

内蒙古自治区电力源网荷储一体化和多能互补发展管理办法（试行）

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 按照《国家发展改革委 国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）《国家能源局综合司关于推进2021年度电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》要求，为有序推动电力源网荷储一体化和多能互补发展（以下简称“一体化”），加快构建自治区以新能源为主体的新型电力系统，提升可再生能源开发水平和利用效率，结合自治区实际制定本办法。

第二条 本办法适用于市场化并网新能源开发项目，且开发地点与消纳市场均位于内蒙古自治区行政区域内的“一体化”试点建设。

第三条 源网荷储一体化和多能互补发展试点严格遵循以下原则。

坚持自主调峰自我消纳。原则上不增加系统调峰压力，不向主网反送电。以落实消纳市场为前提，源网荷储围绕负荷需求统筹设计电源、电网、储能，多能互补根据电源新增调节能力设计新能源规模，新能源综合利用率不低于90%。

坚持“一体化”模式。严守一体化建设、一体化运营、一体化管理底线，电源、电网、负荷、储能要同步投产，通过建设一体化智慧调控平台，统一运营管理。

坚持试点先行稳步推广。按照“成熟一批、推动一批”的方式，分场景先行开展试点，不断总结经验，有序推广，逐步扩大推进规模。

坚持电力安全稳定运行。坚持底线思维，统筹发展和安全，充分评估试点项目各类安全风险，明确应对策略，确保电力系统安全稳定运行。

第二章 实施场景

第四条 结合自治区实际，创新源网荷储一体化场景，开展试点项目，实施新能源电力替代。

（一）增量配电网源网荷储一体化。推动列入国家或自治区增量配电业务改革试点，实现突破性进展，根据增量负荷需求建设新能源，促进增量负荷高比例消纳新能源。

（二）工业园区绿色供电一体化。支持列入《内蒙古自治区开发区审核公告目录(2021年版)》工业园区，建设一定比例新能源，提高工业园区新能源消纳占比，提升工业园区绿色制造水平。

（三）末端电网源网荷储一体化。在边境口岸、偏远小城镇等负荷相对集中且供电可靠性不足的电网末端区域，发展局部区域新能源微电网，向主网反送电力不超过总发电出力的10%，提

升本地供电可靠性，提高新能源就地消纳比重。

（四）其他源网荷储一体化。基于装备制造等新兴产业新增负荷，发展源网荷储一体化，带动装备制造等新兴产业全产业链发展，加快构建绿色特色现代优势产业。

第五条 结合火电灵活性改造等手段，创新多能互补发展场景，开展试点项目，减少煤炭消耗量。

（一）基于燃煤公用电厂的风光火多能互补试点，推进燃煤电厂实施火电灵活性改造新增调节能力，促进新能源开发与利用。

（二）基于燃煤自备电厂的风光火多能互补试点，利用现役纯凝、抽凝供热等燃煤自备电厂机组调节能力，促进新能源消纳。

（三）基于孤网运行自备电厂的风光火多能互补试点，实施火电灵活性改造，大力消纳新能源，承担与孤网年用电量相对应的可再生能源电力消纳责任权重。

第三章 建设条件

第六条 源网荷储一体化试点应具备以下条件：

（一）负荷不包含国家相关产业目录明确为限制、淘汰、禁止等类型产业，优先支持《西部地区鼓励类产业目录（2020年本）》内产业，重点鼓励装备制造等新兴产业。

1. 增量负荷应符合国家和自治区能耗双控相关政策，并取得盟市主管部门备案或核准文件，优先支持具备调节能力的增量负荷。

2. 存量负荷应具备可中断能力，或具备释放 30%以上调峰空间的能力。

3. 鼓励大负荷开展其他源网荷储一体化试点。

(二) 新能源开发要与国家和自治区可再生能源规划衔接一致，严格遵循生态红线约束条件。

(三) 储能优先考虑使用电化学、压缩空气、飞轮等新型储能。储能时长应不低于 2 小时且调节能力应确保在新能源全寿命周期内有效。

(四) 增量配电业务改革试点必须取得电力业务许可证。

(五) 末端电网一体化试点与大电网连接点保持不变，孤网运行时须保障本地重要负荷至少 4 小时的连续供电。

第七条 多能互补试点应具备以下条件：

(一) 燃煤电厂发展多能互补应满足《内蒙古自治区推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则（试行）》申报要求。

(二) 燃煤自备电厂试点风光火运行总出力不超过自备电厂额定出力，不增加公网购电量。

(三) 燃煤自备电厂机组寿命应与新能源相适应，若自备电厂机组实际剩余寿命低于新能源全寿命周期，试点申报方案中应明确提出自备电厂停运后调峰解决方案。

第四章 新能源规模

第八条 新能源开发要立足地区资源禀赋，优先汇集近区资源，规模化、集约化发展。

第九条 调节能力应确保在新能源全寿命周期内有效。

（一）源网荷储一体化试点。可调负荷、储能等综合调节能力整体应不低于新能源规模的15%，并满足不增加系统调峰压力的要求。鼓励优先使用负荷调节能力，应针对可调负荷提出具体的需求侧管理措施，明确可调负荷运行方式。

（二）多能互补试点。燃煤电厂新增调节能力参照《内蒙古自治区推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则（试行）》执行。

1. 优先支持具备更高调节能力的自备机组，鼓励自备电厂开展火电灵活性改造增加调节能力。

2. 转为公用的自备机组，新增调节能力等于承诺参与电力系统调峰的调节能力。

第十条 源网荷储一体化试点。根据试点调节能力，确定市场化并网新能源装机规模，原则上全部在负荷内消纳，优先支持新能源电量占比高的一体化试点。

第十一条 多能互补试点。依照《内蒙古自治区推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则（试行）》，确定市场化并网新能源建设规模。

（一）多能互补试点建设的新能源，全部由电厂投资建设。

（二）不支持自备电厂非一体化模式。

第十二条 鼓励盟市使用2021年保障性并网集中式风电、光

光伏发电项目（以下简称“2021年保障性并网新能源”），配比一定规模的市场化并网新能源开展试点。试点项目向主网反送电力应不超过2021年保障性并网新能源发电出力，或不超过总发电出力的20%。

第五章 一体化模式

第十三条 试点项目应作为整体接入电网，与大电网划出清晰的物理分界面。

（一）一体化接入。建设的新能源原则上应单点直接接入增量配电网、工业园区内变电站、用户变电站、燃煤电厂升压站，接入距离原则上不超过50公里并满足安全稳定要求，具体根据送出电压等级研究确定。

（二）配套送出工程。原则上应由电网企业建设，对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的，允许发电企业投资建设。发电企业建设的配套送出工程，经电网企业和发电企业双方协商同意，可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。

（三）增量配电网与大电网联络通道原则上不超过2个。

第十四条 试点项目应建设一体化智慧调控平台，明确控制关系、运行策略等。

（一）增量配电网源网荷储一体化和多能互补通过调控平台，作为整体接受主网统一调度。

（二）工业园区绿色供电及其他源网荷储一体化通过调控平

台，以虚拟电厂模式接受电网统一调度。

（三）末端电网源网荷储一体化调控平台，应由电网企业建设和调度。

第十五条 试点项目应作为整体统一运营，统一参与市场交易。

（一）增量配电网源网荷储一体化，增量配电网作为投资主体，开发建设和运营新能源、电网、储能。

（二）工业园区绿色供电及其他源网荷储一体化，由园区确定投资主体，开发建设和运营新能源和储能。

（三）多能互补，燃煤电厂作为投资主体，开发建设和运营新能源。

（四）试点项目配建的2021年保障性并网新能源，由原业主建设，其运营管理由试点项目的投资主体统一组织。

第六章 组织实施

第十六条 试点项目实施采取“盟市组织实施、电网同意并网、自治区批复验收”的方式。

（一）盟市根据本地区新能源资源可开发利用规模、布局及产业发展基础，按照本管理办法试点场景要求，组织设计一体化试点项目。

（二）试点项目应取得电网公司同意并网的支持性意见，作为试点实施的前置条件。

(三)盟市依据电网企业的确认意见,结合试点项目的成熟度,统筹研究制定本地区一体化试点项目实施方案,按年度报自治区能源局。

第十七条 自治区能源局会同国家能源局派出机构,组织或委托第三方咨询机构开展试点项目实施方案的评估工作。自治区能源局根据评估意见批复实施方案,纳入自治区电力、可再生能源规划。

(一)第三方咨询机构原则上应具备评估省级电网电力系统安全稳定风险、新能源消纳水平的能力,按照“统一标准、科学规范、公平公正、公开透明”的原则,对实施方案进行评估并出具评估意见。

(二)评估应重点论证试点项目的实施场景、建设条件、调节能力、新能源建设规模、一体化模式的可行性,及相关支持性文件等内容。

第十八条 各盟市为试点项目的实施主体,应会同项目单位依法依规开展试点。

(一)各盟市依据自治区批复的实施方案,严格把握建设节奏,根据电力负荷建设进度分批核准,并将核准情况及时上报自治区能源局。

(二)试点项目单位按照核准方案组织试点实施,严格按照方案内容进行建设,不得擅自增加或变更建设内容,如试点建设内容发生变更的,新能源项目核准随即作废。

(三)试点项目自核准之日起一年内未开工的,取消其核准

资格；按照新增负荷落实情况逐步安排新能源投产规模，建设的负荷未投产的，新能源不得并网。

第十九条 试点项目的验收采取“盟市初步验收、自治区综合验收”的方式。

（一）源网荷储一体化。负荷具备投产条件，经盟市出具初步验收意见后，向自治区能源局提交最终验收申请。

（二）多能互补。燃煤电厂按照调节能力要求与电网签订并网协议，经盟市出具初步验收意见后，向自治区能源局提交最终验收申请。

（三）自治区能源局会同国家能源局派出机构，组织电网企业、咨询机构对试点实施情况进行综合审核，出具最终验收意见。

第二十条 试点项目取得自治区能源局最终验收确认意见后，电网企业根据以下条件安排并网。

（一）满足并网要求的，应按规定予以并网；对于尚不满足并网要求的，应提出具体要求，具备条件后予以并网。

（二）电网企业应按照法律法规和技术规范要求，优化调度运行机制，保障“一体化”项目权利和义务，并加快建立适应“一体化”项目调度运行、交易结算的新模式。

（三）试点项目应根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，与电网企业签订并网调度协议、购售电合同，明确双方责任和义务，确定需系统提供的电力支援和调峰支援容量、电能计量、电价及电费结算、调度管理方式等。

（四）试点项目应提出明确事故处置措施和安全保障方案，

并在紧急情况下作为地区应急电源，为地区电网提供必要支持。

第七章 保障措施

第二十一条 自治区能源局负责组织建设“一体化”项目管理平台，建立项目建设、运行信息的统计报送机制，试点项目所在盟市电力主管部门应做好项目信息统计、监测等工作。

（一）自治区能源局按季分类汇总向国家能源局报送项目纳规、核准、建设、运行等推进情况。

（二）盟市电力主管部门按月通过“一体化”项目管理平台向自治区能源局报送项目信息。

（三）电网企业及“一体化”项目业主应积极配合盟市电力主管部门报送项目建设信息、发电量、上网电量、电费与结算等信息。

第二十二条 加强项目前置手续、建设流程、实施过程等环节的事中事后监管，确保试点项目如期投运，发挥效用。

（一）自治区能源局会同有关部门、电网企业对试点项目建设、运行情况进行动态监测和定期预警，及时跟进各盟市实施方案落实情况和项目存在的重大风险，并作为下一年度实施方案批复的重要依据。

（二）盟市要督促试点项目业主主动向国家能源局派出机构申请试点项目电力业务许可证，确保依法依规运营。

第二十三条 试点项目因承诺建设的负荷未落实或未达到承

诺标准等原因造成试点项目无法实施的，取消项目试点资格，配置的新能源规模作废。项目所在地和项目实施相关企业暂缓申报下年度试点项目。

第八章 附 则

第二十四条 本办法自发布之日起施行，此前出台与本管理办法内容不一致的，以本管理办法为准。国家出台相关法律法规后，按照国家政策执行。

附件一：源网荷储一体化试点编制大纲

附件二：多能互补试点编制大纲

附件一

源网荷储一体化试点编制大纲

一、概述

包括但不限于盟市地区社会经济发展现状，各类电源装机规模、电源结构、电量结构和各类型电源运行和规划情况。

二、建设条件

分别从负荷、新能源、电网、储能角度分析说明，包括但不限于建设时序、发展现状、建设背景、建设用地等关键内容。重点说明负荷基本类型以及试点项目的预期效果。

三、调节能力

分析负荷的调节能力，包括但不限于调节时长、调节能力以及运行方式，明确需求侧管理措施以及激励机制。

四、新能源规模

对一体化试点项目调峰平衡进行专题分析，包括但不限于在主网调峰控制时刻的运行方式和运行策略。

根据调节能力、最大负荷和周边新能源实际出力特性进行生产模拟，论证新能源装机规模、储能装机规模和时长等，测算新能源发电小时数、弃电率和新能源电量占比等关键指标。

末端电网以及利用 2021 年保障性并网新能源的，要重点分析反送电力规模。

五、一体化模式

分析一体化项目的接入、调控和运营方式，包括但不限于接

入方案、接入距离，投资主体和运营方式。

对一体化调控平台建设方案和虚拟电厂运行方式进行专题分析。

六、投资估算及经济效益分析

测算一体化项目各单项工程投资水平，分析新能源发电电价，重点对比分析一体化项目建成后负荷用电电价变化情况。

增量配电网一体化试点项目须分析输配电价。

七、环境影响分析及社会效益分析

针对一体化项目的环境影响、环境保护、环境效益和社会效益进行分析。

八、结论及建议

九、相关支持性材料

(一)增量负荷核准或备案文件、电网企业同意并网意见书、投资主体证明、电力业务许可证和新能源其他支持性材料等。

(二)试点信息表包括但不限于项目建设场所、负荷用电量、最大负荷，新能源规模、发电量、弃电率和接入情况，调节能力、时长以及储能规模等。

附件二

多能互补试点编制大纲

一、概述

包括但不限于盟市地区社会经济发展现状，各类电源装机规模、电源结构、电量结构和各类型电源运行和规划情况。

二、建设条件

说明电厂灵活性改造和新能源建设时序、建设用地等内容。重点说明电厂投运时间以及近 5 年运行情况，以及机组和配套设备、锅炉、空冷系统、热网等概况描述厂用电率、供电煤耗、地区供热情况和缺口等现状。

自备电厂须明确说明企业近 5 年的购电量以及发电量。

三、机组灵活性改造方案

包括但不限于电厂灵活性改造机组及技术路线和改造效果，重点对机组改造前后调节能力及供热能力等各项参数对比分析，改造后机组须满足调峰需求和供热需求。

四、新能源规模

对一体化试点项目调峰平衡进行专题分析，包括但不限于在主网调峰控制时刻的运行方式和运行策略，主报告只描述结论性意见。

根据电厂调节能力和周边新能源实际出力特性进行生产模拟，论证新能源装机规模，测算新能源发电小时数、弃电率和孤网年用电量相对应的可再生能源电力消纳责任权重等关键指标。

五、一体化模式

分析一体化项目的接入、调控和运营方式，包括但不限于接入方案、接入距离，投资主体和运营方式。

对一体化调控平台建设方案和虚拟电厂运行方式进行专题分析，主报告只描述结论性意见。

六、投资估算及经济效益分析

测算一体化项目各单项工程投资水平。

七、环境影响分析及社会效益分析

针对一体化项目的环境影响、环境保护、环境效益和社会效益进行分析。

八、结论及建议

九、相关支持性材料

（一）投资主体证明和新能源其他支持性材料等。

（二）试点信息表包括但不限于项目建设场所、电厂基本装机规模，最低出力，新能源规模、发电量、弃电率和接入情况，电厂调度协议、灵活性改造以及新能源其他支持性材料等。自备电厂须提供缴纳政府性基金的支持性材料。