

能源发展“十二五”规划

目 录

前 言

第一章 发展基础和背景

第一节 发展基础

第二节 面临形势

第二章 指导方针和目标

第一节 指导思想

第二节 基本原则

第三节 主要目标

第三章 主要任务

第一节 加强国内资源勘探开发

第二节 推进能源高效清洁转化

第三节 推动能源供应方式变革

第四节 加快能源储运设施建设

第五节 实施能源民生工程

第六节 控制能源消费总量

第七节 深化能源体制机制改革

第八节 提升能源科技和装备水平

第九节 深化能源国际合作

第四章 保障措施

第一节 健全财税金融政策

第二节 改进能源投资管理

第三节 强化能源行业管理

第四节 加强国际合作统筹协调

第五章 规划实施

前 言

能源是人类生存和发展的重要物质基础，攸关国计民生和国家安全。推动能源生产和利用方式变革，调整优化能源结构，构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系，对于保障我国经济社会可持续发展具有重要战略意义。

本规划根据《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》（以下简称“十二五”规划纲要）编制，主要阐明我国能源发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务和政策措施，是“十二五”时期我国能源发展的总体蓝图和行动纲领。

第一章 发展基础和背景

第一节 发展基础

“十一五”时期，我国能源快速发展，供应能力明显提高，产业体系进一步完善，基本满足了经济社会发展需要，为“十二五”能源发展奠定了坚实基础。

能源供应能力显著增强。一次能源生产总量连续五年位居世界第一，2010年达到29.7亿吨标准煤；电力装机规模比2005年增长将近一倍，达到9.7亿千瓦，居世界第二。

清洁能源比重逐步增加。2010年，我国水电装机规模达到2.2亿千瓦，位居世界第一；核电在建规模2924万千瓦，占世界核电在建规模的40%以上；“十一五”时期新增风电装机规模约3000万千瓦，2010年并网规模位居世界第二；太阳能热水器集热面积继续保持世界第一。

能源重大科技专项顺利实施。资源勘探开发、加工转化技术水平显著提高，重大装备自主创新能力进一步增强。年产600万吨煤炭综采成套装备实现国产化，深海油气钻井平台建造取得重大突破，具备了百万千瓦级压水堆核电站自主设计、制造、建设和运营能力，掌握了大型风电设备制造技术，特高压等先进输电技术研发应用居世界领先水平。

节能环保成效明显。“十一五”时期，单位国内生产总值能耗下降19.1%，电力行业实施“上大压小”，单位火电供电标准煤耗下降37克，脱硫机组比重持续增加。

能源国际合作稳步推进。境外能源资源开发取得新进展，西北、东北、西南和海上四大能源进口战略通道格局初步形成，我国在国际能源事务中的作用逐步增强。

煤电油气运保障协调机制逐步完善。国家石油储备规模逐步扩大，应急保障能力不断增强，有效应对了汶川地震、玉树地震和南方雨雪冰冻等特大自然灾害，保障了北京奥运会、上海世博会等重大活动成功举办。

专栏 1 “十一五”时期能源发展成就				
指 标	单 位	2005 年	2010 年	年均增长率 (%)
一次能源生产总量	亿吨标准煤	21.6	29.7	6.6
其中:煤炭	亿吨	23.5	32.4	6.6
原油	亿吨	1.8	2.0	2.1
天然气	亿立方米	493	948	14.0
非化石能源	亿吨标准煤	1.6	2.8	11.8
一次能源消费总量	亿吨标准煤	23.6	32.5	6.6
电力装机规模	亿千瓦	5.2	9.7	13.3
其中:水电	亿千瓦	1.2	2.2	12.9
火电	亿千瓦	3.9	7.1	12.7
核电	万千瓦	685	1082	9.6
风电	万千瓦	126	3100	89.8

第二节 面临形势

“十二五”时期，世情国情继续发生深刻变化，世界政治经济形势更加复杂严峻，能源发展呈现新的阶段性特征，我国既面临由能源大国向能源强国转变的难得历史机遇，又面临诸多问题和挑战。

从国际看，全球气候变化、国际金融危机、欧洲主权债务危机、地缘政治等因素对国际能源形势产生重要影响，世界能源市场更加复杂多变，不稳定性和不确定性进一步增加。

一是能源资源竞争日趋激烈。一些发达国家长期形成的能源资源高消耗模式难以改变，发展中国家工业化和现代化进程加快，能源消费需求将不断增加，全球能源资源供给长期偏紧的矛盾将更加突出。未来十年，发展中国家能源需求增量占全球增量的 85%左右，消费重心逐步东移。发达国家竭力维护全球能源市场主导权，进一步强化对能源资源和战略运输通道的控制。能源输出国加强对资源的控制，构建战略联盟强化自身利益。能源的战略属性、政治属性更加凸显，围绕能源资源的博弈日趋激烈。

二是能源供应格局深刻调整。作为全球油气输出重地的西亚、北非地区局势持续动荡。美国和加拿大页岩气、页岩油等非常规资源开发取得重大突破，推动全球化石能源结构变化。美国出台了《未来能源安全蓝图》，提出“能源独立”新主张，加大本土能源资源开发，调整石油进口来源。日本福岛核电站核泄漏事故不仅影响了世界核电发展进程，而且对全球能源开发利用方式产生了深远影响。欧盟制定了 2020 年能源战略，启动

战略性能源技术计划，着力发展可再生能源，减少对化石能源的依赖。世界能源生产供应及利益格局正在发生深刻调整和变化。

三是全球能源市场波动风险加剧。在能源资源供给长期偏紧的背景下，国际能源价格总体呈现上涨态势。金融资本投机形成“投机溢价”，国际局势动荡形成“安全溢价”，生态环境标准提高形成“环境溢价”，能源价格将长期高位震荡。发达国家能源需求增长减弱，已形成适应较高能源成本的经济结构，并将继续掌控世界能源资源和市场主导权，能源市场波动将主要给发展中国家带来风险和压力。

四是围绕气候变化的博弈错综复杂。气候变化已成为涉及各国核心利益的重大全球性问题，围绕排放权和发展权的谈判博弈日趋激烈。发达国家一方面利用自身技术和资本优势加快发展节能、新能源、低碳等新兴产业，推行碳排放交易，强化其经济竞争优势；另一方面，通过设置碳关税、“环境标准”等贸易壁垒，进一步挤压发展中国家发展空间。我国作为最大的发展中国家，面临温室气体减排和低碳技术产业竞争的双重挑战。

五是能源科技创新和结构调整步伐加快。国际金融危机以来，世界主要国家竞相加大能源科技研发投入，着力突破节能、低碳、储能、智能等关键技术，加快发展战略性新兴产业，抢占新一轮全球能源变革和经济科技竞争的制高点。高效、清洁、低碳已经成为世界能源发展的主流方向，非化石能源和天然气在能源结构中的比重越来越大，世界能源将逐步跨入石油、天然气、煤炭、可再生能源和核能并驾齐驱的新时代。

从国内看，能源发展的长期矛盾和短期问题相互交织，国内因素与国际因素互相影响，资源和环境约束进一步加剧，节能减排形势严峻，能源资源对外依存度快速攀升，能源控总量、调结构、保安全面临全新的挑战。

一是资源制约日益加剧，能源安全形势严峻。一方面，我国能源资源短缺，常规化石能源可持续供应能力不足。油气人均剩余可采储量仅为世界平均水平的6%，石油年产量仅能维持在2亿吨左右，常规天然气新增产量仅能满足新增需求的30%左右。煤炭超强度开采。另一方面，粗放式发展导致我国能源需求过快增长，石油对外依存度从本世纪初的26%上升至2011年的57%。与此同时，我国油气进口来源相对集中，进口通道受制于人，远洋自主运输能力不足，金融支撑体系亟待加强，能源储备应急体系不健全，应对国际市场波动和突发性事件能力不足，能源安全保障压力巨大。

二是生态环境约束凸显，绿色发展迫在眉睫。我国能源结构以煤为主，开发利用方式粗放，资源环境压力加大。大量水资源被消耗或污染，煤矸石堆积大量占用和污染土

地，酸雨影响面积达 120 万平方公里，主要污染物和温室气体排放总量居世界前列。国内生态环境难以继续承载粗放式发展，国际上应对气候变化的压力日益增大，迫切需要绿色转型发展。

三是发展方式依然粗放，能效水平亟待提高。我国服务业发展滞后，能源密集型产业低水平过度发展、比重偏大，钢铁、有色、建材、化工四大高载能产业用能约占能源消费总量一半，单位产值能耗高。我国人均能源消费已达到世界平均水平，但人均国内生产总值仅为世界平均水平的一半；单位国内生产总值能耗不仅远高于发达国家，也高于巴西、墨西哥等发展中国家。较低的能效水平，与我国所处的发展阶段和国际产业分工格局有关，集中反映了我国发展方式粗放、产业结构不合理等突出问题，迫切需要实行能源消费强度和消费总量双控制，形成倒逼机制，推动在转方式、调结构方面取得实质性进展。

四是能源基础设施建设滞后，协调发展任重道远。我国区域经济和能源发展不平衡、不协调，能源供需逆向分布矛盾突出，基础设施建设相对薄弱，跨区输煤输电能力不足，缺煤缺电和窝煤窝电并存现象时有发生。城乡能源基础设施和用能水平差距大，农村能源建设和服务薄弱，农村电网建设和改造滞后，个别地方还没有用上电，全国仍有大量农户以秸秆和薪柴为生活燃料，减少能源贫困和推进城乡能源协调发展任重道远。

五是自主创新能力不足，能源产业大而不强。能源科技创新投入不足，研发力量较为分散，领军人才稀缺，自主创新基础薄弱，能源装备制造整体水平与国际先进水平相比仍有较大差距，关键核心技术和先进大型装备对外依赖程度较高，能源产业总体上大而不强，迫切需要进一步深化能源科技体制改革，大力提升能源科技自主创新能力。

六是体制约束日益显现，深化改革势在必行。能源产业行政垄断、市场垄断和无序竞争现象并存，价格机制不完善。煤电矛盾日益突出。风电、太阳能发电、小水电和分布式发电上网受到电力系统及运行机制制约。能源行业管理薄弱，缺位与错位现象并存，资源管理亟待规范，行业统计亟待加强。推动能源科学发展，迫切需要加快推进能源体制改革。

第二章 指导方针和目标

第一节 指导思想

高举中国特色社会主义伟大旗帜，全面深入贯彻落实党的十八大精神，以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导，以科学发展为主题，以加快转变发展

方式为主线，着力推进能源体制机制创新和科技创新，着力加快能源生产和利用方式变革，强化节能优先战略，全面提升能源开发转化和利用效率，控制能源消费总量，构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系，保障经济社会可持续发展。

第二节 基本原则

——坚持节约优先。实施能源消费强度和消费总量双控制，努力构建节能型生产消费体系，促进经济发展方式和生活消费模式转变，加快构建节能型国家和节约型社会。

——坚持立足国内。立足国内资源优势和发展基础，着力增强能源供给保障能力，完善能源储备应急体系，合理控制对外依存度，提高能源安全保障水平。

——坚持多元发展。着力提高清洁低碳化石能源和非化石能源比重，大力推进煤炭高效清洁利用，科学实施传统能源替代，加快优化能源生产和消费结构。

——坚持保护环境。树立绿色、低碳发展理念，统筹能源资源开发利用与生态环境保护，在保护中开发，在开发中保护，积极培育符合生态文明要求的能源发展模式。

——坚持深化改革。充分发挥市场机制作用，统筹兼顾，标本兼治，加快推进重点领域和关键环节改革，理顺价格机制，构建有利于促进能源可持续发展的体制机制。

——坚持科技创新。加快创新型人才队伍建设，加强基础科学研究和前沿技术攻关，增强能源科技创新能力。依托重点能源工程，推动重大核心技术和关键装备自主创新。

——坚持国际合作。统筹国内国际两个大局，大力拓展能源国际合作范围、渠道和方式，提升能源“走出去”和“引进来”水平，推动建立国际能源新秩序，努力实现合作共赢。

——坚持改善民生。统筹城乡和区域能源发展，加强能源基础设施和基本公共服务能力建设，尽快消除能源贫困，努力提高人民群众用能水平。

第三节 主要目标

根据对“十二五”时期经济社会发展趋势的总体判断，按照“十二五”规划纲要总体要求，综合考虑安全、资源、环境、技术、经济等因素，2015年能源发展的主要目标是：

——能源消费总量与效率。实施能源消费强度和消费总量双控制，能源消费总量

40 亿吨标准煤，用电量 6.15 万亿千瓦时，单位国内生产总值能耗比 2010 年下降 16%。能源综合效率提高到 38%，火电供电标准煤耗下降到 323 克/千瓦时，炼油综合加工能耗下降到 63 千克标准油/吨。

——能源生产与供应能力。着眼于提高安全保障水平、增强应急调节能力，适度超前部署能源生产与供应能力建设，一次能源供应能力 43 亿吨标准煤，其中国内生产能力 36.6 亿吨标准煤。石油对外依存度控制在 61%以内。

——能源结构优化。非化石能源消费比重提高到 11.4%，非化石能源发电装机比重达到 30%。天然气占一次能源消费比重提高到 7.5%，煤炭消费比重降低到 65%左右。

——国家综合能源基地建设。加快建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区、新疆五大国家综合能源基地。到 2015 年，五大基地一次能源生产能力达到 26.6 亿吨标准煤，占全国 70%以上；向外输出 13.7 亿吨标准煤，占全国跨省区输送量的 90%。

——生态环境保护。单位国内生产总值二氧化碳排放比 2010 年下降 17%。每千瓦时煤电二氧化硫排放下降到 1.5 克，氮氧化物排放下降到 1.5 克。能源开发利用产生的细颗粒物（PM2.5）排放强度下降 30%以上。煤炭矿区土地复垦率超过 60%。

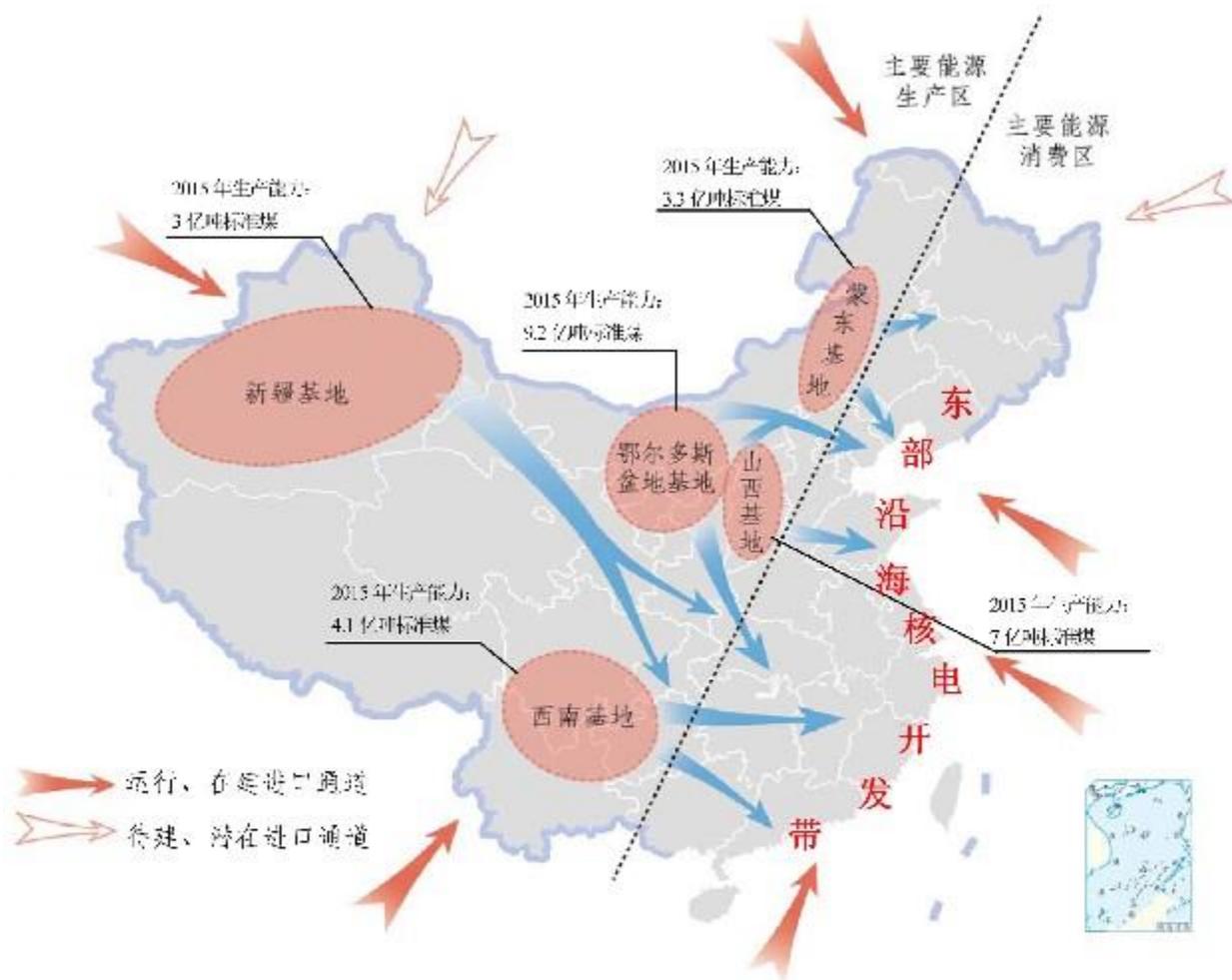
——城乡居民用能。全面实施新一轮农村电网改造升级，实现城乡各类用电同网同价。行政村通电，无电地区人口全部用上电，天然气使用人口达到 2.5 亿人，能源基本公共服务水平显著提高。

——能源体制机制改革。电力、油气等重点领域改革取得新突破，能源价格市场化改革取得新进展，能源财税机制进一步完善，能源法规政策和标准基本健全，初步形成适应能源科学发展需要的行业管理体系。

类别	指标	单位	2010 年	2015 年	年均增长	属性
能源 消费 总量 与 效率	一次能源消费总量	亿吨 标准 煤	32.5	40	4.3%	预期性
	非化石能源消费比重	%	8.6	11.4	(2.8)	约束性
	全社会用电量	万亿 千瓦 时	4.2	6.15	8.0%	预期性

	单位国内生产总值能耗	吨标准煤/万元	0.81	0.68	(-16%)	约束性
	火电供电标准煤耗	克/千瓦时	333	323	-0.6%	预期性
	电网综合线损率	%	6.5	6.3	(-0.2)	预期性能源
能源生产与供应	国内一次能源生产能力	亿吨标准煤	29.7	36.6	4.3%	预期性
	煤炭生产能力	亿吨	32.4	41	4.8%	预期性
	原油生产能力	亿吨	2	2	0	预期性
	天然气生产能力	亿立方米	948	1565	10.5%	预期性
	非化石能源生产能力	亿吨标准煤	2.8	4.7	10.9%	预期性
电力发展	电力装机容量	亿千瓦	9.7	14.9	9.0%	预期性
	其中：煤电	亿千瓦	6.6	9.6	7.8%	预期性
	水电	亿千瓦	2.2	2.9	5.7%	预期性
	核电	万千瓦	1082	4000	29.9%	预期性
	天然气发电	万千瓦	2642	5600	16.2%	预期性
	风电	万千瓦	3100	10000	26.4%	预期性
	太阳能发电	万千瓦	86	2100	89.5%	预期性
生态环境保护	单位国内生产总值二氧化碳排放下降				(-17%)	约束性
	煤电二氧化硫排放系数	克/千瓦时	2.9	1.5	-12.4%	约束性
	煤电氮氧化物排放系数	克/千瓦时	3.4	1.5	-15.1%	约束性
民生改善	居民人均生活用电量	千瓦时	380	620	10.3%	预期性
	绿色能源示范县	个	108	200	13.1%	预期性
	使用天然气人口	亿	1.8	2.5	6.8%	预期性

注：（1）（）内为五年累计数；（2）国内生产总值以 2010 年不变价格计算，其他涉及价值量计算同；（3）天然气生产能力包括常规天然气、煤层气和页岩气；（4）2015 年水电装机中含 3000 万千瓦抽水蓄能电站容量。



国家综合能源基地示意图

第三章 主要任务

第一节 加强国内资源勘探开发

加大国内能源资源勘探力度，优化开发常规化石能源，巩固能源供应基础。着力突破煤层气、页岩气等非常规油气资源开发技术瓶颈，大力发展非化石能源，培育新的能源供应增长极。

一、安全高效开发煤炭

按照控制东部、稳定中部、发展西部的原则，稳步推进大型煤炭基地建设，以大型骨干企业为主体，重点建设大型现代化煤矿。深入推进煤炭资源整合和煤矿企业兼并重组，调整优化产能结构，加快淘汰落后生产能力。加快煤矿改造升级，实施瓦斯治理、水火灾防治、应急避险等重大安全工程，推行煤矿安全生产标准化，建设数字化自动化矿井、无人值守采煤工作面、煤炭地下气化示范工程，全面提升煤矿技术装备水平。加大焦煤、无烟煤等稀缺煤种保护性开发力度。积极推广保水开采、充填开采等先进技术，实施采煤沉陷区综合治理。因地制宜开发煤炭共伴生资源，大力发展矿区循环经济。到 2015 年，煤炭产能达到 41 亿吨，煤炭产量控制在 39 亿吨以内；采煤机械化程度达到 75% 以上；安全高效煤矿产量 25 亿吨，占全国的 60% 以上，比 2010 年增加约 30 个百分点；原煤百万吨死亡率下降 28% 以上；矿井水利用率达到 75%。

二、加快常规油气勘探开发

按照稳定东部、加快西部、发展南方、开拓海域的原则，围绕新油气田规模高效开发和老油气田采收率提高两条主线，鼓励低品位资源开发，推进原油增储稳产、天然气快速发展。挖掘东部潜力，加强老区精细勘探，拓展外围盆地资源；加快西部重点盆地勘探开发，增加油气储量和产量；加大南方海相区域勘探开发力度，创新地质理论，突破关键勘探开发技术。推进塔里木盆地和准噶尔盆地、松辽盆地、鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地、四川盆地等陆上油气生产基地稳产或增产。加快海上油气资源勘探开发，坚持储近用远原则，重点提高深水资源勘探开发能力。到 2015 年，新增石油探明地质储量 65 亿吨以上，产量稳定在 2 亿吨左右；新增常规天然气探明地质储量 3.5 万亿立方米，产量超过 1300 亿立方米。

三、大力开发非常规天然气资源

根据资源前景和发展基础，重点加大煤层气和页岩气勘探开发力度。建设沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业基地，继续推进河北、安徽、山东、河南、陕西、甘肃、宁夏等省（区）煤层气勘探开发试验，加快开展新疆低阶煤盆地、中部地区低渗透性煤层和西南高应力区煤层气勘查与开发评价。加快全国页岩气资源调查与评价，在保护生态环境和合理利用水资源的前提下，优选一批页岩气远景区和有利目标区。突破勘探开发关键技术，重点加快四川、重庆、云南、贵州、湖北、陕西、山西等省页岩气勘探开发，建设长宁、威远、昭通、富顺-永川、鄂西渝东、川西-阆中、川东北、延安等页岩气勘探

开发区，初步实现规模化商业生产，为页岩气快速发展奠定坚实基础。到 2015 年，煤层气、页岩气探明地质储量分别增加 1 万亿和 6000 亿立方米，商品量分别达到 200 亿和 65 亿立方米，非常规天然气成为天然气供应的重要增长极。

四、积极有序发展水电

坚持水电开发与移民致富、环境保护、水资源综合利用、地方经济社会发展相协调，加强流域水电规划，在做好生态环境保护和移民安置的前提下积极发展水电。全面推进金沙江中下游、澜沧江中下游、雅砻江、大渡河、黄河上游、雅鲁藏布江中游水电基地建设，有序启动金沙江上游、澜沧江上游、怒江水电基地建设，优化开发闽浙赣、东北、湘西水电基地，基本建成长江上游、南盘江红水河、乌江水电基地。统筹考虑中小流域的开发与保护，科学论证、因地制宜积极开发小水电，合理布局抽水蓄能电站。“十二五”时期，开工建设常规水电 1.2 亿千瓦、抽水蓄能电站 4000 万千瓦。到 2015 年，全国常规水电、抽水蓄能电站装机分别达到 2.6 亿千瓦和 3000 万千瓦。

五、安全高效发展核电

严格实施核电安全规划和核电中长期发展规划（调整），把“安全第一”方针落实到核电规划、建设、运行、退役全过程及所有相关产业。在做好安全检查的基础上，持续开展在役在建核电机组安全改造。全面加强核电安全管理，提高核事故应急响应能力。在核电建设方面，坚持热堆、快堆、聚变堆“三步走”技术路线，以百万千瓦级先进压水堆为主，积极发展高温气冷堆、商业快堆和小型堆等新技术；合理把握建设节奏，稳步有序推进核电建设；科学布局项目，对新建厂址进行全面复核，“十二五”时期只安排沿海厂址；提高技术准入门槛，新建机组必须符合三代安全标准。同步完善核燃料供应体系，满足核电长远发展需要。利用有限时间、依托有限项目完成装备自主化任务，全面提升我国装备制造业水平。加快建设现代核电产业体系，打造核电强国。到 2015 年，运行核电装机达到 4000 万千瓦，在建规模 1800 万千瓦。

六、加快发展风能等其他可再生能源

坚持集中与分散开发利用并举，以风能、太阳能、生物质能利用为重点，大力发展可再生能源。优化风电开布局，有序推进华北、东北和西北等资源丰富地区风电建设，加快风能资源的分散开发利用。协调配套电网与风电开发建设，合理布局储能设施，建立保障风电并网运行的电力调度体系。积极开展海上风电项目示范，促进海上风电规模化发展。加快太阳能多元化利用，推进光伏产业兼并重组和优化升级，大力推广与建筑结

合的光伏发电，提高分布式利用规模，立足就地消纳建设大型光伏电站，积极开展太阳能热发电示范。加快发展建筑一体化太阳能应用，鼓励太阳能发电、采暖和制冷、太阳能中高温工业应用。有序开发生物质能，以非粮燃料乙醇和生物柴油为重点，加快发展生物液体燃料。鼓励利用城市垃圾、大型养殖场废弃物建设沼气或发电项目。因地制宜利用农作物秸秆、林业剩余物发展生物质发电、气化和固体成型燃料。稳步推进地热能、海洋能等可再生能源开发利用。到 2015 年，风能发电装机规模达到 1 亿千瓦；太阳能发电装机规模达到 2100 万千瓦；生物质能发电装机规模达到 1300 万千瓦，其中城市生活垃圾发电装机容量达到 300 万千瓦。

专栏 3 “十二五”时期能源资源开发重点
<p>大型煤炭基地：加快陕北、黄陇、神东、蒙东、宁东、新疆等煤炭基地建设，优化开发晋北、晋中、晋东、河南、两淮和云贵煤炭基地资源，控制冀中、鲁西煤炭基地开发规模和强度，到“十二五”末，形成 10 个亿吨级和 10 个 5000 万吨级特大型煤炭企业，产量占全国的 60%以上。</p> <p>非常规天然气开发区块：建成沁水盆地寺河、潘河、成庄、潘庄、赵庄和鄂尔多斯盆地柳林、韩城—合阳煤层气地面开发项目，推进山西、辽宁、安徽、河南、重庆、四川、贵州等省市重点矿区煤层气井下规模化抽采。建成长宁、威远、富顺—永川、昭通、鄂西渝东等 21 个页岩气规模化勘探开发区。</p> <p>大型水电基地：重点开工建设金沙江白鹤滩、乌东德、梨园、龙开口、鲁地拉、观音岩、苏洼龙、叶巴滩、拉哇、昌波、旭龙，雅砻江两河口、牙根一级、牙根二级、孟底沟、卡拉、杨房沟，大渡河双江口、猴子岩、硬梁包、丹巴、老鹰岩、安谷、金川、安宁、巴底、枕头坝二级、沙坪一级，澜沧江古水、黄登、苗尾、乌弄龙、里底、托巴、大华桥、橄榄坝、古学、如美，黄河上游班多、羊曲、门堂、玛尔挡，雅鲁藏布江中游加查、街需、大古，长江干流小南海，怒江松塔，汉江旬阳，第二松花江丰满重建，乌江白马，红水河龙滩二期，帕隆藏布忠玉，库玛拉克河大石峡，开都河阿仁萨很托亥等项目；深入论证、有序启动澜沧江上游侧格、卡贡，黄河上游宁木特、茨哈峡，金沙江中游龙盘，怒江干流六库、马吉、亚碧罗、赛格等项目。</p> <p>大型风电基地：建设河北、蒙西、蒙东、吉林、甘肃、新疆、黑龙江以及山东沿海、江苏沿海风电基地，到 2015 年，大型风电基地规模达到 7900 万千瓦。</p> <p>太阳能电站：按照就近消纳、有序开发的原则，重点在西藏、内蒙古、甘肃、宁夏、青海、新疆、云南等太阳能资源丰富地区，利用沙漠、戈壁及无耕种价值的闲置土地，建设若干座大型光伏电站，结合资源和电网条件，探索水光互补、风光互补的利用新模式。</p>

第二节 推进能源高效清洁转化

立足资源优势，依靠科技创新，加快推进燃煤发电、炼油化工技术进步和产业升级，探索煤炭分质转化、梯级利用的有效途径，提高能源加工转化效率和清洁化利用水平。

一、高效清洁发展煤电

稳步推进大型煤电基地建设，统筹水资源和生态环境承载能力，按照集约化开发模式，采用超超临界、循环流化床、高效节水等先进适用技术，在中西部煤炭资源富集地

区，鼓励煤电一体化开发，建设若干大型坑口电站，优先发展煤矸石、煤泥、洗中煤等低热值煤炭资源综合利用发电。在中东部地区合理布局港口、路口电源和支撑性电源，严格控制在环渤海、长三角、珠三角地区新增除“上大压小”和热电联产之外的燃煤机组。积极发展热电联产，在符合条件的大中城市，适度建设大型热电机组，在中小城市和热负荷集中的工业园区，优先建设背压式机组，鼓励发展热电冷多联供。继续推进“上大压小”，加强节能、节水、脱硫、脱硝等技术的推广应用，实施煤电综合改造升级工程，到“十二五”末，淘汰落后煤电机组 2000 万千瓦，火电每千瓦时供电标准煤耗下降到 323 克。“十二五”时期，全国新增煤电机组 3 亿千瓦，其中热电联产 7000 万千瓦、低热值煤炭资源综合利用 5000 万千瓦。

二、推进煤炭洗选和深加工升级示范

以提高资源高效清洁利用水平为目标，加大煤炭洗选比重，提高商品煤质量，优化煤炭加工利用方式，逐步建立科学的煤炭分级利用体系，到 2015 年，原煤入选率达到 65%以上，煤矸石综合利用率提高到 75%。总结现有煤炭深加工示范项目经验，按照能量梯级利用、节水降耗、绿色低碳等要求，完善核心技术和工艺路线，稳步开展升级示范。重点在中西部煤炭净调出省区，选择水资源相对丰富、配套基础条件好的重点开发区，建设煤基燃料、烯烃及多联产升级示范工程，探索符合我国国情的科技含量高、附加值高、产业链长的煤炭深加工产业发展模式，为适应未来能源更替和变革提供战略技术储备。

“十二五”时期，新开工煤制天然气、煤炭间接液化、煤制烯烃项目能源转化效率分别达到 56%、42%、40%以上。

三、集约化发展炼油加工产业

按照上下游一体化、炼化储一体化的原则，依托进口战略通道建设炼化产业带，统筹新炼厂建设和既有炼厂升级改造，建设若干大型化、集约化的炼化基地，逐步形成环渤海、长三角、珠三角三大炼油产业集群。严格行业准入管理，推进企业兼并重组，提高产业集中度。到 2015 年，全国一次原油加工能力达到 6.2 亿吨，成品油产量达到 3.3 亿吨，炼油每吨综合加工能耗下降到 63 千克标准油，水耗降低到 0.5 吨。

四、有序发展天然气发电

在天然气来源可靠的东部经济发达地区，合理建设燃气蒸汽联合循环调峰电站。在电价承受能力强、热负荷需求大的中心城市，优先发展大型燃气蒸汽联合循环热电联产

项目。积极推广天然气热电冷联供，支持利用煤层气发电。“十二五”时期，全国新增燃气电站 3000 万千瓦。

专栏 4 “十二五”时期能源加工转化建设重点

大型煤电基地：统筹当地电力市场情况和跨区输电需要，重点在山西、内蒙古、陕西、宁夏、新疆等煤炭资源富集地区，采用先进节水技术，建设大型坑口煤电基地，在贵州、皖北、陇东等地区适度建设一定规模的外送煤电项目。

煤炭深加工升级示范工程：在继续组织实施好宁夏宁东、陕西榆林、内蒙古鄂尔多斯、新疆伊犁等既有煤炭深加工项目的基础上，在新疆、内蒙古、陕西、山西、云南、贵州、安徽等部分综合配套条件比较好的地区，积极推进以煤炭液化、煤制气、煤制烯烃、煤基多联产、煤油气资源综合利用等为主要方向的大规模工程示范项目。

炼油基地：加快先进炼油产能建设，重点建设浙江镇海、广东惠州、河南洛阳、新疆克拉玛依改扩建项目，充分利用境外资源，在天津、河北曹妃甸、浙江台州、广东湛江、广东揭阳、云南昆明、福建泉州等新建一批炼油项目，优化国内炼油产业布局，到“十二五”末，形成若干个具有较强竞争力的千万吨级炼油基地。

第三节 推动能源供应方式变革

根据新兴能源的技术基础、发展潜力和相关产业发展态势，以分布式能源、智能电网、新能源汽车供能设施为重点，大力推广新型供能方式，提高能源综合利用效率，促进战略性新兴产业发展，推动能源生产和利用方式变革。

一、大力发展分布式能源

统筹传统能源、新能源和可再生能源的综合利用，按照自用为主、富余上网、因地制宜、有序推进的原则，积极发展分布式能源，实现分布式能源与集中供能系统协调发展。

（一）积极发展天然气分布式能源。根据常规天然气、煤层气、页岩气供应条件和用户能量需求，重点在能源负荷中心，加快建设天然气分布式能源系统。对开发规模较小或尚未联通管网的页岩气、煤层气等非常规天然气，优先采用分布式利用方式。统筹天然气和电力调峰需求，合理选择天然气分布式利用方式，实现天然气和电力优化互济利用。加强天然气分布式利用技术研发，提高技术装备自主化水平。

（二）大力发展分布式可再生能源。根据资源特性和用能需求，加快风能、太阳能、小水电、生物质能、海洋能、地热能等可再生能源的分布式开发利用。以城市、工业园区等能源消费中心为重点，完善相关配套设施，大力推进屋顶光伏等分布式可再生能源技术应用，尽快提高分布式供能比重。因地制宜在农村、林区、牧区、海岛积极推进分布式可再生能源建设，解决偏远地区生活用能问题。

(三) 营造有利于分布式能源发展的体制政策环境。将分布式能源纳入电力和供热规划范畴, 加强配套电网和热力网建设。创新体制机制, 研究制定分布式能源标准, 完善分布式能源价格机制和产业政策, 努力实现分布式发电直供及无歧视、无障碍接入电网。

专栏 5 “十二五”时期分布式能源发展重点和目标	
天然气分布式能源	发展重点: 推进天然气分布式能源示范项目建设, 在城市工业园区、旅游集中服务区、生态园区、大型商业设施等能源负荷中心, 建设区域分布式能源系统和楼宇分布式能源系统; 在条件具备的地区, 结合太阳能、风能、地源热泵等可再生能源, 建设能源综合利用项目。
	发展目标: 到 2015 年, 建成 1000 个左右天然气分布式能源项目、10 个左右各具特色的天然气分布式能源示范区; 完成天然气分布式能源主要装备研制, 初步形成具有自主知识产权的分布式能源装备产业体系。
分布式可再生能源	发展重点: 推进分布式可再生能源项目建设, 以民用建筑为重点, 在城市推广太阳能热水、太阳能发电、地热能、垃圾发电等新能源技术应用; 在城市社区、工业园区、企业等能源消费中心, 积极开展分布式风能、太阳能发电、地热能等资源综合利用; 在条件适宜地区, 大力推动新建建筑应用太阳能热水系统, 实施光伏建筑一体化工程; 在重要风景名胜区周边、林区、边远和农村地区, 合理布局离网式风电、太阳能发电、小水电和生物质能等可再生能源项目。
	发展目标: 到 2015 年, 分布式太阳能发电达到 1000 万千瓦, 建成 100 个以分布式可再生能源应用为主的新能源示范城市。

二、推进智能电网建设

加快智能电网建设, 着力增强电网对新能源发电、分布式能源、电动汽车等能源利用方式的承载和适应能力, 实现电力系统与用户互动, 推动电力系统各环节、各要素升级转型, 提高电力系统安全水平和综合效率, 带动相关产业发展。

加强智能电网规划, 通过关键技术研发、设备研制和示范项目建设, 确定技术路线和发展模式, 制定智能电网技术标准。建立有利于智能电网技术推广应用的体制机制, 推行与智能电网发展相适应的电价政策。加快推广应用智能电网技术和设备, 提升电网信息化、自动化、互动化水平, 提高可再生能源、分布式能源并网输送能力。积极推进微电网、智能用电小区、智能楼宇建设和智能电表应用。“十二五”时期, 建成若干个智能电网示范区, 力争关键技术创新和装备研发走在世界前列。

三、建设新能源汽车供能设施

加强供能基础设施建设, 为新能源汽车产业化发展提供必要的条件和支撑, 促进交通燃料清洁化替代, 降低温室气体和大气污染物排放。结合充电式混合动力、纯电动、

天然气（CNG/LNG）等新能源汽车发展，在北京、上海、重庆等新能源汽车示范推广城市，配套建设充电桩、充（换）电站、天然气加注站等服务网点。着力研发高性能动力电池和储能设施，建立新能源汽车供能装备制造、认证、检测以及配套标准体系。到 2015 年，形成 50 万辆电动汽车充电基础设施体系。

第四节 加快能源储运设施建设

按照海陆并举、内外衔接、安全畅通、适度超前的原则，统筹境外能源进口和国内产需衔接，统筹各种能源运输方式，优化能源流向，扩大北煤南运、北油南运、西气东输和西电东送规模。加强能源储备和调峰设施建设，全面提升能源应急保障能力。

一、强化战略通道和骨干网络建设

（一）石油。加快西北（中哈）、东北（中俄）和西南（中缅）三大陆路原油进口通道建设，加强配套干线管道建设；适应海运原油进口需要，加强沿海大型原油接卸码头及陆上配套管道建设。加强西北、东北成品油外输管道建设，完善华北、华东、华南、华中和西南等主要消费地区的区域管网。“十二五”时期，新增原油管道 8400 公里，新增成品油管道 2.1 万公里，成品油年输送能力新增 1.9 亿吨。

（二）天然气。加快建设西北（中国—中亚）、东北（中俄）、西南（中缅）和海上四大进口通道，形成以西气东输、川气东送、陕京输气管道为大动脉，连接主要生产区、消费区和储气库的骨干管网。统筹沿海液化天然气（LNG）接收站、跨省联络线、配气管网及地下储气库建设，完善长三角、环渤海、川渝地区天然气管网，基本建成东北、珠三角、中南地区等区域管网。形成天然气、煤层气、页岩气、煤制气等多种气源公平接入、统一输送的格局。推动液化天然气（LNG）造船业和运输业发展。“十二五”时期，新增天然气管道 4.4 万公里；沿海液化天然气年接收能力新增 5000 万吨以上。

（三）电力。坚持输煤输电并举，逐步提高输电比重。结合大型能源基地建设，采用特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术，稳步推进西南能源基地向华东、华中地区和广东省输电通道，鄂尔多斯盆地、山西、锡林郭勒盟能源基地向华北、华中、华东地区输电通道。加快区域和省级超高压主网架建设，重点实施电力送出地区和受端地区骨干网架及省域间联网工程，完善输、配电网结构，提高分区、分层供电能力。加快实施城乡配电网建设和改造工程，推进配电智能化改造，全面提高综合供电能力和可靠性。到 2015 年，建成 330 千伏及以上输电线路 20 万公里，跨省区输电容量达到 2 亿千瓦。

（四）煤炭。加快既有铁路干线扩能改造和新建铁路煤运通道建设，提高煤炭跨区运输能力。重点建设内蒙古西部地区至华中地区的北煤南运战略通道，优化煤炭跨区流向；建成山西、陕西和内蒙古西部地区至唐山地区港口、山西中南部至山东沿海港口西煤东运新通道，缓解现有通道压力；结合兰新铁路扩能改造和兰渝铁路建设，形成疆煤外运新通道。建设沿海配套港口码头，完善内河水运通道。

专栏 6 “十二五”时期能源输送通道建设重点	
原油	中哈原油管道二期、中缅原油管道、独山子—乌鲁木齐、兰州—成都、大庆—铁岭、瑞丽—昆明等干线管道
天然气	中亚天然气管道 C 线和 D 线，西气东输二线东段及香港支线，西气东输三线、四线、五线，中缅天然气管道；陕京四线、鄂尔多斯—安平输气管线、东北天然气管网、中卫—贵阳天然气管道、青藏天然气管道（适时建设）、冀宁联络线复线、宁鲁联络线；南疆天然气利民工程；适时启动新疆煤制气外输管线、中俄东线天然气管道、萨哈林天然气管道
电力	水电外送：金沙江溪洛渡送电浙江及广东、雅砻江锦屏等电站送电江苏、四川水电送电华中、糯扎渡等电站送电广东、云南水电送电广西 煤电和风电外送：蒙西送电华北及华中、锡盟送电华北及华东、陕北送电华北、山西送电华北及华中、淮南送电上海及浙江、新疆送电华中、宁东送电浙江、陕西送电重庆

二、提升储备应急保障能力

（一）油气储备。优化储备布局和结构，建成国家石油储备基地二期工程，启动三期工程，推进石油储备方式多元化。积极推进成品油应急调节储备，研究建立企业义务储备；加快华北、西北、西南及东南沿海地区天然气地下储气库和液化天然气储备库建设，加快城市调峰储气设施建设。

（二）煤炭储备。加快在沿海、沿江港口及华东、华中、西南等地区建设国家煤炭应急储备，鼓励重点厂矿企业提高仓储能力，稳步推进地方储备应急能力建设，逐步构建科学、有序、规范的煤炭应急储备体系。

（三）应急保障。健全能源应急组织系统，明确政府及各类社会主体的应急责任和义务。按照统一领导、分级负责、分类实施、协同保障的原则，完善应急保障预案，依法采取能源生产运输紧急调度、储备动用和价格干预等措施。加强系统演练，提高全社会能源安全应急意识和能力。

第五节 实施能源民生工程

坚持统筹规划、因地制宜、多能互补、高效清洁的原则，以逐步推进城乡能源基本公共服务均等化为导向，以实施新一轮农村电网改造升级、建设绿色能源示范县、解决无电地区用电问题为重点，全面推进能源民生工程建设。

一、加快农村电网建设

加快实施新一轮农村电网改造升级工程，消除电网薄弱环节，扩大电网覆盖面，提升农村电网供电可靠性和供电能力，农村生活用电得到较好保障，农业生产用电问题基本解决。到 2015 年，基本建成安全可靠、管理规范的新型农村电网，实现行政村通电，无电地区人口全部用上电，城乡各类用电同网同价。

二、大力发展农村可再生能源

结合农村资源条件和用能习惯，因地制宜推进小水电、农林废弃物、养殖场废弃物、太阳能、风能等可再生能源开发利用，推广普及经济实用技术，促进农村炊事、取暖和洗浴用能高效化、清洁化。积极推进农村可再生能源综合利用示范工程建设。到 2015 年，建成 200 个绿色能源示范县和 1000 个太阳能示范村。

三、完善农村能源基础服务体系

推进城镇能源供应设施和服务逐步向农村延伸，加强农村液化气供应站、加油站、型煤加工点以及生物质燃气站和管网等基础设施建设，建立各类能源设施维修和技术服务站，培育农村能源专业化经营服务企业和人才，增强能源基本公共服务能力。

专栏 7 “十二五”时期农村可再生能源建设重点工程
<p>小水电：继续实施水电新农村电气化县建设和小水电代燃料工程建设，合理开展农村水电增容扩容，到 2015 年，全国建成 300 个水电新农村电气化县，新增小水电装机容量 1000 万千瓦。</p> <p>沼气：优化发展户用沼气，加快发展集中沼气，到 2015 年，农村沼气用户达到 5000 万户，建设 3000 个规模化养殖场沼气集中供气工程，农村沼气年利用量达到 190 亿立方米。</p> <p>太阳能：支持农村和小城镇居民安装使用太阳能热水器、太阳灶、太阳房等设施，实施村镇太阳能公共浴室建设工程，到 2015 年，建成 1000 个太阳能示范村。</p>

四、加强边疆偏远地区能源建设

建设新疆天然气利民工程，适时启动格尔木至拉萨天然气输送管线建设。完善青藏直流联网工程。实施无电地区电力建设工程，加强西藏、新疆、青海、四川、云南、内蒙古等省（区）无电地区电网建设，扩大电网覆盖面；利用当地可再生能源资源，加快建设微水电、小型风电、户用光伏系统、风光互补电站等小型电源，解决无电地区用电问题。建立健全小型电源运营和维护长效机制，提高可持续供能能力。

五、着力提高民用天然气供给普及率

加快建设天然气输配管网和储气设施，扩大天然气供应覆盖面。逐步理顺天然气价格，培育和拓展天然气消费市场，扩大居民生活用气规模。到 2015 年，天然气使用人口达到 2.5 亿人。

第六节 控制能源消费总量

实施能源消费强度和消费总量双控制，尽快制定并严格落实控制能源消费总量工作方案，明确工作目标、任务和责任，采取综合配套措施，形成倒逼机制，推动经济发展转方式、调结构，促进资源节约型和环境友好型社会建设。

一、明确总量控制目标和分解落实机制

到 2015 年，全国能源消费总量和用电量分别控制在 40 亿吨标准煤和 6.15 万亿千瓦时左右，重点行业主要产品单位能耗总体接近世界先进水平。综合考虑各地经济社会发展水平、区位和资源特点等因素，将能源和电力消费总量分解到各省（区、市），由省级人民政府负责落实。把能源消费总量控制目标落实情况纳入各地经济社会发展综合评价考核体系，实施定期通报制度。

二、优化产业结构和布局

加快发展现代服务业，培育发展战略性新兴产业，改造提升传统制造业。按照全国主体功能区定位，综合考虑资源、环境、物流等因素，优先在中西部能源资源富集地区布局能源密集型产业，东部地区除利用进口优质能源资源外，从严控制新上能源密集型项目，促进能源密集型产业梯级有序转移。

三、全面推进节能提效

把节能放在更加突出的位置。加强工业节能，以世界先进能效水平为目标，制定“领跑者”标准和政策，加快制修订重点行业单位产品能耗限额强制性国家标准，加大淘汰落后产能力度，实施工业节能重点工程。加强建筑节能，推行绿色建筑标准、评价与标识，提高新建建筑能效水平，加快既有建筑和城市供暖管网节能改造，实行供热计量收费和能耗定额管理，着力增加太阳能、地热能等可再生能源在建筑用能中的比重，实行公共建筑能耗定额管理、能效公示、能源计量和能源审计制度。加强交通节能，加快发展水路、轨道和管道运输，减少煤炭等大宗货物公路长途运输。大力发展公共交通。逐步实施世界先进水平的燃油经济性限值标准，推广节能和新能源交通工具。

四、着力加强用能管理

严格执行固定资产投资项目节能评估与审查制度。深入开展能源审计和能效水平对标活动，实行能源利用状况报告制度，建立企业能源管理体系，实行万家企业节能低碳行动，加快推行合同能源管理等市场化节能机制。鼓励发展智能电网和分布式能源，推进节能发电调度，鼓励余热余压综合利用。加强能源需求侧管理，开展电力需求侧管理城市综合试点，加强“能效电厂”示范和推广。加大高效节能技术产品推广力度，强化能效标识和节能产品认证制度，扩大节能产品政府采购，实施节能产品惠民工程。开展合理用能全民行动，倡导合理用能生活方式和消费模式。

第七节 深化能源体制改革

坚持社会主义市场经济改革方向，按照远近结合、标本兼治、统筹兼顾、突出重点的原则，抓紧制定和实施深化能源体制改革的指导意见，加快构建现代能源市场体系，着力化解重点领域和关键环节的突出矛盾，争取尽快取得突破。

一、加快现代能源市场体系建设

科学界定竞争性和非竞争性业务，对可以实现有效竞争的业务引入市场竞争机制，积极培育市场竞争主体；对自然垄断业务，加强监管，保障公平接入和普遍服务。加快国有能源企业改革，完善现代企业制度。完善区域性、全国性能源市场，积极发展现货、长期合约、期货等交易形式。

二、推进重点领域改革

（一）继续深化电力体制改革。加快建立现代电力市场体系，稳步开展输配分开试点，组建独立电力交易机构，在区域及省级电网范围内建立市场交易平台，分批放开大用户、独立配售电企业与发电企业直接交易。改进发电调度方式，逐步增加经济调度因素，为实行竞价上网改革探索经验。建立理顺煤电关系的长效机制。按照基本公共服务均等化和现代企业制度要求，兼顾电力市场化改革方向，统筹推进农村电力体制改革。

（二）深化煤炭领域改革。完善行业管理体制，加强对煤炭资源勘探开发、生产经营等全过程的监督管理。国家统一管理煤炭一级探矿权市场，规范矿业权二级市场。完善煤炭与煤层气协调开发机制。深化煤炭流通体制改革，实现重点合同煤和市场煤并轨，积极推行中长期合同，推进煤炭铁路运力市场化配置，加快健全区域煤炭市场，逐步培育和建立全国煤炭交易市场，开展煤炭期货交易试点。加快推进煤矿企业兼并重组，推行煤

电运等一体化运营。

（三）推进石油天然气领域改革。加强油气矿业权监管，完善准入和退出机制。推进页岩气投资主体多元化，加强对页岩气勘探开发活动的监督管理。完善炼油加工产业市场准入制度，研究推动原油、成品油进口管理改革，形成有效竞争格局。加强油气管网监管，稳步推动天然气管网独立运营和公平开放，保障各种气源无歧视接入和统一输送。明确政府与企业油气储备应急义务和责任。

（四）推进可再生能源和分布式能源体制机制改革。研究建立水能资源开发权公平竞争、有偿取得及利益合理分配机制，创新移民安置和生态补偿机制。完善有利于可再生能源良性发展、分布式能源推广应用的管理体制，促进形成可再生能源和分布式能源无歧视、无障碍并网新机制。探索建立可再生能源电力配额及交易制度和新增水电用电权跨省区交易机制。

三、完善能源价格机制

（一）理顺电价机制。加快推进电价改革，逐步形成发电和售电价格由市场决定、输配电价由政府制定的价格机制。加大对电网输配业务及成本的监管，核定独立输配电价。改进水电、核电及可再生能源发电定价机制。推进销售电价分类改革。大力推广峰谷电价、季节电价、可中断负荷电价等电价制度。推进工业用户按产业政策实行差别化电价和超限额能耗惩罚性电价，实施并完善居民阶梯电价制度。

（二）深化油气价格改革。深化成品油价格市场化改革。深入推进天然气价格改革，在总结广东、广西试点经验的基础上，建立反映资源稀缺程度和市场供求关系的天然气价格形成机制，逐步理顺天然气与可替代能源比价关系，建立上下游价格合理传导机制。研究推行天然气季节性差价和可中断气价等差别性价格政策。页岩气出厂价格实行市场定价。

第八节 提升能源科技和装备水平

按照创新机制、夯实基础、超前部署、重点跨越的原则，以增强能源科技自主创新能力 and 提高能源装备自主化水平为目标，加快构建重大技术研究、重大技术装备、重大示范工程、技术创新平台“四位一体”的能源科技装备创新体系。

一、加快科技创新能力建设

（一）加强能源基础科学研究。坚持政府在能源基础科学研究中的主导地位，进

进一步优化配置能源科技资源，加大资金投入和政策扶持，建立一批国家工程技术研究中心、国家能源研发中心和重点实验室。面向世界能源科技前沿和国家重大战略需要，在地质、材料、环境、能源动力和信息与控制等基础科学领域，超前部署一批对能源发展具有战略先导性作用的前沿技术攻关项目，突破制约能源发展的核心技术、关键技术。

(二) 推进先进适用技术研发应用。充分调动和发挥企业的主体作用，围绕能源发展方式转变和产业转型升级，集聚优势科研力量，加快先进适用技术研发，完善技术推广应用体系。力争在煤矿高效集约开采、页岩气等非常规油气资源勘探开发、先进油气储运、高效清洁发电、新一代核电、海上风电、太阳能热发电、大容量高效率远距离输电、大容量储能等重点领域取得突破，达到或超过世界先进水平。

二、提高能源装备自主化水平

加强对能源装备产业的规划引导，依托重点工程，加强技术攻关和综合配套，建立健全能源装备标准、检测和认证体系，努力提高重大能源装备设计、制造和系统集成能力。

三、实施重大科技示范工程

充分利用我国能源市场空间大、工程实践机会多的优势，加大资金、技术、政策扶持力度，以煤层气开发利用、油气资源高效开发、高效清洁发电、特高压输电、大规模间歇式发电并网、智能电网、多能互补利用、核燃料后处理等技术领域为重点，加快重大工程技术示范，促进科技成果尽快转化为先进生产力。

专栏 8 “十二五”时期能源装备发展重点

核电装备：以先进核电项目为依托，加快大型锻件、核主泵、关键材料、数字化仪控系统、核电泵阀等关键设备的自主制造。

燃气轮机：推进现有燃气轮机制造技术进步，研制小型燃气轮机发电机组，开发重型燃气轮机，提升高温部件制造和试验验证能力。

超超临界火电机组：研发 600℃ 百万千瓦级（单轴）超超临界燃煤发电机组，研制 700℃ 超超临界发电机组锅炉、汽轮机设备、辅机、高温材料和部件。

大型油气开采和长输管线装备：掌握压缩机、电机和变频控制系统等关键设备的设计制造技术；实现天然气长输管线大型球阀、电机驱动压缩机组、燃机驱动压缩机组等关键设备自主制造。

大型国产化水电机组：开展百万千瓦级大型水轮机组技术研究，实现 35 万千瓦、500 米水头以上大容量、高水头抽水蓄能机组设计制造自主化，研制大型低水头贯流式水轮发电机组。

风电和太阳能设备：掌握 7~10 兆瓦级风电机组整机及大型轴承、变流器等关键零部件的设计制造技术，实现批量生产。研制兆瓦级光伏电站逆变、控制系统，培育太阳能热发电关键装备生产制造能力，发展 10 万千瓦级太阳能热发电技术装备。

储能设施和分布式能源设备：研发具有自主知识产权的高容量储能系统，实现核心部件制造和系统集成的国产化。实现多能互补分布式供能系统关键装备的系统集成。

专栏9 “十二五”时期能源示范工程重点任务	
勘探与开发	大型矿井快速施工与工作面自动化示范工程、地下气化采煤技术研发与示范工程、煤层气综合开发利用示范工程、低/特低渗透油气田开采示范工程、中深层稠油油藏开采示范工程、富酸性气藏开采示范工程、非常规天然气规模化开发示范工程
加工与转化	集煤气化、化工合成、发电、供热、废弃物资源化利用等于一体的多联产示范工程，拥有完全自主知识产权的万吨级生物质热化学转化制备液体燃料及热、电、化学品等多联产示范工程，生物质气化示范工程，煤—电—粉煤灰提取氧化铝—电解铝—建材一体化示范工程
发电与输电	400~500MW级整体煤气化联合循环（IGCC）多联产及碳捕获、利用与封存（CCUS）示范工程，分布式能源燃气轮机发电示范工程、高效节能环保节水型燃煤发电示范工程，中/低热值燃气蒸汽联合循环发电示范工程。具有自主知识产权的先进压水堆核电示范工程，200MW级模块式高温气冷堆核电示范工程，快堆示范工程，模块式小型堆示范工程，智能电网示范工程
新能源	大规模并网光伏发电系统、太阳能热发电示范工程，100MW级风、光、储、输综合供电系统示范工程和10MW级水、光、气、储互补发电系统示范工程

第九节 深化能源国际合作

坚持互利合作、多元发展、协同保障的新能源安全观，积极参与境外能源资源开发，扩大能源对外贸易和技术合作，提升运输、金融等配套保障能力，构建国际合作新格局，共同维护全球能源安全。

一、深入实施“走出去”战略

着眼于增强全球油气供应能力，发挥我国市场和技术优势，深入开展与能源资源国务实合作。继续加强海外油气资源合作开发。积极推进炼化及储运业务合作。支持优势能源企业参与境外煤炭资源开发，开展境外电力合作。依托境外能源项目合作，带动能源装备及工程服务“走出去”。

二、提升“引进来”水平

坚持引资引智与能源产业发展相结合，优化利用外资结构，引导外资投向能源领域战略性新兴产业，带动先进技术、管理经验和高素质人才的引进。鼓励外资参与内陆复杂油气田、深海油气田风险勘探。在四川、鄂尔多斯等页岩气资源富集盆地选择勘探开发合作区，建设先导性示范工程。鼓励与石油资源国在境内合作建设炼化和储运设施。鼓励开展煤炭安全、高效、绿色开采合作。借鉴国际能源管理先进经验，加强与主要国家和国际机构在战略规划、政策法规和标准、节能提效等方面的交流合作。

三、扩大国际贸易

优化能源贸易结构。以原油为主、成品油为辅，巩固拓展进口来源和渠道，扩大石油贸易规模，增加管输油气进口比例。以稀缺煤种和优质动力煤为主，稳步开展煤炭进

口贸易。适度开展跨境电力贸易。优化能源进出口品种。

推进能源贸易多元化。鼓励更多有资质的企业参与国际能源贸易，推进贸易主体多元化。综合运用期货贸易、长协贸易、转口贸易、易货贸易等方式，推进贸易方式多元化。积极推进贸易渠道、品种和运输方式多元化。

四、完善国际合作支持体系

鼓励国内保险机构开展“国油国保”和境外人身、财产保险。积极稳妥参与国际能源期货市场交易，合理规避市场风险。积极参与全球能源治理，充分利用国际能源多边和双边合作机制，加强能源安全、节能减排、气候变化、清洁能源开发等方面的交流对话，推动建立公平、合理的全球能源新秩序，协同保障能源安全。

第四章 保障措施

第一节 健全财税金融政策

一、强化财政扶持

整合现有政策渠道，完善可再生能源资金支持制度，加大对分布式能源和非常规能源发展的支持力度。继续安排中央预算内投资，支持农村电网改造升级、无电地区电力建设、煤矿安全改造、国家石油储备基地、能源自主创新、能源战略性新兴产业、节能减排等领域发展，研究建立健全西藏、新疆等边疆地区及无电地区能源投入长效机制。

二、完善税收政策

加快推进能源资源税改革，逐步理顺国家与开发主体、中央与地方资源收益分配关系。推进煤炭税费综合改革，清理各类违规收费，逐步推行资源税从价计征。强化能源消费环节税收调节，完善化石能源的消费税，加快环境保护税立法工作。

三、加强金融支持

加强信贷政策和能源产业政策的衔接配合。创新金融产品和服务，为能源投资多元化提供便利。拓宽企业投融资渠道，提高能源企业直接融资比重。

第二节 改进能源投资管理

一、理顺能源投资及国有能源企业管理体制

坚持国有经济在关系国家安全和国民经济命脉的能源重点领域的主导地位。深化

能源领域投资体制改革，加强规划和产业政策对投资的引导和调节作用，简化行政审批。完善国有能源企业考核评价机制。

二、鼓励能源投资多元化

进一步放宽能源投融资准入限制，鼓励民间资本进入法律法规未明确禁入的能源领域，鼓励境外资本依照法律法规和外商投资产业政策参与能源领域投资，推进电网、油气管网等基础设施投资多元化。以煤层气、页岩气、页岩油等矿种区块招标为突破口，允许符合条件的非国有资本进入，推动形成竞争性开发机制。规范流通市场秩序，稳步推进石油分销市场开放。

第三节 强化能源行业管理

一、加强能源法制建设

加快推进能源法出台，尽快完成煤炭法、电力法修订，组织开展石油、天然气、核能等领域的立法工作，拟定配套法规和规章，加强执法监督检查。

二、完善能源标准和统计体系

加强能源行业技术、装备、能效等标准体系建设，建立健全可再生能源和分布式能源发电并网标准。推进能源行业统计、监测、预测预警能力建设，建立信息共享平台，构建有利于宏观调控和行业管理的能源行业统计体系。

三、转变能源管理方式

构建系统科学、层次清晰的能源战略规划和产业政策体系，完善实施监督和评估调整机制。对能源规划、建设、生产、运营、消费等各环节实施全过程监管。建立能源基本公共服务新机制。

第四节 加强国际合作统筹协调

建立能源、外交、财税、外贸、金融等跨部门协调机制，加强境外能源开发利用的宏观指导和服务。完善能源“走出去”备案机制，提高企业参与境外资源开发的协调性。建立健全国际能源信息平台，开展国际能源储备和应急互助合作，制定能源安全应急预案，增强应对各类突发事件的能力。

第五章 规划实施

一、明确目标责任

本规划中非化石能源消费比重、能源消费强度等约束性指标，以及国家明确要求考核的能源消费总量控制目标，主要由地方各级人民政府和国务院有关部门负责组织实施。各地区、各部门要逐项分解任务，明确责任和进度，纳入综合考核和绩效评价体系。

本规划中其他指标和能源开发建设、结构调整、科技创新等任务，需要依靠各类市场主体和社会有关方面共同努力实现。各级人民政府要通过健全市场机制和利益导向机制，不断改善体制和法制环境，保障规划的贯彻落实。

二、做好衔接协调

国家有关专项规划、地方能源规划、大型企业集团发展规划要切实贯彻国家能源战略意图，落实本规划提出的主要目标和任务，重点做好与约束性指标和能源消费总量控制目标的衔接。已经发布但与本规划总体要求不一致的，应作出相应调整。

国务院能源主管部门要根据本规划编制电力、煤炭、天然气、可再生能源、能源科技、核电等专项能源规划，落实本规划提出的主要目标和任务。国务院有关部门要紧密结合实际，积极推动能源体制改革，制定和完善价格、财税、投资等政策，加大对能源领域战略性新兴产业发展、科技创新能力建设、提高能源基本公共服务水平等的支持力度。加强相关政策的统筹协调，形成推动规划实施的合力。

三、加强监测评估

国务院能源主管部门应完善规划监督执行制度，跟踪分析规划实施情况，掌握主要目标和任务完成进度。在规划实施过程中，适时组织开展全面评估，提出相关对策措施。需要对本规划调整时，及时研究提出调整方案，报国务院批准后实施。

序号	工作任务	主要参加单位
一	主要任务	
1	加快国内能源资源开发	发展改革委、能源局、科技部、财政部、国土资源部、环境保护部、住房城乡建设部、水利部、农业部、林业局、海洋局
2	推进能源高效清洁转化	发展改革委、能源局、科技部、工业和信息化部、财政部、国土资源部、环境保护部、农业部、林业局
3	推进能源供应方式变革	发展改革委、能源局、科技部、财政部、工业和信息化部、环境保护部、住房城乡建设部、农业部、林业局
4	加快能源储运设施建设	发展改革委、能源局、财政部、国土资源部、环境保护部、交通运输部、铁道部、农业部、商务部、林业局、电监会

5	实施能源民生工程	发展改革委、能源局、财政部、住房城乡建设部、水利部、农业部、商务部、林业局
6	控制能源消费总量	发展改革委、能源局、财政部、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、铁道部、农业部、统计局、电监会
7	深化能源体制机制改革	发展改革委、能源局、工业和信息化部、财政部、国土资源部、商务部、国资委、电监会、证监会
8	提升能源科技装备水平	发展改革委、能源局、科技部、工业和信息化部、财政部、国土资源部、农业部、林业局、中科院、工程院
9	深化能源国际合作	发展改革委、能源局、外交部、科技部、财政部、国土资源部、交通运输部、商务部、人民银行、银监会、保监会
二	保障措施	
1	健全财税金融政策	财政部、发展改革委、能源局、国土资源部、住房城乡建设部、人民银行、税务总局、银监会、证监会、保监会
2	改进能源投资管理	发展改革委、能源局、财政部、商务部、人民银行、国资委
3	强化能源行业管理	发展改革委、能源局、国土资源部、统计局、法制办、电监会
4	加强国际合作统筹协调	发展改革委、能源局、外交部、财政部、商务部

注：列第一位的为牵头单位。