

君合专题研究报告

2023年3月30日

ESG绿色低碳转型系列（三十）：风电行业 2022 年回顾及 2023 年展望

前言

2022 年是我国风电行业意义重大的一年。其一，海上风电表现亮眼，2022 年我国海上风电新增装机 6.8GW，占全球当年海上风电新增装机容量的 72.34%。2022 年，国家层面和各地方层面也出台了一系列政策文件鼓励海上风电的发展，加之海上风力资源丰富，深远海开发加速，海上风电项目有望成为未来风电项目的主力军；其二，分散式风电借着政策东风步入发展新阶段，将绿电带入千家万户；其三，“以大代小”项目促进老旧风机更新换代，为老项目注入新动力；其四，核准制改为备案制，立项手续大幅简化，分散式风电迎来发展契机。此外，新增可再生能源不计入能耗总量考核、全国统一电力市场建设加速等政策也为未来风电产业发展打了一剂“强心针”。在资本市场领域，2022 年风电市场交易频率和总量均有明显提升，其中海上风电资产交易规模稳步上升。随着消纳形式好转以及新能源 REITs 的发展，未来风电资产交易市场必将进一步活跃。

本文将从行业动态、重点政策、市场交易等方面带领大家一起回顾 2022 年风电行业的发展情况，并对 2023 年风电行业的发展前景予以展望。

第一章、2022 年度风电市场风向标

一、市场概况

2022 年风电新增装机总体规模连续第二年同比下降，但海上风电装机容量数据可观。根据国家

能源局发布的统计数据，截至 2022 年 12 月底，风电累计装机容量约 3.7 亿千瓦，同比增长 11.2%，2022 年风电新增装机 37.63 GW，同比下降 21%，但 2022 年海上风电表现亮眼。据统计，2022 年中国海上风电新增装机 6.8GW，占全球当年海上风电新增装机容量的 72.34%。中国海上风电总装机容量达到了 25.6GW，超过了英国（13.6GW）、德国（8GW）和荷兰（3GW）的总和。2022 年全球一共投运了 42 个新的海上风电场，其中 29 个在中国，占比 69.04%。

在发电量方面，风电及光伏发电的发电量于 2022 年首次突破 1 万亿千瓦时，截至 2022 年 12 月底风电发电量累计值为 6867 亿千瓦时。国家能源局数据显示，2022 年我国风电、光伏发电量达到 1.19 万亿千瓦时，较 2021 年增加 2,073 亿千瓦时，同比增长 21%，占全社会用电量的 13.8%，同比提高 2%。

2022 年全国平均风电利用率维持在较高水平，但仍有部分省市低于 95%。根据国家能源局发布的统计数据，截止到 2022 年 11 月，风电平均利用小时累计值为 2008 小时。2022 年全国风电平均利用率为 97.6%。只有蒙东、青海、蒙西和甘肃 2022 年度风电消纳率低于 95%，分别为 90%、92.7%、92.9%和 93.8%。

二、行业动态

（一）全国统一电力市场建设踏上新台阶

2022 年 1 月 18 日，中华人民共和国国家发展和改革委员会（以下简称“国家发改委”）、国家能源局发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（以下简称“《统一电力市场指导意

见》”，是继 2015 年《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》系列电改政策之后，我国电力市场建设的最新纲领性文件，首次明确提出了我国统一电力市场体系的总体目标，即“到 2025 年初步形成有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制，到 2030 年基本建成全国统一电力市场体系”。

在《统一电力市场指导意见》的纲领性指引下，2022 年 11 月 25 日，国家能源局综合司进一步发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》、《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》两份全国统一电力现货市场建设的指导性文件，对市场成员、市场构成与价格及现货市场运营等做出细则性规定，准备将全国统一电力现货市场的建设与运行从研究推入实践，而电力现货市场恰是电力市场体系中的重要组成部分，能够发挥市场在电力资源配置中的决定性作用。因此，前述两份文件的推出和未来实践，也将进一步加速全国统一电力市场体系建设，使其踏上发展的新台阶。

（二）老旧风机退役潮开始，“以大代小”项目开展如火如荼

风机可靠性和发电效率会随着服役年限的增加逐渐衰减，服役 15~20 年后就将面临寿命到期问题。而且，老旧风机型号受限于当时技术水平，单体容量以及可靠性、效率等都较现代机型明显落后。中电联数据显示，我国运行 10~15 年间的风电场合计容量约 682.4 万千瓦，运行 15 年及以上的老旧风电场合计容量约 345 万千瓦，自 2022 年起，运行 15 年以上的风电场项目容量将呈现快速增长趋势。

自 2021 年宁夏回族自治区发布《关于开展宁夏老旧风电场“以大代小”更新试点的通知》率先开始试点后，2022 年内蒙古等多地发布地方性政策，鼓励“以大代小”项目开展，“以大代小”项目在全

国范围内如火如荼地推进。据北极星风电网统计，近两年完成招标的“以大代小”技改项目共计 14 个，规模累计 1,329.04MW。2022 年 12 月 24 日，宁夏龙源贺兰山“以大代小”等容技改项目 2 条 35kV 线路及 6 条 10kV 线路全部送电成功，这也是全国首个完成并网的“以大代小”项目。该项目新建 16 台 5MW 机组代替原有 80 台老旧小风电机组。项目投产后，年上网电量约 1.93 亿千瓦时，每年可节约标煤约 5.89 万吨。

风机改造将有利于提升发电量，保障风电机组安全运行，降低风电运维成本。随着各地发文鼓励风电场风机技改，风电场批量改造需求将会更快爆发，将有效释放优质风资源区发电潜力，为全国风电装机市场带来额外增量。

（三）最严补贴核查开启，项目合规性面临“大考”

2022 年 3 月 24 日，国家发改委、国家能源局以及中华人民共和国财政部（以下简称“财政部”）三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，载明核查重点在于补贴取得的合规性，即项目的上网时间点及补贴的容量是否符合要求，是否存在“以少代全”、“批小建大”、“超期服役”、“以晚报早”等问题，涉及了包括风电在内的新能源行业的多个典型问题。

虽然前几年有关部门也曾多次在补贴资金发放前夕开展可再生能源电价附加补助资金相关情况核查工作，但此次核查因具有牵头部门多、核查方式多样、资料收集全面、核查标准高等特点被业内称为“史上最严核查”。2022 年 10 月 28 日，国家发改委、财政部和国家能源局公示了第一批 7,344 个确认合规的项目清单。2023 年 1 月 6 日，国家电网有限公司（以下简称“国网”）和中国南方电网有限责任公司（以下简称“南网”）公布最终版首批合规清单¹，共 7335 个项目率先通过考核，其

¹<https://sgnec.sgcc.com.cn/home/newsenergydetail?newsId=23>

01050404300117389

中，国网区域 6,821 个，较公示期减少 9 个，南网区域与公示清单一致，为 514 个。目前国家层面尚未公布不合规项目清单及处罚措施，但部分省市已经对不合规项目予以了严厉的处罚。截至目前，补贴核查工作尚未完全结束，风电存量项目的合规性仍在接受考核。

虽然此次补贴核查范围广、标准严，部分企业也因项目历史上的合规性问题遭受处罚，但本次补贴核查也有其积极的一面。业内较多观点认为，本次补贴核查的直接目的在于在发放高额补贴、缩小欠补缺口之前摸清项目底数，补贴核查的开展和推进或将意味着欠补问题缓解有望。

（四）分散式风电发展提速

分散式风电项目为风电领域的可再生能源分布式应用模式，相比集中式风电，分散式风电项目具有占地小、就近消纳等优势，但受制于此前项目核准手续繁杂、融资难、并网难等问题，分散式风电项目发展相比集中式风电较为缓慢。

自 2021 年国家能源局正式提出“千乡万村驭风计划”后，2022 年国家和地方层面均出台多项政策推动分散式风电的发展。在国家层面，《“十四五”能源规划》再次明确实施“千乡万村驭风行动”，以县域为单位大力推动乡村风电建设，推动 100 个左右的县、10000 个左右的新行政村乡村风电开发，既为风电下乡提供了政策支持，也明确了实施路径。2022 年 5 月 30 日，国家发改委、国家能源局发布了《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》，提出风电项目由核准制调整为备案制，或将分散式风电扫清立项核准时手续繁杂的障碍，促进分散式风电项目的发展。在地方层面，2022 年，湖北、山西、江西、上海、北京、内蒙古、青海、河南、甘肃等省份陆续出台分散式风电建设计划，张家口还率先明确分散式风电可通过备案的方式立项，降低项目立项难度。

在多重利好政策的推动下，2022 年分散式风电

项目落地数量提升。以辽宁省为例，2022 年 7 月 4 日，辽宁省发展改革委发布《全省 2022 年拟列入分散式风电项目建设方案项目清单》，其中包括 22 个分散式风电项目，建设规模总计 267.4MW。

（五）海上风电敲开平价时代大门

2022 年既是海上风电政策意义上平价时代的元年，也是海上风电项目成本平价化的开端。在政策层面，2019 年 1 月 23 日，财政部、国家发改委、国家能源局联合印发《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，明确 2022 年开始新增海上风电项目不再享受国家政策补贴。

在海上风电项目成本层面，风机大型化是海上风电降本增效的主要手段，2022 年各整机商相继推出大兆瓦机组，新下线机型的最大风机容量和风轮直径已达 18MW 和 260m，同比提升 64%和 24%。大型化风机的进步带动单位千瓦报价的降低。据申万宏源证券统计，风机大型化含塔筒的单位千瓦报价从 2022 年年初至年末，由 4477 元/kw 降至 3329 元/kw，年内降幅超过 25%，加快了海上风电降本进程。

在政策引导和技术进步的推动下，2022 年 11 月中广核汕尾甲子一 50 万千瓦海上风电项目顺利实现全场 78 台风机并网发电，该项目是国内首个海上开工、首个并网发电、首个全容量投产的平价海上风电项目。2022 年 12 月 20 日，中广核汕尾近海浅水区 140 万千瓦海上风电项目全面建成投产，标志着截至目前国内最大平价海上风电场全容量投运。2022 年平价海上风电项目的陆续建成并网，正式敲开了海上风电平价时代的大门。

（六）两网新设结算服务公司欠补问题有望通过发债加速解决

2022 年 8 月，国家发改委、财政部、国务院国资委联合发布《国家发展改革委、财政部、国务院国资委关于授权设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司统筹解决可再生能源发电补贴问

题的复函》(以下简称“《复函》”)。《复函》显示三部门已经同意设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司,统筹解决可再生能源发电补贴问题。北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司将由国家电网公司和南方电网公司分别牵头负责成立,并分别隶属于两家央企。

北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司为自主经营、独立核算的市场主体,与输配电业务有效隔离,不影响电网公司正常生产经营和财务状况,承担可再生能源补贴资金管理业务,不以盈利为目的,将在财政拨款基础上,补贴资金缺口按照市场化原则通过专项融资解决,专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。

北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司的成立,将有助于通过市场化融资手段让更多资金流入可再生能源领域,加快补贴缺口的填补,使补贴拖欠这一困扰新能源企业多年的“顽疾”加速痊愈。

第二章、2022 年度主要风电政策

一、国家层面政策

(一)《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》为全国统一电力市场体系建设提供纲领性政策

2022 年 1 月 18 日,国家发改委和国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》,其主要内容如下:

1. 总体目标:到 2025 年,全国统一电力市场体系初步建成,国家市场与省(区、市)/区域市场协同运行,电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营,跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高,有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到 2030 年,全国统一电力市场体系基本建成,适应新型电力系统要求,国家市场与省(区、市)/区域市场联合运

行,新能源全面参与市场交易,市场主体平等竞争、自主选择,电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

2. 建设多层次统一电力市场体系:

- (1) 加快建设国家电力市场。充分发挥北京、广州电力交易中心作用,完善电力交易平台运营管理和跨省跨区市场交易机制。
- (2) 稳步推进省(区、市)/区域电力市场建设。充分发挥省(区、市)市场在全国统一电力市场体系的基础作用,提高省域内电力资源配置效率,保障地方电力基本平衡。
- (3) 引导各层次电力市场协同运行。有序推动国家市场、省(区、市)/区域电力市场建设,加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接。
- (4) 有序推进跨省跨区市场间开放合作。在落实电网安全保供支撑电源电量的基础上,按照先增量、后存量原则,分类放开跨省跨区优先发电计划,推动将国家送电计划、地方政府送电协议转化为政府授权的中长期合同。建立多元市场主体参与跨省跨区交易的机制,鼓励支持发电企业与售电公司、用户等开展直接交易。

政策解读: 2022 年是新一轮电改的第七年,随着改革的不断加深,现有市场体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在壁垒等问题更加凸显,呼唤电力市场顶层设计和统一规则的早日完善。在这一背景下,《统一电力市场指导意见》应运而生,提出了未来电力统一市场的基本构想,强调多层次电力市场的协同运行和融合发展,理顺统一市场与各地区域市场间关系,意在完善交易规则,破除行政区划壁垒,使全国电力市场的规则和体系更加清晰、各环节衔接更加流畅。

对于包括风电在内的新能源企业而言,随着统一电力市场的建设和完善,将更容易以市场化方式实现绿色电力的环境价值。

(二)《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》拉开补贴核查工作大幕

2022年3月24日，国家发改委、能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作。2022年9月30日，国家发改委、国家能源局、财政部联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，对补贴核查的重点问题做出进一步解释。上述两个通知的主要内容分别摘要如下：

1. 《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》

(1) 自查范围：

截至2021年12月31日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目。

(2) 自查内容：

a. 项目合规性：是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单，以及项目是否依法依规核准/备案等。

b. 项目规模：项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；项目分批并网时间和对应容量以及全部容量并网时间与实际是否一致。在补贴退坡的关键时间节点，是否存在以少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。

c. 项目电量：项目补贴电量、补贴年限是否超过政策要求；项目实际年利用小时数与所在区域同类项目相比是否存在异常偏离情况等。

d. 项目电价：项目实际执行的上网电价，是否超过国家价格政策明确的上网电价（指导价），或是招投标或竞价确定的标杆上网电价，是否存在项目在补贴退坡关键时间节点之后投产，却享受退坡之前的补贴强度等。

e. 项目环境保护：生物质发电项目是否按要求完成环保设施建设，是否受到生态环境部门的违

规处罚，是否违规掺烧化石能源等。

f. 惩戒措施：对于2022年4月15日前企业自查发现并及时整改的问题，核查时将针对违规部分核减相应补贴资金，免于或从轻追究相关责任。对于部分企业拒不开展自查，或存在信息填报不完整，准确度差、填报信息造假等情形，一经发现确认，将采取暂停补贴资金发放、核减相关补贴资金、上报企业信用不良记录、移出补贴清单等措施进行处理，并将相关情况通报组织、监察部门。

2. 《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》

(1) 关于建设时间跨度大的风电项目上网电价的确定。

若风电项目在核准有效期(依据《企业投资项目核准和备案管理条例》(国务院令第673号)第十二条:项目自核准机关作出予以核准决定或者同意变更决定之日起2年内未开工建设，如需可申请1次延期开工建设，期限最长不得超过1年)内开工建设，且在相关政策文件规定的并网时间之前完成全容量并网，则该项目上网电价按项目核准时所在资源区的风电上网电价政策确定。

(2) 关于纳入补贴项目容量的认定。

纳入补贴范围的“项目容量”以核准时确定的容量为准，受风机选型因素影响，允许核准文件明确的项目规模与各省(区、市)年度开发建设方案或实施方案明确的项目规模存在一定偏差，偏差不超过单台额定功率最小机组的容量。项目实际并网容量小于核准容量的，纳入补贴的项目容量以实际并网容量为准；项目实际并网容量超过核准容量的部分，需按比例核减补贴资金。

政策解读：本次补贴核查工作的内容、重点和标准中对于新能源项目建设和运营的合规性，尤其是补贴电价和电量的认定以及超装的判定标准等，均体现了目前能源主管部门的监管口径，对后续风

电项目的设计、建设及运营有着极为重要的参考意义。另外，对于投资方而言，未来收购或投资存量补贴项目时，可将项目是否被纳入合规项目清单作为重点核查事项。

(三)《风电场利用率监测统计管理办法》 明确计算方确风电场利用率监测方法

2022年4月26日，国家能源局发布《风电场利用率监测统计管理办法》（以下简称“《监测统计管理办法》”），以求进一步规范完善风电场受限电量和利用率监测统计工作，促进风电消纳和风电行业高质量发展，其主要内容如下：

1. 风电场受限电量是指排除场内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后，风电场可发而未发出的电量。

2. 电场每日受限电量按如下公式计算：受限电量=受限时段风电场可用机组可发电量-受限时段风电场实发电量。其中，风电场可用机组可发电量指风电场内除受场内设备故障、缺陷或检修等因素影响风电机组外，剩余可用风电机组在所处自然条件和设备状态下（不考虑电力系统运行因素影响），在相应时间内理论上可发出的电量。系统原因受限电量=受限电量-特殊原因受限电量，其中，系统原因受限电量是指风电场受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未能发出的电量；特殊原因受限电量包括以下情况：（一）因台风、地震、洪水、覆冰、泥石流等不可抗因素导致的风电场出力受限；（二）风电场处于并网调试阶段或自动发电控制系统（AGC）测试阶段、风电场以临时方案接入系统时输送功率超过输变电设备送电极限、风电场出力超出场站并网调度协议载明的装机容量等情况下造成的出力受限；（三）风电场由于并网技术条件不满足相关标准要求，或违反并网管理要求等原因进行整改造成的出力受限；（四）由于风电场送出输变电设备正常计划检修造成的出力受限；（五）市场化方式并网风电场因未落实并网条件导致的出力受限；（六）风电场因市场化交易决策不当导致的出力受限；（七）因风电场外重大工程施工、重大社会活动、执行特殊保电任务导致的出力受限。多种特殊原因同时产生受

限电量时，统计时按照主要原因归纳为上述某一类情况。

3. 风电受限电量计算方法主要采用机舱风速法，各地区风电场根据设备条件差异也可结合实际采用样板机法、测风塔外推法等其他经过验证的计算方法，具体可由风电企业与所属电网调度机构协商确定。

4. 风电场定期向电力调度机构提供风电场受限电量计算所需的基础数据和满足质量、精度要求的实时运行数据。

5. 风电场发电数据报送以单个风电场为单元。各风电场于每月5日前将风电场上月月度发电信息表报送至相应电力调度机构，同时在国家可再生能源信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台填报。

政策解读：风电的发电量存在周期性和波动性的特点，因此，为便于更好地掌握风电实际发电情况、受限电量情况和实际利用率，需要通过科学准确的方式进行测算并将数据结果进行报送。为此，《监测统计管理办法》明确了受限电量的含义、计算方式以及报送要求。《监测统计管理办法》的亮点在于，从受限电量计算方法来看《监测统计管理办法》与此前执行的《风电场弃风电量计算办法（试行）》采用的样板机法不同，《监测统计管理办法》要求“主要采用机舱风速法，各地区风电场根据设备条件差异也可结合实际采用样板机法、测风塔外推法等其他经过验证的计算方法”，新修订的计算方法的变化将更准确、更接近实际的限电量。

(四)《关于加强河湖水域岸线空间管控的指导意见》禁止在河道、湖泊、水库内建设光伏、风电项目

2022年5月24日，水利部印发《关于加强河湖水域岸线空间管控的指导意见》（以下简称“《河湖水域岸线空间管控指导意见》”），其主要内容如下：

1. 光伏电站、风力发电等项目不得在河道、湖泊、水库内建设。在湖泊周边、水库库汉建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需

求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利设施安全，不得影响河势稳定和航运安全。各省（自治区、直辖市）可结合实际依法依规对各类水域岸线利用行为做出具体规定。

2. 依法依规处置。统筹发展和安全，严守安全底线，聚焦河湖水域岸线空间范围内违法违规建筑物、构筑物，依法依规、实事求是、分类处置，不搞“一刀切”。

3. 对增量问题“零容忍”。2018年底河湖长制全面建立，将2019年1月1日以后出现的涉水违建问题作为增量问题，坚决依法依规清理整治。

4. 对存量问题依法处置。将1988年6月《中华人民共和国河道管理条例》出台后至2018年底的涉水违建问题作为存量问题，依法依规分类处理。对妨碍行洪、影响河势稳定、危害水工程安全的建筑物、构筑物，依法限期拆除并恢复原状。

政策解读：近年来，一些地方在河湖内建设光伏、风电项目，影响防洪安全，违反了《中华人民共和国水法》、《中华人民共和国防洪法》、《中华人民共和国河道管理条例》等法律法规关于禁止在河道、湖泊管理范围内建设妨碍行洪的建筑物、构筑物，从事影响河势稳定、危害河岸堤防安全和其他妨碍河道行洪的活动的规定。本次《河湖水岸线空间管控指导意见》旨在再次明确法规要求，禁止光伏电站、风力发电等项目在河道、湖泊、水库内建设。同时，《河湖水岸线空间管控指导意见》也考虑国家能源结构优化调整的需要，不搞“一刀切”，对于湖泊管理范围内的周边区域、水库库汉等水域岸线空间，允许在科学论证、依法审批的前提下开展新能源项目建设。因此，企业在涉河涉湖地区建设项目前，需避让禁止建设区，并依法完成各项审批手续，避免产生颠覆性风险。

（五）《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》推动新能源高质量发展

2022年5月31日，国家发改委、国家能源局

发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》（以下简称“**《新时代新能源实施方案》**”），其主要内容如下：

1. 加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。

2. 促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展。鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。

3. 推动新能源在工业和建筑领域应用。在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到2025年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

4. 继续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准（备案）制度，加强事前事中事后全链条全领域监管。依托全国投资项目在线审批监管平台，建立新能源项目集中审批绿色通道，制定项目准入负面清单和企业承诺事项清单，推进实施企业投资项目承诺制，不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资成本。推动风电项目由核准制调整为备案制。以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合能源项目，可作为整体统一办理核准（备案）手续。

5. 完善新能源项目用地管制规则。建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同

机制。在符合国土空间规划和用途管制要求基础上，充分利用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，布局建设大型风光电基地。将新能源项目的空间信息按规定纳入国土空间规划“一张图”，严格落实生态环境分区管控要求，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草。地方政府要严格依法征收土地使用税费，不得超出法律规定征收费用。

6. 提高国土空间资源利用效率。新建新能源项目要严格执行土地使用标准，不得突破标准控制，鼓励推广应用节地技术和节地模式，用地节约集约化程度必须达到国内同行业先进水平。优化调整近岸风电场布局，鼓励发展深远海风电项目；规范设置登陆电缆管廊，最大程度减少对岸线的占用和影响。鼓励“风光渔”融合发展，切实提高风电、光伏发电项目海域资源利用效率。

政策解读：《新时代新能源实施方案》内容较既往政策最大的亮点是明确“推动风电项目由核准制调整为备案制”，但目前风电备案制只在部分地区开展，尚未在全国范围内推广，未来具体如何落实还需要进一步关注各地具体的配套制度。由于大型风电基地投资额度高、占地范围大、也更关涉公共利益，因此，我们理解，大型风电基地项目不会过早转为备案制。备案制在当前阶段或将最先向分散式风电开放，解决以往因核准手续复杂、审批时间长导致的分散式风电投资热情不高的问题，也顺应了“千乡万村驭风行动”的推进需求。

(六)《“十四五”可再生能源发展规划》勾勒“十四五”期间风电发展蓝图

2022年6月1日，国家发改委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》（以下简称“《十四五能源规划》”），引起了业内的广泛关注。《十四五能源规划》由九部委联合印发，充分体现了各领域主管部门在能源发展方面的协同合作，

也符合“十四五”可再生能源因高质量跃升发展，任务更加艰巨，而对资源详查、用地用海、气象服务、生态环境、财政金融等方面提出的更新更高要求。《十四五能源规划》重点内容如下：

1. 2035远景目标：展望2035年，我国将基本实现社会主义现代化，碳排放达峰后稳中有降，在2030年非化石能源消费占比达到25%左右和风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的基础上，上述指标均进一步提高。可再生能源加速替代化石能源，新型电力系统取得实质性成效，可再生能源产业竞争力进一步巩固提升，基本建成清洁低碳、安全高效的能源体系。

2. “十四五”可再生能源发展主要目标。发电目标：2025年可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦时左右，“十四五”期间发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻倍；消纳目标：2025年全国可再生能源电力总量和非水电消纳责任权重分别达到33%和18%左右，利用率保持在合理水平。

3. 统筹推进陆上风电和光伏发电基地建设。发挥区域市场优势，主要依托省级和区域电网消纳能力提升，创新开发利用方式，推进松辽、冀北、黄河下游等以就地消纳为主的大型风电和光伏发电基地建设。利用省内省外两个市场，依托既有和新增跨省跨区输电通道、火电“点对网”外送通道，推动光伏治沙、可再生能源制氢和多能互补开发，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯等新能源基地。

4. 加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地。在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略和国家意志的大型风电光伏基地项目。

5. 有序推进海上风电基地建设。开展省级海上风电规划制修订，同步开展规划环评，优化近海

海上风电布局，鼓励地方政府出台支持政策，积极推动近海海上风电规模化发展。

6. 积极推动风电分布式就近开发。在工业园区、经济开发区、油气矿区及周边地区，积极推进风电分散式开发。重点推广应用低风速风电技术，合理利用荒山丘陵、沿海滩涂等土地资源，在符合区域生态环境保护要求的前提下，因地制宜推进中东南部风电就地就近开发。创新风电投资建设模式和土地利用机制，实施“千乡万村驭风行动”，大力推进乡村风电开发。积极推进资源优质地区老旧风电机组升级改造，提升风能利用效率。

7. 大力推动光伏发电多场景融合开发。全面推进分布式光伏开发，重点推进工业园区、经济开发区、公共建筑等屋顶光伏开发利用行动，在新建厂房和公共建筑积极推进光伏建筑一体化开发，实施“千家万户沐光行动”，规范有序推进整县(区)屋顶分布式光伏开发，建设光伏新村。积极推进“光伏+”综合利用行动，鼓励农(牧)光互补、渔光互补等复合开发模式，推动光伏发电与5G基站、大数据中心等信息产业融合发展，推动光伏在新能源汽车充电桩、铁路沿线设施、高速公路服务区及沿线等交通领域应用，因地制宜开展光伏廊道示范。推进光伏电站开发建设，优先利用采煤沉陷区、矿山排土场等工矿废弃土地及油气矿区建设光伏电站。积极推动老旧光伏电站技改升级行动，提升发电效益。

8. 稳步发展生物质发电。优化生物质发电开发布局，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，探索生物质发电与碳捕集、利用与封存相结合的发展潜力和示范研究。有序发展生物质热电联产，因地制宜加快生物质发电向热电联产转型升级，为具备资源条件的县城、人口集中的乡村提供民用供暖，为中小工业园区集中供热。开展生物质发电市场化示范，完善区域垃圾焚烧处理收费制度，还原生物质发电环境价值。

9. 推动其他新型储能规模化应用。明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类调节服务。创新协同运行模式，有序推动储能与可再生能源协同发展，提升可再生能源消纳利用水平。

10. 开展规模化可再生能源制氢示范。在可再生能源发电成本低、氢能储输用产业发展条件较好的地区，推进可再生能源发电制氢产业化发展，打造规模化的绿氢生产基地。

11. 推进化工、煤矿、交通等重点领域绿氢替代。推广燃料电池在工矿区、港区、船舶、重点产业园区等示范应用，统筹推进绿氢终端供应设施和能力建设，提高交通领域绿氢使用比例。在可再生能源资源丰富、现代煤化工或石油化工产业基础好的地区，重点开展能源化工基地绿氢替代。积极探索氢气在冶金化工领域的替代应用，降低冶金化工领域化石能源消耗。

政策解读：《十四五能源规划》是整个“十四五”期间我国能源发展的宏观蓝图和总体纲领，也是我国“双碳”目标提出之后的第一个能源发展五年规划。从政策导向角度，《十四五能源规划》的出台，深入分析了当前能源发展的环境和形势，提出了符合实际切实可行的发展目标，准确回答了能源行业在推进“双碳”工作中做什么、如何做的现实问题，有助于指导各部委和地方政府合理、有序推进“双碳”目标的落实，对“运动式”减碳进行纠偏。

此外，在具体举措方面，《十四五能源规划》进一步推动新能源领域“放管服”改革深化，放松可再生能源的投资管理机制，并就未来能源发展提出了多项目标，制定了多个行动计划，坚持多种新能源协同发展，分布式与集中式并举，开启了可再生

能源大规模、高比例、市场化和高质量发展的新篇章。

（七）《关于下达 2022 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》使 2022 补贴金额累计达 671,946 万元

2022 年 6 月 24 日，财政部官网正式下发了《财政部关于下达 2022 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，下达山西、内蒙古、吉林、浙江、湖南、广西、重庆、四川、贵州、云南、甘肃、青海和新疆 11 个省区可再生能源电价附加补助，金额总计 275,496 万元。加之 2021 年 11 月 16 日，财政部下发《关于提前下达 2022 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》载明的 387,000 万元，2022 年补贴金额累计达 671,946 万元。本批次补贴拨付原则如下：

1. 优先足额拨付第一批至第三批国家光伏扶贫目录内项目（扶贫容量部分）至 2022 年底。
2. 优先足额拨付 50kW 及以下装机规模的自然人分布式项目至 2022 年底。
3. 优先足额拨付 2019 年采取竞价方式确定的光伏项目以及 2020 年采取“以收定支”原则确定的符合拨款条件的新增项目至 2021 年底。
4. 对于国家确定的光伏“领跑者”项目，以及国家认可的地方参照中央政策建设的村级光伏扶贫项目，优先保障拨付项目至 2021 年底应付补贴资金的 50%。
5. 其他发电项目，按照各项目并网之日起至 2021 年底应付补贴资金，采取等比例方式拨付。
6. 对于发电小时数已达到合理利用小时数的项目，补贴资金拨付至合理利用小时数后停止拨付。拨付资金已超过合理利用小时数的项目，应在后续电费结算中予以抵扣，抵扣资金用于其他符合条件项目的补贴资金。
7. 电网企业应加强补贴资金管理，可再生能

源发电项目上网电量扣除厂用电外购电部分后按规定享受补贴。同时，电网企业应按照《国家能源局综合司关于印发〈农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见〉的通知》（国能综新能〔2016〕623 号）要求加强补贴资金拨付审核，杜绝掺煤等情况的发生。

（八）《关于组织开展可再生能源发电项目建档立卡有关工作的通知》要求 2022 年 7 月 31 日前并网在运项目建档立卡

2022 年 8 月 19 日，国家能源局综合司发布《关于组织开展可再生能源发电项目建档立卡有关工作的通知》，其主要内容如下：

1. 建档立卡的对象为 2022 年 7 月 31 日前并网在运的风电、太阳能发电、常规水电、抽水蓄能和生物质发电项目，后续并网项目及时建档立卡。
2. 建档立卡的内容主要包括项目名称、所在地、项目业主、核准(审批、备案)时间、装机容量、并网时间、项目运行状态等。
3. 每个建档立卡项目由系统自动生成项目编号。该编码为项目全生命周期的唯一身份识别代码，将与绿色电力证书核发和交易、新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制认定等工作做好衔接。
4. 对 2022 年 7 月 31 日前并网在运的可再生能源发电项目，2022 年 10 月 31 日前完成建档立卡。
5. 2022 年 7 月 31 日后续并网的项目，原则上在并网后一个月之内完成建档立卡。

政策解读：对项目进行建档立卡工作，有利于全面准确掌握全国可再生能源发电项目的数量和规模等情况，为绿色电力证书（以下简称“绿证”）核发和交易、新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制认定等工作的顺利开展打下基础。

（九）《关于提前下达 2023 年可再生能源电价

附加补助地方资金预算的通知》金额达 47.1 亿元

2022 年 10 月 27 日，财政部发布《关于提前下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，载明 2023 年，风电项目补助合计 204,582 万元，光伏发电 257,993 万元，生物质发电 8,425 万元，合计 47.1 亿元，其主要内容如下：

1. 在拨付补贴资金时，应优先足额拨付国家光伏扶贫项目、50kW 及以下装机规模的自然人分布式项目至 2023 年底；优先足额拨付公共可再生能源独立系统项目至 2022 年底；优先足额拨付 2019 年采取竞价方式确定的光伏项目、2020 年起采取“以收定支”原则确定的符合拨款条件的新增项目至 2022 年底；对于国家确定的光伏“领跑者”项目和地方参照中央政策建设的村级光伏扶贫电站，优先保障拨付项目至 2022 年底应付补贴资金的 50%；对于其他发电项目，按照各项目至 2022 年底应付补贴资金，采取等比例方式拨付。

2. 按照《财政部、国家发展改革委、国家能源局关于印发〈可再生能源电价附加资金管理办法〉的通知》，电网企业在拨付单个项目补贴资金时，不得超过国家发改委确定的合理利用小时数。

（十）《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》明确以绿证为可再生能源消费量的核算基准

2022 年 11 月 16 日，国家发改委、国家统计局、国家能源局联合发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》（以下简称“《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》”），其主要内容如下：

1. 不纳入能源消费总量的可再生能源，现阶段主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源。

2. 以各地区 2020 年可再生能源电力消费量

为基数，“十四五”期间每年较上一年新增的可再生能源电力消费量，在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除。

3. 绿证是可再生能源电力消费的凭证。各省级行政区域可再生能源消费量以本省各类型电力用户持有的当年度绿证作为相关核算工作的基准。企业可再生能源消费量以本企业持有的当年度绿证作为相关核算工作的基准。

4. 绿证核发范围覆盖所有可再生能源发电项目，建立全国统一的绿证体系，由国家可再生能源信息管理中心根据国家相关规定和电网提供的基础数据向可再生能源发电企业按照项目所发电量核发相应绿证。

5. 绿证原则上可转让，绿证转让按照有关规定执行。积极推进绿证交易市场建设，推动可再生能源参与绿证交易。

6. 统筹做好各地能耗双控考核。在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核中，将新增可再生能源电力消费量从各地区能源消费总量中扣除，但仍纳入能耗强度考核。

政策解读：在《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》发布之前，根据 2021 年 9 月发布的《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，仅规定超额消纳的可再生能源可以不纳入能源消费总量考核，因此，对新能源消费的促进作用有限。本次《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》明确新增的可再生能源电力消费量均可在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除，使消纳新能源成为企业缓解能源“双控”压力的重要途径，无疑给企业更为充分的绿电和绿证购买动力。因此，未来绿电交易需求侧潜力将进一步被激发，对于新能源企业而言，绿电销售收益有望稳步增长。对于国家和社会而言，这一举措可以引导能源消费结构转型，逐步养成绿色消费习惯。

（十一）《电力现货市场基本规则（征求意见稿

稿)》《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》为电力现货市场的建设指明方向

2022年11月25日,国家能源局综合司发布关于公开征求《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》意见的通知,其主要内容分别摘要如下:

1. 《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》

(1) 电力现货市场近期建设主要任务:

a. 按照“统一市场、协同运行”的框架,构建省间、省/区域现货市场,建立健全日前、日内、实时市场。

b. 加强中长期市场与现货市场的衔接。

c. 做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接,加强现货市场与调峰辅助服务市场融合,推动与辅助服务联合出清,加快辅助服务费用向用户侧合理疏导。

d. 稳妥有序推动新能源参与电力市场,并与现有新能源保障性政策做好衔接。

e. 推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。

f. 直接参与市场的用户、售电公司、代理购电用户应参与现货市场结算,其中代理购电用户与其他用户平等参与现货交易,公平承担义务。推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算,并按照现货价格结算。

g. 各地按照国家要求,结合电力市场发展情况和实际需要,探索建立市场化容量补偿机制。

h. 省间市场逐步引入其他市场主体,放开各类发电企业、用户、售电公司等参与交易。加强省间市场与省/区域市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。

(2) 电力现货市场中远期建设主要任务:

a. 进一步完善现货市场机制。扩大新兴市场主体参与交易的范围,缩短日内/实时现货市场交

易周期。

b. 健全中长期市场。推进优先发用电计划全面放开,通过政府授权合约等机制实现平稳过渡;进一步完善中长期与现货市场的衔接;探索输电权、电力期货和衍生品等交易。

c. 健全电力辅助服务市场。结合各地电力系统运行需要,建立健全无功服务、黑启动的市场化采购机制,探索爬坡等新型辅助服务交易品种,推进更大范围内的辅助服务资源共享和互济。

d. 推动省/区域市场逐步融合,扩大省/区域市场范围,向全国统一电力市场体系过渡。

2. 《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》

(1) 能源监管机构对发电企业参与电力现货市场交易的下列情况实施监管:

a. 是否严格遵守市场注册管理制度,确保注册信息的真实准确性。

b. 是否落实市场交易合规管理和风险防范有关要求,包括但不限于:中长期合同电量分时结算等相关内容是否满足有关规定,出现现货交易申报数据与发电成本大幅偏离、短周期内报价数据较大变化等情形是否及时向电力现货市场运营机构说明。

c. 是否严格遵守电力调度管理规定,服从统一调度,及时、如实向电力调度机构报送以下内容:电厂燃料(蓄水)情况、机组一二次设备的状态和性能变化情况、发电负荷重大变化情况、未按照调度指令运行的情况说明报告以及电力调度机构认为与电力现货市场出清密切相关的信息等。储能等纳入电力调度机构调度管辖范围的市场主体,参照执行上述监管要求。

(2) 能源监管机构不定期对市场主体参与市场情况开展现场检查,检查内容包括在电力市场中所占份额的比例、参与现货报价情况、合同履行情况、企业盈亏情况、有无市场操纵行为、合规性评

估情况等内容。

(3) 电力现货市场运营机构、电网企业和电力现货市场主体按季对照本办法开展合规性自评估，形成合规性管理报告存档。能源监管机构按照“双随机，一公开”原则抽查市场主体提交的合规性管理报告，必要时进行现场检查。

政策解读：电力现货市场是电力市场体系中的重要组成部分，《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》和《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》明确了电力现货市场建设目标、路径、任务和运行要求，并对参与市场主体、市场衔接、信用管理等作出了更为具体的要求。《电力现货市场基本规则》和《电力现货市场监管办法》正式出台后将有助于统一不同试点地区在电力现货市场建设核心方面的认识和规则，破除各地试点时期规则不同导致的区域壁垒，加速全国统一电力现货市场的建设。

（十二）《关于积极推动新能源发电项目应并尽并、能并早并有关工作的通知》不将全容量建成作为必要条件，风电项目应并尽并、能并早并

2022年11月29日，国家能源局综合司下发《关于积极推动新能源发电项目应并尽并、能并早并有关工作的通知》，其主要内容如下：

1. 请各电网企业在确保电网安全稳定、电力有序供应前提下，按照“应并尽并、能并早并”原则，对具备并网条件的风电、光伏发电项目，切实采取有效措施，保障及时并网，允许分批并网，不得将全容量建成作为新能源项目并网必要条件。

2. 对于第一批、第二批大型风电光伏基地项目，请各省级能源主管部门梳理本行政区域内尚未提交接网申请、接网送出工程建设滞后及接网送出工程未纳入国家或省级电力规划情况；请各电网企业梳理本供电营业区内尚未提交接网申请及接网送出工程未纳入国家或省级电力规划情况。

（十三）《关于做好2023年电力中长期合同签订

履约工作的通知》继续鼓励中长期电力交易合同签订

2022年12月22日，国家发改委、国家能源局印发《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》，其主要内容如下：

1. 坚持电力中长期合同高比例签约。市场化电力用户2023年年度中长期合同签订电量应高于上一年度用电量的80%，并通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年中长期合同签订电量高于上一年度用电量的90%。

2. 健全高耗能企业市场交易电价形成机制。基于国家出台的高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平，各地电力主管部门应推动相关职能部门及时出台并动态完善本地区高耗能企业目录清单。高耗能企业交易价格不受燃煤基准价上浮20%限制。高耗能企业与其他企业同场交易的，供应紧张时可优先出清其他企业交易电量。优先推动高耗能用户落实可再生能源消纳责任权重，通过参与绿电交易或购买绿证方式完成消纳责任权重。

3. 完善绿电价格形成机制。鼓励电力用户与新能源企业签订年度及以上的绿电交易合同，为新能源企业锁定较长周期并且稳定的价格水平。绿色电力交易价格根据绿电供需形成，应在对标当地燃煤市场化均价基础上，进一步体现绿色电力的环境价值，在成交价格中分别明确绿色电力的电能量价格和绿色环境价值。落实绿色电力在交易组织、电网调度、交易结算等环节的优先定位，加强绿电交易与绿证交易衔接。

政策解读：《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》鼓励电力用户与企业签订年度及以上的电力合同，对于新能源企业而言，中长期合同的签订有助于为新能源企业锁定较长周期并且稳定的价格水平。另外，《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》再次强调健全高耗能企业市场交易电价形成机制、完善绿电价格

形成机制和加强绿电交易与绿证交易衔接，将促进绿电环境权益价值的反映和实现，激励新能源发展。

二、地方政策

（一）内蒙古“十四五”可再生能源规划提出要推进“以大代小”和分散式风电发展

2022年3月2日，内蒙古自治区能源局印发《内蒙古自治区“十四五”可再生能源发展规划》，其主要内容如下：

1. 积极推进分散式风电开发。在风能资源优越、土地资源紧缺、靠近负荷中心地区优先发展分散式风电，就近接入当地电网，促进土地资源高效利用。在农村牧区大力推进分散风电开发，创新风电投资建设与土地利用模式，实施“千乡万村驭风行动”。在偏远地区、电网薄弱地区、经济开发区、工业园区等场景，结合生态旅游、美丽乡村、特色小镇等民生改善工程，拓展分散式风电发展应用场景。到2025年，多措并举累计建成分散式风电项目400万千瓦。

2. 开展风电以大代小工程。按照政府引导、企业自愿的原则，结合风电技术进步，推进风电产业高端化、智能化发展。在有条件的地区开展一批风电以大代小工程，鼓励对单机容量小于1.5兆瓦或运行15年以上的风电场，以新型高效大机组替代老旧小型机组，对风电场进行系统升级优化改造，提升资源利用价值、风电场发电效率和经济性。

3. 有序推动风电机组退役。推动达到设计年限的风电机组实施退役，加快淘汰落后产能，对15年以上的老旧风电场进行安全性评估，开展老旧机组退役示范，推进叶片、发动机、轴承、齿轮箱、塔架回收循环利用试点。

（二）张家口发布全国首个风电备案制政策

2022年8月12日，张家口市行政审批局发布《关于风电项目由核准制调整为备案制的公告》，载明为深化新能源领域“放管服”改革，持续提高项目审批效率。依托全国投资项目在线审批监管平台，自2022年9月1日起，将风电项目由核准制调整为备案制。

（三）宁夏发文简化风电场“以大代小”用地审批手续

2022年9月7日，宁夏回族自治区自然资源厅发布《关于做好沙漠戈壁荒漠光伏等新能源产业用地保障工作的通知》，其主要内容如下：

1. 简化风电场“以大代小”用地审批手续。生态保护红线内的风电场原则上不得进行改造升级。风电场改造升级应尽量不占或少占林地，改造升级确需使用林地的，应符合使用林地条件并依法办理使用林地手续。不改变风电场范围，仅对部分塔基用地进行调整，改造后永久用地面积总和小于改造前面积的风电场改造升级项目，不再重新办理用地预审与选址意见书，未批准农用地转用和土地征收的部分土地，依法办理建设用地审批手续。

2. 保障新能源配套产业用地需求。鼓励新能源项目用地根据企业生产周期，采取弹性年期、长期租赁、先租后让、租让结合供地方式供应。

3. 扩大新能源产业用地有偿使用范围。鼓励光伏、风电项目以出让方式供应建设用地，出让价格参照同地域工业用地基准地价评估确定，土地用途确定为公共设施用地，出让方式可通过招标、拍卖、挂牌供应土地，供地计划公布后同一宗地只有一个意向用地者的，可采取协议方式供地，建设用地使用年限为25年。

第三章、2022年度主要市场交易情况

根据风电顺风耳统计，2022年公开渠道披露的风电资产交易共80笔，交易的风电资产总装机容量达2,550万千瓦，交易额超过461亿元。相比2021年全年39笔交易，装机容量1,970万千瓦的数据，2022年风电市场交易频率和总量均有明显提升。2022年风电市场交易呈现出单次交易50MW以上的大规模交易占比增加、平台公司交易增多以及海上风电项目交易规模逐渐扩大等特点。

2022年度风电市场主要并购交易如下：

一、节能风力收购河北省50MW风电项目

2022年5月14日，中节能风力风电股份有限公司（以下简称“节能风力”）发布公告称节能风力拟通过支付现金和承债的方式收购巨鹿县腾煌新能源科技有限公司（以下简称“腾煌公司”）100%股

权，股权收购价格为 5.7 元，承债金额不超过 49,478.99 万元(最终以审计结果为准)。腾煌公司为巨鹿腾煌 50MW 风电项目的运营主体，目标项目位于河北省邢台市巨鹿县巨鹿镇境内，2020 年 11 月 30 日，目标项目实现全容量并网。

二、山高金融成为北控清洁能源第一大股东

2022 年 5 月 20 日，山东高速股份有限公司旗下上市企业中国山东高速金融集团有限公司（以下简称“山高金融”）以及北控清洁能源电力有限公司（以下简称“北控清洁能源”）联合发布公告称，已完成有关北控清洁能源重大收购事项。北控清洁能源已按每股认购股份 0.096 港元之认购价向山高金融正式配发及发行 48,804,039,247 股缴足认购股份，总代价 4,685,187,768 港元，认购股份占经配发及发行认购股份扩大后之已发行北控清洁能源股份总数约 43.45%，山高金融正式成为北控清洁能源第一大股东。

三、中天科技以 4.72 亿对价收购三峡能源、苏交控旗下海上风电公司股权

2022 年 8 月 13 日，江苏中天科技股份有限公司（以下简称“中天科技股份”）发布《关于收购苏交控如东海上风力发电有限公司 5%股权和三峡新能源南通有限公司 15%股权暨关联交易的公告》载明，中天科技股份为整合业务资源，拓展海上风力发电相关产业，与中天科技集团有限公司（以下简称“中天科技集团”）于 2022 年 8 月 12 日签订了《股权转让协议》，中天科技股份向中天科技集团收购苏交控如东海上风力发电有限公司（以下简称“苏交控如东风电”）5%股权和三峡新能源南通有限公司（以下简称“三峡南通公司”）15%股权，上述股权转让价格共 47,235.50 万元。

四、金风科技以 8.67 元/瓦价格收购 100MW 风电项目

2022 年 9 月 2 日，新疆金风科技股份有限公司（以下简称“金风科技”）发布公告称全资子公司北京天润新能源投资有限公司拟收购宁波润明新能源

有限公司（以下简称“宁波润明”）持有的四家全资子公司铁岭润勤新能源有限公司、铁岭润云新能源有限公司、铁岭润亮新能源有限公司和铁岭润青新能源有限公司 100%股权。宁波润明已中标“铁岭市 2021 年新增风电项目竞争配置优选”的 100 万千瓦风电项目并将由前述四家子公司完成开发建设。金风科技此次收购价格按风电项目建设规模确定，单瓦价格 8.67 元，总计 86.7 亿元。

五、辽宁能源收购清能集团 100%股份

2022 年 11 月 9 日，辽宁能源煤电产业股份有限公司（以下简称“辽宁能源”）发布公告称，拟向辽能投资、港华投资、海通新能源等共 8 名特定对象非公开发行股份的方式购买其持有的辽宁清洁能源集团股份有限公司（以下简称“清能集团”）100%股份，同时拟非公开发行股份募集配套资金，用于康平、南票两个风电项目的建设。

六、金风科技出售 11 家境内外风电项目公司

根据公开披露的信息，金风科技 2022 年度陆续出售兰考沐霖新能源有限公司、义县天润风电有限公司、中宁天润风电有限公司、绛县天润风电有限公司、荆州天楚风电有限公司、Clarke Creek Energy Pty Ltd（澳大利亚）、阿荣旗风岚新能源有限公司、乌兰县润晟新能源有限公司、Moorabool 风场（控股）有限公司（澳大利亚）、Moorabool 南风场（控股）有限公司（澳大利亚）、Stockyard Hill Wind Farm (Holding) Pty Ltd（澳大利亚）等 11 家风电项目公司，交易风电项目装机容量总计 1,725.5MW，买方包括国电投新能源化工公司、国电投东北公司、宁波梅山保税港区创泽基金、申能新能源（青海）有限公司、京能国际等知名能源企业。

第四章、2023 年度风电发展趋势展望

一、疫情影响减弱，风电建设规模增长速度有望回升

风电相比光伏发电，安装及施工更为复杂且周期更长，因此，在疫情期间零部件生产、交付以及风电场施工所遭受影响都较为明显。受包括疫情管控等原因影响，2022 年风电新增装机容量同比下降

超 20%，2022 年新增并网装机量仅占到 2021 年招标量的 70%。

随着 2022 年底疫情影响开始逐渐减弱，风电零部件及风机生产和交付逐渐恢复正常，2021 年未完成的安装建设有望加速完成。另外，虽然 2022 年装机容量有所下降，但风电招标量依旧维持在高位，根据风电之音统计，截至 2022 年 12 月 31 日，我国 2022 年风电项目招标总规模达 109.3GW（含框架招标）。因此，2023 年风电装机量增长有望回暖，中电联预计 2023 年风电新增并网装机容量 65GW，同比增长 72.73%。

二、能耗双控进一步向碳排放总量和强度双控转变

由能耗双控向碳排放总量和强度双控转变，实际上是近年来逐渐显现的政策趋势。能耗双控对于能源消费总量和能耗强度的管控并不区分能源类型，所以在以传统能源为主，新能源占比较低的时期，能耗双控可以有效起到整体控制能源消费量、降低碳排放的作用。但随着新能源装机容量的增加和所占比例的升高，能耗双控的局限性渐渐显露，不加区分地对所有能源进行管控，既无法满足优化能源消费结构的需求，也会对可再生能源的发展和消费产生限制。另外，在能耗双控制度的具体落实方面，也存在部分地方政府因前期额度使用不合理，而在临近考核时为完成目标采取一刀切式限电、限产等限制性措施，导致部分企业的生产受到影响。

各地能耗双控工作与经济快速增长间矛盾逐渐显化之际，2021 年 9 月 16 日发布的《完善能源消费强度和总量双控制度方案》提出根据各省可再生能源电力消纳和绿色电力证书交易等情况，对超额完成激励性可再生能源电力消纳责任权重的地区，超出最低可再生能源电力消纳责任权重的消纳量不纳入该地区年度和五年规划当期能源消费总量考核。该方案对于能耗双控有所松动并激励了可再生能源消费，但程度有限，仅限于超额消纳部分。

2021 年 12 月 8 日，召开的中央经济工作会议提出新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗双控向碳排放总量和强度双控转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解，被业界视作利好消息。如前文所述，2022 年 11 月，国家发改委发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》将新增可再生能源均不纳入能源消费总量控制的提议最终落地施行，这也被视为又向碳排放总量和强度双控前进了一步。

我们相信，随着能耗双控逐步转为碳排放总量和强度双控，我国能源转型步伐将更符合我国实际和经济发展用能需求，也可以更好地将鼓励可再生能源发展，促进电力需求特别是绿色电力需求增加，有助于实现能源转型的目标。

三、风光大基地项目陆续并网

风光大基地作为“十四五”期间可再生能源集中化、规模化发展的重要举措。2021 年 3 月发布的《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》首先提出建设一批多能互补的清洁能源基地。此后，2021 年 10 月，我国在联合国《生物多样性公约》第十五次缔约方大会上正式提出，将大力发展可再生能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目，并先后印发第一、二批风光大基地项目清单。能源大基地开发模式成为新能源领域的热点开发模式。

根据《关于组织拟纳入国家第二批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目的通知》，落实项目业主、用地、环评、并网消纳等条件，已核准（备案）且能够在 2022 年开工建设，原则上能在 2023 年内建成并网，部分受外部条件制约的项目应能在 2024 年建成并网。国家能源局 2023 年一季度新闻发布会上，新能源和可再生能源司副司长王大鹏表示，第一批 97.05GW 风光大基地已经全

部开工、部分建成投产，第二批部分项目陆续开工，第三批风光大基地已经形成项目清单。

2023 年将是大型基地项目陆续并网的一年，第三批风光大基地清单也将揭晓。

四、绿电和绿证将为风电企业带来更多收益

2022 年 11 月 16 日国家发改委等三部委联合印发的《关于新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制的通知》明确将绿证核发范围扩大至包括海上风电在内的全部可再生能源发电项目，且提出新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制。对于风电企业而言，有两大直接好处：一是，原本无法获得绿证的海上风电项目也将可以通过绿证交易获取额外补贴；二是，新增可再生能源电力消费不再纳入总量控制将激发消费侧对于绿电和绿证的需求。

2023 年国家发改委、财政部、国家能源局下发《国家发展改革委、财政部、国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（以下简称“《补贴项目绿电交易通知》”）指出享受国家可再生能源补贴的绿色电力，参与绿电交易时高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有；发电企业放弃补贴的，参与绿电交易的全部收益归发电企业所有。参与电力市场的绿电由项目单位自行参加绿电或绿证交易。绿电溢价收益及绿证收益在国家补贴发放时等额扣减。不同于此前《自愿认购交易制度的通知》规定的风电、光伏企业出售绿证后，相应的电量不再享受国家可再生能源电价附加资金的补贴，《补贴项目绿电交易通知》明确绿电、绿证收益仅抵扣等额补贴，而不要求发电企业全额放弃补贴，增强了发电企业参与绿电、绿证交易的动力同时又保障了其收益。

我们理解，在多重支持性政策的促进下，2023 年绿电交易和绿证交易的数量和频率都将踏上新的台阶。北京电力交易中心新能源交易部主任张显

预计 2023 年国家将完成绿电交易超 500 亿千瓦时，完成绿证交易超 500 万张。

五、海上风电发展潜力逐步释放

海上风电是国家《“十四五”能源规划》的发展重点之一，沿海各省市也陆续出台地方“十四五”规划明确管辖范围内海上风电项目未来发展目标和路径。根据不完全统计，预计沿海各省市“十四五”海上风电新增装机量超 55GW，其中广东省规划量最高，预期“十四五”期间将新增 17GW 海上风电，海上风电未来发展潜力可见一斑，而行业内则是对海上风电未来发展提出更高的期望。2022 年 11 月，2022 全球海上风电大会发布的《2022 全球海上风电大会倡议》提出，综合当前发展条件以及我国实现碳达峰、碳中和目标的要求，到“十四五”末，我国海上风电累计装机容量需达到 100GW 以上。截至 2022 年底，我国海上风电累计装机量预计为 30GW 左右，距离 100GW 的规划仍有近 70GW 的差距，海上风电装机将持续扩容。

另外，近年来的技术突破和设备制造能力提升也使海上风电潜力进一步释放成为可能。在增效降本方面，最新的风机叶片风轮直径已经突破 200m，有关专家预计未来 3~5 年内，我国海上风电度电成本可以再降一半。在建设和运维方面，信息技术在海上风电选址、建设和运维等环节的应用频率和深度不断提高，智能化、互联化成为海上风电产业的重要特征，有助于克服海上风电建设、维护难度大、成本高等难题，提升项目建设和运营效率。

我们相信，随着激励性政策的增多和技术难题的不断攻克，未来海上风电发展潜力将会逐渐释放。

六、深远海开发是大势所趋

目前我国海上风电机组主要是通过单桩或者导管架式结构固定在海床上，当水深大于 60m 的时候，这种结构的成本将会急剧增加。相比之下，采用漂浮式技术的风电机组可以大幅降低成本，而且，漂浮式技术也不会影响近岸渔业和其他相关产

业的活动。我国主要的渤海湾、黄海、东海和南海海域，深远海风力资源丰富，风速情况优质，是未来扩大海上风电装机规模的主要方向。

2022年10月19日，海南万宁市政府与中国电建海南分公司签订战略合作协议，拟在万宁共同建设漂浮式海上风电试验项目，项目计划总投资230亿元。这是国内首个百万千瓦级漂浮式海上风电试验项目，标志着我国漂浮式海上风电项目进入商业化开发阶段。同时，2022年山东、上海、浙江、福建等地均在其政策文件中鼓励深远海开发，比如上海在其《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法》中提出对深远海风电和场址中心离岸距离大于等于50公里近海风电，按每千瓦500元奖励。随着政策和技术的支持，未来深远海海上风电市场空间将进一步打开。

七、新能源公募REITs将成为风电项目融资新渠道

2021年6月国家发改委发布《关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》明确将风电、光伏发电等能源基础设施纳入试点范围。

2023年3月2日，证监会及上交所官网显示，中信建投国家电投新能源REIT、中航京能光伏REIT正式获得批复，即将进入发售阶段。中航京能光伏REIT的发起人为北京京能国际控股有限公司，底层资产为陕西榆林的300MW光伏发电项目和湖北随州100MW光伏发电项目。中信建投国家电投新能源REIT发起人为国家电力投资集团有限公司，底层资产为江苏省盐城市的滨海北H1、滨海北H2海上风电和配套运维驿站项目，合计装机规模500MW。

对于新能源企业而言，公募REITs作为直接融资工具，可以打通行业“募-投-管-退”的路径、降低企业杠杆率、盘活大量基础资产、拓宽项目融资渠道以及缩短光伏等新能源项目的投资收益回报周期。对于国家而言，首批新能源公募REITs的发

行，将为后续更多项目的落地和发行起到很好的示范和带头作用，引导更多资金流入新能源基础设施建设，助力国家“双碳”目标的实现。

参考文献：

1. 国家发改委：《〈关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见〉系列解读》，https://www.ndrc.gov.cn/fggz/fgzy/xmtjd/202201/t20220130_1314235.html。
2. 邱燕超：《不纳入消费总量控制利好可再生能源发展》，载《中国电力报》，2022年12月09日第003版。
3. 微信公众号文章“发掘新增量：2022年海上风电关键数据”，载“海洋清洁能源资讯”，2023年3月8日，https://mp.weixin.qq.com/s/X0xQf6qsJ_Ft02--hi_6aw。
4. 国联证券：“海上风电行业深度研究：向海而兴，乘风破浪”，2023年2月25日，<https://mp.weixin.qq.com/s/09KQt0xEbMRFdGSrRkwYeA>。
5. 微信公众号文章：“海上风电平价，又有重大突破！”，载“马哥能源频道”，2022年12月22日，https://mp.weixin.qq.com/s/RQb8uNRUHtRPn_J8h0T7fw。
6. 北极星风力发电网：“老旧风机‘以大代小’——新一轮风电热潮乘风起！”，2022年4月2日，<https://mp.weixin.qq.com/s/ahtlGhFrO7iaLJJQm0LYZQ>。
7. 财经十一人：《全国统一电力市场路线图确定，电力行业再启格局之变》，<https://mp.weixin.qq.com/s/mADkG0uHhGS7eYWcn5ccOg>。
8. 财联社：《全国统一电力市场体系将至！能源局两文件明确现货市场规则 价格激励催化新业态探索》，<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1750700740729753684&wfr=spider&for=pc>。

9. 光伏們：《史上最严格“补贴核查”：存量补贴风光项目等待“生死判决”》，<https://mp.weixin.qq.com/s/eOB3ClPHihdKBV-L4Jz9w>。

10. 北极星风力发电网：“4.72 亿！三峡能源、苏交控旗下海上风电公司部分股份被收购”，2022 年 8 月 15 日，<https://news.bjx.com.cn/html/20220815/1248206.shtml>。

11. 北京星风力发电网：“8.67 元/瓦！金风科技收购 100 万千瓦风电竞争配置项目！”，2022 年 9 月 5 日，<https://mp.weixin.qq.com/s/vQs9bPP7vBe2GcryfK5T2g>。

12. 北极星风力风电网：“这家风电公司 100% 股权被收购！”，2022 年 5 月 15 日，<https://news.bjx.com.cn/html/20220516/1225186.shtml>。

13. 北极星风力发电网：“这家风电开发企业易主！”，2022 年 5 月 23 日，<https://news.bjx.com.cn/html/20220523/1226985.shtml>。

14. 北极星风力发电网：“4.72 亿！三峡能源、苏交控旗下海上风电公司部分股份被收购”，2022 年 8 月 15 日，<https://news.bjx.com.cn/html/20220815/1248206.shtml>。

15. 中国电业与能源：“2022 年能源领域重组整合盘点（2）”，2023 年 1 月 29 日，

<https://news.bjx.com.cn/html/20230129/1284832.shtml>。

16. 微信公众号文章：“2022 公开市场风电资产交易年报”，载“风电顺风耳”，2023 年 1 月 9 日，<https://news.bjx.com.cn/html/20230109/1281707.shtml>。

17. 申万宏源证券：“2023 风电行业报告：大风起，海波平-20230214”，2023 年 3 月 3 日，https://mp.weixin.qq.com/s/3n3OC1eAdkE_E0NRlrQf_A。

18. 秦海岩：《我国海上风电发展历程与展望》，载《海洋经济》2022 年第 2 期。

19. 南方能源观察：《二十大能源关键词② | 能耗“双控”向碳排放“双控”转变的思考及建议》，<https://mp.weixin.qq.com/s/2I2JxRj3fiLgM77-oLWcng>。

20. 北极星太阳能光伏网：《北京电力交易中心张显：预计 2023 年国家将完成绿电交易超 500 亿千瓦时 完成绿证交易超 500 万张》，<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20230216/1289143.shtml>。

21. 中国证券报：《零距离实探！向海争风迎绿电，全国首单央企新能源公募 REITs 底层资产长啥样？》，<https://mp.weixin.qq.com/s/MOE-OkszEWaEJl-0HHOfyQ>。

22. 山西证券：《风电行业深度报告：海风开启高景气周期，聚焦风机大型化与高附加值环节》。

易芳 合伙人 电话：86-21 2208 6239 邮箱地址：yif@junhe.com

李德庭 合伙人 电话：86-21 2208 6303 邮箱地址：lidt@junhe.com

焦芙蓉 律师 电话：86-21 2208 6025 邮箱地址：jiaofr@junhe.com

王心怡 律师 电话：86-21 2208 6024 邮箱地址：wangxinyi_Monica@junhe.com

本文仅为分享信息之目的提供。本文的任何内容均不构成君合律师事务所的任何法律意见或建议。如您想获得更多讯息，敬请关注君合官方网站“www.junhe.com”或君合微信公众号“君合法律评论”/微信号“JUNHE_LegalUpdates”。

