

《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》 案例解读

《〈实施方案〉案例解读》编委会

2023 年 3 月

编 委 会

主 任 李创军

副 主 任 熊敏峰 王大鹏

编 写 人 员 邢翼腾 孔 涛 高 楠 林 城 盖振宇
赵勇强 时璟丽 钟财富 陈俊杰 王昊轶
朱 彤 李 鹏 董秀芬 石 盛 王世江
刘泽阳 江 华 沙 恒 秦海岩 于贵勇

前 言

2020 年 9 月，习近平总书记作出碳达峰、碳中和重大宣示，12 月明确提出到 2030 年我国非化石能源占一次能源消费比重达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。2022 年 1 月，习近平总书记在中央政治局第三十六次集体学习中明确提出，要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。习近平总书记的重要讲话和指示为新时代新能源发展提出了新的更高要求，提供了根本遵循。

为深入贯彻落实习近平总书记的重要讲话和指示精神，促进新时代新能源高质量发展，国家发展改革委、国家能源局历时近两年，围绕新能源发展的难点、堵点问题，起草了《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》（以下简称《实施方案》），国务院办公厅于 2022 年 5 月转发了《实施方案》。《实施方案》坚持目标导向和问题导向，锚定到 2030 年我国风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标，重点针对影响以风电、光伏为主的新能源大规模、高比例发展的关键性、要害性、实质性、核心性政策堵点、痛点、空白点，提出切实可行、具备操作性的政策措施。

为了让各有关单位、相关市场主体更好地理解和落实《实施方案》提出的各项政策措施，结合学习宣传贯彻党的二十大精神，国

家能源局组织编写了本案例解读材料，对全部二十一条进行逐条逐句解读，辅以相关政策案例，对每个政策点的背景、目的，已经出台的相关措施，下一步政策落实方向等进行了详细阐述。

目 录

一、创新新能源开发利用模式.....	3
（一）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	4
（二）促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展	9
（三）推动新能源在工业和建筑领域应用	15
（四）引导全社会消费新能源等绿色电力	21
二、加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统	错误！未定义书签。
（五）全面提升电力系统调节能力和灵活性	错误！未定义书签。
（六）着力提高配电网接纳分布式新能源的能力	错误！未定义书签。
（七）稳妥推进新能源参与电力市场交易	错误！未定义书签。
（八）完善可再生能源电力消纳责任权重制度	错误！未定义书签。
三、深化新能源领域“放管服”改革	错误！未定义书签。
（九）持续提高项目审批效率	错误！未定义书签。
（十）优化新能源项目接网流程	错误！未定义书签。
（十一）健全新能源相关公共服务体系 ..	错误！未定义书签。
四、支持引导新能源产业健康有序发展	错误！未定义书签。

- (十二) 推进科技创新与产业升级 错误！未定义书签。
- (十三) 保障产业链供应链安全 错误！未定义书签。
- (十四) 提高新能源产业国际化水平 错误！未定义书签。
- 五、保障新能源发展合理空间需求 错误！未定义书签。**
 - (十五) 完善新能源项目用地管制规则 .. 错误！未定义书签。
 - (十六) 提高国土空间资源利用效率 错误！未定义书签。
- 六、充分发挥新能源的生态环境保护效益 错误！未定义书签。**
 - (十七) 大力推广生态修复类新能源项目 错误！未定义书签。
 - (十八) 助力农村人居环境整治提升 错误！未定义书签。
- 七、完善支持新能源发展的财政金融政策 错误！未定义书签。**
 - (十九) 优化财政资金使用 错误！未定义书签。
 - (二十) 落实金融支持政策 错误！未定义书签。
 - (二十一) 丰富绿色金融产品服务 错误！未定义书签。

近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源快速发展，成效显著，在能源体系中发挥越来越重要的作用。同时，新能源发展不平衡不充分问题逐渐凸显，土地资源的约束越发显著，突出表现在电力系统对大规模高比例新能源接网消纳的适应性不足、全社会绿色消费意识不强、新能源与其他领域融合发展不够等方面，新时代新能源高比例、高质量发展仍面临诸多制约因素。

为深入贯彻落实习近平总书记的重要讲话和指示精神，促进新时代新能源高质量发展，《实施方案》坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划。围绕新能源发展的难点、堵点问题，在创新开发利用模式、构建新型电力系统、深化“放管服”改革、支持引导产业健康发展、保障合理空间需求、充分发挥生态环境保护效益、完善财政金融政策等七个方面完善政策措施，重点解决新能源“立”的问题，更好发挥新能源在能源保供增供方面的作用，为我国如期实现碳达峰、碳中和奠定坚实的新能源发展基础。

一、创新新能源开发利用模式

“十四五”期间，风电、光伏等主要新能源进入大规模、高比例、市场化、高质量发展新阶段。多方面创新新能源开发利用模式，是推动新能源跃升发展、加快能源结构转型、助力碳达峰、碳中和目标实现的重要保障。《实施方案》主要在以下四个方面提出措施建议。

（一）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

主要政策点 1：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。

经过多年努力，我国新能源产业已跨越起步、成长、规模化发展等阶段，“十四五”进入新的高质量跃升发展新时期。截至 2022 年底，风电总装机达 3.65 亿千瓦，光伏发电总装机达 3.92 亿千瓦，新增和累计装机连续多年稳居世界第一，此外，经过多年快速发展和规模化带动，风电、光伏产业链条日趋完备，产业链优势明显，创新研发能力不断增强，政策体系日趋完善，为产业高质量跃升发展奠定坚实基础。另一方面，我国沙漠、戈壁、荒漠地区面积广阔，风能和太阳能资源富集，技术可开发量占全国比重 60%以上，适合新能源大规模开发建设。在这些地区坚持集约化、规模化开发风光项目，既有利于提高绿色电力供给能力，加大清洁低碳能源供应水平，还可以产生良好的生态效益、经济效益和减碳效益。

《实施方案》中提出加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。规划布局上，根据国家发展改革委、国家能源局等九部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》，要以风光资源为基础、以灵活调节电源为支撑、以特高压输电通道为载体，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部的沙漠、戈壁、荒漠地

区，建设一批生态友好、经济优越的大型风电光伏基地。2022 年 1 月国家发展改革委、国家能源局发布了《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，提出以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快推进大型风电、光伏发电基地建设，对区域内现有煤电机组进行升级改造，探索建立送受两端协同为新能源电力输送提供调节的机制，支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发，推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。

保障能源安全，推动碳达峰、碳中和，推进能源绿色、清洁、低碳转型是我国未来能源发展的核心任务，风光等新能源将作为主要支撑力量重点推进。但可用土地资源是制约风光规模化开发的关键因素之一，碎片化开发导致成本上升、规模效益不明显以及新能源开发与消纳能力的时空不匹配也是制约新能源高比例、高质量发展的重要因素。在沙漠、戈壁、荒漠地区“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”，在有效解决风光资源开发面临的土地资源瓶颈、碎片化问题和调峰消纳问题的同时，可以充分发挥风光新能源的绿色生态效益，改善当地气候环境，起到防风固沙、改良土壤的效果。

项目落实上，2021 年 11 月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布了《关于印发第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目清单的通知》，公布了第一批大型风电光伏基地建设项目清单，项目涉及内蒙古自治区、青海省、甘

肃省等 18 个省份和新疆生产建设兵团,总装机规模为 9705 万千瓦。2021 年 12 月,国家能源局印发《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》。2022 年 7 月,第二批项目清单正式印发,主要布局在内蒙古、宁夏、新疆、青海、甘肃等地区,并已纳入了国务院印发的扎实稳住经济一揽子政策措施当中。各地正在积极推进项目前期或建设工作。目前,国家发展改革委、国家能源局等有关部门正在谋划第三批项目,并将采煤沉陷区扩展纳入布局范围。

案例 1-1 第一批大型风光基地有序推进

为有效支撑实现碳达峰、碳中和目标,充分发挥沙漠、戈壁、荒漠地区风能太阳能资源丰富、建设条件好、受土地利用影响小的优势,国家发展改革委和国家能源局于 2021 年印发了《第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地建设项目清单的通知》,在全国 19 个省份规划布局 50 个大型风电光伏光热基地项目,新能源总规模 9705 万千瓦。截至 2022 年 8 月中旬,全国第一批大型风电光伏基地已全部开工,项目开工容量 9705 万千瓦,子项目开工容量 8815 万千瓦,占总装机容量 90.8%;已完成并网容量 438 万千瓦。第一批大型风光基地推进态势良好,为大型风光基地的整体布局实施奠定了坚实的基础。

主要政策点 2:按照推动煤炭和新能源优化组合的要求,鼓励煤电企业与新能源开展实质性联营。

党的二十大报告明确指出，实现碳达峰碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划有步骤实施碳达峰行动。2021 年中央经济工作会议也明确提出，“要正确认识和把握碳达峰碳中和。传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。要立足以煤为主的基本国情，抓好煤炭清洁高效利用，增加新能源消纳能力，推动煤炭和新能源优化组合”。因此，落实碳达峰碳中和目标要坚定不移，策略上要稳中求进。能源转型要在确保能源供应保障的前提下，确保稳妥有序、安全降碳。

由于风光等新能源具有随机性和波动性特点，无法独立支撑用电负荷稳定运行需求，在风光大规模、高比例发展的同时，必须相应配置储能和调峰能力，尤其是近中期需要充分发挥煤电机组的调峰调频等支撑作用。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点建设大型风电光伏基地，无论是本地消纳还是外送消纳，目前条件下离不开煤电的支撑。为确保沙漠、戈壁、荒漠化地区风电光伏基地高效利用，需要坚持源网荷协同发展，明确项目利用率及消纳方向，推动新能源与其他电源、储能协调建设，实现沙漠、戈壁、荒漠化地区为重点的大型风电光伏基地与配套电网、储能及分布式调相机同步规划、同步建设、同步投运。推动煤炭和新能源优化组合既是我国能源发展目标和现实结合的需要，也是风光新能源技术特点和发展阶段的客观要求。

《实施方案》提出，鼓励煤电企业与新能源开展实质性联营，

例如利用采煤沉陷区、排土场、电厂闲置空地、铁路沿线闲置空地和电厂灰场等区域，投资建设、运营新能源发电项目，并与已建的煤电项目实现实质性联营，解决电力支撑、调峰调频与新能源生产之间的协作问题，避免由于新能源生产与辅助服务分离导致的市场主体间沟通协调不畅和利益分配失衡，破除因市场主体不同导致的利益壁垒和生产障碍，促进风光火储综合能源供给模式的构建，推动新型电力系统建设。

案例 1-2 煤电灵活性改造提升新能源消纳能力

“十三五”以来，我国启动煤电灵活性改造工作，推动煤电企业开展深度调峰、热电解耦等多种技术路线探索，煤电机组最小发电出力从 50%至 60%额定容量可降至 30%到 35% 部分机组甚至可低至 20%到 25%，可调节范围大大增加。截至 2022 年底，煤电灵活性改造规模超过 2.5 亿千瓦，有效提高了电力系统灵活调节能力，也更好促进了可再生能源发展。

我国能源资源禀赋决定了煤电在相当长时间内仍将承担保障电力安全供应的重要作用。2022 年底全国煤电装机占比 44%，发电用煤占全国煤炭总消费的比重超过一半。

构建新型电力系统，煤电清洁、高效、灵活、低碳转型步伐还需加快。要大力推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，明确煤电要加快由主体电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型。2021 年 10 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《全国煤电机组改造升级实施方案》，提出

“十四五”期间，煤电节能降碳改造规模不低于 3.5 亿千瓦、供热改造规模力争达到 5000 万千瓦、灵活性改造完成 2 亿千瓦。按此规模测算，预计可节约煤炭消费 5000 万吨以上，提升新能源消纳能力 5000 万千瓦以上，更好推动煤炭和新能源优化组合。

（二）促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展

主要政策点 1：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。

大力发展分布式光伏、分散式风电等分布式新能源是助力推进碳达峰、碳中和的重要途径之一。分布式光伏方面，2013 年以来国家出台了一系列行之有效的政策，推动分布式光伏发展。2019 年开始，对户用光伏实行单独管理，明确户用光伏年度补贴资金总额度，为户用光伏项目提供固定度电补贴支持，推动户用光伏发展进入快车道。2022 年户用光伏新增装机达到 2525 万千瓦，约占全部光伏新增装机的 29%，成为新能源发展新亮点。

分散式风电方面，2011 年国家能源局出台了相关政策，明确分散式风电开发的主要思路与边界条件，开启分散式风电开发模式的探索。2018 年以来，随着国家政策的支持和推动，各地加大对分散式风电的重视程度，分散式风电市场规模逐步扩大，2021 年底，分散式风电累计装机规模接近 1000 万千瓦。

农村分布式新能源发展前景广阔，但也面临着诸多挑战。**一方面对于接入消纳**，农村电网的架构相对薄弱，分布式新能源接入瓶

颈和电能质量问题较为突出，同时农村地区用电负荷较低，分布式新能源消纳空间有限。**另一方面对于投资融资**，分布式光伏因体量小、投资规模小，存在企业开发项目融资困难、利率偏高等问题，尤其是对于民营企业、中小型企业，融资渠道不畅、融资成本高的现象更为突出。

2021 年 6 月，国家能源局启动了整县屋顶分布式光伏开发试点工作，将分布式光伏作为从脱贫攻坚到乡村振兴有效衔接的重要措施。《“十四五”可再生能源发展规划》提出，在分布式光伏开发、农村电网巩固提升等方面与乡村振兴融合发展，并启动实施“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”。《实施方案》明确提出鼓励地方政府通过出台支持政策，加大力度促进农村户用光伏、乡村分散式风电的开发，将进一步推动农村地区分布式新能源发展。

案例 1-3 各地积极推进整县屋顶分布式光伏建设

2021 年国家启动整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点，根据各地申报情况，国家能源局公布了共 676 个县的试点县名单。整县推进分布式光伏的优势是有助于屋顶资源协调和促进配电网升级改造，也有利于降低分布式开发成本、提升运维水平。更重要的意义是既与乡村振兴战略有着诸多契合点，又作为推动新型电力系统建设的一块重要“拼图”，在能源革命中发挥至关重要的作用。

根据各地上报情况统计，项目开发主体中，央企、地方国企、民企成立公司的合作投资开发模式占比超过 60%。2021 年全国整县屋顶

分布式光伏试点县累计备案容量 4623 万千瓦，主要分布在山东、河南和浙江；累计并网容量 1778 万千瓦，主要分布在山东、浙江和广东。

主要政策点 2：统筹农村能源革命与农村集体经济发展，培育农村能源合作社等新型市场主体，鼓励村集体依法利用存量集体土地通过作价入股、收益共享等机制，参与新能源项目开发。

农业兼具“碳源”、“碳汇”两大属性，节能降碳潜力巨大。碳达峰、碳中和是重要战略，关系到我国在国际经济社会发展、外交格局、生态环境保护等方面的影响力；乡村振兴是国之大计，关系到民生、民富、民强，是推动农村地区发展的国家发展战略。推动农村地区新能源开发利用，是改善农村能源生产和消费结构、促进乡村振兴的重要支撑。目前，以“新能源+”产业促进农村地区发展，部分地区已经取得了一定的发展成果或者进行了相应的探索，利用方向主要集中在各类“光伏+”、生物质能综合利用、风电、小水电扶贫工程等方面。

新能源在农村地区具有广阔的应用空间，目前除户用光伏外，农民或农村集体经济参与新能源开发的规模、方式有限，主要以土地租赁的方式参与新能源项目开发，参与度不高。新能源规模化开发利用主要以国家以及大型企业投资为主，投资规模大，相关的融资、收益机制在农村地区适用性不强，需要探寻小规模区域新能源利用模式，在乡村地区进行推广与利用。此外，农村能源的管理职能较为分散，各个部门之间的联动、合作机制较弱，资金投入也较

为有限，缺少技术、市场、人员投入等相关方面的合作机制，尚未形成一套可持续发展的市场激励机制和技术服务体系以适应新能源发展的需要。《实施方案》在投资合作机制、收益共享机制等方面给出了发展建议与引导方向。

《“十四五”可再生能源发展规划》提出，培育乡村能源合作社等新型集体经济模式，支持乡村振兴。《实施方案》进一步提出将农村能源革命与农村集体经济发展相结合，通过清洁能源的应用带动农村能源结构调整，满足农村地区日常用电、供暖等用能需求，在提升农村地区生活质量的同时实现能源清洁化，助力推进碳达峰、碳中和；通过发展和完善在农村集体土地所有制基础之上的农村集体经济制度，更充分地利用本地资源、更公平地分享经济社会发展成果，是实现全社会共同富裕与能源转型的重要途径。

案例 1-4 河南分散式风电开发

河南平顶山凤凰岭风电场是首批民营企业投资的分散式风电项目，总容量 12 兆瓦，2018 年底正式并网发电。项目采用了村集体经济入股项目公司的开发模式，按照村集体经济实际所出资金进行持股，每年按照股比进行收益分红。分散式风电相对集中式风电体量小，同时运营成本低、电价恒定、收益长期持续稳定、投资风险较低，适合村集体经济参与。2021 年，凤凰岭风电项目年利小时数 2654 小时，发电量 3184 万千瓦时，全年盈利逾 500 万元，按股比收益分红方式实现了村集体经济的稳定创收。

项目建设于乡野田间，距离村庄 350 米，采用 6 台塔筒高度 120 米 2 兆瓦风电机组，单个风机吊装调试正常运行后占地面积仅为 20-40 平方米，单个箱变占地约 8 平方米。项目施工时在原有道路的基础上征地修路，工程结束后还给村民复耕，整个风电场不但对当地生态未产生影响，还与村镇、燕山水库完美结合成一道亮丽的风景线，为振兴乡村经济、改善民生注入了新动能。

主要政策点 3：鼓励金融机构为农民投资新能源项目提供创新产品和服务。

金融机构为农村新能源项目提供创新产品和服务，不仅是支持推进碳达峰、碳中和的需要，也是金融机构自身绿色转型的需要。一方面，农村绿色能源产业发展是金融机构助力推进碳达峰、碳中和的重要切入点，特别是支持乡村振兴重点帮扶县，为风电、光伏等新能源的规划和优先发展提供资金支持，为脱贫县打造支柱产业，在帮扶中实现农村绿色发展。另一方面，支持农村新能源产业发展，也可助力金融机构自身实现绿色转型，为金融机构特别是农村金融机构绿色转型提供了信贷投放载体。

在传统金融模式下，农村地区特别是贫困地区资金外流明显，导致农村资本结构性短缺，存在融资难、融资贵等问题，一定程度上阻碍了农村地区经济、新能源的发展，不利于乡村振兴战略的全面实施。在乡村振兴与农村地区能源转型过程中必然会出现新的金融需求，为满足这些新需求，农村金融创新在科技结算方式、普及

程度、融资服务模式等方面都呈现出全新的特点，需要金融机构通过产品与服务等方面实现创新。

《实施方案》提出为农村新能源项目提供创新金融产品和服务。一方面依托财政的力量，财政与有关部门需要研究制定支持新能源产业发展的相关政策，大力发展绿色金融，督促引导银行保险机构创新金融产品和服务，实现财政与金融的协同发力。另一方面政策要为社会资本支持农村新能源产业发展创造更好的金融环境，支持具备资源条件的地区，特别是乡村振兴重点帮扶县，以县域为单元，引入与社会资本相匹配的金融产品和服务，如在“公司+村镇+农户”的投入模式中，以“公司”为支点，通过绿色信贷，撬动乡镇新能源产业发展，带动更多农户就业增收。

案例 1-5 光伏扶贫助力农村光伏发展

2015 年至 2019 年，国家能源局开展光伏扶贫行动，累计建成光伏扶贫电站规模 2636 万千瓦，惠及 415 万户，每年可产生发电收益约 180 亿元，实现农村地区清洁能源开发与贫困人群生活改善的双赢。村级光伏扶贫电站由各地根据财力水平筹措资金建设，包括各级财政资金以及东西协作、定点帮扶和社会捐赠资金。村级光伏扶贫电站的发电收益，可用于开展公益岗位扶贫、小型公益事业扶贫、奖励补助扶贫等，还可根据实际情况用于发展村集体经济。

例如，在吉林省白城市洮北区，光伏产业是该区近年来巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接的重要举措。

洮北区村级扶贫电站项目，总装机容量 26.5 兆瓦，总投资 19361.7

万元，由区政府出资组建国有独资企业，即白城市洮北区阳光利民新能源有限公司组织建设项目。项目于 2017 年 6 月 30 日全部并网发电运营，可持续运营 20 年。截至 2021 年 12 月，电站累计发电 16611 万千瓦时，售电收入 14618 万元。扣除经营成本、税金及相关费用，拨付扶贫资金 9953.87 万元至区扶贫专户，用于发展贫困村集体经济、贫困户分红和公益性岗位工资。光伏扶贫项目收益稳定，受益范围广，受益时间长，为全区乡村振兴打下了坚实基础。

（三）推动新能源在工业和建筑领域应用

主要政策点 1：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。

工业园区是工业领域绿色转型与节能降碳的主战场，是我国能源消耗与碳排放的重要领域，加快“支持工业园区绿色微电网和源网荷储一体化建设，推动多能互补高效利用”是工业园区节能、减耗、提质、减碳的重要途径和措施，对于工业领域实现碳达峰、碳中和目标意义重大。

“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”，通过充分发挥园区厂房屋面资源和土地资源聚集化的关键优势建设新能源项目，推动工业厂房建筑与太阳能深度融合发展，可实现绿色低碳能源直供园区企业使用，推动

工业园区绿色能源多能高效互补，提高区域绿色能源综合利用。同时在工业园区开展新能源电力直供，企业优先使用园区光伏、风电电量，可减少用电成本，促进分布式新能源就近、就地消纳。此外，采取“自发自用，余电上网”或“绿电交易”模式，将剩余电量进行市场化交易还可获得一定收益。

2021年3月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》(发改能源规〔2021〕280号)，指出源网荷储一体化和多能互补是实现电力系统高质量发展、促进能源行业转型和社会经济发展的重要举措，旨在“积极构建清洁低碳安全高效的新型电力系统，促进能源行业转型升级”。2021年10月，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，明确提出“积极发展‘新能源+储能’、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统”。

2021年6月，国家能源局、农业农村部、国家乡村振兴局联合印发的《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》(国能发规划〔2021〕66号)提出，“创新发展新能源直供电、隔墙售电等模式”。《“十四五”可再生能源发展规划》中也提出，“因地制宜开展新能源电力专线供电”。《实施方案》中进一步明确“开展新能源电力直供电试点”，即在具备条件地区，在符合规划的前提下，开展由新能源发电企业直接向电力用户供电的试点工作，完善相关机制与保障措施，建设一批绿色直供电示范工厂与示范园区，加快提高终端用能中新能源比重。

案例 1-6 海宁风光氢储充+燃气三联供微电网项目

海宁正泰工业园区智能光伏、储能、充电系统一体化微电网项目于 2019 年建成。结合园区实际用能需求，在工厂厂房建设 5.9 兆瓦分布式光伏发电系统，在园区 6 号厂房南侧建设交直流耦合微电网系统。微电网集成了光伏 BIPV 小屋 8.83 千瓦、光伏 BIPV 停车棚 50 千瓦、光伏路及光伏连廊 4.5 千瓦、光伏实验区 35 千瓦，再加上垂直轴风机 5 千瓦、PEM 制氢系统、碱性制氢系统、燃料电池系统 10 千瓦，构建多模式电解水制氢混合系统，建成氢能产-供-销一体化示范工程项目，通过智能、高效、稳定的电力电子变换设备接入微电网中；对 2 台 4.2 兆瓦制冷量冷水机组循环水余热回收改造利用，配置了 2 兆瓦燃气内燃机组和烟气热水型溴化锂机组，在发电的同时通过回收高温余热可产生 2150 千瓦时制冷量或 2035 千瓦时制热量，同时热水供园区生产使用，形成冷热电联供，系统整体利用效率达到 86.8%；配置 50 千瓦/100 千瓦时的电储能系统，实现网内新能源发电波动平滑、系统移峰填谷运行、不间断电压支撑等功能，保障系统的供电可靠性；对外以整体形式与大电网之间进行电力电量交易，可实现大电网与微电网之间的互动运行。

主要政策点 2：推动太阳能与建筑深度融合发展。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。

太阳能发电与建筑结合可分为光伏发电附着于建筑物(BAPV)和光伏发电与建筑集成(BIPV)以及太阳能热利用设施。目前应用规模最大的主要是 BAPV ,即将光伏板铺设于建筑屋顶之上,为分布式光伏的主要开发形式。而 BIPV 则由发电光伏板与建筑结合,达到光伏建筑一体化集成,除了屋顶光伏外,还可以用作光伏幕墙、光伏遮阳、光伏温室等应用场景,其中的光伏板不仅提供发电功能,同时作为建筑结构的一部分,取代部分传统建筑结构如屋顶板、瓦、窗户、建筑立面、遮雨棚等。BIPV 作为建筑光伏的新方案,在安全性、观赏性、便捷性和经济性等方面都具备一定的优势,是未来的重要发展方向。2020 年,我国 BIPV 新增装机容量 70.9 万千瓦,安装面积为 377.4 万平米,占当年国内分布式光伏新增装机量的 4.5%。

2020 年我国新增建筑面积约为 31.5 亿平方米,累计建筑面积超 400 亿平方米,BAPV、BIPV 等太阳能与建筑结合应用的市场潜力巨大。但 BIPV 发展还面临诸多挑战。一是产品性能要求高,BIPV 是建筑和光伏深度融合的产物,以建筑材料的属性为主,光伏发电性能为辅,对 BIPV 光伏组件的性能有更高的要求,不仅要求具备较长使用寿命,还要具备建材的防水性、安全性、牢固性和美观性等方面的要求。二是行业标准尚未形成,目前 BIPV 主要标准集中在建筑领域,缺乏针对光伏发电的标准规范,同时标准制定大多依靠行业内的讨论和地方政策的规划指导,尚未形成全国性的 BIPV 统一标准体系。三是产品特异性较高,产品制造商需参与建筑设计、

施工等多个环节，推高了投资和发电成本，同时商业运行模式欠成熟，发电与节能环保效益难以直接转化为投资者收益，大规模推广难度大。《实施方案》对 BIPV 等太阳能与建筑相结合的应用给出了发展方向，对其进一步快速发展将起到促进作用。

目前国内广东、江苏、西安、北京、上海等多个省（市、自治区）已经明确发布了光伏建筑一体化相关补贴政策，补贴力度在 0.3-0.4 元/千瓦时左右，单个项目总补助限额在 100-300 万元，光伏制造业头部企业纷纷加大光伏建筑一体化产品开发投入，助推建筑用能绿色发展。2022 年 7 月，住建部、国家发展改革委印发《城乡建设领域碳达峰实施方案》（建标〔2022〕53 号），提出优化城市建设用能结构，推进建筑太阳能光伏一体化建设，到 2025 年新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到 50%。推动既有公共建筑屋顶加装太阳能光伏系统。

案例 1-7 新能源与建筑相结合
2014 年武汉新能源研究院大楼建成，该建筑占地面积 165 亩、建筑面积 6.8 万平方米，合理利用水、风、太阳能等自然资源，以马蹄莲为设计理念，寓意“武汉新能源之花”。整个建筑包括马蹄莲形主塔楼、5 个树叶形实验室和一个花蕾形展示中心，顶部“花盘”上安装有风光互补与建筑一体化系统，由 320 千瓦光伏发电和 8 千瓦风电组成，每年发电量约 48 万千瓦时，占整栋大楼自身用电量的 14%。



多个光伏与交通建筑结合项目建成投运。2019 年 9 月，北京大兴国际机场屋顶分布式光伏发电项目顺利并网发电。这是全球距离跑道最近、国内首个飞行区跑道旁铺设的光伏系统，项目总容量 4.1 兆瓦，包括机场货运区 2.03 兆瓦和北一跑道 2.07 兆瓦，安装光伏组件 1.3 万块，逆变器 57 台，电缆及光缆铺设 43 公里，预计每年可提供约 500 万千瓦时的绿色电力。2022 年 6 月，北京丰台火车站屋顶分布式光伏项目投运，为站内照明、取暖、制冷、通风及冷库等提供绿色电力。光伏组件布置面积约为 3.18 万平方米，总容量 5.9 兆瓦，预计年提供清洁电量约 704 万千瓦时，占全站用电量的 15%。通过此类光伏+交通建筑的应用，拓展绿色建筑新模式，实现清洁、环保、绿色、美观，公共建筑建设，彰显“绿色交通、绿色北京”理念，为首都绿色发展贡献力量，助力低碳目标实现。



图 1-1 丰台火车站屋顶光伏系统鸟瞰图

（四）引导全社会消费新能源等绿色电力

主要政策点 1：开展绿色电力交易试点，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务。

新能源等绿色电力具备双重属性，一是物理电能量属性，用于满足电力用户的用能需求；二是环境属性，体现在减少污染物和温室气体排放方面发挥的作用，国际上通常采用绿色电力证书（简称绿证）作为环境价值交易载体。绿证与物理电能量相互独立，在具体交易时，分为“证随电走”（绿证和对应物理电量一起参与交易）、“证电分离”（绿证和对应物理电量分别单独交易）两种模式。我国绿证制度自 2017 年建立以来，以“证电分离”交易模式为主。

为提高绿证交易灵活性,进一步提升全社会绿电消费水平,2021年,国家发展改革委、国家能源局批复北京电力交易中心(简称北交)、广州电力交易中心(简称广交)提交的绿色电力交易试点方案,基于全国统一的绿证体系,试点启动绿色电力交易(简称“绿电交易”),即试点“证随电走”交易模式。批复明确绿色电力交易要充分体现绿色电力的环境属性价值,同时要做好绿色电力交易与绿证机制的衔接,建立全国统一的绿证制度。国家可再生能源信息管理中心根据绿色电力交易试点需要,向北京、广州电力交易中心批量核发绿证。

根据北交、广交发布的绿色电力交易规则,绿电交易是指电力用户或售电公司与绿色电力发电企业依据规则同步开展电力中长期交易和绿证认购交易的过程,市场主体在申报电量的同时,分别申报电能量价格、绿证(环境溢价)价格,相关价格通过市场形成。同一交易周期内,绿色电力直接交易安排在其他电力中长期交易之前组织开展,在保证电网安全运行的基础上,绿色电力交易合同将优先安排,保证交易结果的优先执行,充分体现绿电交易的优先地位。为做好绿色电力交易服务,北交、广交均明确要完善电力交易系统功能,如北交建立了“e-交易”电力市场服务平台,更好支撑绿色电力交易组织开展,做好交易服务。

绿电交易是促进绿电消费的重要途径,根据《实施方案》要求,下一步北交、广交及有关机构应不断完善绿电交易机制,提升绿电交易服务水平,满足绿电交易市场需要,扩大交易规模。

案例 1-8 绿色电力交易试点工作取得进展

2021 年 9 月 7 日，绿电交易正式启动。交易首日，上海 14 户直接参与交易的电力用户与西北光伏发电企业获得成交，实现了全国首单绿电交易，总成交电量 15.3 亿千瓦时。北交、广交组织的首批绿电交易电量共计 79.35 亿千瓦时，其中，68.98 亿千瓦时在北交完成，10.37 亿千瓦时在广交完成，交易价格较当地电力中长期交易价格溢价 0.03-0.05 元/千瓦时，共 17 个省份 259 家市场主体参与。国家可再生能源信息管理中心根据绿电交易已结算数据，批量核发绿证至北交、广交专用绿证账户。根据中国绿证认购平台数据，截至 2022 年 7 月底已核发绿电对应绿证超过 108 万个。交易中心引入区块链技术，全面记录绿电生产、交易、传输、消费、结算等各个环节信息，实现绿电交易全流程可信溯源。

主要政策点 2：完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。

为提升全社会绿色电力消费水平、助力促进新能源行业高质量发展，2017 年 1 月，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合发布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（发改能源〔2017〕132 号），明确绿色电力证书（简称“绿证”）是绿色电力消费的唯一凭证，同时对补贴清单内的集中式风电、光伏电站项目发电量核发绿证，在全国范围内启动绿色电力证书自愿认购制度。根据政策规定，补贴项目绿证价格不高于证书对应电

量的度电补贴水平，且绿证出售后，相应的电量不再享受来自可再生能源发展基金的电价补贴，导致补贴项目绿证价格整体偏高，最低价格为 128.6 元/个（对应 1 兆瓦时电量）。

2019 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号），明确风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，可按国家可再生能源绿色电力证书管理机制和政策获得可交易的绿证，并通过出售绿证获得收益。与补贴项目绿证不同，平价项目绿证价格完全由市场形成，交易价格大幅低于补贴项目绿证，市场接受度更高，2021 年 6 月平价绿证上线以来，认购交易量迅速增加，截至 2022 年 7 月底，补贴替代绿证累计交易 7.9 万个，平价项目绿证累计交易 193.6 万个，证电一体绿证累计发放 108.6 万个。

电力是我国碳排放重点行业，为助力如期实现碳达峰、碳中和，要充分发挥绿证机制作用，做好与碳排放权交易市场的衔接，不断拓展绿证应用场景，推广绿证交易，提升绿色电力消费共识、助力能源结构转型。2022 年 1 月，国家发展改革委等七部委联合发布《促进绿色消费实施方案》（发改就业〔2022〕107 号），明确提出要建立绿电交易与消纳责任权重挂钩机制，市场化用户通过购买绿电或绿证完成权重目标，同时要求加强与碳排放权交易的衔接，研究在排放量核算中将绿电相关碳排放量予以扣减的可行性。完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接是下一步落实和重点工作方向。

案例 1-9 推广绿证交易、助力会场用电零碳化

2021 年 6 月 28 日，国家能源局在“2021 年国际能源变革对话”上宣布了首笔平价绿证交易启动，国际能源变革对话组委会通过绿证认购平台购买了国电投中电朝阳光伏平价示范项目及中广核通榆新发风电平价示范项目绿证各 60 张，相当于 12 万千瓦时绿色电力，实现了会场用电零碳化以及会议交通绿色化，用实际行动践行绿色低碳发展理念，坚定助力推动碳达峰、碳中和目标的实现。

主要政策点 3：建立完善新能源绿色消费认证、标识体系和公示制度。加大认证采信力度，引导企业利用新能源等绿色电力制造产品和服务。鼓励各类用户购买新能源等绿色电力制造的产品。

目前，国家层面尚未建立完善的绿色电力消费认证标准、标识体系和公示制度，企业、自然人认购绿证后，主要体现自身在使用绿色能源方面的社会责任与环保主张，不能推动生产生活成本降低，也不能给企业、个人带来政策优惠等实质性利益，难以调动各方绿色电力消费积极性。同时，我国仅少部分认证机构初步开展了绿色电力消费认证工作。2017 年绿证自愿认购制度启动后，为配合国家政策有效执行，进一步增强绿电消费者的荣誉感，相关单位编制《绿色电力消费评价技术规范》，初步对绿色电力认可的范围及主要消费途径做出规定，制定了针对组织、活动和个人三个层面的绿色电力消费的评价要求，并基于评价结果向符合评价要求的申请人颁发

证书并授予标识使用权。但由于产品方面的需求较为多样化，暂未开展针对产品的绿色电力消费评价工作。中国质量认证中心目前正在编制产品、组织、活动相关绿色能源消费评价技术规范。

《实施方案》提出“建立完善新能源绿色消费认证、标识体系和公示制度。加大认证采信力度，引导企业利用新能源等绿色电力制造产品和服务。鼓励各类用户购买新能源等绿色电力制造的产品”，将推动我国加快建立健全绿色电力消费体系，实现绿色电力消费价值向商品端传导，是提升全社会绿色电力消费意识的重要举措。

案例 1-10	“2021 年国际能源变革对话” 获得绿色电力消费认证
2021 年 6 月 27 日~29 日，“2021 年国际能源变革对话” 在江苏苏州召开，组委会通过购买平价绿证的方式，实现了会场用电零碳化以及会议交通绿色化。北京鉴衡认证中心对本次对话准备期及会议期间全过程的电力消费总量进行了核算，并对绿证购买信息进行了核实，依据《绿色电力消费评价技术规范》开展了绿色电力消费认证。本次会议成为国内首个通过购买平价绿证实现“100%绿色电力消费”的大型活动。	