

能量转换科技信息

广州能源研究所学术期刊与文献中心 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 23 期 2021 年 12 月

目 录

总论	1
应对气候变化中国是行动派	1
能源数据安全和开发要并重	3
气候治理需要更多中国这样的行动派	4
能源数字经济释放“共同富裕”新动能	5
新基建成园区能源互联网发展新引擎	7
中国能源转型如何做到“先立后破”？	8
武汉：2022 年实现碳达峰，为何能领先全国？	9
越南：能源转型优等生还是“灰色复苏”的典型？	11
应对全球气候变化重在落实	15
各国碳中和时间表出炉！为何多国选择 2050 年？	16
中美应对气候变化合作势头你读懂了吗？	21
多家研究机构发现：发达国家气候治理普遍“拖后腿”	22
《世界能源发展报告 2021》发布	23
热能、动力工程	24
习近平：加快科技体制改革攻坚建设全国统一电力市场体系	24
让企业“软实力”赋能零碳未来	26
“双碳”目标下传统能源企业转型路径探究	27
新建建筑碳排放强度有了“硬杠杠”	31
世界最大规模新能源分布式调相机群落地青海	32
能源传输和转换价值应有所体现	33
电力系统如何逐步零碳化	35
中小城市节能降碳更要把好技术、金融关	36
“高碳”地区急寻降碳出路	38
科学家发展“表面功夫”揭示铝离子电池失效机制	39
高耗能行业加码节能降碳	40
金风科技曹志刚：“源网荷储”一体化是实现零碳愿景的关键	41
发展水风光储一体化、源网荷储一体化项目将成为未来能源发展的主流模式	43
全国首个！工业园区双碳规划出炉	43
电气化成实现“双碳”有效途径	45
电能转换全过程无燃烧、无排放 用废弃盐穴打造绿色“充电宝”	45
以能效约束推动低碳转型——重点工业领域节能“有章可循”	47
准确把握电力保供与降碳减排的关系	49
“双碳”目标下，应确保能源体系安全平稳转型	51



专访中国工程院院士金涌：“双碳”目标下化石能源重新洗牌 氢元素应重新规划利用.....	52
碳排放大户航运巨轮 距离“零碳”还有多远.....	54
全球涉疫塑料垃圾约 800 万吨 “双碳”将再生行业推上新风口	56
不锈钢碳排放是高还是低?	58
日企研发轻型锂硫电池，能量密度为锂电池 2 倍	59
依托新型储能技术 用废弃盐穴打造绿色“充电宝”.....	61
青海省首个电池储能技术实验室成立	62
日本研发出更安全的锂电池.....	63
电热协同、跨网互济，系统统筹不可或缺	63
清华大学付林：有必要尽快启动热电协同试点示范.....	64
“电热协同网”是城市节能降碳的现实必然选择.....	66
生物质能、环保工程	68
海南“十四五”期间将扩建 6 座生活垃圾焚烧发电厂	68
《生活垃圾焚烧电厂规范运行评价》团体标准通过审查.....	68
太阳能	69
格力推出光伏（储）直流空调系统.....	69
天合光能全球首发 210 至尊组件跟踪支架匹配白皮书，一键智配千亿大基地解决方案!	69
珠海首个风光储智慧能源项目开工	72
中空硫化铜纳米笼 将在光热转换领域显身手	73
天合高功率组件投用我国首个光储实证平台，湿冻环境下 210 可靠性再证.....	73
大规模新能源分布式调相机群落地青海	74
国家电投 60 亿元打造光储实验平台 规划布置实证实验方案约 640 种.....	74
全球首个光伏储能实证实验平台建成运行	75
户用光伏如何更“阳光”?	76
南水北调光伏天河工程将创造西北地区清洁能源发展新模式.....	77
海洋能、水能	78
世界装机容量最大抽蓄电站双机并网	78
抽水蓄能未来十年将新增装机 9000 万千瓦 谁在布局?	78
风能	80
首个柔性直流海上风电项目首批机组并网发电	80
海上风电制氢成“新宠”	81
浮式海上风电商用窗口加速开启	82
助力碳达峰碳中和，新一代中速永磁智能风机来了.....	84
浙能嵊泗 2 号海上风电场工程 32 台风机安装完成	85
风电下乡能否“转”出高效益	85
涉及五个千万千瓦级基地，中国深远海风电开发规划已在研究中.....	86
浙能集团海上风电场全容量并网发电 刷新浙江省同类项目装机容量纪录.....	87
国内在运单体容量最大海上风电项目全部机组并网.....	88
中国华电首个海上风电实现全容量并网发电	88
海上风电制氢，何以走向深远海?	89
海上风电的淬炼之路.....	90
氢能、燃料电池	92
固体氧化物燃料 电池技术引关注.....	92
氢能对全球降碳贡献显著	92



“混氢”助推气电清洁化“更上一层楼”	94
亚太引领百万千瓦级绿氢大项目建设	95
专访金晓辉：大湾区应建设具有全球影响力的氢能产业创新高地	96
日本寻求打造全球化氢能源供应链	98
核能	99
法国重启核电解能源之困	99
山东海阳因“核”而暖	100
高温气冷堆示范工程双堆临界	102
全球首座高温气冷堆核电站示范工程	102
人民日报：积极安全有序发展核电	103
“黑科技”温暖一座座城	103
供暖需求快速增长 核能供暖小试“牛刀”	105
世界首座高温气冷堆核电站示范工程实现双堆临界	106
能源政策	107
“十四五”全国清洁生产推行方案发布	107
专项规划发布 上海加码建筑节能降碳	107
南网“十四五”电网发展规划出炉	109
国家发展改革委等部门关于发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）》的通知	110
工信部就锂电池行业规范征求意见：鼓励企业在产品前端设计增加资源回收和综合利用	111
力争率先碳达峰 产融合作推动工业绿色低碳转型	112

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

应对气候变化中国是行动派

集结全球 15 所高校、跨越 18 个时区、一周内近 30 场活动、吸引百万人次参与……在《联合国气候变化框架公约》第 26 次缔约方大会（COP26）召开期间，全球青年零碳未来峰会同步上线。峰会由清华大学发起成立的世界大学气候变化联盟主办，以 COP26 举办地英国格拉斯哥为主会场，代表们从六大洲九个国家接入云端，共同为解决气候问题献计献策。

从推动《巴黎协定》签署生效到托举青年一代登上零碳舞台，从扭转自身二氧化碳排放快速增长到以大国担当为全球应对气候变化贡献关键力量，背后是中国言出必行、行胜于言的战略定力。

“光有目标，没有行动，没有政策，那算什么力度？”中国气候变化事务特使解振华指出，在应对气候变化行动上，“我们是认认真真在落实”。

“制造行动假象的

文本比达不成协议更糟糕”

为期两周的 COP26，是《巴黎协定》进入实施阶段以来的首次气候大会，被视为拯救人类免于气候灾难的“最后一次机会”。据联合国气候变化框架公约(UNFCCC)介绍，谈判有 4 个主要目标：到本世纪中叶确保全球实现净零目标，并保持升温控制在 1.5 摄氏度内；保护社区和自然栖息地；调动资金，发达国家须兑现每年筹集至少 1000 亿美元气候融资的承诺；敲定《巴黎规则手册》，推动《巴黎协定》全面运作。

尽管部分讨论可能延期，但截至 11 月 12 日既定的闭幕时间，诸多结果并未达到预期。英国广播公司新闻网指出，气候融资是 COP26 的重要议题。发达国家承诺在 2020 年前，每年从各种渠道联合调动 1000 亿美元，用于解决欠发达国家减缓和适应气候变化的迫切需求，这个承诺没有完全兑现且面临延迟，引起欠发达国家的强烈不满。

11 月 10 日发布的 COP26 决议草案，敦促各国在 2022 年底前加强碳减排目标，比原定时间提前 3 年，并提出明年底前制定长期战略、加快淘汰煤炭和化石燃料补贴等诉求。在多位气候观察人士看来，这些内容更多停留在空洞的言辞。“草案对遭受致命洪水、热带气旋等打击的人们来说起不到任何帮助，制造行动假象的文本比达不成协议更糟糕。”国际行动援助组织气候政策协调员 Teresa Anderson 称。法国国际广播电台指出，草案仅仅呼吁发达国家“紧急升级”援助，却回避提供更多经费、减少碳排放等富国许下的承诺。

“我们并没有在发达国家的承诺和进展中看到诚意，听到的口号远多于实干。”参与谈判的国家应对气候变化战略研究和国际合作中心研究员高翔举例说，加拿大 2020 年 1 月提交的履约报告预测，2020 年减排 6%、2030 年减排 10%，距离其此前承诺的 2020 年减排 17%、2030 年减排 40%—45%存在明显差距。“更糟糕的是，该国 2018 年、2019 年实际排放量逐年上涨，这些都让人无法对其实现承诺建立信心。此外，欧盟、美国、日本甚至排放还在增长的加拿大都提出 2050 年前实现碳中和的目标，但都没有提出实现目标的清晰路径。”

“说了我们就得做到，

这才能真正体现行动力度”

相比之下，中国始终通过有力行动和实际成果，成为应对气候变化的引领者。

COP26 召开首日，在解振华及中国代表团团长、生态环境部副部长赵英民与联合国秘书长古特雷斯的会谈中，古特雷斯希望中国代表团在 COP26 期间一如既往积极发挥影响力，加强与各方沟通协调，为推动 COP26 取得成功贡献力量。

“中国不光是说，而且在实实在在地做。不仅确定目标，还确定了相配套的政策措施、行动、投

资，有时间表、路线图，说了我们就得做到，这才能真正体现行动力度。”针对近期部分西方国家质疑中国在气候问题上的诚意和可信度，解振华直言不讳——“这是无稽之谈”。

数字最有说服力。最新发布的《中国应对气候变化的政策与行动》白皮书显示：2020年中国碳排放强度比2015年下降18.8%，超额完成“十三五”约束性目标，比2005年下降48.4%，超额完成了中国向国际社会承诺的到2020年下降40%-45%的目标，累计少排放二氧化碳约58亿吨，基本扭转了二氧化碳排放快速增长的局面。

“中国不仅是全球能耗强度降低最快的国家之一，还有新能源汽车生产和销售规模连续6年位居全球第一，新型储能装机规模位居全球第一等扎实成绩。截至2020年底，中国连续8年成为全球最大新增光伏市场，光伏产品出口到200多个国家及地区，降低了全球清洁能源使用成本。”参与白皮书编制的生态环境部环境与经济政策研究中心能源环境政策研究部副主任冯相昭强调，中国确定的国家自主贡献新目标不是轻而易举就能实现，现有成果也非一蹴而就，但中国言行一致并为之付出了艰苦卓绝的努力。

COP26召开前夕，中国《联合国气候变化框架公约》国家联络人向《公约》秘书处正式提交《中国落实国家自主贡献成效和新目标新举措》和《中国本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略》，这是中国履行《巴黎协定》的具体举措。高翔坦言，与其他发展中国家一样，中国未来的经济社会发展还需要排放空间，

“但我们积极承担符合自身发展阶段和国情的国际责任，连续滚动提出雄心与务实兼备的行动目标，并以实际行动兑现国际承诺，为全球应对气候变化作出了示范。”

“我们在同一个大船上，
都得尽自己最大的能力”

应对气候变化离不开全球同舟共济。“我们主张，在应对气候变化这个问题上，所有的国家都要尽自己最大努力。因为我们在同一个大船上，都得尽自己最大的能力。要展现建设性，能够充分发挥市场机制，用最低的成本实现最大的减排效益。”解振华表示。

发起建立“基础四国”部长级会议和气候行动部长级会议等多边磋商机制、积极协调“立场相近发展中国家”应对气候变化谈判立场、尽己所能帮助发展中国家提高应对气候变化能力、参加二十国集团等框架下气候议题磋商谈判……作为负责任的大国，中国始终在积极推动共建公平合理、合作共赢的全球气候治理体系。

COP26期间，中国的努力又一次结出果实。11月10日，中国和美国发布《中美关于在21世纪20年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》，引发全球关注。双方赞赏迄今为止开展的工作，承诺继续共同努力，并与各方一道，加强《巴黎协定》的实施。在共同但有区别的责任和各自能力原则、考虑各国国情的基础上，采取强化的气候行动，有效应对气候危机。双方同意建立“21世纪20年代强化气候行动工作组”，推动两国气候变化合作和多边进程。

解振华在随后召开的新闻发布会上表示，为达成联合宣言，双方举行了近30场视频会谈，还在上海、天津、伦敦、格拉斯哥进行4次面对面会谈。中美在《巴黎协定》温控目标、自主贡献、全球适应目标、资金等问题上形成了一些共识，在减缓、适应、支持方面，达到平衡、有力度、包容性的成果。“此外，希望《巴黎协定》第六条，关于全球市场机制及透明度等问题可达成共识。中国已经建立起了碳市场，目前稳中有升，希望全球都可以建立起碳市场，避免碳泄漏、促进贸易公平。”

“中美达成声明的结果非常令人鼓舞”“这是朝着正确方向迈出的重要一步”……多国媒体予以高度关注。英国广播公司新闻网指出，中美达成协议是对气候行动紧迫性的认可，双方商定的联合步骤，即关于甲烷、森林和技术转让具有重要象征意义。西班牙《先锋报》撰文称，COP26能否取得成功，关键在于中美两个大国的态度，而中国早已表达了保护环境的意愿。

本报记者 朱妍 王林 中国能源报 2021-11-15

能源数据安全和开发要并重

为落实碳达峰、碳中和国家战略目标，能源行业正加快构建以新能源为主体的新型电力系统，数字化成为电力系统转型升级的必然方向。随着各类数字化技术大量应用，在增强电力系统灵活性、开放性、交互性、经济性和共享性的同时，也不可避免地带来数据安全问题。数据在收集、存储、使用、加工、传输、提供、公开等环节均可能存在安全隐患，数据安全成为新型电力系统建设过程中不可忽视的重要安全风险之一。

今年以来，数据要素市场建设明显提速，能源企业开发利用能源数据的步伐不断加快。在这种情况下，如何妥善处理数据开发和数据安全这两个看似矛盾的问题就成为摆在能源企业面前的一道考题。9月1日起正式施行的《中华人民共和国数据安全法》（下称《数据安全法》）明确了数据开发和数据安全的内在关系，有助于能源企业树立正确的数据安全观，妥善处理数据安全与数据开发的问题。

推动能源数据开发利用

目前，社会各界普遍对数据安全存在一定认知误区，主要体现在三个方面：数据安全保护理念落后，认为传统的信息安全保障思路仍能解决目前数据安全遇到的问题，忽视了数据作为一种新型的生产要素具有的增值性、流动性、权属性等特征，缺乏以数据为中心的安全保护理念；窄化了数据安全保护目标，认为数据安全保护就是保障数据的机密性、完整性和可用性，忽视了数据的权属性，保护数据相关角色的权益也是数据安全保护的目标之一；简化了数据安全保护手段，认为数据安全保护就是区域边界防护，只需在区域边界采取身份鉴别、访问控制等技术手段就可以确保数据安全，忽视了数据的流动性，在流动过程中更需通过数据脱敏、数据溯源、风险监测等技术措施确保数据安全。

《数据安全法》坚持数据开发与数据安全并重的基本原则，提出全生命周期管理的数据安全理念，将指引能源企业更好地推进能源电力数据资源开发利用。

树立动态的数据安全观。《数据安全法》明确提出坚持以数据开发利用和产业发展促进数据安全，以数据安全保障数据开发利用和产业发展，力求在动态数据开发利用过程中促进数据安全，在确保数据安全的前提下开展数据的开发利用，实现数据开发利用和数据安全相互促进、共同发展。

提出全生命周期的数据安全理念。《数据安全法》认为，数据安全并不局限于以数据存储安全为代表的静态数据安全，数据处理的所有环节（包括数据的收集、存储、使用、加工、传输、提供、公开等）都应当确保安全。能源企业必须构建以数据为中心，由理念、制度、机制、技术等多个要素共同组成的数据安全综合防护体系。

鼓励各行业对数据进行开发利用和数据安全技术研究、技术推广和商业创新。能源企业培育和开发数据产品、开展数据增值服务符合国家的政策导向，要以《数据安全法》实施为契机，进一步加快数据资源开发利用的步伐，释放能源数据的巨大价值。

支撑能源企业可持续发展

《数据安全法》确立了数据安全相关的基本制度、规范，建立、健全数据安全合规制度，履行法律义务将成为能源企业发展的应有之义。

一方面，能源企业需以《数据安全法》相关规定为指引，加快建立、健全包括数据分类分级保护、数据安全风险评估、信息共享、监测预警、应急处置等在内的数据安全管理制度、机制；另一方面，需积极承担组织开展数据安全教育培训及加强风险监测、定期开展风险评估、配合调查、发生数据安全事件时立即处置并告知用户和向主管部门报告等方面的法律义务。

《数据安全法》要求加快推进数据交易市场建设，有助于督促能源企业加快突破数据资产定价的理论、方法，持续扩大能源数据交易规模，充分释放能源数据的潜在价值。

近年来，数据资产化问题一直是学术研究和产业发展的热点和难点，数据资源的潜在价值虽大但始终未能充分释放，数据从资源到资产、再从资产到资本尚有漫长路程，需要各相关方继续努力。

制约数据价值释放的原因很多，主要包括：数据在交易过程中缺乏相关的法律法规、数据交易机制不完善；数据资产定价问题始终未能取得突破等。这导致数据市场化交易的规模偏小、频次偏低，全社会的数据价值始终未能充分释放。

《数据安全法》对数据交易行为进行了全面规范，有助于激励相关主体参与数据交易活动。同时，《数据安全法》将督促能源企业加快突破数据资产定价理论、方法，选择部分产权清晰的能源数据作为定价试点并尽快参与数据交易，充分释放能源数据的价值。

需开展风险评估、理论攻关等工作

能源企业推动数据安全、利用等工作需从以下方面发力：

构建以数据为中心、由多维要素共同组成的数据安全综合防护体系。能源企业可从全生命周期的角度掌握能源数据在收集、存储、使用、加工、传输、提供、公开等环节的使用和流转情况。同时，重视通过数据治理、风险识别等措施实现数据脱敏、数据溯源、风险监测，加快试点安全多方计算、联邦学习等先进技术，确保数据在动态流动中实现安全。

加强数据安全风险评估、应急处置等机制建设。在数据安全风险评估方面，建议由业务主管部门牵头建立数据安全风险评估机制，定期发布《能源数据安全风险评估报告》，及时向主管部门报告并选择部分不敏感和非涉密的内容向社会公布。在数据应急处置方面，建议由业务主管部门和安全主管部门共同编制《能源数据应急处置方案》，明确企业在发生数据安全重大风险时及时启动的工作流程和资源配置，并不定期开展数据安全综合演练。

加大能源数据资产基础理论攻关。能源企业可加大数据资产基础理论攻关，在成本法、市场法、价值法等基础定价方法的基础上，结合具体的交易场景形成操作性强的数据资产组合定价方法，满足企业开展数据交易的需要。

组织开展相关法律、法规宣贯和对比分析，开展数据安全相关教育、培训。从理论、政策、技术、解决方案等不同角度对《数据安全法》及相关的《国家安全法》《网络安全法》《个人信息保护法》《关键信息基础设施安全保护条例》等法律法规进行集中宣贯和对比分析。同时，开展不同形式的数据安全教育、培训。（作者供职于国网能源研究院有限公司）

陈光 中国能源报 2021-11-22

气候治理需要更多中国这样的行动派

二战以来最复杂的多边谈判之一又迎来了胶着时刻。

从第一份具有法律约束力的全球性气候条约——《联合国气候变化框架公约》生效的1994年算起，全球参与的气候谈判已经走过27年。其间，除了艰难达成两份虽具有约束力，但却远未得到彻底执行的全球化协议——《京都议定书》和《巴黎协定》之外，拿得出手的成果寥寥。谈来谈去，各说各话，分歧远多于共识，人类面临的气候威胁不降反增。

全球的顶尖科学家们已经证实，气温升高与气候风险是非线性的伴生关系，每1摄氏度的温升，都会导致气候风险的几何级数增加。而联合国气象组织公布的数据显示，过去的10年是人类有气象记录以来最热的10年。格拉斯哥气候大会召开前一周，联合国气候变化框架公约更是抛出了一份令人感到绝望的分析报告：基于最新提交的160多份国家自主贡献减排目标测算，到本世纪末全球气温将升高约2.7摄氏度，而《巴黎协定》划定的温升红线是2摄氏度。更高的温升幅度意味着极端气候灾难的大范围降临。而要避免这样的毁灭性结局，全球化的强力气候行动是唯一出路。

道阻且长，行则将至。当美国炮制20年前拒绝批准《京都议定书》的荒唐一幕，于2017年悍然退出《巴黎协定》，导致全球气候谈判进程大步倒退时，如果当今世界最大的发展中国家中国，像美国一样任性无为，决定人类未来命运的气候谈判必将陷入死局。

但是，中国坚定选择做气候治理的行动派。数字为证：2020年，中国的碳排放强度较2005年大幅下降48.4%，超额完成了中国向国际社会承诺的到2020年下降40%-45%的目标；累计减排二氧化碳约

58 亿吨，基本扭转了二氧化碳排放快速增长的局面；2010 年至 2020 年退耕还林还草约 1.08 亿亩；风电、光伏发电等绿色可再生电源装机及投资总额连年稳居世界第一……应对气候变化，中国贡献了扎扎实实的中国力量、中国方案。

就在格拉斯哥气候大会召开前夕，中国陆续出台了《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030 年前碳达峰行动方案》《关于推动城乡建设绿色发展的意见》等一系列政策文件，全面部署碳达峰、碳中和工作，并发表了《中国应对气候变化的政策与行动》白皮书，向世界深入阐释了新时代中国应对气候变化的新理念、新战略，用一系列实际行动为格拉斯哥气候大会的顺利召开营造了积极氛围。在气候行动力严重不足的当下，中国的自我加压、率先垂范显得弥足珍贵，主动构建人类命运共同体的大国担当尽显无遗。

只有行动，愿景才能变为现实。气候变化有明显的滞后效应，今天的气候异象，根源出在率先完成工业化的国家一两百年来的肆意排放，他们对全球气候变暖负有不可推卸的历史责任。有统计数据显示，美国人均历史累计排放量是中国的 8 倍之多。因此发达国家在加大当前及未来减排力度的同时，有义务帮助欠发达国家更好地适应和应对气候变化。在此背景下，发达国家能否兑现 12 年前在哥本哈根许下的承诺，每年为发展中国家提供 1000 亿美元的资金援助，将成为决定气候行动成败的关键一环。

天下事，以实则治。面对海量争议和分歧，寄望于通过两周唇枪舌剑式的谈判毕其功于一役是不现实的，但只要所有国家都能行动起来，将温升控制在 2 摄氏度以内的目标保持下去，气候大会就是成功的。要实现这样的目标，需要更多像中国这样的行动派。

本报评论员 中国能源报 2021-11-15

能源数字经济释放“共同富裕”新动能

当下，数字经济发展速度之快、辐射范围之广、影响程度之深前所未有，正在成为重组全球要素资源、重塑全球经济结构、改变全球竞争格局的关键力量。能源数字经济基于数字技术与能源经济、数字经济的深度融合，将有力推动传统能源产业转型升级，催生新业态、新模式，不断做强、做优、做大我国数字经济，赋能实体经济高质量、可持续发展，并在高质量发展中促进“共同富裕”、助建美丽中国。

能源数字经济是以能源电力数据为核心生产要素，依托数字技术的创新和应用，以能源数字化平台为主要业务载体，以数据中心等能源“数字新基建”和能源数字产品为关键抓手，致力于实现价值创造最大化的一种新型经济形态。能源数字经济能够对能源系统进行全面重塑，促使能源系统更加贴近民生、能源企业更加迅速地转向“服务型”企业，让现代能源体系的建设成效惠及社会，助力“共同富裕”目标的实现。

在全国各行各业都在为实现“共同富裕”目标出谋划策的时候，笔者认为，“能源数字经济”可从以下五个方面服务于这一目标：

一是作为新型生产要素，连续、客观的能源电力数据能够支撑评估“共同富裕”的建设成效并成为决定收入分配格局的重要因素

能源电力数据能够客观反映和评价“共同富裕”的建设水平和成效。以行业用电量为基础，融合人均居民生活用电量、电动汽车充电

量、清洁能源发电量、全社会用电量增速、供电服务水平等指标，能够拟合形成“共同富裕电力指数”，为政府部门科学评价“共同富裕”的建设成效提供决策参考。

能源电力数据将为相关市场主体提供重要的收入来源，从而深刻影响收入分配格局。能源电力数据具有真实性、及时性、高价值、广连接等特性，一旦条件具备，将在短时间内完成从能源数据资源到能源数据资产、再从能源数据资产到能源数据资本的跨越，释放出巨大的潜在价值，成为决定收入分配格局的重要因素。

二是能源数字技术将推动能源消费者向“产消者”转变，并提升能源服务的质量和水平，改善用户的用能体验

能源数字技术能够重塑用能用户的身份和地位，推动能源“产消者”大量出现，为用户提供额外收入。在能源数字技术的赋能下，传统能源系统的能源“生产者”（或“消费者”）正逐渐向“产消者”转型，能够根据系统中的能源价格和自身用能需求，在能源生产者和消费者之间快速切换“身份”。用户可以通过分布式可再生能源发电，再利用电动汽车、储能等方式对能源进行转换和存储，最后返回销售电量给电网获利。

大数据、人工智能等能源数字技术能够全面洞察并分析用户的用能需求，有助于能源企业和能源数字化平台提升能源服务的质量和水平，改善用户的用能体验。借助于能源数字技术，能源企业和能源数字化平台能够全面了解用户的用能行为和偏好，以主动式服务模式将用能消费的控制权“交还”用户，为用户提供更舒适、更智能、更安全的用能体验。

三是能源数字化平台能够增强用户在用能过程中的选择权、主动权，扩大能源服务用户群体，构建平等协作、互利共赢的能源生态圈

能源数字化平台能够增强用户在用能过程中的选择权、主动权，推动能源企业由“平面化”的单一能源供给向“立体式”的综合能源供给转变，显著提升用户的用能体验。借助于人工智能、深度学习等智能算法，能源数字化平台能够为交易双方提供个性化、多样化的交易策略选择，极大增强用户在用能过程中的选择权、主动权。

例如：能源数字化平台能够支持大用户与电厂直接进行 B2B 模式的电力交易，支持售电商在平台上以 B2C 模式向用户兜售不同售电套餐，支持小用户之间开展电能 C2C 业务交易，支持用户自行发布个性化用能需求并由售电商“摘牌”提供定制化套餐，实现 C2B 模式的用电服务等。

能源数字化平台能够推动能源企业从提供单一品类能源产品向提供煤、电、油、气等多品类能源产品以及用能交易、结算、运维、能效管理、融资等能源增值服务转变，为用户提供“一揽子”产品和服务。

能源数字化平台的服务范围能够覆盖非传统用户群体，最大程度地实现能源数字经济的普惠性。借助于数据分析、数据挖掘，国网线上产业链金融平台“电 e 金服”平台能够基于用电数据客观评估中小微企业的用电信用和其他信用，在无需抵押或担保的前提下实现对中小微企业授信额度的精准核定，扩大了能源数字化平台的用户基础。

能源数字化平台能够打通能源生产与消费，能源与金融、制造等相关行业之间的产业链条，以数字化的方式重构能源的产业链、创新链、价值链，构建平等协作、互利共赢的能源生态。能源数字化平台通过整合大数据、区块链等能源数字技术，将能够实现整个组织内外跨界、开放融合，有利于构建以电为中心、电力系统为平台的能源生态圈，为电力用户和产业链上下游企业提供各类用能服务，在平等协作的基础上实现互利共赢。

四是能源“数字新基建”有助于缩小区域差距和城乡差距

能源“数字新基建”将成为协调不同区域经济发展的“载体”和“桥梁”，有助于缓解地区差距，促进东中西部一体化发展。以数据中心为例。从区位分布看，我国 31 个省（区、市）均有各类数据中心部署，但主要集中在北上广等东部一线城市及其周边地区，中、西部地区分布较少。从利用程度看，我国东部各省数据中心的整体上架率在 70% 以上，而中、西部地区上架率较低，部分西部省份甚至低于 30%。未来，随着“东数西算”国家战略的推进，我国新建的大型和超大型数据中心将逐渐向贵州、内蒙古、甘肃、宁夏等中西部地区和东部一线城市周边转移。同时，借助于一一体化的算力调度，需后台加工、离线分析、存储备份等对网络时延要求不高的“算力”业务将逐步分配给中西部的数据中心。

能源“数字新基建”能够弥合城乡之间的“数字鸿沟”，打通能源民生服务的“最后一公里”，助力国家“乡村振兴”战略实施。在经济条件较为落后的农村地区，能源“数字新基建”将为农村居民提供均等化的用能服务，助推农村能源产业化、普惠化发展，在提升农村居民生活水平的同时为农村产业结

构升级和推进乡村治理提供重要保障，助力国家“乡村振兴”战略实施。

五是能源数字产品能够提升用户的参与感、获得感、幸福感，使其获得精神层面的极大满足，并为特定用户提供一定的经济激励

能源数字产品设计过程广泛吸收各类用户参与，不仅使产品更加符合用户的用能需求，也让用户在精神层面获得极大满足。能源数字产品设计过程遵循“以人为本”理念，通过量身定制等柔性生产方式，给用户带来个性化、定制化的能源产品和服务，提升用户服务满意度，让用户更有参与感、获得感、幸福感。

借助于商业模式的创新，能源数字产品能够为参与需求侧响应的各类用户提供一定的经济激励，有助于降低用户的用能成本，增加额外收益。“尖峰用能权产品”是针对尖峰时刻的电力供需紧平衡态势推出的一款能源数字产品，能够为用电高峰时期主动参与需求侧响应的交互式、移动式设施提供一定的经济激励，从而调动它们参与调峰的积极性，在避免无效电网投资的同时实现缓解尖峰时期保电保供压力的目的。在这一过程中，参与需求侧响应的各类用户将根据响应时长、容量等获得数额不等的补贴，从而降低用能成本、增加经济收益。（作者供职于国网能源研究院有限公司）

陈光 刘键焯 陈睿欣 中国能源报 2021-11-22

新基建成园区能源互联网发展新引擎

新型基础设施建设为城市能源转型，进而实现碳达峰碳中和目标提供了新机遇，同时也提出了新要求。作为能源互联网的基础单元和形态，园区能源互联网所受影响尤为突出。一方面，以数据中心、5G 基站、新能源汽车充电桩和换能站等为代表的新型基础设施的出现极大丰富了园区能源互联网用能多样性，提高了对园区能源互联网能源供应总量、结构和质量的要求；另一方面，能源大数据分析、能源物联网技术、储能、氢能等新型能源技术的应用，也为园区能源互联网的发展提供了强劲动力，推动园区能源互联网发展建设进入新阶段。

新基建视角下园区能源

互联网发展面临三大关键问题

一是如何借助新一代智能化信息基础设施加快园区能源互联网信息支撑体系的发展。园区能源互联网的物理、信息和应用架构中，信息支撑系统是承上启下，实现能源互联网作用的关键，是促进能源与数据实现融合，推动能源资源配置效率优化，实现价值创造的基础。5G 基站等新一代信息基础设施为能源数据的传输、存储、计算提供了更强的技术支撑，在能源数字化转型中发挥着“更强神经”和“更强大脑”的作用。数据成为能源发展的新型生产要素，能源和数据的交融发展带来能源生产力和生产关系的重塑。在此愿景下，如何以经济、灵活的模式和方案利用新的信息基础设施，提升信息支撑体系支撑园区能源互联网多类应用的能力，是实现园区能源互联网功能、推动园区数字经济快速发展的关键问题。

二是如何加快园区能源互联网中传统能源基础设施的智能融合、转型升级。传统能源基础设施通过提供可靠能源供给支撑园区发展，不同能源信息化水平不一，不同能源网络之间存在难以打破的行业和数据壁垒，传统能源基础设施之间的天然壁垒阻碍了园区能源互联网多种能源间的融合管理。以新型基础设施建设和应用为标志的能源数字化转型全面推动传统能源基础设施向数字化、智能化、智慧化、绿色化发展，为传统能源基础设施的智能融合和转型升级提供了契机。作为新基建的重要组成部分，如何将 5G、数据中心、综合能源站等信息基础设施与能源基础设施在规划、设计和运行阶段深度融合，支撑传统能源基础设施转型升级，进而促进能源生产、传输、消费全环节更加集约化、智能化是园区能源互联网快速发展的关键问题。

三是如何依托具有“乘数效应”的创新基础设施实现园区能源互联网的价值创造。创新基础设施的特点是其公益属性，包括了各类支撑科学研究、技术开发、产品研制、产业发展的基础设施。能

源行业作为保障经济社会发展，具有公共服务属性的行业，在引领科技创新、产业转型升级方面承担着领头羊的地位。园区能源互联网发展应坚持引育并举，推进创新孵化，助力共建产业生态。依托孵化器、产学研中心等创新基础设施，构建上下游产业高质量发展的能源产业创新体系。吸引聚集并培育本地创新型人才、创新型企业、科研机构，汇聚更多市场主体，共同构建园区能源互联网生态圈，为园区经济发展持续带来新动能。

新基建视角下园区能源互联网发展思路

园区能源互联网发展遵循“双融合、双升级”的思路。以物理与信息、产业发展与园区建设“双融合”为抓手，推动能源基础设施、能源互联网产业“双升级”。能源物理基础设施和能源信息基础设施的融合发展是能源基础设施升级的基础，产城融合发展是能源互联网产业升级的关键。

一要以物理信息融合发展驱动能源基础设施升级。广泛应用新一代数字信息技术，建设具有数字化、智慧化、平台化特征，具有状态全面感知、信息高效处理、应用便捷灵活等特点的园区能源互联网，通过推动能源技术的创新应用，塑造新型用能形态。通过能源基础设施升级，推动传统能源系统朝能源互联网跃迁升级，通过能源信息基础设施升级赋能能源互联网创新发展，推动能源互联网与工业互联网融合发展。

以扬州供电公司正在建设的沙湾变物联网和区域综合能源协调控制系统为例，扬州供电公司采用三维全景数据采集、智慧管控、人工智能服务等技术对现有信息基础设施进行优化，并建立相应的接口规范、尽可能地开放数据与平台、避免重复建设、实现共享共治，积极拓展完善扬州广陵区能源互联网的信息支撑体系。同时，基于传统配电网，通过电缆 RFID、变压器中 BIM、智能噪音识别、全景感知和智能评估等技术的积累突破，实现了配电网运检、评估和故障定位的数字化、智能化升级。

二要以产城融合发展驱动能源互联网产业升级。通过推进能源互联网示范区建设，带动能源生产制造业升级、发展生产性服务业以及创新孵化能源产业。通过产业的转型升级为园区能源互联网发展持续注入新动能。在能源生产制造业的升级方面，推动供电、供热、供冷等各能源系统的绿色智慧升级，推动智能电网、光伏、风电、新能源汽车等系列装备制造业的升级，促进高端装备的研发示范，继续巩固和提升优势产业竞争力；在发展生产性服务业方面，推动发展能源生产、能源装备制造、能源消费各环节服务新业态；在创新孵化能源产业方面，开展能源领域新技术、新模式和新业态的落地示范，通过建设能源创新中心、培育能源大数据产业等。

以扬州供电公司正在建设的环球金融城高可靠性示范区为例，扬州供电公司以新一代配电系统关键技术和谐波溯源技术研究为抓手，围绕数据服务、芯片、传感器、区块链等关键领域，协助政府推动产学研创新基础设施的建设，聚集设备制造业、能源服务业、金融服务业和科研单位等行业各方，构建多方参与、共商共建共赢的多元产业生态，推动形成产业集群。

（作者供职于国网（苏州）城市能源研究院）

陈爱康 王林钰 陈浩 中国能源报 2021-11-22

中国能源转型如何做到“先立后破”？

11月18日，联合国气候变化大会(COP26)日前闭幕，但各界对于气候话题的关注仍然热切。近年来，气候变化给世界经济和人类生存带来了严峻挑战，在此背景下，推进能源革命和消费革命已成为一场不可阻挡的大势。对中国来说，能源转型之路该怎么走？

由中国环境科学学会和自然资源保护协会(NRDC)共同主办的“2021 绿色能源转型国际研讨会”近日举行，30多位中外专家共同探讨能源转型的新思路。

近年来，中国应对气候变化取得了积极成效，碳强度持续大幅度下降，能源结构持续优化。数据显示，截至2020年底，中国碳强度较2005年降低约48.4%，超额完成2020年控制温室气体排放行动的目标，非化石能源占比达15.9%，煤炭占比由2005年的72.4%下降至56.8%，对煤炭消费的

依赖持续下降。

中国工程院院士、生态环境部环境规划院院长王金南表示，因为煤炭消费总量下降，从2013年开始到现在，城市PM2.5的浓度下降50%左右，二氧化硫浓度下降更为明显，重污染天数显著下降，中国城市空气质量明显改善。此外，单位GDP二氧化碳排放强度也大幅下降，中国超额完成2020年控制温室气体排放行动的目标。

当前，应如何把握控煤减污降碳的方式和节奏？

“尽管退煤有共识，但不能一刀切，需考虑具体情况。”中科院科技战略咨询研究院副院长、全国人大常委会委员王毅称。

王金南也强调，要通过空间统筹的方式来控煤减污降碳，重点关注排放“双高”（高污染、高耗能）区域。大气污染物排放与二氧化碳排在空间上均表现出集聚效应，主要分布在省会等大中城市以及重点城市群。此外，当务之急是研究制定二氧化碳乃至温室气体排放总量控制方案，并在重点地区和行业做研究试点。

中国工程院原副院长、院士杜祥琬认为，减污降碳的根本之道在于源头治理，必须节能提效。节能最大的潜力在于产业结构调整，要遏制“双高”项目，改变产业偏重，可显著减少工业用煤；同时技术进步也会带来显著的节能效果。

能源转型是一项长期工程，从化石能源到可再生能源的过渡和更替需要漫长时间。在此期间，中国应如何保障能源系统稳定运行的同时，顺利完成转型？

“在能源转型过程中，要坚持系统观念，先立后破、立稳脚跟、破其糟粕。”中国国家能源局原副局长吴吟说。

何谓“先立后破”？吴吟表示，能否减煤，取决于非化石能源能否替代煤、能替代多少煤、能有多快速度替代煤。当前，中国非化石能源特别是可再生能源发展得还不够快、不够充分，还不能满足能源消费增量的需求。因此，在能源转型初期，需要加大科技创新力度，一方面要研发煤炭减碳利用，另一方面要又好又快的发展可再生能源特别是生物质能源。

在杜祥琬看来，要大力推进能源的清洁化、低碳化，优化能源结构。具体来说，在终端能源中，提高电力消费的比例；积极发展非化石能源和天然气，同时发展储能技术和灵活性资源，构建新能源为主体的新型电力系统、清洁电力为主的能源互联网。

刘文武 中国新闻网 2021-11-19

武汉：2022年实现碳达峰，为何能领先全国？

在中国的低碳城市版图中，武汉的特殊性日益凸显。

截至去年12月31日，湖北碳市场配额共成交3.56亿吨，成交额83.51亿元，占比均超过全国的50%。今年7月，全国碳市场启动，其“大数据中枢”就位于湖北武汉，承担碳排放权的确权登记、交易结算、分配履约等业务。

前不久，武汉市人民政府办公厅印发《二氧化碳排放达峰评估工作方案的通知》，其中提出，按照《武汉市碳排放达峰行动计划（2017—2022年）》提出的到2022年全市碳排放量达到峰值的目标要求，进一步明确碳达峰路线图，研究提出重点行业、重点领域、重点地区碳减排行动目标、政策举措和实施路径。

截至当前，全国已经开展了三批共计87个低碳省市试点，大部分都曾提出碳达峰时间表，但由于缺乏严格的考核和评价，整体落实情况不及预期。2020年中国向世界作出碳达峰、碳中和的承诺后，城市在重新确定碳达峰时间表时，普遍更加审慎。以2020年9月作为分界点，在此之后提出碳达峰时间表的的城市里，武汉仍然坚持了2022年这个年份，在所有明确提出目标的城市里最为“领先”。

从过去几年节能降耗、降碳等方面的表现来看，武汉要实现碳达峰目标或许并不困难，但在迈向“净零碳城市”这个更高目标的过程中，武汉还将面临着巨大的挑战。

煤炭消费量的变化，可以作为城市减碳工作的一个重要观察切口。视觉中国
减煤有成效，但煤炭消费占比仍超 30%

近日，在第二十六届联合国气候变化大会达成的《格拉斯哥气候协议》，是首个明确计划减少煤炭用量的气候协议。

如何压减煤炭消费，成为全球应对气候变化最重要的议题之一。而煤炭消费量的变化，同样可以作为城市减碳工作的一个重要观察切口。

从“十三五”期间的表现来看，武汉在 2015 年的煤炭消费总量为 3388 万吨，占能源消费比重为 49.8%。2018 年，武汉印发《煤炭消费总量控制 3 年行动计划（2018-2020 年）》，提出了逐年压减煤炭消费的具体目标，到 2020 年，确保煤炭消费总量占全市能源消费总量的比重控制在 37% 以内。今年，武汉在一场新闻发布会上披露，2020 年煤炭消费总量占能源消费总量的比重下降至 35% 左右。

总体而言，过去几年武汉的减煤、降耗工作整体称得上卓有成效。

“十三五”期间，武汉单位 GDP 能耗累计下降 20.93%，比“十二五”期间多降 1.53 个百分点，超额完成湖北省下达的武汉市 17.0% 的“十三五”下降率目标；能耗累计增量 89.43 万吨标准煤，仅占控制目标的 12.5%；单位 GDP 二氧化碳排放累计下降接近 40%。

但需要指出的是，武汉在 2020 年遭遇了较为严重的疫情冲击，GDP 和能源消费总量均出现了负增长。随着经济的恢复，2021 年，能源消费总量乃至强度指标对比上一年有可能出现“反弹”。

尽管短短 5 年间，武汉的煤炭消费占比下降了约 15 个百分点，但与一些低碳城市相比，35% 的煤炭消费占比并不算低。公开信息显示，2019 年，广州煤炭消费在能源消费总量中的占比为 14%；北京的煤炭在能源消费总量中的占比，更是由 2010 年的 29.59% 下降至 2019 年的 1.81%。

再以新能源公交车的比例作为一个考察对象，截至今年 7 月底，武汉的新能源公交车为 4985 台，占比 48.73%，预计今年年底将占总数的 50% 以上。相比之下，深圳在 2017 年底就已经实现公交全面纯电动化。

21 世纪经济研究院认为，纵向比较，从过去几年能耗强度、碳强度迅速下降的趋势来看，武汉足以有底气继续坚持 2022 年碳排放量达到峰值的时间表。但另一方面，武汉在疫后恢复和发展经济的需求尤为强烈，这很可能带来能耗、碳排放强度数据的反弹，并且在低碳城市间横向比较来看，以当前的能源、产业结构特点，武汉距离“净零碳城市”，仍有较大的进步空间。

确保新旧产业平稳交替

作为张之洞推行洋务运动的重镇，武汉自晚清以来一直是国内近代工业较集中地区，有着相对较好的工业基础。“一五”和“二五”期间，在国家战略布局下，武汉作为全国 8 个重点建设城市之一，以武钢为代表建设一批“武字头”企业，促进了工业的迅速积累。

作为很长一段时间以重工业为主的城市，武汉在向低碳城市转型的过程中，也在完成从“一钢独大”到拥有六大千亿产值产业的蜕变升级。

曾有武汉官员介绍推进低碳城市建设的实践经验，通过关停高耗能、高污染企业，推动钢铁、石化、水泥、造纸等传统行业低碳化改造和转型发展，同时壮大信息技术、生命健康、新能源环保等低碳型战略性新兴产业和现代服务业，武汉市高新技术产业产值占规模以上工业产值的比重已由 2010 年的 39.9% 提高到 2016 年的 70%。

但不可否认的是，传统行业在武汉的经济发展中仍然扮演着不可或缺的角色。

从能源消费的角度来看，据武汉统计局披露，全市六大高能耗行业的综合能源消费量占全部规模以上工业的比重，由 2015 年的 92.4% 降至 2020 年的 90.3%，下降 2.1 个百分点。其中，单位产值能耗最高的黑色金属冶炼及压延加工业能耗占六大高能耗比重，由 2015 年的 50.4% 降至 2020 年的 48.3%，下降了 2.1 个百分点。

不久前，武汉发布《推动降碳及发展低碳产业工作方案》，其中提出，加大钢铁、电力、石化、建材等传统产业的节能减碳技术改造，严控重化工行业新增产能规模，坚决控制粗钢产量不再新增，不断提高废铁炼钢比例，到 2025 年，铁钢比下降至 0.75 以下。

21 世纪经济研究院认为，从中国当前整体的发展阶段来看，需要在减排和经济发展中找到最佳平衡点。城市在碳减排时，需要综合考虑自身定位、发展阶段等多种因素。对于武汉而言，一方面，在传统行业中，需要进一步挖掘节能技术改造、清洁能源替代的潜力，另一方面，需要加快以新的经济增长点弥补减碳对经济可能产生的影响，确保新旧产业平稳交替，促进疫后经济的加速复苏。

武汉另一个与低碳发展直接相关的契机在于，它是碳市场交易“枢纽”——全国碳排放权注册登记系统所在地。在今年 7 月全国碳市场上线交易启动仪式湖北分会场暨首届 30-60 国际会议上，武汉碳达峰基金、碳中和基金分别签下 100 亿的单子。

借助这一“地利”优势，武汉可积极开展应对气候变化投融资相关活动，吸引资金、人才、技术集聚，引导投融资向绿色低碳循环及适应气候变化的领域倾斜，形成绿色低碳高新技术的增长点。

王帆 21 世纪经济报道 2021-11-23

越南：能源转型优等生还是“灰色复苏”的典型？

COP26 期间，11 月 3 日，在亚洲开发银行 (ADB) 与菲律宾及印度尼西亚政府共同举办一场会议中，ADB 和两国政府牵头启动能源转型机制 (ETM) 伙伴关系。ETM 建议从三个试点国家菲律宾、印度尼西亚和越南开始，通过从现有运营商手中收购燃煤电厂的方式，实现提前关闭在亚洲运营的燃煤电厂的目标。该计划预计将在未来 10~15 年内淘汰三个试点国家占比 50%，总容量为 30GW 的煤电机组。如果这项计划顺利推进，将帮助每年减少 2 亿吨二氧化碳排放。

随着经济发展，东南亚地区一直被视为未来电力增长的新兴市场。纵观 ETM 伙伴关系中的三个案例国家，菲律宾、印度尼西亚和越南的发电结构以煤电为主导，2020 年其煤电发电占比分别为 50%、60% 和 52%。其中，越南长期以来被视作东南亚国家可再生能源发展的“优等生”，而从疫情之后的经济复苏情况来看，能源需求不断扩大，其中也包括了煤炭等化石能源消费的增长，越南似乎也难以避免的陷入了“灰色复苏”的怪圈。不久来自英国的气候及能源智库机构 Ember 发布了 2021 年上半年全球电力回顾，梳理了各国疫情后的复苏进程，结果发现以越南为代表的一众亚洲国家均出现“灰色复苏”的现象。

出现“灰色复苏”的国家，需要满足两个条件：一是该国疫情后经济恢复使得该国电力需求快速增长，二是出现以新增煤电装机满足增加的电力需求从而导致能源部门的二氧化碳排放量增加的现象。

根据从 carbontracker 的计算，中国、印度、越南、印度尼西亚和日本占据全球计划新建燃煤电厂的 80% 以及现有煤炭产能的 75%。其中越南在 2020 年的计划煤电装机量高达 21.9GW，位居全球第四。

越南能源结构概况

从自然资源条件来看，越南发展可再生能源可谓得天独厚。越南不仅是东盟地区风电资源最为丰富的国家，拥有 3000km 长的海岸线，中部、南中部及南部等地区具有巨大的发展潜力。而且越南处于热带地区，太阳能资源稳定，年日照量在 2000 至 2500 小时左右。越南的水能资源同样蕴藏丰富，全国河历年均径流总量约 8400 亿立方米，位居世界第 12 位。

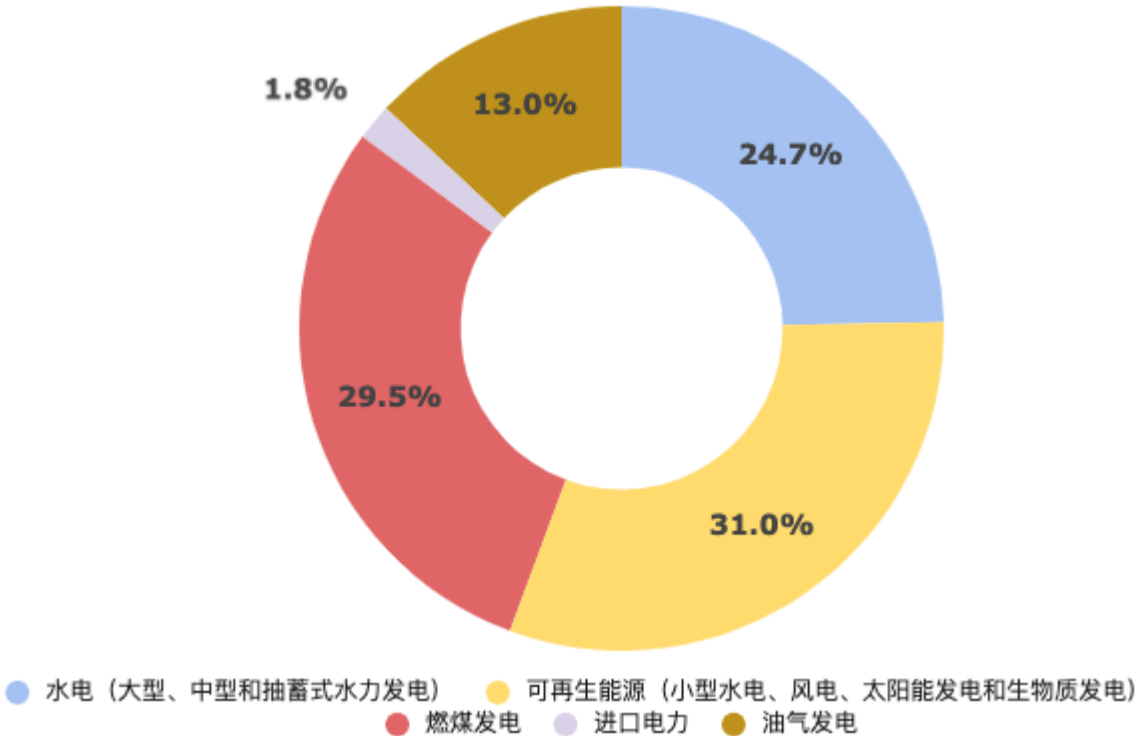
此外，越南矿产资源同样丰富，但是由于煤炭开采力度大，越南煤炭资源较其发展速度来说十分紧张。根据《BP 世界能源统计年鉴》，截至 2019 年底，越南的煤炭储产比为 73，低于世界平均 132。所以大约从六年前开始，越南从煤炭净出口国转变为净进口国，并且越来越依赖进口煤炭来生产电力。即使在受到新冠疫情最严重的 2020 年上半年，越南煤炭进口量同比增长 53.8% 共计 3157 万吨，创历史新高。

从宏观政策来看，越南政府近年来大力发展可再生能源。煤电项目发展严重滞后于规划以及发展丰富的可再生能源是越南政府近年来不断推进本国能源转型进程并出台了一系列可再生能源利好政策的重要原因。越南的能源电力发展主要由国家工商贸易部 (Ministry of Industry and Trade, 简称

“MOIT”)负责统筹。越南目前施行的电力规划是由 MOIT 于 2016 年批准的《第七次电力发展规划》修订版(以下简称“PDP7 修订版”)。2021 年是越南再次制定新的电力规划目标的起始年, MOIT 也、于今年 2 月印发第八个电力发展规划草案(PDP8 草案),更新了已有的 2030 年能源目标,并设定了 2045 年的远景展望。PDP8 草案与旧版相比出现了重大的变化,由于煤电上马情况落后于计划, PDP8 草案中呈现了可再生能源高比例替代的情况——在 2030 年的计划装机中,煤电装机占比从 42.7%调整至 27.1%,可再生能源加储能占比从 15.8%提升至 29.8%。

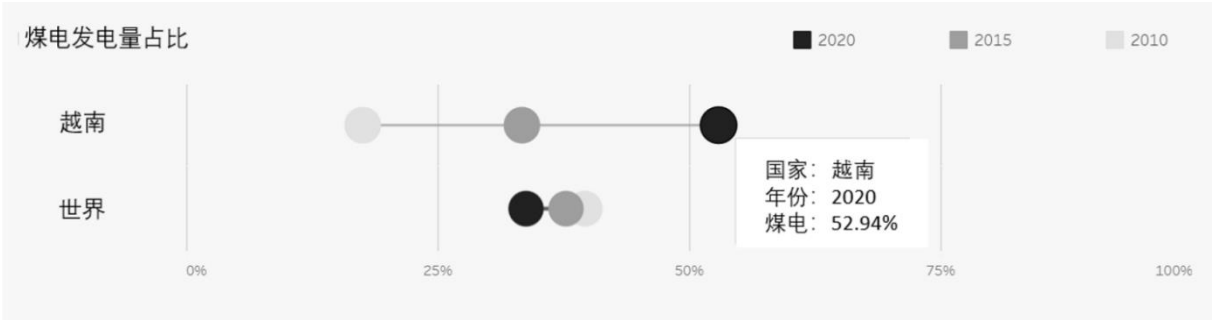
值得注意的是,尽管越南自然资源丰富且政策上坚持优先考虑可再生能源,但就各资源发电情况来看,发电量和装机量之间还存在很大差距——越南现有装机以可再生能源为主,装机占比达 31%,煤电装机其次,占比达 29.5%。然而从发电量来看,煤电仍是越南主要发电来源,2020 年煤电发电占比高达 52.94%。

越南现有装机容量分配 (2020年)



制图: 绿色和平

此外,对标全球整体能源结构就会发现,在全球加速退煤的大潮下,越南煤炭发电占比呈“逆流而上”之势,使得从 2015 年开始,越南能源结构逐步落后全球水平。



全球化石能源退出进程 图片来源: Ember

可再生能源的相关政策和装机量都已到位,煤电的发电占比仍在逐年提高,难以摆脱“灰色复苏”的怪圈,或许可以从以下几个方面找到原因。

1. 可再生能源出力效率低，难以满足电力需求增长

近年来越南电力需求增长较快，长期以来电力供不应求，限电情况时有发生。考虑到全球新冠肺炎疫情致使多国电力供需情况受到不同程度影响，绿色和平预测了越南在受/不受疫情影响的两种经济发展情景下，近几年的电力供需情况。该研究通过分析电力系统备用率变化，发现无论是按照 PDP7 修订版还是 PDP8 草案的装机规划，在合理备用率取 10% 的假设下，到 2025 年越南都将出现 6~14GW 的电力缺口。

计划装机量 - 数据来源	年份	情景一：PDP7 中的经济增速		情景二：受疫情影响（引用 IMF 预测的经济增速）			
		a. PDP 7	b. PDP 7 - 部分煤电装机停缓	a. PDP 7	b. PDP 7 - 部分煤电装机停缓	c. PDP 8 基准负荷	d. PDP 8 高负荷
等效可用装机量 (MW)	2025	59,899.18	51,886.98	59,899.18	51,886.98	55,742.00	56,451.00
GDP 增速	2019		7.02%				7.02%
	2020		7.00%				2.91%
	2021		7.00%				6.50%
	2022		7.00%				7.20%
	2023		7.00%				7.00%
	2024		7.00%				6.80%
	2025		7.00%				6.60%
电力需求增速	2019		9.41%				9.41%
	2020		9.38%				3.90%
	2021		9.38%				8.71%
	2022		9.38%				9.65%
	2023		9.38%				9.38%
	2024		9.38%				9.11%
	2025		9.38%				8.84%
基准最大负荷	2018		35126				35126
预测最大负荷	2025		60,169.61				56,804.11
备用率	2025	-0.45%	-13.77%	5.45%	-8.66%	-1.87%	-0.62%
备用率为 10% 时系统电力缺口	2025	-6,287.40	-14,299.60	-2,585.35	-10,597.55	-6,742.53	-6,033.53

2020-2025 年不同经济增速情景下的电力系统供需情况 制表：绿色和平

亚洲国家中出现如此大的电力缺口的现象并不常见。随着近年越南经济的高速发展，电力需求也在不断增加，而国家在进行电力规划时，除了需要考虑新增装机规划，装机的实际发电量也十分关键。受到客观条件制约，发电机组一般难以按照满载额定容量运行，特别是在一些欠发达地区，发电机的等效可用装机量可能远远低于装机容量。所以在计算国家实际发电情况时，一般会引用能源容量置信度作为参考。

这一情况同样出现在越南，面对持续增长的电力需求，由于可再生能源受到天气、设备质量参数影响，出力效率比较低。根据越南本地的非营利组织绿色创造发展中心（GreenID）的数据，越南可再生能源容量置信度数据仅为 0.3，而燃煤电厂的置信因子则为 0.7，这也就造成了越南可再生能源装机占比很高，但是发电量却有限的情况。

2. 输配电网薄弱，可再生能源难以发力

面对高比例的可再生能源装机，如何确保绿电的顺利上网同样是越南政府需要考虑的一个重要问题。截至 2020 年，越南的太阳能和风能容量分别为 16.6GW 和 0.6GW。根据 PDP8 草案，越南计划到 2030 年将太阳能容量增加到 18.6GW，风能容量增加到 18.0GW。而越南欠发达的电网阻碍了这些可再生能源容量的增加。

此外，越南还面临能源系统分布失衡的难题，越南大量发电电源集中于北部，而主要的电力消

费市场则集中在南部地区。发电端与用电端分布的不匹配使得越南需要一个强韧且覆盖广泛的输配电力网络来支持区域间的电力传输。原本计划于 2020 年前完成的 500 千伏三重电路（Vung Ang – Quang Trach – Doc Soi – Pleiku 2 线路）被延期近一年，这也大大增加了南部地区的缺电风险。

3. 煤电补位天然气发电

根据 Ember8 月发布的 2021 年上半年全球电力回顾，与 2019 年上半年相比，越南 2021 年上半年的电力需求高出 10%。需求的增长（+12 TWh）与太阳能（+13 TWh）的发电增长相匹配，风能发电也略有增长（+0.7 TWh）。而在油气资源方面，越南选择用煤炭发电来弥补天然气发电量的下降使得煤炭发电量出现了 7TWh 的增长，这也导致越南上半年电力部门的二氧化碳排放量仍增加了 4%。

中国企业在越南投资情况

面对仍在持续增长的电力需求，越南成为能源投资者争相布局的新兴市场，这其中不乏中国企业的入场。

参与方式

中国参与海外电力项目投资的主要形式包括股权投资、金融支持、工程总承包（Engineering, procurement and construction, EPC）和设备出口等。而中国目前在越南投资的能源项目主要以煤电为主，根据绿色和平的统计，截至 2021 年 5 月，中国在越南投资的能源项目中，82.0%为煤电项目，装机量共计 25.3GW。

主导参与方式	煤电项目	风电及光伏项目	总和
金融支持	14633	183	14816
股权投资	7100	250	7350
工程总承包	1890	4659.15	6549.15
设备出口	1640	438	2078
总和	25263	5530.15	30793.15

中国企业参与越南电力项目投资情况（截至 2021 年 5 月）

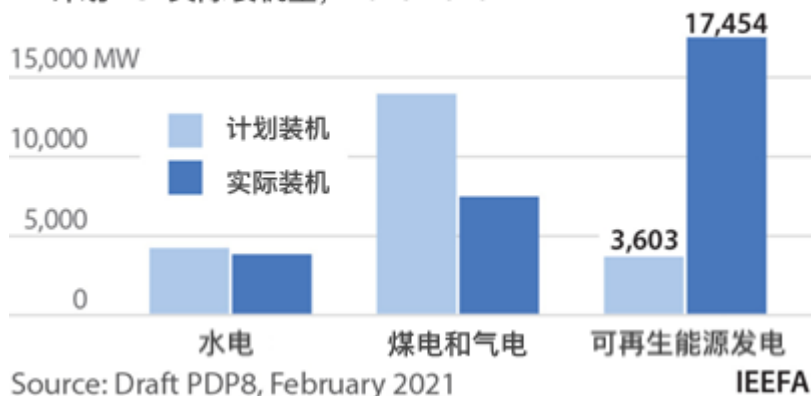
数据来源：绿色和平中国海外电力投资数据库

风险分析

越南的能源发展规划和电力政策存在不稳定性，目前越南出现大量煤电项目在执行过程中被迫停缓的现象。在关于对 PDP8 草案的信息披露中，越南政府表示正在考虑取消 9.5GW 的煤电计划，并将 7.6GW 煤电产能延期至 2030 年后，为了弥补火电项目的延期，越南计划新加入装机总量达 7GW 的一系列风电项目。预计到 2030 年，风能和太阳能将成为越南最主要的电力来源，这也将进一步挤压煤电的市场空间，相关投资企业的资金回报期将被延长。

越南：煤电和气电项目进展

计划 vs. 实际装机量，2016-2020



2016-2020 年越南电力计划和实际装机情况 图片来源: IEEFA

此外, 由于缺少健全的环境法规保障, 日益严重的环境问题同样引来当地居民的不满, 参与高污染高碳排的煤电投资企业正在面临较高的环境和社会风险。

燃煤发电是温室气体的重要来源, 约占世界温室气体排放量的五分之一, 根据国际能源署预测, 2021 年全球煤炭需求将增长 4.5%, 其中亚洲占增长的 80%。与此同时, 国际气候变化专门委员会 (IPCC) 呼吁到 2030 年全球燃煤发电量从 38% 下降到 9%, 能源电力行业的低碳转型不仅需要各国完善其顶层设计, 也需要包括各国投资者、金融机构等直接参与方的共同努力。

2020 年底, 越南更新了本国的减排自主贡献目标, 与基准情景相比, 2025 年温室气体减排 7.3% (无条件), 2030 年温室气体减排 9% (无条件) 到 27% (有条件), 其中能源领域减排 5.5%, 或约减排 51.5Mt 二氧化碳, 而越南煤电近来的增长势头, 显然与他们的气候承诺背道而驰。

中方作为越南能源项目的重要投资国, 需要充分认识到越南电力规划的方向和未来能源发展趋势的动态平衡, 特别是股权投资企业, 应建立和完善项目风险评估体系, 谨慎评估在越的煤电项目的长期投资收益和风险。与此同时, 银行和保险公司等金融机构作为投资项目潜在的风险承担方, 也应提升对越南电力项目长期运营市场的认识和风险评估能力, 对越南未来的电力发展需求、政府的规划变化和疫情对电力行业的影响进行科学分析, 及时甄别高风险项目, 调整投资方向。

(作者王昕楠 张菁任职于绿色和平海外能源投资项目组)

王昕楠 张菁 中国能源网 2021-11-18

应对全球气候变化重在落实

《联合国气候变化框架公约》第 26 次缔约方大会近日落幕, 经各缔约方共同努力, 终于达成《巴黎协定》实施细则一揽子决议。作为负责任大国, 中方始终以建设性态度同有关各方积极沟通磋商, 为推动大会最终顺利取得成果发挥了建设性作用。在《巴黎协定》全面落实方面, 国际社会尤其是部分发达国家仍需加强实际行动。

此次大会是自 2015 年《巴黎协定》进入实施阶段后召开的首次缔约方大会, 国际社会对大会取得实质成果寄予厚望。各缔约方在约两周时间内, 努力弥合各方分歧、扩大共同立场, 完成了持续 6 年之久的《巴黎协定》实施细则谈判, 包括市场机制、透明度、国家自主贡献共同时间框架等议题的遗留问题; 达成相对平衡的政治成果文件“格拉斯哥气候协议”等 50 多项决议, 在推动低碳能源转型等方面进一步凝聚国际共识, 为《巴黎协定》全面有效实施奠定了基础。

但本次大会仍存遗憾和不足。主要在于发达国家对发展中国家的核心关切仍未给予充分回应。早在 2009 年《联合国气候变化框架公约》第 15 次缔约方会议上, 发达国家就承诺到 2020 年每年共同调动至少 1000 亿美元资金, 帮助发展中国家应对气变挑战。然而这一承诺从未真正得以兑现, 有关资金落实的谈判仍有很长的路要走。在适应问题上, 发达国家也未正视发展中国家适应气候变化能力普遍较弱的迫切问题, 对全球适应目标态度持续消极, 仍然反对为其设立正式谈判议题。

众所周知, 在长达 20 多年的联合国气候谈判进程中, 一些发达国家总是试图逃避其应负的责任。发达国家在过去 200 多年的工业化过程中, 一直向大气排放温室气体, 对全球气候变化负有不可推卸的历史责任。但在气候谈判中, 部分发达国家却妄图挑战共同但有区别的责任原则, 向发展中国家转嫁减排责任, 又或者在制定目标时夸下海口, 后续却缺乏行动力。此种缺乏诚意、逃避责任的做法, 已严重拖累全球应对气候变化的步伐。

在当前气候危机日趋严峻之际, 各方应作出实际贡献, 切实推动《巴黎协定》全面有效实施, 构建公平合理、合作共赢的全球气候治理体系。尤其是部分发达国家不能“欠债不还”, 应切实遵循共同但有区别的责任原则, 率先承担大幅减排义务, 充分照顾发展中国家的特殊困难和关切, 真正投身到国际社会应对气变大潮之中, 为全人类利益作出应有贡献。

郭言 中国经济网-经济日报 2021-11-18

各国碳中和时间表出炉！为何多国选择 2050 年？

目前，已经有数十个国家和地区提出了“零碳”或“碳中和”的气候目标，Energy & Climate Intelligence Unit 的净零排放跟踪表统计了各个国家进展情况，其中包括：已实现的 2 个国家，已立法的 6 个国家，处于立法中状态的包括欧盟（作为整体）和其他 3 个国家。另外，有 12 个国家（包括欧盟国家）发布了政策宣示文档。



具体统计如下：

进展情况	国家和地区（承诺年）
已实现	苏里南共和国、不丹
已立法	瑞典（2045）、英国（2050）、法国（2050）、丹麦（2050）、新西兰（2050）、新西兰（2050）、匈牙利（2050）
立法中	欧盟（2050）、西班牙（2050）、智利（2050）、斐济（2050）
政策宣示	芬兰（2035）、奥地利（2040）、冰岛（2040）、德国（2050）、瑞士（2050）、挪威（2050）、爱尔兰（2050）、葡萄牙（2050）、哥斯达黎加（2050）、斯洛文尼亚（2050）、马绍尔群岛（2050）、南非（2050）。 另外，东亚三国未在上述跟踪表格中 韩国（2050）、中国（2060）、日本（本世纪下半叶尽早实现）

2015 年,《巴黎协定》设定了本世纪后半叶实现净零排放的目标。越来越多的国家政府正在将其转化为国家战略,提出了无碳未来的愿景。根据 Climate News 网站汇总的信息,以下国家和地区设立了净零排放或碳中和的目标。

奥地利

目标日期: 2040 年

承诺性质: 政策宣示

奥地利联合政府在 2020 年 1 月宣誓就职,承诺在 2040 年实现气候中立,在 2030 年实现 100% 清洁电力,并以约束性碳排放目标为基础。右翼人民党与绿党合作,同意了这些目标。

不丹

目标日期: 目前为碳负,并在发展过程中实现碳中和

承诺性质:《巴黎协定》下自主减排方案

不丹人口不到 100 万,收入低,周围有森林和水电资源,平衡碳账户比大多数国家容易。但经济增长和对汽车需求的不断增长,正给排放增加压力。

美国加利福尼亚

目标日期: 2045 年

承诺性质: 行政命令

加利福尼亚的经济体量是世界第五大经济体。前州长杰里·布朗在 2018 年 9 月签署了碳中和令,该州几乎同时通过了一项法律,在 2045 年前实现电力 100% 可再生,但其他行业的绿色环保政策还不够成熟。

加拿大

目标日期: 2050 年

承诺性质: 政策宣示

特鲁多总理于 2019 年 10 月连任,其政纲是以气候行动为中心的,承诺净零排放目标,并制定具有法律约束力的五年一次的碳预算。

智利

目标日期: 2050 年

承诺性质: 政策宣示

皮涅拉总统于 2019 年 6 月宣布,智利努力实现碳中和。2020 年 4 月,政府向联合国提交了一份强化的中期承诺,重申了其长期目标。已经确定在 2024 年前关闭 28 座燃煤电厂中的 8 座,并在 2040 年前逐步淘汰煤电。

中国

目标日期: 2060 年

承诺性质: 政策宣示

中国在 2020 年 9 月 22 日向联合国大会宣布,努力在 2060 年实现碳中和,并采取“更有力的政策和措施”,在 2030 年之前达到排放峰值。

哥斯达黎加

目标日期: 2050 年

承诺性质: 提交联合国

2019 年 2 月,总统奎萨达制定了一揽子气候政策,12 月向联合国提交的计划确定 2050 年净排放量为零。

哥斯达黎加

目标日期: 2050 年

承诺性质: 提交联合国

2019 年 2 月,总统奎萨达制定了一揽子气候政策,12 月向联合国提交的计划确定 2050 年净排

放量为零。

丹麦

目标日期：2050 年

承诺性质：法律规定

丹麦政府在 2018 年制定了到 2050 年建立“气候中性社会”的计划，该方案包括从 2030 年起禁止销售新的汽油和柴油汽车，并支持电动汽车。气候变化是 2019 年 6 月议会选举的一大主题，获胜的“红色集团”政党在 6 个月后通过的立法中规定了更严格的排放目标。

欧盟

目标日期：2050 年

承诺性质：提交联合国

根据 2019 年 12 月公布的“绿色协议”，欧盟委员会正在努力实现整个欧盟 2050 年净零排放目标，该长期战略于 2020 年 3 月提交联合国。

斐济

目标日期：2050 年

承诺性质：提交联合国

作为 2017 年联合国气候峰会 COP23 的主席，斐济为展现领导力做出了额外努力。2018 年，这个太平洋岛国向联合国提交了一份计划，目标是在所有经济部门实现净碳零排放。

芬兰

目标日期：2035 年

承诺性质：执政党联盟协议

作为组建政府谈判的一部分，五个政党于 2019 年 6 月同意加强该国的气候法。预计这一目标将要求限制工业伐木，并逐步停止燃烧泥炭发电。

法国

目标日期：2050 年

承诺性质：法律规定

法国国民议会于 2019 年 6 月 27 日投票将净零目标纳入法律。在今年 6 月份的报告中，新成立的气候高级委员会建议法国必须将减排速度提高三倍，以实现碳中和目标。

德国

目标日期：2050 年

承诺性质：法律规定

德国第一部主要气候法于 2019 年 12 月生效，这项法律的导言说，德国将在 2050 年前“追求”温室气体中立。

匈牙利

目标日期：2050 年

承诺性质：法律规定

匈牙利在 2020 年 6 月通过的气候法中承诺到 2050 年气候中和。

冰岛

目标日期：2040 年

承诺性质：政策宣示

冰岛已经从地热和水力发电获得了几乎无碳的电力和供暖，2018 年公布的战略重点是逐步淘汰运输业的化石燃料、植树和恢复湿地。

爱尔兰

目标日期：2050 年

现状：执政党联盟协议

在 2020 年 6 月敲定的一项联合协议中，三个政党同意在法律上设定 2050 年的净零排放目标，在未来十年内每年减排 7%。

日本

目标日期：“本世纪后半叶尽早的时间”

承诺性质：政策宣示

日本政府于 2019 年 6 月在主办 20 国集团领导人峰会之前批准了一项气候战略，主要研究碳的捕获、利用和储存，以及作为清洁能源来源的氢的开发。值得注意的是，逐步淘汰煤炭的计划尚未出台，预计到 2030 年，煤炭仍将供应全国四分之一的电力。

马绍尔群岛

目标日期：2050 年

承诺性质：提交联合国的自主减排承诺

在 2018 年 9 月提交给联合国的最新报告提出了到 2050 年实现净零排放的愿望，尽管没有具体的政策来实现这一目标。

新西兰

目标日期：2050 年

承诺性质：法律规定

新西兰最大的排放源是农业。2019 年 11 月通过的一项法律为除生物甲烷（主要来自绵羊和牛）以外的所有温室气体设定了净零目标，到 2050 年，生物甲烷将在 2017 年的基础上减少 24-47%。

挪威

目标日期：2050/2030

承诺性质：政策宣示

挪威议会是世界上最早讨论气候中和问题的议会之一，努力在 2030 年通过国际抵消实现碳中和，2050 年在国内实现碳中和。但这个承诺只是政策意向，而不是一个有约束力的气候法。

葡萄牙

目标日期：2050 年

承诺性质：政策宣示

葡萄牙于 2018 年 12 月发布了一份实现净零排放的路线图，概述了能源、运输、废弃物、农业和森林的战略。葡萄牙是呼吁欧盟通过 2050 年净零排放目标的成员国之一。

新加坡

目标日期：“在本世纪后半叶尽早实现”

承诺性质：提交联合国

与日本一样，新加坡也避免承诺明确的脱碳日期，但将其作为 2020 年 3 月提交联合国的长期战略的最终目标。到 2040 年，内燃机车将逐步淘汰，取而代之的是电动汽车。

斯洛伐克

目标日期：2050 年

承诺性质：提交联合国

斯洛伐克是第一批正式向联合国提交长期战略的欧盟成员国之一，目标是在 2050 年实现“气候中和”。

南非

目标日期：2050 年

承诺性质：政策宣示

南非政府于 2020 年 9 月公布了低排放发展战略（LEDS），概述了到 2050 年成为净零经济体的目标。

韩国

目标日期：2050 年

承诺性质：政策宣示

韩国执政的民主党在 2020 年 4 月的选举中以压倒性优势重新执政。选民们支持其“绿色新政”，即在 2050 年前使经济脱碳，并结束煤炭融资。这是东亚地区第一个此类承诺，对全球第七大二氧化碳排放国来说也是一件大事。韩国约 40% 的电力来自煤炭，一直是海外煤电厂的主要融资国。

西班牙

目标日期：2050 年

承诺现状：法律草案

西班牙政府于 2020 年 5 月向议会提交了气候框架法案草案，设立了一个委员会来监督进展情况，并立即禁止新的煤炭、石油和天然气勘探许可证。

瑞典

目标日期：2045 年

承诺性质：法律规定

瑞典于 2017 年制定了净零排放目标，根据《巴黎协定》，将碳中和的时间表提前了五年。至少 85% 的减排要通过国内政策来实现，其余由国际减排来弥补。

瑞士

目标日期：2050 年

承诺性质：政策宣示

瑞士联邦委员会于 2019 年 8 月 28 日宣布，打算在 2050 年前实现碳净零排放，深化了《巴黎协定》规定的减排 70-85% 的目标。议会正在修订其气候立法，包括开发技术来去除空气中的二氧化碳（瑞士这个领域最先进的试点项目之一）。

英国

目标日期：2050 年

承诺性质：法律规定

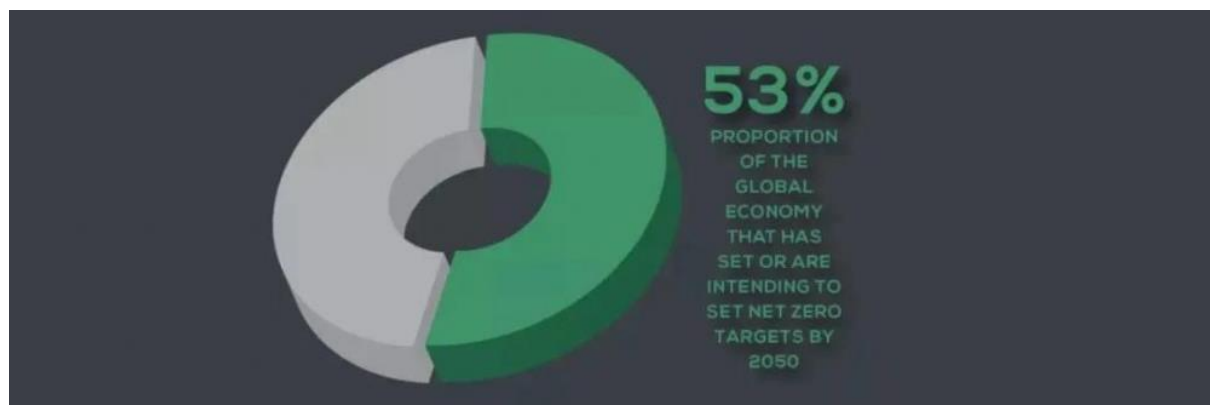
英国在 2008 年已经通过了一项减排框架法，因此设定净零排放目标很简单，只需将 80% 改为 100%。议会于 2019 年 6 月 27 日通过了修正案。苏格兰的议会正在制定一项法案，在 2045 年实现净零排放，这是基于苏格兰强大的可再生能源资源和在枯竭的北海油田储存二氧化碳的能力。预计将于 2019 年秋季成为法律。

乌拉圭

目标日期：2030 年

承诺性质：《巴黎协定》下的自主减排承诺

根据乌拉圭提交联合国公约的国家报告，加上减少牛肉养殖、废弃物和能源排放的政策，预计到 2030 年，该国将成为净碳汇国。



△ 据统计，占全球 53% 人口的经济体一起设定了或准备设定 2050 年净零排放目标



中国化工信息周刊 2021-11-22

中美应对气候变化合作势头你读懂了吗？

北京时间 11 月 16 日上午 8 点 46 分，华盛顿时间 11 月 15 日晚上 19 点 46 分，一场遥隔万里的视频会晤开始。这是自今年初美国新任总统正式就任后，中美元首第一次会晤。

就在 3 天前，《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会（COP26）刚刚落下帷幕。那么，两国间这些接连的动作和交流，传递了哪些信号？又有哪些值得注意的细节？

●会晤时间点的选择：COP26 刚闭幕，气候交流已成为双边关系“试金石”

在之前的两周，美国气候特使克里和中国气候变化事务特使解振华在英国格拉斯哥，进行了多场交流会面。打交道十余年，历经各种情境，交锋也好、联手也好，他们不仅知道自己所代表的国家利益，也深知对方的思路。今年的格拉斯哥大会会场，也留下了两位代表珍贵的合影：他们微笑着共同“托起”远处的蓝色“地球”。

在焦灼的谈判进行时刻，大会突然发布重磅消息：中美达成《中美关于在 21 世纪 20 年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》，向世界发出了积极信号。

大会结束不到 3 天，双边宣言发布一周不到，两国领导人决定视频会晤，这其中是否有联系？

对此，联合国气候问题非政府组织观察员李硕在接受记者采访时表示，“在 COP26 刚结束不久后，两国领导人决定会晤，这说明了应对气候变化已经成为中美双边关系中很重要的实践，或者可以看作‘试金石’。双方接连几次密集的交流，说明了双方在气候领域取得的共识已经成为两国进一步扩大共识、在更多领域深化合作的非充分但必要的条件之一。在当前相对复杂的双边关系里，两国还是愿意回到桌前，致力于推动应对气候变化多边进程，这对两国和国际社会都是好消息。”

这场会晤也吸引了中美两国以外的其他业界人士关注。定居印度尼西亚的 Ahmad Ashov Birry 也在关注这场特殊的视频会晤。他是亚洲趋势（TrendAsia）项目总监。Ahmad Ashov Birry 在接受记者采访时表示，“对于正身陷气候危机生存挑战的国际社会而言，中美两国首脑之间的会议释放了积极信号。两国之间气候与能源领域的积极合作和良性竞争不仅利于中美，也利于包括印度尼西亚在内的其他国家。”

菲律宾气候与可持续城市研究所主任 Renato Redentor Constantino 也表示赞同。“在地缘关系紧张的此刻，两国最高领导人超时长的、诚恳的对话非常值得国际社会欢迎。中美显然极其严肃认真地希望两国外交关系解冻、贸易重启。不过，要真正在气候变化议题上按下‘重启键’，还需要一些时

间。因此，发展中国家希望两大经济体可以将气候危机的紧迫感贯穿于所有中美和其他国家的气候承诺和能源合作中，带动全球进程进一步加快。”

“中国用这么短时间完成如此高的碳强度降幅，在推动气候进程中表现出的言行一致，值得很多发达国家学习。中国和美国作为全球两大经济体，双方进行的气候合作将在未来一段时间对全球多个地区产生深远影响。”亚洲人民债务与发展运动（APMDD）协调人 Lidy Nacpil 告诉记者。

气候变化在双边关系中的地位不言而喻。李硕认为，“不论是上周的宣言，还是本周的元首会晤，无疑将进一步巩固两国在气候领域的政治基础，也将为中美气候领域沟通定下良性的基调，这种基调在未来至少一两年里可能不会出现太大波动。”

●在双边宣言中都没出现的“利益一致”一词为何被拜登提及？

会晤的开场。一声“老朋友”，胸怀坦荡。一句“像过去一样”，意味悠长。

整场会晤结束时，北京已是正午，而华盛顿已近午夜。双方谈得很多、很全面。

细心的网友将会晤后第一时间发布的相关内容对比 5 天前中美在 COP26 期间发布的双边成果对比，发现：双边宣言中都没有出现的“利益一致”，这次美方提到了。

在会晤中，美方表示愿同中方相互尊重、和平共处，加强沟通，减少误解，以建设性方式妥善处理分歧，在美中美两国利益一致的领域加强合作，共同应对新冠肺炎、气候变化等全球性挑战，让两国人民都能过上更美好的生活。

那么，在中美关系相对复杂的当前，如何理解美方谈及的“利益一致”？

湖北经济学院低碳经济学院常务副院长孙永平告诉记者，“这个‘利益一致’的说法值得关注，可以从 3 个方面来看。首先，从人类命运共同体来看，聚焦聚力于气候变化问题的全球解决，中美携手合作不仅有助于弥合全球减排缺口和领导力缺口，也能提振其他国家的减排行动力度。其次，从技术合作空间来看，中美双方在气候变化技术方面存在广泛的互补性，双方合作不仅可以弥补当前全球减排的技术缺口，使应对气候变化成为中美新的合作亮点，而且可以为两国创造更多的就业和税收机会，促进疫后绿色复苏。第三，从两国人民的福祉来看，中美合作可以提高两国的绿色竞争力和气候韧性，让两国人民都能过上更美好的生活。因此，从这些角度看，利益一致在中美气候交流上是客观存在的。”

在这次会晤中，中方用了这样一个比喻形容中美关系：中美两国是两艘在大海中航行的巨轮，我们要把稳舵，使中美两艘巨轮迎着风浪共同前行，不偏航、不失速，更不能相撞。

在格拉斯哥，两国以比之前更深的诚意，多次磋商，发布宣言，携手推动双多边应对气候变化进程。在远隔重洋的三个半小时里，两国以比以往更宽广的胸怀，围绕双边关系战略性、全局性、根本性问题，各自发展议程与内外政策，以及共同关心的国际、地区问题等广泛交换了意见。

1971 年，中美关系“破冰”，至今正好 50 年。50 年栉风沐雨，我们有理由相信，地球足够大，容得下中美各自和共同的发展，容得下这两艘巨轮昂首远航。

张倩 中国环境报 2021-11-19

多家研究机构发现：发达国家气候治理普遍“拖后腿”

全球最富裕的国家仍是排放“大户”，且部分仍未启动从化石燃料经济结构向气候友好经济模式的转型，在控制升温的道路上，各国仍需“再加一把劲”。

发达国家普遍落后

《2022 气候变化绩效指数》评分最低的国家包括澳大利亚、美国、加拿大、韩国、马来西亚等。其中，澳大利亚表现尤其糟糕，气候政策方面排名倒数第一，甚至落后于巴西、阿尔及利亚等许多低收入国家。截至去年，澳大利亚 92% 的能源供给仍然依靠化石燃料，该国政府没有采取任何实质性行动来改变这一局面。

加拿大排名倒数第 10，与去年相比又下降了 3 个名次。涉及气候政策，有 5 个欧盟国家亦列入

“非常糟糕”级别，分别是保加利亚、匈牙利、波兰、罗马尼亚和捷克。

美国排名 55 位，属于“非常弱”级别，该国在温室气体排放、能源使用、可再生能源这 3 个方面的评分“非常低”。

气候行动网络高级气候科学和全球能源政策顾问 Stephan Singer 表示，排名较低的国家不是化石燃料出口国就是化石燃料消费国，他们的人均能源消耗量和碳排放量也很高，相比之下，可再生能源和能源效率方面表现较差。

无独有偶，独立气候和能源智库 Ember 的《全球电力评论》报告也证实了这一点。该报告显示，一旦考虑到人口因素，世界上最富有的国家，仍然是煤电碳排放最严重的群体，澳大利亚、韩国、美国、德国、日本等经合组织成员国表现最差。

Ember 指出，澳大利亚煤电的人均碳排放量是全球平均水平的 5 倍，比其他任何主要煤炭消费国要高出 40%。自 2016 年达成《巴黎协定》以来，该国煤电的人均年碳排放量达 5.34 吨。韩国紧随其后，煤电人均年碳排放量约为 3.81 吨，是全球平均水平的 4 倍；美国煤电的人均年碳排放量为 3.08 吨，是全球平均水平的 3 倍，德国和日本则是全球平均水平的 2 倍。

澳洲成公认的“气候输家”

澳大利亚在减排方面的消极行动，以及拒绝逐步减少煤炭的决定，使得其成为公认的“气候输家”。

英国《卫报》报道称，澳大利亚仍在酝酿 100 多个化石燃料项目，如果这些项目全部获批，每年可能会产生近 17 亿吨温室气体，相当于全球工业排放量的 5%，进而导致澳排放量增加近 30%。

澳大利亚公共政策智库澳大利亚研究所调查发现，澳目前有 116 个待开发的化石燃料项目，其中 72 个煤炭项目、44 个油气项目，每个项目价值都超过 5000 万澳元，且有可能在未来 5 年内做出最终投资决定。

“这些项目的潜在排放量相当于 200 多座燃煤电站。”澳大利亚研究所气候与能源计划负责人 Richie Merzian 表示，“其中 2/3 的煤炭项目被列入‘处于可行性阶段’范围。”

澳政府声称不会停止煤炭开采和利用，且将维持化石燃料出口活动至 2050 年后。有分析师指出，如果全球认真追求净零转型，最早到 2036 年，澳大利亚一半以上的化石燃料资产将变得一文不值。

中国清洁能源发展亮眼

与此同时，由德国观察、新气候研究所以及国际气候行动网络联合发布的《2022 气候变化绩效指数》，从温室气体排放、能源使用、可再生能源和气候政策这 4 个方面，对占全球排放量 92% 的 60 多个国家和地区进行打分。评分相对较高的均是可再生能源领域有所建树且拥有良好气候政策的经济体，比如中国。

德国之声网站称，中国在电动汽车领域全球领先，北京、上海、杭州、深圳等大城市的排放削减成绩亮眼，大多城市的公交车也已经完全电动化，新能源汽车在道路上比比皆是。

另据《金融时报》撰文表示，在中国宣布停止新建海外煤电并将大力支持发展中国家开发低碳绿色能源的背景下，该国本土可再生能源发展新模式有潜力走向更多发展中国家和地区。

亮眼的清洁能源成绩将推动中国的降碳进程加速。行业分析机构标普全球普氏认为，中国将通过不断增长的可再生能源发电能力，大幅削减电力部门排放。

国际能源参考 2021-11-22

《世界能源发展报告 2021》发布

本报综合报道 《世界能源发展报告 2021》（以下简称“《蓝皮书》”）发布会暨“双碳”目标与能源结构转型研讨会通过线上视频会议方式举行。此次会议由中国社会科学院大学(研究生院)与社科文献出版社联合主办。

蓝皮书指出，以美国得克萨斯州大停电看中国电力市场化改革的复杂性为序，为我国电力市场化改革提供了新观点、新思路。蓝皮书指出，尽管得州电网是全球电力化改革最坚定和最彻底的独

立电网，在遇到极寒天气仍然发生了大规模停电现象。蓝皮书分析了得州大停电事件的前因后果以及后续措施，指出中国应建立独立的电力市场，并需建立充足的电力容量市场。

蓝皮书提到，全球疫情防控对社会经济活动流动性的限制，导致全球出现了 70 年内最大程度的能源需求衰退，2020 年全球石油日均需求量比 2019 年降低 9.47%；同时全球石油供给严重过剩，导致 2020 年全球油价大幅度下跌；预计 2021 年油价将随需求增长而走高，呈现不均衡态势。此外，2020 年全球天然气产量同比增长 1.0%，远低于上年 3.4% 的增速，其中，液化天然气贸易增速大幅放缓，欧美和东北亚等主要天然气市场中的液化天然气价格创历史新低。

蓝皮书认为，在全球各国碳中和与碳达峰目标的背景下，全球能源结构更趋多元化，可再生能源比重持续上升，电气化进程持续推进。2020 年煤炭在全球一次能源中占比下降，其中，中国煤炭消费在一次能源中的消费占比已降至 56.8%。2020 年全球可再生能源装机容量达到 2799 吉瓦，其中水电比重最高，达到 1322 吉瓦。欧洲的可再生能源发展全球领先，美国在 2020 年可再生能源新增装机容量同比增长 80%。世界电力上升趋势减缓，中国发电量稳居世界第一，以美国为代表的发达国家发电量持平或有所下滑。

世界能源蓝皮书从世界能源发展现状及未来趋势出发，对 2020 年世界石油、天然气、煤炭、电力、核电以及可再生能源市场进行了总结分析。蓝皮书指出，2020 年全球石油储量下降，天然气产量下降，煤炭消费量波动性加强，全球用电量也出现下滑。其中，全球煤炭需求遭受的冲击最大，其次是石油需求。

2020 年全球煤炭消费量下降 4%，主要原因在于欧洲煤炭市场的萎缩和中国的控煤政策，西北欧和中国市场煤炭价格分别下跌 34% 和 14%。此外，2020 年全球可再生能源装机容量达到 2799 吉瓦，较上年增长 10.3%，预计未来可再生能源开发利用将占据更大的份额。

世界能源蓝皮书的数据显示，2020 年全球多数国家和地区的电力行业经受了半个世纪以来最大的挫折，传统发电量被可再生能源压缩 7%。其中，燃煤发电下降约 5%，核发电量下降 4%。报告预计，可再生能源发电将成为全球能源增长的主力军。

同时，世界能源蓝皮书报告指出了不少国家和地区的相关举措。日本将在 2050 年实现温室气体“净零排放”。日本于 2020 年 12 月提出了“绿色增长计划”，在海上发电、氢氨燃料、核能和碳循环等 14 个领域开展低碳行动。

韩国政府也提出了在 2050 年前实现碳中和目标，并将可再生能源确立为主要能源，培育可再生能源、氢能源、能源 IT 等三大新能源产业。

此外，英国是世界上第一个用法律条文规定中长期减排的国家，也是最早推行碳中和的国家。2020 年英国政府宣布了“绿色工业革命”计划，计划到 2030 年英国温室气体排放量比 1990 年降低 68%。

2020 年 12 月，欧盟各国领导人在比利时首都布鲁塞尔举行的欧盟冬季峰会上就更高的减碳目标达成一致，提出 2030 年欧盟温室气体排放量比 1990 年减少至少 55%，2050 年实现碳中和的目标，为此欧盟计划将长期预算的 25% 专用于气候行动。

中国环境报 2021-11-19

热能、动力工程

习近平：加快科技体制改革攻坚建设全国统一电力市场体系

习近平主持召开中央全面深化改革委员会第二十二次会议强调加快科技体制改革攻坚建设全国统一电力市场体系

李克强王沪宁韩正出席

新华社北京 11 月 24 日电 中共中央总书记、国家主席、中央军委主席、中央全面深化改革委员会主任习近平 11 月 24 日下午主持召开中央全面深化改革委员会第二十二次会议，审议通过了《科技体制改革三年攻坚方案（2021—2023 年）》、《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》、《关于建立中小学校党组织领导的校长负责制意见（试行）》、《关于让文物活起来、扩大中华文化国际影响力的实施意见》、《关于支持中关村国家自主创新示范区开展高水平科技自立自强先行先试改革的若干措施》。

习近平在主持会议时强调，开展科技体制改革攻坚，目的是从体制机制上增强科技创新和应急应变能力，突出目标导向、问题导向，抓重点、补短板、强弱项，锚定目标、精准发力、早见成效，加快建立保障高水平科技自立自强的制度体系，提升科技创新体系化能力。要遵循电力市场运行规律和市场经济规律，优化电力市场总体设计，实现电力资源在全国更大范围内共享互济和优化配置，加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系。加强党对教育工作的全面领导是办好教育的根本保证，要在中小学校建立党组织领导的校长负责制，把政治标准和政治要求贯穿办学治校、教书育人全过程各方面，坚持为党育人、为国育才，保证党的教育方针和党中央决策部署在中小学校得到贯彻落实。要加强文物保护利用和文化遗产保护传承，提高文物研究阐释和展示传播水平，让文物真正活起来，成为加强社会主义精神文明建设的深厚滋养，成为扩大中华文化国际影响力的重要名片。要支持中关村国家自主创新示范区更好发挥科技资源和制度创新优势，开展高水平科技自立自强先行先试改革。

中共中央政治局常委、中央全面深化改革委员会副主任李克强、王沪宁、韩正出席会议。

会议指出，党的十八大以来，党中央系统布局 and 整体推进科技体制改革，科技领域基础性制度基本确立，一些重要领域和关键环节改革取得实质性进展，啃下了不少硬骨头。但是，同新形势新要求相比，我国科技体制仍存在一些突出短板，一些深层次体制机制障碍还没有根本破除。

会议强调，要强化国家战略科技力量，发挥党和国家作为重大科技创新领导者、组织者的作用，构建关键核心技术攻关的高效组织体系，建立使命驱动、任务导向的国家实验室体系，布局建设基础学科研究中心，改革创新重大科技项目立项和组织管理方式，加强体系化竞争力量。要优化科技力量结构，发挥企业在科技创新中的主体作用，推动形成科技、产业、金融良性循环，加速推进科技成果转化应用。要完善科技人才培养、使用、评价、服务、支持、激励等体制机制，加快建设国家战略人才力量，在履行国家使命中成就人才、激发主体活力。要以更大勇气加快转变政府科技管理职能，坚持抓战略、抓改革、抓规划、抓服务的定位，强化规划政策引导，加强对重大科研项目的领导和指导，为企业提供更加精准的指导和服务。要根据任务需要和工作实际向科研单位和科研人员充分授权，建立责任制，立“军令状”，做到有责任、有管理、有监管，用不好授权、履责不到位的要问责，保证下放的权限接得住、用得好。

会议指出，近年来，我国电力市场建设稳步有序推进，市场化交易电量比重大幅提升。要健全多层次统一电力市场体系，加快建设国家电力市场，引导全国、省（区、市）、区域各层次电力市场协同运行、融合发展，规范统一的交易规则和技术标准，推动形成多元竞争的电力市场格局。要改革完善煤电价格市场化形成机制，完善电价传导机制，有效平衡电力供需。要加强电力统筹规划、政策法规、科学监测等工作，做好基本公共服务供给的兜底，确保居民、农业、公用事业等用电价格相对稳定。要推进适应能源结构转型的电力市场机制建设，有序推动新能源参与市场交易，科学指导电力规划和有效投资，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用。

会议强调，坚持和加强党对中小学校的全面领导，要在深入总结试点工作基础上，健全发挥中小学校党组织领导作用的体制机制，确保党组织履行好把方向、管大局、作决策、抓班子、带队伍、保落实的领导职责。要把党建工作作为办学治校的重要任务，发挥基层党组织作用，加强党员队伍建设，使基层党组织成为学校教书育人的坚强战斗堡垒。要把思想政治工作紧紧抓在手上，深入开展社会主义核心价值观教育，抓好学生德育工作，把弘扬革命传统、传承红色基因深刻融入到学校教育中来，厚植爱党、爱国、爱人民、爱社会主义的情感，努力培养德智体美劳全面发展的社会主

义建设者和接班人。要加强分类指导、分步实施，针对不同类型、不同规模的学校，在做好思想准备、组织准备、工作准备的前提下，成熟一个调整一个，推动改革落到实处。

会议指出，党的十八大以来，我国文物事业得到很大发展，文物保护、管理和利用水平不断提高。要加强文物保护总体规划，统筹抢救性保护和预防性保护、本体保护和周边保护、单点保护和集群保护，维护文物资源的历史真实性、风貌完整性、文化延续性，筑牢文物安全底线。要准确提炼并展示中华优秀传统文化的精神标识，更好体现文物的历史价值、文化价值、审美价值、科技价值、时代价值。要创新转化手段、强化平台建设、夯实人才基础、完善体制机制，以实施重大项目为牵引，提升文物科技创新能力和各项工作保障水平。要开展创新服务，使文物更好融入生活、服务人民，积极拓展文物对外交流平台，多渠道提升中华文化国际传播能力。

会议指出，支持中关村国家自主创新示范区开展高水平科技自立自强先行先试改革，要瞄准实现高水平科技自立自强最突出的短板、最紧迫的任务，在做强创新主体、集聚创新要素、优化创新机制上求突破、谋创新，加快打造世界领先科技园区和创新高地。改革要拿出更多实质性举措，起到试点突破和压力测试作用，积极探索破解难题的现实路径，注意积累防控和化解风险的经验。

中央全面深化改革委员会委员出席会议，中央和国家机关有关部门负责同志列席会议。

新华网 2021-11-25

让企业“软实力”赋能零碳未来

“在碳达峰、碳中和和‘数字中国’的目标下，中国能源行业‘绿色化’、‘数字化’和‘智能化’升级步伐明显加快，风电行业也不例外。”新疆金风科技股份有限公司（下称“金风科技”）总裁曹志刚表示，“但实际上，零碳目标也不是一蹴而就的，基于过去 5-10 年的实践，零碳解决方案的背后其实有很多挑战。”

今年以来，《2030 年前碳达峰行动方案》（下称“《行动方案》”）、《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（下称“《意见》”）等政策文件陆续发布，“零碳”已经成为了业界高频词。“零碳”目标究竟要如何达成？新能源企业又将如何成为零碳目标的“领路人”？

降碳目标对技术创新提出更高要求

《行动方案》及《意见》一再提到“新能源”“创新”等关键词，4 月国家能源局正式印发的《2021 年能源工作指导意见》中，也明确提出要加快能源短板技术装备攻关进程，有效推进关键核心技术、关键装备、关键产品的自主替代，同时也聚焦能源新模式新业态发展需要，新设一批能源科技创新平台。

在业内看来，降碳目标给企业提出了新的发展目标，同时也对企业的科技创新进程提出了更高要求。

“在过去不到一年的时间里，每一家企业都推出了非常多的新产品。现在已经进入了科技创新比较集中的时间段。”曹志刚指出，“在市场端给技术创新带来新推动力的同时，金风科技也正在通过技术创新来塑造差异化竞争力。”

在曹志刚看来，要在未来市场发展中提高企业竞争力，“软实力”必不可少。“对于企业来说，要不断去探寻边界，不断去探寻极限，而这正是我们的创新源动力。以提升风电场发电量为例。在过去 30 年里，业界对风资源的认知始终是一大难题，相信在未来几十年依旧是难题。但如果能够将描述风的参数，如平均风速、空气密度、湍流等数据还原成数学模型，从数学模型到载荷模型，再到控制策略的调整和控制，认知就会发生很大的变化。反过来，这一认知就能够体现在在硬件设计上。这时候可能不是单纯的比风机谁高、谁长、谁轻、谁重，而是发电能力的竞争。”

“一体化”是实现零碳的关键路径

起始于风，却也不止于风。金风科技作为国内最大的风电装备制造商，要实现零碳目标，可再

生能源发电只是开始。

曹志刚表示：“早在‘十三五’期间，金风科技就开始做碳减排的工作。2010年，金风科技就开始做智能微网技术。在2017年，金风科技和工信部一起联合做了绿色供应链的示范项目。在绿色产业链实践的过程中，我们做到的最高比例是50%的电力来自于可再生能源，包括风电和光伏。”

但这远没有达到零碳目标。在曹志刚看来，“源网荷储”一体化技术正是实现零碳愿景的关键。3月，国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，其中强调，电力源网荷储一体化和多能互补是提升电力发展质量和效率的重要抓手，符合新一代电力系统的建设方向，有助于促进非化石能源加快发展，也将提高我国在应对气候变化中的自主贡献度，提升能源清洁利用水平、电力系统运行效率和电力供应保障能力。

“每一个低碳或零碳园区目前面临的主要挑战在于，如果可再生能源成为了主力能源，首先要保障自己小组网的稳定性，其次是要保证整个园区或者整个企业在大电网结构下的稳定性，考虑他们会对大电网产生什么影响。”曹志刚指出。

对于金风科技来说，北京亦庄智慧园区便是其“源网荷储”一体化实现突破的一大成果。据介绍，金风科技亦庄智慧园区是集可再生能源、智能微网、智慧水务、绿色农业和运动健康等功能于一体的绿色园区生态系统，尤其在智能微网方面，园区通过部署0.48万千瓦分散式风电、0.13万千瓦分布式光伏和钒液流、锂电池、超级电容等多种形式储能，在2020年实现清洁能源电量占比达50%。

实现零碳目标，降低运营降本

据介绍，目前，金风科技已经先后助力三个园区实现“碳中和”。对于碳中和路径，金风科技称，到2022年，推动金风科技所管理运营的企业实现碳中和目标；到2025年，主要供应商生产金风产品绿电使用比例达到100%；到2040年，力争做到金风产品所有材料都100%可回收。

在曹志刚看来，如果每一个企业实现碳中和，然后这些企业集群做到一个园区实现碳中和，之后多个园区集合起来做到一个城市实现碳中和，最后所有省市、整个国家也就都能够实现碳中和。

要实现远大的目标，也离不开成本投入。面对业界对于碳中和园区是否具备经济性的质疑，曹志刚给出了回复。

“这个答案是明确的，碳中和智慧园区是切实可行的。在碳中和之路上，金风科技坚定的认为，只要成为行动者，也终会成为受益者。以北京亦庄碳中和智慧园区为例，如果全部使用电量购自电网，每年电费可达1007万元；而在风光储联合优化运行，同时参加售电交易和京津冀辅助服务市场的情况下，园区直购电费仅为549万元，电费节约成本非常可观。一方面，我们落地了很多降低单位产出能耗的措施，另一方面，金风科技通过对于能源的精准预测和精细化管理，从实质上实现能源成本的下降。”曹志刚表示。

曹志刚指出，经过20余年的探索，金风科技已经走出了一条以“绿能产品-绿色供应链-绿色能源解决方案-碳中和共同体”为支撑的实践路径，并通过携手各方合作伙伴，引领行业内外低碳转型、实现全社会的可持续发展。未来，在零碳背景下，金风科技将采取以环境为导向的开发模式，为城市发展和产业进步提供不同场景特征的清洁能源解决方案，在推动能源转型的同时，实现经济效益与生态效益比翼齐飞。

李丽旻 中国能源报 2021-11-15

“双碳”目标下传统能源企业转型路径探究

实现碳达峰、碳中和是我国向世界作出的庄严承诺，也是能源企业调整产业结构、优化产业布局、加快新旧动能转换的必然选择和重要引领。

山东能源集团作为以煤为主的传统能源企业，在“双碳”目标下转型突围，既有压力挑战，也有机遇利好和基础优势，必须适新应变、主动作为，积极探索转型之策，推动企业高质量可持续发展。

传统能源企业转型事关能源结构调整，必须认清“变”与“不变”的总体态势

近年来，我国煤炭行业发挥能源支柱作用，为国民经济和社会发展提供了基础能源安全保障。从“十四五”发展规划看，未来煤炭行业面临“三个不变”和“两大变化”的总体态势。

“三个不变”：煤炭在能源结构中的压舱石作用不会变。我国的能源禀赋现实，决定了目前还没有任何一种能源能够替代煤炭在能源系统中的主体地位和兜底保障作用，煤炭依然是我国能源的基石、主体能源、支柱能源。同时，煤炭生产向资源富集地区集中、开发布局更加优化，随着东北、京津冀、华东、中南、西南等主要产煤地区产量大幅下降，全国煤炭生产越来越向晋陕蒙集中，大型综合能源企业成为煤炭生产主体。

煤炭消费仍将稳步增长的趋势不会变。“十四五”期间，国家对煤炭实施“双控”，煤炭产业发展空间受限，但煤炭消费量仍将逐年增加。“十四五”末国家煤炭年产量控制在 41 亿吨左右，年消费量控制在 42 亿吨左右，2030 年煤炭消费量最多可达到 45 亿吨，尽管到 2050 年煤炭需求量将降至 15 亿吨左右，但煤炭在一次能源结构中占比仍将达到 34.88%。

煤炭是最经济安全能源的地位不会变。根据测算，同等热值的煤炭、石油、天然气比价为 1:7:3，煤炭是我国可清洁高效利用的最经济安全的能源资源。截至 2019 年底，全国原煤入洗比率超 73%，总量超过 28 亿吨；接近 90% 的燃煤发电超低排放，85% 以上的煤炭消费基本实现清洁高效利用。目前，我国清洁高效煤机组大气污染物的超低排放标准已高于世界主要发达国家和地区，随着我国现代煤化工技术的创新发展，煤炭正在加速“由黑变白”“由重变轻”。

“两大变化”：能源结构由“一煤独大”向“多能互补”转变。我国清洁能源持续扩容，清洁低碳、安全高效的能源体系正加快构建，我国能源结构正由煤炭为主向多元化转变，清洁能源集中与分散发展并举的格局正逐步形成；新能源的基础不够牢固，亟需突破大规模低成本储能技术，解决调峰调压的电源问题，提高整体消纳水平，我国能源结构将在以煤为主的基础上逐步向多能互补融合发展。

煤化工由单一燃料向原料和燃料并重转变。煤化工具有减少碳流失的作用，是煤炭低碳发展的重要转型路径。煤化工中煤制油、煤制天然气碳基本流失，但易于捕获转化过程中的高浓度二氧化碳，节碳率大幅提升。煤制甲醇、烯烃、乙二醇等工艺路线，部分碳元素进入产品，可起到 30% 至 40% 的固碳作用，具有天然节碳能力。由于资源禀赋，与其他国家相比，我国的化工行业更多使用高碳排放的煤炭作为原料。煤制氢 1 公斤（合成氨和甲醇原料气）会排放约 11 公斤二氧化碳，如果是天然气制氢，碳排放将减少一半。根据麦肯锡分析，为达到 1.5 摄氏度温控目标，化工行业需要在 2050 年之前将碳排放量降低 90% 以上。必须以提高煤炭绿色低碳发展的科学化水平为主攻方向，推动煤炭由单一燃料向燃料与原料并重转变，由排碳向固碳转变，促进现代煤化工产业高质量发展。

传统能源企业转型是大势所趋，必须解决好“为什么转”“向哪里转”的问题

我国能源结构以高碳的化石能源为主，化石能源占一次能源消费比重为 85%；每年由化石能源消费产生的碳排放量占全社会碳排放总量的近 90%，其中煤炭作为“碳排放大户”，消费产生的碳排放占能源排放总量的 79%。当前和今后一个时期，低碳时代正在引领新一轮能源革命，煤炭消费减量替代已是大势所趋。

“双碳”目标倒逼转。解决碳排放问题，关键是调整能源消费结构、减少化石能源碳排放，首当其冲就是要控制煤炭消费总量、降低煤炭消费强度，这对煤炭行业是革命性要求。《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出，加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》提出，推动重点用煤行业减煤限煤。大力推动煤炭清洁利用，合理划定禁止散烧区域，多措并举、积极有序推进散煤替代，逐步减少直至禁止煤炭散烧。“十四五”末，山东煤炭消费比重下降到 60% 以内，非化石能源消费比重提高到 13% 左右。

“双碳”工作能不能做好，事关煤炭企业生死存亡和可持续发展。山东能源集团作为以煤为主的传统能源企业，必须因势而变、主动求变、尽快转型，在新一轮能源格局重构和产业革命中占得先机，赢得一席之地。

国企改革要求转。近年来，我国国企改革力度不断加大，产业企业兼并重组步伐加快。今年更

是国企改革三年行动攻坚之年、关键之年，也是创建世界一流企业工作深化之年。

前不久，国务院国资委对“十四五”国资国企发展、改革、监管、党建等工作作出系统谋划和具体部署，要求国企在高质量发展中走在前列，以优化布局补齐高质量发展短板，加快建设世界一流企业。特别在推动实现“双碳”目标方面，要求国企加快发展方式绿色转型、大力发展绿色低碳产业、全面提高能源资源利用效率。7月9日，国务院国资委印发《国有重点企业管理标杆创建行动标杆企业、标杆项目和标杆模式名单》，要求从八个方面持续加强企业管理体系、组织体系、责任体系、执行体系、评价体系等建设，全面提升管理能力和水平。7月30日，国务院国有企业改革领导小组办公室以视频方式召开国企强化正向激励专题推进会，要求在考核分配、中长期激励、职级晋升、荣誉奖励等方面形成“政策包”“工具箱”，营造良好干事创业环境，推动企业高质量发展。

这一系列部署和要求，为我们加快转型升级指明了方向和路径，提供了遵循和动力。

未雨绸缪主动转。近年来，特别是联合重组以来，山东能源集团围绕“双碳”落地实施，加强前瞻研究，以绿色低碳发展为方向，以投资为“指挥棒”，积极参与外电入鲁通道、省内新能源资源富集区项目建设，加快壮大新能源产业规模，能源结构和产业转型取得一定进展。但必须清醒看到，实现碳达峰、碳中和是一项艰巨复杂的系统工程，传统能源企业在“双碳”目标倒逼下也面临诸多压力和严峻挑战：

一是能源保障“任务重”。山东是全国最大的能源消费省区，社会用能总量、社会用电量、煤炭消费量均位居全国首位；化石能源依赖度和省外能源依赖度较高，能源安全供应压力巨大。

二是产业结构“转型难”。高碳高能产业比例大，“一煤独大”格局短期内无法改变，全国碳交易市场启动导致煤电、煤化工等成本大幅增加。

三是新兴产业“基础弱”。新能源产业起步晚、底子薄，海上风电处于培育阶段，光伏产业基础较弱，人才、技术、市场、经验匮乏。因此，必须增强紧迫感压力感，统一思想、凝聚共识，合力推动、加快行动，坚定不移打好打赢这场转型发展的攻坚战。

明确目标精准转。在“双碳”目标下推动转型，必须正确处理好控碳降碳与能源安全、改革发展、生产经营等各方面关系，以绿色低碳为引领，加快由传统能源企业向新型能源企业转型，实现更高质量效率、更具创新活力、更可持续稳健的发展，全力打造全球清洁能源供应商和世界一流能源企业。要聚焦“三化”做文章：

一是高碳能源低碳化。抓住低碳转型契机，在煤炭增量受限情况下，推动煤炭由分散利用向集中利用、由燃料利用向原料利用、由一次利用向二次利用“三个转变”，积极探索煤炭转化与可再生能源、碳捕集利用和封存等耦合利用，推进煤电机组节能降碳改造，优化煤制甲醇、烯烃、乙二醇等工艺路线，加快构建低碳循环、清洁高效的煤基综合利用产业体系。

二是清洁能源规模化。坚持立足煤、依托煤、延伸煤、超越煤，把新能源发展作为战略优先方向，大力推进以风电、光伏、氢能、地热为重点的新能源发展，全面打造风电、光电、制氢和储能产业协同发展新格局。

三是综合能源智慧化。依托大数据系统和信息化能力，打造能源数字经济平台，推动大数据、云计算、人工智能、区块链、5G等新一代信息技术在全要素、全产业链、全价值链中的深度融合应用，构建综合能源供应体系，促进各级运营在线监控与辅助决策、产业与生态协同发展。

传统能源企业转型要明确实施路径，必须解决好“转什么”和“怎么转”的问题

传统能源企业转型是一项艰巨复杂的系统工程，既有思想观念问题也涉及体制机制问题，必须坚持系统思考、综合施策、统筹推进，明确实施路径，有序推动落实。

首要是转观念。转型首先转观念，观念一转天地宽。在应对“双碳”和转型发展上，目前在认识上还存在一些误区，主要有三种错误倾向：

一是“谈煤色变”的悲观思想。“双碳”目标的提出，让煤炭行业前所未有的站在风口浪尖，不少人对煤炭行业和企业未来发展信心不足，更有甚者认为煤炭应该退出，悲观地认为“国家不要了、行业不行了、企业没戏了、职工没路了”，总之心里没底了。但从国家能源安全的角度，实现“双碳”目标

并不是简单地“去煤化”，煤炭作为基础能源的地位短期内不会变，依然需要发挥兜底保障作用。

二是“影响不大”的乐观思想。有的认为，国家提出“双碳”目标影响的不只是煤炭行业，相关上下游行业都面临转型发展问题，影响面如此之大、影响程度如此之深，国家将会对各类影响进行重新评估，甚至会出现一些政策上的松动。在国家相关政策尚不明朗的情况下，这一思想不利于推进“双碳”工作和加快企业转型。

三是“与己无关”的观望思想。一部分人感觉企业转型与自己关系不大，转不转是领导的事。体现在工作上就是平推平拥、等待观望，缺乏主动作为、创新进取的精气神。对此，需进一步加大宣传教育力度，引导广大干部职工做到“三个充分认清”，即充分认清“转型发展势在必行，早转早主动，晚转就被动”，充分认清“转型发展时不我待，双碳行动人人有责”，充分认清面临的机遇利好和基础优势，进一步坚定高质量发展信心，营造有利于推进工作的良好氛围，以思想上的高度统一凝聚推动转型的强大合力。

重点是优路径。面对“双碳”新形势新要求，实现转型发展必须克服固化思维、优化路径选择，创造智慧动能、引领能源变革。煤炭产业着力向减量发展、高质量发展。未来一个时期内，煤炭在能源集团产业布局和经济版图中的核心地位决不能动摇，也不容动摇，但必须处理好“舍”与“得”关系。

在增量发展上，厚植优势资源储备，并购或建设一批安全、高效的特大型骨干矿井，为转型提供支撑；在存量变革上，坚持“安全生产、高效利用、绿色转化”理念，以“十四五”期间全面建成安全、绿色、智能、高效“四型”矿井为目标，加快煤矿智能化改造；在减量提质上，不能再有“舍不得”“不忍心”“等等看”等想法，坚定不移有序退出三类矿井，优化产能结构，提升煤矿整体盈利能力和安全保障系数。同时，顺应煤炭消费减量替代和下游行业发展趋势，精准布局煤炭产能和营销策略，调整优化产品结构和区域结构，发挥煤炭兜底保障和新能源产业发展的掩护作用。

煤化工产业着力向价值提升、高端集群发展。加快技术迭代更新，提升工艺技术水平。延伸产业链、提升价值链，不断降低单位产值能耗和成本，实现向高端化工新材料全产业链升级。

煤电产业着力向技术创新、高效减碳控碳化发展。坚持“上大、关小、提质”发展方向，加快低碳化工艺技术应用，提高燃煤发电效率，减少资源消耗，实现安全、清洁、节约发展。

新能源新材料产业着力向清洁低碳、布局多元化发展。发挥新能源公司投资平台作用，采用混改等新模式、新机制，引进战略投资者，打造海陆风电、光伏、氢能、地热等新能源产业集群。聚焦产业发展重点和协同发展优势，塑造新材料产业生态圈，多点布局推动集群发展。

装备制造产业着力向智能制造、高端数字化发展。坚持创新驱动、高端引领，推进装备制造业规模、质量、效率、效益协调提升，形成智能制造、绿色制造和服务型制造竞相发展新业态。

现代物流产业着力向智慧管理、绿色网络化发展。坚持底线约束、高点规划、系统配套，围绕调结构、强技术、重管理、保畅通，力求实现能源消费低碳化、节点通道网络化、运输方式绿色化、资源利用集约化、管理模式智慧化。

关键是抓创新。创新是引领发展的第一动力。在“双碳”目标背景下推进转型发展，必须依靠创新驱动，突破瓶颈制约。

一是技术创新，突破低碳发展技术。密切关注碳减排领域前沿技术研发应用，立足能源集团主体产业，发用好八个国家级研发平台和多个省级研发平台，突出煤炭绿色智能开采、煤电减碳控碳、煤化降碳固碳、氢能、储能以及碳捕集、利用和封存等关键技术研发创新。设立科技创新基金和“双碳”专项基金，建立“揭榜挂帅”机制，组建技术创新联盟，加大攻关力度，着力为转型发展提供技术支撑。

二是产业创新，加快氢能产业发展。目前国内对氢能发展虽有一些不同声音，但从国家“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要看，氢能作为“零碳”能源将迎来加快发展的重大机遇，超过三分之一的央企已在布局包括制氢、储氢、加氢、用氢等全产业链，并取得一批技术研发和示范应用的成果。山东能源集团拥有先进煤制氢技术和丰富的化工副产氢资源，今年 3 月在北京承办了第三届中国制氢与氢能源产业发展大会。面向未来，应抢抓氢能产业发展机遇，落实《山东省氢能产业中长期发

展规划（2020-2030年）》，积极布局氢能领域，全力打造氢能制备、纯化、储运供给端产业链，为未来低碳转型提供重要载体。

三是管理创新，推进企业数字化转型。树立“数据就是资源、数字就是资产”新理念，适应信息化、网络化、智能化时代新要求，以数字产业化、产业数字化为方向，尽快编制实施“十四五”数字化转型专项规划，探索推动5G、人工智能、大数据、云计算、区块链等数字技术与传统能源行业深度融合，以数字化培育新动能，用新动能推动新发展。（作者系山东能源集团党委书记、董事长）

李伟 中国能源报 2021-11-15

新建筑碳排放强度有了“硬杠杠”

建筑领域布局零碳电力至关重要。以水电、风电、光伏发电及生物质发电作为主要电源，以少量燃煤燃气电力作为补充，同时依靠碳捕集和封存技术回收发电排放的二氧化碳，是建筑领域走向碳中和的路径。

住建部近日发布的国家标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》（下称《规范》），对新建建筑节能设计、可再生能源建筑应用系统设计等提出要求。其中，新建的居住和公共建筑碳排放强度，应分别在2016年执行标准的基础上平均降低40%，碳排放强度平均降低7kgCO₂（m²·a）以上。这项强制性工程建设规范，将于2022年4月1日起实施，建筑行业由此迎来首个二氧化碳排放的硬指标。

建筑是能源消费的主要领域之一，也是造成直接和间接碳排放的大户之一，建筑全过程碳排放接近我国碳排放总量的40%。“目前，建筑运行每年还在排放20亿吨以上二氧化碳，由建造和维修间接导致钢铁、建材等制造领域的碳排放，每年有16亿-18亿吨。大力减少建筑领域碳排放，需要大幅改变目前建造、运行、维护等各个环节的理念和方法。”中国工程院院士江亿强调。

不改变当前标准将直接影响建筑碳减排

据清华大学建筑节能研究中心统计，截至2019年，我国建筑总量约为644亿平方米。为满足炊事、生活热水等需求，使用燃煤、燃气等化石能源而导致的直接碳排放共约6亿吨；使用电力、热力导致的间接碳排放量分别高达11亿吨、4.5亿吨左右，这也是建筑相关碳排放的主要部分。此外，建造、维修耗材的生产、运输及施工过程也会产生排放。“这部分碳往往被计入工业生产、交通运输领域，但没有旺盛的建筑市场需求，就不会有这样大规模的生产和运输。因此，建筑部门也应分担减排责任。”江亿表示。

值得关注的，建筑领域碳排放仍在增长。一位来自住建系统的专家向记者举例，每年有大量新建建筑竣工，每年新增的城镇集中供热面积在3亿-5亿平方米。若不改变当前以煤为主的供暖方式，其中一半以上热源依然与煤相关。加上南方地区供暖越来越受关注，热力碳排放将持续攀升。“如果继续沿用当前的建筑节能标准及减排节奏，建筑部门碳达峰时间将明显滞后于其他行业。”

“近几年，每年的城镇住宅和公共建筑竣工面积在30亿-40亿平方米，但每年拆除的建筑面积将近20亿平方米，拆除建筑平均寿命仅为30几年，远未达到建筑结构寿命。”江亿提出，大拆大建模式在无形中加剧排放，“对钢铁、建材的需求持续，由此形成的碳排放很难降下来。”

中国能源研究会学术顾问周大地进一步称，在第三产业中，大量碳排放与建筑物以及屋内外设施相关。“我国是世界上超低能耗建筑示范最好的国家之一，并正在制定零能耗建筑相关标准。建筑用能，建筑结构和材料，以及运行本身的技术进步已有方向，很多事情可以尽快干起来。”

电力、热力供应造成的间接排放是管控重点

具体可做哪些“事情”？周大地举例，老旧房屋跑气漏风，保温换热效果较差，冬季需依靠大量能源供应才能暖和。如今运用新的建筑材料及保温绝热技术，使用更少的能源可以达到更好的效果，有些耗能甚至只有浪费型采暖系统的1/10。“采用各种新技术、新产品，使建筑用能需求大幅下降，碳排放相应减少，生活舒适程度反而提高。在此基础上，进一步实现建筑供热乃至整体用能的高效

电气化，以及与新型电力系统互相协调的新型建筑能源系统。”

在江亿看来，科学防止大拆大建、严格控制建筑总量，可有效减少盖房子产生的排放。实施建筑用能电气化，比如用电热水器替代燃气热水器、以空气源热泵替代燃气锅炉等方式，是解决直接排放的主要途径。真正的难点是电力、热力供应造成的间接排放。“2019年，建筑运行电量为1.9万亿千瓦时，除了30%左右的零碳电力，其余都是以燃煤、燃气为动力的‘碳排放’电力。北方城镇广泛使用集中供热系统，也是由热电联产或燃煤、燃气锅炉提供热源。”

江亿认为，以水电、风电、光伏发电及生物质发电作为主要电源，以少量燃煤燃气电力作为补充，同时依靠碳捕集和封存技术回收发电排放的二氧化碳，是建筑领域走向碳中和的路径。换言之，布局零碳电力至关重要。“新增建筑用电最好全部由风电、光电提供。农村建筑层数低、各类屋顶多，风光装机容量能达到20亿千瓦，可满足农民生活、生产、交通用电。城乡建筑可利用的屋顶空间约250亿平方米，还有部分可利用的零星空地，加上东部海上风电、城市周边风光基地等资源，城镇建筑用电也有保障。关键在于，如何让建筑有效消纳这些根据天气状况而变化的零碳电力。”

提高新建建筑可再生能源利用率是关键

按照江亿的思路，可再生能源将在建筑领域起到关键作用。《规范》也给予充分重视，要求“新建建筑群及建筑的总体规划应为可再生能源利用创造条件”。建设项目可行性研究报告、建筑方案和初步设计文件应包含建筑能耗、可再生能源利用及建筑碳排放分析报告。施工图设计文件应明确建筑节能措施及可再生能源利用系统运营管理的技术要求。

“实际上，主管部门一直鼓励推动可再生能源应用。”上述人士举例，早在2017年，《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》就明确了发展可再生能源供暖的目标，但从进度来看，实施效果并不尽如人意。背后既有体制机制的客观因素，也有技术、价格等自身短板。“打铁还需自身硬。建筑用能涉及到民生问题，比如太阳能白天有晚上无，总不能让居民晚上挨着冻，如何提高供应的稳定性和可靠性？再如，可再生能源供暖与电采暖的原理相似，前者费用却明显偏高，如何通过技术创新降低成本？在建筑领域实现大规模推广，很多现实问题仍待解决。”

记者了解到，以可再生能源应用为基础，多地还在推行超低能耗、近零能耗等绿色建筑。中办、国办10月印发的《关于推动城乡建设绿色发展的意见》进一步提出“发展零碳建筑”，并鼓励智能光伏与绿色建筑融合创新发展。中国建筑科学研究院建筑环境与节能研究院院长徐伟表示，新建建筑可通过提升围护结构性能、更新建筑节能标准等方式，提升建筑节能能效，在有条件的地区率先推行近零能耗建筑，最终实现零能耗和零碳。“提高可再生能源利用率是关键。在现有建筑节能标准稳步提升的前提下，新增建筑可再生能源利用面积达到2亿平方米，我国建筑领域碳达峰时间有望提前到2027年。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-11-15

世界最大规模新能源分布式调相机群落地青海

本报讯 11月8日，在青海海南千万千瓦级新能源基地，随着首批11台新能源分布式调相机全部投入使用，世界最大规模的新能源分布式调相机群正式形成，可带动当地新能源消纳能力提升185万千瓦。

青海电网是全国新能源装机占比最高的省域电网。针对青海海南地区新能源装机规模大、占比高，常规电源装机规模较小、电压支撑能力相对薄弱的现实状况，为进一步探索和解决制约新能源大规模开发利用的技术难题，推动当地能源资源高效开发利用，2019年国家电网有限公司组织开展专项攻关，国家电力调度控制中心会同规划设计部门、国网西北分部、国网青海电力、有关科研院所、新能源场站业主及厂家，经过反复开展技术研讨论证，提出了在青海海南地区昕阳、夏阳、旭明、珠玉4个新能源汇集站安装21台分布式调相机的解决方案，在确保电网安全稳定运行前提下，大幅提升新能源送出水平。

“这是世界上首次探索在电源侧大规模安装分布式调相机，对于推动新能源大规模开发利用、构建清洁低碳安全高效的能源体系具有重要的示范引领价值。”据国家电力调度控制中心张怡博士介绍，相比传统的无功补偿装置，分布式调相机具有故障瞬间电压支撑能力强、暂态响应速度快等优点，可作为电力系统电源侧的稳定器，未来将是高比例新能源电力系统的重要组成部分。

据悉，青海海南分布式调相机工程自 2021 年 5 月起正式启动设备安装，国网青海省电力公司积极协调各方，全方位推进分布式调相机涉网、调试、并网试验及运行管理等工作，有力保障了首批 11 台分布式调相机群的顺利并网。按照建设方案，2021 年底，21 台分布式调相机计划全部投产，届时可将青海海南地区新能源送出能力提高 350 万千瓦，预计年均增发新能源电量 70.2 亿千瓦时，相当于减少燃煤 318.9 万吨，减排二氧化碳 574.2 万吨，具有显著的节能减排效应。

王国栋 卢国强 中国能源报 2021-11-15

能源传输和转换价值应有所体现

2015 年 10 月，中共中央、国务院发布的《关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28 号）提出了能源价格市场化的思路：按照“管住中间、放开两头”的总体思路，推进电力、天然气等能源价格改革，促进市场主体多元化竞争，稳妥处理和逐步减少交叉补贴，还原能源商品属性。2021 年 7 月，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》后，各省（区、市）均开始优化分时电价政策。在这种情况下，电力与能源价格体系对国计民生及宏观经济的影响将日益深刻，认识其内在规律十分必要。

现有能源比价未实现资源优化配置

电力是重要的基础资源，并非普通的商品，因此电价除具有商品属性外，还有复杂的社会属性，要体现国家产业发展导向，由此形成一系列政策性电价：煤电价格联动电价、发电上网标杆电价、政府性基金及附加电价、还本付息电价、脱硫脱硝电价、可再生能源发电上网电价、煤电基准价加上浮动电价、用户分类与目录电价、高耗能产业差别电价、用电侧阶梯电价、城乡用电同网同价等。

历次能源体制改革的初衷都是为了打破垄断、引入竞争、提高效率、降低成本、改善服务，但由于各种原因，我国能源价格体系市场化依然困难重重。同时，一些不合理的价格管制和割裂的部门管理扭曲了能源价格水平及不同种类能源产品间的比价，难以实现高效配置，而且，对能源消费的正负外部性补偿功能不足，无法保证能源结构优化及可持续发展。

比价是能源价格体系的核心。在电价体系中，可再生能源电源与化石能源电源、调峰电源与基荷电源建立合理的比价，才能支撑合理的电源结构。

各国能源比价受资源禀赋、市场结构、供需形势、政策等多种因素共同影响。按照国际通用的法则，根据热值计算各类能源的价格比，世界范围内煤炭、石油、天然气的比价约为 1:1.5:1.35，而我国动力煤、石油和天然气的比价约为 1:4.5:2.7。相比之下，我国煤炭较油气价格偏低，天然气较石油价格偏低、较煤炭价格偏高。在该比价和能源资源禀赋条件下，我国很难扭转能源主要依赖煤炭的局面，也不利于提高天然气使用水平。为推动节能减排，我国安排大量专项资金进行整治，但效果并不理想，原因之一是能源价格体系存在大量转移支付和交叉补贴，同时不同部门间缺乏有效的沟通和合作，弱化了各种政策的协同效果。

能源传输形成能量、信息、价值三层网络

价格体系的核心作用在于引导供需平衡和优化生产、消费，而我国现行能源价格体系在原油与成品油、煤炭与电力、天然气与电力等上下游能源产品之间形成了多种价格屏障，主要目的是减少外部冲击，维持有利于工业化发展的能源比价水平。但同时，这种价格屏障切断、扭曲、异化了多种能源产业上下游的关联性，使得各种成本及供需关系无法沿价格链条顺畅传导，致使能源产品的替代性与互补性不能经由价格联动和反馈机制表现出来。尽管我国能源发展总体上具有较强的延续

性和整体性，但无法避免中央和地方、国有和民营、上下游企业等主体在能源生产、储运、配售等环节的矛盾和冲突，且短期政策行为常导致长期发展的不均衡性。

价格是价值的外在表现，能源价格形成机制应建立在价值规律的基础上。在计划经济模式下，最理想的能源价格水平应等于真实价值；在市场经济模式下，能源市场价格应围绕真实价值上下波动。因此，碳达峰、碳中和目标下的能源产品比价关系应引起各方高度重视。

与其他商品市场不同，能源生产、储运、配售、消费等往往需通过各类网络实现，如电网、热网、燃气网等。这些网络本质上传递的都是能量，只是表现形式不同，因此可统称为能量网络。能量网络包含不同类型的能源子网（电网、热网、燃气网等），而各种子网间又通过能量转换设备（发电机、泵、空调和热水器等）相连。同时，随着信息通信技术（ICT）快速发展，在物理层面能量网络的基础上，可建立基于自动化、互联网技术和“大云物移智链”等新兴技术的信息网络，以对能源生产、储运和利用进行调控。此外，电力与能源商品的交易及价值传递还形成了价值网络。

因此，电力与能源传输共形成三层网络结构：第一层为能量网络（受基尔霍夫定律、热力学/传热学定律等规律支配），第二层为信息网络（受信息/通信、优化/控制等规律支配），第三层为价值网络（受价值规律支配）。三层网络紧密耦合、相互关联，其中价值网络是电力与能源价格体系的基础，且受能量网络物理规律制约。

我国的合理电价应更多考虑价值网络约束

根据国家发改委、国家能源局印发的电力体制改革相关配套文件，电力现货市场主要开展日前、日内、实时电能量交易。其中，节点电价是指在满足各类设备和资源运行特性和约束条件的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时的边际成本，即在某时间、某地点以最低成本“多消费 1 度电”所需增加的成本。

节点电价=系统能量价格+阻塞价格+网损价格。节点电价理论是基于优化调度模型、在满足各种约束条件下的资源优化配置电价，所以它和经济调度、最优潮流有着深刻联系。其中，最优潮流（或安全约束经济调度）模型求解过程中对应节点有功功率的拉格朗日乘子（影子价格）即为节点电价。节点电价看似完美，但却是基于“工程师思路”设计的，对电价体系的社会经济特征体现不够。

节点电价采用的物理潮流模型属于第一层能量网络层模型，但电能交易关系包括比物理电网更多的社会和经济属性，即第三层价值网络层关系，并不完全服从物理潮流定律。节点电价主要在以美国为代表的电力市场中应用，欧洲电力市场主要采用分区电价。目前我国仍处在工业化中后期，存在发展不平衡不充分的问题，因此电价水平要适应各地新时代新型工业化的要求。同时，我国幅员辽阔，各地区要素水平和资源禀赋差异大，若建立完全自由竞争的统一电力市场，可能扩大区域间经济发展水平的差异，与区域协调发展的国家战略目标背道而驰。

此外，电厂类型、所处位置、投资运行时间不同带来的发电成本差异也使其难以在同一平台竞争。由于这些原因，我国的合理电价不能仅建立在物理电网模型（潮流模型）的基础上，而应更多考虑地区经济发展水平、发电机组类型和用户所属行业的差异，即价值网络的约束。

合理的能源比价可实现“节能”等同于“省钱”

节能技术旨在完成同样产量的前提下，节约能量消耗，即减少单位产值的能量总成本。能量总成本包含节能技术运用后的能量成本和设备成本及负效应成本等，如果这些成本总和超过节能技术运用前的总成本，这样的节能技术只有社会效益而没有经济效益。同时，当采用某种节能技术后导致能量成本提高，这种现象往往是由类能源比价不合理所致。

现阶段供能系统的分析方法主要有能量分析法和火用（exergy）分析法。其中，能量分析法的重点在于能量“数量”变化，但由于热力学第二定律揭示的过程不可逆性，能量在传递、转换中对外做功的能力将不断下降，即能量“品质”不断下降。仅考虑能量数量变化而忽略能量品质变化，无法真正指导科学用能。火用是能量对外做功能力的量度，指当系统由一任意状态可逆地变化到与环境相平衡的状态时，理论上可以转换为其他形式的那部分能量。

节能本质是实现节火用。火用分析法关注能量传递中火用的变化，给出供能系统各环节火用损

的分布情况，并充分发掘供能系统的节能潜力。火用分析法和能量分析法都是从供能系统的能耗特性角度进行分析，但在实际应用中，供能系统的经济特性具有同等甚至更高的重要性。因此，研究人员在供能系统性能分析中采用了火用经济学（Exergy Economics）的分析方法，综合考虑供能系统的热力学性能和经济效益，力图在保证经济性的前提下最大程度节能。

能源的合理比价需建立在火用经济性优化的基础上。通过合理确定燃料（化学火用）、电力（电火用）、热力（不同温度的热火用）等能源的比价，可使供能系统的能效和经济性实现统一，即节能率与“节资率”相近或一致。在这种能源价格体系下，“节能”与“省钱”具有等价关系，将促进节能技术开发和应用。（作者供职于华南理工大学电力经济与电力市场研究所）

陈皓勇 中国能源报 2021-11-22

电力系统如何逐步零碳化

“我国电力装机容量近 23 亿千瓦，其中可再生能源发电装机占比超过 40%。实现碳达峰需要电力零碳先行，能源系统的碳中和也必须建立以零碳电力为核心的新型电力系统，所以电力系统要力争 2040—2045 年实现零碳化。”国家发改委能源研究所原所长周大地日前在国是论坛之“能源中国”会议上表示。

以零碳电力为核心的新型电力系统的核心特征在于新能源占据主导地位，但新型电力系统必须解决高比例新能源接入下系统强不确定性与脆弱性问题，所以保障电力系统稳定成为能源电力行业亟待解决的难题。

煤电中短期仍是主力电源

随着我国提出碳达峰、碳中和目标，新能源在一次能源消费中的比重不断增加，正在加速替代化石能源。相关研究显示，预计到 2060 年，“风光”装机占比将超过 85%，发电量占比近 70%。

“新能源发电的随机性、波动性、间歇性引发的电力供应安全稳定问题需要同步深化新型风险研究和防范，因此构建新型电力系统是分阶段的长期过程，任务艰巨且迫切。”国网能源研究院总工程师李健指出，“从电源角度看，火电这种高参数大容量的常规电源要向以新能源为主的海量微小电源转变，需要大量的同步并网，同时还有集中式和分布式控制并举的转变，整个调度运行控制面临的问题将更加复杂。”

今年 9 月以来，我国多地实施了力度不等的停电、限电措施，反映出从煤到电的能源基本盘出现了较为突出的供需失衡问题，也凸显了近中期煤电在电力保供中的“压舱石”角色。

截至 2020 年，我国火电装机占比已降至 56.58%，其中煤电装机占比降至 49%，但火电发电量占比仍接近七成。今年上半年，煤电发电占比又升至 73%。业内人士认为，这样的电力生产结构决定了电力消费结构的高碳特征。“如果此时煤炭价格再度异常波动，电价矛盾将无法调和，我国能源结构对煤炭的依赖极易促发煤价异常升高。”

充分发挥存量煤电机组价值

在构建以新能源为主体的新型电力系统的背景下，如何引导煤电平稳转型？

国家发改委、国家能源局日前发布的《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（下称《通知》）指出，对供电煤耗在 300 克标准煤/千瓦时以上的煤电机组，应加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停，并视情况将具备条件的转为应急备用电源。“十四五”期间改造规模不低于 3.5 亿千瓦。

“‘十四五’期间，煤电要有一定的发展空间。”华北电力大学经济与管理学院教授袁家海表示，“今年煤电升级改造方案目标为优化产业结构，推动高质量发展，使煤电向调峰和供热服务转变。”

袁家海坦言，在协调保供和减排双重约束下，煤电转型有三方面方向。“一是由高碳电源向低碳电源转变，煤电发展重点从提供电量电力转向灵活性服务、热电联产供热、耦合新能源发电；二是由主体基荷电源向调节型电源转变，近中期煤电主导地位缓慢弱化，煤电以稳定基荷为前提，从电

量型电源转变为电力型电源，中长期煤电退出主体电源位置并向调节电源和补充电源转变，重点转向补足短时尖峰资源不足和提供灵活性支撑；三是分区域设计煤电转型，考虑区域电力发展的差异化特征，制定区域化的煤电转型策略。

利用电厂余热减少燃煤使用

除了发电，供热也是煤电的重要应用领域。在碳达峰、碳中和目标背景下，燃煤锅炉和燃煤热电联产在当前中国北方地区还普遍存在，造成北方地区的供热碳排放居高不下。据清华大学建筑节能中心测算，2018年我国建筑运行碳排放在21亿吨左右，约占全社会排放总量的1/5，其中北方城镇供暖能耗为2.12亿吨标煤、碳排放量约为5.5亿吨。

清华大学建筑学院建筑节能研究中心教授付林指出，当前中国清洁供热离碳达峰、碳中和目标仍有较大差距。“大量实践表明，电厂余热利用有利于大幅节能减碳，同时是确保供热的一个最佳途径。因此在能源转型过程中，要充分利用工业余热逐步减少城市中的燃煤使用。”

“传统燃煤供热的退出应循序渐进，用大型电厂排放的余热逐步替代城市的燃煤锅炉和小热电，在城市形成无碳无煤供热。为加快这一进程，需要进一步明确有关政策机制，以确保其保障实施。”付林说。

付林进一步建议，近期可先将煤电小机组和燃煤锅炉在10年之内逐步关停，未来20年内逐步退出30万千瓦级的电厂机组，在此基础上保留60万千瓦和100万千瓦的机组作为季节性的调峰，逐步助力“双碳”目标实现。

本报实习记者 姚美娇 中国能源报 2021-11-22

中小城市节能降碳更要把好技术、金融关

“经济增长方式的低碳转型是个系统工程。”近日，中国建筑设计研究院有限公司城镇规划设计研究院副院长王明田在接受记者采访时说，如何在节能降碳的同时促进地方经济发展，是眼下需要破解的难题。

当前，我国中小城市实现低碳发展仍面临较大挑战：一是经济增长和节能降碳平衡难度较大；二是低碳、零碳示范项目成本与收益平衡难度大，而中小城市在吸引投资方面也存在瓶颈。

国家气候战略中心战略规划部主任柴麒敏认为，中小城市经济增长方式要实现低碳转型，当务之急是避免盲目落地可能造成高碳锁定的项目，尤其是涉及以生产为主、排放强度相对较高的基础设施。然而当前，在国家严控“两高”项目的高压政策态势下，惯性的“锁定效应”对中小城市造成不小的减排压力。

中小城市更具减碳灵活性

新型城市化是拉动经济社会发展的重要动力源泉。对于中小城市而言，推动高质量发展既是国家现代化进程的必然要求，也是乡村振兴和城乡融合发展的必然要求。

然而，在经济发展过程中，如果高碳产业所占比重较大，便会带来较高的化石能源使用量，进而推高碳排放水平。因此，如何实现中小城市经济增长方式的低碳转型就成了重中之重。

“中小城市减少碳排放的根本途径若着眼供给侧在于优化能源结构，着眼消费侧则在于提升能源利用效率。”王明田指出。

就能源供给侧看，应不断提高核电和可再生能源比例，替代传统高碳的化石能源，实现电力来源的低碳化；从能源消费看，需倡导绿色生产生活方式，如普遍推行生态农业、绿色园区、绿色建筑、绿色交通和废弃物资源化利用等，以实现能源消费的减量和效率提升。

在中国城市规划设计研究院生态市政院副总工程师魏保军看来，小城市更具电力低碳甚至“碳中和”的先天优势。“中小城市建筑形态及其外围的农业用地等非建设用地资源丰富，这为其发展可再生能源带来较大优势。”

他进一步解释称，如果非建设用地和屋顶资源都得以有效利用，中小城市完全有能力做到清洁

发电与消耗平衡，甚至能实现外输。“若生产、生活中使用清洁电力的比重不断增加，低碳转型的进度也将加速。”

王明田指出，不仅是发展可再生能源，中小城市还可以通过优化国土空间，提高建设用地的集约化和复合利用水平，还地于自然生态；城区则可通过建设海绵城市和绿化工程等，提高城市绿化覆盖率，以增加碳汇。“生态环境改善可助力地方产业提升，比如生态农业、生态旅游、生态教育等，以增加产业附加值，带来经济效益。”

“低碳转型需以政府为主导，一方面政府要重视引导老百姓消费观念向低碳、绿色转变；另一方面应提供必要的政策支持，让低碳产品能与高碳产品同市场竞争，待后期市场发育成熟后再逐步退出。”王明田同时强调，如果将中小城市碳汇纳入进入国家碳交易市场，便能直接获得经济收益。承接产业转移需慎重

近年来，随着国家环保监察力度提升，各地都在对高耗能、高排放产业进行严格限制，且生态环境部门正在推进的“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单）制度，更细化到了每个县级单位，这无疑对高碳产业转移形成强有力地约束。

记者注意到，虽然很多中小城市对低碳发展态度友好、准备积极，但受经济基础等条件限制，承接部分大城市的产业转移项目成为其寻求经济发展的重要路径。

对此，柴麒敏直言，其实大部分高耗能产业并不适合向中小城市转移，因多数中小城市并没有相应的承接能力。

“中小城市要依据当地的资源禀赋统筹决策，如果能够实现较低的二氧化碳排放，才具备承接高耗能产业的基础条件。”柴麒敏指出。

他进一步解释称，尽管目前全国的环境标准并不一致，但各地环境政策执行前后的时间差并不长，可能造成部分城市刚承接的产业，因更严格的环境政策推出而无法继续进行，如此看来，中小城市现阶段承接高耗能产业或得不偿失。

无论如何，中小城市在接受产业转移时，除制定正负面清单、避免引入高碳产业外，还应重视技术层面推进“双循环”的产业发展模式。对此，王明田建议，中小城市应努力推进一二三产业循环融合发展；建设循环经济园区，有目标地引进产业，实现产业链条闭合，将生产所需的资源通过回收、再生等方法再次获得使用价值，实现循环利用。

“承接产业转移并不等于承接高碳转移。”在魏保军看来，中心城市向周边城市转移工业产业，是经济社会发展的客观规律。承接产业转移是中小城市发展经济的重要路径之一，也是我国实现共同富裕的需要。

魏保军认为，在产业转移过程中，要积极利用新技术、能源替代等手段对待接收的产业进行节能降碳改造；同时要注重处理好政府与企业关系，政企协同共同致力实现清洁生产、达标排放，以此推动当地经济社会高质量、可持续发展。

要综合施策做好技术、金融“把关人”

采访中，记者了解到，不少节能改造示范项目往往前期投入较大，虽然这类项目长期来看是经济的，但短期看却门槛较高。而中小城市由于财力有限，常常会出现低碳示范项目一次性建设成本尚可支付，但长期运营维护成本无法支持的现象。

对此，王明田认为，示范项目筹备之初，就要考虑一次性投入成本和持续性维护成本，并明确成本担负主体。同时要避免建设在没有维护技术能力或成本支付能力的中小城市。

“门槛较高的低碳示范项目可借助绿色金融手段，如政府通过低息、贴息贷款降低前期成本门槛，后期使用者可通过成本结余归还前期投资，实现项目收支平衡。”王明田建议。

在魏保军看来，为保障示范项目可持续运营、避免相关设施闲置，在项目选择上，中小城市要选符合城市低碳发展要求、技术相对成熟的项目，以便把控风险；同时，要慎重选择项目投资主体，并积极引导投资人做好资金平衡。

“但对于 CCUS、绿氢、电化学储能等这类当前经济性较差、但未来意义较大的项目，则建议国

家层面给予政策激励，甚至给予必要财政补贴。”魏保军说。

本报记者 吴起龙 中国能源报 2021-11-22

“高碳”地区急寻降碳出路

专家观点

实现降碳需要“两条腿”走路，可以通过改良型技术提高能效，也可以走彻底与碳无关的颠覆性转型之路。同时，要意识到各个行业和地区存在差异，没有必要“齐步走”。

“全区钢铁、建材、化工等六大高耗能行业碳排放占全区排放总量高达 80%；能源结构‘一煤独大’问题突出，煤炭消费占比高出全国 25.2 个百分点，导致单位能源消费碳排放高达 2.29 吨。产业和能源结构短期内难有较大转变，高能耗、高碳化发展路径依赖明显，控温降碳面临较大结构性压力。”近日印发的《内蒙古自治区“十四五”应对气候变化规划》（下称《规划》）直指严峻现实。

内蒙古是典型的化石能源大区，“倚能倚重”的发展方式，在带来经济增长的同时也埋下隐患。截至 2020 年，其单位 GDP 碳排放和人均碳排放已达全国平均水平近 4 倍。为此，该区率先拿出应对气候变化专项方案，力争实现碳排放增量和强度双控制。

能耗刚性增长带动碳强度水涨船高

2020 年，内蒙古碳排放量居全国第四。全区碳排放强度较 2015 年不降反升 13.86%左右，对标国家 2030 年碳强度下降 65%的目标任务，面临着“还欠账、赶进度、控总量、降强度”等多重压力。

在此背后，产业结构重型化、能源结构高碳化的特征明显。“能源和原材料工业及高耗能高排放行业存量、比重高，可再生能源成为主体基础仍待发展，对冲降碳作用尚不充分。”《规划》称，内蒙古碳排放总量大、能源供给仍在增长、火电领域脱碳困难，“未来随着经济发展、人口增长、城市化推进，碳排放仍将呈增长趋势。”

高碳并非一日累积。一位熟悉情况的当地人士告诉记者，“十三五”时期，国家给内蒙古下达的目标为单位 GDP 能耗下降 14%，2020 年能源消费总量控制在 2.25 亿吨标准煤。但“十三五”前三年，上述两项指标就已超控制目标，分别上升 4.7%、2.32 亿吨标准煤。“没有一个盟市完成能耗强度下降目标，能耗刚性增长，必然导致碳强度水涨船高。不可否认，内蒙古承接了一批现代煤化工、高水平煤电等项目，为保障国家能源供应，在客观上推高了排放。但也不能回避‘两高’项目生产旺盛，导致存量能耗集中反弹的现实。”

煤炭等能源产品具有价格优势，进一步导致粗放用能现象突出。石油和化学工业规划院副院长李志坚举例，近几年大批量上马的焦化、烧碱、合成氨等传统项目，不但占用了当地过多的能耗指标，且部分项目的能效水平长期低于全国平均水平。“其中有不少产品，实际消费量已出现稳中有降。也就是说，项目上得多，需求并无大幅增长，由此留下大量排放更是得不偿失。”

主抓煤炭消费减量、新能源倍增工程

《规划》围绕构建绿色低碳产业体系、清洁低碳现代能源体系、强化能源节约源头控制等任务，分别明确重点工作。

作为富煤大区，内蒙古“十四五”期间将不再审批焦炭（兰炭）、甲醇、乙二醇等新增产能项目，确有必要建设的，也要按照“减量替代”原则，落实压减产能和能耗指标要求。除国家规划布局和自治区延链补链的现代煤化工项目外，原则上不再审批新的现代煤化工项目。到 2025 年，全区煤炭消费比重重要降至 75%以下。

“建设一批能源资源高效转化项目，可发挥化石资源优势、带动地方经济发展，对于内蒙古这样的资源型地区尤其必要。问题在于，过于粗放的发展方式、过多低端产业项目，长期浪费了能耗和排放指标。”李志坚提出，应把产业要素尽量向高端方向集中，在耗费同等能源资源的条件下创造更多价值。对于不符合国家产业政策、规划等要求的项目，则应坚决停批、停建。

一手抓高碳项目减量，一手抓可再生能源增量。“目前，全区 1/3 左右的电力装机来自新能源，

“十四五”期间将最大限度以新能源来满足新增用能需求。”内蒙古自治区政府参事杭栓柱介绍，“新能源倍增工程”已列入全区十大工程。光伏发电重点布局在沙漠荒漠采煤沉陷区、露天煤矿排土场，风电重点在资源条件较好的延边地区推进连片开发。

按规划，内蒙古将建设包头市、乌兰察布等千万千瓦级新能源基地。到 2025 年，新能源将成为电力装机增量的主体能源，新能源发电装机占比超过 45%，年减排二氧化碳 2 亿吨左右。同时配套储能、氢能开发利用，力争储能装备生产规模达到 1000 万千瓦时，绿氢生产能力达到 50 万吨以上。

实现降碳目标需要“两条腿”走路

内蒙古经历的困与纾，也是多个化石能源富集地的缩影。尤其是产业、能源结构相似的宁夏、山西、陕西等地，探寻降碳出路迫在眉睫。

“宁夏积极开展煤炭等量、减量替代，大力发展新能源产业，但因宁东基地近年来投资持续增长，能源与产业结构高碳排放特征持续显现。”一位来自国家应对气候变化战略研究和国际合作中心的专家举例，碳排放强度目标既受“分子”二氧化碳排放影响，也受到“分母”GDP 总量影响。宁夏经济总量较小、增速较缓，同时又承担着国家能源战略储备、西部生态安全屏障等重任。“重点发展的煤化工等高耗能产业，导致分子不断扩大，分母小且增长慢，对碳排放的拉动远远大于对 GDP 和工业增加值的拉动，从而加大碳强度下降难度。”

早前在接受记者采访时，陕西省榆林市发改委能化中心副主任胡滨坦言，榆林作为一个成长型的资源城市，如何实现低碳化是当前面临的巨大苦恼。“以现代煤化工产业为例，既要让项目能耗降至全省平均水平，还要把分母做大，产品必须走高端化路线。在淘汰落后产能、实施腾笼换鸟的同时，下一步还能怎么做，我们仍在探索。”

在国家气候变化专家委员会委员潘家华看来，基于化石能源在我国能源消费中的主体地位，转型过程难免存在巨大惯性，遇到各种“磕磕绊绊”也属正常。因此，改变所需的推动力量很大，改变的速度也会较慢。“一是提高能效，通过改良型技术，在提供同等能源服务的情况下走向低碳。二是颠覆性转型，如风电、光伏和水电等提供了同品质的电力，但彻底与碳无关。实现降碳需要‘两条腿’走路，同时要意识到各个行业和地区存在差异，没有必要齐步走。”

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-11-22

科学家发展“表面功夫”揭示铝离子电池失效机制

理解电化学储能器件的工作原理及失效机制，对指导高性能器件的开发具有重要意义。近日，中国科学院大连化学物理研究所研究员傅强团队调变铝离子电池器件的工作环境和气氛，利用原位 X 射线光电子能谱（XPS）和拉曼光谱（Raman）等研究储能器件发现，无水气氛下，铝离子电池电极中的阴阳离子重新分布导致电极发生结构和电子态的弛豫效应，即电池自放电。而在含水气氛下，环境中的水分子会插层到石墨电极层间，并与层间离子发生水解反应，导致石墨电极电子态去耦、插层阶结构退化。相关研究成果发表在《美国化学会志》上。

当前，研究界广泛使用 X 射线衍射、X 射线吸收谱、透射电镜和核磁共振等表征技术检测电极和电解质，进而获得相关体相信息。傅强表示，这种方式获得的体相信息多聚焦电极或电解质内部，很难了解表界面的电化学反应，因此急需发展原位/工况电化学表界面表征方法。

长期以来，基于 XPS、扫描探针显微镜等表面科学研究方法成功用于表面化学和多相催化，而将表面化学方法学用于电池器件等电化学过程的研究面临模型电化学储能器件构建等挑战。

为此，团队突破了表面表征所需的超高真空工作环境和规整开放表面的局限，构建出基于二维材料电极的模型电化学储能器件，设计并加工系列可以对模型储能器件施加电场、改变气氛、表面表征的样品台和样品池，利用 XPS、原子力显微镜、Raman、光学显微镜等对铝离子电池的工作过程进行工况表征并准确阐述该电池的工作机制，同时还发现了储能器件电极的表面效应。

此次，为了探究铝离子电池气氛下的失效机制，团队将含水、氧气、氮气等不同气氛分别引入

铝离子电池的工作环境，通过 XPS、Raman 等表界面研究发现，含水气氛下，电极与水反应发生水解，使组分改变，导致电池失效。而无水气氛下，电极则表现出自发的弛豫、自放电现象。该研究准确阐明电池过程的工作机制，并揭示了不同气氛下储能器件的失效机制。

与此同时，团队还将表界面电化学研究方法扩展到锂离子电池等其他储能体系。傅强表示，未来，基于气氛、温度、外场可控的原位电化学表界面表征技术和方法有望广泛应用到二次离子电池、超级电容器、金属—气体电池等体系中的表界面反应研究中，阐明这些储能器件的工作原理和失效机制。

卜叶 中国科学报 2021-11-15

高耗能行业加码节能降碳

11月15日，国家发改委等五部门印发《关于发布〈高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）〉的通知》（下称《通知》），对石油、煤炭及其他燃料加工业等五大类高耗能行业相关重点领域，分别列明能效标杆水平和基准水平。以此为依据，要求限期分批实施改造升级：对于不能按期改造完毕的项目进行淘汰；对于能效低于本行业基准水平且未能按期改造升级的项目，限制用能。上述规定自2022年1月1日起执行。

为节能降碳改造提供重要依据

今年10月，国家发改委等五部门联合下发《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》提出：到2025年，通过实施节能降碳行动，钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、电石等重点行业达到标杆水平的产能比例超过30%；到2030年，达到标杆水平企业比例大幅提升，行业整体能效水平和碳排放强度达到国际先进水平。《通知》正是对上述目标的落实与细化。

围绕石化、化工、建材、钢铁、有色五个行业，《通知》进一步划分11中类、19小类，分别明确了能效标杆水平和基准水平。其界定主要参考国家现行单位产品能耗限额标准的先进值和准入值、限定值，根据行业实际、发展预期、生产装置整体能效水平等确定，并将视行业发展和能耗限额标准制修订情况进行补充完善和动态调整。

“发布能效水平指标是推动行业节能降碳的关键一环。”中国石油和化学工业联合会专家李永亮表示，高耗能行业是国民经济的重要组成部分，其高耗能属性主要由产品性质和工艺特点决定。能耗水平的科学界定，可以为加强高耗能行业“两高”项目管理、引导企业实施节能降碳改造提供重要依据。

工信部国际经济技术合作中心能源资源环境研究所所长毛涛也称：“高耗能行业产品往往处于产业链上游，关系到基础原材料、关键零部件等安全有序供应。明确能效标杆水平和基准水平，既可限制其任意发展，也能避免简单‘一刀切’，从而影响市场供需、造成价格波动。”

淘汰不能按期改造完毕的项目

以指标为依据，《通知》要求分类推动项目提效达标：对拟建、在建项目，应对照能效标杆水平建设实施，推动能效水平应提尽提，力争全面达到标杆水平；对能效低于本行业基准水平的存量项目，合理设置政策实施过渡期，引导企业有序开展节能降碳技术改造，提高生产运行能效，坚决依法依规淘汰落后产能、落后工艺、落后产品。

《通知》还提出，限期分批改造升级和淘汰：对需开展技术改造的项目，各地要明确改造升级和淘汰时限（一般不超过3年）以及年度改造淘汰计划，在规定时限内将能效改造升级到基准水平以上，力争达到能效标杆水平；对于不能按期改造完毕的项目进行淘汰；坚决遏制高耗能项目不合理用能，对于能效低于本行业基准水平且未能按期改造升级的项目，限制用能。

“《通知》能够进一步推动各地方完善新建项目审批和建设，引导存量项目采用先进技术工艺提高能效水平，有利于推进整体能效水平不断提升。”李永亮表示，能效对标是查找能效差距、挖掘节能潜力、促进企业节能降碳的重要方法。“只有做好高耗能行业节能降碳技术改造，才能遏制‘两高’”

项目盲目发展。对未能按期改造升级的项目限制用能，能够保证产业发展、遏制能源过度使用，可谓“一箭双雕”。

国务院发展研究中心原副主任、研究员王一鸣坦言，多地拟达产投产的“两高”项目数量较多，新增能耗量较大。“坚决遏制其盲目发展，是从增量上控制能耗和碳排放的根本举措。实行清单台账管理，进行分类处置和动态监控确有必要。”

整合利用已有政策工具推动改造

《通知》还强调，要立足本地发展实际，稳妥有序推动节能降碳技术改造，切实避免“一刀切”管理和“运动式”减碳，确保产业链供应链稳定和经济社会平稳运行。

对此，王一鸣表示：“要坚持系统观念，尊重客观规律，把握工作节奏，在确保安全的前提下，不断优化产业存量，全面做优产业增量。”

毛涛称，各地方、各企业的基础和条件不同，改造面临的实际情况各异。“部分企业水平相对落后，改造技术、路线不清，对照指标甚至可能无从下手。建议及时总结好的经验做法，形成一批可借鉴、可推广的典型案例，为更多项目提供参考。”

李永亮建议，以能效标杆水平和基准水平为依据，结合国家相关产业布局规划、产业结构调整指导目录、能耗双控和环境准入等政策措施，加快产业结构调整，推动工艺技术水平落后、能效不达标的装置关停退出；通过地方政府、行业协会，系统梳理本地区、本行业重点领域节能降碳改造企业名单，推动名单内企业制定改造升级方案计划，明确改造目标、时间节点、技术路线、实施路径等，落实好具体工作举措。

为完善配套，《通知》要求整合利用已有政策工具，通过阶梯电价、国家工业专项节能监察、环保监督执法等手段，加大节能降碳市场调节和督促落实力度；推动金融机构在风险可控、商业可持续的前提下，向节能减排效应显著的重点项目提供高质量金融服务，落实节能专用装备、技术改造、资源综合利用等税收优惠政策，加快企业改造升级步伐，提升行业整体能效水平。

本报记者 朱妍 中国能源报 2021-11-22

金风科技曹志刚：“源网荷储”一体化是实现零碳愿景的关键

“在碳达峰、碳中和与‘数字中国’的目标下，中国能源行业‘绿色化’、‘数字化’和‘智能化’升级步伐明显加快，风电行业也不例外。”新疆金风科技股份有限公司（下称“金风科技”）总裁曹志刚表示，“但实际上，零碳目标也不是一蹴而就的，基于过去 5-10 年的实践，零碳解决方案的背后其实有很多挑战。”

今年以来，《2030 年前碳达峰行动方案》（下称“《行动方案》”）、《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（下称“《意见》”）等政策文件陆续发布，“零碳”已经成为了业界高频词。“零碳”目标究竟要如何达成？新能源企业又将如何成为零碳目标的“领路人”？

降碳目标对技术创新提出更高要求

《行动方案》及《意见》一再提到“新能源”“创新”等关键词，4 月国家能源局正式印发的《2021 年能源工作指导意见》中，也明确提出要加快能源短板技术装备攻关进程，有效推进关键核心技术、关键装备、关键产品的自主替代，同时也聚焦能源新模式新业态发展需要，新设一批能源科技创新平台。

在业内看来，降碳目标给企业提出了新的发展目标，同时也对企业的科技创新进程提出了更高要求。

“在过去不到一年的时间里，每一家企业都推出了非常多的新产品。现在已经进入了科技创新比较集中的时间段。”曹志刚指出，“在市场端给技术创新带来新推动力的同时，金风科技也正在通过技术创新来塑造差异化竞争力。”

在曹志刚看来，要在未来市场发展中提高企业竞争力，“软实力”必不可少。“对于企业来说，要不断去探寻边界，不断去探寻极限，而这正是我们的创新源动力。以提升风电场发电量为例。在过去 30 年里，业界对风资源的认知始终是一大难题，相信在未来几十年依旧是难题。但如果能够将描述风的参数，如平均风速、空气密度、湍流等数据还原成数学模型，从数学模型到载荷模型，再到控制策略的调整和控制，认知就会发生很大的变化。反过来，这一认知就能够体现在在硬件设计上。这时候可能不是单纯的比风机谁高、谁长、谁轻、谁重，而是发电能力的竞争。”

“一体化”是实现零碳的关键路径

起始于风，却也不止于风。金风科技作为国内最大的风电装备制造厂商，要实现零碳目标，可再生能源发电只是开始。

曹志刚表示：“早在‘十三五’期间，金风科技就开始做碳减排的工作。2010 年，金风科技就开始做智能微网技术。在 2017 年，金风科技和工信部一起联合做了绿色供应链的示范项目。在绿色产业链实践的过程中，我们做到的最高比例是 50% 的电力来自于可再生能源，包括风电和光伏。”

但这远没有达到零碳目标。在曹志刚看来，“源网荷储”一体化技术正是实现零碳愿景的关键。3 月，国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，其中强调，电力源网荷储一体化和多能互补是提升电力发展质量和效率的重要抓手，符合新一代电力系统的建设方向，有助于促进非化石能源加快发展，也将提高我国在应对气候变化中的自主贡献度，提升能源清洁利用水平、电力系统运行效率和电力供应保障能力。

“每一个低碳或零碳园区目前面临的主要挑战在于，如果可再生能源成为了主力能源，首先要保障自己小组网的稳定性，其次是要保证整个园区或者整个企业在大电网结构下的稳定性，考虑他们会对大电网产生什么影响。”曹志刚指出。

对于金风科技来说，北京亦庄智慧园区便是其“源网荷储”一体化实现突破的一大成果。据介绍，金风科技亦庄智慧园区是集可再生能源、智能微网、智慧水务、绿色农业和运动健康等功能于一体的绿色园区生态系统，尤其在智能微网方面，园区通过部署 0.48 万千瓦分散式风电、0.13 万千瓦分布式光伏和钒液流、锂电池、超级电容等多种形式储能，在 2020 年实现清洁能源电量占比达 50%。

实现零碳目标，降低运营降本

据介绍，目前，金风科技已经先后助力三个园区实现“碳中和”。对于碳中和路径，金风科技称，到 2022 年，推动金风科技所管理运营的企业实现碳中和目标；到 2025 年，主要供应商生产金风产品绿电使用比例达到 100%；到 2040 年，力争做到金风产品所有材料都 100% 可回收。

在曹志刚看来，如果每一个企业实现碳中和，然后这些企业集群做到一个园区实现碳中和，之后多个园区集合起来做到一个城市实现碳中和，最后所有省市、整个国家也就都能够实现碳中和。

要实现远大的目标，也离不开成本投入。面对业界对于碳中和园区是否具备经济性的质疑，曹志刚给出了回复。

“这个答案是明确的，碳中和智慧园区是切实可行的。在碳中和之路上，金风科技坚定的认为，只要成为行动者，也终会成为受益者。以北京亦庄碳中和智慧园区为例，如果全部使用电量购自电网，每年电费可达 1007 万元；而在风光储联合优化运行，同时参加售电交易和京津冀辅助服务市场的情况下，园区直购电费仅为 549 万元，电费节约成本非常可观。一方面，我们落地了很多降低单位产出能耗的措施，另一方面，金风科技通过对于能源的精准预测和精细化管理，从实质上实现能源成本的下降。”曹志刚表示。

曹志刚指出，经过 20 余年的探索，金风科技已经走出了一条以“绿能产品-绿色供应链-绿色能源解决方案-碳中和共同体”为支撑的实践路径，并通过携手各方合作伙伴，引领行业内外低碳转型、实现全社会的可持续发展。未来，在零碳背景下，金风科技将采取以环境为导向的开发模式，为城市发展和产业进步提供不同场景特征的清洁能源解决方案，在推动能源转型的同时，实现经济效益与生态效益比翼齐飞。

李丽旻 中国能源网 2021-11-15

发展水风光储一体化、源网荷储一体化项目将成为未来能源发展的主流模式

新世纪以来，为了满足日益增长的能源需求，应对气候变化、环境污染、资源枯竭等人类共同面对的三大难题，一场以大力开发利用新能源为主题的能源革命正在全世界范围内兴起。以水、风、光、储为核心的清洁能源，正成为当前我国转变能源结构、改善环境质量、实现双碳目标的重要手段和有力抓手。

三峡集团科学技术研究院院长孙长平 16 日参加国是论坛之“能源中国”时表示，发展水风光储一体化、源网荷储一体化的项目，将成为未来能源发展的主流模式，是提升我国可再生能源消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择。

孙长平指出，新型电力系统是一种具有高比例新能源、高比例电力电子化、负荷多样化以及集成储能技术的电力系统。相较传统电力系统，新型电力系统在不同时间尺度上面临系统稳定和功率平衡的新挑战，而风光水储一体化、源网荷储一体化是解决该问题的有效手段。

具体来说，一体化开发具有九大优势：一是符合电力高质量发展要求；二是提升外送通道利用率；三是统筹有序开发送端新能源资源；四是提高送受端电力电量保障能力；五是电网及网源运行集约化；六是不同电源项目间调度扁平化；七是提升外送价格竞争力；八是鼓励存量电源进一步释放调峰资源；九是提升增量可调节电源投资意愿。

当前正处于能源绿色低碳转型发展的关键时期，风、光等新能源大规模高比例发展，新型电力系统对调节电源的需求更加迫切。孙长平提到，抽水蓄能电站是当下及未来一段时期满足电力系统调节需求的关键方式，是目前最经济的储能手段，具有平抑风光波动特性、反调峰特性的优势。对保障电力系统安全、促进新能源大规模发展和消纳利用具有重要作用。

刘文文 中新网 2021-11-18

全国首个！工业园区双碳规划出炉

“工业园区是我国经济最活跃的场景之一，对全国经济贡献占到 30%，但能源消耗也占全国的 66%，碳排占 67%。”远景智能零碳业务发展总经理邢戈向记者表示，在碳达峰、碳中和目标下，工业园区的低碳、零碳转型极为重要且十分迫切。

11 月 5 日，远景科技集团旗下远景智能与无锡星洲工业园共同发布了《无锡星洲工业园“碳达峰、碳中和”规划报告》，基于后者 2020 年温室气体排放总量 63.25 万吨二氧化碳当量的碳盘查结果，明确提出，星洲工业园于 2026 年实现碳达峰，2046 年实现碳中和。据悉，这是我国首个基于科学碳盘查结果推演的工业园区碳中和规划及路线图，是建设低碳、零碳园区的实际落地案例。

建设低碳、零碳园区面临什么挑战

什么样的工业园区可以称为低碳或零碳园区？邢戈解释道，零碳园区是通过推动系统效率提升和循环经济、可再生能源替代，以及氢能、碳捕捉利用和封存等低碳科技的一体化规划，借助园区内工业共生网络，实现净零排放的园区。

据悉，目前我国有国家级和省级工业园区约 2500 家，部分园区存在高污染、高排放情况，其低碳转型还存在诸多难题。邢戈坦言，第一个难点在于摸清碳排家底和制定路线图，“每个园区的状态不一样，设定的具体减碳目标会相差较多，只有摸清楚了家底，才可能在此基础上设定节能减碳预期目标。但如何不重不漏、科学性地摸清家底这件事情本身就是一个难点。”

邢戈进一步指出，掌握清楚情况后，如何低成本实现节能减碳规划是第二个难点。他介绍，园区获得绿电分为两个途径：一是园区内的绿电，即能源结构的优化，以可再生能源替代化石能源；二是利用园区外的绿电。比如，星洲工业园年用电量近 10 亿度，除了园内的光伏等发电外，还可以通过购买绿电的方式来抵消碳排放，但每年需要花费 3000 万元左右，经济效益非常差，也不利于企业的长远发展，因此，以合理的方式帮助企业低成本履约尤为重要。此外，园区碳排放整体测算过

程和阶段结果要进行相关认证，确保整个流程可追溯，同样是一大难点。

打造区域能碳管理样本

位于无锡市西北部的星洲工业园，是该市最早设立的国际化高科技产业园区。这里集聚了 100 多家以半导体电子零部件和精密机械及装备为主的制造业企业，3.5 平方公里范围内每年的 GDP 超过 600 亿元，具有产业基础良好、集约化程度高、碳排放强度较低的特点。近年来星洲工业园持续引进分布式光伏发电、储能电站、分布式天然气发电、集中供能能源站等减排项目，持续优化园区用能结构，降低碳排放。

“星洲工业区是打造低碳、零碳园区的天然样板。”邢戈介绍，园内企业高度重视节能减排和绿色发展，不断将低碳意识融入生产，让绿色逐步成为工业生产的“底色”。目前园区内已有光伏装机容量超 18 兆瓦，全年发电量超 1800 万度，且配置 160 兆瓦时的储能电站。

针对上述低碳、零碳园区建设的难点，远景智能与星洲工业园开展零碳技术战略合作。利用远景智能开发的方舟能碳双控管理平台，在摸清楚园区碳排放家底和科学预测园区经济发展对能源需求的基础上，提出了园区碳达峰、碳中和目标，实现战略以及主要路径，并请第三方认证机构对整体碳盘查过程的范围、标准、方法和计算结果进行了认证。基于规划，未来星洲工业园还可再建分布式光伏约 5 兆瓦，建设完成后，每年至少可产生 500 万度绿色清洁电力，减少约 0.34 万吨二氧化碳排放，同时园区已规划在园内投资建设 4×10 兆瓦级天然气分布式发电项目，每年可减少至少 14 万吨二氧化碳排放。



星洲产业园“双碳”路线图

今年 9 月，远景红杉碳中和基金和国内首个政府级能碳双控管理平台落户无锡高新区，助力无锡市政府在碳约束下实现高质量的经济增长，打造数字化、碳中和时代下的区域碳管理“绿色样板”。无锡星洲工业园双碳规划报告的发布和方舟能碳双控数字化管理平台落地是无锡高新区实现双碳目标的具体落地实践，将积累碳中和经验，助推区域内其他园区、企业高效实现零碳转型发展。

邢戈认为，远景智能与星洲工业园的合作，将为江苏省乃至全国范围内的区域低碳转型提供借鉴模板和创新实践经验。

数字化赋能能碳管理

值得注意的是，随着园区企业发展对能源的需求将不断增长，如何在不影响发展的前提下，前瞻性地实施能耗总控和节能减排？

“通过方舟能碳双控管理系统平台，把一切业务数据化。”在邢戈看来，打造低碳、零碳园区的关键，在于运用科学手段和数字化工具，“数字化平台可以实时掌握园区内能耗、碳耗全流程情况，精准跟踪和及时预警。而不是等到园区的排放距离目标有很大的偏离了，那个时候再去限制生产。”

方舟能碳双控管理平台以远景 EnOS 智能物联操作系统为数字底座，实现园区范围内用能及碳排放数据，以及新能源和林业资源数据打通及统筹规划管理。并通过碳盘查、碳跟踪、碳闭环、碳报告四大功能模块，助力园区对用能及碳排放进行一站式实时透明管理，多方位、低成本助力园区实现碳达峰、碳中和目标。

邢戈进一步表示，远景智能还为星洲工业园设定了产业结构调整、能效提升、碳捕集利用及封存、场内能源结构优化、场外绿色权益获取五种碳减排方法，助力星洲园区节能减排，“这一系列过程，都将被方舟能碳双控管理数字化平台实时管理。”

园区是一个整体，减排最终还是要落实在每一家企业上。邢戈透露，接下来，远景智能将对星洲工业园区内的重点企业制定专项绿色低碳转型方案，“最终只有入驻的每一家企业都降低碳排放，整个园区才能实现碳达峰和碳中和。”

卢奇秀 中国能源网 2021-11-16

电气化成实现“双碳”有效途径

由中国电力企业联合会编制的《中国电气化年度发展报告 2021》日前正式发布。《报告》指出，终端能源消费电气化水平稳步提升，2020 年全国电能占终端能源消费比重约 26.5%，工业部门电气化率为 26.2%，电气化发展趋于平稳。其中，四大高载能行业电气化率为 17.8%；建筑部门电气化发展水平快速提升，“十三五”以来电气化率累计提高 10.9 个百分点，达到 44.1%；交通部门电气化率为 3.7%，电气化发展潜力巨大。

从供应侧看，电力优化一次能源结构的作用不断增强，2020 年全国发电能源占一次能源消费比重约 45.7%，非化石能源电力消纳量占比达到 33.7%。电网资源配置平台作用凸显，特高压线路输送可再生能源电量占比 45.9%。从可持续发展层面看，农村用电条件继续改善，电力市场交易机制持续完善。以 2005 年为基准年，2006 年至 2020 年，电力行业累计减少二氧化碳排放约 185.3 亿吨。

《报告》认为，当前中国电气化进程总体处于电气化中期中级阶段，与日本、美国、法国等发达国家所处的电气化中期高级阶段相比，仍然存在差距，但差距呈现逐步缩小的趋势。从中国四大地区看，东部地区进入电气化中期高级阶段，中部、西部地区处于电气化中期中级阶段，东北地区处于电气化中期初级阶段。经济发达省份电气化水平相对更高，广东、浙江、北京、江苏、上海、福建、山东处于电气化中期高级阶段。

《报告》提出，电气化发展是实现碳达峰、碳中和的有效途径，在电气化加速情景下，电能占终端能源消费比重稳步提升。通过构建多元清洁电力供应体系，深入实施工业、建筑、交通电能替代，显著提升能效水平，加强绿色低碳科技创新，深化市场化改革，将推动全社会电气化水平持续提升。

顾阳 中国经济网-经济日报 2021-11-25

电能转换全过程无燃烧、无排放 用废弃盐穴打造绿色“充电宝”

依托清华大学非补燃压缩空气储能技术，金坛压缩空气储能项目申请专利百余项，建立了具有完全自主知识产权的技术体系；研发了高负荷离心压缩机、高参数换热器、大型空气透平等关键设备，实现了主装备的完全国产化。近日，压力超过 100 个大气压的空气从地下千米深处的盐穴奔涌而出，驱动世界最大的空气透平做功，向国家电网发出我国首个大型压缩空气储能电站的第一度电。这标志着世界首个非补燃压缩空气储能电站——金坛压缩空气储能国家试验示范项目并网试验成功，我国新型储能技术的研发和应用取得了重大进展。

该电站是压缩空气储能领域唯一的国家示范项目，也是国家能源局和江苏省重点推进项目，一期工程发电装机 6 万千瓦，储能容量 30 万千瓦时，远期建设规模 100 万千瓦。

非补燃意味着什么？这种储能发电方式投运将会为电网安全和发展清洁能源带来哪些改变？

地下盐穴成了天然储气罐

近年来，随着对光伏和海上风电的大规模开发，我国新能源发电装机容量迅猛增加。以江苏为例，截至 2020 年年底，新能源发电装机容量已突破 4000 万千瓦，占全省发电装机总容量的 22.8%。新能源“看天吃饭”的特性使得电网易出现较大峰谷差，因而电网面临巨大的新能源消纳和电力供需平衡压力。因此，建设大规模储能发电设施，就成为构建新型电力系统，实现碳达峰、碳中和的迫切需求。

盐穴储能是通过盐穴压缩空气储能技术实现的。该技术是用电网过剩或非峰值电能将空气压缩至高压状态，并储存至地下盐穴，在高峰用电时再将压缩空气加以释放做功发电。

盐穴，即盐矿开采后留下的矿洞，是储存高压空气的理想场所。江苏常州金坛西北部的丘陵地带地下 1000 多米的深处，有一个巨大的盐矿。金坛探明的地下盐矿面积为 66.5 平方千米，总储量达 125 亿多吨，相当于两个半太湖水的重量。开采地下盐矿通常是将水注入盐层，待盐溶解后再抽出卤水，盐矿开采结束后形成了一个地下盐穴。中盐华能储能科技有限公司通过造腔和注采技术控制，让这些分布在地下 1000 米深处的盐穴呈现不同的形态，有的似钟、有的像梨。这些盐穴是天然的储气罐。

目前，金坛拥有地下盐穴储气库约 1000 万立方米，理论上可以建设发电装机超过 400 万千瓦的压缩空气储能电站。

非补燃技术可实现零碳排放

压缩空气储能系统可以分为补燃式和非补燃式两类。

“目前，国际上投入商运的两套压缩空气储能电站均为补燃式，系统运行过程中需要消耗化石燃料，其电能转换效率较低。”金坛压缩空气储能项目总工程师、清华大学电机系教师薛小代说。

2011 年，清华大学卢强、梅生伟团队开始探索非补燃式技术路线。经过数年的研发、小规模试验，全套技术方案逐渐成熟起来。科研人员不满足于“制作盆景”，他们渴望建设一套商业化运行的大型压缩空气储能电站。2017 年，国家能源局批准中盐集团、中国华能集团与清华大学共同实施金坛压缩空气储能项目。

清华大学卢强院士介绍说，与国外压缩空气储能电站相比，该项目最大的创新点是在世界上首次采用了非补燃技术，在压缩空气发电过程中不依赖外界能源，从而实现零碳排放。

在夜晚电力较为富余时，金坛压缩空气储能项目会利用多级压缩机，将空气压缩注入地下盐穴，气压达到 12 兆帕~14 兆帕，完成了电能到空气压力势能的转换。压缩空气过程中会产生大量的热能，温度可达 300 摄氏度，在国外的压缩空气储能电站，这些热能白白浪费，而我国采取的办法是通过热交换设备将热能储存在几个巨大的储热装置中，实现能量的存储转化。

到了白天电力需求较大时，压缩空气被释放出来，经储热装置中的热能加热后，成为了温度达数百摄氏度的高温高压气，进入空气透平发电，完成了空气压力势能到电能的转换。

多了热交换，少了燃气加热，一进一出后，金坛压缩空气储能项目工程的电能转换效率提升至 60%以上，并且全过程无燃烧、无排放。

该项目首席科学家、青海大学副校长、清华大学教授梅生伟介绍，此次并网试验成功验证了盐穴储气系统、储热换热系统、新型空气透平发电系统所有首台套设备的研制成果，为非补燃压缩空气储能技术的商业化应用奠定了基础，是压缩空气储能技术研发和应用的重要里程碑，将为我国压缩空气储能乃至能源产业的可持续发展提供有力支撑。

“中国创造”与“中国制造”齐头并进

实现盐穴压缩空气储能发电，理论推导看似简单，但是将原理图转化为工程应用却并非易事，每一步都凝结着设计团队的缜密思考和辛勤付出。

“我们遇到最大的障碍就是关键设备基本空白。”梅生伟说，由于在国内无法找到现成的大流量压缩机、大功率换热（热交换设备）、透平膨胀机等关键设备，他们只能带着相关厂家技术人员在现

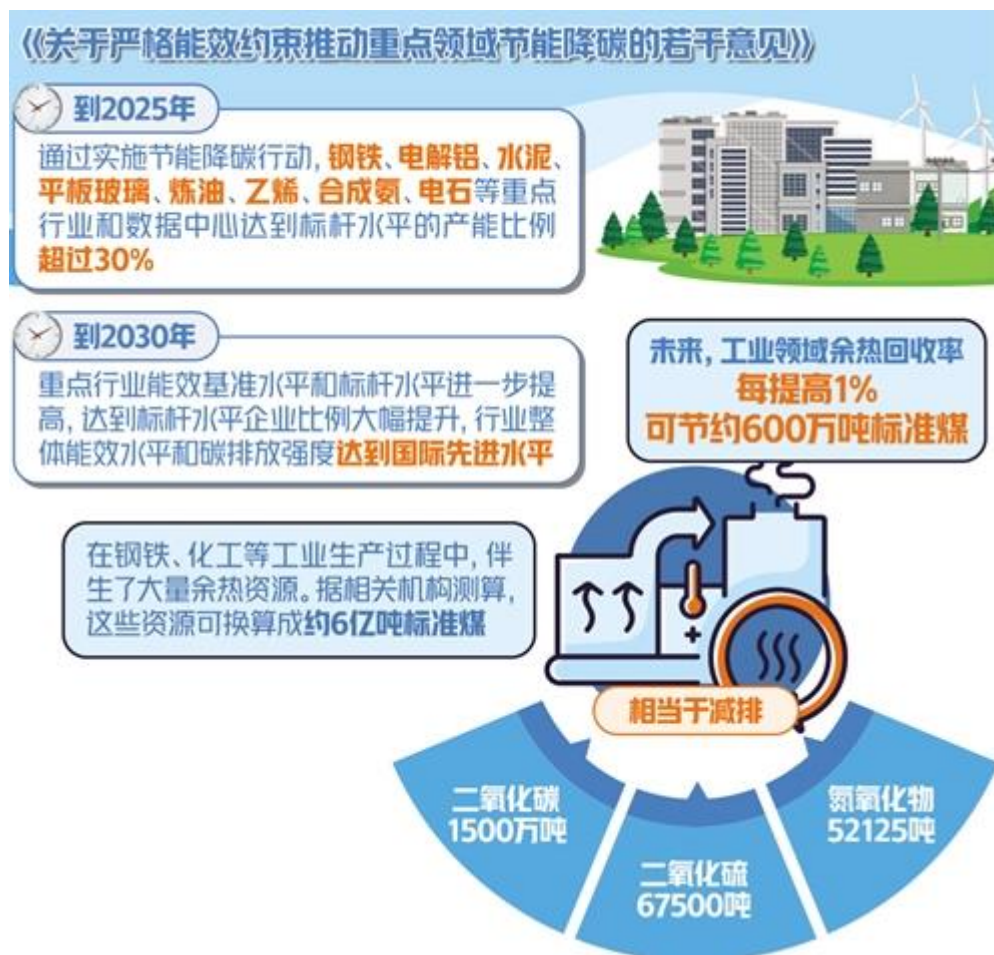
场研究开发。作为世界首个非补燃压缩空气储能电站，该项目所有主设备均为国产首台套。

金坛压缩空气储能项目承担方充分发挥各自优势，中盐集团利用先进的造腔和注采技术，承担地下储气库建设；中国华能集团发挥电力专业技术优势，承担项目的建设和运维。同时，项目建设还集结了我国能源行业的“国家队”，国家电网、东方电气、哈尔滨电气、上海电气、中国能建、中国电建、中国石油、中国石化、沈鼓集团和浙建集团均参与了项目建设。

在“中国创造”实践方面，依托清华大学非补燃压缩空气储能技术，金坛压缩空气储能项目申请专利百余项，建立了具有完全自主知识产权的技术体系；研发了高负荷离心压缩机、高参数换热器、大型空气透平等关键设备，实现了主装备的完全国产化。该项目发布了我国首个压缩空气储能电站KKS编码标准，立项压缩空气储能首个国家标准、首个电力行业标准，以及3个团体标准，逐渐构建了中国压缩空气储能标准体系。（原载11月16日《科技日报》6版）

张晔 科技日报 2021-11-23

以能效约束推动低碳转型——重点工业领域节能“有章可循”



近日，国家发展改革委等五部门联合印发《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》，对钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃等重点行业和数据中心节能降碳及绿色低碳转型提出明确目标任务。相关部门配套发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）》，让能效约束有了参照标准，也让节能降碳变得“有章可循”。

国家发展改革委有关负责人表示，随着我国经济步入高质量发展阶段，内外环境、要素条件、供需结构等新变化，对重点领域用能提出了新要求。通过能效约束推动节能降碳和绿色转型，坚决遏制“两高”项目盲目发展，既有助于广大企业从源头减碳，也将为碳达峰碳中和目标如期实现提供

有力保障。

发挥能效标准引领作用

《意见》明确指出，到 2025 年，上述重点行业及数据中心达到标杆水平的产能比例超过 30%，行业整体能效水平明显提升，碳排放强度明显下降，绿色低碳发展能力显著增强。到 2030 年，重点行业能效基准水平和标杆水平进一步提高，达到标杆水平企业比例大幅提升，行业整体能效水平和碳排放强度达到国际先进水平。

“经济社会发展依赖能源，但能源是有限的，这就需要引导高耗能企业改进技术、加强管理，提高能源利用效率，这也是上述能效约束文件出台的背景所在。”国家节能中心综合处处长时希杰在接受经济日报记者采访时说。

能效标准是否科学合理，直接关系到重点行业节能降碳成效，因此需要不断优化、动态调整。一方面，要对标国内外生产企业先进能效水平，确定高耗能行业能效标杆水平；另一方面，要参考国家现行单位产品能耗限额标准确定的准入值和限定值，根据行业实际情况、发展预期、生产装置整体能效水平等，科学划定各行业能效基准水平。

“实行能效约束有个基本前提，就是不能影响经济社会的平稳发展，也不能影响产业链供应链的稳定运行。”时希杰说。

深挖节能降碳技术潜力

在钢铁、化工等工业生产过程中，伴生了大量余热资源。据相关机构测算，这些资源可换算成约 6 亿吨标准煤。

“以钢铁为例，全行业工业余热资源量约 1.8 亿吨标准煤，但当前余热回收率仅约三分之一。”上海宝钢节能环保技术有限公司总工程师曹先常告诉记者，工业余热资源丰富、潜力巨大，其回收利用不仅可以节约能源，而且没有污染物排放，属于清洁能源。

作为中国宝武钢铁集团节能产业唯一平台，上海宝钢节能环保技术有限公司持续开展工业余热综合利用研究，其自主研发的工业余热梯级综合利用技术，已上升为国家标准及钢铁行业标准，有力促进了工业余热利用水平提升和工业节能减排技术进步。

曹先常表示，工业余热梯级综合利用系统方法和技术体系已在宝钢股份、韶钢、东方特钢等应用推广，年化节能 32.41 万吨标准煤，近 3 年创造经济效益 10533 万元。未来，工业领域余热回收率每提高 1%，可节约 600 万吨标准煤，相当于减排二氧化碳 1500 万吨、二氧化硫 67500 吨、氮氧化物 52125 吨，效益十分可观。

在中国石化集团公司，绿色高效百万吨级乙烯成套技术使其一举成为世界五大乙烯技术专利商之一，其中“零排放”开停车、炼厂干气增效利用等专项技术确保乙烯单位能耗国际领先。中石化高级专家王北星说，持续加强节能新工艺、新型催化剂研发力度，开发节能型新装置新设备，将为中国石化能效提升提供更有力的技术支撑。

新技术提升工业企业节能降碳水平的同时，也有力带动了技术装备创新，推动了重点行业工艺流程、生产设备的升级换代，促进了行业向绿色低碳转型。

专家表示，《意见》要求充分整合科研院所、协会和企业力量，发挥科研创新优势，通过开展技术装备攻关、加快成果转化，激发全产业链绿色技术需求，将绿色技术研发、绿色装备制造打造成为未来高新技术产业的“蓝海”，助力我国制造业高质量发展。

科学有序强化能效约束

高耗能行业重点领域节能减碳是一项极为复杂的系统性工程和系统性变革，涉及政府、行业、企业及公众等各方面的利益诉求。在当前发展阶段，单纯依靠政府的政策指令或市场的自发行为，都无法将节能减碳工作落实到位。

“在这个过程中，要科学处理发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，在突出标准引领、深挖技术改造潜力的基础上，要强化系统观念，科学有序强化能效约束。”国家发展改革委有关负责人说。

据介绍,《意见》科学界定了重点领域,聚焦了一批能源消耗占比较高、改造条件相对成熟、示范带动作用明显的重点行业,引导企业开展节能降碳技术改造。“比如,《意见》选取的钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨等,都是单位产品能耗强度高、行业能耗总量大的行业,应该说抓住了我国工业领域节能降碳的主要矛盾和矛盾的主要方面。”时希杰说。

推动重点领域节能降碳,还要在突出重点的基础上,有序推进、压茬推进,避免“眉毛胡子一把抓”。时希杰建议,要整合现有政策工具包,修订完善配套政策,多部门、多领域形成合力,共同推动我国能源效率持续提高、碳排放量显著下降。

国家发展改革委价格监测中心高级经济师刘满平认为,一方面,要限期分批对重点行业节能减碳实施改造升级和淘汰,在规定时限内将能效改造升级到基准水平以上,力争达到能效标杆水平;淘汰不能按期改造完毕的项目,对于能效低于本行业基准水平且未能按期改造升级的项目应限制用能。另一方面,要确保政策稳妥有序实施,充分考虑经济平稳运行、社会民生稳定等因素,既要整体推进,也要一企一策。

经济日报 2021-11-26

准确把握电力保供与降碳减排的关系

能源的饭碗必须端在自己手里”,能源安全事关国计民生,电力保供是国家能源安全的重要组成部分。中央强调,要处理好减污降碳与能源安全的关系、确保安全降碳。能源领域碳排放总量大,是降碳减排的主战场,电力是主力军,需要准确把握电力保供与降碳减排的关系,确保实现安全、低碳、高效等目标的动态统一。

一、坚持多元供给,立足国情努力实现自主可控

一是保障经济社会高质量发展必须构建安全稳定的能源供应体系。

预计未来十年,我国能源、电力消费年均增长分别为1.4%、4.6%,要支撑未来经济社会高质量发展,能源电力的可持续发展是首要任务。

二是新能源已成为世界能源发展趋势,是加快调整能源结构的重要途径。

我国加快推动新能源规模化发展,2020年发电量约占全球风、光总发电量的30%。欧洲新能源发展迅猛,大力推进能源低碳转型。

三是以煤炭为主体的化石能源依然是保障我国能源安全的基石。

我国化石能源消费规模巨大,2020年,化石能源消费占比84.1%,其中,煤炭56.8%。到2030年,非化石能源消费比重将达到25%左右。展望未来能源供应体系,以煤为主体的化石能源仍将发挥重要作用。

四是我国油气进口来源日趋多元化,但必须控制好对外依存度。

未来我国石油增产规模有限,对外依存度将维持在70%以上。天然气产量保持稳步增长,但与消费增长相比仍有缺口(当前超过43%依赖进口)。持续增高的油气对外依赖将对能源保供带来巨大风险。

总体来看,为实现我国能源供应自主可控,必须立足以煤为基础、国内供应为主的基本国情,统筹各类能源多元化发展和平衡。

二、坚持绿色低碳,推行非化石能源发展与化石能源清洁利用并举

相比欧美国家,我国将用历史上最短的时间完成碳排放强度降幅,转型难度和挑战更高。

一是低碳转型并不意味着近期不发展化石能源。

预计未来我国煤、油、气消费将依次达峰,达峰前仍有一定增长。其中,原煤消费已基本处于峰值平台期,“十五五”时期逐步减少。石油2030年前达峰,随后进入下降通道。天然气消费预计2035~2040年达峰并缓慢下降。

二是降碳减排并不意味着不产生碳排放,也不意味着在较短时间内快速减排。

我国资源环境禀赋、产业结构、发展阶段与欧美国家不同，快速激进退出化石能源，将带来能源供应风险，煤炭消费的减量化节奏取决于非化石能源的替代供应能力。第 26 届联合国气候变化大会表决通过《格拉斯哥气候协定》，对煤炭退出的表述由“逐步淘汰”改为“逐步减少”，这一点对我国显得尤为重要。

三是能源领域降碳方向在于大力发展非化石能源与推动化石能源清洁利用的双轨推进。

统筹能源供应和降碳减排，既要考虑新增能源需求更多以非化石能源来满足，又要有效推动庞大的存量化石能源安全有序地清洁化利用，平稳渐进地过渡到存量替代阶段。

三、坚持安全底线，防范化解未来电力保供面临的风险挑战

我国电力保供已进入了各种风险交织、多种因素叠加的新阶段，需要防范化解未来电力供需面临的风险挑战。

一是煤电承担电力电量保障的双重任务，仍是保障电力供应的重要基础。

煤电是我国电力保供的主力电源，现有的 11 亿千瓦煤电多是高效率、超低常规污染物排放机组，正处于“青壮年”时期，必须用好用足这一巨大的存量资源。煤电保电力、保电量、保调节的兜底保障作用在短期内难以改变。

从电力（功率）保障作用看，2020 年煤电承担高峰负荷占比达到 73%，预计 2025、2030 年，62%、55%以上高峰负荷仍需煤电承担。从电量保障作用看，煤电发电量占比由 2020 年的 64%下降至 2025 年的 56%、2030 年的 48%，仍然是电量供应的主要来源。

从国外实践来看，欧美主要国家电力需求趋于饱和，主要通过发展新能源调整电量结构，提高新能源电量占比，电力系统仍保留充足的提供电力的常规电源，并通过跨国输电通道调剂余缺。

以德国为例，近年来最大负荷约 8000 万千瓦，除核电外，煤电、气电等常规电源装机并没有明显减少，维持在 1 亿千瓦左右，基本满足最大负荷需求。同时，德国与周边多国频繁进行电力交换，进一步保障电力供应安全。相比之下，我国的常规发电装机总量并不具备这样的冗余条件。

二是新能源以提供清洁电量为主，高峰负荷时段电力（功率）支撑能力有限。

预计我国新能源发电量占比将由 2020 年的 10%上升至 2025 年的 17%、2030 年的 21%。但新能源出力“靠天吃饭”，对电力电量的贡献存在较大不稳定性，低出力与负荷高峰叠加将导致电力缺口，需要依靠其它电源调整出力以弥补电力不足。

比如，在 2020 年末寒潮期间，西北区域晚高峰负荷多日超过 1 亿千瓦，新能源装机超 1 亿千瓦，但出力仅为 200 万千瓦左右。国外也普遍存在类似问题。例如，今年欧洲北海夏秋季风电出力显著低于常年均值，英国 7~9 月风电发电量较去年同期减少约 25%，不得不增加气电和煤电发电量以弥补缺口。

为应对新能源长时段大幅度波动给电力可靠供应带来的风险，必须储备一批常规电源，宁可备而无用，不可用时无备。

三是其他各类电源协调发展，共同保障未来电力供应。

水电、核电既提供清洁电量，又能发挥稳定电力保障作用。预计水电、核电等其他清洁能源发电量由 2020 年的 19%上升至 2025 年的 20%、2030 年的 24%。同时，提供约 10%的电力平衡贡献。抽水蓄能与新型储能为电力系统提供灵活性资源，平抑新能源出力波动。

四、坚持系统观念，走供需两侧多元化的电力保供之路

实现电力安全可靠供应，要充分利用电力系统各环节多元协同、优势互补的特性，系统性地推动供需两侧多元化发展。

一是推动电源发展多元化。

第一，大力发展新能源。“十四五”期间，加快发展东中部分布式光伏、分散式风电和海上风电，优先就地平衡；推动西部北部沙漠/戈壁/荒漠地区大型光伏基地项目建设。中远期，新能源开发重心重回西部北部，海上风电逐步向远海拓展。

第二，努力促进煤电清洁高效发展，逐步向基础保障性和系统调节性电源并重转型。“十四五”期

间，用好存量煤电，加快实施灵活性改造；在负荷中心就地就近安排一批煤电保障电力供应。加快碳捕集利用和封存（CCUS）等技术装备突破，将煤电改造为“近零脱碳机组”，转型升级为“清洁电力”。中远期，稳妥推进煤电逐步减量发展。

第三，因地制宜开发水电，积极安全有序发展核电。“十四五”期间，重点开发西南地区水电，年均开工 6-8 台核电机组。中远期，推进西藏水电开发，加快新型核电技术突破与应用。

第四，统筹抽水蓄能与新型储能发展。“十四五”期间，在东中部优先开发抽水蓄能。中远期，加快发展新型储能，积极推动梯级水电改造，具备周以上调节能力。

二是推动终端用能多元化。

第一，充分发挥终端用户节能提效的关键作用。坚持节能优先方针，加快产业结构深度调整，坚决遏制“两高”项目盲目发展，加大节能技术推广和管理提效力度。这是实现能源消费总量及早达峰和“双碳”目标的战略举措。

第二，高效有序推进终端能源消费电气化。工业领域优先在高耗能行业推广电锅炉、电窑炉，建筑及居民领域推广热泵技术，交通领域推广电动汽车和电动重卡。

第三，坚持需求响应优先、有序用电保底、节能用电助力。汇集可调节资源，参与电力系统调峰调频调压，提高电力系统稳定性。实现“双碳”目标，必须立足国情实际，坚持先立后破，确保安全降碳。电力行业降碳不等于简单地退出煤电，需要加快 CCUS 等技术的规模化工程应用，促进煤电机组实现脱碳运行和高效利用，统筹好常规电源和新能源发展，构建多元化发展格局，有效保障电力长期安全可靠供应。

张运洲 中国能源网 2021-11-27

“双碳”目标下，应确保能源体系安全平稳转型

去年 9 月，我国提出，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 2060 年前实现碳中和。“双碳”目标的提出给中国能源转型提出了更高的要求。

11 月 16 日，在由中国新闻社举办国是论坛之“能源中国”上，来自国内外的多位业内人士线上参会，围绕构建新型电力系统的关键问题、向新型电力系统过渡过程中的煤电角色转换趋势等热点问题进行了深入探讨。

中国新闻社总编辑王晓晖表示，“双碳”目标的提出，对我国实现由以化石能源为主向以可再生能源为主的能源体系转型升级提出了更高的要求。当前，世界正在经历百年未有之大变局，不稳定性不确定性因素增多。近期能源供应问题，进一步凸显了加快能源转型升级的必要性和紧迫性。

他表示，加速构建以新能源为主体的新型电力系统，是重塑能源体系的根本之举。本次论坛聚焦“坚持双碳战略方向，确保能源体系安全平稳转型”的主题，深入探讨全球电力系统发展趋势及当下和未来中国煤电转型与新型电力系统构建之路，期待能够为我国低碳电力系统建设和能源体系转型提供助力。

“双碳”目标背景下，中国电力系统面临转型。但在此过程中，克服其巨大体量带来的惯性成为一大挑战。

中国能源研究会学术顾问、国家发改委能源研究所原所长周大地表示，过去 30 年来，中国电力系统一直保持高速增长，目前在电力装机、发电总量、电力输送系统建设和规模，以及常规发电技术、电网运行技术和可靠性等方面均位居于世界前列。可面临巨大转型，要从这种大规模集中型的、以化石燃料为基础的电力系统转化成零碳电力系统，过去的很多优势在某种程度上也成为一种阻力。

但他同时指出，好的方面是，中国在核电、水电、新能源发电技术和装机，以及新能源消纳等方面，现在处于国际先进地位。特别是光伏、储能电池等可再生能源技术领域已经处于世界最前列，可以说正引领新能源发展。同时，由于光伏、风电以及储能系统的快速技术进步和大规模制造能力，

中国具备了低碳转型的巨大潜力。

周大地表示，全国电力装机容量近 23 亿千瓦，其中可再生能源发电装机占比超过 40%。中国实现碳达峰需要电力零碳先行。今后能源系统的碳中和，必须要建立以零碳电力为核心的新型电力系统，电力系统要力争 2040 至 2045 年期间实现零碳化。与此同时，必须加快非化石能源电力发展速度。

周大地还表示，电力系统改革创新，要加快零碳电力建设。其中，电价系统改革具有关键作用。他举例说，近期所谓的“缺电”现象实际上是一个电价煤价的理顺问题，而不是生产能力或者“缺煤”“缺火电能力”的问题。所以今后要对电价进行合理的结构性调整，“不是说电价要大幅度上升，而是电价结构要有合理变化”。

能源基金会首席执行官兼中国区总裁邹骥称，重塑中国能源版图要加快可再生能源发展，这也能助力区域经济发展。按目前规模，西部省份可再生能源发电收益约为 8000 亿元人民币，相当于这些地区 GDP 的 9%。

邹骥认为，未来随着绿色发电量的增加，上述收益规模还要倍增，风电、光电、水电等能源将从西到东、从北到南，走向能源密集的沿海地区，如此会形成一个新的经济大循环和能源大循环。

三峡集团科学技术研究院院长孙长平表示，发展水风光储一体化、源网荷储一体化的项目，将成为未来能源发展的主流模式，是提升我国可再生能源消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择。

孙长平指出，新型电力系统是一种具有高比例新能源、高比例电力电子化、负荷多样化以及集成储能技术的电力系统。相较传统电力系统，新型电力系统在不同时间尺度上面临系统稳定和功率平衡的新挑战，而风光水储一体化、源网荷储一体化是解决该问题的有效手段。

清华大学副秘书长、北京清华工业开发研究院院长金勤献表示，氢能对中国提高能源体系安全、实现碳中和具有极高战略价值。在工业领域，氢能将在原料和热源的替代方面扮演主要角色。

金勤献说，中国有全球增长最快能源和环保需要，具有巨大独特的市场优势。氢能对中国提高能源体系安全、实现碳中和具有极高战略价值。在工业领域，氢能将在原料和热源的替代方面扮演主要角色，在能源领域，分布式电力系统、储能等方面将发挥重要作用。

中国青年网 2021-11-18

专访中国工程院院士金涌：“双碳”目标下化石能源重新洗牌 氢元素应重新规划利用

碳达峰、碳中和的目标下，发展清洁能源已经成为实现绿色低碳转型发展的重要方面。

“双碳”目标下，未来新能源在能源结构中将会扮演什么样的角色？传统化石能源未来的出路在哪里？氢能是否会成为能源结构中重要的一环？

近日，21 世纪经济报道记者（以下称《21 世纪》）专访了中国工程院院士、清华大学化学科学与技术研究院院长金涌。金涌表示，化石能源被新能源取代成为发展的大趋势。可再生能源加上储电技术，将是人类未来能源的解决方案。

锂电池是理想的储能方式

《21 世纪》：目前我国在实现“双碳”目标的过程中面临哪些挑战？怎样实现经济和“双碳”目标的同步发展？

金涌：我国主要面临三种挑战。第一，我国二氧化碳排放总量大，占世界排放量的三分之一；第二，我国需要在 30 年之内降低碳排放，实现碳达峰向碳中和的转变；第三，在实现“双碳”目标的同时，经济也要同步发展。

按照《中国宏观经济蓝皮书》的设定，2050 年，我国人均 GDP 要超过 4 万美元，目前水平是 1 万美元左右。在实现碳达峰、碳中和的关键期，我国的人均 GDP 要达到现行水平的 4 倍。而在能耗方面，2019 年，我国万元 GDP 能耗约为 0.519 吨标准煤，同期主流发达国家的万元 GDP 能耗一般维持在 0.1-0.2 吨标准煤。既要实现碳达峰、碳中和目标，又要保持国民经济的健康稳定发展，降低

万元 GDP 能耗是头等大事。

具体来看，可以从两方面入手。

一是技术进步。我们需要考虑所有节能技术的进步，目前大概还有 10%—20% 的余量。

二是产业结构转型。现在全世界的发展趋势是，低附加值、初级产品、能耗大产值低的产品逐渐退出市场。未来，我国需要发展信息、智能、5G 等高附加值低能耗产业。

因此，一方面需要跨学科发展，化工与生物、物理、信息结合；另一方面，形成产业间的融合，如视、听、触觉技术和量子传输技术、人工智能算术和机器人技术等。

《21 世纪》：未来我国可再生能源在能源结构中会扮演什么样的角色？可再生能源的发展又面临哪些挑战？

金涌：现在的光伏和风电成本快速下降，光伏一度电的成本接近火电甚至更低。但是风光电有缺点，它不稳定，需要储能。所以现在全世界的共识：可再生能源加上储电技术，是人类未来能源的解决方案。

目前可再生能源面临的困难是储电。储电方式有很多，其中可以移动的、最好的储电方式是锂电池。目前我国的锂电池产业发展迅速。宁德时代的储电技术在世界领先，清华也在制作电池材料，使电池容量最大。

碳和氢元素重新规划利用

《21 世纪》：从化学技术的角度看，煤化工行业在绿色转型中可以做出哪些尝试？

金涌：中国的煤炭储量仅占全世界的 12%，而美国占 24%，美国的人均煤炭拥有量是我国的 8 倍。现有的煤变油、煤变烯烃甚至乙二醇可能不会受到广泛支持，只有耗能少、碳排放少、收益高的技术才能实现发展。因此，我国需要发展新的技术，提高煤炭利用率。我们可以将生物技术与化工技术结合，减少二氧化碳排放量，契合碳中和要求。

煤炭的分质利用也是一种思想。通过分质，煤炭最终变成两种产品：半焦和氢气。氢气可以作为碳汇处理二氧化碳。经过加热，半焦也可以成为一种碳汇，生成性质活泼的一氧化碳。一氧化碳可以用来制作酒精，从而用于汽车燃料，甚至塑料、橡胶纤维的使用，实现无机碳向有机碳的转化。

《21 世纪》：如何看待未来石油和天然气的发展？

金涌：石油方面，在传统的炼化技术下，80% 的原油最终变成了汽油、柴油，仅有 20% 用来制作塑料、橡胶和纤维。到 2060 年，如果电动车在全国普及，这一比例将会颠倒。另外，目前我国的原油中仅有 5% 用于制作聚乙烯，未来原油使用用途的变化将更多的碳固定在物质中。

从碳中和的角度看，天然气是很好的碳中和原料，应当分离碳和氢元素，分别利用两种元素。氢是碳汇中的一部分，可以与碳氧化物反应。碳可以作为还原剂，将二氧化碳还原为用途更广泛的一氧化碳。类似的做法为目前正面临着淘汰风险的高耗能企业提供退出机制，帮助它们改造原有技术，减少碳排放，提高利用率，以降低损失，契合碳中和的目标。

未来氢燃料汽车可能不是主流

《21 世纪》：绿氢在未来能源结构中有什么意义？

金涌：氢燃料电池实际上是在“烧氢”，并且氢在发电中损失较大。所以，氢实际上不适合作为能源，而更适合用于制成材料。氢能的说法并不准确，它不是严格意义上的二次能源，将来电动车发电的主流趋势是利用锂电池等其他类型电池。

未来，如果能够以低成本电解水，绿氢可以代替煤制氢，最终实现二氧化碳零排放。不排除氢在个别领域可能仍然作为燃料，例如潜艇可以使用氢燃料电池，可以在海底保持电量，但主流的还是将氢用作材料。

目前，很多企业因为国家补贴而发展氢燃料电池，实际上应该大力发展制作绿氢的技术。

《21 世纪》：在目前的情况下，哪些技术能够投入商业化使用，助力碳中和？

金涌：一个技术成为经济动力，首先需要满足三个条件：技术成熟、可以盈利，低二氧化碳排放量。具体来看，技术经历了小规模的实验室研究到大规模的化工生产，而在这个过程中，技术人员

需要做中间试验，并说明其在物理、化学计算机控制、经济等方面的产业知识。接着将这些材料形成的“软件包”递交至设计院，最后卖给企业家，进入市场。

整体而言，满足第一个条件的难度较大。由于中间试验不提供产品，只提供知识，有的企业不愿意做，导致很多技术无法实现商业化，因而中间试验常常成为“死亡谷”。因为中间试验放弃产品投入的行为是不理智的。现在的金融家、各级领导和企业公司领导应该能够有智慧辨别不同的科学家，识别市场价值，具有足够的眼光投入产业化。

李德尚玉 戴浩冉 21 世纪经济报道 2021-11-19

碳排放大户航运巨轮 距离“零碳”还有多远

[当前多种可替代燃料“百花齐放”的局面也在某种程度上增加了航运业减排的艰巨性。全球船队的更新、改造，监管，海员的培训，新型的法律纠纷等也都加剧了航运业脱碳的复杂性。]

[国际海事组织（IMO）2020 年的数据显示，全球航运业在二氧化碳、甲烷、氧化亚氮等温室气体的排放每年已超过 10 亿吨。其中，二氧化碳的排放占据绝对主导，达 98%。航运业的碳排放占全球人为活动排放总量的比重已逼近 3%。]

带动全球 90%贸易活动的航运业，如今正面临更为严苛的“脱碳”考验。

航运业的碳排放有多严重？从泰坦尼克号时期邮轮的巨大烟囱就可知道一二。

即使是现在，几乎港口中的每一件设备都在燃烧燃料——集装箱船约占港口排放总量的一半，其次是油轮和化学品船。拖船和渡轮也造成污染。在陆地上，随着起重机搬运重达 20 吨以上的集装箱，柴油卡车空转数小时等待装载货物……

不过，这一场景正在改变。上个月，天津港北疆港区 C 段智能化集装箱码头正式投产运营。这是全球首个“智慧零碳”码头。

在“零碳”码头，没有化石能源，全部用电，电力供应则全部来源于风电光电，实现了能源消耗和生产环节的零碳。同时，码头工艺、流程、设备、建筑全方位实现低能耗，比传统自动化码头节能 17%以上。

其实，早在 2018 年国际海事组织（IMO）就已制定了航运业的碳减排目标：在 2008 年基准上至 2030 年碳排放强度降低 40%，至 2050 年温室气体年度总排放量降低 50%的目标。不过，如今在各方看来，这一目标还不够彻底。联合国秘书长古特雷斯、多个国家政府和行业组织，以及大型货主公司等都期望 IMO 将目标锁定为——2050 年实现航运零排放。

专业航运信息咨询平台信德海事的负责人陈洋在接受第一财经采访时表示，尽管业内尚未对此形成统一意见，但他个人对这一目标的实现还是很乐观。他乐见航运业在碳减排进程中形成更多共识，因为共识本身就能产生新能量，“船舶的使用周期往往有二三十年，可是面对现在越来越严苛的脱碳时间表，航运业在未来十年内必须开启真正的净零时代。”

据第一财经记者了解，信德海事也在今年成立了绿色研究团队，密切关注航运业的绿色转型。

可替代燃料是减排核心

航运业要彻底实现净零排放，并非一件容易的事。“从技术层面来说需要提高船舶的运作效率，比如降低船舶阻力、利用空气润滑技术、改善船型、增加利用风能的设计等，”陈洋举例道，“但改善的幅度有限。”

国际海事组织（IMO）2020 年的数据显示，全球航运业在二氧化碳、甲烷、氧化亚氮等温室气体的排放每年已超过 10 亿吨。其中，二氧化碳的排放占据绝对主导，达 98%。航运业的碳排放占全球人为活动排放总量的比重已逼近 3%。

IMO 预警，如果控制措施不及时落实，预计全球船舶碳排放量在 2050 年将飙升 150%~250%，占比增至 18%。

在陈洋看来，航运业减排成效的核心在于可替代燃料的生产和供给，即清洁燃料的布局，“船舶

选用可替代燃料是航运脱碳的一种重要手段，也是真正能够实现净零排放的途径。”目前备受航运业关注的可替代燃料主要有 LNG（液化天然气）、LPG（液化石油气）、生物燃油、甲醇、氢、氨等。“不同替代燃料船舶目前的发展程度相差较大，目前来看，LNG 燃料船舶技术发展最为成熟，也是被很多公司视为过渡燃料的选择。”陈洋说道。

此外，作为下一代船用清洁能源，氢燃料与氨燃料近年来在航运业减排中的作用也备受关注。这两种可替代性燃料的共同点在于都不含碳，燃烧不会生成二氧化碳。

在中国，中远海运已推出氨燃料动力在大型船舶的应用方案；在日本，今年 8 月以来，多家船企通过抱团，旨在将以氨为燃料的氨气运输船商业化；作为传统造船业强国，韩国的现代重工在去年就与国内各产业界的精英企业展开合作，攻占氨燃料市场。而澳大利亚矿业巨头福蒂斯库金属集团（Fortescue metals Group）更是抢占先机，已宣布在明年部署世界上第一艘清洁氨燃料船……

对于当前各国在可替代燃料领域的火热试水，陈洋认为，“目前氨、氢等可实现完全净零排放的燃料仍处于技术发展的阶段，生产、储存、运输、使用方面的技术仍不成熟。没有规模优势的话，会导致燃料生产成本过高、产量无法满足国际商船船队的需求。”

不过，陈洋也表示，没有一种可替代燃料是“完美”的。他以当前热门的氨燃料为例，相较于氢气，氨气可以在大气压下以液态形式储存在较高的温度下，但氨燃料泄漏会产生有毒气体，且氨燃料燃烧利用率并不高，“而氢燃料目前的瓶颈主要在于储存、运输以及安全方面的问题”。

陈洋强调，在可预见的未来，对于航运业减排而言，必将是多种燃料并存的局面，不存在零和博弈。此前，世界最大船运公司马士基就选择甲醇燃料，并计划于 2023 年交付 9 艘甲醇燃料船舶，但公司也表示对于氨燃料等也持开放态度。

在陈洋看来，当前多种可替代燃料“百花齐放”的局面也在某种程度上增加了航运业减排的艰巨性，“如果有确定的方案，那么航运业的转型将毫无疑问变得更为容易。”

除了核心的可替代燃料问题，陈洋还细数道，全球船队的更新、改造，监管，海员的培训，新型的法律纠纷等也都在某种程度上加剧了航运业脱碳的复杂性。“除了永恒的安全话题外，未来几十年，碳减排、数字化、绿色治理都是航运业关注的重点。”陈洋说道。他特别期待中国的航运界能在这一挑战与机遇并存的领域引领规则的制定，发出“中国声音”。

绿色航运走廊构想

尽管航运业未来转型挑战重重，但陈洋依旧乐观。刚刚在英国格拉斯哥结束的联合国气候变化公约第 26 次缔约方大会（COP26）上，各方关于“绿色航运走廊”建设的宣言，便是凝聚共识的又一步。

此次 COP26 上签署的《关于绿色航运走廊的克莱德班克宣言》（下称“宣言”），将“绿色走廊”定义为“零排放海上航线”，承诺至 2025 年在全球两个或多个港口间至少建立 6 条绿色航运走廊，希望至 2030 年进一步扩大绿色航运走廊数量，以及“至 2050 年实现航运业脱碳”的愿景。

对于航运业而言，“绿色航运走廊”的概念并不陌生。陈洋回忆道，2016 年前后挪威德劳船级社（DNV）联合几大船东和矿商，希望通过加速液化天然气燃料动力货轮来布局绿色走廊。因此，当前的“绿色航运走廊”设想其实也沿袭了 5 年前的想法。

而真正想要建立“绿色航运走廊”却并非一件容易事。在此前全球海事论坛（Global Maritime Forum）发布的“下一波浪潮——关于绿色航运走廊”研究报告中指出，打造“绿色航运走廊”关键在于：航线的货量要大且稳定；排放量大（才能显示出减排效果）；跨行业的合作，包括港口基础设施的配套、燃料供应商、当地政府等各方的支持等。

上述报告选择了澳大利亚-日本铁矿石航线、亚欧集装箱航线、东北亚-美国车辆运输航线为初始的“绿色航运走廊”。

陈洋以澳大利亚-日本铁矿石航线介绍道，其特点在于航线稳定、货量稳定，且澳大利亚与日本在制氢的基础设施、液态氢运输等方面的研究都比较领先，未来这条航线是否能成为绿氢走廊，非常值得期待。

在欧洲，由汉堡港口与物流股份公司（HHLA）运营的集装箱码头 CTA 已在 2019 年成为世界上第一个被认证为气候中立的集装箱码头。汉堡港营销协会董事兼首席执行官马特恩（Axel Mattern）告诉记者，2021 年汉堡成立了氢能网络，汉堡港就参与其中，“目前有两个项目正在同时实施，重点是为机车、船舶和卡车提供加氢站，以及建造和部署创新型的氢动力船舶。”而作为“氢能物流应用与分销”（H2LOAD）项目的一部分，HHLA 计划引入各种由燃料电池驱动运输车、卡车和拖拉机、叉车等设备。“汉堡港希望借助上述措施，力争在 2040 年前实现气候中立。”马特恩说道。

至于上述“绿色航运走廊”的构想未来能否进一步复制及推广，陈洋表示，要考虑到船型、燃料等问题，比如澳大利亚-日本航线有氢能研发、生产方面的天然优势；亚欧集装箱航线则靠泊点非常固定等，“鉴于每条航线的独特性，可复制的程度还需观望。”

展望未来，陈洋认为，更大范围内的共识、燃油税的征收、更多研发资金的投入，都是航运业脱碳不可或缺的要害；而行业规则制定者也可以从碳税、碳交易、绿色融资等金融手段着手，以政策的制定引导业内主体加快脱碳步伐。

第一财经 2021-11-19

全球涉疫塑料垃圾约 800 万吨 “双碳”将再生行业推上新风口

[全球每年数亿吨塑料废弃物中，只有约 35%进行了回收，约 12%进行了焚烧或裂解，剩下超过一半则在自然中积累，包括 46%进行陆地堆积或填埋以及 7%流入海洋。]

[中国废塑料的回收再生比例在全球范围内属于高水平，超过 30%，而美国废塑料回收再生的比率约为 10%，日本也不过 20%左右。]

193 个国家产生了约 800 万吨与新冠疫情有关的塑料垃圾，其中约 2.6 万吨现已进入全球海洋。

这项本月发表在美国《国家科学院学报》月刊上的研究，是首批与疫情相关的塑料垃圾规模量化的研究之一，再次引发人们对于海洋污染关注的同时，也让再生塑料的挑战和机遇凸显。

这些塑料垃圾可以再生吗？再生塑料的经济效益和市场前景有多大？“双碳”目标下，供应链对于再生塑料的需求发生了怎么样的改变？再生带来的减碳价值又能否让再生行业站上更大的风口？

塑料再生的经济账

“口罩的绿色回收，很多机构想做，但因为涉及医疗风险，所以回收流程复杂，目前还很少进入到回收的通道。”中华环保联合会绿色循环普惠专委会秘书长蒋南青告诉第一财经记者，涉疫口罩的回收比一般的一次性塑料回收要麻烦得多，尤其是医院使用后的涉疫物资，必须按照医疗废物的处理方式进行集中焚烧。

除了回收流程与处理技术，塑料再生是否可行还取决于经济考量或市场选择。

中国物资再生协会再生塑料分会秘书长王永刚对第一财经表示，理论上所有的塑料都可以回收再生，但要看代价多大，是否具有经济性。如果回收再生成本远远高出了材料的价格，也就没有了市场。

中科院工程塑料国家工程研究中心主任季君晖此前提提供的数据显示，全球每年数亿吨塑料废弃物中，只有约 35%进行了回收，约 12%进行了焚烧或裂解，剩下超过一半则在自然中积累，包括 46%进行陆地堆积或填埋以及 7%流入海洋。

随着全球消费市场和品牌商对于再生料的重视加强，以及中国“双碳”目标的推动，再生塑料的市场需求近年来快速增长，也在原材料价格的上涨中收获了越来越强的经济动力。

“大家目前使用再生料的主要动力还是为了节省成本。”王永刚表示，常规情况下，再生料还是会比新料便宜。在原材料暴涨的时期，再生塑料加工企业的积极性还会进一步提高。

全球化工巨头亨斯迈聚氨酯事业部亚太区总裁潘律民此前告诉第一财经，于去年 5 月在中国台湾正式投产的聚酯多元醇工厂，产品成分中 60%来自于回收的 PET（聚对苯二甲酸乙二醇酯）材料。在原材料价格波动剧烈的时期，这一低碳新品和同类产品相比，由于本身具有良好的防火性能，因

此可以减少保温材料中阻燃剂的添加比例，再加上回收材料的价格相对稳定，在整体价格上具有更加可控的优势。

但随着原料价格上行，再生料的市场价格也在上涨。

中国物资再生协会再生塑料分会发布的再生塑料颗粒价格指数显示，2021年10月，再生塑料价格指数平均值909.5点，到达2020年至今最高点。

东吴研究所提出，欧盟、美国等地区已出台相关法规明确，作为世界上最常见的塑料成分之一，以PET为主要成分的一次性饮料容器中需添加再生塑料的最低使用比例和对应实现年限，因此未来实现这类“瓶到瓶”的同级化、高附加值利用需求将快速扩张，从而打开废弃塑料再生资源化的广阔市场空间。

今年7月，美国化学协会（ACC）提议国会通过一项再生塑料的全国性标准，要求通过“国家再生塑料标准”，到2030年所有的塑料包装至少使用30%的再生料。

在这样的趋势下，越来越多的国际品牌商开始在采购中表现出对再生料的青睐。高端的再生料也因为社会价值和更高的环保成本而卖出了比同品质的新料更高的价格。

“中国目前回收的可追溯体系还不够完善，因此在价格倒挂中，也出现了企业用新料来冒充再生料的情况，反而能获得更高的价格以及品牌商更高的认可。”蒋南青说。

全球范围内的废塑料回收提升空间巨大。王永刚表示，中国废塑料的回收再生比例在全球范围内属于高水平，超过30%，而美国废塑料回收再生的比率约为10%，日本也不过20%左右。在中国叫停“洋垃圾”进口后，全球固废的“属地化处理”格局越来越明显。

由于国外回收体系相对成熟，因此在禁止“洋垃圾”进口后，不少中国企业选择“走出去”寻找再生原料。

中国塑协塑料再生利用专委会常务副会长范育顺告诉记者，此前中国约有2000家工厂进口外国塑料垃圾，在禁止“洋垃圾”进口后，三分之一改行，三分之一转迁到境外，三分之一从事国内废塑料再生利用。如今，随着环保政策的完善，整体行业正在从原本的分散化、低值化向高值化和集中化发展，门槛正在提高，“产能在1万吨以上的属于入门企业，3万吨以上的属于中等企业，10万吨以上的属于大型骨干企业。小型企业由于资金实力不够，面对当下的环保政策，进入已经很难了”。

范育顺本身也是“走出去”的企业主之一。随着日本废塑料再生行业开始完全依靠本地回收和处理，范育顺关掉了国内的工厂，赴日本建立了特种塑料工厂，再把加工完成的再生塑料产品出口到中国。虽然因为疫情，一线生产员工缺乏造成产量下降，但工厂还能正常运行并有较好效益，所在的细分市场也呈现出供不应求的局面。

根据范育顺的观察，中国需要的再生塑料接近一半是从国外进口的，其中大部分来自中企在海外的再生工厂。从回收再生技术来说，中国是全球最成熟也最先进的。

王永刚表示，从国内的再生塑料市场来看，目前是低端产能过剩，高端产能明显供不应求。

“双碳”吹起新风口

今年火热的“双碳”概念，为再生行业吹起了新的风口。

浙江英瑞特再生材料科技有限公司从2016年开始做海洋废塑料的回收再生，即把渔业活动参与者所产生的废弃渔网回收，做成纺织类的原料。该公司研发总监胡鹏岩告诉第一财经，自2019年底我国明确提出了“双碳”目标，他们能明显感受到整个市场对于再生料的认可度在加大，目前公司跟国内外的服饰品牌均有合作，也正在扩大生产规模，预计未来的3年内将实现产能近3倍的增长。

胡鹏岩表示，相比于传统的散乱污回收模式，公司现在的回收方式具备工业化、现代化的特点，并且要确保满足应用场景、员工福利和社会责任，成本相较于传统模式要高30%~40%。因此，眼下本身的经济动力并不足够，消费市场和供应链整体意识改变带来的市场是他们看到的更大机遇。

据胡鹏岩了解，他们的再生材料主要供应给国内的制造商，但终端产品主要在海外销售。

对再生企业而言，除了经济动力之外，中国“双碳”目标的推进和全球供应链的低碳化趋势，让他们明确了向高值化转型的方向，同时也在期待碳交易的渗透带给他们实实在在的利益。

9月15日，国家发展改革委、生态环境部印发“十四五”塑料污染治理行动方案，强化废弃塑料再生利用，明确鼓励废塑料同级化、高附加值利用。

“一些获得了欧美国家认证的高值再生塑料比新料贵，但国际化的企业为了满足当地政府的最低要求，规避处置费，也愿意采购更贵的再生料。”范育顺表示，有市场需求，才能推动再生料的应用。

蒋南青也提出，越来越多的品牌提出了自己的“零碳”目标，而品牌方的碳排放 80%都是间接排放，因此必须推动前端供应链和后端消费的碳减排，从而推动更多再生企业进入到自己的供应链中。

“在废塑料的回收再生行业，再生技术并没有障碍，要下功夫的是前端的包装设计和后端的回收。”蒋南青说，其中，在产品包装上要做成标准化的产品，改进复合材料和颜色的使用、减少过度包装，以实现更高效的再生。

根据范育顺的计算，生产一吨的新塑料，大概有 5.5 吨~6 吨的碳排放，而再生塑料可以减少一半左右的碳排放量。这样的减碳能否通过碳交易体现出价值？目前，中国塑料加工工业协会正在做不同品种的再生塑料的减碳量化标准，以推动再生行业的升级。

缪琦 第一财经日报 2021-11-22

不锈钢碳排放是高还是低？

在过去几十年中，不锈钢的生产技术和应用领域取得了突飞猛进的发展，不锈钢已经渗透到人类社会活动的各个角落。

当前，我国钢铁行业是仅次于电力行业的第二大碳排放源，是碳排放量最高的制造行业。这其中，不锈钢产量约占钢铁行业的 7%，不锈钢的低碳生产也十分必要。

不锈钢的碳排放高吗？

超强的耐用性使产品全生命周期成本最小化

根据世界钢铁协会的测算，全球每吨钢的平均碳排放约为 1.85 吨，而不锈钢的吨钢碳排放约为 2.23 吨，比碳钢高 0.4 吨左右，其中 64%即 1.42 吨是由铁合金作为原料带入的，0.47 吨来自电力消耗。

“尽管每吨不锈钢的碳排放略高于碳钢，但如果考虑到耐用性能，不锈钢的环境优势更明显。”世界钢铁协会北京代表处首席代表钟绍良告诉记者。

以一个典型的建筑或机械结构为例，为实现 150 年的结构寿命，如果使用铝合金每吨功能结构在 150 年中需要排放 8.5 吨 CO₂，使用碳钢只需排放 4.3 吨，而使用不锈钢仅需排放 3.3 吨。

因此，采用不锈钢有利于减少产品在整个生命周期中的环境影响，同时有利于实现全生命周期成本最小化，其超强的耐用性可以使产品的全生命周期成本比同类材料减少 30%左右。

不锈钢哪种工艺更低碳？

镍生铁工艺可提高产量，但也要遵循源头削减、中间管控、末端治理的原则

据广西北港新材料有限公司党委书记、董事长、总经理潘料庭介绍，不锈钢生产工艺分为高炉+转炉+AOD（氩氧脱碳法）法、电炉冶炼短流程法、烧结+高炉+AOD 法以及 RKEF（回转窑电炉）+AOD 法 4 种主要工艺。

“2005 年以前，不锈钢冶炼主要以高炉+转炉+AOD 的生产工艺和利用废钢的电炉冶炼短流程生产工艺为主。2005 年以后，以红土镍矿为原料，以烧结、高炉、回转窑、矿热炉为关键设备的镍生铁工艺出现，给不锈钢生产带来变革，也使得不锈钢产量得到提高，成本得到极大降低。”潘料庭介绍。

据世界钢铁协会研究，基于红土镍矿冶炼的烧结+高炉+AOD 炉、RKEF+AOD 法，吨钢碳排放量都比传统的高炉+转炉+AOD 法的低。

“红土镍矿冶炼不锈钢的生产工艺使用大量的废钢、余热发电，铁水热送、能源集中管理等多项节能措施，实现能耗总量及能耗强度双控，达到了低碳生产的目的。”潘料庭表示，虽然烧结+高炉

+AOD 法采用低品位的红土镍矿，但是它采用了合金+炼钢一体化的生产技术，吨钢能耗和碳排放比传统高炉+转炉+AOD 法治炼低。

但现有红土镍矿冶炼不锈钢的工艺结构还不够健全，存在能源结构高煤炭化、流程长、能耗高、装备落后、生产过程能源利用低等问题。他建议，应遵循源头削减、中间管控、末端治理的原则。可以细分为五大路线图：结构优化、工艺创新、装备升级、资源循环、智慧管理。其中，结构优化即围绕原料、能源、产品、工艺等进行优化，达到最经济的成本；工艺创新是新的科学技术成果对现有的生产工艺及生产过程进行改革和创新；装备升级是把现有装备升级达到节能化、大型化、智能化装备水平；资源循环是对生产过程中的资源或副产品循环利用；智慧管理是对整个生产过程及工艺实施基于大数据和云计算的协同管理模式。

不锈钢的低碳路径是什么？

推广全生命周期绿色产品、提升能效、构建循环经济产业链、发展低碳技术等

据了解，中国是全球不锈钢的生产和消费中心，现在也是全球领先的不锈钢技术和产品创新中心。2021 年上半年，中国不锈钢产量占全球产量的 56%，成为名副其实的全球不锈钢生产中心。

“钢铁行业未来将面临碳排放强度的‘相对约束’、碳排放总量的‘绝对约束’以及严峻的‘碳经济’的挑战。”冶金工业规划研究院党委书记李新创近日出席 2021（第二届）中国不锈钢及特种合金新材料产业高端论坛时表示，行业要用积极的态度、科学的行动在减碳中发展，发展中减碳。

“碳达峰碳中和目标下，钢铁生产和应用技术面临着革命性的更新换代，不锈钢行业机遇大于挑战。”钟绍良认为。

具体针对不锈钢行业的碳达峰及降碳路径，李新创认为，应从 6 个方面做具体考量和行动。一是推动绿色布局。布局不合理将会带来大量无效碳排放，因此应优化产业布局、加大绿色物流，推广全生命周期绿色产品以及更高水平供需动态平衡。二是节能及提升能效，通过推广先进适用节能低碳技术、提高余热余能自发电率以及数字化、智能化技术的应用等。三是优化用能及流程结构，比如原燃料结构优化，提高废钢资源回收利用等。四是构建循环经济产业链，推进区域能源整合、提高固废资源化利用、推动钢化联产。五是应用突破性低碳技术，如氢冶炼工艺、氧气高炉及非高炉冶炼、碳捕集利用和封存技术。六是制度建设和政策体系支撑。

“不锈钢的工艺流程中可以更多地利用废钢，提高废钢使用比例。同时，在工艺优化上，现有烧结工艺返矿高，未来可以往烧结循环和小球烧结工艺方向改进。”潘料庭介绍说。

李新创表示，推进不锈钢行业碳达峰及碳减排，要充分统筹发展和减排、整体和局部、短期和中长期目标，根据不同区域特点、发展定位、产品工艺特点及绿色发展水平等，协调好行业发展存量、增量和潜力间的关系。在推进过程中，发挥节能增效、能源结构转型、技术革命性创新、数字化智能化转型的作用，运用好减污降碳、多行业协同效应及碳市场的重要工具等。

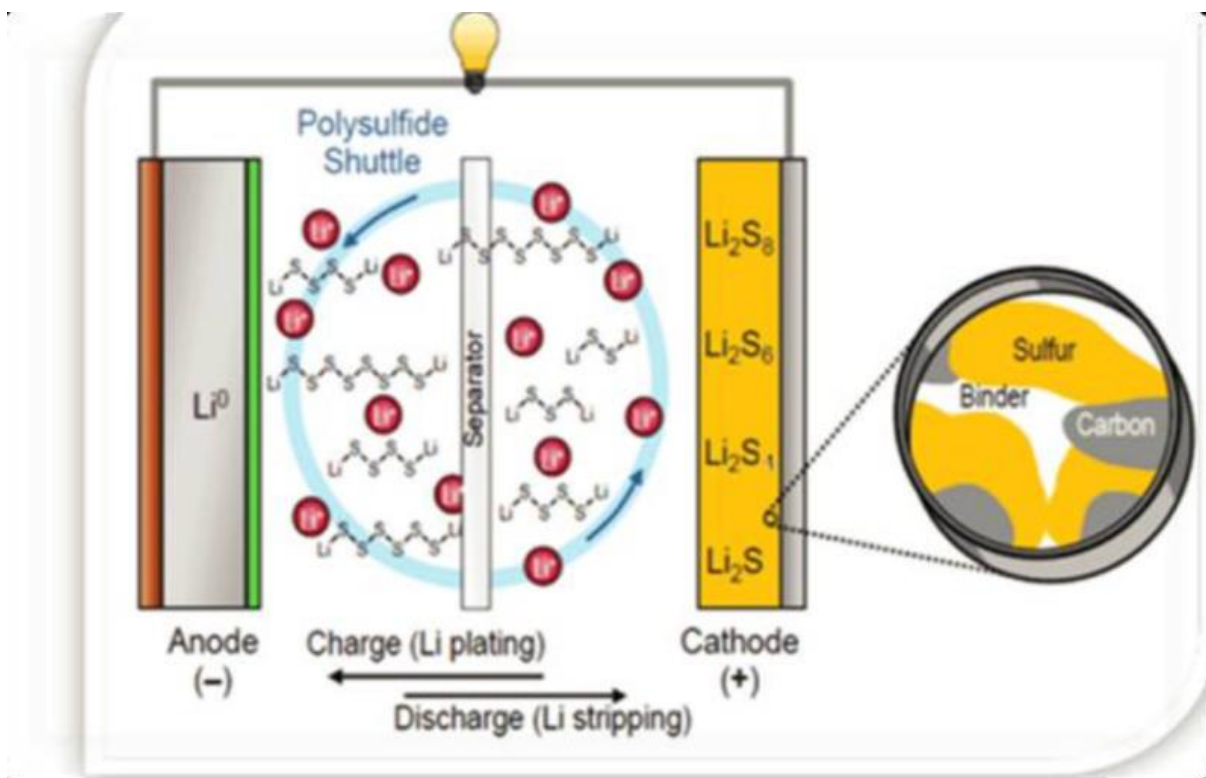
徐卫星 中国环境报 2021-11-23

日企研发轻型锂硫电池，能量密度为锂电池 2 倍

继电动汽车之后，电动飞机的概念也进入了人们的视野。那么飞机需要搭载什么样的电池呢？

据日媒 11 月 16 日消息，日本电池企业杰士汤浅（GS YUASA）与关西大学合作开发出一款轻型高能量密度锂硫电池，其质量能量密度可达现有锂电池的近两倍。

相关资料显示，高能量密度锂硫电池是一种以硫作为正极活性物质的蓄电池。从理论上来说，相同尺寸的情况下，锂硫电池的容量可达传统锂电池的 8 倍，但却存在电导率低、中间产物易溶于电解液等问题。



锂硫电池原理图

此次研发的锂硫电池容量为 8 安时（即安培小时），由于采用了有微孔的碳粒，不仅提高了电导率，还使中间产物不易溶于电解液，克服了日常使用的问题。

目前常用于纯电动汽车的锂电池质量能量密度约为 200 至 300 瓦时每千克，而此次开发的锂硫电池质量能量密度则超过了每千克 370 瓦时。杰士汤浅希望，到 2023 年能将其锂硫电池的质量能量密度提至每千克 500 瓦时。

本项研究是日本新能源和产业技术综合开发机构（NEDO）电动飞机项目的一部分，旨在开发出一款可安装在电动飞机上的轻重量、高容量的蓄电池。目前正以 2030 年能量密度达到每千克 1000 瓦时为目标，推进主要技术的相关研究。

“我们希望能把高能量密度锂硫电池带到全世界去，这种电池材料在未来一定会有很大的作用。电动飞机的发展未来一定会越来越快。”杰士汤浅表示。

据 SDRreports 近日发布的《电动飞机市场 2030 预测》报告显示，由于城市空中交通飞机加速部署和多任务场景电动飞机的成功运用，2021 年全球电动飞机市场规模达到 79 亿美元，预计 2030 年达到 277 亿美元，年复合增长率达到 14.8%。日本汤浅株式会社于 1918 年成立，于 2004 年 4 月与日本电池合并，更名为日本杰士汤浅株式会社（集团公司），在蓄电池行业处于亚洲领先地位。近年来大力开发制造特殊用途的电池和电源，在海洋、陆地、航空等特殊环境提供高性能、高质量的电池。

2015 年，杰士汤浅以 300 亿日元（折合人民币 15.66 亿元）收购松下下的铅蓄电池业务，以获得汽车和纯电动汽车用及工业用铅蓄电池的生产和销售业务。

2016 年，国际空间站搭载了杰士汤浅开发制造的高性能航空航天用锂离子电池。与目前装备的电池相比，这种杰士汤浅公司开发的锂离子电池具有 3 倍高的能量密度，因此仅需 24 节电池就可以实现目前 48 节电池的容量。

2017 年，杰士汤浅宣布在中国天津市新建设汽车用铅酸电池工厂，将年产能扩大 2 倍至 800 万个，投资额为 175 亿日元，工厂占地面积为 18 万平方米。

秦艺道 澎湃新闻 2021-11-19

依托新型储能技术 用废弃盐穴打造绿色“充电宝”

依托清华大学非补燃压缩空气储能技术，金坛压缩空气储能项目申请专利百余项，建立了具有完全自主知识产权的技术体系；研发了高负荷离心压缩机、高参数换热器、大型空气透平等关键设备，实现了主装备的完全国产化。

近日，压力超过 100 个大气压的空气从地下千米深处的盐穴奔涌而出，驱动世界最大的空气透平做功，向国家电网发出我国首个大型压缩空气储能电站的第一度电。这标志着世界首个非补燃压缩空气储能电站——金坛压缩空气储能国家试验示范项目（以下简称金坛压缩空气储能项目）并网试验成功，我国新型储能技术的研发和应用取得了重大进展。

该电站是压缩空气储能领域唯一国家示范项目，也是国家能源局和江苏省重点推进项目，一期工程发电装机 60 兆瓦，储能容量 300 兆瓦时，远期建设规模 1000 兆瓦。

非补燃意味着什么？这种储能发电方式投运将会为电网安全和发展清洁能源带来哪些改变？

地下盐穴成了天然储气罐

近年来，随着对光伏和海上风电的大规模开发，我国新能源(4.240, -0.03, -0.70%)发电装机容量迅猛增加。以江苏为例，截至 2020 年底，新能源发电装机容量已突破 4000 万千瓦，占全省发电装机总容量的 22.8%。新能源“看天吃饭”的特性使得电网易出现较大峰谷差，因而电网面临巨大的新能源消纳和电力供需平衡压力。因此，建设大规模储能发电设施，就成为构建新型电力系统，实现碳达峰、碳中和的迫切需求。

国家电网常州供电公司项目管理中心副主任张雄伟介绍，抽水蓄能是实现电能大规模储存和“削峰填谷”较普遍的解决方案，但目前江苏省抽水蓄能资源几乎已开发殆尽。相比之下，盐穴储能因寿命长、成本低、安全环保、占地面积小，就成为了发展大规模储能的重要方向。

盐穴储能是通过盐穴压缩空气储能技术实现的，该技术是用电网过剩或非峰值电能将空气压缩至高压状态，并储存至地下盐穴；在高峰用电时，再将压缩空气加以释放做功发电。

盐穴，即盐矿开采后留下的矿洞，是储存高压空气的理想场所。江苏常州金坛西北部的丘陵地带地下 1000 多米的深处，有一个巨大的盐矿。金坛探明的地下盐矿面积为 66.5 平方公里，总储量达 125 亿多吨，相当于两个半太湖水的重量。开采地下盐矿通常是将水注入盐层，待盐溶解后再抽出卤水，盐矿开采结束后形成了一个地下盐穴。中盐华能储能科技有限公司副总经理王国华介绍，他们通过造腔和注采技术控制，让这些分布在地下 1000 米深处的盐穴呈现不同的形态，有的似钟、有的像梨，这些盐穴是天然的储气罐。

目前，金坛拥有地下盐穴储气库约 1000 万立方米，理论上可以建设发电装机超过 4000 兆瓦的压缩空气储能电站。

非补燃技术可实现零碳排放

压缩空气储能并非新技术，但数十年来，相关工程基本处于停滞不前的状态。压缩空气储能系统可以分为补燃式和非补燃式两类。

“目前，国际上投入商运的 2 套压缩空气储能电站均为补燃式，系统运行过程中需要消耗化石燃料，其电能转换效率较低。”金坛压缩空气储能项目总工程师、清华大学电机系教师薛小代告诉科技日报记者，这样的运行方式既不经济也不环保。

如何寻找突破口？

2011 年，清华大学卢强、梅生伟团队开始探索非补燃式技术路线。经过数年的研发、小规模试验，全套技术方案逐渐成熟起来，科研人员不满足于“制作盆景”，他们渴望建设一套商业化运行的大型压缩空气储能电站。2017 年，国家能源局批准中盐集团、中国华能集团与清华大学共同实施金坛压缩空气储能项目。

清华大学卢强院士介绍说，与国外压缩空气储能电站相比，该项目最大的创新点是在世界上首次采用了非补燃技术，在压缩空气发电过程中不依赖外界能源，从而实现零碳排放。

在夜晚电力较为富余时，金坛压缩空气储能项目会利用多级压缩机，将空气压缩注入地下盐穴，气压达到 12—14 兆帕，完成了电能到空气压力势能的转换。压缩空气过程中会产生大量的热能，温度可达 300 摄氏度，在国外的压缩空气储能电站，这些热能白白浪费，而我国采取的办法是通过热交换设备将热能储存在几个巨大的储热装置中，实现能量的存储转化。

到了白天电力需求较大时，压缩空气被释放出来，经储热装置中的热能加热后，成为了数百摄氏度的高温高压气，进入空气透平发电，完成了空气压力势能到电能的转换。

多了热交换，少了燃气加热，一进一出后，金坛压缩空气储能项目工程的电能转换效率提升至 60% 以上，并且全过程无燃烧、无排放。

该项目首席科学家，青海大学副校长、清华大学教授梅生伟介绍，此次并网试验成功验证了盐穴储气系统、储热换热系统、新型空气透平发电系统所有首台套设备的研制成果，为非补燃压缩空气储能技术的商业化应用奠定了基础，是压缩空气储能技术研发和应用的重要里程碑，将为我国压缩空气储能乃至能源产业的可持续发展提供强有力支撑。

“中国创造”与“中国制造”齐头并进

实现盐穴压缩空气储能发电，理论推导看似简单，但是将原理图转化为工程应用却并非易事，每一步都凝结着设计团队的缜密思考和辛勤付出。

“我们遇到最大的障碍就是关键设备基本空白。”梅生伟告诉记者，由于在国内无法找到现成的大流量压缩机、大功率换热（热交换设备）、透平膨胀机等关键设备，他们只能带着相关厂家技术人员在现场研究开发。作为世界首个非补燃压缩空气储能电站，该项目所有主设备均为国产首台套。

金坛压缩空气储能项目承担方充分发挥各自优势，中盐集团利用先进的造腔和注采技术，承担地下储气库建设；中国华能集团发挥电力专业技术优势，承担项目的建设和运维。同时，项目建设还集结了我国能源行业的“国家队”，国家电网、东方电气(17.600, -0.16, -0.90%)、哈尔滨电气、上海电气(4.830, -0.02, -0.41%)、中国能建(2.160, -0.03, -1.37%)、中国电建(6.740, 0.05, 0.75%)、中国石油(4.810, 0.00, 0.00%)、中国石化(4.130, 0.03, 0.73%)、沈鼓集团和浙建集团均参与了项目建设。

在“中国创造”实践方面，依托清华大学非补燃压缩空气储能技术，金坛压缩空气储能项目申请专利百余项，建立了具有完全自主知识产权的技术体系；研发了高负荷离心压缩机、高参数换热器、大型空气透平等关键设备，实现了主装备的完全国产化。在“中国标准”创建方面，该项目发布了我国首个压缩空气储能电站 KKS 编码标准，立项压缩空气储能首个国家标准、首个电力行业标准，以及 3 个团体标准，逐渐构建了中国压缩空气储能标准体系。

张雄伟介绍，为帮助这一项目尽早并网发电，国家电网常州供电公司于 2020 年 10 月启动了进线工程建设，为这一储能电站单独新建了一条近 8 公里的 110 千伏线路，对附近变电站进行了扩建。据测算，金坛压缩空气储能项目投运后，全年可节约标准煤 3 万吨，减少二氧化碳排放 6.08 万吨。

科技日报 2021-11-16

青海省首个电池储能技术实验室成立

近日，国网青海省电力公司清洁能源发展研究院与中国电力科学研究院有限公司储能与电工新技术研究所签订了国家电网电池储能技术实验室共享(青海)实验室合作框架协议书，这意味着青海拥有了首个电池储能技术实验室。

青海是我国重要的战略资源储备基地和可再生能源基地，太阳能(9.600, 0.12, 1.27%)、风能资源丰富，开发潜力巨大。近年来，我省积极引导电源合理布局，有序推进省内太阳能发电、风电等新能源大规模开发。同时，新能源消纳和电网安全运行问题应运而生。储能技术是保障新能源大规模直流外送的重要技术支撑，结合青海储能产业发展政策背景和青海电网的现实情况，在电网中布置大规模储能系统，不仅可在电网调峰、调频中发挥巨大作用，助力新能源消纳，还可以通过功率快速调节能力为电网提供安全支撑。共享(青海)实验室的成立，是青海储能技术发展的机遇，能够推动

“双碳”目标下青海新型电力系统的构建，支撑青海新能源持续健康发展。

共享(青海)实验室成立后，国网青海能研院将以此为纽带，与中国电科院(10.880, -0.35, -3.12%)形成储能技术攻关团队，共同在技术研究、成果推广、标准研究、技术服务等方面开展工作，发挥各自的技术、资源优势，制定规模化储能应用的青海方案，为青海储能发展提出具体可行的建设性意见，同时积极拓展探索青海储能市场，推动青海储能产业的建设与发展，助力“碳达峰、碳中和”目标的实现。

共享(青海)实验室的落地，是培养储能技术专业人才的重要平台，更是国网青海能研院与中国电科院深化合作、互利共赢，加强科研交流的又一次实践，对青海储能技术发展及清洁能源示范省建设具有重要意义。

安娜 青海日报 2021-11-25

日本研发出更安全的锂电池

新华社东京 11 月 24 日电 日本一个研究团队研发出以水代替可燃性有机溶剂材料、用纳米级钼系氧化物做负极的新型锂离子电池。这种电池安全性较高不用担心起火事故，而且可以快速充电。

手机和电动汽车等使用的锂离子电池的电解液使用可燃性有机溶剂，因此有起火的风险。人们试图寻找一种更安全的电解液材料。

来自日本横滨国立大学和住友电气工业公司等机构的研究团队用水作为电解液，并寻找可以降低电池性能的电极材料。研究人员发现使用纳米级钼系氧化物做电池的负极，电池性能可达到可实用的水平。

由于这种电池没有着火风险，并可快速充电，即使重复充放电 2000 次，电池容量也只减少不到 30%，因此有望用于储能电池或者短距离电动汽车等。研究团队的目标是 3 年后使这种新型电池实用化。

相关研究论文发表在最新一期美国《国家科学院学报》上。

新华社 2021-11-25

电热协同、跨网互济，系统统筹不可或缺

城市清洁电热协同网是适应我国国情而提出的一种综合能源基础设施形态。其作为一种新兴模式，具有长产业链、强专业性、相关要素高度集成的特点，实践落地还有待加强战略规划与系统统筹。而构建“政产学研用协融”多方协作的城市清洁电热协同网推进体系，对于打造具有高经济性的城市低碳能源发展新路径具有积极现实意义。

城市清洁电热协同网解决方案致力于实现低品位余热“应用尽用”，通过一系列电热转换低碳技术的聚合，将以往这些或被忽视、或较难利用的低品位能源有效整合到供能系统中，大幅提高化石能源利用效率。更进一步讲，清洁电热协同网在提高供热领域电气化率的同时，通过建立新型电热互动关系，将为构建新型电力系统提供灵活性资源支撑。

在近日发布的《2030 年前碳达峰行动方案》中，“余热”一词在不同章节共出现 5 次，可见我国在战略层面已经对余热利用的巨大价值予以重视，清洁电热协同网作为一种实现低品位余热高质量利用、助力构建资源循环型产业体系的新兴模式也将迎来重要发展机遇。但目前，其发展还面临以下挑战：

一是专项规划和政策体系尚未形成。虽然目前我国明确支持低品位余热发展，但由于缺乏专项规划和系统统筹，具体落地中仍存在较多障碍。例如，对工业低品位余热资源量、供需适配情况目前掌握信息还较少，缺乏下一步开展工作的基础。在项目规划建设中，是否在园区规划中将余热资源化利用作为重要考虑、政府在项目审批上如何界定、对所需土地资源规划的支持等均对落地进程

具有重要影响。此外，对于电热协同网收费模式的明确、与传统能源基础设施的融合与公平竞争、对利益相关者的统筹协调、提高公众的了解度等问题也需要着重考虑；

二是整合相关技术与管理要素的工程应用模式尚未建立。技术上，尽管清洁电热协同网的核心技术已较为成熟，但要实现涉及电力、热力、建筑、生产工艺、数字技术等领域的一系列新兴技术的工程集成应用，还需要加强多主体跨领域协作研发。管理上，由于清洁电热协同网相比传统供能模式具有用能成本低和节能减排效益好、但初始投资成本高的特点，需要创新投资建设运营模式。此外，由于清洁电热协同网将大量具有波动性的低品位能源整合到系统中，并开展电热协同互补，将带来运营管理上的复杂性。如何在保证供给稳定的同时提高效率，并在热力交易、电力交易、碳市场交易等多种交易中实现收益模式最优化，需要数字化支撑和运营模式优化，有待进一步的实践探索。

为此，笔者建议：

首先，应通过试点示范先行探索清洁电热协同网模式，在条件成熟后出台城市清洁电热协同网专项规划。应充分重视电热协同网在工业领域的巨大应用价值，在园区循环化改造等工作中加以应用。此外，也可选取火力发电厂、能源密集型企业与工业园区临近地区开展试点工作。注重构建“政产学研用协融”联调联动的推进体系，疏通电热协同网在技术应用、运营监管相关方面的难点堵点，采用 EMC、BOT、PPP 等投资建设运营模式，加大绿色金融支持力度，探索形成可复制可推广的应用模式；

其次，加快低品位热能资源量和供需适配方面的摸底，并着手制定近邻计划。低品位热能供给侧与需求侧的空间距离对于清洁电热协同网成本具有重要影响。工业发达地区应尽早开展相关摸底，并在国土空间规划、城乡建设规划、园区规划、招商引资等方面将低品位热能利用因素纳入其中，以系统性的供需资源优化配置为清洁电热协同网落地创造良好条件。

（作者系国网（苏州）城市能源研究院战略中心研究员）

史文博 中国能源网 2021-11-23

清华大学付林：有必要尽快启动热电协同试点示范

大气污染防治与碳达峰碳中和发展要求下，我国实施严控新增煤电的发展战略。在此背景下，一方面，火电厂正逐渐转型为调峰电站，为可再生能源发电让路或提供必要保障，也使得供热电气化成为未来发展大势；另一方面，近年来各地纷纷加大了火电纯凝机组和热电联产机组技术改造力度，将纯凝火电改造为热电联产并回收余热热量成为未来热电联产的主要发展模式。

但在热电联产机组“以热定电”的运行模式下，尤其是在冬季用电高峰时期，电、热矛盾愈发凸显。热电机组若发挥最大供热能力，发电出力不可调节；若为了满足电力调峰需求而降低发电出力，供热能力则随之下降。

有没有既满足电力调峰需求，又能有效保障热网供暖的方法？谈及这一话题，近日，清华大学建筑节能研究中心付林教授在接受本报记者专访时“开”出了发展热电协同集中供热新模式的“药方”。“热电厂必须改变现有运行模式，走热电协同之路，如此既可以按照改造前纯凝电厂的方式承担原有的发电调峰职责，又不降低电厂的供热能力，可谓一举两得。”

本报记者 仝晓波 吴起龙

电厂既供热又调峰难兼顾

现行改造手段高能低用弊端明显

火力发电目前仍是我国发电的主体，且短期内地位难以改变。我国火力发电厂约一半以上集中在北方地区，其中 80% 以上的火力发电厂属于热电联产厂，发电的同时兼具保障供热功能，热电厂其实是火力发电厂灵活性调节的主力。

“火电未来的定位是同时满足北方地区供热和为可再生能源调峰，然而热电联产‘以热定电’运行

模式，热电输出相互耦合、相互制约。因此需要找到一种解耦热电联产的热电输出，使得热电机组在满足供热负荷时，发电还能在大范围内进行调节的方式。”付林指出。

目前，不少热电联产厂正在研究、实施灵活性改造，通过“热电解耦”给电网调峰。但在付林看来，现行主要热电联产调峰手段在实际操作中存在诸多制约，或影响总供热能力，或存在不可逆损失，在提高电厂灵活性的同时会降低能源利用效率。

如通过电热锅炉解耦，需要在热源侧设置电热锅炉，电负荷低谷期时消耗过剩电力供热。此方法对原系统改造小，热电解耦能力强，甚至可以实现机组零上网或负上网，但高能低用、系统低效的缺点也十分明显。

而在汽轮机旁通主蒸汽对外供热解耦这一方式虽然改造简单，热电解耦能力强，不降低电厂供热出力，但与电锅炉类似，都是将低谷期的电直接转化为热，系统能效低下。

“以电热锅炉为例，虽然1度电可转变成1份热，但1份热只能转换为0.4度电，能量转化效率非常低。”付林对记者直言，用电热锅炉为热电解耦，整个过程相当于先将之前的1份热转变为0.4度电，之后又将这0.4度电转化为0.4份热，换言之最终是将1份热降低为了0.4份热，无疑是一种能源资源的极大浪费。

热电协同为北方地区提供大型“储能宝”

每年可释放2亿千瓦调峰能力

“热电厂必须改变现行‘以热定电’的运行方式。为解决这一问题，我们提出了热电协同的集中供热系统新模式，基于电厂余热回收集中供热，可兼顾提高热电联产的能源利用效率与灵活性。”付林强调，通过热电协同，热电厂仍可按照改造前纯凝电厂的方式承担原有发电调峰职责，且不降低电厂的供热能力。

付林介绍，在热电协同模式下，电负荷高峰期时，热电厂需要发更多电量，此时可在系统设置一个低温蓄热罐，用系统无法回收的余热加热蓄热罐里的低温水，将热储存起来，并将高温蓄热罐已储存好的热水置换出来，以维持系统供热能力；而电力负荷低谷期，则少发电多供热，或者用热泵制备热水，并储存在高温储罐里用于电力高峰期供热。

这样一来，在电力负荷高峰期，热电厂也能多发电，热网供热能力却不会降低，从而突破了电厂余热回收系统的发电功率调节范围限制，实现了热电协同，大大提高了系统能效。

“与热电联产电厂相比，该模式相当于是一个储电厂、抽水蓄能电站，或者说是超大号的储电池，而且效率高、成本低。”付林说，若该系统作为调峰使用，并在全国推广，估计每年可为北方地区释放约2亿千瓦的调峰能力，这相当于2亿千瓦的电力储能。

经济技术可行

建议政府主导启动试点示范

在付林看来，未来北方地区冬季清洁取暖“煤改电”规模持续扩大，以及热力行业整体电气化逐步推进，冬季电力负荷无疑将逐年增长，这意味着冬季热、电需求将同步迎来高峰。

以北京为例，随着农村地区大范围推进煤改电，导致当地电力负荷冬夏基本一致。不仅如此，未来，随着可再生能源发电高比例增长，系统不稳定性增加，也会让原本缺电的冬季“雪上加霜”。

“如果采用固有方式，则需要多建火力发电厂，但这一模式虽然可以满足冬季需求，在夏季却造成浪费，从而推高成本。”付林坦言，对热电联产厂进行热电协同改造是能解决燃眉之急的方法。

以北方地区某热电厂2×300MW湿冷机组组成的供热系统为例，对电厂进行热电协同改造，实现供暖期发电负荷调节范围14%—91%，所需核心设备为400MW热泵和10万立方米蓄热罐，共约需投资4亿元。

“电厂采用热电协同系统后，可增加供暖季低谷期机组供热量和高峰期机组发电量，每个采暖季可获得收益约0.5亿元，热电协同系统投资回收期约为8年。”付林指出。

“热电协同系统推广应用已经具备技术可行性，从长远看社会、经济、环境效益兼具。但因其毕竟属于新兴事物，初期所需投资相对较高，目前遗憾还没有找到落地场景。”付林坦言，因为现行上

网电价机制，并不鼓励高峰期多发电，反而鼓励了不少地方更多采用低效消耗低谷电的方式，从而导致了能源浪费，也不能解决高峰期电力短缺的问题。

“但如果可以享受与抽水蓄能电站相同的电价，热电协同系统比抽水蓄能电站的投资更小、成本更低。在保持总发电量不减小的情况下，如果将低谷期上网电价降低 50%，而高峰上网电价提高 50%，上述热电协同系统的增量回收期降可低至 4.9 年，经济性进一步大幅提升，如此电热协同才有望真正实现。”付林进一步建议，政府有关部门积极牵头开展试点示范，取得一定经验成效后再适时鼓励推广应用。

全晓波 吴起龙 中国能源网 2021-11-23

“电热协同网”是城市节能降碳的现实必然选择

城市中具有大量没有得到充分利用的热能，尤其是广泛存在的太阳能、地热、污水、江河水、空气中的低品位热能，以及钢铁、化工等工业过程中的热能。以工业热能利用为例，据估计，我国工业生产过程中排放的低品位热量（低于 100℃）达到 5 亿吨标准煤以上，但利用率仅不足 3%，由此带来的资源浪费与减排压力不容忽视。

城市作为能源的主要消费市场，有必要尽可能挖掘低品位热力资源利用潜能，这正应是城市节能降碳的必要路径。

而以“电热协同、跨网互济”为核心理念的城市清洁电热协同网解决方案，致力于通过一系列电热转换先进低碳技术的聚合建立新型电热互动关系，在打破热能产-用时空障碍、获取低成本灵活性资源、实现城市热能“应用尽用”的同时，有效提升城市能源系统平衡能力与综合能源利用效率，助力城市优化能源结构，最终支撑以可再生能源为主体的新型电力系统构建，服务碳达峰碳中和目标。低品位热能高质量利用迫在眉睫

工业部门是城市低品位热能资源最为丰富的领域。据国外研究机构统计，工业部门对化石能源的利用过程中，被有效利用的能量量仅占 40%，其余 60%都最终转化为了余热。

目前，热力供给中煤炭、天然气占比超过 90%。由于大量低品位工业热能利用长期得不到重视，造成了大量的能源资源浪费与高碳、高污染物排放，也带来了环境治理成本的居高难下。

建筑用热和工业过程用热各占热力消费总量约 50%。化石能源作为约束逐渐趋紧的高品位能源，用来供给建筑和非能源密集型行业所需的低品位热力无疑是能源品位上的浪费。因此，低品位热能利用已迫在眉睫。

从热力需求侧看，随着我国城镇化工作持续推进，城镇集中供暖建筑面积仍将不断增加，这正意味着未来巨大的热力消费增量市场。

但在供给侧，在我国存量煤电到期关停、严控新建煤电的发展战略下，仅依靠热电联产供热将较难以满足用热需求。与此同时，煤电转向电力灵活性调峰主体可能同时带来热力供应的波动性，使得电与热矛盾凸显，这就需要从目前的“以热定电”模式转向“电热协同”的多种制热蓄热协同互补模式。

不仅如此，未来，随着以新能源为主体的新型电力系统构建，以及供热电气化的逐步普及，热力消费的巨大需求和周期性变化意味着简单的电能替代将大大增加电力峰谷差，给电力稳定供应带来较大冲击的同时，也将带来用热成本的大幅上升。因此，有必要探索供热电气化支撑新型电力系统构建、协同降低用能成本的新路径。

笔者认为，随着技术进步，充分利用工业余热、太阳能、地热能等低碳的低品位能源供应低品位热力需求，是城市节能降碳的现实必要路径，将成为我国实现碳达峰碳中和目标的重要突破口。

“城市清洁电热协同网”正获得共识

虽然低品位热能利用存在较大复杂性，但以电力驱动为基础的新一代供热技术已经能够将这些低品位热能整合到热网中。

事实上，当下，以实现低品位余热“应用尽用”为目标的城市清洁电热协同网解决方案正形成多方共识。由于其在工业生产过程中适用范围广泛，可以说是一项具有颠覆性意义的技术革命。

所谓“城市清洁电热协同网”，是以数字化为引领，以高质量电气化为基础，以 5D 低碳技术（数字化管理、需求管理、分布式、热电解耦协同、脱碳）为驱动，实现对低品位热能高质量利用，提升能源综合利用能效的城市新型能源基础设施。

这里“电热协同”体现在，对于热网系统，在热用户终端采用电力驱动的高效热泵，以热网介质为热源制热，供热参数可以通过调节热泵的变频灵活调整；对于电网系统，依托热力系统的大惯性，为电力系统提供大量灵活性负荷，帮助可再生能源的消纳。

其具体包括以下三个层面：一是通过电力驱动为基础的新一代供热技术，将低品位热能整合到供能系统中；二是以“电制热+蓄热蓄冷”为补充，实现供能稳定的同时提供更低成本的电力灵活性资源；三是利用热系统的大惯性，结合直流柔性网关、“光储直柔”建筑，实现与建筑热系统协同互补，有力支撑分布式光伏就地平衡和友好并网。

我们测算，城市清洁电热协同网解决方案通过实现城市各种低品位热力资源的物尽其用，将有效推动行业节能增效，可有望使区域电气化水平提升约 20%、降低区域负荷峰谷差率下降 5%以上，同时帮助企业降低用能成本 10%以上，并催生百亿级城市绿色新兴经济落地，对于城市发展绿色经济、降低区域碳排放、改善人民生活品质等都有非常好的应用价值。

全面商用条件已具备

可以说，在碳达峰碳中和目标已成全国各地发展硬约束的情况下，推动以低品位热能利用为代表的新一代节能技术应用向纵深迈进，必将成为各地寻求经济绿色、低碳、高质量发展的现实选择。

从当前实践看，清洁电热协同网解决方案已正逐步在苏州、天津等地探索落地示范项目。经过大量可研工作，我们认为项目投资运营模式清晰，投资回收期可低至五年以内，已具备全面商用条件。

以重工业城市——江苏省张家港市为例，我们经过调研发现，在张家港高铁新城具有低品位热能高质量利用技术系统级应用的巨大潜力。

张家港高铁新城周边永钢、沙钢等工业企业有大量低品位热能尚未被利用，如能在高铁新城规划的同时，统筹考虑低品位热能利用基础设施的建设及新技术的利用，则能够产生巨大的节能效益，助力当地节能降碳目标的实现。

经测算，在充分利用低品位热能的供热方案实施后，可使高铁新城区域能源系统运行成本降低 20%，碳排放总量降低 45%，同时为电网提供 200MW 功率调节资源，协助消纳 1000MW 光伏、风电资源。

但纵观全国，当前，低品位热能利用总体规模较小，目前的落地项目基本以单个企业级项目为主，缺乏系统统筹与规划。虽然城市清洁电热协同网建设已不存在技术上的障碍，但要真正落地实现还有待各方的有效协同。

在此笔者建议，相关部门积极组织展开广泛调研，尽快出台针对各行业的低品位热能利用指导性意见，加强政策引导，鼓励技术创新与试点示范，集聚产、学、研、政、融、协等各方力量，共同推动清洁电热协同网落地实践，并在实践中不断提升改进，使之更好服务碳达峰碳中和目标、助力我国经济社会高质量绿色低碳发展。

（作者系国网(苏州)城市能源研究院院长）

李伟阳 中国能源网 2021-11-23

生物质能、环保工程

海南“十四五”期间将扩建 6 座生活垃圾焚烧发电厂

规划建设循环经济产业园

近日，海南省发展改革委、省住建厅联合印发了《“十四五”海南省城镇化生活垃圾无害化处理设施建设规划》(以下简称《规划》)并指出，未来 5 年内海南将积极新建生活垃圾转运站 33 座，改造 178 座；规划 6 座生活垃圾焚烧发电厂，并以此为核心规划建设循环经济产业园区，推动生活垃圾无害化处理水平的提质升级和产业集聚。

基于海南省生活垃圾焚烧发电厂现状，《规划》从处理需求、经济成本及发展趋势等方面综合考虑，在“十四五”期间规划扩建或改造生活垃圾焚烧发电厂 6 座，新增处理规模 5400 吨/日，以加大生活垃圾焚烧处理能力建设，完善应急处理体系，实现全省生活垃圾焚烧处理能力全覆盖。

厨余垃圾处理是生活垃圾处理的重要部分。《规划》提出，海南将采用分散与集中处理相结合的方式，实现跨区域共享、集中处理的厨余垃圾处理基地。“十四五”期间，海南将在海口、三亚、儋州等地新建 7 座跨区域厨余垃圾处理设施，以点带面带动全省厨余垃圾处理；此外，还将在琼海市规划 1 座有机质废弃物综合利用设施。

结合海南省生活垃圾处理现状，考虑资源循环利用，《规划》还提出了以省内生活垃圾焚烧发电厂为核心规划建设循环经济产业园。园区将以体现城市固体废弃物资源化、建设循环经济为核心，坚持“生态优先、整体优先”的原则，实现园区环境和当地经济社会的协调可持续发展。下一步，海南预计将在已建设有生活垃圾焚烧发电厂的相关市县先期开展产业园区的规划建设活动。

傅人意 海南日报 2021-11-22

《生活垃圾焚烧电厂规范运行评价》团体标准通过审查

2021 年 11 月 20 日，中华环保联合会以视频会形式组织召开了《生活垃圾焚烧电厂规范运行评价》团体标准送审稿审查会，中华环保联合会技术及应用事业部罗春辉主持会议。

由原环境保护部核安全总工程师杨朝飞担任组长，清华大学环境学院教授聂永丰、中国环境科学研究院标准所研究员王宗爽、中国标准化研究院研究员周莉、上海实业环境控股有限公司教授级高级工程师秦峰、光大环保(中国)有限公司高级工程师唐侠、中国恩菲工程技术有限公司教授级高级工程师刘海威组成的专家评审组，认真听取了标准编制组关于《生活垃圾焚烧电厂规范运行评价》立项、起草及征求意见等有关工作的汇报，对送审稿中的内容进行了逐条审核，并对部分内容提出了修改或完善建议，一致同意通过审查。

评审组认为，《生活垃圾焚烧电厂规范运行评价》侧重于从垃圾焚烧发电项目运行所涉及的各方面指标进行评价，将在引导行业将工作重心由建设转向运行，用高质量的运行真正实现生活垃圾的无害化、减量化和资源化处理等方面发挥积极作用。编制组表示将按照专家评审意见逐条落实，尽快完成送审稿修改形成报批稿，力争早日发布实施。

《生活垃圾焚烧电厂规范运行评价》是由中华环保联合会、中国电力技术市场协会联合提出，深圳市能源环保有限公司、中国天楹股份有限公司、广州环保投资集团有限公司、中华环保联合会废弃物发电专委会、中国电力技术市场协会、生态环境部固体废物与化学品管理技术中心、生态环境部华南环境科学研究所、国能合纵(北京)能源电力技术中心主要起草，上海环境集团股份有限公司、启迪环境科技发展股份有限公司、瀚蓝环境股份有限公司、重庆三峰环境集团股份有限公司、绿色动力环保集团股份有限公司、首创环境控股有限公司等单位参与编制，历时近 2 年，广泛征求各方意见，反复斟酌修改而成！

《生活垃圾焚烧电厂规范运行评价》将于近期正式颁布实施。

中华环保联合会 中国能源网 2021-11-25

太阳能

格力推出光伏（储）直流空调系统

本报讯 日前，格力举行光伏（储）直流变频多联机技术推介会，正式推出绿色节能技术——光伏（储）直流空调系统。

据介绍，光伏（储）直流空调系统由光伏系统、储能系统、空调系统和能源信息管理系统组成，搭载格力光伏直驱变频技术，不仅可以实现电力自发自用，还能够将多余电量供给其它用电设备。

格力光伏（储）直流变频多联机技术研发负责人表示：“格力坚持‘让天空更蓝，大地更绿’的美好愿景，有责任也有义务助力全球碳中和目标实现、促进空调产业节能减排升级。未来格力将努力创造更多更好的清洁节能技术和产品，奋力实现零碳新生态。”

另据介绍，面对家电市场的发展变化，格力围绕消费者需求，重点推进开发健康家电和智慧家居场景。格力打造的5G+智能家电全屋解决方案“格力零碳健康家”，更智能、健康和节能。例如，格力日前推出了包括臻净风组合、除湿机和空气净化器等、消毒液制造机等健康系列家电产品；在消费升级背景下，针对用户在多场景下不同的家电消费需求，格力还推出了新一代净水机、空气净化器、冰箱、热泵洗护机、洗碗机等产品。

格力电器董事长董明珠曾表示，在国内国际双循环的背景下，格力电器深知自主研发的重要性，只有用创新技术作支撑，才能促进经济良性发展。格力将把握机遇、迎接挑战，以技术创新展现格力智慧，夯实民族品牌根基，助力加快构建新发展格局。

郭言虎 中国能源报 2021-11-15

天合光能全球首发 210 至尊组件跟踪支架匹配白皮书，一键智配千亿大基地解决方案！

11月15日，天合光能发布《至尊系列光伏组件跟踪支架匹配白皮书》（以下简称《白皮书》），内容涵盖210至尊组件与跟踪支架匹配性分析、与跟踪支架载荷评估、搭配跟踪支架对系统成本的影响分析以及不同厂家跟踪支架与至尊组件的匹配分析和配置。在此基础上，“天合光能光伏项目设计工具”2.0版重磅上线，集跟踪支架智能匹配数据库、逆变器智能匹配数据库为一体，为客户开发设计光伏项目献上“天合智囊”。

适配——全球14家主流跟踪支架品牌声明适配

早在今年2月，全球8大跟踪支架品牌相继发布全面适配210超高功率组件，跟踪支架产品与210超高功率组件的全面适配，显示了全球领军跟踪支架企业对210至尊系列组件产品高价值度的认可，以及在全方位协作、推进全球光伏度电成本降低、平价应用上的共同目标。

《白皮书》显示，截至目前，全球已有14家主流跟踪支架品牌推出了匹配210至尊系列组件的跟踪支架产品，包括天合跟踪、中信博、nextacker、ARRAY等。据第三方统计，这14家企业的跟踪支架出货占全球出货的90%以上。

				√ : 已适配
公司名称	210@550W	210@600W	210@670W	适配声明时间
	√	√	√	Q1, 2020
	√	√	√	Q1, 2021
	√	√	√	Q2, 2021
	√	√	√	Q2, 2021
	√	√	√	Q1, 2021
	√	√	√	Q3, 2021
	√	√	√	Q3, 2020
	√	√	√	Q4, 2020
	√	√	√	Q3, 2021
	√	√	√	Q1, 2021
	√	√	√	Q3, 2021
	√	√	√	Q1, 2021
	√	√	√	Q2, 2021
	√	√	√	Q2, 2020

与至尊组件适配的跟踪支架品牌（表格按照首字母排序）

在与超高功率组件系统集成上，跟踪支架设计主要需要考虑支架长度、支架弦长、支架高度等因素，组件结合跟踪支架的稳定性研究需要结合静态及动态载荷性能评估。根据《白皮书》，天合光能 210 至尊组件产品全部通过 IEC61215/IEC 61730 标准机械载荷性能测试，搭配各支架厂商跟踪支架产品同样通过了风洞测试等权威验证，证实了两者的匹配可靠性。

自“600W+联盟”成立一年多以来，联盟成员已经从最初的 39 家增长到目前的 89 家，包含全球领先的电池、组件、逆变器、支架、线缆、背板、玻璃、设计院、EPC、检测认证等，覆盖全产业链。根据集邦咨询的报告数据，截至 2021 年三季度，总计有 44 家组件企业具备高功率组件生产能力，其中已实现 210 尺寸及以下组件量的产企业达到 27 家，产线兼容 210 尺寸企业数量占在产企业数量比重 61.4%。根据 PV infolink 此前预测报告，2021 年，210 产能将达到 147GW，超过 182 的 123GW；到 2022 年，210 产能将达到 234GW，几乎达到 182 组件的 2 倍，达到全球组件产能的 46%。

天合光能 210 至尊组件签单量节节攀升，600W+超高功率组件订单更是接踵而至，身影遍布海内外，其高可靠性得到全面验证、高系统价值得到全面展现，600W+生态全面构建完成，超高功率组件正成为全球光伏应用主流产品，大基地时代地面电站优选。

优配——至尊组件+跟踪支架，度电成本更低，发电量更高

不仅适配，更要优配。

针对跟踪支架应用的产品选型，天合光能优选推荐 210 至尊 670W 系列、600W 系列、550W 系列双面双玻组件产品。《白皮书》指出，双面双玻产品搭配跟踪支架应用在不同地表反射率情况下，较单面组件搭配固定安装可有效提升系统发电量约 5%~30%。同时，与至尊超高功率组件的适配也将提升跟踪支架在系统集成上的价值，实现 1+1>2 的效果，在各种应用场景下降本增效。

《白皮书》列举了多个第三方机构针对 210 至尊系列组件搭配跟踪支架做的价值测算。Fraunhofer ISE 测算分析中，在项目地位于西班牙、系统设计采取单排竖装平单轴（1P）跟踪支架的条件下，210 至尊 660W、545W 组件对比 585W 182 组件，CAPEX 节省可达 0.81-1.21€/Wp，LCOE 节省可达 1.8-2.6%；对比 450W 166 组件，CAPEX 节省可达 2.39-2.79€/Wp，LCOE 节省可达 5.3%-6.0%。

CAPEX & LCOE Results

CAPEX - PV System in Spain: 1-row Tracking

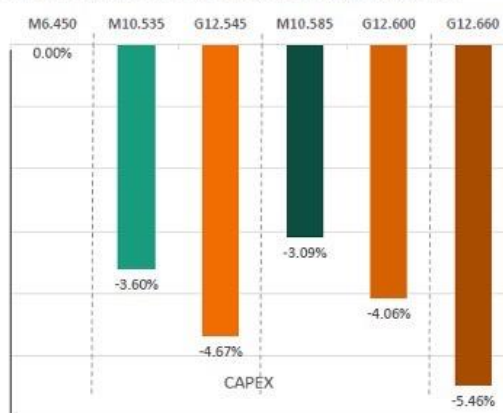
	€/Wp					
	M6.450	M10.535	G12.545	M10.585	G12.600	G12.660
Module	25.87	26.12	26.05	26.64	26.14	25.76
Inverter	3.03	3.03	3.03	3.03	3.03	3.03
Civil Works	2.13	2.09	2.08	2.04	2.05	2.06
Electrical system	2.54	2.13	1.97	2.04	1.87	1.81
Tracker & Mounting	12.38	10.75	10.44	10.63	10.79	10.51
CAPEX	51.10	49.26	48.71	49.52	49.02	48.31
Land	0.16	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
OPEX	1.02	0.99	0.97	0.99	0.98	0.97
	€/ct/kWh					
LCOE	2.82	2.70	2.67	2.72	2.68	2.65
LCOE comparison		-4.2%	-5.3%	-3.6%	-4.7%	-6.1%

*miscellaneous and soft BOS cost are not shown in the table

17

© Fraunhofer ISE
ISSUE: 12-2021/2021

CAPEX difference % compared with M6.450



Trinasolar Fraunhofer ISE

Fraunhofer ISE 测算结果对比表

DNVGL 测算分析中，在项目地位于美国、系统设计采取主流双排竖装平单轴（2P）跟踪支架的条件下，210 至尊 545W 组件较 450W 166 组件可节省 BOS 约 6.06%，对应度电成本降幅约 3.72%，较 535W 182 组件节省 BOS 约 1.2%，相对应度电成本节省约 0.5%。其中 210 至尊 545W 组件较 450W 166 组件在支架及支架安装费用方面节省约 14%。

更优的系统价值、更低的度电成本、更高的发电收益，得益于 210 至尊系列组件创新低电压、高功率设计理念，最高提升组串功率 41%，可以实现长组串设计，从而减少组串及组件数量，节省安装成本，加快工程进度。

智配——光伏项目设计工具上线，天合数据库再升级

为给客户提供更好的服务，天合光能在此前逆变器智能匹配数据库的基础上，更新并收录了全球 14 家主流跟踪支架厂家、30 余款跟踪支架产品，重磅上线“天合光能光伏项目设计工具”2.0 版。

（网址：pvd.trinasolar.com）



天合光能光伏项目设计工具

打开网站可以看到，该设计工具提供了组件功率、支架类型、支架品牌、支架型号、温度五个搜索选择项，客户可结合已知条件，智能化、组合式搜索出最佳匹配条件。未来，数据库将根据组件及支架合作伙伴的技术迭代动态更新，如有跟踪支架产品未收录在内或产品信息存在延迟，请随时联系天合光能。

伴随尺寸标准化的落地、一体化交付解决方案的推出，以及主流逆变器、主流跟踪支架的全场景适配，600W+产业生态更完备，配套协同更无缝，生态体系日趋成熟。

天合跟踪总经理段顺伟表示，天合跟踪作为集团光伏智慧能源整体解决方案的一部分，在 210 至尊系列组件推出伊始就开始了适配支架系统的研究，并率先推出匹配 600W+ 的创新智能跟踪支架。“作为提升系统发电量的关键部件，跟踪支架的技术发展还处于不断探索阶段，未来提升的空间很大。我们呼吁更多的支架企业加入适配高功率组件行列，用不断提升的技术促进整个光伏产业的发展。”

Nextracker 资深产品总监郭志凯表示：“作为第一家全球出货量达 50GW 的跟踪支架企业，Nextracker 将继续在适配超高功率组件方面引领行业，尤其针对天合光能至尊系列组件产品。通过大量的测试和合作，Nextracker 跟踪支架产品与至尊组件完美适配，我们将以双方确认的兼容性声明文件为依据，确保安装质量、可靠性和耐候性能给持续保持 35 年以上。”

中国能源网 2021-11-15

珠海首个风光储智慧能源项目开工

24 日上午，珠海鼎通电子光储智慧能源项目在南屏科技园举行开工仪式。该项目由广东大爱天下光电科技有限公司携手杭州纤纳光电和国家电投横琴热电公司投资开发，是珠海首个风光储智慧能源项目。

项目占地约 1 万平方米，计划基于珠海鼎通电子有限公司既有建筑物屋面新建光伏电站，规划安装装机容量 1 兆瓦的分布式光伏，0.5 兆瓦的储能，1.2 千瓦的微风风机以及 1 千瓦的钙钛矿光伏幕墙，整个项目预计明年 1 月底前建成。届时，每年可发电 100 万千瓦时，为企业节省约 20% 用电成本（约 60 万元），储能系统每年可为企业节省购电约 70 万度。

广东大爱天下光电科技有限公司总经理黄子文告诉记者，项目囊括了分布式光伏、储能、微风风机和钙钛矿 BIPV 组件等多种新能源技术，因地制宜、量身打造多能互补的复合型综合智慧能源项目。通过储能、平谷峰套利，不仅能够有效降低企业用电成本，而且每年可减少碳排放量 850 吨。

据介绍，与传统光伏、风能电站不同，风光储一体化能够在发电侧降低弃风和弃光率、在电网

侧通过辅助服务维持稳定运转、在用户侧削峰填谷或充当备用电源，实现能源利用率最大化。

“珠海鼎通电子风光储智慧能源项目是国家电投集团珠海横琴热电有限公司在珠海的第一个风光储一体化综合智慧能源电站，有助于珠海打造低碳、绿色城市。”珠海横琴热电有限公司项目开发总监杨莉莉表示。黄子文表示，“2022年上半年，我们还将在珠海三灶、斗门等工业园区以及周边城市持续开发分布式光伏为主的智慧能源项目。”

珠海特区报 2021-11-25

中空硫化铜纳米笼 将在光热转换领域显身手

记者 11 月 21 日从中国科学院合肥物质科学研究院了解到，该院固体物理研究所王振洋研究团队在等离激元太阳光热材料研究方面取得新进展，研制出高性能的硫化铜太阳光热墨水 and 光热薄膜。相关成果日前发表在《纳米研究》上。

太阳光热是太阳能利用的一个重要方面。目前太阳光热仅用于太阳能热水器、节能建筑、干燥系统等领域，如何实现其高端利用，成为太阳能利用领域的挑战性课题。

金纳米颗粒等常见的贵金属纳米材料表现出等离激元光热现象，但这类材料的带内跃迁及散射损耗较大，作为光热转换材料时会降低收集能量的利用率。研究发现，通过调控半导体自身非化学计量比组分，或利用掺杂原子诱导其结构缺陷，可提高载流子浓度，半导体将显示出与贵金属相似的光学性质，适于作为光热转换材料。此外，中空纳米笼结构能够进一步拓展可利用的光照区间，有效提升光热转换效率。

鉴于此，科研人员运用制备中空纳米颗粒的柯肯达尔（Kirkendall）效应，合成了中空硫化铜纳米笼，并结合第一性原理计算和有限元仿真模拟，模拟出纳米笼的光学特性，预测了其良好的太阳光热性能。在此基础上，科研人员进一步开发出太阳光热墨水和太阳光热薄膜产品。该研究成果表明，中空硫化铜纳米笼在太阳光热应用领域具有巨大应用潜力。

吴长锋 科技日报 2021-11-25

天合高功率组件投用我国首个光储实证平台，湿冻环境下 210 可靠性再证

11 月 19 日，由国家电投黄河公司承建的我国首个光伏储能实证实验平台在大庆建成投运，一期规模约 200MW。

据悉，天合光能股份有限公司凭借领先的光伏技术和卓越产品品质，参与大庆基地建设并为基地光伏组件方阵提供至尊 500W、550W、670W 系列组件。该项目优选高可靠、高价值组件，在高度湿冻环境下对光伏产品和光伏系统、光伏储能系统进行户外验证，助推中国光伏事业整体进步和全面广泛应用。

大庆基地位于黑龙江省大庆市大同区高台子镇，首期任务建成后，将对光伏、储能新技术、新产品、新方案开展实证、实验、检测，通过对运行数据进行分析，为我国光伏行业的设计、施工、设备制造、研发等提供翔实的实测数据。

当前，大庆市遭遇 60 多年来罕见的特大暴雪，气温低至零下 15°C。保证低温、暴雪等极端环境下依然具备高可靠性、高发电效能，是至尊组件必需练就的基本功。今年 6 月以来，天合光能联合第三方权威机构鉴衡认证，先后对至尊组件进行了不均匀雪载测试及极限低温载荷两项加严测试，模拟极端气候情况下组件的机械可靠性。

两项测试中，“不均匀雪载”尽可能贴近实际，模拟强降雪在组件表面尤其是底端大量堆积造成的不均匀压力，极限承压 7000Pa（相当于 2.8 米的积雪）情况下，组件功率衰减仅为 0.56%；“极限低温载荷”是在 -40°C 的极低温环境下，进行正 5400Pa/背 2400Pa 的静态载荷测试，结果显示 EL 无变化，功率衰减仅 0.11%，低温下的机械性能得到完美验证！

平价光伏、低度电成本已成为市场必然的趋势，而度电成本的降低依赖于多维度的成本优化、价值提升，在这种大势下，更高功率、更高系统价值、更低度电成本的至尊组件成为客户的优选。

天合光能至尊系列组件基于 210mm 硅片，应用创新的无损切割技术和高密度封装技术，创新采用低电压、高功率设计理念，最高功率达 670W，最高提升组串功率 41%，可以实现长组串设计，从而减少组串及组件数量、节省安装成本、加快工程进度，具备更优的系统价值、更低的度电成本、更高的发电收益！

凭借 25 年的光伏组件研发及制造经验，天合光能有着丰厚的技术沉淀和积累，作为行业引领者，始终坚持突破创新，以可信赖的品质和客户价值驱动发展，打造出全球最佳表现的高效率、高可靠性产品！

中国能源网 2021-11-26

大规模新能源分布式调相机群落地青海

青海省海南藏族自治州共和县境内的大唐青海公司新能源分公司光伏电站一角（无人机照片）。
新华社记者 张宏祥摄

近日，11 台新能源分布式调相机在青海省海南藏族自治州千万千瓦级新能源基地投入使用，这是目前世界上规模最大的新能源分布式调相机群，可带动当地新能源消纳能力提升 185 万千瓦。

青海电网是全国新能源装机占比最高的省域电网。针对青海海南地区新能源装机规模大、占比高，常规电源装机规模较小、电压支撑能力相对薄弱的现实状况，为进一步探索和解决制约新能源大规模开发利用的技术难题，2019 年国家电网组织开展专项攻关，国家电力调度控制中心会同规划设计部门、国网西北分部、国网青海电力、有关科研院所、新能源场站业主及厂家，反复开展技术研讨论证，提出了在青海海南地区昕阳、夏阳、旭明、珠玉 4 个新能源汇集站安装 21 台分布式调相机的解决方案，在确保电网安全稳定运行的前提下，大幅提升新能源送出水平。

分布式调相机具有故障瞬间电压支撑能力强、暂态响应速度快等优点，可作为电力系统电源侧的稳定器，未来将是高比例新能源电力系统的重要组成部分。国家电力调度控制中心张怡博士介绍：“这也是世界上首次探索在电源侧大规模安装分布式调相机，对于推动新能源大规模开发利用、构建清洁低碳安全高效的能源体系具有重要的示范引领价值。”

按照建设方案，2021 年底，21 台分布式调相机将全部投产，届时可提高青海海南地区新能源送出能力 350 万千瓦，预计年均增发新能源电量 70.2 亿千瓦时，相当于减少燃煤 318.9 万吨，减排二氧化碳 574.2 万吨，具有显著的节能减排效应。

刘雨瑞 人民日报海外版 2021-11-18

国家电投 60 亿元打造光储实验平台 规划布置实证实验方案约 640 种

近日，位于黑龙江省大庆市的首个国家光伏、储能户外实证实验平台首期建成。该平台由国家电力投资集团黄河上游水电开发有限公司（以下简称“黄河公司”）承担建设和运行管理，“十四五”期间投资约 60 亿元。上证报从黄河公司和大庆市方面了解到，该平台是由国家能源局批复的首个国家光伏、储能实证实验平台，可为新能源行业提供实证、实验、检测等服务，有望为光伏等新能源发展和应用带来新的指导方向。

黄河公司表示，该平台设立光伏组件、逆变器、支架、储能产品等 4 个产品实证实验区，以及储能系统、设备匹配等 2 个系统实证实验区。项目规划布置实证实验方案约 640 种，首期已布置方案 161 种，今后每年还将新增当年各类新技术、新产品、新方案各类实证实验。

“项目对于推动行业技术进步、成果转化、产业发展具有重要意义。”国家能源局总工程师向海平表示，该项目将为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学的检测对照数据支撑，为国家制

定产业政策和技术标准提供科学依据。实验结果有助于提升国内光伏、风电等新能源的加速拓展和应用。

黄河公司相关负责人介绍，公司是国家电投控股、以清洁能源为主的大型综合性能源企业，是国内具有平台设计、建设、运营经验的大型国有企业。

该负责人表示，大庆位于高纬度、寒温带地区，太阳能(9.830, -0.23, -2.29%)、风能等新能源资源丰富，开发潜力巨大，在资源和空间方面均具备优势。目前，黑龙江大庆、吉林白城等东北地区中西部城市已有多个新能源项目陆续落地。

并网光伏电站配置储能装置已成为目前行业的共识。据黄河公司介绍，该平台利用的储能方式包括电化学类储能、机械类储能、电磁类储能，其主要有两个实验方向：一是通过储能产品的实证实验，得到结论包括电池相关效率、循环次数、投资成本、度电成本等；二是分析研究“光伏+储能”“风电+储能”“光伏+风电+储能”三种不同应用场景能量管理的最佳运行策略。

业内人士分析，根据“十四五”规划和“碳达峰、碳中和”目标，传统电力系统将向以新能源为主体的新型电力系统跨越升级。鉴于电力能源需要在时间和空间两个维度上要达到瞬时的“供需平衡”特点，如何因地制宜配置最适合各类区域、不同电网特性的储能产品，仍需要实证数据支撑。

上海证券报 2021-11-26

全球首个光伏储能实证实验平台建成运行

11月19日，位于黑龙江大庆由国家电投黄河公司承担建设和运行管理的全球首个光伏、储能户外实证实验平台首期任务建成，标志着该平台正式开始为新能源行业提供实证、实验、检测等服务。

国家能源局总工程师向海平宣布平台启动运行并表示，大庆基地要瞄准接续实证、数据应用、科研攻关，发挥实证作用。科学制定每年的实证方案，立足行业、开放共享，对标行业发展需要开展各类实证；做好实证数据的应用、发布，挖掘出实证数据价值，切实发挥实证对行业的指导引领作用；做好实证相关课题研究，瞄准行业发展在技术上、产品上、系统上的痛点、堵点，以实证牵动科技创新，推动行业高质量发展。

国家电投副总经理刘明胜也表示，国家光伏、储能实证实验平台启动运行，将开启我国能源事业发展的新篇章。国家电投将聚焦清洁能源发展方向，全力将平台打造成为大庆名片、龙江品牌、中国标准。

同样，大庆市委常委、副市长熊敏峰说道：“建设国家光伏、储能实证实验平台（大庆基地），是贯彻落实中央碳达峰碳中和决策部署的重要举措，其建成运行，不仅有利于推动新能源行业技术进步、创新发展，助力构建以新能源为主体的新型电力系统，而且有助于大庆可再生能源国家示范区和资源转型创新城市的高质量建设。”

“实证产品户外性能，加速产品技术迭代；研究系统最佳产品匹配方案，降低系统度电成本；实证对比不同储能产品，带动技术推广应用；开展户外实证测试，推动户外认证标准；共享数据资源，支撑产业政策制定；开展关键技术研究，创新驱动产业发展；实现产学研用融合，培养高端人才。”黄河公司党委书记、董事长谢小平对大庆基地的七大功能进行介绍，充分展示了大庆基地作为全球首个光伏、储能户外实证实验平台在推动产业快速发展方面的作用和价值。

据了解，大庆基地位于黑龙江省大庆市大同区高台子镇，由黄河公司投资建设，国家电投光伏（储能）创新中心负责策划、规划、设计和平台建成后的数据采集、分析、整编和发布。

2021年，大庆基地首期布置161种方案，折算规模约20万千瓦，包括不同技术类型光伏组件29种，支架类型9种，逆变器类型10种，储能设备7种，不同设计理念及系统方案对比106种。此后，每年布置方案将不少于100种，每年均新增当年各类新技术、新产品的实证实验，打造行业实证亮点。

此外，“十四五”期间，该平台将投资约 60 亿元，拟实证实验约 640 种方案；布置光伏组件、逆变器、支架、储能 4 个产品实证实验区，储能系统、设备匹配 2 个系统实证实验区，折算规模约 105 万千瓦；具有对光伏、储能新技术、新产品、新方案开展实证、实验、检测的 3 大功能。

近年来，随着光伏、储能技术的迅速发展，光伏电池及组件、逆变器、储能等关键设备、产品的理论研究、技术研发和实验室实验水平不断提升，但对户外实际运行的专业性、系统性研究较少，存在已建成光伏发电系统运行性能无法有效评估等问题。

大庆太阳能、风能、地热能等新能源资源富集，地势平坦，具备在同等条件下规模化连续开展户外实证实验的优势，并且平台所在区域未利用盐碱地、水面等地表环境多样，有利于开展多种复合开发应用场景户外实证。

黄河水电 2021-11-21

户用光伏如何更“阳光”？

这是一个惊人的速度。

过去 5 年间，我国户用光伏电站年新增套数增长 20 多倍；年新增装机规模增长 100 多倍。截至 2020 年底，全国户用光伏累计装机超过 20GW，安装户数超过 150 万户。据业界预测，到 2021 年底，安装户数将超过 200 万户。

光尽其能，“屋”尽其用。光伏技术“阳光普照”，走进寻常百姓家，是助力乡村振兴、探索共同富裕的绿色路径。

说到户用光伏发展初期的状况，正泰安能总经理卢凯连连说“难”。彼时，户用光伏是个新鲜事物，安装的场景主要在农村，如果以投资眼光看，户用光伏的年回报率不高，并不是一门好生意。电网接入、农户接受度、市场培育等，都需要摸索前行。

6 年时间的大浪淘沙，尤其是 2018 年“531”政策，“洗”走了一大批中小型安装商，也暴露出“孤儿电站”等运维缺位问题。小部分中间商虚假宣传，虚报投资回报率，导致个别用户用“光伏贷”等金融工具贷款后，实际发电收入不能覆盖贷款本息，引发纠纷。

“531”政策出炉后，正泰没有想过退出，而是迅速制定应对方案，对于在途的户用项目允许经销商将产品按原价退回，这一举动提振了用户的信心，也留下了一批忠实的经销商。坚持做“难而正确的事情”的结果是，正泰安能成为户用光伏市场的龙头。

拿出屋顶来发电的用户，“阳光收益”是看得到的。记者在杭州、衢州等地调研时看到，以合作开发模式安装屋顶电站的用户，无需自身投入，用户获得固定回报，接近于“无风险收益”。“余电上网”的代运维模式，需农户出资，回收期根据各地日照条件等有所不同，有品牌商运维加持，并无忧虑。中国光伏行业协会户用专委会秘书长刘译阳表示，“531”政策之后，品牌商逐渐占据了市场主导地位，整体发展趋势向好。

近年来，随着用户接受度提升及政策加码驱动，大量光伏企业开始切入户用光伏市场。尤其是“整县推进”政策的实施，掀起了分布式光伏的新一轮热潮。正泰电器、吉电股份、中来股份、中利集团等大批上市公司及国家电投等央企国企，纷纷攻城略地。

对户用光伏市场而言，资本及品牌商的涌入，激发了市场热情，打开了行业发展空间。与此同时，受供应链相关产品供应紧张及政策波动的影响，户用光伏行业将会再次迎来大洗牌。业界担心的是，随着市场迭代发展，户用光伏的标准和规范有待升级。另外，大量光伏电站上马，将出现电网消纳的新问题。与户用光伏相关的金融产品也需要与时俱进。

实践表明，户用光伏市场有着多赢的效用和光明的前景。如何让市场更加阳光化、规范化，实现高质量发行，是社会各界需要思考的问题。

吴正懿 上海证券报 2021-11-16

南水北调光伏天河工程将创造西北地区清洁能源发展新模式

2021年11月12日上午，国网综合能源服务集团有限公司（下称：国网综能服务集团）与清华大学能源转型与社会发展研究中心的联合课题组就“十四五”西北区域基于清洁能源的综合能源服务及重点项目研究的课题在北京召开了研讨会。

国网综能服务集团作为国家电网公司综合能源服务产业的龙头企业，积极贯彻落实乡村振兴战略在西北区域落地的客观需要，积极服务西北区域“双碳”目标和新型电力系统建设。国网综能服务集团与清华大学合作的该课题立足发挥西北地区特有资源禀赋的比较优势，对在西北区域开展基于清洁能源的综合能源服务如何助力当地经济发展和乡村振兴、环境保护和生态修复等提供思路和方法。

构建以新能源为主体的新型电力系统，中国将在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目。西北地区的清洁能源发展迎来大发展的机遇，同时亟需模式创新。国网综能服务集团党委副书记、副总经理魏琦非常推崇“调水+水风光互补”集成的开发理念，积极支持以光伏天河工程形式在西北地区创新风电光伏基地开发模式，为建设新型电力系统作出大胆探索。

课题组介绍，依托南水北调西线工程建设光伏天河工程主要包括两方面的清洁能源开发方式。一是水渠及沿线保护带配套建设光伏。在南水北调线路附近的沙漠、戈壁、荒漠地区西北地区极度缺水，用光伏盖板全线遮盖水渠，将起到减少蒸发、节水以及保护水质功能的作用，从而改善当地生态环境。除了渠面建设光伏之外，还可在水渠两侧的保护带及拓展地带建设光伏。主干渠之外还有支干分渠，均可建设光伏。光伏天河主线可依托南水北调黄河委的小西线工程，或青海大学校长王光谦院士牵头的红旗渠调水工程进行实施。二是沿水渠建立若干大中小型水风光基地。充分利用调水线上的各类泵站，建设一批不同规模的抽水蓄能电站。并依此统筹周边的风能和太阳能资源，建设规模不等的地面光伏电站、漂浮式光伏电站和风电场，组成水风光互补能源基地。

据课题组测算，利用调水工程水渠渠面和渠侧保护带可建100米宽的光伏带，若可施工水渠长度为1000公里，则光伏总量可达10吉瓦。若以长六千多公里的红旗渠工程来算，总装机规模可达60吉瓦。考虑到部分渠段可建设宽达1000米的生态光伏带，加上数量庞大的分支渠道等，装机规模可扩展5-10倍。依托水渠工程节点可建设一批规模从100兆瓦到10吉瓦不等的水风光互补能源基地。粗略估算，光伏天河系列工程可形成光伏、风电和水电清洁能源装机总量达200吉瓦-1000吉瓦。

据课题组介绍，水渠光伏已在全球多地进行过探索。我国海南三亚市已建成10兆瓦的水渠光伏，印度古吉拉特邦瓦尔道拉郊外有绵延约3.6千米的水渠光伏。南水北调中线工程指挥部曾于2016年启动过1吉瓦光伏的招标，但该项目后来未实施。光伏与水渠相结合的模式，同样适用于西北地区其他调水工程和灌区。内蒙古巴彦淖尔市的河套灌区是亚洲最大的一首制灌区。河套灌区总干渠长180公里以上，总干渠下设有六级渠系，各级渠道总长度16800余公里。灌区排水系统亦设七级沟道。河套灌区的渠道和沟道可以为光伏建设提供10吉瓦以上的资源量。

课题组负责人清华大学何继江博士指出，中国2060碳中和的时候，人均光伏装机量大约6-8千瓦光伏，总计超过100亿千瓦，这些光伏将占全国土地面积的1%。南水北调光伏天河等系列工程将在中国西部形成超大型光伏基地，为中国光伏发展提供土地资源，同时能够实现调水、可再生能源开发、生态修复的综合效益，探索中国碳中和新路径。

会议上，国网综能服务集团表示，光伏天河是个宏大的构想，对综合能源开发模式也是一个重大开拓。国网综能服务集团愿意协同各方面社会力量，积极推进对光伏天河工程的进一步研究乃至规划实施，将其打造为西部地区生态文明建设的战略性工程。

本次研讨会还就西北地区基于零碳电力建设零碳新工业体系、建设综合能源示范城市、开展工业园区碳托管以及在沙漠戈壁荒漠上建设风电光伏电站的生态修复模式等主题进行了讨论。

电力规划设计总院能源研究院、国网能源研究院、中国石油大学（北京）新能源研究院、新疆

新能源研究所的专家参加了本次研讨会。

缪雨含 中国能源网 2021-11-18

海洋能、水能

世界装机容量最大抽蓄电站双机并网

本报讯 近日，世界装机容量最大抽蓄电站——河北丰宁抽蓄电站 1、10 号机组先后并入华北电网，机组启动调试工作取得重要标志性进展。

丰宁抽蓄电站一、二期工程同步建设，共安装 12 台单机容量 30 万千瓦的可逆式水泵水轮发电电动机组，此次启动调试的 1 号和 10 号机组分别为一、二期工程的首台机组。电站机组启动调试需经历静态试验、抽水调相工况试验、抽水工况试验、发电工况试验、工况转换试验、涉网试验等不同阶段，并经 15 天考核试运行后投产发电。

丰宁电站接入张北柔直电网和华北 500kV 电网，对于促进冀北新能源消纳、保障华北电网和张北柔直高可靠运行具有重要意义，是支撑服务北京冬奥全绿电供应的重点能源工程。两台机组完成抽水调相并网后，将继续开展抽水和发电两个方向调试，计划年底首台机组投产发电。

宗和 中国能源报 2021-11-22

抽水蓄能未来十年将新增装机 9000 万千瓦 谁在布局？

“负责抽水蓄能规划选点的同事近期都在外面出差。”一位电力从业者告诉记者：“办公室里基本见不到人。”

随着抽水蓄能中长期发展目标的确定以及价格形成和疏导机制的完善，作为目前新型电力系统中“最靠谱”的调节资源，抽水蓄能行业“由冬入夏”，市场主体投资积极性空前高涨，对于站点资源的抢占也日益白热化。

今年 9 月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》（以下简称“规划”）。根据规划，本次中长期规划提出抽水蓄能储备项目 247 个，总装机规模约 3.05 亿千瓦。

在发展目标方面，规划提出到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。

截至 2020 年底，全国抽水蓄能装机在 3100 万千瓦左右，要实现 2030 年投产 1.2 亿千瓦的目标，也就意味着十年间需要新增大约 9000 万千瓦的装机。

规模庞大的储备项目吸引了发电企业和地方能源集团，他们加大了获取抽水蓄能站点资源的力度，未来抽水蓄能电站的投资主体将更加多元化。

尽管有利好政策加持，但抽水蓄能的费用分摊疏导方式规则有待进一步细化，而各省的电价承受能力将在很大程度上影响抽水蓄能的装机规模，并且随着投资主体的多元化，未来也需要考虑如何平衡电力系统的整体利益与抽水蓄能电站自身利益。

谁在布局抽水蓄能

截至 2021 年 10 月，全国已投产和在建的抽水蓄能中，电网企业占据主导地位，但在储备项目方面，发电集团和地方能源企业获取的站点资源规模有赶超之势。

全国抽水蓄能已经投产 3354 万千瓦，其中国家电网和南方电网在运装机 3066 万千瓦，占比达到 91.4%。全国在建抽水蓄能装机为 5288 万千瓦，其中国家电网和南方电网在建装机 4488 万千瓦，占比 84.9%。

电网企业是抽水蓄能电站建设的主力军，两大电网企业均提出了未来十年抽水蓄能建设目标。

2021年10月24日，南方电网公司召开抽水蓄能建设动员会，提出未来十年，将建成投产2100万千瓦抽水蓄能，同时开工建设“十四五”投产的1500万千瓦抽水蓄能，总投资约2000亿元，加上合理规模的新型储能，满足2030年南方五省区约2.5亿千瓦新能源的接入与消纳。

2021年9月，在2021能源电力转型国际论坛上，国家电网公司董事长辛保安表示，公司经营区在运抽水蓄能电站28座、装机2341万千瓦，在建35座、装机4853万千瓦，力争2030年运行装机达到1亿千瓦。

发电集团和地方能源企业在建装机为800万千瓦，中核集团拥有福建云霄和河南五岳2个在建项目，华电集团正在建设福建周宁抽水蓄能电站，三峡建工投资建设浙江长龙山抽水蓄能电站，福建省投资开发集团正在建设福建永泰抽水蓄能电站。在建项目的投资主体中，华源电力有限公司是唯一的民营资本，其所属的全资子公司尚义华灏抽水蓄能发电有限公司正在开发建设河北尚义抽水蓄能电站。

从2021年开始，发电集团和地方能源企业深入布局抽水蓄能，为了获得优质站点资源，各大发电企业密集拜访地方政府。

2021年9月，广西融水苗族自治县的一场会议吸引了8家能源企业的到来。在这场抽水蓄能电站项目专题联评联审会议中，国电电力广西风电开发有限公司、国家电投广西电力有限公司、中国三峡建工（集团）有限公司等8家企业从工程简介、企业自身优势、项目实施方案、抽蓄效益分析等方面进行汇报，希望能够赢得政府青睐，取得融水抽水蓄能项目的开发权。

在广东河源，抽蓄站点资源的争夺同样激烈。今年6月，广东省能源局在一份答复人大代表建议的函中表示，广东省已将河源岑田抽水蓄能电站项目列入《广东省能源发展“十四五”规划》（征求意见稿），并全力争取列入国家抽水蓄能选点规划。从目前情况看，各方对项目业主的选择尚未达成一致意见，建议各方进一步加强衔接，省尊重并支持地方对项目投资主体的协调意见。

融水和岑田两个抽水蓄能项目已被国家能源局列为抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目，项目装机均为120万千瓦。

据不完全统计，在这场抽水蓄能站点资源争夺战中，共有大约1.2亿千瓦抽蓄储备项目初步确定投资主体，其中发电集团、地方能源企业以及民营资本共取得7590万千瓦储备项目，占比达到62%，电网企业共获得4670万千瓦，比重为38%。

三峡集团是最为积极的参与者，也是获得站点资源最多的发电集团。三峡集团已经在全国十多个省市取得了3450万千瓦抽水蓄能储备资源（其中湖北的5个项目共计800万千瓦是与湖北能源集团合作开发，目前尚未公布股权结构）。除此之外，三峡集团还在就四川大邑、陕西佛坪、陕西金水河3个项目与地方政府进行洽谈。

此外，华能、华电、国家电投、国家能源集团、华润电力共取得1460万千瓦储备项目。中核集团也获得了甘肃黄龙、湖南道县和湖北广水3个抽水蓄能储备项目，加上在建的河南五岳和福建云霄，中核集团共拥有5个抽水蓄能项目。

地方能源集团利用区位优势，积极投资或者参股建设本省抽蓄项目。广东能源集团、湖北能源集团、河南投资集团等均有所收获。承德宝通电力有限公司、华源电力有限公司、江苏协鑫电力有限公司是投资主体中为数不多的民营资本，分别取得了河北滦平、河北灵寿和浙江建德抽水蓄能电站的开发权。

有从事抽蓄电站开发的人士曾对记者表示，发电企业之所以热衷于投建抽水蓄能电站，主要原因在于可以通过与清洁能源联合运营争取更多的上网电量，并且希望借此减轻“两个细则”的考核压力。

而电网企业投资抽水蓄能电站的动力则源于对系统调节资源的把握。曾有业内人士指出，抽蓄对于电网来说，是“手中有粮，心中不慌”。

1.2亿千瓦装机或超额实现？

随着不同主体开发抽水蓄能电站的积极性提升，抽水蓄能站点资源抢占现象突出。2021年9月，

在中国水力发电工程学会、水规总院组织召开的抽水蓄能产业发展座谈会上，中国电建集团北京院副总经理陈永兴表示，本轮抽水蓄能站址抢占现象严重，纳入重点实施项目清单的抽水蓄能站址经济指标参差不齐。另外，与地方政府签订开发协议的投资企业在资金能力、建管水平等方面也良莠不齐，建议下一步通过竞价招标等方式确定投资主体，避免较差站址的无序开发，给国家造成负担。

实际上，两大电网公司的规划装机如能落地，已经能够实现上述规划提出的2030年投产1.2亿千瓦的目标。但由于抽水蓄能电站投资额巨大，拉动地方经济效益明显，县级政府正在更加积极地推动当地抽水蓄能的开发进程，一些没有进入抽水蓄能规划重点实施项目的站点也已经签订了开发意向协议。

而对于投资主体来说，即便已经和地方政府签订了意向协议，项目开发仍存在不确定性。

水规总院相关专家近日撰文指出，新能源大发展，必须建设大规模的储能设施，因此大力支持抽水蓄能建设，并提出了“应规尽规”的发展思路，大幅放宽了纳入中长期规划的站点规模。考虑到抽水蓄能的容量价格成本将主要通过省级输配电价传导到省内电力用户，推高省内用能成本，因此省级能源主管部门对于是否进行大规模抽水蓄能电站将持审慎的态度，以期在系统调峰能力建设和经济用能成本之间寻找平衡。因为明确的发展预期和稳定的电价回收机制，社会资本在这个阶段的积极性将得到大幅提升，但是所跟踪的项目是否能够被列入省内的实施方案，将是下一阶段关注的重点。

2021年4月，国家发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号），该意见明确了抽水蓄能由谁来买单的问题，“政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收。与输配电价核价周期保持衔接，在核定省级电网输配电价时统筹考虑未来三年新投产抽水蓄能电站容量电费。”

“纳入省级电网输配电价回收”并不等于抽水蓄能的容量电费直接进入输配电价。有人士表示，更准确的理解是随输配电价回收，在成本中单列。

有发电集团抽蓄公司人士表示，未来还需要研究随输配电价回收的部分有多少，占多大比例，通过辅助服务回收的又有多少；是所有用户平均分摊，还是部分用户平均分摊，或者是不同类型用户按照不同比例分摊等问题。

对于新能源资源丰富的三北地区，容量电费全部在本地疏导也存在一定困难。三峡集团副总工李斌在上述抽水蓄能产业发展座谈会上表示，三峡集团在三北地区布局了一批抽水蓄能项目，这里新能源资源丰富，但大多数省份用电规模有限，如果全部抽水蓄能都要在本地疏导，存在一定压力。对于新能源基地配套建设的抽水蓄能电站，他建议研究疏导到其他省份的可能性。

此外，抽水蓄能对于发电、电网和用户均有重要作用，其价值覆盖整个电力系统。未来随着非电网企业控股建设的抽蓄电站逐步投产，独立运营的抽蓄电站也需要思考如何实现电力系统与自身利益最大化。

前述业内人士表示，独立运营的抽蓄电站自身的利益最终还是要体现在为电力系统提供更高质量的服务，更重要的是要建立能够反映服务质量的价格机制。同时需要调度规则透明、可预期、可执行，让各主体投资的抽蓄电站按照同一规则参与电力市场。

南方电网报 2021-11-19

风能

首个柔性直流海上风电项目首批机组并网发电

本报讯 11月8日20时08分，在江苏如东海域离岸直线距离约50公里的海面上，随着7号风电机组叶轮缓缓转动，三峡集团江苏如东海上风电项目（简称“三峡如东项目”）首台机组正式向江

苏电网送电，标志着我国首个柔性直流海上风电项目首批机组成功并网。

三峡如东项目位于江苏省如东县黄沙洋海域，是亚洲首个采用柔性直流输电技术的海上风电项目，所发电能通过柔性直流输电工程（简称“如东柔直工程”）输送至电网。该工程主要由两座海上升压站、一座海上换流站、一回直流海缆、一座陆上换流站组成。

如东柔直工程海上换流站由三峡集团联合产业链相关单位组织科研攻关，完成首台套建设任务，是目前世界容量最大、电压等级最高的海上换流站。平面面积近乎一个标准足球场，高度约等于 15 层居民楼，是名副其实的“大块头”。负责汇集输出三峡如东 H6、H10 项目以及中广核如东 H8 项目共计 110 万千瓦容量生产的电能，可有效解决海上风电场大容量、远距离输电问题。

直流海缆是输送电能的“动脉”。如东柔直工程采用的±400 千伏直流电缆，共分为两极，每极包括 99 千米海缆和 9 千米陆缆，是目前国内电压等级最高、输送距离最长的柔性直流输电电缆。三峡集团支持电缆制造单位率先研发成功±400 千伏柔性直流海缆系统，突破了低交联体系软接头等技术瓶颈，达到国际领先水平。

如东柔直工程在三峡集团已有项目国产化探索基础上，进一步推进设备国产化，海、陆换流站联接变、GIS、电抗器、站用变等主要电气设备均采用国产品牌，为主电气设备国产化迈出重要一步。除此以外，IGBT 作为柔性直流技术的核心部件，长期受国外垄断，项目首次批量使用了国产 IGBT 部件，为打破垄断奠定了坚实的基础。

今年以来，三峡如东项目团队克服疫情、抢装、寒潮天气等多重影响，提前谋划、统筹协调各方资源，稳步推进风机机组黑启动、集电线路倒送电等工作，顺利完成此次首批机组并网发电。

三峡如东项目将在今年 12 月整体投运，届时年上网电量将达 24 亿千瓦时，可满足约 100 万户家庭年用电量，与同等规模的燃煤电厂相比，每年可节约标准燃煤约 74 万吨、减排二氧化碳约 183 万吨，为优化当地能源结构和今冬明春的电力保供再添动能，有效助力碳达峰、碳中和目标的实现。

近年来，三峡集团围绕“海上风电引领者”战略，积极应对国家政策导向和能源市场形势新变化，大力开发建设海上风电项目，并在探索和实践过程中，实现了“投产一批、建设一批、核准一批、储备一批”滚动开发海上风电的发展目标。

王亚琼 许嘉言 中国能源报 2021-11-15

海上风电制氢成“新宠”

近日，江苏省盐城市市委副书记、代市长周斌公开表示，“十四五”期间，盐城市已规划了 902 万千瓦近海和 2400 万千瓦深远海风电容量，同时推进千万千瓦级远海海上风电基地建设。

实际上，海上风电国家补贴取消在即，各地深远海风电开发规划也已陆续浮出水面。尚未达成平价目标的海上风电行业，如何实现深远海风电开发盈利？

迈向深远海

“随着各产业用海需求不断提高，海洋生态环境保护意识逐步增强，近海海上风电总体开发潜力有限，‘十四五’中后期近海资源紧张。同时，借鉴欧洲海上风电经验趋势，中国海上风电建设海域由近及远发展是必然趋势。”国家能源局新能源司副司长王大鹏表示。

“从储量上来说，初步估计，我国深远海地区风能储量是近海的三倍以上，深远海风电的开发具有非常大的潜力。”某风机制造企业浮式风机研发负责人告诉记者，“但在离岸 50 千米以上的海域，输电成本会因为海缆成本的提高而快速增加，这也是目前我国深远海风电开发的主要挑战之一。”

有测算显示，目前电压等级为 220 千伏的海缆每千米造价在 400 万元左右，在离岸 70 千米以上的海域，海缆在整体海上风电项目中的成本占比可能高达 12%左右，远高于近海风场。

面对这一现状，多位业内人士指出，与近海类似的电缆输送模式不是深远海风电项目开发的唯一解决方案，推动深远海风电从单一品种发展向多品种融合发展转变将是海上风电的新趋势。

“海上风电与海洋牧场、海上油气、海水淡化，氢能、储能多种能源综合利用融合发展，有

助于提升海域利用效率，提升项目整体效应，是海上风电的重要发展方向。”王大鹏指出。

新模式可行

今年下半年开标的海上风电项目，主机报价均创下历史新低。海上风电如何实现平价？业界人士普遍认为，不仅需要主机厂商降本，更需要全产业链共同努力，实现降本增效。

“面对未来深远海的风电项目开发需求，技术创新必不可少，将风电转化为必备、必要的化工产品将是一大可行方案。”此前，新疆金风科技股份有限公司总裁曹志刚在接受本报记者采访时表示，“通过制氢或制氨，然后通过轮船或者管道等方式送出，就是一大可行的创新模式。随着海上风电平价时代的开启，这些概念也会变得越来越广泛。”

华创证券在其最新研报中指出，海上风电步入深远海，将未能实现消纳的风力发电量通过电解等方式分解成液态或气态的化学能源来储存，尤其是海上风电制氢，将有望成为海上风电深远海开发的破局关键。

据记者了解，目前海上风电制氢的主要形式一是产生的电量通过海底电缆传送至沿岸的电解槽，将水电解产生的氢气储存并运往各处，二是将风力发电的电能传送至海上油气平台，在油气平台将水电解后利用现有的天然气管道将氢能传送至陆地。

在彭博新能源财经高级分析师汪子越看来，虽然海上风电发电成本预计长期高于陆上风电，但由于海上风电本身具备更高稳定性、更大规模的特性，对于电解水制氢来说是一大优势。“对于可再生资源制氢，利用小时数越高，电解槽的产出越稳定，利用率越高，稳定的投资成本则被平摊。”

大批项目蓄势待发

实际上，根据彭博新能源财经发布的数据，全球范围内已经公布的电解水制氢项目储备总计规模达到3200万千瓦，约有一半来自于海上风电制氢，其中，德国、荷兰、丹麦等欧洲国家均已有一百万千瓦级以上的海上风电制氢规划。

在我国，随着政府以及企业加快相关布局，海上风电制氢项目规模也正蓄势待发。

今年6月，浙江省在《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》中提出将“探索海上风电基地发展新模式”，集约化打造海上风电+海洋能+储能+制氢+海洋牧场+陆上产业基地的示范项目。同月，福建省漳州市也印发了《漳州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，提出将加快开发漳州外海浅滩千万千瓦级海上风电，布局海上风电制氢等氢能产业基地，发展氢燃料水陆智能运输装备，构建形成“制氢—加氢—储氢”的产业链。

不仅如此，9月，大连市太平湾与三峡集团、金风科技也共同宣布将共同建设新能源产业园，重点发展海上风电、光伏、氢能为主的新能源产业，计划通过风电制氢、储氢、运氢以及氢能海洋牧场利用等培育氢能产业链条。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-11-22

浮式海上风电商用窗口加速开启

核心阅读

随着潮间带、近海机位逐渐饱和，风电场建设走向深远海已成为必然趋势，由陆向海、由浅到深、由固定基础到漂浮式平台将成为海上风电的发展趋势。业内人士认为，漂浮式风电将成为继风机大型化之后，海上风电的主要降本方式。

“浮式海上风电成本明显降低”“浮式海上风电技术已成功商试”“全球首台抗台风型漂浮式海上风机‘三峡引领号’已通过考验”“浮式海上风电时代来临”……近日的采访中，业内人士对海上浮式风电发展前景一致看好。

在一些业内人士看来，随着潮间带、近海机位逐渐饱和，风电场建设走向深远海已成为必然趋势，呈现出加速发展的态势，海上风电漂浮式技术将因此迎来快速发展。

有望实现商业化

根据全球风能理事会的统计，2020 年全球海上风电新增装机容量超 600 万千瓦，我国海上风电新增装机容量创纪录超过 300 万千瓦，占全球新增容量的 50.4%，连续三年成为全球最大的海上风电市场。

“在降碳目标下，海上风电必将迎来广阔的发展空间。预计到 2025 年，全球海上风电新增装机容量将增长至 2390 万千瓦，全年装机容量的占比将从 2020 年的 7% 增长至 21%。由陆向海、由浅到深、由固定基础变漂浮式平台将成为海上风电的发展趋势。”据中车永济电机有限公司副总工程师段志强介绍，漂浮式风电发展趋势具体表现为大容量、轻量化、低成本、智能化、高效率、免维护。同时，以风力发电机为载体，利用“人工智能+物联网”的方法，可实现电机数据采集、处理、传输、存储、分析、决策支持全环节应用，将是浮式风电发展的方向。

虽然我国浮式风电起步较晚，但随着三峡阳江、海装工信部、龙源南日岛等示范项目的推进，技术研究不断深入，如今正在不断扩大“朋友圈”。近日，明阳智能欧洲研发中心与西班牙创新型漂浮式设计公司合作的 1.1 万千瓦级漂浮式示范项目，标志着中国漂浮式机组首次进入欧洲市场。

受访人士告诉记者，相比固定式海上风电，漂浮式风电目前尚处于小规模开发阶段，伴随着技术快速成熟和示范项目的不断涌现，下一个十年，有望实现大规模商业化开发。据记者不完全统计，仅今年，法国就核准了四个漂浮式海上风电项目。龙源电力、上海电气、远景能源、金风科技、明阳智能等国内海上风电龙头企业，也均在布局。目前，龙源电力“漂浮式海上风电关键技术研发与示范工程”已完成初步设计，正在进行水池试验。

经济性逐渐显现

业内人士普遍认为，随着 8-10 兆瓦机组逐步成熟、10-18 兆瓦样机陆续诞生，大功率浮式机组在降低风场总投资上越来越具有优势，同一海域的几十台漂浮式风机基础可规模化做成标准型式，从而降低开发成本。可以预见，漂浮式风电将成为继风机大型化之后，海上风电的主要降本方式。

“随着水深增加，漂浮式技术的经济性逐渐凸显。”中车株洲电机有限公司授级高级工程师李进泽介绍道，据欧洲风能协会预测，到 2030 年底，全球漂浮式风电装机容量将达到 1500 万千瓦，保守估计到 2050 年，漂浮式机组成本将下降 38%。

“随着海上漂浮式风电机容量的持续增大，关键部件的重量将成为影响机组成本的重要因素，发电机作为机组重要部件之一，实现轻量化至关重要。”段志强认为，随着海上风电产业进入平价时代，将有效降低发电机的设计冗余，同时通过对新材料、新工艺、新技术的研究，可推出低成本、高可靠性的漂浮式电机。如通过蒸发冷却、超导电机、集成型电机、碳纤维材料等技术创新，在保证安全性和可靠性的前提下，将发电机重量降至最轻，从而降低机组载荷。此外，通过电磁优化设计技术结合高效冷却技术可提升发电机性能，有望将发电机发电效率提升至 98.5%，达到降本目的。

在中国船舶集团海装风电股份有限公司研究院机械所副所长谭术平看来，除了浮式机组容量大型化、浮式基础轻量化、“浮式风电+”外，浮式机组定制化也是海上风电发展的重要方向。

建议明确规则标准

记者采访发现，漂浮式风电的关键技术很多，包括风机、基础+系泊、动态电缆、升压换流站等。目前，浮式风机设计理念在不断验证中。漂浮式基础即可大致分为单立柱式、半潜式、张力腿式、驳船式等，前三者目前研究最为广泛，半潜式大概占 50%。

DNV 数字化服务部浮式结构产品经理张帆说，目前，浮式风机配套单机装机量越来越大，浮式风电在研项目或者在研概念大类有 40 多个，基本按照半潜式、立柱式、驳船式等不同的理念来执行。“据我们观察，暂时没有哪种类型的浮式风机概念能比其他类型具有明显优势。目前，浮式风机尚处于初步发展阶段，其设计和发展相比传统固定式风机更加复杂。”

业内人士普遍认为，目前漂浮式海上风电设计规范相对保守，风电基础结构的安全系统基本沿用海上油气平台设计，但实际操作中仍存在差异，建议相关部门明确浮式基础等规则标准，以便浮式基础的安全设计及商业化。

本报记者 苏南 中国能源报 2021-11-22

助力碳达峰碳中和，新一代中速永磁智能风机来了

自碳达峰、碳中和目标颁布后，社会各界已经按下减碳“加速键”，零碳成为了行业热词。零碳能源、零碳园区、零碳建筑、零碳交通.....在气候问题日益严峻的当下，零碳未来被我们赋予了太多期许，而推进绿色能源替代高碳能源，可再生能源替代化石能源是零碳未来的必由之路。

作为全球清洁能源的领跑企业，金风科技以十五年中速永磁技术研发沉淀和数万台风电机组智慧基因传承，基于科学的调研、论证和技术积累，秉承创新设计理念，推出全新一代中速永磁智能风机，以高可靠、高收益、更友好的一系列高性能旗舰产品解锁零碳未来。

深耕十五年，中速永磁的变亦不变

10月19日，金风科技发布全新一代中速永磁平台产品，包括海陆产品在内共15款机型。其中，陆上机组的适用风区覆盖从超低风速5m/s到中高风速9.5m/s的全风速范围，适用于集中式、大基地、分散式、常规及高海拔等各种应用场景；海上产品方面，发布了聚焦于中高风速区9.5m/s应用场景的新一代机型。十五年磨一剑，出鞘必锋芒，此次金风科技推出新产品，也是在变与不变中探索向前。

不变的是十五年的传承坚守与可靠性保证。作为国内最早开发中速永磁技术路线的整机商，自2006年，金风科技就开始了中速永磁的技术储备，并于2009年12月在达坂城吊装第一台GWH100-3.0样机，由此为该技术的后续研究和产品开发提供了大量支撑数据和经验。此外，金风科技拥有丰富的齿轮箱机组运维经验，能够从客户角度出发打造可靠性更高的产品；结合直驱91%的高可靠性部件及相应设计体系，新一代中速永磁产品经历无数次可靠性试验，万事俱备，走上前台。

变的是一路走来的技术路线升级与创新实践。金风科技始终坚持以科技创新作为推动行业发展的核心动力，此次新产品的技术创新优势包括采用弯矩扭矩解耦的传动链载荷传递优化设计，使传动链的核心部件齿轮箱与发电机受力的复杂程度大幅度降低，以极简传动结构规避高速级联轴器等旋转部件带来的风险，降低整体载荷的同时提升传动链的可靠性。同时，应用一系列基础研究成果和智能控制技术等为产品可靠性保障进一步加码。

平价后时代，收益增长几何

金风科技新一代中速永磁产品采用超大叶轮直径，拥有超强发电能力。陆上机组最大叶轮直径达到191米，以GWH191-4.0机组为例，可在年平均风速4.5m/s的前提下实现1800+小时的发电量，相比上一代主力产品，提升收益率0.6%以上。另一方面，通过高塔架拓展垂直空间风能利用的方式提升收益，此次新产品在超高塔架上实现突破，最高轮毂高度为185米，可选用纯钢塔和混塔方案。

乍一看，是更长叶轮与更高塔架带来的收益增长，但这背后更重要的是一颗智慧的大脑，不然，风机也只是“四肢发达，头脑简单”。新一代产品通过引入智能控制技术，实现收益的再次提升。根据风电场特点，产品可搭载智能矫正、能耗优化、场级协同等核心控制模块，进行一机一策，量场定制，达到“风尽其用，机尽其能”。

环网友好，一位更负责的风机伙伴

在进一步提升风电机组可靠性和经济型的基础上，新一代中速永磁产品加强了环网友好性的研究与应用。它继承了永磁电机+全功率变流的并网友好性，能够更高效响应调度指令，更精准实现有功、无功、频率、电压控制；能够更平滑通过故障电压穿越，满足全球不同地区电网的要求。

为提升工程友好性，产品大部件的外形尺寸均进行了严格控制，机舱可分体运输和分体吊装，运输道路选择、场内外道路建设及吊装车辆的选择更为灵活；基于人机工程的舒适性设计，能够合理优化空间尺寸，使检修及维护安全便捷。与此同时，环保理念贯穿产品设计全环节。机组具备噪声和光影閃变运行模式，根据叶轮旋转频率以及环境光照强度，主动调整风机运行状态，控制光影閃变频率，满足风机的环境友好性；对有降噪要求的风电场，基于声源模型和传播模型直接预测并控制指定点位的声压等级，以达到风场收益与环境友好性之间的最佳平衡。

全新一代中速永磁平台是金风科技推动能源乃至更多行业、企业迈向零碳未来的新起点。我们

将以高质量和强服务为核心的产品，智能控制为核心的数字化能力，高塔及塔吊为核心的工程建设能力，响应新型电力系统特征为核心的并网技术，以及智能微网为核心的能源聚合服务，与来自各行各业的合作伙伴共同实现“可持续，更美好”的零碳未来。

金风科技微平台 中国能源网 2021-11-18

浙能嵊泗 2 号海上风电场工程 32 台风机安装完成

11 月 14 日 8 时 58 分，随着 11 号机位风机叶轮与机舱完成精准对接，由中铁大桥局负责施工的浙能嵊泗 2 号海上风电场工程 32 台风机全部安装完成，为实现年底并网发电目标奠定了坚实基础。这也是继嘉兴 2 号风电风机安装完成后，我国长三角风电项目的又一力作。

据中铁大桥局项目负责人介绍，受新冠肺炎疫情及“抢装潮”影响，施工船舶、钢管桩等施工资源异常紧张，面对种种困难，项目部坚持党建引领，积极开展劳动竞赛，充分调动、发挥全体参建人员的工作主动性、创造性，积极调拨空挡风机安装船舶，对进场的风机安装船舶，采用一机一方案、一吊一总结的施工方式；加强施工组织设计，优化安装工艺，提高安装功效；最大限度利用窗口期，合理利用大潮期，做到了分秒必争，实现了“五机同台”的架设景象；同时协同华能嘉兴 2 号海上风电项目，中铁大桥局优质高效地创造了“一区域，两项目”两个半月完成 50 台风机架设的纪录。

浙能嵊泗 2 号海上风电场工程位于崎岖列岛西南侧王盘洋海域，杭州湾内侧，最大水深超过 14 米，涉海面积 62.4 平方公里。该工程拟建设 67 台 6.25 兆瓦的风电机组，总装机容量为 400 兆瓦。该工程是目前浙江省已核准的最大的海上风电项目。项目全部建成后，年上网电量超 10.4 亿度，与同等规模的燃煤火电机组相比，每年可节约标煤约 33.6 万吨，减少排放二氧化碳 68.8 万吨，对优化长三角产业结构、推进产业升级，助力国家“双碳”目标实现具有重大意义。

寇勇 科技日报 2021-11-16

风电下乡能否“转”出高效益

随着低风速风电技术取得突破，我国大部分乡村地区，尤其是中东南低风速资源区域已具备风电开发条件。风电下乡效益显著，但需要前期科学选址，既要平衡好综合收益，也要避免触碰农村用地红线。

光伏电站整县推进在全国多点开花之时，风电行业也打起“下乡”的主意。在不久前召开的北京国际风能大会上，118 个城市与 600 多家风电企业共同发起风电伙伴行动·零碳城市富美乡村计划，提出“十四五”期间在全国 100 个县 5000 个村安装 1 万台风机，为 5000 个村集体带来稳定持久收益。与光伏不同，动则上千万元一台的风机想要立在村集体的土地上并不是件容易的事。“风电下乡”究竟是概念炒作，还是真能“转”出高效益？

乡村利用风能早有先例，而且远比光伏历史悠久。工业革命以前，农业生产就得益于风车的广泛应用，大幅提升了产能和效率。全球最大的风机公司之一维斯塔斯，创始之初就是一家农机设备公司。如今，随着低风速风电技术取得突破，我国大部分乡村地区，尤其是中东南低风速资源区域已具备开发条件，可供开发的资源潜力约 14 亿千瓦，而目前利用率不足十分之一。

风机在乡村能不能“种”下去，关键要看“收成”好不好。从经济性上看，风电已具备成为乡村振兴主体能源之一的条件。以风速较低的河南省为例，据中国可再生能源学会风能专业委员会测算，安装 2 台 5 兆瓦机组的工程总承包成本每千瓦不到 6000 元，保守计算年发电量超 2500 万千瓦时。根据当地每千瓦时 0.3779 元的上网电价计算，年均净利润超 300 万元。风电开发企业在保证合理收益水平前提下，拿出一部分利润与村集体分享，每年可为村集体提供 15 万元至 20 万元固定收入。同时，风电产业链长、带动力强，有利于提升就业。相比之下，2019 年全国近一半村集体收入低于 5 万元，风电下乡能够快速提高村集体经济收入水平。

风电下乡可避免与人争地的问题。当前一个风机机位占地仅 100 平方米，在农村安装风电机组可利用田间地头，不会影响农业生产。据初步测算，农村有大量零散未利用土地，扣除城乡建设用地、基本农田、生态保护区、蓄滞洪区等不可建设区域，还有巨大的建设潜力空间。风电下乡不仅可以满足未来乡村新增电力需求，而且能促进乡村能源结构优化转型，为乡村振兴提供动力支撑。

风电下乡还可消除风电产业“成长的烦恼”。2.97 亿千瓦、2.78 亿千瓦，这分别是截至今年 9 月全国风电和光伏发电的累计装机量。6 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。乡村地区堪称风电产业“希望的田野”。

不过，风电下乡要实现预期效果，还需考虑生态环保、电网接入、土地征用以及安全运行等问题。一增一减，能够看出有关部门对风电下乡的审慎态度。

不同于分布式光伏布置可以见缝插针、灵活多样，分散式风机个头高、噪声大、技术复杂，需要前期科学选址，既要平衡好综合收益，也要避免触碰农村用地红线，一旦出现工程质量问题还可能威胁到人民群众生命财产安全。再者，乡村是生物多样性最重要的保留地，是生态保护的重点地区。在乡村地区大量建设风电设施，可能会对某些生态系统造成不良影响。

风电下乡以什么方式推进，要发展到何种程度，还需要有关部门多方论证、科学施策，确保风电在乡村“转”出高效益。

王轶辰 中国经济网-经济日报 2021-11-18

涉及五个千万千瓦级基地，中国深远海风电开发规划已在研究中

“大型风机、规模化开发、漂浮式基础、海上智慧运维，以及深远海柔直输电技术，是海上风电发展方向。”

11 月 16 日，在中欧海上风电产业合作与技术创新论坛上，中国科学院院士陈十一作出表述。

他解释称，打造百万级或千万级海上风电基地，连片开发，形成集约化发展优势，可以减少同质化工作，促进开发平价，还可以支撑地方政府产业，形成产业链同步发展态势，打造利益共同体。

同时，开发 15-20 兆瓦等级固定式风机、10 兆瓦等级漂浮式风机，可以实现发电能力提升和风电场投资降低的最佳平衡。

多位风电领域专家及企业高管也在上述论坛上表示，风电机组单机容量大型化有利于提高风能转换效率，同时利于降低风电机组全寿命周期的制造与运营成本。

水电水利规划设计总院风电处处长胡小峰表示，今年 4 月，国家能源局委托水电总院牵头开展全国深远海海上风电规划，目前已形成了初步成果。

据他介绍，规划推进海上风电项目集中连片开发，分为项目、集群、基地三个层次，单体项目规模原则上不小于 100 万千瓦，由单体项目组成百万千瓦级的海上风电集群，由海上风电集群组成千万千瓦级海上风电基地。

规划总体布局将围绕山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾五个千万千瓦级海上风电基地。

胡小峰还提及，全球范围内正积极推进大型海上风电机组、漂浮式海上风电、远海柔性直流输电等深远海技术研发和创新，“中国也应积极推进技术探索和示范，建立深远海领域的核心技术优势。”

海上风电漂浮式风电适用于水深 50 米以上的海域，具有成本较低、运输方便的优点。中国华能集团清洁能源技术研究院海上风电部主任刘鑫表示，漂浮式风电深远海发展最经济的选择。

他表示，目前漂浮式风电开发成本约为 4 万元/千瓦，如果能够充分借鉴欧洲先进技术经验，中国可以走出比欧洲国家更快的漂浮式风电平价之路，“预计 2030 年左右，漂浮式海上风电能够实现平价。”

据界面新闻了解，随着离岸距离的增大，柔性直流输电在大规模风电场并网方面具有较强的技术优势，可以支撑海上风电远距离大规模输送。

日前，国内 10 兆瓦级海上风电机组、漂浮式风电机组、柔性直流输电技术项目均已陆续落地应用。

中国华能集团清洁能源技术研究院董事长李卫东表示，华能集团正着手进行超大型海上风电机组研制，联合主机厂商研制直驱、半直驱超大型海上风电机组。

同时，华能集团正联合主机厂商开展 10 兆瓦以上级别漂浮式风机的系泊系统设计、控制策略优化、载荷适用性评估、部件适应性设计等关键技术研究。

中国是海上风电发展最快的国家。据国家能源局统计数据，截至今年 9 月，中国海上风电装机已达 1319 万千瓦，成为全球最大的海上风电市场。

界面新闻在论坛上获悉，“十四五”期间，中国海上风电新增装机容量有望超过 40 GW。

但中国海上风电发展仍面临挑战。相比已进入规模化发展阶段的英国、德国等欧洲国家，中国海上风电处于商业化初期。

2022 年起，海上风电国家补贴取消，但其投资成本距离平价还有差距。大功率风机研发迭代周期短，可靠性和成熟度有待验证。

此外，深远海海上风电规模化高效开发技术仍不成熟，漂浮式风电商业化运营刚起步，大容量远距离、电网友好性输电技术的储备也尚不足。

同时，深远海的开发还面临自然条件复杂恶劣，风能资源准确评估难度大的问题。

陈十一提出，深远海恶劣的海洋环境条件，对智能装备、智能运维提出很高要求，数字化工程将成为深远海风电技术发展的必然。

远景能源高级副总裁田庆军认为，随着海上风机单机容量的增加，叶片、主轴承等越来越大，但这些技术储备目前尚短缺。他认为，海上风电技术应持续创新，继续推进国产化，实现提质增效。

据界面新闻了解，中国部分海上风电关键设备仍依赖进口，国产化的替代进度仍需提高，主控系统核心部件及超强叶片材料技术尚未完全成熟，且不具备价格优势，下一步是国内企业研发攻关的方向。

上海电气集团风电公司总裁缪骏表示，海上风电高投入、高风险，开发需保持理性。此外，技术投入往往需要时间获得回报，因此希望政策层面应保持延续性。

金风科技集团总工程师翟恩地建议，行业应进行专业化风电集约港口技术研究。“风电运输施工一体化是国际主流方式，国内风机交付码头都是商用码头，不具备安装船插桩接货能力”。

他还表示，应建造具备风电安装船插桩接货能力的码头、风机部件集散基地，以及有足够承载力和吊机的港口，使机组码头具备风机拼装功能，实现机组在码头集中交付，降低海上作业时间，提升海上风机交付效率。

多位参会人士表示，“十四五”期间，应鼓励海上风电与海洋牧场、海上油气、海水淡化、氢能等多种能源或资源的综合利用和融合发展。

此外，推动海上风电综合能源岛工程建设，提升水上、水下能源和资源综合利用效率，降低风电开发成本的同时，能为海上作业平台以及海洋牧场等，提供包括电能、氢能等一系列的能源要素。

界面新闻 2021-11-18

浙能集团海上风电场全容量并网发电 刷新浙江省同类项目装机容量纪录

21 日 19 时许，浙能嘉兴 1 号海上风电场实现全容量并网发电，刷新浙江海上风电投产项目装机容量纪录。

据悉，项目共安装 74 台风机，总装机容量为 301.2 兆瓦，自首批风机并网发电以来，已累计发清洁电能 1.37 亿千瓦时。此前的纪录保持者为普陀 6 号海上风电场，总装机容量为 252 兆瓦。

嘉兴 1 号海上风电是浙能集团自主开发建设的首个海上风电项目，于 2019 年 10 月 7 日开始海上打桩作业，今年 2 月 10 日实现首批机组并网，10 月 29 日 74 台风机全部吊装完成。项目投产后，

预计每年可提供 8.7 亿千瓦时清洁电量，相当于 36 万户家庭全年的基本用电量，可节省标煤 28.2 万吨，减少二氧化碳排放 57.6 万吨。

“与其他相同装机容量的项目相比，此次项目存在机型种类多、风机台数多、吊装难度大等特点。”浙能嘉兴风电公司总经理施小华介绍，整个工程共有 222 支叶片、261 节塔筒、74 个机舱，设备共起吊 676 次，吊装工作量多出三分之一，工程建设的任务重、时间紧。在建设中，浙能嘉兴风电公司联合总承包单位浙江省电力建设公司、华东勘测设计研究院公司等，克服船机资源不足、作业海域海况复杂等困难，以浮态吊与坐底船相结合的风机吊装新工法，以单船 6 天 3 台的吊装速度、1 天 3 根 35 千伏海缆敷设速度，创下国内海上风机吊装和海缆敷设新纪录。

朱将云 浙江日报 2021-11-23

国内在运单体容量最大海上风电项目全部机组并网

11 月 25 日，中广核汕尾后湖 50 万千瓦海上风电项目 91 台风机全部并网发电，成为国内在运单体容量最大的海上风电项目之一。

汕尾后湖海上风电项目场址位于广东省汕尾市陆丰湖东镇南侧海域，场区中心离岸约 12 公里，水深 23 至 26 米，共计安装 91 台 5.5 兆瓦风电机组，配套建设东、西区 2 座 220kV 海上升压站和 1 座陆上集控中心。

该项目年上网电量 14.89 亿千瓦时，与燃煤电厂相比，按替代标准煤耗 315 克/千瓦时计算，每年可节省标煤消耗约 42.58 万吨，减少二氧化碳排放约 86.05 万吨，烟尘 28.85 吨，二氧化硫 713.30 吨，二氧化氮 198.67 吨，灰渣 2.83 万吨，经济效益和环境效益显著。

截至目前，中广核在粤海上风电已投运近 100 万千瓦、在建项目 115 万千瓦。

刘会 中国能源网 2021-11-25

中国华电首个海上风电实现全容量并网发电

2021 年 11 月 18 日 4 时 22 分，中国华电首个海上风电--福建福清华电海峡海上风电项目最后一台风机成功并网。至此，该项目 46 台风电机组已全部并网发电，比计划工期提前了 5 个月，为今冬明春能源保供攻坚战再添了新动能。

福清华电海峡海上风电项目装机容量 299.2 兆瓦，年发电量约 11.3 亿千瓦时，每年可节约标煤 31.92 万吨，减少二氧化碳排放约 93.91 万吨。项目于 2016 年 12 月获得核准，2019 年 11 月主体工程正式开工。

项目开工建设以来，始终坚持高质量发展主题，精心组织施工，科学防控疫情，先后攻克了海底地质复杂、水上大体积混凝土温控等多项施工技术难题，守住每个施工窗口期，保质保量完成各项建设任务，彰显了华电速度、华电精神、华电力量。2020 年 9 月首台风机成功吊装，同年 12 月底首批两台机组并网发电，2021 年 10 月 2 日，全部风机吊装完成。

项目建设贯穿“精品工程”理念，坚持基建服务生产，稳步推进基建安全标准化创建，实现全程安全施工，获得基建安全标准化一级达标评级；加强科技创新，首次成功投运福建公司、国电南自等四方联合研制的“华电睿风”自主可控国产 6.2MW 海上风电主控系统，研发投运了集团公司首套海上风电场一体化监控及运维系统。坚持绿色发展理念，采用六桩直桩高桩承台、“犁沟填埋”海缆敷设等新技术，最大限度减小海滩占用面积以及对近海养殖影响，为“海上风电+海洋牧场”等融合发展新模式打下基础，实现“风电与渔业互补共生”。

新华网 2021-11-18

海上风电制氢，何以走向深远海？

近日，江苏省盐城市市委副书记、代市长周斌公开表示，“十四五”期间，盐城市已规划了 902 万千瓦近海和 2400 万千瓦深远海风电容量，同时推进千万千瓦级远海海上风电基地建设。

实际上，海上风电国家补贴取消在即，各地深远海风电开发规划也已陆续浮出水面。尚未达成平价目标的海上风电行业，如何实现深远海风电开发盈利？

迈向深远海

“随着各产业用海需求不断提高，海洋生态环境保护意识逐步增强，近海海上风电总体开发潜力有限，‘十四五’中后期近海资源紧张。同时，借鉴欧洲海上风电经验趋势，中国海上风电建设海域由近及远发展是必然趋势。”国家能源局新能源司副司长王大鹏表示。

“从储量上来说，初步估计，我国深远海地区风能储量是近海的三倍以上，深远海风电的开发具有非常大的潜力。”某风机制造企业浮式风机研发负责人告诉记者，“但在离岸 50 千米以上的海域，输电成本会因为海缆成本的提高而快速增加，这也是目前我国深远海风电开发的主要挑战之一。”

有测算显示，目前电压等级为 220 千伏的海缆每千米造价在 400 万元左右，在离岸 70 千米以上的海域，海缆在整体海上风电项目中的成本占比可能高达 12% 左右，远高于近海风场。

面对这一现状，多位业内人士指出，与近海类似的电缆输送模式不是深远海风电项目开发的唯一解决方案，推动深远海风电从单一品种发展向多品种融合发展转变将是海上风电的新趋势。

“海上风电与海洋牧场、海上油气、海水淡化，氢能、储能多种能源综合利用融合发展，有助于提升海域利用效率，提升项目整体效应，是海上风电的重要发展方向。”王大鹏指出。

新模式可行

今年下半年开标的海上风电项目，主机报价均创下历史新低。海上风电如何实现平价？业界人士普遍认为，不仅需要主机厂商降本，更需要全产业链共同努力，实现降本增效。

“面对未来深远海的风电项目开发需求，技术创新必不可少，将风电转化为必备、必要的化工产品将是一大可行方案。”此前，新疆金风科技股份有限公司总裁曹志刚在接受本报记者采访时表示，“通过制氢或制氨，然后通过轮船或者管道等方式送出，就是一大可行的创新模式。随着海上风电平价时代的开启，这些概念也会变得越来越广泛。”

华创证券在其最新研报中指出，海上风电步入深远海，将未能实现消纳的风力发电量通过电解等方式分解成液态或气态的化学能源来储存，尤其是海上风电制氢，将有望成为海上风电深远海开发的破局关键。

据记者了解，目前海上风电制氢的主要形式一是产生的电量通过海底电缆传送至沿岸的电解槽，将水电解产生的氢气储存并运往各处，二是将风力发电的电能传送至海上油气平台，在油气平台将水电解后利用现有的天然气管道将氢能传送至陆地。

在彭博新能源财经高级分析师汪子越看来，虽然海上风电发电成本预计长期高于陆上风电，但由于海上风电本身具备更高稳定性、更大规模的特性，对于电解水制氢来说是一大优势。“对于可再生资源制氢，利用小时数越高，电解槽的产出越稳定，利用率越高，稳定的投资成本则被平摊。”

大批项目蓄势待发

实际上，根据彭博新能源财经发布的数据，全球范围内已经公布的电解水制氢项目储备总计规模达到 3200 万千瓦，约有一半来自于海上风电制氢，其中，德国、荷兰、丹麦等欧洲国家均已有百万千瓦级以上的海上风电制氢规划。

在我国，随着政府以及企业加快相关布局，海上风电制氢项目规模也正蓄势待发。

今年 6 月，浙江省在《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》中提出将“探索海上风电基地发展新模式”，集约化打造海上风电+海洋能+储能+制氢+海洋牧场+陆上产业基地的示范项目。同月，福建省漳州市也印发了《漳州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，提出将加快开发漳州外海浅滩千万千瓦级海上风电，布局海上风电制氢等氢能产业基地，发展氢燃

料水陆智能运输装备，构建形成“制氢—加氢—储氢”的产业链。

不仅如此，9月，大连市太平湾与三峡集团、金风科技也共同宣布将共同建设新能源产业园，重点发展海上风电、光伏、氢能为主的新能源产业，计划通过风电制氢、储氢、运氢以及氢能海洋牧场利用等培育氢能产业链条。

李丽旻 中国能源网 2021-11-26

海上风电的淬炼之路

下半年以来，风电产业在资本市场迎来爆发，加之双碳目标下多地产业规划政策的加持，风电产业的热度不断提升。

按照各地的规划目标，以及与国外产业发展现状的对比，“十四五”期间将成为整个风电产业飞速发展的机遇期，产业的重心也将转移到海上风电方面。

近期沿海多个省区相继出台海上风电发展规划，项目落地也多点开花。

但对于整个风电产业来说，中央补贴的退出为各路厂商带来了新的压力。面对即将到来的“平价时代”，热潮之下的风电产业准备好了吗？



政策助力“海风”骤起

作为双碳目标下新能源产业发展的重要组成部分，风电产业在下半年受到越来越高的关注度。

11月1日，广西海上风电规划正式获得国家能源局批复，标志全区海上风电由规划阶段进入建设实施阶段。

据了解，国家能源局先期批复广西海上风电规划装机容量750万千瓦，其中广西管辖海域内的4个场址共180万千瓦，要求力争在2025年前全部建成并网；广西管辖海域外择优选择570万千瓦开展前期工作，力争到2025年底建成并网120万千瓦以上。

根据广东省今年6月下发的《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》，广东省将力争到2025年底实现1800万千瓦海上风电平价上网。截至2020年底，广东省海上风电累计并网容量超1吉瓦（1吉瓦等于100万千瓦），这意味着“十四五”期间当地新增装机规模将达到17吉瓦。

除此以外，江苏、浙江、山东、海南等地都已经出台了海上风电发展的规划，福建、辽宁与河北

当地的海上风电产业也在蓬勃发展。根据国信证券统计，上述省份“十四五”期间预计新增装机规模将超过 48 吉瓦。

从产业现实来看，随着陆上风电资源逐渐接近饱和，产业发展重心转移到海上甚至是深远海已经成为大势所趋。从中国的产业现实来看，沿海省区多属于主要经济体，有着较高的用电负荷和更大的减排压力，发展海上风电也有利于节省土地资源，方便电力运输和可再生能源的消纳。

全球风能理事会（GWEC）在其发布的《2021 年全球海上风电报告》中指出，在未来十年内，伴随着全球能源脱碳趋势的加速，加之海上风电度电成本急剧下降、漂浮式风电的商业化和工业化继续取得进展等因素，海上风电还将继续维持快速增长。

GWEC 预计，未来十年，全球将累计新增超过 235 吉瓦的海上风电装机，使得全球风电累计装机容量在 2030 年达到 270 吉瓦。

风电产业关注度的回升也体现在资本市场方面。同样作为新能源产业发展的双子星，相较于炒作热度很高的光伏板块来说，风电产业近年来发展平淡，资本市场关注度也较低。

这种情况如今得到改变。7 月以来，A 股市场风电板块关注度开始提升，风电股票也出现几波拉升。

Wind 风力发电指数（884036.WI）自下半年开始一路震荡走高，从 7 月 1 日的不足 1900 点，目前已经上升至 3382.84 点。金风科技也在下半年一路走高，市值突破 700 亿大关；明阳智能（601615.SH）股价攀上 30 元，市值登上 600 亿大关。

究其原因，资本市场的风电与光伏相互博弈由来已久，随着新能源在整体电力结构中占比提升成为大势所趋，风电与光伏也不可避免的进入同一赛道展开争夺。

政策助力之下，风电产业得到了一次久违的正名。但相较于已经经过“退补”淬炼的光伏产业来说，风电产业要先经历近在眼前的“平价时代”。

降本迈向“平价时代” 此前，风电产业一直享受着较为稳定的电价和补贴政策，但新的政策给风电“断奶”提出了明确的时间。

根据财政部与国家发改委的要求，除了按照规定核准并在 2021 年底前完成并网的存量风电外，新增海上风电不再纳入中央财政补贴的范围，由地方政府按照实际情况予以支持。

为了享受较高的上网电价和国家补贴，各海上风电开发商都加快了项目建设和并网进度，这也导致了中国海上风电市场出现了“抢装潮”。

随着 2021 年逐渐接近尾声，相较于海上风电抢装建设风潮，海上风电招标市场却显得冷清许多。对于风电厂商来说，海上风电成本仍然偏高，如何实现快速降本仍是核心议题。

有资深业内观察人士指出，风电产业发展的前景十分广阔，但当前市场竞争激烈，陆上和海上风电的竞价都相对较低，整机厂商和开发商已经“叫苦不迭”。

远景能源高级副总裁田庆军对 21 世纪经济报道记者指出，目前，沿海省份从北到南，全都在积极进行海上风电建设，部分海域已经可以实现平价，但大面积的海上风电平价还需要 3-5 年时间。

在他看来，中国海上风电迈向“平价时代”，还要解决成本和技术两大挑战。当前，中国大部分近海风电度电成本仍高于当地标杆电价，深海风电的度电成本要更高，当前无法实现平价。

此外，当前中国海上风机层出不穷，近期已经推出 220 米、230 米直径的叶片，未来单支叶片也能达到 150 米，主轴承可以达到 5 米，变频技术可以达到 20MW，这些关键部件的技术、材料甚至是基础理论能否突破，将直接影响到海上风电的成本和发展进程。

世界风能协会副主席秦海岩认为，预计在 3 年内，中国海上风电有望实现平价上网，但目前还不具备这样的条件，整个产业还需要政府提供适当的支持，从而保证一定的开发规模，形成市场拉动。

在此前举行的中欧海上风电产业合作与技术创新论坛上，国家能源局新能源司副司长王大鹏表示，在“十四五”期间，中国风电产业布局将从近海向深水区远岸布局转变，项目开发建设进一步向基地化和规模化发展，由单一能源品种发展向多品种融合发展转变。

王大鹏指出，随着中央补贴的政策退出，中国海上风电建设的边界条件将发生重大变化，产业发展从补贴驱动向市场驱动转变，充分发挥市场配置资源的决定性作用。

彭强 21 世纪经济报道 2021-11-26

氢能、燃料电池

固体氧化物燃料 电池技术引关注

“氢能在高速发展的道路上，有了新突破。制氢储氢方法或许没有那么难。”近日，本报记者就第三代燃料电池技术采访了挪威科学院院士 Truls Norby。

资料显示，固体氧化物燃料电池(Solid Oxide Fuel Cell，以下简称“SOFC”)属于第三代燃料电池，是一种在中高温下直接将储存在燃料和氧化剂中的化学能高效、环境友好地转化成电能的全固态化学发电装置，在燃料电池中理论能量密度最高。有业内人士认为，SOFC 通过电解水制氢及电解二氧化碳制一氧化碳可以使风能、太阳能转化成可持续能源，是未来有前景的能源转化储存和碳中和技术，越来越多的国家和地区正在鼓励企业投资。

Truls Norby 分享了一组数据，SOFC 自身发电效率接近 60%，热电联供余热温度为 400-600 摄氏度，热电联供效率超过 80%。同时，与传统发电的用水量相比，节水率达 98%。

不仅如此，Truls Norby 称，SOFC 很有前景。组装十分方便，在燃料的选择上没有局限性，不需要使用贵金属催化剂，对环境的适应性极强。

据了解，SOFC 在国内有非常大的应用潜力。冬天供暖消耗大量天然气，若采用 SOFC 热电联供，会极大提高整体效益。分布式发电市场几乎没有怎么应用 SOFC，是一个被忽视的新兴市场，值得大力推动。

另外，Truls Norby 表示，也无需担心 SOFC 的安全性。由于采用了全固态电池结构，可以避免使用液态电解质所带来的腐蚀和电解液流失，避免由于高温所产生的爆炸风险。不仅如此，SOFC 工作时产生的大量余热，还可以配合热汽轮机实现热废气有效利用，提高发电系统的效率。

实际上，从上世纪末开始，我国就已经开始研究和探索 SOFC。随着技术理论的成熟，企业也开始布局相关产业。SOFC 发电系统的核心部件是由若干单体电池组成的电堆，其性能的优劣直接决定了发电系统的命运。SOFC 研究与出版物主要集中在原理、材料以及电池工艺方面。

Truls Norby 分析认为，由于现阶段我国的 SOFC 系统多数仍旧停留在实验室与样机阶段，并没有出现商业化的 SOFC 系统，导致成本高企，企业参与度仍旧不够。SOFC 的整体产业链还不完整，所需核心产品均属于定制产品，尚未出现专业厂家能够提供核心零部件。

据记者了解，国内参与 SOFC 开发的企业寥寥无几，仅有潮州三环(集团)股份有限公司和潍柴动力股份有限公司实力较强。

本报记者 韩逸飞 中国能源报 2021-11-15

氢能对全球降碳贡献显著

当前，全球低碳经济蓬勃发展，尽快实现降碳目标已成为共识。在此背景下，越来越多的国家和企业“看中”了氢能在减排过程中的关键作用。根据国际氢能委员会和管理咨询公司麦肯锡最新联合发布的报告，到 2050 年，氢对全球碳减排的贡献将超过 20%，可累计助力减少 800 亿吨二氧化碳排放。该报告指出，未来，氢能产业将持续扩大部署规模，并呼吁各国投入更多资金助力氢能产业快速发展。

重要的降碳路径

上述报告显示，到 2030 年，随着氢气应用的增长，氢气应用的增量将转化为每年的二氧化碳减排量，总量相当于英国、法国和比利时 10 年中的二氧化碳排放量的总和。

报告指出，作为可再生能源、生物燃料及提高能源效率等其他脱碳技术的补充，包括绿氢和蓝氢在内的“清洁氢”在钢铁、海运、航空和制氢等行业的深度脱碳过程中，可有效提高成本效益、加速碳减排进程。预计未来 30 年内，氢能够帮助碳排量大的产业累计减少 800 亿吨二氧化碳排放。

同时，占全球排放量约 19% 的移动应用终端，包括地面交通、海运业和航空业，也将成为氢最大的终端使用领域。其中，远程航班和集装箱船，是脱碳最具挑战性的领域之一，报告认为，氢与生物燃料结合是实现这些领域完全脱碳的唯一途径。

另外，由于氢可以进行储存，并通过管道和船舶进行长距离运输，因此氢也可作为可再生能源系统的重要推动力，为容纳高比例可再生能源电力的电网提供季节性储存，以应对太阳能、风能和水力发电量的季节性变化。综上所述，氢可以实现对偏远地区“搁浅”的可再生能源的整合与运输，加速能源转型进程。

国际氢能委员会指出，由于氢气可以从电力中生产出来，用作或转化为燃料、化学品和电力，因而从电力中生产氢气将连接并从根本上重塑当前的电力、天然气、化学品和燃料市场。

部署规模将持续扩大

国际氢能委员会和麦肯锡预计，为满足净零排放目标，未来 10 年，全球对“清洁氢”的需求将增长 50%；到 2050 年，全球氢气需求将达到 6.6 亿吨，相当于全球能源总需求的 22%。

工业气体巨头法国液化空气集团董事长兼首席执行官 Potier 表示：“氢能已被广泛认为是能源转型成功的关键因素，全球各国政府和行业必须同步努力激发氢能潜力，以真正实现净零目标。”

现阶段，全球氢能产业正在加速发展。“今年宣布的氢电解产能增加了一倍，宣布的项目投资增至 1600 亿美元。”麦肯锡高级合伙人 Bernd Heid 表示。而根据麦肯锡的统计，目前，全球已宣布了 520 多个大型氢能项目和 9000 多万千瓦的电解槽产能。值得关注的是，今年宣布大型氢能项目数量，同比 2020 年增长了 100%，这些项目将转化为 1800 万吨“清洁氢”供应，所需投资金额达 950 亿美元，基础设施建设的投入达 200 亿美元，氢能的终端应用落地需要 450 亿美元的投资。

综合考虑实现政府目标和支持设备价值链的投资，麦肯锡预计，到 2030 年，对氢能产业的总支出将增长到 6000 亿美元以上。

值得注意的是，国际氢能委员会在报告中预计，未来，中国有望在全球范围内引领氢能产业发展，到 2050 年，中国将成为最大的“清洁氢”市场。

报告同时提醒称，未来扩大氢能产业规模对于实现全球气候目标和实现具有成本效益的脱碳至关重要。到 2030 年，全球需要部署 7500 万吨的“清洁氢”产能。““清洁氢”产能达到 7500 万吨时，总需求中的 2/3 将来自钢铁、工业、交通、航空和海运等新兴市场。”Bernd Heid 表示，“为了满足这一新需求，我们还将看到新的能源中心和全球价值链的出现。到 2050 年，氢能市场规模将达到目前的 7 倍。”

报告建议，为实现氢能部署规模的顺利扩大，各国政府应建立正确的监管框架，刺激氢需求，通过推进基础设施建设创造规模，并降低成本，缩小氢脱碳解决方案与传统替代方案的经济差距等，充分发挥氢能的脱碳潜力。

仍存较大资金缺口

尽管全球氢能部署的势头持续上升，但报告提醒称，资金不足或将影响氢能项目的顺利落地，并阻碍全球净零排放目标的实现。

根据国际氢能委员会和麦肯锡的测算，到 2030 年，全球部署的氢能项目需要的投资总额需要再增加四倍，才能使世界走上净零排放的轨道。报告表示，只有在这个十年中提前进行项目投资和资金支持，到 2050 年，才能在降低成本的同时，将氢的使用规模扩大到实现全球气候目标所需的水平。

报告指出，需要建立科学的监管框架将项目从概念转变为实际投资。需要注意的是，在目前宣布的直接投资中，只有约 13% 的资金通过了最终投资决定，有约 40% 的投资项目仍处于可行性研究

阶段。

“氢能投资势头明显，但要实现如此大规模的部署，需要通过强有力的伙伴关系和政策支持，充分调动公共和私人资源。”美国动力设备制造商康明斯董事长兼氢理事会联合主席 Tom Linebarger 表示。

国际氢能委员会执行主任 Daryl Wilson 指出：“结合过去风能和太阳能等技术的发展经验来看，应在氢能发展早期的市场开发阶段进行充分的前期投资，以迅速降低成本，实现氢能部署速度的提升和规模化发展。”

本报记者 仲蕊 中国能源报 2021-11-22

“混氢”助推气电清洁化“更上一层楼”

氢能作为一种更清洁的能源，不仅可以在低碳能源转型中发挥多重作用，更是与天然气有着“不解之缘”。在拥有天然气网络的地区，氢气可以依靠现有的基础设施，提供更经济的低碳供热；氢还可以用于热电联产装置，以产生工业用热和电力；氢燃料的添加，还能进一步降低天然气电厂排放，让普通天然气电厂变得更“绿色”。

近年来，燃气轮机发电因其相对较低的二氧化碳、污染物排放水平，以及快速响应能力，在替代煤电、为可再生能源发电调峰中发挥了重要作用。而随着氢能在全球广受欢迎和关注，在天然气中混掺氢气用于发电正在成为一股新的“潮流”，推动燃机发电向更清洁化迈进。

■“混氢”渐成新趋势

瑞士行业研究机构 SS&A 电力研究所近日在电力公司、设备供应商、油气公司等相关企业中发起的一项调查显示，业界目前对于天然气电厂混合氢气作为发电原料十分关注。有 59% 的受访企业认为，氢能将在未来的能源结构中占有重要位置；62% 的受访企业表示，将持续关注及参与燃气发电中混掺氢气的技术和设备研发。

与此同时，荷兰代尔夫特理工大学的研究人员发现，欧洲多国为实现气候目标，正在将氢气视为联合循环电厂的潜在燃料，用于替代原有的纯天然气发电，从而为各国的碳减排、应对气候变化作出重要贡献。

今年 10 月，我国的氢气掺入天然气示范项目也取得了新进展。由国家电投集团燕山湖发电有限公司联合国家电投集团科学技术研究院建设的国内首个“绿氢”掺入天然气输送应用示范项目，将可再生能源电解水制取的“绿氢”与天然气掺混后供燃气锅炉使用，已按 10% 的掺氢比例安全运行一年。

■减排效果显著

事实上，业界对于燃气电厂混合氢气作为燃料的关注，主要源自其更为显著的减排效果。根据气电设备供应商通用电气（GE）的测算，在现有技术下，采用天然气替代煤炭发电，可以减少 45% 的碳排放量；如果采用高效的联合循环发电机组，以 GE 的 9HA.02 燃气机组为例，可以实现 60% 的碳减排；而如果在 HA 级联合循环机组中采用天然气“混掺”50% 氢气燃烧，则可以将碳排放量进一步降低 69%。

据 GE 燃气发电服务中国区总经理许欣介绍，GE 燃气轮机使用氢气等低热值燃料运行已超过 30 年，在此期间，全球已有超过 100 台 GE 燃氢及低热值燃料机组在运行，累计运行小时数超过 800 万小时。在中国，GE 也已经有十几台燃烧高比例氢燃料的燃机在钢厂、化工厂等运行。GE 计划在 2030 年前，将旗下最先进的 HA 级燃机的燃氢能力提高到百分之百，这也是 GE 燃气轮机技术发展的一个重要方向。

“众所周知，在所有化石燃料中，燃气轮机发电机组的二氧化碳排放量最低，且具备更低的污染物排放水平，是代替传统燃煤发电的理想选择。”许欣表示，“在国内可再生能源大规模发展和成本快速下降的背景下，可再生能源制氢有助于提高可再生能源利用率，产生的氢可用于燃气轮机发电，又能和可再生能源产生的间歇性电力形成互补，由此，燃气电厂也有望最终实现零碳发电。这也代

表着未来清洁低碳能源发展的新趋势。100%燃氢的燃气轮机将是未来电力系统的重要支撑。”

■技术创新仍有提升空间

不过，根据代尔夫特理工大学的研究，现阶段，在燃气轮机中“混掺”氢气作为燃料也还存在一定的挑战。比如，由于氢气与天然气具有不同特性，对燃烧设备、工艺等都有不同的要求，需要现有的燃气发电厂根据实际情况进行适当调整。另外，目前，氢气的生产成本仍然偏高，在一定程度上影响了燃气发电“混掺”氢气的经济性。

对此，许欣表示，燃气轮机“混掺”氢气作为燃料的技术实际上已经有多年的发展。“而氢能产业的发展与繁荣离不开上中下游各方的齐力推进。我们呼吁全产业链企业共同努力，科学规划氢能发展路径，加大氢能产业链各个环节关键材料和关键技术的研发，实现技术自主可控，大幅降低氢能的成本，从而不断提升氢能在终端能源消费中的占比。”

本报记者 李慧 中国能源报 2021-11-22

亚太引领百万千瓦级绿氢大项目建设

近年来，全球范围内的制氢项目数量不断增长，尤以亚太、中东、欧洲地区增速最快，其中，亚太地区更是宣布了几个关键的百万千瓦级电解水制氢项目。随着技术和供应链的成熟，电解水制氢项目规模也在迅速扩大，但迄今大多数项目规模都在 1000 千瓦区间。行业分析机构标普全球普氏能源指出，各国应该出台更明确和清晰的氢能政策框架，以吸引更大规模投资，催生更多百万千瓦级项目问世。

规划项目数量猛增

欧洲最大电力行业研究机构极光能源汇编的数据显示，4月以来，全球制氢项目数量增长了36%，相当于增加了9140万千瓦产能。截至目前，全球范围内，规划中的制氢项目总装机已达3.429亿千瓦。

太阳能、风能或二者组合，是大多数规划中电解制氢的首选“电源”，其中风能最受欢迎，4月以来宣布的项目装机达540万千瓦。大多数百万千瓦或更大商业规模的制氢项目，将在2025年或之后投产，在此之前，大多数投产运营的将是小型试点项目。

根据国际能源署（IEA）的数据，全球目前有近400个制氢项目在建，预计到2030年，每年能提供800万吨氢气，今年约为5万吨。其中，尤以亚太、中东和欧洲地区规划的制氢项目数量增长显著。另外，中国的氢能产业链已经逐渐铺开，越来越多的企业进行制氢、储氢、加氢、用氢的全产业链布局，并取得了一批技术研发和示范应用成果。

目前，中国各地都有可再生能源制氢项目投产，也有大批加氢站落地，氢燃料电池汽车的研发也有很大进展，这都促使中国正朝着全球大型氢气生产国、消费国前进。

随之而来的是，氢能贸易项目也在同步增长，这意味着将诞生更多国际合作和新的贸易路线。标普全球能源普氏指出，亚太地区已经开始酝酿不同载体的氢进口项目，比如液态氢、液态有机储氢等。

不过，值得关注的是，即使签订了价格合理的氢采购合同，大多数制氢项目在没有补贴的情况下，仍然很难实现经济性。咨询公司 Timera Energy 指出，即使拥有高价值的承购来源，制氢项目仍然依赖于重要的政策支持，就像20年前的风能和太阳能一样，这是阻止大规模部署的最大障碍，此外储氢能力也是制约氢经济性的一大关键因素。

亚太成为氢能领域引领者

目前，全球有20多个国家发布并开始执行氢能战略。IEA在日前发布的《全球氢能回顾》报告中指出，氢能的发展势头正在转化为行动，越来越多的国家推出了氢能战略或发展路线图，开始实施相关具体政策，同时增加与氢能相关的投资。

这其中亚太地区最为显著，今年以来，全球几个关键的大型制氢项目均诞生于该地区。4月，中

国宁夏宝丰能源集团股份有限公司实施的太阳能电解水制氢综合示范项目正式投产，项目包括 20 万千瓦光伏发电装置和产能为每小时 2 万标方的电解水制氢装置，为已知全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目，投产后每年可以减少约 70 万吨二氧化碳排放量。

6 月，哈萨克斯坦装机 3000 万千瓦的绿氢项目公布，这个由德国可再生能源开发商 Szevind Energy 和哈萨克斯坦投资促进署合作开发的项目，位于哈萨克斯坦西部和中部的草原，包括一个装机 4500 万千瓦的风能和太阳能发电系统，一个 3000 万千瓦的电解槽，每年约生产 300 万吨绿氢，用于本土铝、钢铁和氨工业利用和出口，预计将在 2024-2027 年间做出最终投资决定。

7 月，西澳宣布将投建装机 2800 万千瓦的西部绿色能源中心项目，包括一个装机 5000 万千瓦的风能和太阳能发电系统，旨在每年生产多达 350 万吨绿氢以及 2000 万吨绿氨，成本预计高达 750 亿美元，预计 2028 年做出最终投资决定，最早 2030 年初首阶段投产。

极光能源表示，氢能项目增加的同时，行业还需在降本增效方面“加把劲”。IEA 也呼吁各国和企业加大对氢能的投资，应该到 2030 年达到 1.2 万亿美元的基准。

未来 10 年是发展关键期

不过，截至目前，全球几乎所有生产的氢气都是“灰氢”，即没有部署碳捕捉和封存（CCS）技术的化石燃料制氢路径，IEA 预计这导致了近 9 亿吨的二氧化碳排放量，相当于英国和印尼二氧化碳排放量总和。

IEA 指出，到 2030 年，全球氢能需求将翻倍，到 2050 年将增长 6 倍，为炼化钢铁等重工业、交通运输等领域脱碳发挥重要作用。预计到 2030 年，目前规划中的制氢项目有望生产 1700 万吨低碳氢，其中 800 万吨来自电解制氢，900 万吨来自化石燃料配合 CCS 技术的“蓝氢”。

这意味着，2021-2030 这 10 年间，将是低碳氢和氢基燃料能否成功的关键时期，这主要取决于能否大幅降低氢气生产、运输和储运成本。

联合国在《与气候目标一致的氢能部署指导原则》中勾画了有助于优化全球绿氢生产以实现 2050 年目标的路线图，其中强调可再生能源制氢是所有制氢路径中，唯一与实现 1.5 摄氏度控温目标严格一致的选择。

IEA 预计，如果到 2050 年实现净零排放，风力涡轮机、太阳能电池板、锂离子电池、电解槽和燃料电池的市场总价值将达到 27 万亿美元。而根据中国氢能联盟的预测，到 2025 年，中国氢能产业产值有望达到 1 万亿元人民币，到 2050 年氢气需求量将接近 6000 万吨，实现二氧化碳减排约 7 亿吨，届时产业链年产值将达 12 万亿元人民币，无疑是引领经济发展的新增长极。

本报记者 王林 中国能源报 2021-11-15

专访金晓辉：大湾区应建设具有全球影响力的氢能产业创新高地

在氢蓝时代创始人、董事长金晓辉办公室中挂着一幅中国地图和一幅广东省地图，上面插着大大小小的旗帜。这是成立三年来氢蓝时代“攻城略地”的成果，也是我国氢能与燃料产业蓬勃发展的缩影。

“我和团队经常在这里一边查看地图，一边思考氢能产业链布局和示范场景应用的落地规划。”金晓辉说。

从 2018 年创立至今，氢蓝时代已发布多款氢燃料电池系统产品，逐步成长为行业龙头企业。公司聚焦氢能创新科技，取得了一系列重大突破。2021 年 1 月，氢蓝时代 132kW 氢燃料电池系统产品通过国家强检中心认证，该系统在全球范围内首次实现了单堆系统额定功率突破 130kW。

在国家“双碳”目标之下，氢能与燃料电池产业俨然已成为国家的战略选择。2019 年氢能源首次写入《政府工作报告》，开启氢能产业发展元年。国务院刚刚印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》11 处提到“氢”，要求统筹推进氢能“制储输用”全链条发展，加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用，推动可再生能源制氢等低碳前沿技术

攻关，推动加氢站建设以及促进船舶靠港使用岸电常态化。

《中国氢能产业发展报告 2020》预计，到 2050 年氢能占终端能源消费比例将达到 18%，氢燃料电池汽车保有量 3000 万辆，氢气需求量 6000 万吨，全球将迈入氢能社会。

为何选择氢燃料电池作为创业方向？这与金晓辉的早年经历密不可分。作为新能源汽车行业“老炮儿”，金晓辉职业生涯的前 18 年在上汽集团，辞职创业前担任上汽新能源商用车平台主要负责人。他深知新能源汽车产业迭代的“支点”在于动力电池等核心技术的蝶变。2017 年，他决心聚焦氢燃料电池产业，南下深圳创立了氢蓝时代公司。

日前，金晓辉接受了南方财经全媒体记者专访。在他看来，氢能与燃料电池产业是国际能源和新能源汽车迭代创新的终极选择，深圳以及广东要在全球氢能科技革命和产业变革中赢得主动权，把握住产业布局的最佳机遇期，建设具有全球影响力的氢能科技、产业创新和先行示范的创新高地。

氢能是新能源汽车迭代创新终极选择

南方财经：2018 年国内氢能产业处于起步阶段，你当时为何笃定选择氢能行业？你对于未来氢能产业发展有何预期？

金晓辉：人类能源的发展历史是脱碳加氢的过程。氢能的能量密度高，氢源广泛，与传统锂电池相比，氢燃料电池能量密度高、续驶里程长、充电时间短、低温性能好，而且氢能源全产业链更安全、绿色、清洁。另外，当产量达到一定规模时，氢燃料电池汽车成本将低于电动车。绿色氢能产业的发展与国家“碳达峰”战略契合，所以在未来氢能是国家能源战略、双碳战略以及新能源汽车迭代创新的终极选择。

氢能源无论在生产端还是消费端，都具备实现零碳排放的潜能。因此，未来 3-5 年，氢电将根据各自优势场景并行发展；从更长期来看，氢能将在全社会“多能互补、三网融合（电网、热网、燃气管网）”中成为主角，使用比例和应用场景会更加广泛。

南方财经：自创办之初，氢蓝时代就选择从氢燃料电池系统和零部件切入，主要原因是什么？在您看来，头部企业应该在打造产业协同创新生态上发挥什么作用？

金晓辉：燃料电池系统是氢车的“心脏”，有着很高的技术壁垒，也是关键的卡脖子技术。氢燃料电池系统企业是整合拉动上游产业链、下游整车企业和示范场景的主体，国家在相关产业政策中也明确了构建以燃料电池系统企业为龙头，带动基础材料和零部件共同发展。当前，政策鼓励氢燃料电池车在中远程、大负载的重型车辆上先行示范，氢蓝时代在大功率系统和关键零部件研发上，以及打造相应示范场景上，发挥了行业引领作用。

南方财经：技术创新是发展的根本动力。公司能够在短时间内取得技术和产品突破的秘诀是什么？企业在发展过程中遇到的最大困难是什么？如何克服的？

金晓辉：我们核心技术团队有 20 年的研发经验，从 2017 年技术团队从全球集结，不到 4 年，我们已经实现了从技术追赶到比肩全球的突破。这首先得益于我们对核心技术的持续聚焦和自主创新，目前我们有超过 60% 资金投入在研发领域，包括研发团队、产品开发、测试设备等。其次，我们在核心技术能力上敢于下真功夫，公司已具备底层软件开发能力，推出了氢蓝时代独有的系统计算及仿真平台，产品开发能力行业领先。

对于创业企业而言，每天都会碰到资源、资金、市场等各种问题，不是膝盖‘磕破’了，就是手臂‘摔伤’了，创业就是不断受伤、不断愈合的过程，只有锻炼出一身钢筋铁骨，才能使企业立于不败之地。氢蓝时代“技术攻关和市场开拓”的双轮平衡发展，具备挑战任何困难的信心和实力。

示范应用场景是氢能规模化关键

南方财经：氢能产业发展还存在哪些亟需补上的短板？你有哪些建议？

金晓辉：当前，伴随燃料电池技术提升和成本下降，以及核心零部件的国产化替代，氢能正加速产业化和市场化进程，另外，加氢站等基础设施建设的政策壁垒和成本瓶颈也在逐步打通。从锂电池发展经验来看，规模化是未来氢能发展的关键，因此，第一，要快速推进应用示范，通过示范场景来验证产品，进而拉动产业发展；其次，要进一步降低氢气价格，通过产业联动协同推动成本

下降；最后，要完善相关政策法规，为氢能产业建设提供政策便利。

南方财经：目前很多央企、上市公司及资本均在布局氢能产业，你怎么看？

金晓辉：当一个新兴产业已成为发展大势，很多企业和资本都会蜂拥而至，这是市场规律。资本将在技术研发、示范和规模化应用等领域对企业和产业赋能。日前，氢蓝时代也将在“国家级”资本和行业龙头企业的加持下，进入全新发展阶段。

资本追捧也会带来行业竞争加剧，我们预计未来几年会有大量企业倒下去，也会产生行业的领头羊企业，这也是产业发展和市场竞争的必然结果。在此过程，企业应通过提升核心竞争力避免被淘汰。具体来说，首先，要有核心技术和拳头产品，并具有不断推出新产品的续航研发能力，敢于投入，敢于挑战；其次，公司要有发展战略，打造市场综合能力，通过市场表现提升品牌影响力。

大湾区应在氢能产业发展中率先突破

南方财经：是什么原因让你选择南下深圳创业？作为深圳市氢能与燃料电池协会会长，你如何评价当前深圳氢能产业发展的现状？

金晓辉：广东省是中国经济最发达的区域，也是新能源汽车产业发展最好的省份。选择深圳，就是选择了竞争和创新，也培养了我们“两步并作一步走，一天当做两天用”的深圳精神。

目前，深圳的氢燃料电池产业链在全国已极具影响力，从制氢、储运氢、加氢、燃料电池关键零部件、核心材料、系统集成以及多元化的下游应用都非常全；其次，多家央企和地方国企在深圳氢能领域均有布局，比如中广核、深圳能源集团、燃气集团等；此外，深圳靠海的区位优势也让氢能示范应用场景得以丰富，包括城市交通、船舶、港口等领域。

今年6月出台的深圳“十四五”规划明确指出，将氢能与燃料电池产业列入“未来产业引领”计划，开展电解水制氢、固态储氢、电堆以及动力总成等关键技术攻关，积极构建氢能产业创新体系。我们相信有顶层设计与示范政策“铺路”，深圳在推进以氢能为代表的新能源汽车产业上很快会迎来新局面。

南方财经：今年9月份，财政部等五部门正式批复燃料电池汽车示范应用广东城市群为首批示范城市群，在你看来，中央发布示范应用城市群的主要目的何在？这对于深圳、粤港澳大湾区有哪些作用？

金晓辉：国家开展氢能示范，彰显了国家和地方联手发展氢能产业的决心。国家选择北上广三个城市群先行发展，主要基于这三个城市群良好的创新能力、现有的产业基础以及政府综合实力。广东省进入了第一批示范城市群，对广东乃至全国氢能产业发展非常有利。大湾区城市群在产业布局、加氢站建设等多方面先试先行，进入示范城市群后，深圳、广州、佛山及粤港澳大湾区将整合优势产业资源，加强全国范围内产业链协同联动，培育壮大龙头企业，构建氢能产业中国力量。

黄浩博 李一溪 21世纪经济报道 2021-11-15

日本寻求打造全球化氢能源供应链

在世界主要国家纷纷确立碳中和目标、致力于实现能源转型的背景下，日本正稳步推进氢能技术研发，尝试打造全球化氢能源供应链，探索构筑氢能社会，希望在氢能领域占得技术与市场先机。由于燃烧时不排放二氧化碳，氢被各国视为未来重要能源来源。日本2017年制定《氢能源基本战略》，确立了到2030年普及氢能源的行动计划等。目前，日本在氢能研发应用领域处于世界领先地位。

记者不久前在采访中看到，在神户机场岛的一角停靠着全球第一艘为装载运输液化氢气而诞生的实验船舶。产自澳大利亚的液化氢气在这里卸载、存储，并将用于神户的氢能源电热联产实验。

建设氢能社会，前提是氢气库存充足且可以低价采购。为了打造全球化氢能源供应链，在日本经济产业省旗下新能源及产业技术综合开发机构的援助下，川崎重工等七大行业巨头联合组建起专

项研究项目 HySTRA。该项目计划利用煤化程度最低的褐煤制造氢气，开发运输及储藏液化氢气的实用技术，力争在 2030 年左右实现氢能源商业化。

HySTRA 将澳大利亚的褐煤进行气化和氢气精炼，同时将制氢过程中产生的二氧化碳分离回收。在澳大利亚港口完成液化后，零下 253 摄氏度的液化氢气由专门打造的远洋运输船运回日本，在神户机场岛通过特制的装载臂系统完成超低温卸载，并转移至码头的专用贮藏罐中。现在，这些液化氢气正在用于以氢气为能源、向城市公共设施同时提供电力和热力的实证实验。

HySTRA 项目负责人、川崎重工执行董事西村元彦介绍说，今年 6 月该项目完成了液化氢制造-运输-卸载-存储的全产业链实证实验，取得初步成功。

2017 年年底，同样作为日本新能源及产业技术综合开发机构的援助项目，川崎重工和大型建筑公司大林组在神户建成日本首座氢能源电热联产系统示范工厂。

2018 年 4 月该项目完成实证实验，在全球首次实现以 100% 的氢燃料同时向市区指定公共设施供电供热。其后，为了进一步提高发电效率、改善环境指标，该项目进行技术完善和提升。眼下目标是通过与电力公司协作，向公共设施更加聚集的市区导入氢能源电热联产系统，探索构筑氢能城市。

西村元彦表示，实现液化氢气供应规模化需要今后从技术、运输及安全性三方面进一步开展技术研发及验证，力争在 2025 年完成商业化实证实验，并于 2030 年达成氢能源供应链商业化目标。

刘春燕 新华社 2021-11-15

核能

法国重启核电解能源之困

近日，法国总统马克龙宣布，法国将重启新的核电项目建设，以便将能源价格控制在合理范围内，同时将利用核电帮助法国完成减排目标。早在 2014 年，法国政府曾提出，在 2025 年将电力供给中核电的占比从 75% 降至 50% 左右，但在电价随天然气价上涨不断创下历史新高之际，核电再度成为法国稳定能源供应的“救命稻草”。

十余年来首度规划新核电

综合多家外媒报道，马克龙日前在电视讲话中宣布，法国将开始新的核反应堆建设，并将继续大力发展可再生能源，这是十余年来的首次。一方面，此举将确保法国能源独立，为法国全国提供充足电力供应；另一方面，也将有助于实现法国制定的其他目标，尤其是减排目标。

马克龙强调，全球经济正面临着原材料价格上涨、能源短缺以及通胀的挑战，在汽油、天然气和用电价格越来越贵之时，法国政府将紧急做出回应。核电是将能源成本控制在“合理区间”内、降低对进口能源依赖的重要工具。另外，他还表示，法国也将开始提倡节约能源，并加大本土零碳能源生产的投资。

一直以来，核电都是法国电力供应结构中的“主力”，但实际上，现在距离法国最后一次决定新建核电站已过去了 14 年。

2007 年，由法国电力公司投资建设的 Flamanville 核电站的第三个核反应堆正式开建，但随后工期一再拖延，建设预算也超过原计划数倍，时至现在该项目也仍未完工。

不仅如此，过去的 10 年里，欧洲对于核电安全的争议一再加剧，法国核电产业更是戴上了“紧箍咒”。在法国前总统奥朗德任期内，法国政府宣布了 2025 年削减核电占比的目标，提出将核能发电在电力生产中的占比从 75% 降低至 50%，设置了核能发电生产上限，并将这一目标写入了法国《能源转型绿色增长法案》。这也意味着，在老旧核电机组退役之前，法国不能新建任何核电设施。

但从实际情况来看，法国根本离不开核电。2019 年 5 月，法国政府宣布推迟核电限制目标，将

核电占比降至 50%的时间期限从 2025 年延后到 2035 年。今年 10 月公布的“法国 2030 年发展计划”中，核电则成为法国“再工业化”发展的重要一环，小型模块核反应堆和核电制氢都成为未来 10 年法国规划的重点领域。时至今日，法国核电终于迎来重启。

能源价格飙升是核电“复活”主因

法国的核电政策为何“转向”？在业内看来，今年飙升的电价是法国重启核电的主要“催化剂”。

受到全球天然气、煤炭等能源供应短缺影响，今年以来，欧洲能源价格一涨再涨。有数据显示，10 月初，法国合同交易电价最高已达到了 500 欧元/兆瓦时，创下历史新高。严重的能源危机“点燃”了欧洲民众的怒火，10 月，法国多个城镇以及乡村区域爆发了抗议活动。

为“安抚”民众日益增长的愤怒情绪，马克龙在 10 月底宣布，将为月收入低于 2000 欧元的中低收入人群一次性发放 100 欧元补助，以“缓解燃油价格高涨带来的压力”。11 月，法国电力公司又发布声明称，在 10 月至次年 4 月的冬季期间，即使消费者无法支付电费，该公司也不会对其断电，但同时也规定，从 2022 年 4 月起，将对欠付电费的居民全年用电量设置上限。

然而，上述措施是“治标不治本”，重启核电建设成为法国保障能源供给最新的“救命稻草”。

10 月末，法国电网运营商 RTE 发布一份报告称，对于法国来说，达成 2050 年净零排放目标成本最为低廉的办法就是大力发展核电，新建 14 座大型核反应堆以及一系列小型模块化核反应堆，同时加上可再生能源电力投入，将能满足法国的能源需求。目前，法国电力公司作为法国最大的电力供应商，宣布将在未来 10 年里新建 10 座核反应堆。

路透社报道称，虽然目前马克龙尚未公布新建核电计划的细节，但预计法国政府将在未来数周内公布 6 座核反应堆的建设计划。

核电争议持续不断

法国政府宣布重启核电后，各界的质疑也随之而来。首先是来自欧盟内部的“反核”声音。自 2011 年日本福岛核电事故后，多国对核电安全产生了质疑，德国作为欧盟最大的经济体，早早宣布将尽快淘汰核能，并一再呼吁欧盟各国放弃核电。据欧洲媒体 Euractiv 报道，在今天的联合国气候变化大会期间，德国联合卢森堡、丹麦、葡萄牙以及奥地利 5 个国家形成“反核”联盟，认为核电并不符合欧盟“不造成显著危害”的能源规定，因此不应被纳入欧盟“绿色经济”发展的框架之中。

路透社也报道称，在法国公布新建核电计划后，多个环保组织对此表示了批评。一家总部位于荷兰的环保组织认为，法国新建核反应堆的计划“与现实脱节”，法国始建于 2007 年的 Flamanville 核电项目至今尚未完工，说明核电行业实际上已陷入困境。

另外，法国国际广播电台 RFI 援引环保人士的话称，现在距离法国下一次总统大选仅有 5 个月，在这一关键时期，法国能源价格却出现了飙升，马克龙此时提出新建核电站，很可能只是为了下次大选作准备。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2021-11-22

山东海阳因“核”而暖

地处胶东半岛的烟台海阳市，于核能供暖领域再开先河。11 月 15 日，继 2019 年山东核电建成并投运覆盖核电厂周边 70 万平方米的全国首个核能供热商用工程后，二期 450 万平方米供热项目正式投产，海阳由此成为全国首座零碳供暖城市。

国家能源局副局长余兵当天在北京举行的投产仪式上表示，要将核能供暖作为构建北方地区清洁高效、多元供暖体系的一种全新选择。“核能供暖技术成熟，国内外都有实践，现在国内各核电企业均积极参与，除新投产的海阳项目外，秦山、红沿河核电站也正在改造中。”

海阳交出清洁供暖“成绩单”

清洁取暖事关蓝天白云、百姓冷暖，是重要的民生民心工程。今年的政府工作报告中指出，“北方地区清洁取暖率达到 70%”。供暖季再至，各地大力度推进清洁取暖建设，海阳交出的这份供暖“成

绩单”备受瞩目。

“山东核电依托海阳核电，供热示范工程二期投运后，核电机组热效率将由 36.69%提升至 39.94%。同时海阳居民住宅取暖费每建筑平方米较往年下调一元钱。”国家电投山东核电董事长吴放表示，“经测算，每个供暖季海阳可节约原煤 10 万吨，减排二氧化碳 18 万吨、烟尘 691 吨、氮氧化物 1123 吨、二氧化硫 1188 吨，相当于种植阔叶林 1000 公顷，同时减少环境排放热量 130 万吉焦，真正做到了‘居民用暖价格不增加、政府财政负担不增长、热力公司利益不受损、核电企业经营作贡献、生态环保效益大提升’。”

海阳供暖项目的另一亮点在于“全市覆盖”，那么山东核电如何做到让海阳老百姓接受核能供暖呢？

吴放表示，山东核电始终将公众沟通作为工作重点，近几年将核能供暖的原理作为公众科普重点，让公众充分了解供热原理，用的安心、放心、舒心。“核电站与供暖用户间有多道回路进行隔离，每个回路间只有热量传递，没有水的交换，保证不会有任何放射性进入用户暖气管道。热水也只在小区内封闭循环，与核电厂层层隔离，没有任何接触，十分安全。”

打造可复制的“海阳经验”

核能供暖主要有两种方式，低温核供暖和核热电联产。目前，低温核供暖已形成池式供热堆和壳式供热堆两种主流技术，核热电联产的综合能源利用率可达 80%。作为在国内首个实施核电机组商业供热的企业，山东核电总结了哪些“海阳经验”？

吴放表示，山东核电确立了高品质热能发电、中品质热能供热制水、低品质热能生态建设的核能梯级高效利用思路，力争生产清洁的电、零碳的暖、纯净的水以及绿色的氢。

就核能梯级高效利用的进展，吴放介绍，世界首个水热同传、水热同产同传科技示范工程也都已投运，为同步解决北方沿海地区清洁取暖及淡水紧缺问题提供了全新的“海阳核电”方案。“山东核电规划‘储热储水+风光一体化’，联合多个核电基地，采用长距离大温差输热技术，建设半岛清洁供能主干管网，实现烟青威地区清洁用暖、用水互通互补，打造清洁能源生态系统。”

海阳核能供热的实践在国内可复制吗？一位业内人士指出：“我国核电机组大多分布在秦岭淮河线以南的沿海地区，地处亚热带，冬季短且少严寒。如果将此区域核电站进行供热改造，可用于工业供热。相比之下，在东北地区沿海的核电机组具有更大的提升空间。同时，依托核电基地打造源网荷储一体化的综合能源项目不失为一种创新探索，将在其他核能综合利用方面创造广阔前景。”

核能供暖迎来“窗口期”

在国内核能供热领域实现破冰并非易事，吴放也认为，推进核能综合利用，需要解决大量技术难题，同时也面临商业模式创新的挑战。

中国核能行业协会核能智库常务委员田力告诉记者，此前不同的核能供暖技术路线带给用户诸多困惑，比如核能项目周期较长，投资方对经济性、安全性抱有担心等，加之当时燃煤锅炉是冬季集中供暖的基础热源的首选，核能供暖并未迎来突破性进展。

不过，在当前降碳背景下，核能供暖正迎来全新的窗口期。住房和城乡建设部今年 10 月发布的《2020 年城乡建设统计年鉴》显示，截至 2020 年底，全国集中供热面积达约 122.66 亿平方米，较 2019 年增长约 7.8 亿平方米，增长率约 6.8%。

“能源清洁化低碳化背景下，在民生供暖、北方制淡水、工业供蒸汽等方面，今后较长一段时间，大体量可负担且稳定、可靠的清洁低碳能源极其稀缺，核能是目前最可行的解决方案，为核能综合利用提供了前所未有的新机遇。”吴放说。

吴放进一步指出，我国全面掌握了三代先进压水堆技术和四代特征模块式高温气冷堆技术，具备批量化建设三代压水堆和模块式高温气冷堆能力。“先进快堆和熔盐堆技术取得突破，紧凑式压水堆型小堆研发取得积极进展，为核能综合利用提供了物质基础。构建以新能源为主体的新型电力系统的变革，为核能综合利用提供了丰富的应用新场景。”

本报记者 赵紫原 中国能源报 2021-11-22

高温气冷堆示范工程双堆临界

本报讯 11月11日1时12分，华能石岛湾高温气冷堆核电站示范工程2号反应堆实现空气气氛下首次临界，标志着示范工程两台反应堆均已进入带核功率运行状态。

目前，示范工程1号堆已完成氦气气氛下低功率阶段零功率物理试验，正进行后续装料，向首次并网发电目标推进。2号堆将沿用1号堆的试验路径，进行气氛转换、开展后续试验。

石岛湾高温气冷堆核电站示范工程装机容量20万千瓦，于2012年底在山东荣成开工建设，1号反应堆于今年9月12日9时35分首次达到临界状态。该工程是全球首座球床模块式高温气冷堆核电站，也是全球首次将高温气冷堆核电技术商业化的示范项目，具有第四代反应堆主要技术特征，固有安全性好（任何情况下不会出现堆芯熔毁）、系统简单、发电效率高，在核能发电、热电冷联产及高温工艺热应用等领域商业化应用前景广阔。

房崇强 王卓峰 中国能源报 2021-11-15

全球首座高温气冷堆核电站示范工程

如果地球上能源不足了，还有其他发电方案，来支撑人类的海量用电需求吗？

这个问题，科学家早已想过——清洁、高效的核能，便是解决方案之一。

但是，苏联切尔诺贝利核灾难、日本福岛核泄漏等核事故，让人难免谈“核”色变。

有没有更安全的核电站？

有！我国国家科技重大专项——高温气冷堆核电站示范工程。位于山东，石岛湾。

它最大的特征就是固有安全。这是1956年美国科学家泰勒提出的理念：要使公众接受核能，反应堆安全必须是“固有的”，也就是说在严重事故条件下，不用人为和机器干预，核电站的核心——反应堆堆芯不会熔毁，放射性物质不会大量外泄，进而不会发生严重的核事故。

这个构想在中国变成了现实。

2021年9月12日，高温气冷堆核电站示范工程1号反应堆成功实现首次临界。这就相当于发动机点火，是反应堆带核功率运行的起点。预计在2021年年底，它将首次并网发电。

等它开始发电，有多少家庭能用上呢？每年发电量14亿度，可以为200万居民提供生活用电。不仅如此，预计它每年还可减少二氧化碳排放量90万吨。为生态中国贡献“绿色力量”，它同样很给力！

这样“固若金汤”的核电站，其他国家有吗？答案是，全球仅此一座。

“中国是世界上首个实际建成这类核电站的国家。”它的总设计师——清华大学核能与新能源技术研究院院长张作义说，它在全球先进核能技术研发竞争中“杀出重围”。

高温气冷堆核电站示范工程还有一个最令中国人自豪的特点——关键核心技术完全属于中国。由清华大学与中核集团、华能集团建成的这座核电站，国产化率高达93.4%，形成的约5万张图纸、10万页文件、15000多件技术含量高、安全设计要求也高的核岛设备等，都具有完全自主知识产权。

今天，这个超级工程矗立在石岛湾。但谁能想到，60余年前，科研条件艰苦，生活设施落后，清华大学核研院原副总工程师薛大知回忆，当时建实验设施，科研人员不但要研究设计，还要自己施工，搞水泥灌浆，“有时几天几夜不能好好睡觉，脚泡在水泥浆里。工地临时固定支撑的模板上还有钉子，弄不好就会被扎到”。

经过60多年的发展，中国建成了全球第一座“固有安全”的核电站，并且形成完整的产业体系。

就在11月11日，这一世界首座高温气冷堆核电站示范工程再传喜讯：2号反应堆首次临界，这标志着示范工程顺利完成双堆临界。

如今，中国毫无疑问是全球高温气冷堆的领跑者，在未来很长一段时间，还将继续引领世界。

詹媛 光明日报 2021-11-15

人民日报：积极安全有序发展核电

【现象】核能作为一种清洁、高效、优质的能源，备受世界各国瞩目。“积极安全有序发展核电”成为我国优化能源结构、保障能源供给安全、实现“双碳”目标、应对气候变化的重要手段。当前，我国在建核电机组装机容量已居世界第一，“国和一号”和“华龙一号”三代核电技术取得新突破，核电事业实现了跨越式发展，也正在迎来前所未有的发展机遇。

【点评】

上世纪 50 年代，人类就开始探索核能的和平利用。我国核电事业起步于上世纪 70 年代，自投入商业化至今，我国核电技术已经历了三代演进，目前，第四代核电技术也步入了积极研发阶段。从 30 万千瓦到 60 万千瓦再到百万千瓦，几十年来，我国核电产业走过了从无到有、由弱到强、从学习引进消化吸收到自主研发的历程，实现了从跟跑到并跑、领跑的跨越。当前，我国已成为全球少数几个拥有比较完整核工业体系的国家之一，核电技术水平和综合实力跻身世界第一方阵，在服务经济社会发展方面发挥着重要作用。

“关键核心技术是要不来、买不来、讨不来的。”核电技术持续迭代升级，是我国坚持自主创新的结果。一代代核工业人在关键核心技术“卡脖子”的地方下功夫，啃下了一块又一块“硬骨头”，打造出技术上有保障、安全上有优势、经济上有竞争力的“国之重器”。“国和一号”和“华龙一号”就是具有完全自主知识产权的第三代核电技术，是我国核工业体系进一步完善、全产业链能力进一步加强、自主创新能力进一步提升的标志，不仅带动了上下游大量相关高技术产业发展，也成为我国装备制造“走出去”的亮丽名片。

“安全是发展的前提，发展是安全的保障。”核电是迄今为止最为复杂的能源系统，核安全是核电发展的生命线。实践中，我国始终坚持发展与安全并重，采用最先进的技术、最严格的标准，不断提升核电安全水平和应急能力。迄今为止，我国在运核电机组总体安全状况良好。随着配套设施的革新进步、安全性能的不断提升，核电的优势必将进一步凸显。

发展核电，不仅能产生巨大的经济效益，生态效益也十分突出。与传统火电相比，核电更强劲、更“绿色”。以“华龙一号”为例，其每台机组每年发电近 100 亿千瓦时，能够满足中等发达国家 100 万人口的年度生产和生活用电需求，同时相当于每年减少标准煤消耗 312 万吨、减少二氧化碳排放 816 万吨。正因此，积极安全有序发展核电成为我国构建清洁低碳安全高效能源体系的重要抓手之一。

当前，我国正由核电大国向核电强国迈进。立足新发展阶段，面向经济社会需要，加快自主创新步伐，一定能铸就更多“国之重器”，进一步擦亮“国家名片”，为保障能源安全、实现“双碳”目标作出更大贡献。

刘晓宇 人民日报 2021-11-22

“黑科技”温暖一座座城

今年冬天，“暖核一号”在山东省海阳市提前 6 天投运，供暖面积覆盖主城区、惠及 20 万居民。居民的取暖费每平方米较往年下调了 1 元钱，海阳也成为全国首个“零碳”供暖城市。

受能源价格上涨、寒潮等多重因素叠加影响，今年我国能源供应方面压力较大。对此，国家发展改革委明确表示，今冬明春民生用电和用气全额保障没有问题。

在今年能源保供攻坚战中，一些“黑科技”表现非常亮眼，成为这个采暖季里保障民生的关键力量。

“智慧矿山”

“真来劲！像操作一个大玩具一样，动动手指头，就把巷道给掘了。”矿井下的集控室里，中国中煤能源集团公司（以下简称“中煤集团”）下属大屯公司姚桥煤矿的综掘机司机武士新轻轻推动操作杆，150 米开外的综掘机立刻根据指令“指哪打哪”，自行开到迎头，找准角度，沿断面成型轨迹进行

截割。“与普通综掘工作面相比，智能化掘进快速、安全，提高了施工人员的安全系数和工作效率，降低了作业人员的劳动强度。”该矿生产技术科掘进主任工程师王念雷说。

这样的场景正在姚桥煤矿多个采区上演。该项远距离“可视化”遥控作业，能将综掘机实时工作画面传至井下和地面集控中心，依据综掘机司机预设的轨迹定位截割，做到高标准一次做成巷道。并且，当综掘机启动后工作人员误入截割区域时，会自动预警、停机操作，避免人员伤害，提高了综掘机的安全水平。

以前的井下是“信息孤岛”，而现在，在地面上就能采煤。无论是百米井下工作面，还是地面选运装煤流系统，姚桥煤矿处处是忙而有序的生产景象：智能采煤、记忆割煤、快速掘进；地面生产指挥中心，远程集中控制、一键启停、各系统联调联动……目前，姚桥煤矿采煤三队 7260 工作面采煤动作全部自动完成，与传统开采模式相比，智能开采将职工从危险性较高的采煤工作面转移到安全环境较好的顺槽监控中心和地面远控中心，使单班作业人数减少一半。

因地质条件的复杂性和起伏坡度的不同，让各地区的矿山智能化建设“因地制宜”。例如，在中煤集团西北能源公司纳林河二号矿井智能化工作面，“记忆割煤”完全不能适用，“要做就做纯粹的智能，如果割煤过程中还要人工干预，那最多只能算半智能、半自动。”为此，综采二队创造性地探索出“程序割煤”技术，即根据煤层走向在集控中心输入目标刀数据，对煤机在工作面的路径进行规划，保证了顶、底板平滑过渡，提高了工程质量。

随着智能化工作面的建成，特别是在“程序割煤”技术投用以来，工作面产量较之前提高 30%，人均功效提高 3 倍以上。井下泵站、皮带、转载机、运输机等设备均可以“一键启动”，综采二队生产班人数由之前的 14 人降低到 6 人，冲击风险区域不再用固定人员值守，最大程度实现“减人、减负、减流程”。中煤集团表示，至今年年底，将建成 6 处国家首批智能化示范煤矿，井下固定岗位全部实现无人值守和远程监控。至 2022 年年底，中煤集团所属矿井将全部实现智能化生产。

煤电灵活性提升“利器”——低压缸零出力技术

位于黑龙江省小兴安岭腹地的伊春市，冬季严寒漫长，极端天气时最低温度达零下 40℃。作为市中心城区唯一主力电源和热源，中国华能集团有限公司下属华能伊春热电有限公司承担着为当地 20 万人、1399 万平方米供热面积稳定供电、供热的艰巨任务。

然而，对于承担冬季供热任务的传统煤电机组而言，在深寒期想提升供热温度，往往是“心有余而力不足”。华能伊春热电总经理王文钢表示，“以热定电”的运行问题一直困扰着东北地区的煤电企业，即传统供热机组的供热量与发电量成正比，而冬季（低谷时段）的社会用电量限制了发电量，导致供热量上不去。特别是在新能源高比例接入的情况下，煤电兜底保供和应急备用的调峰作用受限。

华能西安热工研究院研发的低压缸零出力技术，就是解决火电运行灵活性问题，达到高效供热的“黑科技”。该技术可以突破低压缸最小进气流量限制，仅用每小时约 20 吨的冷却蒸汽，实现低压缸“近零”出力运行。“在必要时将低压缸的发电能力完全转为供热能力，实现低压缸零出力在线灵活切换，从而增大机组对外供热能力和深度调峰能力。”西安热工院节能公司总经理居文平说。

2019 年，华能伊春热电先后完成两台机组低压缸零出力的改造，解决了电、热产出高度关联的困扰，让更多能量进入供热系统以提升温度。“据实际测算，在 50% 发电负荷的同等条件下，两台机组低压缸零出力运行方式可增加供热能力 184.4 兆瓦，增加供热面积 348 万平方米，为伊春全市安全稳定供热提供了更为坚实的技术保障。”王文钢说。

“家里温度在 24℃ 左右，供暖非常好。”家住伊春市尚河富都小区的王成龙告诉中青报·中青网记者，以前每到夜里室内温度就会下降，“前年开始，情况改善很明显，现在即使是夜里，室内温度仍然非常均衡，很舒适。”

据华能伊春热电生产部主任孙明兴介绍，从 2019 年至今的供暖季，双机低压缸零出力运行方式为电网调节和供热保障起到关键作用，特别是夜间电网调峰时段，可降低发电负荷 68.16 兆瓦，减少电量富裕压力，保证电网安全运行，同时提升供热出力，保证对外供热量充足可调，居民室内采暖

舒适度明显提高。

截至今年10月，低压缸零出力技术已累计应用于国内130余台机组灵活供热改造，预计每年可提高清洁能源发电消纳能力39亿度，可节约120余万吨标准煤，减少二氧化碳排放260余万吨。

暖核一号

这个冬天，从山东再度传来好消息：国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）“暖核一号”——国家能源核能供热商用示范工程二期450万m²项目，在海阳市提前6天投运，供暖面积覆盖全城、惠及20万居民。同时，海阳居民住宅取暖费每平方米较往年下调了1块钱，是真正清洁、安全、稳定、高效的惠民工程。海阳也成为全国首个“零碳”供暖城市。

早在2018年海阳核电1号机组商运当年，国家电投子公司山东核电就提出了核能供热的构想，在国内率先开展大型压水堆热电联产研究与实践。2019年，70万m²供热项目作为我国首个核能供热商用工程投运，被国家能源局命名为“国家能源核能供热商用示范工程”。

海阳核电站1号机组已成为世界上最大的热电联产机组，取代了当地12台燃煤锅炉，每个供暖季可节约原煤10万吨、减排二氧化碳18万吨，相当于种植阔叶林1000公顷，并将原本要排放到环境中的130万吉焦的余热，用于供暖，有效改善区域大气环境和海洋生态环境。

“暖核一号”是如何供热的？国家电投山东核电有限公司董事长吴放表示，“暖核一号”是由国家电投自主开发的具有完全自主知识产权的核能零碳供热技术，大型核电站供热原理是从核电机组二回路抽取蒸汽作为热源（热源没有放射性），通过厂内换热首站、厂外供热企业换热站进行多级换热，再经市政供热管网将热量传递至最终用户。

关于核能供热是否有安全隐患的问题，吴放说：“多级换热过程中没有介质交换，因此不用担心会发生放射性物质泄漏等问题。”核能供暖和煤电厂供暖都是电厂余热的利用，供暖方、采暖方之间只有热量交换，不存在其他任何介质传输。“整个过程中，只发生了蒸汽加热水和水加热水两个步骤。”吴放说。

海阳核能供热迈出了我国核能综合利用的第一步。国家能源局副局长余兵强调，要将核能供暖作为构建北方地区清洁高效、多元供暖体系的一种全新选择。目前，在浙江省海盐县，以秦山核电站为依托的核能供暖节能工程示范项目正在推进建设，黑龙江、吉林、辽宁等地小型模块化供热堆、大型热电联产核电项目也在开展项目前期工作。业内分析人士认为，随着我国降碳和清洁取暖进程加快，核能供热正迎来全新发展的“窗口期”。

魏婉 中国青年报 2021-11-23

供暖需求快速增长 核能供暖小试“牛刀”

随着供暖需求快速增长，需要大力发展包括核能供暖在内的清洁能源供暖。核能将成为低碳能源供给的重要补充，是一个极有前景的领域。如何既确保安全，又在经济性上具有竞争力，是摆在核能开发面前的巨大挑战。

不知不觉中，核能供暖悄然走进我们的生活。11月9日，国家能源核能供热商用示范工程二期450万平方米项目在山东海阳投运，供暖面积覆盖海阳全城，惠及20万居民，海阳成为全国首个“零碳”供暖城市。同时，海阳居民住宅取暖费每建筑平方米较往年下调1元。

在给老百姓带来温暖实惠的同时，核能供暖是否有安全风险？在我国能否大范围推广？这些问题引人关注。

从安全性角度看，核能供暖是完全有保障的。谈起“核”，人们关心的首要问题便是安全。其实，核能供暖和煤电厂供暖原理相同，都是电厂余热利用。主要是从核电机组二回路抽取蒸汽作为热源，通过厂内换热首站、厂外供热企业换热站进行多级换热，最后经市政供热管网将热量传递至最终用户。核电站与供暖用户间有多道回路进行隔离，供暖方、采暖方之间只有热量交换，不存在其他任何介质传输。好比大家熟悉的“自热小火锅”，下面是加热层，上面是食物层，中间经过物理隔绝，下

面的加热材料仅仅发挥加热作用，不会与上面的食材接触，更不会跑到锅里去。

核能供暖并不新鲜。从国内外核能供暖的实践看，核能供暖安全性、可靠性已得到了证明。早在上世纪 70 年代，俄罗斯、保加利亚、瑞士、罗马尼亚等国就研发建造了不少核能供热系统，作为区域集中供热或工业供热热源，积累了丰富的运行经验。如果按照每单位电力造成的死亡人数计算，核能危险性远低于煤炭、石油、生物质能和天然气。

发展核能供暖很有必要。数据显示，我国冬季供暖面积以年均约 10% 的增速增长，截至 2019 年底，全国集中供热面积达 110 亿平方米。北方城镇供暖能耗为 1.91 亿吨标煤，约占建筑总能耗四分之一。北方供暖需求增长快，但热源在减少，需要大力发展包括核能供暖在内的清洁能源供暖。核电机组热效率高且无碳排放，专家测算，利用沿海核电余热，可满足沿海至腹地 200 公里至 300 公里范围内、近 70 亿平方米建筑冬季供热需求，约占我国北方城镇未来供热建筑总量的三分之一。

为达成“双碳”目标，未来我国需要建立近零排放能源体系，对余电制氢、清洁供暖、清洁工业供汽等技术提出了更多需求。考虑到新能源短期无法为能源系统提供充足可控容量，核能将成为低碳能源供给的重要补充。目前，我国核电的“单一供电”模式无法适应新的能源体系。“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要提出，开展山东海阳等核能综合利用示范，为我国核能产业发展开辟了新赛道。下一步，核能将扮演核能制氢、核能供汽、核能供暖、海水淡化等多种角色。此外，多联供的核能系统还可通过调节不同能源品种产量实现电力调峰。

核能是一个极有前景的领域，如果商用快速核反应堆和热核聚变实验堆计划得以实现，世界能源供给可能将不受限制。当前，人们对核能应用还缺乏足够的了解，这在某种程度上限制了核能的发展，延缓了先进核能成果商业化步伐。实践是最好的科普，相对于核电，核能综合利用拉近了核能与老百姓的距离，有利于切实打破“邻避效应”，助推核能产业加速发展。

如何既确保安全，又在经济性上具有竞争力，是摆在核能开发面前的巨大挑战。要解决这个矛盾，只能通过技术创新取得发展。各科研机构和企业要携手并进，在核燃料、核材料、核控制技术方面加强研发和技术成果转化，充分利用先进数字技术提高核能运行安全性、系统设备可靠性以及核能经济性。加强核电厂址保护、为产业发展预留空间的同时，也要随着安全技术进一步提升优化厂址选取条件，拓宽发展空间。

核能供热“小试牛刀”，家更暖了、天更蓝了、价更低了，获得人们广泛好评。在我国，核能不是要不要发展的问题，而是如何安全利用、物尽其用的问题，发展核能大有可为。

王轶辰 中国经济网-经济日报 2021-11-25

世界首座高温气冷堆核电站示范工程实现双堆临界

近日，国家科技重大专项——世界首座高温气冷堆核电站示范工程再传喜讯。继高温气冷堆入选国家“十三五”科技创新成果展、世界首座模块式球床高温气冷堆奠基者和领路人王大中院士荣获国家最高科学技术奖之后，11月11日，世界首座高温气冷堆核电站示范工程2号反应堆首次临界。

这是示范工程继今年完成双堆冷试、双堆热试、首次装料、1号反应堆于9月12日成功临界后取得的又一重大进展，标志着示范工程顺利完成双堆临界，为年内并网发电目标实现奠定坚实基础。

高温气冷堆核电站示范工程是我国核电自主创新重大标志性工程，装机容量为 20 万千瓦，于 2012 年底在山东荣成开工建设，是我国具有完全自主知识产权、世界首座具有第四代先进核能系统特征的球床模块式高温气冷堆。

高温气冷堆固有安全性好、发电效率高、环境适应性强、用途广泛，在核能发电、热电冷联产及高温工艺热等领域商业化应用前景广阔，是我国优化能源结构、保障能源供给安全、实现“双碳”目标的重要路径。

作为高温气冷堆核电站示范工程建设的重要参与方，中核集团从 EPC 总承包、燃料元件制造、工程建设等多方面发挥重要作用。尤其通过中核能源科技有限公司与清华大学不断深化校企合作，

走出了一条推动核能科技成果转化的成功之路。

中核能源于 2003 年成立，是中核集团与清华大学共同打造的高温气冷堆技术成果转化平台，在高温气冷堆核电站示范工程建设中承担工程实施主体及核岛 EPC 总承包商职责。近年来，中核能源充分发挥桥梁纽带作用，推动中核集团与清华大学校企合作战略围绕科技创新和制度创新“双轮驱动”走深走实。

下一步，中核集团将持续以中核能源为高温气冷堆科技成果转化平台，进一步与清华大学等各方携手共进、精诚合作，积极推进后续高温气冷堆产业化项目实施，为实现国家“双碳”目标贡献高温气冷堆智慧和力量。

孙浩 中国环境报 2021-11-22

能源政策

“十四五”全国清洁生产推行方案发布

本报讯 记者贾科华报道：11月9日，国家发改委、生态环境部等10部委联合对外印发《“十四五”全国清洁生产推行方案》（下称《方案》），提出到2025年，清洁生产推行制度体系基本建立，工业领域清洁生产全面推行，农业、服务业、建筑业、交通运输业等领域清洁生产进一步深化，清洁生产整体水平大幅提升，能源资源利用效率显著提高，重点行业主要污染物和二氧化碳排放强度明显降低，清洁生产产业不断壮大；到2025年，工业能效、水效较2020年大幅提升，新增高效节水灌溉面积6000万亩，化学需氧量、氨氮、氮氧化物、挥发性有机物（VOCs）排放总量比2020年分别下降8%、8%、10%、10%以上，全国废旧农膜回收率达85%，秸秆综合利用率稳定在86%以上，畜禽粪污综合利用率达到80%以上，城镇新建建筑全面达到绿色建筑标准。

《方案》指出，突出抓好工业清洁生产。其中，在加强高耗能高排放项目清洁生产评价方面，《方案》明确，将对标节能减排和碳达峰、碳中和目标，严格高耗能高排放项目准入，新建、改建、扩建项目应采取先进适用的工艺技术和装备，单位产品能耗、物耗和水耗等达到清洁生产先进水平；钢铁、水泥熟料、平板玻璃、炼油、焦化、电解铝等行业新建项目严格实施产能等量或减量置换；对不符合所在地区能耗强度和总量控制相关要求、不符合煤炭消费减量替代或污染物排放区域削减等要求的高耗能高排放项目予以停批、停建，坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。

《方案》还对“加快推行农业清洁生产”“积极推动其他领域清洁生产”“加强清洁生产科技创新和产业培育”“深化清洁生产推行模式创新”“组织保障”等作了具体部署。

中国能源报 2021-11-15

专项规划发布 上海加码建筑节能降碳

11月3日，上海市住房和城乡建设委员会关于印发《上海市绿色建筑“十四五”规划》（下称《规划》）的通知，文件指出，至2025年，上海市建筑领域碳排放量控制在4500万吨左右；“十四五”期间，将落实超低能耗建筑示范项目500万平方米以上；完成既有建筑节能改造面积2000万平方米以上。

承诺比全国提前五年实现碳达峰目标的上海，“十四五”时期，在全面实现绿色建筑方面开足了马力。

绿建规模领跑全国

记者了解到，目前，上海市在绿色建筑建设方面已领跑全国。表现尤为抢眼的是装配式建筑。根据《住房和城乡建设部标准定额司关于开展2020年度装配式建筑发展情况统计工作的通知》，

2020年，京津冀、长三角、珠三角等重点推进地区新开工装配式建筑占全国的比例平均为54.6%。

其中，上海市新开工装配式建筑占新建建筑的比例为91.7%，位列全国第一；北京市为40.2%，天津市、江苏省、浙江省、湖南省和海南省均超30%。

近年来，上海市绿色建筑标识项目数量也屡创新高。《规划》显示，截至2020年12月，上海市获得绿色建筑评价标识项目总数达到874项，建筑面积合计8051万平方米，二星级以上占比超过80%。

其中，全球最高绿色建筑——上海中心大厦和全国最大体量绿色建筑——国家会展中心均属绿色建筑三星级运行标识，为超高层和大体量会展类建筑的绿色实践提供了样板。

“当前，上海市通过绿色建筑施工图专项审查并达到绿色建筑设计要求的建筑规模已达到2.33亿平方米，处全国领先水平。在2020年全国绿色创新示范项目中，上海获奖项目约占全国六分之一。”上海市建筑科学研究院有限公司副总工程师范宏武说。

建筑节能降碳持续承压

范宏武同时坦言，尽管上海市绿色建筑发展迅猛，但要兑现建筑领域节能降碳目标，仍面临多重压力。

一方面，现阶段为上海市建筑快速增长期，建筑面积持续攀升前提下，未来一段时间内建筑能耗仍会进一步增加。

根据《2020年上海市国民经济和社会发展统计公报》，2020年，上海市全年实现建筑业总产值8277.04亿元，比上年增长5.9%；房屋建筑施工面积53798.60万平方米，增长5.7%；与此同时，《2021年3季度建筑业企业生产情况》显示，仅2021年1—9月，上海建筑业总产值就达到6333.04亿元，同比增幅超过两位数，达到14.8%。

“建筑面积的不断攀升、建筑业总产值的持续增长，促使建筑能耗基数不断加大，预计到2030年，上海市民用建筑面积将从此时的11亿平方米增长到15亿平方米。届时，上海市建筑领域节能降碳将进一步承压。”范宏武说。

另一方面，近几年，全球气候变化影响下，极端天气频发，建筑供冷、供热需求同步攀升，这无疑对上海市建筑节能技术推进产生一定阻力。

相关调查结果显示，当室外温度为4-9摄氏度时，建筑采暖系统开启率为90%以上，而当室外温度为13-18摄氏度时，开启率最低为3%；当室外温度为31-35摄氏度时，建筑制冷系统开启率为90%以上，而当室外温度为24-28摄氏度时，开启率最低为1%。

“与其他北方建筑节能方式不同，上海市建筑节能需冬夏并重，既要重视夏季用冷能耗，又要控制冬季供热能耗，所以建筑室外温度的不稳定，易导致建筑冷、热系统开启率有较大的差别，无疑为建筑节能技术创新施压。”中国建筑节能协会电能供热专委会主任张斌表示。

可再生能源应用升温

根据上述《规划》，截至2020年12月，上海市“十三五”期间新增可再生能源建筑应用面积约1713万平方米，涉及太阳能光伏发电建筑应用技术、太阳能热水建筑一体化技术和浅层地热能利用技术等。

“上海可再生能源建筑推广走在全国前列，可再生能源技术推广应用势必将成为未来上海建筑节能降碳的重要抓手。”范宏武说。

记者了解到，于2019年2月发布的《上海市建筑节能和绿色建筑示范项目专项扶持办法》已经明确了可再生能源与建筑一体化示范项目补贴标准。文件规定，符合该市可再生能源与建筑一体化示范的项目，采用太阳能光热的，每平方米受益面积补贴45元；采用浅层地热能的，每平方米受益面积补贴55元。

为推动可再生能源建筑规模化发展，《规划》进一步明确，“十四五”期间，要建立建筑可再生能源综合利用量核算管理体系；2022年起新建公共建筑、居住建筑和工业厂房全部使用一种或多种可再生能源，并建立配套的设计与验收管理体系；加快部署“光伏+”可再生能源建筑规模化应用，2022

年起，上海新建政府机关、学校、工业厂房等建筑屋顶安装光伏的面积比例应不低于 50%；并推动建筑可再生能源项目创新示范，提高建筑终端电气化水平，探索建设集光伏发电、储能、直流配电、柔性用电为一体的“光储直柔”建筑。

针对可再生能源建筑推广目前面临的可再生能源利用率低、产品能效差等问题，范宏武建议，在建筑设计方案阶段，就应充分考虑可再生能源的利用形式，结合建筑所在区域环境，勘察可利用的可再生能源，以及确定合理利用形式；与此同时，要增强可再生能源利用的耦合作用，同一建筑可应用多种可再生能源，以达到互补目的，弥补可再生能源不稳定短板，提高可再生能源在建筑中的利用率。

本报记者 张金梦 中国能源报 2021-11-22

南网“十四五”电网发展规划出炉

近日，记者从南方电网公司获悉，该公司印发《南方电网“十四五”电网发展规划》（以下简称《规划》）提出，“十四五”期间，南方电网公司电网建设将规划投资约 6700 亿元，以加快数字电网建设和现代化电网进程，推动以新能源为主体的新型电力系统构建，助力广东、广西、云南、贵州、海南等南方五省区和港澳地区碳达峰、碳中和，促进南方五省区和港澳地区经济社会高质量发展。

■3200 亿元投向配电网

“配电网是能源生产、转换、消费的关键环节，更是可再生能源消纳的支撑平台、多元海量信息数据平台、多方市场主体的交易平台。在以碳达峰、碳中和国家战略性目标为牵引的能源革命大背景下，配电网正逐渐成为电力系统的核心。”南方电网公司规划部相关人员介绍。

据预测，到 2025 年，南方五省区全社会最大负荷将达到 29500 万千瓦，较 2020 年增加 7960 万千瓦。根据“十四五”负荷增长情况，《规划》提出，“十四五”及中长期网架规划为：着力深化西电东送、拓展北电南送、接续藏东南、融合粤港澳、联通东南亚，实现更大范围资源优化配置大平台。推动柔性互联主网架技术路线，新建直流受端以柔性直流为主，存量直流逐步实施柔性直流改造，逐步构建“合理分区、柔性互联、安全可控、开放互济”的主网架形态。

“十四五”期间，南方电网配电网建设规划投资将达到 3200 亿元。在配电网建设方面，将持续加强城镇配电网建设，使高可靠性示范区和高品质供电引领区客户年平均停电时间都不超过 5 分钟，达到国际领先水平，配电自愈达到 100%，达到高电能质量保障、高品质客户服务体验双领先的国际顶尖水平。

同时，巩固提升农村电网，服务国家新型城镇化战略和乡村振兴战略。推进新型城镇化配电网示范区、现代化农村电网示范县等建设。加强配网智能化建设，以区县为单位开展规模化改造升级。

■2025 年全面建成数字电网

“十四五”期间，南方电网公司将进一步加快电网数字化转型步伐，加强智能输电、配电、用电建设，推动多能互补智慧能源建设，以电网的数字化、智能化建设，促服务智慧化，全面提升用户获得感。

在智能输电建设方面，加快提升输电智能化水平，推进输电线路智能巡视和智能变电站建设。到 2025 年，35 千伏及以上线路实现无人机智能巡检全覆盖。

在智能配电建设方面，全面推进以故障自愈为方向的配电自动化建设，有效实现配网状态监测、故障快速定位、故障自动隔离和网络重构自愈。

在智能用电方面，加快推动“新电气化”进程，促进电能占终端能源消费比重和能源利用效率持续提升。积极推进电力需求响应，促进电动汽车充电基础设施发展及车网互动，推动智能家居与智能小区建设。

同时，推动多能互补的智慧能源发展。推进综合能源服务业务，积极拓展节能服务和分布式能源业务，推动基础设施智慧融合发展，促进变电站、充换电站、储能站、数据中心、5G 基站、北斗

基站等“多站合一”融合建设。

数字电网依托强大的“电力+算力”，使电网具备超强感知能力、智慧决策能力和快速执行能力，数字电网也成为承载新型电力系统的最佳形态。《规划》提出，到 2025 年，全面建成数字电网，充分发挥能源电力大数据“生产要素”和“算力+算法”叠加倍增效应，赋能新型电力系统建设。

■构建适应新能源消纳的电力系统

据预测，“十四五”期间，南方五省区将新增风电、光伏规模 1.15 亿千瓦，抽水蓄能 600 万千瓦，推动新能源配套储能 2000 万千瓦。预计到 2025 年，南方五省区电源装机总规模达到 6.1 亿千瓦，非化石能源装机和发电量占比分别提升至 60%、57%。

根据《规划》，“十四五”期间，南方电网公司将按照集中开发与分散开发并举、就近消纳为主的原则，大力支持新能源发展，推动加快构建以新能源为主体的电源结构。推动西南水电深度开发、沿海核电安全发展、气电合理发展、煤电清洁高效发展。按需建设抽水蓄能，推动电化学储能加快发展，着力提升系统灵活性。

为加快推进以新能源为主体的新型电力系统建设，《规划》提出将全面推进省级新型电力系统建设。“十四五”期间，将在全面推进各省区新型电力系统建设基础上，因地制宜打造 9 个地市级新型电力系统示范区、9 个县区级新型电力系统示范区以及 7 个园区及镇村级新型电力系统示范区。

本报记者 李文华 中国能源报 2021-11-15

国家发展改革委等部门关于发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》的通知

国家发展改革委等部门关于发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》的通知

发改产业〔2021〕1609 号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门、生态环境厅（局）、市场监管局（厅、委）、能源局：

实现碳达峰、碳中和，是党中央、国务院作出的重大战略决策，是推动实现高质量发展的内在要求。高耗能行业是国民经济的重要组成部分，其高耗能属性主要由产品性质和工艺特点决定，合理有序的项目建设实施，对健全产业体系、稳定市场供给、促进经济增长具有重要支撑作用。为落实《关于强化能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》，指导各地科学有序做好高耗能行业节能降碳技术改造，有效遏制“两高”项目盲目发展，经商有关方面，现发布《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》，并就有关事项通知如下。

一、突出标准引领作用

对标国内外生产企业先进能效水平，确定高耗能行业能效标杆水平。参考国家现行单位产品能耗限额标准确定的准入值和限定值，根据行业实际情况、发展预期、生产装置整体能效水平等，统筹考虑如期实现碳达峰目标、保持生产供给平稳、便于企业操作实施等因素，科学划定各行业能效基准水平。重点领域范围和标杆水平、基准水平视行业发展和能耗限额标准制修订情况进行补充完善和动态调整。

二、分类推动项目提效达标

对拟建、在建项目，应对照能效标杆水平建设实施，推动能效水平应提尽提，力争全面达到标杆水平。对能效低于本行业基准水平的存量项目，合理设置政策实施过渡期，引导企业有序开展节能降碳技术改造，提高生产运行能效，坚决依法依规淘汰落后产能、落后工艺、落后产品。加强绿色低碳工艺技术方案推广应用，促进形成强大国内市场。

三、限期分批改造升级和淘汰

依据能效标杆水平和基准水平，限期分批实施改造升级和淘汰。对需开展技术改造的项目，各

地要明确改造升级和淘汰时限（一般不超过 3 年）以及年度改造淘汰计划，在规定时限内将能效改造升级到基准水平以上，力争达到能效标杆水平；对于不能按期改造完毕的项目进行淘汰。坚决遏制高耗能项目不合理用能，对于能效低于本行业基准水平且未能按期改造升级的项目，限制用能。

四、完善相关配套支持政策

整合利用已有政策工具，通过阶梯电价、国家工业专项节能监察、环保监督执法等手段，加大节能降碳市场调节和督促落实力度。推动金融机构在风险可控、商业可持续的前提下，向节能减排效应显著的重点项目提供高质量金融服务，落实节能专用装备、技术改造、资源综合利用等税收优惠政策，加快企业改造升级步伐，提升行业整体能效水平。

上述规定自 2022 年 1 月 1 日起执行。各地方要深刻认识、高度重视严格能效约束推动高耗能行业节能降碳工作的重要性，充分立足本地发展实际，坚持系统观念，尊重市场规律，细化工作要求，强化责任落实，稳妥有序推动节能降碳技术改造，切实避免“一刀切”管理和“运动式”减碳，确保产业链供应链稳定和社会经济平稳运行。

附件：高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）.pdf

国家发展改革委
工业和信息化部
生态环境部
市场监管总局
国家能源局

2021 年 11 月 15 日

国家发展改革委 2021-11-16

工信部就锂电池行业规范征求意见：鼓励企业在产品前端设计增加资源回收和综合利用

为进一步加强锂离子电池行业管理，推动行业转型升级和技术进步，工信部电子信息司组织修订了《锂离子电池行业规范条件（2021 年本）》（征求意见稿）。

同时，鼓励企业在产品前端设计增加资源回收和综合利用，健全锂离子电池生产、销售、使用、回收、综合利用等全生命周期资源综合管理。

11 月 18 日，《每日经济新闻》记者从工信部获悉，为进一步加强锂离子电池行业管理，推动行业转型升级和技术进步，工信部电子信息司组织修订了《锂离子电池行业规范条件（2021 年本）》（征求意见稿）（以下简称“《规范条件》”）和《锂离子电池行业规范公告管理办法（2021 年本）》（征求意见稿），同时向社会公开征求意见，意见反馈截止日期为 2021 年 11 月 28 日。

记者注意到，《规范条件》提出，企业应具有锂离子电池行业相关产品的独立生产、销售和服务能力；研发经费不低于当年企业主营业务收入的 3%，鼓励企业取得省级以上独立研发机构、技术中心或高新技术企业资质；主要产品具有技术发明专利；申报时上一年实际产量不低于当年实际产能的 50%。

同时，企业应采用技术先进、节能环保、安全稳定、智能化程度高的生产工艺和设备，并达到相关要求。

引导企业减少单纯扩大产能的制造项目

《规范条件》明确，文件是鼓励和引导行业技术进步和规范发展的引导性文件，不具有行政审批的前置性和强制性。

在产业布局和项目设立方面，《规范条件》指出，锂离子电池企业及项目应符合国家资源开发利用、生态环境保护、节能管理、安全生产等法律法规要求，符合国家产业政策和相关产业规划及布局要求，符合当地国土空间规划和生态环境保护专项规划等要求，满足“三线一单”生态环境分区管控要求。

《规范条件》明确，在规划确定的永久基本农田、生态保护红线，以及国家法律法规、规章规定禁止建设工业企业的区域不得建设锂离子电池及配套项目。上述区域内的现有企业应按照法律法规要求拆除关闭，或严格控制规模、逐步迁出。

同时，要引导企业减少单纯扩大产能的制造项目，加强技术创新、提高产品质量、降低生产成本。

另外，在工艺技术和质量管理、产品性能等方面，《规范条件》提出了多项具体量化指标，包括电极涂覆厚度和长度的测量精度、电池和电池组的能量密度等。

一位业内专家对《每日经济新闻》记者表示，《规范条件》的修订非常细致，对电极涂覆厚度和长度的测量精度、隔膜的拉伸强度等都进行了规定，这是希望企业在生产过程中节约材料，尽量减少边角余料，提高锂钴镍等资源利用率，以及负极、电池隔膜等材料的综合利用水平。

鼓励企业在产品前端设计增加资源回收和综合利用

在资源综合利用及环境保护方面，《规范条件》提出，企业及项目应符合国家出台的土地使用标准，严格保护耕地，节约集约用地。

并且，企业应制定产品单耗指标和能耗台账，不得使用国家明令淘汰的、严重污染环境的落后用能设备和生产工艺。鼓励企业调整用能结构，使用光伏等清洁能源，开展节能技术应用研究，制定节能规章制度，开发节能共性和关键技术，促进节能技术创新与成果转化。

同时，鼓励企业在产品前端设计增加资源回收和综合利用，健全锂离子电池生产、销售、使用、回收、综合利用等全生命周期资源综合管理。

前述业内人士表示，这一方面是因为锂离子电池的原材料供应紧张，价格一度水涨船高，更重要的是响应“双碳”目标，进而减少能源消耗，提高资源利用效率，使资源能够得到最大程度的利用。

以锂离子电池应用规模较广的新能源汽车为例，今年以来，工信部多次表示提高动力电池综合利用水平。

今年8月，工信部等五部门发布《新能源汽车动力蓄电池梯次利用管理办法》，鼓励梯次利用企业与新能源汽车生产、动力蓄电池生产及报废机动车回收拆解等企业协议合作，加强信息共享，利用已有回收渠道，高效回收废旧动力蓄电池用于梯次利用。鼓励动力蓄电池生产企业参与废旧动力蓄电池回收及梯次利用。

前不久，工信部新闻发言人、运行监测协调局局长罗俊杰在国新办新闻发布会上也表示，下一步，工信部将从法规、政策、技术、标准、产业等方面，加快推动新能源汽车动力电池回收利用。

张蕊 每日经济新闻 2021-11-23

力争率先碳达峰 产融合作推动工业绿色低碳转型

工业是产生碳排放的主要领域之一，需要加快绿色低碳转型和高质量发展，力争率先实现碳达峰。近日，工信部与人民银行、银保监会、证监会联合发布了《关于加强产融合作推动工业绿色发展的指导意见》（以下简称《指导意见》），提出建立商业可持续的产融合作推动工业绿色发展路径，推动建设工业绿色低碳转型与工业赋能绿色发展相互促进、深度融合的产业体系，力争到2025年金融重点支持的工业企业成为碳减排标杆。

这是我国“十四五”期间第一项金融支持工业发展的政策举措，对落实各项规划任务、推进各项行动方案具有重要的支撑保障作用。

围绕绿色创新链、产业链、供应链、消费链以及国际合作5个方面，《指导意见》明确了核心技术创新应用、重点行业绿色化改造、绿色低碳园区建设、产业结构和布局优化、绿色消费场景升级等8个重点方向，推动工业实现全要素、全产业链、全价值链的绿色化转型升级。

双碳目标急需科技支撑引领。在技术研发创新与应用方面，《指导意见》强调加快绿色核心技术攻关，包括清洁生产、资源综合利用等共性技术研发和减碳、零碳和负碳技术综合性示范；支持关

键技术产业化，包括新能源、新材料、新能源汽车、绿色船舶、碳捕集利用与封存等；加快电子信息技术与清洁能源产业融合创新，包括新型储能电池、智能光伏产业等；支持绿色低碳装备装置、仪器仪表和控制系统研发创新。

《指导意见》还具体谈及推进绿色数据中心和能源、水资源管控中心建设；大力发展基于“互联网+”“智能+”的回收利用与共享服务新模式；推动高清视频、新型显示等技术突破等；制定重点行业碳达峰目标任务及路线图，支持智能光伏、新能源汽车等产业发挥示范引领作用等一系列措施。

产融合作推动工业绿色发展是完善金融支持创新体系建设的重要组成部分，为了构建完善工业绿色发展领域的产融合作基础，《指导意见》提出一系列硬招实招。如在合作基础方面，要建立健全碳核算和绿色金融标准体系。构建工业企业碳核算方法、算法和数据库体系，率先对绿色化改造重点行业、绿色工业园区、先进制造业集群等进行碳核算。

《指导意见》还强调发挥金融科技支撑作用。加快金融科技应用，对工业企业、项目进行绿色数字画像和自动化评估，提升个性化服务能力。根据产业链数字图谱和重点行业碳达峰路线图，创新发展供应链金融，以绿色低碳效益明显的产业链领航企业、制造业单项冠军企业和专精特新“小巨人”企业为核心，加强对上下游小微企业的金融服务。探索新技术在金融领域的新场景、新应用，开展碳核算、碳足迹认证业务等。

崔爽 科技日报 2021-11-16