

我国海上风电无淡化海水原位直接制氢技术获突破 海上绿氢咋上岸，管道建设很关键

■本报记者 李玲

近日，我国海上风电无淡化海水原位直接电解制氢技术海上中试在福建兴化海上风电场获得成功，验证了海上风电无淡化直接制氢抗海洋环境干扰的可行性。

海洋是地球上最大的氢矿，向大海要水是未来氢能发展的重要方向，采用绿色电力电解水制氢是获取零碳能源的重要途径。当前，我国海上风电技术发展迅速，随着海上风电直接电解海水制氢技术实现突破，绿氢发展也将迎来更多可能。其中，海上绿氢如何送上岸，成为关键一环。

■海水电解制氢获突破

据《中国能源报》记者了解，上述海上风电无淡化海水原位直接电解制氢中试由深圳大学/四川大学谢和平院士团队与东方电气集团联合开展，于今年5月中下旬在福建兴化海上风电场进行，使用联合研制的全球首套与可再生能源相结合的漂浮式海上制氢平台“东福一号”，集成原位制氢、智慧能源转换管理、安全检测控制、装卸升降等系统于一体，在经受8级大风、1米高海浪、暴雨等海洋环境的考验后，连续稳定运行超过240小时。

中国工程院院士谢和平表示，海水无淡化原位直接电解制氢技术在原理上跳出了传统化学的范畴，通过蒸汽压差的物理

力学驱动，全部隔开海水中的90多种复杂元素及微生物对电解水制氢的影响，打破了世界上原本需要依靠纯水制氢的传统模式。通过取之不尽的海水资源直接制氢，并结合海上风力发电技术，未来将改变全球能源开发路径。

国家能源局数据显示，今年一季度，全国风电新增并网容量1040万千瓦，其中陆上风电989万千瓦，海上风电51万千瓦。截至一季度末，全国风电累计装机达3.76亿千瓦，同比增长11.8%，其中陆上风电3.45亿千瓦，海上风电3089万千瓦。

海上风电广阔的前景为海水制氢带来巨大发展空间。据不完全统计，目前已出炉的沿海省(区、市)海上风电远景规划已超150GW，其中“十四五”规划近60GW。

■从送电上岸到输氢上岸

当前海上风电的主要利用方式是将获得的电能通过海上电缆输送上岸，再经陆地电网输送电能给用户，或者在陆地工厂制氢后输送给用户。海上风电直接电解海水制氢技术取得的新突破，为绿氢发展提供了新思路。

“目前看，欧洲在这方面有很多尝试，海上绿电直接制氢，然后用管道把氢输送到陆地使用。从国外实践看，相比将电集

中输送到陆地再制氢，这种方式更加经济，总成本也更低。”原北京塑料集团公司总工程师吴念告诉《中国能源报》记者，“其中的关键是适用于海上输氢的柔性增强塑料管道(FCP)，这是非常特殊的产品，其复合有纤维增强层，可以兼具柔性和强度。”

值得注意的是，近年各国都在探索发展海上制氢新技术，以及海上制氢后管道输氢上岸的新系统。例如，国际著名工程咨询公司AFRA最近发布了对德国在建风电制氢工程AquaDuctus采用“海上制氢—管道输氢上岸”方案和采用“电缆输电上岸再制氢”方案对比的分析论证，结论是前一种方案更快、更经济且风险更少，系统成本低60亿欧元，生产氢气成本低15%。

“可以肯定，海上制氢—管道输氢上岸技术方案将成为今后氢经济的优选，这就为输氢管道开辟了一个巨大的新市场空间——海上输氢管道。”原北京第二轻工业局总工程师张玉川指出，海上长途高压管道输氢不可能采用难以制造成连续长管又易腐蚀的钢管，需要采用在海上油气产业中已经发展成熟的FCP。所以，在海洋工程领域有影响力的挪威船级社近年已经组织多国合作，共同探讨制定输氢高压柔性增强塑料管FCP的技术规范。



图为“东福一号”海上风电无淡化海水原位直接电解制氢平台。 东方电气/供图

■海上管道具备应用基础

公开信息显示，国际上早先耐高压的柔性抗腐蚀增强塑料管FCP专为海洋石油天然气开采研制，而且为满足油气产业的多种要求发展了系统的专门技术，并积累了在海洋环境下安全输送可燃性气体的经验。

“现在，为了满足将海上大量绿氢输送上岸的需要，业内开始将FCP技术应用到海上长途输送氢领域。因为国际上已有海洋油气产业生产和应用FCP的经验，海上输氢管道所需耐高压抗腐蚀的柔性复合连续长管FCP也已在海上油气产业中发展成熟。所以，基于海上输送天然气的技术经验和基础，海上输氢产业可以实现快速发展。”张玉川表示。

据张玉川介绍，国际领先的开发海上

输氢FCP企业荷兰斯特罗姆(Strohm)就是原生产海上油气产业用FCP的先驱者Airbome。

值得注意的是，我国在海上管道领域已有一定基础。例如，从开发到生产大量油气都要通过海中管道输送，其中部分是金属管，部分是柔性FCP。改革开放以来我国经济发展突飞猛进，石油天然气产业的大发展带动了海中管道的更新升级。

“我国塑料管道业早有海上应用，如有压或无压的输水、输气和排水管道，但没有海上高压输氢管道。”吴念表示，“海上输氢管道发展还没有引起我国管道业的足够重视，也没有制定相应发展规划，这与我国海上风电迅猛发展对海上输氢管道的巨大需求形成突出差距。建议国家出台相关政策，加快推动海上输氢管道相关技术研发和规范建设。”

内蒙古最大油田加速孕育



图片新闻

6月11日，中国石油华北油田在内蒙古西部鄂尔多斯盆地外围的河套盆地建设的巴彦油田日产量达到2780吨，迈入年产100万吨原油生产线行列。据悉，该油田将成为内蒙古西部首个年产量达百万吨级的油田。

华北油田计划，2024年底前巴彦油田的产能规模将达200万吨，未来将成为内蒙古最大油田。图为巴彦油田兴华11区块开发先导试验正在钻探施工，以及正在作业的37号、38号钻井平台。 王立强/摄

资讯

去年我国查明锂矿储量同比增加57%

本报讯 自然资源部6月14日发布的2022年度全国矿产资源储量统计显示，全国已有查明矿产资源储量的163个矿种中，近四成储量均有上升。锂、钴、镍等战略性新兴产业矿产储量分别同比增加57%、14.5%和3%，锂矿探明储量大幅增加。

锂广泛应用于储能、化工、医药、冶金、电子工业等领域。随着全球绿色低碳转型和新能源汽车快速发展，锂资源战略地位日益凸显，各国高度关注锂资源供应安全，纷纷将之列入关键矿产目录。统计数据表明，目前江西锂矿储量占全国总量的40%，居全国第一，2022年度全国锂矿储量增量中江西占比高达94.5%。

我国锂矿种类丰富，但总体品位较低，优质锂资源较少，主要分布在江西、青海、四川和西藏等省区，河南和新疆也有少量分布。其中，江西宜春锂矿床类型主要为锂云母型，多为低品位含锂的陶瓷土矿，且因覆盖层薄，多为露天开采。随着锂云母提锂技术提升，成本大幅下降，同时锂电新能源产业需求上涨，市场开发意愿大幅增强，所以宜春锂矿快速释放供给增量优势明显。(宗和)

前5月“黔电送粤”同比增长44%

本报讯 南方电网贵州电网公司6月12日透露，今年1-5月，“黔电送粤”电量完成138.9亿千瓦时，同比增长44%，拉动贵州电网售电量增长6.3个百分点，并首次完成今年黔电送粤优先发电400亿千瓦时进度计划，为贵州经济高质量发展提供了坚强保障。

今年以来，南方电网贵州电网公司紧盯2023年售电量目标，精准统筹推进省内、省外市场增供扩销工作，推动“西电东送”战略可持续发展。作为国家新型综合能源基地，贵州的电力生产承担着满足省内用电需求和“黔电送粤”双重任务。“今年初，贵州电力供应形势依然偏紧，为保障完成‘黔电送粤’优先发电计划，最大限度发挥我省燃煤发电机组和清洁能源互补的优势，我们充分利用低谷时段相对富裕的供应能力，精准向广东增送电量。”贵州电网公司市场营销部总经理许文强说。

向广东增送电量的拉动效应，在煤电和新能源发电的数据中得到充分体现。1-5月，贵州电网统调煤电发电量562.7亿千瓦时，同比增长22.3%，利用小时数2085小时，同比增加415小时。统调新能源发电量99.83亿千瓦时，同比增长19.83%。

在贵州省内用电需求逐步恢复的过程中，“黔电送粤”的增长不仅有力稳定了贵州煤电企业的生产，也有效促进了新能源消纳，将能源优势转化为发展优势。

下一步，贵州电网公司将积极做好优先发电计划与市场化交易的衔接、省间与省内送电责任的衔接，根据与各燃煤发电企业签订的“黔电送粤”合同，推动《“黔电送粤”优先发电计划责任机制》在各发电企业落地见效，确保发电责任和经济责任有效传导，进一步发挥“西电东送”优先发电计划电力压舱石作用，促进地方经济高质量发展。(陈举 罗佳)

极端天气频发 新能源变主体

新型电力系统如何跨过气象关

■本报记者 杨晓冉

新型电力系统的稳定性与气候条件密切相关，近年频发的极端天气使精确的气候变化预测能力成为电力系统刚需。

6月12日，在由国网四川省电力公司、四川省电力行业协会、四川省电机工程学会指导，清华四川能源互联网研究院与天府永兴实验室新型电力系统研究中心联合主办的“兴隆湖能源电力高峰对话——极端气象条件下新型电力系统构建”专题论坛上，业内专家围绕如何在科学有序实现“双碳”目标背景下增强电力系统应对极端气象条件的能力展开探讨，为电力安全保供把脉问诊。

新型电力系统对气象极度敏感

“去年夏天，四川遭遇了历史同期最极端高温、最少降雨量、最大电力负荷的‘三最’叠加局面，全省电力系统面临严峻挑战。”四川省能源局副局长林挺介绍，“三最”叠加给四川省社会发展造成了严重影响，同时暴露了以可再生能源为主的电力系统在极端气温条件下的诸多短板。“要进一步增强系统观念，加快新型电力系统建设，增强供电保障能力。”

中国科学院院士周孝信采用情景分析法研判了2020-2060年中长期能源电力发展趋势，并探讨了我国未来能源电力发展路径。他指出，根据非化石能源电力按照发电煤耗法计算，2035年我国非化石能源发电量占比将达52.9%，2060年达93.5%。“2035年电源装机情况较均匀，风电装机约8亿千瓦，煤电11亿千瓦，核电1.4亿千瓦，电力情况也比较均匀，煤电发电量占比超1/3。2035年，非化石能源消费比重在2030年达到25%的

基础上进一步提升，可再生能源成为主体电源。”

不论从发电、输电还是用电来看，新型电力系统的各环节都与天气、气候密切相关。“从发电端看，传统能源和可再生能源对天气变化高度敏感。从输电环节看，输电线路对灾害性天气高度敏感，极端高温和持续性高温对用电负荷影响巨大。”中国气象局风能太阳能中心科学主任申彦波坦言。

针对2023年汛期气候趋势预测，申彦波分析：“从气象情况分析，全国不同地区今年汛期可能经历的主要气象灾害不尽相同。东北、华北主要以暴雨洪涝为主，长江中下游区域以高温、气象干旱为主，海南地区台风为主，云南要注意地质灾害，新疆要注意高温影响。长江中游地区，包括四川东部今年可能会发生阶段性干旱，有中等及以上气象干旱风险。”

突破性灵活调节手段依然欠缺

中国电科院首席技术专家惠东认为，未来新能源将逐渐从装机主体变为电量主体，再变为出力主体。“这就需要考虑电网传统惯量受到制约后，电力系统是否还能承载更多新能源，承载是否达到饱和。以现有电网技术看，新能源渗透率无法超过50%。”对此，有业内专家指出，新型电力系统的保供矛盾本质针对的是新能源在各时间尺度上的波动与灵活性调节能力匹配之间的问题。

“保安全、促消纳涉及从秒级到更长时间尺度的跨越。”惠东进一步分析，现有任何一种灵活性手段都无法达到“四两拨千斤”的效果。“一度电就是一度电，目前的灵活性调节资源如火电、气电等还存在较大缺口；抽蓄调节速度较快，但布局不

尽合理。此外，电力市场和需求侧响应之间的调节有待进一步激活。”

不同灵活性调节资源的爬坡能力、启停时间、额定续航能力、惯量支撑和电压支撑能力都不同。“经过改造的火电机组具有电压支撑能力和惯量支撑能力，但爬坡响应能力和额定续航能力不足。电化学储能响应速度快、调节准确，但只能定位在日内调节资源，很难做到长期调节。”从调节成本看，惠东分析，改造后的火电机组调节度电成本大约在0.05元到0.12元，抽蓄调节成本大约度电0.25元，电化学储能能在有市场、有价格时运行利用率较高，如参与调频市场。“但在新能源配置储能的情况下其利用非常低，一年不足50-80次，有的场站一年都用不了一两次，经济性比较差。”

在清华四川能源互联网研究院常务副院长鲁宗相看来，在极端气候条件下，新型电力系统首先要解决的是电源问题。“比如在多日无风无光、无法依靠新能源发电时，如何保证电力系统稳定？即使有了充足电源，也需充分利用。如果所有用户全都在中午12点用电，那么即使发再多电也不够用。因此，如何优化运行并调配用户参与到电力系统中，同时做到预先预判、筹措足够多的资源，对新型电力系统稳定供电尤为重要。”

综合能源智能系统是破题方向

业内认为，从未来电力系统所需的技术层面看，储能是必选路径。但对于突发性紧迫性的电力供应问题，由于目前长期储能技术还没有较成熟的解决方案，其所能发挥的作用较为有限。

“2030年以后，电力系统需要解决三天、五天甚至周级极热高峰时段的供

应能力，所以要布局长时间的储能。”惠东建议，2030年以后应深化新能源场站+储能的构网型技术。“新能源波动性是遍布全时间尺度的，需要多类型的储能弥补，所以多元储能融合是一种技术路线。”

为应对未来电力系统灵活性和韧性方面的挑战，周孝信提出一种融合煤电机组碳捕集、可再生能源电解水制氢、甲烷/甲醇合成、新型燃气发电等技术的设想——综合能源生产单元(简称IEPU)。他指出，综合能源生产单元作为煤电机组低碳、无碳转型路径方案的一种选择，既可生产电和各种近绿色燃料，又能以高灵活性调节能力支撑高比例可再生能源电力系统稳定运行。常规化生产便于运输储存的甲烷/甲醇等绿色燃料可成为新型电力系统应对中长期能源电力供需平衡的储能介质，达到“西能东输”的远景目标。

“相比常规机组调节能力，IEPU虚拟机组的调节能力范围可以是常规机组的70%到183%。”周孝信举例，“在极端天气情况下，比如一周内前半周是正常天气，后三天是极端天气，这时可以通过IEPU储存前半周的剩余能量，利用氢气、甲烷等发电。极端天气下风光发电大幅减弱期间，IEPU发挥的就是长周期储能作用。”

“运用大中型城市虚拟电厂的管理平台，以及分布式电源集成的智慧能源管理装备，对未来自有极端天气保电背景的电网运行和规划而言，是行之有效的技术解决方案。在扩展电源方面，可以考虑在用户周边建设分布式资源的电厂。”鲁宗相建议，新型电力系统一定要融入气象体系，形成服务电力行业特征的电力气象技术体系。