

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2013.03.001

国家发展改革委关于印发天然气 发展“十二五”规划的通知

发改能源[2012]3383号

国务院有关部门、直属机构，各省、自治区、直辖市及计划单列市发展改革委、能源局，有关企业：

为扩大天然气利用规模，促进天然气产业有序、健康发展，我委会同有关部门研究制订了《天然气发展“十二五”规划》（以下简称《规划》）。经报请国务院同意，现将《规划》印发你们。请按照执行。

附件：天然气发展“十二五”规划

国家发展改革委

2012年10月22日

天然气发展“十二五”规划

前 言

天然气是一种优质、高效、清洁的低碳能源。加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，对我国调整能源结构、提高人民生活水平、促进节能减排、应对气候变化具有重要的战略意义。

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》的总体要求，为扩大天然气利用规模，促进天然气产业有序、健康发展，发展改革委、能源局组织编制了《天然气发展“十二五”规划》。

为加快我国页岩气发展，国家发展改革委、财政部、国土资源部和国家能源局于2012年3月联合颁布了《页岩气发展规划（2011-2015年）》，规划明确“十二五”期间主要任务是攻克勘探开发关键技术，为“十三五”页岩气大规模开发奠定基础。

本规划以天然气基础设施为重点，兼顾天然气上游资源勘查开发和下游市场利用，涵盖了煤层气、页岩气和煤制气等内容，是“十二五”时期引导我国天

然气产业健康发展的重要依据。在实施过程中，将根据实际情况进行适时调整、补充。

第一章 规划背景

第一节 发展基础

一、我国天然气发展现状

资源探明程度低，发展潜力大。根据新一轮油气资源评价和全国油气资源动态评价（2010年），我国常规天然气地质资源量为52万亿立方米，最终可采资源量约32万亿立方米。截至2010年底，累计探明地质储量9.13万亿立方米，剩余技术可采储量3.78万亿立方米，探明程度为17.5%。总体上分析，我国天然气资源丰富，发展潜力较大。2010年我国天然气产量为948亿立方米，储采比约为40，处于勘查开发快速发展阶段。鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地和南海海域是我国四大天然气产区，合计探明剩余技术可采储量和产量分别约占全国的78%、73%，是今后增

储上产的重要地区。

我国还有丰富的煤层气资源。埋深2 000米以浅煤层气地质资源量约36.8万亿立方米、可采资源量约10.8万亿立方米。截至2010年底，煤层气探明地质储量2 734亿立方米。2010年煤层气（煤矿瓦斯）产量90亿立方米，其中地面开采煤层气15亿立方米。

我国页岩气资源也比较丰富。据初步预测，页岩气可采资源量为25万亿立方米，与常规天然气资源相当。目前，我国在四川、重庆、云南、湖北、贵州、陕西等地开展了页岩气试验井钻探，已钻井62口，24口获天然气流，初步证实我国页岩气具有较好的开发前景。

产量快速增长，基础设施快速发展。我国天然气产量连续十年保持快速增长，2000年产量为272亿立方米，2010年达到948亿立方米，年均增长13.3%。

全国天然气基干管网架构逐步形成。截至2010年底，天然气主干管道长度达4万公里，地下储气库工作气量达到18亿立方米，建成3座液化天然气（LNG）接收站，总接收能力达到1 230万吨/年，基本形成“西气东输、北气南下、海气登陆”的供气格局。西北、西南天然气陆路进口战略通道建设取得重大进展，中亚天然气管道A、B线已顺利投产。基础设施建设逐步呈现以国有企业为主、民营和外资企业为辅多种市场主体共存的局面，促进了多种所有制经济共同发展。

进口量持续增加，对外依存度不断攀升。我国从2006年开始进口天然气，当年进口0.9亿立方米，2010年进口量达到170亿立方米，对外依存度达到15.8%。随着中亚天然气管道及一批LNG接收站的投运，进口天然气的比例还将不断上升。

市场快速发展，消费结构逐步调整。2000年我国天然气消费量为245亿立方米，2010年达到1 075亿立方米，年均增长15.9%，在一次能源消费结构中的比重从2.2%上升至4.4%。

2000年天然气消费结构中，城市燃气、发电、化工和工业燃料分别占12%、14%、38%、36%，2010年分别占30%、20%、18%、32%，城市燃气和发电比例大幅度提高。2010年用气人口为1.88亿人，占总人口的14%、城镇人口的28.2%。

科技创新能力增强，装备自主化水平提高。初步形成岩性地层气藏理论、海相碳酸盐岩成藏理论、前

陆盆地成藏理论等，以及以地球物理识别为核心的天然气藏勘查技术。攻克超低渗透天然气藏经济开发，高含硫化氢气田安全开采，含CO₂火山岩气藏安全高效开发、集输处理和驱油循环利用等关键技术。研制成功3 000米深水半潜式钻井平台等重大装备；3 000型大型压裂车、可钻式桥塞等页岩气关键装备研制有所突破。以西气东输、广东LNG接收站和西气东输二线等一批重大工程为依托，实现了X70、X80钢级管材国产化；大型LNG运输船国产化工作顺利推进，已经实现批量生产；20兆瓦级电驱、30兆瓦级燃气轮机驱动离心式压缩机组总成满负荷试验成功。

二、主要矛盾和问题

随着天然气产业快速发展，产业链发展不协调逐步显现，供应增加与设施不足的矛盾、管道快速发展与储气能力滞后的矛盾、市场开发与配套能力落后的矛盾日益突出。问题主要表现在：

勘查领域缺乏竞争。我国天然气资源勘查潜力较大，但由于勘查主体少，竞争不足，造成部分区域内存在一定程度的“占而不勘”现象，影响了天然气增储上产。同时，缺乏对非常规天然气特别是页岩气勘查开发的扶持政策。

设施滞后形成瓶颈。天然气主干管网系统尚不完善，部分地区尚未覆盖，区域性输配管网不发达，天然气调配和应急机制不健全。特别是储气能力建设严重滞后，目前储气库工作气量仅占消费量的1.7%，远低于世界12%的平均水平。用气负荷集中的大中城市缺乏储气和应急调峰设施，已建成LNG储罐罐容约40万立方米、高压储罐罐容约30万立方米，主要分布在北京、上海、合肥、郑州等大城市。随着进口天然气规模扩大，储气能力愈显不足，供气安全压力日益加大。

天然气价格亟待理顺。目前，国内天然气价格水平偏低，没有完全反映市场供求变化和资源稀缺程度，不利于天然气合理使用。特别是进口中亚天然气按国产气价格亏损销售，不利于调动企业实施“走出去”引进资源的积极性。由于国内天然气用户承受能力有限，完全理顺天然气价格还需要一个过程。

关键技术尚待突破。大规模开发非常规天然气尤其是页岩气的关键技术体系尚未形成，缺乏核心技术和相关标准规范等；大型燃气轮机和大功率天然气压缩机、大型LNG低温泵等关键设备主要依靠进口；天

然气高效利用关键技术，如微型燃气轮机等与国际水平差距较大。

法规体系尚不健全。如何依照反垄断法等法律法规，加强对具有自然垄断属性的管网等基础设施运营企业的有效监管，督促其向第三方提供公平、公正的服务，还需要在实践中进一步研究、探索，不断完善相关制度。

第二节 发展形势

“十二五”时期是全面构建现代能源产业体系的关键时期，也是天然气产业发展迈上新台阶的重要时期。需认真分析研判国内外天然气发展趋势，准确把握天然气发展面临的机遇和挑战，为我国天然气产业发展创造良好条件。

一、面临的机遇

国际资源供应较为丰富。截至2010年底，世界天然气探明剩余技术可采储量187万亿立方米，2010年产量约3.2万亿立方米，储采比约58，发展潜力较大。

2008年国际金融危机爆发以来，世界天然气需求增速减缓。同时，美国页岩气开发取得突破，年产量已逾千亿立方米，对全球天然气市场供应格局产生重大影响，出现了天然气现货价与油价关联度降低的趋势。专家普遍认为，世界天然气资源完全可以满足经济发展的需要，特别是美国页岩气的快速发展，供应能力将进一步增强。

国内需求快速增加。目前，天然气占我国一次能源消费比重为4.6%，与国际平均水平（23.8%）差距较大。同时，随着我国城镇化深入发展，城镇人口规模不断扩大，对天然气的需求也将日益增加。加快发展天然气，提高天然气在我国一次能源消费结构中的比重，可显著减少二氧化碳等温室气体和细颗粒物（PM_{2.5}）等污染物排放，实现节能减排、改善环境，这既是我国实现优化调整能源结构的现实选择，也是强化节能减排的迫切需要。

二、面临的挑战

设施建设任务繁重。“十二五”期间，预计我国建设管道总长度将超过4万公里，建设储气库工作气量超过200亿立方米左右。工程建设任务艰巨，建设周期长，需要统筹合理安排，解决资源输送瓶颈，满足市场用气需求，提高保供能力。

市场开发还需下大力气。“十二五”期间，预计

年均新增天然气消费量超过200亿立方米，到2015年达到2 300亿立方米。在基础设施不足、进口气量不断增长且价格高于国产气价、国内用气需求受价格影响较大的情况下，市场开发总体形势不容乐观。

供气安全问题需高度关注。2010年，我国天然气对外依存度已超过15%，预计2015年超过35%，这将给我国能源安全带来新的挑战，必须在优化天然气消费结构同时，努力提高国内有效供给。

页岩气开发关键技术尚未突破。我国页岩气资源赋存条件比较复杂，总体资源情况尚不清楚；勘探开发关键技术和重大装备尚未攻克，核心技术远未掌握；环境和水资源约束突出。

体制改革进入攻坚阶段。天然气输配等自然垄断环节缺乏监管，关系错综复杂，需通过体制改革予以解决。

第二章 指导思想和目标

第一节 指导思想

高举中国特色社会主义伟大旗帜，以邓小平理论和“三个代表”重要思想为指导，全面贯彻落实科学发展观，按照以人为本、调整能源结构、促进节能减排、提高利用效率、安全保供的发展方针，通过科技创新和体制机制改革，加强行业监管，完善产业政策，解决天然气产业发展不协调问题，发挥市场配置资源的基础性作用，提高天然气在一次能源消费中的比重，构建供应稳定、运行高效、上下游协调发展的现代天然气产业体系。

第二节 基本原则

加强国内开发与稳步引进相结合。对国内资源要加大勘查开发投入，增加探明储量规模，不断夯实资源基础，实现国内天然气产量快速增长。根据国内天然气生产能力、气价承受能力、市场需求情况及国际天然气市场变化趋势，稳步引进境外天然气资源，形成多元化供应格局，确保供气安全。

常规与非常规天然气开发相结合。页岩气和常规天然气分布区多有重叠，输送和利用方式相同，页岩气开发利用要与常规天然气开发有机结合。

整体布局与区域协调相结合。统筹国内外多种气源及各地区经济发展需求，整体规划、适度超前、分

阶段分步骤有序推进天然气基础设施建设，鼓励各种投资主体投资建设天然气基础设施。根据各地区调峰需求、地质条件等情况，有针对性地布局调峰及应急储备设施建设。

保障供应和节约使用相结合。提高天然气安全保供水平，以人为本，优先满足居民生活用气需求。加强天然气需求侧管理，按照“量入为出”的原则有序开发市场，坚持节约优先，抑制低效率的用气需求，鼓励应用先进工艺、技术和设备，加快淘汰天然气利用落后产能，提高天然气商品率和利用效率，推进天然气消费结构优化调整。

引进技术与自主创新相结合。积极引进先进的天然气勘查开发技术，加强企业科技创新体系建设，在引进、消化和吸收的基础上，提高自主创新能力，依托重大项目实施重大技术和装备自主化。

体制改革与加强管理相结合。加强天然气基础设施等薄弱环节的制度建设，不断创新体制机制。同时，进一步加强行业监管，保障天然气产业有序健康发展。

第三节 发展目标

资源储量。“十二五”期间，新增常规天然气探明地质储量3.5万亿立方米（技术可采储量约1.9万亿立方米）；新增煤层气探明地质储量1万亿立方米。

国内产量。2015年国产天然气供应能力达到1 760亿立方米左右。其中，常规天然气约1 385亿立方米；煤制天然气约150-180亿立方米；煤层气地面开发生产约160亿立方米。

页岩气发展目标。到2015年，探明页岩气地质储量6 000亿立方米，可采储量2 000亿立方米，页岩气产量65亿立方米。基本完成全国页岩气资源潜力调查与评价，攻克页岩气勘探开发关键技术。

进口预期量。根据已签署的合同，到2015年，我国年进口天然气量约935亿立方米。

基础设施能力。“十二五”期间，新建天然气管道（含支线）4.4万公里，新增干线管输能力约1 500亿立方米/年；新增储气库工作气量约220亿立方米，约占2015年天然气消费总量的9%；城市应急和调峰储气能力达到15亿立方米。

到“十二五”末，初步形成以西气东输、川气东送、陕京线和沿海主干道为大动脉，连接四大进口战略通

道、主要生产区、消费区和储气库的全国主干管网，形成多气源供应，多方式调峰，平稳安全的供气格局。

用气普及率。到2015年，我国城市和县城天然气用气人口数量约达到2.5亿，约占总人口的18%。

第三章 重点任务

第一节 加强勘查开发增加国内资源供给

一、常规天然气

加强鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地和南海海域四大气区勘查开发工作，夯实资源基础，到“十二五”末，形成四个年产量200亿立方米以上的大型天然气生产区。其中：

塔里木和鄂尔多斯气区实现新增探明储量分别为7 500亿立方米和7 000亿立方米，产量分别达到320亿立方米和390亿立方米。

西南气区以四川盆地及其周缘为重点，实现新增探明地质储量1万亿立方米，产量达到410亿立方米。

海上天然气生产基地以南海海域为主，实现新增探明储量4 600亿立方米，产量达到200亿立方米（具体见附件一）。

二、非常规天然气

页岩气。开展全国页岩气资源潜力调查与评价，优选一批页岩气远景区和有利目标区。页岩气勘探开发以四川、重庆、贵州、湖南、湖北、云南为重点，建设长宁、威远、昭通、富顺-永川、鄂西渝东、川西-阆中、川东北、延安等19个页岩气勘探开发区，初步实现页岩气规模化商业性生产。

煤层气。以沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘为勘查开发重点，建成煤层气产业化基地，已有产区稳产增产，新建产区增加储量、扩大产能，实现产量快速增长。继续做好煤矿区煤层气地面开发。开展新疆、贵州、安徽、河南、四川、甘肃等省（区）煤层气试验性开发，力争取得突破。

煤制气。继续推进“十一五”期间国家已核准煤制气项目建设，尽快达产达标。“十二五”期间，开展煤制气项目升级示范，进一步提高技术水平和示范规模。

第二节 加快天然气管网建设

按照统筹规划两种资源、分步实施、远近结合、保障安全、适度超前的原则，加快天然气管网建设。

一、建设主干管网

进一步完善西北通道。重点建设西气东输二线东段、中亚天然气管道C线、西气东输三线和中卫-贵阳天然气管道，将进口中亚天然气和塔里木、青海、新疆等气区增产天然气输送到西南、长三角和东南沿海地区；建设鄂尔多斯-安平管道，增加鄂尔多斯气区外输能力；建设新疆煤制气外输管道。

优化和完善海上通道。加快沿海天然气管道及其配套管网、跨省联络线建设，逐步形成沿海主干管道。

二、完善区域管网

进一步完善长三角、环渤海、川渝地区管网，基本建成东北、珠三角、中南地区等区域管网。加快联络线、支线及地下储气库配套管道建设。建设陕京四线，连接长庆储气库群和北京，满足环渤海地区调峰应急需要。积极实施西气东输、川气东送、榆济线、兰银线、冀宁线等已建管道增输和新建支线工程。适时建设冀宁复线、宁鲁管道等联络线。建设东北管网和南疆气化管道，改造西南管网。积极推进省内管网互联互通。

三、加快煤层气管道建设

根据资源分布和市场需求，统筹建设以区域性中压管道为主体的煤层气输送管网。在沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘及豫北地区建设输气管道。

四、完善页岩气输送基础设施

一是在天然气管网设施比较完善的页岩气勘探开发区，加快建设气田集输管道，将页岩气输入天然气管网。二是对于远离天然气管网设施，初期产量较小的勘探开发区，建设小型LNG或CNG利用装置，防止放空浪费。三是根据勘探开发进展情况，适时建设页岩气外输管道。

我国“十二五”天然气管网重点项目和区域管网项目见附件二、三。

第三节 稳步推进LNG接收站建设

LNG接收站布局要以资源为基础，以市场为导向，统筹规划，合理布局，适度超前，突出重点，做好现有项目建设的同时，优先扩大已建LNG接收站储存能力。“十二五”期间适时安排新建LNG接收站项目。

“十二五”期间，投产运行LNG接收站二期扩建项目以增加储气能力为主，主要考虑满足中心城市及辐射地区的应急调峰需求，并新增一部分接收能力。

适度发展小型LNG液化和气化站，以解决不同地

区不同用户的用气问题。

第四节 抓紧建设储气工程设施

天然气储气设施是保障天然气安全稳定供应的重要手段，是天然气输送体系的重要组成部分。目前储气能力建设已严重滞后，要根据全国天然气管网布局，加快建设储气设施，力争到“十二五”末，能保障天然气调峰应急需求。在长输管道沿线必须按照因地制宜、合理布局、明确重点、分步实施的原则配套建设储气调峰设施。

北京、天津、河北、山西、辽宁、吉林、黑龙江、山东等省（市）储气设施建设起步较早、基础较好，今后以逐步完善现有储气库和新建地下储气库为主，辅以LNG中小液化装置和LNG接收站储罐。结合已有储气设施，建设完善辽河、大港、华北、大庆、胜利等枯竭油气藏储气库群，包括辽河双6、齐13、胜利永21、大港板南、华北苏1、功20、苏4、苏49、顾辛庄、文23、大庆和吉林油田枯竭油气藏。

上海、江苏、浙江等省（市）地下储气库建设条件较差，可建立以LNG储罐为主，地下储气库和中小储罐为辅的调峰系统。主要项目包括江苏盐穴储气库和江苏油田枯竭油气藏储气库。2015年前主要以LNG储气为主，依托江苏、浙江现有LNG接收站增建扩建LNG储罐，形成江苏LNG储气体系和浙江LNG储气体系。

福建、广东、广西、海南和云南等省（区）储气系统以LNG接收站储罐为主，中小储罐、地下储气库及中小液化装置为辅。力争在2015年前建成依托福建、广东、海南现有LNG接收站增建扩建LNG储罐的储气体系，以满足地区调峰需求；2020年前，在合理布局基础上新建LNG接收站以增加储气能力，同时建设一定规模的地下储气库工作气量，形成多种调峰手段互补、满足本地、辐射两湖的储气能力体系。

安徽、湖北、湖南等省具备一定的地质条件，可建立以地下储气库为主，LNG中小储罐和中小型液化装置为辅的调峰系统。主要项目包括湖北应城、云应、黄场盐穴储气库等。

山西、河南、四川等省要利用枯竭油气藏建设地下储气库，同时利用上游气田解决部分调峰问题，辅之以可中断用户调峰和中小型液化装置调峰。主要项目包括中原文23、中原文96、西南相国寺等枯竭油气藏储气库。

陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等省（区）储气体系以地下储气库为主，建设新疆呼图壁、榆林等枯竭油气藏储气库。

我国“十二五”规划储气库重点项目见附件四。

第五节 加强科技创新和提高装备自主化水平

一、勘查开发技术

以大型油气田及煤层气开发国家科技重大专项及其它科技项目为支撑，形成一系列符合我国气藏特点的先进且经济有效的核心工程技术和配套装备，完善高酸性气田安全开发技术，努力攻破页岩气勘查开发关键技术；掌握煤层气富集规律及高效开发关键技术。依托大型油气田及煤层气开发重大专项，开展页岩气专项科技攻关，包括页岩气资源评价技术、页岩气有利目标优先评价方法、页岩储层地球物理评价技术、页岩气水平井钻完井技术、页岩储层改造及提高单井产量技术、产能预测和井网优化与经济评价技术等，形成适合我国地质特征的页岩气勘探开发技术体系。同时，着手编制相应的页岩气技术标准和规范，并加快培育专业化技术服务公司。

二、重大装备工程

研究制定《页岩气主要装备自主化专项规划》。依托页岩气开发示范区项目，实现高效钻头、可钻式桥塞及分段压裂封隔器、3 000型压裂车等关键装备的本地化制造，研究同步压裂和微地震裂缝监测等技术装备；开展新型压裂液、压裂液处理和再利用、储层伤害机理及保护、分段压裂、长井段射孔和体积改造等技术装备研制，掌握适用于我国页岩气开发的核心装备技术体系。

依托重大项目建设，加快突破管道建设关键技术和关键设备，如燃气轮机压缩机等，大力提高自主化水平。管材实现100%国产化。国内大型阀门和压缩机等关键设备技术接近世界先进水平，并在工程上应用。

依托重大工程继续做好LNG装备自主化工作，加大科技研发投入，引进消化吸收相结合，重点突破大型LNG液化工艺等关键技术，抓紧海水气化器、海水消防泵等设备国产化工作，整体降低接收站建设成本。继续支持“国船国造、国货国运”，推动LNG造船和运输业发展。

第六节 实施节约替代和提高能效工程

一、天然气节约工程

天然气生产企业要采取节能措施加强油田伴生气

回收利用，努力提高天然气商品率，增加外供商品气量，科学合理安排油气田生产自用气，避免放空浪费。

二、天然气替代工程

在经济相对发达地区和天然气产区，按照科学规划、因地制宜原则稳步实施以气替油工程，如以气替代油发电，以气替代车用和船用燃料等。

三、提高天然气利用效率工程

严格遵循天然气利用顺序，鼓励应用先进工艺、技术和设备，加快淘汰天然气利用落后产能。鼓励页岩气就近利用（发电、制成LNG和CNG等）和就近接入管网。

四、大力发展天然气分布式能源

加快推动示范项目建设，“十二五”期间建设1 000个天然气分布式能源示范项目和10个分布式能源示范区域。

第四章 规划实施

第一节 保障措施

一、加强行业管理和指导

一是完善全国天然气规划体系。各省（区、市）根据本规划制定本地区的天然气发展规划，并配套制定天然气管道建设等子规划，报国务院能源主管部门备案；大中城市也要制定管网等基础设施发展规划，并报省级人民政府主管部门备案。

二是通过页岩气探矿权招标试点，推动上游市场化改革；在管输和配气领域以新疆煤制气外输管道为试点，探索天然气管输、配气服务与天然气供应业务分离的有效途径；制定合理的管输价格标准，引导企业降低投资成本和造价。

三是完善天然气基础设施建设与运营管理的相关制度，明确建设单位、运营企业、销售企业以及用户等相关各方在基础设施建设、运营与天然气供应过程中的权利、义务和责任，保障安全稳定供气，促进天然气产业有序健康持续发展。

四是研究制定储气调峰有关制度，明确供用气各方责任。天然气销售企业应当逐步建立天然气商业储备，满足市场季节性调峰和资源供应中断时应急用气需求，以及直供天然气用户的调峰应急用气需求。城镇燃气经营企业也要建立天然气商业储备，满足所供

区域的日、小时调峰和应急用气要求。

五是加大天然气水合物资源勘查与评价力度，适时开展试开采工作。

二、建立完善天然气勘查开发促进机制

一是推动天然气探矿权、采矿权竞争性出让制度，严格探矿权退出机制，加快增储上产。二是做好天然气勘查开发与其他固体矿产勘查开发的衔接工作，协调解决天然气勘查开发区域与其他固体矿产矿业权、整装勘查区重叠问题。三是天然气资源勘查开发按现行税收政策规定进行税前扣除。四是明确页岩气作为新矿种的管理办法，继续推进和扩大页岩气探矿权区块招标投标工作。

三、落实页岩气产业鼓励政策

将页岩气纳入战略性新兴产业加以培育和引导，推进页岩气投资主体多元化，加强页岩气勘探开发活动的监督管理，推动页岩气科学发展。参照煤层气政策，研究制定具体的页岩气财政补贴等支持政策；依法取得页岩气探矿权、采矿权的矿业权人或探矿权、采矿权申请人可按照相关规定申请减免页岩气探矿权和采矿权使用费；对页岩气勘探开发等鼓励类项目项下进口国内不能生产的自用设备（包括随设备进口的技术），按有关规定免征关税；页岩气出厂价格实行市场定价；优先用地审批。

四、积极推动天然气基础设施建设

一是积极推动核准目录修订工作，经国务院批准后下放部分天然气管道核准权限，并建立地方省市管网等基础设施规划备案制度。二是抓紧开展非油气藏型地下储气库库址普查筛选和评价工作。三是加快地下储气库及其他储气设施核准工作，确保储气设施与管网联通。四是对从事国家鼓励发展的液化天然气进口项目，所需国内不能生产的进口设备，在规定范围内免征进口关税。五是鼓励省际管网互连互通。六是积极研究天然气战略储备问题。七是依据沿海天然气接收站布局，加强与港口规划的衔接，配套建设港口接卸中转储运设施，做好通航安全影响评估和岸线使用审批工作。八是加强重大项目社会风险评估工作力度。九是继续按《国务院关于鼓励和引导民间投资健康发展的若干意见》（国发〔2010〕13号）要求，积极支持民间资本参股建设天然气储运设施和城市供气管网。

五、引导天然气高效利用

一是修订《天然气利用政策》并组织实施，鼓励和支持天然气分布式能源、LNG汽车和船舶燃料等高效天然气利用项目，制定船用LNG燃料相关技术标准规范，鼓励地方政府出台相关政策支持天然气分布式能源项目，加大市场开发力度。二是各地和电网企业应加强配电网建设，电网公司将天然气分布式能源纳入区域电网规划范畴，解决分布式能源并网运行问题。三是对城镇居民用气等优先类用气项目，地方各级政府可在规划、用地、融资、收费等方面出台扶持政策，积极推进低碳城市试点。四是统筹考虑天然气产地的合理用气需求。符合条件的边疆、少数民族地区气化项目，可按税法规定享受相关税收优惠政策。五是将LNG接收站冷能利用纳入LNG项目核准评估内容，实现节能减排和提高能效。

六、完善天然气价格形成机制

一是建立反映资源稀缺程度和市场供求变化的天然气价格形成机制，加快理顺天然气与可替代能源的比价关系，充分发挥价格在调节供求关系中的杠杆作用，并为天然气价格最终市场化奠定基础。二是研究建立上中下游价格联动机制。三是鼓励天然气用气量季节差异较大的地区，研究推行天然气季节差价和可中断气价等差别性气价政策，引导天然气合理消费，提高天然气利用效率。鼓励天然气生产企业、下游用户通过多种渠道积极参与储气调峰设施的建设，支持发展可中断、可转换、可调节的天然气用户。四是研究建立国家级天然气交易市场问题。

七、深化体制机制改革

一是完善天然气产业相关制度，依法加强监管。二是深入研究管网专营化运行管理机制，为培育竞争性市场创造条件。三是实施天然气基础设施互联互通及向第三方提供准入服务。四是明确参与天然气供应的相关主体储气调峰义务。五是逐步构建与国内天然气产业发展相符的监管体系和政策体系。

八、保障管道安全运行

一是研究制定石油天然气管道保护法实施细则，完善有关配套法规和标准。积极开展向全社会特别是管道沿线群众普及管道保护法的宣传活动。督促指导管道企业落实管道保护责任，严格履行各项法定义务。

二是各省（区、市）能源主管部门要加强对本行政

区域管道保护工作的领导，督促本行政区域内设区的市级、县级人民政府指定主管管道保护工作的部门。县级以上地方人民政府主管管道保护工作的部门要依法履行职责，建立管道保护工作联系制度。

九、加强国际合作

按照互利双赢原则参与海外天然气开发项目；鼓励开展页岩气等非常规天然气与国外公司的合作，通过对外合作，引进技术，提高自主创新能力。

第二节 实施机制

一、加强规划协调管理

国务院能源主管部门要加强对规划实施的协调和指导，对规划实施情况进行跟踪分析和监督检查，推动规划各项指标和任务的落实。国务院各有关部门要按照职能分工，加强沟通配合，制定和完善相关配套政策措施，为规划实施创造有利条件。地方各级人民政府有关部门和相关企业要根据各自的职责，细化落实规划确定的主要目标和重点任务。

二、建立滚动调整机制

国务院能源主管部门要及时掌握规划实施情况，做好中期评估。根据国内天然气生产实际和国际天然气市场新形势，适时调整规划的主要目标、重点任务和项目，保障安全稳定供气，促进天然气产业健康持续发展。

三、编制年度实施计划

对规划确定的主要目标和重大任务，国务院能源主管部门要制定年度实施计划，指导各地区和有关企业按照国家战略意图和政策导向开展工作。同时，要研究建立规划实施考核体系和奖惩制度，保证规划目标和任务顺利实施。

第五章 环境影响评价

一、环境影响分析

(一) 节能减排效果显著。

目前，我国一次能源消费结构仍以煤炭为主，二氧化碳排放强度高，环境压力大。“十二五”期间，随着天然气资源开发利用加快，天然气占一次能源消费的比重将提高，可有效降低污染物和二氧化碳排放强度。如果2015年天然气消费量达到2 300亿立方米，比2010年增加约1 200亿立方米，同增加等量热

值的煤炭相比，每年可减排二氧化碳5.2亿吨、二氧化硫580万吨。

(二) 可持续发展作用重大。

天然气广泛使用对保护生态环境，改善大气质量，提高公众生活质量和健康水平，实现可持续发展具有重要作用。天然气覆盖面的扩大和天然气普及率的提高，使越来越多的人民群众能共享天然气的清洁性，生活质量得到提高，对我国经济社会可持续发展将发挥重要作用。

二、环境保护措施

(一) 总体要求。

坚持科学发展观，统筹规划、合理布局、保护环境、造福人民，实现天然气开发利用与安全健康、节能环保协调发展。认真执行环境影响评价制度，加强项目环保评估和审查。加强国家重要生态功能区或生态脆弱区等生态保护重点地区环境监管力度。

(二) 环保措施。

资源开发生产。一是加强集约化开发力度，尽量减少耕地占用，施工结束后应及时组织土地复垦，降低对土地、水资源、生态环境等造成的不良影响。二是完善高酸性气田安全开发技术，加强环境监测和风险防范措施，制定应急预案。三是加强对页岩气开发用水及其处理的管理及环境监测。四是大力推广油田伴生气和气田试采气回收技术、天然气开采节能技术等。

设施建设运营。一是在选线、选站场过程中要尽量避免穿越自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田保护区、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、珍惜濒危野生动植物天然集中分布区、军事区和文物保护单位等环境敏感区，对确实无法避让的，在相关法律法规允许的范围内，选择对环境敏感区影响最小的路由和施工方案通过，并采取严格的环境保护措施降低对环境敏感区的影响，减少耕地占用，采取水土保持措施。二是优化储运工艺，加强天然气泄漏检测，配备先进的监控和应急设备，制定应急预案，严格监控突发风险事故，降低事故影响。管道站场和储气库应选用低噪音设备。必要时进行降噪隔声处理，加强噪音监测。三是加大LNG冷能利用力度，冷能利用项目须与接收站同步建设，减少对海水生态环境的影响，提高能源综合利用效率。