法律法规和政策体系，立法革除滥食野生动物陋习。中国制定实施生物多样性保护战略计划，将生物多样性纳入经济社会发展、生态保护修复和国土空间相关规划，建立生态保护红线制度，形成占国土面积18%以上的自然保护地体系。2019年底，中国单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年降低48.1%，非化石能源占比达15.3%，提前完成2020年气候行动目标。中国可再生能源装机已占全球的30%，在全球增量中占比44%，新能源汽车保有量已占全球一半以上。2000年以来，全球新增绿化面积的1/4来自中国。通过努力，中国生态文明建设进入了快车道，天更蓝、山更绿、水更清将不断展现在世人面前。

在国际上，中国以多边合作为旗帜，携手共建美丽世界。中国坚定支持多边治理体系，积极参与全球气候变化和生物多样性等环境治理进程，是《联合国气候变化框架公约》《生物多样性公约》的首批缔约国，为达成《巴黎协定》及其实施细则作出重要贡献，认真履行气候变化、生物多样性等领域国际环境条约义务。中国倡导合作共赢精神，将绿色作为“一带一路”的底色，通过成立“一带一路”绿色发展国际联盟、构建“一带一路”生态环保大数据服务平台、实施绿色丝路使者计划等，积极推动绿色“一带一路”国际合作，助力生态环保举措在沿线国家落地生根。中国与世界各国建立广泛双多边合作机制，广拓生态“朋友圈”，不断深化南南合作，积极推广“基于自然的解决方案”，用中国行动和中国智慧让绿色发展理念深入人心，推动全球生态文明建设行稳致远。

展望未来，中国将对历史负责、对人类负责、对世界负责的态度，完成好环境与发展这张答卷，为全球环境治理贡献中国力量。

一是做生态文明的践行者，走协调发展之路。绿水青山既是自然生态财富，又是社会经济财富。中国将继续增强建设生态文明的定力，悉心守护生灵草木、万水千山，提升自然生态系统质量和稳定性。中国将加快构建节约资源和保护环境的产业结构和生活生产方式，努力推动经济和生态的协调发展，形成共建良好生态、共享美好生活的良性循环长效机制。

二是做多边主义的倡导者，走合作共赢之路。中国坚定支持以联合国为核心的国际体系，维护以国际法为基础的国际秩序。中国将以多边环境公约和相关机制为依托，与各方就保护生物多样性、应对气候变化等环境治理议题加强交流互鉴，共同构建更加公平合理、各尽其责的多边体系，通过

团结合作创造和共享发展机遇。

三是做生物多样性治理进程的贡献者，走雄心与务实兼备之路。中国将于明年在昆明举办《生物多样性公约》第十五次缔约方大会（COP15）。大会主题为“生态文明：共建地球生命共同体”，将制定“2020年后全球生物多样性框架”，为未来10年生物多样性保护制定目标。中国主张平衡推进《生物多样性公约》确定的保护生物多样性、持续利用其组成部分、公平合理分享由利用遗传资源而产生的惠益的三大目标。对于“2020年后全球生物多样性框架”谈判，中方愿与各方一道，遵循公开、透明、缔约方驱动原则，共同推动COP15达成既具雄心又平衡务实的“框架”。

山川异域，风月同天。人类是同舟共济的命运共同体。全球生物多样性保护任重道远，只有各国同气连声，共商生态保护大计，共建地球生命共同体，才能共享充满生机、清洁美丽的世界。作为COP15东道国，中国期待与各国相聚“春城”昆明，共同为未来生物多样性保护绘制一幅宏伟且可实现的蓝图，开启迈向“人与自然和谐共处”2050年愿景的新征程。

（作者为外交部副部长）

罗照辉 人民日报 2020-09-28

数字化将成全球能源转型催化剂

在刚刚结束的“2020中国国际工业博览会”上，ABB全面展示的最新数字化、智能化技术与解决方案吸引了全场目光。而在ABB首席数字官李清源看来，随着数字化技术的不断发展，其在全球能源转型过程中发挥的作用也是越来越突出。伴随能源结构的不断改变，整个能源领域从生产、传输到使用的复杂化程度也持续加深，进而需要更多的数字化技术及解决方案来支持。

“近几年来，全球范围内的能源结构都发生了非常大的变化。”李清源向本报记者表示，“从原来的比较单一的化石能源到多种多样的新能源，从集中式的能源生产到分布式供能，包括能源的交易环节都变得更为复杂。这使得数字化技术有了更多用武之地。”

以ABB为例，针对当前有越来越多的可再生能源电力接入，ABB在工业自动化业务中提出了虚拟电厂的解决方案，可以根据外部用电需求、针对不同类型电源的性能、限制因素等，进行优化调度，帮助电厂实现发电成本最小化和发电收益的最大化；也可以同时纳入供热与供冷管网，实现供热、发电、供冷的优化调度。

ABB的资料显示，通过采用虚拟电厂的解决方案，市政供能可以进行负荷平衡管理和当日供能优化，确保负荷均衡、直接电能交易，以及自给自足的能源组供应。对工业用户来说，可实现对工厂的需求侧响应，帮助用户进行负载管理以及削峰等。

ABB中国工业自动化事业部负责人蒋海波指出，无论是在中国市场还是全球市场，近年来对节能减排的需求都在不断增加，如何用更少的能源更好地支撑经济发展成为全球普遍关心的问题。另外，能源的消费结构也发生了很大变化，对清洁能源的需求越来越多。而数字化技术及解决方案在保障清洁能源供应、提升能源效率等方面发挥的作用也是越来越大。

“实际上，今年以来，受新冠肺炎疫情影响，包括能源在内的各工业领域对数字化的需求反而更进了一步。”蒋海波表示，“数字化技术并非刚刚出现的新兴技术，包括ABB在内的许多企业都有类似的技术，比如远程服务、远程支持的技术，但是，在疫情之前，大家对此的接受程度有限，而出现了疫情以后，远程操控及服务得到了更为广泛的应用。现在，大家普遍从理念上接受了这一模式。与此同时，商务模式也发生了变化，通过更多采用网络技术而实现了降本增效。比如，我们本周举办的ABB工业自动化论坛，就将通过线上的方式与大家深入探讨新基建、新智造以及数字化转型等热点话题。所有这些数字化技术和解决方案的应用都促进了能源转型的进一步发展，也为能源转型提供了新的助力。”

李清源进一步指出，随着能源系统不断从以往的由中心向外扩的伞状传输方式，转变网状体系，数字化技术将发挥越来越重要的作用。“比如，对于资产密集型企业，对远程维护的需求就会增多。

对人员密集型企业，在数字化技术的助力下可能会提升自动化水平。所有这些方面对数字化技术的需求都在不断增长，而与此同时，大量先进的数字化技术又将帮助行业节能减排、降本增效，从而推动能源结构向着更为清洁、绿色的方向发展。”

本报记者 李慧 中国能源报 2020-09-21

数字化加速能源智慧转型

“此次峰会以‘引领能源数字化，建设绿色智能世界’为主题，探讨下一代数据中心的智能化趋势，可以说恰逢其时。”近日，在华为数字能源中国行—北京站，北京市经济和信息化局总工程师顾瑾翎在大会致辞时表示，以“新基建”为基础的数字经济是未来经济发展的新动能，随着5G、人工智能、大数据等新技术的应用，给能源基础设施建设带来了一系列挑战，比如能耗居高不下、运维越来越复杂，这充分证明能源行业的数字化转型迫在眉睫。

据中国信通院泰尔实验室能源部副主任齐曙光介绍，数据中心能耗问题将是一个巨大挑战。根据预测，到2025年，数据中心的能耗将在整个ICT领域占比达33%，碳排放会占整个社会的4.5%。而数据中心数字化不仅可以保障数据中心安全平稳运行，还能保障数据中心绿色节能运行。

“通过自学习、自诊断、自维护等数字化、网络化和智能化手段，数据中心即将迎来高效、绿色、智能的新局面。”齐曙光表示，“基于电压、电流等器件的大数据分析，可以判断电池、电容等器件的健康状态，及时发出预警，提升运维效率。”

基于这一市场需求和转型趋势，华为发布了全新一代模块化数据中心——智能微模块5.0解决方案。“华为数字能源基于电力电子技术和数字技术的融合，实现对电能的转换、存储和控制，将AI和大数据的智能应用带入到传统的能源里面，支撑了各行各业的数字化的转型。”华为北京总经理刘阳表示。

华为数字能源副总裁方良周认为，能源是支撑数字世界和数字经济的底座，数字化、智能化技术正在使能源低碳化、电气化，加速能源数字化、智能化转型。华为扎根三大核心科技持续创新，凭借深厚电力电子技术与通信技术、AI的融合，最大化能源基础设施价值，打造高效、高密、高可靠的数字能源产品，持续为客户创造更多价值。

在中国光伏行业协会户用光伏专业委员会秘书长刘译阳看来，光伏将在5G、特高压、大数据中心、人工智能、充电桩领域中产生化学反应，助力我国能源实现数字经济转型。

“目前，光伏进入平价时代，智能技术将助力光伏从‘补充电’成为‘主力电’。AI加持光储融合，将持续降低LCOE，同时更好支撑电网。特别是智能IV诊断技术，通过AI算法训练、大数据的不断积累，判断准确度达到行业最高等级L4。”中国政企逆变器解决方案销售部部长卞长乐称。

与此同时，在用电侧，光伏正进入千家万户，千行百业。华为家庭24h绿电&企业绿电方案，用数字化技术让每个屋顶发更多的电，开创经济、绿色、安全用电新模式。

本报记者 路郑 中国能源报 2020-09-28

院士、行业大咖把脉！这个能源年度盛会释放了哪些积极信号？

新冠肺炎疫情启示我们，人类需加快形成绿色发展方式和生活方式，建设生态文明和美丽地球。我国最新提出将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取在2060年前实现碳中和。

能源产业如何抓住新一轮科技革命和产业变革的历史性机遇，推动疫情后经济“绿色复苏”？在9月22日举办的第四届（2020）中国能源产业发展年会暨“脱贫攻坚·能源扶贫成果报告会”上，能源领域的院士、专家共话新基建与应对疫情冲击背景下的能源发展，深入剖析行业，并给出相关建议。

中国工程院院士杜祥琬：我国能源资源禀赋需要重新认识——数据是21世纪的“石油”

包括应对气候变化在内的社会可持续发展需求增长、人们对能源资源禀赋认识的不断更新，以及技术进步、成本下降，支撑近年来非化石能源和可再生能源应用迅速增长。

对资源禀赋的认识是关乎能源政策和能源战略制定的实际问题。我国的能源资源禀赋需要重新认识。这对于确保国家长远能源安全，引导能源转型具有方向性、战略性意义。

传统的认识是我国富煤、缺油、少气，但实际上我国也拥有非常丰富的非化石能源资源，特别是可再生能源资源。也就是说，我国拥有丰厚的资源基础，可支撑逐步建设以非化石能源为主的低碳资源体系。

新能源作为战略性新兴产业，是新经济和美丽中国的基础。新能源产业新业态的重要特点是集中式与分布式相结合。新一代电力系统的四个特点包括非化石电力高比例、集中式和分布式相结合、多能互补，以及储能与智能控制。“虚拟电厂”由此应运而生，即用大数据等信息技术将一个地区的间歇式分布式发电系统与储能系统加以优化统管，形成局域网或者微网，并可扩展至地热、生物质、固废资源化利用等，这将是全新产业形态。

近年来，移动互联网、大数据、云计算、物联网等数字信息技术迅猛发展，数字经济作为新业态正在成为经济社会发展的新动力，将重塑能源业态。即能源系统由以生产者单向控制的集中式为主转变为以分布式为主，并能与消费者更多互动的双向能源系统。

随着人工智能技术与能源领域的不断融合发展，能源行业不仅要提供能源，更要重视提供服务。基于大数据的智能化、信息化，可提高综合能源系统的服务效率，降低交易成本。因此有学者说，数据是 21 世纪的“石油”，有助于能源产业实现更加标准化的高质量发展。

中国能源研究会常务副理事长史玉波：注重发挥行业优势，多措并举促经济社会发展

进入后疫情时代，当前能源安全形势依然严峻复杂。从国际看，能源领域战略博弈持续深化，能源秩序深刻变化。疫情在全球传播蔓延，人员流动、跨境商贸活动受阻，世界经济深度衰退、国际油价低位震荡运行，未来能源安全面临的风险因素也在进一步增加；从国内看，我国面临能源需求压力较大、能源供给制约较多、能源生产和消费对生态环境影响度增加、能源技术水平总体落后等挑战，疫情叠加产生的阶段性挑战进一步加剧。

从长远看，要实现“两个一百年”奋斗目标、全面建成社会主义现代化强国，就必须贯彻落实习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源安全新战略。坚定调整产业结构，抑制不合理能源消费，加快形成能源节约型社会；立足多元供应保安全，形成多轮驱动能源供应体系，同步加强能源输配网络和储备设施建设；立足我国国情，紧跟国际能源技术革命新趋势，把能源技术及其关联产业培育成带动我国产业升级的新增长点；打通能源发展快车道，构建有效竞争的市场结构和市场体系，建立健全能源法治体系；立足国内能源需求，加强国际合作，实现开放条件下能源安全。

2020 年是脱贫攻坚的收官之年，我国的绝对贫困问题将得到历史性解决，这是党中央向全国人民作出的郑重承诺。收官之年遭遇疫情影响，脱贫攻坚各项工作任务更重、要求更高。打赢脱贫攻坚这场硬仗，我们不能停顿、不能大意、不能放松，注重发挥行业优势，坚决落实产业扶贫责任。

要大力推动贫困地区能源资源开发，继续做好光伏扶贫等能源扶贫工程，推动能源资源优势转化为经济社会发展优势；加大重大民生工程建设，提高电力普遍服务水平；补齐深度贫困地区能源基础设施短板，接续推进全面脱贫与乡村振兴有效衔接；拓展扶贫渠道，抓好定点扶贫和对口支援工作；加大就业扶贫力度，发挥地方能源企业、能源项目作用，多措并举巩固脱贫攻坚成果。

中国工程院院士、中国能源产业发展年会

新一届组委主任刘吉臻：紧抓“新基建”契机，为能源惠民创造硬件基础

当今在世界能源消费结构中，中国占近 1/4。其中，煤炭消费量占世界煤炭消费总量高达 1/2。因此，在全世界都在关注能源变革、气候变化、环境污染时，我国需要担当大国责任。

今年以来，新冠肺炎疫情的爆发对全球经济带来严重冲击，中美欧等国际关系呈现更加复杂的态势，这将促使我们更加理性看待能源在经济社会发展中的地位和扮演的角色，审视我国能源安全战略和“十四五”能源规划和布局问题。

为应对疫情常态化消极影响，国家已提出逐步形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，落实“做好‘六稳’落实‘六保’”积极举措，大力部署新基建，以刺激国内投资、拉动消费。这无疑将是国内能源行业转“危”为“机”的重大机遇。

但也要看到，能源转型是一项长期战略任务，是一项复杂的系统工程，特别是在应对疫情常态化次生冲击，以及日趋紧张的中美关系情形下，能源转型尤需融入全局“一盘棋”，服务国民经济和社会发展大局：既要加强规划协调，又要紧扣实际，体现现代化、高质量、竞争力总体要求；既要多方发力，多管齐下，又要拿出久久为功的韧劲，驰而不息的精神苦干实干。

未来一段时期内，国内能源行业要紧抓这一轮新基建契机，围绕“化石能源清洁化”“清洁能源规模化”“多种能源综合化”能源转型的战略思路，积极布局建设一批能源重大项目，变能源供给短缺为适度超前，变卖方市场为买方市场，为市场化改革和能源惠民利民，创造硬件基础。

清华大学气候变化与可持续发展研究院教授何建坤：疫情后“绿色经济复苏”要以低碳为导向

疫情是突发性全球公共危机，气候变化是长期更深层次地球生态危机。疫情后实现“绿色经济复苏”已成为世界广泛共识，应对气候变化将成为大国关注和博弈的重要领域。

为呼应 1.5°C 温升控制目标，越来越多国家和城市提出 2050 年实现碳中和。全球应对气候变化进程日益紧迫，将倒逼先进能源技术创新和产业变革，重塑能源产业链业态和竞争格局。

新能源和可再生能源产业已成为世界范围内新经济增长点。新能源基础设施单位生产能量投资和就业强度比传统能源高 1.5—3 倍，全球低碳技术每年可拉动 1—2 万亿美元投资，创造 1500—2000 万工作岗位。我国若要在 2050 年实现近零排放深度脱碳目标，2020—2050 年低碳能源基础设施投资约需 100 亿元。

我国在疫情之后也要坚持绿色复苏、低碳转型的政策导向，推进高质量发展与应对气候变化的共赢。为尽快实现碳中和的长期应对气候变化的目标，要进行规划和超前部署。

建议“十四五”强化节能和减排二氧化碳各项指标和措施，推进环境质量改善目标和二氧化碳减排国家自主贡献的“双达标”。“十四五”规划要与 2030 年国家自主贡献目标相衔接，确定积极有力度的节能、减碳指标。

具体来看，一是要形成促进能源和经济转型的倒逼机制。GDP 的二氧化碳强度下降指标不应低于“十三五”，2025 年非化石能源比重应接近或达到 20%。

二是以节能减碳为着力点，以推进二氧化碳排放达峰为导向，促进产业转型升级和经济高质量发展。工业部门特别是高耗能原材料部门二氧化碳排放率先达峰。沿海经济较发达省市或地区二氧化碳排放总量率先达峰。

三是严格控制煤炭消费量反弹，“十四五”末期煤炭消费要努力实现零增长或负增长，为“十五五”实现二氧化碳排放达峰奠定基础。

四是建立和发展碳价机制，加速全国统一碳排放权交易市场。行业覆盖范围从发电行业启动，尽快扩展到石化、化工、钢铁等高耗能行业。

五是深化能源价格体系改革，完善支撑能源低碳化变革的财税金融政策体系和政府规制性措施。

国务院原参事、国家能源专家咨询委员会副主任徐锭明：新基建背景下的能源互联网姓“能”不姓“电”

新基建是新经济核心内容，是双循环的重要抓手。新基建赋能能源革命，能源革命助力新基建。能源互联网是新基建聚集创新融合的体现，能源互联网为能源事业发展赋能、赋值、赋智。

新基建既能助力“十三五”收官，又是“十四五”发展目标。要了解新基建可以通过一首从 A 到 I 的“字母歌”：A 是人工智能（AI）、B 是区块链（Blockchain）、C 是云计算（Cloud Computing）、D 是大数据（Big Data）、E 是新能源（New Energy）、F 是无人工厂（Unmanned Factory）、G 是 5G，H 是特高压（UHV），I 是工业互联网（Industrial Internet）。

新基建背景下的能源互联网姓“能”，不姓“互”，不姓“电”。未来能源发展方向要求实现“两化两转型”，即去碳化——绿色化转型、数字化——智能化转型。绿色化是指发展可再生能源，智能化是

指建设能源互联网。数字化很重要，要以数据化培育新能源，以新能源推动新发展。建设能源生态体系、促进能源生态文明，就需要通过“两化两转型”推动高质量发展。

中国能源研究会常务副理事长周大地：能源新基建要与绿色低碳转型密切挂钩

能源基建如何开展，全国不同地区还没有统一认识。很多以煤和煤电为主的能源基地，大量基建还是围绕着煤炭找出路。如何统一认识，真正把基建与能源发展方向、发展趋势和市场的实际需求更好地挂钩，需要厘清理论性的问题。

首先要明确能源新基建的目的意义。只有少数为整个能源系统提供公共商品服务性质、满足社会经济发展重大目标，但存在明显市场发展障碍的重要能源设施、工程、项目才可以纳入基础设施建设范围，由国家政策重点支持和保障。

基础设施建设往往需要提前布局，但能源项目投资巨大，前期投入高，一旦开始建设，就难以撤销。停建缓建的财务成本都很高，一旦决策失误，难以挽回，损失过高。因此要提高能源大项目投资重大风险意识，认真进行供给侧结构性改革，防止负效、无效、低效的盲目性投资。

当前，中国能源系统的建设已经进入转型新阶段。过去的能源基础设施建设以化石能源利用为主，现在随着能源转型逐步推进，传统的化石能源供应和消费系统基本已完成基础设施建设，即将进入如何合理有效退出阶段。可以预见，化石能源将在 2060 年左右基本或完全退出市场。

新基建究竟“新”在哪里？不应只局限于新技术的应用，而是与能源结构性调整密切相关。今后的能源基础设施建设应该主要满足能源绿色低碳转型的需要。化石能源基础设施系统的完善和补充，则必须充分考虑总量制约和减量的需要。

结合我国现实需要，传统能源应充分发挥现有产能的“余热”，考虑完善能源系统基础设施建设；与此同时，能源新基建应与能源革命、低碳转型挂钩。要围绕能源低碳转型建设区域性能源系统，分块、分阶段逐个推进重点地区能源低碳化转型。

中国石油大学（北京）兼职教授张玉清：新基建为油气行业带来四重机遇

当前我国油气产业发展面临资源品质劣质化、勘探目标多元化、开发对象复杂化、国际油气价格低位徘徊等多重挑战。但即便在这种情况下，我国油气资源开发与产业依然有广阔发展前景。

尽管勘探对象复杂化，但是目前我国常规油气探明程度只有约 30%，天然气探明程度也仅约 15%，石油、天然气探明未动用储量均具有相当规模，且非常规天然气还只处于起步阶段，我个人对石油年产量回到 2 亿吨并稳产一段时间的可能性持乐观态度。

在新基建背景下，我国油气产业发展将迎来多重机遇：

第一，新基建有利于推进油气产业转型升级与数字化发展。通过推动体制、机制、管理、技术创新，与油气产业数字化，我国油气勘探开发成本依然下降有空间。

第二，新基建有利于分布式能源发展。

第三，有利于推动交通领域用气，如运用智能化手段提高 LNG 储运安全性。

第四，有利于推动运用大数据、信息化手段创新油气行业监管方式。

中国电力企业联合会专职副理事长王志轩：新基建与新电气化相伴而生 协同发展

在传统电力工业时期，电力发展是为解决缺电问题，电力基础设施定位是公用性和基础性。新时期的新电气化是要促进经济社会高质量发展，电力基础设施将由公用性、基础性转变为促进能源系统绿色化，与经济社会绿色化和智能化。

可再生能源与分布式能源电力系统融合发展将形成电力新格局，新基建就产生于融合过程。新基建引领新电气化，新电气化促进新基建。电气化是新基建发展的基础，新基建为新电气化提供支撑。

新基建与新电气化的共同特征包括：低碳发展的方向和动力、以技术创新与商业模式创新为龙头、为社会创造新的价值和经济增长、市场机制推动是根本机制、需要政府在关键节点上进行支持、重塑社会生产方式和生活方式、对传统电力体制与机制改革均提出新挑战。

新基建对电气化发展产生着多重影响。如电力生产方式将转变为以低碳电力和多元发展为特征；

电力用户特性将转变为以电能为中心的能源消费；电力企业的生产、运营模式将走向运行智能化、电能低碳化、系统灵活化、服务多元化、行业社会化；电力系统将面临重构，电网数字化升级、配电网愈发得到重视；社会对电力系统认识将得到重塑，电力系统、能源系统、经济系统三者更加融合；电力体制与机制改革需要重新认识，新基建下的能源未来是发、输、变、配、用、储，相应电力改革也应与时俱进。

促进新基建与新电气化协同发展，可以从多个方面来考虑。在认识方面，应对当前能源经济转型、低碳发展引领有清醒认识，以此指导具体决策；在政策方面，应与时俱进灵活调整；市场机制方面，要打破地区壁垒；标准联通方面，要打破技术壁垒；规划融合方面，要打破行业壁垒；风险预防方面，要防止锁定效应。

（全晓波 齐琛罔/整理，以上观点未经本人审核）

全晓波 齐琛罔 中国城市能源周刊 2020-09-24

能源世界：全球能源转型已在顺利进行

中国石化新闻网讯 据能源世界网 9 月 12 日报道，决策者仍然倾向于以未来时态谈论全球能源转型，因为在未来几十年中可能或将发生一些事情，但这一转型已经在顺利地地进行，并显示出加速的迹象。

全球能源消耗已经从 20 世纪中叶的煤炭和石油为主的系统转变为 21 世纪中叶将以天然气和可再生能源为主的系统。

2014 年-2019 年的五年中，天然气和可再生能源（主要是风能、太阳能和生物燃料）的全球能源消费增长速度远远快于整个能源消费。

可再生能源的复合年增长率超过 12.5%，而天然气的复合增长率为 2.9%，两者均快于总能耗增长 1.6% 的速度。

相比之下，同期石油消费增长慢于消费总量(增长 1.4%)，煤炭消费量下降(-0.5%)。结果，天然气和可再生能源占据了能源市场份额，尤其是煤炭市场，但石油市场份额较小。

这些过程可能在未来几十年继续下去，但这一过渡不一定会导致二氧化碳排放量减少，因为天然气和可再生能源的生产能力将太低，无法满足所有能源需求的增加。

市场份额

与 2014 年相比，2019 年天然气占所有额外能源消耗的 43%，而可再生能源和石油各占 29%。

近年来，这一变化加快了，2019 年可再生能源占额外能源消耗的 41%，天然气占 36%，石油仅占 21%。

根据英国石油公司(BP)的估计，石油和煤炭仍然是最大的主要能源，领先于天然气、水力、可再生能源和核能。

但是，石油在全球能源结构中所占的份额自 50 世纪 70 年代以来一直在下降，而煤炭的份额现在也似乎在下降（《世界能源统计回顾》，BP，2020 年）。

根据最近的趋势，未来五年，天然气可能会超过煤炭，成为第二大能源来源。可再生能源已经通过核能，并将在 21 世纪 20 年代中期超过水力发电。

天然气已将其在全球消费中的份额从 1999 年的不到 22% 增加到 24%，而可再生能源则从不到 1% 增加到 5%。

总能量

能源转换的下一阶段已经开始。但是，了解过渡意味着什么，更重要的是，它对消耗不同的能源和二氧化碳排放来说，是至关重要的。

石油和煤炭的消费量即使在市场份额方面的相对重要性下降，也不一定会绝对减少，正如 20 世纪煤炭和石油的经历所表明的那样。

石油在全球能源结构中所占的份额从 1973 年的 50% 的峰值降至 2019 年的 33%，这主要是由于石油输出国组织（OPEC）努力保持高油价的结果。

但以绝对值计算，石油日消费量继续增加，从 1973 年的 5600 万桶增加到 2019 年的 1.01 亿桶。能源总消耗量增长如此之快，以至于增加了所有能源的消耗，即便是相对下降的能源。

这意味着随着天然气，石油甚至煤炭消耗量的增加，能源转型可能会导致排放量增加，即使可再生能源的产量增长更快。

为了使可再生能源完全替代煤炭，他们目前的能源产量将需要增加五倍，而替代石油，其能源产量将必须增加近七倍。

为了替代所有化石燃料的燃烧，风能和太阳能的产量将需要比目前水平增加近 17 倍。

而且，如果未来几十年全球能源消耗继续增加，尤其是在中低收入国家，则替代化石燃料的可再生能源的增长将需要更大。

关键的教训

未来二十年，即使可再生能源增加了其在能源市场中的份额，全球的天然气（肯定），石油（很可能）和煤炭（可能）的消费绝对值仍将继续增长。

考虑到这一现实，可能没有办法实现二氧化碳排放量和全球温度升高的全球目标，而这并不涉及大规模扩大核能和水力发电量。

而且，大量化石燃料的持续燃烧将必须与碳捕集与封存技术的广泛部署相结合，以抵消隐含的排放量上升。

但随着可再生能源和其他能源的扩大，石油和天然气将跟随煤炭，并越来越多地被迫在价格上与其他能源竞争，以保持它们在能源组合中的作用。

煤炭在 20 世纪下半叶和 21 世纪初一直在能源系统中发挥着重要作用，因为它比其他替代品便宜。

石油和天然气可能遵循相同的轨迹。随着可再生能源等替代能源的增长，石油和天然气将必须保持相对便宜才能维持其市场。

未来的价格飙升将加速向竞争能源的转变，并导致绝对和相对消耗的损失。

特别是石油消费将变得越来越容易受到源间竞争的影响，因为它的价格和二氧化碳排放量较高。

欧佩克的作用将不得不从试图通过限制产量和推高价格来使收入最大化转变为捍卫石油剩余的能源市场份额。

在 21 世纪 20 年代下半叶到本世纪 30 年代，该组织将越来越专注于在一个完全成熟的行业中分配生产和投资，而这个行业很可能会长期受到产能过剩的困扰。

郝芬 中国石化新闻网 2020-09-17

水电总院易跃春：风电、光伏发电成本有望大幅低于常规电源

9 月 18 日，“第五届中国光伏+创新发展论坛”在昆明召开，水电水利规划设计总院副院长易跃春指出，“十四五”可再生能源在电力系统中的地位将越发重要，可再生能源有望成为能源消费增量主体，并逐步走向存量替代。

记者从会上了解到，“十三五”期间，我国可再生能源发展取得显著成就，在应用规模、技术进步、成本下降、消纳利用、政策体系、国际影响力等方面成效显著。开发利用规模不断增大，2019 年可再生能源发电量是 2015 年的 1.7 倍；技术装备水平显著进步，水电、风电、光伏、锂电池具有全球竞争优势；开发利用经济性快速提升，初步实现陆上风电和光伏发电平价上网；消纳利用问题有效缓解，初步实现利用率 95% 的目标；政策支持体系日益完善，引导可再生能源有序健康发展。

当前，各国相继制定可再生能源主导的能源变革战略，将可再生能源作为能源转型的主要方向，可再生能源将持续快速发展，光伏和风电将成为能源转型主力。易跃春表示，未来，可再生能源多

元化、高效率、低成本、融合化发展趋势明显，光伏发电效率将继续提高，逆变器高系统接入电压、智能化方向发展，同时，风电、光伏发电成本有望较大幅度低于常规电源成本。

在电力系统发展趋势方面，易跃春认为，未来将构建以可再生能源为中心的灵活电力系统，逐步提高系统灵活性，保障可再生能源消纳。完善电力交易调度机制，研究可再生能源的环境效益和系统成本，逐步推动可再生能源进入电力市场，通过市场化方式实现可再生能源高效消纳。

记者从论坛上获悉，近十年，全球可再生能源发电量在电力消费增量中占比 52%，而“十三五”前几年，中国占比仅 38%（其中水电占 12%，新能源占 26%），电力系统绿色转型进度滞后于全球平均水平。易跃春指出，“十四五”期间，我国应统筹做好国土、消纳等工作，推动可再生能源发电成为电力消费增量主体。

易跃春表示，“十四五”期间，陆上风电和光伏发电将实现全面平价，部分地区将实现低价。2025 年陆上风电投资有望降至 5.2~7 元/瓦，上网电价有望降至 0.23~0.4 元/千瓦时；光伏发电投资有望降至 3~3.8 元/瓦，上网电价有望降至 0.20~0.38 元/千瓦时。他还指出，未来，光伏组件效率将进一步提升，硅片大尺寸、电池片薄片化成为发展趋势，电池效率也将进一步提升，双面组件应用将大幅度提高发电量。

中国能源网 2020-09-19

英国皇家社会科学院院士 Robert Walker： 能源转型与减贫关系需理顺

9 月 22 日，第四届（2020）中国能源产业发展年会暨“脱贫攻坚·能源扶贫成果报告会”在京举行。英国皇家社会科学院院士、欧洲近代贫困与社会保障理论奠基人 Robert Walker 发表主旨演讲。

Robert Walker 援引欧洲能源减贫案例及经验时指出，缺乏燃料的贫困是真实存在的现象，但能源贫困和经济贫困往往重叠。要解决能源贫困就一定要解决经济贫困。虽然现在节能减排、低碳转型已是全球大势所趋，但实际上节能减排和脱碳的行动往往更易加剧能源贫困。

Robert Walker 强调，虽然有必要提倡绿色能源、可再生能源的生活方式，但由此引发的新的贫困不容忽视。

比如在英国，随着电力可再生能源占年收入百分比逐年下降的趋势下，用电支出反而越来越高，即作为可再生能源的电力是越来越贵了，人们越来越负担不起了。

对此，Robert Walker 建议在制定政策时，一定要权衡可再生能源、绿色能源的利弊。

Robert Walker 对于中国的减贫成效给予高度评价：“中国一直在引领世界的减贫，中国已经在‘打赢扶贫攻坚战’上取得了举世瞩目的成就。”

他同时提示，2020 年以后，中国就要进入消除相对贫困的新时期，如何进一步推进脱贫工作，在此过程中处理好脱贫与消除能源贫困的关系，政府在制定政策时，如何将扶贫工作真正落实到每一个产业或者领域，值得深思。

张胜杰 中国城市能源周刊 2020-09-26

热能、动力工程

“十四五”电力行业仍是碳市场“主角”

记者近日在中国社会科学院生态文明研究智库主办的“中国煤电发展之路辨析”系列沙龙上了解到，为应对气候变化，我国正在积极建设碳交易市场机制，其中电力碳市场潜力巨大。

2019 年，电力行业二氧化碳排放在全国碳排放总量中的占比超过 40%。对此，自然资源保护协会高级顾问杨富强表示，“十四五”期间，电力行业首先示范推动碳交易市场机制势在必行。

电力碳市场潜力巨大

国家发改委 2017 年 12 月印发的《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》明确，初期交易主体仅将发电行业（含热电联产）列为重点排放单位，初期交易产品为配额现货。据了解，首批纳入全国碳市场的发电企业，碳排放总量超过 30 亿吨，占全国碳排放量的 1/3。

创绿研究院项目顾问李莉娜指出：“我国碳市场建设采用‘自下而上’总量控制的方法，以基准法作为配额分配方法。这种方式并未事先给定配额水平，有一个事后调整的过程，不利于企业投资决策时考虑碳价。此外，在基准线设定较松的情况下，很可能导致总量过松而碳价过低，碳市场无法实现促进减排的目标。”

北京中创碳投科技有限公司事业部副经理李鹏表示，碳市场将对煤电企业产生一定影响。“短期看，煤电机组尤其是小机组将面临较大压力，因此碳市场会加速效率低、落后小机组的淘汰和关停。中长期看，随着配额分配方式转变，即免费分配的比例逐渐降低，拍卖比例逐渐提高直到完全采用拍卖的方式，煤电机组整体成本会有较大程度增加。”

“可喜的是，碳市场发展过程中遇到的问题正在逐步完善。”李鹏表示，生态环境部去年下发《发电行业二氧化碳排放配额分配实施方案》，基准线相比 2017 版方案大幅减少，有利于鼓励大容量、高参数低碳机组的发展。“目前，生态环境部正在充分征求各省级碳排放主管部门和电力企业的意见。”

碳市场助电企绿色转型

针对“十四五”期间电力行业碳排放发展，杨富强指出，“十四五”是落实巴黎协定国家自主贡献的关键五年，我国应对气候变化的方向不变，力度还将增加。“对电力企业而言，碳市场建设将积极推动其更加清洁高效地发展。”

生态环境部国家应对气候变化战略研究和国际合作中心总经济师张昕表示，“十四五”期间，全国碳市场的建立要以电力行业为突破口，并配套相应配套政策和金融措施。全国碳市场是基于市场机制的减排政策工具，碳价过低或者较高都不能实现成本效益最优的减排。“因此，全国碳市场首先应构建‘价格走廊’——最高和最低限价。”

“同时，我国要进一步完善和健全排放数据管理制度。数据质量是碳交易机制的生命线，必须要建立一套完善的排放数据监测、报告和核查制度。此外，发电企业作为全国碳市场首批纳入企业，要高度重视全国碳市场建设。”张昕说。

李鹏预测，发电行业碳交易将在“十四五”期间稳定运行。“在此基础上，其他较成熟的高耗能工业，如电解铝、水泥等行业也将逐步纳入。同时，交易品种也将逐渐增加，在现货交易的基础上，期货、期权等交易形式或逐步开展。

李鹏还指出，“十四五”期间应加强配套措施建设，碳排放报送及核查相关标准亟需完善更新。“目前企业碳排放及配额分配相关数据的报送主要依据国家核算指南及补充数据表，但这些标准文件规则并不清晰。”

欧盟碳市场经验可借鉴

2019 年，欧盟运行的 260 多个燃煤电厂碳排放总量约占其碳市场排放量的 31%，整个电力行业约占碳市场排放量的 55%。截至目前，欧盟建立了全球规模最大的碳市场，约占其碳排放总量 45%。

张昕介绍，从 2008 年到 2018 年，欧盟可再生能源发电量增加了约 1.8 倍。2019 年，其风能和太阳能发电量首超煤电发电量，占总发电量的 18%。”

“2012 年之前，欧盟碳市场排放配额总量宽松，碳市场没能充分发挥作用。2012 年之后，欧盟碳市场采取一系列措施收紧配额总量，其中电力公司不会获得任何免费配额，需通过拍卖或在二级市场购买的方式获得所需配额。”李莉娜介绍。

李鹏表示，欧盟碳市场具备较完善的顶层设计，还有配套文件，如总量设定、配额分配、监测报告核查、交易履约等制度文件，很好地保证了碳市场运行。

“从欧盟碳市场建设过程中可以得到两个关键的经验和教训：我国碳排放在总量配额设置的过程中要适度从紧；同时，要结合市场的配额供需情况及时调整，确保碳市场价格保持合理，以此真正

推动电力行业碳减排。”张昕指出。

本报实习记者 赵紫原 中国能源报 2020-09-28

“电力数据应用”市场遇冷

安徽省合肥市人民政府办公室近日印发《支持线上经济发展的若干政策》的通知，称符合参与电力市场直接交易门槛的智能计算、数据基础设施平台优先推荐申请；《浙江省公共数据开放与安全管理办法》明确了电网、电厂数据公开范围和应用主体，并于稍早前正式施行……

自今年2月起，全国首个“企业电力复工指数”在浙江推出后，电力数据应用范围不断扩大，目前已经覆盖公安系统、金融、环保等领域。有业内人士指出，当前电力数据的应用只是其价值的“冰山一角”，还有广阔“蓝海”待挖。

电力数据应用前景广阔

电力市场化改革释放了不少改革红利，除了利用价格信号优化资源配置外，也催生了许多新业态，电力数据的应用就是典型。

香港中文大学（深圳）高等金融研究院能源市场与金融实验室主任赵俊华表示：“在电力市场化改革之前，各类电力数据大多掌握在电网企业手中，长期存在‘信息黑箱’，行业主体既不愿意将数据对外共享，也没有深入挖掘其商业价值的动力。新一轮电改启动后，电力数据应用逐渐浮出水面。”

江苏和浙江是电力数据应用的“先锋”。电价研究人士张超表示：“两省是最早开始探索电力数据应用的省份，早些年以电力需求侧响应为主。随着市场化改革深入推进，电力数据应用范围逐渐扩大。例如，此前推出的能够识别违规转供电加价的相关应用程序，以及疫情期间推出的全国首个复工复产电力指数。”

赵俊华指出，电力数据有非常广阔的应用场景。“对交易中心而言，交易数据等信息能否及时完整披露，直接影响整个市场能否平稳高效运行；对发电企业而言，通过分析收集到的设备运行数据等信息，可以优化生产方式。电力期货需要大量的电力数据支撑，随着电力现货市场在未来3-5年逐步完善，期货等电力金融衍生品市场也将随之出现。”

在数据安全等方面存在明显短板

但电力数据应用仍面临多重瓶颈。

赵俊华表示：“以‘企业电力复工指数’为例，电力数据只能反映企业部分经营情况，并不能反映全貌。如果部分地区强制要求企业空转设备，那么就会造成‘伪复工’的现象。要避免上述问题，必须将电力行业数据与其它数据源有效融合。另外，电力数据需要与互联网公司掌握的电商数据、银行数据融合才能发挥更大价值，而这又涉及到多个数据主体之间的数据共享问题。”

张超指出，目前电力数据应用仍集中在几个固定场景，局限于对负荷、电量信息的简单应用。“尽管江苏、浙江已走在全国前列，但两地在数据安全、数据确权等方面存在明显瓶颈。例如，在确权方面，尽管个别地方政府推广公共属性的电力数据，并将该类型的确定为国家所有，但这一政策并未向全国推广。”

顶层设计亟待加强

要想开拓电力大数据“蓝海”，需要破除哪些行业“痛点”？

张超认为，首先要加强电力数据应用的顶层设计。“应用电力数据实现创新发展，不少地方‘有干劲、有想法’，但缺少顶层设计，没有明确的制度保障，束缚了电力数据前进的步伐。”

赵俊华表示，电力数据要想发挥更大价值，首先要解决如何打通电力系统内部“数据孤岛”的问题。“目前电力企业内部数据相互不通，部门之间缺乏配合，数据割裂，价值自然打了‘折扣’。电力大数据生态的构建不是一家企业可以完成的，一个有效的数据共享与交易平台是构建电力大数据生态的基础，这个平台需要有电网企业或头部互联网企业等有行业号召力的机构来共同推动建设。”

“此外，目前的理论研究比较初级，很多问题需要进一步细化。电力数据要想商业化，商业模式

是什么？谁来组织？谁来定价？怎么定价？现在喊概念的人多，但实质性研究成果基本没有。”赵俊华说。

本报实习记者 赵紫原 中国能源报 2020-09-21

“风光配储”必须坚持市场化发展

截至目前，全国先后有新疆、内蒙古、江西、安徽、湖南、湖北、河南、吉林、辽宁、山西等十几个省（区）发布相关政策，要求或建议新增平价风电、光伏项目配置储能，力促储能在新能源（主要是风、光）发电侧应用。之后，多地以鼓励创新之名迅速跟进，“风光+储能”蔚然成风。

各省政策均对储能配置的装机规模、储能时长等提出明确要求。例如，内蒙古要求光伏电站储能容量不低于5%、储能时长在1小时以上；湖北要求风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的10%，且必须与风电项目同时建成投产；山东明确储能配置规模按项目装机规模的20%考虑，储能时间为2小时，与项目本体同步分期建设。各地政策各异，但对发电侧的要求大同小异。

“新政”频出，争议四起。其实，风光+储能无论是理论层面还是实践层面，早已为业内所接受，争议又从何而来？

“风光+储能是人类未来能源的终极解决方案”。作为发展潜力巨大的新产业形态，风光储在能源革命进程中将起到关键作用，在推动新时代能源更高起点、更高层次、更高质量的发展中不可或缺。储能发展到今天，风光配储能早已不是一个需要展开讨论的问题，问题是风光应该如何配储能。意见的对立，既有视角的问题、自身利益的考量，也有政策本身的问题，面对电网企业日趋增大的调峰压力、风光企业攀高的投资成本、储能难得的成长机遇……任何简单的论断都有失公允。

从外部强加的发展不是真正的发展

总书记指出：“发展社会主义市场经济，既要发挥市场作用，也要发挥政府作用，但市场作用和政府作用的职能是不同的。”政府部门发布的各类规范性文件确实是政府管理中一个很重要的手段，在实施法律法规、落实国家政策、提高行政效率等方面发挥着很重要的作用，这是“更好发挥政府作用”的重要表现。我们应该看到，市场经济本质上就是市场决定资源配置的经济。各类文件的出台应遵循市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用的基本原则，围绕建设更高标准市场体系、实现产权有效激励、要素自由流动、价格反映灵活、竞争公平有序、企业优胜劣汰，在加强和改善供给制度上下功夫，在推进国家治理体系和治理能力现代化上下功夫。也许，梳理清楚这个问题，也就明白了风光配储能政策引发争议的个中缘由。

经济学创新大师约瑟夫·熊彼特在其《经济发展理论》一书中对发展和创新阐述甚详。在他看来，静态的、周而复始的、仅有数量变化而没有创新的“循环流转”不叫创新，也不叫发展，仅仅是经济增长。发展不是从外部强加的，而是内在的，是内部自行发生的变化。在熊彼特看来，“你不管把多大量的驿路马车或邮车连续相加，也绝不可能从中获得一条铁路”。那么，我们能从未来大量风电场、光伏电站中摆放着的一个挨一个的储能电池中获得什么呢？

熊彼特认为，只有创新才能发展，在他看来，所谓创新就是要“建立一种新的生产函数”，即“生产要素的重新组合”，就是要把一种从来没有的关于生产要素和生产条件的“新组合”引进生产体系中去，以实现对生产要素或生产条件的“新组合”。他进一步明确指出“创新”的五种情况，人们将熊彼特这一段话归纳为五个创新：产品创新、技术创新、市场创新、资源配置创新、组织创新。按照这些创新的基本含义，当下的风光配储能政策也只能算是个做法，与创新关系不大。

以某省出台的政策为例，明确储能配置规模按项目装机规模的20%考虑，储能时间为2小时，无非就是把业界已接受的风光储变成了广受诟病的“风光强配储能”，把配置容量、储能时间做了硬性规定而已。这些静态的、数量的变化，无论是与“发展是内在的，是内部自行发生的变化”理论还是与“发挥市场在资源配置中的决定性作用”的要求，都相去甚远。在风光逐步步入平价时代，储能尚未以独立主体进入电力市场的当下，这种疑似“风光强配储能”的模式，非丝非竹，穿新鞋走老路，无

论是对于新能源还是储能，都难以带来真正的高质量发展。正如熊彼特所举的例子，去建铁路的是新兴企业家，而不是驿站马车的所有人。简单说，发展就是体系内在的创新，是生产力的质变，或者生产本身的结构提升。显然，“简单粗暴”的一纸行政命令带来暂时的效率或者短暂“繁荣”的同时，已背离了风光配储能的初心。

一体化是实现风光储科学发展的重要保障

党的十八大以来，我国电力工业发展取得了举世瞩目的成就，有力支撑了经济社会发展。尤其是以风光为代表的新能源发展迅速。截至 2019 年，全国风光装机量已达 3.9 亿千瓦，位居世界第一。风光配储能的模式也已广泛应用。

风光大规模接入电网，在改善电源结构的同时，其波动性和间歇性的缺陷给电网带来的影响也日趋放大，电网的调峰、消纳压力巨大。加之政府部门对电网弃风弃光率的考核，建议或“强配”储能，成为电网企业“解困”的内在逻辑。这表面看来无可厚非，而事实是，无论是调峰、还是消纳，都是一个系统性问题，系统性的问题必须用系统化的思维和办法来解决，需要充分考量政策的整体性和协同性，兼顾各方权益。反对者并不反对风光配储能政策本身。各地文件的“一刀切”，头疼治头、腿疼治腿的做法与逻辑，缺少系统性整体性的考量才是各方，尤其是发电侧不满意的关键。

目前来看，虽然已有十几个省份出台了风光储的政策，但政策均仅明确了发电侧的责任，对发电侧因此增加的权利却只字未提。对电网侧、需求侧该承担怎样的责任亦是了无一字。即便认为风光等新能源具有波动性的“原罪”，必须自配储能，也应该权利义务对等。比如在早期新疆的光储试点中，明确了配储能的项目可增加 100 小时基数电量。平价时代的风电光伏项目，看似减少了资源费等非技术成本，却要背上储能的技术成本。正如有评论指出的，“不是原来的配方，还是原来的味道。”以某省为例，2020 年该省申报竞价光伏项目共 976MW，电网公司要求储能配置规模按项目装机规模 20%，储能时间 2 小时测算，100MW 竞价光伏电站将配置 40MWh 储能，以当前储能系统 1.7 元/Wh（不含施工）的价格计算，光伏度电成本增加近 0.09 元。北京领航智库测算，按照某省 0.3949 元/千瓦时的燃煤标杆电价测算，平价光伏电站按照 20%配比投资储能电站，工程造价将增加 0.68 元/瓦，工程造价增加 15%以上。在不考虑储能参与调峰补偿等商业模式前提下，项目内部收益率也将低于 8%。按照装机规模 20%的配置，一般情况下光伏投资普遍要升高 15%至 20%左右。

8 月 27 日，由国家发改委、国家能源局组织起草的《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》（以下简称《指导意见》），向社会公开征求意见。此举旨在提升清洁能源利用水平和电力系统运行效率，更好地指导送端电源基地规划开发和源网荷协调互动。“两个一体化”的推出，源于当前电力系统综合效率不高、源网荷等环节协调不够、各类电源互补互济不足等深层次矛盾日益凸显，亟待统筹优化的现实。

《指导意见》在能源转型升级的总体要求和“清洁低碳、安全高效”基本原则框架下，提出“两个一体化”的范畴与内涵，强调统筹协调各类电源开发、提高清洁能源利用效率、适度配置储能设施、充分发挥负荷侧调节能力。在“风光水火储一体化”方面，《指导意见》强调，要因地制宜实现风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度增加一定比例储能。

在“源网荷储一体化”方面，《指导意见》明确，侧重于围绕负荷需求开展，以储能等先进技术和体制机制创新为支撑，以安全、绿色、高效为目标，创新电力生产和消费模式，为构建源网荷高度融合的新一代电力系统探索发展路径，实现源、网、荷、储的深度协同。

虽然不能寄望于一个文件解决一个行业由来已久的诸多难题，但毫无疑问，一体化的发展思路、治理模式，再加上配套的保障机制，为解决新能源发展存在的现实问题提供了科学指引和正确的发展方向。

市场化是风光储高质量发展的必然选择

市场化的需求是产业发展的核心动力，技术和市场处在供给与需求的两端，而政策机制和资本只是供给和需求对接的中间桥梁。经过 20 多年实践，我国社会主义市场经济体制已初步建立，市场化程度大幅提高，宏观调控体系更为健全，主客观条件具备，我们应该在完善社会主义市场经济体

制上迈出新的步伐。实践证明，经济发展就是要提高资源，尤其是稀缺资源的配置效率，以尽可能少的资源投入生产尽可能多的产品、获得尽可能大的效益。从这个意义上说，用市场化的手段推动风光储的发展，使市场在资源配置中起决定性作用，有利于转变包括储能和以风光为主的可再生能源的发展方式，同时使新兴产业的发展质量更高、更有效率、更加公平、更可持续。

当前，各地出台的风光储政策，一定程度上模糊了政府与市场的边界。作为承受配储压力的风光企业来说，储能配置参数的测算依据在哪里？电网企业是否有权要求新能源企业配套储能？按新能源装机容量比例配置储能的强制性做法是否可行？配套储能的成本是否全部要由新能源开发企业承担？诸多问题当前仍是一笔“糊涂账”。

在没有配套政策和相对成熟的市场机制以及盈利模式的情况下，单纯要求在风光发电侧配置储能，然后简单地由发电企业来承担储能投资成本的做法显然不够合理，亦非市场配置的结果。

《中共中央国务院关于新时代加快完善社会主义市场经济体制的意见》明确，坚持正确处理政府和市场关系，更加尊重市场经济一般规律，最大限度减少政府对市场资源的直接配置和对微观经济活动的直接干预，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，有效弥补市场失灵。按照目前的政策，新能源企业只是根据规定安装了 20% 的储能，具体的储能设施标准、释放的时间、充放电能的流失、投资的回报等，既无政策规定，也无保障措施。有测算表明，在具体储能项目上，仅仅依靠减少弃风、弃光电量收益还很难支撑行业发展，这也是风光企业不愿投资储能的原因。简单捆绑新能源并不能真正体现储能价值，也不利于储能的健康发展，在加大风光企业投资，造成资源浪费的同时，对储能行业带来的更可能只是一次低层次的跃进。风光储是技术进步，也是新能源可持续发展的内在要求。尽管电网企业不应强制要求新能源企业配储能，但有理由对新能源并网质量提出要求，关键是要建立和完善市场机制，在仅仅依靠减少弃风、弃光电量收益难以支撑行业发展、简单捆绑新能源并不能真正体现储能价值的背景下，创新建立商业化模式、坚定不移走市场化的路子更是不二之选。

一是应确立综合治理和投资多重分担的市场模式。风光发电的波动性及其对电网稳定的影响仍然是新能源进一步健康发展的制约因素。利用储能技术快速响应、双向调节、能量缓冲的特性，可以提高新能源系统的调节能力和上网友好性。储能是未来电力系统的必要组成部分，应建立新能源企业与电网企业共同设计储能参与电力市场的方式及盈利模式，为新能源和储能可持续发展创造机会。无论是从市场化角度还是从落实国家能源战略、保障储能的社会效益看，坚持谁投资获益谁来买单、利益相关方共同承担是比较合理的选项。

二是完善配套政策，打造风光配储的多种商业模式。随着电力体制改革的深入推进，新能源配储商业模式空间正在打开，储能参与各类电力服务的公允价值缺失，成熟机制不足，储能参与电力市场的实施细则更加缺乏，亟需政策给予配套，促进各种市场化模式的成长。如，由于目前电化学储能成本相较抽水蓄能仍然较高，通过辅助服务机制，对参与电网调峰调频的储能设施从政策上予以保障。青海省明确，在电网需要调峰资源的情况下，储能调峰价格暂定 0.7 元/千瓦时，优先消纳风电、太阳能发电。新疆对根据电力调度机构指令进入充电状态的电储能设施所充电电量进行补偿，补偿标准为 0.55 元/千瓦时。

三是以省级统筹为目标，实现统筹规划、集约建设。当前，根据装机容量按比例配储能，家家都上，遍地开花，满地芝麻，不见西瓜，既不经济，也没效率，造成资源能源和投资的浪费。建议以省级统筹为目标，按照分类调整、分级侧重、统筹规划、集约建设的原则，以市场化手段，在集中风光企业按比例配套储能建设资金的基础上，可以吸纳社会资本，在装机容量大、接近负荷中心的风光场站，集中建设较大规模储能电站，既可以从规划层面解决储能设施小而散、“家家起火冒烟”的弊端，也可以做大储能市场主体。随着储能市场规模的扩大，技术成本逐年下降，电改红利不断释放，储能独立主体地位将得到确立和巩固，可直接参与电网级调峰、电力市场调频等辅助服务市场、备电及需求侧响应服务及电力现货市场交易，把储能的应用价值直接体现在市场中充分体现出来，实现电网、发电、储能、需求侧的多方共赢。

四是完善标准规范，为风光储发展提供技术保障。我国从 2010 年开始制定电力储能的相关标准。截至目前，电储能相关的国家和行业标准已达 31 项，其中已发布或报批 27 项；团体标准约 47 项，其中已发布或报批 29 项。针对电化学储能的国家标准有 7 项、行业标准有 2 项，目前均已发布。问题在于，国内储能设施的技术参数、标准规范在加快统一和规范的同时，如何才能得到有效推广执行。不能严格有效地遵循技术标准和管理规范，无疑将导致乱象丛生。在当前风光配储能的过程中，个别风光企业就“按照比例”上了一批环保性、经济性、安全性均不够高且充放效率偏低的储能设施无标可依和标准执行的刚性不强是一个重要原因。

五是借鉴国外做法，建立风光配储奖励扶持机制。国外成熟的电力市场，新能源侧的储能超过 50% 的收益源于参与电力市场交易、辅助服务等获得收入，新能源侧的储能发展条件优渥。从国际经验来看，英国电力市场比较成熟，独立储能电站既能参与政府的储能采购计划，还有峰谷价差等收益，有些电站的多重收益甚至能有十几种。韩国则为配套储能系统的风电给予额外的可再生能源证书奖励，使得配套储能的风电光伏电站在可再生能源证书计算中的权重远远高于其他不配套储能的电站。

（作者系国家能源局山东监管办公室党组成员，本文仅代表作者个人观点）

卢延国 中国能源报 2020-09-28

世界首台！东方电气研制的 660MW 超临界循环流化床锅炉投运

展创新之翼，越技术之峰。9 月 16 日 0 时 0 分，国信平朔电厂的控制大厅响起热烈的掌声，由东方电气集团东方锅炉股份有限公司自主研发的世界首台 660MW 超临界循环流化床锅炉通过 168 小时满负荷试运行，正式投入商业使用。整个试运行期间，锅炉运行安全稳定，主要运行参数达到设计要求，性能数据先进，经济指标优良，污染物排放达到超低排放的要求。该项目的成功投运，使东方锅炉再次站在了循环流化床技术研发的制高点。

世界领先的“重大工程”

不忘产业报国初心，奋力研制大国重器。平朔电厂所用的锅炉是目前世界上装机容量最大的循环流化床机组锅炉，参数达到 660MW。习近平总书记指出，关键核心技术是要不来、买不来、讨不来的。多年来，东方锅炉把创新作为引领发展的第一动力，坚持创新驱动，服务国家战略，全力以赴推进循环流化床技术国产化、大型化应用，牢牢将大国重器和核心技术掌握在自己手中。东方锅炉是国内较早研制循环流化床锅炉的企业，在循环流化床技术研发领域大力推进核心技术攻关，攻克了一大批关键技术，多次填补国内、国际空白，拥有众多自主知识产权，创造了多个世界第一，并不断刷新纪录。

创新，创新，再创新。在循环流化床锅炉的自主研发道路上，东方锅炉勇于突破自我、超越自我，先后成功研制出宝丽华 300MW、白马 600MW、国金 350MW 等多个国内或国际首台套产品，拥有丰富的工程应用经验。东方锅炉已掌握了超临界循环流化床锅炉炉膛传热特性、主回路热负荷分布特性、低偏差受热面换热特性及超临界循环流化床锅炉调试控制技术，同时也形成了一套完整的大型循环流化床锅炉总体布置、炉膛防磨、锅炉给煤和点火、污染物防治等专利技术。2013 年，东方锅炉自主研发的当时世界首台最大容量 600MW 超临界循环流化床锅炉在白马电厂投运。经过 7 年的攻坚克难、不断超越，参数更大、技术更先进、性能更优越的 660MW 超临界循环流化床锅炉在平朔电厂投运。相比白马 600MW 超临界项目，平朔项目锅炉蒸发量为 2162 吨/小时，机组出力为 660MW，是目前世界上已投运的第一大容量循环流化床锅炉。

精雕细琢的“精品工程”

勇担制造强国使命，匠心打造传世精品。平朔电厂燃用的是洗煤厂洗选产生的洗混煤和煤矸石的混煤，设计煤热值仅有 2800 千卡/千克左右，是山西地区典型的低热值煤。为了向用户提供更先进、更可靠、更高效的产品，东方锅炉充分吸收在循环流化床技术研发、装备制造、工程应用等

多方面的成熟技术和成功经验，进一步改进设计、提升参数、优化性能，针对锅炉煤质特点和蒸汽参数，对炉型选择、热力系统设计、水动力设计、壁温安全设计等关键核心技术进行多次核算和对比论证，优化研发资源，强化创新激励，集中最好资源、给予最强保障，稳步推进各项工作有序落地，攻克了一个又一个技术“拦路虎”，让每个锅炉部件的设计都精雕细琢，最终形成了最优的工程实施方案。

践行工匠精神，智造精品工程。平朔项目执行过程中，东方锅炉现场调试服务人员克服建设现场条件艰苦、工期紧张、新冠肺炎疫情影响等诸多不利因素，精心调试，科学服务，严把质量关，以“过程精品”保证“结果精品”。项目机组的运行表明，锅炉点火启动过程安全快捷、启动油耗低、主回路温度分布均匀、各级受热面壁温偏差低，可实现超低稳燃负荷，各项性能指标达到设计预期，在行业内树立了新标杆，是东方锅炉为用户推出的又一精品力作。

超净排放的“绿色工程”

践行绿色发展理念，创新驱动美好未来。随着国家对环保要求的越来越严苛，东方锅炉研发人员秉承“绿色动力，驱动未来”的使命，利用先进的环保技术为用户倾力打造更经济、更环保的绿色工程，坚决打赢“蓝天保卫战”。

在平朔项目上，东方锅炉采用先进的炉内燃烧控制手段，充分发挥循环流化床锅炉本身的环保性能，使得污染物原始排放始终控制在较低水平。同时配置炉内喷石灰石脱硫+尾部湿法脱硫技术，脱硝采用 SNCR 烟气脱硝装置+预留一层 SCR，炉内炉外协同控制污染物排放实现清洁高效利用低热值燃料。

运行表明，整个机组出口二氧化硫的排放小时均值为 19.96 毫克/标准立方米，锅炉出口氮氧化物的排放小时均值为 28.97 毫克/标准立方米，粉尘排放小时均值为 0.86 毫克/标准立方米，各项污染物排放指标均远低于超低排放的要求。

创新铸就丰碑，科技引领未来。世界首台 660MW 超临界循环流化床锅炉的成功投运，是东方锅炉凭借超强的技术实力、一流的制造质量、优异的服务水平，在循环流化床技术领域取得的又一重大突破，锅炉性能世界领先，进一步巩固和提升了东方锅炉在超临界循环流化床技术的引领者地位。

以创新之楫，奋发展之舟。未来已来，东方锅炉不断向循环流化床技术的广度和深度进军，向着贵州威赫 660MW 高效超超临界循环流化床锅炉的更高目标坚实迈进。强化产业链条，加强技术研发，东方电气 660MW 等级二次再热高效超超临界循环流化床锅炉、1000MW 等级高效超超临界循环流化床锅炉也正在积极开发中。东方锅炉还将凭借一流的技术，深度参与国内大循环、国内国际双循环，用中国技术服务全球市场，为世界煤炭高效清洁利用作出新贡献。

杨学敏 吴朝刚 任燕丽 张毅 东方电气 2020-09-16

三菱电力与 Entergy 合作开展脱碳项目

中国石化新闻网讯 据每日能源网站 9 月 25 日消息：三菱电力将与 Entergy Corp.合作，为 Entergy 在阿肯色州，路易斯安那州，密西西比州和德克萨斯州的公用事业开展脱碳项目。

三菱电力在提供脱碳技术方面处于领先地位。该伙伴关系将帮助 Entergy 限制发电过程中的碳排放。

具体而言，此次合作将帮助 Entergy 公司开发具有氢气能力的燃气轮机联合循环设施、绿色氢气生产、存储和运输设施、具有储能的核能电解设施以及公用事业规模的电池存储系统。

2001 年，Entergy 公司是美国首家承诺限制二氧化碳排放的电力公司。目前，该公司计划到 2030 年将碳排放量降低到 2000 年水平的一半。

Entergy 执行副总裁兼首席运营官 Paul Hinnenkamp 表示：“二十年来，可持续发展一直是 Entergy 的首要任务。我们承诺以环境、社会和经济可持续的方式开展业务，这将惠及所有利益相关者。为

应对气候变化挑战的新技术和创新解决方案为我们提供了机会，可在保持低费率的同时大幅减少发电产品组合的碳排放。我们欢迎三菱电力能作为合作伙伴，共同制定战略，整合这些新技术和解决方案，以支持我们实现对环境和客户的承诺。”

今年3月，三菱电力宣布，为山间发电厂出售了首款氢动力高级燃气轮机。上个月，该公司在德克萨斯州宣布了一个200兆瓦的锂离子电池存储项目。9月，三菱电力宣布了世界上第一个绿色氢标准包，用于电力平衡和能源存储。

三菱电力美国公司总裁兼首席执行官保罗·布朗宁表示：“近年来，我们支持 Entergy 实施了三个大型电力项目，这些项目按照该公司计划和预算实施，是一个多年项目的一部分，旨在实现发电机组现代化，并自愿减少碳排放。我们很荣幸与 Entergy 合作进行下一阶段的脱碳。三菱电力公司的使命是为客户提供发电和存储解决方案，使他们能够以经济、可靠的方式应对气候变化，并促进人类繁荣。”

冯娟 中国石化新闻网 2020-09-29

全球能源、工业和金融界领袖共绘制 今后十年为打造净零碳经济所需的工作

伦敦2020年9月17日 /美通社/ -- 来自 Orsted、Iberdrola、壳牌、英国石油公司、塔塔集团、安塞乐米塔尔、沃尔沃、美国银行、汇丰银行、中国石化集团资本有限公司、欧洲复兴开发银行、中国国务院发展研究中心和世界资源研究所等来自全球能源生产企业、能源密集型行业、金融机构和环保机构的45位领袖在《践行使命——打造全球零碳经济》报告中指出，到本世纪中叶，世界可以而且应当实现温室气体净零排放，“零排放应当是真正意义上的零排放”，永久性取消对负排放的依赖，而不是过度依赖负排放来平衡持续性的能源和工业领域排放。该报告还列举了要实现这一目标需要在未来十年落实的行动步骤。

能源转型委员会（Energy Transitions Commission, ETC）在最新发布的《践行使命——打造全球零碳经济》报告中指出，清洁电气化应当成为全球实现脱碳的首要途径：《报告》显示随着可再生能源成本的大幅下降，我们能够轻松负担得起这一行动；并且从现在开始，所有新增电力供应都应来自零碳能源，不再需要新建任何燃煤发电装机来支持经济的增长与人类生活水平的提高。

该报告证明，通过以下三个主要步骤，以低于全球GDP 0.5%的总成本，在本世纪中叶前后打造一个完全零碳的经济在技术和经济上都是可以实现的：

通过显著提高能源效率并向循环经济转型，减少能源消耗，同时改善发展中经济体人民的生活水平。

提高清洁能源的供应规模，包括以当前发展速度5-6倍的水平建造大量低成本清洁电力产能，并积极拓展氢能等其他零碳能源应用。

在所有领域普及清洁能源应用，包括在建筑、交通运输和工业等领域推进电气化的应用，并在重工业、长途航运与航空等无法完成电气化的行业采用氢能、可持续生物质或碳捕集等的新技术和工艺。

参与该报告的各方都认为该报告是在一种“前所未有的背景”下发布的。新冠疫情突发显示出全球经济面对系统性威胁时的准备不足，而全球经济体目前为了刺激经济复苏而进行的大规模公共投资，也为塑造更具韧性的经济系统提供了绝佳的机遇。

能源转型委员会估计，要实现这些目标所需的额外投资将达到每年1-2万亿美元水平，相当于全球GDP的1%-1.5%，这与当前相当于全球GDP 1/4左右的全球投资水平相比只有少量的增加，并且也将有助于未来全球经济的增长。

能源委员会联合主席 Adair Turner 勋爵表示：“毫无疑问，在2050年实现我们需要的零碳经济在技术和经济上都是可行的。而且零碳应当是真正的零碳，而不是依赖于永久性大规模使用“碳抵消”来平衡持续性温室气体排放的计划。但未来十年内的行动是至关重要的，否则我

们将无法实现这一目标。”

另一位能源委员会联合主席 Ajay Mathur 博士补充道：“与许多国家一样，在印度，气候变化已经开始影响到人民的生活，并阻碍经济发展。各发达国家和发展中国家的政府将在本报告的蓝图中找到实用性的建议，用以改善各自国家的发展策略，并更好的履行他们作为巴黎协定缔约方的气候承诺。”

该报告概述了 2020 年代的三个关键优先事项以及各国和非缔约国可以在 2021 年 11 月召开的 COP26 联合国气候变化框架公约之前采取的实际行动，以实现本世纪中期的目标。

1. 加快部署成熟的零碳解决方案——政府、投资者和企业需要携手合作，建造大量零碳发电装机，从而确保实现经济的清洁电气化。

2. 创造正确的政策与投资环境——包括取消化石燃料补贴；通过制定燃料强制性要求或产品周期排放标准等法规，在价格驱动力不足的情况下，为脱碳提供额外激励；并与金融机构合作，将投资引入绿色产业和正在转型中的碳密集型产业。

3. 重点向难减排行业推广零碳技术——从而使相关行业能够在 21 世纪 30 至 40 年代部署新能源。这包括引导公共和私营研发工作集中在关键技术研发（如氢能、可持续燃料或碳捕集），并通过“绿色买家”俱乐部、公共采购和产品监管等方式，刺激对新的绿色产品和服务的需求，以及通过巧妙地运用低风险的公共资金和私营资本为首批绿色商业规模试点项目提供资金。

能源转型委员会《践行使命——打造全球零碳经济》报告的蓝图旨在确保所有发达经济体最迟在 2050 年实现净零排放。同时，该报告认同中国拥有足够资源和技术领导力，可以在 2050 年发展成为一个全面现代化零碳经济体。而所有发展中国家应该能够最迟在 2060 年实现净零排放，但这需要开发金融资源来规避风险，并吸引私营部门的绿色投资。

该报告综合了能源转型委员会 2018 年发行的具有里程碑意义的《可完成的使命》报告中的观点，以及后续针对各个特定地区的研究与最新分析，以反映关键减排技术发展情况和所需成本的最新趋势。

要阅读完整版报告，请访问能源转型委员会网站：www.energy-transitions.org

ETC 能源转型委员会 美通社 2020-09-17

全球首款完全自主研发钠离子电池实现量产

据《科创板日报》记者独家获悉，中科海钠的钠离子电池产品已于今年实现量产，该电池为全球首款具备自主知识产权的产品化钠离子电池。目前电芯产能可达 30 万只/月，海外订单第一期十万只，国内的联合开发产品出货量数万只。

中科海钠成立于 2017 年，是国内首家、国际上为数不多的专注钠离子电池研发和制造的高新技术企业。其核心技术来自于中科院物理所清洁能源实验室，公司技术带头人为中国科学院物理研究所陈立泉院士和中科海钠董事长、中科院物理所研究员胡勇胜。

据了解，中科海钠在钠离子电池正负极材料、电解液、电池制造工艺等技术上都具备完全自主研发能力，在国内以及全球钠离子电池底层研发及产品应用领域都处于领先地位。目前，产品核心专利已获得中国、美国、欧盟等多个国家和地区的授权。

目前，中科海钠的钠离子电池产品主要应用于两大场景，一是铅酸电池替代市场，包括 5G 基站、数据中心、电动自行车等；二是大规模储能领域，包括光伏、风能等新能源接入储存系统。

中科海钠 CEO 唐堃向《科创板日报》记者表示，“目前国内电动两轮车普遍以铅酸电池为主，新国标对于整车重量的要求，正在加速铅酸电池向锂电池等储能电池的替换，而替换铅酸电池意味着巨大的市场机会。”

据悉，2019 年 4 月，《电动自行车安全技术规范》，即新国标正式实施，要求电动自行车的整车质量不高于 55kg，而市场上铅酸电池单车重量普遍在 70kg 以上，同时，铅酸电池以铅作为极板原

料，存在环保问题，且回收成本高、寿命短等问题，2023 年底新政过渡期满后，将无法满足新国标标准。

在此背景下，锂电池的市占率显著提升。2019 年我国电动自行车锂电池市占率达到 13.2%，预计 2020 年市占率将达到 20%左右，但锂离子电池价格高，且我国锂资源目前 80%依赖于进口。

“一吨碳酸锂要 4 万元，而一吨碳酸钠只需要 2 千元。钠离子电池与锂离子电池相比，工艺相同，但具备使用廉价元素的成本优势，使用寿命与锂离子电池相当。”唐堃说道，海钠的钠离子电池能量密度可以达到 145Wh/kg。而且其超越锂离子电池之处在于，可能够实现 6-12 分钟的快充能力，并可在-40°C到 80°C宽温区工作。

唐堃介绍称，“我们的钠离子电池体积和重量不到同等容量的铅酸电池的三分之一，循环寿命是铅酸电池的十倍，同时具备 5-10 分钟充电的快充能力。在性能方面全方位的优于铅酸电池。

“与锂电池近身肉搏，海钠的优势在于成本。”唐堃说。

《科创板日报》记者了解到，海钠的钠离子电池的负极材料以煤为原料，正极以廉价金属氧化物为原料。以负极材料为例，主流锂离子电池采用石墨原料的价位不少于 4 万元/吨，而海钠采用的煤原料的价位仅为近千元/吨。仅原材料上，海钠就能把电池成本降低约 30%。

唐堃还指出，“钠离子电池的高性价比，不能简单地理解为把电池中的锂换成钠，从而降低成本，锂元素仅占电池成本约 5%~8%，海钠的高性价比在于，我们在电池正极、负极、电解液到电池工艺整个体系都采取了降成本措施，并且具备完全自主知识产权的核心专利，凭借钠离子电池的底层基础研发经验和核心技术，才能做出高性价比的钠离子电池。”

唐堃表示，“在规模化生产后，海钠的钠电池成本优势将更明显。在电动自行车电池行业市场变革的窗口期和以 5G 基站和数据中心为代表的基建热潮中，钠离子电池将会是目前锂离子电池最强劲的竞争者。”

目前，中科海钠正在加速推进市场应用落地，已搭建正负极材料中试生产线、兆瓦时级钠离子电池中试生产线和完备的材料研发平台，并已于 2018 年完成了全球首辆钠离子电池低速电动车示范，2019 年完成全球首座 100kWh 钠离子电池储能电站示范。

汪慧 科创板日报 2020-09-16

减碳，中国设定硬指标

日前，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上指出，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。

我们为何要提出这样的目标与愿景？这会对产业、投资等领域产生什么影响？全社会该如何不断付诸努力？生态环境部近日举办“应对气候变化政策吹风会”，对这些问题进行了回应。

倒逼结构调整，促高质量发展与生态环境质量提升

“力争在 2030 年前达到峰值，体现了中国主动为应对全球气候变化多做贡献的担当，树立了负责任大国形象。”中国国家气候变化专家委员会副任何建坤表示，面对气候变化这一非传统领域的安全威胁，以全球合作推进治理进程，已经成为国际共识。中国率先控制住新冠肺炎疫情，在这个节点提出新的二氧化碳减排目标，就是向世界明确，中国要走绿色复苏、绿色转型的道路。

生态环境部应对气候变化司司长李高认为，国家减排新目标为推动国内经济高质量发展和生态文明建设提供了有力抓手。不能只将达峰目标看作是减少二氧化碳排放，实际上，这个目标是我国高质量发展、经济社会全面进步的重大推动力。

“实现达峰乃至碳中和的目标，二氧化碳排放必须大幅下降，这将有力倒逼能源结构、产业结构不断调整优化，带动绿色产业强劲增长。”李高说，从污染治理角度看，以大气污染治理为例，我们现有的大多数手段还停留在末端治理，调结构是污染治理的治本之策，明确二氧化碳达峰目标，以

更多手段促进结构调整，将产生巨大的减排协同效应，有效促进生态环境质量提升。

“十四五”规划中，二氧化碳减排将有硬措施

“国家实力进一步增强，政策创新能力显著提升，改革带来的红利、对制度的自信，都让我们对国家减排新目标的实现充满信心。但是减碳一定是一场攻坚战，需要久久为功。”李高表示。

“从达峰到中和，发达国家过渡期有 60—70 年的时间，而中国只有 30 年时间，能源和经济转型、二氧化碳和其他温室气体减排的速度和力度都要比发达国家大得多。”何建坤认为，实现目标的路径有 4 个方面，涵盖加大产业结构转型的强度和力度，以数字化来推进低碳化；充分节约资源，发展循环经济；做好能源替代，建设近零排放的能源体系；在农业、林业、草原、湿地等系统寻求基于自然的解决方案，确保实现每年吸收 8 亿吨二氧化碳等。

今年以来，一些地区能耗不降反升，甚至有声音要求“十四五”规划降低能耗刚性目标。

对此，国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任徐华清表示，提出国家减排新目标，意味着必须统一思想，发挥目标的倒逼作用，将推动能源结构、产业结构转型升级，带来经济竞争力、社会发展、环境保护等多重协同效应。

面对国家减排新目标，“十四五”规划是否会提出更高的能耗指标？李高表示，“十四五”是开启新征程的第一个五年计划，为实现达峰目标，“十四五”规划将有一系列硬措施，不仅包括指标设定，还包括更好地借助市场手段，综合运用科技、财税、环保等政策，更好推进高质量发展。

传统行业所受的影响，有望被新产业增长消纳

过去 10 年，应对气候变化，中国有一份亮眼的成绩单。2019 年，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2015 年、2005 年分别下降 18.2%、48.1%，已超过对外承诺的 2020 年下降 40%—45% 的目标，基本扭转碳排放快速增长的局面；2019 年，非化石能源占一次能源消费比重达 15.3%，比 2005 年提升 7.9 个百分点，也已超过对外承诺的 2020 年提高到 15% 左右的目标；2018 年，森林面积、森林蓄积量分别比 2005 年增加 4509 万公顷、51.04 亿立方米，成为同期全球森林资源增长最多的国家。通过不断努力，中国已成为全球温室气体排放增速放缓的重要力量。

经济保持持续增长的同时，要做到二氧化碳排放早日达峰，能源结构的调整居首要位置。

李高表示，过去 10 年，光伏发电成本下降 90%，已经形成对煤电的价格竞争优势。与此同时，我国可再生能源产业创造的就业岗位已经与传统煤炭行业相当，可以说，传统行业所受的影响，有望被新产业增长消纳，未来可再生能源及相关产业还将创造更多更好的就业机会。

孙秀艳 人民日报 2020-09-30

台区储充一体化装置在长沙并网试运行

本报讯 日前，由国网湖南综合能源服务有限公司自主研发的 100 千瓦/270 千瓦时台区储充一体化装置在长沙供电公司丰泉古井小区 2721 号台区并网试运行。

台区储充一体化装置集台区动态扩容、电能质量治理及充电解决方案于一体，解决了小区供电设施建设不足、无直流充电桩、变压器增扩容难等问题，为降低配网改造成本、保障配网可靠运行提供了全新的解决思路。该装置主要应用于配变容量不足、峰谷负荷特性较为明显、新能源汽车充电需求大及台区负荷不平衡等情况。

据介绍，装置采用模块化、标准化设计，扩容简单便捷，支持并网扩容和保台区重要负荷离网运行。装置将分布式储能单元及充电单元融为一体，支持在高负荷台区新建(扩建)充电桩；可以多模式、多策略运行，具备自动适配变压器负荷的智能化特点，可根据要求在实现削峰填谷、电能质量治理的同时，保障新能源汽车有序充电。

徐勇 柴黎 中国能源报 2020-09-21

国家能源局发布《中国天然气发展报告(2020)》

国家能源局石油天然气司、国务院发展研究中心资源与环境政策研究所、自然资源部油气资源战略研究中心编写的《中国天然气发展报告(2020)》于近日发布，详情如下：

国家能源局原副局长张玉清解读《中国天然气发展报告（2020）》

解读嘉宾介绍：张玉清，中国石油大学（北京）兼职教授，国家发改委、国家高端智库(中国石油经济技术研究院)、同济大学海洋资源研究中心学术委员会委员。1982年1月毕业于华东石油学院(中国石油大学)勘探系石油地质专业，曾任国家计委能源司和交通能源司石油处副处长、基础司石油煤炭处处长，国家发改委能源局石油天然气处处长、副局长，国家能源局石油天然气司司长、国家能源局党组成员副局长。

各位嘉宾、各位新老朋友，大家上午好！

很高兴应邀参加《中国天然气发展报告》发布会。受主办方国务院发展研究中心资源与环境政策研究所、国家能源局石油天然气司、自然资源部油气资源战略研究中心邀请，对即将发布的《中国天然气发展报告（2020）》进行解读。目前，该报告已成为关心中国天然气产业发展的各位朋友不可或缺的参考；同时，我对即将发布的《中国天然气发展报告》也进行了认真的学习。报告包括三方面内容：

一是关于2019年国内外天然气产业发展。2019年，世界天然气继续保持供需宽松态势，贸易量较快增长，长协合同条款更加灵活，定价方式更趋多元，LNG现货占比进一步提升。中国天然气产供储销体系继续完善，加大勘探开发力度成效显著，管道、储气等重大基础设施加快推进，消费规模持续攀升，冬季高峰期用气得到有效保障。从全球天然气发展来看，世界天然气产量稳步增加，液化能力快速提升，2019年世界新增天然气可采储量2.1万亿立方米、约71.0%分布在海域，世界天然气液化能力4.33亿吨/年、同比增长9.5%、增速上升1.7%；消费增速回落，北美和亚太地区增速放缓，2019年世界天然气消费量3.93万亿立方米，同比增长2.0%，增速下降3.3%，在一次能源消费中占比24.2%；贸易量持续增长，LNG贸易量增长较快，2019年世界天然气贸易量1.29万亿立方米，同比增长4.1%，贸易量占世界天然气消费量的32.7%，同比提高0.6%；价格低位运行，合同形式更加灵活。从中国天然气发展来看，勘探开发力度明显加大，储、产量增幅均创历史新高，2019年全国油气勘探开发投资3355亿元，同比增长25.7%，其中勘探投资821亿元，创历史新高，各天然气富集盆地和海域均获得一批重大发现；进口稳步增长，进口来源和主体日趋多元，2019年中国进口天然气9656万吨（折合1352亿立方米），同比增加6.9%；基础设施布局进一步完善，互联互通继续推进。截至2019年底中国建成干线输气管道超过8.7万千米，一次输气能力超过3500亿立方米/年；消费规模持续扩大，增速有所放缓，2019年天然气表观消费量3067亿立方米，同比增长9.4%，在一次能源消费结构中占比8.4%，同比上升0.6%。

二是关于2019年中国天然气市场化改革进程。2019年以来，中国持续推进天然气市场化改革。上游环节放宽市场准入，全面推进矿业权竞争性出让，激发勘探开发活力。中游环节实施运销分离组建国家油气管网公司，进一步推进基础设施向第三方公平开放。下游环节深化天然气价格改革，实施减税降费，扩大天然气利用。从上游看，深化油气上游市场化改革，有序放开油气勘探开发市场。贯彻落实党中央、国务院关于深化油气体制改革、大力提升油气勘探开发力度精神，陆续出台《关于统筹推进自然资源资产产权制度改革的指导意见》《外商投资准入特别管理措施（负面清单）（2019年版）》《自然资源部关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》。从中游看，组建国家油气管网公司，推进“全国一张网”建设。认真落实《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》以及《石油天然气管网运营机制改革实施意见》等文件精神，组建国有资本控股、投资主体多元化的石油天然气管网公司。从下游看，因地制宜推进天然气发电和加快发展交通用气，持续发挥天然气对大气污染防治的积极作用；有效实施减税降费，终端用户切实享受改革红利。

三是关于2020年中国天然气产业的发展。2020年以来，新冠疫情暴发对中国经济社会和能源

发展带来阶段性较大影响。天然气需求增速明显放缓。2020年是“十三五”收官之年，也是“十四五”谋划之年。天然气产业要按照“四个革命、一个合作”能源安全新战略，继续推进行业高质量发展。从2020年上半年看，能源保供在疫情中经受考验，2020年上半年天然气消费仍保持正增长，消费量1487亿立方米、同比增长1.2%左右，但消费结构化差异走势明显。工业用气从负增长逐步恢复至2019年同期水平，城镇燃气保持稳定增长，发电用气和化工用气受疫情影响相对明显，上半年有所下降。2020年上半年中国天然气勘探力度基本不变而产量继续强劲增长，天然气产量940亿立方米，同比增长10.3%。从2020年下半年看，面对新冠疫情冲击，中国天然气产业发展面临挑战，但推动天然气产业协调稳定发展的基础条件和支撑因素未变，天然气产业持续稳步发展的总基调不变。要继续稳步推进天然气勘探开发，切实抓好天然气稳定供应；加快管网和储气设施建设，努力补齐天然气互联互通和重点地区输送能力短板；科学编制“十四五”规划，持续推进体制机制改革和天然气行业高质量发展。

综合预测结果显示，2020年全国天然气消费量约3200亿立方米，比2019年增加约130亿立方米。预计全国天然气（含非常规气）新增探明地质储量约8000亿立方米；国产气量（含非常规气）1890亿立方米（不包括煤制气），同比增长约9%，总体保持较快增长态势。进口天然气1400亿立方米左右，与2019年基本持平或略有增长，预计进口管道气500亿方、进口LNG900亿方左右。

《中国天然气发展报告》白皮书已连续发布五年，期待《中国天然气发展报告（2020）》的发布进一步激发社会各界为天然气未来发展出谋划策的积极性，共同推动中国天然气产业高质量发展。

下面欢迎大家在线围观由国务院发展研究中心国研网承办的《中国天然气发展报告（2020）》网上发布会。

祝各位朋友工作顺利！谢谢大家！

《中国天然气发展报告(2020)》

<https://www.china5e.com/uploadfile/2020/0921/20200921084305913.pdf>

国家能源局 2020-09-21

多道难题掣肘储能产业发展

“由于去年形势已经出现不景气，所以在今年年初时，我们很担心今年会是储能行业的小寒冬，没想到却是触底反弹。今年企业营收最少要比去年翻一番。”某储能企业高管9月24日在第十届中国国际储能大会上对记者说。

据储能行业协会统计，截至2019年，全球电池储能累计装机规模为9.52GW，当年新增投运电池储能规模是2.89GW。2015—2019年，全球电池储能装机规模复合增长率为65.4%。截至今年6月底，我国电化学储能累计装机规模达到1831MW，同比增长53.9%，储能产业仍处于快速增长期。但据记者了解，行业优异“成绩单”的背后，是众多深层次难题亟待解决的紧迫局面。

万亿元级市场即将爆发

中国化学与物理电源行业协会秘书长刘彦龙会上表示：“随着我国节能减排、提高能效、新能源和可再生能源大力发展，电力系统、储能系统不断向智慧化、智能化、高效清洁方向转变，储能技术进步被纳入国家顶层设计和规划，行业可以自信地说，储能作为能源转型的核心技术和颠覆性技术，市场需求正在进一步扩大。”

今年5月，国家能源局科技司成立能效和储能处，进一步加快推进了储能技术推广应用。另有行业人士透露，储能虚拟电厂有望写入“十四五”规划。

浙江德升新能源科技有限公司董事长孟炜表示，从发电侧来估算，储能的市场规模有百亿元级；从电网侧来估算，储能市场规模有千亿元级；如果从用户侧来估算，市场将达到万亿元级。

重大问题日益凸显

当前，我国储能产业正处在转型发展的关键时期，存在许多便利化、差异化的商业模式，储能

产品功能和使用方式在不断变化。但有业内人士直言，掣肘行业发展的难题也在愈发显现。

平高集团有限公司党委副书记程利民指出，从储能系统出厂测试和现场运行来看，不同厂家电芯的一致性、容量保持率、数据采集的可靠性等方面差异较大，部分厂家电池在实际运行过程中的故障率偏高，储能系统集成商集成设计能力参差不齐，“劣币驱逐良币”现象凸显，不利于行业长远发展。

浙江南都能源互联网运营有限公司副总经理于建华表示，我国当前储能产业面临三大难题：“首先，在储能技术方面，储能技术的成本依然偏高，全生命周期度电成本远未达到电网平价水平；其次，在商业模式方面，储能尚不存在独立的市场主体身份，盈利能力相对薄弱，如开展共享储能、为新能源场站提供调峰辅助服务等都缺乏政策制度保障，基本是‘一事一议’‘一场一策’，收益存在很大不确定性。最后，在政策机制方面，按效果付费的买单机制尚未形成，缺乏有效政策支撑。例如，利于储能行业发展的电力现货市场尚未形成，在现有电力市场中参加调峰、调频、调压、黑启动等辅助服务的时间价值和空间价值无法量化体现。”

难题亟需系统性解决

问题已经暴露，该如何破题？

为保证市场健康平稳发展，于建华提出四方面建议，一是在“十四五”规划中，将储能纳入能源或电力的顶层设计，明确储能的规划配置、标准体系、运营管理，推动储能产业规模化应用；二是加快推进电力市场建设，建立电力现货市场下的储能价格形成机制，完善辅助服务价格机制，给予储能电站独立身份，允许储能作为独立主体参与辅助服务交易，推动储能进入辅助服务市场，逐步形成“按效果付费、谁受益谁付费”的市场化储能定价机制，由市场平衡疏导储能投资；三是开展储能创新应用政策试点，破除主体身份、电站接入、调度控制、交易机制、安全管控等方面的政策壁垒，建立规划、设计、建设、运维全环节安全防控体系；四是研究制定适应储能新模式发展特点的金融、税收、保险等相关政策法规。

针对储能市场中的“以次充好”问题，程利民认为：“首先要重视产品质量。质量是全体储能人的智慧结晶，体现着储能人对全社会的承诺，因此行业要通过不断创新，建立更加安全的储能质量体系，促进储能行业发展。其次，要重视标准建设。标准决定质量，有什么样的标准就有什么样的质量，有高标准才有高质量。最后，要重视行业培育。行业是企业发展的根基，行业兴企业才能强。业内人士要注重储能行业的长期培育和发展，在国家有关部门和行业组织的带动下，共同维护储能行业的内外部发展环境。只有如此，才能迎接储能行业美好的明天。”

本报实习记者 韩逸飞 中国能源报 2020-09-28

天然气“脱碳”将成减排关键抓手

日前，挪威船级社（DNV GL）发布最新《能源转型展望》报告称，要实现《巴黎协定》中制定的气候目标，全球各国仍需加快“去碳化”进程。而在此过程中，天然气也将逐步取代煤炭等高碳排放燃料成为能源系统中的“主角”。

天然气将成“主角”

在报告中，DNV GL 认为，与新冠肺炎疫情暴发前的预测相比，到本世纪中叶前，能源需求每年将减少 6%—8%。在能源转型的大背景下，未来 30 年里油气工业预计将逐步式微，到 2050 年，在全球能源经济中油气领域的支出占比将从当前的 77%降至 44%，其中上游油气开发领域遭受打击最为严重。

“由于油气领域投资者、政府部门或是社会团体都向油气行业施压，油气巨头们已经开始将低碳转型视为未来发展的核心发力点。” DNV GL 油气部门首席执行官 Liv Hovem 表示。事实上，包括英国石油、道达尔、壳牌等全球主要油气企业都已经宣布气候目标并大力推动低碳转型。

DNV GL 预测，疫情已永久改变了人们的生活方式，2019 年将成为全球原油需求达峰之年，而

交通电气化趋势也将进一步降低原油需求。

然而，天然气作为“过渡”燃料，消费量预计将持续增长至到本世纪中叶。天然气将在能源系统中占据“主角”地位，取代碳排放量更高的其他化石能源。

不过，天然气领域的二氧化碳排放仍不容忽视。数据显示，到 2050 年，全球仅有 13% 的天然气消费能够实现“去碳化”，这也意味着天然气也将成为能源系统中主要的二氧化碳排放源。Liv Hovem 在接受采访时表示，从现在到 2050 年间，天然气的地位将不断提升，这一领域的碳排放也最需要得到重视。

达成气候目标仍存诸多挑战

根据 DNV GL 的测算数据，到本世纪中叶，全球气温将在工业社会前的基础上增加 2.3°C，超过《巴黎协定》设定的 2°C 的温升目标，这将带来灾难性的后果。

该报告的作者之一 Sverre Alvik 指出：“我们正迫切地寻找可持续的方式来降低碳排放，包括光伏、电动汽车、风电等低碳领域正在蓬勃发展，但我们也应该尽快解决高碳排放领域，包括重工业、长距离交通运输业等。”

DNV GL 首席执行官 Remi Eriksen 则指出，到本世纪中叶，化石能源与非化石能源将“平分秋色”，同时电气化程度以及能源效率也将得到大幅提升。尽管如此，这样的发展速度仍不足以实现《巴黎协定》的目标。

根据该报告的测算，到 2050 年，全球电力系统中预计将有 78% 电力来自可再生能源发电，而化石能源发电在电力供给中的占比将降至 17%，核电比例则可能降至 5% 左右。另外，尽管可再生能源电力所占比重不断提高，但在一次能源消费中，到 2050 年化石能源占比仍将高达 54%。

各国应大力支持新兴技术

DNV GL 的报告认为，技术发展将是未来能源转型不可或缺的一部分。可再生能源资讯网站 Recharge 撰文称，未来 5 年内，包括双面光伏组件、大功率风电机组、浮式风电以及浮式光伏等新兴技术都将在全球能源系统中起到越来越重要的作用。

DNV GL 能源部门主管 Ditlev Engel 指出，上述科技创新结合更加智能化的管理以及数据分析，数字技术的应用以及之智能控制将能够大幅提高光伏与风电效率，进而让相关投资机会变得更加具有吸引力。同时，随着新型储能解决方案不断诞生，能源系统也将变得越来越清洁可靠。

Liv Hovem 则表示：“由于疫情影响，全球二氧化碳排放量可能在去年达到峰值，但要实现《巴黎协定》的减排目标，二氧化碳排放量应呈现稳定下降的态势。”Liv Hovem 呼吁各国尽快出台支持碳捕捉及封存（CCS）和氢能发展的相关政策，加速各领域去碳化进程，以控制全球升温幅度。

对于 CCS 技术，另一能源研究机构雷斯塔能源也曾发布预测称，到 2035 年，欧洲将投入超过 350 亿美元用于 CCS 技术应用，大型项目数量将达到 10 个。

同时，Ditlev Engel 认为，如果要加快能源转型步伐，各地区需要进一步调高碳价，扩大可再生能源应用范围，同时需要扩大全球电网的数字化转型以及采取更多提高能效的措施。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-09-21

平高集团天津滨海储能站倒送电成功

本报讯 日前，由平高集团承建的天津市滨海新区智慧能源小镇创新示范工程——中新天津生态城（惠风溪）小镇电网侧储能电站，顺利通过国家电网天津滨海供电公司专家验收，各项技术指标全部顺利过关，一次性送电成功。

集中储能系统是智慧能源小镇示范工程中的重要组成部分，也是源网荷储融合互动中不可或缺的一环。集中式储能项目可以提高小镇配网的主动控制能力以及分布式电源的渗透率，通过对集中储能系统的调度，利用储能的充放电快速、精确响应特性，参与需求侧响应，为提高电能运行管理水平和增强应急响应能力建立技术支撑。

项目依据智慧能源小镇配电网的特点,在小镇中建设规模为10MW/10MWh的集中式储能电站,促进新能源消纳,提高配电网运行灵活性。通过“集中式布置、集中式调控”的方案和标准来开展建设,采用安全可靠的磷酸铁锂电池作为储能技术路线。整站采用户外集装箱式布置方式,该项目的并网将进一步提高大电网故障应对能力,有效降低尖峰负荷,缓解弃风弃光,促进清洁能源消纳。通过虚拟电厂、多能互补等多种手段的结合,进一步提高分布式新能源的友好并网水平和电网可控容量占比,支撑泛在电力物联网建设。

孟繁祥 刘超 中国能源报 2020-09-21

引热议!用智慧能源为“零碳”应用场景开发赋能

如今,“硬科技”越来越成为引领经济高质量发展的“硬支撑”,尤其是伴随着大数据、云计算、物联网、人工智能、5G等新技术蓬勃发展,智慧能源迎来发展“黄金时期”。

9月17日,由陕西鼓风机(集团)有限公司(下称“陕鼓集团”)主办的2020全球硬科技创新大会“智慧能源创新峰会”在西安召开。政府相关职能部门代表、专家学者与企业代表等共计200余人齐聚一堂,围绕“智慧能源助推高质量发展”主题,共话智慧能源发展趋势,分享实战经验,以期为我国生态文明建设和打造“零碳城市”、“零碳中国”碰撞智慧火花。

期间,陕鼓集团分别与中国投资协会能源投资专业委员会、渭南高新区、荣程集团签订了共建“零碳工厂”“零碳医院”“零碳校园”合作框架协议,致力于用推进能源供给侧结构性改革和“新基建”发展的智慧能源科技“新引擎”为“零碳”场景开发赋能。

记者从会上获悉,近年来,陕鼓集团聚焦分布式能源,构建了以分布式能源系统解决方案为中心的“1+7”高质量发展模式,为全球客户提供设备、EPC、服务、运营、供应链、智能化和金融7大增值服务,推动企业从百亿级风机市场向万亿级分布式能源市场跨越。

据陕鼓集团党委书记、董事长李宏安介绍,目前,陕鼓集团开发“能源互联岛”方案可应用于流程工业、智慧城市、军民融合、“一带一路”等领域。陕鼓正积极通过加强合作,着重在市场服务、研发服务、金融服务及供应链服务方面,共同推动智慧能源解决方案落地。

会上,陕鼓集团副总经理、总工程师贾亚妮分享了陕鼓分布式能源系统解决方案的成功实践。

“目前,陕鼓集团已率先在临潼工业园区建成了能源互联岛全球运营中心,可最大化利用太阳能、地热能、污水余热、工业余能、储能、生物能等多种可再生能源,实现节能、节本、绿色三个维度互联。”贾亚妮表示。

贾亚妮进一步指出,陕鼓能源互联岛不仅实现了“土地、设备、功能、运营”的四大集约,也打造了行业内万元产值能耗最低、排放最少的智能制造基地,成为推进能源供给侧结构性改革和助推“新基建”发展的“新引擎”。

以大会为契机,西安市人大常委会副主任王凤萍向业界抛出合作“橄榄枝”。

王凤萍指出,综合智慧能源是智慧城市、智慧园区建设的基础。西安拥有丰富的能源资源,正形成科创资源富集的产业优势。“我们热切期待与各位朋友以本次论坛为桥梁,碰撞思想的火花,搭建交流的平台,实现更多的合作,共同推进智慧能源创新发展,共同谱写西安追赶超越的新篇章。”

值得一提的是,在国家加快推进产业升级和高质量发展的战略背景下,全国各地面临能源、交通、建筑向“绿色+数字”转型的迫切需要,酝酿巨大的绿色投资机会。以此为背景,中国投资协会能源投资专业委员会于今年初发起了“零碳中国”倡议,倡议以“零碳”为目标推进能源转型发展。

“‘零碳中国’倡议推动城市、工业、农业能源转型和改革,打造‘零碳交通’‘零碳能源’‘零碳城市’,通过技术创新提高能效和管理水平。”中国投资协会能源投资专业委员会副会长兼秘书长张杰在会上指出,陕鼓集团凭借现有的技术优势和发展模式,完全有条件打造“零碳工厂”示范标杆企业。

与会专家和企业代表亦围绕清洁可再生能源于传统化石能源系统协同发展、智慧能源发展关键

问题及发展趋势等话题展开探讨。

张胜杰 中国城市能源周刊 2020-09-18

循环利用！国内首个电网退运电池储能站济南投运

为美好生活充电，为美丽中国赋能。9月29日，山东口镇综能储能电站在济南市莱芜区投运并网，这是山东省内首个并网运行的电化学储能电站，是全国首个利用电网退运电池建成的储能电站。

储能电站的作用相当于城市“充电宝”，在用电低谷时充电，在用电高峰时放电，通过“削峰填谷”实现电力平衡。口镇综能储能电站是山东省能源局、国网山东省电力公司“党建联创·智慧能源”试点建设项目，包含了“绿色、创新、共享、赋能”建设发展理念，储能规模为1.6兆瓦/3.2兆瓦时，可为600户居民的小区持续供电1天。

储能站建设过程中，国网山东电力突出“把内部资源聚起来，把外部资源纳进来”的创新发展理念，从全省各地收集变电站、通信机房、实验室等场所退运电池，统一调拨至国网山东电力退运电池再利用中心，通过创新引入“复合谐振脉冲触发稀土纳米碳技术”，对退运电池进行全面修复，修复后的电池能够达到原容量的95%以上，延长了3年左右的使用周期。

“采用退运电池建设储能电站，可有效挖掘电网固定资产的剩余使用价值。”国网山东电力退运电池再利用中心负责人介绍说，按照当前0.15元/Ah检测修复费用测算，检测修复费用约占新购置同型号电池的十分之一，即使按照3年的使用寿命，也将大大节约固定投资成本，实现“化废为利、变害为宝”。

除了可以快速参与电网调峰调压，削峰填谷外，储能电站还可以有效减少大规模风光发电对电网的影响，提高新能源发电利用效率。“十三五”期间，我国可再生能源发展迅速。截至今年8月底，全省新能源和可再生能源装机达4009万千瓦，同比增长19.2%，占电力总装机的27.7%，其中光伏发电位居全国第一。

吕文涛 徐宁 杜飞 闪电新闻 2020-09-30

我国首台新能源消纳区块链智能装置发布

本报讯 记者路郑报道：9月15日，在中国国际智能产业博览会上，国网区块链科技公司发布我国首台针对新能源消纳的区块链智能装置——秒溯源区块链智能一体机，该装置基于国网区块链科技公司自有核心专利创新研发，是其在区块链核心技术自主创新领域的又一重大突破。

据了解，“秒溯源区块链智能一体机”作为国内首台突破新能源消纳信息壁垒的区块链智能装置，采用“利用智能合约实现基于身份的密钥管理方案及装置”核心技术，通过打通电网侧与负荷侧信息交互屏障，以安全高效的方式破解了链上链下数据一致性难题，实现了对新能源消纳数据和负荷侧数据的动态采集、远程监视、智能分析，对提升新能源消纳水平，推进我国清洁低碳能源体系建设具有积极意义。

除“秒溯源区块链智能一体机”外，国网区块链科技公司还同时发布了“区块链电子合同”等一系列数字化产品，围绕大会聚焦全球产业升级和高质量发展主题，集中展示在大数据智能化创新发展、推动数字产业化和产业数字化转型方面的创新举措和成果。

国网区块链科技公司技术专家杨成表示，国网区块链科技公司以区块链核心技术自主创新为发力点，依托北京互联网法院“天平链”和自主建设运营的“国网链”及“央企联盟链”三大基础设施，通过深入探索和持续发力，在区块链核心技术研发、场景应用、知识产权和标准建设、行业生态建设等方面，取得不斐的成绩，已率先踏上区块链技术产业化转型发展之路。未来，区块链技术创新应用和产品规划，将成为推动区块链产业化转型升级的重要抓手。

下一步，国网区块链科技公司将立足区块链技术创新应用，搭平台育人才，探索和培育区块链

挪威将斥资 18 亿美元建设全球首个 CCS 项目

中国石化新闻网讯 据路透社 9 月 21 日消息称，挪威周一表示，该国将为全球首个碳捕捉和储存(CCS)项目提供 168 亿克朗(18.3 亿美元)的融资，该项目预计总投资为 251 亿克朗。

几十年来，各国政府、能源公司和行业一直将 CCS 列为减少排放和向低碳未来迈进的计划的中心，但其发展缓慢，世界上几乎没有商业项目存在。

根据该计划，挪威政府将资助北极光(Northern Lights)，这是欧洲石油巨头 Equinor、壳牌和道达尔的合资企业，它将把捕获的碳排放运输并掩埋在北海的近海地质地层中。

奥斯陆还将资助挪威南部一家水泥厂的碳捕获项目，该水泥厂由德国海德堡水泥公司运营。

如果芬兰 Fortum 能够获得外部资金支持，政府还将资助其运营的位于奥斯陆的垃圾焚烧厂。

总理厄尔纳·索尔伯格说，该项目以维京人使用的船只命名，是“政府工业和气候努力的里程碑”。

她在新闻发布会上表示：“该项目将减少排放，促进新技术的发展，从而创造新的就业机会。”

这是这个产油国第二次尝试启动 CCS。十年前，挪威曾试图在一家天然气发电厂捕获温室气体排放。

曹海斌 中国石化新闻网 2020-09-24

日本公司在印度尼西亚展示地下碳储存

一个示范项目设施，用于捕获附近炼油厂产生的二氧化碳并将其存储在北海道 Tom 小牧市的地下深处。该项目于 2012 年至 2019 年进行。

两家日本公司将从明年开始在印尼开展一个示范项目，将二氧化碳深埋在地下，这是减少温室气体排放的一部分。

电力开发公司(J-Power)和咨询公司 Japan NUS Co.将在印度尼西亚政府和国有石油公司 PT 的合作下，在中爪哇省 Gundih 气田开始四年计划。根据东京公司最近的公告，Pertamina。

经济产业省五月选择了两家公司的业务建议作为基础设施研究项目，旨在应用于所谓的联合信贷机制，该机制将日本对外国削减温室气体排放的贡献视为自己的贡献。他们说减排。

他们补充说，这将是第一个假定要受到政府二氧化碳排放交易计划约束的示范项目。

天然气田和二氧化碳储存地点之间将铺设一条长约 4 公里的天然气管道，项目运营商将在该管道上挖一个深度约 3.6 公里的洞，以到达地下含水层。

预计总成本将达到数十亿日元。

据 J-Power 称，在 Gundih 油田进行气体净化的过程中，每年产生约 30 万吨二氧化碳，并扩散到空气中。

J-Power 公共关系官员说：“由于空气中的含碳量极低，很难从空气中有效地收集二氧化碳，但是在甘地已经安排了有效收集二氧化碳的条件，” J-Power 公共关系官员说。

这位官员说：“因此，我们可以说该地点适合 CCS 项目。”这是碳捕集与封存的首字母缩写。

日本经济产业省官员说，日本将继续支持其他亚洲国家的类似减排努力，这些国家对化石燃料火力发电的依赖相对较高。

这位官员说，该项目将“为国内公司提供推广其高级技术的机会”，以减少二氧化碳的排放。

据该官员称，自 2012 年至去年在北海道举行的另一次示威活动的结果表明，埋藏二氧化碳的成本约为每吨 6,000 日元(57 美元)至 7,000 日元。

这位官员说，日本政府预计 CCS 项目最早将于 2030 年实现商业化，但企业的生存能力取决于

交易温室气体排放权获得的收益是否能抵消成本。

根据国际能源署的数据，在亚洲国家，燃煤发电的百分比相对较高，该发电被认为比任何其他能源都排放大量二氧化碳。

IEA 最新数据显示，2018 年，中国和印度使用煤炭的火力发电约占全部电力的 70%，印度尼西亚超过一半，马来西亚和菲律宾则超过 40%，而世界平均水平约为 38%。

IEA 在一份报告中表示，自 2040 年起，2014 年累计减排量的 14% 必须来自 CCS，才能实现 2015 年巴黎气候协议中设定的 2 度温度上限。

作为巴黎协定的签署国，日本一直目标是到 2030 财年将温室气体排放量从 2013 财年的水平减少 26%，这是国际社会的批评，日本在应对全球变暖方面做得不够。

印度尼西亚设定的减排目标是与往常相比至少减少 29%。

能源界 2020-09-22

武汉岩土所在干热岩热储改造技术研发中取得进展

我国为地热能产业发展提供有利支持，使地热能产业进入发展的快车道。我国中深层地热开发的两类基本热储包括传统的水热型和干热岩型。传统的水热型地热能开发相关技术已经成熟，目前的技术难题在于砂岩热储的自然回灌效率较低。干热岩与天然气水合物被并称为具有重要意义的未来能源，但高效开发干热岩中的能源具有挑战性，国际上已开展 30 多项示范工程项目，尽管已逐渐积累干热岩热储建造和开发经验，但由于地质条件的复杂性和差异性等，单个项目的技术经验无法直接复制应用到下一个项目中，且干热岩工程项目初期投资大，而目前的经济性较低，导致干热岩的开发进展缓慢。

能否开发干热岩取决于建立大体积人工热储($>1\text{km}^3$)的能力，其需要产生大规模的裂隙网络，既保证有大面积的换热通道进行长期的热能提取，又避免采热井发生过早的热突破而导致采热效率降低。在深井(约 >5000 米)、高温($>150^\circ\text{C}$)和高地应力的硬岩(即花岗岩)中建造复杂的裂隙网络，取决于压裂前地层中天然裂隙分布、地温场、应力场和岩石物性等特征和热储激发技术和激发方案。

水力压裂改造前干热岩储层中裂隙系统分布和地温场的合理表征，影响热储激发中裂隙的扩展和裂隙网络的构建，中国科学院武汉岩土力学研究所结合基于多源数据(包括地震、测井、钻井等)融合的地质建模和参数随机反演，提出强边界约束的区块尺度热储预测方法(图 1)，为热储的水力压裂改造提供地质模型。

针对现有水力压裂商业软件大多无法实现复杂不同级别天然裂隙存在情况下的水力压裂缝扭转、相交和穿越等的模拟，基于拟连续介质理论，考虑复杂缝网扩展、井-缝-孔多重介质多相渗流、传热传质和热-流-固多场耦合响应等物理过程，研究人员与重庆大学合作开发出基于 FLAC3D 平台的裂隙岩体多物理场耦合的水力压裂缝扩展三维数值仿真模拟程序，可实现在不同级别天然裂隙和非均质地层中水力裂缝的扭转、相交和穿越等的数值模拟;开发的基于 CPU 和 GPU 异构的并行计算程序，可实现多物理场强耦合条件下百万级自由度数值仿真计算的高效和精确求解，已应用于复杂天然裂隙存在条件下干热岩和页岩等的水力压裂储层改造二维和三维数值模拟研究中(图 2、图 3)，实现干热岩水力压裂储层改造效果快速产能评价的仿真模拟(图 4)。

针对传统单一水力压裂技术难以在干热岩内建立有效裂隙网络的难题，研究人员提出冷水交替热刺激-基质化学刺激-水力压裂联合的复合热储体积改造技术，揭示热刺激、化学刺激对干热岩微观损伤的破坏机理，热刺激和基质化学刺激可使干热岩的渗透能力提高 5 个数量级以上，且力学强度具有不同程度损伤(图 5)。在复合刺激工艺流程方面，可先冷水交替循环注入刺激使压裂井段周围产生热破裂，低温下注入土酸进行酸化刺激以扩大微破裂的区域，继而开展高压水力压裂改造形成主裂缝和次级裂缝区，进一步开展长时间的低压水力压裂，以增大刺激裂缝和微裂缝通道。目前，干热岩复合热储刺激工艺处于实验室研发阶段，下一步研究人员将在场地开展实验研究。

相关研究成果发表在 Geothermal Energy 和 Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering 等上，武汉岩土所副研究员刘贺娟为论文第一作者。

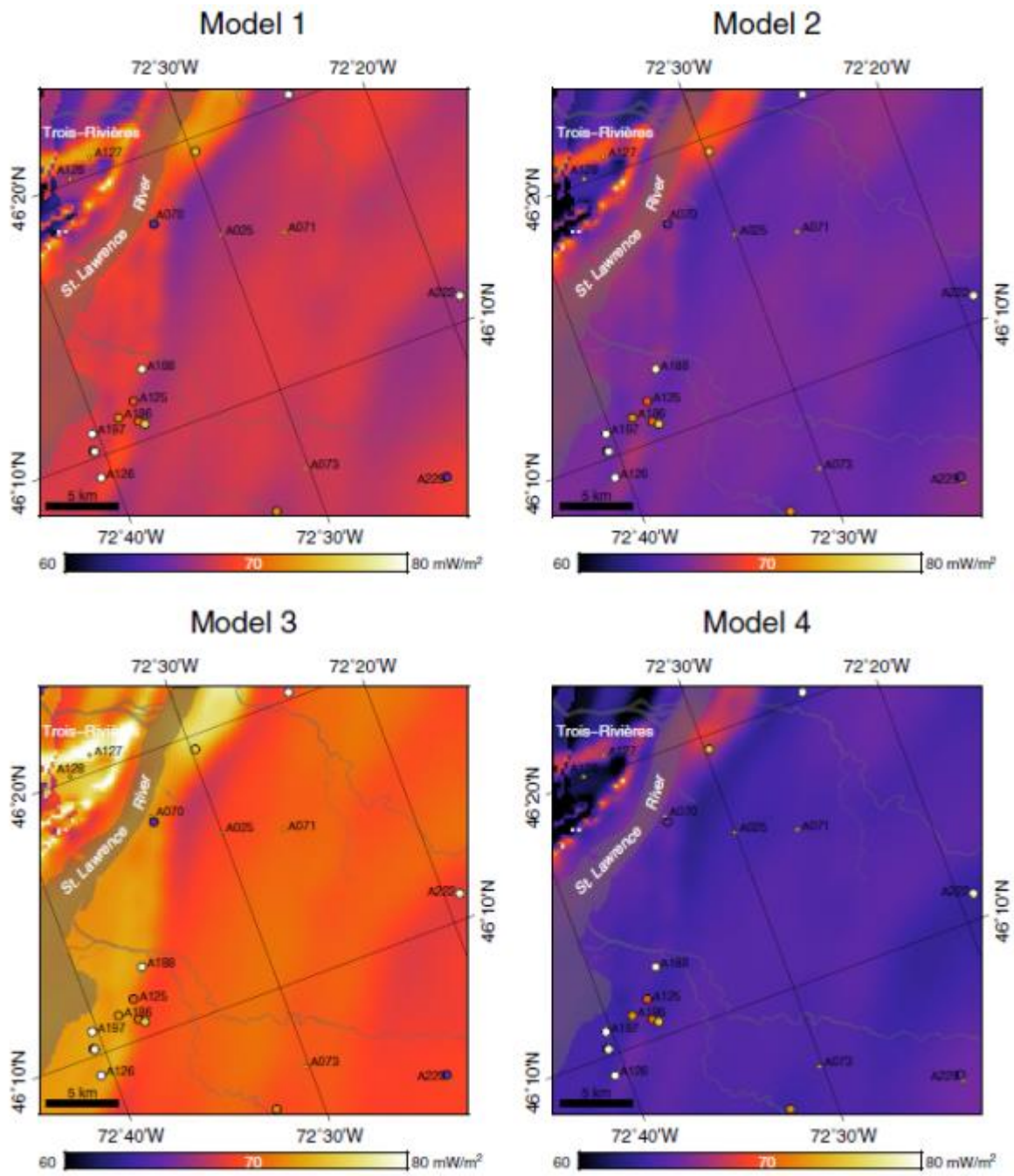


图 1.不同底边界约束条件下区块尺度含复杂裂缝的热储层热模拟与实测数据的比较

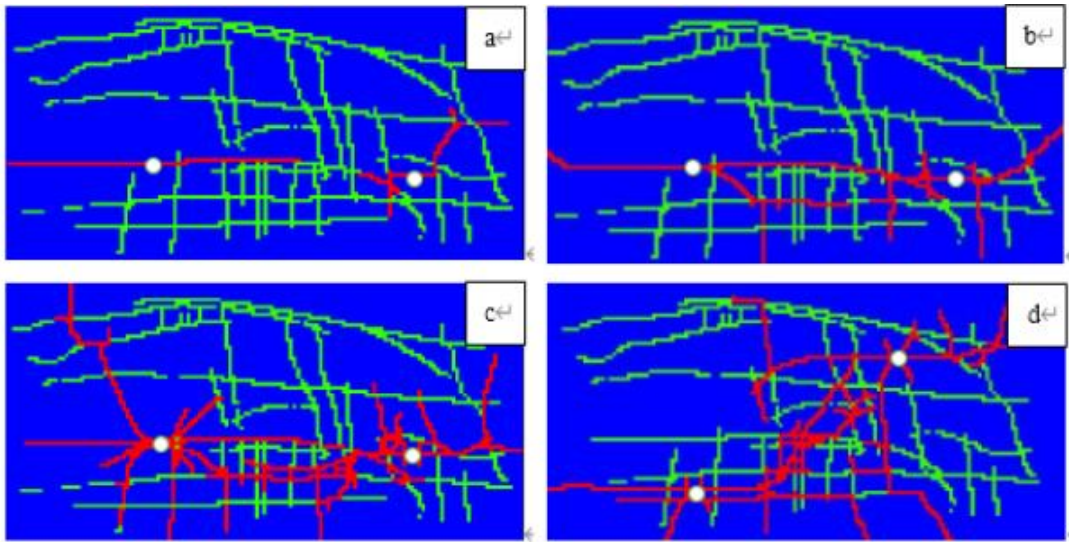


图 2.不同水力压裂改造方式在含天然裂缝岩体中产生的二维裂缝网络

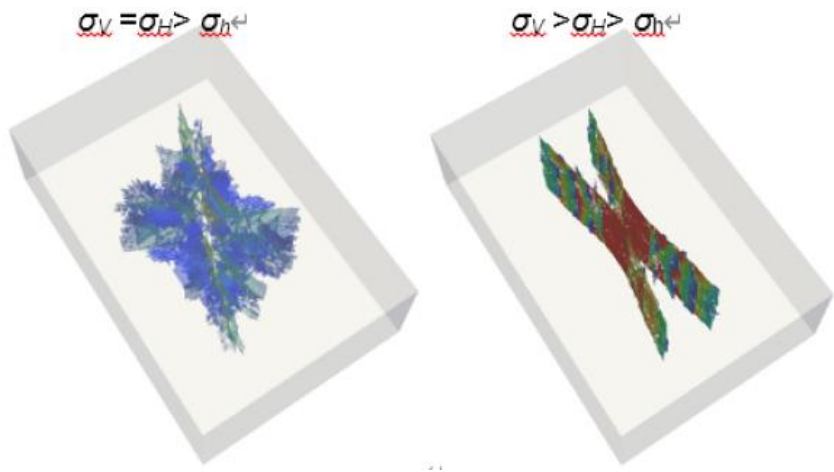


图 3.含天然裂缝岩体中地应力对水力压裂改造形成的三维裂缝网络形态的影响

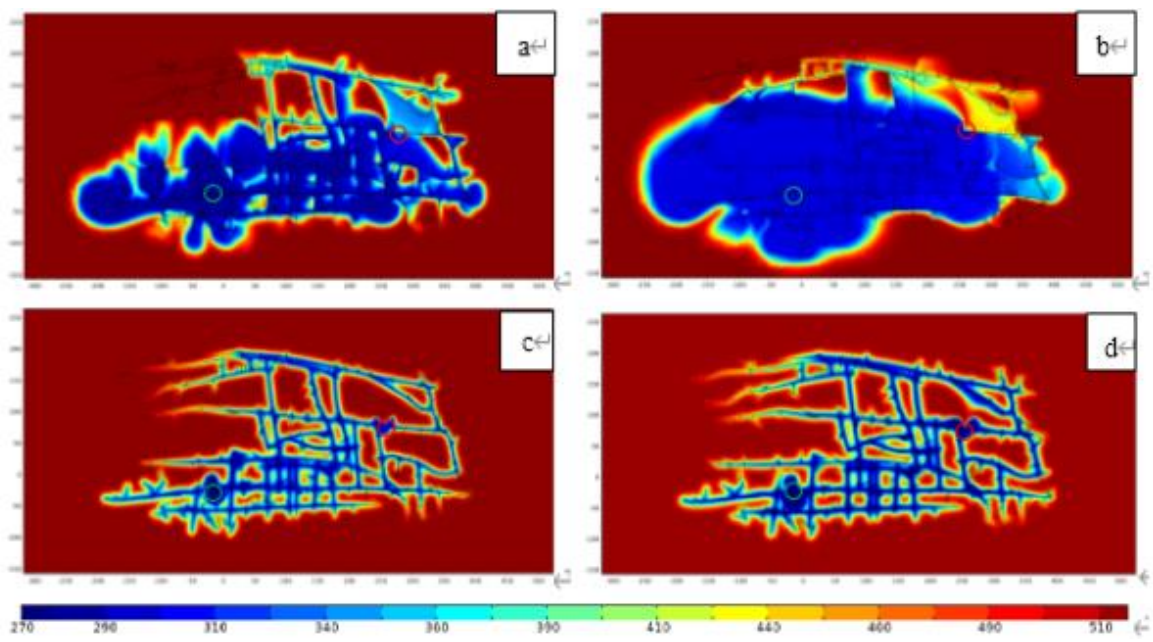


图 4.不同水力压裂改造形成的裂缝网络系统的地热开采温度场变化

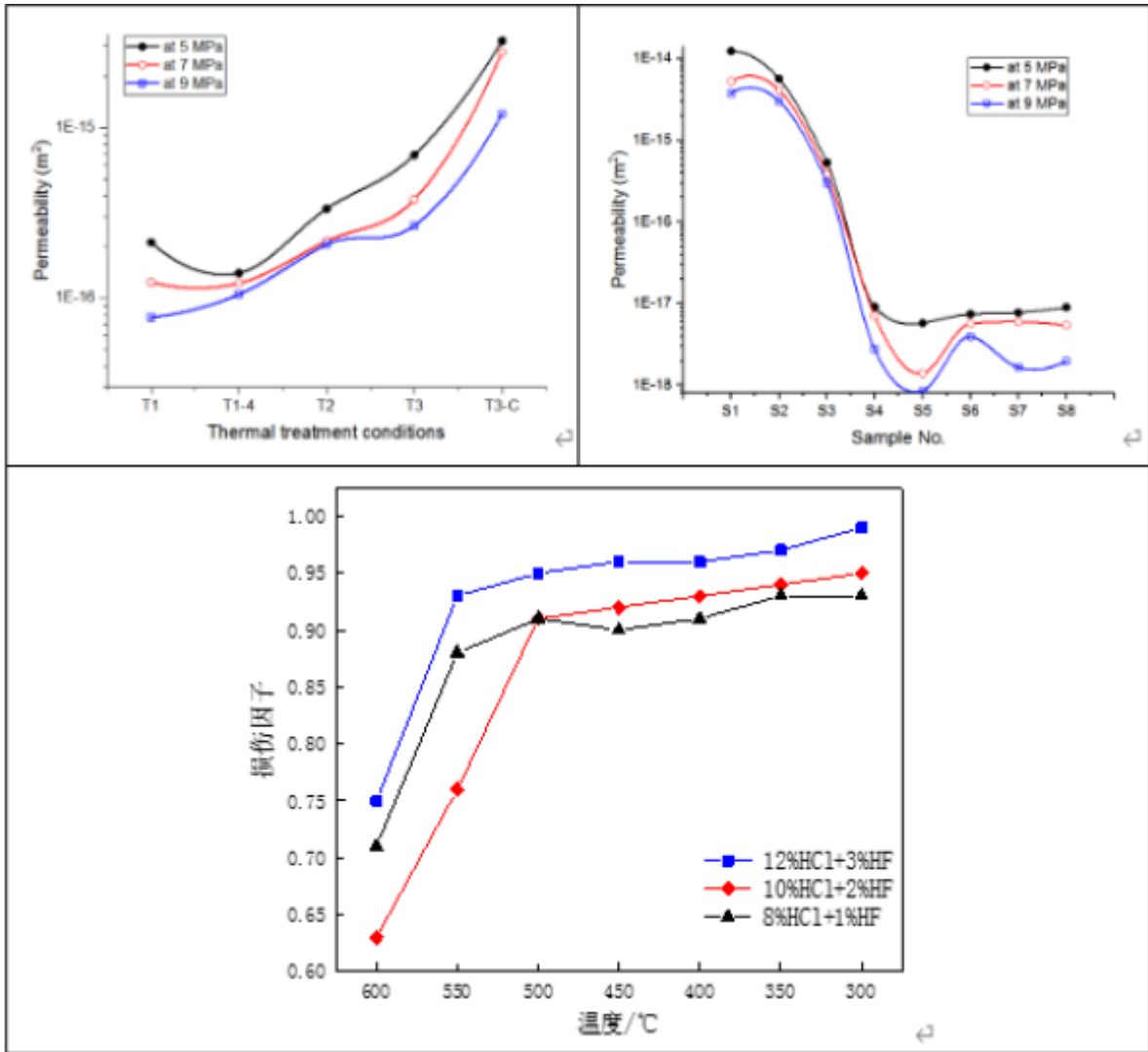


图 5.热刺激和化学刺激引起的干热岩渗透性能变化和力学强度损伤特征

武汉岩土力学研究所 2020-09-27

欧盟“上调”减排目标引关注

近日，欧委会主席冯德莱恩向欧洲议会发表了欧盟年度国情咨文，再次重申了气候行动的重要性，提议将 2030 年温室气体减排目标从目前的 40% 提升至 55%，并写入欧盟法律以强制要求所有成员国遵守。此举引发国际社会广泛关注。舆论认为，欧盟内部对气候问题分歧严重，加之经济陷入萧条，推进“更严苛”的气候行动面临极大挑战。

2030 年减排目标升至 55%

欧委会指出，基于过去一年的研究和磋商，要在“平衡、现实和谨慎的基础上”实现 2050 年气候中和，需要在 2030 年前，将温室气体排放量较 1990 年的水平减少 50%—55%。“新目标是基于对社会、行业、经济、环境等全方面影响做出的最低标准，只有未来 10 年加快减排脚步，欧盟才会更容易实现 2050 年净零目标。”

冯德莱恩表示：“我们正在竭尽所能兑现承诺，即到 2050 年使欧洲在全球率先实现气候中和，上调 2030 年减排目标是这一过程中的关键步骤。我们将通过投资资源节约型经济、促进清洁技术创新、创造绿色就业机会等，将欧洲变得更好。”

据了解，欧委会将在 2021 年 6 月之前完成“2030 年 55% 减排目标”的立法，并对拟议中的《欧洲

气候法》进行修正，同时提出将新减排目标确定为欧盟在《巴黎协定》框架下的国家自主贡献，计划今年年底前提交至联合国气候变化框架公约。此外，欧委会还打算修订欧盟碳排放交易体系（ETS）、加强能源效率和可再生能源政策、收紧公路交通二氧化碳排放标准等。

彭博社指出，欧盟将从低排放运输、绿色农业、清洁能源以及节能建筑这四个方面来推动 2030 年 55%减排目标的完成。交通领域，到 2030 年，欧洲地区车辆每公里二氧化碳排放量将至少减少 50%，可再生能源在交通运输中的比重至少提高到 24%。同时，欧洲将强制提高海运和航空领域低碳燃料使用比例，并确定氢能在重型运输行业的重要地位。

电力领域，到 2030 年，欧洲可再生能源发电占比将至少翻一番，在能源需求中的占比将升至 28%—40%。而煤炭消耗量将在 2015 年的基础上减少 70%以上，石油消耗量将减少 30%，天然气消耗量将减少 25%，并取消化石燃料补贴。欧洲地区整体能源结构将变得更加绿色。能效方面，到 2030 年欧洲将实现 32.5%的能源利用效率，通过建筑翻新、鼓励改用可再生供暖解决方案、推广智能家居等实现节能增效。

优先资助清洁技术和可再生能源

欧盟官网指出，为了确保 2030 年 55%减排目标能够获批，将重新修订可再生能源融资机制，旨在帮助成员国更轻松地获得项目融资以及更便捷地推进合作和项目部署。

欧委会确定了资金投入的三大优先考虑领域，其中面向未来的清洁技术和可再生能源为第一优先领域；第二优先领域是能源效率，特别是改善公共和私人建筑物的能耗水平；第三优先领域是创新能源技术，包括智能交通工具、智慧基建、大数据等。

冯德莱恩敦促各成员国政府优先使用欧盟经济复苏基金来促进可再生能源、能源效率和清洁交通的发展。

据悉，总量为 6725 亿欧元的欧盟经济复苏基金，是“下一代欧盟基金”的一部分，后者旨在推动欧洲地区后疫情时代经济复苏，并助力 2050 年实现能源转型和气候中和。“下一代欧盟基金”可以资助欧洲“氢谷”的打造，为实现地区工业现代化，赋能可持续发展助力。”冯德莱恩表示。

根据欧委会此前发布的《欧盟氢能战略》，欧盟将分三个阶段发展氢能，首阶段将在 2024 年前建成至少 6 吉瓦的“绿氢”项目；第二阶段为 2025—2030 年，氢能将成为欧盟能源体系的重要组成部分，将有多个区域制氢产业中心——“氢谷”落成；第三阶段为 2030—2050 年，重点研究氢能在能源密集型行业的大规模应用。

路透社指出，欧盟上调 2030 年气候目标的决定，将进一步促进欧洲地区可再生能源的大规模投资和部署，如果 55%的新目标最终写入立法，预计 2021—2030 年期间，欧洲的可再生能源领域将额外增加至少 3500 亿欧元的投资。

业界担忧新目标过于严苛难推进

不过，彭博社同时指出，欧盟推进更严苛的减排目标面临很大挑战，因为这不仅将强制要求部分成员国加速推进清洁能源发展，同时会令汽车制造商面临更严格的污染标准和排放法规，甚至欧洲民众都可能因此被迫“少吃肉制品”。

事实上，欧盟议会环境委员会成员此前曾呼吁，将 2030 年减排目标提高至 60%，但当前 55%的目标都可能面临来自部分东欧国家的“抵制”。以波兰为代表的一部分东欧成员国明确表示，会持续抵制这一“不切实际”的减排目标。

波兰、保加利亚、匈牙利、罗马尼亚和斯洛伐克的环境部长 7 月时曾致信欧委会，要求新的 2030 年气候目标“脚踏实地”，同时要考虑到远离化石燃料的社会可能面临的环境和经济成本效益。

欧洲的汽车制造商同样对新的减排目标表达了不满。欧洲汽车工业协会（ACEA）、欧洲汽车零部件供应商协会（CLEPA）以及部分汽车制造商日前纷纷表示，欧盟目前充电基础设施的数量不足以支撑新气候目标的实现，应该出台相关的扶持政策。

CLEPA 指出，欧盟 2025 年设立 100 万个充电站点的目标根本无法满足需求。去年，欧盟电动汽车销量翻了一番，但充电站点的数量只增长了 58%。

ACEA 总干事 Eric Mark Huitema 强调：“政策制定者不能盲目制定目标，如果没有配备必要的扶持和鼓励政策，那一切都是空谈。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-09-28

欧洲计划 10 年内实现低碳电力占比 80%

本报讯 欧洲电力行业协会近日表示，未来 10 年内，欧洲将持续致力于发展低碳电力，力争到 2030 年，实现 80% 的电力来自低碳电源。

据路透社报道，统计数据显示，截至今年上半年，可再生能源发电已经在欧盟地区电力结构中占 40%，而与此同时，化石燃料发电量则同比下降至 34%。

欧洲电力行业协会秘书长 Kristian Ruby 表示：“为了实现 2030 年低碳电力占比 80% 的目标，欧洲各国必须消除各种障碍，大力支持风能和太阳能等低碳能源的发展。同时，为了实现欧盟 2030 年的气候目标，太阳能和风力发电的装机规模分别都需要实现翻番。”

陈商 中国能源报 2020-09-21

清洁取暖不妨试试兰炭

一年一度的北方地区冬季清洁取暖燃料准备工作即将开始。同时，打赢大气污染防治三年攻坚战也到了即将交卷的时刻。经过几年的不断努力和探索，业内对如何既能保证百姓温暖过冬，又能确保大气污染防治效果多了一些认识和选择。

散煤取暖造成的大气污染还历历在目，但为什么老百姓就是放不下散煤？因为散煤来源广、供应有保障，且价格便宜，供暖舒适性较高。如何既能保留散煤的优点，又能避免其污染的不足？一种新型的清洁燃料——兰炭逐渐进入人们视野。

近期，由于部分地区在“限煤双控”刚性政策的约束下，适当放松了对兰炭的限制，引起一些地区争抢兰炭，尤其是一些燃煤电厂为完成压煤任务，也加入了争抢大军。其实，兰炭只适用于那些无法进行烟气超低排放治理的家庭民用和中小型工农业、养殖业等分散用户，并不很适合煤粉炉燃煤发电厂使用。

传统炉灶结构不合理致散煤直烧产生大量污染

自古人发现煤炭并将其作为燃料用于取暖和炊事以来，直到 2017 前，家庭散煤的燃烧方式并无太大变化，祖祖辈辈都是采用直立底部自然进风短炉膛燃煤正烧小炉灶，即使后来的家用封闭式取暖炉，炉膛结构也没有变化。此种炉灶由于结构简单，制作成本极低而被长期广泛使用。

但此种炉灶结构燃用烟煤，会产生大量煤烟污染，能效也很低。因为这种结构的炉灶没有二次供风，引燃煤炭和后续加煤都在炉膛火焰中心上部，煤炭被加热到 320°C 左右就发生热解，产生的热解煤气在炉膛上部很难点燃和完全燃烧，使 60%-70% 的热解煤气顺着烟道排空；热解过程中煤炭不断爆裂产生的大量细煤粉也随着烟气被带出；煤中的硫不断被氧化生成的二氧化硫烟气，因不能和灰渣中的碱性物质接触固硫，所以多数二氧化硫也都一并进入大气中，造成严重空气污染；同时，这些排出的干馏气和带出的煤粉没有得到燃烧使用，白白浪费，使整体热效率低于 60%。这就是散煤燃烧造成严重污染和能效低下的根本原因。无论是用块煤、粉煤，还是型煤都是如此。

如果向炉灶中直接加入细颗粒煤，飞扬出去的煤粉更多、浪费更大；如果做成型煤或煤饼再烧，飞出的煤粉会少得多，但挥发分逃逸问题仍无法解决；工业锅炉炉膛较长，如果没有二次风补燃，挥发分逃逸问题就不可避免；一般锅炉都是强制鼓风，煤粉带出问题更为严重。

煤烟中含有大量焦油蒸汽、甲烷和少量其它烃类气体，以及氢气，这些都是大气光化学污染的重要构成物质，是 VOCs 治理的重点；焦油蒸汽含有大量苯、酚、萘、蒽、苯并芘等数十种知名和尚未知名的多环芳烃类有毒有害物质，有的还是强致癌物，它们会加重雾霾和酸雨，对人体健康产

生不良影响。

中低温热解技术让散煤变身污染极小的兰炭，成为散煤替代首选

兰炭是烟煤热解后的半焦，是通过热解技术去除烟煤的大部分挥发分后的固体产物，这种技术在陕北、鄂尔多斯地区已有 20 多年的发展历史。起初用当地盛产的长焰煤进行土法烧焦，污染严重。近十多年来，随着技术的不断改进和环保政策的倒逼，兰炭的生产工艺、装备以及污染控制水平都有了革命性进步，已进入清洁生产和超低排放的现代化大工业阶段。目前，兰炭产业已扩展到整个陕北、蒙西、甘肃、新疆等拥有长焰煤资源的地区，全国产能近 1 亿吨。兰炭的用途也从最初的铁合金和电石行业，扩展到高炉喷吹、球团烧结、工业造气等行业，近两年逐步进入家庭民用和冬季取暖领域。

兰炭生产和散煤直烧的化学反应过程十分相似，只不过兰炭是把原煤集中热解，散煤是分散到千家万户的炉灶中热解。通过烟煤的集中热解，把散煤变成兰炭，不仅可把燃料清洁化，而且可将煤炭中的挥发分物质全部回收，生产高附加值产品。不但能减少环境污染，而且能大大提高原煤经济效益。

兰炭虽属煤炭，但其性能已发生根本改变，其挥发分和硫分残余已很少，热值大幅提高：挥发分一般降至 5%-10%、残余硫分降低 50%以上，热值提至 6000 大卡/千克以上。挥发分大幅降低，散烧时产生的煤烟就大幅减少；同时，经过热解形成的兰炭热稳定性有所提升，产生的煤粉和飞灰大幅减少，大大缓解了粉尘污染。即使还用原来的正烧小炉灶，也不会产生太大污染。

监测数据表明，烧兰炭比烧散煤可节能 30%以上，产生的粉尘和其它烟气污染物下降 80%-90%，二氧化硫下降 50%以上。

对用户而言，燃料用量小了，运费可节省 1/3，所以兰炭的综合消费成本增加并不多。虽然表面看兰炭比散煤价格高，但只要厂家把原煤热解减重部分，即煤焦油和热解煤气高值高效利用起来，完全可抵消加工成本，甚至还会有盈余，兰炭成本还有一定的下降空间。

兰炭虽以散煤为原料，但已不是散煤，而是转变成了非常优质的煤基清洁固体燃料，既保持了散煤使用的便捷性和廉价性，又减少了污染，且资源丰富有保障，是替代工业和民用散煤的首选。石油需要“炼化”才能清洁化和分品种使用，原煤低温热解也是一种“炼化”，“炼油”和“炼煤”有异曲同工之妙。

在不具备气代煤、电代煤的地区，以兰炭全面替代散煤切实可行

党中央、国务院非常重视大气污染防治工作，同时也要求确保北方地区清洁取暖、温暖过冬。近年来部分地区采取了大量限煤、禁煤和煤改气、煤改电的行政措施，配合大气污染防治整体措施综合施策，中东部地区空气质量得到明显改善。

但在此过程中，工业和民用散煤替代也出现了一些问题。改电、改气后的保供难度大、消费成本高、舒适性偏低等问题极易导致散煤复烧。

如果采用兰炭，上述问题或可基本得到解决。虽然散烧兰炭还达不到超低排放和改气、改电的清洁效果，但相比过去原煤散烧已有极大改善，特别是随着兰炭专用炉具的推广使用，能效和清洁性提升明显。

今年是“十三五”收官和“十四五”筹划之年，认真总结“十三五”期间散煤治理的经验教训，使“十四五”和未来更长时期内散煤污染治理更有力、更科学、更可承受十分重要。在不具备气代煤、电代煤的地区，以兰炭全面替代散煤是切实可行的办法。

一是针对家庭分散民用取暖和农业大棚、养殖场所、农村乡镇街道小企业等，大力推广兰炭替代，在基本不改变原有使用习惯的前提下，可全面替代。如果同时采用专用炉具，效果更好。初期投资和运行费用完全可承受，完全有潜力不依赖财政补贴。

二是对于 10 蒸吨/时及以下小工厂的供热供暖，如果实在无法改气、改电，也可采用兰炭专用锅炉，配合简易的烟气脱硫脱硝、除尘装置，完全可做到达标排放，且投资和运行费用低、设备可自动运行、供应有保障。但对于吨位较大的兰炭锅炉，必须配套建设烟气污染物超低排放治理系统。

三是对于必须使用燃气的玻璃、陶瓷等行业，推荐采用新型无排放固定床兰炭连续气化炉，就地生产廉价燃气。这种兰炭气化炉完全无焦油和酚氨废水，在窑尾烟气排放总管配套建设超低排放系统，即可获得良好的减排效果。

当然，兰炭终归是碳基燃料，虽然污染问题可解决，但碳排放问题尚不能解决。因此，在减排温室气体、发展低碳经济的大趋势下，兰炭也不能任性和无节制地使用，虽然控制温室效应和碳减排是一个长期过程，但在有清洁能源和可再生能源的地方必须尽量优先使用这些能源，不足部分再考虑兰炭。

（作者系中国煤炭加工利用协会理事长，本文仅代表作者个人观点）

张绍强 中国能源报 2020-09-21

澳大利亚将投资 130 亿美元用于研发减排技术

中国石化新闻网讯 据油气新闻 9 月 23 日消息称，澳大利亚能源部长周一表示，该国计划在未来 10 年投资 180 亿澳元(合 130 亿美元)用于研发减少碳排放的技术，以应对气候变化。

能源部长安格斯·泰勒表示，政府将重点投资于氢、能源储存、低碳钢和铝、碳捕获和储存以及土壤碳封存等领域，并制定了这些技术的成本目标。

截至 2019 年底，该国已经完成了《巴黎气候协定》承诺的一半目标，即到 2030 年在 2005 年的基础上减排 26%至 28%。

根据周一发布的摘录，泰勒将于周二在堪培拉发表演讲时说：“澳大利亚不能也不应该为了减排而损害本国经济。”

该计划旨在将电池存储成本降低至每兆瓦时 100 澳元以下，将碳捕获和存储成本降至每吨 20 元以下，并将土壤中碳的测量成本降低到每年每公顷 3 元以下，以鼓励农民改变他们的土地管理方式。

曹海斌 中国石化新闻网 2020-09-27

澳大利亚计划在低排放技术领域投资 130 亿美元

中国石化新闻网讯 据今日油价网站 9 月 22 日消息 澳大利亚能源和减排部部长安格斯·泰勒周二表示，作为全球最大的煤炭出口国，澳大利亚计划在 2030 年前投资 130 亿美元（180 亿澳元）于低排放技术，以实现更低的排放量、更低的成本和更多的就业机会。

据政府估计，预计投资将在未来十年内推动至少 360 亿美元（500 亿澳元）的新投资。

澳大利亚将致力于建立一个区域性的氢出口中心，支持碳捕获和储存（CCS）技术，发展能源储存，并致力于降低低排放钢铁和铝的生产成本。

然而，与其他工业化国家的政府不同，澳大利亚没有制定任何净零排放目标。

泰勒在政府的第一份低排放技术声明中表示：“到 2030 年，正确利用未来的技术将支持 13 万个就业岗位，并在 2040 年之前避免约 2.5 亿吨的排放量。”

泰勒表示，如果这些技术在全球得到广泛应用，它们将大大减少能源、交通、农业和重工业的排放。这些行业占全球排放量的 90%，每年排放约 450 亿吨。

数据和分析公司 GlobalData 上月表示，尽管面临冠状病毒危机等短期挑战，但从长期来看，澳大利亚将成为全球能源转型的领导者，实现向可再生能源在其能源结构中占绝对多数的最快过渡。

GlobalData 表示，澳大利亚有一系列太阳能和风力发电项目，将给投资者带来市场信心。

根据澳大利亚能源市场运营商(AEMO)对澳大利亚发电量的 20 年蓝图，到 2034 年至 2035 年，可再生能源发电量将可提供 85%的发电量。到 2040 年，可再生能源将占发电量的 94.2%。

王磊 中国石化新闻网 2020-09-24

盐穴储能发电树立能源发展新示范

作为推动能源生产和利用方式变革的重要技术之一，储能，无疑将为能源转型带来机遇，而压缩空气储能更是储能技术领域“前沿中的前沿”。如果将千年盐穴唤醒，在其中压缩空气发电，便更称得上是一次穿越古今的“能源对话”。

在江苏常州中盐金坛盐化有限公司园区，随着由中国能建江苏院（以下简称“江苏院”）设计的盐穴压缩空气储能发电系统国家示范项目（以下简称“金坛盐穴压缩空气储能项目”）开工，闲置的盐穴将被逐渐“盘活”。

盐穴非补燃，压缩空气储能探新路

盐穴，即盐矿开采后留下的矿洞，是一种宝贵的不可再生资源。我国盐穴资源丰富，大部分体积巨大且密封性良好，适于储存石油、天然气等重要战略物资，也是储存高压空气的理想场所。然而，由于利用率不高，目前绝大多数处于闲置状态。金坛盐盆是我国优质的盐穴资源，面积大、盐质优、埋藏深、易开采、密封性好，是建造盐穴储气库的绝佳位置。盐穴压缩空气储能项目落址于此，将有利于探索盐穴循环利用和可持续发展的新路径。

金坛盐穴压缩空气储能项目是目前空气储能领域唯一国家示范项目、国内首个盐穴储能发电项目和世界首座非补燃式压缩空气储能商业电站，本期建设1套6万千瓦×5小时的盐穴非补燃式压缩空气储能发电系统，发电年利用小时数约为1660小时，电换电效率为60%以上，使用寿命超过30年，二期规划建设规模为35万千瓦，终期规模将达100万千瓦。

同时，项目将结合所在区域负荷发展及可再生能源的开发情况，构建基于盐穴压缩空气储能发电系统的微电网工程，在规模和效率上为国内压缩空气储能项目树立典范，并为我国建立压缩空气储能领域标准体系、打造华东地区大型空气储能基地和面向江苏全省的大型调峰电源基地奠定基础。

盐穴压缩空气储能项目容量大、寿命长、费用低、响应快、运行活、效率高、污染少、占地小，可实现电力供应的“削峰填谷”、“调频稳压”。盐穴压缩空气储能技术借助盐穴对空气进行压缩，实现能量的存储转化。储能时，多级压缩机将空气压缩至高压状态，储存至地下盐穴，完成电能到空气压力势能的转换；释能时，压缩空气从地下盐穴释放，驱动透平膨胀机发电，完成空气压力势能到电能的转换。

发电全程“零”燃料消耗，让人眼前一亮。原来，这得益于清华大学研发的非补燃压缩空气储能发电技术。从介入项目开始，江苏院发电工程公司项目经理李季所在的设计团队便与这项新技术打起了交道。

根据运行原理不同，压缩空气储能系统可分为补燃式和非补燃式两类。补燃式系统运行依赖于大量化石燃料的燃烧补热，不仅能耗大、污染重，而且因压缩热被弃用，循环效率较低。非补燃式系统则采用了热压分储方式和回热技术，能将压缩热存储在蓄热罐中，使整个系统绝热，既能提高循环效率，又能实现储能过程的无燃烧、无排放。

“项目除供电外，还能利用压缩热和透平的低温排气实现供热、供冷，能量综合效率可以达到85%。随着技术研发的推进，未来的储能效率有望突破70%。”李季表示。

摸石头过河，“中国创造”绘未来

作为国际率先采用非补燃技术的压缩空气储能电站，金坛盐穴压缩空气储能项目是“中国创造”的有力证明。江苏院发电工程公司总经理宋坤林表示，由于走的是与国外压缩空气储能电站完全不同的技术路径，没有设计规范标准可依据、没有工程布局可参考、没有系统流程可套用，一切都得摸着石头过河，“当务之急就是对新理念、新工艺、新设备的调研、学习和消化。

根据项目的系统功能分区，设计团队联同业主和清华大学开展了深入的调研工作。针对发电系统的核心设备压缩机和空气透平机，发现国内尚未有成熟的机型，需通过研发生产，确定结构型式和主机参数；针对储气系统，远赴德国调研了世界首座补燃式压缩空气储能电站和国内油气单位在金坛的盐穴储气库，了解盐穴储气的密闭性和稳定性；针对储热系统和换热系统，调研了德令哈光

热电站，学习了储热系统的设计选型，以确定导热油介质和换热器结构型式。

将原理图转化为工程应用，每一步都凝结着设计团队的缜密思考和辛勤付出。依据清华大学提供的非补燃压缩空气储能发电技术方案，他们开展了工艺流程方案设计，进行了设备合理选型和总平优化布局，根据发电系统、压缩系统、储热系统、换热系统等 4 个环节的不同功能进行了分区布置，并对系统流程设计不断优化，确保系统合理、分区明确、流程顺畅。

在标准执行方面，设计团队也遭遇了“拦路虎”。由于金坛盐穴压缩空气储能项目对于测算连接压缩机管口的允许推力和力矩须严格执行美国石油学会制定的标准，而高容量、高参数、高转速的压缩机管径大、管壁厚，对其应力计算的难度非常大。他们经过多次调整布置方案，反复验证数据结果，才最终满足了要求。

“项目的建设，将有利于我国创建具有完全自主知识产权的压缩空气储能技术体系，推动储能产业自主创新水平提升，促进大规模物理储能技术及设备的研发。同时，这也是江苏院承接的首个大规模物理储能项目，具有里程碑意义。”宋坤林表示，依托金坛盐穴压缩空气储能项目，江苏院将在关键领域攻关，在前沿阵地探索，与国内顶尖技术专家头脑风暴，朝着引领未来智慧能源系统高端设计技术迈步，为促进我国能源结构的清洁化转型和引领智能电网向低碳、绿色方向建设与发展贡献力量。

特约通讯员 刘琳 中国能源报 2020-09-28

研究认为英国需部署 30GW 储能系统才能实现净零目标

据外媒报道，咨询机构 Atkins 公司在最近发布的一份白皮书指出，英国为了到 2050 年实现净零排放目标，将需要部署装机容量为 80GW 太阳能发电设施以及装机容量为 30GW 储能系统。这份白皮书还探讨了满足净零目标所需的每种发电设施的装机容量以及部署率。

研究发现，英国实现这一目标需要部署 2.67GW/年太阳能发电设施，但是 2019 年太阳能发电设施的部署速度仅为 0.26GW/年，只是 Atkins 公司所述目标的 10%。

在没有补贴的情况下共址部署的英国 Clayhill 太阳能发电场与电池储能系统

这份白皮书指出，英国在 2019 年部署的太阳能发电设施的总装机容量为 257MW，其中 81.9MW 为大型太阳能发电设施。白皮书还对大型太阳能发电设施技术工程、开发成本，以及对补贴制度的变化迅速做出反应表示赞赏，并预测可能加快部署。

白皮书还概述了英国到 2050 年实现净零排放目标还需要部署装机容量 15~30GW 电池储能系统，从而有助于缓解太阳能发电和风力发电的间歇性。而与风力发电相比，所需部署的太阳能发电设施的装机容量将会更多。Atkins 公司指出，英国还需要部署装机容量 75GW 海上风力发电设施(每年为 2.5GW)和 20GW 陆上风力发电设施(每年为 0.67GW)。

刘伯洵 中国储能网 2020-09-17

非政府组织：碳减排需城市做贡献

“我想要听取各方关于到 2020 年如何阻止排放量增加，以及在本世纪中叶如何大幅度减少排放量以实现净零排放的意见”，联合国秘书长安东尼奥·古特雷斯在 2018 年 9 月的主题演讲中谈到今年将要召开的联合国气候行动峰会时表示。

本次气候大会关注的核心是于 2015 年签署、2016 年生效的《巴黎协定》。该协定是继《联合国气候变化框架公约》(1992) 以及《京都议定书》(1997) 后人类历史上应对气候变化的第三个国际法律文本。在今年 12 月将要举行的《联合国气候变化框架公约》第二十五次缔约方大会上，各国政府也将就该协定的实施准则取得一致意见，确保协定目标的最终实现。

《巴黎协定》的主要目标是在本世纪末将全球平均气温升幅较工业化前水平控制在显著低于 2°C

的水平，并向升温较工业化前水平控制在 1.5°C 努力。然而目前各国的国家自主贡献还不足以支撑该目标的实现，而这也是本次峰会得以举办的重要原因之一。

在此次峰会上，中国将与新西兰共同牵头“基于自然的解决方案”(NBS, Nature-Based Solutions) 项目。这一项目旨在加强人类与自然环境的联系，提高两者间和谐共处的可能性，并有望每年减少 12Gt 的温室气体排放量。

针对本次峰会的主题，澎湃新闻对世界自然基金会（中国）气候与能源和绿色金融项目总监王伟康进行了专访。世界自然基金会（World Wide Fund For Nature，英文简称 WWF）是成立于 1961 年的独立性非政府环境保护组织，其中的气候能源团队主要通过推动企业能源转型、加速工业能效提升等方式，协助中国加速低碳转型。今年 12 月，王伟康将带领该项目团队以非政府组织的身份参与《联合国气候变化框架公约》第二十五届缔约方会议。

峰会督促各国实现碳减排 中国声音值得关注

澎湃新闻：2019 联合国气候行动大会召开的目的是想要督促各国快速行动，减少碳排放，目标是在 2050 年实现碳的零排放。碳的零排放意味着什么？

王伟康：碳的零排放意味着，生产消费等过程中的能源效率和相应的碳排放标准将大幅提高，高比例开发应用低碳甚至零碳的可持续可再生能源，也会极大地要求减少工业生产过程、人居生活及其他排放源产生的碳排放。同时，实现零碳排放还需要增加自然和人为的碳汇，加大天然林保护和人工造林的力度，甚至还需要审慎开展碳捕集和封存措施。在这一过程中，社会资金流向也应当在政策的调节和推动下，流出增碳高碳领域，流向减碳低碳的行业和部门。

事实上，此类产业转型已经在逐步推进的过程中了，而且还刺激了一些新经济模式的出现。以金融产业为例，我们观察到，金融机构的投资除了在行业选择方面逐步退出高碳行业、转向低碳产业之外，在国家碳市场逐步建立的情况下，将碳作为一种资产进行开发也成为一种趋势。

澎湃新闻：联合国秘书长提出，希望参加峰会的各个国家提出更加切实的计划来确保本国在气候保护方面的参与度，如何评估各国的实施效果并确保这些计划的最终实现？

王伟康：联合国是促进全球各国以多边方式应对气候变化的核心渠道，联合国秘书长作为联合国这一多边国际组织的代表，对行动的实施有至关重要的促进作用，这也是联合国秘书长多次围绕气候变化议题专门召集全球高级别峰会的最重要原因。

通过秘书长召集的气候峰会，有利于充分发挥联合国各成员国应对气候变化的积极性。历史上，前秘书长潘基文就气候变化议题，在每年的联合国大会期间召集过多次重量级峰会，尤其是 2014 年的纽约气候峰会，就对于 2015 年全球达成《巴黎协定》奠定了非常重要的基础。

召开峰会的这一形式能够动员各方为合作应对气候变化提供更多解决方案，同时也有可能推动向发展中国家提供资金、技术和能力建设的支持。峰会所形成的有关成果及其后续实施应当通过《联合国气候变化框架公约》这一平台来落实和推进。

澎湃新闻：这次峰会，中国与新西兰共同牵头了 NBS 项目。中国在与 NBS 项目相关的领域已经做了哪些工作？今年的气候行动峰会，中国作为该项目的牵头国之一有哪些优势？

王伟康：中国和新西兰共同牵头并将会出席 NBS 有关的配套活动，表明中国对于在该领域所采取的应对气候保护和加强自然保护的行动具有充分的信心，能够积极展示中国应对气候变化政策行动，为全球应对气候变化做出中国贡献。

根据中国提出的应对气候变化的国家自主贡献以及第九次全国森林资源调查，截止 2018 年，中国的森林蓄积量已达到 175.6 亿立方米，已经提前 12 年完成了中国提出的 2030 年森林蓄积量新增 45 亿立方米的国家自主贡献目标。可以预期，在本次峰会中，中国将有机会积极宣传中国的成功经验，为其他各国提供参考。

具体领域方面，中国有可能会分享在天然林保护恢复和人工造林，保护和利用森林及湿地生态系统，城市绿地和湿地建设，以及沿海红树林、滩涂和珊瑚礁保护修复等领域的经验。

低碳减排城市做主要贡献 非政府组织在过程中发挥协助作用

澎湃新闻：NBS 的主要目标之一是将自然的系统性作用融入城市化进程。在气候保护方面，全球已经有 80 多个城市提出了中长期深度减排愿景，城市作为行动主体可以做些什么？

王伟康：随着全球城市化进程的加剧，城市消费了全球三分之二的一次能源，碳排放的 70% 来源于城市，而且这一比例还在逐渐增加。中国承诺 2030 年或更早实现碳排放峰值的目标，城市就是实现峰值目标的主要贡献者，目前中国大部分低碳试点城市提出了明确达峰目标。自 2010 年起，中国在省市级层面开展低碳试点工作，先后共计有 79 个城市、6 个省和 2 个县成为低碳试点。

城市对碳排放的承诺内容并不仅限于“碳中和”或者“目标年”。我们认为，不论是深度减排、净零碳或是零碳，对于城市来说都将是一个艰巨的挑战。因为所谓的峰值是城市低碳发展过程中出现的阶段性状态，而非低碳发展的最终目的。后峰值时代的行动更能突显城市对低碳发展理念的理解，每个城市需要根据自身的实际情况进行探索和实践。我们认为，中国城市应该尽快开展后峰值阶段的研究和行动，为 2050 年净零排放而努力。

澎湃新闻：在气候保护和节能减排行动中，非政府组织能做什么？有什么优势？

王伟康：除持续广泛的呼吁以外，非政府组织还会与科研机构合作，为目标的制定与落实提供依据和帮助。在中国，我们的团队支持国家应对气候变化战略研究和国际合作中心开展了《区域碳排放总量控制的方法学研究》，对建立全国的碳排放总量控制制度、省域开展碳排放总量控制的理论框架和指导方法提出了相关建议。我们正在以镇江市和张家口市为试点，运用区域碳排放总量控制方法学，制定碳排放总量控制的工作方案。

非政府组织常为政策提供新理念和方向，同时也可以推动政策的实施与落地方面提供强有力的支持。本月，我们的团队发布了科学碳目标中文指导手册，内容涵盖了企业设立科学碳目标的全部指导性文件，为企业设立科学的减排目标提供方案。气候与能源企业合作平台（CBH, Climate Business Hub）也是在 WWF 和多个非政府组织支持下建立起来的信息分享平台，企业能够通过 CBH 了解自身在气候变化以及可再生能源应用领域可以做出的贡献。

每一年的联合国气候大会上都能见到中国非政府组织的身影。在去年年底的联合国气候变化框架公约缔约方会议上，我们团队就与相关组织一同参与了“一带一路”绿色发展平台组织的系列会议，会议探索了中国与带路沿线国家携手实现可持续发展的中国方案和措施。由此可以看出，非政府组织的另一个优势在于，可以利用各自的国际网络，互相分享各国的优秀经验，为具体政策的实施与完善提供技术支持和模式探索。

澎湃新闻 2020-09-23

高密度锂硫电池赋能 电动飞机可续航两小时

英国公司 Oxis 日前表示，他们已经研发出安全、高密度的锂硫电池，并将为得克萨斯飞机制造公司提供 90 千瓦时的下一代电池组。该电池组能够为电动飞机 eColt(用于训练飞行员的教练机)提供动力，并支持其 2 小时、230 英里的飞行。

锂硫技术被视为锂离子储能技术的一种更安全、可靠和环保的替代品。理论上，在给定大小和重量的电池中，锂硫电池可以比锂电池多容纳五倍的电量。另外，由于硫是一种廉价且丰富的原材料，所以这种电池比目前的锂电池要便宜很多。

“典型的锂离子电池设计可容纳 100 到 265 瓦时/千克，这取决于它已经被优化过的其他性能，如峰值功率或长寿命。”Oxis 电池开发负责人 Mark Crittenden 表示，“Oxis 开发的一种锂硫聚合物电池原型被证明可以达到 470 瓦时/千克，预计在一年内能达到 500 瓦时/千克。由于这项技术还很新，并且有改进的空间，所以预计在 2025 年有望达到 600 瓦时/千克。另外，锂硫电池体积密度也很有前途。”

然而就寿命而言，锂硫电池的情况似乎不太好。Oxis 网站上写道：“在未来两年内，我们的目标是将目前的循环寿命提高一倍，达到 500 次以上。”

不过这种电池被证明是安全、耐压的,而且它还有一个额外的优势,那就是它们可以在 0%~100% 的充电范围内使用,而锂离子电池通常需要保持在满电范围的 10%~90%,以避免过度充电。

在实际操作中,锂硫电池还会遇到其他一些问题,尤其是树突形成的问题,其阳极上的离子沉积会形成导电材料,进而导致电池短路并起火。锂金属阳极则倾向于以不太危险的方式降解,而这最终导致电池耗尽。

对此,Crittenden 团队在电池阳极上使用了一层薄薄的陶瓷材料来解决上述问题,并由此产生比之前的锂电池设计寿命长得多的高能电池。

眼下,Oxis 正在研究高密度锂硫电池的其他应用,尤其是在高空伪卫星市场。此外,它还致力于为公共汽车和卡车提供解决方案。

据了解,目前,Oxis 公司在威尔士的电解液和阴极活性材料生产厂正在建设中。另外,公司还计划于 2023 年左右在巴西米纳斯吉拉斯的一个梅赛德斯工厂开始批量生产锂硫电池。该基地的第一阶段将实现每年最多生产 500 万个电池的目标。

李木子 中国科学报 2020-09-16

地热能

可持续的地热供暖如何做?

随着地热利用规模不断扩大,产业无序无度问题日益突出。如何理顺地热开发管理机制,因地制宜开发利用地热资源?围绕这些话题,在 9 月 22 日举办的第四届(2020)中国能源产业发展年会暨“脱贫攻坚·能源扶贫成果报告会”上,地热企业代表、专家展开了深入探讨。本报摘选部分嘉宾发言,以飨读者。

存在诸多制约,北京地热供暖机制尚需创新

燃气热电联产、燃气锅炉、燃气壁挂炉三类热源占到北京全部供热面积的 90%以上,而新能源、可再生能源供热仅占 6%。北京能源利用严重依赖化石能源,使得减碳、降氮和气源保障都面临重大压力。

从当前北京地热供热/供冷应用情况来看,截至 2018 年底,浅层地热能供热面积达到 5218 万平方米;深层地热能供热面积为 336 万平方米。

以浅层地热能为主的土壤源热泵,得到了政府大力扶持,但城区建筑密度高,打井用地非常紧张;而深层地热能尚处于试点开发阶段,工程建设审批流程尚未完全明确。

虽然北京政府主管部门对新能源供热态度非常积极,但受到供热绿色低碳化发展水平低且不均衡,供热布局、模式与新技术空间、时间发展不匹配,发展机制尚需创新以适应新能源特点等因素制约,使得包括地热在内的可再生能源供热在北京的发展并不理想。

因此,如何提高可再生能源在首都冬季供热中的比例,成为当前重要任务。但真正要靠可再生能源助力北京清洁供热,还有很长的路要走。

对新能源供暖而言,在规划层面要与城市建设规划融合渗透,这就需要在观念上有所突破和创新。比如将绿地公园看作城市的热能仓库,大幅度减少城市夏季的热岛效应。同时地热能源的应用还要与末端建筑的用热方式相匹配,借助城市热网改善地源热泵供热的经济性。此外,充分结合蓄热(冷),也可提高地热项目收益。

再生水管线沿途建设热泵能源站也是提高可再生能源在首都冬季供热中比例的有效途径。再生水余热是少有的与城市规模成正比的可再生能源,也属浅层地热资源,且北京再生水利用率很高,如能在沿途建设热泵站,就可为周边用户供热(冷)。

相关数据显示,到 2020 年,北京再生水利用量将进一步扩大到 12 亿立方米,若按 5℃ 温差计

算，其相当于 1.6 亿标准立方米天然气燃烧释放的热量。

近年来，北京市政府非常重视地热能应用，出台了市场补贴机制，鼓励各类投资主体参与地热能开发，并初步建立了浅层地热开发利用的监测平台。北京市热力集团在京内外也开展了“地热+”的多个项目实践，比如集团 4500 平方米的办公主楼就采用了地源热泵供热、供冷。

总体而言，对一个城市而言，统筹“一盘棋”的要求在传统能源规划上很容易实现，但在新能源、可再生能源领域则并非易事，这对监管部门的统筹协调优化能力要求更高。地热能利用一定要结合当地的实际资源禀赋和城市、社会发展预期，不能为推广而推广，应该创新思维方式。对于“地热+”，北京仍在探索中，但无论如何，因地制宜把地热用好，才能助力首都的清洁供热。

燕河能源技术股份有限公司总工程师 刘婷：“地热+综合能源”发展有两个“迫切”：政策和人才。能源发展的目标是实现清洁化与数字化，地热发展也不例外。当前，我国正处于地热事业大力发展阶段，相关数据显示，“十三五”期间，我国新增地热供能面积为 11 亿平方米。地热的规模化应用同时也带动了“地热+综合能源”的发展。

通过“地热+综合能源”的优化调控，系统可从单体设备的节能降耗，向系统整体节能降耗方向发展，通过把握用能规律找到最适合系统发展的运行策略，实现区域用能最优化与能源利用最大化。

如今，地热发展已突破单一局限，向多种能源综合利用不断靠近。地热发展就是天地合一、动静融合。所谓“天”即太阳能，“地”即地热，“动”即风能，指的就是多种能源的共用。

数字化可助推“地热+综合能源”的发展，使其由政策驱动转向信息化、智能化联合推动，最终通过政策与科技共同促成技术指导目标的实现。为提高“地热+综合能源”系统能效，我们自主研发了 SICS 能效系统，其主要包括数字化管理系统与节能运行控制系统两部分，致力于通过物联网、移动网、互联网以及云计算等技术，实现各种数据与信息的互联互通与可视化，实现“地热+综合能源”系统的精细化管理，降低设备故障使用率、降低人力成本、提升延长设备使用寿命，最终达到系统降耗增效的目标。

地热发展对支持政策和人才的需求是很迫切的，我们在开发“地热+综合能源”数字化能源系统和平台的过程中，很多想法要真正落地还面临制约。未来，高校、研究机构与企业加强产研方面的结合是非常有必要的。

联美集团有限公司总工程师 武海滨：地热可持续发展需要政策、金融、生态联动

随着清洁能源与可再生能源在我国能源结构中所占比重的不断攀升，地热作为可再生能源，在大气污染治理及北方清洁供暖中发挥的作用越来越大。

但与此同时，地热行业竞争无序的困局也日渐显现。如部分地区打井队在未采用地热水回灌技术与梯级利用技术的前提下，直接就地取热水为老百姓供暖，造成地热水和能源大量浪费的同时，也对环境造成了极大危害。

近几年，我国地方政府正在加大对无回灌地热井的查处力度，这在一定基础上“净化”了地热市场，也为地热企业提供了公平竞争的发展环境。

地热产业既是技术密集型产业，又是资金密集型产业，既需要干热岩这样的新技术，又需要融资平台。地热要实现可持续发展，必须要建立起政策的支撑体系、金融的支持体系，以及与生态的联动体系。只有这样，才能形成市场有效、政府有为、企业有利、创新有力的发展环境，为地热发展保驾护航。

我国地域辽阔，不同地方地质条件差异显著，因此地热资源也千差万别，加之末端用户需求呈现个性化、多样化特点，所以必须要结合当地实际，因地制宜开发地热，才能保证地热项目获得较好经济收益。

比如，在天然气资源较丰富区域，可推进地热能天然气的耦合发展，根据我们的经验，地热能和天然气以 6:4 耦合，就可把初投资和运行费控制在合理范围内；而在太阳能资源较为丰富的区域，利用太阳能对地热井进行热能补充，则有利于地热井井温恢复。

再比如，相比较于北方地区主要为解决清洁取暖而发展地热，南方地区要解决的则是冬季供暖

和夏天制冷的双层需求，这样就为包括浅层地热、土壤源热泵在内分布式能源发展创造了非常好的条件。

上海法凯玛能源科技有限公司总经理 余承霖：地热开发因地制宜是前提综合利用是重点

如何因地制宜开发中深层地热资源？好的能源系统一定是因地制宜的，一定要在技术和经济的平衡中打造最优解决方案。地热开发，因地制宜是前提，综合利用是重点。

从实践看，地热的开发利用已从原来的单一水源或地源热泵能源利用系统，转向为蓄能互联双机耦合、多能互补的能源利用系统，已突破了单一技术的限制，向提升综合能源利用转变。

目前各地有很多违法违规中深层地热井面临封停，尤其在今年成为热点。地热井封停后如何解决供暖接续问题，已成为让地方政府头疼的事。

而这正是蓄能互联双机耦合、多能互补的能源利用系统能够解决的问题，其可通过对被封停的地热开发井实施改进和优化，实现取热不取水与地热资源梯级综合利用，将地热能“吃干榨净”。

事实上，基于蓄联热泵技术开展地热资源的一体化集成优化开发，虽然可实现热泵、蓄能、电等能源的综合利用，但这一过程中，也会面临新增能源设施占地面积大的问题。如何实现对原有设施的最大化、经济化利用，正是这类技术的适用场所。而这也正与地热井被封停后面临的改造需求不谋而合。

张金梦 中国城市能源周刊 2020-09-28

刘荣：创新观念 推动首都“地热+”清洁能源发展

9月22日，以“同心·同行”为主题的第四届(2020)中国能源产业发展年会暨“脱贫攻坚·能源扶贫成果报告会”在北京举行。中国城镇供热协会副理事长刘荣在出席大会同期举办的“城市清洁供能·地热可持续发展研讨会”上表示，目前可再生能源在北京供热的比例非常低，占比为6.15%。如何提高可再生能源在北京冬季供暖中的比例，是当前的重要任务。她认为地热供热技术发展要有创新观念，因地制宜推动“地热+”实践，才能更好的助力首都清洁供热。

北京可再生能源应用占比仍较低

“对于北京来说，能源发展严重依赖化石能源，虽然政府这些年积极地推进可再生能源，但由于受到技术条件的限制，可再生能源在北京供热的比例非常低。”中国城市供热协会副理事长刘荣在报告中如是说道。

中国城镇供热协会副理事长在会上作题为《因地制宜“地热+”，助力首都清洁供热》的报告

在大会现场，刘荣提供的数据显示：燃气热电联产、燃气锅炉、燃气壁挂炉三类热源占到北京全部供热面积的91.90%，而新能源和可再生能源供热占比为6.15%。

谈及可再生能源在北京供热占比低的原因，刘荣以地热能供暖为例，从技术的角度分析了目前北京地热能供暖技术限制的两大条件：一是现有建筑改造空间、新增机房用地、打井占地、储能空间、管道路由等均存在瓶颈；二是技术经济性方面存在热泵电价问题、建设投资补贴等问题。“这些都是制约可再生能源，尤其是地热能源在北京应用的瓶颈。”刘荣说。

她向与会人员展示的北京十大地热田分布图显示：目前北京已查明延庆、小汤山、后沙峪、西北城区、天竺、李遂、东南城区、双桥、良乡、凤河营10个大地热田，总面积达2760km²。

“这十个地热田，从理论上讲，平原区深度3500m内、出水温度大于50℃的地区面积约2760km²，构成10个地热田，可供暖面积为3.01亿m²。北京市平原区浅层地热能资源冬季可供暖面积为7.21亿m²。”刘荣说。

刘荣介绍北京冬季清洁供暖面临的问题

《地源热泵》记者从大会现场了解到，截至2018年底，北京市浅层地热能建筑应用面积约5218万m²，中深层地热能建筑应用面积约336万m²。

会上，刘荣分析了当前北京市地热供暖发展存在的三大问题：一是可再生能源供热绿色低碳化

发展水平低、不均衡;二是供热布局和模式与新技术的空间和时间发展不匹配;三是发展机制尚需创新以适应新能源特点。她认为如何提高可再生能源在北京冬季供暖中的比例,是当前的重点任务。

创新观念拓展地热应用发展空间

传统上,地热埋管井必须在建筑规划红线以内,造成地源热泵可用土地不足发展受限。刘荣指出,地热能源规划要与城市建设规划融合渗透。她认为应把城市的街心公园、公共绿地花园当做热能仓库,冬取夏储,为周边建筑供热制冷。埋管井和管道都可以建设在绿地下,建设好恢复绿化,不影响土地的绿化和休闲功能。

刘荣讲述新能源供热技术推广的一般趋势

北京市通州区人民政府发布的《通州区国家森林城市建设总体规划(2018-2035年)》显示,通州区将力争在2020年前,森林覆盖率达到33%,城区绿化覆盖绿地达到50%,人均公园绿地面积达到18平方米。对此,刘荣向记者表示,“如果能合理利用这些绿地,可以为人均50平米建筑提供冷热能源,基本可以服务所有的公共建筑。”她进一步说,北京通州的森林规划率非常高,可以结合通州“森林城市规划”,在城市绿化带、街心公园等绿地埋设大面积的埋管,这些都能很好地促进地热应用。

“北京人口多,污水处理量很大,再生水余热是少有的与城市规模成正比的可再生能源。”刘荣表示,再生水管线沿途可建设热泵能源站,“如能在沿途建设热泵站,取热不取水,为周边用户供热制冷,就打破了再生水利用上的空间限制。”

北京再生水利用潜力有多大?她给记者算了一笔账:今年北京再生水利用量将扩大到12亿立方米,如果按5°C温差算就蕴含着5百万GJ的热量,相当于1.6亿立方米天然气燃烧释放的热量。“这些再生资源很可观,关键是怎么把它用好。”刘荣强调说。

另外,借助城市热网可改善地热热泵供热制冷的经济性。例如,建筑物周边如有城市的热网,可借助城市热网,把夏天制冷的负荷对应到冬天制热的负荷所欠缺的冬天那部分热量,用城市热网给提供。这样就保证了尖峰补热的运行,这是一个补充。“在北京城区里,城市热网很密集,建筑可以采取这种方式,城市热网可以使得我们改善地源热泵供热的经济性,还可以利用谷电或绿电进行蓄热蓄冷,也可以提高地热项目的收益。”刘荣说。

在新能源供热技术应用初期,刘荣认为这一阶段更多考虑的是技术迭代、设备升级、系统优化等内容,这一时期处于观望或尝试期。进入第二阶段,新能源供热技术会得到政府扶持、运行补贴等政策相继落地。第三阶段,社会资本大幅涌入、市场容量大增、厂家大量进入,这一阶段并不是新能源供热技术真正的成熟期,而成熟期是在接下来的最后一个阶段,当政府补贴政策陆续退出,设备和工程商优胜劣汰,技术路线逐渐稳定,市场逐渐成熟的时候,才能认为一项新技术尤其是可再生能源的应用技术才能够可持续。她认为,“我们认知北京市的地热能应用,其实还处在第二和第三阶段之间,远远没有走到最后这个阶段。”

“对于一个城市来说,统筹一盘棋的要求可能用在传统能源规划上是很容易的,但用在新能源、可再生能源规划上,对这个城市的经营者、管理者来说要求会更高。我们还有很多路要走,还有很多方式要探讨。”刘荣说。

地热加 App 2020-09-24

夏热冬冷地区将是地热规模化供暖制冷重点区域

“随着经济社会发展与人民生活水平提高,夏热冬冷地区人民温暖过冬的需求日益旺盛。该地区地热资源丰富,市场前景广阔,是下一阶段地热产业发展的重点区域。”9月14日,中国工程院院士、国家地热能中心指导委员会主任、中国地源热泵产业联盟名誉理事长曹耀峰,在苏州召开的“挪宝集团·2020第十二届中国国际地源热泵行业高层论坛”上表示。

曹耀峰进一步指出,地热能将在夏热冬冷地区规模化供暖制冷中将发挥重要作用。夏热冬冷地区

涉及的 16 个省市中，中深层地热资源年可开采量约 11.8 亿吨标煤，长三角城市群 26 个地级以上城市浅层地热能资源年可开采量约 1.4 亿吨标煤。夏热冬冷地区经济发展走在全国前列，开发利用地热能将与长江经济带建成绿色低碳经济廊道发展目标高度契合，是贯彻能源革命战略和提升发展质量的创新之举。

曹耀峰建议，按照“深浅结合、冷热联供、因地制宜、多能协同、梯度发展”的思路，开发夏热冬冷地区地热资源，稳步提升地热在可再生能源供热中的比重。

以下为曹耀峰院士部分发言摘要：

夏热冬冷地区供暖是民生所向，大势所趋

夏热冬冷地区涉及长江中下游及周边地区，覆盖 16 个省(市、自治区)的超百座城市。以秦岭—淮河为界的冬季集中供暖分界线，这一格局一直延续到现在，但是如今条件了发生较大变化，从以下几个方面看，夏热冬冷地区供暖必要性十分突出：

第一，夏热冬冷地区冬季空气湿度大，部分潮湿阴冷地区的人体体感温度低于北方部分地区；第二，夏热冬冷地区数次遭受低温雨雪冰冻天气，供暖问题引发了强烈的关注，供暖呼声日益强烈；第三，夏热冬冷地区供暖是保民生的必要举措。夏热冬冷地区涉及 6 亿人口，让近半数的国人温暖过冬是满足人民对美好生活的向往、提升幸福感的重要手段；第四，夏热冬冷地区供暖是拉动内需、助力长江经济带高质量发展的双赢趋势。夏热冬冷地区的 GDP 之和占全国 GDP 比重达到 45%，区域供暖又将进一步拉动能源基础设施投资，提振区域疫后经济；第五，夏热冬冷地区民众自发的供暖形式不可持续。近年来随着人民对供暖需求日益旺盛，民众已自发采用空调壁挂炉、小太阳、电热膜、电锅炉等分散方式为主的供暖形式。但由于缺乏统一规划、科学推进，目前的供暖普遍存在能源利用效率低、舒适性差、存在安全隐患等问题。随着民众自发供暖比例的增加，此类问题还会进一步凸显。分散式、自发式供暖并不可持续。因此，夏热冬冷地区供暖是民生所向，大势所趋，各界逐渐就其重要性、必要性、可行性形成共识。

发展地热产业条件具备，大有可为

当下多地正在推进统一的规划供暖工作，如何选取合适的热源，促进该区支撑该区域清洁低碳、高效、安全、可持续、规模化的供暖制冷成为当前重要课题。生态环境、能源安全等约束下，地热是清洁供暖制冷的最优选择。夏热冬冷地区同样面临着严峻的环境治理压力，燃煤供暖已不可行。若采用天然气作为主要热源，或将为能源安全埋下更深隐患，并非理智选择。此外天然气供暖成本较高，还会增加政府财政负担。我认为，地热能在夏热冬冷地区规模化供暖制冷中将发挥重要作用。借鉴北方地区经验，结合夏热冬冷地区自身条件，实现规模化供暖，应在充分挖掘热电联产潜力的同时，重点布局可再生能源。地热在可再生能源供暖中占比近 75%，浅层地热能可同时满足供暖、制冷与生活热水需求，是一次性解决“夏热”与“冬冷”问题的最优选择。夏热冬冷地区地热资源丰富，可以实现规模化供暖制冷。根据中国地质调查局的数据，夏热冬冷地区涉及的 16 个省市中，中深层地热资源年可开采量约 11.8 亿吨标煤，长三角城市群 26 个地级以上城市浅层地热能资源年可开采量约 1.4 亿吨标煤。而且夏热冬冷地区拥有丰富的地表水资源，水温日变化幅度不超过 0.5 摄氏度，是一种具有良好品质的稳定冷热源。

多措并举，推动地热产业高质量发展

后疫情时期，发展完善地热供暖制冷产业链，有助于推动形成经济新引擎。按照“深浅结合、冷热联供、因地制宜，多能协同、梯度发展”的思路，开发夏热冬冷地区的地热资源，利用丰富的地表水资源为基础，重点推动浅层地热能开发，打造出一批“地热+”示范工程，在资源富集、回灌条件好的地区推进中深层地热开发，实现多元化供应和结构优化，稳步提升地热在可再生能源供热中的比重。推进思路方面，一是建议加大在城市新建区域布局与推广力度，鼓励在新建公建、民宅推广地热能规模化供暖制冷，稳定和巩固既有的市场份额和发展路线；二是要优选条件许可的老旧城区开展地热供暖试点；三是与新农村建设相结合，在乡村振兴的战略实施背景下，地热供暖制冷在新农村建设中快速发展。保障措施方面，建议建立发展导向明确、领导机制有力、政策法规完善、技术标准

规范完善的地热开发利用管理体系，在发展导向方面给予积极肯定，建立强有力的对口领导机制，发布明确的需求方向。夏热冬冷地区经济发展走在全国前列，开发利用地热能与将长江经济带建成绿色低碳经济廊道发展目标高度契合，是贯彻能源革命战略和提升发展质量的创新之举，具有“天时地利人和”的优势。政府、企业和地热用户应发挥好“集成”之力，让取之不尽的地热资源成为夏热冬冷地区冬季供暖之无碳“薪柴”，成为经济发展之持久动力。

齐琛同 中国城市能源周刊 2020-09-16

生物质能、环保工程

业内呼吁强化生物质发电产业政策帮扶

日前，国家电网公布2020年第三批可再生能源发电补贴项目清单显示：共有446个项目，核准/备案容量为23068.72兆瓦。其中，风电项目119个，核准/备案容量为9101兆瓦；太阳能发电项目270个，核准/备案容量为12883.22兆瓦；生物质发电项目仅57个，核准/备案容量为1084.5兆瓦。

相对于蓬勃发展的风电、光伏产业，生物质能产业显得有些不温不火。到底是什么制约了其发展，记者采访了相关专家。

产业仍不够成熟

“可再生能源发电产业初期建设运营成本较高，其度电成本比燃煤发电高出很多。因此，国家设立可再生能源发展基金，用于支持生物质能源等可再生能源产业发展，促进能源结构转型，实现低碳发展。”一位生物质能源专家接受记者采访时这样说。

自2006年实施《可再生能源法》以来，国家可再生能源发展基金成为可再生能源技术创新和产业快速发展的重要支撑，对风电、光伏和生物质能源产业的发展起到很大促进作用。

“但是，受《预算法》‘以收定支’的政策约束，国家可再生能源发展基金只能停留在1分9厘/kWh的收取额度上。在可再生能源产业飞速发展，尤其是在风电和光伏发电项目投资超出最初规划约100倍的情况下，导致国家可再生能源发展基金处于严重的‘缺口’困局，远远没有把其支持生物质能源产业创新发展的最大效能发挥出来。当前，生物质能源产业还不够成熟，规模体量小，仍需政策继续支持。”生物质能源资深专家、中国投资协会能源投资专业委员会副会长庄会永告诉记者。

多位生物质发电从业者表示，国家采取补贴手段，支持生物质能源产业发展是好事。但是，补贴门槛过高、申请手续繁琐、先垫付后划拨，困扰着生物质能源企业。

“太阳能发电最初电价高达4元/kWh，后来普遍获得1元/kWh左右的产业政策支持。相比之下，生物质发电0.75元/kWh的电价并不高。”庄会永说，“经仔细核算，比燃煤电价高出的部分基本上是在支付秸秆燃料费用，是在帮助农民对农林业剩余物进行收集和环保处置。因此，高出燃煤的电价部分是政府对‘农林业废弃物收集储运和环保处置方面固有成本’的合理支出，是工业反哺农业、城市支援乡村的应有之义，是国家调整不同区域收益、促进城乡环保和支农富农的有效转移支付。”

财政补贴力度还需加大

生物质发电可以提供灵活、可调节、低成本的优质绿色电和热，是可再生能源较为成熟的应用方式。当前，欧盟生物质能源发电装机容量已超过3800万千瓦，占世界生物质能源发电装机总量的30%以上。2018年，中国农林生物质发电有效的装机容量只有800多万千瓦，仅占世界总量的近7%。在生物质发电方面，中国不仅远远落后于欧盟，即使与资源及国土面积都不占优势的日本相比，也没有显著优势。

庄会永认为，中国生物质能源产业现状与中国拥有的巨大生物质能源潜力非常不匹配。中国生物质发电产业规模和受支持的力度远远落后于风电、光伏发电产业，与中国生物质发电关键装备、上下游全产业链技术进步及逐渐完善的现状极不相称。

“农林生物质能源发电只获得国家可再生能源发展基金 6%左右的支持，这与生物质能源产业贡献、发展空间极不相称，很不合理。”庄会永认为，“中国农林生物质发电完全可以达到 3000 万千瓦至 4000 万千瓦装机容量，其多路线、高效应用至少还有 20 年以上的快速发展空间。随着能源结构调整、环境保护加强、经济发展方式转变和城镇化进程加快，支持生物质能源产业发展的资金占国家可再生能源发展基金的 30%至 40%方为合理。”

期待更多帮扶政策

业内普遍认为，从宏观上讲，我国生物质发电产业发展没有达到预期规模，和技术、原料收集等问题关系不大，最主要的原因是政策支持的稳定性和力度不够。

上述生物质能源专家告诉记者，积极发展生物质发电产业，有助于建立规模化工业化标准化的生物质能源原料收集和储运系统，也有助于未来生物质能多元化利用。国家财政支持生物质发电产业，投资少、成效多、收益大，投入产出比高。

“国家应加大对生物质发电产业的财政支持总量，做到应补尽补；同时，积极支持原材料收集和储运体系建设。”庄会永建议，“还应鼓励地方政府因地制宜、出台支持农林生物质发电产业发展的多种政策。”

本报实习记者 姚美娇 中国能源报 2020-09-21

新政将加速生物质发电行业整合

《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》总体上有利于行业健康有序发展，在尊重历史的同时，也明确了产业未来发展方向。

首先，产业发展前景和发展空间依然存在。废弃农林生物质能源焚烧发电，是生态文明建设的刚需，随着社会进步，农林废弃物与城镇生活垃圾一样需要进行处理，而焚烧发电是农林废弃物资源化利用和气化等利用后剩余废弃物的终极处理方案，一定程度上具有不可替代性；同时，生物质发电是中小城镇和园区能源供应的最佳解决方案，能实现其能源的经济、安全供应，促进城镇经济发展，且和城镇实现了高度耦合和循环经济。

其次，将倒逼产业转型升级，推动产业步入高质量增长阶段。一是实现商业模式优化，从传统生物质焚烧发电向区域综合能源供应转变，从单一发电向多能供应转变，提高资源利用效率的同时，实现收入和利润来源多元化，提升投资效益；二是需要努力推动与项目所在区域深度耦合，最大限度焚烧处理周边农村秸秆等黄秆燃料，同时在符合环保的前提下与城镇和园区耦合，协同处置园区一般工业固废和污泥等，推动燃料多元化的同时，发挥项目环保和服务社会价值；三是推动技术升级是必经之路，通过技术进步不断提升生物质电厂发电效能、降低单位建造成本，提高自动化水平、优化人员配置、降低管理成本，通过大数据和 AI 构建更安全高效的生物质燃料供应生态链等。

再次，生物质发电可能会迎来并购整合浪潮。随着新政发布，产业发展方向进一步明朗。大型能源企业进军生物质发电产业带来的资金和管理优势，加之生物质发电适宜于县域和城镇能源利用场景，未来投资价值有望进一步挖掘，存在行业整合的可能和空间。

中国能源报 2020-09-21

太阳能

182 与 210 之争再次上演：全面平价真正需要的是什么组件？

在经历过上半年的硅片尺寸争议之后，近日随着隆基、晶科、晶澳等 182 组件的量产，关于二者的争论再次甚嚣尘上。尽管如此，但面临光伏全面实现平价的挑战，大尺寸是当下行业都一致认

可的路线。

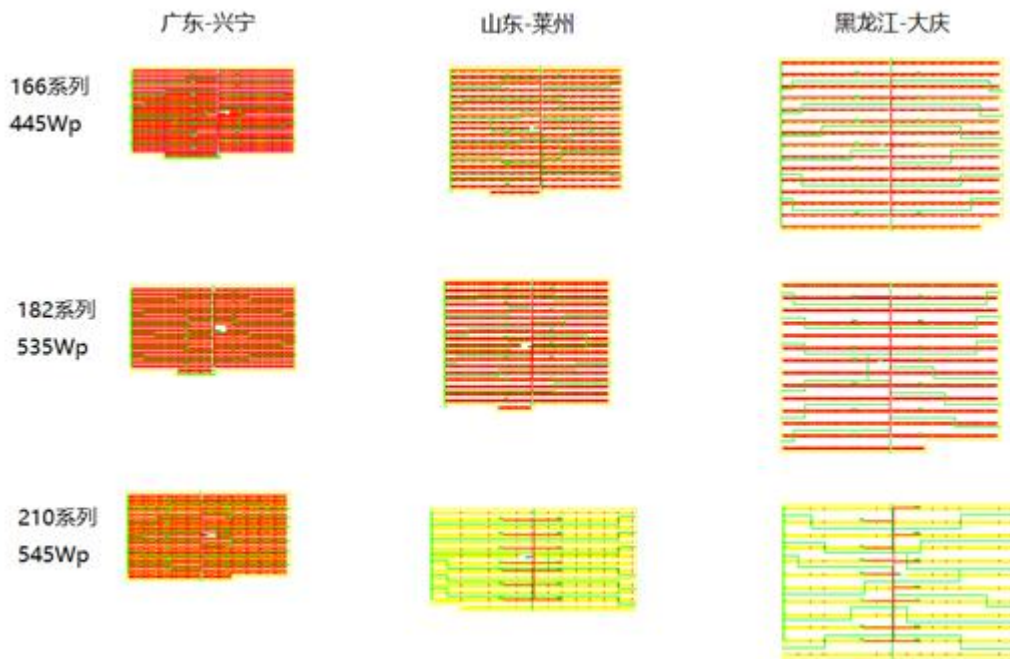
大硅片尺寸目前有两种路线：一个是保守派，满足现有设备升级可兼容尺寸的极大值，将硅片尺寸提升至 182mm，72 片的组件功率做到 535Wp；一个是创新派，采用全新的 210mm 尺寸硅片，量产功率可达到 545Wp。相比尺寸 166mm 的 445Wp 组件，组件功率大幅提升了 23%，与 182mm 的 535Wp 组件比较，保证组件面积一致的情况下，功率提升了 10W，且 210 系列组件只用 55 片电池片就可超越 182 系列 72 片电池片的功率，较低的电池片数量使其具有低电压特性，可将组件开路电压降低至 38V，单串组件数可达 36 块，串功率提升至 20KW，这也将进一步降低 BOS 成本。

	量产功率	尺寸	电池片数	重量	开路电压	工作电流
182 组件	535W	2256*1133mm	144	32.3kg	49.5V	13A
210 组件	545W	2384*1096mm	110	32.6kg	37.9V	17.24A

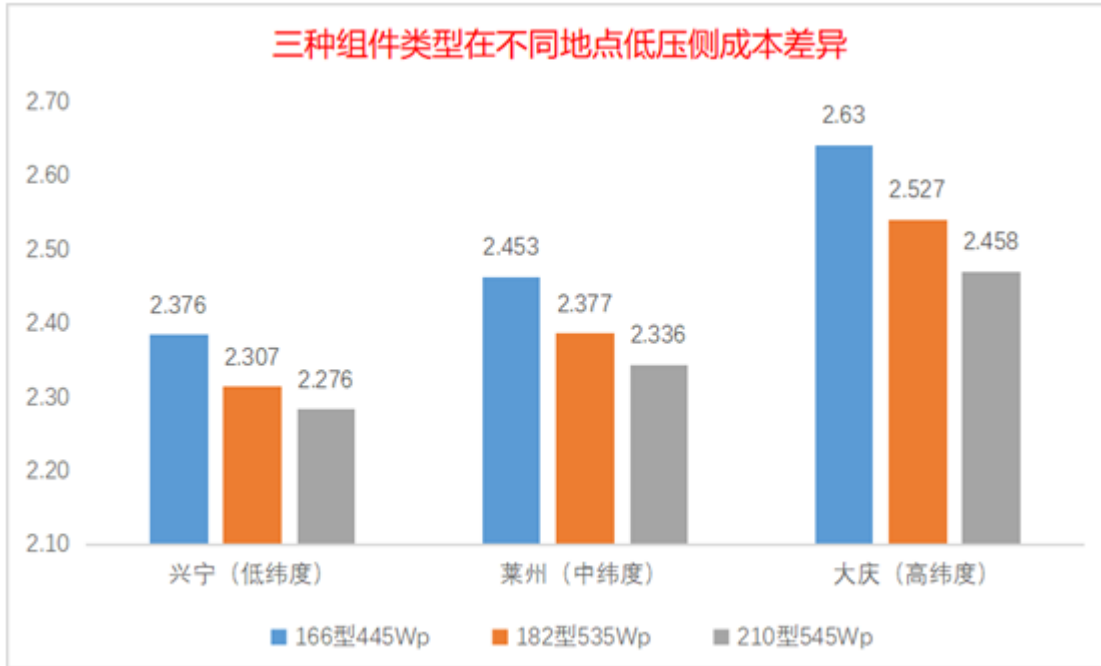
备注：上表数据根据两家组件企业公开资料整理

实际上，对于组件能否降低度电成本这一问题的争论，归根结底要体现到系统端，单纯就某个设备的成本进行理论测算并不具备实际的指导意义，毕竟在平价的挑战下，需要承担降本增效重担的并不仅仅是组件企业，包括逆变器、支架等关键设备均需要根据行业发展趋势的变化及时进行升级换代，以适应平价的要求。

从系统端来看，国内某知名设计院以 210 组件、182 组件、166 组件三种组件作为标的，分别选取了黑龙江大庆、山东莱州、广东兴宁作为测算地（对比条件为项目地平坦、选取组串式逆变器），以 100MW 电站作一对比，对电站系统低压侧成本进行了详细对比，三种组件的尺寸性能参数采用代表性厂家的规格书数据。方阵的平面示意图如下：



基于三种组件参数及三种纬度地区条件，得出不同地区三种组件的低压侧建设成本差异如下：



总体来看，三款组件对应的低压侧成本，随功率提升有明显的下降，采用 210mm 硅片的 545Wp 组件，在不同纬度条件下的整体成本都是最低值，与 166 型 445Wp 组件相比，降幅在 0.1-0.17 元/瓦之间；与 182 型 535Wp 组件相比，降幅在 3-7 分/瓦之间。

以大庆项目为例，采用组串式逆变器、支架采用两排竖装的设计，组件功率的增加带来了支架数量、桩基础数量、线缆数量、组串式逆变器的节省。具体分项成本差异：见下表

高纬度地区-黑龙江大庆-三款组件成本差异比较（单位：元/Wp）

高纬度 大庆	硅片类型	166 型 445Wp	182 型 535Wp	210 型 545Wp
	组件 (块.W)	1.6	1.6	1.6
	土地 (亩)	0.016	0.016	0.015
	基础混凝土/立方米	0.036	0.030	0.027
	钻孔费用	0.049	0.039	0.035
	基础钢筋/吨	0.020	0.017	0.015
	基础预埋件/吨	0.046	0.038	0.029
	支架 (吨)	0.442	0.353	0.329
	逆变器 (套)	0.134	0.134	0.134
	逆变器支架/kg	0.002	0.002	0.002
	直流线缆 (1×4)	0.033	0.028	0.021
	逆变器送出 (3×185)	0.208	0.235	0.217
	总计	2.630	2.527	2.458

类似的，广东兴宁和山东莱州两个项目的测试表如下：

中纬度地区-山东莱州-三款组件成本差异比较（单位：元/Wp）

中纬度 莱州	硅片类型	166 型 445Wp	182 型 535Wp	210 型 545Wp
	组件 (块,W)	1.643	1.636	1.643
	土地 (亩)	0.009	0.009	0.008
	基础混凝土/立方米	0.030	0.025	0.022
	钻孔费用	0.039	0.034	0.029
	基础钢筋/吨	0.015	0.012	0.010
	基础预埋件/吨	0.046	0.038	0.029
	支架 (吨)	0.339	0.290	0.262
	逆变器 (套)	0.134	0.134	0.134
	逆变器支架/kg	0.002	0.002	0.002
	直流线缆 (1×4)	0.024	0.021	0.016
	逆变器送出 (3×185)	0.172	0.175	0.181
	总计	2.453	2.377	2.336

低纬度地区-广东兴宁-三款组件成本差异比较 (单位: 元/Wp)

低纬度 兴宁	硅片类型	166 型 445Wp	182 型 535Wp	210 型 545Wp
	组件 (块,W)	1.645	1.645	1.636
	土地 (亩)	0.006	0.006	0.006
	基础混凝土/立方米	0.023	0.023	0.015
	钻孔费用	0.031	0.031	0.024
	基础钢筋/吨	0.009	0.009	0.006
	基础预埋件/吨	0.046	0.046	0.029
	支架 (吨)	0.306	0.306	0.242
	逆变器 (套)	0.134	0.134	0.134
	逆变器支架/kg	0.002	0.002	0.002
	直流线缆 (1×4)	0.022	0.022	0.010
	逆变器送出 (3×185)	0.153	0.153	0.173
	总计	2.376	2.307	2.276

备注: 以上测算结果由国内某知名设计院提供

国内某知名设计院负责人表示：根据我们在三个纬度地区的具体测算，在选用组串式逆变器的条件下，大功率组件确实能带来成本节约，虽然不同区域的成本节约呈现出地域化差异，但采用大功率组件降低低压侧成本的总体思路是没问题的。由于不同的项目有不同的地形特点、安装难易程度以及系统配置，还要根据具体项目情况具体分析测算。

某设计院人士认为，在大功率组件以及组串式逆变器的基础上，采用 210 系列的低电压表现可以说让人眼前一亮，较低的电压可以把单个组串功率推到 20KW 左右，在近年来，大家都做大组件面积提高组件功率来降低度电成本，采用低电压组件为降低系统成本提供了全新的思路。

光伏们 2020-09-17

2020 中国最高太阳能电池转换效率发布

2020 年 9 月 21 日，中国可再生能源学会光伏专业委员会(CPVS)在昆明举行的 2020 中国可再生能源学术大会暨第二届云南绿色能源国际论坛上发布了 2020 年太阳能电池中国最高效率(CPVS Best Research-Cell Efficiencies)。

2020 太阳能电池中国最高效率表

Classification	Efficiency (%)	Area (cm ²)	Voc (mV)	Jsc (mA/cm ²)	Fill Factor (%)	Test Centre	Description	单位中文备注
Silicon								
Si (crystalline cell)	25.11 ± 0.35	244.45 (t)	747.0	39.55	84.98	ISFH (10/2019)	Hanergy, HIT	汉能
Si (crystalline cell)	24.87 ± 0.16	267.8 (t)	714.9	41.54	83.78	NREL (8/2020)	Jinko, n-bifacial/N-TOPCon	晶科
Si (crystalline cell)	24.90 ± 0.35	235.80 (a)	712.8	41.68	83.81	ISFH (7/2020)	Jinko, n-bifacial/N-TOPCon	晶科
Si (multicrystalline cell)	24.40 ± 0.34	267.50 (t)	713.2	41.47	82.49	ISFH (8/2020)	Jinko, n-bifacial/N-TOPCon	晶科
Si (multicrystalline cell)	23.81 ± 0.3	246.44 (t)	708.7	40.88	82.20	ISFH (12/2019)	Canadian solar, N-TOPCon	阿特斯
Thin film chalcogenide								
CZTSSe (on glass)	11.563 ± 0.088	0.1066 (ap)	520.3	32.01	69.43	NREL (11/2018)	Nanjing University of Posts and Communications	南京邮电大学
Perovskite (minimodule)								
	18.04 ± 0.58	19,276 (da)	1068.3	21.54	78.40	Newport (12/2019)	Microquanta, 7 serial cells	杭州纤纳

*(t), total area; (da), designated illumination area; (ap), aperture area

太阳能电池中国最高转换效率的发布旨在全面、系统、权威、及时地展示我国太阳能电池达到的光电转换效率最高水平，进一步推动我国光伏技术的创新发展。此次共发布了晶体硅电池、铜锌锡硫薄膜电池(CZTSSe)、钙钛矿(Perovskite)电池等 3 大类，包括 5 种不同结构太阳能电池的中国最高效率。

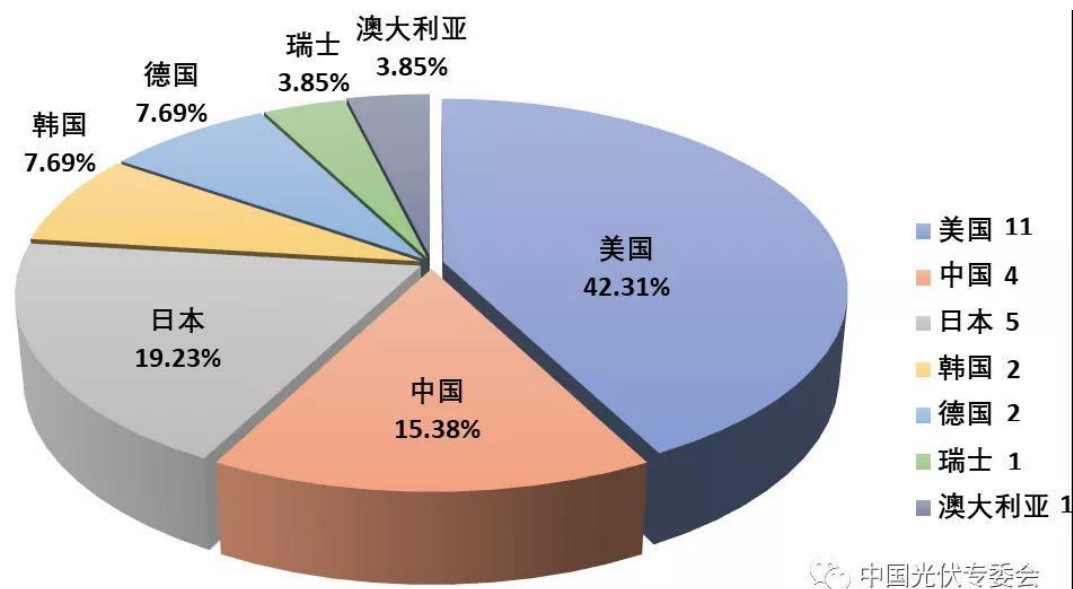
2020 年我国单晶硅太阳能电池最高效率取得了突破性进展，汉能薄膜创造了 HJT 电池 25.1% 的中国最高效率，也是 6 英寸大面积的 HJT 太阳能电池的世界最高效率，刷新了此前由其自身保持的 24.85% 的世界效率纪录，是迄今为止经国际第三方权威认证中国实验室电池效率最高的单结单晶硅太阳能电池。晶科能源创造了 N 型单晶硅 TOPCon 双面电池 24.87%(总面积)和 24.90%(孔径面积)的中国最高效率纪录。

我国多晶硅太阳能电池最高效率引领世界。晶科能源创造了单晶诱导铸锭(DS)N 型多晶硅 TOPCon 双面电池 24.4% 的中国最高效率，阿特斯太阳能创造了单晶诱导铸锭(DS)N 型多晶硅 TOPCon 单面电池 23.81% 的中国最高效率，这两种电池也创造了世界多晶硅电池的效率纪录。以上单晶硅和多晶硅电池的最高效率都是利用大硅片面积(235.8 cm²-267.8cm²)取得的，表明了我国在大面积晶体硅太阳能电池研发方面达到了国际领先水平。这些必将快速向光伏产业转移，推动实验室成果的产业化，使我国在晶体硅电池的产业化技术方面持续保持国际先进水平，支撑我国光伏产业快速发展。

薄膜和钙钛矿太阳能电池效率持续保持领先优势。南京邮电大学创造了 11.56%铜锌锡硫薄膜电池 (CZTSSe)的中国最高效率。杭州纤纳创造了 7 片钙钛矿电池串联微型组件效率 18.04%的中国效率纪录，刷新了此前由其自身保持的 17.25%的世界效率纪录。

与 2019 年太阳能电池中国最高效率比较，无论是晶体硅太阳能电池还是薄膜与钙钛矿电池效率都得到了明显提升，创造世界太阳能电池效率纪录的数量排名全球第三。相信未来我国不仅会有更多的太阳能电池打破中国效率纪录，也会创造更多的世界效率纪录。

世界太阳能电池效率纪录各国占比情况



据悉，太阳能电池中国最高效率已经发布了四届，2020 太阳能电池中国最高效率表将发表在由中国可再生能源学会光伏专业委员会主导编辑的年度《中国光伏技术发展报告》上。

中国光伏专委会 2020-09-23

光伏将成可再生能源电力增长“领头羊”

本报讯 国际评级机构惠誉（Fitch）近日发布的最新预测报告显示，未来 10 年间，全球可再生能源电力新增装机规模将超过 1.4 太瓦，占全球电力新增装机总量的 2/3。其中，光伏的贡献将超过风电，成为引领可再生能源电力发展的重要力量。

根据惠誉的报告，截至目前，全球可再生能源电力累计装机容量约为 1.3 太瓦。未来 10 年，全球可再生能源电力发展将不断提速，预计到 2029 年，可再生能源电力累计装机量将较目前的规模翻番，达到 2.7 太瓦以上。

在各类可再生能源电源中，光伏的表现最值得期待。惠誉预测，2020—2029 年期间，全球可再生能源电力的发展将主要依靠光伏拉动，光伏发电装机增速将超过风电，贡献全球可再生能源电力新增装机总量的 55%，达到 770 吉瓦。

惠誉在报告中指出：“从 2021 年开始，全球光伏新增装机规模就将超过风电，并逐渐拉开差距，成为可再生能源电力增长新的‘领头羊’。未来 10 年，全球光伏发电新增装机规模将以 9.8% 的速度增长，相比之下，风电产业则增长缓慢，平均增速为 7.2%。”

据了解，虽然风电起步较早，但由于光伏具有太阳能资源获取方便、易布局、易选址、可有效和农业等产业结合发展的优势，近年来，世界上大部分国家和地区都将发展光伏作为促进本土可再生能源发展的着力点。

“各国都大力支持部署更多光伏发电项目。不管是小型家用屋顶光伏系统，还是由公用事业单位

负责建设的大型地面电站，全球光伏发电潜在装机容量分布广泛。”负责上述研究报告的惠誉分析师表示，“同时，随着光伏发电成本的持续下降，全球对光伏项目的投资将不断加大，进一步推升了光伏发电装机规模。”

从地域来看，亚太地区将是全球可再生能源电力新增装机的的主力。惠誉认为，未来 10 年，亚太地区的可再生能源电力新增装机容量将达 805 吉瓦，占全球新增总量的 58%左右。其中，尤以中国的表现最令人期待。报告预计，中国未来 10 年将贡献 508 吉瓦的新增可再生能源电力装机，在全球新增装机总量中的占比超过 30%。在惠誉看来，中国一直在推动可再生能源发电成本的降低，即将实现可再生能源平价上网，在电力服务均等化持续推进的情况下，中国可再生能源电力的发展前景十分值得期待。

值得注意的是，随着全球可再生能源电力装机的不断增长，传统能源发电市场的需求却陷入了疲软。根据惠誉的统计，截至目前，全球共取消了 363 个发电项目，涉及装机规模总计 326 吉瓦，其中不少都是燃煤发电项目。

惠誉指出，随着可再生能源电力的市场竞争力日益增强，取消化石燃料发电项目将给予各国重新分配有限资金的机会。

董梓童 中国能源报 2020-09-28

BIPV 产业要打破光伏技术主导的惯性思维

“近两年，国内外企业纷纷布局光伏建筑一体化（BIPV）领域，乐观估计，明年我国 BIPV 产业就将会在各地‘落地生根’，产业未来发展前景可期。”隆基新能源有限公司总经理陈鹏飞日前告诉记者。

此前，隆基股份推出旗下首款装配式 BIPV 产品“隆顶”，并宣布 BIPV 产品已进入量产阶段。这一消息引发行业热议，单晶组件“王者”隆基将如何在 BIPV 市场开辟新赛道？陈鹏飞给出了他的答案。

BIPV 产业迎来发展元年

在日前召开的“2020 中国能源高质量发展暨能源产业扶贫成果研讨会”上，陈鹏飞援引国际能源署（IEA）最新发布的数据称，目前全球建筑碳排放总量占到了全球碳排总量的 36%左右，解决建筑的碳排问题也是解决全球碳排问题的重要一步，而 BIPV 正是其中一项重要的解决方案。

据记者了解，今年 7 月，国家住建部、发改委等七部门共同印发了《关于印发绿色建筑创建行动方案的通知》，通知明确指出“到 2022 年当年城镇新建筑中绿色建筑面积占比达到 70%”的目标，同时也提出了“提升建筑能效水平”、“推广装配化建造方式”、“推动绿色建材应用”等主要任务。今年 8 月，住建部、科技部等九部委再次联合发布《关于加快新型建筑工业化发展的若干意见》称，将进一步对新型建筑工业化提供支持，从加强系统化集成设计、优化构件和部品部件生产、推动精益化施工、加快信息技术融合发展、加大金融扶持等方面推动行业发展。

“就未来市场空间而言，中国每年建筑竣工面积约为 40 亿立方米，如果将 5%的屋顶安装光伏发电，这一装机规模就能够达到 20 吉瓦。”陈鹏飞告诉记者，“随着社会经济的不断发展和进步，这一数据预计将会不断上涨。”

在业内人士看来，在我国光伏发电成本逐年走低的情况下，“光伏+建筑”的融合发展也迎来了新的发展契机。在庞大的装机量和巨大增长潜力的共同作用下，BIPV 市场空间有望达到万亿元级别，行业蓝海仍有待挖掘。

在此情况下，隆基布局 BIPV 也正是顺应了时代潮流。陈鹏飞认为，在相关部门多次出台支持政策的情况下，多年来不温不火的 BIPV 行业将迎来“跨越式”发展机遇。

顺应装配式建筑趋势

然而，在陈鹏飞看来，尽管 BIPV 产品的概念由来已久，但行业却始终没有较大发展，面临着诸

多痛点。“制约国内 BIPV 行业发展的因素是多方面的，包括行业集中度不高、市场成熟度较低、光电建筑应用较少、缺乏统一的行业标准、产品力不足等。另外，作为光伏产品和建筑材料的结合，BIPV 产品的工程设计与设备选型难度更高，目前市场上缺乏具有影响力的主流产品。”陈鹏飞说。

记者了解到，目前国内 BIPV 产品种类繁多，材料中既有高效率晶硅产品，也有柔性薄膜产品铜铟镓硒等，在行业产品“百花齐放”的当下，隆基如何选定产品方案？

陈鹏飞指出，早在隆基 BIPV 产品研发初期，团队就已经达成了共识，BIPV 产品是一种具有发电功能的建筑材料。

“此前的 BIPV 产业一直是以光伏的技术思维为主导，大多数 BIPV 领域中的企业都不太尊重建筑本身，总希望光伏组件能代替建材，这种思维主导下的 BIPV 就是在‘打补丁’。”陈鹏飞说。

而隆基作为光伏制造龙头企业，也旨在打破这一行业僵局。“秉承‘稳健可靠、技术引领’的品牌基因，隆基在 BIPV 领域将不断进行技术研发，开发可靠产品并为客户提供优质服务，以打造自身在 BIPV 领域的品牌效应。”陈鹏飞说，“今年隆基发布的‘隆顶’产品研发成员来自于建筑、建材、电气、钢构、光伏等多个领域，他们在各自领域也拥有丰富的研发经验和技術积累，这是一款真正从建筑角度出发设计、生产的功能性建材产品，顺应了装配式建筑、绿色建筑的发展趋势，这种相互尊重、相互融合的理念也是实现光伏建筑一体化的根本思路。”

积极推动 BIPV 行业标准建立

然而，在业内人士看来，纵观目前国内的 BIPV 市场，所售产品均面临着一些普遍性问题，主要包括：建材性能表现不佳、发电能力差、用户体验差、品牌可靠度较弱等。

陈鹏飞指出，当前 BIPV 产业仍有行业痛点尚未解决，其中尤为重要的一点则是产业发展规范仍是空白。“隆基作为光伏领域的领军企业，也在积极推进 BIPV 行业标准的制定。”陈鹏飞说，“近年来隆基和中国建筑科学研究院有限公司、中国建材检验认证集团股份有限公司等建筑相关企业进行紧密合作，共同在推动光伏建筑一体化的标准设立。”据了解，隆基的“隆顶”产品自研发以来，目前已获得了建筑行业消防防火标准 A 级认证，同时也获得了光伏行业相关质量认证。

陈鹏飞强调，随着新一轮能源革命和新一轮工业技术革命的同时到来和相互叠加，光伏发电乃至整个能源行业都将面临全新的发展态势，终端用户对于光伏发电和光伏产品的需求也会更加多样化和个性化。

“未来，BIPV 行业将呈现出更加多元化的应用场景，尤其在‘新基建’的浪潮下，光伏发电也将与‘新基建’产生更多的结合，5G 通信、大数据和人工智能技术等都将迎来前所未有的发展，这些技术和光伏发电的结合将使负荷侧的应用场景更加丰富，光伏电力使用和调配将变得更加精准智能，发用电端的结合也将更加紧密，分布式光伏发电终将进入‘智能光伏+全场景应用’的时代。”陈鹏飞表示。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-09-28

光伏电池技术路线之争愈演愈烈

目前异质结的概念在市场上已是如火如荼，极端的假设条件下，业内已经有人开始计算异质结成本追平 PERC 的可能性，但目前看来，专业电池企业及二线企业在异质结技术的推进速度上明显比头部垂直一体化巨头更快，这是“创新者的窘境”光伏版，还是巨头企业的“明月照大江”，现在还不好下结论。

但可以肯定的是，中短期内市场必然要面临 PERC、异质结、TOPCon 共存的一个产业格局，企业间的技术大战已经悄然掀起。

异质结电池真的来了

异质结太阳能电池最早是由日本三洋公司于 1990 年开发，前期设备以进口为主，国内较早布局的企业为汉能、钧石、晋能、中智等，生产规模较小，属于小众市场，而随着异质结设备的国产化，国内光伏企业，尤其是二线乃至三线企业纷纷宣布要进军，目前国内的产能规划已超过了 50GW，

业内普遍预测，异质结电池短中期之内转换效率将会突破 25%。

不过，虽然目前计划投资异质结电池与对此进行研究的企业很多，但切实拿出成果的很少，量产规模普遍不大。

“老玩家”中，晋能的异质结量产平均效率已达 23.85%，预计年底可达 24.2%，据晋能科技总经理杨立友表示：“目前晋能科技异质结产品的成本是 PERC 的 138%，我们对下降至 108%的水平比较有把握，这只是比较保守目标。”

钧石能源则另辟蹊径，于今年的 snec 展会上极具创意的推出了 HDT 多晶异质结双面组件，据称，其电池的转换效率高达 23.5%，成本却比 PERC 低了 10%。

“新玩家”中，东方日升是前十组件出货商中第一个对异质结组件进行量产的，在最新的半年报中，东方日升表示其异质结电池最高量产效率已高达 24.2%，最高组件效率高达 22%以上，首批实现 9BB 异质结半片低温焊接封装工艺，半片异质结组件转换效率突破 21.90%，首年的衰减率不超过 2%，30 年衰减率不超过 16.5%。除此之外，公司还提到要将异质结与叠瓦技术相结合，目前已完成前期工作，可快速试产。

前十出货的组件企业中，除东方日升外只有阿特斯切实有异质结的产能规划已经开工，预计 2021 年一季度出货，天合光能在半年报中透露其有关异质结的科研进展称近期即将完成 HJT 产品的 TUV 认证，但并未进行产能规划。

专业太阳能电池制造商也已入局，通威 HJT 电池研发产线于 2018 年底便已经启动，2019 年 6 月正式运行，截止至 2019 年报，HJT 电池最高转换效率已经突破 24.6%，但在半年报中未披露有关 HJT 技术的具体进展。

银浆是“N 时代”的锁，MBB 是钥匙

不过异质结电池想实现产业化，成本依然是决定性因素。

银浆成本是制约异质结电池成本的最主要因素，异质结电池需要更多银浆，而且是价格更贵的低温银浆，根据 2019 年光伏产业发展路线图的统计数据，P 型电池银浆消耗量约 114.7mg/片，这其中还有 32mg 为背银。异质结电池双面都要刷银浆，消耗量为 300mg/片，数量上相差接近三倍。

据安信、华创等研报统计，低温银浆主要由京都电子 KEM 垄断，售价约达 6500-6800 元/kg，而高温银浆售价为 4500-4800，按照 2019 年的平均值 300mg/片来计算，每片电池片的银浆成本高达 1.95 元，而 PERC 电池即使同样使用 KEM 的银浆，每片成本也仅在 5 毛左右，如果使用国产高温银浆这个价格还会更低。相比之下，靶材成本甚至设备折旧成本反倒是显得无足轻重了。

产业目前也在为银浆成本的降低而努力，一方面推进低温银浆国产化和银包铜等方式降低银浆价格，另一方面则是通过 MBB 等技术手段降低银浆使用量，根据 SOLARZOOM 新能源智库所说，银包铜+无主栅甚至可以追平 PERC 的银耗。

但是目前来看，虽然高温银浆的国产化进展如火如荼，但低温银浆市场中日本 KE 依然处于绝对垄断地位，为了保障利润，国内目前实现规模化出货的仅晶银、帝科、聚和等少部分企业可以做到试探性量产，且产能并不充裕，银包铜技术也不成熟。

所以中短期内，电池企业自身节省银浆使用量的技术，将是异质结电池缩小与 PERC 成本差异实现量产的关键所在，这其中最主要就是 MBB 技术。

虽然 MBB 技术应用的主要目的是为了减少电池功率损失，提高导电性和降低碎片率，但是由于增加主栅数量过程中主栅宽度逐步缩窄、细栅宽度逐步减小，客观上导致了银浆消耗量减少，拉近了异质结与 PERC 的成本差距。

根据 2019 中国光伏产业发展路线图所示，2019 年 9BB 电池片涌入市场，市占率 16.5%，比 5BB 电池节省银浆 25%。

因此，9BB 乃至 12BB、无主栅等技术与 N 型硅片相结合的技术目前已成为异质结电池量产并追赶 PERC 的重要技术手段，不但增效更是降本，目前量产异质结组件大多采用 MBB 技术，东方日升半年报中称，公司成为首批实现 9BB 异质结半片低温焊接封装工艺的供应商，在天合光能的半年

报中也有相关研究，将 N 型 MBB 切半双面双玻和单玻组件实现量产能力作为公司研发目标之一。

PERC 和 TOPCon 的防守反击

当然，短期之内市场依然是 PERC 的天下，PERC 的扩产依然如火如荼，而中长期来看，TOPCon 与异质结哪个更优也需要拭目以待。

或许是无心插柳，愈演愈烈的大尺寸技术客观上延长了异质结电池落地的时间，因为目前国产异质结设备主要的加工尺寸为 G1 和 M6，且异质结产线建成后技改难度较大，许多企业希望设备尺寸可以由 210mm 向下进行兼容，以应对尺寸上的风险，给国产设备厂家增加了工作量。

短期来看，异质结不管是量产效率还是实验室效率，想要拉开 PERC 三个点的以上都不容易，隆基在 2019 年宣布，PERC 电池的实验室转换效率达到 24.06%，正式突破此前业内定义的 24% 的天花板，半年报中显示，隆基的量产记录也已经突破了 23%，天合半年报中披露新建 PERC 产线转换效率达到 22.8%-22.9%，晶澳年报中称量产效率已达到 22.7%。

中期来看，异质结面对 TOPCon 优势也并不明显，鹿死谁手尚未可知，因为 PERC 生产线可以通过改造升级为 TOPCon 生产线，参考中利腾辉 6 月 10 日公告的，同时技改 1GW TOPCon 全产线和新建 1GW 异质结全产线的项目预算（电池+组件），拟投资金额分别为 3.75 亿和 12 亿，建设周期分别为 18 个月和 24 个月，成本相差了 3.2 倍。即使只考虑设备及安装费用，二者也分别为 2.75 亿和 9.7 亿，相差了 3.53 倍。

因此，通过技改 PERC 产线升级 TOPCon 无论是成本还是时间，都远远小于异质结，几乎可以默认中长期的未来，至少龙头企业现有 PERC 产能中大部分都可以升级为 TOPCon 产能。

头部出货企业中，晶科、天合光能一直是 TOPCon 电池的先行者，根据中国光伏委员会发布最新发布，晶科创造了的 TOPCon 双面电池 24.87%（全面积）和 24.90%（孔径面积）的中国最高效率，甚至曾在官微文章《关于 Tiger Pro，你想问的都在这里》中明确表示：“比较 TOPCon 以及异质结，我们综合比较几个维度，目前我们是选择了 TOPCon。”目前晶科的 Tiger-N 型组件已经量产。

天合在半年报中披露，TOPCon 电池的实验室效率达到 24.58%，公司目前量产最高批次平均效率达到 23.8%，研发扩散工艺并成功导入 TOPCon 生产线，黄河水电量产效率达到 23.2%，中来则制定了效率 > 25% 的研发目标。

长期来看，光伏产业技术路线又该如何去走呢？强者恒强的产业格局又是否会被打破？

北极星太阳能光伏网将于 2020 年 10 月 23 日在北京举办“第二届光伏新时代论坛暨‘北极星杯’2020 光伏影响力品牌评选颁奖典礼”，拟邀请政府部门、业内权威专家、行业协会、电网企业、设计院、电站业主、光伏 EPC、光伏制造企业等相关单位参会。会议重点围绕光伏政策、市场变化、技术创新、平价项目开发与管控等问题进行探讨，以期协同企业合作，打破产业壁垒，共同为平价新时代的光伏行业健康发展献计献策。

北极星太阳能光伏网 2020-09-27

印度将在萨加迪建设该国最大浮式太阳能发电厂

中国石化新闻网讯 据能源世界网 9 月 25 日加尔各答报道，西孟加拉邦内阁周四批准了在穆尔西达巴德的萨加迪热电项目（SgTPP）的 5MW 并网浮式太阳能项目。

在一次新闻发布会上，内政大臣 Alapan Bandopadhyay 表示，这个 5 兆瓦发电量的浮动太阳能电站将是这个国家最大的同类电站。此前，在蒂鲁帕蒂附近的奇图尔有一座发电能力为 4 兆瓦的核电站。邦政府将花费 2200 亿卢比来开发这个电厂。在全面运行后，其将能够为超过 10 万户家庭提供电力。

知情人士表示，该项目可能会因新冠疫情推迟完成。电力部门一位高级官员称，该项目本应在今年 4 月完成，但因新冠疫情，一切都被搁置了。我们现在不能具体说明项目完成的确切时间。

西孟加拉电力发展有限公司(WBPDCL)将委托该工厂将太阳能组件漂浮在由法国公司 Ciel

& Terre 制造的 Hydrolio 浮动平台上。该项目将在 SgTPP 的 3 号原水池以包建方法开发。

据电力部门高级官员说，孟加拉正在认真考虑替代能源。在此之后，WBPDCCL 将为 Purulia 地区 Santhaldih 水电站开发另一个 5 兆瓦的浮动太阳能光伏项目。这将开辟新的发电渠道。

浮动式太阳能光伏项目在印度正逐渐受到关注。在过去的几个月中，已经为此类项目发布了一些招标书。其中包括一个由维萨卡帕特南市政公司（Greater Visakhapatnam Municipal Corporation）招标的 3MW 项目，该项目将在安得拉邦维萨卡帕特南的 Meghadrigedda 水库进行开发。维萨卡帕特南智慧城市有限公司（Greater Visakhapatnam Smart City Corporation Limited）也投标了一个位于 Mudasarlova 水库的 2 兆瓦浮动太阳能项目，该水库也位于维萨卡帕特南。

2017 年 12 月，印度太阳能公司(Solar Energy Corporation of India)邀请各方对未来三年内分阶段建立 100 万千瓦的浮动太阳能光伏项目表达意见。

郝芬 中国石化新闻网 2020-09-28

宁波光伏发电出路几何？

“黄金期”过后

天气炎热，正值用电高峰时节。8 月 14 日，宁波全社会用电负荷达到 1639.08 万千瓦，同比去年最高值增长 8.04%，年内第五次创历史新高。

普通市民可能不知道，你所用的电中，有不少是清洁的太阳能通过光伏发电转化而来的。近年来，在不断增长的用电量中，光伏发电的比例正在不断提高。

目前，光伏发电是我市第一大新能源类型，装机容量占总装机容量的比例超过 10%。今年上半年，全市光伏发电量 11.05 亿千瓦时，同比增长 13.49%，其中超过五成实现上网进入千家万户。

记者从市能源局得到的数据显示，宁波 2017 年光伏发电量 7.58 亿千瓦时，同比增长 701.84%;2018 年光伏发电量 16.37 亿千瓦时，同比增长 115.96%;2019 年光伏发电量 22.65 亿千瓦时，同比增长 38.35%。

发电量增长的背后，是装机容量的增长。目前，我市光伏发电总装机容量为 252.82 万千瓦，是 2015 年的 11 倍，规模位居全省第二。

“2017 年呈现爆发式增长，此后几年都处于‘黄金期’。”市能源局综合规划处(电力与新能源处)负责人说，今年上半年，新增光伏发电装机容量 14.17 万千瓦，“这个数字与上半年的疫情有很大关系，另一个重要因素就是国家补贴政策的调整”。

国补即将退出 存量项目仍能保持良好效益

为加快国内光伏应用市场的发展，2012 年底国务院下发 5 条措施，从产业结构调整、产业发展秩序、应用市场、支持政策、市场机制多方面扶持光伏产业。2013 年 8 月，作为“国 5 条”的细化配套政策，《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》下发，实行三类资源区光伏上网电价及分布式光伏度电补贴，由此正式催生了我国光伏应用市场的“黄金时代”。

除国家补贴外，各地也出台了相应的补贴政策。通过对比发现，国家补贴的力度是最大的，期限也是最长的。记者在杭州湾新区上汽大众一体化光伏发电项目采访时了解到，该项目一期可享受国家、省、市三级补贴。政策力度上，国补是省补的 3 倍多;政策期限上，国补、省补是市补的 4 倍。

此后，随着产业的发展，补贴力度逐步退坡。2015 年底，国家发改委下发《关于完善陆上风电、光伏发电上网标杆电价政策的通知》指出，实行风电、光伏上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。

今年 2 月，2020 年光伏电价政策征求意见稿出炉。三类资源区指导价每度降至 0.33 元、0.38 元、0.47 元，工商业分布式(自发自用、余电上网)补贴每度降至 0.05 元。至此，从 2013 年至 2020 年，三类资源区光伏标杆上网电价 8 年共下调了 6 次，降幅达六成;分布式补贴下调 4 次，工商业分布式降幅高达 88%。

随着光伏度电成本逐渐逼近脱硫标杆电价，业内预测，“十四五”初期光伏将大规模实现平价上网，由此光伏补贴政策也将正式退出历史舞台。财政部、国家发改委、国家能源局在《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》《可再生能源电价附加补助资金管理办法》征求意见座谈会上曾明确，到2021年，陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏将全面取消国家补贴，户用光伏是否包含其中尚未明确。

不过需要强调的是，光伏补贴政策退出，并不影响已有的补贴项目。根据（2013）24号《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，光伏补贴原则上执行期限为20年。

住房屋顶、厂房屋顶、车棚顶、水库水面、地面……在宁波，光伏发电的应用模式多种多样。记者了解到，已建成投用的存量项目，因为仍可享受上述执行期限为20年的国家补贴，全部项目基本上能继续保持良好效益。

6年前启动建设光伏发电项目的海曙区龙观乡李岙村，是全国首个光伏村。目前，李岙新村在247户联排住宅、90户多层住宅屋顶上安装了500千瓦分布式光伏电站，年发电量达50万千瓦时，是全国光电建筑一体化规模最大、户数最多的光伏村。

根据国家政策，每发1度电，可获补贴1.1元，此外市、区相关部门还给予一定的额外补贴，除去村民享受免费用电，全年该村可增收38万余元。在奉化区张家村，同样的模式也给村集体经济收入带来很大提升。村党支部书记张天岳说，估计7-10年可以收回投资。

在慈溪，5个渔光互补光伏电站上半年发电超过3亿度，占该市2019年全社会用电量的2.08%。同时，每年可节约标煤21.6万吨，减少多种有害气体和废气的排放。渔光互补光伏发电，充分利用了水面，在一种资源上发展出了两个产业，形成了“上可发电、下可养殖”的新模式，两种收益并存，极大地提高了经济效益。

多重因素影响 新建项目增长势头放缓

2016年，宁波辰佳电器有限公司自行投资9000万元，在位于慈溪和杭州湾的公司厂房屋顶建设光伏发电项目，以自发自用为主。根据当时的测算，5年时间可以收回投资。企业一名负责人表示，从运行情况看，确实能够达到预期，一次性投入之后，运行维护成本很低，可以产生较好的收益，“甚至不亚于办一家小工厂的收益”。

“如果政策不变，屋顶资源良好，我们会考虑租赁屋顶资源作为‘副业’，但是在没有补贴的情况下，就不参与了。”该负责人说，行业发展到现在，应该让专业的人做专业的事，他们可以更好地控制成本，做出规模效应。

在杭州湾新区，更多企业此前就选择与光伏企业进行合作，把原本无用的厂房屋顶资源出租，用于换取企业用电或者收取租金，效益稳定。杭州湾新区发改局谢贺卿告诉记者，这个模式涉及新区企业120家，这些屋顶的装机容量占了新区总装机容量的绝大部分。

浙江人和光伏科技有限公司是一家专业从事太阳能光伏组件接线盒、连接器、电缆线及周边产品研发、生产、销售和服务的国家级高新技术企业。几年前，公司也曾计划租赁其他企业厂房屋顶，进入光伏发电领域。但是由于政策调整，这一计划后来被暂停。“总体来看，光伏发电产业的前景是很好的，如果有新的机遇出现，我们一定会第一时间重启计划。”公司总经理励捷峰说。

记者在采访过程中，听到了一些项目为了在政策规定时间内完成从而搭上政策“末班车”的攻坚行动。从这样抢抓机遇的行为中，可以看出国家补贴对于项目的重要性。

在今年全国两会上，多位代表委员向国家相关部门提请，建议酌情考虑新冠肺炎疫情对光伏并网项目的影响，并合理给予延长并网时间和补贴政策。提案中说到，根据2019年的光伏发电管理办法要求，对逾期未建成并网的光伏项目，每逾期一个季度，并网电价补贴降低0.01元/千瓦时；在申报投产所在季度后两个季度内仍未建成并网的，取消项目补贴资格。

那么，补贴即将退出历史舞台之时，市场的反应如何？记者从市能源局了解到，我市光伏发电装机容量：2017年新增98.41万千瓦，2018年新增58.06万千瓦，2019年新增59.97万千瓦。与往年数据相比，今年上半年的增量确实出现下滑。

成本持续下降 新政策机制出口正在形成

即使在没有任何补贴的情况下，也有不少项目继续上马建设。在杭州湾新区，上汽大众一体化光伏发电项目三期正在建设中，项目负责人表示，三期不享受任何国家补贴。“这当然会导致利润空间下降，但是并不是没有。因为项目建设的成本较往年有了大幅下降。”他给出的数据是，每瓦从 2.9 元降至 1.7 元，降幅超过四成。

专家认为，光伏是十年来发电成本下降最快的可再生能源，且未来成本仍有持续下降空间。行业数据显示，2019 年，国内光伏组件及系统价格已分别下降至每瓦 1.75 元和每瓦 4.55 元，同比分别下降 12.5%和 7.5%。这也是国家补贴退出的重要前提。

在 4 月 11 日、12 日举行的“2020 年平价光伏电站开发及技术看方案线上研讨会”上，专家认为，2021 年我国实现光伏发电平价上网将是大概率事件，今年是光伏电站平价从示范趋向市场化的关键阶段，应进一步推动降低技术成本和非技术成本。

一方面，光伏发电实现平价需要全产业链的精细化技术提升，另一方面，降低土地、管理、接网、财务费用等非技术成本也至为关键。此外，还应充分发挥绿证等机制的作用，结合可再生能源电力消纳保障机制的实施和细化细则，完善绿证认购和交易机制。

绿色电力证书又叫可再生能源证书，简称绿证，是指国家可再生能源信息管理中心，对发电企业每兆瓦时非水可再生能源(风电和光伏发电)上网电量颁发的具有独特标识代码的电子证书。它是国家给发电企业颁发的可交易的、能兑现为货币收益的凭证，是非水可再生能源发电量的确认和属性证明，以及消费绿色电力的唯一凭证。

在市能源局上述负责人看来，绿证交易能够促使发电企业增加可再生能源发电规模，或者通过购买绿证来满足配额要求，从而增加对可再生能源发电供给的需求，提高社会资本对可再生能源投资意愿，促进电源结构的调整。

今年 2 月，省发改委、省能源局联合下发了《2020 年浙江省能源领域体制改革工作要点》，文件指出，在可再生能源领域要继续完善发展机制，以创新绿证交易方式，切实增加我省可再生能源消纳量，推动完成“十三五”可再生能源电力消纳责任权重、非水可再生能源电力消纳责任权重等目标。改革主要任务之一是开展绿证交易创新试点，配合国家可再生能源信息中心研究适应光伏、风电逐步接近平价上网时期的绿证交易方式，引导各类主体积极购买绿证。

“以前光伏发的电，要么自用，要么上网卖给国家，有一个固定的收购价;绿证交易创新之后，可以把电卖给其他主体，而且政策会引导主体积极购买绿证，对企业或者地方进行考核，这中间就会出现新的价格空间。”市能源局有关负责人说，不少企业已经表达了非常高的购买绿色电力的意愿，这也是企业社会责任的体现。

这也引出了光伏发电的另一大重要价值——生态效益。以新近投用的宁波高发汽车控制系统股份有限公司光伏停车棚项目为例，按 30 年寿命设计，一期和二期总装机容量是 1800 千瓦，每年产生的电量相当于节约标准煤约 808 吨，减排二氧化碳 1994 吨，相当于种植树木 108960 棵。

黄程 宁波日报 2020-09-21

光伏行业协会王勃华：我国光伏行业发展已形成“双循环”格局

9 月 18 日，“第五届中国光伏+ 创新发展论坛”在昆明召开，中国光伏行业协会副理事长兼秘书长王勃华指出，近年来，中国光伏产业取得了辉煌成就，新增装机量、累计装机量、多晶硅产量、组件产量稳居全球首位。

据王勃华介绍，2019 年，我国多晶硅产量占全球 67.3%，硅片产量占 97.4%，电池片 78.7%，组件 71.3%，总装机量占全球 32.6%；同时，各环节均有 5 家以上企业位居全球前十，产业化技术处于全球先进水平，前沿技术也开始加速布局。麦肯锡一项全面对比中美创新实力的研究显示，光伏是中国领先美国且具有极大（也是最大）竞争优势的产业。

根据 IRENA 发布的《后疫情时代经济复苏议程报告》，今年以来，新冠疫情的流行让投资者更清楚的认识到了可再生能源投资的巨大潜在价值。从 2019-2030 年，在可再生能源、能源效率、电气化和基础设施领域的累计投资将增加至 49 万亿美元，其中在可再生能源领域的投资约为 11 万亿。在光伏领域的年度平均投资将达到 3180 亿美元，在所有电力来源中居首位。

“当前，光伏发电成本进一步下降并继续保持成本优势。”王勃华表示，按照 IRENA 的数据，在拥有全球三分之二人口、GDP 总量 72%、用电需求 85% 的国家，新建光伏电站或陆上风电场已是成本最低的电源。在技术进步、规模经济形成和竞争越发激烈的背景下，风电、光伏项目的总成本和平准化度电成本（LCOE）持续下降。可再生能源行业发电成本也创下历史新低，固定式光伏发电系统的 LCOE 为 50 美元/兆瓦时，同比降幅 4%。他进一步表示，从长期来看，产业链上各环节成本的下降叠加组件效率的不断提升，到 2030 年，光伏的全球加权平均 LCOE 将降至 0.040 美元/千瓦时，与 2018 年相比降幅达 58%。

“今年 5 月以来，国家多次提出，逐步形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。”王勃华表示，从 2005 年以来，中国光伏产业已经历了从“外循环为主”到“内循环加速”，再到“双循环发展”的发展历程。他指出，我国光伏行业一方面将迎接新基建带来的国内市场新机遇，保持和巩固制造优势，另一方面，将继续拓展海外市场，强化国际化布局。

据中国光伏行业协会统计，我国已有近 20 家光伏企业通过合资、并购、投资等方式在海外布局产能；主要集中在越南、泰国、马来西亚等国家；截至 2019 年底，海外布局的电池片有效产能达到 17GW（同比增加 39.3%），组件有效产能达 21GW（同比增加 16.0%）。

中国能源网 2020-09-19

屋顶光伏：德国电力新增装机“主力”

本报讯 据行业媒体《光伏杂志》报道，多家德国电力企业近日联合发布研究报告指出，为满足电力市场的需求增长，到 2030 年，德国需要新增发电装机容量 170 吉瓦，而其中户用屋顶光伏将成为贡献新增装机的“主力”。

根据该报告，未来 10 年间，德国的户用屋顶光伏将新增装机 140 吉瓦左右，占德国新增发电装机总量的 80% 以上。

德国电力公司表示，近年来，可再生能源电力在德国越来越受重视，并逐渐成为德国能源产业未来发展的重点。在可再生能源电力占比不断提高的趋势下，未来要满足新增的电力需求，很需要增加大量可再生能源电力。

而在各类可再生能源电源中，光伏将成为德国电力系统的“干将”。《光伏杂志》援引德国行业咨询机构 Energy Brainpool 的观点指出，目前，户用屋顶光伏是德国最流行、接受度最高的可再生能源电力形式，并将在德国未来的电力系统中扮演重要角色，是决定德国能源转型成功与否的关键所在。据测算，德国户用屋顶光伏发电项目的潜在可开发规模能达到上百吉瓦。

德国电力公司同样强调，未来 10 年，装机规模在 100 千瓦以下的户用屋顶光伏将是德国新增发电装机的主力，将助力德国实现气候变化目标，同时防止德国出现电力供应短缺的情况。

德国联邦能源与水业协会发布的最新数据显示，2019 年上半年，德国可再生能源发电占比已经高达 44%，创下新的历史纪录。而按照 2019 年德国政府发布的能源转型目标，到 2030 年，德国可再生能源发电占比需要达到 65%。有批评人士指出，如果德国政府再不进行改革，很可能错失完成这一目标的机会。

在此背景下，今年德国政府动作不断：先是在上半年取消光伏发电上限限制，还允许因新冠肺炎疫情导致建设受阻的光伏项目延期完成；后又在 9 月初公布新版光伏发展规划，要在 2021—2028 年间，对总装机规模为 18.8 吉瓦的光伏发电项目进行公开招标，每年光伏发电项目招标规模最低为 1.9 吉瓦，最高为 2.8 吉瓦。

不过，Energy Brainpool 依然认为，目前的规划不足以让德国顺利实现气候变化目标。据德国联邦网络管理局的数据，2018—2019 年，德国光伏发电新增装机规模分别为 3 吉瓦和 4 吉瓦左右；而今年前 7 个月，德国光伏发电新增装机只有 2.8 吉瓦左右。对照未来 10 年德国对清洁电力新增装机的需求，近年来德国光伏发电装机量的增速远远不够。

Energy Brainpool 表示，德国应该上调光伏发电新增装机目标，从目前的每年 5 吉瓦提升至 6—12 吉瓦区间；2030 年后，这一增量至少需在 14 吉瓦以上。

为此，Energy Brainpool 建议德国政府出台强制性执行政策，要求在所有新建建筑上安装屋顶光伏系统。同时，该机构还呼吁加强智能电表等电力配套设施的更新换代，简化 100 千瓦以下规模屋顶光伏系统的余电上网销售流程，以及适时推进无补贴屋顶光伏项目的开发工作。

董梓童 中国能源报 2020-09-28

水面漂浮电站核心诉求到底是什么？

5 年前人们还对水面漂浮电站报以或不够信任或值得期待或静观其变的微笑，5 年后，随着水面漂浮电站覆盖到除了南极洲外的所有大洲，行业内外都不再质疑水面漂浮电站的地位，甚至冠以“光伏行业的未来”“光伏行业第三极”等美誉。在全球范围内，水面漂浮电站不再是可有可无的备选项，而是作为一种高效的光伏应用形式被大范围采用。不占用土地资源、发电量高等优势让水面漂浮电站备受瞩目，但是在平价背景和水面这一特殊应用环境下，我们不禁会问：水面漂浮电站核心诉求到底是什么？



马来西亚 13MW 水面漂浮电站

作为较早从事水面光伏设备研发和技术研究的企业，阳光电源水面光伏（以下简称“阳光水面光伏”）一直走在行业探索的前沿，为安徽及山东采煤塌陷区、中国东北及日本的极寒区、东亚及东南亚的台风区乃至中东的近海水域漂浮电站提供水面光伏设备及系统方案。对于水面漂浮电站的核心诉求，阳光水面光伏向全球客户进行了长期调研，发现环保、使用寿命、安全稳定一直是共性问题，也是行业对水面漂浮电站的核心诉求。

不忘初心，环保问题还是要放在首位

光伏发电是绿色无污染、可持续、可再生的新能源获得方式，这是人们大力发展光伏事业的出

发点，也算是光伏行业的初衷与初心，所以对于水面漂浮电站来说，环保是需要优先考虑的问题之一。

阳光水面光伏表示，水面漂浮电站一般由漂浮方阵、锚固系统、逆变升压浮船、电气系统等部分组成。锚固系统由混凝土及不锈钢材质组成；阳光水面光伏提供的逆变升压浮船采用品牌环保漆；而漂浮方阵一般由浮体、支架、连接件等组成，其中浮体用量大且与水体长期接触，因此浮体材料是关键。阳光水面光伏采用食品级高密度聚乙烯（HDPE）原料，该材料具有良好的温度适应性，化学稳定性好，此外还具有较高的力学强度，无毒，无味。产品采用中空设计方案，而不是国内外已经基本淘汰的泡沫塑料等材质填充方案，因为这种方案会因为浮体破裂填充物接触水体而造成水污染，与光伏行业初衷背道而驰。

除了严把原材料关，采用正规厂家高质量的 HDPE 原材料外，阳光水面光伏还对材料进行改性提升优化，并对成品样条进行严格的测试，委托 TÜV 南德、香港佳力高试验中心等国际权威检测机构根据相关中国国家标准、英国饮用水接触材料相关标准进行了众多测试，所有测试结果均显示浮体材料环保无污染。还委托第三方权威检测机构对两座 2016 年前后运营的大型水面漂浮电站进行了包括总磷、硝酸盐、化学需氧量在内的 36 项检测，检测结果显示水质符合欧盟地表水标准、欧盟饮用水水质指令以及 WHO 饮用水水质准则。

安全稳定才能确保长久收益

水面环境复杂，尤其是风浪大、气候多变、水位落差高的水域，更是对水面光伏设备及系统提出了更高的要求。产品与系统的安全稳定性是水面光伏电站的又一核心诉求，只有安全稳定，才能确保长久收益。



泰国 12.5MW 水面漂浮电站

在产品的设计方面，阳光水面光伏针对浮体关键性能开展系统分析试验，联合外部资源开发新型快速检测仪器，建立有效评估方法，解决了光伏行业乃至改性塑料行业在浮体使用寿命上的评估难题。产品设计除了满足常规的强度、防腐、高耐候性等要求以外，还参照国家标准以及光伏电站使用年限不小于 25 年的行业要求，进行专业的蠕变仿真，确保产品设计达到要求。

在系统设计方面，阳光水面光伏在既定目标大前提下，对风荷载、雪荷载、锚固可靠性、方阵稳定性以及单个零件的受力强度进行校核，确保产品的安全性及稳定性，并出具专业的仿真报告，确保设计校核过程有章可循。针对具体项目多轮评审方案设计内容，从运维便利性、安装便捷性、

整体稳定性、组件兼容性等几个方面反复论证。阳光水面光伏整体方案设计可通过方阵浮力灵活调节以适应不同雪载荷要求，在确保浮力科学合理的同时适应不同环境。

平价时代即将到来，降本增效是不可逆转的大趋势。阳光水面光伏表示，在追求降本的同时不能忽视水面光伏的核心诉求，甚至需要更加重视，因为这是行业健康可持续发展的根基之所在，所以我们坚决反对通过偷工减料、投机取巧“降低成本”，并努力通过技术创新降低成本。

光伏们 2020-09-27

全球光储市场或将新增数十亿瓦 但仍面临许多挑战

在近日举办的储能虚拟峰会上，业内人士经讨论后一致认为：未来五年内，数十亿瓦的并网发电市场有望兴起，但直流耦合的不确定性、对称电网连接的昂贵需求以及过时的监管框架可能阻碍市场的增长。

彭博社(BloombergNEF)的珍妮·蔡斯(Jenny Chase)在早些时候主持的一次会议上对与会者进行的调查发现，76%的与会者认为，在不到5年的时间里，将会出现数十亿瓦的热电联产市场。这表明，业内对热电联产项目在短期内的经济可行性抱有信心。

Habitat Energy 联合创始人 Ben Irons 对此表示赞同。他表示，在目前的价格水平上，太阳能、储能或太阳能储能项目不再需要补贴。相反，这些项目可以通过市场设计得到充分的激励。

Chase 认为美国市场将是光储项目的发展中心，新增容量超过 8.9GW，在通过投资税收抵免刺激太阳能储能项目的发展方面，美国市场也具有独特的优势。ITC 可以适用于项目的太阳能和储能元件，只要所连接的太阳能电池阵列充电，就可以为购买的设备提供退税。

Clean Horizon Consulting 市场分析主管 Corentin Baschet 表示，这对在美国开展异地合作项目起到了“巨大激励”作用，因为这将大幅节省项目的资本支出成本。

与此同时，据称，位于同一地点的项目在其他市场上或多或少享有一些微妙的优势。Baschet 提出，由于非洲地区相对缺乏电网实力，以储能为特色的可再生能源资产占据了“另一个层面”，如果不附加某种形式的电网对储能进行稳固，大规模太阳能发电厂实际上无法连接到区域电网。

不过，尽管与会者都对共同选址项目的市场潜力充满信心，但对其经济可行性仍存在一些怀疑，至少在零部件价格(尤其是储能设备价格)进一步下跌之前是如此。

集邦新能源网 2020-09-28

首块双面柔性薄膜组件测试完成

近日，来自欧洲薄膜太阳能电池研究联盟(Solliance)完成了第一块双面柔性薄膜光伏组件的测试。

除了正面正常发电，双面组件背面也能够接收来自环境的散射光和反射光，通过光伏组件转化为电能，因此有着更高的综合发电效率。双面柔性薄膜光伏组件则有着更加灵活的应用场景(国内轻质柔性组件供应商盘点)。

第一块使用薄膜光伏技术的双面柔性光伏组件已经下线并正在测试，尽管尚未实现大规模量产，然而为生产工艺、所选材料和电气设计初步测试提供了条件;同时该组件也在“室内”使用常规测试设备进行测试，并在软件中模拟其性能。测试的具体结果仍需对细节进行研究，然而室内外测试的结果表明，组件整体性能表现良好。

此前，Solliance 的主要合作伙伴之一 TNO 已经在美国成功测试了双面光伏组件太阳能高速公路项目。Solliance 与汉能、TNO 等展开各项合作，已取得两段薄膜太阳能公路测试项目的成功。(这才是靠谱的光伏公路)

除此之外，Solliance 也一直在与 TNO 合作和 TU/e 合作开发热稳定钙钛矿太阳能电池。据了解，Solliance 将生产 26.3%的钙钛矿/晶体硅叠层光伏电池，目前正致力于应用其合作伙伴提供的中试规

模的工艺设备，将这种钙钛矿太阳能电池应用到生产钙钛矿太阳能组件的可行的工业生产过程中。

光伏测试网 2020-09-29

海洋能、水能

四川水能利用率提升至 95.8%

本报讯国网四川电力调度控制中心 9 月 17 日透露，在今年汛期来水偏多、洪涝灾害多发、负荷骤升骤降等多重困难考验下，四川水电消纳依然取得了可喜成绩。截至 8 月底，四川水能利用率达 95.8%，同比提升 2.3%，水电弃水大幅减少。

国网四川电力调控中心专责王金龙介绍，今年以来四川地区来水严重偏多，特别是 6—8 月，水电来水较多年平均情况偏多 5 成，且来水时空分布不均，陡涨陡落，给水电消纳工作造成困难。据统计，1—8 月，四川水电发电量为 2156.5 亿千瓦时，同比增加 120.5 亿千瓦时，增幅达 5.9%。

国家发改委、国家能源局 2018 年印发的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》明确要求，四川地区水电水能利用率的目标任务为 95%。据悉，这一目标是基于新增跨省外送通道测算的结果，但今年四川没有新的跨省外送通道建成。同时，四川今年暴雨和高温天气频发急转，自然灾害多，电网运维难度增大，500 千伏主网架输电能力逼近极限，电力生产运行方式适时调整的灵活性和故障支援能力受限。此外，重点输电项目建设和电网设备检修工作受疫情影响延期，施工期和检修窗口工期紧张。而且，在电改逐步深入背景下，电力生产组织方式需适应越来越多的新政策、新要求、新诉求，水电消纳压力巨大。

近年来，国家电网公司高度重视四川水电消纳工作，制定《提升 2020 年四川地区水能利用率专项工作方案》，从“外送规模、输送能力、运行方式、用电增长”等 4 方面提出多项措施，明确了与四川水电消纳相关的 11 个部门、5 个分部和 11 个省级电力公司的责任。国家电力调控中心和西南电力调控分中心分别制定专项方案，统筹协调四川水电消纳工作部署。国网四川电力围绕“建机制、提能力、增外送、强优化、促增长、保安全”制定了 18 项措施，全力推进四川水电增发减弃。

胡朝晖 中国能源报 2020-09-25

水利部：再谋划一批“十四五”重大水利工程

记者从水利部 24 日召开的水旱灾害防御及灾后重建新闻发布会上获悉，目前水利灾后恢复重建任务仍艰巨，大约需投资 840 亿元。

水利部副部长叶建春介绍，水利部将抓紧会商发改委、财政部开展灾后恢复重建工作，尽快修复受损的水毁水利设施；同时结合“十四五”规划编制，推进防洪薄弱环节工程建设，尽快补齐防洪工程短板，全面提升水旱灾害防御能力。

水利部规划计划司副司长张祥伟介绍，下一步，重点是做好三件事。第一，加快重大水利工程前期工作，按照“确有需要、生态安全、可持续”的原则，深化前期论证。特别是要坚持水资源节约利用保护和综合利用，土地的集约节约利用，做好环评，移民安置方案等工作，和有关部门一起，加快项目审查审批，争取多开、早开。

第二，多渠道落实投资。150 项重大水利工程大概需要投资 1.29 万亿元。水利部配合发改委、财政部，一方面是要充分发挥中央投资的引导带动作用，在此基础上利用好地方政府专用债。此外，发挥政策性和开发性金融作用，积极引导社会资本参与重大水利工程的建设和运营，通过多渠道落实好这些工程的投资。

第三，做好“十四五”项目储备，在这 150 项基础上，结合正在开展的“十四五”规划编制，围绕国

家水网建设和今年防洪暴露的薄弱环节，再谋划一批“十四五”重大水利工程和“有温度”的重大民生水利项目，做好项目的储备，具备条件的也要争取早开多开，支撑经济社会的发展。

班娟娟 经济参考报 2020-09-25

甘肃首座抽水蓄能电站拟明年开建

本报讯 甘肃省玉门市近日发布消息称，国家“十三五”规划重点项目、甘肃省首座抽水蓄能电站项目——玉门 120 万千瓦抽水蓄能电站自 2013 年开展预可研至今，已于今年 5 月正式进场开展现场可研地勘工作。目前，各项工作正加快推进，计划于 2021 年正式开工建设。

玉门 120 万千瓦抽水蓄能电站项目位于玉门市昌马镇境内的照壁山上，工程枢纽由上下水库和输水系统、地下厂房及开关站组成，为日调节的纯抽水蓄能电站。项目建成后，利用上、下水库 700 米左右的落差，形成循环抽水蓄能模式进行发电。

玉门市发改局局长鲁强表示，玉门 120 万千瓦抽水蓄能电站项目，是甘肃省唯一一座列入国家“十三五”水电发展规划的抽水蓄能项目。项目建成后，年发电量约 11.14 亿千瓦时，将承担甘肃电网调峰、填谷、储能、调频、调相等多种任务，对于平抑风光电出力波动、提高新能源电力就地消纳、保障送出系统安全稳定运行，特别是对于推动玉门新能源产业持续健康、规模化发展具有重要意义。

柳世鹏 中国能源报 2020-09-28

粤港澳大湾区“超级充电宝”将正式“上岗”

抽水蓄能电站作为当前电网中最重要、最高效的电能转换和储备手段，如同一个“超级充电宝”支撑大电网安全稳定运行。日前，作为我国首座建于城市中的大型抽水蓄能电站，也是西电东送的落点和粤港电网连接点的深圳抽水蓄能电站正式通过工程竣工验收。

这标志着粤港澳大湾区“超级充电宝”——深圳抽水蓄能电站工程仅用 24 个月就完成了消防、枢纽工程八个专项验收和竣工验收，刷新了国内大中型水电工程专项验收最快纪录。同时，也标志着南方电网公司首个全面国产化的抽水蓄能项目建设圆满收官，在南方电网调峰调频电源建设历程上建立了又一座重要的里程碑。

打破依赖进口的惯性思维

坐落于粤港澳大湾区核心城市中心的深圳深蓄电站，自 2018 年 9 月 25 日全部机组投产发电至今，未发生任何安全、质量事故。至 2020 年 8 月 31 日，应急启动 24 台次，成功率 100%，单机年平均利用小时数达 2957 小时。电站的建成每年可节约标准煤 15.80 万吨，减少温室气体总量约 2717.28 吨，充分发挥了电站调峰调相和事故备用的功能。

然而，回忆起当初选用国产机组设备时，电站很多员工坦言，“底气不是很足”。底气不足的原因，有国产设备与国外设备实实在在的差距，更有运维人员“相信进口、依赖进口”的惯性思维。

“吸收引进再创新”是深蓄电站从设备最开始的设计图纸阶段就坚定的一个理念。“跟厂家较真、请专家来挑刺、发现问题立行立改，是很长一段时间我们工作内容的全部。”南网调峰调频公司深蓄公司专责王浩在接受记者采访时表示。

值得注意的是，低水头发电工况空载不稳定曾是抽水蓄能机组设备国产化的棘手问题，大多通过设计非同步导叶来解决，既增加了系统的复杂性，也不便于检修维护。东方电机厂通过深蓄电站水泵水轮机水力设计优化，首次解决了以往大型抽水蓄能项目中难于避免的机组低水头发电工况空载不稳定问题，实现了深蓄电站机组设备调试过程中一次并网成功，并在各种工况下稳定运行。通过国产化项目锻炼，国内主机厂家水力设计得到明显提升，达到与国际知名厂家竞争的實力。

此外，在硬件层面，四台机组调试时间分别为 35 天、23 天、17 天、14 天，接入系统充电一次成功，上下游水道充水一次成功，全站四台机组所有启动调试试验一次成功，均提前完成投产发电

任务目标。

在软件层面，经过 9 个多月修改与测试，最终完成了计算机监控系统的开发。这套计算机监控系统在保障电站安全稳定的同时，软件成本仅为国外系统的六分之一，在操作便捷性、软件扩展性及售后服务方面也优势明显。最终，机电设备国产化率超过 93%。投产运行后循环效率为 79.23%的结果也令人满意。

将绿色环保理念落到实处

深蓄电站是抽水发电、城市供水和城市景观有效结合的综合性项目，紧邻国家 5A 级生态旅游示范区东部华侨城，下水库又是深圳市的一级饮用水备用水源，所以，绿色环保是项目建设的重中之重。

“所谓‘三同步’就是环保设施同步设计、同步施工、同步投入使用，这样既能减少对原生环境的影响，又能有效保护周边生态环境。”王浩介绍，在电站整个建设过程中，“绿水青山就是金山银山”的核心理念始终贯彻各项工作。

另外，由于建在市区，周边有大量市政设施，这一特殊的地理位置决定了深蓄电站建设相对其他同类电站安全风险更高，安全管理难度更大。深蓄电站引水道水头高、地质条件复杂、透水性较强、土石方开挖规模大、施工难度大，爆破、衬砌、灌浆设计要求高。建设者在工程建设的全过程，深入运用安全生产风险管理体系思想，在人员资质、安全技术方案、特种设备、现场环境等多方面，形成了一系列的管理制度和标准。

“深蓄电站的上水库与其他电站最明显的不同就是对市民开放。因上水库的选址占用了市政绿道，所以在建设之初我们就承诺还市民一条更好的踏青之路。”王浩表示，目前深蓄电站已承办深圳市“百公里磨坊徒步活动”和“壹基金徒步公益活动”，同时积极启动景观绿化提升工程，目的就是打造一个适合市民周末休闲放松的工业旅游点。

有利于优化电源结构

“抽水蓄能机组运行灵活，工况转换速度快，在发电和抽水工况下均可以进行系统电压调节。”南网调峰调频公司深蓄公司财务计划部主任丁光彩表示，抽水蓄能电站作为目前电力系统最经济的调峰手段，深蓄电站全面投产对于优化深圳电网电源结构的作用显而易见，能够提高深圳电网核电、火电以及西电东送送端电网火电的运行效率和年利用小时数，降低能耗，提高系统运行经济性。

据悉，深蓄电站机组接入 220kV 深圳电网，相比 500kV 接入系统优势明显，当出现大规模停电时，深蓄电站黑启动直接服务于深圳市受端负荷。深蓄电站可以为黑启动提供较大的初始启动功率，使深圳同时启动多个电厂多台机组，从而大大缩短深圳电网恢复时间。

本报记者 路郑 中国能源报 2020-09-28

风能

全国首座整场大规模采用高塔平原风电场调查：吹出高效益了吗

9 月 16 日消息，随着《风电发展“十三五”规划》将低风速分散式风电开发作为产业发展的重点，平原地区低风速风电场建设逐步提速。由于低风速风电发展空间巨大，业内甚至将其称为风电产业下一片“希望的田野”。未来，平原地区低风速风电能否再次打开风电产业增长空间？低风速风电能否实现平价上网？产业发展还存在哪些瓶颈？为了回答这些问题，经济日报记者近日对全国首座整场大规模采用高塔的平原风电场——汤阴风电场进行了采访调研。

2.17 亿千瓦、2.16 亿千瓦，这分别是今年上半年全国风电和光伏发电的累计装机量。5 年前，这一数据分别是 1.29 亿千瓦和 4318 万千瓦。随着装机增速连年放缓，原本具有先发优势的风电产业正面临被光伏产业反超的局面。好在随着风电技术不断进步，平原低风速风电场迎来快速发展，逐

步打开了风电产业未来的成长空间。

风电开发向平原地区转移

驱车从河南省鹤壁市向北出城，驶上京港澳高速不久，三五成群的高大风机便映入眼帘，在豫东平原上格外显眼。由于风速较低，我国中东南部的风电场通常修建在风速更高的大山上，像这样在人口稠密的中东南部平原上修建风电场并不多见。

作为全国最具代表性的平原低风速风电场，由中国华能集团有限公司投资建设的河南安阳汤阴风电场让人们看到了低风速风电产业的市场潜力。该风电场一期工程安装有 69 台远景 120 米高全钢塔筒、2.X 平台智能风机，装机容量 15.18 万千瓦，2017 年 9 月投资建设，2018 年 12 月并网，实现了良好的经济和社会效益。“一般情况下，平均风速达到每秒 6 米以上才具有风电开发的技术条件，因此在七八年前，我们认为河南并不具备开发风电的条件。”中国可再生能源学会风能专委会秘书长秦海岩起初并不看好平原低风速风电发展。秦海岩的顾虑有其原因。此前，我国风电建设主要集中在高风速的“三北”地区（西北、华北和东北）和中东南部山地，这些地区的风资源都明显好于平原地区，且这些区域往往地广人稀，建设环境良好。

近年来，随着风电技术进步，平原低风速风电场迎来快速发展。10 多年前，在每年风电新增装机中，中东南部只占 20%，其余大部分是在“三北”地区；但近三五年来，中东南部地区占比已经达到了 60%至 70%，风电项目建设总体开始向中东南部转移。

谈及转移原因，秦海岩认为，一是“三北”地区电源建设比较多，而当地用电负荷有限，产生了一些弃风限电问题；二是中东南部是我国电力消费中心，有利于风电消纳。“以前风机技术不具备经济性，但是近几年随着风机控制策略和智能化水平提升，塔筒增高、叶轮直径增大、单位千瓦扫风面积增加，以及制造成本降低、效率增加，平原地区、低风速地区也具备了开发条件。”秦海岩说。

在人口密集地区大规模开发分散式风电其实早有先例。德国跟我国中东南部地区情况比较类似，其风电开发以小规模分散式风电为主，并没有大规模发展风电基地，德国 98%的风电场风机数量不超过 5 台。但在这种模式下，德国风电装机仍然高达 6000 万千瓦，单位国土面积装机量达每平方公里 175 千瓦，反观我国中东南部装机密度高的地方也仅为每平方公里 20 千瓦。

中国工程院院士、原中国工程院副院长杜祥琬表示，近年来，风电产业在认识上发生了转变，原来认为按照中国的能源资源禀赋，只能靠西电东送发展，现在则认为，只要中东南部充分利用好风光资源，完全可以实现能源自给。

“中东南部风资源理论上是没有‘天花板’的。”秦海岩说，对风资源的调查评估显示，在中东南部地区，地面风速定到每秒 6 米以上可以实现 2 亿千瓦装机量；地面风速定到每秒 5.5 米以上保守估计可具备 10 亿千瓦的开发潜力。

事实上，自国家能源局印发《关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知》以来，经过政策催化与技术积累，我国分散式风电已呈现加快发展特点。去年，黑龙江、内蒙古、广西、河南、安徽、青海等省份新增分散式风电核准容量 1120 万千瓦，超过集中式风电。其中，2019 年新增并网容量 73 万千瓦，主要分布在黑龙江、河南、内蒙古和辽宁等地。

技术进步推动平价上网

行走在汤阴风电场，可以很清晰地发现风机的特别之处——塔筒更高，叶片更长。对于这样特殊机型的选择，华能集团河南分公司总经理助理廖毛雄表示，在风速条件方面，河南平原地区的要求比“三北”地区要低，且风切变较高（高空风速更大）。为了捕获较高风能，需要选择更高塔筒、更大叶轮直径即单位扫风面积更大的风机。

记者了解到，汤阴风电场项目设计年平均风速低至 5.62 米/秒，采用远景 2.X 平台 120 米高度全钢塔筒低风速智能风机，该机型可最大程度地发掘和利用河南平原地区高切变风资源优势。

随着风电技术快速进步，资源优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，已初步具备与燃煤标杆上网电价平价的条件。今年是我国陆上风电国家提供补贴的最后一年，为提高风电市场竞争力，去年 5 月我国公布了 2019 年第一批风电平价上网项目。今年以后，中国陆上风电将主要以无补

贴平价上网形式发展。

未来，能否提高经济性，实现平价上网，是平原低风速风电能否大规模推广的关键。据远景能源有限公司高级副总裁田庆军介绍，汤阴风电场建成已有两三年，属于我国比较早期的平原风电场，采用的是第一代平原风机，特点是“双120”，即120米的塔筒高度加上121米的叶轮直径，这种技术特点在当时还无法实现平价上网，基本是在原有国家补贴的基础上实现经济价值。

不过，按照当前的技术能力，实现平价上网已不是难题。远景能源根据平原地区风资源高切变特点，把塔筒的高度从以前的80米、90米抬升到了120米、140米甚至150米。风机叶轮直径也不断加大，用于增强风机扫风面积，获取风资源的可开发性。

田庆军说，远景能源去年推出的第二代平原风机是“双140”，140米高的塔筒搭配141米叶轮直径，基本实现了准平价。今年推出的第三代平原风机是“双150”，150米高的塔筒加上156米叶轮直径，在平原地区可以有效地把风资源大幅度提升，从而实现平价上网。

以第三代平原风机为例，如果搭建3兆瓦150米塔筒156米叶轮直径的风机，年发电利用小时数可以在现有2.2兆瓦121米高塔筒风机基础上提升800个小时，达到3000小时以上。在单位造价7500元/千瓦情况下，可以将全生命周期千瓦时电成本降到0.3元/千瓦时，对比河南0.3779元/千瓦时的标杆上网电价，意味着一台3.0兆瓦的风机，平价上网以后每年纯利仍然可以接近150万元，经济效益非常可观。

“随着技术不断创新，新材料、新控制算法应用会让未来的风机更加高效、发电量更高。”田庆军表示，以现有技术而言，在未来一两年内，中国几乎所有的中东南部省份都可以实现平价上网，其中500多个县是平原县域，初步估算平价上网后可供开发的平原项目有1亿千瓦以上。廖毛雄认为，由于中东南部地区人口稠密，未来制约风电发展的主要因素是环境制约，而不是技术与经济因素。此外，地方政府能否批准建设更多风电项目，对风电行业而言是实现可持续发展的关键因素。

风电场成了网红打卡地“刚开始以为这个项目会对生活造成不良影响，没想到却成了风景区。”谈起自家门口的风电场，河南省安阳市汤阴县宜沟镇香寺村村民张树亮对家门口的风电项目竖起了大拇指。如今，汤阴风电场已经与周边环境融为一体，与自然和谐共生。

记者发现，在风机塔筒设计上，该项目改变了传统白色烤漆设计，取而代之的是创意涂装。图案选用了汤阴精忠报国、甲骨文等文化元素和太行山水画面，宣传的是地方文化和人文景观，这在全国尚属首创，也让风机成了文化艺术品和网红打卡地。

走进风电场升压站，映入眼帘的不是简陋的厂房，而是一座古色古香的建筑，建筑内部独具现代科技特色的控制中心将古今、科技、环境等元素相融合。在汤阴风电场的上空也看不见传统风电场密布的杆线，场区内7条集电线路全部以地理电缆形式铺设，不但保持了空间环境特色，也为政府后期规划留足了空间。

“在人口密集的平原地区修建风电场，最大的难题是与当地群众和政府沟通。”廖毛雄说，群众觉得项目占用了土地，政府认为影响了环境，因此在这些项目建设中，应考虑如何做到协调发展，解决风电项目与自然环境和谐发展。

平原低风速风电场普遍面临土地资源紧缺的挑战，如何合理规划并使用有限的土地资源非常关键。田庆军表示，在项目规划阶段，华能做了大量准备工作，充分调查拟规划区域的土地可利用性，随着项目输入资料的完整性和准确性不断提高，华能采用自主研发的格林威治云平台，在给定的限制性因素下对可开发区域做精细化资源评估及收益复核，通过平台智能寻优最终产生最优微观选址方案，在少占用耕地的前提下实现项目效益最大化。

据了解，平原地区修建的风电项目在土地复耕后，一个机位仅需占用100平方米空间，建设期还能帮助当地实施道路硬化，完善路网建设。在景观设计方面，风机上可做的文章也不少。“风机的大塔筒既可以彩绘，也可以做电子屏。随着风电行业发展，未来的项目创新一定会层出不穷。”田庆军说。

此外，对于没有资源优势和交通优势的贫困地区而言，发展风电是拉动经济发展，实现脱贫致

富的有效手段。秦海岩透露，一个行政村只需要拿出 200 平方米土地，安装两台 3 兆瓦风机，在平价上网前提下，一年可为村集体贡献近 300 万元净利润。

“所以说，风电不仅能够解决当地能源结构调整的问题，贡献清洁电力，带动县域经济发展，还能给当地创造一个新的人文景观，促进旅游业发展，助力美丽乡村建设。”秦海岩表示，让更多群众接受风电，这样风电的发展空间就打开了。

对于风电产业下一步规划，水电水利规划设计总院副院长易跃春表示，中东南部区域靠近电力负荷中心便于消纳，是近期风电开发重点区域之一，但受限于风能资源与土地资源影响，今后将以协调风电发展与生态保护、促进低风速利用为工作重点，不断提升风电在当地能源结构中的比重。

经济日报 2020-09-16

氢能、燃料电池

国家电投发布氢腾燃料电池产品

本报讯记者卢奇秀报道：9月27日，国家电投集团氢能科技发展有限公司在宁波慈溪召开燃料电池产品发布会，正式发布自主化燃料电池电堆及系统产品氢腾 FC-ML80/FCS65。

据悉，本次发布的燃料电池及系统产品拥有材料级全自主化技术，其关键材料如催化剂、扩散层、质子膜、膜电极和双极板均实现自主可控，并在电堆组装、系统集成以及零部件控制工艺方面拥有完整的自主知识产权。

长期以来，燃料电池关键技术受制于人、核心材料依赖进口，是我国燃料电池产业化发展的关键短板。中国产促会氢能分会会长魏锁表示，国家电投此次发布的产品，是我国在氢燃料电池领域材料级自主研发上取得的重大突破，使产业发展上升到一个新高度。

国家电投氢能公司首席技术官柴茂荣介绍称，氢腾 FC-ML80/FCS65 性能卓越，产品采用了抗中毒、低衰减催化剂，高耐腐蚀、低电阻钛基双极板，适应低湿度启动的质子膜，以及高性能、快速响应的膜电极，电堆额定功率 88kW，体积功率密度 3.2kW/L，系统额定净输出 67kW，质量功率密度 350W/kg，可实现-30℃低温启动，技术指标达到国际先进水平，电堆及核心部件均由生产线生产，产品一致性得到保障，具有核级品质的可靠性及寿命，“在未来规模量产中，我们将具备非常明显的价格优势。”

本次产品的发布代表着国家电投氢能公司自主燃料电池产品正式步入产业化推广实施阶段。在发布会上，国家电投氢能公司分别与中国中车、中国商飞、慈溪公交等多家单位签订项目协议，销售 35 套燃料电池系统，并达成 400 台采购意向订单。

“氢能对我国构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，减少油气资源对外依赖发挥着重要作用。”国家电投集团公司副总经理刘祥民表示，面对能源转型发展新任务，国家电投在央企中率先成立专业化的氢能产业科技创新企业——国家电投氢能公司，并提出构建未来能源供给的“电氢体系”，从能源和产品两方面统筹氢能全产业链布局，加大氢能核心技术创新力度，通过“源端驱动、应用拉动”推动氢能产业高质量发展。

据介绍，国家电投氢能公司是国内少有的覆盖氢燃料电池研发、多应用场景的氢动力系统开发、先进制储氢技术研究与产品开发、氢安全技术研究等全产业链的氢能企业。公司以实现氢能及氢燃料电池“自主化、高性能、低成本”为目标，致力于解决我国燃料电池材料长期依赖国外、产品未实现工程化生产、成本居高不下等行业“卡脖子”问题。目前，国家电投已在海内外布局建设多个氢能技术和产品的研发及制造基地，在北京和宁波建设的氢中试生产线已建成投产，将支撑氢能公司近两年产品推广，同时也为氢能公司下一步万台产线建设和更大规模生产工艺开发奠定基础。

卢奇秀 中国能源网 2020-09-28

天然气掺氢技术距商用还有多远？

近日，河北省首个天然气掺氢示范项目在张家口市启动，项目氢源来自鸿华清洁能源有限公司张家口制氢厂，预计每年可生产氢气约 1000 吨，经纯化后分三路向外输送，其中一路将与张家口市政燃气管网掺混，应用于民用灶具及混氢天然气（HCNG）汽车。

近年来，在一系列政策推动下，我国氢能产业快速发展，多家大型企业将氢能作为能源战略转型的重要方向并纷纷布局，但如何实现氢气大规模输送，一直是氢能产业发展的“卡脖子”问题。在业内人士看来，天然气掺氢技术可以利用已有的天然气管道输送，相比其他方式成本低、效率高，是目前实现氢气大规模、长距离输送的有效方式。

“绿氢”应用的一种好方式

据了解，目前常用的氢气输送方式主要包括高压气瓶长管拖车输送、液氢槽罐车输送和液氢驳船输送等，但这些输送方式的成本较高、效率较低，难以满足大规模、长距离高效输送要求。而将一定比例的氢气掺入天然气中形成掺氢天然气，利用天然气管道或管网进行输送，是实现氢气大规模输送的有效方式。氢气掺入天然气管道中可以替代一部分天然气用量，有效降低燃烧污染物排放，改善大气环境。

此次河北省天然气掺氢示范项目由国家电投中央研究院参与，张家口鸿华清洁能源科技有限公司作为项目负责人具体实施，项目预计每年可向张家口市区输送氢气 440 万立方米，使天然气用量每年减少 158 万立方米，碳排放每年减少 3200 吨。

除了上述项目外，位于辽宁省朝阳市的国内首个电解制氢掺入天然气项目“朝阳可再生能源掺氢示范项目第一阶段工程”已于去年底圆满完工。该项目利用燕山湖发电公司现有 10N m³/h 碱液电解制氢站新建氢气充装系统，氢气经压缩瓶储后通过集装箱式货车运至掺氢地点，同时，在厂外建设天然气掺氢设施，实现天然气掺氢示范，项目一期掺氢比例为 5%，仅为一个用户供气。

“天然气掺氢是‘绿氢’应用的一种很好的解决方式，我国风电、光伏等可再生能源多分布在‘三北’地区，但可再生能源高比例发展存在一个波动性问题，若要更加稳定安全，电解水制氢是一种方法，但如何将制取的大量氢气从偏远地区运输到消费地？很巧的是，我们有大量天然气管网覆盖‘三北’地区，如果能将氢气直接注入天然气管网，应该是一个很好的输送方式，规模也会比较大。”中国可再生能源学会氢能专业委员会主任委员蒋利军告诉记者。

安全问题亟待解决

虽然应用前景广阔，但在多位受访者看来，将一定比例的氢气掺入天然气管道中输送，会带来新的技术问题和安全问题。

与天然气主要成分甲烷相比，氢气具有密度小、最小点火能量低、爆炸区间范围宽、火焰温度高、扩散系数大等特点。因此，掺氢天然气和常规未掺氢天然气在物性、燃爆特性等基本性质上存在一定差异。

“掺氢天然气管道输送主要涉及掺氢环节、输送环节和用户环节，与常规天然气管道输送相比，在这三个环节中，由于氢气的掺入，引入了新的若干技术问题。比如，掺氢对天然气终端用户有何影响，掺氢天然气与管材的相容性如何变化，掺氢天然气泄漏、积聚、燃烧、爆炸等事故特征和演化规律与不掺氢天然气有何区别，掺氢天然气管道输送的风险性、安全性和可靠性如何变化，相关标准和规范应如何制定等，这些都需要在不同掺氢比条件下重新评估和判断。”北京石油化工学院李敬法博士说。

据介绍，一定浓度的氢气进入管道后，局部氢浓度饱和时会引起材料塑性下降、诱发裂纹或产生滞后断裂，发生氢脆；此外，氢还可能与管线钢中的碳反应生成甲烷，造成钢脱碳和产生微裂纹，导致钢的力学性能不可逆的劣化，发生氢腐蚀，对管道运行带来较大安全隐患。

此外，用户端也存在较大不确定性。“由于天然气掺氢后会面向各种不同的用户，包括家庭、工业等用户，家用灶具及其他设备具体能够承受多大比例的氢气，国内这方面的研究还不是太多，欧

盟经验显示，5%、10%的比例普遍认为是没问题的，他们的灶具甚至可以承受23%的掺氢比例，我们还需要更多的数据积累。”蒋利军说。

标准规范要跟上

国外对氢气掺混入天然气管网使用研究进行了三十多年，目前在欧洲，HyReady和HIPS-Net等技术委员会和行业组织正在研究掺氢的标准。而我国相关的研究起步较晚，示范项目少，相关研究结论相对较少。

对此，李敬法表示：“我国掺氢天然气管道输送研究和示范相比较为缓慢，目前尚无相关技术标准和规范，现有掺氢天然气管道输送项目基本参照常规天然气管道进行建设和管理。未来亟需开展国内掺氢天然气管道输送及配套工艺的技术标准和规范研究，为掺氢天然气管道安全可靠运行提供技术标准指导。”

国家发改委2019年印发的《绿色产业指导目录（2019年版）》，将“氢掺入天然气管道等设施的建设和运营”列入其中，并在投资、价格、金融、税收等方面给予政策支持。

朝阳可再生能源掺氢示范项目第一阶段工程是国内首个电解制氢掺入天然气的项目，该项目在一定程度上验证了电力制氢和氢气流量随动定比掺混、天然气管材与氢气相容性、掺氢天然气多元化应用等技术的可靠性和稳定性。

“朝阳可再生能源掺氢示范一期项目有了掺氢5%的数据，目前正在准备开展二期，但总的来说，其氢气量还很小，此次河北张家口的天然气管道掺氢项目，规模相对大一些，希望能有更多的示范。这样先小规模示范，积累数据并发现问题，最后建立标准，对今后我国大规模推广天然气掺氢技术是很好的方式。”蒋利军说。

本报记者 李玲 中国能源报 2020-09-28

氢燃料电池降本要过三道坎

作为氢燃料电池汽车应用的核心环节，燃料电池系统成本当前依然无法与动力锂电池相抗衡。在近日举办的“珠三角地区燃料电池系统技术发展及政策应对”论坛上，相关专家表示，需要多环节、多举措促进氢燃料电池降本。

1 规模化量产推动成本下降

据国外机构对于80kW质子交换膜（PEM）燃料电池系统成本的预测，年产10万台氢燃料电池汽车，系统成本约50美元/千瓦，年产50万台氢燃料电池汽车，系统成本将降至45美元/千瓦。通过产业聚集和规模化量产的方式可以显著降低氢燃料电池成本。

“对于原材料价格昂贵或工艺不完善的催化剂和双极板，可以通过优化制造材料、改进制备工艺的方式降低成本，而技术已经较为成熟的部件则可以通过建立标准化平台化产品体系，并利用规模化量产的效应有效建立成本优势。”深圳氢蓝时代高级副总裁吴国平认为，“还要加强产业的集群化，建设战略性产业伙伴关系。”

吴国平表示，目前我国氢燃料电池汽车正处于导入期，产业的兴起带动了产业链的发展，同时形成了东北、华北、华东、华中、华南和西南六个主要地区的氢能产业集群。“这些集群无论是在上下游配套零部件还是在整车方面，都形成了较为完善的氢燃料电池产业链，各地均具备不同的地域优势，这有利于在降低氢燃料电池系统成本同时，推动地方产业发展。”

2 优化系统设计挖掘降本空间

由于处于市场导入期，我国氢燃料电池系统在有效性、可靠性方面还有待提升，特别是电池造价成本居高不下，是业内所面对的共同难题。虽然在个别场景下，氢燃料电池已经初步具备经济性，但如何在电池系统上大幅优化设计来实现降本增效，提高竞争力，依然是氢燃料电池产业走向成熟的关键。

“氢燃料电池系统设计的优化主要包含三方面。首先，通过对氢燃料电池系统设计的不断简化，

降低电池的系统成本。目前对大功率氢燃料电池系统而言，氢回路引射器的应用逐步取代了传统的空气循环泵，这就降低了一部分加工成本。”吴国平说。

“其次，通过对氢燃料电池各个子系统的模块化设计来降低成本。”吴国平举例说，“例如，对进氢、调压、分水和排氢等氢气循环回路的集成化模块设计，可以有效减少零部件的数量及所占空间，有效降低氢燃料电池系统的空间成本。”

最后，通过氢燃料电池系统中结构材料的轻量化替代来降低成本。“例如，将常用的金属材料优化为高性能的塑料材质，提高氢燃料电池的单位质量能量密度，从而降低单位功率的燃料电池成本。”

3 国产化替代降低成本压力

氢燃料电池系统占整车成本的 63%，其中，电堆占比 49%、空气循环系统占比 21%、氢气循环系统占比 5%、热力管理系统占比 9%。就氢燃料电池系统技术发展水平来看，有证券行业分析师认为，虽然国产系统进步较快，但核心零部件依赖进口。因此，关键核心零部件的国产化对于氢燃料电池降本来说至关重要。

吴国平表示，一旦当构成电堆的质子交换膜、催化剂和氢气循环泵等零部件实现国产化后，氢燃料电池成本将出现大幅下降。“以空压机为例，过去我国进口一台 50kW 级系统使用的离心式空气轴承空压机的价格为几十万元，而当实现国产化后，其价格已降至 5 万元以内。”

新思界行业分析人士表示：“我国科研机构事实上已经具备实验室生产催化剂的能力，但由于尚未产业化，导致氢燃料电池生产企业仍需依靠进口产品。”

由此看来，我国氢燃料电池核心零部件的研发成果与产业化生产之间仍存在较大鸿沟，如何将实验室成果转化为商业产品，从而减轻进口所带来的成本压力，是行业必须解决的课题。

本报实习记者 韩逸飞 中国能源报 2020-09-28

氢能发电站：小众应用大有文章

日前，美国 Bloom Energy 与韩国 SK 工程建设公司(SKE&C)联合宣布，已在韩国京畿道利用燃料电池技术启动了两个新的氢能发电站项目。据最新数据，目前韩国六家发电公司已部署了约 300 兆瓦的燃料电池发电项目。

所谓氢能发电站，就是将燃料电池发电系统用于固定的大规模发电站进行发电。目前除了韩国外，日本、英国等国均在氢能发电站领域相继开展研究建设。

数据显示，光伏、风力发电电解水产生氢气，效率约为 70%，再利用氢燃料电池发电，效率约为 50%，这意味着从电到氢、氢再到电的转换效率仅为 35%。那么，氢能发电站究竟是否具有可行性与经济性？

适用于特定场景

“氢能发电，应选择适合的应用场景及使用条件。事实上，比较适合用来进行电解水制氢的是光伏发的直流电，可以减少并网产生的损耗；风力发电作为交流电可以直接并网，而从电网上取电进行电解水制氢需将交流电重新转换成直流电，效率将大打折扣。”张家港氢云新能源研究院院长魏蔚表示。

她认为，光伏发电从直流电转换成交流电并网过程中会有一定损耗，由于太阳能本身具有波动性，光伏不能保证百分百持续性发电上网，因此用无法即时并网的光伏电制氢更具经济效益和可行性。

在阳光电源股份有限公司董事长曹仁贤看来，伴随光伏发电成本逐年降低，可以利用中午时段便宜的光伏发电制氢，届时电解氢的成本将下降到 5 元/千克，如果利用燃料电池并网发电，其发电成本可降至约 0.5 元/千瓦时。加之没有任何污染和排放，氢能发电站将比天然气发电、燃煤发电更具经济竞争力和生态友好性。

“光伏发电制氢，有利于推动光伏产业实现更大规模的装机量，而绿氢的产量上升能有效替代依

赖进口的石油和天然气，降低我国石油天然气对外依存度，进一步保障国家的能源安全。”魏蔚表示。

此外，氢能发电站除了提供电力以外，还可以向工业及居民用户供热。“燃料电池发电温度较低，与居民生活热水的温度接近，方便利用。天然气燃烧温度高，会导致热能利用效率较低。数据显示，即使是天然气冷热电三联供，其能源总利用效率也不超过 85%，而天然气重整燃料电池热电联供的总利用效率可超过 90%。”魏蔚进一步补充称。

缓解新能源消纳难题

业内认为，将氢能发电站建在用电需求量大的地区，通过可再生能源制备绿氢并储存运输至氢能电站发电，是解决电能无法存储的行之有效措施。

“利用燃料电池发电可以使不能转移及上网的电通过氢的形式自由调配和跨季节使用，既解决了可再生能源消纳问题，又使得化石燃料得以充分利用。”魏蔚表示。

我国风电、光伏等可再生能源丰富，主要存在于“三北”地区，与华东、华南等电力负荷中心呈逆向分布，因此，长期以来，采用大规模、长距离输电方式进行能源调配。与此同时，“三北”地区本地消纳能力不足，“弃风”“弃光”现象近年来虽有好转，但未完全消除。业内人士表示，基于这一现状，用新能源“弃电”制取绿氢再用燃料电池发电，既解决了新能源消纳问题，又解决了电力储存和转运的问题。

记者查阅资料发现，德国同样面临可再生能源聚焦区和负荷中心区分离的问题。为缓解新能源消纳难题，除常规输电外，德国将风电转变为氢气储存，并探索氢能的多场景应用，包括供应周边加氢站、直接燃烧发电、使用燃料电池技术发电等。在业内看来，德国新能源和氢能协同发展的经验值得我国借鉴。

一位专家表示，用“弃光”“弃风”发电制氢，将低效能源转化为高效能源的氢气储存并发电，或通过燃料电池转化为汽车动力，代替汽柴油，实现电的时空转移，是氢能的独特价值所在。

仍需打通储运瓶颈

值得关注的是，氢能作为典型的二次能源，无论是通过煤制氢、工业副产氢等传统方式获得，还是通过新能源电解水制取，其高效储存运输始终是绕不开的话题，这也是推广氢能电站的前提。

业内认为，要打通氢气储运瓶颈降低氢气成本，首先应在技术上有所突破，例如，积极布局合金材料储氢、液氢运输等新技术路线。

目前，我国的纯氢管道、液氢罐车、液氢船、液氢海上接收站等基础设施建设仍不完善，有些甚至尚属空白。相比之下，我国的天然气储运基础设施相对完善。

基于这一现状，魏蔚认为，氢的特点、运送途径以及未来发展趋势与天然气非常相似，因此，可充分利用原有的天然气基础设施，例如，天然气管道掺氢、加油加气加氢合建站等，解决氢气基础设施缺乏的问题，拉动氢能终端消费潜力。

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-09-28

氢能驶入发展快车道：我国加快推进氢能产业布局

9月8日，北京大兴国际氢能示范区揭牌。作为北京南部高端制造业的重要承载区，大兴区将建设符合国际标准的氢能示范区。

氢能作为清洁、高效的二次能源，迎合了我国优化能源结构的需要。不局限于大兴区，我国各地近年来掀起了氢能发展的热潮，氢能产业已驶入发展的快车道，产业发展迎来机遇期。我国近年来氢能关键技术、产业规模均有所突破。

据中国汽车工程学会预测，我国氢燃料电池汽车保有量 2020 年将达到 1 万辆、2025 年达到 10 万辆、2030 年达到 100 万辆，将带动加氢站、

燃料电池、氢气生产和储运各个环节的发展。

我国氢能领域初步具备产业化发展条件

氢能作为新型的能源类型，具有燃烧热值高的优势。此外，氢能对于我国实现低碳发展和能源转型具有良好推动作用。氢能应用范围广，主要应用于工业、建筑、交通等领域。

近年来，我国高度重视氢能产业发展，并将其上升为国家能源战略。2019年，氢能首次被写入《政府工作报告》，《政府工作报告》提出“推动充电、加氢等设施建设”。《关于2019年国民经济和社会发展规划执行情况与2020年国民经济和社会发展规划草案的报告》则强调“制定国家氢能产业发展战略规划”。国家能源局综合司印发的《关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知》将应用氢能技术纳入“十四五”可再生能源发展主要任务和重大项目布局。

我国氢能产业近年来掀起发展热潮，各地也形成了氢能产业集群，已初步具备产业化发展条件。但由于我国氢能产业起步较晚，燃料电池、加氢设施、乘用车动力系统等核心技术难关仍有待攻克。尚未成熟的技术、居高不下的应用成本将制约氢能产业发展。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强认为，核心技术攻关关系到氢能产业能否实现商业化。我国氢能产业链的生产、储运、应用等环节需要实现技术突破，技术的攻关将影响氢能产业经济性。如果不解决技术问题，将无法降低氢能应用成本。目前我国氢能产业经济性还有所欠缺，实现商业化运行还有很长的路要走，需要通过技术创新等方式提高其经济性。

国家完善氢能标准体系与扶持政策

我国在加强顶层设计的基础上，完善、优化氢能应用方面的财政支持政策，构建氢能产业标准体系，以保障氢能产业优化发展路径，实现良性发展。

4月，财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委联合印发《关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》(以下简称《通知》)，提出调整补贴方式，将当前对燃料电池汽车的购置补贴，调整为选择有基础、有积极性、有特色的城市或区域，重点围绕关键零部件的技术攻关和产业化应用开展示范，中央财政将采取“以奖代补”方式对示范城市给予奖励。

目前，燃料电池汽车产业发展面临一些问题，主要是核心技术和关键部件缺失，创新意识和能力不强;基础设施建设不足;消费端的补贴政策对推动产业链和基础设施建设的局限性日益显现。针对氢能产业存在的问题，国家将当前对燃料电池汽车的购置补贴政策，调整为选择一部分城市围绕燃料电池汽车关键零部件核心技术攻关，开展燃料电池产业化示范应用，形成布局合理、各有侧重、协同推进的燃料电池汽车发展模式。

国网能源研究院能源战略与规划研究所研究员王晓晨表示，“以奖代补”预计主要有两种形式，一是对示范城市设定建设及运营等环节的目标，并对完成目标的城市进行奖励;二是对有重大关键核心技术突破的研发企业进行奖励。

对于“以奖代补”财政政策欲达到的效果，王晓晨认为，采用“以奖代补”的形式有利于推动氢能及燃料电池汽车产业实现高质量发展，依托创新引领开拓氢能及燃料电池产业新蓝海。

王晓晨认为，从政府角度来看，有助于充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，着力培育创新型企业在存活及发展的土壤与政策环境，着力破解当前技术自主化及产业化水平不足的困境，同时有序引导产业布局，避免扶持过多对补贴依赖严重的“温室”企业及大而弱的产业，从而避免陷入“自己搭台、别人唱戏”而又受制于人的发展窘境。从企业角度，有助于推动企业摒弃“等、靠、要”发展思维，着力突破关键环节卡脖子技术，提高核心技术装备可靠性、耐久性及国产化水平，优化技术路线及应用场景选择，切实降低全产业链成本，提高市场竞争力。

构建氢能标准体系为氢能产业向着更高水平发展提供了必要的依据，加快氢能产业发展进程。我国氢能标准体系已初具框架，但仍有很多标准“空白”等待填补。未来我国需进一步完善氢能标准体系，加快推进相关标准的编制，为氢能产业规范化发展提供支持保障。4月，工业和信息化部印发《2020年新能源汽车标准化工作要点》(以下简称《要点》)，提出持续优化标准体系，加快燃料电池汽车等重点领域标准研制，深化国际交流合作。

为规范氢能行业标准，我国已成立全国氢能标准化技术委员会、全国燃料电池及液流电池标准化技术委员会、全国汽车标准化技术委员会、全国气瓶标准化技术委员会等多家机构，促进氢能产

业发展。

《要点》提出，积极参与全球技术法规协调，深入参与国际标准制定，广泛开展国际合作交流。我国氢能产业标准体系的建立正在摸索中前进，借鉴国际先进经验进行实践，为技术研发及产品推广应用提供保证。同时，我国需加快自主标准建立，参与到国际标准制定，争取国际标准话语权，在国际氢能领域占据一席之地。

各地发展氢能产业积极性高

随着国家对氢能产业的大力支持，各省结合自身优势，纷纷进行氢能产业布局，完善氢能产业链。目前我国氢能产业已形成京津冀、长三角、珠三角三大集聚区，出现以北京、上海、广东等为代表的先行城市。

氢燃料电池主要应用于交通领域，发电过程中将化学能转化为电能。国家发展改革委、国家能源局于 2016 年 4 月印发的《能源技术革命创新行动计划(2016~2030 年)》提出，氢能与燃料电池技术创新是能源技术创新重点任务。广东佛山、云浮两市合作建立佛山(云浮)产业转移工业园，该产业园已建有氢燃料电池研发生产、氢动力系统总成、氢能与燃料电池前沿技术与产业孵化等一批重点项目，在整合构筑氢能与燃料电池产业体系方面走在全国前列。中日(上海)地方发展合作示范区于 7 月在上海临港新片区挂牌，未来将建设一个以氢能产业为重点的新能源产业集群。示范区将以氢能装备为优先，积极探索突破燃料电池整车制造、氢燃料电池制造等关键核心技术。

我国氢能产业商用车应用市场主要以燃料电池大巴车、物流车为主，各地持续推进氢燃料汽车应用示范。2019 年初，北京延庆区与中国电力国际发展有限公司共同规划建设延庆氢能产业园，围绕绿色氢能产业开展了设备研发、生产、技术应用和培训，加快了氢能产业化进程。延庆区正加快建设加氢站和配套的加氢工厂，开通氢能公共交通线路。去年 7 月，苏州金龙、重塑科技、常运公交签订氢能产业战略合作框架协议，致力于氢燃料电池客车的研发与应用。

为保障氢燃料汽车“畅行无阻”，各地加紧加氢站建设步伐。截至 2019 年底，我国已投入运营加氢站 52 座。由中国标准化研究院与全国氢能标准化技术委员会共同发布的《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书》提出加氢站建设规划：2020 年我国加氢站数量达到 100 座。在加氢站建设数量方面，广东、上海在全国领跑。上海市今年将加快推动燃料电池汽车示范应用，支持有条件的地区在物流等公共领域增加燃料电池汽车示范线，年内计划新建 5 座加氢站，同步研究加氢站布局规划和相关扶持政策。广东省能源局今年 5 月发布《广东省培育新能源产业集群行动计划(2021~2025 年)(征求意见稿)》，提出完善基础设施，到 2025 年，全省建成加氢站约 90 个，适应珠三角需求、辐射周边的加氢设施体系基本建成。

可见，各地在氢能领域争相布局，通过出台产业扶持政策、开展燃料电池及整车技术研制、推动加氢站建设，以加快氢能产业的推广与应用。

王若曦 国家能源报道 2020-09-16

火电制氢前景渺茫？

“在新能源发电快速增长的背景下，火电机组制氢调峰具有规模化发展潜力。”在日前召开的“第九届储能国际峰会暨展览会”上，北京低碳清洁能源研究院院长助理缪平将话题聚焦在了“火电+氢储能”上。

据介绍，火电制氢调峰即利用火电厂调峰电力电解水制氢，间接减少弃风、弃光电量，为电网提供调峰负荷。有业内专家指出，火电机组进行变频和调峰时存在调节周期长、滞后和惯性大、不精准等特点，而电解水制氢装置启动快且调节速度快，因此火电机组调峰可通过电解水制氢设备进行精确调峰。

近年来，风电、光伏发电的随机性和波动性持续考验着电力系统的消纳能力。在抽水蓄能、气电等灵活性电源占比较低的背景下，火电机组成为电力系统调峰的主力。但多位业内专家表示，调

峰时，火电机组需要频繁启停，这将给火电厂造成巨大影响——耗煤量增大、磨损加剧，既不经济也不环保。

“但采用‘火电+氢储能’模式时，火电厂可根据需要随时调整制氢状态，从而有效提高火电利用小时数，这既能减少频繁启停带来的损害，又能更加高效地利用可再生能源，进而成为连接燃煤发电行业、化工行业和可再生能源行业的纽带。”缪平强调。

国家电投集团氢能首席专家柴茂荣对记者表示：“火电制氢调峰确实有一定的可行性。虽然火电厂电价不低，但由于现阶段氢气价格高，火电厂制氢并将氢气售作交通能源，可以为火电厂带来一定经济收益。”

但优点突出的同时，“火电+氢储能”也面临诸多短板、瓶颈。

有业内人士表示：“虽然火电制氢调峰可以提高火电厂运行效率，但近年来，在绿色低碳的发展要求下，火电厂经营情况大不如前。火电制氢还需额外投资制氢设备及储能设备。通过售卖氢气等方式获得的利润能否使火电厂盈利，这笔经济账要算好。”

缪平也强调，火电制氢调峰如今仍面临用氢需求不旺的问题。虽然随着氢能市场的不断开拓，用氢量及用氢途径将会逐年增多，但目前用氢需求已经饱和，氢的利用仍将受到很大限制。“因此，火电厂周围是否有稳定的氢能市场、化工设施、稳定的购买客户，以及运输距离、成本等问题，均将成为火电制氢调峰的制约因素。”

“尤为值得注意的是，从清洁能源转型角度看，火电制氢并不符合未来发展方向。对火电厂而言，火电制氢调峰可看作现阶段火电厂弥补收入的权宜之计，但随着氢能产业的发展及氢气制备成本的下降，‘绿氢’终将成为唯一的发展方向。”上述业内人士进一步表示。

柴茂荣也表示：“虽然对火电厂而言，制氢有一定经济性，但如果制氢后再用其发电，则不仅失去了‘绿氢’的意义，而且拉低了能源转换利用效率，其综合效益远不如直接煤制氢。此外，火电厂在未来可能仅发挥调峰调频作用，因此火电制氢储能设备对于火电厂而言并没有足够的投资价值。”

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-09-21

第二代 150 千瓦燃料电池电堆进入量产阶段

近日，财政部、工信部等五部门发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，对于氢燃料电池扶持政策更加明确。在此背景下，上海进一步加快了氢能战略布局。9月26日，中国（上海）自由贸易试验区临港新片区氢产业园成立一周年暨献礼临港新片区成立一周年系列活动在临港新片区举行，活动揭晓了由上海氢晨自主研发的第二代燃料电池电堆——H2150F 和首条氢燃料电池自动化产线，并完成了临港新片区首座油氢合建站的奠基仪式，进一步深化了氢能产业链布局各环节战略协同效应。

上海氢晨是上海交通大学孕育的新能源科技公司。该公司发布的 H2150F 质子交换膜燃料电池电堆是针对 18 吨以上中型及重型卡车等应用场景进行开发的车规级量产型燃料电池电堆，其峰值功率达到 150 千瓦的行业领先水平。

据该公司总经理易培云介绍，H2150F 具有高性能、高一致性、高集成度三大优势。目前该电堆已完成了 5000 小时以上的 NEDC（欧洲续航测试标准）工况实测，并 100% 完成了 OTS（工程样件）的实验验证和整车厂 PPAP（生产件批准程序）认证，此款产品的开发过程严格遵守车规级产品设计标准和开发流程。

活动当天，上海氢晨首条自动产线也正式启动，燃料电池全自动化电堆装配系统、100 千瓦以上大功率电堆测试系统和零部件自动化检测系统等核心设备投入使用，这也标志着 H2150F 电堆进入到量产阶段。

中国工程院院士、上海交通大学校长林忠钦表示，15 年前，上海交通大学团队瞄准氢能与燃料电池汽车的国际前沿和国家重大战略需求，重点突破燃料电池超薄金属双极板、低铂高性能膜电极、

高密度燃料电池电堆和自动化制造装备等一系列的指导技术，为上汽、东风、长城等国内燃料电池汽车研发提供了自主可控的核心技术，支撑了我国燃料电池技术与示范运行进入世界先进行列。

在上海交大、临港集团、申能集团、中国石化的强强联合下，上海临港新片区迅速突破了一批原创技术、孵化了一批高科技企业，正在成为全国氢能与燃料电池研发、制造与运营高地。吴晓华表示，智能新能源汽车是临港新片区的战略性新兴产业，有望培育成千亿级产业集群，尤其是氢燃料为动力的新能源汽车产业，更是临港新片区管委会着力布局的发展方向。

而对于上海市未来三年的氢能战略布局，上海市经济和信息化委员会副主任张建明也做了详细介绍，他表示，上海将培育“一环”“六带”的氢燃料电池汽车产业创新生态，沿“外环”一个环形区域布局燃料电池汽车产业链，重点建设嘉定、临港新片区、青浦、金山、浦东、宝山六个燃料电池汽车产业聚集地带。到 2023 年，上海氢燃料电池汽车产业发展实现“百站、千亿、万辆”总体目标。规划加氢站接近 100 座并建成运行 30 座，形成产值规模近 1000 亿元，推广氢燃料电池汽车突破 10000 辆。

活动当天，临港新片区首座加氢站——平霄路油氢合建站举行了奠基仪式，该油氢合建站预计将在 2021 年上半年建成，建成后将面向社会车辆提供服务。其加氢设备前期将会为临港 T6 线公交车及临港氢燃料物流车提供加氢服务。与此同时，上海交大—临港集团“通临智创”产学研基金也正式启动，旨在共同推进产学研融合发展，增加科研投入，促成成果转化，为国内燃料电池电堆开发提供更多自由可控的核心技术。

中国科学报 2020-09-28

顶层设计呼之欲出，中国氢能产业能否由乱而治

《财经》记者从多个信源获悉，中国政府已把氢定位为新的能源品种，将大力推动氢能发展，由多个部委参与的中国氢能发展整体规划正在制定之中。

“中国氢能产业顶层设计呼之欲出。”国际氢能协会副主席、清华大学教授毛宗强对《财经》记者说，由于既有利益格局较为复杂，船大难掉头，所以氢能的整体规划制定一定要谨慎，步伐不宜太快。

氢能被视为 21 世纪的终极能源，欧美日韩正以空前力度推动氢能发展，中国作为全球最大的制氢国，如何举措全球瞩目。

全球以及中国的氢能发展规划均着眼于提高氢能消费量，并逐步将制氢渠道由化石能源为主转变为以可再生能源为主。中国 2018 年氢气产量约 2100 万吨，占全球总产量的比例超过 30%。目前全球氢气产量里，90% 以上来源于煤炭、天然气等化石能源制氢。

欧盟的氢能发展规划提出要大力发展可再生能源制氢（绿氢），在 2030 年—2050 年实现可再生能源制氢的大规模商业化。多位氢能权威人士认为，中国将走与欧盟不同的路径，可再生能源制氢是长远发展方向，中期内中国仍将以化石能源制氢为主，并配以碳捕集相关设施。

在中国氢能产业发展规划发布之前，已有 30 多个省市级的氢能发展规划出台。多位接受《财经》记者采访的业内人士认为，地方氢能发展规划势头过热，要警惕重复浪费，避免低效发展。

哈佛大学肯尼迪学院今年 7 月发布的研报《中国的氢经济来了吗？改变游戏规则的机会》认为，如果中国能够将其制造业和政策力量投入到氢能事业中，这将真正改变游戏规则，在全世界产生连锁效应。

中国侧重化石能源制氢

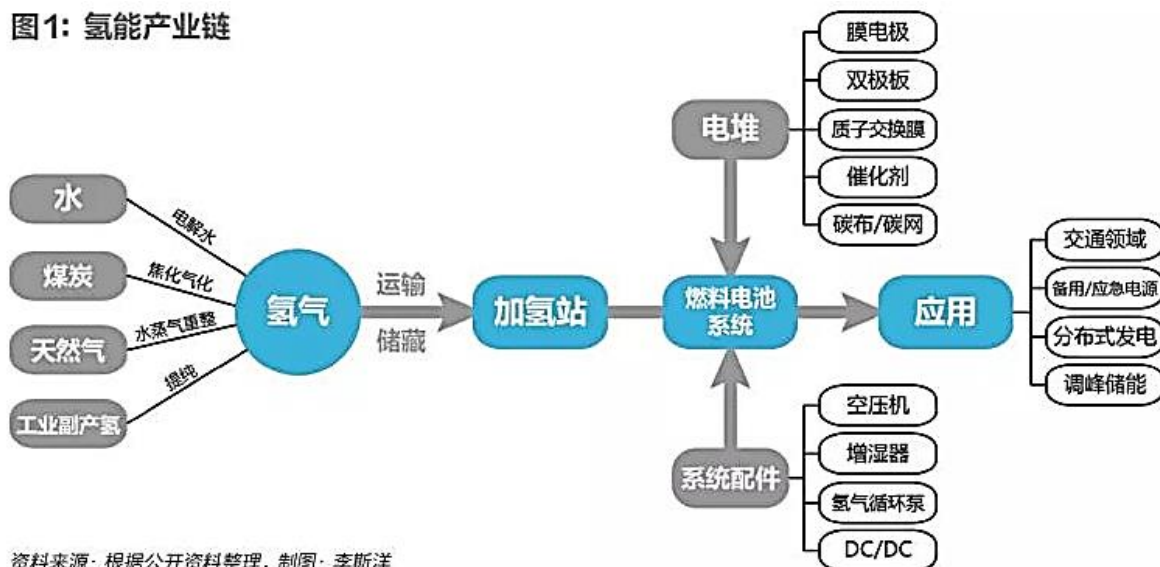
氢气曾长期被视为一种工业气体，近两年氢气才开始被更多地看成能源产品，中国政府也从 2019 年开始提高了对氢能的重视。2019 年，氢燃料电池首次被纳入《政府工作报告》；2020 年，氢能被纳入《能源法》征求意见稿。但氢能产业发展的顶层规划至今未出台。

多个发达国家以及欧盟均已发布了氢能发展顶层设计。新冠疫情暴发以来，德国等国将氢能视为振兴经济的重要手段，刺激中国加快出台氢能产业顶层设计。

据《财经》记者了解，中国政府早在新冠疫情暴发之前，就着手制定氢能发展顶层设计，由多部委参与。

不愿具名的业内人士对《财经》记者说，中国氢能发展的整体战略规划预计将覆盖氢能全产业链，对制、储、运、用各个环节作出规划。“但即使发布顶层设计，中国氢能发展也不可能一蹴而就。针对下游市场的补贴政策对支持氢能发展更实际。”

图1: 氢能产业链



资料来源: 根据公开资料整理, 制图: 李斯洋

氢能顶层设计的意义更多在于将全产业链、全国的资源形成合力。氢能产业链包括上游制氢、中游储运氢，以及下游的氢燃料电池车和加氢站等。中国氢能产业链多个环节与国际先进水平存在技术差距，例如，国产车载储氢罐目前还不能完全工程化，相关设备需要进口；技术难度相对较低的加氢机，目前也主要依赖进口。

中国工程院院士、中国工程院原副院长干勇 7 月 24 日在中石化集团举办的氢能发展战略研讨会上表示，全球氢能竞争中中国还没有占据优势，核心材料、零部件、装备重大工程等方面存在不少问题。如果粤港澳、长三角、京津冀等形成全国一盘棋，就可以达到效率高、成本低的效果，否则氢能产业很难成气候。

制氢路径是各国氢能顶层设计里首要考虑的因素。欧盟激进反对化石能源制氢，目标是大幅降低可再生能源制氢成本，到 2030 年以后实现绿氢大规模商业化应用。中国则谨慎对待可再生能源制氢，化石能源制氢在中短期内仍将是主流路径。

万联证券研究所 2020 年 1 月发布的报告显示，中国的氢能源结构里，煤制氢占比 62%，天然气制氢占 19%，可再生能源电解水制氢仅占 1%。

中国工程院院士、中国矿业大学教授彭苏萍认为，2025 年之前，化石能源制氢将是中国最主要的制氢路径。2050 年以后，随着可再生能源的发展，化石能源制氢就将退居次席。也就是说，化石能源制氢+CCUS（碳捕获、利用与封存技术）是中国氢能产业近 20 年里首要考虑的路径，有的地方可以因地制宜，比如海南。

国际咨询公司埃信华迈（IHS Markit）天然气研究与分析高级总监杨珍妮对《财经》记者表示，欧洲具有大力发展绿氢的条件，德国是全球电解制氢领域的领导者，其电解水制氢装机容量占全球的 45%，欧洲其他地区则拥有另外的 28%。而且欧盟拥有密集的电力和天然气基础设施等有利条件，这使其他国家无法直接复制欧盟的制氢路线。

在中国的国家中长期科技规划里，氢能战略于 2003 年首次出现。当时争议较大，业界认为氢能不具有现实意义，“十二五”和“十三五”期间，氢燃料电池获得重点支持。

中国科学院院士、清华大学教授欧阳明高在上述氢能发展战略研讨会上表示，氢能产业在过去

20 年都很受重视，现在正在酝酿“十四五”氢能支持政策，燃料电池仍是氢能发展重点，有可能还会单独出一项氢燃料电池的支持政策。

图 2: 各种制氢技术对比

制氢技术	技术成熟度	成本经济性 元/KgH ₂	低碳环保性 kgCO ₂ e/kgH ₂
煤制氢	TRL9 (成熟)	6-10	11-25
天然气制氢	TRL9 (成熟)	9-18	8-16
煤制氢+CCS	TRL5-7 (示范论证)	12-16	2-7
天然气制氢+CCS	TRL5-7 (示范论证)		1-6
工业副产制氢	TRL9 (成熟)	10-16	-
弃风弃光弃水电解水制氢	TRL9 (成熟)	18-23	1-3
电解水制氢	TRL9 (成熟)		~ 45
光解水制氢	TRL1-3 (基础研究)		近零排放
生物质制氢	TRL1-3 (基础研究)		近零排放

- **碳排放：煤制氢>天然气制氢>化石燃料制氢+CCS>可再生能源电力或核电制氢**
- **成本：化石燃料<可再生能源水电解制氢**

资料来源：中国工程院院士、中国矿业大学教授彭苏萍

各地掀起氢能热潮

在中国氢能产业顶层设计发布之前，地方政府已经对氢能产业热情高涨，氢能扶持政策纷纷出台。

据《财经》记者不完全统计，自 2018 年 1 月武汉市出台首例《氢能产业发展规划方案》以来，苏州、佛山、长治、六安、白城、潍坊、张家口等近 40 个城市先后出台氢能产业发展规划与支持政策，规划的氢燃料电池电堆总产能超过 3000 兆瓦，燃料电池汽车产能总计超过 10 万辆。

“地方政府的积极性非常高。有的是没有赶上动力电池的发展红利，想在新领域获得突破。有的是取得了动力电池发展成果，也想在氢能领域有所收获。”一位氢燃料电池企业负责人向《财经》记者表示。

氢能产业的资本投资也呈现升温趋势。氢云链数据显示，2020 年 1 月—7 月，中国氢能产业名义总投资超过 1300 亿元，同比增长超 30%，其中有 5 个项目投资达到百亿级别，2019 年同期仅有两起。

目前，中国已形成以北上广为中心的京津冀、长三角、珠三角三大氢能产业集群，并逐步向周围地区辐射。

“受制于核心技术，很多地方大规模搞氢能产业园并不合适。”清华大学汽车工程系副研究员邱斌告诉《财经》记者，在现有的技术条件下，做一些小规模或适中规模的示范项目更为可行。

氢能产业受地理区位的限制很大，既要临近氢源地降低物流储运成本，又要有相当规模的市场使其具有匹敌其他能源的性价比。

在众多地方氢能试点项目中，京津冀地区依托地理区位，走在全国前列。借助被确定为全国第一个再生能源示范区和“2022 年冬奥会”举办的东风，张家口全面布局氢能产业，打造包括可再生能源制氢、氢燃料电池生产、氢燃料电池汽车应用于一体的全国首个全产业链氢能源生产应用基地。张家口计划到 2021 年，实现氢能及相关产业累计产值 60 亿元，到 2035 年达到 1700 亿元。

北京市经信局也在 9 月 8 日发布《北京市氢燃料电池汽车产业发展规划（2020—2025 年）》，提

出 2025 年前，培育 5 家—10 家具有国际影响力的氢燃料电池汽车产业链龙头企业，力争实现氢燃料电池汽车累计推广量突破 1 万辆，氢燃料电池汽车全产业链累计产值突破 240 亿元。同日，大兴国际氢能示范区揭牌。

“氢能是一个非常考验地方财政实力的产业，一旦开始补贴，就要做好长期打算，充分考量风险。”中国国际经济交流中心信息部副部长景春梅提醒说，“发展氢能不能像之前一样运动式地一哄而上，然后造成产能过剩和产业趋同，最后留下一堆烂尾工程。”

氢能补贴争议

市场需求是推动氢能产业快速发展最有效的手段。各国对氢能下游市场均给予补贴，中国也不例外，但如何进行补贴，业界存在争议。

毛宗强表示，从现有的产业格局和未来的技术发展来看，氢能的终端利用应该在三个领域平分产量，即交通、化学工业和储能发电。各领域的发展不可能同时前进，交通领域的氢燃料电池应该是现阶段的补贴重点。

燃料电池是指通过化学反应将富氢燃料转化为电能，可作为汽车内燃机的替代品。氢燃料电池目前主要有两种类型：质子交换膜电池和固体氧化物燃料电池。

质子交换膜电池启动较快，工作温度一般在 100 摄氏度以下，是中国目前使用最广的车载氢燃料电池。固体氧化物电池工作温度一般在 700 摄氏度左右，转化效率相对较高，一般由重型卡车使用。

在财政部以及各地方政府出台的氢能发展补贴政策里，主要针对氢燃料电池车、加氢站等对象给予补贴，例如，佛山对加氢站建设补贴力度最高达到 800 万元，并对每消费一公斤氢气补贴 20 元。这推动了中国氢燃料电池车辆和加氢站数量的快速增长。

目前，中国已有 6000 多辆氢燃料电池商用车在运行，主要是大巴和各种特种车。加氢站数量在 2016 年以后快速增加。截至今年 7 月，中国累计建成加氢站 76 座，投入运营的有 52 座。其中广东省拥有量最大，有 15 座运营，17 座在建。

图 3: 中国加氢站分布 (截至 2020 年 7 月)



资料来源：公开资料 制图：李斯洋

毛宗强认为，氢燃料电池车辆数量增多，并不代表氢燃料电池技术在提高。2008年北京奥运会、2010年上海世博会等活动期间使用的氢燃料电池车辆，会后即闲置。地方政府现在都在积极推广氢燃料电池车辆，毛宗强担心很多车辆最后又会烂尾，他建议各地加强对氢燃料电池技术本身的支持，而不是追求氢燃料电池车的数量。

中电丰业技术开发公司总经理王德军对《财经》记者说，欧美对氢燃料电池的扶持政策往往是直接给予项目补贴，而中国目前只是对用在车辆上的氢燃料电池给予补贴。虽然这跟国情有关，目的是为了鼓励技术的进步和突破，但弊端也显而易见，容易像电动车一样出现造车骗补的现象。

中国氢能联盟发布的《中国氢能及燃料电池产业白皮书》指出，预计2020年至2025年间，中国氢能产业产值将达到1万亿元，氢能源车数量达到5万辆，加氢站数量200座；2026年至2035年产值达到5万亿元，加氢站数量1500座，实现燃料电池车1500万辆。

在增长前景看好的预期下，中国氢燃料电池产能激增。专注氢能源的第一元素网总编辑王高峰认为，氢燃料电池行业已经严重过剩。目前全国的需求仅为3000多块/年，而国鸿氢能一家企业的产能就有2万块，各大厂家的总产能已高达15万块。尽管生产企业目前基本都没有赚钱，但产能扩张仍在继续。

景春梅表示，像电动车一样大水漫灌式的补贴不会再在氢燃料汽车产业出现。目前的政策方向是让市场自然发展，优胜劣汰。

欧盟为了实现2050年碳中和的目标，计划将氢能更多地使用在化学工业、发电，以及建筑供暖等诸多领域，对燃料电池车的直接补贴不多。王德军表示，氢气在非交通能源领域的应用是未来的最大市场，比如可再生能源储能热电联供、天然气掺氢、冶炼低碳钢等。如果生产和储运氢的成本不能大幅下降，交通领域的氢使用量很难快速提高。欧洲人认为，降低可再生能源制氢成本是首要任务，因此欧盟的补贴相当一部分给了绿氢项目。

毛宗强则认为，欧盟不把氢燃料电池车作为最重要的发展领域，主要还是因为目前欧盟的氢燃料电池车成本太高。氢燃料电池车的快速推广，除了需要降低车辆本身的成本，还需要更大的投资建设加氢站、储运管道等基础设施。德国从1993年开始研制氢燃料车，但汽柴油车辆的替代成本一直高企，欧盟不得不逐渐降低对这一领域的关注。

绿氢在中国的前景

人类能源利用史是一个逐渐减碳的过程，从木材、煤炭、石油、天然气到氢能。只有零碳排放的可再生能源电解水制氢，被认为是21世纪的终极能源，化石能源制氢将逐渐退出历史舞台。

电解水制氢是指在电解质水溶液中通入电流后产生氢气，其技术路线主要分三种：碱性水电解槽制氢、质子交换膜水电解槽制氢和固体氧化物水电解槽制氢。其中，成本最低、技术最成熟的是碱性水电解槽制氢；质子交换膜水电解槽制氢性能更好，但成本偏高；其他的则仍处于实验室研发状态。

中国实现绿氢的大规模商业化开发需要具备两个因素：可再生能源发电成本的下降，以及电解水制氢设备的技术进步。

以目前的技术和电价水平计算，50度电生产1公斤氢气，电价占整个电解水制氢成本的比重超过85%。不过，可再生能源发电的成本正在快速下降，中国光伏发电和风力发电即将进入平价时代，预计到2030年前，光伏和风电的成本还将下降一半。有的地区比如四川、广东还出台了可再生能源制氢的电价支持政策，最高电价限制在其他工业用电价格的50%以下。

在部分地区可再生能源发电不能并网的情况下，业内认为，利用弃风弃光弃水制氢是个突破口。据欧阳明高测算，10%的弃电可以满足2025年燃料电池车用氢需求，50%的弃电可以满足2035年燃料电池汽车的全部用氢需求。

另据国家能源集团科技委常务副主任顾大钊介绍，该集团旗下大渡河水电近几年每年弃水量达到100亿度以上，因此目前在研究是在水电站就地制氢，然后把氢输出去，还是把电输到成都，再在成都建氢能城市。

在电解水制氢设备方面，核心是电解槽。目前技术比较成熟、成本较低的是碱性水电解槽，国内外都有生产商。但性能更好的质子交换膜水电解槽和固体氧化物水电解槽目前成本仍较高，应用较少。

欧盟计划提高电解槽的市场规模，从而降低其成本。欧盟氢能战略的计划是：2020年—2024年安装600万千瓦的可再生能源生产氢的电解槽，生产100万吨的氢。2025年—2030年，电解槽容量提升到4000万千瓦，生产氢1000万吨。

中国企业虽具有电解槽的生产能力，但是以碱性水电解槽为主，性能更好的质子交换膜水电解槽鲜有涉足，其核心的膜等关键材料则被国际企业垄断。如果不能改变主要依靠进口材料的局面，电解槽市场规模提高之后也难以降低其成本。故加强关键材料的研发是当务之急。

除了设备成本和电价成本，发展绿氢的另一个限制条件是淡水资源。上述哈佛大学肯尼迪学院发布的报告认为，淡水资源是中国生产绿氢一个关键变量。中国西南地区有丰富的水电和淡水资源，是中国最合适发展绿氢的地区。但该地区远离中国的经济中心地带，还需要大量的基础设施投资去连接供应和需求地区。如果能解决缺水的问题，中国就可能成为绿氢的“出口冠军”，否则进口绿氢具有更大的吸引力。

绿氢如果能在中国以及全球大规模商业化应用，那么其将接替石油天然气成为全球能源贸易的焦点。

欧洲最大的石油公司壳牌布局氢能领域已有十年，近期其开始大力发展绿氢。今年3月初，壳牌与荷兰两家公司合作实施欧洲最大的绿色氢能项目——NortH2项目，到2030年之前建成海上风电场用于氢气生产。在中国，壳牌与华能集团于去年达成合作，将进行一项小规模的风电制氢的技术试点项目。

壳牌中国相关负责人对《财经》记者表示，燃料电池汽车所需要的氢气不同于一般工业用氢，对纯度和杂质含量要求很高。可再生能源电解水生产出的氢气，具有纯度高、杂质含量低的特点，更符合燃料电池汽车的用氢需求。

财经杂志 2020-09-23

西门子将在德国南部建造大型无碳制氢厂

中国石化新闻网讯 据天然气加工网站9月25日报道 西门子智能基础设施公司已与WUN H2 GmbH签订合同，在德国建造最大的氢气生产厂之一，该工厂将建在巴伐利亚州北部的文西德尔。在最初的开发阶段，电厂的发电量为6兆瓦，将完全依靠可再生能源运行，而且不会产生二氧化碳。在第一阶段，西门子能源公司的电解工厂将有能力每年生产900吨以上的氢气。全面扩建后，可达2000吨。计划于今年年底破土动工，2021年底投产。

德国承诺到2050年实现温室气体中性化。为此，所有使用能源的行业，如交通和工业，都必须推进脱碳。位于文西德尔的工厂将成为全德国的典范。它将把该地区可用的可再生能源，如太阳能和风能转化为可储存的氢能，使其可用于移动和工业。这一点尤其有用，因为可再生能源产生的能量超过了需求。

该电解厂将建在文西德尔能源园区，紧邻已投入运行的西门子制造的电池储存设施，以补充前瞻性的能源概念。该项目是西门子与SWW Wunsiedel GmbH之间实践成功的技术合作的另一个要素。

德国西门子公司首席执行官兼德国智能基础设施区域解决方案与服务公司首席执行官Uwe Bartmann表示：“我们现在就想在当地实现德国2050年的目标，即在所有行业实现全面的能源转型。”

该项目将为巴伐利亚北部地区提供自己的氢资源。到目前为止，为终端用户提供的氢气必须经过一段相对较长的路程。氢气将被填充到气瓶中，供当地配送，并通过卡车运往当地和地区的终端客户，这些客户主要分布在上弗朗索尼亚州、帕拉蒂纳州、图林根州南部和萨克森州以及波希米亚西部（捷克共和国）。该工厂还将有助于缓解电网瓶颈，并为电网提供灵活性。稍后可在同一地点为

卡车和公共汽车增加一个公共氢加注站，以帮助将重型交通和公共交通转变为无二氧化碳驱动技术。

吴恒磊 中国石化新闻网 2020-09-28

风电制氢将替代 50%天然气

中国产业发展促进会氢能分会获悉，据英国媒体 Energy Voice 报道，全球首个海上漂浮式设施生产绿氢的基地将落户苏格兰城市阿伯丁。这一具有开创性意义的项目名为 Dolphyn，位于离海岸 15 公里处，由总部位于伦敦的环境咨询管理公司 ERM(Environmental Resources Management)牵头。

Dolphyn 项目将在 2024 年启动 2MW 机组，2027 年启动 10MW 机组。ERM 预期到 2030 年，第一个商用 10 涡轮(100MW)风力发电-制氢项目上线，随后，该公司将实施更大的目标——到 2034 年，建成 4GW 的风电场，为 150 万户家庭供电。ERM 还计划到 2065 年，部署形成一个大规模风力发电-制氢网络，以取代英国 50%的天然气供应。

9 月上旬，英国国家海上可再生能源推进中心(ORE Catapult)和海上风电产业委员会(OWIC)发布报告称，绿氢对英国经济的价值可能达到 3200 亿英镑，到 2050 年可以带来 12 万个就业岗位。Dolphyn 项目主管 Kevin Kinsella 表示：“这种转变需要几十年的时间才能实现，而 Dolphyn 是这一进程的开始。”

ERM 预计，漂浮式风电制氢项目将带来数千个绿色能源工作岗位，数量可以完全取代阿伯丁及周边地区所有石油天然气行业的岗位。Kevin Kinsella 指出，在不失去任何就业机会的情况下，石油和天然气行业有可能完全过渡到氢行业，而且可能会创造更多。

据 Kevin Kinsella 介绍，Dolphyn 将于明年达成最终投资决定(FID)，目前正在寻求合作伙伴投资使 Dolphyn 完全实现商业化。据了解，ERM 去年营收 9.83 亿美元(7.72 亿英镑)，该公司认为，绿氢将在阿伯丁大有作为。目前，阿伯丁拥有欧洲最大的氢燃料电池车队，已被视为交通运输领域应用氢能的先驱。

Dolphyn 项目将主要通过风力发电利用海水生产氢气——通过泵吸取海水，利用涡轮机的力量将其淡化，然后送入电解槽中，将其分解为氢气和氧气。最初的 2MW 原型机在 2024 年上线后，将提供阿伯丁大约三分之一的氢需求，到 2027 年使用 10MW 机组后，生产的氢将更广泛地应用于天然气管网掺氢(达到一定比例)，以及海洋和工业等用途。

ERM 经过测算认为，10MW 机组大规模使用后，制氢成本将迅速下降。通过 10MW 涡轮机的部署，到 2045 年，绿氢生产成本将从 3.50 欧元/千克降至 1.50 欧元/千克。据该公司介绍，10MW 对应的氢气年产量为 900 吨，而 4GW 对于的年产量为 360000 吨/年，据此估算，有 28 个 4GW 海上风电场制氢，就可以使英国完全摆脱天然气依赖。

Kevin Kinsella 指出，除了 Dolphyn 项目，更大规模的海上风电制氢项目将出现在英国北海或或威尔士的凯尔特海，之后还将成为包括中国、东南亚等其他地区的选项。他还补充道：“英国在扩大海上风电制氢规模方面优势明显，规模的明显地方，我们拥有领先的专业技术，以及世界上最好的海上风能资源，是发展海上风电制氢的理想区域。”

吴昊 中国改革报 2020-09-30

核能

中国核能利用前景引热议

本报讯 记者杨梓报道：世界核协会日前举办 2020 年战略论坛视频会议，围绕“核能建设清洁的未来”“推动核能项目投资”“核能的社会经济和环境效益最大化”三个主题展开讨论。记者注意到，中国核电建设的进展，以及核能综合利用的现状及前景受到国际核能界的关注。

据了解，近年来，以“华龙一号”批量化建设和“国和一号”成功研发建设为标志，我国核电技术研发和工程应用跻身世界前列，成为继美国、法国、俄罗斯等核电强国后又一个拥有独立自主三代核电技术和全产业链的国家。业内专家表示，从在建规模和发展前景看，我国目前已成为全球三代核电发展的产业中心。

参加此次论坛的中核集团国际部副主任刘长欣介绍，目前中国运行核电机组 48 台，在建机组 14 台，不久前刚刚有 4 台机组获国家核准，预计将很快开工建设。

对此，加拿大卡梅科公司首席执行官 Tim Gitzel 表示，中国核电过去几年发展迅猛，世界各国都在密切关注相关项目进展。“中国在核电建造领域取得了巨大成就，正在引领世界核电建设和发展。”

“目前核电提供了中国 5% 的发电量，核能利用前景广阔。”国家电投核能总工程师郑明光介绍，虽然新冠肺炎疫情短期内影响了中国电力生产，但随着 5G 网络、大数据系统等领域的电力消耗增加，未来电力需求仍会持续增长，给核能发展带来机遇。

郑明光指出，核电站建设周期长，经济性相对不高，但随着新项目投产，这种情况将有所改善。“采用高安全标准、简化系统和更少设备的反应堆将带来良好的经济效益。”

在此背景下，核电如何持续降低成本，进一步吸引投资？郑明光表示，建立完整的供应链体系是核心。“国家电投通过 15 年建立了完整的核电供应链，这样设备采购风险更小，成本更低。尤其采用模块化施工，缩短了工期，提高了核电的经济性。”

针对核能综合利用，郑明光称，核能未来还将应用在供热、蒸汽供应、制氢和海水淡化等非电力领域，尤其核能供热将对北方地区实现清洁供暖发挥积极作用。

谈及中国核电的经济竞争力，郑明光表示，目前可再生资源的上网价格仍高于核能和化石能源。未来太阳能和风能快速发展，势必需要更稳定的电力系统，而核电可以成为保障系统安全的可靠基荷电源。

就目前核电的发展节奏，刘长欣表示，过去几年，中国核电一直保持稳步发展，目前每年 6—8 台机组的建设速度是基于中国目前能源供需现状的最佳选择。

对于与会者关心的小型堆，刘长欣指出，小堆的高成本问题对各国都是巨大挑战，中国目前有一座高温气冷堆（HPR）在建，模块化小堆也将很快启动建设。“标准与反应堆的成本密切相关，现在用来建设小堆的安全标准与大型反应堆基本相同，如果使用新标准建设，小型堆的成本将大幅降低。”

谈及核电“走出去”，刘长欣表示，中国有安全可靠的自主核电技术和成熟的供应链，很愿意帮助其他国家建设核电站。

信息显示，目前采用中国自主三代核电技术“华龙一号”的全球首堆——福清核电 5 号机组已实现装料，海外首堆——巴基斯坦卡拉奇核电 K-2 机组已热试成功。国内外首批“华龙一号”项目进入投产“倒计时”，将对中国核电“走出去”发挥积极作用。

中国能源报 2020-09-21

我国三代核电技术“国和一号”研发完成

在我国核电事业发展迎来 50 周年之际，国家电投集团公司于 9 月 28 日在上海发布我国三代核电自主化标志性成果——中国自主核电技术品牌、世界先进三代核电型号“国和一号”。

“国和一号”研发工作 2008 年启动，历时 12 年科研攻关，477 家单位、2.6 万余名技术人员参与，如今已总体完成，推动我国核电行业和技术整体升级换代，实现从“二代”到“三代”的跨越。

据介绍，“国和一号”是完全自主设计的中国核电技术品牌，集中国三代核电技术和产业创新之大成，具有“安全系数高、经济性能好、创新成果多”等特点和优势。

在安全性上，“国和一号”基于多层防御体系并系统性地应用非能动和简化理念，经过了完整的试验验证，包括新建 22 个台架，完成 17 项试验共 887 个工况，完成了堆芯熔融、安全壳冷却等 6 大试验课题，建成了一批具有世界先进水平的综合配套试验设施，支撑型号安全审评，确保绝对安全。

在经济性上，“国和一号”具有明显竞争优势，主泵、爆破阀、压力容器、蒸汽发生器、堆内构件等关键设备、关键材料全部实现自主化设计和国产化制造，设备整体国产化率达到 90% 以上，批量化后工程造价还能再降低 20% 左右，具有国际竞争力。

在创新性上，“国和一号”取得多项成果。压水堆重大专项累计形成知识产权成果 6513 项，获得国家授权专利 1052 项，形成新产品、新材料、新工艺、新装置、新软件 392 项。2016 年，“国和一号”通过中国专利保护学会专家评审，认为“具有完全自主知识产权和出口权”，为我国三代先进核电的规模化、批量化发展与“走出去”提供了有力保障。

据了解，“国和一号”为世界核电技术创新提供中国智慧。作为三代技术的主要研发平台，上海核工院也走出了一条中国特色的核电自主化发展之路。

上海核工院从 1970 年蹒跚起步，伴随着改革开放和我国核电发展进程一步步成长壮大起来。从秦山核电实现中国大陆核电“零的突破”，到巴基斯坦恰希玛核电站实现“走出去”，再到技术总体支持中国第一座重水堆核电站创国内大型核电站工程设计和项目管理与国际接轨的先例，上海核工院奠定了其作为我国核电自主化关键力量的历史地位。2019 年 8 月，国家电投集团公司以上海核工院为主体和依托，组建核能技术创新与工程建设平台。国家核电与上海核工院实行“两块牌子、一个本部”的一体化管理模式，标志着集团公司核能产业发展进入一个新的阶段，业务更加聚焦，核心竞争力得以强化，专业化、标准化、集约化管理水平进一步提升。

国家核电（上海核工院）相关负责人表示，站在中国核电 50 年发展新的起点，未来将加快由核电向核能拓展、单一核能向多能综合利用拓展、核能向核技术利用和核环保拓展的“三个拓展”，实现核能创新发展向多领域、“深水区”“无人区”迈进，努力打造成为“世界一流核能成套技术开发商”和“世界一流核能整体解决方案提供商”。

人民日报 2020-09-28

核电可适度有序参与电力市场竞争

2015 年 3 月，中共中央、国务院印发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号），对新一轮电改做出了总体部署。《意见》要求，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。同年 11 月，国家发改委、国家能源局印发新电改 6 个电配套文件。其中，《关于有序放开发用电计划的实施意见》强调，积极推进直接交易，鼓励核电、风电、太阳能发电等尝试参与直接交易；新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易，由市场形成价格，建立辅助服务交易机制。2019 年 6 月，国家发改委发布《全面放开经营性电力用户发用电计划有关要求的通知》，我国电力体制改革又迈出关键一步。

五年多来，随着电改不断推进，全国电力市场交易电量逐年提升，电力市场体系正朝着竞争充分、开放有序的方向发展。据统计，2019年全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为21771.4亿千瓦时，同比增长5.6%，市场交易电量占全社会用电量比重为30.1%。近年来，我国核电企业市场交易电量逐年增加，市场交易电量占上网电量的比例也逐年提高。2019年，全国核电累计上网电量3263.24亿千瓦时，其中市场交易电量1076亿千瓦时，上网电量市场化比例约33%，较2018年提高约8个百分点。

电力市场化改革对核电企业的经营理念、管理模式、营销能力、机组性能等带来了一系列挑战。核电行业应主动研究学习电力市场化改革相关政策，积极应对市场电价竞争的倒逼机制，建立相关运营体系、优化现有运营模式，主动顺应电力市场化发展趋势。

能源市场内外部环境正在变化，提升经济性与竞争力是核电可持续发展的必然要求

今年以来，新冠肺炎疫情对全球能源系统造成了巨大影响，国际能源署预测2020年全球能源需求将下降6%，全球能源供需正在发生变化。今年上半年，由于能源供求关系失衡，全球能源市场主要商品市场价格持续走低并出现大幅动荡。下半年以来，随着主要国家复工复产，能源供需失衡情况逐步得到改善，然而由于疫情仍存在不确定性，预计未来几年全球能源供需将持续宽松，煤炭、石油、天然气等传统化石能源的价格仍将保持低位运行。

另一方面，风、光等可再生能源的成本正在持续降低。根据国际可再生能源署的报告，2019年，全球大规模并网太阳能光伏发电成本同比下降13%，陆上和海上风电的成本均同比下降约9%。2010至2019年，太阳能光伏发电、陆上风电和海上风电的平准化度电平均成本分别下降了82%、39%和29%，风、光等可再生能源在一些国家和地区已经逐步开始具备与化石能源竞争的能力。然而近10年来，由于产业升级、安全性要求提高等诸多因素，我国新建三代核电机组的发电成本却正在提高。

作为最终面向用户消费的能源商品，核电终将面临更加激烈的市场竞争。核电企业唯有增强市场主体意识，降低工程造价、降低运行维护成本，提升核电项目经济性与市场竞争力才能实现可持续发展。

核电参与电力市场竞争，应充分研究其技术经济及运行特点

核电不产生有害气体，不排放二氧化碳，放射性气体液体均控制在国家标准允许水平以下，具有可再生能源的清洁低碳属性。同时，像水电、风电、光伏发电发生弃水、弃风、弃光会产生资源浪费一样，核电在一个燃料循环周期所需要的燃料相对固定，一个燃料循环周期内的核燃料燃料耗不充分同样会产生铀资源的浪费。

核电设备技术复杂，具有固定成本高、投资回收期长、负荷因子影响显著等特点，因此经济性只有在较高的利用小时数下才能得到充分体现。同时，核电与煤电不同，燃料成本占比较低，受运输成本影响极小，其发电成本与项目所在区域关联不大。

从技术、经济和安全角度分析，核电机组不宜频繁、深度、长期地参与负荷调节。核电带基荷运行，一是有利于最大程度发挥环保减排的优势、促进清洁能源利用；二是可以提高燃料利用效率。在运行过程中频繁升降功率会导致燃料燃料耗不充分而产生资源浪费，同时增加了放射性废物处理的成本；三是维持反应堆堆芯输出功率的相对稳定，避免调节系统频繁动作，可降低控制人员的操控频率与难度，降低引发运行事件的概率。

从国际上看，美、英、俄、日等主要核电国家均将核电机组在电网中均保持带基荷的运行方式，一般不参与电网负荷调节，使得核电电价具备一定的竞争力。法国由于核电比例很高，有部分核电机组按计划参与电网的负荷调节。

适度有序参与电力市场竞争，有利于充分发挥核电优势，实现电力生产综合成本最低化

结合核电的技术、经济特点和安全性要求分析，建议核电适度、有序参与电力市场竞争。

首先，核电具有可再生清洁能源的类似属性，建议国家明确核电项目均可享受可再生能源相应电量消纳政策，保证核燃料资源得到充分利用。

其次，结合国外对核电基荷运行的普遍做法，建议国家明确核电按基本负荷方式运行，保障核

电带基荷满发。

再次，在保障核电项目带基荷运行的基础上，对于核电机组在 7000 小时以内的电量，执行国家核准的核电标杆电价，7000 小时以上的电量参与电力市场竞争，执行市场化电价。

最后，将目前核电标杆电价的定价方式调整为在跨省的区域电网内或全国范围内统一核电标杆电价，促进核电在更大范围内跨区域消纳。

(作者为中国核能行业协会副理事长兼秘书长，本文摘编自其在第二届核能智库论坛上的讲话)

张廷克 中国能源报 2020-09-21

核电该如何应对市场化交易冲击

“新一轮电力市场化改革，给核电企业的经营理念、管理模式、营销能力、机组性能等带来了一系列挑战。”日前，中国核能行业协会副理事长兼秘书长张廷克在第二届核能智库论坛上指出，面对“新电改”，核电行业应主动研究学习相关政策，积极应对并主动顺应电力市场化发展趋势。

核电既是高能量密度、高可靠性的基荷电源，同时又是一种清洁能源，其自身技术特点又区别于煤电、风电、光伏发电，在电力市场中的处境也因此变得特殊。核电应该如何参与电力市场？又该如何在参与市场竞争的同时保障合理收益、体现应用价值？

核电经济性承压

实际上，我国核电参与电力市场化交易的实例已不在少数。根据中电联统计，2019 年全国核电 3263.24 亿千瓦时的上网电量中，市场交易电量达到了 1076 亿千瓦时，占比已达三成。

“从‘一厂一价’，到后来的标杆电价（0.43 元/千瓦时或当地煤电标杆电价），再到目前参与电力市场化交易，核电电量市场化水平正在快速提升。”中核战略规划研究总院副院长白云生指出，目前核电行业需要面对的，是包括优先发电合约、市场化中长期交易、现货市场交易和辅助服务交易等在内的多级市场。

然而，市场化程度提高直接影响了核电的经济性。

一位与会专家告诉记者，从中核、中广核旗下核电机组的数据来看，市场化交易电量逐年增加导致交易电价逐年走低。“现有定价机制并未考虑外部性成本因素，而各电源发电成本差异较大，在直接交易中实行‘一刀切’的电价，核电在市场竞争中客观上处于不利地位。”

不仅如此，目前核电在调峰上面临的压力也在增大。“电网峰谷差距日益拉大，电网调峰需求增加，我国核电机组在大部分寿期内具备一定调峰能力，但目前国内在运核电尚未开展以日负荷跟踪为主的调峰方式运行，缺少实际操作经验。”白云生表示，“核电机组参与调峰不仅对机组安全运行带来挑战，也将对经济性产生较大影响。”

有必要参与现货

华能集团能源研究院市场与电改研究部主任陈大宇认为，尽管目前现货市场激烈的价格竞争使得核电不具备竞争优势，但从技术层面上讲，核电参与电力现货市场十分必要。

“我们假设某个电网的市场化总电力供应有 5000 万千瓦，总负荷有 4000 万千瓦，此时供需比是 5: 4。但如果其中 1000 万千瓦核电要优先发电、消纳，相当于市场上供需两侧都减少了 1000 万千瓦，市场供需比就变为 4: 3。”陈大宇进一步解释称，如果核电不参加现货交易，会影响价格对于供需关系的真实反馈，不利于电力市场价格信号的形成，“大家都在一个锅里吃饭，就要遵守同一个规则，这对整个系统安全、可靠运行是有帮助的。”

中国核能电力股份公司市场开发部主任曾勋指出，目前 8 个现货试点中，仅有浙江省统调核电机组实际参与了电力现货市场交易。“核电企业应加强市场开拓，提高中长期合约的市场份额，同时加强研究以差价合约等形式锁定中长期电量价格，对冲现货市场风险，以此来建立健全收益保障机制。”据了解，中国核能电力股份公司在浙江核电机组装机 910 万千瓦，占公司总装机容量的 48%；旗下秦山核电自 2016 年参与电力交易以来，其市场交易电力占比已从 20%提高至 50%。

专家呼吁完善保障机制

多位与会专家在论坛上指出，核电的“弱点”在电力市场中被放大，但其作为稳定电源、清洁能源的价值却难以“变现”，需要现货市场以外的机制设计来为其提供保障。

“以容量补偿机制为例，有观点认为，容量补偿只应该提供给最困难的煤电，实际上包括核电在内，所有为系统提供容量服务的主体都有资格公平地获得补偿。”陈大宇提出，“另一方面，核电能量密度高，减排作用明显，个人认为，可以考虑在推广核电的地区适当放宽煤耗指标来体现核电减排价值，再让地方承担核电的减排补贴。”

而现实情况是，核电不仅缺乏这些补偿机制，而且现有的保障消纳也并未全面落实。白云生直言：“以某核电大省为例，2016年核电保障性消纳小时数为7221小时，电量落地该省的某核电厂，应参加电力直接交易电量为18.47亿千瓦时，但地方管理部门要求其参与直接交易电量为73.38亿千瓦时，增加了约3倍。”

白云生指出，核电经济性失去保障，除了影响电厂运行效益外，还会向下传导至核燃料循环产业。“目前度电燃料成本、度电乏燃料处置费逐年下降，但仍难满足核电企业期望；乏燃料处理处置项目资金、核电机组退役费、民用低中放废物处置资金等后端产业资金需求增加，核电与后端产业协调发展矛盾正在凸显。”

对此，白云生建议，应鼓励核电与用户签订5年以上的长期合同。通过政府全寿期长期协议、差价合约等方式给予核电政策支持，争取政府授权合约比例保持较高水平。

本报记者 卢彬 中国能源报 2020-09-21

能源政策

固废处置行业迎来发展新空间

自今年9月1日起，新《固废法》正式实施。新《固废法》共设9章126条，新增条文41条，拓展了固废管理范围，并在原有基础上增加了生活垃圾分类、建筑垃圾、农业固体废物、医疗废物处理等污染防治制度，对固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程提出更高的防治要求，因此也被称为“史上最严固废法”。

在业内人士看来，新《固废法》的实施将导致企业违法成本上升，从而提升企业配置固废相关环保设备的需求，有效打开固废处置行业成长空间。

监管日趋严格

随着煤炭、电力、冶金、化工等行业迅猛发展，产业水平不断提高、规模不断扩大。随之而来的环境和资源压力也在不断加大，其中，大宗固体废弃物排放已影响和制约着产业经济的高质量发展。

数据显示，当前中国工业固废产生量占固废产生总量的八成以上，包括粉煤灰、煤矸石、工业副产石膏、冶金工业固废等7种大宗工业固废，是固废治理的重点领域。

新《固废法》明确固废污染防治坚持减量化、资源化和无害化原则，强化政府及其有关部门监督管理责任。对于工业固废管理，提出跨省转移固废利用的，需向移出地生态环境主管部门备案；并新增了建立台账，实现固废可追溯、可查询的要求；新增将工业固体废物纳入排污许可制度进行监管的要求。

新《固废法》还大幅提升了违法行为的处罚金额，多项违法行为罚款数额是现行固废法的10倍，其中最高可罚500万元。另外，生态环境主管部门将会同有关部门，建立固废生产、收集、贮存、运输、利用、处置主体的信用记录制度，并纳入全国信用信息共享平台，大幅提高违法成本，引导固废全产业链企业规范化经营。

“最严格固废法呼应绿色发展基金大幅提升固废违法行为的惩治力度，固废处理产业链有望更加

透明、规范化。”西南证券研究发展中心王颖婷指出。

综合利用率有待提升

据了解，固体废弃物的处理通常是指利用物理、化学、生物、物化及生化方法把固体废物转化为适于运输、贮存、利用或处置的过程，一般工业固体废物的处置方式共有四种，分别为综合利用、贮藏、处置和倾倒入弃。

生态环境部于今年年初公布的《2019年全国大、中城市固体废物污染环境防治年报》显示，2018年全国200个大、中城市一般工业固体废物产生量达15.5亿吨，综合利用量8.6亿吨，处置量3.9亿吨，贮存量8.1亿吨，倾倒入弃量4.6万吨。一般工业固体废物综合利用量占利用处置总量的41.7%，处置量和贮存量分别占比18.9%和39.3%。

在清华大学环境学院教授王伟看来，综合利用是处理固废的最佳方式。“固废综合利用相当于把固体废物重新转换为可利用的资源，具有较好的环保效益和经济效益，但是当前许多工业固废并没有得到资源化利用，因为工业固废不像生活垃圾那样由政府财政承担成本，它是谁污染谁治理，企业需要投入更大的成本，有时甚至投入的成本大于能够获得的资源回报，并不合算，所以很多企业不愿意去做资源化利用。大家常说‘垃圾是放错地方的资源’，但并没有考虑背后的资源化成本。”

2019年初，国家发改委、工信部联合发布的《关于推进大宗固体废弃物综合利用产业集聚发展的通知》称，探索建设一批具有示范和引领作用的综合利用产业基地，推进大宗固体废弃物综合利用向高附加值、多途径消纳、产业集聚方向发展。提出到2020年，建设50个大宗固体废弃物综合利用基地、50个工业资源综合利用基地，基地废弃物综合利用率达到75%以上。

利好固废处置企业

当前，我国固废处理行业已经形成了较为成熟的产业链，其中上游行业为固废处理装备制造，主要是固废焚烧设备、尾气净化处理设备、除尘设备、餐厨垃圾处理设备以及污泥干化处理设备等。中游行业按照公司主营业务类别不同可以分为固废处理工程类企业和固废处理运营类企业。下游行业为固废处置衍生行业，主要分为固废掩埋、固废焚烧和资源再生。

“当前，我国的环保产业还很小，大部分是基于国内的市政领域，通过与政府合作的模式获得收益，真正与工业企业合作的环保企业并不多。”王伟表示，“更严格的新《固废法》实施后，将倒逼工业企业提升固废治理水平，加大固废处置力度，这对涉足固废的环保企业来讲，肯定是特别好的机会。”

中国银河证券研究院分析师严明在研报中指出：“新《固废法》拓宽了固废管理范围，提高了环境违法成本，有望加速固废行业细分领域市场空间的释放。环保行业目前政策面持续向好，具有优质资产的固废处理产业链龙头企业将迎来发展空间。”

不过，当前我国工业固废处理仍面临多重问题。“工业固体废物资源综合利用主要问题是技术手段单一。固废资源化体量巨大，但在手段和产品上没有大突破，因此需要更有力的技术研发和政策驱动，对好技术给予更大的扶持，鼓励新技术落地。在减少固废排放的同时，加强技术研发和更新改造，提高技术装备水平。”一位不愿具名的业内人士对记者表示。

本报记者 李玲 中国能源报 2020-09-21

广东：到2025年非化石能源消费约占能源消费总量的30%

据广东省发改委29日消息，广东省发改委等六个部门联合发布《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划(2021-2025年)》(下称《行动计划》)，提出大力发展先进核能、海上风电、太阳能等优势产业，加快培育氢能、储能、智慧能源等新兴产业，到2025年，全省非化石能源消费约占全省能源消费总量的30%。

《行动计划》包括总体情况、工作目标、重点任务、重点工程和保障措施等方面内容。《行动计划》所指的新能源产业主要包括核能、风能、天然气及其水合物、太阳能、氢能、生物质能、地热

能、海洋能、智能电网、储能等领域。

工作目标

《行动计划》提出，大力发展先进核能、海上风电、太阳能等优势产业，加快培育氢能、储能、智慧能源等新兴产业，建设沿海新能源产业带和省内差异布局的产业集聚区，助推能源清洁低碳化转型，到 2025 年，全省非化石能源消费约占全省能源消费总量的 30%，形成国内领先、世界一流的新能源产业集群。

扩大产业规模。到 2025 年，新能源发电装机规模约 10250 万千瓦(其中核电装机约 1850 万千瓦，气电装机约 4200 万千瓦，风电、光伏、生物质发电装机约 4200 万千瓦)，天然气供应能力超过 700 亿立方米，制氢规模约 8 万吨，氢燃料电池约 500 万千瓦，储能规模约 200 万千瓦;全省新能源产业营业收入达到 7300 亿元，新能源产业增加值达到 1800 亿元。

提升创新能力。在核电、海上风电、太阳能、氢燃料电池、天然气及其水合物、智能电网等领域建成一批重点实验室、工程研究中心、产业创新中心、企业技术中心等国家级和省级创新平台，培育一批具有国际先进水平的创新型龙头企业，形成一批国内领先、具有国际竞争力的核心技术和自主品牌，推动广东成为国内新能源示范区、产业技术和商业模式创新区。

完善基础设施。到 2025 年，初步建成安全、可靠、绿色、高效的智能电网体系;储能初步实现规模化发展，形成源—网—荷—储全面布局;天然气主干管网实现互联互通，建成天然气主干管网 2780 公里，进口 LNG 接收站储气能力达到 534 万方(液态);建成充电站约 3600 座，充电桩约 17 万个，加氢站约 300 座，基本建成适应珠三角需求、辐射周边的充电、加氢设施体系。

强化产业协同。通过整合或调整规划，建成一批在国内外具有影响力的新能源装备和产品研发制造基地，新能源产业规划、设计、运维等应用服务体系不断完善，资源配置和产业协同更加高效。

重点任务

有序推动新能源开发应用。安全高效发展核电，规模化开发海上风电，因地制宜发展分散式陆上风电，提高天然气利用水平，大力推进太阳能发电和集热;推进丙烷脱氢等工业副产氢、谷电制氢及清洁能源制氢等氢源建设，扩大氢能利用规模;稳步推进生物天然气开发;推广地热能与集中供热、制冷、燃机发电等方面的应用，示范开发海洋能。推进可再生能源、氢能在 5G 基站、特高压、充电桩、大数据中心等领域的应用。

着力加强关键技术攻关。利用好能源领域广东省实验室建设的契机，以企业为主体，对准系统集成、硬核技术、关键材料、精密工艺等方面的应用短板实施攻关。推动南海神狐海域天然气水合物试采，支持珠海市大万山岛兆瓦级波浪能试验、河源黄村地热能综合利用示范，加快前沿技术产业化进程。

加快建设产业创新平台。充分整合省内外科研院所、高校、企业等创新资源，建设国家级和省级创新平台，鼓励地方科创研发平台申报创建省级新型研发机构。推动建设一批重大科学装置，重点支持先进能源科学与技术广东省实验室及分中心建设，积极支持省属产业和科技投资平台对接中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司、中广核研究院有限公司、南方电网科学研究院等央企技术平台;支持国际知名企业在广东省设立研发中心，鼓励省内新能源龙头企业与国外领军企业合作开展技术研究。

大力推动产业集聚发展。发挥龙头骨干企业带动作用，重点扶持根植于广东在核电、海上风电、太阳能、氢能、智能电网、储能等领域具有优势和潜力的龙头企业，支持龙头企业实行 EPC 总承包模式，引进上下游供应链企业，促进形成以大企业为核心、相关配套企业聚集发展的新能源产业集群。

加快能源新基建。健全全省电网主干网架，加快推进智能变电站、多能互补综合能源网络建设，构建适应大规模新能源接入并满足分布式能源“即插即用”要求的全省智能化电网。加快推进天然气利用“县县通工程”和沿海 LNG 接收站建设，形成全省多气源、多主体天然气供应格局。探索削峰填谷的氢电综合调峰站建设。强化充电保障能力，优化完善电动汽车充电设施布局，实现车、桩与智

能电网灵活互动。稳步推进加氢站、氢油综合能源补给站和液氢站建设，初步建成与氢能应用相适应的供氢网络。

重点工程

海上风电领跑工程。充分利用海上风能资源丰富的优势，加快海上风电规模化开发，基本建成现已规划的浅水区项目，开展省域深水区示范项目，争取国家支持建设专属经济区近海深水区千万千瓦级海上风电基地，出台广东省扶持海上风电发展的相关政策，争取 2025 年前海上风电项目实现平价上网，到 2025 年底累计投产海上风电约 1500 万千瓦。以省内风机骨干企业为引领，做大做强海上风电装备制造业，推进海上风电机组向大容量、智能化、抗台风方向发展，加快形成集整机制造与叶片、电机、齿轮箱、轴承等关键零部件制造，以及大型钢结构、海底电缆等加工为一体的高端装备制造基地；提前布局海上风电运维基地，配套相关基础设施，组织开展运维技术设备研发制造和专业队伍建设。支持近海深水区海上风电柔性直流集中送出示范工程、漂浮式海上风电与海洋牧场、海上制氢综合开发示范工程。建立健全海上风电相关标准和检测认证体系。

先进核能推进工程。坚持有序开发核电，推动惠州太平岭在建核电工程建成投产，开工建设汕尾陆丰、湛江廉江等地核电项目约 1200 万千瓦。重点开展加速器驱动嬗变研究装置(CiADS)、强流重离子加速器装置(HIAF)建设，加强核能先进燃料技术研究，提前布局低温超导、超强磁能、超高温材料等核心技术领域。支持中广核研究院申报高通量研究堆大科学装置，推动国产三代核电技术通过英国通用设计审查(GDA)及欧洲用户要求(EUR)认证，加快研发四代核电产品，促进示范项目落地。加快自主知识产权的先进核燃料组件以及事故容错燃料(ATF)的工程示范研究。按照集中建园为主、分散布局为辅的模式优化产业布局，重点推动广州南沙产业园和中广核阳江热室基地建设。

天然气发展利用提升工程。积极落实国家油气体制改革，促进广东形成上游资源多渠道供应、中间管网统一高效集输、下游销售市场充分竞争的全省天然气市场体系。优化省内天然气基础设施布局，进一步提高天然气接收和储备能力，大力推进天然气管网建设工程，加快推进省内天然气基础设施向第三方开放。推动建立广东天然气交易中心，完善全省天然气市场运行机制和监管体系。推进重点用气企业和园区实现天然气直供(或准直供)，推进广东内河船舶 LNG 动力改造和船用 LNG 加注站建设。依托粤港澳大湾区内现有产业基础和区位优势，构建功能清晰、核心突出、辐射带动、协同互补的大湾区天然气装备产业发展格局，初步形成包含天然气开发利用及深海天然气装备、LNG 装备等高端装备研制和服务的产业体系。

天然气水合物商业化开采加速工程。大力推进天然气水合物勘查开采先导试验区建设，基本查清先导试验区等南海北部重点海域资源储量，完善开采理论，攻克深水未固结储层多井型开采的钻完井关键技术与装备。推动建立大科学装置“冷泉系统实验装置”，加快广州海洋地质调查局国家工程研究中心、深海科技创新中心基地建设，初步建成世界领先的天然气水合物勘查开发技术及装备的工程化开发平台。研发近海底高精度探测和随钻测井等勘查技术装备、高效产能模拟实验装置、天然气水合物开采海底沉降等环境监测设备，形成集天然气水合物勘查、产能模拟、开发和环境保护于一体的系列装备。支持成立涵盖天然气水合物勘探、开发、储运、服务等环节为一体的工程公司，加快天然气水合物产业化进程。

太阳能产业壮大工程。推进千万千瓦级光伏发电平价上网项目建设，拓展分布式光伏发电应用，大力推广太阳能建筑一体化应用。支持太阳能集热器、光伏设备、逆变器、封装、浆料等省内细分龙头企业，通过并购重组打造品牌、做强做大。重点支持高效晶硅太阳能电池片、CdTe(碲化镉)光伏发电玻璃的生产和相关设备制造，推动 HJT(异质结)电池、TOPCon(钝化接触)电池关键制造设备实现自主生产。争取千吨级太阳能等离激元利用示范项目落户广东。

氢能产业链培育工程。聚焦氢能核心技术研发和先进设备制造，加快培育从氢气制储、加运、燃料电池电堆、关键零部件和动力系统集成的全产业链。利用低温氢燃料电池产业区域先发优势，形成广州-深圳-佛山-环大湾区核心区车用燃料电池产业集群。基于在 SOFC(固体氧化物燃料电池)电解质隔膜片等核心零部件制造方面全球领先的的优势，布局建设以 SOFC 为核心的清洁高效发电产业

集群。结合省内炼厂分布，合理规划沿海城市加氢站布局。整合利用省内大型化工氢源，提升低成本氢源供给规模化水平。积极推进富余核电和可再生能源制氢，拓宽氢源渠道。依托中广核和中集集团推进低温液氢设备、高压储运、低压固态储氢产业建设。推广高温燃料电池冷热电三联供应用示范，支持建设大型民用液氢示范工程。

生物质资源综合利用工程。统筹规划垃圾焚烧发电、农林生物质发电、生物天然气项目开发，健全城乡生活垃圾、农林废弃物、畜禽粪污收储运集体体系。加快全省生活垃圾焚烧发电项目建设；推进生物天然气开发，推动实施珠三角大型餐厨垃圾制气-有机肥多联产示范项目、农村种养基地生物天然气和循环农业示范工程，支持生物天然气并入城镇燃气管网。依托省内研究机构着力突破多种原料混合高产发酵、干法厌氧发酵等关键技术，支持生物质预处理、气化、制气、提纯等相关技术研发和设备制造。

智能电网和先进储能应用工程。实施大湾区智能电网重点工程和示范项目，推进人工智能与电力领域深度融合，扩大输电线路新材料新技术应用，提高全省电网侧、用电侧的智能化水平。依托广州、深圳、珠海等产业平台和研究中心，重点发展智能电网基础装备、电力专用芯片、智能传感、电力机器人、输变配工程集成、储能及智慧能源系统等产业。推动电网侧储能布局，推进电源侧火电联合储能和“可再生能源+储能”发电系统建设，鼓励用户侧储能电站和智慧楼宇建设。支持关键领域技术攻关，加强电力大数据、能源工业互联网、电力全域物联网、电力网络安全等装备及系统研制；推进智能电网关键材料、核心部件、设备集成，以及先进储能中的充放电、通信装置、系统管理等关键技术和设备研发制造。

保障措施

加强组织协调。充分发挥制造强省建设领导小组作用，强化部门协作和上下联动，形成工作合力。各地、各有关部门要根据行动计划的部署，明确本地区、本部门目标任务和实施路线图，强化责任落实，做好跟踪服务，推动行动计划顺利实施。

加强规划衔接。将行动计划内容纳入正在编制的“十四五”全省能源发展规划、可再生能源发展规划、能源基础设施规划等，加强规划引领和统一布局，储备落实新能源开发和产业项目。同时做好与“十四五”国民经济与社会发展规划纲要、国土空间规划、林地保护利用规划及其他相关专项规划的衔接，配套落地林海等资源。

强化政策扶持。落实国家有关新能源开发的税收优惠、补贴等扶持政策。对新能源项目审批建立绿色通道，优先安排海上风电、地面光伏发电以及垃圾等固废资源化利用的用地用林用海。统筹好现有财政资金支持省能源实验室等公共创新平台建设、支持首台(套)重大技术装备研制、支持企业对硬核“空白”技术的研发。研究完善绿电交易机制。鼓励金融创新，推广绿色金融，积极发挥省产业发展基金、省创新创业基金的引导作用，加大对新能源产业的支持。通过重大人才工程广纳新能源创新人才，支持省内高校加强新能源关键领域学科建设，支持新能源企业和职业院校共建实训基地。

做好跟踪评估。积极跟踪新能源产业发展情况，定期对行动计划推进情况进行阶段性评估，检查行动计划落实情况，分析行动计划实施效果，及时查找和解决问题。对重点项目、重大工程实施动态管理，及时建立和更新名录清单，完善推进机制，保证重点项目、重大工程顺利实施。

中新经纬 2020-09-29

《四川省氢能产业发展规划》出台

9月21日，省经信厅印发《四川省氢能产业发展规划》，提出将四川打造成为国内国际知名的氢能产业基地、示范应用特色区域和绿氢输出基地。

名的氢能产业基地、示范应用特色区域和绿氢输出基地。

提升技术水平——到 2025 年，燃料电池核心技术、氢气制储运加技术实现阶段性突破。车载电堆寿命、电堆体积功率密度、系统经济性、低温启动等燃料电池各项指标显著提升。氢气制备、储运、加注等多个核心环节实现自主突破。

扩大示范效应——到 2025 年，燃料电池汽车(含重卡、中轻型物流、客车)应用规模达 6000 辆，氢能基础设施配套体系初步建立，建成多种类型加氢站 60 座;氢能示范领域进一步拓展，实现热电联供(含氢能发电和分布式能源)、轨道交通、无人机等领域示范应用，建设氢能分布式能源站和备用电源项目 5 座，氢储能电站 2 座。

培育产业龙头企业——到 2025 年，逐渐健全强化氢能产业链，培育国内领先企业 25 家，覆盖制氢、储运氢、加氢、氢能利用等领域。其中核心原材料企业 2 家，制氢企业 7 家，储运和加氢企业 6 家，燃料电池及整车制造企业 10 家。

形成“一轴、一港、一区、三路”的“1113”发展格局

在空间布局方面，我省将围绕成渝地区双城经济圈建设的战略部署，按照省委“一干多支、五区协同”发展要求，以各地自然资源禀赋及现有氢能相关产业为基础，遵循合理配置、重点突出、有序协同、互联互通的原则，形成“一轴、一港、一区、三路”的“1113”发展格局。

成都—内江—重庆发展轴。发挥成都氢能产业发展核心作用，充分利用成都高端装备制造中心、创新中心、检测中心、应用中心优势，带动内江、资阳、自贡、乐山等沿线城市氢能应用、燃料电池汽车制造及汽车零配件、氢能轨道交通装备产业发展。同时，抢抓成渝地区双城经济圈建设重大机遇，与重庆深化互补合作，共同打造成渝氢走廊。

川南氢港。依托宜宾、泸州沿江港口优势打造氢能港口物流示范，开展氢能港口装备制造。依托内江国际物流港(保 B)、西南(自贡)国际陆港和自贡国家骨干冷链物流基地优势，开展园区氢能物流车示范，推动氢能基础设施装备制造发展。

攀西示范区。充分利用雅安、凉山、阿坝的旅游和矿产资源，开展燃料电池景区车辆、燃料电池房车、燃料电池矿用车等示范应用，探索氢能在备用电源、分布式发电等领域中的应用。

绿色氢路。依托四川富余水电资源开展电解水制氢，打造攀枝花—凉山—雅安—成都、乐山—眉山—成都、阿坝—绵阳—德阳—成都三条绿色氢路，并沿线布局氢能基础设施和电解水制氢设备生产制造，带动全省水电消纳，提供绿色经济氢源，促进经济发展。

张彧希 川观新闻 2020-09-23