



共担新能源发展和消纳责任， 如何从原则走向现实？



文 / 时璟丽

2022年，消纳保障、多元并网、电价、绿电消费等机制将共同发力，在全面推进集中式和分布式风光等项目建设和运行方面发挥重要作用。



2020年9月22日，我国提出“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”目标（以下简称碳达峰、碳中和目标）。经过一年多的时间，新能源作为实现碳达峰、碳中和目标不可或缺的途径和手段，从“十四五”开始实现跃升发展，并已在各界基本达成共识。

一年多以来，我国完善了非化石能源在能源消费中的占比目标，将2030年的占比目标从之前的20%提升到25%，20%占比调整为“十四五”末期的目标；首次提出2060年非化石能源在能源消费中占比80%以上的远期目标。

为推进风电、光伏等新能源实现跃升发展，国家能源主管部门在2021年密集发布了多项具体政策，充分体现了“十四五”期间政策导向：风电、光伏等新能源发展与消纳有同等重要的地位，新能源要实现大规模、高比例、市场化、高质量发展，电力和能源系统都需要围绕更高比例的新能源融入来布局项目建设、调整运行方式、完善保障机制。

在政策推动下，2021年尽管面临原材料价格上涨等问题，新能源仍保持了较高的市场规模。业内预期，全年新增风电、光伏装机容量将达到9000万千瓦左右。电量贡献方面，2021年前9个月风电发电量、光伏发电量、全

社会用电量同比分别增加41.5%、24%和12.9%，风光电量增量在全社会用电量增量中的比重达到26.4%。新能源在缓解下半年全国范围内电力供应短缺问题方面发挥了作用。

2022年，新能源市场发展将继续依照大规模、高比例、市场化、高质量的总体方向，消纳保障、多元并网、电价、绿电消费等机制将在全面推进集中式和分布式风电、光伏等项目建设和运行方面发挥重要作用，各方共担新能源发展和消纳责任从原则走向现实。

消纳责任权重：落实责任共担

“十四五”期间，强化可再生能



>> 2021年9月30日，在江苏省宿迁县泗洪县天岗湖乡，水上光伏和岸上风电正源源不断地输出绿色电源。

源电力消纳责任权重引导机制是保障新能源发展和消纳的重要手段。

2019年，我国建立了可再生能源电力消纳保障机制，通过给予各地政府部门、售电企业和电力用户等市场主体具有约束力的可再生能源电力消纳权重责任，建立消费引领的发展机制。根据碳达峰、碳中和目标以及非化石能源在能源消费中的比例目标，逐年合理调整各地区和各市场主体消纳可再生能源电量的责任权重，既可形成每年新增新能源电源的市场需求，也可为所有已建成并网项目的消

纳提供保障。2020年为消纳保障机制第一个正式考核年，承担消纳责任权重的30个省份均达到了总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重要求。经过两年的时间，消纳保障机制的地方落实和具体操作、国家层面评价考核管理等基本建立，机制的实施已经有了良好基础。

《国家发展改革委 国家能源局关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改能源〔2021〕704号）文件在2021年5月颁布，提出强化消纳保障机制的作用，

并明确了机制落实的一些细则。

这份文件规定，每年年初，相关部门发布各省份当年和次年的消纳责任权重，当年权重为约束性指标，次年权重为预期性指标。

文件体现的一个重要导向是消纳权重的责任共担，即通过逐步缩小各地权重目标差异，体现发展和使用新能源和可再生能源的全社会责任和公平承担的导向。如2022年，各省份预期性非水电责任权重指标较2021约束性非水电责任权重指标增加1.25个百分点，对于东部用电量较大的省份，消纳非水可再生能源电力的绝对增量将更大，这就需要其更快地发展本地非水可再生能源和更多地接纳跨省跨区非水可再生能源电力。

为了有效发挥消纳保障机制的作用，国家政策已明确“十四五”期间将消纳责任权重完成情况与地方能源消费总量适度挂钩（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），这是用激励手段鼓励各地方更多消纳可再生能源。

2021年12月，中央经济工作会议上又加大了这一支持措施的力度，提出新增新能源不纳入能源消费总量考核，中长期方向则是将“能耗‘双控’向碳排放‘双控’转变”。对于新能源行业来说，这将是长期利好。

并网多元保障：提升开发质量

2022年，新能源项目开发继续坚

持集中式和分布式并举，这也将是贯穿“十四五”期间的项目开发思路。

在集中式开发方面，《关于国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要草案的审查结果报告》提出了构建现代能源体系建设工程，其中之一是建设大型清洁能源基地。2021年10月，我国明确提出将在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目，首批安排容量接近1亿千瓦，对第二批基地项目，相关省份在2021年12月上报国家能源主管部门。

从第一批基地进展看，已招标的基地大多要求在2021年内开工，2023年年底并网，将成为2022年和2023年新增装机主力。考虑新能源基地中光伏和电化学储能建设周期为一年左右，风电、光热发电的建设周期为两年左右，因此，预计2022年是沙漠、戈壁、荒漠风光基地的安排和项目建设的关关键期，主要基地将在此期间开工建设。

分布式新能源项目开发方面，国家将在“十四五”期间开展千乡万村驭风行动和千家万户沐光行动。光伏发电除了推进整县分布式光伏这一建筑屋顶光伏应用外，其他各类分布式应用场景规模扩大，也将增加分布式光伏市场。从目前情况看，用电需求较大、配电网基础较好的中东部地区，整县试点表现得更为活跃。分散式风电的潜在市场将是工业园区的应用和农村田间地头的应用，但需要先解决土地问题，找出合适的土地利用和商业模式。从项目特征看，农村地

区的分散式风电如能采用企业集中开发、分散方式建设可能更适宜，原因在于，风电的建设、运行及管理对技术要求高，统一建设、统一管理、统一运维的开发模式，能够在保证质量的同时降低建设和运维的整体成本。

为保障年新增约1亿千瓦的波动性电源新增装机的消纳，必须同步增加消纳空间，“十四五”开始实施的新机制——并网多元保障机制将在2022年发挥兜底保障作用。

并网多元保障机制是将每年新安排的风光项目分为两部分：保障性并网和市场化并网。其中，各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目，由电网企业实行保障性并网；对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网，即市场化并网。

2022年，预计保障性并网将包括大型风光基地和已安排的分布式光伏以及新增户用光伏项目，市场化并网的范围也会拓展。从增加消纳能力的责任看，电源侧也会增加配备抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、电化学储能等，提升灵活调节能力。

电价和参与市场：收益和风险均将增加

2021年“新增风光项目全部平价上网，执行当地燃煤基准价”的定价方式，体现了在风光电站实现完全补贴退出的首年，国家政策保障新能源项目合理收益的总体原则。虽然2022

“十四五”时期可再生能源发展的四大特点

大规模

- 年均装机容量有大幅度提升
- 可再生能源发电装机容量占电力总装机的比例将超过50%

高比例

- 在全社会用电量增量中的比重将超过50%
- 在一次能源消费增量中的比重将超过50%
- 在电力消费增量中，从补充变为主体

市场化

- 进一步发挥市场在可再生能源资源配置中的决定性作用
- 风电、光伏进入平价阶段
- 实现市场化发展、竞争化发展

高质量

- 加快构建以新能源为主体的新型电力系统
- 大规模开发、高水平消纳、高电力可靠性

>> 资料来源：作者提供

年新能源电价政策尚未出台，但预计“保障合理收益”的原则不会变。

除了上网电价政策外，“十四五”期间新增新能源参与电力市场的规模和范围也将不断扩大，这将更大程度地影响具体项目的收益和经济性。

参与电力市场方面，2021年10月国家发展改革委发布的有关燃煤发电上网电价市场化改革文件，提出形成“放开两头，能跌能涨”的市场化电价机制。新机制下，新能源参与电力

市场部分收益也会受到影响。

如文件“其一”提到，将“扩大市场交易电价上下浮动范围，将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制”，这一变化将影响新能源参与市场的部分，如果走中长期交易市场价格，新能源电价的浮动范围将变大。

文件“其二”指出，要“有序推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价”。这就意味着，分布式新能源发电自发自用部分收益将产生变化。

除了电价机制，影响2022年新能源电价的因素还包括项目发电出力的情况、限电情况、储能成本、辅助服务费用以及绿证收益。

绿色电力（以下简称“绿电”）交易将有望在2022年呈现数量级增长。2021年，大量风光平价项目并网，特别是在第四季度。在国内对于绿电需求大增的情况下，企业用这些平价项目参与绿电交易市场更有积极性。近期，广东、江苏两省公布了2022年中长期电力交易价格，绿电相比于当地燃煤基准价分别高出6.089分/千瓦时和7.188分/千瓦时，但与同期的中长期市场价格相差不大，广东绿电交易价格高出1.685分/千瓦时，江苏则低0.381分/千瓦时，考虑新能源与火电出力特性的差异，这一绿电交易水平还是体现了风光作为绿电和具备绿证的溢价。

总之，2022年新能源参与电力市场的比例和规模都要增加，从电量和电价角度看，收益机会多，风险也在增加，新能源发电项目开发 and 运行需要更加细化的设计和方案，要根据发电项目本身、储能调峰匹配、负荷相应等多因素优化考虑。■

（作者系中国宏观经济研究院能源研究所研究员）