

附件

黑龙江省新型储能规模化建设专项 实施方案（2025-2027 年）

为贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局关于印发<新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027 年）>的通知》（发改能源〔2025〕1144 号）、《国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号）、《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），加快推动我省新型储能提质增速，拓展新型储能多业态集成应用，促进新能源在大规模开发的同时实现高质量消纳，制定本方案。

一、总体目标

到 2027 年，全省新型储能实现规模化建设，源网荷侧新型储能多种应用场景不断拓展，新型储能发展从“单兵作战”向“集成应用”转变，市场机制、商业模式基本健全成熟。新型储能对促进新能源消纳的支撑作用初步显现，电力系统调节能力大幅提升。力争全省新型储能装机规模达到 600 万千瓦以上。

二、推动新型储能规模化发展

（一）合理配置电源侧新型储能。在松辽清洁能源基地、黑龙江东部清洁能源基地配套建设新型储能，平滑新能源外送出力曲线，提升基地新能源项目并网友好性。推动省内集中式新能源

项目风光气储等互补开发，鼓励新能源企业建设系统友好型“新能源+储能”电站，增强分布式新能源自调节能力。支持正常运行、退役或停产的燃煤、生物质电厂高效利用资产，依托既有厂址和输变电设施建设新型储能。

（二）重点发展电网侧新型储能。推动哈尔滨市、大庆、齐齐哈尔等城市负荷中心建设一批电网侧独立新型储能电站（简称“独立新型储能电站”，下同），保障城市电力供应可靠性。围绕冯屯、大庆、安北、哈南等大规模新能源汇集、调峰调频困难的主干网关键节点，重点推动构网型储能示范应用，提高电力系统调节能力。在黑河、大兴安岭等配电网薄弱区域推广新型储能应用，提升电网稳定运行水平。鼓励电源侧储能转为独立储能，支持发展共建共享商业模式。独立新型储能电站建设功率不低于5万千瓦、时长不低于4小时。

（三）创新用户侧储能场景模式。充分利用峰谷分时电价机制，聚焦工业园区、重大产业项目、算力中心、光储充放一体化充电站、分布式光伏、5G基站等终端场景，实现储能和负荷的深度融合。发挥新型储能集成融合零碳园区、绿电园区的支撑性作用，探索创新绿电直连、虚拟电厂、智能微电网、源网荷储一体化、车网互动等应用模式，系统提升负荷调节能力。研究推广聚合新型储能、可中断负荷等参与需求响应。

（四）强化独立新型储能清单管理。实施独立新型储能建设三年行动计划，建立2025-2027年独立新型储能项目建设清单（以下简称“建设清单”），大力推进技术先进、安全高效、产业示范带

动性强的新型储能建设，集中力量提升新型储能调节能力。按年度科学测算区域电网、关键节点调节能力需求，明确各区域、关键节点独立新型储能容量需求，组织各地谋划项目并有序实施。将第一批独立新型储能电站建设清单 11 个项目、145 万千瓦作为 2025 年建设清单项目，加快推进并视情滚动调整，建设清单细则由省发展改革委另行制定。

三、优化新型储能调度调用机制

（五）健全新型储能调度调控规程。电力调度机构要根据系统需求和市场交易结果，科学制定新型储能调度运行细则，创新新型储能与电源协同优化调度、规模化储能系统集群智能调度及分布式储能虚拟电厂聚合调控等方式，一体化调用新能源和配建储能，保障高效合理利用。

（六）提升新型储能调度适应能力。新型储能电站应符合系统安全稳定运行要求，完成相应性能试验及涉网试验，具备按照调度指令进行有功功率和无功功率自动调节能力，规范配置二次系统并按程序上传运行信息，确保服从调度指令生产运行。电力供应紧张、电网事故处理等特殊情况下，电力调度机构可对新型储能电站采取应急调度方式，保障电力可靠供应。

四、提升新型储能产业化现代化水平

（七）支持储能电池产业集聚发展。充分发挥新型储能试点牵引作用，加强新型储能产业上下游协作配套，支持新型储能制造龙头企业布局我省，打造寒地储能电池制造基地。加强磷酸铁锂、钒液流、钠离子等储能电池制造产业集群化、集聚化，加快

哈尔滨运达储能装备制造基地、佳木斯钠电生产研发基地、双鸭山全钒液流电池储能全产业链示范基地等项目建设，避免各自为战，推动产业链协同创新和供应链稳定配套。

（八）促进新型储能多元化技术创新。依托哈工大国家储能技术产教融合创新平台等科研平台，多学科交叉融合开展电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、重力储能、储能系统应用等技术攻关，促进钒液流、钠离子、固态电池技术应用，鼓励大容量长时储能电站试点示范。开展构网型储能应用技术研究论证，探索压缩空气和飞轮储能复合调峰调频、吸附压缩二氧化碳储能等关键技术。

（九）开展储能科技创新产业化示范。结合省内新型储能技术创新、产业链集聚，组织开展一批具有技术先进性、产业带动性的新型储能科技创新产业化示范项目，优先支持纳入独立新型储能项目建设清单，促进新型储能产业协同发展。落实国家能源局要求，加快建设三峡能源肇东独立共享储能示范、吉能宝清压缩空气储能 2 个国家级新型储能示范试点，确保试点项目按期投产。

五、完善新型储能市场机制

（十）推动新型储能全面参与电力市场交易。鼓励独立新型储能电站作为独立市场主体参与电能量、辅助服务市场交易，支持用户侧储能电站融合负荷用户作为整体参与电能量、需求响应市场交易。配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制、调度等技术条件，具有法人资格时可转为独立新型储

能，作为经营主体直接参与市场交易。结合我省实际研究探索爬坡、转动惯量等辅助服务品种，进一步扩大新型储能参与市场规模。

（十一）健全完善新型储能价格机制。完善市场价格形成机制，新型储能电站按照市场规则参与电力现货市场并形成充放电价格。独立新型储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价、上网环节线损费用、政府性基金及附加。推动完善独立新型储能容量电价机制，结合电力市场建设和电力系统运行情况，有序建立可靠容量补偿机制。

（十二）研究实施独立新型储能容量补偿政策。现阶段，研究对独立新型储能调节资源给予合理补偿，提升电力市场容量充裕度。执行容量补偿的独立新型储能项目应已纳入 2025-2027 年独立新型储能项目建设清单，补偿容量总量根据全省电力系统调节资源需求测算确定，并保持补偿容量与建设清单容量的合理裕度比例，先并先得。分类研究各品种新型储能补偿标准，按年公布，补偿细则由省发展改革委另行制定。

六、保障措施

（十三）加强规划引领。新型储能规模需求要加强与电力规划、可再生能源规划、电力系统调节能力建设及抽水蓄能规划执行情况衔接，科学测算区域调节能力需求，统筹确定新型储能、抽水蓄能等调节资源发展规模、布局及投产时序，引导各类社会资本形成合理收益预期。

（十四）完善管理机制。所有新型储能电站须依法依规实施

属地备案管理并抄送国家能源局派出机构，其中独立新型储能电站严格实行清单制管理，需先纳入独立新型储能项目建设清单。各市（地）要加强跟踪调度和服务保障，每季度报送备案情况，每年度报送新型储能规划建设情况，总结发展经验。电网企业应当建立并网进度跟踪机制，保障清单项目接网服务，确保应并尽并。储能企业应履行主体责任，严格执行项目建设计划，及时上报项目建设进度，保存开工、全容量并网等佐证。

（十五）强化安全监管。牢固树立安全发展理念，严格按照“三管三必须”原则加强新型储能安全管理。项目备案机关备案时要在备案文件中明确项目单位的安全生产主体责任，并落实属地安全监管责任。已备案项目，应尽快逐项补充明确项目安全监管责任。各地发展改革部门要加强与应急管理、工信、住建、消防救援、电网等部门工作联动，开展调研、培训、检查、执法等，实现新型储能建设与运行情况监测信息和部门间数据共享，建立新型储能火警信息通报和联合处置机制。