

附件

内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）精神，促进电力行业又好又快发展，推动结构转型和产业升级，结合内蒙古自治区实际，制定本方案。

一、内蒙古自治区电力体制改革工作的现状及问题

自2002年国家启动实施电力体制改革以来，在党中央、国务院领导下，内蒙古逐步解决了独家办电、政企不分、厂网不分等问题，并在深化电力体制改革试点方面进行了积极有益的探索和实践。**一是实现了电力行业快速发展。**截止2015年底，全区发电装机容量10391万千瓦，风、光等可再生能源装机占比达到30%。2015年发电量达到3920亿千瓦时，外送电量1396亿千瓦时，占全国跨省送电量17%。电力装机、风电装机、外送电量均居全国第一。电网220千伏及以上线路长度达到3万公里，220千伏及以上变电容量超过1亿千伏安。已成为国家重要的电力能源基地及输出基地。**二是初步形成了较为坚强的供电网架。**由于地域狭长等原因，全区电网分为两部分，即蒙东电网、蒙西电网。蒙东电网由国家电网公司管理，蒙西电网由内蒙古电力公司管

理。2009年6月，呼兴电网整体划转给国家电网公司统一运营，内蒙古东部4盟市组建了内蒙古东部电力公司，供电面积47万平方公里，500千伏电网逐渐起步，从赤峰、通辽扩展至呼兴地区。内蒙古电力公司进行了两次“厂网分开”改革，从根本上剥离了发电业务，供电区域涵盖蒙西地区8个盟市，供电面积72万平方公里，是全国唯一的省级电网公司，初步形成“三横四纵”的500千伏主干网架结构。**三是初步建成了蒙西电网电力多边交易市场。**2006年起自治区人民政府多次组织调研论证形成《内蒙古电力多边交易市场方案》，2010年4月原国家电监会批准内蒙古电力多边交易市场在蒙西电网正式运行，这是全国第一个电力市场。6年来，市场平稳运行，电量成交额、市场主体规模，购售双方交易频次和密度均大幅增长。截止2015年底，用户成员达到393家，市场规模较初期扩大14倍。2010年至2015年，累计完成电力多边交易电量1333亿千瓦时。2015年完成交易电量561亿千瓦时，占蒙西地区工业用电量60%，市场平均交易价差为0.031元/千瓦时。同时，为解决蒙西电网弃风问题，2015年准许11家风电企业参与风电交易，全年累计完成风电交易电量3.54亿千瓦时。**四是逐步扩大了蒙东电网大用户电力直接交易试点。**2013年，国家发改委在总结内蒙古呼伦贝尔华能伊敏煤电公司和辽宁省抚顺铝业公司跨省区电力直接交易经验的基础上，批复了内蒙古东部地区电力直接交易试点输配电价标准。

自治区会同国家能源局东北监管局研究制定了具体准入标准、试点方案和交易规则，2014年正式启动了大用户电力直接交易工作。2014—2015年，国网蒙东电力、国网东北分部共组织28家电力用户和21家发电企业（火电企业14户、风电企业7家）开展了大用户直接交易，累计完成交易电量117亿千瓦时。2015年完成交易电量84亿千瓦时，约占国网蒙东电力售电量的28%，其中风电参与交易电量2亿千瓦时，参与交易的电力用户平均结算电度电价0.324元/千瓦时，降低企业用电成本约10亿元。**五是开展了蒙西电网输配电价改革试点。**2015年9月国家发改委批复了蒙西电网输配电价改革试点第一个监管周期（2015—2017）输配电价准许收入和输配电价水平，新的电价机制自2015年10月1日起实行。这是我国第一个省级电网输配电价改革试点，也是我国第一个按照“准许成本加合理收益”原则测算能够直接用于电力市场交易的省级电网独立输配电价。此次输配电价改革降价空间主要用于降低大工业电价，蒙西电网大工业电度电价每千瓦时降低2.65分，降价金额约26亿元。

虽然我区在输配电价改革、电力市场建设等方面走在了全国前列，但电力行业发展还面临一些亟需通过改革解决的问题。一是**交易机制不完善，资源利用效率较低。**区域电力市场有效竞争机制尚未建立，现有外送通道输电能力受限，清洁能源输出基地潜力未得到有效发挥，高效坑口燃煤发电机组不能充分利用，弃

风、弃光现象连年发生。蒙西电网电力多边交易亟需增加新的交易模式和品种。蒙东电网大用户电力直接交易亟需扩大范围。售电侧有效竞争机制尚未建立。**二是蒙东电网发展相对滞后，电力成本优势未充分发挥。**蒙东地区能源资源优势明显，电力生产成本较低。受现有外送通道送电能力未得到充分发挥，电网建设历史欠账较多、投资较大，蒙东四盟市互济互供能力较差，经济体量小、用电负荷增长缓慢等多重因素影响，电力生产成本较低的优势未传导到用户，蒙东电网电价较蒙西电网偏高。**三是电网结构功能有待进一步完善，电力普遍服务水平亟需提高。**500千伏主干网架结构依然薄弱，不能完全满足各地区之间电力交换和向外送通道汇集电力的需求。蒙东电网仍未形成统一的500千伏主网架，电网互济能力差。蒙西电网与华北电网联络薄弱、动态稳定问题突出。城市配电网220千伏、110千伏布点不足，与城市建设发展不协调。乡镇中低压配网、农村电网建设与城市、农村经济社会发展不协调。蒙东地区仍有近10%的农网区域没有改造，难以保障农牧民生活生产用电，同时还面临农网还贷资金不足问题。**四是发展机制不健全，后续监管执行不到位。**可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，自备电厂管理亟待加强，电网冬季运行困难突出。部分地区重发展、轻规划和监管，致使规划落实不到位，违规建设项目问题仍然存在。

深化电力体制改革事关内蒙古自治区清洁能源输出基地建

设和经济社会发展全局。按照党中央、国务院对内蒙古要成为国家重要的能源基地、团结繁荣文明稳定的民族自治区、祖国北部边疆亮丽风景线等要求，亟需进一步发挥能源资源优势，深化电力体制改革，实现电力产业与其他产业协同发展，促进经济社会持续健康发展。

二、深化电力体制改革的指导思想和基本原则

（一）指导思想

全面贯彻落实中发9号文件及相关配套文件精神，按照国家深化电力体制改革的总体部署和自治区科学有序推进试点工作的总体安排，坚持创新、绿色、协调、开放、共享五大发展理念，坚持社会主义市场经济改革方向，立足蒙西、蒙东电网实际，围绕“发挥电力优势、提高电力服务水平、推进电力行业供给侧结构性改革”，加快输配电价改革、电力市场建设、推进售电侧改革、加强电力统筹规划和科学监管，加快推动清洁能源输出基地建设和保障自治区经济社会民生事业发展。

（二）基本原则

安全稳定、保障民生。遵循电力工业的技术经济规律，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，坚持安全第一，不断提高电力安全可靠水平。立足自治区现状，充分考虑企业和社会承受能力，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳，优质高效履行普遍服务和保底供电服务。

市场主导、放管结合。区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争。培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序、公平公正的电力交易格局。更好地发挥政府作用，加强规划、政策、标准、规则的制定实施和市场监管，依法维护电力市场秩序，保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，促进电力事业健康发展。

发挥优势、协调发展。与自治区能源基地建设、工业经济发展相适应，努力发挥电力优势推进电力外送和吸引优势特色产业转移，促进全区产业结构优化和产业链延伸。促进节能减排和产业升级，保障可再生能源优先发电，保障高效节能、超低排放燃煤机组优先上网。不断完善电网网架结构，提高城乡配电网、农村电网建设水平。

因地制宜、试点先行。结合蒙东、蒙西两个电网实际，科学总结已开展的蒙西电网输配电价改革、电力多边交易和蒙东电网大用户电力直接交易试点经验，借鉴全国电改先行先试地区好的做法，坚持整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行，确保改革规范、有序、稳妥推进。深化制度改革，创新发展模式，充分发挥科技进步的引领作用，丰富交易品种、优化电网调度、提高可再生能源消纳能力，加强能效管理、构建智慧能源示范园区。

三、近期推进电力体制改革的重点任务

（一）进一步深化输配电价改革试点

1. 推进跨省跨区电力交易。跨省跨区输电线路以落实国家能源整体发展战略为主，坚持“充分发挥输电通道最大输电能力”原则，积极推进我区跨省跨区电力交易，充分发挥我区低电价优势，进一步提高我区外送电竞争优势，实现电力全国范围内优化配置。

2. 完善蒙西电网输配电价改革试点政策。按照国家对蒙西电网输配电价改革试点批复原则，继续推进蒙西电网输配电价改革。研究和探索更适合地区资源禀赋、产业布局、工业体系和电源电网结构及其地区分布特点的输配电价形成机制和核定体系。测算现行电价中交叉补贴额度，明确各类用户承担或享受交叉补贴水平，科学实施合理分摊和逐步消化。积极探索采取多种措施保障交叉补贴资金来源，完善处理交叉补贴的政策措施。

3. 探索开展特色工业园区电价改革试点。按照“试点先行、积极稳妥”原则，以培育优势特色产业和促进产业转移、发挥区域能源资源优势 and 消化地区富裕装机为切入点，在自治区政府批复确定、地方政府支持的特色工业园区先行开展售电侧改革试点。

4. 深入研究蒙东电网输配电价改革方案。考虑蒙东电网公司经营亏损严重、投资能力不足、同价资金缺口较大、电价改革难度大等问题，争取国家支持政策，多措并举解决上述问题。

（二）继续完善电力交易市场建设

1. 推动跨省跨区电力交易市场建设。按照国家能源整体战略和省（市、区）级政府间合作协议，坚持“充分发挥输电通道送电能力和规模效益、促进电力资源大范围优化配置”原则，考虑蒙东地区为东北地区重要的能源输出基地、蒙西地区为华北地区重要的能源输出基地的实际，完善省间合作机制，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，推动跨省跨区电力交易市场建设。积极参与跨省跨区辅助服务交易，探索开展电力期货和电力场外衍生品交易。

2. 深入推进蒙西电网电力多边交易市场建设。根据电力体制改革进程和市场实际需求，按照“中长期交易为主、现货交易为补充”的原则，扩大市场主体范围、丰富市场交易品种，探索开展电力现货交易，不断完善电力多边交易和市场化辅助服务分担机制，构建“开放、竞争、公平、有序”的电力交易市场。**第一阶段**。继续完善电力多边交易市场体系，在年度和月度交易的基础上，增加更短周期大用户直接交易及其合同转让交易；增加可再生能源参与的各周期的大用户直接交易；尝试开展风电发电权交易。建成日前市场、日内电力平衡交易机制及不平衡电量结算考核机制，建成辅助服务补偿交易机制，尽快建设能够支撑上述交易的技术系统。准许售电企业参与交易，开展与电力多边交易市场配套的电力零售市场试点。实现市场交易电量占蒙西电网工

业用电量 80%以上。**第二阶段。**初步建成较为完善的电力交易市场体系，在第一阶段基础上增加小时前平衡市场、辅助服务市场、实时的不平衡电量结算机制和电力零售市场。蒙西电网全部工业用电量和部分商业用电量进入市场。

3. 稳步扩大蒙东电网大用户电力直接交易试点。在已开展大用户电力直接交易试点基础上，逐步放宽参与交易的用户类型和电压等级，逐步放开发电企业、售电主体和电力用户准入范围，改革市场主体准入制度，以注册认定代替行政许可。不断丰富交易品种，鼓励用户和发电企业之间签订长期稳定的合同，建立合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制，健全风险规避机制，逐步建立相对稳定的中长期交易机制。在推进中长期交易基础上，开展电力市场现货交易研究，根据电力体制改革进程和市场实际需求，适时开展现货交易试点。按照“谁受益、谁承担”的原则，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，积极开展辅助服务交易，在中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助服务交易，现货市场开展备用、调频等辅助服务交易。

（三）组建相对独立的电力交易机构

1. 建立相对独立的电力交易机构。以内蒙古电力公司、蒙东电力公司现有电力交易机构为依托，平稳起步，有序推进，以股份制模式组建相对独立的蒙西、蒙东电力交易中心，实现交易业务与电网业务分开，建设公平透明的电力交易平台。交易机构

不以盈利为目的，在自治区政府、华北能监局、东北能监局等相关部门的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。交易机构主要负责交易平台的建设、运营和管理；负责中长期市场和日前市场的组织实施；负责市场主体注册和相应管理、披露和发布市场信息等；负责提供结算依据和相关服务等；参与拟订电力市场交易规则。

2. 科学建立交易、调度协调工作机制。交易机构主要负责市场和系统的经济性，调度机构主要负责市场和系统的安全性。厘清交易机构和调度机构的职责和工作界面。交易机构基于调度机构提供的网络拓扑、断面传输能力等电网信息，在考虑电网安全约束条件的基础上，根据交易结果拟定交易计划，经调度机构安全校核后执行。调度机构主要负责电力实时平衡和系统安全，进一步优化和改进调度规则，按照市场规则向交易机构提供市场出清所需的边界条件，实现科学、公正、公平调度；日内及实时市场启动后由调度机构负责实施。建立调度、交易机构之间的闭环工作机制，在系统互联、信息互通、计划制定、安全校核、出清结算等方面形成有效工作流程，在优化资源配置的同时确保电网安全稳定运行。结合自治区电力交易市场建设进程，研究建立完善、成熟的调度交易协调运作机制。

3. 组建市场管理委员会。自治区电力体制改革领导小组办公室牵头组建由自治区政府有关部门、电网企业、发电企业、售

电企业、电力用户等组成的蒙西、蒙东电力交易中心市场管理委员会，维护市场的公平、公正、公开，保障市场主体的合法权益，实现政府对交易机构的有效监管。市场管理委员会实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。

（四）有序推进发用电计划改革

1. 建立优先购电和发电制度。确定优先供电的适用范围，全区重要公用事业、公益性服务行业，以及居民生活用电享有优先购电权。开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民生活等用电需求不受影响。列入优先保障序列的用户，原则上不参与限电，同时鼓励优先购电用户参与市场。建立优先发电制度，坚持节能减排机组和清洁能源优先上网原则，合理确定优先发电机组范围和优先发电顺序，实行动态调整。

2. 制定放开发用电计划实施方案。自治区电力运行主管部门综合考虑全区经济结构、电源结构、电价水平、外送电规模、市场基础以及社会稳定等因素，结合自治区电力多边交易、大用户电力直接交易市场建设情况，制定放开发用电计划实施方案。通过市场化交易方式，逐步放开其他发用电计划，完善电力安全应急保障机制，实现电力电量平衡从计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，并促进节能减排。充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务供给。

(五) 稳步推进售电侧改革试点

1. 有序放开售电业务。向社会资本有序放开售电业务，多途径培育售电市场竞争主体，使用户拥有选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，提高供电安全可靠，促进能源资源优化配置。鼓励通过提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等智能综合能源增值服务实现赢利，使发电侧让利切实传导至用户。开展售电业务的企业通过电力交易市场购电，从售电公司购电的工业用户单位能耗、环保排放应符合国家标准、产业政策；售电企业对应的增量用户是未参与电力交易的一般工业用户和符合条件的商业用户，此类用户通过间接交易降低用电价格，并获得增值服务；允许已参与电力交易的用户作为存量用户从售电公司购电，以获得增值服务。售电市场先期放开工业园区内工业用户，逐步放开至工业园区、城镇的工业用户和符合条件的商业用户。用户需全电量参与电力市场交易。科学设置售电公司的准入退出机制、购售电交易机制、调度管理办法、财务结算机制，完善市场主体信用体系和监管体系，切实防范风险。

2. 稳步开展特色工业园区增量配电网业务改革试点。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电网运营效率的要求，坚持“积极稳妥、试点先行、安全可靠、公平公正”原则，探索社会资本投资增量配电网业务的有效途径。蒙西、蒙东地区先期分别选择1—2个特色工业园区积极稳妥地开展增量配电网业务改革试点，

科学评估试点成果和经验后再行研究是否推广。优先选择增量配电网为社会资本投资建成配电网的增容扩建部分和探索消纳可再生能源的增量配电网。开展试点的增量配电网应由盟市能源主管部门编制配电网规划，经省级能源主管部门批准后确定，确保增量配电网业务符合国家、自治区电力发展规划、产业政策和市场主体对电能配送的要求。科学厘清输电网和增量配电网、存量和增量配电网的边界；增量配电网业务应当通过市场竞争等方式择优确定投资主体，明确项目建设内容、工期、供电范围并签订协议。增量配电区域的配电价格由内蒙古自治区价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发改委备案。配电价格核定前，暂按售电公司或电力用户接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价扣减该配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价执行。增量配电网绝对控股企业可申请拥有配电网运营权，也可只拥有投资收益权，运营权委托电网企业或符合条件的售电公司。配电网运营企业承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定承担保底供电服务和普遍服务。国网蒙东电力公司、内蒙古电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

3. 建立市场主体准入和退出机制。自治区能源主管部门根据开放售电侧市场的要求和各地实际，科学确定符合技术、安全、环保、节能和承担社会责任要求的售电主体准入和退出机制。售

电主体必须具备独立法人资格、信用良好，拥有与售电规模和业务范围相适应的注册资本、设备、经营场所，以及具有电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员。拥有配电网运营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。售电主体按照国家有关文件要求，履行“一注册、一承诺、一公示、三备案”的准入程序。电网企业负责电力传输配送，确保输配电质量和用电安全，交易中心负责市场主体注册、交易组织，提供结算依据，披露和发布市场信息，对市场主体及交易合同进行备案。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、收费、结算、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用。市场主体退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

4. 多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区组建售电主体直接购电。允许大工业用户、拥有分布式电源的用户或微网系统组建售电主体参与电力交易。允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务。鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售。售电公司应以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营、自担风险、自负盈亏、自我约束。售电主体可以采取多种方式通过电力市场

购电，与发电企业、电网企业和用户依法签订合同，明确相应的权利和义务，按规定约定相关事项。鼓励售电主体创新服务，向用户提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。

（六）促进可再生能源和分布式能源消纳

充分发挥可再生能源电力边际成本低的优势，超出保障性收购电量范围的可再生能源发电量应以市场交易方式消纳。探索开展风电等可再生能源与电力用户以及电储能、抽水蓄能等储能设施直接交易。建立日前有偿调峰集中竞价交易机制提高电网调峰能力和清洁能源消纳能力。现货市场完善后，可再生能源发电的优先发电合同可通过差价合同或实物合同，以市场化方式实现。参与市场交易的可再生能源发电量在运行中优先调度。

分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式。在确保安全、明确责任的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范，推进蒙西新能源消纳示范区建设。建立完善蒙西调峰辅助服务市场，加强蒙西辅助服务市场建设与京津冀辅助服务市场建设的协调衔接。落实可再生能源优先发电制度，优化电网运行方式和调度规程。完善新能源规划建设管理模式，通过市场化手段配置新能源资源。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质

能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网络和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

（七）加强自备电厂监督管理

自备电厂建设和运营应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行调峰义务。拥有自备电厂的企业应按照规定承担政府性基金、政策性交叉补贴。拥有并网自备电厂的企业应与电网企业协商确定备用容量，并按约定的备用容量向电网企业支付系统备用费。完善和规范余热、余压、余气等资源综合利用类自备电厂的支持政策。现役自备电厂要按照国家要求和自治区统一部署加快推进节能和超低排放升级改造步伐。

（八）加强电力统筹规划和科学监管

切实加强电力行业特别是电网的统筹规划，优化电源与电网布局，加强电力规划与能源规划，地方性电力规划与全国电力规划间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，充分发挥规划的引导作用和约束作用。严格执行国家法律、法规和行业标准、规范，创新监管模式，健全安全监管机制，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。建立市场主体信用评价制度，强化信用评价结果应用，有

效防范市场风险。

四、加强电力体制改革工作的组织实施

电力体制改革工作事关自治区经济社会发展大局，要加强组织领导，调动各方面积极性，勇于创新，稳妥推进。

（一）加强组织协调。自治区电力体制改革领导小组全面负责全区电力体制改革试点工作，研究部署重大决策，协调解决重大问题，推动制定切实可行的改革工作方案和有关配套措施，审定各项改革实施方案，确保电力体制改革工作顺利进行。领导小组办公室负责落实、发布、分解领导小组的决定和工作部署，协调解决推进电力体制改革工作的具体事项和具体问题。

（二）明确责任分工。自治区相关部门在加强沟通协作的基础上，要切实承担起本部门负责的电力体制改革试点任务。自治区发改委负责电价改革工作；自治区经信委负责电力市场化交易和发用电计划改革工作；自治区能源局负责售电侧改革、推进分布式电源发展、加强电力规划工作；华北能源监管局、东北能源监管局和自治区电力管理部门依据职能履行监管职责。

（三）积极稳妥推进。电力体制改革是一项系统性工程，要在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。坚持试点先行，不断总结试点经验，形成科学合理的容错、纠错机制，确保电力体制改革试点工作顺利推进。