

附件

宁夏回族自治区电力体制改革综合试点方案

为全面贯彻落实《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）及相关配套文件精神，深入推进电力市场化改革，促进宁夏电力工业和经济社会又好又快发展，制定本方案。

一、深入推进电力体制改革的重要性和紧迫性

自2002年电力体制改革实施以来，宁夏电力行业破除了独家办电的体制约束，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局，促进了宁夏电力行业的快速发展。截至2015年底，宁夏电力装机容量达3157万千瓦，总发电量达1166亿千瓦时，人均电力装机、发电量均居全国第1位；风电、光伏发电占电力装机比重达35.8%，占全网发电量比重达10.7%，电力结构进一步优化；建成全国首个750千伏双回环网结构，电力普遍服务水平进一步提高，解决了无电人口用电问题，基本实现城乡用电同网同价；建成世界首条±660千伏直流输电工程宁东至山东外送电项目，已累计向山东送电超过1400亿千瓦时，第二条外送通道宁东至浙

江±800 千伏直流输电项目正在建设中，建成后全区电力外送能力将达到 1200 万千瓦。

近年来，宁夏相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易、发电权交易、跨省区电能交易等方面的试点和探索，电力市场化交易取得重要进展，积累了宝贵经验。自 2014 年起全面推进电力直接交易，2014 年至 2015 年共组织 7 次电力直接交易，2014 年、2015 年交易电量分别为 100 亿千瓦时和 168 亿千瓦时，占全区全社会用电量比重分别达 12.2%和 19.1%。2015 年 4 月国家发展改革委将宁夏列为输配电价改革试点省区，并于 2015 年 9 月批复了输配电价改革试点方案，宁夏电网首个监管周期（2016 年—2018 年）输配电价获国家发展改革委批复，并于 2016 年 4 月 1 日起执行。2016 年 2 月 29 日，全国首次跨区电力直接交易银东直流跨区直接交易工作在北京电力交易中心完成，为全国电力改革探索经验。

同时，宁夏电力行业发展面临着一些亟待通过改革解决的问题。一是电价关系没有理顺，市场化定价机制尚未完全形成。现行上网电价管理执行国家定价，电价调整滞后于成本变化，难以及时、合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。二是市场化交易机制尚待完善，市场配置资源效率不高。宁夏积极开展电力直接交易，交易规模逐年扩大，市场主体逐步形成，但相关配套机制以及交易规则等尚不够完善。尤其

是促进新能源消纳的调峰、调频、调压、辅助服务补偿机制尚未建立，弃风、弃光问题日益严重，新能源资源未得到有效开发利用。三是售电投资主体单一，售电侧竞争机制未建立。电网企业统购统销电力的模式尚未打破，尚未形成售电市场，缺乏社会资本进入售电市场及投资的有效途径。四是“西电东送”面临供需矛盾和市场化挑战，定价机制需要进一步完善。由于供需形势发生变化，“西电东送”已全面形成买方市场格局，国家“西电东送”战略难以落实，送受电省区间量价矛盾突出，利益平衡难度加大。

深化电力体制改革是供给侧结构性改革的重要内容，是能源领域市场化改革的重大突破，对于宁夏促进资源优势向经济优势转化，进一步优化能源结构，加快推进产业结构调整 and 转型升级，推动民族地区经济社会发展，实现与全国同步进入全面小康社会意义重大。当前，自治区党委、人民政府高度重视电力体制改革工作，各级人民政府、各类企业和用户及其他社会主体等，对改革目的和意义有了进一步认识，推进改革的诉求和呼声较高，全区上下已形成广泛共识，为推进改革营造了宽松的环境。

二、总体要求

（一）总体思路。

贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中、五中全会精神，按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，坚持创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，

立足宁夏实际，围绕“三放开、一独立、三强化”重点任务，着力推进电价改革、理顺电价形成机制，着力推进电力市场建设、完善市场化交易机制，着力培育多元市场主体、促进公平竞争，着力强化科学监管、保障电力安全清洁高效可持续发展，逐步打破垄断，有序放开竞争，构建“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制，形成具有竞争活力、较为完善的现代电力市场体系。

（二）基本原则。

——坚持安全稳定，保障民生。遵循电力工业的技术经济规律，保障电能的生产、输送和使用动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，提高电力安全可靠水平。充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务供给，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。

——坚持市场化改革，促进发展。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、开放共享的电力市场格局，形成适应市场要求的电力价格机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

——坚持因地制宜，试点先行。从宁夏实际出发，发挥电力工业基础优势，用好煤电和可再生能源两类资源、区内区外两个市场，有序推进电力体制改革。妥善处理好改革对相关方的影响，

按照竞争性市场的建设和发展规律，加强顶层设计，稳妥推进、试点先行。

——坚持绿色低碳，结构优化。从实施能源安全战略出发，积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，促进经济结构调整、节能减排和产业升级。强化能源领域科技创新，融合“互联网+”创新理念，应用新技术、新产品、新工艺，推进智能化升级。同时，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，促进能源结构优化。

——坚持公平公正，科学监管。正确处理好政府、企业和用户之间的关系，统筹兼顾局部利益和全局利益，当前利益和长远利益的关系，构建共赢的格局。更好发挥政府作用，加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等的科学监管水平。

（三）改革实施步骤。

第一阶段（2016年—2017年）：电力行业市场化体系初步构建。完成输配电价核定；完成电力市场方案设计；完成相对独立交易机构的组建和交易平台的建设与运行，明确市场准入标准和交易规则，启动电力市场模拟运行和试运行；完善电力直接交易机制，实现供应侧保障优先发电前提下全部放开；开展售电业务试点；探索外送电的规模化市场交易。

第二阶段（经过3年或更长时间）：电力市场化体系全面建

成。电力市场化定价机制基本完善，实现居民、农业、重要公用事业和公益性以外的发售电价由市场形成；形成健全的电力市场监管规则体系；准入用户全电量参与电力直接交易；逐步构建以中长期交易为主、现货交易为补充的市场体系；逐步形成较为完善的辅助服务市场、容量市场，开展电力期货和衍生品等交易种类；形成发电侧、售电侧主体多元、充分竞争的市场格局；跨省跨区电力市场化交易份额进一步扩大，逐步形成运转高效、具有全国竞争力的现代电力市场，并逐步融入全国电力市场体系，充分发挥市场配置资源的决定性作用，使资源优势转化为经济优势，促进宁夏产业结构转型升级。

三、第一阶段重点任务

2016年—2017年推进电力体制改革的重点任务如下：

（一）推动输配电价改革。

1. 单独核定输配电价。按照《国家发展改革委关于宁夏电网输配电价改革试点方案的批复》（发改价格〔2015〕2012号）要求，分电压等级核定输配电价，并向社会公布，接受社会监督。用户或售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付费用。

2. 发售电价格市场化。积极稳妥推进发电侧和售电侧电价市场化，分步实现公益性、调节性以外的发售电价格由市场形成。鼓励电力用户或售电主体与发电企业通过自愿协商、市场竞价等

方式自主确定市场交易价格，并按照其接入电网的电压等级支付输配电价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。坚持保障民生、合理补偿、公平负担的原则，结合电价改革进程配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。按照国家电力体制改革意见，过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审核后通过输配电价回收。

（二）建立相对独立的电力交易机构。

1. 成立宁夏电力交易中心。研究制定宁夏电力交易中心组建方案。按照自治区人民政府批准的章程和规则，组建股份制宁夏电力交易中心，对现有交易中心进行股份制改造，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，明确工作界面和工作流程，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。交易中心以电网企业现有人员为基础，根据业务发展需要，通过公开择优选聘充实专业人员队伍。

2. 明确交易中心职能。交易中心在国家能源局西北监管局和自治区电力管理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，主要负责交易平台的建设、运营和管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务，汇总电力用户与发电企业自主签订的双边合同；负责市场主体注册和相应管理，披

露和发布市场信息等。电力交易中心经政府有关部门批准后，可向市场主体收取合理费用。

3. 设立市场管理委员会。在自治区电力体制改革领导小组的领导下，组建宁夏电力市场管理委员会，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别选派代表组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。国家能源局西北监管局和自治区发展改革委、经济和信息化委、物价局等相关部门可派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，国家能源局西北监管局和自治区人民政府有关部门行使否决权。2016年完成宁夏电力市场管理委员会组建。

（三）建立健全电力市场交易机制。

1. 完善区内电力直接交易机制。建立优先购电和优先发电制度，在已开展的电力直接交易基础上，根据实际需要，在不影响电力系统安全、供需平衡和保障优先购电、优先发电的前提下，进一步增加交易种类，扩大交易电量规模。除优先发电以外的公用机组发电量全部放开，允许依法取得售电资质的售电主体和符合条件的自备机组按规则参与市场；电力用户试点全电量参与市场，实施市场化的电量偏差调整机制；建立新能源与火电调峰辅助服务补偿机制；将发电权交易纳入市场交易；建立健全违规和失信惩罚机制；引导售电公司参与市场。2016年完成放开发用

电计划实施方案，试运行供给侧保障优先发电前提下全部放开。

2. 完善跨省跨区电力交易市场化机制。制定跨省跨区电力市场化交易实施方案。按照国家能源战略和经济、节能、环保、安全的原则，依托银东直流、灵绍直流等外送通道及西北市场，积极开拓全国电力市场，开展跨省跨区电力直接交易、新能源发电权交易试点，扩大市场化交易电量。采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。2017年完成跨省跨区电力交易实施方案。

3. 适时建立有效竞争的现货交易机制。在推进中长期交易基础上，开展电力市场现货交易机制研究，根据宁夏电源布局、负荷特性、电网结构等因素，适时开展现货交易试点，启动日前、日内、实时电能量交易和备用、辅助服务等现货交易品种。通过市场竞争发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。同时，加强对电力期货和衍生品交易的前期研究，探索建立宁夏电力金融交易平台，逐步将电力容量市场、电力期货和衍生品等纳入交易体系。

4. 积极探索新能源市场化发展新机制。在保障电网安全稳定和民生的前提下，完善并网运行服务，积极推进新能源和可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。

积极发展分布式电源，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。选择具备条件的区域或企业，开展微电网建设试点。规划内可再生能源优先发电，优先发电合同可转让，鼓励可再生能源参与市场竞争、跨省跨区消纳。积极推进可再生能源发电参与直接交易。

5. 建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制。通过多种方式加大调峰补偿力度，通过双边协商或市场化招标等方式确定参与调峰交易双方。用户可结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。2017年制定宁夏电力市场辅助服务建设框架方案。

6. 规范和加强自备电厂管理。规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设和运行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，履行相应的调峰义务。除以热定电的热电联产项目外，原则上不

再新（扩）建自备电厂项目。禁止公用电厂违规转为企业自备电厂。拥有自备电厂的企业应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费，探索以市场化方式逐步代替系统备用费的机制。完善和规范余热、余压、余气等资源综合利用类自备电厂支持政策。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许在符合国家产业政策和能效环保要求、公平承担发电企业社会责任的前提下参与电力市场交易。

（四）售电侧改革。

1. 多途径培育市场主体。制定宁夏售电侧改革试点方案并报国家发展改革委、国家能源局。在国家确定的售电侧市场主体准入与退出标准与条件基础上，结合宁夏实际，确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。向社会资本放开售电业务，赋予用户更多的选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，形成有效的市场竞争结构和市场体系。创新售电业务市场准入机制，以注册服务代替行政审批，实行“一注册、一承诺、一公示、三备案”。

2. 实施园区型售电主体直接交易。在高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区等各类园区中，选择有参与意愿并符合准入条件的，组建独立的售电公司，2016 年底前开展园区型售电主体直接交易。

3. 鼓励社会资本投资增量配电业务。按照国家关于增量配

网建设有关要求，探索社会资本投资配电业务，以新规划建设的高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区、工业园区及矿区等为重点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。国网宁夏电力公司、地方电力（集团）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。同时，社会资本投资增量配电网控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行保底供电责任等相同的责任和义务。

（五）加强电力统筹规划和科学监管。

1. 切实加强电力行业统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与电源等规划之间、全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格规划、有序组织实施。电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

2. 切实加强电力行业及电力市场科学监管。完善电力监管组织体系，依法履行电力监管职能，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管，切实保障新能源并网

接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。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。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

3. 减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规划，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。

4. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。政府有关部门要建立企业法人及其负责人、从业人员信用纪录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，实行严格的行业禁入措施。

5. 修订电力地方性法规和政府规章。根据改革总体要求和进程，依据国家上位法的修改情况，及时对电力地方性法规和政府规章进行修订，充分发挥立法对改革的引导、推动、规范、保障作用。加强电力依法行政。加大可再生能源法的实施力度。加快能源监管法规制定工作。适应依法监管、有效监管的要求，及时制定和修订其他地方性法规和政府规章。

四、保障措施

（一）加强组织领导。成立自治区电力体制改革领导小组，由自治区领导任组长、副组长，自治区发展改革委、经济和信息化委、国家能源局西北监管局、财政厅、环境保护厅、水利厅、国资委、政府法制办、物价局，国网宁夏电力公司等单位主要负责人为成员。领导小组办公室设在自治区发展改革委，办公室主任由自治区发展改革委主任兼任、副主任由自治区能源局、经济和信息化委、国家能源局西北监管局负责同志担任。

（二）稳步推进改革试点。按照中发9号文件及相关配套文件要求，制定电力交易中心组建、宁夏电力市场建设、售电侧改革等专项试点方案。在直接交易、输配电价基础上，有序推进电力交易机构独立、配售电主体培育等试点工作，争取尽早在总结试点经验和修改完善相关法律法规的基础上全面推开。

（三）营造改革氛围。加强环境建设，强化与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

（四）严格监督考核。深入推进电力体制改革是促进宁夏经济发展、保障民生的重大任务，电力体制改革领导小组办公室要制定实施目标责任制和绩效考核制度，依据法律法规和监管要求加强日常督促检查，对工作成效进行跟踪评价，确保各项改革试验任务的顺利完成。