

附件 3

山东省电力体制改革综合试点方案

电力行业是关系到能源安全、经济发展和社会稳定的重要基础产业。近年来，我省积极实施电力政企分开、厂网分开、主辅分开改革，加快重大项目规划建设，优化调整电源结构，强化节能环保改造，千方百计保障电力供应，不断提高电力普遍服务水平，有力促进了我省经济社会平稳健康发展。2015年，我省全社会用电量达到5117亿千瓦时，同比增长2.8%；省内发电量4619.4亿千瓦时，增长2.8%；电力装机容量达到9715.7万千瓦，其中新能源发电装机比重提高到11.5%；加快实施“外电入鲁”战略，全年电网接纳省外来电497.6亿千瓦时，占全社会用电量的9.7%。同时，一些体制机制性障碍和深层次问题还没有根本解决，主要是生产环节中单一的计划管理体制、销售环节中统一的政府定价机制以及运营领域中统购统销的垄断经营模式越来越不适应市场经济发展的需要，在电力资源配置中市场还没有发挥决定性作用，在发电侧和售电侧等竞争性领域和环节还没有形成有效竞争，市场主体活力尚未充分释放，在政府统筹规划、依法监管、维护行业秩序方面还亟待改进和加强。

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）及配套文件精神，深入推进我省电力体制改革，加快现代电力市场体系建设，结合我省实际，制定本实施方案。

一、总体要求

深化电力体制改革，必须深入贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中、五中全会精神以及中央关于深化电力体制改革的总体部署，坚持创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，针对我省电力行业存在的突出问题，在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，遵循“三放开、一独立、三强化”的改革路径，加快构建“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、健全完善的现代电力市场体系。

在改革推进中，要把保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应作为前提条件，遵循电力商品的实时性、无形性、供求波动性和同质化等技术经济规律，保障电能生产、输送和使用的动态平衡；要坚持市场化的改革方向，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在电力资源配置中起决定性作用；要把保障民生用电作为底线，充分考虑企业和社会承受能力，切实保障民生和基本公共服务的用电供给，完善阶梯价格机制，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；要强化节能减排，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，完善有序用电和电力需求侧管理制度，促进电力行业结构调整和产业升级；要加强电力市场监管，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等的科学监管水平。

二、改革路径

（一）有序放开输配以外的竞争性环节电价，建立市场化定价机制。按照“准许成本加合理收益”原则，核定电网企业准许总收入和各电压等级输配电价。放开输配以外的竞争性环节电价，实现市场化定价。

（二）有序向社会资本放开配售电业务，释放市场主体活力。在加强电网自然垄断环节监管的同时，在发电侧、售电侧等可竞争环节引入竞争机制，加快构建有效竞争的组织结构和市场体系。

（三）有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，促进电力资源市场化配置。有效衔接电力市场供需平衡，有序放开发用电计划，引导市场主体开展多方直接交易和跨省跨区交易，逐步扩大市场化电量的比例，实现电力电量平衡从以计划手段为主向以市场手段为主的平稳过渡。

（四）推进电力交易机构相对独立，构建规范化市场交易平台。将电网企业原有的电力交易业务与其他业务分开，

实现相对独立运行，为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。

（五）强化政府监管，强化电力统筹规划，强化电力安全高效运行和可靠供应。创新政府监管方式、方法和手段，严格按照我省能源规划组织实施电源建设和电网布局，为有效开展市场化交易、实现电力安全高效运行和可靠供应提供保障。

三、重点任务

（一）有序推进电价改革，理顺电价形成机制。

1. 开展输配电价测算核定。根据国家发展改革委、国家能源局关于推进输配电价改革的有关要求和《国家发展改革委关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知》（发改价格〔2016〕498号）精神，开展输配电价成本调查、监审、各电压等级输配电价水平测算工作。输配电价逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则和分电压等级核定。在国家未统一核定我省输配电价之前，市场交易的输配电价保持电网购销差价不变；待国家核定我省输配电价后，按照核定的输配电价执行。

2. 分步推进发售电价格市场化。用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金三部分组成。放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。电力市场交易的电量价格通过自愿协

商、市场竞价等方式自主确定。未参与市场交易的电量以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，仍由政府价格主管部门核定电价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，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。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，经省级价格主管部门审核后通过输配电价回收。

（二）推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制。

1. 规范市场主体准入标准。按照接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等，制定并公布可参与市场交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。按电压等级分期分批放开用户参与直接交易，参与市场交易企业的单位能耗、污染物排放均应稳定达到国家和地方相应阶段标准，不符合国家产业政策以及产品和工艺属于淘汰类的企业不得参与市场交易。省政府按年度公布符合标准的发电企业和售电主体目录，对用户目录实施动态监管。改革市场主体准入制度，以注册服务代替行政许可，进入目录的发电企业、售电主体和用户，按照“一注册、一承诺、一公示、三备案”的程序，可自愿到交易机构注册成为市场主体。

2. 建立相对稳定的中长期电力市场交易机制。在已开展的电力用户与发电企业直接交易工作基础上，放宽参与交易的用户类型与电压等级，逐步放开发电企业、售电主体和

用户准入范围，允许符合条件的电力用户（含售电企业）参与市场交易，不断丰富交易品种，健全风险规避机制，逐步建成相对稳定的中长期交易市场。完善电力市场交易规则，实现多方交易。市场交易双方依法依规签订有电网企业参加的三方合同，确定自主协商的交易事项。鼓励用户与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。

3. 完善跨省跨区电力交易机制。结合“外电入鲁”战略实施，按照中长期交易为主、临时交易为补充的跨区跨省交易模式，推进山东与相关省份的电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。建立跨省跨区电力交易与省内电力交易的协同衔接机制，统筹考虑省内外电力资源，同步放开进入市场。

4. 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，根据山东电源布局、负荷特性、电网结构等因素和市场成熟条件，适时开展现货交易试点，启动日前、日内、实时电能量交易以及备用、辅助服务等现货交易品种。

5. 完善电力市场辅助服务机制。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，建立用户参与的服务分

担共享机制。用户可以结合自身负荷特性，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。

（三）组建相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台。

1. 组建山东电力交易中心。组建股份制电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造，相对独立运行；交易中心高级管理人员依法依规产生；后期根据市场发展需要，视情况采取股份制方式逐步完善交易中心的组织治理结构。交易中心作为全省电力交易的市场平台，依法依规开展省内外电力交易业务，并做好与电力调度的衔接。

2. 完善电力交易中心功能。按照政府批准的章程、规则和有关技术标准，电力交易中心在山东能源监管办和政府有关部门的监管下主要负责电力交易平台的建设、运营、管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务，汇总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。交易中心可按省级价格主管部门核定的标准向市场主体收取交易手续费。

3. 设立市场管理委员会。成立由发电企业、电网企业、售电企业、电力用户等市场主体按类别推荐代表组成的交易中心市场管理委员会。市场管理委员会属市场主体的自治性

议事协调机构，办事机构设在交易中心，主要负责向交易中心提出电力市场方面的专业建议，参与研究讨论交易中心的章程、运营规则和相关实施细则，推荐交易中心高级管理人员，听取和反映市场主体诉求，提出涉及市场主体利益的重要事项和合理意见建议，不干涉交易中心的正常经营。在交易中心组建和试运行阶段，市场管理委员会由省发展改革委、省经济和信息化委等部门和山东能源监管办负责召集组建，待交易中心正式运行后，逐步完善市场管理委员会的人员构成和相关议事规则。

4. 改革和规范电网企业运营模式。根据市场经济规律和电力技术特性，电网企业主要从事电网投资运行、电力调度输送，保障电网公平无歧视开放，履行电力普遍服务义务，确保电网系统安全。改革电网企业运营模式，规范投资和资产管理，实行按照政府核定的输配电价收取过网费的方式，确保稳定的收入来源和收益水平，不再以上网电价和销售电价价差作为收入来源。

（四）推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用。

1. 有序放开发用电计划。根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。除公益性、调节性电量外，在确保电网稳定运行和可再生能源电力消纳的前提下，尽快放开其他电量。新增企业用户和新核准的发电机组原则上都要参与电力市场交易。

2. 建立优先发电制度。坚持节能减排和清洁能源优先上网的原则，保障可再生能源优先发电顺序，确保规划内的风能、太阳能、水能、生物质能等清洁能源发电和常规机组调峰调频电量按照政府定价优先上网，并留足电量计划空间，促进清洁能源多发满发。

3. 建立优先购电制度。合理确定优先购电的用户范围，保障全省农业、重要公用事业、公益性服务行业以及居民生活等无议价能力用户优先购电。列入优先保障序列的用户，原则上不纳入需求侧有序用电范畴，暂不参与市场竞争，通过用电计划予以保障。

4. 加强电力需求侧管理和电力应急机制建设。按照常态化和精细化原则，引导用户实施电力需求侧管理，通过加强能效管理、实施需求响应等手段，进一步优化电力资源配置，提高电能利用效率和效益，实现科学、节约、有序、高效、智能用电。加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保电力供需紧张状态下重点用电需求，保障电力供应安全稳定可靠。

（五）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务。

1. 鼓励社会资本投资新增配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径，逐步向符合条件的市场主体放开

增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。国网山东省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。

2. 建立售电主体准入和退出机制。按照符合技术、安全、环保、节能标准和承担社会责任的要求，科学界定售电主体条件，建立和规范售电主体的市场准入和退出规则。每年向社会公布售电主体清单，并实行动态管理。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、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；负责收费、结算、归集交叉补贴，代收政府性基金，并按规定及时向有关发电公司和售电公司支付电费，保障电费资金安全。

3. 多途径培育售电主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区、发电企业投资和组建售电公司，允许拥有分布式电源的用户和微网系统参与电力交易。鼓励社会资本投资成立售电公司，鼓励公共服务行业和能源服务公司从事售电业务。

4. 赋予售电主体相应的权责。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，严格按照国家有关规定承担政府性基金、政策性交叉补贴、社会责任等义务。拥有配电网运营权的售电公司承担保底供

电服务职责。

（六）开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制。

1. 积极发展分布式电源。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。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。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。

2. 完善并网运行服务。完善接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，支持新能源、可再生能源、节能降耗和资源综合利用机组上网，做好新能源和可再生能源发电与电网以及其他电源的有效衔接，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。

（七）加强和规范自备电厂监督管理，推动自备电厂转型升级。

1. 规范自备电厂建设管理。新（扩）建燃煤自备电厂项目（除背压机组和余热、余压、余气利用机组外）要统筹纳入国家依据总量控制制定的火电建设规划。自备电厂建设

过程中要严格执行火电建设相关产业政策和能效、水效、环保、安全质量等各项标准。

2. 加强自备电厂运营管理。坚持鼓励竞争、公平竞争，维护电力市场秩序。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，以及政策性交叉补贴，合理缴纳系统备用费。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许其在公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。鼓励有条件并网的自备电厂并网运行，并网自备电厂要根据自身负荷和机组特性参与电网调峰，并按照“两个细则”进行电网辅助服务考核与补偿。积极探索促进现有“孤网”规范运行并健康发展的有效途径和方式。

3. 加快推进自备电厂升级改造。加快推进全省自备电厂超低排放等环保改造，确保稳定达到相应阶段污染物排放标准和总量控制要求，并安装污染物自动监控设备，与当地环保、监管和电网企业等部门联网。对达不到环保等政策标准要求且不实施改造或不具备改造条件的，逐步淘汰关停。

（八）加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。

1. 加强电力行业特别是电网的统筹规划。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，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。

加快扶贫电网改造升级，深入实施“彩虹工程”，提高服务城乡居民用电能力。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. 减少和规范电力行业行政审批。进一步简政放权，承接并落实好国家取消、下放的电力项目审批权限，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，加强事中和事后监管，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。

3. 加强电力行业及相关领域科学监督。完善电力监管组织体系，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。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。

4. 建立健全电力市场主体信用体系。建立电力市场主体信用评价制度，将相关企业的法定代表人或主要负责人、从业人员信用记录纳入全省公共信用信息平台，严格守信激励和失信惩戒制度，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对违法失信行为予以公开，对违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措

施。

四、组织实施

(一) 加强组织领导。成立我省电力体制改革领导小组，负责统筹推进全省电力体制改革，协调推动各专项领域的改革。领导小组办公室设在省发展改革委，负责领导小组日常工作。省直各有关部门（单位）要密切配合，按照各自职责分工，做好电力体制改革各项工作。

(二) 明确任务分工。省发展改革委负责拟订《山东省电力体制改革实施方案》，组织协调有关单位制定专项改革方案并做好实施工作，加强电源和电网建设统筹规划，建立分布式电源发展新机制。省经济和信息化委会同有关部门，负责牵头拟订电力市场建设、电力交易机构、发用电计划、售电侧等方面的专项改革方案并组织实施，指导电力交易中心及其市场管理委员会的筹建。省物价局会同有关部门，负责牵头拟订输配电价改革方案并组织实施。省环保厅会同有关部门，负责制定燃煤机组排放水平排序，评估全口径火电厂大气污染物排放情况。山东能源监管办会同有关部门，负责牵头拟订电力市场建设方案和规则，监管电力市场建设和运行；拟订规范自备电厂运营专项方案并组织实施。国网山东省电力公司负责电网公平接入，具体负责组建电力交易中心及其市场管理委员会，拟订交易中心章程、交易细则以及市场管理委员会相关规则。省发展改革委要发挥好总牵头作

用；各专项改革的牵头部门要履行主体责任，会同各有关部门主动开展工作；各参与部门要根据各自职能，积极配合，各司其职，各负其责，形成工作合力。

（三）合理安排进度。结合我省电力行业实际，力争用三年的时间完成电力体制改革任务。2016年，研究制定山东省电力体制改革实施方案和各专项改革方案，做好相关前期准备工作，包括完成输配电价成本调查和测算工作，研究制定发用电计划有序放开、售电市场主体进入和退出的具体办法，研究制定电力市场交易规则。其中，上半年完成电力交易中心及其市场管理委员会组建工作。2017年，按照国家批准的实施方案落实电力体制改革各项任务。完成输配电价成本监审和核定工作。2018年，对电力体制改革情况进行总结评估，进一步修订完善各项制度，基本形成现代电力市场体系。

（四）规范工作程序。电力体制改革实施方案和各专项改革方案，须经领导小组办公室集体研究、达成共识后按程序报批。其中，电力体制改革实施方案按程序报省委、省政府审定后，由省政府报国家发展改革委、国家能源局审批。各专项改革方案经省电力体制改革领导小组审定后，报国家发展改革委、国家能源局备案。

电力体制改革涉及全省经济社会发展的方方面面，意义重大，影响深远。领导小组各成员单位要加强对改革进展及

市场运行情况的跟踪分析，要及时协调解决改革中出现的新问题，切实防范改革可能出现的风险，保持电力供需平衡，保证电网安全，保障民生用电。通过改革，进一步解决电力行业深层次矛盾，推动电力行业转型升级、健康发展。