

国家能源局

国家能源局综合司关于征求做好电力市场建设有关工作的通知（征求意见稿）意见的函

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、物价局、能源局，新疆生产建设兵团发展改革委，国家能源局派出机构，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、神华集团有限责任公司、国家开发投资公司、中国核工业集团公司、中国广核集团有限公司：

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）及其配套文件，加快推进电力市场建设和电力市场化交易，逐步构建符合我国国情的电力市场体系，现就有关事项通知如下：

一、加快推进电力市场建设试点工作

（一）积极开展竞争性市场试点。向国家发展改革委、国家能源局申请或已批准开展电力体制改革综合试点地区，要尽快组建领导小组和工作组。制定和完善包含中长期交易和现货交易的电力市场试点方案；按照国家能源局制定的电力市场基本规则，拟定本地区电力市场交易实施细则；依照已获批的电力市场建设方案，明确

易技术支持系统和市场主体、电力调度机构相关信息系统的集成，确保系统能够支撑市场注册、交易、结算、监管与信用管理等职能。力争尽快开展电力中长期和现货市场交易。

(二) 加大宣贯力度，培育市场主体。国家能源局派出机构要会同省（区、市）政府有关部门，进一步加大中发〔2015〕9号文件以及电力体制改革配套文件的宣贯力度，组织相关培训，尽快让相关市场主体理解文件精神、熟悉交易规则，积极参与电力中长期和现货市场交易。

(三) 科学编制市场建设方案积极申报参与试点。各地区要认真分析当地电力结构、供需平衡、输配电能力和市场控制力等基本情况，科学论证电力市场建设的模式，明确市场建设的主要内容、步骤和组织实施方式等，形成比较完善的市场建设方案。方案内容应包括但不限于以下内容：基本情况、指导思想和基本原则、工作思路和目标、各阶段电力市场建设内容、与其他有关事项的衔接、组织实施等。积极申报市场建设方案，主动参与电力体制改革。

二、全面推进中长期市场建设

(四) 做好中长期市场建设。未获批开展试点的地区，要重点搞好工商业用户（售电企业）与发电企业直接交易为主的电力中长期市场建设。一是放宽市场准入条件，完善市场主体退出机制，选择直接交易的用户原则上应全部电量参与市场交易，年度发电计划外的机组富余能力可参与市场化交易，9号文印发后新投产的发电机组原则上全部参与市场交易，被强制退出或列入黑名单的市场交易主体原则上3年内不得直接参与市场交易。二是不断扩大直接交易电量规模，2016年力争直接交易电量比例达到本地工业用电量的

30%，2018 年实现工业用电量 100% 放开，2020 年实现商业用电量的全部放开。按照国家能源局制定的交易基本规则，拟定本地区电力中长期交易实施细则。通过自主协商、集中竞价等市场化方式开展多年、年、季、月直至周等日以上的电力交易和可中断负荷、调压、调峰等辅助服务交易。三是逐步建立市场兜底的电力电量平衡机制，加强直接交易合同执行的刚性约束力。加快推进跨省跨区电能交易市场，建立规则统一开放的跨省跨区电能交易市场，符合条件的省（区、市）内外发电和用户都可参与。任何企业不得以任何形式变相下达跨省跨区交易计划。

属于“点对网”方式（含网对网方式送电但明确配套电源点情况）的政策性跨省跨区交易，原则上纳入受电地区市场建设进程，电源点平等视为受电地区电源点统筹考虑；属于“点对多网”方式的政策性跨省跨区交易可暂不放开，待受电地区均开展市场建设后统筹考虑；属于“网对网”方式的跨省跨区可以近三年平均电量一定比例下浮签订年度合同，年度合同以外电量开展市场化交易，经双方政府有关部门同意后也可直接纳入市场化进程；现货试点地区严禁采取政府行政审批的方式确定市场主体。

（六）有序推进交易机构组建。开展电力体制改革综合试点的省（区、市），采用规定的组织形式组建相对独立的交易机构，建立市场管理委员会等议事机制。尚未获批开展试点的地区，电力交易机构可暂维持电网企业内设模式。国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门要发挥政府主导作用，按照配套文件要求，积极推动和规范市场管理委员会、交易机构的组建和运作。

三、深化辅助服务交易机制

（七）建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。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，自主参与辅助服务市场化交易，到 2016 年底初步建立电力用户参与辅助服务分担共享机制。

电力市场及区域电力交易机构实施监管；国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、市）电力监管职责，及时跟踪了解电力市场运营情况，发现问题，及时查处纠正，工作中的重大问题，及时报告。

五、做好市场风险防控

（十三）建立市场力风险监控机制。各地根据实际情况可建立市场力分析评价指标体系，采取事前预防、事中监测、事后评估和处罚等措施防控市场操纵行为。

（十四）建立交易保证金制度。各地可根据交易金额、信用等级等，对市场交易主体按规定收取一定比例的交易保证金，以降低市场结算风险。

（十五）申报价格限价制度。市场建设初期，各地根据实际情况可对中长期集中竞价和现货交易申报价格实行上下限约束，降低市场价格风险。

（十六）建立信用评价体系。各地要建立针对发电企业、电网企业、售电企业和电力用户等市场成员的信用评价体系，建立市场主体信用档案，开展信用评级，加强风险防范，严重失信行为纳入不良信用记录，信用评价结果向社会公示。对于信用级别较低的市场主体，必要时可实施限制交易范围或强制性退出。

（十七）市场干预和市场中止。特殊情况下，电力交易机构和调度机构经国家能源局或其派出机构授权可进行市场干预。必要时，国家能源局及省（区、市）政府可中止市场运行。市场中止时市场清算价格由交易机构根据市场规则确定，报国家能源局派出机构审核后公布。

各类型发电企业通过竞价的方式提供辅助服务，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务。通过1-3年的努力和规范，建立辅助服务市场化交易机制，并逐年扩大辅助服务交易规模，占上网电费比重提高到3%-5%。

四、加强市场监管

(十) 建立健全市场监管制度。国家能源局派出机构会同地方政府电力管理部门，根据已出台的电力市场监管办法，拟定各省(区、市)电力市场监管实施细则，报国家能源局审核同意后，依法依规开展监管。

(十一) 加强市场监管业务稽核。开展综合改革试点的地区可根据实际需要，在市场建设阶段预留必要经费，聘请第三方机构对交易开展情况进行业务稽核，并提出完善规则等相关建议。

(十二) 加强市场日常监管。国家能源局会同地方政府对区域

(十五) 申报价格限价制度。市场建设初期，各地根据实际情况可对中长期集中竞价和现货交易申报价格实行上下限约束，降低市场价格风险。

(十六) 建立信用评价体系。各地要建立针对发电企业、电网企业、售电企业和电力用户等市场成员的信用评价体系，建立市场主体信用档案，开展信用评级，加强风险防范，严重失信行为纳入不良信用记录，信用评价结果向社会公示。对于信用级别较低的市场主体，必要时可实施限制交易范围或强制性退出。

(十七) 市场干预和市场中止。特殊情况下，电力交易机构和调度机构经国家能源局或其派出机构授权可进行市场干预。必要时，国家能源局及省(区、市)政府可中止市场运行。市场中止时市场清算价格由交易机构根据市场规则确定，报国家能源局派出机构审核后公布。

六、加强组织实施

(十八) 加强领导统筹安排。区域电力市场试点方案，由国家发展改革委、国家能源局会同有关省（区、市）拟定；开展电力市场试点的地区要根据本地电力体制改革的情况统筹部署，建立相应的工作机制，成立由省（区、市）发改委、能源局、国家能源局派出机构、经信委（工信委、工信厅）、物价局等单位组成的工作小组，明确分工，落实责任。

(十九) 明确职责加快推进。按照“自上而下”与“自下而上”相结合的原则，积极开展和建立电力体制改革相应的工作机制。省（区、市）发改委（能源局）负责加快售电侧改革，积极培育市场主体；国家能源局派出机构负责组织制定相关电力市场交易规则；