

附件

山西省电力体制综合改革试点实施方案

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，促进山西电力工业和全省经济又好又快发展，结合山西实际，制定本实施方案。

一、必要性和可行性

山西是我国重要的综合能源基地，在山西进行电力体制综合改革，通过建立和健全以市场化为导向的能源体系，促进电力产业以及煤炭等相关产业健康发展，在全国资源型地区具有积极的示范意义。**一是山西实施电力体制综合改革有基础。**山西近年来在低热值煤发电、燃煤机组超低排放、煤电一体化、可再生能源开发、晋电外送、大用户直接交易、电力交易平台建设等方面积极开展体制机制创新，电力工业发展和改革取得新进步，山西资源型经济转型发展、综合能源基地建设取得新成效。2014年，全省电力装机6305万千瓦，居全国第八位，其中，可再生能源装机1113.5万千瓦，占全省总装机容量的17%。全社会发电量2643亿千瓦时，居全国第六位。外送电量820亿千瓦时，居全国第三位。电源结构进一步完善，电网输配电能力显著增强，技术装备水平大幅提高，节能减排效果

明显提升。山西电力工业整体上的发展壮大，以及部分领域的改革创新，为开展电力体制综合改革奠定了良好的基础。**二是山西实施电力体制综合改革有需求。**当前，国内能源生产和消费格局已处于相对过剩阶段，山西作为我国重要的能源大省，通过改革激活省内和省外市场，解决产能过剩问题，尤为迫切；新常态下，山西经济发展增速放缓，通过市场化改革，引入竞争、降低成本，增强我省实体经济发展动力，成为现实需要；长期以来，山西形成了“一煤独大”畸重型产业结构，煤电铝等资源优势没有得到充分发挥，通过改革，促进煤电铝、煤电冶、煤电化等产业循环发展，在更大范围内实现资源的高效优化配置，是山西实现产业转型升级的战略选择。**三是山西实施电力体制综合改革有共识。**当前，山西省委、省政府高度重视，着力抓好对山西具有特殊意义、事关重大、事关全局的电力体制改革，各级政府、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，全省上下形成广泛共识，为推进改革营造了宽松的环境。

二、总体要求

（一）指导思想

贯彻落实党的十八大、十八届三中、四中和五中全会精神，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、绿色、协调、开放、共享发展理念，立足山西实际，以转型综改试验区建设为统领，以国家

综合能源基地建设为载体，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。

深化山西电力体制改革的重点和路径是：**理顺电价机制**。还原电力的商品属性，理顺电价形成机制。按照“准许成本加合理收益”分电压等级核定输配电价。有序放开输配以外的竞争性环节电价，分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。妥善解决电价交叉补贴，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。**拓展两大市场**。统筹推动省内、省外两个市场建设，更好地发挥国家综合能源基地优势。**省内**，进一步激活用电市场，提高电力消纳能力，在现有大用户直接交易的基础上，不断扩大参与电力直接交易的市场主体范围和交易规模；**省外**，向国家争取外送通道建设和电量配额政策，完善省际沟通合作机制，推进跨省跨区电力交易，融入全国电力市场体系，不断扩大晋电外送规模。**实现三个规范**。**规范**交易机构的运营，完善其市场功能，在政府批准的章程和规则范围内，公平、公正、公开组织市场交易，建设、运营和管理交易平台，提供结算依

据等相关服务；**规范**市场化售电业务，明确售电主体范围和准入标准，试点先行，逐步向符合条件的市场主体放开；**规范**自备电厂管理，将自备电厂纳入电力统筹规划，不断淘汰落后产能，促进节能减排，落实自备电厂应承担的责任与义务，实现与公用电厂公平参与优选。

（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，保障基本公共服务的供给，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。**从山西国家综合能源基地、电力输出大省、京津冀一体化的清洁能源供应基地实际出发，充分利用转型综改试验区先行先试机制，积极作为，有序推进电力体制改革。妥善处理好改革对相关各方的影响，按照竞争性市场的建设和发展规律，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，重点加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，加强市场监管；完善监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等科学监管水平。

（三）主要目标

第一阶段（2015年—2017年）：电力行业市场化体系初步构建。完成电力市场框架方案设计；完成输配电价核定，基本实现公益性以外的发售电价由市场形成；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；开展售电业务放开试点；实施煤电铝、煤电化等循环产业链试点；初步实现外送电的规模化直接交易。到2017年，电力直接交易量达到全社会用电量30%。

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；形成健全的电力市场监管规则体系；工商业领域电力直接交易全面放开；形成发电侧、售电侧主体多元、充分竞争的市场格局；跨省跨区市场化电力直接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，使全省资源优势转化为经济优势，促进山西产业结构转型升级。

三、第一阶段重点任务

根据近三年改革目标，确定重点推进以下八大任务：

（一）推进输配电价改革

1. 开展输配电价摸底测算。全面调查电网输配电资产、成本和企业经营情况，结合山西经济社会发展、能源基地建设战略、产业结构优化升级对电网建设的需求，深入分析输配电价管理中存在的主要矛盾和问题；摸清现有各类用户电价间、各电压等级间的电价交叉补贴现状，研究探索电价交叉补贴额度平衡补偿机制；调查各电压等级电量传导比例、电能损耗水平等。按照国家有关输配电价改革和输配电定价成本监审有关规定，根据电网企业提供的基础资料，开展输配电价成本调查及各电压等级输配电价水平测算，尽快上报国家发改委。

2. 做好输配电价定价成本监审。按照国家发改委、国家能源局《输配电定价成本监审办法（试行）》（发改价格〔2015〕1347号）规定，在国家发改委统一组织下，开展山西输配电定

价成本监审工作。结合山西发展实际，明确全省输配电定价成本监审范围，科学合理核定输配电成本费用，完成山西试点输配电定价成本监审工作。

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类型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，由电网企业按照合理需求测算并申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，通过输配电价回收。

4. 制定输配电价改革试点方案。国家发改委审核山西省输配电定价成本监审意见后，充分论证、科学研判、准确把握，研究测算首个监管周期内山西电网企业准许收入和各电压等级输配电价格。试点范围为全部共用网络输配电服务的价格。核价基础为全省电网企业的输配电资产和业务。按照“准许成本加合理收益”原则确定电网准许总收入和分电压等级输配电价。妥善处理电价交叉补贴，建立平衡账户机制；逐步完善输配电价体系，研究完善相关配套政策措施。制定《山西省输配电价改革试点方案》，报国家发改委。

（二）组建相对独立的电力交易机构

按照公平、公正、公开的原则，组建相对独立的电力交易机构，组建电力市场管理委员会，推动电力市场规范运行。

1. 成立山西电力交易机构。研究制定山西电力交易机构

组建方案，报经国家发改委、国家能源局组织论证后实施。按照山西省政府批准的章程和规则，成立由国网山西省电力公司相对控股、第三方机构及发电企业、售电企业、电力用户等市场主体参股的有限责任公司。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。交易机构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；高级管理人员由市场管理委员会推荐，依法按组织程序聘任。

2. 明确交易机构职能。交易机构在山西能源监管办和山西省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等；负责市场主体注册和相应管理、披露和发布市场信息等，参与拟订电力市场交易规则。调度机构主要负责电力实时平衡和系统安全。交易机构可向市场主体合理收取注册费、年费、交易手续费。

3. 设立市场管理委员会。在省电力体制改革领导小组的领导下，组建山西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。山西能源监管办和省发改委、经信委、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，山西能源监管办和省政府有关部门行使否决权。

（三）建立和完善电力市场交易机制

进一步扩大省内电力直接交易规模，以试点形式推进跨省跨区电力直接交易，适时开展现货交易，探索研究电力市场交易的体制机制，积极推动电力市场体系建设。研究提出山西电力市场建设试点方案，经国家发改委、国家能源局组织专家论证后，修改完善并组织实施。

1. 完善省内电力直接交易机制。在已开展的大用户直供电基础上，逐步放开发电企业、售电主体和用户准入范围，放宽参与直接交易的用户类型与电压等级，扩大省内电力直接交易规模，鼓励环保高效机组参与直接交易；允许售电主体参与直接交易，鼓励高新技术企业、循环经济园区企业等参与直接交易；规范和完善以中长期电力交易为主的直接交易机制。国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法。在市场规则出台前，山西省修订完善山西电力用户与发电企业直接交易规则与试点实施方案，应与国家有关部门衔接沟通。

2. 开展跨省跨区电力直接交易试点。基于山西“外向型、送出型、规模型”送端电网特点，建立完善的跨省跨区电力市场交易机制，完善省际合作机制，加强与华北、华中、华东等电力输入区域省份沟通协作，更大程度地参与全国电力交易。鼓励省内发电企业与省外电力用户建立中长期电力合作关系，

选择大容量、高效率、超低排放机组，开展跨省跨区电力直接交易试点，扩大市场化交易电量，丰富交易品种，同步加快外送电通道建设，扩大晋电外送规模，促进电力资源在更大区域范围优化配置。根据电力市场建设推进情况，制定跨省跨区电力直接交易实施方案。

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，根据山西电源布局、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，探索建立山西电力金融交易平台，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. 探索建立市场化的辅助服务分担机制。为保障电力系统安全稳定运行、促进清洁能源消纳以及满足各类用户安全可靠用电，按照“谁受益、谁承担”的原则，构建电力用户参与的辅助服务分担共享机制，发挥各类型发电企业和电力用户的调节性能，充分利用市场化机制，由用户结合自身负荷特性，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。推动以抽水蓄能、燃气发电为主的调峰基础设施建设，为电力市场化交易提供有力支撑。在中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助性服

务交易，在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易。2016年底前制定山西电力市场辅助服务建设框架方案。

（四）有序缩减发用电计划

在确保民生稳定的前提下，确定市场化电量比例和范围，明确优先购电用户和发电企业类别，建立优先购电和优先发电保障机制。

1. 建立优先购电制度。确定优先购电的适用范围，保障全省一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，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，近期不参与市场竞争，纳入用电计划。保障贫困山区、革命老区、采煤沉陷区、棚户区等地区的电力供应。2016年明确山西优先购电的用户类别、电量规模，制定相关保障制度。

2. 建立优先发电制度。以资源消耗、环境保护为主要依据，坚持节能减排和清洁能源优先上网的原则，确定山西优先发电的适用范围，对发电机组进行优先等级分类，合理确定优先发电顺序，并逐年进行动态调整。合理测算计划电量，留足保障性计划空间，逐步缩减发电计划。2016年建立优先发电的相关保障制度。

3. 制定放开发用电计划实施方案。综合考虑山西经济结构、电源结构、电价水平、外送电规模、市场基础，以及保障

社会稳定等因素，结合全省电力市场体系建设推进情况，制定放开发用电计划实施方案。通过市场化交易方式，逐步放开其他的发用电计划，完善电力安全的应急保障机制，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。在有序放开发用电计划的过程中，充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务的供给。在 2016 年制定山西放开发用电计划实施方案。

（五）推进售电侧改革

试点先行，逐步放开售电侧市场准入，健全购电交易机制。

1. 培育多元化售电主体。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，结合山西实际，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。积极培育多元化的市场竞争主体，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。制定山西售电侧改革试点方案并报国家发改委、国家能源局。创新售电业务市场准入机制，以注册认定代替行政审批，实行“一承诺、一公示、一注册、两备案”。

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。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，探索社会资本投资配电业务有效途径，以高新产业园区、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。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，并切实履行相同的责任和义务。对于历史形成的，国网山西省电力公司和晋能集团公司以外的存量配电资产，可视同为增量配电业务。

（六）积极发展可再生能源、分布式电源

在保障安全的前提下，开放电网公平接入，积极利用先进技术，提高系统消纳能力和清洁能源利用率。

1. 积极促进可再生能源和资源综合利用电力消纳。编制本地区年度电力电量平衡方案时，在保障电网安全稳定和民生的前提下，全额安排可再生能源发电；编制年度发电计划时，优先预留水电、风电、光伏发电等可再生能源机组和热电联产、余热余压余气发电、燃气和煤层气发电等资源综合利用机组发电空间；可再生能源和资源综合利用发电装机比重较大区域在统筹平衡年度电力电量时，鼓励其优先与用户直接交易。2017年开展可再生能源和资源综合利用发电参与直接交易。

2. 建立完善调峰补偿市场化机制。在现有山西省火电机组深度调峰交易的基础上，进一步修改完善相关规则，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，鼓励清洁能源通过电力市场购买火电、抽水蓄能、电储能、电力用户等提供的辅助服务以促进全额消纳。2016 年底前修改完善具体补偿办法，建立更加有利于可再生能源消纳的调峰补偿机制。

3. 探索微电网建设试点。选择具备条件的区域或企业，开展微电网建设试点，通过区域微电网的自我调节和平衡，探索微电网技术原则和管理经验，探索微电网电能市场交易及运行机制。2016 年底前研究制定微电网建设试点方案。

4. 探索形成可再生能源参与市场竞争的新机制。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。2016 年底前研究制定山西可再生能源发电补贴政策。

(七) 科学规范自备电厂管理

落实责任、加强监管，促进自备电厂科学发展。

1. 规范自备电厂建设管理。从强化规划引导、发展循环经济、延伸煤电产业链等方面，规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设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。装机明显冗余地区，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。制定山西自备电厂建设管理办法。

2. 强化自备电厂运营管理。自备电厂应公平承担社会责任，履行相应义务，参与电网调峰。拥有自备电厂的企业应按

规定承担相关的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。对于不占用省内火电建设规模的余热、余压、余气等自备电厂，按有关规定减免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。

3. 加强推进自备电厂升级改造步伐。结合山西燃煤发电机组超低排放改造工作，加快推进全省自备电厂超低排放、节能改造和淘汰落后机组步伐。自备电厂要按我省污染物排放标准安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施，并按要求接入环保、监管等部门的环保监测系统，污染物排放不符合环保要求的自备电厂要限期实施环保设施升级改造；供电煤耗、水耗高于省内同类型机组平均水平以上的自备燃煤发电机组，要因厂制宜实施节能节水改造。

4. 探索“煤-电-X”一体化产业发展模式。充分发挥山西煤炭、电力、铝土等资源组合匹配优势，选择在吕梁和运城两地的能源和矿产资源富集区，探索煤电铝、煤电化、煤电材等产业一体化发展机制，进一步提高铝厂、化工、建材等企业或园区的自备供电能力；规划布局低热值煤发电容量，建设自备电厂；深化煤电一体化，延伸煤电产业链，在省内规划建设铝、化、建材等循环产业园区内，探索区域配电网建设，推动电解铝、化工、建材等产业聚集和优化发展。2016年底前制定山西自备供电能力建设方案。

(八) 加强电力统筹规划和科学监管

建立科学有效的规划保障体系，构建电力规划的统筹协调机制，加强电力依法行政，提升规划的科学性和权威性。

1. 完善电力规划统筹协调机制。以山西省电力规划领导小组为依托，形成企业和政府各部门间、省内各相关规划间、省内外规划间的横向协调机制。电网企业、电力设计研究单位或相关科研院所、地方电力投资企业、政府相关部门、能源监管机构、大型售电公司和大用户等单位深度参与规划的编制工作。配合五年一次的全省电力发展规划，同步组织编制规划环境影响报告和水资源评价报告，协调发展所需的资源和环境承载能力。对山西电力发展的重大问题展开专项研究，明确环境质量改善的目标，根据环境目标和资源环境承载力，明确全省（重点区域）电力行业对污染排放的贡献值上限，科学调控电力发展的规模和布局，提升电力规划编制的科学性和及时性。

2. 依法规划，提升规划的权威性。电力发展规划必须依法编制并开展规划环评，省级规划应服从国家总体规划。山西省五年电力发展规划是全省电网建设和电源发展的指导性文件，包括 220KV 及以上电网建设规划，各种能源的电源建设规划。根据需要在发布后的五年期规划的基础上，适时编制电力滚动发展规划。

3. 切实加强电力行业及电力市场科学监管。开展对电力规划从编制到实施的全过程监督和后评价工作。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。国家能源局山西监管办和山西省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，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。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，不断夯实安全生产基层基础，提高电力系统安全可靠运行水平。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。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

四、保障措施

(一)加强组织领导。成立山西省电力体制改革领导小组，由省长任领导小组组长，分管发改、经信的副省长任副组长，省编办、省发改委、省经信委、省财政厅、省环保厅、省水利厅、省国资委、省法制办、省物价局、山西能监办等部门的主要负责人为成员。领导小组主要负责认真贯彻落实中发9号文件精神，全面统筹协调推进山西电力体制综合改革工作，提出山西省组织实施的方案和措施，协调解决电力发展、结构转型升级的重点难点问题，指导售电主体培育、用电企业帮扶等工作，做好全省输配电价测算、电力交易机构设立等。领导小组办公室设在省发改委，办公室主任由省发改委主任兼任。

（二）营造改革氛围。加强环境建设，积极营造改革氛围。加强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。

（三）严格监督考核。要将电力体制改革作为促进山西经济发展、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。