

众专家给独立储能发展支招

■本报记者 苏南

“新能源空间和时间上的电量不平衡与传统电力系统形成尖锐冲突”“新能源爆发式增长给电力系统带来颠覆性影响”“新能源和储能宛如孪生姐妹，相互支撑发展”“交给电力系统，才能真正体现出储能价值”……这是记者在近日召开的第七届中国储能西部论坛上听到的业内声音。

与会专家认为，储能大规模发展势在必行，独立储能市场潜力巨大。未来，储能将重构电力系统。短期内，储能可平抑电力不平衡，长期看，储能可平抑能量不平衡。业内人士认为，要实现我国储能产业的大规模发展，除了技术要不断进步外，还需要完善政策机制，加速构建电力市场等。

独立储能将成主流

今年以来，我国风电、光伏等新能源发展势头强劲。国家能源局发布的最新数据显示，截止到10月底，全国风电、光伏累计装机容量分别为3.5亿千瓦和3.6亿千瓦，分别同比增长了10.6%和29.2%。

中关村储能产业技术联盟理事长、中国能源研究会储能专委会主任委员陈海生表示，据不完全统计，截至今年10月，全国已有27个省份明确了储能装机规划，总规模达73.6吉瓦。从各省规划来看，多数省份鼓励发展新能源加储能的应用模式，鼓励建设集中式的共享储能和电网侧的储能示范项目。“随着‘双碳’目标的推进和可再生能源占比的不断提高，电力系统中储能的配置比例以及配置时长都会不断提高，大规模储能建设成为大势所趋。”

高，电力系统中储能的配置比例以及配置时长都会不断提高，大规模储能建设成为大势所趋。”

华能天成租赁有限公司产业链金融业务部总经理助理林佳荔表示，未来储能发展将经历三个阶段。2030年之前，以2-3小时的新型储能项目为主，技术路线主要是磷酸铁锂；2030年之后，随着规划的大批抽水蓄能项目逐渐投运，抽蓄将起到重要的支撑作用；2035年之后，当优势的抽蓄资源开发殆尽，4小时以上的长时新型储能将成为市场主力，包括压缩空气储能、液流储能以及氢能。

“未来，独立储能是主流发展趋势，”林佳荔表示，独立储能自2021年开始呈现爆发式增长。2021年，我国已投运的独立储能项目达1.3吉瓦，同比增长195%，主要分布在山东、江苏、湖南等8个省份，其中山东、江苏、湖南均有百兆瓦级的独立储能项目投运。2022年上半年，我国规划在建的独立储能项目已达45吉瓦，在规划在建新型储能项目中的占比超过80%。据中关村储能产业技术联盟预测，未来5年，独立储能年均新增装机规模将达7.2吉瓦，市场潜力巨大。

确定合理规模是关键

在储能进入发展快车道的时候，还需要清醒地认识到，这一行业还面临着很多挑战。“首先，政策机制不完善，直接影响了

独立储能的项目收益能力以及收益的稳定性。”林佳荔表示，其次，储能收益来源比较单一，我国电力市场建设尚处于初期，相关政策和规则仍不完善，中长期交易、现货交易及辅助服务市场、省间与省内市场衔接机制不够成熟，储能系统的多重价值评估以及认定还比较困难。最后，在建设期储能项目资金需求量大，但匹配民营投资主体在建期的资金供给有限，资金与项目进度错位。这也是当前储能项目规划规模较大，但实际投运较少的重要原因。

林佳荔建议，对于政策和机制不完善，应总结先进省份独立储能政策以及实际投运项目的经验，结合各省实际情况，充分考虑地方政府、电网企业、新能源场站业主以及储能投资方等各方利益诉求，实现多方共赢。对于收益来源比较单一的问题，最行之有效的解决方法是通过建立市场化程度较高的多层次统一电力市场体系来解决。对于民营投资主体在建期资金供需不平衡问题，建议选择产业金融能力较强，最好是拥有在建期储能项目投资成功案例的金融机构，根据不同区域不同收益来源特点设计融资方案，为独立储能匹配在建期资金支持。

国网西北分部副主任范越认为，在新型电力系统中，电力不足与弃电并存，总量平衡中新能源电量占比高，导致过程平衡难度增大。整体对局部除了电力支援，还有调峰共享等，省间潮流交换更为频繁。储



图为位于浙江省绍兴市上虞区的35千伏中压直挂式储能项目。人民图片

能的应用对系统安全、保供、消纳具有重要意义。但是，目前储能行业发展存在合理规模如何确定的问题。“大规模储能会带来巨额的电价分摊压力，所以，储能规划宜采取国、网、省三级迭代的优化方式确定规模。我们需要对各类储能的配置需求进行分析计算，各类储能均能在‘充电积木图’上找到更经济的工作位置。”

与新型电力系统之间的关系还需深入研究

在业内人士看来，构建新型电力系统是一场涉及广泛、影响深远的长周期系统性工程，储能是其中的一项重要支撑技术，需要深入研究其与新型电力系统间的关系，从政策和技术两方面入手，促进其发展。

在国网西北分部技术中心主任段乃欣看来，除了健全大规模储能的技术标准之

外，还应考虑不同地区的需求，开展大规模储能控制性能的优化工作，提升新型电力系统安全稳定水平。在高比例新能源、大规模储能的新型电力系统中，电源数量多，特性杂、分布广，需要开展适应储能类电源接入的新型电力系统概率化的平衡理论研究，从模型构建、分区优化、算法求解等方面深入探索，实现源网荷储高效协同的大规模平衡统筹。

清华大学电机系教授、中国能源研究会储能专委会副主任委员夏清则表示，在发电侧和负荷侧分布式地安装储能，可“熨平”新能源出力曲线和负荷曲线，将系统电力平衡转变为电量平衡，减少为满足尖峰负荷投资的输电线路，使源网荷三个环节协同共赢发展。新型电力系统是以新能源、电网、储能、主动负荷重构能源系统，只有满足激励相容的机制，才能激活各环节的活力，激发源网荷储高效精准的互动，激励新能源与储能的协同发展。

专家呼吁：

清洁能源高质量发展需全社会共同参与

■本报实习记者 杨梓

党的二十大报告提出，立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。深入推进能源革命，加强煤炭清洁高效利用，加快规划建设新型能源体系。积极参与应对气候变化全球治理。

如何构建新型能源体系？在构建新型能源体系的过程中，清洁能源将扮演怎样的角色？如何推动清洁能源高质量发展？在12月6日召开的“清洁能源多一小时”公益活动启动仪式暨清洁能源发展论坛上，多位业内专家、企业人士就相关问题展开深入探讨。

可再生能源资源基础丰厚

国家发改委资源节约和环境保护司司长刘德春9月22日公开表示，2012年以来，我国以年均3%的能源消费增速支撑了年均6.6%的经济增长，能耗强度累计下降26.4%，相当于少用了14亿吨标准煤。

“能源强度和碳强度逐步下降是走向碳达峰的必要步骤。”中国工程院院士、中国工程院原副院长，国家能源咨询专家委员会副主任杜祥琬指出，虽然近年来我国的能源强度和碳强度已经有了明显降低，但目前仍明显高于世界平均水平，比发达国家高得很多。同时，产业结构偏重、能源结构偏煤、效率偏低、高碳发展路径依赖

惯性大等四大挑战不可忽视。“实现‘双碳’目标是一个复杂的系统工程，是一个长达几十年的科学转型过程，政策性很强，需要把握好节奏，积极而稳妥，防止一刀切、简单化，同时也要防止转型不力带来落后和无效投资。”杜祥琬表示。

在杜祥琬看来，能源低碳转型与保障能源安全并行不悖，不仅要保障能源的供需安全，能源、经济社会发展也需要有合理的增长。“从长期来看，供给侧的优化、提效、服务将增强能源安全性和独立性。可再生能源比例的增加使能源的安全性、独立性更好。”

同时，杜祥琬强调，“要重新认识我国能源资源禀赋，把能源资源禀赋跟‘先立后破’联系起来，只有正确认识了能源资源禀赋，才知道‘立什么’。我们有的‘可立’，也有的‘可破’。要看到丰富的可再生能源资源，这是我国资源禀赋的重要组成部分。所以，我国发展高比例可再生能源的资源基础是丰厚的。”

风光担任要把全产业链做好

与会专家认为，以风光等为代表的清洁能源将成为能源变革的主力军。相关数据显示，我国到2050年实现88%左右的一次能源来自于清洁的可再生能源是技术可行、经济可行的。在能源低碳转型的过程中，以风光为主的清洁可再生能源将发

挥重要作用。

“风和光要担当大任，不仅要增加装机，更要高质量发展。”在杜祥琬看来，在多元互补的未来，可以通过电力交易来解决调峰问题。“我国已经提出，新能源发电企业可以自建或购买调峰能力。虽然风和光有一定的间歇性，但通过自建或者购买调峰能力，做好调峰，可以实现高质量发电。”

天合光能股份有限公司董事、常务副总裁曹博介绍，天合光能持续推动“四高一低”，即超高功率组件、电池组件更高效率、更高可靠性、更高发电量以及持续降低光伏的度电成本。25年来，天合光能提供的清洁电力产品累计发出1350亿度清洁电，相当于减排二氧化碳13460万吨、二氧化硫405万吨、碳粉尘3672万吨。

杜祥琬指出，目前，由于技术进步，成本下降，风光经济性大大增加，成为风光大发展的前提。同时，风电和光电本身都有庞大产业链，也需要把整个产业链做好，包括从前端材料科学到后端循环利用，才能支撑风光长远发展，以核心技术和新科技争得发展权。

消费者积极参与同样重要

杜祥琬表示，实现碳达峰碳中和不仅有路径、可操作，还可以带动一系列技术进步，带来新能源、新电力、新工业、新交

通、新建筑，推动新产业、新经济和生态文明。在他看来，车棚、公路、桥梁等应用场景都可以采用BIPV。“全国可用的建筑面积大约有200亿平方米，可以装20亿千瓦的光伏发电，这是很有潜力的分布式光伏。”凯盛科技集团副总经理王从笑也提到，BIPV让建筑走向负能耗发展。

国际能源署署长高级顾问安丰全表示，实现“双碳”目标需要大量的行动，覆盖经济社会的方方面面，包括经济结构、产业结构、外贸结构和能源结构的持续优化。同时，实现“双碳”目标还需要科技创新的重大突破及其产业化，特别是绿氢技术、储能技术、CCUS技术以及一些重化工低碳化工艺技术，没有这些技术的革命性突破，未来全球碳中和的任务难度将进一步加大。

安丰全表示，发展清洁能源不仅需要发挥企业的生力军作用，而且需要全社会的共同参与。企业是推动清洁能源发展的主力军、生力军，无论是清洁能源的科技创新还是清洁能源项目的开发建设、运营以及清洁能源的消纳利用，都需要企业的积极参与、创新性参与，同时也需要全社会的积极参与。

世界自然基金会(瑞士)北京代表处首席代表卢伦燕表示：“发展可再生能源不仅仅是发电端和输电端的事，电力消费者也应该参与到这个过程中，这样才能更好地形成全社会共识。”

国际新标准即将实施

船舶业积极探索降碳路径

■本报实习记者 林水静

船舶能效指数(EEXI)与碳排放强度指数(CII)即将于明年1月1日实施，给船舶行业带来不小压力。在低碳转型成为船舶行业主旋律的背景下，当前船舶业都有哪些降碳方式？上述两项指标的实施又会对船舶行业带来哪些影响？

绿色动力是首选

“针对船龄较大的老船，已无必要进行大范围改造，短期内可直接通过降速等运营手段降碳；对于还有改装价值的船舶，加装风帆助力、气泡减阻等装置，可减小阻力、增大功率，实现节能；对于新造船，可从设计层面就开始考虑以绿色动力为主。”中国船舶工业行业协会统计信息工作部副主任曹博表示。

根据今年9月工信部等五部门联合发布《关于加快内河船舶绿色智能发展的实施意见》，优先发展绿色动力技术，首先要积极稳妥发展LNG动力船舶，加快发展电池动力船舶，推动甲醇、氢等动力技术应用。“从中短期看，LNG是目前商业应用和操作层面都为可行的替代燃料，已经成为当前市场新订造船替代燃料的主力。”同济大学交通运输工程学院副教授骆晓表示。

不过，要实现国际海事组织最新公

约附则提出的海碳强度在2025年下降70%，2030年下降40%的目标，仅能实现20%减碳效果的LNG显然不能满足要求。

“为了满足新的减排要求，面对不同应用场景的需要，未来的解决方案也应是多样化的。如绿色甲醇、氢燃料，甚至是氢燃料电池等。”曹博表示，“全球新接的船舶订单中，绿色动力船舶市场份额(按运力计)从2021年的30%升至2022年10月的56%。目前，绿色动力仍以LNG与传统燃料的双燃料动力居多，手持订单中数量达到904艘。值得一提的是，今年甲醇动力船舶明显增多，已有41艘新造船采用甲醇动力，使甲醇动力船舶在建数量达到61艘。另外，在建船舶中还有57艘船舶预留了甲醇燃料改装设计。”

此外，骆晓还表示，除了部门内部的船舶设计优化、船舶动力能源变革外，还要注重系统性降碳。“根据国际经验，运营组织优化，发展与当地产业、通航条件相适应的先进高效的运输组织方式，也可有效提升运输效率，降低能耗。”

关注新标准影响

为实现国际航运温室气体减排战略

目标，2021年6月国际海事组织(IMO)海上环境保护委员会(MEPC)76届会议审议通过了《MARPOL公约》附则VI的修正案，对国际航行船舶提出了技术能效指数(EEXI)限值要求和营运船舶碳强度(CII)评级要求。

业内人士表示，对于不满足EEXI要求的船舶，船东可通过降速航行以及技术改造满足要求。相对来说，CII评级的影响更具不确定性。

据了解，CII评级每年进行1次，能效表现为A级到E级差，船舶将获得能效标签，评级为E或连续3年评级为D的船舶，除了按要求制定纠正计划并按计划实施外，还可能带来更多的港口国检查，降低船舶市场竞争力，增加船公司管理成本。因此，船公司需要加强船舶运营管理、优化航速与货物管理，争取船舶每年的CII评级在D级以上。

曹博表示，CII指数虽有分级规则，但奖惩机制尚未明确，该指数对航运业的最终影响还需评估，船舶行业也在积极关注。

需考虑全生命周期降碳

骆晓表示，目前国内船舶降碳一方面缺乏中长期目标及路线图，另一方面市场

激励措施不健全。“我国虽已提出碳达峰碳中和目标，但尚未制定船舶行业的具体减排目标和战略，存在排放底数不清、减排目标不明、控制措施不准的问题，‘国际—国家—地方’本土化路线图不够清晰，整体布局仍需进一步整合。此外，减排技术的应用会增加船舶的建造或改造成本，而使用岸电、能效管理等则会增加船方的营运和管理负担，从而拉高营运成本，削弱了船方参与减排的积极性。目前我国船舶减排主要以强制性措施为主，还缺乏基于市场化的减排措施，船方参与积极性不高。”

对此，骆晓建议，应建立相关的跨行业协会，提出各方问题，满足各方需求。同时，用政策、行业规定来促进行业体系发展。比如，行业内部建设MRV系统、碳普惠机制的设计等。

曹博则表示，一要抓住绿色转型机遇，实现核心技术与装备创新突破。二要创造与利用国内国际两个市场，加快新技术与产品的工程实践与产品迭代。三要联合上下游，做好全产业链绿色减排。四是希望政府继续出台支持、引导、保障船舶行业绿色转型的相关政策。“不仅要做好船舶产品的降碳，也要做好整个产业链的减碳。比如，生产环节是否绿色、全生命周期碳足迹碳排放量情况等。”

油企争相布局新能源汽车补能业务

本报讯 记者渠沛然报道 11月23日，中国石油旗下中油绿电新能源有限公司成立。企查查数据显示，中国石油注册资本2850万元，控股47.5%，经营范围含新能源汽车电附件销售、充电桩销售、输配电及控制设备制造和电池制造等业务。

不难看出，这是继布局氢能、风电、光伏之后，中国石油绿色转型的再次延伸。

今年以来，为实现绿色转型目标和碳中和目标，油企与车企的合作不断增多，合作范围和深度进一步拓展，油企与车企不断携手“闯关”。

中国石油董事长戴厚良此前公开表示，中国石油在生产供应石油、天然气的同时，致力于构建绿色产业结构和低碳能源供应体系，加快向“油气热电气”综合性能源公司转变。

9月，中国石油携手中国石化、宁德时代、上汽集团和上海国际汽车城，共同投资成立了上海捷能智电新能源科技有限公司，以动力电池租赁业务为核心，开展换电技术研发推广、电池运营管理、大数据服务等，构建车电分离完整生态，打造标准化平台。

数据显示，今年上半年，中国石油销售分部的资本性支出为8.32亿元，主要用于国内加油加气站终端销售网络建设，拓展加氢站等新能源项目，以及海外油气储运和销售设施建设等。同时，还在不断加快加油加气站和光伏、充换电、氢能等新能源站点一体化布局。

根据中国石油规划，到“十四五”末，将建设充换电站1000座以上，升级打造可换电、可充电的综合能源服务网络。

不只是中国石油，中国石化和中国中海油也积极与新能源车企携手，推动绿色转型，不断提升清洁能源供应能力。

例如，中国石化朝英站是首座蔚来第二代换电站，也是国内在加油站站内建设换电站的首次尝试。中国石化正加快从传统油品销售向“油气氢电非”综合能源服务商转型，注重发展换电站和大功率直流快充等新业务。从资本支出看，上半年，其营销及分销板块支出30.7亿元，主要用于加油(气)站、“油气氢电非”综合加能站和物流设施等项目建设。下半年，这一板块计划投资206.3亿元。根据规划，“十四五”期间，中国石化将布局5000座充换电站。

数据显示，中国石化、中国石油有遍布全国的5万余座加油站，这些加油站网络对于新能源车来说，无疑是绝佳的现成的补能网络。多位业内人士表示，与加油站达成合作，无疑是新能源汽车产业省时省力的一种扩产补能方式。同时，对于“三桶油”等传统能源企业来说，与新能源车企业合作，有助于自身向综合能源服务商转型，扩充服务范围，不必担心化石能源枯竭后的“再就业”问题，二者合作属于双赢。