

附件

加快促进吉林省新能源集成融合发展的实施方案

按照《国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93号）等文件要求，为科学统筹吉林省新能源规模化开发和高水平消纳利用，推动省内新能源产业多维度一体开发、多产业深度融合、多链条系统集成、多场景培育拓维，不断打造更具韧性、更有效率、更可持续的吉林新能源产业发展“第二曲线”，制定本实施方案。

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，全面贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，落实国家关于促进新能源集成融合发展的有关精神，按照省委、省政府推动新能源产业跨越式发展的工作要求，通过多能源品种“左右集成”、产业链上下游“上下集成”、生产与消费“前后集成”，实现系统最优，在更大维度上构建动态平衡体系，推动吉林新能源产业发展持续向系统性、整体性、协同性新发展范式转变。

（二）主要原则

坚持五位一体、系统集成。聚焦新型电力系统“源网荷储治”五侧，通过源源互补、源网协调、源荷互动、网储互动和源荷聚合等交互形式，实现电力清洁多元供应、集约高效

配置、灵活充裕调节、绿色低碳消费和现代高效治理。

坚持多类融合、多业协同。依托吉林省新能源组合优势，推动风、光、水、生物质等“绿电”“绿碳”资源以及火、储、氢融合互补、一体开发。推动新能源与工农商文旅等各产业和民生等领域深度融合，不断拓宽新能源与关联产业耦合发展新空间。

坚持市场驱动、技术创新。持续加强电力市场化改革，完善调度、运行、市场衔接等各类市场交易机制，激活发展内生动力。加快高效可靠风电装备、高效太阳能电池及组件制造、数智化融合等前沿技术产业化应用，提升发展竞争力。

（三）总体目标

到 2030 年，集成融合发展成为全省新能源发展的重要方式，以集成融合为主要特点的新场景不断涌现，全省新能源开发模式更加灵活、消纳途径更加多元、应用场景更加丰富、电力市场更有活力，新建成超 50 个集成融合项目及应用场景，有力支撑全省经济社会发展全面绿色转型。

二、集成融合模式

（一）左右集成

1.集成思路：充分发挥新能源、可再生能源和传统能源间的互联互通优势，打通区域间资源互补通道，通过能源多品种互为补充、互相支撑，实现一体化集成开发。

2.实施路径：融合风电、光伏、光热、新型储能、生物质、地热等资源，打造规模化、基地化项目。结合已投运风光电站运行情况，打造规模化风光同场改造升级项目，不断

优化省内风光比例和出力特性。融合风光等新能源和煤炭、油气等传统能源，实现传统能源清洁替代和绿色转型发展。通过“风、光、储、车、桩、网、荷”等分布式电源和灵活性资源融合及虚拟电厂聚合，打造小规模、智能化分布式融合项目。此类项目原则上采取“绿电+消纳”等模式，实现资源融合开发和高比例就近消纳。

3.建设地点：以风电、光伏、光热为主体的集中式融合项目，主要在白城、松原、四平等风光资源富集的西部地区。风光同场改造升级项目以原场址为基础，视周边土地资源和既有风光电站项目情况适度扩展。新能源与传统能源融合项目，以省内既有煤矿、油田场区、火电厂等为基础适度扩展。分布式融合项目以适配应用场景为基础，在各市（州）均可建设。

专栏1 “左右集成”典型场景

(1) 高比例绿色电站。依托新一代光热发电、大规模生物质调峰、低成本新型储能技术等先进调节资源，充分发挥光热、新型储能、生物质等支撑调节作用，在省内因地制宜打造风电、光伏、光热、新型储能、生物质、地热等耦合的高比例绿色电站，通过科学配比和一体化调度运行，实现出力稳定、电价合理，鼓励实现100%全绿色。

(2) 新能源与传统能源融合发展。有效利用采煤沉陷区、工业园区、油气田及周边地区的土地资源，建设风光发电项目，推进新能源发电就近就地消纳。鼓励在典型煤炭、油田矿区临近区域配套风电、光伏、燃机、储能等，实现微网能源自治和全网协同互动，打造矿区绿色能源开发利用方式。探索煤电提效降碳，改造建设零碳低碳燃料掺烧和碳捕集利用及封存项目。探索在已投运火电厂内及周边建设风电光伏和储能项目，打造风光火储联调一体化项目，通过分布式新能源建设、系统耦合集成、一体化调度运行等实现新能源电量对煤电发电量的清洁替代。融合光热发电与煤电，探索熔盐储热耦合调峰、新能源替代厂用电。促进新能源技术与油气勘探开发技术、煤炭产业链的协同融合，实现油气田和煤基产

业链绿色发展。

(3) 风光集约开发。新建新能源项目开展集约化选址，探索风光同场、水上风光等集聚开发项目，实现场区空间、输变电设施、调节能力等集约共用和风光出力互补。统筹风电、光伏发电项目改造升级，探索以风光同场模式整体开展改造升级。

(4) 交能融合。依托高速公路、高速服务区、铁路和城乡道路等交通基础设施，通过光储充换一体的形式，打造光伏高速廊道、零碳服务区等。通过虚拟电厂聚合用户侧储能、充换电基础设施、充换电站场区分布式光伏等资源，构建信息流、能量流双向互动体系。

(5) 智能微电网。通过配套小规模风电、光伏、燃机、储能等，建设源网荷储一体化的智能微电网，通过虚拟电厂深度聚合，实现园区内各单元之间的资源互济和动态协同，实现局部平衡、绿电自用。

(二) 上下集成

1.集成思路：强化新能源关联耦合能力，联动各类产业及相关领域，实现产业协同发展。加强新能源产业链自身的上下游融合，打造集成融合式新能源产业体系。

2.实施路径：通过新能源产业与风光电氢储等新能源装备制造制造业、石油化工等传统产业、算力设施等新兴产业以及省内文旅、农业等特色产业的融合互促，实现关联产业的绿色供电和不同产业间的协同发展。依据关联产业用电规模和具体应用场景，因地制宜建设集中式或分布式风光发电项目，鼓励建设新型储能等调节设施，通过虚拟电厂聚合资源，实现灵活响应。此类项目原则上采取“绿电直连、分布式供电、绿电/绿证交易”等形式，实现绿色供能和一定规模的绿电消费。

3.建设地点：以集中式风光直连为基础的项目，主要在白城、松原、四平风光资源富集的西部地区。以分布式电

源为基础的项目，在各市（州）均可建设。以文旅、农业等典型特色应用场景以及有特定出口、转型、降碳等需求的企业为基础的项目，在关联侧项目所在地区附近建设。

专栏2 “上下集成”典型场景

（1）新能源+算力。在省内中西部地区统筹算力设施绿电需求和新能源资源禀赋，协同布局新能源基地和算力基础设施，保障算力设施的绿色供能和绿电消费比重，实现算电协同发展。

（2）新能源+传统产业。对绿电溯源和消纳有明确需求的外向型企业和钢铁、水泥等重点行业企业，以及对转型升级和降本增效等有明确需求的石油石化、化工等重点产业，国家级零碳园区及省级绿能产业园区等，因地制宜建设分布式或集中式风光发电项目，实现新能源与关联产业的协同优化升级。

（3）新能源+装备制造。在省内西部新能源资源富集和新能源装备制造产业集聚的地区，因地制宜建设分布式或集中式风光发电项目，探索新能源产业链全链条绿色制造，实现装备制造产业关键零部件制造及产品生产制造的绿色化改造。通过产业链“以绿制绿”，最大化消纳新能源，将制造转变为可调节、可响应、可与电网灵活互动的智慧化主体。

（4）新能源+文旅。因地制宜建设分布式或集中式风光发电项目，打造零碳景区、绿电景区、全域绿电小镇等零碳或低碳场所。在景区内探索推广光伏座椅、光伏路灯等“光伏+”设施，推广新能源摆渡车、观光车等绿色交通。在风光、光热、储能等项目周边，结合文旅规划打造能源文旅一体化特色项目。

（5）新能源+农业。通过“光伏+储能+智慧能源管理”形式，因地制宜与省内种粮、种菜、种果、种药、养殖、放牧等结合，形成农光互补、渔光互补、牧光互补、药光互补等复合模式，并通过深加工等方式延长自身产业链条，做大用电量，实现一地多用、绿电自消、低碳高效和复合收益。

（6）虚拟电厂聚合。按照聚合资源“从个体到园区、从单一到多元、从小规模到大体量”等不同类型，充分聚合源、荷、储等各类可调资源，打造智能建筑、智能工厂、智能园区等各类智能调节场景，实现各调节单元的资源互济和与全网的动态协同，不断释放调节潜力，释放消纳空间。

（三）前后集成

1.集成思路：提升新能源非电利用水平，将丰富绿电资源转化成绿氢、绿氨、绿醇、绿热等非电产品。探索对存量

新能源项目余电进行创新利用，提升全省新能源消纳水平。

2.实施路径：发挥“氢—电—碳”耦合作用，通过绿电制取绿氢，实现新能源发电利用向非电利用转变，同时，延长绿氢的产业链条，将绿氢转化成绿氨、绿醇、绿色航煤等绿色产品，实现绿色电力的深层次转化和高附加值提升。充分发挥绿氢的还原属性和燃料属性，将绿氢应用于传统冶炼行业和交通等领域，探索绿氢在掺烧、调峰等场景的应用，持续拓展非电利用的应用场景。通过新能源发电供暖或新能源直接供暖等形式，将绿电转化成绿热，提升清洁供暖水平。探索新能源余电综合利用，对已投产的并网消纳新能源项目，富余电量可通过在新能源场站周边扩建储能设施、移动式储能装置或引入制氢等新增用电负荷通过直连专线消纳，提升新能源综合利用率。

3.建设地点：以绿氢为主要利用场景的项目，需依托风光直供制取绿氢后进行进一步转化应用，主要在白城、松原、四平、长春、辽源、吉林等资源富集且具备一定项目储备的地区，在绿氢储运技术突破、成本下降后，拓展至所有市（州）。新能源供暖项目，在各市（州）均可建设，在项目周边就近开展。新能源余电综合利用项目，以投运的具体风光电站为基础，在项目周边就近开展。

专栏3 “前后集成”典型场景

（1）绿氢+化工。以可再生能源制绿氢为基础，推进绿氢向绿氨、绿醇、绿色航煤等氢基能源产业延伸，实现规模化可再生能源制氢就地消纳并持续向下游产品转化，持续壮大绿色氢氨醇项目规模。

（2）绿氢+冶金。以可再生能源制绿氢为主要还原剂，替代传统冶金（如

钢铁)中的焦炭、煤等化石燃料,通过绿电、绿氢、冶金、储能协同,构建钢铁全流程低碳链,实现金属冶炼近零碳排放。

(3) 绿氢+交通。依托风光电氢氨醇全产业链,以绿氢为核心纽带,利用风光资源发电制取绿氢,通过绿氢合成甲醇,构建绿色低碳循环供给体系,推动氢、醇新能源在交通场景规模化应用。依托“氢春号”“氢淞号”氢能列车,拓展氢能文旅专线,串联沿线文旅节点,打造“绿氢(醇)+交通+文旅”融合发展模式。推进氢(醇)车辆示范推广,聚焦公交、通勤、物流、环卫、工程作业等领域建设示范项目,逐步扩大氢能交通应用场景与覆盖范围。

(4) 绿氢+创新场景。通过氢燃料电池供电供热,提高灵活保障能力。在省内新建燃气机组探索燃机掺氢运行,在煤电机组探索掺氢改造,在天然气管网探索掺氢试验。布局氢储能系统和氢能调峰电站,形成“氢能+抽蓄+新型电化学储能”融合的储能体系。

(5) 新能源+供热。在医药、造纸、食品加工等用热需求旺盛的工业园区、产业园区以及农村等区域,按照“分布式光伏+储能+电采暖”、地热、生物质等光储热融合方式,推进分布式绿电采暖。以燃煤电厂绿色替代为基础延伸拓展“以电代煤”项目,实现绿电直供与清洁取暖深度融合。开展风热供暖等创新示范探索。

(6) 新能源+余电综合利用。对于已投运并网消纳的新能源项目,由于系统消纳能力不足、输电通道受限、灵活性调峰能力欠缺等原因造成的富余电量,在新能源场站周边因地制宜探索引入移动式储能、电炉、制氢等就近消纳利用场景,通过绿电直连专线消纳发电企业弃风弃光电量,提升新能源综合利用率水平。

三、组织实施

新能源集成融合项目整体上按照“企业自主—县区申请—市州批复—省级报备”思路组织实施,其中,以“绿电+消纳”、绿电直连为主要模式的项目,按照《吉林省绿电直连项目开发建设实施方案(试行)》及“绿电+消纳”管理文件等明确的各项要求实施;以分布式光伏为主要模式的项目,按照分布式光伏管理办法及相关通知要求实施;风光发电项目改造升级等需报国家复核的项目,参照国家政策组织实施。若集成融合项目电源侧不涉及新建、改造存量新能源和可再生

能源项目，或为整合存量新能源及跨领域、跨部门资源要素项目，项目所在地市（州）能源主管部门可视情况论证实施，并归集信息向省能源局报备具体情况。新能源集成融合模式不限于方案内模式，鼓励各市（州）结合自身资源特点和发展实际因地制宜探索集成融合的新模式、新路径。

（一）项目申报。项目申报主体以负荷侧或场景侧企业为主，也可以是电源侧合作开发企业及双方成立的合资公司。负荷侧或场景侧项目所在地县（市、区）能源主管部门组织项目申报主体编制实施方案，准备申报材料，向所在地市（州）能源主管部门提出申请。实施方案包括但不限于集成融合模式、建设时序、实施条件、接入系统方案、电力系统安全评估、收益分析及信用证明、相关部门初审意见等佐证材料。

（二）项目批复。项目所在地市（州）能源主管部门对项目实施方案及申报材料进行审查，视项目具体集成融合模式及涉网特性等，组织具备资质的第三方机构对项目实施方案进行评审，充分征求电网企业意见。项目所在地市（州）能源主管部门依据评审意见批复项目并向省能源局、省发展改革委报备具体情况。跨市（州）布局的项目，由相关市（州）能源主管部门联合审查与批复。项目批复一年内未开工建设，批复文件自动失效，项目需重新履行申报程序。

（三）推进实施。项目主体严格按照批复方案建设，严禁擅自变更建设内容、股权结构或自行变更投资主体。电源侧新能源项目建设要与负荷或场景建设相匹配，不得提前投

产。项目依法依规履行相关审批流程，严禁以方案批复代替项目审批、虚拟电厂市场注册等，严禁以方案申请、批复等提前锁定分布式可开放容量等资源空间。

四、重点任务

（一）推动新能源规模化开发。统筹处理好“吉电吉用”和“吉电外用”关系，持续完善“绿电+消纳”体系，不断扩大绿电直连规模，实现更高比例、更多场景“以绿制绿”。同步推进“吉电入京”工程，加快配套火电及换流站、输电通道建设。坚持集中式和分布式协同发展，不断完善分布式光伏、分散式风电政策体系，从投资开发、项目审批、项目建设、运营管理等方面持续引导分布式项目科学有序发展。

（二）扩大“绿氢+”发展优势。巩固省内绿色氢氨醇项目基础，持续放大绿氢化工领域先行优势，强化上海电气洮南（二期）、中核汇能通榆、华电榆树、中煤绿能四平、中能建松原（二期）等百亿级项目牵引并推进落地见效，打造国内绿色液体燃料供应高地。加强区域沟通协调，推进“吉醇入海”跨区域出海通道，助力我省氢能产品融入国际能源市场。

（三）强化系统支撑调节能力。实施绿色电源电网工程，加快推进煤电、气电项目建设，同步实施配建新能源项目，提升电力系统支撑调节能力；加快推动福顺、万泉、乌兰、双山、升阳等 500 千伏输变电项目建设，加速“四横四纵”主网架建设，提升电网资源优化配置能力。实施储能跃升工程，加快推动靖宇、和龙等抽水蓄能电站建设，打造规模化抽蓄

基地，推动新型储能规模化突破式发展。鼓励新能源与配建储能一体化调用，推动新能源一体化聚合运营。

（四）健全电力市场体系建设。聚焦电力市场运行过程中的关键环节和关键要素，不断通过体制机制优化，释放市场活力。优化各类集成融合项目接入、调度、运行、交易、结算等方式和相关机制，推动一体化聚合运营。持续推动省内电能量市场、辅助服务市场、容量市场等的有效衔接，完善虚拟电厂、新型储能政策，探索各类集成融合项目公平参与电能量市场和电力辅助服务市场，将符合条件的项目纳入容量补偿范围。

（五）提升各类园区承载能力。统筹省级绿能园区建设、国家级零碳园区和省级零碳园区供能，不断提升园区承载能力。积极推进增量配电网园区建设，推动辽源、农安等增量配电网由建网向强网演化，进一步提升就近消纳新能源能力，形成园区负荷增长与新能源开发利用的良性互动。持续推动氢基绿能园区建设，夯实绿氢项目建设条件，推动大安、松原、洮南等氢基绿能率先投产项目发挥示范效应，带动更多氢能项目落位，实现由项目承载向多功能提升转变。推动松原、辽源、四平等三个国家级零碳园区和省级零碳园区实现达标供能。

（六）增强全社会绿电消费意识。推动落实国家关于可再生能源消费的相关规定要求，不断提升全社会可再生能源消费水平。在国家可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业企业绿色电力消费比例考核机制的基础上，细化相关统

计和考核要求，逐步激发企业消纳绿电的内驱力。加强与国家的沟通衔接，研究制定省级绿证账户绿证分配方案，更好将绿色权益进行公平有序划转，推动绿电权益属性与产业激励间的平衡。

五、保障措施

（一）强化组织领导。充分发挥吉林省绿色能源体系建设领导小组作用，加强对全省绿色能源高质量发展和高水平安全统筹，深化部门、地区间联动，凝聚工作合力，及时解决发展过程中出现的重大问题。

（二）强化政策赋能。持续迭代优化政策体系，加快出台促进新能源“绿氢”产业高质量发展的若干政策措施，建立健全新型储能价格机制，明确价格政策促进新能源发电就近消纳，支撑全省绿色电源转型升级。细化完善各类项目并网调度技术标准、运行规则和考核细则。

（三）强化政策衔接。集成融合项目按照绿电直连、分布式光伏等不同开发形式，按照已印发的绿电直连实施方案、“绿电+消纳”项目管理政策、分布式光伏管理办法等，由相关地方组织实施。

（四）强化抵近服务。成立由局主要领导带队的服务组，赴重点市（州）开展服务对接工作，实地踏查重点项目，现场办公解决问题。对现场无法解决的问题和诉求，统一梳理形成台账，逐项研究解决措施销号。设立项目服务专线，与省项目中心、各开发企业等多向互动，第一时间发现问题，反馈解决。

（五）强化技术创新。支持新能源项目创新性开发，探索高效高空风能开发利用技术、大规模构网控制、全钙钛矿叠层和晶硅钙钛矿叠层电池制备技术等风光发电先进技术应用，鼓励引入构网型风机等技术打造系统友好型电站。