

节能动态

(2022 年第 03 期)



中材节能国际投资有限公司

2022 年 3 月 31 日

目 录:

一、政策解读

- 1、国家能源局组织召开 2 月份全国可再生能源开发建设形势分析会(国家能源局 2022-03-02)
- 2、快讯！两部门发文进一步加大增值税期末留抵退税政策实施力度（国家税务总局 2022-03-22）
- 3、国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知（发改能源〔2022〕209号）

二、行业动态

（一）、火力发电

- 1、深度 | 煤电之忧(原创 陈宗法 能源杂志 2022-03-03)
- 2、发电企业数字化：激发数据价值是关键（原创 王聪生 能源杂志 2022-03-22）

（二）、光伏发电

- 1、关于尽快完善光伏发电上网电价形成机制的建议（能源杂志 2022-03-05）

（三）、储能技术

- 1、新疆首个“风光火储”清洁能源基地投建(北极星火电人 2022-03-22)

（四）、其他新能源等动态

- 1、地热新闻| 国家发改委、能源局：“十四五”现代能源体系规划之地热（地热能在线 2022-03-23）
- 2、地热新闻| 陕煤集团“地热韩城”1号能源站改扩建工程通过竣工验收（地热能在线 2022-03-22）
- 3、地热新闻| 北京首个中深层地热示范项目落地（地热能在线 2022-03-17）

（五）、国外节能动态

- 1、海外项目财务精细化管理（原创 华楠 国际工程与劳务杂志 2022-03-23）
- 2、国际工程合同的工期违约金条款分析（原创 贾怡驰 康飞等 国际工程与劳务杂志 2022-03-21）
- 3、巴西光伏发电投资市场浅析（原创 张昊 刘劲松等 国际工程与劳务杂志 2022-03-09）
- 4、智利电力市场投资研究(原创王爽 国际工程与劳务杂志 2022-03-07)

三、中国建材集团、中材节能动态

- 1、聚焦两会 | 彭寿代表持之以恒为行业高质量发展建言献策(中国建材集团 2022-03-10)

四、竞争对手动态

- 1、中国能建签约孟加拉国 500MW 光伏项目 EPC 框架合同(带路高参私享汇 2022-03-22)
- 2、中国电建中标缅甸光伏 IPP 项目(带路高参私享汇 2022-03-17)
- 3、中国能建中标菲律宾北吕宋变电站改造项目(带路高参私享汇 2022-03-16)

五、其他信息

- 1、自由买卖电,难在哪?(原创 武魏楠 能源杂志 2022-03-23)
- 2、终端用能清洁替代趋势展望(原创 霍沫霖 能源杂志 2022-03-21)

六、我们的投资机会及投资风险

七、封面:中材安徽水泥窑协同处置生活垃圾

一、政策解读

1、国家能源局组织召开 2 月份全国可再生能源开发建设形势分析会(国家能源局 2022-03-02)

为进一步推动可再生能源发电项目开发建设,协调解决风电光伏发电开发建设中遇到的困难和问题,近期国家能源局召开了 2 月份可再生能源开发建设形势分析视频会。局党组成员、副局长任志武出席会议并讲话,局总工程师向海平主持会议。会议围绕研究促进 2022 年风电光伏开发建设,听取了上次月度形势分析会意见建议落实情况及全国可再生能源电力发展情况汇报,与会单位反映了大型风电光伏基地项目并网和送出工程、林草地使用、项目核准、选址调整、项目整合等问题,并提出了相关建议。2022 年风电光伏发展开局良好,1 月份全国风电光伏新增装机超过 1200 万千瓦,风光电消纳利用率保持在较高水平。会议指出,各地要认真贯彻落实国家关于以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设的相关部署,积极推动基地项目建设,加大项目储备、紧盯行业政策文件落地见效,发挥可再生能源开发建设按月调度机制的作用,及时协调解决风电光伏发电开发建设中遇到的困难和问题,特别是要加大力度推进送出工程建设,促进可再生能源高质量跃升发展。国家发展改革委、国家能源局有关司(局),内蒙古、甘肃、青海、陕西、宁夏、新疆 6 个省(区)能源局,有关电力企业,水规总院、电规总院、国家发展改革委能源研究所,中国可再生能源学会风能专业委员会、中国光伏行业协会相关同志参加会议。

2、快讯!两部门发文进一步加大增值税期末留抵退税政策实施力度(国家税务总局 2022-03-22)

财政部 税务总局

关于进一步加大增值税期末留抵退税政策实施力度的公告(财政部 税务总局公告 2022 年第 14 号)

为支持小微企业和制造业等行业发展,提振市场主体信心、激发市场主体活力,现将进一步加大增值税期末留抵退税实施力度有关政策公告如下:

一、加大小微企业增值税期末留抵退税政策力度,将先进制造业按月全额退还增值税增量留抵税额政策范围扩大至符合条件的小微企业(含个体工商户,下同),并一次性退还小微企业存量留抵税额。

(一)符合条件的小微企业,可以自 2022 年 4 月纳税申报期起向主管税务机关申请退还增量留抵税额。在 2022 年 12 月 31 日前,退税条件按照本公告第三条规定执行。

(二)符合条件的微型企业,可以自 2022 年 4 月纳税申报期起向主管税务机关申请一次性退还存量留抵税额;符合条件的小型工业企业,可以自 2022 年 5 月纳税申报期起向主管税务机关申请一次性退还存量留抵税额。

二、加大“制造业”、“科学研究和技术服务业”、“电力、热力、燃气及水生产和供应业”、“软件和信息技术服务业”、“生态保护和环境治理业”和“交通运输、仓储和邮政业”(以下称制造业等行业)增值税期末留抵退税政策力度,将先进制造业按月全额退还增值税增量留抵税额政策范围扩大至符合条件的制造业等行业企业(含个体工商户,下同),并一次性退还制造业等行业企业存量留抵税额。

(一)符合条件的制造业等行业企业,可以自2022年4月纳税申报期起向主管税务机关申请退还增量留抵税额。

(二)符合条件的制造业等行业中型企业,可以自2022年7月纳税申报期起向主管税务机关申请一次性退还存量留抵税额;符合条件的制造业等行业大型企业,可以自2022年10月纳税申报期起向主管税务机关申请一次性退还存量留抵税额。

三、适用本公告政策的纳税人需同时符合以下条件:

(一)纳税信用等级为A级或者B级;

(二)申请退税前36个月未发生骗取留抵退税、骗取出口退税或虚开增值税专用发票情形;

(三)申请退税前36个月未因偷税被税务机关处罚两次及以上;

(四)2019年4月1日起未享受即征即退、先征后返(退)政策。

四、本公告所称增量留抵税额,区分以下情形确定:

(一)纳税人获得一次性存量留抵退税前,增量留抵税额为当期期末留抵税额与2019年3月31日相比新增加的留抵税额。

(二)纳税人获得一次性存量留抵退税后,增量留抵税额为当期期末留抵税额。

五、本公告所称存量留抵税额,区分以下情形确定:

(一)纳税人获得一次性存量留抵退税前,当期期末留抵税额大于或等于2019年3月31日期末留抵税额的,存量留抵税额为2019年3月31日期末留抵税额;当期期末留抵税额小于2019年3月31日期末留抵税额的,存量留抵税额为当期期末留抵税额。

(二)纳税人获得一次性存量留抵退税后,存量留抵税额为零。

六、本公告所称中型企业、小型企业和微型企业,按照《中小企业划型标准规定》(工信部联企业〔2011〕300号)和《金融业企业划型标准规定》(银发〔2015〕309号)中的营业收入指标、资产总额指标确定。其中,资产总额指标按照纳税人上一会计年度年末值确定。营业收入指标按照纳税人上一会计年度增值税销售额确定;不满一个会计年度的,按照以下公式计算:

增值税销售额(年)=上一会计年度企业实际存续期间增值税销售额/企业实际存续月数×12

本公告所称增值税销售额,包括纳税申报销售额、稽查查补销售额、纳税评估调整销售额。适用增值税差额征税政策的,以差额后的销售额确定。

对于工信部联企业〔2011〕300号和银发〔2015〕309号文件所列行业以外的纳税人,以及工信部联企业〔2011〕300号文件所列行业但未采用营业收入指标或资产总额指标划型确定的纳税人,微型企业标准为增值税销售额(年)100万元以下(不含100万元);小型企业标准为增值税销售额(年)2000万元以下(不含2000万元);中型企业标准为增值税销售额(年)1亿元以下(不含1亿元)。

本公告所称大型企业,是指除上述中型企业、小型企业和微型企业外的其他企业。

七、本公告所称制造业等行业企业,是指从事《国民经济行业分类》中“制造业”、“科学研究和技术服务业”、“电力、热力、燃气及水生产和供应业”、“软件和信息技术服务业”、“生态保护和环境治理业”和“交通运输、仓储和

邮政业”业务相应发生的增值税销售额占全部增值税销售额的比重超过 50%的纳税人。

上述销售额比重根据纳税人申请退税前连续 12 个月的销售额计算确定；申请退税前经营期不满 12 个月但满 3 个月的，按照实际经营期的销售额计算确定。

八、适用本公告政策的纳税人，按照以下公式计算允许退还的留抵税额：

允许退还的增量留抵税额=增量留抵税额×进项构成比例×100%

允许退还的存量留抵税额=存量留抵税额×进项构成比例×100%

进项构成比例，为 2019 年 4 月至申请退税前一税款所属期已抵扣的增值税专用发票（含带有“增值税专用发票”字样全面数字化的电子发票、税控机动车销售统一发票）、收费公路通行费增值税电子普通发票、海关进口增值税专用缴款书、解缴税款完税凭证注明的增值税额占同期全部已抵扣进项税额的比重。

九、纳税人出口货物劳务、发生跨境应税行为，适用免抵退税办法的，应先办理免抵退税。免抵退税办理完毕后，仍符合本公告规定条件的，可以申请退还留抵税额；适用免退税办法的，相关进项税额不得用于退还留抵税额。

十、纳税人自 2019 年 4 月 1 日起已取得留抵退税款的，不得再申请享受增值税即征即退、先征后返（退）政策。纳税人可以在 2022 年 10 月 31 日前一次性将已取得的留抵退税款全部缴回后，按规定申请享受增值税即征即退、先征后返（退）政策。

纳税人自 2019 年 4 月 1 日起已享受增值税即征即退、先征后返（退）政策的，可以在 2022 年 10 月 31 日前一次性将已退还的增值税即征即退、先征后返（退）税款全部缴回后，按规定申请退还留抵税额。

十一、纳税人可以选择向主管税务机关申请留抵退税，也可以选择结转下期继续抵扣。纳税人应在纳税申报期内，完成当期增值税纳税申报后申请留抵退税。2022 年 4 月至 6 月的留抵退税申请时间，延长至每月最后一个工作日。

纳税人可以在规定期限内同时申请增量留抵退税和存量留抵退税。同时符合本公告第一条和第二条相关留抵退税政策的纳税人，可任意选择申请适用上述留抵退税政策。

十二、纳税人取得退还的留抵税额后，应相应调减当期留抵税额。

如果发现纳税人存在留抵退税政策适用有误的情形，纳税人应在下个纳税申报期结束前缴回相关留抵退税款。

以虚增进项、虚假申报或其他欺骗手段，骗取留抵退税款的，由税务机关追缴其骗取的退税款，并按照《中华人民共和国税收征收管理法》等有关规定处理。

十三、适用本公告规定留抵退税政策的纳税人办理留抵退税的税收管理事项，继续按照现行规定执行。

十四、除上述纳税人以外的其他纳税人申请退还增量留抵税额的规定，继续按照《财政部 税务总局 海关总署关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部 税务总局 海关总署公告 2019 年第 39 号）执行，其中，第八条第三款关于“进项构成比例”的相关规定，按照本公告第八条规定执行。

十五、各级财政和税务部门务必高度重视留抵退税工作，摸清底数、周密筹划、加强宣传、密切协作、统筹推进，并分别于 2022 年 4 月 30 日、6 月 30 日、9 月 30 日、12 月 31 日前，在纳税人自愿申请的基础上，集中退还微型、小型、中型、大型企业存量留抵税额。税务部门结合纳税人留抵退税申请情况，规范高效便捷地为纳税人办理留抵退税。

十六、本公告自 2022 年 4 月 1 日起施行。《财政部 税务总局关于明确部分先进制造业增值税期末留抵退税政策的公告》（财政部 税务总局公告 2019 年第 84 号）、《财政部 税务总局关于明确国有农用地出租等增值税政策的公告》（财政部 税务总局公告 2020 年第 2 号）第六条、《财政部 税务总局关于明确先进制造业增值税期末留抵退税政策的公告》（财政部 税务总局公告 2021 年第 15 号）同时废止。

特此公告。

财政部
税务总局
2022 年 3 月 21 日

3、国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知（发改能源〔2022〕209 号）

“十四五”新型储能发展实施方案

新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑，也是催生国内能源新业态、抢占国际战略新高地的重要领域。“十三五”以来，我国新型储能行业整体处于由研发示范向商业化初期的过渡阶段，在技术装备研发、示范项目建设、商业模式探索、政策体系构建等方面取得了实质性进展，市场应用规模稳步扩大，对能源转型的支撑作用初步显现。按照《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》要求，为推动新型储能规模化、产业化、市场化发展，现制定以下实施方案。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届历次全会精神，弘扬伟大建党精神，贯彻新发展理念，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以碳达峰碳中和为目标，坚持以技术创新为内生动力、以市场机制为根本依托、以政策环境为有力保障，积极开创技术、市场、政策多轮驱动良好局面，以稳中求进的思路推动新型储能高质量、规模化发展，为加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

（二）基本原则

统筹规划，因地制宜。强化顶层设计，突出科学引领作用，加强与能源相关规划衔接，统筹新型储能产业上下游发展。针对各类应用场景，因地制宜多元化发展，优化新型储能建设布局。

创新引领，示范先行。以“揭榜挂帅”等方式加强关键技术装备研发，分类开展示范应用。加快推动商业模式和体制机制创新，在重点地区先行先试。推动技术革新、产业升级、成本下降，有效支撑新型储能产业化可持续发展。

市场主导，有序发展。明确新型储能独立市场地位，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，完善市场化交易机制，丰富新型储能参与的交易品种，健全配套市场规则和监管规范，推动新型储能有序发展。

立足安全，规范管理。加强新型储能安全风险防范，明确新型储能产业链各环节安全责任主体，建立健全新型储能技术标准、管理、监测、评估体系，保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

（三）发展目标

到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。

到 2030 年，新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

二、强化技术攻关，构建新型储能创新体系

发挥政府引导和市场能动双重作用，加强储能技术创新战略性布局和系统性谋划，积极开展新型储能关键技术研发，采用“揭榜挂帅”机制开展储能新材料、新技术、新装备攻关，加速实现核心技术自主化，推动产学研用各环节有机融合，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。

（一）加大关键技术装备研发力度

推动多元化技术开发。开展钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究，集中攻关超导、超级电容等储能技术，研发储备液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池等新一代高能量密度储能技术。

专栏 1 “十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向

——多元化技术：百兆瓦级压缩空气储能关键技术，百兆瓦级高安全性、低成本、长寿命锂离子电池储能技术，百兆瓦级液流电池技术，钠离子电池、固态锂离子电池技术，高性能铅炭电池技术，兆瓦级超级电容器，液态金属电池、金属空气电池，氢（氨）储能、热（冷）储能等。

——全过程安全技术：储能电池智能传感技术，储能电池热失控阻隔技术，电池本质安全控制技术，基于大数据的故障诊断和预警技术，清洁高效灭火技术；储能电池循环寿命预测技术，可修复再生的新型电池技术，电池剩余价值评估技术。

——智慧调控技术：规模化储能与常规电源联合优化运行技术，规模化储能电网主动支撑控制技术；分布式储能设施聚合互动调控技术，分布式储能与分布式电源协同控制技术，区域能源调配管理技术。

突破全过程安全技术。突破电池本质安全控制、电化学储能系统安全预警、系统多级防护结构及关键材料、高效灭火及防复燃、储能电站整体安全性设计等关键技术，支撑大规模储能电站安全运行。突破储能电池循环寿命快速检测和老

化状态评价技术，研发退役电池健康评估、分选、修复等梯次利用相关技术，研究多元新型储能接入电网系统的控制保护与安全防御技术。

创新智慧调控技术。集中攻关规模化储能系统集群智能协同控制关键技术，开展分布式储能系统协同聚合研究，着力破解高比例新能源接入带来的电网控制难题。依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，开展储能多功能复用、需求侧响应、虚拟电厂、云储能、市场化交易等领域关键技术研究。

（二）积极推动产学研用融合发展

支持产学研用体系和平台建设。支持以“揭榜挂帅”等方式调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推进国家级储能重点实验室以及国家储能技术产教融合创新平台建设，促进教育链、人才链和产业链的有机衔接和深度融合。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源分配，推动技术和商业模式创新。

加强学科建设和人才培养。落实《储能技术专业学科发展行动计划（2020-2024）》要求，完善新型储能技术人才培养专业学科体系，深化新型储能专业人才培养和复合人才培养。支持依托新型储能研发创新平台，申报国家或省部级科技项目，培养优秀新型储能科研人才。

（三）健全技术创新体系

加快建立以企业为主体、市场为导向、产学研用相结合的绿色储能技术创新体系，强化新型储能研发创新平台的跟踪和管理。支持相关企业、科研机构、高等院校等持续开展新型储能技术创新、应用布局、商业模式、政策机制、标准体系等方面的研究工作，加强对新型储能行业发展的科学决策支撑。

三、积极试点示范，稳妥推进新型储能产业化进程

聚焦各类应用场景，关注多元化技术路线，以稳步推进、分批实施的原则开展新型储能试点示范，加强示范项目跟踪评估。加快重点区域试点示范，鼓励各地先行先试。通过示范应用带动新型储能技术进步和产业升级，完善产业链，增强产业竞争力。

（一）加快多元化技术示范应用

专栏2“十四五”新型储能技术试点示范

技术示范：

- 百兆瓦级先进压缩空气储能系统应用
- 钠离子电池、固态锂离子电池技术示范
- 锂离子电池高安全规模化发展
- 钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池等产业化应用
- 飞轮储能技术规模化应用
- 火电抽汽蓄能、核电抽汽蓄能示范应用
- 可再生能源制储氢（氨）、氢电耦合等氢储能示范应用
- 复合型储能技术示范应用

加快重大技术创新示范。积极开展首台（套）重大技术装备示范、科技创新（储能）试点示范。加强试点示范项目的跟踪监测与分析评估，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提

供科学依据。推动国家级新型储能实证基地建设，为各类新型储能设备研发、标准制定、运行管理、效益分析等提供验证平台。

开展不同技术路线分类试点示范。重点建设更大容量的液流电池、飞轮、压缩空气等储能技术试点示范项目，推动火电机组抽汽蓄能等试点示范，研究开展钠离子电池、固态锂离子电池等新一代高能量密度储能技术试点示范。拓展氢（氨）储能、热（冷）储能等应用领域，开展依托可再生能源制氢（氨）的氢（氨）储能、利用废弃矿坑储能等试点示范。结合系统需求推动多种储能技术联合应用，开展复合型储能试点示范。

推动多时间尺度新型储能技术试点示范。针对负荷跟踪、系统调频、惯量支撑、爬坡、无功支持及机械能回收等秒级和分钟级应用需求，推动短时高频储能技术示范。针对新能源消纳和系统调峰问题，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范。重点试点示范压缩空气、液流电池、高效储热等日到周、周到季时间尺度储能技术，以及可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。

专栏 3 首批科技创新（储能）试点示范项目跟踪评估

河北：

——国家风光储输示范工程二期储能扩建工程

广东：

——科陆-华润电力（海丰小漠电厂）储能辅助调频项目

——佛山市顺德德胜电厂储能调频项目

福建：

——晋江百兆瓦时级储能电站试点示范项目

——宁德时代储能微网项目

江苏：

——张家港海螺水泥厂储能电站项目

——苏州昆山储能电站

青海：

——黄河上游水电开发有限责任公司国家光伏发电试验测试基地配套 20MW 储能电站项目

（二）推进不同场景及区域试点示范

深化不同应用场景试点示范。聚焦新型储能在电源侧、电网侧、用户侧各类应用场景，遴选一批新型储能示范试点项目，结合不同应用场景制定差异化支持政策。结合试点示范项目，深化不同应用场景下储能装备、系统集成、规划设计、调度运行、安全防护、测试评价等方面的关键技术研究。

加快重点区域试点示范。积极开展区域性储能示范区建设，鼓励各地因地制宜开展新型储能政策机制改革试点，推动重点区域新型储能试点示范项目建设。结合以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设开展新型储能试点示范；加快青海省国家储能发展先行示范区建设；加强河北、广东、福建、江苏等地首批科技创新（储能）试点示范项目跟踪评估；统筹推进张家口可再生能源

示范区新型储能发展。鼓励各地在具备先进技术、人才队伍和资金支持的前提下，大胆先行先试，开展技术创新、模式创新以及体制机制创新试点示范和应用。

专栏 4 “十四五”新型储能区域示范

青海省国家储能发展先行示范区重点项目

——德令哈压缩空气储能试点项目，海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地开展“共享储能”示范，乌图美仁乡“风光热储”一体化示范项目，冷湖镇“风光气储”一体化示范项目。

青海省国家储能发展先行示范区政策环境

——加快青海省电力辅助服务市场建设，建立各类市场主体共同参与的电力辅助服务成本分摊和收益共享机制。加快推进青海省电力现货市场建设，营造反映实时供需关系的电力市场环境。研究制定储能电站过渡性扶持政策，探索以年度竞价方式确定示范期内新建“共享储能”项目生命周期辅助服务补偿价格。创新储能投资运营监管方式，采取基于功能定位的储能投资与运营监管方式。

张家口可再生能源示范区新型储能创新发展

——加大压缩空气储能、大容量蓄电池储能、飞轮储能、超级电容器储能等技术研发力度，积极探索商业化发展模式，逐步降低储能成本，开展规模化储能试点示范。推进储能在电源侧、用户侧和电网侧等场景应用，鼓励用电大户在用户侧建设以峰谷电价差为商业模式的新型储能电站，鼓励在电网侧以“企业自建”“共建共享”等方式建设运营新型储能电站。探索风光氢储、风光火储等源网荷储一体化和多能互补的储能发展模式。

重点区域示范

——在山东、河北、山西、吉林、内蒙古、宁夏等地区开展多种新型储能技术试点示范。

（三）发展壮大新型储能产业

完善上下游产业链条。培育和延伸新型储能上下游产业，依托具有自主知识产权和核心竞争力骨干企业，积极推动新型储能全产业链发展。吸引更多人才、技术、信息等高端要素向新型储能产业集聚，着力培育和打造储能战略性新兴产业集群。

建设高新技术产业基地。结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人力资源等条件，推动建设一批国家储能高新技术产业化基地，促进新型储能产业实现规模化、市场化高质量发展。

四、推动规模化发展，支撑构建新型电力系统

持续优化建设布局，促进新型储能与电力系统各环节融合发展，支撑新型电力系统建设。推动新型储能与新能源、常规电源协同优化运行，充分挖掘常规电源储能潜力，提高系统调节能力和容量支撑能力。合理布局电网侧新型储能，着力提升电力安全保障水平和系统综合效率。实现用户侧新型储能灵活多样发展，探索储能融合发展新场景，拓展新型储能应用领域和应用模式。

（一）加大力度发展电源侧新型储能

推动系统友好型新能源电站建设。在新能源资源富集地区，如内蒙古、新疆、甘肃、青海等，以及其他新能源高渗透率地区，重点布局一批配置合理新型储能的系统友好型新能源电站，推动高精度长时间尺度功率预测、智能调度控制等创新技术应用，保障新能源高效消纳利用，提升新能源并网友好性和容量支撑能力。

支撑高比例可再生能源基地外送。依托存量和“十四五”新增跨省跨区输电通道，在东北、华北、西北、西南等地区充分发挥大规模新型储能作用，通过“风光水火储一体化”多能互补模式，促进大规模新能源跨省区外送消纳，提升通道利用率和可再生能源电量占比。

促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地开发消纳。配合沙漠、戈壁、荒漠等地区大型风电光伏基地开发，研究新型储能的配置技术、合理规模和运行方式，探索利用可再生能源制氢，支撑大规模新能源外送。

促进大规模海上风电开发消纳。结合广东、福建、江苏、浙江、山东等地区大规模海上风电基地开发，开展海上风电配置新型储能研究，降低海上风电汇集输电通道的容量需求，提升海上风电消纳利用水平和容量支撑能力。

提升常规电源调节能力。推动煤电合理配置新型储能，开展抽汽蓄能示范，提升运行特性和整体效益。探索开展新型储能配合核电调峰调频及多场景应用。探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设新型储能或风光储设施。

（二）因地制宜发展电网侧新型储能

提高电网安全稳定运行水平。在负荷密集接入、大规模新能源汇集、大容量直流馈入、调峰调频困难和电压支撑能力不足的关键电网节点合理布局新型储能，充分发挥其调峰、调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等多种功能，作为提升系统抵御突发事件和故障后恢复能力的重要措施。

增强电网薄弱区域供电保障能力。在供电能力不足的偏远地区，如新疆、内蒙古、西藏等地区的电网末端，合理布局电网侧新型储能或风光储电站，提高供电保障能力。在电网未覆盖地区，通过新型储能支撑太阳能、风能等可再生能源开发利用，满足当地用能需求。

延缓和替代输变电设施投资。在输电走廊资源和变电站站址资源紧张地区，如负荷中心地区、临时性负荷增加地区、阶段性供电可靠性需求提高地区等，支持电网侧新型储能建设，延缓或替代输变电设施升级改造，降低电网基础设施综合建设成本。

提升系统应急保障能力。围绕政府、医院、数据中心等重要电力用户，在安全可靠前提下，建设一批移动式或固定式新型储能作为应急备用电源，研究极端情况下对包括电动汽车在内的储能设施集中调用机制，提升系统应急供电保障能力。

（三）灵活多样发展用户侧新型储能

支撑分布式供能系统建设。围绕大数据中心、5G基站、工业园区、公路服务区等终端用户，以及具备条件的农村用户，依托分布式新能源、微电网、增量配网等配置新型储能，探索电动汽车在分布式供能系统中应用，提高用能质量，降低用能成本。

提供定制化用能服务。针对工业、通信、金融、互联网等用电量大且对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户，根据优化商业模式和系统运行模式需要配置新型储能，支撑高品质用电，提高综合用能效率效益。

提升用户灵活调节能力。积极推动不间断电源、充换电设施等用户侧分散式储能设施建设，探索推广电动汽车、智慧用电设施等双向互动智能充放电技术应用，提升用户灵活调节能力和智能高效用电水平。

（四）开展新型储能多元化应用

推进源网荷储一体化协同发展。通过优化整合本地电源侧、电网侧、用户侧资源,合理配置各类储能,探索不同技术路径和发展模式,鼓励源网荷储一体化项目开展内部联合调度。

加快跨领域融合发展。结合国家新型基础设施建设,积极推动新型储能与智慧城市、乡村振兴、智慧交通等领域的跨界融合,不断拓展新型储能应用模式。

拓展多种储能形式应用。结合各地区资源条件,以及对不同形式能源需求,推动长时间电储能、氢储能、热(冷)储能等新型储能项目建设,促进多种形式储能发展,支撑综合智慧能源系统建设。

五、完善体制机制,加快新型储能市场化步伐

加快推进电力市场体系建设,明确新型储能独立市场主体地位,营造良好市场环境。研究建立新型储能价格机制,研究合理的成本分摊和疏导机制。创新新型储能商业模式,探索共享储能、云储能、储能聚合等商业模式应用。

(一) 营造良好市场环境

推动新型储能参与各类电力市场。加快推进电力中长期交易市场、电力现货市场、辅助服务市场等建设进度,推动储能作为独立主体参与各类电力市场。研究新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制和技术标准,明确相关交易、调度、结算细则。

完善适合新型储能的辅助服务市场机制。推动新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务,因地制宜完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制,丰富辅助服务交易品种,研究开展备用、爬坡等辅助服务交易。

(二) 合理疏导新型储能成本

加大“新能源+储能”支持力度。在新能源装机占比高、系统调峰运行压力大的地区,积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能。对于配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源发电项目,结合储能技术水平和系统效益,可在竞争性配置、项目核准、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑。

完善电网侧储能价格疏导机制。以支撑系统安全稳定高效运行为原则,合理确定电网侧储能的发展规模。建立电网侧独立储能电站容量电价机制,逐步推动储能电站参与电力市场。科学评估新型储能输变电设施投资替代效益,探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

完善鼓励用户侧储能发展的价格机制。加快落实分时电价政策,建立尖峰电价机制,拉大峰谷价差,引导电力市场价格向用户侧传导,建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制,增加用户侧储能的收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增容投资,发挥储能在减少配电网基础设施投资上的积极作用。

(三) 拓展新型储能商业模式

探索推广共享储能模式。鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能,发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范,试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。

研究开展储能聚合应用。鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施的聚合利用,通过大规模分散小微主体聚合,发挥负荷削峰填谷作用,参与需求侧响应,创新源荷双向互动模式。

创新投资运营模式。鼓励发电企业、独立储能运营商联合投资新型储能项目，通过市场化方式合理分配收益。建立源网荷储一体化和多能互补项目协调运营、利益共享机制。积极引导社会资本投资新型储能项目，建立健全社会资本建设新型储能公平保障机制。

六、做好政策保障，健全新型储能管理体系

鼓励各地结合现有政策机制，加大新型储能技术创新和项目建设支持力度。强化标准的规范引领和安全保障作用，积极建立健全新型储能全产业链标准体系，加快制定新型储能安全相关标准，开展不同应用场景储能标准制修订。加快建立新型储能项目管理机制，规范行业管理，强化安全风险防范。

（一）健全标准体系

完善全产业链标准体系。按照国家能源局、应急管理部、市场监管总局联合印发的《关于加强储能标准化工作的实施方案》要求，充分发挥储能标准化平台作用，建立涵盖新型储能基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检测监测、运行维护、安全应急等专业领域，各环节相互支撑、协同发展的标准体系。加强储能标准体系与现行能源电力系统相关标准的有效衔接。深度参与新型储能国际标准制定，提高行业影响力。

加快制定安全相关标准。针对不同技术路线的新型储能设施，研究制定覆盖电气安全、组件安全、电磁兼容、功能安全、网络安全、能量管理、运输安全、安装安全、运行安全、退役管理等全方位安全标准。加快制定电化学储能模组/系统安全设计和评测、电站安全管理和消防灭火等相关标准。细化储能电站接入电网和应用场景类型，完善接入电网系统的安全设计、测试验收、应急管理等相关标准。

创新多元化应用技术标准。结合新型储能技术创新和应用场景拓展，及时开展各类标准的制修订工作，统筹技术进步和标准应用的兼容度，兼顾标准创新性和实用性。聚焦新能源配套储能，加快开展储能系统技术要求及并网性能要求等标准制修订，规范新增风电、光伏配置储能要求。研究制定规模化储能集群智慧调控和分布式储能聚合调控的相关标准，提高储能运行效率和系统价值。

专栏 5 “十四五”新型储能标准体系重点方向

——新型储能标准体系：基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检测监测、运行维护、安全应急等领域标准。

——安全相关重点标准：储能电站安全设计、安全监测及管理、消防处理、安全应急、系统并网、设备试验检测、电化学储能循环寿命评价、退役电池梯次利用等。

——多元化应用技术标准：电化学、压缩空气、超导、飞轮等不同储能技术标准，火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术标准，氢（氨）储能、热（冷）储能等创新储能技术标准，多场景智慧调控等技术标准。

（二）完善支持政策

结合首台（套）技术装备示范应用、绿色技术创新体系支持政策，积极推动各地加大支持力度。鼓励各地根据实际需要新型储能项目投资建设、并网调度、运行考核等方面给予政策支持。有效利用现有资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目。支持将新型储能纳入绿色金融体系，推动设立储能发展基金，健全社会资本融资手段。

（三）建立项目管理机制

强化安全风险防范。推动健全新型储能安全生产法律法规和标准规范，完善管理体系，明确产业上下游各环节安全责任主体，强化安全责任落实。针对新型储能项目，尤其是大规模电化学储能电站，加强项目准入、生产与质量控制、设计咨询、施工验收、并网调度、运行维护、退役管理、应急管理、应急管理与事故处置等环节安全管控和监督，筑牢安全底线。

规范项目建设和运行管理。落实《新型储能项目管理规范（暂行）》，明确新型储能项目备案管理职能，优化备案流程和管理细则。完善新型储能项目建设单位资质资格、设备检测认证机制，提升质量管理水平。推动建立新型储能用地、环保、安全、消防等方面管理机制。督促电网企业明确接网程序，优化调度运行机制，充分发挥储能系统效益。研究与新能源、微电网、综合智慧能源、能源互联网项目配套建设的新型储能项目管理机制。

七、推进国际合作，提升新型储能竞争优势

深入推进新型储能领域国际能源合作，完善合作机制，搭建合作平台，拓展合作领域，实现新型储能技术和产业的高质量引进来和高水平走出去。

（一）完善国际合作机制

按照优势互补、互利共赢的原则，充分发挥政府间多、双边能源合作机制作用，强化与世界银行等国际金融机构合作，搭建新型储能国际合作平台，推进与重点国家新型储能领域合作。

（二）推动技术和产业国际合作

在新型储能前沿领域开展科技研发国际合作，加强国际技术交流和信息共享，探索先进技术引进、产业链供应链合作的共赢机制，研究国内外企业合作新模式，推动国内先进储能技术、标准、装备“走出去”。

八、保障措施

建立健全新型储能多部门协调机制，国家发展改革委、国家能源局加强与有关部门协调，做好与国家能源及各专项规划的统筹衔接，推动建设国家级新型储能大数据平台，提升实施监测和行业管理信息化水平。制定新型储能落实工作方案和政策措施，各省级能源主管部门编制本地区新型储能发展方案，明确进度安排和考核机制，科学有序推进各项任务，并将进展情况抄送国家能源局及派出机构。加强实施情况监督评估，国家能源局派出机构要密切跟踪落实情况，及时总结经验、分析问题，提出滚动修订的意见建议。国家能源局根据监督评估情况对实施方案进行适时调整和优化。

二、行业动态

（一）、火力发电

1、深度 | 煤电之忧(原创 陈宗法 能源杂志 2022-03-03)

文 | 陈宗法

2021年，是我国“十四五”开局之年、“双碳”目标元年，也是能源转型被举世关注、高频热议的一年。国际上，受极端天气、经济恢复、地缘政治等因素影响，引发全球能源危机。同样，国内经济快速复苏、制造业回流，用煤用电

需求骤升，煤价暴涨、煤电亏损，叠加可再生能源出力不足，一些地方出现罕见的缺煤限电现象，严重影响经济发展与社会稳定，关键时刻装机占比 47%的煤电发挥了“顶梁柱”作用，贡献了 60%的电量。

痛定思痛，我们一方面必须保持能源转型的战略定力，积极构建以新能源为主体的新型电力系统，实现“双碳”目标，绝不能因为全球能源危机、国内缺煤限电而产生动摇；另一方面，全国上下必须对能源安全高度重视，对能源转型的风险保持警醒，对煤电在新型电力系统与能源保供中的定位、作用需要重新认识与评估，更需要对煤电目前存在的困难与问题引起高度重视，并采取一系列政策举措予以解决。

我国煤电存在的困难与问题，可以说反复多次，2008-2011 年一次，2017-2019 年一次，2021 年又一次，但始终没有得到根本、有效的解决。特别是 2021 年出现的煤电之“忧”，比起前两次有过之而无不及，梳理、归纳起来，主要表现为以下六个方面。

煤价创新高

我国“十三五”煤炭去产能的“后遗症”——产区集中、运距变长、量缺价涨等因素发酵，叠加 2021 年用煤用电需求骤升、水电出力减少、煤炭“超产入刑”、进口煤减少，以及资本的恶意炒作，煤炭市场供需错配，出现了极其罕见的“煤超疯”现象。

无论是全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数、中国沿海电煤采购价格综合指数，还是全国燃煤电厂平均到厂标煤单价、入炉综合标煤单价，都创历史新高。

代表性的秦皇岛 5500 大卡动力煤价从 2020 年每吨均价 577 元冲到 2021 年 10 月 17 日的 2600 元；五大发电集团全年平均到厂标煤单价（含税）每吨突破千元，达到 1041 元，比上年 651 元猛增 60%；入炉综合标煤单价（不含税）高达 961 元，比上年 647 元大涨 49%。

根据中电联测算，去年因电煤价格上涨导致全国煤电企业电煤采购成本额外增加 6000 亿元左右，对煤电板块形成了“雪崩式”冲击。尽管随着国家保供稳价措施的落实，岁末年初动力煤价格有所回落，但仍上了一个新台阶，且受到动荡的国际环境影响，煤电企业还是难以承受。

保供压力大

2021 年 9 月开始，电煤异常紧张，煤价疯涨。煤电企业或无煤可买，或无钱买煤，或临时停机，共有超过 20 个省级电网采取有序用电措施，少数省份出现拉闸限电，给我国经济运行和民众生活带来负面影响。当时正值冬季、元旦、春节以及冬奥、残奥的能源保供关键期来临，受冬季用电高峰期、北方供暖期、水电枯水期三期叠加，以及极端天气、国际通胀等不确定性因素影响，如何让人民群众温暖过冬、确保双奥如期举办、减轻经济下行压力，事关国计民生与国际形象。

为此，国家有关部门紧急推出了一系列保供稳价措施。由于煤电提供全国六成的发电量，支撑超七成的电网高峰负荷，承担北方超八成的冬季供暖任务，更多的担子压在了煤电企业肩上。国家要求煤电企业“高比例开机、高负荷出力”，做到“应发尽发”。作为大国顶梁柱的电力央企闻令而动，第一时间成立电热保供专班，明确保供年度绩效“一票否决制”，建立“非停”和出力受阻机组领导

挂牌督办制，形成高效运转的能源保供调度和资金支持响应机制，千方百计寻找煤源、协调运力，不计代价采购电煤、补充库存，全力以赴多发多供。

经过各方两个月的共同努力，2021年11月7日起至年底，煤炭供应紧张局面得到有效缓解，全国有序用电规模基本清零。这为实现8.1%的经济增长与温暖过冬夯实了基础。进入2022年，两奥的举办、二十大的召开、“六稳”“六保”的经济民生大局，能源电力保供的责任仍然十分重大。

回顾这场能源保供战，煤电企业在关键时刻扛起了电热保供的政治责任、社会责任。在“发得多亏得多”的前提下，煤机利用小时创出近年来新高，达到4568小时，比上年提高263小时，为全社会贡献了60%的电量。

这固然令人欣慰，但冷静思考，煤电企业同时也承受了空前巨大的压力，付出了巨额亏损、设备失修、负债率高企、大量人力投入以及可持续发展能力严重削弱的代价。因此，缓解煤电的保供压力，亟需提高能源供需预警水平，加强煤价的预期管理，改变临时应急、行政施压、畸轻畸重的做法，变权宜之计为根本之策。

亏损空前严重

回顾2021年，发电行业相对于“十三五”，出现了多重利好，本该是全行业利润增长的丰收年，但始料未及的是煤电亏损之严重前所未有。

一是煤电陷入全面亏损，亏损金额之巨创历史之最。由于入厂标煤单价涨幅过大（60%），电热价格传导有限（16.6%），煤电比价关系极度扭曲，全国煤电企业亏损面10月份最高接近100%，年末仍达80%以上，全年全国煤电企业亏损额超过3000亿元，其中：五大发电集团燃煤发电亏损1083亿元，供热板块亏损277亿元，合计亏损1360亿元，不仅比2020年大幅度减利1609亿元，也超过了2008-2011年的煤电累计亏损额921亿元。这与煤炭行业实现利润7023.1亿元、飙升221.7%的景象，形成“冰火两重天”。

二是经营业绩“百盈不抵一亏”，发电板块出现“净亏”格局。尽管2021年发电行业出现多重利好，如社会用电需求增加、电力政策变暖、新能源大发展、电源结构持续优化、财务费用下降、发电利用小时提高、单位平均电价止跌回升，特别是国家发改委出台了1439号文件，放开全部燃煤发电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围（均不超20%），推动工商业用户全部进入市场，但煤价暴涨、煤电巨亏一个因素就淹没了全行业的全部利好，发电板块“道是有盈却无盈”。

以五大发电集团为例，尽管水电、风光电、核电、气电分别实现利润266亿元、641亿元、38亿元、266亿元、21亿元，共计1232亿元，仍不抵煤电板块电热亏损及相关分摊费用，发电板块“净亏”394亿元，导致负债率升高、现金流紧张、综合实力下降、行业信用减弱。

三是五大集团旗舰上市公司同遭史上最惨财务年，令投资者唏嘘不已。根据信息披露，华能国际、大唐发电、华电国际、国电电力、中国电力五家以火电为主的大型上市公司共计预亏254-307亿元，整体业绩较上年下跌243.37-273.29%。特别是地处东北、单一煤电的上市公司更是亏损严重、资金链断裂，面临ST、退市甚至关停、破产风险，不仅影响资本市场再融资，连基本生存都受到威胁。

改造任务艰巨

2021年10月，国家发改委、能源局印发《全国煤电机组改造升级实施方案》，“十四五”总的思路是“深入推进煤电清洁、高效、灵活、低碳、智能化高质量

发展”，在存量上推进“三改”联动，要求节煤降耗改造规模不低于3.5亿千瓦，供热改造规模力争达到5000万千瓦，存量煤电机组灵活性改造完成2亿千瓦，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦，并加快淘汰煤电落后产能，合理安排关停机组纳入应急备用，并规范燃煤自备电厂运行；到2025年，全国火电平均供电煤耗降至300克/千瓦时以下。

由于“十四五”面临的政策市场环境发生了深刻而复杂的变化，既对煤电机组升级改造提出了新的要求及更高的标准，也对实施改造带来了难度与挑战。

——**煤电改造任务重，要求标准高。**截止去年底，我国现有煤机11.1亿千瓦，约50%为热电联产机组，平均机龄13年，单机50%大于60万千瓦，供电煤耗305克/千瓦时。尽管技术经济指标优于世界平均水平，但也存在煤电存量巨大、占比过高、设备闲置，调峰能力明显不足，地区发展不平衡，结构优化潜力较大，能效水平仍需提升，相对竞争力下降等问题。

进入“十四五”，“双碳”目标将倒逼煤电企业积极突破节能减排与绿色低碳转型技术，创新供热方式，推进节能降耗改造、供热改造，努力实现“降耗减碳、节能提效”；新能源大发展、构建新型电力系统，将催生存量煤电机组灵活性改造“应改尽改”，要求最小发电出力达到30%左右额定负荷。另外，煤电机组定位变化、关停机组纳入应急备用，都对电力生产运行、技术改造、人员调配提出了新课题。

——**煤电亏损严重，配套政策不到位，缺乏资金支持，算不过经济账。**“十四五”按照国家提出的《改造方案》，推进煤电“三改”联动，需要投入上千亿元资金。如前所述，由于煤电比价关系扭曲，目前煤电企业普遍存在亏损大、高负债、现金流紧张等问题，显然缺乏资金支持。

多年来的煤电改造实践证明，只有政策上到位、技术上可行、经济上合算，才能落到实处。“十三五”煤机灵活性改造目标为2.2亿千瓦，实际不到6000万千瓦，仅完成26%，主要原因在于灵活性改造成本高，不仅包括调峰容量改造成本，还需增加运维成本、煤耗成本、频繁启停成本，而辅助服务市场不完善、只在发电侧内部分摊、成本疏导不到位。

另外，CCUS技术的示范应用是煤电降碳、清洁利用的重要途径。但是在现有技术条件下，我国CCUS的成本约在500~1000元/吨二氧化碳，每度电增加成本0.26~0.4元，能耗水平增加14%~25%；地质封存时还存在泄漏的风险。

因此，迫切需要加大投入力度，推动CCUS技术示范应用与产业培育，加速成本下降与技术升级，尽早实现大规模应用。同时，煤电企业面临兜底保供、系统调峰、市场竞争、扭亏增盈、择优发展等“多重压力”，很难面面俱到，在眼下“荣光又至暗时刻”，保供与扭亏成了主要任务，或将影响升级改造的有序进行。

尽管《改造方案》提到各地要“在财政、金融、价格等方面健全完善相关政策，对煤电机组改造升级工作予以支持”，并“健全市场化交易机制”，但如果政策不明确、没有实质内容、不具备操作性，煤电升级改造将会大打折扣。

安全隐患增加

由于深度调峰、能源保供、长期亏损缺钱改造，一些煤电企业的发电设备存在安全隐患。

近年来，为促进新能源消纳，构建新型电力系统，各地按下煤电机组灵活性改造“快进键”，煤机深度调峰的最低负荷率不断创出新纪录，国内试点示范项目最小技术出力可低至额定容量30%—35%，部分机组低至20%—25%，个别的甚

至低至 15%。由于我国推进深度调峰工作时间短，技术、经验普遍不足，存量煤机都没有深度调峰的技术设计，只能冒着风险先试先做，不仅造成机组能耗异常、经济性下降，而且致使设备部件损伤，影响安全稳定运行。

据业内专家分析，“深度调峰需要机组频繁快速变负荷，甚至快速启停，易产生锅炉炉膛应力变形，分离器等厚壁容器、发电机及主管道性能劣化，汽轮机被腐蚀等，造成发电机组主设备故障”。因此，亟需总结煤电深度调峰的试点经验，出台辅助服务政策，制定改造、调峰管理办法，完善安全技术标准，真正实现技术、经济、安全的统一。

另外，目前很多电厂亏损严重，发展前景不确定，又面临缺电保供压力，投入大量资金进行升级改造困难可想而知，一些煤电企业的技术骨干流失增多，设备多因检修不足运行状态欠佳，安全生产的压力越来越大。值得注意的是东北区域本为电力过剩，因缺煤、新能源出力不足造成去年临时性缺电。随着煤炭供需矛盾的缓解，又恢复了电力过剩的常态，但因保供不能停机，一些煤电企业只能低负荷、高能耗运行。

未来发展堪忧

在“双碳”目标下，煤电要不要发展、发展多少、如何发展，“十四五”一开始争议很大，但随着国家文件的出台、缺电保供的出现以及对构建新型电力系统的深入讨论，“严控煤电项目”成了未来发展主基调，但“严控不等于不要发展”。根据有关机构预测，2025 年煤电装机规划目标为 12.5-13 亿千瓦，净增 1.7-2.2 亿千瓦。而且，新建煤机要求“灵活性制造”，原则上采用超超临界、且供电煤耗更低的先进机组。应该说，对煤电的新定位、发展目标、技术路线已逐渐清晰，但作为一名业内人士对“十四五”煤电发展目标的实现仍然十分担忧，主要基于以下因素：

(1) 煤电长期愿景“不看好”。尽管煤电在煤炭转化、电热保供、系统调峰、消纳新能源等方面发挥着基础性作用，决定了煤电近中期内不可或缺，但“双碳”目标、构建新型电力系统、COP26 达成的“减少煤炭消费”共识，以及欧美推进的退煤时间表，又决定了高碳的煤电远期将不可避免地被可再生能源替代。可以预见，我国 2030 年碳达峰前是煤电最后的发展期，煤电产业生存期约为 40 年。

(2) 煤电亏损垫底，新投资意愿低。投资收益率是企业投资项目的主要决策指标。许多社会资本早已在前两次煤电亏损中转让、撤退了，煤电板块国有成份之高居各产业前列。

2016 年以来，煤电经营形势严峻，整体业绩低迷，呈现行业性困难。具体表现为成本高企、业绩下滑、亏损面大，一些煤电企业资不抵债，依靠担保、委贷维持生存，有的甚至关停、破产，投资收益率在所有电源项目中连续数年垫底，经常被银行、国资委列为高风险资产、“僵尸”企业。

2021 年更是陷入全面亏损窘境，以煤电为主的发电集团受到冲击最为严重，个别集团甚至出现整体亏损。相反，以清洁能源为主的三峡集团、国家电投则冲击不大。如此残酷的现实，将不可避免地导致近期煤电发电意愿、投资意愿“双降”，加速能源清洁转型步伐，新增投资重点转向新能源。因此，这与国家、地方要求新上煤电、兜底保供形成矛盾。

(3) 负债率高，项目融资难。2021 年，由于煤电板块大幅增亏，导致 55% 的煤电企业资产负债率超 80%，25% 的企业资不抵债，相当一部分企业经营现金

流不足支付利息。特别在四季度能源保供期间，资金缺口巨大，外部融资难以满足，不得不依靠股东委贷和集团内金融机构融资。

在当前煤电比价关系下，2022 年保供资金缺口和到期债务仍然巨大，融资接续压力攀升，资金链断裂风险持续增加。近年来，金融监管严格，推行绿色信贷，银行对高碳、亏损、产能过剩、负债率高、信誉评级较低的煤电行业愈加谨慎，要求借贷主体上移到集团总部，或要求上级增信，对煤电基层企业或新建项目信用投放意愿较低，“不贷抽贷断贷压贷”时有发生。

(4) 成本上升，相对竞争力削弱。煤电一向以经济性、稳定性著称电力系统，但近年来煤电成本不断攀升，最主要的一个因素是煤价大涨，单位燃料成本不断上升。五大发电集团的入炉综合标煤单价 2021 年达到了 961 元/吨，比 2015 年 481 元/吨提高了 93%，而同期的平均上网电价不仅没有增加，反而下降了 0.8%。

其次，安全、环保成本不断增加。煤电产能过剩，为新能源让路，长期低负荷运行，造成设备损耗增加，临时的限电保供又以牺牲经济性为代价。环保政策的日益严苛，需对机组进行超低排放改造，增加 CCUS 技术开发和装置投入。随着碳市场的启动，碳排放配额的约束，碳价的逐年上升，履约成本将持续上升。

最后，新能源渗透率提升，要求煤电推进灵活性改造，提高调节能力，而发电量持续减少，投入成本不断提高，若缺少辅助服务补偿和容量电价机制，煤电经营形势将更加严峻。相反，近年来，新能源随着技术进步快速发展，其成长性、经济性、竞争力显著增强，已实现平价上网，可以与煤电同台竞争。放眼未来，煤电相对竞争力削弱，逐年被清洁能源“稀释、挤压、替代”，其投资、装机、电量占比不断下滑的趋势将更加明显。

(5) 煤电定位改变，配套政策滞后。近年来，我国煤电定位已悄然发生改变，向“基础保障性和系统调节性电源并重”转型，但政策调整或约束、或滞后、或空缺，煤电矛盾始终没有得到有效治理，上下游的体制机制没有彻底理顺，特别是煤电价格传导机制不畅、发售电价格形成机制仍不完善；电能量市场现货交易与中长期交易价格长期偏低，影响燃料成本回收；建立容量市场、两部制电价仍在研究、探索中，缺乏固定成本回收机制；煤电关停退出政策多变、不完善，“关而不拆”机组转为应急备用与人员分流安置还有不少困难。

总之，一个整体判断，煤电企业经营“入不敷出”，严重缺乏投融资功能，呈现生存难、改造难、发展难。如果煤电困难长此以往，新能源又未立，将会危及国家能源安全大局，影响经济社会的可持续发展。令人欣慰的是，去年 9 月以来，煤电问题已引起党和国家高度重视，国家有关部门也推出了稳供保价的一系列政策。但是，仍然未能从根本上解决煤电之“忧”。

因此，需要国家、企业、社会三方继续共同发力，从保障能源安全、国民经济发展的高度，综合施策。特别要对“十三五”煤炭去产能、取消煤电联动、电力市场单边下行竞价、工商业电价“只降不升”等政策进行后评估，并根据煤电新的战略定位推出“煤电新政”，围绕煤电产业链的体制机制作出系统性改革，对电煤价格管控、电力市场化改革、电价形成机制及煤电未来发展进一步做出重大政策调整，充分体现煤电兜底保供、系统调节、应急备用等多维价值，让落后老小煤电“退得出”，清洁高效煤电“留得住”，新上先进煤电“有回报”。

2、发电企业数字化：激发数据价值是关键（原创 王聪生 能源杂志 2022-03-22）

电厂数字化转型本质在于让数字技术融入真实的电厂业务场景,感知并采集电厂对象、流程、角色的相关数据,通过电厂对象数字化、过程数字化、规则数字化以及 AI 等先进 ICT 技术,激发更多数据价值,实现电厂的数字化、智慧化。

文 | 王聪生

当前,以数据资源为关键要素,以现代信息网络为主要载体的数字经济已成为企业和社会经济发展的全新动力,正推动社会生产方式、工作方式、生活方式和治理方式深刻变革。能源行业在数字经济的影响下,产供销储各环节均发生了深刻地变化,5G、人工智能、量子计算、区块链、工业互联网等数字核心技术,正推动智慧电厂、智能电网、智慧能源互联网等智慧能源基础设施建设,将加快智慧能源建设及应用,促进能源生产、存储、输送、消费等各环节智能化升级,推动能源行业向低碳、数字化、智能化转型。

低碳转型：数字化是抓手

十九大报告提出“推进能源生产和消费革命,构建清洁低碳、安全高效的能源体系”,要求加快推进从以煤炭发电为主向以清洁低碳能源为主的跨越式发展,构建以源网荷储互动与多能互补为支撑的新型电力系统。随着我国“3060”双碳战略的推进,风电、光伏等新能源的大规模建设,传统火力发电将从主力电源逐步演变为调峰和保底电源,为新能源发展及能源供应保驾护航。

因此,发电企业面临着能源结构调整、新的产业链协同运行、火电灵活性改造、碳资产综合管理等挑战。发电企业需要抓住能源结构调整和数字化转型的机遇期,积极参与新型电力系统建设和企业数字化工作,让数字技术融入业务场景,通过电厂对象、过程、规则的数字化,实现智慧运营科学决策精准服务,才能从容地迎接这些挑战。

结合国资委提出的“产品创新数字化、生产运营智能化、用户服务敏捷化、产业体系生态化”要求,发电企业通过构建安全、高效、绿色的数字化业务体系,实现效益提升和本质安全,通过智慧建设、智慧安全、智慧经营、智慧检修、智慧运行、智慧厂区等应用,使原料生产、采购、运输、存储、发电、市场全产业链智能协同运行,并可实时监测、诊断、分析、报警和反馈生产现场人员、设备等工作状况,实现发电企业的运行运营全过程可度量、可追溯、可监控,向无安全事故、无人值守、无人巡检、低碳减排的“三无一减”智慧电厂演进,见图 1。



图 1 发电企业数字化演进方向

应用转型：数据与应用分离

在“十三五”期间,我国在推进数字产业化和产业数字化方面取得积极成效,数字技术与业务加速融合,工业企业生产设备数字化水平持续提升,但仍存在以

下问题：不同行业、不同区域、不同群体、不同业务间数字鸿沟未有效弥合；数据资源规模庞大，但价值潜力未充分释放；数字化体系及标准需进一步完善。

在发电领域亦是如此，设备数据、运行数据、管理数据无法有效利用，业务系统孤岛林立，数字鸿沟横亘。未来发展，要把握新一轮科技革命和产业革命新机遇，将数据要素作为深化发展的核心引擎，跳出原有数据与系统绑定的藩篱，规范标准，建立统一数据平台，将数据与应用分离，从对象、流程、规则等多个维度管控、利用现有的数据并且激发其价值，见图 2。

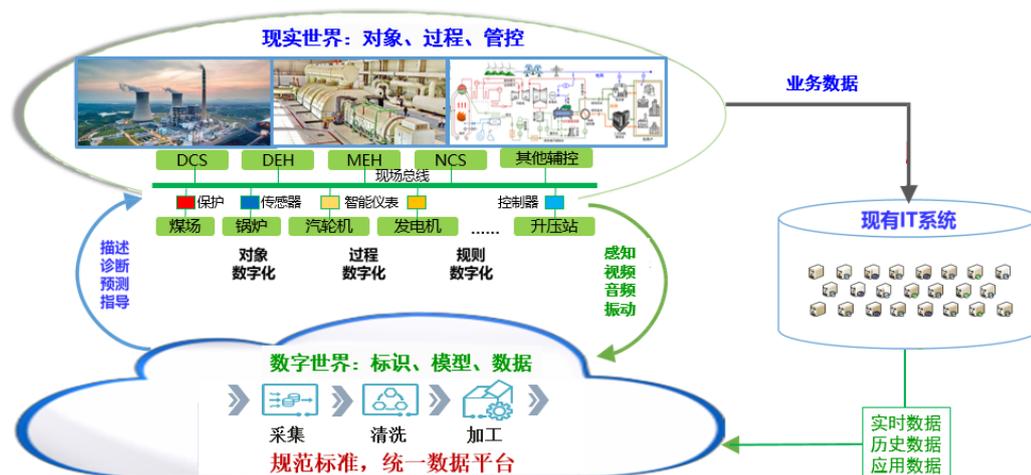


图 2 数据与应用分离的统一数据平台

如今全球 IOT 接入的设备规模已超 200 亿，假设每个设备有 10 个测点，每个测点采集 10 个数据项的话，那每秒就将产生 20000 亿项数据，每天就将产生 20000 亿 × 864000 秒的海量数据。如果把这些数据作为生产要素，能将效率提高 1% 的话，就可创造 660 亿美金的价值。然而，如果数据没有被深度挖掘利用，就好比手握一盘散沙无从发力，企业“不敢转”、“不会转”，所谓的数字化转型瓶颈也随之而来。电厂作为重资产型企业，生产设备、作业人员、业务运行类数据，不仅数量多、重要程度高，数据背后的信息更是丰富而有意义。

挖掘价值：构建数据治理体系

分层分级开展数据治理是盘活电厂海量数据的当务之急。国内发电企业的组织架构大多可以划分为集团、二级单位、电厂等三个层级。未来，发电企业要建设大量风电、光伏以及多能互补等复杂系统，需要及时对火力发电及新能源进行灵活配置，并对碳资产进行综合管理。这就要求电厂在灵活稳定运行的前提下，各电厂的业务架构、技术架构、业务流程、业务数据等具备统一性，尤其数据可综合统一调度及管理，因此，发电企业需要构建分层分级的数据治理体系，以支撑可持续发展。

发电企业现存大量业务系统，少则几十，多则成百上千，但因缺乏统一的顶层设计，这些系统大多自成一派互相独立，数据也按不同的业务属性、管理属性分而治之。将滞留分散在各业务系统之间、电厂和集团之间的数据汇集起来并打通共享，实现横向跨系统、纵向跨层级的数据融通管理与分析挖掘，可以支撑发电系统全局一盘棋综合管理。

信息孤岛是全局管控的瓶颈，孤岛中的数据是数据治理之路的绊脚石。不同应用场景数据格式差异较大，不统一标准就难以兼容，数据库接口难以互通，数

据无法交互和流动；同时，信息资源为己专用的观念仍普遍存在，对数据共享后的安全性存疑，许多企业不敢、不愿、不能共享数据。要打破瓶颈，实现系统打通数据入湖，需要一个统一的数据平台汇聚全生命周期信息和数据，打破系统独立建设、设备独立运维、部门独立管理的数据孤岛，建立互联互通的数据环境。

海量数据在数字平台上汇聚和交互，通过对数据的灵活应用，业务系统的智慧化交互，并基于平台探索创新应用，构建数据资产，激发更多数据价值，实现电厂的智慧化升级。

建设具有统一规范的技术架构和数据标准，使所有功能层在同一标准体系下运行。通过制定相关标准，才能建立跨层、跨域的技术架构见图 3，保证数据贯通，消除信息孤岛和数据壁垒，实现数据服务可使用、能复用，降低新功能开发及部署成本，为业务拓展提供良好的数字沃土。

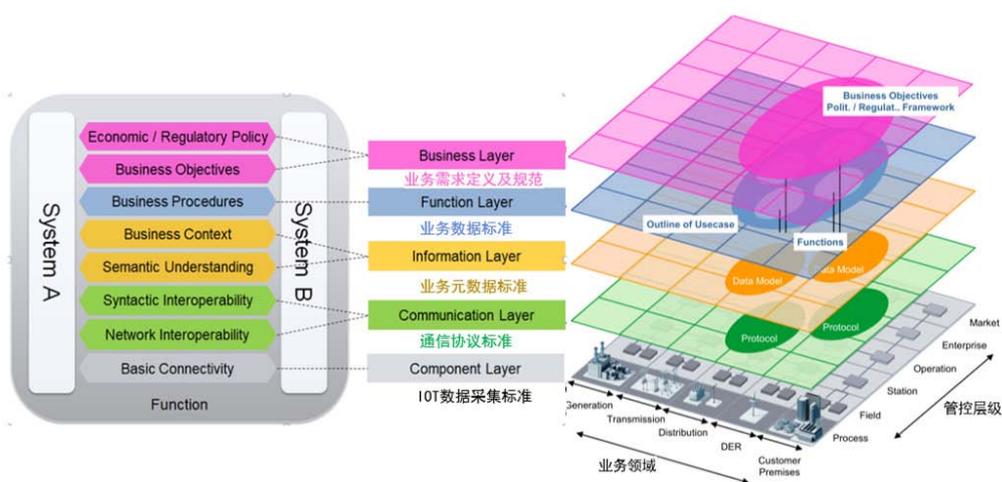


图 3：数据分层及互操作技术架构

数据是未来发展的命脉，发电企业需要具有韧性和灵活性的系统、互联互通的智能基础设施、全新的集成平台，形成以数据为中心的运营方式，从数据中挖掘价值，使其成为业务的核心能力，支持商业模式的演进升级。在可以预见的未来，现代能源体系将迎来全新的数字生态，通过平台引领，激发数据价值，打造发电企业通往低碳、高效业务的快车道。

（二）、光伏发电

1、关于尽快完善光伏发电上网电价形成机制的建议 (能源杂志 2022-03-05)

全国人大代表、阳光电源董事长 曹仁贤

自 2006 年《可再生能源法》实施以来，我国通过征收可再生能源电价附加的方式筹集资金，对可再生能源发电上网电量给予电价补贴，有力支持了我国可再生能源行业的快速发展。截止到 2021 年底，我国可再生能源装机规模突破 10 亿千瓦，风电、光伏发电装机均突破 3 亿千瓦，连续多年稳居全球首位。同时，在规模化应用的过程中，光伏发电、风电等可再生能源发电技术水平不断提升，成本持续下降，已全面实现无补贴平价上网，成为我国能源结构转型的重要力量。

2020 年下半年以来，多晶硅价格一路上涨，加之光伏产业链其他材料、设备的上涨，另外光伏电站还普遍要求配置一定比例的储能系统用以辅助并网，增加了光伏电站的投资，总体看光伏电站的发电成本增加了 20%-25%，由于上网电价已执行各地燃煤基准价而且偏低，导致光伏电站投资回报率急剧下滑甚至亏本。

2021 年 5 月，国家发改委印发《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》，明确提出完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制、建立新型储能价格机制等“十四五”时期价格改革新任务。《可再生能源法》规定“可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整”。

事实上光伏电站成本与各地煤电价格无关，其度电成本，取决于光照强度、初始投资、息税及非技术成本，这个成本可能会高于或低于当地煤电价格，煤电价格本身也是波动的，所以将煤电价格作为光伏电站上网电价是不科学的，也有悖可再生能源法精神。

因此，按照《可再生能源法》，根据光伏电站当期成本和合理收益厘定新建项目上网电价，加快推进光伏开发利用，保障双碳目标如期实现，已是当务之急。在此，提出以下建议：

尽快完善光伏发电价格形成机制

1、核定新建光伏电站保障性收购价格

建议根据各地区光伏电站度电成本加合理收益核定新建项目保障性收购价格，每年核算 1 次，有重大变化适时核算调整，和各地煤电价格脱钩。光伏电站所发电量全额保障性收购，合理利用小时数内电量，上网电价执行保障性收购价格，并确保当期发电价格 20 年不变，过合理利用小时数的电量可参与市场交易，由市场机制形成价格。

2、进一步加快推进绿电交易市场

2021 年 9 月，绿电交易试点启动，电力用户可以直接与新能源发电企业交易，以市场化方式引导绿电消费，体现了绿电的生态价值。但是，当前绿电交易仍以自愿交易市场为主，存在交易量小、交易价格低等问题。从美国成熟绿电市场建设的历程来看，配额制的强制交易市场和自愿交易市场并行将是绿电交易市场未来发展的趋势。因此，建议加快推进绿电交易市场走向成熟，适时建立配额制的强制绿电交易市场，释放绿电供需双方发展潜力。

尽快建立光伏电站储能系统价格机制

现阶段要求光伏电站配置一定比例储能系统具有一定合理性，但是由于没有建立储能系统成本疏导机制，光伏电站上网电价也未体现储能辅助服务及可控容量等价值构成部分，导致光伏电站投资回报率急剧下降。

建议对于发电侧配置储能的项目，由各省电网公司根据当地电网情况，每年核定一次储能配置比例，价格主管部门每年核定一次储能成本价格，并将储能成本纳入光伏电站保障性收购价格的成本核算中；对于电网侧储能项目（或者共享储能项目）参照成本加合理收益的办法核定调峰、调频服务价格和利用率。

（三）、储能技术

1、新疆首个“风光火储”清洁能源基地投建(北极星火电人 2022-03-22)

来源：央视新闻客户端

3月17日，中国华电乌鲁木齐100万千瓦风光电基地项目正式开工投建。这也是新疆首个将“风能、光伏、火电、储能”集于一身的多功能清洁能源基地。

项目总装机100万千瓦，总投资约65亿元。引入光伏治沙及“沙漠土壤化”生态恢复技术，开展风电光伏治沙、防风、固草，系统保护和修复沙漠、戈壁、荒漠地区。

中国华电新疆发电有限公司副总经理 常家星：这个项目采用6兆瓦等级风机，是国内当前最大的陆上风力发电机。（同时）在光伏项目中采用了“光伏+”方案，实现新能源与生态融合发展。

按照国家发改委“三改联动”要求，这个项目通过对乌鲁木齐周边4个电厂、10台火电机组实施灵活性改造，增加调峰深度，为新能源发展腾出空间。

中国华电新疆发电有限公司副总经理 常家星：项目建成后，每年将新增“绿电”25亿千瓦时，节约标准煤83万吨，减少二氧化碳排放量210万吨。

（四）、其他新能源等动态

1、地热新闻| 国家发改委、能源局：“十四五”现代能源体系规划之地热（地热能在线 2022-03-23）

国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知（发改能源〔2022〕210号）

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团，中央和国家机关有关部门，中央军委后勤保障部，有关中央企业：

《“十四五”现代能源体系规划》已经国务院批复同意，现印发给你们，请认真贯彻落实。

国家发展改革委
国家能源局

现将地热相关信息摘选出来供大家参考

九、大力发展非化石能源

因地制宜发展其他可再生能源。推进生物质能多元化利用，稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，有序发展农林生物质发电和沼气发电，因地制宜发展生物质能清洁供暖，在粮食主产区和畜禽养殖集中区统筹规划建设生物天然气工程，促进先进生物液体燃料产业化发展。积极推进地热能供热制冷，在具备高温地热资源条件的地区有序开展地热能发电示范。因地制宜开发利用海洋能，推动海洋能发电在近海岛屿供电、深远海开发、海上能源补给等领域应用。

十、推动构建新型电力系统

专栏 3 能源绿色低碳转型工程

生物质能和地热能。稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，有序发展农林生物质发电和沼气发电，建设千万立方米级生物天然气工程。在京津冀、山西、陕西、河南、湖北等区域大力推进中深层地热能供暖制冷，在西藏、川西、青海等高温地热资源丰富地区建设一批地热能发电示范项目。

十二、更大力度强化节能降碳

实施重点行业领域节能降碳行动。加强工业领域节能和能效提升，深入实施节能监察、节能诊断，推广节能低碳工艺技术装备，推动重点行业节能改造，加

快工业节能与绿色制造标准制修订，开展能效对标达标和能效“领跑者”行动，推进绿色制造。持续提高新建建筑节能标准，加快推进超低能耗、近零能耗、低碳建筑规模化发展，大力推进城镇既有建筑和市政基础设施节能改造。**加快推进建筑用能电气化和低碳化，推进太阳能、地热能、空气能、生物质能等可再生能源应用。**构建绿色低碳交通运输体系，优化调整运输结构，大力发展多式联运，推动大宗货物中长距离运输“公转铁”、“公转水”，鼓励重载卡车、船舶领域使用 LNG 等清洁能源替代，加强交通运输行业清洁能源供应保障。实施公共机构能效提升工程。推进数据中心、5G 通信基站等新型基础设施领域节能和能效提升，推动绿色数据中心建设。**积极推进南方地区集中供冷、长江流域冷热联供。**避免“一刀切”限电限产或运动式“减碳”。

十四、统筹提升区域能源发展水平

提升东部和中部地区能源清洁低碳发展水平。以京津冀及周边地区、长三角、粤港澳大湾区等为重点，充分发挥区域比较优势，加快调整能源结构，开展能源生产消费绿色转型示范。安全有序推动沿海地区核电项目建设，统筹推动海上风电规模化开发，**积极发展风能、太阳能、生物质能、地热能等新能源。**大力发展源网荷储一体化。加强电力、天然气等清洁能源供应保障，稳步扩大区外输入规模。严格控制大气污染防治重点区域煤炭消费，在严控炼油产能规模基础上优化产能结构。“十四五”期间，东部和中部地区新增非化石能源年生产能力 1.5 亿吨标准煤以上。

专栏 4 区域能源发展重点及基础设施工程

能源低碳转型引领区。京津冀及周边地区，大力发展分布式光伏，推动地热能资源绿色开发利用，增加由蒙西、山西等地区送入的清洁电力规模，完善环渤海地区 LNG 储运体系，推进低碳冬奥示范区、雄安智慧能源城市等绿色低碳发展试点示范。长三角地区，稳步推进田湾、三澳等核电建设，大力开发陆上分散式风电和分布式光伏发电，积极发展海上风电，推进沿海 LNG 接收站扩大规模，加强浙沪、浙苏、苏皖等天然气管道联通。粤港澳大湾区及周边地区，稳步推进惠州核电建设，积极开发海上风电，探索开发海洋能，加快阳江、梅州等抽水蓄电站建设，鼓励增加天然气发电规模，完善 LNG 储运和天然气管网体系，积极推动储能电池应用示范。其他地区，推动中部地区加大可再生能源开发力度和外部引入规模，开展小水电清理整改，推进绿色小水电改造，因地制宜发展分布式光伏发电，建设黄河中下游绿色能源廊道，支持各地区因地制宜开展绿色低碳转型示范。

十五、积极推动乡村能源变革

加强乡村清洁能源保障。提高农村绿电供应能力，实施千家万户沐光行动、千乡万村驭风行动，**积极推动屋顶光伏、农光互补、渔光互补等分布式光伏和分散式风电建设，因地制宜开发利用生物质能和地热能，推动形成新能源富民产业。**坚持因地制宜推进北方地区农村冬季清洁取暖，加大电、气、生物质锅炉等清洁供暖方式推广应用力度，在分散供暖的农村地区，就地取材推广户用生物成型燃料炉具供暖。

十六、增强能源科技创新能力

锻造能源创新优势长板。巩固非化石能源领域技术装备优势，持续提升风电、太阳能发电、生物质能、地热能、海洋能等开发利用的技术水平和经济性，开展三代核电技术优化研究，加强高比例可再生能源系统技术创新和应用。立足绿色低碳技术发展基础和优势，加快推动新型电力系统、新一代先进核能等方面技

术突破。提高化石能源清洁高效利用技术水平，加强煤炭智能绿色开采、灵活高效燃煤发电、现代煤化工和生态环境保护技术研究，实施陆上常规油气高效勘探开发和炼化技术攻关

2、地热新闻| 陕煤集团“地热韩城”1号能源站改扩建工程通过竣工验收 (地热能在线 2022-03-22)

3月10日，陕西省煤田地质集团有限公司地热新能源公司在韩城组织召开“地热韩城”1号能源站改扩建工程竣工验收会。项目建设方、监理方、总承包方等相关单位领导，项目验收专家组成员参加会议。集团总经济师、总法律顾问雷鸣出席会议并讲话。



3月10日，陕西省煤田地质集团有限公司地热新能源公司在韩城组织召开“地热韩城”1号能源站改扩建工程竣工验收会。项目建设方、监理方、总承包方等相关单位领导，项目验收专家组成员参加会议。集团总经济师、总法律顾问雷鸣出席会议并讲话。

项目验收专家组首先到“地热韩城”1号能源站改扩建工程进行现场查看，观摩了能源站的运行情况。在随后召开的验收会上，在详细听取项目总承包方的全面汇报和监理方监理情况介绍后，专家组对“地热韩城”1号能源站改扩建工程相关资料进行了深入细致地查看，并进行了现场询问和讨论，同时对能源站建设提出了中肯的优化建议。专家组一致认为，该工程符合设计及合同约定，运行良好，资料齐全规范，质量合格，通过验收。

项目总承包单位研究院公司领导表示，将按照专家组对1号能源站改扩建工程提出的意见和建议，进行认真改进和优化，决心将该工程打造成示范工程和精品工程。

会上，集团地热新能源公司总经理柴宏有介绍了“地热韩城”1号能源站成立以来的运营状况，指出项目虽然在实施过程中遇到了诸多困难和瓶颈问题，但在集团、各协同单位和一线专业技术人员的支持努力下，项目得以顺利推进，并

表示将以此为新起点，不断做优做强地热能产业，为集团转型升级和高质量发展贡献地热力量。

最后，雷鸣在讲话中指出，要在当前“双碳”目标国家战略中，正确认识陕西省作为能源大省的重要地位，准确把握地热新能源作为绿色发展领军企业的未来发展方向。一是要提升管理水平，抓好施工经验总结，着力完成三个体系建设，为高效推进地热能发展提供有力支撑。二是要坚持系统思维，抓好资源共享协同。三是要抓好项目交流推广，不断推进创新驱动战略发展。四是要理清发展思路，抢抓机遇，加快推进转型升级，牢牢抓住依靠地热能实现转型升级的主动权。

3、地热新闻 | 北京首个中深层地热示范项目落地（地热能在线 2022-03-17）

北京首个中深层地热(井下换热)试验井项目顺利通过专家评审验收，成功落地城市副中心站交通枢纽项目，验证了 2745 米深的地热井热泵系统为枢纽供暖的技术可行性，规模化应用后每年可减少二氧化碳排放量约 6 万吨。“投入使用前，行业内普遍认为北京中深层地热单井输热能力不会超过 500 千瓦。但试验结果显示，稳定输热能力实现 550 千瓦，最高超过 660 千瓦！”副中心枢纽公司主管工程师段毅兴奋地说，以这样的输热能力，采暖季一口井就可解决不少于 2.5 万平方米建筑面积的供热需求。

在北京城市副中心，一座亚洲最大的地下综合交通枢纽正在热火朝天的建设中。难能可贵的是，这座“庞然大物”将尽可能多地应用本地可再生能源。从京投公司所属北京城市副中心站综合枢纽建设管理有限公司获悉，北京首个中深层地热(井下换热)试验井项目顺利通过专家评审验收，成功落地城市副中心站交通枢纽项目，验证了 2745 米深的地热井热泵系统为枢纽供暖的技术可行性，规模化应用后每年可减少二氧化碳排放量约 6 万吨。

副中心站枢纽工程位于城市副中心核心区域，设计之初就提出打造绿色生态体系标杆，建立一个可持续、高品质运行的综合枢纽。“传统绿色能源光伏、太阳能、浅层地热都需要足够的空间和空地，这对于高度集约化建设的枢纽工程来说，非常困难。”副中心枢纽公司运营设备部副部长刘立军说。

在市发展改革委大力支持下，公司瞄准了北京尚未应用过的中深层地热(井下换热)热泵系统。“单口试验井占地只有两米乘两米，井内一根 20 厘米直径的钢管，钻进 2745 米深的地下，获得中深层地热能，为建筑提供供暖热源。”

中深层地热井在深 2000 至 3000 米范围内，且项目处于地质断裂带，地质条件复杂突变，行业内尚无同类项目范例与精准数据。为此，副中心枢纽公司与北京市政总院、北咨公司、清华大学建筑设计院、北京市政建设集团、陕西沔西能源公司等单位通力协作，在试验井施工过程中同步进行地质勘验，不仅穿越了多处严重失漏区和坚硬地层，还攻克了成井工艺、井下换热、井温全程监控、热泵系统配适等核心技术难题。

惊喜接踵而至。“投入使用前，行业内普遍认为北京中深层地热单井输热能力不会超过 500 千瓦。但试验结果显示，稳定输热能力实现 550 千瓦，最高超过 660 千瓦！”副中心枢纽公司主管工程师段毅兴奋地说，以这样的输热能力，采暖季一口井就可解决不少于 2.5 万平方米建筑面积的供热需求。

验收专家组一致认为，该项目实现了中深层地热(井下换热)热泵技术的供热能力突破，地下金属换热器与岩层“换热不碰水”，具有取热持续稳定、地温恢

复快、环境无影响的特点，为北京市进一步大规模推广应用提供了有益的実施經驗和堅實的数据支撐。

从地下枢纽到地上建筑，副中心站枢纽工程搭建了一整套“绿色生态体系”。“光中深层地热项目，一个采暖季就能减少二氧化碳排放量约6万吨。”刘立军介绍，通过搭配光伏、绿电等能源，将不断提高枢纽可再生能源利用比例。同时，通过搭建智慧枢纽运营指挥平台，枢纽能源管理也将从人工调控升级至系统自动监测调控。

按照计划，城市副中心站综合交通枢纽将于2024年年底完工。届时，可实现15分钟直达首都机场，35分钟直达北京大兴国际机场，1小时直达雄安新区，对促进京津冀一体化、带动区域经济发展有着重要作用。（孙宏阳）

（五）、国外节能动态

1、海外项目财务精细化管理（原创 华楠 国际工程与劳务杂志 2022-03-23）

作者：华楠

履约环节中的财务管理非常重要，尤其在新冠疫情的大背景下，企业需要通过提高履约能力加强抗风险能力，海外财务精细化管理的作用凸显。

海外项目财务管理存在的问题

一、专业人员欠缺

目前海外工程项目的财务人员，多数来源于国内项目及财务岗位，一开始缺少海外工作经验，有的财务人员甚至第一次参与到海外工程项目财务管理，对于海外财务管理的认识、工作能力和创新能力都一时难以适应海外财务岗位。熟悉海外财务管理的人员少，而熟悉海外财务又熟悉当地税收法律法规和会计政策的财务人员则更加稀少。目前我国企业开展海外工程的主要分布欠发达国家和地区，这类国家有一个普遍特点就是英语普及性差，一些本地法律更没有英语版本，这就为熟悉当地会计制度创造了难度。有些国家甚至出现情大于法的情况，财务管理、税收的随意性比较普遍，如果对当地财务情况、风土人情不熟悉，难以有效地开展当地财务管理工作，因此会经常给项目带来不必要的损失。

二、财务核算分散

海外施工项目多数为中长期工程，时间超过2年以上，整个工程项目涉及到巨额资金，工程建设的周期相对较长，并且施工地域跨度大。项目主体多，甚至由多家单位联合组成联合体项目进行施工。由于财务核算能力有差异、主体之间财务信息传递缓慢、国外财务信息向国内集团传递不准确、不及时等原因，最终影响项目管理者对项目做出正确决策。

三、缺乏操作性强的管理条例

相比较于国内工程财务管理模式，海外工程财务管理更具特殊性，国内对于财务管理的方法难以与海外工程财务管理方式相匹配。同时，我国施工企业存在管理层级多、职责不清、管理成本高等固有问题，集团监管力度较弱、无法适应国外环境等问题层出不穷，从而导致内部管理混乱，财务政策执行不到位。

四、所在国家税法熟悉程度低

大部分财务人员重内账轻所在国别当地账，容易导致税务风险。由于个别国家法律制度不完善、会计体系及票据管理不严格，税务机关稽查人员主观意识较

强，检查弹性大，可严可松，税务检查人员的自由裁量权很大，在税务检查中不能严格按章办事，普遍存在有法不依、执法不严的情况。

如何进行精细化管理

一、预算控制精细化

着力推行全面预算，建立海外施工项目集中财务管理机制，推动海外施工项目预算管理。加强海外施工项目预算管理，能够有效解决海外施工项目处于信息孤岛的问题，可以在最短的时间内为上级领导人员制定科学化决策提供可靠依据。同时，制定统一的会计核算规范和财务管理流程，将以前分散的会计核算和财务管理主体进行统一，将海外工程项目的财务管理工作与国内管理活动之间强化凝结力量，极大程度上削减传递会计信息的路径，帮助财务管理工作的效率在有限的时间内提升，保障财务管理工作最大化的为管理人员决策提供支持。

二、人才管理精细化

强化会计文化建设力度，建立起适应于海外财务管理人员的招聘管理制度，提高聘用人员的综合素质要求和专业技能要求，把制定和完善海外项目财务人员学习、培训、轮岗等制度做为基础的管理原则。可以聘请具备专业技术水平以及工作经验的专家参与培训活动提高财务管理人员的专业能力，丰富知识体系，强化工作能力，满足岗位对于工作人员的专业化诉求。此外，还应培养所在国员工，并纳入到长期聘用的范畴，做好外账管理工作，满足所在国财务审计要求和熟悉我国的财务制度，并做好财务梯队建设。

三、风险防控精细化

对海外项目财务风险做好预判，防控好未知风险、落实实时监控、获得效益提升。考虑到海外工程项目建设的专业性以及特殊性要求，企业应在海外项目实施地设立专门的财务风险监督管理机构，强化监督、防控力量。与此同时，还应制定出具有可行性和科学性的财务风险预警系统，当相关工作内容超出标准规定的时候，要及时进行控制，针对出现的问题采取有效的解决方案，有效管控财务风险。

四、制度管理精细化

以海外工程项目的实际情况作为出发点，充分尊重国家之间的条约规定，遵守本国和他国的规章制度和法律法规。在项目工程正式开始之前，先学习所在国的法律条款，制定出具有实际意义的财务管理制度，基于此制度深化建设健全其它一系列相关的规章制度和行为准则。如合同管理、网络报销、财务档案管理、资金管理、报销管理，税务管理以及境外机构、远期汇票支付、流动资产、固定资产管、债权债务、融资、保函、税务、成本费用、财务风险等多种管理办法。确定和颁布这些规章制度，能够保障海外工程项目的各项工作有法可依，有章可循。除此之外，还应该充分考虑到将制定的财务管理制度进行信息系统固化，借助于信息化控制风险，将制度制定的内控关键点植入信息化系统，从而更好的实施财务管理和会计核算工作。

五、内部控制精细化

内控管理部门应定期和不定期对内控制度执行情况进行内控审计，对海外工程项目内控管理各个环节进行监督和指导，特别是在资金收付、材料设备管理、验工计价、工程建设费用确认等关键环节制定完善的内控制度，杜绝跑冒滴漏，杜绝粗放式、应激性管理，将工作层层落实在平时。同时，以防范施工项目管理中出现的财务风险为目标，施工项目管理单位需严格按照集团制定的内控制度、管理流程进行管理。

六、熟悉项目所在国税法、掌握税审应对措施

收集、深入学习和研究当地法律法规，财税政策；深化做实做细外帐核算和日常税务管理工作；构建信息交流沟通共享机制，实现动态化涉税管理等措施，对中资企业发生的共性涉税问题和应对措施信息共享。建立税收管理与税务筹划联动机制，各项目行政领导及各职能部门通力支持与配合共同做好税务工作。在合同签订实施阶段除了必要的技术交底之外，对项目税务条件、税务风险就行必要的交底，避免因后期实施人员对合同的理解差异造成对税务条款的误解，努力化解税务风险。积极与当地有经验的会计事务所建立伙伴关系，了解财税最新动态、把控税收最新方向，在保障合法经营和依法纳税的前提下，学习和了解其应对税务检查时对条款的理解差异、甚至无理要求的应对措施和经验。

2、国际工程合同的工期违约金条款分析（原创 贾怡驰 康飞等 国际工程与劳务杂志 2022-03-21）

工期违约金条款是国际工程中的惯用条款，其规定如果承包商延期竣工，则应按合同约定的额度赔偿违约金给业主。工期违约金条款对业主和承包商都有好处。对业主来讲，它避免了业主对延期竣工所造成的实际损失进行量化举证的时间和成本。对于承包商来讲，它确定了承包商应承担的工期违约责任，避免其遭受赔偿业主实际损失的未知风险。同时，工期违约金也可以作为承包商的一种责任限制，不管业主的实际损失是多少，承包商仅需承担条款中约定的数额。本文将结合 FIDIC2017 版合同条件对国际工程合同中工期违约金条款的主要内容进行分析。

工期违约金条款因构成罚款而无效

不同管辖法律对违约金的性质规定会有所不同。在国际工程比较常用的英国法下，工期违约金条款会因构成罚款而无效，违约损害赔偿遵循的是复原原则，即尽量用金钱来令受害方回到一个合约被履行的位置。于是，违约金应是缔约时对违约损失的真正预估。如果在合同中设置一个违约方须支付的过量金额来强制履约，显然有悖于复原原则，故而会构成罚款而变得无效。如果违约金条款因构成罚款而无效，则受害方只能通过举证己方的实际损失而主张一般损害赔偿。

违约金条款是否构成惩罚是一个合同解释的问题，需要根据每个交易在缔约时的事实和背景情况来确定。英国法通过一系列判例对如何判断违约金条款与罚款条款进行了探讨，在 Dunlop Pneumatic Tyre Co Ltd v. New Garage and Motor Co Ltd (1915) AC 79 一案中，Dunedin 勋爵给出了 4 个标准来判断合同中的违约金条款是否构成罚款，包括：如果将来可能发生的违约最大的损失也低于约定的金额，则构成罚款；对纯金钱债务约定比债务更高的赔偿金额，则构成罚款；对于大小及严重程度不一的多种违约约定一个单一的赔偿金额，则构成罚款；不能仅因无法对实际损失进行预先准确的估算，而主张条款为罚款。

Dunedin 勋爵提出的上述 4 个标准在后续的判决中被广泛遵循。不过在 2015 年，判断标准有了新的变化。在 Cavendish Square Holding BV v Talal El Makdessi [2015] UKSC 67 案中，英国最高法院认为，Dunlop 案中确立的标准虽然对判断是否构成罚款有帮助，但是该标准没有考虑到合同双方更广泛的利益。通过 Cavendish 案，英国最高法院提出了一个新的判断标准：只有当约定的数额相对于受害方在该义务获得履行情况下的任何正当利益相比是过分的和不合理的情况下，才会被认为是罚款。这就意味着英国的法院在判定违约金条款是否

构成罚款时，不会仅仅关注约定的金额是否是对违约损失的真正预估，还将考虑受害方在确保合同履行方面的其他正当利益。

在随后的 GPP Big Field LLP & Anor v Solar EPC Solutions SL [2018] EWHC 2866 案中，英国高等法院首次在工程合同争议中应用了该标准。在本案中，双方就 5 个太阳能电厂签订了 5 份 EPC 合同，但其中 4 个发生了延期完工或未完工。尽管该案中每个太阳能电厂的发电量和电价均不同，但每个 EPC 合同都约定了同样的工期违约金条款，即如果承包商发生延误，应按每天每兆瓦 500 英镑支付业主工期违约金。于是，承包商依据 Dunlop 案中确立的第 3 个标准主张工期违约金条款构成罚款。英国高等法院则应用 Cavendish 案中确立的标准认定该工期违约金条款有效。

需要注意的是，英国最高法院并未否定 Dunlop 案中提出的 4 个标准，只是对该标准进行了补充，即当根据 Dunlop 案的 4 个标准还不能得出结论的情况下，就可以根据 Cavendish 案中的标准进一步判断。不过，并不是所有的普通法系国家都认可英国最高法院提出的新标准，新加坡上诉法院认为对于什么构成“正当利益”存在很大的不确定性，于是拒绝采用该标准。

工期违约金条款的主要内容

一、工期违约金的额度与上限

工期违约金的额度设置有两种方式，一是约定违约金的计算方式，如签约合同价的 0.05%/天；二是约定一个具体的数额，如 10 万美元/天。工期违约金的最高限额是一种责任限制约定，限定了承包商的工期违约责任的赔偿上限，如签约合同价的 10% 或 1000 万。需要注意的是，工期违约金的额度设置必须是确定的，否则工期违约金条款就会因不明确而不可执行。

虽然双方可以在合同中自由约定工期违约金的额度和上限，但如果约定的违约金构成罚款，在合同的准据法是普通法系国家的法律时会被判定为无效，从而业主只能通过举证的途径来主张一般损害赔偿。不过，在约定的违约金低于实际损失的情况下，普通法的原则是该约定构成了一项违约责任限制条款，是双方的一种风险分担，从而不允许法院调增。

在工期违约金因构成罚款而无效的情况下，业主可以主张一般损害赔偿，那么一般损害赔偿是否还须受到条款中约定的违约金上限的限制？在 Eco World -Ballymore Embassy Gardens Company Limited v Dobler UK Limited [2021] EWHC 2207 (TCC) 案中，英国 TCC 法庭对该问题进行了分析，认为即便工期违约金条款无效，其中规定的上限仍是有效的，因为这种解释更具有商业合理性。

对于承包商来讲，工期违约金既是一种威慑也是一种保护。考虑到拖期后的违约金赔偿风险，承包商不敢轻易延误工期；不过从另一个角度来看，每日额度和最高上限的设置也是对承包商的一种保护，其将承包商所承担的工期延误风险限制在了一个确定的范围内。不过该责任限制也是有条件的，如果承包商存在故意拖延工期、欺诈、重大违约、重大过失等情况，则该额度与上限约定将不再适用。FIDIC2017 版第 8.8 款中有约定：本款不限制承包商在任何欺诈、重大过失、故意违约或鲁莽不当行为的情况下对误期损害赔偿的责任。这就意味着当承包商存在上述严重不当行为时，工期违约金条款中约定的额度与上限将对承包商的赔偿责任不再有限制作用。

二、提前终止情况下工期违约金的适用

合同中对工期违约金一般会约定如果承包商未能在约定的工期内完成工程，则承包商应按约定计日支付工期违约金，从应竣工日期起至实际竣工之日止。但

是如果在承包商延误工期后，业主并未等到工程实际竣工就提前终止了合同，那么工期违约金应如何适用？承包商是否可以以工程未实际竣工为理由而主张工期违约金条款不再适用，而业主只能索赔一般损害赔偿，即需要业主提供证据来证明其实际损失。

在 *Triple Point Technology, Inc v PTT Public Company Ltd* [2021] UKSC 29 案中，英国最高法院认为，在合同终止之前的工期延误应按照工期违约金条款计取误期损害赔偿，不管工程是否竣工；而对于合同终止后的延误，当事人则须根据违约损害赔偿的一般原则计算损失。理由在于在合同终止的情况下，判定工期违约金条款仍然适用有利于维护商业交易的确定性。

对于这个问题，FIDIC2017 版合同条件的第 15.4 (C) 款中也有约定：如果合同提前终止，工期违约金可以计算至合同终止之日。NEC4 合同条件修订版中也约定：如果合同提前终止，则工期违约金计算至在合同终止日，其后不再适用；在终止之后由承包商的工期延误所造成的额外损失构成合同终止后的一般损害赔偿的一部分。

三、业主提前接收部分工程情况下工期违约金的减少

在国际工程中不可避免会存在业主提前接收部分工程的情况。在这种情况下，如果工期违约金不做相应减扣，则很可能会根据 *Dunlop* 案中确立的第三条规则：对于大小及严重程度不一的多种违约约定一个单一的赔偿金额，则构成罚款，造成工期违约金条款无效。因此，对于合同双方来讲，最好在签订合同时，就在违约金条款中约定一个明确的机制来计算业主提前接收部分工程的情况下工期违约金应如何减少，或者在部分接收前签订一个补充协议来对工期违约金进行调整。FIDIC2017 版第 10.2 款就有约定：如果业主提前接收了部分工程，则在其接收之日后的任何延误期间，完成剩余工程的工期违约金应予减少；减少的额度应按该提前接收部分的价值占整个工程的价值比例来计算；该减少应仅适用于每天的赔偿额度，而不适用于最高限额。

在 *Eco World-Ballymore Embassy Gardens Company Ltd v Dobler UK Ltd* [2021] EWHC 2207 (TCC) 案中，英国 TCC 法庭就对一项关于提前接收部分工程情况下工期违约金条款的争议进行了判决。在该案中对整个工程约定了一个单一的工期违约金，并且在提前接收部分工程的情况下并未相应减少违约金的额度。不过，英国 TCC 法庭结合该案的具体情况，并根据英国最高法院在 *Cavendish* 案中确立的新标准，认为本案中的工期违约金条款并不是不合情理的或过分的，并不构成罚款。不过该案应是一个特例，谨慎起见，双方最好在合同中对该事项进行明确约定。

四、工期违约金的主张程序与支付方式

对于业主应通过何种程序来向承包商主张工期违约金的问题，FIDIC2017 版第 8.8 款中约定：如果承包商未能遵守第 8.2 款[竣工时间]，业主应有权根据第 20.2 款[付款和 /或 EOT 索赔]的规定，获得由承包商为这一违约行为支付的误期损害赔偿。并且在第 20.2.7 款中进一步约定：业主只有在遵守第 20.2 款的情况下，才有权向承包商要求支付任何款项和/或延长 DNP，或抵销或从应付给承包商的任何款项中扣除。这就意味着业主只能通过索赔程序来向承包商主张工期违约金，并且不能擅自在进度款或结算款中将这部分款项扣除。

此外，如果业主按照程序发出了索赔通知，即便索赔流程并未结束，工程师也应将相应款项反映在之后的支付证书中。FIDIC2017 版第 20.2.7 款约定，“在收到索赔通知后，并在根据第 20.2.5 款[索赔的商定或确定]商定或确定索赔之

前,工程师应在每份支付证书中计入根据合同的有关规定已合理地证实应支付给索赔方的任何索赔金额。”这就意味着即便对工期违约金有争议,对于可以合理证实的部分,工程师应在支付证书中减扣。

在 J Murphy & Sons Ltd v Beckton Energy Ltd [2016] EWHC 607 (TCC) 案中,业主对 FIDIC1999 版中的 8.7 款[误期损害赔偿]进行了大幅度的修改,删除了承包商支付工期违约金的义务要“受第 2.5 款约束 (subject to Sub-Clause 2.5)”的措辞。之后,双方围绕业主主张工期违约金是否必须经过索赔程序产生了争议。最终,法官判决业主有权不经过索赔程序向承包商提出工期违约金赔偿要求。

五、承担工期违约金之后,承包商是否仍负有合理完工义务

支付工期违约金是承包商因未能履行按期完工的主要义务而承担的次要义务,但支付违约金之后,承包商仍应继续履行合理完工的义务。FIDIC2017 版第 8.8 款有约定:“这些误期损害赔偿不应解除承包商完成工程的义务,或解除承包商在合同下或与合同有关的任何其他职责、义务或责任。”

六、在工期违约金之外,业主是否还可以主张其他损害赔偿

对于这个问题, FIDIC2017 版第 8.8 款中约定,“这些误期损害赔偿应是承包商因未能遵守第 8.2 款 [竣工时间]而支付的唯一损害赔偿,但在工程竣工前根据第 15.2 款[因承包商违约而终止]而终止的情况除外。”这意味着如果在合同中约定了工期违约金,则其应是在承包商延期竣工时业主所能获得的唯一损害赔偿,除非因承包人违约而提前终止合同。

结 论

确定性是一切商业交易的首要条件。工期违约金条款为承包商应承担的工期延误违约责任提供了确定性的后果,从而让承包商更明确因工期延误所可能导致的风险后果。本文对国际工程合同工期违约金条款所涉及的几个关键问题进行了分析,以提醒业主和承包商在缔约过程中予以关注,从而可以完善合同约定,减少争议的产生。

3、巴西光伏发电投资市场浅析(原创 张昊 刘劲松等 国际工程与劳务杂志 2022-03-09)

巴西是 G20 和金砖国家成员之一,是拉美地区面积最大、人口最多、GDP 最高的国家。其国内产业结构较为多元,金融服务产业发达,投资相关法律法规健全。近年来,巴西政府通过实施“投资伙伴计划”,大力推动电力行业私有化进程,并积极改善国内投资环境,以此吸引外商投资大规模进入。巴西光资源丰富,发展潜力大,本文通过简要分析巴西光伏市场情况,为开发相关项目提供参考。

电力市场现状及产业规划

一、总体情况

能源结构:巴西电力系统规模位居拉美第一、世界第 7,是世界第 9 大电力消费国。巴西现有能源结构以水力发电为主,占全国总发电量的 2/3,以水力发电为代表的可再生能源满足了全国 85%的电力需求,该比例将在 2030 年底达到 88%。截止到 2020 年 12 月,巴西电力总装机容量约 169.1GW,其中约 60%为水电装机,集中式光伏装机容量约 3.1GW,占比约 2%。

电网系统:巴西境内有超过 16.27 万公里的输电线路,输配电系统由全国互联系统(SIN)和部分独立系统组成,电压等级为 230kV-800kV,覆盖约 60%的

国土面积，惠及 95% 的全国人口。全国互联系统分为南部、东南 - 中西部、北部和东北部四大子区域系统，系统间互联互通。同时巴西与阿根廷、乌拉圭和委内瑞拉之间电网也实现了互联互通，这为电力生产与消纳提供了良好的通道基础。

二、电力发展规划

巴西能矿部所属能源研究公司（EPE）每年发布《十年能源扩张规划》，明确中长期能源结构转型及发展目标。到 2030 年，巴西电力需求将从 2019 年的 546TWh 增加至 763TWh，平均每年增加约 3%，输电线路将从 16.27 万公里增加至约 20 万公里，全国电力总装机将达到 224.3GW，其中集中式光伏装机将由 3.1GW 增加至 8.4GW。此外，政府计划在 2020-2030 年之间吸引超过 3000 亿雷亚尔的投资额用于电源点建设，其中风电和光伏新增投资额占比超过 50%。

光伏市场现状及发展前景展望

一、自然禀赋好，光照资源丰富

巴西国土的 80% 位于热带地区，超过 50% 以上的国土海拔超过 500 米，终年光照充足，年平均日照时间超过 3000 小时，全国各地水平面太阳能总辐射量在 1534kWh/m² 至 2264kWh/m² 之间，平均约 1700kWh/m²，具有极高的开发价值。其中东北部和中部光照最为丰富，陆上集中式光伏可开发装机约 28519Gwp。

二、电力需求大，转型迫在眉睫

巴西人口基数大，工业基础良好，产业结构多元，国内电力需求量大，但电力消耗量远低于其他新兴国家，增长潜力较大。2014 年和 2015 年，干旱给严重依赖水利发电的巴西造成了较为严重的用电危机；2021 年，巴西又遭遇 91 年来的最严重干旱，水库蓄水量再次告急，政府不得不多次拉闸限电，电价也随之高涨。面对全球气候变化、水库容量不稳定、碳排放承诺等问题，巴西政府加快电力结构调整，大力发展非水可再生替代能源，以保证供电稳定和电价合理。

2020 年以来，巴西受新冠疫情影响严重，经济衰退，再加上 2021 年以来光伏设备、材料及海运成本上涨，光伏市场发展受到了一定阻碍，特别是集中式光伏发电项目，部分开发商放缓了推动进度。随着新冠疫情缓解，政府正采取积极措施刺激投资和消费，经济将逐步恢复，预计巴西光伏市场还将继续迅速发展。

三、政府规划支持，促进产业发展

根据 EPE《十年能源扩张计划（2030 版）》，到 2030 年，巴西全国总装机将达到约 224.3GW，新增装机中超过 50% 来自新能源发电，其中光伏装机（集中式+分布式）增长幅度最大，速度最快，集中式光伏装机将增加 5.3GW，达到 8.4GW。政府对非水可再生新能源的支持力度超过水电，鼓励光伏产业发展。目前，几乎所有光伏组件、逆变器及跟踪式支架均享有免关税优惠政策（EXTARIFATIO 关税优惠），自由市场的新能源电力用户享有 50% 的输电线路使用费（TUST）优惠。此外，还有可能享受发展基础设施建设的特殊税收制度（REIDI），免除联邦增值税（PIS/COFINS）。

2014 年，为优化国家能源结构，巴西政府组织了第一次光伏项目联邦竞拍，此后巴西的光伏市场逐渐发展。2019 年，光伏装机（集中式 + 分布式）超过 4.4GW，光伏装机排名全球第 16 位；2021 年，巴西光伏装机排名升至全球第 14 位，新增装机为全球第 9 位。2020 年，监管市场竞拍受新冠疫情而展期，但光伏装机仍较快增长，仅 2020 年 1-5 月期间就增加了 1.2GW，达到 5.5GW，2020 年 5 月—2021 年 7 月期间增长了 4.5GW，达到 10GW；到 12 月底，光伏装机在 3 个月内又增加了 3GW，增至 13GW，其中集中式光伏装机达到 4.6GW，分布式达到

8.4GW。巴西太阳能协会 (Absolar) 预测, 接下来的两年内, 光伏装机容量将再次翻倍, 增加 10GW, 于 2024 年内超过 20GW。

巴西国内存量的待开发光伏资源丰富, 光伏发电处于高速发展窗口期。目前, 已经在 ANEEL 注册过的项目中, 有 13.38GW 处于项目开发中后期, 其中 8.4GW 已经签署了 PPA; 此外, 另有 98.9GW 的项目处于早期或中期阶段, 待建项目资源十分丰富。

四、强化监管力度, 规则清晰明确

巴西属于强监管电力市场, 国家能源政策委员会 (CNPE)、矿产与能源部 (MME)、能源研究公司 (EPE)、电力监管委员会 (CMSE)、国家电力局 (ANEEL)、电能贸易商会 (CCEE) 及国家电力调度中心 (ONS) 等部门各司其职、分工明确、互相配合。通过集中开展政策制定、规划研究、评估监管、竞拍交易、运营调度等手段, 为电力项目的开发、建设、运营、交易等环节提供了较为系统完善的法律法规体系。

根据电力交易类型, 电力市场主要分为监管市场 (ACR) 和自由市场 (ACL), 2019 年两者交易电量占比 68% 和 32%。所有交易合同均需在 CCEE 登记注册, 违约方均会被禁止参与电力项目交易。近年来监管机构逐渐放低自由市场准入门槛, 鼓励用户进入, 自由市场交易比例正逐步升高。

监管市场 (ACR) : 监管市场终端用户主要是普通居民及小型企业主等, 由作为公共事业服务单位的配电公司代表议价能力较低的上述用户, 通过联邦竞拍程序, 与发电商签署长期购电协议, 保证终端用户以较为公允的价格消费电力。监管市场范围内由 CCEE 组织竞拍, ANEEL 进行监管; 监管市场下电价竞标采用最低价中标原则, 赢家与配电公司签署电力销售合同, 协议条款由政府规定, 不得修改, 发电方与配电公司通过履约担保合同中规定的托管账户等方式对履约进行担保; 合同期限通常在 20-30 年, 每年根据消费指数变化 (IPCA) 调整电价; 如发电方未能按照约定时间交付, 需按合同规定补偿购电方经济损失或从第三方购电以保证购电方用电, 超过一定期限交付还需支付高额罚款。

自由市场 (ACL) : 由交易双方自由协商确定合同的电价、期限、电量及条款, 可由发电商与终端用户或电力交易商直接签署电力交易合同, 自备电站的电力交易也属于自由市场交易。自由市场的用户包括自由用户和特殊用户。自由用户指用电负荷超过 3MW 且电压需求超过 69kV 的用户; 特殊用户指用电负荷超过 0.5MW, 电力由可再生能源获得, 且电压需求超过 2.3kV 的用户。目前政府有计划将该准入条件进一步放宽, 以促进自由市场发展。自由市场用户享有政府对于可再生能源的刺激性政策补贴, 即享有 50% 的输电费用折扣。自备电站 (购电方在发电方项目 S PV 中占有一定股比) 则可在在此基础上进一步享有一定的行业费用优惠。一般情况下自由市场电价较监管市场更高, 同样也随消费指数调整, 但通常合同期限较监管市场更短。近年来自由市场中长期电力交易合同占比越来越高, 很多合同的期限可以达到 15 年。再加上监管市场竞拍电价较低, 自由市场交易越来越受到投资者青睐。

现货市场: 以偏差结算价格 (PLD) 在 CCEE 进行电力交易, PLD 价格由 CCEE 根据特殊模型计算, 为按 “ 最小成本 ” 原则进行短期经济调度的边际成本, PLD 每小时变化, 受水电的可发电能力影响较大, 4 个电力子区域市场的 PLD 价格各不相同。

项目开发风险及建议

一、关注政策法规变化，避免税收风险

巴西税制复杂，除联邦税外，各州及各个城市都有各自不同的州级税及市级税，税收成本高，且贸易保护严重，关税高。优惠类税种，如 REIDI 免税优惠，需提前申请，且该税收优惠仅可在项目公司向设备或服务供应商进行直接支付时享用，供应商向分包商或其他分包方支付时，则不再享有优惠。EPC 总承包方也可申请 REIDI 免税，但流程繁琐且时间跨度大，往往不是开发商的第一选择。此外，现行法律规定的输电费用优惠政策适用于 2022 年 3 月之前获得开发授权的项目，免关税政策也有适用期限。建议聘用当地财税顾问，做好详尽税务尽调及筹划，关注政策变化，充分考虑双边税收协定、国别税收优惠等政策，通过优化投资架构、灵活安排合同签约及支付方式等手段降低整体税费。

二、合理设计融资架构，减少汇率风险

巴西实行严格的外汇管制措施，外币汇入巴西会被强制结汇。巴西新冠疫情爆发以来，雷亚尔贬值，目前兑美元汇率在 5—5.6 上下波动。中国企业投资货币通常为美元，而电费收入为雷亚尔，存在一定的资本金汇率风险。建议设计合理的融资结构，如债权融资部分采用当地币融资，资本金可分批实缴，或采取锁定预期汇率、汇率掉期等手段防范汇率风险，也可考虑通过当地银行进行股东贷款方式解决部分资本金，减少美元汇入。此外，还可购买海外投资险股权险，以规避汇兑风险。

三、采用灵活融资手段，保证开发进度

巴西金融服务行业较为发达，新能源项目融资可通过政策性银行（BNDES，BNB 等）、商业银行（BTG Pactual，Bradesco，Santander 等）、国际金融机构（IDB，IFC 等）进行无追索项目融资，也可通过基础设施债等方式解决融资来源。政策性银行利率较为优惠且期限长，是多数开发商的第一选择，但政策性银行要求光伏项目设备部分三大主件中的其中之一需具备巴西国产设备认证（Finame Code），服务部分当地成分需达到 60%，并需要在申贷前确定设备品牌及参数，且审批流程较长、要求严格、耗时久，可能影响项目开发进度。建议聘用当地专业融资顾问，把握好项目开发节奏，做好备选方案，在政策性银行批贷受阻或滞后的情况下，可考虑先发行基础设施债或进行短期流动性贷款，在政策性银行放款后再进行替换。

四、做好合同电量分配，提高项目收益

监管市场作为保证普通居民及小企业主的主要用电来源，电力交易合同期限长，监管措施强，电价相对较低，一般情况下在竞拍中标签约后 3-6 年（A3-A6）进入商业运行，需要关注期间设备材料价格波动带来的成本超支风险。自由市场电力交易合同期限较短，担保措施相对较弱，但电价较高，抗成本增加风险的能力稍强。

建议企业在做好电价预测和成本控制的基础上，参与相应目标市场竞争，并做好电量分配，保证收益率。如对售电合同稳定性要求较高，可主要关注监管市场。自由市场中可选择各州较大的配电公司下属的电力交易子企业或有实力的矿企作为对手方签署中长期电力交易合同。如项目实际发电量超过中长期合同电量，可考虑将合同电量之外的富余电量通过 1-5 年短期交易合同（期限越短，电价越高）及现货市场消纳（峰值电价最高，但波动性较大）。合理分配电站面向监管市场、自由市场（中长期或短期）和现货市场的发电量，往往是开发商保证交易合同稳定性并提高收益率的手段之一。

4、智利电力市场投资研究（原创王爽 国际工程与劳务杂志 2022-03-07）

智利是第一个同中国建交的拉美国家，也是“一带一路”重要合作伙伴。智利投资环境良好、电力市场健全完善，风、光资源丰富，可再生能源发展潜力巨大，开展智利国家电力市场研究中资企业投资智利电力领域具体重要的借鉴意义。本文对智利国家总体概况、电力市场现状、中资在智利的投资情况及投资智利市场的优势及风险进行分析，以期为中国企业投资智利电力市场提供有效借鉴。

投资环境

一、国家概况

智利国土面积 75.67 万平方公里，南北长度约 4300 公里，东西平均宽度 175 公里，分为 17 个大区，下设 57 个省和 367 个市，首都为圣地亚哥。经济情况：2020 年，智利 GDP 总量为 2500 亿美元，为拉美第 5 大经济体，人均 GDP 为 13228 美元（中国为 10504 美元），位于拉美第一位。人口情况：2020 年，智利全国人口约 1910 万，约 87% 的人口居住在城市，圣地亚哥大区人口约占据智利总

人口的一半。西班牙语为智利官方语言，英语为主要外语。民族宗教：智利白人和印欧混血人种占比 89%，印第安人占比 11%；主要宗教为天主教和新教。政党情况：智利实行多党制，主要政党分为中右翼“智利前进”和中左翼“多数派力量联盟”两大阵营。现任总统塞瓦斯蒂安·皮涅拉属于中右翼“智利前进”下的民族革新党成员。

二、能源资源情况

储量特点为“三多一少”，即多水、多风、多光，化石燃料少。水资源：智利位于安第斯山脉与太平洋之间，水资源充沛，特别是南部地区，水电潜能高达 1000 万千瓦。风资源：智利南部山区人烟稀少，因处于南半球西风带，风资源极其丰富，特别是其与阿根廷共享的火地岛，年均风速高达 12m/s，是世界上风资源最为富集的区域。

太阳能资源：智利是世界上太阳能潜力最大的国家之一，据智利大学和安托法加斯特大学研究结果，北部阿塔卡马沙漠地区太阳辐射达到每平米每小时 7.5 千瓦，部分地区甚至超过 9 千瓦时/平米/天，DNI 数值可高达 3300 千瓦时/平米/每年，为世界第一。

化石燃料：智利化石燃料资源贫乏，煤炭、天然气和石油几乎全部依赖进口，煤气油进口依赖度长期高达 80% 以上。

电力市场概况

一、电力装机现状

根据智利投资局《投资智利能源》最新数据，截止 2020 年底，全国装机 2678.7 万千瓦，其中 2659.9 万千瓦（99.3%）接入国家电力系统（SEN），8 万千瓦接入艾森系统（SEA），10.8 万千瓦接入麦哲伦系统（SEM）。

装机结构：接入 SEN 装机结构为火电 1300.7 万千瓦（煤电约 532 万千瓦），占比 48.9%；水电 688.9 万千瓦，占比 25.9%；风电 255.4 万千瓦，占比 9.6%；太阳能 364.4 万千瓦，占比 13.7%；生物质能 45.2 万千瓦，占比 1.7%；地热 5.3 万千瓦，占比 0.2%。新能源合计占比已达 25.2%。电力行业主要问题如下：一是火电装机占比依然最大，占比接近一半；二是发电装机分布极不均衡，主要分布在中部及北部矿区。根据智利投资局公布的数据，2021 年 4 月智利总发电量为

65.23 亿千瓦时，其中煤电发电量 25.05 亿千瓦时（38.4%）；燃机发电量 16.03 亿千瓦时（24.6%）；水电发电量 8.86 亿千瓦时（13.6%）；太阳能发电量 7.31 亿千瓦时（11.2%）；风电发电量 4.55 亿千瓦时（7%）；生物质发电量 1.77 亿千瓦时（2.7%）；其他类型发电量 167 亿千瓦时（2.5%）。可再生能源发电量占比合计 23.4%。

二、电力运营机制

智利电力投资和运营均已私有化，发、输、配、售已经分开，分别有不同的监管环境。电力系统运行实现完全智能化管理，电站上网可采用现货市场竞价上网和签署 PPA 购售电协议两大类。

1. 现货市场竞价上网

上网售电次序和发电量分配完全由系统自动调节。各类能源通常上网优先级顺序从高到低是可再生能源（小型水电、光伏、风电）、大型水电、煤电、天然气、柴油。现货市场以总发电成本最小为目标，基于某时点的系统负荷和机组发电边际成本进行安全经济调度，边际出清形成电量的市场价格。当较高的变动成本设定为市场价格时，变动成本较低的发电企业除了能够在现货市场回收其变动成本，还能够回收一部分固定成本；而市场中变动成本最高的机组只能从现货市场回收其变动成本。

2. PPA 购售电协议

获取方式有两种，一是发电商通过参与智利国家能源委员会（CNE）组织的大型 PPA 招标获取，二是发电商可通过与大客户自由谈判获取。PPA 协议将界定售电模型、时段及电价。PPA 售电弊端在于卖电方必须保证买电方的用电需求，如由于发电商问题无法按时供电，则需要遵循上述规则在现货市场买电以履行 PPA 所规定的电量保证。

三、电价分析

智利电力市场发电商的收入分为两部分，即电量收入和容量收入。电量收入即为电站实际售电的电量收入，容量收入取决于电站的“稳定容量”，稳定容量即电站的最低可用容量，取决于电网年用电需求和该电站最低发电量，容量电价由政府部门每半年核准一次。

PPA 电价和现货市场电价既有关联又有不同。现货市场电价优势是电价高、收益好，可再生能源可优先进入现货市场，消纳不存在问题；劣势是电价不稳定，受经济发展水平、大宗材料价格影响较大。PPA 电价优势是价格稳定、期限长、风险小；劣势是当现货市场电价高于 PPA 电价很多时，PPA 售电收益较少。

1. PPA 电价历史表现

根据智利能源委员会（CNE）信息，2006-2017 年期间，PPA 签约电价保持在 33-131 美元/兆瓦时区间内。PPA 签约电价在 2008-2014 年达到高点，最高时为 131 美元/兆瓦时，主要是由于来水量减少，水电发电量大幅度下降，从而依赖更为昂贵的火电（主要为煤电）发电，带动价格上浮。随着可再生能源快速发展，2017 年公开招标 PPA 签约价格创下新低，为 33 美元/兆瓦时。

2. 现货市场电价历史表现

智利现货市场竞价上网近 10 年价格波动较大，趋势为先降而后有所反弹，主因是随着可再生能源的快速发展，以及光伏、风电价格大幅下降引起现货市场价格的骤降。2009-2019 年间智利现货市场电价从 115.7 美元/兆瓦时下降到最低点 47.9 美元/兆瓦时之后有所回升。

四、可再生能源发展迅速

得益于优越的风光资源条件，独立、稳定的监管政策，以及自由透明的市场规则，自 2005 年以来，智利可再生能源发展迅速，2005 年可再生能源装机占总装机占比 2%（主要是小水电和生物质能），2015 年增长至 12%，2020 年增长至 25.2%（其中风光占比合计 23.3%），合计 670.3 万千瓦，提前完成 2025 年目标（25%）。

根据 CNE 数据，截止 2020 年年底，在建可再生能源项目装机为 590 万千瓦，预计 2021-2023 年期间陆续投产。此外，目前 212 个前期项目正处于环评阶段，总投资额约 123 亿美元。

五、国家电力发展规划

简单概括，智利国家电力发展规划按照时间节点分为 2030 年短期目标、2040 年中期目标和 2050 年长期目标：2030 年总装机达到 3882 万千瓦，其中光伏装机为 982 万千瓦（25.3%），风电装机为 831 万千瓦（占比 21.4%）；2040 年总装机达到 5449.5 万千瓦，其中光伏装机为 1711 万千瓦（31.4%），风电装机为 1836 万千瓦（33.7%）；2040 年关闭所有煤电机组；2050 年达到碳中和。

电力市场分析及预测

一、可再生能源未来发展空间较大

其一，智利政府为应对气候变化及碳中和要求，在 2020 年基础上，2030 年新增风光装机合计为 1 193.2 万千瓦，2040 年新增风光装机合计为 2927.2 万千瓦。此外，政府要求 2040 年关停所有煤电机组（约 532 万千瓦），煤电机组的关停势必需要可再生能源进行代替。其二，电力需求增长速度较大，根据经济学人智库 2021 年 6 月数据预测，2021-2030 年智利 GDP 年复合增长率为 2.9%，人口年复合增长率为 0.1%。CNE 于 2021 年 1 月重新调整了对 2021-2040 年的电力需求预测，最新预测显示 2040 年电力需求达到 1111 亿千瓦时，比 2020 年电力需求 712 亿千瓦时提高了 56%。

二、受疫情影响短期内电力需求增长放缓

新冠疫情已影响了智利主要的经济领域，智利央行数据显示，2020 年智利 GDP 增速同比下降 5.8% 国际货币基金预测智利 2021 年 GDP 增速为 5%左右 2022 年有望进一步提升。因智利经济发展速度放缓，此前电力需求的高速增长势头在 2020 年受到抑制。

三、疫情后电力需求增长有望加速反弹

智利政府 2020 年划拨 GDP 总量 12% 的费用（约 118 亿美元）用于抗击新冠疫情，并出台一系列财政刺激政策。截止到 2021 年 6 月，全国已接种疫苗人数达 1100 万人，接种率为 54.1%，接种速度全球前三、拉美第一。因此疫情过后，智利经济有望快速反弹，智利正努力奔向发达国家用电人均水平，目前美国、加拿大等发达国家人均用电水平为 10 兆瓦时，而智利仅为 4 兆瓦时。此外，智利采矿业发达，采矿业用电需求约占总用电需求的 51%，当下铜矿价格上涨，采矿业用电需求将持续增长，进一步支持电力需求的增长。

根据智利投资局 2021 年最新数据，SEN 对 2021-2040 年的用电量进行了预测，2021 年用电需求约 739.4 1 亿千瓦时，2030 年将上升至 947.72 亿千瓦时 2040 年将上升至 1111.74 亿千瓦时。

投资智利电力市场优势及风险分析

一、投资智利电力市场优势分析

1. 契合“一带一路”倡议，符合国家战略。智利是第一个与中国签署双边自由贸易协定的拉美国家，2018年签署共建“一带一路”合作谅解备忘录。开发智利市场体现了认真践行“一带一路”倡议的良好形象和积极作为。

2. 智利国家政治经济稳定，风险水平较低。智利市场开放，自由化程度高，法律健全。中国信保2020年对智利国家风险评价为L级，主权信用风险评级为L级；国家风险展望稳定，主权信用风险展望稳定；穆迪、惠誉和标普三大国际评级机构给与智利的最新评级分别为A1，A-，A，均处于拉美最高评级。

3. 符合世界清洁能源发展趋势。面对全球气候变暖、自然灾害日益增多的形势，随着要求减排温室气体，尽早实现碳达峰、碳中和的呼声越来越高，风光等清洁能源发展将成为未来的主力。

根据智利国家电力规划，该国在2040年清洁能源占比至少达到总装机65.1%，投资智利电力市场符合世界清洁能源发展的趋势。

二、投资智利电力市场风险分析

1. 外籍劳务要求严格

外国人在当地工作必须在入境前取得工作签证，遵守当地法律，同当地劳动者一样享受劳工法规定的各项权利，雇主必须为外籍工人依法缴纳养老、医疗、工伤等各类保险。企业使用外籍员工人数不得超过员工总数的15%，本国不能提供的专业技术人员可适当放宽。

2. 税收合规风险

智利税法较为完善，特别是针对一些避税手段、境外关联交易、转移定价等都有具体要求，缺乏熟悉智利税法的专业人员会加剧后续管理中依法纳税的风险。

3. ESG管理风险

环境影响是智利审批投资项目的重要环节之一。智利政府于2019年公布了一项旨在加大预防发生损害自然环境行为的法案，以让企业建立控制与安全机制、避免对环境造成影响以及对违法者进行处罚。近年，外资企业在智利投资能源项目遇到较多问题，主要在环保和土地使用等方面遭到项目所在地社区反对，导致项目延迟、搁浅或移址。智利工会力量强大、组织遍布全国，必须遵守劳动相关的法律法规。需要专门设立社区投资基金，目的是协助解决项目附近区域的居民生活、社会就业等民生问题。

三、中国建材集团、中材节能动态

1、聚焦两会 | 彭寿代表持之以恒为行业高质量发展建言献策（中国建材集团 2022-03-10）

聚焦两会 3月5日，十三届全国人民代表大会第五次会议在人民大会堂举行开幕会。全国人大代表、中国工程院院士、中国建材集团总工程师、凯盛科技集团董事长彭寿参加会议，与数千名全国人大代表广谋良策、共商大计。今年两会是彭寿代表履职的第10年，他围绕国家“双碳”战略发展、战略性资源开发、产业转型升级、一流企业培育等方面提出1件议案和3件建议，为国家和行业高质量发展建言献策。

紧扣国家战略 助推行业发展

议案：完善政策体系加速光伏建筑一体化发展



- ◆ 建议修订《中华人民共和国建筑法》等法律法规，规定从规划设计阶段抓光伏一体化应用，要求在新建筑规划中强制采用光伏材料产品，明确建筑立面至少四分之一或等量面积实现光伏覆盖，或者强制性规定新建筑耗能必须实现 20% 以上能源自给，并对主体、期限、程序、法律责任等均做出明确规定。
- ◆ 建议修订政府采购条例，政府采购工程中强制性要求采购光伏材料产品，从需求端推动 BIPV 发展。
- ◆ 建议加快修订与完善 BIPV 标准，形成与技术发展和市场相匹配的标准体系，

让 BIPV 发展有据可依，推动行业向规范化方向发展。

建议：强化基础原材料开发保障国家战略产业安全



◆ 建议成立国家战略性矿产资源委员会，建立部际联席会议协调机制，统筹协调为我国关键矿产及基础原材料的可持续开发锚定“赛道”。

◆ 建议加快制定战略性矿产资源勘查专项规划，加速启动离子型稀土、高纯石英等战略性矿产找矿行动并给予专项经费支持。

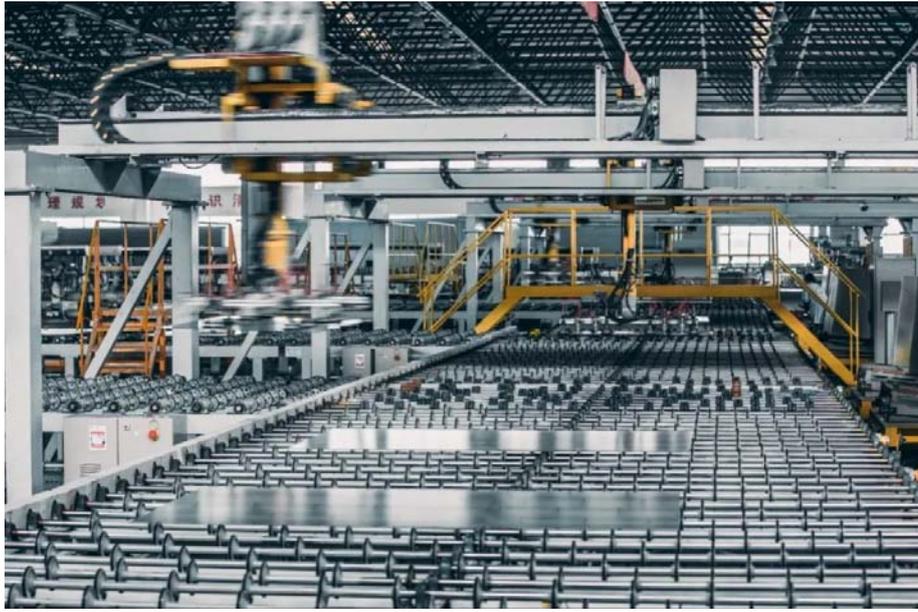
◆ 建议尽快制定战略性矿产资源及原材料开发技术路线图，构建“勘查-开采-利用”的基础原材料开发技术体系，把资源变成材料、把材料变成产业，夯实国家战略产业安全“压舱石”。

建议：立足“中国优势”，打造世界一流企业



- ◆ 建议制定优势标杆企业目录，搭建世界一流企业培育梯队，专项政策支持优势企业开展并购重组实现属地化发展，为地方经济建设做出应有贡献。
- ◆ 建议加速平台国际化，引导中国企业在国(境)外设立研发平台、检测平台、产业平台，汇聚国际一流人才、促进多元文化融合、提升企业战略纵深，强化中国企业国际规则制定权与话语权。
- ◆ 建议推进资本国际化，立足粤港澳大湾区打造国际性、市场化开放资本平台，深化证券、基金互联互通。

建议：加快传统产业新旧动能转换实现高质量发展



- ◆ 建议不对“两高”企业“一刀切”，对于效益突出、能耗先进、环保领先等符合国际标准的优势企业，将其列入“两高”领域转型升级标杆企业示范名单，专项支持其绿色化、智能化、高端化转型，打造世界级“灯塔工厂”，示范引领推动传统产业新型化、新兴产业规模化。
- ◆ 建议制定全国统一的环保标准，区域之间协同作战、强化监督，严禁发达地区和欠发达地区的差异化执行，避免出现区域之间产能、能耗、污染的“碳转移”，打造公平可持续的绿色经济发展生态。

立足中国建材 传递行业声音

彭寿代表在会议间隙接受多家主流媒体采访畅谈履职心声和感受



人民日报：发展是解决我国一切问题的基础和关键，创新是引领发展的第一动力。要把企业发展融入党和国家事业大局，锚定实现高水平科技自立自强的目标，实现关键材料工业化量产，以实际行动助力国家创新驱动发展战略。

新华社：当前，全球政治经济秩序加速变革，世界面临百年未有之大变局。于变局中开新局、在危机中育先机，就必须立足“双循环”，打造一批具有创新优势、产业优势、生态优势的世界一流企业，树立中国品牌、展示中国自信。

人民网：大力发展 BIPV 是推进绿色新型城镇化、实现双碳目标的重要抓手，作为“光伏+”应用的新场景、新业态、新模式，BIPV 能否实现快速普及、推动能源结构调整，关键在于政策引导。

新华网：传统产业新旧动能转换既要坚持“全国一盘棋”，又要考虑区域、部委联动，他建议制定全国统一的环保标准，区域之间协同作战、强化监督，避免出现区域之间产能、能耗、污染的“碳转移”，确保自上而下统一标准、统一执行，打造公平可持续的绿色经济发展生态。

科技日报：中国建材集团通过创新驱动发展，实现了疫苗药用玻璃、柔性折叠屏玻璃、超薄电子玻璃、高性能碳纤维、锂电池隔膜、人工晶体等一大批新材料产业化，打破了国际垄断，保障了产业链供应链的稳定安全，进一步增强了国家建材工业的核心竞争力。但从整体看，我国制造业的综合竞争力与世界一流水平相比还存在不小差距，高端供给能力不足，已成为影响高质量发展的关键制约。

中国建设报：建筑业是国民经济的支柱产业，为我国经济社会发展和民生改善作出了重要贡献。但同时，随着城镇化的持续推进，建筑业逐步成为碳排放的大户，面临的转型发展任务十分艰巨，成为我国零碳发展的“主战场”。

中国企业网：树立中国品牌、展示中国自信、支撑中国主张，使之成为参与国际规则优化与重构、建设人类命运共同体的重要力量。

中国新闻网：资源兴则产业兴，资源稳则经济稳。关键矿产及原材料是我国经济社会发展的物质基础，也是全球战略性竞争的关键焦点。

中国建材报：党的十九大以来，面对国内外环境的深刻复杂变化，党中央把握世界发展大势和我国发展阶段性特征，加速推动我国经济由高速增长向高质量发展阶段转变。

中国建材杂志：一批中国企业发挥中国政策优势、市场优势、资源优势，取得了量变引领质变的跨越，在世界舞台“崭露头角”，为我国经济社会发展、科技进步、国防建设、民生改善作出了贡献。

安徽日报：安徽是国家战略科技力量重要布局省份，近年来诞生了不少重要科技创新成果，为提升我国科技实力作出了安徽贡献。接下来要聚焦国家战略需求，立足大校大院大所聚集优势，用好大科学装置等有利科研资源，努力点亮更多科技树，用科技创新的实际成效为一域争光、为全局添彩。

安徽新闻联播：我们的地和国土是有限的，建筑一体化和老旧建筑的改造加强绿色、节能环保材料的应用是非常重要的，也应该有专项资金的支持。

党的二十大召开之年，举行的全国两会，立足百年奋斗新起点、着眼新时代十年新跨越、展望开创未来新局面，任务重大，意义非凡。关于未来，彭寿代表说：

我们要按照习近平总书记“产品卓越、品牌卓著、创新领先、治理现代”的战略指引，抢抓“双碳”、数字经济等战略机遇，持续提升产业的技术基础、创新能力、整体韧性，继续加大国家玻璃新材料创新中心等“十四五”首批国家制造业创新中心的建设力度，强化矿产及原材料等重点领域的关键共性技术供给，加快打造一批具有国际竞争力的原创技术策源地、生态主导型企业、“专精特新”企业，共同推动产业的高端化、量产化、全球化，真正实现以创新引领企业发展、以创新提升制造质量、以创新建设制造强国。

四、竞争对手动态

1、中国能建签约孟加拉国 500MW 光伏项目 EPC 框架合同（带路高参私享汇 2022-03-22）

当地时间 3 月 19 日，中国能建国际集团与 Beringia Energy Global 公司在孟加拉国首都达卡签署了孟加拉国巴哈拉查拉 500MW 光伏项目 EPC 框架合同，实现了孟加拉市场滚动发展。

该项目位于孟加拉国吉大港区班苏叙卡里镇，距离吉大港市中心约 45 公里，主要工程内容包括 500MW 光伏电站及配套输变电等工程的设计、采购、施工与调试，将采用“滚动开发”的模式分期推进项目开发建设。

孟加拉国当前可再生能源在全国电力装机容量的占比不到 3%，未来将大力支持清洁能源开发建设，持续优化能源结构。该项目所在地拥有丰富的太阳能资源，项目建成后将为周边地区提供充足电力，并显著提升孟加拉国的可再生能源占比。

2、中国电建中标缅甸光伏 IPP 项目（带路高参私享汇 2022-03-17）

2022 年 3 月 15 日，山东电建正式收到缅甸电力部 EPGE 签发的缅甸地面光伏 IPP 项目中标通知书，这是该公司首次在海外中标 IPP 及新能源类项目。

该项目是缅甸电力部 2021 年 6 月发布的缅甸国家第二批地面光伏 IPP 招标项目，总容量 100MW，总投资额约 1.21 亿美元，由山东电建与香港新能投资控股有限公司组成联营体参与项目投标。项目计划 2022 年 10 月实现首次并网发电，建成后有利于减轻当地供电压力，推动当地光伏扶贫，带动相关产业经济发展。

该项目的中标，是中国电建企业开拓国际 IPP 及新能源类市场的又一突破，进一步提升了中国电建在海外新能源类市场竞争力和品牌影响力。

3、中国能建中标菲律宾北吕宋变电站改造项目（带路高参私享汇 2022-03-16）

3月11日，中国能建东电一公司菲律宾区域公司收到了菲律宾国家电网中标函，首次中标菲律宾北吕宋变电站改造项目 II 第6标段项目（英文名：North Luzon Substation Upgrading Project 2, Schedule VI - (Laoag, Bauang, San Esteban & Bacnotan Substation Portion) & Pinili Substation Project - (Currimao Substation Portion)），中标金额1800万美元。

该项目共涉及5个变电站的改造施工，包括一次/二次设备和材料的设计、供货、安装、试验和调试工作，各变电站的施工周期介于360天至720天不等。

该项目业主是菲律宾国家电网公司（NGCP），在2009年由中国国家电网、Monte Oro Grid Resources Corporation以及Calaca High Power Corporation三家公司联合成立，拥有菲律宾电网25年特许经营权，负责管理和运营菲律宾三大岛屿的输变电系统。

菲律宾国家电网公司（NGCP）每年用于输变电设备改造和新建工程的投资额都在300-400亿比索左右，市场份额足，投资力度大。

本次成功中标菲律宾国家电网项目，是公司在成功开拓网信工程项目后，取得的又一重大突破。

五、其他信息

1、自由买卖电，难在哪？（原创 武魏楠 能源杂志 2022-03-23）

文 | 武魏楠

2021年国家发改委的发改价格〔2021〕1439号文（以下简称1439号文）一经发布就震动了整个行业。“工商业用户全部进入市场”的规定彻底打破了电力系统购统销的传统局面。

然而在电力涨价的大背景下，“涨价”成为了横亘在用户顶上挥之不去的一片“阴霾”。没有了统一的政府定价，担心自己吃亏的情况并不少见。更不要说还有少部分电网代理购电的存在。一旦价格有了偏差，难免有人会有不同意见。

3月初，山东能源监管办、省发展改革委和省能源局起草了《关于做好2022年山东省电力现货市场结算试运行工作的补充通知》（征求意见稿）。其中明确要求“在5月份零售交易中试行分时价格类套餐峰谷比例约束”。这个政策不免让售电公司有了意见，零售市场的自由度一下子就被限制的太多了。

事情要追溯到3月7日，山东省能源局和山东能监办联合发布了《关于做好山东省电力现货市场零售交易有关事项的通知》，其中规定了“从2021年4月份开始，山东省电力零售市场零售套餐取消固定价格类，零售套餐分为分时价格类、阶梯价格类、市场费率类和混合类。”

有山东电力市场相关人士告诉《能源》杂志记者，近期的一系列变动主要是由代购电价格与现货市场价格的差距造成的。“按照规定，开展现货地区的代购电价格不应该参考之前的峰谷电价。但山东沿用了之前峰谷电价，这就和现货市场之间形成了一定的价格差距。用户对此有了意见。”

这并不是山东的单一现象。据媒体报道，电网代理购电价低于市场交易电价现象普遍存在于多个省份。从2022年1-3月的价格来看，有的省份连续三个月的电网代理购电价格都低于月竞出清价格。

姑且不论代购电价格的具体高低问题，至少在部分用户看来，没有进入市场反而取得了优惠电价，是一种“不公平”的行为。这种集体性的反对意见逐渐形成了政府对于零售市场正的修正。

问题出在哪？

“其实政府的想法是为了将批发市场价格传导到零售市场，避免售电公司不给用户分时价格。”一位接近规则制定的山东电力市场人士告诉《能源》杂志记者，“代购电带来的价格差距问题确实存在，但不能说这就是核心问题。现在市场电价是有高低峰谷差的，但是具体到零售市场，基本还是单一的固定价格。这应该不是政府想看到的。”

《能源》杂志记者翻阅了2022年1月印发的《山东省电力零售市场交易规则（试行）》（2022年试行版V1.0），在文件的第三章零售套餐，第二节电量价格机制和基准曲线，第十七条中明确写着“按照价格形成方式，零售套餐电量价格可分为固定价格类、分时价格类、阶梯价格类、市场费率类、混合类等，探索应用绿色零售套餐。固定价格类：每天各时段的价格为固定单一价格……”

明明在规则文件中写明了固定单一价格可以是零售套餐的一种，却又将其取消。实在是让人困扰。实际上，让人困扰不止于此。2002年6月公布的《山东省电力零售市场交易规则（试行）》中有关零售套餐分类的规定是这样的：“按照价格形成方式，零售套餐电量价格可分为固定价格类、阶梯价格类、市场费率类和混合类。固定价格类：在合同期内，每天各时段的价格是固定的……”

两相比较不难发现，旧版规则虽然是固定价格，但实际上可以每天时段价格不同，也可以相同。而新版规则是将固定价格与分时价格进行了区分。

“从完善规则的角度上来说，新版本算是细化。但有点好心办了坏事的感觉。”从《能源》杂志记者了解的情况来看，目前售电公司的零售套餐基本都选择的是单一固定价格。正是这个单一的固定价格，让用户对比了代购电价格后，在心里产生了想法。

那么下一个问题就是，为什么大家都搞单一固定价格套餐呢？

选择不多

有售电公司把问题归结为批发侧没有放开曲线价格购电。

“现在售电公司从发电公司中长期合约，要么是一个固定价格，要么是仅有两三个曲线的分时段价格。”山东省内售电公司人士对《能源》杂志记者说，“虽然是分时价格，但发电侧考虑的是加权之后负荷电厂利润。”

实际上不仅是独立售电公司，即便是发售一体的企业也搞不了特殊。对于固定价格套餐被取消的情况，他们也只能无奈地认为“难道就没有一点自主经营权么？”

实际上，在1439号文之后印发的《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》中已经明确了“各地要结合当地电力市场发展情况，不断缩小电网企业代理购电范围。”

显然，由电网代购电相对低价引发的用户不满情绪不会持续很久，大概率固定价格套餐的取消也不会长久执行。但问题在于，在未来的市场中，如果各类售电公司还是采取一致的商业路径，政府还要再来这么一手么？延伸来看，这实质上是政府如何以及在何时才算恰当干预市场的问题。

表面上看，山东发电侧市场力集中在五大发电手中，容易形成统一行为。不过发电侧市场属于to B，而零售侧市场属于to C，两者的商业逻辑并不能一概而论。批发侧市场中，发电企业更倾向于采取稳妥的商业策略（至少目前国内发电企业是这样的），但对于零售侧的售电公司来说，竞争本就还处于相对激烈的阶段，各省还有大量（数十家）的售电公司。随着市场的发展，售电公司势必要采取各类差异化的竞争手段。到那时，各类零售套餐也就有了用武之地。

政策是有时间局限性的，这并非是贬义词。在当前的历史条件下，我们相信取消固定价格套餐有利于用户和电改红利释放。不过我们更希望看到政府逐渐摸索出一套恰当的干预市场制度，保障脆弱的电改稳步推进。

2、终端用能清洁替代趋势展望（原创 霍沫霖 能源杂志 2022-03-21）

近年来我国电能和天然气占终端能源消费比重逐步提升，煤炭占比稳步降低，油品比重总体保持平稳。终端能源消费中煤、油、天然气、热力、电力、其他能源的比例从 2010 年的 44.0 : 25.5 : 4.8 : 4.4 : 21.3 : 0.0，变化至 2019 年的 33.6 : 25.2 : 9.1 : 5.3 : 25.1 : 1.7。终端用能从十年前明显以煤为主，转变为现在相对更加多元、更加清洁的结构。

清洁替代面临的机遇和挑战

实现碳达峰、碳中和目标要求终端用能大幅进行清洁替代。化石能源产生的二氧化碳排放占全社会碳排放总量的 88% 左右，因此需要对化石能源进行清洁替代，包括在供应侧采取风电、太阳能等新能源发电措施，以及在消费侧采取电能、氢能、太阳能直接利用、地热能直接利用、生物质能直接利用等多种手段。终端用能清洁替代不仅减少了终端化石能源消费，同时还促进消纳供应侧新能源替代转化而成的电能或者氢能。中共中央、国务院出台的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030 年前碳达峰行动方案》等文件中，鼓励电力、天然气替代煤炭，要求不断提高风能、太阳能、氢能等新能源消费占比，加快构建清洁低碳安全高效的能源体系。

数字化转型和碳排放权交易市场机制的进一步完善为清洁替代带来有利的发展机遇。大数据、物联网、移动互联网、人工智能、区块链等技术迭代更新加快，以及低品位余热供暖、氢能冶金、全废钢电炉工艺等新工艺、新技术发展应用，使得清洁替代技术与智能制造、绿色建筑、智慧交通等技术进一步融合。碳排放权交易促使高耗能企业减少化石能源消费，积极利用清洁能源，通过技术创新提升能源效率，减少二氧化碳排放。

为了保障能源电力安全可靠供应，需要对单一能源品种的依赖造成的风险。未来我国新能源渗透率将快速提升，2030 年新能源装机将达 12 亿千瓦以上，电力系统“双高”特征逐渐凸显，电源侧出力不确定性增大。综合经济持续向好带来负荷增长、极端天气频发、新能源渗透率提升以及电源去煤化带来电源侧出力不确定等多因素，相较于过去新能源占比不高、终端电气化水平较低、集中治理大气污染的历史情况，未来电能替代实施范围及推进速度与我国电力供应保障能力建设有机协同，需要更加稳妥有序、因地制宜、兼顾多元的替代模式。

天然气对外依存度高，供给能力有限，对天然气消费占比进一步提升形成较大挑战。我国整体呈“富煤少气”特征，天然气严重依赖进口，2020 年对外依存度高达 43%，自给能力严重不足。从国内天然气资源储备来看，我国剩余常规天然气 80% 以上属于低渗、深层、深水以及高含硫气等，整体开发难度较大，同时在现有经济技术下，非常规天然气中具有较高开发价值的比例相对较低。从天然气进口来看，近年来受地缘政治、疫情等因素影响，全球范围内天然气开采、运输等环节均存在较大不确定性，对我国天然气供给产生较大压力。受供需关系影响，我国天然气价格水平可能波动较大。

清洁替代趋势展望

在碳减排、能源电力保供、数字化转型、电力市场改革等因素影响下，终端用能预计将持续多元化和清洁化发展趋势。充分考虑在资源禀赋、环境影响、出

力特性、技术成本、安全保障、存储难易等方面特点的差异，不同能源品种之间可以相互补充，共同构成更加清洁低碳安全高效的终端用能体系。

一是终端用能清洁替代将与化石能源清洁利用协同进行。天然气清洁利用可用于发展燃气窑炉、燃气锅炉、区域热电联产和冷热电三联供。煤炭清洁利用可用于集中供热领域推广大型高效锅炉及清洁热电联产。石油清洁利用可用于油-气混动交通等。预计我国终端能源消费中煤、油、气占比将从 2020 年的 33%、24.6%、9.9%变化至 2030 年的 18%、24.5%、12.1%。

二是终端电气化水平和氢能利用占比将逐步提高。中国电力企业联合会提出 2030 年电能占终端能源消费比重将提高到 35.7%。中国氢能联盟提出在 2060 年碳中和情景下，氢能在我国终端能源消费中占比将达 20%左右，可再生能源制氢产量约为 1 亿吨。

在工业领域，自动化程度高、控制灵活、启停方便的电气化设备将得到大力推广，主要包括电动鼓风机、电动空压机、电动挖掘机、电液锤、电动破碎机、电钻井等辅助电动力装置，蓄热式电锅炉、高温蒸汽热泵等工业用热水蒸汽装置，工业电窑炉等热处理装置，以及有轨机车、电动重卡、电拖动、分拣机器人、皮带廊、油气管线电力加压技术等工业运输装置。氢气将在钢铁行业中作为还原剂，在化工行业中与氨和甲醇共同作为生产原料。

在建筑领域，热泵、电锅炉、电蓄冷、工业余热供暖等技术将会得到大力推广，应用于高校、商业综合体、数据中心等大型公共建筑，以高效满足建筑用热（冷）需求。随着北方地区“煤改电”清洁取暖继续推进，在北方城市市政集中供暖区域将试点开展热网末端电补热技术。根据住建部发布的《“十四五”建筑节能和绿色建筑发展规划（征求意见稿）》，“十四五”末建筑用能电气化比例超过 50%。

在交通领域，5G 技术、卫星定位导航、物联网技术、大数据和自动驾驶等高新技术在交通领域广泛应用。电气化铁路、城市轨道交通成为公路交通的重要补充。城市公共交通工具和物流配送车将实现电气化全覆盖。长江经济带等重要港口将实现“全电港口”、“全电通航”。

在农业领域，农田机井电排灌、农业现代化大棚、电气化育种育苗技术将推广应用于农业种植领域。电温控、智能电养殖技术将推广应用于水产畜牧领域。电烘干、电加工技术将广泛应用于农产品加工领域。电力仓储保鲜、冷链物流技术将推广于仓储物流领域。国务院印发《“十五”推进农业农村现代化规划》[国发〔2021〕25 号]，要求加强乡村清洁能源建设，提高电能在农村能源消费中的比重，预计“十四五”期间，太阳能、风电等清洁能源将在农村迎来大规模发展。

三是终端能源清洁替代中可再生能源直接利用将逐步发展。其中在地热能直接利用方面，通过热交换泵或地热蒸汽泵等技术实现建筑高效供暖/供冷；在生物质能直接利用方面，通过生物质碳化、热解及化学转化等手段，将其转化为居民供暖及工业生产所需的燃料；在太阳能直接利用方面，通过太阳能热收集技术用于居民日常供暖。预计我国终端能源消费中可再生能源直接利用的占比将从 2020 年的 0.9%提升至 2030 年的 1.1%。

四是终端能源清洁替代将与数字化技术深度融合，实现新设备与电网友好互动，促进提升电力系统灵活性，有利于新能源消纳。在清洁替代同时可加装储能、蓄冷、蓄热、电制氢等设备，以及实施移峰填谷的工业流程再造工作。

五是商业模式不断发展创新。合同能源管理模式（EMC）、建设-移交模式（BT）、建设-经营-转让模式（BOT）、公私合营模式（PPP）等商业模式不断推广应用。

同时“共享替代”等新的商业模式也在逐步发展成熟，进一步保障替代项目顺利实施。利用互联网思维，通过搭建“共享平台”，推动替代设备拥有方与使用方完成对接，提升电能替代设备使用率，解决设备初始投资高的问题。

政策建议

结合终端用能清洁替代的补贴可持续性、技术研发问题、基础设施建设问题，以及终端清洁替代发展趋势，有六方面政策有待加强。

一是在规划方面，以实现“双碳”为目标，统筹绿色发展、电力保障与成本可接受的关系，坚持终端用能“宜煤则煤、宜电则电、宜气则气、宜可再生能源则可再生能源”原则，因地制宜、科学合理制定终端多种能源高效协同发展规划，将终端能源清洁替代及相关基础设施建设纳入能源发展规划、节能减排方案等，并与地方经济社会发展规划、城市发展规划有效衔接。

二是在因地制宜制定产业补贴方面，充分考虑各地经济发展、资源禀赋及自然条件、能源电力供应保障情况等因素，制定设备购置补贴或者能源消费补贴，有序推进清洁替代。根据技术成熟度、经济性的变化情况，形成差异化的补贴降低方案。建议在推广应用环节对前期投资大、运行成本较高、节能减排效果显著的清洁替代产品或项目实施补贴，加快重点领域节能降碳步伐，带动全行业绿色低碳转型。

三是在强化环保标准约束方面，细化环保类引导政策的指标体系及奖惩措施，严格生态环保监管执法，发挥环保考核倒逼作用。健全大气排放标准体系，修订完善各类工业窑（锅）炉环保及能耗标准，优化提升清洁供暖标准和交通领域大气污染物排放标准，出台具体的港口污染物排放监测、控制手段要求以及相关奖惩措施。

四是在技术研发与示范方面，对高效热泵、纯电动船、电动汽车、储能、高温电锅炉、蓄热电窑炉等新技术的研发在贷款、税收等方面给予支持，促进清洁替代新技术、新装备加快攻关。支持关键技术示范应用，包括新能源汽车超级充电技术，和大型纯电动农业耕种设备等。

五是在市场机制方面，建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制，推广绿色电力证书交易。市场化用户通过购买绿色电力或绿证完成可再生能源消纳责任权重。推动将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡，充分发挥分时电价作用，释放需求侧资源促进电力供需平衡和促进新能源消纳的价值。建立替代项目低碳化认证体系，支持开展替代项目碳排放量备案和参与碳市场交易，基于环保效益变现促进提高替代项目经济性。

六是在金融政策方面，建立完善政府主导、分级负责、多元筹资的投融资模式，充分发挥政策性金融机构的作用，鼓励发展支持重点领域建设的投资基金，支持重点领域清洁替代项目开展股权和债权融资，采用 PPP 等模式，创新融资方式，拓宽融资渠道。鼓励各银行业金融机构针对清洁替代项目建立绿色信贷服务体系，探索创新信贷服务，为替代项目单位提供低息贷款等优惠。

六、我们的投资机会及投资风险

本期共收集 20 篇文章，关注政策带给我们的减税红利。