

关于促进全省可再生能源 高质量发展的意见

(征求意见稿)

为贯彻落实碳达峰、碳中和战略目标，积极构建以新能源为主体的新型电力系统，加快形成可再生能源开发利用新业态、新模式、新机制，促进全省可再生能源高质量发展，现提出如下意见。

一、内外统筹，拓展可再生能源开发空间

(一) 加快开发建设海上风电基地。编制实施《山东海上风电发展规划(2021-2030年)》，研究出台支持海上风电发展的配套政策，2021年建成投运两个海上风电试点项目，实现我省海上风电“零突破”。“十四五”期间，我省海上风电争取启动1000万千瓦。

(二) 建成风光储一体化基地。充分利用鲁北盐碱滩涂地和鲁西南采煤沉陷地，因地制宜发展光伏发电、风电等可再生能源，建设(风)光储一体化基地。按照发改能源规〔2021〕280号文件精神，严格落实规划选址、土地、生态红线、电力接入等条件，推动源网荷储一体化项目和多能互补项目建设。到2025年，(风)光储一体化基地力争建成投运容量2000万千瓦左右。

（三）开拓外电入鲁通道配套可再生能源送电基地。统筹省内、省外资源，构建可再生能源开发新格局。推动银东直流、鲁固直流、昭沂直流等在运通道配套电源调整优化，在确保安全的前提下，最大限度多送可再生能源电量。支持省内能源企业“走出去”，主导或参与配套可再生能源电源基地建设。到2025年，建成省外来电可再生能源配套电源基地装机规模力争达到1000万千瓦，已建成通道可再生能源送电比例原则上不低于30%，新建通道不低于50%。

（四）统筹可再生能源和乡村振兴融合发展。开展整县（市、区）分布式光伏规模化开发试点，形成易复制、可推广的山东经验。提升绿色示范村镇建设标准，实施“百乡千村”生态乡村示范工程。鼓励农光互补、渔光互补等综合利用项目建设，创新利用农村集体未利用土地作价入股、收益共享机制。因地制宜建设生物质制气、热电联产项目，助力乡村振兴。“十四五”期间，新增乡村分布式光伏装机1000万千瓦以上、生物质发电装机50万千瓦。

（五）因地制宜发展城镇分布式光伏。倡导光伏建筑融合发展理念，支持党政机关、学校、医院等新建公共建筑安装分布式光伏，在新建的交通枢纽、会展中心、文体场馆、CBD中央商务区、工业园区等开展光伏建筑一体化项目示范。鼓励城镇居民在自有产权住宅屋顶安装分布式光伏。“十四五”期间，新增城镇分布式光伏装机500万千瓦左右。

二、多措并举，保障可再生能源集中消纳

（六）提升大电网支撑保障作用。超前规划建设三大海

上风电基地、鲁北风光储一体化基地等可再生能源富集地区汇集、送出的输变电工程，提升大电网接入能力、送出能力和安全稳定运行水平。靶向改造升级配电网，实现分布式电源能接尽接。强化“云大物移智链”技术应用，加快市场体系建设，实现源网荷储多向互动、友好协同调节，积极构建适应高比例可再生能源的新型电网。

（七）加快煤电机组灵活性改造。“十四五”全面完成直调公用煤电机组灵活性改造，在役纯凝机组（稳燃工况，下同）最小技术出力达到 30%、热电联产机组最小技术出力达到 40%；新上纯凝、热电联产机组最小出力分别达到 20% 和 30%；有条件的可加大深调改造力度。按计划按标准完成灵活性改造任务的，煤电新增深调能力的 10%可作为所属企业新建可再生能源项目的配套储能容量。

（八）推动抽水蓄能电站高效开发利用。积极适应可再生能源高比例发展新形势，加快建设沂蒙、文登、潍坊、泰安二期抽水蓄能电站。开展新一轮抽水蓄能规划选点，力争枣庄山亭、青州朱崖等项目纳入国家中长期规划，适时启动前期研究论证。推动抽水蓄能电站纳入市场运营。支持鼓励抽水蓄能电站开发建设，所发电量视作风电、光伏发电所发电量，计入当地非水可再生能源电力消纳责任权重。到 2025 年，建成抽水蓄能电站 400 万千瓦，在建规模 400 万千瓦。

（九）规范自备煤电机组参与电网调峰。强化自备机组调峰和可再生能源消纳责任，2021 年底前，具备条件的并网直调自备机组进入辅助服务市场。建立自备机组调峰奖惩考

核机制，将其参与电网调峰所减发电量的 50%作为奖励，计入该企业的可再生能源电力消纳量；对于不参加电网调峰的并网自备机组（背压机组除外），按其自发电量占全社会用电量比重，分摊因电网调节能不足造成的弃风弃光电量，相应加重该企业消纳责任权重。

（十）加快储能设施建设。自 2021 年起，新增集中式风电、光伏发电项目原则上按照不低于装机容量 10%配建或租赁储能设施，配套储能设施按照连续充电时间不低于 2 小时，且满足我省相关标准要求，与发电项目同步规划、同步建设、同步投运。开展电化学储能示范试点，完善储能商业盈利市场机制。鼓励有条件的风电、光伏发电项目按照相关标准和规范配套制氢设备，制氢装机运行容量视同配建储能容量。

三、改革创新，促进可再生能源电力就地就近消纳

（十一）创新就近消纳机制。完善分布式发电试点市场化交易规则，按照稳妥有序、试点先行、发用协同、曲线耦合原则，选择多能互补、调节能力强的可再生能源场站组织开展“隔墙售电”交易试点。在工业负荷大、新能源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电园区试点建设。

（十二）压实各类主体消纳责任。严格落实可再生能源电力消纳责任权重考核政策，按年分解压实地方和各类市场主体消纳责任。加快推动全省超额消纳量或绿色电力证书交易市场建设。企业可通过自建分布式（自用）光伏、厂区外

集中式（上网）可再生能源发电项目或购买其他企业的超权重消纳量、绿证等方式完成可再生能源消纳责任。

（十三）推动分布式电力就地消纳。低电压分布式光伏接入电网应满足国家相关行业标准要求，确保电网安全运行。鼓励分布式光伏自发自用，或在微电网内就地消纳；逐步完善分布式光伏功率采集、远程控制技术措施，在电网调峰能力不足弃风弃光时，分布式光伏（户用分布式除外）上网部分与集中式场站同等承担弃电义务。鼓励自身消纳困难的分布式光伏配置储能设施。

四、放管结合，促进可再生能源高质量发展

（十四）科学统筹大型基地项目。按照统一规划、统一资源配置、统一开发建设原则，统筹推进全省海上风电发展，确保与海洋功能区划、航道通航、海洋生态保护、海底管线相协调。与生态环保、土地综合利用等规划相衔接，科学有序开发鲁北盐碱滩涂地风光储一体化基地，实现生态效益、经济效益和社会效益有机统一。

（十五）优化审批（备案）服务流程。各级行政审批机构要建立可再生能源项目审批绿色通道，提升服务效率。各级电网企业要以适当方式公开电网可供可再生能源项目利用的接入点、容量空间和技术规范，简化可再生能源接网业务环节，优化流程、缩短时间，推广全流程线上办理平台应用，力争一网通办、接网申请“一次也不跑”。

（十六）规范开发市场秩序。严格执行国能新发〔2018〕34号文件精神，进一步优化可再生能源发展环境，地方不得

向可再生能源投资企业收取任何形式的资源出让费等费用，不得将应由地方政府承担投资责任的社会公益事业相关投资转嫁给可再生能源投资企业或向其分摊费用，不得将风电、光伏发电规模与任何无直接关系的项目捆绑安排，不得强行提取收益用于其他用途。

（十七）加大资金扶持。发挥新旧动能转换基金作用，将有基金融资需求的可再生能源项目纳入基金投资项目库，积极向基金管理机构推介，鼓励和引导金融机构加大对可再生能源行业的贷款发放力度，吸引基金和金融资本投资支持可再生能源发展。

（十八）强化项目进度约束监管。加强纳入年度开发建设项目名单的可再生能源发电项目落地事中事后监管，项目须在承诺期限内全容量建成并网。各市能源主管部门按年度发布纳入年度项目名单内企业项目落地守信情况。对于严格执行上述规定的企业，在后期可再生能源项目安排上给予倾斜支持。逾期未建成投产的项目移出年度项目名单。如企业仍有意愿建设，可按照新项目重新提报，纳入后续年度项目名单。

（十九）提升科技支撑能力。积极应用新技术新装备，开展老旧风电、光伏场站技术改造试点。开发完善“新能源云”功能，利用现代信息技术手段，实时跟踪新建可再生能源项目建设进度、在役场站发电出力情况，按年发布同地区同期投产可再生能源场站发电效率排名，建立相关指标体系和奖惩机制。

（二十）明确属地责任。各设区市要加强可再生能源项目建设信息管理，建立协调推进和月报公示制度，将项目前期推进、开工建设、形象进度、竣工投产等情况定期在官方网站公开。自 2021 年起，省里将定期监测评价各地可再生能源电力消纳责任权重完成情况，对于可再生能源发展支持力度不够、项目落地推进缓慢、消纳责任完成不力的地市进行通报，约谈距任务目标差距大的地市，并将相关情况报送省政府。