

能量转换科技信息

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

第 22 期 2020 年 11 月

目 录

总论	1
亚洲能源互联网建设方案正式“出炉”	1
国际能源署：未来 30 年全球可再生能源年均新增装机规模达到 700GW	2
国际能源署：全球能源系统 50 年内将全面实现净零排放	3
积极推动亚洲能源互联网建设	4
热能、动力工程	4
“十四五”碳市场将进入平稳运行期	4
“合理利用小时”新政将如何影响垃圾发电行业？	6
中英合作启动 2050 苏州净零排放路径研究	7
全球能源系统 50 年内将全面实现净零排放	7
北京深度脱碳路在何方？	8
区块链+可再生能源“走红”欧洲电力市场	9
我国学者在钠离子电池层状氧化物研究方面取得重要进展	11
可再生能源供暖市场寒意浓	12
日本宣布 2050 年实现碳中和目标	14
日本誓言 30 年内实现净零排放	14
构建透明电网，助力能源革命	15
欧盟抛出首个甲烷减排战略	18
电力系统直面新能源高比例并网挑战	19
碳排放权交易试点累计成交额超 90 亿元	20
美国研发碳纳米管助推锂电池 可提高电导率和倍率能力	21
海南儋州生活垃圾焚烧发电项目投运 年发电量超亿度	22
聚焦碳中和：如何发挥可再生能源消纳保障机制	22
能源结构低碳转型再提速	24
超 90 亿元，我国碳市场成交量全球第二	27
钢铁行业低碳转型任重道远	28
韩国宣布 2050 年实现碳中和	29
地热能	29
上海市发布《浅层地热能开发利用监测技术标准》	29
生物质能、环保工程	30
乙醇汽油必须摆脱粮食依赖	30
安徽加大政策扶持力度 促进农业废弃物资源化利用	31
太阳能	31
2021 年 182 组件产能达 54GW，业内打造光伏度电成本最优解	31



182、210 光伏技术路线之争：不管“白猫、黑猫”，抓住更多收益就是“好猫”	33
“水光互补”有四大问题值得关注	36
以色列能源转型光伏打“先锋”	37
平价时代最后一公里，210 组件全场景应用价值分析	38
光伏迈入平价前“最后一公里”	42
光伏产业将迈入“精耕细作”阶段	43
太阳能电池如何柔为美	44
晶硅异质结太阳能电池或将成为下一代主流光伏电池	45
研究机构：光伏容配比放开将对行业产生深远影响	46
风能	47
分散式风电市场有点凉	47
“十四五”规划下 风电发展将呈现这些趋势！	48
今年全球风电新增装机或达到 71.3 吉瓦	50
双叶轮漂浮式风电模型机测试成功！	51
广西入局海上风电，来晚了吗？	51
海上风电配储经济性待考	52
英国石油公司利用海上风电生产绿色氢气	54
氢能、燃料电池	54
大力水手成真？菠菜可用作燃料电池材料	54
推动加氢站降本须打破核心技术装备瓶颈	55
氢能转子发动机趟出内燃机减排“新路子”	56
氢价为何居高不下	57
白城：“氢”尽所能，向“北方氢谷”进军	59
核能	60
第五代核能系统：路虽远，行则将至	60
英国聚变反应堆从“甜甜圈”升级为“苹果”	62
我国环形核燃料组件研发获重大进展	62
能源政策	62
助推绿色低碳转型 气候投融资顶层设计出台	62
四川省分布式光伏备案程序及补贴政策	64

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

亚洲能源互联网建设方案正式“出炉”

“亚太地区处于对抗气候变化危机的第一线，为了实现可持续发展与《巴黎协定》目标，各成员国必须要提高可再生能源占比，并确保获得普遍可靠的电力，打造包容、韧性、低碳的能源系统。”

11月2日，2020全球能源互联网（亚洲）大会在京召开。本届大会由全球能源互联网发展合作组织（以下简称“合作组织”）发起召开，旨在深化全球及亚洲能源电力合作，加快能源变革转型，推动全球能源互联网中国倡议落地实施。

“中国倡议”推动实现跨洲能源互济

大会提出，亚洲能源互联网是全球能源互联网的重要组成部分，是推动亚洲能源转型的必由之路。记者在会上获悉，目前全球能源互联网已纳入落实联合国“2030年议程”、促进《巴黎协定》实施、推动全球环境治理和“一带一路”建设等工作框架，涵盖全球、各大洲及重点地区的能源互联网顶层设计已经完成，“中国倡议”将走向全球行动。

“亚太地区处于对抗气候变化的第一线，为了实现可持续发展与《巴黎协定》目标，各成员国必须提高可再生能源占比，并确保获得普遍可靠的电力，打造包容、韧性、低碳的能源系统。”联合国亚太经社委执行秘书阿里沙赫巴纳表示。

合作组织主席刘振亚指出，全球能源互联网将统筹利用资源差、时区差、季节差、电价差，促进全球清洁能源集约化开发和大范围高效配置；集清洁发电、电能替代、能效提升等减排手段于一体，实现减排方式与成本最优化，以更快速度、更低成本、更优路径促进实现《巴黎协定》目标；有力促进新能源、新材料、高端装备等新兴产业发展，加快特高压、清洁发电、储能、电动汽车、人工智能等前沿技术突破，为世界经济增长注入新动力。

“合作组织对全球200多个待开发的大型水能、风能、太阳能基地的发电经济性进行了测算，到2035年其平均度电成本分别为4美分、2.5美分、1.8美分，经济效益显著。”刘振亚说。

如何规划发展好亚洲能源互联网？合作组织提出，加快开发西亚、中亚、蒙古、俄罗斯、中国西部北部等地区资源条件好、经济效益优的清洁能源基地，向南亚、东南亚、中国东部、韩国、日本等用能中心送电，形成洲内“西电东送、北电南供、多能互补、区域互联”的能源发展格局。在此基础上建设亚洲与欧洲、非洲、大洋洲电力互联通道，实现跨洲能源互济。

电气化时代已经到来

“电气化时代已经到来，全球能源互联网将迎来巨大发展机会，对亚洲乃至全球落实碳中和、拉动经济增长至关重要。”合作组织副主席布达尔金说。

与此同时，在大会主题演讲环节上嘉宾围绕加快能源清洁转型、应对气候变化、促进人类可持续发展分享了相关研究与观点。

合作组织副主席、中国华能集团有限公司董事长舒印彪表示，按照碳达峰和碳中和目标，需要在生产侧大规模开发、利用清洁能源，在消费侧实现电能对化石能源的深度替代，构建以清洁能源为主体的高度电气化社会。

联合国气候变化框架公约秘书处副秘书长萨尔玛德表示，联合国倡导各国政府在经济恢复决策中，将财政资金由灰色经济转向绿色经济，实现绿色就业和可持续增长。

中国长江三峡集团有限公司副总经理范夏夏表示，亚洲是全球负荷增长最快的地区，拥有丰富的可再生能源资源，未来有潜力形成以洲内大型可再生能源基地为电源基地、连接各大负荷中心的亚洲互联网。

国家电网有限公司总会计师罗乾宜表示，构建全球能源互联网，是关系全人类可持续发展的重

要事业，国家电网将重点推进电网向能源互联网升级，推进能源生产和消费革命，加强关键技术研发，提升国际化发展水平，努力推动能源绿色、低碳转型。

亚洲清洁能源发展推动全球绿色转型

在全体大会上，合作组织发布亚洲及各区域能源互联网研究与展望系列报告、全球及各大洲清洁能源开发与投资研究系列报告和三网融合研究成果。

亚洲及各区域能源互联网研究与展望系列报告分析研判了2035年和2050年亚洲及东亚、南亚、中亚、西亚、东南亚、东北亚能源电力发展趋势，提供了清洁能源基地开发及电网互联方案。报告预计，通过构建亚洲能源互联网，2035年前清洁能源发电将成为亚洲主导电源，亚洲人均用电成本将下降40%以上，累计创造1.8亿个就业岗位。

全球及各大洲清洁能源开发与投资研究系列报告对全球及六大洲水、风、光清洁能源资源条件和开发重点进行了全面研究，回答了“清洁能源在哪里、有多少、经济性怎么样、给谁用、投资条件如何”等关键问题。提出了经济性好的35个水电、94个风电、90个光伏基地选址结果，总装机规模超过20亿千瓦，同时给出了送电方向和输电方案。

三网融合报告则提出了能源、交通、信息三网融合发展的创新理论，即能源网、交通网、信息网由条块分割的各自发展转变为集成共享的协同发展，在形态和功能上深度耦合，形成广泛互联、智能高效、清洁低碳和开放共享的新型综合基础设施体系，实现能源流、人流/物流、信息流高效协同、价值倍增。

报告提出，三网融合是更具资源配置力、产业带动力、价值创造力的发展模式，是基础设施发展的高级形态，可通过能源、设施、数据、业务、产业5类融合模式，实现网网协同、提升经济发展效率。报告勾勒了十余类三网融合应用场景，包括集交通、电力、通信等管道于一体的综合管廊，集变电站、充电站、大数据中心等功能于一体的多站融合，以及车联网、光伏公路、智慧物流、智能照明、智慧路灯、共享铁塔等。

本报记者 路郑 中国能源报 2020-11-09

国际能源署：未来30年全球可再生能源年均新增装机规模达到700GW

10月28日，国际能源署发布《2020能源技术展望报告》。该报告经过对800余个减排技术的深度分析，并基于设施转型以及消费者行为转变两方面，形成了全球实现净零排放的路线图。

在“可持续发展情景”下，预计全球能源系统将在2070年全面实现净零排放；而在低碳发电技术部署加速的情况下，全球将驶入“更快创新情景”，将在2050年全面实现净零排放。

报告指出，全球约1/3的温室气体排放来自能源行业，因此，能源行业面临的减排任务艰巨，也是各国一直以来最为重视的减排领域。为了不断推进能源转型和结构调整，发展可再生能源应该成为全球的优先选择。

根据IEA测算，在“更快创新情景”中，到2050年，全球电力消费量将是目前的2.5倍，相当于每三年增加目前美国全年的发电量。如果要满足未来新增的电力需求，30年内，全球可再生能源平均年度新增装机规模需要达到700GW，是2019年新增装机容量的4倍。

IEA能源技术政策部主任Timur Guel也肯定了可再生能源对全球减排的作用与贡献。他说：“近年来，可再生能源产业发展飞速，不管是光伏还是风电，随着发电成本不断下降，行业发展成熟度越来越高，市场规模也不断扩大。”

但Timur Guel同时强调，电力系统的转型仅能助力全球完成30%的净零排放目标。“工业、建筑和交通领域也是产生二氧化碳的‘大户’，其排放占当今能源系统二氧化碳排放总量的一半以上。如果不采取措施，它们将成为未来碳排放的主要‘罪魁祸首’。”

为了尽快实现净零碳排放目标，全球各国需要重点关注电力和工业领域的现存的设备资产和基础设施。这些设备能否更清洁、低碳地运行将直接影响减排目标的实现。数据显示，目前，钢铁、化

工、水泥产业的二氧化碳排放量分别占全球总排放量的 7%、4%和 7%。

“这是此前一直被忽略的部分。基于目前可行的发展路线，我们可以通过整修升级、提前退役或者广泛应用碳捕捉、利用和封存技术来降低该部分对气候的影响。”Timur Guel 说，“目前来看，整修升级可能是最经济的做法。未来 20—30 年，大部分国家会有基础设备的检修需求，如果可以在恰当的时间将新型减排技术运用在存量设备上，则会减少全球约 40%的二氧化碳排放量。”

报告同时指出，不管是针对电力、重工业，还是交通、建筑领域，减排目标的实现最终还是要依靠技术的创新与进步。而目前在减排技术中，有一半数量的技术仍处于实验室阶段，还没有实现商业化。为此，需要各国政府制定、出台有效的政策来促进新技术在市场早期阶段的应用，增加研究、开发和试点的资金投入，鼓励市场参加减排技术的创新工作，不断推动清洁能源产业的发展。

报告预计，在全球实现净零排放，成功构建安全、可持续的能源系统后，世界能源体系将发生巨大变化，从以煤炭、石油和天然气三种为主转变为电力、氢能、合成燃料和生物能源为主。

国际能源研究中心 2020-11-02

国际能源署：全球能源系统 50 年内将全面实现净零排放

10 月 28 日，国际能源署（IEA）在京发布《2020 能源技术展望》报告（以下简称《展望》）。该报告经过对 800 余个减排技术的深度分析，并基于设施转型以及消费者行为转变两方面，形成了全球实现净零排放的路线图。其中，在“可持续发展情景”下，《展望》预计全球能源系统将在 2070 年全面实现净零排放；而在低碳发电技术部署加速的情况下，全球将驶入“更快创新情景”，将在 2050 年全面实现净零排放。

《展望》指出，全球约 1/3 的温室气体排放来自能源行业，因此，能源行业面临的减排任务艰巨，也是各国一直以来最为重视的减排领域。为了不断推进能源转型和结构调整，发展可再生能源应该成为全球的优先选择。

根据 IEA 测算，在“更快创新情景”中，到 2050 年，全球电力消费量将是目前的 2.5 倍，相当于每三年增加目前美国全年的发电量。如果要满足未来新增的电力需求，30 年内，全球可再生能源平均年度新增装机规模需要达到 700 吉瓦，是 2019 年新增装机容量的 4 倍。

IEA 能源技术政策部主任 Timur Guel 也肯定了可再生能源对全球减排的作用与贡献。他说：“近年来，可再生能源产业发展飞速，不管是光伏还是风电，随着发电成本不断下降，行业发展成熟度越来越高，市场规模也不断扩大。”

但 Timur Guel 同时强调，电力系统的转型仅能助力全球完成 30%的净零排放目标。“工业、建筑和交通领域也是产生二氧化碳的‘大户’，其排放占当今能源系统二氧化碳排放总量的一半以上。如果不采取措施，它们将成为未来碳排放的主要‘罪魁祸首’。”

根据《展望》，为了尽快实现净零碳排放目标，全球各国需要重点关注电力和工业领域的现存的设备资产和基础设施。这些设备能否更清洁、低碳地运行将直接影响减排目标的实现。数据显示，目前，钢铁、化工、水泥产业的二氧化碳排放量分别占全球总排放量的 7%、4%和 7%。

“这是此前一直被忽略的部分。基于目前可行的发展路线，我们可以通过整修升级、提前退役或者广泛应用碳捕捉、利用和封存技术来降低该部分对气候的影响。”Timur Guel 说，“目前来看，整修升级可能是最经济的做法。未来 20—30 年，大部分国家会有基础设备的检修需求，如果可以在恰当的时间将新型减排技术运用在存量设备上，则会减少全球约 40%的二氧化碳排放量。”

《展望》同时指出，不管是针对电力、重工业，还是交通、建筑领域，减排目标的实现最终还是要依靠技术的创新与进步。而目前在减排技术中，有一半数量的技术仍处于实验室阶段，还没有实现商业化。为此，需要各国政府制定、出台有效的政策来促进新技术在市场早期阶段的应用，增加研究、开发和试点的资金投入，鼓励市场参加减排技术的创新工作，不断推动清洁能源产业的发展。

《展望》预计，在全球实现净零排放，成功构建安全、可持续的能源系统后，世界能源体系将

发生巨大变化，从以煤炭、石油和天然气三种为主转变为电力、氢能、合成燃料和生物能源为主。

董梓童 中国能源报 2020-11-04

积极推动亚洲能源互联网建设

2020 全球能源互联网（亚洲）大会 2 日在京召开。本届大会由全球能源互联网发展合作组织（以下简称“合作组织”）发起，主题为“绿色低碳可持续发展”。来自 40 多个国家和地区的 1000 多名嘉宾通过现场和网络形式参会探讨，聚焦亚洲能源电力发展与亚洲能源互联网建设。

联合国亚太经社会执行秘书阿里·沙赫巴纳认为，亚洲地区能源需求大，化石能源占比高，减排任务重，亟须加快能源绿色能源低碳转型。“亚洲地区在应对气候变化方面处于第一线。”

合作组织主席刘振亚指出：“亚洲能源互联网是全球能源互联网的重要组成，是推动亚洲能源转型的必由之路。”

大会上，合作组织发布了亚洲及各区域能源互联网研究与展望系列报告，基于可持续发展需要对亚洲能源互联网发展做出系统谋划。报告预计，通过构建亚洲能源互联网，2035 年前清洁能源发电将成为亚洲主导电源，至 2050 年亚洲人均用电成本下降 40% 以上，累计创造约 1.8 亿个就业岗位。

面对新冠肺炎疫情给全球经济带来的严峻考验，国际合作促进经济绿色复苏至关重要。“我们战胜疫情的方式，将决定着 we 实现可持续发展目标的几率，决定着 we 减缓气候变化的几率。”联合国副秘书长刘振民表示：“为了实现更好、更强有力的复苏，各国需要加快发展清洁能源，加速向低碳基础设施和绿色岗位的转型。”

今年 9 月，中国在第七十五届联合国大会上提出，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，中方立场获得与会嘉宾的高度赞誉。上海合作组织秘书长诺罗夫说：“中国被公认为是最负责任的国际社会成员之一，具有全球影响力和权威性，在替代性和可再生能源发展的过程当中，中国处于世界领先地位。”全球能源转型委员会主席特纳也表示：“中国的承诺受到国际社会欢迎，展现出大国担当。”

全球能源互联网倡议由中国 2015 年 9 月提出，目前已纳入落实联合国 2030 年可持续发展议程、促进《巴黎协定》实施、推动全球环境治理和共建“一带一路”等工作框架。据悉，为推动各方参与全球能源互联网研究、投资与建设，合作组织开发建设了全球能源互联网发展合作网上平台，将于明年初正式上线运行。

尚凯元 郑瑜涵 人民日报 2020-11-04

热能、动力工程

“十四五”碳市场将进入平稳运行期

近日，生态环境部发布《全国碳排放权交易管理办法（试行）》和《全国碳排放权登记交易结算管理办法（试行）》，就两项文件公开和征求意见。这是自 2017 年全国碳排放权交易市场启动以来，首次在国家层面发布系统性规则。按照文件，全国碳市场覆盖范围包括，年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量，即综合能源消费量约 1 万吨标准煤及以上的企业或者其他经济组织，将被纳入重点排放单位。

“目前，发电行业已做好准备。‘十四五’期间要加快纳入其他重点，包括钢铁、水泥、化工、电解铝等七八个行业。”生态环境部应对气候变化司司长李高表示。

从单一行业到多行业纳入

建设全国碳市场是利用市场机制控制和减少温室气体排放、推动绿色低碳发展的一项制度创新，

也是落实二氧化碳新达峰目标和碳中和愿景的重要抓手。我国碳市场发展遵循从“试点”走向“全国”的路径。

李高介绍，2011年以来，已有北京、上海、湖北等七省市加入试点。目前，全国共有2837家重点排放单位、1082家非履约机构和11169个自然人参与试点碳市场，覆盖电力、钢铁等20多个行业。截至8月底，7个试点的配额累计成交量为4.06亿吨，累计成交额超过90亿元。

“企业履约率保持较高水平，形成了要素完善、特点突出、初具规模的地方碳市场。试点范围企业的碳排放总量和强度实现‘双下降’，显示出碳市场以较低成本控制碳排放的良好效果，并从实践上验证了不同政策设计的适用性，为建设全国碳市场积累经验。”清华大学气候研究院学术委员会主任何建坤说。

李高表示，“十二五”是试点先行，“十三五”是为全国碳市场打基础，“十四五”则是具有里程碑意义的时期，碳市场将实现从单一行业到多行业纳入、从启动交易到持续平稳运行。围绕“二氧化碳排放力争2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”，“十四五”期间将提出更强有力的碳排放控制目标，加强对煤炭消费的控制，加大对可再生能源发展的支持力度，继续推动经济社会加速向低碳方向转型。

另据上海环境能源交易所总经理助理李瑾透露，由上海牵头承担的全国碳排放权交易系统建设任务，经过3年多筹备已基本完成，后续将结合国家要求适时启动机构设立报批。

减排信息公开力度不足

多位业内人士同时指出，在积累经验的同时，试点与全国市场也有很多区别。而且作为发展中国家，我国的碳排放在一定程度上还会继续增长，碳市场建设将是一个非常复杂的系统工程。

李瑾表示，受体量限制，试点的配额总量有限。由于涉及行业种类多，各行业减排成本各异，不同地区、不同交易主体之间差异较大。在不同交易规则下，各地还形成不同的交易模式。未来，全国碳市场的配额总量较大，需要形成统一管理和调配。“如何形成有效的价格传导机制，如何真正反映减排成本、激发减排潜力等，都值得思考。”

李瑾还称，试点期间，部分行业引入线上和线下交易相结合的方式。其中，线上多为小额交易，相对公开透明；占比较大的线下交易，却仍以不公开的协议转让模式为主。“在碳市场发展初期、流动性不足的情况下，协议转让可为企业大规模购买配额提供渠道。但同时，由于市场信息不够公开透明，也造成不同主体之间的信息壁垒。信息获取往往来自行业、企业的自行调研判断，对市场交易模型及策略影响较大。”

对此，清华大学中国碳市场研究中心主任段茂盛称，在评估试点效果时发现，不是所有地区都公开减排信息，还有些只是数据简单相加、存在缺陷。“例如，有人将试点运行前后的减排量直接对比，这是不科学的。除了碳交易，各地还在推行节能、去产能等其他措施，如何判断排放强度的下降全部归因于碳市场？由于数据不明，很难进一步展开研究。未来在全国市场中，加大减排信息的公开力度至关重要。”

形成适合国情的制度设计

记者注意到，在此次征求意见的《管理办法》中，对信息公开做出专门规定，要求“生态环境部、省级和市级生态环境主管部门应当按职责及时主动公开全国碳排放权交易及相关活动信息，并接受社会监督”，公开内容包括但不限于配额分配方法、履约情况、减排信息等。

“与欧盟等相比，我国碳市场的建设背景有明显差异。过去利用行政手段减排比较多，未来行政手段仍然需要，但更要进一步拓展和利用市场手段。”李高表示，下一步将把碳市场作为控制温室气体排放的重要工具，通过市场形成价格，为金融机构进一步推动绿色低碳投资创造更好的条件。

何建坤也称，与发达国家在已经达峰并逐年下降的背景下建立碳市场不同，我国碳排放仍处于上升阶段，需要在吸收先进经验的基础上，形成适合我国国情的制度设计。建议加快建立完善全国碳市场制度体系，适时发布企业排放报告管理办法等重要配套管理规定；优化碳排放数据报送系统，完善全国碳市场注册登记系统和交易系统建设方案并加快实施；推动重点单位完成碳排放数据的报

送与第三方核查工作等。

“力争在‘十四五’期间，扩大到石油化工、化学原料和化学制品制造业、黑色金属冶炼和压延加工业等年综合能耗达到 1 万吨标准煤的企业。排放源类别既包括化石燃料燃烧产生的直接碳排放，也要包括电力和热力使用的间接碳排放。在我国电力市场尚缺乏价格传导机制的情况下，将促进电力消费部门节电与发电部门提效的联动，这也是我国碳市场设计区别于发达国家的一个特点。”何建坤表示。

本报记者 朱妍 中国能源报 2020-11-09

“合理利用小时”新政将如何影响垃圾发电行业？

为促进可再生能源高质量发展，财政部、国家发改委、国家能源局日前联合印发了《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（下称《补充通知》）。有业内人士认为，《补充通知》对垃圾焚烧发电企业的影响较大。

财务测算模型受影响较大

《补充通知》明确了生物质发电项目全生命周期合理利用小时数为 82500 小时（最长不超过 15 年），超过部分不再享受补贴。

E20 研究院固废产业研究中心高级行业分析师李少甫在接受记者采访时指出：“合理利用小时数的确定，实际上是设定了垃圾焚烧发电项目所能享受的可再生能源发电补贴金额上限。”

其实，这项规定并不是全新的。《国家发展改革委关于印发<可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法>的通知》（发改价格[2006]7 号）附件《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》规定：“发电项目自投产之日起，15 年内享受补贴电价；运行满 15 年后，取消补贴电价。”

在李少甫看来，彼时垃圾焚烧技术路线之间发电效率差异较大，导致 15 年周期内可获得的补贴总额不确定性也较大。《补充通知》既保留了 15 年的最长补贴年限，又提出了 82500 小时的合理利用小时数，稳定了单体项目的补贴总额预期。

据了解，当前用较为先进的技术，垃圾焚烧发电项目年均利用小时数可达 7000 小时甚至更高，达到 82500 小时仅需 12 年左右。大部分垃圾焚烧发电项目的运营期为 25 年至 28 年。“这就意味着，垃圾焚烧发电项目在全生命周期内仅有不到一半的时间可以获得国家补贴。这对垃圾焚烧发电项目的财务测算模型影响较大。”李少甫坦言。

对行业长期稳定发展产生积极影响

《补充通知》指出：“生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。”

李少甫表示：“垃圾焚烧发电国家补贴制度改革和垃圾焚烧发电补贴退坡是近年来垃圾焚烧发电行业发展中存在的最大不确定性。伴随着今年以来一系列文件出台，这个不确定性正在逐渐消除，对垃圾焚烧发电行业长期稳定发展有积极影响。”

据中国产业发展促进会生物质能产业分会相关负责人介绍，绿证制度有望在可再生能源补贴缺口越来越大的情况下部分解决补贴问题，促进清洁能源发展。

有业内人士认为，既然《补充通知》确定垃圾焚烧发电超过合理利用小时数的部分可获得绿证并参与绿证交易，那么，垃圾焚烧发电企业就应该用好这个新规。

李少甫告诉记者，此前《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）对于参与绿证交易的可再生能源发电种类仅限于风电和光伏发电。“此次将生物质纳入其中，有利于绿证交易市场的进一步充分竞争与完善，同时也对已经超过合理利用小时数的垃圾焚烧项目形成市场化的补贴机制，部分弥补国补部分的收益损失。”他说。

企业应积极探索和参与绿证交易

“超过合理利用小时数部分”无法继续获得国家补贴，无疑对垃圾焚烧发电企业总体收益有一定

影响。

对垃圾焚烧发电企业来讲，在 15 年内可达到 82500 合理利用小时数的前提下，所在地燃煤标杆电价越高、发电效率（吨发电量）越高、现有生活垃圾焚烧处理服务费越高的项目受此影响越小。

李少甫表示：“垃圾焚烧发电企业可以提质增效和加强精细化管理，进一步提升发电效率和吨发电量，获得额外发电收入，在无补贴情况下依旧能够盈利；同时，可通过与甲方沟通谈判以提高垃圾处理费。”

不过，考虑到当前绿证交易市场还不成熟，生物质发电项目一旦失去电价补贴支持，将面临停运风险。

对此，中国产业发展促进会生物质能产业分会曾建议，鉴于地方处理城乡有机废弃物的刚性需求，为充分体现生物质能的环境、民生和社会价值，中央财政补贴到期后，价格部门保留生物质发电原有电价，各省通过疏导电价矛盾，解决生物质电价高出当地基准上网电价部分，直到绿证交易市场成熟。

李少甫认为：“随着绿证交易体系逐步健全，垃圾焚烧发电进行绿证交易具有一定价格优势。垃圾焚烧发电企业有望从绿证交易获得额外收益，部分抵消国家补贴取消带来的影响。”

本报实习记者 姚美娇 中国能源报 2020-11-02

中英合作启动 2050 苏州净零排放路径研究

本报讯 记者全晓波报道：10 月 23 日，由苏州市工业园区管委会、国网（苏州）城市能源研究院、北京昆仑绿色科技发展有限公司与苏州创元投资发展（集团）有限公司联合举办的英国繁荣基金中国能源与低碳经济项目：2050 苏州净零排放路径与中英绿色投资基金研究项目启动会在苏州工业园区召开。

该项目聚焦清洁技术、转型过渡、体制改革、国际治理和参与四大领域，致力于将中国具体改革需求与英国能源和低碳优势相匹配，通过加快中国低碳转型来减少全球排放。

据介绍，项目组将充分吸收和借鉴来自英国和其他国家的先进经验，为苏州提出符合自身特点的净零排放道路，为中国其他城市低碳转型提供苏州方案，同时为世界的低碳绿色发展提供中国建议。

英国驻上海总领事胡克定代表英方致辞时强调，能源是中英双边关系中的重要支柱，两国正在共同努力，降低清洁能源的成本。“今天启动的项目是英国与苏州长期合作伙伴关系中的一环，希望英国、苏州和国际专家将有机会携手合作，分享专业知识，制定切实的解决方案，以加速全球能源转型。”胡克说。

中国能源报 2020-11-02

全球能源系统 50 年内将全面实现净零排放

本报讯 实习记者董梓童报道：10 月 28 日，国际能源署（IEA）在京发布《2020 能源技术展望》报告（以下简称《展望》）。该报告经过对 800 余个减排技术的深度分析，并基于设施转型以及消费者行为转变两方面，形成了全球实现净零排放的路线图。其中，在“可持续发展情景”下，《展望》预计全球能源系统将在 2070 年全面实现净零排放；而在低碳发电技术部署加速的情况下，全球将驶入“更快创新情景”，将在 2050 年全面实现净零排放。

《展望》指出，全球约 1/3 的温室气体排放来自能源行业，因此，能源行业面临的减排任务艰巨，也是各国一直以来最为重视的减排领域。为了不断推进能源转型和结构调整，发展可再生能源应该成为全球的优先选择。

根据 IEA 测算，在“更快创新情景”中，到 2050 年，全球电力消费量将是目前的 2.5 倍，相当于

每三年增加目前美国全年的发电量。如果要满足未来新增的电力需求，30年内，全球可再生能源平均年度新增装机规模需要达到700吉瓦，是2019年新增装机容量的4倍。

IEA能源技术政策部主任Timur Guel也肯定了可再生能源对全球减排的作用与贡献。他说：“近年来，可再生能源产业发展飞速，不管是光伏还是风电，随着发电成本不断下降，行业发展成熟度越来越高，市场规模也不断扩大。”

但Timur Guel同时强调，电力系统的转型仅能助力全球完成30%的净零排放目标。“工业、建筑和交通领域也是产生二氧化碳的‘大户’，其排放占当今能源系统二氧化碳排放总量的一半以上。如果不采取措施，它们将成为未来碳排放的主要‘罪魁祸首’。”

根据《展望》，为了尽快实现净零碳排放目标，全球各国需要重点关注电力和工业领域的现存的设备资产和基础设施。这些设备能否更清洁、低碳地运行将直接影响减排目标的实现。数据显示，目前，钢铁、化工、水泥产业的二氧化碳排放量分别占全球总排放量的7%、4%和7%。

“这是此前一直被忽略的部分。基于目前可行的发展路线，我们可以通过整修升级、提前退役或者广泛应用碳捕捉、利用和封存技术来降低该部分对气候的影响。”Timur Guel说，“目前来看，整修升级可能是最经济的做法。未来20—30年，大部分国家会有基础设备的检修需求，如果可以在恰当的时间将新型减排技术运用在存量设备上，则会减少全球约40%的二氧化碳排放量。”

《展望》同时指出，不管是针对电力、重工业，还是交通、建筑领域，减排目标的实现最终还是要依靠技术的创新与进步。而目前在减排技术中，有一半数量的技术仍处于实验室阶段，还没有实现商业化。为此，需要各国政府制定、出台有效的政策来促进新技术在市场早期阶段的应用，增加研究、开发和试点的资金投入，鼓励市场参加减排技术的创新工作，不断推动清洁能源产业的发展。

《展望》预计，在全球实现净零排放，成功构建安全、可持续的能源系统后，世界能源体系将发生巨大变化，从以煤炭、石油和天然气三种为主转变为电力、氢能、合成燃料和生物能源为主。

中国能源报 2020-11-02

北京深度脱碳路在何方？

2013—2019年，细颗粒物（PM2.5）下降幅度超过50%，碳排放强度下降43%……一串数据显示出北京市近年来在碳减排和环境治理方面的成效。根据《北京市“十三五”时期节能降耗及应对气候变化规划》的目标，2020年，北京市二氧化碳排放总量将达到峰值，并争取尽早实现。

“十三五”以来，北京市减碳的经验与成效如何，处在“达峰”节点的北京接下来深度减碳的路径有哪些？

碳排放与能源消费脱钩 连续6年国考获优

空气质量持续改善是在北京生活的人们最关心、也是最直观的感受。2019年北京市生态环境状况公报显示，2019年，北京市空气中细颗粒物（PM2.5）年平均浓度为42微克/立方米，超过国家二级标准20%。2019年全市万元地区生产总值二氧化碳排放量下降到0.5吨以下，同比下降4.5%，超额完成下降2.6%的年度目标。

在北京市应对气候变化研究中心研究员陈操操看来，空气质量改善和碳排放强度下降的背后，离不开北京市在顶层制度设计、创新市场机制，以及大气污染治理方面一系列积极举措的支撑。

比如，在法规制度化方面，北京市将能源、碳排放、污染物进行区县分解与考核，制定了多项地方低碳标准；在能源低碳化方面，北京市进行能源总量控制，推行煤改气（电），发展优质可再生能源；在产业低碳化方面，新增产业的禁止和限制目录对高排放产业进行限制，引导新增功能和产业发展更加绿色低碳、生态环保。

特别是在碳排放权交易方面，北京也已经形成了较为完善的政策法规体系以及稳定的价格。相关数据显示，截至今年8月份，全国7个试点省市碳市场累计成交量超过4亿吨，累计成交额超过90亿元。北京碳配额约占4.3%，但交易额约占全国市场的近18%。

“在能源转型的驱动下，目前北京已显现出碳排放与能源消费脱钩的趋势，且正由弱脱钩向强脱钩过渡。”陈操操说。

根据相关数据，2011—2018年北京市经济增长保持在6.5%及以上，年均能源消耗增长仅为1.7%。“2011年以来，北京不仅以较低的能源消耗增长支撑了高速增长，且连续6年在国家控制温室气体排放目标考核中获得优秀等级，2019年度温室气体排放同比下降5.4%，超额两倍完成年度目标。”陈操操进一步指出。

结构性减排面临新形势 深度脱碳挑战加剧

据介绍，目前，北京市能源结构已经接近很多发达国家城市，天然气、油、外调电“三分天下”，但能源对外依存度达92%以上，本地可再生能源开发力度较小，而能源需求在一段时期内仍将增长。

根据北京市生态环境局最新数据，北京目前已基本实现平原地区“无煤化”，燃煤总量下降到250万吨以内。“尽管目前天然气作为清洁能源在改善空气质量中起到了一定作用，但从能源转型的长远角度，北京市能源消费结构中油、气的比例会进一步降低。”陈操操指出，随着能源资源、环境约束日益强化，北京对可再生能源开发利用提出更高要求。

这意味着，接下来北京要通过持续优化能源结构推进深度脱碳，将面临不小的挑战。与此同时，随着低碳试点建设稳步推进，与经济结构调整进一步深化，北京面临的脱碳任务也越来越重。

以在北京市经济结构中占比高达83.1%的服务业为例，由于业态呈现较强的“点散面广”特征，节能减碳管理对象逐步转向规模小、数量多、分布广的组织单元，管理难度进一步加大。随着成本逐渐增加，企业自主开展节能减碳的自觉性将受到较大影响。

“十四五”是深度减排关键期 大数据+电气化或成择优路径

在这种情况下，北京应如何深度推进减碳？

“十四五”即将开局，业内专家分析指出，这是北京市稳定碳排放峰值、低碳转型发展、培育内生动力和构建市场化机制的关键时期，这对系统减排控制提出了更高要求，也需对深度减排的路径进行充分考量。

在陈操操看来，首先要在顶层设计方面做好政策方案制定和制度安排，强化目标分解和跟踪调度，基于分区和部门等不同口径分解任务指标，在生态空间、碳汇和处理措施等方面实现京津冀协同治理，并推动法规标准在促进绿色低碳发展中发挥更大作用。

第二是推进产业结构和能源结构调整，发展高端产业和产业链高端环节，使经济发展更多依靠技术进步和创新，通过经济结构转型，推动能源结构和消费结构的优化，增加本地可再生能源和外调绿色电力。

第三是发挥市场机制决定性作用，进一步扩大碳市场覆盖范围，推动落后产能向先进产能移动，积极推进低碳产品和服务认证机制，使企业得到更加便利的碳减排服务。

技术的应用是碳减排的重要推动力。“北京需要进一步提升智能化、精细化、低碳化水平，充分利用先进的信息技术，实现对城市资源环境和低碳发展的精细化、智能化管理。”陈操操同时指出。

记者了解到，目前，大数据+“绿电”融合下的电气化已成多方认可的有效减碳方式。

就在10月28日，北京市生态环境局与国网北京市电力公司签署合作协议，致力于发挥电力大数据在生态环境管理方面的应用价值，围绕绿电进京、机动车“油改电”、家庭消费终端电气化等重点领域，推进提高电力在能源消费终端应用比重。

本报实习记者 齐琛同 中国能源报 2020-11-09

区块链+可再生能源“走红”欧洲电力市场

区块链去中心化和不可篡改的特点，不仅推进了电力交易的透明度和信息共享，还极大缓解了高比例间歇性可再生能源上网难的问题。事实证明，“区块链+可再生能源”这对“黑马组合”可以加速电网现代化和智能化的发展，并最终将绿色能源推上电力市场主流地位。

今年 8 月，荷兰鹿特丹港口启动了以区块链分布式账簿技术和人工智能为支撑、基于太阳能和电池储能的 Distro 电力交易平台。这是全球首个高频分布式能源交易平台，可以即时响应电力供需变化和当地实时能源价格，进而优化供电侧资源配置，以保证高度精准地满足消费者需求，减少供需两端不必要的消费。

●清洁电力交易“更便捷”

据彭博社报道，Distro 由鹿特丹市和鹿特丹港务局联合成立的鹿特丹区块链实验室和标普全球普氏合作开发，该平台建立了一个 48 小时周期的期货市场，并为每个市场参与者都配备了一个充当“交易代理工具”的人工智能仪，买卖双方以此了解市场偏好、供需情况和能源价格动态信息，进而更自由、更高效地促成电力买卖的达成。

在截至 10 月第二周的两个半月时间里，Distro 平台完成了 2000 万笔交易，其中 92% 的太阳能电力“即产即销”，在光伏业主、公共机构、企业买家之间搭建了一个点对点交易的桥梁。

标普全球普氏的统计数据显示，Distro 试运至今，终端用户的能源成本降低了 11%，可再生能源生产商的收入则增长了 14%，同时电池储能的投资回报率也提升了 20%，一旦实现商业运营，鹿特丹港口还有望减少 3000 万吨的碳排放量。此外，Distro 还极大降低了港口常规电网的负担，接入网络的电容量可以节约 25% 的成本。

标普全球普氏创新主管 James Rilett 表示，Distro 具有里程碑式意义，极大提高了可再生能源电力买卖交易的效率，几乎实现“无缝衔接”，同时还改善了太阳能和储能的投资回报率，最大程度地利用了可再生能源。

“区块链技术是实现供应链优化和能源可持续的关键。”鹿特丹港口数字战略、转型和业务发展负责人 Martijn Thijssen 坦言，“Distro 激励了公平、透明的价格制度，还鼓励了客户进行具有成本效益的可再生能源交易和消费。”

●多个融合案例“推进中”

事实上，Distro 并非区块链技术在可再生能源和电力领域“融合应用”的首个案例，当前全球多个同类项目都在布局和推进中。据了解，欧洲大部分公用事业公司和电网运营商已经使用区块链来跟踪和认证发电量达到兆瓦时级别的清洁能源，欧洲最大陆上风电开发运营商西班牙伊维尔德罗拉公司就是其中一员。

据《新欧洲周刊》报道，伊维尔德罗拉公司正在利用区块链技术实时跟踪旗下能源供应情况，以确保提供给客户的产品 100% 来自可再生能源。据悉，该公司至少两座风电站和一家发电厂都与区块链技术支持的监控平台相连接，客户可以得到标明能源来源的“证书”，这一去中心化的解决方案增加了透明度，也削减了运营开支，伊维尔德罗拉每年可节省高达 40 万欧元的成本。

爱沙尼亚在区块链和清洁能源融合方面也十分积极。据悉，该国目前正在测试一个由区块链驱动的能源采购和交易平台 WePower，旨在促进清洁能源的发展。该平台汇集了生产商、消费者、基础设施投资者等，每一个参与者都可以在这个开放、公平的市场中进行交互。

此外，南非也打造了一个区块链电力交易平台——太阳交易所。这是一个以太阳能发电设备租赁市场为基础的众筹平台，全球各地的参与者可以在此平台上购买太阳能电池板的部件，将其租赁给南非的学校、医院和企业，根据所用电量每月获得投资收益，而众筹所得资金则将投向中小规模的太阳能发电项目。借助太阳交易所，南非的优质太阳能发电项目获得了初始资金，企事业单位用上了太阳能电力，而参与众筹的投资者则可以获得 10% 至 15% 不等的年投资收益。

显然，区块链在数据保密、智能合约、生态激励等方面具有天然的优势，可以大幅提高间歇性和不可预测性的可再生能源的可靠供应。联合国在一份报告中指出，区块链是当今最有希望应对环境问题的技术之一，可以让绿色能源使用像网购一样便捷。

●清洁能源创新“关键点”

国际可再生能源署 (IRENA) 也将区块链列为变革可再生能源领域的创新关键技术之一。IRENA 在一份报告中指出，要想加快低成本可再生能源发展，全球需要至少 30 项创新技术工具，并使其能

够从可再生能源规模化中受益，区块链就是其中之一。

IRENA 表示，全球近 200 家公司正在与区块链技术企业合作，以区块链为基础的解决方案，可以支持更广泛的能源交易和电网平衡解决方案。基于区块链的智能合约可以提供推动实现电网现代化，增加可再生能源的应用，特别是难以吸纳的间歇性电源，同时降低成本，加快交易流程。

过去 10 年，可再生能源成本大幅下降，其中，太阳能光伏发电成本下降近 75%，陆上风电成本下降近 25%。在可再生能源平价上网时代日渐临近的大背景下，如何降低其融入电网的成本并尽可能提高并网比例，已经成为技术创新领域的重点。

IRENA 创新和技术中心总监 Dolf Dielen 坦言：“区块链可以实现点对点的电力交易，还可以管理可再生能源和碳减排证书，并保证所有交易不可篡改，让可再生能源交易和应用更加可靠高效。”

本报记者 王林 中国能源报 2020-11-02

我国学者在钠离子电池层状氧化物研究方面取得重要进展

近日，中国科学院物理研究所研究员、中科海钠创始人兼董事长胡勇胜团队联合荷兰代尔夫特理工大学 Prof. Marnix Wagemaker 及法国波尔多大学 Prof. Claude Delmas 等提出了一种简单的预测钠离子层状氧化物构型的方法，并在实验上证实了该方法的有效性，为低成本、高性能钠离子电池层状氧化物正极材料的设计制备提供了理论指导。相关成果以“钠离子电池层状氧化物材料的合理设计 (Rational design of layered oxide materials for sodium-ion batteries)”为题，于 2020 年 11 月 6 日在线发表在《科学》(Science) 杂志上。

近年来，随着全球化学电池市场的快速发展和人们对环境问题的日益重视，二次电池（又称可充电电池或蓄电池）这种能实现电能与化学能转化的新型储能技术，在新一轮能源变革中受到广泛关注。其中，锂离子电池虽然已成为占据全球电化学储能规模市场 80% 份额的“绝对一哥”，但由于其资源的稀缺性和较高昂成本，产业发展面临“天花板”，而资源储量丰富、成本低廉的钠离子电池，便成为了极佳的补充。然而，钠离子电池的性能却受到可用电极材料的限制，尤其是以层状氧化物材料为主的正极材料的限制。

自 1980 年以来，锂离子层状氧化物 (LiMO_2) 都是锂离子电池的主要正极材料，其堆积构型为 O 型 (Octahedral, 八面体)。与之相比，钠离子层状氧化物 (Na_xMO_2) 却具有 O 和 P (Prismatic, 三棱柱) 两种构型，其中最常见两种结构分别为 O3 和 P2 (数字代表氧最少重复单元的堆垛层数)。这两种结构的层状氧化物作为钠离子电池的正极材料时各有优势，但目前的技术手段仅可实现对合成出的材料进行物理表征以确定具体构型，无法直接预测材料的堆积结构，这严重阻碍了层状氧化物正极材料的性能设计和新型正极材料的发现。

一般而言，O3 相正极材料具有较高的初始 Na 含量，能够脱出更多的钠离子，具有较高的容量，适用于低速电动车、大规模储能领域；P2 相正极材料具有较大的 Na 层间距，能够提升钠离子的传输速率和保持层状结构的完整性，具有优异的倍率性能和循环性能，在充电桩、调频、数据中心等快充场景应用更具优势。在实际工业化产品开发中，如果能提前设计材料构型，便能精准适配和打造最优结构的钠离子电池化学体系，大大提高研发效率。

由胡勇胜带领的中科院物理所和中科海钠研究团队是全球最早关注该领域研究的团队之一。2016 年，中国科学院物理研究所博士戚兴国（现中科海钠材料部经理）创新性地引入等效半径（等效半径即加权半径，是将过渡金属的半径乘以该过渡金属的含量）的概念来预测堆叠机构，为该课题研究首开思路。

后续研究中，胡勇胜团队在总结不同系列层状氧化物结构参数的过程中发现：O3 和 P2 两种结构材料的 Na 层间距 ($d(\text{O-Na-O})$) 和 M 层间距 ($d(\text{O-M-O})$) 的比值有一个临界值 1.62，比值高于 1.62 通常形成 P2 相，低于 1.62 易形成 O3 相。通过提高钠含量可获得 O3 相；反之，降低钠含量可获得 P2 相。

基于此，本次工作研究人员引入“阳离子势”，来表示阳离子电子密度及其极化率的程度，捕捉层状材料的关键相互作用，使预测堆积结构成为可能。通过合理设计和制备具有改良性能的层状电极材料，证明了堆叠结构决定材料的特性，为碱金属层状氧化物的设计提供了有效解决方案。

该项研究进展不仅为层状氧化物结构的设计提供了新的方法，而且用实验确认了该简单方法的有效性，为低成本、高性能钠离子电池层状氧化物正极材料的设计制备打下了坚实的科学基础。

据了解，胡勇胜研究员作为本工作的主要研究成员之一，拥有十数年钠离子电池领域研发经验，且为该项技术的商业成果转化提供了丰富的产业化技术思路和应用平台。其创立的中科海钠成立仅三年，便已实现了钠离子电池的大规模量产，月产能突破 30 万只，并拥有数十项钠离子电池材料组成、结构、制造和应用的核心专利。

胡勇胜表示，过去几年里，中科院物理研究所和中科海钠团队，就钠离子层状氧化物两种构型形成的影响因素展开了大量实验研究，并积极探索其在钠离子电池应用中的场景落地。作为专注于新一代储能体系钠离子电池研发与生产的高新技术企业，中科海钠希望能同更多行业内研究机构及企业展开交流合作，以市场需求倒推产品开发，推动钠离子电池的产业化应用。

该工作得到了国家杰出青年科学基金(51725206)、国家重点研发计划项目(2016YFB0901500)、中国科学院 A 类战略性先导科技专项(XDA21070500)、北京市科委项目(Z181100004718008)、北京市自然科学基金-海淀原始创新联合基金项目(L182056)、中国科学院青年创新促进会(2020006)等项目的支持。

赵清建 中国储能网 2020-11-15

可再生能源供暖市场寒意浓

“国家一直高度重视太阳能供热产业规划，将太阳能供暖等可再生能源供暖作为城乡能源规划的重要内容，大力发展可再生能源供热市场，推进完善可再生能源供热市场化机制。下一步，我们将指导地方积极探索建立符合市场化原则的可再生能源供热项目开发运营模式。”近日，在《对十三届全国人大三次会议第 3406 号建议的答复》(下称《答复》)中，国家能源局再一次肯定了可再生能源供暖，并称“将指导地方在具备条件的地区开展可再生能源供暖试点示范工作和重大项目建设，探索先进的项目运行和管理经验”。

作为清洁取暖的重要实现方式之一，可再生能源供暖具有环保、安全等优点。在此背景下，2017 年 12 月，国家发改委、国家能源局等 10 部委联合发布的《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021 年)》(下称《规划》)，制定了宏大的可再生能源供暖发展目标——供暖面积将从 2016 年底的约 7 亿平方米增至 2021 年的 31.5 亿平方米，相当于 4 年净增 3.5 倍。但多位业内人士日前向记者证实，距离《规划》收官仅剩 1 年时间，可再生能源供暖目标实际完成率仅刚刚过半，目标落空已成大概率事件，亟待引起行业主管部门高度重视。

“目前完成率只有 51%，从进度来看，到 2021 年大概率是完不成目标了”

按照《规划》，可再生能源供暖包括地热能、生物质能及太阳能三种类型。截至 2016 年底，地热和生物质能在北方地区的供暖面积分别约为 5 亿、2 亿平方米；太阳能主要以辅助供暖的形式存在，供暖面积较小。

基于摸底数据，《规划》制定了以下目标：地热能具有储量大、分布广、清洁环保、稳定可靠等特点，到 2021 年，供暖面积达到 10 亿平方米；生物质能清洁供暖布局灵活，适应性强，可用于北方生物质资源丰富地区的县城及农村取暖，在用户侧直接替代煤炭，到 2021 年，供暖面积达到 21 亿平方米；太阳能热利用技术成熟，已广泛用于生活及工业热水供应，到 2021 年实现供暖面积 5000 万平方米。

“由此计算，可再生能源供暖总目标为 31.5 亿平方米。去年，国家能源局等 4 部委组织《规划》中期评估时，我们已经发现可再生能源供暖的推进情况很不理想。《规划》时间过半，地热、生物质

和太阳能供暖各完成 2.6 亿、1 亿、0.1 亿平方米，实际面积还不到规划目标的 12%。”一位参与评估工作的专家告诉记者，由于差距较大，评估小组提出适当降低可再生能源供暖目标值的建议，“当时跟相关部委有过沟通，有关部门也对评估结果做了会签，但后来却没了下文。”

1 年多过去了，最新进展如何？据中国循环经济协会可再生能源专业委员会副秘书长王卫权介绍，当前除地热供暖完成情况较好外，生物质、太阳能供暖均推进缓慢。“生物质供暖面积约 4.8 亿平方米，完成率为 23%；太阳能供暖只有 500 万平方米，仅为目标的 1/10。可再生能源供暖总面积约 16.08 亿平方米，目前完成率只有 51%，从进度来看，到 2021 年大概率是完不成规划规定的目标了。”

“一个采暖季每户的总费用，相比原先烧煤高出 40%-50%。若离开财政补贴，用户难以承受”

可再生能源供暖，到底难在哪儿？清洁取暖行业专家赵文瑛告诉记者，可再生能源供暖目前面临的主要问题是管理体制不畅、缺乏标准规范、质量监管有待加强等。如地热开采涉及取水采矿权，需要发改、环保、自然资源、水利等相关部门制定具体管理办法，共同推动，但现实中部分项目存在缺少许可、没有回灌等违规开采现象，行业在统筹规划、项目报告编制、技术评审和验收以及实施运行等全过程监管和规范方面需要进一步加强。

在中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎看来，现有的可再生能源供暖政策多是从大面上给予指引，缺乏具体细化的落地措施，企业投资风险大、效益也不佳。“可再生能源供暖仍处于非常初级的发展阶段，市场多在观望。试点推进尚且较慢，大规模铺开就更难了。”

除了政策等外部因素，可再生能源供暖自身也存在瓶颈。“大家都觉得可再生能源资源丰富，但具体到某一片区，究竟有多少资源可用于供暖，实际并不清晰。”王卫权提出，资源评估不精细是导致可再生能源供暖推进缓慢的重要因素之一。

同时，可再生能源供暖在技术、价格等方面也都存在短板。以太阳能供暖为例，上述行业专家表示，由于受季节、天气等影响较大，太阳能供暖的效果不稳定。“初冬阳光好的时候，供暖效果往往不错。但在寒冬或阴天时，用户对温度要求更高，容易出现热量供应不足等情况。为了解决这个问题，通常需要加大供暖设备容量或增设一套辅助电采暖系统，这样一来，成本又上去了。相比燃气壁挂炉、电暖器等传统设备，可再生能源供暖的技术成熟度仍有很大提升空间。”

技术局限进一步带来经济性问题。王卫权称，在现有条件下，可再生能源供暖的成本依然偏高。“以太阳能供暖为例，一个采暖季每户的总费用，相比原先烧煤高出 40%-50%。若离开财政补贴，用户难以承受，由此降低了可再生能源供暖的接受度。”

一位不愿具名的可再生能源行业专家也称：“可再生能源供暖与电供暖的原理相同，但前者并不具备明显的价格竞争力。市场的选择就是最合适的选择。目前来看，大面积推广使用不太现实。”

“若能建立一套合理的机制解决初始投资问题，可再生能源供暖必将迎来快速发展”

尽管推进不力，可再生能源供暖的价值却不容忽视。国家能源局在 2017 年 4 月发布的《关于促进可再生能源供热的意见（征求意见稿）》中指出，“可再生能源供热技术类型多，应用范围广，既可集中亦可分散利用，在取代散煤供热方面可发挥重要作用，我国可再生能源供热潜力可达 30 亿吨标准煤以上。”《答复》提出，将“继续加强对太阳能季节性储热供暖等可再生能源供暖关键技术及设备的研发工作”“指导地方进一步在财政贴息、税费减免、融资优先及建设用地等方面研究出台可操作性强的可再生能源供暖支持政策”。

中国工程院院士江亿指出，清洁取暖的意义不仅仅在于散煤治理，在力争“2030 年前二氧化碳排放达到峰值、2060 年前实现碳中和”的目标下，发展低碳能源更显战略价值。“‘散煤改清洁煤’‘煤改气’等方式，根本上仍未摆脱二氧化碳排放。而光伏、生物质等可再生能源正是典型的低碳能源。”

赵文瑛还表示，可再生能源供暖成本偏高，主要高在初始投资部分，但其运行成本相对较低；“煤改电”“煤改气”改造成本相对较低，但后期运行费用高。“很多地区出现返煤现象，主要就是因为‘煤改气’‘煤改电’使用成本高，老百姓不愿多掏钱。从运营角度来说，可再生能源供暖有其独特优势。若能建立一套合理的机制解决初始投资问题，可再生能源供暖必将迎来快速发展。”

中国能源研究会可再生能源专委会常务秘书长李丹指出，要想促进可再生能源供暖产业的发展，就需要从建立健全可行的商业模式入手。“此前我国需要解决的是农村地区散烧煤取暖的问题，而在小散乱污的治理取得一定成果后，未来冬季取暖发展方向将从化石能源转向可再生能源。在可再生能源取暖项目目前还不具备经济可行性的背景下，还需要政府更为明确的政策支持，比如加大融资支持力度、在税率方面提供一些补贴等，这是促进产业发展从初期到成熟的一个有效的过渡性做法。”

本报记者 朱妍 实习记者 董梓童 中国能源报 2020-11-09

日本宣布 2050 年实现碳中和目标

据英国《新科学家》杂志网站 10 月 26 日报道，日本政府近日表示，将于 2050 年实现碳中和，“下一代”太阳能电池或能在日本实现这一目标的过程中发挥重要作用。

日本新任首相菅义伟在他执政后的首场施政演讲中宣布了上述目标，他对日本国会议员表示：“我们需要改变思维方式，积极采取措施应对全球变暖，这将变革我们的工业结构、经济和社会情况，并带来重大增长。”

日本是世界上第五大碳排放国，日本此前的目标是到 2050 年将排放量减少 80%，向英国和欧盟看齐，气候分析师们将日本此前的这一承诺评为“严重不足”。

美联社在 26 日的报道中指出，尽管日本提出了上述雄心勃勃的计划，但尚不清楚资源匮乏的日本将如何实现摆脱污染性化石燃料的目标。

日本能源供应严重依赖化石燃料。2011 年福岛第一核电站发生核事故后，日本的大部分电力由煤炭和天然气提供。不过，在过去 5 年中，日本的太阳能发电迅速增长，菅义伟称，“下一代”太阳能电池有助于该国实现新碳中和目标。

科技日报 2020-11-02

日本誓言 30 年内实现净零排放

在化石能源融资愈加困难的情况下，近年来，日本开始逐步关停老旧燃煤电厂，并提高可再生能源发电比例。而在过去的一年多时间里，日本全国范围内已有 163 座城镇以及乡村宣布到 2050 年实现净零排放，这也让日本政府不得不推出一个全国性的目标。

10 月 26 日，日本首相菅义伟在上任后的第一次国会讲话时宣布，日本将在 2050 年前实现碳中和。然而，业界普遍担忧，多年来煤炭一直占日本一次能源消耗的一半以上，要在未来 30 年内实现净零排放挑战十分艰巨。

“净零阵营”再添一员

菅义伟表示，为实现气候目标，日本将加速关键技术的开发，包括下一代光伏电池技术以及碳回收技术等，同时也将“彻底改变长期依赖煤电的能源格局”。菅义伟称：“应对气候变化对于经济增长来说已经不再是一个限制因素。我们需要改变我们的观念，采取强有力的措施以应对气候变化，同时在工业结构以及经济方面做出改变。”

据了解，早在两年前，日本就曾提出减排目标，但由于缺乏确切时间表以及具体减排措施而备受业界批评。根据 2018 年的减排规划，日本将在 2050 年前把二氧化碳排放量降低 80%，在本世纪下半叶实现净零排放。

彭博社撰文指出，自日本宣布碳减排 80%这一目标后，日本政府曾备受业界质疑，此次提高减排目标，释放出了积极的信号。

有分析指出，此次日本政府宣布净零排放目标的举措很可能是由于商业领域减排压力所致。在化石能源融资愈加困难的情况下，近年来，日本政府已开始逐步关停老旧燃煤电厂，并提高可再生能源发电比例。另外，根据日本环境部公布的消息，在过去的一年多时间里，日本全国范围内已有

163 座城镇以及乡村宣布到 2050 年实现净零排放，这也让日本政府不得不推出一个全国性的目标。
减排之路布满挑战

据路透社报道，截至目前，全球已有超过 60 个国家宣布减排目标，共同对抗气候变化。然而，对于日本能否最终完成减排目标，各界仍有一定质疑声。

有数据显示，日本二氧化碳年排放量位居全球第五，煤炭在该国能源体系中的占比仍超过 50%。自福岛核电事故后，日本公众对于核电的反对声一直居高不下，日本对于化石能源的依赖也愈加严重。2018 年，日本政府制定能源计划称，日本将在 2030 年前，将煤电在其电力结构中占比从 32% 降低至 26%，但在一次能源消费中，日本煤炭使用的占比仍将超过 50%，可再生能源的比例小于 25%。

据《纽约时报》报道，根据当前的计划，日本将降低能源领域对于煤炭的依赖，扩大光伏、风电建设规模，同时核电也将是其未来能源体系中的一部分。菅义伟在讲话中也表示，日本将推动可再生能源发展，并将进一步提高核能安全性，进而保证核能在能源体系中的地位。

截至目前，日本政府尚未披露日本实现碳中和的具体路径细节。

路透社援引环保组织“绿色和平”总监 Sam Annesley 的话称，虽然日本公布了净零排放目标，但日本未来的能源体系中不应包括核电。“过去 10 年间，日本一直在遭受福岛核电事故后的灾难性后果，这表明，核电不应在可持续发展的未来中占有一席之地。”

挪威 Storebrand 资产管理公司首席执行官 Jan Erik Saugestad 则认为，像日本这样严重依赖煤电的国家，其在制定气候目标的同时都应附带一份可靠的淘汰煤炭计划。据了解，该公司旗下约有 900 亿美元资产用于投资日本企业，而该公司对于日本的用煤立场始终持反对意见。

化石能源行业面临巨大调整

《日本经济新闻》撰文称，从目前已宣布净零排放的各国来看，英国、法国、德国等欧洲国家均已宣布将停止煤电使用。日本将在 2021 年夏季对现有能源规划进行修改，从现状来看，预计将迎来较大的改动。

据了解，今年 10 月初，日本贸易与工业部曾宣布，将寻求提高低碳转型预算，并开始逐步淘汰低效燃煤电厂。该部门计划将日本 2021—2022 财年的低碳转型预算调升至 46.5 亿美元，较此前提升约 15.2%。有分析称，在日本，老旧电力设施改造、汽车以及钢铁制造企业以及用煤量较大的工业领域减碳进程仍面临较大压力。

在此情况下，日本化石能源行业也做出了回应。据路透社报道，日本石油协会主席 Tsutomu Sugimori 呼吁，为实现净零排放目标，日本炼油厂商应加速开发更加清洁的能源，使用更多可再生能源以及氢气。

而在煤炭领域，日本煤炭厂商仍“挣扎求生”。路透社援引一位日本官员的话称，日本本土小型老旧电厂主正不断游说相关政府部门，要求在政府出台淘汰煤电政策时获得“豁免”，能够继续维持生计。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-02

构建透明电网，助力能源革命

当前，能源互联网已经成为我国能源电力领域热点。同时，电力（能源）系统数字化已成全球趋势。智能电网、能源互联网技术的快速发展，以及电力市场改革、新能源革命引发的电力系统信息大爆炸，导致海量的电力设备、电器以及用户需要数据连接和先进信息通信技术（以下简称“ICT”）的支撑。目前在电力（能源）系统信息通信理论与技术方面比较热门的研究有：信息物理系统、物联网、无线传感器网络等。在此背景下，中国工程院院士李立涅首次提出“透明电网”的概念：即把现代信息通信技术与电网相结合，在电网上安装小微智能传感器，让电力系统的各个环节展示出来，包括电源信息透明、网络信息透明、市场信息透明、设备状态透明、运行状态透明、交易状态透明等等，最终实现自由数据采集、自由数据存储、自由数据获取、自由智能分析。它可以让社会各方

广泛深入参与电力生产、传输、消费等各环节，协同促进能源电力的清洁低碳、安全高效发展。

透明电网概念的提出主要受到两件事的启发：第一件是以色列农业运用了大量信息技术、计算机技术、数据通信技术、传感器技术、电子控制技术、自动控制理论、运筹学、人工智能等，极大提高了农业生产效率。第二件是交通系统的路况可以清晰、透明地展现在网络上，行车路线可以规划，也可随时调整。这些也可以应用于电网。但是，“透明电网”比“电力物联网”等概念的涵义更加广泛和深刻，既涵盖相关关键技术也包括体制机制的内容，今后将进一步发展为“透明电力系统”“透明能源系统”，其终极目标是形成零边际成本的能源互联网，届时电力（能源）的存储和使用方式将更加方便，也更高效。因此，透明电网理念的提出和相关技术的发展将实现电力（能源）系统的“状态全面感知、信息深度透明、运行高度智能”，促使电力科学的研究范式从基于模型的分析/仿真科学到数据驱动的计算科学转变，将影响到未来电力系统生态乃至能源行业生态，并对世界能源发展产生重要影响。

实现能源互联网的关键是在现有可再生能源发电与智能电网技术的基础上，进一步加强物理层、信息层与价值层的互联。相应地，透明电网也是以现代信息通信技术（如小微智能传感器）为支撑，实现电网物理层和价值层的透明化。

有助于实现能源互联网物理层透明化

以泛在的小微智能传感器为基础，配合电力系统传统的测量终端，构建泛在传感网络，随时随地反映电网内外状态的即时变化，实现对电流、电压等电量状态，以及重力、压力、光照、温度、声音、图像等非电量状态的全面数据获取和及时高效传递。目前可以预见的目标有：第一，电网运行参数（包括电网运行工况、电源情况、负荷情况等）透明化，为政府规划提供决策依据、为电网生产运行和电能供需方市场交易提供所需的电网运行状况信息；第二，将电力设备基础信息透明化，如将设备健康状态（包括设备变位视频图像、数据记录，以及操作电源信号等）提供给设备厂家作为检修评估和给科研机构作为研究发展之用；第三，将电网公共事业信息透明化，如将公共资源信息（包括变电站视频监控、架空线路雷电预警、充电桩占用情况等）提供给公安消防、气象台、广大电动汽车用户共享以完善安全监控范围、辅助天气预报、支持有序高效充电等。

设备层透明化致力于将融合传统电气设备单元与信息通信技术，将单一、离散的设备状态、控制信号整合提升为综合性强、连续性好、透视度高、内涵齐全、应用场景众多、数字化程度高的信息流。信息流可供多元用户多维多层次使用，对于将电网功能从单一供电转化为多元能源枢纽有着重要意义：第一，通过整合电网控制信号与信息流，有效结合源荷状态、线路实际可载流量等网络受限因素，推演受限断面和事故预想情况，制定调度控制策略，实现电网智能化运行控制，降低网络损耗，提高发电机组的利用水平，促进清洁能源优先消纳。第二，通过加装小微智能传感器设备，提高单一设备的控制与反馈能力，赋予设备本身强交互、智能化、自适应的特性，进而实现设备集群化/分散化以及模块化/个体化的多样化控制保护策略。对于实现区域电网自适应调节、提高区域电网故障后自愈能力、配电网源荷互融、小微分布式能源自由并网、多种能源形式协同优化等有极大促进作用。第三，强化电网对公共资源的优化配置能力。将空置充电桩、储能等设备信息提供给用户共享，利用电力系统所掌握的公共资源信息，结合电力市场价格的引导作用，指导广大用户采用最佳用电方式，实现电网削峰填谷、用户优惠购电等多赢局面。

有助于实现能源互联网价值层透明化

在以 2015 年 3 月 15 日中共中央、国务院发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》为标志的新一轮电力体制改革启动之前，我国没有独立的输配电价。销售目录电价体系非常复杂，不同区域、行业、电压等级的销售电价差别很大，内含了购电成本、输配电成本、输配电损耗、政府性基金及附加等，还存在交叉补贴。因此，电网成本不透明一直被人诟病。输配电价改革是新一轮电力体制改革的重要组成部分，2015 年以来，国家发展改革委、国家能源局初步建立了覆盖跨省跨区输电工程、区域电网、省级电网、地方电网、增量配电网的全环节输配电价监管制度框架，确定了我国输配电定价的基本思路。透明电网的构建将有利于厘清输配电资产及成本，建立适应于电力

体制改革的输配电资产全寿命周期成本管理模式，助力输配电价的定价与监管。

当前，电力现货市场建设已成为电力体制改革的关键任务之一，电力现货价格也称为实时电价，由电能生产的短期边际成本确定，它是系统总生产成本对某一用户在某一时刻用电量的偏导数。在实际电力市场中，实时电价一般由安全约束机组组合、安全约束经济调度等短期运行优化模型求出，得到所谓节点电价或分区电价。节点电价受三个因素影响：发电边际成本、线路阻塞情况和网损，采用节点电价法不仅可得到计及输电阻塞的发电计划，而且求出的节点电价也为阻塞费用的分摊提供了依据。但是，节点电价在实际应用中也存在明显不足，特别是对电网物理参数和运行条件相当敏感（特别是电网阻塞情况对电价会产生明显影响），导致发电商和用户承担过大的电价波动风险。此外，节点电价计算所需的电网参数都属于机密信息，对于市场主体来说，市场出清模型有可能因此成为一个黑箱。因此，如何加强交易的透明性（即合理的信息披露机制）就成为电力市场建设的关键任务之一，也将是透明电网的用武之地。

有助于实现能源革命目标

能源安全是关系国家经济社会发展的全局性、战略性问题，对国家繁荣发展、人民生活改善、社会长治久安至关重要。总书记 2014 年 6 月 13 日主持召开中央财经领导小组第六次会议时提出“四个革命、一个合作”的能源安全新战略，从全局和战略的高度指明了保障我国能源安全、推动我国能源事业高质量发展的方向和路径。透明电网将从以下几个方面助力能源革命目标的实现：

首先，透明电网建设可加速推动电气化与信息化深度融合，助力能源消费革命。通过信息化手段，全面提升终端能源消费智能化、高效化水平，推动智慧能源城市建设和发展，推广智能楼宇、智能家居、智能家电，助力智能交通、智能物流。培育基于互联网/物联网的能源消费交易市场，推进用能权、碳排放权、可再生能源配额等的网络化、智能化交易，发展能源共享经济模式。促进终端用能电气化、信息化安全运行体系建设，保障安全可靠的能源消费。发展各类新型用电方式，支持新产业、新业态、新模式发展，提高新消费用电水平。

其次，透明电网建设可推进能源生产智能化，助力能源供给革命。促进风电、太阳能发电等可再生能源的智能化生产，推动化石能源发电的数字化、智能化改造，支持先进储能系统开发。推动电力系统的数字化、智能化建设，并有效对接油气管网、热力管网和其他能源网络，促进多种类型能源网络互联互通和梯级综合利用，建设“源—网—荷—储”协调发展、集成互补的能源互联网。推动能源生产管理和营销模式变革，重塑产业链、供应链、价值链，增强发展新动力。以透明电网为核心，构建基于大数据、云计算、物联网等技术的能源监测、管理、调度信息平台，以及服务体系和产业体系。

再次，透明电网建设能推动智慧能源基础设施建设和装备关键技术、信息通信技术进步，助力能源技术革命。建设完善的智慧能源基础设施，促进 ICT 设备国产化。持续完善能源大数据平台能力建设，合理规划数据资产分类，开放数据分析与共享服务。提升设备智能感知与数据汇集能力，实现电力系统的万物互联，促进人工智能与传统电力（能源）业务的深度融合。促进数据驱动背景下的电力（能源）基础理论研究，使电力（能源）科学的研究范式从基于模型的分析/仿真科学向数据驱动的计算科学转变，在大电网安全稳定运行、智能电网、大规模新能源接入、综合智慧能源、数字电网、大规模储能等关键技术方面取得突破。

最后，透明电网建设有助于加快形成企业自主经营、消费者自由选择、商品和要素自由流动的电力（能源）市场体系，助力能源体制革命。促进完善的电力、油气、煤炭以及用能权等能源交易市场建立，确立公平开放透明统一的市场规则。打破地区封锁、行业垄断，建立主要由市场决定价格的体制机制。促进竞争性环节价格的全面放开和公开公平竞争，建立科学合理的信息披露机制，加强对市场价格的事中事后监管，规范价格行为。透明电网助力政府定价成本监审，推进定价公开透明，完善政府在重要民生和部分网络型自然垄断环节的价格监管制度。落实和完善社会救助、保障标准与物价上涨挂钩的联动机制，保障困难群众基本用能需求。

陈皓勇（供职于华南理工大学电力经济与电力市场研究所） 中国能源报 2020-11-09

欧盟抛出首个甲烷减排战略

欧委会在一份声明中表示，解决甲烷排放问题，对于欧盟实现全球首个碳中和大陆这一最终目标至关重要。2050年前，减少全球50%的甲烷排放，将使全球温度降低0.18摄氏度，这是实现《巴黎协定》温控目标的重要前提之一。

日前，欧盟首份限制甲烷排放的纲要性草案——《欧盟甲烷战略》正式出炉。作为全球最大天然气进口地区，欧盟对于甲烷的排放和泄漏问题关注已久，该战略是《欧洲绿色协议》的一部分，旨在敦促降低欧洲乃至全球范围内甲烷排放。欧委会指出，甲烷是仅次于二氧化碳的第二大气候变化“元凶”，这份战略不仅限于欧洲大陆，也可以成为整个国际社会应对甲烷减排的指导准则。

能源领域是关注重点

《欧盟甲烷战略》将能源、农业和废弃物处理列为甲烷减排的重点对象，尤其侧重能源领域甲烷的排放和泄漏问题。数据显示，这三个领域是最主要的甲烷排放源，约占全球人为甲烷排放量的95%，而在欧洲地区这一占比则高达98%，其中仅化石能源领域就占19%。

针对能源领域的甲烷排放，欧盟提出进一步改善天然气基础设施的泄漏检测和修复，并考虑立法禁止常规燃烧和排气，同时将对区域内消耗和进口的化石能源设立具体的甲烷减排目标，并实施其它减排激励措施。此外，欧盟还将与国际社会扩大合作，探讨欧洲地区进口能源的标准，并制定执行这些标准的法律工具。

农业和废弃物处理方面，欧盟将主要通过更细致、全面的数据收集，以及鼓励创新技术的方式，来改善整体排放情况。敦促农业领域研发和实施创新甲烷减排技术，并强化管理动物饮食和育种；敦促废弃物处理领域提高运营和管理效率，并计划于2024年就垃圾填埋进行立法，以最大限度地减少垃圾填埋场生物降解废弃物的处置，并将进一步研究废弃物制生物甲烷技术。

欧委会在一份声明中表示，解决甲烷排放问题，对于欧盟实现全球首个碳中和大陆这一最终目标至关重要。2050年前，减少全球50%的甲烷排放，将使全球温度降低0.18摄氏度，这是实现《巴黎协定》温控目标的重要前提之一。

据悉，欧盟计划2021年完成《欧盟甲烷战略》的立法工作，以此严格监督上述三个领域的减排活动。基于这一大前提，欧委会还考虑扩大《工业排放指令》的范围，旨在将甲烷纳入其中。目前，《工业排放指令》主要针对大型发电厂的污染排放制定指导方针，限制颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞铅等有毒金属的排放。

监测、验证和报告是优先事项

值得一提的是，《欧盟甲烷战略》将“改善甲烷排放量的监测、验证和报告体系”定为优先事项，原因是目前各行业、成员国之间以及整个国际社会的监测水平均有所不同。

欧委会副主席Frans Timmermans表示：“卫星技术将使我们能够密切监视甲烷排放情况，并帮助提高国际整体排放标准。”他强调，近年来不断改进的卫星监测技术提高了数据的准确度，同时还能降低监测成本。

据悉，欧盟计划通过“哥白尼计划”监测甲烷泄漏情况。该计划是欧盟和欧洲航天局合作的全球环境与安全监测项目，通过对欧洲及非欧洲国家或第三方现有和未来发射的卫星数据及现场观测数据进行协调管理和集成，实现环境与安全的实时动态监测，为决策者提供数据，以帮助他们制定环境法案，预计到2025年可以通过更高的分辨率和精准度，对全球甲烷泄露情况进行更为细致的识别。

此外，欧委会还计划与联合国环境规划署、气候与清洁空气联盟以及国际能源署合建一个国际甲烷排放观测站，以监控全球范围内甲烷排放或泄漏情况，统计和汇编最精准、最可靠的数据。

据行业资讯机构“上游在线”报道，法国已经率先执行了《欧盟甲烷战略》，该战略草案公布不久，法国政府就对法国能源集团Engie和美国LNG开发商NextDecade价值70亿美元的长期购买合同下发了“禁令”，理由是担心这笔交易会在加工和运输领域产生更多的甲烷排放或泄漏。

国际合作和全球行动是关键

欧委会指出，欧盟仅占全球甲烷排放量的 5%，国际合作才是降低这一强力温室气体排放的关键。“这是欧盟做出的首个应对甲烷排放的战略，并非只适用于欧洲大陆，而是整个国际社会都要参与其中，一起推动甲烷排放标准的评估，破解甲烷高排放的困局。”欧盟能源委员 Kadri Simson 表示。

《欧盟动态》指出，全球约 41%的甲烷排放量来自自然资源，如湿地和野火，其余 59%是人类活动所致，其中农业占比最大，约 40%—53%，其次是化石燃料，占比约 19%—30%。目前，bp、壳牌、埃尼等油气巨头均公开支持“严格的甲烷排放法规”，强调可以通过具有成本效益的技术发现和修复产业链上的甲烷排放或泄漏问题。

不过，对于欧盟此次推出的甲烷减排战略，有批评人士认为其“太过空洞”，重点都集中在了“收集和监测数据”方面，对最重要的“设定排放限额”只字未提。支持者则认为，相较于气候政策严重落后的美国，欧洲国家已经意识到减排的必要性，尤其是甲烷减排，这是短期内减缓气候变暖速度最直接、最有效途径，是二氧化碳减排的重要补充。

美国环保协会欧洲执行总监 Jill Duggan 直言：“这一战略使欧洲成为减少甲烷污染的国际政策先锋。”行业组织“全球碳项目”调查发现，过去 20 年，欧洲甲烷排放量有所下降，但非洲、中东、南亚和大洋洲等地的甲烷排放量却急剧增加，与此同时，美国因为猛增的油气钻探作业活动，每年增加 450 万吨的甲烷排放。

本报记者 王林 中国能源报 2020-11-02

电力系统直面新能源高比例并网挑战

“预计‘十四五’时期，我国陆上风电和光伏发电将全面平价或低于火电，部分地区可实现低价。同时，随着大规模新能源接入电网，电力系统需要在随机波动的负荷需求与随机波动的电源之间实现供需平衡，其结构形态、运行控制方式和规划建设将发生根本性变革，形成新一代电力系统及新能源电力系统。”中国工程院院士刘吉臻近日在中电联举办的“2020 年中国电力技术经济高端论坛”上表示。

中电联日前发布的《2020 年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》（以下简称《报告》）显示，前三季度全国电源工程建设完成投资 3082 亿元，同比增长 51.6%，其中“风光”发电投资分别增长 138.4%、113.9%。全国全口径非化石能源发电装机容量合计 8.9 亿千瓦，占全口径发电装机容量的 42.6%。

新能源高比例并网，将给电力系统带来哪些挑战？“十四五”时期，如何应对和解决这些挑战？成为专家热议的焦点。

电力结构将更“绿色”

清华大学气候变化与可持续发展研究院近日联合印发的《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》提出，低碳路径下，我国能源消费总量在 2030-2035 年之间进入峰值，“十四五”期间非化石能源必须成为能源消费增量主体。

中国工程院院士郭剑波指出，为了构建清洁低碳、安全高效的能源体系，我国能源转型主要朝两个方向进行：终端消费侧，电能深度替代化石能源；能源生产侧，以电能形式开发利用新能源。

上述《报告》指出，截至今年 9 月，我国并网风电 2.2 亿千瓦，并网太阳能发电 2.2 亿千瓦，合计占全国全口径发电装机容量的 21.05%；全口径并网风电和并网太阳能发电量合计 5331 亿千瓦时，占全国规模以上电厂总发电量的 9.8%。

“根据预测，2030 年全国新能源总发电量占比将达 20%，2050 年高达 48%。未来高比例新能源发电量的电力系统将从局部地区逐步向全国扩展。”郭剑波指出。

中电联行业发展与环境资源部副主任张琳表示，“十四五”时期，“风光”将成为可再生能源开发的主题增量。“根据预测，2025 年风电、太阳能发电装机均突破 4 亿千瓦，非化石能源装机占比将超过 50%，电力碳排放强度将降低 5%。”

水电水利规划设计院总院副院长易跃春指出，按照努力争取 2060 年前实现碳中和的目标，经测算，可再生能源大约将占我国一次能源消费总量的 75%左右。

经济和安全问题待解

根据中国人民大学应用经济学院教授郑新业提出的“能源不可能三角”理论，任何一种能源都无法做到既供给充足，又价格便宜、清洁环保。高比例的清洁能源并网后，“经济账”和“安全账”如何算？

对此，易跃春表示，近中期提升新能源消纳能力的主要障碍不是技术问题，而是经济和机制问题。“电力系统硬件结构决定了新能源消纳潜力，但政策和经济激励决定了消纳潜力能否充分发挥。近中期看，‘挖潜’是促进新能源消纳最经济、有效的措施。”

目前，国家电网经营区域内大型新能源场站 4000 多个，西北新能源场站超 1500 个，分布式发电约 170 万个。郭剑波预测，未来我国新能源发电单位将达数千万，气象环境、运行控制等信号可达数十亿，系统调度运行极其复杂，控制配置措施和实施难度大。“以某省级电网为例，在火电最小技术出力 50%条件下，新能源消纳问题十分突出。当新能源发电量占比达 30%时，新能源限电率将达 23%，且此时已出现全部由新能源供电的时段。

“2019 年，国家电网公司经营区内，新能源日最大功率波动达 1.07 亿千瓦，占其装机的 31%，预估 2050 年新能源日最大功率将超过 10 亿千瓦。”郭剑波说，“波动功率与届时常规电源火电、水电总装机容量相当，仅靠常规电源调节难以应对新能源日内出力波动，新能源消纳挑战巨大。”

“同时，新能源尖峰出力功率大、电量小，保证尖峰出力需调动巨大的灵活性资源，但对全年发电量贡献极小。未来，高比例新能源电力系统中保证尖峰出力的全额消纳代价大。”郭剑波指出，2018 年，新疆电网风电出力陡增至 890.5 万千瓦，占风电装机容量的 46%，持续时间仅为 5 分钟，累计电量 74 万千瓦，但对应的电量仅占全天风电发电量的 3.3%。

安全方面，郭剑波直言，新能源大规模接入挤占常规机组开机空间，或出现系统运转调频能力下降、无功支撑不足、电压稳定问题突出、越限风险增加等问题。

灵活电力系统是大势

对于高比例新能源电力系统情景下电力系统的变化，郭剑波认为可能会有两种演化方式：通过改造新能源电站，使其具有同步发电机的特性；改造传统发电站使其具有逆变器特性，在此方式下，系统的稳定性、分析理论和方法都将不同于传统电网。

而针对新能源既不参与电力平衡调节，也不参与电量平衡调节的“权责利”问题，郭剑波表示：“新能源发电因不确定性、边际成本低等特点，电力电量总量充盈与时空不平衡矛盾突出，将催生新的商业模式，市场和政策及只需考虑新能源与常规电源以及用户的配合，协调市场内多利益主体。”

易跃春指出，未来，数字化和信息化技术将被广泛应用，推动系统安全性和灵活性大幅提升。电力系统灵活性从目前的发电侧为主向发电侧、电网侧、用户侧并重转变，构建适应高比例可再生能源的智能电力系统。“另外，可再生能源加速发展面临的空间发展约束开始显现，‘十四五’要关注其开发与国土空间规划的衔接。”

本报实习记者 赵紫原 中国能源报 2020-11-09

碳排放权交易试点累计成交额超 90 亿元

本报北京 11 月 2 日讯 记者曹红艳报道：生态环境部今日开始就《全国碳排放权交易管理办法（试行）》和《全国碳排放权登记交易结算管理办法（试行）》向社会公开征求意见，旨在加快推进全国碳排放权交易市场建设。

碳排放权交易是利用市场机制控制和减少温室气体排放、推动绿色低碳发展的一项重大制度创新。2011 年我国在北京等 7 省市开展碳排放权交易试点。截至今年 8 月份，试点省市碳市场共覆盖钢铁、电力、水泥等 20 多个行业，近 3000 家企业，累计成交量超过 4 亿吨，累计成交额超过 90 亿元，有效推动了试点省市应对气候变化和控制温室气体排放工作，为我国正在积极推进的全国碳市

场建设积累了宝贵经验。

由生态环境部起草的《全国碳排放权交易管理办法（试行）》体现了“企业自证”原则，将确保碳排放数据真实性和准确性的责任压实到企业，由重点排放单位对排放报告的真实性和完整性负责，生态环境主管部门对其监测计划和排放报告质量实施核查和监督检查。

《全国碳排放权交易管理办法（试行）》在强化企业报送责任的基础上，加强了对监测计划的监督管理，规定以“双随机、一公开”方式开展重点排放单位排放报告核查工作，省级生态环境主管部门在开展核查时既可以利用生态环境系统现有的队伍力量开展核查，也可以通过政府购买服务方式委托社会技术服务机构提供核查服务。

《全国碳排放权交易管理办法（试行）》明确生态环境部负责制定全国碳市场统一的制度、标准和技术规范，省级生态环境主管部门负责组织开展全国碳排放权交易数据报送、核查、配额分配、清缴履约等相关活动的监督和管理，市级生态环境主管部门负责配合落实相关具体工作。

根据国外和国内试点省市碳市场建设经验，碳交易立法及有关配套制度文件出台是碳市场有序运行必要条件。碳排放权登记、交易和结算是全国碳市场运行的重要环节，目前我国尚缺乏专门针对上述环节和全国碳市场监督管理的政策文件，亟需从制度层面对全国碳市场登记、交易、结算的基本要求和各方权责等作出明确规定。

《全国碳排放权登记交易结算管理办法（试行）》则明确了全国碳排放权登记、交易和结算各环节的基本要素，明确了全国碳排放权登记结算机构和交易机构的职能，明确了登记、交易和结算的监管体系等。同时，细化了登记、交易、结算监管，编制了相关管理细则。

生态环境部应对气候变化司司长李高介绍，目前全国碳市场建设已经取得了很大进展。在基础设施建设方面，生态环境部组织湖北省、上海市生态环境主管部门及相关支撑单位研究制定了全国碳排放权注册登记系统和交易系统的施工建设方案；在开展配额分配方面，生态环境部组织地方报送并核对了发电行业重点排放单位名单。生态环境部起草形成的《2019—2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案》，正根据反馈意见作进一步修改完善。

此外，结合全国碳市场下一步扩大覆盖范围的需要，生态环境部已组织开展了相关行业企业的碳排放数据报告与核查工作，除发电行业以外，涵盖了建材、有色、钢铁、石化、化工、造纸、航空等行业。

李高表示，“十二五”时期碳市场试点先行，“十三五”时期是为全国碳市场打基础，“十四五”时期对我国碳市场发展具有里程碑意义。“我国将进一步加快相关工作进度，确保相关制度文件出台、基础设施建设以及数据核查工作加快推进，为尽早实现上线交易奠定良好基础。”

经济日报 2020-11-03

美国研发碳纳米管助推锂电池 可提高电导率和倍率能力

在改善当今能量存储技术的众多途径中,向电极中添加导电“填充”材料有望带来更好的速率能力,导电性和整体电池性能。

由得克萨斯大学奥斯汀分校(UTA)领导的科学家解释说:“尽管已经广泛开发了各种导电填料,但对这些填料的几何形状和尺寸如何影响电极电导率,结构以及最终对电化学的理解高能量存储系统的性能仍然不足。”

该小组使用三种不同的导电碳材料进行了实验,以确定哪种材料具有最佳性能。将不同数量的单壁碳纳米管、石墨烯纳米片和“Super P”(一种已经在锂离子电池中通常用作导电填料的炭黑颗粒)添加到镍钴锰(NCM)阴极中。

然后使用各种光谱和电化学表征技术测量这些阴极。发表在《应用物理评论》上的论文揭示了用于高能存储系统的厚电池电极中导电填料的维数效应。

锂离子电池的应用受到限制,因为它们无法满足高功率输出和可逆储能的要求。主要挑战集中在

开发既能产生高能量又能产生功率的电极体系结构上。作为关键成分之一,导电填料在电池电极中起着至关重要的作用,有助于形成导电性和整形电极结构,从而显著决定倍率能力。

单壁碳纳米管(SWCNT)被证明是性能最好的添加剂。该小组观察到,纳米管在 NCM 颗粒周围形成了导电涂层,并且还在 NCM 颗粒之间形成了相互连接的网络。石墨烯纳米片具有相似的效果,但形成的结构不太均匀。

最好的 SWCNT 电极显示容量 142 毫安时每克(mAh/g)的充电率 0.2 摄氏度,跌至 101 mAh / g 当利率增加到 2C 组还发现,0.16%的体重 SWCNTs 足以确保良好的导电性。UTA 的余桂华(Guihua Yu)解释说:“当将导电填料添加到绝缘基质中时,一旦形成穿过复合材料的第一条导电路径,电导率就会显著增加。”

该组织表示,其发现表明,以这种方式集成 SWCNT 可以促进更好的离子和电荷转移,从而导致性能更好的电池,尤其是在高放电速率下。总体而言,对导电填料行为的进一步了解可以为高能量/功率密度电极的设计打开新的大门。

想了解更多关于锂电及储能领域的行业资讯,欢迎关注微锂电,每日为你推送最前沿的行业讯息

OFweek 维科网签约作者 能见 2020-11-12

海南儋州生活垃圾焚烧发电项目投运 年发电量超亿度

11月6日,海南儋州市生活垃圾发电项目正式投产发电,年发电量可达1.3亿度。据了解,儋州市生活垃圾焚烧发电项目发电装机总容量2.5万千瓦,垃圾处理效率为1200吨/天,大幅提高海南西部片区的生活垃圾处理能力。

儋州市生活垃圾发电项目还对垃圾回收程中产生的液体进行净化,将用于厂区绿化用水。焚烧后产生的残渣可制成环保砖,烟气温度控制在850摄氏度以上,有效地控制了二恶英等有害气体的产生,产生的烟气经过烟气净化系统全部达标排放。据悉,目前海南已建成垃圾发电厂8座。今年1至10月,全省垃圾发电总量达4.8亿度,同比增长22.7%,相当于节约标煤14.4万吨,占全省总发电量的1.83%。

央视 2020-11-10

聚焦碳中和：如何发挥可再生能源消纳保障机制

2019年5月国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》,通过建立具有一定强制性和约束力的消纳责任机制、按省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重指标,推进可再生能源电力消费引领氛围的形成,建立电源供应侧促进和用电消费侧责任双轨并行、共同发力的可再生能源电力发展机制,并在风电、光伏发电等可再生能源电力全面实现电价补贴退出后,过渡到以消纳可再生能源电力、消费侧责任为主、市场化运行为基础的发展机制。

虽然政策文件标明了五年的有效期,但从机制目标和设计看,可再生能源电力消纳保障机制(以下简称“消纳保障机制”)是以建立长效机制为着眼点,尤其是在“十四五”初期风光普遍具备平价上网条件、实现全面去补贴后,将是保障实现非化石能源和可再生能源在电力消费和能源消费总量占比的近中远期目标、引导可再生能源产业健康发展的具有操作性的政策措施。

机制实施首年,促进可再生能源电力消纳及优化配置的作用已显现

通过合理设定(原则上逐年提升或至少不降低)各地区可再生能源和非水可再生能源电力消纳责任权重指标,消纳保障机制可在两个方面发挥作用,一是对于新项目建设,通过各地区逐年增加的消纳电量占比以及全社会用电量的增加,两者共同带来可再生能源电量需求增量;二是对于所有已经建设完成和投入运行的可再生能源发电项目,提供电力收购和消纳保障。

2019 年为消纳保障机制的各地区自考核年，2020 年为正式第一年考核年。政策实施一年多的时间，自考核年的效果已显现（见图 1），已经有效调动各方（地方政府、电网企业以及其他需要完成责任权重指标的义务主体）消纳可再生能源电力的积极性，或换言之，对义务主体增加消纳压力的作用显现。

从量化数据上，2019 年风光消纳继续好转，限电率分别降至 4%和 2%。相较 2018 年，2019 年特高压输送、省间交易等全部可再生能源电量和非水可再生能源电量均显著增加，如特高压输送可再生能源电量同比增加 12.8%，占全部输送电量的 52.4%，机制促进了跨省跨区消纳和优化配置。



图 1 非水可再生能源 2019 年电量占比、2019 和 2020 年消纳保障机制目标（数据来源：国家能源局）

新形势下消纳保障机制是可再生能源领域落实国家碳达峰碳中和目标及能源安全新战略的有效措施

2020 年 9 月，我国宣布力争 2030 年前碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。这是很重要的顶层设计，对近中长期的能源发展会带来影响。从可再生能源角度，自上而下的逻辑线应该是，顶层为碳达峰碳中和及能源安全新战略目标，据此确定可再生能源各五年规划和中长期战略目标，再作为消纳保障机制的责任权重和分省责任权重指标分解的基础和依据，责任权重指标是分省份、分年度且原则上逐年提升。

2019 年和 2020 年，各地区可再生能源接网消纳空间和条件成为新安排风光项目建设的前置因素之一。2020 年国家能源局组织了各地区风光新增消纳能力的首次测算、论证并公布的工作，引导企业投资，为地方项目建设管理提供依据。

从可再生能源高质量发展需求看，逐年测算论证并公布各地区风光等波动电源的新增消纳能力也应成为长效机制，且仅公布当年的消纳能力不够，应逐步建立滚动测算论证公布 3-5 年消纳能力的机制。

但重要的是，新增消纳空间的确定不应以现有电力系统的能力为基础，而是必须满足逐年提升的消纳保障机制中责任权重指标的要求，如果某个区域或省份消纳空间或能力不足，就需要提前布局，采取有效措施，如火电灵活性改造、煤电运行方式调整、布局跨省跨区输电线路规划建设、完善电力市场化运行机制，在系统配置储能、增强需求侧响应等各项措施，显著增加消纳空间。

逐步建立均衡消纳责任权重的机制，增强全社会绿色能源消费责任的体现度

“十三五”期间无论是可再生能源目标引导机制，还是各地区消纳责任权重年度指标的设定和调整，均考虑了多种因素，总体原则是：依据战略规划，结合各区域实际用电增长、实际可消纳本地生产和区域外输入可再生能源电力的能力确定，电力净输出区域应做到本地消纳达到全国先进水平，电力净输入区域应做到本地生产的可再生能源电力充分消纳并对区域外输入可再生能源电力尽最大能力消纳，即分区设定、动态调整。

这样的原则充分考虑了各地区可再生能源发展的基础和条件、与既往及“十三五”期间其他可再

生能源政策的衔接，以及消纳保障机制实施初期的落实和操作性问题，因此 2020 年各省份之间责任权重指标各不相同，差异较大（如图 1 所示）。

但从长远看，使用和消纳可再生能源等清洁绿色电力应是全社会的责任，消纳保障机制作为以消费侧责任为主、市场化运行为基础的机制，也应考虑各地区相对公平和均衡承担相应的责任，逐步缩小地区间责任权重指标差异，最终达到均衡承担，体现公平性。

即建议完善责任权重指标的路径是：初期以实际可再生能源电力消纳基础和条件为主要因素分区，第二步采用增量均衡原则（如同等百分点增量），第三步再逐步转为均衡比例原则。该路径下，东中部和南方相对发达地区未来消纳责任及权重指标提升必须加快，意味着其一需要加大在可再生能源电力平价无补贴情况下开发本地可再生能源，其二增强主动性和意愿，更多接受购买外来输入消纳可再生能源电力电量，其三也拓展通过电力市场交易、可再生能源电力绿色证书交易等市场化方式达成责任权重指标要求的途径。

进一步增强消纳保障机制与可再生能源电力绿色证书交易机制的连接与融合协同实施

2020 年初财政部、国家发改委、国家能源局颁布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见（财建〔2020〕4 号）》，提出 2021 年开始实行配额制下的绿色电力证书交易。自愿认购绿证是完成消纳责任权重指标的两种补充方式之一，两个机制之间的连接本已存在并可融合实施。根据已出台政策，2019 年和 2020 年安排的风光平价项目以及达到电价补贴年限或小时数后进入无补贴状态的项目，均可获得绿证并可出售，因此预期未来几年内将有越来越多的价格在每千瓦时几分钱量级的绿证可供交易，供应端证书量增加。

目前绿证及交易机制的细化和完善在进行中，两个机制的融合协同实施，可为逐步走向均衡消纳责任权重机制创造条件。如“三北”和西部地区可再生能源项目可通过绿证交易获得收益，在电力市场的竞争力增强；东中部和南方地区通过接受输入和实际消纳外来电力、通过从超额完成指标任务的责任主体购买、通过绿证交易均可显著提升消纳比例。

时璟丽 能源杂志 2020-11-13

能源结构低碳转型再提速

中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和——这是我国对国际社会作出的庄严承诺。我国能源消费主要以化石能源为主，二氧化碳减排任务艰巨。如何更早、更快实现低碳发展，助力实现“达峰”“碳中和”目标，是能源行业面临的重大课题。

生态环境部应对气候变化司：将从源头上推动能源结构根本转型

■本报记者 朱妍

“中国作为最大的发展中国家，发展不平衡、不充分的问题仍然存在，面临着一系列艰巨任务。这次提出来的新达峰目标，自己跟自己比在时间上提前了，对于中国这样一个经济体量和能耗体量巨大的国家而言，需要作出巨大努力。这是一个非常巨大的挑战，也显示了我国应对气候变化工作的决心和力度。”在近日举行的月度例行新闻发布会上，生态环境部应对气候变化司司长李高说。

“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。”这是我国最新提出的碳达峰目标，也是我国首次明确碳中和愿景。碳中和，是指企业、团体或个人测算在一定时间内直接或间接产生的温室气体排放总量，通过植树造林、节能减排等形式，以抵消自身产生的二氧化碳排放量，实现二氧化碳“净零排放”。李高表示，横向来比，我国从碳达峰到实现碳中和需要的时间，比发达国家缩短 30 年左右。

底气从何而来？截至 2019 年底，我国碳强度较 2015 年降低约 48.1%，非化石能源占一次能源消费比重达 15.3%，已超过对外承诺的到 2020 年下降 40%-45% 的目标，扭转了碳排放快速增长的局面。在此背景下，我国可再生能源领域专利数、投资、装机和发电量连续多年稳居全球第一，风电、

光伏的装机规模均占全球 30%以上；仅 2016-2019 年，我国节能提高能效工作的效果，就相当于减少二氧化碳排放 14 亿吨；2010 年以来，我国新能源汽车以年均翻一番的增速快速增长，成为又一减排亮点……“近年来，我们采取了一系列强有力的应对气候变化政策行动，实现了碳强度的持续下降和能源结构的持续优化。”李高称。

记者了解到，实现全新目标必须克服一系列挑战。清华大学气候研究院学术委员会主任何建坤表示，从碳达峰到碳中和，欧美有 50-70 年过渡期，而我国只有 30 年时间。相当于 2030-2050 年，我国年减排率平均将达 8%-10%，远超发达国家减排的速度和力度。“到 2060 年实现碳中和，实际是要努力实现以控制 1.5°C 升温目标为导向的长期深度脱碳转型，我们要比发达国家付出更大努力。”

生态环境部气候变化事务特别顾问解振华指出，目前，我国煤炭消费占比仍超过 50%，单位能源二氧化碳排放强度是世界平均水平的 1.3 倍，单位 GDP 能耗是世界平均水平的 1.4 倍、发达国家的 2.1 倍。一些低碳、零碳技术的核心工艺还需要进口，技术系统集成、产业化和技术专业推广的能力不足，建立低碳、零碳能源体系要付出艰苦努力。

“十四五”是实现新达峰目标和碳中和愿景非常关键的时期。为此，将全面加强应对气候变化工作，形成推进经济高质量发展、生态环境高水平保护的机制，从源头上推动经济结构、产业结构、能源结构的根本转型。”李高透露，计划将碳强度下降作为约束性指标纳入“十四五”规划纲要，并研究制定跨越“十四五”“十五五”的二氧化碳排放达峰行动计划，以持续 10 年左右的时间推动落实。在能源领域，加快推动能源结构低碳转型，采取有效措施控制化石能源消费，严控能耗强度，特别是化石能源消费强度，实施更加严格的控煤措施。大力推进以电代煤、以电代气，加大散煤治理力度，同时大力发展可再生能源。

可再生能源应着力“扩容降本增效”

■本报记者 李丽旻 实习记者 董梓童

日前，国家能源局发布的前三季度可再生能源装机及发电量数据显示，截至 9 月，我国可再生能源发电装机达 8.37 亿千瓦，同比增长 9.6%；可再生能源发电量为 15305 亿千瓦时，同比增长 6.5%。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长任育之认为，近年来，可再生能源发电已成为我国新增装机的主体，发电量和全社会用电量占比持续提升。二氧化碳排放力争 2030 年前达峰、努力争取 2060 年前实现碳中和目标的提出，为我国可再生能源的发展提供了新方向。

中国能源研究会常务副理事长史玉波指出，在新目标下，大力发展以光伏、风电为代表的可再生能源是实现目标的重要路径。

国际可再生能源署预测，到 2050 年，中国风电、光伏合计占总发电装机量比重将超过 70%，与 2019 年末光伏 2.04 亿千瓦、风电 2.1 亿千瓦的总装机规模比较，未来光伏和风电分别拥有近 30 倍和 15 倍的增长空间。

在此背景下，“和煤电同价”已经不是可再生能源电力发展的终点，而是绿电和其他能源电力竞争的新起点。“降本增效”仍然是可再生能源发展的主要落脚点。

集邦咨询旗下新能源研究中心 EnergyTrend 认为，一方面，企业应加大研发投入，对生产工艺进行优化，提升产品的能源转化效率；另一方面，应通过改进现有设备、工艺的运作模式来推动自身的节能减排。

据了解，目前，以隆基股份、通威股份、天合光能等为代表的光伏企业在不断突破市场主流技术 PERC 电池组件转换效率的同时，正积极研发 TOPCon、HJT、IBC 等新型技术。在风电领域，多年来整机制造水平不断提升，数字化、智能化大潮席卷而来，持续推动风电降本。

但要构建以风、光为主体的电力系统，还需要解决电网接入的问题。落基山研究所董事陈济指出：“随着成本持续下降，储能将成为解决高比例可再生能源电力波动性的终极解决方案。从短期来看，储能产业尚处在发展初期，应依托辅助服务市场建设为储能市场发展提供明确价格信号，打造良好的商业竞争环境，从而推动可再生能源高比例并网。

此外，陈济强调，氢能对实现碳中和目标至关重要，特别是在重工业和重型交通等脱碳难度较

大领域的应用。“未来，随着可再生能源比例的提升，电力系统通过需求侧管理挖掘灵活性资源的需求也将不断提高。如果大量重工业的生产过程需要通过电解水制氢并储氢，将形成巨大的储能能力，可作为电网调峰的重要手段。”

落基山研究所预测，随着可再生电力成本的降低，到 2050 年前电解水制氢成本将低于煤制氢。按照 2050 年零碳情景，初步测算中国氢产量将达到 8100 万吨。

隆基股份品牌总经理王英歌认为，在技术持续创新的背景下，未来我国新能源产业将跨界融合，不断推动多能互补模式的发展，可再生能源将不断和储能、氢能等能源供给形式相结合，开拓多元化发展的新局面。

伍德麦肯兹预测，在中国持续发展可再生能源、氢能产业，利用先进减排技术的情况下，到 2040 年中国二氧化碳排放水平将较 2019 年下滑 60%，并在 2060 年前实现碳中和。

油气领域需提升全产业链减碳技术

■本报记者 李玲

作为传统化石能源，石油和天然气是碳排放“大户”。IEA 统计数据显示，2019 年全球二氧化碳排放量为 330 亿吨，主要来自煤、石油和天然气等一次能源的使用，其中石油和天然气排放的二氧化碳达到了 182 亿吨，占比 55%。

“油气行业既是能源生产者，同时也是会产生大量碳排放的行业，从开采、运输、储存到终端应用环节，都会产生碳排放。”对外经济贸易大学国家对外开放研究院研究员董秀成指出，“比如，油田开采过程中需要加压、加热、注水、注剂，这些措施本身就是碳排放的过程。炼油行业同样如此，需要通过燃烧供能、供热，一直到油气产品的终端使用，交通、发电领域，也都会产生碳排放。”

在美国环保协会北京代表处首席代表张建宇看来，除了二氧化碳外，油气生产活动中还会产生另一种不可忽视的温室气体——甲烷。“油气开采、运输过程中，会涉及甲烷的排放，比如泄漏，虽然它的排放量比二氧化碳少得多，但每千克甲烷的暖化效应是二氧化碳的 84 倍。近年来，甲烷排放问题逐渐在油气行业引起重视。”

事实上，我国大型油气企业在碳减排上早有行动。2014 年，中石油就与其他 9 家国际油气巨头联合成立了油气行业气候倡议组织（OGCI），致力于减少油气行业的碳排放强度。中石化从 2011 年就把绿色低碳发展作为发展战略之一，在温室气体减排方面做了大量的工作。

在多位受访者看来，随着碳中和目标的提出，油气行业将面临更多挑战。

“碳减排压力下，行业的整体成本肯定会增加。因为要想减少碳排放，首先需要采取技术手段，在生产过程中尽可能减少排放，这都需要以成本增加作为代价。在终端应用上，比如交通领域，碳排放越少，对油品、发动机的要求就越高，汽油从有铅到无铅，从国 I 到国 VI，每升一级，都意味着成本的增加，这就是企业要面临的问题。”董秀成表示。

董秀成建议：“对油气行业来说，主要有两个方向。第一，要加大减碳的技术投入，不管是生产环节还是消费环节，都要尽可能减少排放；第二，要加快转型，随着环保政策越来越严格，化石能源的市场空间会越来越小，石油企业不得不转型。他们过去是石油公司，将来可以是综合的能源公司，油气之外，还可以发展其他的绿色低碳能源。”

张建宇也指出：“石油企业本身是能源的生产者，从上游开采、储存、运输到终端用户，一方面需要自己在生产过程中，把产生的碳排放尽量降到最低。但这样是不够的，有些企业已经意识到，即使生产过程中的排放降到最低，自己所处行业本身也会带来大量的二氧化碳和甲烷排放，所以要进行转型，主动降低石油天然气业务占比，向更绿色、低碳的方向转移。”

“回顾人类能源的利用史，我们对能源的需求一直是向着高效和清洁的方向发展，从柴薪到煤炭，再到石油和氢能、风电和太阳能等。油气公司若要在未来保持竞争力，就不能只关注传统油气业务，而是需要不断调整，拥抱更多能源类型，提供多样化能源服务和解决方案才是方向。”张建宇表示。

坚持严控煤电产能

■本报记者 卢彬

我国碳排放的主要来源是煤炭，其中，煤炭消费占比最高的是煤电。据统计，截至 2019 年底，我国煤电装机达到 10.4 亿千瓦，2019 年煤电发电量 4.6 万亿千瓦时，在各自总量中分别占比 52.0%、62.3%，较“十二五”末下降 7 个百分点和 5 个百分点。

占比虽有所下降，但煤电仍是我国目前乃至中长期电力供应的主力。

“与发达国家相比，我国实现碳中和的时间减半，难度加倍，任务艰巨。”全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院院长周原冰表示，“对应碳中和目标，意味着供电碳排放必须从 600 克/千瓦时代下降到 100 克/千瓦时，甚至 50 克/千瓦时。”

周原冰直言，要实现“2030 年前碳排放达峰、2060 年前碳中和”目标，我国煤电装机必须在“十四五”达峰，并在 2030 年后快速下降。

华北电力大学教授袁家海则指出：“电力部门要在 2050 年前实现零排放、2060 年前实现一定规模的负排放，才能支撑整个能源系统实现碳中和。”

煤电担负的减碳任务十分艰巨，但煤电的生产方式决定了大量二氧化碳的排放，碳捕获、利用与封存（CCUS）被视为解决这一短板亟待突破的技术。但 CCUS 在实际应用中究竟能够作出多少贡献？

从技术上，CCUS 目前尚未展现出足够的商业化可行性。“根据目前情况测算，煤电应用 CCUS 将使能耗增加 24%到 40%，投资增加 20%到 30%，效率损失 8%到 15%，综合发电成本增加 70%以上。”周原冰指出，CCUS 在实现碳移除、碳中和中不可或缺，但在煤电领域难有大规模应用可能。“即便没有 CCUS，煤电未来的竞争力也将随着可再生能源成本降低而大大减弱；CCUS 带来的成本大幅增加更是煤电难以承受的。”

袁家海也指出，单独依靠 CCUS 未必是电力系统实现脱碳的经济选项。“从最大化利用现役资产而言，生物质掺烧加 CCUS 可能是一条可选路径。”

在尽可能降低煤电碳排放强度的同时，为了控制碳排放总量，煤电的产能限制也需要坚持下去。针对“2030 年碳排放达峰、2060 年实现碳中和”目标，受访专家普遍对我国煤电装机容量未来峰值给出了 11-13 亿千瓦的预测，煤电产能整体增长空间已十分有限。

“煤电供给侧改革近年来取得了显著成效，仍有必要继续实施，优化存量煤电，主动减少无效供给。”华电集团副总法律顾问陈宗法指出，煤电产能过剩仍是发电行业的“风险源”，煤电要实现脱困、转型，增量要严格控制，存量要先完成淘汰关停与重组整合，再分类实施升级改造。“从企业的角度讲，希望国家能建立起帮助煤电退出、促进能源清洁转型的公平长效保障机制。”

国网能源研究院能源规划所主任工程师张富强指出，“少新建、多延寿”是减少煤电新增投资、发挥存量煤电作用的重要途径。“按 30 年设计寿命计算，2020-2030 年将有 1.4 亿千瓦煤电机组退役，2030-2050 年则高达 9 亿千瓦。从国际经验和我国早期投产煤电机组来看，煤电机组运行寿命可以延长至 40-50 年。”

中国能源报 2020-11-09

超 90 亿元，我国碳市场成交量全球第二

本报讯 生态环境部近日举行的新闻发布会上，生态环境部应对气候变化司司长李高介绍，截至 2019 年底，我国碳强度较 2005 年降低约 48.1%，非化石能源占一次能源消费比重达 15.3%，已提前完成 2020 年控制温室气体排放目标，也为实现 2030 年前达峰目标、2060 年前碳中和愿景奠定了基础。

我国试点碳市场已成长为全球配额成交量第二大碳市场。截至今年 8 月，试点省市碳市场共覆盖钢铁、电力、水泥等 20 多个行业，近 3000 家企业，累计成交量超过 4 亿吨，累计成交额超 90 亿元。

李高说，“十三五”时期是为全国碳市场打基础，“十四五”时期，将实现从试点先行到建立全国统

一市场，实现从单一市场、单一行业突破到多行业纳入，从启动交易到持续平稳运行等。“十四五”时期还将严控能耗强度，尤其是化石能源消费强度，实施更严格的控煤措施，推进以电代煤和代气，加大散煤治理力度，大力发展可再生能源等。

李禾 中国能源报 2020-11-09

钢铁行业低碳转型任重道远

“钢铁工业是我国能源消耗较大的产业部门”“钢铁排放量已超过电力行业”“钢铁行业低碳转型任重道远”。这是记者近日采访中听到最多的声音。

我国是世界上最大的钢铁生产大国，粗钢产量连续 20 余年全球第一，与产量位居世界首位形成鲜明对比的是，行业高质量实施超低排放改造还有很长的路要走。

排放量约占工业总耗能的 15%

钢铁工业是我国能源消耗较大的产业部门，约占全国工业总能耗的 15%，按照目前的产能估算，烧结矿消耗量超过 15 亿吨。烧结矿工序的能耗约占钢铁生产工艺总能耗的 12%-15%，仅次于炼铁工序。目前，我国烧结矿显热回收受到技术瓶颈制约限制，回收率一般小于 30%，若该显热能回收超 50%，则每年可节省能耗折算标准煤超 1000 万吨，增效价值客观，余热利用潜在效益巨大。

在国家发改委资源节约和环境保护司环保处处长蒋靖浩看来，与国外对比看，我国钢铁行业的环境保护水平与先进产能的差距虽然在缩小，但依然存在，排放水平仍有提升空间，目前我国对废气污染物的治理主要停留在关键污染物指标的超低排放整改上，而工业发达国家先进钢铁企业对烟尘，二氧化硫，氮氧化物的治理基本完成，正致力于第三代污染物控制技术的开发与应用。

“钢铁行业碳排放强度大，是我国二氧化碳减排的主要战场。”北京科技大学原校长张欣欣表示，世界主要产钢地区和国家如欧盟、日本等都启动了相应的降低钢铁行业二氧化碳排放的行动计划，低碳化是行业可持续发展的需要，钢铁行业是纳入全国碳排放交易市场的首批 8 个重点行业之一，企业将面临二氧化碳排放税的压力。

中国钢铁工业协会副会长、冶金工业规划院党委书记李新创表示，“十四五”期间，钢铁行业超低排放改造市场空间仍会进一步扩大。预计钢铁烧结烟气脱硫脱硝改造项目 800 个，累计投资 320 亿元；钢铁焦炉烟气脱硫脱硝改造项目 900 个，投入资金 180 亿元；高炉煤气精脱硫项目 950 个，预计投资 100 亿元。

诸多因素制约钢铁超低排放

钢铁行业具有系统性强、产业链长的特点，同时钢铁行业也是消耗大户，是超低排放节能技术改造的重点领域。虽然全国 6.1 亿吨钢铁产能已开始实施超低排放改造，但仍有大量企业未开展相关改造工作，或者改造不到位，钢铁行业超低排放仍然任重道远。

“我国钢铁行业发展不平衡不充分的问题突出，在钢铁规模巨大产能中，优势产能、绿色产能并不多，具有国际竞争力的企业很少。”李新创直言，不同企业环保设施装备水平、治理管理、现场环境相差甚远。全国实现全流程超低排放的只有首钢迁钢、太钢两家。“此外，环保欠账较多，管理水平较低的钢铁企业的吨钢排放量是首钢迁钢的 20-30 倍。部分区域钢铁产能过度集中，吨钢污染物排放量下降幅度不及粗钢排放量增长速度。”

业内人士还指出，目前我国钢铁企业技术创新能力也亟待加强，智能化车间、无头轧制、低碳炼铁等技术与先进国家存在较大差距。“我们耳熟能详的量子电炉、康斯迪电炉、ESP 等工艺设备均是引进。”李新创说。

生态环境部大气环境司项目处处长佟彦超表示，近期调研几个钢铁大省发现，有些钢企在清洁运输、环境管理、在线监测运行和规范化方面都有很多薄弱点，还有部分钢铁企业没有按照可用性技术指南进行改造，达不到超低排放改造的要求，甚至有些企业在评估监测时弄虚作假。

加强事中事后监管

在国家节能中心副主任史作廷看来，节能新技术的创新难度大、市场推广深度不够、技术供需双方信息不对称、缺乏科学有效评价体系、技术改造融资难等因素均制约了钢铁行业超低排放技术推广。针对业内普遍反映的钢铁行业超低排放投入低、改造技术不成熟等问题，相关单位也积极采取各种措施改进，旨在为钢铁行业搭建节能环保技术和资金供需交流对接平台，推动节能环保项目落地。

针对评估监测过程弄虚作假等问题，生态环境部门将会加强事中事后监管。“未来我们将会公布一批案例，将企业和评估监测机构纳入黑名单，对达到超低排放改造要求的钢铁企业在生产、环保监管、社会信用等方面，给予货真价实的好处。”佟彦超说，近期商务部联合生态环境部，计划在近期推出完成超低排放改造企业享受出口退税的政策。

本报记者 苏南 中国能源报 2020-11-09

韩国宣布 2050 年实现碳中和

本报讯 10 月 28 日，韩国总统文在寅在国会发表演讲时宣布，韩国将在 2050 年前实现碳中和。文在寅表示：“韩国政府将会同国际社会一起积极应对气候变化。韩国的能源供应将从煤炭转向可再生能源，在转型过程中，政府也会创造新的市场机会、新的行业发展和就业机会”。

据了解，早在 2019 年 4 月，现在的执政党韩国民主党就已经将 2050 碳中和作为竞选战略的一部分，此次正式将其确立为政府的官方政策，也使得韩国成为继中国、日本之后，第三个明确碳中和目标的亚洲国家。亚洲投资人团体气候变化委员会执行主任 Rebecca Mikula-Wright 认为，这将向市场释放一个强有力的信号，鼓励其它亚洲国家和贸易伙伴紧随其后。

韩国民主党议员李素永表示：“现在我们要做的是确定具体的路线图，来实现碳中和目标，并且加强 2030 年的自主贡献目标。尽管 2050 年依然有些遥远，但是建筑规划和基础设施建设都需要立刻做出改变。我们需要制定法律和政策来有效促进这一巨大的社会转型。”

韩国气候组织 Solutions for Our Climate 的执行主任 Joojin Kim 则指出：“要让 2050 碳中和成为有实际意义的目标，韩国政府需要尽快提高 2030 年的减排目标，并且提出清晰的能源转型计划以确保在 2030 年淘汰煤电。”

事实上，目前，煤炭仍是韩国最重要的能源来源，同时，韩国还是全球第三大 LNG 进口国。而根据联合国前秘书长潘基文发起的一个气候倡议，若想与《巴黎协定》的目标保持一致，包括韩国在内的发达国家需要在 2030 年前淘汰煤电。

据悉，韩国现有的气候目标承诺，在 2030 年将碳排放较 1990 年水平降低 78%。

穆紫 中国能源报 2020-11-02

地热能

上海市发布《浅层地热能开发利用监测技术标准》

近日，上海市住房和城乡建设管理委员会批准发布了《浅层地热能开发利用监测技术标准》，该标准为上海市工程建设规范，自 2021 年 3 月 1 日起实施。本标准适用于上海市浅层地热能的区域监测及新建、改建及扩建项目的场地监测。

据了解，该标准由上海市地矿工程勘察院主编，涵盖了浅层地热能区域监测、场地监测、监测设备和监测系统运行维护及监测数据处理等环节。主要内容包括：总则、规范性引用文件、术语、区域监测、场地监测、监测设备、监测系统运行维护及监测数据处理。

原文如下：

上海市住房和城乡建设管理委员会关于批准《浅层地热能开发利用监测技术标准》为上海市工程建设规范的通知

各有关单位：

由上海市地矿工程勘察院主编的《浅层地热能开发利用监测技术标准》，经我委审核，现批准为上海市工程建设规范，统一编号为 DG/TJ08-2324-2020，自 2021 年 3 月 1 日起实施。

本规范由上海市住房和城乡建设管理委员会负责管理，上海市地矿工程勘察院负责解释。特此通知。

二〇二〇年八月十三日

地热能资讯 2020-11-06

生物质能、环保工程

乙醇汽油必须摆脱粮食依赖

中石化销售股份有限公司江苏徐州石油分公司一则停售乙醇汽油的通知，日前在行业内引起了不小震动，在行业外也引发了热议。事实上，乙醇汽油自诞生之日起，就享受到了与其“较低市场份额”极不相称的“极高市场关注度”。在粮食和能源安全问题广受关注的当下，这一“停售”通知的发布，更是直接触动了民众本已敏感的神经，也再次暴露出生物燃料乙醇行业“以粮食为主要生产原料”的短板。在此紧要时刻，有必要重新审视行业发展思路，立足长远调整优化技术路线。

以生物燃料乙醇为代表的生物能源是国家战略性新兴产业，推广车用乙醇汽油，既符合构建清洁低碳、安全高效现代能源体系的战略方向，又有助于解决秸秆等农林废弃物焚烧问题、改善大气环境质量；既利于解决“陈化粮”问题，提升粮食质量安全水平，又有助于提高我国对粮食生产、库存和价格的调控能力；既利于促进农民开辟新的增收渠道，带动农业增效，又有助于提高农林废弃物资源综合利用，推动先进生物能源产业发展。推广乙醇汽油具有重要的现实意义和战略价值。

另外，发展乙醇汽油“天时、地利、人和”，条件齐备：绿色低碳的能源转型大战略，为乙醇汽油行业发展创造了前所未有的发展空间；国内每年可利用的秸秆和林业废弃物超过 4 亿吨，为行业的可持续发展提供了充沛原料基础；20 多年的行业发展，培养和储备了一大批专业技术人才，为行业的转型升级提供了坚实智力保障。

但乙醇汽油行业的短板同样明显。“87%的原料来源为玉米”的生产结构，是悬在行业头上的达摩克利斯之剑，也是我国生物燃料乙醇行业的“七寸”。

我国人口众多，粮食安全的重要性，再怎么重视都不为过。生物燃料乙醇的发展不能、也绝不该建立在高比例依赖粮食原料的基础之上。现实是，当前全球成熟的生物燃料乙醇生产技术无不是以玉米、小麦、稻米等粮食作物为主要原料，“与人争粮”“与粮争地”始终是行业发展绕不开的难题。

巧妇难为无米之炊。当前来看，乙醇汽油的生产和使用是能源问题，也是粮食安全问题；没有粮食安全的支撑，技术再先进、规划再宏大也必将是无源之水、无本之木，行业发展不可持续。

要想实现大规模、可持续发展，行业必须另辟蹊径，从“粮食”转向“非粮”。转向以资源丰富的玉米秸秆、干草、树叶和其它种类的植物纤维材料为主，减少对粮食作物的依赖。在粮食原料制备乙醇技术已经高度商业化的今天，“另立门户”式的技术升级之路注定艰辛，但计从长远不得不走。

值得一提的是，我国在此方面已经有了一些有益探索。2001 年，为了解决大量“陈化粮”处理问题，我国正式启动生物燃料乙醇试点，但经历 5 年快速发展后，“与人争粮”转而成为主要问题，因此从 2006 年起，我国暂停了粮食为基础原料的燃料乙醇发展，并陆续在广西、内蒙古、山东、河南等地建成多个非粮燃料乙醇示范项目或产业化装置，且此类项目目前已具备产业化示范条件。

实干为要。燃料乙醇的核心问题从来不在于“要不要发展”，而在于“如何发展”。“停售”只是行业

发展中的小波折，不应以偏概全、刻意夸大其负面影响；同时，“停售”也给行业敲响了警钟，未雨绸缪的思维不可或缺。“非粮燃料乙醇”的技术创新和应用实践，应该成为行业、企业和主管部门下一步的工作重点。唯有如此，才能让乙醇汽油发展与粮食脱钩，从而助力实现粮食、能源“双安全”。

本报评论员 中国能源报 2020-11-02

安徽加大政策扶持力度 促进农业废弃物资源化利用

记者从安徽省农业农村厅获悉，安徽省加大对农业废弃物资源化利用的奖补力度，扶持重点产业化项目，促进秸秆暨畜禽养殖废弃物综合利用产业和相关设施设备制造业发展。

根据日前出台的《安徽省农作物秸秆综合利用奖补资金管理办法》，奖补资金支持范围包括秸秆标准化收储点、秸秆产业化利用企业、大中型沼气工程项目、省级秸秆综合利用现代环保产业示范园等。新政明确了补贴门槛、补贴上限以及分摊比例。其中，对于2019年以来安徽秸秆综合利用产业博览会重点签约项目竣工投产的，投资总额在1000万元以上的，按照不超过项目总投资额的10%奖补，单个项目奖补不超过500万元。

安徽省农业农村厅副厅长杨增权介绍，为农业废弃物综合利用产业发展搭建平台，一年一度的安徽秸秆暨畜禽养殖废弃物综合利用产业博览会将于11月13日至14日在合肥举办。据初步统计，本届博览会已确定参展企业300多家，落实签约项目120个，签约项目资金265亿元。

据悉，安徽省是继浙江、江苏、北京之后对商品有机肥推广进行补贴的省份。2020年安徽省财政安排1.2亿元资金，按照每吨200元的补贴标准，在37个县区试点推广农业废弃物资源化利用商品有机肥60万吨，补贴对象为在安徽省注册的商品有机肥生产企业，同时规定其原料必须来源于安徽的畜禽养殖废弃物和农作物秸秆。

王菲 新华社 2020-11-13

太阳能

2021年182组件产能达54GW，业内打造光伏度电成本最优解

2020年11月12日，由晶澳科技、晶科能源、隆基绿能联合举办的“回归客户价值，打造更优度电成本”的182组件与系统技术论坛在上海成功召开。本次论坛邀请了逆变器企业、支架企业、电力设计院、EPC企业及第三方认证机构就182组件的设计理念、生产成本、产业配套、系统应用以及产品认证等做了全方位的分析。

随着光伏全面平价时代的到来，以大尺寸构建的高功率组件在降低度电成本方面的能力已经被行业所认可，但尺寸增大的同时，也带来了一系列的挑战。北京鉴衡认证中心副主任纪振双提醒行业，“尺寸增大固然带来组件功率的提升，但同时也要注意产业链配套与系统安全性匹配的问题，尤其是电学参数方面应该设立一个约束条件，守住安全与可靠性的底线。当前组件技术仍处于快速更迭期，渐进式调整之下的序列化与标准化可能更有利于行业发展。”

“组件尺寸增加需要考虑诸多影响因素，从组件电路设计、零部件配套设计、可靠性再到制程能力、包装运输、系统设计以及后期运维等等不一而足”，德国TUV莱茵副总裁邹驰骋从认证的角度建议，光伏企业应在尺寸与安全之间寻求一个最优解。

安全与可靠是光伏企业对于所有产品的基本诉求，那么如何在底线之内寻求度电成本最低的产品？隆基乐叶高级产品经理李绍唐表示，“行业早在2018年就考虑过增加组件尺寸提高功率的思路，但组件尺寸与功率却并非越大越好，需要综合考虑生产制造、组件运输、可靠性以及人工安装等各种边界条件。而182组件基本完美匹配了现有产业链规格及电学系统，同时，在度电成本方面，182

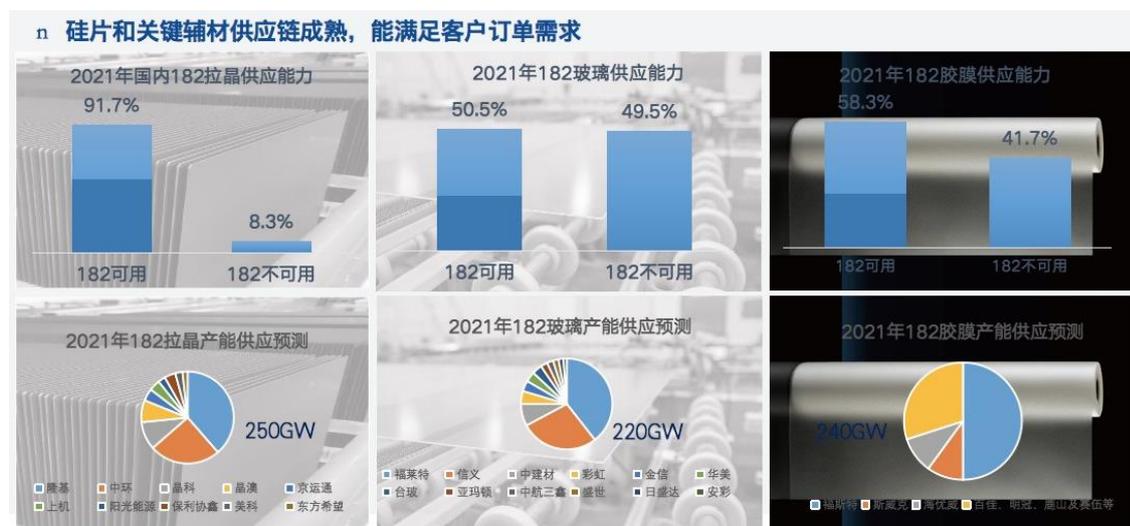
组件由于更低的系统成本、更优的发电能力与可靠性优于 210 组件。182 组件对于平坦地形的大型地面电站是最优的组件选择。”

实际上，大尺寸组件带来的降本已经被行业所认可。晶科能源全球产品高级经理于瀚博道，“通过降低线损和内部损耗来提高电站发电量是降本的方式之一，182 组件较 55P 版型的 210 组件来说，可以降低 0.21% 的线损和 2% 的内部损耗，而这部分成本可能要用超过 0.1 元 / 瓦的 EPC 成本去弥补。在 BOS 成本方面，182 较 210 组件可带来约 2.6 分 / 瓦左右的节省。通过不同维度对比度电成本、BOS 成本以及 IRR，182 产品均是最优选择。”

总结-度电分析结果



此外，在生产制造方面，得益于 182 产品配套的成熟，日前组件已经逐步进入量产阶段。“182 拉晶与 158 产品成晶率基本持平，后续还有一定提升空间，切片环节良率虽略低但很快将与 158 硅片达到持平状态，电池效率通过各环节优化工艺可以提升至 23.1%。目前组件量产效率已达到 21% 以上，运输方面与 158/166 产品相比较，每个集装箱可以多装 10%~20% 瓦左右”，晶澳高级副总裁助理资深产品技术专家王梦松强调，更重要的是，182 产品在拉晶、切片、电池、组件方面每道工序都有多个合格的供应商。预计 2021 年可供应 182 产品的拉晶、玻璃、胶膜产能“都在 50% 以上，拉晶占比更是高达 91.7%。”



在逆变器的适配问题上，逆变器龙头企业华为与阳光新能源均表示相关产品可以全面匹配 182 组件。华为全球解决方案总监甘斌斌认为，“大功率组件确实带来了逆变器 MPPT 最大电流与组件工

作电流匹配的问题，除此外，隐裂、热斑、二极管可靠性风险也有所增大。但华为的产品完全可以做到全面匹配各型号组件，依托 AI BOOST 的智能算法和诊断有效助力组件降本增效。”

阳光新能源副总裁张彦虎介绍道，“组件电流增加将增加低压直流线缆线径，从而推高线缆成本。同时，组件电流变化过大也将影响组串逆变器及汇流箱的适用性，集中式逆变器则可灵活适配各种版型组件，直流汇流箱方面可适配 182 组件。张彦虎作为电站集成商的代表，呼吁行业组件尺寸统一、提高系统的兼容性，下一步将工作重心放在提高电池、组件效率上，共迎光伏平价时代。”

在支架方面，NEXTracker 资深产品总监郭至凯介绍，“跟踪支架随着组件产品迭代迎接了一个又一个的挑战，对于如今的 182 组件而言，1P/NX Horizon 与 2P/NX Gemini 产品已经全面兼容 72 片版型组件，通过优化 78 片版型组件还能进一步降低成本，组件载荷值也经过了确认，可以覆盖 100% 的项目需求。在可靠性方面，已经通过了新风洞测试，即使是最大的组件尺寸也能确保其在跟踪器上的稳定性。”

光伏行业各产业链协同作战将会大大加快 182 组件的应用速度，但如何充分发挥其降本增效的能力，仍需设计院的专业人士给出指导性意见。对此，中国电建华东勘测设计研究院新能源工程院党委书记黄春林认为，“随着容配比限制的放开，组件的功率增加允许更少的组串输入同样可以达到预期容配比，182-585w 组件在 14 串输入时容配比就已经达到 1.1 以上，如果采用 Y 型端子，可以进一步提升容配比。但更大电流组件，由于高电流适配问题，对于现有逆变器产品，仅可以采用单路 MPPT 接一串组件的形式，来避免高电流下的损失，容配比最多只能做到 0.9X。另外，更大电流的组件意味着更多的线损或线缆投资成本的增加，而过大尺寸的组件也将增加支架的承受能力，182 组件与支架的匹配性则相对较高。”

2021 年上述三家组件企业的 182 产能合计将达到 54GW，这也给市场供应提供了信心。可以预见的是，在晶澳、晶科、隆基的强强联合下，随着生产端渐入佳境，182 组件将在 2021 年的光伏市场中斩获佳绩，助力行业实现全面平价。

能见 2020-11-13

182、210 光伏技术路线之争：不管“白猫、黑猫”，抓住更多收益就是“好猫”

2019 年，单晶一举超过多晶，成为了光伏市场的主流。随之，在单晶硅片领域，光伏巨头企业掀起了一场大硅片的创新浪潮。其中，182mm 和 210mm 尺寸最具代表性。

大硅片本身为大势所趋，也是光伏产业发展向前的必然。随着基于 182 尺寸的“M10 联盟”和基于 210 尺寸的“600W+联盟”相继成立，两个技术路线之间的争论开始升级，并走向白热化。

目前，关于两者孰优孰略的讨论仍在继续。但老话说的好，“不管白猫黑猫，能抓到老鼠就是好猫”，市场和用户对于光伏产品的选择，最终将归结于成本与收益之上。哪个技术路线的产品让业主有更多收益，谁就是未来的赢家！

电站成本：谁的更低？

一般来讲，行业将光伏发电总成本划分为组件成本和除组件之外的 bos 成本。组件成本和 bos 成本比例接近，分别占据着 50%左右的总成本份额。在组件成本相对稳定的基础上，bos 成本的变化，对于一个光伏发电项目的成本，有着重大影响。

因此，在实际项目中，182 组件和 210 组件对于 bos 成本的影响大小，具有真实的参考价值。在竞价及平价项目中，哪怕 1 分钱的度电成本，也对投资者的回报产生着巨大的影响。

山东电力工程咨询院有限公司针对目前市面上主流的组件类型（166 型 445Wp 组件、182 型 535Wp 组件、210 型 545Wp 组件），以及不同纬度（北纬 24.8°广州连城、北纬 31.8°河南商城、北纬 39.5°内蒙乌兰木伦）的资源环境条件，做了详细的工程量计算和成本分析。

	166 系列 445Wp 组件			182 系列 535Wp 组件			210 系列 545Wp 组件		
典型功率	445	445	445	535	535	535	545	545	545
地区	连州	商城	乌兰木伦	连州	商城	乌兰木伦	连州	商城	乌兰木伦
纬度 (°N)	24.78	31.8	39.5	24.78	31.8	39.5	24.78	31.8	39.5
纬度	低	中	高	低	中	高	低	中	高
总容量 MWp	100.125	100.303	100.0805	100.3125	100.366	100.152	100.4435	100.062	100.062
组件数 (块, W)	225000	225400	224900	187500	187600	187200	184300	183600	183600
组件串联数量	30	28	26	30	28	26	38	36	34
倾角	19	26	39	19	26	39	19	26	39
前后中心间距 m	6.3	7.7	11.2	6.7	8.2	12	7	8.6	12.6
支架排布	竖向 2*15	竖向 2*14	竖向 2*13	竖向 2*15	竖向 2*14	竖向 2*13	竖向 2*19	竖向 2*18	竖向 2*17
组件尺寸 mm	2102*1040*35	2102*1040*35	2102*1040*35	2256*1133*35	2256*1133*35	2256*1133*35	2384*1096*35	2384*1096*35	2384*1096*35
组件重量 kg	24	24	24	28	28	28	28.6	28.6	28.6
逆变单元组串数	300	322	346	250	268	288	194	204	216
支架总数 (套)	7500	8050	8650	6250	6700	7200	4850	5100	5400
离地高度 m	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
土地 (亩)	1656	1962	2718	1602	1908	2646	1591	890	2592

从表中可以明显看出，位于高、中、低三个纬度的同规模光伏项目中，采用 166、182 和 210 三种硅片，在支架、基础桩和土地有着较为明显的工程量差距。

支架成本是光伏项目 bos 成本的大头，一般占比在 10% 左右。从图表数据中可以看出，同一地区、同一装机总规模下，166 组件所需要的支架总套数最多，其次为 182，最少的为 210 尺寸。以乌兰木伦地区为例，相比 166，210 支架需求减少了 3250，成本下降了 37.5%；相比 182，210 支架需

求减少了 1800 套，成本下降了 25%！

这样一来，210 组件因为尺寸和功率优势，可以将传统 bos 成本降低 30-40%；相比 182，也是有着 25%的成本优势。核算到度电成本上，最多可以降低 0.1 元/w！

另外，210 组件和 182 组件在前后中心间距上相比 166 组件要更大。这也代表着在相同装机规模下，间距越大所需求的桩根数就越少。并且，在渔光互补等项目中，桩高从一般的 3-5 米区间，上升到了 10-12 米，甚至更高。这样一来，项目所需求桩数的下降，将带来更显著的降本作用。这方面，210 组件做的最好。

土地成本也是光伏项目的一个大头。从表中数据可以看到，同一地区的同等规模项目中，166 需要的土地面积最大，182 次之，210 需要的土地面积最小。在土地单价相对较低的西北地区，土地面积较小的差异可以忽略；但在中东部地区，土地成本较高，210 在节省用地上的优势会放大。

支架、桩数和土地面积等需求的减少，又会降低光伏项目的整体安装施工周期和成本。通过上述数据对比，我们不难发现，210 组件在实际项目中的降本成效，要优于 166 和 182。

投资收益：谁的更高？

光伏行业也深谙“不管黑猫还是白猫，能抓到耗子就是好猫”的道理。在即将到来的平价上网时代，成本控制是王道。光伏市场上组件规格众多，决定投资价值的还是收益如何。

从山东电力工程咨询院有限公司所做的三地、三种规格硅片项目整体造价表中可以看出，得益于更大功率的实现，使用 210 组件的项目整体造价要低于 182 和 166 项目。

对比项	158 组件	166 组件	210 组件
组件功率	(405W)	(445W)	(495W)
光伏支架	0.15	0.14	0.13
线缆与连接器	0.04	0.036	0.032
场区施工与安装	0.282	0.269	0.257
其他设备、公用工程	0.7	0.69	0.68
BOS 成本	1.172	1.135	1.099
BOS 成本差		-0.027	-0.073

在平价上网时代，新的光伏发电项目将彻底告别补贴。因此，每一分、一厘的度电成本降低，都将带给项目更大的收益。上述对比也还停留在 500w 功率的组件上，在 210 组件普遍进入到 600w 时代之后，未来光伏项目的造价将会进一步降低。

值得注意的是，光伏项目的发电周期，一般在 25 年以上。这样一来，在全生命周期里，运维费用也会增加光伏项目总投入成本。使用更少支架、桩柱以及更少线路的 210 组件项目，可以降低运维难度和成本，使项目的持续投入在一个较低水平。这样一来，也会保障光伏项目的后期收益更高。

综上所述，高功率的大组件在实际应用中，有着更为出色的性价比表现。其显著降低着项目 bos 成本的可变部分，并且在后期运维中占据投资回报优势。这一切，都顺应着平价上网对发电成本极致控制的要求。目前来说，迭代而来的 210 组件，在投资回报上更具优势。

因此，对于 182 和 210 这两代尺寸的争论，是时候降低声音、回归市场了。项目投资收益已经给了这场争论一个答案，并且，两者均代表着大硅片、高功率方向，在当下和未来的光伏产业发展中，都将获取到属于自己的那部分市场份额。让技术的归技术、让市场的归市场，方是正确、理性的做法！

国际太阳能光伏网 2020-11-13

“水光互补”有四大问题值得关注

国家能源局今年 8 月发布的《国家发展改革委 国家能源局关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》提出，存量水电基地可结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统条件和消纳空间，研究就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案。水光互补发电是“风光水火储一体化”的主要形式之一，目前西南地区已开展了相关项目规划或前期工作。3 月，云南省提出科学有序推进 300 万千瓦光伏建设，有意在楚雄等光照资源条件较好的地区布局水光互补发电项目。6 月底，国家能源局综合司发布《关于公布 2020 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》，贵州 120 万千瓦和广西 10 万千瓦水光互补光伏发电项目拟纳入 2020 年光伏发电国家竞价补贴范围项目名单。科学推广水光互补发电，对促进可再生能源高质量发展、提高电力系统运行效率、推动能源绿色低碳转型具有重要意义。

水光互补发电的可靠性和稳定性明显提升

水光互补发电是充分利用水电站已有送出线路通道和水电机组快速调节能力，将光伏发电和水电机组电力联合打捆送出，提高线路通道利用率，减少光伏发电波动性影响，降低系统备用。水光互补发电控制主要包括 AGC 和 AVC 控制。

其中，AGC 控制是在保证水电机组和光伏发电设备安全可靠运行的前提下，综合考虑光伏发电出力预测、水库调度、水电机组运行工况和耗量特性等因素，实现有功和频率自动调节。控制原理是将光伏电站视为水电站一台不可调节的机组，通过水电机组的快速调节平滑光伏出力波动，满足光伏发电需求，同时保证总出力符合调度控制要求。此外，AGC 控制设置了水电机组联合振动区和动作阈值，确保水电机组出力在合理范围，减少因光伏频繁波动而增加的调节次数。

AVC 控制则是通过协调光伏电站动态无功补偿装置和水电机组无功调节能力，联合实现无功和电压自动控制。根据电压或无功控制指令，系统优先调用光伏电站无功补偿设备，在难以满足要求的工况下再采用水电机组参与无功调节，提高水电机组运行可靠性和稳定性。

当前发展水光互补发电需重视四个问题

尽管水光互补发电优势明显，但当前仍有多问题值得关注。

一是水光容量配比问题。水光互补发电可减少光伏直接并网对系统的影响，但也降低了水电机组调节能力和运行灵活性。因此，合理的水光容量配比是发挥水光互补发电优势和作用的关键。应基于土地资源、环境保护、流域航运及防洪要求，结合水库库容、水电机组调节性能、电力消纳空间、负荷特性、系统调峰需求及送出通道容量等条件，统筹确定光伏发电容量。此外，互补控制系统中，水电机组联合振动区等参数设置应与光伏发电容量相匹配，以免影响水光互补发电运行效果。

二是消纳与接入系统问题。西南地区的大中型水电站以 220 千伏及以上电压等级并网为主，电力一般需远距离传输至负荷中心消纳。对于光伏电站接入系统来说，应首先分析清楚电力消纳方向，详细论证光伏电站直接与大中型水电站打捆送出的必要性。若近区具备消纳空间和送出条件，则优先考虑光伏电站通过低电压等级接入周边站点；若近区无消纳空间或不具备送出条件，对各类外送方案进行充分的技术经济比较后，可推荐光伏电站接入高电压等级的水电站升压站，通过水电站已有线路打捆送出。

三是与常规电源协调问题。光伏发电以水光互补形式大规模发展，将挤占常规电源的电量空间，导致部分机组低效运行，加剧电源企业间的利益冲突。由于目前电力市场辅助服务机制尚未完善，常规电源的基础支撑作用若被削弱，将影响电力系统安全稳定运行。因此，需统筹水光互补发电与常规电源协调发展。

四是对电网运行影响问题。西南区域光伏大规模并网将对黔西南、黔西北、滇西北等电力外送断面持续造成压力。随着大量的电力电子元器件接入系统，可能导致转动惯量下降、短路容量支撑不足、次同步谐振等新问题，影响电网安全稳定运行。

加强水光互补高质量发展要从三方面发力

针对上述问题，建议加强规划协同，统筹各方需求，促进水光互补高质量发展。首先，统一开展西南地区大中型水光互补发电规划，推动国土、环保、水利、电源、电网等各方共同参与，统筹考虑资源条件、环境保护、防洪航运、电力消纳送出、电网调峰和安全稳定等要素，实现多目标协同。

同时，完善技术标准，规范管理体系。建议结合电力系统安全稳定导则、水电站和光伏电站设计、水库调度管理等规程规范要求，制定大中型水光互补光伏发电项目的技术标准，明确水光互补合理渗透率、送出校核和调度运行等原则和要求，加强规划、设计、建设和运行的规范管理。

此外，还要健全市场机制，促进协调发展。西南地区全额保障性收购可再生能源电量的压力较大，新能源发电的市场价值尚未充分体现。建议坚持市场化原则，积极推动新能源发电参与市场化交易，加快电力辅助服务市场建设，促进源网协调，推动水光互补发电高质量发展。

（作者均供职于南方电网能源发展研究院）

袁康龙 黄豫 刘平 中国能源报 2020-11-09

以色列能源转型光伏打“先锋”

根据国际可再生能源署的数据，2019年，以色列光伏发电新增装机规模仅为120兆瓦；截至2019年底，以色列光伏发电累计装机量为1.2吉瓦。要达成10年增加15吉瓦的目标，以色列的年均光伏发电新增装机规模至少要达到1.5吉瓦，是2019年的125倍，超过截至2019年底该国光伏发电累计装机容量的总和。

以色列未来能源发展核心正从天然气转向光伏。据行业媒体《光伏杂志》报道，日前，以色列内阁批准了一项雄心勃勃的未来能源结构转型计划——到2025年，可再生能源发电占以色列全部电力供应的20%；到2030年，这一比例将提升至30%。为了实现这一目标，以色列将大力发展光伏产业，未来10年内，光伏发电装机规模至少要增加15吉瓦。

能源部

“从根本上改变能源结构”

按照此前的规划，到2030年，以色列可再生能源发电占比将达到17%，而内阁新批准的计划将这一目标提高至30%，几乎翻了一番。

以色列能源部长尤瓦尔·斯坦尼茨认为：“这一决定将从根本上改变以色列的能源结构，并助力以色列在全球光伏市场上占有一席之地。”

《以色列时报》网站撰文指出，以色列大力发展以光伏为代表的可再生能源，是为了缓解当前巨大的温室气体减排压力。如今，以色列的能源结构仍然以石油和天然气为主，可再生能源发电在该国的电力领域仍属“小众”。

“如果未来10年，以色列能新增超过15吉瓦的光伏装机量，那么，光伏发电在以色列将代替油气和煤炭发电，并能助力人均空气污染水平较目前降低93%，人均温室气体排放水平降低50%。”斯坦尼茨自信地算了一笔账。

不过，《以色列时报》网站质疑称：“尤瓦尔·斯坦尼茨并没有详细说明这些数字是如何计算得出的。”同时，按照新发展规划，未来10年以色列光伏发电产业发展压力将呈指数级上涨。

根据国际可再生能源署的数据，2019年，以色列光伏发电新增装机规模仅为120兆瓦；截至2019年底，以色列光伏发电累计装机量为1.2吉瓦。要达成10年增加15吉瓦的目标，以色列的年均光伏发电新增装机规模至少要达到1.5吉瓦，是2019年的125倍，超过截至2019年底该国光伏发电累计装机容量的总和。

但是，以色列政府似乎认为这一目标还不够。斯坦尼茨说：“‘到2025年可再生能源发电占比达到20%’是一个中间过渡的暂定计划，预计到2024年底总体目标还将更新。”

政府

“提高电费以支持光伏”

有业界人士指出，在可再生能源产业发展仍处于初级阶段的情况下，以色列要实现上述目标，将需要大量资金。

早在今年4月，以色列能源部就曾提出一项新的投融资计划，拟投入71亿美元帮助本土能源产业复苏，其中约18亿美元将用于在以色列全国范围内新增2吉瓦的光伏电站，还包括重新招标此前取消建设的内盖夫沙漠光伏电站，并将该项目的装机容量从300兆瓦提升至500兆瓦。

而在《光伏杂志》的最新报道中，上述计划的投入规模已经增加至230亿美元，增长了两倍有余。斯坦尼茨表示：“这是一个巨大的经济引擎，在减少本土空气污染的同时，还将创造大量就业机会。”

如今，以色列内阁批准了最新的可再生能源发展计划和光伏发电新路线图，虽然以色列能源部打算增加上百亿美元的资金投入，并承诺通过上网电价补贴等政策支持光伏发电的发展，但以色列政府仍然表示，完成该计划需要更多资金投入。

以色列政府称，从长远来看，这一计划将促进能源成本的降低，为本土提供高效、可靠、可持续的能源供应。为了达成计划，以色列政府将通过“略微”提高电费的方式获得更多的资金支持，预计电费上涨幅度在2%—3%。

以色列能源部表示，虽然电费上涨可能引起民众的不满，但以色列从2015年起就大力发展天然气产业，未来天然气价格有望快速下降，电费也将随之降低。

但事实是，即使以色列本土最大海上天然气田利维坦已经“上线”，民众也没有等来更低廉的电价。美联社援引业内专家的话称，近5年来，以色列居民的电费账单几乎没有任何变化，电价一直徘徊在每千瓦时14美分左右。

环境委员会

“天然气不是清洁能源”

“靠气独立”一直是以色列近年来能源发展的战略重心。按照此前计划，2025年，以色列将实现天然气发电全面代替煤炭发电的目标，而如今，这一规划开始明显向可再生能源倾斜。

《以色列时报》网站撰文指出，以色列的转向始于去年底，环保重压下，以色列能源部承受的减排压力越来越大，导致其更新了可再生能源发展规划。

去年12月，来自以色列各地方环境委员会的100位政府官员联合“上书”以色列能源部，要求其重新考虑大力发展天然气产业是否合理，并表示应设定可再生能源发展的具体目标，以代替天然气的使用。

今年5月，以色列的112位科学家又致信以色列能源部，称天然气对全球气候的影响和煤炭一致，政府建造燃气发电厂的决定是提前“锁定”了旧技术。

在各界的重压下，斯坦尼茨否定了此前将天然气描绘成“清洁能源”的论断，并表示其和煤炭一样是化石能源，还不够清洁，同时更新了可再生能源的发展目标。

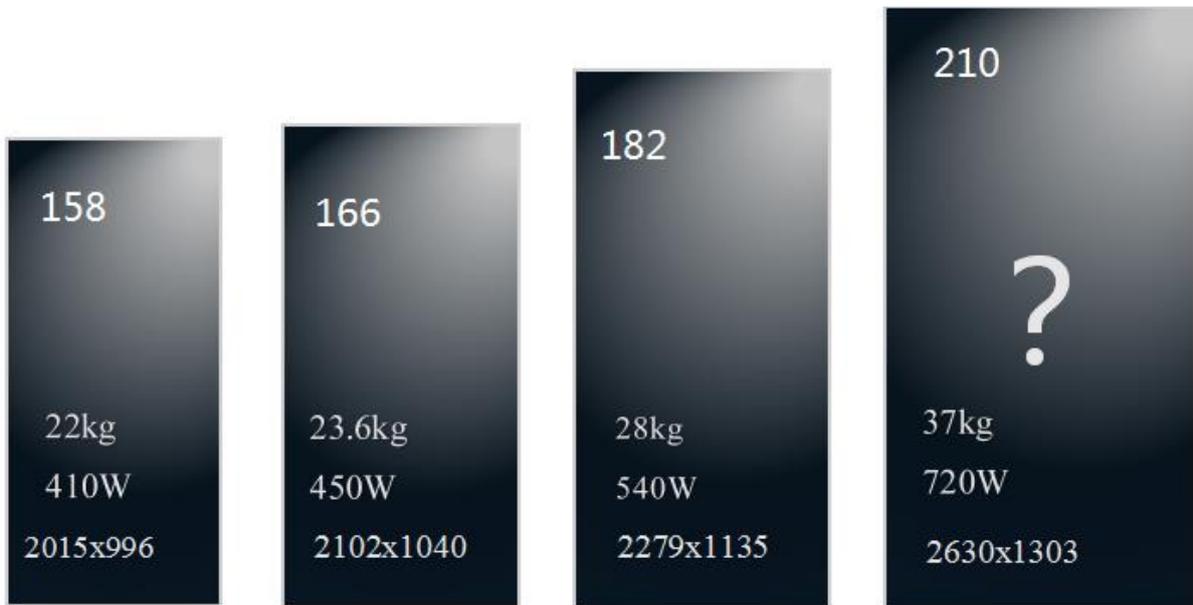
据悉，目前，以色列能源部已经联合电力管理局鼓励民众在自家屋顶上安装光伏发电设施。

本报实习记者 董梓童 中国能源报 2020-11-02

平价时代最后一公里，210组件全场景应用价值分析

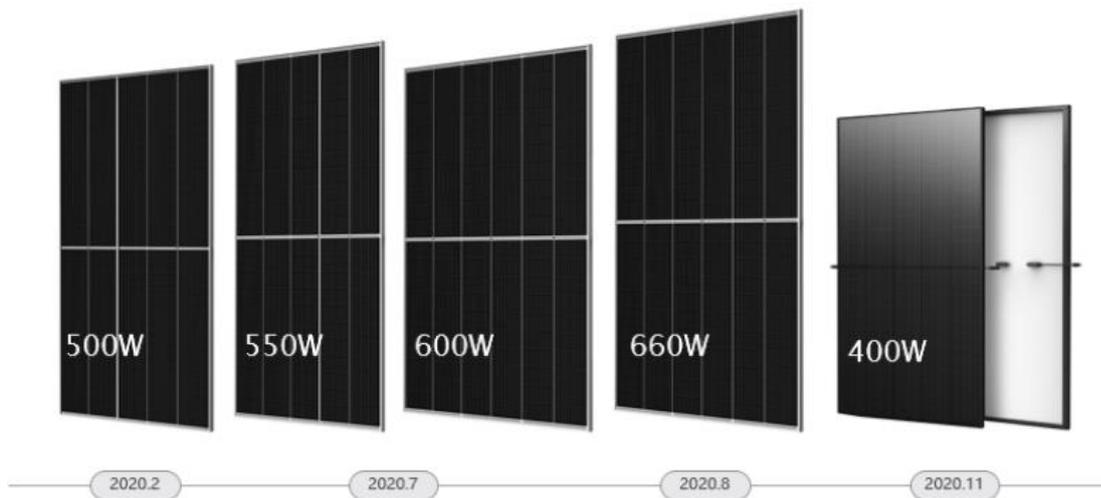
210全系列组件多样化布局

210=大组件么？经历了一年多的硅片尺寸升级，光伏组件的功率随着硅片尺寸的增大迅速提高。就像下图展示，硅片尺寸从156到182（边长mm），如果组件版型相同，大硅片就等于大组件，应用了182硅片的72版型组件功率最高已经达到540W。



按这样的逻辑，210 硅片所对应的组件应该是 720W？这样的组件对应尺寸已经到了 2.6 米长，1.3 米宽，重量达到 37kg，这与当下的产业链配套显然存在问题。行业里也早已有共同的认知：不要单纯为了提高组件功率把组件越做越大。

然而，210 仅仅只是硅片尺寸，基于 210 硅片的组件，完全可以通过多元化的版型设计，实现不一样的产品。上周 600W+ 联盟企业刚刚发布了 400W 的 210 小组件，这款组件的尺寸与常规 166 的 60 版型小组件几乎一样，功率提高了 30W。而 158 组件要做到 400W 则需要 72 版型的大组件才可以。210 硅片技术真正划时代的意义看来并不仅仅是能把组件功率做高，而是为组件的优化设计提供了更多的可能性。



纵览目前行业里发布的 210 组件，一共有 5 款尺寸，从 400W 到 660W，分别用于不同的细分市场。本文通过分析每个细分市场的项目设计痛点，以及不同产品线对客户价值的影响，来判断 210 组件是否具有应用优势。

分布式市场应用对比

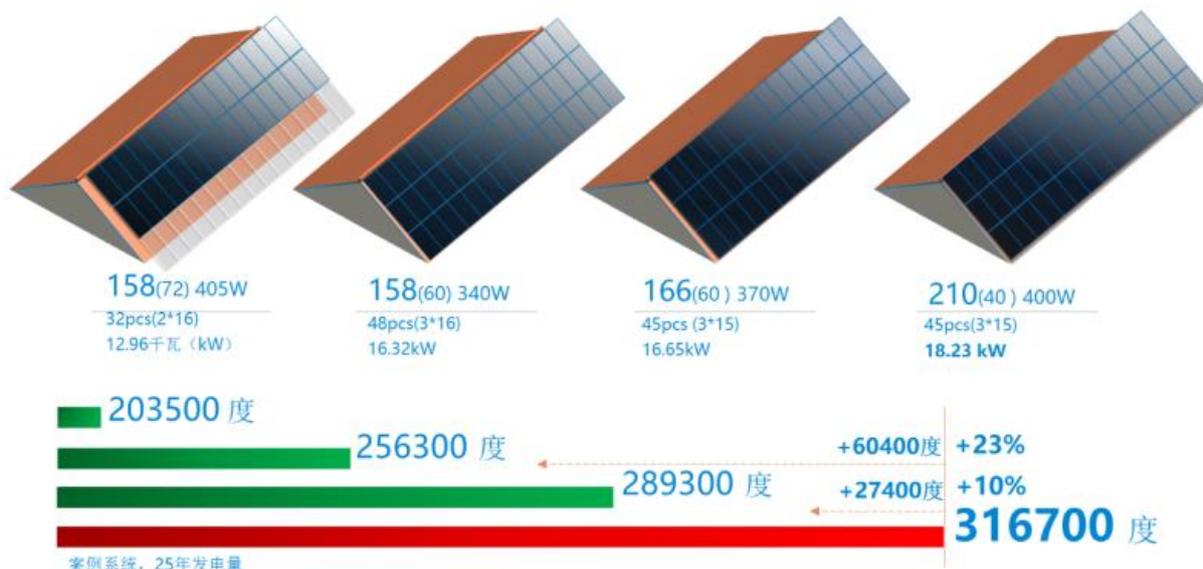
有预测指出分布式项目将占到光伏市场的半壁江山，这类项目在产品选择的依据上与大型地面电站有着很大的不同。

户用分布式案例对比：

下图的屋顶如果使用 72 版型的组件，只能排布两排组件，因此只有 60 版型的组件才能实现更

好的面积利用。这也是为什么小组件一直在户用市场占据主要份额的原因。把屋顶铺满，是户用项目设计选型时需要考虑的重要因素。

在这个案例下，使用 210 的 400W 小组件，装机容量比 158 组件提高 12%，比 166 组件提高 10%，通过更大的装机容量可以提高系统发电量，给用户带来每年更高的项目收益。



工商业分布式案例对比：

而更大型一点的工商业屋顶分布式项目，也存在的类似的设计需求。做一个分布式项目所用的支架、线缆、连接器等都与组件块数相关，因此高功率组件会有一定优势。同时，屋顶的排布也需要通过灵活设计实现更大的装机容量。

设计案例以 1 万平方米工商业分布式（彩钢瓦屋面）为例，分别采用 158/166/210 不同类型的光伏组件，平铺方式安装，组串式 1000V 逆变器方案，容配比 1.1:1，380V 低压并网，以 158 为基准，得出 158、166 与 210 的对比数据如下表：

对比项	158 组件	166 组件	210 组件
组件功率	(405W)	(445W)	(495W)
光伏支架	0.15	0.14	0.13
线缆与连接器	0.04	0.036	0.032
场区施工与安装	0.282	0.269	0.257
其他设备、公用工程	0.7	0.69	0.68
BOS 成本	1.172	1.135	1.099
BOS 成本差		-0.037	-0.073

相比 158 组件，210 相同屋顶面积提升 6.6%的装机容量，系统 BOS 成本每瓦节省 7 分钱。屋顶的利用率更高，项目收益率也显著提升。

210 的 400W 和 500W 两款组件基于分布式市场的产品，机械参数上可以很好的适配各种不同尺寸的屋顶，同时电气参数上与常规 166 组件接近，可以与市面上各款分布式逆变器配套，用“灵活易配”四个字来概括其应用特点再适合不过。

地面电站市场应用对比

对于地面电站来说，客户价值主要体现在对度电成本的控制。组件选型不同，一方面会影响系统造价，另一方面会影响发电量。现如今不同功率档位的主流组件都是基于 PERC 单晶电池技术，在发电量上差异很小，更多的是通过提升功率，降低组件块数，优化系统排布，来降低电站初始投资。

不同纬度地面电站案例对比：

210 产品的 550W、600W 以及 660W，都是为大型地面电站设计的产品，目前进入量产的型号是 550W。我们搜集了河北能源工程设计和山东电力工程咨询院两家单位对于此款型号在不同纬度项目的系统造价差异对比结果，如下表：

设计院	方案	对比差异（元/W）					
		210 对比 166			210 对比 182		
河北能源	组串式	广东	山东	黑龙江	广东	山东	黑龙江
		0.102	0.119	0.172	0.030	0.042	0.071
山东院	集中式	广东	河南	内蒙	广东	河南	内蒙
		0.110	0.090	0.120	0.020	0.040	0.030

三款组件对应的低压侧成本，随功率提升有明显的下降，550W 组件与 166 的 450W 组件相比，降幅在 0.1-0.17 元/W 之间；与 182 的 540W 组件相比，降幅在 3-7 分/W 之间。

国内某知名设计院表示：根据在三个纬度地区的具体测算，大功率组件确实能带来成本节约，而且不同区域的成本节约呈现出地域化差异，在高纬度地区，由于支架、桩基础、线缆用量增加，放大了系统造价差异。

山东电力工程咨询院新能源事业部光伏工程师于龙表示：综合不同纬度条件测算市面上的这三种主流组件，得出的结论应该是清晰的，组件功率提升带来的成本降低显而易见，高功率配合低电压大组串，是当下电站降本非常直接有效的一条路径。

复合项目案例对比：

农光、渔光，以及滩涂等项目，由于要考虑农业设施，水深等因素，通常有着很高的桩基础成本，以及很高的施工难度和人工成本，相较于常规光伏项目来说，初始投资大幅增加。对于复合项目来说，减少桩基础用量显得更为重要。

我们找了四个不同地点的复合项目，这些项目依据各自的项目场景所需要配置的桩长各不相同。又分别找了四家设计院对项目进行了排布设计，以及造价对比，得出了以下表格的汇总结果：

项目类型	桩长	方案	地点	对比差异（元/W）	
				210 对 166	210 对 182
农光	5 米	集中式	广东	0.089	0.026
农光	6 米	组串式	冀北	0.121	0.045
渔光	10 米	组串式	江苏	0.146	0.042
渔光	12 米	组串式	安徽	0.185	0.069

湖南院新能源公司总工程师封焯文表示：农光、渔光这类桩基础和支架成本较高的项目，正是能最大程度的匹配 210 高功率组件大幅减少桩基础用量的特性，从而实现降低项目造价，降低度电成本，提高项目收益率的目的。

210 全系列产品进一步提升客户价值

户用分布式，工商业分布式，常规地面电站，农光、渔光项目……，不同项目的客户需求痛点也各不相同，可以看到对于每一种细分市场，210 组件都有不同的产品来解决这些项目的痛点，从而创造客户价值。

400W、500W 组件灵活易配，应对屋顶分布式项目；550W、600W 组件通过高功率低电压的特性，应对各种类型的大型电站项目，显著降低系统造价。210 系列产品通过一年多的沉淀，已经演化出丰富的产品线。而产品是否有价值，则需要通过使用者的验证。目前，通过十几家设计院，几十个不同项目的实际对比，充分证明了 210 系列产品确实能进一步提升客户价值。

在明年补贴退坡，全面进入平价甚至低价竞价时代的形势下，组件价格却面临瓶颈。光伏行业的确需要通过 210 组件这类创新产品来弥补价格下降的日益渐缓，推进行业发展的越来越好。

中国能源网 2020-11-12

光伏迈入平价前“最后一公里”

我国光伏产业正加速“驶进”平价“车道”。自 2018 年“5·31”政策发布后，光伏开始从粗犷的规模化发展模式转变为精细、高质量发展模式，行业整合不断提速，光伏正式从补贴驱动向市场驱动转型。目前，黑龙江、海南、吉林、四川等省份光伏发电项目经济性持续提升，湖南、青海等越来越多的省份实现了光伏平价项目“零”的突破。

业内预计，虽然国家相关部门尚未明确光伏全面实现平价上网的具体时间，但紧追陆上风电，明年光伏也将正式迈入平价时代。一方面，为了尽快达成平价目标，光伏企业正通过技术创新、系统协同等有效手段“降本增效”；另一方面，平价并不是光伏产业发展的终点，如何找准下一步发展方向，“赢”在发展新阶段成为了业内关注的重点。

■技术推动光伏走向平价

近年来，光伏发电成本的显著下降成为了光伏实现平价的有力支撑。IRENA 在 2020 年发布的可再生能源成本报告显示，全球主要可再生能源技术成本在 2010—2019 年下降迅速，其中，光伏发电下降幅度超过 82%，成为所有可再生能源品类中降幅最大的能源。

光伏发电正向最具竞争力电力产品进发，越来越低的中标电价不断创造着可再生能源发电的新纪录。2020 年 8 月，位于葡萄牙的光伏项目最低电价达到了创世界纪录的 0.0112 欧元/千瓦时。今年，我国青海海南州光伏竞价项目以 0.2427 元/千瓦时的价格中标，打破了内蒙达拉特旗 0.26 元/千瓦时的纪录。

随着光伏发电逐步由“奢侈品”走向“平价”，光伏平均初始投资已经由 6 万元/千瓦降至 4000—5000 元/千瓦，降幅达 92%左右。2011 年至今，我国光伏项目的标杆电价由 1.15 元/千瓦时，降至今年的 0.35—0.49 元/千瓦时，降幅近 70%。

晶澳产品技术部总监汤坤告诉记者：“光伏技术创新大大加快了度电成本降低的步伐，从根本上支撑了平价时代的来临。2015 年以来单晶成为市场主流技术，以此为基础，P 型 PERC 技术、双面发电技术等开始大规模应用，加速了电池组件转换效率的提升和发电能力的进步。”

■系统协同成降本新方向

诚然，随着晶硅组件价格下行空间持续被挤压、转换效率逐渐接近天花板，当前市场主流技术单晶 PERC 已经不再是助力光伏拥抱平价上网的唯一砝码。业内企业开始将目光瞄向“PERC+”、TOPCON、HJT 等多种新型储备技术，期望通过新技术提高产品在平价时代的性价比。

集邦咨询旗下新能源研究机构 EnergyTrend 表示，光伏行业从依赖补贴到逐步进入平价时代，背后是成本的不断下降、光伏技术路线的竞争与更迭，新技术将促进性价比的快速提升。

然而，技术从实验室到市场需要大量的时间，短期内寄希望于通过主要制造环节的进步提升竞争力难度较大，于是系统端优化被看作是行业新“利剑”。

鉴衡认证中心副主任纪振双认为，光伏降本方式正由“效率独大”逐步向全要素、全生命周期综合优化转变。

促进光伏系统端降本增效成为今年企业新产品的必要优势。华为、阳光电源、天合光能等都推出了适用于多应用场景的解决方案，促进设备成本、土地投资成本的降低。

和大多数企业选择的垂直向发展模式不同，天合光能选择了横向拓展模式。在收购了西班牙跟踪支架企业 Nclave 后，天合光能致力于电站级整体解决方案的研发。天合跟踪系统解决方案，就是依托系统设计、软件算法，集成高效组件、智能跟踪系统和逆变器三大核心硬件产品，形成的超高功率系统整体解决方案。

天合光能全球跟踪支架产品线负责人段顺伟对记者说：“即使分别选择了最大功率的组件、智能跟踪支架和最可靠的逆变器，如果组件、支架、逆变器等核心产品不能相互适配，也不一定能够建成最优的光伏电站。只有真正实现了系统的优化集成，才能带来 1+1>2，甚至是 1+1>3 的效果。”

■平价后价格有望再降 20%

多年来，光伏行业以平价上网为目标，不断促进产业的成熟发展。如今，这一目标渐行渐近。

国家电力投资集团战略规划部主任何勇健预测，“十四五”光伏将摆脱补贴依赖，迎来市场化建设高峰，市场化将开启中国光伏全新成长周期。

摆脱补贴、迎来平价并不是光伏行业的终极目标。国家发改委能源研究所一位不愿具名专家告诉记者：“光伏发电价格即便在平价基础上再低 20%，也是有空间的。光伏的竞争力还会提升，完全可以达到低价，成为未来最有经济竞争力的能源品种。”

要达到上述目标，何勇健认为：“其发展方向是系统优化+技术进步+供需互动。短期内新能源行业仍需解决存量消纳问题，远期战略是新能源制氢、新能源多元化利用、‘量身定制’以及就近利用。”

为此，数字化转型、智能制造、光储联合发展成为目前以及未来光伏产业攻坚克难的重中之重。

红太阳光电总经理卫桁对记者说：“光伏产业实现智能制造的最直观优势是，极大节省了人工成本。在机械化和电气化设备的加持下，极大地减少了人工干预，降低生产成本，提高了生产效率以及产品优良率。”

在业内人士看来，光伏平价上网应该是包含储能的平价上网。如今，天合光能、东方日升、阳光电源等企业不断深入储能市场。今年 9 月，阳光电源与山西省运城市政府签约投资合作协议。根据协议，阳光电源将在“十四五”期间在运城市投资 100 亿元，打造运城市高比例清洁能源消纳示范基地，包括建设 2 吉瓦光伏电站和储能系统、光伏制氢、新能源汽车充电站等项目。

IRENA 分析认为，随着新能源成本持续下降，经济性不断增强，加上储能支持，光伏将成为最廉价的电能，大规模应用指日可待。

本报记者 苏楠 实习记者 董梓童 中国能源报 2020-11-02

光伏产业将迈入“精耕细作”阶段

当前，新能源汽车、“新基建”正给储能、分布式新能源、智能电网等电力细分领域带来新的机遇，并为光伏产业高质量发展创造了条件。

在日前举办的 2020 中国光伏产业（沛县）高层论坛上，与会人士表示，应以发展的眼光看待光伏产业。实现平价之后，光伏产业进入“精耕细作”阶段，光伏仍有较大降本空间。

精细化发展推进降本增效

中国新能源产业研究院执行院长曾少军表示：“中国的光伏产业经过近二十年的发展，已经从粗放式发展向精细化发展迈进。”

“在晶硅电池方面，P-PERC 电池产业化转化效率达到 22.2%-22.4%，领先的光伏企业产品效率已达 22.6%以上；此外，部分企业逐步扩大 N 型电池研发生产，5BB 电池片成为主流，9BB 半片异质结电池组件也开始涌入市场。”曾少军称。

在应用端，曾少军认为光伏产业呈多元化发展趋势。交通领域中，随着纯电动汽车市场占有率的攀升，光伏充电站、充电桩建设业务逐渐扩大，光伏+电动汽车的时代即将到来；在建筑领域，BIPV/BAPV 光伏组件生产工艺逐渐成熟，成本逐渐降低，前景广阔；此外，随着 5G 的大规模建设，分布式光伏与 5G、储能等逐步结合，光伏电站日常运维可以通过 5G 高效实现。

值得注意的是，在光伏产业的发展进程中，技术进步虽持续驱动电池转换效率不断提升，但江苏中辉光伏科技有限公司总经理郭强直言：“光伏相关设备的更新迭代并未跟上产业发展步伐，大多只是原来模式基础上延伸，实际上并不属于设备研发，而是被产业需求带动的一种被动式跟进。”

对此，郭强建议，为进一步推动光伏产业实质性发展，企业要做到精细化生产，并进行集约化

管理，以降本增效拓宽行业发展空间。

此外，江苏林洋光伏科技有限公司副董事长顾永亮进一步补充称，实现降本增效不仅在于光伏企业的技术研发与高效管理，政府协助降低非技术成本也非常重要，因为它同样限制了光伏技术应用的发展。

“光伏+储能”加速行业发展

降本增效是行业可持续发展的重要方向，而光伏发电要进一步实现从补充电源向主力电源的转变，则需解决其自身的波动性。

与会专家指出，如果与储能技术搭配，光伏产业有望进入稳定成长期。

华东理工大学材料科学与工程学院教授袁晓表示，回看近二十年的光伏发展，光伏曾一度遇阻并受电网排斥，直到储能技术的发展真正解决了能源调节问题，新能源才开始进入蓬勃发展周期，从补充能源逐渐转变为替代能源。

彭博新能源财经（BNEF）发布的 2019 年新能源展望预测，风能、太阳能和电池存储技术成本的持续下降，将推动可再生能源占全球电力结构比例到 2050 年接近 50%。

在此背景下，江苏华盛天龙光电设备股份有限公司董事长刘文平认为，光伏产业大有可为，为解决在发电过程中涉及的储能、调峰调频、稳定性等问题，除了对电网进行升级改造外，光伏产业自身也要重新定位。如增加储能电站功能、建立消纳中心，同时，在用电侧与充电桩、新能源汽车等深度融合。

曾少军表示：“调峰能力不足将成为限电最核心的问题，因此建设以储能为核心的多能互补系统成为解决这一问题的重要手段之一，通过风光水火多能有效结合，进行调峰调压，可提升新能源消纳能力，缓解弃风弃光。”

袁晓表示：“未来应关注新的储能技术和异质结电池的研发，进一步激发光伏发展潜力。”

分布式光伏发电“大有可为”

据与会专家介绍，我国幅员辽阔，自然资源丰富，但面临能源禀赋与用电负荷逆向分布的难题。我国绝大多数可集中开发的太阳能分布在西北和东北地区，而七成用电需求却在东部和中部省市。

“能源的生产与负荷中心更好的结合十分必要，因此，应注重新能源的分布式发展。”在曾少军看来，目前，我国集中式光伏电站主要集中在西部地区，但由于项目过于集中，电网消纳困难，当地出现“弃光”现象，局部地区弃光率甚至高于 20%，而作为用电消费重地的中、东部地区则可成为分布式光伏发电布局的主战场。

近年来，在绿色发展理念的引领下，我国能源转型加速推进，火电厂建设放缓，新能源异军突起。刘文平直言：“对光伏产业而言，下一个重大机遇蕴藏在分布式光伏中，只有光伏能做到随时随地、分散地安装在建筑物屋顶上。”

顾永亮建议，未来在分布式光伏发电应用上应加大模式创新，除了光伏电站，分布式光储一体化建设可应用在光伏园区内，通过储能调配在园区中自发自用，从而提高能源系统的灵活性。

本报实习记者 仲蕊 中国能源报 2020-11-09

太阳能电池如何柔为美

柔性太阳能电池的一个重要应用领域是光伏建筑一体化，高柔性和轻质化使得它可以集成在窗户、屋顶、外墙或内墙上。此外，柔性太阳能电池还可以广泛应用于背包、帐篷、汽车、帆船甚至飞机上，为各种便携式电子及通信设备、交通工具提供轻便的清洁能源。

与传统的晶硅太阳能电池相比，柔性太阳能电池，特别是柔性染料敏化太阳能电池、聚合物太阳能电池及新兴的钙钛矿太阳能电池，可以运用成熟的高速报纸印刷卷对卷技术，将半导体材料通过印刷的方式覆盖在卷筒表面的导电塑料或不锈钢箔片上。

结合纳米技术的染料敏化太阳能电池、有机钙钛矿太阳能电池具有明显的材料和器件组装优势，

是当前国际上较主流的柔性太阳能电池。

要得到高性能的柔性染料敏化太阳能电池并推动其产业化，要从以下几个方面寻求突破。一方面是需要进一步提高柔性染料敏化太阳能电池的光电转换效率和稳定性。另一方面是进一步降低电池的成本并实现卷对卷的大规模印刷制备。

近几年来，钙钛矿太阳能电池的研究处于非常活跃的状态。根据近年来快速更新的光电转换效率纪录，实现 25% 的光电转换效率离我们并不遥远。钙钛矿太阳能电池能否实现大规模的制作并进入产业化，还有许多问题亟待解决。

首先，选择合适的清洁有机金属卤化物来取代剧毒的含铅有机金属卤化物。其次，要进一步提高钙钛矿太阳能电池的光电转换效率，设计新型结构的器件也是非常关键的一步。最后，只有解决了钙钛矿太阳能电池器件大面积均匀性和一致性等重要问题，才可以获得大面积的高光电转换效率的钙钛矿太阳能电池，使其接近产业化。

柔性太阳能电池作为太阳能产业的前沿代表，通过全球各研究机构和企业的不努力，正以更多、更好、更廉价的方式进入更广阔的太阳能电池市场。柔性太阳能电池是现有商业太阳能电池最有潜力的竞争者。积极开展柔性太阳能电池研究对于抢占太阳能电池行业发展的先机，促进太阳能电池技术的升级换代具有重要意义。从更高的层次上讲，开展柔性太阳能电池研究并推动其产业化，将使人类更廉价、更方便地获得取之不尽、用之不竭的清洁能源，对于整个人类社会和经济的可持续发展、提高绿色国内生产总值、治污防霾都具有重要意义。

聚合物太阳能电池是近年来发展起来的一种新型太阳能电池，其核心是利用聚合物/有机光电材料将光能转化成电能。这类电池具有质量轻、制备工艺简单及可通过低成本的印刷方式制备大面积柔性器件等突出优点；更为重要的是，人们通过分子设计合成新型半导体聚合物或有机分子、采用新的器件结构或对活性层进行特殊处理等方法可以很容易地提高器件的性能。基于这些独特的优点，聚合物太阳能电池已经成为世界各国科学界研究的热点和产业界开发、推广的重点。

光电转换效率是决定聚合物太阳能电池能否走向实用的关键参数，因此如何实现高的光电转换效率成为该领域研究的核心问题。

在过去的十几年里，聚合物太阳能电池的光电转换效率已经逐步从 1% 提高到 10% 以上。活性层材料的分子设计、形貌优化及界面材料的开发、器件结构的创新是推动聚合物太阳能电池领域快速发展的重要途径。

获得高性能聚合物太阳能电池的难点在于：设计和合成性能更加优越的活性层给体和受体光伏材料、调控和优化活性层给体/受体共混形貌、选择合适的电极界面修饰层材料、优化器件结构及优化光电转换的各个基本物理过程。因此，探索和开发更高效的聚合物太阳能电池光伏材料和界面修饰层材料及器件制备工艺，是聚合物太阳能电池技术面向应用的必经之路。

人民日报海外版 2020-11-03

晶体硅异质结太阳电池或将成为下一代主流光伏电池

相对于其他太阳能电池，HIT 电池的优势主要体现在：效率高、低光衰、温度系数低、弱光响应高等。

晶体硅异质结太阳电池(Heterojunction with Intrinsic Thin-layer, HIT)是利用非晶硅薄膜与单晶硅衬底异质结结构的太阳能电池，是一种可以低成本实现的高效晶体硅太阳能电池，该电池是以高寿命的 n 型硅为衬底，在经过制绒清洗的硅片正面依次沉积本征非晶硅薄膜、p 型非晶硅薄膜，从而形成 p-n 异质结。

相对于其他太阳能电池，HIT 电池的优势主要体现在：效率高、低光衰、温度系数低、弱光响应高等。以衰减来说，困扰晶硅太阳能电池最重要的问题之一就是光致衰减，而 HIT 电池天然无衰减，甚至在光照下效率有一定程度的增加，中科院上海微系统与信息技术研究所在做 HIT 光致衰减实验

时发现，光照后 HIT 电池转换效率增加了 2.7%，在持续光照后同样没有出现衰减现象。这些优势带来的最明显的特征就是，电池具备更高的发电能力、度电成本更低。

HIT 电池最早由日本三洋公司于 1990 年成功开发，由于 HIT 已经被三洋公司申请为注册商标，所以后来出现的 HJT、HDT、SHJ 其实指的都是异质结电池，2015 年三洋公司的 HIT 专利保护结束，技术壁垒消除，各国企业和研究机构纷纷加大对 HIT 的技术研发和产业化投入。

2015 年以来，我国也有不少企业积极参与到 HIT 电池的研究开发领域，根据新思界产业研究中心发布的《2020-2025 年晶体硅异质结太阳能电池(HIT)行业市场深度调研及投资前景预测分析报告》显示，预计 2020 年，国内就将有 4.5GW 的 HIT 投运，约占全球投运总量的 31.2%。浙江爱康光电科技有限公司、通威股份有限公司、汉能控股集团有限公司、晋能集团有限公司等是国内最早布局 HIT 电池的企业，并且于近两年陆续完成中试线，尤其是爱康科技于 2020 年 7 月 29 日披露对外投资公告称，浙江爱康光电科技有限公司 900MWHIT 电池组件项目已经投产。

我国 HIT 电池正处于产业化初步阶段，目前国内 HIT 电池研究开发企业众多，除浙江爱康光电科技有限公司、通威股份有限公司、汉能控股集团有限公司、晋能集团有限公司等企业外，还有十余家研究机构和企业已经展示其 HIT 研发效率，如钧石效率为 25.00%，上微效率为 23.18%，上澎效率为 22.50%等等。

新思界产业研究员表示，HIT 电池制备工艺步骤简单，且工艺温度低，且产品具有发电量大、稳定性高、无衰减、成本低的优势，随着行业不断的技术进步和政策推动，HIT 电池性价比优势显现，有可能替代晶硅太阳能电池成为下一代主流光伏电池。

新思界产业研究院

新思界致力做最好的产业研究平台，建立了以市场调查、行业研究、规划咨询等为核心的国内业务体系，以海外市场调查、海外公司选址与注册等为核心的海外业务体系为客户提供全方位的国内外产业咨询服务。

ofweek 2020-11-06

研究机构：光伏容配比放开将对行业产生深远影响

容配比全面放开，提振组件、逆变器需求

10 月底发布的《光伏发电系统效能标准》(下称《标准》)，全面放开光伏电站容配比，将提升国内组件和逆变器实际出货量，市场预期差大，因没有公开媒体报道，关注度低，但实际对行业构成重大利好

《标准》推荐容配比最高达 1.8:1.0，而此前规范要求容配比为 1:1，我们认为本次放开将对国内的组件、逆变器需求产生额外需求，并可降低度电成本，加速平价推进进度。

投资建议：放开容配比既可帮助电站降低度电成本、同时提升组件、逆变器需求，将大幅度提升组件龙头和逆变器龙头在国内市场的需求，

几个关键问题及我们的回答：

1. 什么叫容配比？

容配比指的是光伏电站的组件容量与逆变器容量之比，组件容量与逆变器容量并不天然是 1:1，最佳配比也不是 1:1。

2. 全面放开容配比有什么影响？

将长期持续较大幅度提升国内光伏组件出货量，同时也提升 逆变器出货量。之前国家关于容配比要求为 1:1，行业内实际超配不超过 1.05，而逆变器此前实际的安装容量也只有标准的 0.8-0.9 倍，放开容配比逆变器 1:1 配置将成为标配，组件预计平均超配比例为 1:1.4，也就是说将提升 10%-20%的国内逆变器需求和 30%以上的国内组件需求

3. 本次放开容配比的考量是什么，此前限制有没有解决？

本次全面放开容配比适应了平价时代要求，且解决了征地限制，对行业需求的刺激有望超预期。由于 2021 年光伏前面平价，不再由补贴规模限制，因此财政部门不会产生约束，同时据悉国土部门也将放开对电站占地的面积限制，也即超配部门需要的土地问题也可获得批复。

4. 放开容配比的最重要意义在哪里，具体影响是什么？

合理超配可实现最低的 LCOE，提升项目 IRR，加速平价推进。限制容配比阻碍了系统实现最优设计，不利于度电成本降低，适当超配将提升逆变器使用效率，降低电站度电成本，帮助更多地区实现平价经济性。

5. 最佳容配比到底是多少，对组件的需求增量如何？

我们的回答：最佳容配比需因地制宜，根据规范推荐，一类地区最佳容配比约在 1.2 左右，二类地区在 1.4 左右，三类地区最高可达 1.8。海外国家早已放开容配比，普遍在 1.2-1.4 之间，日本甚至在 2.0 以上。假设 21 年中国交流侧安装容量为 55GW，按全国平均超配 1.3 估算，对组件需求可达 71.5GW，增量需求达 16.5GW，+30%

6. 对逆变器的影响如何？

我们的回答：逆变器需求也将适当提升。此前部分项目由于容配比限制，会适当减少逆变器容量，比如虽然核发了 10MW 容量电站，但是逆变器实际会简配到 8-9MW 左右。本轮容配比放开以后，逆变器肯定会配满，对国内逆变器出货也有 10%-20%的提升

7. 对电网消纳的影响？

我们的回答：提高容配比不仅不会加重消纳难度，反而减轻电网消纳难度。此前电网消纳的根源在于光伏、风电发电曲线的波动性和不确定性，而不是发电量本身，因此超配后将使得电站发电曲线波动更小、峰谷差缩小，对电网调度来说更加可以接受，因此消纳不是阻碍。

8. 投资建议：放开容配比既可帮助电站降低度电成本、同时提升了组件需求，利好国内组件龙头企业。

兴业电新 2020-11-02

风能

分散式风电市场有点凉

近年来，我国分散式风电发展一直低于预期，即便国家能源局在 2018 年发文释放出强烈的鼓励信号，分散式风电行业仍是不温不火。如今，行业发展正逐渐由“三北地区和中东南部地区平分秋色”转向“中东南部低风速地区一枝独秀”。

在前不久召开的 2020 北京国际风能大会上，有业内人士指出，目前集中式风电尚未开发建设完毕的情况下，企业不会“扔了西瓜捡芝麻”，并且，分散式风电还面临手续繁琐、成本高、融资难等诸多挑战。这意味着未来一段时间，分散式风电规模化发展仍难有大的起色。

分散式风电装机占比不足 1%

2019 年，各地分散式风电核准出现了“爆炸式”增长，但截至当年年底，在全国风电累计装机 2.1 亿千瓦中，分散式风电装机占比不足 1%，而同期分布式光伏占光伏发电总装机的比例已超 30%。

不过，也有不少业内人士非常看好分散式风电。数据显示，我国中东南部分散式风电未来技术可开发规模接近 10 亿千瓦，但现在开发比例仅为 11%，开发潜力巨大。

在上海电气风电集团有限公司产品经理常春阳看来，“十三五”风电发展趋于南北两线共同发展，新建规模基本相当。“‘十三五’期间，三北地区依托特高压配套项目和综合能源大基地项目，形成了风电规模化效益。但中东南部分散式风电项目受资源开发成本高制约，没有形成规模效应，非技术成本亟待降低。”

“目前正是分散式风电‘练好内功’的时候，应通过技术创新降低分散式开发的门槛。”远景能源有限公司高级产品市场经理黄小双在 2020 北京国际风能大会分散式风电发展分论坛上表示，“经过今明两年的抢装后，大家注意力肯定会转移。2022 年以后，分散式风电将会迎来一个新蓝海时期。”

规模化发展电面临诸多挑战

在业内人士看来，近几年分散式风电发展速度虽然明显加快，但要形成规模化仍需时日。无论是与集中式风电比，还是与分布式光伏项目比，分散式风电项目都存在诸多短板。

首先，手续繁琐直接限制着分散式风电发展。分散式风电项目从 2018 年国家出台鼓励政策到现在，未形成真正意义上的一站式服务，安装两三台风机的审批手续和集中式风电开发审批程序基本相同。

其次，从成本来看，项目单位千瓦技术成本及非技术成本较高。目前分散式风电难有规模化效益，塔筒、基础建设、吊装施工等诸多环节难以摊销。此外，风机在不同区域、不同点位、不同环境的性能要求不同，但分散式风电产品解决方案与开发资源耦合性不足。

再次，从融资、交易角度来看，分散式风电小且散，直接造成项目融资渠道不畅。不少分散式风电项目与目前收购方市场主流诉求匹配度低，直接造成项目流动性差，资本退出渠道受限，电站资产的金融属性被极大削弱。“分散式风电项目建成并网之后，一种是开发商自己持有，一种是转让、退出。虽然企业可以不行使退出权力，但因为交易不活跃导致退出渠道受限，会给开发商带来极大困扰。”华能天成融资租赁有限公司风电金融业务部负责人闫春涛直言。

应构建区域性分散式风电生态圈

针对分散式风电发展遇到的痛点，多位业内人士认为，分散式风电项目开发影响因素差异较大，需根据具体场景定制解决方案，也需要从政策、技术和模式上创新和变革。

上海电气风电集团有限公司市场营销总监李彩球建议：“产业链企业，包括主机企业、设计院、基础施工企业、吊装装备及安装企业，亟需共同探讨分散式项目低成本建设系统解决方案。”

“但目前市场上具备资源整合能力的开发商不多。”闫春涛表示，“为此，我们在国内新能源领域精耕细作，不断构建风电产业生态圈，提出了村村通、厂厂通和路路通的模式。”

闫春涛介绍，村村通是指同一行政管辖区域下村落和村落之间，通过分散式风电项目的统筹规划、开发、建设、并网，实现区域清洁能源互联互通。“我们正在山东省探索村村通模式，计划 2021 年建设涉及两县 40 个乡镇、办事处，58 个独立项目的规模化分散式风电项目。通过村村通、厂厂通、路路通可以真正解决分散式项目目前开发过程中面临的小散慢问题，解决开发商非常头痛的融资问题。”

黄小双认为，分散式风电终极模式是社区风电。“中国有 69 万个行政村，如果每个村安装 2 台风机，可实现分散式风电蓬勃发展。探索分散式风电开发新模式可结合县域经济。例如，在某贫困县开发 5 万千瓦分散式风电，县政府所属投资企业或者集体企业可以灵活地以土地、产业基金、扶贫基金等形式参与进来，结合开发商在技术、资金、建设、运维等方面的优势，成立合资开发公司，按股份比例分成。届时，实现分散式风电新蓝海指日可待。”

本报记者 苏南 中国能源报 2020-11-02

“十四五”规划下 风电发展将呈现这些趋势！

11 月 3 日，新华社授权发布了《中共中央关于制定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的建议》，涉及新能源规划要点分别提到了加强新能源、高端装备、新能源汽车、海洋装备等战略新兴产业发展，以及加快推动绿色低碳发展以及推动能源清洁低碳安全高效利用。

在 11 月 5 日由北极星电力网联合上海电力大学主办的“2020 年中国风电产业发展大会中”，多位嘉宾表示：十四五规划建议的发布，意味着在我国低碳发展战略与转型背景下，新能源产业发展正在呈现出清晰的趋势。

·可再生能源产业发展逻辑面临转变

进入风电全面平价发展阶段，业内会发现以往我们热议的电价、补贴、年度建设规模等传统政策机制不再成为新能源行业发展的客观约束。在 2030 年能源消费和 2060 年“碳中和”目标下，我国会走一个什么样的碳减排路径？

对于碳减排路径的探索，或者说作为重要支撑的可再生能源应该以哪些总量目标作为指引，首先要对我国的能源消费的目标有一定的认识。考虑新冠疫情给短期经济发展带来冲击，“十四五”我国经济年均增速 5.5%，预计到 2025 年，全社会用电量在 9~9.5 万亿千瓦时之间，年均增速 4%~4.5%。到 2025 年，预期全部非化石能源占一次能源消费比重达到 19-20%左右(55-56 亿吨标准煤)。

可以说，可再生能源电力已经成为我国碳减排路径上至关重要的支撑性力量，在“30·60 碳中和”目标下，可再生能源发展将成为刚性需求，未来新能源行业不再仅是补充和替代，而将成为能源供给侧的主力，在中短期内都是一个具备很大确定性的市场。

在新时期的规划目标下，国家发展和改革委员会能源研究所主任陶冶强调，可再生能源的发展思路应该从以下几个方面随之转变：

从发展理念上，“十三五”能源规划注重环境保护，“十四五”能源规划注重生态保护，重点考虑碳减排问题；

从发展思路上，“十三五”注重能源数量保障，“十四五”则更加注重能源的质量提升；

在时间维度上，“十三五”注重 5 年发展，“十四五”注重更长远发展。需要注意的是，“十四五”能源规划是开启能源高质量发展的第一个五年计划，不但要解决“十四五”期间能源如何清洁低碳、安全高效发展的问题，还要为 2035 年、2050 年的长期发展找准方向；

从产业空间来看，“十三五”期间注重能源自身发展，“十四五”将注重能源全产业链发展；而从发展实质上来看，“十三五”期间产业偏重生产力发展，“十四五”则将偏重生产关系调整。

·综合能源基地模式是重要趋势

在风电平价上网的过程中，主要制约因素在于政策约束、技术进步、消纳空间以及建设成本四个方面。其中，水风光储一体化发展将是未来重要的趋势之一，也是未来降低大基地度电成本的一种有效方式。这一点与发改委《“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”发展征求意见稿》相契合。“风光水火储一体化”建设更加侧重电源基地开发，其在强化电源侧灵活调节作用、优化各类电源规模配比、确保电源基地送电可持续性方面更具优势。

电力规划设计总院能源研究所副所长徐东杰也持有同样的观点，他认为，未来大型基地的开发将呈现“综合能源基地”的发展趋势，积极打造水能、可再生能源、储能的一体化互补基地将是未来趋势。

同时，在电力市场中，度电成本将成为决定报价的关键指标，较低的度电成本在电力市场中将具有更大的盈利空间。“十三五”期间，我国风电建设成本快速下降，2019 年我国陆上风电单位千瓦建设成本较 2011 年下降了 27%，达到 6500 元/kW。成本的下降主要在于自身技术水平的不断提升，以及陆上大基地开发模式的发展、大兆瓦风机技术的革新。

徐东杰提出建议表示，后补贴时代风电应以降低度电成本为目标优化全生命周期管控。建议风电企业进一步开展精细化管理，在开发、设计、建设、运行等全生命周期各环节共同发力，以降低度电成本为目标优化管控全生命周期各环节，风电规划更加注重在电力市场背景下进行。

·新能源并网技术仍需创新

高比例新能源是未来电力系统的发展趋势，预计到 2030 年，新能源装机占比将达 38%，超过煤电成为我国装机第一大电源。但近年来，不管国内还是国外均发生过因新能源占比高、系统频率和电压支撑能力不足而引发脱网、停电事故，这些事故暴露出大规模新能源的稳态电压控制系统缺失和风电机组低/高电压穿越能力的不足。

以英国 2019 年“8.9”大停电为例。英国是典型高比例新能源电网，风电和光伏装机占比 40%，事故发生时，机组脱网 207 万千瓦(占比 7%)，其中风电和光伏脱网规模占 70%，损失负荷 93 万千瓦。

而其新能源机组不具备惯量和一次调频能力是触发低频减载的主要原因。

通过对连锁脱网过程进行深入分析，国网冀北电科院新能源所所长刘辉指出，在稳态调压方面，构建大规模风电汇集系统无功电压多层级控制技术体系、大规模风电汇集系统无功电压协调控制技术与系统，以及开发基于 RTDS/RT-Lab 的无功设备与 AVC 系统测试平台，是缓解大规模风电汇集地区无功电压运行存在的问题的有效手段。

在主动调频/调压方面，虚拟同步发电机技术是关键。

虚拟同步发电机技术是使新能源由“被动调节”转为“主动支撑”的新一代新能源发电技术，使之具备惯量支撑、一次调频和主动调压等主动支撑电网的能力。在探索过程中，冀北电科院自主研制了世界最大容量的 2MW 风电虚拟同步机、储能直流升压并联接入的 30~500kW 系列光伏虚拟同步机，一次调频响应时间分别小于 5s 和 1s，显著优于常规同步机组。同时，还依托国家风光储输示范工程，建成了世界首座百兆瓦级多类型虚拟同步发电电站。

未来，随着风电机组高电压穿越、风电机组侧次同步谐振抑制等技术的不断完善与普及，再辅以储能装置对输出功率的控制，不断革新发展的技术将对改善发电质量、解决风电并网难题起到愈加重要的作用。

北极星风力发电网 2020-11-06

今年全球风电新增装机或达到 71.3 吉瓦

近日，全球风能理事会（以下简称“GWEC”）正式发布 2020 年第三季度全球风电市场展望报告（以下简称《报告》）。《报告》指出，虽然新冠肺炎疫情全球蔓延对风电产业造成一定影响，但未来五年的全球风电市场仍将保持增长态势。预计，今年全球新增风电装机将达到创纪录的 71.3 吉瓦（原纪录为 2015 年的 63.8 吉瓦），相较于年初（新冠肺炎疫情暴发之前）的预测，这一数据仅下调 6%。

《报告》指出，在新冠肺炎疫情的影响下，部分风电项目的完工日期被推迟到 2021 年，在此情况下，明年有望成为风电行业创纪录的一年，新增装机有望达到 78 吉瓦。全球风电累计装机容量将在 2024 年前突破 1000 吉瓦大关。

相较于陆上风电，新冠肺炎疫情对海上风电造成的影响相对较小。基于对中国市场“抢装”势头的判断，GWEC 对今年全球海上风电新增装机的预测较疫情之前有所上调，达到 6.5 吉瓦。预计到 2024 年，全球海上风电新增装机将超过 48 吉瓦。

GWEC 首席执行官 Ben Backwell 表示，新冠肺炎疫情虽然对全球各行各业造成了不同程度的影响，但风电行业依然保持着稳定的增长态势，在助力经济绿色复苏的同时，为人们持续提供清洁能源。为更好地挖掘风电发展的潜力，进一步推动经济绿色复苏，各国政府应为风电发展制定相应的政策框架和创造良好的发展环境，同时减少对化石能源的投资力度。

GWEC 战略总监赵峰表示，在未来一段时期内，中国和美国将成为推动全球风电产业发展的主引擎。而拉美、北美、非洲和中东地区未来 5 年风电的增长将维持相对温和的增长态势。相比之下，亚太和欧洲地区风电装机或出现略微下降的情况。

赵峰指出，目前，中国、日本和韩国等主要经济体均作出了碳中和的承诺，而风电是实现能源低碳化的关键技术。中国作为世界上最大的风电市场和最大的碳排放国，已经承诺到 2060 年实现碳中和。要达到这样的目标，需要保证风电年均新增装机达到 50 吉瓦以上，2025 年后，年均新增装机不低于 60 吉瓦。然而，要推动全球以风电为代表的可再生能源增长，还需要各国政府尽快明确碳中和目标，并积极付诸行动。

能见 2020-11-12

双叶轮漂浮式风电模型机测试成功！

近期，Nezzy2 双叶轮漂浮式风电 1:10 模型机组在波罗的海的格雷夫斯瓦尔德湾顺利完成了为期两个月的测试，已被拆除。

此试验机型按照 1:10 比例建造，由两台安装在同一个预制混凝土漂浮式平台基础上，总计装机 15MW 的风力发电机组组合而成，试验机型高 18 米。

EnBW 和 Aerodyn 工程公司联合对其进行了测试。为了完成平台测试，样机安装了 180 个传感器并进行了 30 多项不同的测量，以确定它在不同风向和风速、海浪高度和方向下的表现。据悉，该试验机型在 10 月中旬成功抵御了风暴潮。就全尺寸 Nezzy2 而言，抵御的风力相当于 4 至 5 级飓风，抵御的海浪相当于高达 30 米。

Aerodyn 董事总经理 S?nke Siegfriedsen 说：“在一天半的时间里，我们观察到 Nezzy2 在极端天气条件下如何在水中保持稳定，测试表明，我们的模型现在已经准备好了在全尺寸海上风机模型下进行测试。”

到目前为止，采用固定式基础的海上风机可以安装在最深 50 米水深的地点，水深再增加后经济和技术都面临较大的挑战，而使漂浮式基础的海上风机，则可以帮助海上风电走向深远海。EnBW 公司的风能和海事技术主管 Hannah K?nig 表示：“我们希望今后在自己的国际海上风电项目中使用漂浮式机组。这也是为什么我们真的很高兴这项技术现在可以在 EnBW 的支持下得到进一步发展。”

在接下来的几周里，专家将对试验记录数据进行评估，并把结果引入到 1:1 比例模型的设计中。全尺寸原型将于 2021 年底或 2022 年初在中国安装进行测试和演示。

在波罗的海进行测试之前，Nezzy2 样机在不来梅港一个被洪水淹没的砾石坑中进行了测试。10 月底，DNV GL 授予了 Nezzy2 双叶轮漂浮式风电机组概念的可行性证明，确认其设计符合最先进的安全、质量和性能标准。

原标题：“双头机”海上风电领跑者模型机测试成功！

奥夫少 北极星风力发电网 2020-11-13

广西入局海上风电，来晚了吗？

中央财政补贴大门关闭之后，广西正在不遗余力地拓展海上风电产业合作。

9 月底，广西印发《广西加快发展向海经济推动海洋强区建设三年行动计划（2020—2022 年）》，提出培育特色鲜明、布局合理、立足广西、面向东盟的海上风电产业，以风电开发和配套产业链建设为重点，以海上风电产业集群和海上风电产业园为核心，带动风电装备制造业及海上风电服务业集群发展，逐步形成“双园三中心”发展布局。

到 2022 年，海上风电装备产业园初步构建，力争年产风电装备装机容量 100 万千瓦以上，初步建成海上风电装机容量 50 万千瓦以上。

发电巨头入场

各大发电集团敏锐地捕捉到了广西海上风电市场的机会，并加大了资源获取力度。自 2019 年开始，华能、国家电投、国家能源集团、大唐等能源央企一把手相继拜会广西主要领导，以寻求深入合作的机会。

其中，国家能源集团旗下主力发电上市公司国电电力于去年 9 月与广西北海市签署战略合作框架协议。根据协议，国电电力将在北海投资建设新能源、港口、高新科技、海洋经济等产业，在“十三五”、“十四五”期间分期投资开发总计 510 万千瓦的海上风电场项目，首期建设 110 万千瓦海上风电场项目。

今年 9 月，中广核风力发电有限公司与广西防城港市签署了新能源产业基地项目协议，该项目将以海上风电为核心，打造包含海上风电装备制造、海上风电产业融合、陆上风电及光伏等内容，

形成海上风电产业链。

正在加快“两线”“两化”战略布局的华能，也在广西力推海上风电一体化开发模式。去年9月，中国华能集团有限公司党组书记、董事长舒印彪拜会广西壮族自治区党委书记、自治区人大常委会主任鹿心社。鹿心社表示，广西将海上风电作为清洁能源发展的重点方向之一，并赞同华能提出的产业链上下游一体化开发的观点和思路，争取把海上风电打造成面向东盟国家的标杆产业。

华能已经联手西门子，准备深入布局广西海上风电。据《钦州日报》报道，11月11日，广西、华能和西门子能源股份公司签署了华能西门子广西北部湾海上风电产业大基地化开发项目合作框架协议。该项目包括北部湾风电总装基地、部分海上风电资源开发及延伸产业项目三部分。项目总投资约1100亿元，设计年产值约300亿元。

除了发电集团，当地政府也在加快装备制造企业的招商工作。今年9月底，中船广西海上风电产业基地南翼项目在2020年“湾企入桂”推介会上签约，该项目由中船广西公司与深圳赤湾胜宝旺工程有限公司合作建设，总投资15亿元。项目达产后，将形成年装机总容量为150万千瓦的海上风电导管架及组块生产制造、4万吨级海洋工程导管架及海洋平台组块制造的能力。

能否达到预期？

按照测算，广西北部湾海上风电可开发容量达到3300万千瓦，到2030年计划开发容量2000万千瓦，其中“十四五”开发500万千瓦，“十五五”开发1500万千瓦。

广西以庞大的海上风电装机规划，吸引了多家发电集团及装备制造企业提前卡位，并希望以“资源换产业”发展海上风电和海洋工程装备制造产业。但随着中央财政补贴退出，新增海上风电项目的收益率将大打折扣，这将对发电企业的开发积极性产生不利影响，以“资源换产业”的发展模式很有可能不及预期。

今年1月，财政部、发展改革委、国家能源局印发《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），明确自2020年起，新增海上风电项目不再纳入中央财政补贴范围，由地方按照实际情况予以补贴。

截至目前，广西尚未有海上风电项目被核准，这也意味着广西计划在“十四五”期间开发的500万千瓦、“十五五”开发的1500万千瓦项目均得不到中央财政补贴。

由于海上风电尚未实现平价，项目投资成本仍处于高位。在失去中央财政补贴的情况下，地方财政的支持力度将决定海上风电的市场规模，但目前广西尚未公布海上风电的补贴政策。

广西海上风电起步较晚，直到2019年底，中广核防城港测风塔项目才建成投运，这是广西首座海上风电测风塔。今年9月，华能广西海上风电漂浮式测风塔投运，华电广西防城港海上风电测风塔正在建设中。

测风塔的作用在于获取规划海域的测风资料，这是国家能源局批复海上风电规划时重点审查的内容，也是开展招商引资工作的依据。今年9月28日，《广西海上风电场工程规划报告》通过专家评审，目前尚未得到国家能源局批复。

此外，有广西当地人士表示，广西本地消纳能力有限，并不足以支撑2000万千瓦的海上风电。他认为“十四五”期间，广西海上风电最多投产300万千瓦海上风电。

刘斌 郑妍哲 能见 2020-11-15

海上风电配储经济性待考

日前，在以“海上风电场储能技术创新”为主题的英中海上风电系列研讨会上，英国伯明翰大学教授、储能研究中心主任丁玉龙表示：“对于零碳未来，可再生能源装机必不可少，而构建合理的海上风电转换、存储、输送和利用系统，将有效解决进一步开发海上可再生能源面临的技术瓶颈，推动高效的零碳能源系统发展。”

零碳未来海上风电不可或缺

在新冠肺炎疫情影响下，已有多家研究机构发布成果称，今年全球碳排放量较去年将出现下降，2019年可能成为全球二氧化碳排放达峰之年，在此情况下，经济“绿色复苏”的呼声也越来越高。近几个月来，包括中国、日本、韩国等国在内，都已公布未来净零排放目标，全球减碳进程也进一步提速。

丁玉龙在会上介绍称，全球海上可再生能源资源丰富，在零碳目标的推进下，到2050年全球海上风电装机规模预计将达到521吉瓦。根据国际能源署（IEA）测算，到2042年，海上风电预计将成为欧洲地区第一大电源。

“近年来，全球可再生能源成本不断下降，在美国，海上风电成本预计将降至与光伏发电相当，而中国海上风电成本预计将有更大降本空间。”丁玉龙在会上表示，“然而，从全球范围来看，都存在着能源资源丰富区远离负荷中心的问题，时间维度上也存在不匹配，这催生了可再生能源配储的应用场景。”

海上风电鲜有配储

苏格兰 Aqua Power 公司首席执行官 Andrew Skocz 在会上指出，可再生能源大多具有高度的间歇性，同时也存在可预测性不强，供需平衡难以实现等问题。他指出：“从全球范围内来看，目前海上风电配备储能的批量部署相对陆上风电以及光伏领域较少，而海上风电配备储能的技术发展也存在一定空白。”

丁玉龙也指出，目前，各国海上风电项目都往往采用高压交流输电并入电网，但海底电缆投资维护成本相对较高，海上风电也可能因不具备储能功能而缺乏一定的灵活性。

记者了解到，跨国能源企业沃旭（Orsted）开发的英国海上风电场 Burbo Bank 曾在2017年前后尝试部署储能设施，这一项目也被视作全球首个海上风电配储项目。但从目前情况来看，全球海上风电配储项目仍寥寥无几。

据了解，当前陆上风电以及光伏配备的储能，主要以电化学以及抽水蓄能等技术路线为主，部分地区则在尝试研究压缩空气储能等技术路线。但在 Andrew Skocz 看来，总体来讲，目前海上风电配备的储能系统仍面临着系统效率不够高的问题。

经济效益是主要考量因素

Andrew Skocz 指出，尽管当前全球储能市场规模快速增长，储能需求日益增加，但储能领域也面临着整体效益难以提高的困境。

“具有可持续发展空间才能够实现普及，对于储能系统来说，需要关注的因素包括充放电速度、充放电次数等。实现大规模应用的储能技术也应该有足够的资源供应，例如大型陆上储能面临着占地较大等问题，而锂电储能则可能面临着电动汽车市场的竞争。”Andrew Skocz 说。

彭博新能源财经也于近日发布报告称，在全球多数市场中，风电配储项目的经济性都表现不佳，只有少数市场中存在可行的“风电+储能”商业模式。彭博新能源财经分析称，如果风储项目仅用于单个应用场景，则经济效益偏低；若项目能投入多个应用场景，经济效益会大大改善。

丁玉龙则指出，如果能够将储能系统与供电、供热等应用相结合，可能将构建更加高效的能源系统。“整合海上风电、潮汐能或波浪能发电的液态空气平台可能是其中一种解决方案，液态空气也可以使用氢气、甲醇等其他燃料，基于这一平台，应用场景将包含储氢、储氨、LNG等，实现海上能源运输。”

彭博新能源财经预测称，尽管风电配备储能这一领域迄今为止发展缓慢，但随着电网要求不断变化、支持政策持续涌现和经济性日趋改善，风储市场未来有望迎来增长。

然而，对于国内而言，也有业内专家认为，考虑到当前海上风电市场的发展现状，要配备储能甚至更加多元化的设计，过高的成本对于企业来说将难以承受。一位不具名业内专家告诉记者，随着国内可再生能源不断降本，目前光伏以及陆上风电已能够实现平价，与之相比，海上风电竞争力已稍显不足，对于国内海上风电项目，大规模配备储能设施尚无必要。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-09

英国石油公司利用海上风电生产绿色氢气

日前，英国石油公司 BP 和海上风电沃旭能源合作，在德国北海开发电解项目，计划利用海上风电生产绿色氢气。

两家各自行业的翘楚签署了一份意向书，将在 BP 位于德国西北部的 Lingen 的炼油厂建造 50MW 电解槽设备，利用沃旭的海上风电场生产氢气。

两家表示，长期目标建设 500MW 电解槽，目前的 50MW 为第一阶段，可能在 2022 年初做出最终投资决策，2024 年前投运，每年可生产氢气 9000 吨，完全满足 Lingen 炼油厂的需求——目前工厂的氢气来源于使用化石燃料制成的“灰色氢气”。

通常来说，绿色氢气的成本比其他制氢方式高得多。沃旭表示，这个项目的规模可能有助于降低绿色氢气成本。

沃旭能源首席执行官 Martin Neubert 说：“炼油厂等重工业在生产过程中会使用大量氢气，而用可再生能源生产的绿色氢气代替目前的化石氢气可帮助这些行业大大降低二氧化碳的排放。但是，首先要做到的是，绿色氢气的成本必须能够与化石氢气相抗衡。为此，我们需要与 BP 的 Lingen 炼油厂合作开展这样的项目，这些项目将大规模展示电解槽技术，并展示海上风电制氢的实际应用。”

BP 还与 Equinor 在海上风电方面建立了合作伙伴关系，展现了他们向低碳转型的决心：“我们决心在这个新兴行业取得领先地位。沃旭、BP 还有 Lingen 绿色氢气公司结合在一起，既能大幅减少炼油厂排放，也能够积累大规模生产和使用绿色氢气的经验。”

今年早些时候，英国石油公司与公用事业公司莱茵集团 RWE、化学品生产商 Evonik 和天然气电网运营商签署了一份谅解备忘录 (MoU)，建设德国首个将绿色氢气生产商与工业客户连接起来的网络。

海上风电由于其发电量大，越来越被视为生产绿色氢气的理想合作伙伴。BP 的竞争对手壳牌已经在欧洲参与了几项利用海上风电生产氢气的项目规划；浮式海上风电被认为有可能在远离海岸的地方进行电解，创造出一个“漂浮的氢气工厂”，然后将氢气泵回陆地。

国际风力发电网 2020-11-13

氢能、燃料电池

大力水手成真？菠菜可用作燃料电池材料

大力水手吃菠菜给自己补充能量的画面，应该是每一个爱吃菠菜的小朋友的英雄。

不过，菠菜的能量可不止在动画片里，最近，菠菜真的能为燃料电池供电了！

这也令研究人员感到惊讶，美国大学化学系的 Shouzhong Zou 和他的团队尝试用菠菜来改善燃料电池的性能时，发现菠菜的供电效果意外的好。

在他们的概念验证实验中，他们用从当地超市买来的菠菜制造一种富碳催化剂，可用于燃料电池和金属空气电池。

菠菜被用作燃料电池中氧还原反应(ORRs)所需的高性能催化剂的前体。传统上，燃料电池使用的是铂基催化剂，但铂不仅非常昂贵和难以获得，而且在某些条件下容易发生化学中毒。因此，研究人员研究了生物衍生的碳基催化剂来取代铂，但在制备材料的成本效益和无毒方面存在瓶颈。邹说：“我们能买到菠菜有点幸运。”因为菠菜的铁和氮含量很高。

“目前，我们的方法确实需要在原料中添加更多氮，因为尽管菠菜一开始就含有很多氮，但在制作过程中，一些氮会流失。”

当然，Zou 和他的团队并不是第一个发现菠菜的电化学奇迹的人，尽管其他研究也曾将这种绿

叶蔬菜用于其他用途。例如，2014 年的一项研究从菠菜中提取活性炭来制造电容器电极，而最近的一篇论文将菠菜基纳米复合材料作为光催化剂。菠菜除了富含铁和氮(这两种元素都是 ORRs 的必需成分)，而且易于种植，而且“比铂金要便宜得多，”Zou 补充道。

起初，这种以菠菜为原料的催化剂的制备听起来很像制作一种像奶昔配方，令人存疑，首先将新鲜的叶子洗净，然后磨成汁，然后冷冻干燥，这种冻干的果汁然后被磨成粉末，三聚氰胺加入其中作为氮促进剂。像氯化钠和氯化钾这样的盐很像厨房里用的食盐，这些盐被添加进去，对于形成小孔增加反应的表面积是必要的。纳米薄片是由菠菜-三聚氰胺-盐复合材料在 900 摄氏度下经过几次热解而制成的。“显然……我们可以优化制备这种材料的方式(使其更高效)。”

一个有效的催化剂意味着一个更快，更有效的反应。就燃料电池而言，这可以增加电池的能量输出。这就是纳米薄片的多孔性起作用的地方。“尽管我们称它们为纳米薄片，”Zou 说，“但当它们堆在一起时，就不像一堆坚实的纸了。“盐的添加创造了小孔，让氧气可以穿透材料，而不是只进入外表面。”“我们需要让它具有足够的渗透性，以便……所有活跃的点都可以被利用。”

美国大学研究小组对菠菜青睐有加的另一个因素是，它是一种可再生的生物质资源。“可持续发展是我们考虑的一个非常重要的因素，”Zou 说。他补充称，有待探索的一个大问题是，我们如何才能避免“与餐桌上的饭”竞争。(生物燃料生产已经引起人们对粮食作物会从饥饿的肚子转移过来的担忧。)*“第二个问题是，我们如何在催化剂制备过程中降低碳足迹……因为目前我们在制备过程中使用了高温。如果我们能找到不同的方法来实现这一点，从而获得相同类型的材料，这将减少能源消耗，并显著减少碳足迹。”

尽管结果很有希望，但还有很长的路要走。Zou 提醒说，到目前为止，这项研究只是一个原则性的证明。“在谈到实际应用时，我们需要非常小心，因为在(实验室)条件下表现出色的东西，可能会在实际设备中变得更具挑战性。”他还说，另一个需要进一步研究的方面是，尽管菠菜衍生的催化剂在碱性条件下的性能优于铂基催化剂，但在酸性介质中的性能就没有那么高效了。“所以很明显，我们还需要做一些调整，看看他们是否能在一定的 pH 范围内工作。”

一个完整的原型显然是下一步，在燃料电池中测试从菠菜中提取的催化剂。Zou 承认：“这是我的实验室目前没有的专业知识。”“我们正在考虑与其他团队合作，或者我们可以在这个领域积累专业知识，因为这是必要的一步。”

大数据文摘 2020-11-06

推动加氢站降本须打破核心技术装备瓶颈

据统计，截至今年一季度，我国已建成加氢站 64 座，投入运营 57 座，待运营 4 座，已拆除 3 座。

2007 年投入运营的安亭加氢站是上海第一座加氢站，也是我国最早建成的加氢站之一，已持续运营了 13 年之久。在安亭加氢站的背后，隐藏着一个氢能产业早期拓荒的故事。

脱胎于“863”项目 深耕氢气加注

作为安亭加氢站的研制建设方，上海舜华董事长高顶云日前向记者回忆起这段往事，仍然深有感触。

据高顶云回忆，“十五”期间我国已经布局研发氢燃料电池汽车，当时主要分为两个团队：即以清华大学为主导的燃料电池商用车研发团队和以同济大学为主导的燃料电池乘用车研发团队。大约到 2003 年，我国第一代燃料电池混合动力汽车的样车“超越一号”终于研制成功。

“车虽然有了，但是没有加氢站，加氢成为难题。”高顶云说，“当时，没有任何团队开展高压氢气加注技术及关键零部件的研发。于是在 2004 年由同济大学团队提议，并联合上海航天发起成立了上海舜华，专业从事高压氢气加注及供氢系统整体解决方案研发工作。”

为了解决燃料电池汽车的基础设施建设问题，科技部曾于 2003 年 10 月启动了“863”项目“燃料

电池汽车高压氢气加气站及供氢技术研发”。上海舜华本是为了完成“863”课题成立的一家项目公司。2005年，他们开发出第一代移动加氢车。2007年，建成了上海首座加氢站。这样一直持续到2015年，上海舜华团队基本都是在以科研为主。

从科研走向市场 推动设备国产化

高顶云见证了我国氢能产业的从“无”到“有”，从“冷”到“热”。伴随氢能产业热潮的来临，上海舜华也从科研逐步走向市场。

2017年开始，上海舜华开始进入快速发展壮大阶段，在国内加速布局加氢站，如在大连建成国内第一个70MPa加氢站、在上海金山化工区建成国际上最大的加氢母站，创造了加氢站领域的诸多“第一”。

截至2019年底，上海舜华参与建设的加氢站多达32个。几乎国内每两个加氢站中，就有一个是上海舜华参与建设的。

“作为国内持续运营时间最长的加氢站，安亭加氢站自2007年投入使用至今，已有13年。截至今年9月，总共加氢次数超过2万次，总加氢量达9万多公斤。期间，我们积累了丰富的运行管理经验，也形成了安全有效的管理办法，这些经验可以帮助中国氢能产业少走弯路。”高顶云说。

在日前于河北定州举行的氢能产业发展论坛上，业内人士直指我国加氢站短板所在：作为基础设施，加氢站数量难以满足燃料电池汽车商业化应用的需要，成本高企、设备可靠性问题依然突出。

在高顶云看来，加氢站成本居高不下，一个关键因素是受制于核心装备无法国产化。为此，上海舜华多年来专注于核心技术和核心装备的自主化研发。

“经过多年发展，上海舜华已掌握高压氢气供应核心技术，具备提供氢能的整体解决方案供应能力，成功开发量燃料电池汽车车载供氢系统及35MPa/70MPa集成式瓶阀、35MPa/70MPa高压加氢机、移动加氢车、增压加氢器等产品，这使得一个标准加氢站成本从依赖全进口设备的2000万元降低到以国产设备为主的800万元以内。”高顶云说。

携手大型国企 抢占发展主动权

行业的健康发展离不开标准的护航。在业内看来，正是安亭加氢站投运为中国固定式加氢站的标准设计打下了基础。

高顶云透露，上海舜华深知标准话语权的重要性。成立16年来，主编或参编了氢能相关标准15项，已获得各类专利软著62项、受理专利60多项。

氢能是一个高技术含量产业。2019年，上海舜华研发投入占比接近11%，这支撑着其开发出更贴切市场需求的产品与技术。“未来，在深耕加氢站领域的同时，上海舜华将立足氢能整体利用解决方案和关键零部件的研制。”高顶云说。

针对此次国家电投入股，高顶云认为：“国资的入场不仅是竞争，更是合作。这将为市场的良性发展起到重要的基础作用，促进氢能产业不断进步。”

本报实习记者 韩逸飞 中国能源报 2020-11-02

氢能转子发动机趟出内燃机减排“新路子”

当前，我国明确提出“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”。交通与工业、建筑并列为兑现此目标的三大主力部门。

作为主流动力机械与石油消耗的最大主体，内燃机被视为交通领域最具节能减排潜力的产品。记者注意到，内燃机现已突破了仅用传统化石燃料的局限，并正积极探索创新使用氢能作为燃料，为节能减排拓展新的技术途径。就在前不久，一种创新型内燃机清洁能源应用技术——氢能转子发动机，在北京通过了专家论证。

论证会上，专家一致认为，氢能转子发动机技术的提出和研制，对于加快推进内燃机工业节能减排具有重要意义。

打开内燃机清洁能源利用新窗口

有机构预测，到 2030 年，大约 70% 的新乘用车仍将采用内燃机，其中 30% 为纯内燃机车辆，40% 为混合动力车。这意味着，当前及今后相当长时间内，内燃机对于推动交通领域碳减排重任在肩，亟待寻求多措并举解决之道。

“内燃机的节能减排对于推进我国绿色能源转型至关重要。”据中国内燃机学会副秘书长魏安力介绍，我国每降低 1 克燃油消耗，就能减少 3.15 克二氧化碳排放。而氢能转子发动机的研发恰是拓展内燃机燃料多元化应用、实现内燃机清洁能源利用的新路径。

所谓氢能转子发动机，即用氢气代替传统化石燃料作为内燃机转子发动机的燃料。

记者了解到，氢能转子发动机结构简单、体积小、功率重量比大，工作平稳。与燃料电池相比，对氢气纯度要求不高，适用范围更宽。

“氢能转子发动机能够实现全转速范围的高效进气和高功率输出、可靠点火及快速燃烧，实现燃料分层、消除燃烧室尾端的未燃区，使燃料更完全燃烧，最终提高转子发动机的热效率。”通辽氢驱动力科技研究院院长纪常伟介绍。

技术获突破，进入样机试制期

据介绍，目前，我国已有两家氢能发动机研发企业，分别位于深圳与内蒙古，其中通辽氢驱动力科技有限公司已进入氢能转子发动机样机试制阶段。

但这并不是氢能在内燃机领域的首次应用。记者了解到，早在上个世纪中叶，德国 BMW 公司和美国福特汽车公司就开展了氢燃料发动机的研发工作，但由于控制技术、控制手段以及控制方向和氢的燃烧速率过快难题都难以得到突破，加之氢能输配送体系建设、储备仍存短板，导致氢燃料发动机工作一直处在实验室阶段。

从近期国内研发进展看，现如今的氢能转子发动机在控制技术、控制手段和控制方向均取得了全新突破。

与会专家认为，随着氢能产业发展的日渐成熟，未来，氢能转子发动机的研发应用也将迈上新台阶。

多场景应用潜力凸显

中国汽车工业协会副秘书长叶盛基在会上指出，氢能利用是传统内燃机行业转型升级的重要课题，氢能转子发动机符合国家能源战略方向，将为内燃机领域的应用开拓全新、可行视角和路径。

魏安力表示，氢能转子发动机可使现有内燃机工业社会资源得到充分利用，延长生产装备生命周期；其能够有效控制内燃机产品排放，拓展产品应用范围；有效减少商品燃油的消耗，降低石油能源对外依存度，对保障我国能源安全具有重要作用。

提及氢能转子发动机近期工作重心，天津大学内燃机燃烧学国家重点实验室教授姚春德认为，需要持续加大研发投入，继续开展关键技术攻关，如进一步提升燃烧效率、密封性能等，为氢能转子发动机产业化应用打好扎实基础。

多位与会专家均认为，未来，随着氢能转子发动机在应用领域、使用场景方面、试点项目与商业模式进一步获得突破，氢能转子发动机在航空航天、船舶、特种装备和汽车等领域的应用潜力会进一步凸显。

本报实习记者 张金梦 中国能源报 2020-11-09

氢价为何居高不下

自 2019 年氢能首次被写入《政府工作报告》以来，我国氢能产业发展明显提速，全国多地政府纷纷出台氢能相关产业规划，加氢站建设如火如荼。然而，多位业内专家告诉记者，近两年来，各地氢燃料汽车用氢价格却基本没有下降。

“在全国范围内，用氢价格居高不下是当前氢能发展面临的普遍问题。在我国氢能上游产业链条

中，制氢端和加氢端相对成熟，氢气降本制约因素主要体现在储运环节。”佛山环境与能源研究院副院长、佛山科学技术学院特聘青年研究员王子缘表示。

远距离储运成本高昂

在近期一次行业会议上，有业内专家指出，以佛山地区为例，目前佛山已经运行了上千辆氢能公交、数百辆氢能物流车以及多辆氢能有轨电车，如果全部车辆正常运营，每天佛山用氢需求将达到 15 吨左右，然而，目前采用的高压长管拖车每辆运输氢气量仅为 200-300 公斤，用氢需求难以得到满足，导致加氢站使用负荷率始终偏低。

据记者了解，广东佛山地区作为我国最早布局发展氢能产业的地区之一，当地氢能建设已有近十年之久，但到如今，仍面临着“缺氢”的难题。

“用氢地区不产氢，氢气储运成本又居高不下，氢气储运正是当前制约我国氢能发展‘卡脖子’的地方。”中科院大连化学物理研究所张家港产业技术研究院院长韩涤非告诉记者，“事实上，我国煤化工、石油化工等领域制氢成本本身并不很高，但由于储运环节成本难以下降，导致高压储氢、低温液态储氢经济性都存在一定的。”

据记者了解，目前我国氢气储运环节中，高压长管拖车储运氢气是行业主流。与低温液态储氢、化学储氢等方式相比，我国高压气态储氢技术发展相对成熟，但这一方式却也存在运输效率过低的短板。

王子缘称，在气态氢储运方面，主要有长管拖车和管道两种技术路径，由于我国压缩气体道路运输相关规定，气态氢道路运输当前仅采用 20 兆帕长管拖车单一方式，运输效率低下，成本高昂。而在管道运输方面，因初始投资较大，当前国内相关标准体系尚不完善，管道环焊缝临氢环境下的安全技术问题仍在研究之中，氢气管道运输尚未规模化发展。

高压储氢标准是否需要提高？

国家能源集团北京低碳清洁能源研究院新能源研究中心主任助理何广利告诉记者，从目前情况来看，要降低高压长管拖车平均运氢成本，尤为重要的一点是提高运氢的重量比，且不能增加前后端氢气的处理难度。这也就意味着，提高储运氢压力、适当增加每次运氢的质量是当前有效降低储运成本的方式之一。

何广利指出，根据全国气瓶标准化技术委员会最新标准，对于高压运氢长管许用压力标准已提高至 30 兆帕，预计最快到今年年底市场上将出现相关产品，国内各地区氢气储运压力可能会有所缓解。

有研究机构测算，如果将当前国内采用 20 兆帕运输标准提高到欧美国家常见的 50 兆帕，单车次氢气运输量预计将达到此前的 3 倍，而成本也能够降低 50% 左右。持续提高氢气储运压强标准，是否是高压气态储氢的一大发展方向？对此，多位业内专家表示，应保持谨慎。

何广利认为，快速扩大氢气运输压力标准仍存在安全性的考量。“氢气本身具有一定的特性，因氢气分子较天然气更小，漏气风险相对更高，同时目前国内氢气运输往往使用钢瓶，随着压力升高，氢气与金属发生反应产生氢脆的风险也随之升高。在缺乏实验数据与运行经验的情况下，不能快速提升运氢压力标准。”

对于放宽标准，王子缘也强调，无论是高压氢瓶、液氢储罐还是输氢管道，都是承压装备，即使技术不断突破，但是从根本上看依然会有潜在安全隐患，因此必须严格满足相关法律法规及标准的要求。“行业内常提起的放宽氢气储运标准，都必须始终建立在做好充分研究与验证的前提下，安全永远是产业健康发展的首要因素。”

大规模管道运输受青睐

从长远角度来看，对于氢气储运降本路径，业内专家普遍认为，以大规模管道运输为主，配合液氢、高压气态储氢、固体储氢等多元化方式将成为行业未来的发展方向。

张家港云新能源研究院院长魏蔚表示，使用高压长管拖车储运氢气仅是权宜之计，从目前来看，提高高压储运压强标准能够让储运难题有所缓解，但我国幅员辽阔，高压拖车运输远不能解决

本质问题。

何广利也指出，在我国氢能实现规模化发展后，氢能行业最低成本的运输途径是管道运输。

“我国氢能产业的现状就像 20 年前的天然气行业。天然气行业起初也只有高压天然气的长管拖车。但随着行业不断发展，国内天然气成本大幅下降，相关基础设施也不断完善。氢气与天然气的终端应用场景基本一致，发展路径也可参考天然气。”魏蔚指出，“当前国内氢能市场正处于培育阶段，待氢能行业实现规模化发展后，氢气储运环节的主流将是大规模管道运输，加上液氢等储运方式，化学储氢、固态储氢等方式也可能起到补充作用。”

对于道路氢气运输，王子缘建议，各地可根据自身情况努力创造先行示范条件，通过区域示范，逐步探索 30 兆帕及以上压力等级的长管拖车气态储运方式，提高氢气道路运输效率，研究长管拖车压力等级提高与氢气运输成本下降的关联性，并根据研究成果，再对道路氢气运输标准提出科学、合理的建议。

本报记者 李丽旻 中国能源报 2020-11-02

白城：“氢”尽所能，向“北方氢谷”进军

位于吉林省西北部的白城市，是风光资源富集地，近年来该市牢固树立新发展理念，在转型发展中打出了一张新能源牌。

数据显示，截至目前，白城市新能源装机近 570 万千瓦，占比达到 75%，其中风电装机 383.5 万千瓦，占吉林省总量的高达约 2/3；光伏装机则为 186 万千瓦。不仅如此，白城还是东北地区唯一的光伏领跑基地。

如今，当你走在白城，风力发电机、太阳能发电板与蓝天白云相伴的画面已经很常见。在吉林省政府大力支持下，白城又提出了打造“中国北方氢谷”的战略构想，致力于利用风光“齐舞”的新能源发展优势，“氢”尽所能，绽放出最美城市生态。

风光无限 氢源无忧

白城地处松嫩平原西部，科尔沁草原东端，土地广袤平坦，历史上形成的大片盐碱地、荒地和未利用地为新能源规模化开发提供了足够的用地资源，并且土地成本低廉，在全国同类项目建设中具有比较优势。

据吉林省白城市能源局副局长田秀华介绍，预计到 2020 年底，白城市新能源装机将达到 600 万千瓦，还有近 3000 万千瓦资源有待开发。与此同时，该市地处吉林省西北部，毗邻黑龙江和内蒙古，为区域氢能产业协同发展提供了广阔的市场空间。

记者了解到，2018 年，白城开始谋划利用可再生能源制氢，提出建设吉林西部重要能源基地的发展战略。吉林省委省政府对此高度重视，将建设“白城国家级高载能高技术基地”、打造“中国北方氢谷”上升为省级战略。至此，白城开启了新能源产业发展的“氢能时代”。

目前，白城市政府已与一汽解放、佛吉亚、长春旭阳集体签署氢燃料电池及汽车框架协议；2019 年，在洮北风电场开展了风电动态电解制氢试验，规模为 50 标准立方米/小时，氢气纯度达到 99.999%；今年，又在白城市工业园区部署了国内首个新能源制氢加氢一体化项目。

价格媲美汽油 公交率先开跑

据田秀华介绍，在制氢模式上，白城主要采用“新能源制氢轻度并网”方式。

其中，风能制氢以年 1 万吨氢气为一个单元，配备风电容量 25 万千瓦，其中 5 万千瓦并网运行，20 万千瓦离网运行，匹配相应的储氢、运氢、加氢站等设施，加氢站氢气价格 2.89 元/立方米；

光伏制氢则以年产 6000 吨氢气为一个单元，配备光伏电站容量 30 万千瓦，其中 6 万千瓦并网运行，24 万千瓦离网运行，匹配相应的储氢、运氢、加氢站等设施。测算投资利润率为 12.28%，税后财务内部收益率 9.51%。

“总之，无论是风能制氢还是光伏制氢，加氢站销售的氢气价格每公斤约达 35 元，目前和汽油

相比，具有竞争力。”田秀华说。

就在10月21日，白城市举行了氢燃料电池公交车交接仪式。根据计划，15辆氢燃料电池公交车近期将在白城市区客流量比较大的102路线投入运营。届时，白城将成为东北地区首个拥有氢燃料电池公交车的城市。

东北地区严寒季节漫长，氢燃料电池汽车不仅节能、环保，相比较于电动汽车，在续航和寒冷适应性方面也是优势明显。

“电动公交每充一次电只能跑200公里；而氢燃料公交加一次氢，约可跑400公里，续航里程高出一倍。不仅如此，东北严寒天气较多，天一冷电动公交电池衰减更加明显，今后用了氢燃料公交车，这些顾虑都不会有了！”白城市公共汽车公司党总支书记、经理连晓晶对记者说。

四大举措 打造“北方氢谷”

谈及白城市下一步的氢能产业发展重点，田秀华告诉记者：“首先，要推动白城—长春氢能走廊建设；其次，争取白城清洁能源制氢列为国家级示范；第三，在白城率先开展天然气掺氢国家级试点；最后，要组建吉林省城市群申报国家燃料电池汽车示范应用。”

“我们计划落实加氢站建设和氢能汽车购置补贴政策，依托长白高速公路，与现有加油站结合建设加氢站，开通长春—白城氢能大巴专线，逐步置换现有的燃油城际客车，长春、白城和沿线城市的公交车逐步更新为氢能公交车。”田秀华说。

作为东北老工业基地振兴重点规划城市、大兴安岭南麓特困扶贫片区，白城发展氢能产业，变清洁能源优势为振兴发展优势，对于东北地区乃至“三北”地区的产业转型与脱贫致富，都具有极强的支撑带动、引领示范效应。

“我们将争取国家有关部委将白城作为全国清洁能源制氢示范项目，给予重点扶持。同时将利用中俄东线天然气管道从白城穿过的便利优势，积极争取白城市承接国家开展天然气掺氢试点工作，该管道预计明年10月建成。”田秀华进一步介绍。

据悉，未来，白城还将牵头打造全省氢燃料电池汽车示范应用城市群，建设占地1.2万亩的氢能产业园区，加快建成“中国北方氢谷”。

本报记者 张胜杰 中国能源报 2020-11-09

核能

第五代核能系统：路虽远，行则将至

人类要迈向更远的未来，离不开核能的创新与发展。当“四代堆”的概念不足以指引未来时，核能行业人士不禁开始探寻，未来的核能系统应该是什么样子。

带着这一思考，合肥灵渔科技咨询有限公司（以下简称灵渔咨询）提出了一种“核能协同网络”的第五代核能系统的概念，打破前四代核能系统开发沉溺于单堆演化的固定思维模式，使核能开发从“单堆改进提升的旧套路”转向“网络系统优化的新范式”。

日前，中国科协发布了2020“重大科学问题和工程技术难题”，灵渔咨询提出的“第五代核能系统会是什么样子？”也被列为重大科学问题之一。记者从中国科协了解到，该问题是我国从能源市场需求出发，对未来核能系统进行的一次主动思考，改变了以往被动消化吸收外来概念的老路子。

“第五代核能系统有望使我国主导并输出相关概念和思想，从而引领世界核能创新。”中国科学院院士邹才能评价道。

从单堆演化到多堆协同

目前，核能的发展可分为四代——一代是验证工程可行性的试验型产品；二代是商业上可行的批量化产品；三代是希望经济性和安全性进一步提升的演化型产品；四代是重新设计、全方位提升

的下一代产品。

“提到核能的未来，很多人立马会想到‘四代堆’，但‘四代堆’的概念却给人一种错觉和误导，似乎意味着三代要取代二代、四代要取代三代一样。”灵渔咨询时靖谊博士告诉《中国科学报》，“其实，这并不一定就是核能未来的样子。”

实际上，前四代堆的划分是典型的单堆演化思维，过分关注了单个核能系统自身，在大系统和市场化思维方面显得非常不足。第五代核能系统则是由“堆群”组成的核能协同网络整体，“堆群”中可能存在着不同的堆型，不同堆型的任务分工也各有侧重。

“白天可再生能源发电多的时候，它就可以少发一点电，进入休息状态或是去干点别的。”时靖谊举例称，“就好像一个生态公园，白天放风筝、跑步、骑车的人多一点，晚上则跳广场舞、散步的人多一点。”

灵渔咨询认为，这种系统具有系统性、灵活性和多能性三大特点。系统性是其最大特点，意味着未来核能系统的开发不再像过去那样仅盯着单个反应堆系统，而是考虑堆与堆之间的协同，强调从大系统出发解决问题。

而系统的设计也要从能源系统出发，研究其对核能的需求和要求。同时考虑核燃料资源利用的全寿期，管住反应堆的“吃喝拉撒”，首尾兼顾。

灵活性是第五代核能系统的核心要求。首先，它必须要能为电网提供平衡调节能力。“电网要它出多少力就出多少力，而不像现在的核能系统那样，不管什么时候都在出大力。”时靖谊说。

其次，核能协同网络还得提供灵活部署的能力，为应急救援等场景提供支持。“就像互联网公司线上平台一样，疫情期间能快速扩容，疫情结束后还能缩容。”

多能性则是第五代核能系统的内涵要求。今天的核能利用主要是发电，而未来的核能还将在工艺供热、海水淡化、核能制氢等方面发挥重要作用。在邹才能看来，未来，第五代核能系统还将更加灵活地融入和支持“智慧能源”的多能协调，发挥多能担当，助力电网、工业、运输等领域的深度脱碳，推动构建“清洁低碳、安全高效”能源体系。

有望引领世界核能创新

邹才能认为，第五代核能系统的概念落地和最终建成具有“四个革新、一个引领”意义，即实现由产品推动转向需求拉动的开发观念革新、由单堆演化转向网络优化的开发模式革新、由基荷能源转向平衡调能的应用观念革新、由单一发电转向多领域供能的应用场景革新，从而引领世界核能创新。

“我们与国外最大的差距不是装备与技术，而是对未来核能的理解与思考。”在时靖谊看来，核能的创新与发展需要思想先行、理念先行，如果理念和思想上是别人的，则很难摆脱跟随式发展和逆向式设计的长期思维定势，以至于长期追赶、长期落后。

核能的发展需要有未来观，即从未来看现在。灵渔咨询研究认为，率先提出第五代核能系统的概念，虽然在对未来的认识上做到了领先一步，但在技术上仍存在关键挑战，包括单堆的研发、堆与堆之间的协同、单堆的整体性测试枢纽。

此外，思想认识层面也需要在研发群体和利益相关者之中形成共识，打破原有的固有思维限制。

“第五代是一个核能协同网络的概念。既然是网络，我们就可以先建一部分，先行先试，不断优化、不断完善、不断扩充。”时靖谊表示，我国现有能源系统可为第五代核能系统的开发提供 30 年的战略机遇期，在这 30 年内我们有望实现第五代核能系统初级阶段的落地，即研发出第五代核能系统的最小可用产品。

“第五代核能系统将引领中国走向未来核能开发的前沿，并将带动核能开发新基础设施的建设和发展。30 年后，谁能说主导未来核能的不会是我们呢？”时靖谊说，千里之行，始于足下。路虽远，行则将至。

李惠钰 中国科学报 2020-11-11

英国聚变反应堆从“甜甜圈”升级为“苹果”

据《科学》报道，经过7年建造，英国改造后的聚变反应堆——兆安球形托卡马克（MAST）的升级版，日前首次启动。这个价值5500万英镑的装置未来将作为所有核聚变反应堆关键技术的测试平台，并可能为新能源生产设施的设计提供跳板。

托卡马克通过将轻元素融合在一起产生能量。这些甜甜圈形状的容器含有超热的氢同位素电离气体或等离子体，它受到强大磁铁的约束，并被微波和粒子束加热。

MAST是标准托卡马克的变体，它的形状更像一个带核的苹果而不是甜甜圈。研究人员认为，这种形状比环形托卡马克更能保证等离子体的稳定性，但与传统设计相比，人们对其了解较少。

从1999年开始，MAST首次对这一概念进行了大规模的测试，现在已经在额外加热功率、从等离子体中提取热量技术等方面进行了升级。

美国普林斯顿等离子体物理实验室的一项被称为国家球面环面实验（NSTX）的类似设施，也同样进行了升级。然而，在2016年重启后不久，NSTX就遭遇了磁铁故障，目前正在重建。

英国研究人员希望MAST的升级版能够展示出足够的性能改进，从而推进建设球形托卡马克示范电站计划。去年开始，他们在政府2.2亿英镑的资助下，着手设计用于能源生产的球形托卡马克，并希望在2040年启动新一代装置。

文乐乐 中国科学报 2020-11-02

我国环形核燃料组件研发获重大进展

本报讯 日前，由中国原子能科学研究院牵头承担的“压水堆环形燃料组件研制”项目临界热流密度（CHF）试验正式启动并成功获得首批数据，标志着环形燃料组件研发取得重要进展，为后续系统开展试验以及评价、开发适用于环形燃料的临界热流密度关系式等工作奠定了坚实基础。本次试验采用5×5环形燃料全长小组件，在国内外均属首次开展。

环形燃料是一种由内、外两层包壳和环形芯块构成的先进核燃料元件，是压水堆创新型先进燃料组件的重要发展方向。压水堆环形燃料研发是中国原子能科学研究院“十三五”科技发展规划的重要内容之一，也是国家先进核能创新的主要内容。临界热流密度是压水堆核电站堆芯安全的核心指标，其试验难度大，是环形燃料研发中必不可少的重要试验，也是安全评审中最关注的试验之一。

据悉，截至目前，“压水堆环形燃料组件研制”项目相继完成了专用软件开发、全尺寸试验组件设计制造、零功率物理实验等关键内容。

段明慧 中国能源报 2020-11-02

能源政策

助推绿色低碳转型 气候投融资顶层设计出台

《关于促进应对气候变化投融资的指导意见》突出气候投融资的“气候属性”，强调气候投融资相关政策和标准的“统筹协调”，坚持气候投融资的“市场导向”，推动气候投融资的“创新实践”。

习近平主席9月22日在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话，指出应对气候变化《巴黎协定》代表了全球绿色低碳转型的大方向，是保护地球家园需要采取的最低限度行动，各国必须迈出决定性步伐。中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。

为全面贯彻落实党中央、国务院关于积极应对气候变化的一系列重大决策部署，更好发挥投融

资对应对气候变化的支撑作用,对落实国家自主贡献目标的促进作用,对绿色低碳发展的助推作用,生态环境部、国家发改委、中国人民银行、银保监会和证监会 10 月 26 日共同发布了《关于促进应对气候变化投融资的指导意见》(以下简称《指导意见》)。

引导更多资金投向应对气候变化领域

气候变化的不利影响对全球粮食安全、水安全、生态安全、能源安全、基础设施安全以及民众生命财产安全构成长期的重大威胁,既会给全球生态系统带来不可逆的损害,又会对全球经济造成重大打击,甚至会引发重大公共卫生事件、系统性金融风险和地区冲突。我国气候条件复杂、生态环境脆弱,受到气候变化不利影响和损害更为显著,我国 40%以上的人口和 50%以上的国内生产总值(GDP)集中在沿海地区,海平面上升、极端气候事件带来的风险和挑战巨大。

应对气候变化投融资是指为实现国家自主贡献目标和低碳发展目标,引导和促进更多资金投向应对气候变化领域的投资和融资活动,是绿色金融的重要组成部分。

生态环境部应对气候变化司司长李高说,在应对气候变化中,投融资作为关键驱动力,发挥着不可替代的重要作用。为解决因气候资金供需矛盾而制约我国绿色低碳转型、国家目标任务落实的突出问题,亟须加快构建以气候目标为导向的投融资政策体系,更好地发挥政府引导作用和市场主体作用,激励和动员更多资金投向应对气候变化领域,为积极应对气候变化、协同打好污染防治攻坚战、推进生态文明建设、实现高质量发展提供重要支撑和注入全新动力。因此,《指导意见》的出台,是实现新的二氧化碳排放量达到最高峰值(以下简称达峰)目标和碳中和愿景的必然要求。

《指导意见》提出的主要目标是,到 2022 年,营造有利于气候投融资发展的政策环境,气候投融资相关标准建设有序推进,气候投融资地方试点启动并初见成效等;到 2025 年,促进应对气候变化政策与投资、金融、产业、能源和环境等各领域政策协同高效推进,气候投融资政策和标准体系逐步完善,投入应对气候变化领域的资金规模明显增加等。

“《指导意见》提出的 2022 年、2025 年气候投融资主要目标及相关建设,是与提前达峰及实现碳中和需求相匹配的。”能源基金会战略规划及低碳转型项目主任傅莎说,但这两个目标更多是从定性而不是从定量的角度来描述,包括建成怎样的气候投融资政策和标准体系、地方试点实践、引导民间和外资进入等。接下来,出台大量配套的政策和标准、落实地方实践等都需要时间,最终能实现怎样的目标,还有待实践检验。

将构建政策体系和完善标准体系

《指导意见》共提出五方面 15 项举措,其中包括加快构建气候投融资政策体系、逐步完善气候投融资标准体系、鼓励和引导民间投资与外资进入气候投融资领域、引导和支持气候投融资地方实践、深化气候投融资国际合作。

李高说,《指导意见》突出气候投融资的“气候属性”,强调气候投融资相关政策和标准的“统筹协同”,坚持气候投融资的“市场导向”,推动气候投融资的“创新实践”。

“构建政策体系和完善标准体系是《指导意见》的重中之重。指导意见在政策体系和标准体系方面强调了协同,包括与现有绿色金融政策、标准的协同,与其他宏观和行业部门产业政策协同等,这也是《指导意见》后续能发挥作用的关键点。”傅莎说,国内现有的绿色金融政策和标准体系中,“气候属性”并不凸显。因此,通过《指导意见》来强化气候变化概念,并将之植入到现有绿色金融政策和标准体系中非常重要。比如通过金融机构引导相关资金进入应对气候变化领域,将气候风险因素纳入金融部门的宏观和微观风险管控机制中,对现有的绿色信贷、绿色债券提出指导性意见等。

《指导意见》在“鼓励和引导民间投资与外资进入气候投融资领域”中指出,强化对撬动市场资金投向气候领域的引导机制和模式设计,支持在气候投融资中通过多种形式有效拉动和撬动社会资本,鼓励“政银担”“政银保”“银行贷款+风险保障补偿金”“税融通”等合作模式,依法建立损失分担、风险补偿、担保增信等机制,规范推进政府和社会资本合作(PPP)项目。

傅莎说,《指导意见》鼓励“政银担”“政银保”等合作模式。气候投融资更强调公共部门的撬动作用。这是由于应对气候变化还存在尚未商业化的领域,政府的撬动作用尤为重要。根据《指导意见》,

再通过地方试点方式，引导地方相关部门探索适合本地情况的创新投融资模式，助推绿色低碳发展。

开发与碳排放权相关的金融产品

我国绿色金融产业发展迅速，绿色金融市场规模持续扩大。据中国人民大学发布的《中国绿色金融发展研究报告(2020)》，截至2019年末，我国绿色贷款余额达10.22万亿元，较年初增长15.4%。兴业银行首席经济学家鲁政委说，据估算，要实现2030年前碳排放达峰，2020年资金需求峰值为2.56万亿元，“存在明显的资金缺口”。

为引导资金进入气候投融资领域，《指导意见》提出，在风险可控的前提下，支持机构及资本积极开发与碳排放权相关的金融产品和服务，有序探索运营碳期货等衍生产品和业务等。

傅莎说，目前，在国内试点省市碳市场里，与碳排放相关的碳远期、碳质押等衍生金融产品也有一些探索，同时广东也探索过发展碳期货。但总体来看，碳期货尚未在全国碳市场顶层设计中得到充分考虑。

李高则表示，根据《指导意见》，下一步生态环境部会将国家自主贡献目标向地方和行业分解，鼓励金融机构对地方和行业落实减排目标加大支持力度。“为此，我们将着手建立国家自主贡献项目库，推动气候项目的产融对接。”生态环境部将加快推动全国碳排放权交易市场建设，扩大交易主体范围并适时开发碳金融衍生产品，通过市场交易形成有效、明晰的碳价格，为企业和金融机构进一步推动绿色低碳投融资奠定基础。加强气候投融资的国际合作，将继续与各国和各国际组织开展气候投融资的交流和合作，不断贡献气候投融资的中国智慧和方案。

科技日报 2020-11-03

四川省分布式光伏备案程序及补贴政策

日前，四川省发改委发布《四川省分布式光伏建设管理相关政策》，对该省分布式光伏发电项目定义、分类、备案程序、需要国补的项目相关政策进行了梳理。详情如下：

四川省分布式光伏建设管理相关政策

国家和我省鼓励就近消纳的分布式光伏开发。根据国家能源局《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2019〕49号）、省发展改革委、省能源局《关于加强和规范分布式光伏发电项目建设管理的通知》（川发改能源〔2017〕485号）等有关规定，现将四川省分布式光伏发电项目建设管理相关政策梳理如下：

一、定义及分类

分布式光伏分为户用光伏和工商业分布式光伏两大类。其中，户用光伏项目为业主自建的户用自然人分布式光伏项目；工商业分布式光伏发电项目为就地开发、就近利用且单点并网装机容量小于6兆瓦的户用光伏以外的各类分布式光伏发电项目。

二、备案程序

户用光伏项目由当地电网企业直接登记并集中向当地发展改革部门备案；工商业分布式光伏项目由当地发展改革部门备案。对于工商业分布式光伏备案，一是需要具备消纳条件，项目备案时应出具电网企业电力消纳意见。单个项目在2MW以下的由市（州）电网企业出具消纳意见，2MW及以上的由省级电网企业出具消纳意见。二是若需要国家补贴，须参加省上组织的竞争配置及国家统一组织的补贴竞价排序，取得开发指标后纳入国家规模管理，享受补贴政策。否则，不能享受国家补贴政策。三是我省重点支持攀枝花市、甘孜州、阿坝州、凉山州等太阳能资源较好地区发展分布式光伏电站，对于日照小时数较低、资源条件较差的地区原则上不支持开发全额上网地面分布式光伏电站。

三、需要国家补贴的项目

户用光伏根据切块的补贴额度确定的年度装机总量和固定补贴标准（2020年补贴标准为每千瓦时0.08元）进行单独管理。国家能源局于每年年初发布国家补贴支持的户用光伏年度装机总量。省

级电网企业每月 10 日前对外公布上月新增并网（含新审核确认的文件发布前已建成并网但未纳入国家补贴范围的项目）和当年累计新增并网的户用光伏装机容量及项目名单，并于每月 12 日前向国家能源局和国家可再生能源信息管理中心报送相关信息，国家能源局于每月 15 日前对外公布当年截至上月底全国累计新增并网装机容量。当截至上月底的当年累计新增并网装机容量超过当年可安排的新增项目年度装机总量时，当月最后一天为本年度可享受国家补贴政策的户用光伏并网截止时间。

工商业分布式光伏发电项目由省上组织、业主申报、参加国家统一组织的补贴竞价排序，并根据补贴额度确定补贴项目名单。纳入补贴范围的项目由电网企业按照国家可再生能源信息平台公告的要求负责初审。各项目业主向所属电网公司申报，电网公司汇总后向省能源局申报确认，经过确认后的相关申报材料由电网企业通过信息平台提交国家可再生能源信息管理中心复核，并根据复核的反馈结果，由电网企业将复核符合条件的项目进行公示。地方独立电网经营范围内的补贴项目清单在公布前需报送省财政厅、省发展改革委和省能源局确认。自 2020 年起，我省工商业分布式光伏发电上网指导价 0.4 元/千瓦时，低于我省燃煤发电上网基准价 0.4012 元/千瓦时，已无补贴。

备注：分布式光伏定义及分类、需要国家补贴申报方式等，以国能发新能（2019）49 号文件相关规定为准。

中国能源报 2020-11-03