

广东省价格和产业品牌发展协会

燃气分会

简 报

第 7 期

(总第 33 期)

会员服务中心编

2019 年 8 月 30 日

目 录

◆行业动态

1. 报告称, 2050 年前我国天然气消费将保持增长…………… (1)
2. 非常规天然气发展新动能: 补贴政策前瞻产业研究院…………… (2)

◆政策信息

1. 应急管理部办公厅关于开展陆上石油天然气开采安全生产专项执法行动的通知 …………… (10)
2. 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》的通知…………… (15)

广东省价格和产业品牌发展协会联系方式：

协会通讯地址：广州市越秀区环市中路 316 号金鹰大厦 619 室

协会网站地址：<http://www.gdpibda.com>

协会联系电话：龙乔 020-22810050 刘红燕 020-83602661

——行业动态——

报告称，2050 年前我国天然气消费将保持增长

新华社 8 月 31 日于北京发布的《中国天然气发展报告（2019）》预计，2050 年前我国天然气消费将保持增长趋势。这份报告由国家能源局石油天然气司、国务院发展研究中心资源与环境政策研究所、自然资源部油气资源战略研究中心联合编写。

报告还预计，2019 年我国天然气表观消费量将达到 3100 亿立方米左右，同比增长约 10%。随着我国天然气消费市场的不断成熟，未来工业燃料、城市燃气、发电用气将呈现“三足鼎立”局面。

近年来，我国天然气消费快速增长。报告显示，2018 年，我国天然气表观消费量达到 2803 亿立方米，同比增长 17.5%，日高峰用气量突破 10 亿立方米，全国天然气消费规模超过百亿立方米的省份增至 10 个。

报告认为，当前我国天然气行业发展迎来了战略机遇。从国际趋势看，天然气在世界能源消费结构中占比 23%，未来仍具增长潜力。从国内形势看，油气体制改革正在加快推进；经济和社会稳步发展，将带动能源需求持续增长，而天然气在我国能源革命中扮演着重要角色。

“加大天然气利用、推动天然气高质量发展是我国能源

转型升级的战略举措和现实选择。”国家能源局监管总监李冶在报告发布会上说，要继续扎实推动能源转型升级，努力构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

来源： 新华社

发布日期：2019 年 8 月 31 日

2019 年中国天然气行业市场现状及发展前景分析 补贴政策调整助力非常规天然气发展

导读：2018 年我国天然气产量为 1610 亿立方米，同比增长 7.5%，增速显著低于消费量增速。根据全国油气资源动态评价结果，我国天然气已探明地质储量为 5.44 万亿立方米，其中常规天然气 4.4 万亿立方米，页岩气 1224 亿立方米，煤层气 3344 亿立方米。虽然非常规天然气储量丰富，但非常规天然气开发难度较大。目前，在我国自产天然气结构中，非常规天然气的占比仍然较小。

国产气增产空间——三种非常规气源：致密气、页岩气、煤层气

近年来，我国天然气产量增速显著跑输消费量增速，导致供需缺口不断扩大，需要增加进口量进行弥补，不利于我国能源安全。为了提升天然气国产量，大型常规油气田的基数大、增产空间有限，我国重要的国产气增产空间在三种非常规气源：致密气、页岩气、煤层气。

天然气对外依存度高，不利于能源安全

近年来过高的煤炭消费量导致环境污染日益严重，使用天然气等清洁能源逐步代替煤炭是改善环境质量的有力举措之一。进入 2017 年之后，受到自上而下“煤改气”政策的推动，我国天然气消费量大幅增长，2018 年更是达到了 2803 亿方，同比增长 18.12%。预计随着“煤改气”政策的深入推进，天然气的消费量仍将持续高速增长。

天然气消费量快速增长的同时，天然气产量增速则略显缓慢。2018 年我国天然气产量为 1610 亿立方米，同比增长 7.5%，增速显著低于消费量增速。这就导致下游消费量的爆发只能靠进口来进行弥补，进而我国天然气的对外依存度不断攀升，2017 年中国超过日本成为世界上最大的天然气进口国，2018 年天然气对外依存度进一步上升至 45%，不利于我国的能源安全。

2013-2018 年中国天然气产量、消费量及对外依存度统计情况



我国非常规天然气储量丰富

全球非常规天然气可采资源主要集中在 37 个国家，我国排第二位，可采资源量占全球总量的 14%，具备加快发展的条件。

根据全国油气资源动态评价结果，我国天然气已探明地质储量为 5.44 万亿立方米，其中常规天然气 4.4 万亿立方米，页岩气 1224 万立方米，煤层气 3344 万立方米。资源潜力方面，我国天然气地质资源量 90 万亿立方米，可采资源量 50 万亿立方米；页岩气埋深 4500 米以浅地质资源量 122 万亿立方米，可采资源量 22 万亿立方米；煤层气埋深 2000 米以浅地质资源量 30 万亿立方米，可采资源量 12.5 万亿立

方米。常规天然气可采资源量是常规天然气可采资源量的近3倍。致密气可采资源主要分布于鄂尔多斯、四川、松辽等三大盆地，占全国总量的90%。页岩气主要分布在四川盆地、滇黔桂与渝东—湘鄂西地区，占全国总量的77%。煤层气可采资源主要分布在鄂尔多斯盆地东部、沁水、滇东黔西、准噶尔四大区域。天然气水合物可采资源主要分布于南海及青藏高原地区。

中国非常规天然气储量分布情况



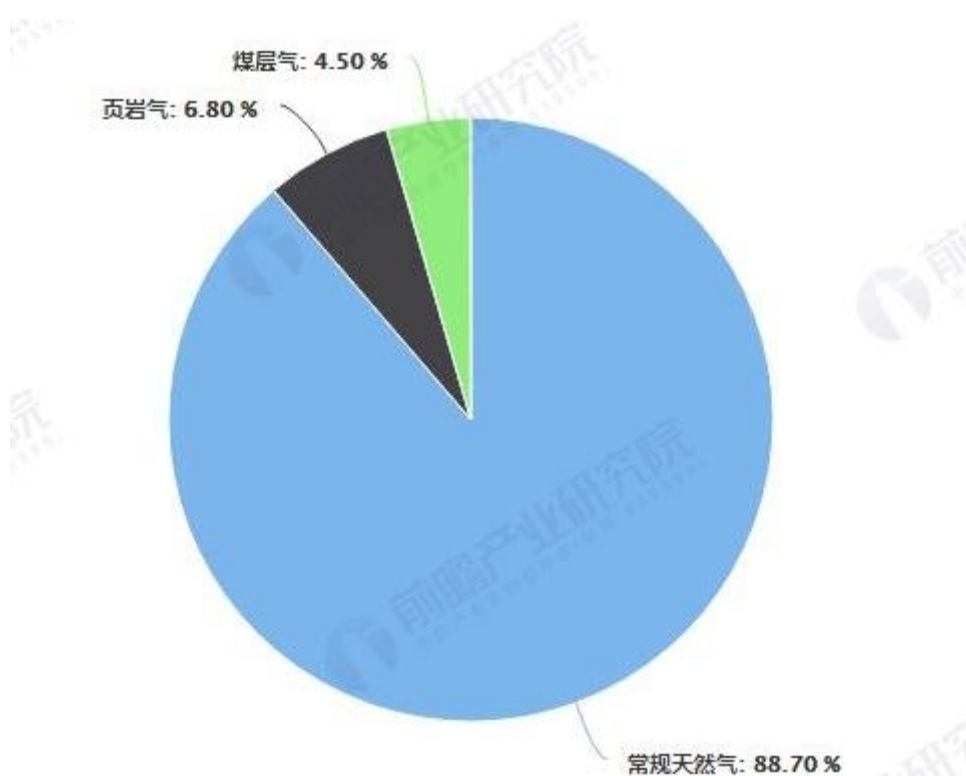
非常规天然气可采资源量是常规天然气可采资源量的近3倍。致密气可采资源主要分布于鄂尔多斯、四川、松辽等三大盆地，占全国总量的90%。页岩气主要分布在四川盆地、滇黔桂与渝东—湘鄂西地区，占全国总量的77%。煤层气可采资源主要分布在鄂尔多斯盆地东部、沁水、滇东黔西、

准噶尔四大区域。天然气水合物可采资源主要分布于南海及青藏高原地区。

非常规天然气勘察与开采力度加大

虽然非常规天然气储量丰富，但非常规天然气开发难度较大。目前，在我国自产天然气结构中，非常规天然气的占比仍然较小。2018 年，在我国自产天然气结构中，常规天然气产量占比达到 88.7%，非常规天然气产量仅占 11.3%；其中页岩气产量占比为 6.8%，煤层气产量占比为 4.5%。

2018 年中国自产天然气结构占比统计情况



但从长期来看，非常规天然气将成为增产的主力。天然气十三五规划提出，到 2020 年天然气国内年产量要达到 2070 亿立方米，复合增速 8.9%，而页岩气年产量要达到 300 亿立方米，复合增速 45%，煤层气年产量达到 100 亿立方米，复合

增速 18%，非常规天然气产量占全国产量的比重提高到 19.3%。

为达成天然气十三五规划提出的目标，加大了对页岩气和煤层气的开发力度。2018 年全国页岩气勘探开发投入 135.3 亿元，完钻探井 40 口、开发井 285 口。新增页岩气探明地质储量 1246.78 亿立方米，较上年减少 66.2%，新增储量来自中国石化四川盆地的威荣页岩气田。四川盆地东部南川地区金佛斜坡页岩气勘探获重大突破，落实页岩气地质资源量 1965 亿立方米，为涪陵页岩气田三期建设奠定资源基础。

2018 年全国煤层气勘探开发投入 39.25 亿元，共钻探井 152 口、开发井 779 口。新增煤层气探明地质储量 147.08 亿立方米。

2016-2018 年全国煤层气、页岩气勘探开发投入统计情况



补贴政策调整助力非常规天然气发展

2019年6月20日，财政部下发《关于〈可再生能源发展专项资金管理暂行办法〉的补充通知》，对于非常规天然气的补贴进行了调整，可再生能源发展专项资金实施期限为2019-2023年。

2019年起，非常规天然气开采不再实行定额补贴，而是采用增量补贴。在新的补贴分配方式下，按照“多增多补”原则，开采企业非常规天然气产量增长量越高，获得的补贴资金量比例越大，对超过上年开采利用量的，按照超额程度给予企业梯级奖补，而对未达到上年开采利用量的，按照未达标程度扣减奖补资金。

其次，明确了取暖季生产的非常规天然气增量部分的重要性，体现“冬增冬补”原则，取暖季非常规气产量的增长越多，获得的补贴资金量比例越大，鼓励生产企业提升采暖季非常规天然气的保供能力。

在两项原则的奖补气量计算过程中，按照与上一年相比全年产量增量部分分级乘以分配系数作为奖补气量，对于不达标的扣除相应比例；对于采暖季生产的非常规天然气，与上一年相比的产量增量部分乘以1.5作为额外的奖补气量。

在原有的定额补贴政策下，企业维持稳定的产量，就能拿到稳定的补贴，不利于提高企业增产的积极性。不能较好地激发企业加大投入实现增产。新的梯级奖补政策使得各企

业为从总定额中获得更多比例补贴资金，将更积极地增产，提升不同企业在非常规天然气生产中的竞争力度。能够调动企业增产的积极性，特别是未达到上年开采利用量时的扣减奖补政策，激励作用更大。

来源：前瞻产业研究院

发布日期：2019 年 8 月 22 日

——政策信息——

应急管理部办公厅关于开展陆上石油天然气开采安全生产专项执法行动的通知

应急厅函〔2019〕466号

天津市、河北省、山西省、内蒙古自治区、辽宁省、吉林省、黑龙江省、江苏省、山东省、河南省、湖北省、广东省、广西壮族自治区、海南省、重庆市、四川省、贵州省、陕西省、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区应急管理厅（局），中国石油天然气集团有限公司、中国石油化工集团有限公司：

为贯彻落实《应急管理部关于切实加强油气增储扩能安全生产保障的通知》（应急〔2019〕71号）要求，有效防范化解油气增储扩能带来重大安全风险，定于2019年9月至10月底，开展陆上石油天然气开采安全生产专项执法行动。现将有关事项通知如下：

一、工作目标

按照“防风险，保安全，迎大庆”的工作主线，聚焦油气增储扩能作业量大幅增加带来的安全风险，深刻汲取中石油川东钻探公司“12·23”井喷特别重大事故教训，突出新建工程项目、高压高含硫油气井井控管理和企业主要负责人履职，依法依规查处违法行为，推动企业落实隐患排查治理

制度，提升企业自觉守法意识和安全管理水平，坚决遏制井喷等重特大事故发生。

二、执法内容

本次专项执法行动聚焦新建工程项目和高压高含硫油气开采企业；设置 5 项执法内容：一是石油天然气开采企业新建工程项目安全设施设计未通过审查进行施工。二是高压天然气井、新区预探井、含硫化氢天然气井未安装剪切闸板防喷器，未配备钻井液循环池液面监测与报警装置。三是高压高产油气井的试油（气）和井下作业未安装液压防喷器及（或）高压自封防喷器，未配置高压节流管汇。四是含硫化氢作业现场未配备固定式和携带式硫化氢监测仪，硫化氢监测仪未定期校验和检定。五是石油天然气开采企业主要负责人未建立健全本单位安全生产责任制并对落实情况进行监督考核。

执法依据、方式方法、处罚依据见《陆上石油天然气开采安全生产专项执法表》（详见附件，以下简称《专项执法表》）。

三、工作分工和方式

（一）落实企业主体责任。请中国石油天然气集团有限公司、中国石油化工集团有限公司将此通知下发到所属企业；有关省级应急管理部门要按照执法管辖权落实责任分工，将本通知下发除上述 2 家企业以外的其他企业，要求相关企业自主对照《专项执法表》确定的 5 项内容自查自改，

自觉纠正违法行为。10月10日前，上述2家企业要组织对所属企业自查自改情况进行全覆盖检查。

（二）落实部门监管责任。有关省级应急管理部门自10月中旬起，对照《专项执法表》确定的5项内容，组织对本辖区所有陆上石油天然气开采企业开展专项执法（抽查的油气井数量自定）。

应急管理部将自10月中旬起组织执法指导组，对重点地区专项执法行动开展情况进行抽查指导，并将对专项执法行动开展情况进行通报。

四、工作要求

（一）提高思想认识，切实提升增储扩能安全保障水平。各集团公司和有关企业要清醒认识油气增储扩能作业量大幅增加带来的安全风险，主要负责人要严格落实增储扩能安全保障第一责任人的职责，确保增储扩能安全保障各项具体措施落实到位，不断提升企业安全管理水平。

（二）创新执法方式，坚持严格执法与指导服务并重。有关应急管理部门要创新执法方式，坚持将服务寓于执法之中，统一推行“启动会+现场执法检查+总结会”、“企业主要负责人+安全管理人员+岗位操作员工全过程在场”、“执法+专家”执法模式，做到执法与普法相结合。

（三）提升法治思维，严格规范执法行为和行政处罚。有关应急管理部门要增强法治观念，强化法治思维，严格落实行政执法“三项制度”的要求，依照法定程序、权限对企

业存在《专项执法表》所列5项违法行为的，按照处罚依据严格行政处罚，坚决避免执法宽松软，情节严重的实施约谈和追责，并公开曝光，提高专项执法行动震慑力和权威性。

（四）严格工作纪律，坚决贯彻中央八项规定精神。参与专项执法行动的工作人员要认真贯彻落实中央八项规定精神，坚决反对工作上的形式主义和官僚主义，以严明的纪律切实维护专项执法行动成效。

请中国石油天然气集团有限公司、中国石油化工集团有限公司，将本公司所属企业开展自查自改情况和检查情况，于2019年11月底前报送应急管理部安全执法局。

请有关省级应急管理部门于2019年11月底前，将本地区开展的专项执法情况和抽查油气井的《专项执法表》逐份复印报送应急管理部安全执法局。

联系人及联系方式：刘钊，010-64464450。

应急管理部办公厅

2019年8月23日

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司印发 《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》 的通知

发改办能源规〔2019〕828号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、经信厅），北京市城管委，能源局各派出监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司，中国华能、中国大唐、中国华电、国家能源集团、国家电投，中国三峡集团、国投、中核、中广核、华润集团，有关电力企业：

为贯彻落实党的十九大精神，加快电力市场体系建设，国家发展改革委、国家能源局组织编制了《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》，现印发你们，请结合实际，推动落实。如遇重大问题，请及时报告国家发展改革委、国家能源局。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2019年7月31日

关于深化电力现货市场建设试点工作的意见

为贯彻落实党的十九大精神，加快电力市场体系建设，现就深化电力现货市场建设试点工作提出以下意见。

一、总体要求

（一）总体思路。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大精神，认真落实党中央关于电力体制改革的决策部署，进一步深化电力市场化改革，遵循市场规律和电力系统运行规律，建立中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场，完善市场化电力电量平衡机制和价格形成机制，促进形成清洁低碳、安全高效的能源体系。

（二）基本原则。

坚持市场主导。进一步发挥市场决定价格的作用，建立完善现货交易机制，以灵活的市场价格信号，引导电力生产和消费，加快放开发用电计划，激发市场主体活力，提升电力系统调节能力，促进能源清洁低碳发展。坚持因地制宜。综合考虑各地供需形势、网源结构、送受电情况、市场化基础和经济社会发展水平等因素，结合实际、因地制宜，研究制定电力现货市场建设方案，鼓励各地差异化探索。坚持统筹有序。统筹好计划与市场、当前与长远、省内与省间、

中长期与现货交易之间的关系，总体设计、分步实施，

积极稳妥、有序推进。坚持安全可靠。做实做细市场模拟，提前发现问题，切实防控风险。推动市场交易和系统运行相互衔接，做好市场应急处理预案，保障电力安全可靠供应。

二、合理设计电力现货市场建设方案

（三）科学论证电力市场模式。因地制宜、科学合理选择电力市场模式，确保市场模式有良好的开放性、兼容性和可扩展性。原则上，电网阻塞断面多的地区，宜选择集中式电力市场模式起步；电网阻塞断面少且发电侧市场集中度高的地区，宜选择分散式电力市场模式起步。

（四）合理选择现货市场组成。现货市场主要开展日前、日内、实时的电能量交易，通过竞争形成分时市场出清价格，并配套开展备用、调频等辅助服务交易。试点地区可结合所选择的电力市场模式，同步或分步建立日前市场、日内市场、实时市场/实时平衡市场。

（五）合理确定现货市场主体范围。市场主体范围应涵盖各类发电企业和供电企业（含地方电网、趸售县、高新产业园区和经济技术开发区、增量配网试点项目等）、售电企业、具备直接参加电力现货交易条件的电力用户等。

（六）有利于区域市场建设。电力现货试点应符合国家区域协调发展要求，服务京津冀协同发展、长三角一体化发展、粤港澳大湾区建设等重大战略，按照建设统一开放、竞争有序的市场体系要求，为未来市场间交易和市场融合创造条件，进一步促进清洁能源更大范围消纳。

三、统筹协调电力现货市场衔接机制

（七）统筹协调省间交易与省（区、市）现货市场。各类跨省跨区中长期优先发电合同和中长期市场化交易合同双方，均需提前约定交易曲线作为结算依据。经过安全校核的日前跨区跨省送电曲线作为受（送）端省份电力现货市场电力的边界条件，偏差部分按照受（送）端省份现货市场规则进行结算。以国家计划为基础的跨区跨省送电计划放开前，可由受端省份电网企业或政府授权的其他企业代表与发电方、输电方协商签订三方中长期合同，约定典型送电曲线及输电容量使用条件。

（八）统筹协调电力中长期交易与现货市场。中长期交易可以实物合同、差价合同等一种或多种形式签订。中长期双边交易形成的电量合同，可由交易双方自行分解为分时曲线。中长期交易实物合同，其分解曲线应在满足电网安全约束的前提下予以执行。对于优先发电、优先购电，根据市场建设进展纳入中长期交易。推动形成中长期交易价格与现货市场价格科学合理的互动机制。

（九）统筹协调电力辅助服务市场与现货市场。配合电力现货试点，积极推进电力辅助服务市场建设，实现调频、备用等辅助服务补偿机制市场化。建立电力用户参与承担辅助服务费用的机制，鼓励储能设施等第三方参与辅助服务市场。

四、建立健全电力现货市场运营机制

（十）有序引导用电侧参与现货市场报价。根据市场发

育程度、市场主体成熟度和计量设施情况，电力现货市场中，可采用发电侧单边申报量价的方式，采用负荷预测曲线作为需求，用电侧作为市场价格接受者；具备条件地区，用电侧可报量报价或报量不报价。发电侧单边申报和发用电侧双边申报形成的电力现货价格，均应作为用电侧电力现货结算价格基础，引导电力用户形成对系统友好的用电习惯。

（十一）建立促进清洁能源消纳的现货交易机制。非水可再生能源相应优先发电量应覆盖保障利用小时数。各电力现货试点地区应设立明确时间表，选择清洁能源以报量报价方式，或报量不报价方式参与电力现货市场，实现清洁能源优先消纳。市场建设初期，保障利用小时数以内的非水可再生能源可采用报量不报价方式参与电力现货市场。

（十二）合理选择现货市场价格形成机制。根据各电力现货试点地区的电网结构和阻塞情况，可选择采用节点边际电价、分区边际电价和系统边际电价等价格机制。对于电网阻塞线路多、阻塞成本高的地区，可选择节点边际电价机制；对于电网阻塞线路少、阻塞成本低的地区，可选择分区边际电价或系统边际电价机制。阻塞管理形成的盈余或成本，应及时在发用电侧市场主体间合理分摊。电力现货试点地区可视实际需要探索开展输电权交易。电力现货市场价格形成机制设计应避免增加市场主体间的交叉补贴。

（十三）科学设定现货市场限价。电力现货市场申报和出清限价设置应以促进用户侧削峰填谷、消纳清洁能源和防

范价格异常波动为基本原则，避免因上下限设置不合理而影响价格信号发挥作用。

五、强化提升电力现货市场运营能力

（十四）建立健全现货市场运营工作制度。市场运营机构应加强相关工作制度建设，不断提升市场运营水平。建立电力市场运营工作规范，明确调度机构、交易机构相关岗位职责。建立市场运营涉密信息管理制度，规范信息交换和使用程序，防范关键信息泄露。建立市场运营关键岗位和人员回避制度，保障市场运营公开公正。

（十五）提高市场运营机构的组织保障水平。电网企业应在电力现货试点地区第一责任单位等部门和国家能源局派出机构的指导下，加快优化现货市场运营主体的组织机构设置，加强现货市场专业队伍建设，强化现货市场专职人员培训，确保技术支持系统开发建设、运行管理等工作顺利开展，保障满足现货市场建设和运营需要。

（十六）加强电力系统运行管理。严格落实电网安全运行控制标准要求，规范调用电网备用、调频资源，严格按照电力系统安全稳定导则计算电网阻塞断面的传输限值。调度机构可按照事前制定的规则处理电网故障、供需失衡等异常情况，保障电力系统安全可靠运行。

（十七）健全市场信息披露机制。按照保障交易的原则，电力交易机构在汇总各市场成员信息基础上，根据不同时间要求和公开范围，对外披露电力现货市场信息，包括交易规

则、交易公告、输电通道可用容量、系统负荷预测、系统可再生能源功率预测汇总数据、市场成交信息等，保障市场公开、公平和公正。采用节点边际电价的地区应提供输电断面、网架拓扑结构、各节点电价、阻塞费用分摊、设备停运信息、非市场机组运行等信息，引导市场主体主动有效参与市场。

六、规范建设电力现货市场运营平台

（十八）规范技术支持系统开发建设。参照《电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）》要求，建立与电力现货市场建设相适应的信息化平台。市场运营机构应向市场主体提供现货市场技术支持系统功能模块体系，明确出清目标函数及实现过程，形成必要说明文档；做好技术支持系统运行情况分析，解决系统存在的问题，做好定期记录、汇总、披露等工作。

（十九）规范技术支持系统运行管理。技术支持系统建设执行招投标程序，并接受监督。技术支持系统投入试运行前，电力现货试点地区第一责任单位应会同有关部门组织对市场出清软件系统进行第三方标准算例校核。在系统运行各阶段，应建立公正、规范和透明的工作机制。对确需人为干预而进行的系统调整，应符合市场规则，严格做好人工调整记录，并向市场成员披露；系统关键市场参数的设定标准与取值，应经电力市场管理委员会审议通过，并报地方政府有关部门和国家能源局派出机构同意后执行；

（二十）建立与现货市场衔接的用电侧电价调整机制。

统筹考虑优先发电、优先购电结算情况，以及电力现货市场形成的价格信号，逐步建立完善用电侧价格调整机制。

（二十一）完善与现货市场配套的输配电价机制。探索结合电源侧、负荷侧接入电网位置单独计算系统接入成本。结合电力现货市场建设，研究完善与电能量市场价格机制相适应的跨省区输电价格机制和省内输配电价机制。

（二十二）提高电力系统长期供应保障能力。持续做好电力系统长期供应能力评估分析，统筹降成本和稳供应，设计合理市场机制有效引导电力投资。加快研究、适时建立容量补偿机制或容量市场，保证电力系统长期容量的充裕性。

（二十三）加强电力市场监管。强化电力市场科学监管，完善市场监管组织体系。统筹发挥市场监管和行业自律的作用，综合运用信用监管和行政管理手段，对市场成员执行市场规则的行为进行监管，重点对操纵市场、违反市场规则等行为实施监管，维护公平竞争秩序。

（二十四）开展现货市场运营绩效评估。国家发展改革委、国家能源局负责组织制定电力现货市场评价指标体系。从市场运行保障、市场运行效率、社会福利增加、清洁能源消纳等方面，对电力现货市场运行、电力市场规则执行和技术支持系统运行等情况进行全方位后评估，及时总结、不断推动完善市场机制，并不断推动扩大现货试点范围。

八、做好电力现货市场建设组织实施电力现货试点地区尚未明确工作分工的，要抓紧明确。试点地区政府有关部门、

国家能源局有关派出机构、有关电网企业、电力交易机构等，要按照工作分工，协同做好以下工作：

（二十五）加快研究制定现货市场建设方案和运营规则，加快开发建设现货市场相关技术支持系统；

（二十六）配套制定包括市场模拟在内的市场试运行方案，提前发现问题，及时完善市场规则和技术支持系统；

（二十七）加强市场运行跟踪分析、监测和预警，持续完善规则和系统，保障现货市场平稳可持续运行；

（二十八）提前制定市场应急预案，防范潜在风险，科学有序处置突发情况，确保电力安全可靠供应。

九、附 则

（二十九）本意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释。