

风电发展“十三五”规划[全文]

前言

风电技术比较成熟，成本不断下降，是目前应用规模最大的新能源发电方式。发展风电已成为许多国家推进能源转型的核心内容和应对气候变化的重要途径，也是我国深入推进能源生产和消费革命、促进大气污染防治的重要手段。

“十三五”时期是我国推进“四个革命，一个合作”能源发展战略的重要时期。为实现2020年和2030年非化石能源分别占一次能源消费比重15%和20%的目标，推动能源结构转型升级，促进风电产业持续健康发展，按照《可再生能源法》要求，根据《能源发展“十三五”规划》和《可再生能源发展“十三五”规划》，制定本规划。

本规划明确了2016年至2020年我国风电发展的指导思想、基本原则、发展目标、建设布局、重点任务、创新发展方式及保障措施，是“十三五”时期我国风电发展的重要指南。

一、发展基础和形势

（一）国际形势

随着世界各国对能源安全、生态环境、气候变化等问题日益重视，加快发展风电已成为国际社会推动能源转型发展、应对全球气候变化的普遍共识和一致行动。主要表现在：

风电已在全球范围内实现规模化应用。风电作为应用最广泛和发展最快的新能源发电技术，已在全球范围内实现大规模开发应用。到2015年底，全球风电累计装机容量达4.32亿千瓦，遍布100多个国家和地区。“十二五”时期，全球风电装机新增2.38亿千瓦，年均增长17%，是装机容量增幅最大的新能源发电技术。

风电已成为部分国家新增电力供应的重要组成部分。2000年以来风电占欧洲新增装机的30%，2007年以来风电占美国新增装机的33%。2015年，风电在丹麦、西班牙和德国用电量中的占比分别达到42%、19%和13%。随着全球发展可再生能源的共识不断增强，风电在未来能源电力系统中将发挥更加重要作用。美国提出到2030年20%的用电量由风电供应，丹麦、德国等国把开发风电作为实现2050年高比例可再生能源发展目标的核心措施。

风电开发利用的经济性显著提升。随着全球范围内风电开发利用技术不断进步及应用规模持续扩大，风电开发利用成本在过去五年下降了约30%。巴西、南非、埃及等国家的风电招标电价已低于当地传统化石能源上网电价，美国风电长期协议价格已下降到化石能源电价同等水平，风电开始逐步显现出较强的经济性。

（二）国内形势

1.发展基础

“十二五”期间，全国风电装机规模快速增长，开发布局不断优化，技术水平显著提升，政策体系逐步完善，风电已经从补充能源进入到替代能源的发展阶段，突出表现为：

风电成为我国新增电力装机的重要组成部分。“十二五”期间，我国风电新增装机容量连续五年领跑全球，累计新增9800万千瓦，占同期全国新增装机总量的18%，在电源结构中的比重逐年提高。中东部和南方地区的风电开发建设取得积极成效。到2015年底，全国风电并网装机达到1.29亿千瓦，年发电量1863亿千瓦时，占全国总发电量的3.3%，比2010年提高2.1个百分点。风电已成为我国继煤电、水电之后的第三大电源。

产业技术水平显著提升。风电全产业链基本实现国产化，产业集中度不断提高，多家企业跻身全球前10名。风电设备的技术水平和可靠性不断提高，基本达到世界先进水平，在满足国内市场的同时出口到28个国家和地区。风电机组高海拔、低温、冰冻等特殊环境的适应性和并网友好性显著提升，低风速风电开发的技术经济性明显增强，全国风电技术可开发资源量大幅增加。

行业管理和政策体系逐步完善。“十二五”期间，我国基本建立了较为完善的促进风电产业发展的行业管理和政策体系，出台了风电项目开发、建设、并网、运行管理及信息监管等各环节的管理规定和技术要求，简化了风电开发建设管理流程，完善了风电技术标准体系，开展了风电设备整机及关键零部件型式认证，建立了风电产业信息监测

和评价体系，基本形成了规范、公平、完善的风电行业政策环境，保障了风电产业的持续健康发展。

2.面临的形势与挑战

为实现2020年和2030年非化石能源占一次能源消费比重15%和20%的目标，促进能源转型，我国必须加快推动风电等可再生能源产业发展。但随着应用规模的不断扩大，风电发展也面临不少新的挑战，突出表现为：

现有电力运行管理机制不适应大规模风电并网的需要。我国大量煤电机组发电计划和开机方式的核定不科学，辅助服务激励政策不到位，省间联络线计划制定和考核机制不合理，跨省区补偿调节能力不能充分发挥，需求侧响应能力受到刚性电价政策的制约，多种因素导致系统消纳风电等新能源的能力未有效挖掘，局部地区风电消纳受限问题突出。

经济性仍是制约风电发展的重要因素。与传统的化石能源电力相比，风电的发电成本仍比较高，补贴需求和政策依赖性较强，行业发展受政策变动影响较大。同时，反映化石能源环境成本的价格和税收机制尚未建立，风电等清洁能源的环境效益无法得到体现。

支持风电发展的政策和市场环境尚需进一步完善。风电开发地方保护问题较为突出，部分地区对风电“重建设、轻利用”，对优先发展可再生能源的政策落实不到位。设备质量管理体系尚不完善，产业优胜劣汰机制尚未建立，产业集中度有待进一步提高，低水平设备仍占较大市场份额。

二、指导思想和基本原则

（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，落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，遵循习近平总书记能源发展战略思想，坚持清洁低碳、安全高效的发展方针，顺应全球能源转型大趋势，不断完善促进风电产业发展的政策措施，尽快建立适应风电规模化发展和高效利用的体制机制，加强对风电全额保障性收购的监管，积极推动技术进步，不断提高风电的经济性，持续增加风电在能源消费中的比重，实现风电从补充能源向替代能源的转变。

（二）基本原则

坚持消纳优先，加强就地利用。把风电在能源消费中的比重作为指导各地区能源发展的重要约束性指标，把风电消纳利用水平作为风电开发建设管理的基本依据。坚持集中开发与分散利用并举的原则，优化风电建设布局，大力推动风电就地和就近利用。

坚持推进改革，完善体制机制。把促进风电等新能源发展作为电力市场化改革的重要内容，建立公平竞争的电力市场和节能低碳的调度机制。完善和创新市场交易机制，支持通过直接交易和科学调度实现风电多发满发。完善政府公益性、调节性服务功能，确保风电依照规划实现全额保障性收购。

坚持创新发展，推动技术进步。把加强产业创新能力作为引导风电规模化发展的主要方向，鼓励企业提升自主研发能力，完善和升级产业链，推动关键技术创新，促进度电成本快速下降，提高风电产品的市场竞争力。完善风电产业管理和运维体系，提高全过程专业化服务能力。

坚持市场导向，促进优胜劣汰。充分发挥市场配置资源的决定性作用，鼓励以竞争性方式配置资源。严格风电产品市场准入标准，完善工程质量监督管理体系，加强产品检测认证与技术检测监督，推广先进技术，淘汰落后产能，建立公开、公平、公正的市场环境。

坚持开放合作，开拓国际市场。加强风电产业多种形式的国际合作，推动形成具有全球竞争力的风电产业集群。大力支持和鼓励我国风电设备制造和开发企业开拓国际风电市场，促进我国风电产业在全球能源治理体系中发挥重要作用。

三、发展目标和建设布局

（一）发展目标

总量目标：到2020年底，风电累计并网装机容量确保达到2.1亿千瓦以上，其中海上风电并网装机容量达到500万千瓦以上；风电年发电量确保达到4200亿千瓦时，约占全国总发电量的6%。

消纳利用目标：到2020年，有效解决弃风问题，“三北”地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求。产业发展目标：风电设备制造水平和研发能力不断提高，3-5家设备制造企业全面达到国际先进水平，市场份额明显提升。

（二）建设布局

根据我国风电开发建设的资源特点和并网运行现状，“十三五”时期风电主要布局原则如下：

1.加快开发中东部和南方地区陆上风能资源

按照“就近接入、本地消纳”的原则，发挥风能资源分布广泛和应用灵活的特点，在做好环境保护、水土保持和植被恢复工作的基础上，加快中东部和南方地区陆上风能资源规模化开发。结合电网布局和农村电网改造升级，考虑资源、土地、交通运输以及施工安装等建设条件，因地制宜推动接入低压配电网的分散式风电开发建设，推动风电与其它分布式能源融合发展。

到2020年，中东部和南方地区陆上风电新增并网装机容量4200万千瓦以上，累计并网装机容量达到7000万千瓦以上。为确保完成非化石能源比重目标，相关省（区、市）制定本地区风电发展规划不应低于规划确定的发展目标（见专栏1）。在确保消纳的基础上，鼓励各省（区、市）进一步扩大风电发展规模，鼓励风电占比较低、运行情况良好的地区积极接受外来风电。

专栏 1 2020 年中东部和南方地区陆上风电发展目标

序号	地区	风电累计并网容量 (单位：万千瓦)
华东	上海市	50
	江苏省	650
	浙江省	300
	安徽省	350
	福建省	300
	华东合计	1650
华中	江西省	300
	河南省	600
	湖北省	500
	湖南省	600
	重庆市	50
	四川省	500
	西藏自治区	20
	华中合计	2570
南方	贵州省	600
	云南省	1200
	广东省	600
	广西壮族自治区	350
	海南省	30
	南方合计	2780
中东部和南方地区合计陆上风电容量		7000

2.有序推进“三北”地区风电就地消纳利用

弃风问题严重的省（区），“十三五”期间重点解决存量风电项目的消纳问题。风电占比较低、运行情况良好的省（区、市），有序新增风电开发和就地消纳规模。

到2020年，“三北”地区在基本解决弃风问题的基础上，通过促进就地消纳和利用现有通道外送，新增风电并网装机容量3500万千瓦左右，累计并网容量达到1.35亿千瓦左右。

相关省（区、市）在风电利用小时数未达到最低保障性收购小时数之前，并网规模不宜突破规划确定的发展目标（

见专栏2)。

专栏2 2020年“三北”地区陆上风电发展目标		
序号	地区	风电累计并网容量 (单位：万千瓦)
	北京市	50
华北	天津市	100
	河北省	1800
	山西省	900
	山东省	1200
	蒙西地区	1700
	华北合计	5750
东北	辽宁省	800
	吉林省	500
	黑龙江省	600
	蒙东地区	1000
	东北合计	2900
西北	陕西省	550
	甘肃省	1400
	青海省	200
	宁夏回族自治区	900
	新疆维吾尔自治区(含兵团)	1800
	西北合计	4850
“三北”地区合计		13500

3.利用跨省跨区输电通道优化资源配置

借助“三北”地区已开工建设和已规划的跨省跨区输电通道，统筹优化风、光、火等各类电源配置方案，有效扩大“三北”地区风电开发规模和消纳市场。

“十三五”期间，有序推进“三北”地区风电跨省区消纳4000万千瓦（含存量项目）。利用通道送出的风电项目在开工建设之前，需落实消纳市场并明确线路的调度运行方案。

**专栏3 “十三五”期间“三北”地区跨省跨区外送
风电基地规划（含存量项目）**

地区	风电基地	依托的外送输电通道	开发范围
内蒙古	锡盟北部风电基地	锡盟-泰州特高压直流输电工程	锡盟地区
	锡盟南部风电基地	锡盟-山东特高压交流输电工程	锡盟地区
	鄂尔多斯东部周边风电基地	蒙西-天津南特高压交流输电工程	蒙西地区
	鄂尔多斯西部周边风电基地	上海庙-山东特高压直流输电工程	蒙西地区
	通辽风电基地	扎鲁特-山东特高压直流输电工程	东北地区
山西	晋北风电基地	山西-江苏特高压直流输电工程	大同、忻州、朔州
甘肃	酒泉风电基地二期	酒泉-湖南特高压直流输电工程	酒泉
宁夏	宁夏风电基地	宁东-浙江特高压直流输电工程	宁夏
新疆	准东风电基地	准东-皖南特高压直流输电工程	准东

4、积极稳妥推进海上风电建设

重点推动江苏、浙江、福建、广东等省的海上风电建设，到2020年四省海上风电开工建设规模均达到百万千瓦以上。积极推动天津、河北、上海、海南等省（市）的海上风电建设。探索性推进辽宁、山东、广西等省（区）的海上风电项目。到2020年，全国海上风电开工建设规模达到1000万千瓦，力争累计并网容量达到500万千瓦以上。

专栏 4 2020 年全国海上风电开发布局

序号	地区	累计并网容量 (单位：万千瓦)	开工规模 (单位：万千瓦)
1	天津市	10	20
2	辽宁省	-	10
3	河北省	-	50
4	江苏省	300	450
5	浙江省	30	100
6	上海市	30	40
7	福建省	90	200
8	广东省	30	100
9	海南省	10	35
合计		500	1005

四、重点任务

(一) 有效解决风电消纳问题

通过加强电网建设、提高调峰能力、优化调度运行等措施，充分挖掘系统消纳风电能力，促进区域内部统筹消纳以及跨省跨区消纳，切实有效解决风电消纳问题。

合理规划电网结构，补强电网薄弱环节。电网企业要根据《电力发展“十三五”规划》，重点加强风电项目集中地区的配套电网规划和建设，有针对性地对重要送出断面、风电汇集站、枢纽变电站进行补强和增容扩建，逐步完善和加强配电网和主网架结构，有效减少因局部电网送出能力、变电容量不足导致的大面积弃风限电现象。加快推动配套外送风电的重点跨省跨区特高压输电通道建设，确保按期投产。

充分挖掘系统调峰潜力，提高系统运行灵活性。加快提升常规煤电机组和供热机组运行灵活性，通过技术改造、加强管理和辅助服务政策激励，增大煤电机组调峰深度，尽快明确自备电厂的调峰义务和实施办法，推进燃煤自备电厂参与调峰，重视并推进燃气机组调峰，着力化解冬季供暖期风电与热电联产机组的运行矛盾。加强需求侧管理和响应体系建设，开展和推广可中断负荷试点，不断提升系统就近就地消纳风电的能力。

优化调度运行管理，充分发挥系统接纳风电潜力。修订完善电力调度技术规范，提高风电功率预测精度，推动风电参与电力电量平衡。合理安排常规电源开机规模和发电计划，逐步缩减煤电发电计划，为风电预留充足的电量空间。在保证系统安全的情况下，将风电充分纳入网调、省调的年度运行计划。加强区域内统筹协调，优化省间联络线计划和考核方式，充分利用省间调峰资源，推进区域内风电资源优化配置。充分利用跨省跨区输电通道，通过市场化方式最大限度提高风电外送电量，促进风电跨省跨区消纳。

专栏5 “十三五”期间促进风电消纳的重点措施

华北	(1) 京津冀蒙统筹规划、协调运行，加强内蒙古与京津冀联网，实现河北风电、内蒙古风电在区域内统筹消纳。 (2) 结合大气污染防治，积极推动电能替代。 (3) 大力推进需求侧响应和管理，提高智能化调度水平。 (4) 实现特高压外送通道配套风电和煤电协调运行，保障外送风电高效消纳。
东北	(1) 进行供热机组深度调峰技术改造，提高供热机组调峰能力。 (2) 积极推进电能替代，增加用电负荷。 (3) 补强吉林、辽宁电网局部薄弱环节，解决风电送出受限问题。
西北	(1) 推进自备电厂参与系统调峰等辅助服务。 (2) 充分发挥西北五省（区）之间水火风光互补互济效益，优化联络线运行和考核方式。 (3) 加强甘肃酒泉等地区电网建设，提高风电输送能力。 (4) 实现特高压外送通道配套风电和煤电协调运行，保障外送风电高效消纳。

（二）提升中东部和南方地区风电开发利用水平

重视中东部和南方地区风电发展，将中东部和南方地区作为为我国“十三五”期间风电持续规模化开发的重要增量市场。

做好风电发展规划。将风电作为推动中东部和南方地区能源转型和节能减排的重要力量，以及带动当地经济社会发展的重要措施。根据各省（区、市）资源条件、能耗水平和可再生能源发展引导目标，按照“本地开发、就近消纳”的原则编制风电发展规划。落实规划内项目的电网接入、市场消纳、土地使用等建设条件，做好年度开发建设规模的分解工作，确保风电快速有序开发建设。

完善风电开发政策环境。创新风电发展体制机制，因地制宜出台支持政策措施。简化风电项目核准支持性文件，制定风电与林地、土地协调发展的支持性政策，提高风电开发利用效率。建立健全风电项目投资准入政策，保障风电开发建设秩序。鼓励企业自主创新，加快推动技术进步和成本降低，在设备选型、安装台数方面给予企业充分的自主权。

提高风电开发技术水平。加强风能资源勘测和评价，提高微观选址技术水平，针对不同的资源条件，研究采用不同机型、塔筒高度以及控制策略的设计方案，加强设备选型研究，探索同一风电场因地制宜安装不同类型机组的混排方案。

在可研设计阶段推广应用主机厂商带方案招投标。推动低风速风电技术进步，因地制宜推进常规风电、低风速风电开发建设。

（三）推动技术自主创新和产业体系建设

不断提高自主创新能力，加强产业服务体系建设，推动产业技术进步，提升风电发展质量，全面建成具有世界先进水平的风电技术研发和设备制造体系。

促进产业技术自主创新。加强大数据、3D打印等智能制造技术的应用，全面提升风电机组性能和智能化水平。突

破10兆瓦级大容量风电机组及关键部件的设计制造技术。掌握风电机组的降载优化、智能诊断、故障自恢复技术，掌握基于物联网、云计算和大数据分析的风电场智能化运维技术，掌握风电场多机组、风电场群的协同控制技术。突破近海风电场设计和建设成套关键技术，掌握海上风电机组基础一体化设计技术并开展应用示范。鼓励企业利用新技术，降低运行管理成本，提高存量资产运行效率，增强市场竞争力。

加强公共技术平台建设。建设全国风资源公共服务平台，提供高分辨率的风资源数据。建设近海海上试验风电场，为新型机组开发及优化提供型式试验场地和野外试验条件。建设10兆瓦级风电机组传动链地面测试平台，为新型机组开发及性能优化提供检测认证和技术研发的保障，切实提高公共技术平台服务水平。

推进产业服务体系建设。优化咨询服务业，鼓励通过市场竞争提高咨询服务质量。积极发展运行维护、技术改造、电力电量交易等专业化服务，做好市场管理与规则建设。创新运营模式与管理手段，充分共享行业服务资源。建立全国风电技术培训及人才培养基地，为风电从业人员提供技能培训和资质能力鉴定，与企业、高校、研究机构联合开展人才培养，健全产业服务体系。

（四）完善风电行业管理体系

深入落实简政放权的总体要求，继续完善风电行业管理体系，建立保障风电产业持续健康发展的政策体系和管理机制。

加强政府管理和协调。加快建立能源、国土、林业、环保、海洋等政府部门间的协调运行机制，明确政府部门管理职责和审批环节手续流程，为风电项目健康有序开发提供良好的市场环境。完善分散式风电项目管理办法，出台退役风机置换管理办法。

完善海上风电产业政策。开展海上风能资源勘测和评价，完善沿海各省（区、市）海上风电发展规划。加快海上风电项目建设进度，鼓励沿海各省（区、市）和主要开发企业建设海上风电示范项目。规范精简项目核准手续，完善海上风电价格政策。加强标准和规程制定、设备检测认证、信息监测工作，形成覆盖全产业链的成熟的设备制造和建设施工技术标准体系。

全面实现行业信息化管理。结合国家简政放权要求，完善对风电建设期和运行期的事中事后监管，加强对风电工程、设备质量和运行情况的监管。应用大数据、“互联网+”等信息技术，建立健全风电全生命周期信息监测体系，全面实现风电行业信息化管理。

（五）建立优胜劣汰的市场竞争机制

发挥市场在资源配置中的决定性作用，加快推动政府职能转变，建立公平有序、优胜劣汰的市场竞争环境，促进行业健康发展。

加强政府监管。规范地方政府行为，纠正“资源换产业”等不正当行政干预。规范风电项目投资开发秩序，杜绝企业违规买卖核准文件、擅自变更投资主体等行为，建立企业不良行为记录制度、负面清单等管理制度，形成市场淘汰机制。

构建公平、公正、公开的招标采购市场环境，杜绝有失公允的关联交易，及时纠正违反公平原则、扰乱市场秩序的行为。

强化质量监督。建立覆盖设计、生产、运行全过程的质量监督管理机制。充分发挥行业协会的作用，完善风电机组运行质量监测评价体系，定期开展风电机组运行情况综合评价。落实风电场重大事故上报、分析评价及共性故障预警制度，定期发布风电机组运行质量负面清单。充分发挥市场调节作用，有效进行资源整合，鼓励风电设备制造企业兼并重组，提高市场集中度。

完善标准检测认证体系。进一步完善风电标准体系，制定和修订风电机组、风电场、辅助运维设备的测试与评价标准，完善风电机组关键零部件、施工装备、工程技术和风电场运行、维护、安全等标准。加强检测认证能力建设，开展风电机组项目认证，推动检测认证结果与信用建设体系的衔接。

（六）加强国际合作

紧密结合“一带一路”倡议及国际多边、双边合作机制，把握全球风电产业发展大势和国际市场深度合作的窗口期，有序推进我国风电产业国际化发展。

稳步开拓国际风电市场。充分发挥我国风电设备和开发企业的竞争优势，深入对接国际需求，稳步开拓北非、中亚、东欧、南美等新兴市场，巩固和深耕北美、澳洲、欧洲等传统市场，鼓励采取贸易、投资、园区建设、技术合作等多种方式，推动风电产业领域的咨询、设计、总承包、装备、运营等企业整体走出去。提升融资、信保等服务保障，形成多家具有国际竞争力和市场开拓能力的风电设备骨干企业。

加强国际品牌建设。坚持市场导向和商业运作原则，加强质量信用，建立健全风电产品出口规范体系，包括质量监测和安全生产体系、海外投资项目的投资规范管理体系等。

严格控制出口风电设备的质量，促进开发企业和设备制造企业加强国际品牌建设，塑造我国风电设备质量优异、服务到位的良好市场形象。

积极参与国际标准体系建设。鼓励国内风电设计、建设、运维和检测认证机构积极参与国际标准制定和修订工作。鼓励与境外企业及相关机构开展技术交流合作，增强技术标准的交流合作与互认，推动我国风电认证的国际采信。积极运用国际多边互认机制，深度参与可再生能源认证互认体系合格评定标准、规则的制定、实施和评估，提升我国在国际认证、认可、检测等领域的话语权。

积极促进国际技术合作。在已建立的政府双边合作关系基础上，进一步深化技术合作，建立新型政府间、民间的双边、多边合作伙伴关系。鼓励开展国家级风电公共实验室国际合作，在大型公共风电数据库建设等方面建立互信与共享。

鼓励国内企业设立海外研发分支机构，联合国外机构开展基础科学研究，支持成立企业间风电技术专项国际合作项目。做好国际风电技术合作间的知识产权工作。

（七）发挥金融对风电产业的支持作用

积极促进风电产业与金融体系的融合，提升行业风险防控水平，鼓励企业降低发展成本。

完善保险服务体系，提升风电行业风险防控水平。建立健全风电保险基础数据库与行业信息共享平台，制定风电设备、风电场风险评级标准规范，定期发布行业风险评估报告，推动风电设备和风电场投保费率差异化。建立覆盖风电设备及项目全过程的保险产品体系。创新保险服务模式，鼓励风电设备制造企业联合投保。鼓励保险公司以共保体、设立优先赔付基金的方式开展保险服务，探索成立面向风电设备质量的专业性相互保险组织。推进保险公司积极采信第三方专业机构的评价结果，在全行业推广用保函替代质量保证金。

创新融资模式，降低融资成本。鼓励企业通过多元化的金融手段，积极利用低成本资金降低融资成本。将风电项目纳入国家基础设施建设鼓励目录。鼓励金融机构发行绿色债券，鼓励政策性银行以较低利率等方式加大对风电产业的支持，鼓励商业银行推进项目融资模式。鼓励风电企业利用公开发行上市、绿色债券、资产证券化、融资租赁、供应链金融等金融工具，探索基于互联网和大数据的新兴融资模式。

积极参与碳交易市场，增加风电项目经济收益。充分认识碳交易市场对风电等清洁能源行业的积极作用，重视碳资产管理工作，按照规定积极进行项目注册和碳减排量交易。

完善绿色证书交易平台建设，推动实施绿色电力证书交易，并做好与全国碳交易市场的衔接协调。

五、创新发展方式

（一）开展省内风电高比例消纳示范

在蒙西等一批地区，开展规划建设、调度运行、政策机制等方面创新实践，推动以风电为主的新能源消纳示范省（区）建设。制定明确的风电等新能源的利用目标，开展风电高比例消纳示范，着力提高新能源在示范省（区）内能源消费中的比重。推动实施电能替代，加强城市配电网与农村电网建设与改造，提高风电等清洁能源的消纳能力，在示范省（区）内推动建立以清洁能源为主的现代能源体系。

（二）促进区域风电协同消纳

在京津冀周边区域，结合大气污染防治工作以及可再生能源电力消费比重目标，开展区域风电协同消纳机制创新。

研究适应大规模风电受入的区域电网加强方案。研究建立灵活的风电跨省跨区交易结算机制和辅助服务共享机制。统筹送受端调峰资源为外送风电调峰，推动张家口、承德、乌兰察布、赤峰、锡盟、包头等地区的风电有序开发和统筹消纳，提高区域内风电消纳水平与比重。

（三）推动风电与水电等可再生能源互补利用

在四川、云南、贵州等地区，发挥风电与水电的季节性、时段性互补特性，开展风电与水电等可再生能源综合互补利用示范，探索风水互补消纳方式，实现风水互补协调运行。

借助水电外送通道，重点推进凉山州、雅砻江、金沙江、澜沧江、乌江、北盘江等地区与流域的风（光）水联合运行基地规划建设，优化风电与水电打捆外送方式。结合电力市场化改革，完善丰枯电价、峰谷电价及分时电价机制，鼓励风电与水电共同参与外送电市场化竞价。

（四）拓展风电就地利用方式

在北方地区大力推广风电清洁供暖，统筹电蓄热供暖设施及热力管网的规划建设，优先解决存量风电消纳需求。因地制宜推广风电与地热及低温热源结合的绿色综合供暖系统。开展风电制氢、风电淡化海水等新型就地消纳示范。结合输配电价改革和售电侧改革，积极探索适合分布式风电的市场资源组织形式、盈利模式与经营管理模式。推动风电的分布式发展和应用，探索微电网形式的风电资源利用方式，推进风光储互补的新能源微电网建设。

六、保障措施

（一）完善年度开发方案管理机制

结合简政放权有关要求，鼓励以市场化方式配置风能资源。对风电发展较好、不存在限电问题的地区放开陆上风电年度建设规模指标，对完成海上风电规划的地区放开海上风电年度建设规模指标。结合规划落实、运行消纳等情况，滚动调整风电发展规划。

（二）落实全额保障性收购制度

结合电力体制改革，督促各地按照《可再生能源法》和《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的要求，严格落实可再生能源全额保障性收购制度，确保规划内的风电项目优先发电。在保障电力系统安全稳定运行以外的情况下，若因化石能源发电挤占消纳空间和线路输电容量而导致风电限电，由相应的化石能源发电企业进行补偿。

（三）加强运行消纳情况监管

加强对风电调度运行和消纳情况的监管，完善信息监测体系，定期发布风电运行消纳数据。由国家能源局及派出机构定期开展弃风限电问题专项监管，及时发布监管报告，督促有关部门和企业限期整改。建立风电产业发展预警机制，对弃风限电问题突出、无法完成最低保障性收购小时数的地区，实施一票否决制度，不再新增风电并网规模。

（四）创新价格及补贴机制

结合电力市场化改革，逐步改变目前基于分区域标杆电价的风电定价模式，鼓励风电参与市场竞争，建立市场竞价基础上固定补贴的价格机制，促进风电技术进步和成本下降。

适时启动实施可再生能源发电配额考核和绿色电力证书交易制度，逐步建立市场化的补贴机制。

七、规划实施效果

（一）投资估算

“十三五”期间，风电新增装机容量8000万千瓦以上，其中海上风电新增容量400万千瓦以上。按照陆上风电投资7800元/千瓦、海上风电投资16000元/千瓦测算，“十三五”期间风电建设总投资将达到7000亿元以上。

（二）环境社会效益

- 1、2020年，全国风电年发电量将达到4200亿千瓦时，约占全国总发电量的6%，为实现非化石能源占一次能源消费比重达到15%的目标提供重要支撑。
- 2、按2020年风电发电量测算，相当于每年节约1.5亿吨标准煤，减少排放二氧化碳3.8亿吨，二氧化硫130万吨，氮氧化物110万吨，对减轻大气污染和控制温室气体排放起到重要作用。
- 3、“十三五”期间，风电带动相关产业发展的能力显著增强，就业规模不断增加，新增就业人数30万人左右。到2020年，风电产业从业人数达到80万人左右。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/101871.html>