

四川省电力体制改革综合试点方案

围绕贯彻落实《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),破解制约我省电力行业发展中的深层次矛盾和体制机制障碍,促进我省电力行业健康可持续发展,我省拟启动电力体制改革综合试点,为下一步全面深化电力体制改革积累经验。为有力有序推动改革综合试点,特制定本方案。

一、改革重要性和紧迫性

(一)四川省电力行业改革发展取得的成效。自2002年电力体制改革实施以来,在党中央、国务院领导下,我省电力行业破除了独家办电的体制束缚,实现了厂网分开,电力产业发展步伐加快,电力普遍服务水平不断提升,电力市场主体多元竞争的格局初步形成。截至2015年,全省发电装机容量达8672.88万千瓦,居全国第4位,其中水电和新能源装机占81.3%。2015年全省发电量达3209亿千瓦时,居全国第5位,全年外送电量1226.59亿千瓦时,居全国第4位。“四直四交”的跨省跨区联网格局初步建立。农村无电人口用电问题全面解决。发电侧多元竞争格局初步形成,目前全省拥有数量众多、性质各异的发电企业3389家,其中

水电企业 3223 家。直购电试点范围不断扩大，2015 年大用户直购电达 280 亿千瓦时，占全省总用电量的 14.3%。

（二）四川省电力发展存在的突出矛盾和问题。由于复杂的电源结构、电网结构、电价构成及历史因素影响等原因，我省电力行业可持续发展仍存在一些突出矛盾和问题。一是电力配售体制复杂，供电主体服务能力参差不齐，部分县（市、区）电力基础设施建设滞后，电力服务质量有待提高。二是丰水期富余水电消纳矛盾突出，丰水期弃水弃电问题日益严重。2015 年我省水电丰水期的调峰弃水电量达 102 亿千瓦时。三是电力市场化交易机制和电价形成机制尚未健全完善，电价难以及时反映用电成本、市场供求状况和环境保护支出，易导致电力资源配置发生扭曲和错配。

（三）开展电力体制综合改革试点的必要性。新一轮电力体制改革既是事关我省能源安全和社会经济发展大局的重大战略，也是贯彻创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，推进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，对充分发挥市场对电力资源配置的决定性作用、促进我省电力行业健康可持续发展具有重要意义。通过有序放开发用电计划，建立公平、公正和规范的市场交易机制，放开输配以外的竞争性环节电价，推动发电和售电侧形成有效竞争，有利于促进我省电力资源优化配置，推动我省电力结构优化升级，进而加快我省结构调整和产业升级步

伐。

二、总体目标和基本原则

（一）总体目标。

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，立足四川实际，以市场化交易为主线，以确保安全可靠供电、优先保障民生用电和清洁能源发电为前提，按照“三放开、一独立、三强化”思路，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，有序向社会资本放开配售电业务，培育独立市场主体，组建相对独立的省级电力交易机构，推进建立公平规范的电力市场交易平台，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应，进一步强化政府监管，探索建立主体多元、竞争有序、监管有力的电力交易市场体系。

（二）基本原则。

1. 坚持市场运作与政府引导相结合。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，有序放开输配以外的竞争性环节电价，稳步推进售电侧改革，积极培育市场主体，完善电力市场交易和运行机制，逐步建立有效竞争的市场化电力交易格局和市场体系，促进电力资源的优化配置。切实发挥政府在电力规划、统筹调节、市场监管以及保障民生中的作用，

强化政策制定、宏观指导和协调，推进电力事业健康发展。

2. 坚持鼓励竞争和保障民生相结合。按照“管住中间、放开两头”架构，鼓励在发电侧、售电侧培育市场竞争主体，提高电力供应能力和服务客户水平。同时，充分考虑企业和社会承受能力，妥善处理电价交叉补贴问题，保障居民、农业和重要公益事业等用电价格相对平稳。

3. 坚持试点先行和积极稳妥相结合。立足我省电力行业发展现状，在条件相对较好、矛盾相对较小的地区或企业先行开展改革试点，及时解决改革试点中出现的新情况、新问题，及时总结可供推广的经验，同时做好应急处置预案，确保试点期间电力系统安全可靠运行。待时机成熟，再逐步扩大试点范围和全面推开，确保改革平稳推进。

4. 坚持高效运行和可靠供应相结合。以建立统一开放、竞争有序的电力市场为目标，组建相对独立的交易机构，完善电力交易平台，提升电力系统运行效率，同时遵循电力商品的技术经济规律，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

5. 坚持绿色发展和市场培育相结合。立足我省电源特性，构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。充分利用跨区资源配置机制，积极促进富余清洁能源消纳，积极培育省内市场，促进新能源和传统能源统筹发展和有序替代。

三、重点任务

（一）稳妥推进电价改革试点。

1. 有序推进输配电价摸底测算和成本监审。全面调查摸清电网输配电资产、负债、成本和收益情况，开展输配电价成本调查及各电压等级输配电价水平测算。按照国家发展改革委、国家能源局印发的输配电定价成本监审办法，在国家发展改革委统一组织下，开展我省输配电定价成本监审工作。待国家审核通过我省输配电定价成本监审意见后，抓紧研究测算首个监管周期内我省电网企业的准许收入和各电压等级输配电价格。积极争取国家支持，妥善解决民族地区政策性电网的建设、运营成本。抓紧制定我省输配电价改革试点方案，以国网省电力公司的合理共用网络输配电服务资产和业务为基础，按照“准许成本加合理收益”原则，分电压等级核定并适时公布国网省电力公司和地方电网共用网络输配电服务价格。用户和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过网费用。建立健全输配电价监管方式，设置输配电价监管周期，建立平衡账户，加强对电网输配电总收入和价格水平的监管，建立激励约束机制，推动电网企业提升管理和运营效率。加大电网企业趸售电价和保底电价监管力度，探索电网企业承担保底供电服务的兜底机制。

2. 妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，系统梳理并逐步配套改革不同电力用户、不同电压等级、不同电

源之间的交叉补贴。输配电价改革过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价的交叉补贴数额，经政府价格主管部门审定后，通过输配电价回收。输配电价改革后，测算并单列居民、农业、重要公用事业和公益性服务等享受的交叉补贴以及工商业用户承担的交叉补贴。探索创新电价交叉补贴额度的平衡补偿机制。

3. 探索建立公益性以外的发售电价格由市场形成机制。支持鼓励具备条件的发电企业、独立售电主体和电力用户开展电力直接交易，通过签订购售电协议、参与电力交易机构组织的集中竞价等方式，自主确定市场交易价格。已核定输配电价的地区，参与电力直接交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损、交叉补贴）、政府性基金及附加三部分组成，暂未单独核定输配电价的地区，可采取保持电网购销差价不变的方式开展电力直接交易。其余未参加直接交易的上网电量，以及居民、农业和重要公用事业和公益性服务等用电继续执行政府定价。

4. 探索两部制定价机制。在我省电力市场建设初期，承担调峰职能的存量燃煤机组纳入电力电量平衡序列，探索推行容量电价加电量电价相结合的两部制电价。在我省电力市场功能日趋完善，长期备用服务市场交易机制建立后，探索通过长期备用服务交易对燃煤机组提供的备用容量服务予以补偿。

（二）电力交易市场化改革试点。

1. 完善电力市场化交易机制。规范和明确市场主体准入标准。按照接入电压等级、节能减排水平、产业政策等条件确定并公布可参加电力市场直接交易的发电企业、售电企业和电力用户准入标准。鼓励符合条件的发电企业、售电企业和电力用户参与市场交易。建立电力市场主体注册制度。有意参加电力交易的发电企业、售电企业和用户须在省级电力交易平台注册后，方能通过交易平台开展直接交易，省政府定期公布注册的市场主体目录，并对目录实施动态监管。

分阶段有序推进我省电力市场建设。电力市场建设初期（2020年前）主要任务是，制定电力市场运营和交易规则，建立电力市场交易技术支持系统，规范和完善中长期电能量交易，推动建立偏差电量调整交易机制，初步建立用户参与的辅助服务补偿新机制，完善跨区跨省交易机制，建立促进可再生能源消纳的市场机制，以及有效的市场监管、风险防控机制和市场信用体系，初步建立较为完善的电力市场。电力市场建设中期（2024年前）主要任务是，加快现货市场建设，推动建立以中长期差价合同管理市场风险、全电量集中竞价的现货市场发现价格的电力市场模式，扩大资源优化配置范围，丰富市场交易品种，开展电能量现货交易、日前辅助服务交易、长期备用容量等交易，探索零售市场竞争和电力期货、期权等金融衍生品交易。电力市场建设后期（2024

年及以后)主要任务是,建立开放的市场框架,进一步实现与其他省、区域电力市场的融合。建立健全有效的电力市场安全校核、紧急事故处理和市场干预机制,确保电力交易与供应安全。

完善电力市场辅助服务交易机制。结合电力市场建设进程,开展中长期市场辅助服务交易和现货市场辅助服务交易。中长期辅助服务交易以招投标方式为主,采用价格优先的原则,由调度机构根据系统安全运行需要购买无功和黑启动等服务;现货市场调频、备用和启机等辅助服务由调度机构按价格优先的市场机制购买,由购电主体承担。

完善跨省跨区电力交易机制。推动与其他电力市场和交易平台的对接融合,积极推进我省电力市场向区域电力市场、省级电力交易中心向区域交易中心转变。加大外送通道建设,积极争取增加跨省跨区送受电的国家计划,通过省际或区域间整体协商方式积极支持我省水电等清洁能源外送,跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电,其他跨省跨区送受电参与电力市场交易,鼓励省内发电企业、电力用户、售电主体等以中长期交易为主,通过竞争参与跨省跨区送受电。

2. 组建相对独立的电力交易机构。组建股份制四川电力交易中心,对现有的交易中心进行股份制改造。将原由电网企业承担的电力交易业务与其他业务分离,实行独立核

算。引入具有电力市场设计、电子化集中交易等方面经验和能力的第三方参与交易机构的建设。建立健全电力交易机构的信息发布制度，实时公布电网信息、通道信息和交易信息。电力交易机构主要负责电力交易平台的建设、运营和管理，市场交易的组织，汇总市场主体自主签订的双边合同，提供结算依据及相关服务，市场主体注册管理及交易信息的披露发布。交易机构按照章程履行自律自治管理职责，其日常运作不受市场主体干预，接受电力市场管理委员会监管和社会监督。在交易机构注册的发电企业、电网企业、售电主体和电力用户同时成为电力交易市场主体。交易机构通过向市场主体收取交易服务费的方式维持日常运作。

搭建电力交易平台。按照国家有关技术标准，建设我省电力交易平台。全省统一的电力交易平台搭建完成前，在已开展大用户直购电试点基础上，鼓励和引导市场主体间开展直接交易，自行协商签订交易合同。全省统一的电力交易平台搭建完成后，积极引导市场主体依托平台参与挂牌交易和集中竞价交易，支持年度优先电能量合同、市场合同电量依托平台开展交易。

组建电力市场管理委员会。由在电力交易机构注册的电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别派代表组建电力市场管理委员会，负责研究讨论电力交易机构的章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事宜。电力市场管

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，四川能源监管办、省发展改革委、省经济和信息化委、省能源局派员参加市场管理委员会有关会议，电力市场管理委员会审议结果经审定后执行，四川能源监管办、省发展改革委、省经济和信息化委、省能源局可行使否决权，并根据职能职责分工履行电力监管职责，加强对电力交易和电力调度执行市场规则情况的监管。

科学界定电力交易机构和电力调度机构的职能职责。电力交易机构主要负责市场主体注册管理、组织实施电力市场交易、编制交易计划，提供结算依据，根据市场规则确定的激励和约束机制要求，通过事后结算实现经济责任分担。电力调度机构主要负责日内即时交易、实时平衡和系统安全。电力调度机构向交易平台提供安全约束条件和基础数据，进行安全校核，制定并执行调度计划，及时公布执行结果，向交易各方说明实际执行与交易计划之间产生偏差原因。现货市场建设初期，日前交易由电力调度机构组织，在现货交易具备条件后，将日前交易适时移交电力交易机构。

（三）有序放开发用电计划改革试点。

1. 建立优先购电制度。细化完善我省的有序用电方案，在编制方案时将农业用电、居民生活用电、重要公用事业和公益性服务用电纳入优先保障范围，出现电力缺口或重大突发事件时，其他电力用户按照有序用电方案确定的顺序及相

应比例分担限电义务。纳入优先用电保障的用户按照政府定价优先购买电力电量。通过开展需求侧管理试点，推广需求侧响应等途径，健全优先购电保障机制。

2. 建立优先发电制度。将纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电，满足电网安全及调峰调频电量纳入一类优先发电保障范围，跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电、水电、余热余气余压发电、超低排放燃煤机组发电等纳入二类优先发电保障范围，通过充分安排年度发电量计划严格执行予以保障。结合我省实际，按照兼顾经济性和调节性的原则，进一步细化年度发电量计划，合理确定各类电源发电的优先顺序。通过充分预留发电空间、加强出力预测和电力外送消纳等途径，健全优先发电保障机制。

3. 建立健全电力电量平衡机制。做好本地区电力供需平衡情况和总发用电量预测，测算跨省跨区送受电电量(含优先发电部分、市场交易部分)，科学测算本地区平均发电利用小时数。在制定年度发电计划时，根据电力市场直接交易情况扣除相应发电容量。在满足安全和供热等约束条件下，组织发电企业通过自主协商或集中撮合等方式实施替代发电，促进节能减排。

4. 探索有序放开发用电计划。根据我省电力发展实际，在确保电力系统安全可靠运行、供需平衡和保障优先购电、

优先发电前提下，通过逐步增大直接交易比例，分阶段分步骤放开发用电计划。根据有序放开发用电计划试点工作安排，分阶段、分步骤实现相应电压等级的工商业电力用户、发电企业和享有优先发（用）电权的市场主体进入市场开展交易。随着用电逐步放开，相应放开一定比例发电容量参与市场交易。探索形成参与直接交易的发电能力和用电量间的合理比例关系，确保用户用电特性稳定、避免电力市场非理性竞争。

（四）放开售电侧改革试点。

1. 积极培育配售电业务主体。有序开展售电侧市场主体申报和注册，将符合市场主体准入条件并已开展直购电交易的市场主体直接纳入售电侧市场主体，支持和鼓励具备条件的电网企业、发电企业和其他社会资本等各类市场主体投资设立售电企业。积极推动拥有分布式电源的用户、节能服务公司、能源需求侧管理机构及供水、供气等公共服务部门从事市场化售电业务，多途径培育参与售电侧竞争的市场主体。按照循序渐进、风险可控的原则，选定一定范围和区域开展售电侧市场化交易试点。

2. 开展社会资本投资增量配电业务试点。有序向符合条件的市场主体放开试点区域的增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。保障电网公平无歧视开放，确保社会资本投资的增量配电网公平接入。拥有配电网运营

权的售电企业同时拥有供电营业区内与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。国网四川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。

3. 引导售电侧市场主体积极参与市场交易。在未核定输配电价的地区，采取电网购销差价不变的方式，引导电力用户、发电企业、售电企业自主开展双边交易。在输配电价已核定且省级电力交易平台搭建完成后，引导售电侧市场主体通过电力交易平台参与市场化交易。

4. 探索建立售电侧市场主体准入和退出机制。按照国家统一要求，研究建立我省售电侧市场主体准入和退出机制。建立市场主体目录并进行动态管理。推动建立电力市场主体信用评价体系和评价制度，对违反国家有关法律法规及严重违反交易规则须强制退出的市场主体，建立黑名单制度，并向社会公示。

（五）加强和规范燃煤自备电厂管理。

1. 承担社会责任。企业自备电厂自发自用电量按规定缴纳政府性基金，拥有并网自备电厂的企业，按约定的备用容量缴纳系统备用费。自备电厂应安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施，确保满足大气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（单位）联网。

2. 科学规划建设。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。公用电厂不得违规转为企业自备电厂。

3. 鼓励参与市场交易。引导拥有燃煤自备电厂的企业，运用市场机制减少自发自用电量，增加市场购电量，逐步实现清洁能源替代燃煤发电。支持具备条件的并网燃煤自备电厂成为合格发电市场主体，有序推进其自发自用以外的电量按交易规则参与市场化的电力交易。

四、改革综合试点组织实施

（一）加强组织领导和统筹协调。建立由分管发展改革、能源工作的省领导任召集人，省发展改革委、省经济和信息化委、财政厅、环保厅、水利厅、省国资委、四川能源监管办、省能源局等省直有关部门和省内主要电力企业参加的全省深化电力体制改革工作联席会议制度。联席会议办公室设在省发展改革委，负责统筹协调和日常工作。联席会议各成员单位要完善工作运行机制，确定专门工作机构和人员，明确职责和任务分工，确保电力体制综合改革试点顺利开展。

（二）注重改革任务的督促落实。严格按照经批准的改革试点方案和各项改革任务推进计划要求，制定配套的改革试点实施方案，明确时间节点、牵头部门和责任人，加强对试点工作的督促检查和具体指导，切实推动各项改革任务落实到位。适时开展调研，及时解决试点推进中存在的问题。

（三）积极营造改革氛围。切实做好深化电力体制改革的舆论引导工作，加强与新闻媒体的沟通协调，广泛宣传相关政策规定，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

（四）扎实稳妥有序推进。按照稳妥有序、协同配合的原则，分步骤分阶段推进综合改革试点。在先行试点并及时总结经验基础上逐步推开输配电价改革、售电侧改革、电力交易市场建设等重大改革事项。