

附件

内蒙古自治区独立新型储能电站项目 实施细则（暂行）

第一章 总 则

第一条 【目的依据】为落实《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）《国家发展改革委 国家能源局关于印发<“十四五”新型储能发展实施方案>的通知》（发改能源〔2022〕209号）《国家能源局关于印发<新型储能项目管理规范（暂行）>的通知》（国能发科技规〔2021〕47号）《内蒙古自治区人民政府办公厅关于加快推动新型储能发展的实施意见》（内政办发〔2021〕86号）《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区支持新型储能发展若干政策（2022—2025年）的通知》（内政办发〔2022〕88号）等有关要求，有序推进自治区独立新型储能电站建设，特制定本细则。

第二条 【适用范围】本细则适用于全区独立新型储能电站项目（以下简称“独立储能电站”）的建设、运行和管理，主要是指直接接入公用电网，以独立市场主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，接受电力调度机构统一调度、服务电力系统运行的新型储能电站，包括电化学、压缩空气、飞轮、重力、超级电容等。

第二章 建设要求

第三条 【通用要求】独立储能电站具备独立法人资格，主要设备性能应符合国家相关标准规范，运营生命周期不低于 20 年（含电池更换），电站充放电转换效率一般不低于 60%，电站可用率不低于 90%。

第四条 【并网要求】独立储能电站具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合储能相关标准规范和电力市场运营机构等有关要求。

第五条 【应用场景】独立储能电站暂考虑电网侧独立储能电站和电源侧独立储能电站，两者的功能定位和应用场景有明确区分。电网侧独立储能电站主要发挥提升系统调节能力、保障高峰用电需求、解决末端电网用电需求等作用，其中提升系统调节能力的储能电站放电功率不低于 5 万千瓦、连续放电时长不低于 4 小时，保障高峰用电需求的储能电站放电功率不低于 10 万千瓦、连续放电时长不低于 4 小时，解决末端电网用电需求的储能电站放电功率不低于 0.5 万千瓦、不超过 5 万千瓦、连续放电时长不低于 8 小时。电源侧独立储能电站主要发挥满足新能源场站并网运行要求、为有明确服务关系的新能源场站调峰、促进相关新能源发电主体提高利用率等作用，储能电站放电功率不低于 5 万千瓦、连续放电时长不低于 2 小时。

第六条 【布局要求】电网侧独立储能电站中，提升系统调节能力的独立储能电站重点布局在电网调节能力较弱、新能源因

送出受阻消纳困难的地区；保障高峰用电需求的独立储能电站重点布局在负荷中心用电需求增长较快、尖峰时刻供电能力不足的地区；解决末端电网用电需求的独立储能电站重点布局在阿拉善、锡林郭勒以及北部边境电网薄弱地区。电源侧独立储能电站重点布局在新能源资源富集、系统消纳能力较差的地区；鼓励未配建储能的在运保障性并网新能源项目，根据电网结构就近布局建设独立储能电站，提升新能源电站利用率；鼓励新增的保障性并网新能源项目，按照配建储能规模的相关要求，根据电网结构就近布局建设对应规模的独立储能电站。

第七条 【投资条件】支持电网企业、发电企业独立或成立联合体投资建设独立储能电站，鼓励社会资本积极参与独立储能电站投资。鼓励未配建储能的保障性并网新能源项目，采用合建、租赁、购买等方式建设电源侧独立储能电站；鼓励已配建储能的在运保障性并网新能源项目，在满足计量、运行控制等技术条件、安全标准和电力市场运营机构等有关要求的前提下，将配建储能整合为电源侧独立储能电站。市场化并网新能源项目的配建储能暂不考虑转为电源侧独立储能电站。原则上电网侧独立储能电站的配套送出工程全部由电网企业投资建设，电源侧独立储能电站的送出线路工程由储能企业投资建设、接入电网变电站内的相关工程由电网企业投资建设。

第八条 【支持内容】鼓励独立储能电站开展新型储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范，支持开展液流电池、压缩空气、钠离子电池、固态锂离子电池、重力、飞轮等技术路线试点示范；支持能够提供物理转动惯量的技术路线，保障电网

安全稳定运行、支撑新能源消纳；支持装备制造行业、能源行业的龙头企业牵头建立新型储能创新平台、重点实验室等，支持新型储能相关生产企业技术攻关和改造，在重大科技项目攻关、高新技术认定、科研经费投入等方面依法依规给予倾斜支持，对符合条件的推荐纳入“科技兴蒙”政策支持范围；支持新型储能装备制造企业在自治区投资建设储能装备制造项目。

第三章 运营管理

第九条 【调度运行】独立储能电站按电网企业要求接入相应的电压等级，按照国家和自治区电力并网运行管理规定，纳入全区电力运行统一管理。电网侧独立储能电站和电源侧独立储能电站在正常运行方式下作为独立市场主体，按市场规则参与电力市场和辅助服务市场交易，自主申报充放电计划；在电网出现紧急状况（如电力供需紧张、电网事故等）时，独立储能电站按照电力调度机构安排的运行方式进行充放电，电力调度机构应合理安排调用独立储能电站。电源侧独立储能电站在充电时应优先满足对应新能源场站调峰需求，不足部分按市场规则自主申报充电计划。

第十条 【交易方式】电网侧独立储能电站和电源侧独立储能电站均可以双重身份参与交易，放电时作为发电企业参与交易，充电时视同电力用户参与交易。独立储能电站向电网送电的，相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

蒙西地区的独立储能电站可通过参与电力现货市场和电力

辅助服务市场获得收益，充放电电量电价以及辅助服务费用按相关市场价格及规则执行。蒙东地区的独立储能电站在电力现货市场和电力辅助服务市场运行之前，参与电力市场交易，执行峰谷、尖峰等分时电价政策，并按照东北区域电力辅助服务管理相关要求，参与有偿调峰、调频、转动惯量调用获取收益；电力现货市场和电力辅助服务市场运行后按相关市场价格及规则执行。

第十一条 【容量补偿】 纳入示范项目的电网侧独立储能电站享受容量补偿，补偿标准按放电电量计算，补偿上限暂按 0.35 元/千瓦时，补偿期暂按 10 年考虑，如有容量市场或容量电价相关政策出台，按新政策执行；补偿所需资金暂由发电侧电源企业分摊（不包括分散式分布式电源、光伏扶贫电站），电网企业按月测算补偿资金规模和各发电侧电源企业分摊标准。电源侧独立储能电站不享受容量补偿。

第十二条 【市场化】 电源侧独立储能电站通过租赁、出售容量等其他市场化方式获得收益，租赁费用由承租的新能源企业提供；储能容量租赁价格可参考电网侧独立储能示范项目的容量补偿标准，由租赁双方协商约定；电源侧独立储能电站为相关新能源场站提供调节服务产生的充放电电量需能够进行计量，对应的充电电量价格由租赁双方协商确定。

第四章 项目申报

第十三条 【组织申报】 电网侧独立储能电站由自治区能源局统一组织示范项目申报，建设规模及布局根据电网实际需求确

定，各盟市能源主管部门会同电网企业组织上报本地区符合条件的储能项目。电源侧独立储能电站不开展示范项目申报，由储能企业自主选择独立储能电站容量和场址位置，原则上就近布局在与之建立对应关系的新能源电站周边。

第十四条 【遴选评估】自治区能源局组织电网企业和第三方咨询机构，对各盟市上报的电网侧独立储能电站示范项目进行遴选评估并组织实施。

第十五条 【容量认定】电源侧独立储能电站建成投运后，储能企业与对应的新能源企业应及时签订租赁协议或购买合同，鼓励租赁双方签订长期协议；各盟市能源主管部门会同电网企业，按照国家有关规定对新能源项目租赁或购买的储能容量进行认定。

第五章 监督管理

第十六条 【项目备案】各盟市能源主管部门对本地区的独立储能电站实行备案管理，并及时将备案情况报送国家能源局派出机构和自治区能源局。

第十七条 【项目建设】各盟行政公署、市人民政府和电网企业要对独立储能电站在规划用地、施工许可、电网接入、用能指标等前期手续上依法依规给予支持。独立储能电站要严格按照国家和行业有关标准要求开展电站设计、建设、安装、竣工验收和运营，电站设计、施工和监理单位应具备相应资质。

第十八条 【项目验收】独立储能电站建设完成后，由所在

盟市能源主管部门牵头负责，会同电网企业按照国家相关规定联合组织竣工验收。电网企业要抓紧研究制定独立储能电站并网准入标准，强化独立储能电站设备质量技术标准要求。

第十九条 【运营监管】各盟市能源主管部门要会同电网企业和有关机构定期开展项目监管，对于纳入示范项目的独立储能电站投资主体，在补偿期内原则上不得擅自变更建设内容，不得以出卖股份、资产租赁、分包、转包等任何方式实质性变更投资主体。

第二十条 【安全生产】独立储能电站企业要加强安全生产管理，按照国家相关规定落实企业主体责任，制定运行和检修规程，定期开展设备运维检修和电池系统健康状态评估、涉网性能检测等，建立健全消防安全责任制和消防安全管理制度，定期开展防火检查、防火巡查和消防设备检查，编制应急预案并定期开展演练。

第二十一条 【退出管理】独立储能电站项目业主应做好项目运行状态监测工作，实时监控储能系统运行工况，在项目达到设计寿命或安全运行状况不满足相关技术要求时，应及时进行整改。经整改后仍不满足相关要求的，项目业主应及时采取项目退役措施，并及时报告原备案机关及其他相关单位。

第六章 附 则

第二十二条 本细则自发布之日起实施，由自治区能源局会同有关部门负责解释。如遇国家政策调整，与国家政策不一致的，

按照国家政策执行。