

# 前言

当前，我国经济发展进入新常态，正从高速增长转向中高速增长，经济发展方式正从规模速度型粗放增长转向质量效率型集约增长，经济结构正从增量扩能为主转向调整存量、做优增量并存的深度调整，经济发展动力正从传统增长点转向新的增长点。

在能源领域，能源革命的思想已经成为指导能源行业发展方向的纲领。习总书记在2014年中央财经领导小组第六次会议上就推动能源生产和消费革命提出5点要求，即“四个革命、一个合作”。党的十八届五中全会提出了创新、协调、绿色、开放、共享的五大发展理念，这对能源行业极具指导意义。“十三五”规划纲要提出了加快开放电力、电信、交通、石油、天然气、市政公用等自然垄断行业的竞争性业务，改革将在还原能源商品属性的道路上继续前行。“可获得、可承受、环境友好”已经成为能源转型发展的三大新理念。此外，为了应对雾霾等环境问题，政府也出台了一系列的政策，促进能源结构转型。

市场形势瞬息万变，行业资讯纷繁芜杂，为了更好地了解国家战略和政策动向、把握能源行业发展的脉搏，中国能源网（China5e）研究中心秉承专业、严谨的态度，以及精益求精的精神，组织专业团队编写了《China5e能源行业研究季报》（2016年第二季），以供能源领域企业领导、行业专家、有志于能源行业投资的专业人士以及对能源领域感兴趣的各界人士参考。

季度报告立足于国家战略、宏观经济现状，着重对石油、天然气、煤炭、电力等能源行业发展现状、重要政策和重大事件进行了梳理及分析，并进行了展望。

中国能源网研究中心主任冯丽雯、中国能源网首席信息官韩晓平对报告进行了指导，中国能源网研究中心冉泽、荀晓鲲等研究人员参与了报告编写。在编写过程中，团队得到了多名行业专家的悉心指导，在此一并表示感谢。

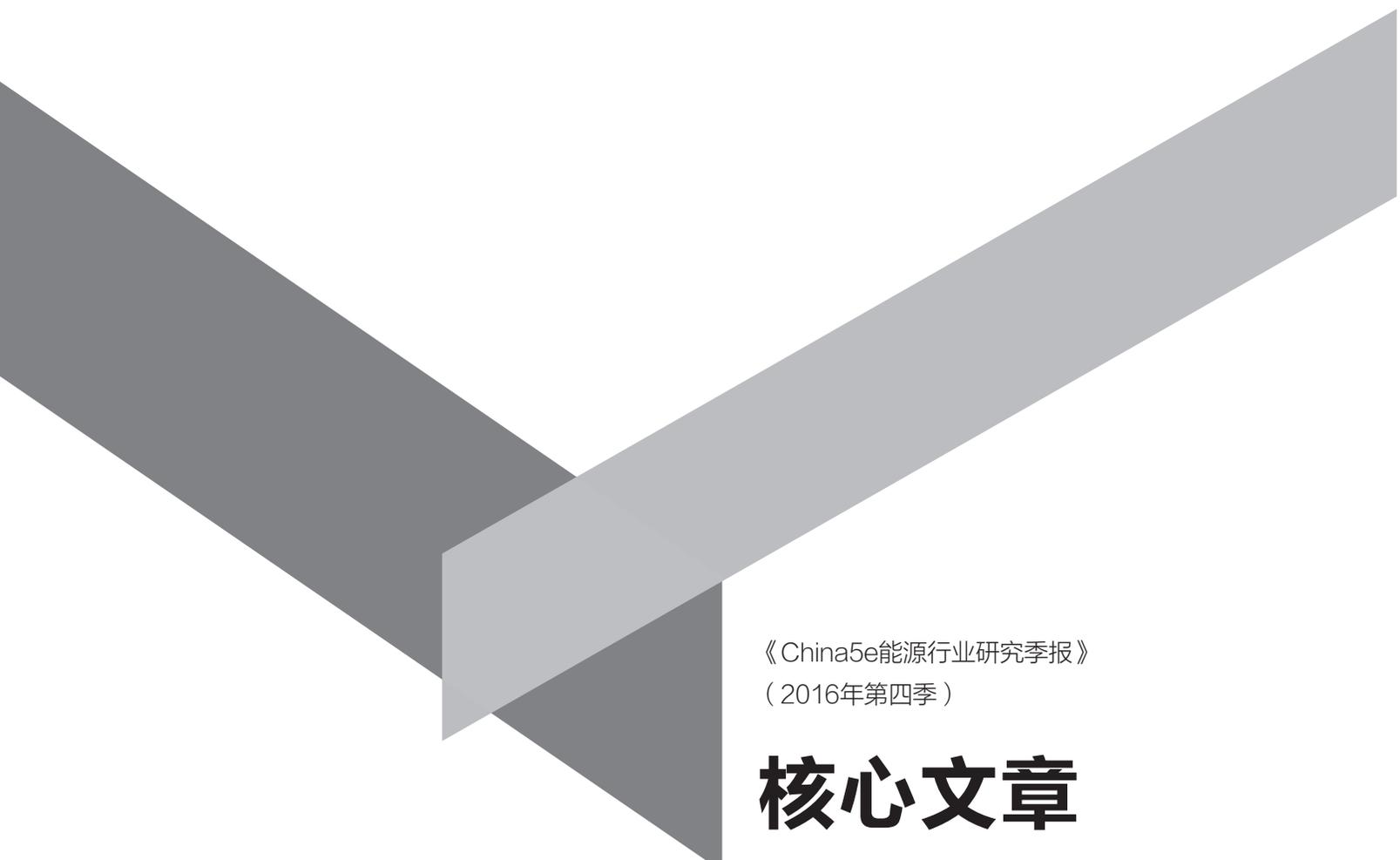
鉴于水平有限，报告中难免存在缺陷和不足，请各位专家批评指正。

中国能源网研究中心  
2016年12月



# 目录

01	前言
03	目录
04	核心研究文章
05	《中国的天然气时代或被逾越》
11	《电力十三五 转型力度要加大》
16	1.宏观战略及经济形势
17	1.1国家宏观战略
17	1.2经济形势
20	2. 油气行业
21	2.1行业发展综合分析
23	2.1.1石油
24	2.1.2天然气
25	2.1.3非常规气
28	2.2 多项油气改革政策密集出台
29	2.3行业发展展望
33	3. 电力行业
36	4. 煤炭行业
39	附件1 页岩气发展规划（2016-2020年）
48	附件2 《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》



《China5e能源行业研究季报》  
(2016年第四季)

# 核心文章

# 中国的天然气时代或被逾越

中国能源网首席信息官 韩晓平

近年来，我一直致力于推进中国天然气大发展，是一个积极的鼓吹者，做了无数的研究，写了无数的文章，还出了几本书。我一直坚信中国的天然气时代将不可逾越，没有什么能源能够取代天然气在能源结构中的关键性作用。但今天我开始动摇了，我开始相信天然气并非不可替代，天然气时代在中国可能被逾越。新的能源技术突飞猛进，不仅为煤炭和石油敲响了丧钟，也为天然气产业敲响了警钟。

## 领跑者计划

2015年1月8日，国家发改委、能源局等八部门发布了《能效领跑者制度实施方案》。所谓“能效领跑者”是指同类可比范围内能源利用效率最高的产品、企业或单位。国家发改委将同有关部门制定激励政策，鼓励能效“领跑者”产品的技术研发、宣传和推广。

在领跑者实施方案中有一个“光伏领跑者”计划，是国家能源局通过建设先进技术光伏发电示范基地，来促进先进光伏技术产品应用和产业升级，加强光伏产品和工程质量管理的专项方案。国家能源局将采煤沉陷区纳入光伏领跑技术基地建设，并从今年8月开始招标。

8月29日，山西阳泉市发改委发布“阳泉采煤沉陷区国家先进技术光伏发电示范基地”2016年项目投资商公示，有12家企业成为阳泉先进光伏基地评优推荐企业。协鑫新能源报出了0.61元/kWh的最低电价，另有10家低于0.8元/kWh。

0.61元/kWh是上海经过交叉补贴的居民电价，上海工商用电是0.85-0.92元/kWh。协鑫报价若刨去增值税，电价仅为0.5063元/kWh，低于山西35-110kV大工业用电价格的0.5092元/kWh，而山西的一般工商业电价为0.7538-0.7888元/kWh。该电价意味着在山西，乃至全国绝大多数工商业和很多地方的居民都可通过分布式光伏发电自给自足，而无需政府的电价补贴。

排序	投资企业名称	申报电价	降价幅度
1	协鑫新能源	0.61	37.80%
2	特变电工新疆能源	0.7	28.60%
3	三峡新能源	0.7	28.60%
4	晶科电力	0.71	27.60%
5	中民新能源	0.748	23.60%

排序	投资企业名称	申报电价	降价幅度
6	国电投东方能源	0.75	23.50%
7	中节能太阳能科技	0.77	21.40%
8	山西漳泽电力	0.78	20.40%
9	阳光电源	0.78	20.40%
10	中广核太阳能开发	0.79	19.40%
11	常州天合	0.8	18.40%
12	上海航天汽车机电	0.88	10.20%
	平均价	0.748	23.60%

9月中旬，我见到协鑫董事长朱共山，他说协鑫报出这一价格是经过仔细测算的，全资收益仍有12%。由于技术的不断进步，现在很多光伏企业都可以承受这一价格了。他说，你要是不信，你就等着看，下一期“领跑者”开标会有很多企业低于0.61元/kWh。

果不其然。9月22日，内蒙古包头“领跑者”项目投资商在北京递交资料。华电内蒙公司和青岛昌盛日电同时报出0.52元/kWh的最低价，在0.61元/kWh以下的企业多达10家。若是在用户端的0.52元/kWh，刨掉增值税只有0.4316元/kWh。靠低电价招商引资的内蒙古西部地区的大工业用电价格是0.4813元/kWh。面对如此之低的绿色电力，很多企业仅仅靠自己的屋顶或周边空地上的太阳光伏，就可以获得大大低于电网售价的电能供应，这将意味着什么？

内蒙古包头基地评优推荐企业名单			
排序	投资企业名称	申报电价	降价幅度
1	华电内蒙能源	0.52	65.00%
2	青岛昌盛日电太阳能科技	0.52	65.00%
3	北方联合电力	0.53	66.25%
4	常州天合光能	0.56	70.00%
5	英利能源（中国）	0.56	70.00%
6	国电投内蒙新能源	0.57	71.25%
7	特变电工新疆能源	0.59	73.75%
8	阿特斯（中国）	0.59	73.75%
9	浙江正泰新能源	0.59	73.75%
10	联合光伏（常州）	0.6	75.00%
11	北控清洁能源集团	0.63	78.75%
12	内蒙古能源发电	平台项目	
	平均价	0.569	71.14%

光伏企业的技术进步咄咄逼人，他们降价的潜力仍在增强。协鑫有一个“光伏发电平价上网路线图”，就张贴在公司的门厅，每一个来访者都能看到。他们的目标是2019年上网的加权度电成本降至0.381元/kWh，组件成本2400元/kW，光伏系统造价5470元/kW。

协鑫光伏发电平价上网路线图

目标进度年		2016	2017	2018	2019
光伏发电系统造价	元/w	6.89	6.15	5.82	5.47
组件成本	元/w	3.42	2.8	2.6	2.4
其他配套建设成本	元/w	3.47	3.35	3.22	3.07
度电成本目标	元/kWh	0.4	0.4	0.4	0.4
加权度电成本	元/kWh	0.528	0.462	0.422	0.381

阿特斯是国内知名的光伏电池板与组件制造商，最近在“济南能源建设发展有限公司2016年度光伏组件第二次招标采购”中，以3000元/kW的组件价格参加投标，比协鑫的计划提早1年降到3000元/kW的目标，这也是华电敢于在包头将电价降至0.52元的主要原因。这样的价格距离“遍地都是光伏”的日子已经为期不远了。

## 超级充电宝

人们对于光伏一直不以为然的一个重要原因，就是它的不稳定和不确定性。太阳不是24个小时都有，每天有效可以产生电能的时间只有7至8小时，而且未必天天有太阳。太阳能要成为主力能源的最大障碍，就是无法持续供应安全稳定的电能。

2016年1月29日，马斯克在巴黎宣布：“我们会继续销售Powerwall（家用蓄电池）和Powerpack（商用蓄电池组），公司正在世界各地进行大规模的测试，结果很乐观，我们就会推出第二代Powerwall。届时，它的功能会有很大的变化。”

马斯克推出的创新产品就是一个超级充电宝，这将从根本上改变世界的运转方式和能源的供需模式。特斯拉将生产两款Powerwall，7kWh和10kWh，售价分别为3000美元和3500美元。根据特斯拉研究，电视机的耗电功率0.1kW，使用LED的房间照明耗电功率也约为0.1kW，美国人的大冰箱每天耗电约4.8kWh，每次洗衣及采用电烘衣耗电2.3至3.3kWh，他们认为7kWh的Powerwall足以满足一个美国家庭全天的电力需求，而10kWh在满足需求的同时还能提供50%的储备容量。

Powerwall的核心是锂电池组，一个能够直流交流双向逆变器、计量电表和控制管理系统。用户如有大容量需求，可选购多组Powerwall串联使用，最多可9组联结，形成63-70kWh容量的Powerwall系统，让家庭用户拥有自主供电一周以上的运行能力。对企业用户，特斯拉可提供500-10000kWh的电力储存系统，满足各种企业用户的需求。

80%北京居民年用电不超2880kWh，平均每天7.89 kWh。实际上，现在大多数居民是用不了这么多电的。到今年十一为止，我家今年用电仅1299 kWh，每天平均4.745 kWh，预计全年将不会超过

1800 kWh。这是因为各种节能产品的普及，LED已全面替代白炽灯和节能灯，一个800lm照度的白炽灯是60W，节能灯13W，LED只有9W，在2020年普及的LCD仅需要2.13W。目前一个美国家庭照明负荷100W，中国家庭很难超过50W。

“格力空调一晚一度电”并非仅仅是一句广告词，说明空调追求节能效率的不断提升。空调能效比越高，就越省电，也就越省钱，越受市场欢迎。为适应这一市场趋势，空调厂家的能效比不断上升，从3.0到4.0、5.0、6.0一直到了7.0，也就是1kWh电能转化7kWh的制冷量。国家新能效标准规定最低1级能效的定频空调要达到3kW的制冷量，每小时仅可用电0.83度。这是底线，达不到这一标准就不能制造，也就是说制冷能效比（COP）至少要达到3.6。

现在的电视都是LED，已经完全占领市场，要想买能耗高的显像管电视只能去古董店；传统电脑600W，300W供主机、300W支持显示器。而现在的笔记本电源只需要45W，充满电可以使用4-6小时；iPad是10W，充满电可以连续使用8-10小时；智能手机仅仅5W，充满电可以连续使用10小时以上。各种节能技术进步使电力需求急剧下降，而且不可逆转。

9月我在协鑫，也看到了他们的生产的超级充电宝，而且已经开始出口。中国人的神奇就在于能够将成本不断降低，2016年上半年中国锂电池产量为28.15GWh，同比增长30.5%，占到全球产量近一半，预计全年产量将达到62.34GWh。2016年上半年全球锂电池产量56.42GWh，同比也增长20.8%，预计全年世界产量将达到115.38GWh。这样的产能增速，储能电池很快就会步光伏的后尘，形成势不可挡的新一轮应用和降价浪潮。

汽车动力电池移动储能要求较高，工作环境也比较恶劣，而家用和商用储能电池固定储能工作环境要好得多。电动汽车希望循环充放电2000次，仍有80%的储电能力。对于家用和商业储能电池几乎没有什么限制，一般以3000次循环为基础。一些汽车淘汰的电池仍可以用于固定储能，储电能力即便降低到20%仍可以使用。这对于降低储电成本意义重大，将就地能源独立自主变为可能。

## 绿能建筑

建筑节能的水平近年来也是不断提升。越来越多的新建筑开始采用双层窗，建筑内外保温。很多家庭自己也开始安装墙壁保温材料，换装保温效果更好的断桥铝门窗，能耗因此大幅度下降。最近，我们住的院子里有几家都在忙着安装外保温，因为我们小区使用的是天然气壁挂炉采暖，原来的房子就有内保温，现在再加上外包围，内外保温节能效率将超过85%，对于天然气的需求可腰斩。

今年“十一”国庆节，我花了3万多元，将我母亲的住房全部更换了双层玻璃的断桥铝节能门窗，为凉台安装了内保温，既改善了居住环境，也降低了能耗，极大地提升了宜居性。这笔投资是北京大多数老百姓可以承受的，这样的装修对于房屋的价值和生活舒适性都很大帮助，对于节能和减少能源费用的贡献也是非常明显。

北京和河北2015年就开始执行公共建筑65%的节能标准，住宅75%的节能标准。居民住宅每平方米每小时仅需要10W左右的热量，从热力厂开始计算是6.25公斤标煤/建筑平米·年，核算到一个采暖周期的市内耗能为30kWh。一个90平米的住宅每小时采暖能耗仅0.9kWh，年耗能2700 kWh。

这样的标准，已经完全可以靠太阳能或“太阳能+空气源热泵”解决用户的能源需求。空气源热泵在

冬季-9℃的环境下，能效比可到2，1 kWh的电可以产生2 kWh的热。-9℃一般在华北平原冬季主要是夜晚出现，若在白天气温较高时用热水蓄能，可以获得更高的能效比，冬季平均可达到2.8，平均每天7.7度电就可满足一户90平米的采暖需求，可以通过屋顶安装的1至1.5kW光伏风电和一个蓄热水罐来解决。

采用这样的节能和可再生能源技术，完全没有排放，热力厂和热力管网变得多此一举。住在这样高节能标准的建筑中，夏季采用高能效比的变频空调制冷，“一晚一度电”也不是天方夜谭。一个能效比4.0的变频空调，一度电转化3.44kWh的冷，一个12平米的房间持续供冷9小时，每平米可以获得超过30W的冷能，完全可以满足制冷需求。

协鑫和绿城合资组建了一个蓝城公司，专门在大城市周边建设绿色小镇，规模在3万人左右，通过各种现代化的生活服务设施，主要吸引创新企业和年轻人。他们准备完全采用太阳能和节能建筑解决小镇全部能源供应，包括：照明、采暖、制冷、交通、信息等，完全不需要外部的能源，既不要电网供电，也不要天然气管网供气，就靠建筑物上的太阳能和每家每户的超级充电宝与电动汽车，实现能源的自给自足和零排放目标。

北京昌平有一家公司，用一种新型保温建材制造的卯榫砖给农民搭建农舍，建筑节能效率达到80%以上，用几个普通太阳能热水器和两个保温大热水罐就解决了一个农户的冬季采暖问题。

## 气不争气

第一次听到“天然气大发展”一词，还是在2000年的一次关于“西气东输”的香山会议上，时任西气东输办公室主任，后来成为国家发改委能源局局长的徐锭明同志在向院士们的报告中所提及。

时任国务院总理朱镕基高度重视中国能源结构转型问题，以极大的政治魄力推动中国清洁能源的发展，一方面严控煤炭消费，另一方面在国民经济并不富裕的情况下，批准投入1200亿巨资建设天然气西气东输工程，使中国的天然气实现了一次跨越式发展。

但此后，中国“缺油少气富煤”成为能源行业的经典台词，而高歌这一旋律的恰恰是拥有资源、人才、装备最占优势的企业，他们的某些权威专家经常利用各种机会唱衰天然气，说中国资源禀赋差、地质条件恶劣、技术装备落后，总而言之就是一句话，中国的气不行！

“以煤为主”成为此后中国能源时代发展的主旋律。煤炭从2002年到2012年，消费量增加了274%。煤在一次能源的比重上一直维持在70%左右，而天然气始终没有超过5%。一边是“铁人的儿子要有饭吃！”，一边又是中国没气，怎么办？只有涨价。涨价又使天然气丧失了能源市场的份额，陷入恶性循环。

天然气不是电力，可以替代天然气的能源燃料各种各样，根本就不需要提供普遍服务。但一些地方政府就想把天然气当做唐僧肉，以“普遍服务”为名进行区域垄断雁过拔毛，组建省公司、市公司层层扒皮。在大小垄断企业的合力之下，把气价提升到消费者难以承受的程度。东南沿海的工业用气在3.5-5.4元/立方米，就连天然气极为丰富的四川的工业开发区气价也到了3元/立方米，还有没有天理了？

各种可再生能源技术、节能技术和替代技术的发展咄咄逼人，几乎是一次绿色的暴力革命，革命的矛头直指化石能源。清洁的天然气原本可以算是一个革命的“同盟军”，就因为坐地起价，改革又阻力重重，正在沦为被革命的对象。

按照目前的发展趋势，天然气很可能比煤炭更先倒下。浙江绍兴嵊州新中港热电有限公司是一个燃煤热电厂，连续七年供电煤耗保持在157克/kWh，比最先进的超超临界燃煤火电还少100克。供电效率达到78.25%，锅炉热效率达到91%，汽轮机内效率高达98%。粉尘排放5毫克/立方米以下，二氧化硫排放低于20毫克/立方米，氮氧化物排放25毫克/立方米以下，汞排放浓度0.0068毫克/立方米。实现了“超低排放、超低能耗”，天然气的能效和排放优势已经胜数无几。

国际油价暴跌，中国的油企本可通过天然气大发展进行对冲，在能源价格转型中占据一个有力的地位。但是，眼看着机会一次次被错过，整个行业不能再沉醉于往日的功劳簿中坐吃等死了。现在一些油气央企，已经到了不得不面对“能否活下来的问题”。面对经营压力，三桶油的一些专家又在酝酿着推升天然气价格，涨价他们就能活下去吗？想一想吧？

# 电力十三五 转型力度要加大

中国能源网首席信息官 韩晓平

《电力发展“十三五”规划》已正式公布，它将对未来五年中国电力工业的发展提供一个指导性方向。这个规划既让我们振奋，也让我们疑惑，存在不少问题有待进一步澄清。

当然，规划不是计划。“五年规划”是根据国家经济社会发展的总体思路，提出指导思想和必须遵循的原则，而不是约束下指令。每一个地区和企业可以根据市场的实际需求和科技发展趋势，实事求是地安排自己的发展进度。

## 十二五的教训应该总结

“十二五”期间，我们的电力工业快速发展，除了核电受到日本福岛核电事故的影响，其他各种发电方式都实现了较快增长。但是，接踵而来的是严重的产能过剩，供需之间出现了严重的不协调。到2015年火电装机9.9亿千瓦，设备利用小时从2011年的5294小时降至2015年的4329小时，按照火电项目可行性研究的5500小时计算，全国富裕火电装机超过了2亿千瓦。

弃风、弃光、弃水、弃核的矛盾更为突出。2015年风电弃电339亿千瓦时，水电弃电超过400亿千瓦时，光伏弃电46.5亿千瓦时，核电2015年设备利用同比减少437小时，弃电100亿千瓦时，合计丢弃的电量超过887亿千瓦时，1亿人口的菲律宾年用电量也只有826亿千瓦时。大量没有温室气体排放的清洁能源被白白弃之，给国家和人民造成了极大的损失。而进入2016年问题非但没有得到缓解，而且越演越烈。水、风、光、核的弃电量有可能增加一倍。

尽管《电力发展“十二五”规划》未能正式公布，但是《能源发展“十二五”规划》中电力规划目标是有的。“十二五”我们原来预期到2015年全社会用电量将达到6.15万亿度，实际只达到了5.55万亿千瓦时，仅完成预期增量的70%。对于这个问题在制定“十二五”规划时，应该说是研究重视不够，没有完成目标不能仅仅将问题归置于“新常态”。其实，这是中国经济结构转型，节能技术进步，节能环保意识的提升多方面造成的，这一趋势将会延续到“十三五”，并进一步实现更大的转型。

从计划经济脱胎而来的“五年规划”，特别是行业规划往往局限在行业内部，而且不关注市场需求的变化。尤其在国有企业云集的电力行业，基本上就是一个“保供”计划，而且是“韩信用兵多多益善”。对于投资效益和项目经济性“事不关己高高挂起”。主管这些央企国企的国资委至今还是“做大做强”，没有制定关注企业投资效益的考核机制。整体而言，大家对于市场需求变化和国家竞争力等要素的考量是欠缺的。

## 结构转型应当重视

习近平同志指出，“十三五”时期我国发展仍处于可以大有作为的重要战略机遇期，但战略机遇期内涵发生深刻变化。

在“十二五”期间，中国第二产业单位GDP电耗下降了13.43%；第三产业下降19.98%。而第二产业对于GDP的贡献为40.53%，占全部用电量的72.15%；第三产业对GDP的贡献高达50.47%，仅用了12.9%。而这种趋势进入“十三五”之后明显加速，今年1至9月，第三产业的用电增长11.5%，而第二产业用电仅增加2%。9月份的第二产业用电量在全社会用电量的占比降至65.7%，第三产业升至15%。

2015年数据显示，第三产业创造1万元GDP仅仅需210千瓦时电，而包括重工业和制造业在内的第二产业创造1万元GDP需要1460千瓦时电。2015年中国每万元GDP耗电823千瓦时，而1999年高达1367千瓦时，16年平均每年下降34千瓦时/万元GDP。而“十二五”期间，5年平均每年下降46千瓦时/万元GDP。

上述数据告诉我们如下的事实：1、中国经济正在快速转型，第三产业对于经济的贡献越来越大；2、单位GDP电耗随着中国经济结构性转型和技术进步，在逐年下降；3、节能技术的普及使各产业的能耗都在快速下降；4、经济增长与电力需求增长将不再是同步线性关系；5、在新发展理念下，中国经济增长目标将维持在一个中高速水平，电力需求的高速增长期已经过去。

结论很清楚，中国经济结构转型已经不再需要那么多的电力来驱动了。

## 预期过高误导行业

根据《电力发展“十三五”规划》预期，到2020年，全社会用电量将达到6.8到7.2万亿度，年均增长3.6~4.8%。实事求是地说，这一指标已明显低于当初国家电网预期的数值，也低于华北电力大学预估的用电量，国网认为到2020年中国的电力需求将达到8.68万亿千瓦时，华北电大研究则认为会达到7.32万亿千瓦时。

李克强总理在2016年政府工作报告中说，“十三五”时期经济年均增长保持在6.5%以上，到2020年，我国经济总量超过90万亿元。按照年均降低34千瓦时电耗的数据推算，2020年仅需要5.88万亿千瓦时稍稍多一点。

“十三五”规划为治理环境污染将推进电能替代，到2020年电能替代而产生的新增用电量约4500亿千瓦时。实现能源终端消费环节电能替代散煤、燃油消费总量约1.3亿吨标煤；2020年根据规划预期，将发展到500万辆电动汽车。中国的乘用车平均年行驶里程1至1.5万公里，以百公里15千瓦时电量估算，单车年均耗电2250千瓦时，全年最大需求112.5亿千瓦时。据此合计不超过6.34万亿千瓦时。与规划提出的目标相差甚远。如果目标过高，而没有市场接盘，必将对电力行业形成误导，导致全系统投资效益进一步下降。

## 人均用电攀比无意义

规划预期，到2020年我国人均电力消费将达到5000度左右，超过很多中等发达国家，甚至接近英

国和丹麦等发达国家的水平。而到2020年中国的人均GDP达到1万美元，英国2014年人均GDP是4.56万美元，丹麦为6.06万美元。2015年，英国人均用电5193千瓦时，丹麦是人均5094千瓦时。这些国家随着技术进步和节能环保意识的提升，人均电力消耗从2007年到2015年，英国的人均用电下降了19.11%，丹麦下降了24.35%，到2020年这两个国家人均用电可能会低于5000千瓦时。

原因也很简单，以前用白炽灯照度800lm 电功率60瓦，现在LED只需要9瓦，负荷和用电量同步减少85%；以前用台式计算机，主机300瓦，显示器300瓦，现在用iPad，仅需要10瓦，负荷和用电量同步减少98%，而且充满电可以连续使用8-10小时；过去空调的能效比2.0，现在动辄5.0、6.0，甚至高达7.0。节能技术进步的影响需要我们特别关注，而且与我们没有发展阶段的时差。这些年几乎所有的发达国家的人均用电量都出现了较大幅度的下降，这是一个大趋势，但这一趋势在《电力发展“十三五”规划》中体现的显然不够。

现在的世界已经发生了很大的变化，各国已经不是比谁的人均用电量更多，而是谁的用电量更有效、更环保，创造的经济价值更多。习近平同志在关于“十三五”规划建议的说明中对于能源规划的要求是：“既要控制能源总量，也要控制单位国内生产总值能源消耗。”我们应该将更多的精力和资金投入到了节约能源和节约电力上，因为中国经济增长太过粗放，能源和电力的浪费太严重。单位GDP电耗，美国是中国的44%，法国是38%，德国是31%，英国只有22%，丹麦仅仅是中国的18%。说明中国节电的潜力巨大，即便未来中国用电量不增加，GDP翻两番也达不到英国2014年的水平。

## 降低电价应为目标

《电力发展“十三五”规划》提出，到2020年全国发电装机容量20亿千瓦，人均装机将超过1.43千瓦，年均增长5.5%。这一指标大大超越了绝大多数中等收入国家，甚至超过了英国的人均装机1.15千瓦。仅仅重视装机总量，不关注设备利用率是不行的，因为设备利用率太低，将导致发电和输电、配电的设备利用效率相应下降，不仅降低了电力企业自身的投资收益，而且会大大增加电力用户的电价负担。作为电力规划，应该特别关注这一问题。如果这一规划最终得以实施，到2020年我们的设备利用小时将降到3400~3600小时。2014年，韩国是5500小时，英国是4500小时，法国是4300小时。

我们将“连年亏损、资不抵债，无望恢复生气”的企业列为僵尸企业。对于僵尸企业我们口诛笔伐，人人喊打。但我们发现并非所有的僵尸企业都是装备技术落后的企业，他们成为“僵尸”并非完全是自身的原因。一些僵尸企业领导抱怨，社会只看到他们是“僵尸”，为什么对于谁吸光了他们的血却无人问津。这个问题如果不能解决好，将会有越来越多的企业成为“僵尸”。

中国企业的经济负担之重也是世界罕见的，不仅是税赋较重，各种地方政府的苛捐杂费负担沉重。此外，物流成本、燃料成本、电力成本都不低。其中，电费除了正常的用电电费，还有基本电费、峰谷差电费、初装费、增容费等等，一般沿海经济发达地区一班制或两班制企业的综合电费超过1元/千瓦时，商业企业更是高达1.5元/千瓦时。而根据美国能源信息署数据，2016年8月全美制造业平均用电价格为0.5639元/千瓦时，商业平均用电价格为0.8892元/千瓦时。

李克强总理几次开会要求“为降低企业成本、稳定市场预期、促进经济增长、有扶有控调整产业结构，适当下调燃煤发电上网电价和工商业用电价格”。遗憾的是在《电力发展“十三五”规划》中，降低用电企业电费，未能列入相关的预期目标。由此可见，这是一个由发电和电网企业主导的规划目标，没有体现终端用户的呼声。

## 煤电目标值得商榷

《电力发展“十三五”规划》提出“煤电装机力争控制在11亿千瓦以内”的目标值得商榷。尽管能源局有关领导已经澄清，11亿千瓦已经是一个缩减目标，因为开工建设的项目总容量就高达2.5亿千瓦。

2015年全国6000千瓦以上燃煤火电机组总装机88419万千瓦，再考虑“十三五”将淘汰火电落后产能2000万千瓦，这意味着“十三五”期间燃煤火电机组将新建容量23581万千瓦，比“十二五”新增装机23522万千瓦还多。2014年、2015年、2016年1-8月燃煤火电的发电量一直是负增长，在严重产能过剩的情况下，未来五年火电装机再增加24.4%，是否有此需求？

就在《电力发展“十三五”规划》出台之前，国家发改委、国家能源局连续发布《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知》、《关于促进我国煤电有序发展的通知》、《关于建立煤电规划建设风险预警机制暨发布2019年煤电规划建设风险预警的通知》等多份文件，为日益严重的煤电产能过剩踩下急刹车。明确提出：“我国用电量增速趋缓，电力供需总体宽松。煤电行业面临利用小时数逐年下降、规划建设规模较电力需求偏大等问题”。要求建立煤电规划建设风险预警机制，严控各地煤电新增规模，取消一批不具备核准条件煤电项目，缓核、缓建一批电力盈余省份煤电项目等。在“十三五”规划中再提出如此进取的目标，着实令人费解。

五年规划是具有引领性的，一个最主要的引领是资本的走向。中国金融机构投资基本上是“闭着眼睛跟政策走”，政府给定目标，银行就跟着瞎投，主要投给央企、国企，投给国有企业就是投给了中国政府。这样的投资模式不仅不健康，而且非常危险。政府应该千方百计不要误导他们，你给出一个“小目标”他们都会蜂拥而至，你再给出如此一个“大目标”，一定会造成严重的投资淤积。

## 减排努力急需作为

2016年9月3日，十二届全国人大常委会第22次会议投票批准《气候变化巴黎协议》。习近平主席在《G20杭州峰会》上正式提交联合国秘书长潘基文。习主席在巴黎气候大会上曾宣布：中国在“国家自主贡献”中提出将于2030年左右使二氧化碳排放达到峰值并争取尽早实现，2030年单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%-65%，非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右，森林蓄积量比2005年增加45亿立方米左右。虽然需要付出艰苦的努力，但我们有信心和决心实现我们的承诺。

根据《巴黎协定》，全世界将人类工业文明之后全球平均气温升幅控制在2℃以内，并为气温升在1.5℃之内而共同努力。温升2℃对应的是大气中CO<sub>2</sub>含量不能超过450ppm。2016年6月世界气象组织宣布，全球大气监测网中多个监测站数据显示，地球大气CO<sub>2</sub>日均浓度值已突破400ppm关口。由中国气象局和中国社会科学院联合研究发分布的《气候变化绿皮书：应对气候变化报告（2016）》指出“2015年是全球自有现代观测以来的最热的年份，平均气温比1961-1990年平均气温高出0.76℃。全球大气中的CO<sub>2</sub>平均浓度在2015年为400ppm，是自有仪器观测以来的最高值”。该绿皮书主编、中国气象局局长郑国光表示：“据2016年已有数据，今年全球平均气温将超过去年，成为自1880年有现代气象观测以来最高的一年。”这意味着全球的减排进程将必须提前实现目标，而减少燃煤是最关键一环。

## 清洁能源潜力巨大

到2020年，我国常规水电从2.97亿千瓦增长到3.4亿千瓦，年均增长2.8%。水电的建设高峰期已经

过去，国家能源局严格控制中小流域、中小水电开发的说法应予支持。终归水电对于生态环境是存在一定影响的，严控开发是必要的。但随着全球气候变暖，水蒸发量增加，水电的发电量也在增长。水电如此便宜，仍在大量弃水，这是我们当务之急要解决好的，现在云南、四川等省份的弃水量之大大远超出了我们的认知，至少有数百亿千瓦时之巨。

随着居民和第三产业用电增加，以及风电、太阳能等可再生能源占比的增加，电力的峰谷差越来越大，增强电网的调节能力越发关键，建设更多的抽水蓄能电站实属必要。“十三五”期间抽水蓄能电站年均增长11.7%，从2015年的2271万千瓦增加到2020年的4000万千瓦。但仅靠大系统调节，成本高，效益差。应该将抽水蓄能电站电价成本公布，向社会的需求侧管理和用户储能电站招标，将一部分调节能力通过经济手段在用户侧实现，这对于推进能源需求侧革命意义重大。

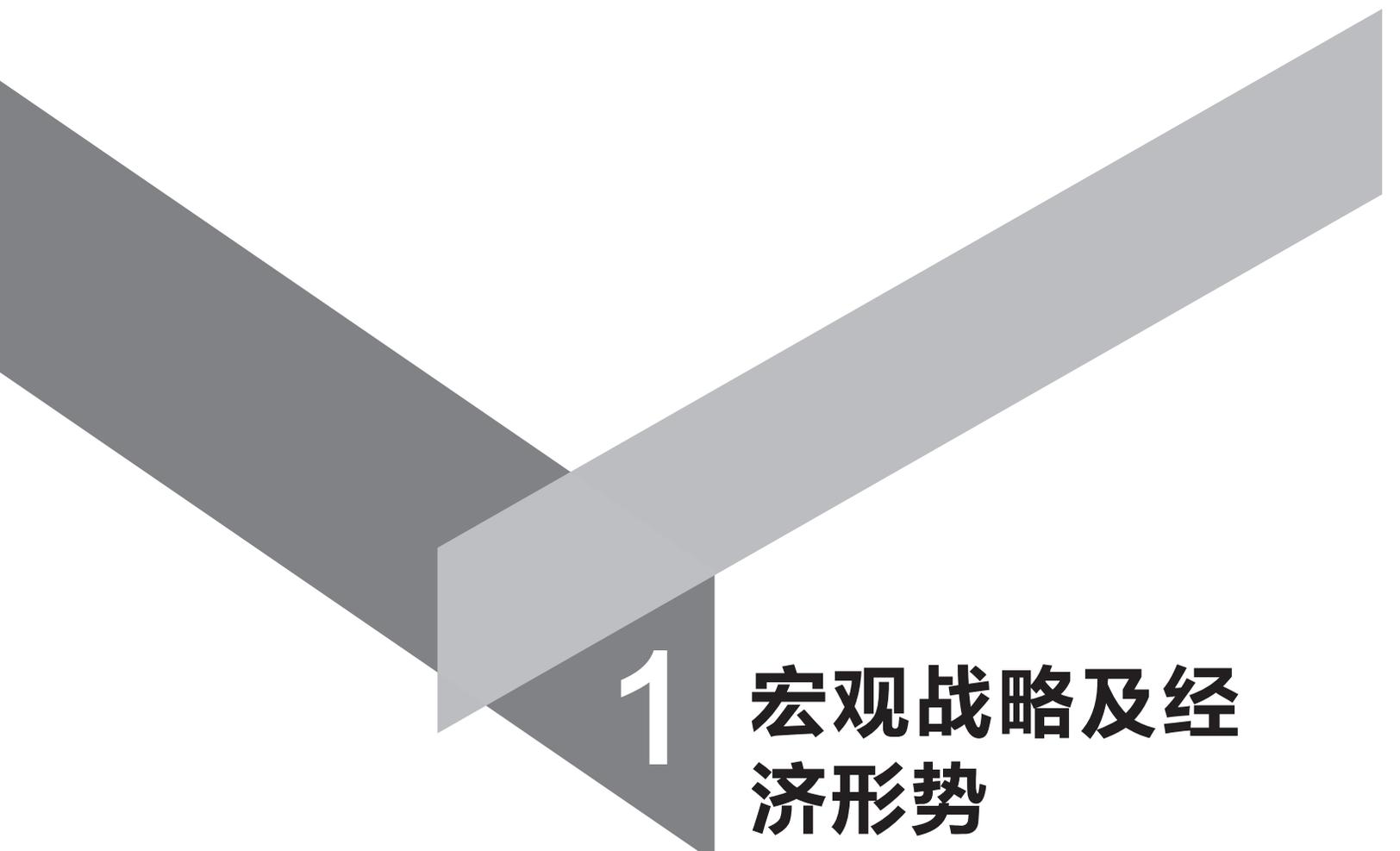
核电是清洁能源，但也是人们十分关切和担心的能源。目前的建设重点主要集中在沿海地区，到2020年核电装机5800万千瓦，年均增长16.5%。核电要想走入内陆，打消大家的关切十分重要，而核电的小型化、微型化、分布式技术应该特别关注。中国第一条091核潜艇已将反应堆拆除封存，并改建为博物馆。这说明核电小型化对于化解百姓对其安全和事后封存问题的担忧是一个办法。小型化还有一个突出优势是可以热电化，核电一旦热电联产其积极性和环保效益将非常突出。

风电装机从2015年的1.45亿千瓦增长到2020年的2.1亿千瓦，年均增长9.9%。而到2020年风电的电价将逐渐下降，一类地区将降至0.38元/千瓦时，如果考虑燃煤火电的碳税以及脱汞、砷、铅、镉等有害物质推升的成本，风电电价将可能呈现全网“负补贴”。也就是说，风电将反补化石能源。

近年，中国风电建设企业在山区和沿海风场建设技术的进步，使造价下降，利用小时增加，特别是云南、贵州、福建等省将风水互补大大提升了风电的可用性。一旦风电进入“负补贴”时代，风电的建设将发生翻天覆地的变化，而《电力发展“十三五”规划》可能对此估计不足。就风电行业制造能力而言，2020年装机达到2.5亿极有可能，在电价无需补贴的条件下，风电很可能从集中式，向大规模分散式转型，可能会形成雨后春笋的新态势。

“十三五”规划太阳能发电装机1.1亿千瓦，年均增长21.2%，其中分布式光伏6000万千瓦以上。按照行业预期，与风电一样，到2020年太阳能光伏将可实现平价上网，完全不需要补贴。最近的几次“光伏领跑者”招标，含增值税的电价一降再降，从0.61元/千瓦时，降到0.52元/千瓦时，再降到0.45元/千瓦时，大大低于预期。这个充分竞争不断进取的行业，将平价上网的目标整整提前5-10年。如果刨掉增值税，领跑者项目的平均电价已经低于国内绝大部分用户的电价，包括需要电网交叉补贴的居民和农业电价。这一突破将会使光伏无处不在，分布式光伏将成为一种省钱和节能的建筑标配，规划预期显然不够。就中国的制造能力而言，在2020年光伏装机超过1.6亿千瓦也是存在可能性的，届时政策也需调整，对传统电力工业将产生极大的冲击。

按照规划，届时，我国非化石能源发电装机将达到7.7亿千瓦左右，比2015年增加2.5亿千瓦，约占我们发电容量的39%，发电量占比提高到31%。我们可以乐观的相信，可再生能源的占比将大大高于规划预期。



1

# 宏观战略及经济形势

## 1.1 国家宏观战略

### ■ 《能源发展“十三五”规划》获审议通过

近日，中共中央政治局常委、国务院总理、国家能源委员会主任李克强主持召开国家能源委员会会议，审议通过根据国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要制定的《能源发展“十三五”规划》，部署推进相关工作。据悉，《能源发展“十三五”规划》明确，“十三五”前三年原则上不上新的煤炭、炼油项目，而煤电、煤化工的核准“冰冻期”则是前两年，前两年主要是推进已核准的升级示范项目建设，“十三五”期间煤制油、煤制天然气生产能力控制在1300万吨和180亿立方米左右。全国煤电装机规模力争控制在11亿千瓦以内。同时优化风电、光伏的布局，力争用两年时间将弃风、弃光率控制在5%左右的合理水平。在此之下，水电、核电成为补齐结构短板的新发力点，将超前规划、适度加大开工规模。

### ■ 中央经济工作会议定调明年经济工作

中央经济工作会议12月14日至16日在北京举行。会议能源相关内容包括：深入推进“三去一降一补”。要总结今年工作，落实已部署的各项任务，根据新情况新问题完善政策措施，推动五大任务有实质性进展。去产能方面，要继续推动钢铁、煤炭行业化解过剩产能。降成本方面，要在减税、降费、降低要素成本上加大工作力度。要降低各类交易成本特别是制度性交易成本，减少审批环节，降低各类中介评估费用，降低企业用能成本，降低物流成本，提高劳动力市场灵活性，推动企业眼睛向内降本增效。要深化国企改革，加快形成有效制衡的公司法人治理结构、灵活高效的市场化经营机制。混合所有制改革是国企改革的重要突破口，按照完善治理、强化激励、突出主业、提高效率的要求，在电力、石油、天然气、铁路、民航、电信、军工等领域迈出实质性步伐。

## 1.2 经济形势

### ■ 第三季度经济（GDP）

2016年第三季度国内生产总值同比增长6.7%。前三季度国民经济运行总体平稳、稳中有进、稳中提质、好于预期。初步核算，前三季度国内生产总值529971亿元，按可比价格计算，同比增长6.7%。分季度看，一季度同比增长6.7%，二季度增长6.7%，三季度增长6.7%。分产业看，第一产业增加值40666亿元，同比增长3.5%；第二产业增加值209415亿元，增长6.1%；第三产业增加值279890亿元，增长7.6%。预计第四季度经济增长仍将继续保持在6.7%至6.8%的区间范围内。



图 国内生产总值增长速度（季度同比）

## ■ 中国制造业采购经理指数 (PMI)

根据国家统计局发布数据, 2016年11月份, 中国制造业采购经理指数 (PMI) 为 51.7%, 比上月上升 0.5 个百分点, 延续上行走势。

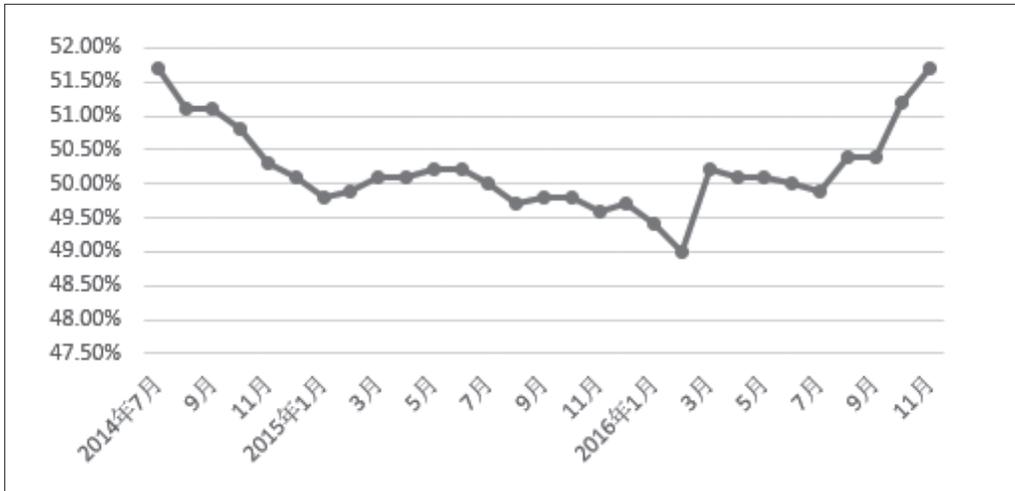


图1-1 2014年7月以来中国制造业PMI走势

资料来源: 国家统计局, 中国能源网研究中心整理

## ■ 中国居民消费价格指数 (CPI)

居民消费价格指数保持在较低水平, 11月份居民消费价格总水平比去年同期上涨2.3%。临近年末, 居民消费会有所增加, 也会对物价形成一定上升推动。

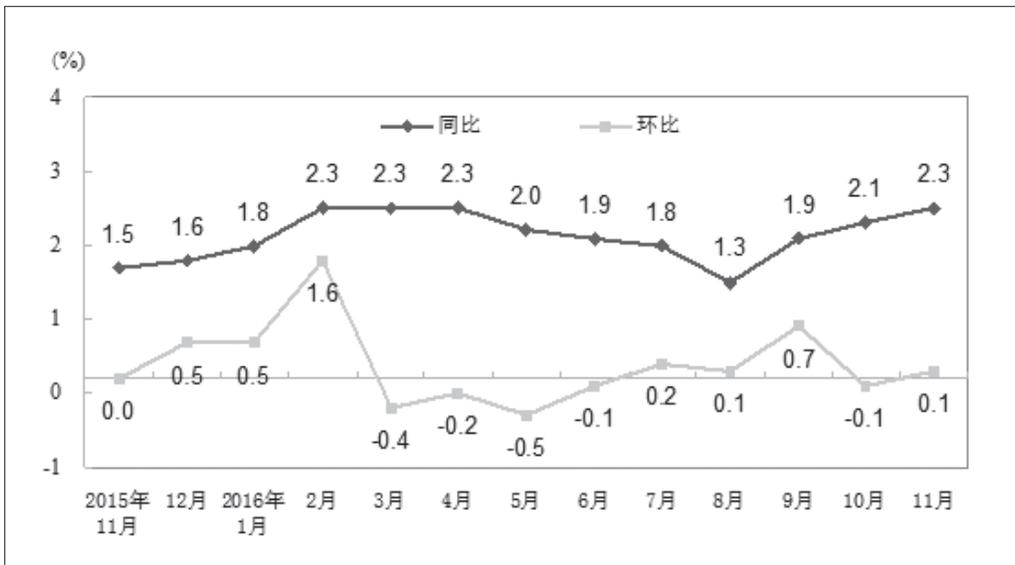


图1-2 2015年11月以来全国消费价格涨跌幅

资料来源: 国家统计局, 中国能源网研究中心整理

## ■ 全国工业生产者出厂价格指数 (PPI)

2016年11月份，全国工业生产者出厂价格环比上涨1.5%，同比上涨3.3%。工业生产者购进价格环比上涨1.8%，同比上涨3.5%。1-11月平均，工业生产者出厂价格同比下降2.0%，工业生产者购进价格同比下降2.7%。

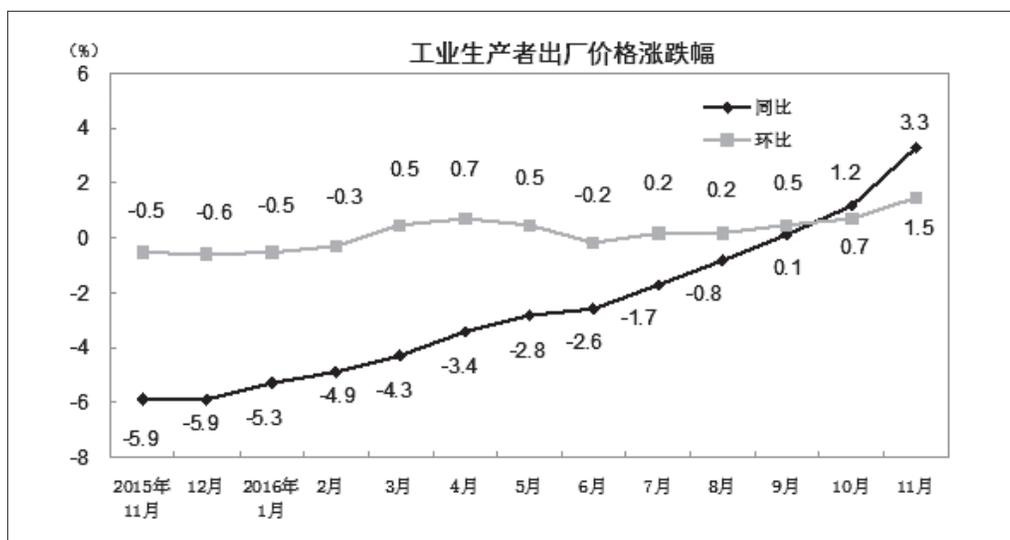


图1-3 2015年11月以来工业生产者出厂价格涨跌幅（同比）

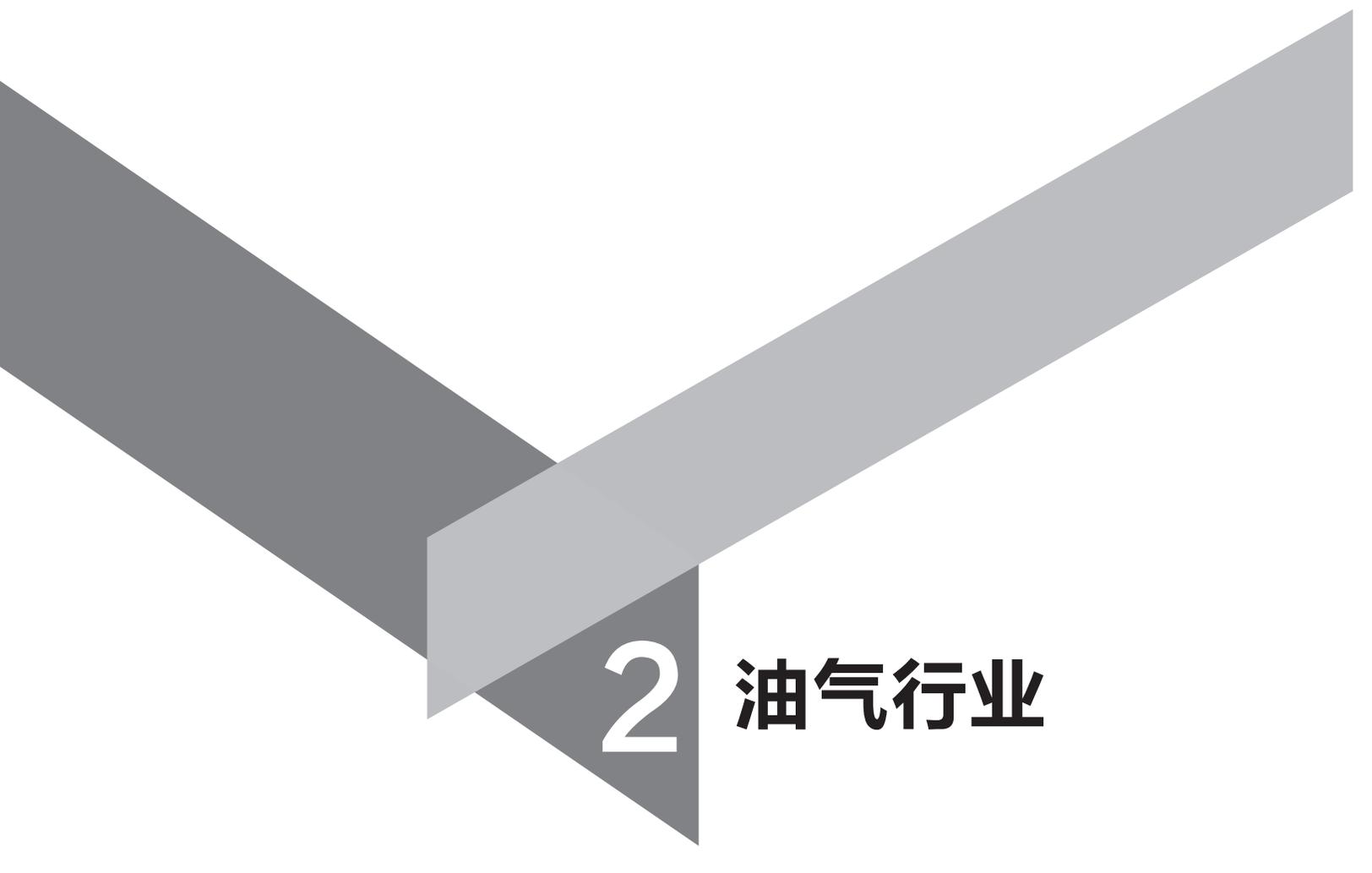
资料来源：国家统计局，中国能源网研究中心整理

## ■ 本年度经济回顾及来年发展展望

2016年即将进入尾声,这一年中全球经济和政治局势风云变幻,中国经济自身也面临供给侧结构性改革的种种挑战。在如此复杂的局面下,中国经济在前三个季度均实现了6.7%的增长,且经济结构发生着积极的变化,质量效益稳步提高,可谓在平稳的主基调下孕育着蜕变。

展望2017年,全球经济和政治仍面临着巨大的不确定性。美国大选后各项政策可能发生改变甚至转向,欧洲政治局势动荡,英国或启动脱欧进程;货币政策方面,美联储加息、欧洲量化宽松到期等因素可能掀起新一轮对全球流动性收窄的担忧。而中国自身在未来较长时间内将处于转型升级的过程中,供给侧结构性改革任重道远,需求不振和产能过剩等矛盾依然突出,近期热点城市房地产政策全面收紧使得2017年经济下行压力增大,经济稳定运行的基础并不牢固,难以轻言反弹拐点。

综合考虑国家“十三五”目标以及今年发展实际情况,预计2017年全年GDP增速将位于6.5%至6.7%区间之内。



2

**油气行业**

## 2.1 行业发展综合分析

欧佩克和部分非欧佩克产油国推动减产、支持给油气行业松绑的特朗普上台、全球经济增长依然缓慢，在各种因素对冲下，预计国际原油价格在2017年内仍难以大幅反弹。

欧佩克2016年9月28日在阿尔及利亚首都阿尔及尔达成冻产协议，并于11月30日在奥地利首都维也纳举行的第171次会议上确定了限产细节。欧佩克将产量限制在32.5百万桶（3250万桶）/日，该协议将于2017年1月1日生效。在2016年12月10日举行的欧佩克和非欧佩克国家会议上，非欧佩克国家（阿塞拜疆、巴林、文莱、赤道几内亚、哈萨克斯坦、马来西亚、墨西哥、阿曼、俄罗斯、苏丹、南苏丹）同意减产目标为55.8万桶/日。

根据欧佩克2016年12月石油市场报告，欧佩克11月原油产量为33.87百万桶/日，同时该报告估计2016年对欧佩克的原油需求为31.9百万桶/日，2017年预计为32.6百万桶/日。根据上述数据对比可知，欧佩克限产目标同2017年其预计的需求基本一致，将会促使原油供需关系走向平衡，但这些减产目标能在多大程度上得到执行受到普遍的质疑。

2017年1月20日特朗普就职以后，预计美国油气行业将放松管制，油气行业发展有望快速反弹。美国油气产量的反弹将有助于维持全球供需形势的宽松。

根据美国能源信息署2016年12月6日的公布的数据和预测，2015年美国原油产量为9.4百万桶/日，2016年估计为8.9百万桶/日，2017年预计为8.8百万桶/日，原油产量跌幅大幅收缩。此外，随着天然气液产量的大幅反弹，美国2017年液体燃料产量将比2016年有所增长。

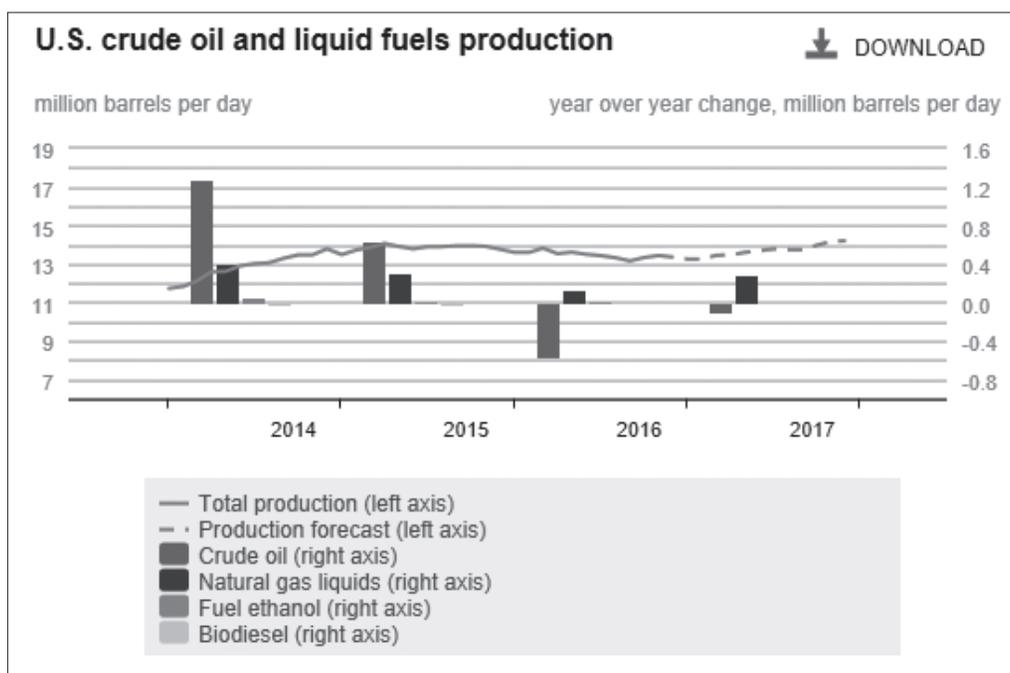


图 美国原油和液体燃料生产现状及预测

来源：美国能源信息署2016年12月短期能源预测

根据美国能源信息署2016年12月6日的公布的数据和预测，2015年美国天然气产量为78.8十亿立

方英尺 (Bcf) /日，2016年估计为77.5 Bcf/日（为2005年以来年产量首次下降），2017年预计为80 Bcf/日。

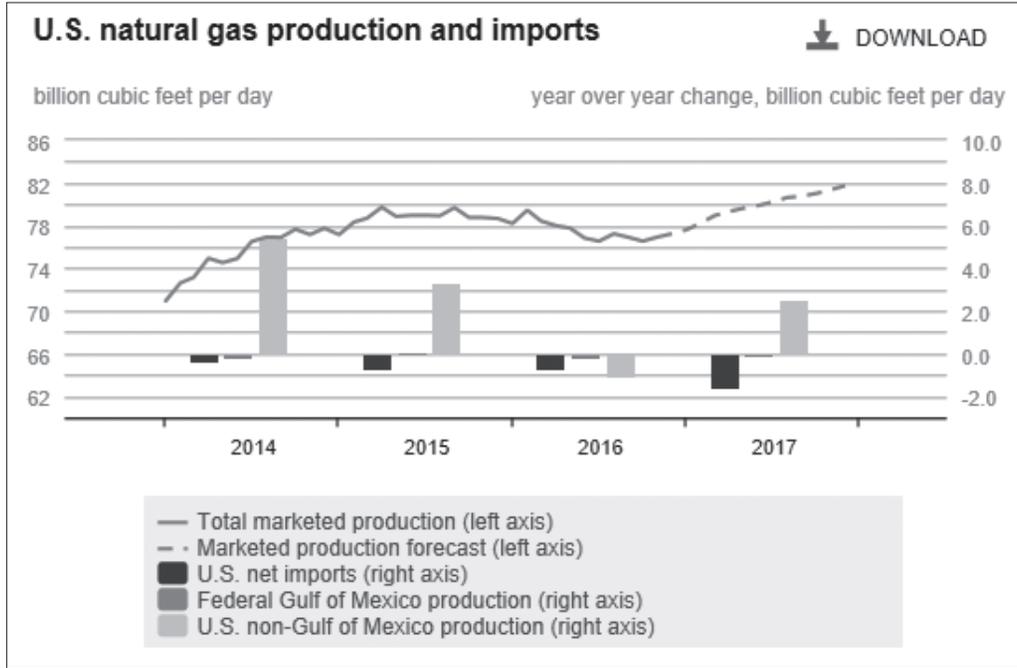


图 美国天然气生产现状及预测

来源：美国能源信息署2016年12月短期能源预测

2017年全球经济增长预计仍将缓慢。其中，金砖国家经济增长缓慢（中国、印度经济增速或将下降，俄罗斯、巴西经济或摆脱衰退，但难言乐观），美国经济或小幅增长。这种经济形势不支撑全球石油需求的快速反弹。

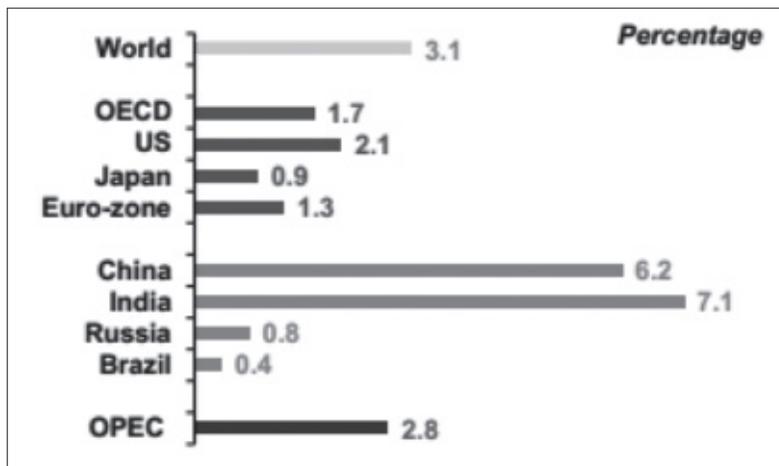


图 世界及部分国家/地区2017年经济增速预测

来源：OPEC秘书处

综上，虽然欧佩克和部分非欧佩克产油国在一定程度上减少供给，但是由于美国油气产量反弹、全球经济增长缓慢，原油供需形势难以发生根本性变化，原油价格2017年仍将在50~55美元/桶之间徘徊。



图 国际油价（Brent）10年走势

受国际大形势影响，我国原油产量2016年也出现了较大幅度的下滑，进口增长同比有较大增幅。同时，油气体制改革继续推进，多项政策出台。具体信息如下。

## 2.1.1石油

### ■ 产量、消费量数据

据国家发改委经济运行调节局运行快报统计，1-10月，原油产量16533万吨，同比下降7.0%；原油加工量43159万吨，增长9.0%。1-10月分月情况如下图所示。

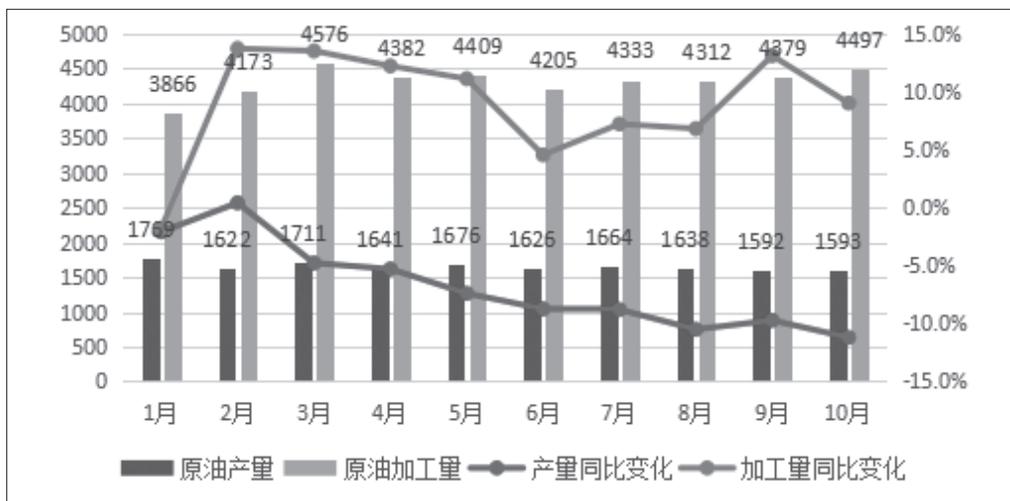


图 2016年1-10月中国原油产量、加工量及同比变化（万吨）

资料来源：国家发改委经济运行调节局，中国能源网研究中心计算整理

2016年1-10月，成品油产量26680万吨，增长7.1%；成品油消费量24015万吨，增长3.8%，其

中汽油增长10.9%，柴油下降2.3%。1-10月分月情况如下图所示。

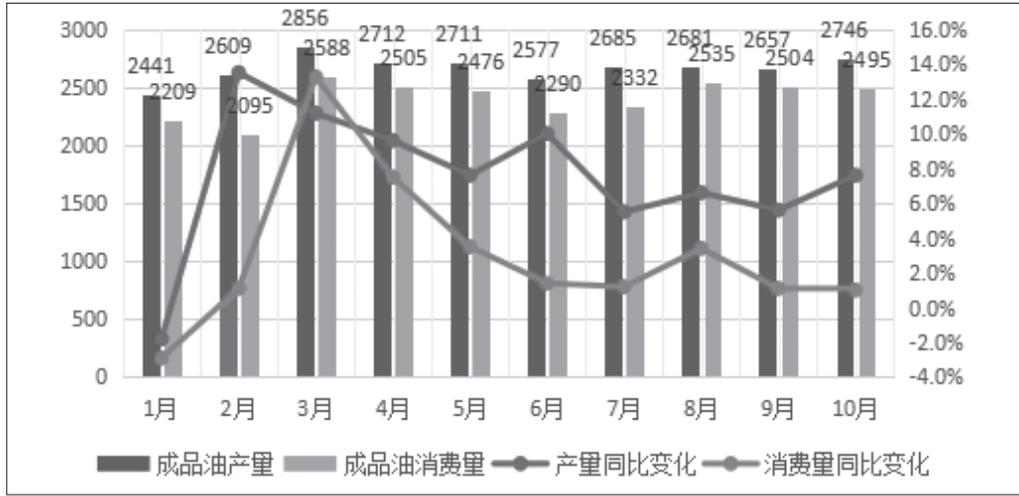


图 2016年1-10月中国成品油产量、消费量及同比变化（万吨）

资料来源：国家发改委经济运行调节局，中国能源网研究中心计算整理

### ■ 进出口数据

根据海关信息计算可知，2016年1-10月我国原油进口为31231万吨，同比增长约为13.6%。粗略计算，2016年前10月原油对外依存度约为65%。

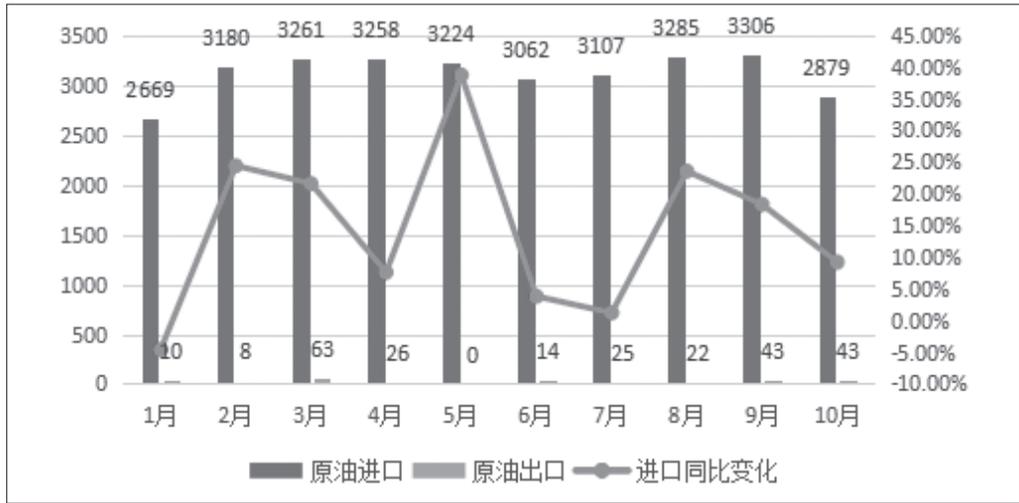


图 2016年1-10月中国原油进出口及同比变化（万吨）

资料来源：海关信息，中国能源网研究中心整理

## 2.1.2 天然气

天然气消费在2014、2015年增速下降之后，2016年同比增速预计好于2015年，但增速仍较缓慢。

### ■ 产量、进口量及消费量数据

据国家发改委经济运行调节局运行快报统计，1-10月，天然气产量1089亿立方米，同比增长1.3%；天然气进口量567亿立方米，增长17.4%；天然气消费量1571亿立方米，增长7.0%。1-10月分月情况如下图所示。

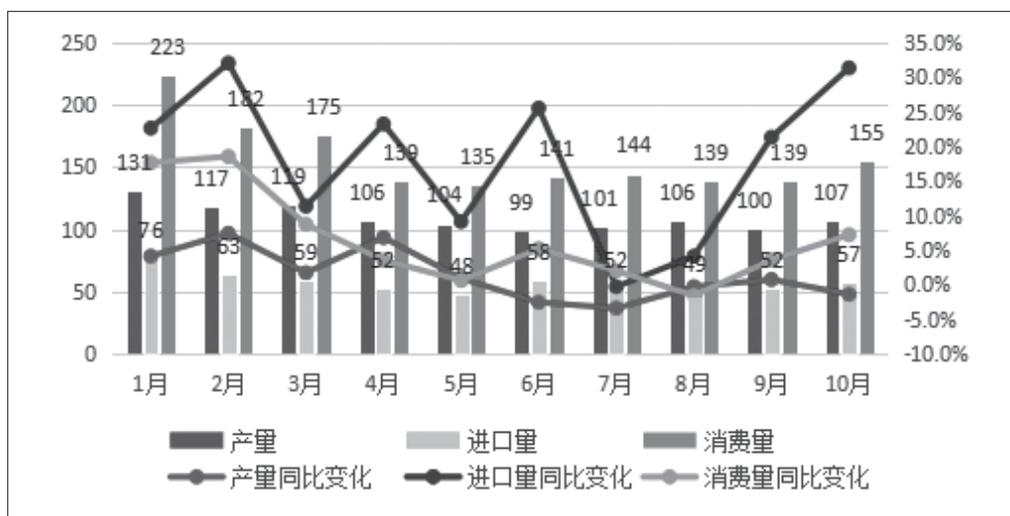


图 2016年1-10月天然气产量、进口量、消费量及同比变化

资料来源：国家发改委经济运行调节局，中国能源网研究中心计算整理

## 2.1.3 非常规气

### ■ 2016年页岩气依然保持较快增速

全国页岩气矿业权54个（包括增列），区块面积17万平方公里。位于四川盆地的重庆市和四川省是我国页岩气的主产区。中石化重庆涪陵焦石坝2014、2015年分别提交了页岩气探明储量1067、2738亿方，合计约3906亿方，含气面积383.54平方公里，目前已经完成一期50亿方产能建设，正在进行二期50亿方产能建设。中石油2015年在四川盆地威202井区、宁201井区、YS108井区提交页岩气探明地质储量1635.31亿立方米、技术可采储量408.83亿立方米，新增含气面积207.87平方公里。

2015年，我国页岩气产量为44.71亿方，未能完成产量65亿方的“十二五”目标。两地页岩气2016年预估产量及未来发展目标如下。

重庆市：

2016年 加大涪陵、彭水、黔江等页岩气重点区块开发和配套建设，力争年产气50亿立方米（产能70亿立方米）。截至2016年6月30日，涪陵页岩气田上半年累计生产页岩气 27.32亿方，为年任务的54.64%，同比增长203.2%；销售26.22 亿方，为年任务的54.63%，同比增长203.1%。根据上半年产销量判

断，全年目标将顺利完成甚至超额完成。2017年产能预计达到100亿方，2020年产能达到130亿方。

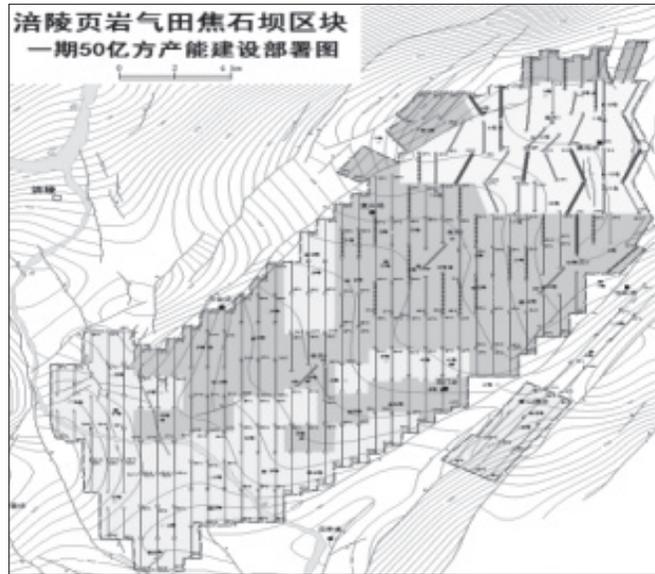


图 中石化涪陵页岩气田焦石坝区块一期产能建设部署图

来源：国土资源部

四川省：

《四川省页岩气产业发展2016年度实施计划》提出2016年建成页岩气产能35亿立方米/年，页岩气产量达到25亿立方米以上。中石油2016年11月估计2016年产量预计突破26亿方。2020年产量有可能超过100亿方。

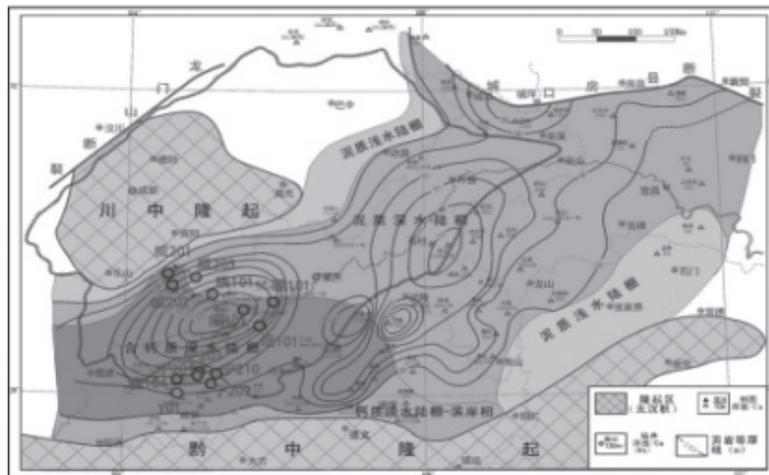


图 中石油川南地区页岩气探井分布图

来源：国土资源部

综上，2016年我国页岩气产量预计可达76亿方，同比增长约1.7倍。产能突破100亿方，达到105亿方。

2020年产量300亿方的目标，约为2016年预计产量的4倍，要实现该目标，预计未来页岩气产量年均增速要达到41%左右。

■ 煤层气发展依然缓慢

全国煤层气探矿权94个（其中对外合作21个），面积4.99万km<sup>2</sup>（其中对外合作面积1.66万km<sup>2</sup>）；采矿权11个（其中对外合作2个），面积0.15万km<sup>2</sup>（其中对外合作面积0.02万km<sup>2</sup>）。截至2015年底，煤层气探明地质储量6292.69亿立方米，剩余技术可采储量3062.46亿立方米。煤层气储量的约3/4来自沁水盆地、约1/4来自鄂尔多斯盆地东缘，其他地区的煤层气探明储量较少。

2015年全国煤层气（含煤矿瓦斯）抽采量170.99亿立方米，利用量77.92亿立方米，同比分别增加10.1%和11.2%。其中：

- 井下瓦斯抽采量126.74亿立方米，利用量39.37亿立方米，同比增加7.0%和2.4%；
- 地面煤层气产量 44.25 亿立方米，利用量 38.56 亿立方米，同比增加 19.9% 和 21.9%。

未能完成地面煤层气 160 亿方，地下抽采 140 亿方的“十二五”目标。

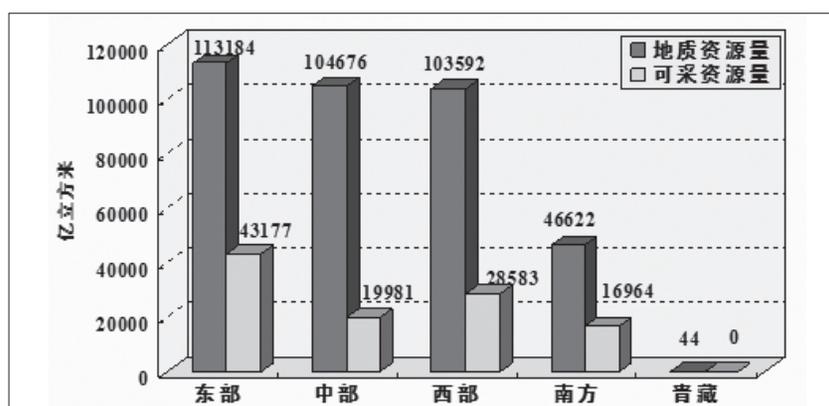


图 我国煤层气资源量大区分布

### ■ 致密气尚按常规气管理

在地质认识上，业内将致密油气与页岩气、煤层气、油砂、油页岩、天然气水合物等同归属于非常规油气。而页岩气、煤层气、油砂、油页岩等是独立矿种，但致密气并非独立矿种，按常规天然气管理。

从储量看，致密气探明可采储量约占全国天然气探明可采储量的1/3；致密气探明未开发可采储量超过全国天然气探明未开发可采储量的1/2。

从产量看，致密气产量约占全国天然气总产量的近1/3。但由于单井产量低、开发成本高、经济效益差，大部分致密气储量未能有效动用。



图 我国致密气现实区和潜力区

## 2.2 多项油气改革政策密集出台

### ■ 国土资源部发布《全国矿产资源规划(2016-2020年)》

2016年11月29日，国土资源部发布《全国矿产资源规划(2016-2020年)》，根据该规划，“十三五”期间，我国将稳步推进油气勘查开采体制改革，逐步放开上游勘探开发市场，同时加大铀矿勘查开发体制改革，有序放开铀矿勘查开发市场。根据规划，到2020年我国将基本建成统一开放、竞争有序、富有活力的现代矿业市场体系。国内资源保障基础进一步夯实，力争新发现5-8个亿吨级油田和5-10个千亿方级气田，新发现大中型矿产地300-400处。石油储采比保持在12以上，天然气储采比达到30。建设103个能源资源基地，划定267个国家规划矿区，铁、铜、铝土矿、钾盐等战略性矿产国内安全供应能力得到巩固。划定28个对国民经济具有重要价值的矿区，强化重要矿产保护与储备。

### ■ 跨省管道成本监审相关办法出台

2016年10月9日，国家发改委印发《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》。管道运输价格按照“准许成本加合理收益”原则制定。准许收益率按管道负荷率（实际输气量除以设计输气能力）不低于75%取得税后全投资收益率8%的原则确定。

### ■ 储气服务价格由市场确定

2016年10月15日，国家发改委发布《关于明确储气设施相关价格政策的通知》。主要明确了储气服务价格由供需双方协商确定等内容，推动储气库建设。

### ■ 油气管网设施开放信息公开逐步落实

2016年9月，国家能源局网站公布了《关于做好油气管网设施开放相关信息公开工作的通知》，明令相关油气企业公开油气管网信息。目前，中石油、中石化、中海油都已公布了各自企业的油气管网信息、申请办法、联系方式等。

### ■ 国家发改委发布《关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知》

2016年8月26日国家发改委发布《关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知》，主要目的是“降低下游企业用气成本，促进天然气行业持续健康发展”。主要措施包括“降低过高的省内管道运输价格和配气价格”“减少供气中间环节”“整顿规范收费行为”等。

### ■ 国家发展改革委发布《关于推进化肥用气价格市场化改革的通知》：

2016年11月5日国家发展改革委发布《关于推进化肥用气价格市场化改革的通知》，决定从2016年11月10日起全面放开化肥用气价格。自此，50%以上天然气价格完全市场化，30%以基准门站价格为基础，下浮不限，上浮上限20%。

### ■ 国家能源局油气司下发《关于加快推进天然气利用的意见》（征求意见稿）

2016年11月国家能源局油气司下发《关于加快推进天然气利用的意见》（征求意见稿），该意见提出“逐步将天然气培育成为我国现代能源体系的主体能源”，并提出“在油气体制改革总体方案框架内，有序支持重庆、江苏、上海、河北等省市开展天然气体制改革试点”。

### ■ 福建开始门站价格改革试点

2016年11月15日,国家发改委发布了《关于福建省天然气门站价格政策有关事项的通知》，决定在福建省开展天然气门站价格市场化改革试点,提出西气东输供福建省天然气门站价格由供需双方协商确定,不再执行政府指导定价。12月国家能源局油气司下发了《关于加快推进天然气利用的意见》(征求意见稿)(下称“意见稿”)，提出通过推进试点、示范先行，有序支持重庆、江苏、上海、河北等省市开展天然气体制改革试点。

## 2.3 行业发展展望

如果2016年是油企业艰难抉择的一年，那2017年将是缓慢走向复苏的一年。行业普遍认为明年油价将有所上涨，但油气行业完全走出低谷还需要时日。预计2017年我国原油产量降幅将收窄，天然气产量保持稳步增长。由于天然气发展一直受到价格瓶颈的制约，其发展难言乐观。这可以从两方面看出，一方面我国天然气发展目标渐趋谨慎，另一方面政府文件频频提出要加快推进天然气利用（从反面说明现在天然气发展不及预期）。

### (1) 我国天然气发展目标渐趋谨慎

不同政策文件提出的2020年天然气发展目标如下：

- 《关于加快推进天然气利用的意见》（征求意见稿）（2016年11月）

逐步将天然气培育成我国现代能源体系的主体能源，到2020年，天然气在一次能源消费结构中的占比达到8-10%。其中，城镇燃气天然气利用规模600-700亿立方米，车船用天然气利用规模500-600亿立方米，配套建设车用加气站1.2万座、船用加注站200座以上。新建燃气电厂项目装机规模总计0.85亿千瓦，总装机规模达到约1.5亿千瓦，天然气利用规模约1000亿立方米。工业燃料天然气利用量1200-1300亿立方米。用于化工原料的天然气利用量200-300亿立方米。天然气地下储气库形成有效工作量148亿立方米。到2030年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到15%以上。城镇居民气化率达65%~70%，力争实现气化车辆1400万辆，气化船舶8万艘，发电装机比例力争提高到10%左右，工业燃料能源消费量比例力争提高到25%左右。天然气地下储气库形成有效工作气量300亿立方米。

表 2020年天然气消费量分类统计

分类	消费量（亿立方米）
城镇燃气	600-700
交通	500-600
发电	1000
工业燃料	1200-1300
化工原料	200-300
合计	3500-3900

来源：《关于加快推进天然气利用的意见》（征求意见稿），中国能源网研究中心整理

- 《国家应对气候变化规划（2014-2020年）》（2014年9月19日）

2020年天然气消费量在一次能源消费中的比重达到10%以上，利用量达到3600亿立方米。

- 《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》（2014年6月7日）

加快常规天然气勘探开发。以四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地和南海为重点，加强西部低品位、东部深层、海域深水三大领域科技攻关，加大勘探开发力度，力争获得大突破、大发现，努力建设8个年产量百亿立方米级以上的大型天然气生产基地。到2020年，累计新增常规天然气探明地质储量5.5万亿立方米，年产常规天然气1850亿立方米。

#### 不同政策文件提出的页岩气发展目标如下：

- 《页岩气发展规划（2016-2020年）》（2016年9月14日）

发展目标

##### 1、2020年发展目标

完善成熟3500米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破3500米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术；在政策支持到位和市场开拓顺利情况下，2020年力争实现页岩气产量300亿立方米。

##### 2、2030年目标展望

“十四五”及“十五五”期间，我国页岩气产业加快发展，海相、陆相及海陆过渡相页岩气开发均获得突破，新发现一批大型页岩气田，并实现规模有效开发，2030年实现页岩气产量800-1000亿立方米。

- 《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》（2014年6月7日）

加强页岩气地质调查研究，加快“工厂化”、“成套化”技术研发和应用，探索形成先进适用的页岩气勘探开发技术模式和商业模式，培育自主创新和装备制造能力。着力提高四川长宁-威远、重庆涪陵、云南昭通、陕西延安等国家级示范区储量和产量规模，同时争取在湘鄂、云贵和苏皖等地区实现突破。到2020年，页岩气产量力争超过300亿立方米。

#### 不同政策文件提出的煤层气发展目标如下：

- 《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》（2016年2月2日）

2016年12月2日，国家能源局印发了《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》。规划指出，“十三五”期间，新增煤层气探明地质储量4200亿立方米，建成2-3个煤层气产业化基地。2020年，煤层气(煤矿瓦斯)抽采量达到240亿立方米，其中地面煤层气产量100亿立方米，利用率90%以上；煤矿瓦斯抽采140亿立方米，利用率50%以上，煤矿瓦斯发电装机容量280万千瓦，民用超过168万户。

● 《煤层气勘探开发行动计划》（2015年2月3日）

“十三五”期间，煤层气勘探开发步伐进一步加快，产业布局更趋优化，关键技术取得突破，产量大幅提升，重点煤矿区采煤采气一体化、煤层气与煤矿瓦斯共采格局基本形成，煤层气（煤矿瓦斯）利用率普遍提高，煤层气产业发展成为重要的新兴能源产业。到2020年，建成3—4个煤层气产业化基地，新增探明煤层气地质储量1万亿立方米；煤层气（煤矿瓦斯）抽采量力争达到400亿立方米，其中地面开发200亿立方米，基本全部利用；煤矿瓦斯抽采200亿立方米，利用率达到60%；煤矿瓦斯发电装机容量超过400万千瓦，民用超过600万户。

● 《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》（2014年6月7日）

以沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘为重点，加大支持力度，加快煤层气勘探开采步伐。到2020年，煤层气产量力争达到300亿立方米。

经对比可知，随着近年天然气行业发展趋缓，天然气（含页岩气、煤层气）发展目标制定也随之变得谨慎。

## （2）加快推进天然气利用的政策更系统和更深入

### 不同政策提出的任务/措施对比

● 《关于加快推进天然气利用的意见》（征求意见稿）（2016年11月）

#### （一）实施城镇燃气工程

- ◇ 积极有序推进以气代煤。
- ◇ 快速提高城镇居民气化水平。
- ◇ 开展天然气下乡试点。

#### （二）实施燃气发电工程

- ◇ 大力发展天然气分布式能源项目。
- ◇ 鼓励发展天然气调峰电站。
- ◇ 有序发展热电联产天然气电厂。

#### （三）实施工业燃料升级工程

- ◇ 积极推进工业燃料以气代煤代油。

#### （四）实施交通燃料升级工程

- ◇ 加大加气（注）站建设力度。
- ◇ 加快推动重点领域应用推广。

● 《2016年能源工作指导意见》（2016年3月22日）

积极推进天然气高效利用

- ◇ 研究修订《天然气利用政策》。
- ◇ 完善交通领域天然气利用技术标准，加强加注站规划建设，积极发展以天然气为燃料的交通工具。
- ◇ 鼓励发展天然气调峰发电和冷电热三联供。
- ◇ 扩大天然气利用替代，在京津冀、长三角、珠三角等区域，因地制宜替代散烧煤炭，有序发展天然气工业锅炉（窑炉）。
- ◇ 推进液化天然气冷能资源综合利用，适度发展天然气工业供热。
- ◇ 促进天然气发电与新能源发电融合发展。

● 《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》（2014年6月7日）

**提高天然气消费比重**

坚持增加供应与提高能效相结合，加强供气设施建设，扩大天然气进口，有序拓展天然气城镇燃气应用。到2020年，天然气在一次能源消费中的比重提高到10%以上。

◇ 实施气化城市民生工程。新增天然气应优先保障居民生活和替代分散燃煤，组织实施城镇居民用能清洁化计划，到2020年，城镇居民基本用上天然气。

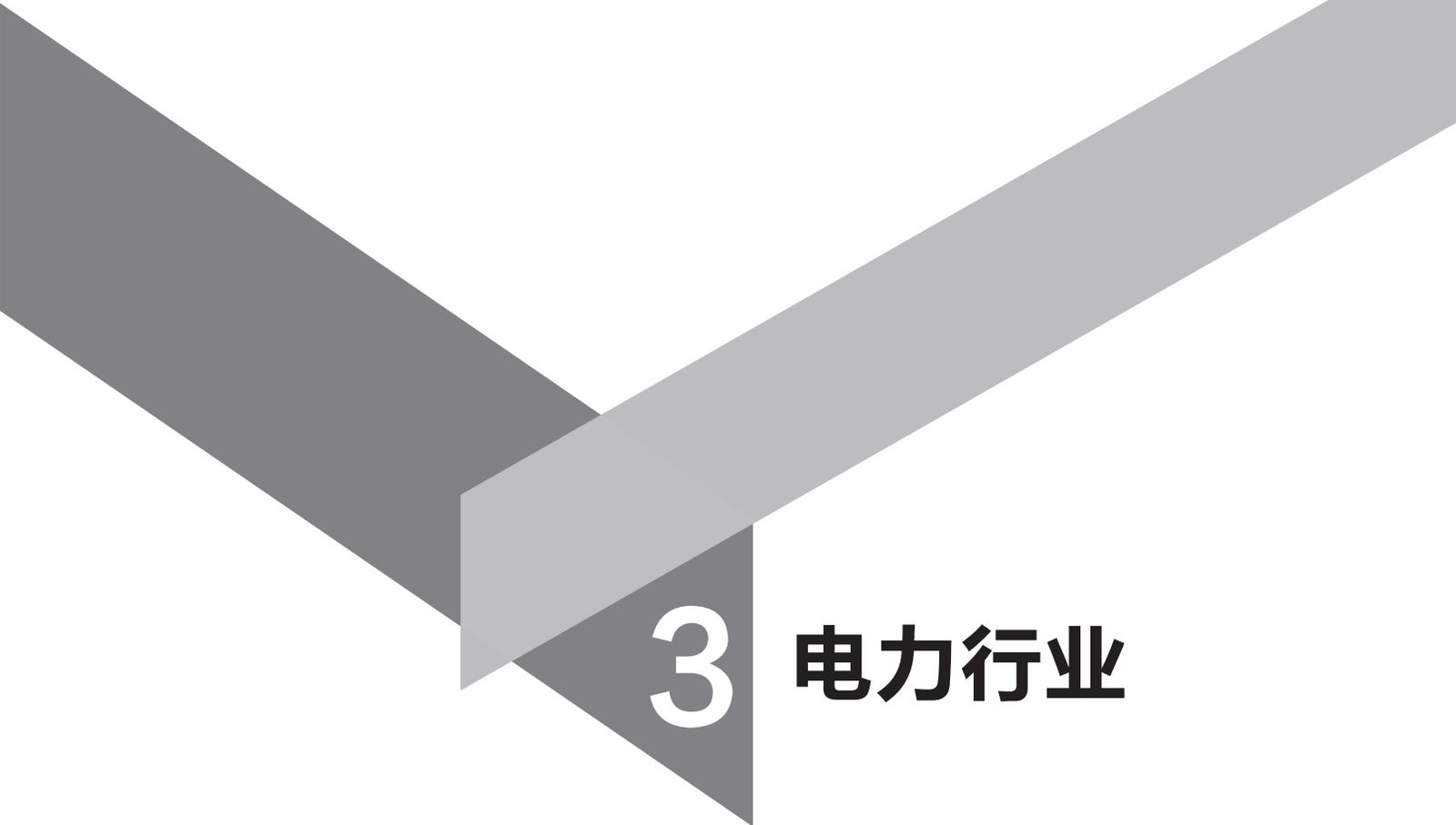
◇ 稳步发展天然气交通运输。结合国家天然气发展规划布局，制定天然气交通发展中长期规划，加快天然气加气站设施建设，以城市出租车、公交车为重点，积极有序发展液化天然气汽车和压缩天然气汽车，稳妥发展天然气家庭轿车、城际客车、重型卡车和轮船。

◇ 适度发展天然气发电。在京津冀鲁、长三角、珠三角等大气污染重点防控区，有序发展天然气调峰电站，结合热负荷需求适度发展燃气—蒸汽联合循环热电联产。

◇ 加快天然气管网和储气设施建设。按照西气东输、北气南下、海气登陆的供气格局，加快天然气管道及储气设施建设，形成进口通道、主要生产区和消费区相连接的全国天然气主干管网。到2020年，天然气主干管道里程达到12万公里以上。

◇ 扩大天然气进口规模。加大液化天然气和管道天然气进口力度。

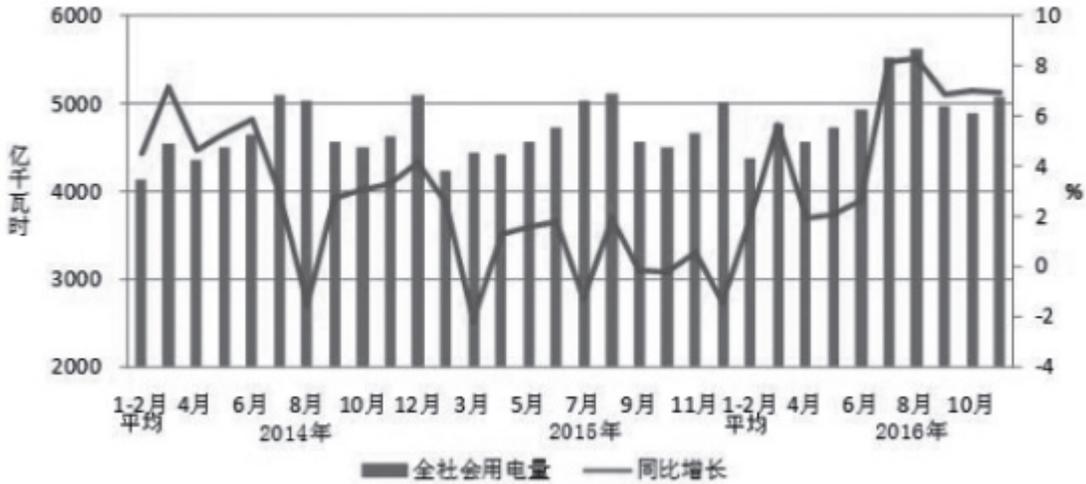
综上，为加快推进天然气利用，政府指明了上述的利用方向，并且提法逐渐走向系统和深入，但是预计仅靠行政命令缺乏市场机制上述政策依然难以取得实效。而且当前的经济形势、电力形势都不完全支撑上述政策的落实。此外，虽然天然气中下游相关改革政策密集出台，但是上游领域改革能够取得多大突破目前尚不明晰。而天然气行业改革是系统工程，上游改革滞后不利于中下游改革政策发挥成效。



3

**电力行业**

2016年1-11月份，全国全社会用电量53847亿千瓦时，同比增长5.0%，增速比上年同期提高4.2个百分点。



来源：中电联

截至11月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量15.7亿千瓦，同比增长10.4%，增速比上年同期提高0.7个百分点。其中，水电2.9亿千瓦、火电10.4亿千瓦、核电3352万千瓦、并网风电1.4亿千瓦。

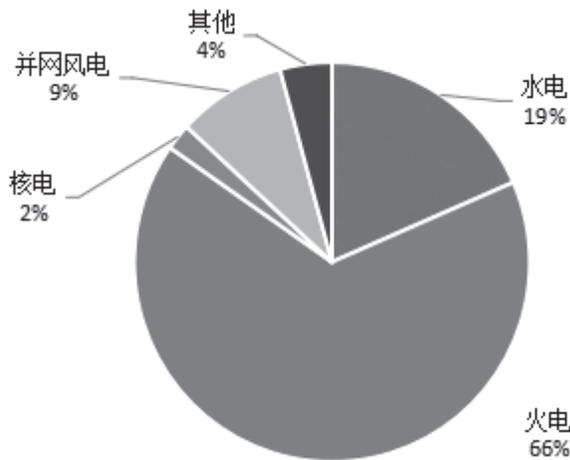


图 截至2016年11月6000千瓦电厂装机容量构成

来源：中电联，中国能源网研究中心制图

2016年1-11月份，全国规模以上电厂发电量53701亿千瓦时，同比增长4.2%，增速比上年同期提高4.1个百分点。其中规模以上电厂水电发电量9840亿千瓦时，同比增长6.4%，增速比上年同期提高2.8个百分点；规模以上电厂火电发电量39679亿千瓦时，同比增长2.2%，增速比上年同期提高4.6个百分点；全国核电发电量1914亿千瓦时，同比增长23.5%，增速比上年同期回落6.3个百分点；6000千瓦及以上风电厂发电量2162亿千瓦时，同比增长30.3%，增速比上年同期提高9.9个百分点。

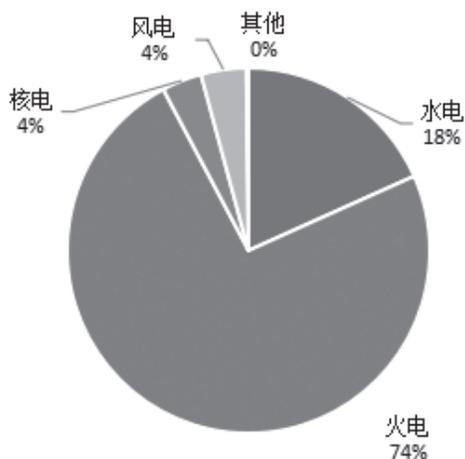


图 2016年1-11月规模以上电厂发电量构成  
来源：中电联，中国能源网研究中心制图

1-11月份，全国发电设备累计平均利用小时3434小时，同比降低195小时，为2005年以来最低。

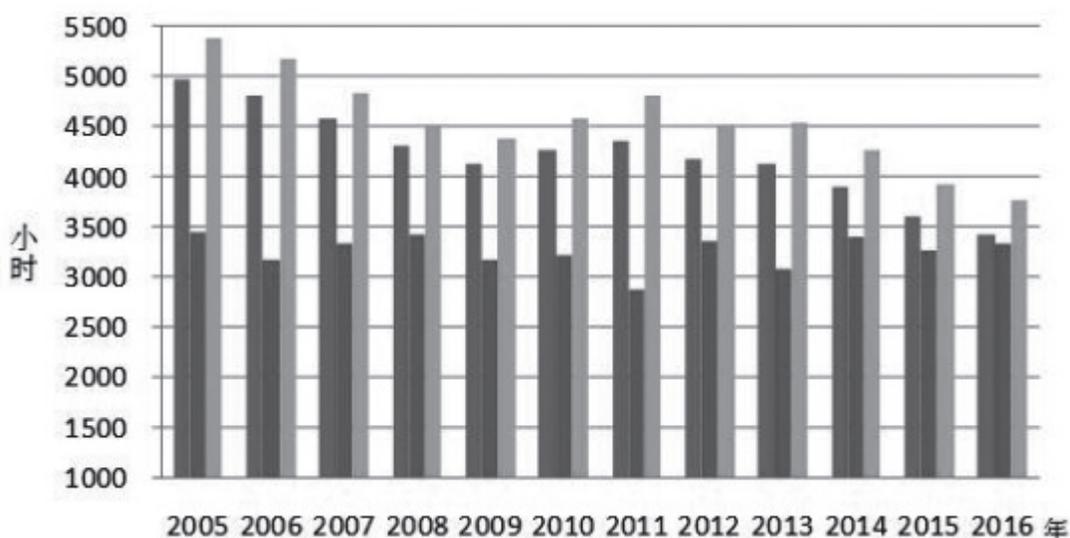


图 2005年以来历年1-11月份利用小时情况  
来源：中电联

### 5e点评及展望

2016年全社会用电量同比增速（1-11月为5%）大幅好于2015年（2015年仅为0.5%），超出众多行业研究机构年初的预测，但全国发电设备累计平均利用小时数同比继续下降，加之煤炭价格反弹、电力交易市场化改革的推进，发电企业（尤其是传统煤电企业）面临生存压力加大。如前所述，2017年我国GDP增幅或将继续收窄，供给侧改革、产业结构调整对电力需求的拉动短期内难见成效，发电企业难以走出生存困境。此外，目前电力体制改革的结果之一是发电企业的利益让渡给大型电力用户（包括部分落后产能领域的高耗能企业），而部分售电公司却获得超额利润，这是否符合电力体制改革的初衷存在争议。预计2017年国家有关部门将对电力体制改革的推进情况进行总结，行业改革相关的“浮躁”情绪将逐渐消退。



# 4 煤炭行业

根据国家发改委经济运行调节局发布的数据，2016年1~10月，全国煤炭产量27.4亿吨，同比下降10.7%，铁路煤炭发运15.4亿吨，同比下降7.5%。进口2亿吨，增长18.5%。10月末，重点煤炭企业存煤1.05亿吨，同比下降20.7%，目前全国重点电厂存煤6930万吨，可用20天。1-10月分月情况如下图所示。

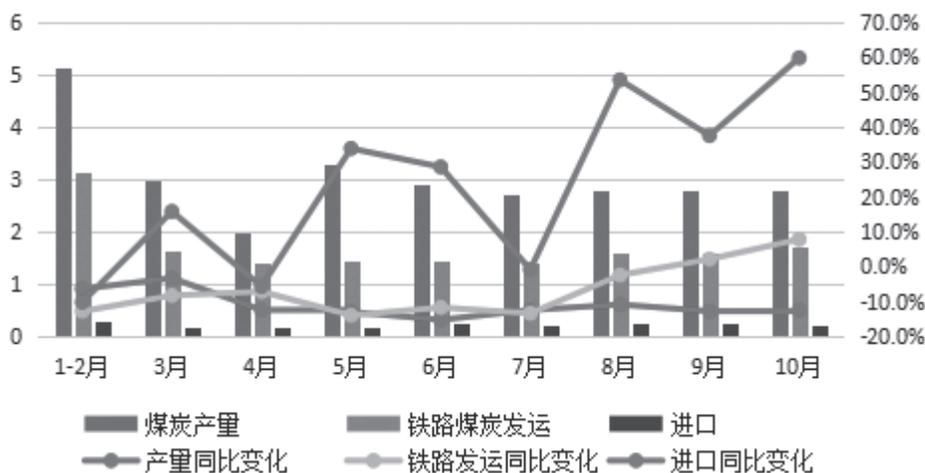


图 2016年1-10月煤炭产量、运量、进口量及同比变化

资料来源：国家发改委经济运行调节局，中国能源网研究中心计算整理

2016年煤炭价格从下半年开始大幅走高。截至2016年12月13日，环渤海动力煤（5500大卡）最高价格出现在10月26日至11月1日，该期间平均价格为607元/吨，而年初（2015年12月30日至2016年1月5日的期间平均）价格仅为371元/吨，年中（2016年6月1日至6月7日的期间平均）价格也仅为400元/吨。

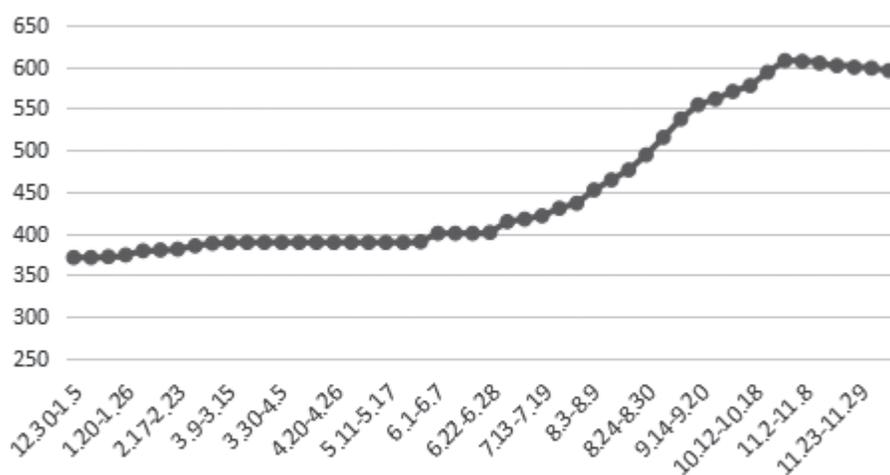


图 2016年环渤海动力煤指数走势（至12月13日）

来源：秦皇岛煤炭网，中国能源网研究中心制图

## 5e点评及展望

煤炭价格的回升主要是由于前期煤炭行业去产能力度加大、加快，这也从一个侧面证明去产能已取得成效。此外还有天灾、气候等因素，共同造成短期内煤炭行业供求关系紧张。2016年4月，国家发改委、人社部、国家能源局和国家煤炭安监局联合发布《关于进一步规范和改善煤炭生产经营秩序的通知》，要求全国煤矿自2016年起全年作业时间不超过276个工作日，以推动煤矿减产。在价格急剧波动的情况下，国家发改委、国家能源局、国家煤矿安监局9月29日下发了一份《关于适度增加部分先进产能投放、保障今冬明春煤炭供应稳定的通知》，该通知提出，对符合条件的先进产能，“可以在276至330工作日之间释放”，以平抑市场价格。进入11月以后，煤炭价格逐渐走向平稳（微降）。预计2017年政府将在防止煤炭价格大起大落的前提下继续推进煤炭行业去产能和减量化生产的政策。



**附件1 页岩气发展规划**  
**(2016-2020年)**

## 一、前言

美国页岩气革命对国际天然气市场及世界能源格局产生重大影响，世界主要资源国都加大了页岩气勘探开发力度。“十二五”期间，我国页岩气勘探开发取得重大突破，成为北美洲之外第一个实现规模化商业开发的国家，为“十三五”产业化大发展奠定了坚实基础。按照习近平总书记在中央财经领导小组第六次会议上提出的推动能源供给革命、消费革命、技术革命和体制革命指示精神，为加快推进页岩气勘探开发，增加清洁能源供应，优化调整能源结构，满足经济社会较快发展、人民生活水平不断提高和绿色低碳环境建设的需求，特制定本规划。

本规划为指导性规划，期限为2016年至2020年，展望到2030年。

## 二、规划背景

### （一）发展基础

我国页岩气资源总体比较丰富，通过“十二五”攻关和探索，南方海相页岩气资源基本落实，并实现规模开发；页岩气开发关键技术基本突破，工程装备初步实现国产化；页岩气矿权管理、对外合作和政策扶持等方面取得重要经验。总体上，我国页岩气产业起步良好，基本完成了“十二五”规划预期目标。

#### 1、资源评价

页岩气基础地质调查评价取得重要进展，圈定10余个有利目标区，并不断在新区新层系中取得重要发现，基本查明南方下古生界地层是近期我国页岩气开发主力层系，为进一步拓展商业性勘探奠定了基础。根据2015年国土资源部资源评价最新结果，全国页岩气技术可采资源量21.8万亿立方米，其中海相13.0万亿立方米、海陆过渡相5.1万亿立方米、陆相3.7万亿立方米。

#### 2、勘探开发

全国共设置页岩气探矿权44个，面积14.4万平方千米。通过近年勘探开发实践，四川盆地及周缘大批页岩气井在志留系龙马溪组海相页岩地层勘探获得工业气流，证实了良好的资源及开发潜力；鄂尔多斯盆地三叠系陆相页岩地层也勘探获气。2012年，国家发改委、能源局批准设立了长宁-威远、昭通、涪陵等3个国家海相页岩气示范区和延安陆相国家级页岩气示范区，集中开展页岩气技术攻关、生产实践和体制创新。中国石化、中国石油积极推进页岩气勘探开发，大力开展国家级页岩气示范区建设，取得焦页1井等一批页岩气重大发现井，率先在涪陵、长宁-威远和昭通等国家级示范区内实现页岩气规模化商业开发。截至目前，全国累计探明页岩气地质储量5441亿立方米，2015年全国页岩气产量45亿立方米。

#### 3、科技攻关

国家加大页岩气科技攻关支持力度，设立了国家能源页岩气研发（实验）中心，在“大型油气田及煤层气开发”国家科技重大专项中设立“页岩气勘探开发关键技术”研究项目，在“973”计划中设立“南方古生界页岩气赋存富集机理和资源潜力评价”和“南方海相页岩气高效开发的基础研究”等项目，广泛开展各领域技术探索。中国石化、中国石油等相关企业也加强各层次联合攻关，在山地小型井工厂、优快钻完井、压裂改造等方面进行技术创新，并研制了3000型压裂车等一批具有自主知识产权的

装备。通过“十二五”攻关，目前我国已经基本掌握3500米以浅海相页岩气勘探开发主体技术，有效支撑了我国页岩气产业健康快速发展。

## 4、政策机制

2012年，财政部、国家能源局出台页岩气开发利用补贴政策，2012-2015年，中央财政按0.4元/立方米标准对页岩气开采企业给予补贴；2015年，两部门明确“十三五”期间页岩气开发利用继续享受中央财政补贴政策，补贴标准调整为前三年0.3元/立方米、后两年0.2元/立方米。2013年，国家能源局发布《页岩气产业政策》，从产业监管、示范区建设、技术政策、市场与运输、节约利用与环境保护等方面进行规定和引导，推动页岩气产业健康发展。“十二五”期间，探索建立了页岩气合资合作开发新机制，中国石化和中国石油分别与地方企业成立合资公司，开发重庆涪陵、四川长宁等页岩气区块。

## （二）发展形势

“十三五”期间，我国经济发展新常态将推动能源结构不断优化调整，天然气等清洁能源需求持续加大，为页岩气大规模开发提供了宝贵的战略机遇。同时，我国页岩气产业发展仍处于起步阶段，不确定性因素和挑战也较多。

### 1、发展机遇

（1）国家发展战略和政策引导为页岩气发展提供广阔空间。2015年天然气占我国一次能源消费比重5.9%，与世界24%的平均水平差距仍然较大。随着我国不断强化大气污染治理，大力推行清洁低碳发展战略和积极推进新型城镇化建设，天然气必将在调整和优化能源结构中发挥更大作用。国务院办公厅《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》明确提出，到2020年天然气占我国一次能源消费比重将达到10%以上，大力开发页岩气符合我国能源发展大趋势。

（2）丰富的资源基础和良好的产业起步为页岩气发展提供坚实保障。“十二五”我国页岩气开发在南方海相获得突破，四川盆地页岩气实现规模化商业开发，其它很多有利区获得工业测试气流，南方海相龙马溪组页岩气资源及开发潜力得到有力证实。四川盆地深层海相页岩气、四川盆地外大面积常压低丰度海相页岩气及鄂尔多斯盆地陆相页岩气也为将来页岩气大规模开发提供资源保障。同时，我国已基本掌握3500米以浅海相页岩气高效开发技术，将为“十三五”页岩气产业加快发展提供有力技术支持。

（3）体制机制不断理顺为页岩气发展提供强大动力。页岩气被确定为独立矿种，勘探开发的体制障碍部分消除。两轮探矿权招标的探索为完善页岩气矿权竞争性出让和建立矿权退出机制积累了有益经验，多种性质市场主体合资合作开发模式的建立也为吸引和扩大页岩气投资提供了宝贵借鉴。随着油气体制改革的全面推进，市场准入进一步放宽、基础设施实现公平接入、价格市场化机制建立和行业监管不断完善等，都将为页岩气发展提供公平竞争、开放有序的外部环境。

### 2、面临挑战

（1）建产投资规模大。页岩气井单井投资大，且产量递减快，气田稳产需要大量钻井进行井间接替，因此，页岩气开发投资规模较大，实施周期长，不确定因素较多，对页岩气开发企业具有较大的资金压力和投资风险，部分中小型企业投资积极性有所减退。

(2) 深层开发技术尚未掌握。埋深超过3500米页岩气资源的开发对水平井钻完井和增产改造技术及装备要求更高。目前页岩气重点建产的川南地区埋深超过3500米的资源超过一半，该部分资源能否有效开发将影响“十三五”我国页岩气的开发规模。

(3) 勘探开发竞争不足。页岩气有利区矿权多与已登记常规油气矿权重叠，常规油气矿权退出机制不完善，很难发挥页岩气独立矿种优势，通过市场竞争增加投资主体，扩大页岩气有效投资。此外，页岩气技术服务市场不发达，不利于通过市场竞争推动勘探开发技术及装备升级换代，实现降本增产。

(4) 市场开拓难度较大。随着我国经济增长降速，以及石油、煤炭等传统化石能源价格深度下跌，天然气竞争力下降，消费增速明显放缓。与此同时，国内天然气产量稳步增长，中俄、中亚、中缅及LNG等一系列天然气长期进口协议陆续签订，未来天然气供应能力大幅提高。按目前能源消费结构，“十三五”期间天然气供应总体上较为充足。页岩气比常规天然气开发成本高，市场开拓难度更大。

## 三、指导方针和目标

### (一) 指导思想

贯彻落实国家能源发展战略，创新体制机制，吸引社会各类资本，扩大页岩气投资。以中上扬子地区海相页岩气为重点，通过技术攻关、政策扶持和市场竞争，发展完善适合我国特点的页岩气安全、环保、经济开发技术和管理模式，大幅度提高页岩气产量，把页岩气打造成我国天然气供应的重要组成部分。

### (二) 基本原则

一是加强资源勘探。以四川盆地海相页岩气为重点，兼顾其它有利区，加大勘探投入，不断增加页岩气探明储量，落实更多“甜点区”，夯实资源基础。

二是坚持体制机制创新。鼓励自主开发与对外合作相结合，积极引进先进适用技术，支持多种投资主体合资合作开发，努力扩大勘探开发投入，有效缓解页岩气开发技术和投资困境。

三是强化市场竞争。完善页岩气区块准入和退出机制，增加投资主体，强化市场竞争，促进工程技术升级换代，加快成本降低，提高页岩气开发的经济性。

四是加强政策扶持。针对页岩气发展初级阶段工程技术不成熟、勘探开发成本高、经济效益低等，坚持和完善相关扶持政策，保障行业可持续发展。

五是注重生态保护。严格开展页岩气开发环境影响评价，通过优化方案设计、使用清洁原料和先进技术装备、改善管理和加强综合利用等，从源头削减污染和减少用水、用地，实现页岩气开发与生态保护协调发展。

### (三) 发展目标

#### 1、2020年发展目标

完善成熟3500米以浅海相页岩气勘探开发技术，突破3500米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩

气勘探开发技术；在政策支持到位和市场开拓顺利情况下，2020年力争实现页岩气产量300亿立方米。

## 2、2030年目标展望

“十四五”及“十五五”期间，我国页岩气产业加快发展，海相、陆相及海陆过渡相页岩气开发均获得突破，新发现一批大型页岩气田，并实现规模有效开发，2030年实现页岩气产量800-1000亿立方米。

# 四、重点任务

## （一）大力推进科技攻关

立足我国国情，紧跟页岩气技术革命新趋势，攻克页岩气储层评价、水平井钻完井、增产改造、气藏工程等勘探开发瓶颈技术，加速现有工程技术的升级换代，有效支撑页岩气产业健康快速发展。

### 1、页岩气地质选区及评价技术

重点开展页岩气地质基础理论、页岩气勘探评价技术及装备、页岩气储层精细描述及“甜点区”识别技术等攻关研究。

### 2、深层水平井钻完井技术

重点开展埋深超过3500米长水平段井眼轨迹优化设计及控制技术、页岩水平井快速钻井技术、长寿命耐油井下动力钻具等攻关研究。

### 3、深层水平井多段压裂技术

重点开展埋深超过3500米页岩储层水平井分段压裂优化设计及施工技术、压后评估技术及相关装备的攻关研究。

### 4、页岩气开发优化技术

重点开展页岩气试井分析和产能评价技术、页岩气开发动态与储量评价技术、页岩气开发技术政策论证及采气工艺技术等攻关研究。

### 5、页岩气开采环境评价及保护技术

重点开展页岩气井钻井液及压裂返排液处理处置技术、开发生态及地下水环境风险评估与监控技术、安全环保标准体系等攻关研究。

## （二）分层次布局勘探开发

根据工作基础和认识程度不同，对全国页岩气区块按重点建产、评价突破和潜力研究三种不同方式分别推进勘探开发。对已有产量或评价效果较好的区块，努力推进和扩大产能建设，发挥大幅提高页岩气产

量主力军作用；对已获得工业气流发现的区块，加强开发评价和井组实验，适时启动规模开发；对工作基础较浅区块和大量新区块，强化基础地质条件研究和优选评价，力争取得新突破。

## 1、重点建产区

### (1) 涪陵勘探开发区

位于重庆市东部，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，已在焦石坝建成一期50亿立方米/年产能，并初步落实二期5个有利目标区，埋深小于4000米面积600平方千米，地质资源量4767亿立方米。

### (2) 长宁勘探开发区

位于四川盆地与云贵高原结合部，包括水富-叙永和沐川-宜宾两个区块，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，埋深小于4000米有利区面积4450平方千米，地质资源量1.9万亿立方米。

### (3) 威远勘探开发区

位于四川省和重庆市境内，包括内江-犍为、安岳-潼南、大足-自贡、璧山-合江和泸县-长宁5个区块，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，埋深小于4000米有利区面积8500平方千米，地质资源量约3.9万亿立方米。

### (4) 昭通勘探开发区

位于四川省和云南省交界地区，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，目前已落实四个有利区，面积1430平方千米，地质资源量4965亿立方米。

### (5) 富顺-永川勘探开发区

主体位于四川省境内，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，已初步落实有利区面积约1000平方千米，地质资源量约5000亿立方米。

## 2、评价突破区

### (1) 宣汉-巫溪勘探开发区

位于重庆市北部，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，埋深小于3500米有利区面积3000平方千米，地质资源量约2000亿立方米。

### (2) 荆门勘探开发区

主体位于湖北省中西部，目的层为志留系龙马溪组-五峰组富有机质页岩，已在远安等地初步落实有利区面积550平方千米，地质资源量3240亿立方米。

### (3) 川南勘探开发区

位于四川盆地南部，包括荣昌-永川、威远-荣县两个区块，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，已初步落实埋深小于4500米有利区面积270平方千米，地质资源量2386亿立方米。

### (4) 川东南勘探开发区

位于四川盆地东南部，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，已在丁山、武隆、南川等地初步落实埋深小于4500米有利区面积3270平方千米，地质资源量9485亿立方米。

### (5) 美姑-五指山勘探开发区

位于四川盆地西南部，目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，初步落实埋深小于4500米有利区面积1923平方千米，地质资源量1.35万亿立方米。

### (6) 延安勘探开发区

位于鄂尔多斯盆地中部，目的层为三叠系延长组及上古生界山西组、本溪组富有机质页岩，已在下寺湾-直罗、云岩-延川两个有利区落实地质资源量5630亿立方米。

## 3、潜力研究区

通过“十二五”勘探评价，贵州正安区块、岑巩区块、湖北来凤-咸丰区块、湖南保靖区块、龙山区块、重庆城口区块、忠县-丰都区块等一批区块获得了较好的页岩气显示，“十三五”期间继续加大研究评价和勘探开发力度，争取有所突破。

### (三) 加强国家级页岩气示范区建设

“十三五”期间，进一步加强长宁-威远、涪陵、昭通和延安四个国家级页岩气示范区建设，通过试验示范，完善和推广页岩气有效开发技术、高效管理模式和适用体制机制等。

#### 1、关键工程技术试验示范

开展页岩气地球物理评价及“甜点区”预测、水平井钻完井、水平井压裂改造和页岩气开发优化等技术试验示范，形成适合我国地质条件的页岩气勘探开发关键技术及装备。

#### 2、高效管理模式试验示范

开展页岩气“工厂化”作业模式试验示范，优化页岩气水平井井场设计、施工作业程序、装备和材料配置等，最大程度提高施工作业效率，降低开发成本。

#### 3、体制机制试验示范

以合资合作开发为重点，完善和推广页岩气多元投资模式，降低页岩气投资压力，加快优质区块矿权动用，改善地企关系等外部环境。

#### **4、增设国家级页岩气示范区**

结合“十三五”页岩气勘探开发情况，根据页岩储层类型和开发技术特征，适时增设一批国家级页岩气示范区，开展地质理论、关键工程技术及装备等试验示范，探索页岩气勘探开发新领域。

### **（四）完善基础设施及市场**

根据页岩气产能建设和全国天然气管网建设及规划情况，支持页岩气接入管网或就近利用。在四川盆地等页岩气主产区，积极推进页岩气外输管道建设；在页岩气产量较低地区、骨干管网不发达地区，建设压缩天然气（CNG）和小型液化天然气（LNG）利用装置，提高页岩气利用率。鼓励各种投资主体进入页岩气销售市场，逐步形成以页岩气开采企业、销售企业及城镇燃气经营企业等多种主体并存的市场格局。

## **五、保障措施**

### **（一）加强资源调查评价**

进一步加强页岩气资源调查评价工作，落实页岩气经济可采资源量，掌握“甜点区”分布，提高页岩气资源探明程度。同时，积极推进页岩气勘查评价数据库的建立，实现页岩气地质评价、钻完井等基础资料共享，减少不必要的勘探评价成本。

### **（二）强化关键技术攻关**

通过国家科技计划（专项、基金等）加强支持页岩气技术攻关，紧密结合页岩气生产实践中的技术难题，开展全产业链关键技术攻关和核心装备研发，同时，加强页岩气勘探开发前瞻性技术的研究和储备。通过不断提高技术水平推动页岩气开发成本持续下降，保障页岩气效益和可持续开发。

### **（三）推动体制机制创新**

竞争出让页岩气区块，并完善页岩气区块退出机制，放开市场，引入各类投资主体，构建页岩气行业有效竞争的市场结构和市场体系，充分发挥市场对资源的配置作用，增加页岩气投资，降低开发成本。鼓励合资合作和对外合作，加快现有优质区块的勘探开发进度。积极培育页岩气技术服务和装备制造等市场主体。建立页岩气技术交流合作机制，完善页岩气市场监管和环境监管机制。

### **（四）加大政策扶持力度**

落实好页岩气开发利用财政补贴政策，研究建立与页岩气滚动勘探开发相适应的矿权管理制度、制定支持页岩气就地利用政策、简化页岩气对外合作项目总体开发方案审批等，充分调动企业积极性。各级地方政府要在土地征用、城乡规划、环评安评、社会环境等方面给予页岩气企业积极支持，为页岩气产业发展创造良好的外部环境。

## （五）建立滚动调整机制

本规划实施过程中，根据国内天然气需求、页岩气技术发展水平、成本效益和具体勘探开发总体工作进度，施行滚动调整机制，及时合理调整页岩气规划目标和任务部署，以适应行业发展需求，保障页岩气行业持续健康发展。

# 六、社会效益与环境评估

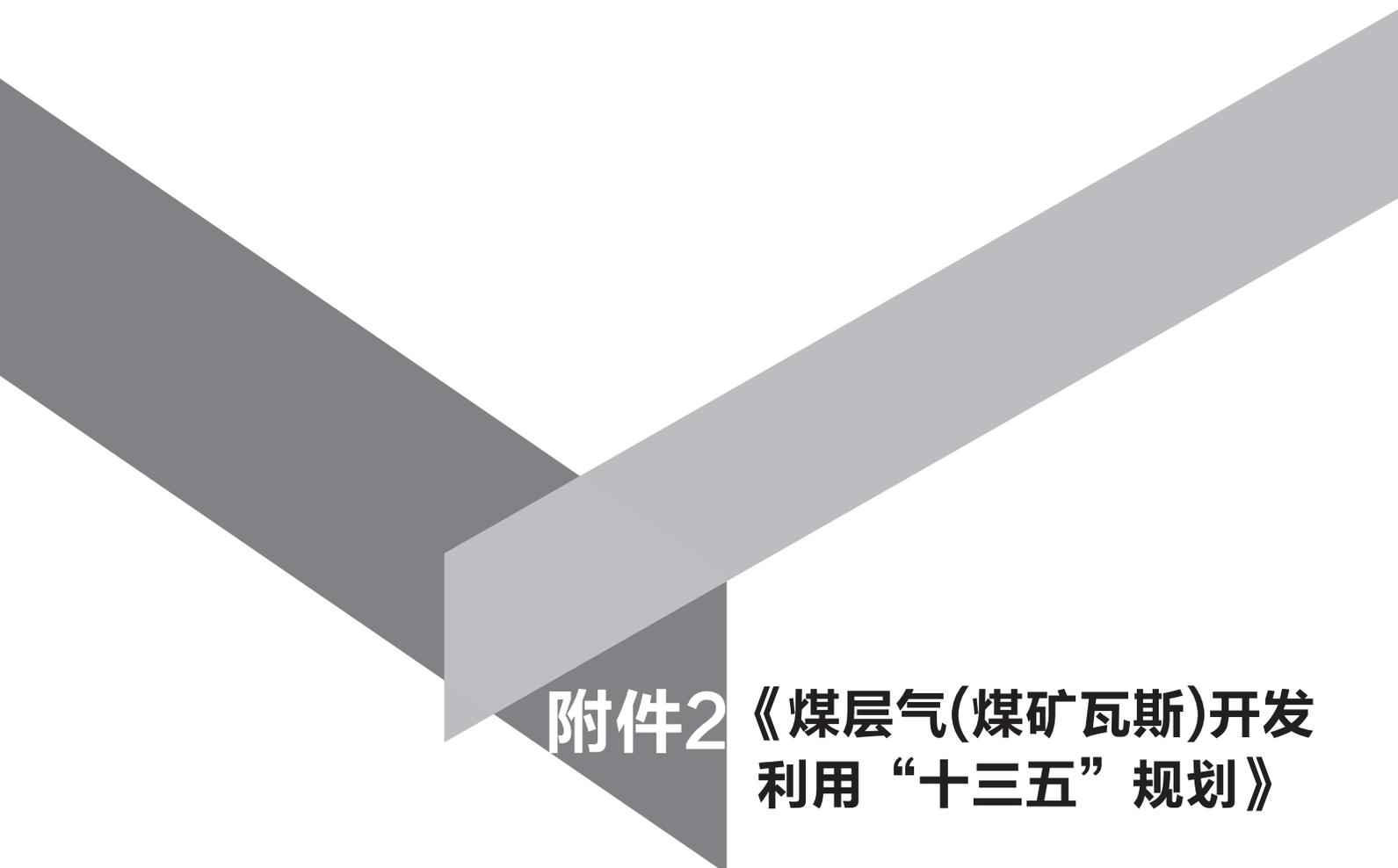
## （一）社会效益

页岩气开发对推动我国科技进步、带动经济发展、优化能源结构和保障能源安全具有重要意义。掌握页岩气勘探开发主体技术，可将其应用到其它非常规油气领域，推动油气行业整体理论创新、技术进步和产业发展。作为一项重大的清洁能源基础产业，页岩气开发将有效带动交通、钢铁、材料、装备、水泥、化工等相关产业发展，增加社会就业，吸引国内外投资，增加国家税收，促进地方经济和国民经济可持续发展。

## （二）环境评估

页岩气作为清洁能源，开发利用将节约和替代大量煤炭和石油资源，减少二氧化碳排放量，改善生态环境。同时，页岩气开发也会产生一定的环境影响，如页岩气井场建设会对地表植被产生破坏，开发和集输过程中可能产生甲烷逸散或异常泄露，页岩气增产改造会引发地表震动，增产改造用水量大，影响地区水资源，钻井液和压裂液返排后处理不当，可能会造成污染。

采取的相关措施主要包括：严格遵守《环境保护法》（2014年修订）等法律法规，制修订页岩气开发相关环境标准；大范围推广水平井工厂化作业，减少井场数量，降低占地面积；对废弃井场进行植被恢复；生产过程中严格回收甲烷气体，不具备回收利用条件的须进行污染防治处理；增产改造过程中将返排的压裂液回收再利用，或进行无害化处理，降低污染物在环境中的排放。



**附件2 《煤层气(煤矿瓦斯)开发  
利用“十三五”规划》**

## 前言

煤层气（煤矿瓦斯）是赋存在煤层及煤系地层的烃类气体，是优质清洁能源。加快煤层气（煤矿瓦斯）开发利用，对保障煤矿安全生产、增加清洁能源供应、减少温室气体排放具有重要意义。国家高度重视煤层气开发利用和煤矿瓦斯防治工作，“十二五”期间煤层气产业化发展步伐加快，煤矿瓦斯防治工作取得显著成效。

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《能源发展“十三五”规划》，国家能源局组织有关单位在深入调查研究、广泛征求意见的基础上，编制了《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》（以下简称《规划》）。

《规划》总结了“十二五”期间煤层气（煤矿瓦斯）开发利用工作取得的主要成就，分析了面临的形势和存在的问题，提出了未来五年煤层气产业发展的指导思想、基本原则、发展目标、规划布局、重点任务和保障措施。

《规划》是指导我国煤层气（煤矿瓦斯）开发利用、引导社会资源配置、决策重大项目、安排政府投资的重要依据。

## 第一章 发展现状

### 一、“十二五”主要成就

“十二五”时期，国家制定了一系列政策措施，强力推进煤层气（煤矿瓦斯）开发利用，煤层气地面开发取得重大进展，煤矿瓦斯抽采利用规模逐年快速增长，为产业加快发展奠定了良好基础。

#### （一）开发利用规模快速增长

“十二五”期间，煤层气地面开发利用步伐加快，规划期末煤层气产量、利用量是“十一五”末的三倍。沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘产业化基地初步形成，潘庄、樊庄、潘河、保德、韩城等重点开发项目建成投产，四川、新疆、贵州等省（区）煤层气勘探开发取得突破性进展。全国新钻煤层气井11300余口，新增煤层气探明地质储量3504亿立方米，分别比“十一五”增长109.3%、77.0%；2015年，煤层气产量44亿立方米、利用量38亿立方米，分别比2010年增长193.3%、216.7%，年均分别增长24.0%、25.9%；2015年煤层气利用率86.4%，比2010年提高了6.4个百分点。

煤矿瓦斯抽采利用量逐年大幅度上升。2015年，煤矿瓦斯抽采量136亿立方米、利用量48亿立方米，分别比2010年增长78.9%、100%，年均分别增长12.3%、14.9%；煤矿瓦斯利用率35.3%，比2010年提高了3.7个百分点。全国大中型高瓦斯和煤与瓦斯突出矿井均按要求建立了瓦斯抽采系统，建成了30个年抽采量达到亿立方米级的煤矿瓦斯抽采矿区，分区域建设了80个煤矿瓦斯治理示范矿井，山西、贵州、安徽、河南、重庆等5省（市）煤矿瓦斯年抽采量超过5亿立方米。

#### （二）煤矿瓦斯防治效果显著

将煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用作为防治煤矿瓦斯事故的治本之策，全面推进先抽后采、抽采达标

和区域防突。加大煤矿安全和瓦斯治理投入，安排中央预算内投资140亿元，带动地方和企业安全投入1000亿元以上。加强瓦斯防治基础管理，开展煤矿瓦斯专项整治和隐患排查治理，强化瓦斯等级鉴定，完善瓦斯预抽和防突效果检验评价制度。提高准入门槛，严格高瓦斯和煤与瓦斯突出矿井建设。煤矿瓦斯灾害防治形势呈逐年稳定好转态势，2015年，全国煤矿发生瓦斯事故45起、死亡171人，分别比2010年下降69.0%、72.6%；重大瓦斯事故起数、死亡人数分别比2010年下降66.7%、68.9%。

### **（三）科技创新取得明显进展**

实施“大型油气田及煤层气开发”国家科技重大专项，开展了煤层气领域的10个研究项目和6个示范工程建设，取得了一批重要科技成果，攻克了高煤阶煤层气开发等4项关键技术，研发了采动区抽采钻机等5套重大装备，形成了三种典型地质条件下煤层气开发模式。开展了煤炭行业低碳技术创新及产业化示范工程建设，低浓度瓦斯提纯、乏风瓦斯氧化等技术初步取得突破。组建了煤与煤层气共采国家重点实验室，山西、贵州、云南等省也相应建立煤层气（煤矿瓦斯）工程技术研究机构。成立了国家能源煤层气开发利用、瓦斯治理利用标准化技术委员会，组建了国际标准化组织煤层气技术委员会，发布了30余项重要标准规范，初步形成了煤层气（煤矿瓦斯）标准体系框架。

### **（四）产业政策体系初步建立**

国务院办公厅先后印发《关于进一步加强煤矿瓦斯防治工作若干意见》（国办发〔2011〕26号）、《关于进一步加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的意见》（国办发〔2013〕93号），有关部门发布了《煤层气产业政策》、《煤层气勘探开发行动计划》等文件，出台了煤矿瓦斯发电增值税即征即退等优惠政策，不断推动完善煤层气产业政策体系。重点产煤省（区、市）结合本地区实际，制定实施配套扶持政策。山西、陕西省在中央财政补贴基础上对抽采利用煤层气（煤矿瓦斯）再补贴0.1元/立方米；湖南省每建一座瓦斯发电站奖励80-100万元；安徽、河南、贵州等省安排专项财政资金支持煤矿瓦斯抽采利用。

### **（五）煤层气产业链不断完善**

煤层气输气管道建设取得重大进展，建成了沁水-侯马、临县-临汾、韩城-渭南-西安、博爱-郑州等煤层气干线输气管道，全国煤层气输配管线达到4300余千米，输气能力180亿立方米/年。煤层气（煤矿瓦斯）广泛应用于发电、居民用气、汽车燃料等领域，瓦斯发电装机容量193万千瓦，居民用户超过127万户，煤层气燃料汽车8万余辆，建成煤层气压缩（液化）站20余座，压缩液化能力达到320万立方米/天。“十二五”期间，全国累计利用煤层气（煤矿瓦斯）340亿立方米，相当于节约标准煤4080万吨，减排二氧化碳5.1亿吨。

### **（六）组织协调体系逐步健全**

煤矿瓦斯防治部际协调领导小组充分发挥组织协调职能，各成员单位加强沟通协调，形成了部门协调、上下联动、齐抓共管的煤矿瓦斯防治工作体系。各产煤省（区、市）建立健全了煤矿瓦斯防治协调领导小组和办公室，安排专职人员和专门经费，加大对煤矿瓦斯防治政策的落实力度。煤矿瓦斯防治部际协调领导小组每年均召开会议，总结部署年度工作，研究解决重大问题。向各产煤省和重点企业下达瓦斯防治和抽采利用年度目标，按季度考核通报。组织召开全国煤矿瓦斯防治现场会，交流瓦斯防治经验和成果。举办煤矿瓦斯防治培训班，培训重点产煤地（市）、煤炭行业管理部门和重点企业负责人近600人次。组织开展全国煤矿瓦斯防治先进集体和先进个人评选表彰工作，表彰先进集体56个、先

进个人185名。

## 二、存在的主要问题

目前，我国煤层气产业仍处于初级阶段，规模小，市场竞争力弱，特别是2013年以来，受能源市场和政策等因素的影响，煤层气勘探开发投资放缓，煤层气地面产量、煤矿瓦斯利用率与“十二五”规划目标相比差距较大，制约发展的一些矛盾和问题亟待解决。

### （一）现有技术难以支撑产业快速发展

我国煤层气资源赋存条件复杂，开发技术要求高，区域适配性差，沁水盆地成熟的开发技术难以适应其他地区的地质条件，已开发区域仍存在工程成功率低、开发成本高、单井产量低等问题。高应力、构造煤、低渗透性煤层气资源占比高，在基础理论和技术工艺方面尚未取得根本性突破，简单复制常规油气技术及国外技术均难以实现高效开发。煤与瓦斯突出等动力灾害致灾机理、煤与瓦斯共采基础理论研究需要进一步加强。

低浓度瓦斯经济利用和采动区地面抽采等技术有待进一步提高。松软低透气性煤层瓦斯高效抽采关键技术装备亟待突破。

### （二）瓦斯抽采难度增大利用率低

全国井工煤矿平均开采深度接近500米，开采深度超过800米的矿井达到200余处，千米深井47处。随着开采深度增加，地应力、瓦斯含量和压力增大，煤层透气性降低，瓦斯抽采难度进一步加大。煤矿瓦斯抽采规模小、集中度低、浓度变化大，多数小煤矿未建立瓦斯利用设施，大中型矿井没有做到矿区联网集中利用，2015年全国煤矿瓦斯利用率仅为35.3%。

### （三）扶持政策激励效应趋于弱化

国家大力推动资源性产品价格市场化改革，连续多次大幅调整天然气价格，煤层气价格随之下降。随着生产资料、人工等费用增长，煤层气开发成本逐年上升。这些因素削弱和冲抵了煤层气税费减免、财政补贴等政策的扶持效果。一些煤层气（煤矿瓦斯）开发利用政策涉及法律法规修改，需要与其他政策统筹衔接，研究论证周期长。部分扶持政策涉及多方利益，协调难度大，配套措施难以出台。增值税先征后返等扶持政策在有的地区仍落实不到位。煤层气企业普遍经济效益差，自我发展能力弱。

### （四）煤层气体制机制改革滞后

由于历史原因，煤层气勘探开发集中于少数中央企业，其他社会资本进入渠道不畅。多年未批量设置煤层气矿业权，现有勘探开发区块面积小，产业发展规模受限。煤层气最低勘查投入和区块持有成本标准过低，资源勘查进展缓慢。煤层气对外合作开发准入门槛过低，退出机制不完善，现有外方合作者经济技术实力不强，合作效果欠佳。煤层气与煤炭、石油天然气等资源协调开发机制不健全，“先采气、后采煤”政策缺少刚性约束，矿业权重叠区域资源开发缺乏有效衔接。煤层气开发项目环境影响评价周期长，延缓了项目前期工作进度。现行土地使用政策不适应煤层气开发特点，制约了煤层气规模化勘探开发。

## 第二章 发展形势

“十三五”时期，国家将大力推进供给侧结构性改革，能源生产消费革命进入关键时期，能源结构调整步伐加快，是煤层气产业发展的重要战略机遇期，机遇和挑战并存。

### 一、供给侧改革不断深化

国家实施能源供给侧结构性改革，着力建立多元供应体系，提高非化石能源和天然气的生产消费比重，促进能源生产和供应方式向安全、绿色、清洁、高效方向发展，能源结构将进一步优化。大力推进煤层气（煤矿瓦斯）开发利用，有利于增加清洁能源供应，优化能源结构，提高能源利用效率。天然气管网管理体制变革，将为煤层气提供公平、高效的市场环境，提升产业竞争力。化解煤炭过剩产能，部分高瓦斯和煤与瓦斯突出矿井关闭退出，一定程度上会影响煤矿瓦斯抽采量增长。废弃矿井残存瓦斯抽采利用或将成为煤层气产业新的增长点。

### 二、安全生产标准越来越高

国家对煤矿安全生产要求越来越严，标准越来越高，强力推进“先抽后建、先抽后采、应抽尽抽”，为煤层气（煤矿瓦斯）开发利用提供了发展空间。随着煤层气地面抽采、井上下联合抽采技术进步，煤层气地面抽采量将逐年提高。煤矿开采深度逐年增加，瓦斯含量和涌出量呈递增趋势，应抽矿井逐年增多但抽采滞后，均为提高井下瓦斯抽采量和抽采浓度提供了条件。

加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用，有利于从根本上预防和减少煤矿瓦斯事故。

### 三、生态环境约束趋紧

国家确定2020年单位国内生产总值二氧化碳排放较2005年下降40-45%，2030年左右二氧化碳排放达到峰值，对控制温室气体排放提出了更高要求。煤层气（煤矿瓦斯）的温室效应是二氧化碳的21倍，加快煤层气（煤矿瓦斯）开发利用，不断提高利用率，可降低温室气体排放，保护大气环境。

“十三五”期间，需要完善瓦斯利用政策，鼓励企业提高瓦斯利用率，研究建立碳排放交易平台，竭力减少碳排放，提高社会资金参与煤层气（煤矿瓦斯）开发利用的积极性。

### 四、创新驱动能力增强

“十三五”期间，国家实施创新驱动发展战略，带动能源产业转型升级，有利于推进煤层气产业技术进步，科技对产业发展的引领和支撑能力进一步增强。在“大型油气田及煤层气开发”国家科技重大专项等科技计划（专项、基金）带动下，煤层气（煤矿瓦斯）开发利用关键技术和装备有望取得重大突破，企业开发利用煤层气（煤矿瓦斯）的能力不断提高。石油天然气体制改革加快推进，有序放开竞争性业务，将进一步推进形成煤层气勘探开发多元化主体公平竞争的良好局面。

### 五、市场竞争进一步加剧

在经济发展新常态下，能源投资和消费需求增长放缓，天然气价格持续低位运行，煤层气产业快速发展面临严峻挑战。

“十三五”期间，国产常规天然气、非常规天然气、煤制气、进口LNG、进口管道气等多元化供气格局将进一步巩固，天然气供求总体上进入宽平衡状态，煤层气消费市场亟待拓展。

展望未来，随着国内外经济形势趋稳向好，我国能源供需基本平衡，技术创新带动产业转型升级，国家扶持政策不断完善，将进一步推动煤层气产业健康可持续发展。

## 第三章 指导思想、基本原则与发展目标

### 一、指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，深入贯彻落实习近平总书记系列重要讲话精神，牢固树立“创新、协调、绿色、开放、共享”发展理念，按照《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《能源发展“十三五”规划》相关要求，着力加强统筹协调，着力加强科技创新，着力加强国际合作，坚持煤层气地面开发与煤矿瓦斯抽采并举，以煤层气产业化基地和煤矿瓦斯抽采规模化矿区建设为重点，推动煤层气产业持续、健康、快速发展，为构建低碳清洁、安全高效的现代能源体系作出重要贡献。

### 二、基本原则

——坚持创新发展。依托国家各类科技计划（专项、基金等），全面实施创新驱动战略，突破煤层气（煤矿瓦斯）开发利用技术装备瓶颈，形成具有中国特色的煤层气产业技术体系。加强科技创新平台建设，坚持政、产、学、研、用相结合，提升全行业科技创新能力。推动体制机制创新，促进煤层气产业快速健康可持续发展。

——坚持协调发展。推进煤层气矿业权审批制度改革试点，实现煤层气与煤炭等资源协调开发。构建煤炭远景区先采气后采煤、煤炭生产规划区先抽后采和采煤采气一体化格局，促进资源勘查与开发、地面开发与井下抽采协调发展。延伸煤层气产业链，实现煤层气（煤矿瓦斯）抽采、管道输送、压缩液化、销售利用、工程服务和装备制造等上下游及关联产业协调发展。

——坚持绿色发展。立足确保煤矿安全生产、增加清洁能源供应，推动地面开发基地化、井下抽采规模化，实现“安全-资源-环保”绿色发展。严格执行煤矿瓦斯排放标准，推进低浓度瓦斯发电、液化浓缩和乏风瓦斯利用，建设瓦斯零排放示范项目，形成低碳循环发展模式。加强环境影响评价和节能评估，强化勘探开发过程中的生态环境保护，努力减少温室气体排放。

——坚持开放发展。加强国际交流与合作，积极引进煤层气勘探开发先进技术和管理经验。吸引具有经济技术实力的境外投资者参与煤层气勘探开发，鼓励民间资本投资煤层气产业。开放煤层气矿业权市场，采用竞争方式择优确定勘探开发主体。落实“一带一路”战略，积极参与国际煤层气市场竞争和境外资源开发。

——坚持共享发展。建立煤层气、煤炭企业信息资源共享机制。加强煤层气（煤矿瓦斯）技术装备及创新成果的互用互通。推进煤层气、天然气管网互联互通，建立公平、开放的管网输配机制，鼓励煤矿区瓦斯输配系统联网，实现资源集约化利用，煤层气资源开发与区域经济发展共赢共享。

### 三、发展目标

“十三五”期间，新增煤层气探明地质储量4200亿立方米，建成2-3个煤层气产业化基地。2020年，煤层气（煤矿瓦斯）抽采量达到240亿立方米，其中地面煤层气产量100亿立方米，利用率90%以上；煤矿瓦斯抽采140亿立方米，利用率50%以上，煤矿瓦斯发电装机容量280万千瓦，民用超过168万户。煤矿瓦斯事故死亡人数比2015年下降15%以上。

## 第四章 规划布局 and 重点任务

### 一、煤层气资源勘探

#### （一）推进产业化基地增储

以沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘为重点，继续实施山西延川南、古交和陕西韩城等勘探项目，扩大储量探明区域；加快山西沁源、临兴、石楼等区块勘探，增加探明地质储量。到2020年，新增探明地质储量2515亿立方米。

#### （二）推动新区储量实现突破

加快贵州、新疆、内蒙古、四川、云南等地区煤层气资源调查和潜力评价，实施一批煤层气勘查项目，力争在西北低煤阶地区和西南高应力地区煤层气勘探取得突破。到2020年，新增探明地质储量1685亿立方米。

#### （三）加强煤矿区综合勘查

在辽宁、黑龙江、安徽、河南、湖南等省高瓦斯和煤与瓦斯突出矿区，鼓励探采结合，开展煤层气井组抽采试验，加强煤层气与煤炭资源综合勘查、评价。

### 二、煤层气（煤矿瓦斯）开发

#### （一）强化两大产业化基地快速上产

建成沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业化基地，实现产量快速增长。到2020年，两大产业化基地煤层气产量达到83亿立方米。

#### 专栏3 两大产业化基地煤层气开发重点项目

沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业化基地加强潘庄、樊庄、郑庄、柿庄南、柿庄北、保德、韩城、延川南等项目生产建设，实现稳产增产；新建马必、古交、三交、保德南、韩城南等开发项目，实现产量快速增长。

#### （二）新建产业化基地和开发试验区

新建贵州毕水兴、新疆准噶尔盆地南缘煤层气产业化基地。在内蒙古、四川等地区建设煤层气开发

试验区，实施一批开发利用示范工程。到2020年煤层气产量达到11亿立方米。

#### 专栏4 新建产业化基地和开发试验区煤层气开发重点项目

##### 1、贵州毕水兴煤层气产业化基地

实施贵州盘江、松河、织金、遵义等煤层气开发项目，在西南高应力区域实现煤层气开发新突破。

##### 2、新疆准噶尔盆地南缘煤层气产业化基地

在新疆阜康煤层气开发利用示范工程基础上，推进艾维尔沟、呼图壁白杨河等矿区煤层气规模化开发利用。

##### 3、煤层气开发试验区

在内蒙古东胜、海拉尔、二连、四川川南等地区建设低煤阶、厚煤层、深部煤层气开发利用示范工程，形成若干个煤层气开发试验区。

#### （三）推进煤矿区煤层气地面开发

在辽宁铁法、黑龙江鹤岗、安徽两淮、河南平顶山、湖南湘中等矿区，加大煤矿区煤层气资源回收利用力度，开展煤层气地面预抽，推进煤矿采动区、采空区瓦斯地面抽采。到2020年，煤矿区煤层气产量达到6亿立方米。

#### （四）继续建设煤矿瓦斯抽采规模化矿区

根据我国不同区域瓦斯禀赋特征、可抽性及开采状况等，继续巩固和发展一批年抽采量达到亿立方米级的煤矿瓦斯抽采规模化矿区。

#### 专栏5 煤矿瓦斯抽采规模化矿区

##### 1、10亿立方米级煤矿瓦斯抽采规模化矿区

建设山西晋城、阳泉等2个煤矿瓦斯抽采规模化矿区。

##### 2、55亿立方米级煤矿瓦斯抽采规模化矿区

建设山西焦煤、潞安，安徽淮南，贵州盘江、水城等5个煤矿瓦斯抽采规模化矿区。

##### 3、2亿立方米级煤矿瓦斯抽采规模化矿区

建设安徽淮北，河南平顶山，重庆松藻，陕西彬长，贵州织金、纳雍、金沙等7个煤矿瓦斯抽采规模化矿区。

##### 4、1亿立方米级煤矿瓦斯抽采规模化矿区

建设内蒙古乌达、河南安阳-鹤壁、四川古叙、甘肃窑街、新疆阜康等13个煤矿瓦斯抽采规模化矿区。

#### （五）实施煤矿瓦斯抽采示范工程

根据不同省区煤层瓦斯地质赋存情况，有针对性地开展煤矿瓦斯抽采示范工程建设，突破并推广复杂地质条件下煤矿瓦斯高效抽采技术。

#### 专栏6 煤矿瓦斯抽采示范工程

##### 1、松软低透气性煤层群条件下瓦斯抽采示范工程

在河北、辽宁、吉林、黑龙江、安徽、河南、重庆、四川、贵州、云南地区建设示范工程，推广煤

层群卸压开采、煤层增透、沿空留巷Y型通风、采动区地面抽采等技术。

2、单一厚煤层开采条件下瓦斯抽采示范工程

在山西、内蒙古、陕西、新疆地区建设示范工程，推广原始煤层增透、采动区卸压瓦斯抽采、井上下联合抽采等技术。

3、井上下联合瓦斯抽采示范工程

在山西、内蒙古、贵州、陕西、甘肃地区建设示范工程，推广地面抽采原始煤层瓦斯、采动区卸压瓦斯抽采、无煤柱煤与瓦斯共采等技术。

4、特厚煤层综放开采条件瓦斯抽采示范工程

在山西、甘肃地区建设示范工程，推广地面L型钻井抽采、卸压开采瓦斯抽采等技术。

5、高瓦斯特厚急倾斜易自燃煤层群瓦斯抽采示范工程

在新疆地区建设示范工程，推广煤层群卸压开采、地面钻井抽采采动区瓦斯、本煤层水力化增透等技术。

6、废弃矿井残余瓦斯抽采利用示范工程

选择残存瓦斯资源多、具备可持续抽采条件的废弃矿井，建设一批示范工程，研发推广废弃矿井残余瓦斯抽采利用技术。

### **（六）建设煤矿瓦斯治理示范矿井**

选择瓦斯灾害严重、发展潜力好的煤矿，建成一批瓦斯灾害治理示范矿井，推进瓦斯灾害防治理念、技术、管理、装备集成创新，实现煤与瓦斯安全高效共采，达到瓦斯零事故、零超限，形成不同地质条件下瓦斯灾害防治模式，发挥区域示范引领作用。

## **三、煤层气（煤矿瓦斯）输送与利用**

### **（一）统筹布局煤层气管道**

坚持“就近利用，余气外输”原则，依据资源分布、市场需求和天然气输气管网建设情况，统筹建设煤层气输气管道。充分利用山西省“三纵十一横”输气管网系统，输送沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气产品。建设神木-安平煤层气输气管道，鼓励适时建设煤层气田与陕京线、榆济线、西气东输、鄂安沧管道等国家天然气输气干线的联络输气管道，联接相邻地区既有管道，形成互联互通的外输格局，保障煤层气安全、稳定、高效外输利用。鼓励煤层气就近接入管网，支持煤层气企业和天然气企业合资合作建设管道，节约管道路由和建设成本。

### **（二）提升资源综合利用效果**

推进煤层气综合利用园区建设，实施煤层气分布式能源示范项目，因地制宜建设煤层气液化厂、压缩站、加气站，加快完善产业化基地区域性应急调峰储气设施。鼓励通过民用、CNG、LNG、浓缩、发电、乏风瓦斯氧化等方式，实现煤矿瓦斯安全利用、梯级利用和规模化利用。根据各地区煤层气资源和产业发展情况，进一步拓展产业链，促进煤层气装备制造、工程服务、压缩液化、物流运输、材料生产等关联业务发展，着力强化煤层气综合利用规模和效果。

### **（三）建设煤矿瓦斯利用示范工程**

在重庆、四川、贵州、陕西等省（市）建设煤矿区瓦斯规模化利用示范工程，重点示范低浓度瓦斯

浓缩利用、低浓度瓦斯安全清洁高效发电、煤矿区抽采管网安全智能调控等技术装备，力争瓦斯利用率达到60%以上。

在河北、山西、辽宁、安徽、湖南、新疆、云南等省（区）建设煤矿区瓦斯高效利用示范工程，重点示范低浓度瓦斯高效发电、煤矿区瓦斯抽采管网安全智能调控、调配与气源处理技术、分布式瓦斯利用等技术装备，力争瓦斯利用率达到45%以上。

在江西、河南、甘肃等省建设瓦斯年抽采量1000万立方米以上的煤矿区瓦斯利用示范工程，重点示范低浓度瓦斯发电、分布式瓦斯利用等技术装备，力争瓦斯利用率达到35%以上。

## 四、煤层气（煤矿瓦斯）科技创新

### （一）加强基础理论研究

组织实施煤层气相关科技计划（专项、基金等），深化煤层气成藏规律、渗流机理等基础理论研究，加强煤矿采动区瓦斯产能预测模型、采动区多场耦合煤气共采、深部煤层瓦斯与应力耦合动力灾害致灾机理、深部低渗透性煤层增透机制等重点课题研究，探索研究煤层气及多种资源共生机制和协调开发模式。开展煤层气基础调查评价，总结煤层气资源赋存规律，优选有利目标区。

### （二）开展工程技术示范

以“大型油气田及煤层气开发”国家科技重大专项和煤层气重大开发项目为依托，研究示范低煤阶煤层气储层评价、深部煤层气增产改造、多种气体资源综合开发、多煤层分压合采、互联网+煤层气等关键技术装备，形成适宜于我国不同类型煤层气资源条件的地面开发技术及装备体系。

研究煤矿瓦斯智能抽采、采动区地面井高效抽采、废弃矿井瓦斯抽采钻井及高效抽采、低透气性煤层井下多相增透等技术，研发煤矿井下智能化快速钻进、低浓度瓦斯高效分布式利用、超低浓度瓦斯和乏风瓦斯安全高效利用等关键装备，形成煤矿瓦斯抽采利用技术及装备体系。

### （三）加强创新能力建设

加强煤层气开发利用、煤矿瓦斯治理国家工程（技术）研究中心等创新平台建设，构建以企业为主导，产学研用结合的技术创新体系。大力发展科技服务，建设互联网+煤层气重大工程，提升煤层气科技创新能力。加强国际合作和交流，积极引进煤层气勘探开发先进技术。加快科技成果转化，推广大排量高效压裂、低浓度瓦斯发电等先进技术和装备。建立健全煤层气标准体系，加快制订一批勘探开发、输送利用和安全质量等方面的标准规范。鼓励高校与用人企业合作，联合培养专业人才，开展全方位、多层次的在职培训，提高从业人员专业素质。

## 第五章 环境影响评价与保护

### 一、环境影响分析

#### （一）煤层气开发

煤层气井、集输站场等施工期间，对环境的影响主要来自噪声、污水和固体废弃物。施工车辆、机械和人员活动产生的噪声对周围的影响是暂时的，施工结束后就会消失。钻井液、压裂液等工程废水对周围环境的影响较小。固体废弃物产生数量少，经过妥善处理，不会对地表水、土壤和植被产生大的影响。场地平整、管沟开挖、施工机械车辆、人员活动等会造成一定的土壤扰动和植被破坏，通过采取生态恢复措施，不会影响生态系统的稳定性和完整性。

## **(二) 煤层气生产**

煤层气开采期间，对大气的污染主要来自站场、清管作业及放空燃烧排放的少量烟气；水污染物主要来自站场排放的少量废水。根据现有煤层气生产井废水化验资料，各项指标浓度均低于污水综合排放标准。若未按要求采取环保措施，地面抽采可能对区域环境产生影响。

## **(三) 煤矿瓦斯抽采**

煤矿井下瓦斯抽采装置、地面瓦斯处理场站及储气等配套设施的建设期间，施工时对环境的影响主要是少量的扬尘、污水、噪声和固体废弃物，影响较小。井下抽采期间可能对地下水产生影响，如地下水位变动及水污染等。

## **(四) 管道输气**

煤层气（煤矿瓦斯）输气管道施工期间对环境的影响主要包括噪声、污水、固体废弃物等对沿线土壤、植被造成的扰乱。管道建成后，管道、沿途输气站会对沿线地区的敏感目标存在一定的环境风险。

# **二、环境保护措施**

## **(一) 环境保护**

严格执行煤层气（煤矿瓦斯）排放标准，禁止煤层气直接排放。煤层气（煤矿瓦斯）开采企业建立环保管理制度，负责监督环境保护措施的落实，协调解决有关问题。对规划建设的项目依法开展环境影响评价，严格执行环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的“三同时”制度。

推广使用高效节能环保的技术和装备，降低开发利用过程中的污染物排放。生产过程中产生的废气、废水等应做到达标排放，防范对地下水造成污染，妥善处置固体废物，落实生态保护措施。

煤层气管网建设应提高工程质量，避免泄漏事故。对清管作业及站场异常排放的煤层气，应进行火炬燃烧处理。选用低噪声设备，必要时进行降噪隔声处理。站场周围进行绿化，以控制噪声、吸收大气中的有害气体、阻滞大气中颗粒物扩散。

实行最严格的节约用地制度，项目建设要节约集约利用土地，不占或少占耕地，对依法占用土地造成损毁的，施工结束后应及时组织复垦，减少土地损毁面积，降低土地损毁程度。

在选场、选站、选线过程中必须避开生活饮用水水源地、自然保护区、名胜古迹，尽量避让经济作物种植区、林地、水域、沼泽地。经济作物种植区施工时，避免占用基本农田保护区，尽量降低对农业

生态环境的干扰和破坏。林地施工时，禁止乱砍滥伐野外植被，做好野生动物保护工作。

煤层气勘查开采活动，应符合所在区域的主体功能、生态服务功能。生态保护红线内禁止勘查开采煤层气，在其他重点环境敏感区开采煤层气，研究制定准入负面清单。鼓励采取先进的咨询管理、工程技术等措施，合理规划、合理利用、合理施工，尽量减少对当地生态环境的影响。

## （二）环境监测

项目建设前，必须系统监测项目所在区域环境质量状况，以便对比分析。应选择一定数量的煤层气井，监测其在钻井、压裂、排采等作业过程对井场及周边生态环境、声学环境、地表水及地下水的影响。应对管道沟两侧1米内，以及集输站周围的生态环境进行监测；对加压站、发电站厂界外1公里范围内的声学环境影响进行监测；对管道两侧各40米范围内和加压站场四周50米范围内环境风险评价；对煤层气开采井网分布范围内的地下水影响进行评价。

## 三、环境保护效果

实现煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划目标，将累计利用煤层气（煤矿瓦斯）至少600亿立方米，相当于节约标准煤约7200万吨，减排二氧化碳约9亿吨。煤层气（煤矿瓦斯）替代煤炭燃烧利用，可有效降低二氧化硫、烟尘等大气污染物排放总量，减少粉煤灰占地产生的环境问题，避免煤炭加工、运输时产生的扬尘等大气污染，有利于改善大气环境。

# 第六章 保障措施与规划实施

## 一、保障措施

### （一）落实完善扶持政策

严格落实煤层气市场定价、财政补贴、税费优惠、瓦斯发电上网及加价等政策，鼓励煤层气（煤矿瓦斯）勘探、开发和利用工作。根据产业发展、抽采利用成本和市场销售价格变化等，适时研究调整补贴标准。结合电力体制改革推进，完善瓦斯发电上网电价政策。制定低浓度瓦斯和风排瓦斯利用鼓励政策，进一步严格煤矿瓦斯排放标准。完善税收政策，保障煤层气企业从结构性减税中获益。研究出台符合煤层气勘探开发特点的项目建设用地支持政策。加大对公益性煤层气勘探投入和基础研究的支持力度。拓宽企业融资渠道，安排专项建设基金支持煤层气开发利用项目，鼓励金融机构提供授信支持和金融服务，支持符合条件的煤层气企业发行债券、上市融资。

### （二）不断深化体制改革

研究提高煤层气最低勘查投入标准和区块持有成本，盘活区块，激活勘探潜力。推进煤层气矿业权审批制度改革，空白区增设一批煤层气矿业权，通过竞争方式择优确定勘查开发主体。研究示范煤层气开采“探采一体化”，支持企业勘探期间进行试采；探索煤系地层多种气体资源综合开发新模式，鼓励多气共采。鼓励主要煤层气矿业权持有者实行混合所有制改革，吸收民营企业合作开采。深化审批制度改革，减少煤层气项目审批事项，简化报建审批手续，强化事中事后监管。完善煤层气区块退出机制，及时调整区块范围，吸引有实力的境内外投资者参与勘探开发。

### （三）健全资源协调开发机制

统筹煤层气、煤炭资源勘查开发布局和时序，合理确定煤层气勘探开发区块。建立健全煤层气与煤炭资源开发方案相互衔接、项目进展定期通报、资料留存共享等制度，总结推广采煤采气一体化的“晋城模式”、煤炭和煤层气企业合作共赢的“潞安模式”和先采气后采煤的“三交模式”。煤层气开发必须兼顾煤矿安全生产，钻井井位应与煤矿采掘部署做好衔接，废弃钻井必须按有关规定封井，不得留下安全隐患。采取合作或调整煤层气矿业权范围等方式，妥善解决矿业权重叠范围内资源协调开发问题。完善废弃矿井残存瓦斯开发政策。

### （四）强化行业指导和管理

煤矿瓦斯防治部际协调领导小组发挥综合协调、督促落实职能作用，统筹煤层气产业发展规划，推动落实行业重大政策措施。健全法律法规体系，制定煤层气开发利用管理办法，规范指导煤层气产业发展。中央和地方政府进一步提高协调、服务意识，及时协调解决重点项目实施有关问题，推动完善统一开放、竞争有序的市场体系。国家鼓励煤层气输送管网建设，在满足气质标准的前提下，督促天然气基础设施运营企业为煤层气输送提供公平、开放的服务。加强支撑体系建设，充分发挥行业协会作用，为政府决策和行业发展提供研究咨询服务。

加强行政执法，严厉打击煤层气生产建设违反环境保护和安全生产相关法律行为。指导煤层气开采企业加强企业经营管理，完善煤层气项目经济评价体系，严格按照基本建设程序开展项目建设。

## 二、规划实施

### （一）强化规划协调管理

有关地方政府和企业要根据本规划要求，调整完善本地区（企业）煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划，确保地方、企业规划与全国规划有机衔接，目标一致；要根据本地区（企业）实际，研究制定规划落实方案，明确任务分工和进度安排，确保完成规划发展目标和各项工作任务。国家能源局将加强督促检查，会同有关部门及时协调解决重大问题，保障规划顺利实施。

### （二）加强规划监测评估

强化目标管理，国家能源局对规划主要任务进行分解，设置年度计划目标，加强监测评估，定期考核通报。重点煤层气（煤炭）企业要通过签订目标责任书等有效方式，把年度计划目标落实到企业（子、分公司），并严格绩效考核。加强煤层气行业统计工作，强化跟踪规划实施情况分析，及时掌握规划执行情况。适时组织开展规划中期评估，评估情况向社会公布，并根据执行情况对规划进行适当调整。