

新能源行业领域 相关文件

二〇二二年六月

汇编说明

为更好地服务国家创新驱动发展战略，支持科技自立自强，进一步提高资本市场服务实体经济高质量发展的能力，我们整理收集了国家科技创新战略的有关政策文件，以供市场主体参考。由于篇幅所限，其中部分文件内容仅作节选，如有需要可自行检索全文阅读。由于国家科技创新政策在不断地动态更新，本次收集的文件可能不够全面，欢迎市场各方提出宝贵意见，以便我们不断更新完善。

目 录

一、先进核电	5
(一) 党中央、国务院文件	5
1.2030年前碳达峰行动方案(节选)(国发〔2021〕23号)(国务院/2021年10月24日)	5
2.新时代的中国能源发展白皮书(节选)(国务院新闻办公室/2020年12月21日).....	5
3.能源发展战略行动计划(2014-2020年)(节选)(国办发〔2014〕31号)(国务院办公厅/2014年6月7日).....	8
(二) 国家部委文件	10
1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知(节选)(发改能源〔2022〕210号)(国家发展改革委、国家能源局/2022年1月29日).....	10
2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知(节选)(国能发科技〔2021〕58号)(国家能源局、科学技术部/2021年11月29日).....	10
3.战略性新兴产业重点产品和服务指导目录(2016版)(节选)(国家发展和改革委员会公告2017年第1号)(国家发改委/2017年1月25日).....	14
4.关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知2022(节选)(国能发规划〔2022〕31号)(国家能源局/2022年3月17日).....	14
5.核安全与放射性污染防治“十三五”规划及2025年远景目标(环境保护部、国家发展和改革委员会、财政部、国家能源局、国家国防科技工业局/2017年3月23日).....	15
6.能源发展“十三五”规划(节选)(国家发改委、国家能源局/2017年1月17日).....	33
7.能源技术创新“十三五”规划(节选)(国家能源局/2016年12月30日).....	34
8.电力发展“十三五”规划(2016-2020年)(节选)(国家发改委、国家能源局/2016年12月22日).....	43
9.核电中长期发展规划(2005~2020年)(节选)(国家发展和改革委员会/2007年10月)	43
10.2018年能源工作指导意见(节选)(国家能源局/2018年2月26日).....	54
11.2017年能源工作指导意见(节选)(国家能源局/2017年2月10日).....	55
12.核安全与放射性污染防治“十二五”规划及2020年远景目标(节选)(国家发展改革委、财政部、国家能源局、国防科技工业局/2015年8月4日).....	56
二、大型风电	75
(一) 党中央、国务院文件	75
1.关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知(节选)(国发〔2021〕23号)(国务院/2021年10月24日).....	75
2.转发国家发展改革委、国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知(节选)(国办函〔2022〕39号)(国务院办公厅/2022年5月14日).....	75
3.关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见(节选)(国发〔2021〕4号)(国务院/2021年2月2日).....	77
4.新时代的中国能源发展白皮书(节选)(国务院新闻办公室/2020年12月21日).....	78
5.关于印发能源发展战略行动计划(2014-2020年)(节选)(国办发〔2014〕31号)(国务院办公厅/2014年6月7日).....	80
(二) 国家部委文件	80
1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知(发改能源〔2022〕210号)(节选)	

(国家发展改革委、国家能源局/2022年1月29日)	80
2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知(节选)(国能发科技〔2021〕58号)(国家能源局、科学技术部/2021年11月29日)	82
3.关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知(发改能源〔2021〕1445号)(节选)(国家发展改革委、国家能源局、财政部自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局/2021年10月21日)	84
4.关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见(节选)(国资发科创〔2021〕93号)(国务院国有资产监督管理委员会/2021年11月27日)	93
5.战略性新兴产业重点产品和服务指导目录(2016版)(节选)(国家发展和改革委员会公告2017年第1号)(国家发改委/2017年1月25日)	94
6.关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知2022(节选)(国能发规划〔2022〕31号)(国家能源局/2022年3月17日)	95
7.关于印发能源发展“十三五”规划的通知(节选)(发改能源〔2016〕2744号)(国家发展改革委、国家能源局/2016年12月26日)	96
8.关于印发《可再生能源发展“十三五”规划》的通知(节选)(发改能源〔2016〕2619号)(国家发展改革委/2016年12月10日)	98
9.关于印发《风电发展“十三五”规划》的通知(国能新能[2016]314号)(国家能源局/2016年11月16日)	103
10.关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知(节选)(国能发新能〔2021〕25号)(国家能源局/2021年5月11日)	118
11.关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知(节选)(国能发新能〔2020〕17号)(国家能源局/2020年3月5日)	120
12.关于印发《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》的通知(国能发新能[2018]30号)(国家能源局/2018年4月3日)	120
13.关于印发2018年能源工作指导意见的通知(节选)(国能发规划[2018]22号)(国家能源局/2018年2月26日)	127
14.关于印发2017年能源工作指导意见的通知(节选)(国能规划〔2017〕46号)(国家能源局/2017年2月10日)	127
15.关于印发全国海上风电开发建设方案(2014-2016)的通知(国能新能〔2014〕530号)(国家能源局/2014年12月8日)	128
16.关于规范风电设备市场秩序有关要求的通知(国能新能[2014]412号)(国家能源局/2014年9月5日)	130
17.关于印发风电开发建设管理暂行办法的通知(国能新能〔2011〕285号)(国家能源局/2011年8月25日)	133
三、高效光电光热	138
(一)党中央、国务院文件	138
1.2030年前碳达峰行动方案(节选)(国发〔2021〕23号)(国务院/2021年10月24日)	138
2.关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见(节选)(中共中央、国务院/2021年9月22日)	140
3.转发国家发展改革委、国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知(节选)(国办函〔2022〕39号)(国务院办公厅/2022年5月14日)	142
4.新时代的中国能源发展白皮书(节选)(国务院新闻办公室/2020年12月21日) ..	144
5.关于进一步深化电力体制改革的若干意见(节选)(中发〔2015〕9号)(中共中央、	

国务院/2015年3月15日)	147
6.关于印发能源发展战略行动计划(2014-2020年)的通知(节选)(国办发〔2014〕31号)(国务院办公厅/2014年6月7日)	148
7.关于促进光伏产业健康发展的若干意见(国发〔2013〕24号)(国务院/2013年7月4日)	149
8.关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定(节选)(国发〔2010〕32号)(国务院/2010年10月10日)	155
9.国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020年)(节选)(国务院公报2006年第9号)(国务院/2006年02月09日)	156
(二) 国家部委文件	157
1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知(节选)(发改能源〔2022〕210号)(国家发展改革委、国家能源局/2022年1月29日)	157
2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知(节选)(国能发科技〔2021〕58号)(国家能源局、科学技术部/2021年11月29日)	158
3.“十四五”工业绿色发展规划(节选)(工信部规〔2021〕178号)(工业和信息化部/2021年11月15日)	161
4.关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知(节选)(发改能源〔2021〕1445号)(国家发展改革委、国家能源局、财政部自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局/2021年10月21日)	162
5.战略性新兴产业重点产品和服务指导目录(2016版)(节选)(国家发展和改革委员会公告2017年第1号)(国家发改委/2017年1月25日)	171
6.智能光伏产业创新发展行动计划(2021-2025年)(工信部联电子〔2021〕226号)(工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局/2021年12月31日)	173
7.《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》(节选)(国资发科创〔2021〕93号)(国资委/2021年11月27日)	180
8.关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知2022(节选)(国能发规划〔2022〕31号)(国家能源局/2022年3月17日)	181
9.关于加强产融合作推动工业绿色发展(节选)(工信部联财〔2021〕159号)(工业和信息化部、中国人民银行、中国银行保险监督管理委员会、中国证券监督管理委员会/2021年9月3日)	182
10.能源生产和消费革命战略(2016-2030)(节选)(发改基础〔2016〕2795号)(国家发展改革委、国家能源局/2016年12月29日)	182
11.光伏制造行业规范条件(2021年本)(工信部/2021年3月11日)	185
12.智能光伏产业发展行动计划(2018-2020年)(工信部联电子〔2018〕68号)(工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国务院扶贫办/2018年4月11日)	190
13.能源发展“十三五”规划(节选)(发改能源[2016]2619号)(国家发改委/2016年12月10日)	196
14.太阳能发展“十三五”规划(节选)(国能新能[2016]354号)(国家能源局/2016年12月8日)	202
15.电力发展“十三五”规划(2016-2020年)(节选)(国家发展和改革委员会、国家能源局/2016年11月7日)	219
16.关于提高主要光伏产品技术指标并加强监管工作的通知(国能发新能〔2017〕32号)	

(国家能源局、工业和信息化部、国家认监委/2017-07-18)	220
17.关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见(国能新能[2015]194号)(国家能源局、工业和信息化部、国家认监委/2015年6月1日)	221
18.光伏制造行业规范条件(2013年第47号)(工业和信息化部/2013年9月16日)	223
19.关于印发太阳能发电发展“十二五”规划的通知(节选)(国能新能〔2012〕194号)(国家能源局/2012年7月7日)	228
20.关于印发太阳能发电科技发展“十二五”专项规划的通知(国科发计〔2012〕198号)(科学技术部/2012年03月27日)	241
21.太阳能光伏产业“十二五”发展规划(工业和信息化部/2012年02月24日)	252
四、高效储能及相关服务	263
(一) 党中央、国务院文件	263
1.2030年前碳达峰行动方案(节选)(国务院/国发〔2021〕23号/2021年10月24日)	263
2.新时代的中国能源发展白皮书(节选)(国务院新闻办公室/2020年12月21日) ..	264
3.国家创新驱动发展战略纲要(节选)(国务院/国办发〔2020〕39号/2020年11月02日)	265
(二) 国家部委文件	266
1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知(节选)(发改能源〔2022〕210号)(国家发展改革委、国家能源局/2022年1月29日)	266
2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知(节选)(国能发科技〔2021〕58号)(国家能源局、科学技术部/2021年11月29日)	267
3.关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知(节选)(发改能源〔2021〕1445号)(国家发展改革委、国家能源局、财政部自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局/2021年10月21日)	269
4.关于加快推动新型储能发展的指导意见(发改能源规〔2021〕1051号)(国家发展改革委、国家能源局/2021年7月15日)	272
5.关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见(发改能源规〔2021〕280号)(国家发展改革委、国家能源局/2021年2月25日)	277
6.关于加强储能标准化工作的实施方案(国能综通科技[2020]3号)(国家能源局/2020年1月9日)	282
7.关于促进储能技术与产业发展的指导意见(发改能源〔2017〕1701号)(国家发展改革委、财政部、科学技术部、工业和信息化部、国家能源局/2017年9月22日)	284
8.关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见(发改能源〔2016〕392号)(国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部/2016年2月24日)	291

一、先进核电

（一）党中央、国务院文件

1.2030年前碳达峰行动方案（节选）（国发〔2021〕23号）

（国务院/2021年10月24日）

为深入贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的重大战略决策，扎实推进碳达峰行动，制定本方案。

三、重点任务

将碳达峰贯穿于经济社会发展全过程和各方面，重点实施能源绿色低碳转型行动、节能降碳增效行动、工业领域碳达峰行动、城乡建设碳达峰行动、交通运输绿色低碳行动、循环经济助力降碳行动、绿色低碳科技创新行动、碳汇能力巩固提升行动、绿色低碳全民行动、各地区梯次有序碳达峰行动等“碳达峰十大行动”。

（一）能源绿色低碳转型行动。

4. 积极安全有序发展核电。合理确定核电站布局和开发时序，在确保安全的前提下有序发展核电，保持平稳建设节奏。积极推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型示范工程，开展核能综合利用示范。加大核电标准化、自主化力度，加快关键技术装备攻关，培育高端核电装备制造产业集群。实行最严格的安全标准和最严格的监管，持续提升核安全监管能力。

（七）绿色低碳科技创新行动。

3. 强化应用基础研究。实施一批具有前瞻性、战略性的国家重大前沿科技项目，推动低碳零碳负碳技术装备研发取得突破性进展。聚焦化石能源绿色智能开发和清洁低碳利用、可再生能源大规模利用、新型电力系统、节能、氢能、储能、动力电池、二氧化碳捕集利用与封存等重点，深化应用基础研究。积极研发先进核电技术，加强可控核聚变等前沿颠覆性技术研究。

2.新时代的中国能源发展白皮书（节选）（国务院新闻办公室/2020年12月21日）

四、建设多元清洁的能源供应体系

（一）优先发展非化石能源

安全有序发展核电。中国将核安全作为核电发展的生命线，坚持发展与安全并重，实行安全有序发展核电的方针，加强核电规划、选址、设计、建造、运行和退役等全生命周期管理和监督，坚持采用最先进的技术、最严格的标准发展核电。完善多层次核能、核安全法规标准体系，加强核应急预案和法制、体制、机制建设，形成有效应对核事故的国家核应急能力体系。强化核安保与核材料管制，严格履行核安保与核不扩散国际义务，始终保持着良好的核安保记录。迄今为止在运核电机组总体安全状况良好，未发生国际核事件分级 2 级及以上的事件或事故。

五、发挥科技创新第一动力作用

（三）开展能源重大领域协同科技创新

实施重大科技项目和工程，实现能源领域关键技术跨越式发展。聚焦国家重大战略产业化目标，实施油气科技重大专项，重点突破油气地质新理论与高效勘探开发关键技术，开展页岩油、页岩气、天然气水合物等非常规资源经济高效开发技术攻关。实施核电科技重大专项，围绕三代压水堆和四代高温气冷堆技术，开展关键核心技术攻关，持续推进核电自主创新。面向重大共性关键技术，部署开展新能源汽车、智能电网技术与装备、煤矿智能化开采技术与装备、煤炭清洁高效利用与新型节能技术、可再生能源与氢能技术等方面研究。面向国家重大战略任务，重点部署能源高效洁净利用与转化的物理化学基础研究，推动以基础研究带动应用技术突破。

专栏 8 重大能源技术装备取得新突破

可再生能源技术装备。掌握水能、风能、太阳能等能源系统关键技术。大型水电机组成套设计制造能力世界领先。风电、光伏发电全产业链技术快速迭代,成本大幅下降,形成一批世界级龙头企业。生物质能、地热能、海洋能等技术取得长足进步。

电网技术装备。全面掌握特高压输变电技术,柔性直流、多端直流等先进电网技术开展示范应用,智能电网、大电网控制等技术取得显著进步,输变电技术装备处于国际领先水平。

核电技术装备。掌握百万千瓦级压水堆核电站设计和建造技术。自主研发三代核电技术装备达到世界先进水平。具有自主知识产权的首个“华龙一号”示范工程——福清5号核电机组取得重要进展。“国和一号”(CAP1400)示范工程和高温气冷堆示范工程建设稳步推进,快堆、小型堆等多项前沿技术研究取得突破。

油气勘探开发技术装备。形成先进的低渗透和稠油油田开采技术,实现特大型超深高含硫气田安全高效开发技术等工业化应用,开发了超高破裂压力地层压裂技术,海洋深水勘探开发关键技术与装备取得重大进展,自主研发了以“海洋石油981”为代表的3000米深水半潜式钻井平台。自主研发“蓝鲸1号”“蓝鲸2号”,助力海域天然气水合物开采技术获得突破。

清洁高效煤电技术装备。具备超超临界煤电机组自主研发和制造能力,发电煤耗下降至256克标准煤/千瓦时。燃煤发电空冷、二次再热、循环流化床、超低排放等技术领域处于世界领先水平。建成10万吨级碳捕集利用和封存示范装备。

煤炭安全绿色智能开发利用技术装备。煤炭安全绿色开采技术达到国际先进水平,煤炭生产实现向自动化、机械化、智能化转变。形成具有自主知识产权的煤制油气等煤炭深加工成套工艺技术。

(四) 依托重大能源工程提升能源技术装备水平

在全球能源绿色低碳转型发展趋势下,加快传统能源技术装备升级换代,加强新兴能源技术装备自主创新,清洁低碳能源技术水平显著提升。依托重大装备制造和重大示范工程,推动关键能源装备技术攻关、试验示范和推广应用。完善能源装备计量、标准、检测和认证体系,提高重大能源装备研发、设计、制造和成套能力。围绕能源安全供应、清洁能源发展和化石能源清洁高效利用三大方向,着力突破能源装备制造关键技术、材料和零部件等瓶颈,推动全产业链技术创新。

开展先进能源技术装备的重大能源示范工程建设，提升煤炭清洁智能采掘洗选、深水和非常规油气勘探开发、油气储运和输送、清洁高效燃煤发电、先进核电、可再生能源发电、燃气轮机、储能、先进电网、煤炭深加工等领域装备的技术水平。

（五）支持新技术新模式新业态发展

当前，世界正处在新科技革命和产业革命交汇点，新技术突破加速带动产业变革，促进能源新模式新业态不断涌现。大力推动能源技术与现代信息、材料和先进制造技术深度融合，依托“互联网+”智慧能源建设，探索能源生产和消费新模式。加快智能光伏创新升级，推动光伏发电与农业、渔业、牧业、建筑等融合发展，拓展光伏发电互补应用新空间，形成广泛开发利用新能源的新模式。加速发展绿氢制取、储运和应用等氢能产业链技术装备，促进氢能燃料电池技术链、氢燃料电池汽车产业链发展。支持能源各环节各场景储能应用，着力推进储能与可再生能源互补发展。支持新能源微电网建设，形成发储用一体化局域清洁供能系统。推动综合能源服务新模式，实现终端能源多能互补、协同高效。在试点示范项目引领和带动下，各类能源新技术、新模式、新业态持续涌现，形成能源创新发展的“聚变效应”。

3.能源发展战略行动计划（2014-2020年）（节选）（国办发〔2014〕31号）（国务院办公厅/2014年6月7日）

一、总体战略

（二）战略方针与目标。

3.绿色低碳战略。着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向。坚持发展非化石能源与化石能源高效清洁利用并举，逐步降低煤炭消费比重，提高天然气消费比重，大幅增加风电、太阳能、地热能等可再生能源和核电消费比重，形成与我国国情相适应、科学合理的能源消费结构，大幅减少能源消费排放，促进生态文明建设。

二、主要任务

（三）优化能源结构。

积极发展天然气、核电、可再生能源等清洁能源，降低煤炭消费比重，推动能源结构持续优化。

3.安全发展核电。在采用国际最高安全标准、确保安全的前提下，适时在东部沿海地区启动新的核电项目建设，研究论证内陆核电建设。坚持引进消化吸收再创新，重点推进 AP1000、CAP1400、高温气冷堆、快堆及后处理技术攻关。加快国内自主技术工程验证，重点建设大型先进压水堆、高温气冷堆重大专项示范工程。积极推进核电基础理论研究、核安全技术研究开发设计和工程建设，完善核燃料循环体系。积极推进核电“走出去”。加强核电科普和核安全知识宣传。到 2020 年，核电装机容量达到 5800 万千瓦，在建容量达到 3000 万千瓦以上。

（五）推进能源科技创新。

按照创新机制、夯实基础、超前部署、重点跨越的原则，加强科技自主创新，鼓励引进消化吸收再创新，打造能源科技创新升级版，建设能源科技强国。

1.明确能源科技创新战略方向和重点。

抓住能源绿色、低碳、智能发展的战略方向，围绕保障安全、优化结构和节能减排等长期目标，确立非常规油气及深海油气勘探开发、煤炭清洁高效利用、分布式能源、智能电网、新一代核电、先进可再生能源、节能节水、储能、基础材料等 9 个重点创新领域，明确页岩气、煤层气、页岩油、深海油气、煤炭深加工、高参数节能环保燃煤发电、整体煤气化联合循环发电、燃气轮机、现代电网、先进核电、光伏、太阳能热发电、风电、生物燃料、地热能利用、海洋能发电、天然气水合物、大容量储能、氢能与燃料电池、能源基础材料等 20 个重点创新方向，相应开展页岩气、煤层气、深水油气开发等重大示范工程。

2.抓好科技重大专项。

加快实施大型油气田及煤层气开发国家科技重大专项。加强大型先进压水堆及高温气冷堆核电站国家科技重大专项。加强技术攻关，力争页岩气、深海油气、天然气水合物、新一代核电等核心技术取得重大突破。

3.依托重大工程带动自主创新。

依托海洋油气和非常规油气勘探开发、煤炭高效清洁利用、先进核电、可再生能源开发、智能电网等重大能源工程，加快科技成果转化，加快能源装备制造

创新平台建设，支持先进能源技术装备“走出去”，形成有国际竞争力的能源装备工业体系。

（二）国家部委文件

1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知（节选） （发改能源〔2022〕210号）（国家发展改革委、国家能源局/2022年1月29日）

第四章加快推动能源绿色低碳转型

九、大力发展非化石能源

积极安全有序发展核电。在确保安全的前提下，积极有序推动沿海核电项目建设，保持平稳建设节奏，合理布局新增沿海核电项目。开展核能综合利用示范，积极推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型示范工程，推动核能在清洁供暖、工业供热、海水淡化等领域的综合利用。切实做好核电厂址资源保护。到2025年，核电运行装机容量达到7000万千瓦左右。

十六、增强能源科技创新能力

锻造能源创新优势长板。巩固非化石能源领域技术装备优势，持续提升风电、太阳能发电、生物质能、地热能、海洋能等开发利用的技术水平和经济性，开展三代核电技术优化研究，加强高比例可再生能源系统技术创新和应用。立足绿色低碳技术发展基础和优势，加快推动新型电力系统、新一代先进核能等方面技术突破。提高化石能源清洁高效利用技术水平，加强煤炭智能绿色开采、灵活高效燃煤发电、现代煤化工和生态环境保护技术研究，实施陆上常规油气高效勘探开发和炼化技术攻关。

专栏5 科技创新示范工程

先进核能技术。三代核电关键技术优化升级示范应用，模块式小型堆、（超）高温气冷堆、低温供热堆、快堆、熔盐堆、海上浮动式核动力平台等技术攻关及示范应用。支持新燃料、新材料等新技术研发应用。支持受控核聚变的前期研发，积极开展国际合作。

2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知（节

选)(国能发科技〔2021〕58号)(国家能源局、科学技术部/2021年11月29日)

二、总体要求和发展目标

(三) 发展目标

——支撑在确保安全的前提下积极有序发展核电。三代大型压水堆装备自主化水平进一步提升，建立标准化型号和型号谱系。小型模块化反应堆、(超)高温气冷堆、熔盐堆、海洋核动力平台等先进核能系统研发和示范有序推进。乏燃料后处理、核电站延寿等技术研究取得阶段性突破。

三、重点任务

(三) 安全高效核能技术

围绕提升核电技术装备水平及项目经济性，开展三代核电关键技术优化研究，支撑建立标准化型号和型号谱系；加强战略性、前瞻性核能技术创新，开展小型模块化反应堆、(超)高温气冷堆、熔盐堆等新一代先进核能系统关键核心技术攻关；开展放射性废物处理处置、核电站长期运行、延寿等关键技术研究，推进核能全产业链上下游可持续发展。

1.核电优化升级技术

(1) 三代核电技术型号优化升级

[示范试验]开展三代核电在工程建设及运行过程中涉及的设备、工艺、布置和施工等关键技术优化研究，进一步提高机组安全性、经济性、厂址适应能力和设备可靠性，支撑建立具有完全自主知识产权的三代核电标准化型号和型号谱系。[应用推广]结合国际市场要求，开展型号适应性研发，支撑设计审查认证及取证；持续开展核电厂设计优化和先进技术研究，助力自主三代核电批量化发展及在国际市场推广应用。

(2) 核能综合利用技术

[示范试验]开展核能供热(冷)方案优化及安全设计原则、核能海水淡化低温闪蒸等核心设备以及核能制氢工艺方案等关键技术研究，研究核能与风电、光伏、储能、氢能等的多能互补形式，优化完善以核电厂为核心的综合能源系统方案及运营技术，推动核能梯级利用，提高核能综合利用效率。

2.小型模块化反应堆技术

(3) 小型智能模块化反应堆技术

[示范试验]开展小型智能模块化反应堆技术以及先进热交换、监测、材料、软件体系 and 安全性等关键技术研究，突破核心技术装备，完成先进模块化小型反应堆典型项目一体化与智能化设计，满足在园区、海岛、基地、矿区等多场景工程应用条件，适时开展小型模块化反应堆核能综合利用工程示范。

(4) 小型供热堆技术

[示范试验]开展供热堆系统设计、燃料组件、试验验证等键技术研究，突破关键设备技术，实现小型供热堆设计、装备、建造和配套体系的标准化，适时开展小型堆供热商用示范。

(5) 浮动堆技术

[集中攻关]开展浮动式反应堆装置总体技术方案等关键技术研究，研制满足海洋条件和小型化要求的关键设备，健全海上浮动堆标准规范体系。

(6) 移动式反应堆技术

[集中攻关]开展轻型、智能核电源装置设计与关键技术研究，突破移动式反应堆关键共性技术，开展气冷微堆、微型压水堆、热管反应堆等型号总体方案设计及相关核级设备研制，完成相关试验验证，形成具备可移动能力的先进核电源装置方案。

3.新一代核电技术

(7) (超) 高温气冷堆技术

[集中攻关]开展高温气冷堆主氦风机电磁轴承等关键设备优化改造，突破多模块协调控制技术；研制超高温气冷堆关键设备，研发(超)高温堆“热-电-氢”多联产应用技术，形成(超)高温气冷堆多用途应用技术方

(8) 钍基熔盐堆技术

[集中攻关]建设 20MWe 小型模块化钍基熔盐研究堆及科学设施，探究堆内燃料盐、出堆燃料盐和处理后燃料盐中锕系元素和裂变产物的存在形式和转化规律，建立熔盐堆材料失效评估、寿命预测标准方法，完成钍基熔盐堆与发电系统耦合技术的研发与验证。

4.全产业链上下游可持续支撑技术

(9) 放射性废物处理处置关键技术

[集中攻关]开展放射性废物综合处理等研究，研发完善等离子熔融、蒸汽重整等废物处理关键技术；建立废物综合处理最优化技术体系和核电机组长期运行废物处理方案，建设中低放废物的处置场。

(10) 核电机组长期运行及延寿技术

[集中攻关]开展核电厂长周期安全可靠运行策略研究，突破核电厂复杂严苛条件下的智能翻新、设备整体更换、多功能远程操控、老化（故障）在线监测等关键技术，研制定位、切割、焊接与金属粉尘收集等智能化专用装备，并构建三维仿真模型和全生命周期大数据系统；研究核电厂关键设备更换后长期运行的可行性及实施路径。[示范试验]开展结构完整性检测与评价、关键部件材料快中子辐照损伤评价、一回路重要镍基合金部件及主管道材料性能退化行为预测、智能化核设施健康管理监测、辐照脆化热退火老化缓解等核电机组老化与寿命管理基础性和应用性技术研究，建立运行许可证延续技术体系和老化管理大纲技术体系。

(11) 核电科技创新重大基础设施支撑技术

[集中攻关]加快反应堆热工水力、严重事故机理等先进理论研究成果的试验验证技术攻关，支撑高水平台架和研究设施的建设与升级。

专栏 3 安全高效核能技术重点示范
01 核电优化升级技术示范 ①开展具有完全自主知识产权的三代核电型号优化升级示范； ②开展现役核电机组供热等综合利用示范。
02 小型模块化反应堆技术示范 ③开展小型堆核能综合利用工程示范； ④开展小型堆供热商业示范。
03 全产业链上下游可持续支撑技术示范 ⑤针对服役年限即将到期的核电机组开展运行许可证延续论证及示范。

(五) 能源系统数字化智能化技术

2. 行业智能升级技术

(12) 核电数字化智能化技术

[集中攻关]构建核电研发、设计、制造、建造、运维、退役全周期业务领域

的数字化智能化标准体系及平台体系，建立全生命周期大数据系统和核电厂三维数值模型，实现全过程状态结合、技术要素关联和技术状态贯通；开展反应堆堆芯数值模拟和预测、三维数字化协同设计与智慧工地、机组运行状态智能监控与分析、在役去污、典型设备运行状态全面感知预测与智能诊断、预防性维修、全寿期健康管理以及老化和寿命评估等关键技术研究，支撑构建人机物全面智联、少人干预、少人值守的智能核电厂。

3.战略性新兴产业重点产品和服务指导目录（2016版）（节选）（国家发展和改革委员会公告2017年第1号）（国家发改委/2017年1月25日）

6 新能源产业

6.1 核电技术产业

6.1.1 核电站技术设备

百万千瓦级先进压水堆核电站成套设备，快中子堆和高温气冷堆核电站设备，模块化小型核能装置，核应急装置，核级海绵锆、核级泵、阀、百万千瓦级核电系列用管锆合金包壳管、换热管、核电用钛合金管道及其管配件和核动力蒸汽发生器传热管用特材等辅助设备。核电用防辐射材料。核安全技术保障平台。先进核电设备成套及工程技术。

6.1.2 核燃料加工设备制造

铀地质、矿冶纯化转化、铀浓缩等设备，高性能燃料元件，铀钚混合氧化物燃料制备装置，先进乏燃料后处理装置，核辐射安全与监测装置，核设施退役与放射性废物处理和处置装置，铀、钍伴生矿综合利用技术和设备。

4.关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知2022（节选）（国能发规划〔2022〕31号）（国家能源局/2022年3月17日）

三、加快能源绿色低碳转型

有序推进水电核电重大工程建设。推动雅鲁藏布江下游水电开发前期工作，建成投产白鹤滩、两河口水电站全部机组，加快推动雅砻江孟底沟、黄河羊曲水

电站建设，推进旭龙水电站核准，水电装机达到 4.1 亿千瓦。建成投运福清 6 号、红沿河 6 号、防城港 3 号和高温气冷堆示范工程等核电机组，在确保安全的前提下，积极有序推动新的沿海核电项目核准建设。

积极发展能源新产业新模式。加快“互联网+”充电设施建设，优化充电网络布局。组织实施《核能集中供热及综合利用试点方案》，推进核能综合利用。因地制宜开展可再生能源制氢示范，探索氢能技术发展路线和商业化应用路径。开展地热能发电示范，支持中高温地热能发电和干热岩发电，积极探索作为支撑、调节性电源的光热发电示范。加快推进纤维素等非粮生物燃料乙醇产业示范。稳步推进生物质能多元化开发利用。大力发展综合能源服务，推动节能提效、降本降碳。

五、提升能源产业现代化水平

加强能源科技攻关。加快实施《“十四五”能源领域科技创新规划》。继续抓好核电科技重大专项和《核电技术提升行动计划》，加快推进小型堆技术研发示范。

八、深入推进高质量能源国际合作

扎实推进能源务实合作。在有效防范对外投资风险的前提下加强同有关国家的能源资源合作。大力支持发展中国家能源绿色低碳发展。巩固深化传统能源领域合作和贸易，务实推动核电领域海外合作，建设运行好海外能源合作项目，深化周边电力互联互通。加强与各国在绿色能源、智慧能源等方面的交流合作。建成一批绿色能源合作示范项目，让绿色切实成为共建“一带一路”的底色。

5.核安全与放射性污染防治“十三五”规划及 2025 年远景目标（环境保护部、国家发展和改革委员会、财政部、国家能源局、国家国防科技工业局/2017 年 3 月 23 日）

发展核能对优化能源结构、保障能源安全、促进污染减排和应对气候变化具有重要作用，核安全是我国核能与核技术利用事业发展的生命线。党中央、国务院高度重视核安全与放射性污染防治工作，党的十八大以来，以习近平同志为核心的党中央提出理性、协调、并进的中国核安全观，并将核安全纳入国家总体安全体系，写入《国家安全法》，进一步明确了核安全与放射性污染防治工作的战

略定位和重大任务。“十二五”期间，我国核安全与放射性污染防治工作取得明显进展，核能与核技术利用事业保持良好的安全业绩。“十三五”时期我国核电仍将进一步发展，放射源和射线装置数量将进一步增加，核安全保障任务更加繁重。为落实国家安全战略，全面统筹“十三五”时期核安全与放射性污染防治工作，依据《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》以及相关文件制定本规划。

一、现状与形势

（一）核安全与放射性污染防治取得积极成效

“十二五”期间，我国核设施与核技术利用装置安全水平进一步提高，辐射环境安全风险可控，全国辐射环境水平保持在天然本底水平，未发生放射性污染环境事件，基本形成综合配套的事故防御、污染治理、科技创新、应急响应和安全监管能力，核安全、环境安全和公众健康得到有效保障。

核设施安全水平进一步提高。汲取国际核事故经验教训，开展综合安全大检查，实施安全改进行动，核电安全达到国际先进水平。运行核电机组安全性能指标位于国际同类机组前列，在建机组质量受控，新建核电机组设计指标满足国际最新核安全标准，具备完善的严重事故预防和缓解措施。研究堆处于安全运行或停堆状态，核燃料循环设施保持良好安全记录。

放射性污染防治取得阶段性进展。完成一批早期核设施退役任务，重点核设施退役工作取得阶段性成果。历史遗留放射性废物治理取得成效。建成一座中低放固体废物处置场，形成西北、西南、华南区域处置格局。完成一批铀矿冶设施的退役任务，基本完成重点地区铀地质勘探设施的退役和治理任务。

放射源辐射事故发生率持续降低。开展综合检查专项行动，落实改进要求，加强对核技术利用单位和活动的辐射安全管理，放射性同位素和射线装置全部落实许可证管理要求，放射源辐射事故年发生率下降到历史最低水平，由“十一五”时期的平均每万枚源 2.5 起下降至 2 起以内，未发生特别重大辐射事故，各类废旧放射源及时得到收贮，确保了公众和环境安全。核安全保障体系不断健全。《核安全法》列入十二届全国人大常委会五年立法规划，出台《放射性废物安全管理条例》，发布一批核安全法规文件。核安全机构和人员队伍进一步扩充，核安全监管水平不断提高。开工建设国家核与辐射安全监管技术研发基地。核与辐

射安全现场检查 and 执法技术装备进一步完善，基本建成全国辐射环境监测网络。建成 21 个重大科技创新平台，开展 200 余项核安全相关技术研究并取得重点突破。应急体系进一步完善，修订《国家核应急预案》，实施国家核应急联合演习，开展核应急能力建设，形成统一调度的核事故应急工程抢险力量，成功应对日本福岛核事故，完成南京放射源丢失事故等核与辐射事件和事故应急工作。

（二）核安全与放射性污染防治面临的新挑战和新机遇

核安全与放射性污染防治面临新挑战。按照核电中长期发展规划，到“十三五”末，我国在运核电装机容量将达到 5800 万千瓦，在建机组达到 3000 万千瓦以上，机组总数达到世界第二，对人才培养、核电设备制造和安全监管能力提出更高要求，新机型核电机组将投入运行，放射源、射线装置数量将不断增加，核技术利用活动更加广泛，保障核安全的任务更加繁重。早期核设施和历史遗留放射性废物风险不容忽视，乏燃料集中贮存设施不足。周边核安全形势将更加复杂，对我国核与辐射监测、应急保障能力提出更大挑战。

核安全与放射性污染防治面临新机遇。党中央、国务院高度重视核安全与放射性污染防治工作，顶层设计更加完善，体制机制更加顺畅，将为开展“十三五”核安全与放射性污染防治工作提供前所未有的引领和指导。五大发展理念牢固树立，生态文明建设和改革加快推进，将释放巨大政策红利，有力推进“十三五”核安全与放射性污染防治工作。“一带一路”及核电“走出去”战略不断深入，核安全国际交流合作日趋频繁、领域更加广阔，将为“十三五”工作提供强大的外部动力。

二、指导思想、基本原则和目标

（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，以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导，深入贯彻习近平总书记系列重要讲话精神和治国理政新理念新思想新战略，认真落实党中央、国务院决策部署，统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局，牢固树立和贯彻落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，坚持理性、协调、并进的核安全观，坚持安全第一、质量第一的根本方针，以风险防控为核心，以依法治核为根本，以核安全文化为引领，以改革创新为驱动，以能力建设为支撑，

落实安全主体责任，持续提升安全水平，不断推进放射性污染防治，保障我国核能与核技术利用事业安全高效发展。

（二）基本原则

依法治核，严格监管。健全核安全法治体系，完善法律法规，严格依法监管。坚持审评从严、许可从严、监督从严、执法从严，实现源头严防、过程严管、违法严惩。

预防为主，纵深防御。强化技术和管理手段，保障核设施各种防御措施的有效性和多道屏障的完整性，有效预防核事故，并在一旦发生事故时减轻其后果，确保不会对公众和环境造成不可接受的影响。

标本兼治，持续改进。新老并重，统筹解决早期核设施退役和历史遗留放射性废物治理问题，按照最新标准建造各类核设施，提高设施固有安全水平，从源头减少废物产生。充分汲取国际国内经验教训，持续开展评估和改进行动，不断提高安全绩效。

改革创新，内外兼顾。深化管理体制改革的和行政许可改革，提高核安全治理的有效性，促进核安全科技创新，夯实科技支撑。确保国内核电安全，强化核安全国际合作，支撑核电技术输出，推进核电“走出去”战略实施。

公开透明，文化引领。坚持“中央督导、地方主导、企业作为、公众参与”，落实责任，完善机制，强化公众沟通，依法保障公众的知情权和参与权。坚持以核安全文化建设促安全水平提升，推动核行业从业者将中国核安全观作为工作的基本价值观。

（三）规划目标

2020年目标：运行和在建核设施安全水平明显提高，核电安全保持国际先进水平，放射源辐射事故发生率进一步降低，早期核设施退役及放射性污染治理取得明显成效，不发生放射性污染环境的核事故，辐射环境质量保持良好，核应急能力得到增强，核安全监管水平大幅提升，核安全、环境安全和公众健康得到有效保障。

在核设施安全水平提高方面，运行核电厂安全业绩持续提升；在建机组质量受控，重大建造事件得到妥善处理；新建核电机组保持国际先进水平，从设计上实际消除大量放射性物质释放。研究堆、核燃料循环设施安全风险进一步得到消

除，应对自然灾害的能力不断增强，运行安全得到有效保障，环境影响进一步降低，核燃料循环设施避免发生临界事故。

在核技术利用装置安全水平提高方面，高风险移动放射源在线跟踪监控能力基本形成，废旧放射源实现安全收贮。

放射源辐射事故年发生率进一步降低，避免发生重特大放射源辐射事故。在放射性污染防治水平提高方面，早期核设施退役取得明显成效，基本消除历史遗留中低放废物安全风险，形成与我国核工业发展相适应的放射性废物处理处置能力。基本完成 2010 年前关停的铀矿山的退役治理和环境恢复工作，全面完成重点地区历史遗留铀地质勘探设施的环境治理。

在安全保卫方面，核设施抵御新威胁的能力进一步提升，核电厂抵御网络安全威胁能力明显增强，核安保机制进一步完善，有效应对突发事件。

在应急响应方面，基本建成适应我国核能事业发展的国家核应急体系，形成复杂条件下重特大核与辐射事故应急响应能力。

在安全监管方面，核安全监管体系进一步完善，建成国家核与辐射安全监管技术研发基地，具备较强的校核计算和试验验证能力。全面建成全国辐射环境监测体系，中央和地方辐射环境监测能力明显提升。

2025 年远景目标：

核电厂安全保持国际先进水平，其他核设施安全达到国际先进水平，放射源辐射事故发生率保持在较低水平，早期核设施退役取得重大进展，放射性废物及时得到安全处理处置，辐射环境质量持续保持良好。核与辐射安全监管体系和监管能力实现现代化。核安全、环境安全和公众健康继续得到有效保障。

三、重点任务

（一）持续改进，保持核电厂高安全水平

提高运行核电厂安全业绩。开展日本福岛核事故后安全改进措施有效性评估，持续推进核电厂安全改进，提升应对极端自然灾害等外部事件的防御能力。强化对日本福岛核事故后安全改进所配置的应急设备的运行和维护，确保应急情况下可用；采取转换连接等各种措施，提高各核电集团间移动式应急设备接口的匹配性。加强核电厂老化与寿命管理。对部分核电机组依法开展运行许可证延续申请的安全评价。加强演练，开展同行评议，提高严重事故管理指南质量，提升严重

事故应对能力。制定《维修规则政策声明》，提高维修活动有效性。加强核电厂辐射防护管理，降低人员受照剂量。建立核电厂人因管理体系，完善操纵人员等重要岗位人员定期心理健康测评制度。逐步完善概率安全分析基础数据，推动行业概率安全分析技术交流，选择具备条件的核电厂，在技术规格书修订和在役检查等方面开展概率安全分析试点应用。

确保在建核电厂质量和安全。进一步落实营运单位对工程建造质量的管理责任，加强对核电工程总承包单位及各级分包单位的管理，强化对重要安全设备监造、大宗物件和大宗材料的供货质量监督检查，加强对常规工业安全的监督管理。完善建造事件报告制度和处理程序，妥善处理核电厂建造事件。开展 AP1000、华龙一号、EPR、高温气冷堆等新机型调试和首堆试验，重点做好非能动系统调试与验证，提高调试质量。加强新机型的调试经验反馈和共享，建立快速经验反馈机制。

保持新建核电厂高安全水平。科学开展核电厂选址，做好厂址特性的安全评价，保护已选核电厂址，必要时开展厂址复核。汲取日本福岛核事故经验教训，修订《核动力厂设计安全规定》，将安全改进项纳入新建机组标准设计，提高机组设计安全水平。新建核电机组实现从设计上实际消除大量放射性物质释放。

（二）强化管控，降低研究堆、核燃料循环设施风险

提升研究堆安全水平。完善研究堆安全管理要求，推进研究堆分类管理，完善研究堆厂址安全评价、设计、运行、长期停堆和定期安全审查等方面的安全规定。编制小型模块式动力堆、熔盐堆、高温堆、浮式反应堆、加速器驱动次临界洁净核能系统法规体系和安全审评原则。开展研究堆安全改进，对长期停运研究堆重新启堆前开展全面评估检查和安全改进，确保满足运行要求。对 49-2 反应堆、高通量工程试验堆、岷江试验堆、脉冲堆等研究堆开展定期安全审查，根据审查结论实施安全改进。跟踪老化效应，对研究堆老化的系统和设备进行安全改进或升级。强化研究堆运行事件信息共享。

提高核燃料循环设施安全水平。参照地震区划调整，对早期建造的核燃料循环设施继续开展安全鉴定、评估和加固。开展核燃料循环设施物项安全分级研究，深入开展核燃料循环设施事故分析，完善对临界、火灾、爆炸、泄漏等风险的预防、监控和缓解措施，增加核燃料循环设施化工事故消防等应急支援接口。实施

六氟化铀密封系统安全改进，完善氟化氢在线监测系统和六氟化铀操作规程，强化倒料安全，推动贫化六氟化铀再利用和稳定化处理。加强个人内照射剂量管理，降低核燃料循环设施从业人员职业照射水平。

推进乏燃料安全贮存和处理。编制和发布核电厂乏燃料处置规划，推进乏燃料贮存和处理。依法明确核电厂乏燃料近堆干法贮存设施的安全审评要求，加快乏燃料离堆贮存能力建设。加强乏燃料后处理产学研一体化顶层设计，建立保障机制，优化运行管理，积极推动大型商用后处理厂选址和建设，缓解核电厂乏燃料在堆贮存压力。

保障放射性物品运输安全。推动公-铁联运放射性物品，提高乏燃料和六氟化铀等运输容器的设计能力和制造质量。规范在役I类放射性物品运输容器定期安全性能评价，强化放射性物品运输活动安全监督。建立乏燃料等I类放射性物品运输在线实时监控系统。提高放射性物品运输装置安全防护水平，强化运输过程中安全保障措施。

（三）统筹推进，加快早期核设施退役及放射性废物处理处置

加快早期核设施退役和废物治理。加快重点单位早期反应堆、核燃料循环设施、科研设施、三废处理设施的退役进程，完成一批核设施退役项目。加快放射性废物处理能力建设，基本完成历史遗留中低放废液固化处理，处置一批中低放固体废物，探索创新核燃料循环前端中低放固体废物的处置方式。

推动核电放射性固体废物处理处置。发布实施《中低水平放射性固体废物处置场规划》，开展5座中低放固体废物处置场选址、建设，形成中低放固体废物处置的合理布局，推进核电废物外运处置。建设秦山、大亚湾核电基地放射性废物集中处理示范工程，推广可燃放射性固体废物焚烧、放射性污染金属熔炼技术应用，推进核电厂放射性废物减容与清洁解控。

加快高放废物处置研究。开工建设高放废物地质处置地下实验室。推进高放废物地质处置场选址与场址调查，开展工程屏障、处置工艺技术、处置化学、安全评价等研究，完成2-3个地质处置场重点候选场址的筛选。明确高放废物地质处置安全目标和原则，研究我国高放废物地质处置选址技术安全准则。

（四）规范管理，减少核技术利用辐射事故发生

实施放射源安全行动计划。完善放射性药品生产、运输、销售、使用等环节

辐射安全管理制度，实行放射性药品运输事后备案，优化放射性药品进出口管理。修订《射线装置分类办法》，细化和优化 I、II、III 类射线装置分类原则。全面升级国家核技术利用辐射安全监管系统，完成各省份核技术利用系统与国家系统数据对接。开展放射源安全专项检查行动，核实放射源生产、销售、使用情况，排查安全风险。强化高风险移动源辐射监管，制定规范性文件，明确移动 γ 射线探伤装置固有安全性和实时监控要求，在国家核技术利用辐射安全监管系统中开发高风险移动源实时跟踪数据系统模块，结合地方试点经验，优化实时监控系統。加强对大型科研加速器装置、质子重离子等医疗装置以及使用 I 类源的辐照装置的安全管理。

加强废旧放射源辐射安全管理。推动高风险放射源生产单位配套建设废旧放射源长期贮存设施，基本形成国内高风险废旧放射源的长期贮存能力，保障钴-60 等废旧放射源回收后的长期安全。完善废旧放射源循环再利用、收贮、处理处置辐射安全管理，开展废放射源近地表处置接收准则、整备标准及处置安全研究。完善废旧金属回收熔炼辐射安全管理制度，督促企业自主开展辐射监测，在废旧金属再利用的制品产品验收标准中加入放射性指标要求。

（五）综合整治，保障铀矿冶及伴生放射性矿辐射环境安全

加强铀矿冶排放管理和辐射防护。优化铀矿冶生产“三废”处理技术及废水排放管理。落实铀矿冶企业监测责任，加强企业流出物和周边环境监测。加强地下铀矿山在役矿井通风，完善防尘降氡措施，开展井下消防系统等安全改造，提高铀矿山和在役矿井的安全性。强化铀矿冶辐射防护最优化管理，规范职业照射剂量管理措施，铀矿冶个人职业照射剂量不断降低。

推进铀矿冶设施安全整治和退役。按年度开展尾矿库现状评价，监测铀矿山尾矿（渣）坝的安全状态，对发现安全隐患的尾矿（渣）库进行安全整治。推进硬岩铀矿退役治理工作，基本完成 2010 年前关停的铀矿冶设施退役治理和环境恢复。全面完成位于敏感地区的铀矿地质勘探设施退役治理。安全关闭“十二五”期间关停的铀矿冶设施，维护环保设施正常运行，启动退役治理。进一步依法明确铀矿冶设施退役治理后长期监护责任主体，建立长期监护机制，落实长期监护资源保障。制定地浸铀矿山退役治理计划，及时开展退役环境治理。

加强伴生放射性矿辐射环境管理。完成伴生放射性矿现状调查和辐射现状普

查，推进伴生放射性矿产资源分类管理。开展锆及氧化锆、石煤、稀土等伴生放射性矿开发利用辐射安全监管和辐射环境标准研究。督促伴生放射性矿开采、利用企业加强周边辐射环境监测和流出物监测。研究控制人为活动引起的天然放射性水平提高。

（六）强化管理，提高核安全设备质量可靠性

强化对核安全设备监管。适时更新民用核安全设备目录，动态调整重点监管的核安全设备。优化核安全设备许可审批流程，按设备类别明确核安全设备许可的条件，建立量化评价指标，对持证单位进行动态管理。制定和完善核安全设备鉴定管理要求和制造活动关键工艺要求，建立核安全设备独立验证手段，持续完善核电厂在役检查无损检验技术能力验证体系。严格执法，严肃查处违规操作和弄虚作假行为，处罚结果及时向社会公开和行业通报，建立责任人终身追究制度。强化过程监督，严格重大不符合项安全审评。强化经验反馈，完善关键部件材料可靠性数据库。依法加强对进口民用核安全设备审评监督及安全检验。

落实企业核安全设备质量责任。加强营运单位对核安全设备的监造管理，强化出厂验收。民用核安全设备持证单位持续提高核安全文化水平及质量保证体系有效性，建立关键工艺、关键岗位责任人制度，提高设备质量和可靠性。

（七）防控结合，提升核安保水平

提高核设施安保水平。开展核电厂出入口控制、监控视频系统、低空飞行物及海面探测等实物保护系统改造。提高核电厂网络安全水平，对核电厂网络威胁进行评估和风险分析，合理配置工具，建立和强化核电厂防范网络攻击、数据操纵或篡改的能力。开展研究堆周界围墙、视频监控系統、控制区铁丝网等改造。对核燃料循环设施构筑围栏，升级现有的保密技防或监控系统。对重点放射性废物处理设施开展实物保护能力建设，整体提升实物保护水平。

提高核技术利用安保水平。发布《城市放射性废物库安全防范系统要求》，升级改造国家放射源集中贮存库和省级城市放射性废物库安保系统。完成部分地区城市放射性废物库废旧放射源库的清库工作。

维护国际核不扩散体系。不断完善核进出口管制体系，加强核两用品出口管制，积极打击核走私活动。加强信息共享，提高边境核辐射探测和处置能力，加强进出境口岸放射性物品检测。推广减少高浓铀合作模式，研究推进高浓铀微堆

改造，协助相关国家改造高浓铀微堆，推广使用低浓铀。

（八）常备不懈，加强核与辐射应急响应

完善应急预案和指挥体系。适时修订《国家核应急预案》和各级应急预案，有效衔接国家其他相关应急预案。制定发布《核应急预案管理办法》，动态管理各级核应急预案，完善核应急预案执行程序，对各级核应急预案落实情况进行检查评估。优化核应急专网，实现国家核应急响应（指挥）中心与相关部门和各级应急指挥中心互联互通，加强应急信息交流和共享。完善监管部门核与辐射事故应急平台建设，整合集成指挥、监测、协调、信息报送等功能。完善重点省份和涉核集团公司（院）核应急指挥中心建设。加强有关省份核应急前沿指挥所（联合指挥所）以及核应急机动指挥平台建设。

强化应急救援和技术支持体系。完成国家核应急救援队组建，加强救援队能力建设，研发应急救援设备，具备执行重特大核事故处置任务的能力。完成国家核事故应急支援基地和核电集团核事故场内应急支援队伍建设。加强重点省份核应急救援力量建设，建成适合本区域的核应急救援体系。开展重点地区核与辐射应急能力建设，具备有效应对突发核污染事件的预警、应急监测和应急处置能力。核设施营运单位加强应急队伍建设，提高应急救援能力和水平。实施国家核应急大数据战略，建立完善核应急资源管理等数据系统。“十三五”末完成各核电集团公司层面核应急资源储备。加强核应急各专业技术支持中心能力建设，完善工作机制，开展协同演练。省级核应急组织和核设施营运单位完善核应急技术支持手段。

加强应急演习和培训。突出实战，适时组织实施“神盾”系列国家核应急联合演习，加强核应急技术支持力量协同演习，开展军地联合应急监测演练，完善演习评估机制。每年开展一次国家辐射事故综合应急演习，“十三五”时期完成各省（区、市）综合性辐射应急演习任务，各省（区、市）定期组织开展专项应急演习。完善国家核应急管理培训体系，定期组织应急指挥决策层参加应急管理培训，加强对各级核应急组织管理人员的专业培训。完善国家级核应急培训基地建设。

（九）创新驱动，推进核安全科技研发

推进重大专项核安全科研实施。充分利用国家科技重大专项、核能开发科研

及退役治理专项等现有科研资金及渠道，进一步建立和完善核安全科技研发平台，继续推进一批核安全技术研发，并取得突破。

推进核安全重点技术研发。按照夯实基础、突破瓶颈、提升水平、拓展领先的总体思路，针对“十三五”期间需要重点关注的12个领域，推动技术研发。开展严重事故分析研究、设备材料老化评估及运行许可证延续关键技术研究、风险指引型核安全监管技术研究、新型反应堆安全评价验证研究、安全分析软件开发、非能动安全技术研究、数字化仪控系统失效模式和可靠性研究、核电厂网络安全研究、内陆核电安全技术及环境影响评价技术研究、应急去污洗消技术研究、放射性废物中等深度和近地表处置技术研究、高放废物处理处置技术研究。推动科研成果的工程应用，为提升我国核安全整体水平提供有力支撑。

（十）提升能力，推进核安全监管现代化建设

不断提高审评技术能力。全面建成国家核与辐射安全监管技术研发基地。在堆芯及事故分析、概率安全分析、力学计算、临界安全分析、辐射防护计算、厂址选择、环境影响评价及应急工作中进一步提高校核计算能力。开展压水堆非能动安全系统性能验证，核安全设备、管道系统力学分析验证，数字化仪控系统验证，放射性废物安全验证。推进标准化审评方式，优化核电项目及新型核能技术安全审评，完善审评方法。

完善监督监控能力。强化地区核与辐射安全监督站能力建设，改善监督站业务用房、现场检查 and 执法技术装备。加大概率安全分析技术成果应用，研究并试点开展风险指引型监督检查。统一各类核设施、铀矿冶设施从业人员职业照射剂量统计标准，实现归口化管理，建立全国统一的个人剂量管理系统。建设全国放射性废物管理信息系统。建立涵盖核电厂、研究堆、核燃料循环设施、核安全设备等要素在内的经验反馈信息平台，完善相关数据库，强化运行、建造事件反馈和信息经验共享。

加强辐射环境监测能力。完善国家辐射环境质量监测网，推进国控辐射环境质量自动监测站建设。完善海洋辐射监测网络，强化核电厂放射性流出物对海洋生态环境影响监测。开展中央本级辐射监测能力建设，系统提升地区核与辐射安全监管站辐射监测水平，强化中央本级技术支持单位辐射监测能力。推进快速应急监测系统建设，全国所有地级市具备核与辐射应急监测快速响应能力。强化核

设施外围环境监督性监测，提升监督性监测系统整体配置与性能。完善省级辐射环境监测网络建设，依法开展辐射环境监测实验室计量认证工作，省级辐射环境监测机构全部通过辐射监测能力评估和计量认证，加强重点地市级区域辐射环境监测能力建设，国家、省、区域辐射监测数据实现网络互联。

四、重点工程

为确保完成规划目标，“十三五”安排核安全改进、核设施退役及放射性废物治理、核安保与反恐升级、核事故应急保障、核安全科技创新、核安全监管能力建设等6项重点工程，通过重点工程实施有效推进规划重点任务落实。

（一）核安全改进工程

开展技术升级、工程改造等重大项目，排除安全隐患，持续提高核电厂、研究堆、核燃料循环等核设施的安全水平，保障核安全。

专栏 1 核安全改进工程
1.核电厂安全改进，包括开展日本福岛核事故后核电厂安全改进行动计划长期项目，开展核电厂数字化仪控系统、乏燃料水池、冷源安全、应急电源、安注系统、放射性废物处理系统等安全改进；在核岛厂房控制区增加视频监视系统。
2.秦山 320MW 机组许可证延续评估，包括评估执照基准变化对机组安全状况的影响，开展系统、设备及重要零部件时限老化分析和整体性评估，开展机组安全改进。
3.研究堆安全改进，包括中国先进研究堆安全棒驱动机构改造及其他辅助系统安全改造、中国实验快堆辐射防护系统升级改造，高通量工程试验堆、岷江试验堆、中国脉冲堆等研究堆老化系统设备技术改造。
4.核燃料循环设施安全改进，包括部分燃料元件制造设施、铀浓缩工程辅助配套等设施鉴定、评估及加固改造。

（二）核设施退役及放射性废物治理工程

推进核设施退役及放射性污染治理，开展放射性废物处理设施和放射性废物处置场建设，对关停的铀地质勘探设施与铀矿冶设施实施退役治理。

专栏 2 核设施退役及放射性废物治理工程
1.早期核设施退役，包括重点单位早期反应堆、核燃料循环设施、科研设施、三废处理等设施的退役。

2.放射性废物处理能力建设，包括高、中、低放废液处理设施的建设，放射性固体废物压缩减容、焚烧、暂存能力建设。
3.放射性废物处置能力建设，包括5座中低放固体废物处置场建设；西北中低放固体废物处置场扩建；新建成的中低放固体废物处置场废物接收检测能力建设；高放废物地质处置地下实验室建设。
4.铀矿冶设施和铀地质勘探设施退役治理，包括完成部分关停的铀矿冶设施退役治理和环境恢复，安全关闭部分铀矿冶设施，及时启动退役治理；开展铀矿地质勘探矿床（点）的退役治理和环境恢复。

（三）核安保与反恐升级工程

对已运行核设施开展实物保护安全性能评价，推进核设施和城市放射性废物库实物保护系统升级和改造，提升设施核安保水平。

专栏3 核安保与反恐升级工程
1.核电厂实物保护改造，包括部分核电厂实物保护系统整体升级改造、视频监控系統改造、门禁等出入口控制改造，增加入侵探测和生物智能识别系统、低空飞行物管控工具和设备、海面探测系统设备。
2.核电厂网络安全能力建设，包括建立核电厂网络安全实验室，搭建核电厂工控系统测试平台，配备核电厂网络安全监控工具，开展网络计算机关键系统技术控制措施研究及相关基础设施的建设。
3.研究堆实物保护改造，包括重点单位实物保护系统运行保障能力建设；重点单位实物保护系统工程改造。
4.核燃料循环设施实物保护改造，包括部分核燃料循环设施实物保护系统改造、核安全监控体系升级改造和整体安保能力建设。
5.城市放射性废物库实物保护系统升级改造，包括部分城市放射性废物库安保系统升级改造；对个别地区城市放射性废物库废旧放射源和放射性废物开展清库。
6.高浓铀研究堆低浓化改造，包括对部分研究堆开展低浓化改造，协助相关国家开展低浓铀改造

（四）核事故应急保障工程

按照国家三级应急体系，通过加强国家、省级和重点核设施单位核事故应急

和支援能力建设，提高应急准备和响应水平，有效应对核事故。

专栏 4 核事故应急保障工程

1.国家核事故应急救（支）援体系建设，包括国家核事故应急救援队能力建设；浙江秦山、广东大亚湾（阳江）、山东烟台 3 个支援基地建设，核电培训、物资储备和技术支持等基础设施建设，配备运输车辆、信息通讯、运行维修、远程遥控、辐射监测与防护、后勤保障等设备；国家级核应急专业技术支持中心和救援分队建设，各支力量达到相应能力要求。

2.边境及周边地区应急监测能力建设，在边境及周边地区配置固定及可移动自动监测装置，建设前沿中心实验室和后方实验室，研究布设水体辐射自动监测站，加强无人机辐射应急航测能力建设，研发针对核试验的多尺度放射性后果评价系统。

3.省级应急能力建设，包括江苏、浙江、广东、福建、广西、辽宁、山东、海南等各核电省份应急指挥、救援能力建设并完善应急物资储备，省级核应急医学救援队伍建设，配备现场医学救援装备。

4.重点单位和核电集团公司应急能力建设，包括各核电集团公司和重点单位核事故应急能力、指挥协调、技术支持、救援分队等能力建设，配备必要应急物资及装备。

（五）核安全科技创新工程

围绕核电厂严重事故、设备材料老化等重点领域，开展提升核安全水平的科研攻关，建立一批平台，突破一批关键技术。

专栏 5 核安全科技创新工程

1.严重事故分析研究，对典型严重事故开展风险评估，对严重事故分析工具、应对措施开展试验验证。

2.设备材料老化评估及许可证延续关键技术研究，建立评估模型，评估长期工况下设备材料老化行为，建立核设施运行许可证延续论证技术体系。

3.风险指引型核安全监管技术研究，制定适用于我国监管要求的风险指引型核安全监管框架，制定具体行动实施程序，开发数据库平台。

4.新型反应堆安全评价验证研究，对加速器驱动次临界洁净核能系统、模块化小堆、示范钠冷快堆、高温堆、浮式反应堆等建立安全评价验证模型，开

展安全评价技术研究。

5.安全分析软件研发，开发具有自主知识产权的大型先进压水堆安全分析核心软件，建立核安全分析软件评价数据库、综合计算分析应用平台。

6.非能动安全技术研究，对核电厂重要非能动安全系统开展非能动机理、设计优化和试验验证等研究工作，提升核电厂非能动系统安全性。

7.数字化仪控系统失效模式和可靠性研究，开展数字化仪控系统失效机理和故障模式等研究，建立数字化仪控系统安全评估框架和模型，完善核电厂数字化仪控系统安全评估。

8.核电厂网络安全研究，开展核电厂工业控制系统等级保护和测评要求、安全评估标准和规范研究，构建核电厂信息安全技术体系和信息安全监控管理与运维体系平台。

9.内陆核电安全技术及环境影响评价技术研究，开展内陆核电安全目标、机组放射性废液处理与监测、大气扩散规律和冷却塔等重要系统环境影响评价技术、场外应急技术、流域环境容量等研究，建立内陆核电厂大气、水等生态环境影响评价计算方法和模型。

10.应急去污洗消技术研究，开展放射性去污剂配方及适应性实验研究，研发应急去污洗消系统，研究污水、固体废弃物处理与处置方法。

11.放射性废物中等深度和近地表处置技术研究，开展中低放废物分类及处置技术路线研究，开展中等深度处置安全技术路线和目标研究，建立中等深度处置设施安全分析技术体系和平台。开展岩洞近地表处置技术研究。

12.高放废物处理处置技术研究，重点突破高放废液玻璃固化技术，开发高放废物地质处置多屏障系统安全性能评价模型和计算软件，开展多屏障系统安全性能验证。

(六) 核安全监管能力建设工程

开展国家、省、地级市核安全监管能力建设，全面加强核安全审评、监督、监测能力，构建核安全监管技术支撑平台，不断提升我国核安全监管水平。

专栏 6 核安全监管能力建设工程

1.国家核与辐射安全监管技术研发基地建设，包括建设压水堆安全性技术试验平台、核安全监控预警与应急响应平台、核安全国际合作交流平台、核电

厂运行安全仿真分析技术实验室、放射性废物安全管理技术验证实验室、辐射环境监测技术实验室。

2.全国辐射环境监测网络建设，包括国控大气辐射环境自动监测站建设，对接近运行寿期、设备老化的自动监测站进行系统优化和升级改造；对5家重点核设施单位共21个国控点位的外围环境监督性监测系统进行升级；省级辐射环境监测网建设，覆盖重点监管的核设施周边地区、边境及其他敏感地区。

3.中央和地方辐射环境监测能力建设，包括全国6个地区核与辐射安全监督站、2个技术支持中心监测能力建设，提高大规模样品实验室分析能力、质量控制能力以及信息汇总和评价能力；补齐省级核与辐射应急监测调度平台及地市级快速应急监测系统，有核电省份事故早期预警及污染区快速划定能力建设，重点地市开展区域性监测分析实验室建设。

4.核与辐射安全监督站基础能力建设，包括全国6个地区核与辐射安全监督站执法装备配备、人员培训。监督站业务用房、华东地区核电模拟机控制室及其配套设施等相关能力建设。

5.核与辐射安全监管信息系统建设和升级，包括国家核技术利用辐射安全管理系统全面升级，具体涵盖核技术利用网络化监督检查系统、放射性药品进出口及转让业务系统、核技术利用经验反馈系统开发；建立高风险移动放射源在线实时跟踪监控平台；建立全国放射性废物管理信息系统，对核设施、核技术利用活动中放射性废物产生、处理、贮存和处置实现全过程信息化管理。

6.海洋辐射监测能力建设，包括在我国沿海核电厂附近海域建设辐射监测系统，完善海洋辐射监测预警体系。

五、保障措施

（一）完善法律法规，强化法治基础

积极推进核安全立法。推动出台核安全法、原子能法。研究修订《放射性同位素与射线装置安全和防护条例》《核电厂核事故应急管理条例》。指导和规范地方核与辐射安全法规制修订工作，做好与国家法律法规体系的衔接。

完善部门规章和导则。制定工作计划，有序推进核安全部门规章和技术导则的制修订工作。制定放射性废物分类办法等2项部门规章。修订核动力厂质量保证安全规定等5项部门规章。制定核动力厂营运单位核应急演练等19项导则，

修订核设施实物保护等 15 项导则。

推进核安全标准系统化。加强核安全标准顶层设计与标准管理，建立核与辐射安全标准体系，加快制修订一批核安全标准，强化核安全标准立项审查，提高标准与法规的衔接性。

（二）强化政策配套，推进重点工作

建立系统的核安全与放射性污染防治政策体系。制定国家放射性废物管理战略。依法落实核电站乏燃料处理处置基金制度。制定放射性废物清洁解控和最小化政策，优化放射性同位素与射线装置管理政策。探索制定研究堆审批立项阶段的设施运维和退役费用安排政策。研究建立核保险巨灾责任准备金制度，调整核事故第三方损害最高赔偿限额，研究商业保险参与国家核应急工作机制。推动高风险放射源辐射安全责任保险试点工作，推动在 III 类以上放射源放射性测井和工业移动探伤领域建立责任保险。研究建立职业人员健康损害赔偿制度。

（三）优化体制机制，提高管理效率

优化核安全监督管理制度。建立监管独立、部门协作、权责分明、运转高效、分工负责的核安全管理体系，优化核事故应急协调机制。初步建立核设施退役和放射性废物治理企业化、市场化、专业化管理模式和运行机制。积极引入行业组织、第三方机构参与核安全监督管理。

推进行政许可改革。加快推进核安全人员资质、核安全设备、放射性物品运输等方面的行政许可改革论证，加强核安全事中事后监管。引导、鼓励核电集团公司申请核安全许可证，落实集团公司核安全管理责任。推进辐射环境监测体制改革。按照中央关于省以下环保机构监测监察执法垂直管理制度改革试点的有关精神，做好辐射环境监测体制调整工作，省级环保部门统一负责本行政区域内辐射环境质量监测、调查评价和考核工作，按照核设施与核技术利用活动分布情况，在重点区域增强监测力量，配备相应监测装备，开展本行政区域内辐射环境监测工作。完善辐射环境安全管理督查工作机制，加大对地方核与辐射安全监管工作的督查和指导，推进督查工作规范化和制度化。进一步完善核与辐射安全监管对口援藏、援疆的政策和技术支持机制。

（四）加快人才培养，夯实人才保障

完善核安全人才培养培训体系。制定核安全人才发展计划，建立健全高校、

科研机构与企业的人才联合培养机制，“十三五”末实现核与辐射安全等相关专业人才增长1万人左右。加大涉核领域严重事故分析、公众沟通、人因分析、核法律等方向的人才培养力度，解决人才稀释及紧缺问题。积极拓宽人才培训渠道，通过实施人员交流、非全日制研究生教育、国际培训、导师计划等，开展多类型多方位的交流培训，鼓励企业开展人员培训。编制实施《核与辐射安全监督检查人员中长期业务培训规划》，拓展培训领域，优化课程设置，扩大培训范围，强化核与辐射安全监管人员培训。

建立良好的人才管理机制。探索建立政府管理部门与企业、企业与企业间均衡的人才流动机制，吸引高素质人才进入核安全监管领域，强化核燃料循环产业前端和后端人才配置。形成有利于各类专业人才充分施展才能的选人用人机制，提高核安全从业人员的薪酬待遇，完善以绩效为核心的人才考核与激励机制，培养核安全学术和技术引领者、专业领域技术带头人等。

（五）强化文化培育，提高安全意识

全方位开展核安全文化宣贯。制定核安全文化建设实施方案和年度工作计划。建立核安全文化宣贯队伍，完善宣贯教材，推动核安全文化宣传培训工作深入开展。在核设备领域以及特种工艺人员资格考核领域建立核安全文化示范基地，并推动向其他领域延伸。在行业内树立核安全文化典型单位和个人，汇编核安全文化建设良好实践，强化经验交流，充分发挥引领作用，推动各单位将核安全文化的理念和要求纳入规章制度。

建立核安全文化评估机制。完善核安全文化检查机制，将核安全文化融入日常核安全监督检查。制定核安全文化评估标准和程序，建立评估体系，在核动力厂、核设备领域开展核安全文化试点评估活动，在核技术利用、核燃料循环领域探索核安全文化评估工作。推动行业协会开展核安全文化同行评估。

（六）加强公众沟通，推进公众参与

推进“四位一体”的核安全公众沟通工作。完善以政府为主导的公众沟通制度，推进公众沟通能力建设。将核安全基础知识纳入教育和培训体系，推动核与辐射知识进社区、中小学及干部培训课堂，依托企业，建设10个国家核与辐射安全科普宣教基地，强化网络平台和新媒体宣传功能，加强与媒体的沟通交流。完善信息公开方案和指南，加强信息公开平台建设，企业在不同阶段依法公开项

目建设信息，政府主动公开许可审批、监督执法、环境监测、事故事件等信息，加强公开信息解读。保障在核设施建设过程中公众依法参与的权利。

（七）深化国际合作，借鉴先进经验

积极参与国际核安全体系建设。学习国际先进理念和先进技术，汲取国际经验和教训。分享我国良好实践，推动建立公平、合作、共赢的国际核安全体系。推广国家核电安全监管体系，依托核与辐射安全监管技术研发基地，推动建设核与辐射安全国际合作交流平台，帮助有需要的国家提升监管能力，分享我国良好实践。加强国际履约，促进履约成果转化，强化核安全双多边国际交流与合作。

（八）完善投入机制，落实支持政策

支持国家核与辐射安全监管技术研发基地、国家辐射环境监测网的建设和设施运维，地区核与辐射安全监管站能力建设，战略性、公益性、基础性核安全科技研发。加大地方投入，保障省、地市级辐射监测与应急能力建设经费，省级辐射环境监测网建设、运维经费，地方监管执法经费，城市放射性废物库的改造资金。企业加大投入，保障安全改造、技术升级、应急抢险、运行管理、安全保卫经费。有效使用乏燃料处理处置基金和核电厂退役基金。

六、组织实施

明确责任主体。各部门、各级地方政府和相关企事业单位要按照职责分工和规划确定的目标要求，将工作任务纳入到年度工作计划，在各自现有资金渠道中给予优先安排，制定实施方案，落实主体，明晰责任，严格管理，加强考核。

加强沟通协调。环境保护部、发展改革委、财政部、能源局、国防科工局作为规划主要实施部门要加强组织协调，中央、地方和军队有关部门、相关企事业单位要相互配合，积极制定配套政策，切实推动规划实施。

强化监督评估。环境保护部等规划主要实施部门对本规划实施情况加强跟踪分析和监督检查，组织开展规划中期和期末评估，评估结果向国务院汇报。

6.能源发展“十三五”规划（节选）（国家发改委、国家能源局/2017年1月17日）

三、多元发展，推动能源供给革命

——核电。安全高效发展核电，在采用我国和国际最新核安全标准、确保万

无一失的前提下，在沿海地区开工建设一批先进三代压水堆核电项目。加快堆型整合步伐，稳妥解决堆型多、堆型杂的问题，逐步向自主三代主力堆型集中。积极开展内陆核电项目前期论证工作，加强厂址保护。深入实施核电重大科技专项，开工建设 CAP1400 示范工程，建成高温气冷堆示范工程。加快论证并推动大型商用乏燃料后处理厂建设。适时启动智能小型堆、商业快堆、60 万千瓦级高温气冷堆等自主创新示范项目，推进核能综合利用。实施核电专业人才培养行动，加强核安全监督、核电操作人员及设计、建造、工程管理等关键岗位人才培养，完善专业人才梯队建设，建立多元化人才培养渠道。2020 年运行核电装机力争达到 5800 万千瓦，在建核电装机达到 3000 万千瓦以上。

7.能源技术创新“十三五”规划（节选）（国家能源局/2016 年 12 月 30 日）

一、能源科技发展形势

（一）世界能源科技发展现状与趋势

核能利用的关键是安全。不断完善的第三代核电技术逐渐成为新建核电机组的主流，第四代核电技术、模块化小型堆技术、先进核燃料及其循环技术正在快速兴起，对在役核电机组进行延寿也是核电发展的重要环节。

能源基础材料是能源技术发展的基石。燃煤发电机组和燃气轮机对高温材料、大型构件用金属材料提出了更高要求，安全先进核电的发展需要更可靠的核级材料，对可再生能源高效利用的需求促使新型高分子材料、新型电池材料不断涌现，能源转换和传输形式的发展带动了新型储能材料、高效催化剂材料、先进电力电子器件的创新。

二、指导思想、基本原则和发展目标

（三）发展目标

在安全先进核能技术领域，建成自主知识产权的先进三代压水堆示范工程，掌握大型先进压水堆、高温气冷堆、快堆、模块化小型堆关键技术，钍基熔盐堆研究取得突破，深入研发先进核燃料技术、乏燃料及放射性废物先进后处理技术，建立适合我国大型压水堆核电厂延寿论证的技术体系。

三、重点任务

（三）安全先进核电技术

加快自主知识产权先进核电堆型的持续改进创新，推广应用自主知识产权的先进三代压水堆，加快高温气冷堆、快堆、模块化小型堆的技术示范工程建设和产业化，积极开展微型堆、钍基熔盐堆等新堆型研究。开展先进核燃料元件研发，推进乏燃料处理技术，发展大型核燃料后处理厂自主技术，突破严重事故预防和缓解技术、废物最小化技术、设备管道去污技术等。积极推进在役核电机组延寿相关技术的研究开发，发展先进监/检测技术、关键设备时限老化评估技术和缓解/修复技术等。

本规划围绕安全先进民用反应堆、先进核电燃料、核电站建设、运行与延寿等技术领域部署了 8 个集中攻关项目、4 个示范试验项目、6 个应用推广项目。

1.安全先进民用反应堆

1) 集中攻关类

G40)超高温气冷堆技术研究

研究目标：通过关键技术、关键设备与材料以及性能试验的研究，论证 HTR-10 实现 950℃ 高温运行及核能制氢的可行性。

研究内容：依托 10MW 高温气冷实验堆，开展 950℃ 下超高温运行及核能制氢技术研究，主要包括：反应堆物理热工设计、安全与事故分析、堆内构件材料及结构分析，燃料元件高温性能试验等。开展中间换热器关键技术与性能实验验证，开展碘硫循环分解水与高温蒸汽电解制氢技术研究等。

起止时间：2016-2022 年

G41)快中子反应堆运行和控制技术研究

研究目标：通过关键技术、关键设备的研究，提升我国快堆运行和控制能力，掌握维护、保养、大修、故障维修等方面的技术方法。

研究内容：完成中国实验快堆运行模式的优化，明确各运行模式下完整的技术条件要求和控制方法；研究钠冷快堆电站运行仿真和在线诊断技术、涉钠设备在役检查技术、关键设备老化管理技术、运维一体化管控技术。

起止时间：2016-2020 年

G42)铅基合金冷却反应堆技术研究

研究目标：完成铅基合金冷却反应堆总体设计及综合演示试验，为实现自主

知识产权的铅基合金冷却反应堆的工程应用奠定基础。

研究内容：突破铅基合金冷却反应堆设计、试验、燃料材料等关键技术，掌握燃料制备工艺及堆内辐照数据等，开展铅基合金冷却反应堆总体设计及主设备研制、冷却传热和腐蚀特性、冷却系统工艺技术、系统及设备试验验证、电站仪控系统开发和运行维护等关键技术研究。

起止时间：2016-2021 年

G43)基于高度安全燃料的 5-10MW 级制造型模块堆

研究目标：掌握全陶瓷微包覆燃料及包壳材料技术，突破 5-10MW 级制造型反应堆核电机组工厂化制造技术，论证制造型小微堆核电机组及其分布式应用的可行性。

研究内容：研制碳化硅基质包覆颗粒燃料芯块制造工艺、流程与设备，开展燃料与材料辐照、正常工况与严重事故下性能测试与验证，以及安全许可取证；开展 5-10MW 级制造型模块堆设计、安全分析、许可取证、应用开发，智能化控制与安全系统设计、研制与验证，先进高效紧凑型超临界二氧化碳布雷顿循环能量转化系统研制与示范，独立运行电站系统集成与配套设备研制，数字化、智能化工厂制造与组装流程和设备设计与研制。

起止时间：2016-2021 年

G44)钍基熔盐堆核能系统关键技术研究

研究目标：掌握钍基熔盐堆关键技术，实现关键材料与设备产业化，完成世界首座钍基熔盐仿真堆与 2MW 钍基熔盐实验堆建设，总体技术水平居国际领先。

研究内容：开展钍铀燃料循环工作模式、熔盐堆设计和安全标准、熔盐回路设计等关键科学技术问题研究；掌握镍基等高温合金、高密度石墨和燃料熔盐等关键材料的制备和加工工艺；研发熔盐回路仪器设备、熔盐堆本体设备和仪控系统关键设备；突破铜系元素高温干法分离、轻同位素离心萃取分离、熔盐高温制氢与熔盐储能等关键技术。

起止时间：2016-2020 年

2) 示范试验类

S34)CFR600 快堆示范工程

研究目标：完成示范快堆关键技术和关键设备研发，完成 CFR600 的标准设

计，完成快堆 MOX 燃料的定型设计。

研究内容：开展 CFR600 示范快堆关键工艺研究，确定总体技术方案和主要工艺参数；开展机械式钠泵、蒸汽发生器、控制棒驱动机构等关键设备的样机制造，开展示范快堆的设计工作；开展 MOX 燃料芯块的研制、CN15-15 和燃料辐照样件的堆内辐照和检验，以及工业规模 MOX 生产线的技术研发和设计。

起止时间：2016-2025 年

S35)模块化小型堆示范工程

研究目标：建设模块化小型堆和低温供热堆示范工程。

研究内容：进行模块化建造技术研究、运行技术研究、模块化反应堆法规标准及安全审查技术研究，开展压力容器、蒸汽发生器、控制棒驱动机构、小型屏蔽泵/湿绕组泵等主设备研制，进行安装及调试技术研究。

起止时间：2016-2020 年

3) 应用推广类

T23)自主三代大型先进压水堆核电技术应用推广

研究目标：开展“华龙一号”和 CAP1400 应用推广相关研究，初步形成批量化、规模化能力。

研究内容：依托示范工程，开展“华龙一号”和 CAP1400 批量化、规模化应用研究，进一步提高设备国产化率，研究设备批量化生产技术，开展核电自主化软件验证及认证标准规范体系研究，初步建立三代大型先进压水堆自主产业化体系。

起止时间：2017-2025 年

T24)600MW 级高温气冷堆核电站

研究目标：实现商业规模的 600MW 级高温气冷堆核电站(简称 HTR-PM600)的规模部署。

研究内容：开展 600MW 级高温气冷堆总体设计和分析研究、球形燃料元件大规模生产关键技术研究、多模块高温气冷堆协调控制技术研究；开展高温气冷堆热电联产技术研究，包括蒸汽供应技术、热交换器技术，发电/蒸汽供应能量分配和平衡技术；开展核级石墨国产化研究。

起止时间：2016-2025 年

2.先进核电燃料

1) 集中攻关类

G45)新一代先进核燃料技术研究

研究目标：研制性能优于 M5、ZIRLO 合金的新锆合金包壳材料，以及长寿命、高安全性的燃料元件；研究能缓解严重事故后果的耐事故燃料元件（ATF），研发出具备入堆考验的先导棒/先导组件，突破具有更优良性能的环形燃料等先进核燃料关键技术。

研究内容：针对当前我国主要压水堆型，研制 CF4、第二代 STEP-14 系列等下一代压水堆先进核燃料以及自主化的 N45、优化 CZ 等先进锆合金包壳材料，开展元件和组件设计、制造工艺、堆外性能检测、堆内辐照考验和辐照后检验等关键技术研发等；积极开展 ATF 元件先进包壳和芯块材料样品的研究，完成第一代 ATF 燃料可行性验证及初步设计，适时启动材料堆外性能测试、堆内辐照考验；在第一代 ATF 燃料反馈的基础上，积极优化革新型第二代 ATF 燃料新材料选型论证及关键技术研究。

起止时间：2016-2025 年

G46)核电厂放射性废物最小化技术

研究目标：完成先进的核电厂放射性固废处理技术和废液净化技术研究，实现去污效率的量级提升。

研究内容：研究先进的核电厂放射性废物处理技术和核心装备，开展高完整性容器盛装技术、放射性废树脂湿法氧化技术、PVC 高效降解技术、低放射性废油处理技术、放射性沾污管道及容器去污技术、等离子体熔融减容技术的研究；开展废液净化和除氚技术研究，攻克核电厂放射性废液中核素、硼、弱电解质的分离技术，实现硼回收复用。开展易去污、易处置的新型辐射屏蔽材料及新型超吸附材料研发；开展核设施退役材料去污与拆除等相关技术研究。

起止时间：2016-2023 年

2) 应用推广类

T25)自主 CF 及 STEP 系列先进核电燃料应用推广

研究目标：掌握自主 CF 及 STEP 系列燃料组件、N36 及 CZ 锆合金燃料包壳的批量化生产技术，建立燃料组件原材料国产化供应体系，2020 年前逐步实

现自主品牌燃料在“华龙一号”出口项目、国内现役二代及二代加压水堆核电厂、在建“华龙一号”项目中批量使用；掌握自主品牌燃料组件的批量化生产技术，初步建立自主品牌燃料组件产业化体系。

研究内容：开展 CF 系列组件规模应用研究；积极开展 STEP 系列燃料组件的堆内辐照试验及应用研究；针对成熟的自主品牌燃料，对国内燃料组件批量的生产线进行适应性改造或新建燃料组件批量生产线。

起止时间：2016-2020 年

3.建设、运行与延寿

1) 集中攻关类

G47)核电站运行维护技术研究

研究目标：面向第三代、第四代、小型堆等核电技术，以保障核反应堆安全、经济、高效运行为目标，实现核电站在役检查及关键设备的在线检修与更换等技术研究。

研究内容：通过智能辐射防护监控、智能巡检、智能设备管理等技术研究，构建核电智慧运营基础架构；研究先进无损检测新方法、高精定量在役检测技术；研制核电站智能检修机器人，开展仿真技术、运行支持技术研究，开发人因数据采集与分析系统，开展核电智慧运营关键技术研究；开展辐射剂量监测定位技术、自动抄表技术等智能巡检技术研究；开展设备全生命周期资产管理技术等智能设备管理研究。

起止时间：2016-2020 年

2) 示范试验类

S36)核电厂延寿关键技术示范应用

研究目标：解决我国核电厂延寿涉及的范围界定与筛选、老化管理审查、时限老化分析等关键支撑技术，完成大亚湾核电厂示范机组的延寿论证工作。

研究内容：开展长寿期下核材料服役行为与机理研究，开发新的预测模型或评估技术；开展安全壳应变监测、部件疲劳及损伤检测、反应堆压力容器检测及评估等技术应用研究；开发先进焊接、构筑物腐蚀缓解阴极保护、管道腐蚀缓解、辐射水环境下特种维修、核级电缆环境鉴定、破前漏评估、安全壳钢筋束预应力损失评价等先进技术，并进行应用验证；开发核电厂延寿管理平台；开展核电厂

延寿文件体系、管理导则研究,形成我国自主的核电厂延寿技术文件体系和规范。

起止时间: 2016-2020 年

S37)核电工程智能化设计建设技术示范

研究目标: 推进实现核电工程的数字化、网络化与智能化,并在防城港核电站“华龙一号”中进行示范应用。

研究内容: 在核电站设计建造全业务流程中建立万级业务单元之间的业务逻辑网络,建设核电工程统一业务流程平台;开发核电数据源和数据流模型,实现智能化的跨专业、跨领域、跨阶段业务协同和信息交互,设计、采购、施工、调试过程的无缝衔接,进而实现核电业务与管理的全面协同。

起止时间: 2016-2020 年

3) 应用推广类

T26)自主先进核电监测检测装备应用推广

研究目标: 实现自主核电检测检测装备在国内外的应用推广,形成核电装备国产化体系。

研究内容: 应用推广核电站安全级传感器及其在线快速故障诊断装置、报警事件远程专家分析平台、主蒸汽管道 LBB 泄漏监测系统、电流在线监测与诊断系统、燃料破损在线探测、池边检查设备、金属部件监测技术规模化应用研究;开展维修装备规模化应用研究和关键器件规模化应用研究;建立核电先进检测、维修装备以及关键设备的供货体系;开展自主三代核电堆芯测量系统信号处理设备的批量化生产技术研究。

起止时间: 2016-2020 年

T27)核电站数字化仪控平台技术应用推广

研究目标: 针对“华龙一号”、AP1000 等三代核电站实现安全级数字化仪控系统在国内及出口核电站中的应用推广。

研究内容: 针对三代核电机型,充分验证非安全级 NicSys2000 平台和安全级 NicSys8000 平台、ACP 系统的 SpeedyHold 平台、安全级保护系统 FirmSys 平台、非安全级控制系统的 HOLLiAS-MACS 平台,以及 FirmSim 和 HOLLiAS-MACS 仿真平台等的适应性和系统通讯的可行性;开展 OPS 远程布置、POP 大屏显示、弧形盘台、NC-VDU 支架显示等先进设计方案验证。

起止时间：2016-2020 年

T28)核事故应急技术与装备

研究目标：通过技术应用与推广，为核电厂应对严重事故提供技术与装备，其中，处理规模为 5m³/h 的放射性废水应急处理装置完成标准化设计并推广应用。

研究内容：应用推广核事故放射性废水应急处理技术及工艺、核电站应急大容量蓄电池蓄能系统、核电站非能动应急高位冷却水源系统、大容量核电站 1E 级应急柴油发电机组、核电厂厂址选择阶段的应急可行性评价方法、核电厂应急指挥中心等设施的设计方法和先进核事故后果实时评价技术。

起止时间：2016-2020 年

（四）战略性能源技术

7.可控核聚变

1) 集中攻关类

G58)可控核聚变前沿技术研究

研究目标：掌握磁约束核聚变关键技术，初步建立核聚变工业发展体系。惯性约束聚变能方面，围绕 Z-FFR 实验堆总体技术路线获得关键技术与参数验证结果。

研究内容：开展中国聚变工程实验堆的详细工程设计，并结合已有物理设计数据库在“东方超环”（EAST）、“中国环流器 2 号改进型”（HL-2M）托卡马克装置上开展与 CFETR 物理相关的验证性实验；开展聚变堆关键技术预研，发展氦技术、聚变材料等 ITER 未涵盖的聚变堆技术。惯性约束聚变能方面，围绕 Z-FFR 实验堆总体技术路线的解决方案，获得关键技术与参数验证结果，为 Z-FFR 实验堆的方案制定、设计和研制提供核心的技术支撑，重点开展局部整体点火靶、重频驱动器、次临界包层、材料等关键技术研究。

起止时间：2016-2020 年

（五）能源基础材料技术

2.核级材料

1) 集中攻关类

G62)核电蒸汽发生器 690 传热管材料稳定化制备技术

研究目标：掌握 690 传热管材料制备的关键技术，实现高质量传热管稳定化

生产，管材成品率逐步提高到 85%以上。

研究内容：结合国内已经具有的 690 传热管生产线，针对批量生产成品管材存在的质量稳定性差、信噪比波动大、合格率低等问题，研究 Si、Mn 等合金微量元素对合金强化机制及腐蚀性能的影响规律、大容量 690 合金纯净均质冶炼技术研究、690 合金冷热变形与组织均匀性控制技术、690 合金传热管力学性能稳定性关键影响因素和 690 管材信噪比影响因素。

起止时间：2016-2020 年

G63)核电用绝缘材料关键技术研究

研究目标：开发包括高强度层压制品、长寿命主绝缘云母复合制品、高硬度水溶性硅钢片漆等系列核电大容量汽轮发电机用绝缘材料，以及抗辐射电缆关键材料，形成具有自主知识产权的系列核电用绝缘材料制造技术，实现项目产品在核电机组上应用。

研究内容：研制长期耐热指数 $\geq 180^{\circ}\text{C}$ 的耐高温改性环氧树脂，突破采用增强材料互补复配技术制备定子槽楔层压绝缘复合材料的方法；研制长期耐热指数 $\geq 155^{\circ}\text{C}$ 的高强度环氧树脂，研究采用玻璃毡预浸渍工艺技术、真空成型技术制备 F 级环氧玻璃毡层压绝缘复合材料的方法；研制具有耐电痕化、耐电弧性特点和良好应用性的过氧化双环戊二烯环氧树脂；合成同时具有高硬度（8H）、柔软性（一级）的完全水溶性树脂；配制高填料含量的硅钢片漆；研究适用于 VPI 工艺及多胶模压工艺的新型系列云母复合材料。研制开发耐辐照、长寿命交联聚烯烃、乙丙橡胶等多种核级电缆材料。

起止时间：2016-2020 年

G64)核级 SiCf/SiC 复合材料技术攻关研究

研究目标：研制核级 SiCf/SiC 复合材料。

研究内容：研制 PIP 技术制备低气孔率、高强度、高热导的 SiCf/SiC 复合材料，满足核级应用的性能要求；研究 SiCf/SiC 复合材料的无损检测和性能评价技术、复合材料连接技术与构件制备技术和核级 SiCf/SiC 复合材料构件制备技术；研究核级 SiCf/SiC 复合材料制备工艺、微观组织与性能之间关系，建立复合材料性能评估方法/标准。

起止时间：2016-2020

8.电力发展“十三五”规划（2016-2020年）（节选）（国家发改委、国家能源局/2016年12月22日）

三、重点任务

（四）安全发展核电，推进沿海核电建设

坚持安全发展核电的原则，加大自主核电示范工程建设力度，着力打造核心竞争力，加快推进沿海核电项目建设。

建成三门、海阳 AP1000 自主化依托项目，建设福建福清、广西防城港“华龙一号”示范工程。开工建设 CAP1400 示范工程等一批新的沿海核电工程。深入开展内陆核电研究论证和前期准备工作。认真做好核电厂址资源保护工作。

“十三五”期间，全国核电投产约 3000 万千瓦、开工 3000 万千瓦以上，2020 年装机达到 5800 万千瓦。

（十六）加大攻关力度，强化自主创新

电力领域其他重点自主创新。积极发展新型煤基发电技术，突破常规煤电效率瓶颈，推进燃料电池发电技术研发应用，研发固体氧化物、熔融碳酸盐燃料电池堆和发电系统集成技术。突破热端部件设计制造技术，掌握高性能复合材料大规模制备技术，建成微型、小型和中型燃气轮机整机试验平台、重型燃气轮机整机发电试验电站。探索机电型电热冷三联供示范系统运用。提高大型先进压水堆核电技术自主化程度，推动高温气冷堆技术优化升级，开展小型智能堆、商用快堆、熔盐堆等先进核能技术研发。加强百万千瓦级水轮发电机组、大容量高水头抽水蓄能机组等重大技术攻关。加快高效太阳能发电技术、大容量风电技术等可再生能源发电技术研发和应用。

9.核电中长期发展规划(2005~2020年)（节选）（国家发展和改革委员会/2007年10月）

一、核电发展的现状

（一）核电在世界能源结构中的地位

自 20 世纪 50 年代中期第一座商业核电站投产以来，核电发展已历经 50 年。根据国际原子能机构 2005 年 10 月发表的数据，全世界正在运行的核电机组共有 442 台，其中：压水堆占 60%，沸水堆占 21%，重水堆占 9%，石墨堆等其它堆

型占 10%。这些核电机组已累计运行超过 1 万堆·年。全世界核电总装机容量为 3.69 亿千瓦，分布在 31 个国家和地区；核电年发电量占世界发电总量的 17%。核电发电量超过 20%的国家和地区共 16 个，其中包括美、法、德、日等发达国家。各国核电装机容量的多少，很大程度上反映了各国经济、工业和科技的综合实力和水平。核电与水电、火电一起构成世界能源的三大支柱，在世界能源结构中有着重要的地位。

(二)我国核电发展取得的成绩

我国是世界上少数几个拥有比较完整核工业体系的国家之一。为推进核能的和平利用，上世纪七十年代国务院做出了发展核电的决定，经过三十多年的努力，我国核电从无到有，得到了很大的发展。自 1983 年确定压水堆核电技术路线以来，目前在压水堆核电站设计、设备制造、工程建设和运行管理等方面已经初步形成了一定的能力，为实现规模化发展奠定了基础。

1、核电建设和运营取得良好业绩。自 1991 年我国第一座核电站—秦山一期并网发电以来，我国有 6 座核电站共 11 台机组 906.8 万千瓦先后投入商业运行，8 台机组 790 万千瓦在建(岭澳二期、秦山二期扩建、红沿河一期)。

截至目前，我国核电站的安全、运行业绩良好，运行水平不断提高，运行特征主要参数好于世界均值；核电机组放射性废物产生量逐年下降，放射性气体和液体废物排放量远低于国家标准许可限值。秦山一期核电站已安全运行 14 年，最近一个燃料循环周期还创造了连续安全运行 400 天的新记录。大亚湾核电站近年的运行水平与核能发达国家的水平相当，运行业绩进入了世界先进行列。我国投运和在建核电项目情况见表 1。

表 1

我国投运和在建核电机组情况

单位：万千瓦

序号	机组名称	容量	投运时间	备注
1	秦山一期#1	30	1991.4	
2	秦山二期#1	65	2002.4	
3	秦山二期#2	65	2004.3	
4	秦山三期#1	70	2002.12	
5	秦山三期#2	70	2003.11	
6	大亚湾#1	98.4	1994.2	
7	大亚湾#2	98.4	1994.5	
8	岭澳#1	99	2002.5	
9	岭澳#2	99	2003.1	
10	田湾#1	106	2007.5	
11	田湾#2	106	2007.8	
12	岭澳二期#1	108	在建	2005年12月开工建设，预计2010年投运
13	岭澳二期#2	108	在建	同上
14	秦山二期扩建#1	65	在建	2006年4月开工建设，预计2011年投运
15	秦山二期扩建#2	65	在建	同上
16	红沿河一期	4×111	在建	
合计		1696.8		

2、我国已具备积极推进核电建设的基础条件。

经过各有关部门的共同努力，我国已具备了积极推进核电建设的基础条件。

在工程设计方面，我国已经具备了 30、60 万千瓦级压水堆核电站自主设计的能力；部分掌握了百万千瓦级压水堆核电站的设计能力。

在设备制造方面，自上世纪七十年代即具有了一定的研制能力。目前，可以生产具有自主知识产权的 30 万千瓦级压水堆核电机组成套设备，按价格计算国产化率超过 80%；基本具备成套生产 60 万千瓦级压水堆核电站机组的能力，经过努力，自主化份额可超过 70%；基本具备国内加工、制造百万千瓦级压水堆核电机组的大部分核岛设备和常规岛主设备的条件。

在核燃料循环方面，目前已建立了较为完整的供应保障体系，为核电站安全

稳定运行提供了可靠的保障，可以满足目前已投运核电站的燃料需求。

在核能技术研发方面，实验快中子增殖堆和高温气冷实验堆等多项关键技术取得了可喜进展。

在核安全法规及核应急体系建设方面，结合国内核电的实际情况，我国目前已经初步建立了与国际接轨的核安全法规体系；制订了核设施监管和放射性物质排放等管理条例，建立了中央、地方、企业的三级核电厂内、外应急体系。

二、发展核电的重要意义

(一)有利于保障国家能源安全

一次能源的多元化，是国家能源安全战略的重要保证。实践证明，核能是一种安全、清洁、可靠的能源。我国人均能源资源占有率较低，分布也不均匀，为保证我国能源的长期稳定供应，核能将成为必不可少的替代能源。发展核电可改善我国的能源供应结构，有利于保障国家能源安全 and 经济安全。

(二)有利于调整能源结构，改善大气环境

我国一次能源以煤炭为主，长期以来，煤电发电量占总发电量的 80%以上。大量发展燃煤电厂给煤炭生产、交通运输和环境保护带来巨大压力。随着经济发展对电力需求的不断增长，大量燃煤发电对环境的影响也越来越大，全国的大气状况不容乐观。2004 年，燃煤发电厂二氧化硫排放约 1200 万吨，占全国排放总量的 53.2%。2005 年，我国发电用煤已达 10.75 亿吨，如果保持现在的煤电比例，2010 年、2020 年电煤需求将分别突破 17 亿吨和 20 亿吨。电力工业减排污染物，改善环境质量的任务十分艰巨。

核电是一种技术成熟的清洁能源。与火电相比，核电不排放二氧化硫、烟尘、氮氧化物和二氧化碳。以核电替代部分煤电，不但可以减少煤炭的开采、运输和燃烧总量，而且是电力工业减排污染物的有效途径，也是减缓地球温室效应的重要措施。

(三)有利于提高装备制造业水平，促进科技进步

核电工业属于高技术产业，其中核电设备设计与制造的技术含量高，质量要求严，产业关联度很高，涉及上下游几十个行业。加快核电自主化建设，有利于推广应用高新技术，促进技术创新，对提高我国制造业整体工艺、材料和加工水平将发挥重要作用。

三、核电发展的指导思想、方针和目标

(一)指导思想和发展方针贯彻“积极推进核电建设”的电力发展基本方针，统一核电发展技术路线，注重核电的安全性和经济性，坚持以我为主，中外合作，以市场换技术，引进国外先进技术，国内统一组织消化吸收，并再创新，实现先进压水堆核电站工程设计、设备制造、工程建设和运营管理的自主化。形成批量化建设中国品牌先进核电站的综合能力，提高核电-7-所占比重，实现核电技术的跨越式发展，迎头赶上世界核电先进水平。

在核电发展战略方面，坚持发展百万千瓦级先进压水堆核电技术路线，目前按照热中子反应堆—快中子反应堆—受控核聚变堆“三步走”的步骤开展工作。积极跟踪世界核电技术发展趋势，自主研究开发高温气冷堆、固有安全压水堆和快中子增殖反应堆技术，根据各项技术研发的进展情况，及时启动试验或示范工程建设。与此同时，自主开发与国际合作相结合，积极探索聚变反应堆技术。

坚持安全第一的核电发展原则，在核电建设、运营、核电设备制造准入，堆型、厂址选择，管理模式等工作中，贯彻核安全一票否决制。

(二)发展目标根据保障能源供应安全，优化电源结构的需要，统筹考虑我国技术力量、建设周期、设备制造与自主化、核燃料供应等条件，到2020年，核电运行装机容量争取达到4000万千瓦；核电年发电量达到2600-2800亿千瓦时。在目前在建和运行核电容量1696.8万千瓦的基础上，新投产核电装机容量约2300万千瓦。同时，考虑核电的后续发展，2020年末在建核电容量应保持1800万千瓦左右。核电建设项目进度设想见表2。

表2

核电建设项目进度设想

单位：万千瓦

	五年内新 开工规模	五年内投 产规模	结转下个 五年规模	五年末核电 运行总规模
2000年前规模				226.8
“十五”期间	346	468	558	694.8
“十一五”期间	1244	558	1244	1252.8
“十二五”期间	2000	1244	2000	2496.8
“十三五”期间	1800	2000	1800	4496.8

注：因单机容量有变化，实际开工和完工核电容量数有变化

在核电自主化方面，实现先进百万千瓦级压水堆核电站的自主设计、自主制造、自主建设和自主运营，全面建立与国际先进水平接轨的建设和运营管理模式，形成比较完整的自主化核电工业体系。

在运行业绩及核安全方面，确保已投运核电站安全可靠运行，主要运行指标达到世界核电运行组织(WANO)先进水平。2020 年以前新开工核电站的主要设计指标接近或达到美国核电用户要求文件(URD)或欧洲核电用户要求文件(EUR)的同等要求。

在工程建设方面，通过引入竞争机制，全面实施招投标制和合同管理制，提高项目管理水平，进一步降低工程造价。

在经济性方面，在确保安全性和可靠性的基础上，降低运行成本，实现核电上网电价与同地区的脱硫燃煤电厂相比具有竞争力。

在核电法规和技术标准方面，在核安全、核设施管理、核应急、放射性废物管理，以及工程设计、制造、建设、运营等方面，建立起完整的符合中国国情并与国际接轨的核电法规和标准体系。

四、规划的重点内容与实施

(一)核电发展技术路线

通过国际招标选择合作伙伴，引进新一代百万千瓦压水堆核电站工程的设计和设备制造技术，国内统一组织消化吸收，并再创新，实现自主化，迎头赶上世界压水堆核电站先进水平。“十一五”期间通过两个核电自主化依托工程的建设，全面掌握先进压水堆核电技术，培育国产化能力，力争尽快形成较大规模批量化建设中国品牌核电站的能力。与此同时，为使核电建设不停步，在三代核电技术完全消化吸收掌握之前，以现有二代改进型核电技术为基础，通过设计改进和研发，仍将自主建设适当规模的压水堆核电站。

(二)核电设计自主化

“十五”末及“十一五”初期，充分利用秦山二期和岭澳一期已有技术，并加以改进，建设秦山二期扩建和岭澳二期等核电工程，使国内企业具备自主设计第二代改进型 60 万千瓦和百万千瓦级压水堆核电站的能力。

“十一五”期间，通过对外合作，引进新一代先进核电技术，建设浙江三门一期和山东海阳一期核电工程，在消化吸收的基础上，进一步优化改进，提高核

电的安全性和经济性。工程设计工作可以先从中外联合设计起步，逐步过渡到由国内企业自主完成设计，形成中国先进压水堆核电站品牌和批量化建设的设计能力。为尽快提高核电比重，广东台山采取引进国外技术设备建设三代核电机组。采用消化吸收的二代改进型技术，开工建设辽宁红沿河等核电站。

(三)核电设备制造自主化

核电主设备制造以国内三大设备制造厂家为骨干，同时发挥其它相关企业的专业优势，逐步实施技术改造和产业升级，共同建立起较完整的核电设备制造体系。“十一五”期间要形成不低于每年 200 万千瓦的核电成套设备生产能力，2010 年以后形成每年 400 万千瓦的生产能力。

有关核电关键设备生产的技术引进工作要按照国家总体部署，结合自主化依托项目的建设，统一组织对外招标，协调好国内各方力量，采取有效措施，做好消化吸收工作。对于我国目前尚不能生产的关键设备，要按照以我为主、引进技术、实现国产化的原则开展工作。对于已引进的技术，加快消化吸收进程，尽快转化为设备制造企业的生产能力。

在设备采购方式上，对于国内已经基本掌握制造技术的设备，原则上均在国内厂家中招标采购。对于少数没有掌握制造技术，且国际-10-市场供应充足、稳定的非关键设备，经论证确定后，可对外招标采购。对于一些关键设备，要通过“市场换技术”方式，或者对外引进技术，或者与国外制造商成立合资、合作企业提供设备。

在国家核电自主化工作领导小组的统一组织下，国内制造企业协调一致，分工合作，引入竞争，提高效率，要以秦山二期扩建和岭澳二期、辽宁红沿河、浙江三门和山东海阳等核电项目为依托，不断提高设备制造自主化的比例，最大限度地掌握制造技术，努力实现核电设备制造业的战略升级。

(四)核电厂址选择和保护

经过多年努力，我国已储备了一定规模的核电厂址资源。除已建和在建工程外，在沿海地区开展前期工作已较充分的厂址还有 5000 多万千瓦，具体厂址资源开发与储备情况见表 3。

表 3

我国沿海核电厂址资源开发与储备情况

单位: 万千瓦

省份	名称	规模	备注
浙江	秦山二期扩建厂址	2×65	已核准
	三门(健跳)厂址	6×100	一期工程已批准项目建议书
	方家山厂址	2×100	已完成复核
	三门扩塘山厂址	4×100	已完成复核
江苏	田湾扩建厂址	4×100	已完成复核
广东	岭澳二期厂址	2×108	已核准
	阳江厂址	6×100	一期工程已批准项目建议书(原方案)
	腰古厂址	6×100	已完成复核
山东	海阳厂址	6×100	已完成复核
	乳山红石顶厂址	6×100	需要进一步研究厂址
辽宁	红沿河厂址	6×100	一期工程 4 台机组已核准
福建	宁德厂址	6×100	已完成复核
广西	防城港或钦州厂址	4×100	已完成初步审查
合计	13 个厂址	5946	

注: 表中建设规模系按原单机容量考虑, 由于三代和二代改进型单机容量都有所增加, 实际建设规模将大于表中所列数据。

此外, 2004 年以来, 在广东粤东(田尾厂址)地区, 浙江浙西地区、湖北、江西、湖南等地都开展了核电厂址普选工作, 进一步增加了核电厂址储备。

从厂址条件看, 到 2020 年, 表 3 所列核电厂址容量可以满足运行 4000 万千瓦、在建 1800 万千瓦的目标。结合我国能源资源和生产力布局情况, 从现在起到 2020 年, 新增投产 2300 万千瓦的核电站, 将主要从上述沿海省份的厂址中优先选择, 并考虑在尚无核电的山东、福建、广西等沿海省(区)各安排一座核电站开工建设。

除沿海厂址外, 湖北、江西、湖南、吉林、安徽、河南、重庆、四川、甘肃等内陆省(区、市)也不同程度地开展了核电厂址前期工作, 这些厂址要根据核电厂址的要求、依照核电发展规划, 严格复核审定, 按照核电发展的要求陆续开展工作。

(五)核电工程建设安排

根据核电发展目标, 考虑核电项目前期工作、技术引进、消化吸收、设备制造自主化和工程建设工期等因素, 在 2005 年开工建设的岭澳二期核电项目 2×108

万千瓦和秦山二期扩建 2×65 万千瓦的基础上，“十一五”保持合理开工规模，“十二五”开始批量化发展。

考虑核电厂址保护和电网布局，以及调整各地能源结构的需求，在核电厂址开发进度和次序上，统筹安排老厂址扩建和新厂址的开发。新的核电厂址要一次规划，分期建设，逐步实现群堆管理。

“十一五”期间，利用已有技术，并加以改进的秦山二期扩建和广东岭澳二期两个项目可以投产。与此同时，要在引进国外技术，消化吸收的基础上，开工建设浙江三门一期和山东海阳一期两个自主化依托工程，并开工建设辽宁红沿河、广东阳江和福建宁德等核电站。

“十二五”期间，“十一五”开工的 5 个核电项目均可投产。在核电-12-实现标准化、批量化的基础上，“十二五”期间安排一批新开工建设核电项目，可选择的项目有：广东腰古、粤东(田尾)、江苏田湾二期、浙江三门二期、广东阳江二期、山东海阳二期、辽宁红沿河二期、福建宁德二期、广西核电站以及华中地区核电项目等。“十三五”期间，上个五年开工的核电机组均可投产，到“十三五”末(2020 年)，全国核电装机容量将实现规划目标，同时，为 2020 年以后核电投产打好基础工业，“十三五”期间需开工建设不低于 1800 万千瓦的核电容量。

在“十三五”和“十四五”期间开工建设的核电厂址，可在沿海省份的厂址中选择，也可在一次能源缺乏的内陆省份的厂址中选择，陆续开工建设。

(六)核燃料保障能力

坚持核燃料闭合循环的技术路线，坚持内外结合，合理开发国内资源、积极利用国外资源的原则，适度超前发展核燃料产业，建立国内生产、海外开发、国际铀贸易三渠道并举的天然铀资源保障体系。

(七)放射性废物处理

在核电项目建设的同时，同步建设中低放射性废物处置场，以适应核电发展不断增加的中低放射性废物处理的需要。2020 年前建成高放射性废物最终处置地下实验室，完成高放射性废物最终处置场规划。

(八)投资估算

按照 15 年内新开工建设和投产的核电建设规模大致估算，核电项目建设资

金需求总量约为 4500 亿人民币，其中，15 年内项目资本金需求量为 900 亿元，平均每年要投入企业自有资金 54 多亿元。此外，核燃料配套资金需求量较大，包括天然铀资源勘探与储备、乏燃料后处理等。资金筹措原则上按企业自筹资本金，银行提供商业-13-贷款方式运作。

五、保障措施和政策

(一)推进体制改革和机制创新

核电企业要按照社会主义市场经济的总体要求，建立健全现代产权制度，规范企业法人治理结构，推进体制改革和机制创新。通过规划内核电项目的建设，逐步推进现有国内技术力量和设备制造企业重组，以适应大规模核电建设的需要。核电项目建成后要参与市场竞争，上网电价与脱硫煤电相比要具有竞争力。按国家电价改革的方向和有关规定，核电企业可与电力用户签订购售电合同，自行协商电量与电价。与核电发展相关的科研、设计、制造、建设和运营等环节也要建立以市场为导向的发展机制。在核燃料供应环节，建立核燃料生产和后处理的专业化公司，形成与世界核燃料市场接轨的价格体系，为核电发展提供可靠的燃料保障和后处理等相关服务。

(二)加大设备研发力度

成立国家核电技术公司，负责统一引进技术、消化吸收和创新，在国内企业实现技术共享；做好核电自主化与科技中长期规划重大专项的结合，统筹协调先进核电工程设计和设备研制工作；将核电设备制造和关键技术纳入国家重大装备国产化规划，形成设备的成套能力。对关键的设备，包括大型铸锻件，集中力量，重点突破。

(三)完善核电安全保障体系，加快法律法规建设

坚持“安全第一、质量第一”的原则。依法强化政府核电安全监督工作，加强安全执法和监管。加大对核安全监管工作的人、财、物的投入，培育先进的核安全文化，积极开展核安全研究，继续加强核应急系统建设，制定事故预防和处理措施，建立并保持对辐射危害的有效防御体系。

在现有法律框架下，“十一五”期间继续开展核电行业标准的研究工作，“十一五”开始，随着核电堆型与技术方案的确定，要逐步建立和完善我国自己的核电设计、设备制造、建造、运行管理标准体系，为批量化发展核电创造条件；在

核电标准化与安全体系完善以前，国家将对参与核电建设、运营和管理的企业资质适当予以控制。

完善核电安全法律法规，尽快完成《原子能法》及配套法规的立法工作；制定和完善有关核电与核燃料工业的科研、开发与建设、核安全等方面的管理办法；健全铀矿资源的勘探和开采的市场准入制度；强化核燃料纯化、转化、浓缩、元件加工、后处理、三废治理、退役服务等领域的生产服务业务的市场准入制度或执业资质制度。

(四)加强运行与技术服务体系建设，加快核电人才培养

按照社会化、市场化和专业化的思路，重点围绕核电站的开发、设计、建造、调试、运行、检修、人员培训、安全防护等方面，进行相应的科研和配套条件建设，建立和完善核电专业化运行与技术服务体系，全面提高核电站的安全、稳定运行水平，为更多企业投资建设核电站创造条件。

我国核电的大规模发展需要大量与核电有关的专业人才。发展核电既是国家战略，同时又为相关行业和专业人员提供了广阔的市场空间和施展才华的机会。为实现 2020 年核电发展目标，国家、企业和高等院校科研院所要抓住机遇，在科研、设计、燃料、制造、运行和维修等环节，及核电设计、核工程技术、核反应堆工程、核与辐射安全、运行管理等专业领域，大力加强各类人才的培养工作，提高待遇，做好人才储备。重点在清华、上海交大、西安交大设置核电专业，编撰修改核电教材，培养核电人才。

(五)税收优惠及投资优惠

1、国家确定的核电自主化依托项目和国内承担核电设备制造任务的企业，按照《国务院关于加快振兴装备制造业的若干意见》的规定，实施进口税收政策；核电投产后，对核电企业销售环节增值税，采用现行办法，先征后返。由财政部会同有关部门制定实施细则。

2、国内承担国家核电设备制造自主化任务的企业，进口用于核电设备生产的加工设备和材料，核电工程施工所需进口的材料、施工机具，免征进口关税和进口环节增值税。由财政部会同有关部门研究后确定。

3、核电自主化依托工程建设资金筹措以国内为主，原则上不使用国外商业贷款及出口信贷。国家根据可能，对自主化依托项目建设所需资金，从预算内资

金(国债资金)中给予适当支持。支持符合条件的核电企业采用发行企业债券、股票上市等多种方式筹集建设资金。4、规范核电项目投资行为，对核电项目所需资本金，均以企业自有资金出资，按工程动态总投资不少于 20%筹集。

(六)核燃料保障、乏燃料后处理及核电站退役基金

1、为保证核燃料的安全稳定供应，要建立天然铀资源保障体系，并制定方案征收乏燃料后处理基金。“十一五”期间启动有关研究工作，争取在 2010 年前开始实施。

2、为保证今后核电站“退役”顺利进行，电站投入商业运行开始时，即在核电发电成本中强制提取、积累核电站退役处理费用。在中央财政设立核电站退役专项基金账户，在各核电站商业运行期内提取。有关费用征收标准和执行办法由国家发展改革委同财政部、国防科工委研究确定。

10.2018 年能源工作指导意见（节选）（国家能源局/2018 年 2 月 26 日）

二、加快能源绿色发展，促进人与自然和谐共生

（一）壮大清洁能源产业

稳妥推进核电发展。落实“核电安全管理提升年”专项行动要求，进一步提升核电安全管理水平，确保在运核电机组安全稳定运行，在建核电工程安全质量可控。在充分论证评估的基础上，开工建设一批沿海地区先进三代压水堆核电项目。进一步完善核电项目开发管理制度，做好核电厂址资源保护工作。继续推动解决部分地区核电限发问题，促进核电多发满发。继续实施核电科技重大专项，建设核电技术装备试验平台共享体系，加快推进小型堆重大专项立项工作，积极推动核能综合利用。

八、能源重大工程

（一）非化石能源可持续发展工程

核电。积极推进已开工核电项目建设，年内计划建成三门 1 号、海阳 1 号、台山 1 号、田湾 3 号和阳江 5 号机组，合计新增核电装机约 600 万千瓦。积极推进具备条件项目的核准建设，年内计划开工 6~8 台机组。扎实推进一批厂址条件成熟、公众基础好的沿海核电项目前期论证工作。

11.2017 年能源工作指导意见（节选）（国家能源局/2017 年 2 月 10 日）

二、重点任务

（二）推进非化石能源规模化发展

安全发展核电。积极推进具备条件的核电项目建设，按程序组织核准开工。有序启动后续沿海核电项目核准和建设准备，推动核电厂址保护和论证工作。继续实施核电科技重大专项，推进高温气冷堆示范工程建设。稳妥推动小型堆示范项目前期工作，积极探索核能综合利用。

（五）加强生产建设安全管理

确保核电建设运行安全。组织开展“核电安全管理提升年”活动，实施为期一年的核电安全专项整治行动，排查安全漏洞，消除安全隐患。加强核电站应急、消防和操纵人员考核管理，强化核电厂建设运行经验交流反馈，全面提升核事故应急管理和响应能力，确保在运在建机组安全可控。加强核电科普宣传。

（六）推进能源技术装备升级

加强关键技术攻关。在核电、新能源、页岩气、煤层气、燃气轮机及高温材料、海洋油气勘探等领域，推动自主核心技术取得突破。在太阳能光热利用、分布式能源系统大容量储能等领域，推动应用技术产业化推广。围绕推进可再生能源、先进核电、关键材料及高端装备可持续发展，研究设立国家能源研发机构，建立健全相关管理机制。

（八）拓展能源国际合作

推动核电“走出去”。推进巴基斯坦卡拉奇项目建设，做好后续合作有关工作。推动英国核电项目实施，推进“华龙一号”英国通用设计评审。统筹协调做好我参与法国阿海珉重组工作。加强与俄罗斯、美国等国的核电技术合作。稳步推进阿根廷、土耳其、罗马尼亚等国核电项目合作。

三、能源重大工程

（一）能源结构调整工程

核电。积极推进已开工核电项目建设，年内计划建成三门 1 号机组、福清 4 号机组、阳江 4 号机组、海阳 1 号机组、台山 1 号机组等项目，新增装机规模

641 万千瓦。积极推进具备条件项目的核准建设，年内计划开工 8 台机组。扎实推进三门 3、4 号机组，宁德 5、6 号机组，漳州 1、2 号机组，惠州 1、2 号机组等项目前期工作，项目规模 986 万千瓦。

12.核安全与放射性污染防治“十二五”规划及 2020 年远景目标（节选）（国家发展改革委、财政部、国家能源局、国防科技工业局/2015 年 8 月 4 日）

一、现状与形势

半个多世纪以来，我国核能与核技术利用事业稳步发展。目前，我国已经形成较为完整的核工业体系，核能在优化能源结构、保障能源安全、促进污染减排和应对气候变化等方面发挥了重要作用；核技术在工业、农业、国防、医疗和科研等领域得到广泛应用，有力地推动了经济社会发展。核安全是核能与核技术利用事业发展的生命线。我国核能与核技术利用始终坚持“安全第一、质量第一”的根本方针，贯彻纵深防御等安全理念，采取有效措施，保障了核安全。2011 年 3 月日本福岛核事故后，进一步保障核安全与防治放射性污染任务更加艰巨和紧迫，相关工作面临新的形势和挑战。

（一）核安全与放射性污染防治取得积极进展。

1.核安全保障体系渐趋完善。在深入总结国内外经验和教训的基础上，参考国际原子能机构和核能先进国家有关安全标准，我国已基本建立了覆盖各类核设施和核活动的核安全法规标准体系。2003 年以来，先后颁布并实施了《中华人民共和国放射性污染防治法》、《放射性同位素与射线装置安全和防护条例》、《民用核安全设备监督管理条例》、《放射性物品运输安全管理条例》和《放射性废物安全管理条例》，制定了一系列部门规章、导则和标准等文件，为保障核安全奠定了良好基础。初步形成了以营运单位、集团公司、行业主管部门和核安全监管部为主的核安全管理体系，以及由国家、省、营运单位构成的核电厂核事故应急三级管理体系。核安全文化建设不断深入，专业人才培养渐趋齐全，质量保证体系不断完善。核安全监管部审评和监督能力逐步提高，运行核电厂及周边环境辐射监测网络基本建立。在汶川地震等重特大灾害应急抢险中，我国政府决策果断、行动高效，有效化解了次生自然灾害带来的核安全风险，核安全

保障体系发挥了重大作用。

2.核安全水平不断提高。我国核电厂采用国际通行标准，按照纵深防御的理念进行设计、建造和运行，具有较高的安全水平。截至 2011 年 12 月，我国大陆地区运行的 15 台核电机组安全业绩良好，未发生国际核事件分级表 2 级及以上事件和事故，气态和液态流出物排放远低于国家标准限值。在建的 26 台核电机组质量保证体系运转有效，工程建造技术水平与国际保持同步。大型先进压水堆和高温气冷堆核电站科技重大专项工作有序推进。2011 年实施的核设施综合安全检查结果表明，我国运行和在建核电机组基本满足我国现行核安全法规和国际原子能机构最新标准的要求，安全和质量是有保障的。研究堆安全整改活动持续开展，现有研究堆处于安全运行或安全停闭状态。核燃料生产、加工、贮存和后处理设施保持安全运行，未发生过影响环境或公众健康的核临界事故和运输安全事故。核材料管制体系有效。放射源实施全过程管控，辐照装置防卡源专项整治工作取得成效，安全管理水平逐步提高，放射源辐射事故年发生率由上世纪 90 年代的每万枚 6.2 起下降至“十一五”期间的每万枚 2.5 起。核安全设备的设计、制造、安装和无损检验活动全面纳入核安全监管，设备质量和可靠性不断提高。

3.放射性污染防治稳步推进。近年来，国家不断加大放射性污染防治力度，早期核设施退役和历史遗留放射性废物治理稳步推进。多个微堆及放化实验室的退役已经完成。一批中、低放废物处理设施已建成。2 座中、低放废物处置场已投入运行，1 座中、低放废物处置场开始建设。完成一批铀矿地质勘探、矿冶设施的退役及环境整治项目，尾矿库垮坝事故风险降低，污染得到控制，环境质量得到改善。废旧放射源得到及时回收，一批老旧辐照装置完成退役。国家废放射源集中贮存库及各省(区、市)放射性废物暂存库基本建成。全国辐射环境质量良好，辐射水平保持在天然本底涨落范围；从业人员平均辐照剂量远低于国家限值。

(二)核安全与放射性污染防治面临挑战。

1.安全形势不容乐观。我国核电多种堆型、多种技术、多类标准并存的局面给安全管理带来一定难度，运行和在建核电厂预防和缓解严重事故的能力仍需进一步提高。部分研究堆和核燃料循环设施抵御外部事件能力较弱。早期核设施退役进程尚待进一步加快，历史遗留放射性废物需要妥善处置。铀矿冶开发过程中环境问题依然存在。放射源和射线装置量大面广，安全管理任务重。

2.科技研发需要加强。核安全科学技术研发缺乏总体规划。现有资源分散、人才匮乏、研发能力不足。法规标准的制(修)订缺少科技支撑,基础科学和应用技术研究与国际先进水平总体差距仍然较大,制约了我国核安全水平的进一步提高。

3.应急体系需要完善。核事故应急管理体系需要进一步完善,核电集团公司在核事故应急工作中的职责需要进一步细化。核电集团公司内部及各核电集团公司之间缺乏有效的应急支援机制,应急资源储备和调配能力不足。地方政府应急指挥、响应、监测和技术支持能力仍需提升。核事故应急预案可实施性仍需提高。

4.监管能力需要提升。核安全监管能力与核能发展的规模和速度不相适应。核安全监管缺乏独立的分析评价、校核计算和实验验证手段,现场监督执法装备不足。全国辐射环境监测体系尚不完善,监测能力需大力提升。核安全公众宣传和教育力量薄弱,核安全国际合作、信息公开工作有待加强,公众参与机制需要完善。核安全监管人才缺乏,能力建设投入不足。

日本福岛核事故的经验教训十分深刻,要进一步提高对核安全的极端重要性和基本规律的认识,提升核安全文化素养和水平;进一步提高核安全标准要求 and 设施固有安全水平;进一步完善事故应急响应机制,提升应急响应能力;进一步增强营运单位自身的管理、技术能力及资源支撑能力;进一步提升核安全监管部门的独立性、权威性、有效性;进一步加强核安全技术研发,依靠科技创新推动核安全水平持续提高和进步;进一步加强核安全经验和能力的共享;进一步强化公共宣传和信息公开。

二、指导思想、原则和目标

(一)指导思想。

以邓小平理论和“三个代表”重要思想为指导,深入贯彻落实科学发展观,坚持“安全第一、质量第一”的根本方针,以法规标准为准绳,以科技进步为先导,以基础能力为支撑,进一步明确责任、优化机制、严格管理、持续改进、消除隐患,不断提高我国核安全与放射性污染防治水平,确保核安全、环境安全和公众健康,推动核能与核技术利用事业安全、健康、可持续发展。

(二)基本原则。

预防为主,纵深防御。采取所有合理可行的技术和管理手段,确保核设施各

种防御措施的有效性和多道屏障的完整性，防止发生核事故，并在一旦发生事故时减轻其后果。

新老并重，防治结合。多还旧账，积极推进早期核设施退役，开展历史遗留放射性污染治理，恢复和改善环境。不欠新账，按照新标准建设各类核设施，从源头防止或减少放射性废物产生，及时处理处置新产生的放射性废物。

依靠科技，持续改进。发挥科技在核安全工作中的支撑和引领作用，注重经验积累和反馈，及时查找和消除安全隐患，不断改进和提升安全水平。

坚持法治，严格监管。完善核安全法规标准体系，与国际先进水平保持一致。贯彻“独立、公开、法治、理性、有效”的监管理念，严格依法开展审评、许可、监督和执法，严厉查处违法违规行为。

公开透明，协调发展。完善公众参与机制，保障公众对核安全相关信息的知情权。加强宣传教育，增强公众对核安全的了解和信心。坚持核安全监管与核能、核技术利用事业同步发展，推动核能与核技术利用事业和社会、环境的协调发展。

(三)规划目标。

总体目标：进一步提高核设施与核技术利用装置安全水平，明显降低辐射环境安全风险，基本形成事故防御、污染治理、科技创新、应急响应和安全监管能力，保障核安全、环境安全和公众健康，辐射环境质量保持良好。

具体目标：

在核设施安全水平提高方面，运行核电机组安全性能指标保持在良好状态，避免发生2级事件，确保不发生3级及以上事件和事故；新建核电机组具备较完善的严重事故预防和缓解措施，每堆年发生严重堆芯损坏事件的概率低于十万分之一，每堆年发生大量放射性物质释放事件的概率低于百万分之一；消除研究堆、核燃料循环设施重大安全隐患，确保运行安全。

在核技术利用装置安全水平提高方面，放射性同位素和射线装置100%落实许可证管理；放射源辐射事故年发生率低于每万枚2.0起；有效控制重特大辐射事故的发生。在辐射环境安全风险降低方面，基本消除历史遗留中、低放废物的安全风险；基本完成铀矿冶环境综合治理。

在事故防御方面，完成运行和在在建核电厂、研究堆、核燃料循环设施的安全改造，提高核设施抵御外部事件、预防和缓解严重事故的能力。

在污染治理方面，建设与核工业发展水平相适应的、先进高效的放射性污染治理和废物处理体系，基本建成与核工业发展配套的中、低放废物处置场。

在科技创新方面，完善核安全与放射性污染防治科技创新平台，培养一批领军人才，突破一批关键技术。

在应急响应方面，强化各级政府和有关单位的应急指挥、应急响应、应急监测、应急技术支持能力建设，形成统一调度的核事故应急工程抢险力量，充实应急物资及装备配置。

在安全监管方面，基本建成国家核与辐射安全监管技术研发基地，构建监管技术支撑平台，初步具备相对独立、较为完整的安全分析评价、校核计算和实验验证能力；建成全国辐射环境监测网络，国家、省级辐射环境监测能力 100%达到能力建设标准。

2020 年远景目标：运行和在建核设施安全水平持续提高，“十三五”及以后新建核电机组力争实现从设计上实际消除大量放射性物质释放的可能性。全面开展放射性污染治理，早期核设施退役取得明显成效，基本消除历史遗留放射性废物的安全风险，完成高放废物处理处置顶层设计并建成地下实验室。全面建成国家核与辐射安全监管技术研发基地和全国辐射环境监测体系。形成功能齐全、反应灵敏、运转高效的核与辐射事故应急响应体系。到 2020 年，核电安全保持国际先进水平，核安全与放射性污染防治水平全面提升，辐射环境质量保持良好。

三、重点任务

坚持以提高核能与核技术利用安全水平、加快放射性污染防治为核心，以加强科技研发、提升应急响应和核安全监管能力为依托，全面加强我国核安全与放射性污染防治工作。

(一)强化纵深防御，确保核电厂运行安全。

运行和在建核电厂营运单位根据核设施综合安全检查的评价结论和改进要求，从技术、管理和工程等方面采取切实有效措施，提升预防和缓解事故及严重事故后果的能力。对运行核电厂，开展应对事故及严重事故的安全分析、技术评估和工程改造，并制定完善相应的管理规定和应对预案，开展定期安全审查，加强设备维修维护，深化安全文化培育。

专栏 1 提升运行核电厂安全水平

近期：

1. 逐项排查并完成有关门窗、通风口、电缆贯穿和工艺管道贯穿等的防水封堵。

2. 综合考虑全厂断电工况下满足反应堆堆芯冷却、乏燃料水池冷却、防止反应堆冷却剂泵发生轴封小破口失水事故和保持必要的事故后监测能力的要求，采取设置移动电源、移动泵和增设相匹配的接口等措施。

3. 确保核电厂地震监测记录系统的有效性，提高核电厂抗震响应能力。

2013 年底前：

4. 结合各核电厂可能遭遇水淹情况的评估结果，落实各核电厂防水淹措施；完成秦山核电厂防洪改造工程。

5. 完成沿海核电厂地震、海啸影响的复核、评估及必要的改造。

6. 制定并实施严重事故管理导则。

7. 对在严重事故下用于缓解事故的设备和系统的可用性以及可能发生的氢气爆炸进行评估，并根据评估结果实施相应改进。

8. 开展抗外部事件安全裕量分析评估。

9. 研究制订核电基地多机组同时进入应急状态后的响应方案。

2015 年底前：

10. 开展外部事件概率安全分析。

对在建核电厂，依据我国现行核安全法规和国际原子能机构最新标准，完成设计安全水平再评估，修订建造许可证条件。在建核电厂营运单位在首次装料前落实全部许可证条件要求。全过程、全方位控制核电工程建造质量和安全，落实独立第三方监理，执行核电建造队伍准入制度，提高核电工程建造专业化水平，继续完善核电工程建造质量保证体系，加强调试监管，严格执行事件报告制度和不符合项管理制度。

专栏 2 提升在建核电厂安全水平

首次装料前：

1. 结合各核电厂可能遭遇水淹情况的评估，逐项排查并完成管沟、廊道、门窗和贯穿等的防水封堵。

2. 综合考虑全厂断电工况下满足反应堆堆芯冷却、乏燃料水池冷却、防止反

应堆冷却剂泵发生轴封小破口失水事故和保持必要的事故后监测能力的要求,采取设置移动电源、移动泵和增设相匹配的接口等措施。

3.增强乏燃料水池的补水和监测能力。

4.制定并实施严重事故管理导则。考虑各类事故工况和多堆厂址共因失效工况,分析评估严重事故下重要设备、监测仪表的可用性和可达性。

5.完善严重事故下安全壳或其他厂房内消氢系统的分析评估,并实施必要的改进。

6.分析评价双机组布置的核电机组缓解严重事故后果的能力和可靠性。

7.进一步加强对环境监测布点的合理性和代表性的分析评估,完善严重事故下应急监测方案,确保在各种事故工况下有可用的应急监测手段。

8.完善应急控制中心功能及可居留性的分析评估,并实施必要的改进。

9.开展抗外部事件安全裕量分析评估。

10.加强与气象、海洋部门之间的实时联系,以及与地震部门间的信息交流,进一步完善防灾预案和相关管理程序,提高外部灾害发生时的预警和应对能力。

11.研究核电基地多机组同时进入应急状态后电厂的应急响应方案,并评估应急指挥能力及应急抢险人员和物资的配备、协调方案。

2015 年底前:

12.从设计、验证和故障分析等方面分析评估安全级数字化控制系统的可靠性,查找薄弱环节并实施相应的改进。

13.进一步开展二级概率安全分析、外部事件概率安全分析工作。

14.进一步改进放射性废物处理系统;开展严重事故下废物处理系统的有效性研究。

坚持在确保安全的前提下发展核电,并把握好发展节奏。对于新申请建造许可证的核电项目,按照我国和国际原子能机构最新的核安全法规标准进行选址和设计,采用技术更加成熟和先进的堆型,提高固有安全性。在符合最先进安全指标的核电技术得到充分验证之前,合理控制核电建设规模和速度。通过科学选址和采取更加高效、可靠的工程措施,确保气态和液态流出物在核电机组正常运行和事故情况下对环境和公众均不会造成不可接受的影响。积极发展具有我国自主知识产权的安全性能高的先进核电技术。力争“十三五”及以后新建核电机组从

设计上实际消除大量放射性物质释放的可能性。

(二)加强整改，消除研究堆和核燃料循环设施安全隐患。

根据核设施综合安全检查结论和改进要求，对存在安全隐患的研究堆和核燃料循环设施实施安全改进，对于无法满足安全标准的，予以限制运行或逐步关停。完成研究堆分类名录，明确管理要求，实施分类管理。完善研究堆许可证管理模式和定期安全审查方法。确定研究堆在停闭状态下的安全保障和管理方法。对大型研究堆实施严重事故管理。开展研究堆概率安全分析和老化评估。完成快中子增殖堆等新堆型技术法规和技术审评原则及其下层技术文件的编制。完成部分研究堆内乏燃料组件向集中贮存设施的转移。

专栏 3 提升研究堆安全水平

2012 年底前：

1.根据调整后的地震区划图，完成对所涉及研究堆的抗震校核及必要的改造工作，并重新优化其运行管理程序。

2.为大、中型研究堆增设事故后堆芯监测装置。

3.评价研究堆构筑物抵御极端外部事件的能力，根据评估结果完成相应的加固工作。

2013 年底前：

4.为研究堆增设可靠电源、移动电源、移动泵、消防车辆和应急水源。

对核燃料循环设施的安全重要构筑物、系统和设备进行分级管理。加强核燃料循环设施工艺和安全研究，不断提高固有安全水平。建立核燃料循环设施运行经验反馈体系，强化核临界安全风险。规范和完善早期核设施的安全管理，尽快解决历史遗留问题。根据核电发展的方向、规模与速度，配套开展核燃料循环发展顶层设计，加强“三废”处理等配套设施的建设和运行管理，强化流出物监测和环境监测。

专栏 4 提升核燃料循环设施安全水平

2012 年底前：

1.按照现行标准对核燃料循环设施老旧厂房进行抗震校核，并根据校核结果进行加固或限期退役。

2.根据核燃料循环设施厂址特点，建立外部应急支援接口，完善应急预案，

提高抵御极端自然灾害的能力。

2015 年底前：

3.开展核燃料循环设施的应急和“三废”等配套建设，确保其与主工艺建设同步。

4.制定贫化六氟化铀的处理规划，加强贫化六氟化铀贮存的安全管理，必要时进行稳定化处理。

调查在役放射性物品运输容器的安全状况，完成运输容器安全评价。建设一、二类放射性物品运输的在线实时监控系統。强化放射性物品运输容器制造和运输活动的安全监督。加强实物保护系統建设，对各核设施实物保护系統实施改进和升级。

(三)严格安全管理，规范核技术利用。

2012 年底前完成全国核技术利用单位综合安全检查。针对发现的安全隐患，采取有效整改措施。对存在较大安全隐患的高风险核技术利用装置实施强制退役，彻底消除安全隐患。

健全核技术利用辐射安全管理信息系统，完善放射源的全过程动态管理。建立高危险移动放射源跟踪监控体系。对辐照加工、科研、医疗等领域 I 类放射源和 I 类射线装置实施在线监控。全面开展对废旧金属回收熔炼的辐射监测，加强进出口口岸放射性物品安全管理。强化核技术利用单位的辐射环境和个人剂量监测。加强从业人员辐射安全培训。

城市放射性废物库配备放射性物质鉴别、分类、处理等配套设施，完成 3-5 个区域性移动式废旧放射源整备设施的研制和建设。加大闲置、废弃放射源的收贮力度，确保新产生的废旧放射源依法及时送贮，推动已到寿期的 III 类及以上进口放射源返回原出口方。推动废旧放射源的再利用和放射性同位素的循环使用技术研究，倡导并支持废旧放射源回收再利用。

制定和完善核技术利用行业的准入制度，提高核技术利用装置安全水平。鼓励除科研用途外设计活度小于 1.11×10^4 贝可(30 万居里)的静态辐照装置关停退役或转型升级。

(四)加强铀矿冶治理，保障环境安全。

“十二五”中期，完成铀矿冶企业尾矿(渣)坝的风险评估，建立尾矿(渣)坝

监测与预警系统，采取必要措施降低垮坝风险，关停不符合安全要求的铀矿冶设施。“十二五”末，完成地浸采场地下水去污恢复技术研究。建设事故废水收集池，避免超标废水直接向环境排放。建立铀矿冶退役治理工程长期监护机制。

对历史遗留铀矿地质勘探设施进行调查与评价，在 2020 年前完成位于社会和环境敏感地区的铀矿地质勘探设施环境整治工程。继续开展退役矿山的环境治理，在 2020 年前全部完成 2010 年前关停的铀矿冶设施的退役治理和环境恢复工作。

贯彻清洁生产和循环经济的理念，加大废水处理技术的科研力度，逐步提高水的重复利用率，降低废水产生量并实施达标排放。“十二五”中期，保证水冶工艺废水的重复利用率达到 75%以上。

进一步完善铀矿冶辐射防护体系，降低采冶过程中的职业照射水平，保护工作人员健康。到“十二五”末，铀矿冶行业的职业照射水平管理目标值控制在 15 毫希沃特/年以内。

进一步开展主要伴生放射性矿的辐射水平调查工作，完善伴生放射性矿监管名录和办法，明确管理要求，制定废物处置的相关环境政策，开展污染防治工作。

(五)加快早期设施退役和废物治理，降低安全风险。

加强对已停运核设施的监管和维护，及时实施已关停或已决定关停核设施的退役，推进早期核活动遗留的放射性污染治理工作。

确保放射性废物的安全贮存，加快放射性废物处理、处置。对全国放射性废物处理处置能力进行统一布局，加强国家放射性废物处置场和区域放射性废物处置场的规划和建设。推动地方政府及核能相关企业加快放射性废物贮存、处理、处置能力建设。以高风险放射性废物治理为重点，加快放射性废液固化处理进程。

在核设施设计中采用先进的废物处理工艺。鼓励营运单位在核设施运行中采用先进的技术和管理手段减少废物产生量。推动核电厂妥善处置现存废物。建立放射性废物治理管理信息系统。推动高放废物地质处置预选区研究。

专栏 5 早期核设施退役及放射性废物治理

“十二五”末：

- 1.全面推进重点单位的核设施退役活动。
- 2.完善中、低放废物处理、处置手段。

3.完成全国放射性污染现状调查与评价，开展放射性污染治理。

4.开展核设施退役和放射性废物治理关键技术研究。

至 2020 年：

5.已停运的核设施全部安全关闭，早期核设施退役和污染治理取得明显成效。

6.形成全国中低放固体废物近地表处置场的统一布局。

7.建成高放废物处置地下实验室。

(六)强化质量保证，提高设备可靠性。

完善核安全设备相关法规要求和管理体系，进一步明确营运单位、工程总承包单位和核安全设备许可证持证单位的安全责任。

强化核安全设备设计、制造、安装和无损检验单位资质管理，提高准入门槛，建立健全持证单位质量评价体系。

加强核安全设备设计验证和鉴定试验的评价和监督，制定核安全设备验证和鉴定的管理制度。加强核安全设备制造过程的管理和监督，完善驻厂监督制度。完善进口核安全设备的注册登记和安检制度，加强对进口核安全设备的监管。强化核安全设备焊工、焊接操作工和无损检验人员等特种工艺人员考核评价活动的监督和人员资格管理。

对在役设备进行有效的老化与寿命管理，确保设备在整个服役期内满足安全要求。建立独立于营运单位和检验单位的无损检验能力验证体系。

(七)推动科技进步，促进安全持续升级。

鼓励企业开展核安全技术创新，加强新技术和新工艺开发和使用，不断提高设施安全水平。支持核安全技术科研单位基础能力建设，充分整合、利用现有科研资源和重大专项渠道，在此基础上建立一批核安全相关技术研发平台。

有针对性地开展核安全技术研发，集中力量突破制约发展的核安全关键技术，提升我国核安全整体水平。积极推进大型压水堆、高温气冷堆和乏燃料后处理重大专项安全技术科学研究和成果应用。重点开展反应堆安全、严重事故的预防与缓解、核电厂厂址安全、核电厂防止和缓解飞行物撞击措施、核安全设备质量可靠性、核燃料循环设施安全、核技术利用安全、放射性物品运输和实物保护、核应急与反恐、辐射环境影响评价及辐射照射控制、放射性废物治理和核设施退役安全等领域的技术研究，加强核与辐射安全管理技术和法规标准研究。

(八)完善应急体系，有效应对突发事件。

根据常备不懈、积极兼容、平战结合原则，完善应急管理体系，建立综合协调、功能齐全、反应灵敏、运转高效的应急准备和响应体系。加强严重事故应急准备和响应的研究，2012 年底前，完成各级各类核事故应急计划(预案)的修订及评估工作，完善应急状态终止后恢复行动的内容，加强演练，突出实战，提高各级各类应急计划(预案)的可实施性。

充实核事故监测、预警、信息、后果评价、决策和指挥能力。加强核应急救援体系建设，建立统一指挥、统一调度的核事故应急响应专业队伍，进一步提高核事故应急响应能力，2012 年底前，完成国家核与辐射事故应急物资及装备配置需求研究，2013 年底前完成相关配备。“十二五”末建成核电机组事故工况下堆芯损伤状况的实时评价专家系统。

合理规范核电厂核事故应急计划区范围。强化地方政府的应急指挥、应急响应、应急监测、应急技术支持能力建设，制定并实施应急能力建设标准，配备必要应急物资及装备，提高地方政府应急水平。明确核电集团公司的应急职责，完善集团公司内部的应急支援制度。建立和完善集团公司应急支援制度。2012 年底前完成企业集团公司层面核应急资源储备和调配能力建设。

针对长时间失去电源以及同一厂址多机组发生事故的工况，重新评估各类核设施场内应急能力，完善应急计划，调整和充实核设施营运单位就地应急响应能力，研究建立核设施“断然处置”的程序，加强场内外应急计划的协调。

(九)夯实基础能力，提升监管水平。

加强核与辐射安全监管基础能力。建设国家核与辐射安全监管技术研发基地，配备必要的研究手段和技术装备，形成相对独立、较为完整的核与辐射安全分析评价、校核计算和实验验证能力。加强相关基础建设，基本具备开展国际合作、公众宣传和人员培训的能力。强化核与辐射安全现场监督执法能力，配齐必要的检查和执法技术装备。

加强全国辐射监测能力，完善全国辐射环境质量监测、污染源监督性监测及辐射环境应急监测体系，具备全面掌握全国辐射环境质量水平并开展评价的能力，具备应对核事故的辐射环境应急监测能力。

四、重点工程

为实现规划目标，推动核能与核技术利用的技术升级和进步，进一步消除安全隐患，提高核安全水平，计划实施安全改进、污染治理、科技创新、应急保障和监管能力建设等重点工程。为提高重点工程实施效果，环境保护部会同有关部门建立重点项目库，实行动态管理，由各相关部门按职能分工指导各地区分别在年度计划中予以落实。“十二五”期间重点项目投资需求约 798 亿元。各级政府按照事权划分，重点对公益性科研教育设施的核安全改进、应急保障和核安全监管能力建设、环境放射性污染治理、核安全科技研发等方面给予支持。

(一)核安全改进工程。

通过技术升级、工程改造、运行经验反馈体系建设等项目的实施，开展安全评价，排除安全隐患，持续提高核电厂、研究堆等核设施的固有安全水平和预防与缓解严重事故的能力，提高核技术利用、铀矿冶安全管理水平，保障核与辐射安全。

专栏 6 核能与核技术利用安全改进工程

1.运行核电厂安全改造项目，主要内容包括持续改进核电厂抵御外部自然灾害、缓解严重事故的能力，进一步提高安全水平。2.在建核电厂安全改造项目，主要内容包括核设施防水淹、抗震、消氢等措施及全厂断电工况下的应急措施的安全改进，事故后堆芯状态监测系统优化、升级。乏燃料水池供水能力改造，应急指挥中心等构筑物安全技术改造，严重事故应对技术改造。

3.研究堆和核燃料循环设施安全改进项目，主要内容包括为大、中型研究堆增设事故后堆芯监测装置。

4.研究堆和核燃料循环设施实物保护系统改造建设项目，主要内容包括改造研究堆和核燃料循环设施的厂区围栏、出入口控制系统、防入侵探测系统、保安通信及监控管理系统等实物保护系统。

5.辐射防护改造工程项目，主要内容包括根据辐射防护最优化原则，实施铀矿冶设施、早期研究堆和核燃料循环设施辐射防护最优化改造工程,开展核技术利用装置辐射防护升级改造。

6.核技术利用安全改造项目，主要内容包括针对核技术利用装置存在的安全隐患，实施安全改造。加强金属熔炼企业辐射监测能力建设。

7.经验反馈体系建设项目，主要内容包括开展核设施、核技术利用装置的建

造、运行经验反馈体系建设。

(二)放射性污染治理工程。

大力推进核设施退役及放射性污染和废物治理,加快铀矿地质勘探与矿冶设施、伴生矿退役治理,积极建设区域放射性废物处置场,实施辐照装置退役及废放射源回收,开展铀矿冶、伴生矿尾矿(渣)坝监测预警系统示范等项目,解决影响环境安全、公众健康的突出问题。

专栏 7 放射性污染治理工程

1.核设施退役及放射性污染和废物治理项目,主要包括历史遗留的核设施退役及放射性污染和废物治理,及其他核设施退役及放射性废物治理等。

2.区域废物处置场建设项目,主要包括建设 2-3 个区域中低放固体废物处置场。

3.铀矿地质勘探与矿冶设施、伴生矿退役及污染治理项目,主要包括开展铀矿地质勘探与矿冶设施、伴生矿退役、放射性废物治理及放射性污染环境整治等。

4.铀矿冶、伴生矿尾矿(渣)坝监测预警系统示范项目。

5.辐照装置退役及废放射源回收项目,主要包括开展辐照装置退役及污染治理,收贮闲置、废旧放射源等。

(三)科技研发创新工程。

围绕核能与核技术利用安全、核安全设备质量可靠性、铀矿和伴生矿放射性污染治理、放射性废物处理处置等领域基础科学研究落后、技术保障薄弱的突出问题,全面加强核安全技术研发条件建设,改造或建设一批核安全技术研发中心,提高研发能力。组织开展核安全基础科学研究和关键技术攻关,完成一批重大项目,不断提高核安全科技创新水平。

专栏 8 核安全科技研发创新工程

1.核安全技术研发能力建设项目,主要包括建设核电厂安全设计与分析技术研发中心、核电厂超设计基准事故研发中心、核电厂安全级设备鉴定检验中心、核电厂运行安全与维护技术研发中心、核电厂设备安全与可靠性研发中心、先进燃料元件和核级设备材料研发中心、核设施退役及放射性废物治理工程研发中心。

2.核安全技术研究项目，主要内容包括开展一批为管理决策服务的基础科学和工程技术研究。开展 10 个方面 119 项关键技术研究，包括 12 项反应堆安全技术研究，7 项核电厂厂址安全技术研究，10 项核安全设备质量可靠性技术研究，10 项核燃料循环设施安全技术研究，7 项核技术利用安全技术研究，8 项放射性物品运输和实物保护技术研究，24 项核应急与反恐技术研究，10 项辐射环境影响评价及辐射照射控制技术研究，19 项放射性废物治理和核设施退役安全技术研究，12 项核与辐射安全管理技术和法规标准基础技术研究，制(修)订约 15 项核安全法律法规文件，完成约 250 项核电相关标准制(修)订。

(四)事故应急保障工程。

通过环境应急监测能力建设等项目的实施，加强核设施风险分析和预测预警能力建设，为应对核与辐射事故提供决策依据和技术支持，同时保证在任何情况下的核与辐射事故应急均有充足、可用的应急物资储备，并能及时、有效供应。

专栏 9 核与辐射事故应急保障工程

1.核与辐射环境应急监测能力建设项目，主要内容包括开展国家级、省级、地市级以及覆盖我国管辖海域及周边海域的核与辐射事故应急监测能力建设；建立航空应急监测能力。

2.核与辐射事故应急及事故后果评价能力建设项目，建设核与辐射事故应急技术支持平台，建设完善涵盖核电厂、研究堆、核燃料循环设施、放射源、铀矿冶等应急目标的应急数据体系、提高核与辐射事故预测、后果评价和决策支持能力。加强核设施现场数据监测，提高应急决策、指挥调度能力。建立或完善 6 个区域性和 31 个省级核与辐射安全监控和应急指挥中心。提高反应堆事故工况及堆芯损伤状况的实时评价能力。

3.完成重点核基地的应急能力建设项目，主要内容包括建设秦山、大亚湾、田湾等重点区域核应急基地。

4.核应急物资储备和抢险能力建设项目，主要内容包括开展国家、区域、省级的应急物资储备和抢险能力建设；开展核电基地、核设施营运单位的应急物资储备和抢险能力建设。

5.进出境口岸应对核与辐射事故应急放射性检测能力建设项目，主要包括增加口岸放射性检测设备，实验室放射性检测仪器及个人防护用品等。

6.事故应急医学保障项目，主要内容包括开展应急救治能力建设，形成覆盖全国的核应急救治网络。

7.世界气象组织和国际原子能机构北京区域环境应急响应应急能力建设项目，主要内容包括建设一体化的多尺度精细化核应急业务数值模式系统，开展放射性污染物扩散预报以及核事故长期影响评估。

(五)监管能力建设工程。

以国家核与辐射安全监管技术研发基地建设为重点，构建核与辐射安全监管技术支撑平台，全面加强核与辐射安全审评、监督、监测、教育、国际合作等能力，不断提升我国核与辐射安全监管水平。

专栏 10 核安全监管能力建设工程

1.国家核与辐射安全监管技术研发基地建设工程。主要内容包括核电厂安全验证能力建设；核安全设备安全性能验证能力建设；核电厂运行安全仿真分析能力建设；放射性废物安全管理及核设施退役安全验证能力建设；辐射环境监测技术能力建设；辐射防护研究能力建设；核与辐射安全监控和应急响应能力建设；核与辐射安全中心综合楼建设；中国核与辐射安全国际联合研究平台建设。

2.全国辐射环境监测体系能力建设工程。主要内容包括国家、省和地市级三级辐射环境监测体系能力建设；全国辐射环境质量监测国控网点建设；国家重点监管的核与辐射设施监督性监测能力建设；形成全国辐射环境监测信息汇总及发布体系。

3.核与辐射安全监督站能力建设工程。主要内容包括6个地区核与辐射安全监督站基本能力建设，配套必要的业务用房、执法仪器及装备。

4.省和地市级能力建设工程。

五、保障措施

(一)健全法规标准，夯实安全基础。

抓紧研究制订原子能法和核安全法，加快制修订核安全行政法规、部门规章和标准，力争到“十二五”末建成比较完整的核与辐射安全法规标准体系。完善核安全监管部门对相关工业标准的认可制度，强化相关工业标准与核安全法规导则的衔接。加强核安全管理和政策研究，适时发布核安全政策。

(二)优化管理机制，提升管控效率。

进一步增强核安全监管部门的独立性、权威性、有效性。明确和强化核行业主管部门、核电行业主管部门的核安全管理责任，加大核行业主管部门对包括科研院所在内的全行业管理力度。完善应急机制，把应急管理 with 日常监管紧密结合，充分发挥各涉核部门的职能作用和核企业集团的专业技术优势，细化涉核企事业单位的主体责任。加强政策引导，形成由国家投入为牵引、企业投入为主体的核安全技术创新机制。加大研究费用的投入力度，纳入国家科技发展管理体系。

行业主管部门将核安全要求作为制定相关产业和行业发展决策的重要依据，确保发展与安全的协调统一。完善核安全监管部门与行业主管部门在制定行业发展战略、规划，项目前期审批和安全监管中的协调机制。建立行业主管部门、核安全监管部门与气象、海洋、地震等部门的自然灾害预警和应急联动机制。

优化核安全国际合作体系，实现国际国内工作的协调统一，进一步加强和深化核安全领域与国际组织的交流与合作。

(三)完善政策制度，弥补薄弱环节。

完善核安全许可证制度，进一步明确核电集团公司、业主公司、专业化公司的核安全责任。完善核燃料循环、核设施退役和放射性废物处理处置的管理制度和政策，制定核设施退役费用和放射性废物处理处置费用的提取和管理办法。建立健全相关准入和执业资格制度，建立民用核设施“三废”处置经费筹措和使用制度，制定民用核设施退役管理办法。研究并制定废旧放射源和核技术利用废物处理处置相关管理办法。研究建立核事故赔偿和核保险相关制度，推动核电集团研究建立核赔偿基金，核设施营运单位购买第三方核责任险。研究建立核技术利用单位责任保险制度。研究建立高危放射源退役保证金制度。落实规划环评制度，依法开展规划环评工作。建立政府、行业组织和企业等各个层面间的经验交流和反馈制度。建立并完善良好核安全实践的激励制度。

(四)培育安全文化，提高责任意识。

建立核安全文化评价体系，开展核安全文化评价活动；强化核能与核技术利用相关企事业单位的安全主体责任；大力培育核安全文化，提高全员责任意识，使各部门和单位的决策层、管理层、执行层都能将确保核安全作为自觉的行动。所有核活动相关单位要建立并有效实施质量保证体系，按照核安全重要性对物项、服务或工艺进行分级管理，使所有影响质量和安全的活动得到有效控制。

(五)加快人才培养，促进均衡流动。

制定满足核能与核技术利用需要的人力资源保障规划，加大人才培养力度。搭建由政府、高校、社会培训机构及用人单位共同参与的人才教育和培训体系，加强培训基础条件建设，实现人才培养集约化、规模化。在核安全相关专业领域开展工程教育专业认证工作，加强高校核安全相关专业建设，进一步密切高校与行业、企业的联系，加快急需专业人才培养。完善注册核安全工程师制度，加强核安全关键岗位人员继续教育和培训工作。完善核安全监督和审评人员资格管理制度和培训体系。完善人才激励和考核评价体系，提高核安全从业人员的薪酬待遇，吸引优秀人才进入核安全监管部和核行业安全关键岗位，促进人才均衡流动，保证核安全监管、评价和科研的智力资源。

(六)加强国际合作，借鉴先进经验。

密切跟踪国际核安全发展趋势，汲取国外先进的核安全管理和监督经验，促进我国核安全管理水平不断提高。加强合作研究、信息共享、经验反馈、培训交流、同行评估、应急响应与援助等领域的国际合作；加强核安全技术引进与合作开发；积极参与统一的国际核安全标准的研究与制定，参照执行国际原子能机构制定的《核安全行动计划》。积极开展双边、多边和区域核安全交流与合作。积极履行《核安全公约》和《乏燃料管理安全和放射性废物管理安全联合公约》等相关国际公约。

(七)深化公众参与，增强社会信心。

构建公开透明的信息交流平台，增加行业透明度。制定核设施信息公开制度，明确政府部门和营运单位信息发布的范围、责任和程序。提高公众在核设施选址、建造、运行和退役等过程中的参与程度。在基础教育中增加核与辐射安全科普知识。建立长效的核安全教育宣传机制，满足公众对核安全相关信息的需求，增强公众对核能与核技术利用安全的了解和信心。完善核安全突发事件公共关系应对体系，及时权威发布相关信息，释疑解惑，消除不实信息的误导，维护社会稳定。

(八)加大经费投入，落实资金保障。

充分发挥政府导向作用，建立有效的经费保障机制，加大对核安全与放射性污染防治的财政投入，推动规划项目落实。落实好相关税收优惠政策，建立多元化投入机制，积极拓展融资渠道。完善核安全管理的资金管控模式，对涉及核应

急、核保险与核赔偿、民用核设施放射性污染防治、公益性核安全基础设施建设等需要政府和企业共同承担的费用，明确规定资金来源、出资方式、审批流程、资金用途，严格审查资金流向，确保资金筹集和使用到位。

六、规划实施与评估

加强协调联动。国务院各有关部门要加强沟通协调，按照职责分工，明确责任主体，完善行业主管部门、核安全监管部门之间的合作协调机制，共同推进规划实施。落实工作责任。各部门、各级地方政府和相关企事业单位要按照职责分工和规划确定的目标要求，将工作任务纳入到年度工作计划中，制定具体实施方案，把任务逐级分解，做到量化目标、分步实施、严格管理、加强考核。严格督促检查。国务院有关部门要定期对规划实施情况组织督查，及时研究解决规划实施中出现的问题，总结推广好的经验做法；对规划实施效果进行跟踪评价，重大情况及时向国务院报告。

二、大型风电

（一）党中央、国务院文件

1.关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知（节选）（国发〔2021〕23 号）（国务院/2021 年 10 月 24 日）

三、重点任务

（一）能源绿色低碳转型行动。

2. 大力发展新能源。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。加快智能光伏产业创新升级和特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。因地制宜发展生物质发电、生物质能清洁供暖和生物天然气。探索深化地热能以及波浪能、潮流能、温差能等海洋新能源开发利用。进一步完善可再生能源电力消纳保障机制。到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。

（七）绿色低碳科技创新行动。

4. 加快先进适用技术研发和推广应用。集中力量开展复杂大电网安全稳定运行和控制、大容量风电、高效光伏、大功率液化天然气发动机、大容量储能、低成本可再生能源制氢、低成本二氧化碳捕集利用与封存等技术创新，加快碳纤维、气凝胶、特种钢材等基础材料研发，补齐关键零部件、元器件、软件等短板。推广先进成熟绿色低碳技术，开展示范应用。建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目。推进熔盐储能供热和发电示范应用。加快氢能技术研发和示范应用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。

2.转发国家发展改革委、国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知（节选）（国办函〔2022〕39 号）（国务院办公厅/2022 年 5 月 14 日）

关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案

（国家发展改革委、国家能源局）

近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显著，装机规模稳居全球首位，发电量占比稳步提升，成本快速下降，已基本进入平价无补贴发展的新阶段。同时，新能源开发利用仍存在电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等制约因素。要实现到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，必须坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划，更好发挥新能源在能源保供增供方面的作用，助力扎实做好碳达峰、碳中和工作。按照党中央、国务院决策部署，现就促进新时代新能源高质量发展制定如下实施方案。

一、创新新能源开发利用模式

（一）**加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。**加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。按照推动煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。

（二）**促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展。**鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。统筹农村能源革命与农村集体经济发展，培育农村能源合作社等新型市场主体，鼓励村集体依法利用存量集体土地通过作价入股、收益共享等机制，参与新能源项目开发。鼓励金融机构为农民投资新能源项目提供创新产品和服务。

（三）**推动新能源在工业和建筑领域应用。**在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑深度融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到 2025 年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到 50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

四、支持引导新能源产业健康有序发展

（十二）推进科技创新与产业升级。建立产学研一体化平台，建设国家级新能源实验室和研发平台，加大基础理论研究投入，超前布局前沿技术和颠覆性技术。推行“揭榜挂帅”、“赛马”等机制，推动企业、科研院所、高校等针对新能源占比逐渐提高的电力系统安全稳定可靠等问题开展系统性研究，提出解决方案。加大对产业智能制造和数字化升级的支持力度。编制实施智能光伏产业发展行动计划，提升产品全周期智能化、信息化水平。推进高效太阳能电池、先进风电设备等关键技术突破，加快推动关键基础材料、设备、零部件等技术升级。推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术和相关新产业链发展，实现全生命周期闭环式绿色发展。

（十四）提高新能源产业国际化水平。加强新能源产业知识产权国际合作，推动计量、检测和试验研究能力达到世界先进水平，积极参与风电、光伏、海洋能、氢能、储能、智慧能源及电动汽车等领域国际标准、合格评定程序的制定和修订，提高计量和合格评定结果互认水平，提升我国标准和检测认证机构的国际认可度和影响力。

五、保障新能源发展合理空间需求

（十五）完善新能源项目用地管制规则。建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同机制。在符合国土空间规划和用途管制要求基础上，充分利用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，布局建设大型风光电基地。将新能源项目的空间信息按规定纳入国土空间规划“一张图”，严格落实生态环境分区管控要求，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草。地方政府要严格依法征收土地使用税费，不得超出法律规定征收费用。

（十六）提高国土空间资源利用效率。新建新能源项目要严格执行土地使用标准，不得突破标准控制，鼓励推广应用节地技术和节地模式，用地节约集约化程度必须达到国内同行业先进水平。优化调整近岸风电场布局，鼓励发展深远海风电项目；规范设置登陆电缆管廊，最大程度减少对岸线的占用和影响。鼓励“风光渔”融合发展，切实提高风电、光伏发电项目海域资源利用效率。

3.关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见（节选）（国发〔2021〕4号）（国务院/2021年2月2日）

五、加快基础设施绿色升级

（十五）推动能源体系绿色低碳转型。

坚持节能优先，完善能源消费总量和强度双控制度。提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电。加快大容量储能技术研发推广，提升电网汇集和外送能力。增加农村清洁能源供应，推动农村发展生物质能。促进燃煤清洁高效开发转化利用，继续提升大容量、高参数、低污染煤电机组占煤电装机比例。在北方地区县城积极发展清洁热电联产集中供暖，稳步推进生物质耦合供热。严控新增煤电装机容量。提高能源输配效率。实施城乡配电网建设和智能升级计划，推进农村电网升级改造。加快天然气基础设施建设和互联互通。开展二氧化碳捕集、利用和封存试验示范。

4.新时代的中国能源发展白皮书（节选）（国务院新闻办公室/2020年12月21日）

四、建设多元清洁的能源供应体系

（一）优先发展非化石能源

全面协调推进风电开发。按照统筹规划、集散并举、陆海齐进、有效利用的原则，在做好风电开发与电力送出和市场消纳衔接的前提下，有序推进风电开发利用和大型风电基地建设。积极开发中东部分散风能资源。积极稳妥发展海上风电。优先发展平价风电项目，推行市场化竞争方式配置风电项目。以风电的规模化开发利用促进风电制造产业发展，风电制造产业的创新能力和国际竞争力不断提升，产业服务体系逐步完善。

五、发挥科技创新第一动力作用

（三）开展能源重大领域协同科技创新

实施重大科技项目和工程，实现能源领域关键技术跨越式发展。聚焦国家重大战略产业化目标，实施油气科技重大专项，重点突破油气地质新理论与高效勘探开发关键技术，开展页岩油、页岩气、天然气水合物等非常规资源经济高效开发技术攻关。实施核电科技重大专项，围绕三代压水堆和四代高温气冷堆技术，开展关键核心技术攻关，持续推进核电自主创新。面向重大共性关键技术，部署

开展新能源汽车、智能电网技术与装备、煤矿智能化开采技术与装备、煤炭清洁高效利用与新型节能技术、可再生能源与氢能技术等方面研究。面向国家重大战略任务，重点部署能源高效洁净利用与转化的物理化学基础研究，推动以基础研究带动应用技术突破。

专栏 8 重大能源技术装备取得新突破

可再生能源技术装备。掌握水能、风能、太阳能等能源系统关键技术。大型水电机组成套设计制造能力世界领先。风电、光伏发电全产业链技术快速迭代，成本大幅下降，形成一批世界级龙头企业。生物质能、地热能、海洋能等技术取得长足进步。

电网技术装备。全面掌握特高压输变电技术，柔性直流、多端直流等先进电网技术开展示范应用，智能电网、大电网控制等技术取得显著进步，输变电技术装备处于国际领先水平。

核电技术装备。掌握百万千瓦级压水堆核电站设计和建造技术。自主研发三代核电技术装备达到世界先进水平。具有自主知识产权的首个“华龙一号”示范工程——福清 5 号核电机组取得重要进展。“国和一号”（CAP1400）示范工程和高热气冷堆示范工程建设稳步推进，快堆、小型堆等多项前沿技术研究取得突破。

油气勘探开发技术装备。形成先进的低渗透和稠油油田开采技术，实现特大型超深高含硫气田安全高效开发技术等工业化应用，开发了超高破裂压力地层压裂技术，海洋深水勘探开发关键技术与装备取得重大进展，自主研发了以“海洋石油 981”为代表的 3000 米深水半潜式钻井平台。自主研发“蓝鲸 1 号”“蓝鲸 2 号”，助力海域天然气水合物开采技术获得突破。

清洁高效煤电技术装备。具备超超临界煤电机组自主研发和制造能力，发电煤耗下降至 256 克标准煤/千瓦时。燃煤发电空冷、二次再热、循环流化床、超低排放等技术领域处于世界领先水平。建成 10 万吨级碳捕集利用和封存示范装备。

煤炭安全绿色智能开发利用技术装备。煤炭安全绿色开采技术达到国际先进水平，煤炭生产实现向自动化、机械化、智能化转变。形成具有自主知识产权的煤制油气等煤炭深加工成套工艺技术。

（四）依托重大能源工程提升能源技术装备水平

在全球能源绿色低碳转型发展趋势下，加快传统能源技术装备升级换代，加强新兴能源技术装备自主创新，清洁低碳能源技术水平显著提升。依托重大装备

制造和重大示范工程，推动关键能源装备技术攻关、试验示范和推广应用。完善能源装备计量、标准、检测和认证体系，提高重大能源装备研发、设计、制造和成套能力。围绕能源安全供应、清洁能源发展和化石能源清洁高效利用三大方向，着力突破能源装备制造关键技术、材料和零部件等瓶颈，推动全产业链技术创新。开展先进能源技术装备的重大能源示范工程建设，提升煤炭清洁智能采掘洗选、深水和非常规油气勘探开发、油气储运和输送、清洁高效燃煤发电、先进核电、可再生能源发电、燃气轮机、储能、先进电网、煤炭深加工等领域装备的技术水平。

（五）支持新技术新模式新业态发展

当前，世界正处在新科技革命和产业革命交汇点，新技术突破加速带动产业变革，促进能源新模式新业态不断涌现。大力推动能源技术与现代信息、材料和先进制造技术深度融合，依托“互联网+”智慧能源建设，探索能源生产和消费新模式。加快智能光伏创新升级，推动光伏发电与农业、渔业、牧业、建筑等融合发展，拓展光伏发电互补应用新空间，形成广泛开发利用新能源的新模式。加速发展绿氢制取、储运和应用等氢能产业链技术装备，促进氢能燃料电池技术链、氢燃料电池汽车产业链发展。支持能源各环节各场景储能应用，着力推进储能与可再生能源互补发展。支持新能源微电网建设，形成发储用一体化局域清洁供能系统。推动综合能源服务新模式，实现终端能源多能互补、协同高效。在试点示范项目引领和带动下，各类能源新技术、新模式、新业态持续涌现，形成能源创新发展的“聚变效应”。

5.关于印发能源发展战略行动计划（2014-2020年）（节选）

（国办发〔2014〕31号）（国务院办公厅/2014年6月7日）

大力发展风电。重点规划建设酒泉、内蒙古西部、内蒙古东部、冀北、吉林、黑龙江、山东、哈密、江苏等9个大型现代风电基地以及配套送出工程。以南方和中东部地区为重点，大力发展分散式风电，稳步发展海上风电。到2020年，风电装机达到2亿千瓦，风电与煤电上网电价相当。

（二）国家部委文件

1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知（发改

能源〔2022〕210号）（节选）（国家发展改革委、国家能源局 /2022年1月29日）

第四章 加快推动能源绿色低碳转型

九、大力发展非化石能源

加快发展风电、太阳能发电。全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。积极推动工业园区、经济开发区等屋顶光伏开发利用，推广光伏发电与建筑一体化应用。开展风电、光伏发电制氢示范。鼓励建设海上风电基地，推进海上风电向深水远岸区域布局。积极发展太阳能热发电。

十六、增强能源科技创新能力

锻造能源创新优势长板。巩固非化石能源领域技术装备优势，持续提升风电、太阳能发电、生物质能、地热能、海洋能等开发利用的技术水平和经济性，开展三代核电技术优化研究，加强高比例可再生能源系统技术创新和应用。立足绿色低碳技术发展基础和优势，加快推动新型电力系统、新一代先进核能等方面技术突破。提高化石能源清洁高效利用技术水平，加强煤炭智能绿色开采、灵活高效燃煤发电、现代煤化工和生态环境保护技术研究，实施陆上常规油气高效勘探开发和炼化技术攻关。

专栏5 科技创新示范工程

先进可再生能源发电及综合利用技术。深远海域海上风电开发、高效光伏电池、光伏建筑一体化（BIPV）、先进生物质燃料、地热能、大型变速抽水蓄能及海水蓄能、海洋能规模化开发利用等技术研发及示范应用，新能源生态环境保护技术。

新型电力系统技术。新能源发电并网及主动支撑、大容量远海风电友好送出、柔性直流、直流配电网、煤电机组灵活性改造、V2G、虚拟电厂、微电网

等技术研发及示范应用。安全高效储能。电化学储能、梯级电站储能、飞轮储能、压缩空气储能和蓄热蓄冷等技术攻关及规模化示范应用，新型储能安全防范技术攻关及示范应用。

2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知(节选)(国能发科技〔2021〕58号)(国家能源局、科学技术部/2021年11月29日)

二、总体要求和发展目标

(三)发展目标

——引领新能源占比逐渐提高的新型电力系统建设。先进可再生能源发电及综合利用、适应大规模高比例可再生能源友好并网的新一代电网、新型大容量储能、氢能及燃料电池等关键技术装备全面突破，推动电力系统优化配置资源能力进一步提升，提高可再生能源供给保障能力。

三、重点任务

(一)先进可再生能源发电及综合利用技术

聚焦大规模高比例可再生能源开发利用，研发更高效、更经济、更可靠的水能、风能、太阳能、生物质能、地热能以及海洋能等可再生能源先进发电及综合利用技术，支撑可再生能源产业高质量开发利用；攻克高效氢气制备、储运、加注和燃料电池关键技术，推动氢能与可再生能源融合发展。

2.风力发电技术

(3)深远海域海上风电开发及超大型海上风机技术

[集中攻关]开展新型高效低成本风电技术研究，突破多风轮梯次利用关键技术，显著提升风能捕获和利用效率；突破超长叶片、大型结构件、变流器、主轴轴承、主控制器等关键部件设计制造技术，开发15兆瓦及以上海上风电机组整机设计集成技术、先进测试技术与测试平台；开展轻量化、紧凑型、大容量海上超导风力发电机组研制及攻关。[示范试验]突破深远海域海上风电勘察设计及安装技术，适时开展超大功率海上风电机组工程示范。研发远海深水区域漂浮式风电机组基础一体化设计、建造与施工技术，开发符合中国海洋特点的一体化固定式风机安装技术及新型漂浮式桩基础。

(4) 退役风电机组回收与再利用技术

[应用推广]开展退役风电机组整机回收与再利用工艺研究，重点突破叶片低成本破碎、有机材料高温裂解、玻纤以及巴莎木循环再利用等技术，构建环境友好、资源节约的风电机组退役技术标准体系。

专栏 1 先进可再生能源发电及综合利用技术重点示范

02 风力发电技术示范

③开展 12~15MW 级超大型海上风电机组工程示范；

④开展深水区域漂浮式风电机组工程示范。

(二) 新型电力系统及其支撑技术

加快战略性、前瞻性电网核心技术攻关，支撑建设适应大规模可再生能源和分布式电源友好并网、源网荷双向互动、智能高效的先进电网；突破能量型、功率型等储能本体及系统集成关键技术和核心装备，满足能源系统不同应用场景储能发展需要。

1.适应大规模高比例新能源友好并网的先进电网技术

(1) 新能源发电并网及主动支撑技术

[集中攻关]开展新能源功率高精度预测技术研究，突破新能源发电参与电网频率/电压/惯量调节的主动支撑控制、自同步控制、宽频带振荡抑制等关键技术，研发“云-边”协同的新能源主动支撑智能控制和在线评价系统，提升并网安全性。[示范试验]研究并示范无常规电源支撑的新能源直流外送基地主动支撑技术；研究并示范新能源孤岛直流接入的先进协调控制技术，实现纯电力电子网络稳定运行；突破中压并网逆变器和光伏高效稳定直流汇集等关键技术，开展新型高效大容量光伏并网技术示范。

(7) 大容量远海风电友好送出技术

[集中攻关]突破大容量海上风电机组的全工况模拟及并网试验关键技术装备，研制风电机组干式升压变压器，突破远海风电全直流以及低频输电系统设计关键技术。[示范试验]开展远海风电柔直接入关键技术、装备及运维技术研究，突破大容量直流海缆及附件材料设计及制造技术，掌握紧凑化、轻型化海上平台设计关键技术，并进行示范应用。

专栏 2 新型电力系统及其支撑技术重点示范

01 适应大规模高比例新能源友好并网的先进电网技术示范

- ①开展无常规电源支撑的新能源直流外送基地主动支撑技术应用示范；
- ②开展新型高效大容量光伏并网技术示范；
- ③开展源网荷储一体化设计及运行示范；
- ④开展风光火（储）、风光水（储）、风光储一体化设计及运行技术示范；
- ⑤开展电动汽车与电网互动（V2G）示范；
- ⑥开展深远海域海上风电基地柔性直流送出工程示范。

（五）能源系统数字化智能化技术

聚焦新一代信息技术和能源融合发展，开展能源领域用智能传感和智能量测、特种机器人、数字孪生，以及能源大数据、人工智能、云计算、区块链、物联网等数字化、智能化共性关键技术研究，推动煤炭、油气、电厂、电网等传统行业与数字化、智能化技术深度融合，开展各种能源厂站和区域智慧能源系统集成试点示范，引领能源产业转型升级。

2.行业智能升级技术

（9）风电机组与风电场数字化智能化技术

[应用推广]掌握叶片自动化生产工艺技术，推动风电产业链数字化、网络化、标准化、智能化，构建上下游协同研发制造体系；开展风电场数字化选址及功率预测、关键设备状态智能监测与故障诊断、大数据智能分析与信息智能管理等关键技术研究，打造信息高效处理、应用便捷灵活的智慧风电场控制运维体系。

3.关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知（发改能源〔2021〕1445号）（节选）（国家发展改革委、国家能源局、财政部自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局/2021年10月21日）

“十四五”可再生能源发展规划

（发布稿）

二、指导方针和发展目标

（三）发展目标。

1.2035年远景目标

展望 2035 年，我国将基本实现社会主义现代化，碳排放达峰后稳中有降，在 2030 年非化石能源消费占比达到 25%左右和风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的基础上，上述指标均进一步提高。可再生能源加速替代化石能源，新型电力系统取得实质性成效，可再生能源产业竞争力进一步巩固提升，基本建成清洁低碳、安全高效的能源体系。

2. “十四五”可再生能源发展主要目标

锚定碳达峰、碳中和与 2035 年远景目标，按照 2025 年非化石能源消费占比 20%左右任务要求，大力推动可再生能源发电开发利用，积极扩大可再生能源非电利用规模，“十四五”主要发展目标是：

——可再生能源总量目标。2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右。“十四五”期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过 50%。

——可再生能源发电目标。2025 年，可再生能源年发电量达到 3.3 万亿千瓦时左右。“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。

——可再生能源电力消纳目标。2025 年，全国可再生能源电力总量消纳责任权重达到 33%左右，可再生能源电力非水电消纳责任权重达到 18%左右，可再生能源利用率保持在合理水平。

——可再生能源非电利用目标。2025 年，地热能供暖、生物质供热、生物质燃料、太阳能热利用等非电利用规模达到 6000 万吨标准煤以上。

专栏 1 2025 年可再生能源开发利用主要目标				
类别	单位	2020 年	2025 年	属性
1 可再生能源发电利用				
1.1 可再生能源电力总量消纳责任权重	%	28.8	33	预期性
1.2 非水电可再生能源电力消纳责任权重	%	11.4	18	预期性
1.3 可再生能源发电量	万亿千瓦时	2.21	3.3	预期性
2 可再生能源非电利用	万吨	—	6000	预期性

三、优化发展方式，大规模开发可再生能源

坚持生态优先、因地制宜、多元融合发展，在“三北”地区优化推动风电和光伏发电基地化规模化开发，在西南地区统筹推进水风光综合开发，在中东南部地区重点推动风电和光伏发电就地就近开发，在东部沿海地区积极推进海上风电集群化开发，稳步推动生物质能多元化开发，积极推动地热能规模化开发，稳妥推进海洋能示范化开发。

（一）大力推进风电和光伏发电基地化开发。

在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的地区，着力提升新能源就地消纳和外送能力，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地和海上风电基地集群。

统筹推进陆上风电和光伏发电基地建设。发挥区域市场优势，主要依托省级和区域电网消纳能力提升，创新开发利用方式，推进松辽、冀北、黄河下游等以就地消纳为主的大型风电和光伏发电基地建设。利用省内省外两个市场，依托既有和新增跨省跨区输电通道、火电“点对网”外送通道，推动光伏治沙、可再生能源制氢和多能互补开发，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯等新能源基地。

加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地。以风光资源为依托、以区域电网为支撑、以输电通道为牵引、以高效消纳为目标，统筹优化风电光伏布局和支撑调节电源，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略和国家意志的大型风电光伏基地项目。依托已建跨省区输电通道和火电“点对网”输电通道，重点提升存量输电通道输电能力和新能源电量占比，多措并举增配风电光伏基地。依托“十四五”期间建成投产和开工建设重点输电通道，按照新增通道中可再生能源电量占比不低于 50%的要求，配套建设风电光伏基地。依托“十四五”期间研究论证输电通道，规划建设风电光伏基地。创新发展方式和应用模式，建设一批就地消纳的风电光伏项目。发挥区域电网内资源时空互济能力，统筹区域电网调峰资源，打破省际电网消纳边界，加强送受两端协调，保障大型风电光伏基地消纳。

专栏 2 “十四五”重大陆上新能源基地

01 新疆新能源基地

<p>结合哈密-郑州、准东-皖南特高压通道输电能力提升和哈密-重庆新规划外送通道建设，统筹本地消纳和外送消纳，在北疆以风电为主建设千万千瓦级的新能源基地；在南疆以光伏为主建设千万千瓦级的新能源基地，探索光伏治沙等新发展方式；在东疆风电、光伏发电、光热发电相结合，建设千万千瓦级新能源基地。</p>
<p>02 黄河上游新能源基地</p> <p>地发挥黄河上游水电调节优势，重点在青海海西州、海南州等地区统筹推进光伏发电和风电基地化开发。在甘肃庆阳、白银等地区建设千万千瓦级风电光伏基地。</p>
<p>03 河西走廊新能源基地</p> <p>依托甘肃省内新能源消纳能力和酒泉-湖南特高压直流输电能力提升，有序推进酒泉风电基地二期后续风电项目建设，重点在河西地区新增布局若干个百万千瓦级的新能源基地。</p>
<p>04 黄河几字弯新能源基地</p> <p>依托宁夏-浙江、宁东-山东、上海庙-山东、蒙西-天津南、陕北-湖北等跨省跨区输电通道，结合黄河流域生态保护和高质量发展，有序推进配套新能源基地开发建设，推动传统能源基地向综合绿色能源基地转型，形成辐射地域广阔的新能源基地集群。重点在内蒙古西部阿拉善、巴彦淖尔、鄂尔多斯、包头，陕西榆林、延安、渭南，山西大同、忻州、朔州、运城，宁夏北部和东部地区布局建设新能源基地。</p>
<p>05 冀北新能源基地</p> <p>切实提高锡盟-山东、锡盟-泰州、张北-雄安等既有输电通道利用率和新能源电量占比，加快推进张家口可再生能源示范区建设，重点在张家口、承德、乌兰察布、锡盟等地区布局一批百万千瓦级新能源基地。“十四五”期间，重点推进河北地区张家口可再生能源示范区、承德风电基地三期建设；推进内蒙古锡盟特高压通道和火电“点对网”通道增配新能源基地建设，继续推进乌兰察布风电基地建设。</p>
<p>06 松辽新能源基地</p> <p>推进黑龙江大庆可再生能源综合应用示范区建设和哈尔滨、佳木斯等地区新能源基地建设；在吉林结合本地负荷增长、扎鲁特-青州特高压通道外送能力提</p>

升等，推动白城、松原、四平新能源基地（陆上风光三峡）开发建设；在辽西北铁岭、朝阳、阜新等地区结合工矿废弃土地修复、乡村振兴及光伏治沙开展新能源项目建设；在蒙东地区结合通辽、赤峰本地负荷增长以及扎鲁特-青州输电通道外送能力提升，推动新能源基地建设。

07 黄河下游绿色能源廊道

在河南、山东的黄河下游干支流及周边区域，集中规划实施一批风电、光伏发电规模化应用工程。在河南洛阳、新乡、商丘、平顶山等地区重点推进风电开发；在山东滨州、潍坊等鲁北地区利用丰富的盐碱滩涂地等未利用土地资源，推动新能源与储能等融合发展。

有序推进海上风电基地建设。开展省级海上风电规划制修订，同步开展规划环评，优化近海海上风电布局，鼓励地方政府出台支持政策，积极推动近海海上风电规模化发展。开展深远海海上风电规划，完善深远海海上风电开发建设管理，推动深远海海上风电技术创新和示范应用，探索集中送出和集中运维模式，积极推进深远海海上风电降本增效，开展深远海海上风电平价示范。探索推进具有海上能源资源供给转换枢纽特征的海上能源岛建设示范，建设海洋能、储能、制氢、海水淡化等多种能源资源转换利用一体化设施。加快推动海上风电集群化开发，重点建设山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾五大海上风电基地。

专栏3 “十四五”海上风电开发建设重点

01 海上风电基地集群推动山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等千万千瓦级海上风电基地开发建设，推进一批百万千瓦级的重点项目集中连片开发，结合基地开发建设推进深远海海上风电平价示范和海上能源岛示范工程。

02 深远海海上风电平价示范推进漂浮式风电机组基础、远海柔性直流输电技术创新和示范应用，力争“十四五”期间开工建设我国首个漂浮式商业化海上风电项目。在广东、广西、福建、山东、江苏、浙江、上海等资源 and 建设条件好的区域，结合基地项目建设，推动一批百万千瓦级深远海海上风电示范工程开工建设，2025年前力争建成一至两个平价海上风电场工程。

03 海上能源岛示范结合山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等重点风电基地开发，融合区域储能、海水淡化、海洋养殖等发展需求，在基地内或附近配套建设1~2个海上能源岛示范工程。

04 海上风电与海洋油气田深度融合发展示范统筹海上风电与油气田开发，形成海上风电与油气田区域电力系统互补供电模式，逐步实现海上风电与海洋油气产业融合发展。

（二）积极推进风电和光伏发电分布式开发。

积极推动风电分布式就近开发。在工业园区、经济开发区、油气矿区及周边地区，积极推进风电分散式开发。重点推广应用低风速风电技术，合理利用荒山丘陵、沿海滩涂等土地资源，在符合区域生态环境保护要求的前提下，因地制宜推进中东南部风电就地就近开发。创新风电投资建设模式和土地利用机制，实施“千乡万村驭风行动”，大力推进乡村风电开发。积极推进资源优质地区老旧风电机组升级改造，提升风能利用效率。

大力推动光伏发电多场景融合开发。全面推进分布式光伏开发，重点推进工业园区、经济开发区、公共建筑等屋顶光伏开发利用行动，在新建厂房和公共建筑积极推进光伏建筑一体化开发，实施“千家万户沐光行动”，规范有序推进整县（区）屋顶分布式光伏开发，建设光伏新村。积极推进“光伏+”综合利用行动，鼓励农（牧）光互补、渔光互补等复合开发模式，推动光伏发电与 5G 基站、大数据中心等信息产业融合发展，推动光伏在新能源汽车充电桩、铁路沿线设施、高速公路服务区及沿线等交通领域应用，因地制宜开展光伏廊道示范。推进光伏电站开发建设，优先利用采煤沉陷区、矿山排土场等工矿废弃土地及油气矿区建设光伏电站。积极推动老旧光伏电站技改升级行动，提升发电效益。

专栏 4 风电和光伏发电分布式开发

01 城镇屋顶光伏行动

重点推动可利用屋顶面积充裕、电网接入和消纳条件好的政府大楼、交通枢纽、学校医院、工业园区等建筑屋顶，发展“自发自用、余电上网”的分布式光伏发电，提高建筑屋顶分布式光伏覆盖率。“十四五”期间，新建工业园区、新增大型公共建筑分布式光伏安装率达到 50%以上。

02 “光伏+”综合利用行动

推动农光互补、渔光互补等光伏发电复合开发，在新能源汽车充电桩、高速铁路沿线设施、高速公路服务区等交通领域和 5G 基站、数据中心等信息产业领域推动“光伏+”综合利用。

03 千乡万村驭风行动

以县域为单元大力推动乡村风电建设，推动 100 个左右的县、10000 个左右的行政村乡村风电开发。

04 千家万户沐光行动

结合乡村振兴战略，统筹农村具备条件的屋顶或统筹安排村集体集中场地开展分布式光伏建设，建成 1000 个左右光伏示范村。

05 新能源电站升级改造行动

在风光资源禀赋优越区域，推进已达或临近寿命期的风电和光伏发电设备退役改造，提升装机容量、发电效率和电站经济性。因地制宜推进受环保约束与经济性提升要求需提早退役的风电机组和光伏电站升级改造，理顺相关政策与管理机制，推动有序发展。

06 光伏廊道示范

重点利用铁路边坡、高速公路、主干渠道、园区道路和农村道路两侧用地范围外的空闲土地资源，推进分布式光伏或小型集中式光伏开发建设，拓展光

(三) 统筹推进水风光综合基地一体化开发。

科学有序推进大型水电基地建设。推进前期工作，实施雅鲁藏布江下游水电开发。做好金沙江中上游等主要河流战略性工程和控制性水库的勘测设计工作，按照生态优先、统筹考虑、适度开发、确保底线原则，进一步优化工程建设方案。积极推动金沙江岗托、奔子栏、龙盘，雅砻江牙根二级，大渡河丹巴等水电站前期工作。推动工程建设，实现金沙江乌东德、白鹤滩，雅砻江两河口等水电站按期投产；推进金沙江拉哇、大渡河双江口等水电站建设；重点开工建设金沙江旭龙、雅砻江孟底沟、黄河羊曲等水电站。落实网源衔接，推进白鹤滩送电江苏、浙江输电通道建成投产，推进金沙江上游送电湖北等水电基地外送输电通道开工建设。加强四川等地的电网网架结构，提升丰水期通道输电能力，保障水电丰水期送出。

积极推进大型水电站优化升级，发挥水电调节潜力。充分发挥水电既有调峰潜力，在保护生态的前提下，进一步提升水电灵活调节能力，支撑风电和光伏发电大规模开发。在中东部及西部地区，适应新能源的大规模发展，对已建、在建水电机组进行增容改造。科学推进金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、红水河、黄

河上游等主要水电基地扩机。做好生态环境保护与移民安置。继续做好水电规划环境影响评价和项目环境影响评价，加强保护措施效果跟踪监测，推进环境影响跟踪评价，持续改进和提升生态环境保护措施及其运行效果。建立健全移民、地方、企业共享水电开发利益的长效机制，充分发挥水电开发的经济效益和社会效益，推动库区发展、移民收益与电站效益结合，增强库区发展动力，构筑水电开发共建、共享、共赢的新局面。

依托西南水电基地统筹推进水风光综合基地开发建设。做好主要流域周边风能、太阳能资源勘查，依托已建成水电、“十四五”期间新投产水电调节能力和水电外送通道，推进“十四五”期间水风光综合基地统筹开发。针对前期和规划水电项目，按照建设水风光综合基地为导向，统筹进行水风光综合开发前期工作。统筹水电和新能源开发时序，做好风电和光伏发电开发及电网接入，明确风电和光伏发电消纳市场，完善水风光综合基地的资源开发、市场交易和调度运行机制，推进川滇黔桂、藏东南水风光综合基地开发建设。

专栏 5 “十四五”水风光综合基地

01 川滇黔桂水风光综合基地依托水电调节能力及外送通道，重点推进金沙江上游川藏段（四川侧）和川滇段、金沙江中下游、大渡河、雅砻江、乌江、红水河等水风光基地综合开发。

02 藏东南水风光综合基地“十四五”期间，重点推进金沙江上游川藏段（西藏侧）、雅鲁藏布江下游等水风光基地综合开发。中长期依托西藏地区水电大规模开发，持续推进西藏主要流域水风光综合基地规划论证和统筹建设。

五、坚持创新驱动，高质量发展可再生能源

布局前沿方向，激发创新活力，完善可再生能源创新链，加大可再生能源关键技术攻关力度，加快培育新模式新业态，提高产业链现代化水平，提升供应链弹性韧性，持续巩固提升我国可再生能源产业竞争力。

（一）加大可再生能源技术创新攻关力度。

推行“揭榜挂帅”、“赛马制”等创新机制，提升新型电力系统稳定性可靠性。改善新能源发电涉网性能，提高风能、太阳能资源预报准确度和风电、光伏发电功率预测精度，提升风电、光伏发电主动支撑能力和适应电力系统扰动的能力。加大新型电力系统关键技术研究与应用，提升系统智能化水平，创新高

比例可再生能源、高比例电力电子装置的电力系统稳定理论、规划方法和运行控制技术，提升系统安全稳定运行水平。研究建立电力应急保障体系，合理配置长时新型储能，优化系统风光水火储发展结构，提高多元互济能力，提高气象灾害预警精度，提升电力可靠供应裕度和应急保障能力。

加强可再生能源前沿技术和核心技术装备攻关。加强前瞻性研究，加快可再生能源前沿性、颠覆性开发利用技术攻关。重点开展超大型海上风电机组研制、高海拔大功率风电机组关键技术研究，开展光伏发电户外实证示范，掌握钙钛矿等新一代高效低成本光伏电池制备及产业化生产技术，突破适用于可再生能源灵活制氢的电解水制氢设备关键技术，研发储备钠离子电池、液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池、锂硫电池等高能量密度储能技术。推进大容量风电机组创新突破；突破生物天然气原料预处理、消化、利用等全产业链关键技术；推进适用于可再生能源制氢的新型电解水设备研制；加快大容量、高密度、高安全、低成本新型储能装置研制。

持续推进可再生能源工程技术创新及应用。以重大工程为依托，推动水电特殊地质条件地区地基处理与筑坝技术研究，突破高水头大容量水轮发电机组制造技术。重点推进深远海海域海上风电勘察、施工、输电、运维新技术研究和应用。推进光热发电工程施工技术与配套装备创新，研发光热电站集成技术。支持干热岩开发技术、高温地热发电技术的研究与应用，开展中深层地热供暖技术创新。

专栏 12 可再生能源技术创新示范
<p>01 深远海风电技术</p> <p>支持大容量风电机组由近（海）及远（海）应用，开展海上新型漂浮式基础风电机组示范，推进新型基础的使用，提升海上风电柔性直流输电技术，推动海上风电运维数字化、智能化发展。</p>
<p>02 光伏发电户外实证</p> <p>结合不同地区气候特点，在寒温、暖温、高原、湿热等典型气候地区进行光伏发电实证基地建设，开展光伏关键部件及系统实证研究，为光伏产业升级提供支撑。</p>
<p>03 新型高效光伏电池技术</p> <p>开展新型高效晶硅电池、钙钛矿电池等先进高效电池技术应用示范，以规模</p>

<p>化市场推动前沿技术发展，持续推进光伏发电技术进步、产业升级。</p>
<p>04 地热能发电技术</p> <p>研发大容量高效地热型蒸汽轮机设备；研发单机容量兆瓦级以上规模的地热发电系统关键设备及系统集成技术，并开展示范。</p>
<p>05 中深层地热供暖技术</p> <p>开发中深层水热型地热开采模拟软件，攻关砂岩地层尾水回灌技术，研究降低钻井成本、提高深埋管传热效率技术，实现气举反循环钻进工艺在中深含水层储能成井方面的应用，实现防腐蚀井管和滤水管成井工艺应用，研发地下水抽灌系统的防垢和除垢系统。</p>

4.关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见（节选）（国资发科创〔2021〕93号）（国务院国有资产监督管理委员会/2021年11月27日）

五、构建清洁低碳安全高效能源体系

（三）加快推动非化石能源发展。

优化非化石能源发展布局，不断提高非化石能源业务占比。完善清洁能源装备制造产业链，支撑清洁能源开发利用。全面推进风电、太阳能发电大规模、高质量发展，因地制宜发展生物质能，探索深化海洋能、地热能等开发利用。坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用，加快智能光伏产业创新升级和特色应用。因地制宜开发水电，推动已纳入国家规划、符合生态环保要求的水电项目开工建设。积极安全有序发展核电，培育高端核电装备制造产业集群。稳步构建氢能产业体系，完善氢能制、储、输、用一体化布局，结合工业、交通等领域典型用能场景，积极部署产业链示范项目。加大先进储能、温差能、地热能、潮汐能等新兴能源领域前瞻性布局力度。

六、强化绿色低碳技术科技攻关和创新应用

（一）加强绿色低碳技术布局与攻关。

充分发挥中央企业创新主体作用，支持中央企业加快绿色低碳重大科技攻关，积极承担国家绿色低碳重大科技项目，力争在低碳零碳负碳先进适用技术方面取得突破。布局化石能源绿色智能开发和清洁低碳利用、新型电力系统、零碳工业

流程再造等低碳前沿技术攻关，深入开展智能电网、抽水蓄能、先进储能、高效光伏、大容量风电、绿色氢能、低碳冶金、现代煤化工、二氧化碳捕集利用与封存等关键技术攻关，鼓励加强产业共性基础技术研究，加快碳纤维、气凝胶等新材料研发应用。加强绿色氢能示范验证和规模应用，推动建设低成本、全流程、集成化、规模化的二氧化碳捕集利用与封存示范项目。

5.战略性新兴产业重点产品和服务指导目录（2016版）（节选）（国家发展和改革委员会公告2017年第1号）（国家发改委/2017年1月25日）

6 新能源产业

6.2 风能产业

6.2.1 风力发电机组

适合我国风能资源和气候条件、先进高效的陆上风力发电机组和海上风力发电机组。

6.2.2 风力发电机组零部件

3兆瓦及以上海上和高原型、低温型、低风速风力发电机组配套的各类发电机、风轮叶片、轴承、齿轮箱、整机控制系统、变桨系统、偏航系统、变流器、变压器、密封件。

6.2.3 风电场相关系统与装备

风能测量与应用装备、风电场功率预测系统、风电机组在线、监测与故障诊断系统、风电机组叶片维护装备、风电场监控系统风电场远程监控系统、风电场群区域集控系统、风电场有功与无功功率控制系统。

6.2.4 海上风电相关系统与装备

海上风电项目前期海洋水文观测仪器、勘测设备、测风设备，海上风电机组基础制作、施工、运输、安装设备，220千伏交流输电XLPE绝缘海底电缆及电缆附件，±200~500千伏直流输电XLPE绝缘海底电缆及电缆附件。海缆敷设装备（包括护管），海缆故障检测设备，海上升压站专用设备，大型法兰锻造设备，施工专用高强度灌浆材料、防腐材料（包括重防腐涂料、阳极块、外加电流保护装置）及电位检测装置，运行维护专用船舶及装备，海上风电机组基础在线

监测系统，海上风电逃生救援装置，防撞导航设备。

6.2.5 风力发电技术服务

风力发电。风电产品标准检测认证服务、风能资源评估服务、风电场设计及建设服务、风电场验收及后评价服务、风电场智能云服务等运维及优化服务，风电场尽职调查及风险评估服务。

6.关于印发《2022 年能源工作指导意见》的通知 2022（节选）（国能发规划〔2022〕31 号）（国家能源局/2022 年 3 月 17 日）

一、总体要求

（三）主要目标

稳步推进结构转型。煤炭消费比重稳步下降，非化石能源占能源消费总量比重提高到 17.3%左右，新增电能替代电量 1800 亿千瓦时左右，风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 12.2%左右。

三、加快能源绿色低碳转型

大力发展风电光伏。加大力度规划建设以大型风光基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。优化近海风电布局，开展深远海风电建设示范，稳妥推动海上风电基地建设。积极推进水风光互补基地建设。继续实施整县屋顶分布式光伏开发建设，加强实施情况监管。因地制宜组织开展“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”。充分利用油气矿区、工矿场区、工业园区的土地、屋顶资源开发分布式风电、光伏。健全可再生能源电力消纳保障机制，发布 2022 年各省消纳责任权重，完善可再生能源发电绿色电力证书制度。

五、提升能源产业现代化水平

加强能源科技攻关。加快实施《“十四五”能源领域科技创新规划》。继续抓好核电科技重大专项和《核电技术提升行动计划》，加快推进小型堆技术研发示范。以“揭榜挂帅”方式实施一批重大技术创新项目，巩固可再生能源、煤炭清洁高效利用的技术装备优势，加快突破一批新型电力系统关键技术。持续推动能源短板技术装备攻关，重点推动燃气轮机、油气、特高压输电、控制系统及芯

片等重点领域技术攻关。推进深远海海上风电技术创新和示范工程建设，探索集中送出和集中运维模式。加快新型储能、氢能等低碳零碳负碳重大关键技术研究。

7.关于印发能源发展“十三五”规划的通知（节选）（发改能源〔2016〕2744号）（国家发展改革委、国家能源局/2016年12月26日）

三、政策取向

更加注重结构调整，加快双重更替，推进能源绿色低碳发展。抓住能源供需宽松的有利时机，加快能源结构双重更替步伐。着力降低煤炭消费比重，加快散煤综合治理，大力推进煤炭分质梯级利用。鼓励天然气勘探开发投资多元化，实现储运接收设施公平接入，加快价格改革，降低利用成本，扩大天然气消费。超前谋划水电、核电发展，适度加大开工规模，稳步推进风电、太阳能等可再生能源发展，为实现2030年非化石能源发展目标奠定基础。

四、主要目标

实施多能互补集成优化工程。加强终端供能系统统筹规划和一体化建设，在新城镇、新工业园区、新建大型公用设施(机场、车站、医院、学校等)、商务区和海岛地区等新增用能区域，实施终端一体化集成供能工程，因地制宜推广天然气热电冷三联供、分布式再生能源发电、地热能供暖制冷等供能模式，加强热、电、冷、气等能源生产耦合集成和互补利用。在既有工业园区等用能区域，推进能源综合梯级利用改造，推广应用上述供能模式，加强余热余压、工业副产品、生活垃圾等能源资源回收及综合利用。利用大型综合能源基地风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势，推进风光水火储多能互补工程建设运行。

专栏 3 能源系统优化重点工程

综合能源基地建设工程：统筹规划、集约开发，优化建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地。稳步推进宁夏宁东、甘肃陇东区域能源基地开发，科学规划安徽两淮、贵州毕节、陕西延安、内蒙古呼伦贝尔、河北张家口等区域能源基地建设，促进区域能源协调可持续发展。

优质调峰机组建设工程：加快推进金沙江龙盘、岗托等龙头水电站建设，建设雅砻江两河口、大渡河双江口等龙头水电站，提高水电丰枯调节能力和水能利用效率。合理规划抽水蓄能电站规模与布局，完善投资、价格机制和管理体制，加快大型抽水蓄能电站建设，新增开工规模 6000 万千瓦，2020 年在运规模达到 4000 万千瓦。在大中型城市、气源有保障地区和风光等集中开发地区优先布局天然气调峰电站。

风光水火储多能互补工程：重点在青海、甘肃、宁夏、四川、云南、贵州、内蒙等省区，利用风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势，充分发挥流域梯级水电站、具有灵活调节能力火电机组的调峰能力和效益，积极推进储能等技术研发应用，完善配套市场交易和价格机制，开展风光水火储互补系统一体化运行示范，提高互补系统电力输出功率稳定性和输电效率，提升可再生能源发电就地消纳能力。加快发展储电、储热、储冷等多类型、大容量、高效率储能系统，积极建设储能示范工程，合理规划建设供电、加油、加气与储能（电）站一体化设施。

终端一体化集成供能工程：在新增用能区域加强终端供能系统统筹规划和一体化建设，因地制宜实施传统能源与风能、太阳能、地热能、生物质能、海洋能等能源的协同开发利用，统筹规划电力、燃气、热力、供冷、供水管廊等基础设施，建设终端一体化集成供能系统。在既有用能区域推广应用上述供能模式，同时加快能源综合梯级利用改造，建设余热、余压综合利用发电机组。建成北京城市副中心、福建平潭综合实验区、山西大同经济技术开发区等终端一体化集成供能示范工程，余热、余压综合利用规模达到 1000 万千瓦，建设一批智慧能源示范园区。

“能效电厂”建设工程：全国范围内扩大实施峰谷、季节、可中断负荷等价格制度，推广落实气、电价格联动机制。在四川、云南、湖北、湖南、广西、福建等水电比重大的省份实施丰枯电价。鼓励发展咨询、诊断、设计、融资、改造、托管等“一站式”合同能源管理服务，积极开展合同能源管理示范工程。

三、多元发展，推动能源供给革命

推进非化石能源可持续发展。统筹资源、环境和市场条件，超前布局、积极稳妥推进建设周期长、配套要求高的水电和核电项目，实现接续滚动发展。坚持集中开发与分散利用并举，调整优化开布局，全面协调推进风电开发，推动太

太阳能多元化利用，因地制宜发展生物质能、地热能、海洋能等新能源，提高可再生能源发展质量和在全社会总发电量中的比重。

——风电。坚持统筹规划、集散并举、陆海齐进、有效利用。调整优化风电开发布局，逐步由“三北”地区为主转向中东部地区为主，大力发展分散式风电，稳步建设风电基地，积极开发海上风电。加大中东部地区和南方地区资源勘探开发，优先发展分散式风电，实现低压侧并网就近消纳。稳步推进“三北”地区风电基地建设，统筹本地市场消纳和跨区输送能力，控制开发节奏，将弃风率控制在合理水平。加快完善风电产业服务体系，切实提高产业发展质量和市场竞争力。2020年风电装机规模达到2.1亿千瓦以上，风电与煤电上网电价基本相当。

七、惠民利民，实现能源共享发展

大力发展农村清洁能源。采取有效措施推进农村地区太阳能、风能、小水电、农林废弃物、养殖场废弃物、地热能等可再生能源开发利用，促进农村清洁用能，加快推进农村采暖电能替代。鼓励分布式光伏发电与设施农业发展相结合，大力推广应用太阳能热水器、小风电等小型能源设施，实现农村能源供应方式多元化，推进绿色能源乡村建设。

8.关于印发《可再生能源发展“十三五”规划》的通知（节选）（发改能源〔2016〕2619号）（国家发展改革委/2016年12月10日）

一、发展基础和形势

二是可再生能源技术装备水平显著提升。随着开发利用规模逐步扩大，我国已逐步从可再生能源利用大国向可再生能源技术产业强国迈进。我国已具备成熟的大型水电设计、施工和管理运行能力，自主制造投运了单机容量80万千瓦的混流式水轮发电机组，掌握了500米级水头、35万千瓦级抽水蓄能机组成套设备制造技术。风电制造业集中度显著提高，整机制造企业由“十二五”初期的80多家逐步减少至20多家。风电技术水平明显提升，关键零部件基本国产化，5-6兆瓦大型风电设备已经试运行，特别是低风速风电技术取得突破性进展，并广泛应用于中东部和南方地区。光伏电池技术创新能力大幅提升，创造了晶硅等新型电池技术转换效率的世界纪录。建立了具有国际竞争力的光伏发电全产业链，

突破了多晶硅生产技术封锁，多晶硅产量已占全球总产量的 40%左右，光伏组件产量达到全球总产量的 70%左右。技术进步及生产规模扩大使“十二五”时期光伏组件价格下降了 60%以上，显著提高了光伏发电的经济性。各类生物质能、地热能、海洋能和可再生能源配套储能技术也有了长足进步。

2、面临的形势与挑战

随着可再生能源技术进步和产业化步伐的加快，我国可再生能源已具备规模化开发应用的产业基础，展现出良好的发展前景，但也面临着体制机制方面的明显制约，主要表现在：

一是现有的电力运行机制不适应可再生能源规模化发展需要。以传统能源为主的电力系统尚不能完全满足风电、光伏发电等波动性可再生能源的并网运行要求。电力市场机制与价格机制不够完善，电力系统的灵活性未能充分发挥，可再生能源与其它电源协调发展的技术管理体系尚未建立，可再生能源发电大规模并网仍存在技术障碍，可再生能源电力的全额保障性收购政策难以有效落实，弃水、弃风、弃光现象严重。

二是可再生能源对政策的依赖度较高。目前，风电、太阳能发电、生物质能发电等的发电成本相对于传统化石能源仍偏高，度电补贴强度较高，补贴资金缺口较大，仍需要通过促进技术进步和建立良好的市场竞争机制进一步降低发电成本。可再生能源整体对政策扶持的依赖度较高，受政策调整的影响较大，可再生能源产业的可持续发展受到限制。此外，全国碳排放市场尚未建立，目前的能源价格和税收制度尚不能反映各类能源的生态环境成本，没有为可再生能源发展建立公平的市场竞争环境。

四、主要任务

(二)全面协调推进风电开发

按照“统筹规划、集散并举、陆海齐进、有效利用”的原则，严格开发建设与市场消纳相统筹，着力推进风电的就地开发和高效利用，积极支持中东部分散风能资源的开发，在消纳市场、送出条件有保障的前提下，有序推进大型风电基地建设，积极稳妥开展海上风电开发建设，完善产业服务体系。到 2020 年底，全国风电并网装机确保达到 2.1 亿千瓦以上。

1、加快开发中东部和南方地区风电。加强中东部和南方地区风能资源勘查，

提高低风速风电机组技术和微观选址水平，做好环境保护、水土保持和植被恢复等工作，全面推进中东部和南方地区风能资源的开发利用。结合电网布局和农村电网改造升级，完善分散式风电的技术标准和并网服务体系，考虑资源、土地、交通运输以及施工安装等建设条件，按照“因地制宜、就近接入”的原则，推动分散式风电建设。到 2020 年，中东部和南方地区陆上风电装机规模达到 7000 万千瓦，江苏省、河南省、湖北省、湖南省、四川省、贵州省等地区风电装机规模均达到 500 万千瓦以上。

2、有序建设“三北”大型风电基地。在充分挖掘本地风电消纳能力的基础上，借助“三北”地区已开工建设和明确规划的特高压跨省区输电通道，按照“多能互补、协调运行”的原则，统筹风、光、水、火等各类电源，在落实消纳市场的前提下，最大限度地输送可再生能源，扩大风能资源的配置范围，促进风电消纳。在解决现有弃风问题的基础上，结合电力供需变化趋势，逐步扩大“三北”地区风电开发规模，推动“三北”地区风电规模化开发和高效利用。到 2020 年，“三北”地区风电装机规模确保 1.35 亿千瓦以上，其中本地消纳新增规模约 3500 万千瓦。另外，利用跨省跨区通道消纳风电容量 4000 万千瓦(含存量项目)。

3、积极稳妥推进海上风电开发。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。加快推进已开工海上风电项目建设进度，积极推动后续海上风电项目开工建设，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，带动海上风电产业化进程。完善海上风电开发建设管理政策，加强部门间的协调，规范和精简项目核准手续，完善海上风电价格政策。健全海上风电配套产业服务体系，加强海上风电技术标准、规程规范、设备检测认证、信息监测工作，形成覆盖全产业链的设备制造和开发建设能力。到 2020 年，海上风电开工建设 1000 万千瓦，确保建成 500 万千瓦。

4、切实提高风电消纳能力。加强电网规划和建设，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，完善主网架结构，减少因局部电网送出能力或变电容量不足导致的弃风限电问题。充分挖掘电力系统调峰潜力，提升常规发电机组和供热机组运行灵活性，鼓励通过技术改造提升发电机组调峰能力，化解冬季供暖期风电与热机的运行矛盾。结合电力体制改革，取消或缩减煤电发电计划，推进燃气机组、燃煤自备电厂参与调峰。优化风电调度运

行管理，建立辅助服务市场，加强需求侧管理和用户响应体系建设，提高风电功率预测精度并加大考核力度，在发电计划中留足风电电量空间，合理安排常规电源开机规模和发电计划，将风电纳入电力平衡和开机组合，鼓励风电等可再生能源机组通过参与市场辅助服务和实时电价竞争等方式，逐步提高系统消纳风电的能力。

五、优化资源配置

(二)加强京津冀及周边地区可再生能源协同发展

贯彻落实《大气污染防治行动计划》有关要求，结合“绿色奥运”、“京津冀一体化”发展战略等，积极推进河北张家口、承德等地区可再生能源基地建设，研究论证并适时推动内蒙古乌兰察布、赤峰等地区可再生能源基地规划建设，加强配套输电通道的规划建设，提高京津冀地区电网协同消纳新能源能力，推广普及可再生能源清洁供暖，实现清洁能源电能替代，显著提高可再生能源在京津冀地区能源消费中的比重。

专栏 6 京津冀及周边地区可再生能源协同发展

——**张家口可再生能源示范区**：深入贯彻“低碳奥运”理念，落实张家口可再生能源示范区规划，推进张家口风电、太阳能、地热能等可再生能源建设和应用，着力推进体制机制创新、商业模式创新、技术创新，构建多元化和智能化的能源系统。

——**承德风电基地三期项目**：适时推进承德风电基地三期项目建设，在京津冀地区统筹消纳。

——**乌兰察布风电基地**：根据市场需求规划建设，积极推进华北电网区域内消纳方案论证。

——**赤峰风电基地**：根据市场需求规划建设，积极推进华北电网区域内消纳方案论证。

(三)开展水风光互补基地示范

利用水风光发电出力的互补特性，在不增加弃水的前提下，在西南和西北等水能资源丰富的地区，借助水电站外送通道和灵活调节能力，建设配套的风电和光伏发电项目，协同推进水风光互补示范项目建设。重点推进四川省凉山州风水

互补基地、雅砻江水风光互补基地、金沙江水风光互补基地、贵州省乌江和北盘江流域风水联合运行、青海海南州水风光互补基地等可再生能源基地建设。

专栏 7 水风光互补示范基地

- 四川省凉山州风电基地：在四川省内消纳利用。
- 雅砻江水风光互补基地：通过锦屏-江苏等特高压直流实现水风光联合外送和跨区消纳。
- 金沙江水风光互补基地：通过溪洛渡-浙江特高压直流、向家坝-上海特高压直流、溪洛渡-广东直流等实现水风光联合外送和跨区消纳。
- 贵州省乌江和北盘江风水互补基地：在贵州省内消纳利用。
- 青海海南州水风光互补基地：结合受端电力市场情况，推进水电、风电、光伏、光热联合外送方案论证。

(四)论证风光热综合新能源基地规划

在风能、太阳能资源富集地区，统筹考虑送端地区风电、光伏、光热、抽水蓄能等各类资源互补调节能力，研究规划新增外送输电通道，统筹送端资源和受端市场，充分发挥受端调节作用，实现高品质新能源资源在更大范围内的优化配置。研究探索内蒙古阿拉善盟、青海海西州、甘肃金昌武威等地区以可再生能源电量为主的外送方案。

专栏 8 风光热综合新能源基地

- 内蒙古阿拉善盟：推进风电、光伏、光热、抽蓄联合运行机制、方式等研究，结合受端电力市场情况，适时探索启动联合外送方案论证。
- 青海海西州：推进风电、光伏、光热、抽蓄联合运行机制、方式等研究，结合受端电力市场情况，适时探索启动联合外送方案论证。

七、完善产业体系

(一)加强可再生能源资源勘查工作

根据能源结构调整需要，对重要地区的可再生能源资源量进行调查评价，适时启动河流水能资源开发后评价工作。全面完成西藏水能资源调查，组织发布四川水力资源复查成果。加大中东部和南方复杂地形区域的低风速风能资源、海域

风能资源评价。加大中东部地区分布式光伏、西部和北部地区光热等资源勘查。加强地热能、生物质能、海洋能等新型可再生能源资源勘查工作。及时公布各类可再生能源资源勘查结果，引导和优化项目投资布局。

9.关于印发《风电发展“十三五”规划》的通知（国能新能[2016]314号）（国家能源局/2016年11月16日）

为促进风电产业持续健康发展，加快建立清洁低碳、安全高效的现代能源体系，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》，我们制定了《风电发展“十三五”规划》，现印发你们，请遵照执行。

风电发展“十三五”规划

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关键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业上市、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。

10.关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知(节选)(国能发新能〔2021〕25 号)(国家能源局/2021 年 5 月 11 日)

一、总体要求

深入学习贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于能源安全新战略的重要论述，落实碳达峰、碳中和目标，以及 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%左右、风电太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上等任务，坚持目标导向，完善发展机制，释放消纳空间，优化发展环境，发挥地方主导作用，调动投资主体积极性，推动风电、光伏发电高质量跃升发展。2021 年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 11%左右，后续逐年提高，确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20%左右。

二、强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制

按照目标导向和责任共担原则，根据“十四五”规划目标，制定发布各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，引导各省级能源主管部门依据本区域非水电可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，积极推动本省（区、市）风电、光伏发电项目建设和跨省区电力交易，确定本省（区、市）完成非水电可再生能源电力最低消纳责任权重所必需的年度新增风电、光伏发电项目并网规模和新增核准（备案）规模，认真组织并统筹衔接做好项目开发建设和储备工作。

三、建立并网多元保障机制

建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制。

各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目，由电网企业实行保障性并网，2021年保障性并网规模不低于9000万千瓦。保障性并网规模可省际置换，通过跨省区电力交易落实非水电消纳责任权重的，经送、受省份协商并会同电网企业签订长期协议后，根据输送（交易）新能源电量相应调减受端省保障性并网规模并调增至送端省。保障性并网项目由各省级能源主管部门通过竞争性配置统一组织。

对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。

四、加快推进存量项目建设

2020年底前已核准且在核准有效期内的风电项目、2019年和2020年平价风电光伏项目、以及竞价光伏项目直接纳入各省（区、市）保障性并网项目范围。各类存量项目应在规定时限内建成投产，对于超出核准（备案）有效期而长期不建的项目，各省级能源主管部门应及时组织清理，对确实不具备建设条件的，应及时予以废止。

各省2021年保障性并网规模主要用于安排存量项目。存量项目不能满足今年非水电最低消纳责任权重要求、保障性并网仍有空间的省（区、市），省级能源主管部门应按剩余保障性并网规模抓紧组织开展竞争性配置，确定2021年并

网的新增项目，加快核准（备案），积极推进建设，确保尽早建成投产。

11.关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知(节选)（国能发新能〔2020〕17号）（国家能源局/2020年3月5日）

附件1 2020年风电项目建设方案

三、积极支持分散式风电项目建设。

鼓励各省（区、市）创新发展方式，积极推动分散式风电参与分布式发电市场化交易试点。各省级能源主管部门和派出机构要协调电网企业简化分散式风电项目并网申请程序，做好并网方案制定和咨询服务，并及时向社会公布配电网可接入容量信息。同时，积极落实项目核准承诺制，建立多部门联动机制，构建“一站式”服务体系，创新项目打包核准等管理模式。有关标准化管理机构要加快研究制定分散式风电设备、并网运行等方面的技术规范，尽快发布相关技术标准。

四、稳妥推进海上风电项目建设。

有关省级能源主管部门要按照《风电发展“十三五”规划》和国家能源局审定批复的海上风电规划目标组织海上风电开发，并网容量、开工规模已超出规划目标的省份暂停2020年海上风电项目竞争性配置和核准工作。对照已公示的2020年底前可建成并网、2020年底前可开工建设、2021年底前可建成并网的三类项目清单，合理把握节奏和时序，有序组织建设。对规划为储备场址的，可做好开发论证，落实建设条件，做好在“十四五”期间有序开发建设的前期准备工作。

12.关于印发《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》的通知（国能发新能[2018]30号）（国家能源局/2018年4月3日）

为加快推进分散式风电发展，完善分散式风电的管理流程和工作机制，根据《可再生能源法》和国家发展改革委《分布式发电管理暂行办法》，我局制定了《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》，现印发你们，请遵照执行。

分散式风电项目开发建设暂行管理办法

第一章 总则

第一条 为推进分散式风电发展，规范分散式风电项目建设管理，根据《中

华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国行政许可法》《中华人民共和国土地管理法》以及《分布式发电管理暂行办法》，制定本办法。

第二条 分散式风电项目是指所产生电力可自用，也可上网且在配电系统平衡调节的风电项目。项目建设应满足以下技术要求：

（一）接入电压等级应为 110 千伏及以下，并在 110 千伏及以下电压等级内消纳，不向 110 千伏的上一级电压等级电网反送电。

（二）35 千伏及以下电压等级接入的分散式风电项目，应充分利用电网现有变电站和配电系统设施，优先以 T 或者 π 接的方式接入电网。

（三）110 千伏（东北地区 66 千伏）电压等级接入的分散式风电项目只能有 1 个并网点，且总容量不应超过 50 兆瓦。

（四）在一个并网点接入的风电容量上限以不影响电网安全运行为前提，统筹考虑各电压等级的接入总容量。

国家关于分布式发电的政策和管理规定均适用于分散式风电项目；110 千伏（东北地区 66 千伏）电压等级接入的分散式风电项目，接入系统设计和按照集中式风电场执行。

第三条 鼓励各类企业及个人作为项目单位，在符合土地利用总体规划的前提下，投资、建设和经营分散式风电项目。鼓励开展商业模式创新，吸引社会资本参与分散式风电项目开发，充分激发市场活力。

第四条 各省级能源主管部门在国务院能源主管部门的组织和指导下，负责本地区分散式风电项目的开发规划、建设管理以及质量和安全监督管理职责。

第二章 规划指导

第五条 地方各级能源主管部门会同国土、环保、规划等部门和相关企业，依据当地土地利用总体规划和风能资源、电网接入、清洁能源消纳能力等开发建设条件，制订当地分散式风电开发建设规划，并依法开展环境影响评价工作，编制规划环境影响报告书，同时结合实际情况及时对规划进行滚动修编。分散式风电开发建设规划应做好与《风电发展“十三五”规划》的衔接，在落实消纳条件和分散式风电技术要求的条件下，严格按照《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》对风电建设规模的相关要求以及我局关于风电预警

管理的相关规定编制，不得随意扩大建设规模。

规划编制可按以下流程开展：1.能源主管部门根据土地、资源等提出规模及布点方案；2.电网企业据此方案，基于电网、负荷，按照电网接入条件约束进行容量和布点的优化；3.能源主管部门公开发布分散式风电规划报告并进行滚动修编。

第六条 全面拓宽应用领域。鼓励分散式风电项目与太阳能、天然气、生物质能、地热能、海洋能等各类能源形式综合开发，提高区域可再生能源利用水平；与生态旅游、美丽乡村、特色小镇等民生改善工程深入结合，促进县域经济发展；与智慧城市、智慧园区、智慧社区等有效融合，为构建未来城市（社区）形态提供能源支撑；与海岛资源开发利用充分结合，促进发展海洋经济、拓宽发展空间。

第七条 各级电网企业应积极配合分散式风电开发建设规划制订工作，提供本地区电网建设规划、潮流、新能源消纳等相关信息，并明确各并网点及其潜在接入容量等数据。鼓励分散式风电等分布式发电建设条件好的市（县）及地区电网企业编制分布式新能源电网接入和消纳的专项规划。

第八条 分散式风电项目开发建设规划应与土地利用、生态保护、乡村发展、电网建设等相关规划有效衔接，并符合城乡规划，避免分散式风电开发建设规划与其他规划冲突。

第三章 项目建设和管理

第九条 各地方要简化分散式风电项目核准流程，建立简便高效规范的核准管理工作机制，鼓励试行项目核准承诺制。地方能源主管部门制订完善的分散式风电项目核准管理工作细则，建立简便高效规范的工作流程，明确项目核准的申报材料、办理流程和办理时限等，并向社会公布。对于试行项目核准承诺制的地区，地方能源主管部门不再审查前置要件，审查方式转变为企业提交相关材料并作出信用承诺，地方能源主管部门审核通过后，即对项目予以核准。

第十条 鼓励各地方政府设立以能源主管部门牵头的“一站式”管理服务窗口，建立国土、环保等多部门高效协调的管理工作机制，并与电网企业有效衔接，建立与电网接入申请、并网调试、电费结算和补贴发放等相结合的分散式风电项目核准等“一站式”服务体系。

第十一条 分散式风电项目开发企业在项目取得土地、规划、环保等职能部

门的支持性文件后，按照地方政府有关规定，向相应的项目核准机关报送项目申请报告。各地相关部门要针对分散式风电项目的特点简化工作流程，降低项目前期成本。

第十二条 开发企业应按照核准文件的要求进行建设。项目核准后两年内不开工建设的，按照《企业投资项目核准和备案管理办法》（国家发展和改革委员会令第2号）处理。项目开工以第一台风电机组基础浇筑为标志。

第十三条 在满足国家环保、安全生产等相关要求的前提下，开发企业可使用本单位自有建设用地（如园区土地），也可租用其他单位建设用地开发分散式风电项目。

分散式风电项目不得占用永久基本农田。对于占用其他类型土地的，应依法办理建设用地审批手续；在原土地所有权人、使用权人同意的情况下，可通过协议等途径取得建设用地使用权。

第十四条 分散式风电项目申请核准时可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”中的一种模式。自发自用部分电量不享受国家可再生能源发展基金补贴，上网电量由电网企业按照当地风电标杆上网电价收购，其中电网企业承担燃煤机组标杆上网电价部分，当地风电标杆上网电价与燃煤机组标杆上网电价差额部分由可再生能源发展基金补贴。对未严格按照技术要求建设的分散式风电项目，国家不予补贴。

第十五条 鼓励开发企业将位于同一县域内的多个电网接入点的风电机组打捆成一个项目统一开展前期工作，办理相关支持性文件，进行项目前期工作和开发建设。

第四章 电网接入

第十六条 通过 110 千伏（东北地区 66 千伏）电压等级接入的分散式风电项目，应满足国家标准 GB/T19963《风电场接入电力系统技术规定》及其他国家/行业相关标准的技术要求；通过 35 千伏及以下电压等级接入的分散式风电项目，应满足国家标准 GB/T33593《分布式电源并网技术要求》及其他国家/行业相关标准的技术要求。

第十七条 电网企业应为纳入专项规划的 35 千伏及以下电压等级的分散式风电项目接入电网提供便利条件，为接入系统工程建设开辟绿色通道。接入公共

电网的分散式风电项目，接入系统工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分散式风电项目，在用户范围内的接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。

第十八条 电网企业应完善 35 千伏及以下电压等级接入分散式风电项目接网和并网运行服务。由地市或县级电网企业设立分散式风电项目“一站式”并网服务窗口，按照简化程序办理电网接入，提供相应并网服务，并及时向社会公布配电网可接入容量信息。

第十九条 35 千伏及以下电压等级接入分散式风电项目办理并网手续的工作流程、办理时限，参照以下要求执行：

（一）地市或县级电网企业客户服务中心为分散式风电项目业主提供并网申请受理服务，向项目业主填写并网申请表提供咨询指导，接受相关支持性文件，不得以政府核准文件、客户有效身份证明之外的材料缺失为由拒绝并网申请。

（二）电网企业为分散式风电项目业主提供接入系统方案制订和咨询服务，并在受理并网申请后 20 个工作日内，由客户服务中心将接入系统方案送达项目业主，经项目业主确认后实施。

（三）分散式风电项目主体工程 and 接入系统工程竣工后，客户服务中心受理项目业主并网调试申请，接收相关材料。

（四）电网企业在受理并网调试申请后，10 个工作日内完成关口电能计量装置安装服务，并与项目业主（或电力用户）签署购售电合同和并网调度协议。合同和协议内容参照有关部门制订的示范文本内容。

（五）电网企业在关口电能计量装置安装完成后，10 个工作日内组织并网调试，调试通过后直接转入并网运行。

（六）电网企业在并网申请受理、接入系统方案制订、合同和协议签署、并网调试全过程服务中，不收取任何费用。

第二十条 电网企业应按规定的并网点及时完成应承担的接网工程，在符合电网运行安全以及网络与信息安全技术要求的前提下，尽可能在用户侧以较低电压等级接入，允许内部多点接入配电系统，避免安装不必要的升压设备。

第二十一条 电网企业应根据分散式风电接入方式、电量使用范围，本着安全、简便、及时、高效的原则做好并网管理，提供相关服务。

第二十二条 分散式风电与电网的产权分界点为风电机组集电线路最靠近电网的最后一台风电机组处，电量计量点原则上尽可能接近产权分界点，在技术条件复杂时可由开发企业与当地电网企业协商确定。电网企业提供的电能计量表应可明确区分项目总发电量、“自发自用”电量和上网电量。

第二十三条 完善分散式风电项目电费结算和补贴拨付。

(一) 电网企业按月（或双方约定）与分散式风电项目单位（含个人）结算电费和转付国家补贴资金，按分散式风电项目优先原则做好补贴资金使用预算和计划，保障国家补贴资金及时足额转付到位。

(二) 电网企业应按照规定配合当地税务部门处理好购买自然人（个人）分散式风电项目电力产品发票开具和税款征收问题。

(三) 电网企业应做好项目电费结算和补贴发放情况的统计，并按要求向国务院能源主管部门及其派出机构、省级能源主管部门报送相关信息。

(四) 分散式风电项目并网调试完成，并具备正式结算条件后，由电网企业按季度按流程向财政部、国家发展改革委、国家能源局申报纳入可再生能源发电补贴目录。

第二十四条 对于接入 10 千伏及以上电压等级电力系统的分散式风电项目，开发企业应确保其安装的风电机组型号通过了相关国家标准、行业标准所规定的测试，并网运行时电能质量和所在公共电网的接入点电压合格。分散式风电应充分利用自身无功电压调节能力，补偿分散式风电接入带来的无功和电能质量控制需求。电网企业根据当地电网运行需要，统一建立覆盖本地区的功率预测预报体系。

第二十五条 分散式风电项目根据其所用的风电机组技术特性运行，在确保电力系统网络与信息安全的前提下，向地市或县级电网调度部门上传运行信息。

第五章 运行管理

第二十六条 分散式风电项目运营主体应当遵守电力业务许可制度，依法开展发电相关业务，并接受国务院能源主管部门及其派出机构的监管。

第二十七条 加强分散式风电项目监测和评价。电网企业应与分散式风电项目建立沟通协调机制，及时掌握分散式风电运行情况。在电网和分散式风电项目检修期间，做好接入点隔离措施。

第二十八条 完善产业技术服务体系。通过市场机制培育分散式风电项目规划设计、工程建设、评估认证、运行维护等环节的专业化服务能力，满足分散式风电项目多元化参与主体的技术需求。

第二十九条 探索新型专业化的运维商业模式。鼓励分散式风电项目应用智能化运行管理技术，实现无人值守的运行模式；鼓励开发企业委托第三方专业机构提供运维服务。

第三十条 完善分散式风电项目机组退役管理。制订风电机组剩余寿命评估标准，在风电机组并网运行达到设计寿命前 1~2 年内，对机组状况、运行条件及剩余寿命等进行综合评估，按照标准要求对机组采取延期服役或拆除处理。

第六章 金融和投资开发模式创新

第三十一条 创新投融资机制。鼓励各类企业、社会机构、农村集体经济组织和个人参与投资分散式风电项目，实现投资主体多元化。

（一）鼓励项目所在地政府建立分散式风电项目融资服务平台，与银行、保险公司等金融机构合作开展金融服务创新，如设立公共担保基金、风险补偿基金等。鼓励项目所在地政府结合民生项目对分散式风电项目提供贷款贴息。

（二）鼓励银行等金融机构，在有效防控风险的前提下，综合考虑社会效益和商业可持续性，积极为分散式风电项目提供金融服务，探索以项目售电收费权和项目资产为质押的贷款机制。

（三）在确保不增加地方政府隐性债务的前提下，鼓励合法合规地采用融资租赁方式为分散式风电项目提供一体化融资租赁服务；鼓励各类基金、保险、信托等与产业资本结合，探索建立分散式风电项目投资基金；鼓励担保机构对中小企业和个人提供建设分散式风电项目的信用担保，支持分散式风电入户、进社区（乡村和工业园区等）。

第三十二条 积极开展商业模式创新。在农民自愿的前提下，可以将征地补偿费和租用农用地费作为资产入股项目，形成集体股权，并量化给农村集体经济组织成员，建立公平、公正、公开的项目收益分配制度，以组、村、乡镇不同层级农村集体经济组织为股权持有者，其成员为集体股权受益主体，推动实现共享发展。鼓励社会资本采取混合所有制、设立基金、组建联合体等多种方式，以 PPP 合作模式参与地方政府主导的分散式风电项目投资建设。

第三十三条 鼓励项目所在地开展分散式风电电力市场化交易试点，允许分散式风电项目向配电网内就近电力用户直接售电，市场化交易范围、交易方式、交易电价、输配电价、交易各主体权利和义务等按照分布式发电市场化交易相关规定执行。

第七章 附则

第三十四条 本办法自颁布之日起实施，有效期5年。

第三十五条 本办法由国家能源局负责解释。

13.关于印发 2018 年能源工作指导意见的通知（节选）（国能发规划[2018]22 号）（国家能源局/2018 年 2 月 26 日）

二、加快能源绿色发展，促进人与自然和谐共生

（一）壮大清洁能源产业

稳步发展风电和太阳能发电。强化风电、光伏发电投资监测预警机制，控制弃风、弃光严重地区新建规模，确保风电、光伏发电弃电量和弃电率实现“双降”。有序建设重点风电基地项目，推动分散式风电、低风速风电、海上风电项目建设。积极推进风电平价上网示范项目建设，研究制定风电平价上网路线图。健全市场机制，继续实施和优化完善光伏领跑者计划，启动光伏发电平价上网示范和实证平台建设工作。稳步推进太阳能热发电示范项目建设。

八、能源重大工程

（一）非化石能源可持续发展工程

风电。稳步推进风电项目建设，年内计划安排新开工建设规模约 2500 万千瓦，新增装机规模约 2000 万千瓦。扎实推进部分地区风电项目前期工作，项目规模约 2000 万千瓦。积极稳妥推动海上风电建设，探索推进上海深远海域海上风电示范工程建设，加快推动分散式风电发展。

14.关于印发 2017 年能源工作指导意见的通知（节选）（国能规划〔2017〕46 号）（国家能源局/2017 年 2 月 10 日）

二、重点任务

（二）推进非化石能源规模化发展

稳步发展风电。优化风电建设开发布局，新增规模重心主要向中东部和南方

地区倾斜。严格控制弃风限电严重地区新增并网项目，发布 2017 年度风电行业预警信息，对弃风率超过 20%的省份暂停安排新建风电规模。有序推动京津冀周边、金沙江河谷和雅砻江河谷风光水互补等风电基地规划建设工作。加快海上风电开发利用。

三、能源重大工程

（一）能源结构调整工程

风电。稳步推进风电项目建设，年内计划安排新开工建设规模 2500 万千瓦，新增装机规模 2000 万千瓦。扎实推进部分地区风电项目前期工作，项目规模 2500 万千瓦。

15.关于印发全国海上风电开发建设方案（2014-2016）的通知（国能新能〔2014〕530 号）（国家能源局/2014 年 12 月 8 日）

为落实风电发展“十二五”规划，做好海上风电发展工作，根据《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》，结合沿海地区风能资源、项目前期工作进展和海上风电价格政策，编制了全国海上风电开发建设方案（2014-2016），现印发你们，并将有关要求通知如下：

一、海上风电是可再生能源发展的重要领域，是推动风电技术进步和产业升级的重要力量，是促进能源结构调整的重要措施。我国海上风能资源丰富，加快海上风电项目建设，对于促进沿海地区治理大气雾霾、调整能源结构和转变经济发展方式具有重要意义。各有关单位要充分认识到做好海上风电工作的重要性，采取有效措施积极推进海上风电项目建设，不断提升产业竞争力，促进海上风电持续健康发展。

二、列入全国海上风电开发建设方案（2014-2016）项目共 44 个，总容量 1053 万千瓦，具体项目见附表。列入开发建设方案的项目视同列入核准计划，应在有效期（2 年）内核准。在有效期内尚未完成核准的项目须说明原因，重新申报纳入开发建设方案。对于今后具备条件需纳入开发建设方案的新项目，待开发建设方案滚动调整时一并纳入。

三、各省（区、市）发展改革委、能源局要加强与海洋、海事、军事等部门沟通协调，简化管理程序，认真落实项目建设条件，督促项目建设单位深化前期

工作，协调解决项目建设面临的矛盾和问题，积极有序推进项目建设，保证项目建设秩序，按风电项目核准权限核准项目建设，做好监督管理。

四、电网企业要积极做好列入海上风电开发建设方案项目的配套电网建设工作，落实电网接入和消纳市场，及时办理并网支持性文件和安排建设资金，加快配套电网送出工程建设，确保海上风电项目与配套电网同步建成投产。

五、开发企业要认真做好海上风电开发建设方案内项目的建设，加大资金投入，制定合理工期，在保证施工安全、工程建设质量和可靠性的前提下，有序推进项目建设，要加强科技攻关，推进技术进步和降低成本，配合相关单位做好技术标准和相关政策研究工作。

六、为合理高效利用海洋资源，有效指导海上风电海域利用，经商国家海洋局，委托国家海洋局海洋咨询中心牵头，会同水电水利规划设计总院等单位研究制定海上风电海域利用管理指导意见，要求在建设、运行期间对相关数据和事项进行监测，请国家海洋局海洋咨询中心提出具体方案和要求，各开发企业做好配合和落实工作。

七、为规范海上风电设备市场秩序，开发企业选用的海上风电机组须经有资质的第三方认证机构的认证，未通过认证的设备不能参加投标。为进一步提升风电机组设计水平和整体性能，现委托中国风能协会牵头，会同水电水利规划设计总院对风电机组的可靠性和基础结构状况等进行监测和对比研究。请中国风能协会提出具体方案和要求，各开发企业做好配合和落实工作。

八、为健全海上风电技术标准和规程规范，指导海上风电开发建设，委托能源行业风电标委会风电规划设计分标委牵头，研究制定《海上风电场工程风电机组基础设计规范》、《海上风电场交流海底电缆选型敷设技术导则》、《海上升压站变电站设计技术导则》、《海上风电场工程施工安装技术规程》和《海上风电场防腐蚀技术规范》等技术标准和规程规范，风电标委会风电规划设计分标委主任委员单位应组织对风电场的建设技术方案进行咨询和审查，对各关键技术节点要组织验收，有关信息要汇总共享。请风电标委会风电规划设计分标委提出具体方案和要求，各开发企业做好配合和落实工作。

九、为开展海上风电成本影响因素和关键环节分析研究，对完善海上风电政策提供依据，委托国家可再生能源中心牵头，会同水电水利规划设计总院开展海

上风电建设成本分析和政策研究工作，请国家可再生能源中心提出具体方案和要求，各开发企业做好配合和落实工作。

十、为及时掌握列入开发建设方案项目的进展情况，各项目单位要定期上报项目的各项进展情况，请国家可再生能源信息管理中心提出信息监测相关要求，各开发企业做好配合和落实工作。

请各有关单位和部门按照上述要求，认真开展相关工作，国家能源局将加强监管，定期开展检查和评估，不断完善海上风电管理和服务体系，促进海上风电产业持续健康发展。

16.关于规范风电设备市场秩序有关要求的通知（国能新能[2014]412号）（国家能源局/2014年9月5日）

近年来，我国风电设备制造产业快速发展，技术水平不断提高，但也出现了市场无序竞争、部分设备技术水平和质量有待提高、地方保护现象严重、市场监管仍需加强以及信息披露不及时等问题。为促进风电设备制造产业持续健康发展，现将规范风电设备市场秩序的有关要求通知如下：

一、加强检测认证确保风电设备质量

风电设备质量是风电产业持续健康发展的重要基础。检测认证制度是保障设备质量的重要措施。目前，我国已经初步建立了风电设备检测认证制度，为促进风电技术进步和保障设备质量，必须更加重视风电设备的检测认证工作。

1、实施风电设备型式认证。接入公共电网（含分布式项目）的新建风力发电项目所采用的风力发电机组及其风轮叶片、齿轮箱、发电机、变流器、控制器和轴承等关键零部件，须按照《GB/Z25458-2010 风力发电机组合格认证规则及程序》进行型式认证，认证工作由国家认证认可主管部门批准的认证机构进行。自发文之日起，各有关单位要认真做好型式认证的准备工作，2015年7月1日起实施。

2、强化型式认证结果的信用。风电开发企业进行设备采购招标时，应明确要求采用通过型式认证的产品。未获得型式认证的机组，不允许参加招标。国家组织的重大专项建设、新产品应用、在特殊地域应用或特殊用途应用的风电设备，可根据需要提出特定认证要求。通过认证的风电设备，任何企业应采用相应的结

果，不得要求重复检测。

3、加强检测认证能力建设。支持依托相关科研院所和重点企业建设风力发电机组关键部件测试实验平台、风电机组传动链测试实验平台、试验风电场等公共技术研发试验平台，积极开展与风电技术先进性和可靠性相关的基础技术研发工作。

二、规范风电设备质量验收工作

质量保证期验收是风电设备质量管理的重要环节，由于缺乏统一的标准、明确的机制和通畅的信息公开渠道，风电机组不能进行正常质量保证期验收的现象较为突出，导致质保金无法顺利结算，加大了风电机组制造企业的生产经营压力，暴露出风电市场机制不健全的问题，为确保风电产业持续健康发展，必须建立规范的风电设备质量验收制度。

1、统一质量保证期验收的技术规范。质量保证期验收暂按国家认证认可监督管理委员会备案的《CNCA/CTS0004-2014 风力发电机组质量保证期验收技术规范》要求进行，国家能源局加紧推进相关技术规范列入国家或行业标准。买卖双方应在合同约定的风力发电机组质量保证期结束前，完成对风力发电机组的验收工作。

2、建立质量保证期验收和争议解决机制。买卖双方可自行组织验收，也可委托具备技术能力的独立第三方机构参与或实施验收工作。验收完成后，如机组各项指标均满足验收大纲要求，则机组通过验收，买方应尽快向卖方支付质量保证金。验收未能全部通过的，可由买卖双方共同协商，视验收结论采取分批出质保的方式，按通过验收的机组台数进行结算和支付质量保证金；对于未能通过验收的机组，双方应形成一致认可的、有限期限的、责任明确的处置方案。

买卖双方对于验收结论存在争议的，任何一方均可委托具备技术能力的独立第三方机构开展验收工作。买卖双方应依据第三方机构出具的验收结论形成验收意见。

3、强化出质保验收信息公开。国家能源局委托行业协会或相关机构定期统计质量保证期验收启动时间、进展情况、完成时间，存在的问题及处理情况、未按时完成的原因等，统计结果经审核后向全社会公布。

三、构建公平、公正、开放的招标采购市场

公平、公正、开放的市场环境是风电设备市场健康发展的重要保障。近年来，风电机组招标采购过程中出现了地方保护主义、排他性的关联交易以及盲目的风电设备制造企业与风电开发企业间的业务渗透和垂直整合，影响了公平、公正和开放的风电设备市场环境。

1、严禁地方政府干预招投标工作。各级地方政府有关部门不得在招标采购活动中以任何形式提出限制和排斥外地企业参与的规定，也不得通过配置风电项目开发资源的方式进行地区封锁和行业垄断。

2、建立规范透明的风电设备市场。不鼓励风电开发企业新建、控股或参股风电设备制造企业；不鼓励风电设备制造企业新建、控股或参股风电开发企业。风电设备采购严格执行《招标投标法》和《招标投标法实施条例》相关规定。

3、充分发挥行业协会自律作用。鼓励相关行业协会牵头起草风电设备采购标准合同，通过行业自律的方式规范采购行为，避免不公平的竞争方式。

四、加强风电设备市场的信息披露和监管

风电设备市场的信息收集、分析和披露是促进风电设备市场健康发展的重要基础工作，对风电设备市场规则进行监管是促进风电设备市场健康发展的有效保障。

1、建立全国风电设备质量信息监测评价体系。国家能源局委托相关技术单位开展全国风电设备质量信息监测和评价，通过对风电场运行设备进行监测，开展风电设备运行质量评价工作，并定期发布风电设备市场的质量相关信息，引导产业健康发展。

2、加强风电设备质量问题分析。风电开发企业和风电设备制造企业应及时通过全国风电设备质量信息监测评价系统上报风电设备质量有关情况。由相关机构组织企业和专家，对行业共性质量问题进行分析，及时发布反事故措施和预警信息。

3、加强风电市场信息披露和市场监管工作。国家能源局进一步加强对风电设备市场行为的监管和政策引导，对违反市场公平原则，扰乱正常市场秩序的行为及时予以纠正，并将相关信息及时向全社会披露。鼓励行业协会及时公布风电设备市场相关信息，引导产业健康发展。

请各有关方面和机构严格按照上述要求，加强协调衔接，推动建立统一开放、

公平诚信、竞争有序的长效市场机制，促进风电产业健康持续发展。

17.关于印发风电开发建设管理暂行办法的通知（国能新能〔2011〕285号）（国家能源局/2011年8月25日）

为加强风电项目管理，规范风电的产业发展和保障并网运行，现将《风电开发建设管理暂行办法》印发你们，请遵照执行。

附：风电开发建设管理暂行办法

第一章 总 则

第一条 为加强风能资源开发管理，规范风电项目建设，促进风电有序健康发展，根据《中华人民共和国行政许可法》、《中华人民共和国可再生能源法》和《企业投资项目核准暂行办法》，制定本办法。

第二条 风电开发建设管理包括风电场工程的建设规划、项目前期工作、项目核准、竣工验收、运行监督等环节的行政组织管理和技术质量管理。

第三条 国务院能源主管部门负责全国风电开发建设管理。各省(区、市)政府能源主管部门在国务院能源主管部门的指导和组织下，按照国家有关规定负责本地区风电开发建设管理。委托国家风电建设技术归口管理单位承担全国风电技术质量管理。

第四条 本办法适用于国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准的所有风电项目。海上风电开发建设还应符合《海上风电开发建设管理暂行办法》(国能新能[2010]29号)的要求。

第二章 建设规划

第五条 风电场工程建设规划是风电场工程项目建设的基本依据，要坚持“统筹规划、有序开发、分步实施、协调发展”的方针，协调好风电开发与环境保护、土地及海域利用、军事设施保护、电网建设及运行的关系。

第六条 国务院能源主管部门负责全国风电场工程建设规划(含百万千瓦级、千万千瓦级风电基地规划)的编制和实施工作，在进行风能资源评价、风电市场消纳、土地及海域使用、环境保护等建设条件论证的基础上，确定全国风电建设规模和区域布局。

第七条 省级政府能源主管部门根据全国风电场工程建设规划要求，在落实

项目风能资源、项目场址和电网接入等条件的基础上，综合项目的经济效益和社会效益，按照有关技术规范要求组织编制本地区的风电场工程建设规划与年度开发计划，报国务院能源主管部门备案，并抄送国家风电建设技术归口管理单位。

第八条 风电建设技术归口管理单位综合考虑风能资源、能源需求和技术进步等因素，负责对各省(区、市)风电场工程建设规划与年度开发计划进行技术经济评价。

第九条 国务院能源主管部门依法对地方规划进行备案管理，各省(区、市)风电场工程年度开发计划内的项目经国务院能源主管部门备案后，方可享受国家可再生能源发展基金的电价补贴。

第十条 各电网企业依据国务院能源主管部门备案的各省(区、市)风电场工程建设规划、年度开发计划，落实风电场工程配套电力送出工程。

第三章 项目前期工作

第十一条 项目前期工作包括选址测风、风能资源评价、建设条件论证、项目开发申请、可行性和项目核准前的各项准备工作。

企业开展测风要向县级以上政府能源主管部门提出申请，按照气象观测管理要求开展相关工作。

第十二条 风电项目开发企业开展前期工作之前应向省级以上政府能源主管部门提出开展风电场项目开发前期工作的申请。按照项目核准权限划分，5万千瓦及以上项目开发前期工作申请由省级政府能源主管部门受理后，上报国务院能源主管部门批复。

第十三条 省级政府能源主管部门提出的年度开发计划，应包括建设总规模和各项目的开发申请报告，国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准的项目均应包括在内。项目的开发申请报告应在预可行性研究阶段工作成果的基础上编制，包括以下内容：

(一) 风电场风能资源测量与评估成果、风电场地形图测量成果、工程地质勘察成果及工程建设条件；

(二) 项目建设必要性，初步确定开发任务、工程规模、设计方案和电网接入条件；

(三) 初拟建设用地或用海的类别、范围，环境影响初步评价；

(四) 初步的项目经济和社会效益分析；

国务院能源主管部门对满足上述要求的项目予以备案。

第十四条 为促进风电技术进步，国务院能源主管部门可根据需要选择特定开发区域及项目，组织省级政府能源主管部门采取特许权招标方式确定项目投资开发主体及项目关键设备。也可对已明确投资开发主体的大型风电基地的项目提出统一的技术条件，会同项目所在地省级政府能源主管部门指导项目单位对关键设备集中招标采购。

第四章 项目核准

第十五条 为做好地方规划及项目建设与国家规划衔接，根据项目核准管理权限，省级政府投资主管部门核准的风电场工程项目，须按照报国务院能源主管部门备案后的风电场工程建设规划和年度开发计划进行。

第十六条 风电场工程项目按照国务院规定的项目核准管理权限，分别由国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准。

由国务院投资主管部门核准的风电场工程项目，经所在地省级政府能源主管部门对项目申请报告初审后，按项目核准程序，上报国务院投资主管部门核准。项目单位属于中央企业的，所属集团公司需同时向国务院投资主管部门报送项目核准申请。

第十七条 项目单位应遵循节约、集约和合理利用土地资源的原则，按照有关法律法规与技术规定要求落实建设方案和建设条件，编写项目申请报告，办理项目核准所需的支持性文件。

第十八条 风电场工程项目申请报告应达到可行性研究的深度，并附有下列文件：

(一) 项目列入全国或所在省(区、市)风电场工程建设规划及年度开发计划的依据文件；

(二) 项目开发前期工作批复文件，或项目特许权协议，或特许权项目中标通知书；

(三) 项目可行性研究报告及其技术审查意见；

(四) 土地管理部门出具的关于项目用地预审意见；

- (五) 环境保护管理部门出具的环境影响评价批复意见；
- (六) 安全生产监督管理部门出具的风电场工程安全预评价报告备案函；
- (七) 电网企业出具的关于风电场接入电网运行的意见，或省级以上政府能源主管部门关于项目接入电网的协调意见。
- (八) 金融机构同意给予项目融资贷款的文件；
- (九) 根据有关法律法规应提交的其它文件。

第十九条 风电场工程项目须经过核准后方可开工建设。项目核准后 2 年内不开工建设的，项目原核准机构可按照规定收回项目。风电场工程开工以第一台风电机组基础施工为标志。

第五章 竣工验收与运行监督

第二十条 项目所在省级政府能源主管部门负责指导和监督项目竣工验收，协调和督促电网企业完成电网接入配套设施建设并与项目单位签订并网调度协议和购售电合同。项目单位完成土建施工、设备安装和配套电力送出设施，办理好各专项验收，待电网企业建成电力送出配套电网设施后，制定整体工程竣工验收方案，报项目所在地省级政府能源主管部门备案。项目单位和电网企业按有关技术规定和备案的验收方案进行竣工验收，将结果报告省级政府能源主管部门，省级政府能源主管部门审核后报国务院能源主管部门备案。

第二十一条 电网企业配合进行项目并网运行调试，按照相关技术规定进行项目电力送出工程和并网运行的竣工验收。完成竣工验收后将结果报告省级政府能源主管部门，省级政府能源主管部门审核后报国务院能源主管部门备案。

第二十二条 项目单位应根据电网调度和信息管理要求，向电网调度机构及可再生能源信息管理机构传送和报告运行信息。未经批准，项目运行实时数据不得向境外传送，项目控制系统不能与公共互联网直接联接。项目单位长期保留的测风塔、机组附带的测风仪的使用要符合气象观测管理的有关要求。

第二十三条 项目投产 1 年后，国务院能源主管部门可组织有规定资质的单位，根据相关技术规定对项目建设和运行情况进行后评估，3 个月内完成评估报告，评估结果作为项目单位参与后续风电项目开发的依据。项目单位应按照评估报告对项目设施和运行管理进行必要的改进。

第二十四条 多个风电场工程在同一地域同期建设，可由项目所在地省级政

府能源主管部门组织有关单位统一协调办理电网接入、建设用地或用海预审、环境影响评价、安全预评价等手续。

第二十五条 风电项目单位应按照国务院能源主管部门及国家可再生能源信息管理机构的要求，报告风电场工程相关运行信息。如发生火灾、风电机组严重损毁以及其他停产 7 天以上事故，或风电机组部件发生批量质量问题，应在第一时间向国务院能源主管部门及省级政府能源主管部门报告。

第六章 违规责任

第二十六条 风电场工程未按规定程序和条件获得核准擅自开工建设，不能享受国家可再生能源发展基金的电价补贴，电网企业不予接受其并网运行。

第二十七条 对于违规擅自开工建设的项目，一经发现，省级以上政府能源主管部门将责令其停止建设，并依法追究有关责任人的法律和行政责任。

第二十八条 通过国家特许权招标方式获得投资开发主体资格的项目单位发生违约，项目单位承担特许权协议规定的相关责任；情节严重的，按照招投标法规定，自违约时间起 3 年内取消其参与同类项目投标资格，并予以公告。参加国家特许权项目招标或设备集中招标的设备制造企业违反招标约定，自违约发生时间起 3 年内该企业不得参与同类项目投标。

第二十九条 风电场发生火灾、风电机组严重损毁以及其他停产 7 天以上事故，或风电机组部件发生批量质量问题，超过 7 天未以任何方式报告情况，或未按规定向国家可再生能源信息管理机构提交有关信息的，省级以上政府能源主管部门将责令其改正，并依法追究有关责任人的法律和行政责任。

第七章 附 则

第三十条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十一条 本办法由国家能源局发布，自发布之日起施行。

三、高效光电光热

（一）党中央、国务院文件

1.2030年前碳达峰行动方案（节选）（国发〔2021〕23号）

（国务院/2021年10月24日）

……三、重点任务

……（一）能源绿色低碳转型行动。

……2. 大力发展新能源。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。加快智能光伏产业创新升级和特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。因地制宜发展生物质发电、生物质能清洁供暖和生物天然气。探索深化地热能以及波浪能、潮流能、温差能等海洋新能源开发利用。进一步完善可再生能源电力消纳保障机制。到2030年，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。

3. 因地制宜开发水电。积极推进水电基地建设，推动金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游、黄河上游等已纳入规划、符合生态保护要求的水电项目开工建设，推进雅鲁藏布江下游水电开发，推动小水电绿色发展。推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。统筹水电开发和生态保护，探索建立水能资源开发生态保护补偿机制。“十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机容量4000万千瓦左右，西南地区以水电为主的可再生能源体系基本建立。……

……（二）节能降碳增效行动。

……4. 加强新型基础设施节能降碳。优化新型基础设施空间布局，统筹谋划、科学配置数据中心等新型基础设施，避免低水平重复建设。优化新型基础设施用能结构，采用直流供电、分布式储能、“光伏+储能”等模式，探索多样化能源供应，提高非化石能源消费比重。对标国际先进水平，加快完善通信、运算、存储、传输等设备能效标准，提升准入门槛，淘汰落后设备和技术。加强新型基础设施用能管理，将年综合能耗超过1万吨标准煤的数据中心全部纳入重点用能

单位能耗在线监测系统，开展能源计量审查。推动既有设施绿色升级改造，积极推广使用高效制冷、先进通风、余热利用、智能化用能控制等技术，提高设施能效水平。……

……（三）工业领域碳达峰行动。

……3. 推动有色金属行业碳达峰。巩固化解电解铝过剩产能成果，严格执行产能置换，严控新增产能。推进清洁能源替代，提高水电、风电、太阳能发电等应用比重。加快再生有色金属产业发展，完善废弃有色金属资源回收、分选和加工网络，提高再生有色金属产量。加快推广应用先进适用绿色低碳技术，提升有色金属生产过程余热回收水平，推动单位产品能耗持续下降。

4. 推动建材行业碳达峰。加强产能置换监管，加快低效产能退出，严禁新增水泥熟料、平板玻璃产能，引导建材行业向轻型化、集约化、制品化转型。推动水泥错峰生产常态化，合理缩短水泥熟料装置运转时间。因地制宜利用风能、太阳能等可再生能源，逐步提高电力、天然气应用比重。鼓励建材企业使用粉煤灰、工业废渣、尾矿渣等作为原料或水泥混合材。加快推进绿色建材产品认证和应用推广，加强新型胶凝材料、低碳混凝土、木竹建材等低碳建材产品研发应用。推广节能技术设备，开展能源管理体系建设，实现节能增效。

……（四）城乡建设碳达峰行动。

3. 加快优化建筑用能结构。深化可再生能源建筑应用，推广光伏发电与建筑一体化应用。积极推动严寒、寒冷地区清洁取暖，推进热电联产集中供暖，加快工业余热供暖规模化应用，积极稳妥开展核能供热示范，因地制宜推行热泵、生物质能、地热能、太阳能等清洁低碳供暖。引导夏热冬冷地区科学取暖，因地制宜采用清洁高效取暖方式。提高建筑终端电气化水平，建设集光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的“光储直柔”建筑。到2025年，城镇建筑可再生能源替代率达到8%，新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到50%。

4. 推进农村建设和用能低碳转型。推进绿色农房建设，加快农房节能改造。持续推进农村地区清洁取暖，因地制宜选择适宜取暖方式。发展节能低碳农业大棚。推广节能环保灶具、电动农用车辆、节能环保农机和渔船。加快生物质能、太阳能等可再生能源在农业生产和农村生活中的应用。加强农村电网建设，提升农村用能电气化水平。

..... (六) 循环经济助力降碳行动。

3. 健全资源循环利用体系。完善废旧物资回收网络，推行“互联网+”回收模式，实现再生资源应收尽收。加强再生资源综合利用行业规范管理，促进产业集聚发展。高水平建设现代化“城市矿产”基地，推动再生资源规范化、规模化、清洁化利用。推进退役动力电池、光伏组件、风电机组叶片等新兴产业废物循环利用。促进汽车零部件、工程机械、文办设备等再制造产业高质量发展。加强资源再生产品和再制造产品推广应用。到 2025 年，废钢铁、废铜、废铝、废铅、废锌、废纸、废塑料、废橡胶、废玻璃等 9 种主要再生资源循环利用量达到 4.5 亿吨，到 2030 年达到 5.1 亿吨。

..... (七) 绿色低碳科技创新行动。

4. 加快先进适用技术研发和推广应用。集中力量开展复杂大电网安全稳定运行和控制、大容量风电、高效光伏、大功率液化天然气发动机、大容量储能、低成本可再生能源制氢、低成本二氧化碳捕集利用与封存等技术创新，加快碳纤维、气凝胶、特种钢材等基础材料研发，补齐关键零部件、元器件、软件等短板。推广先进成熟绿色低碳技术，开展示范应用。建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目。推进熔盐储能供热和发电示范应用。加快氢能技术研发和示范应用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。

(八) 碳汇能力巩固提升行动。

4. 推进农业农村减排固碳。大力发展绿色低碳循环农业，推进农光互补、“光伏+设施农业”、“海上风电+海洋牧场”等低碳农业模式。研发应用增汇型农业技术。开展耕地质量提升行动，实施国家黑土地保护工程，提升土壤有机碳储量。合理控制化肥、农药、地膜使用量，实施化肥农药减量替代计划，加强农作物秸秆综合利用和畜禽粪污资源化利用。

2.关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见（节选）（中共中央、国务院/2021 年 9 月 22 日）

二、主要目标

到 2025 年，绿色低碳循环发展的经济体系初步形成，重点行业能源利用效率大幅提升。单位国内生产总值能耗比 2020 年下降 13.5%；单位国内生产总值

二氧化碳排放比 2020 年下降 18%；非化石能源消费比重达到 20%左右；森林覆盖率达到 24.1%，森林蓄积量达到 180 亿立方米，为实现碳达峰、碳中和奠定坚实基础。

到 2030 年，经济社会发展全面绿色转型取得显著成效，重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平。单位国内生产总值能耗大幅下降；单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 65%以上；非化石能源消费比重达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上；森林覆盖率达到 25%左右，森林蓄积量达到 190 亿立方米，二氧化碳排放量达到峰值并实现稳中有降。

到 2060 年，绿色低碳循环发展的经济体系和清洁低碳安全高效的能源体系全面建立，能源利用效率达到国际先进水平，非化石能源消费比重达到 80%以上，碳中和目标顺利实现，生态文明建设取得丰硕成果，开创人与自然和谐共生新境界。……

……（十二）**积极发展非化石能源**。实施可再生能源替代行动，大力发展风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等，不断提高非化石能源消费比重。坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用。因地制宜开发水能。积极安全有序发展核电。合理利用生物质能。加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用。统筹推进氢能“制储输用”全链条发展。构建以新能源为主体的新型电力系统，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力。

……（十九）**加快优化建筑用能结构**。深化可再生能源建筑应用，加快推动建筑用能电气化和低碳化。开展建筑屋顶光伏行动，大幅提高建筑采暖、生活热水、炊事等电气化普及率。在北方城镇加快推进热电联产集中供暖，加快工业余热供暖规模化发展，积极稳妥推进核电余热供暖，因地制宜推进热泵、燃气、生物质能、地热能等清洁低碳供暖。……

……（二十）**强化基础研究和前沿技术布局**。制定科技支撑碳达峰、碳中和行动方案，编制碳中和技术发展路线图。采用“揭榜挂帅”机制，开展低碳零碳负碳和储能新材料、新技术、新装备攻关。加强气候变化成因及影响、生态系统碳汇等基础理论和方法研究。推进高效率太阳能电池、可再生能源制氢、可控核聚变、零碳工业流程再造等低碳前沿技术攻关。培育一批节能降碳和新能源技术

产品研发国家重点实验室、国家技术创新中心、重大科技创新平台。建设碳达峰、碳中和人才体系，鼓励高等学校增设碳达峰、碳中和相关学科专业。

（二十一）加快先进适用技术研发和推广。深入研究支撑风电、太阳能发电大规模友好并网的智能电网技术。加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用。加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用。推广园区能源梯级利用等节能低碳技术。推动气凝胶等新型材料研发应用。推进规模化碳捕集利用与封存技术研发、示范和产业化应用。建立完善绿色低碳技术评估、交易体系和科技创新服务平台。

3.转发国家发展改革委、国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知（节选）（国办函〔2022〕39号）

（国务院办公厅/2022年5月14日）

关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案

（国家发展改革委、国家能源局）

近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显著，装机规模稳居全球首位，发电量占比稳步提升，成本快速下降，已基本进入平价无补贴发展的新阶段。同时，新能源开发利用仍存在电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等制约因素。要实现到2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，必须坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划，更好发挥新能源在能源保供增供方面的作用，助力扎实做好碳达峰、碳中和工作。按照党中央、国务院决策部署，现就促进新时代新能源高质量发展制定如下实施方案。

一、创新新能源开发利用模式

（一）加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。按照推动煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。

（二）促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展。鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。统筹农村能源革命与农村集体经济发展，培育农村能源合作社等新型市场主体，鼓励村集体依法利用存量集体土地通过作价入股、收益共享等机制，参与新能源项目开发。鼓励金融机构为农民投资新能源项目提供创新产品和服务。

（三）推动新能源在工业和建筑领域应用。在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑深度融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到 2025 年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到 50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

四、支持引导新能源产业健康有序发展

（十二）推进科技创新与产业升级。建立产学研一体化平台，建设国家级新能源实验室和研发平台，加大基础理论研究投入，超前布局前沿技术和颠覆性技术。推行“揭榜挂帅”、“赛马”等机制，推动企业、科研院所、高校等针对新能源占比逐渐提高的电力系统安全稳定可靠等问题开展系统性研究，提出解决方案。加大对产业智能制造和数字化升级的支持力度。编制实施智能光伏产业发展行动计划，提升产品全周期智能化、信息化水平。推进高效太阳能电池、先进风电设备等关键技术突破，加快推动关键基础材料、设备、零部件等技术升级。推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术和相关新产业链发展，实现全生命周期闭环式绿色发展。

（十三）保障产业链供应链安全。出台推动能源电子产业发展的指导意见，加快电子信息技术与新能源产业融合创新。推动强链补链，依照新能源产业链分工对供应链上下游实施科学统筹管理。增加扩产项目信息透明度，增强设备、材料企业对产业供需变化的响应能力，防控价格异常波动，增强新能源产业链供应链韧性。指导地方政府做好新能源产业规划，落实光伏产业规范条件。优化新能源产业知识产权保护环境，加大侵权惩罚力度。规范新能源产业发展秩序，遏制

低水平项目盲目发展，及时纠正违反公平竞争的做法，破除地方保护主义，优化新能源企业兼并重组市场环境和审批流程。

（十四）提高新能源产业国际化水平。加强新能源产业知识产权国际合作，推动计量、检测和试验研究能力达到世界先进水平，积极参与风电、光伏、海洋能、氢能、储能、智慧能源及电动汽车等领域国际标准、合格评定程序的制定和修订，提高计量和合格评定结果互认水平，提升我国标准和检测认证机构的国际认可度和影响力。

五、保障新能源发展合理空间需求

（十五）完善新能源项目用地管制规则。建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同机制。在符合国土空间规划和用途管制要求基础上，充分利用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，布局建设大型风光电基地。将新能源项目的空间信息按规定纳入国土空间规划“一张图”，严格落实生态环境分区管控要求，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草。地方政府要严格依法征收土地使用税费，不得超出法律规定征收费用。

（十六）提高国土空间资源利用效率。新建新能源项目要严格执行土地使用标准，不得突破标准控制，鼓励推广应用节地技术和节地模式，用地节约集约化程度必须达到国内同行业先进水平。优化调整近岸风电场布局，鼓励发展深远海风电项目；规范设置登陆电缆管廊，最大程度减少对岸线的占用和影响。鼓励“风光渔”融合发展，切实提高风电、光伏发电项目海域资源利用效率。

六、充分发挥新能源的生态环境保护效益

（十七）大力推广生态修复类新能源项目。坚持生态优先，科学评价新能源项目生态环境影响和效益，研究出台光伏治沙等生态修复类新能源项目设计、施工、运维等标准规范，支持在石漠化、荒漠化土地以及采煤沉陷区等矿区开展具有生态环境保护和修复效益的新能源项目。

（十八）助力农村人居环境整治提升。因地制宜推动生物质能、地热能、太阳能供暖，在保障能源安全稳定供应基础上有序开展新能源替代散煤行动，促进农村清洁取暖、农业清洁生产。深入推进秸秆综合利用和畜禽粪污资源化利用。制定符合生物质燃烧特性的专用设备技术标准，推广利用生物质成型燃料。

4.新时代的中国能源发展白皮书（节选）（国务院新闻办公

室/2020年12月21日)

四、建设多元清洁的能源供应体系

(一) 优先发展非化石能源

推动太阳能多元化利用。按照技术进步、成本降低、扩大市场、完善体系的原则，全面推进太阳能多方式、多元化利用。统筹光伏发电的布局与市场消纳，集中式与分布式并举开展光伏发电建设，实施光伏发电“领跑者”计划，采用市场竞争方式配置项目，加快推动光伏发电技术进步和成本降低，光伏产业已成为具有国际竞争力的优势产业。完善光伏发电分布式应用的电网接入等服务机制，推动光伏与农业、养殖、治沙等综合发展，形成多元化光伏发电发展模式。通过示范项目建设推进太阳能热发电产业化发展，为相关产业链的发展提供市场支撑。推动太阳能热利用不断拓展市场领域和利用方式，在工业、商业、公共服务等领域推广集中热水工程，开展太阳能供暖试点。

五、发挥科技创新第一动力作用

(三) 开展能源重大领域协同科技创新

实施重大科技项目和工程，实现能源领域关键技术跨越式发展。聚焦国家重大战略产业化目标，实施油气科技重大专项，重点突破油气地质新理论与高效勘探开发关键技术，开展页岩油、页岩气、天然气水合物等非常规资源经济高效开发技术攻关。实施核电科技重大专项，围绕三代压水堆和四代高温气冷堆技术，开展关键核心技术攻关，持续推进核电自主创新。面向重大共性关键技术，部署开展新能源汽车、智能电网技术与装备、煤矿智能化开采技术与装备、煤炭清洁高效利用与新型节能技术、可再生能源与氢能技术等方面研究。面向国家重大战略任务，重点部署能源高效洁净利用与转化的物理化学基础研究，推动以基础研究带动应用技术突破。

专栏 8 重大能源技术装备取得新突破

可再生能源技术装备。掌握水能、风能、太阳能等能源系统关键技术。大型水电机组成套设计制造能力世界领先。风电、光伏发电全产业链技术快速迭代,成本大幅下降,形成一批世界级龙头企业。生物质能、地热能、海洋能等技术取得长足进步。

电网技术装备。全面掌握特高压输变电技术,柔性直流、多端直流等先进电网技术开展示范应用,智能电网、大电网控制等技术取得显著进步,输变电技术装备处于国际领先水平。

核电技术装备。掌握百万千瓦级压水堆核电站设计和建造技术。自主研发三代核电技术装备达到世界先进水平。具有自主知识产权的首个“华龙一号”示范工程——福清5号核电机组取得重要进展。“国和一号”(CAP1400)示范工程和高温气冷堆示范工程建设稳步推进,快堆、小型堆等多项前沿技术研究取得突破。

油气勘探开发技术装备。形成先进的低渗透和稠油油田开采技术,实现特大型超深高含硫气田安全高效开发技术等工业化应用,开发了超高破裂压力地层压裂技术,海洋深水勘探开发关键技术与装备取得重大进展,自主研发了以“海洋石油981”为代表的3000米深水半潜式钻井平台。自主研发“蓝鲸1号”“蓝鲸2号”,助力海域天然气水合物开采技术获得突破。

清洁高效煤电技术装备。具备超超临界煤电机组自主研发和制造能力,发电煤耗下降至256克标准煤/千瓦时。燃煤发电空冷、二次再热、循环流化床、超低排放等技术领域处于世界领先水平。建成10万吨级碳捕集利用和封存示范装备。

煤炭安全绿色智能开发利用技术装备。煤炭安全绿色开采技术达到国际先进水平,煤炭生产实现向自动化、机械化、智能化转变。形成具有自主知识产权的煤制油气等煤炭深加工成套工艺技术。

(四) 依托重大能源工程提升能源技术装备水平

在全球能源绿色低碳转型发展趋势下,加快传统能源技术装备升级换代,加强新兴能源技术装备自主创新,清洁低碳能源技术水平显著提升。依托重大装备制造和重大示范工程,推动关键能源装备技术攻关、试验示范和推广应用。完善能源装备计量、标准、检测和认证体系,提高重大能源装备研发、设计、制造和成套能力。围绕能源安全供应、清洁能源发展和化石能源清洁高效利用三大方向,着力突破能源装备制造关键技术、材料和零部件等瓶颈,推动全产业链技术创新。

开展先进能源技术装备的重大能源示范工程建设，提升煤炭清洁智能采掘洗选、深水和非常规油气勘探开发、油气储运和输送、清洁高效燃煤发电、先进核电、可再生能源发电、燃气轮机、储能、先进电网、煤炭深加工等领域装备的技术水平。

（五）支持新技术新模式新业态发展

当前，世界正处在新科技革命和产业革命交汇点，新技术突破加速带动产业变革，促进能源新模式新业态不断涌现。大力推动能源技术与现代信息、材料和先进制造技术深度融合，依托“互联网+”智慧能源建设，探索能源生产和消费新模式。加快智能光伏创新升级，推动光伏发电与农业、渔业、牧业、建筑等融合发展，拓展光伏发电互补应用新空间，形成广泛开发利用新能源的新模式。加速发展绿氢制取、储运和应用等氢能产业链技术装备，促进氢能燃料电池技术链、氢燃料电池汽车产业链发展。支持能源各环节各场景储能应用，着力推进储能与可再生能源互补发展。支持新能源微电网建设，形成发储用一体化局域清洁供能系统。推动综合能源服务新模式，实现终端能源多能互补、协同高效。在试点示范项目引领和带动下，各类能源新技术、新模式、新业态持续涌现，形成能源创新发展的“聚变效应”。

5.关于进一步深化电力体制改革的若干意见（节选）（中发〔2015〕9号）（中共中央、国务院/2015年3月15日）

……同时，电力行业发展还面临一些亟需通过改革解决的问题，主要有：一是市场交易机制缺失，资源利用效率不高。售电侧有效竞争机制尚未建立，发电企业和用户之间市场交易有限，市场配置资源的决定性作用难以发挥。节能高效环保机组不能充分利用，弃水、弃风、弃光现象时有发生，个别地区窝电和缺电并存。……

四是发展机制不健全，新能源和可再生能源开发利用面临困难。光伏发电等新能源产业设备制造产能和建设、运营、消费需求不匹配，没有形成研发、生产、利用相互促进的良性循环，可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，新能源和可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决。……

23.全面放开用户侧分布式电源市场。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网络和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。……

6.关于印发能源发展战略行动计划（2014-2020年）的通知 （节选）（国办发〔2014〕31号）（国务院办公厅/2014年6月 7日）

……**3.绿色低碳战略。**着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向。坚持发展非化石能源与化石能源高效清洁利用并举，逐步降低煤炭消费比重，提高天然气消费比重，大幅增加风电、太阳能、地热能等可再生能源和核电消费比重，形成与我国国情相适应、科学合理的能源消费结构，大幅减少能源消费排放，促进生态文明建设。到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气比重达到10%以上，煤炭消费比重控制在62%以内。……

3.推动城乡用能方式变革。

按照城乡发展一体化和新型城镇化的总体要求，坚持集中与分散供能相结合，因地制宜建设城乡供能设施，推进城乡用能方式转变，提高城乡用能水平和效率。

实施新城镇、新能源、新生活行动计划。科学编制城镇规划，优化城镇空间布局，推动信息化、低碳化与城镇化的深度融合，建设低碳智能城镇。制定城镇综合能源规划，大力发展分布式能源，科学发展热电联产，鼓励有条件的地区发展热电冷联供，发展风能、太阳能、生物质能、地热能供暖。……

加快发展太阳能发电。有序推进光伏基地建设，同步做好就地消纳利用和集中送出通道建设。加快建设分布式光伏发电应用示范区，稳步实施太阳能热发电示范工程。加强太阳能发电并网服务。鼓励大型公共建筑及公用设施、工业园区等建设屋顶分布式光伏发电。到2020年，光伏装机达到1亿千瓦左右，光伏发电与电网销售电价相当。……

（五）推进能源科技创新。

按照创新机制、夯实基础、超前部署、重点跨越的原则，加强科技自主创新，鼓励引进消化吸收再创新，打造能源科技创新升级版，建设能源科技强国。

1.明确能源科技创新战略方向和重点。

抓住能源绿色、低碳、智能发展的战略方向，围绕保障安全、优化结构和节能减排等长期目标，确立非常规油气及深海油气勘探开发、煤炭清洁高效利用、分布式能源、智能电网、新一代核电、先进可再生能源、节能节水、储能、基础材料等9个重点创新领域，明确页岩气、煤层气、页岩油、深海油气、煤炭深加工、高参数节能环保燃煤发电、整体煤气化联合循环发电、燃气轮机、现代电网、先进核电、光伏、太阳能热发电、风电、生物燃料、地热能利用、海洋能发电、天然气水合物、大容量储能、氢能与燃料电池、能源基础材料等20个重点创新方向，相应开展页岩气、煤层气、深水油气开发等重大示范工程。……

7.关于促进光伏产业健康发展的若干意见（国发〔2013〕24号）（国务院/2013年7月4日）

发展光伏产业对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设具有重要意义。为规范和促进光伏产业健康发展，现提出以下意见：

一、充分认识促进光伏产业健康发展的重要性

近年来，我国光伏产业快速发展，光伏电池制造产业规模迅速扩大，市场占有率位居世界前列，光伏电池制造达到世界先进水平，多晶硅冶炼技术日趋成熟，形成了包括硅材料及硅片、光伏电池及组件、逆变器及控制设备的完整制造产业体系。光伏发电国内应用市场逐步扩大，发电成本显著降低，市场竞争力明显提高。

当前，在全球光伏市场需求增速减缓、产品出口阻力增大、光伏产业发展不协调等多重因素作用下，我国光伏企业普遍经营困难。同时，我国光伏产业存在产能严重过剩、市场无序竞争，产品市场过度依赖外需、国内应用市场开发不足，技术创新能力不强、关键技术装备和材料发展缓慢，财政资金支持需要加强、补贴机制有待完善，行业管理比较薄弱、应用市场环境亟待改善等突出问题，光伏产业发展面临严峻形势。

光伏产业是全球能源科技和产业的重要发展方向，是具有巨大发展潜力的朝阳产业，也是我国具有国际竞争优势的战略性新兴产业。我国光伏产业当前遇到的问题和困难，既是对产业发展的挑战，也是促进产业调整升级的契机，特别是光伏发电成本大幅下降，为扩大国内市场提供了有利条件。要坚定信心，抓住机遇，开拓创新，毫不动摇地推进光伏产业持续健康发展。

二、总体要求

（一）指导思想。

深入贯彻党的十八大精神，以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导，创新体制机制，完善支持政策，通过市场机制激发国内市场有效需求，努力巩固国际市场；健全标准体系，规范产业发展秩序，着力推进产业重组和转型升级；完善市场机制，加快技术进步，着力提高光伏产业发展质量和效益，为提升经济发展活力和竞争力作出贡献。

（二）基本原则。

远近结合，标本兼治。在扩大光伏发电应用的同时，控制光伏制造总产能，加快淘汰落后产能，着力推进产业结构调整和技术进步。

统筹兼顾，综合施策。统筹考虑国内外市场需求、产业供需平衡、上下游协调等因素，采取综合措施解决产业发展面临的突出问题。

市场为主，重点扶持。发挥市场机制在推动光伏产业结构调整、优胜劣汰、优化布局以及开发利用方面的基础性作用。对不同光伏企业实行区别对待，重点支持技术水平高、市场竞争力强的骨干优势企业发展，淘汰劣质企业。

协调配合，形成合力。加强政策的协调配合和行业自律，支持地方创新发展方式，调动地方、企业和消费者的积极性，共同推动光伏产业发展。

（三）发展目标。

把扩大国内市场、提高技术水平、加快产业转型升级作为促进光伏产业持续健康发展的根本出路和基本立足点，建立适应国内市场的光伏产品生产、销售和服务体系，形成有利于产业持续健康发展的法规、政策、标准体系和市场环境。2013—2015年，年均新增光伏发电装机容量1000万千瓦左右，到2015年总装机容量达到3500万千瓦以上。加快企业兼并重组，淘汰产品质量差、技术落后的生产企业，培育一批具有较强技术研发能力和市场竞争力的龙头企业。加快技

术创新和产业升级，提高多晶硅等原材料自给能力和光伏电池制造技术水平，显著降低光伏发电成本，提高光伏产业竞争力。保持光伏产品在国际市场的合理份额，对外贸易和投融资合作取得新进展。

三、积极开拓光伏应用市场

（一）大力开拓分布式光伏发电市场。鼓励各类电力用户按照“自发自用，余量上网，电网调节”的方式建设分布式光伏发电系统。优先支持在用电价格较高的工商业企业、工业园区建设规模化的分布式光伏发电系统。支持在学校、医院、党政机关、事业单位、居民社区建筑和构筑物等推广小型分布式光伏发电系统。在城镇化发展过程中充分利用太阳能，结合建筑节能加强光伏发电应用，推进光伏建筑一体化建设，在新农村建设中支持光伏发电应用。依托新能源示范城市、绿色能源示范县、可再生能源建筑应用示范市（县），扩大分布式光伏发电应用，建设 100 个分布式光伏发电规模化应用示范区、1000 个光伏发电应用示范小镇及示范村。开展适合分布式光伏发电运行特点和规模化应用的新能源智能微电网试点、示范项目建设，探索相应的电力管理体制和运行机制，形成适应分布式光伏发电发展的建设、运行和消费新体系。支持偏远地区及海岛利用光伏发电解决无电和缺电问题。鼓励在城市路灯照明、城市景观以及通讯基站、交通信号灯等领域推广分布式光伏电源。

（二）有序推进光伏电站建设。按照“合理布局、就近接入、当地消纳、有序推进”的总体思路，根据当地电力市场发展和能源结构调整需要，在落实市场消纳条件的前提下，有序推进各种类型的光伏电站建设。鼓励利用既有电网设施按多能互补方式建设光伏电站。协调光伏电站与配套电网规划和建设，保证光伏电站发电及时并网和高效利用。

（三）巩固和拓展国际市场。积极妥善应对国际贸易摩擦，推动建立公平合理的国际贸易秩序。加强对话协商，推动全球产业合作，规范光伏产品进出口秩序。鼓励光伏企业创新国际贸易方式，优化制造产地分布，在境外开展投资生产合作。鼓励企业实施“引进来”和“走出去”战略，集聚全球创新资源，促进光伏企业国际化发展。

四、加快产业结构调整和技术进步

（一）抑制光伏产能盲目扩张。严格控制新上单纯扩大产能的多晶硅、光伏电池及组件项目。光伏制造企业应拥有先进技术和较强的自主研发能力，新上光伏制造项目应满足单晶硅光伏电池转换效率不低于 20%、多晶硅光伏电池转换效率不低于 18%、薄膜光伏电池转换效率不低于 12%，多晶硅生产综合电耗不高于 100 千瓦时/千克。加快淘汰能耗高、物料循环利用不完善、环保不达标的多晶硅产能，在电力净输入地区严格控制建设多晶硅项目。

（二）加快推进企业兼并重组。利用“市场倒逼”机制，鼓励企业兼并重组。加强政策引导和推动，建立健全淘汰落后产能长效机制，加快关停淘汰落后光伏产能。重点支持技术水平高、市场竞争力强的多晶硅和光伏电池制造企业发展，培育形成一批综合能耗低、物料消耗少、具有国际竞争力的多晶硅制造企业和技术研发能力强、具有自主知识产权和品牌优势的光伏电池制造企业。引导多晶硅产能向中西部能源资源优势地区聚集，鼓励多晶硅制造企业与先进化工企业合作或重组，降低综合电耗、提高副产品综合利用率。

（三）加快提高技术和装备水平。通过实施新能源集成应用工程，支持高效率晶硅电池及新型薄膜电池、电子级多晶硅、四氯化硅闭环循环装置、高端切割机、全自动丝网印刷机、平板式镀膜工艺、高纯度关键材料等的研发和产业化。提高光伏逆变器、跟踪系统、功率预测、集中监控以及智能电网等技术和装备水平，提高光伏发电的系统集成技术能力。支持企业开发硅材料生产新工艺和光伏新产品、新技术，支持骨干企业建设光伏发电工程技术研发和试验平台。支持高等院校和企业培养光伏产业相关专业人才。

（四）积极开展国际合作。鼓励企业加强国际研发合作，开展光伏产业前沿、共性技术联合研发。鼓励有条件的国内光伏企业和基地与国外研究机构、产业集群建立战略合作关系。支持有关科研院所和企业建立国际化人才引进和培养机制，重点培养创新能力强的高端专业技术人才和综合管理人才。积极参与光伏行业国际标准制定，加大自主知识产权标准体系海外推广，推动检测认证国际互认。

五、规范产业发展秩序

（一）加强规划和产业政策指导。根据光伏产业发展需要，编制实施光伏产业发展规划。各地区可根据国家光伏产业发展规划和本地区发展需要，编制实施本地区相关规划及实施方案。加强全国规划与地方规划、制造产业与发电应用、

光伏发电与配套电网建设的衔接和协调。加强光伏发电规划和年度实施指导。完善光伏电站和分布式光伏发电项目建设管理制度，促进光伏发电有序发展。

（二）推进标准化体系和检测认证体系建设。建立健全光伏材料、电池及组件、系统及部件等标准体系，完善光伏发电系统及相关电网技术标准体系。制定完善适合不同气候区及建筑类型的建筑光伏应用标准体系，在城市规划、建筑设计和旧建筑改造中统筹考虑光伏发电应用。加强硅材料及硅片、光伏电池及组件、逆变器及控制设备等产品的检测和认证平台建设，健全光伏产品检测和认证体系，及时发布符合标准的光伏产品目录。开展太阳能资源观测与评价，建立太阳能信息数据库。

（三）加强市场监管和行业管理。制定完善并严格实施光伏制造行业规范条件，规范光伏市场秩序，促进落后产能退出市场，提高产业发展水平。实行光伏电池组件、逆变器、控制设备等关键产品检测认证制度，未通过检测认证的产品不准进入市场。严格执行光伏电站设备采购、设计监理和工程建设招投标制度，反对不正当竞争，禁止地方保护。完善光伏发电工程建设、运行技术岗位资质管理。加强光伏发电电网接入和运行监管。建立光伏产业发展监测体系，及时发布产业发展信息。加强对《中华人民共和国可再生能源法》及配套政策的执法监察。地方各级政府不得以征收资源使用费等名义向太阳能发电企业收取法律法规规定之外的费用。

六、完善并网管理和服务

（一）加强配套电网建设。电网企业要加强与光伏发电相适应的电网建设和改造，保障配套电网与光伏发电项目同步建成投产。积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高电网系统接纳光伏发电的能力。接入公共电网的光伏发电项目，其接网工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。

（二）完善光伏发电并网运行服务。各电网企业要为光伏发电提供并网服务，优化系统调度运行，优先保障光伏发电运行，确保光伏发电项目及时并网，全额收购所发电量。简化分布式光伏发电的电网接入方式和管理程序，公布分布式光

光伏发电并网服务流程，建立简捷高效的并网服务体系。对分布式光伏发电项目免收系统备用容量费和相关服务费用。加强光伏发电电网接入和并网运行监管。

七、完善支持政策

（一）大力支持用户侧光伏应用。开放用户侧分布式电源建设，支持和鼓励企业、机构、社区和家庭安装、使用光伏发电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作，投资建设和经营管理为用户供电的光伏发电及相关设施。对分布式光伏发电项目实行备案管理，豁免分布式光伏发电应用发电业务许可。对不需要国家资金补贴的分布式光伏发电项目，如具备接入电网运行条件，可放开规模建设。分布式光伏发电全部电量纳入全社会发电量和用电量统计，并作为地方政府和电网企业业绩考核指标。自发自用电量不计入阶梯电价适用范围，计入地方政府和用户节能量。

（二）完善电价和补贴政策。对分布式光伏发电实行按照电量补贴的政策。根据资源条件和建设成本，制定光伏电站分区域上网标杆电价，通过招标等竞争方式发现价格和补贴标准。根据光伏发电成本变化等因素，合理调减光伏电站上网电价和分布式光伏发电补贴标准。上网电价及补贴的执行期限原则上为 20 年。根据光伏发电发展需要，调整可再生能源电价附加征收标准，扩大可再生能源发展基金规模。光伏发电规模与国家可再生能源发展基金规模相协调。

（三）改进补贴资金管理。严格可再生能源电价附加征收管理，保障附加资金应收尽收。完善补贴资金支付方式和程序，对光伏电站，由电网企业按照国家规定或招标确定的光伏发电上网电价与发电企业按月全额结算；对分布式光伏发电，建立由电网企业按月转付补贴资金的制度。中央财政按季度向电网企业预拨补贴资金，确保补贴资金及时足额到位。鼓励各级地方政府利用财政资金支持光伏发电应用。

（四）加大财税政策支持力度。完善中央财政资金支持光伏产业发展的机制，加大对太阳能资源测量、评价及信息系统建设、关键技术装备材料研发及产业化、标准制定及检测认证体系建设、新技术应用示范、农村和牧区光伏发电应用以及无电地区光伏发电项目建设的支持。对分布式光伏发电自发自用电量免收可再生能源电价附加等针对电量征收的政府性基金。企业研发费用符合有关条件的，可

按照税法规定在计算应纳税所得额时加计扣除。企业符合条件的兼并重组，可以按照现行税收政策规定，享受税收优惠政策。

（五）完善金融支持政策。金融机构要继续实施“有保有压”的信贷政策，支持具有自主知识产权、技术先进、发展潜力大的企业做优做强，对有市场、有订单、有效益、有信誉的光伏制造企业提供信贷支持。根据光伏产业特点和企业资金运转周期，按照风险可控、商业可持续、信贷准入可达标的原则，采取灵活的信贷政策，支持优质企业正常生产经营，支持技术创新、兼并重组和境外投资等具有竞争优势的项目。创新金融产品和服务，支持中小企业和家庭自建自用分布式光伏发电系统。严禁资金流向盲目扩张产能项目和落后产能项目建设，对国家禁止建设的、不符合产业政策的光伏制造项目不予信贷支持。

（六）完善土地支持政策和建设管理。对利用戈壁荒滩等未利用土地建设光伏发电项目的，在土地规划、计划安排时予以适度倾斜，不涉及转用的，可不占用土地年度计划指标。探索采用租赁国有未利用土地的供地方式，降低工程的前期投入成本。光伏发电项目使用未利用土地的，依法办理用地审批手续后，可采取划拨方式供地。完善光伏发电项目建设管理并简化程序。

八、加强组织领导

各有关部门要根据本意见要求，按照职责分工抓紧制定相关配套文件，完善光伏发电价格、税收、金融信贷和建设用地等配套政策，确保各项任务措施的贯彻实施。各省级人民政府要加强对本地区光伏产业发展的管理，结合实际制定具体实施方案，落实政策，引导本地区光伏产业有序协调发展。健全行业组织机构，充分发挥行业组织在加强行业自律、推广先进技术和管理经验、开展统计监测和研究制定标准等方面的作用。加强产业服务，建立光伏产业监测体系，及时发布行业信息，搭建银企沟通平台，引导产业健康发展。

8.关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定（节选）（国发〔2010〕32号）（国务院/2010年10月10日）

（五）新能源产业。积极研发新一代核能技术和先进反应堆，发展核能产业。加快太阳能热利用技术推广应用，开拓多元化的太阳能光伏光热发电市场。提高

风电技术装备水平，有序推进风电规模化发展，加快适应新能源发展的智能电网及运行体系建设。因地制宜开发利用生物质能。

9.国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020年)(节选)(国务院公报2006年第9号)(国务院/2006年02月09日)

.....1. 能源

能源在国民经济中具有特别重要的战略地位。我国目前能源供需矛盾尖锐，结构不合理；能源利用效率低；一次能源消费以煤为主，化石能的大量消费造成严重的环境污染。今后15年，满足持续快速增长的能源需求和能源的清洁高效利用，对能源科技发展提出重大挑战。

.....**发展思路：**(1) 坚持节能优先，降低能耗。攻克主要耗能领域的节能关键技术，积极发展建筑节能技术，大力提高一次能源利用效率和终端用能效率。(2) 推进能源结构多元化，增加能源供应。在提高油气开发利用及水电技术水平的同时，大力发展核能技术，形成核电系统技术自主开发能力。风能、太阳能、生物质能等可再生能源技术取得突破并实现规模化应用。(3) 促进煤炭的清洁高效利用，降低环境污染。大力发展煤炭清洁、高效、安全开发和利用技术，并力争达到国际先进水平。(4) 加强对能源装备引进技术的消化、吸收和再创新。攻克先进煤电、核电等重大装备制造核心技术。(5) 提高能源区域优化配置的技术能力。重点开发安全可靠的先进电力输配技术，实现大容量、远距离、高效率的电力输配。.....

(4) 可再生能源低成本规模化开发利用

重点研究开发大型风力发电设备，沿海与陆地风电场和西部风能资源密集区建设技术与装备，高性价比太阳光伏电池及利用技术，太阳能热发电技术，太阳能建筑一体化技术，生物质能和地热能等开发利用技术。.....

(11) 高效能源材料技术

重点研究太阳能电池相关材料及其关键技术、燃料电池关键材料技术、大容量储氢材料技术、高效二次电池材料及关键技术、超级电容器关键材料及制备技术，发展高效能量转换与储能材料体系。.....

（二）国家部委文件

1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知（节选） （发改能源〔2022〕210号）（国家发展改革委、国家能源局/2022 年1月29日）

第四章 加快推动能源绿色低碳转型

九、大力发展非化石能源

加快发展风电、太阳能发电。全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。积极推动工业园区、经济开发区等屋顶光伏开发利用，推广光伏发电与建筑一体化应用。开展风电、光伏发电制氢示范。鼓励建设海上风电基地，推进海上风电向深水远岸区域布局。积极发展太阳能热发电。

十六、增强能源科技创新能力

锻造能源创新优势长板。巩固非化石能源领域技术装备优势，持续提升风电、太阳能发电、生物质能、地热能、海洋能等开发利用的技术水平和经济性，开展三代核电技术优化研究，加强高比例可再生能源系统技术创新和应用。立足绿色低碳技术发展基础和优势，加快推动新型电力系统、新一代先进核能等方面技术突破。提高化石能源清洁高效利用技术水平，加强煤炭智能绿色开采、灵活高效燃煤发电、现代煤化工和生态环境保护技术研究，实施陆上常规油气高效勘探开发和炼化技术攻关。

专栏 5 科技创新示范工程

先进可再生能源发电及综合利用技术。深远海域海上风电开发、高效光伏电池、光伏建筑一体化（BIPV）、先进生物质燃料、地热能、大型变速抽水蓄能及海水蓄能、海洋能规模化开发利用等技术研发及示范应用，新能源生态环境保护技术。

2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知(节选)(国能发科技〔2021〕58号)(国家能源局、科学技术部/2021年11月29日)

二、总体要求和发展目标

(三) 发展目标

——引领新能源占比逐渐提高的新型电力系统建设。先进可再生能源发电及综合利用、适应大规模高比例可再生能源友好并网的新一代电网、新型大容量储能、氢能及燃料电池等关键技术装备全面突破，推动电力系统优化配置资源能力进一步提升，提高可再生能源供给保障能力。

——促进能源产业数字化智能化升级。先进信息技术与能源产业深度融合，电力、煤炭、油气等领域数字化、智能化升级示范有序推进。能源互联网、智慧能源、综合能源服务等新模式、新业态持续涌现。

三、重点任务

(一) 先进可再生能源发电及综合利用技术

聚焦大规模高比例可再生能源开发利用，研发更高效、更经济、更可靠的水能、风能、太阳能、生物质能、地热能以及海洋能等可再生能源先进发电及综合利用技术，支撑可再生能源产业高质量开发利用；攻克高效氢气制备、储运、加注和燃料电池关键技术，推动氢能与可再生能源融合发展。

3.太阳能发电及利用技术

(5) 新型光伏系统及关键部件技术

[集中攻关]研发大功率中压全直流光伏发电系统技术与大功率直流升压变换器，实现直流变换器电压等级 30 千伏及以上；突破大型光伏高效直流电解系统技术及万安级高效率直流电解变换器；开展近海漂浮式光伏系统技术及高可靠性组件、部件技术研究。

(6) 高效钙钛矿电池制备与产业化生产技术

[示范试验]研制基于溶液法与物理法的钙钛矿电池量产工艺制程设备，开发高可靠性组件级联与封装技术，研发大面积、高效率、高稳定性、环境友好型的钙钛矿电池；开展晶体硅/钙钛矿、钙钛矿/钙钛矿等高效叠层电池制备及产业化

生产技术研究。

(7) 高效低成本光伏电池技术

[示范试验]开展隧穿氧化层钝化接触（TOPCon）、异质结（HJT）、背电极接触（IBC）等新型晶体硅电池低成本高质量产业化制造技术研究；突破硅颗粒料制备、连续拉晶、N型与掺镓P型硅棒制备、超薄硅片切割等低成本规模化应用技术。开展高效光伏电池与建筑材料结合研究，研发高防火性能、高结构强度、模块化、轻量化的光伏电池组件，实现光伏建筑一体化规模化应用。

(8) 光伏组件回收处理与再利用技术

[示范试验]研发基于物理法和化学法的晶硅光伏组件低成本绿色拆解、高价值组分高效环保分离技术装备，开发新材料及新结构组件的环保处理技术和实验平台，高效回收和再利用退役光伏组件中银、铜等高价值组分。

(9) 太阳能热发电与综合利用技术

[集中攻关]开展热化学转化和热化学储能材料研究，探索太阳能热化学转化与其他可再生能源互补技术；研发中温太阳能驱动热化学燃料转化反应技术，研制兆瓦级太阳能热化学发电装置。[应用推广]开发光热发电与其他新能源多能互补集成系统，发掘光热发电调峰特性，推动光热发电在调峰、综合能源等多场景应用。

专栏 1 先进可再生能源发电及综合利用技术重点示范

03 太阳能发电及利用技术示范

⑤建设晶体硅/钙钛矿、钙钛矿/钙钛矿等高效叠层电池制备及产业化生产线，开展钙钛矿光伏电池应用示范；

⑥开展高效低成本光伏电池技术研究和应用示范；

⑦开展退役晶硅光伏组件回收与再利用技术示范。

(二) 新型电力系统及其支撑技术

加快战略性、前瞻性电网核心技术攻关，支撑建设适应大规模可再生能源和分布式电源友好并网、源网荷双向互动、智能高效的先进电网；突破能量型、功率型等储能本体及系统集成关键技术和核心装备，满足能源系统不同应用场景储能发展需要。

1.适应大规模高比例新能源友好并网的先进电网技术

（1）新能源发电并网及主动支撑技术

[集中攻关]开展新能源功率高精度预测技术研究，突破新能源发电参与电网频率/电压/惯量调节的主动支撑控制、自同步控制、宽频带振荡抑制等关键技术，研发“云-边”协同的新能源主动支撑智能控制和在线评价系统，提升并网安全性。[示范试验]研究并示范无常规电源支撑的新能源直流外送基地主动支撑技术；研究并示范新能源孤岛直流接入的先进协调控制技术，实现纯电力电子网络稳定运行；突破中压并网逆变器和光伏高效稳定直流汇集等关键技术，开展新型高效大容量光伏并网技术示范。

专栏 2 新型电力系统及其支撑技术重点示范

01 适应大规模高比例新能源友好并网的先进电网技术示范

- ①开展无常规电源支撑的新能源直流外送基地主动支撑技术应用示范；
- ②开展新型高效大容量光伏并网技术示范；
- ③开展源网荷储一体化设计及运行示范；
- ④开展风光火（储）、风光水（储）、风光储一体化设计及运行技术示范；
- ⑤开展电动汽车与电网互动（V2G）示范；
- ⑥开展深远海域海上风电基地柔性直流送出工程示范。

（五）能源系统数字化智能化技术

聚焦新一代信息技术和能源融合发展，开展能源领域用智能传感和智能量测、特种机器人、数字孪生，以及能源大数据、人工智能、云计算、区块链、物联网等数字化、智能化共性关键技术研究，推动煤炭、油气、电厂、电网等传统行业与数字化、智能化技术深度融合，开展各种能源厂站和区域智慧能源系统集成试点示范，引领能源产业转型升级。

2.行业智能升级技术

（10）光伏发电数字化智能化技术

[示范试验]加强多晶硅等基础材料生产、光伏电池及部件智能化制造技术研究，构建光伏智能生产制造体系；开展太阳能资源多尺度精细化评估与仿真、光伏发电与电力系统间暂稳态特性和仿真等关键技术研究，构建光伏电站智能化选址与智能化设计体系；开展光伏电站虚拟电站、电站级智能安防等关键技术研究，推动光伏电站智能化运行与维护；开展大型光伏系统数字孪生和智慧运维技术、

多时空尺度的光伏发电功率预测技术示范，推动智能光伏产业创新升级和行业特色应用。

3. “十四五”工业绿色发展规划（节选）（工信部规〔2021〕178号）（工业和信息化部/2021年11月15日）

……（三）加快能源消费低碳化转型

提升清洁能源消费比重。鼓励氢能、生物燃料、垃圾衍生燃料等替代能源在钢铁、水泥、化工等行业的应用。严格控制钢铁、煤化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费，鼓励有条件地区新建、改扩建项目实行用煤减量替代。提升工业终端用能电气化水平，在具备条件的行业和地区加快推广应用电窑炉、电锅炉、电力设备。鼓励工厂、园区开展工业绿色低碳微电网建设，发展屋顶光伏、分散式风电、多元储能、高效热泵等，推进多能高效互补利用。……

（四）促进资源利用循环化转型

推进再生资源高值化循环利用。培育废钢铁、废有色金属、废塑料、废旧轮胎、废纸、废弃电器电子产品、废旧动力电池、废油、废旧纺织品等主要再生资源循环利用龙头骨干企业，推动资源要素向优势企业集聚，依托优势企业技术装备，推动再生资源高值化利用。统筹用好国内国际两种资源，依托互联网、区块链、大数据等信息化技术，构建国内国际双轨、线上线下并行的再生资源供应链。鼓励建设再生资源高值化利用产业园区，推动企业聚集化、资源循环化、产业高端化发展。统筹布局退役光伏、风力发电装置、海洋工程装备等新兴固废综合利用。积极推广再制造产品，大力发展高端智能再制造。

（六）引导产品供给绿色化转型

加大绿色低碳产品供给。构建工业领域从基础原材料到终端消费品全链条的绿色产品供给体系，鼓励企业运用绿色设计方法与工具，开发推广一批高性能、高质量、轻量化、低碳环保产品。打造绿色消费场景，扩大新能源汽车、光伏光热产品、绿色消费类电器电子产品、绿色建材等消费。倡导绿色生活方式，继续推广节能、节水、高效、安全的绿色智能家电产品。推动电商平台设立绿色低碳产品销售专区，建立销售激励约束机制，支持绿色积分等“消费即生产”新业态。……

绿色产品。大力发展和推广新能源汽车,促进甲醇汽车等替代燃料汽车推广。利用“以旧换新”等方式,继续推广高效照明、节能空调、节能冰箱、节水洗衣机等绿色智能家电产品。鼓励使用低挥发性有机物含量的涂料、清洗剂,加快发展生物质、木制、石膏等新型建材。提高再生材料消费占比。到 2025 年,开发推广万种绿色产品。

绿色环保装备。重点发展污染治理机器人、基于机器视觉的智能垃圾分选技术装备、干式厌氧有机废物处理技术装备、高效低耗难处理废水资源化技术装备、非电领域烟气多污染物协同深度治理技术装备、高效连续的挥发性有机物吸附-脱附、蓄热式热氧化/催化燃烧技术装备。新能源装备。发展大尺寸高效光伏组件、大功率海上风电装备、氢燃料燃气轮机、超高压氢气压缩机、高效氢燃料电池、一体化商用小型反应堆等新能源装备。推动智能光伏创新升级和行业特色应用。

新能源装备。发展大尺寸高效光伏组件、大功率海上风电装备、氢燃料燃气轮机、超高压氢气压缩机、高效氢燃料电池、一体化商用小型反应堆等新能源装备。推动智能光伏创新升级和行业特色应用。

..... (八) 构建绿色低碳技术体系

加强产业基础研究和前沿技术布局。加强基础理论、基础方法、前沿颠覆性技术布局,推进碳中和、二氧化碳移除与低成本利用等前沿绿色低碳技术研究。开展智能光伏、钙钛矿太阳能电池、绿氢开发利用、一氧化碳发酵制酒精、二氧化碳负排放技术以及臭氧污染、持久性有机污染物、微塑料、游离态污染物等新型污染治理技术装备基础研究,稳步推进团聚、微波除尘等技术集成创新。.....

4.关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知(节选)
(发改能源〔2021〕1445号)(国家发展改革委、国家能源局、
财政部自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部农业农村部、
中国气象局、国家林业和草原局/2021年10月21日)

“十四五”可再生能源发展规划

(发布稿)

二、指导方针和发展目标

(三) 发展目标。

1.2035年远景目标

展望2035年，我国将基本实现社会主义现代化，碳排放达峰后稳中有降，在2030年非化石能源消费占比达到25%左右和风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的基础上，上述指标均进一步提高。可再生能源加速替代化石能源，新型电力系统取得实质性成效，可再生能源产业竞争力进一步巩固提升，基本建成清洁低碳、安全高效的能源体系。

2.“十四五”可再生能源发展主要目标

锚定碳达峰、碳中和与2035年远景目标，按照2025年非化石能源消费占比20%左右任务要求，大力推动可再生能源发电开发利用，积极扩大可再生能源非电利用规模，“十四五”主要发展目标是：

——可再生能源总量目标。2025年，可再生能源消费总量达到10亿吨标准煤左右。“十四五”期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过50%。

——可再生能源发电目标。2025年，可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦小时左右。“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。

——可再生能源电力消纳目标。2025年，全国可再生能源电力总量消纳责任权重达到33%左右，可再生能源电力非水电消纳责任权重达到18%左右，可再生能源利用率保持在合理水平。

——可再生能源非电利用目标。2025年，地热能供暖、生物质供热、生物质燃料、太阳能热利用等非电利用规模达到6000万吨标准煤以上。

专栏1 2025年可再生能源开发利用主要目标

类别	单位	2020年	2025年	属性
1 可再生能源发电利用				
1.1 可再生能源电力总量消纳责任权重	%	28.8	33	预期性
1.2 非水电可再生能源电力消纳责任权重	%	11.4	18	预期性

1.3 可再生能源发电量	万亿千瓦时	2.21	3.3	预期性
2 可再生能源非电利用	万吨	—	6000	预期性

三、优化发展方式，大规模开发可再生能源

坚持生态优先、因地制宜、多元融合发展，在“三北”地区优化推动风电和光伏发电基地化规模化开发，在西南地区统筹推进水风光综合开发，在中东南部地区重点推动风电和光伏发电就地就近开发，在东部沿海地区积极推进海上风电集群化开发，稳步推动生物质能多元化开发，积极推动地热能规模化开发，稳妥推进海洋能示范化开发。

（一）大力推进风电和光伏发电基地化开发。

在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的地区，着力提升新能源就地消纳和外送能力，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地和海上风电基地集群。

统筹推进陆上风电和光伏发电基地建设。发挥区域市场优势，主要依托省级和区域电网消纳能力提升，创新开发利用方式，推进松辽、冀北、黄河下游等以就地消纳为主的大型风电和光伏发电基地建设。利用省内省外两个市场，依托既有和新增跨省跨区输电通道、火电“点对网”外送通道，推动光伏治沙、可再生能源制氢和多能互补开发，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯等新能源基地。

加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地。以风光资源为依托、以区域电网为支撑、以输电通道为牵引、以高效消纳为目标，统筹优化风电光伏布局和支撑调节电源，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略和国家意志的大型风电光伏基地项目。依托已建跨省区输电通道和火电“点对网”输电通道，重点提升存量输电通道输电能力和新能源电量占比，多措并举增配风电光伏基地。依托“十四五”期间建成投产和开工建设重点输电通道，按照新增通道中可再生能源电量占比不低于50%的要求，配套建设风电光伏基地。依托“十四五”期间研究论证输电通道，规划建设风电光伏基地。创新发展方式和应用模式，建设一批就地消纳的风电光伏项目。发挥区域电网内资源时空互济能力，统筹区域电网调峰资源，打破省际电网消纳边界，加强送受两端协调，保障大型风电光伏基

地消纳。

专栏 2 “十四五”重大陆上新能源基地

01 新疆新能源基地

结合哈密-郑州、准东-皖南特高压通道输电能力提升和哈密-重庆新规划外送通道建设，统筹本地消纳和外送消纳，在北疆以风电为主建设千万千瓦级的新能源基地；在南疆以光伏为主建设千万千瓦级的新能源基地，探索光伏治沙等新发展方式；在东疆风电、光伏发电、光热发电相结合，建设千万千瓦级新能源基地。

02 黄河上游新能源基地

地发挥黄河上游水电调节优势，重点在青海海西州、海南州等地区统筹推进光伏发电和风电基地化开发。在甘肃庆阳、白银等地区建设千万千瓦级风电光伏基地。

03 河西走廊新能源基地

依托甘肃省内新能源消纳能力和酒泉-湖南特高压直流输电能力提升，有序推进酒泉风电基地二期后续风电项目建设，重点在河西地区新增布局若干个百万千瓦级的新能源基地。

04 黄河几字弯新能源基地

依托宁夏-浙江、宁东-山东、上海庙-山东、蒙西-天津南、陕北-湖北等跨省跨区输电通道，结合黄河流域生态保护和高质量发展，有序推进配套新能源基地开发建设，推动传统能源基地向综合绿色能源基地转型，形成辐射地域广阔的新能源基地集群。重点在内蒙古西部阿拉善、巴彦淖尔、鄂尔多斯、包头，陕西榆林、延安、渭南，山西大同、忻州、朔州、运城，宁夏北部和东部地区布局建设新能源基地。

05 冀北新能源基地

切实提高锡盟-山东、锡盟-泰州、张北-雄安等既有输电通道利用率和新能源电量占比，加快推进张家口可再生能源示范区建设，重点在张家口、承德、乌兰察布、锡盟等地区布局一批百万千瓦级新能源基地。“十四五”期间，重点推进河北地区张家口可再生能源示范区、承德风电基地三期建设；推进内蒙古锡盟特高压通道和火电“点对网”通道增配新能源基地建设，继续推进乌兰察布风电基地建设。

06 松辽新能源基地

推进黑龙江大庆可再生能源综合应用示范区建设和哈尔滨、佳木斯等地区新能源基地建设；在吉林结合本地负荷增长、扎鲁特-青州特高压通道外送能力提升等，推动白城、松原、四平新能源基地（陆上风光三峡）开发建设；在辽西北铁岭、朝阳、阜新等地区结合工矿废弃土地修复、乡村振兴及光伏治沙开展新能源项目建设；在蒙东地区结合通辽、赤峰本地负荷增长以及扎鲁特-青州输电通道外送能力提升，推动新能源基地建设。

07 黄河下游绿色能源廊道

在河南、山东的黄河下游干支流及周边区域，集中规划实施一批风电、光伏发电规模化应用工程。在河南洛阳、新乡、商丘、平顶山等地区重点推进风电开发；在山东滨州、潍坊等鲁北地区利用丰富的盐碱滩涂地等未利用土地资源，推动新能源与储能等融合发展。

有序推进海上风电基地建设。开展省级海上风电规划制修订，同步开展规划环评，优化近海海上风电布局，鼓励地方政府出台支持政策，积极推动近海海上风电规模化发展。开展深远海海上风电规划，完善深远海海上风电开发建设管理，推动深远海海上风电技术创新和示范应用，探索集中送出和集中运维模式，积极推进深远海海上风电降本增效，开展深远海海上风电平价示范。探索推进具有海上能源资源供给转换枢纽特征的海上能源岛建设示范，建设海洋能、储能、制氢、海水淡化等多种能源资源转换利用一体化设施。加快推动海上风电集群化开发，重点建设山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾五大海上风电基地。

专栏3 “十四五”海上风电开发建设重点

01 海上风电基地集群推动山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等千万千瓦级海上风电基地开发建设，推进一批百万千瓦级的重点项目集中连片开发，结合基地开发建设推进深远海海上风电平价示范和海上能源岛示范工程。

02 深远海海上风电平价示范推进漂浮式风电机组基础、远海柔性直流输电技术创新和示范应用，力争“十四五”期间开工建设我国首个漂浮式商业化海上风电项目。在广东、广西、福建、山东、江苏、浙江、上海等资源 and 建设条件好的区域，结合基地项目建设，推动一批百万千瓦级深远海海上风电示范工程开工建设，2025年前力争建成一至两个平价海上风电场工程。

03 海上能源岛示范结合山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等重点风电基地开发，融合区域储能、海水淡化、海洋养殖等发展需求，在基地内或附近配套建设 1~2 个海上能源岛示范工程。

04 海上风电与海洋油气田深度融合发展示范统筹海上风电与油气田开发，形成海上风电与油气田区域电力系统互补供电模式，逐步实现海上风电与海洋油气产业融合发展。

（二）积极推进风电和光伏发电分布式开发。

积极推动风电分布式就近开发。在工业园区、经济开发区、油气矿区及周边地区，积极推进风电分散式开发。重点推广应用低风速风电技术，合理利用荒山丘陵、沿海滩涂等土地资源，在符合区域生态环境保护要求的前提下，因地制宜推进中东南部风电就地就近开发。创新风电投资建设模式和土地利用机制，实施“千乡万村驭风行动”，大力推进乡村风电开发。积极推进资源优质地区老旧风电机组升级改造，提升风能利用效率。

大力推动光伏发电多场景融合开发。全面推进分布式光伏开发，重点推进工业园区、经济开发区、公共建筑等屋顶光伏开发利用行动，在新建厂房和公共建筑积极推进光伏建筑一体化开发，实施“千家万户沐光行动”，规范有序推进整县（区）屋顶分布式光伏开发，建设光伏新村。积极推进“光伏+”综合利用行动，鼓励农（牧）光互补、渔光互补等复合开发模式，推动光伏发电与 5G 基站、大数据中心等信息产业融合发展，推动光伏在新能源汽车充电桩、铁路沿线设施、高速公路服务区及沿线等交通领域应用，因地制宜开展光伏廊道示范。推进光伏电站开发建设，优先利用采煤沉陷区、矿山排土场等工矿废弃土地及油气矿区建设光伏电站。积极推动老旧光伏电站技改升级行动，提升发电效益。

专栏 4 风电和光伏发电分布式开发

01 城镇屋顶光伏行动

重点推动可利用屋顶面积充裕、电网接入和消纳条件好的政府大楼、交通枢纽、学校医院、工业园区等建筑屋顶，发展“自发自用、余电上网”的分布式光伏发电，提高建筑屋顶分布式光伏覆盖率。“十四五”期间，新建工业园区、新增大型公共建筑分布式光伏安装率达到 50%以上。

02 “光伏+”综合利用行动

<p>推动农光互补、渔光互补等光伏发电复合开发，在新能源汽车充电桩、高速铁路沿线设施、高速公路服务区等交通领域和 5G 基站、数据中心等信息产业领域推动“光伏+”综合利用。</p>
<p>03 千乡万村驭风行动</p> <p>以县域为单元大力推动乡村风电建设，推动 100 个左右的县、10000 个左右的行政村乡村风电开发。</p>
<p>04 千家万户沐光行动</p> <p>结合乡村振兴战略，统筹农村具备条件的屋顶或统筹安排村集体集中场地开展分布式光伏建设，建成 1000 个左右光伏示范村。</p>
<p>05 新能源电站升级改造行动</p> <p>在风光资源禀赋优越区域，推进已达或临近寿命期的风电和光伏发电设备退役改造，提升装机容量、发电效率和电站经济性。因地制宜推进受环保约束与经济性提升要求需提早退役的风电机组和光伏电站升级改造，理顺相关政策与管理机制，推动有序发展。</p>
<p>06 光伏廊道示范</p> <p>重点利用铁路边坡、高速公路、主干渠道、园区道路和农村道路两侧用地范围外的空闲土地资源，推进分布式光伏或小型集中式光伏开发建设，拓展光伏应用场景，推进光伏发电与生态环保、文化旅游相结合。</p>

（三）统筹推进水风光综合基地一体化开发。

科学有序推进大型水电基地建设。推进前期工作，实施雅鲁藏布江下游水电开发。做好金沙江中上游等主要河流战略性工程和控制性水库的勘测设计工作，按照生态优先、统筹考虑、适度开发、确保底线原则，进一步优化工程建设方案。积极推动金沙江岗托、奔子栏、龙盘，雅砻江牙根二级，大渡河丹巴等水电站前期工作。推动工程建设，实现金沙江乌东德、白鹤滩，雅砻江两河口等水电站按期投产；推进金沙江拉哇、大渡河双江口等水电站建设；重点开工建设金沙江旭龙、雅砻江孟底沟、黄河羊曲等水电站。落实网源衔接，推进白鹤滩送电江苏、浙江输电通道建成投产，推进金沙江上游送电湖北等水电基地外送输电通道开工建设。加强四川等地的电网网架结构，提升丰水期通道输电能力，保障水电丰水期送出。

积极推进大型水电站优化升级，发挥水电调节潜力。充分发挥水电既有调峰潜力，在保护生态的前提下，进一步提升水电灵活调节能力，支撑风电和光伏发电大规模开发。在中东部及西部地区，适应新能源的大规模发展，对已建、在建水电机组进行增容改造。科学推进金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、红水河、黄河上游等主要水电基地扩机。做好生态环境保护与移民安置。继续做好水电规划环境影响评价和项目环境影响评价，加强保护措施效果跟踪监测，推进环境影响跟踪评价，持续改进和提升生态环境保护措施及其运行效果。建立健全移民、地方、企业共享水电开发利益的长效机制，充分发挥水电开发的经济效益和社会效益，推动库区发展、移民收益与电站效益结合，增强库区发展动力，构筑水电开发共建、共享、共赢的新局面。

依托西南水电基地统筹推进水风光综合基地开发建设。做好主要流域周边风能、太阳能资源勘查，依托已建成水电、“十四五”期间新投产水电调节能力和水电外送通道，推进“十四五”期间水风光综合基地统筹开发。针对前期和规划水电项目，按照建设水风光综合基地为导向，统筹进行水风光综合开发前期工作。统筹水电和新能源开发时序，做好风电和光伏发电开发及电网接入，明确风电和光伏发电消纳市场，完善水风光综合基地的资源开发、市场交易和调度运行机制，推进川滇黔桂、藏东南水风光综合基地开发建设。

专栏 5 “十四五”水风光综合基地
01 川滇黔桂水风光综合基地依托水电调节能力及外送通道，重点推进金沙江上游川藏段（四川侧）和川滇段、金沙江中下游、大渡河、雅砻江、乌江、红水河等水风光基地综合开发。
02 藏东南水风光综合基地“十四五”期间，重点推进金沙江上游川藏段（西藏侧）、雅鲁藏布江下游等水风光基地综合开发。中长期依托西藏地区水电大规模开发，持续推进西藏主要流域水风光综合基地规划论证和统筹建设。

五、坚持创新驱动，高质量发展可再生能源

布局前沿方向，激发创新活力，完善可再生能源创新链，加大可再生能源关键技术攻关力度，加快培育新模式新业态，提高产业链现代化水平，提升供应链弹性韧性，持续巩固提升我国可再生能源产业竞争力。

（一）加大可再生能源技术创新攻关力度。

推行“揭榜挂帅”、“赛马制”等创新机制，提升新型电力系统稳定性可靠性。改善新能源发电涉网性能，提高风能、太阳能资源预报准确度和风电、光伏发电功率预测精度，提升风电、光伏发电主动支撑能力和适应电力系统扰动的能力。加大新型电力系统关键技术与推广应用，提升系统智能化水平，创新高比例可再生能源、高比例电力电子装置的电力系统稳定理论、规划方法和运行控制技术，提升系统安全稳定运行水平。研究建立电力应急保障体系，合理配置长时新型储能，优化系统风光水火储发展结构，提高多元互济能力，提高气象灾害预警精度，提升电力可靠供应裕度和应急保障能力。

加强可再生能源前沿技术和核心技术装备攻关。加强前瞻性研究，加快可再生能源前沿性、颠覆性开发利用技术攻关。重点开展超大型海上风电机组研制、高海拔大功率风电机组关键技术研究，开展光伏发电户外实证示范，掌握钙钛矿等新一代高效低成本光伏电池制备及产业化生产技术，突破适用于可再生能源灵活制氢的电解水制氢设备关键技术，研发储备钠离子电池、液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池、锂硫电池等高能量密度储能技术。推进大容量风电机组创新突破；突破生物天然气原料预处理、消化、利用等全产业链关键技术；推进适用于可再生能源制氢的新型电解水设备研制；加快大容量、高密度、高安全、低成本新型储能装置研制。

持续推进可再生能源工程技术创新及应用。以重大工程为依托，推动水电特殊地质条件地区地基处理与筑坝技术研究，突破高水头大容量水轮发电机组制造技术。重点推进深远海海域海上风电勘察、施工、输电、运维新技术研究和应用。推进光热发电工程施工技术与配套装备创新，研发光热电站集成技术。支持干热岩开发技术、高温地热发电技术的研究与应用，开展中深层地热供暖技术创新。

专栏 12 可再生能源技术创新示范	
01 深远海风电技术	支持大容量风电机组由近（海）及远（海）应用，开展海上新型漂浮式基础风电机组示范，推进新型基础的使用，提升海上风电柔性直流输电技术，推动海上风电运维数字化、智能化发展。
02 光伏发电户外实证	结合不同地区气候特点，在寒温、暖温、高原、湿热等典型气候地区进行光

<p>光伏发电实证基地建设，开展光伏关键部件及系统实证研究，为光伏产业升级提供支撑。</p>
<p>03 新型高效光伏电池技术</p> <p>开展新型高效晶硅电池、钙钛矿电池等先进高效电池技术应用示范，以规模化市场推动前沿技术发展，持续推进光伏发电技术进步、产业升级。</p>
<p>04 地热能发电技术</p> <p>研发大容量高效地热型蒸汽轮机设备；研发单机容量兆瓦级以上规模的地热发电系统关键设备及系统集成技术，并开展示范。</p>
<p>05 中深层地热供暖技术</p> <p>开发中深层水热型地热开采模拟软件，攻关砂岩地层尾水回灌技术，研究降低钻井成本、提高深埋管传热效率技术，实现气举反循环钻进工艺在中深含水层储能成井方面的应用，实现防腐蚀井管和滤水管成井工艺应用，研发地下水抽灌系统的防垢和除垢系统。</p>

5.战略性新兴产业重点产品和服务指导目录（2016版）（节选）（国家发展和改革委员会公告2017年第1号）（国家发改委/2017年1月25日）

6 新能源产业

6.3 太阳能产业

6.3.1 太阳能产品

光伏电池及组件。包括晶体硅光伏电池及组件，柔性砷化镓、硅基薄膜、碲化镉、铜铟镓硒、钙钛矿、聚光等新型光伏电池和组件。

光伏电池原材料及辅助材料。包括单晶硅锭/硅片，光伏电池封装材料，有机聚合物电极，光伏导电玻璃(TCO玻璃等)，硅烷，专用银浆，高效率、低成本、新型太阳能光伏电池材料，长寿命石墨材料，高光利用率涂层材料。

光伏系统配套产品。包括并网光伏逆变器、离网光伏逆变器、蓄电池充放电控制器、太阳能跟踪装置、便携式控制逆变一体设备、光伏智能汇流箱、光伏电站监控设备。

热利用产品。包括中高温太阳能集热管，高效平板集热器，吸热体涂层材

料，高效太阳能集热产品，储能材料及产品。

热发电产品。包括高强度曲面反射镜、聚光器、聚光场控制装置、聚光器用减速机、聚光器用控制器、抛物面槽式吸热管、塔式吸热器、与玻璃直接封接用新型金属材料、与金属封接用玻璃管材、低热损流体传输管、吸气剂、菲涅尔吸热器、350℃以上高温传热流体、储热材料和系统、油盐换热器、熔融盐泵、蒸汽发生器、滑参数汽轮机、斯特林发电机、有机朗肯循环发电设备、高聚焦比太阳炉。

6.3.2 太阳能生产装备

光伏装备。包括高纯度、低耗能太阳能级多晶硅生产设备、单晶硅拉制设备、多晶硅铸锭装备、多线切割设备、高效电池片及组件制造设备、金属有机物化学气相沉积设备、外延层剥离设备、薄膜铜铟镓硒吸收层共蒸发镀膜设备、低成本高效原子层沉积缓冲层设备、连续卷对卷多点分布式共蒸法镀膜设备、自动化集成芯片互联设备，聚光、柔性、钙钛矿、有机等新型太阳能电池制造装备。

热利用装备。包括太阳能采暖系统与设备、太阳能中高温集热系统与设备、太阳能空调制冷系统与设备、太阳能热泵空调机组、太阳能与空气源热泵热水系统、太阳能在工农业应用的中低温系统与设备、太阳能与建筑结合集热系统、太阳能吸热涂层的镀膜设备、平板太阳能集热器生产设备、太阳能集热产品用的激光焊接设备，储能式多能互补清洁能源采暖、空调、热水三联供系统。

热发电装备。包括数兆瓦或数十兆瓦及太阳能高温热发电系统及装备，大型镀膜机，玻璃弯曲钢化设备，夹胶玻璃弯曲设备，银镜制备设备，高频加热器，集热管圆度校准机，金属/玻璃封接设备，真空管排气设备，熔融盐合成设备，真空管自动化装配生产线，真空管质量在线监测仪，高温热管生产设备，真空保温管生产线，储热器生产设备，定日镜生产线，槽式聚光器生产线，槽式真空管自动化生产线。

6.3.3 太阳能发电技术服务

太阳能发电。离网光伏发电系统技术服务，分布式并网光伏发电系统技术服务，公共电网侧并网光伏发电系统技术服务，微网光伏发电系统技术服务，槽式、塔式、碟式太阳能热发电系统技术服务，风光互补供电系统服务。太阳

能发电产品标准检测认证服务，太阳能资源评估及电站发电量和功率预测服务，太阳能发电系统设计及建设服务，太阳能发电系统验收及后评价服务，太阳能发电系统智能云服务等运维及优化服务，太阳能发电系统尽职调查及风险评估服务。

6.智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）（工信部联电子〔2021〕226号）（工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局/2021年12月31日）

光伏产业是基于半导体技术和新能源需求而融合发展、快速兴起的朝阳产业，也是实现制造强国和能源革命的重大关键领域。为推动光伏产业与新一代信息技术深度融合，加快实现智能制造、智能应用、智能运维、智能调度，全面提升我国光伏产业发展质量和效率，推动实现2030年碳达峰、2060年碳中和目标，制定本行动计划。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中、六中全会精神，把握新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，以供给侧结构性改革为主线，以适应新型电力系统发展需求为导向，以构建智能光伏产业生态体系为目标，坚持市场主导、政府支持，坚持创新驱动、产融结合，坚持协同施策、分步推进，把握数字经济发展趋势和规律，促进5G通信、人工智能、先进计算、工业互联网等新一代信息技术与光伏产业融合创新，加快提升全产业链智能化水平，增强智能产品及系统方案供给能力，鼓励智能光伏行业应用，促进我国光伏产业持续迈向全球价值链中高端。

（二）发展目标

到2025年，光伏行业智能化水平显著提升，产业技术创新取得突破。新型高效太阳能电池量产化转换效率显著提升，形成完善的硅料、硅片、装备、材料、器件等配套能力。智能光伏产业生态体系建设基本完成，与新一代信息技术融合水平逐步深化。智能制造、绿色制造取得明显进展，智能光伏产品供应能力增强。

支撑新型电力系统能力显著增强，智能光伏特色应用领域大幅拓展。智能光伏发电系统建设卓有成效，适应电网性能不断增强。在绿色工业、绿色建筑、绿色交通、绿色农业、乡村振兴及其它新型领域应用规模逐步扩大，形成稳定的商业运营模式，有效满足多场景大规模应用需求。

二、主要任务

（一）提升行业发展水平

加快产业技术创新。推进智能光伏产业链技术创新，加快大尺寸硅片、高效太阳能电池及组件等研制和突破。夯实配套产业基础，推动智能光伏关键原辅料、设备、零部件等技术升级。开展智能光伏与建筑节能、交通运输、绿色农业等领域相结合的交叉技术研究。

提升智能制造水平。推动光伏基础材料、太阳能电池及部件智能制造。促进智能化生产装备的研发与应用，提升整体工序智能化衔接。鼓励企业采用信息化管理系统和数字化辅助工具，提高光伏产品制造全周期信息化管理水平。通过资源动态调配、工艺过程精确控制、智能加工和装配、人机协同作业和精益生产管理，实现智能化生产作业和精细化生产管控，打造智能制造示范工厂。

专栏一：智能光伏产业创新提升行动

多晶硅：支持低能耗、低成本多晶硅生产，提高产品质量和稳定性，扩大突破高纯电子级多晶硅。研究推广多晶硅生产、后处理等环节的自动化与智能化。推动建立多晶硅生产在线应急指挥联动系统。

硅棒/硅片：支持大尺寸单晶硅棒拉制，提升单炉投料量。研究大尺寸、低损耗、超薄片切割技术。推广自动化生产线及物流线、全自动一体化检测设备、硅片打码读码设备，建立硅片信息追溯系统。

晶硅电池：推广自动制绒、自动上下料、自动导片机、自动插片机、双面双测、在线缺陷分析等应用，提升工序间自动化传输和智能感知衔接能力。持续提升 p 型晶硅电池转换效率，开展 n 型 TOPCon、HJT、IBC 等高效电池的研发与产业化。

光伏组件：支持开发应用多主栅、无损切割、高密度封装等高效组件生产技术，加快钙钛矿、叠层等新型电池组件研发与产业化。开发长寿命、高安全的 BIPV 光伏构件、光伏瓦，支持建筑屋顶光伏行动。研发推广组件生产自动

化设备，加强组件尺寸统一标准制定实施。

逆变器：开发基于宽禁带材料及功率器件、芯片的逆变器。提升逆变器系统安全性实时监测处理、在线 PID 抑制与修复、智能支架跟踪、高性能 IV 扫描诊断、组件级监控等智能化技术。建立逆变器质量追溯机制，提升逆变器制造效率和产品可靠性。

光伏材料、零部件与装备。开发高质量封装胶膜、光伏玻璃和背板产品，开展高效封装用导电胶、异形焊带、智能接线盒等辅材辅料的研发与应用。推动新型高效电池用关键部件及关键设备产业化，开发柔性薄膜电池大面积均匀沉积技术。

实现全链条绿色发展。支持研发和应用节能节水技术、材料和装备，实施智能光伏清洁生产，降低污染物排放。开发低碳材料、工艺、装备，鼓励利用可再生能源生产，促进行业优先低碳转型。研究制定光伏行业碳排放控制目标和行动方案，制定光伏发电全生命周期碳足迹评价标准并开展认证。研究开发退役光伏组件资源化利用的技术路线和实施路径，推动废旧光伏组件回收利用技术研发及产业化应用，加快资源综合利用。

（二）支撑新型电力系统发展智能光伏产品。

发展智能光伏产品。面向智能光伏发电建设，结合多场景终端用电需求，运用 5G 通信、人工智能、先进计算、大数据、工业互联网等技术，开发一批智能化、特色化、类型化光伏产品。构建适用于农村自有建筑物屋顶、城镇及建筑节能、生态化交通网络等的智能光伏多样化产品体系。

建设智能光伏系统。支持智能光伏产品在光伏发电系统踏勘、设计、集成、运维、结算、交易中的应用，开发应用各类电网适应性技术，增强智能光伏系统自感知、自诊断、自维护、自调控能力，提升光伏发电电网友好性。

专栏二：智能光伏系统融合发展行动

智能光伏发电终端：发展具有消除阴影遮挡功率损失、优化失配损失、消除热斑、智能控制关断、实时监测运行等功能的智能光伏组件。推动光伏产品与消费电子、户外用品、交通工具、航空航天等结合，发展丰富多样的移动能源产品。

智能光伏关键器件：以满足智能光伏电站发展为导向，发展智能逆变器、

控制器、汇流箱、储能系统、跟踪系统，加快突破智能电站所需的高效电力电子器件等关键部件，提升有关电力变换、远程控制、数据采集、在线分析、环境自适应等性能。

智能光伏系统支持工具：围绕智能光伏电站全生命周期管理需要，开发具有自主知识产权的智能化光伏设计系统、光伏发电施工管理系统、光伏发电监控运维系统、移动运维系统、光伏发电项目管理平台。开发智能清洗机器人、智能巡检无人机等智能运维产品。

智能户用光伏系统：开发智能化、数字化的户用智能光伏产品及系统，实现即插即用、安全可靠、使用便利，促进户用光伏市场发展。开发秒级数据检测技术、本地快速功率调节技术、智能家庭能源管理系统，提高自发自用率，优化家庭用电方式，促进节能减碳。

智能设计：支持无人机、北斗、机器人等在光伏系统建设踏勘中的应用，在云端完成 2D/3D 建模。鼓励开发智能化光伏设计系统，综合地理信息数据、区域辐照条件、产品性能价格及建筑承重等因素，对不同组件、逆变器、电气方案、支架方式等实现数字建模和比对。

智能集成：开发光伏发电施工管理系统并加快在采购、施工过程管理、质量检测、电站测试、验收等方面应用，实现工程进度实时监控、成本质量控制、库存管理、人员调配与施工问题预警。推广智能化机械装备在智能光伏电站建设过程中的应用。

智能运维：推广应用智能光伏发电监控系统、运维系统、项目管理系统，建立智能区域集控运维中心和移动运维平台，实现无人/少人、集中与远程管理，支持采用智能机器人、无人机等技术替代人工运维管理，降低运维成本，提升服务效率。

发展智能光储系统。突破智能光储关键技术，平抑光伏发电波动，跟踪发电计划出力、电量时移，提升对新型电力系统的支撑能力。推动光伏电站与抽水蓄能、电化学储能、飞轮储能等融合发展，建设一批电源侧光伏储能项目，保障光伏发电高效消纳利用。

拓展智能光伏技术耦合。发展智能光伏直流系统，开展光伏储能直流耦合系统技术研究，拓展光伏直流建筑、太阳能路灯、直流空调等直流负载应用。支持智能光伏制氢等试点示范项目建设，加快开展制氢系统与光伏耦合技术研究。

（三）助力各领域碳达峰碳中和

智能光伏工业。鼓励工业园区、新型工业化产业示范基地等建设光伏应用项目，制定可再生能源占比的具体评价办法，新建工业厂房满足光伏发电系统安装要求，推动工业园区等绿色发展。鼓励建设工业绿色微电网，实现厂房光伏、分布式风电、多元储能、高效热泵、余热余压利用、智慧能源管控系统等集成应用，促进多能高效互补利用。

智能光伏交通。加快“光伏+交通”等融合发展项目推广应用，推动交通领域光伏电站及充电桩示范建设。坚持充分论证、因地制宜、试点先行的原则，鼓励光伏发电在公路服务区（停车场）、加油站、公路边坡、公路隧道、公交货运场站、港口码头、航标等导助航设施、码头趸船、海岛工作站点等领域的应用。探索光伏和新能源汽车融合应用路径。

智能光伏建筑。在有条件的城镇和农村地区，统筹推进居民屋面智能光伏系统，鼓励新建政府投资公益性建筑推广太阳能屋顶系统。开展以智能光伏系统为核心，以储能、建筑电力需求响应等新技术为载体的区域级光伏分布式应用示范。提高建筑智能光伏应用水平。积极开展光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的“光储直柔”建筑建设示范。

智能光伏农业。加快农业绿色低碳循环发展，推动有条件地区在农业设施棚顶安装太阳能组件发电，棚下开展农业生产，将光伏发电与农业设施有机结合，在种养殖、农作物补光、光照均匀度与透光率调控、智能运维、高效组件开发等方面开展深度创新。鼓励探索光伏农业新兴模式，推进农业绿色发展，促进农民增收。

智能光伏乡村。继续开展村级电站和农村户用电站建设，优先支持脱贫地区建设村级光伏帮扶电站，壮大村集体经济，实现巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接。鼓励先进智能光伏产品及系统应用，优先保证产品质量和系统性能。完善全国光伏扶贫信息监测系统，扩大监测范围，提升运维服务能力。结合村级

电站模式及地域分布特点，因地制宜整合各类“光伏+”综合应用，创新光伏发电模式。

智能光伏电站。鼓励在各种类型、各类场景的光伏发电基地建设中采用基于智能光伏的先进光伏产品，鼓励结合沙漠、戈壁、荒漠、荒山、荒土和沿海滩涂综合利用、采煤沉陷区和矿山排土场等废弃土地、油气矿区等多种方式，因地制宜开展智能光伏电站建设，鼓励智能光伏在整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点中的应用，促进光伏发电与其他产业有机融合。

智能光伏通信。面向数据中心、5G 等新型基础设施不同应用场景需求，在光能资源丰富区域，积极探索开发技术先进、经济适用的智能光伏产品及方案，支持智能光伏在信息通信领域的示范应用，促进网络设施智能化改造和绿色化升级，推动信息通信行业节能创新水平提升。

智能光伏创新应用。创新智能光伏市场应用场景，支持有关市场化机构依法合规举办创新创业比赛，拓展多种形式的“光伏+”综合应用，加强新兴领域智能光伏与相关产业融合发展，实现产品创新、技术创新和商业模式创新，在各领域推动“碳达峰、碳中和”进程。

（四）优化产业发展环境

完善技术标准体系。修订实施《太阳能光伏产业综合标准化技术体系》，加快智能光伏标准体系研究和顶层设计。开展光伏和交通、建筑、农业、能源、乡村等领域结合标准研究，推动研究适用于新型电力系统的光伏发电规范和基于光伏为主体电源的电力系统等标准。

完善知识产权布局。提升智能光伏企业知识产权保护意识，完善管理制度。开展国内外知识产权布局、知识产权运用试点企业培育工作。支持相关研究机构、行业组织对光伏领域内知识产权布局现状进行全面梳理，探索研究专利池建设，围绕智能光伏关键技术和工艺开展专利分析预警。

深化国际交流合作。加强“引进来”，与先进国际机构和企业开展智能光伏领域技术、人才、资本、标准等合作。深化“走出去”，落实“一带一路”倡议，鼓励具有高附加值的智能光伏产品出口，支持企业在海外建设智能光伏工厂、开发智能光伏电站项目，为光伏治沙、光伏扶贫等先进智能光伏模式推广应用贡献中国方案。

（五）建设公共服务平台

建设技术创新平台。开展智能光伏关键共性技术研发，建设国家级智能光伏技术创新平台，加快新型太阳能电池技术研发储备，加强智能光伏基础性原理性研究，实现科研成果共享，加速科研成果转化，开展技术研发对外服务，提升智能光伏产业核心竞争力。

建设行业服务和验证平台。支持有能力、有资质的企事业单位建设产业技术基础公共服务平台，开展知识产权培训与交易、科技成果评价、市场战略研究、价格监测、供应链协调、低碳发展评价等服务。支持建设一批光伏储能、光伏制氢、光伏直流等系统验证平台，加强多领域纵横联合。

建设“双创”孵化平台。支持智能光伏领域众创、众包、众扶、众筹等创业支撑平台建设，推动有条件的地方建立一批智能光伏产业生态孵化器、加速器，探索产业发展和商业应用模式创新，鼓励为初创企业提供资金、技术、市场应用及推广等方面的扶持。

（六）强化光伏人才培育

推动人才梯队建设。引进和培育相结合，在智能光伏领域形成一批能够带动企业智能转型的高层次领军人才，一批既熟悉技术又擅长商业资源整合的管理人才。加快培养掌握光伏和建筑、交通、农业等领域专业知识的复合型人才。

加大人才培养力度。深化产教融合，推动高等院校优化学科建设，支持开展国家光伏产教融合创新平台建设。鼓励建立校企结合的智能光伏人才综合培训和实践基地，支持相关企业开展员工国内外在职教育培训。

引导人才合理流动。指导相关研究机构、协会组织召开人才交流对接活动，发布光伏人才白皮书。支持建立智能光伏人才信息平台，提供人才信息服务。引导企业通过合规途径招聘人才，保障人才正常流动，降低人员流动损失，提升光伏行业人才归属感。

三、组织实施

（一）加强组织协调和政策协同。持续深化智能光伏产业发展协调机制，共同研究解决产业发展中出现的重大问题。各部门结合自身职能职责确定年度工作目标，加强与有关政策、规划衔接，推动行动计划同自然资源、生态环境、财政、

税收、金融、贸易、证券监督等部门政策联动，确保各项任务措施落实到位。加强央地合作，深化地方协调工作机制，鼓励地方出台配套支持政策。

（二）形成有效市场和有为政府合力。发挥光伏产业充分竞争、市场化程度高等特点，通过市场机制引导多方资本促进智能光伏产业发展，支持设立智能光伏领域产业发展基金，探索政府和社会资本合作模式。发挥国家产融合作平台作用，引导金融投资机构加大对智能光伏产业的精准支持力度。落实《关于加强产融合作推动工业绿色发展的指导意见》，充分利用中央及地方相关渠道，推动资源集约化整合和协同支持，结合新基建等重大项目，加大对智能光伏产业进步及有关公共服务平台等扶持。

（三）支持试点示范和行业特色应用。开展多元化智能光伏试点示范，培育若干国家级智能光伏示范企业和示范项目。引导光伏企业与系统集成、软件开发、信息管理和物联网、大数据、5G通信、先进计算、人工智能等企业共同参与试点示范建设，鼓励光伏企业与信息、交通、建筑、农业、能源、乡村振兴等领域企业探索可推广可复制的智能光伏建设模式。

（四）推动光伏产业健康有序发展。引导行业扩张与市场发展协同推进，建立光伏供应链协调保障机制和运行监测机制。深入实施《光伏制造行业规范条件》，引导行业规范发展。充分发挥行业协会作用，推动构建公平、公正、开放、有序的市场竞争环境。妥善解决光伏国际贸易争端，营造良好国际贸易环境。

7.《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》（节选）（国资发科创〔2021〕93号）（国资委/2021年11月27日）

……**（三）加快推动非化石能源发展。**优化非化石能源发展布局，不断提高非化石能源业务占比。完善清洁能源装备制造产业链，支撑清洁能源开发利用。全面推进风电、太阳能发电大规模、高质量发展，因地制宜发展生物质能，探索深化海洋能、地热能等开发利用。坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用，加快智能光伏产业创新升级和特色应用。因地制宜开发水电，推动已纳入国家规划、符合生态环保要求的水电项目开工建设。积极安全有序发展核电，培育高端核电装备制造产业集群。稳步构建氢能产业体系，完善

氢能制、储、输、用一体化布局，结合工业、交通等领域典型用能场景，积极部署产业链示范项目。加大先进储能、温差能、地热能、潮汐能等新兴能源领域前瞻性布局力度。……

……（一）**加强绿色低碳技术布局与攻关**。充分发挥中央企业创新主体作用，支持中央企业加快绿色低碳重大科技攻关，积极承担国家绿色低碳重大科技项目，力争在低碳零碳负碳先进适用技术方面取得突破。布局化石能源绿色智能开发和清洁低碳利用、新型电力系统、零碳工业流程再造等低碳前沿技术攻关，深入开展智能电网、抽水蓄能、先进储能、高效光伏、大容量风电、绿色氢能、低碳冶金、现代煤化工、二氧化碳捕集利用与封存等关键技术攻关，鼓励加强产业共性基础技术研究，加快碳纤维、气凝胶等新型材料研发应用。加强绿色氢能示范验证和规模应用，推动建设低成本、全流程、集成化、规模化的二氧化碳捕集利用与封存示范项目。……

8.关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知 2022（节选）（国能发规划〔2022〕31号）（国家能源局/2022年3月17日）

一、总体要求

（三）主要目标

稳步推进结构转型。煤炭消费比重稳步下降，非化石能源占能源消费总量比重提高到 17.3%左右，新增电能替代电量 1800 亿千瓦时左右，风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 12.2%左右。

三、加快能源绿色低碳转型

大力发展风电光伏。加大力度规划建设以大型风光基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。优化近海风电布局，开展深远海风电建设示范，稳妥推动海上风电基地建设。积极推进水风光互补基地建设。继续实施整县屋顶分布式光伏开发建设，加强实施情况监管。因地制宜组织开展“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”。充分利用油气矿区、工矿场区、工业园区的土地、屋顶资源开发分布式风电、光伏。健全可再生能源电力消纳保障机制，发布 2022 年各省

消纳责任权重，完善可再生能源发电绿色电力证书制度。

9.关于加强产融合作推动工业绿色发展（节选）（工信部联财〔2021〕159号）（工业和信息化部、中国人民银行、中国银行保险监督管理委员会、中国证券监督管理委员会/2021年9月3日）

（一）加强绿色低碳技术创新应用。加快绿色核心技术攻关，打造绿色制造领域制造业创新中心，加强低碳、节能、节水、环保、清洁生产、资源综合利用等领域共性技术研发，开展减碳、零碳和负碳技术综合性示范。支持新能源、新材料、新能源汽车、新能源航空器、绿色船舶、绿色农机、新能源动力、高效储能、碳捕集利用与封存、零碳工业流程再造、农林渔碳增汇、有害物质替代与减量化、工业废水资源化利用等关键技术突破及产业化发展。加快电子信息技术与清洁能源产业融合创新，推动新型储能电池产业突破，引导智能光伏产业高质量发展。支持绿色低碳装备装置、仪器仪表和控制系统研发创新，在国土绿化、生态修复、海绵城市与美丽乡村建设等领域提升装备化、智能化供给水平。

（七）促进绿色低碳产品消费升级。鼓励企业按照全生命周期理念开展产品绿色设计，扩大高质量绿色产品有效供给。设立电商平台绿色低碳产品销售激励约束机制，扩大新能源汽车、光伏光热产品、绿色消费类电器电子产品、绿色建材等消费。加快发展面向冰雪运动、海洋休闲、郊野经济等场景的设施装备产业。推动超高清视频、新型显示等技术突破，拓展数字绿色消费场景。发展具有文化传承意义和资源盘活效益的传统技法工艺，推广环境影响小、资源消耗低、易循环利用的生物质取材制品，支持苗绣、桑蚕丝绸等生态产品价值实现机制试点示范。

（八）推进绿色低碳国际合作。以碳中和为导向，制定重点行业碳达峰目标任务及路线图，支持智能光伏、新能源汽车等产业发挥示范引领作用。鼓励有条件的地方建设中外合作绿色工业园区，推动绿色技术创新成果在国内转化落地。共建绿色“一带一路”，加强煤电行业联控，促进产业产能优化升级。建设绿色综合服务平台和共性技术平台，推动中国新型绿色技术装备“走出去”和标准国际化。

10.能源生产和消费革命战略（2016-2030）（节选）（发改

基础〔2016〕2795号）（国家发展改革委、国家能源局/2016年12月29日）

三是世界能源技术创新进入活跃期。能源新技术与现代信息、材料和先进制造技术深度融合，太阳能、风能、新能源汽车技术不断成熟，大规模储能、氢燃料电池、第四代核电等技术有望突破，能源利用新模式、新业态、新产品日益丰富，将带来人类生产生活方式深刻变化。各国纷纷抢占能源技术进步先机，谋求新一轮科技革命和产业变革竞争制高点。

……大幅提高城镇终端电气化水平。实施终端用能清洁电能替代，大力推进城镇以电代煤、以电代油。加快制造设备电气化改造，提高城镇产业电气化水平。提高铁路电气化率，超前建设汽车充电设施，完善电动汽车及充电设施技术标准，加快全社会普及应用，大幅提高电动汽车市场销量占比。淘汰煤炭在建筑终端的直接燃烧，鼓励利用可再生电力实现建筑供热（冷）、炊事、热水，逐步普及太阳能发电与建筑一体化。

全面建设新农村新能源新生活。切实提升农村电力普遍服务水平，完善配电网建设及电力接入设施、农业生产配套供电设施，缩小城乡生活用电差距。加快转变农业发展方式，推进农业生产电气化。实施光伏（热）扶贫工程，探索能源资源开发中的资产收益扶贫模式，助推脱贫致富。结合农村资源条件和用能习惯，大力发展太阳能、浅层地热能、生物质能等，推进用能形态转型，使农村成为新能源发展的“沃土”，建设美丽宜居乡村。……

推动非化石能源跨越式发展。坚持分布式和集中式并举，以分布式利用为主，推动可再生能源高比例发展。大力发展风能、太阳能，不断提高发电效率，降低发电成本，实现与常规电力同等竞争。因地制宜选择合理技术路线，广泛开发生物质能，加快生物质供热、生物天然气、农村沼气发展，扩大城市垃圾发电规模。创新开发模式，统筹水电开发经济效益、社会效益和环境效益。……

推进能源生产智能化。鼓励风电、太阳能发电等可再生能源的智能化生产，推动化石能源开采、加工及利用全过程的智能化改造，加快开发先进储能系统。加强电力系统的智能化建设，有效对接油气管网、热力管网和其他能源网络，促进多种类型能流网络互联互通和多种能源形态协同转化，建设“源—网—荷—储”

协调发展、集成互补的能源互联网。……

建筑节能技术。推广超低能耗建筑技术以及绿色家居、家电等生活节能技术，发展新型保温材料、反射涂料、高效节能门窗和玻璃、绿色照明、智能家电等技术，鼓励发展近零能耗建筑技术和既有建筑能效提升技术，积极推广太阳能、地热能、空气热能等可再生能源建筑规模化应用技术……

可再生能源技术。加快大型陆地、海上风电系统技术及成套设备研发，推动低风速、风电场发电并网技术攻关。加快发展高效太阳能发电利用技术和设备，重点研发太阳能电池材料、光电转换、智能光伏发电站、风光水互补发电等技术，研究可再生能源大规模消纳技术。研发应用新一代海洋能、先进生物质能利用技术。……

（七）非化石能源跨越发展行动。优化风电和光伏发电布局，加快中东部可再生能源发展，稳步推进“三北”地区风光电基地建设，建立弃风率和弃光率预警考核机制，实现可再生能源科学有序发展。鼓励可再生能源电力优先就近消纳，充分利用规划内输电通道实现跨区外送。大力推进生物质能原料基地建设，扩大生物质能利用规模。开展地热能示范县、示范乡镇建设。开展海洋能示范项目建设。在生态优先前提下积极有序推进大型水电基地建设，因地制宜发展中小型水电站，大力推进抽水蓄能电站建设，科学有序开发金沙江等水电。到 2030 年，非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到 50%。

（八）农村新能源行动。更好发挥能源扶贫脱贫攻坚作用，改善贫困地区用能条件，通过建设太阳能光伏电站、开发水电资源等方式，探索能源开发收益共享等能源扶贫新机制。建立农村商品化能源供应体系，稳步扩大农村电力、燃气和洁净型煤供给，加快替代农村劣质散煤，提高物业化管理、专业化服务水平。统筹推进农村配电网建设、太阳能光伏发电和热利用。在具备条件的农村地区，建设集中供热和燃气管网。就近利用农作物秸秆、畜禽粪便、林业剩余物等生物质资源，开展农村生物天然气和沼气等燃料清洁化工程。到 2030 年，农村地区实现商品化能源服务体系。……

（十二）能源标准完善和升级行动。在建筑建材、车用燃油、汽车排放、家用电器、商品煤、燃煤锅炉等方面，制修订更加严格的节能环保标准。在太阳能发电、核电安全、能源互联网、新能源汽车、充电设施等方面，完善技术标准体

系。加快前沿性创新技术转化为标准。超前部署创新领域标准研究。建立标准及时更新机制。落实责任主体，加强标准执行，严格监督考核，完善奖惩制度。

(十三) “一带一路”能源合作行动。陆上依托国际大通道，以沿线中心城市为支撑，以重点经贸产业园区为合作平台，推动能源投资和贸易；海上以重点港口为节点，畅通能源输送通道。联合开发水能、光伏、风能、生物质能、地热能、海洋能等资源，打造清洁能源合作样板。实施低碳示范区、减缓和适应气候变化及人员培训合作项目。……

11.光伏制造行业规范条件（2021年本）（工信部/2021年3月11日）

为加强光伏行业管理，引导产业加快转型升级和结构调整，推动我国光伏产业持续健康发展，根据国家有关法律法规及《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号），按照优化布局、调整结构、控制总量、鼓励创新、支持应用的原则，制定本规范条件。本规范条件是鼓励和引导行业技术进步和规范发展的引导性文件，不具有行政审批的前置性和强制性。

一、生产布局与项目设立

(一) 光伏制造企业及项目应符合国家资源开发利用、环境保护、节能管理等法律法规要求，符合国家产业政策和相关产业规划及布局要求，符合当地土地利用总体规划、城市总体规划、环境功能区划和环境保护规划等要求。

(二) 在国家法律法规、规章及规划确定或省级以上人民政府批准的自然保护区、饮用水水源保护区、生态功能保护区，已划定的永久基本农田，以及法律、法规规定禁止建设工业企业的区域不得建设光伏制造项目。上述区域内的现有企业应按照法律法规要求拆除关闭，或严格控制规模、逐步迁出。

(三) 引导光伏企业减少单纯扩大产能的光伏制造项目，加强技术创新、提高产品质量、降低生产成本。新建和改扩建多晶硅制造项目，最低资本金比例为30%，其他新建和改扩建光伏制造项目，最低资本金比例为20%。

二、工艺技术

(一) 光伏制造企业应采用工艺先进、安全可靠、节能环保、产品质量好、生产成本低的生产技术和设备，并实现高品质产品的批量化生产。

(二)光伏制造企业应具备以下条件：在中华人民共和国境内依法注册成立，具有独立法人资格；具有太阳能光伏产品独立生产、供应和售后服务能力；每年用于研发及工艺改进的费用不低于总销售额的3%且不少于1000万元人民币，鼓励企业取得省级以上独立研发机构、技术中心或高新技术企业资质；申报符合规范名单时上一年实际产量不低于上一年实际产能的50%。

(三) 现有光伏制造企业及项目产品应满足以下要求：1.多晶硅满足《太阳能级多晶硅》(GB/T25074)或《流化床法颗粒硅》(GB/T35307)特级品的要求。2.多晶硅片(含准单晶硅片)少子寿命不低于2 μ s,碳、氧含量分别小于10ppma和12ppma；P型单晶硅片少子寿命不低于50 μ s, N型单晶硅片少子寿命不低于500 μ s,碳、氧含量分别小于1ppma和14ppma。3.多晶硅电池和单晶硅电池(双面电池按正面效率计算)的平均光电转换效率分别不低于19%和22.5%。4.多晶硅组件和单晶硅组件(双面组件按正面效率计算)的平均光电转换效率分别不低于17%和19.6%。5.硅基、铜铟镓硒(CIGS)、碲化镉(CdTe)及其他薄膜组件的平均光电转换效率分别不低于12%、15%、14%、14%。6.含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于96.5%，不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于98%（单相二级拓扑结构的光伏逆变器相关指标分别不低于94.5%和97.3%），微型逆变器相关指标分别不低于95%和95.5%。

(四) 新建和改扩建企业及项目产品应满足以下要求：

1.多晶硅满足《电子级多晶硅》(GB/T12963)3级品以上要求或《流化床法颗粒硅》(GB/T35307)特级品的要求。

2.多晶硅片(含准单晶硅片)少子寿命不低于2.5 μ s,碳、氧含量分别小于6ppma和8ppma；P型单晶硅片少子寿命不低于80 μ s, N型单晶硅片少子寿命不低于700 μ s,碳、氧含量分别小于1ppma和14ppma。

3.多晶硅电池和单晶硅电池(双面电池按正面效率计算)的平均光电转换效率分别不低于20.5%和23%。

4.多晶硅组件和单晶硅组件(双面组件按正面效率计算)的平均光电转换效率分别不低于18.4%和20%。5.硅基、CIGS、CdTe及其他薄膜组件的平均光电转换效率分别不低于13%、16%、15%、15%。(五)晶硅组件衰减率首年不高

于 2.5%，后续每年不高于 0.6%，25 年内不高于 17%；薄膜组件衰减率首年不高于 5%，后续每年不高于 0.4%，25 年内不高于 15%。

三、资源综合利用及能耗

（一）光伏制造企业和项目用地应符合国家已出台的土地使用标准，严格保护耕地，节约集约用地。（二）光伏制造项目电耗应满足以下要求：

1. 现有多晶硅项目还原电耗小于 60 千瓦时/千克，综合电耗小于 80 千瓦时/千克；新建和改扩建项目还原电耗小于 50 千瓦时/千克，综合电耗小于 70 千瓦时/千克。

2. 现有硅锭项目平均综合电耗小于 7.5 千瓦时/千克，新建和改扩建项目小于 6.5 千瓦时/千克；如采用多晶铸锭炉生产准单晶或高效多晶产品，项目平均综合电耗的增加幅度不得超过 0.5 千瓦时/千克。

3. 现有硅棒项目平均综合电耗小于 30 千瓦时/千克，新建和改扩建项目小于 28 千瓦时/千克。

4. 现有多晶硅片项目平均综合电耗小于 25 万千瓦时/百万片，新建和改扩建项目小于 20 万千瓦时/百万片；现有单晶硅片项目平均综合电耗小于 20 万千瓦时/百万片，新建和改扩建项目小于 15 万千瓦时/百万片。

5. 晶硅电池项目平均综合电耗小于 8 万千瓦时/MWp。

6. 晶硅组件项目平均综合电耗小于 4 万千瓦时/MWp，薄膜组件项目平均电耗小于 50 万千瓦时/MWp。

（三）光伏制造项目生产水耗应满足以下要求：

1. 多晶硅项目水循环利用率不低于 95%；

2. 硅片项目水耗低于 1300 吨/百万片；3.P 型晶硅电池项目水耗低于 750 吨/MWp，N 型晶硅电池项目水耗低于 900 吨/MWp。

（四）其他生产单耗需满足国家相关标准。

四、智能制造和绿色制造

（一）鼓励企业将自动化、信息化及智能化等贯穿于设计、生产、管理和服务的各个环节，积极开展智能制造，提升本质安全水平，降低运营成本，缩短产品生产周期，提高生产效率，降低产品不良品率，提高能源利用率。

(二) 鼓励企业参与光伏行业绿色制造相关标准制修订工作。参照光伏行业绿色制造相关标准要求，建设绿色工厂，生产绿色设计产品，打造绿色供应链，并开展绿色设计产品、绿色工厂、绿色供应链等评价工作。鼓励企业在生产制造过程中优先使用绿色清洁电力，可采用购买绿色电力证书等方式满足绿色制造要求。

(三) 鼓励企业落实生产者责任延伸制度，建立废弃光伏产品回收与利用处理网络体系。

五、环境保护

(一) 企业应依法进行环境影响评价，落实环境保护设施“三同时”制度要求，按规定进行竣工环境保护验收。京津冀、长三角、珠三角等区域新建项目禁止配套建设自备燃煤电站。

(二) 企业应有健全的企业环境管理机构，制定有效的企业环境管理制度。企业应按照《固定污染源排污许可分类管理名录》依法取得排污许可证，并按照排污许可证的规定排放污染物。企业应持续开展清洁生产审核工作。

(三) 废气、废水排放应符合国家和地方大气及水污染物排放标准和总量控制要求；恶臭污染物排放应符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554），工业固体废物应依法分类贮存、转移、处置或综合利用，企业危险废物贮存应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）相关要求，一般工业固体废物贮存应符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18559）相关要求。产生危险废物的单位，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，并委托有资质的单位依法处置。厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）。新建和改扩建光伏制造项目污染物产生应符合《光伏电池行业清洁生产评价指标体系》中 I 级基准值要求，现有项目应满足 II 级基准值要求。

(四) 鼓励企业通过 ISO14001 环境管理体系认证、ISO14064 温室气体核证、PAS2050/ISO/TS14067 碳足迹认证。

六、质量管理

(一) 光伏制造企业应建立完善的质量管理体系，配备质量检验机构和专职检验人员。电池及组件生产企业应配备 AAA 级太阳模拟器、高低温环境试验箱

等关键检测设备。逆变器生产企业应配备环境测试、并网测试等关键检测设备。鼓励企业建设具备 CNAS 认可资质的实验室。

(二) 光伏产品质量应符合国家相关标准，通过国家批准相关认证机构的认证。

(三) 鼓励企业通过 ISO9001 质量管理体系认证，组件功率质保期不低于 25 年，工艺及材料质保期不少于 10 年，逆变器质保期不少于 5 年。

(四) 鼓励企业参与太阳能光伏领域国家/行业/团体标准制修订和国际标准化活动。

(五) 企业应建立相应的产品可追溯制度。

七、安全生产和社会责任

(一) 企业应当遵守《安全生产法》、《职业病防治法》等法律法规，严格执行国家及行业保障安全生产、职业健康等方面的规范和标准，当年及上一年度未发生生产安全事故。光伏制造项目应当严格落实安全设施和职业病防护设施“三同时”制度要求。

(二) 企业应当建立健全安全生产责任制，加强职工安全生产教育培训和隐患排查治理工作，开展安全生产标准化建设。企业应当依法落实职业病预防以及防治管理措施。

(三) 企业应当遵守国家相关法律法规，依法参加养老、失业、医疗、工伤等各类保险，并为从业人员足额缴纳相关保险费用。

八、监督与管理

(一) 申报本规范条件的新建和改扩建光伏制造企业及项目应当满足本规范条件要求，开展委外代工业务的，被委托方也应满足本规范条件要求。

(二) 光伏制造企业自愿提出申请，对照规范条件编制相关申报材料，通过省级工业和信息化主管部门报送工业和信息化部。各级工业和信息化主管部门会同有关部门对当地光伏制造企业执行本规范条件的情况进行监督检查。工业和信息化部组织行业协会、检测机构对企业进行检查，定期公告符合本规范条件的企业名单，并会同有关部门组织行业协会、检测机构从市场上对已公告企业的产品等进行抽查，实行社会监督、动态管理。进入公告名单的光伏制造企业须按要求定期提交自查报告。

(三) 公告企业有下列情况之一的, 将撤销其公告资格: 1. 填报资料有弄虚作假行为; 2. 拒绝接受监督检查; 3. 连续两次产品抽查不合格; 4. 发生安全生产和污染责任事故; 5. 违反法律、法规和国家产业政策规定; 6. 其他不能保持规范条件要求的。工业和信息化部拟撤销公告资格的, 提前告知相关企业, 听取相关企业陈述和申辩。被撤销公告的企业, 自被撤销公告之日起, 其新申报材料两年内不予受理。规范公告名单及有关监督检查情况向社会公布, 并抄送国家投资、自然资源、生态环境、市场监管、应急管理、金融监管、能源等部门。

(四) 有关行业协会、检测机构协助行业主管部门做好本规范条件的实施和跟踪监督工作, 组织企业加强协调和自律管理。

九、附则

(一) 本规范条件适用于中华人民共和国境内所有类型的光伏制造企业, 本规范条件所指的光伏制造行业主要为光伏用多晶硅、硅棒、硅锭、硅片、电池、组件、逆变器等制造行业。

(二) 本规范条件涉及的标准和行业政策若进行修订, 按修订后执行。

(三) 本规范条件涉及的部分工艺技术指标, 因技术快速发展需要更新的, 将以修订单的形式发布。

(四) 本规范条件所称的新建和改扩建企业及项目是指本规范条件发布实施后建设、投产的企业及项目。

(五) 本规范条件自 2021 年 3 月 15 日起实施。2018 年 1 月 15 日公布的《光伏制造行业规范条件(2018 年本)》(工业和信息化部公告 2018 年第 2 号) 同时废止。

12. 智能光伏产业发展行动计划(2018-2020 年)(工信部联电子〔2018〕68 号)(工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国务院扶贫办/2018 年 4 月 11 日)

光伏产业是基于半导体技术和新能源需求而兴起的朝阳产业, 是未来全球先进产业竞争的制高点。为进一步提升我国光伏产业发展质量和效率, 加快培育新产品新业态新动能, 实现光伏智能创新驱动和持续健康发展, 支持清洁能源智能

升级及应用，制定本行动计划。

总体要求：全面贯彻党的十九大精神，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，牢固树立和贯彻落实新发展理念，深入实施《中国制造 2025》，以推进供给侧结构性改革为主线，以构建智能光伏产业生态体系为目标，坚持市场主导、政府引导，坚持创新驱动、产用融合，坚持协同施策、分步推进，加快提升光伏产业智能制造水平，推动互联网、大数据、人工智能等与光伏产业深度融合，鼓励特色行业智能光伏应用，促进我国光伏产业迈向全球价值链中高端。

工作目标：到 2020 年，智能光伏工厂建设成效显著，行业自动化、信息化、智能化取得明显进展；智能制造技术与装备实现突破，支撑光伏智能制造的软件和装备等竞争力显著提升；智能光伏产品供应能力增强并形成品牌效应，“走出去”步伐加快；智能光伏系统建设与运维水平提升并在多领域大规模应用，形成一批具有竞争力的解决方案供应商；智能光伏产业发展环境不断优化，人才队伍基本建立，标准体系、检测认证平台等不断完善。

一、加快产业技术创新，提升智能制造水平

（一）推动光伏基础材料生产智能升级。支持多晶硅生产、收获、运输、破碎、分拣、清洗、包装等环节的机械化与自动化；实现有毒有害物质排放和危险源的自动检测与监控、安全生产的全方位监控，建立多晶硅生产在线应急指挥联动系统。提升铸锭炉、单晶炉等自动化水平，研究长晶自动控制系统，推广自动喷涂、自动倒角、金刚线截断、开方和磨面自动上下料以及自动检测等设备。鼓励金刚线切割、自动插片、自动粘胶、全自动硅片清洗及自动分选机、自动粘脱胶设备等应用。提升工序间自动化传输和流水线作业能力。（工业和信息化部牵头负责）

（二）加快先进太阳能电池及部件智能制造。推广电池生产自动制绒、自动上下料、自动导片机、自动插片机等设备，提升智能感知衔接能力。鼓励自动串焊机、自动摆串机、智能层压机、自动焊接机、自动削边机、自动装框机、自动灌胶机、自动磨角、双玻组件自动封边等组件生产设备使用；研发并应用叠层自动焊机、接线盒自动焊接、第二层 EVA/背板自动铺设、自动包装、EL 图片自动分析等设备。推动逆变器检测、包装、运输、现场安装等环节机械化、自动化与智能化，建立完善的整机及各部件数据的记录及质量追溯机制，提升逆变器制造

效率和产品可靠性；开发智能化逆变器产品，提升电站监控运维水平。（工业和信息化部牵头负责）

（三）提高光伏产品全周期信息化管理水平。鼓励企业采用 ERP（企业资源计划）、MES（生产过程执行系统）、PLC（可编程逻辑控制器）、SCADA（数据采集与监视控制系统）、SRM（供应链管理系统）、PLM（产品生命周期管理系统）、CRM（客户关系管理系统）等信息化管理系统，实现产品设计、工艺研发、材料供应、资源调度、环境监控、设备管理、质量管控、库存管理等生产流程全信息化管理。在自动化流水线基础上，进一步实现生产线集中监控与智能化管理调配，包括生产数据自动获取、工业编码系统开发、实时质量监控、分析与处理等，通过信息监控调度和数据分析支撑加快工艺制程改善和智能化升级。（工业和信息化部牵头负责）

二、推动两化深度融合，发展智能光伏集成运维

（四）提升智能光伏终端产品供给能力。鼓励研制具有优化消除阴影遮挡功率损失、失配损失、消除热斑、智能控制关断、实时监测运行等功能的智能光伏组件。发展集电力变换、远程控制、数据采集、在线分析、环境自适应等于一体的智能逆变器、控制器、汇流箱、储能系统、跟踪系统以及适用于智能光伏系统的高效电力电子器件等关键部件。开发即插即用、可拆卸、安全可靠、使用便利的户用智能光伏产品及系统，规范户用光伏市场。推动先进光伏产品与消费电子、户外产品、交通工具、航空航天、军事国防等结合，鼓励发展太阳能充电包、背包、衣物、太阳能无人机、快装电站等丰富多样的移动产品。（工业和信息化部牵头，各有关部门按职责分工负责）

（五）推动光伏系统智能集成和运维。运用互联网、大数据、人工智能、5G 通信等新一代信息技术，推动光伏系统从踏勘、设计、集成到运维的全流程智能管控。支持无人机在光伏系统建设踏勘中应用，在云端完成 2D/3D 建模。鼓励开发智能化光伏设计系统，综合考虑勘测地理信息数据、屋顶承重能力、当地辐照条件、产品价格等因素，对不同组件、逆变器、电气方案、支架方式等进行模拟方案比对；开发智能光伏发电施工管理系统，促进其在采购、施工过程、质量检测、电站测试、验收等方面应用，实现工程进度实时监控、成本控制、库存管理、人员调配与施工问题预警。（工业和信息化部牵头，各有关部门按职责分工

负责)

以提升光伏系统效率、降低运维成本为导向,支持开发光伏电站系统智能清洗机器人、智能巡检无人机等产品。应用信息技术手段,发展具有光伏电站运行监测数据采集、集中远程监控、故障检测、记录、报警、分析和处理等功能的智能光伏发电监控系统。支持推广智能光伏发电监控系统的应用,建立智能区域集控运维中心和移动运维平台,实现集中管理与远程管理。应用大数据分析处理技术,自动生成运维建议和电子工作票,实现远端系统“无人值班,少人值守”。支持采用智能机器人、无人机等技术替代人工运维管理。(工业和信息化部牵头,各有关部门按职责分工负责)

三、促进特色行业应用示范,积极推动绿色发展

(六)开展智能光伏工业园区应用示范。深入落实《信息产业发展指南》《工业绿色发展规划(2016—2020年)》,鼓励工业园区、新型工业化产业示范基地等建设光伏应用项目,制定可再生能源能占比的具体评价办法,提升清洁能源使用比例,推动工业园区等绿色发展。(工业和信息化部牵头,各有关部门按职责分工负责)

(七)开展智能光伏建筑及城镇应用示范。在有条件的城镇建筑屋顶(如政府建筑、公共建筑、商业建筑、厂矿建筑、设施建筑等),采取“政府引导、企业自愿、金融支持、社会参与”的方式,或引入社会资本出租屋顶、EMC节能服务合同管理等多种商业模式,建设独立的“就地消纳”分布式建筑屋顶光伏电站和建筑光伏一体化电站,促进分布式光伏应用发展。积极开展市、县、开发区一级的“城市级分布式建筑光伏电站”示范工程建设,由政府组织和引导作为成为公共建设项目,实现智能光伏建筑大数据在线监测管理。(住房和城乡建设部牵头,各有关部门按职责分工负责)

在光照资源优良、电网接入消纳条件好的城镇和农村地区,结合新型城镇化建设、旧城镇改造、新农村建设、易地搬迁等渠道,统筹推进居民屋顶智能光伏应用,形成若干光伏小镇、光伏新村。积极在有条件的农村地区小型建筑、独立农舍推广“光伏取代燃煤取暖”技术应用。(住房和城乡建设部牵头,各有关部门按职责分工负责)

(八)开展智能光伏交通应用示范。推动交通领域光伏电站及充电桩示范建

设，鼓励光伏发电在公路声屏障、公路交通指示标志、太阳能路灯、公路服务区（停车场）、公交场站、港口码头、航标等导航设施、海上工作趸船、海岛工作站等领域的应用。探索光伏和新能源汽车融合应用路径。（交通运输部牵头，各有关部门按职责分工负责）

（九）开展智能光伏农业应用示范。支持光伏与农业融合发展，开展立体式经济开发，在有条件的地方实现农业设施棚顶安装太阳能组件发电、棚下开展农业生产的形式，将光伏发电与农业设施有机结合，在种养殖、农作物补光、光照均匀度与透光率调控、智能运维、高效组件开发等方面开展深度创新；鼓励光伏农业新兴商业模式探索，推进农业绿色发展，促进农民增收。（农业农村部牵头，各有关部门按职责分工负责）

（十）开展智能光伏电站应用示范。在符合光伏“领跑者”。计划要求的前提下，优先支持基于智能光伏的先进光伏产品，鼓励结合领跑者基地建设开展智能光伏试点，在大型光伏电站及分布式应用中积极推广。鼓励结合荒山荒地和沿海滩涂综合利用、采煤沉陷区等废弃土地治理等多种方式，因地制宜开展智能光伏电站建设，促进光伏发电与其他产业有机融合。（国家能源局牵头，各有关部门按职责分工负责）

（十一）开展智能光伏扶贫应用示范。围绕脱贫攻坚目标，推进光伏扶贫工程，在禁止以任何方式占用永久基本农田的前提下，在具备条件的建档立卡贫困村建设村级光伏扶贫电站。鼓励先进光伏产品及系统应用，优先保证光伏扶贫产品质量和系统性能；加大信息技术应用，通过大数据、物联网等技术手段实现光伏扶贫数据采集、系统监控、运维管理的智能化；结合光伏扶贫电站模式及地域分布特点，因地制宜加强光伏扶贫与各类“光伏+”综合应用的整合，创新光伏扶贫模式。（国务院扶贫办牵头，各有关部门按职责分工负责）

四、完善技术标准体系，加快公共服务平台建设

（十二）建立健全智能光伏技术标准体系。以《太阳能光伏产业综合标准化技术体系》为基础，加快智能光伏标准体系研究。重点开展智能化光伏组件、接线盒、逆变器、控制器、追踪系统、户用光伏系统等产品及测试方法标准制定，加强光伏产品生产及管理系统互联互通标准、智能制造工厂/数字化车间模型标准、智能制造关键设备标准、智能制造设备故障信息数据字典标准、制造过程在

线检测、追溯及数据采集标准等智能生产及评价标准研究。加强光伏系统智能运维标准研究，包括智能清洗、智能巡检、智能排障等，制定智能运维平台设计及评价规范，规范光伏系统运维平台通信接口、数据格式、传输协议等。（工业和信息化部牵头，各有关部门按职责分工负责）

（十三）加快建设智能光伏公共服务平台。围绕智能光伏产业发展需求，推动产学研用结合，建设技术创新平台，开展一批关键性、前沿性技术研发；支持有能力、有资质的企事业单位建设国家级智能光伏检测认证公共服务平台，围绕智能光伏各环节开展检测认证、评级等服务，为电站系统设计、设备选型提供依据；支持地方、园区、龙头企业等建设一批公共服务平台，开展技术研发、产品设计、财税政策、战略研究等科技及专业服务；支持智能光伏领域众创、众包、众扶、众筹等创业支撑平台建设，推动建立一批智能光伏产业生态孵化器、加速器，鼓励为初创企业提供资金、技术、市场应用及推广等扶持。（各有关部门按职责分工负责）

五、加强综合政策保障，统筹推进产业健康发展

（十四）加强组织协调和政策协同。工业和信息化部会同住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国务院扶贫办等建立统筹协调工作机制，密切协作配合，探索体制机制创新，共同研究解决行动计划落实中遇到的重大问题，推动行动计划顺利实施。结合自身职责确定年度工作目标，确保行动计划各项任务措施落实到位。（工业和信息化部牵头，各有关部门按职责分工负责）

各地工业和信息化、住房和城乡建设、交通运输、农业、能源、扶贫等主管部门要高度重视智能光伏产业发展，因地制宜制定实施方案，建立地方协调工作机制，明确各部门资源投入，积极形成合力，联合开展试点示范，科学组织实施。（地方各有关部门按职责分工负责）

（十五）推动智能光伏试点应用。开展多元化智能光伏试点示范，培育一批国家智能光伏示范企业，支持若干行业特色智能光伏项目建设。引导光伏企业与软件开发、信息管理、系统集成及互联网、大数据等企业共同参与试点示范建设，鼓励光伏企业与信息、交通、建筑、农业、能源、扶贫等领域企业探索可推广可复制的智能光伏建设模式。相关部门适时对各地工作实施进展和效果进行评估，总结先进经验并向全国推广。（工业和信息化部牵头，各有关部门按职责分工负责）

责)

(十六) 加大多元化资金投入。发挥光伏产业市场化运营充分特点, 支持建立智能光伏领域产业发展基金, 探索政府和社会资本合作 (PPP) 模式, 形成合作、开放、创新氛围, 通过市场机制引导多方资本促进智能光伏产业发展。充分利用中央财政相关专项资金、地方财政资金等渠道, 推动相关资源集约化整合和精准投放, 加大对智能光伏产业扶持力度。(各有关部门按职责分工负责)

(十七) 促进光伏市场规范有序发展。逐步完善智能光伏相关标准检测认证等体系, 推动智能光伏标准化、模块化发展。深入实施《光伏制造行业规范条件》和光伏“领跑者”计划, 建立智能光伏产品及服务推广目录, 促进试点示范应用。加强行业协会、中介机构等对消费者的使用培训服务, 进一步支持智能光伏进入千家万户。(工业和信息化部牵头, 各有关部门按职责分工负责)

13.能源发展“十三五”规划(节选)(发改能源[2016]2619号)(国家发改委/2016年12月10日)

结构调整步伐加快。非化石能源和天然气消费比重分别提高 2.6 和 1.9 个百分点, 煤炭消费比重下降 5.2 个百分点, 清洁化步伐不断加快。水电、风电、光伏发电装机规模和核电在建规模均居世界第一。非化石能源发电装机比例达到 35%, 新增非化石能源发电装机规模占世界的 40%左右。……

结构调整步伐加快。非化石能源和天然气消费比重分别提高 2.6 和 1.9 个百分点, 煤炭消费比重下降 5.2 个百分点, 清洁化步伐不断加快。水电、风电、光伏发电装机规模和核电在建规模均居世界第一。非化石能源发电装机比例达到 35%, 新增非化石能源发电装机规模占世界的 40%左右。……

更加注重发展质量, 调整存量、做优增量, 积极化解过剩产能。对存在产能过剩和潜在过剩的传统能源行业, “十三五”前期原则上不安排新增项目, 大力推进升级改造和淘汰落后产能。合理把握新能源发展节奏, 着力消化存量, 优化发展增量, 新建大型基地或项目应提前落实市场空间。尽快建立和完善煤电、风电、光伏发电设备利用率监测预警和调控约束机制, 促进相关产业健康有序发展。……

更加注重经济效益, 遵循产业发展规律, 增强能源及相关产业竞争力。以全

社会综合用能成本较低作为能源发展的重要目标和衡量标准，更加突出经济性，着力打造低价能源优势。遵循产业发展趋势和规律，逐步降低风电、光伏发电价格水平和补贴标准，合理引导市场预期，通过竞争促进技术进步和产业升级，实现产业健康可持续发展。……

优化能源开发布局。根据国家发展战略，结合全国主体功能区规划和大气污染防治要求，充分考虑产业转移与升级、资源环境约束和能源流转成本，全面系统优化能源开发布局。能源资源富集地区合理控制大型能源基地开发规模和建设时序，创新开发利用模式，提高就地消纳比例，根据目标市场落实情况推进外送通道建设。能源消费地区因地制宜发展分布式能源，降低对外来能源调入的依赖。充分发挥市场配置资源的决定性作用和更好发挥政府作用，以供需双方自主衔接为基础，合理优化配置能源资源，处理好清洁能源充分消纳战略与区域间利益平衡的关系，有效化解弃风、弃光、弃水和部分输电通道闲置等资源浪费问题，全面提升能源系统效率。……

实施多能互补集成优化工程。加强终端供能系统统筹规划和一体化建设，在新城镇、新工业园区、新建大型公用设施（机场、车站、医院、学校等）、商务区和海岛地区等新增用能区域，实施终端一体化集成供能工程，因地制宜推广天然气热电冷三联供、分布式再生能源发电、地热能供暖制冷等供能模式，加强热、电、冷、气等能源生产耦合集成和互补利用。在既有工业园区等用能区域，推进能源综合梯级利用改造，推广应用上述供能模式，加强余热余压、工业副产品、生活垃圾等能源资源回收及综合利用。利用大型综合能源基地风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势，推进风光水火储多能互补工程建设运行。……

专栏 3 能源系统优化重点工程

综合能源基地建设工程：统筹规划、集约开发，优化建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地。稳步推进宁夏宁东、甘肃陇东区域能源基地开发，科学规划安徽两淮、贵州毕节、陕西延安、内蒙古呼伦贝尔、河北张家口等区域能源基地建设，促进区域能源协调可持续发展。

优质调峰机组建设工程：加快推进金沙江龙盘、岗托等龙头水电站建设，建设雅砻江两河口、大渡河双江口等龙头水电站，提高水电丰枯调节能力和水能利用效率。合理规划抽水蓄能电站规模与布局，完善投资、价格机制和管理体制，

加快大型抽水蓄能电站建设，新增开工规模 6000 万千瓦，2020 年在运规模达到 4000 万千瓦。在大中型城市、气源有保障地区和风光等集中开发地区优先布局天然气调峰电站。

风光水火储多能互补工程：重点在青海、甘肃、宁夏、四川、云南、贵州、内蒙等省区，利用风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势，充分发挥流域梯级水电站、具有灵活调节能力火电机组的调峰能力和效益，积极推进储能等技术研发应用，完善配套市场交易和价格机制，开展风光水火储互补系统一体化运行示范，提高互补系统电力输出功率稳定性和输电效率，提升可再生能源发电就地消纳能力。加快发展储电、储热、储冷等多类型、大容量、高效率储能系统，积极建设储能示范工程，合理规划建设供电、加油、加气与储能（电）站一体化设施。

终端一体化集成供能工程：在新增用能区域加强终端供能系统统筹规划和一体化建设，因地制宜实施传统能源与风能、太阳能、地热能、生物质能、海洋能等能源的协同开发利用，统筹规划电力、燃气、热力、供冷、供水管廊等基础设施，建设终端一体化集成供能系统。在既有用能区域推广应用上述供能模式，同时加快能源综合梯级利用改造，建设余热、余压综合利用发电机组。建成北京城市副中心、福建平潭综合实验区、山西大同经济技术开发区等终端一体化集成供能示范工程，余热、余压综合利用规模达到 1000 万千瓦，建设一批智慧能源示范园区。

“能效电厂”建设工程：全国范围内扩大实施峰谷、季节、可中断负荷等价格制度，推广落实气、电价格联动机制。在四川、云南、湖北、湖南、广西、福建等水电比重大的省份实施丰枯电价。鼓励发展咨询、诊断、设计、融资、改造、托管等“一站式”合同能源管理服务，积极开展合同能源管理示范工程。

……——太阳能。坚持技术进步、降低成本、扩大市场、完善体系。优化太阳能开发布局，优先发展分布式光伏发电扩大“光伏+”多元化利用，促进光伏规模化发展。稳步推进“三北”地区光伏电站建设，积极推动光热发电产业化发展。建立弃光率预警考核机制，有效降低光伏电站弃光率。2020 年，太阳能发电规模达到 1.1 亿千瓦以上，其中分布式光伏 6000 万千瓦、光伏电站 4500 万千瓦、光热发电 500 万千瓦，光伏发电力争实现用户侧平价上网。……

专栏 8 风能和太阳能资源开发重点

稳步推进内蒙古、新疆、甘肃、河北等地区风电基地建设。在青海、新疆、甘肃、内蒙古、陕西等太阳能资源和土地资源丰富地区，科学规划、合理布局、有序推进光伏电站建设。在四川、云南、贵州等水能资源丰富的西南地区，借助水电站外送通道和灵活调节能力，推进多能互补形式的大型新能源基地开发建设，充分发挥风电、光伏发电、水电的互补效益，重点推进四川省凉山州风水互补、雅砻江风光水互补、金沙江风光水互补、贵州省乌江与北盘江“两江”流域风水联合运行等基地规划建设。

鼓励“三北”地区风电和光伏发电参与电力市场交易和大用户直供，支持采用供热、制氢、储能等多种方式，扩大就地消纳能力。大力推动中东部和南方地区分散风能资源的开发，推动低风速风机和海上风电技术进步。

推广光伏发电与建筑屋顶、滩涂、湖泊、鱼塘、及农业大棚及相关产业有机结合的新模式，鼓励利用采煤沉陷区废弃土地建设光伏发电项目，扩大中东部和南方地区分布式利用规模。

.....

专栏 10 能源科技创新重点任务

关键 技术	<p>推广应用：页岩气水平井分段压裂、蒸汽辅助重力泄油、煤层气井高效排水降压、百万吨级煤炭间接液化、生物柴油、高效低成本晶体硅电池、大容量特高压直流输电、智能电网、第三代核电技术、能源装备耐热耐腐蚀材料、新型高效储能材料。</p> <p>示范试验：非常规油气评价、干热岩资源勘查与开发利用、新一代煤炭气化、规模化煤炭分质利用、非粮燃料乙醇、生物质集中高效热电联产、柔性直流输电、先进超超临界火电机组高温金属材料研制与部件制造、大功率电力电子器件制造及应用、精细陶瓷、石墨烯储能器件、光伏电池材料。</p> <p>集中攻关：煤炭绿色无人开采、深井灾害防治、非常规油气精确勘探和高效开发、深海和深层常规油气开发、新型低阶煤热解分质转化、绿色煤电、生物航空燃油、核电乏燃料后处理、新型高效低成本光伏发电、光热发电、超导直流输电、基于云技术的电网调度控制系统、新能源并网技术、微网技术、新型高效电池储能、氢能和燃料电池。</p>
----------	--

重大装备	<p>煤炭：薄煤层机械化开采装备、重大事故应急抢险技术装备、大型空分装置、超大型煤炭气化装置、大型煤炭液化装置、大型合成气甲烷化装置。</p> <p>油气：旋转导向钻井系统、国产水下生产系统、万吨级半潜式起重铺管船、海上大型浮式生产储油系统、非常规油气勘探开发技术装备、重大海上溢油应急处置技术装备。</p> <p>电力：节能/超低排放型超临界循环流化床锅炉、燃气轮机、百万千瓦级水电机组、核电主泵和爆破阀等关键设备、低速及 7-10 兆瓦级风电机组、光热发电核心设备、高效锅炉、高效电机、超大规模可再生能源集成装备、大规模储能电池。</p>
重大示范工程	<p>煤炭：智慧煤矿、煤制芳烃、煤基多联产、百万吨级煤油共炼、煤油气资源综合利用、煤电铝一体化、煤制清洁燃料。</p> <p>油气：非常规油气开发、深层稠油开发、1500 米以下深海油气开发。</p> <p>电力：清洁高效燃煤发电、自主知识产权重型 F 级燃气轮机发电、华龙一号、CAP1400、60 万千瓦高温气冷堆、CFR600 快堆、模块化小型堆、智能电网、大规模先进储能。</p> <p>新能源：大型超大型海上风电、大型光热发电、多能互补分布式发电、生物质能梯级利用多联产、海岛微网、深层高温干热岩发电、海洋潮汐发电、天然气水合物探采。</p>

.....

推进能源价格改革。按照“管住中间、放开两头”的总体思路，推进能源价格改革，建立合理反映能源资源稀缺程度、市场供求关系、生态环境价值和代际补偿成本的能源价格机制，妥善处理和逐步减少交叉补贴，充分发挥价格杠杆调节作用。放开电力、油气等领域竞争性环节价格，严格监管和规范电力、油气输配环节政府定价，研究建立有效约束电网和油气管网单位投资和成本的输配价格机制，实施峰谷分时价格、季节价格、可中断负荷价格、两部制价格等科学价格制度，完善调峰、调频、备用等辅助服务价格制度，推广落实气、电价格联动机制。研究建立有利于激励降低成本的财政补贴和电价机制，逐步实现风电、光伏发电上网电价市场化。.....

精准实施能源扶贫工程。在革命老区、民族地区、边疆地区、集中连片贫困

地区，加强能源规划布局，加快推进能源扶贫项目建设。调整完善能源开发收益分配机制，增强贫困地区自我发展“造血功能”。继续强化定点扶贫，加大政府、企业对口支援力度，重点实施光伏、水电、天然气开发利用等扶贫工程。……

提高能源普遍服务水平。完善能源设施维修和技术服务站，培育能源专业化服务企业，健全能源资源公平调配和应急响应机制，保障城乡居民基本用能需求，降低居民用能成本，促进能源军民深度融合发展，增强普遍服务能力。提高天然气供给普及率，全面释放天然气民用需求，2020年城镇气化率达到57%，用气人口达到4.7亿。支持居民以屋顶光伏发电等多种形式参与清洁能源生产，增加居民收入，共享能源发展成果。

大力发展农村清洁能源。采取有效措施推进农村地区太阳能、风能、小水电、农林废弃物、养殖场废弃物、地热能等可再生能源开发利用，促进农村清洁用能，加快推进农村采暖电能替代。鼓励分布式光伏发电与设施农业发展相结合，大力推广应用太阳能热水器、小风电等小型能源设施，实现农村能源供应方式多元化，推进绿色能源乡村建设。

专栏 11 民生工程建设重点

配电网：建成20个中心城市（区）核心区高可靠性供电示范区、60个新型城镇化配电网示范区。基本建成结构合理、技术先进、灵活可靠、经济高效、环境友好的新型配电网，中心城市（区）用户年均停电时间不超过1小时；城镇地区用户年均停电时间不超过10小时。乡村地区用户年均停电时间不超过24小时，综合电压合格率达到97%，动力电基本实现全覆盖。

农村电网：开展西藏、新疆以及四川、云南、甘肃、青海四省藏区农村电网建设攻坚，加强西部及贫困地区农村电网改造升级，推进东中部地区城乡供电服务便利化进程。到2017年底，完成中心村电网改造升级，实现平原地区机井用电全覆盖，贫困村全部通动力电。到2020年，全国农村地区基本实现稳定可靠的供电服务全覆盖，供电能力和服务水平明显提升，农村电网供电可靠率达到99.8%，综合电压合格率达到97.9%，户均配变容量不低于2千伏安。

光伏扶贫：完成200万建档立卡贫困户光伏扶贫项目建设。

离网式微电网工程：在海岛、边防哨卡等电网未覆盖地区建设一批微电网工程。

.....

14. 太阳能发展“十三五”规划（节选）（国能新能[2016]354号）（国家能源局/2016年12月8日）

近年来，太阳能开发利用规模快速扩大，技术进步和产业升级加快，成本显著降低，已成为全球能源转型的重要领域。“十二五”时期，我国光伏产业体系不断完善，技术进步显著，光伏制造和应用规模均居世界前列。太阳能热发电技术研发及装备制造取得较大进展，已建成商业化试验电站，初步具备了规模化发展条件。太阳能热利用持续稳定发展，并向建筑供暖、工业供热和农业生产等领域扩展应用。

“十三五”将是太阳能产业发展的关键时期，基本任务是产业升级、降低成本、扩大应用，实现不依赖国家补贴的市场化自我持续发展，成为实现2020年和2030年非化石能源分别占一次能源消费比重15%和20%目标的重要力量。

根据《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》、《电力发展“十三五”规划》、《可再生能源发展“十三五”规划》，制定了《太阳能发展“十三五”规划》，阐述了2016年至2020年太阳能发展的指导方针、发展目标、重点任务和保障措施。该规划是“十三五”时期我国太阳能产业发展的基本依据。

一、发展基础和面临形势

（一）发展基础

1、国际发展现状

随着可持续发展观念在世界各国不断深入人心，全球太阳能开发利用规模迅速扩大，技术不断进步，成本显著降低，呈现出良好的发展前景，许多国家将太阳能作为重要的新兴产业。

——太阳能得到更加广泛应用。光伏发电全面进入规模化发展阶段，中国、欧洲、美国、日本等传统光伏发电市场继续保持快速增长，东南亚、拉丁美洲、中东和非洲等地区光伏发电新兴市场也快速启动。太阳能热发电产业发展开始加速，一大批商业化太阳能热发电工程已建成或正在建设，太阳能热发电已具备作为可调节电源的潜在优势。太阳能热利用继续扩大应用领域，在生活热水、供暖

制冷和工农业生产中逐步普及。

——太阳能发电规模快速增长。截至 2015 年底，全球太阳能发电装机累计达到 2.3 亿千瓦，当年新增装机超过 5300 万千瓦，占全球新增发电装机的 20%。2006 至 2015 年光伏发电平均年增长率超过 40%，成为全球增长速度最快的能源品种；太阳能热发电 5 年内新增装机 400 万千瓦，进入初步产业化发展阶段。

——太阳能市场竞争力迅速提高。随着光伏产业技术进步和规模扩大，光伏发电成本快速降低，在欧洲、日本、澳大利亚等多个国家和地区的商业和居民用电领域已实现平价上网。太阳能热发电进入初步产业化发展阶段后，发电成本显著降低。太阳能热利用市场竞争力进一步提高，太阳能热水器已是成本较低的热水供应方式，太阳能供暖在欧洲、美洲等地区具备了经济可行性。

——太阳能产业对经济带动作用显著。2015 年全球光伏市场规模达到 5000 多亿元，创造就业岗位约 300 万个，在促进全球新经济发展方面表现突出。很多国家都把光伏产业作为重点培育的战略性新兴产业和新的经济增长点，纷纷提出相关产业发展计划，在光伏技术研发和产业化方面不断加大支持力度，全球光伏产业保持强劲的增长势头。

2、国内发展现状

“十二五”时期，国务院发布了《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24 号），光伏产业政策体系逐步完善，光伏技术取得显著进步，市场规模快速扩大。太阳能热发电技术和装备实现突破，首座商业化运营的电站投入运行，产业链初步建立。太阳能热利用持续稳定发展，并向供暖、制冷及工农业供热等领域扩展。

——光伏发电规模快速扩大，市场应用逐步多元化。全国光伏发电累计装机从 2010 年的 86 万千瓦增长到 2015 年的 4318 万千瓦，2015 年新增装机 1513 万千瓦，累计装机和年度新增装机均居全球首位。光伏发电应用逐渐形成东中西部共同发展、集中式和分布式并举格局。光伏发电与农业、养殖业、生态治理等各种产业融合发展模式不断创新，已进入多元化、规模化发展的新阶段。

——光伏制造产业化水平不断提高，国际竞争力继续巩固和增强。“十二五”时期，我国光伏制造规模复合增长率超过 33%，年产值达到 3000 亿元，创造就业岗位近 170 万个，光伏产业表现出强大的发展新动能。2015 年多晶硅产量 16.5

万吨，占全球市场份额的 48%；光伏组件产量 4600 万千瓦，占全球市场份额的 70%。我国光伏产品的国际市场不断拓展，在传统欧美市场与新兴市场均占主导地位。我国光伏制造的大部分关键设备已实现本土化并逐步推行智能制造，在世界上处于领先水平。

——光伏发电技术进步迅速，成本和价格不断下降。我国企业已掌握万吨级改良西门子法多晶硅生产工艺，流化床法多晶硅开始产业化生产。先进企业多晶硅生产平均综合电耗已降至 80kWh/kg，生产成本降至 10 美元/kg 以下，全面实现四氯化硅闭环工艺和无污染排放。单晶硅和多晶硅电池转换效率平均分别达到 19.5%和 18.3%，均处于全球领先水平，并以年均 0.4 个百分点的速度持续提高，多晶硅材料、光伏电池及组件成本均有显著下降，光伏电站系统成本降至 7 元/瓦左右，光伏发电成本“十二五”期间总体降幅超过 60%。

——光伏产业政策体系基本建立，发展环境逐步优化。在《可再生能源法》基础上，国务院于 2013 年发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，进一步从价格、补贴、税收、并网等多个层面明确了光伏发电的政策框架，地方政府相继制定了支持光伏发电应用的政策措施。光伏产业领域中相关材料、光伏电池组件、光伏发电系统等标准不断完善，产业检测认证体系逐步建立，具备全产业链检测能力。我国已初步形成光伏产业人才培养体系，光伏领域的技术和经营管理能力显著提高。

——太阳能热发电实现较大突破，初步具备产业化发展基础。“十二五”时期，我国太阳能热发电技术和装备实现较大突破。八达岭 1 兆瓦太阳能热发电技术及系统示范工程于 2012 年建成，首座商业化运营的 1 万千瓦塔式太阳能热发电机组于 2013 年投运。我国在太阳能热发电的理论研究、技术开发、设备研制和工程建设运行方面积累了一定的经验，产业链初步形成，具备一定的产业化能力。

——太阳能热利用规模持续扩大，应用范围不断拓展。太阳能热利用行业形成了材料、产品、工艺、装备和制造全产业链，截至 2015 年底，全国太阳能集热面积保有量达到 4.4 亿平方米，年生产能力和应用规模均占全球 70%以上，多年保持全球太阳能热利用产品制造和应用规模最大国家的地位。太阳能供热、制冷及工农业等领域应用技术取得突破，应用范围由生活热水向多元化生产领域扩

展。

（二）面临形势

“十三五”是我国推进经济转型、能源革命、体制机制创新的重要时期，也是太阳能产业升级的关键阶段，我国太阳能产业迎来难得的发展机遇，也面临严峻挑战。

1、发展机遇

——宏观政策环境为太阳能产业提供了发展机遇。党的十八大以来，国家将生态文明建设放在突出战略位置，积极推进能源生产和消费革命成为能源发展的核心任务，确立了我国在 2030 年左右二氧化碳排放达到峰值以及非化石能源占一次能源消费比例提高到 20% 的能源发展基本目标。伴随新型城镇化发展，建设绿色循环低碳的能源体系成为社会发展的必然要求，为太阳能等可再生能源的发展提供了良好的社会环境和广阔的市场空间。

——电力体制改革为太阳能发展增添了新动力。新一轮电力体制改革正在逐步放开发用电计划、建立优先发电制度、推进售电侧开放和电价形成机制改革、构建现代竞争性电力市场，有利于可再生能源优先发展和公平参与市场交易。在新的电力体制条件下，市场机制将鼓励提高电力系统灵活性、逐步解决常规能源与可再生能源的利益冲突问题，扩大新能源消纳市场，从而促进太阳能发电等可再生能源的大规模发展。随着售电侧改革的推进，分布式发电将会以更灵活、更多元的方式发展，通过市场机制创新解决困扰分布式光伏发展所面临的问题，推动太阳能发电全面市场化发展。

——全球能源转型为太阳能提供了广阔市场空间。当前，全球能源体系正加快向低碳化转型，可再生能源规模化利用与常规能源的清洁低碳化将是能源发展的基本趋势，加快发展可再生能源已成为全球能源转型的主流方向。全球光伏发电已进入规模化发展新阶段，太阳能热利用也正在形成多元化应用格局。太阳能在解决能源可及性和能源结构调整方面均有独特优势，将在全球范围得到更广泛的应用。

2、面临挑战

——高成本仍是光伏发电发展的主要障碍。虽然光伏发电价格已大幅下降，但与燃煤发电价格相比仍然偏高，在“十三五”时期对国家补贴依赖程度依然较

高，光伏发电的非技术成本有增加趋势，地面光伏电站的土地租金、税费等成本不断上升，屋顶分布式光伏的场地租金也有上涨压力，融资成本降幅有限甚至民营企业融资成本不降反升问题突出。光伏发电技术进步、降低成本和非技术成本降低必须同时发力，才能加速光伏发电成本和电价降低。

——并网运行和消纳仍存较多制约。电力系统及电力市场机制不适应光伏发电发展，传统能源发电与光伏发电在争夺电力市场方面矛盾突出。太阳能资源和土地资源均具备优势的西部地区弃光限电严重，就地消纳和外送存在市场机制和电网运行管理方面的制约。中东部地区分布式光伏发电尚不能充分利用，现行市场机制下无法体现分布式发电就近利用的经济价值，限制了分布式光伏在城市中低压配电网大规模发展。

——光伏产业面临国际贸易保护压力。随着全球光伏发电市场规模的迅速扩大，很多国家都将光伏产业作为新的经济增长点。一方面各国在上游原材料生产、装备制造、新型电池研发等方面加大技术研发力度，产业国际竞争更加激烈；另一方面，很多国家和地区在市场竞争不利的情况下采取贸易保护措施，对我国具有竞争优势的光伏发电产品在全球范围应用构成阻碍，也使全球合作减缓气候变化的努力弱化。

——太阳能热发电产业化能力较弱。我国太阳能热发电尚未大规模应用，在设计、施工、运维等环节缺乏经验，在核心部件和装置方面自主技术能力不强，产业链有待进一步完善。同时，太阳能热发电成本相比其他可再生能源偏高，面临加快提升技术水平和降低成本的较大压力。

——太阳能热利用产业升级缓慢。在“十二五”后期，太阳能热利用市场增长放缓，传统的太阳能热水应用发展进入瓶颈期，缺乏新的潜力大的市场领域。太阳能热利用产业在太阳能供暖、工业供热等多元化应用总量较小，相应产品研发、系统设计和集成方面的技术能力较弱，而且在新应用领域的相关标准、检测、认证等产业服务体系尚需完善。

二、指导方针和目标

（一）指导方针

贯彻党的十八大以及三中、四中、五中、六中全会精神，以推进能源生产和消费革命为总方针，顺应全球能源转型大趋势，以体制机制改革创新为契机，全

面实施创新驱动战略，加速技术进步和产业升级，持续降低开发利用成本，推进市场化条件下的产业化、规模化发展，使太阳能成为推动能源革命的重要力量。

——推动光伏发电多元化利用并加速技术进步。围绕优化建设布局、推进产业进步和提高经济性等发展目标，因地制宜促进光伏多元化应用。结合电力体制改革，全面推进中东部地区分布式光伏发电；综合土地和电力市场条件，统筹开发布局与市场消纳，有序规范推进集中式光伏电站建设。通过竞争分配项目实现资源优化配置，实施“领跑者”计划，加速推进光伏发电技术进步和产业升级，加快淘汰落后产能。依托应用市场促进制造产业不断提高技术水平，推进全产业链协调创新发展，不断完善光伏产业管理和服务体系。

——通过示范项目建设推进太阳能热发电产业化。积极推进示范项目建设，及时总结建设和运行经验，建立健全政策和行业管理体系，完善各项技术标准，推动太阳能热发电产业规模化发展。推进多种太阳能热发电技术路线的产业化，建立各项标准和检测认证服务体系，推动我国太阳能热发电产业进入国际市场并不断提高竞争力。

——不断拓展太阳能热利用的应用领域和市场。巩固扩大太阳能热水市场，推动供暖和工农业热水等领域的规模化应用，拓展制冷、季节性储热等新兴市场，形成多元化的市场格局。大幅度提升企业研发、制造和系统集成等方面的创新能力，加强检测和实验公共平台等产业服务体系的建设，形成制造、系统集成、运营服务均衡发展的太阳能热利用产业格局，形成技术水平领先、国际竞争力强的优势产业。

（二）基本原则

——坚持规模化利用与产业升级相协调

以太阳能的规模化利用促进技术进步和产业升级，鼓励优势企业提升自主研发能力，以技术进步为核心，推动关键技术创新，全面提高产业技术研发和设备制造能力，完善和升级太阳能发电和太阳能热利用产业链，加速推动太阳能利用成本下降，通过自身竞争力的提高进一步扩大应用领域和规模。

——坚持市场化发展与改革创新相协调

通过市场化改革释放并增强太阳能产业创新发展新动能，创新促进太阳能利用的电力交易机制，鼓励太阳能发电分布式、多元化、创新型发展。深化体制机

制改革，加快实施创新驱动发展战略，将绿色发展与创新发展有机结合，推进市场化融资模式改革创新，实现产融协调发展。

——坚持开发布局与市场需求相协调

以市场为导向，按经济最优原则进行太阳能发电布局，建立太阳能发电布局与电力负荷分布和电网规划相协调的发展机制。优先支持分布式光伏发电发展，重点支持分布式光伏发电分散接入低压配电网并就近消纳。推进太阳能发电大规模集中并网地区源网荷协同发展，优先就地利用，并合理扩大消纳范围。

——坚持上游制造与下游应用相协调

太阳能产业上游制造以加强技术创新、提升产品性能质量、降低成本为核心任务，为下游市场大规模发展创造条件。下游市场应用的核心任务是创新发展模式，实现规模扩大模式向提升质量效益模式转变，以需求端的高标准为上游施加提升技术水平的新动能，实现上游制造与下游市场协同立体化创新发展。

（三）发展目标

继续扩大太阳能利用规模，不断提高太阳能在能源结构中的比重，提升太阳能技术水平，降低太阳能利用成本。完善太阳能利用的技术创新和多元化应用体系，为产业健康发展提供良好的市场环境。

1、开发利用目标

到 2020 年底，太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦以上，其中，光伏发电装机达到 1.05 亿千瓦以上，在“十二五”基础上每年保持稳定的发展规模；太阳能热发电装机达到 500 万千瓦。太阳能热利用集热面积达到 8 亿平方米。到 2020 年，太阳能年利用量达到 1.4 亿吨标准煤以上。

专栏 1 “十三五” 太阳能利用主要指标			
指标类别	主要指标	2015 年	2020 年
装机容量指标 (万千瓦)	光伏发电	4318	10500
	光热发电	1.39	500
	合计	4319	11000
发电量指标 (亿千瓦时)	总发电量	396	1500
热利用指标	集热面积	4.42	8

(亿平方米)			
--------	--	--	--

专栏 2 重点地区 2020 年光伏发电建设规模（单位：万千瓦）	
河北省	1200
山西省	1200
内蒙古自治区	1200
江苏省	800
浙江省	800
安徽省	600
山东省	1000
广东省	600
陕西省	700
青海省	1000
宁夏自治区	800

2、成本目标

光伏发电成本持续降低。到 2020 年，光伏发电电价水平在 2015 年基础上下降 50%以上，在用电侧实现平价上网目标；太阳能热发电成本低于 0.8 元/千瓦时；太阳能供暖、工业供热具有市场竞争力。

3、技术进步目标

先进晶硅光伏电池产业化转换效率达到 23%以上，薄膜光伏电池产业化转换效率显著提高，若干新型光伏电池初步产业化。光伏发电系统效率显著提升，实现智能运维。太阳能热发电效率实现较大提高，形成全产业链集成能力。

三、重点任务

按照“创新驱动、产业升级、降低成本、扩大市场、完善体系”的总体思路，大力推动光伏发电多元化应用，积极推进太阳能热发电产业化发展，加速普及多元化太阳能热利用。

（一）推进分布式光伏和“光伏+”应用

1、大力推进屋顶分布式光伏发电

继续开展分布式光伏发电应用示范区建设，到 2020 年建成 100 个分布式光

伏应用示范区，园区内 80%的新建建筑屋顶、50%的已有建筑屋顶安装光伏发电。在具备开发条件的工业园区、经济开发区、大型工矿企业以及商场学校医院等公共建筑，采取“政府引导、企业自愿、金融支持、社会参与”的方式，统一规划并组织实施屋顶光伏工程。在太阳能资源优良、电网接入消纳条件好的农村地区和小城镇，推进居民屋顶光伏工程，结合新型城镇化建设、旧城镇改造、新农村建设、易地搬迁等统一规划建设屋顶光伏工程，形成若干光伏小镇、光伏新村。

2、拓展“光伏+”综合利用工程

鼓励结合荒山荒地和沿海滩涂综合利用、采煤沉陷区等废弃土地治理、设施农业、渔业养殖等方式，因地制宜开展各类“光伏+”应用工程，促进光伏发电与其他产业有机融合，通过光伏发电为土地增值利用开拓新途径。探索各类提升农业效益的光伏农业融合发展模式，鼓励结合现代高效农业设施建设光伏电站；在水产养殖条件好的地区，鼓励利用坑塘水面建设渔光一体光伏电站；在符合林业管理规范的前提下，在宜林地、灌木林、稀疏林地合理布局林光互补光伏电站；结合中药材种植、植被保护、生态治理工程，合理配建光伏电站。

3、创新分布式光伏应用模式

结合电力体制改革开展分布式光伏发电市场化交易，鼓励光伏发电项目靠近电力负荷建设，接入中低压配电网实现电力就近消纳。各类配电网企业应为分布式光伏发电接入电网运行提供服务，优先消纳分布式光伏发电量，建设分布式发电并网运行技术支撑系统并组织分布式电力交易。推行分布式光伏发电项目向电力用户市场化售电模式，向电网企业缴纳的输配电价按照促进分布式光伏就近消纳的原则合理确定。

（二）优化光伏电站布局并创新建设方式

1、合理布局光伏电站

综合考虑太阳能资源、电网接入、消纳市场和土地利用条件及成本等，以全国光伏产业发展目标为导向，安排各省（区、市）光伏发电年度建设规模，合理布局集中式光伏电站。规范光伏项目分配和市场开发秩序，全面通过竞争机制实现项目优化配置，加速推动光伏技术进步。在弃光限电严重地区，严格控制集中式光伏电站建设规模，加快解决已出现的弃光限电问题，采取本地消纳和扩大外送相结合的方式，提高已建成集中式光伏电站的利用率，降低弃光限电比例。

2、结合电力外送通道建设太阳能发电基地

按照“多能互补、协调发展、扩大消纳、提高效益”的布局思路，在“三北”地区利用现有和规划建设的特高压电力外送通道，按照优先存量、优化增量的原则，有序建设太阳能发电基地，提高电力外送通道中可再生能源比重，有效扩大“三北”地区太阳能发电消纳范围。在青海、内蒙古等太阳能资源好、土地资源丰富地区，研究论证并分阶段建设太阳能发电与其他可再生能源互补的发电基地。在金沙江、雅砻江、澜沧江等西南水能资源富集的地区，依托水电基地和电力外送通道研究并分阶段建设大型风光水互补发电基地。

专栏 3 电力外送通道配置太阳能发电基地布局		
主要省（区）	主要地区	外送通道
新疆	哈密地区	哈密-郑州特高压直流输电工程（已建）
	准东地区	准东-皖南特高压直流输电工程（在建）
内蒙古	锡盟地区	锡盟-泰州特高压直流输电工程（在建）
	锡盟地区	锡盟-山东特高压交流输电工程（在建）
	蒙西地区	上海庙-山东特高压直流输电工程（在建）
	蒙西地区	蒙西-天津南特高压交流输电工程（在建）
	东北地区	扎鲁特-山东特高压直流输电工程（在建）
	阿拉善地区	研究论证以输送可再生能源为主的电力通道
甘肃	酒泉地区	酒泉-湖南特高压直流输电工程（在建）
宁夏	宁夏地区	宁东-浙江特高压直流输电工程（在建）
山西	晋北地区	山西-江苏特高压直流输电工程（在建）
青海	海西州	研究论证以输送可再生能源为主的电力通道
	海南州	研究论证以输送可再生能源为主的电力通道

3、实施光伏“领跑者”计划

设立达到先进技术水平的“领跑者”光伏产品和系统效率标准，建设采用“领跑者”光伏产品的领跑技术基地，为先进技术及产品提供市场支持，引领光伏技术进步和产业升级。结合采煤沉陷区、荒漠化土地治理，在具备送出条件和消纳

市场的地区，统一规划有序建设光伏发电领跑技术基地，采取竞争方式优选投资开发企业，按照“领跑者”技术标准统一组织建设。组织建设达到最先进技术水平的前沿技术依托基地，加速新技术产业化发展。建立和完善“领跑者”产品的检测、认证、验收和保障体系，确保“领跑者”基地使用的光伏产品达到先进指标。

（三）开展多种方式光伏扶贫

1、创新光伏扶贫模式

以主要解决无劳动能力的建档立卡贫困户为目标，因地制宜、分期分批推动多种形式的光伏扶贫工程建设，覆盖已建档立卡 280 万无劳动能力贫困户，平均每户每年增加 3000 元的现金收入。确保光伏扶贫关键设备达到先进技术指标且质量可靠，鼓励成立专业化平台公司对光伏扶贫工程实行统一运营和监测，保障光伏扶贫工程长期质量可靠、性能稳定和效益持久。

2、大力推进分布式光伏扶贫

在中东部土地资源匮乏地区，优先采用村级电站（含户用系统）的光伏扶贫模式，单个户用系统 5 千瓦左右，单个村级电站一般不超过 300 千瓦。村级扶贫电站优先纳入光伏发电建设规模，优先享受国家可再生能源电价附加补贴。做好农村电网改造升级与分布式光伏扶贫工程的衔接，确保光伏扶贫项目所发电量就近接入、全部消纳。建立村级扶贫电站的建设和后期运营监督管理体系，相关信息纳入国家光伏扶贫信息管理系统监测，鼓励各地区建设统一的运行监控和管理平台，确保电站长期可靠运行和贫困户获得稳定收益。

3、鼓励建设光伏农业工程

鼓励各地区结合现代农业、特色农业产业发展光伏扶贫。鼓励地方政府按 PPP 模式，由政府投融资主体与商业化投资企业合资建设光伏农业项目，项目资产归政府投融资主体和商业化投资企业共有，收益按股比分成，政府投融资主体要将所占股份折股量化给符合条件的贫困村、贫困户，代表扶贫对象参与项目投资经营，按月（或季度）向贫困村、贫困户分配资产收益。光伏农业工程要优先使用建档立卡贫困户劳动力，并在发展地方特色农业中起到引领作用。

（四）推进太阳能热发电产业化

1、组织太阳能热发电示范项目建设

按照“统筹规划、分步实施、技术引领、产业协同”的发展思路，逐步推进太阳能热发电产业进程。在“十三五”前半期，积极推动150万千瓦左右的太阳能热发电示范项目建设，总结积累建设运行经验，完善管理办法和政策环境，验证国产化设备及材料的可靠性；培育和增强系统集成能力，掌握关键核心技术，形成设备制造产业链，促进产业规模化发展和产品质量提高，带动生产成本降低，初步具备国际市场竞争力。

2、发挥太阳能热发电调峰作用

逐步推进太阳能热发电产业化商业化进程，发挥其蓄热储能、出力可控可调等优势，实现网源友好发展，提高电网接纳可再生能源的能力。在青海、新疆、甘肃等可再生能源富集地区，提前做好太阳能热发电布局，探索以太阳能热发电承担系统调峰方式，研究建立太阳能热发电与光伏发电、风电、抽水蓄能等互补利用、发电可控可调的大型混合式可再生能源发电基地，向电网提供清洁、安全、稳定的电能，促进可再生能源高比例应用。

3、建立完善太阳能热发电产业服务体系

借鉴国外太阳能热发电工程建设经验，结合我国太阳能热发电示范项目的实施，制定太阳能热发电相关设计、设备、施工、运行标准，建立和完善相关工程设计、检测认证及质量管理等产业服务支撑体系。加快建设太阳能热发电产业政策管理体系，研究制定太阳能热发电项目管理办法，保障太阳能热发电产业健康有序发展。

（五）因地制宜推广太阳能供热

1、进一步推动太阳能热水应用

以市场需求为动力，以小城镇建设、棚户区改造等项目为依托，进一步推动太阳能热水的规模化应用。在太阳能资源适宜地区加大太阳能热水系统推广力度。支持农村和小城镇居民安装使用太阳能热水器，在农村推行太阳能公共浴室工程，扩大太阳能热水器在农村的应用规模。在大中城市的公共建筑、经济适用房、廉租房项目加大力度强制推广太阳能热水系统。在城市新建、改建、扩建的住宅建筑上推动太阳能热水系统与建筑的统筹规划、设计和应用。

2、因地制宜推广太阳能供暖制冷技术

在东北、华北等集中供暖地区，积极推进太阳能与常规能源融合，采取集中

式与分布式结合的方式进行建筑供暖；在集中供暖未覆盖地区，结合当地可再生能源资源，大力推动太阳能、地热能、生物质锅炉等小型可再生能源供热；在需要冷热双供的华东、华中地区以及传统集中供暖未覆盖的长三角、珠三角等地区，重点采用太阳能、地热能供暖制冷技术。鼓励在条件适宜的中小城镇、民用及公共建筑上推广太阳能区域性供暖系统，建设太阳能热水、采暖和制冷的三联供系统。到 2020 年，在适宜区域建设大型区域供热站数量达到 200 座以上，集热面积总量达到 400 万平方米以上。结合新农村建设，在全国推广农村建筑太阳能热水、采暖示范项目 300 万户以上。

3、推进工农业领域太阳能供热

结合工业领域节能减排，在新建工业区（经济开发区）建设和传统工业区改造中，积极推进太阳能供热与常规能源融合，推动工业用能结构的清洁化。在印染、陶瓷、食品加工、农业大棚、养殖场等用热需求大且与太阳能热利用系统供热匹配的行业，充分利用太阳能供热作为常规能源系统的基础热源，提供工业生产用热，推动工业供热的梯级循环利用。结合新能源示范城市和新能源利用产业园区、绿色能源示范县（区）等，建设一批工农业生产太阳能供热，总集热面积达到 2000 万平方米。

（六）开展新能源微电网应用示范

1、建设联网型微电网示范工程

在分布式可再生能源渗透率较高或具备多能互补条件的地区建设联网型新能源微电网示范工程。通过储能技术、天然气分布式发电、智能控制和信息化技术的综合应用，探索电力生产和消费的新型商业运营模式和新业态，推动更加具有活力的电力市场化创新发展，形成完善的新能源微电网技术体系和管理体制，逐步提高可再生能源渗透率，探索建设 100%可再生能源多能互补微能源网。

2、开展离网型微电网示范

提升能源电子技术配合微电网能源管理及储能技术，高度融合发输供用电环节，在电网未覆盖或供电能力不足的偏远地区、海岛、边防哨所等，充分利用丰富的可再生能源，实现多种能源综合互补利用，建设智能离网型新能源微电网示范工程，替代柴油发电机组和降低供电成本，保护生态环境，改善地区能源结构。

3、探索微电网电力交易模式

结合电力体制改革的要求，拓展新能源微电网应用空间。以新能源微电网为载体作为独立售电主体，探索微电网内部分布式光伏直供以及微电网与本地新能源发电项目电力直接交易的模式。支持微电网就近向可再生能源电力企业直接购电，探索实现 100%新能源电力消费微电网。

（七）加快技术创新和产业升级

1、建立国家级光伏技术创新平台

依托国家重点实验室、国家工程中心等机构，推动建立光伏发电的公共技术创新、产品测试、实证研究三大国家级光伏技术创新平台，形成国际领先、面向全行业的综合性创新支撑平台。公共技术创新平台重点开展新型太阳电池、新型光伏系统及部件、光伏高渗透率并网等领域的前瞻研究和技术攻关。产品测试平台重点建设光伏产业链各环节产品和系统测试平台。实证研究平台重点开展不同地域、气候、电网条件下的光伏系统及部件实证研究，建立国家光伏发电公共监测和评价中心。

2、实施太阳能产业升级计划

以推动我国太阳能产业化技术及装备升级为目标，推进全产业链的原辅材、产品制造技术、生产工艺及生产装备国产化水平提升。光伏发电重点支持 PERC 技术、N 型单晶等高效率晶体硅电池、新型薄膜电池的产业化以及关键设备研制；太阳能热发电重点突破高效率大容量高温储热、高效太阳能聚光集热等关键技术，研发高可靠性、全天发电的太阳能热发电系统集成技术及关键设备。

3、开展前沿技术创新应用示范工程

结合下游应用需求，国家组织太阳能领域新技术示范应用工程。重点针对各类高效率低成本光伏电池、新型光伏电池、新型光伏系统及控制/逆变器等关键部件在不同地域、气候、电网条件下进行示范应用，以及中高温太阳能集中供热在建筑、供暖等领域的示范应用，满足新能源微电网、现代农业、光伏渔业等新兴市场太阳能技术的需求，建立产学研有机结合、技术与应用相互促进、上下游协同推进的技术创新机制。

（八）提升行业管理和产业服务水平

1、加强行业管理和质量监督

建立政府制定规则、市场主体竞争的光伏电站项目资源配置方式，禁止资源

换产业和地方保护等不正当竞争行为，杜绝倒卖项目等投机行为，建立优胜劣汰、充分有效的市场竞争机制。加强太阳能项目质量监督管理，完善工程建设、运行技术岗位资质管理，建立适应市场、权责明确、措施到位、监督有力的太阳能项目建设质量监督体系，发挥政府在质量监督中的作用。科学、公正、规范地开展太阳能项目主体工程及相关设备质量、安全运行等综合评价，建立透明公开的质量监督管理秩序，提高设备产品可靠性和运行安全性，确保工程建设质量。

2、提升行业信息监测和服务水平

拓展太阳能行业信息监测管理范围，应用大数据、“互联网+”等现代化信息技术，完善太阳能资源、规划实施、年度规模、前期进展、建设运行等全生命周期信息监测体系建设，及时向社会公开行业发展动态。通过信息化手段，为行业数据查询和补助资金申请提供便利，规范电价附加补助资金管理，提高可再生能源电价附件补贴资金发放效率，提升行业公共服务水平。

3、加强行业能力建设

鼓励国内科研院所、中介机构、行业组织发挥在行业人才培养、技术咨询、国际交流等方面的作用，建立企业、消费者、政府部门之间的沟通与联系，加强与国际知名研究机构在国际前沿、共性技术联合研发、新产品制造、技术转移、知识产权等领域的合作。加大人才和机构等能力建设的支持力度，培养一批太阳能行业发展所急需的技术和管理人才，鼓励大学与企业联合培养高级人才，支持企业建立太阳能教学实习基地和博士后流动站，鼓励大学、研究机构和企业从海外吸引高端人才。

（九）深化太阳能国际产业合作

1、拓展太阳能国际市场和产能合作

在“一带一路”、中巴经济走廊、孟中印缅经济走廊等重点区域加强太阳能产业国际市场规划研究，引导重大国际项目开发建设，巩固欧洲、北美洲和亚洲部分地区等传统太阳能产业投资市场，重点开发东南亚、西亚、拉丁美洲、非洲等新兴市场。加强先进产能和项目开发国际化合作，构建全产业链战略联盟，持续提升太阳能产业国际市场竞争能力，实现太阳能产能“优进优出”。

2、太阳能先进技术研发和装备制造合作

鼓励企业加强国际研发合作，开展太阳能产业前沿、共性技术联合研发，提

高我国产业技术研发能力及核心竞争力，共同促进产业技术进步。建立推动国际化的太阳能技术合作交流平台，与相关国家政府及企业合作建设具有创新性的示范工程。推动我国太阳能设备制造“走出去”发展，鼓励企业在境外设立技术研发机构，实现技术和智力资源跨国流动和优化整合。

3、加强太阳能产品标准和检测国际互认

逐步完善国内太阳能标准体系，积极参与太阳能行业国际标准制定，加大自主知识产权标准体系海外推广，推动检测认证国际互认。依托重点项目的开发建设，持续跟进 IEC 等太阳能标准化工作，加强国际标准差异化研究和国际标准转化工作。参与 IECRE 体系等多边机制下的产品标准检测认证的国际互认组织工作，掌握标准检测认证规则，提升我国在国际认证、检测等领域的话语权。

四、保障措施

（一）完善规划引领和项目配置管理

加强规划和年度建设规模对全国太阳能发展的引导作用，各级地方政府应将太阳能利用纳入能源发展和节能减排等规划。各省级及地方能源主管部门根据国家确定的目标任务，科学编制区域太阳能发展规划并制定年度实施计划，做好农业、林业、土地、建筑等相关领域的衔接和政府间协调工作。全面推行竞争方式配置光伏电站项目，形成以市场竞价为主的定价机制，逐步减少太阳能发电价格补贴需求，不断提高太阳能发电市场竞争力。

（二）建立太阳能产业监测评价体系

针对太阳能发展外部环境和内部因素，合理确定各地区年度建设规模和布局方案，并形成滚动调整机制，实现放管结合、优化服务。按照资源情况、建设条件、实际运行、消纳市场、政策环境以及本规划各项主要任务完成情况等因素建立太阳能监测评价体系，提出科学合理的评价方法，评判地区太阳能发展环境，作为太阳能产业布局的重要依据。

（三）完善太阳能发电市场机制和配套电网建设

根据电力体制改革系列文件要求，建立适应太阳能发电的电力市场机制，确保太阳能发电优先上网和全额保障性收购。促进分布式光伏发电与电力用户开展直接交易，电网企业作为公共平台收取过网费。将分布式光伏发展纳入城网农网改造规划，结合分布式光伏特点进行智能电网建设升级。做好集中式大型电站和

配套电网的同步规划，落实消纳市场和送出方案。电网企业及电力调度机构应按可再生能源全额保障性收购管理规定，保障光伏电站最低保障小时数以内的上网电量按国家核定或竞争确定的上网电价收购；超过最低保障小时数的电量，通过参与电力市场竞争实现全额利用。

（四）加强太阳能产业标准体系建设

紧跟技术创新和产业升级方向，建立健全太阳能产业标准体系和检测认证体系。加强太阳能全产业链检测技术及检测装备研发，整合检测资源，建设太阳能产业主要产品的公共检测平台。完善适合不同环境特点的光伏系统设计安装、电网接入、运行维护等标准，研究制定光伏农业、光伏渔业、建筑光伏等各类光伏创新应用标准，促进光伏与其他产业的融合多赢发展。逐步开展对太阳能热发电主要产品的认证工作，规范太阳能热发电电站设计、采购、施工、安装和验收。

（五）创新投融资模式和金融服务

鼓励金融监管机构和金融机构实施促进可再生能源等清洁能源发展的绿色信贷政策，探索售电收益权和项目资产作为抵押的贷款机制。完善分布式光伏发电创新金融支持机制，积极推动银行等金融机构与地方政府合作建立光伏发电项目的投融资服务平台。通过国家出资、企业投资和社会资本参与的形式，探讨建立国家光伏产业投资基金，为光伏产业公共技术平台建设、关键基础理论研究、核心设备国产化、“一带一路”走出去等创新业务提供资金支持和降低融资成本。建立太阳能产业与金融机构之间的常态化交流机制，促进产融协调发展。

五、经济社会与环境效益

（一）环境效益

2020年，太阳能年利用量达到1.4亿吨标准煤以上，占非化石能源消费比重的18%以上，“十三五”期间新增太阳能年利用总规模折合7500万吨标准煤以上，约占新增非化石能源消费比重的30%以上。

2020年，全国太阳能年利用量相当于减少二氧化碳排放量约3.7亿吨以上，减少二氧化硫排放量120万吨，减少氮氧化物排放90万吨，减少烟尘排放约110万吨，环境效益显著。

（二）经济效益

通过大规模发展太阳能利用产业，有力推动地方经济发展转型。预计“十三

五”时期，太阳能产业对我国经济产值的贡献将突破万亿元。其中，太阳能发电产业对我国经济产值的贡献将达到 6000 亿元，平均每年拉动经济需求 1200 亿元以上，同步带动电子工业、新材料、高端制造、互联网等产业，太阳能热利用产业对经济产值贡献将达到 5000 亿元。

（三）社会效益

太阳能利用上下游产业规模日益壮大，带动相关产业发展的能力显著增强，就业容量不断增加，扶贫效果显著。预计到 2020 年，太阳能产业可提供约 700 万个就业岗位。

15. 电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）（节选）（国家发展和改革委员会、国家能源局/2016 年 11 月 7 日）

……第二，大力发展新能源，优化调整开发布局。按照集中开发与分散开发并举、就近消纳为主的原则优化风电布局，统筹开发与市场消纳，有序开发风电光电。2020 年，全国风电装机达到 2.1 亿千瓦以上，其中海上风电 500 万千瓦左右。按照分散开发、就近消纳为主的原则布局光伏电站。2020 年，太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦以上，其中分布式光伏 6000 万千瓦以上、光热发电 500 万千瓦。按照存量优先的原则，依托电力外送通道，有序推进“三北”地区可再生能源跨省区消纳 4000 万千瓦。……

6、民生用电保障方面。“十三五”期间将立足大气污染防治，以电能替代散烧煤、燃油为抓手，不断提高电能占终端能源消费比重，加快充电设施建设，推进集中供热，逐步替代燃煤小锅炉，积极发展分布式发电，鼓励能源就近高效利用。实现北方大中型以上城市热电联产集中供热率达到 60%以上。需要强调的是：“十三五”期间，将利用新一轮农网改造升级契机，全面解决农村电网户均供电容量低、安全隐患多、“低电压”等问题，尤其是乡村及偏远地区供电薄弱问题。同时，实施好光伏扶贫政策，建立长期可靠的项目运营管理机制和扶贫收益分配管理制度，切实实现“精准扶贫、有效扶贫”。另外，因地制宜，结合资源特点，鼓励电力企业履行社会责任，在贫困地区建设电力项目，并将贫困地区的电力项目优先纳入电力规划。

7、科技装备发展方面。应用推广一批相对成熟、有市场需求的新技术，尽

快实现产业化。试验示范一批有一定积累，但尚未实现规模化生产的适用技术，进一步验证技术路线和经济性。集中攻关一批前景广阔但核心技术受限的关键技术。鼓励企业增加研发投入，积极参与自主创新。《规划》中对大型燃煤电厂超低排放技术、光伏系统集成及控制技术、海上智能风电机组推广应用、高温气冷堆示范工程、多端柔性直流等技术研发应用均有部署。……

16.关于提高主要光伏产品技术指标并加强监管工作的通知 (国能发新能〔2017〕32号)(国家能源局、工业和信息化部、 国家认监委/2017-07-18)

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委(能源局)、工业和信息化主管部门、质监局，国家能源局各派出监管机构，国家电网公司、南方电网公司，华能集团、国电集团、大唐集团、华电集团、中电投集团、神华集团、中节能集团、中核集团、中广核集团、中电建集团、中能建集团，各有关光伏开发、制造企业：

为进一步促进光伏产业技术进步，依照《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》(国能新能〔2015〕194号，以下简称《意见》)中提出的光伏产品技术指标建立循环递进机制要求，决定适当提高《意见》中多晶硅电池组件和单晶硅电池组件光电转换效率市场准入和“领跑者”技术指标。

自2018年1月1日起，新投产并网运行的光伏发电项目的光伏产品供应商应满足《光伏制造行业规范条件》要求。其中，多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率市场准入门槛分别提高至16%和16.8%。2017年国家能源局指导有关省级能源主管部门及市(县)级政府部门组织的先进光伏发电技术应用基地采用的多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率“领跑者”技术指标分别提高至17%和17.8%。同时，多晶组件一年内衰减率不高于2.5%，后续年内衰减率不高于0.7%；单晶组件一年内衰减率不高于3%，后续年内衰减率不高于0.7%。主要技术指标相关说明见附件，《意见》中原主要技术指标说明不再适用。

国家能源局、工业和信息化部及国家认监委等部门定期组织有关单位对光伏发电项目采用光伏组件关键技术性能进行抽查，抽查结果向社会公布，有关部门

对光伏产品关键性能指标未达到市场准入标准的投资开发企业和制造企业予以公告；对国家能源局指导实施先进光伏发电技术应用基地项目，委托第三方检测认证机构进行全过程技术监测评价，在工程竣工验收时重点检查光伏组件关键技术性能是否达到相应标准，验收结果向社会公布。

工业和信息化部和国家能源局等部门指导企业加快先进光伏产品开发。光伏发电项目采用的光伏产品须通过国家认监委批准的认证机构认证且与认证送检产品保持一致。国家能源局及各派出能源监管机构应根据《国家认监委、国家能源局关于加强光伏产品检测认证工作的实施意见》（国认证联[2014]10号）有关要求，会同地方能源主管部门，对光伏发电项目是否采用获证产品加强监督。

17.关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见（国能新能[2015]194号）（国家能源局、工业和信息化部、国家认监委/2015年6月1日）

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、工业和信息化主管部门、质监局，国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，华能集团、国电集团、大唐集团、华电集团、中电投集团、神华集团、中节能集团、中核集团、中广核集团、中电建集团、中能建集团：

2013年国务院发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发[2013]24号）以来，我国光伏技术进步明显加快，市场规模迅速扩大，为光伏产业发展提供了有力的市场支撑。与此同时，也出现了部分落后产能不能及时退出市场、先进技术产品无法进入市场、光伏产业整体技术升级缓慢、光伏发电工程质量存在隐患等问题。为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，现提出以下意见：

一、发挥市场对技术进步的引导作用。充分发挥市场配置资源的决定性作用，提高光伏产品市场准入标准，引导光伏技术进步和产业升级。根据不同发展阶段的光伏技术和产品，采取差别化的市场准入标准，支持先进技术产品扩大市场，加速淘汰技术落后产品，规范光伏发电技术和质量监督管理。逐步建立光伏产品市场准入标准的循环递进机制，加速光伏发电技术进步和产业升级。

二、严格执行光伏产品市场准入标准。自本文件发布之日起，光伏发电项目

新采购的光伏组件应满足工业和信息化部《光伏制造行业规范条件》（2015年本）相关产品技术指标要求。其中，多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别不低于15.5%和16%；高倍聚光光伏组件光电转换效率不低于28%；硅基、铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于8%、11%、11%和10%；多晶硅、单晶硅和薄膜电池组件自项目投产运行之日起，一年内衰减率分别不高于2.5%、3%和5%，之后每年衰减率不高于0.7%，项目全生命周期内衰减率不高于20%。高倍聚光光伏组件自项目投产运行之日起，一年内衰减率不高于2%，之后每年衰减率不高于0.5%，项目全生命周期内衰减率不高于10%。上述指标将根据产业发展情况适时调整。

三、实施“领跑者”计划。国家能源局每年安排专门的市场规模实施“领跑者”计划，要求项目采用先进技术产品。2015年，“领跑者”先进技术产品应达到以下指标：多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别达到16.5%和17%以上；高倍聚光光伏组件光电转换效率达到30%以上；硅基、铜铟镓硒、碲化镉及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别达到12%、13%、13%和12%以上。“领跑者”计划通过建设先进技术光伏发电示范基地、新技术应用示范工程等方式实施。国家能源局提出示范工程的主要技术进步指标、建设规范、运行管理及信息监测等要求。省级能源主管部门通过竞争性比选机制选择技术能力和投资经营实力强的开发投资企业，企业通过市场机制选择达到“领跑者”先进技术指标的产品。

四、发挥财政资金和政府采购支持光伏发电技术进步的作用。国家支持的解决无电人口用电、偏远地区缺电问题和光伏扶贫等公益性项目、国家援外项目、国家和各级能源主管部门组织实施的各类光伏发电应用示范项目、各级地方政府使用财政资金支持的光伏发电项目以及在各级政府机构建筑设施上安装的光伏发电项目，优先采用“领跑者”先进技术产品。

五、加强光伏产品检测认证。加强光伏产品检测认证能力建设，逐步提高光伏产品认证标准，提高光伏行业国际标准制定和国际互认能力。光伏组件生产企业应具备组件及其使用材料的产品试验、例行检验所必须的检测能力。企业生产的关键产品必须通过第三方检测认证，并由第三方检测认证机构公布检测认证结果。光伏组件生产企业在产品说明书中应明确多晶硅、电池片、玻璃、银浆、

EVA、背板等关键原辅材料的来源信息，确保进入市场的光伏产品必须是经过检测认证且达标的产品。

六、加强工程产品质量管理。光伏发电项目采用的光伏组件、逆变器及关键产品，须通过国家认监委批准的认证机构认证且与认证送检产品保持一致。各光伏发电开发投资企业应建立光伏发电关键设备的技术及质量管理制度，在产品招标采购、到货验收、竣工验收环节，对光伏产品技术指标提出明确的要求。

七、加强技术监测和监督。国家能源局、工业和信息化部和国家认监委等部门定期组织有关单位对光伏市场产品开展技术质量检查，重点检查光伏产品关键技术性能和产品质量，完善技术质量管理政策，检查结果向社会公布。对产品未达到市场准入标准的制造企业，予以公告。对国家组织实施的“领跑者”计划项目，委托第三方检测认证机构进行全过程技术监测评价，在工程竣工验收时重点检查是否达到承诺的指标，在工程投产一年后进行后评估并公布评估结果。

八、完善光伏发电运行信息监测体系。行业技术支撑单位要按照行业管理有关要求，开展并网运行光伏发电项目建设运行信息统计工作。电网企业要建立和完善并网运行信息监测系统，监测项目输出功率和发电量等数据，保持运行信息的连续性和完整性，配合开展光伏发电技术评价和质量检查信息服务工作。项目单位应向国家可再生能源信息系统报送光伏发电设施的基本信息，包括光伏组件类型、规格、额定功率、安装方式、逆变器型号、系统最大输出功率等。项目设施进行检修和发生故障时，项目单位应按运行规程及时向电网企业通报有关情况。

18.光伏制造行业规范条件（2013年第47号）（工业和信息化部/2013年9月16日）

为深入贯彻落实科学发展观，引导光伏制造行业加快转型升级，推动我国光伏产业持续健康发展，根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号）和国家有关法律法规及产业政策，按照优化布局、调整结构、控制总量、鼓励创新、支持应用的原则，制定本规范条件。

一、生产布局与项目设立

（一）光伏制造企业及项目应符合国家资源开发利用、环境保护、节能管理等法律法规要求，符合国家产业政策和相关产业规划及布局要求，符合当地土地

利用总体规划、城市总体规划、环境功能区划和环境保护规划等要求。

(二) 在国家法律法规、规章及规划确定或省级以上人民政府批准的基本农田保护区、饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要生态功能保护区和生态环境敏感区、脆弱区等法律、法规规定禁止建设工业企业的区域不得建设光伏制造项目。上述区域内的现有企业应逐步迁出。

(三) 严格控制新上单纯扩大产能的光伏制造项目。对加强技术创新、降低生产成本等确有必要的新建和改扩建项目，报行业主管部门及投资主管部门备案。新建和改扩建光伏制造项目，最低资本金比例为 20%。

二、生产规模和工艺技术

(一) 光伏制造企业应采用工艺先进、节能环保、产品质量好、生产成本低的生产技术和设备。

(二) 光伏制造企业应具备以下条件：在中华人民共和国境内依法注册成立，具有独立法人资格；具有太阳能光伏产品独立生产、供应和售后服务能力；具有省级以上独立研发机构、技术中心或高新技术企业资质，每年用于研发及工艺改进的费用不低于总销售额的 3%且不少于 1000 万元人民币；申报符合规范名单时上一年实际产量不低于本条第（三）款产能要求的 50%。

(三) 光伏制造企业按产品类型应分别满足以下要求：

1. 多晶硅项目每期规模大于 3000 吨/年；
2. 硅锭年产能不低于 1000 吨；
3. 硅棒年产能不低于 1000 吨；
4. 硅片年产能不低于 5000 万片；
5. 晶硅电池年产能不低于 200MWp；
6. 晶硅电池组件年产能不低于 200MWp；
7. 薄膜电池组件年产能不低于 50MWp。

(四) 现有光伏制造企业及项目产品应满足以下要求：

1. 多晶硅满足《太阳能级多晶硅》（GB/T25074）1 级品的要求；
2. 多晶硅片（含准单晶硅片）少子寿命大于 $2\mu\text{s}$ ，电阻率在 $1-3\Omega\cdot\text{cm}$ ，碳、氧含量分别小于 16 和 18PPMA；单晶硅片少子寿命大于 $10\mu\text{s}$ ，电阻率在 $1-3\Omega\cdot\text{cm}$ ，碳、氧含量分别小于 10 和 18PPMA；

- 3.多晶硅电池和单晶硅电池的光电转换效率分别不低于 16%和 17%;
- 4.多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别不低于 14.5%和 15.5%;
- 5.硅基、铜铟镓硒 (CIGS)、碲化镉 (CdTe) 及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 8%、10%、11%、10%。

(五) 新建和改扩建企业及项目产品应满足以下要求:

- 1.多晶硅满足《硅多晶》(GB/T12963) 2 级品以上要求;
- 2.多晶硅片(含准单晶硅片) 少子寿命大于 $2.5\mu\text{s}$, 电阻率在 $1\text{-}3\Omega\cdot\text{cm}$, 碳、氧含量分别小于 8 和 6PPMA; 单晶硅片少子寿命大于 $11\mu\text{s}$, 电阻率在 $1\text{-}3\Omega\cdot\text{cm}$, 碳、氧含量分别小于 8 和 6PPMA;
- 3.多晶硅电池和单晶硅电池的光电转换效率分别不低于 18%和 20%;
- 4.多晶硅电池组件和单晶硅电池组件光电转换效率分别不低于 16.5%和 17.5%;
- 5.硅基、CIGS、CdTe及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 12%、12%、13%、12%。

(六) 多晶硅电池组件和单晶硅电池组件衰减率在 2 年内分别不高于 3.2% 和 4.2%, 25 年内不高于 20%; 薄膜电池组件衰减率在 2 年内不高于 5%, 25 年内不高于 20%。

三、资源综合利用及能耗

(一) 光伏制造企业和项目用地应符合国家已出台的土地使用标准, 严格保护耕地, 节约集约用地。

(二) 光伏制造项目能耗应满足以下要求:

- 1.现有多晶硅项目还原电耗小于 80 千瓦时/千克, 综合电耗小于 140 千瓦时/千克; 新建和改扩建项目还原电耗小于 60 千瓦时/千克, 综合电耗小于 100 千瓦时/千克。
- 2.现有硅锭项目平均综合能耗小于 9 千瓦时/千克, 新建和改扩建项目小于 7 千瓦时/千克; 如采用多晶铸锭炉生产准单晶或高效多晶产品, 项目平均综合能耗的增加幅度不得超过 0.5 千瓦时/千克。
- 3.现有硅棒项目平均综合能耗小于 50 千瓦时/千克, 新建和改扩建项目小于

45 千瓦时/千克。

4.现有多晶硅片项目平均综合能耗小于 60 万千瓦时/百万片，新建和改扩建项目小于 55 万千瓦时/百万片；现有单晶硅片项目平均综合能耗小于 40 万千瓦时/百万片，新建和改扩建项目小于 35 万千瓦时/百万片。

5.电池项目平均综合能耗小于 15 万千瓦时/MWp。

6.晶硅电池组件项目平均综合能耗小于 8 万千瓦时/MWp；薄膜电池组件项目平均能耗小于 50 万千瓦时/MWp。

（三）光伏制造项目生产水耗应满足以下要求：

- 1.多晶硅项目水循环利用率不低于 95%；
- 2.硅片项目水耗低于 1400 吨/百万片；
- 3.电池项目水耗低于 1700 吨/MWp。

（四）其他生产单耗需满足国家相关标准。

四、环境保护

（一）新建和改扩建光伏制造项目应严格执行环境影响评价制度，未通过环境影响评价审批的项目不得开工建设。按照环境保护“三同时”要求，项目配套建设环境保护设施应依法申请项目竣工环境保护验收，验收合格后方可投入生产运行。企业应有健全的企业环境管理机构，制定有效的企业环境管理制度，定期开展清洁生产审核。

（二）废气、废水排放应符合国家和地方大气及水污染物排放标准和总量控制要求；恶臭污染物排放应符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554），对产生的工业固体废物要依法贮存、处置或综合利用，应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18559）相关要求，SiCl₄ 等危险废物应委托具备相应处理能力的有资质单位进行妥善处置；厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）。

（三）鼓励企业通过ISO14001 环境管理体系认证、ISO14064 温室气体核证、PAS2050/ISO14067 碳足迹认证。

（四）光伏制造项目应按照环境影响报告书（表）及其批复、国家或地方污染物排放（控制）标准、环境监测技术规范的要求，制定自行监测方案，开展自行监测工作，公开自行监测信息。

五、质量管理

(一) 光伏制造企业应建立完善的质量管理体系，配备质量检验机构和专职检验人员。电池及电池组件生产企业应配备AAA级太阳模拟器、高低温环境试验箱等关键检测设备，鼓励企业建设具备CNAS认可资质的实验室。

(二) 光伏产品质量应符合国家相关标准，通过国家批准相关认证机构的认证。

(三) 企业应通过ISO9001质量管理体系认证，组件使用寿命不低于25年，质保期不少于10年。

(四) 企业应建立相应的产品可追溯制度。

六、安全、卫生和社会责任

(一) 光伏制造项目应当严格遵循职业病危害防护设施和安全设施“三同时”制度要求。企业应当遵守《安全生产法》、《职业病防治法》等法律法规，执行保障安全生产的国家标准或行业标准，在申报规范名单当年及上一年度未发生较大及以上生产安全事故。

(二) 企业应当建立健全安全生产责任制，加强职工安全生产教育培训和隐患排查治理工作，开展安全生产标准化建设并达到三级以上。

(三) 企业应当依法落实职业病危害防治措施，对重大危险源有检测、评估、监控措施和应急预案，并配备必要的器材和设备。

(四) 企业应当遵守国家相关法律法规，依法参加养老、失业、医疗、工伤等各类保险，并为从业人员足额缴纳相关保险费用。

七、监督与管理

(一) 新建和改扩建光伏制造企业及项目应当符合本规范条件要求。

(二) 现有光伏制造企业及项目应当符合本规范条件要求，未满足规范条件要求的企业及项目根据产业转型升级的要求，在国家产业政策的指导下，通过兼并重组、技术改造等方式，尽快达到本规范条件的要求。

(三) 对光伏制造企业及项目的投资、土地供应、环评、节能评估、质量监督、安全监管、信贷授信等管理应依据本规范条件。不符合本规范条件的企业及项目，其产品不得享受出口退税、国内应用扶持等政策支持。

(四) 光伏制造企业应对照规范条件编制相关申报材料，通过省级工业和信

息化主管部门报送工业和信息化部。各级工业和信息化主管部门会同有关部门对当地光伏制造企业执行本规范条件的情况进行监督检查。工业和信息化部组织行业机构、检测机构对企业进行检查，定期公告符合本规范条件的企业名单，并会同有关部门组织行业机构、检测机构从市场上对已公告企业产品等进行抽查，实行社会监督、动态管理。

（五）公告企业有下列情况，将撤销其公告资格：

- 1.填报资料有弄虚作假行为；
- 2.拒绝接受监督检查；
- 3.不能保持规范条件要求；
- 4.发生重大安全和污染责任事故；
- 5.违反法律、法规和国家产业政策规定。

（六）有关行业协会、产业联盟、检测机构要协助行业主管部门做好本规范条件的实施和跟踪监督工作，组织企业加强协调和自律管理。

八、附则

（一）本规范条件适用于中华人民共和国境内（台湾、香港、澳门地区除外）所有类型的光伏制造企业，本规范条件所指的光伏制造行业主要为光伏用多晶硅、硅棒、硅锭、硅片、电池、电池组件等制造行业。

（二）本规范条件涉及的法律法规、国家标准和行业政策若进行修订，按修订后的规定执行。

（三）本规范条件自发布之日起 30 日后实施，由工业和信息化部负责解释，并根据行业发展情况和宏观调控要求会同有关部门适时进行修订。原《多晶硅行业准入条件》（工联电子〔2010〕第 137 号）同时废止。

19.关于印发太阳能发电发展“十二五”规划的通知（节选）

（国能新能〔2012〕194号）（国家能源局/2012年7月7日）

为促进太阳能发电产业持续健康发展，国家能源局根据《可再生能源发展“十二五”规划》，组织编制了《太阳能发电发展“十二五”规划》，现印发你们，并就有关事项通知如下：

一、加强规划指导，优化建设布局。各地能源主管部门根据本规划要求，完

善本地区太阳能发电规划目标、布局和开发时序,有序推进太阳能发电项目建设。

二、立足就地消纳,优先分散利用。太阳能发电项目开发要综合考虑太阳能资源、承载物(或土地)资源及并网运行条件等,所发电量立足就地消纳平衡,优先发展分布式太阳能发电。

三、加强电网建设,落实消纳市场。电网企业要加强配套电网建设,优化电网运行,加强电力需求侧管理,建立太阳能发电综合技术支持体系,提高适应太阳能发电并网运行的系统调节能力,保障太阳能发电并网运行和高效利用。

四、加强建设运行管理,提高技术水平。项目单位要充分发挥项目建设和运行的主体作用,高度重视工程质量,全面加强项目建设运行管理,鼓励开展多种技术和运营方式的创新。

五、加强规划评估,适时调整完善。在规划实施过程中,适时开展太阳能发电规划评估,根据发展形势对规划进行必要的修订和调整。

太阳能发电发展“十二五”规划

一、规划基础和背景

(一) 发展基础

1、国际发展状况

发展现状

太阳能发电是新兴的可再生能源技术,目前已实现产业化应用的主要是太阳能光伏发电和太阳能光热发电。太阳能光伏发电具有电池组件模块化、安装维护方便、使用方式灵活等特点,是太阳能发电应用最多的技术。太阳能光热发电通过聚光集热系统加热介质,再利用传统蒸汽发电设备发电,近年来产业化示范项目开始增多。

光伏发电。近 10 年来,全球太阳能光伏电池年产量增长约 6 倍,年均增长 50%以上。2010 年,全球太阳能光伏电池年产量 1600 万千瓦,其中我国年产量 1000 万千瓦。并网光伏电站和与建筑结合的分布式并网光伏发电系统是光伏发电的主要利用方式。到 2010 年,全球光伏发电总装机容量超过 4000 万千瓦,主要应用市场在德国、西班牙、日本、意大利,其中德国 2010 年新增装机容量 700 万千瓦。随着太阳能光伏发电规模、转换效率和工艺水平的提高,全产业链的成本快速下降。太阳能光伏电池组件价格已经从 2000 年每瓦 4.5 美元下降到 2010

年的 1.5 美元以下，太阳能光伏发电的经济性明显提高。

光热发电。光热发电也称太阳能热发电，尚未实现大规模发展，但经过较长时间的试验运行，开始进入规模化商业应用。目前，美国、西班牙、德国、法国、阿联酋、印度等国已经建成或在建多座光热电站。到 2010 年底，全球已实现并网运行的光热电站总装机容量为 110 万千瓦，在建项目总装机容量约 1200 万千瓦。

发展趋势

太阳能发电技术经济性明显改善。目前，太阳能发电还处于发展初期，未来 5~10 年，太阳能发电产业将进入快速成长期。随着太阳能发电技术水平的提高，市场应用规模将逐步扩大，太阳能发电成本将不断下降，市场竞争力将显著提高，太阳能发电有望加速进入规模化发展阶段。

太阳能发电技术多元化发展。光伏发电和光热发电具有不同的技术特点。晶体硅光伏电池、薄膜光伏电池技术，以及塔式、槽式、碟式等光热发电技术，都各自具有不同的技术优势，太阳能发电将呈现出多元化技术路线和发展趋势。有效的市场竞争将会促进太阳能发电技术进步和成本下降，并形成各类太阳能发电技术互为补充、共同发展的格局。

太阳能发电逐步成为电力系统的重要组成部分。随着太阳能发电技术经济性的明显改善，太阳能发电已开始进入规模化发展阶段。在 2010 年欧盟新增发电装机容量中，太阳能发电首次超过风电，成为欧盟新增发电装机最多的可再生能源电力。随着全球太阳能发电产业技术进步和规模扩大，太阳能发电即将成为继水电、风电之后重要的可再生能源，成为电力系统的重要组成部分。

发展经验

长期目标引导。欧盟、美国等发达国家或经济体都将太阳能发电作为可再生能源重要领域，制定了 2020 年乃至更长远的发展目标。根据欧盟及成员国颁布的可再生能源行动计划，到 2020 年，欧盟太阳能发电总装机容量将超过 9000 万千瓦，其中德国光伏发电总装机容量将达到 5100 万千瓦，西班牙光热发电将达到 1000 万千瓦。欧盟启动了“欧洲沙漠行动”，计划在撒哈拉沙漠建设大规模太阳能电站向欧洲电力负荷中心输电。

法律政策保障。德国、西班牙、美国等均制定专门法律支持可再生能源发展。

欧盟各国普遍通过优惠上网电价政策支持太阳能发电等可再生能源电力的发展，美国通过税收减免和初投资补贴等政策支持太阳能发电发展，各国对电网企业均明确提出了可再生能源发电设施优先接入电网的要求。

2、我国发展现状

在国际太阳能光伏发电市场的带动下，在《可再生能源法》及配套政策的支持下，我国太阳能发电产业快速成长，已经建立了较好的太阳能光伏电池制造产业基础，在技术和成本上形成了国际竞争优势。已经启动了大型光伏电站、光热电站、分布式光伏发电及离网光伏系统等多元化的太阳能发电市场。初步建立了有利于成本下降的市场竞争机制，太阳能发电成本实现了快速下降，具备了在国内较大规模应用的条件。

资源潜力

我国太阳能资源十分丰富，适宜太阳能发电的国土面积和建筑物受光面积也很大，青藏高原、黄土高原、冀北高原、内蒙古高原等太阳能资源丰富地区占到陆地国土面积的三分之二，具有大规模开发利用太阳能的资源潜力。东北地区、河南、湖北和江西等中部地区，以及河北、山东、江苏等东部沿海地区太阳能资源比较丰富，可供太阳能利用的建筑物面积很大。在四川、重庆、贵州、安徽、湖南等太阳能资源总体一般的区域，也有许多局部地区适宜开发利用太阳能。

发展现状

近年来，我国太阳能光伏电池制造产业迅猛发展，产业体系快速形成，生产能力迅速扩大，技术经济优势明显提高。

光伏电池制造产业基本形成。2010年，我国大陆地区光伏电池产量达1000万千瓦，占全球市场份额50%以上，其中5家企业光伏电池产量居全球前10位。我国光伏电池技术和质量位居世界前列，已掌握千吨级多晶硅规模化生产技术，硅材料生产副产品综合利用水平明显提高，先进企业能耗指标接近国际先进水平。国内可生产50%的光伏电池生产设备，包括单晶炉、多晶硅铸锭炉、开方机、多线切割机等。光伏电池组件价格已从2000年的每瓦40元下降到2010年的每瓦7~8元，太阳能发电的上网电价从2009年以前的每千瓦时4元下降到2010年的每千瓦时1元左右。

太阳能光热发电的重大装备设计、制造和系统集成等技术取得重要突破。首

座商业化光热电站特许权项目已开工建设,有效带动了光热发电的关键设备及电站系统设计与集成等产业链的发展,为我国光热发电发展初步奠定了技术和产业基础。多元化国内市场快速启动。近年来,为积极培育我国太阳能

发电市场,结合太阳能发电的技术类型,启动了多元化的国内应用市场。在西部地区组织了共计 30 万千瓦光伏电站特许权项目招标,在内蒙古鄂尔多斯地区组织了 5 万千瓦太阳能热发电特许权项目招标。国家制定了太阳能发电上网电价政策,在西部太阳能资源优势地区建成了一批并网光伏电站。组织实施了金太阳示范工程,利用财政补贴资金支持用户侧光伏发电系统建设。同时,光伏发电系统在无电地区供电、太阳能交通信号、太阳能路灯,以及在通信、气象、铁路、石油等领域也得到普遍利用。到 2010 年底,全国累计光伏电池安装量总计 86 万千瓦,其中大型并网光伏电站共计 45 万千瓦,与建筑结合安装的光伏发电系统共计 26 万千瓦。

产业服务体系日渐完善。大型太阳能电站和分布式光伏发电系统的应用,推进了太阳能发电产业服务体系的建立和完善。初步建立了太阳能光伏电池组件产品的标准、检测和认证体系,基本具备了光伏发电系统及平衡部件的测试能力,国家太阳能发电公共技术研发和测试平台建设正在实施。初步建立了人才培养、信息统计和咨询服务体系,一些大学设置了太阳能发电本科生和研究生教育的相关专业。建立了太阳能热发电主要材料与装备性能测试方法和测试平台。

(二) 发展形势

与常规电力相比,太阳能发电无论在技术经济性方面,还是在与电力系统适应性方面,还存在许多亟待解决的问题,突出表现在以下几方面:

一是经济性仍是制约太阳能发电发展的主要因素。太阳能发电成本虽然已显著降低,但与常规能源发电相比,光伏发电的经济性仍然较差,目前光伏发电的成本是常规能源发电成本的 3 倍左右。光热发电设备制造产业基础还比较薄弱,电站开发建设还处于示范阶段,发电成本比光伏发电略高。在目前政策体系和市场机制下,经济性差是制约太阳能发电规模化发展的主要因素。

二是并网运行管理是制约太阳能发电发展的关键因素。与建筑结合的分布式光伏发电是太阳能发电的重要应用方式,但我国尚未形成适应分布式发电发展的电力体制和价格机制。特别在电网接入和并网运行管理上,仍未建立与分布式发

电相适应的电网接入和并网运行机制，无法充分发挥分布式光伏发电规模小、效率高、效益好的优势，极大影响了分布式能源企业的积极性，制约了分布式光伏发电的大规模发展。

三是促进太阳能发电的政策体系还不完善。目前，促进太阳能发电发展的土地、价格、财税等方面的经济政策和电网接入等方面的技术政策还不够完善，适应分布式光伏发电的电力管理体制还不成熟，完善太阳能发电政策体系、促进电力体制改革的任务十分迫切。

四是光伏制造业亟待转型升级。我国光伏产品产能扩张过快，国内光伏产品应用市场培育不足，严重依赖国外市场，在国际市场需求增速下降和部分国家实行贸易保护主义后，产能过剩矛盾突出，企业经营压力普遍加大。光伏制造关键技术研发滞后，主要生产设备依赖进口，缺乏核心竞争力，许多企业生产规模小、技术水平不高，低劣产品扰乱市场和无序竞争现象时有发生，产业亟待整合和转型升级，行业管理需要加强。

二、指导方针和目标

（一）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，深入贯彻落实科学发展观，按照加快培育和发展战略性新兴产业以及建立现代能源体系的要求，把加快发展太阳能发电作为优化能源结构、推进能源生产方式变革的重要举措，以技术进步和发展方式创新为主线，促进太阳能发电产业规模化发展，提高太阳能发电的经济性和市场竞争力，将太阳能发电产业培育成具有国际竞争力的优势产业，为实现我国非化石能源发展目标和经济社会可持续发展开辟新途径。

（二）基本原则

规模发展与提高竞争力相结合。逐步扩大太阳能发电的应用规模，特别是分布式光伏发电系统应用，为太阳能发电的产业化发展提供市场空间。同时，继续坚持市场竞争机制，加快推进技术进步，降低太阳能发电成本、提高其市场竞争力，为太阳能发电的大规模发展创造条件。

集中开发与分散利用相结合。在太阳能资源和土地资源较为丰富的西部地区，以增加当地电力供应为目的，建设大型太阳能电站；在太阳能资源较为丰富、经

济条件较好的中东部地区，优先利用建筑屋顶建设分布式光伏发电系统，实现集中开发、分散开发和分布式利用共同发展。

市场培育与发展方式创新相结合。通过建设一定规模的太阳能电站和大力推广分布式光伏发电系统，积极培育持续稳定增长的国内太阳能发电市场。积极开展太阳能发电应用方式和投资、建设及运营模式创新，并能过电力体制机制改革创新，建立和完善太阳能多元化发展的政策体系，为太阳能发电提供广阔的市场空间和良好的发展环境。

国内发展与国际合作相结合。全面完善国内太阳能发电产业体系，形成从技术研发、设备制造到各类应用及产业服务的全产业链。通过吸纳国际技术创新资源和加强国际合作，促进我国太阳能发电技术进步和产业升级，推进我国太阳能发电设备和产品融入国际产业体系。继续提高我国太阳能发电设备和产品的国际竞争力，形成国内国外两个市场均衡发展的格局。

（三）发展目标

太阳能发电发展的总目标是：通过市场竞争机制和规模化发展促进成本持续降低，提高经济性上的竞争力，尽早实现太阳能发电用户侧“平价上网”。加快推进技术进步，形成我国太阳能发电产业的技术体系，提高国际市场持续竞争力。建立适应太阳能发电发展的管理体制和政策体系，为太阳能发电发展提供良好的体制和政策环境。

具体发展指标是：

1、实现较大规模发展。到 2015 年底，太阳能发电装机容量达到 2100 万千瓦以上，年发电量达到 250 亿千瓦时。重点在中东部地区建设与建筑结合的分布式光伏发电系统，建成分布式光伏发电总装机容量 1000 万千瓦。在青海、新疆、甘肃、内蒙古等太阳能资源和未利用土地资源丰富地区，以增加当地电力供应为目的，建成并网光伏电站总装机容量 1000 万千瓦。以经济性与光伏发电基本相当为前提，建成光热发电总装机容量 100 万千瓦。

2、产业竞争力明显提高。光伏电池基础研究与技术创新能力取得长足进步，建立比较完整的材料、生产装备、系统集成和辅助服务产业体系，光伏电池转化效率继续提高，产业链全面优化，光伏电池技术和成本的全球竞争力进一步提高。太阳能光热电站的整体设计与技术集成能力明显提高，形成若干家技术先进的关

键设备制造企业，具备光热发电全产业链的设备及零部件供应能力。

3、政策体系和发展机制逐步完善。结合电力体制改革、电价机制改革，完善太阳能发电的政策体系和发展机制，建立有利于分布式可再生能源发电发展的市场竞争机制和电力运行管理机制，为太阳能发电产业发展提供良好的体制机制环境。通过新能源微网工程与新能源示范城市建设开展政策和发展模式创新，探索建立适合可再生能源发展的电力系统运行和管理模式。

在“十二五”发展的基础上，继续推进太阳能发电产业规模化发展，到2020年太阳能发电总装机容量达到5000万千瓦，使我国太阳能发电产业达到国际先进水平。

专栏 1 太阳能发电建设布局（万千瓦）				
发电类别	2010 年	2015 年		2020 年
		建设规模	重点地区	建设规模
1、太阳能电站	45	1100		2300
光伏电站	45	1000	在青海、甘肃、新疆、内蒙古、西藏、宁夏、陕西、云南，以及华北、东北的部分适宜地区建设一批并网光伏电站。结合大型水电、风电基地建设，按风光互补、水光互补方式建设一批光伏电站。	2000
光热电站	0	100	在太阳能日照条件好、可利用土地面积广、具备水资源条件的地区，开展光热发电项目的示范。	300
2、分布式光伏发电系统	41	1000	在中东部地区城镇工业园区、经济开发区、大型公共设施等建筑屋顶相对集中的区域，建设并网光伏发电系统。在西藏、青海、甘肃、陕西、新疆、云南、四川等偏远地区及海岛，采用独立光伏电站或户	2700

			用光伏系统，解决电网无法覆盖地区的无电人口用电问题。扩大城市照明、交通信号等领域光伏系统应用。	
合计	86	2100		5000

三、重点任务

(一) 有序推进太阳能电站建设

利用青海太阳能资源丰富和黄河上游水电调节性好的优势，以满足当地用电需求为目的，重点推进柴达木盆地等地的太阳能电站建设，鼓励开展各种太阳能发电技术的试验示范。

结合新疆太阳能资源与水能、风能等其它可再生能源的开发优势，以及新疆加快能源资源转化的总体发展布局，以解决当地供电问题为主，推动南疆和东疆地区大型并网太阳能电站建设，优先建设巴州、和田、吐鲁番、哈密等地区的太阳能电站项目。结合甘肃丰富的太阳能资源和风电开发和布局，以增加当地电力供应为目的，重点推进河西走廊的太阳能电站建设，鼓励开展风光互补、水光互补等项目建设。

利用内蒙古风能资源和太阳能资源优势，以满足当地供电需要为主，重点在内蒙古阿拉善盟、巴彦淖尔、包头、鄂尔多斯、呼和浩特等地区和蒙东电网条件较好的地区，结合风电开发建设一批太阳能电站。

在宁夏的中卫、吴忠和石嘴山地区，陕西的榆林和延安地区，结合能源结构优化推进并网太阳能电站建设。在西藏的拉萨、日喀则和山南地区，结合当地用电需求建设一批太阳能电站。在云南的楚雄和大理地区，结合当地水电和风电开发建设一批太阳能电站。

在河北北部、山西北部、四川高原地区、辽宁西北部、吉林西部、黑龙江西部和山东部分地区，稳步推进太阳能电站建设，在确保资源条件与建设条件可行的基础上，统筹安排部分太阳能光伏电站项目。

(二) 大力推广分布式太阳能光伏发电

发挥用户侧光伏发电与当地用电价格较接近、电量可就地消纳的优势，加快推广用户侧分布式并网光伏发电系统。鼓励在有条件的城镇公共设施、商业建筑

及产业园区的建筑屋顶安装光伏发电系统，支持在大型工业企业的内部电网中接入光伏发电系统，探索并建立适应用户侧光伏发电的电网运行技术体系和管理方式。“十二五”时期，全国分布式太阳能发电系统总装机容量达到 1000 万千瓦以上。

中部地区和东部沿海地区太阳能发电一般采用与建筑物或其他设施结合的分布式方式建设。支持北京、天津、上海、重庆、河南、江苏、浙江、安徽、湖南、湖北、江西、福建、广东、广西、贵州、海南等省（区、市）推广分布式太阳能发电系统。

鼓励在河北中南部、山西中南部、山东、四川与东北各主要城市工业园区、大型工业企业建设分布式太阳能发电系统。以新疆生产建设兵团为主要依托单位，在兵团电网开展多点高密度接入光伏发电的分布式供电系统。结合新能源示范城市建设，开展以智能电网技术为支撑的分布式光伏发电系统建设。

（三）建设新能源微网示范工程

按照“因地制宜、多能互补、灵活配置、经济高效”的思路，在可再生能源资源丰富和具备多元化利用条件的地区，结合智能电网技术，以解决当地供电问题为主，建设新能源微电网工程，建立充分利用新能源发电的新型供用电模式。

“十二五”时期，建设 30 个新能源微电网示范工程。

支持在西藏、青海、新疆等西部省（区）的偏远乡镇、浙江、福建、广东、广西等省（区）人口聚居的离岸海岛及其它特定区域，根据其对供电可靠性和稳定性的需求，开展新能源微电网示范工程建设。通过投资补贴方式支持边远地区分散用户的供用电工程建设，鼓励在西藏、青海、新疆、云南等省（区）的边远地区以及东部人口较少的离岸海岛，推广独立光伏电站、户用光伏发电系统，解决电网无法覆盖地区的无电人口用电问题。

（四）创建新能源示范城市

选择生态环保要求高、经济条件相对较好、可再生能源资源丰富的城市，采取统一规划、规范设计、有序建设的方式，支持在城区及各类产业园区推进太阳能等新能源技术的综合示范应用，替代燃煤等传统的能源利用方式，形成新能源利用的区域优势。以公共机构、学校、医院、宾馆、集中住宅区为重点，推广太阳能热利用、分布式光伏发电等新能源技术的应用。支持各地在各类产业园区的

新建和改造过程中，开展先进多样的太阳能等新能源技术应用示范，满足园区电力、供热、制冷等能源需求。通过政策支持和市场手段促进新能源在大中型城市的应用。“十二五”期间，建设 100 个新能源示范城市和 1000 个新能源示范园区。

（五）完善太阳能发电技术创新体系

建立以市场为导向、企业为主体、产学研结合的多层次技术创新体系。整合太阳能发电相关科研院所、高等院校的技术力量，建立国家级太阳能发电实验室，重点开展太阳能基础理论、前沿技术、关键技术和共性技术研究。依托现有科研机构和技术创新能力基础好的企业，支持建设国家太阳能光伏发电、国家太阳能光热发电工程技术中心，重点开展太阳能光伏发电、光热发电应用技术研发。加强太阳能光伏发电、光热发电设备及产品检测及认证能力建设，形成先进水平的产品测试和试验研究基地。鼓励地方政府和企业共同开展太阳能发电技术创新平台建设，形成具有区域产业优势的太阳能发电技术创新聚集地。支持创新能力较强的国内科研机构与国际先进水平的科研机构合作，联合设立太阳能发电技术研发中心，重点开展太阳能发电应用系统集成技术和并网运行等共性技术联合研发，促进我国太阳能发电技术和应用的整体进步。

（六）提高太阳能发电产品持续竞争力

提高太阳能发电技术研发能力和关键装备制造能力，巩固光伏发电制造在全球的持续竞争优势。全面提升光伏发电理论研究能力和系统利用水平。开发和制造高效率、高可靠性、低成本、清洁环保、适应不同运行环境的先进太阳能光伏电池组件，提高全产业链的设备和集成技术水平。突破太阳能热发电定日镜、真空管等关键部件设计和制造技术，依托我国集成控制与工程热物理等相关前沿学科的优势，形成配套齐全的光热发电关键设备集成产业链。完善光伏电池组件设备测试和检测方法，形成全面的质量控制体系，提高光伏电池组件性能和质量。

（七）建立完善太阳能发电产业体系

以太阳能发电产业的规模化发展为基础，逐步将目前以主要部件销售为重点的产业体系转变为以工程建设和全生命周期管理为核心的产业体系。依托现有条件，建立以国家能源发展战略为指导，以专业技术机构为主体，以市场需求为导向，支撑太阳能发电产业全面发展的产业服务体系。完善太阳能资源评价、太阳

能电站规划设计、施工安装、运行维护等领域的标准体系。建立完善的太阳能发电建设运行服务体系，提高太阳能电站选址、规划、设计、施工安装、检修维护的专业化服务能力。完善太阳能发电产业信息统计，形成太阳能发电信息监测体系。

（八）促进光伏制造业健康发展

积极扩大国内光伏产品应用市场，实现从过度依赖外需向内外需并重转变。积极推进光伏产业结构优化，鼓励企业按照市场规律兼并重组，淘汰落后产能，增强企业抗风险能力，提高产业集中度，加强光伏产业关键技术研发，建立光伏制造技术研发中心，支持企业提高技术创新能力，开成自主技术为基础的产业核心竞争力，使我国光伏产业这现从规模效益型发展向技术效益型发展的转变。规范企业采购光伏电池招投标活动和市场秩序，创造有利于光伏制造业健康发展的市场环境。

（九）积极开展国际合作

开展全球化技术研发合作，鼓励国内企业与国外企业合作开展太阳能发电相关前沿技术、共性技术研究，重点开展太阳能发电应用技术研究开发，以及与太阳能发电相关的电网运行控制技术研究开发。与欧美国家主要研究机构和企业联合开展太阳能发电系统集成设计、太阳能资源测评、太阳能发电预测技术研究。加强国际人才交流与合作，与太阳能发电技术和应用强国进行人才交流，支持有关科研院所和企业建立国际化人才培养和引进机制，重点培养太阳能发电领域的高端专业技术人才和综合管理人才。鼓励国内企业积极参与国外太阳能发电项目建设，形成具有国际先进技术和水平管理的太阳能发电企业集团。

四、规划实施

（一）保障措施

1、完善促进太阳能发电发展的市场机制。继续完善促进太阳能发电规模化发展的市场竞争机制，促进太阳能发电成本持续下降，建立并完善以市场竞争为基础的太阳能发电国家补贴机制，逐渐减少单位电量的国家补贴额度。建立自发自用为主的分布式光伏发电非歧视无障碍并入电网的管理机制，促进分布式光伏发电进入公共设施和千家万户。

2、建立适应太阳能发电的电力运行机制。开展用户侧分布式光伏发电系统

的运营模式创新，建立以智能电网为技术支撑的分布式发电运行体系，推进新能源微电网试点示范，调动地方政府、电网企业和电力用户的积极性，形成全方位推进分布式能源发展的格局。积极推动新能源微电网和离网太阳能发电的运行和技术服务体系建设，通过市场手段实现资金与技术资源的优化配置。

3、加强太阳能发电的规划和项目管理。根据全国太阳能发电规划，统筹各地太阳能发电发展规划和分阶段开发建设方案。加强大型并网太阳能电站建设管理，严格项目前期、项目核准、竣工验收、运行监督等环节的技术管理，统筹协调太阳能电站建设和并网运行管理，促进太阳能发电产业有序健康发展。

4、完善太阳能发电的标准体系。完善建立太阳能光伏电池组件、逆变器等关键产品的标准，形成与国际接轨的产品检测认证体系。规范大型太阳能电站的设计、建设和运行等各环节的规程规范。建立太阳能发电的信息监测评价体系，加强太阳能发电的全过程技术监督工作。

5、加强光伏制造业行业管理。研究制定光伏制造业产业发展政策，严格准入标准，规范市场准入机制。进一步加强投资管理，控制产能扩张，优化产业布局。加大投入，支持重点企业掌握核心技术，提升核心竞争力。加强光伏产品质量评定和检测认证管理，阻止低劣光伏产品进入市场。加强光伏产业市场监管，防止无序竞争等扰乱市场秩序的行为。

（二）实施机制

1、加强规划协调管理。各省级政府能源主管部门根据国家规划要求，做好本地区规划的制定及实施工作，认真落实国家规划确定的发展目标和重点任务。地方的太阳能发电发展规划，在公布实施前应获得国家能源主管部门确认，确保各级规划有机衔接。

2、建立滚动调整机制。加强太阳能发电产业的信息统计工作，建立产业监测体系，及时掌握规划执行情况，做好规划中期评估工作。根据中期评估结果，按照有利于太阳能发电产业发展的原则对规划进行滚动调整。

3、组织实施年度开发方案。建立健全太阳能发电规划管理和实施机制，组织各地区依据全国太阳能发电发展“十二五”规划，制订年度开发方案，加强规划及开发方案实施的统筹协调，衔接好太阳能发电并网接入和运行，并合理安排国家补贴资金预算。

4、加强运行监测考核。委托技术归口管理单位开展太阳能电站项目后评估，重点对大规模集中建设的太阳能发电工程进行后评估。电网企业要加强对太阳能发电项目的并网运行监测，采取有效技术措施保障太阳能发电正常并网运行。

五、投资估算和环境社会影响分析

（一）投资估算

“十二五”时期新增太阳能光伏电站装机容量约 1000 万千瓦，太阳能光热发电装机容量 100 万千瓦，分布式光伏发电系统约 1000 万千瓦，光伏电站投资按平均每千瓦 1 万元测算，分布式光伏系统按每千瓦 1.5 万元测算，总投资需求约 2500 亿元。

（二）环境社会影响分析

随着环境保护要求的提高和太阳能发电技术进步的加快，早期投资少、高能耗和高污染的西门子法生产多晶硅技术逐步退出，已经通过改良西门子法或硅烷法等技术手段实现四氯化硅和氯化氢等废液废气的回收和无害化处理，晶体硅光伏电池可通过增加附加值的方式实现环境友好的规模化生产。

光伏电站工程建设对自然与生态环境的影响，主要来自对地表的破坏、扬尘和噪音，施工期造成的环境影响将随着工程的结束而消失。太阳能电站运行期无任何污染物排放，基本不消耗工业用水，生活污水和垃圾生产数量也很少，对环境影响甚微。光热电站工程要消耗水，通过采用空冷技术可将用水量降至最低。太阳能电站建设集中在西部未利用土地上，通过合理选址可以避免各类环境保护区，不仅对自然环境和生产生活无不利影响，而且在某种程度上可以减少地表水蒸发，有利于防沙治沙，有利于促进生态环境保护。

太阳能发电产业涉及领域广、产业链长，带动相关产业发展能力强。预计到 2015 年，太阳能发电产业从业人数可达到 50 万人。通过发展太阳能发电产业，可在若干地区形成优势产业聚集区和规模开发利用集中地区，将有力推动这些地区的经济发展转型，促进地区经济社会可持续发展。

20.关于印发太阳能发电科技发展“十二五”专项规划的通知（国科发计〔2012〕198号）（科学技术部/2012年03月27日）

为进一步贯彻落实《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020年）》和《国家“十二五”科学和技术发展规划》，加快推动能源技术创新发展，我部组织编制了《太阳能发电科技发展“十二五”专项规划》。现印发给你们，请结合本地区、本行业实际情况，做好落实工作。

太阳能发电科技发展“十二五”专项规划

一、形势——挑战与机遇

（一）国际形势

世界太阳能科技和应用发展迅猛，2008年金融危机后，德国、日本、美国等纷纷调高发展目标。预计太阳能发电将在2030年占到世界能源供给的10%，对世界的能源供给和能源结构调整做出实质性的贡献。

到2010年，世界光伏累计装机容量已接近40GW，近十年平均年增长45%，成为发展速度最快的产业之一。光伏电池生产主要集中在中国、日本、德国、美国等国家，德国、西班牙等国为主要应用市场。晶体硅太阳能电池市场份额超过85%，其商业化最高效率已经达到22%，技术向着高效率和薄片化发展，未来10-20年内仍将是市场主流；薄膜太阳能电池市场份额约占15%，铜铟镓硒薄膜电池商业化最高效率达到13.6%，技术向着高效率、稳定和长寿命的方向发展。得益于产业发展和技术进步，光伏发电成本将持续下降，2015年光伏电价有望降至0.15美元/kWh。

太阳能热发电近年在欧美地区快速发展。截至2011年4月，全球太阳能热发电累计装机容量为1.26GW，在建的太阳能热发电站超过2.24GW，年平均效率超过12%。面向承担基础电力负荷的“大容量—高参数—长周期储热”是国际太阳能热发电的技术发展趋势。目前，太阳能热发电成本价格在0.2欧元/kWh，到2020年有望降低到0.05欧元/kWh。

在太阳能建筑供能方面，面向区域性建筑供暖是太阳能低温热利用的重要发展方向。目前全球已陆续建成面积万平方米级以上跨季节储能的区域性太阳能建筑供热系统12座。年太阳能保证率超过50%，万立方米规模化储能系统单位建设成本降低到50欧元/m³。

在太阳能中温技术与工业节能应用方面，目前全球已陆续建立了百余个太阳能热利用工业领域应用工程，涵盖了11个工业领域，应用和示范的太阳能空调项目超过300个。

（二）国内形势

我国政府长期以来对太阳能开发利用给予高度重视，近年来太阳能技术、产业和应用取得了全面进步。

2010年，多晶硅实际产量45000吨，自给率从2007年的10%提高到2010年的50%；自2002年以来，我国太阳能电池产量均以100%以上的年增长率快速发展，2010年产量8.7GW，占到世界总产量的50%，连续四年产量世界第一，商业化晶体硅太阳能电池光电转换效率已接近19%，硅基薄膜电池商业化最高效率达到8%以上，生产设备也已经从过去的全部引进到现在70%的国产化率。2009年，我国政府开始实施“金太阳示范工程”，通过光伏产品的规模化应用带动国内太阳能发电的商业化进程和技术进步。2010年国内新增光伏装机500MW，累计装机达到800MW，500kW级光伏并网逆变器等关键设备实现国产化，并网光伏系统开始商业化推广，光伏微网技术开发与国际基本同步。

我国太阳能热发电技术研究起步较晚，目前仍无在运行太阳能热发电站。“八五”以来，科技部就关键部件在技术研发方面给予了持续支持，“十一五”期间启动了1MW塔式太阳能热发电技术研究及系统示范。目前，大规模发电技术已有所突破，部分关键器件已产业化。

在太阳能建筑供能方面，我国的被动太阳能建筑技术已经基本发展成熟。但在区域太阳能建筑供暖技术和应用领域仍为空白。目前在区域太阳能建筑集中供暖的核心技术跨季节储能方面只有小规模的研发，还没有大系统的设计、建设和运行经验。

在太阳能中温技术与工业节能应用方面，我国的太阳能热利用技术在工业领域的应用还几乎是空白。目前仅有几例应用，太阳能空调应用示范项目约50个，缺少大系统的设计、建设和运行经验。

（三）问题和需求

要实现太阳能从补充能源到主要能源，必须大幅度降低成本，为此需要依靠技术进步和大规模的推广应用。目前我国太阳能产业和市场的问题及需求如下：

1、太阳能硅材料及关键配套材料

我国具有自主知识产权的规模化多晶硅生产工艺研发及装备制造仍处于起步阶段，在生产成本、产品质量、综合利用等方面与国际先进水平仍存在明显差距。

我国太阳能电池关键配套材料产业的发展也相对落后，一些关键配套材料，如银浆、银铝浆材料、TPT 背板材料、EVA 封装材料等还大量依赖进口，必须加快技术研发，提高质量，实现关键配套材料的国产化，进一步降低太阳能电池生产成本。

2、太阳电池

晶体硅高效电池方面，国际发达国家商业化效率已达 20%以上，我国仍处于空白状态；薄膜电池方面，非晶硅/微晶硅叠层电池和国际上有差距，国际上已经产业化的碲化镉薄膜和铜铟镓硒薄膜电池，在我国还没有商业化生产线；新型电池仍然没有掌握国际上已经产业化的薄膜硅/晶体硅异质结电池、高倍聚光电池、柔性电池的中试和生产技术，染料敏化电池也需要向实用产品发展。在全光谱电池、黑硅电池等前沿技术研究方面，也与国际水平存在一定差距。

3、生产装备

晶体硅电池部分关键生产设备性能与国际先进水平存在相当差距，成套生产线自动化程度低；薄膜电池的关键设备和生产线主要依靠进口。缺乏国产化整线集成解决方案。

4、光伏系统

在大型并网光伏电站、光伏微网、区域建筑光伏系统及光伏直流并网系统等光伏大规模利用的设计集成、关键设备、功率预测和并网技术方面与国外先进技术水平有一定差距，综合利用方面还缺少经验。

5、太阳能光热利用

我国目前还没有商业化运营的太阳能热发电站，缺乏系统设计能力和集成技术，高温聚光、吸热和储热技术不成熟。区域太阳能建筑供暖技术、太阳能中温技术与工业节能应用在我国仍为空白。

6、测试及平台

我国在标准电池计量、电池、组件测试等方面需要进一步完善，系统模拟和测试技术能力刚刚起步，大型逆变器的研究测试和室外实证性的研究测试示范基地仍然处于空白。

二、指导思想与目标

(一) 指导思想

总体按照“一个目标，二项突破，三类技术、四大方向”的指导思想。一个目

标：实现太阳能大规模利用，发电成本可与常规能源竞争；二项突破：突破规模化生产和规模化应用技术；三类技术：全面布局开展晶体硅电池、薄膜电池及新型电池技术研发；四大方向：全面部署材料、器件、系统和装备科技攻关。

（二）基本原则

（1）坚持以降低终端发电成本为中心

针对产业发展瓶颈技术，部署关键技术研发、核心工艺设计和重大装备研制，实现发电成本的持续下降。

（2）坚持技术创新与示范工程相结合

以金太阳示范工程等牵引，实现以典型示范工程带动前沿关键技术突破、以产品推广应用拉动光伏全产业链快速健康发展。

（3）坚持面向全产业链布局攻关

以材料、电池、系统及装备为经线的太阳能全产业链布局；以晶硅、薄膜和新型电池为纬线的三类太阳电池技术统筹布局。按照研发、示范和推广应用三个层次循序推进。

（4）坚持多层次技术研发和产业服务体系并举

建立包括产业联盟、平台基地、人才机制、标准规范和政策法规的可持续发展支撑体系。

（三）规划目标

“十二五”期间，实现光伏技术的全面突破，促进太阳能发电的规模化应用，晶硅电池效率 20%以上，硅基薄膜电池效率 10%以上，碲化镉、铜铟镓硒薄膜电池实现商业化应用，装机成本 1.2~1.3 万元/kW，初步实现用户侧并网光伏系统平价上网，公用电网侧并网光伏系统上网电价低于 0.8 元/kWh，基本掌握多种光伏微网系统关键部件及设计集成技术，实现示范应用。太阳能热发电具备建立 100MW 级太阳能热发电站的设计能力和成套装备供应能力，无储热电站装机成本 1.6 万元/kW；带 8 小时储热电站装机成本 2.2 万元/kW，上网电价低于 0.9 元/kWh。突破太阳能中温热能在工业节能中的应用技术和太阳能建筑采暖的长周期储热技术，并示范应用。初步建立太阳能发电国家标准体系和技术产品检测平台，形成我国完整的太阳能技术研发、装备制造、系统集成、工程建设、运行维护等产业链技术服务体系。

关键指标如下：

- (1) 实现多晶硅材料生产成本降低 30%，配套材料国产化率达到 50%；
- (2) 晶体硅太阳能电池整线成套装备国产化，具备自主知识产权的晶硅整线集成“交钥匙”工程能力；
- (3) 单晶硅电池产业化平均效率突破 20%，拥有自主知识产权的非晶硅薄膜电池产业化平均效率突破 10%；
- (4) 突破 100MW 级并网光伏电站、100MW 级城镇多点接入生态居住小区光伏系统技术、10MW 级光伏微网系统与 10MW 级区域建筑光伏系统关键技术及设备；
- (5) 突破 100MW 级太阳能热发电关键技术及装备并建立核心产品生产线、测试平台和示范系统；通过系统集成掌握电站设计、优化和运行技术。
- (6) 突破区域建筑跨季储热供暖技术及设备；
- (7) 完善太阳能中温热利用技术，并建立工业应用示范；
- (8) 突破太阳能分布式发电技术；
- (9) 建成太阳能利用实证性研究示范基地。
- (10) 在光伏直流并网发电、太阳能热与化石燃料互补发电等创新性研究方面取得进展。

三、重点方向

(一) 材料方向

在光伏产业链上，硅材料主要涉及太阳能电池用的多晶硅提纯和下游的硅片、单晶和多晶铸锭。发展高效节能低成本多晶硅材料的清洁生产技术和太阳能电池关键配套材料制备技术，将有利于降低光伏电池生产成本和实现硅材料生产的环境友好。相关内容包括：改良西门子法、硅烷法、物理、化学冶金法多晶硅材料生产技术，太阳能电池用银浆、银铝浆、TPT 背板材料、EVA 封装材料、薄膜电池用 TCO 玻璃基板等关键配套材料制备技术等。

(二) 器件方向

太阳能发电效率的提高和生产成本的降低将直接影响发电成本。晶体硅电池正朝着高效率、薄片化和低成本三个方向进行改进；低能耗、低成本的薄膜太阳能电池技术正朝着高效率、稳定和长寿命的方向努力。相关内容包括：效率 20% 以上低成本超薄晶体硅电池产业化制造技术，效率 10% 以上薄膜电池产业化制造技术，高倍

率聚光电池及发电关键技术，柔性衬底硅基薄膜太阳电池中试制造技术，非真空电沉积柔性 CIGS 薄膜太阳电池中试制造技术，量子点电池、热光伏电池、硅球电池、多晶硅薄膜电池、有机电池等新型太阳电池的前沿制备技术,高温直通式真空管及槽式聚光集热实验平台等。

（三）系统方向

突破光伏规模化利用的成套关键技术与装备，建成多种形式的光伏发电示范工程，能够有效推动光伏发电技术在我国的大规模应用；开展太阳能热利用关键装备和系统集成科技攻关，依托规模化示范工程建设，能够推动太阳能热利用技术与产业发展。相关内容包括：100MW 级大型并网光伏电站系统及设备技术，100MW 级城镇多点接入生态居住小区光伏系统技术，10MW 级光伏微网系统及设备技术，区域性高密度光伏建筑并网系统及设备技术，10MW 级次高参数太阳能热发电技术，硅基高可靠光伏建筑一体化关键技术、大型多能互补光伏并网系统技术、光伏直流并网发电技术、分布式太阳能热发电技术，太阳能储热技术，太阳能中温热在工业节能中的应用技术等。

（四）装备方向

太阳能光伏生产设备是贯穿整个产业链的基础，目前亟需突破产业链部分环节核心设备的瓶颈，提升其关键生产设备的性能和成套生产线的自动化程度。相关内容包括：晶体硅太阳电池整线成套装备集成技术，效率 10%以上年产能 40MW 硅基薄膜太阳电池制造技术，效率 10%以上年产能 30MW 碲化镉薄膜太阳电池制造技术，效率 8%以上年产能 5MW 染料敏化太阳电池制造技术，薄膜硅/晶体硅异质结电池中试制造技术，硅基高可靠 BIPV 系列组件制造装备技术等。

四、重点任务

（一）重点任务

- （1）掌握太阳能材料、器件、系统核心技术和工业生产线的关键工艺及装备；
- （2）突破太阳能发电系统规模化利用的关键技术及装备；
- （3）建设国家重点实验室、工程中心和产业化基地；
- （4）完善太阳能产品及系统的检测技术和认证标准；
- （5）集成示范太阳能开发利用的新技术、新设备。

（二）任务分解

“十二五”期间，根据四个研究方向和五项重点任务，在太阳能科技领域分解出 19 项研究内容，其中：材料方向 2 项，器件方向 8 项，系统方向 9 项，装备方向研究内容分布在前三项中。

1、材料方向

(1) 高效节能多晶硅材料大规模清洁生产关键技术研究

提升改良西门子工艺大规模低成本清洁生产技术，突破硅烷法工艺规模化生产，探索物理、化学冶金法等低成本新工艺技术。

(2) 太阳能电池关键配套材料制备技术研究

突破太阳能电池用银浆、银铝浆、TPT 背板材料、EVA 封装材料、薄膜电池用 TCO 玻璃基板等关键配套材料制备技术。

2、器件方向

(1) 新型太阳能电池中试及前沿技术研究

建成年产能 2MW 的薄膜硅/晶体硅异质结太阳能电池中试示范线，中试效率达到 18.5%；建成年产能 1MW 的柔性硅薄膜太阳能电池卷对卷制造中试示范线，电池稳定效率达到 10%；掌握高倍聚光太阳能电池及应用技术，建成年产能 5MW 的中试线，电池效率超过 35%。

(2) 效率 20%以上低成本晶体硅电池产业化成套关键技术研究及示范生产线

在产业化平均效率指标上，单晶硅电池达到 20%，多晶硅电池达到 19%，主要新型技术设备实现国产化；晶体硅电池成本降至 7 元/W，硅片厚度降至 160 微米；推动高效电池技术在全国范围内的大规模产业化，实现年产能 100MW。

(3) 规模化铜铟镓硒薄膜太阳能电池成套制造工艺技术研发

突破规模化铜铟镓硒(硫)薄膜太阳能电池生产线中的关键设备设计与制造瓶颈，开发具有国际水平的成套工艺技术，建成年产能 5MW 卷对卷式柔性衬底 CIGS 薄膜电池生产线、MW 级柔性铜铟镓硒硫薄膜太阳能电池生产线、电化学法沉积 CIGS 薄膜太阳能电池示范生产线、涂覆-热处理法制备 CIGS 太阳能电池示范生产线和集电管式 CIGS 薄膜太阳能电池示范生产线，并形成批量产品。

(4) 效率 10%以上规模化薄膜太阳能电池成套制造工艺技术研发

研制具有自主知识产权的年产能 40MW 硅基薄膜太阳能电池生产线关键设备和年产能 30MW 碲化镉薄膜太阳能电池生产线关键设备，完成硅基薄膜太阳能电池和碲

化镉薄膜太阳能电池成套工艺技术研发，产业化组件效率 10%以上，生产成本低于 5 元/W。

(5) 年产能 5MW 效率 8%染料敏化太阳能电池组件成套制造技术研发

掌握染料敏化剂、电解质、光阳极等关键材料的批量生产工艺和合成技术，研制染料敏化太阳能电池配套材料批量生产的关键设备；解决 MW 级染料敏化太阳能电池关键技术及生产工艺设备，掌握大面积电池产业化制作技术，建成年产能 5MW 的染料敏化太阳能电池生产线。

(6) 效率 10%以上 50MW 非晶/微晶硅叠层薄膜太阳能电池成套制造工艺技术研发

研究高效电池用非晶硅材料、硅薄膜材料、ZnO 透明导电薄膜制备工艺等技术，建成年产能 50MW 硅非晶/微晶硅叠层薄膜太阳能电池生产线，组件稳定效率 10%以上，成本低于 5 元/W。

(7) 高倍聚光太阳能电池成套制造工艺技术研发及示范

掌握 GaInP/GaInAs/Ge 三结太阳能电池制造工艺技术，建成年产能大于 5MW 的聚光多结太阳能电池中试生产线及聚光电池可靠性测试平台和户外实测平台；掌握 1200 倍聚光光伏系统设计技术，研制大功率 CPV 并网逆变器。

(8) 太阳能槽式集热发电技术研究与示范

面向商业化槽式聚光集热技术研究，突破高温真空集热管和高精度聚光器成型关键工艺、批量化生产技术和关键装备，建立 MW 级槽式聚光集热集成实验示范系统。

3、系统方向

(1) 大型光伏并网系统设计集成技术研究示范及装备研制

瞄准 100MW 级大型并网光伏电站技术研究，掌握 100MW 级并网光伏电站的单元设计集成与工程化技术及关键设备，区域高密度多接入点建筑光伏、双模式建筑光伏系统集成技术及关键设备。安全并网及电能质量调节技术，高海拔地区功率预测和生态环境监测技术，建立实证性研究示范基地。

(2) 高稳定性光伏微网系统技术研究与示范

突破包括光伏的多能互补微网的稳定性技术，掌握系统集成与工程技术、稳定控制技术和电能质量调控技术，研制完成微网能量管理系统、电能质量调节系统及

微网型光伏电站自动化在线测控系统，建成 10MW 级光/水互补微网系统、数 MW 级多能互补的微网系统、100MW 级多点接入区域光伏示范系统。

(3) 适合于微网运行的大功率光伏控制/逆变器关键技术研究及设备研制

突破自同步电压源逆变器及高效光伏充电控制器的关键技术，掌握自同步电压源逆变器多机稳定并联运行技术及与最大功率跟踪相结合的高效智能光伏充电技术，完成自同步电压源逆变器及高效光伏充电控制器的产品化研究，具备批量化生产能力；提出改进自同步电压源并网逆变器下垂控制器实现方法，完成自同步电压源逆变器及高效光伏充电控制器的产业化研究。

(4) 10MW 级太阳能塔式热发电技术与示范

面向高参数-高效率-稳定输出的太阳能热发电技术研究，突破次高参数熔融盐吸热-储热塔式发电关键技术及设备，建立 10MW 示范熔融盐塔式示范电站。

(5) 大型多能互补光伏并网系统技术与示范

面向大型光伏电站与大型风电场、与水电站、与太阳能热电站的互补并网发电应用，突破互补发电系统的设计集成与并网技术，多种电源功率预测技术、联合控制技术、能量优化管理技术，建立多种互补发电系统示范。

(6) 硅基高可靠光伏建筑一体化（BIPV）关键技术及示范

瞄准太阳能光伏建筑一体化组件及应用技术，突破硅基高可靠 BIPV 系列组件制造装备及生产线关键工艺技术，完成系列化 BIPV 构件产业制造并形成规模应用标准和规范。

(7) 分布式太阳能热发电技术

面向 100kW 级分布式太阳能热发电技术研究，突破有机朗肯、碟式斯特林、单螺杆膨胀机、太阳能热电半导体发电技术等分布式发电重大装备设计与制造技术，并进行实证性试验与示范。

(8) 太阳能储热技术与规模化应用

掌握低温段（20-95℃）和高温段（450℃以上）储热材料设计、制备、大容量储热系统热损抑制、区域集中供热系统集成、能量输配与管理技术，形成分布式和大容量集中太阳能储热与供热系统示范。

(9) 太阳能中温技术与工业应用

面向太阳能中温热利用的实用化和产业化技术研究，突破太阳能 80℃-250℃

中温集热器、中温储热、太阳能空调和系统集成技术和装备，建立太阳能中温集热系统工农业生产领域应用示范。

“十二五”期间，还需要在光伏直流并网发电等新技术、新系统方面进行创新性探索研究。

（三）从基础到产业化的全链条规划

太阳能级硅材料方面，重点研究高效节能多晶硅材料的产业化技术。太阳能电池方面，重点研究高效、低成本、超薄晶硅太阳能电池和高效薄膜太阳能电池的产业化技术，着力发展新型太阳能电池关键技术。光伏系统及平衡部件方面，重点研究 100MW 级并网光伏电站、高密度区域建筑光伏系统、光伏微电网系统技术和大型多能互补光伏并网系统技术与关键设备的产业化技术。太阳能热利用方面，重点研究太阳能热发电和太阳能热利用技术与关键设备的产业化技术。

五、保障措施

围绕《专项规划》和“十二五”科技重点发展的部署，制定保障措施，加大实施力度，切实形成有利于自主创新的新体制和新机制。

1、加强科技专项的组织领导和统筹协调。设立计划实施领导小组，强化政府的科技宏观管理能力，实行重点计划重点落实与协调，切实保障计划顺利有效实施；在技术层面，设立总体技术专家组，完善专家管理机制，从系统角度把握科技发展的宏观与微观技术网络，有效提高专项资金使用效率，保证计划的有效推进；成立光伏和光热两个项目办公室，建立科技统计、技术预测、第三方独立评估、信用管理等制度，加强对科技投入的统筹管理，完善项目管理后评价机制及问效问责制，加强对计划实施全过程的监督和绩效评估，从而降低项目风险。

2、加强科技投入力度，鼓励各类社会资本投入。大幅度增加重点项目科技投入，强化重点项目科技投入滚动增长的保障和后评估机制。加大对技术创新平台的支持力度和广度，加强对基础研究、前沿高技术研究、科技基础条件建设、人才培养的支持，引导行业部门、地方政府、产业联盟、企业及其他各类社会资本加大科技投入，建立各类研究开发和服务平台，支持在高等教育中强化太阳能相关学科设置，重点解决太阳能利用未来的重大科技问题。

3、制定和落实促进科技专项实施的各项激励政策。结合科技项目的实施，有计划地推进示范项目与金太阳示范工程的结合，通过工程实施实现对科研成果先进

性和有效性的验证；建立产业发展预警机制，充分重视太阳能服务业的发展；同时，鼓励企业充分利用财税、金融、政府采购等政策，以企业投入为主，有针对性地解决产业发展中的重大技术问题，从而打破国外的技术垄断，保障光伏市场的规范性和成果转化的高效性。

4、充分发挥金太阳示范工程的带动作用。以金太阳示范工程带动太阳能开发利用技术的进步；以技术进步推动和保障金太阳示范工程的顺利实施；依托金太阳示范工程建立和完善服务支撑体系。

5、建成第三方的与国际对等的权威检测机构。建立国家级的光伏系统及平衡部件的实证性研究基地和大型光伏并网逆变器的测试平台，用于现场考验光伏组件、平衡部件以及光伏发电系统的实际运行效果，分析评价各类产品与技术的性能及其变化趋势，提升部件及系统的测试、分析和判断能力，为我国未来大型光伏系统新技术提供开放式、公益性的实证基地，为我国光伏产品提供第三方、公正、权威的测试条件。

6、充分发挥国家高新技术产业开发区、国家级高新技术产业化基地的作用，加快成果产业化，推动创新型产业集群建设工程，围绕本专项确定的主要目标，合理选择技术路径和产业路线，采取有效措施，促进产业集群的形成和创新发展。

21.太阳能光伏产业“十二五”发展规划（工业和信息化部/2012年02月24日）

太阳能资源丰富、分布广泛，是最具发展潜力的可再生能源。随着全球能源短缺和环境污染等问题日益突出，太阳能光伏发电因其清洁、安全、便利、高效等特点，已成为世界各国普遍关注和重点发展的新兴产业。

在此背景下，近年来全球光伏产业增长迅猛，产业规模不断扩大，产品成本持续下降。2009年全球太阳能电池产量为10.66吉瓦（GW），多晶硅产量为11万吨，2010年分别达到20.5GW、16万吨，组件价格则从2000年的4.5美元/瓦下降到2010年的1.7美元/瓦。

“十一五”期间，我国太阳能光伏产业发展迅速，已成为我国为数不多的、可以同步参与国际竞争、并有望达到国际领先水平的行业。加快我国太阳能光伏产业的发展，对于实现工业转型升级、调整能源结构、发展社会经济、推进节能

减排均具有重要意义。国务院发布的《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》，已将太阳能光伏产业列入我国未来发展的战略性新兴产业重要领域。

根据《工业转型升级规划(2011-2015年)》、《信息产业“十二五”发展规划》以及《电子信息制造业“十二五”发展规划》的要求，在全面调研、深入研究、广泛座谈的基础上，编制太阳能光伏产业“十二五”发展规划，作为我国“十二五”光伏产业发展的指导性文件。

一、“十一五”发展回顾

(一) 我国光伏产业概况

1. 产业规模迅速提高，市场占有率稳居世界前列

“十一五”期间，我国太阳能电池产量以超过100%的年均增长率快速发展。2007-2010年连续四年产量世界第一，2010年太阳能电池产量约为10GW，占全球总产量的50%。我国太阳能电池产品90%以上出口，2010年出口额达到202亿美元。

2. 掌握关键材料生产技术，产业基础逐步牢固

“十一五”期间，我国投产的多晶硅年产量从两三百吨发展至4.5万吨，光伏产业原材料自给率由几乎为零提高至50%左右，已形成数百亿元级的产值规模。国内多晶硅骨干企业已掌握改良西门子法千吨级规模化生产关键技术，规模化生产的稳定性逐步提升。

3. 主流产品技术与世界同步，产品质量稳步提高

“十一五”末期，我国晶硅电池占太阳能电池总产量的95%以上。太阳能电池产品质量逐年提升，尤其是在转换效率方面，骨干企业产品性能增长较快，单晶硅太阳能电池转换效率达到17-19%，多晶硅太阳能电池转换效率为15-17%，薄膜等新型电池转换效率约为6-8%。

4. 节能减排成效明显，资源利用率大幅提升

光伏产业节能减排取得显著成效，副产物综合利用水平稳步提高，资源利用率整体取得大幅提升。2006年每生产1公斤多晶硅的平均单耗水平为：工业硅1.8-2.0公斤、液氯1.8公斤、综合电耗300-350千瓦时，到2010年分别下降为：工业硅1.3-1.4公斤、液氯1.0公斤、综合电耗160-180千瓦时，部分骨干企业达到130-150千瓦时/公斤。生产晶硅太阳能电池的多晶硅用量从2006年的11克/

瓦下降到 2010 年的 7-8 克/瓦。

5. 生产设备不断取得突破，本土化水平不断提高

国产单晶炉、多晶硅铸锭炉、开方机等设备逐步进入产业化，占据国内较大市场份额。晶硅太阳能电池专用设备除全自动印刷机和切割设备外基本实现了本土化并具备生产线“交钥匙”的能力。硅基薄膜电池生产设备初步形成小尺寸整线生产能力。2010 年我国光伏专用制造设备销售收入超过 40 亿元人民币，出口交货值达到 1 亿元人民币。

6. 国内光伏市场逐步启动，装机量快速增长

我国已相继出台了《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》和《关于实施金太阳示范工程的通知》等政策，并先后启动了两批总计 290 兆瓦（MW）的光伏电站特许权招标项目。截止 2010 年，我国累计光伏装机量达到 800MW，当年新增装机容量达到 500MW，同比增长 166%。

（二）我国光伏产业发展特点

1. 充分利用国内外市场要素，产业发展国际化程度高

我国光伏产业充分运用国内外资金、人才两大市场要素，“十一五”末期，已有数十家企业实现海外及国内上市，产品广销国际市场。国内光伏企业以民营企业为主，主要企业实力不断增强，有 4 家企业太阳能电池产量位居全球前十，成为国际知名企业。

2. 自主创新与引进吸收相结合，形成自主特色产业体系

通过自主创新与引进消化吸收再创新相结合，初步形成了具有我国自主特色的光伏产业体系，多晶硅、电池组件及控制器等制造水平不断提高，制造设备的本土化率已经超过 50%，太阳能电池的质量和技术水平也逐步走向世界前列。

3. 产业链上下游协同发展，推动光伏发电成本下降

“十一五”期间，我国光伏产业突破材料、市场以及人才等发展瓶颈，产业规模迅速壮大，上下游完整产业链基本成型。我国光伏产业的崛起带动了世界光伏产业的发展，有效地推动了技术进步，降低了光伏产品成本，加快了全球光伏产业应用步伐。

4. 产业呈现集群化发展，有效提高区域竞争力

我国光伏产业区域集群化发展态势初步显现，依托区域资源优势和产业基础，

国内已形成了江苏、河北、浙江、江西、河南、四川、内蒙等区域产业中心，并涌现出一批国内外知名且具有代表性的企业，主要企业初步完成垂直一体化布局，加快海外并购和设厂，向国际化企业发展。

二、“十二五”面临形势

目前，各主要发达国家均从战略角度出发大力扶持光伏产业发展，通过制定上网电价法或实施“太阳能屋顶”计划等推动市场应用和产业发展。国际各方资本也普遍看好光伏产业：一方面，光伏行业内众多大型企业纷纷宣布新的投资计划，不断扩大生产规模；另一方面，其他领域如半导体企业、显示企业携多种市场资本正在或即将进入光伏行业。

从我国未来社会经济发展战略路径看，发展太阳能光伏产业是我国保障能源供应、建设低碳社会、推动经济结构调整、培育战略性新兴产业的重要方向。“十二五”期间，我国光伏产业将继续处于快速发展阶段，同时面临着大好机遇和严峻挑战。

（一）我国光伏产业面临广阔发展空间

世界常规能源供应短缺危机日益严重，化石能源的大量开发利用已成为造成自然环境污染和人类生存环境恶化的主要原因之一，寻找新兴能源已成为世界热点问题。在各种新能源中，太阳能光伏发电具有无污染、可持续、总量大、分布广、应用形式多样等优点，受到世界各国的高度重视。我国光伏产业在制造水平、产业体系、技术研发等方面具有良好的发展基础，国内外市场前景总体看好，只要抓住发展机遇，加快转型升级，后期必将迎来更加广阔的发展空间。

（二）光伏产业、政策及市场亟待加强互动

从全球来看，光伏发电在价格上具备市场竞争力尚需一段时间，太阳能电池需求的近期成长动力主要来自于各国政府对光伏产业的政策扶持和价格补贴；市场的持续增长也将推动产业规模扩大和产品成本下降，进而促进光伏产业的健康发展。目前国内支持光伏应用的政策体系和促进光伏发电持续发展的长效互动机制正在建立过程中，太阳能电池产品多数出口海外市场，产业发展受金融危机和海外市场变化影响很大，对外部市场的依存度过高，不利于持续健康发展。

（三）面临国际经济动荡和贸易保护的严峻挑战

近年来全球经济发展存在动荡形势，一些国家的新能源政策出现调整，相关

补贴纷纷下调，对我国光伏产业发展有较大影响。同时，欧美等国已发生多起针对我国光伏产业的贸易纠纷，类似纠纷今后仍将出现，主要原因有：一是我国太阳能电池成本优势明显，对国外产品造成压力；二是国内光伏市场尚未大规模启动，产品主要外销，可能引发倾销疑虑；三是我国相关标准体系尚不完善，存在产品质量水平参差不齐等问题。

（四）新工艺、新技术快速演进，国际竞争不断加剧

全球光伏产业技术发展日新月异：晶体硅电池转换效率年均增长一个百分点；薄膜电池技术水平不断提高；纳米材料电池等新兴技术发展迅速；太阳能电池生产和测试设备不断升级。而国内光伏产业在很多方面仍存在较大差距，国际竞争压力不断升级：多晶硅关键技术仍落后于国际先进水平，晶硅电池生产用高档设备仍需进口，薄膜电池工艺及装备水平明显落后。

（五）市场应用不断拓展，降低成本仍是产业主题

太阳能光伏市场应用将呈现宽领域、多样化的趋势，适应各种需求的光伏产品将不断问世，除了大型并网光伏电站外，与建筑相结合的光伏发电系统、小型光伏系统、离网光伏系统等也将快速兴起。太阳能电池及光伏系统的成本持续下降并逼近常规发电成本，仍将是光伏产业发展的主题，从硅料到组件以及配套部件等都将面临快速降价的市场压力，太阳能电池将不断向高效率、低成本方向发展。

三、指导思想、基本原则与发展目标

（一）指导思想

深入贯彻落实科学发展观，抓住当前全球大力发展新能源的大好机遇，紧紧围绕降低光伏发电成本、提升光伏产品性能、做优做强我国光伏产业的宗旨，着力推动关键技术创新、提升生产工艺水平、突破装备研发瓶颈、促进市场规模应用，使我国光伏产业的整体竞争力得到显著提升。

（二）基本原则

1. 立足统筹规划，坚持扶优扶强

加强国家宏观政策引导，坚持做好行业统筹规划和产业合理布局，规范光伏产业健康发展。集中力量支持优势企业做优做强，鼓励重点光伏企业推进资源整合和兼并重组。

2. 支持技术创新，降低发电成本

以企业为技术创新和产业发展的主体，强化关键技术研发，提升生产工艺水平，从高纯硅材料规模化生产、电池转换效率提高、生产装备国产化、新型电池和原辅材料研发、系统集成等多方面入手，努力降低光伏发电成本。

3. 优化产业环境，扩大光伏市场

推动各项光伏扶持政策的落实，调动各方面的资源优势，优化产业发展环境。充分发挥市场机制作用，巩固国际市场，扩大国内多样化应用，使我国光伏产业的发展有稳定的市场依托。

4. 加强服务体系建设，推动产业健康发展

加强公共服务平台建设，建立健全光伏标准及产品质量检测认证体系，严格遵守环境保护和安全生产规定，推进节能减排、资源循环利用，实现清洁生产 and 安全生产。

（三）发展目标

1. 经济目标

“十二五”期间，光伏产业保持平稳较快增长，多晶硅、太阳能电池等产品适应国家可再生能源发展规划确定的装机容量要求，同时积极满足国际市场发展需要。支持骨干企业做优做强，到 2015 年形成：多晶硅领先企业达到 5 万吨级，骨干企业达到万吨级水平；太阳能电池领先企业达到 5GW 级，骨干企业达到 GW 级水平；1 家年销售收入过千亿元的光伏企业，3-5 家年销售收入过 500 亿元的光伏企业；3-4 家年销售收入过 10 亿元的光伏专用设备企业。

2. 技术目标

多晶硅生产实现产业规模、产品质量和环保水平的同步提高，还原尾气中四氯化硅、氯化氢、氢气回收利用率不低于 98.5%、99%、99%，到 2015 年平均综合电耗低于 120 度/公斤。单晶硅电池的产业化转换效率达到 21%，多晶硅电池达到 19%，非晶硅薄膜电池达到 12%，新型薄膜太阳能电池实现产业化。光伏电池生产设备和辅助材料本土化率达到 80%，掌握光伏并网、储能设备生产及系统集成关键技术。

3. 创新目标

到 2015 年，企业创新能力显著增强，涌现出一批具有掌握先进核心技术的

品牌企业，掌握光伏产业各项关键技术和生产工艺。技术成果转化率显著提高，标准体系建设逐步完善，国际影响力大大增强。充分利用已有基础，建立光伏产业国家重点实验室及检测平台。

4. 光伏发电成本目标

到 2015 年，光伏组件成本下降到 7000 元/千瓦，光伏系统成本下降到 1.3 万元/千瓦，发电成本下降到 0.8 元/千瓦时，光伏发电具有一定经济竞争力；到 2020 年，光伏组件成本下降到 5000 元/千瓦，光伏系统成本下降到 1 万元/千瓦，发电成本下降到 0.6 元/千瓦时，在主要电力市场实现有效竞争。

四、“十二五”主要任务

（一）推动工艺技术进步，实现转型升级

发展清洁、安全、低能耗、高纯度、规模化的多晶硅生产技术，提高副产物综合利用率，缩小与国际先进生产水平的差距。实现太阳能电池生产技术的创新发展，鼓励规模化生产，提高光伏产业的核心竞争力。推动行业节能减排。密切关注清洁、环保的新型光伏电池及材料技术进展，加强技术研发。

（二）提高国产设备和集成技术的研发及应用水平

以提高产品质量和光电转换效率，降低生产能耗为目标，支持多晶硅、硅锭/硅片、电池片及组件、薄膜电池用关键生产设备以及发电应用设备研发与产业化，加强本地化设备的应用。推动设备企业与光伏产品企业加强技术合作与交流。

（三）提高太阳能电池的性能，不断降低产品成本

大力支持低成本、高转换效率和长寿命的晶硅太阳能电池研发及产业化，降低电池产品成本和最终发电成本，力争尽快实现平价上网。推动硅基薄膜、铜铟镓锡薄膜等电池的技术进步及产业化进程，提高薄膜电池的转换效率。

（四）促进光伏产品应用，扩大光伏发电市场

积极推动上网电价政策的制定和落实，并在农业、交通、建筑等行业加强光伏产品的研发和应用力度，支持建立一批分布式光伏电站、离网应用系统、光伏建筑一体化（BIPV）系统、小型光伏系统及以光伏为主的多能互补系统，鼓励大型光伏并网电站的建设与应用，推动完善适应光伏发电特点的技术体系和管理体制。

（五）完善光伏产业配套服务体系建设

建立健全标准、专利、检测、认证等配套服务体系，加强光伏行业管理与服务，支持行业自律协作。积极参与国际标准制定，建立完善符合我国国情的光伏国家/行业标准体系，包括多晶硅材料、电池/组件的产品标准，光伏生产设备标准和光伏系统的验收标准等。加快建设国内认证、检测等公共服务平台。

五、“十二五”发展重点

（一）高纯多晶硅

支持低能耗、低成本的太阳能级多晶硅生产技术。在现有的基础上，通过进一步的研究、系统改进及完善，支持研发稳定的电子级多晶硅生产技术，并建立千吨级电子级多晶硅生产线。突破高效节能的大型提纯、高效氢气回收净化、高效化学气相沉积、多晶硅副产物综合利用等装置及工艺技术，建设万吨级高纯多晶硅生产线，综合能耗小于 120 度/公斤。

（二）硅锭/硅片

支持高效率、低成本、大尺寸铸锭技术，重点发展准单晶铸锭技术。突破 150-160 微米以下新型切片关键技术，如金刚砂、钢线切割技术，提高硅片质量和单位硅材料出片率，减少硅料切割损耗。

（三）晶硅电池

大力发展高转换率、长寿命晶硅电池技术的研发与产业化。重点支持低反射率的绒面制备技术、选择性发射极技术及后续的电极对准技术、等离子体钝化技术、低温电极技术、全背结技术的研究及应用。关注薄膜硅/晶体硅异质结等新型太阳能电池成套关键技术。

（四）薄膜电池

重点发展非晶与微晶相结合的叠层和多结薄膜电池。降低薄膜电池的光致衰减，鼓励企业研发 5.5 代以上大面积高效率硅薄膜电池，开发柔性硅基薄膜太阳能电池卷对卷连续生产工艺等。及时跟进铜铟镓硒和有机薄膜电池的产业化进程，开发并掌握低成本非真空铜铟镓锡薄膜电池制备技术，磁控溅射电池制备技术，真空共蒸法电池制备技术，规模化制造关键工艺。

（五）高效聚光太阳能电池

重点发展高倍聚光化合物太阳能电池产业化生产技术，聚光倍数达到 500 倍以上，产业化生产的电池在非聚光条件下效率超过 35%，聚光条件下效率超过

40%，衬底剥离型高倍聚光电池转化效率在非聚光条件下效率超过 25%。突破高倍聚光太阳电池衬底玻璃技术、高效率高倍聚光化合物太阳电池技术、高倍率聚光电池测试分析和稳定性控制技术，及时发展菲涅尔和抛物镜等配套设备。

（六）BIPV 组件

重点发展 BIPV 组件生产技术，包括可直接与建筑相结合的建材、应用于厂房屋顶、农业大棚及幕墙上的双玻璃 BIPV 组件、中空玻璃组件等，解决 BIPV 组件的透光、隔热等问题，设计出美观、实用、可直接作为建材和构件用的 BIPV 组件。扩大建筑附着光伏（BAPV）组件应用范围。

（七）光伏生产专用设备

支持还原、氢化等多晶硅生产设备，大尺寸、低能耗、全自动单晶炉，吨级多晶硅铸锭炉，大尺寸、超薄硅片多线切割机，硅片自动分选机等关键生产设备。支持多槽制绒清洗设备、全自动平板式等离子体增强化学汽相沉积（PECVD）、激光刻蚀机、干法刻蚀机、离子注入机、全自动印刷机、快速烧结炉等晶硅太阳能电池片生产线设备和 PECVD 等薄膜太阳能电池生产设备。促进光伏生产装备的低能耗、高效率、自动化和生产工艺一体化。

（八）配套辅料

在关键配套辅料方面，实现坩埚、高纯石墨、高纯石英砂、碳碳复合材料、玻璃、乙烯-醋酸乙烯共聚物（EVA）胶、背板、电子浆料、线切割液等国产化。

（九）并网及储能系统

掌握太阳能光伏发电系统集成技术、百万千瓦光伏发电基地的设计集成和工程技术，开发大功率光伏并网逆变器、储能电池及系统、光伏自动跟踪装置、数据采集与监控系统、风光互补系统等。

（十）公共服务平台建设

支持有能力的企事业单位建设国家级光伏应用系统检测、认证等公共服务平台，包括多晶硅、电池片和组件、薄膜电池的检测，光伏系统工程的验收等。支持相关服务平台开展行业共性问题研究，制订和推广行业标准，研发关键共性技术等。

六、政策措施

（一）提升光伏能源地位，加强产业战略部署

光伏能源是一种可持续、无污染、总量大的绿色新能源，应当充分认识太阳能光伏发电的战略价值和重要意义，切实在国家能源经济和社会可持续发展的总体部署中予以统筹考虑，提升太阳能光伏产业在国民经济发展中的战略地位。通过实施工业转型升级和可再生能源等相关规划，统筹制订产业、财税、金融、人才等扶持政策，积极促进我国光伏产业健康发展。

（二）加强行业管理，规范光伏产业发展

根据产业政策要求和行业发展实际需要，切实加强行业管理，推动行业节能减排，规范我国光伏产业发展，建立健全光伏行业准入标准，引导地方政府坚决遏制低水平重复建设，避免一哄而上和市场恶性竞争。推动相关职能部门联合加强产品检查，对于不达环保标准、出售劣质产品、扰乱正常市场竞争秩序的企业，依照相关规定给予处罚和整顿。

（三）着力实施统筹规划，推进产业合理布局

加强行业统筹规划，推动企业转型升级，坚持市场主导与政府引导相结合，扶持产业链完备、已具有品牌知名度的骨干企业做优做强。鼓励实力领先的光伏企业依靠技术进步、优化存量、扩大发展规模，实施“走出去”战略，积极参与国际产业竞争。实施差异化政策，引导多晶硅等产业向西部地区转移。推动资源整合，鼓励企业集约化开发经营，支持生产成本低、竞争力强的企业兼并改造生产经营不佳的光伏企业。

（四）积极培育多样化市场，促进产业健康发展

推动制订和落实上网电价实施细则，继续实施“金太阳工程”等扶持措施，鼓励光伏企业与电力系统等加强沟通合作，加快启动国内光伏市场。坚持并网发电与离网应用相结合，以“下乡、富民、支边、治荒”为目标，支持小型光伏系统、离网应用系统、与建筑相结合的光伏发电系统等应用，开发多样化的光伏产品。通过合理的电价标准、适度的财政补贴和积极的金融扶持，积极扩大国内光伏市场。

（五）支持企业自主创新，增强产业核心竞争力

支持光伏企业转型升级，通过技术改造等手段扶持掌握自主技术的骨干企业，巩固和提高核心竞争力。加大对光伏产业技术创新的扶持力度，重点支持多晶硅节能降耗、副产物综合利用、太阳能电池高效高质和低成本新工艺技术的研发和

产业化项目。加强产学研结合，支持关键共性技术研发，全面提升本土化光伏设备技术水平。加大人才培养力度，支持建立企业技术研发中心与博士后科研流动站。

（六）完善标准体系，推动检测认证、监测制度建设

重视光伏产品和系统标准体系建设，以我国自主知识产权为基础，结合国内产业技术实际水平，推动制定多晶硅、硅锭/硅片、太阳能电池等产品和光伏系统相关标准，积极参与制订国际标准，建立健全产品检测认证、监测制度，促进行业的规范化、标准化发展。加强对光伏产品质量标准符合性的行业管理，避免劣质产品流入市场。推动企业加强光伏产品回收。

（七）加强行业组织建设，积极参与国际竞争

建立健全光伏行业组织，推动行业自律管理，加强行业交流与协作，集中反映产业发展愿景，打造国内光伏产业合作创新平台。充分发挥市场机制作用，以行业组织为纽带，以企业为主体，以市场为导向，提高产业应对国际竞争和市场风险的能力。加强国际交流与合作，优化产业发展环境，完善出口风险保障机制，鼓励企业积极争取海外资金，巩固和拓展国际市场。

四、高效储能及相关服务

（一）党中央、国务院文件

1.2030年前碳达峰行动方案（节选）（国务院/国发〔2021〕23号/2021年10月24日）

三、重点任务

（一）能源绿色低碳转型行动。

6. 加快建设新型电力系统。构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网，提升电网安全保障水平。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。制定新一轮抽水蓄能电站中长期发展规划，完善促进抽水蓄能发展的政策机制。加快新型储能示范推广应用。深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系。到2025年，新型储能装机容量达到3000万千瓦以上。到2030年，抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力。

（二）节能降碳增效行动。

4. 加强新型基础设施节能降碳。优化新型基础设施空间布局，统筹谋划、科学配置数据中心等新型基础设施，避免低水平重复建设。优化新型基础设施用能结构，采用直流供电、分布式储能、“光伏+储能”等模式，探索多样化能源供应，提高非化石能源消费比重。对标国际先进水平，加快完善通信、运算、存储、传输等设备能效标准，提升准入门槛，淘汰落后设备和技术。加强新型基础设施用能管理，将年综合能耗超过1万吨标准煤的数据中心全部纳入重点用能单位能耗在线监测系统，开展能源计量审查。推动既有设施绿色升级改造，积极推广使用高效制冷、先进通风、余热利用、智能化用能控制等技术，提高设施能效水平。

（四）城乡建设碳达峰行动。

3. 加快优化建筑用能结构。深化可再生能源建筑应用，推广光伏发电与建

筑一体化应用。积极推动严寒、寒冷地区清洁取暖，推进热电联产集中供暖，加快工业余热供暖规模化应用，积极稳妥开展核能供热示范，因地制宜推行热泵、生物质能、地热能、太阳能等清洁低碳供暖。引导夏热冬冷地区科学取暖，因地制宜采用清洁高效取暖方式。提高建筑终端电气化水平，建设集光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的“光储直柔”建筑。到2025年，城镇建筑可再生能源替代率达到8%，新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到50%。

（七）绿色低碳科技创新行动。

3. 强化应用基础研究。实施一批具有前瞻性、战略性的国家重大前沿科技项目，推动低碳零碳负碳技术装备研发取得突破性进展。聚焦化石能源绿色智能开发和清洁低碳利用、可再生能源大规模利用、新型电力系统、节能、氢能、储能、动力电池、二氧化碳捕集利用与封存等重点，深化应用基础研究。积极研发先进核电技术，加强可控核聚变等前沿颠覆性技术研究。

4. 加快先进适用技术研发和推广应用。集中力量开展复杂大电网安全稳定运行和控制、大容量风电、高效光伏、大功率液化天然气发动机、大容量储能、低成本可再生能源制氢、低成本二氧化碳捕集利用与封存等技术创新，加快碳纤维、气凝胶、特种钢材等基础材料研发，补齐关键零部件、元器件、软件等短板。推广先进成熟绿色低碳技术，开展示范应用。建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目。推进熔盐储能供热和发电示范应用。加快氢能技术研发和示范应用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。

2. 新时代的中国能源发展白皮书（节选）（国务院新闻办公室/2020年12月21日）

五、发挥科技创新第一动力作用

（四）依托重大能源工程提升能源技术装备水平

在全球能源绿色低碳转型发展趋势下，加快传统能源技术装备升级换代，加强新兴能源技术装备自主创新，清洁低碳能源技术水平显著提升。依托重大装备制造和重大示范工程，推动关键能源装备技术攻关、试验示范和推广应用。完善能源装备计量、标准、检测和认证体系，提高重大能源装备研发、设计、制造和成套能力。围绕能源安全供应、清洁能源发展和化石能源清洁高效利用三大方向，

着力突破能源装备制造关键技术、材料和零部件等瓶颈，推动全产业链技术创新。开展先进能源技术装备的重大能源示范工程建设，提升煤炭清洁智能采掘洗选、深水和非常规油气勘探开发、油气储运和输送、清洁高效燃煤发电、先进核电、可再生能源发电、燃气轮机、储能、先进电网、煤炭深加工等领域装备的技术水平。

（五）支持新技术新模式新业态发展

当前，世界正处在新科技革命和产业革命交汇点，新技术突破加速带动产业变革，促进能源新模式新业态不断涌现。大力推动能源技术与现代信息、材料和先进制造技术深度融合，依托“互联网+”智慧能源建设，探索能源生产和消费新模式。加快智能光伏创新升级，推动光伏发电与农业、渔业、牧业、建筑等融合发展，拓展光伏发电互补应用新空间，形成广泛开发利用新能源的新模式。加速发展绿氢制取、储运和应用等氢能产业链技术装备，促进氢能燃料电池技术链、氢燃料电池汽车产业链发展。支持能源各环节各场景储能应用，着力推进储能与可再生能源互补发展。支持新能源微电网建设，形成发储用一体化局域清洁供能系统。推动综合能源服务新模式，实现终端能源多能互补、协同高效。在试点示范项目引领和带动下，各类能源新技术、新模式、新业态持续涌现，形成能源创新发展的“聚变效应”。

3.国家创新驱动发展战略纲要(节选)(国务院/国办发[2020]39号/2020年11月02日)

第四章 构建新型产业生态

第二节 促进关键系统创新应用

推动动力电池全价值链发展。鼓励企业提高锂、镍、钴、铂等关键资源保障能力。建立健全动力电池模块化标准体系，加快突破关键制造装备，提高工艺水平和生产效率。完善动力电池回收、梯级利用和再资源化的循环利用体系，鼓励共建共用回收渠道。建立健全动力电池运输仓储、维修保养、安全检验、退役退出、回收利用等环节管理制度，加强全生命周期监管。

专栏3 建设动力电池高效循环利用体系

立足新能源汽车可持续发展，落实生产者责任延伸制度，加强新能源汽车动力电

池溯源管理平台建设，实现动力电池全生命周期可追溯。支持动力电池梯次产品在储能、备能、充换电等领域创新应用，加强余能检测、残值评估、重组利用、安全管理等技术研发。优化再生利用产业布局，推动报废动力电池有价元素高效提取，促进产业资源化、高值化、绿色化发展。

第五章 推动产业融合发展

第一节 推动新能源汽车与能源融合发展

促进新能源汽车与可再生能源高效协同。推动新能源汽车与气象、可再生能源电力预测预报系统信息共享与融合，统筹新能源汽车能源利用与风力发电、光伏发电协同调度，提升可再生能源应用比例。鼓励“光储充放”（分布式光伏发电—储能系统—充放电）多功能综合一体站建设。支持有条件的地区开展燃料电池汽车商业化示范运行。

（二）国家部委文件

1.关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知（节选） （发改能源〔2022〕210号）（国家发展改革委、国家能源局/2022年1月29日）

第四章 加快推动能源绿色低碳转型

十、推动构建新型电力系统

加快新型储能技术规模化应用。大力推进电源侧储能发展，合理配置储能规模，改善新能源场站出力特性，支持分布式新能源合理配置储能系统。优化布局电网侧储能，发挥储能消纳新能源、削峰填谷、增强电网稳定性和应急供电等多重作用。积极支持用户侧储能多元化发展，提高用户供电可靠性，鼓励电动汽车、不间断电源等用户侧储能参与系统调峰调频。拓宽储能应用场景，推动电化学储能、梯级电站储能、压缩空气储能、飞轮储能等技术多元化应用，探索储能聚合利用、共享利用等新模式新业态。

十六、增强能源科技创新能力

强化储能、氢能等前沿科技攻关。开展新型储能关键技术集中攻关，加快实现储能核心技术自主化，推动储能成本持续下降和规模化应用，完善储能技术标准和管理体系，提升安全运行水平。适度超前部署一批氢能项目，着力攻克可再

生能源制氢和氢能储运、应用及燃料电池等核心技术，力争氢能全产业链关键技术取得突破，推动氢能技术发展和示范应用。加强前沿技术研究，加快推广应用减污降碳技术。

专栏 5 科技创新示范工程

新型电力系统技术。新能源发电并网及主动支撑、大容量远海风电友好送出、柔性直流、直流配电网、煤电机组灵活性改造、V2G、虚拟电厂、微电网等技术研发及示范应用。安全高效储能。电化学储能、梯级电站储能、飞轮储能、压缩空气储能和蓄热蓄冷等技术攻关及规模化示范应用，新型储能安全防范技术攻关及示范应用。

氢能。高效可再生能源氢气制备、储运、应用和燃料电池等关键技术攻关及多元化示范应用。氢能在可再生能源消纳、电网调峰等场景示范应用。氢能、电能、热能等异质能源互联互通示范。

2.关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知（节选）（国能发科技〔2021〕58号）（国家能源局、科学技术部/2021年11月29日）

三、重点任务

（二）新型电力系统及其支撑技术

加快战略性、前瞻性电网核心技术攻关，支撑建设适应大规模可再生能源和分布式电源友好并网、源网荷双向互动、智能高效的先进电网；突破能量型、功率型等储能本体及系统集成关键技术和核心装备，满足能源系统不同应用场景储能发展需要。

1.适应大规模高比例新能源友好并网的先进电网技术

（6）源网荷储一体化和多能互补集成设计及运行技术

[示范试验]开展源网荷储一体化和风光火（储）、风光水（储）、风光储一体化规划与集成设计研究，掌握场站级高电压穿越和次同步振荡抑制技术；研究储能充放电最优策略与聚合控制理论，建立工业园区级智慧能源系统一体化解决方案，形成规模化智慧可调资源；研究电动汽车与电网能量双向交互调控策略，构建电动汽车负荷聚合系统，实现电动汽车与电网融合发展；开发适应新能源汇

集输送的多端柔性直流输电、输电线路动态增容等关键技术，实现源网荷储广域灵活调节、安全稳定和经济运行多目标协调控制。

2.储能技术

(8) 能量型/容量型储能技术装备及系统集成技术

[集中攻关]针对电网削峰填谷、集中式可再生能源并网等储能应用场景，开展大容量长时储能器件与系统集成研究；研发长寿命、低成本、高安全的锂离子电池，突破铅碳电池专用模块均衡和能量管理技术，开展高功率液流电池关键材料、电堆设计以及系统模块的集成设计等研究，研发钠离子电池、液态金属电池、钠硫电池、固态锂离子电池、储能型锂硫电池、水系电池等新一代高性能储能技术，开发储热蓄冷、储氢、机械储能等储能技术。[示范试验]开展 GWh 级锂离子电池、大规模压缩空气储能电站和高功率液流电池储能电站系统设计与示范。

(9) 功率型/备用型储能技术装备与系统集成技术

[集中攻关]针对增强电网调频、平滑间歇性可再生能源功率波动以及容量备用等储能应用场景，开展长寿命大功率储能器件和系统集成研究；开展超导、电介质电容器等电磁储能技术攻关，研发电化学超级电容器、高倍率锂离子电池等各类功率型储能器件；研发大功率飞轮材料以及高速轴承等关键技术，突破大功率飞轮与高惯性同步调相机集成关键技术，以及 50MW 级基于飞轮的高惯性同步调相机技术。[示范试验]推动 10MW 级超级电容器、高功率锂离子电池、兆瓦级飞轮储能系统设计与应用示范。

(10) 储能电池共性关键技术

[集中攻关]开展基于储能电池单体和模组短时间测试数据预测长日历寿命的实验验证和模拟仿真研究，实现储能电池 25 年以上的循环寿命及健康状态快速监测和评价；开展低成本可修复再生的新型储能电池技术研究，研发退役电池剩余价值评估、单体电池自动化拆解和材料分选技术，实现电池修复、梯次利用、回收与再生；推动储能单体和系统的智能传感技术研究；推动储能电池全寿命周期的安全性检测、预警和防护研究；开展基于正向设计，适合梯次利用的动力电池设计与制造，以及梯次利用场景分析、快速分选、系统集成和运维等关键技术研究。[示范试验]研发电化学储能系统安全预警、系统多级防护结构及材料等关键技术，示范大型锂电池储能电站的整体安全性设计、能量智能管控及运维、先

进冷却及消防等关键技术。

(11) 大型变速抽水蓄能及海水抽水蓄能关键技术

[示范试验]研制大型变速抽水蓄能机组水泵水轮机、发电电动机、交流励磁系统、继电保护系统、计算机监控系统、调速系统等关键设备，研制发电电动机出口断路器等高压开关设备，建立变速抽水蓄能技术体系。突破海水抽水蓄能电站应对海上恶劣天气的发电调度、水库和地下水防渗、发电机组抗附着和抗腐蚀、进水口和尾水系统防海浪等关键技术，适时开展工程示范。

(12) 分布式储能与分布式电源协同聚合技术

[集中攻关]开展分布式储能系统协同聚合研究，提出多点布局储能系统的聚合方法，掌握多点布局储能系统聚合调峰、调频及紧急控制系列理论与成套技术，实现广域布局的分布式储能、储能电站的规模化集群协同聚合；开展岛屿可再生能源开发与智能微网关键技术攻关。[应用推广]突破分布式储能与分布式电源协同控制和区域能源调配管理技术，提高配电网对分布式光伏的接纳；研发基于区块链技术的分布式储能多元化市场化交易平台，推广基于区块链共享储能应用技术。

专栏 2 新型电力系统及其支撑技术重点示范

01 适应大规模高比例新能源友好并网的先进电网技术示范

- ①开展无常规电源支撑的新能源直流外送基地主动支撑技术应用示范；
- ②开展新型高效大容量光伏并网技术示范；
- ③开展源网荷储一体化设计及运行示范；
- ④开展风光火（储）、风光水（储）、风光储一体化设计及运行技术示范；
- ⑤开展电动汽车与电网互动（V2G）示范；
- ⑥开展深远海域海上风电基地柔性直流送出工程示范。

02 储能技术示范

- ⑦开展大规模压缩空气储能电站系统设计与示范；
- ⑧开展规模化高安全高性能液流电池储能电站系统设计与示范；
- ⑨开展高惯性旋转备用储能技术应用示范；
- ⑩开展大型锂电池储能电站工程示范；开展变速抽水蓄能及出口断路器示范；开展海水抽水蓄能工程示范。

3.关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知（节选）

（发改能源〔2021〕1445号）（国家发展改革委、国家能源局、财政部自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局/2021年10月21日）

“十四五”可再生能源发展规划

(发布稿)

四、促进存储消纳，高比例利用可再生能源

加快建设可再生能源存储调节设施，强化多元化智能化电网基础设施支撑，提升新型电力系统对高比例可再生能源的适应能力。加强可再生能源发电终端直接利用，扩大可再生能源多元化非电利用规模，推动可再生能源规模化制氢利用，促进乡村可再生能源综合利用，多措并举提升可再生能源利用水平。

(一) 提升可再生能源存储能力。

加快推进抽水蓄能电站建设。开展各省（区、市）抽水蓄能电站需求论证，积极开展省级抽水蓄能资源调查行动，明确抽水蓄能电站的建设规模和布局，编制全国新一轮抽水蓄能中长期规划。大力推动项目建设，实现丰宁、长龙山等在建抽水蓄能电站按期投产；加快已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设；加快纳入全国抽水蓄能电站中长期规划项目前期工作并力争开工。在新能源快速发展地区，因地制宜开展灵活分散的中小型抽水蓄能电站示范，扩大抽水蓄能发展规模。

专栏 8 “十四五”抽水蓄能电站开发建设重点

01 重点开工抽水蓄能项目

已批复电站：华北电网区域的河北滦平、徐水、灵寿，内蒙古美岱、乌海 山东泰安二期，山西浑源；东北电网区域的辽宁庄河、大雅河，黑龙江尚志 华东电网区域的浙江磐安、泰顺、天台、建德、桐庐，安徽桐城、宁国、岳西、石台、霍山，江苏连云港，福建云霄；华中电网区域的江西奉新、洪屏 二期，河南鲁山，湖北大幕山、平坦原、紫云山，湖南安化；西南电网区域 的重庆栗子湾；西北电网区域的甘肃昌马，青海哇让，宁夏牛首山；南方电 网区域的广西南宁，贵州贵阳（石厂坝）、黔南（黄丝），海南羊林。 中长期规划电站：依据全国抽水蓄能电站中长期规划，积极推进纳规项目前 期工作，加快推进具备条件的项目开工建设。

02 抽水蓄能资源调查行动

坚持生态优先，避让生态保护红线、天然林和基本草原等管控因素，加大抽水蓄能电站选点工作力度，选择地形条件、工程地质、水文泥沙等建设条件 合适、距高比等关键经济指标合理的抽水蓄能站点，按照能纳尽纳的原则 纳入中

长期抽水蓄能发展规划。

03 中小型抽水蓄能示范

统筹大规模电力送受、新能源渗透率不断提高等因素，在中东南部地区利用已建成的山谷水库和沿岸山顶地势，试点推进灵活分散的中小型抽水蓄能电站建设，提升区域新能源电力消纳能力。研究探索利用矿井等开展中小型抽水蓄能电站布局。

推进黄河上游梯级电站大型储能试点项目建设。开展黄河上游梯级电站大型储能项目研究，解决工程技术问题，提升开发建设经济性。探索新能源发电抽水与梯级储能电站、流域梯级水电站的联合运行，创新运行机制。充分利用黄河上游已建成梯级水电站调节库容，推进龙羊峡-拉西瓦河段百万千瓦级梯级电站大型储能试点项目建设，支撑青海省新能源消纳和外送。

有序推进长时储热型太阳能热发电发展。推进关键核心技术攻关，推动太阳能热发电成本明显下降。在青海、甘肃、新疆、内蒙古、吉林等资源优质区域，发挥太阳能热发电储能调节能力和系统支撑能力，建设长时储热型太阳能热发电项目，推动太阳能热发电与风电、光伏发电基地一体化建设运行，提升新能源发电的稳定性可靠性。

推动其他新型储能规模化应用。明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类调节服务。创新协同运行模式，有序推动储能与可再生能源协同发展，提升可再生能源消纳利用水平。

（六）扩大乡村可再生能源综合利用。

加快构建以可再生能源为基础的乡村清洁能源利用体系。利用建筑屋顶、院落空地、田间地头、设施农业、集体闲置土地等推进风电和光伏发电分布式发展，提升乡村就地绿色供电能力。继续实施北方地区清洁取暖工程，因地制宜推动生物质能、地热能、太阳能、电能供暖，完善产业基础，构建县域内城乡融合的多能互补清洁供暖体系。提高农林废弃物、畜禽粪便的资源化利用率，发展生物天然气和沼气，助力农村人居环境整治提升。推动乡村能源技术和体制创新，促进

乡村可再生能源充分开发和就地消纳，建立经济可持续的乡村清洁能源开发利用模式。开展村镇新能源微能网示范，扩大乡村绿色能源消费市场，提升乡村用能清洁化、电气化水平，支撑生态宜居美丽乡村建设。

持续推进农村电网巩固提升。加大农村电网基础设施投入，加快实施农村电网巩固提升工程，聚焦脱贫地区等农村电网薄弱环节，加快消除农村电力基础设施短板，提升农村电网供电可靠性。全面提升乡村电气化水平，建设满足大规模分布式可再生能源接入、电动汽车下乡等发展需要的县域内城乡互联配电网，筑牢乡村振兴电气化基础。

提升乡村可再生能源普遍服务水平。统筹乡村可再生能源发展与乡村集体经济，通过集体土地作价入股、收益共享等机制，培育乡村能源合作社等新型集体经济模式，支持乡村振兴。强化县域可再生能源开发利用综合服务能力，积极开展乡村能源站行动，建设具备分布式可再生能源诊断检修、电动汽车充换电服务、生物质成型燃料加工等能力的乡村能源站，培养专业化服务队伍，提高乡村能源公共服务能力。结合数字乡村建设工程，推动城乡可再生能源数字化、智能化水平同步发展，推进可再生能源与农业农村生产经营深度融合，提升乡村智慧用能水平。积极探索能源服务商业模式和运行机制，引导鼓励社会主体参与，壮大乡村能源队伍，构建功能齐全、上下联动、自我发展的乡村可再生能源服务体系。

4.关于加快推动新型储能发展的指导意见（发改能源规〔2021〕1051号）（国家发展改革委、国家能源局/2021年7月15日）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构：

实现碳达峰碳中和，努力构建清洁低碳、安全高效能源体系，是党中央、国务院作出的重大决策部署。抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、支撑应对气候变化目标实现具有重要意义。为推动新型储能快速发展，现提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以实现碳达峰碳中和为目标，将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措，以政策环境为有力保障，以市场机制为根本依托，以技术革新为内生动力，加快构建多轮驱动良好局面，推动储能高质量发展。

（二）基本原则。

统筹规划、多元发展。加强顶层设计，统筹储能发展各项工作，强化规划科学引领作用。鼓励结合源、网、荷不同需求探索储能多元化发展模式。

创新引领、规模带动。以“揭榜挂帅”方式加强关键技术装备研发，推动储能技术进步和成本下降。建设产教融合等技术创新平台，加快成果转化，有效促进规模化应用，壮大产业体系。

政策驱动、市场主导。加快完善政策机制，加大政策支持力度，鼓励储能投资建设。明确储能市场主体地位，发挥市场引导作用。

规范管理、保障安全。完善优化储能项目管理程序，健全技术标准和检测认证体系，提升行业建设运行水平。推动建立安全技术标准及管理体系，强化消防安全管理，严守安全底线。

（三）主要目标。

到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 3000 万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

二、强化规划引导，鼓励储能多元发展

（一）统筹开展储能专项规划。研究编制新型储能规划，进一步明确“十四五”及中长期新型储能发展目标及重点任务。省级能源主管部门应开展新型储能专项规划研究，提出各地区规模及项目布局，并做好与相关规划的衔接。相关规划成果应及时报送国家发展改革委、国家能源局。

（二）大力推进电源侧储能项目建设。结合系统实际需求，布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，通过储能协同优化运行保障新能源高效消纳利用，为电力系统提供容量支撑及一定调峰能力。充分发挥大规模新型储能的作用，推动多能互补发展，规划建设跨区输送的大型清洁能源基地，提升外送通道利用率和通道可再生能源电量占比。探索利用退役火电机组的既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施。

（三）积极推动电网侧储能合理化布局。通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。在电网末端及偏远地区，建设电网侧储能或风光储电站，提高电网供电能力。围绕重要负荷用户需求，建设一批移动式或固定式储能，提升应急供电保障能力或延缓输变电升级改造需求。

（四）积极支持用户侧储能多元化发展。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。

三、推动技术进步，壮大储能产业体系

（五）提升科技创新能力。开展前瞻性、系统性、战略性储能关键技术研发，以“揭榜挂帅”方式调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推动储能理论和关键材料、单元、模块、系统中短板技术攻关，加快实现核心技术自主化，强化电化学储能安全技术研究。坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

（六）加强产学研用融合。完善储能技术学科专业建设，深化多学科人才交叉培养，打造一批储能技术产教融合创新平台。支持建设国家级储能重点实验室、工程研发中心等。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源分配，推动商业模式创新。

（七）加快创新成果转化。鼓励开展储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范。加强对新型储能重大示范项目分析评估，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据。

（八）增强储能产业竞争力。通过重大项目建设引导提升储能核心技术装备自主可控水平，重视上下游协同，依托具有自主知识产权和核心竞争力的骨干企业，积极推动从生产、建设、运营到回收的全产业链发展。支持中国新型储能技术和标准“走出去”。支持结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人力资源等条件，推动建设一批国家储能高新技术产业化基地。

四、完善政策机制，营造健康市场环境

（九）明确新型储能独立市场主体地位。研究建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场。因地制宜建立完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，深化电力辅助服务市场机制，鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。鼓励探索建设共享储能。

（十）健全新型储能价格机制。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场；研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。

（十一）健全“新能源+储能”项目激励机制。对于配套建设或共享模式落实新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，可在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。

五、规范行业管理，提升建设运行水平

（十二）完善储能建设运行要求。以电力系统需求为导向，以发挥储能运行效益和功能为目标，建立健全各地方新建电力装机配套储能政策。电网企业应积

极优化调度运行机制，研究制定各类型储能设施调度运行规程和调用标准，明确调度关系归属、功能定位和运行方式，充分发挥储能作为灵活性资源的功能和效益。

（十三）明确储能备案并网流程。明确地方政府相关部门新型储能行业管理职能，协调优化储能备案办理流程、出台管理细则。督促电网企业按照“简化手续、提高效率”的原则明确并网流程，及时出具并网接入意见，负责建设接网工程，提供并网调试及验收等服务，鼓励对用户侧储能提供“一站式”服务。

（十四）健全储能技术标准及管理体系。按照储能发展和安全运行需求，发挥储能标准化信息平台作用，统筹研究、完善储能标准体系建设的顶层设计，开展不同应用场景储能标准制修订，建立健全储能全产业链技术标准体系。加强现行能源电力系统相关标准与储能应用的统筹衔接。推动完善新型储能检测和认证体系。推动建立储能设备制造、建设安装、运行监测等环节的安全标准及管理体系。

六、加强组织领导，强化监督保障工作

（十五）加强组织领导工作。国家发展改革委、国家能源局负责牵头构建储能高质量发展体制机制，协调有关部门共同解决重大问题，及时总结成功经验和有效做法；研究完善新型储能价格形成机制；按照“揭榜挂帅”等方式要求，推进国家储能技术产教融合创新平台建设，逐步实现产业技术由跟跑向并跑领跑转变；推动设立储能发展基金，支持主流新型储能技术产业化示范；有效利用现有中央预算内专项等资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目。各地区相关部门要结合实际，制定落实方案和完善政策措施，科学有序推进各项任务。国家能源局各派出机构应加强事中事后监管，健全完善新型储能参与市场交易、安全管理等监管机制。

（十六）落实主体发展责任。各省级能源主管部门应分解落实新型储能发展目标，在充分掌握电力系统实际情况、资源条件、建设能力等基础上，按年度编制新型储能发展方案。加大支持新型储能发展的财政、金融、税收、土地等政策力度。

（十七）鼓励地方先行先试。鼓励各地研究出台相关改革举措、开展改革试点，在深入探索储能技术路线、创新商业模式等的基础上，研究建立合理的储能

成本分摊和疏导机制。加快新型储能技术和重点区域试点示范，及时总结可复制推广的做法和成功经验，为储能规模化高质量发展奠定坚实基础。

(十八) 建立监管长效机制。逐步建立与新型储能发展阶段相适应的闭环监管机制，适时组织开展专项监管工作，引导产业健康发展。推动建设国家级储能大数据平台，建立常态化项目信息上报机制，探索重点项目信息数据接入，提升行业管理信息化水平。

(十九) 加强安全风险防范。督促地方政府相关部门明确新型储能产业链各环节安全责任主体，强化消防安全管理。明确新型储能并网运行标准，加强组件和系统运行状态在线监测，有效提升安全运行水平。

5.关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见（发改能源规〔2021〕280号）（国家发展改革委、国家能源局/2021年2月25日）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构：

为实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标，着力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，贯彻新发展理念，更好地发挥源网荷储一体化和多能互补在保障能源安全中的作用，积极探索其实施路径，现提出以下意见：

一、重要意义

源网荷储一体化和多能互补发展是电力行业坚持系统观念的内在要求，是实现电力系统高质量发展的客观需要，是提升可再生能源开发消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择，对于促进我国能源转型和经济社会发展具有重要意义。

(一) 有利于提升电力发展质量和效益。强化源网荷储各环节间协调互动，充分挖掘系统灵活性调节能力和需求侧资源，有利于各类资源的协调开发和科学配置，提升系统运行效率和电源开发综合效益，构建多元供能智慧保障体系。

(二) 有利于全面推进生态文明建设。优先利用清洁能源资源、充分发挥常规电站调节性能、适度配置储能设施、调动需求侧灵活响应积极性，有利于加快能源转型，促进能源领域与生态环境协调可持续发展。

（三）有利于促进区域协调发展。发挥跨区源网荷储协调互济作用，扩大电力资源配置规模，有利于推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升可再生能源电量消费比重。

二、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，将源网荷储一体化和多能互补作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建清洁低碳安全高效的新型电力系统，促进能源行业转型升级。

（二）基本原则。

绿色优先，协调互济。遵循电力系统发展客观规律，坚守安全底线，充分发挥源网荷储协调互济能力，优先可再生能源开发利用，结合需求侧负荷特性、电源结构和电网调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，促进能源转型和绿色发展。

提升存量，优化增量。通过提高存量电源调节能力、输电通道利用水平、电力需求响应能力，重点提升存量电力设备利用效率；在资源条件较好、互补特性较优、需求市场较大的送受端，合理优化增量规模、结构与布局。

市场驱动，政策支持。使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用，破除市场壁垒，依靠技术进步、效率提高、成本降低，加强引导扶持，建立健全相关政策体系，不断提升产业竞争力。

（三）源网荷储一体化实施路径。

通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储高度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。

充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。

实现就地就近、灵活坚强发展。增加本地电源支撑，调动负荷响应能力，降低对大电网的调节支撑需求，提高电力设施利用效率。通过坚强局部电网建设，提升重要负荷中心应急保障和风险防御能力。

激发市场活力，引导市场预期。主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立储能等主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。

（四）多能互补实施路径。

利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。

强化电源侧灵活调节作用。充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调节能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源综合利用率保持在合理水平。

优化各类电源规模配比。在确保安全的前提下，最大化利用清洁能源，稳步提升输电通道输送可再生能源电量比重。

确保电源基地送电可持续性。统筹优化近期开发外送规模与远期自用需求，在确保中长期近区电力自足的前提下，明确近期可持续外送规模，超前谋划好远期电力接续。

三、推进源网荷储一体化，提升保障能力和利用效率

（一）区域（省）级源网荷储一体化。依托区域（省）级电力辅助服务、中长期和现货市场等体系建设，公平无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体，全面放开市场化交易，通过价格信号引导各类市场主体灵活调节、多向互动，推动建立市场化交易用户参与承担辅助服务的市场交易机制，培育用户负荷管理能力，提高用户侧调峰积极性。依托 5G 等现代信息通讯及智能化技术，加强全网统一调度，研究建立源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系，充分发挥区域电网的调节作用，落实电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场机制。

（二）市（县）级源网荷储一体化。在重点城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设，梳理城市重要负荷，研究局部电网结构加强方案，提出保障电源以及自备应急电源配置方案。结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究热电联产机组、新能源电站、灵活运行电热负荷一体化运营方案。

（三）园区（居民区）级源网荷储一体化。以现代信息通讯、大数据、人工智能、储能等新技术为依托，运用“互联网+”新模式，调动负荷侧调节响应能力。在城市商业区、综合体、居民区，依托光伏发电、并网型微电网和充电基础设施等，开展分布式发电与电动汽车（用户储能）灵活充放电相结合的园区（居民区）级源网荷储一体化建设。在工业负荷大、新能源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。研究源网荷储综合优化配置方案，提高系统平衡能力。

四、推进多能互补，提升可再生能源消纳水平

（一）风光储一体化。对于存量新能源项目，结合新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证增加储能设施的必要性和可行性。对于增量风光储一体化，优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰、调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升综合竞争力。

（二）风光水（储）一体化。对于存量水电项目，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施的必要性和可行性，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。

（三）风光火（储）一体化。对于存量煤电项目，优先通过灵活性改造提升调节能力，结合送端近区新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近打捆新能源电力规模。对于增量基地化开发外送项目，基于电网输送能力，合理发挥新能源地域互补优势，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模；在不影响电力（热力）供应前提下，充分利用近区现役及已纳入国家电力发展规划煤电项目，严控新增煤电需求；外送输电通道可再生能源电量比例原则上

不低于 50%，优先规划建设比例更高的通道；落实国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用等政策要求，按规定取得规划环评和规划水资源论证审查意见。对于增量就地开发消纳项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，优先利用新能源电力。

五、完善政策措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，按照局部利益服从整体利益原则，发挥国家能源主管部门的统筹协调作用，加强源网荷储一体化和多能互补项目规划与国家及地方电力发展规划、可再生能源规划等的衔接，推动项目有序实施。在组织评估论证和充分征求国家能源局派出机构、送受端能源主管部门和电力企业意见基础上，按照“试点先行，逐步推广”原则，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的项目优先纳入国家电力发展规划。

（二）落实主体责任。各省级能源主管部门是组织推进源网荷储一体化和多能互补项目的责任主体，应会同国家能源局派出机构积极组织相关电源、电网、用电企业及咨询机构开展项目及实施方案的分类组织、研究论证、评估筛选、编制报送、建设实施等工作。对于跨省区开发消纳项目，相关能源主管部门应在符合国家总体能源格局和电力流向基础上，经充分协商达成初步意向，会同国家能源局派出机构组织开展实施方案研究并行文上报国家能源主管部门。各地必须严格落实国家电力发展规划，坚决防止借机扩张化石电源规模、加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾，确保符合绿色低碳发展方向。

（三）建立协调机制。各投资主体应加强源网荷储统筹协调，积极参与相关规划研究，共同推进项目前期工作，实现规划一体化；协调各电力项目建设进度，确保同步建设、同期投运，推动建设实施一体化。国家能源局派出机构负责牵头建立所在区域的源网荷储一体化和多能互补项目协调运营和利益共享机制，进一步深化电力辅助服务市场、中长期交易等市场化机制建设，发挥协同互补效益，充分挖掘常规电源、储能、用户负荷等各方调节能力，提升可再生能源消纳水平，实现项目运行调节和管理规范的一体化。

（四）守住安全底线。坚持底线思维，统筹发展和安全，在推进相关项目过程中，有效防范化解各类安全风险，通过合理配置不同电源类型，研究电力系统

源网荷储各环节的安全共治机制，探索新型电力系统安全治理手段，保障新能源安全消纳，为我国全面实现绿色低碳转型构筑坚强的安全屏障。

（五）完善支持政策。源网荷储一体化和多能互补项目中的新能源发电项目应落实国家可再生能源发电项目管理政策，在国家和地方可再生能源规划实施方案中统筹安排；鼓励具备条件地区统一组织推进相关项目建设，支持参与跨省区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易。

（六）鼓励社会投资。降低准入门槛，营造权利平等、机会平等、规则平等的投资环境。在符合电力项目相关投资政策和管理办法基础上，鼓励社会资本等各类投资主体投资各类电源、储能及增量配电网项目，或通过资本合作等方式建立联合体参与项目投资开发建设。

（七）加强监督管理。国家能源局派出机构应加强对相关项目事中事后监管，全过程监管项目规划编制、核准、建设、并网和调度运行、市场化交易、电费结算及价格财税扶持政策等，并提出针对性监管意见，推动源网荷储一体化和多能互补项目的有效实施和可持续发展。

本指导意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期5年。

6.关于加强储能标准化工作的实施方案（国能综通科技[2020]3号）（国家能源局/2020年1月9日）

为落实《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号），加强储能标准化建设工作，发挥标准的规范和引领作用，我们结合实际，制定了《关于加强储能标准化工作的实施方案》。现印发你们，请认真贯彻执行。

关于加强储能标准化工作的实施方案

为落实《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号），加强储能标准化建设工作，发挥标准的规范和引领作用，促进储能产业高质量发展，制定本实施方案。

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，坚持新发展理念，深入贯

彻能源安全新战略，强化顶层设计和工作统筹，科学建设储能标准体系，有力支撑储能技术与产业发展。

（二）工作目标。到 2021 年，形成政府引导、多方参与的储能标准化工作机制，推进建立较为系统的储能标准体系，加强储能关键技术标准制修订和储能标准国际化。

二、重点任务

（一）建立储能标准化协调工作机制。国家能源局会同应急管理部、市场监管总局（标准委）等建立储能标准化协调工作机制，指导储能标准化建设，协调解决储能标准化工作中的重大问题。加强储能标准化技术组织体系建设，促进协调相关行业标准化管理机构，以及储能领域相关标准化技术组织间的沟通及协作。

（二）建设储能标准体系。跟踪储能技术与产业发展，针对储能设施在能源系统的应用，建立涵盖储能系统与设备及其应用，相互支撑、协同发展的标准体系。积极推进关键储能标准制定，鼓励新兴储能技术和应用的标准研究工作。

（三）推动储能标准化示范。推进储能技术创新与标准研制有效结合，鼓励在储能工程示范项目中开展标准应用、验证、研制，将成功的工程应用经验转化为标准。开展储能标准化试点示范，促进企业运用标准化方式组织储能工程应用，发挥标准化对储能产业的支撑和引领作用。

（四）推进储能标准国际化。积极承担储能技术国际标准制修订任务，实质性参与储能技术领域的国际标准化工作。在国际标准研究和验证的基础上，进一步提升储能国际标准的转化率。通过双边、多边能源国际合作，促进储能标准国际化。

三、保障措施

（一）加强组织协调。国家能源局会同有关部门每年定期组织储能有关标准化管理机构、标准化技术组织、学协会召开储能标准化工作联席会议，研究解决储能领域标准的重大问题，统筹部署储能领域标准化工作计划。

（二）加强信息共享。建立储能标准信息平台，共享储能标准化工作动态信息。相关标准化技术组织按职责分工，定期将标准制修订成果和工作信息在平台上共享。

（三）加强技术交流。发挥相关标准化管理机构、标准化技术组织、学协会

的平台作用，加强储能标准宣贯，促进储能重点标准贯彻落实。积极开展储能标准技术交流，推动储能标准应用实施和技术进步。针对储能领域热点、难点问题，组织专题研讨。

（四）加强监督管理。国家能源局会同有关部门对在工程中实施效果良好的储能标准加强推广应用；对内容滞后、交叉重复、使用率低的国家标准和行业标准，及时推进标准修订、整合或废止。

7.关于促进储能技术与产业发展的指导意见（发改能源〔2017〕1701号）（国家发展改革委、财政部、科学技术部、工业和信息化部、国家能源局/2017年9月22日）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家电网公司、南方电网公司：

储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源（以下简称能源互联网）的重要组成部分和关键支撑技术。储能能够为电网运行提供调峰、调频、备用、黑启动、需求响应支撑等多种服务，是提升传统电力系统灵活性、经济性和安全性的重要手段；储能能够显著提高风、光等可再生能源的消纳水平，支撑分布式电力及微网，是推动主体能源由化石能源向可再生能源更替的关键技术；储能能够促进能源生产消费开放共享和灵活交易、实现多能协同，是构建能源互联网，推动电力体制改革和促进能源新业态发展的核心基础。

近年来，我国储能呈现多元发展的良好态势：抽水蓄能发展迅速；压缩空气储能、飞轮储能，超导储能和超级电容，铅蓄电池、锂离子电池、钠硫电池、液流电池等储能技术研发应用加速；储热、储冷、储氢技术也取得了一定进展。我国储能技术总体上已经初步具备了产业化的基础。加快储能技术与产业发展，对于构建“清洁低碳、安全高效”的现代能源产业体系，推进我国能源行业供给侧改革、推动能源生产和利用方式变革具有重要战略意义，同时还将带动从材料制备到系统集成全产业链发展，成为提升产业发展水平、推动经济社会发展的新动能。为贯彻习近平总书记关于“四个革命、一个合作”的能源战略思想，落实《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》和《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》任务，促进储能技术与产业发展，提出如下意见。

一、总体要求

（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，深入贯彻习近平总书记系列重要讲话精神，按照中央财经领导小组第六次、第十四次会议和国家能源委员会第一次、第二次会议重大决策部署要求，适应和引领经济社会发展新常态，着眼能源产业全局和长远发展需求，紧密围绕改革创新，以机制突破为重点、以技术创新为基础、以应用示范为手段，大力发展“互联网+”智慧能源，促进储能技术和产业发展，支撑和推动能源革命，为实现我国从能源大国向能源强国转变和经济提质增效提供技术支撑和产业保障。

（二）基本原则

政府引导、企业参与。加强顶层设计，加大政策支持，研究出台金融等配套措施，统筹解决行业创新与发展重大共性问题。加强引导和信息服务，推动储能设施合理开放，鼓励多元市场主体公平参与市场竞争。

创新引领、示范先行。营造开放包容的创新环境，鼓励各种形式的技术、机制及商业模式创新。充分发挥示范工程的试点作用，推进储能新技术与新模式先行先试，形成万众创新良好氛围。

市场主导、改革助推。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励社会资本进入储能领域。结合电力体制改革进程，逐步建立完善电力市场化交易和灵活性资源的价格形成机制，还原能源商品属性，着力破解体制机制障碍。

统筹规划、协调发展。加强统筹规划，优化储能项目布局。重视上下游协调发展，优化从材料、部件、系统、运营到回收再利用的完整产业链。在确保安全的前提下发展储能，健全标准、检测和认证体系，确保产品质量和有序竞争。推行绿色设计理念，研究建立储能产品的梯级利用与回收体系，加强监管，杜绝污染。

（三）发展目标

未来 10 年内分两个阶段推进相关工作，第一阶段实现储能由研发示范向商业化初期过渡；第二阶段实现商业化初期向规模化发展转变。

“十三五”期间，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目；研发一批重大关键技术与核心装备，主要储能技术达到国际先进水平；初步建立

储能技术标准体系,形成一批重点技术规范 and 标准;探索一批可推广的商业模式;培育一批有竞争力的市场主体。储能产业发展进入商业化初期,储能对于能源体系转型的关键作用初步显现。

“十四五”期间,储能项目广泛应用,形成较为完整的产业体系,成为能源领域经济新增长点;全面掌握具有国际领先水平的储能关键技术和核心装备,部分储能技术装备引领国际发展;形成较为完善的技术和标准体系并拥有国际话语权;基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展;形成一批有国际竞争力的市场主体。储能产业规模化发展,储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现。

二、重点任务

(一) 推进储能技术装备研发示范

集中攻关一批具有关键核心意义的储能技术和材料。加强基础、共性技术攻关,围绕低成本、长寿命、高安全性、高能量密度的总体目标,开展储能原理和关键材料、单元、模块、系统和回收技术研究,发展储能材料与器件测试分析和模拟仿真。重点包括变速抽水蓄能技术、大规模新型压缩空气储能技术、化学储电的各种新材料制备技术、高温超导磁储能技术、相变储热材料与高温储热技术、储能系统集成技术、能量管理技术等。

试验示范一批具有产业化潜力的储能技术和装备。针对不同应用场景和需求,开发分别适用于长时间大容量、短时间大容量、分布式以及高功率等模式应用的储能技术装备。大力发展储能系统集成与智能控制技术,实现储能与现代电力系统协调优化运行。重点包括 10MW/100MWh 级超临界压缩空气储能系统、10MW/1000MJ 级飞轮储能阵列机组、100MW 级锂离子电池储能系统、大容量新型熔盐储热装置、应用于智能电网及分布式发电的超级电容电能质量调节系统等。

应用推广一批具有自主知识产权的储能技术和产品。加强引导和扶持,促进产学研用结合,加速技术转化。鼓励储能产品生产企业采用先进制造技术和理念提质增效,鼓励创新投融资模式降低成本,鼓励通过参与国外应用市场拉动国内装备制造水平提升。重点包括 100MW 级全钒液流电池储能电站、高性能铅炭电容电池储能系统等。

完善储能产品标准和检测认证体系。建立与国际接轨、涵盖储能规划设计、设备及试验、施工及验收、并网及检测、运行与维护等各应用环节的标准体系，并随着技术发展和市场需求不断完善。完善储能产品性能、安全性等检测认证标准，建立国家级储能检测认证机构，加强和完善储能产品全寿命周期质量监管。建立和完善不合格产品召回制度。

（二）推进储能提升可再生能源利用水平应用示范

鼓励可再生能源场站合理配置储能系统。研究确定不同特性储能系统接入方式、并网适应性、运行控制、涉网保护、信息交换及安全防护等方面的要求，对于满足要求的储能系统，电网应准予接入并将其纳入电网调度管理。

推动储能系统与可再生能源协调运行。鼓励储能与可再生能源场站作为联合体参与电网运行优化，接受电网运行调度，实现平滑出力波动、提升消纳能力、为电网提供辅助服务等功能。电网企业应将联合体作为特殊的“电厂”对待，在政府指导下签订并网调度协议和购售电合同，联合体享有相应的权利并承担应有的义务。

研究建立可再生能源场站侧储能补偿机制。研究和定量评估可再生能源场站侧配置储能设施的价值，探索合理补偿方式。

支持应用多种储能促进可再生能源消纳。支持在可再生能源消纳问题突出的地区开展可再生能源储电、储热、制氢等多种形式能源存储与输出利用；推进风电储热、风电制氢等试点示范工程的建设。

（三）推进储能提升电力系统灵活性稳定性应用示范

支持储能系统直接接入电网。研究储能接入电网的容量范围、电压等级、并网适应性、运行控制、涉网保护、信息交互及安全防护等技术要求。鼓励电网等企业根据相关国家或行业标准要求结合需求集中或分布式接入储能系统，并开展运行优化技术研究和应用示范。支持各类主体按照市场化原则投资建设运营接入电网的储能系统。鼓励利用淘汰或退役发电厂既有线路和设施建设储能系统。

建立健全储能参与辅助服务市场机制。参照火电厂提供辅助服务等相关政策和机制，允许储能系统与机组联合或作为独立主体参与辅助服务交易。根据电力市场发展逐步优化，在遵循自愿的交易原则基础上，形成“按效果付费、谁受益谁付费”的市场机制。

探索建立储能容量电费和储能参与容量市场的规则机制。结合电力体制改革，参考抽水蓄能相关政策，探索建立储能容量电费和储能参与容量市场的规则，对满足条件的各类大规模储能系统给予容量补偿。

（四）推进储能提升用能智能化水平应用示范

鼓励在用户侧建设分布式储能系统。研究制定用户侧接入储能的准入政策和技术标准，引导和规范用户侧分布式电储能系统建设运行。支持具有配电网经营权的售电公司和具备条件的居民用户配置储能，提高分布式能源本地消纳比例、参与需求响应，降低用能成本，鼓励相关商业模式探索。

完善用户侧储能系统支持政策。结合电力体制改革，允许储能通过市场化方式参与电能交易。支持用户侧建设的一定规模的电储能设施与发电企业联合或作为独立主体参与调频、调峰等辅助服务。

支持微电网和离网地区配置储能。鼓励通过配置多种储能提高微电网供电的可靠性和电能质量；积极探索含储能的微电网参与电能交易、电网运行优化的新技术和新模式。鼓励开发经济适用的储能系统解决或优化无电人口供电方式。

（五）推进储能多元化应用支撑能源互联网应用示范

提升储能系统的信息化和管控水平。在确保网络信息安全的前提下，促进储能基础设施与信息技术的深度融合，支持能量信息化技术的研发应用。逐步实现对储能的能源互联网管控，提高储能资源的利用效率，充分发挥储能系统在能源互联网中的多元化作用。

鼓励基于多种储能实现能源互联网多能互补、多源互动。鼓励大型综合能源基地合理配置储能系统，实现风光水火储多能互补。支持开放共享的分布式储能大数据平台和能量服务平台的建设。鼓励家庭、园区、区域等不同层次的终端用户互补利用各类能源和储能资源，实现多能协同和能源综合梯级利用。

拓展电动汽车等分散电池资源的储能化应用。积极开展电动汽车智能充放电业务，探索电动汽车动力电池、通讯基站电池、不间断电源（UPS）等分散电池资源的能源互联网管控和储能化应用。完善动力电池全生命周期监管，开展对淘汰动力电池进行储能梯次利用研究。

三、保障措施

（一）加强组织领导

国家发展改革委、国家能源局会同财政部、科技部、工业和信息化部等有关部门统筹协调解决重大问题，建立完善扶持政策，切实推动各项措施落实到位，形成政、产、学、研、用结合的发展局面。依托行业力量建设国家级储能技术创新平台；充分发挥专业协（学）会、研究会作用，引导行业创新方向。建立储能专业咨询委员会，为政府决策提供支撑。推动成立国家级产业联盟，加强产业研究、建立信息渠道。鼓励各省级政府依照已出台的智能电网、微电网、多能互补、“互联网+”智慧能源、电动汽车充电设施、废旧动力蓄电池回收利用、配电网建设、电力现货市场等相关政策对储能进行支持，并根据实际情况出台配套政策、给予资金支持和开展试点示范工作，对符合条件的储能企业可按规定享受相关税收优惠政策，将储能纳入智能电网、能源装备制造等专项资金重点支持方向，在具备条件的地区开展技术与政策机制综合性区域试点示范，鼓励清洁能源示范省因地制宜发展储能。各地能源及相关主管部门应结合实际，研究制定适合本地的落实方案，因地制宜，科学组织，杜绝盲目建设和重复投资，务实有序推进储能技术和产业发展。国家能源局各派出能源监管机构根据职责积极参与相关机制研究，加强安全和市场监管，督促相关政策和重大示范工程的落实。

（二）完善政策法规

建立健全相关法律法规，保障储能产业健康有序发展。加强电力体制改革与储能发展市场机制的协同对接，结合电力市场建设研究形成储能应用价格机制。积极开展储能创新应用政策试点，破除设备接入、主体身份、数据交互、交易机制等方面的政策壁垒，研究制定适应储能新模式发展特点的金融、保险等相关政策法规。加强储能技术、产品和模式等的知识产权管理与保护。加强储能安全与环保政策法规及标准体系建设，研究建立储能产品生产者责任延伸制度。鼓励储能系统开发采用标准化、通用性及易拆解的结构设计，协商开放储能控制系统接口和通讯协议等利于回收利用的相关信息。

（三）开展试点示范

围绕促进可再生能源消纳、发展分布式电力和微网、提升电力系统灵活性、加快建设能源互联网等重大需求，布局一批具有引领作用的重大储能试点示范工程。跟踪试点示范项目建设运营情况，建立健全促进行业可持续发展的体制机制。鼓励和支持国家级可再生能源示范区及其他具备条件的地区、部门和企业，因地

制宜开展各类储能技术应用试点示范。在技术创新、运营模式、发展业态和体制机制等方面深入探索，先行先试，总结积累可推广的成功经验。

（四）建立补偿机制

结合电力体制改革，研究推动储能参与电力市场交易获得合理补偿的政策和建立与电力市场化运营服务相配套的储能服务补偿机制。推动储能参与电力辅助服务补偿机制试点工作，建立相配套的储能容量电费机制。建立健全补偿监管机制，严惩违规行为。

（五）引导社会投资

落实简政放权精神，研究建立程序简化、促进投资的储能投资管理机制，对于独立的储能项目，除《政府核准的投资项目目录》已有规定的，一律实行备案制，按照属地原则备案，备案机关及其权限由省、自治区、直辖市和计划单列市人民政府规定。企业按照地方有关规定向主管部门备案。充分发挥中央财政科技计划（专项、基金）作用，支持开展储能基础、共性和关键技术研发。研究通过中央和地方基建投资实施先进储能示范工程，引导社会资本加快先进储能技术的推广应用。鼓励通过金融创新降低储能发展准入门槛和风险，支持采用多种融资方式，引导更多的社会资本投向储能产业。

（六）推动市场改革

加快电力市场建设，建立储能等灵活性资源市场化交易机制和价格形成机制，鼓励储能直接参与市场交易，通过市场机制实现盈利，激发市场活力。建立健全准入制度，鼓励第三方资本、小微企业等新兴市场主体参与市场，促进各类所有制企业的平等、协同发展。

（七）夯实发展基础

依托行业建立储能信息公共平台，加强信息对接、共享共用和交易服务。创新人才引进和培养机制，引进一批领军人才，培育一批专业人才，形成支持储能产业的智力保障体系。加强宣传，扩大示范带动效应，吸引更多社会资源参与储能技术研究和产业创新发展。

8.关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见（发改能源〔2016〕392号）（国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部/2016年2月24日）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、工业和信息化主管部门，各有关中央企业：

“互联网+”智慧能源（以下简称能源互联网）是一种互联网与能源生产、传输、存储、消费以及能源市场深度融合的能源产业发展新形态，具有设备智能、多能协同、信息对称、供需分散、系统扁平、交易开放等主要特征。在全球新一轮科技革命和产业变革中，互联网理念、先进信息技术与能源产业深度融合，正在推动能源互联网新技术、新模式和新业态的兴起。能源互联网是推动我国能源革命的重要战略支撑，对提高可再生能源比重，促进化石能源清洁高效利用，提升能源综合效率，推动能源市场开放和产业升级，形成新的经济增长点，提升能源国际合作水平具有重要意义。为推进能源互联网发展，根据《国务院关于积极推进“互联网+”行动的指导意见》（国发〔2015〕40号）的要求，提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平总书记系列重要讲话精神，按照中央财经领导小组第六次会议和国家能源委员会第一次会议重大决策部署要求，适应和引领经济社会发展新常态，着眼能源产业全局和长远发展需求，以改革创新为核心，以“互联网+”为手段，以智能化为基础，紧紧围绕构建绿色低碳、安全高效的现代能源体系，促进能源和信息深度融合，推动能源互联网新技术、新模式和新业态发展，推动能源领域供给侧结构性改革，支撑和推进能源革命，为实现我国从能源大国向能源强国转变和经济提质增效升级奠定坚实基础。

（二）基本原则

基础开放，大众参与。发挥互联网在变革能源产业中的基础作用，推动能源基础设施合理开放，促进能源生产与消费融合，提升大众参与程度，加快形成以开放、共享为主要特征的能源产业发展新形态。

探索创新，示范先行。遵循“互联网+”应用发展规律，营造开放包容的创新环境，鼓励多元化的技术、机制及模式创新，因地制宜推进能源互联网新技术与新模式先行先试，形成万众创新良好氛围。

市场驱动，科学监管。发挥市场在资源配置中的决定性作用，驱动形成能源互联网发展新业态。适应新业态及大数据应用发展要求，完善能源与信息深度融合下的安全监管和市场监管机制，保障信息安全和市场参与者的合法权益。

深化改革，推动革命。适应能源互联网“三分技术、七分改革”的发展要求，深化能源体制机制改革，还原能源商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系，推动能源消费、供给和技术革命。

（三）发展目标

能源互联网是一种能源产业发展新形态，相关技术、模式及业态均处于探索发展阶段。为促进能源互联网健康有序发展，近中期将分为两个阶段推进，先期开展试点示范，后续进行推广应用，确保取得实效。

2016-2018年，着力推进能源互联网试点示范工作：建成一批不同类型、不同规模的试点示范项目。攻克一批重大关键技术与核心装备，能源互联网技术达到国际先进水平。初步建立能源互联网市场机制和市场体系。初步建成能源互联网技术标准体系，形成一批重点技术规范 and 标准。催生一批能源金融、第三方综合能源服务等新兴业态。培育一批有竞争力的新兴市场主体。探索一批可持续、可推广的发展模式。积累一批重要的改革试点经验。

2019-2025年，着力推进能源互联网多元化、规模化发展：初步建成能源互联网产业体系，成为经济增长重要驱动力。建成较为完善的能源互联网市场机制和市场体系。形成较为完备的技术及标准体系并推动实现国际化，引领世界能源互联网发展。形成开放共享的能源互联网生态环境，能源综合效率明显改善，可再生能源比重显著提高，化石能源清洁高效利用取得积极进展，大众参与程度大幅提升，有力支撑能源生产和消费革命。

二、重点任务

加强能源互联网基础设施建设，建设能源生产消费的智能化体系、多能协同综合能源网络、与能源系统协同的信息通信基础设施。营造开放共享的能源互联网生态体系，建立新型能源市场交易体系和商业运营平台，发展分布式能源、储

能和电动汽车应用、智慧用能和增值服务、绿色能源灵活交易、能源大数据服务应用等新模式和新业态。推动能源互联网关键技术攻关、核心设备研发和标准体系建设，促进能源互联网技术、标准和模式的国际应用与合作。

（一）推动建设智能化能源生产消费基础设施

1.推动可再生能源生产智能化。

鼓励建设智能风电场、智能光伏电站等设施及基于互联网的智慧运行云平台，实现可再生能源的智能化生产。鼓励用户侧建设冷热电三联供、热泵、工业余热余压利用等综合能源利用基础设施，推动分布式可再生能源与天然气分布式能源协同发展，提高分布式可再生能源综合利用水平。促进可再生能源与化石能源协同生产，推动对散烧煤等低效化石能源的清洁替代。建设可再生能源参与市场的计量、交易、结算等接入设施与支持系统。

2.推进化石能源生产清洁高效智能化。

鼓励煤、油、气开采、加工及利用全链条智能化改造，实现化石能源绿色、清洁和高效生产。鼓励建设与化石能源配套的电采暖、储热等调节设施，鼓励发展天然气分布式能源，增强供能灵活性、柔性化，实现化石能源高效梯级利用与深度调峰。加快化石能源生产监测、管理和调度体系的网络化改造，建设市场导向的生产计划决策平台与智能化信息管理系统，完善化石能源的污染物排放监测体系，以互联网手段促进化石能源供需高效匹配、运营集约高效。

3.推动集中式与分布式储能协同发展。

开发储电、储热、储冷、清洁燃料存储等多类型、大容量、低成本、高效率、长寿命储能产品及系统。推动在集中式新能源发电基地配置适当规模的储能电站，实现储能系统与新能源、电网的协调优化运行。推动建设小区、楼宇、家庭应用场景下的分布式储能设备，实现储能设备的混合配置、高效管理、友好并网。

4.加快推进能源消费智能化。

鼓励建设以智能终端和能源灵活交易为主要特征的智能家居、智能楼宇、智能小区和智能工厂，支撑智慧城市建设。加强电力需求侧管理，普及智能化用能监测和诊断技术，加快工业企业能源管理中心建设，建设基于互联网的信息化服务平台。构建以多能融合、开放共享、双向通信和智能调控为特征，各类用能终

端灵活融入的微平衡系统。建设家庭、园区、区域不同层次的用能主体参与能源市场的接入设施和信息服务平台。

(二) 加强多能协同综合能源网络建设

1. 推进综合能源网络基础设施建设。

建设以智能电网为基础，与热力管网、天然气管网、交通网络等多种类型网络互联互通，多种能源形态协同转化、集中式与分布式能源协调运行的综合能源网络。加强统筹规划，在新城区、新园区以及大气污染严重的重点区域率先布局，确保综合能源网络结构合理、运行高效。建设高灵活性的柔性能源网络，保证能源传输的灵活可控和安全稳定。建设接纳高比例可再生能源、促进灵活互动用能行为和支持分布式能源交易的综合能源微网。

2. 促进能源接入转化与协同调控设施建设。

推动不同能源网络接口设施的标准化、模块化建设，支持各种能源生产、消费设施的“即插即用”与“双向传输”，大幅提升可再生能源、分布式能源及多元化负荷的接纳能力。推动支撑电、冷、热、气、氢等多种能源形态灵活转化、高效存储、智能协同的基础设施建设。建设覆盖电网、气网、热网等智能网络的协同控制基础设施。

(三) 推动能源与信息通信基础设施深度融合

1. 促进智能终端及接入设施的普及应用。

发展能源互联网的智能终端高级量测系统及其配套设备，实现电能、热力、制冷等能源消费的实时计量、信息交互与主动控制。丰富智能终端高级量测系统的实施功能，促进水、气、热、电的远程自动集采集抄，实现多表合一。规范智能终端高级量测系统的组网结构与信息接口,实现和用户之间安全、可靠、快速的双向通信。

2. 加强支撑能源互联网的信息通信设施建设。

优化能源网络中传感、信息、通信、控制等元件的布局，与能源网络各种设施实现高效配置。推进能源网络与物联网之间信息设施的连接与深度融合。对电网、气网、热网等能源网络及其信息架构、存储单元等基础设施进行协同建设，实现基础设施的共享复用，避免重复建设。推进电力光纤到户工程，完善能源互

联网信息通信系统。在充分利用现有信息通信设施基础上，推进电力通信网等能源互联网信息通信设施建设。

3.推进信息系统与物理系统的高效集成与智能化调控。

推进信息系统与物理系统在量测、计算、控制等多功能环节上的高效集成，实现能源互联网的实时感知和信息反馈。建设信息系统与物理系统相融合的智能化调控体系，以“集中调控、分布自治、远程协作”为特征，实现能源互联网的快速响应与精确控制。

4.加强信息通信安全保障能力建设。

加强能源信息通信系统的安全基础设施建设，根据信息重要程度、通信方式和服务对象的不同，科学配置安全策略。依托先进密码、身份认证、加密通信等技术，建设能源互联网下的用户、数据、设备与网络之间信息传递、保存、分发的信息通信安全保障体系,确保能源互联网安全可靠运行。提升能源互联网网络和信息安全事件监测、预警和应急处置能力。

（四）营造开放共享的能源互联网生态体系

1.构建能源互联网的开放共享体系。

充分利用互联网领域的快速迭代创新能力，建立面向多种应用和服务场景下能源系统互联互通的开放接口、网络协议和应用支撑平台，支持海量和多种形式的供能与用能设备的快速、便捷接入。从局部区域着手，推动能源网络分层分区互联和能源资源的全局管理，支持终端用户实现基于互联网平台的平等参与和能量共享。

2.建设能源互联网的市场交易体系。

建立多方参与、平等开放、充分竞争的能源市场交易体系，还原能源商品属性。培育售电商、综合能源运营商和第三方增值服务供应商等新型市场主体。逐步建设以能量、辅助服务、新能源配额、虚拟能源货币等为标的物的多元交易体系。分层构建能量的批发交易市场与零售交易市场，基于互联网构建能量交易电子商务平台，鼓励交易平台间的竞争，实现随时随地、灵活对等的能源共享与交易。建立基于互联网的微平衡市场交易体系，鼓励个人、家庭、分布式能源等小微用户灵活自主地参与能源市场。

3.促进能源互联网的商业模式创新。

搭建能源及能源衍生品的价值流转体系，支持能源资源、设备、服务、应用的资本化、证券化，为基于“互联网+”的B2B、B2C、C2B、C2C、O2O等多种形态的商业模式创新提供平台。促进能源领域跨行业的信息共享与业务交融，培育能源云服务、虚拟能源货币等新型商业模式。鼓励面向分布式能源的众筹、PPP等灵活的投融资手段，促进能源的就地采集与高效利用。开展能源互联网基础设施的金融租赁业务，建立租赁物与二手设备的流通市场，发展售后回租、利润共享等新型商业模式。提供差异化的能源商品，并为灵活用能、辅助服务、能效管理、节能服务等新业务提供增值服务。

4.建立能源互联网国际合作机制。

配合国家“一带一路”建设，建立健全开放共享的能源互联网国际合作机制，加强与周边国家能源基础设施的互联互通，推动国内能源互联网先进技术、装备、标准和模式“走出去”。

(五) 发展储能和电动汽车应用新模式

1.发展储能网络化管理运营模式。

鼓励整合小区、楼宇、家庭应用场景下的储电、储热、储冷、清洁燃料存储等多类型的分布式储能设备及社会上其他分散、冗余、性能受限的储能电池、不间断电源、电动汽车充放电桩等储能设施，建设储能设施数据库，将存量的分布式储能设备通过互联网进行管控和运营。推动电动汽车废旧动力电池在储能电站等储能系统实现梯次利用。构建储能云平台，实现对储能设备的模块化设计、标准化接入、梯次化利用与网络化管理，支持能量的自由灵活交易。推动储能提供能源租赁、紧急备用、调峰调频等增值服务。

2.发展车网协同的智能充放电模式。

鼓励充换电设施运营商、电动汽车企业等，集成电网、车企、交通、气象、安全等各种数据，建设基于电网、储能、分布式用电等元素的新能源汽车运营云平台。促进电动汽车与智能电网间能量和信息的双向互动，应用电池能量信息化和互联网化技术，探索无线充电、移动充电、充放电智能导引等新运营模式。积极开展电动汽车智能充放电业务，探索电动汽车利用互联网平台参与能源直接交易、电力需求响应等新模式。

3.发展新能源+电动汽车运行新模式。

充分利用风能、太阳能等可再生能源资源，在城市、景区、高速公路等区域因地制宜建设新能源充电站等基础设施，提供电动汽车充放电、换电等业务，实现电动汽车与新能源的协同优化运行。

（六）发展智慧用能新模式

1. 培育用户侧智慧用能新模式。

完善基于互联网的智慧用能交易平台建设。建设面向智能家居、智能楼宇、智能小区、智能工厂的能源综合服务中心，实现多种能源的智能定制、主动推送和资源优化组合。鼓励企业、居民用户与分布式资源、电力负荷资源、储能资源之间通过微平衡市场进行局部自主交易，通过实时交易引导能源的生产消费行为，实现分布式能源生产、消费一体化。

2. 构建用户自主的能源服务新模式。

逐步培育虚拟电厂、负荷集成商等新型市场主体，增加灵活性资源供应。鼓励用户自主提供能量响应、调频、调峰等灵活的能源服务，以互联网平台为依托进行动态、实时的交易。进一步完善相关市场机制，兼容用户以直接、间接等多种方式自主参与灵活性资源市场交易的渠道。建立合理的灵活性资源补偿定价机制，保障灵活性资源投资拥有合理的收益回报。

3. 拓展智慧用能增值服务新模式。

鼓励提供更多差异化的能源商品和服务方案。搭建用户能效监测平台并实现数据的互联共享，提供个性化的能效管理与节能服务。基于互联网平台，提供面向用户终端设施的能量托管、交易委托等增值服务。拓展第三方信用评价，鼓励能源企业或专业数据服务企业拓展独立的能源大数据信息服务。

（七）培育绿色能源灵活交易市场模式

1. 建设基于互联网的绿色能源灵活交易平台。

建设基于互联网的绿色能源灵活交易平台，支持风电、光伏、水电等绿色低碳能源与电力用户之间实现直接交易。挖掘绿色能源的环保效益，打造相应的能源衍生品，面向不同用户群体提供差异化的绿色能源套餐。培育第三方运维、点对点能源服务等绿色能源生产、消费和交易新业态。

2. 构建可再生能源实时补贴机制。

建立基于互联网平台的分布式可再生能源实时补贴结算机制，实现补贴的计量、认证和结算与可再生能源生产交易实时挂钩。进一步探索将大规模的风电场、光伏电站等纳入基于互联网平台的实时补贴范围。

3.发展绿色能源的证书交易体系。

探索建立与绿色能源生产和交易实时挂钩的绿色证书生成和认证机制，推进绿色证书交易体系与现行排污权交易体系相融合，并通过合理的机制，将绿色证书交易作为碳排放权交易的有益补充。推动建立绿色能源生产强制配额制度，实现基于互联网平台的绿色证书交易与结算。推动绿色证书的证券化、金融化交易。

（八）发展能源大数据服务应用

1.实现能源大数据的集成和安全共享。

实施能源领域的国家大数据战略，积极拓展能源大数据的采集范围，逐步覆盖电、煤、油、气等能源领域及气象、经济、交通等其他领域。实现多领域能源大数据的集成融合。建设国家能源大数据中心，逐渐实现与相关市场主体的数据集成和共享。在安全、公平的基础上，以有效监管为前提，打通政府部门、企事业单位之间的数据壁垒，促进各类数据资源整合，提升能源统计、分析、预测等业务的时效性和准确度。

2.创新能源大数据的业务服务体系。

促进基于能源大数据的创新创业，开展面向能源生产、流通、消费等环节的新业务应用与增值服务。鼓励能源生产、服务企业和第三方企业投资建设面向风电、光伏等能源大数据运营平台，为能源资源评估、选址优化等业务提供专业化服务。鼓励发展基于能源大数据的信息挖掘与智能预测业务，对能源设备的运行管理进行精准调度、故障诊断和状态检修。鼓励发展基于能源大数据的温室气体排放相关专业化服务。鼓励开展面向能源终端用户的用能大数据信息服务，对用能行为进行实时感知与动态分析，实现远程、友好、互动的智能用能控制。

3.建立基于能源大数据的行业管理与监管体系。

探索建立基于能源大数据技术，精确需求导向的能源规划新模式，推动多能协同的综合规划模式，提升政府对能源重大基础设施规划的科学决策水平，推进简政放权和能源体制机制持续创新。推动基于能源互联网的能源监管模式创新，发挥能源大数据技术在能源监管中的基础性作用，建立覆盖能源生产、流通、消

费全链条,透明高效的现代能源监督管理网络体系,提升能源监管的效率和效益。建设基于互联网、分级分层的能源统计、分析与预测预警平台,指导监督能源消费总量控制。

(九) 推动能源互联网的关键技术攻关

1.支持能源互联网的核心设备研发。

研制提供能量汇聚、灵活分配、精准控制、无差别化接入等功能的新型设备,为能源互联网设施自下而上的自治组网、分散式网络化协同控制提供硬件支撑。支持直流电网、先进储能、能源转换、需求侧管理等关键技术、产品及设备的研发和应用。推广港口气化、港口岸电等清洁替代技术。加强能源互联网技术装备研发的国际化合作。

2.支持信息物理系统关键技术研发。

研究低成本、高性能的集成通信技术。研究信息物理系统中面向量测、电价、控制、服务等多种信息类型、安全可靠的信息编码、加密、检验和通信技术。研究信息物理系统中能源流和信息流高效融合的调度管理与协同控制等关键技术。研究信息-能量耦合的统一建模与安全分析关键技术。

3.支持系统运营交易关键技术研发。

研究多能融合能源系统的建模、分析与优化技术。研究集中式与分布式协同计算、控制、调度与自愈技术。研发支持多元交易主体、多元能源商品和复杂交易类型的能源电商平台。研究支持分布式、并发式交互响应的实时交易,互联网虚拟能源货币认证,互联网虚拟能源货币的定价、流通、交易与结算等关键技术。探索软件定义能源网络技术。

(十) 建设国际领先的能源互联网标准体系

1.制定能源互联网通用技术标准。

研究建立能源互联网标准体系。优先制定能源互联网的通用标准、与智慧城市和中国制造 2025 等相协调的跨行业公用标准和重要技术标准,包括能源互联网的能源转换类标准、设备类标准、信息交换类标准、安全防护类标准、能源交易类标准、计量采集类标准、监管类标准等。推动建立能源互联网相关国际标准化技术委员会,努力争取核心标准成为国际标准。

2.建设能源互联网质量认证体系。

建立全面、先进、涵盖相关产业的产品检测与质量认证平台。建立国家能源互联网质量认证平台检测数据共享机制。建立国家能源互联网产品检测与质量认证平台及网络。鼓励建设能源互联网企业与产品数据库，定期发布测试数据。建立健全检测方法和评价体系，引导产业健康发展。

三、组织实施

（一）加强组织领导

在“互联网+”行动实施部际联席会议机制下，国家能源局会同国家发展改革委、工业和信息化部等有关部门设立“互联网+”智慧能源专项协调机制，统筹协调解决重大问题，及时总结推广成功经验和有效做法，切实推动行动的贯彻落实。加强能源互联网技术创新平台建设，依托企业、科研机构、高校，组建国家能源互联网技术创新中心和重点实验室。建立跨领域、跨行业的能源互联网专业咨询委员会，为政府决策提供重要支撑。各地发展改革（能源）、工业和信息化主管部门应结合实际，牵头研究制定适合本地的能源互联网行动落实方案，因地制宜，统筹谋划，科学组织实施，杜绝盲目建设和重复投资，务实有序推进能源互联网行动。

（二）完善政策法规

建立健全相关法律法规，保障能源互联网健康有序发展。正在制修订过程中的能源法、电力法等法律法规应适应能源互联网新模式、新业态发展需求。加强电力与油气体制改革、其他资源环境价格改革、以及碳交易、用能权交易等市场机制与能源互联网发展的协同对接。积极开展能源互联网创新政策试点，破除地区配额、地方保护、互联互通、数据共享、交易机制等方面的政策壁垒，研究制定适应能源互联网新模式、新业态发展特点的价格、税收、保险等相关政策法规。加强能源互联网技术、产品和模式等的知识产权管理与保护。加强能源互联网信息安全政策法规及标准体系建设。

（三）推动市场改革

发挥市场在资源配置中的决定性作用，推动建立公平竞争、开放有序的能源市场交易体系。建立健全能源市场的准入制度，鼓励第三方资本、小微企业等新兴市场主体参与市场，促进各类所有制企业的平等、协同发展。加快电力、油气行业市场体系建设，建立市场化交易机制和价格形成机制，使价格信号能随时

间、空间上反映实际成本和供需状况，有效引导供需。允许市场主体自主协商或通过交易平台集中竞价等多种方式开展能源商品及灵活性资源等能源衍生品服务交易，最大限度地激发市场活力。

（四）开展试点示范

围绕现代互联网技术与能源系统的全面深度融合，鼓励具备条件的地区、部门和企业，因地、因业制宜地开展各类能源互联网应用试点示范，在技术创新、运营模式、发展业态和体制机制等方面深入探索，先行先试，总结积累可推广的成功经验，为能源互联网的健康有序发展奠定坚实基础。

（五）创新产业扶持

将能源互联网纳入重大工程包，加大中央、地方预算内资金投入力度，引导更多社会资本进入，分步骤组织实施能源互联网重大示范工程。充分发挥国家科技计划和相关专项作用，支持开展能源互联网基础、共性和关键技术研发。依靠金融创新探索企业和项目融资、收益分配和风险补偿机制，降低能源互联网发展准入门槛和风险。支持符合条件的能源互联网项目实施主体通过发行债券、股权交易、众筹、PPP 等方式进行融资。积极发挥基金、融资租赁、担保等金融机构优势，引导更多的社会资本投向能源互联网产业。

（六）共享数据资源

开展能源公共数据分级利用改革试点，研究制定能源数据使用管理和交易共享规范。从国家安全、系统安全和用户信息安全需求出发，推进能源信息的分级分类。加强能源大数据采集、传输、存储、处理和共享全过程的安全监管。加强能源互联网信息基础设施共建共享，建立贯穿能源全产业链的信息公共服务网络和数据库，加强上下游企业能源信息对接、共享共用和交易服务。鼓励互联网企业与能源企业合作挖掘能源大数据商业价值，促进能源互联网的应用创新。

（七）强化创新基础

推动成立能源互联网创新产业联盟，配合有关政府部门严格能源互联网产品准入管理，开展标准、检测和认证相关工作。引进和培育一批领军型、复合型、专业型人才，形成支持能源互联网建设的智力保障体系。吸引能源互联网领域国际人才在我国创业创新和从事教学科研等活动。创新人才培养模式，建立健全多

层次、跨学科的能源互联网人才培养体系。在高校探索设立能源互联网相关专业或培养项目，大力培养跨界复合型人才。

（八）加强宣传引导

各有关部门、企业和新闻媒体要通过多种形式加强对能源互联网政策机制、发展动态、先进技术、示范项目、新兴业态等的宣传，让社会各界全面了解能源互联网，扩大示范带动效应，吸引更多社会资本参与能源互联网的研究建设与创新发展，形成广泛、活跃、持续的能源互联网发展氛围，为能源互联网新技术、新商业模式和新业态孕态孕育兴起提供良好的舆论环境。