

# 中国 可再生能源 展望 2016

## 实施机构:



国家发展和改革委员会  
能源研究所



国家可再生能源中心

## 资助机构:



丹麦政府



英国儿童投资基金会

## 技术支持:



丹麦能源署



美国国家可再生能源实验室

**课题总负责人：**王仲颖

**课题负责人：**高虎，单国瑞（丹麦）

**课题组成员：**（按姓氏笔画排序）王卫，王红芳，任东明，刘坚，刘建东，孙培军，张成强，时璟丽，拉尔斯·布雷格贝克（丹麦），杭宇，侯文森，洪丽璇，赵勇强，胡润青，郑雅楠，郭晓雄，陶冶，袁婧婷，格雷格斯·拉尔森（丹麦），常志芳，戚琳琳，董路影，樊丽娟，戴瀚程

**国际合作机构：**丹麦能源署，美国国家可再生能源实验室

---

# 目录

<b>前言</b>	<b>6</b>
<b>执行摘要</b>	
<b>一、背景</b>	<b>7</b>
<b>二、两种情景概述指南</b>	<b>8</b>
<b>三、主要发现和结论</b>	<b>9</b>
2030 年中国能源的两条发展路径	9
可再生能源在电力部门中的角色转换：从补充到支柱	10
可再生能源并网	10
电力市场 – 提高成本效益和可再生能源并网	11
降低煤炭消费	11
电网互联互通	12
<b>第一部分：形势篇</b>	
<b>一、能源发展总体形势</b>	<b>13</b>
（一）基本情况	13
（二）面临的问题	17
<b>二、可再生能源发展现状与形势</b>	<b>19</b>
（一）中国可再生能源开始进入大范围增量替代、区域性存量替代的新阶段	19
（二）中国已成为全球最大的风电市场	19
（三）自 2013 年开始中国新增光伏应用规模成为全球第一	20
（四）近年来中国生物质能一直均衡稳步发展	20
（五）中国可再生能源装备技术水平显著提升	21
（六）中国已建立了完整的可再生能源发展支持政策体系	21
<b>三、可再生能源发展面临问题及挑战</b>	<b>22</b>
（一）中国可再生能源当前面临的主要困境	22
（二）可再生能源处于困境的原因分析	24
<b>四、可再生能源未来发展新动力</b>	<b>26</b>
（一）建设生态文明建设为加快发展非化石能源提供巨大动力	26
（二）推动能源生产和消费革命为非化石能源指出发展方向和要求	27
（三）应对气候变化战略明确了非化石能源中长期发展目标	27
（四）全面深化经济和能源电力改革为可再生能源政策环境提供巨大改善空间	28
<b>第二部分：情景篇</b>	
<b>五、能源系统转型发展的原则暨指南</b>	<b>29</b>
（一）情景设计的指导思想	30
（二）高比例可再生能源发展情景的社会经济约束	31

(三) 高比例可再生能源发展情景的前提假设	33
(四) 总体分析思路及研究方法	36
<b>六、终端能源需求和结构调整</b>	<b>43</b>
(一) 终端能源需求分析方法	43
(二) 终端能源消费现状和结构调整要求	43
(三) 工业部门	45
(四) 建筑部门	50
(五) 交通运输部门	54
(六) 农业和建筑领域	57
(七) 终端能源总需求	58
<b>七、电力和热力生产转型</b>	<b>59</b>
(一) 电力部门情景分析	59
(二) 各类发电技术容量部署约束	63
(三) 电力消费量需求预测	67
(四) 风电	69
(五) 太阳能发电	76
(六) 生物质能发电	83
(七) 煤电	91
(八) 天然气发电	102
(九) 储能、电动汽车智能充电及工业需求响应	103
(十) 电力传输	111
(十一) 区域供热和储能	116
(十二) 电力系统的排放和经济成本	121
<b>八、能源系统转型及影响</b>	<b>124</b>
(一) 其它能源加工转换领域	124
(二) 一次能源消费	124
(三) 能源转型的环境和宏观经济效益	126
<b>第三部分：政策篇</b>	
<b>九、构建适应新能源的灵活电力系统</b>	<b>139</b>
(一) 中国可再生电力并网消纳面临电力系统灵活性不足的挑战	139
(二) 电力灵活性的必要性、途径和趋势	140
(三) 重点释放提升发电侧灵活性资源	148
(四) 加强电网互联和输电灵活性	151
(五) 推广先进储能和电动汽车提供辅助服务	153
(六) 推动工商业和居民全面参与需求响应	155
<b>十、可再生能源友好型电网</b>	<b>156</b>
(一) 可再生能源发电并网消纳面临电力系统灵活性不足的挑战	156
(二) 我国未来可再生能源友好型电网发展思路	161
<b>十一、分布式光伏：机会和挑战并存</b>	<b>166</b>
(一) 梳理分布式发电的概念，明确研究范围	166

(二) 辐射资源和屋面资源都足以支撑大规模的应用	168
(三) 政策和措施密集出台, 但市场发展仍非常缓慢	169
(四) 国际经验对我国有较好的启示	175
(五) 理清发展思路, 推动市场发展	181
<b>十二、可再生能源供热: 被忽视的巨大市场</b>	<b>183</b>
(一) 国际上越来越重视可再生能源供热	184
(二) 中国可再生能源供热市场稳定增长, 技术经济性有待提高	186
(三) 激励政策尚处于研究探索阶段	189
(四) 面临的问题	192
(五) 面临着重要的发展机遇	192
(六) 未来市场发展潜力大	194
(七) 生产端和消费端联动, 全面推动技术和市场发展	194
(八) 政策和保障措施是市场发展的重要支撑	197
<b>十三、可再生能源发电技术进步和成本下降仍有较大空间</b>	<b>199</b>
(一) 可再生能源发电技术进步潜力巨大	199
(二) 可再生能源发电成本构成及变化趋势	205
<b>十四、化石能源真实成本</b>	<b>217</b>
(一) 煤电定价机制	217
(二) 燃煤发电的环境外部性范围	220
(三) 国际煤炭环境外部性研究	221
(四) 煤炭生产和运输阶段的环境外部性	223
(五) 燃煤发电阶段的环境外部性	225
(六) 燃煤发电的二氧化碳环境外部性	231
(七) 国际相关研究的主要结论	233
(八) 总结	233
<b>十五、建立促进可再生能源消纳的现代电力市场体系</b>	<b>236</b>
(一) 可再生电力并网消纳面临障碍	236
(二) 促进灵活性的电力市场的国际经验与趋势	237
(三) 释放和激励电力系统灵活性的中国电力市场体系	240
(四) 促进灵活性的若干关键市场机制	245
(五) 现代电力市场使可再生能源发电成为主要电能提供者	252
(六) 通过市场引导灵活火电投资建设、运行和市场营收机制转型	252
(七) 建立全社会共同参与需求响应的机制	255
<b>十六、创新适应可再生能源规模化发展需求的政策机制</b>	<b>256</b>
(一) 建立可再生能源开发利用目标引导制度	256
(二) 探索非水可再生能源发电配额考核制度绿色证书交易机制	259
(三) 落实可再生能源发电全额保障性收购制度	263
(四) 变革可再生能源电价定价制度	267

# 前言

进入新世纪，中国的可再生能源发展迅猛。从最初的以水能、风能为重点，到近五年太阳能的大规模利用，当前可再生能源与核电已占中国能源消费总量的 12%，距离 2020 年国家实现 15% 非化石能源发展目标越来越接近。

尽管发展并非坦途，但是中国政府以及相关可再生能源设备制造和开发企业已经具备克服发展障碍的能力，通过制定合理的支持机制，依靠充足的产能保障，能够确保中国大规模可再生能源的发展。此外，虽然在一些局部地区仍然存在“弃水”“弃风”“弃光”的问题，但中国电网通过不断发展，近几年也已逐步适应快速增长的可再生能源电力接入。

总的来看，虽然中国在推动可再生能源发展方面取得了显著的成果，但可再生能源利用仍然面临一系列挑战。受风光固有不确定性影响，大规模可再生能源发电在并网有效接纳方面还存在一定困难；对于大规模可再生能源发展尚缺乏来自体制机制和经营思维模式的强有力支持；可再生能源已经 - 并且依旧被认为是电力供应的辅助组成部分，煤电依然被看作是目前以及未来电力供应的主体，但是无论是从经济还是从环境的角度来看，这样的发展模式代价将是高昂的，将严重阻碍中国建设绿色低碳、安全高效的现代能源体系，不利于美丽中国的建设。

中国国家可再生能源中心，是中国可再生能源政策战略的研究智库，已经确定每年出版可再生能源的综合展望报告。报告将为中国的决策者提供科学的政策分析基础，促进可再生能源得到有效的利用和充足的发展，推动可再生能源成为中国未来能源体系的重要组成部分。报告基于对整体能源系统自下而上的详尽分析，研究高比例可再生能源有效接纳的解决办法，探讨能源转型对中国能源安全、经济发展和环境保护的综合影响。今年的展望报告通过两个情景的对比，将重点研究未来中国 2030 年能源体系的发展变化，分析不同政策手段对于促进能源转型和可再生能源利用的影响。

《中国可再生能源展望 2016》，是“可再生能源推动中国能源转型”大型研究项目的重要成果。该项目由英国儿童投资基金会、丹麦政府以及德国政府共同出资支持。中国国家可再生能源中心在项目实施中，得到了美国国家可再生能源实验室、丹麦能源署、德国 Agora 能源转型智库以及德国能源署的鼎力支持。此外，国家可再生能源中心充分发挥与国际能源署和国际可再生能源署的坚固伙伴关系，确保《展望》分析结论得到权威国际机构高质量的支持及反馈。国家可再生能源中心对报告中的分析结论及政策建议负最终全责。

我希望，《中国可再生能源展望 2016》可以成为未来中国能源体系转型方向探讨和思考的起点，同时也成为建设“美丽中国”长期可持续能源政策及战略分析的重要参考。



国家发展和改革委员会能源研究所副所长  
中国国家可再生能源中心主任

# 执行摘要

## 背景

中国的能源体系不断发展，持续满足了中国经济迅速增长的需求，取得了巨大的成绩。然而，发展过程中也产生了很多亟需解决的问题，对能源体系变革也提出了新的需求。主要问题有：

- 造成了 PM<sub>2.5</sub>、温室气体等系列环境问题；
- 对水、土地等资源带来了众多负面影响；
- 能源结构问题以及对化石能源的依赖长期存在；
- 电力部门存在结构性不合理，造成影响运行效率等潜在损失。

2006 年可再生能源法颁布实施，中国规划了可再生能源的宏伟发展目标，促进了可再生能源的快速发展，可再生能源已成为中国战略性新兴产业和最具有发展前景的全球领先行业。

然而，伴随可再生能源的发展，大量的可再生电力无法有效消纳，被迫白白放弃，不仅是发电企业的损失，更对中国经济带来影响。因此，在当前能源体制框架下，仍然需要不断完善体制机制和技术创新，才能真正保障大规模风电、太阳能发电等可再生能源的有效利用。

进一步而言，尽管中国风电和太阳能发电成本在过去 5 年大幅下降，但目前仍无法和煤电直接竞争，特别是当前还没有建立真正反映两者成本的价格形成机制，煤炭开采、运输和燃烧带来的环境损失和其他对社会造成的损害，都还没有被量化在煤炭使用之中。

这些问题源于传统电力系统对于煤炭的过度依赖和优先使用化石能源的地方保护主义。另外，由于缺乏透明和灵活的电力市场，价格无法真正反映市场供需关系，特别是尚未建立以小时甚至更小时间为单位的反映供需的定价机制，严重阻碍了现代灵活电力系统对于供需双方变化的适应。

需要注意的是，中国政府为推动经济可持续发展，已提出建设生态文明、推动能源生产和消费革命、承诺应对气候变化等多项远景目标，并不断推进经济和能源电力的改革进程，这些都将为建立绿色可持续能源体系、以及建设绿色、经济、安全的电力系统和有效的市场机制给予明确的方向指导。

基于这些坚定的政策框架，《中国可再生能源展望 2016》分析了两种情景，提出了中国向绿色低碳、安全高效的能源体系加速转型的政策建议。

《中国可再生能源展望 2016》分为三部分，第一部分概述了中国能源体系的现状，并

提出了面对的挑战和问题。

第二部分分析了中国能源体系未来发展的两种情景。基于对电力系统和终端用能部门的详细建模，分析了既定政策情景下，政策对能源体系发展和对环境、经济和能源供应安全的影响；进一步，还基于对 2050 美丽中国的展望，分析了高比例可再生能源发展情景。

第三部分评估了推动可再生能源发展的不同政策框架和措施，包括电力系统灵活性及电力市场构建方案，可再生能源友好型电网建设思路，可再生能源成本和定价问题、补贴系统，分布式可再生能源发电和可再生能源供热潜力和发展路径，以及可再生能源绿证和保障性收购的政策思路等。

关于计算的注释：报告中所有未来能源消费量、非化石能源比例和可再生能源开发量数据均是基于能量法（热值）折算为标准煤。对于一些历史数据，仍然采用煤炭替代法折算标准煤<sup>1</sup>。

## 两种情景概述指南

《中国可再生能源展望 2016》设定的两种情景，都基于当前的现实情况，为读者展示了未来可能的发展道路，这两种情景并非是简单的预测或设定发展前提，而更多是考虑不同的条件如何结合起来，并分析其中产生的挑战与机遇。

情景的目的是分析在确保能源安全的前提下，可再生能源是否能够大规模地应用于中国的能源体系，推动中国经济和环境目标的实现，并进一步探讨如何进行可再生能源大规模开发利用使其高效地融入整个大能源系统，逐步成为替代煤炭的主体能源。

- 既定政策情景，主要是基于现有政策机制和面向 2020 年的十三五发展目标进行设定。该情景下，当前的政策机制将继续维持到 2020 年，并延续目前的发展趋势和政策轨迹，包括时下正在开展的电力体制改革。目标是探寻如何有效落实现有政策，推动能源系统发展，促进当前政策如何更大程度地满足中国能源的中期发展目标（如到 2030 年）
- 高比例可再生能源情景，着眼于能源系统的长期发展目标（如 2050 年），分析可再生能源在实现长期目标中起到决定性作用的路径。该情景包括中国未来能源体系转型可能的道路，特别是保证完成全球温控 2 度以内的目标。

两种情景在经济和人口发展趋势上的假设完全一致，即设定到 2050 年，中国的一次能源供应和终端能耗结构应支撑 2820000 亿元 GDP 的经济发展水平；中国人口到 2030 年预计达到 15.1 亿，到 2050 年将降至 13.8 亿；城镇化率预计从 2015 年的 55% 提升至 2030 年的 68%。

能源部门的二氧化碳减排是能源转型的重要驱动力。两种情景下，我们利用二氧化碳排放作为评估情景效果的重要指标，而不再仅是作为优化约束的条件。在既定政策情景下，二氧化碳排放 2030 年达峰；高比例可再生能源情景下，预测 2025 年甚至 2020 年前就能完成达峰。

与能源体系的二氧化碳排放一样，其他污染物如二氧化硫、氮氧化物、汞以及其他与能源相关的排放物在两类情景下都得到了显著降低。我们并没有特别设定 2030 年目标，但到 2050 年，高比例可再生能源情景下，中国应将这些污染物降至 1980 年的排放水平。PM<sub>2.5</sub> 的

<sup>1</sup> 使用煤炭替代法时，可再生能源发电和核电折算标准煤采用当时全国煤电厂的单位千瓦时平均煤耗来计算。本报告中的能源数据折算将采用能量法（热值）而不是煤炭替代法，除非有特别说明的地方。

排放水平也可以达到世界卫生组织规定的标准。

就能源部门的环境影响而言，由于二氧化碳清洁技术（例如化石能源的碳捕捉技术 CCS）在技术和经济上尚未成熟，研究报告主要基于两种情景中非化石能源的开发量来评估环境影响。从长期发展的角度来看，到 2050 年，我们认为非化石能源在一次能源消费中的占比达到 60% 以上是可行的；到 2030 年，既定政策情景下非化石能源在一次能源消费中的占比为 20% 或更高，高比例可再生能源情景下该占比将达到 33%。

到 2050 年，中国工业和经济将达到届时中等发展国家的水平。如果中国仍仿效 OECD 国家能源效率和技术进步的发展道路，到 2050 年，终端能源消费将达到 4800–5300Mtce 的水平，交通将继续作为最大的石油消费部门，二氧化碳减排目标也将无法实现。因此，要想实现减排目标，终端耗能部门必须利用电力替代煤炭和石油的消费。结合电力部门的可再生能源发展战略，电气化率提高不仅可以促进能源效率的改善，还有助于风能和太阳能利用效率的提高，降低一次能源消费水平。到 2050 年，电能占终端能源消费比重将达到 60%，终端能源消费总量将为 3200Mtce。

考虑到上届和本届政府的决策，即中国将暂不会开放内陆核电站建设、长江流域也不会进行大规模的项目建设。因此，西部地区经济发展将依托资源优势，坚持“青山绿水就是金山银山”战略，优先发展风光等可再生能源资源将是该区域最好的选择。同样，我们假定，在第四代核电技术商业化运行之前，中国将不会开放内陆核电站建设。所以，仅限于沿海地区，到 2050 年，中国核电开发规模也就在 100GW 左右。

风电和太阳能的发展以及电力市场的逐步建立，将加大对电力系统灵活性的需求。我们预计，到 2030 年约 70% 的火电厂可以灵活运行，到 2050 年所有火电厂均将实现完全的灵活运行。到 2030 年，需求侧响应技术也可以得到广泛应用。电动汽车可以作为微型储能站，依托巨大的保有量将作为电力系统灵活的调峰资源，到 2050 年，届时中国的电动汽车保有量将达到 4 亿辆以上，约占全部汽车总量的 80%。

我们认为输电网络和跨省、跨区联络线是电力市场的重要组成部分，华北、华东、华中、西北和南方电网间未来应该加强区域间的协调，省际和区域间由于体制机制和经济性造成的壁垒将被打破，通过优化配置，各地区将实现利益共享。在十三五规划期间，省际、区域间协调的电网发展将确保中国接纳 300–350GW 风电和 200–220GW 太阳能发电装机；到 2030 年，中国将建成经济友好型、适应友好型、绿色友好型的现代电网体系，将有效消纳所有可再生能源发电。

电力是中国未来能源系统的核心，而运行良好的电力市场是建设现代电力体系的基础条件。中国的电力体制改革将充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，将在 2020 年建立一套系统的电力体制运行框架，2025 年完成全面的电力体制改革，届时中国将建立一个具有竞争性的、强大的电力市场体系。

## 主要发现和结论

### 2030 年中国能源的两条发展路径

以 2050 年为展望终点，本报告分析了中国实现 2030 年能源目标的两条发展路径，一

是既定政策情景，描述了基于现有政策下的能源发展路径；另一是高比例可再生能源情景，展示了可再生能源以更高比例利用下的能源发展路径。

### **既定政策情景可以实现能源转型的最低要求，但步伐缓慢**

分析显示当前的可再生能源发展规划只是满足中国 2030 年实现能源转型目标的最低要求。

然而，在既定政策情景下，煤炭仍旧是主导能源，因此中国建设可持续能源体系的转型步伐依然缓慢。高比例煤炭消耗的电力将延缓终端用能从煤炭到电能的必要转换，还将降低交通部门电气化带来的红利；同时也将继续维持中国工业和经济依赖化石能源的发展老路，而不能发挥可再生能源相关产业带来的经济、就业等多方面的优势。另外，既定政策情景下，为保证全球应对气候变化温控 2 度目标的实现，中国的主导角色也很难体现出来。

### **高比例可再生能源情景——一条迅捷可行之路**

高比例可再生能源情景是实现能源可持续发展的迅捷之路，将为中国带来巨大的经济和社会效益。与既定政策情景相比，高比例可再生能源情景在新增可再生能源装机和终端用户的电气化水平上均有所不同，勾画了中国中长期能源体系更为宏伟的发展前景。该路径不仅可行，而且清洁能源技术和资源将是中国未来经济发展的基本驱动力，为相关产业发展传递了明确信号，该情景将促进中国的产业结构朝着更为健康的方向发展。另外相比于既定政策情景，高比例可再生能源情景中能源系统产生的 CO<sub>2</sub> 排放将被大幅削减，并且将促进排放达峰提前至 2020 年以前。

《中国可再生能源展望 2016》的研究团队建议中国应沿着高比例可再生能源情景的发展道路前行，通过建立相应的管理和激励政策框架，坚定地执行电力市场改革，保障这条迅捷之路的顺利建设。

## **可再生能源在电力部门中的角色转换：从补充到支柱**

### **电力部门必须改革**

目前的政策框架和经济激励措施还主要是为火电等常规电源服务，然而这已不再是“新常态”经济发展、促进经济与能源增长解耦以及消除严重大气污染的可行解决措施。我们研究显示 2030 年起，可再生能源将成为电力系统的支柱能源，因此，已不能简单的对现有体系和机制进行微调来解决问题，新旧体制之间的核心矛盾必须通过对整个电力系统的改革才能得以实现，完成对各利益集团的市场参与和激励结构的全面调整。

### **装机过剩带来的威胁和挑战**

过剩的装机以及市场改革将拉高能源的整体成本，但会降低现货价格，装机过剩已成为中国能源转型的绊脚石，投资风险持续增加。当然，装机过剩的形势也为电力改革创造了条件，通过利用这个机遇，可以帮助中国完成能源体系的平滑、安全转型。

过剩的装机以及市场改革将拉高能源的整体成本，但降低现货价格，导致更大的投资风险。对具有高投资成本和低运行费用的可再生能源来说，经济可行的投资和稳定的政策保障将是其在电力改革中需要重点关注的方面。

## **可再生能源并网**

### **电力系统能够接纳高比例可再生能源和避免弃风弃光问题**

《中国可再生能源展望 2016》对电力系统的分析显示，依靠适合的政策框架和激励措

施，可再生能源电力可以有效接入电力系统；成熟的电力市场也将是实现可再生能源接纳和经济利用的主要驱动力。

当前高比例弃风弃光问题是对社会资金的巨大浪费，从反面来说由于减少了清洁能源的使用，也显著增加了电力系统的污染物排放。研究显示即使拥有高比例的可再生能源，严重的弃风弃光问题也可以避免。

### 电力系统灵活性的新来源

可再生能源一旦成为电力系统的支柱能源，火电厂需要转变职能，找到新的发展方向。在一个高效运行的电力系统中，灵活的煤电和热电联产机组将和跨省跨区互济一起为系统提供调节能力。

同时，电动汽车将在中国快速发展，借助其保有量巨大且分散的特性，通过智能充放电技术，可以作为提供电力系统灵活性的另一重要来源。

分析还显示，抽水蓄能在平衡电力供需上发挥了重要作用，相比之下其它储能技术 2030 年前尚不具备竞争性。

二次利用的电池和需求侧响应将为系统提供最后的灵活性保障。

## 电力市场——提高成本效益和可再生能源并网

根据国际经验，一个规划合理、运行高效的电力市场是促进可再生能源有效利用的强有力保障。通过透明的定价机制和动态的供需价值体现，电力市场可对火电厂的灵活性以及网间灵活互济产生有力的经济激励，促进以较低的边际成本购买可再生能源电力。在两种情景中，中国将在 2025 年左右逐步建成完善的电力市场。

分析还显示，中国建立大规模的电力市场（或者说几个互联的电力市场）有利于省际和区域间的电力电量交换，有利于可再生能源电力在更广阔的地理范围内生产和消纳，促进火电厂的灵活调度，并且显著降低弃风弃光比例。

建议坚定推进要电力市场改革，做好改革全面规划。清晰的向市场各利益方传达改革的最终目标和实施路线，这对避免无序投资以及创造更有竞争性的市场环境将具有非常重要的价值。还需要制定市场开放时间表，做好蓝图设计，确保中国 2030 年前建成一个全面竞争的电力市场。

## 降低煤炭消费

### 煤电在降低，但仍占据主导地位

两种情景都显示，通过提高能源效率，采取电力和天然气替代等措施，煤炭在终端用能的比例能够快速下降。

在面向 2030 年的能源系统中，煤炭仍占据主导地位，特别是在既定政策情景下。可再生能源更高比例的开发利用将大大降低煤炭消费，从而加速中国能源体系转型的步伐。

煤电的灵活应用使煤电厂转变职能，成为其留在电力市场继续发挥作用的新机遇，也是降低煤炭消费的新出路。

### 煤电价格应反映外部成本

采煤和燃煤对环境有很大的负面影响，但目前的煤电价格并没有反映出来这些外部性成本。因此，通过煤炭的定价机制和加收碳税，以保证煤炭和可再生能源的公平竞争，煤

炭的补贴应逐步减少，直至最终取消。

## 电网互联互通

对电力系统的分析显示，通过省间、区域间电力互济（包括远距离输电线），实现电力电量的交换对整个电力系统非常关键，不仅可以降低成本，而且还有助于接纳更多的可再生能源并网。然而，当前的电价政策和管理机制无法实现电力的灵活互济，增加了社会的用电成本。因此，省间、区域间联络线的调度需要按照市场规则运行，这必将是电力市场改革的重要环节。

从技术角度看，增加电网间联络线的灵活性，需要在未来电网规划和现有电网改造中予以足够重视。

### 可再生能源利用的持续支持政策

目前的可再生能源支持机制已成功推动了可再生能源开发利用总体目标的实现。然而，随着能源部门政策机制的调整，主要是电力改革的推进以及可再生能源补贴压力的持续增加，需要寻找未来发展的新出路。《中国可再生能源展望 2016》为此分析提出了相关的政策措施建议。

### 目标和配额体系

对地方政府、电网公司和发电企业应建立可再生能源发展和利用目标考核制度，明确他们在发展清洁能源方面的责任，并释放他们手中的资源，促进可再生能源更快、更高效的融入能源体系。应更好的发挥市场机制，如利用配额制与交易机制很好的结合，实施绿色交易证书。但是需要解决好几种定价机制和相关问题的关系，以确保证书交易体系更有效的落实。我们还提出了进一步需要研究的相关问题，包括如何将其他国家先进的支持机制引入到中国并得到很好的消化借鉴。

本报告还分析了推动落实全额保障性收购可再生能源发电的必要性，这一责任也可以有效降低弃风弃光比例，确保法律要求的优先收购得以落实。在实际操作中，应结合当地具体资源情况，并与火电相互协调、得到火电的配合支持。仅仅依靠全额保障性收购政策无法彻底解决弃风弃光问题，建议充分结合全面的定价机制和电力市场改革统筹考虑。

### 新型定价和补贴机制

随着电力部门改革的推进，可再生能源和火电的总体定价环境应朝着同台竞技的方向发展，即考虑发电的环境外部性影响。随着电力市场改革进程加快，可再生能源定价应向市场机制定价的方向转型，即采用市场溢价补贴而不再是固定电价（FIT）。不同的发电技术需要不同的支持模式，发展成熟技术的补贴应低于或补贴周期应短于不成熟的技术。借鉴国际上可再生能源开发利用的招标模式等经验，充分考虑中国的国情和具体情况，可以大幅降低成熟技术对国家补贴资金的需求。

当前可再生能源尤其是光伏正以超过预期的方式降低成本和减少对补贴的需求。未来对补贴的支持力度应充分考虑由于可再生能源技术进步和创新带来的发电成本下降。在没有限电情况下，发电效率和运行小时数都可以大大增加，投资成本和运行成本均将普遍降低。本报告预计这些进步都将显著降低未来的补贴需求。

# 第一部分：形势篇

## 一、能源发展总体形势

### （一）基本情况

#### 1、中国能源发展有效支撑了经济快速增长和人民生活水平提高

能源是现代化的基础和动力。随着经济快速发展，中国能源消费总量也持续上升。从1990年到2015年，中国能源消费总量增加了4.5倍，从9.5亿吨标准煤达到43亿吨标准煤。与此同时，在过去的25年，中国人均GDP增加了近30倍，近6亿人脱离了贫困；中国能源消费以年均6.2%的增速，支撑了国民经济年均超过10%的增长。能源行业为保障国民经济长期平稳较快发展和人民生活水平持续提高作出了重要贡献。

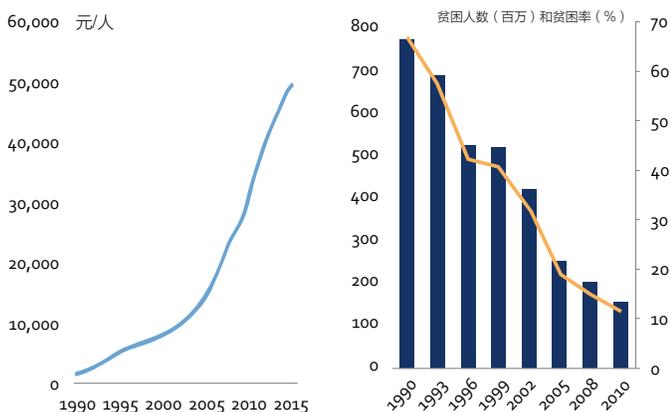


图 1-1 中国 1990-2015 年人均 GDP 及中国贫困相关指标  
(蓝色柱状图是贫困人口数据，黄色线是贫困发生率，均按收入少于 1.9 美元/天测算)  
来源：世界银行公开数据，2016 年 8 月

#### 2、近年来中国能源消费增速趋于平稳

新世纪以来，中国经济高速增长，工业化、城镇化的快速推进，尤其是重化工业高速扩张，中国能源消费在“十五”和“十一五”

期间快速增加，从2000年的14.7亿吨标准煤，增长到2010年的37.6亿吨标准煤，年均增加2.1亿吨标准煤，年均增速高达9%。“十二五”前三年，能源消费增速仍维持在5%的速度，年均新增1.9亿吨标准煤。2013年以来，随着经济发展步入新常态，推动经济增长的内部和外部条件发生重大变化，能源供需相对宽松，能源增长趋于平缓，2014年、2015年两年能源消费仅分别增长了0.9亿吨标准煤和0.4亿吨标准煤，增速降至2.2%和0.9%，是1998年以来的最低值，意味着中国能源发展开始进入到与过去二十多年完全不同的新阶段。

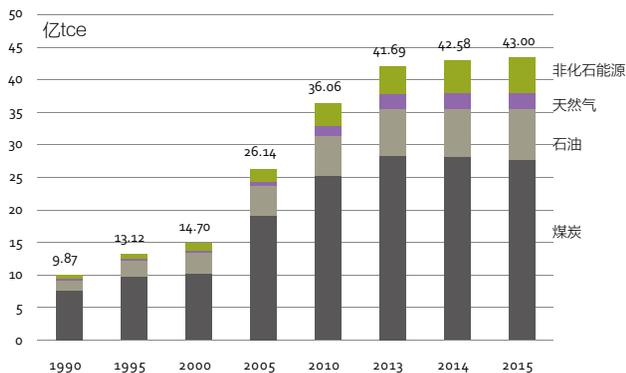


图 1-2 中国历年来的能源消费量及结构

来源：国家统计局，2016 中国统计年鉴

### 3、非化石能源占比虽然仍旧不高，但比重明显增加

2005年之前，中国的非化石能源主要是水电和一部分核电。2000年时比重约为7.3%，2005年仅上升0.1个百分点，达到7.4%。自2005年中国颁布《可再生能源法》，以风电、太阳能发电为代表的新兴可再生能源技术不断进步，规模不断扩大。加之水电与核电发展力度也不断增强，中国非化石能源在一次能源消费中的比重逐年提高。2010年比2005年提高了2个百分点，2015年又比2010年提高了近3个百分点，当年非化石能源消费量达到5.2亿吨标准煤，在一次能源消费中的比重达到12%。虽然相比煤炭等化石能源消费的比重依然偏低，但十年的时间提高了近5个百分点，在能源消费仍在快速增长的情况下，这样的成绩是非常难能可贵的。



图 1-3 我国 2006 年以来的非化石能源比重

来源：中国能源统计年鉴及国家能源局公布数据

#### 4、能源供应仍以煤为主，但在能源消费中的比重达到几十年来的最低水平

在中国各类一次能源中，煤炭资源相对丰富，煤炭也一直在中国一次能源消费结构中占主导地位，比重最高时曾达到 90% 以上。此后历经多次结构调整，2002 年降至 68%，但 2003–2007 年期间煤炭消费比重再次上升，达到 71%；2008 年以后煤炭消费虽然继续增加，但随着天然气及非化石能源比重不断提高，煤炭比重不断下降，到 2013 年煤炭消费达到 42.4 亿吨的峰值，此后两年煤炭消费量缓慢下降，至 2015 年达到 39.7 亿吨，煤炭在能源消费中的比重也降至 64%，为近几十年来的最低水平，显示出中国能源结构调整已出现明显成效。

尽管如此，中国煤炭消费仍占全球煤炭消费的一半左右，是全球最大的煤炭消费国，煤炭在能源消费结构中的比重超过全球平均水平 30 个百分点以上。此外，中国集中式煤炭消费用量，如发电用煤比例不高，还不到一半；大量分散燃煤利用，是导致大气污染的主要来源。

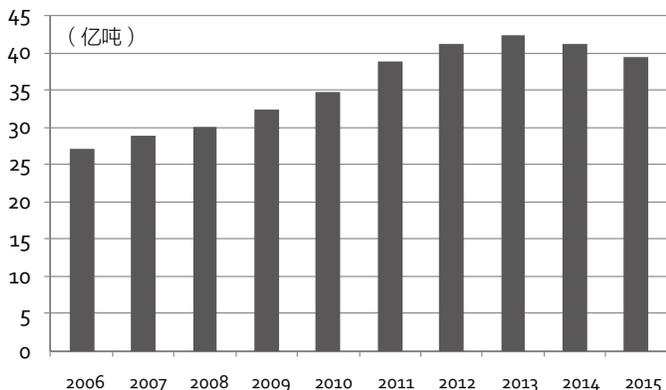


图 1-4 中国历年的煤炭消费量  
来源：中国能源统计年鉴 2015

#### 5、石油表观消费量整体呈上升趋势

随着经济社会发展和人民生活水平的提高，石油需求量快速增加，中国已成为世界第二大石油消费国。但与世界平均水平和发达国家相比，中国石油人均消费水平仍然较低，未来仍有较大增长潜力。但与此同时，中国石油对外依存度不断攀升，石油安全形势日趋严峻。

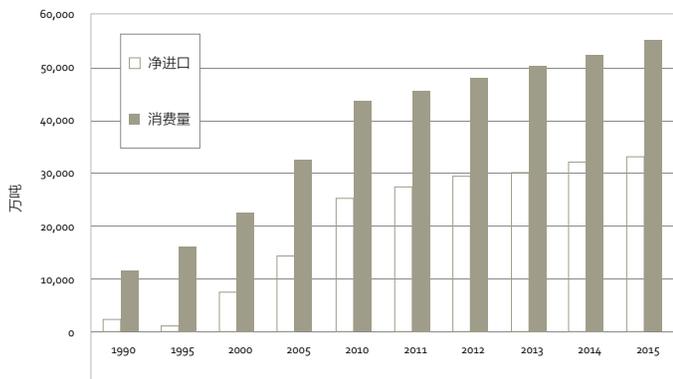


图 1-5 1990 年以来中国石油净进口及消费量  
来源：国家统计局 2015，中国统计年鉴 2014

## 6、天然气表观消费量明显增加

中国天然气发展起步较晚，但是随着西气东输管道建成投运，2005年后进入了快速发展期，年均增速一直保持两位数；2013年后，受到全球石油和煤炭价格大幅下降的影响，天然气消费增速略有放缓，但近年又重回快车道。2015年中国天然气消费量约1906亿立方米，折合标煤2.54亿吨，在能源消费中的比重提升至5.9%。但与世界上天然气利用大国相比，中国天然气管网和储气设施严重不足，季节性短缺问题难以缓解，天然气供应成本偏高，当前仍缺乏市场竞争力。

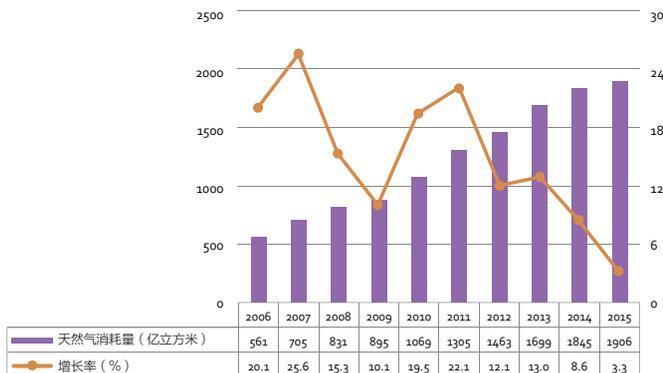


图 1-6 2006-2015 年中国天然气消费量与增速 (亿立方米)  
数据来源：国家统计局，中国统计年鉴 2015

## 7、工业部门在终端能源消费中的比重大

就分部门能源消费结构来看，工业部门长期保持我国能源消费的主体。特别是改革开放以来，以工业为主的第二产业在国内生产总值中的占比一直保持在 40% 以上，其能源消费在全国能源消费中的比重也更是维持在 70% 左右。到 2013 年，工业部门占全国能源消费的比重为 69.8%，相比之下，农业部门占比仅 1.9%，交通部门占比 8.4%，居民部门占比 10.9%，商业部门占比 2.5%，建筑行业占比 1.68% (图 1-7)。

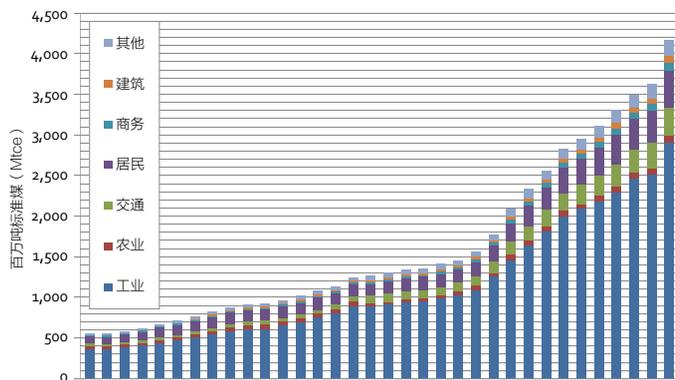


图 1-7 中国 1978-2015 年一次能源消费及结构  
数据来源：国家统计局，中国统计年鉴 1980-2015

## （二）面临的问题

总而言之，经过数十年的发展，我国已成为世界最大的能源生产和消费国，能源供应能力的发展也有效支撑了经济增长和和社会发展。但目前以煤炭等化石能源为基础的供应体系导致生态环境、气候变化、能源安全等一系列问题，已经无法满足未来我国社会经济可持续发展的要求。

### 1、粗放低效的能源开发利用导致资源大量浪费和耗竭

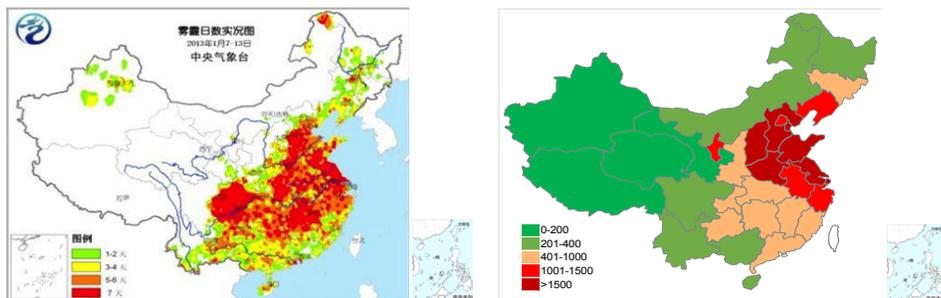
一是煤炭资源开发粗放低效导致大量资源浪费或破坏。我国煤炭资源整体回采率仅为30%，煤矸石利用率仅为66%左右。二是能源加工转换、储运效率较低，损耗很大。目前，我国能源加工转换、储运和终端利用的综合效率仅为38%，比发达国家约低10个百分点。其中，发电煤耗、工业锅炉和窑炉热效率、电厂厂用电率和输电线损率仍明显高于发达国家水平。三是能源利用水平仍然较为低下，与发达国家有较大差距。我国单位GDP能耗约是世界平均水平的1.8倍、美国的2.3倍、日本的3.8倍之多，不仅高于美、日等发达国家，也高于巴西等新兴工业化国家。主要高耗能产品的单耗普遍仍比世界先进水平高15%~40%，建筑能效水平约为其他气候类似国家的1/2，载货汽车油耗、内河运输船舶油耗分别比国际先进水平高30%和20%以上。

### 2、长时间高强度能源资源开发造成诸多严重的生态环境灾害

高强度的煤炭资源开发严重破坏了矿区及周边地区生态环境。我国煤矿每年新增采空区超过4万公顷，累计已超过100万公顷。煤炭开发已造成西北地区约245平方公里范围的水土流失。国内煤矿共有矸石山达1500余座占地近2万公顷，每年因煤矸石自燃排放的有害气体超过20万吨。此外，石油天然气资源开发是我国华北地区地下水形成“漏斗”原因之一。因过量超采地下水，我国华北地区已形成“地下水漏斗”，其中，石油天然气资源开发消耗大量水资源，降低地下含水层水位从而导致水循环失衡，是造成这一问题的重要原因之一。

### 3、大规模的化石能源粗放式利用带来了严重的大气污染

首先，化石能源消费是大气污染物的主要来源。我国SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、烟粉尘、人为源大气汞排放以及可吸入颗粒物长期高居世界首位，绝大部分来自化石能源燃烧。其次，中东部地区过高的煤炭消费密度是雾霾产生的重要原因。2013年以来，全国大部分地区出现了高强度、大面积雾霾现象。研究表明，煤炭消费对PM<sub>2.5</sub>浓度的贡献很可能在50~60%之间，京津冀、长三角、广东省单位国土面积的煤炭消费量更是分别高达1794、2267、981吨/平方千米，这几个区域也是大气污染最严重的几个区域（见图1-7）。再次，大量低品位高排放的散煤利用进一步加剧了区域环境恶化。2012年，我国终端直接用煤量达到8.7亿吨，主要集中于大量工业锅炉窑炉和居民生活领域，污染物排放强度要高很多。据统计，我国煤炭终端直接利用排放的SO<sub>2</sub>约占全部燃煤排放的40%以上，粉尘和可吸入颗粒物比例更高。



a) 2013年1月雾霾状况

b) 2012年我国煤炭消费密度

图 1-8 我国雾霾状况与煤炭消费密度高度相关

#### 4、以煤为主的高碳能源结构是温室气体排放的主要来源

应对气候变化问题已经成为人类可持续发展的重要议题。2015年国际社会达成的巴黎协定，为2020年后全球应对气候变化行动作出了具体安排，形成了2020年后全球气候治理新格局。我国已是世界上最大的CO<sub>2</sub>排放国，据测算，超过80%的排放量由化石能源消费所致，其中煤炭燃烧排放的CO<sub>2</sub>超过三分之二。在2014年APEC会议上，中美元首发布了气候变化联合声明，我国承诺2030年左右二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达峰，并计划到2030年非化石能源占一次能源消费比重提高到20%左右，这些都要求进一步加大清洁能源对以煤炭为代表的化石能源的替代。

(百万吨)

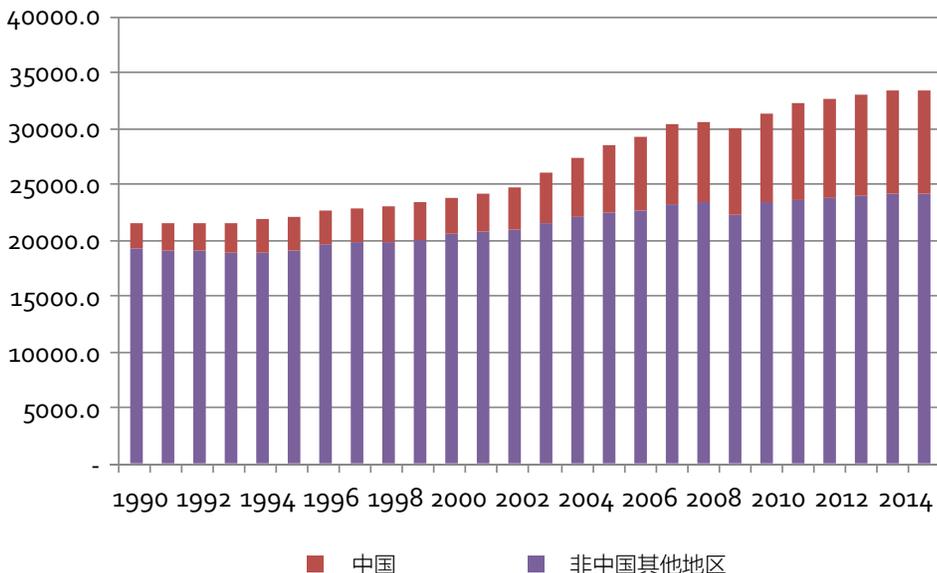


图 1-9 1990~2016 中国及全球其它国家二氧化碳排放量  
来源：BP 世界能源统计 2016

## 二、可再生能源发展现状与形势

经过多年发展，中国可再生能源开发利用取得明显进展。尤其是在 2006 年颁布的《可再生能源法》推动下，可再生能源政策体系不断完善，技术快速进步，可再生能源已步入全面、快速、规模化发展阶段。

### （一）中国可再生能源开始进入大范围增量替代、区域性存量替代的新阶段

到 2015 年底，全国常规水电装机达到 3.0 亿千瓦，年发电量超过了 1.1 万亿千瓦时，抽水蓄能装机 2274 万千瓦。风电并网装机 1.29 亿千瓦，年发电量 1860 亿千瓦时，占全社会用电量的 3.3%。风电年新增并网装机连续六年位居全球首位，成为全国第三大电源。从 2013 年开始，我国成为全球最大新增光伏应用市场，到 2015 年底，全国光伏并网装机 4300 万千瓦，太阳能热利用面积超过 4.0 亿平方米，应用规模位居全球首位。生物质能继续向多元化发展，各类生物质能年利用量约 3300 万吨标准煤。到 2015 年底，全部商品化可再生能源的利用量达到 4.4 亿吨标准煤，如将太阳能热利用、地热能利用及生物质供热等非商品化可再生能源考虑在内，全部可再生能源年利用量达到 5.0 亿吨标准煤；再计入核电的贡献，全部非化石能源利用量占到一次能源消费总量 12%，比 2010 年提高 2.6 个百分点。



图 2-1 中国各年的非化石能源供应量

来源：根据中国能源统计年鉴及国家能源局公布数据整理。

### （二）中国已成为全球最大的风电市场

自 2009 年中国成为全球风电新增市场最大的国家以来，中国一直维持全球最大新增风电市场的位置，2015 年更是创纪录的新增超过 3000 万千瓦，比北美和欧洲新增量之和还要多。从并网容量分布看，“三北”地区风电累计并网容量达到 10449

万千瓦，占全国风电并网容量 81%。分省看，累计并网容量超过 1000 万千瓦的省（自治区）达到 4 个，分别是内蒙古、新疆、甘肃和河北。2015 年全年风电上网电量 1803 亿千瓦时，其中海上风电发电量 10 亿千瓦时。2015 年全国风电平均利用小时数为 1728 小时，其中海上风电 2268 小时。

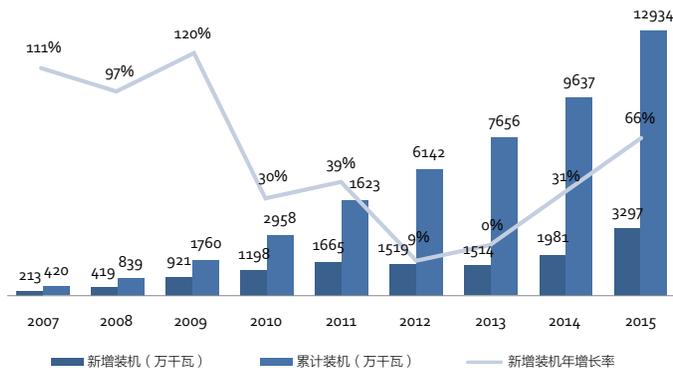


图 2-2 全国风电历年并网装机容量  
来源：根据国家能源局的统计信息整理

### （三）自 2013 年开始中国新增光伏应用规模成为全球第一

2015 年，光伏发电新增装机创历史新高达到 1513 万千瓦。到 2015 年底，全国光伏发电总装机容量达到 4318 万千瓦，同比增长 54%，超越德国成为全球第一大光伏发电应用市场。2015 年全国光伏发电量为 392 亿千瓦时，其中集中式光伏发电量 363 亿千瓦时，分布式光伏电量 29 亿千瓦时，占全部发电量的比例由 2011 年的 0.04% 增长到 0.7%，较 2014 年提高了 0.4 个百分点。集中式光伏电站仍然占据主导地位，当年新增装机 1374 万千瓦，累计装机 3712 万千瓦，同比增长 59%。分布式发展相对缓慢，新增装机 139 万千瓦，累计装机 606 万千瓦，同比增长 30%。

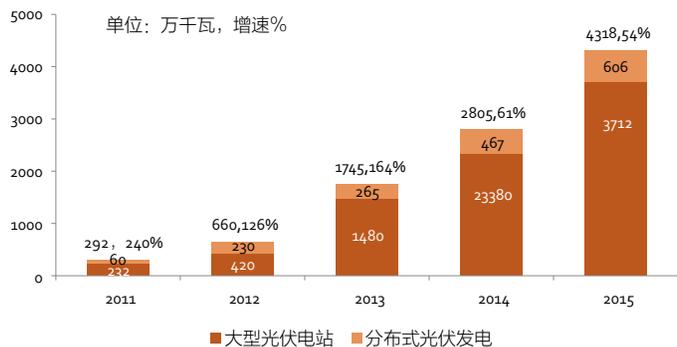


图 2-3 “十二五”期间全国光伏发电装机情况  
来源：根据国家能源局的统计信息整理

### （四）近年来中国生物质能一直均衡稳步发展

“十二五”期间，全国生物能发电装机容量平稳增长，累计并网装机容量从 2010 年 456 万千瓦增加到 2015 年末的 1031 万千瓦，增幅 126%，其中农林生物质直燃发电装机

530 万千瓦，垃圾焚烧发电装机 468 万千瓦，沼气发电 33 万千瓦，全部生物质发电量 527 亿千瓦时。近年来成型燃料产业发展呈现先增后降的趋势，年利用规模由 2010 年底的 300 万吨增长到 2014 年的 850 万吨，2015 年回落至 600 万吨。预计随着成型燃料锅炉排放标准的出台，未来京津冀、长三角和珠三角等区域的成型燃料锅炉规模可进一步扩大。以陈化粮为主要原料的生物液体燃料规模一直维持在 200 万吨左右，以非粮为原料的新一代燃料乙醇技术有所进步，但受国际化石燃油价格低迷影响，产业化进展不大。

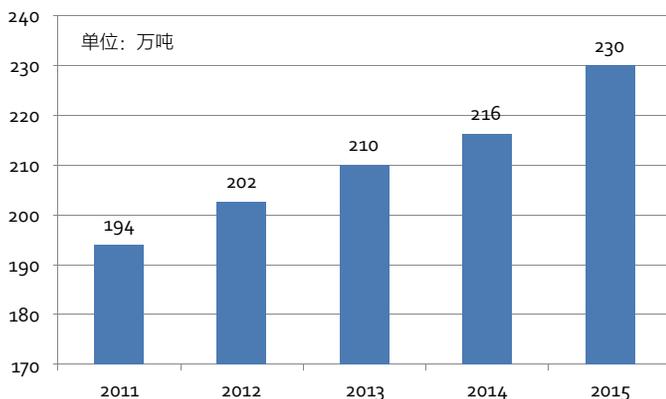


图 2-4 2011-2015 年全国生物燃料乙醇产量  
来源：根据主要企业的统计信息整理

## （五）中国可再生能源装备技术水平显著提升

中国现已具备成熟的大型水电设计、施工和管理运行能力，建成投运全球最大容量的 80 万千瓦水电机组，掌握了 30 万千瓦级抽水蓄能机组的装备制造技术，建立了具有国际竞争力的水电装备制造产业。风电制造业集中度显著提高，整体技术水平明显提升，关键零部件基本国产化，已有 6 兆瓦大型风电设备产品下线，满足了海上风电开发建设需要。逐步建立了太阳能光伏发电的完整产业链，光伏电池技术创新能力大幅提升，组件产量约占全球 70% 以上，过去五年光伏组件价格降幅超过 70%，光伏发电应用经济性显著改善。

## （六）中国已建立了完整的可再生能源发展支持政策体系

2009 年以来，中国陆续出台了陆上风电、光伏发电、垃圾焚烧发电、海上风电电价政策，并根据产业发展情况适时调整了陆上风电和光伏发电价格，明确了分布式光伏发电补贴政策，建

立了较为完善的支持风电和分布式光伏发电的并网和管理政策体系，公布了太阳能热发电示范电站电价，有效促进了各类可再生能源发展。按照《可再生能源法》要求，建立了可再生能源发展基金，根据发展需要数次调整了可再生能源电价附加，扩大了支持可再生能源发展的资金规模。建立了可再生能源标准体系，可再生能源产品检测和认证能力不断增强，可再生能源产品质量稳步提高。

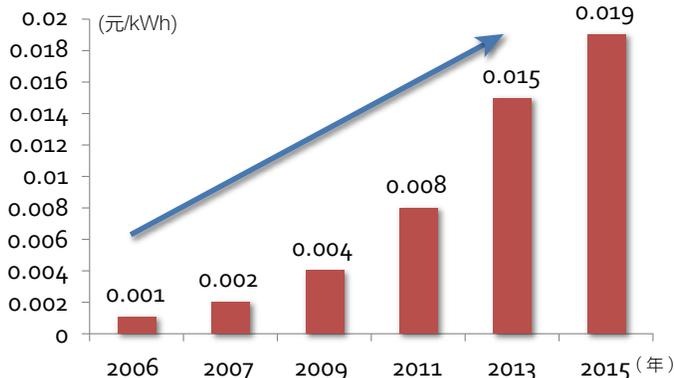


图 2-5 中国的可再生能源电价附加额度

## 三、可再生能源发展面临的问题及挑战

### (一) 中国可再生能源当前面临的主要困境

虽然经过近十年的发展，在《可再生能源法》的支持下，中国可再生能源发展取得了长足进步，但随着应用规模的不断扩大，可再生能源在逐步融入能源系统中面临着越来越大的挑战。从可再生能源自身特征来看，有两个方面已成为影响可再生能源可持续发展的关键因素。

一方面是可再生能源自身的经济性仍然相对较差。除了水电、太阳能热利用等较为成熟技术外，在全球范围内，风电、太阳能发电等新兴可再生能源技术，还处于成长阶段，开发利用成本仍然较高，比如风电的固定电价调整后是每千瓦时 0.47~0.60 元，光伏发电电价几次调整，从最初的 1.15 元/千瓦时，降低至 0.80 元~0.98 元/千瓦时，农林生物质发电执行 0.75 元/千瓦时等，这都要远比各省的 0.25~0.45 元/千瓦时的燃煤脱硫标杆电价要高出很多。随着应用规模不断扩大，可再生能源补贴需求随之增

加，当前已出现了一定的补贴缺口，意味着需要通过拓宽资金来源渠道，或者提高资金征集水平，才能满足未来发展需要。

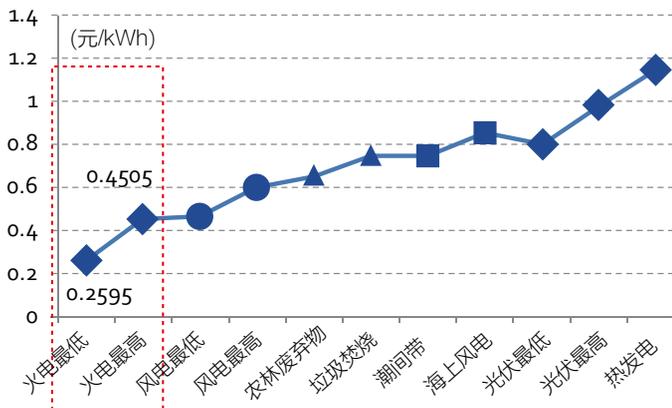


图 3-1 中国可再生能源发电上网电价与火电上网电价对比  
来源：国家发改委能源研究所整理

**另一方面是可再生能源面临较为严重的并网消纳挑战。**可再生能源具有波动性、随机性特点，与可控的燃煤发电、水电等常规电源之间存在很大不同，难以像传统电源一样被任意调度管理。随着可再生能源规模扩大，特别是风电规模在“三北”地区快速发展，自 2011 年开始出现较为明显的风电并网消纳困难。随着电网建设速度加快及加强电力优化调度，风电并网困难在 2012 年后有所缓解，2012 年弃风率达到了 17%，2013 年弃风率降至 10% 左右，2014 年进一步降至 8%，但 2014 年资源丰富地区的弃风率相对较高，如新疆、吉林的弃风率达到 15%，河北、黑龙江、甘肃都超过了 10%。

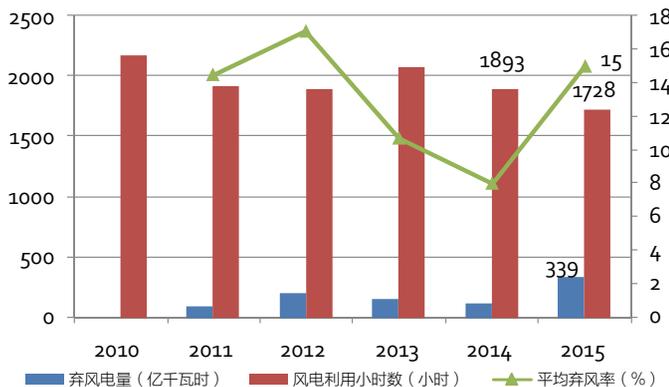


图 3-2 “十二五”以来中国的弃风情况  
来源：根据国家能源局的公布信息整理

正是在此背景下，2015 年中国风电来风情况普遍偏好，在当前能源和电力需求增长趋缓的形势下，风电消纳问题集中爆发，在资源丰富地区出现了大规模、大范围的弃风限电现象，全国平均弃风率回升至 15%。而且随着光伏应用规模扩大，同期部分地区也出现了较为严重的弃光问题，2015 年弃光率达到 11%，弃光主要集中在以大基地为主的甘肃、新疆和宁夏，全年平均弃达到 31%、26% 和 7%，部分月份甚至超过了一半以上。可再生

能源并网消纳问题对我国电力系统建设运行模式提出了空前挑战，也成为可再生能源可持续发展的关键因素。

## （二）可再生能源处于困境的原因分析

可再生能源自身的不足问题固然非常明显，即经济性问题较差，波动性特征不利于稳定运行，但在可再生能源发展较好的国家，这些问题都得到了妥善处理。从全球可再生能源的发展进程看，尚没有出现过我国这样大规模、大范围的并网消纳受限问题；一些国家通过合理的税收调节机制，充分反映了可再生能源的环境社会等综合效益，大大弥补了可再生能源经济性的补足。

从近两年的弃风、弃光形势看，一个大的背景是当前我国正处于经济转型、电力供需形势不断缓和的新常态局面。

### （1）用电量增速大大低于预期

电力消费增速明显降低，大大低于过去十年的用电增速，特别是弃风弃光形势最严峻的2014、2015年，用电量增速仅为3.8%和0.5%，是近年来的最低值。

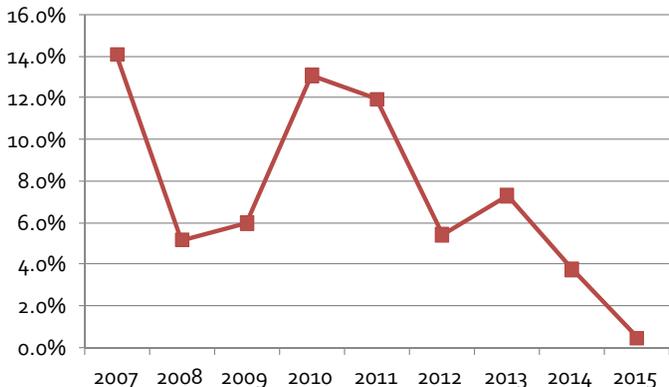


图 3-3 2007 年以来我国的电力消费增速  
来源：中国电力统计年鉴

## (2) 电源增长处于历史新高

从我国新增发电装机数据看，最近两年又是我新增电源装机最多的两年，特别 2015 年，全国新增电源约 1.2 亿千瓦，是历史最高的一年。用电量增速大幅下降的同时，发电电源装机又快速增加，大大降低了各类电源发电利用小时数，其中火电利用小时数也达到了 1978 年以来的最低值，这种情形下包括风电、光伏发电在内的可再生能源发电小时数也大幅降低。

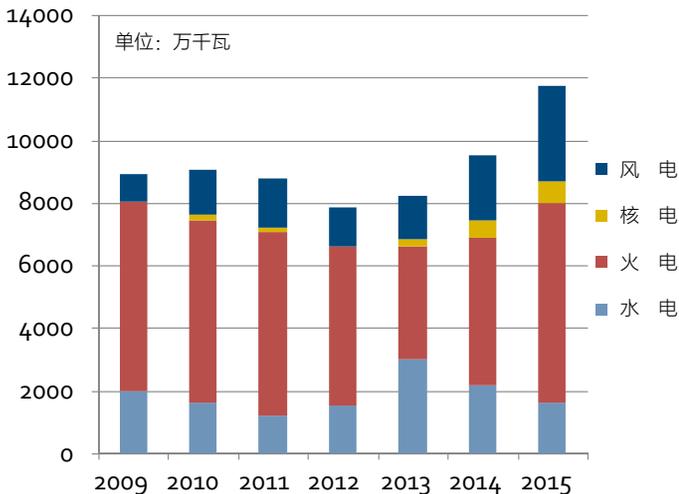


图 3-4 我国近年来的新增发电装机  
来源：中国电力统计年鉴

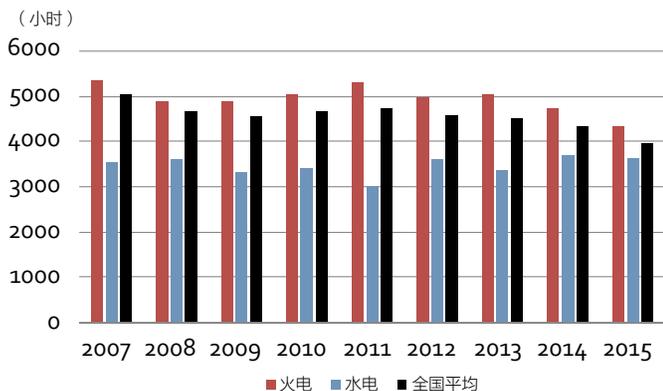


图 3-5 2007 年以来火电利用小时情况  
来源：中国电力企业联合会

一方面，全国整体电力供需形势与过去几年相比发生了很大变化，另一方面，适应可再生能源特点的电力系统运行机制还没有建立起来，特别是国外通过电力市场机制调节各类发电电源在电力系统中角色的机制还没有建立，可再生能源发展面临着体制机制上的桎梏：

### （1）常规能源为主导的能源机制尚没有做出适应可再生能源特点的必要调整

现有能源管理和运行机制主要是按常规能源的特性而建立的。常规能源的特点是可以控制、可以随意调度，调度运行、用电管理等技术管理体系以及电力生产、输配价格体系也按照管理大电源和大电网特性的常规思路而建立。波动性电源增加后，电源运行方式、用户使用电力方式和电力调度规则也都需要做一定调整，但目前来看，这些管理体系尚没有做出适应可再生能源特点的转变，近年来出现的愈演愈烈的弃风、弃光等现象表明，系统的灵活性潜力无法得到充分挖掘，可再生能源法“全额保障性收购”等法律要求也无法得到真正落实。

### （2）尚没有解决可再生能源融入能源体系的体制性问题

现行能源发展战略并没有优先考虑可再生能源的发展空间，在国家及地方层面的能源生产基地建设、能源管网等基础设施规划、终端能源供应结构改善等诸多方面，对可再生能源考虑偏少，能源系统的发展战略，仍以传统能源为主，实际说明一些决策部门对可再生能源在能源体系中的作用既缺乏信心，也缺乏耐心。更为重要的是，随着可再生能源规模越来越大，尚没有新的机制去响应市场内新出现的各种利益冲突，即电力系统内各类不同的利益主体因可再生能源数量的增加而产生了新矛盾，却无法通过价格、管理等合理的市场体制安排得以疏导，因而可再生能源上网消纳困难的问题越积累越突出。

### （3）尚没有建立适应清洁能源可持续发展需要的市场利益调节机制

这突出体现在目前我国的能源价格和税收制度等市场调节手段，没有充分反映资源环境的外部成本，实际是对化石能源开发利用的长期隐形补贴。其结果是，既鼓励了化石能源的过度开发和使用，也使可再生能源因缺乏一个公平的市场竞争环境，难以获得社会的一致认可，并且使可再生能源发展一直受到“补贴上限”的制约。“外部性”问题的市场失灵，理应通过价格财税等手段加以正向调节，这正是国外一些国家所成功做到的；但在我国，公众和市场对于清洁低碳技术的接受度，被“扭曲的”价格财税制度大大限制，也必将会压缩可再生能源的真实开发潜力。

## 四、可再生能源未来发展新动力

2013年以来，在应对经济社会发展和资源环境挑战、加快转变经济发展方式、推进经济产业升级的新形势下，国家提出了全面深化经济体制改革、推动生态文明建设等重大决策和战略任务，能源领域更提出了“积极推动能源生产和消费革命”战略，将对能源行业发展方向、方式和路劲进行根本性的变革，也为非化石能源发展提供了重大机遇。

### （一）建设生态文明建设为加快发展非化石能源提供巨大动力

为全面建成小康社会、实现社会主义现代化和中华民族伟大复兴，2012年以来，我国已把生态文明建设与政治、经济、社会、文化一起，纳入“五位一体”的总体战略布局。2015年，中共中央、国务院发布进一步发布《关于加快推进生态文明建设的意见》提出



了生态文明建设的重大举措。提出严守资源环境生态红线，设定并严守资源消耗上限、环境质量底线、生态保护红线；合理设定资源消耗“天花板”，加强能源等战略性资源管控，做好能源消费总量管理；相应确定污染物排放总量限值，在重点生态功能区、生态环境敏感区和脆弱区等区域划定生态红线，对资源消耗和环境容量接近或超过承载能力的地区，及时采取区域限批等限制性措施。

文件还专门提出在能源领域要调整能源结构，发展清洁能源、可再生能源和绿色产业，加快风电、太阳能光伏发电等推广，推进生物质发电、生物质能源、沼气、地热、浅层地热能、海洋能等应用，发展分布式能源，建设智能电网，推进节能发电调度，优先调度可再生能源发电资源。不断提高非化石能源在能源消费结构中的比重。

总的来看，生态文明建设的重大举措涵盖国土布局规划、产业结构调整 and 升级、发展绿色可再生能源、资源节约和环境保护、市场机制、法律法规和监管考核等不同又相关的领域。其中可再生能源将是绿色能源发展的重点，围绕生态文明建设的制度安排，也必将有利于可再生能源这类清洁、低碳、有利于社会可持续发展的能源技术规模化发展。

## （二）推动能源生产和消费革命为非化石能源指出发展方向和要求

2014年6月中央财经领导小组第六次会议指出，面对能源供需格局新变化、国际能源发展新趋势，我国必须推动能源生产和消费革命。一要推动能源消费革命，坚决控制能源消费总量，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域；二要推动能源供给革命，建立多元供应体系，形成煤、油、气、核、新能源、可再生能源多轮驱动的能源供应体系。三要推动能源技术革命，以绿色低碳为方向，带动产业升级。第四要推动能源体制革命，还原能源商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系。第五要全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。

能源革命的本质是主体能源的更替或其开发利用方式的根本性改变。可再生能源作为绿色低碳能源，是最没有争议的清洁低碳能源，代表了未来国际能源技术革命趋势，是能源革命主力军和新兴产业增长点。目前我国可再生能源已经逐步进入大规模、大比例发展阶段，部分地区的水电、风电和太阳能发电已经成为主力甚至主导电源，率先进入大比例可再生能源发展阶段。随着应用规模不断扩大，可再生能源发展将推动更大地区和全国逐步进入大比例可再生能源发展阶段，这将从根本上改变能源结构和生产利用方式，推动能源革命目标实现。

## （三）应对气候变化战略明确了非化石能源中长期发展目标

2015年底，《联合国气候变化框架公约》近200个缔约方一致同意通过《巴黎协定》，要把全球平均气温较工业化前水平升高控制在2摄氏度之内，并为把升温控制在1.5摄氏度之内而努力。中国早在2015年6月就向联合国提交“国家自主决定贡献”，提出中国要在2030年左右二氧化碳排放达到峰值并争取尽早达峰、单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降60%~65%，非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右。按照这一

战略目标要求，我国正在抓紧制定面向 2030 年甚至 2050 年的能源发展战略，将进一步明确未来我国非化石能源发展路径。

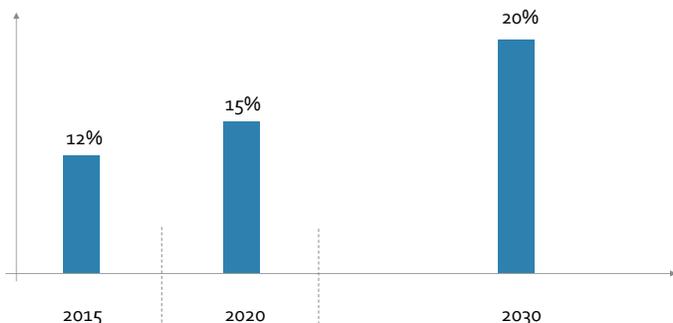


图 4-1 中国 2020 年、2030 年非化石能源比重目标

#### （四）全面深化经济和能源电力改革为可再生能源政策环境提供巨大改善空间

电力改革已迈出重大步伐。2015 年 3 月颁布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）明确指出，要加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，推动电力行业发展方式转变和能源结构优化，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例。

这一轮电力改革在吸收借鉴国内外电力市场建设经验教训的基础上，更加重视构建有效竞争的市场结构和市场体系，并逐步推动建立起一个完全竞争的电力市场，使电力系统成为一个有机整体发挥出最大效益，支撑电力绿色革命。一个具有多种灵活电源、需求侧响应技术广泛应用、以可再生能源电力，特别是风电和光电为核心的电力系统，需要一个完全竞争的电力市场，这个电力市场在发挥风电、光电最大作用的同时，能够让所有提供辅助服务的其它电力产品都能获得其应有价值，如使得巨量的煤电装机为系统提供充裕的调峰资源，同时可电力市场享受调峰价格，就将为供给侧的电力绿色革命提供充裕的系统保障。

除了以上影响可再生能源发展的重大战略政策外，国家还启动了大气污染防治行动计划，提出控制煤炭消费总量，要在京津冀等重点地区推动煤炭消费下降和清洁能源利用，这些战略措施及布局也都对加快能源转型、发展非化石能源提供了巨大机遇和动力。

## 第二部分：情景篇

### 五、能源系统转型发展的原则暨指南

人类永远在持之以恒、不间断地书写社会螺旋式上升发展的崭新历史篇章。人类将逐步摆脱对化石能源的依赖，走绿色低碳可持续发展之路，这已是不可逆转的能源转型方向，也是人类发展开始进入生态文明时代的重要标志，而生态文明则是人类文明史上的更高级文明形态。实现“高比例可再生能源发展情景”目标是中国能源转型成功的重要标志。

《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》是 2011 年开始准备，2012 年开题，由国家可再生能源中心 / 中国宏观经济研究院能源研究所牵头，联合国内、国际知名研究机构暨专家，开展的一项中国能源系统转型战略研究，该研究已于 2015 年 4 月完成第一期研究任务，并先后在中国北京和美国华盛顿发布了首期研究成果。该研究深入分析了中国能源转型发展的必要性、探索了煤炭等化石能源逐步退出主导能源的转型路径，提出了高比例可再生能源发展的具体实施路线图。当然，中国能源转型发展路径并不是唯一的，选择可能很多、目前争论也很多，应该说，能源转型之路的高比例可再生能源发展情景是目前能够看得清楚、争议最小的能源可持续发展战略的选择。

CREO2016 展望期到 2030 年，采用了情景分析的方法，研究过程中设计、分析和比较了两种情景，第一个是既定政策情景：在现行政策框架下，即政策约束为国家正式对外公布的非化石能源发展目标（2020 年在一次能源中的占比 15%，2030 年在一次能源中的占比 20%），同时考虑经济和生态环境约束（以政府对外承诺的碳排放目标为依据），以 2011–2013 年为分析基年，分析能源系统顺势、延续发展到 2030 年的情景假设；第二个是高比例情景（高比例可再生能源发展情景）：以《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》首期研究成果为依据，以 2050 实现“美丽中国”为目标、采取严格的生态环境标准为约束（WHO 的 PM<sub>2.5</sub> 标准；以中国人口占世界人口的比例为约束，控制中国 CO<sub>2</sub> 排放量占全球排放的比例不高于人口比例），从 2050 年倒逼“十三五”暨 2030 中国能源发展路径的情景假设。见图 5-1。

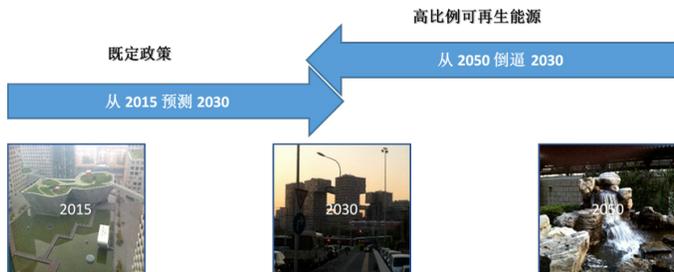


图 5-1 情景分析逻辑框架

## （一）情景设计的指导思想

习近平总书记在对“十三五”规划建议作说明时指出：“坚持目标导向和问题导向相统一，既从实现全面建成小康社会目标倒推，厘清到时间节点必须完成的任务，又从迫切需要解决的问题顺推，明确破解难题的途径和办法。”对于 2050 年如何实现中华民族伟大复兴的“中国梦”，同样需要坚持目标导向和问题导向相统一的原则。2050 “美丽中国”是发展目标，以生态文明建设为核心的经济建设是中国当前的首要任务。生态文明建设是一项长期的任务，既要解决历史遗留问题，又要避免积重难返的新问题，是保障经济社会可持续发展的前提条件。坚持目标导向和问题导向的相统一，就要厘清和解决“十三五”能源发展规划暨 2030 能源发展战略问题。

在当前的环境与资源约束下，在中央强调着力推进供给侧结构性改革的战略部署下，制定能源发展战略和决策能源发展路径，要以尽可能快的发展清洁能源和审慎发展化石能源为主导思想，“十三五”能源规划目标暨 2030 年能源发展战略要以 2050 年实现“美丽中国”为共识。所以，制定“十三五”能源规划目标暨 2030 年能源发展目标，既要考虑到全面深化体制改革过程中可再生能源发展的制约因素造成清洁能源供应不足的问题，也要考虑到为弥补可再生能源发展不足而过度发展化石能源造成生态环境进一步恶化的积重难返问题。

### 1、“三线”思维发展理念

以实现“美丽中国”为目标的共识是形成“三线”思维发展理念的基础。“三线”是指：首先是“底线”，发展是第一要务，到 2050 年，中国社会经济发展要超越一个底线，以 GDP 为标志，人均 GDP 将达到届时中等发达国家的水品，经济发展总量（GDP）的底线是 2820000 亿元人民币（2010 年人民币价值）；其次是“红线”，生态环境要恢复持久的碧水蓝天是不可逾越的红线，量化标准是到 2050 年，因能源生产和消费活动引起的各种污染物排放量，包括 CO<sub>2</sub> 的排放量要降低到上个世纪七十年代末或八十年代初的水平（2050 年中国 CO<sub>2</sub> 排放量占全球排放的比例不超过人口比例）、PM2.5 实现世界卫生组织的宜居标准；第三是“生命线”，经济发展离不开能源的支撑，经济发展要以生态文明建设为首要任务，绿色低碳电力是经济社会与生态环境协调发展的生命线。简而言之，经济发展是“底线”、生态环境是“红线”和绿色电力是“生命线”决定了中国 2050 能源转型发展之路是高比例可再生能源发展之路。

### 2、“非零和”发展宗旨

“非零和”就是共赢、共享。此处引用“非零和”有两层含义：第一层含义是，可再生能源与化石能源不是你死我活的斗争、两者是包容性的协调发展关系，特别是可再生能源发

展的初期,也就是可再生能源的发展和壮大离不开化石能源的支撑,同样,恰恰因为有了清洁、绿色的可再生能源,化石能源才能够延续其历史使命;第二层含义是,发展可再生能源不仅是中国实现绿水青山、全中国受益的一件事情,同时也是全世界受益、共享的美好事情。《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》遵循的“非零和”发展宗旨,主要体现在坚持以下四项原则:

第一,市场须为主导:需求决定产出和路径。经济是需求,环境也是需求,低碳绿色电力就是解决经济发展与环境保护矛盾的手段。《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》的成果是在一定的边界条件和约束下,坚持市场在资源配置中起决定性作用的主导方针,利用国家可再生能源中心开发的决策支持系统,对不同的可再生能源技术进行优化分析和选择;

第二,经济应可承受:高比例可再生能源发展与绿色 GDP 是相互促进发展的。没有高比例终端电气化,就不存在高比例可再生能源发展情景,未来将是一个能源互联网、信息互联网和物流互联网三网融合的时代,需要一个强大的电力系统支撑,高比例可再生能源发展必须推动产业结构调整、加速经济发展方式的转变,高比例可再生能源发展必须带来宏观经济发展质量的提升,高比例可再生能源发展的经济成本必须是可承受的;

第三,近中长远结合:高比例可再生能源发展路径必须考虑国家目前的能源基础设施状况、考虑全面深化体制改革过渡期的必要条件,要谋划在长期期、落实在近中期。近中期是指“十三五”规划(2020年目标)和国家2030年非化石能源和碳排放目标,长期期是指2050年“美丽中国”。近中期是基础,基础打不好,长期期目标就无法实现,高比例可再生能源发展研究具有重要的现实意义,由2050年的发展共识,倒逼2020年和2030年的发展路径;

第四,软硬都有支撑:“软”是指目前国家开展的全面深化体制和机制的改革,“硬”是指全面实现现代化的创新技术发展。发展要与时俱进,创新是生存的根本,低碳绿色电力拥有未来,电力体制改革需要先行一步,利用5到10年的时间,到2025年,中国要建立起一个完全竞争的电力市场;其次,技术创新将是高比例可再生能源发展的硬支撑,能源互联网、物流互联网和信息互联网的三网融合,电动汽车、储能、高效的太阳能和风力发电技术需要与高比例可再生能源发展形成一个互相推动和融合的发展局面。

## (二) 高比例可再生能源发展情景的社会经济约束

### 1、社会经济——达到中等发达国家发展水平

对于本世纪中叶,中国发展战略目标已经具备了清晰的定位和阐述,那就是人均国民生产总值达到届时中等发达国家水平、基本实现现代化、建成美丽中国,最终建成富强民主文明和谐的社会主义国家,实现中华民族的伟大复兴。这是中国在经历多年的经验和教训后凝结成的科学共识。

2050年,中国人口将保持在13.8亿人的水平,GDP将实现2820000亿元人民币(2010年人民币价),相当于2010年GDP的7倍。届时,人均GDP将达到3万美元(2005年美元价),届时中国的GDP将占全球的三分之一以上(2011年,OECD人口12.41亿

人，GDP 总量占世界 73%)，中国将成为名副其实地世界第一大经济实体。

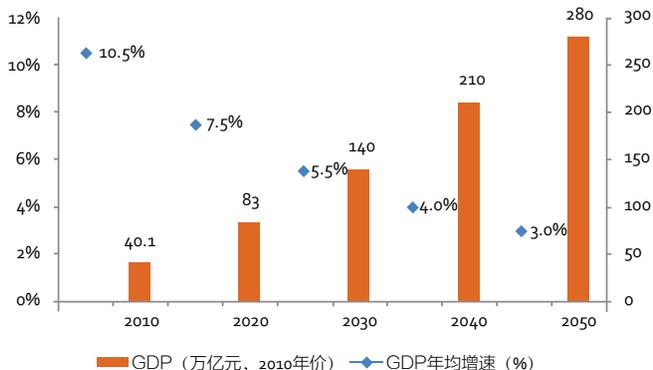


图 5-2 2010-2050 年中国 GDP 增速和规模

## 2、生态环境——再现碧水蓝天的“美丽中国”

面对资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化的严峻形势，必须通过环境约束倒逼能源发展思路与战略转折时间点。必须树立尊重自然、顺应自然、保护自然的生态文明理念，把生态文明建设放在突出地位，融入经济建设、政治建设、文化建设、社会建设各方面和全过程，努力建设美丽中国。“美丽中国”的发展目标是一个具有丰富含义的战略目标，根本是要实现人与自然、人与人、人与社会的和谐。美丽中国首先是要打造一个生产空间集约高效、生活空间宜居适度、生态空间山清水秀的天蓝地绿水净的美好家园，这是一切美丽的基石。

实现美丽中国的行动主要体现在以下三个方面：

第一、资源集约节约利用水平大幅提高，各种资源得到全面节约。未来中国需进一步提高资源利用效率，推动资源利用方式转变，加强全过程节约管理，大力发展循环经济，大幅提高能源效率，降低水和土地消耗强度，到 2050 年能源效率要提高 90% (相比 2010 年) 以上，水、土地消耗强度应较目前下降 60~70% 甚至更高。煤炭和石油等化石能源资源消费大幅削减。

第二、污染物排放得以全面削减，环境大幅改善。尽管受地理、气候、扩散条件等因素影响，各时期、各国对污染物排放的环境承载力不同，但毫无疑问，中国各种大气污染物排放至少要较目前削减 75% 以上，因能源生产和消费活动引起的各种污染物排放量降到中国上个世纪 70 年代末或 80 年代初的排放水平，空气等环境质量和健康影响要到世界卫生组织发布的 PM2.5 标准。中国的 CO<sub>2</sub> 排放量届时要与中国人占世界人口的比例基本一致。在满足全球气候变暖 2 度标准 CO<sub>2</sub> 排放总量约束下，中国的 CO<sub>2</sub> 排放量要低于世界 CO<sub>2</sub> 排放量的四分之一，实现“美丽中国”将证明中国的发展对世界人民是有贡献的。

第三、自然生态系统得到全面修复，人与自然生物和谐相处。努力构建科学合理的城市化格局、农业发展格局、生态安全格局，在生态功能区保护和建设、国家公园建设、水土流失和土地荒漠化综合治理、生物多样性保护等方面开展全方位工作，并取得切实成效。

## 3、能源发展——低碳绿色电力拥有未来

经济与能源是“鱼和水”的关系，如果 2050 年中国的化石能源供应量超过 15-20 亿吨标准煤，届时各种污染物的排放约束就会被打破，“美丽中国”将无法实现。为此必须



全面推进中国能源生产和消费方式的重大变革，到 2050 年成功实现能源生产和消费革命。以打造低碳、绿色、高效、安全、可靠的能源系统为目标，考虑传统能源系统锁定效应，提前统筹规划未来能源体系，提早布局能源的生产和应用模式，使化石能源在整个能源系统的比例降到最低，甚至退出历史舞台，使可再生能源在能源消费中的比重大幅提高，逐步形成以可再生能源为主导的多元、低碳、绿色、高效、安全的能源系统，实现能源节约、清洁能源替代、利用可再生能源充分结合的空间格局、产业结构、生产方式、生活方式。

将电力居于中心地位。电力已成为信息时代的重要“血脉”。作为能源载体，电能通过输电网络和储电装置几乎覆盖了整个人类所能触及的任何地域。电力驱动数字信息技术和通信技术为支持经济可持续发展提供着至关重要的基础作用。电力的使用标志着人类文明的进步，电能的使用率也是衡量一个国家经济发展水平的尺度。正是因为电力的重要性和普遍存在性，电力注定会在实现高比例可再生能源发展过程中成为交通、建筑、工业领域变革的重要推动力量。要实现高比例可再生能源发展就必须将电力居于中心地位，加速电力系统的变革，成为具有可再生性、多元化、分散性、灵活性以及以消费者为导向的系统，并从物质层面、操作层面、决策层面提高灵活性。

主要有两条措施：第一，坚持终端能源供应转型为引领，将目前终端用能的电气化比例（22-24%）提高到 2050 年的 60% 左右，电力总消费量提升到 15 万亿千瓦时左右，即人均电力消费 10000-11000 千瓦时，这样可以使终端能源消费量降低至少 50%，这也是目前一些发达国家在过去 30 年中 GDP 持续增长（像丹麦增长了 80%），但一次能源供应总量不增反降的主要原因。第二，在电力供应中，到 2050 年，将非化石能源供电比例提高到 90% 以上，能源转换环节（电力热力生产）中大幅削减化石能源消费，使高碳化石能源比例降到最低，化石能源总消费量不超过 10 亿吨标准煤。

通过上述终端能源消费和发电结构调整，可以将一次能源的供应量降低 50% 以上，使清洁低碳能源比重显著上升并占据主导地位，到 2050 年形成可再生能源为主的能源体系，可再生能源在一次能源供应中的比例达到 60% 以上、可再生能源发电量占总发电量的比例达到 85% 以上，名副其实低碳绿色电力拥有未来。

### （三）高比例可再生能源发展情景的前提假设

CREO2016 的高比例情景是基于《中国 2020 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》研究成果倒推 2030 发展路径的情景，与 2050 高比例发展情景的假设与约束一致。2050 高比例情景探讨了中国未来（2050）能源众多发展路径中之一可能发生的路径，也是本研究团队认为若要实现全球升温控制在 2 度以内（2050 年全球 CO<sub>2</sub> 排放量要比 1990 年排放水平降低 70%），高比例可再生能源发展情景暨路径是目前边界条件最清晰、努力就可以达成的，业界公认的可获得的技术经济参数下，能够用模型进行定量、逻辑分析的绿色低碳能源发展路径。高比例可再生能源发展情景设计的前提假设：

#### 1、经济社会发展假设

2050 年，一次能源供应与终端能源消费结构及需求相适应，并能够满足 2820000 亿人民币 GDP 对能源的需求，能源自给率要到达 90% 左右。2050 年人口预测数据采用业界公认的 13.8 亿人口；

## 2、生态环境约束假设

CO<sub>2</sub>的排放要满足 2 度甚至 1.5 度的标准，即高比例情景下，2050 年全球 CO<sub>2</sub> 排放量要比 2010 年降低 70%（按中国人口占世界人口比例、按中国 GDP 对贡献率折算中国的排放权，约束为 35 亿吨 CO<sub>2</sub>），既定政策情景以降低 40% 为标准（约束为 50 亿吨 CO<sub>2</sub>）。同时，SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、Hg 等因能源活动引起的各种污染物排放，到 2050 年，中国要实现 1980 年的排放水平。PM2.5 要达到世界卫生组织的标准。最后，电力系统 CO<sub>2</sub> 排放空间（上线）为 15 亿吨；

## 3、非化石能源目标假设

考虑到目前化石能源的清洁化利用技术没有可获得、可信的数据，可以用来计算 CO<sub>2</sub> 减排量，例如，CCS 技术无论是实用性和经济性都没有可获得、可信数据，所以，本研究只是从能效角度、采用化石能源先进技术帮助减排目标实现，而真正实现减排目标所依靠的技术是可再生能源技术或非化石能源技术（包括核电）。所以，在前两个假设基础上，到 2050 年，为实现减排目标，设定了非化石能源占一次能源供应比例达到 60% 以上的约束目标，并以此作为 EDO 模型的技术选择约束；

## 4、终端用能高比例电气化假设

中国要实现工业现代化，2050 年达到届时中等发达国家水平，如果能源发展道路步 OECD 国家后尘，即使考虑能源效率提高和技术进步，2050 年的终端能源消费量要达到 48–53 亿吨标准煤，交通运输领域将消费大量的石油，CO<sub>2</sub> 排放目标无法实现。要实现减排目标，最清晰的路径是未来终端用能向电气化转型，无论是生产还是生活用能，使用电力既可以提高效率，还能更好的利用风能和太阳能，2050 年终端电气化率要接近或达到 60%，终端用能消费量可以降到 32 亿吨标准煤左右，以 60% 电器化率作为 EDO 模型计算风电和太阳能发电的装机约束，以 32 亿吨标准煤作为 DEMAND 模型分析 2050 年终端能源结构和利用方式转变的约束；

## 5、中国不开放内陆核电假设

目前核电决策的更多因素是社会影响因素和政治决策因素。依据上届政府提出中国暂不考虑内陆建核电站和现在中央决定不在长江流域搞大建设，以及西部大开发要以生态文明优先、以绿水青山就是金山银山为发展理念，本研究中假设在第四代核电技术没有商业化运行前，中国不会开放内陆核电，即按目前沿海地区建核电站选址的难易程度和可能性，到 2050 年，中国的核电装机最大值为 1 亿千瓦；

## 6、可开发风能太阳能资源满足率假设

太阳能资源不存在满足率的问题。以国家气象局风能和太阳能资源评估中心提供风能资源评价结果为依据，风能资源技术开发量（年平均风功率密度  $\geq 300\text{w/m}^2$ ），80m 资源量为 35 亿千瓦、100m 资源量为 49 亿千瓦、120m 资源量为 59 亿千瓦，以 120m 资源量的 50% 可开发率作为 EDO 模型风电开发量的上线约束；

## 7、火电机组调峰假设

风电和太阳能发电的发展将推动煤电机组的技术创新，风电和太阳能发电的发展可以让煤电在减少排放的同时赢得更多的利润，到 2030 年，70% 的火电可以灵活性运行；到 2050 年，100% 的火电可以灵活运行。到 2050 年，煤电机组的年运行小时数可以在 1500 小时内实现灵活运行；

## 8、需求侧响应技术假设

到 2030 年，需求侧响应技术得到广泛应用，工商业和居民全面参与需求响应，电动汽车充电作为负荷侧灵活性调节资源，逐步为电力系统提供调峰服务。到 2050 年，电动汽车在中

国得到充分普及，约 80% 的车辆为电动汽车，电动汽车总保有量至少达到 4 亿辆，并通过竞争性电力市场大规模参与电力系统调峰及辅助服务。

### 9、友好型电网发展假设

坚持“创新、协调、绿色、开放、共享”五大发展理念建设中国友好型电网，创新以市场化交易机制为主导的智能化调度方式，加强省与省之间、东中西及南北区域间电网协调发展，不断完善以绿色电源规划布局为核心的电网布局和建设，以“一带一路”的发展思路打破省与省之间的电网经济壁垒、首先在国内实现电网经济效益共享。“十三五”期间，加强省内配电网建设、补充省间联络通道建设，到 2020 年，电网能够保证接纳 300–350GW 的风电装机和 200–220GW 太阳发电装机。到 2030 年，中国将基本建成以输送可再生能源电力为核心的、能源互联网式的友好型智能电网。

### 10、电力市场化进程假设

电力系统是未来能源系统的核心，电力市场化是电力系统可持续发展的根本条件，中国电力体制改革的目的就是要“让市场在资源配置中起决定作用”的理念贯穿于电力系统的发展过程中，中国电力体制改革的进程需要在 2020 年前建立起完整、系统的电力运行机制框架体系，到 2025 年，这一轮电力体制改革的任务要全面完成，2030 年要建立起完全竞争的现代电力市场。

本研究的情景分析采用了《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》的成果。后者设计了参考情景和高比例可再生能源情景。参考情景以现行政策框架和中国政府对世界非化石能源发展目标（2020 年和 2030 年）承诺为依据，对比 OECD 国家平均发展水平以及其工业化过程中的能源与经济关系，从现在（2010 年为研究基年）顺推到 2050 年的一次能源供应情景；高比例可再生能源情景以中国第二个一百年梦的发展目标——实现“美丽中国”——为依据，充分分析生态环境约束，即将因能源活动引起的各种污染物排放暨 CO<sub>2</sub> 的排放定量化，设定天花板即环境红线，推导 2050 年终端用能的电气化比例、可再生能源发电比例，直至一次能源供应量，并由此倒逼（用课题组开发的可再生能源决策支持系统）“十三五”及 2030 可再生能源发展路径。参考情景与高比例情景的社会经济假设是相同的，唯一的区别是生态环境约束不同，结果是两个情景将有不同的电气化水平、不同的可再生能源比例，不同的能源系统效率，两个情景的能源效率和非化石能源（可再生能源 + 核电）目标完全不同，见表 5-1：

年		2020		2030		2050	
			高比例情景	参考情景	高比例情景	参考情景	高比例情景
能源效率	终端能源 (Mtee)					4800-5300	3200
	一次能源 (Mtcc)					6500-7500	3500
终端电气化率	%		28-30%		35-40%		60-65%
非化石能源占一次能源供应量比例	%	15%	20%	20%	33%	33%	66%
生态环境							人均 CO <sub>2</sub> 排放小于 3 吨；PM2.5 达到 WHO 标准
社会经济	经济 (亿元)					2820000	2820000
	人口 (亿人)					13.8	13.8

表 5-1 高比例可再生能源发展情景约束

## （四）总体分析思路及研究方法

能源转型是一项涉及经济社会环境可持续发展、能源生产消费的供需两侧互动、一次能源供给与终端能源需求同步转型及能源开发转换输送的关键技术、基础设施和制度创新的重大系统工程。在建设美丽中国、深化经济体制改革、推动能源改革的背景下，既考虑现实又分析长远，中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究是一项前所未有的发展目标与现实问题相结合的能源转型领域内全面深入的探索研究。

中国改革开放 30 多年来，为了满足经济社会发展对能源需求的高速增长，煤炭等化石能源生产能力和消费总量呈现双高速增长的态势，发展到今天，以煤为主、化石能源占绝对地位的能源发展方式与确保经济社会持续健康稳定发展之间出现了不可调和的矛盾。能源供需总量与能源结构是具有辩证关系的矛盾体，不同发展阶段，主次矛盾将互为转换。在改革开放初期，经济总量小、能源供需总量也小，例如：1978 年一次能源消费总量只有 5.7 亿吨标准煤（2014 年 42 亿吨标准煤），尽管煤炭占比 70.7%，但当时生态环境容量空间富裕，主要矛盾不是能源供应结构的高碳化，而是能源供应总量不足。当经济总量达到一定规模时，即当一个国家人均 GDP 到了有可能落入中等收入国家陷阱的阶段，或者说公民有实力关注 PM2.5 和自身健康的时候，能源供应结构的高碳化已上升为主要矛盾。中国的能源结构“三十年如一日（图 5-3）”，不解决能源供应结构的高碳化问题，经济发展越快，煤炭或化石能源消费总量越大，生态环境破坏越严重，能源供需的高碳结构与经济可持续发展已经严重不适应。实现“美丽中国”，保障经济社会可持续发展，必须要解决能源发展路径问题。

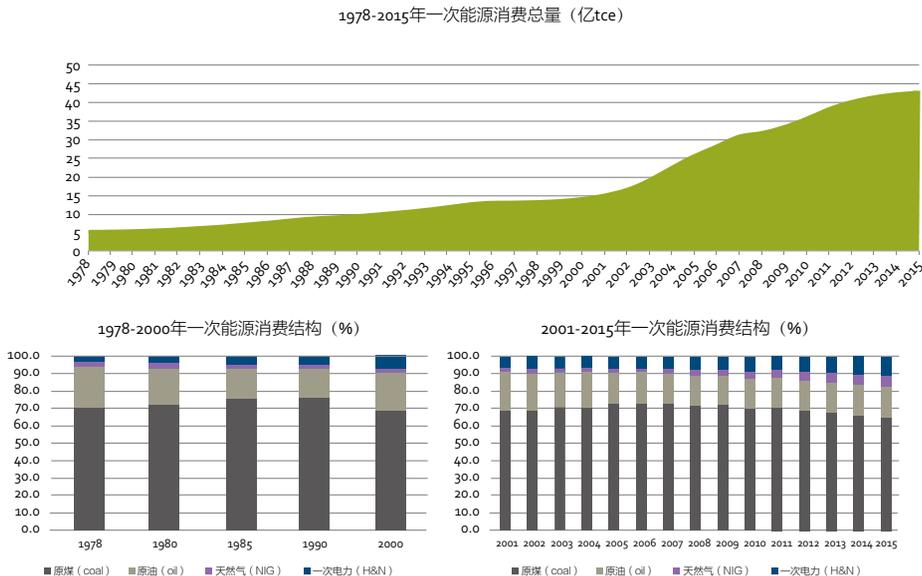


图 5-3 中国 1978-2014 年一次能源消费总量暨结构变化

中国 2050 高比例可再生能源发展暨路径的研究基于国家可再生能源中心的“中国可再生能源政策决策支持系统分析平台”，以社会经济影响评价为依据的全社会效益最大化为标准，结合技术经济评价、能源系统优化、政策后评估及改进、能源外部性分析和系统理论分析等方法进行综合决策分析（图 5-4），从而探索解决中国能源需求结构和能源供给结构问题。

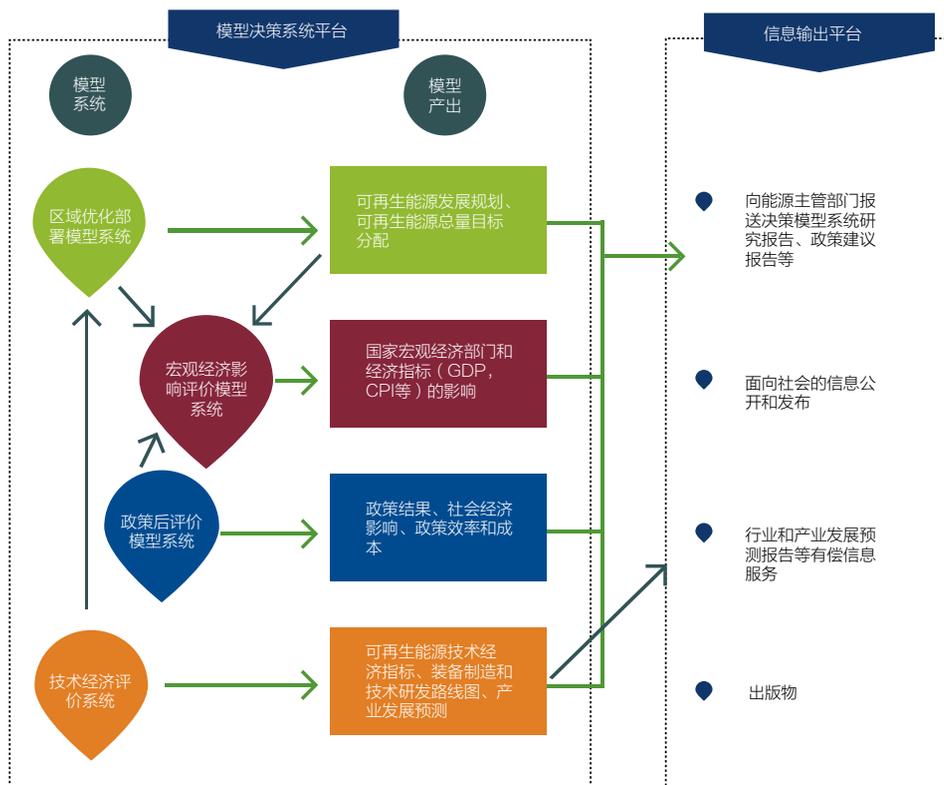


图 5-4 中国可再生能源决策支持系统模型分析框架

基于图 5-4 的分析框架，《中国 2050 可再生能源发展情景暨路径研究》开发了“中国可再生能源政策决策支持系统分析模型（CREPDASAM）”。目前，CREPDASAM 由三个核心模型和两个辅助模型组成，其中核心模型是“电力与区域供热优化部署模型（EDO）”、“终端能源需求分析模型（DEMAND）”和“可再生能源对社会经济影响分析模型（CGE）”，两个辅助模型分别是可再生能源技术经济评价模型和可再生能源政策后评估模型。CREPDASAM 的研究范围涵盖了能源系统的能源供应、能源转换和终端利用三个部分（图 5-5）。

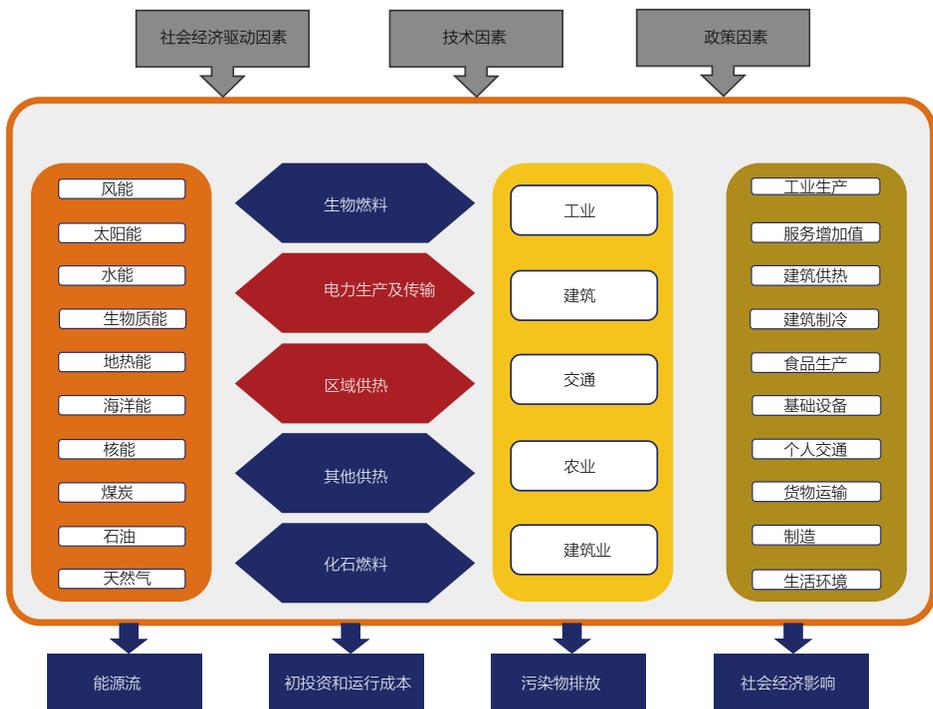


图 5-5 CREPDASAM 研究框架

CREPDASAM 借鉴了美国国家可再生能源实验室（NREL）、丹麦能源署（DEA）等机构在能源和可再生能源决策支持及数据信息平台建设方面积累的丰富经验，注重促进国家可再生能源中心智力成果在国家可再生能源发展战略制定、规划、决策研究中的支持作用。该模型高度整合的决策支持及数据信息分析平台主要包括模型仿真、基础数据、政策法规等几大功能模块，确保可再生能源辅助决策信息利用的及时性、便利性和全面性等问题，为《中国 2050 高比例可再生能源情景暨路径研究》提供了坚实基础。同时，为了让模型分析的结果更直观、更面向应用放，建立了国家可再生能源辅助决策可视化系统（图 5-6、图 5-7）。该系统采用数据层、服务层和展示层的技术架构，采用多种数据集成、公共服务和可视化展示技术手段，设计可视化展示平台，涉及区域优化部署模型、宏观经济影响模型、能源需求分析模型、开发项目信息、政策数据库、数据统计数据库等方面的数个业务分析场景（图 5-8）。



图 5-6 国家可再生能源中心“可再生能源辅助决策可视化系统”



图 5-7 可再生能源辅助决策可视化系统功能模块



图 5-8 可再生能源辅助决策可视化系统分析模型模块

三个核心模型中，CREPDASAM-EDO 是最小成本优化模型，可以用于分析波动性电源与电力系统的融合性并得出成本最优的电力和区域供热方案（图 5-9、图 5-10 和图 5-11）。

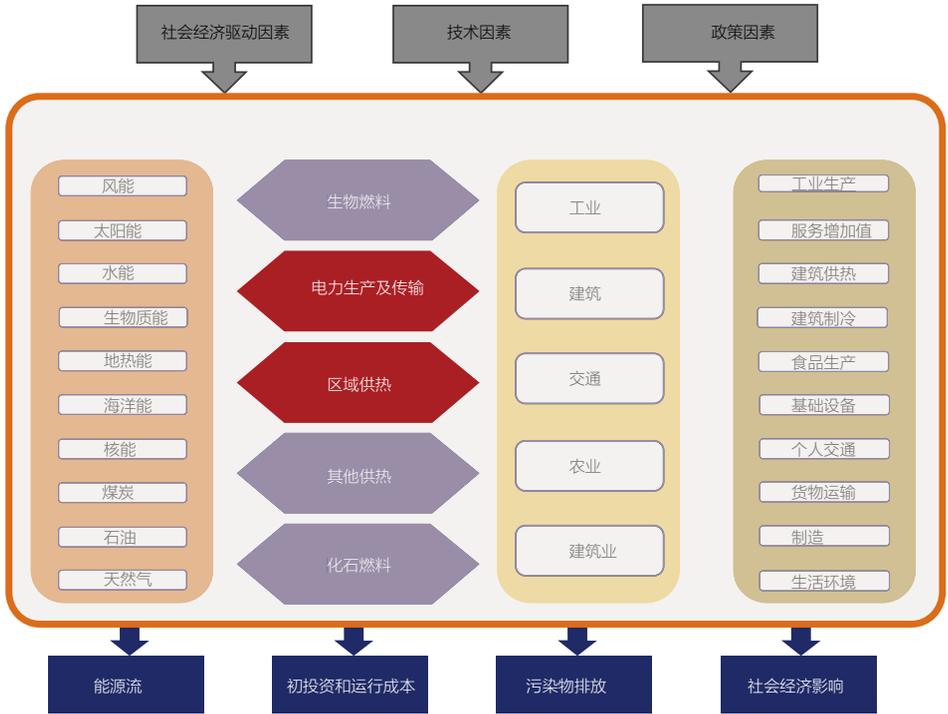


图 5-9 CREPDASAM-EDO 分析框架

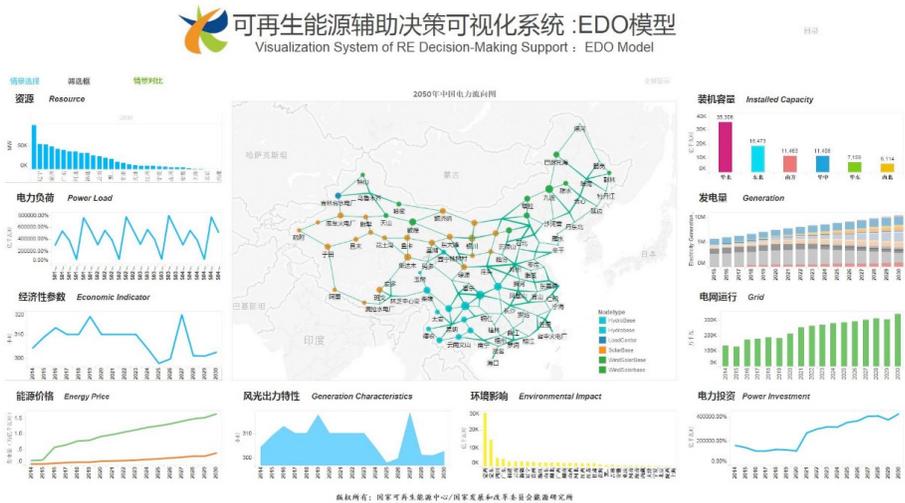


图 5-10 可再生能源辅助决策可视化系统 EDO 模型分析模块

## 可再生能源辅助决策可视化系统：情景比较 Visualization System of RE Decision-Making Support : Scenario Comparison

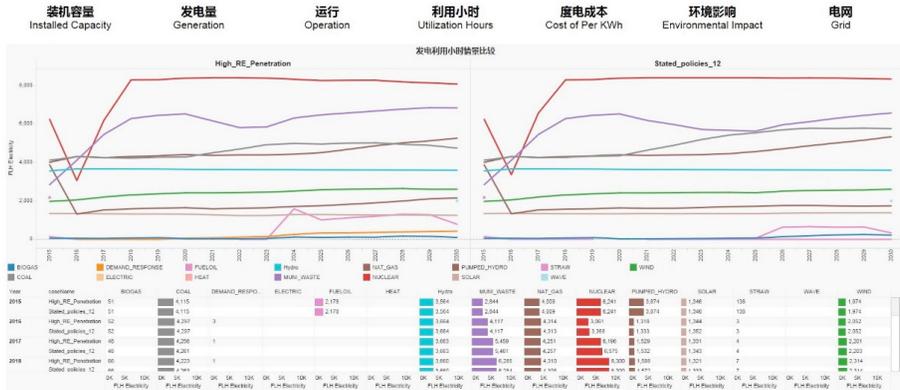
目录



版权所有：国家可再生能源中心/国家发展和改革委员会能源研究所

## 可再生能源辅助决策可视化系统：情景比较 Visualization System of RE Decision-Making Support : Scenario Comparison

目录



版权所有：国家可再生能源中心/国家发展和改革委员会能源研究所

图 5-11 可再生能源辅助决策可视化系统 EDO 模型分析情景对比分析模块

终端部门和其它能源转换分析是用基于长期能源可替代规划系统模型（LEAP）模型工具开发的 CREPDASAM-DEMAND 模型。能源系统变革的社会经济影响分析应用了 CREPDASAM-CGE 模型，该模型是可计算一般均衡模型，重点分析可再生能源行业发展对社会经济的影响。详见图 5-12。

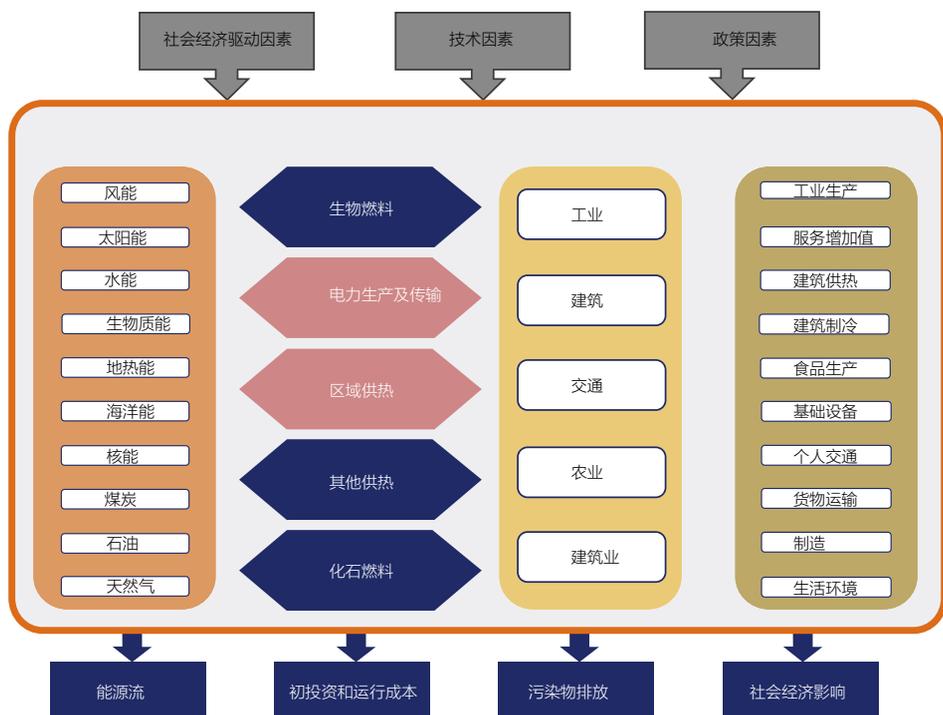


图 5-12 CREPDASAM-DEMAND 和 CREPDASAM-CGE 模型分析框架

目前,《中国 2050 可再生能源发展情景暨路径研究》的三个核心模型间互相反馈只能做到软连接: DEMAND 模型计算终端能源需求并将其中的电力及区域供热需求输入 EDO 模型中, EDO 模型生成的电力投资结果输入到 CGE 模型中, CGE 模型向 DEMAND 模型提供各终端用能部门的活动强度数据(图 5-13)。

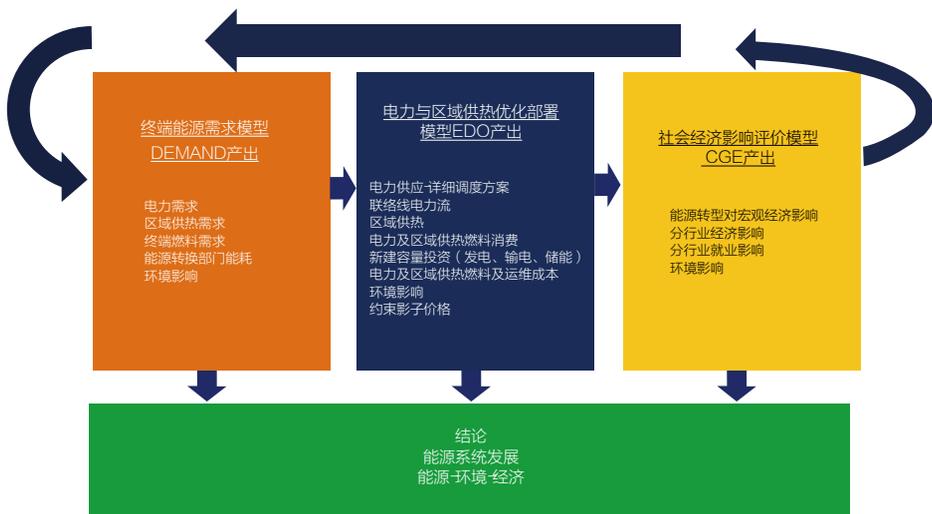


图 5-13 DEMAND、EDO 和 CGE 模型间的软连接

## 六、终端能源需求和结构调整

经济社会发展驱动未来能源需求。本章基于 2030 年的经济社会发展、经济产业升级、能效进步和用能技术变革的趋势，分析了中国不同经济领域的终端能源需求和能源品种结构变化前景。

### （一）终端能源需求分析方法

本研究使用中国可再生能源政策决策支持系统分析模型（CREPDASAM）的终端能源需求模型（DEMAND），利用人口、城镇化、工商业、建筑、出行和运输以及各部门用能结构的统计和分析数据，确定主要终端能源需求的驱动因素，分析预测 2030 年前的终端能源需求规模和结构。

该模型的需求预测基于中国国民经济统计数据 and 国内外行业预测数据，这些数据主要来源于中国统计年鉴、中国能源统计年鉴数据、主要行业研究机构和领先国家相关预测。其中：经济社会预测模型使用了中国政府或大型国际组织的预测数据；能效等技术数据着眼于相应技术或领域的国际领先水平。中国在过去数十年中取得显著技术产业进步，或已然进入国际领先行列，在 2030 年有望在许多领域占据全球领先地位。在此，假定中国 2015 至 2030 年期间稳步推动技术产业升级，并通过积极部署应用目前国际先进技术，在 2030 年在许多领域拥有全球领先技术，在 2030 年后（2050 年）全面实现全球领先。

在本研究中，既定政策情景和高比例可再生能源情景的社会或技术发展假设保持一致。差别的主要原因是用能技术，在该模型下通常是指技术占比或某领域内的燃料占比。在既定政策情景中，中国到 2030 年与当前经济合作与发展组织（OECD）、欧洲（EU25）、美国或日本水平一致。在高比例可再生能源情景中，通过分析国际先进技术水平并咨询相关专家，以确定在各领域内实现可持续发展需要进一步加大能源系统变革的力度，根据不同领域特点、电气化和可再生能源应用潜力，预测设定更先进技术或燃料占比变化趋势。

### （二）终端能源消费现状和结构调整要求

在过去 30 年中，中国在经济发展和社会变化方面实现了快速增长，这导致能源需求激增，目前已成为世界最大的能源消费国。中国经济发展主要受工业驱动，它支撑了全新基础设施、建筑和城市建设。随着社会进一步繁荣昌盛，中国也开始普及家庭汽车，这增加了交通部门对能源的需求。随着人口从农村地区逐渐向城市转移，中国已有超过一半的人口居住在城市。与农村人口相比，城市市民需要大量使用先进能源服务，例如区域供暖和制冷。此外，中国在与农业、建筑业相关的能源消耗中也出现增长。

根据《中国能源统计年鉴 2015》，2014 年中国终端能源消费量为 31.4 亿吨标准煤，考虑到其中工业部门中煤炭、油气生产、炼焦、热力和燃气生产等能源开采加工转换行业的能源消费，其他所有部门终端能源消费为 28.4 亿吨标准煤。据统计，2015 年中国能源消费增长约 0.9%，因此预计 2015 年终端能源总消费也同比例略微增加到约 29 亿吨标

准煤，各部门终端能源消费比 2014 年同比例增加。本研究使用 2015 年的能源需求作为基准，分析预测未来终端能源需求。

(万吨标准煤)

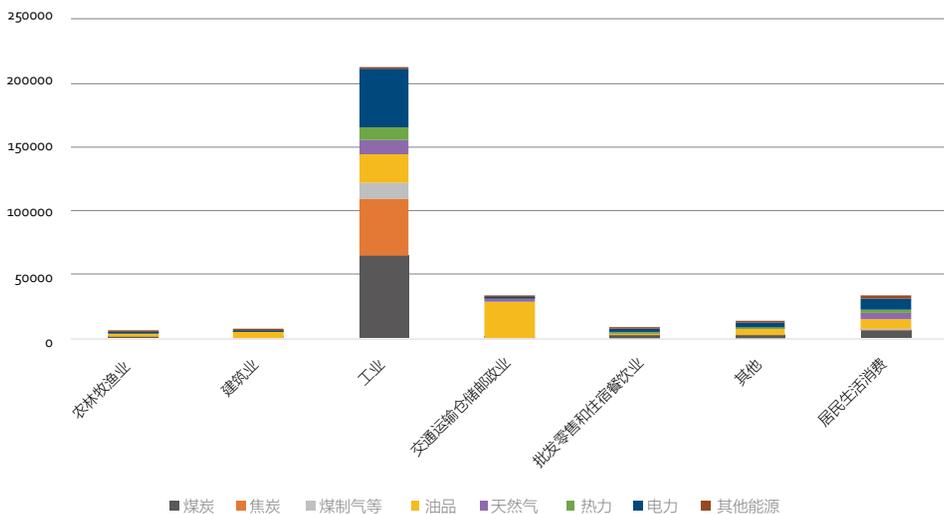


图 6-1 2014 年中国主要领域终端能源需求

目前，中国能源系统仍然严重依赖化石资源，特别是煤炭。即使把发电和供热领域排除在外，煤炭在中国能源系统内也占据着主要地位，很多重工业工厂、商业和居民区都需要使用燃煤锅炉。2015 年化石能源终端消费占比约 74%，煤炭、焦炭和煤制气合计约占 44%，煤炭直接使用约占 25%。中国电力需求很大，特别是第二产业和建筑领域。生物质、太阳能、地热能等非电力可再生能源利用目前只占终端能源消费的小部分，大多数用于农村和小城镇地区居民供热采暖。

发达国家的能源发展历程显示，能源需求随着工业化、城镇化过程呈现增长趋势，在基本完成工业化、城镇化后达到能源消费峰值，能源消费强度也普遍呈现先升后降的趋势。中国处于工业化、城镇化中后期阶段，能源需求也处于增长阶段，在加大能源供给压力的同时也带来了新的机遇。今后中国应坚持能源需求侧与供应侧并重，优化经济和产业产品结构，培育绿色清洁能源消费模式，创新能源供给方式，积极调整终端能源消费结构。特别是，要抑制终端部门煤炭消费、大力推动煤炭替代，从源头上减少“敞开口子供应和消耗”模式，同时在建筑、交通和工业等各个领域环节推动电力和可再生能源利用，加强绿色低碳城镇、交通和工业体系建设，推广清洁电力、可再生能源热利用等清洁能源，形成与人口、资源、环境相协调的能源生产消费格局。

## （三）工业部门

### 1、工业化进程与能源消费

工业经济是中国国民经济的重要基石，工业也是中国能源系统内的最大终端能源消费部门，占终端能源消耗的60%以上。按照中国能源统计年鉴，2014年中国工业部门终端能源消费为21.3亿吨标准煤（其中原料消费2.14亿吨标准煤），扣除能源开采加工业能耗（约2.99亿吨标准煤）约为18.3亿吨标准煤。

目前，中国工业部门的能源消耗主要出现在重化工业（主要包括钢、有色金属、水泥、石化等行业），占工业领域总能源消耗量的70%。但是，发达国家和新兴工业化国家的经验显示，工业领域以重工业占据主导地位是工业化进入中后期的基本特征。进入本世纪以来，中国重工业产值在总工业产值中的占比就一直维持在超过70%的水平上，但增长趋势自2008年以来已开始减缓，占比在2011年达到峰值的71.8%。国家发展和改革委员会投资研究所的最新研究<sup>1</sup>显示，在中国24个最重要的工业领域中，19个已出现产能过剩的情况。其中，钢产能过剩达到40%，铝产能过剩达到58.4%，焦煤达到200%，电器设备为30%，纺织业和服装业的产能过剩情况甚至达到了100%。工业领域，特别是重化工业的产能过剩问题将日益突出。大量企业不得不在短期内经历“去库存”的痛苦历程，并在中期和长期降低产量。近年来，中国工业部门增长率一直在降低，从2010年的12.1%直线降至2014年的7%。随着进入新阶段，工业经济中的重化工业的高速发展期将很快结束。另外，在国内生产成本不断激增的大背景下，智能和自动化生产技术的快速发展和国际贸易及投资规则的再调整，中国制造业的国际区域定位及国际化发展道路正在转型，国内企业将更多“走出去”，利用全球资源和市场，并参与新产业组织形式下的全球分工。预计在“十三五”后，随着工业经济驱动力和增长模式的转变，中国的重化工业将进入平台期和下降期，重化工业产能产量会逐步降低，低附加值工业比重也持续降低，增长点将主要是先进制造业等高新技术产业，其比重不断攀升。

随着重化工业增长率放缓，高耗能行业能源消费也将降低，这主要有两个因素：其一是总产量的降低，二是节能技术进步。工业部门能源结构调整的主要方向将与总能源结构调整相符：首先，大幅度减少煤的占比；其次，增加天然气等高品质清洁能源；第三，生产和用能技术路线升级并增加电力消费占比。因此，预计2020~2030年工业能耗结构调整的趋势为：工业总能源消耗稳中又降，而煤在总能源消耗中的占比也会不断减少，清洁能源（如电能）的占比将不断攀升，工业领域的废热、太阳能中低温余热也将在终端能源供应中扮演相应替代作用。

### 2、工业部门终端能源需求分析框架

终端能源需求模型（DEMAND）将工业领域分为不同种类、级别的多个子领域。下图显示了工业领域终端需求模型的结构。

<sup>1</sup> 吕铁，贺俊，“十三五”中国工业发展的新形势与政策调整·学习与探索·2015年06期

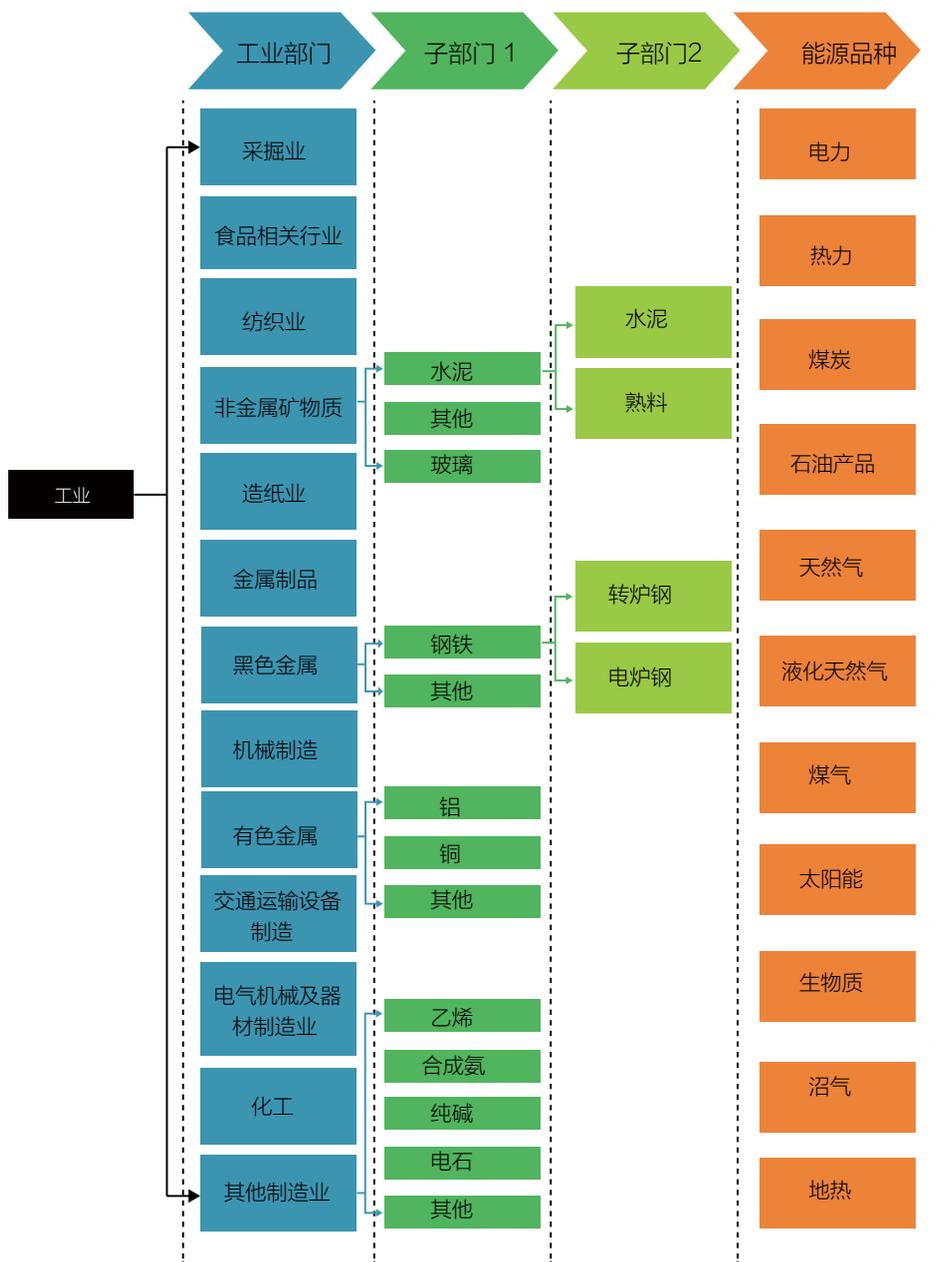


图 6-2 工业部门终端能源需求模型框架

对于重工业领域而言，中国可再生能源开发利用模型 – 终端需求模型根据实物产量构建活动模型。其他行业因涉及的产品众多，研究中以每个行业的工业增加值和单位增加值能耗分别表征其服务量和能耗强度，在此基础上进行终端能源需求分析。表 6-1 显示了第一类产业（主要高耗能产业）的发展预测，其中曲线为示意图。

	2015	2030
化工（百万吨）		
电石头	20	26
烧碱	30	33
合成氨	53	60
乙烯	17	36
有色金属（百万吨）		
铜	8	7
铝	31	20
钢铁（百万吨）		
钢铁	804	700
电炉钢（%）	19	38
转炉钢（%）	81	62
水泥（百万吨）		
熟料	1369	800
水泥	2360	1600

表 6-1 2015 至 2030 年间第一类工业活动水平预测

与第一类工业相比，第二类工业（其他工业）的产品产量差异更大。中国的第二类工业发展态势良好，拥有大量从业者，并在过去 10 几年中跻身全球领先地位，因此中国也被誉为“世界工厂”。中国的第二类工业（其中大量领域以国际市场为竞争舞台）将继续创新生产方法和工艺流程，这最终将实现能源高效型的产业模式。终端需求模型利用工业增加值构建了这些领域的活动模型，预测在两种情景下第二类工业领域将在 2015 至 2030 年间将工业增加值提升一倍。表 6-2 显示了中国制造业经济活动预测。

	2015	2030
制造业（10 亿元）		
其他制造业	2100	4750
电气机械及器材制造业	2580	5220
运输设备制造	1730	3930
设备制造	2080	4200
金属制品业	720	1580
造纸及纸制品业	560	1290
纺织业	1350	2180
食品相关行业	1570	2140
采掘业	2990	4820

表 6-2 2015 至 2030 年间第二类工业活动水平预测

### 3、技术产业进步和能源强度变化

工业领域的能源强度将随着结构调整和技术进步而降低。在既定政策情景和高比例可再生资源情景下，预测中国重工业的能源强度需要在 2050 年降到 2015 年经济合作与发展组织（OECD）和欧盟 25 国（EU25）的水平。就第二类工业而言，中国 2050 年的能源强度降到与届时 EU25 能源强度基本相当，达到世界领先地位。因此，预计到 2030 年中国大部分行业能源强度将普遍下降，但仍然略高于领先水平。各行业的能源强度水平预测见表 6-3。某些领域的能源强度非常小，万元 GDP 能耗的能源强度量级低至  $10^{-7}$  数量级。为方便起见，表中以黄色标识部分是用 2015 年能源强度为基础的变化比例。

	2015	2030
化工 (TCE/ 吨)		
其他	100	51
电石	100	96
烧碱	100	69
合成氨	100	67
乙烯	100	67
有色金属 (TCE/ 吨)		
其他	100	58
铜	100	67
铝	100	72
制造业 (TCE/ 人民币)		
其他制造业	100	50
电气机械及器材制造业	100	70
运输设备制造	100	71
通用设备制造	100	75
金属制品业	100	76
造纸及纸制品业	100	74
纺织业	100	72
食品相关行业	100	74
采掘业	100	95
钢铁 (KgCE/ 吨)		
电炉钢	303	185
转炉钢	622	410
水泥 (KgCE/ 吨)		
熟料	120	80
水泥 (K 个 CE/ 吨)	101	70

表 6-3 2015 至 2030 年间各行各业能源强度变化预测  
注：黄色区域为显示为相对 2015 年的变化指数

#### 4、用能技术和能源品种结构

在既定政策情景和高比例可再生能源情景下，工业部门的活动水平和能源强度基本一致，但高比例可再生能源将致力于提高可再生能源应用和电气化水平。高比例可再生能源情景通过直接利用可再生能源供热，或通过可再生能源供应二次能源的形式（特别是电力）提高可再生能源比例。在重工业中的可再生能源应用主要是二次能源，如电力、集中供热。由于目前生物质能、太阳能、地热能等可再生能源技术主要用于低温供暖，所以许多高耗能行业很难直接利用可再生能源，但在一些食品加工、印染、纺织等轻工业领域具有一定应用潜力。但是必须注意的是，工业部门用能技术应用很大程度上仍然取决于具体工业发展阶段的技术路线和工艺流程，例如钢铁行业的电炉炼钢技术比例取决于全社会累计钢铁蓄积量和回收利用程度。总的来看，近中期工业部门的大规模可再生能源直接应用仍受到技术和产业发展阶段制约，潜力有待在更长期内提升。

#### 5、工业部门终端能源消耗

基于上述工业部门发展、能源强度变化情况以及能源品种结构调整趋势，终端能源需求模型（DEMAND）分析计算了包括不同燃料种类和不同领域的工业终端能源需求。

在既定政策情景和高比例可再生能源情景下，工业部门终端能源消费都基本保持平稳并略有下降，到2030年分别略降到18.3亿和18.1亿吨标准煤，总量差异很小。第一类工业能耗占比虽然略有下滑，但仍然占主导地位；尽管未来制造业仍然快速发展，在工业能源消耗中的占比仍然不高。但是，各部门的能源品种结构都发生较大变化，特别是降低了一些价格相对较高的石油燃料、污染严重的煤炭燃料消耗量，并转而大量使用天然气和电力；高比例可再生能源情景的清洁能源消费量更高、煤炭消费量更低；2030年电力和天然气需求量分别比2015年增加1.5倍和3.4倍，届时分别折合6.59和4.35亿吨标准煤；煤炭和焦炭消费量则降低30%~50%，分别降到约3.14和1.38亿吨标准煤，合计占比约26%。可再生能源供热和集中供热规模也将增加一倍，合计达到1.7亿吨标准煤。图6-3显示，高比例可再生能源情景下的2015至2030年间各燃料的需求情况。

工业部门终端能源消费（百万吨标准煤）

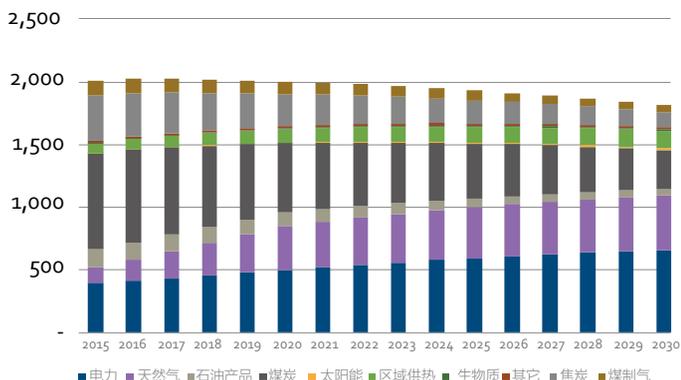


图 6-3 高比例可再生能源情景下工业终端能源需求

## （四）建筑部门

### 1、城镇化与能源消费

建筑部门是决定能源系统能否从化石燃料主导向高比例可再生能源系统转型的重要领域之一。在美国和欧洲，建筑领域对能源的消耗约占主要能源消耗总量的40%。与此形成对比的是，目前中国建筑部门能源消费约占全国能源消耗总量的25–30%。但是，随着经济发展和城镇化进程，以及建筑面积及室内舒适度水平将显著提升，该比例预计将显著提升。在1980至2014年间，中国城镇化率已从之前的20%跃升至54.8%。在本研究中，城镇化率预期将从2015年的55%上升至2020年的60%，再至2030年的68%。现有人均城市和农村居住面积分别为33平方米和35平方米，预计将在城镇化进程和人们改善居住水平的需求推动下而继续增加。人均城镇和农村住房面积预计在2030年达到36平方米和40平方米。到2030年，总建筑面积可达790亿平方米，其中，住宅建筑物为560亿平方米，商业建筑物达230亿平方米。

	2015	2020	2025	2030
人口（百万）	1370	1410	1450	1460
城镇化率（%）	55	60	64	68
城镇住房面积（人均平米数）	33	34	35	36
农村住房面积（人均平米数）	35	37	38	40
住宅型建筑面积（10亿平米）	47	52	54	56
商业建筑面积（10亿平米）	16	18	20	23

表 6-4 中国人口、城镇化与建筑面积

而且，由于中国居民和商业建筑的现代电气普及率和舒适度水平还很低，目前中国建筑领域的能耗强度仍然明显低于发达国家水平。但是，随着人们追求舒适生活和现代商业，建筑部门终端能源需求——如供暖、制冷、通风、照明、家用电器及办公设备能耗量——将快速增长，驱动未来中国建筑能源消耗将呈持续增长趋势。

### 2、建筑部门终端能源需求分析框架

终端能源需求模型（DEMAND）根据分布气候区、建筑类型和能源服务分析建筑部门用能。首先，全国建筑部门可分为三个主要建筑气候带，包括中国北部（严寒和寒冷地区）、过渡区（炎热夏季和寒冷冬季区）及中国南部地区（炎热夏季、温暖冬季和温带区）。在每个建筑气候带内，建筑可进一步按建筑类型和功能（居住和商用建筑）划分，并具备不同的能源使用特点。根据各类型建筑，我们进一步构建了能源终端使用模型，包括供暖、制冷、炊事、热水、照明、家用电器和其他用途。最后，不同的终端能源使用技术和燃料与特定建筑类型每个终端用途相关（图 6-4）。

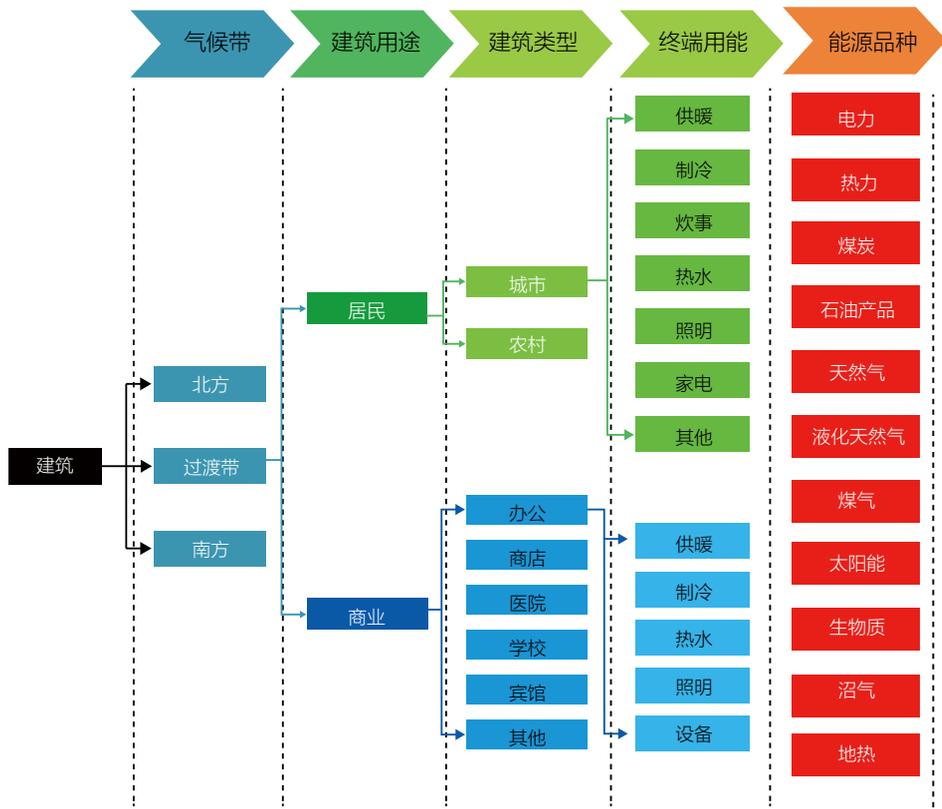


图 6-4 建筑部门终端能源需求模型框架

### 3、建筑用能技术

住宅建筑能源需求主要来自采暖、炊事和家用电器等三个部分。居民用电主要用于炊事、空调及家用电器。比照发达国家的建筑通风制冷能耗水平，随着居民对住宅环境的舒适程度追求越来越高，未来中国住宅建筑在制冷通风电器方面的耗能将大幅提高。目前中国城镇和农村地区居民均已普及冰箱、洗衣机和电视等日常家用电器，未来还将大量普及电脑等信息类家用电器。公共建筑将大量采用集中供热、先进节能保温技术，建筑节能率逐年提高，建筑采暖能耗强度指数将持续降低，大型公共建筑仍以集中空调系统供暖（即热泵）和集中供热为主。

除了电力，可再生能源供热在建筑部门具有较大应用潜力。在全球，可再生能源供热占总供热需求的 25%，而三分之二的可再生能源源自生物质。在中国农村地区，生物质广泛用于供暖、热水和炊事。然而，生物质炉的能源效率很低，且不可避免地会产生空气污染物。现代生物质应用技术包括基于生物质的热电联供和生物质锅炉。就太阳能的应用而言，中国位列全球领先水平，大规模的太阳能热系统已在区域供暖领域开始应用。最近数年，可满足供热、制冷和热水需求的大型混合太阳能热系统已然成为一种全新趋势。太

太阳能 & 冷却技术可转换太阳能，为居住建筑、公共建筑和工业应用提供热水、空间供暖、冷却和游泳池加热服务。公共建筑将在保留甚至增加集中空调系统供暖（热泵）的同时，大量采用太阳能、生物质能和地热等可再生能源代替化石能源集中供热。在欧洲，太阳能和生物质/天然气混合系统可 100% 满足水暖需求和 15–30% 的供热需求。未来，大型集中式和混合式太阳能系统将得到更为普遍的应用，以更高效地利用太阳能。地热能应用技术包括直接使用和地源热泵等。与锅炉供暖相比，地源热泵系统的能源效率很高，比天然气锅炉燃料消耗低 60%，比燃煤锅炉消耗消耗低 30%。此外，在夏季，地源热泵技术的运营成本比传统空调的成本低 40–60%。

太阳能	太阳能：供热和水加热	x	x	
	太阳能光伏			x
	太阳能供暖和冷却	x	x	x
地热	深 - 高温	x		x
	深 - 低温	x	x	
	浅 - 低温	x	x	
生物质	锅炉	x		
	热电联供	x		x
	热冷电联供	x	x	x
	城市生活垃圾焚烧	x		x
电力	生物燃气	x		x
	电锅炉	x		
	热泵	x	x	

表 6-5 建筑相关可再生能源技术和应用类型

#### 4、建筑部门终端能源需求

按照上述模型的情景分析，随着人口进一步增长和城镇化水平不断提高，建筑作为人们工作生活和休闲的主要空间将消耗越来越多的能源，到 2030 年建筑部门终端能源需求达到 7.9 亿吨标准煤，主要用于采暖、制冷和各种电器设备的耗能，这些将大量使用电能和可再生能源，最大限度开发利用各类可再生能源。



(百万吨标准煤)

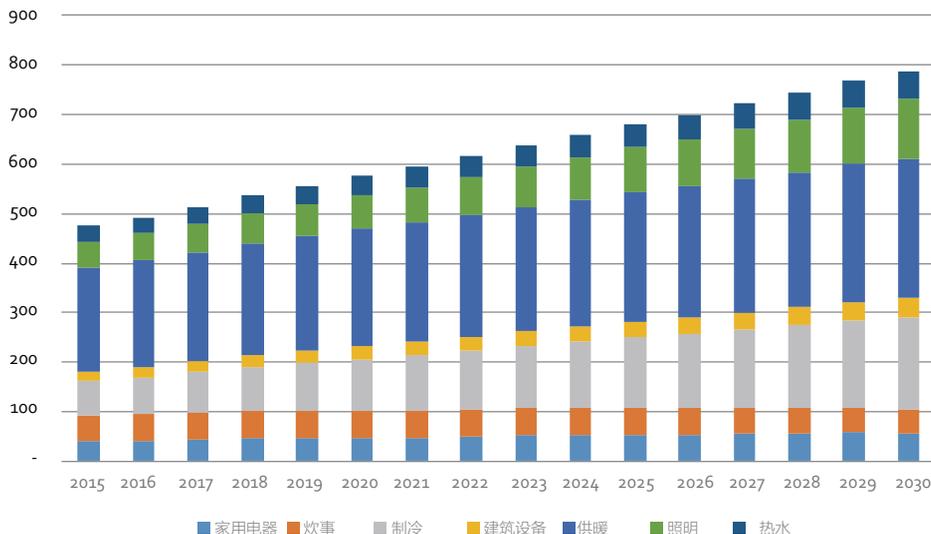


图 6-5 建筑部门各类活动耗能

届时建筑部门能耗结构明显改善，其中煤炭消费不再增长并开始下降，天然气消费稳步增加到 0.67 亿吨标准煤，电力消费持续快速增加到 3.5 万亿千瓦时（4.3 亿吨标准煤），集中供热、生物质、太阳能、地热能供热等可再生能源供热增加到 1.88 亿吨标准煤。

### 建筑部门各类燃料消费（百万吨标准煤）

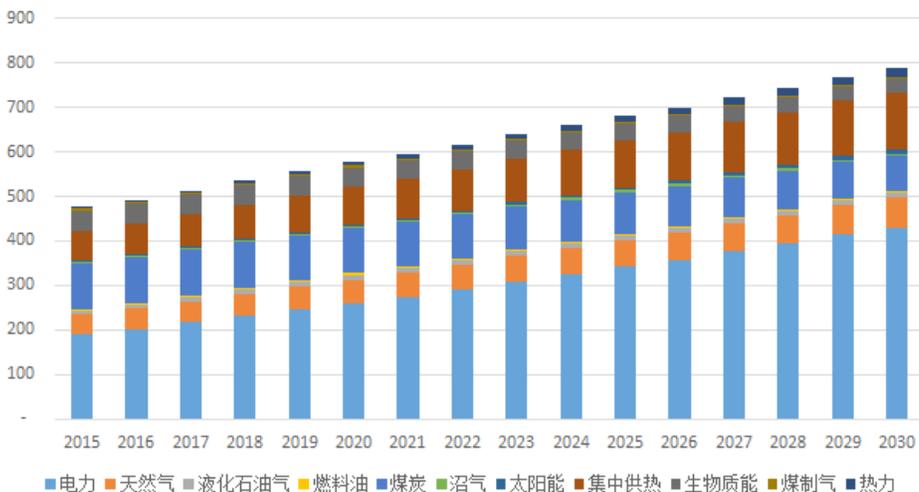


图 6-6 建筑部门终端能源消费结构

## （五）交通运输部门

### 1、交通用能趋势和分析框架

运输领域伴随着中国经济的增长而发展。交通部运输门是中国能源消费增长最快的领域，交通部门用能结构变化的主要趋势是电驱动和生物燃料代替石油产品，另外，天然气替代、混合动力也将占据一定市场份额。目前中国客车领域除大型客车外，主要采用汽油内燃机技术，新能源汽车主要以纯电动汽车、内燃机天然气汽车以及混合动力汽油汽车为主。在货车领域，柴油内燃机汽车技术为主流，基本没有采用新能源汽车车型。图 6-7 表示的是适用于运输行业的终端能源需求分析模型。

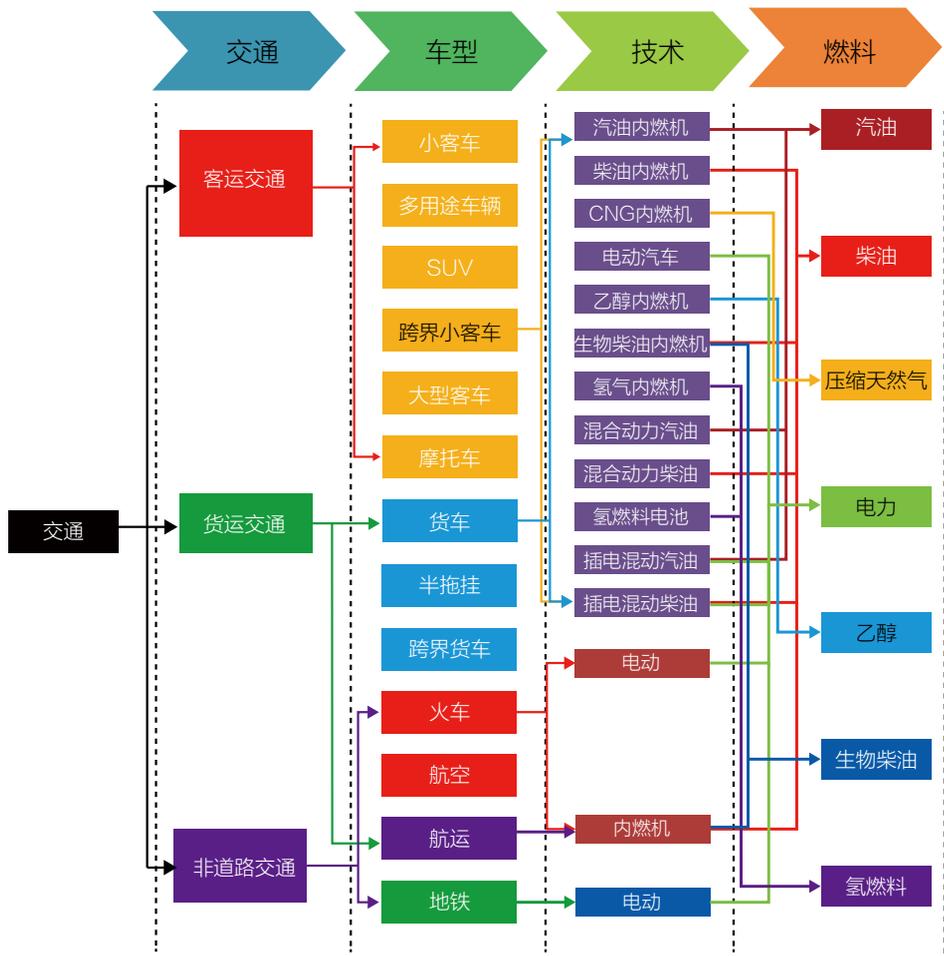


图 6-7 交通部门终端能源需求分析模型

## 2、道路交通与汽车销量

在道路交通部门中，新能源汽车销量直接决定了未来中国交通能源结构和排放强度。终端能源需求分析模型对的运输领域中运用存货周转率分析模式，即利用不同车辆技术的销售额作为主要的输入。这种建模形式可以使得对交通用能的描述更加精准。在整个研究阶段，中国汽车总销售额预期将实现增长。但是，受到可持续交通发展的影响，即非机动车和公共交通的增长，汽车销售额的增长率将逐渐下滑。表 6-6 和表 6-7 显示了不同技术车辆的销售预测。

在既定政策情景中，使用混合动力车型快速发展。目前占优势地位汽油内燃机汽车将一直增长直到 2025 年，此后汽油汽车的销售额将有所下降。既定政策情景将继续考虑内燃机动力技术，但是综合能效更高的混合汽油车的发展更为迅速，并成为主力车型。

乘用车动力技术比例 (%)				
	既定政策情景		高比例可再生能源情景	
	2015	2030	2015	2030
燃料电池	0	0	0	2
电动汽车	1	5	1	35
插电式混合动力汽车 (柴油)	0	2	0	0
插电式混合动力汽车 (汽油)	0	9	0	2
混合动力汽车 (柴油)	0	1	0	0
混合动力汽车 (汽油)	1	21	1	1
内燃机汽车 (氢能)	0	0	0	0
内燃机汽车 (生物柴油)	0	1	0	1
内燃机汽车 (乙醇)	0	1	0	2
内燃机汽车 (液化天然气)	1	1	1	0
内燃机汽车 (压缩天然气)	1	1	1	1
内燃机汽车 (柴油)	1	1	1	0
内燃机汽车 (汽油)	96	57	96	55

表 6-6 乘用车情景年销售额中的技术占比表

高比例可再生能源情景着重强调新能源汽车，特别是电动车。预计在 2020 年和 2030 年之间，电动汽车的销售将经历快速增长，并在 2030 年前成为汽车销售市场的主导技术。液体燃料汽车仅适合那些由于出行强度极高或缺乏充电基础设施，而不能利用电动汽车技术的人群。鉴于其在重型运输领域（货物运输等）情景拥有巨大潜力，所以燃料电池汽车的显著增长也将出现在高比例可再生能源情景中。

货车动力技术比例 (%)				
	既定政策情景		高比例可再生能源情景	
	2015	2030	2015	2030
燃料电池	0	2	0	15
电动汽车	0	2	0	4
插电式混合动力汽车 (柴油)	0	2	0	13
插电式混合动力汽车 (汽油)	0	2	0	2
混合动力汽车 (柴油)	0	15	0	0
混合动力汽车 (汽油)	0	3	0	0
内燃机汽车 (氢能)	0	0	0	0
内燃机汽车 (生物柴油)	0	2	0	4
内燃机汽车 (乙醇)	0	1	0	2
内燃机汽车 (液化天然气)	1	5	0	1
内燃机汽车 (压缩天然气)	1	0	1	0
内燃机汽车 (柴油)	80	54	80	47
内燃机汽车 (汽油)	18	11	18	11

表 6-7 货物运输车辆年销售额中的技术占比表

### 3、非道路运输

非道路运输包括航空、轮渡和轨道运输。对于货物运输来说，受到经济发展的影响，在中国对非道路服务的需求预期将上升。由于此行业领域的活动已经发展广泛，预计货物服务需求的增长将低于经济发展的水平。在整个分析过程中，轨道运输的份额主要为电气化火车承担。轮渡和航空货物运输则只使用液体燃料，并更关注含生物燃料的混合动力技术。

### 4、交通部门能源需求

基于以上所述假设计算整个运输领域的能源消耗。既定政策情景将导致交通运输部门能源需求的大幅增长，2030 年达到 9 亿吨标准煤，且主要是化石燃料使用的增长，如图 6-8 所示。

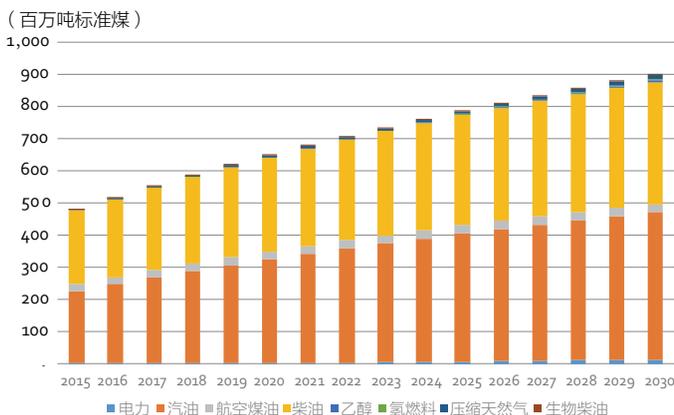


图 6-8 既定政策情景中交通部门终端能源需求

高比例可再生能源情景将更大比例地关注运输领域的电动车。此领域对能源的需求有较大幅度的增长，但是通过使用更为高效的技术，低于既定的政策情景中能源需求，约为 8.34 亿吨标准煤，见图 6-9。

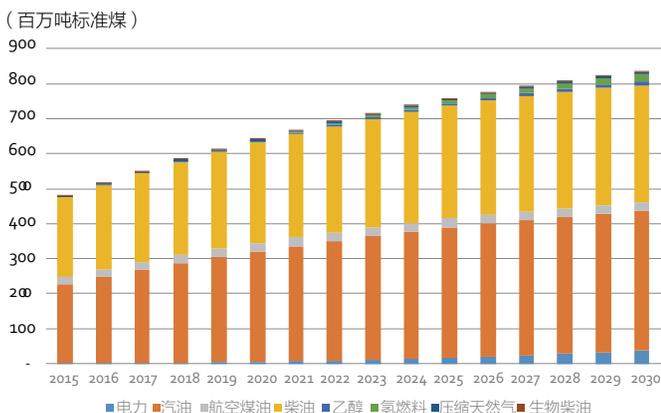


图 6-9 高比例可再生能源情景中交通部门终端能源需求

## (六) 农业和建筑领域

中国目前农业仍然没有实现现代化，预计今后二十年随着农民进城和农业集约经营程度增加，农业现代化将驱动农业机械化和电气化，从而导致农业部门能源消费结构明显调整。终端煤炭消费控制是重点，煤炭消费将逐步下降；农业机械化水平会有所提高，但考虑到燃油效率提高和电力替代，石油产品消费也将有巨大替代和削减潜力。电力消费随着农业机械化和电气化水平提高而稳步增加。总体来看，预计农业部门终端能源消费总量基本保持平稳，约 6000 万吨标准煤，但其中电力消费占比从 2015 年的 33% 提高到 50%。

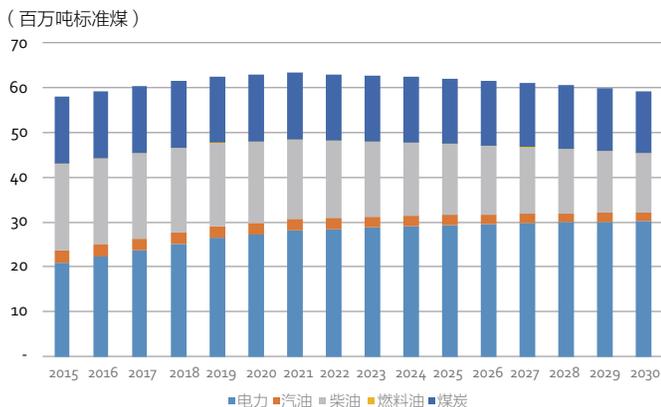


图 6-10 农业部门终端能源消费情景分析

中国已经进入城镇化中后期阶段，建筑业的能耗基本达到峰值，今后将随着建筑类型和工程技术而调整能源结构，减少燃油和煤炭消费，提高清洁便捷的电力消费比重。预计到2030年建筑业能源消费约6800万吨标准煤，主要是燃料油和电力消费。

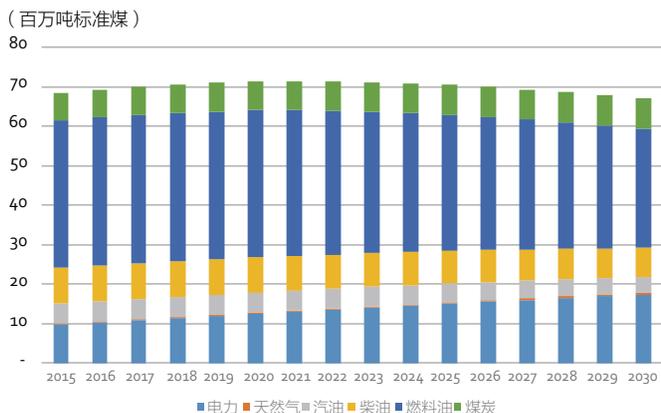


图 6-11 建筑业终端能源消费情景

## (七) 终端能源总需求

综合上述分析，受到建筑和交通部门能耗增加的影响，预计2030年之前中国的终端能源需求将持续上升接近峰值。两个情景采用相同的能源服务和能源效率假设，因此在最终能源需求上差异不大。在高比例可再生能源情景下达到35.6亿吨标准煤，在既定政策情景下则略高9000万吨，达到36.5亿吨标准煤。见图6-12。

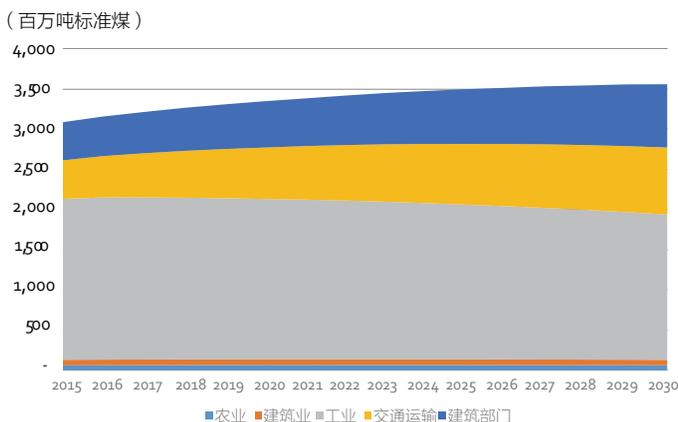


图 6-12 高比例可再生能源情景下各部门终端能源需求

两种情景通过使用不同的技术从而使得能源消耗稍有不同，高比例可再生能源情景更积极使用电力、可再生能源供热、液体燃料，大部分能源需求差异是由于在高比例可再生能源情景中的较高电气化程度。2030 年高比例可再生能源情景下终端电气化比重达到 33%，终端电力消费量约为 9.6 万亿千瓦时。

(百万吨标准煤)

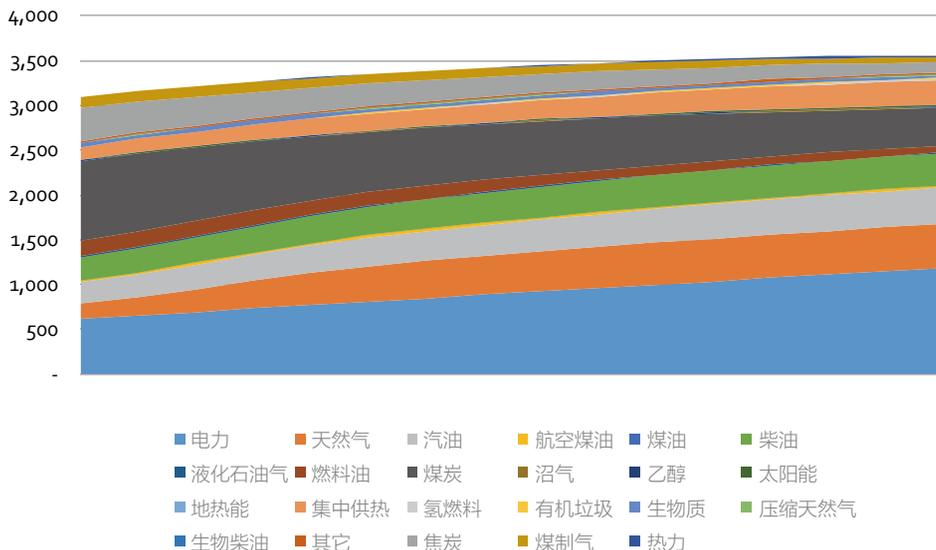


图 6-13 高比例可再生能源情景下分品种终端能源需求

## 七、电力和热力生产转型

### (一) 电力部门情景分析

制定可再生能源发展情景时，电力部门扮演着重要角色。首先，风能和太阳能等重要可再生能源主要通过电力方式得以应用。其次，波动性可再生能源电力生产为电力系统的调度提出了新的挑战，对传统火力发电厂及并网输电线路的运行产生影响。尤其是在中国，热电联产更是优化电力系统运行的重要因素。

为了适应未来可再生能源电力发展战略研究的要求，如第 5 章所述，国家可再生能源中心（CNREC）针对中国电力和区域供热系统自主开发了系统分析模型——中国可再生能源政策决策支持系统分析模型之电力与区域供热优化模型（CREPDASAM-EDO）。该系统模型采用自下而上的设计思路，每一部分（如发电技术、储能技术或输电线路）都以一系列描述相关部分如何在系统中运行的方程式和输入参数来表示。典型单机容量和热电比等技术约束、资源的约束以及与运营相关的经济成本和排放约束等都涵盖其中。通过优

化，模型找到满足所有技术约束条件以及明确的政策目标或监管约束等其他条件下的电力及热力系统最低成本拓展方案。因此，该模型系统可针对新的发电容量、电力传输和储能方面做出最优投资，并针对所有时间步、每一区域的每一种机组找出成本最优的运行方式。

CREPDASAM-EDO 覆盖中国 31 个省（市、自治区）。根据实际电网架构，内蒙古电网被分为东西两部分，因此在 EDO 模型中总共创建了 32 个不同的地理区域。在每一区域内，模型分别计算发电和地区供热机组的发电量、电力消费和存储运行，计算各省份之间电力传输。模型中对与这些活动相关的燃料消耗、排放及该系统运营的经济成本进行了计算。由于电力的生产和消费需要在同一时间完成，因此在每一时间步，必须在系统中的每一点上维持电力平衡。而时间分辨率则可以在模型运行中根据需要自行设定，最低可以维持在小时级水平上。

CREPDASAM-EDO 模型根据以下电力系统模块化概念运行，用户设置及输入数据如下：

经济调度优化——优化决策每一机组的最优运行水平；满足电网中每一区域以及每一时间步的电力及热力需求；优化运行受限于电网约束、电力系统运行技术约束及其他约束约束条件。

机组启停组合——和经济调度优化相似，增加了机组的成本和技术运行特性的复杂度，机组启停成本的操作和不连续特性则会影响到后续优化决策。

容量拓展——一方面，模型可以内生确定各类技术容量，另一方面，也可使用 EDO 模型在满足外生系统电力和热力需求以及经济学理论的前提下，在发电、电力传输和储能方面进行投资及容量扩展。

本质上，EDO 模型是一系列线性优化程序（或者混合整数线性程序），每一轮优化在时域内覆盖一周或一年，可以通过标准的商业优化算法解决。CREPDASAM-EDO 模型包含描述基年系统容量的输入数据。包括以下内容：

- 各省安装的各类型发电技术的初始容量
- 历史年度用电量
- 小时级负荷变化情况
- 电力需求负荷预测结果
- 机组退役预测
- 燃料价格预测
- 资源潜力
- 影响发电技术部署或运营的当前及未来政策

在使用 EDO 模型进行情景分析时，重要的是要阐明未来发展的政策驱动因素以及约束整个电力及热力系统经济优化运行的制约因素和边界。

电力系统转型的驱动因素和约束条件

在每一种情景下，CREPDASAM-EDO 模型都对电力的生产、消费、传输、储能、运行、机组运行计划以及年度新增量进行优化。根据情景中的驱动因素得出上述变量水平。



## 需求驱动因素

CREPDASAM-EDO 模型优化运行的核心目标就是满足任一地点、时间的电力及热力需求。EDO 模型所使用的电力和热力需求参数来自于终端用能部门模型（DEMAND）：

- 电力需求
- 集中供热热力需求

同时根据时间序列消费分布情况，在省级层面上对来自于终端用能分析模型的结论进行分解。

2015 年的全社会耗电量为 5.55 万亿千瓦时，根据既定政策情景，预计在 2020 年电力需求增加到 6.7 万亿千瓦时，2030 年会增加到 9.4 万亿千瓦时。

在高比例可再生能源情景中，全社会电力消费量将更高，在 2020 年增加到 7.0 万亿千瓦时，2030 年会增加到 9.9 万亿千瓦时。

此外，高比例可再生能源情景实施的需求侧响应措施会鼓励工业用电负荷转移，在 2030 年，提供高达峰值需求 1.2% 的灵活度。此外，削峰计划预计在 2030 年能提供高达峰值需求 1.3% 的灵活度。

2030 年，高比例可再生能源情景中，电动车辆（EV）部署将达到 1 亿辆左右，其中三分之二为智能充电型。根据不同车辆的使用模式，这一结果会带来大约 3.7 亿千瓦的智能充电容量。该情景下还考虑到了报废电动车辆蓄电池梯次利用于静态蓄电的措施影响。

### 1、政策驱动因素

EDO 模型考虑了以下政策驱动因素：可再生能源规划中明确的最低规划容量，可再生能源发电占全社会用电量发展目标，不同阶段的发展目标不尽相同。2020 年前，各主要风电基地风能目标合计为 1.65 亿千瓦，全国风电发展目标为 2.1 亿千瓦，其中 500 万千瓦为海上风力发电，并在 2022 年之前海上风电发展规模达到 1000 万千瓦。在国家可再生能源“十三五规划”中，到 2030 年，中国风电装机规模将到达 5 亿千瓦。因此，既定政策情景中的风电发展规模同样为 5 亿千瓦。而在高比例可再生能源情景中，风电发展目标在 2020 年达到到 3.5 亿千瓦，并于 2030 年增长到 10 亿千瓦。

太阳能发电方面，既定政策情景设定了最低发展目标，2020 年为 1.7 亿千瓦，2030 年为 5 亿千瓦。在 2020 年的 1.7 亿千瓦容量中，5800 万千瓦为分布式光伏发电，1000 万千瓦为聚光太阳能发电。2030 年发展目标为 5 亿千瓦，其中 2.5 亿千瓦为分布式光伏发电，4000 万千瓦为聚光太阳能发电。这些目标的设定都是基于“国家可再生能源十三五规划”，国家设定的 2020 年太阳能发电目标规模为 1.1 亿千瓦并努力实现 1.6 亿千瓦，到 2030 年，中国的太阳能发电装机将达到 5 亿千瓦。在高比例可再生能源情景中，太阳能发电的并网装机目标在 2020 年达到 2.1 亿千瓦（其中 0.95 亿千瓦为分布式光伏发电），2030 年达到 11 亿千瓦（其中 5.5 亿千瓦为分布式发电）。

生物质方面，在既定政策情景中，累积装机发电容量在 2020 年将达到 1500 万千瓦，在 2030 年将达到 2000 万千瓦。在高比例可再生能源情景中，上述目标值分别增长到 2020 年的 2000 万千瓦和 2030 年的 2500 万千瓦。

在两种情景下，基于制定中的“国家十三五海洋能源规划”，潮汐和波浪能的发展目标在 2020 年预计合计将达到 5 万千瓦，在 2030 年达到 50 万千瓦。

## 2、调度运行规则驱动因素

通过设定调度运行约束以反映当前实际采用的调度规则：

1. 保证热电联产机组一定的年度满负荷运行小时数。
2. 基于当前可再生能源出力功率预测信息和低置信容量的省级机组开机计划约束。
3. 省间电力传输计划——根据典型供求情况而非实时供求情况制定。传统的省间电力传输计划分别针对日间及夜间制定不同的输电功率水平，并在一定时域（比如一周）内严格实行输电计划。

两种情景均假设在 2025 年之前将完成向高效电力市场的成功转型。同样，在 2025 年之前，保证满负荷运行时间和机组开机计划运行约束也将逐渐放宽，而严格的传输计划约束也将在 2020 年放宽。

## 3、最低成本驱动因素

基于上述约束和情景，CREPDASAM-EDO 模型可通过优化运行得出在技术及运行约束条件下的，系统最低成本方案。

### 电力部门发展情景设定的主要差异

基年 2015 年可再生能源发电装机容量：

风能：1.3 亿千瓦

太阳能：4300 万千瓦

各类生物质发电：1000 万千瓦

#### 既定政策情景

各类技术装机容量目标：

风力发电：2020 年 2.1 亿千瓦，2030 年 5 亿千瓦

太阳能发电：2020 年 1.7 亿千瓦，2030 年 5 亿千瓦（其中 2020 年和 2030 年分布式光伏发电装机容量分别为 0.58 亿千瓦和 2.5 亿千瓦）

各类生物质发电：2020 年 1500 万千瓦，2030 年 2000 万千瓦

#### 高比例可再生能源情景

高比例可再生能源情景描述了一条在 2050 年实现 86% 电力来自可再生能源的发展道路。

各类技术装机容量目标：

风力发电：2020 年 3.5 亿千瓦，2030 年 10 亿千瓦

太阳能发电：2020 年 2.1 亿千瓦，2030 年 11 亿千瓦（其中分别有 0.95 亿千瓦和 5.5 亿千瓦为分布式光伏发电）

各类生物质发电：2020 年 2000 万千瓦，2030 年 2500 万千瓦

#### 电力需求和电气化

电力需求将从 2015 年的 5.5 万亿千瓦时增长到：

既定政策情景：2020 年 6.7 万亿千瓦时，2030 年 9.4 万亿千瓦时

高比例可再生能源情景：2020 年 7 万亿千瓦时，2030 年 9.9 万亿千瓦时

### 灵活性需求侧响应

高比例可再生能源情景假定推行需求响应计划会产生以下结果：

工业电力消耗的负荷转移，从而在 2030 年，提供高达峰值需求 1.2% 的灵活性。

削峰计划（主要是交流负荷）将在 2030 年能提供高达峰值需求 1.3% 的灵活性。

最后，电动车辆的部署将达到 1 亿辆左右，其中三分之二为智能充电型，可提供大约 3.7 亿千瓦的充放电容量。此外，报废电动车辆蓄电池梯次利用于静态蓄电。

## （二）各类发电技术容量部署约束

在 CREPDASAM-EDO 可用发电技术目录中的每一种技术类型都有不同的容量部署约束。

### 1、基于政策的约束

2015 年底，正在建设施工中的煤电容量大约 2 亿千瓦，约有 4000 万千瓦已获得许可，另外还有 2.15 亿千瓦正在进行许可前准备工作。因此，2020 年之前新增煤电容量的具有如下部署约束：

- 2015 年底，至少投建 2 亿千瓦。
- 2015 年底，建造中及已获许可及预许可的煤电机组达到 4.55 亿千瓦。

考虑到中国在 13 个省已经停止审批煤电厂，并在另外 15 个省推迟已批准煤电厂的建设，到 2020 年，新增煤电机组容量最大可达到 2.9 亿千瓦。EDO 模型在省级层面上对这些煤电发展情景进行了分解。

在京津冀、长江三角洲、珠江三角洲等核心区域，在 2020 年以后将不再新增煤电机组建设。2017 年后，北京将全部淘汰煤电机组。

### 2、基于资源的约束

EDO 中设定的中国风电可供开发的总资源潜力为：

- 陆上 48.99 亿千瓦
- 海上 2.170 亿千瓦

每个省陆上风能资源质量按照等级水平可分为三级，以及基于 2015 年现有装机量的第四“级”。海上潜力是基于预计的可行技术潜力。

到 2030 年，海上风电的最大开发限值为 1600 万千瓦。

海上风能和海洋能技术仅限于沿海省份，包括江苏、山东、上海、河北、广东、福建、浙江、广西、辽宁、天津和海南。

在情景分析中，太阳能发电的总资源潜力预计为 38 亿千瓦，分为四个等级：

- 建筑一体化分布式光伏发电（5.4 亿千瓦）
- 其他分布式光伏发电（例如各类林光、渔光互补等多种形式，4.050 亿千瓦）

- 地面光伏电站（26.07 亿千瓦）
- 太阳能热发电（2.48 亿千瓦）

到 2020 年，各类农林剩余物生物质最大可利用规模为 5.4EJ，2030 年将达到 6.3EJ，而最大可用城市固体废物将在 2020 年达到 1EJ，2030 年达到 6.3EJ。

### 3、基于市场的约束

两个主要情景都遵循着走向市场改革的路线。最初，监管作用会起到主导作用，但在 2020–2025 年之后，电力市场的转型基本完成。

在真正电力市场建立之前，很多具有成本效益的技术都不是具有商业利益的投资。其中包括有很大可能改善可再生能源融合的技术，特别是电热锅炉、加热泵和蓄热等区域功能技术。这些技术只有在得到直接支持，或者在有一个能反映电力系统成本变化的电力市场情况下，这些技术才能产生经济效益，而在模型中，这些机制将在 2020 年以后获得许可。

### 4、水力发电、核能和天然气的开发

两个情景不存在水电和核电部署上的区别。尽管这些技术对中国电力系统的脱碳化具有深远影响，但它们并不是情景分析的焦点。此外，模型并没有足够详细的数据来表明不同水电项目的成本变化，因为此种成本具有很强的位置特异性。

两种情景中使用了同样的水电部署，2015 年的初始容量为 3.2 亿千瓦。到 2020 年的部署与国家的发展计划一致，总容量为 3.56 亿千瓦。到 2030 年，累计装机容量将达到 4.6 亿千瓦。除了这些固定的水力发电设施以外，模型还允许对抽水蓄能机组进行投资，作为一种平衡可变可再生能源技术的技术。

到 2015 年底，中国的核电装机容量为 2700 万千瓦。分别部署在 7 个省，即辽宁、江苏、浙江、福建、广东、广西和海南。其中每个省都将持续扩大本省的装机容量。到 2020 年，总装机容量将达到 0.58 亿千瓦，到 2030 年，将达到约 0.75 亿千瓦。

2030 年电力和区域供热部门的天然气消费预计将达到中国天然气总消耗量的 40%。模型中使用天然气价格水平作为一项输入值，但模型的最低天然气消耗约束可以直接发现天然气相对于其他能源品种的边际价格。在缺乏煤炭市场价格及反映其他外部效应的情情况下，天然气的边际价格（价值）将低于当前的价格水平。



## 5、电力系统发展

两个情景在电力供应侧的主要情景结论区别在于可再生能源的装机时序，以及电气化水平的高低。

既定政策情景中总装机容量将从 2015 年的 15 亿千瓦增长到 2020 年的 19 亿千瓦和 2030 年的 25.1 亿千瓦。其中包括发电和储能容量。在高比例可再生能源情景中，总装机容量将在 2020 年增长到 21.12 亿千瓦，在 2030 年增长到 36.5 亿千瓦，其中很大一部分需求响应容量来自于电动车的智能充电以及工业和住宅的需求响应措施。

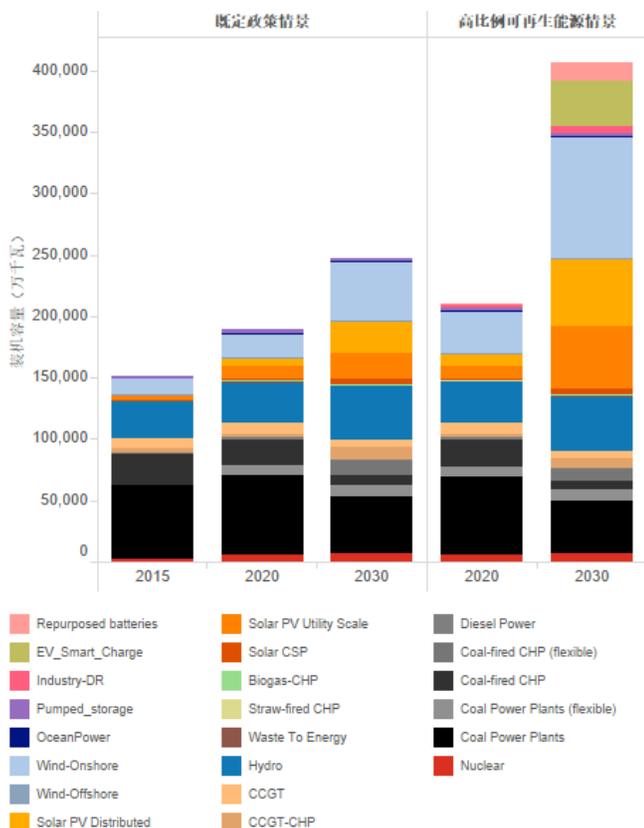


图 7-1 两种情景下装机发电容量 (2015~2030)

注：电动车智能充电容量指的是可智能充电的车载电池的充电容量，而不是从电力系统角度看到的其瞬时可充电量，后者的数值要小得多，且基于车辆的使用和充电行为，每小时都会发生变化。

根据目前发展趋势，煤电容量在“十三五”期间会继续有所增加，但在 2020 年后，会呈下降之势，所以在两种情景下，2030 年的煤电装机容量将低于 2015 年。灵活机组及基荷机组的混合使用，包括冷凝和热电联产，将从内部推动煤电厂的自然淘汰。天然气作为一种更干净火力发电的过渡燃料，在两种情景中的作用都会有所凸显，尤其是在城市和使用热电联产的区域。

在两种情景下，水力发电和核能发电都属于外源型（依据外部设定的既定目标）发展，将不断提高能源构成中非化石能源发电的比例。最后，两种情景（尤其是高比例可再生能源情景）中最引人注目的变化是风能和太阳能等波动性可再生能源装机量的延续和加速增长，这两种可再生能源的发展将遵循本章节前文所述的情景政策容量目标。

在两种情景下，发电组成将根据定义的输入值和约束参数发展变化。2015年，25%的发电量都来自于可再生能源。在既定政策情景下，这一比例将在2030年达到37%；而在高比例可再生能源情景中，这一比例将达到53%。在两种情景下，非化石能源发电量所占占比将从2015年的29%分别增长到47%和60%。可再生能源和非化石能源比例的差异完全是由核能的贡献决定的。

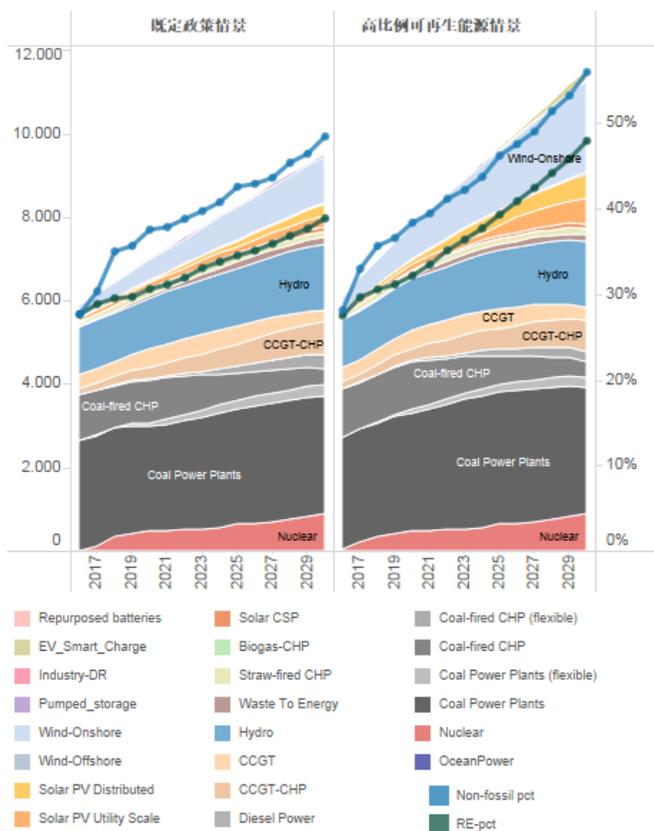


图 7-2 两种情景下的发电组成以及可再生能源比例和非化石能源比例（太千瓦时）

在情景优化过程中，生产模拟模型以每小时为时域进行测算。

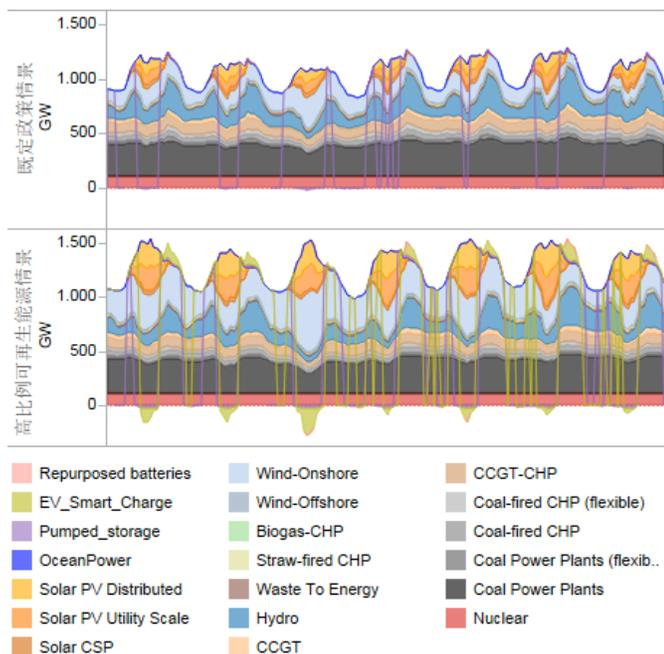


图 7-3 两种情景下 2030 年一个样本周 (12) 内国家电力供应和蓄能的每小时调度

小时级的生产模拟验证了电力系统能够在特定发电、输电、储能和需求响应容量组成下，维持小时级水平的平衡。通过模型，波动性可再生能源产出的缩减非常有限。但是，这一结果基于与电力系统经济和制度框架相关的大量假设。这些假设包括电力供应、传输、储能和供求响应能力部署及使用的整体规划；通过有效的激励措施推动资产所有者按照整体系统目标发展和运营，特别是假设电力改革会形成高效的电力市场；消除了制度壁垒，修改调整了运营方式和视角，使之符合高比例可再生能源电力系统的特征，特别是波动性可再生能源的高比例应用。

### （三）电力消费量需求预测

未来的 20 年内，中国的电力需求依然具备增长的动力。在“十三五”期间，中国的经济将维持稳定的增长，并将逐步完成工业化，提高电气化。在既定政策情景中，2016-2020 年的电力消耗增长将逐渐放缓。平均年增长率大约为 4.8%。在高比例可再生能源情景中，增长速度相比过去也有所减缓，但是电气化水平仍会提高，平均将达到 5.4% 左右，或者比既定政策情景高出 0.6 个百分点。

总体的电力消耗发展是基于来自 CREPDASAMEND-USE 模型的输入。两种情景的区别在于高比例可再生能源情景使用电气化作为一种手段，籍此提高可再生能源在整个能源系统中所占的比例。

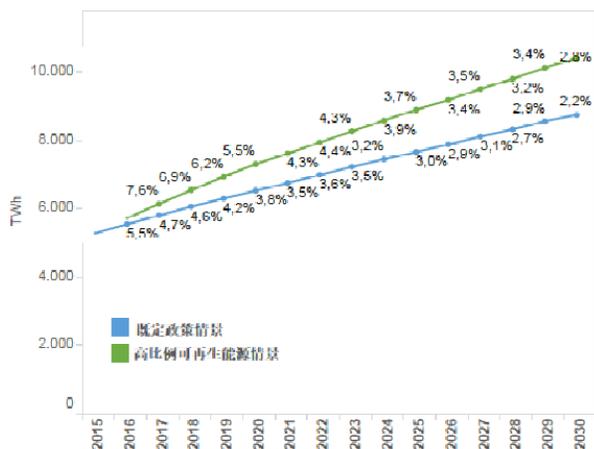


图 7-4 两种情景下的全社会电力消耗

在 2020 年后，中国逐渐进入后工业化阶段，工业增长速度会随之大幅减缓，从而进一步降低电力需求的增长。在既定政策情景中，2021-2030 年期间，平均年增长率将从 3.1% 降低到 2030 年的 2.2%。在高比例可再生能源情景中，2021-2030 年期间，增长速度也会变缓，平均年增长会降低到 3.7%，届时将比既定政策情景中的年平均增长率高出 0.6 个百分点。

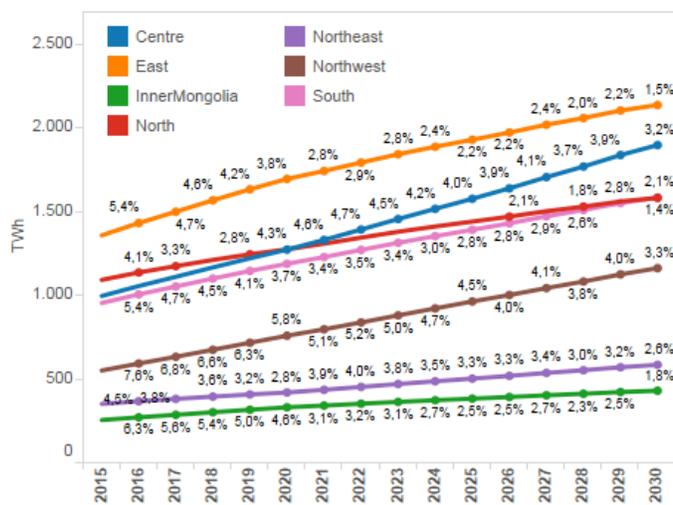


图 7-5 每个地区的电力需求和年电力增长率

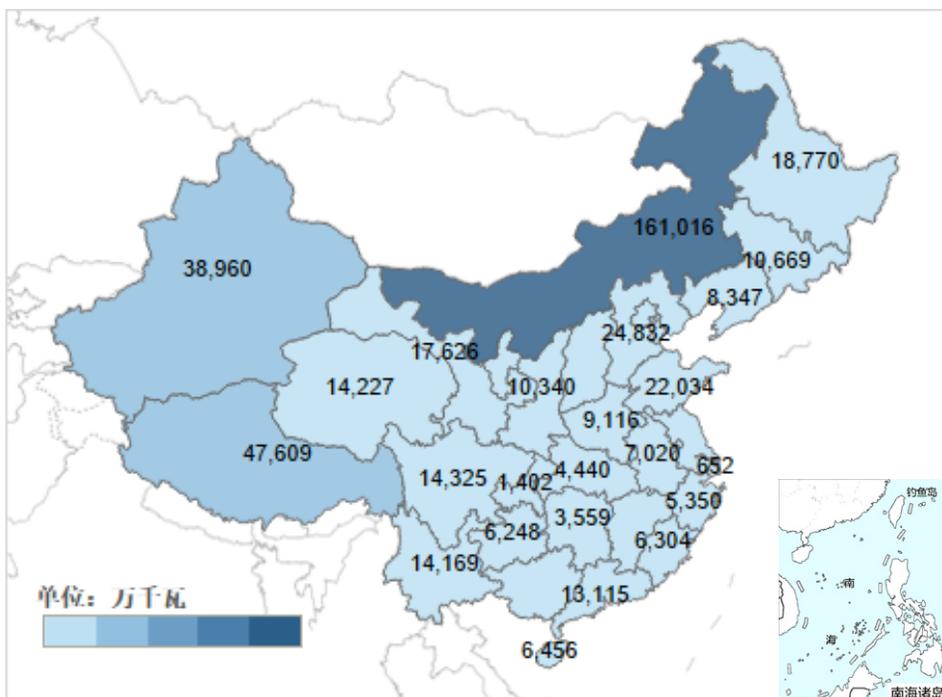
国家层面上电力消耗分为多个区域。在“十三五”期间，西北电网、南方电网和华东电网的电力消耗的平均增长率分别为 6.6%、4.5% 和 4.5%。在 2021–2030 年期间，平均年增长率分别为 4.4%、2.9% 和 2.3%。华中电网的平均增长速度为 5.0%，接下来的十年，平均增长速度为 4.1%。

华北电网和西北电网的电力消费基本维持稳定，在十三五期间，平均增长率分别为 3.4% 和 4.1%，在 2021–2030 年期间，分别为 2.3% 和 3.3%。

## （四）风电

### 1、资源潜力

随着风电技术进步，成本下降，低风速风机批量生产和市场应用规模扩大，风能经济可开发量显著增大。EDO 模型在考虑低风速区域资源潜力下，中国陆上风能资源技术可开发量为 48.9 亿千瓦。



省/区/市	总量(万千瓦)	省/区/市	总量(万千瓦)	省/区/市	总量(万千瓦)
安徽	7020	湖南	3558	四川	14325
北京	39	吉林	10669	天津	26
福建	3803	江苏	5241	西藏	47609
甘肃	17626	江西	3661	新疆	38960
广东	9252	辽宁	5099	云南	14168
广西	12928	内蒙古	161016	浙江	1450
贵州	6247	宁夏	3900	重庆	1402
海南	5656	青海	14227		
河北	23991	山东	18430		
河南	9116	山西	16630		
黑龙江	18771	陕西	10340		
湖北	3798	上海	246		

表 7-1 分省陆上风电资源潜力

中国海上风能资源主要分布在中国的东南沿海,其中以台湾海峡的风能资源最为丰富。水深在 5-25 米范围内的风电技术可开发量可以达到约 2.1 亿千瓦。

省/区/市	总量(万千瓦)	省/区/市	总量(万千瓦)	省/区/市	总量(万千瓦)
浙江	3899	辽宁	3248	河北	841
广东	3863	福建	2501	海南	800
山东	3603	江苏	2243	上海	406
天津	213	广西	112		

表 7-2 分省海上风电资源潜力

## 2、成本下降预测

EDO 对成本下降进行了预测,但是未考虑由于技术进步带来风电场效率提升。到 2030 年,模型预期陆上风电成本较 2015 年下降 15.6%,达到 7 元/瓦,海上风电较 2015 年下降 31%,达到 10 元/瓦。

	投资成本(元/瓦)					运维成本(元/千瓦·年)				
	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
陆上风电	9.0	8.3	7.5	7.3	7.0	67.0	64.4	61.9	60.6	59.3
海上风电	16.0	14.5	13.0	11.5	10.0	107.2	103.1	99.0	96.9	94.8

表 7-3 风电成本设定

### 3、总体发展规模和布局

装机容量和发电：在既定政策情景下，到 2020 和 2030 年，风电装机容量将分别达到 2.1 亿（其中陆上风电 2.05 亿千瓦，海上风电 515 万千瓦）和 5 亿千瓦（其中陆上风电 4.9 亿千瓦，海上风电 1000 万千瓦），在全部电力装机中的比例分别达到 11% 和 20%。在高比例情景下，2020 年前，在满足技术经济可行性的条件下，加大开发力度，推动其快速有序发展。考虑到电网基础条件和可能存在的约束，以发展规模化风电市场、建立具有领先技术标准和规范的风电产业体系为主要目标，以陆上风电为主、近海（含潮间带）风电为辅。每年风电新增装机达到 2000–2500 万千瓦左右，2020 年，风电装机容量将达到 3.5 亿（其中陆上风电 3.45 亿千瓦），在全部电力装机中的比例达到 16%；2020 ~ 2030 年，通过全面推进输电通道建设和灵活电力系统建设，再加上技术突破和成本降低，以及全面深化电力体制改革的成功，风电得到迅猛发展。到 2030 年，风电装机容量超过 10 亿千瓦（其中陆上风电 9.84 亿千瓦），在全部电力装机中的比例达到 25%，成为满足电力需求、改善能源结构、支持国民经济和社会发展的重要支撑力量。其中陆上风电贡献最为显著，而海上风电在实现高比例可再生能源发电过程中的作用日益重要。

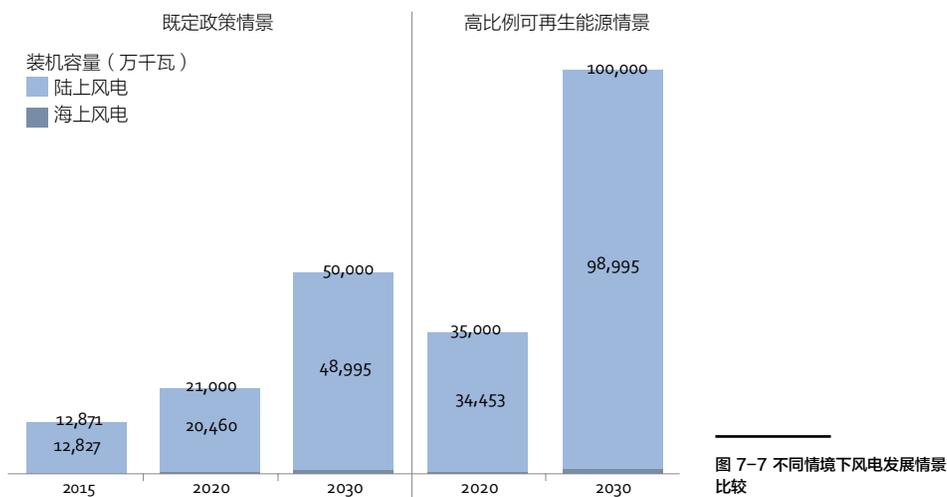


图 7-7 不同情境下风电发展情景比较

运行：在既定政策情景下，到 2020 和 2030 年，风电年发电量将分别达到 4930 亿千瓦时（其中陆上风电 4766 亿千瓦时）和 11490 亿千瓦时（其中陆上风电 11181 亿千瓦时）。2020 年陆上风电和海上风电的年累计利用小时数分别达到 2330 和 3039 小时，2030 年陆上风电和海上风电的年累计利用小时数分别达到 2282 和 3078 小时。

在高比例情景下，风电年发电量 2020 年和 2030 年，将分别达到 8250 亿（其中陆上风电 8082 亿千瓦时）和 22197 亿千瓦时（其中陆上风电 21887 亿千瓦时）。2020 年陆上风电和海上风电的年累计利用小时数分别达到 2346 和 3071 小时，2030 年陆上风电和海上风电的年累计利用小时数分别达到 2211 和 3085 小时。

布局：陆上风电仍以华北、东北和西北地区大型风电基地建设为主，占到总风电装机

容量的70%以上。中东部地区风电和分散式风电发展较快。在既定政策情景下,到2030年,“三北”、中东部和南方地区装机分别达到2.3亿千瓦、1.7亿和9400万千瓦,海上风电仍以东部和南方地区为主,装机容量1000万千瓦,其中江苏、福建、广东和浙江是重点地区。

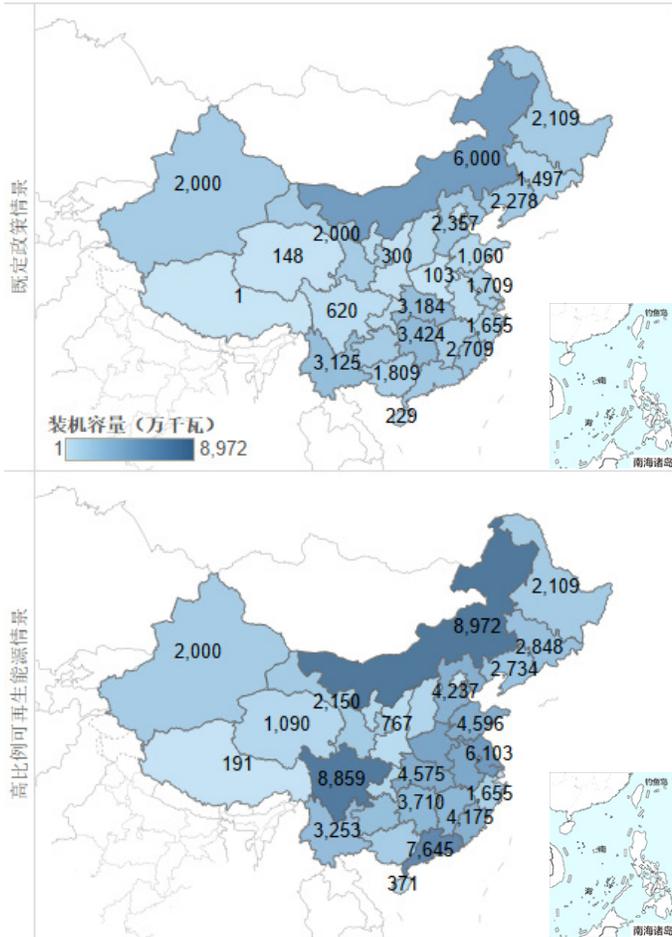


图 7-8 2030 年不同情景全国装机容量比较

发展路径: 2020年前,积极有序开发陆上风电,开展近海风电示范; 2021-2030年,陆上、近海风电并重发展,并开展远海风电示范。2020年前,加快推进适应风电特点的电力调度运行机制改革,释放电力系统灵活性; 制定和实施风电就地和跨区消纳方案,协调风电、其他电源和电网建设和运行; 推进智能电网系统建设。同时,风电技术研发和示范部署对于未来风电持续发展至关重要,加快在风能资源评价、风机设备研制、风电开发建设和运行方面的技术进步。2025年建成适应可再生能源波动性特点的电力市场运行机制,2030年全面实现储能、智能电网及其他先进电力系统技术的普遍应用,风电融入整个能源系统之中,实现东中西部陆上风电和近远海风电的全面发展。

## 4、分省发展规模和布局

### 陆上风电

在既定政策情景下，到2020年，陆上风电装机容量较2015年增长65%，达到2.04亿千瓦，年发电量达到4766亿千瓦时。分省份看，装机仍然主要集中在三北地区的大型风电基地，其中得益于良好的资源条件，内蒙古装机规模将达到6000万千瓦，位居全国首位，西北地区的新疆、甘肃将分别达到2000万千瓦，东北地区的辽宁、吉林、黑龙江三省装机规模也将达到近3000万千瓦，而华北地区的河北、山东等地装机规模在全国范围内也比较突出。同时，用电负荷较大的江苏、广东等中东部地区得益于分散式风电资源的开发以及较好的消纳条件，装机规模也将大幅增长，其中江苏的装机容量将达到1258万千瓦，广东将达到2122万千瓦。而西南地区的云南和贵州得益于较好的资源条件，装机规模也将大幅增长，到2020年分别达到584和323万千瓦。

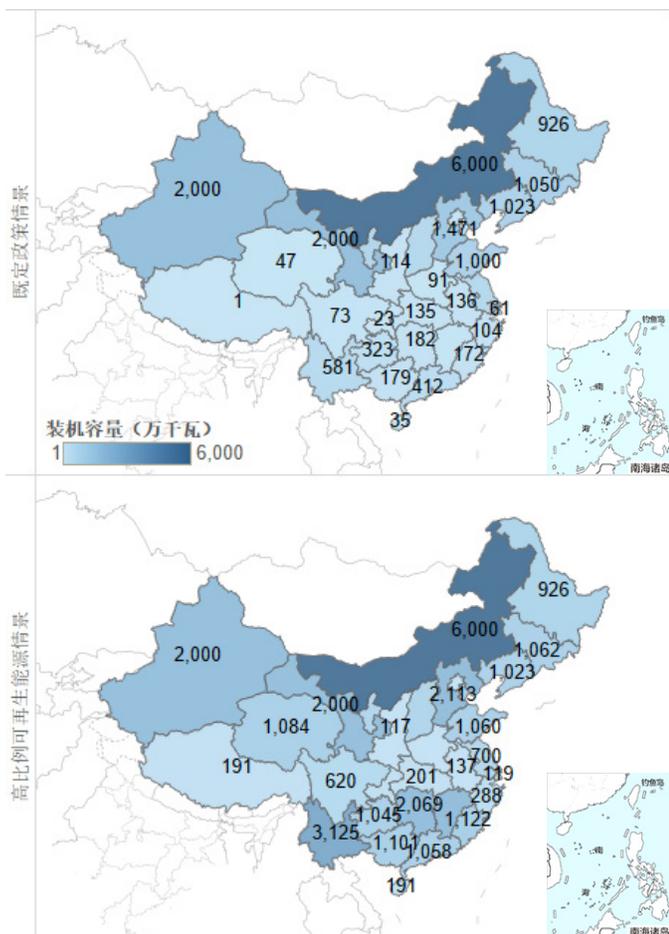


图 7-9 2020 年不同情景全国陆上风电装机容量情况

在高比例情景下，到2020年，陆上风电装机容量将达到3.4亿千瓦，年发电量达到8082亿千瓦时。分省份看，基本实现三北大型风电基地与中东部地区分散式风电全面发展，

其中得益于良好的资源条件，内蒙古装机规模将达到 6000 万千瓦，位居全国首位，得益于技术进步，中东部分散式风电资源得到有效开发，其中华中地区的江西、湖南等地的风电装机容量分别达到 2102、2069 万千瓦，华东地区的江苏、福建分别达到 700 万千瓦和 1122 万千瓦，而西南地区的云南则达到 3125 万千瓦，位居全国第二，西北地区的新疆和甘肃受消纳条件约束，将分别保持既定政策情景的 2000 万千瓦。同样考虑到东北的地区的消纳能力等条件约束，在高比例情景下，装机规模在全国范围内并不突出。

在既定政策情景下，2030 年，陆上风电装机容量平均每年增长 3000 万千瓦，到 2030 年达到 4.9 亿千瓦，年发电量达到 11181 亿千瓦时。分省份看，2020-2030 年的新增装机主要集中在华中、华东地区及南方地区。内蒙古装机规模在 2020 年达到峰值，维持在 6000 万千瓦，已基本开发完毕，位居全国首位；西北地区的新疆、甘肃基地也维持在 2020 年的 2000 万千瓦，东北地区的辽宁、吉林、黑龙江三省装机规模将达到 5874 万千瓦，特别值得一提的是，华中地区的湖北和湖南装机大幅增长，装机容量分别达到 3183 和 3423 万千瓦。

在高比例情景下，在市场需求和竞争的推动下，中国风电设备制造业技术升级和国际化进程加快，基本实现复杂地形条件下的风电场的优化规划设计和运行方案。到 2030 年，陆上风电装机容量将达到 9.9 亿千瓦，年发电量达到 21887 亿千瓦时。新增装机主要集中在中东部地区。分省份看，得益于中东部地区分散式风电全面有效开发，中东部用电负荷较大的广东、江苏装机容量分别达到 7545 万千瓦和 5653 万千瓦。华中地区的四川、湖北、江西、河南、湖南风电资源得到全面开发，装机容量增幅最大。

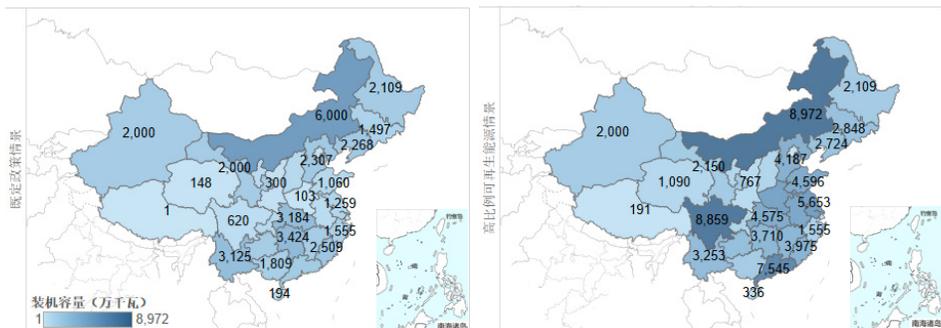


图 7-10 2030 年不同情景陆上风电装机情况

## 海上风电

在既定政策情景下，到 2020 年，全国海上风电装机容量将达到 540 万千瓦，2020 年以前，中国发展的海上风电场深度多为 25 米以内，到 2020 年完全掌握浅海海域风电场开发、建设和运行技术，年发电量达到 164 亿千瓦时。分地区看，江苏、福建和广东新增装机最快，到 2020 年累计装机容量分别达到 300 万千瓦、90 万千瓦和 34 万千瓦。到 2030 年，全国海上风电装机容量将翻一番，达到 1005 万千瓦，年发电量达到 310 亿千瓦时。分地区看，华东地区的江苏省仍将保持快速增长，装机容量达到 450 万千瓦，浙江、福建、广东海上风电装机容量也保持较快增长分别达到 100 万、200 万和 100 万千瓦。

在高比例政策情景下，到 2020 年，全国海上风电装机容量将达到 546 万千瓦，年发



电量达到 167 亿千瓦时。分地区看，在高比例情景下福建将成为增长最为快速的省份，装机容量将达到 124 万千瓦。2030 年，海上风电保持和既定政策情景同步发展速度。

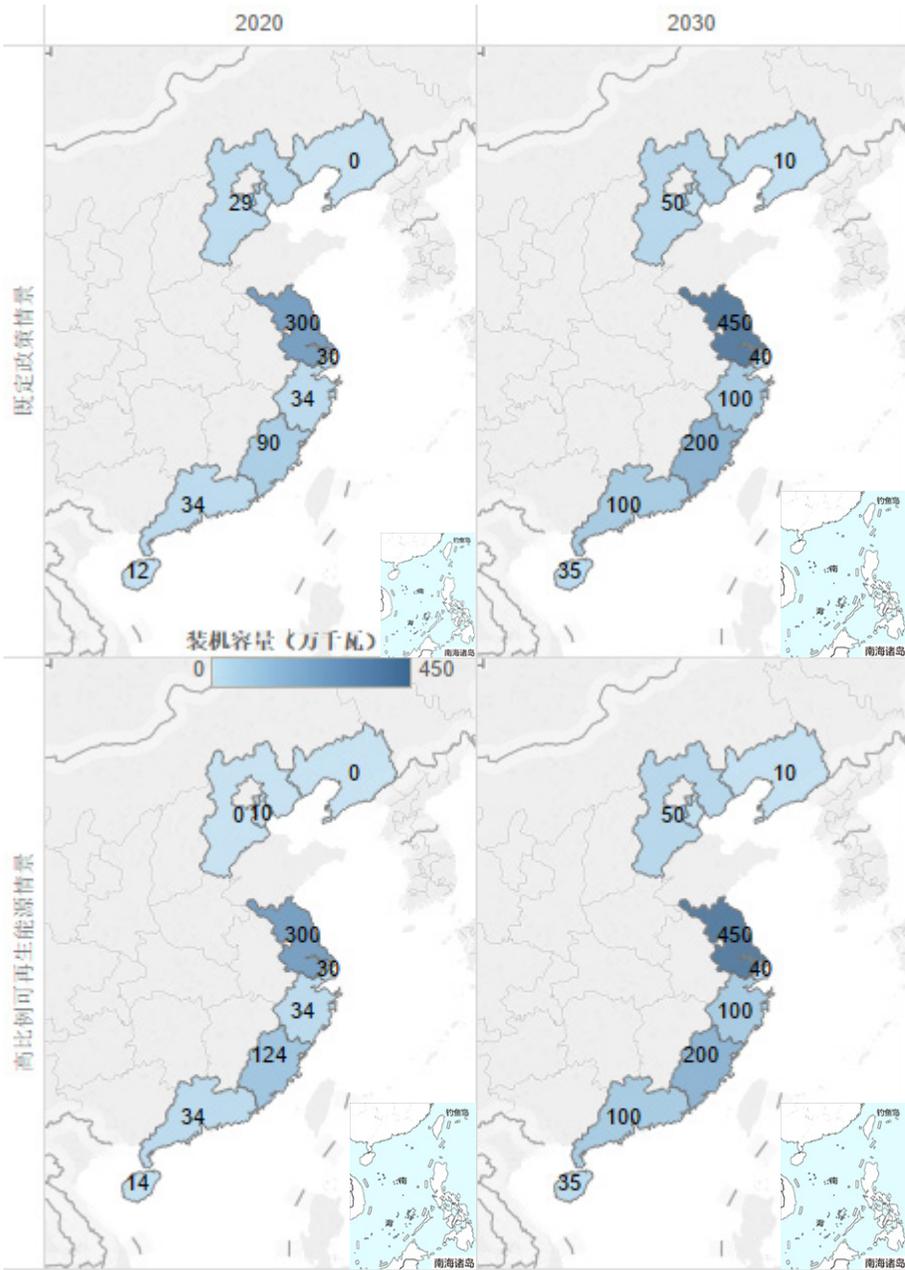


图 7-11 海上风电不同情景发电装机情景

## （五）太阳能发电

### 1、资源潜力

基于中国气象局风能太阳能资源评估中心太阳能光伏发电资源潜力，EDO 模型，综合考虑可利用土地（土地性质）、开发成本、送出条件等因素，对集中式光伏电站装机潜力评估测算，中国集中式光伏电站可开发潜力为 26 亿千瓦。

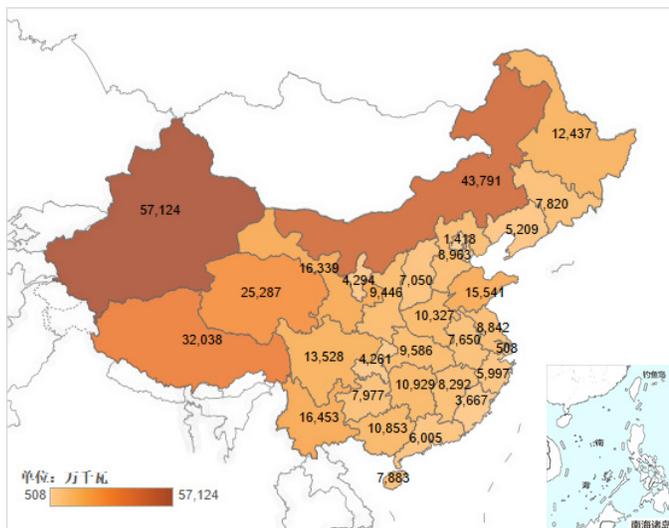


图 7-12 太阳能发电装机潜力

省/区/市	总量 (万千瓦)	省/区/市	总量 (万千瓦)	省/区/市	总量 (万千瓦)
安徽	3794	湖北	5049	陕西	7977
北京	543	湖南	5703	上海	62
福建	1177	吉林	5090	四川	7171
甘肃	12338	江苏	2853	天津	219
广东	1746	江西	4535	西藏	31773
广西	6409	辽宁	2774	新疆	45094
贵州	4780	内蒙古	39013	云南	10700
海南	5540	宁夏	3607	浙江	1979
河北	3568	青海	19587	重庆	2235
河南	4535	山东	8354		
黑龙江	8220	山西	4245		

表 7-4 各省集中式光伏电站开发潜力

资料来源：国家发改委能源研究所

EDO 模型分布式光伏资源潜力包含建筑分布式和利用鱼塘水面、农业大棚、高速公路以及铁路沿线等区域的其他分布式光伏。对于建筑分布式资源潜力，主要基于中国建筑面积统计（2014 年 500 亿平方米），考虑未来城镇化率速度、年新增建筑面积、可利用面积以及建筑能耗基数等因素推算；对于其他分布式光伏，主要基于中国渔业养殖和农业大棚统计数据，考虑不可开发等因素测算。经测算，中国分布式光伏装机潜力达到 9.5 亿，其中建筑分布式光伏发电装机潜力 5.4 亿千瓦，其他分布式光伏装机潜力 4.1 亿千瓦。

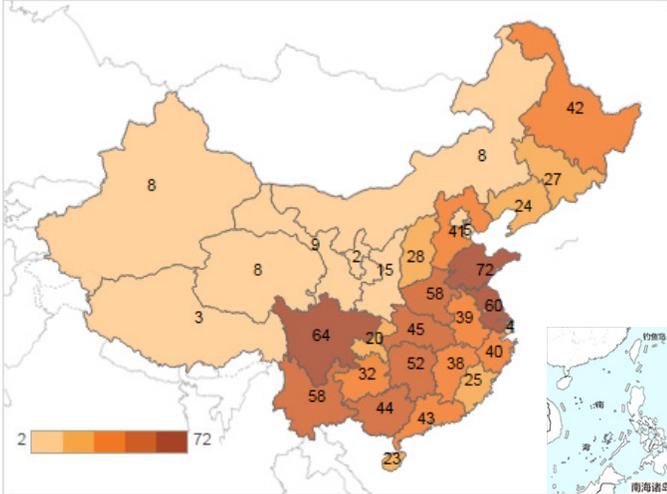


图 7-13 分布式太阳能发电资源潜力 (GW)

省 / 区 / 市	总量 (万千瓦)		省 / 区 / 市	总量 (万千瓦)		省 / 区 / 市	总量 (万千瓦)	
	建筑分 布式	其他分 布式		建筑分 布式	其他分 布式		建筑分 布式	其他分 布式
安徽	2442	1414	湖北	2655	1882	陕西	1469	
北京	497	378	湖南	3100	2125	上海	404	43
福建	1672	818	吉林	834	1897	四川	3684	2672
甘肃	936		江苏	4005	1985	天津	338	153
广东	3044	1215	江西	2066	1690	西藏	123	
广西	2056	2389	辽宁	1402	1034	新疆	827	
贵州	1415	1781	内蒙古	787		云南	1765	3988
海南	278	2065	宁夏	239		浙江	2642	1377
河北	2798	1330	青海	834		重庆	1192	833
河南	4101	1690	山东	4074	3113			
黑龙江	1154	3063	山西	1223	1582			

表 7-5 各省分布式光伏开发潜力  
资料来源：国家发改委能源研究所

太阳能热发电利用的是太阳能直接辐射能量，法向直接辐射分布与总辐射分布基本一致。基于中国气象局风能太阳能资源评估中心太阳能热发电装机潜力数据，考虑可利用土地、开发成本以及资源环境等因素，EDO模型太阳能热发电资源主要分布在中国甘肃、青海、宁夏、河北、蒙西和新疆，装机潜力分别达到3065、4866、448、1266、3991和11203万千瓦。

## 2、成本下降预测

2030年，预期分布式光伏发电初投资成本比2015年下降21%，达到5.3元/瓦；集中式大型光伏发电初投资成本将比2015年下降23%，达到5元/瓦；太阳能热发电初投资成本将大幅降低，预期将比2015年下降56%达到11元/瓦。

	投资成本（元/瓦）					运维成本（元/千瓦/年）				
	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
分布式光伏	8.4	6.7	5.7	5.6	5.3	126.0	100.5	85.5	84.0	79.5
集中式大型光伏发电	8.0	6.5	5.6	5.3	5.0	160.0	130.0	112.0	106.0	100.0
太阳能热发电		25.0		13.0	11.0		824.7	824.7		463.9

表 7-6 太阳能发电情景分析成本设定

## 3、发展规模和布局

在既定政策情景下，随着光伏发电成本的下降以及可再生能源开发利用目标引导制度和可再生能源发电全额保障性收购管理办法等政策实施，中国太阳能发电将继续保持稳定增长，到2020年太阳能发电总装机达到1.7亿千瓦，占全部发电装机的9%，发电量达到2339亿千瓦时，占全部发电量的3%。到2030年太阳能发电总装机达到5亿千瓦，占全部发电装机的20%，发电量达到6496亿千瓦时，占全部发电量的7%。

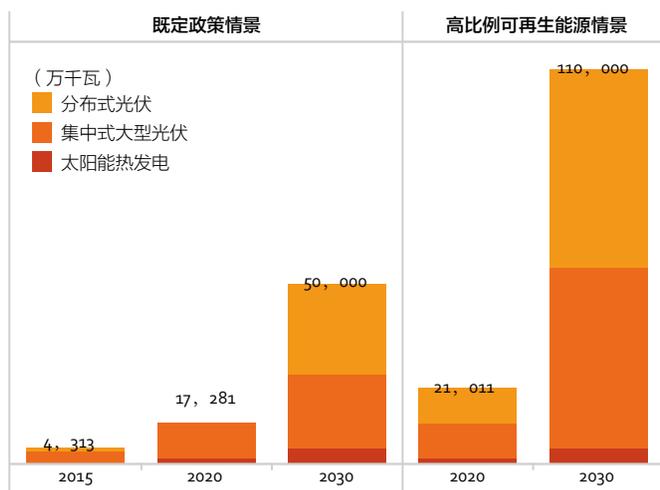


图 7-14 不同情景模式下太阳能发电装机情况

在高比例情景下，依靠自身资源潜力，最大限度的开发利用太阳能发电，到2020年，太阳能发电装机达到2.1亿千瓦，占全部发电装机的10%，发电量达到2774亿千瓦时，占全部发电量的4%。到2030年太阳能发电总装机达到11亿千瓦，占全部发电装机的27%，发电量

达到 13150 亿千瓦时，占全部发电量的 13%。

从发展布局来看，2030 年前加大分布式光伏发电发展力度特别是建筑分布式光伏，在京津冀、珠三角、长三角等经济发达地区重点加大建筑分布式光伏发电建设力度，完成工业园区、经济开发区、大型公共设施等规模化屋顶的开发利用。在山东、安徽、江苏、浙江、广东等东部沿海省份及现代农业发达的地区，重点推动建设利用鱼塘水面、农业大棚、高速公路和铁路沿线等其他类型分布式光伏发电。在西南和东南地区，主要结合四川、福建、广西大型水电基地建设水光互补百万千瓦级发电基地。在西部地区，在青海、宁夏、甘肃、新疆、内蒙古等具有特高压输电通道规划的区域，建设大型光伏发电基地。在内蒙古、山西、安徽、山东、河北结合采煤沉陷区土地、水面等不同形式综合治理方式建设先进技术示范基地。太阳能光热发电重点在青海、甘肃、内蒙、新疆太阳能直射辐射资源丰富的地区开发。

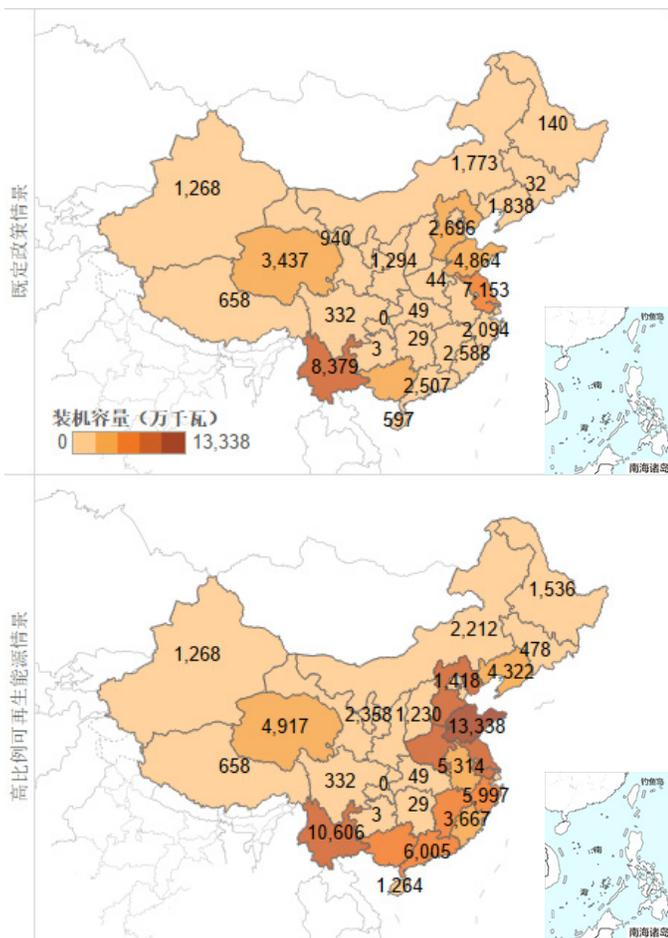


图 7-15 2030 年不同情景太阳能发电装机分布

#### 4、太阳能发电布局 分布式光伏发电

2030 年前在中东部特别是京津冀（北京、天津、河北）、珠三角（广东）、长三角（江苏、

浙江、上海)等经济发达地区和电力负荷集中区重点加大建筑分布式光伏发电建设力度,完成工业园区、经济开发区、大型公共设施等规模化屋顶的开发利用,同时在山东、安徽、江苏、浙江、广东等东部沿海省份及现代农业发达的地区,重点推动利用鱼塘水面、农业大棚、高速公路和铁路沿线等其他类型分布式光伏发电。在既定政策情景下,2020年分布式光伏装机将达到5815万千瓦,占总装机的3%,发电量达到669亿千瓦时,占总发电量的0.9%,重点区域河北、浙江、江苏和广东装机将分别达到862万、761万、758万和756万千瓦;2030年分布式光伏装机将达到2.5亿千瓦,占全部发电装机容量的10%,发电量达到2817亿千瓦时,占总发电量的3%,重点区域将主要分布在云南、江苏、山东、浙江、福建和广东。

在高比例情景下通过推行公共建筑强制安装政策和更加积极的分布式政策,到2020年分布式光伏装机将达到9545万千瓦,占总装机的4%,发电量达到1109亿千瓦时,占总发电量的1.5%,重点区域河北、云南、浙江、江苏和广东装机将分别达到2065万、840万、761万、758万和756万千瓦;2030年分布式光伏装机将达到5.5亿千瓦,占全部发电装机容量的13%,发电量达到2817亿千瓦时,占总发电量的6%。

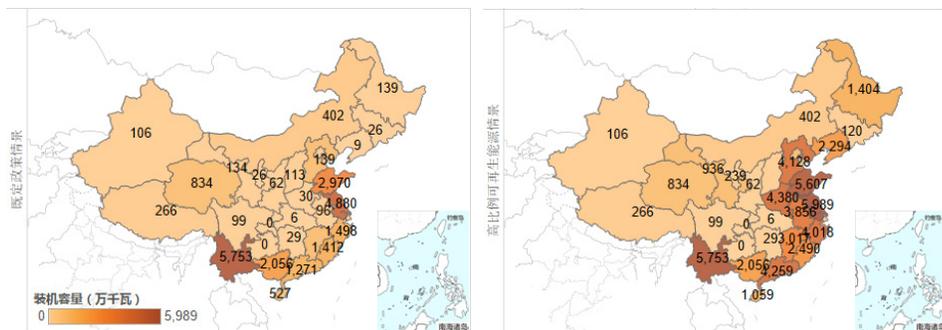


图 7-16 2030 年不同情景分布式发电布局情况

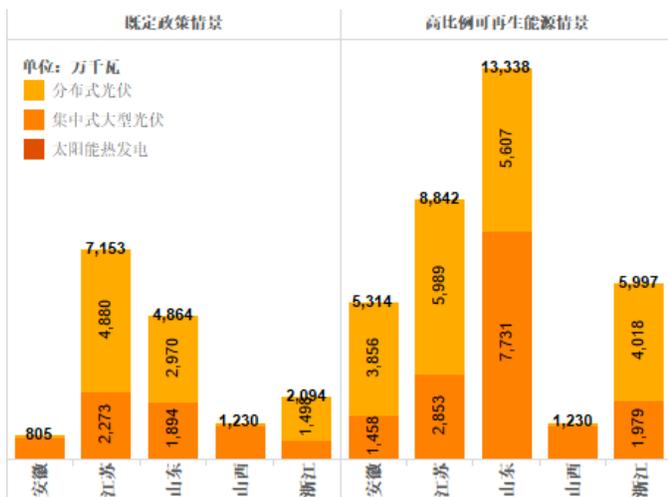


图 7-17 2030 年中东部不同情景装机比较

## 集中式光伏电站

集中式光伏电站主要分布于日照资源条件较好、具有特高压输电通道规划的西北区域、具有水电调峰配套服务的西南部区域以及结合采煤沉陷区土地、水面等不同形式综合治理方式建设先进技术示范基地的中东部省区。在现行政策情景下，受西北电力外送通道不足影响，2020年集中式光伏发电装机将达到1.04亿千瓦，占总装机的5%，发电量达到1397亿千瓦时，占总发电量的2%，重点区域青海、山西、新疆、陕西和内蒙古装机将分别达到1963万、1011万、961万、931万和870万千瓦；2030年集中式光伏发电装机将达到2.1亿千瓦，占全部发电装机容量的8.4%，发电量达到2625亿千瓦时，占总发电量的2.8%，重点区域将主要分布在云南、青海、江苏、山东和广东。

在高比例情景下2020年前由于电网外送通道和调峰辅助服务没有明显改善，装机及运行相比既定政策情景没有任何变化，但随着电网外送通道的逐步投运和调峰辅助服务的完善，到2030年集中式光伏电站装机将达到5.1亿千瓦，占全部发电装机容量的12.5%，发电量达到6088亿千瓦时，占总发电量的6%，装机分布主要位于山东、云南、河南、广西、青海和河北。

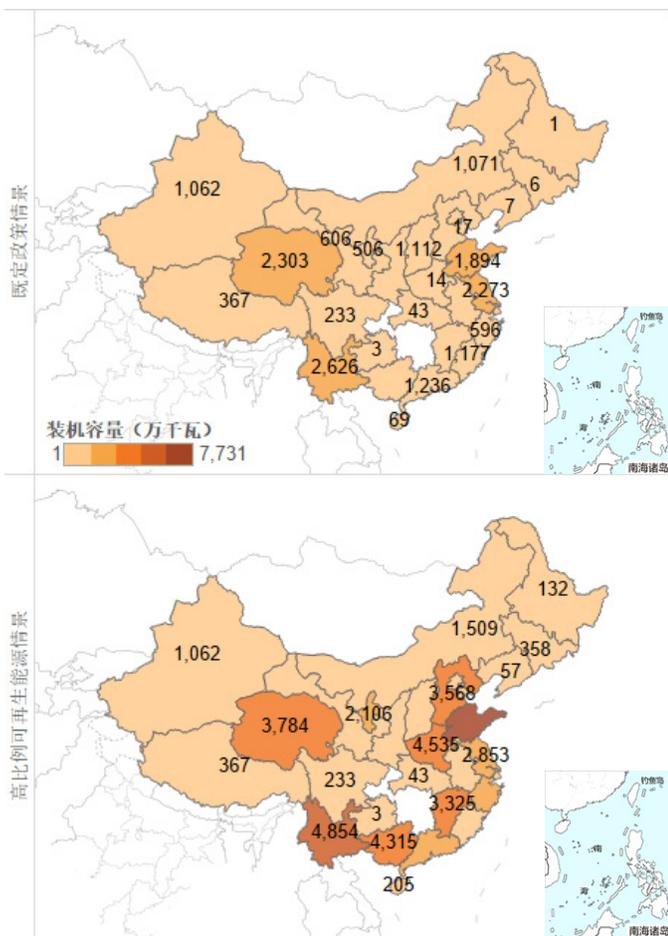


图 7-18 2030 年不同情景下大型光伏电站布局

通过水电站对光伏发电的快速补偿调节，充分利用水电站库容大、调节能力强、水电机组启动迅速、调节灵活、负荷响应快的优势，对光伏电站发电出力的变化进行快速补偿与调节，使光伏与水电发电出力相融合后的电能达到平滑稳定，保障太阳能光伏电站所发电能百分之百。中国西南水电丰富，在既定政策情景下，到2030年云南、广西和福建三省太阳能光伏发电装机将分别达到8379万千瓦、3010万千瓦和2588万千瓦，占全国太阳能发电总装机的27%，年发电量达到1623亿千瓦时；在高比例情景下云南、福建、广西三省太阳能光伏发电装机将达到1.1亿千瓦、6370万千瓦和3667万千瓦，占全国集中式光伏发电装机的19%，年发电量达到2349亿千瓦时。

西北地区受本地电力消纳不足、外送通道能力有限且火电调峰能力差等因素影响，太阳能发电装机规模在近期得到较大约束。随着电网配套不断完善，外送通道建设以及电力市场推进，在远期仍是最具潜力的开发区域。在既定政策情景下，到2030年西北六省太阳能发电装机将达到9256万千瓦，占全国太阳能发电总装机的19%，年发电量分别达到1460亿千瓦时；在高比例情景下太阳能发电装机将达到1.4亿千瓦，占全国太阳能发电总装机的13%，年发电量2113亿千瓦时。

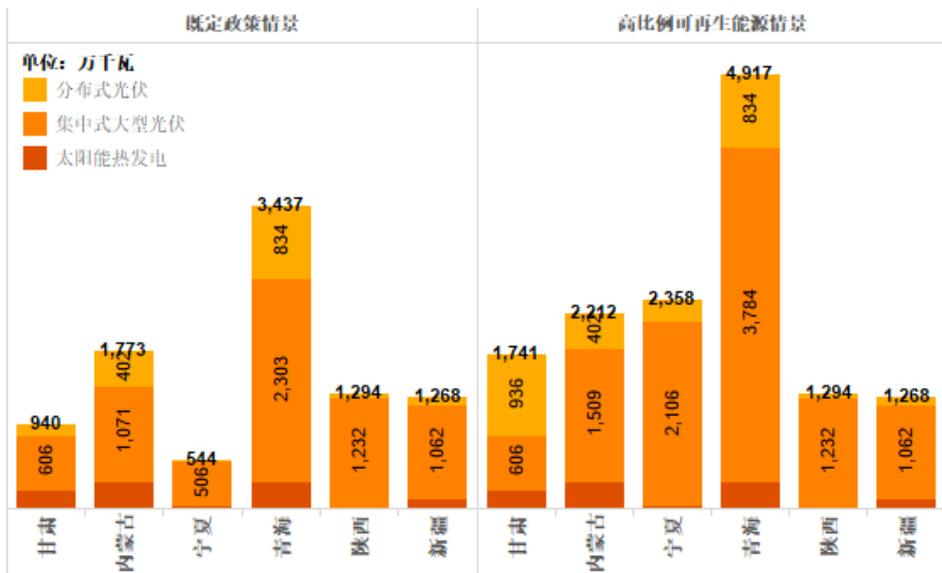


图 7-19 2030年西北六省不同情景装机情况

### 太阳能热发电（CSP）

太阳能热发电装机主要分布在太阳能水平法向直接辐射资源丰富的甘肃、青海、宁夏、河北、蒙西和新疆，2020年前由于成本较高太阳能热发电发展较为缓慢，到2030年随着成本的下降太阳能热发电将得到快速发展。在既定政策情景和高比例情景下，光热发电装机保持一致，2020年光热发电装机将达到1000万千瓦，发电量达到272亿千瓦时，2030年光热发电装机将达到4030万千瓦，发电量达到1052亿千瓦时。

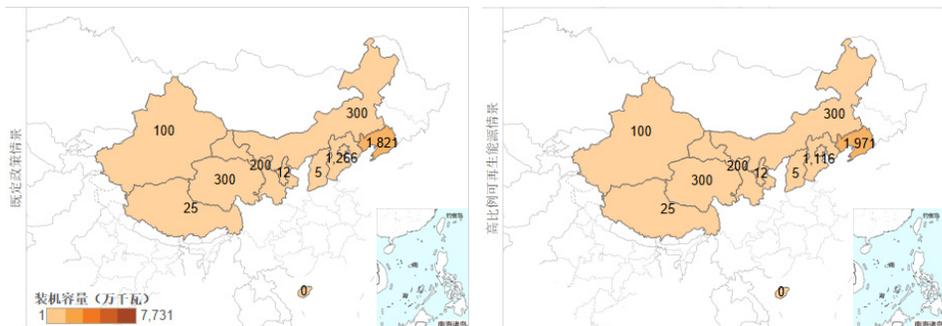


图 7-20 2030 年太阳能热发电不同情景装机情况

## （六）生物质能发电

### 1、资源潜力

生物质能源资源种类繁多，主要包括农作物秸秆及农产品加工剩余物、林木采伐及森林抚育剩余物、木材加工剩余物、畜禽养殖剩余物、城市生活垃圾和生活污水、工业有机废弃物和高浓度有机废水等。根据现有生物质能利用技术状况和生物质资源用途等情况估算<sup>1</sup>，目前中国可能源利用的生物质资源总量每年约 4.6 亿吨标准煤。

——农业剩余物。根据《中国统计年鉴 2014》，中国农作物秸秆理论资源量约为 8.7 亿吨，约折 4.4 亿吨标准煤，主要分布在华北平原、长江中下游平原、东北平原等 13 个粮食主产省（区）。目前，作为肥料、饲料、造纸等用途共计每年约 3.7 亿吨，可供能源化利用的秸秆资源量每年约 4 亿吨。

——林业剩余物。全国现有林地面积约 3 亿公顷，现有森林面积约 2 亿公顷，森林蓄积 137 亿立方米，天然林面积 1.2 亿公顷，天然林蓄积 114.02 亿立方米，人工林保存面积 6000 万公顷，蓄积 19.6 亿立方米，林木生物质资源潜力约 180 亿吨<sup>2</sup>。可供能源化利用的主要是薪炭林、林业“三剩物”、木材加工剩余物等，现有林木资源可用作木质能源的潜力每年约 3.5 亿吨，目前相当部分的林木剩余物已被利用，主要是用作农民炊事燃料或复合木材制造业等工业原料，若全部开发利用可替代 2 亿吨标准煤。

——畜禽粪便。畜禽粪便主要来自圈养的牛、猪和鸡三类畜禽。根据不同月龄的牛、猪和鸡的日排粪量以及存栏数和粪便收集系数，估计粪便实物量为 13.4 亿吨，规模化畜禽养殖场粪便资源每年约 8.4 亿吨，按照平均每吨畜禽粪便发酵产沼气 50 立方米计，生产沼气的潜力约为 400 亿立方米，约折 2800 万吨标准煤。

——生活垃圾。2014 年，中国垃圾清运量约 1.6 亿吨，按其中 50% 可作为焚烧发电方式处理，其余以填埋方式处理，全国生活垃圾约可替代 1200 万吨标准煤。随着城镇化的加速发展，城市化率不断提高，城市人口数量将持续增加，城镇生活垃圾产生量也将持续增长。

——废水废渣。工业有机废弃物主要来自农副产品加工工业，其中以谷类磨制、屠宰、酿酒、发酵等行业为主。2014 年中国工业有机废水总量约 45 亿吨，可生产 280 亿立方米沼气，相当于 2000 万吨标准煤。

<sup>1</sup> 《生物质能发展“十二五”规划》，国家能源局，2012 年 7 月

<sup>2</sup> 第七次全国森林资源清查主要结果

## 2、发展现状

中国的生物质发电起步较晚。2003年以来，国家先后批准了数个秸秆发电示范项目。2005年以前，以农林废弃物为原料的规模化并网发电项目在中国几乎是空白。2006年《可再生能源法》正式实施以后，生物质发电优惠上网电价等有关配套政策相继出台，有力促进了中国的生物质发电行业的快速壮大。2006–2013年，中国生物质及垃圾发电装机容量逐年增加，由2006年的4.8GW增加至2012年的9.8GW，年均复合增长率达9.33%，步入快速发展期。

截至2015年底，生物质发电并网装机容量为1031万千瓦，较上年增长20%。2015年生物质发电量为527亿千瓦时。其中，2015年垃圾焚烧发电项目并网装机容量约468万千瓦，较上年增长约23%，明显快于农林生物质发电项目的增长率。沼气发电并网装机容量约33万千瓦。

农林生物质发电项目主要集中在农作物秸秆丰富的华北、东北、华中和华东地区，装机容量约占全国农林生物质装机总量的94%。在西南地区，农作物秸秆资源相对贫乏，山区导致原料收集运输困难，高温、潮湿的气候也不利于原料储存，因而农林生物质项目较少，约占全国农林生物质装机总量的5%。西北地区则主要因为缺乏足够的秸秆资源，很少建设秸秆直燃发电项目。

2015年底，中国垃圾焚烧累计并网发电装机容量已占全国生物质并网发电总装机容量的45%，已呈现明显的赶超农林生物质发电之势。中国的垃圾发电项目主要集中在华东和华北地区，尤以经济相对发达的华东地区的发展规模最大，在全国垃圾发电装机容量中的占比接近一半。

## 3、技术经济情况

生物质能资源具有分散的特点，不利于远距离运输存储和超大规模的集中利用，未来通过发挥分布式能源项目站点多、分布广、规模小的特点，就近消纳原料、提供能源，逐步降低生产成本，有效解决各地有机废弃物的环保问题。

生物质发电技术未来发展方向以提高资源利用效率为主。适应农作物秸秆季节性供应的农林剩余物直燃发电仍将是主流技术，为提高项目经济效益，生物质直燃发电将普及热电联产；随着生物质混燃发电计量装置的研发与应用，以及相关激励政策的出台，生物质混燃发电将快速增长，并逐步取代直燃发电成为农林剩余物资源消纳的主力；随着在线排放检测技术的普及和监管力度的加强，垃圾焚烧发电技术将代替填埋消纳90%的城市生活垃圾；具有原料需求小、成本低的等特点的分布式生物质气化多联产发电技术将占有较大比例。

生物质能发电技术成本将于2030年前后实现低于燃煤发电成本。通过推广热电联产和混燃发电技术，生物质发电技术的能源利用效率和项经济性将大幅提高。

年份	单位	2030年
燃煤发电	元/千瓦时	0.66
生物质直燃发电	元/千瓦时	0.62
生物质垃圾发电	元/千瓦时	0.39
生物质沼气发电	元/千瓦时	0.64

表 7-7 2030 生物质发电成本预测



#### 4、发展规模和布局

在既定政策情景下，随着生物质发电成本的下降以及城市化水平的提高，中国生物质发电将继续保持平稳增长。到 2030 年，生物质能发电装机容量将达到 2200 万千瓦，发电量达 995 亿千瓦时。其中，其中农林生物质发电装机将达 1000 万千瓦，发电量达到 391 亿千瓦时；垃圾发电装机将达 1100 万千瓦，发电量达到 586 亿千瓦时，沼气发电装机将达 590 万千瓦，发电量将达到 18 亿千瓦时。

在高比例情景下，2020 年前，在满足技术经济可行性的条件下，加大开发力度，推动其快速有序发展。到 2020 年，生物质发电装机容量将达到 2000 万千瓦；2020 ~ 2030 年，随着技术突破和成本的降低，以及城市化水平的提高，生物质发电将得到快速发展。到 2030 年，生物质能发电装机容量将达 2500 万千瓦，在全部电力装机中的比例达到 0.6%，成为现代能源体系发展的重要支撑力量。



图 7-21 两种情景下生物质发电装机发展情况

从发展布局来看，到 2030 年前，华北、华东和华中地区的农林生物质发电速度较快，占生物质发电总装机容量的 40% 以上。其中，在秸秆剩余物资源较多、人均耕地面积较大的华北地区和长江中下游地区，秸秆发电建设将进一步扩大；同时，结合林业生态建设，广西、云南、福建、广东、江西、湖南、四川、湖北等重点林区和林产业加工集中区，仍将是农林剩余物发电的主要省份；在“三北”地区，结合防沙治沙，建设灌木林种植基地，林业剩余物发电规模将进一步增长；在广东、广西、福建、云南和四川等甘蔗主产区，蔗渣发电将迅速增长。到 2030 年，

在既定政策情景下，华北、华东、华中地区农林生物质发电装机将达到 800 万千瓦；在高比例情景下，农林生物质发电装机也将达到 800 万千瓦。

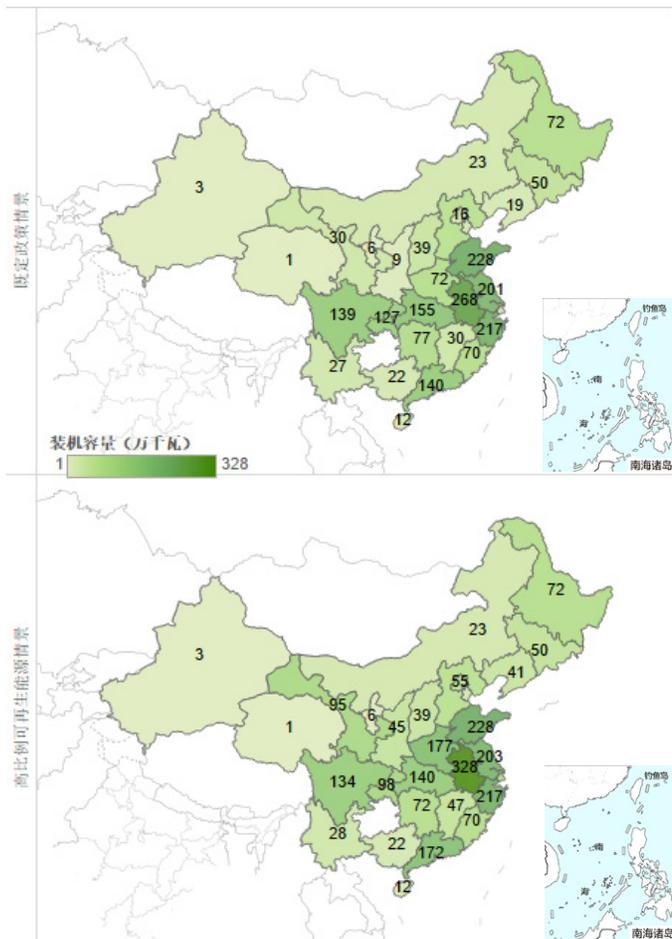


图 7-22 两种情景下 2030 年生物质发电装机

到 2030 年前，结合城市生态环境保护，在人口密集、土地资源紧张、经济发展较快的浙江、江苏、广东、山东等华东、华北、华中地区，垃圾焚烧发电规模将会迅速增长。到 2030 年，在既定政策情景下，华东、华北、华中地区垃圾发电装机将分别达到 500、200 和 200 万千瓦；在高比例情景下，华东、华北、华中地区垃圾发电较既定政策情景装机变化不大，但东北地区将会出现增速发展，装机规模将达到 100 万千瓦。

到 2030 年前，在山东、湖南、河南等华中、华北生物质资源丰富、气候环境适宜的地区，沼气发电将会平稳发展。到 2030 年，在既定政策情景下华中、华北地区沼气发电装机目标将分别达到 38 和 50 万千瓦；在高比例情景下达到 40 和 51 万千瓦。

## 5、发展规模和布局

### 农林生物质发电

在既定政策情景下，到 2020 年，农林生物质发电装机容量较 2015 年将增长 60%，



达到 800 万千瓦，年发电量达到 337 亿千瓦时。分省份看，装机仍然主要集中在华北、华中、华东地区，得益于资源条件优势，安徽装机规模将达到 212 万千瓦，位居全国首位，其次是山东，装机容量达到 93 万千瓦；华中地区的重庆也将达到 63 万千瓦。同时，资源条件较好的东北地区，装机规模也将大幅增长，其中黑龙江的装机容量将达到 60 万千瓦；而华中地区的四川得益于较好的资源条件，装机规模也将大幅增长，到 2020 年将达到 57 万千瓦。

在既定政策情景下，2030 年，农林生物质发电装机容量较 2020 年增加 200 万千瓦，平均每年增长 20 万千瓦，到 2030 年达到 1000 万千瓦，年发电量达到 391 亿千瓦时。分省份看，2020-2030 年的新增装机主要集中在华中地区。安徽装机规模在 2020 年达到峰值，维持在 212 万千瓦，已基本开发完毕，位居全国首位；华中地区的重庆将会快速发展，装机规模将达到 108 万千瓦；湖北和四川也将大幅度增长分别达到 97 和 88 万千瓦；东北地区的辽宁、吉林、黑龙江三省装机规模将达到 102 万千瓦。

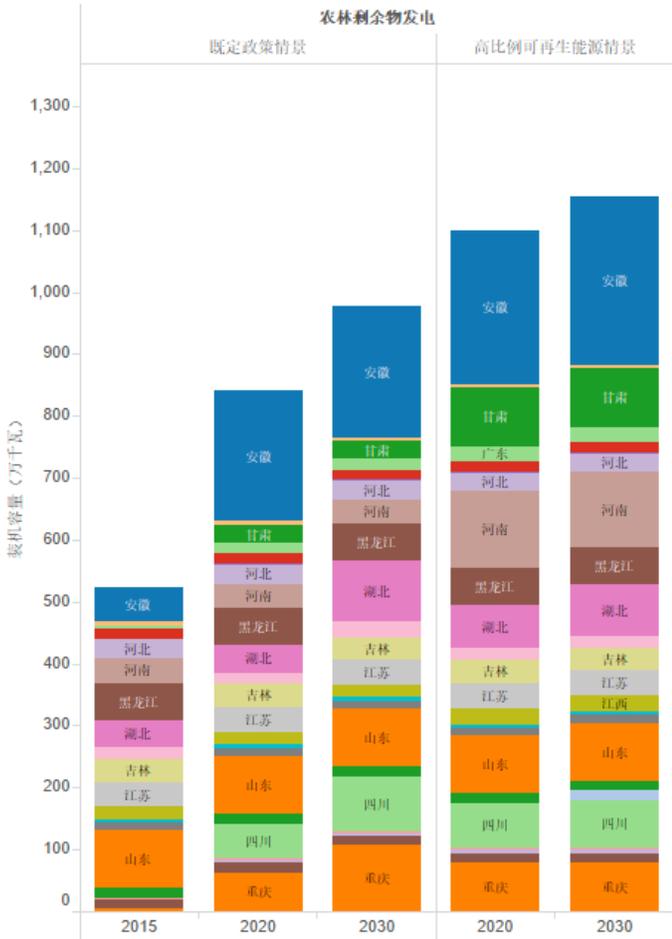


图 7-23 两种情景下农林生物质发电装机发展情况

在高比例情景下，到2020年，农林生物质发电装机容量将达到1100万千瓦，年发电量达到440亿千瓦时。分省份看，基本实现生物质资源的全面发展；得益于技术进步，中东部农林生物质资源得到进一步利用，其中华中地区的河南、四川农林生物质发电装机容量将分别达到122和73万千瓦；而华北地区的山东也将达到93万千瓦；而西北地区的甘肃，较其他省份发展速度略快，装机容量将达到95万千瓦。

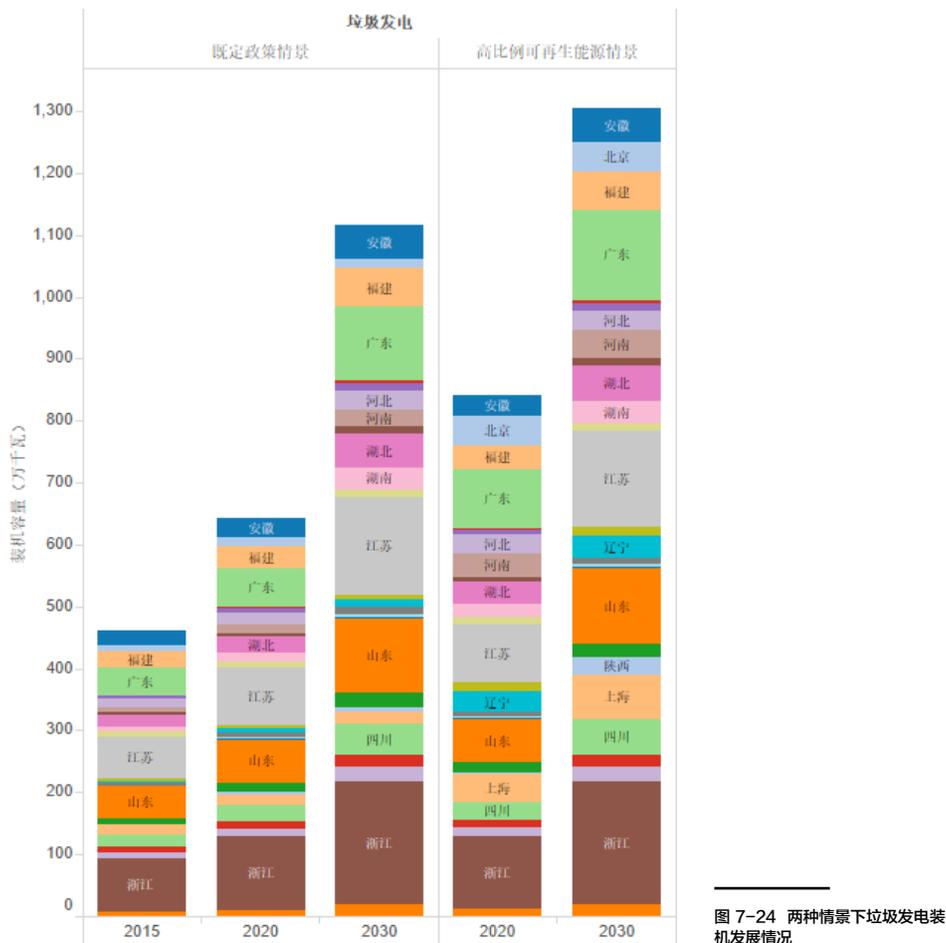
在高比例情景下，在市场需求和竞争的推动下，随着农林剩余物混燃发电技术的成熟，基本实现大规模消纳和利用农林剩余物资源。到2030年，农林生物质发电装机容量将达到1200万千瓦，年发电量达到462亿千瓦时，新增装机主要集中在华东地区。分省份看，华东地区的安徽将会出现进一步增长，装机容量达到272万千瓦；资源较为丰富的河南、湖北、山东及四川等省份农林生物质资源得到全面开发，装机容量分别达到122、83、93、76万千瓦。

### 垃圾发电

在既定政策情景下，到2020年，垃圾发电装机容量达到600万千瓦，年发电量达到366亿千瓦时。分省份看，装机主要集中在华东、华北地区，随着城镇化的加速发展，经济发展速度较快的浙江装机规模将达到119万千瓦，位居全国首位；华北地区的山东将达到71万千瓦；同时，城镇化进程较快的华东地区，装机规模也将大幅增长，其中江苏、福建的装机容量将分别达到94和38万千瓦；而南方地区的广东得益于较好的资源条件，装机规模也将大幅增长，到2020年将分别达到61万千瓦。

在既定政策情景下，2030年，垃圾电装机容量较2020年增加500万千瓦，平均每年增长50万千瓦，到2030年达到1100万千瓦，年发电量达到586亿千瓦时。分省份看，2020-2030年的新增装机主要集中在华东、南方、华北地区。浙江装机规模将会出现快速增长，装机容量达到200万千瓦，位居全国首位；南方地区的广东和华北地区的山东将会快速发展，装机规模将分别达到120和121万千瓦；华东地区的江苏、安徽、福建增幅也较大，装机规模将分别达到157、64和64万千瓦；华中地区也将出现小幅增长，其中，四川和湖北的装机规模将分别达到50和57万千瓦。





在高比例情景下，到 2020 年，垃圾发电装机容量将达到 800 万千瓦，年发电量达到 494 亿千瓦时。随着城镇化进程的推进及经济发展水平的提高，垃圾发电发展增速。分省份看，华东、南方地区经济发展较快、城镇化水平较高的省份发展速度较快，其中，浙江装机规模将达到 119 万千瓦，位居全国首位；其次，是广东装机容量达 96 万千瓦；随着对环保监管力度的加强，华北地区的垃圾发电也将稳步增加，其中，山东的垃圾发电装机容量将达到 71 万千瓦；而西北地区的陕西、青海等经济欠发达地区，发展较为缓慢，装机容量分别只有 3 和 0.5 万千瓦。

在高比例情景下，随着监管技术提高和监管力度的加大，垃圾发电成为解决城市生活垃圾最有效办法。到 2030 年，垃圾发电装机容量将达到 1300 万千瓦，年发电量达到 715 亿千瓦时，新增装机主要集中在华东、南方地区。分省份看，经济较为发达的浙江，将会进一步加大开发力度，装机规模将达到 200 万千瓦；而资源较为丰富的江苏，装机容量也将达到 157 万千瓦；在城市化较高的广东，垃圾发电装机容量将达到 144 万千瓦。值得一

提的是，上海、安徽和北京的垃圾发电将得到全面开发，装机容量分别达到 71、54、48 万千瓦。

### 沼气发电

受资源条件约束，沼气发电在生物质发电中的份额较小。到 2020 年，沼气发电装机容量将达到 46 万千瓦。分省份看，生物质资源丰富、气候环境适宜的华中、华北地区发展速度较快，其中，湖南装机容量达 14 万千瓦，居于首位，其次是山东，发电装机达 10 万千瓦。华东地区的安徽、福建、江苏、上海、浙江发展较慢，装机容量仅为 8 万千瓦。

在既定政策情景下，到 2030 年，沼气发电装机规模将达到 59 万千瓦，较 2020 年新增 13 万千瓦，年发电量为 2 亿千瓦时。分省份来看，华中地区的湖南将领先发展，装机容量达 18 万千瓦；华北地区的山东次之，装机规模达 13 万千瓦；受资源条件约束，东北三省发展较为缓慢，装机容量仅为 1 万千瓦。

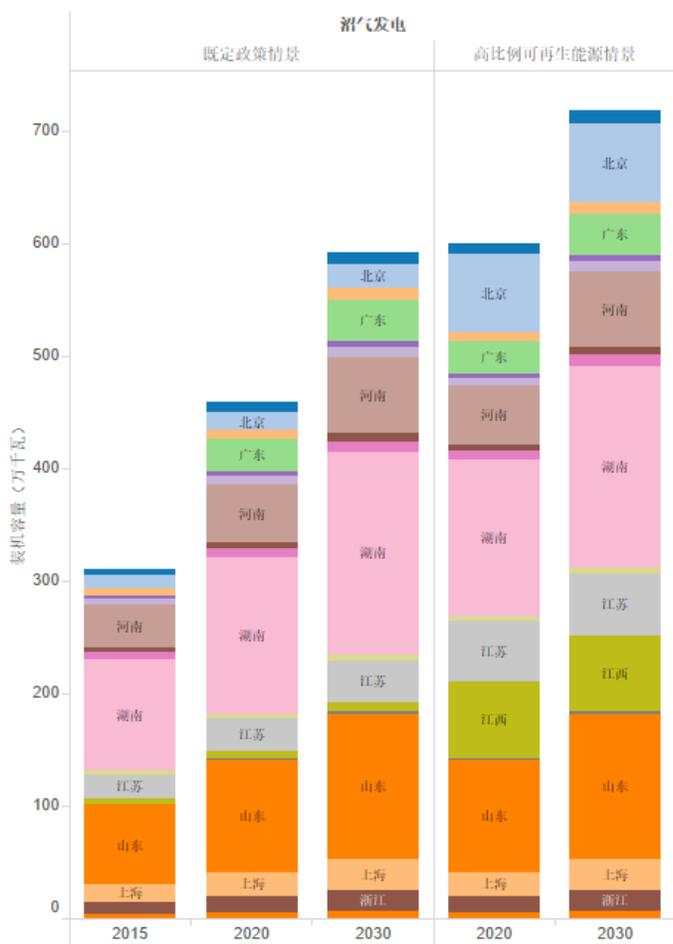


图 7-25 两种情景下沼气发电装机发展情况

在高比例情景下，在充分发掘沼气资源潜力的基础上，沼气发电将进一步稳步增长。到2020年，沼气发电装达60万千瓦，发电量达2亿千瓦时。从各省发展情况来看，受益于较为丰富的资源条件，华中地区的湖南和江西发展速度较快，装机规模分别达14和7万千瓦；华北地区的山东，装机规模也将进一步扩大，达到10万千瓦；东北地区发展较为缓慢，黑龙江、吉林、辽宁三省装机容量仅为1万千瓦；受到资源条件约束，西北地区沼气发电未实现开发。

在高比例情景下，到2030年沼气发电较2020年新增12万千瓦，达到72万千瓦。从各省发展速度来看，湖南领先其他省份，装机规模达18万千瓦；山东装机容量将达到13万千瓦，居于第二；华东地区将略有发展，其中，江苏装机规模最大，达到6万千瓦。

## （七）煤电

### 1、2015年部署情况

中国所有地区的燃煤发电都在当地电力系统中占有重要地位，煤电一直都是中国电力供应的支柱。燃煤发电容量主要集中在煤炭资源基地或沿海及高电力消费量的省份。

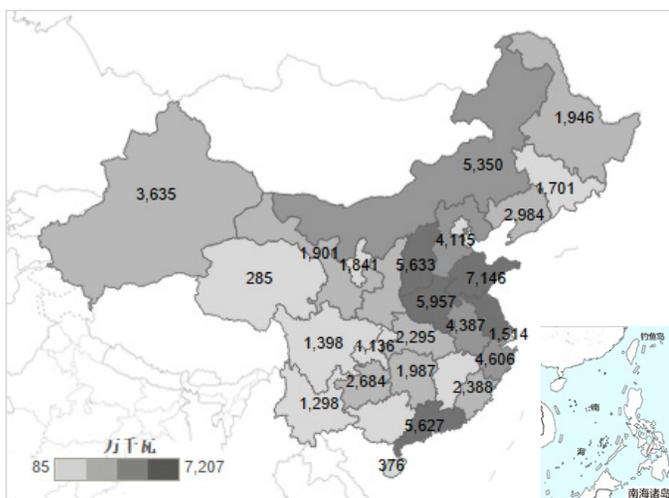


图 7-26 2015 年底各省装机煤电装机容量

### 2、新增容量约束

情景设定中，新增煤电规模受到约束。基于市场和政策情况，短期内对煤电发展施行总装机容量约束。2015年到2020年期间，新增燃煤发电容量不应超过1.9亿千瓦，在2020年，将燃煤发电总产能有效地约束在10.5亿千瓦以下，但考虑到低效小型发电机组的淘汰，新建煤电装机将超过1.9亿千瓦。

2015年，国家规定13个省份到2017年底停止审批新的燃煤发电厂。这些省份包括黑龙江、山东、山西、内蒙古、江苏、安徽、福建、湖北、河南、宁夏、甘肃、广东和云南。另外有15个省份也被命令推迟建设已通过审批的新项目。这些省份包括黑龙江、辽宁、山东、山西、内蒙古、陕西、宁夏、甘肃、湖北、河南、江苏、广东、广西、贵州和云南。

2015 年底，正在建设施工中的煤电容量大约 2 亿千瓦，约有 4000 万千瓦已获得许可，另外还有 2.15 亿千瓦正在进行许可前准备工作，2.5 亿千瓦已经宣布。

情景假设已经在建的机组最迟将在 2020 年完工。但是，在受到上述政策影响的省份，0.35 亿千瓦已获许可机组容量的施工将被推迟，此外，1.4 亿千瓦的预许可电厂容量最早在 2018 年底之前不会获得正式许可。因此，与 2015 年底相比，这意味着最少有大约 2 亿千瓦的新增容量，最多有大约 2.9 亿千瓦的新增容量。EDO 模型在省级层面将上述约束进行了解设定。

在京津冀（北京、河北、天津）、长江三角洲（上海、江苏、浙江）以及珠江三角洲（广东）等关键区域，会做出进一步的约束。在两种情景下，2017 年，北京将退役全部燃煤机组。同时，2020 年之后，河北、天津、山东、上海、江苏、浙江和广东将不再新增煤电机组容量。

### 3、机组退役

模型中对现有燃煤发电厂退方面的假设还比较简单的，因为缺乏关于现有电厂状况的数据，也没有电厂历史运行时间分布的数据。现有电厂主要以机组规模以及每一机组规模的平均效率作为区分。尽管如此，关于机组退役相关的假设背后的假设被认为是合理可靠的，因为首先要关停效力低下的小型发电机组（250 兆瓦及以下），然后对大型发电厂进行进一步分类。

具体的退役假设如下：

- 针对小型机组（250 兆瓦级以下），总规模假定从 2015 年开始进行线性缩减，从而在 2025 年之前逐步实现完全淘汰。
- 2020 到 2030 年期间，将循序渐进地停用现有的 -300 兆瓦机组。
- 现有的 >600 兆瓦机组将从 2025 年开始停用，通过线性的逐步淘汰，在 2045 年之前停用所有机组。
- 1000 兆瓦级别的机组都是新建成的，因此在 2030 年之前，不会停用任何此类机组。

下图展示了现有燃煤发电容量的发展趋势结果，展现了最先停用的最小及效率最低下的煤炭机组的趋势。

如图中所强调的，基于这些假设，2015 年现有燃煤发电机组中有 2.77 亿千瓦将持续运行到 2030 年。这一容量以新机组的投入运营作为补充，并可能通过翻修或者延长寿命周期的方式进行。



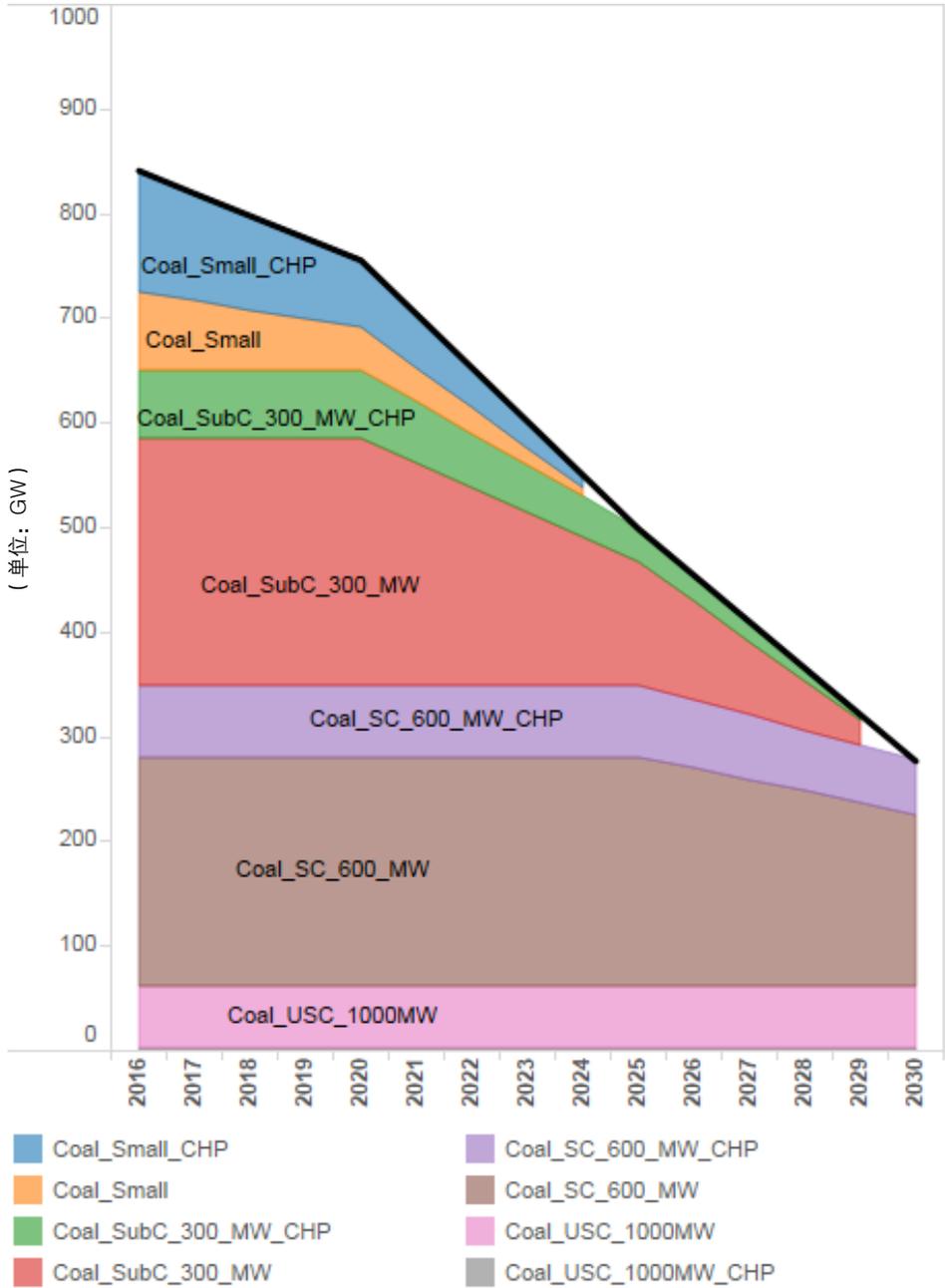


图 7-27 两种情景下现有燃煤发电容量的演变

#### 4、新增燃煤机组容量

两种情景下燃煤发电装机容量在 2020 年之前都会有所增长。这在很大程度上是因为 2015 年已处于后期规划阶段或者已在建设中的燃煤电厂的落成。从 2020 到 2030 年，新建燃煤发电容量将被现有电厂停用带来的损失所抵消，从而造成净容量下降。

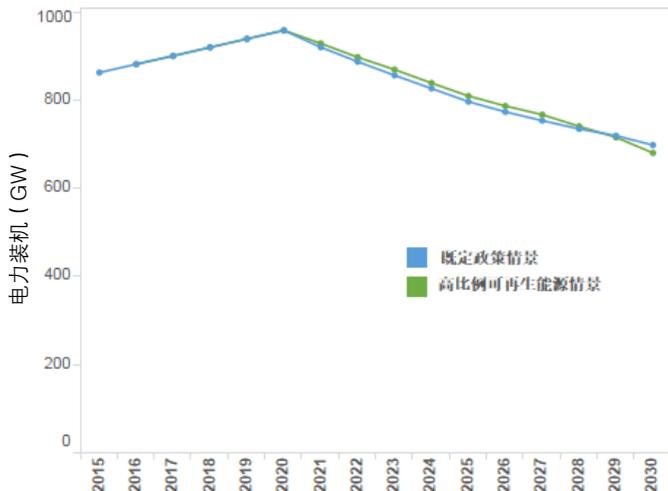


图 7-28 两种情景下燃煤发电容量的发展

2020 年之后，假设市场会确保只有需要的新建燃煤发电容量会投入运行，两种情景下，燃煤发电厂都将在 2020 年达到峰值，即 9.6 亿千瓦。2030 年，既定政策情景下的燃煤发电容量为 7.1 亿千瓦，而高比例可再生能源情景下的燃煤发电容量将下降到 6.6 亿千瓦。

随着可再生能源规模的不断扩大，到 2030 年，高比例可再生能源情景下的燃煤发电容量会显著降低。但是，终端用能需求电气化的提高会带来更高的电力需求，因此在高比例可再生能源情景中，净容量一开始会下降得比较慢。这应该能反映与电气化步调相关的电力供应转型的时间和速率。

#### 5、发电容量过剩会导致设备利用效率低下

2015 至 2020 年期间，发电容量过剩对燃煤发电厂的满负荷时间造成压力。2020 年之后，因为可以通过机组停用，因此平均机组满负荷时间得到改善。此外，最初作为灵活机组（见下文）建造的机组的满负荷时间将日益增加。

#### 6、重点发展具备灵活性的新技术

根据模型确定的新燃煤发电投资的一个关键结果就是，在两种情景下，都会对更多灵活燃煤发电厂进行重大投资。

模型以经济为基础从五个选项中选择新的燃煤发电容量：

- USC1000 兆瓦燃煤机组，总效率为 48%——人民币 330 万元 / 兆瓦
- 660 兆瓦燃煤机组，总效率为 41%——人民币 340 万元 / 兆瓦
- 灵活 660 兆瓦燃煤机组，总效率为 41%——人民币 350 万元 / 兆瓦
- 标准 350 兆瓦热电联产机组，总效率为 41%（纯发电模式下）——人民币 410 万



元 / 兆瓦

- 灵活 350 兆瓦热电联产机组，总效率为 41% ( 纯发电模式下 ) ——人民币 430 万元 / 兆瓦

不灵活机组的爬坡率为每分钟 2%，锅炉最低为 40%；灵活机组的爬坡率为每分钟 4%，锅炉最低为 20%。热电联产机组每生产一单位的热量会损失 0.22 个单位的电力输出。

上述效率是在满负荷状态下实现的，但是模拟中实现的效率取决于电厂的输出水平。

如下图所示两种情景下，波动可再生能源的比例都会有所增加，新建燃煤发电装机容量将越来越多地采用“灵活”机组，尽管其投资成本会更高。研究的核心发现就是模型结论显示相关灵活性的数值大于额外的投资成本。

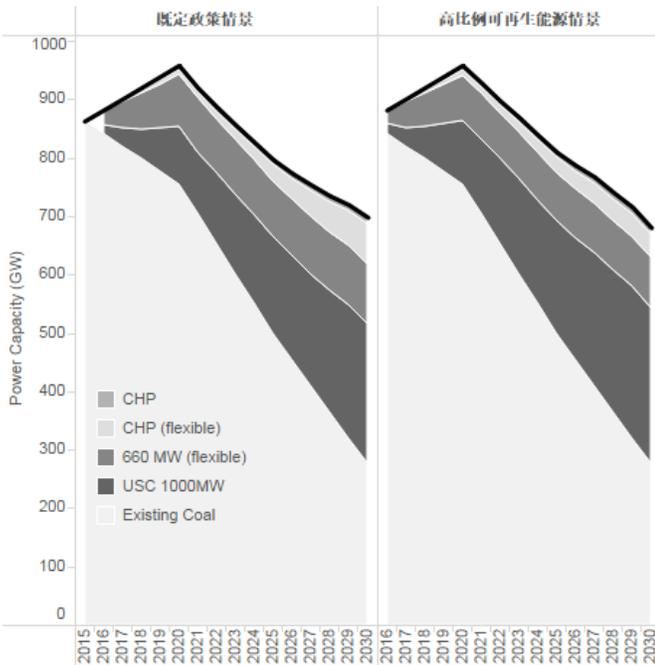


图 7-29 既定政策情景下燃煤发电容量的发展

不断提高的发电厂灵活性将作为改善可变可再生能源的一个核心测量标准。丹麦、德国和美国的例子均表明燃煤发电站可能从主要提供基荷转型为主动平衡净负荷，即负荷减去可变可再生能源的发电量。

德国当前电力系统的一个显著特点就是通过燃煤发电机组调整发电量，因为天然气在很大程度上定价过高以致无人问津。当然，发电与区域供热或工业供热需求相挂钩的地区除外。

### 高可再生电力系统中热电厂的角色变化

丹麦的电力和供热部门正朝着二氧化碳中和的方向转变，这会在很多方面对热电厂产生影响：

风能和太阳能发电量的提高降低了热电厂的市场份额。

不生产热能的燃煤发电厂被关停。

燃煤热电联产转变为生物质，或者被取代。

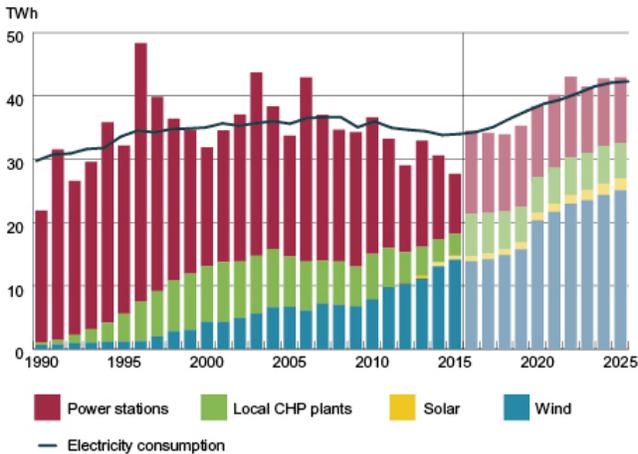


图 7-30 丹麦的电力生产发展 (2015 年之前的历史状况及之后的预测)

可再生能源生产在市场上越来越占据主导地位，热电厂要想在这种情况下存活下来，就必须适应新的形势，集中关注灵活性及其他服务的提供。下列数字展现了丹麦抽气式热电联产设备如何通过降低最低负荷来扩大其运营区域。

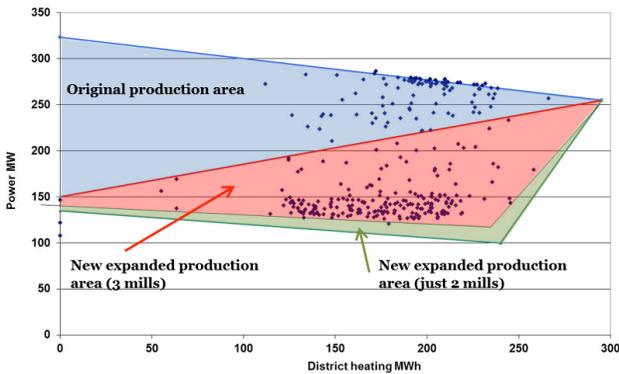


图 7-31 在热电联产萃取设备灵活性方面进行投资而造成的生产区域变化

在改变之前，最低负荷为 45%，改变之后（大约花费了半年时间），运营区域扩大了一倍，最低负荷降低为 36%。图上的小点代表扩大生产区域后，第一个生产月内的每一个生产小时。



上述方框专栏的前面部分描述了丹麦当前的状况，提高的可再生能源比例和低需求增长转换推动发电厂改善自身灵活性的直接刺激因素。丹麦和德国的情况与情景中实现的情况非常类似。中国的低负荷增长和非化石能源（包括新的可再生能源、大规模水利和核能）的高速发展制造出了一种不再需要新建燃煤容量的局面，为灵活性而非基荷效率而安装的容量占比不断提高，此外，还有翻修中国现有机组的巨大机遇。比如，丹麦就进行了此类改造，上述方框专栏的后面部分突出强调的一样，其中描述一个已返修电厂的真实案例。

例子介绍的是一个大幅扩大可行运行区域的热电联产机组，该机组可在更多与热电输出相关的配置下运行。注意在新的运营区域，电厂的最低电源输出实际上就出现在机组产生热量之时。对于热电联产机组，通过发热时间和热消耗时间的解耦，可以进一步提高运营灵活性。通过蓄热安装和/或基于电价，通过与其他发电技术的有效协调，就可以实现这一点。比如，当电价低时，电热锅炉可以代替热电联产机组，用电产生热量。当电价足够低时，发热成本会变得足够低，剩余的热量可以存储在蓄热器中，以供后期使用。

中国的燃煤发电机组具有大约 10 亿千瓦的容量，不能忽略其灵活性能力，要以此作为实现电力部门长期去碳化的过渡措施。此外，丹麦和德国的经验表明如果能集中精力解决这个问题，现有燃煤电厂，甚至是比中国机组更加老旧的电厂，也可以变得更加灵活。

下图例证了情景中灵活燃煤机组所扮演的角色。模拟的每小时批发价格与燃煤电厂的调度模式直接相关。在第 12 周（图片上部）和第 38 周（图片底部），当电价超过相关燃煤电厂的短期边际成本时，不灵活（黑色）和灵活机组（深灰色）都提高了输出量。在第 12 周，尤其值得注意的是，相对于不灵活的燃煤机组，灵活机组能够比高电价时更大幅度地提高产量。图 55 阐述了尽管灵活机组的预付成本更高，但模型依然选择对灵活机组进行投资的一个原因。

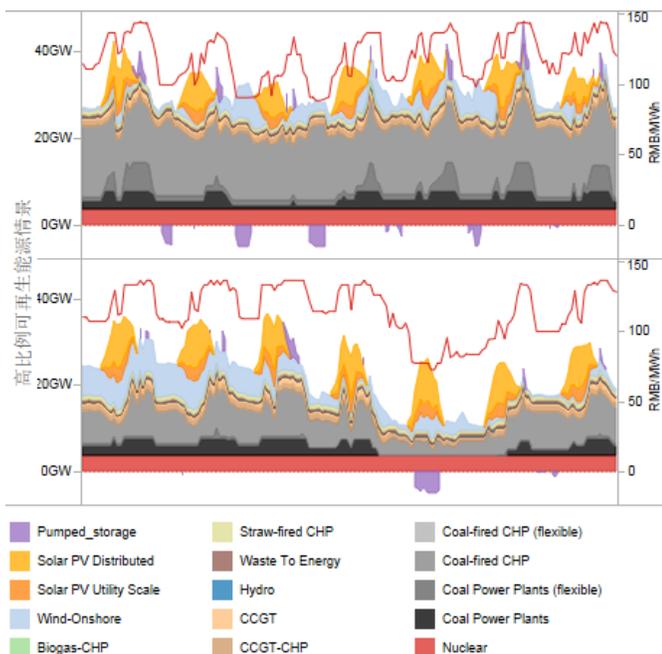


图 7-32 高比例可再生能源情景下，燃煤电厂在 2020 年第 12 周（上部）和第 38 周（底部）的灵活运营

另一方面，当电价下降时，所有电厂都会下降出力，因为仅靠电价本身无法承担起边际运营成本。在这种情况下，机组会遭受损失，必须在其他时间段追回损失，但是不灵活机组的产能翻了一番（其最低负荷率为40%，而灵活机组的最低负荷率为20%），这就意味着相对于灵活机组，其每小时、每调度一兆瓦容量所造成的损失也更高。

在第38周（图片底部），有一段因电价非常低而导致灵活及非灵活冷凝燃煤机组关停的时期。但此处情况并非如此，在有些周内，非灵活机组关停，而灵活机组依然在线。因为低电价无法承担他们的短期边际成本，造成了一定的损失，但最低负荷20%下的此种损失还是低于与机组启停相关的成本，因此灵活机组相较于非灵活机组是具有优势的。

注意，图片并未证明此种运营方式的整体盈利能力，因为这也取决于市场上的额外补偿计划，比如为在线机组提供补偿或者仅仅是强迫提供系统服务。如果补偿仅仅是基于能源价格，那么它们在模型中的存在表明高电价时间段的平均价格足够高，足以弥补低电价时间段的运营损失。但是，因为模拟中包括容量基于每日峰值负荷和准备金比率上线的额外要求，所以某些机组被迫在仅靠电价不足以弥补短期边际成本的时间段内上线。强迫电厂在其本不愿运行的时间段运行会导致某些短期边际成本会被视为沉没成本，从而降低其有效边际成本。在低边际成本下，此类电厂目前有意在较低电价期维持生产，此项模拟的最终结果是最后模拟出的电价低于单一能量市场上可能出现的价格。相反，在市场方面，为投入运营的机组提供额外的非能源付款，可以确保在特定时间段有足够的机组投入运营。

### 7、不同地区电厂的作用和类型存在差异

燃煤电厂的类型和所在地不同，其所起的作用也有极大的差别。在某些地方，传统的燃煤机组会根据保证满负荷时间要求的假定逐步淘汰计划逐渐缩减发电量，而在其他地方，还有额外燃煤发电的空间，特别是在发电量灵活的情况下。这是因为不同省份之间燃煤价格的差异、不同地区可再生能源的差异以及预期的电网扩展，比如从内蒙古、新疆、宁夏和山西。下图展示了两种情景下，2015到2020年之间确定的新的灵活燃煤发电容量。

新的灵活容量主要在山东、内蒙古、河北、安徽省安装（超过600万千瓦），而多个省份会开发200到400万千瓦的灵活容量。显而易见的是，山西和新疆并不在这份名单上，尽管事实上，它们是燃煤发电容量最高的省份。

此模型中，之所以不选择在山西和新疆进行灵活燃煤发电容量投资，部分是因为在2030年之前，这两个省份会大幅增加不灵活的燃煤容量，模型会尽可能灵活地利用大部分现有容量和新燃煤容量。还有一个原因是，这两个省份具有充足的廉价煤炭资源，所以模型中会优先生产廉价的煤电，出口到其他省份。就这一点而言，它与另一个重要的模型假设密切相关，即为了实现可再生能源的出口和/或平衡，模型假设有高效的传输以及水能等其他灵活资源的优化利用。



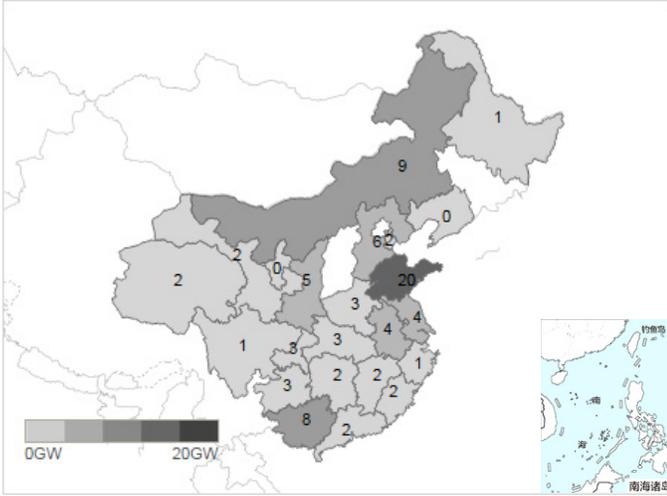


图 7-33 2015 到 2020 年之间增加的灵活燃煤发电容量。

### 8、2030 年燃煤机组的分布

除了政策驱动约束之外，决定模型在何处投资燃煤发电容量的最重要因素就是煤炭价格。下图展示了模型中使用的各省平均煤炭价格。

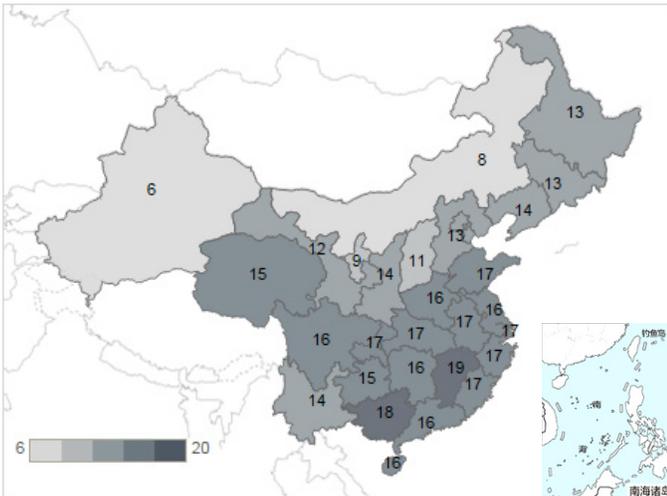


图 7-34 情景下各省的平均煤炭价格，元/吉焦。

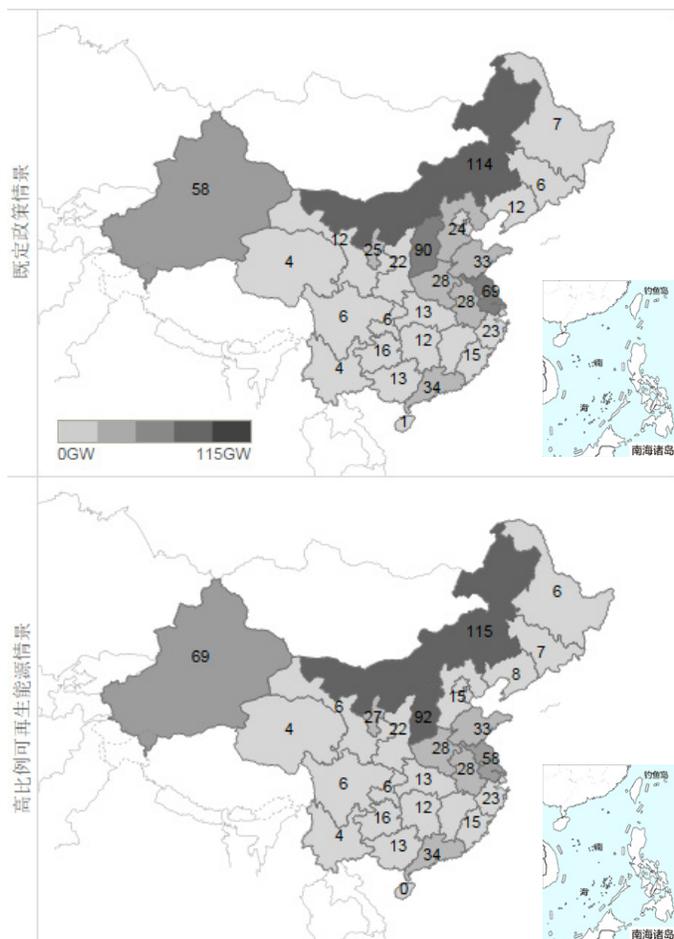


图 7-35 2030 年两种情景下的燃煤发电容量

考虑到内蒙古和新疆的低煤炭价格，在 2015 年到 2030 年期间，它们会成为煤炭容量增长最大的省份。尽管内蒙古的煤炭价格略高于新疆，但内蒙古燃煤发电容量的增长大得多，因为它与大型负荷中心的距离更近，因此，较低的传输成本可以抵消略高的煤炭成本。

在两种情景下，2030 年的燃煤发电容量非常类似。但是，将情景中 2030 年的燃煤发电容量与当前的状况相比，一个最显著的差异就是燃煤发电容量不断在少数几个省份集中。到 2030 年，4 个容量最大的省份大约占到了燃煤发电容量总额的 50% 左右，高于 2015 年的 30%。这种煤炭整合反映了政策、经济和模型运行设计方面的背景。首先，中国的省份以前都力求通过省内的生产满足本身的电力需求，因此，它们对于各省之间的电力



传输所投入的关注度不足。但是，出于政策考虑，为了从煤炭和可再生资源充足的省份向电力生产成本更高的负荷中心输电，而决定建立的电力基地和传输线路改变了这种趋势。这种政策决策受限于经济条件，即这些省份的煤炭成本较低，通常也有比较优质的可再生资源，从而会造成这些区域的电力生产成本更低。模型运行的过程中反映了这两方面的问题，因为模型是以中国大陆为基础进行优化，模型中，中国大陆各省份的煤炭成本和可再生资源有所差异，能够在传输容量方面进行投资，满足每一个省份的电力需求。结果，在考虑传输成本的同时，模型还将集中在煤炭成本最低的省份进行煤炭发电容量投资（假设这些地方燃煤的生产容量没有任何约束）<sup>3</sup>。

这种相当大范围的燃煤容量整合可能造成很多影响。首先，它将对环境的影响集中在少数几个省份，可能导致各地和各省不均衡。另一方面，与本地电厂和煤矿岗位相关的经济利益和电力销售的收入也会集中起来，可能导致各省份之间的不满。

### 9、中国煤电的未来

2020年，中国电力系统中的燃煤发电容量大约会达到10亿千瓦，此系统在未来要面临的一个问题就是传统的基荷运营模式不再具有经济可行性。新的燃煤发电厂需要由更大的灵活性，现有的电厂需要进行翻修。随着高可再生能源的转型，电力系统经济学中的基本驱动因素也会支持这一点，即反映短期边际成本的电价。

与现有燃煤发电厂机组相关的灵活性资源规模太大，以致于无法忽视与未来其他技术相关的事宜。煤电发展的思路需要发生根本性的转变。此外，需要终止与新建燃煤电厂相关的趋势，不论是否有此项要求。电力系统正在经历着市场改革，所以它有望能够在内部自行解决这一问题。

在欧洲施行电力市场自由化时，相关行业也花费了一段时间才适应这种新的现实。但是，考虑到欧洲目前的市场状况、容量过剩以及不断提高的可再生能源比例率，已经停止新建热电厂（尤其是煤电厂），因为生产能力过剩将电价压到了低谷，基荷电厂不再具有经济效益。

中国国有企业的改革能够足够快速地调整自身以适应新的现实。没有容量机制的现货市场的落实（即电价反映了短期边际成本的单一能源市场）会迅速遏制容量过剩的发展。市场改革本身代表了一种历史机遇，但为了取得成功，关键是要完成正确的市场机制设计。欧美电力市场的经验告诉我们，市场参与者会提供有定价的服务，从而必然会要求得到电力系统所必需的产品和服务，但它们不会为其他服务提供报酬。这就意味着某些传统上由热电厂免费提供的服务，即旋转备用等，未来可能需要收取报酬。同时，其他服务，不论有没有报酬，都可能越来越多地由其他类型的工厂提供，包括可再生能源电厂、电网，甚至是需求侧。

考虑到中国燃煤发电部门的庞大规模、重要性和复杂性，在试图简化将要面临的挑战时，一定要慎之又慎。尽管如此，为了促进向低二氧化碳密集型能源部门的转变，同时维持煤电厂的经济生存能力，必须要解决的首要问题是：

<sup>3</sup> 应该注意的是，没有有效的数据来辨别扩建燃煤发电厂造成的煤炭价格波动，即实际上，一个省份的煤炭成本可能在连续建立燃煤发电厂后上升。

- 减少容量过剩
- 提高灵活性
- 反映短期边际成本的付款 + 交付的系统服务

## （八）天然气发电

中国的天然气总消耗量在第十三个五年规划期间预期将从 2015 年的 1900 亿立方米（2.34 亿吨煤当量）增长到 3600 亿立方米，到 2020 年，会达到 4000–5000 亿立方米（4.92–6.77 亿吨煤当量）之间。

中国国内天然气的生产量有限，使用的大部分天然气都是通过管道从俄罗斯、中亚进口，或者通过液化天然气进口到沿海省份。2015 年，中国 32% 的天然气消耗量来自于进口，但是着眼于不久的将来，这一比例预期将于 2020 年上涨到 44% 左右。通过 2030 年之前额外的国内发展，这一比例预期将在 2030 年下降到 33%。2015 年，中国的电力部门消耗了大约 17% 的天然气。这一比例预期将于 2020 年达到 20% 左右，在 2030 年达到 30%。

基于上述信息，与电力和区域供热部门天然气消耗相关的假设将在最终模型运行时有所增加。因此，天然气将在电力消耗发挥的作用将大于下文所描述的结果。

天然气发电和区域供热生成容量的部署是受环境因素驱动的，主要是为了缓解对空气质量恶化造成的压力。燃煤发电的发展在核心区域是受到约束的，这些地方可以使用天然气，推广天然气发电来降低对燃煤发电的依赖性。北京、上海、天津、广州、深圳及其他大型现代化城市将依赖新建的天然气发电装机容量，以此发电和供热，尤其是北方省份的供热。

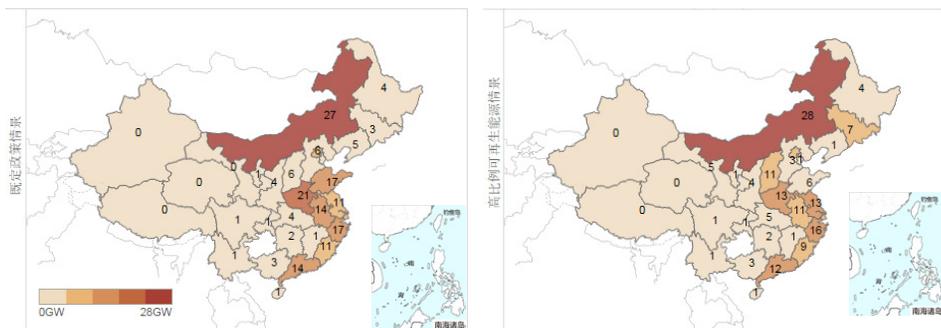


图 7-36 两种情景下的天然气发电

两种情景的特点都是集中在沿海及上述核心区域的天然气发电容量的发展。但是，内蒙古也会出现大规模的发展，因为内蒙古天然气发电的发展与某些波动性可再生能源最集中的部署密切相关。

可以通过进口有效地稳固天然气量，所以不论从装机容量还是发电量的角度来看，两种情景下的天然气发电量都只有细微的差异。但是，从平均值来看，天然气发电机组，尤其是没有热电联产的机组，在高比例可再生能源情景下的满负荷运行时间更短。

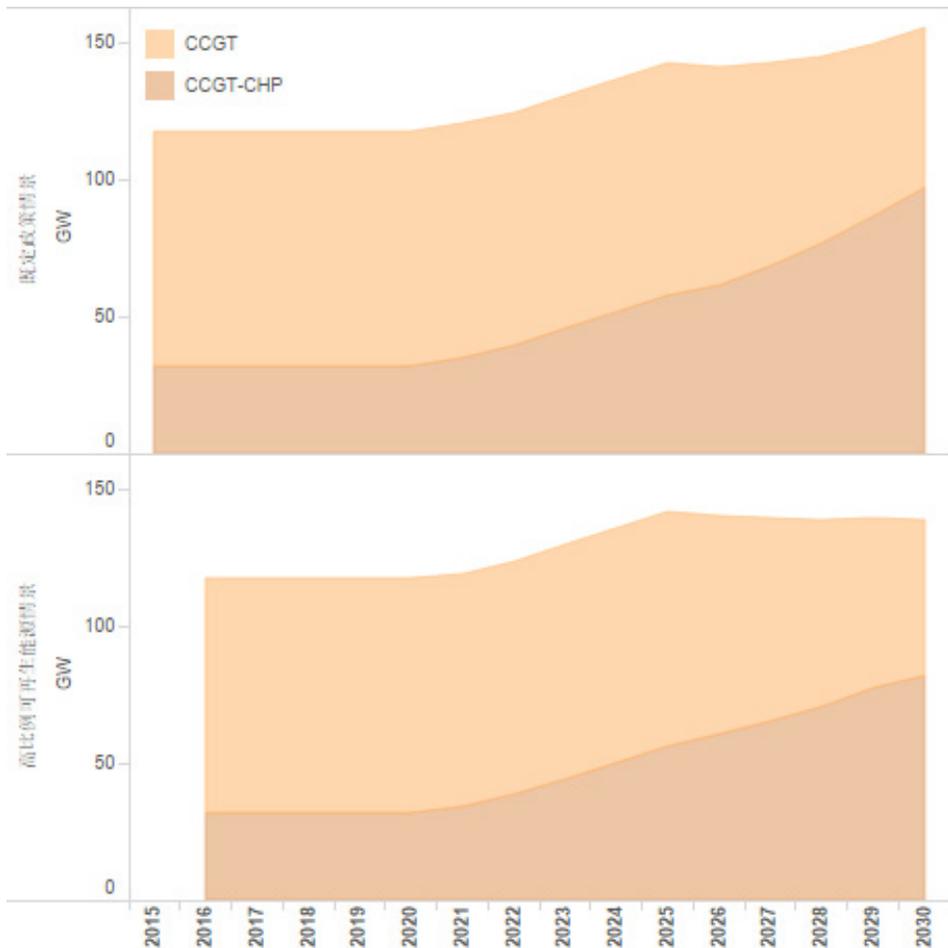


图 7-37 两种情景下天然气发电容量的发展

## (九) 储能、电动汽车智能充电及工业需求响应

随着间歇性可再生能源发电量的不断提高，能源系统内的灵活性和储能选择将变得越来越重要。结果就是，在两种情景中，模型都选择在各种储存 / 灵活性技术方面进行投资：

- 抽水蓄能
- 退役电池梯次利用（仅在高比例可再生能源情景下）
- 各种固定电化学储能技术，压缩空气蓄能
- 将电能转为热能的热泵和电热锅炉

除了允许基于技术投入成本和经济优化考虑对上述技术进行投资以外，在高比例可再生能源情景下，模型还提供了以下形式外在灵活性选择：

电动车的智能充电，假定是在高可再生能源比例率情景下，电动汽车通过有序充电的

方式参与电力系统调节。

工业需求响应，不论是市场改革驱动的还是计划管理模式下的需求响应，都被假定成一种应该在中国推广的负荷侧灵活性调节选择。

基于这些输入，下图展示了两种情景下储能技术的充电以及需求响应参与规模。在电动车辆智能充电容量方面，应该注意的是图中所示值针对的是所有电动车辆电池可以实现的总效果，因此没有考虑它们的可用性（即当时是否与电网连接，或者动力电池是否有可用的剩余容量）。

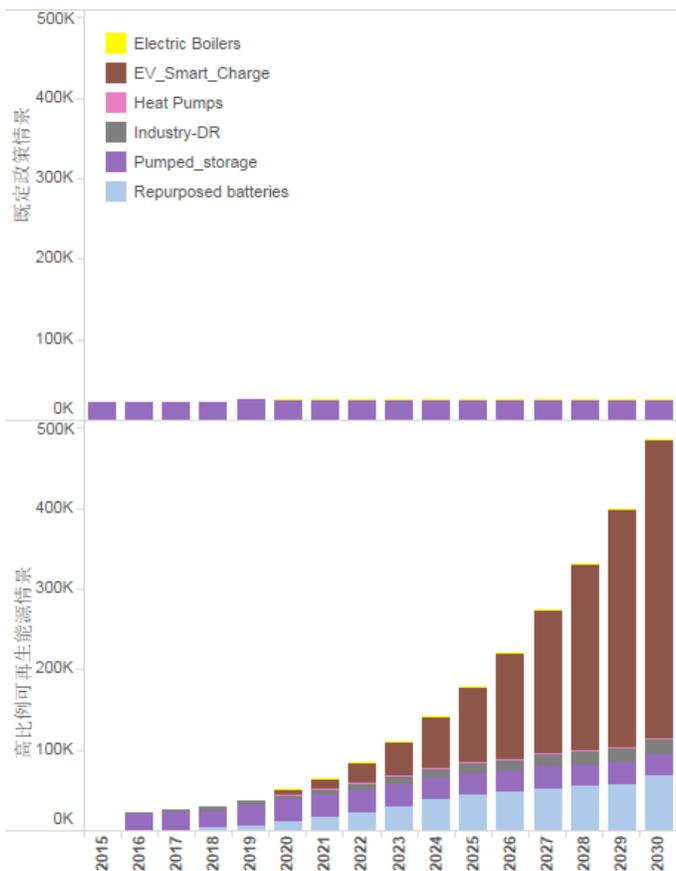


图 7-38 包括电动车辆在内的蓄能充电能力和需求响应的负荷缩减能力（兆瓦）

### 1、抽水蓄能

抽水蓄能电站提供了很大的灵活性，目前是最经济的大型蓄能形式。抽水蓄能电站可以快速启停，实现连续、快速的输出变化，从而对系统负荷的变化做出快速响应，比如应急储备。它们可以提供无功支持、黑启动，还可以通过快速负荷调整，在确保电能质量和系统安全性及可靠性方面发挥重要作用。

在 2015 年第，中国的装机抽水蓄能发电容量为 2200 万千瓦，占到中国装机发电容量的 1.4% 左右。东北电网为 1500 兆瓦、华北电网 4270 兆瓦、华东电网 7000 兆瓦、华中电网 3800 兆瓦、西藏 113 兆瓦，而华南电网为 4800 兆瓦。

随着可变可再生能源比例率的不断提高，抽水蓄能等蓄能措施可能在平衡系统波动方面发挥越来越重要的作用，还能提供上述的辅助服务。两种情景扩展了抽水蓄能发电站的部署，但可能还是无法达到人们可能预期的规模。在既定政策情景中，装机抽水发电容量将在 2030 年达到 2650 万千瓦，在高比例可再生能源情景中，将达到 2700 万千瓦。在两种情景中，这种扩展可能都应被视为一种适度的扩展，至少在一定程度上，这是由发电侧大量其他技术灵活性的改进以及为确保更大区域平衡而提高的传输能力造成的。但是，最有可能的情况是，在市场力量有效释放的假设下，对灵活性和隐式及显式蓄能的需求会被引导到能够以最低成本调度的地区。

相对于既定政策情景，模型在高比例可再生能源情景下对抽水蓄能的额外部署相对较低，这是考虑到在高比例可再生能源情景下，开发出了很多抽水蓄能的外生替代选择。在中国政府大力支持电动汽车发展的背景下，电动汽车有望成为未来道路交通管理部门主流的技术选择。在一定市场激励机制下，电动汽车也具有参与系统运行的理论潜力。

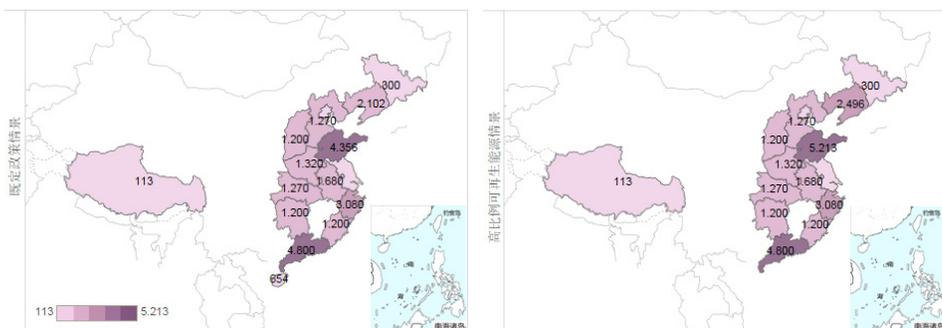


图 7-39 两种情景下 2030 年的装机抽水蓄能容量（兆瓦）

## 2、电动车辆和智能充电

在各类激励政策驱动下，中国电动车辆的累积保有量在近些年内经历了快速的增长。2015 年，中国成为世界上最大的电动车辆市场<sup>4</sup>，年销量超过 33.4 万辆电动车。中国政府也设定了电动车辆发展目标，到 2020 年，电动车辆的累积保有量将超过 500 万辆，到 2025 年，电动车辆的年销量将超过 300 万辆。

下图表明了两种情景下乘用车库存量的估计值。在既定政策情景下，到 2030 年，电动车辆的年销量以混合动力电动车为主，紧随其后的内燃发动机汽油车和插电式混合动力汽油车。在高比例可再生能源情景下，电动车辆的销售将在 2030 年左右占到新增汽车销售的一半以上。

<sup>4</sup>2015 年 1-11 月，美国电动汽车销量为 10.3 万辆

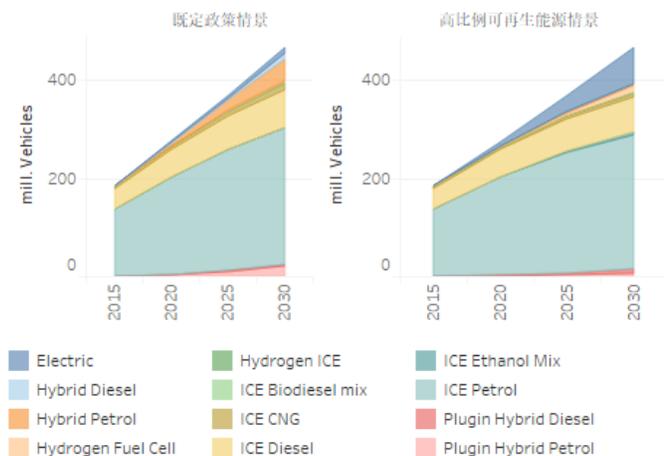


图 7-40 DEMAND 模型的车辆保有量预计

2020 年，高比例可再生能源情景下，假设电动车辆有 0.065 亿千瓦的智能充电量（车载容量）。电动车辆的保有量将不断提高，智能充电型车辆的比例将不断提高（假设在 2030 年将达到 67%），在这两方面的推动下，到 2030 年，这一容量将增长到 3.7 亿千瓦。这些容量反映了车载电池总容量，但要注意到受出行行为的影响，在某些时间点上，此容量中只有部分可用。

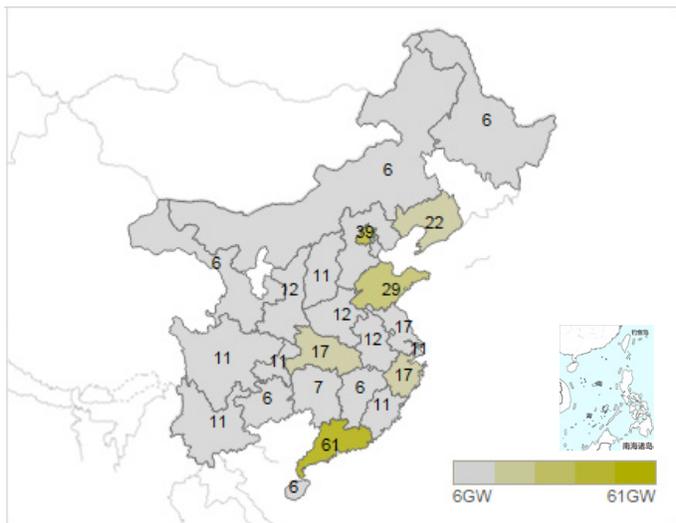


图 7-41 高比例可再生能源情景下 2030 年智能充电型车辆车载电池容量的分布



基于 2013 年到 2015 年的一系列省级 / 市级电动车辆发展目标，可智能充电的车载容量的分布如图所示，这里假设各省的智能充电率都相同<sup>5</sup>。

在模型模拟中，充电负荷描述了常规电动车辆的每小时电力需求。这种被称为“非智能充电”，即电动车一接通电源就开始充电。这种负荷模式在一天内的状况如下图所示，绿线表示使用“非智能充电”的电动车辆。

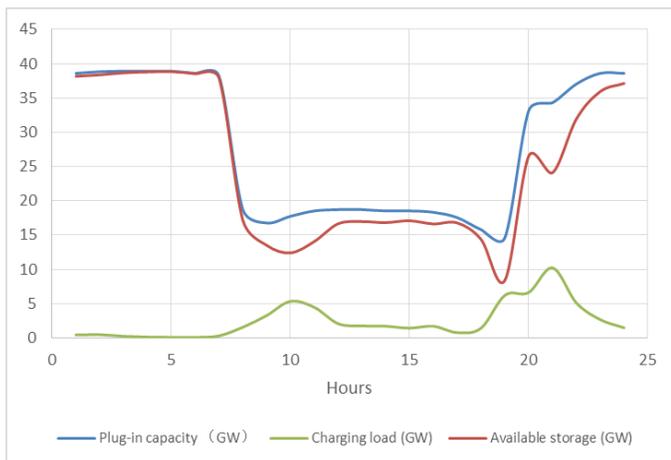


图 7-42 典型的每日充电和插电容量

模型还考虑到了能够转移需求的“智能充电”电动车，以其插电功率容量为上限。图 65 展现了智能充电电动汽车可用调节容量（红线）、电动汽车插电功率容量（蓝线）和非智能充电负荷之间（绿线）的关系。智能充电行为的潜在变化，即推迟或向前推动充电时间，被视为一种虚拟蓄能。虚拟蓄能的蓄能容量不可能超过当时插电式电动车的容量减去该小时默认充电量的差值。反过来，虚拟蓄能的放电指车辆减少或放弃原本该时间点的充电计划。不考虑汽车网互动（V2G）技术下，虚拟蓄能的放电不可能超过任何给定时间的默认充电能力。总体状况已经比较明确，即电动汽车智能充电有逐步向消纳可再生能源出力的方向转移的趋势。

考虑到电动车智能充电的成本相对较低，假设 3.7 亿千瓦的总量中的可用率为 30%，则 2030 年，电动车辆提供的需求响应潜力大约为 1.11 亿千瓦。相反，工业需求响应（更详细的描述见下文）只能为系统提供大约 200 万千瓦的可调度容量。

### 3、电动车辆电池的回收利用

退役的电动车辆电池的梯次使用不仅能降低电动车辆用户的成本，还能为电力系统提供替代蓄能手段，还可能有助于缓解电动车电池的负面环境影响。尽管某些组织已通过示范项目研究了电动车电池的回收利用，但对于电动车电池改造的精确潜力及其相关经济效益，还没有达成一致。很多研究已开始展现报废电动车电池的巨大潜力，表明随着电池模块标准化的改善以及市场的快速发展，很可能实现成本缩减<sup>6</sup>。

<sup>5</sup> 来源：中国汽车工业协会，2015 年。2015 年中国新能源汽车产业发展报告，北京社会科学院出版社  
<sup>6</sup> 2016 年 8 月 22 日的《彭博新能源财经》评论中写道，新的研究很快就会公布，其中指明到 2018 年，回收电池的成本可能低于 50 美元 / 1 千瓦时。

仅在高比例可再生能源情景中可对电池进行回收利用，包括上述电动车保有量的大幅增长。梯次利用电池容量的总额将于 2020 年达到 0.11 亿千瓦，2030 年达到 0.67 亿千瓦。

退役电池主具有作为运行备用的价值，也可能提供其他辅助服务，在模拟中，其在正常运行中的满负荷时间为 5 到 10 个小时。

#### 4、新电池技术和压缩空气蓄能

除了成本效益更高的抽水蓄能和回收电池以外，情景中还考虑了安装各种类型化学蓄能装置(电池)的选择，电池价格在近年来大幅下降，但不论是直接或是间接通过负荷管理，与其他蓄能形式相比，它们依然不具备成本竞争力。预计在未来几年间，储能的成本还会大幅降低。不仅是当前及假定的投资发展的成本过高，电池技术所提供的有限循环数也会造成更高成本。成本输入及确定情景中蓄能选择总有效成本的其他相关参数如下表所示。

	储能单元成本 (元/千瓦时)	功率单元成本 (元/千瓦时)	年运营和维护成本在投资中所占比例(%)	转换效率(%)	使用期(周期)
锂离子	1,950	650	3%	90%	2,000
VRB	4,225	1,300	3%	85%	13,000
硫化钠	2,600	1,300	4%	80%	4,500
铅碳	1,300	650	3%	85%	1,000
退役电动车电池	780	650	3%	90%	500
抽水蓄能	-	5,200	3%	78%	50年
CAES	-	9,750	3%	60%	40年

表 7-8 蓄能参数及当前成本预计，2015 年

包括情景中使用的电池成本和电力控制系统投资成本，下表中显示各种技术发展的总成本。

	2015	2020	2030
锂离子	2,110	1,810	1,330
VRB	5,530	4,900	3,850
硫化钠	2,920	2,520	1,880
铅碳	1,460	1,340	1,120
退役电动车电池	720	530	390
抽水蓄能	650	660	680
CAES	1,220	1,100	910

表 7-9 假定的蓄能技术投资成本发展状况(元/千瓦时)

考虑到不同电池技术的成本差异，尽管成本的大幅缩减会对更昂贵的蓄能形式产生影响，但投资开发用于有功功率平衡的全新化学蓄能技术显然更有吸引力。

### 5、热泵和电热锅炉

热泵和电热锅炉将电能转换为热能，在低电价时期可以提高电力需求，还可以实现热电联产机组的慢加速和 / 或关停，从而可为能源系统提供一定的灵活度。此外，热量还可以储存起来以备后用。本报告后文中区域供热章节将更具体地讨论这些技术的作用。

### 6、需求响应

需求响应（DR）涉及终端用户增减电负荷，以响应价格信号或其他电网管理刺激和管理措施的能力。使用需求响应作为一种灵活性选择，不仅要求响应式负荷方面的实际灵活性，还要求有适当的制度结果以刺激期望响应。

作为高比例可再生能源情景下的一种整合措施，考虑两种类型的可调度激励性需求响应计划，这两种类型在中国都应该具有可行性：

**直接负荷控制（DLC）**——对于住宅用户，假定在满足预定义系统条件的情况下（比如缺少系统储备），此类 DLC 计划的系统操作人员或者赞助实体可以远程控制空调（AC）的使用。其他终端使用（比如电热水器）被排除在此项分析之外，主要是因为缺乏与使用模式（比如多样性和同时工作系数）和市场比例率相关的数据。对中小型企业 and 行业（C&I）消费者而言，也可以提供 DLC 计划控制空调等终端用途。

**可缩减计划**——一般情况下，这些计划是向同意在触发预定义条件时，将总电力需求缩减特定数量或者缩减到特定水平的客户支付补偿款。换句话说，可缩减计划集中关注的是缩减总电力需求，而不是针对特定的终端用途。基于设计和用途等不同目的的考虑，这些计划可以采取多种形式（比如可中断电价、紧急需求响应、作为能力资源的负荷或者辅助服务资源），系统及市场特征不同，可能发生变化。此项分析假定可向企业和行业消费者提供可缩减计划。

需求响应容量量化的关键指标是参与度和响应率的预测值。

根据环境变化研究所（ECI）对上海需求响应市场潜力的研究，2030 年，住宅区直接负荷控制的参与率将从 5% 到 20% 不等，而在小型商业和工业部门，这一数字从 1% 到 10% 不等。假定仅在工商业部门引进的可缩减计划的参与率从 2% 到 30% 不等。

考虑到空调在上海总用电量中扮演的重要角色，上海的需求响应参与率可能高于其他地区。因此，全国性研究中，住宅部门的情景参与率（5%）较低。对于商业和工业部门，在上海应用中参与率。

另一个对需求响应容量由严重影响的因素是响应率。根据上海的研究，工业消费者的行政负荷管理计划对所要求的 10% 的负荷缩减由 80% 到 90% 的响应率，对于更高水平（最高达 50%）的负荷缩减要求，响应率会大幅下降（到 40%）。

国家层面上的实际响应率在很大程度上取决于电力消耗的价格弹性，具有不同产业结构的各个地区的价格弹性有所差异。考虑到上海商业和服务部门的占比高，电力消耗的价格弹性可能相对较小。因此，在国家层面上研究中要应用相对较高的响应率。

在当前的分析中，假定住宅部门的需求响应会造成高峰调节，在高峰期缩减的电力需求不会移动到非高峰时期。但是，对于商业和工业部门，假定需求响应会造成负荷转移，因为即便修改了产出剖面，总输出量/服务也会保持不变。

在此基础上，负荷转移的总容量在 2020 年将达到 680 万千瓦，在 2030 年将达到 0.204 亿千瓦。该容量根据工业负荷的分布而分布，因此，主要位于中国的产业集聚省份。

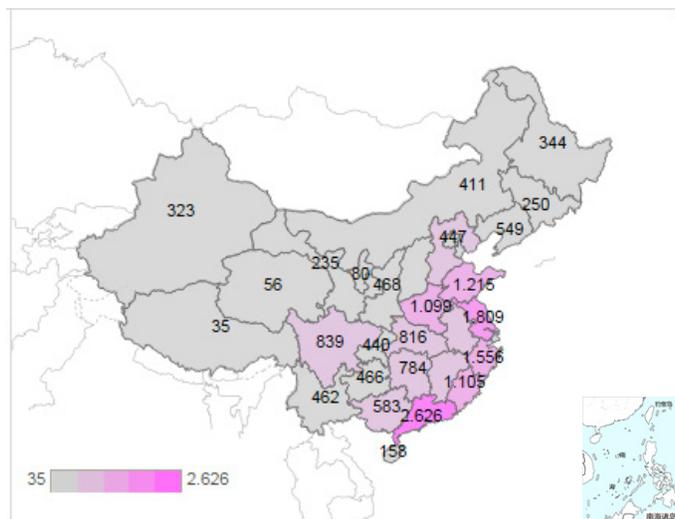


图 7-44 高比例可再生能源情景下 2030 年工业消耗负荷转移容量的分布 (兆瓦)

## 7、市场环境中的储能和需求响应运行

储能容量的优化使用可以平衡电力系统，在价格较低时，提高用电量，在价格较高时，减少用电量。这是因为电价是发电量和电力需求相对可用性的展现。蓄能充放电时的价格差异反映了可以通过蓄电实现的“毛利润”，或者在更广泛环境下的，系统蓄能值。如果不存在此类差异，它就是有限蓄能需求的展现，即可以较低成本实现整个系统的系统。

以浙江省为例，浙江 2030 年的抽水蓄能容量为 310 万千瓦，很明显，在既定政策情景中（图 7-45 描述了一个星期），蓄能值没有那么高。在这一周内，只有周五的价格波动足够大，值得将蓄能设备投入运行（至少是在每小时的有功功率平衡方面）。相反，在高比例可再生能源情景下，浙江在同一周内每天都使用抽水蓄能进行有功功率平衡。注意，因为可再生能源比例率高，尤其是因为太阳能的高比例率，当太阳能发电率高时，主要在白天蓄能充电，在日落后的晚高峰时期放电。可以发现，此处激发了智能充电的巨大潜力，导致了太阳峰值期的大量充电需求以及下午高峰时期的放电需求。



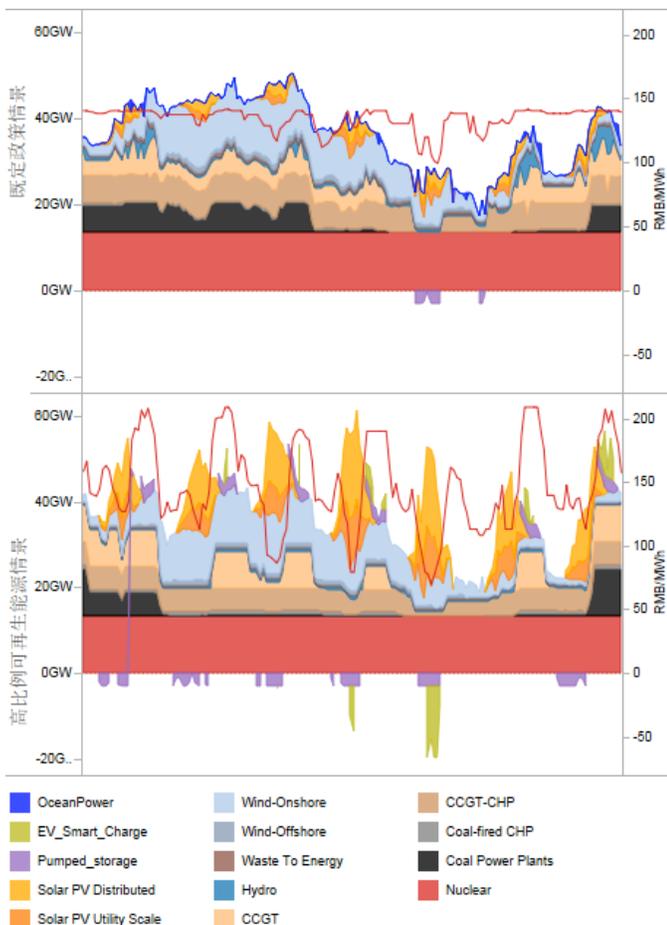


图 7-45 浙江省 2030 年第 38 周的每小时调度和波动电价

如果没有电动汽车智能充电调节方式，传统储能需求会大幅度增加。基于应用的成本假设和考虑到电动车智能充电激活临界值，从运营的角度出发，抽水蓄能是优先调度的储能形式。图 7-45 表明浙江省融合了高可再生能源比例和大量的刚性核能发电，利用需求响应及储能技术有助于实现系统供需实时平衡。

## （十）电力传输

近年来在不断完善各省、各区域已有主干网架建设的基础上，中国已建成了除台湾以外的全国联网，实现与俄罗斯、越南、缅甸等国电网的跨国互通。

截至 2015 年年底，华北电网通过高岭直流背靠背工程与东北电网联网；通过宁东 - 山东  $\pm 660$  直流工程与西北电网联网，

以风火打捆的方式把电力输送至山东负荷中心；同时，陕西府谷、锦界电厂通过 500 千伏交流线路以点对网方式接入河北南网，向华北电网送电；通过晋东 - 荆门 1000 千伏特高压交流工程与华中电网联网，充分发挥南北水火互济能力；内蒙古西部电网通过 220 千伏和 110 千伏输电线路向蒙古送电。

华东电网是全国重要的受端电网，通过葛南直流、龙政直流、宜华直流、向上直流、三沪二回直流（林枫直流）以及锦苏直流线路与华中电网联网，大规模接受三峡、葛洲坝及四川的水电；山西阳城电厂通过 500 千伏交流线路以点对网方式接入江苏电网，向华东电网送电。



图 7-46 中国全国电网互联图

华中电网位于全国电网的中心，通过晋东南 - 荆门 1000 千伏特高压交流工程与华北电网联网，通过灵宝背靠背、德宝直流工程与西北电网联网，接受华北、西北煤电基地电力并实现水火互济；2013 年哈郑直流工程双极低端投运，西北送华中能力进一步增强；通过向上直流、锦苏直流、葛沪直流、龙政直流等与华东电网联网，将三峡、葛洲坝及四川的水电送往华东负荷中心；通过江城（三广）直流与南方电网联网，将三峡水电送至广东负荷中心；湖南鲤鱼江水电站以点对网方式接入广东电网，向广东电网送电。

东北电网通过高岭直流背靠背工程与华北电网联网；通过 2012 年正式投入商业运营的黑河直流背靠背工程，与俄罗斯电网联网；周边实现向朝鲜供电。

西北地区不仅火电发电资源丰富，而且蕴藏着丰富的风、光等可再生发电资源，通过灵宝背靠背工程、德宝直流工程以及哈郑直流工程，向华中电网送电；通过宁东 - 山东直流工程与华北电网联网，并将宁东煤电基地和风电基地的电力送至山东负荷中心；通过格尔木 - 拉萨直流工程与藏中电网联网，大幅缓解了西藏电网长期缺电问题。

南方电网通过江城直流与华中电网联网，并接纳三峡水电；通过交流输电线路与香港、澳门联网，为香港、澳门特别行政区提供电力支撑；通过 220 千伏以及 110 千伏交流线路与越南、缅甸、老挝等东南亚国家边境地区实现电网互联和电力互供；湖南鲤鱼江电厂通过 500 千伏交流线路以点对点方式接入广东电网，向南方电网送电；在南方电网内部，建成多回交直流混合“西电东送”跨省输电通道，将云南、贵州丰富的水电送往广东和广西负荷中心。

伴随各电压等级联网工程的快速建设，中国的跨省跨国输电能力不断加强。截至 2015 年年底，国家电网公司跨省跨国输电工程输电能力超过 8600 万千瓦。其中，区域间输电能力超过 1000 万千瓦，省间输电能力超过 7000 万千瓦；南方电网形成“八交七直”的“西电东送”主干网架，“西电东送”总输电能力达到 2700 万千瓦左右；中国与俄罗斯、蒙古、越南、缅甸等周边国家跨国电力交换能力超过 200 万千瓦，电网跨境优化配置资源能力初步显现。

### 1、2020 年之前规划的电网输电通道情况

国家电网公司计划在 2020 年之前继续加强省间、区域间电网建设，将实现其经营区域电网的全面互联互通，届时跨省、跨区电力交换能力将进一步提高。此计划的核心是建设由三条特高压交流线路和三条特高压直流线路构成的主干网架。南方电网公司计划 2020 年前建设 6-8 条与云南、西藏东南部地区和周边国家相连的输电通道，充分利用这些地区的水电资源，满足广东和广西的负荷需求。这些电网公司规划的输电通道已在 CREPDASAM - EDO 模型中以外生变量方式增加，因此相比于目前的电网情况，跨省、跨区输电容量在 2020 年将会有大幅提高。

### 2、2021-2030 年基于模型的电网输电通道情况

在 2020 年之后，国家尚未公布确定的电网建设规划，但受到可再生能源发展的影响，无论在现有政策情景还是高比例情景中电网建设均将会进一步发展。考虑到资源的地理分布以及不断提高的电力电量需求，在已有电网输送容量的基础上，CREPDASAM - EDO 模型将根据省间、区域间电力电量交换的需要，发展与之匹配的跨省、跨区输电通道。

通过 CREPDASAM - EDO 模型模拟可以发现：在 2021 到 2030 年期间，中国还需进一步发展部分地区的电网建设，促进风、光可再生能源形成以就近使用为主跨区利用为辅、集中开发与分散利用并重的格局，西南和西藏水电通过输电通道大规模外送，例如从四川到重庆，从西藏到青海，另外分布式能源将成为大电网集中供电的重要补充。

连接	即有政策情景	高比例可再生能源情景	互联的主要功能
河北 - 山东	70 亿瓦	90 亿瓦	向山东输电
陕西 - 河南	200 兆瓦	25 兆瓦	向河南输电
四川 - 重庆	100 亿瓦	130 亿瓦	向重庆输送水电。通过重庆向湖北输电
内蒙古 - 湖北	230 亿瓦	210 亿瓦	从内蒙古向北京地区输送混合电力
海南 - 广东	350 兆瓦	100 兆瓦	从海南向广东输送剩余的可再生能源电力和核电
河北 - 河南	30 亿瓦	30 亿瓦	向河北间歇性输电
山西 - 河南	210 亿瓦	190 亿瓦	除了在两种情景下山西到河南的基荷输出以外，在高比例可再生能源情景下，将建设更大容量的输电通道。
湖北 - 江西	50 亿瓦	20 亿瓦	向江西输电
西藏 - 青海	51 亿瓦	55 亿瓦	从西藏向外输送水电
内蒙古 - 山西	50 亿瓦	37 亿瓦	从内蒙古向外输电，以山西作为枢纽

表 7-10 2021-2030 年模型形成的外源性传输容量投资概要

模拟中还发现：继续建设从中国西北的新疆、甘肃、宁夏和青海等省份向沿海负荷中心的超长距离大规模输电通道是不经济的，其中的原因有多个方面 1) 在“十二五”和“十三五”期间，已经超前建设了大规模的输电通道，省间、区域间电力输送容量过剩；2) 受经济发展均衡化和电源分布优化影响，电力供应和需求趋于平衡，未来不少可再生能源生产集中的偏远地区将是中国电力需求增长最快的区域；3) 通过发展低风速风机，原来更靠近负荷中心的少风地区风能潜力被逐步开发，可以就近满足本

地区的电力需求,减少对跨省、跨区电力资源的需要;4)分布式可再生能源将呈现加快发展,尤其是分布式太阳能光伏发电增长迅速,可以就近满足其所在地的用电需求;5)另外,中国的负荷中心主要分布在东南部沿海地区,随着离岸海上风电成本的突破,将有助于减少负荷中心对中西部省份电力资源的依赖。

### 3、2015、2020 和 2030 年电力省间输送情况

图 7-47 和图 7-48 展示了建模省份、地区和直辖市在 2020 年的净输出电量(负为输入)。2020 年,随着规划的特高压输电线路逐步建成和资源富足地区发电容量的持续增长,跨省电力传输将会不断增加,尤其是从新疆、青海和西藏等西部省份输出电量将呈现快速增长,山东将超过广东成为最大净输入省份,而内蒙古将取代云南成为最大的净输出省份。

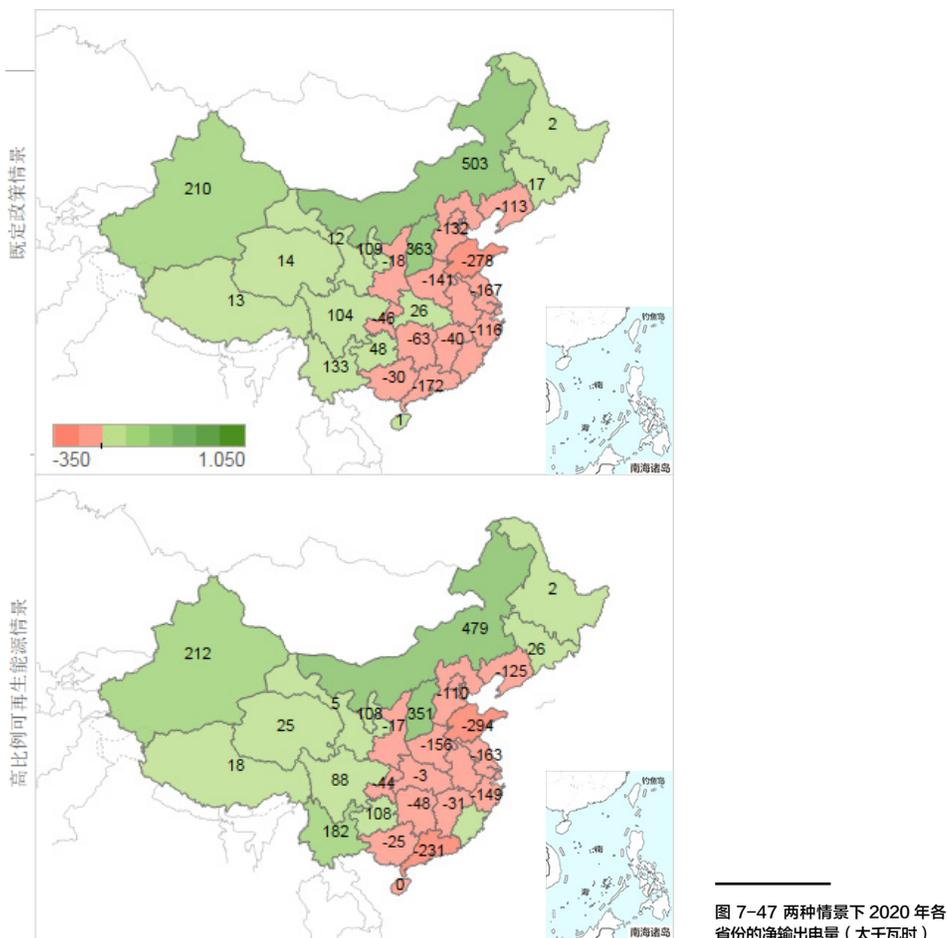


图 7-47 两种情景下 2020 年各省份的净输出电量 (太千瓦时)

与既定政策情景相比,在高比例可再生能源情景下,可再生能源发展增加的青海、四川、吉林、云南、西藏、江西和福建,净输出电量将呈现持续增长;尽管广东、浙江、山东等省市可再生能源也将会有一定增长,但受限于自身的资源条件,这些省市的输入电量将依然会保持快速增加。

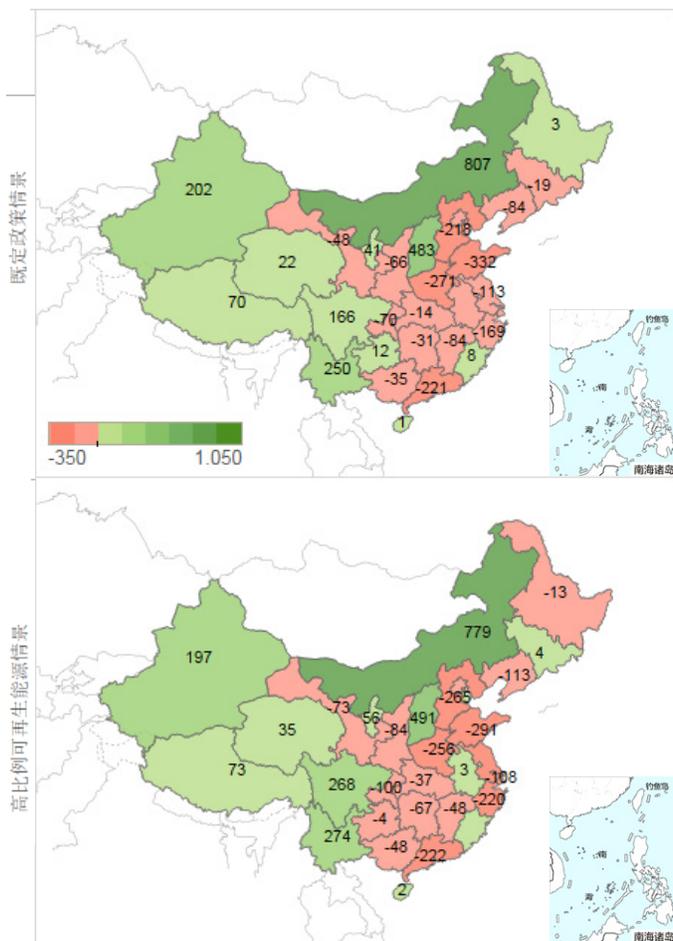


图 7-48 两种情景下 2030 年各省份的净输出电量（太千瓦时）

2030 年，从内蒙古、云南、四川和西藏输出的电量将会大幅增加；在高比例可再生能源情景下，四川的增幅尤为显著，同时电网在各大电源基地、分布式电源及用户与负荷中心之间形成紧密灵活连接，全国电网经济高效配置资源的能力大幅提高，通过灵活的电网互济，降低电网冗余，各类能源将逐步实现就近使用为主跨区利用为辅、集中使用与分散利用并重，将促进更多的可再生能源有效利用。

## （十一）区域供热和储能

区域供热和工业加热的发展也会经历转型。尽管模型中不包括任何直接的政策驱动因素，但电力部门波动性可再生能源比例率的提高以及热电联产技术的转型也会产生深远的影响。在整个情景中，区域供热的最大来源依然是热电联产。但是，最大的转变还是向灵活燃煤热电联产机组（尽管其投资成本更高）或天然气热电联产的转型。燃煤锅炉的水平保持不变。生物能的作用有限，但其在全面区域供热结构中所扮演的角色不断加强。最后，从 2020 年起，很多电热锅炉、热泵

都会对区域供热做出贡献，而蓄能设施的安装也会增加区域供热系统的灵活性。

应该注意到，模型中并没有涵盖所有全社会供热和工业供热。模型以 2015 年为基准年，预测了与热电联产相关的比例。但是，区域供热（包括工业供热）需求要遵循整个社会供热需求增长预期，即包括备用纯供热锅炉系统。在通过评审之后会整合这些锅炉。

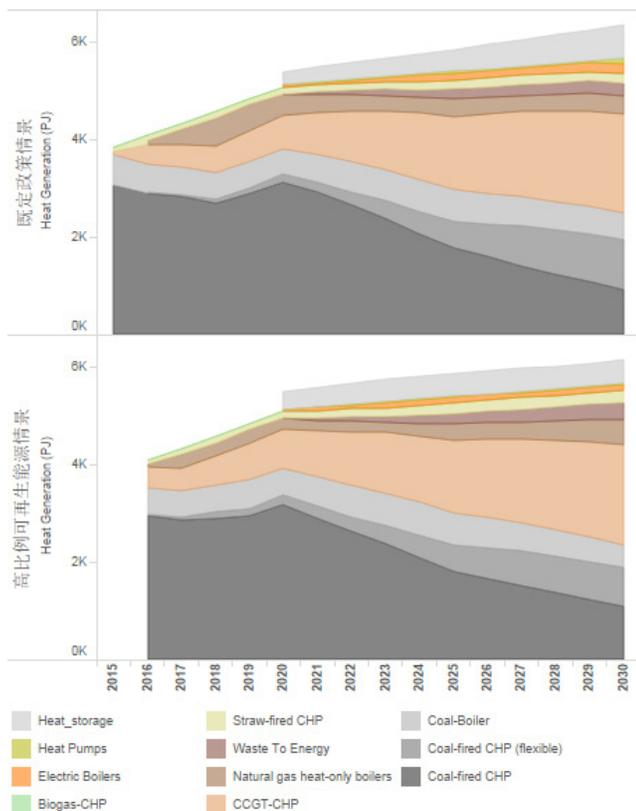


图 7-49 两种情景下的区域供热生产

### 降出力下的热电联产机组和纯供热锅炉机组

热电联产机组的发电效率为 30%，发热效率为 60%，所以其综合效率为 90%。

备用锅炉的供热效率可能为 85%。从总效率的角度来看，在波动性可再生能源过度供应的情况下，应该由哪个机组生成所需的热量？

尽管热电联产机组的总效率更高，但电力的机会价值为零。可以通过降低出力，供应并非由热电联产机组产生的电能。

产生相同热量和电量所需的燃料大概能减少 0.5 个单位，从而降低燃料成本和排放量。这种节省来自于风力发电和区域供热电厂所有人的共同利益。协调这种利益是一项核心的制度挑战。

## 1、通过区域供热提供的灵活性

大多数热电联产系统都有一个或多个大型热电联产机组以及在峰值负荷其使用或作为备用的纯加热锅炉。尽管纯加热锅炉的效率往往没有热电联产高，但它们依然是为整个系统提供灵活性的重要部分。

从系统的角度来看，使用纯供热锅炉机组从而减低发电量、提高需求量的可能性能够抵消效率的损失，当电力的机会成本为零时（比如在缩减期），自由电能可以转化为自由热能，相比电能，热能的存储效率更高、成本更低。

蓄热装置通常是储存热水的大型保温储罐。和电能不同，热能是一种可以低廉成本存储更长时间的能源形势，不会产生重大损失。此外，相比蓄电技术，蓄热技术成本更低。

蓄热可以使热电联产机组的发热时间和消耗时间彼此分离。因此，在有用电需求时，热电联产设备可以在满足此种需求之外，生成并存储热能。在有充足风电的情况下，热电联产还能够控制产量，因为可以通过蓄热机组提供热能。通过蓄热还提供另一种灵活性，即带抽汽机组的热电联产设备能够在提高灵活性的同时，不影响热能交付。

在平衡可变可再生能源时，热电联产抽汽机组可以发挥另一重要作用。抽汽涡轮机热电联产在电热输出整合方面具有相当大的灵活性。因为风力发电和太阳能发电的间歇性质，其产能无法完美预测，因此可能必须储备电能以应对预期之外的发电量急降。一种方式就是蓄能，通过切断电厂的热量供给，可以较快速地提高电量输出。这种选择可以降低其他调解机组运行的必要性。这一点很重要，因为电力系统中每多一个热发生器运行，就会提高综合最低热电输出量，给风力和其他可再生能源留出的可容空间就更小。通过蓄能和热电联产设备运行，能够提高灵活性，供热公司就能够根据尽可能最低的发热净成本（可变成成本减去电力销售）规划运行，从而以尽可能最低的成本供热。

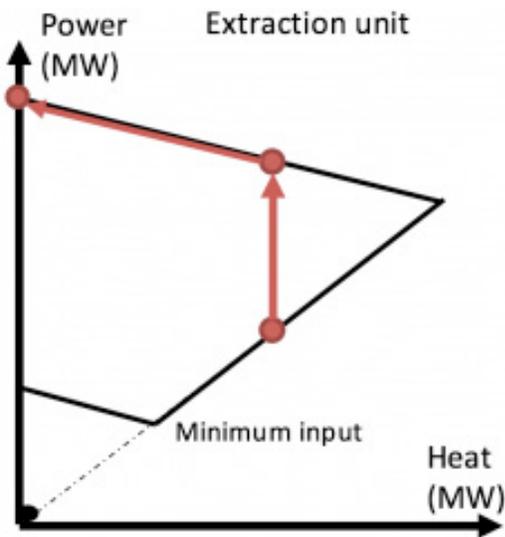


图 7-50 热电联产抽汽机组运行区间示意图

出于生产规划目的，扣除电力销售之后的供热成本可以被描绘成一个与每一种技术电价相关的函数。下图描绘了纯供热锅炉、电热锅炉和热电联产抽汽机组（煤基）。这三种生产技术的供热成本与电价的发展具有非常不同的相关性。电热锅炉的发热成本会随着电价的提高而稳步提高。而热电联产抽汽机组的发热成本会随着电价的上升而下降，直到电价上升到纯发电（冷凝模式）就足以盈利的地步。从这方面来看，净成本会增加，因为低电力销量的机会会随着电价而提高。在市场价格自下而上增长的情况下，优先进行发热。注意发热成本在中段达到最高值，因此，在电价处于中间区域时，经常要卸载蓄能，通过变换发热的时间，捕获低电价和高电价。

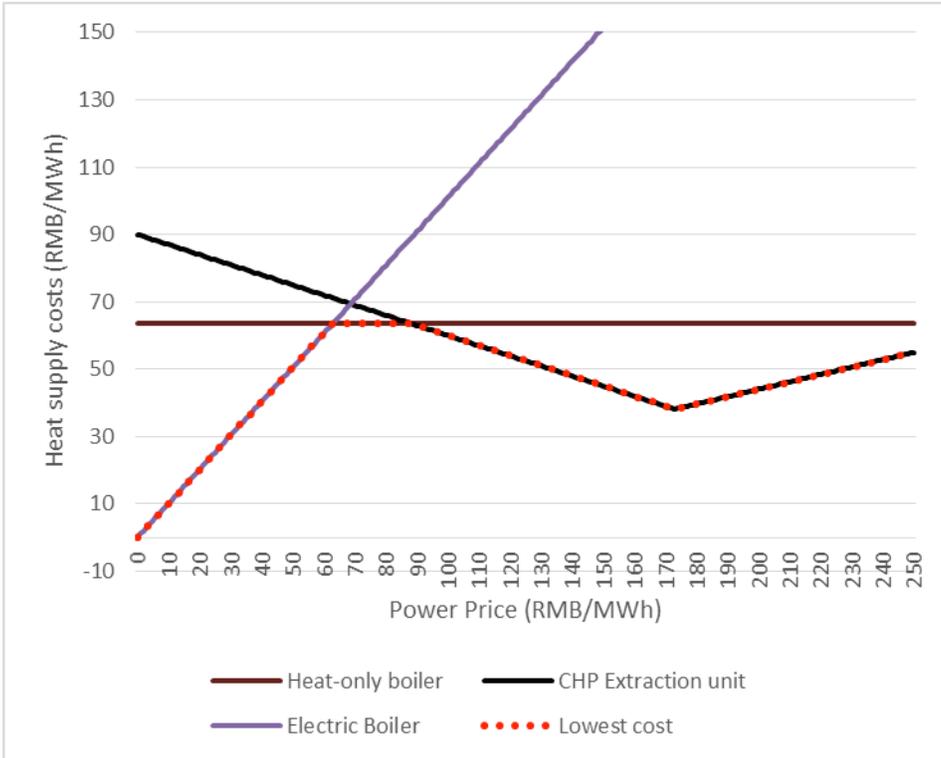


图 7-51 产热能源成本与电价的函数，基于 15 元 / 吉焦耳的碳价

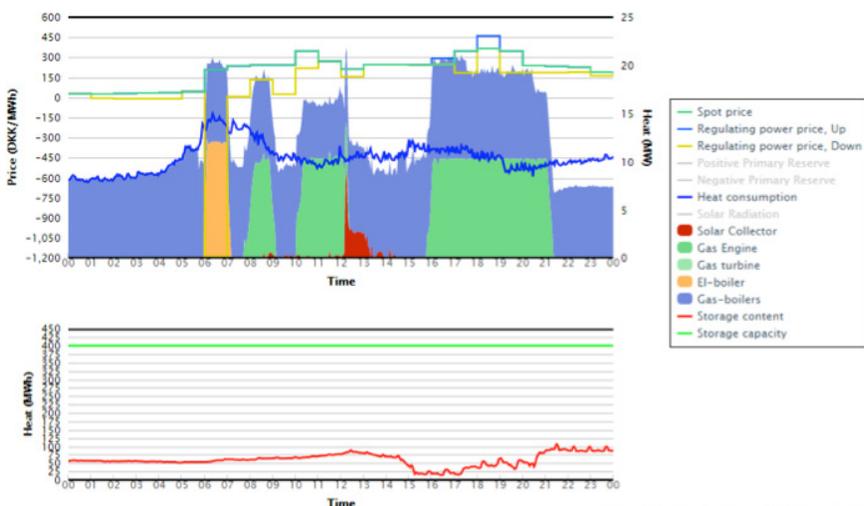
丹麦实现了高度灵活的电力系统，能够整合很高份额的可再生能源的可变能源生产，但它仍在不断努力，试图整个能源系统的所有部分。今天，丹麦最重要的灵活性来源是中央热电联产厂改变产量的能力，以及使用与区域供热系统相关的蓄热设备。近年来，分布式热电联产厂通过整合电、热部门，在确保电网平衡中扮演着越来越重要的角色。在这种整合中，区域供热的高比例性在电热泵和电热锅炉的相关使用方面发挥着至关重要的作用。丹麦计划提高可再生能源生产量，未来要进一步平衡能源系统的需求和灵活性将变得更有挑战性，这会提高对大规模热泵、区域冷却、电热锅炉和新蓄能技术的整合需求。

**2014 年 10 月 20 日丹麦区域供热供应商的运行状况**

灵克宾区域供热厂是丹麦西部的一个小型区域供热厂。该供热厂使用的主要燃料是天然气，消耗天然气的设备是纯供热锅炉、热电联产燃气发动机和热电联产燃气涡轮。蓄能设施的额外运行容量大约为 400 兆瓦时左右；供热厂有太阳能加热阵列和一个电热锅炉。

2014 年 10 月 29 日，从午夜到早上 5 点，电力系统的情况是风力发电 100% 满足了丹麦的用电需求。大型和小型热电联产设备机会都不发点，西丹麦电力系统向外出口电力。在早上 6 点到 7 点，发电余量增大，管制电价大幅下跌。此时，风

力发电下调，本地热电联产厂对发电构成没有贡献。同时，风力开始逐渐减小，早上的用电需求增加。电价变成正值，热发生器上线。当天的其他时间，系统处于进口状态。



这一天开始时电价低，所以使用天然气锅炉供热。在早上6点到7点，现货市场价格上涨，但是下调价格跌到深负值。电热锅炉在一小时内满功率运行。这一天内，燃气发动机显然捕获到了最高价格。发热量与消耗量之间的差异很大，因为使用了蓄热来平衡系统。

## 2、区域供热生成的用电

电力市场改革为基于供求关系的批发价格创造了机会。到2020年，假设该市场将允许供热公司在电价适当时，直接从批发市场上购电。情景的特点是在系统中大量部署热泵和电热锅炉。

热泵的资本成本和性能系数（COP）更高，可以提供基荷供热，尤其是在工业流程中，因为需要很多的满负荷运行时间才能从高效率投资中获得投资收益。电热锅炉只在电力供应过剩的情况下使用，即通过系统内充足的风力和太阳能电力。在这些时间段，电价下降，电热锅炉可以购买剩余电能，与其他替代资源竞争。在2020到2030年之间，电热锅炉的满负荷供热时间平均为300到1500小时。

按照传统思想，将电能1:1转换成热能不是一个好主意，因为热能发电的效率低于发热效率。但是，当电能的机会成本为零时（缩减可变可再生能源），可以使用免费电力产生免费的热量。电热锅炉的优势是技术措施成本相对较低，但如果电热锅炉运行频繁，就表明系统的结构失衡或者刺激措施失调。热泵是能效更高的技术。热泵可以从环境温度较低的热源地将热量输送到温度较高的地区，用于区域供热。技术和温度不同，性能系数（COP）可能为3，意思是使用1个单位的电量，可以生成3个单位的可用热量。但是，增加的效率源自于更高的成本。

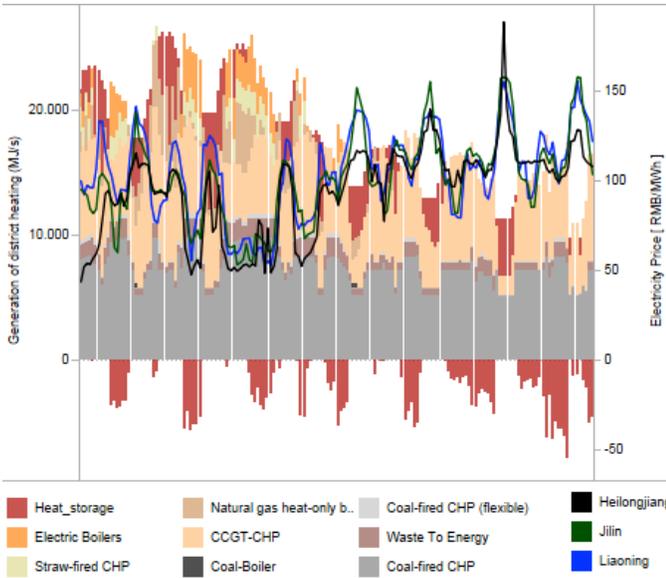


图 7-52 黑龙江辽东北三省 2030 年一周内的区域供热生成

从 2020 年起，市场就足够发电，通过刺激因素激励供热侧对供电侧的供求状况做出回应。图中的三条线表明了每小时电价，叠加区域指的是不同技术的供热。黑龙江同时引进了电热锅炉和蓄热器。当电价低时，电热锅炉可以代替热电联产机组，用电产生热量。当电价足够低时，发热成本会变得足够低，剩余的热量可以存储在蓄热器中，以供后期使用。

## (十二) 电力系统的排放和经济成本

高可再生能源比例方式在排放和经济成本方面的影响反映了电气化会增加电力部门在整个能源构成中的比重。

按绝对值计算，电力部门的二氧化碳排放量在短期内会增加，因为短期内，额外的电气化超过了可再生能源的额外发生量。到 2030 年，按绝对值计算，电力部门的二氧化碳排放会低于既定政策情景，同时能够满足上述总能源服务需求的更大一部分。

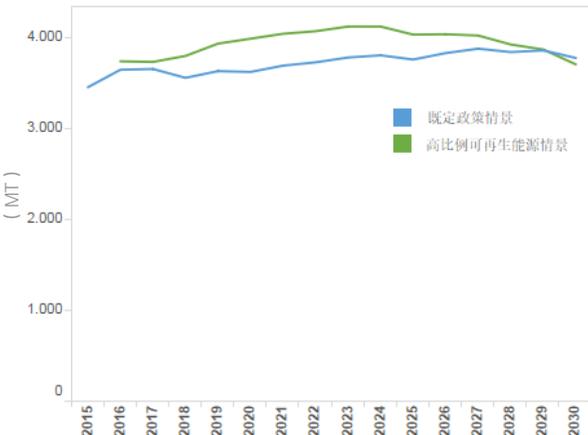


图 7-53 电力和区域供热的二氧化碳排放

考虑到近年来为降低能源排放量而做出的集中努力，应该关注电力部门的二氧化硫和氮氧化物排放量。根据中国电力企业联合会的数据，电力部门的二氧化硫排放量在 2006 年达到峰值，大约为每年 1400 万吨左右。电力部门氮氧化物的排放量在 2011 达到峰值，大约为每年 1100 万吨。下图表明了 2014 年之前的排放量历史发展状况以及中国电力企业联合会 2015–2020 年的预计。

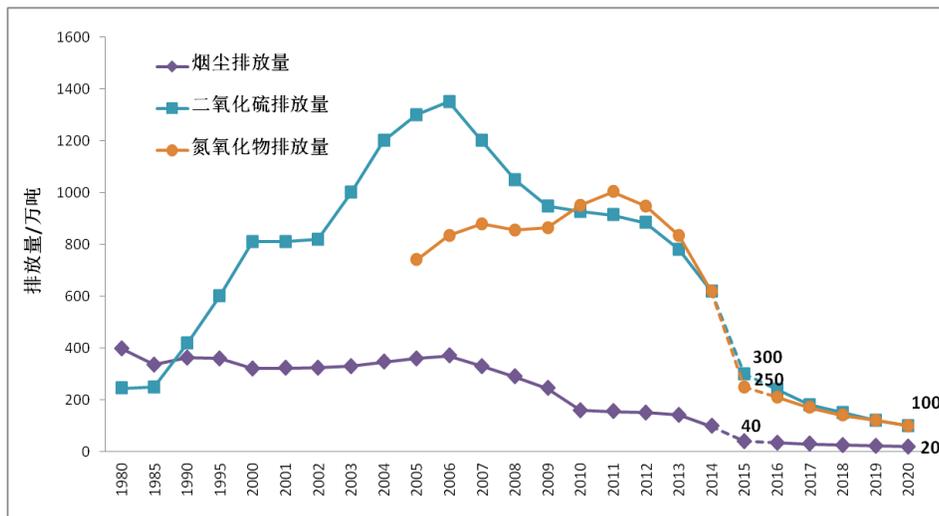


图 7-54 中国电力部门历史二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放量以及中国电力企业联合会的预测

注：(来源：中国电力企业联合会)。图中所示单位为万吨，即图中的“300”指的是 300 万吨。青色代表二氧化硫排放量，黄色代表氮氧化物排放量，紫色代表烟尘排放量。

两种情景下，氮氧化物排放量和二氧化硫排放量的起始水平相当于中国电力企业联合会 2015 年预测值。在情景下，在 2030 年之前，氮氧化物排放量会不断下降，而二氧化硫排放量会略有增加，但会在 2020 年之前达到峰值。造成两种情景差异的一个因素就是随着天然气比例率的提高，二氧化硫的排放量会有所下降，而天然气燃烧发电也是氮氧化物排放的一个来源。

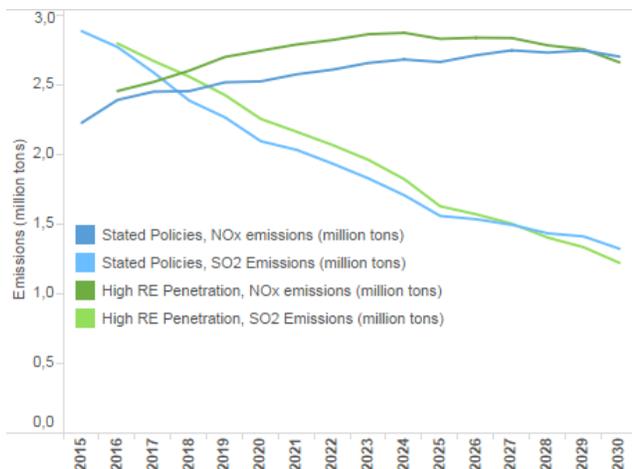


图 7-55 两种情景下电力和区域供热部门的氮氧化物和二氧化硫排放

两种情景下电力系统的经济成本如本章节所述。经济价值按年度列示。对于资本成本，这意味着年投资比例（包括必要的资本收益率）应达到特定比例率、蓄能或传输资产处于运行状态的年份。

	既定政策			高可再生能源比例		
	2016	2020	2030	2016	2020	2030
十亿元/年						
燃料成本	623	873	1,088	634	928	1,063
其他运营和维护成本	300	366	484	304	387	588
发电和蓄电的资本支出	625	781	1,129	637	902	1,679
额外传输的资本支出			17			17
总计	1,549	2,020	2,718	1,575	2,216	3,348

表 7-11 两种情景下中国供电的原始年度成本

注：成本不包括零售和 2020 年之前现有及规划中的传输成本。

在高比例可再生能源情景中，2030 年的年度成本大约比既定政策情景高出 30%。注意，供电量也高出 20% 左右。按绝对值计算，年度燃料消耗成本相差得很大，到 2030 年，年度容量成本会比高比例可再生能源情景下高出 62% 左右。

很明显，因为两种情景下电力传输投资造成的额外年度成本所占比例很小，总成本的一大部分都来自于发电侧。

	既定政策			高可再生能源比例		
	2016	2020	2030	2016	2020	2030
百万吨						
二氧化碳	3,648	3,624	3,778	3,741	3,990	3,707
二氧化硫	2.77	2.10	1.32	2.80	2.26	1.22
氮氧化物	2.39	2.53	2.70	2.46	2.75	2.66

表 7-12 选定年份的排放量概述

尽管模拟中没有进行内化，也没有直接刺激因素，但总成本中可能包含二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物的排放成本。本报告的其他地方会更全面的讨论其外源性。

假定二氧化碳的外在成本为人民币 100 元 / 吨，二氧化硫为人民币 25 元 / 吨，氮氧化物为人民币 50 元 / 吨。

	既定政策			高可再生能源比例		
	2016	2020	2030	2016	2020	2030
内部成本（人民币十亿元）	1.549	2.020	2.718	1.575	2.216	3.348
外部成本（人民币十亿元）	554	541	546	567	593	534
电力需求（太千瓦时）	5.853	6.933	9.368	6.042	7.787	11.190
每兆瓦时内部成本	265	291	290	261	285	299
每兆瓦时总成本	359	369	348	354	361	347

表 7-13 内部和外部成本的综合评估，每供电一兆瓦时

注：此项评估未考虑颗粒物等进一步的外在因素，颗粒物在高比例可再生能源情景下也会大幅下降。

这些结果对电力部门的直接经济意义是：当发电的内部成本可能略高于高比例可再生能源情景时，社会的总成本实际上是更低的。内外部成本的差异非常接近中和，但是因为成本假设的不同，结果也可能出现明显的差异。

但是，它清楚地表明了，相对于其他缺乏雄心的方式，如果电力部门未来能够实现高可再生能源比例率，其成本就不会对整个社会造成额外的成本负担。事实上，如果结合整个能源构成来看待这一问题，取代终端使用部门化石燃料的直接消耗也是一个值得考虑的优点。



## 八、能源系统转型及影响

### （一）其它能源加工转换领域

从农业、工业、建筑、交通、建设等能源终端使用需求驱动加工转换领域从一次能源供应转换为终端使用能耗。因此，除了终端能源消费、电力热力生产领域外，在能源资源开发、加工和转化过程也消耗了大量的能量，包括像煤、石油、天然气等化石燃料的开采过程，以及像电力、热力、石油制品、焦炭等二级能源产品的生产。

在 DEMAND 模型中，除了分析非能源部门的所有终端能源消费，还针对能源加工转换领域分析了煤开采、石油开采、天然气开采、煤气化、煤液化、焦炭、炼油、乙醇、生物柴油和制氢的能源消耗。在 2015 至 2030 年间，由于利用其它清洁能源替代煤，使得两种情景中煤炭开采和焦煤的消耗量将下降，然而由于交通和建筑领域对石油和天然气的需求增长，用于石油精炼厂和天然气的能源将迅速增加。在高比例可再生能源情景中，由于对生物燃料车辆发展的乐观假设，使得用于生物燃料中的生物质能源投入增加；而石油燃料则相应减少。

### （二）一次能源消费

#### 1、总体情况

如下图所示，研究发现在两种情景下，2030 年一次能源需求相比 2015 年都将有所增长，

但增速将逐渐下降并趋于平缓，这也意味着在 2030 年后，一次能源需求可能会有下降趋势。两种情景下，2015–2030 年一次能源消费变化趋势如下图所示。2030 年一次能源消费总量在既定政策情景和高比例可再生能源情景下分别达到 47.6 亿吨标准煤和 44.9 亿吨标准煤（均按电热当量法）。

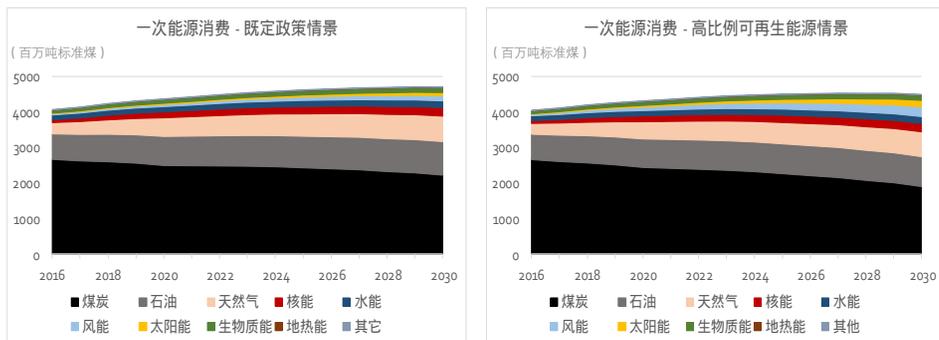


图 8-1 既定政策情景及高比例可再生能源情景下的一次能源消费（电热当量法）

## 2、煤炭消费

两种情景下，终端部门中煤炭消费都将被快速替代。既定政策情景下，煤炭消费峰值将出现在 2020 年前；在高比例可再生能源情景下，煤炭消费峰值甚至将有所提前。在既定政策情景下，煤炭消费总量在 2020 年后将保持稳定，2030 年约 22.17 亿吨标准煤；而在高比例可再生能源情景下，煤炭消费总量将更快下降，2030 年降到 18.9 亿吨标准煤，占一次能源消费比重 42%；在终端能源消费中，煤炭消费比重则更快速下降到 17%。

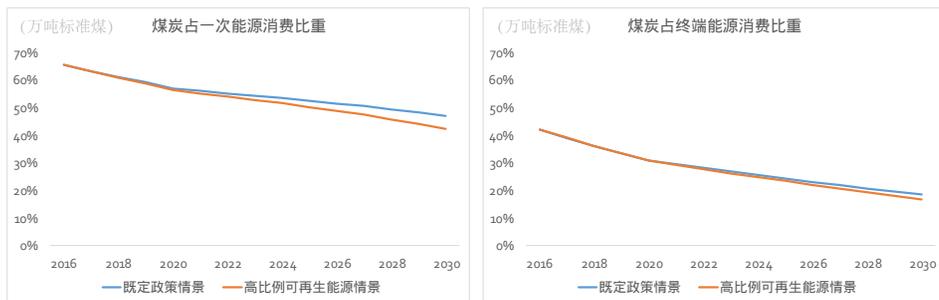


图 8-2 既定政策情景及高比例可再生能源情景下煤炭消费占比

## 3、可再生能源及非化石能源占比

两种情景下，可再生能源在能源消费中的比重有不同程度提升。若直接采用热值法折算一次可再生能源电力的贡献量，则 2030 年可再生能源在两种情景下的贡献量分别为 5.72 亿吨标准煤和 8.03 亿吨标准煤，在一次能源消费中的比重分别为 12% 和 18%；若加上核电，则非化石能源比重分别达到 17% 和 23%。如果采用发电煤耗法折算，则可再生能源比重在两种情景下分别达到 19% 和 26%；非化石能源比重分别高达 23% 和 30%。



图 8-3 可再生能源发展规模及占一次能源消费比重

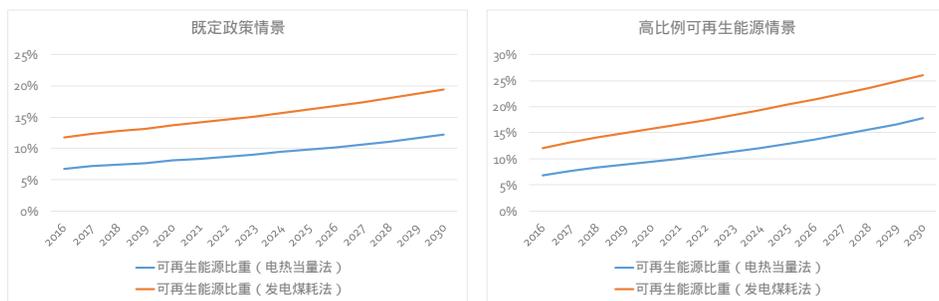


图 8-3 可再生能源在一次能源消费总量中的比重

### (三) 能源转型的环境和宏观经济效益

#### 1、环境影响

中国长期以来以煤为主的能源消费结构产生了严重的环境问题。化石能源特别是煤炭的使用产生的二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放是造成大气污染的主要来源。虽然政府做出了多方面的努力，遏制了酸雨范围逐步扩大的趋势，但酸雨在局部地区明显加重，城市空气质量恶化。目前，中国是世界第一大二氧化碳排放国。根据国家环保总局的测算，中国环境容量限制为：二氧化硫 1620 万吨，氮氧化物 1880 万吨。如不采取有效措施，到 2020 年，两者的排放量将分别达到 4000 万吨和 3500 万吨，大大超出环境容量。中国在减少二氧化碳排放方面受到了越来越大的国际压力。虽然中国人均二氧化碳排放量低，且排放量的累积值不高，但是其增长速度较快。IEA 预测由于中国强劲的经济增长，发电行业以及工业对煤炭的严重依赖，中国二氧化碳排放总量在 2004-2030 年期间会增加一倍多，近年来已成为世界上最大的二氧化碳排放国。中国作为二氧化碳头号排放国，已经在气候变化谈判过程中受到来自其它国家特别是美国和欧洲的巨大压力。中国作为一个对人类负责的大国，有责任和义务采取必要的措施，尽量减少二氧化碳的排放。如果不积极应对，气候变化问题甚至可能成为影响中国未来经济发展的一个很大的不确定性因素。

据 2007 年工程院的研究报告<sup>1</sup>指出，中国的大气污染属煤烟型污染，二氧化硫、二氧化碳排放量的 85%，烟尘的 70% 均来自于燃煤。中国 63.5% 的空气环境处于中度或严重污染，南方城市中出现酸雨的占 61.8%，全国酸雨面积占国土面积的 1/3。大气污染造成



的经济损失占 GDP 的 3% 至 7%。如不能得到有效控制，到 2020 年，仅燃煤污染导致的疾病需付出的经济代价将达 3900 亿美元。燃烧化石燃料排放的 CO<sub>2</sub> 是产生温室效应的主要气体。全球气候变化已成为人类共同面对的威胁，采取措施减少温室气体排放、应对气候变化和减缓气候变化的影响已成为国际共识。

积极开发清洁的可再生能源，不仅可以显著减轻本地的环境污染，还可以减少温室气体排放，为减缓全球气候变化作出贡献，为应对中国将来可能面临的温室气体减排压力打下基础；更重要的是，发展可再生能源的行动和决心，也是中国在温室气体减排方面树立良好国际形象的主要标志之一。从国际温室气体减排的经验来看，提高能源效率和发展可再生能源是两大主要措施。中国颁布的《中国应对气候变化国家方案》已经将发展可再生能源作为应对气候变化、减少温室气体排放的重要手段。

高比例可再生能源发展进一步带来巨大的环境效益。可再生能源开发利用可替代大量化石能源消耗、减少温室气体和污染物排放、显著增加新的就业岗位，对环境和社会发展起到重要且积极作用。水电、风电、太阳能发电、太阳能热利用在能源生产过程中不排放污染物和温室气体，而且可显著减少煤炭消耗，也相应减少煤炭开采的生态破坏和燃煤发电的水资源消耗。农林生物质从生长到最终利用的全生命周期内不增加二氧化碳排放，生物质发电排放的二氧化硫、氮氧化物和烟尘等污染物也远少于燃煤发电。

本章通过 CGE 模型对两种情境下可再生能源发展对减少全社会空气污染及温室气体外放的作用进行了分析。分析发现，在本研究既定政策情景中，结合节能减排、煤炭消费总量控制、更严格的环境保护等措施，到 2030 年将二氧化碳排放总量控制在 100 亿吨以内，二氧化硫和氮氧化物等排放量分别控制在 2717 万吨和 2920 万吨左右。在高比例可再生能源情景中，通过更大比例的优化替代化石能源消费，二氧化硫和氮氧化物等分别进一步降低 1000 万吨左右，分别达到 1747 万吨和 1934 万吨，空气质量进一步优化，并大幅降低全社会居民健康和寿命损失。在高比例可再生能源情景下，2030 年二氧化碳排放相比既定政策情景降低 10 亿吨以上，人均二氧化碳排放可降到 5.47 吨，明显低于既定政策情景的 6.23 吨。

<sup>1</sup> 中国工程院，中国可持续发展油气资源战略研究，2007 年 2 月

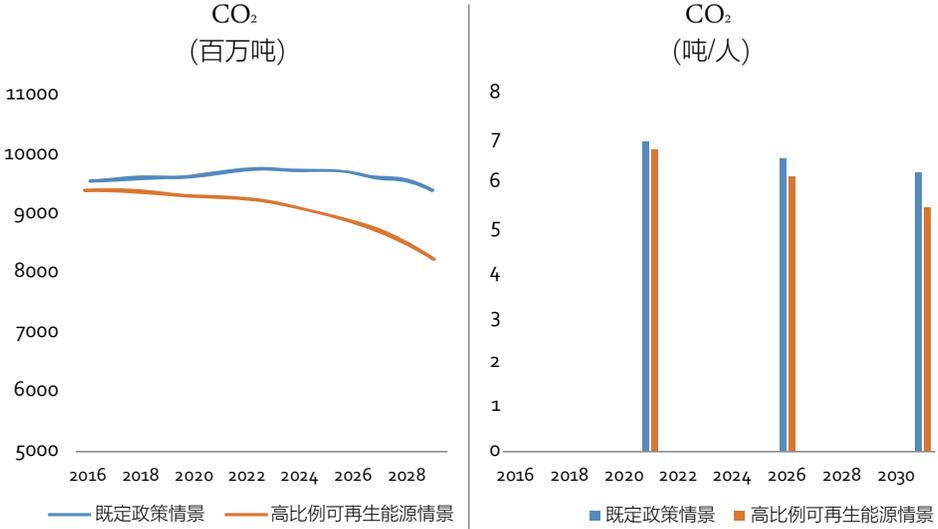


图 8-5 既定政策情景和高比例可再生能源情景下的能源部门 CO<sub>2</sub> 排放和人均 CO<sub>2</sub> 排放

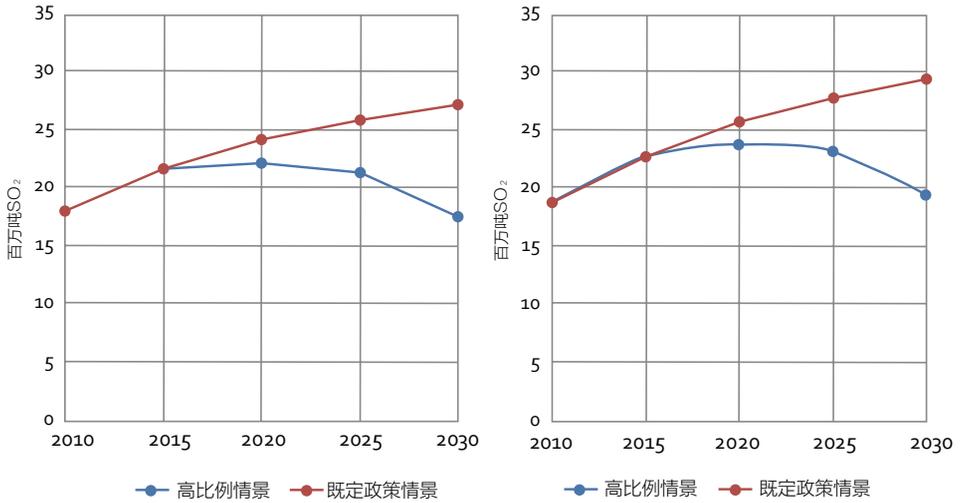


图 8-6 既定政策情景和高比例可再生能源情景下的空气污染物排放

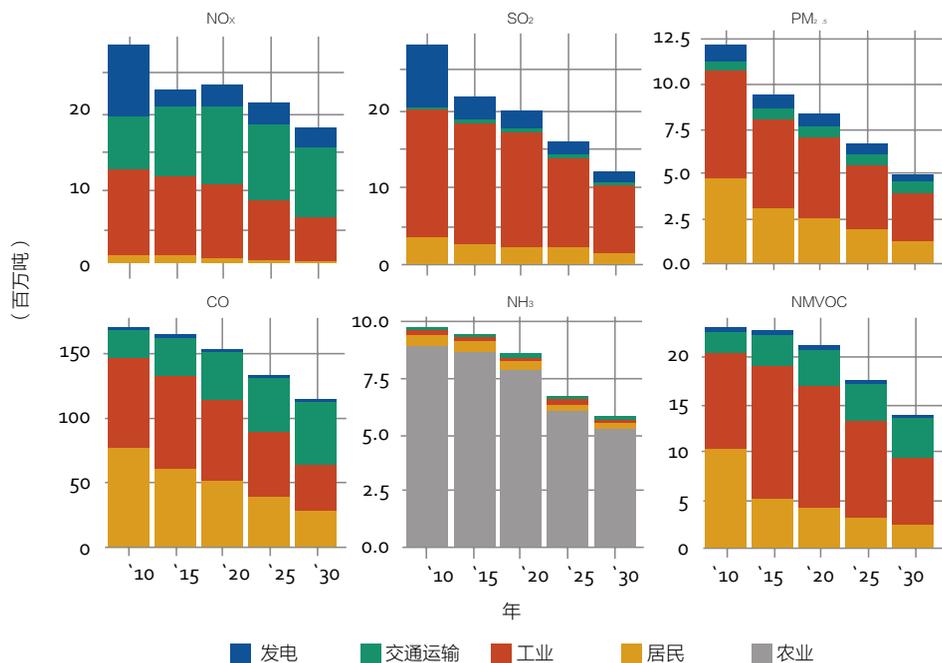


图 8-7 高比例情景下各类各部门污染物排放量

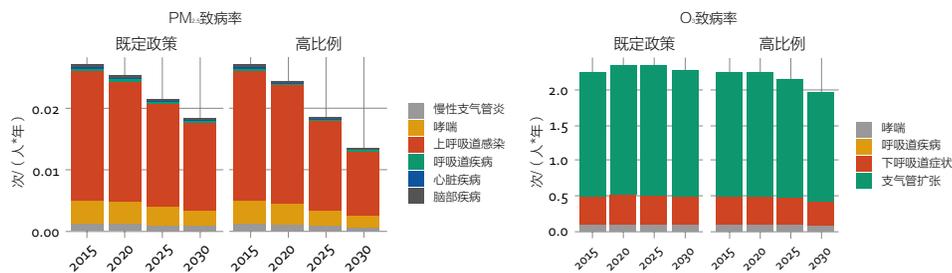


图 8-8 (1) 既定政策情景和高比例可再生能源情景下的 PM<sub>2.5</sub> 和臭氧导致的发病率

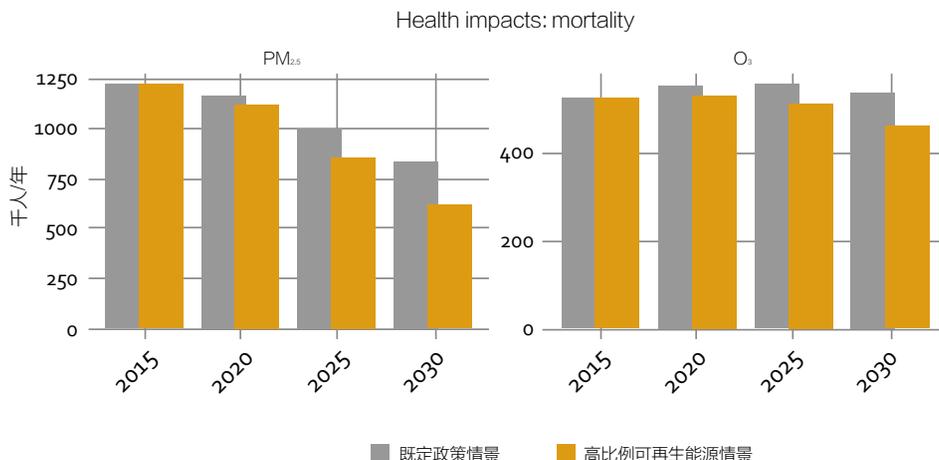


图 8-8 (2) 既定政策情景和高比例可再生能源情景下的 PM<sub>2.5</sub> 和臭氧导致的死亡率

## 2、宏观经济影响

可再生能源发展引领的能源转型对宏观经济的影响包括几个层面：一是相关产业发生转移，化石能源部门落后产能逐步被淘汰，就业人员转移转产，新能源新技术形成产业，规模迅速扩大，就业人数显著提高。二是通过能源价格变化对宏观经济产生影响。可再生能源替代化石能源将导致能源生产成本的变化，加之以往未被考虑的环境外部性成本通过税收等形式体现在能源成本中，将会引起下游产业生产成本变化，也带来对产业部门及宏观经济的影响。三是对产业链相关行业的联动影响。如可再生能源发电设备生产等上游产业规模的快速扩大，带来了相关原材料、电子机械、乃至人才培养行业的扩张，相关产业连带的产业、就业人员等也相应发生变化。

因此，如果概括可再生能源行业对 GDP 的定量贡献，可归纳为以下三类：1) 可再生能源生产和服务部门本身对 GDP 的直接贡献。2) 可再生能源生产和服务对上游产业的影响。能源生产和服务因对其所使用的设备、原材料（除能源行业外）等行业产生拉动作用而影响宏观经济，如对发电设备、相关机械制造、能源基地建设等的投入和需求。3) 可再生能源生产和服务对下游产业的影响。能源供应于工业生产，特别是高耗能重工业部门，一旦能源供需发生变化，反映在能源价格变化上，即对工业生产产生较大影响；对农业、服务业等也产生广泛影响，但这些行业中能源投入所占比例明显小于工业，影响幅度相对较小。

本研究参考了国内外相关研究方法与成果，对未来中国可再生能源发展对环境及宏观经济的影响分别进行了分析。

本研究将可再生能源的拉动效应分为直接效应和间接效应。直接效应指可再生能源行业本身的产业规模。间接效应既包括可再生能源投资和运营过程对其他产业的正向拉动效应，也包括对传统能源供应行业及其上下游产业的负向挤压作用。上述正向拉动效应和负向挤压效应的加和即是对整体宏观经济的综合影响。

例如对于风电产业链来说，对宏观经济产生影响的主要环节是发电、风电场建设、设

备制造及运输、材料生产等。其中，风电产业上游环节主要指材料生产包括对钢材、特殊玻璃、水泥等传统和新兴材料制造业产生影响。

风力设备零部件制造包括叶片、齿轮箱、塔架、发电机、机舱罩、轴承、控制系统等一系列配件（制造、研发）。各零部件功能不同，在机组中的成本比重也不同。其中，叶片、齿轮箱、轴承等关键零配件的成本占到了整机的主体。叶片作为风力发电机组的关键核心部件，也是最为昂贵的部件，占机组生产成本的20%左右。齿轮箱在风力发电机组中也是一个重要的机械部件。近年来中国风机产业发展迅速，总体规模已位列全球前列。

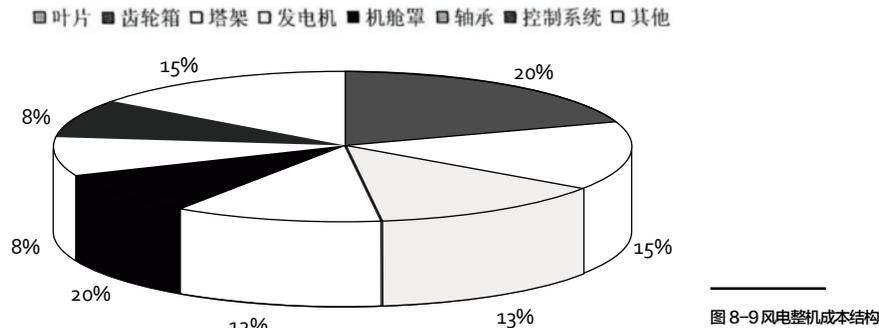


图 8-9 风电整机成本结构

风电场的建设涉及基础设施、设备安装、运行和维护等（服务、交通）。目前国内风电运维市场的参与者大致可以分为三类：一是开发商自己设立专门的运维公司，如华能、大唐、龙源电力等；另一类是整机制造商成立的运维公司，主要向业主提供售后服务，如金风科技、明阳风电、联合动力等；最后一类是专门从事运维的第三方公司。中国在装机容量方面已经成为世界第一，但在风电场运营维护管理方面还缺乏更多的经验，风电服务产业尚处于起步阶段。

与投入产出表行业类别相比较，风电产业链对应产生影响的主要行业包括电力生产、电力仪器仪表制造、风电设备生产、基础设施建设、有关材料制造业（制造、服务、交通）等。以上各个环节都带来了大量的就业，风电生产对化石能源发电的替代挤压了化石能源就业人数。

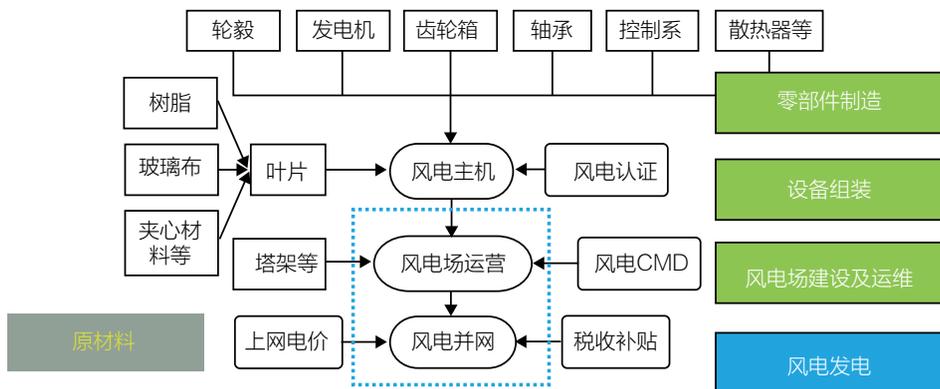


图 8-10 风电产业链示意图

来源：孟令徽，中国风电设备制造产业链整合研究

对于光伏发电行业来说，光伏电池板主要带动硅晶生产、硅化物矿产业、电子元器件等。分布式光伏等小规模光伏发电系统对电力维护人员和设备、信息技术等也带来了新的需求。

在光伏产业链中，高纯硅料是光伏企业生产太阳能电池的核心原料，其开采、提炼和生产就成为光伏产业集群中最上游的的产业，也是光伏产业链上的核心。从投资方面，上游的原料生产环节是一个典型的规模经济产业。高纯硅提纯产业的技术要求非常高，当前全球仅有家公司掌握并垄断了该产业的核心技术。因此，光伏上游原材料生产环节是一个技术密集型和资本密集型的产业（研发）。光伏产业链中游的太阳能电池制造和组件封装两个产业（制造）的资本投入量和技术投入量相比于上游环节都大大的降低，其中太阳能发电的组件封装环节，由于技术含量相对较低，使其进入的门槛也较低，能够安排大量的劳动力就业，属于劳动密集型产业。

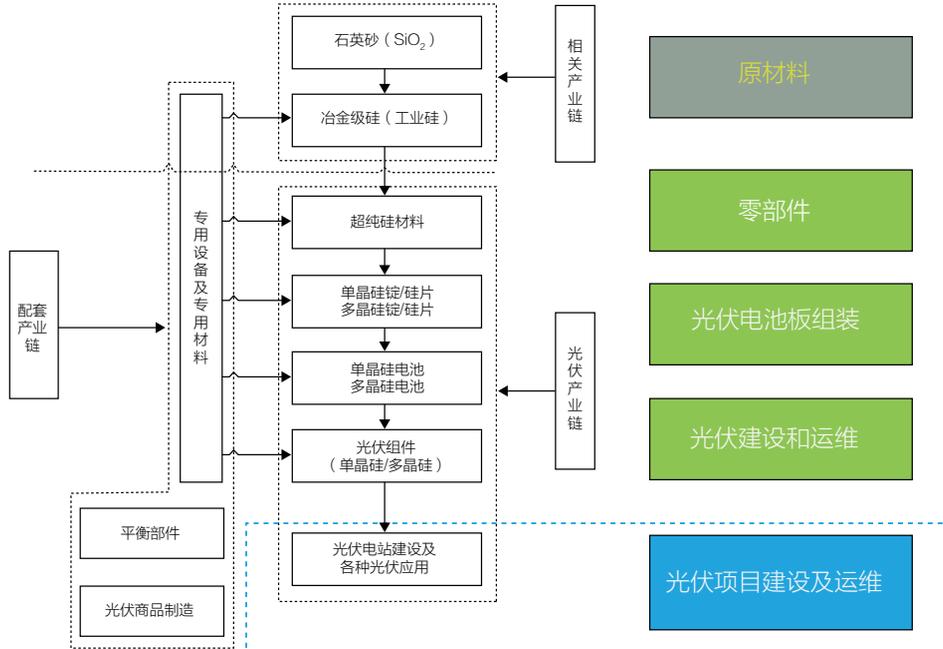


图 8-11 光伏产业链示意图  
来源：蒋焱，中国光伏发电产业发展的问题与对策研究

近年来，中国多晶硅企业加大工艺技术研发力度，生产工艺水平不断进步，大型骨干企业多晶硅生产能耗、物耗大幅下降，综合成本降至 9 万元 / 吨以下，行业平均综合电耗已降至 90 千瓦时 / 千克，2015 年中国全年开工多晶硅企业达到 16 家，产能达 19 万吨，产量达到 16.5 万吨，占全球总产量的 47.8%。目前，多晶硅产品价格呈现下降趋势，价格从 2015 年一季度 20 美元 / 公斤最低下落到 13 美元 / 公斤。2015 年，全年硅片总产能达到 64.3GW，产量 48GW，全球占比达到 79.6%。硅片企业集中度明显提高，全国前十大硅片产能达到 41GW，占全国总产能的 63.8%，产量 35.1GW，占全国总产量的 73.1%；单晶硅片方面，随着金刚线价格的下降，金刚线切割技术正规模化应用于单晶切片，显著降低了单晶切片成本并提升产能；近年来中国电池片生产规模持续增大，总产能约为 53GW，产量为 41GW，约占全球总产量的 66%；根据中国光伏行业协会对全国 224

家光伏组件企业不完全统计，2015年中国组件产能（含国外投资建厂）约为71GW，产量约为45.8GW，其中中国大陆生产组件约为43.9GW，同比增长23.3%，约占全球光伏组件产量的69.1%。中国组件生产以晶硅电池组件为主，产量约为45.4GW，占总产量的99.1%，薄膜电池产量约为300MW，另外聚光组件产量约60MW。

对于光伏产业链下游的以太阳能发电为主导地位的大型并网电站，用地及配电网资源壁垒较高。由于土地资源是一种受控于地方政府的稀缺资源，只有那些在电网设施齐全的地方，能够与政府合作，获得价格低廉的大面积土地使用权的企业才能进入该产业，所以该产业属于资源密集型产业。

水电、光热发电、生物质液体燃料等其他可再生能源行业分析类似，主要通过建立可再生能源行业与其他行业投入产出表（关系）使模型具备了分析可再生能源行业对其他行业以及整体经济影响的功能。

### （1）直接经济影响

CGE模型分析结果发现，到2030年，既定政策情景和高比例情景可再生能源发电部门增加值占当年全国GDP总量的比重分别达到1.16%和2.18%，其中高比例情境可再生能源行业增加值相比2015年的水平提高一倍左右。对比两种情景，水电增加值相同，都为0.47万亿元，相比2015年提升12%；高比例情境下，风电增加值超过水电分别达到0.62万亿元和1.50亿元，为2015年水平的11倍；光伏增加值分别达到0.34亿元和0.78亿元，为2015年水平近40倍。

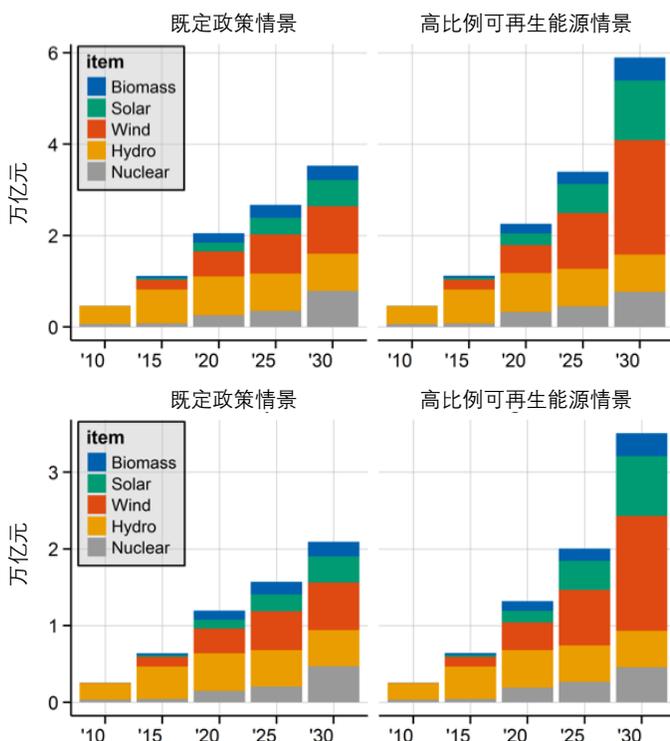


图 8-12 分情景可再生能源产业产值

图 8-13 分情景可再生能源产业增加值

		2010	2015	2020	2025	2030
既定政策情景	水电	0.39	0.74	0.85	0.82	0.81
	风电	0.00	0.22	0.54	0.85	1.04
	太阳能发电	0.00	0.04	0.19	0.37	0.57
	生物质发电	0.00	0.04	0.20	0.28	0.32
	非化石能源发电	0.47	1.12	2.05	2.67	3.53
	可再生能源发电	0.40	1.04	1.79	2.32	2.74
高比例情景	水电	0.39	0.74	0.85	0.82	0.81
	风电	0.00	0.22	0.61	1.22	2.51
	太阳能发电	0.00	0.04	0.25	0.64	1.30
	生物质发电	0.00	0.04	0.21	0.27	0.50
	非化石能源发电	0.47	1.12	2.26	3.40	5.90
	可再生能源发电	0.40	1.04	1.93	2.94	5.13

表 8-1 可再生能源产值（2010 年价格，万亿元）

		2010	2015	2020	2025	2030
既定政策情景	水电	0.21	0.42	0.49	0.48	0.47
	风电	0.00	0.13	0.32	0.51	0.62
	太阳能发电	0.00	0.02	0.11	0.22	0.34
	生物质发电	0.00	0.03	0.12	0.17	0.19
	非化石能源发电	0.26	0.64	1.20	1.57	2.09
	可再生能源发电	0.22	0.59	1.04	1.37	1.62
高比例情景	水电	0.21	0.42	0.49	0.48	0.47
	风电	0.00	0.13	0.36	0.72	1.50
	太阳能发电	0.00	0.02	0.15	0.38	0.78
	生物质发电	0.00	0.03	0.13	0.16	0.30
	非化石能源发电	0.26	0.64	1.32	2.00	3.51
	可再生能源发电	0.22	0.59	1.13	1.74	3.05

表 8-2 可再生能源增加值（2010 年价格，万亿元）

## （2）其他部门间接经济影响

发展可再生能源有助于推动中国产业升级和经济结构优化调整。发展可再生能源对上游相关产业有显著的拉动效应。由于大力发展可再生能源，拉动了相关高技术和高附加值部门的产业链增长。如电子设备、精密仪器制造、研发部门和生产性服务业等部门实现快速发展。2030 年当年高比例可再生能源情景拉动与可再生能源生产相联的上游产业实现产值共 2.56 万亿元，增加值共 0.83 万亿元，对当年 GDP 的总贡献达到 0.59%。一些高排放、重污染的

传统化石能源部门受到抑制，特别是煤炭开采及其相关产业规模大幅降低，与既定政策情景相比，2030年煤炭采掘业、原油开采和天然气开采行业规模分别有所降低。

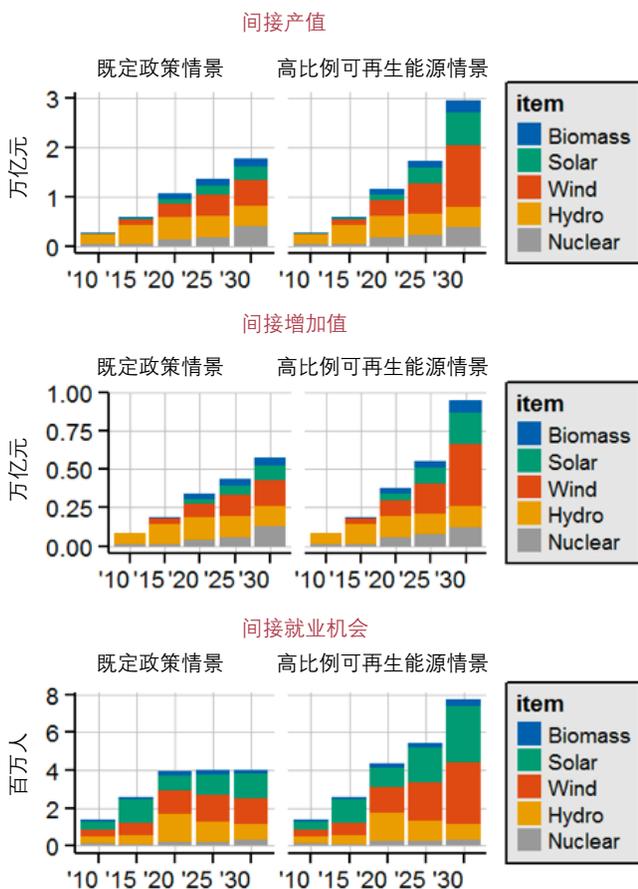


图 8-14 可再生能源产业间接影响 (产值、增加值、就业)

	既定政策情景 (2030)	高比例情景 (2030)
RE 间接拉动产值	1.38	2.56
RE 间接拉动增加值	0.45	0.83
RE 间接拉动对 GDP 贡献率 (%)	0.32	0.59

表 8-3 可再生能源拉动相关部门产值及增加值 (2010 年价格, 万亿元)

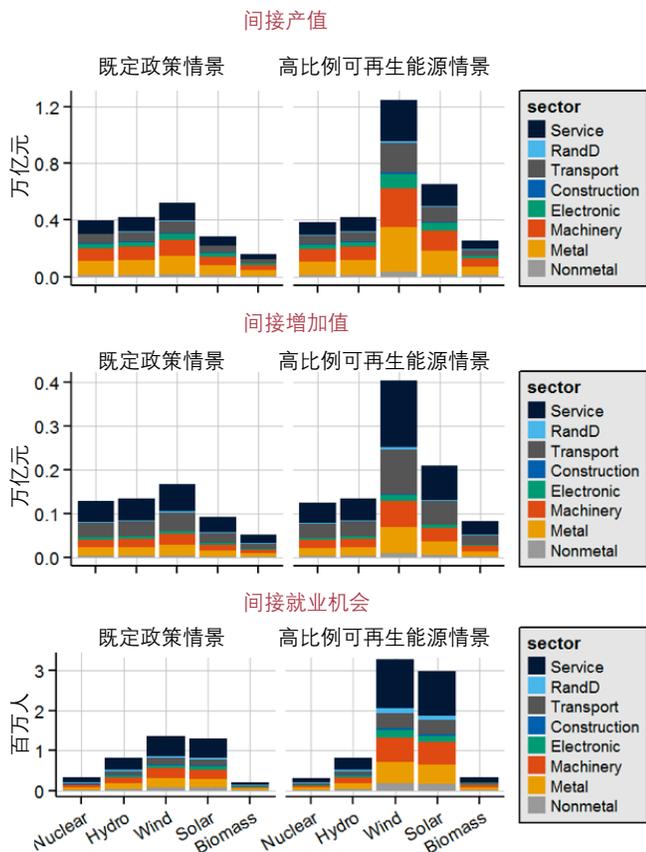


图 8-15 可再生能源对产业链其他部门产值、增加值影响

### (3) 就业影响

研究发现高比例可再生能源发展创造了可再生能源行业及相关产业就业人数共 1460 万人左右，其中太阳能发电和热利用，及光伏设备等产业就业岗位，达到 530 万人，风电及相关产业创造就业达到 690 万人，两者就业人数占全部可再生能源就业人数 80% 以上。在各种可再生能源技术中，风能、太阳能和生物质能利用是当前发展较快，就业规模较大的领域。风电产业链主要包括零部件制造、风机制造、风力发电三大部分。其中零部件制造、风机制造、风电场开发、安装运营维护、输配电、咨询和工程、研究开发、融资等众多环节均可创造直接就业机会，并且这些环节通过与其他产业部门的联系还可以创造间接就业机会，并进一步通过消费行为对整个国民经济产生引致性效应。光伏发电的整个产业链涉及原材料供应、电池生产、电池组件生产、系统集成、运输安装、运行维护等多个环节，每个环节均能创造出一定数量的就业机会，其中电池组件生产、系统集成和安装是整个产业链中劳动力需求最大的环节。生物质发电技术与风电及太阳能利用技术相比，除了在建设、安装、制造、运营、维护等环节创造就业机会外，还在燃料供应方面创造一定的就业岗位。以生物质发电为例，一般包含四个阶段：燃料供应、电厂设计和开发、建设和安装、

电厂运营，其中电厂建设和安装调试是创造就业的主要环节。

此外，可再生能源发展所需的电子、研发、电力等支持行业主要为新兴产业，高比例可再生能源发展促进中国就业人口从传统制造业向高业态产业的发展，优化了中国整体就业结构。研究表明，传统化石能源行业如煤炭开采洗选业、炼油业、运输业等从业人员逐步减少，到2030年，从事电力、服务业、电子机械、科研等行业人数有所增加。未来15年期间将通过新增就业人员在可再生能源相关行业择业，以及部分传统能源行业人员退休和转产，在政府转产和就业引导服务指导下，将对传统能源部门就业冲击降到最小，更有利于就业人口向更高业态转移优化。

下表列举了两种情境下可再生能源直接及间接就业规模，在高比例情景下可再生能源行业就业总人数达到1460万人。需要指出的是，高比例发展可再生能源对传统能源开采部门的就业影响显著，以煤炭采掘业为例，高比例情景比既定政策情景将明显减少，应该制定相关政策措施做好就业引导和安置工作。

	既定政策情景 (2030)	高比例情景 (2030)
RE 直接就业 (万人)	310.21	722.49
- 水电就业 (万人)	100.94	101.04
- 风电就业 (万人)	97.99	362.85
- 太阳能发电就业 (万人)	101.46	231.95
间接拉动就业 (万人)	369.45	741.42
- 风电拉动就业 (万人)	136.34	328.22
- 太阳能发电拉动就业 (万人)	130.36	297.75

表 8-4 可再生能源发展对就业影响

总而言之，大力开发和利用可再生能源，是实现中国能源转型的根本途径，是应对日益严重的能源、环境和气候问题的必由之路，也是人类社会实现可持续发展的重要保障。在与常规能源的相辅相成、竞争发展中，可再生能源将从补充能源，逐步过渡到替代能源，进而发展成主导能源，在中国的能源结构中发挥战略作用，从而为中国能源结构转型、减排温室气体和降低环境污染、推动宏观经济持续健康增长做出积极贡献。



## 第二部分：政策篇

### 九、构建适应新能源的灵活电力系统

#### （一）可再生能源发电并网消纳面临电力系统灵活性不足的挑战

大规模新能源并网消纳是近 10 年来丹麦、德国、美国等国家普遍面临的挑战。越来越多的研究和实践显示，大规模新能源并网解决方案和未来电力系统发展的一个重要任务是释放和提升电力系统灵活性，构建灵活电力系统。近年来，中国可再生能源发展步伐加快，水电装机持续增加，风电、太阳能光伏新增装机量双双位列世界第一。但是随着可再生能源的发展，近几年，弃水弃风弃光电问题凸显。2015 年，全国弃风、弃光电量分别达到 339 亿千瓦时和 47 亿千瓦时，且弃风地区主要集中在风能资源富集的“三北”地区。虽然影响可再生能源并网消纳能力的因素较多，但与国外可再生能源发展较好的国家相比，中国现有电力系统中大量灵活资源潜力还没有释放，是一个重要因素。

##### 1、大规模煤电仍然保持基荷电源的运行方式

中国电源结构多以传统燃煤火电为主，有调节性能的水电、抽水蓄能和燃气电站等灵活电源比重不足，系统调峰灵活性不够。例如，中国风电开发集中的“三北”地区电源结构单一，抽水蓄能、燃气电站等灵活调节电源比重不足 2%，特别是在冬季，由于供热机组比重大，按照传统技术方案和运行方式的调峰能力十分有限。其中，吉林、蒙东、蒙西电网火电机组占比高达 75% 左右，供热机组占全部火电装机的比例均超过了 50%，而灵活调节电源的比例不足 5%。欧美等国快速跟踪负荷的燃气电站及抽水蓄能比例高，美国灵活电源的比重就接近 50%，西班牙的这一比例也达到 35%。

更重要的是，中国大规模火电（煤电）仍然保持基荷电源的运行方式，火电机组（热电机组）的灵活性没有释放，实际调峰服务远低于国际领先水平。中国在近 10 年火电机组的技术水平显著上升，新建机组煤耗等指标达到了国际先进水平。但到目前为止，中国还是沿用上世纪 80 年代初基于煤电系统的火电调节指标进行运行考核，大中小型火电机组、北方热电机组仍旧采用传统技术方案和运行方式，没有针对灵活性需求进行改造升级和运行方式调整。按照当前机组运行标准，中国各类煤电机组最大调峰幅度为 50%，特别是风电开发集中的“三北”地区供热机组较多，调峰幅度更小。原国家电监会的辅助服务有关

规定中明确了各区域电网的火电基本调峰幅度，东北为40%，西北为30%，其余区域为50%。受现行价格政策和管理体制影响，中国自备电厂和热电联产机组基本不参与系统调峰，也直接限制了热电机组释放灵活性。

因此，中国火电机组的灵活性远低于丹麦等国际领先水平，技术潜力没有充分释放。在目前执行政府定价、缺乏现货电力市场、辅助服务和容量市场机制情况下，火电作为主力电源也没有动力释放和提高灵活性，既制约了电力系统灵活运行接纳可再生能源，也牢牢占据了电力市场空间。

## 2、跨省区输电未能灵活运行和优先输送新能源电力

现有输电通道运行方式不灵活，不能适应风电的输送需要。中国调度机构分为五级。在制定年度发电调控计划时，首先由输电通道的两省调度机构，通过双方协商，确定输送通道的外送电力电量计划，并基本明确送电曲线和签订电价合同；在此基础上各省再制定省内年度发电计划，维持省内电力平衡。在实时调度运行中，一般也是按照先期确定的送电曲线运行，运行方式比较刚性，不能根据风电的特性进行灵活地调整电量外送安排。

输电通道规划建设仍然没有实现优先输送可再生能源电力。中国风电基地多分布在远离中东部负荷中心的西北部地区，甘肃酒泉、新疆哈密千万千瓦风电基地与华中负荷中心距离都在2000公里以上，加快跨区输电通道建设、实现风电在更大范围消纳是解决风电基地消纳问题的途径之一。但是，可再生能源的季节性、波动性出力特点对电网规划建设带来新的技术和经济方面的争议和挑战。近年来新疆、甘肃、宁夏等地区探索“风火互补、打捆外送”的远距离送电，但需要配套大量煤电。有的能源基地风火、光火装机比例需要达到1:1，将造成运行时煤电占打捆送电绝对大多数的局面，如何协调可再生能源大规模外送的技术经济性仍是一个难题。

## 3、需求侧响应仍然基本空白

中国长期重视保障电力供给，轻视需求侧管理和需求响应。目前，中国电力用户参与了一些有序用电、保障供电安全的需求侧管理和需求响应试点，但需求响应没有形成规模化利用及大范围推广，改善电网负荷特性、增加负荷侧灵活性的市场潜力还没有得到挖掘。吉林、内蒙古等地虽然建设了可再生能源供热示范项目，但相关经验难以实质性推广。先进储能、电动汽车等未来具有巨大潜力的灵活资源还没有有效的市场机制加以挖掘和利用。

# （二）电力灵活性的必要性、途径和趋势

## 1、提高电力系统灵活性的必要性

近年来，越来越多的研究指出，随着可再生能源开发利用规模继续增加，由于其出力的波动性、间歇性和预测的不确定性，将对电力系统的规划运行带来重大挑战。如果常规电源缺乏足够的灵活调节能力，则其出力难以满足可再生能源及负荷的随机变化特性；如果电网缺乏足够的灵活运行方式，则不能够对系统各类灵活性资源进行传输和承载，从而导致各类安全风险问题。随着电力技术进步和电力系统升级，负荷和储能的灵活资源在未来电力系统也具有巨大灵活资源。因此，释放和提升电力系统灵活性将是满足大规模、高



比例可再生能源并网消纳的必然要求和重大任务。

在以前，电力系统灵活性需求主要来源于负荷的波动。随着可再生能源发电渗透率日益提高，尤其来自风电和太阳能光伏发电等可再生能源波动电源的增加，这部分需求剧增而成为影响系统灵活性的关键。主要体现在两个方面：一是可再生能源发电比例的增加会增加发电侧的波动性和不确定性；二是可再生能源发电比例的增加会替代一部分传统发电容量、降低灵活性资源的裕度。因此，为满足高比例可再生能源电力系统的实时供需平衡，电力系统有必要具备更强的应变和响应能力，充分发掘和利用各类能够提升电力灵活性的资源，提高电力系统灵活性。

## 2、电力系统灵活性的含义和提升途径

目前，国内外有很多关于电力系统灵活性的研究，各国家或研究机构对电力系统灵活性的定义有所不同。北美电力可靠性公司（North American Electric Reliability Corporation, NERC）认为电力系统灵活性是利用系统资源满足负荷变化的能力，重点在于提高电力系统运行灵活性。国际能源署（International Energy Agency, IEA）认为电力系统灵活性是指，电力系统在一定经济运行条件下，对供应或负荷的大幅波动时做出快速响应，这种波动可能是可预见或者不可预见的变化和事件，从而使得系统在负荷需求减小时减小供应，负荷需求增加时增加供应。综合各种观点，电力系统灵活性指在一定时间尺度下，电力系统通过优化调配各类可用资源，适应发电、电网及负荷随机变化的能力。（清华大学鲁宗湘，2016）

传统电力工业模式中，电源主要以出力可控的火电机组、水电机组为主，这些电源都具有较强的负荷跟踪能力和调节性能，而随着大规模可再生能源发电、分布式能源发电的不断发展，电源结构中发电出力具有波动性和间歇性的电源占比将会明显增加；而微网、电动汽车等的快速发展，也使得用电侧的负荷特性发生了改变。在此背景下，发电侧和用电侧均有大量变动性和不确定性因素影响着电力系统的供需平衡和安全运行，电力系统需要有足够的灵活性在供给或需求发生变动时及时作出响应，提供包括“上调节”和“下调节”的“灵活性服务”。其中“上调节”通过增加发电机组出力或削减负荷向系统提供额外的功率，下调节通过削减发电机组出力或增加负荷。因此，电力系统在提供“灵活性服务”的过程中，需要调用全部“系统灵活性资源”，主要包括发电侧、用户侧、电网以及储能灵活性资源，以经济成本最低的方式释放和提高电力系统灵活性。

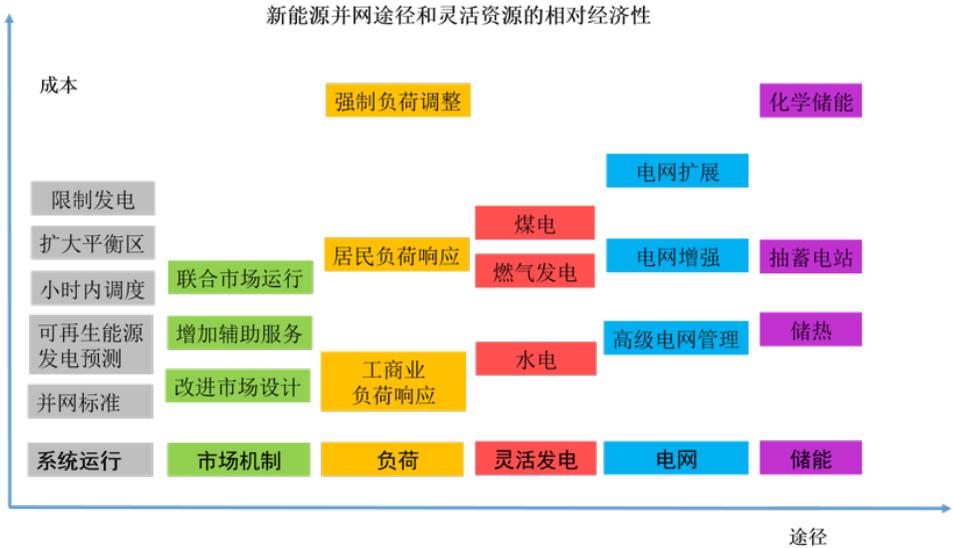


图 9-1 灵活性资源选项  
(来源: Cochran et al. 2014)

### 3、提升电力系统灵活的国际经验

#### (1) 在系统层面优化灵活性

电力系统本身就被设计具有一定的灵活性以保证系统的平衡，这是由系统负荷时刻变化的特性决定的。但是，未来电力系统会出现更多的清洁能源、更加智能化，由此带来更高的波动性和需要更多的爬坡要求，因此提高系统的灵活性就变得更加重要。

电力系统中有许多不同类型的资源，既可以在短期运行的尺度上也可以在长期规划的尺度上来满足电网的灵活性需求。这些灵活性可以来自实际的物理资产，比如电池和快速响应的天然气电厂，也可以来自高质量的调度运行，比如在实时采用更短的调度时间间隔和采用更准确的负荷和可再生能源发电预测。各种可提高系统运行灵活性的措施或资源如下图所示。要在系统层面优化电力系统灵活性，优先使用低成本灵活性资源。

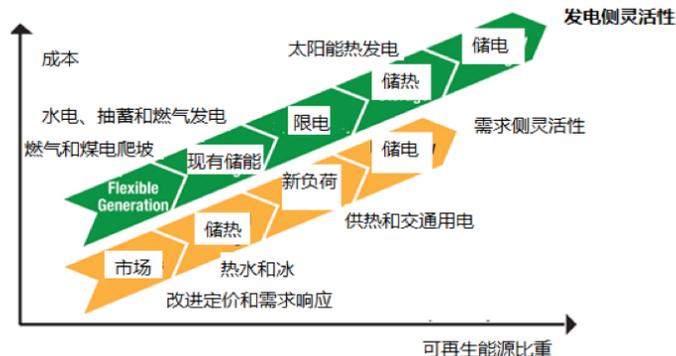


图 9-2 提高系统灵活性的不同措施或资源的成本比较  
(来源: Paul Denholm et al., "The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation" January 2010)

## （2）更灵活的实时调度

随着系统中波动性电源比例的提高，实时调度过程中所面临的不确定性也更高。例如在美国，调度员可采取如下的措施来维持系统的实时供需平衡：在实时运行前的几小时内，提前调用快速启动机组；在实时 5 分钟范围内，通过经济调度模型来最优分配系统内的资源；在 4 秒钟的范围内，通过调节自动发电控制（AGC）来维持系统的频率稳定。

——**风电预测预报和可靠性评估**。虽然风电、光伏具有波动性，在传统电力规划运行中难以作为可靠的容量供应者，但是近 10 年来逐步成熟的风电、光伏出力预测技术，已经使得可靠性评估风电预测预报在北美许多电力市场已经得到成熟的商业化应用，目前一定区域内风电出力的超短期预测精确率已经达到 80% 以上。ISO 等调度机构利用中短期（数小时到 5 分钟）风电预测结果，通过可靠性评估过程（Forward Reliability Assessment Commitment, FRAC）调整机组组合。在 MISO 等电力市场，日间可靠性评估过程（Intraday Reliability Assessment Commitment, IRAC）充分利用第二天每小时的负荷预测以及风电、光伏发电预测数据，使调度员掌握机组调用的优先级，从而在需要时调用最经济的机组来满足系统备用的需求。

——**滚动机组组合过程（Look-ahead unit commitment, LAC）**。在 MISO 市场中，LAC 过程计算软件的输入主要包括机组爬坡速率参数、未来的负荷和风电、光伏发电出力预测、系统实时的网络结构、线路和机组停电信息、最新的状态估计数据等。LAC 可以基于 3 小时前的系统预测信息为调度员提供额外的机组调用建议，因此可以让机组提前做好调用准备，从而提高了系统的运行灵活性。

——**自动发电控制（AGC）**。AGC 系统一般每 4 秒钟计算一次，用于保持系统频率的波动在允许值范围之内。首先，ISO 会根据实时测量数据计算总的区域控制误差（Area Control Error, ACE），然后把总的区域控制误差分配到符合条件的机组上。机组的控制装置会增加或者减少机组的出力，从而平衡实时负荷的波动。在美国的一些区域，已经开始尝试在风电机组上安装 AGC 控制装置，从而使得风电机组也能起到实时平衡供需的作用。

由以上的过程可以看出，现代电力系统中的调度措施既复杂又具有很大的灵活性。这些复杂的措施保证了系统运行的安全性和可靠性，同时 IRAC、LAC 等措施会依据当前和预测的信息及时提供灵活调度建议，提前采适当的取措施来满足系统变化的需求。比如，当风电预测部门预计未来几小时内风力出力会大大增加时，IRAC 和 LAC 计算软件会对全系统范围内的机组出力进行优化，给调度员提供机组的关停或者启动建议。调度员有充足的时间来应对风力变化带来的对系统的影响。

## （3）更完善的辅助服务产品

辅助服务是用于保障电网稳定性和可靠性的能量产品。在美国电力市场中，一般有七种不同类型的辅助服务产品，包括向上调频、向下调频、调频里程数、旋转备用、非旋转备用、电压支持服务和黑启动。

向上调频和向下调频用于控制系统的频率稳定在系统频率允许的波动范围之内。机组提供调频服务的资质需由 ISO 来核定。在系统运行时，被调度用于调频的机组必须能够

对自动发电控制（AGC）信号作出响应，根据系统需求实时增加或减少机组的出力水平。

旋转备用是指已经连接到电网并同步旋转的机组可以预留一部分容量作为系统的故障备用，并且在 10 分钟之内可以响应系统的调度需求。

非旋转备用是指有些机组没有与电网连接，但是可以在 10 分钟之内同步到电网并能爬坡到一定的出力水平。

电压支持服务是机组（或其他资源）指在稳态或者故障运行条件下为保持节点电压水平需要产生或者吸收无功功率。

黑启动是发电机组在无需电网支持的情况下，从关停状态到启动运行并向系统供电的能力。

下表总结了电力市场中不同类型的辅助服务产品的特点。

表 9-1 电力市场中不同类型的辅助服务

辅助服务产品	描述
向上调频	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 机组是否符合资质需要 ISO 认证</li> <li>• 由安装自动发电控制装置的机组在线提供</li> <li>• 收到调度信号时必须能立即增加机组出力</li> </ul>
向下调频	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 机组是否符合资质需要 ISO 认证</li> <li>• 由安装自动发电控制装置的机组在线提供</li> <li>• 收到调度信号时必须能立即增加机组出力</li> </ul>
调频里程数	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ISO 依据机组响应实时调度信号的表现对其进行补偿</li> <li>• 机组不仅会收到调频容量补偿，也会收到响应里程数补偿</li> </ul>
旋转备用	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 一种故障条件下的备用容量</li> <li>• 与电网同步运行</li> <li>• 故障发生时，必须在 10 分钟内作出响应</li> </ul>
非旋转备用	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 一种故障条件下的备用容量</li> <li>• 与电网同步运行</li> <li>• 故障发生时，必须在 10 分钟内作出响应</li> </ul>
电压支持服务	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 在发生故障或稳态运行但系统供需持续变化的条件下，保证节点电压维持在一定水平</li> </ul>
黑启动	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 在系统发生大停电情况下恢复系统的供电</li> </ul>

高可再生能源渗透下，随着系统净负荷的波动性和不确定性的持续增加以及区域之间更加灵活的能量交换，电力系统保持供需平衡将面临更大的挑战。其中，爬坡容量的不足是最重要的挑战之一（参见加州电力市场的“鸭子曲线”），它会导致系统的供需平衡不能得到保证并产生很高的稀缺电价。为了解决这一问题，美国有两个区域电力市场（MISO 和 CAISO）提出了一种新的灵活性爬坡辅助服务产品，用以保证系统有足够的爬坡容量来应对日益增加的波动性和不确定性。灵活性爬坡辅助服务有两种模式，包括向上的爬坡容量和向下的爬坡容量。它给电力市场带来的好处包括：1）更好地管理系统内可用资源的爬坡容量来应对系统的变化，2）减少供需平衡无法满足出现的频率，3）减少调频辅助服务使用的频率，4）减少系统由于爬坡能力不足所导致的高惩罚电价出现的频率，5）提高系统运行的可靠性和灵活性，以及 6）实现系统运行成本的降低。

#### (4) 更灵活的火电机组

电力系统灵活运行有赖于灵活电源。在当期和今后数十年，火电都是电力系统的发电容量和灵活性资源的主要来源。丹麦、德国和美国等国家除了努力发展天然气发电等灵活电源，还针对通过改造升级现有煤电等火电机组，大幅提升了传统火电的灵活性。例如在丹麦等国，火电机组被改造为爬坡更快和最小稳燃出力更低（额定容量的 20%），而且也可通过增加蓄热系统显著提升热电联产灵活性，在低电价时段用户可切换到用电模式并进行蓄热。《德国能源转型的十二个见解》指出，未来“基荷发电厂”将全部消失，常规火电厂仅在部分时段运行。而且，目前也有一些新技术可提供较大的灵活性，例如航改式燃气轮机可启停多次且几乎无损耗，具有较低的稳燃出力和启停时间。天然气发电过去也承担基荷发电任务，今后可充分发挥天然气发电对风电、光伏发电的调峰作用等。而且，天然气分布式发电具有更大的潜力，与可再生能源发电也可以相互补充促进。在法国，核电厂也可提供一次和二次调频并具有一定的爬坡能力。

丹麦等国热电机组调峰研究和实践表明，现代先进火电机组在不投油条件下，发电出力可以在 50~100% 之间调节，热耗最大增加 6%；在 70% 负荷时热耗仅增加 2%，爬坡率也能够达到 5%。丹麦通过增加在热电机组的储热设备、利用电驱动热泵供热等手段，可以解决供热与增加调峰能力的矛盾。

电源类型及主要燃料	最小稳定出力
常规锅炉燃煤电厂	35%
流化床锅炉燃煤电厂	50%
常规燃油电厂	20%
常规燃气电厂	20%
燃气蒸汽联合循环电厂	50%（5 分钟之内最小出力 35%）
天然气热电联产电厂	燃气机部分 20%，汽轮机部分 75%
生物质颗粒直燃电厂	35%
秸秆直燃电厂	50%
木块直燃电厂	50%
垃圾发电厂	70%
柴油发电机	50%（5 分钟以内最小出力 20%）

表 9-2 丹麦规定的各类电站最小稳定出力  
资料来源：丹麦能源署（DEA）

#### (5) 更大范围的电网互连和平衡区

相邻区域通过输电网进行物理互连是增加系统灵活性的重要手段，建设新输电线路可允许多个区域共享发电资源，从而减少

所有构成区域的发电容量和灵活性资源总需求。除了把临近区域完全整合成一个加强的输电网和平衡区之外，也有其他途径可以达到需要的效果，如动态调度、平衡区内次小时级时间步长调度。更大的平衡区有利于更好利用负荷和发电多样性及更大储备容量。例如，即使发电量调峰容量以线性增加，而大区域的调峰需求则没有达到线性增加的程度。

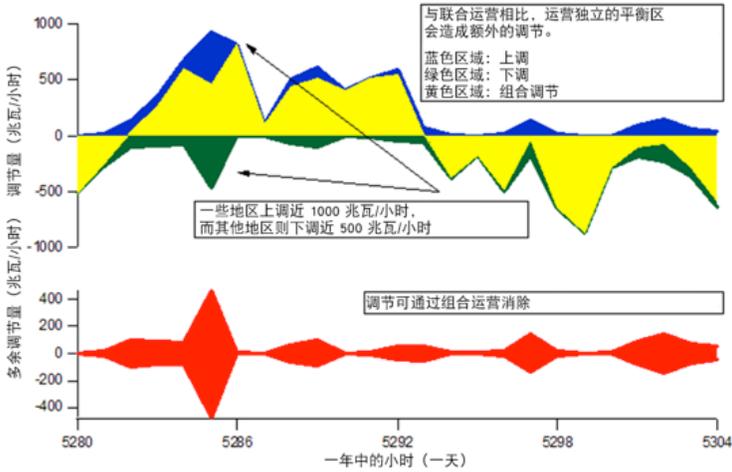


图 9-3 大平衡区导致总调峰需求降低

风电占比较高的丹麦、德国等国家，通过电力市场机制，可非常灵活的实时调度输电通道运行，充分发挥区域联网的错峰调峰、削峰填谷、互为备用等优势。从下图可看出某日 24 小时范围内，德国与邻国之间电力交换功率在不断变化，可在日内实现送电端和受电端之间灵活切换，送电曲线具有很大的波动性；与之相比，中国输电通道的运行方式一般不会根据送、受端电力变化特性等进行实时调节，基本按既定的送电曲线进行安排，通道运行明显不够灵活，不利于风电消纳。

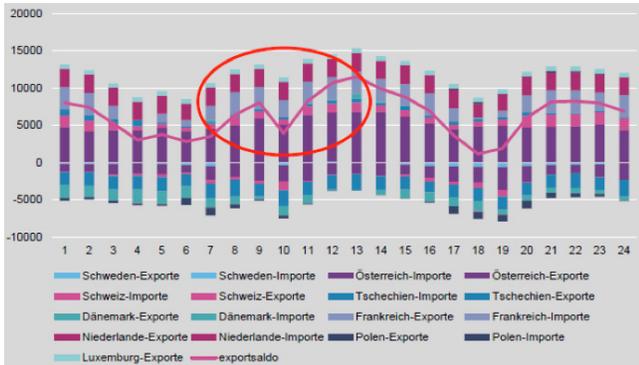


图 9-4 某日德国与邻国的对外联络电力交易情况 (GW)

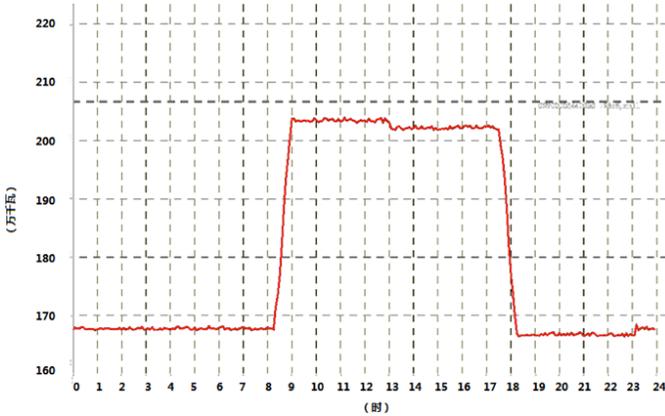


图 9-5 2012 年 9 月 19 日中国某直流单极输电曲线

### (6) 全面、公平利用各种灵活资源

除了提高发电侧灵活性的手段以外，需求侧响应、储能等都可以为系统提供灵活性。而这些资源都可以按所需的通知期、响应速度、响应深度或履行时间长度来提供所需的辅助性服务。

——需求响应 (DR)。需求响应具有潜力在多个时间尺度上 (从数秒到数季度) 通过提供能源、容量和 / 或辅助服务 (调峰调频、负荷跟踪、意外事件) 提供系统平衡能力。下表显示 2013、2014 年美国的独立系统运营商 (ISO) 或者区域输电运营 (RTO) 的需求响应项目的调节能力。可以看出，需求响应规模可与传统发电侧调峰媲美，平均可以达到峰荷的 6%，最高达到 10% 以上。

独立系统运营机构 / 区域输电组织	2013		2014	
	峰荷下降 (MW)	峰荷下降比例	峰荷下降 (MW)	峰荷下降比例
加州独立系统运营机构 (CAISO)	2,180	4.8%	2,316	5.1%
德州电力可靠性委员会 (ERCOT)	1,950	2.9%	2,100	3.2%
新英格兰独立系统运营机构 (ISO-NE)	2,100	7.7%	2,487	10.2%
中部独立系统运营机构 (MISO)	9,797	10.2%	10,356	9.0%
纽约独立系统运营机构 (NYISO)	1,307	3.8%	1,211	4.1%
PJM 互联电网公司 (PJM)	9,901	6.3%	10,416	7.4%
西南电力池公司 (SPP)	1,563	3.5%	48	0.1%
<b>合计</b>	<b>28,798</b>	<b>6.1%</b>	<b>28,934</b>	<b>6.2%</b>

表 9-3 美国 ISO 和 RTO 需求响应项目调节能力  
Source: FERC 2015

——储能。与需求响应类似，储能可以提供可靠的容量、电力转移和辅助服务效益。这些效益主要由释放时间决定。可以应对短时间尺度 (从几分钟到几秒) 需求变化的储能技术 (电池、电容等) 能够更好地适应电能质量管理、可提供瞬态稳定、频率调节和其他辅助服务。可长时间持续释放能量的储能技术可以以平衡较长时间尺度上 (从数天到数周到几个季节) 的负荷变化 (本图右上部分)，包括抽水蓄能、水力发电、储能、压缩空气储能。

### （三）重点释放提升发电侧灵活性资源

#### 1、发电侧灵活资源

发电侧的灵活性资源既包含传统发电机组（燃气发电、燃煤发电、调节性水电等），也包括可再生能源发电。传统机组的灵活性特征主要包括其爬坡率、最小稳燃出力、最小开机/停机时间和最小启停时间等。最小稳定出力决定了常规机组能够提供的调节空间，而爬坡率则决定了系统在不同时间尺度下的调节能力，启动时间主要反映了冷备用机组在负荷增长、新能源出力降低情况下为系统提供灵活性的响应速度。下表所示为 IEA 报告中采用的各类型机组的灵活性参数（最小稳定出力、爬坡率、启动时间），其中包含了两大类电源：可调度可再生能源电源和可调度传统电源，其中可调度可再生能源电源主要指具有灵活性、但受资源约束而不能完全调度的可再生能源，包含水电厂、生物质发电、沼气发电、太阳能热发电与地热发电。可调度传统电源包括内燃机发电、联合循环燃气、燃气轮机、蒸汽轮机、煤电、褐煤与核电。

	机组类型	最小稳定出力 (%)	爬坡率 (%/min)	启动时间 (h)
可调度可再生能源	水电厂	5-6	15-25	<0.1
	生物质发电	-	-	-
	沼气发电	-	-	-
	太阳能热发电	20-30	4-8	1-4
	地热发电	10-20	5-6	1-2
可调度传统电源	内燃机发点	0	10-100	0.1-0.16
	联合循环燃气（非灵活）	40-50	0.8-6	2-4
	联合循环燃气（灵活）	15-30	6-15	1-2
	燃气轮机	0-30	7-30	0.1-1
	蒸汽轮机	10-50	0.6-7	1-4
	煤电（非灵活）	40-60	0.6-4	5-7
	煤电（灵活）	20-40	4-8	2-5
	褐煤	40-60	0.6-6	2-8
	核电（非灵活）	100	0	-
	核电（灵活）	40-60	0.3-5	-

表 9-4 各类机组灵活性参数对比（国际数据）

来源：IEA

一般认为，水电和燃气机组比基荷煤电和核电机组具有更高的灵活性，大多数电力系统还拥有一些快速启动机组。根据是否设计用于承担基荷或爬坡循环，煤电和燃气电厂具有较大差异。径流式水电厂大多时候灵活性较低，而含水库的水电厂灵活性依赖于水库容量和流量约束。现有常规发电厂可以获取更多灵活性是可能的，火电厂可被重新设计来达到更高的灵活性。

## 2、中国火电灵活性改造和运行

中国长期以来火电电源为主，而且在电力需求长期增长、现代电力市场缺失的情况下火电主要以基荷方式运行，火电灵活性明显低于丹麦、德国等国家。在当前经济增速放缓，电力需求增长不足，电源容量投资过剩的情况下，在原有电力系统运行和市场机制下，由系统调峰需求带来的风电、火电间的矛盾日趋明显。从系统调峰能力来看，由于风力发电的波动性、不确定性和逆调峰特性，随着风电渗透率的提高，对系统调峰资源的需求也在不断提高。同时，具有较强调节性能的火电机组在电源结构相对中的占比会随着风电渗透率的提高逐步下降，造成发电侧的灵活性资源相对减少。此外，东北、华北地区的火电机组调峰能力还受到供暖需要的制约，如果不进行改造，系统调峰困难问题进一步加剧。

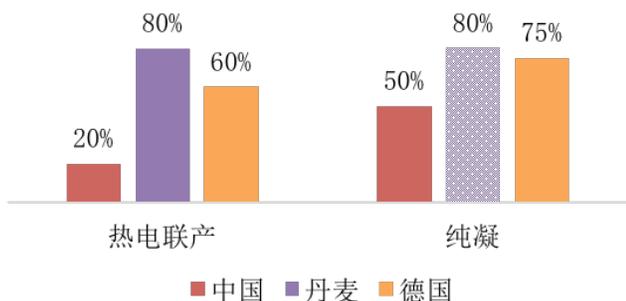


图 9-6 中外火电机组调峰能力对比

面向未来高比例可再生能源电力发展的灵活资源需求，我国必须大力提升火电灵活性，10 亿千瓦以上的存量火电亟需转型、改造升级，形成灵活电源。特别是作为“三北”地区主力电源的煤电，火电运行灵活性（包括调峰能力、爬坡速度、启停时间等三个主要部分）的提升对于电力系统调峰能力提升中具有关键作用。“十三五”和今后一段时期，“三北”地区火电灵活性改造的基础条件和发展潜力都较好，应作为提升电源调峰能力的重点。

	基础条件	发展潜力
火电灵活性改造	火电是“三北”地区主力电源，目前装机容量超过 4 亿千瓦。2020 年占比仍将大于 60%。	对“三北”地区火电进行深度改造可获得 1 亿千瓦以上的调峰能力。可通过政策引导，释放火电机组调峰潜力。
新建燃气电站	预计到 2020 年，“三北”地区燃气电站占比小于 3%	技术成熟可行。受天然气资源、燃气输送基础设施条件以及天然气成本的制约。
新建抽水蓄能	预计到 2020 年，“三北”地区抽蓄电站占比小于 2%	技术成熟可行，经济性优越。对地形地质条件有较高要求，总体资源量较为有限。
新建储能电站	处于实验、试点阶段，已有工程规模较小。	调峰调频性能优越。目前成本较高。

表 9-5 各类提升电源调峰能力措施的比较

来源：电力规划设计总院，2016

在近期，火电机组和热电联产的运行指标和规则需要更新升级。随着我国电力装备和系统运行技术的发展，目前我国常规燃煤机组实际的调峰能力和爬坡率指标可满足当前阶段可再生能源电力发展要求。但是由于没有对系统运行指标定期审核和及时更新，目前采用运行指导指标基本处于上世纪 80 年代水平。建议尽快研究制定相应政策，重新审核与确定机组运行参数，将常规电源机组的实际适应能力释放出来。

2016 年 6 月，国家能源局正式启动火电灵活性改造示范试点项目。重点针对可再生能源消纳问题和用电用热矛盾较为突出的地区，优先考虑大城市周边、热负荷充足地区（充分发挥热电解耦效果），选取了分布于辽宁、吉林、黑龙江、内蒙古、河北、广西等省区的 2 批、共 22 个典型项目进行试点，试点项目装机总规模约 1800 万千瓦。提升灵活性的主要途径包括：一是增加储热装置实现“热电解耦”，在调峰困难时段通过储热装置热量供热，降低供热强迫出力；在调峰有余量的时段，储存富裕热量；二是对热电 / 纯凝机组本体进行深度改造，降低锅炉最小出力以及机组最小技术出力。提升灵活性改造试点的目标是使热电机组增加 20% 额定容量的调峰能力，最小技术出力降到 40%–50% 额定容量；纯凝机组增加 15%–20% 额定容量的调峰能力，最小技术出力降到到 30%–35% 额定容量；部分具备改造条件的电厂预期达到国际先进水平，机组不投油稳燃时纯凝工况最小技术出力达到 20%–25%。

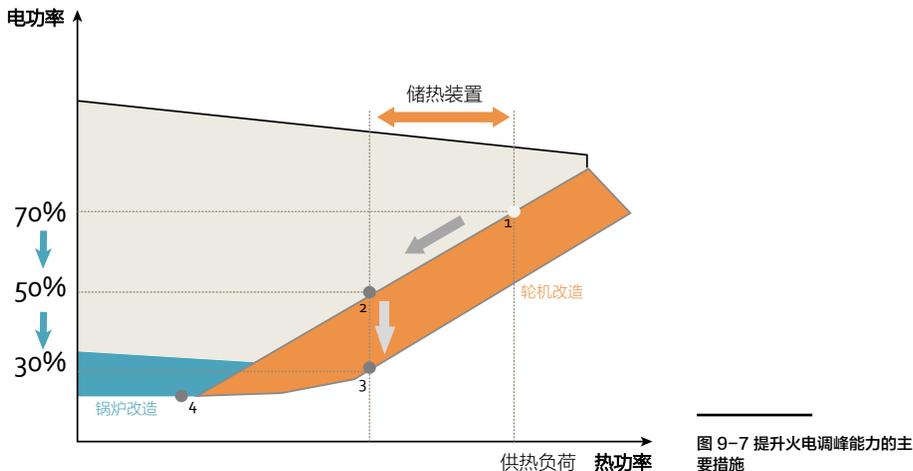


图 9-7 提升火电调峰能力的主要措施

今后，应通过借鉴国际先进经验、支持政策和激励机制，推行火电灵活性改造、建立现货电力市场、引入灵活调度，中国到 2030 年应推动超过 5 亿千瓦火电改造升级成为灵活电源，在三北可再生能源集中地区和东中部受电地区要达到丹麦的先进灵活火电水平，使火电从基荷电源转为灵活电源甚至备用电源，从而充分发挥火电灵活性改造在提高系统调峰能力和促进新能源消纳方面的重要作用。

### 3、整合电力热力系统

热力行业在提高系统灵活度方面存在巨大潜力。由于电力系统根据风能和太阳能光伏发电量波动进行调整，电力系统与其他能源系统，特别是热力系统的相互作用非常重要。未来，热力行业将在电力系统的转型中发挥中枢作用。原因主要有：在相当长的一段时间内，

工商业和居民部门热力的能源消耗高于电能消耗；相较于电能，热能更易于存储，通过位于城市集中供暖系统或分布式供热网络中的私人住宅隔热水箱，可轻易存储家庭用热能（热水和暖气）。与储热相似，还可以商用制冷等相对较低的成本和损耗方式来短期储存冷却能。在德国等许多国家，大部分热能需求是在风力最强的冬季，因为此时的风力发电可能是欧洲北部地区成本最低的电力来源。在丹麦，热电联产发电厂已为电力和热力行业提供了联系；中期来看，可使用燃料或电能的双重模式供热系统将安装到位；长远来看，将实现共同利用一种燃料——天然气、沼气或电制气的整合。

热电联产发电厂（CHP）既生产热能也生产电能，已经为电力和热力行业提供了联系。尽管如今这类电厂大多数根据热能需求运营，但根据电能和热能两方面的需求对这些设施进行升级改造并不困难。这种办法已被德国市政电力公司（Stadtwerke）和其他发电企业采用，弗伦斯堡、莱姆戈和汉堡的发电设施正考虑或已经安装这样的“电转热”系统。中期来看，双重模式热能系统将被采用。这种系统将电力和热力行业联系在一起，并通过利用化石燃料或电能生产热能实现高度的灵活度。在风能和太阳能发电充足时，系统利用电能生产热能，享受较低的电价。在风力和阳光较弱、电价较高时，则转而使用天然气或燃油生产热能。

从更长远的角度看，使用共同且可相互转化的气态燃料，像天然气、沼气或电制气，将使两个行业更加紧密地联系在一起。这种燃料可用于集中式或分布式发电，可用于热电联产发电厂的热电联产，也可用于只生产热能的系统。使用气态燃料的好处在于，可将燃料储存很长时间，用于储存的基础设施选择范围也很广，比如，已有的洞穴、管道网络等。

## （四）加强电网互联和输电灵活性

### 1、电网与电力系统灵活性

电力系统的输配电网是实现电力系统灵活性的关键载体，使得各类灵活性资源能够在空间和时间上实现共享与互补。然而，输电网对电力系统的影响具有双面性。首先，输电网具有很强的约束力，如果网架较为薄弱，即使系统具有较多的灵活性资源，也可能会由于输电网承载能力不够导致灵活性不足；其次，输电网能够提供更大的功率平衡区域，充分发挥各区域之间的地理平滑效应，减少灵活性需求。直观上来说，区域电力系统间传输容量越大，电力系统灵活性越高，但过量的传输能力会导致传输线路的基础成本过高，受到经济性制约较大。一般风电渗透率较高的区域电力系统，传输容量越大，电力系统利用风电的能力越强，电力系统灵活性越高。

通过加强电网互联、扩大平衡区域，可有效提供可再生能源消纳的能力<sup>1</sup>。当市场范围从一个较小的区域扩展到一个较大的区域（例如，从省级的市场扩展为区域市场），整个电力系统消纳可再生能源发电的潜力可以在两个方面获得提升。首先，扩大市场范围可相对增加系统的灵活性资源。市场范围的扩大意味着调频、备用、爬坡等辅助服务在更大范围内进行分享。如两个单独出清的省现货市场合并为一个单独出清的区域市场，系统中辅

<sup>1</sup>Milligan, Michael R., and Brendan Kirby. Market characteristics for efficient integration of variable generation in the Western Interconnection. National Renewable Energy Laboratory, 2010

助服务等灵活性资源将是两个省原有调节资源的线性叠加。然而，新系统中对灵活性资源的需求却小于两个省原有灵活性资源需求的线性叠加。因此在更大范围内实现经济调度，系统的灵活性资源将相对增加，可再生能源发电的消纳能力也将进一步提升。其次，市场范围的扩大可提高系统灵活性资源的经济性。具体来说，市场范围的扩大将导致辅助服务等灵活性资源的市场出清范围扩大（更多的辅助服务提供者）。而随着灵活性资源在更大范围内进行经济调度（更大的灵活条件能力），其资源优化配置的效率也将更高。这也帮助系统更经济、高效的获取灵活性资源。

## 2、优化电网运行，加强电网互联和跨省区输电

### （1）建立适应清洁能源发展需求的电力运行和调度机制

建立适应我国电源结构和电力体制的新型调度机制和管理办法。建议在全面建立现代电力市场之前，精细优化确定电力运行计划，在年度发电量计划中全额考虑可再生能源发电量计划；优化系统备用容量配置方法，在考虑风电功率预测误差的基础上，尽可能为风电留出足够的消纳空间；明确风电功率预测预报技术在电力体系运行中的地位和作用，明确调度机构、电网公司、风电场的各自责任和义务，建立以电网侧负责、风电场提供必要配合的风电功率预测系统。

### （2）统筹规划、同步建设配套电网和灵活电源

坚持“电源开发促进电网建设，电网建设引导电源开发”。按照“统筹规划、合理布局、适当超前、分步实施”原则，加强可再生能源发电输送通道的规划建设，确保顺利送出和电网稳定。建议地方政府在核准项目建设时，尽量在一个文件中同步核准配套的输电设施建设，避免出现因为输电设施建设不及时造成的弃风限电问题。三北地区可再生能源规划应当以消纳和送出为核心目的和内容。优先开发资源丰富，靠近负荷中心，电网输送能力强、落地点明确、网络结构完善的地区。建议通过提前统筹规划“可再生能源区”的方式加快跨省、跨区域外送通道建设，并通过跨区域、跨流域的调度方式，确保可再生能源最大限度上网。

以可再生能源电力输送优先为基本原则，加强骨干网建设。传统煤电基地“点对网”送电的模式极大消损整个系统的灵活性，在现有和未来电力基地输电通道应纠正和避免这种方式。应适应大规模跨大区可再生能源输电需要，统筹规划高电压等级的骨干网架建设，设置可再生能源电力输送的最低比例。在国家批复建设的十二条贯穿中国东西部输电通道的规划、可研和设计中，应明确输送可再生能源电力的最低比例，并在实际运行中优先安排可再生能源电力出力，切实注重发挥清洁能源电力的结构优化作用。

## 3、推广应用灵活输电技术

传统高压直流输电技术适用于远距离、大容量的电力传输。目前已有项目中，传统高压直流输电系统都运行于恒功率方式。将其用于传输风电，可以采用传统的恒功率运行方式，但如果直流功率可以根据风电出力或特定控制目标在线调整（非人工调整），则系统运行更为灵活，即所谓的变功率运行。变功率运行高压直流输电系统中，有功功率指令根



据波动的风电或者特定的控制目标在线调节。这样，更多的风电可以最终被更大的电力系统消纳。

	技术优势	技术挑战
定功率运行方式	运行简单，技术成熟（与传统发电的传输相似）	消纳风电容量有限 直流送端需要大量快速可调电源用于补偿风电波动性
变功率运行方式	可消纳更多的风电（因为波动的风电被更大的远端电力系统消纳）； 对补偿风电波动性所需的调峰电源容量要求降低； 输电系统的运行灵活性提高；	动态无功波动及其补偿，如频繁开合直流系统无功补偿设备 当直流系统送端交流系统强度较弱时，可能需要安装 STATCOM

表 9-6 传统高压直流定功率与变功率运行方式的比较

来源：ABB

## （五）推广先进储能和电动汽车提供辅助服务

### 1、储能的特点

储能设施主要有抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、电池储能、氢储能等。储能设施响应速度较快，能够增加或者减少净负荷，并且储能电池可被模块化调度来接近负荷需求，在波动性可再生能源发电超发或者不足的情况下，能够在不同时间尺度上进行能量的转移。

储能方式	容量 /GWh	响应时间	效率 /%	投资 / (\$/KWh)	寿命 /year
电池储能	< 0.2	< 1S	70 ~ 90	85 ~ 4800	20 ~ 30
抽水蓄能	> 2	10S ~ 40min	87	45 ~ 85	40
飞轮储能	< 0.5	< 1S	90 ~ 93	170 ~ 420	20 ~ 30

表 9-7 储能技术性能对比

电池储能和飞轮储能响应时间很短，可在更短时间内快速输出或存储电能，一般可被用于提供频率响应或者短时间爬坡需求（秒级到分钟级）；抽水蓄能存储容量较大，响应时间长，在世界范围内被广泛应用了数十年，一般应用于电量供应需要一段时间（小时级）连续的能量输送，可用来提供电量套利、峰值负荷移位和多余电量的存储；压缩空气储能存储容量最大可至 100 GWh，响应时间较快，其中，小型压缩空气储能单元最大为 2MW，能与可在再生能源结合，广泛分布于电力系统中。

### 2、先进储能和调频、爬坡辅助服务

储能提供调频辅助服务。到 2030 年，考虑到高可再生能源占比环境下发电侧的波动性和不确定性，储能将成为提供调频辅助服务重要来源。从运行特性角度分析，储能设备

可以精准的控制出力。但是考虑到其较高的容量成本，储能设备提供响应备用等辅助服务并不经济。综合考虑上述因素，到 2030 年，在基于调频效果的辅助服务市场的激励下，储能将成为调频辅助服务重要的提供者之一。

储能提供爬坡服务。考虑到光伏等可再生能源发电出力变化特性，到 2030 年中国电力系统扣减掉可再生能源发电的净负荷特性可能会呈现出类似于美国加州电力市场中“鸭型曲线”，系统运行对爬坡服务（ramping service）需求不断增加（如下图）。在这种场景下，到 2030 年储能装置将成为爬坡服务重要的提供者之一。

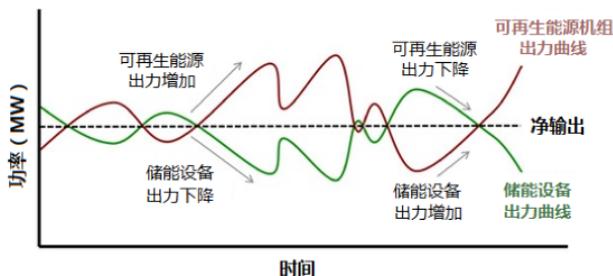


图 9-8 可再生能源机组联合储能设备出力曲线

分布式储能和分布式可再生能源的联合优化运行。到 2030 年，高可再生能源发电占比不仅体现在大规模风电场、光伏电站的并网发电，也体现在分布式可再生能源发电。而分布式可再生能源发电的波动性和不确定性给配电网的安全运行带了一定的挑战。在这种情况下，分布式储能提供的调频能力和灵活性爬坡能力，可以成为平抑这些波动性和不确定性的重要手段。除此之外，分布式储能还将成为分布式可再生能源发电与外部电力系统之间的缓冲。换言之，通过与分布式储能的联合运行，很大一部分由分布式电源产生的波动性和不确定性在配网侧即被平抑掉。从外部电力系统运行的角度分析，在分布式储能的帮助下，到 2030 年配电网将从一个灵活性资源的消耗者（波动性和不确定性的主要来源），转变为变化较为平顺，甚至可以提供灵活性资源的理想负荷。

### 3、电动汽车和 V2G

与其他储能装置的运行原理相似，电动汽车中的车载储能装置可以为电力系统运行提供调频、备用、爬坡等多种灵活性服务。考虑到单个电动汽车储能装置的规模，为了能够形成规模效应，电动汽车应通过充电桩在电动汽车充电时对其进行统一控制，通过 V2G（Vehicle to Grid）等技术，为系统提供灵活性资源。

电动汽车成为灵活性资源的提供者。到 2030 年，伴随着电动汽车数量的高速发展，电动汽车充电站将成为需求侧灵活性资源的重要提供者之一。与独立的充电桩相比，电动汽车充电站一般配有储能装置。利用这些储能装置，电动汽车充/换电站具备了提供调频、爬坡等灵活性资源的能力。因此基于储能和充电负荷需求管理的联合优化，电动汽车充电站可以提供数量可观的调频、爬坡等灵活性资源。

V2G 模式将提供更多灵活性资源。到 2030 年，（插电式）电动汽车的车载储能装置也将成为重要的灵活性资源。根据 V2G 理论，只要电动汽车通过充电装置与电网相连，

电动汽车的车载储能装置就可以被系统视为一个可控的双向负荷。在智能控制系统的协调下，配电系统运营商（或充电商）可以对连接在电网充电的电动汽车进行集中的调度管理，在不影响电动汽车用户使用的基础上，为电力系统运行提供调频、爬坡等灵活性资源。

## （六）推动工商业和居民全面参与需求响应

### 1、需求侧灵活性资源

需求侧灵活性资源是指从负荷侧资源寻求灵活性。需求侧灵活性资源较多，包括能源密集型工业、日常生活用电服务及智能家居、电动汽车、热泵、热水器等。需求侧管理和负荷响应是释放需求侧灵活性资源主要途径。需求侧管理主要是通过技术手段，如降压减载或对用户的可中断负荷（空调、热水器等）进行分批编组、按批短时轮控，但不影响用户的基本生产和生活。需求响应是指一定时间内，通过价格信号和激励机制，使需求侧主动改变原有的用电计划及模式，以有效整合及规划供应侧和需求侧的资源，响应电力系统供应的短期行为。

### 2、大中型工业用户

大工业用户成为需求侧响应重要提供者之一。随着智能控制技术的发展，大工业需求侧响应的应用将进一步普遍化，为系统提供灵活性服务的能力也将进一步提高。到2030年，有技术条件的大工业用户参与需求侧响应将成为常态。具体来说，考虑到大工业用户的自动化控制水平和负荷容量，在系统需要灵活性资源的情况，大工业用户可以通过模拟调速器控制（governor control），为系统提供一次调频服务；也可以接收类似于自动发电控制的控制信号（AGC-type signal），为系统提供二次调频服务；还可以通过低频减载保护设置，为系统提供紧急备用等服务。到2030年，在这种场景下，整个系统可再生能源发电的消纳能力和和系统运行可靠性也将相应得到提高。

### 3、居民和商业用户

居民和商业用户需求侧响应将进一步精细化和实时化。到2030年，随着智能电网技术，特别是通信、控制和数据处理相关技术的发展和电力市场体系的完善，中小型工商业用户和居民用户（以下简称中小型用户）的需求侧响应将朝着精细化和实时化方向发展。在精细化方面，中小型用户需求侧的控制精度将精确到主要的可控电器（例如洗碗机、洗衣机等）。到2030年，这些可控电器根据控制信号来调整运行功率或者运行时间，实现负荷调整（load adjustment）或负荷转移（load shifting）。举例来说，如果居民用户可以设置洗衣机最晚完成时间（如次日7:00AM）和运行时间选择原则（如选择电价最低原则），那么洗衣机根据电价信号（预测），会在规定时间段内选择电价最低时段完成洗衣任务。通过这种更为精细化的控制，中小型用户的灵活条件能力将得到更大程度的释放。

在实时化方面，中小型用户将基于更小时间尺度（实时）的信号来进行需求侧的控制管理。在这种情况下，电力系统实时运行的状态（包括对电量和调频、备用等辅助服务需求）可以同步的反映到中小型用户的需求侧。如到2030年，配网系统运营商可以根据系统实时运行的需要，直接发送实时控制信号给签订了直接控制协议用户的空调调温器，在一定温度范围内调整负荷。通过这种实时控制，用户的需求侧对系统变化的反应更为灵

敏，中小型用户需求侧的灵活调节性能将得到进一步的提高。

## 十、可再生能源友好型电网

10

电网是重要的电力基础设施，是联系电力生产和消费中间的重要桥梁。总的来看，我国已初步建成支持可再生能源发展的电网体系，电网建设未来也正朝着能进一步支持高比例可再生能源发展的方向发展。

### （一）中国已初步建成适应可再生能源发展需要的电网体系

中国电网划分为六大区域电网，主要由两大电网公司分别管理。其中，国家电网公司主要管理华北电网、华东电网、华中电网、东北电网和西北电网，南方电网隶属南方电网公司经营。2000年以来中国的电网建设经历了两轮较快的发展，自动化水平逐步提高、网架结构不断加强、互联互通快速建设、智能互动稳步发展，目前已经初步建成了适应可再生能源集中和分散接入的电网体系。

#### 1、自动化水平逐步提高

中国充分重视电网的安全性和可靠性，先进的继电保护装置、变电站综合自动化系统、电网调度自动化系统以及电网安全稳定控制系统得到广泛应用。虽然中国的电力系统继电保护起步较晚，但发展迅速。目前，微机保护已经全面取代传统保护装置，并与信息化、自动化和智能化密切结合，大幅提高了电力系统运行的稳定性；数字化变电站自动化系统在中国也得到了快速建设，有效地提升了测量精度，避免了电缆带来的电磁兼容、传输过电压和两点接地等问题，变电站的各种功能可共享统一的信息平台，自动化运行和管理水平进一步提高。

中国的电力系统调度自动化技术经历了从引进应用系统到国产应用系统，从专用机到通用机，从无 OS 到专用 OS 再到开放 OS 的技术发展过程，目前已经完成了智能电网调度技术支持系统的建设。随着电网自动化水平的提高，电网的供电可靠性也有较大提升，大陆电网安全稳定事故大幅下降，全网平均供电可靠性保持在 99.0% 以上。自动化的电网调度和变电站管理可帮助可再生能源灵活地接入电力系统，无障碍地输送至电力用户端，先进的继电保护装置又为其接入和运行提供了重要安全保障和技术支撑。

#### 2、网架结构不断加强

中国电网经历 60 多年的建设，最高电压等级不断发展，电压层级分布逐步完善，其中，高压侧包含 10kV、35kV（66kV）、110kV、220kV；超高压涵盖 330kV、500kV、±500kV、±660kV、750kV 电网；特高压包含交流 1000kV 和直流 ±800kV 电网。截至 2013 年年底，中国电网 35 千伏及以上输电线路回路长度达到 15542 万千米，其中 220 千伏及以上输电线路回路长度 5439 万千米；全国电网 35 千伏及以上变电设备容量 48.34 亿千伏安%，其中 220 千伏及以上变电设备容量 27.82 亿千伏安。快速发展的电网建设为中国提供了坚强的网架支撑，不断完善的各级电网为可再生能源无论是集中接入还是分散

利用，均创造了坚实的网络传输条件。

		输电线路回路长度		变电设备容量	
		长度 (千米)	增长率 (%)	容量 (万千瓦安)	增长率 (%)
35 千伏及以上合计		1554236	5.03	483427	8.42
220 千伏及以上全部电压等级		543896	7.57	278166	9.03
其中	1000 千伏	1936	202.78	3900	116.67
	± 800 千伏	6904	29.93	4654	6.74
	750 千伏	12666	25.56	6500	22.18
	± 600 千伏	1400	0.00	948	0.00
	500 千伏	146166	6.61	90112	8.05
	± 500 千伏	10653	16.48	7637	5.64
	± 400 千伏	1031	0.00	141	0.00
	330 千伏	24065	6.01	8575	11.16
	220 千伏	339075	6.55	155699	7.95

表 10-1 2013 年底全国 35 千伏及以上输电线路回路长度及变电设备容量情况

### 3、互联互通快速建设

中国的发电资源与电力负荷呈现明显的逆向分布，煤电资源主要分布在东北、华北和西北，风电资源主要集中在华北、西北和华东沿海地区，太阳能光伏资源主要分布在西北地区，而负荷中心却主要集中在东南部沿海和中部地区，跨省跨区跨国电网建设已成为中国解决资源分布不均、优化发电资源的重要手段，并且得到快速发展。截至 2015 年年底，华北电网通过高岭直流背靠背工程与东北电网联网；通过宁东 - 山东 ± 660 直流工程与西北电网联网；同时，陕西府谷、锦界电厂通过 500 千伏交流线路以点对网方式接入河北南网，向华北电网送电；通过晋东 - 荆门 1000 千伏特高压交流工程与华中电网联网，充分发挥南北水火互济能力；内蒙古西部电网通过 220 千伏和 110 千伏输电线路向蒙古送电。华东电网是全国重要的受端电网，通过葛南直流、龙政直流、宜华直流、向上直流、三沪二回直流（林枫直流）以及锦苏直流线路与华中电网联网，大规模接受三峡、葛洲坝及四川的水电；山西阳城电厂通过 500 千伏交流线路以点对网方式接入江苏电网，向华东电网送电。华中电网位于全国电网的中心，通过晋东南 - 荆门 1000 千伏特高压交流工程与华北电网联网，通过灵宝背靠背、德宝直流工程与西北电网联网，接受华北、西北煤电基地电力并实现水火互济；2013 年哈郑直流工程双极低端投运，西北送华中能力进一步增强；通过向上直流、锦苏直流、葛沪直流、龙政直流等与华东电网联网，将三峡、葛洲坝及四川的水电送往华东负荷中心；通过江城（三广）直流与南方电网联网，将三峡水电送至广东负荷中心；湖南鲤鱼江水电站以点对网方式接入广东电网，向广东电网送电。

西北地区不仅火电发电资源丰富，而且蕴藏着丰富的风、光等可再生发电资源，通过灵宝背靠背工程、德宝直流工程以及哈郑直流工程，向华中电网送电；通过宁东—山东直流工程与华北电网联网，并将宁东煤电基地和风电基地的电力送至山东负荷中心；通过格尔木—拉萨直流工程与藏中电网联网，大幅缓解了西藏电网长期缺电问题。南方电网通过江城直流与华中电网联网，并接纳三峡水电；通过交流输电线路与香港、澳门联网，为香港、澳门特别行政区提供电力支撑；通过220千伏以及110千伏交流线路与越南、缅甸、老挝等东南亚国家边境地区实现电网互联和电力互供；湖南鲤鱼江电厂通过500千伏交流线路以点对网方式接入广东电网，向南方电网送电；在南方电网内部，建成多回交直流混合“西电东送”跨省输电通道，将云南、贵州丰富的水电送往广东和广西负荷中心。

伴随各电压等级联网工程的快速建设，中国的跨省跨国输电能力不断加强。截至2015年年底，国家电网公司跨省跨国输电工程输电能力超过8600万千瓦。其中，区域间输电能力超过1000万千瓦，省间输电能力超过7000万千瓦；南方电网形成“八交七直”的“西电东送”主干网架，“西电东送”总输电能力达到2700万千瓦左右；中国与俄罗斯、蒙古、越南、缅甸等周边国家跨国电力交换能力超过200万千瓦，电网跨境优化配置资源能力初步显现。

在不断完善各省、各区域已有主干网架建设的基础上，目前中国电网实现了除台湾以外的全国联网，以及与俄罗斯、越南、缅甸等国的跨国互联，跨省跨国输电能力得到极大的提高，为满足大可再生能源基地电力输送创造了条件。



图 10-1 全国电网互联图

#### 4、智能互动稳步发展

为适应分布式能源的快速发展，中国的智能微电网建设稳步推进，主要是基于局部配电网建设的风、光、天然气等各类分布式能源多能互补，源-网-荷协调互动的智慧型能源综合利用局域网，其具备高可再生能源接入比例，可通过能量存储和优化配置实现本地能源生产与用能负荷基本平衡，可根据需要与公共电网灵活互动或相对独立运行。中国智能微电网仍处于起步阶段，主要以试点项目为主，这些微电网示范工程大致可分为三类：边远地区微电网、海岛微电网和城市微电网。1) 边远地区微电网：中国边远地区人口密度低、生态环境脆弱，扩展传统电网成本高，采用化石燃料发电对环境的损害大。但边远地区风光等可再生能源丰富，因此利用本地分布式可再生能源的独立微电网是解决中国边远地区供电问题的合适方案。目前中国已在西藏、青海、新疆、内蒙古等省份的边远地区建设了一批微电网工程，解决当地的供电困难。2) 海岛微电网：中国海岛大多依靠柴油发电在有限的时间内供给电能，目前仍有近百万户沿海或海岛居民生活在缺电的状态中。考虑到向海岛运输柴油的高成本和困难性以及海岛所具有的丰富可再生能源，利用海岛可再生分布式能源、建设海岛微电网是解决海岛供电问题的优选方案。中国已经建设了一批海岛微电网示范工程，在实践中开展理论、技术和应用研究。3) 城市微电网及其他微电网：除了边远地区微电网和海岛微电网，中国还建设了城市微电网示范工程，重点示范目标包括集成可再生分布式能源、提供高质量及多样性的供电可靠性服务、冷热电综合利用等。另外还有一些发挥特殊作用的微电网示范工程，例如江苏大丰的海水淡化微电网项目。中国通过不断加大电网智能化投入，通过发展风光互补、水光互补等多能互补的综合利用，为接纳更多分布式可再生能源提供了灵活的综合利用途径，智能化建设也成为中国各级电网发展的重要目标。

		系统组成	主要特点
名称 / 地点	西藏阿里地区狮泉河微电网	10MW 光伏电站, 6.4MW 水电站, 10MW 柴油发电机组, 储能系统	光电、水电、火电多能互补; 海拔高、气候恶劣
	西藏日喀则地区吉角村微电网	总装机 1.4MW, 由水电、光伏发电、风电、电池储能、柴油应急发电构成	风光互补; 海拔高、自然条件艰苦
	西藏那曲地区丁俄崩贡寺微电网	15kW 风电, 6kW 光伏发电, 储能系统	风光互补; 西藏首个村庄微电网
	青海玉树州玉树县巴塘乡 10MW 级水光互补微电网	2MW 单轴跟踪光伏发电, 12.8MW 水电, 15.2MW 储能系统	兆瓦级水光互补, 全国规模最大的光伏微电网电站之一
	青海玉树州杂多县大型光伏储能微电网	3MW 光伏发电, 3MW/12MWh 双向储能系统	多合储能变流器并联, 光储互补调控控制
	青海海北州门源县智能光储路灯微电网	集中式光伏发电和锂电池储能	高原农牧地区首个此类系统, 改变了目前户外铅酸电池使用寿命在两年的状况
	新疆吐鲁番新城新能源微电网示范区	13.4MW 光伏容量 (包括光伏和光热), 储能系统	当前国内规模最大、技术应用最全面的太阳能利用与建筑一体化项目
	内蒙古额尔古纳太平林场微电网	200kW 光伏发电, 20kW 风电, 80kW 柴油发电, 100kWh 铅酸蓄电池	边远地区林场可再生能源供电解决方案
	内蒙古呼伦贝尔市陈巴尔虎旗微电网	100kW 光伏发电, 75kW 风电, 25kW × 2h 储能系统	新建的移民村, 并网型微电网

		系统组成	主要特点
名称 / 地点	广东珠海市东澳岛兆瓦级智能微电网	1MW 光伏发电, 50kW 风力发电, 2MWh 铅酸蓄电池	与柴油发电机和输配系统组成智能微电网, 提升全岛可再生能源比例至 70% 以上
	广东珠海市担杆岛微电网	5kW 光伏发电, 90kW 风力发电, 100kW 柴油发电, 10kW 波浪发电, 442kWh 储能系统	拥有中国首座再生独立能源电站; 能利用波浪能; 具有 60t/ 天的海水淡化能力
	浙江东福山岛微电网	100kW 光伏发电, 210kW 风力发电, 200kW 柴油发电, 1MWh 铅酸蓄电池储能系统	中国最东端的有人岛屿; 具有 50t/ 天的海水淡化能力
	浙江南鹿岛微电网	545kW 光伏发电, 1MW 风力发电, 1MW 柴油发电, 海洋能发电 30kW, 1MWh 铅酸蓄电池储能系统	能够利用海洋能; 引入了电动汽车充换电站、智能电能表、用户交互等先进技术
	浙江鹿西岛微电网	300kW 光伏发电, 1.56MW 风力发电, 1.2MW 柴油发电, 4MWh 铅酸蓄电池储能系统, 500kW × 15s 超级电容储能	具备微电网并网与离网模式的灵活切换功能
	海南三沙市永兴岛微电网	500kW 光伏发电, 1MWh 磷酸铁锂电池储能系统	中国最南方的微电网

		系统组成	主要特点
名称 / 地点	天津生态城二号能源站综合微电网	400kW 光伏发电, 1489kW 燃气发电, 300kWh 储能系统, 2340kW 地源热泵机组, 1636kW 电制冷机组	灵活多变的运行模式; 电冷热协调综合利用
	天津生态城公屋展示中心微电网	300kW 光伏发电, 648kWh 锂离子电池储能系统, 2 × 50kW × 60s 超级电容储能系统	“零能耗”建筑, 全年发用电量总体平衡
	江苏南京供电公司微电网	50kW 光伏发电, 15kW 风力发电, 50kW 铅酸蓄电池储能系统	储能系统可平滑风光出力波动; 可实现并网 / 离网模式的无缝切换
	浙江南都电源动力公司微电网	55kW 光伏发电, 1.92MWh 铅酸蓄电池 / 锂电池储能系统, 100kW × 60s 超级电容储能	电池储能主要用于“削峰填谷”; 采用集装箱式, 功能模块化, 可实现即插即用
	河北承德市生态乡村微电网、广东佛山市微电网	50kW 光伏发电, 60kW 风力发电, 128kWh 锂电池储能系统 3 台 300kW 燃气轮机	为该地区广大农户提供电源保障, 实现双电源供电, 提高用电电压质量冷热电三联供技术
	北京延庆智能微电网	1.8MW 光伏发电, 60kW 风力发电, 3.7MWh 储能系统	结合中国配网结构设计, 多级微电网架构, 分级管理, 平滑实现并网 / 离网切换
	国网河北省电科院光储热一体化微电网	190kW 光伏发电, 250kWh 磷酸铁锂电池储能系统, 100kWh 超级电容储能, 电动汽车充电桩, 地源热泵	接入地源热泵, 解决其启动冲击性问题; 交直流混合微电网
	江苏大丰市风电淡化海水微电网	2.5MW 风力发电, 1.2MW 柴油发电, 1.8MWh 铅酸蓄电池储能系统, 1.8MW 海水淡化负荷	研发并应用了世界首台大规模风电直接提供负载的孤岛运行控制系统

表 10-2 边远地区微电网示范工程

## （二）我国未来可再生能源友好型电网发展思路

### 1、友好型电网发展目标

“十二五”期间，中国在能源规划中明确了未来电网发展战略：（1）加快智能电网建设，着力增强电网对新能源发电、分布式能源、电动汽车等能源利用方式的承载和适应能力，实现电力系统与用户互动，推动电力系统各环节、各要素升级转型，提高电力系统安全水平和综合效率，带动相关产业发展；（2）强智能电网规划，通过关键技术研发、设备研制和示范项目建设和示范项目建设，确定技术路线和发展模式，制定智能电网技术标准。建立有利于智能电网技术推广应用的体制机制，推行与智能电网发展相适应的电价政策。加快推广应用智能电网技术和设备，提升电网信息化、自动化、互动化水平，提高可再生能源、分布式能源并网输送能力。积极推进微电网、智能用电小区、智能楼宇建设和智能电表应用。“十二五”时期，建成若干个智能电网示范区，力争关键技术创新和装备研发走在世界前列。（3）实施无电地区电力建设工程，加强西藏、新疆、青海、四川、云南、内蒙古等省（区）无电地区电网建设，扩大电网覆盖面；利用当地可再生能源资源，加快建设微水电、小型风电、户用光伏系统、风光互补电站等小型电源，解决无电地区用电问题。

另一方面，作为覆盖中国国土面积 88% 以上、供电人口超过 11 亿的中国最大的电网公司，也制定了明确电网发展规划：以电力为中心推动能源发展方式的转变，建设以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强智能电网，加快空中能源通道建设，实施输煤输电并举，促进大煤电、大水电、大核电、大型可再生能源发电基地的集约高效开发，实行大规模、远距离输电和全国范围优化配置能源资源，为中国经济社会发展提供可持续的电力保障。无论国家还是电网公司均把适应可再生能源发展作为电网建设的重心，通过国家和企业的不断努力，从而推动了中国可再生能源友好型电网的初步建成。

未来中国电网发展将紧紧围绕国家经济建设和能源战略的总体部署，适应电源开发、用户需求和节能环保约束，依托先进的电网技术和创新的体制机制，加快建设可靠灵活、经济高效、清洁绿色的友好型电网，在保障安全稳定的前提下，全面提升电网的资源配置能力、经济运行效率和可再生能源接纳比例，构建骨干网架完善、各级电网协调发展、电力输送高效灵活的现代智能电网体系，使电网成为优化配置能源资源的绿色平台，满足用户多元需求的服务平台、保障国家能源安全的基础平台。

### 2、友好型电网建设思路

#### （1）适应友好型

中国的发电资源与电力负荷呈现明显的逆向分布，煤电资源主要分布在东北、华北和西北，风电资源主要集中在华北、西北和华东沿海地区，太阳能光伏资源主要分布在西北地区，而负荷中心却主要集中在东南部沿海和中部地区，解决资源分布不均、优化发电资源一直以来都是中国电网发展的重要任务之一。中国电网建设近十年取得了快速发展，各省市 500kV（西北 750kV）超高压主干网架已经基本实现全覆盖，然而电网运行仍然沿用计划调度机制，跨省、跨区电力电量交换尚不灵活。以京津冀和内蒙古地区为例，根据各地区不同季节调峰平衡以及高峰低谷平衡测算，在 2015 年装机水平下，京津冀地区如果仅区内平衡，不仅存在 1500 万千瓦的电力缺口，还受调节能力不足限制，约 540 万千瓦

的风电面临无法接纳的局面；而内蒙古地区富裕近 8000 万千瓦的装机容量和 1200 万千瓦的调节资源，但受到本区域低谷负荷需求不足制约，如果没有外送需求，低谷期间不仅 2400 万千瓦的风电无法启用，约 1400 万千瓦的火电还需要停运；然而通过挖掘内蒙古与京津冀地区 4 通道 13 回 500kV 联络线的灵活调节潜力，实现京津冀和内蒙古统筹联网考虑，在火电最小出力、峰谷差等不变的前提下，联合区域将富裕调节能力约 670 万千瓦，全部火电机组均能保证最小 50% 的出力要求，并且能够接纳 670 万千瓦的风电上网，各类资源可以得到优化利用。因此，电网建设要与电源发展相适应，逐步实现电网建设与电源发展统筹规划，形成与各地区电源资源相适应的电网发展；不断加强电网的智能化投入，打破传统调度方式、交易机制等存在的壁垒，加强跨省、跨区电力的灵活输送，在保障电网可靠性的前提下全面挖掘系统的灵活调节能力，不仅满足大煤电、大水电和大可再生能源基地电力输送需要，还要保障风、光等不确定性电源的有效利用。

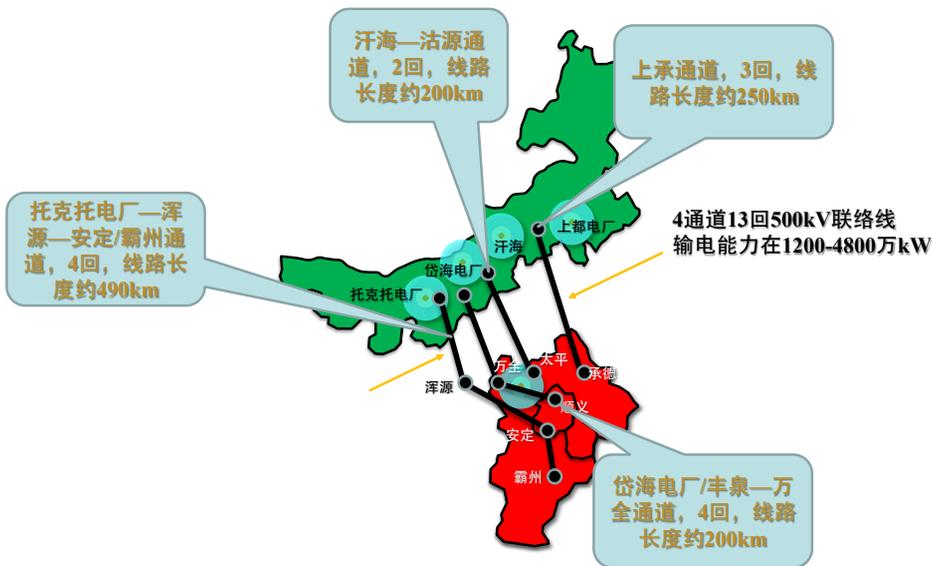


图 10-2 京津冀与内蒙古 13 回联络线

## (2) 经济友好型

从技术角度讲，500kV 交流输电受到系统稳定性的限制，输电距离一般不宜超过 1000km；1000kV 交流输电距离则可以超过 2000km。在相同 3000MW 输电容量条件下，根据单位容量造价和年运行费用估算，输送距离低于 1100km 时，500kV 交流输电相较于 1000kV 交流输电在造价和运行费用方面具有明显的成本优势。以京津冀和内蒙古联网为例，根据京津冀与内蒙古的地理跨度测算，其联网工程一般不超过 1000km，并且两区域间已经建立了多回 500kV 超高压跨省联络线，内蒙古丰富的可再生资源可就近利用已经建成的超高压输电网络，把电能输送到京津冀负荷中心，达到更加经济利用的目的。另外，利用区域间负荷发生时间的差异性，例如，京津冀地区夏季高峰往往出现在早间 10-12 点，而内蒙古夏季高峰出现在晚间 17-21 点，通过联网互济可以有效减少电源、电网建设投资，

实现电网资源更充分的利用。因此，在不断完善各省、各区域已有主干网架建设的基础上，协调各级电网发展，充分发挥各级电网的作用，实现各类发电资源的就近使用为主、跨省跨区利用为辅，以最小的投入满足与本省、本区域经济发展相适应的电力供应；打破传统规划观念，加强省间、区域间电网的统筹规划，降低各省市的电网冗余建设，通过跨省、跨区互济，经济高效地保障电网的安全可靠运行。

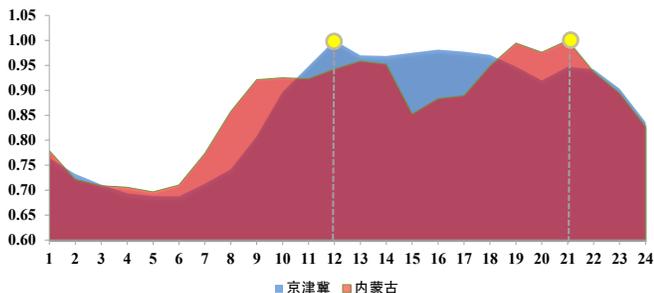


图 10-3 夏季典型日负荷

### (3) 绿色友好型

中国一直以来都严重依赖煤炭等化石能源发电。从绝对量上看，2000–2015 年火电无论装机容量还是发电量仍然保持年均 9.0% 以上的增长，50% 以上的高比例火电，已经给中国的生态环境带来了巨大压力；另一方面可再生能源大规模接入对于电网的调节能力提出了迫切需求，风光等可再生能源发电离不开化石能源发电提供的调节保障，这就使得转型成为火电发展的必然之路。同时，可中断负荷、冰蓄冷等需求侧管理举措也逐步成为电网调节资源的重要来源。仍以京津冀和内蒙古地区为例，未来通过对火电机组的灵活性改造，其最小出力可以降低至其额定容量的 30%，除冬季保障供热机组外，大部分机组将实现快速启停备用，削峰填谷、节能节电等需求侧管理措施也将发挥更大作用，如果维持 2015 年装机水平和负荷需求，京津冀与内蒙古联合区域还能够新接纳风电装机约 7900 万千瓦，累计风电装机将达到 11400 万千瓦，近 14000 万千瓦的火电装机利用小时数将从原来的 4800 小时下降到 3400 小时以下，将逐步由供电主体向电网调峰主体转换。如果进一步增加该联合区域 2000 万千瓦规模的外送，则可再接纳 1400 万千瓦的风电装机。因此，加强电网运行方式的转变和灵活控制能力，促进化石能源发电逐步退出基荷发电主体，通过灵活性改造和建立相应市场机制，使其成为电网调节资源的供应者，为促进更多可再生能源上网提供保障；坚持电网集中接纳和分散接入清洁绿色能源并重，实现清洁

绿色能源就近利用与跨区消纳相结合，依靠灵活的电力输送，不仅满足本地区的电力需求，还将富裕的可再生能源发电输送到周边省市，满足其电力需求和替代化石能源的需要。

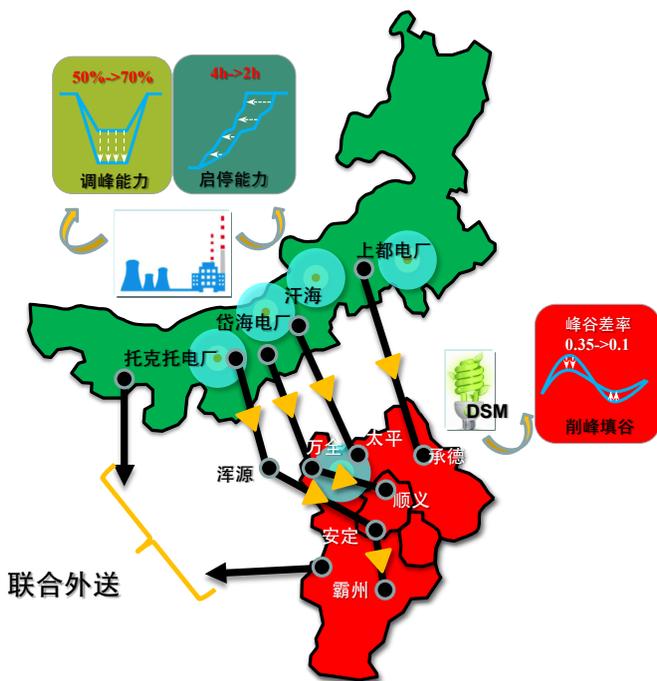


图 10-4 京津冀和内蒙古友好型电网

### 3、友好型电网中长期规划

预计 2020 年前，中国电网建设将以解决电网与电源发展不协调为重点任务，促进电网建设与电源布局相适应，通过调度方式、交易机制的创新，挖掘互联电网灵活调节潜力，并逐步推进火电灵活性改造和需求侧管理措施，促进更多清洁绿色能源的利用。以京津冀和内蒙古地区为例，将不断加强张北和内蒙古地区可再生能源基地与北京、天津、河北负荷中心的电力灵活输送能力，既包括联络线路的建设，也包含体制机制的改革，并推动河北和内蒙古地区火电机组的灵活性改造，挖掘北京、天津和河北的需求侧管理潜力，该联合区域 2020 年左右有能力接纳 22000 万千瓦以上的风电装机。届时中国各省市将实现超高压电网紧密覆盖，各级电网得到不断完善，跨省、跨区电网建设快速推进；配电网将得到较快发展，智能化关键技术和设备得到广泛应用，与风、光等可再生能源的分布式接入适应性持续改善，供电能力和供电可靠性得到大幅提高。西部、北部的风、光可再生能源和西南水电通过多回输电通道与周边省市电网相连，就近满足周边省市的电力需求和替代化石能源消费的需要；另一方面西部、北部和西南的大型能源发电基地通过跨区域输电通道与东中部负荷中心直接相连，满足大煤电、大可再生能源基地电力输送需求。调度方式、交易机制将不断得到调整，跨省跨区电网灵活性潜力得到一定程度开发。伴随灵活性改造试点的推进和相关市场机制的逐步建立，部分火电开始逐步转型，电源调节潜力得到挖掘，需求侧管理也将得到更多重视，为电网接纳更多风、光等可再生能源提供保障。

预计到 2030 年前，中国电网建设将重点解决电网经济高效问题，将逐步构建发电资源的就近使用为主、跨区利用为辅的电网格局，通过灵活的电网互济，降低电网冗余，清洁能源将逐步实现集中使用与分散利用并重，火电灵活性改造全面完成，电源、电网带来的充足灵活性将保证中国接纳更多的清洁绿色能源。仍以京津冀和内蒙古地区为例，能源基地与负荷中心之间将建立起坚强灵活的互联电网，在全面竞争的电力市场下，调度方式、交易机制将给予清洁绿色能源输送以最大的灵活性；除供热机组外，内蒙古和河北的火电机组全面完成灵活性改造，最小出力可以降低至其额定容量的 30% 以下，80% 的火电机组可以实现启停备用，约 10% 的电力负荷参与到需求侧管理的削峰填谷中，峰谷差不断减小；同时在考虑山西、山东和河南区外互济调节能力的帮助下，京津冀与内蒙古联合区域将有望实现 32000 万千瓦的风电装机，该区域清洁能源发电比重可达到 73%，火电利用小时数进一步下降至 2200 小时左右，将充分发挥其调峰能力。届时可靠高效的超高压电网将覆盖中国各省市，各级电网发展合理，受经济发展均衡化和电源分布优化影响，跨省、跨区电网建设将逐步放缓，但灵活互济能力不断提升；配电网结构得到进一步加强，各环节基本实现智能化，供电能力和供电可靠性提高到一个新高度。西部、北部的风、光等可再生能源将以就近使用与跨区利用相结合，西南和西藏水电通过输电通道大规模外送，另外分布式能源系统将成为大电网集中供电的重要补充。除供热机组外，全国绝大部分火电机组完成灵活性改造，电力需求侧管理带来的“虚拟电厂”将灵活地参与到电网调度中。电网在各大电源基地、分布式电源及用户与负荷中心之间形成紧密的连接，具备无阻塞输送能力，可为电力市场交易提供畅通、高效、安全、稳定的基础和平台，能源资源在全国范围内得以充分的优化配置。伴随完全竞争的电力市场建立，调度、交易体制机制壁垒被打破，电力可以在省间区域间自由交易输送，电网可靠性和灵活性大幅提高。

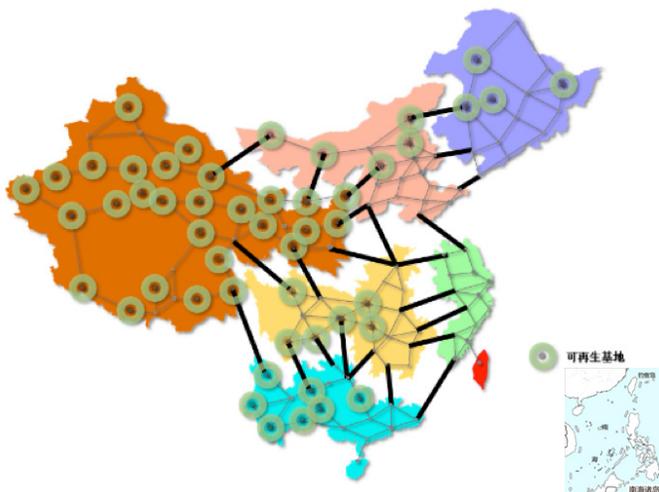


图 10-5 未来中国电网发展格局

# 十一、分布式光伏：机会和挑战并存

## （一）梳理分布式发电的概念，明确研究范围

### 1、分布式发电没有全球统一的定义，但其特征明确

分布式发电是区别于集中式发电的一种能源利用形式。虽然分布式发电的定义没有统一的全球标准，但对于分布式发电的特征，各国的认识是统一的。分布式发电的主要特征包括三个方面：第一，项目规模较小，规模大致在千瓦至兆瓦级；第二，项目接近电力负荷，接入配电网，所发电量以本地消纳为主；第三，项目包含一系列供需双侧技术，而不仅是发电侧技术。

国家能源局 2011 年发布的《分布式发电管理办法征求意见稿》将分布式发电定义为：位于用户所在地附近，不以大规模远距离输送电力为目的，所生产的电力除由用户自用和就近利用外，多余电力送入当地配电网的发电设施、发电系统或有电力输出的能力综合梯级利用多联供系统。分布式发电技术范围：总装机容量 5 万千瓦及以下的小水电站；接入电网电压一般在 35 千伏（东北地区为 66 千伏）及以下的风能、太阳能和其他可再生能源发电；除煤炭直接燃烧以外的各种废弃物发电、多种能源互补发电、资源综合利用发电；规模较小、分散型的天然气热电联供、冷热电联供等。

根据国家的要求，国家电网公司 2012 年 10 月发布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》，明确了对分布式光伏发电的支持范围：指位于用户附近，所发电能就地利用，以 10 千伏及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量不超过 6 兆瓦的光伏发电项目。以 10 千伏以上电压等级接入、或以 10 千伏电压等级接入但需升压送出的光伏发电项目，执行国家电网公司常规电源相关管理规定。

2014 年 1 月国家电网公司发布《分布式电源项目并网服务管理规则》，进一步明确了分布式电源（不含小水电）包括两种类型。第一类：10 千伏以下电压等级接入，且单个并网点总装机容量不超过 6 兆瓦的分布式电源。第二类：35 千伏电压等级接入，年自发自用大于 50% 的分布式电源，或 10 千伏电压等级接入且单个并网点总装机容量超过 6 兆瓦，年自发自用电量大于 50% 的分布式电源。

目前国内较为成熟、具有市场投资价值的分布式发电技术包括天然气发电及冷热联供、光伏发电、小水电、小型风电、生物质能发电及热电联产等。

### 2、分布式可再生能源发电技术种类多

除大型光伏电站和风电场以外，多数可再生能源发电技术均为分布式应用，包括分布式光伏发电、分布式生物质能发电、分布式风电、小水电等，各种技术都具有不同的特点、处于不同的发展阶段，其面临的问题、以及市场发展潜力也有较大的不同。

分布式光伏发电。分布式光伏发电是目前欧洲、日本、美国等国家和地区光伏发电的主要应用形式，多数项目安装在建筑立面上，也称为屋顶光伏发电系统。分布式光伏发电项目的特点明显，优势明显。一是项目规模大小灵活可调节，通常为数千瓦至数兆瓦之间，可根据屋顶资源灵活调整项目规模。二是接近城市电力负荷，直接接入配电网，多为就地

接入就地消纳，无需长距离输送和大规模的输电网投资，线损小，电网投资小。三是单个项目投资额小，资金需求量较小，中小企业甚至家庭用户都可成为分布式光伏项目的投资者。分布式光伏技术成熟，发电成本不断下降，市场发展潜力大。中国政府从十二五开始大力支持分布式光伏的开发和应用，出台了一系列的政策和管理措施，但是，中国分布式光伏项目在项目融资、建设、运营管理等方面都存在着一定的风险，项目收益不稳定，商业模式尚不成熟，分布式光伏仍是近期可再生能源分布式应用的热点和难点。

分布式生物质发电。中国分布式生物质能发电主要包括垃圾焚烧发电、垃圾填埋气发电、农林剩余物气化发电、养殖场沼气发电；生物质直燃发电和生物质热电联产发电机组多接入中高压电网进行统一调度，多按照大型发电站进行管理。在分布式生物质发电中，垃圾焚烧发电和垃圾填埋气发电的应用最为广泛，但它的主要作用是城市垃圾减量化，发电只是项目的副产品，从项目的性质而言，它首先是城市的市政工程和环保项目，其经营方式和投融资模式与可再生能源发电项目有较大的不同。农林剩余物气化发电和养殖场沼气发电的应用较少，主要原因是农林剩余物气化项目和养殖场沼气项目的规模较小，产气量不高，直接作为气体燃料的效益比发电效益好。

分散式风电。丹麦分布式风电是风电开发的主要应用形式，有很多邻近村庄和用户的小型风电场，1台或是数台大型MW级风电机组即是一个项目。中国从2011年开始推动分散式风电发展，其开发模式和项目规模与丹麦分布式风电有较大的不同。中国分散式风电指位于负荷中心附近，不以大规模远距离输送电力为目的，所产生的电力就近接入当地电网，并在当地消纳的项目，单个项目总装机容量不超过5万千瓦。由于分散式风电主要利用低风速资源，风电机组制造成本高，同时要满足当地消纳的条件，项目选址和规模都收到一定的限制，市场发展缓慢。同时，受中国土地政策和土地所有权现状的制约，在中国分散式风电短期内难以形成规模化的应用。

小型水电。技术成熟，经济性较好。但目前小水电的开发率已经较高，同时受限于资源条件和生态环境约束，资源开发潜力不大。

### 3、本研究重点关注分布式光伏

从市场关注度、面临的问题和挑战、市场发展潜力等多方面的因素看，分布式光伏发电是近年可再生能源发展的热点和难点，具有巨大的市场潜力，同时也面临着严峻的问题和挑战；受制于低风速风机成本高、项目选址和规模、土地政策等多方面的因素，分散式风电短期内难以形成规模化的应用；受制于资源条件和生态环境约束，小水电的市场潜力也不大；在分布式生物质发电中，垃圾发电的市场需求和潜力都较大，但它首先是城市的市政工程和环保项目，其经营方式和投融资模式与可再生能源发电项目有较大的不同。

总体而言，分布式光伏发电是分布式发电的典型代表，也是近期中国分布式发电发展的热点和难点，在光伏技术快速进步的同时，急需政策和市场的支持和支撑。因此，本文集中讨论中国分布式光伏发电的现状和问题、国际经验和启示、中国分布式光伏的市场发展潜力和目标，以及促进分布式光伏发展的工作思路。

## （二）辐射资源和屋面资源都足以支撑大规模的应用

分布式光伏系统主要分布在电力负荷中心就近的城市和乡镇，大多结合建筑开发利用，其开发应用潜力与建筑面积、屋面面积（包括屋顶面积和墙面面积）密切相关。

根据《中国太阳能发展路线图研究报告》对可供太阳能利用的屋顶和屋面资源的研究，考虑了城镇化率速度、年新增建筑面积、可利用面积等因素，预计到2020年和2030年，中国总建筑面积将分别达到700亿平方米和760亿平方米，可用于安装光伏和光热系统的屋面面积约为300亿平方米和320亿平方米；按照可利用面积的50%用于安装光伏系统计算，可安装光伏的建筑屋面面积分别为150亿平方米和160亿平方米。2030至2050年，建筑将进入大规模更新阶段，总建筑面积基本稳定，可供太阳能利用的屋顶和墙面面积与2030年基本持平。按照平均每15平方米安装1千瓦分布式光伏系统进行计算，2020年和2030年建筑光伏最大装机容量可高达10亿千瓦和11亿千瓦。

从屋顶资源分布看，2015年全国总建筑面积的53%分布在城市，47%分布在村镇。乡镇建筑多为独栋建筑或是低层建筑，非常适合分布式光伏项目的开发和利用。随着城市化率的提高，城镇建筑的比例会稍有上升、乡镇建筑的比例会稍有下降，到2020年和2030年乡镇建筑面积将分别达到320亿平方米和330亿平方米，占比分别为45%和43%。

从地域性分布看，80%的屋面资源分布中国东部地区和中部地区，分布式建筑光伏的主要建设区域在中东部省份，这与电力负荷的分布是一致的。

因此，无论从太阳能辐射资源，还是从安装空间资源方面，都足够支撑中国分布式光伏的大规模应用。

年份	2012	2015	2020	2030	2050
建筑总面积（亿平方米）	500	600	700	760	760
城市		320	380	430	430
村镇		280	320	330	330
光热/光伏可利用面积（亿平方米）	230	260	300	320	320
光伏可利用面积（可利用建筑总面积的50%）	115	130	150	160	160

光伏可利用面积（亿平方米）

表 11-1 分布式光伏可利用建筑屋面面积统计和分析（2012-2050）

资料来源：国家住宅与居住环境工程技术研究中心

### （三）政策和措施密集出台，但市场发展仍非常缓慢

#### 1、市场发展远低于预期，应用创新带来新的商机

分布式光伏发电靠近用户侧，可以自发自用、余量上网，具有规模小、适用范围广、效率高等特点，可减少远距离输送、提高能源利用效率。

分布式光伏系统是中国大力支持的光伏应用形式之一，2013年以来国家能源局、国家电网公司、国家开发银行等出台了多项政策和措施推动分布式光伏发电发展，很多省、市、县等多级地方政府也制定实施了地方电价补贴等激励政策，但分布式光伏发电的多种制约因素仍未得到有效化解，2014年和2015年的分布式光伏发电市场发展仍大大低于预期。

光伏发电增长迅猛，但主要是集中式电站。2015年，光伏发电新增装机创历史新高达到1513万千瓦。到2015年底，全国光伏发电总装机容量达到4318万千瓦，同比增长54%，远超“十二五”设定的3500万千瓦装机目标，超越德国成为全球第一大光伏发电应用市场。集中式光伏电站仍然占据主导地位，当年新增装机1374万千瓦，累计装机3712万千瓦，同比增长59%。分布式发展缓慢，新增装机139万千瓦，仅为集中式的十分之一，累计装机606万千瓦，同比增长30%。

**分布式发展缓慢，装机集中在东部地区。**从分布式光伏装机分布来看，主要集中在东部经济发达地区，浙江、江苏、广东和山东四省总装机340.8万，占全国总装机的56%；浙江和江苏2015年新增分布式装机分别为51万千瓦和33万千瓦，占全国新增装机的61%。

**西部省区弃光现象严重，光伏投资重心向中东部转移。**西部省区光伏电站利用小时数大幅度下降，项目经济性受到严重影响，投资商对光伏电站的投资热情大受影响，很多投资商都将光伏投资的重点转移至中东部的光伏项目。受电力需求下降、本地消纳不足、外送通道有限以及冬季供暖期可再生能源出力被大量压缩影响，2015年全国光伏发电年平均等效利用小时数明显下降，利用小时数仅为1133小时，较上年下降了20%。全国弃光电量约46亿千瓦时，弃光率11%。弃光主要集中在甘肃、新疆、宁夏和青海四个省区，全年平均弃光率分别为31%、26%、7%和3%。从各月弃光来看，进入冬季供暖期（当年10月份到次年4月份）由于热电联产机组因供暖而难以调峰导致负荷低谷时段大量弃光，新疆弃光率最高达到68%，甘肃弃光率最高达到40%，宁夏弃光率最高达到39%。

**光伏应用模式不断创新，为分布式发展带来新的商机。**2014年以来，全国光伏发电应用模式不断创新。光伏幕墙、光伏农业大棚、渔光互补电站、光伏扶贫等新的应用模式和商业模式不断涌现，集合荒山荒坡治理以及生态恢复与光伏发电建设相结合的项目等得到了快速发展，这些新型的应用模式多数位于中国的中东部地区，接近电力负荷端，为分布式发电带来新的商机。

## 光伏应用创新模式

**光伏农业。**与农业结合是光伏应用创新的一直重要方式，光伏和农业大棚联合运营，能够充分利用农业大棚屋顶、节省土地资源，但也面临着光伏项目和农业项目如何分配平衡光资源和项目收益，如何避免出现占用耕地、破坏耕地等一系列的挑战。光伏与农业结合是2015年光伏发电领域的投资热点，很多光伏开发商与地方政府签订协议，大面积（占地上百亩、甚至上千亩土地）开发光伏农业大棚。一窝蜂上马的形势即喜人也让人担忧，喜的是全社会对光伏发电的认可和支 持；忧的是，光伏系统和农作物生产仍是两张皮、两个系统，缺乏相应的系统整合设计经验和参数指导，在目前屋顶光伏电池板对大棚农作物生长影响的实验和研究分析几乎空缺的情况下，大规模开发光伏农业项目有可能对农田造成破坏、影响农作物的产量和质量、也影响光伏发电项目的投资回收期。在光伏农业大棚的开发过程中，要重点关注光伏发电项目和大棚农作物对光资源需求的平衡问题，关注光伏发电补贴和农业设备补贴的经济平衡问题。光伏农业项目的土地问题也还要特别关注，目前尚没有明确的政策规定，光伏农业项目的土地属性尚处于协调沟通和研究分析阶段；不论土地属性如何，都要避免出现占有耕地、破坏耕地的行为。

**光伏渔业。**光伏与渔业结合也是近期的投资热点，利用鱼塘、水库等闲置的水面，建设水上光伏电站，是一种节省土地的互补利用形式。光伏渔业对土地属性的争议较小，但其光伏组件是安装在水面，有时是在海面，安装场地具有特殊性、环境更加特殊，多有高湿、高温等特点，因而对组件的耐候性和电气安全性提出了更高要求。

**漂浮式水面光伏。**有些地方开始尝试利用水库、采煤塌陷沉降区积水等水面，建设漂浮式的光伏电站项目。由于这些项目不占用土地，也充分利用了水面无遮挡的特点，在具有条件的地区发展很快。在水库区域，光伏组件还会降低阳光直射面，减少水面蒸发损失，也没有土地审批、土地租赁费用等支出，是一举多得的解决方案。

## 2、商业模式和投融资问题多、难度大，投融资创新尚处于起步阶段

分布式光伏发电项目开发尚处探索起步阶段。分布式光伏项目的初始投资大、投资回收期长，在现有的贷款融资机制下，以中小企业为主的分布式光伏项目开发商缺乏稳定的融资渠道，抵押担保能力弱，可持续投融资能力较差。第三方开发的分布式发电项目存在的不确定因素较多，目前的商业模式尚不成熟，影响投资者的信心和积极性，银行和其他金融机构的观望态度明显。

### （1）现有的商业模式

目前，分布式光伏的商业模式主要有三种，自建发自用模式、全额售电模式、合同能源管理模式。全额售电模式和合同能源管理模式都是第三方投资的模式。

**自建发自用模式。**自有屋顶，自建发自用，自用为主，余量上网。屋顶业主、电力用户和光伏项目开发企业，三者统一，商业模式较为简单，光伏项目开发企业只与电网公司存在余电上网的交易。在中国现行的政策下，自用电的比例越高，项目的收益越好。通常拥有大面积屋顶、用电量大的工商业企业会采用这种模式，居民光伏系统也多采用这

种模式。

**合同能源管理模式。**是第三方投资开发的模式。光伏项目开发企业在业主屋顶建设项目，以优惠电价向建筑业主供电，余电上网。合同能源管理模式是商业化的分布式光伏开发模式，光伏开发企业可以在不同的城市、为各种建筑业主和电力用户提供专业的项目开发和运行维护服务。但是，这种模式面临的挑战也是最大的，光伏开发企业要协调与建筑业主和电力用户的商业合作模式、利益分享机制等，也存在用户电量下降、难以及时收取电费等不确定性风险。同时，光伏开发企业的资金需求大，投融资压力也较大；还要防范在光伏项目的全寿命周期（20-25年）内，电力用户用电量下降对项目收益的影响。

**全额售电模式。**光伏项目开发企业租用屋顶建设项目，将电力全额出售给电网。商业模式较为简单，项目的建设运行和收益预期都较为稳定，无需担心电力用户方面的风险。在现行的政策环境下，全额售电模式项目只能享受光伏电站的上网电价，项目的经济性难以达到最优。该模式背离了分布式发电项目的自发自用、本地消纳的基本特点，只是为了规避项目建议运营风险的无奈选择。

## （2）光伏融资模式创新快速起步

光伏发电项目的融资渠道仍比较单一。在银行为主的金融体系下，信贷评审方面仍以借款主体的资质为主，纯项目的融资模式仍未建立起来，分布式光伏电站的融资仍十分艰难。为解决分布式光伏投融资难的问题，许多市场主体开始创新多种光伏融资渠道和模式。近两年涌现出了众筹、融资租赁、YieldCo等新型光伏融资模式。

**光伏众筹。**众筹模式作为互联网金融的重要组成部分，为光伏融资带来了新的思路。2014年2月，招商新能源旗下联合光伏公司试水光伏众筹模式，融资1000万元，在深圳前海新区建设1MW光伏电站，投资锁定期限为2年，并承诺了6%的年化收益。这是全民通过互联网金融参与光伏电站建设的首次尝试。到2015年3月，该项目已到66个人支持，预约金额已达1060万元。目前，太阳会、光伏众筹等光伏众筹平台网站均已在线运行。目前中国的众筹融资具有利率较高、融资期限较短等特点，电价高、发电量大、自发自用比例高的分布式发电项目比较适宜尝试众筹渠道融资，同时需要众筹平台提供较低的融资成本和相对较长的融资期限。同时，光伏企业要通过引入第三方担保机构、资产抵押或其他形式的增信措施，以打消融资平台、投资者的顾虑。

**光伏融资租赁。**融资租赁公司可以为光伏电站建设提供直租或者售后回租的服务，目前国内已经有2家企业分别通过直租和回租模式开展电站业务。中电投集团旗下的上海融联租赁对中电投云南子公司的20MW地面电站开展了直租业务。爱康科技将持股80%的子公司青海蓓翔的65MW太阳能电站整体发电资产出售给福能租赁，后者再将该资产返租给青海蓓翔运营，考虑租赁费和手续费，预计资金成本在10%左右。通过融资租赁业务，光伏公司盘活了现有资产，能快速获取资金加快电站建设，对电站形成滚动开发。

**YieldCo模式。**该模式是起步于美国的一种新型公司模式，其融资方式是固定收益类的股权投资。光伏YieldCo公司是母公司将风险属性迥异的开发资产与营运资产隔离，YieldCo公司仅持有营运资产（已建成运行的光伏电站系统），这类资产因具有长期、稳定、可靠的现金流，相比在建项目风险更低，因而可获得更低的融资成本。协鑫新能源正

在筹建国内首个太阳能电站 YieldCo 金融平台，阿特斯太阳能、新日光源科技也积极筹备将 YieldCo 模式付诸实践。目前，国内太阳能电站通过母公司股权融资，融资成本要达到 10-12%，但是在 YieldCo 模式融资平台上国内太阳能电站股权融资成本有望在 8% 左右。美国 YieldCo 的融资成本在 5% 左右。

SPI 绿能宝是以光伏电站为标的的互联网金融产品，集合了众筹、融资租赁两大新型融资模式的特点。2015 年年初成立，2016 年 1 月在美国纳斯达克上市。绿能宝推出的融资产品已包括供应链融资（金桔系列）、建设期融资（美桔系列）、项目融资（美橙系列）及建成后转让融资（美柚系列）。投资者可获得 9% 至 10% 的年化收益率，按月返息。绿能宝不仅仅是资金和委托租赁的受托方，还参与电站安装、并网发电等电站建设环节。

总体而言，这些新的融资模式都尚处于起步阶段，仅有少数的试点项目。光伏众筹和线上融资租赁项目的融资规模仍很小，难以吸引大众投资者，也难以作为分布式光伏项目的融资提供有力的支撑。随着光伏利好政策的不断出台，光伏投资环境不断完善，融资创新模式也会得到不断的完善。

### 3、国家和地方激励政策和管理措施密集出台

#### （1）国家电价政策：分布式光伏电价有两种选择

在中国现行的政策环境下，分布式光伏发电项目与光伏电站项目分别适用不同的电价政策，项目的经济性有很大的差异，对于项目投资者而言，要考虑的问题、项目的商业运作模式也很大的不同。

按照中国现行的光伏上网电价，分布式光伏发电上网电价有两种选择：

**一是固定上网电价。**电力全额上网，执行当地的光伏电站固定上网电价，对多数中东部地区而言，就是 0.98 元 / kWh。与电价补贴政策相比，其上网电价会低于分布式补贴电价（特别是供应工商业用户的电力），其优点是电力全额上网，不用考虑电力用户的负荷变化。

**二是补贴电价。**自发自用、余电上网，所有电量享受国家对分布式光伏系统的电价补贴（0.42 元 / kWh）。项目的经济性与自发自用比例和电力用户的类型密切相关。由于自发自用电力的价值（用电电价和电价补贴之和）远高于上网电力的价值（当地燃煤标杆发电上网电价和电价补贴之和），自发自用电量的比例越高，项目的经济性越好。电力用户电价越高，项目的经济性越好；对于经济发达地区的工商业建筑屋顶光伏项目，项目的经济性较好；但居民建筑屋顶光伏项目则很难实现项目的经济性。在现行的政策环境下，分布式光伏发电项目的自发自用比例越高、电力用户的用电电价越高，项目的经济性越好。

#### （2）地方电价补贴政策：已形成多级补贴的局面

在国家分布式电价政策的基础上，很多地方政府出台了额外的电价补贴政策。从省级补贴标准看，北京的补贴力度最大，每千瓦时补贴 0.3 元、补贴 5 年；其次是江西省和河北省，都是每千瓦时补贴 0.2 元。在国家、省两级补贴的基础上，很多市、县又实施了电价补贴政策，形成了国家、省、市、县多级补贴分布式光伏的形势，特别是在光伏制造业和光伏市场发达的浙江省和江苏省，多级补贴普遍存在。例如，浙江温州永嘉县居民家庭屋顶分布式光伏发电系统享受到的四级电价补贴之和达到 1.12 元 / 千瓦时，企业分布式光

伏项目的电价补贴达到 1.02 元 / 千瓦时；杭州市萧山区、富阳市、衢州市等地区的分布式光伏电站，以及温州市和上海市的居民光伏电站的电价补贴均达到 0.82 元 / 千瓦时。各地政府的补贴年限多为 1-3 年，远低于国家补贴年限。

地方电价补贴政策的实施，大幅提高了分布式光伏项目的经济效益，充分激活了市场，为推动当地光伏发电规模化发展发挥了重要作用。

### （3）项目管理和并网管理制度不断优化

**分布式光伏发电项目不受年度建设规模限制。**国家能源局从 2014 年开始实施光伏发电年度指导规模管理工作，在综合考虑各地区资源条件、发展基础、电网消纳能力以及配套基础措施等因素的基础上，确定全国新增光伏电站建设规模，并将其分解至各省(区、市)，规模内的项目才具备享受国家可再生能源基金补贴资格。文件明确规定，屋顶分布式光伏发电项目及全部自发自用的地面分布式光伏发电项目不限制建设规模。2016 年将不限制建设规模的屋顶分布式光伏发电项目定义细化，包括利用固定建筑物屋顶、墙面及附属场所建设的光伏发电项目。

**分布式光伏的并网程序已大大简化。**2012 年以来，国家电网多次出台文件和规定，包括 2012 年的《分布式光伏发电项目管理暂行办法》和 2014 年的《关于分布式电源并网服务管理规则》等文件。目前，分布式光伏发电项目的备案已大大简化，免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件；对个人利用自有住宅及在住宅区域内建设的分布式光伏发电项目，由当地电网企业直接登记并集中向当地能源主管部门备案。简化了并网程序、明确了完成时间：电网企业收到项目单位并网接入申请后，应在 20 个工作日内出具并网接入意见；以 35 千伏及以下电压等级接入电网的分布式光伏发电项目，由地市级或县级电网企业按照简化程序办理相关并网手续，开辟“绿色通道”，加快分布式电源并网速度，向项目业主提供“一口对外”优质服务。免除了多项收费：在分布式电源并网申请受理、项目备案、接入系统方案制定、设计审查、电能表安装、合同和协议签署、并网验收与调试、补助电量计量和补助资金结算服务中，不收取任何服务费用。

## 4、面临的问题多、挑战大

### （1）存在较多的不确定性因素

随着地方政府补贴政策的不断出台，按照理论计算，越来越多地方的分布式光伏项目具有经济性。由于项目收益与用户用电电价和自发自用比例密切相关，在用户电价高、自用电比例高的情况下，分布式光伏开发具有较好的经济性。而分布式光伏项目分散，所对应的业主经营状况、用电量、用电电价等千差万别，项目的投资收益也有较大的不同。同时，在 20-25 年的项目寿命期中，要保证分布式项目的良好稳定运行和高自用电比例，并非易事。特别是在第三方投资的商业模式下，项目的不确定因素较多，直接影响项目的预期收益。项目的不确定因素包括：电力用户企业运营情况对自用电比例的影响，用户电费能否按时收取，建筑所有权企业倒闭或产权易主、甚至建筑物拆除的风险等等。如何规范分布式光伏项目的开发、运营和管理，减少其不确定因素，提高投资者信心和银行金融部门贷款的积极性，是分布式光伏发电项目开发面临的巨大挑战。

## （2）缺乏稳定的融资渠道

在德国，分布式光伏等可再生能源发电项目均可通过国家政策性银行和商业银行，获得长达 20 年的低息贷款，包括企业贷款和项目贷款。中国缺乏支持光伏发电等可再生能源项目建设的专项资金和投融资机制，分布式光伏项目必须通过商业途径获得投融资服务，成本高、融资难。

分布式光伏项目难以获得银行的抵押贷款。分布式光伏项目规模小，大型公司对分布式光伏的兴趣不大，分布式光伏开发商多为中小型企业。在现行的投融资体制下，中小型企业的贷款融资难度较大。目前国内大部分分布式光伏开发企业是通过母公司或其他资产担保的形式，获得银行授信，单独的分布式光伏企业较难获得银行的融资支持。

分布式光伏项目难以获得以预期收入为质押的项目贷款。项目贷款是国外可再生能源发电项目的一种非常重要的投融资来源。由于项目预期收益多不确定因素较多，分布式光伏项目难以项目贷款，中小企业的抵押担保能力弱、融资能力弱、融资成本高，很难保持长期项目开发所需的持续投融资能力。

第三方开发模式是中国分布式光伏系统的主要商业模式之一，作为第三方的光伏项目开发企业很难通过抵押获得银行贷款，非常希望能获得项目贷款，获得稳定的融资渠道、获得滚动开发的能力。

除银行等传统金融机构之外，融资租赁或互联网金融也在尝试分布式光伏，但此类金融机构的资本成本更高，一般分布式光伏项目很难承受。

## （3）商业模式仍不成熟

由于度电补贴的政策和光伏开发商、屋顶业主、电力用户、电力公司等多方的参与，分布式光伏项目的商业模式比光伏电站要复杂的多。好的商业模式要能用好用足现有的激励政策、并克服多方参与带来的复杂关系和不确定性。

光伏发电项目的初始投资较大，会占用屋顶业主较大的资金，且投资回收期较长，因此，目前分布式光伏大多引入第三方开发的模式。第三方开发的模式是商业化的分布式光伏开发模式，专业的光伏开发企业可以在不同的城市、为各种建筑业主和电力用户提供专业的项目开发和运行维护服务。

第三方开发模式需要合作各方拥有良好的契约精神，协调好各方的权利和收益。目前中国尚没有建立有效的诚信体系，项目开发方面面临着电力用户不交电费、缓交电费、房屋租赁停租涨价等违约风险。项目开发企业难以通过简单、有效的手段降低这类不确定性因素带来的风险，金融机构也不愿意对此类项目给予融资支持。第三方开发模式难以形成社会各方、尤其是融资机构认可的、规模化的商业模式。

行业信息不透明束缚了投资人的决策空间。分布式光伏项目一般有 20 年的发电寿命，目前中国刚刚开始建立光伏项目信息数据库，光伏产品参差不齐，开发商、运营商的能力也无法评估，项目年发电量等信息没有充分披露的渠道。对投资者而言，这些都使得他们无法衡量项目的真正品质。由于没有成熟的资产评估体系，保险公司实质性介入不足，使得整个分布式光伏行业的风险共担能力大大受限。

#### （4）现有电力体制机制制约市场发展

中国《电力法》规定，一个供电营业区内只设立一个供电营业机构。目前，国家相关部门专门出台文件豁免了分布式光伏项目的发电许可权，但分布式光伏项目仍只能“自发自用、余量上网”，在自身无法消纳全部电力的情况下，无法向相邻的电力用户供电，这就使得分布式光伏项目投资入只能寻找既有较大屋顶安装面积又有较高自用电比例的业主，大大局限了中国分布式光伏市场的发展空间。

### （四）国际经验对我国有较好的启示

分布式是德国、美国等光伏市场优先发展的方式，这和这些国家建立了较为完善的光伏激励政策体系和投融资环境密切相关，分布式光伏的商业模式都是在政策和投融资框架体系上的设计和创新。德国通过专项贷款、优惠贷款体系和固定上网电价政策，使得光伏项目的经济性得到良好的保障，常规的商业模式即可支撑光伏市场的快速稳定发展。投资税收抵免政策和加速折旧政策是美国光伏发展的核心激励政策，围绕着如何充分发挥投资税收抵免的效益，光伏领域的投融资创新不断。

当然，在美国和欧洲的电力价格体系中，居民用电电价都远远高于工商业用电电价，这也使居民屋顶的分布式光伏电力具有更高的价值和更好的经济性，也理所当然成为政府支持和商业开发的重点，也使屋顶光伏发电较早实现用电侧的平价上网。

#### 1、德国经验：国家政策保障项目的良好收益和稳定的融资渠道

德国是欧洲可再生能源行业发展的领头羊和典范，其光伏激励政策的核心是以固定上网电价全额收购光伏发电电力，德国对可再生能源投融资的支持模式是通过国家政策性银行和商业银行互补合作，为光伏项目提供长期、稳定的资金来源和渠道，保障项目投资者的收益。

#### （1）简化的管理使项目开发更便捷

德国可再生能源 95% 以上是以分布式形式接入电网，政策鼓励分布式发展模式，在固定上网电价和项目管理程序上都对分布式光伏应用给予了大力的支持和倾斜。

从固定上网电价看，德国实施分类固定上网电价政策，屋顶光伏系统的上网电价高于地面光伏电站的上网电价；屋顶光伏系统中也分多档，规模越小、并入的电压等级越低、上网电价越高，小型分布式光伏系统的上网电价远高于地面光伏电站的上网电价。简单明了的固定上网电价和国家承诺的电力全额收购，使分布式光伏的项目收益稳定可预期，是银行和投资者的信心保证。

从项目管理程序看，德国对于户用小型分布式系统的政策方针是尽量简化申请和管理程序，也不存在政府的审批环节。德国明确规定，不同发电装机规模电源接入不同电网电压等级（如下表所示）；同时规定，小型光伏发电系统低压并网不需要技术评估和环境评估等事项，不承担额外费用，申请受理时间短，一般为 4 周左右，费用低。相比之下，大型光伏系统并入中压或高压电网，需要评估、审批等事项，且承担评估和审批的费用，因此受理时间长，一般为 10 周以上，费用高。

装机规模	接入电压等级
小于 30kW	低电压电网，无需审核
30kW- 200kW	低电压电网或中电压电网
150kW- 20MW	中电压电网
15MW- 80MW	高压电网
80MW- 400MW	特高压电网

表 11-2 德国装机规模及对应接入电压等级

## （2）优惠的投融资政策为项目开发提供可持续的资金保障

根据《德国复兴信贷银行促进法》的规定，德国政府通过政策性银行（主要是德国复兴信贷银行）为可再生能源项目提供长期、低息的优惠贷款；同时，确立了德国复兴信贷银行与商业化银行的商业合作模式，经过长期的实践检验，这一商业运作模式是非常成功的。

通过国家政策性银行（提供长期优惠的贷款）和商业银行（负责项目的风险评估和控制、提供短期商业贷款）互补合作，德国银行可以为光伏发电项目提供最高 20 年、2500 万欧元的长期低息优惠贷款，融资比例可高达 100%。在长期稳定的法律体系的支撑下，德国光伏发电项目的运行情况稳定、经济性良好、投资风险小。在政策性银行的再融资和贷款优惠政策的支持下，吸引了越来越多的商业性投融资资金介入。

目前，德国光伏发电项目主要有两种融资模式：

**一是业主投资的融资模式。**这一融资模式通常适用于较小规模的户用光伏电站，投资方是屋顶和电站的所有者。业主申请贷款不需要股权抵押，银行对其进行信用评估后，由上网电价收益和光伏项目资产作为抵押。这一模式极大地支持了自建自用的分布式光伏项目开发。

**二是光伏开发商为核心的融资模式。**这一项目融资模式通常适用于较大规模的公共事业和工商业企业的屋顶光伏电站，以独立运营的电站开发商为核心吸引更为广泛的多元主体（包括机构投资者、基金、银行、社区和个人投资等）投资资金。这一模式中的债务融资模式为有限追索权贷款，由光伏电站项目资产作为抵押，完全由电费收入产生的现金流进行偿还。贷款要求借款方的股权比例通常为 15-30%，由开发商或第三方投资者（可以由私募股权基金、对冲基金、养老基金、保险公司、产业投资者、设备制造商和电力公司等机构组成的投资方组合）出资，债务融资则由商业或政策性银行提供。

## 2、美国经验：优惠的激励政策激发商业模式和投融资模式的创新

### （1）多种、多层激励政策共同推进

美国联邦和州政府通过一系列立法和项目建立了可再生能源扶持政策体系，主要有投资税收抵免（Investment Tax Credit, ITC）、成本加速折旧政策（Modified Accelerated Cost Recovery System, MACRS）、直接补贴或赠款、债券和贷款担保、可再生能源配额制（RPS）、净电量计量（Net Metering）等。

对于分布式光伏发电，美国联邦政府和州政府首先确保分布式能源用户拥有安装和使用

该设备的权利，公共电网必须为分布式能源用户提供备用电力保障，并以公平价格收购多余电量；其次简化分布式发电项目经营许可证审批程序；这些管理制度使分布式项目在审批、核准、管理过程中更便捷和优先。

### 非常优惠的联邦政府激励政策

美国联邦政府目前是通过美国税法实施可再生能源的激励措施，目前针对光伏发电最重要的激励政策是投资税收抵免政策和成本加速折旧政策。通过这两项政策，投资者可实现相当于超过项目资本金成本 50% 的税收优惠。

- **投资税收抵免政策（ITC）**。ITC 是联邦政府为了鼓励绿色能源投资而出台的税收减免政策，2016 年底前的光伏项目可按照光伏项目投资额 30% 的抵扣应纳税。按照 ITC 政策，拥有一套 3 万美元的屋顶光伏系统的家庭可以获得约 1 万美元的税收抵扣。
- **成本加速折旧政策（MACRS）**。是联邦政府的政策，全国适用。允许投资人将 30 年使用寿命的光伏系统设备在 6 年内快速折现完，作为税收抵扣（美国所得税约 35%）快速回款，以减少资金成本。

### 州政府激励政策

为了提高分布式光伏发电的竞争力，美国许多州已经出台了地方激励政策或激励方案作为联邦税收优惠的补充。主要包括：

- **可再生能源配额制（RPS）**。美国近 30 个州和华盛顿特区实施了可再生能源配额制。该政策要求电力公司（Utility）一定比例的供电量来自于可再生能源，以推动可再生能源发电市场的发展。其中 22 个州和华盛顿特区设定了太阳能 / 分布式发电的特定配额。太阳能 / 分布式发电特定配额是推动美国太阳能和分布式发电发展的一个巨大驱动因素。
- **净电量计量（Net Metering）**。美国已有 44 个州和华盛顿特区实施了净电量计量政策。该政策允许可再生能源系统用户的电表倒转，也就是可再生能源系统的发电量可抵扣用户的用电量，多余电量可并入电网，可再生能源电力的价值与用户电价一致。净电量计量是美国分布式光伏发展的主要驱动力之一。

随着分布式光伏市场规模的扩大，电力公司的担心也越来越多。电力公司认为，分布式光伏用户没有支付他们理应承担的维护电网的成本，从而造成固定成本被不均衡地摊派到服务领域内的非太阳能客户的账单上。这一论点已经引起多个州公用事业委员会和立法机构的注意，至 2014 年底，已召开了 20 多个听证会议、审查净计量或电价设计，讨论高比例客户端光伏（customer-sited solar）对电力公司的负面影响并保护电力公司的权益。为减缓这些负面影响，一些电力公司、公用事业委员会和州政府提出了一系列建议，其中包括：向太阳能客户加收固定费用。至 2015 年 8 月，美国最大的两个太阳能市场，加利福尼亚州和亚利桑那州，均已批准收取最低固定费用。关于净电量计量政策的讨论，对 2015 年和 2016 年的光伏市场也产生了一定的影响。

## （2）创新的商业和投融资模式

商业和投融资模式的创新在美国发展迅猛，目的是为了充分利用前述优惠政策和地区电价。这些创新推动了分布式光伏发电在美国的快速增长，主要的创新模式包括共享太阳能系统、第三方投资模式、太阳担保贷款、资产证券化、YieldCo 等。

### 同享太阳能 ( shared solar )

共享太阳能也可称为“社区太阳能”或“太阳能园区”。共享太阳能系统安装在用户住宅之外，可以安装在公共建筑、私人土地、或其他适宜安装光伏系统的任何地方，可以由多个家庭、企业共同拥有。这个模式使分布式光伏市场可以突破建筑屋顶等自然条件的限制，家庭和企业可以持有、租赁或订购项目的一部分，电力公司通过虚拟的净计量模式进行结算和管理。共享太阳能项目的融资模式包括共同拥有、第三方共同融资、或电力公司直接融资等。研究表明，到 2020 年共享太阳能可占到美国分布式光伏市场的 32%–49%。

### 第三方投资模式 (third-party ownership)

第三方投资模式也被称为“太阳能服务”模式。在美国，第三方投资模式主要是为了引入特殊功能实体、高效充分地利用税收政策，将联邦政府的 ITC 政策和加速折旧政策的收益最大化。通常适用于没有大额税单的家庭、以及免征联邦所得税的学校、非营利组织和联邦机构等单位。SolarCity 公司和 Sunrun 公司等都是采用第三方投资模式。目前，第三方持有项目在美国居民市场占有绝大比例 (2014 年为 72%)，同时也是商业市场的重要组成部分。

第三方持有的另外一个优点是，光伏发电系统持有者负责运维，发电系统的运行状态直接影响项目的现金流和效益，能有效激励发电设备处于最佳运行状态。

联邦、州和地方政府机构是第三方投资模式的优质客户和市场。很多州的可再生能源配额制强制要求政府部门和公共机构采购可再生能源。很多政府机构会与第三方签订合同，通过电力购买协议采购分布式光伏电力，而不是自己拥有这些资产。相比之下，由于私营企业的违约概率通常较高，特别是较小型企业或商业实体，与私营企业签订购电协议，太阳能供应商承担的风险更高。

### 太阳能担保贷款 (solar-secured loan)

担保贷款在其他资产类别中早已存在，如汽车 (汽车贷款) 和住房 (房屋抵押贷款)，但该模式近年才开始应用于太阳能市场。2014 年初，Sungage Financial 创新提出了以投资资产为担保物的太阳能贷款产品，进入居民太阳能市场。之后，包括 SolarCity 在内的大多数太阳能第三方持有提供商都向市场推出了自己的太阳能担保贷款产品。预计其市场份额会显著增长。

相对于购电协议和光伏租赁而言，太阳能担保贷款的资本成本较低，目前市场贷款利率在 2.99% 到 8% 之间，而第三方持有系统的资本成本在 9% 以上。同时，太阳能担保贷款模式的户主还自己拥有系统资产。

快速下降的光伏系统和光伏发电成本是太阳能担保贷款推广的一个重要因素。目前，装机容量 6 千瓦、初始投资 2 万美元、还款期限 20 年的太阳能担保贷款项目，其每月还款额已与第三方在自己屋顶安装分布式系统下的 PPA 模式或光伏租赁模式的月支出成本基本相当，也与一些州的月电费水平基本相当。

### 资产证券化 (securitization)

证券化一直是美国抵押贷款市场的固定组成部分。实施资产证券化的主要目标之一是降低资本成本，主要是为了以较低利率进行再融资。到目前为止，只有两个太阳能公司发

行了太阳能资产担保证券：SolarCity 公司和 Sunrun 公司。SolarCity 已进行三次发行，首个证券产品于 2013 年 11 月发行，利率为 4.8%，杠杆比率 62%，每次发行的条款较之以往都有明显改善，这表明资本市场对太阳能资产类别的接受程度越来越高。Sunrun 证券产品于 2015 年 5 月推出市场，两个配售部分混合利率为 4.4%，杠杆比率为 75%。预计其他太阳能公司在未来几年也将通过证券化进入资本市场。

### YieldCo 模式

YieldCo 模式（Yield Corporation 的简写）是一种拥有能源资产的企业实体，所有权股份进行公开发售，是固定收益类的股权投资。从定义来看，YieldCo 公司指由母公司发起创设的持有有一定规模营运资产，并将该资产产生的现金流以股息形式，按规定的频率支付给股东的公司，并通过上市来公开募集资金。

光伏 YieldCo 公司是母公司将风险属性迥异的开发资产与营运资产隔离，YieldCo 公司仅持有的营运资产（已建成运行的光伏电站系统），理论上能够产生长期、稳定、可靠的现金流，风险更低，以获得更低的融资成本。

在美国市场，YieldCo 作为股权融资，成本约为 5% 左右。首个可再生能源 Yieldco 公司（Yieldco NRG Yield）于 2013 年 7 月上市，到 2015 年 6 月，已有 8 家 YieldCo 在北美交易所上市，公开市场筹集了 60 亿美元股权资本，均以高于首次公开发售价格进行交易。然而，自 2015 年 8 月底开始，Yieldco 股本价格开始下跌，SunEdison 的 TerraForm Power Yieldco 下跌最为显著，截至 2015 年 10 月 1 日下降了 49%。导致下跌的因素众多，既包括美国股市的动荡（特别是能源行业）等宏观因素，也包括投资者对 Yieldco 模式的重新评估。

作为一种创新融资模式所催生的金融工具，YieldCo 模式从美国市场萌芽生长，已传播至欧洲市场，被越来越多地用于解决新能源行业的融资难题。中国协鑫新能源、阿斯特太阳能、新日光能源科技也积极筹备将 Yield-Co 模式付诸实践。

### （3）案例：Solar City 公司及其商业模式

SolarCity 公司成立于 2006 年，起步于屋顶光伏发电系统安装和销售，2008 年提供光伏租赁和光伏购售电（PPA）服务，2010 年开始提供居民能效提升服务。2013 年，光伏租赁和 PPA 的收入已超过传统的光伏系统安装和销售业务。SolarCity 是美国最成功、也是最具有代表性的光伏创新公司，其商业模式的创新包括两个方面：一是服务模式创新，二是投融资模式创新。

#### 服务模式创新

SolarCity 提供三种光伏产品供用户选择，其中光伏租赁和 PPA 都是其创新的服务模式，使用户无需初始投资即可享用光伏电力。

- **光伏投资：**用户一次性买断光伏发电设备，自发自用，自行维护。
- **光伏租赁：**是其独创的业务，主要适用于居民项目，该业务与美国净计量电价（Net Metering）政策紧密相连。SolarCity 与居民用户签订 20 年协议，为居民用户建设及维护屋顶光伏系统、提供发电服务，SolarCity 对发电量作出保证，若未达到发电量，SolarCity

给予补偿；用户租赁光伏发电系统，每月支付固定的租金，无需初始投资。该业务仅在实施净计量电价的州实施，美国已有 43 个州采用净计量电价 (Net Metering) 政策。

- **PPA**：主要适用于商业用户。PPA 的一般模式（主要为大型商业项目）是 SolarCity、商业用户和电力公司签订三方协议，SolarCity 建设和维护光伏系统，将电出售给电力公司；电力公司收购光伏电力，并给商业用户供电；商业用户让出屋顶以获得较低的电价。另外一种模式跟光伏租赁模式类似，SolarCity 直接出售价格较低的光伏电力给用户（主要为小型商业项目和一些居民项目），5 年过后用户可以在任何时间内收购自己屋顶的光伏系统。

由于光伏租赁业务的租赁费和 PPA 的电价都是固定的，化石能源电力价格上升，合约价值上升，反之则遭受损失。所以，须得密切关注美国廉价天然气对其业务的影响。

### 投融资模式的创新

从投融资创新模式看，SolarCity 通过吸引大量税务投资基金获得项目开发资金，获得了 Google 等大企业以及高盛、瑞信、花旗、美林等投行的大量基金投资支持。在获得用户的长期租赁或售电协议后，SolarCity 也成功完成了将长期合约打包后在资本市场发行，从而开创了光伏发电资产证券化的新模式，获得了空前的成功。自 2008 年到 2013 年中，SolarCity 共募集了 15.7 亿美元的基金用于屋顶光伏项目建设，其中包括 Google 在 2011 年 6 月投资的 2.8 亿美元。

#### （4）小结

美国的商业模式和投融资模式创新都是围绕联邦政府的税收优惠政策、以及各州的可再生能源配额制、净电量计量等政策设计的，其目的是将政策效益最大化、获得成本更低的融资、为用户提供更便利的服务。以 SolarCity 为代表的光伏发电开发企业，整合各方资源，通过第三方持有、引入税收投资基金、资产证券化等创新融资手段，迅速发展壮大，对美国分布式光伏发展产生了深刻的影响。

美国没有实施在其他国家盛行的 FIT 补贴模式，美国政策有自己的优点。在 FIT 补贴模式下，通过给予上网光伏电较高的价格，把行业和企业培养起来，然后年度渐进调低光伏的收购电价，以推动光伏电的低廉化普及。这种做法受益人主要为投资者和业主，绿色电价较高，受惠面小。而在美国的光伏激励政策体系下所孕育的光伏租赁和 PPA 模式，受益人主要为投资者、业主和普通消费者。绿色电价低，受众面广，民众参与度高，也较好地推动了分布式光伏发电的快速发展。

美国的光伏创新，包括 SolarCity 的创新服务和商业模式、以及 YieldCo 光伏公司的股权融资模式等等，对分布式光伏市场的发展起到了积极的作用。但是，在新的市场形势下，这些创新的商业模式也面临着新的挑战，SolarCity 和 YieldCo 公司 2015 年以来都面临持续亏损的窘境，只有不断创新、不断满足用户和投资者的需要，才能在竞争激烈的市场中生存发展。

### 3、国际经验是很好的借鉴

#### （1）稳定、优惠的政策是基础和保障

在优惠、稳定的激励政策环境下，分布式光伏项目预期投资收益好、有长期稳定、可预测的售电收入，这是所有商业模式和投融资模式创新的基础。德国分布式光伏发电的规



模化发展的基础是：长期、稳定的固定上网电价，便捷优惠的融资渠道，以及一站式的项目设计、融资、建设和运行服务。美国的所有创新都基于联邦政府提供的近 50% 的投资抵扣优惠政策、州政府的太阳能配额制和净电量计量政策，所有的创新都是围绕着如何将优惠政策落到实处、如何使用户、投资者和光伏企业三方利益共享。

德国和美国都提供了光伏电力并入电网的承诺，简化分布式发电项目管理程序，使分布式发电项目在审批、核准、管理过程中更便捷和优先。这些都是分布式光伏市场发展和商业模式创新的基础和保障。

## （2）常规和创新结合，为项目投融资提供多元化路径

德国和美国的可再生能源政策体系非常不同，分布式光伏的投融资模式也有很大的不同。虽然路径和模式不同，但政策激励效果相同，分布式光伏市场都发展良好。

德国模式是采取政策性银行主导的投融资模式，为分布式光伏项目提供优惠的长期贷款支持，既支持企业融资也支持项目融资，在固定上网电价的支持下，光伏项目收益良好，是商业银行的优质客户。国家支持路径清晰明确，光伏企业依照常规路径即可有效解决投融资问题。

美国的商业模式和投融资模式较为复杂，美国没有国家政策性银行的强力支持，但是有非常优惠的国家税收抵扣政策，其商业模式和投融资模式的创新是引入税收投资者充分利用税收抵扣政策、利用其创新的融资机制盘活光伏发电项目资产和稳定的未来收益，拓宽光伏电站的长期资金来源。这种模式使参与分布式光伏的开发商、投资人和用户都得到了期望收益。

中国应学习德国以政策性银行为主导的投融资模式，设立光伏发电专项贷款，以优惠的利率为光伏发电项目提供长期贷款，建立稳定的分布式光伏项目融资路径。在此基础上，再鼓励光伏开发企业和金融机构通力合作，充分利用自身的专业能力、资金力和市场经验，鼓励企业在商业模式和投融资模式上的探索和创新，创造出适合中国市场的 SolarCity 模式，提供多元的投融资路径；同时，鼓励包括养老和社保基金等追求长期稳定回报的多元化资本介入，在促进光伏发电发展的同时开拓全民参与光伏发电投资的条件。

## （五）理清发展思路，推动市场发展

### 1、切实落实已有政策

制约中国分布式光伏市场发展的项目备案管理问题、补贴发放问题、并网标准问题、商业模式问题在国家各项政策及细则实施之后已基本明确和解决。当前发展瓶颈问题主要是很多政策的落地和落实不到位。所以，要严格落实国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，执行好国家发展改革委、财政部、国家能源局发布的补贴资金落实、简化项目备案流程和并网程序、协调屋顶资源、加强工程质量监管等相关政策规定，使已有政策充分发挥其效力。工作重点包括：

落实简化的分布式光伏项目管理程序。鼓励分布式光伏项目的规模化推广应用，不设建设规模限额，保障分布式光伏的市场空间；简化程序，明确分布式光伏项目通过正常的建设验收、并网售电，就自动获得补贴资格。

落实简化的并网管理程序。在各地推行一站式服务，各营业窗口统一受理分布式光伏发电项目的并网申请，细化服务流程和要求，保障分布式光伏的及时并网。

落实可再生能源电价补贴资金的及时拨付。简化分布式光伏项目的补贴项目资格审核程序，优先支付分布式光伏项目的补贴资金。

## 2、完善政策和管理机制

**鼓励电网公司统一结算电费。**电费收取是分布式光伏发展面临的主要风险之一，在当前国内信用体系尚未完全建立起来的情况下，要消除电费不按时按量缴纳的风险，让电网成为分布式电站结算主体是比较切实可行的解决办法。建议由政府发布相关规定，由电网企业代收代付分布式发电的全部收费。同时，分布式光伏是完全市场化的能源生产消费模式，也应按照市场化的商业逻辑，按照电费的征收金额，按比例向电网支付一定的管理费用，以保证其正常良性的发展。

**细化完善分布式光伏的电价政策。**目前实施的全国统一的分布式光伏补贴政策，分布式光伏项目的经济性差异很大，中东部地区的工商业建筑上的光伏项目的经济性良好，居民建筑上安装的光伏项目基本上不具经济性。十三五时期，分布式光伏要进入大规模发展阶段，要根据光伏市场的变化和走势，充分挖掘分布式光伏的市场潜力，细化分类的分布式光伏电价政策，要研究分析针对不同类型的建筑和电力用户的政策，针对不同资源区的政策等。

**编制规范的三方合作合同范本。**针对第三方投资的分布式光伏发电项目，编制规范的三方合作开发合同范本，规范各方的行为、权利和利益，推荐可供复制、推广的商业模式，在保障多方利益的同时，推动市场的快速发展。

## 3、完善投融资机制，创新商业模式

**优惠信贷政策引导，银行提供长期、低息贷款。**应学习德国国家政策性银行（德国复兴信贷银行）与商业化银行的商业合作模式经验，充分发挥国家政策性银行的作用，将光伏发电项目纳入重点支持领域，设立优惠专项贷款，提供长期（15年）、利率下浮5%—10%的优惠贷款支持；探索建立国家政策性银行与商业性银行的合作模式，互补合作，更多地发挥国家政策性银行的指导、引领作用，为更多的光伏项目提供长期、低成本的资金支持。

**建立国家级分布式融资担保基金。**国家将设立国家融资担保基金，计划整合建立统一的公共资源交易平台，以管理创新促进资源配置高效透明，建议将分布式光伏作为重要产业纳入。建议建立政府、银行和融资担保机构共同参与、共担风险的合作模式，鼓励有条件的地方设立政府性担保基金和融资平台，减少银行贷款风险，促进金融机构放贷意愿。

**积极引入第三方风险分担机制。**大力支持银行业、保险业、第三方机构开展业务创新，形成银行、保险和检测认证机构的风险分担模式，有效降低投资风险。金融机构应建立企业评估体系，对优势企业应放宽授信条件，积极扶持，消除优势太阳能企业融资障碍。开展屋顶资源和分布式光伏系统的评估和数据公开工作，充分利用互联网技术，使得分布式光伏市场可评估、可监测，进一步促进金融方面的创新。

**允许分布式光伏资产质押，推动项目融资。**目前中国分布式光伏资产的价值尚未被银行认可，项目资产不能作为抵押，企业只能用净资产做担保获得贷款，导致不具备雄厚资

金实力、且贷款成本较高的民营企业对分布式光伏项目开发失去了兴趣。建议学习国外项目贷款的经验，将光伏项目的未来收益或者电站资产作为质押，使民营企业能够以 20%–30% 的资本投入获得银行贷款。建议设置评估机构对光伏电站资产进行估值，通过分布式光伏的未来收益保障银行的利益，控制银行资金的风险。

#### 4、结合电力体制改革，推动分布式光伏发展

中国电力体制改革的相关文件明确了分布式光伏发电参与售电市场的地位，为分布式光伏发电大规模发展提供了良好的发展空间，但从目前分布式光伏发电企业参与售电市场的现实情况来看，亟待深入研究和解决以下问题：

**允许分布式光伏参加电力交易，探索供电区内直售电。**支持分布式光伏向同一变电站区的符合政策和条件的电力用户直接售电，扩大自发自用、就地消纳比例。完善分布式光伏发电参与售电的相关配套机制，解决其参与售电市场的准入问题。事实上，中国已经开展了点对点的直购电交易，但目前直购电交易准入条件比较高，一般情况下电力用户电压等级为 110 千伏及以上，售电主体面向集中式大型电站并且主要是火力发电机组，由于分布式光伏交易规模较小且交易成本高，对于分布式光伏发电参与现有的直购电交易存在明显局限。结合嘉兴和合肥高新区分布式光伏发电直购电交易经验，应鼓励建立适应配网侧的（主要是工业园区）直购电交易机制，使各类发电企业公平参与市场竞争。

**建立分布式光伏发电交易平台和交易机制，降低交易成本，解决电费收缴难、结算周期长等问题。**分布式光伏发电直购电交易主要涉及到光伏发电投资方、用电企业、电网公司以及当地政府部门四方主体，在传统业务模式下，投资开发方需与其他三方沟通并完成电量补贴等计量工作，当前该流程繁琐、效率低下。基于各方的技术条件和电改初期阶段的现状，建议在政府支持下，结合当地实际情况，依托电网公司或有实力的企业成立专门分布式光伏电力交易平台，通过明确各方的责权利，制订运行交易规则，实现分布式光伏发电交易的自动化、用发电监测的智能化、结算和补贴的标准化。

## 十二、可再生能源供热：被忽视的巨大市场

可再生能源供热是指利用太阳能、生物质能、地热能、可再生能源电力等可再生能源资源提供热水、供暖制冷、热力等供热服务。近年来，可再生能源供热技术和市场发展很快，在中国和全球范围内均得到广泛的应用。从应用规模看，可再生能源供热从用户小系统起步，目前已发展至大规模的商业化应用系统。从技术角度看，可再生能源供热从单一能源种类的应用起步，并拓展到向太阳能、生物质、地热能供热技术综合、商业化方向发展。近年来，可再生能源供热多能互补系统发展迅速，包括太阳能、地热能、生物质能等多种可再生能源互补供热系统，以及可再生能源与常规能源互补的综合能源互补系统，可再生能源供热在化石能源替代方面发挥着越来越大的作用。

## （一）国际上越来越重视可再生能源供热

### 1、技术市场稳定发展，发挥着越来越重要的作用

在全球终端能源消费量中，供热和制冷能源消费量约占 50% 左右，是非常重要的终端能源需求。根据可再生能源世界网络（REN21）的统计，2015 年，可再生能源在全球终端供热制冷消费量中的比重达到 25%。其中，三分之二的可再生能源供热制冷是发展中国家的传统生物质能供热，三分之一为现代化的可再生能源供热制冷。受全球范围的油价下跌的影响，从全球来看，2015 年现代化的可再生能源供热制冷应用规模虽然继续增长，但投资减少，市场增速放缓。

生物质是可再生能源供热领域最为广泛的利用方式，2015 年生物质能在现代化可再生能源供热制冷应用中的市场占比高达 90%，欧盟生物质能供热技术和市场规模均全球领先。太阳能供热的应用量次之，占比约为 8%，大规模太阳能热水系统在区域供热领域和工业热水领域的应用发展迅速。地热能应用量约占 2%，地热能建筑供暖制冷应用市场快速增长，过去几年的年平均增速达到 7%。随着风电和光伏发电装机容量和发电量的快速增长，在一些时段可再生能源电力出现了供过于求的情况，2015 年可再生能源电力供热技术受到更多的关注和研究，特别是在欧洲和中国。

在一些国家和地区，可再生能源已成为供热系统的主要能源来源，特别是在北欧区域供热系统中，生物质能、太阳能、地热能等的应用非常广泛。例如，冰岛和瑞典的可再生能源供热已占终端热力需求量的 60% 以上；巴西和爱沙尼亚的可再生能源供热在终端热力需求量的占比在 40% 以上；奥地利、丹麦、以色列、新西兰、挪威和泰国的可再生能源供热比例均在 20% 以上。

欧盟是可再生能源供热制冷发展最好的地区。在欧盟和各国激励政策的支持下，2008 年以来欧盟可再生能源供热保持快速增长态势，年均增长率达到 5%。2015 年可再生能源在供热制冷消费总量中的比重达到 18%，在工业领域的比重也达到了 13%。受强力市场需求的拉动，欧盟一些国家甚至需要进口生物质资源。2015 年受经济危机、全球油价下跌等因素的影响，欧盟可再生能源供热市场增速放缓，但一些可再生能源供热技术市场仍发展迅速，包括户用生物质锅炉应用重新回暖，巴黎、慕尼黑和匈牙利 Gyor 等城市的地热能区域供暖发展迅速，热泵市场继续保持增长。

### 2、国际经验显示出良好的发展前景和市场需求

#### （1）在综合政策的支持下，一些国家的可再生能源供热已具市场竞争力

目前，对可再生能源供热最重要的激励政策手段主要是税收政策和市场管控机制。

在高额的能源税和环境税的支撑下，在丹麦和瑞典，可再生能源供热已具有良好的市场竞争力。如丹麦天然气供热、天然气热电联产、热泵等供热技术的可变生产成本中，能源税和环境税占到 30% 以上。以木屑、秸秆、颗粒燃料为原料的生物质能锅炉、太阳能供热等可再生能源技术的可变生产成本已具备市场竞争力。瑞士是全球碳税税率最高的国家，可再生能源免征碳税，生物质供热成本仅为天然气供热成本的一半，是最便宜的供热技术。

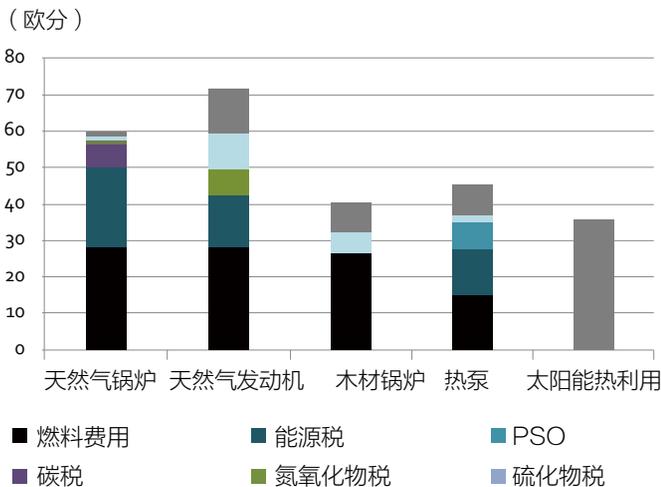


图 12-1 丹麦各种供热技术的可变生产成本比较

管控机制是政府做出明确规定的市场干预措施，鼓励可再生能源新技术的发展或限制化石燃料使用，管控机制为可再生能源营造出了稳定的市场。例如，丹麦 2013 年起在新建建筑上禁止安装燃油或燃气锅炉，2016 年起禁止在集中供热区域的既有建筑上安装使用燃油锅炉。

## (2) 多能互补的区域能源系统，为可再生能源提供了良好的发展机遇

欧盟区域能源系统发展迅速，已成为解决中小城市、乡镇供热问题的重要技术路径。区域能源系统立足于热电联产技术，着眼于更广泛的发电和供热领域的技术整合与系统集成，设计集成一个可再生能源、常规能源多能互补的综合能源服务系统，提供热水、热力和电力，同时尝试建立需求侧响应机制，实现社会经济层面和项目经济层面的最优能源解决方案。

相对于城市的大规模集中供暖系统，区域能源系统的特点是小型、分散、因地制宜，与可再生能源的资源分散性特点非常匹配。区域能源系统根据当地的资源条件和用能需求，天然气、太阳能、城市垃圾、农林剩余物、地热能、电锅炉、电热泵等技术都有广泛的应用，区域能源系统的快速发展为可再生能源提供了良好的发展机遇。

在丹麦，供热和发电相结合已成为能源领域建设高成本效益的供热和电力供应系统的关键要素。在整合风力发电的问题上，区域供热系统的灵活性至关重要。提高区域供热系统的灵活性的主要技术手段包括蓄热、电锅炉、热泵、涡轮机旁路系统等。在区域供热系统中，大量使用成本低廉的蓄热技术，增加热泵、电

锅炉和涡轮机旁路系统等技术的使用，能够有效提升供热系统的灵活性和整个能源系统的效率，支持电力系统消纳更多的风电，缓解电力系统中可再生能源比例不断上升带来的挑战。

蓄热技术为能源系统（包括电力系统和热力系统）提供了更多的灵活性，短期蓄热装置已广泛地应用于供热系统中，可再生能源（主要是太阳能）跨季储热在丹麦、加拿大、德国、意大利、荷兰等国的应用案例不断增多，市场竞争力越来越强。在丹麦，跨季节储热技术已进入商业化、规模化应用阶段。

## （二）中国可再生能源供热市场稳定增长，技术经济性有待提高

### 1、供热管理体系改革推动缓慢

根据国家标准的要求，严寒地区和寒冷地区是集中供暖区域，其他气候区为非集中供暖区域。在集中供暖区域，多数城市能够提供集中供暖，但乡镇农村地区主要是分散的居民自供暖。随着生活水平的提高，非集中供暖区域的冬季供热需求日益提高，南方地区的一些新建高档住宅区开始实施区域集中供暖，一些居民也开始安装空调和燃气供暖系统提供家庭供暖。

供热热价的价格制定权在地方政府。中国城市供热价格按照统一领导、分级管理的原则，实行政府定价和政府指导价。省、直辖市人民政府价格主管部门是城市供热价格的主管部门，地方政府按照用户种类、燃料种类制定分类供热价格，实行听证会制度和公告制度。由于各地的能源资源、气候条件、供暖时间、热力用户都有很大的不同，各地的热价分类、热力价格也不相同。

供热方式		居民 元/平米·季	非居民 元/平米·季
北京市			
北京市热力集团大网		24	47
燃煤锅炉	直供	16.5	
	间供	19	
燃气（油、电）锅炉		30	
天津市		25	40
河北承德		24	33
河北邯郸		21	35
河北邢台		18	30
河北衡水		19	27.9
河北石家庄		22	
甘肃兰州市		25	35-50.5

表 12-1 2015 年部分城市供暖收费标准 - 按照建筑面积计费

数据来源：国家可再生能源中心根据各地政府文件整理

供热机制改革进展缓慢。2007 年国家开始推进城镇供热体制改革，推行基本热价和计量热价相结合的“两部制”热价计收热费。基本热价反映供热的固定成本，通常占总热价 30%—60%；计量热价反映供热的变动成本，根据用户的使用热量收费。两部制热价制度能有效提高供热企业、供热用户的节能意识，促进供热系统和供热装备的技术进步和效率

提升。但由于热流量计的安装和实际使用率不高、既有建筑的改造难度大、供热企业积极性不足等多方面的因素，“两部制”热价实施推广的难度较大，目前的覆盖率不高，大部分地区还是沿用按建筑面积收费的方式。

供热方式	居民		非居民	
	基本热价 (元/m <sup>2</sup> 季)	计量热价 (元/kWh)	基本热价 (元/m <sup>2</sup> )	计量热价 (元/kWh)
北京市				
北京市热力集团大网	12	0.16	18	0.3
燃煤锅炉	7			
燃气(油、电)锅炉	18			
天津市	7.5	0.13	12	0.25

表 12-2 2015 年北京和天津供暖收费标准 - 按照两部制计费

数据来源：国家可再生能源中心根据各地政府文件整理

## 2、可再生能源供热市场规模稳定增长，但常被忽视

十二五期间，中国可再生能源供热应用规模稳定增长，2015 年达到 6000 万吨标准煤，5 年年均增长率为 9%；供应总量比 2015 年风电的能源贡献量还要大，在中国包含商品化的可再生能源消费总量中的占比为 12.49%。

2014 年以来，中国太阳能热水系统的年新增市场规模连续大幅度下降，生物质能、地热能增长缓慢，可再生能源供热市场规模增速放缓，2014 年和 2015 年可再生能源供热规模的年增长速度分别为 9% 和 2%。

值得注意的是，包括太阳能、生物质能和地热能的可再生能源供热，均为非商品能源，都没有纳入到国家的能源统计体系当中。虽然可再生能源供热应用规模总量很大，但由于量大面广，应用分散，所以仍常常被忽视。

	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
可再生能源供热总量 (万吨标煤)	3928	4653	5446	5943	6047
太阳能热利用 (万吨标煤)	3118	3716	4309	4756	5060
生物质能供热 (万吨标煤)	350	400	500	600	600
地热能 (万吨标煤)	460	460	460	460	460
可再生能源供热年增长率 (%)		18%	17%	9%	2%
可再生能源供热占可再生能源消费量比例 (%)	13.50%	12.85%	14.00%	13.09%	12.49%

表 12-3 2011 年 - 2015 年年可再生能源供热开发利用情况

来源：国家可再生能源中心统计。



图 12-2 2011 ~ 2015 年可再生能源供热总量及增长率情况(万吨标煤)

### 3、可再生能源技术成熟，与国际先进水平相比有差距

从技术种类看，太阳能热利用规模最大，其次是生物质能和地热能。可再生能源电力供热尚处于试点示范阶段。

太阳能热利用一直是中国可再生能源供热的主要技术种类。截至 2015 年，总集热面积达到 4.57 亿平米，年替代标煤约 5000 万吨。应用领域主要是生活热水的供应，约占市场累积安装量的 98%；近几年太阳能与其他能源结合，实现太阳能热水、供暖复合系统的应用越来越多，但市场竞争力还有待提高；太阳能制冷还处在示范阶段。

生物质能供热主要是热电联产供热和生物质锅炉供热，在城镇居民供暖或工业生产供热等领域均有应用。但自 2012 年财政部停止实施对生物质成型燃料补贴政策以来，生物质成型燃料供热发展速度缓慢。

地热能主要是指利用中深层地热能、浅层地温能、水源热泵等用于建筑供热水和取暖。到 2015 年底，全国地热供热建筑面积约 5 亿平方米。地源、水源等热泵的应用是各类地热能热利用方式中增长最迅速的领域。近几年利用地热能实现区域供热的案例不断增多，特别是中深层地热能河北雄县等多个城市提供集中供暖服务。

总体而言，中国太阳能、生物质能、地热能等可再生能源供热技术成熟，但多数仍处于单个技术的独立应用层面，多能互补技术和集成技术与发达国家还有一定差距，特别是能源站、多能互补的区域供暖系统等大型系统的设计集成能力方面差距明显。

### 4、各种可再生能源供热技术经济性有差异

目前，不同可再生能源供热技术在不同的运行模式下经济性存在很大差异，总的来看，可再生能源供热技术分为以下三类：

**一是不需要政策支持的技术。**此类项目的经济性较好，具备一定的市场竞争能力。虽然无经济激励政策补助，但采用合理的商业运行模式，项目仍可获得较好的经济效益，对投资企业具有较大的吸引力。该类技术包括太阳能热利用技术、空气源热泵户用系统等。

**二是在现有政策的支持下，具有一定经济性的技术。**此类项目在现有国家补贴政策和适当的商业模式下，具有一定的经济性，可实现市场化运行。该类技术的商业模式、技术

适用范围、发展潜力都有一定的局限性，要实现商业化、规模化的发展，尚需在项目的经济性、商业化模式、市场准入等方面做更多的工作。该类技术主要包括生物质热电联产、生物质锅炉供热技术、中深层地热供暖、地源热泵等。

**三是尚不具备经济性，需政策予以支持的技术。**目前国家尚没有指定专门支持此类技术的支持政策。该类技术主要包括太阳能供暖制冷、可再生能源电力供暖等。但如果制定合适的支持政策，这类技术的市场发展潜力很大。

技术种类	太阳能供热		生物质供热		空气源热泵	地热能	
	太阳能热水	太阳能供暖	工业锅炉	热电联产	热水系统	中深层地热能	浅层地温能热泵
适用范围	全国适用 多层建筑、 20层以下的 建筑	集中、分户供暖均可 未集中供暖区域，在采暖期较短、热负荷不高的区域，有优势	全国适用 原料供应 需有保障	全国适用 原料供应需 有保障	除寒冷地区外的所有地区，特别是南方地区	城市、区域供暖 中深层地热能资源丰富区，地热田地区	小型建筑 大型建筑： 需有足够的埋管面积或是水域面积
规模	规模大小均可 每平方米集热器产 50-80 升热水	规模大小均可 1 平方米集热器满足 5-8 平方米建筑面积	锅炉规模 5-20 蒸吨/h	生物质锅炉 规模可达 75 蒸吨/h	规模大小均可 户用系统、中央空調系统	建筑供暖面积可达数百万平方米	小型建筑
单位投资	1500 元/m <sup>2</sup> 集热器	1500 元/m <sup>2</sup> 集热器	220 元/吨蒸汽	220 元/吨蒸汽	3000 元/台 300 元/建筑平方米	90-300 元/建筑平方米	200-500 元/建筑平方米
投资回收期	2-5 年	5-8 年	5-7 年	7-10 年	3-9 年	8-9 年	5-8 年

表 12-4 各类可再生能源供热技术概况

### （三）激励政策尚处于研究探索阶段

当前，在国家能源主管部门层面尚没有制定专门的可再生能源供热支持政策，一些地方政府因地制宜出台了针对性的可再生能源供热激励政策。

#### 1、国家激励政策缺失，出现了一些地方激励案例

供热行业作为公共服务性行业，是城市基础设施建设的一部分，享受国家对公共基础设施行业提供的优惠政策。可再生能源供热是供热行业的一支新生力量，能够享受供热行业的各种优惠政策。

与常规能源相比，可再生能源供热市场仍然相对较小且分散，且各类供热技术尚处于

发展初期,技术成熟度和系统集成优化仍有待提高,特别是与煤供热项目相比,经济性较差,急需国家政策支持。虽然在中国现有的节能减排、绿色建筑、新能源城市、绿色能源县等工作中有所涉及,但都不是专门针对可再生能源供热的扶持政策。总的而言,中国国家层面尚缺乏针对可再生能源供热的激励政策。

一些地方政府开始探索推动可再生能源热利用市场发展的路径,但仍处于政策案例试点阶段。很多地方政府以“强制安装”方式推广太阳能热利用等可再生能源热水系统的应用。山东栖霞市、河北雄县等地方政府签署了可再生能源集中供热特许经营协议,使生物质能、中深层地热能已成为当地城市集中供热的主要能源来源。2015年以来,北方地区的大气污染治理工作力度不断加大,北京和河北等省出台了农村地区清洁能源实施方案,地方财政提供补贴推进清洁能源的推广和应用,可再生能源供热是其中的一个重要手段。

## 2、几个典型的地方政策案例

### (1) 强制安装政策：太阳能热水系统

强制安装政策是中国地方政府层面实施的针对太阳能热利用应用技术推广的一项措施。通过行政手段,强制要求新建建筑必须安装太阳能热水器,政府不提供任何财政支持。该政策是通过在用户端实施强制安装政策,营造出一个稳定的太阳能热水器市场需求,从而带动太阳能热水器技术和产业的发展。目前中国已有北京、天津、山东、浙江等20多个省、自治区、直辖市出台了强制安装政策。强制安装政策对推动中国太阳能热利用产品应用发挥了重要作用。

天津、浙江等多数地方政府要求12层及以下(或多层)的民用建筑,包括住宅建筑,以及宾馆、餐厅等公共建筑要求设计安装太阳能热水器;要求太阳能热水器与建筑同步设计、同步施工、同步验收;要求如不具备太阳能热水器安装条件,建设单位应当在报建时向政府主管部门申请认定,政府主管部门认定不具备太阳能集热条件的,应当予以公示。这些地方政府要求,如不安装太阳能热水器就不予以建筑审批,从而达到强制安装的效果。

### (2) 供热特许经营：山东省栖霞生物质热电联产集中供热

2011年栖霞市为推动城区开展集中供暖,与中节能(烟台)有限公司签订供热特许经营协议,由中节能开发建设生物质热电联产项目并提供集中供热服务。根据相关协议和文件<sup>1</sup>,规定供热价格:民用热力价格为27元/m<sup>2</sup>,其中4元/m<sup>2</sup>由当地政府补贴给用户;非居民供热热力价格33元/m<sup>2</sup>;既有建筑的供热配套费,市政府补贴20%,供热公司补贴20%。栖霞市供热管网由热电公司施工建设,所需资金从供热配套费中解决。生物质发电电力上网电价执行国家确定的标杆上网电价,即每千瓦时0.75元;此外,项目还享受增值税即征即退100%、所得税减免10%的税收优惠政策。

目前该项目已实现供暖面积130万平方米,取得了较好的社会和环保效益。

### (3) 供热特许经营：河北省雄县中深层地热能集中供热

河北雄县地处中国地热资源条件最为优越的牛驼镇地热田。2009年雄县政府与中国石化集团新星石油公司签订供热特许经营合作协议,授权新星公司整体开发雄县中深层地热

<sup>1</sup> 数据来源:特许经营协议、栖霞市政府《关于城市集中供热配套费及供热价格有关问题的会议纪要》和烟价【2011】95号文《关于核定栖霞市城市基础配套费收费标准的批复》的规定

资源，为雄县提供城市集中供热。新星公司负责城市供热项目的投资、建设、运营，通过收取一次性贴费和逐年收取暖费的方式回收投资。

为鼓励地热开发利用，雄县政府给予一次性 25 ~ 40 元 / 平方米的费用补贴；供暖费目前按照 16 元 / ( 平米 · 采暖季 ) 收取；电价执行河北省统一电价；在税收方面，雄县政府对民用供暖收入免税，同时免征所有行政性收费。

到 2013 年 5 月已累积投资 3.5 亿元，已形成 386 万平米的供暖能力，占全县供暖面积的 90%。雄县是全国首个以中深层地热能为主要的城市集中供暖城市。

#### **(4) 供热补贴：山东推动太阳能热在工业领域应用**

山东省作为太阳能热水器的制造大省，除在建筑上强制推广太阳能热利用外，积极推动太阳能热利用在工业领域的应用。2012 年，山东省启动“工业绿动力工程”，在食品、化工等工业领域支持了 7 个太阳能集热项目，每个项目补贴资金 100 万元。2013 年，省财政又按每个项目 50 万元的标准支持了 19 个工业领域太阳能集热项目，鼓励太阳能热利用在工业领域的能源替代，项目可实现日产热水能力 1500 吨 ( 集热面积约 22000 平方米 )。2015 年，山东省“工业绿动力”计划对工业领域太阳能集热系统按照日产热水 6000 元 / 吨进行补贴，同一个企业只能一次性享受财政补贴且最多不超过 150 万元。2016 年，山东省继续深入实施工业绿动力计划，支持 94 个工业领域太阳能集热项目，日产热水能力 8600 吨 ( 集热面积 12.9 万平方米 )，预拨补贴资金 5164 万元。

2016 年山东省实施《太阳能行业热能计量与检测平台技术规范》，对太阳能热水系统进行数据收集和整体性能监测，为下一步的热价补贴做准备。

#### **(5) 农村清洁能源补贴：北京农村地区煤改清洁能源项目**

为应对严重的大气污染问题，2016 年北京市政府实施《北京市农村地区村庄“煤改清洁能源”和“减煤换煤”工作方案》，计划到 2016 年底完成 400 个村庄整体煤改清洁能源任务，政府为煤改电、煤改气、太阳能利用、农村住宅抗震节能保温改造、减煤换煤以及设施农业和禽畜舍冬季取暖六个方面的工作提供政策支持。该文件对太阳能利用提供政策，对煤改电的支持政策适用于空气源热泵和地源热泵。对农村住户在自有住房、村集体在公用建筑上安装太阳能采暖设施的费用，市政府固定资产投资承担 30%、农村住户或村集体承担 1/3，剩余部分由区政府承担。该文件对于煤改电的支持力度很大，支持领域不包括生物质能，预计电供暖会成为多数农村村镇的首选。

#### **(6) 农村清洁能源补贴：河北农村清洁能源开发工程**

为落实大气污染防治工作部署和美丽乡村建设的要求，河北省实施《2016 年农村清洁能源开发利用工程建设推进方案》，明确对生物质成型燃料灶具、生物质成型燃料农业生产锅炉、成型燃料供暖、太阳能供暖、空气源热泵采暖、沼气和生物质气炊事的补贴标准。具体的政策措施如下：

每台炉具省级补贴 700 元，在此基础上各地可增加补贴额度。生物质成型燃料适用灶型是政策支持的灶型之一。加快农业生产锅炉改造。农业生产单位改造新型锅炉，每处财政给予一次性补贴不超过 5 万元 ( 供暖面积不低于 1500 平方米 )。对使用生物质成型燃料为农户和农业生产单位冬季供暖的，每吨财政补贴 300 元。煤改太阳能，每个示范户财政

补贴 1.5 万元。

虽然，该文件是应对大气污染防治工作的推进方案，但是多数可再生能源技术均纳入了该项目的支持范畴，对可再生能源在农村地区的应用会起到积极的促进作用。

## （四）面临的问题

### 1、可再生能源供热理念亟需转变

目前，可再生能源供热还没有被社会广泛认知，其在能源替代中的作用更没有被关注。国家层面上，“重电轻热”的思想仍然广泛存在，可再生能源供热应用还没有纳入到节能减排考核指标体系。因此，需要首先从思想认识上重视可再生能源供热，明确可再生能源与化石能源供热融合的发展思路，扩大可再生能源供热范围，提高可再生能源在供热中的比例。根据各种能源供热技术的特点，统筹规划供热方案，树立能源梯级利用的设计理念，最大限度地发挥各种能源技术的优势，提高能源利用效率。

### 2、可再生能源供热经济性缺乏竞争力，有待政策支持

目前，除太阳能热水器行业实现完全市场化运行、与电、燃气热水器相比具备较好的经济性外，多数可再生能源供热方式与燃煤相比经济性仍然较差，在市场应用中缺乏竞争力。国家对生物质颗粒燃料、沼气等持续进行了大量资金补助，部分地热供暖项目也得到了国家和地方的财政支出，但总体上仍缺乏持续、稳定的激励政策机制，这也直接影响了可再生能源供热的规模化推广。

### 3、可再生能源供热集成技术有待提高

太阳能热水、太阳能供暖、生物质能锅炉、沼气、地源热泵等可再生能源单一产品技术成熟，但系统集成技术尚有待优化和完善。而太阳能制冷等新兴可再生能源供热技术仍处于技术研发和试点示范阶段。智能化能源站、多种可再生能源集成技术、可再生能源与常规能源融合技术都处于试点示范阶段，暂不具备大规模推广的条件。

### 4、市场机制不完善，没有建立起供热计量收费制度

可再生能源供热的推广发展离不开中国整体的供热机制，而中国的供热机制改革发展缓慢，供热企业之间缺乏竞争，运行管理机制落后。整体的供热机制不利于提高供热的整体技术水平和能源使用效率，也不利于用户提高节能意识，更不利于推动可再生能源供热的发展。

中国 2006 年就已开始推行强制性的计量表安装，并在大中城市开展试点示范工作，但进展缓慢。根据相关统计，中国实现供热计量收费的面积还不到 2%。各地对供热计量价格和热计量收费、激励机制等配套政策缺乏深入研究，按热计量收费改革推进缓慢，供热成本与价格之间缺乏联动，影响整个供热行业的健康发展。

## （五）面临着重要的发展机遇

“十二五”以来，中国经济发展逐步进入新常态。“十三五”将是中国推进经济转型、能源转型、体制创新、技术开放的重要发展时期，也是可再生能源供热产业发展进一步规模化利用、加快化石能源替代的关键阶段。



## 1、国家重大发展战略定位要求加快能源转型

国家提出要加快生态文明建设，把绿色、循环、低碳作为经济社会可持续发展的基本途径，并提出要积极推进能源生产和消费革命，还确立了到 2030 年碳排放达到峰值以及非化石能源在一次能源消费总量达到 20% 的战略发展目标。这些国家重大战略发展思路的提出，都要求各地要创新能源发展思路，不断加大可再生能源开发利用，加快实施对化石能源的规模化替代。

## 2、城镇供热是北方地区能源系统转型的难点和焦点

落实国家能源革命的要求，必须从能源生产和能源消费的各个领域出发，加快清洁能源替代。从终端能源需求分析，供热是首要考虑的用能需求。从当前中国供热体系来看，化石能源是主要的供热来源，其中燃煤约占 70% 左右，天然气约 28%，而从城市热力供应来看，燃煤供应的比重更大。随着中国供热系统不断发展，以燃煤为主的热电联产在城镇供热系统中的比重不断增加，但燃煤小锅炉供暖仍在许多北方城市中热力供应中占据重要作用。即使长春市这种省会城市仍 50% 左右的城市供暖面积由燃煤小锅炉满足。

燃煤小锅炉分布分散，贴近城市用户，加之煤炭价格便宜，是许多北方城镇供暖的首要选择；工业用户的热需求也能得到灵活满足。但燃煤小锅炉大量低效燃烧煤炭，是造成北方空气污染特别是雾霾的主要来源之一。燃煤热电联产机组的能源利用效率可大幅提升，不过即使在加装脱硫、脱硝和除尘等环保设备后，污染物排放浓度大大降低，也仍存在着一定的污染物排放，而且二氧化碳的排放没有减少。由于北方地区存在刚性供暖需求，燃煤供热又有着成熟的应用体系和明显的经济性优势，因而，如何破解城市供热的清洁化利用问题，已成为能源生产和消费革命的重要内容。

## 3、供热系统必须作更加清洁化的转变

中国冬季采暖季长，供暖需求大，供暖能源消费量较高。中国北方城市集中供暖的比例尚不高，集中供暖之外的面积主要由分散的燃煤小锅炉满足热力供应，乡镇农村地区供暖还消费大量的散煤，能源效率低、污染物排放量大。目前中国燃煤小锅炉（2 蒸吨/h 以下）总规模有 38 万蒸吨/h，年消耗原煤约 1 亿吨。如再考虑其他工业供热，燃煤消费量还会更高。研究表明，中国北方地区持续蔓延雾霾天气的主要成因之一，就是过量的煤炭燃烧，特别是北方地区采暖季刚开始的冬季，是雾霾爆发的集中时期，燃煤小锅炉的集中排放是其重要来源。

按照国务院 2013 年关于大气污染防治行动方案的要求，到 2017 年煤炭占能源消费总量比重降低到 65% 以下；力争实现煤炭消费总量负增长，通过逐步提高接受外输电比例、增加天然气供应、加大非化石能源利用强度等措施替代燃煤。全国，特别是京津冀、长三角、珠三角等区域，面临着消减煤炭消费的刚性需求。此外，风电、光伏等发电基地的电力要远距离送入电力负荷区，面临着并网和电力输送通道等的局限，必须要大幅增加电力之外的终端可再生能源利用量，供热系统的清洁化改造势在必行。如能充分利用当地丰富的可再生能源资源，实现对低效、污染的燃煤小锅炉的替代，减少千万吨级的煤炭消费，既可以减轻环境保护压力，满足削减煤炭消费总量要求，还可以真正实现绿色能源转型。

## 4、可再生能源供热是城市转型发展的重要经济增长点

中国有丰富的太阳能、生物质和地热能等资源，多种可再生能源技术都有良好的应用

条件。推广应用可再生能源供热，能够有效解决城市、乡镇、农村的建筑供暖和热水供应问题，替代大量的燃煤供热，减少大气污染排放，提高人民的生活质量。更为重要的是，通过城市能源体系的转型升级，在供热、发电、储热、热泵等多种技术领域建立稳定的市场需求，可吸引一大批资金参与到城市建设之中，并进而带动相关产业在当地的成长与发展，形成新的城市发展模式和经济形态。

## （六）未来市场发展潜力大

综合各方面的研究成果，考虑到未来对可再生能源供热政策的激励程度，将来发展分为两种情景：一种情景是维持现有政策体系框架，另外一种强化可再生能源供热支持情景。两种情景下到2020年和2030年可再生能源供热年替代化石能源量为：现有政策情景达到1.6亿吨标准煤和2.6亿吨标准煤；积极政策情景达到1.95亿吨标准煤和3.5亿吨标准煤。

太阳能供热。现有政策情景下，太阳能热利用应用领域从民用热水拓展到工业热水、建筑供暖、区域热力供应，2020年和2030年太阳能热利用集热面积分别达到8亿平方米和11亿平方米，基本达到目前欧洲发达国家奥地利、以色列等人均太阳能集热面积约0.6平方米/人的水平。积极政策情景下，太阳能供暖和工业热力得到大规模推广，太阳能热水得到进一步普及，届时2020年和2030年太阳能热利用集热面积分别达到10亿平方米和17亿平方米，努力实现人均太阳能集热面积全球领先。

生物质能供热。现有政策情景下，生物质能供热应用实现商业化和规模化利用，到2020年和2030年，生物质能供热利用量分别达到2000万吨标煤和4000万吨标煤。积极政策情景下，生物质热电联产得到更大规模应用，到2020年和2030年，生物质能供热利用量分别达到3000万吨标煤和6000万吨标煤。

地热能供热。根据地热能目前的政策现状和市场应用及未来的发展趋势，地热能发展只考虑了一种发展情景。届时，地热能应用形成较大的商业化应用规模，积极推广浅层地热能开发利用，创建中深层地热能利用示范区，加快推进中深层地热能的综合利用，到2020年和2030年，地热能供热利用量达到4500万吨标煤和9000万吨标准煤。

## （七）生产端和消费端联动，全面推动技术和市场发展

为了有效推动可再生能源的发展，应从能源消费端和可再生能源供应端共同推动。在消费端激发可再生能源供热的市场需求，提出促进发展的手段；在供应端，提升可再生能源供热的技术水平和系统可靠性。

### 1、推动城镇可再生能源供热发展

**因地制宜推广应用各类可再生能源供热技术。**在东北、华北等集中供暖地区，在常规能源系统的基础上，积极推进可再生能源技术的推广和应用，通过与常规能源系统的融合，扩大应用规模，提高能源替代量。在集中供暖未覆盖、但有条件建立局域热力网的地区，大力推动分布式可再生能源站，以太阳能、地热能、生物质能等可再生能源资源为主、优化配置常规能源保障设施。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。对热力网无法覆盖的用户，鼓励使用太阳能、地热能供热制冷、户用生物质锅炉等小型可再生能源系统。

**继续推进可再生能源供热示范区建设。**继续实施和推动示范区建设，包括新能源城市、绿色能源县、中深层地热能供热示范项目等，不断扩大城镇、农村地区的可再生能源综合利用水平，总结宣传示范区建设的典型案例和政策经验，提高示范区的覆盖面和带动作用。结合老工业基地调整改造、资源枯竭型城市转型等工作，提高可再生能源产业制造水平和市场应用规模。

**探索可再生能源供热市场化发展模式。**按照“整体规划，分步实施，综合利用，良性发展”的原则，在条件适宜的城市、园区，鼓励专业化能源公司，整体规划、投资、建设、运营城市或园区的区域可再生能源供热工程，创新管理机制，探索发展模式，建设以可再生能源为主的区域能源工程。

## 2、全面推广建筑可再生能源供热

**积极稳妥推动强制安装政策。**资源适宜的地区应出台可再生能源建筑供热的强制性推广政策，根据各地的资源条件和应用条件，特别是在政府主导的经济适用房、廉租房、医院、学校等项目上，推动一种或多种可再生能源供热技术在建筑上的强制性应用。

**建立完善建筑供热技术支撑体系。**建立完善建筑可再生能源供热的规划设计、技术标准体系；在新建建筑和既有建筑节能改造中，全面推广可再生能源在建筑供热和制冷方面的应用；做到可再生能源供热系统与建筑的统一规划和设计，为可再生能源在建筑上的规模化应用奠定基础。

**推动在城镇建筑上的应用。**在用能负荷高、用能品质高的城镇建筑上，将可再生能源作为常规能源系统的辅助能源，改造建设能吸纳更多可再生能源的锅炉、空调、热力站等区域能源体系，积极促进可再生能源供热与常规能源系统的融合。

**支持在农村建筑上的应用。**支持农村和小城镇居民安装使用太阳能热水系统，推行农村太阳能浴室工程，积极推进太阳能供暖，扩大太阳能热水器在农村的应用规模。在资源条件适宜的农村建筑采用生物质锅炉、浅层低温能供暖制冷。

## 3、积极推动工农业生产可再生能源供热

**统筹规划工业能源供给。**结合工业领域的节能降耗和污染排放控制工作，在新建工业区（经济开发区）建设和传统工业区改造中，积极推进可再生能源供热与常规能源系统的融合，统筹规划、优先设计可再生能源供热系统，扩大可再生能源的应用范围，推动工业用能结构的清洁化。

**燃煤工业锅炉替代利用。**重点结合城市燃煤锅炉关停、工业锅炉/窑炉改造、小型城市热电厂改造、热力管网建设和改造等节能改造工程，积极推广生物质锅炉、生物质热电联产技术的替代应用，以可再生能源替代煤炭燃料，减少煤炭消耗量。在生物质资源丰富城市的燃煤锅炉改造中，有条件的地区采用大型可再生能源集中供热系统；在中小型燃煤锅炉分布较为分散、不适宜建设集中供热管网的地区，因地制宜地采用中小型生物质供热锅炉替代原有燃煤锅炉供热。

**工农业生产工艺用热。**在印染、陶瓷、食品加工、农业大棚、养殖场等用热需求大的行业，充分利用太阳能、地热能等可再生能源热利用技术，作为常规能源系统的基础热源，提供预热、伴热、干燥、烘干等工艺用热，推动工业供热能源资源的梯级、循环利用。

**工业废余热能的资源化利用。**充分利用食品加工、造纸、制药等工业加工生产过程中的生物质剩余物、以及工业污水中有机质生产的沼气，用于工业和民用供热。充分利用电厂、污水处理厂等的工业废水中的中低温余热，采用热泵技术，实现供暖制冷，减少对环境生态的影响。

#### 4、推动可再生能源技术的规模化应用

**进一步提高太阳能供热系统的普及率。**太阳能热水技术成熟，经济性良好，具备在全国规模化应用的条件，太阳能供暖技术在华中、华东和华北等地区的非集中供暖区的市场潜力巨大。在大中型城市，继续鼓励有热水需求的民用建筑和公共建筑优先使用太阳能热水系统，在12层以下的建筑上普及太阳能热水系统，在高层建筑上鼓励采用太阳能/地热能/常规能源互补系统。在政府主导的经济适用房、廉租房、公共建筑上，强制使用太阳能热水供暖系统。在小城镇和农村地区，大力推广使用户用太阳能热水系统，鼓励使用户用太阳能供暖系统，推行农村太阳能浴室工程。

**推广多种形式的生物质供热。**生物质能供热技术种类繁多，要充分利用各种生物质资源、根据当地资源和热力市场需求确定生物质供热的方式。应结合城市大气环境治理、无煤城市（区）建设、新型城镇化建设，重点推动城市燃煤锅炉改造为生物质成型燃料锅炉，减少城市燃煤量和污染排放量。在北方采暖地区，推广生物质能供热。在生物质资源条件较好、热力用户较为集中的地区，应建设大型生物质锅炉替代原有的分散燃煤锅炉，并配套建设热力局域网，实现区域集中供热。对分散热力用户可推广使用生物质成型燃料锅炉替代燃煤锅炉。今后新建各类生物质发电厂，强制要求建设热电联供系统；对现有农林剩余物发电厂和城市生活垃圾发电厂，如电厂周边有热力需求的，应优先进行生物质热电联产改造，提高能源转化效率。

**推广地热能开发利用。**在做好环境保护的前提下，促进地热能的规模化应用。在资源条件适宜地区，积极发展再生水源热泵（含污水、工业废水等）、中深层地热能供热以及土壤源、地表水源（含江、海、湖泊等）热泵，适度发展地下水热泵，提高地热能城镇建筑拥有中的比例。重点在地热能资源丰富、建筑条件优越、建筑用能需求旺盛的地区，规模化推广利用地热能。鼓励具备应用条件的城镇新建建筑或既有建筑节能改造中，同步推广应用地热能供热系统，鼓励政府投资的公益性建筑及大型公共建筑优先采用地热能供热制冷系统，鼓励既有燃煤、燃油锅炉供热制冷等传统能源系统，改用地热能供热制冷系统或与地热能供热制冷系统复合应用。

#### 5、开展新型供热系统的试点示范

**开展新技术的试点示范。**结合中深层地热能资源分布特点和当地用能需要，在华北、东北、西北、华中、西南等地区 and 东部油田，鼓励开展中深层地热能集中利用示范区，示范供暖与发电、供暖与制冷等多种应用模式，探索有利于地热能开发利用的新型能量管理技术和市场运营模式，促进地热能利用技术升级和成本下降。在弃风严重的“三北”地区，

重点在吉林、内蒙古等省市，充分利用弃风严重的风电场，通过热力站电蓄热锅炉与风电场的联合调度运行，实现风电清洁供暖，探索新的运营模式，提高风电供暖项目整体运营效率和经济性。在集中供暖网未覆盖、有冷热双供需求的地区，开展太阳能热水、供暖和制冷三联供系统的试点示范，完善系统集成设计，为规模化应用太阳能供暖、制冷系统积累经验。

**推动新型互补供热系统应用示范。**借鉴丹麦、瑞典等北欧地区可再生能源与常规能源结合的区域供热经验，在优先发展可再生能源的原则下，以可再生能源为主、常规能源为辅，积极促进可再生能源与常规能源的互补和融合，明确为可再生能源供热提供调峰和保障是常规能源体系的责任和义务，在充分满足用户能源需求和供热质量的条件下，扩大可再生能源供热的应用范围和规模。

一是建设可再生能源与常规能源互补系统，充分利用已有的常规能源系统作为可再生能源供热设施的调峰和保障，提高可再生能源在供热系统中的比例，发展太阳能供热/常规能源系统、生物质锅炉/煤锅炉、地热能/常规能源系统、风电锅炉/煤锅炉等新型互补系统的技术应用示范。二是建设多种可再生能源互补系统，发挥各类可再生能源的特点，实现能量梯级利用、综合利用，因地制宜地推动太阳能/地热能供暖制冷系统、太阳能/空气源热泵供暖制冷系统、太阳能/地热能/生物质锅炉等新型可再生能源互补供热系统的应用示范。

**开展新型区域能源站的试点示范。**探索新型区域能源站的集成技术，建设以太阳能热利用、生物质颗粒燃料、生物质燃气、地热能等各种可再生能源技术与常规锅炉、热电联产机组、天然气冷热电三联供系统等常规能源系统的结合的热力供应源，通过控制中心，对区域内的热力用户进行优化调度，充分发挥各品位热源的品质和成本优势，降低供热成本，提高供热总体效率，提升供热系统的安全性和可靠性。

## （八）政策和保障措施是市场发展的重要支撑

### 1、完善宏观政策环境，建立良好的外部环境

从欧盟的经验看，欧盟承诺的可再生能源和温室气体减排目标是国家和地方城市推动可再生能源供热工作的原动力。丹麦、瑞典等国家通过高额能源税、碳税等等措施，实现了环境成本内部化，大大提高了化石能源的使用成本，形成了有利于可再生能源应用的市场环境。在其现行的机制下，太阳能、生物质能等很多可再生能源技术已具备市场竞争力，无需再实施财政补贴等激励政策。

在中国，环境外部性还没有纳入项目技术经济评价的范畴，可再生能源对环境和生态的贡献仍被忽视，急需为可再生能源建立一个公平竞争的市场环境。完善宏观政策环境，建立更为完善、更为严格、力度更大的宏观政策环境，是对可再生能源供热的最大政策支撑。这些政策制定和实施超出了可再生能源激励政策的范畴，但影响很大。要重点关注和推动政策包括：

- **能源消费总量控制：**加强化石能源消费总量控制的力度，同时明确可再生能源消费不纳入总量控制范畴；

- **温室气体减排：**尽快研究出台温室气体减排机制，出台碳税或是建立碳交易平台；研究实施能源税、环境税等，使化石能源外部成本内部化，为可再生能源供热发展创造公平的市场竞争环境；
- **节能：**将可再生能源纳入建筑节能的要求，明确要求新建建筑和小区的可再生能源供热比例要达到一定的标准；
- **污染控制：**将可再生能源纳入大气污染控制的支持范畴，特别将可再生能源供热纳入北方城镇供暖替代燃煤的技术目录；在环境约束较强的地区，限制燃煤等化石能源供热应用，推动可再生能源替代燃煤工作；
- **可再生能源投融资：**利用 PPP、BOT、OT 等多种商业模式，推动多种资金进入可再生能源供热领域，拓展资金来源和投融资的支持力度。

## 2、树立优先发展理念，做好供热规划

**做好国家供热发展规划。**树立可再生能源供热和发电并举的理念，将可再生能源供热纳入国家可再生能源发展规划，明确提出国家可再生能源供热发展总目标和重点领域发展目标，提出实现目标的路径和保障措施。

**纳入城市发展规划。**树立优先发展可再生能源供热的理念，将可再生能源供热纳入城市发展规划，做好可再生能源与区域能源体系、城市能源体系的衔接和融合，在城镇新区建设、旧城改造、产业园（区）建设的规划建设过程中，将可再生能源供热作为城市能源规划的一项重要内容。

**坚持可再生能源供热优先的原则。**大力支持建设可再生能源与常规能源结合的互补城镇供热体系，保证可再生能源供热热源的优先加入热力管网，优先使用可再生能源热力。大力宣传推广可再生能源供热技术的进展和成绩，提高公众的认识和重视程度，消除对生物质锅炉等可再生能源供热技术的误解和偏见。

## 3、研究设计供热激励政策机制，提高项目的经济性

**建立设计供热价格激励政策。**研究设计可再生能源供热的定价机制和补偿机制，根据各种技术的应用水平和条件，核定各种可再生能源技术供热的国家供热指导价格（或补贴标准），特别是已具备规模化应用条件的太阳能供热、生物质热电联产供热、生物质锅炉供热、中深层地热等。可再生能源供热价格应不低于当地的天然气供热价格。可再生能源供热项目热力管网建设和改造费用应纳入城市基础配套费，按常规能源供热管网建设的收费标准收取。

**加大财税金融支持力度。**可再生能源供热应纳入可再生能源发展基金的支持范畴，支持的重点是新型可再生能源供热系统的技术研发和试点示范，包括可再生能源的多能互补系统、可再生能源与常规能源的多能互补系统、以及区域能源站等，促进可再生能源与常规能源系统的融合。将可再生能源供热纳入银行等金融机构投融资优先领域，鼓励专业化服务公司从事可再生能源供热利用建设运营服务。

## 4、健全完善监管体系，加强支撑体系建设

**进一步完善可再生能源供热标准体系。**建立和完善各类可再生能源供热技术及设备标准，重点开展生物质能供热锅炉污染物排放标准、生物质成型燃料质量标准等对产业的市



场化推进有重大影响的标准制定。

**加强供热计量工作。**研究编制可再生能源供热计量的标准，推行可再生能源供热项目的热力计量，提高供热系统和用户终端系统的能源效率，建立可测量、可监察的计量和统计体系，为激励政策的实施奠定基础。

**加强环境监管。**各级环保部门要加强对可再生能源供热项目的环境监管，特别是对地表水、地下水、土壤、大气产生影响的项目。项目建设前，要做好对地质资源、水资源、大气质量等的项目环境影响评价。项目建成后，要加强对项目运行的环境监管，重点监测地热尾水回灌、生物质锅炉的烟气排放、垃圾渗滤液的处理等可能对环境造成较大影响的指标，杜绝二次污染。

## 十三、可再生能源发电技术进步和成本下降仍有较大空间

### （一）可再生能源发电技术进步潜力巨大

#### 1、风机单机容量持续增大，海上风电技术趋于成熟

随着全球风电产业快速发展，风电技术不断进步和完善，国际风电技术呈现以下发展趋势：（1）风电机组单机容量持续增大，目前国际主流机型容量为1.5–3.0兆瓦，已商业化运行的最大机组单机容量达到8兆瓦，10兆瓦以上机组正在研制中；（2）直驱式、混合驱动式等传动链结构及全功率变流技术迅速发展；（3）大型风电机组及关键部件的性能与可靠性日益完善和提高，智能化控制技术大量应用；（4）大型风电机组测试技术及测试装置更加完善，已开始研发15–20兆瓦面向未来大型海上风电机组测试验证的地面测试系统；（5）在大型风电场资源评估、功率预测和微观选址等方面的技术研究更加深入，积累了大量工程经验；（6）海上风电成为重要发展方向，并掌握了海上风电机组安装、电力传输、机组防腐蚀等关键技术，海上风电将和海洋能综合开发利用，风能利用方式也日益多样化。

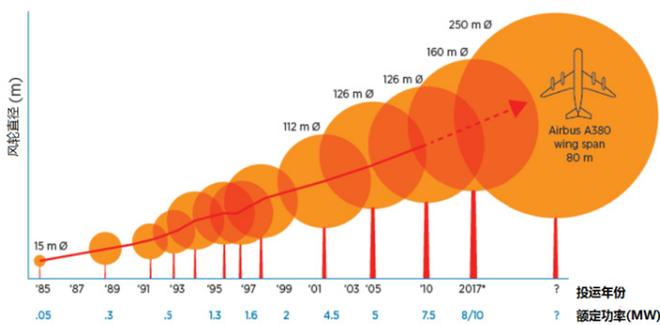


图 13-1 1985–2016 风电机组功率及风轮直径变化趋势  
资料来源:IRENA Technology Brief E07

中国风电产业开始从制造业大国向制造业强国转变。在风电机组方面，中国目前掌握

了 1.5–3.0 兆瓦风电机组设计、制造和产业化技术，研制出低温、抗风沙、抗盐雾等适合中国特殊环境条件的风电机组，3 兆瓦海上双馈式风电机组已批量应用，6 兆瓦机组已下线，开始研制 7 兆瓦及以上风电机组及关键零部件。中国低风速风机设计和制造技术取得明显突破，启动风速、叶片长度、塔架高度等关键技术水平明显提升，可开发利用风能资源量显著扩大。

风资源评估标准和技术方面，大型风电场风能资源评估数值模拟计算标准与方法逐步完善，各地风况和其他环境条件数据（温度、雷暴、沙尘、冰霜）的采集入库以及挖掘应用不断扩展和深入，目前已建成涵盖全国风能资源专业观测网测风数据、地方政府测风数据、各省精细化网格的风能资源数值模拟值及风能资源质量等级的风能资源数据库和应用平台。

风电场开发运行方面，借助物联网、云计算及大数据技术，通过提升微观选址技术和场群控制优化技术，提高复杂地形条件下风电场的规划、设计以及风电场整体运行和可靠性，在降低风电场建设成本和运营费用以及提升发电效率方面效果明显。在海上风电建设方面，到 2015 年底中国建成总装机 101 万千瓦的海上风电场，初步解决了海上风电运输、安装和施工等关键技术，开始积累海上风电场运行管理经验。

从中国风电技术创新发展趋势来看，2020 年前，在风电机组方面，可实现 5 兆瓦风电机组的商业化运行，完成 5–10 兆瓦海上风电机组样机验证，并对 10 兆瓦以上特大型海上风电机组完成概念设计和关键技术研究；在海上风电建设方面，突破近海风电场设计和建设成套关键技术，形成海上风电工程技术标准，初步掌握远海深水大容量海上风电场选址、布局、建造、施工及运行维护技术；在风电场集群运行控制方面，研究海上复杂风资源特性与风电场优化布局技术，初步掌握陆上和海上风电场集群的多效利用、发电功率优化以及调度运行控制技术。

2020–2030 年，在风电机组方面，实现 5 兆瓦以上海上风电机组的商业化应用，完成特大型海上风电机组（10 兆瓦以上）的样机技术验证；在海上风电建设以及风电场集群运行控制方面，实现工程示范以及商业应用推广。

### 2015–2030 年风电技术发展趋势

#### 2015 年–2020 年

10 兆瓦海上风电机组进行概念设计和关键技术研究完成，具备示范条件；  
近海风电场设计和建设成套关键技术突破，形成海上风电工程技术标准；  
掌握近海复杂风资源特性与风电场优化布局技术。  
具有相对完善的陆上、近海风电场群控制与运维体系。

#### 2020 年–2030 年

10 兆瓦海上风电机组样机技术得到验证并商业化应用；  
远海风电场设计和建设成套关键技术获得突破；  
掌握远海复杂风资源特性与风电场优化布局技术；  
建立起相对完善的远海风电场群控与运维体系。

资料来源：国家能源局《能源技术革命创新行动计划（2016–2030）》

在风电机组关键零部件方面，叶片、齿轮箱、发电机等部件的制造能力已接近国际先进水平，轴承、变流器和控制系统的研发取得重大进步。未来随着风电机组向更大功率、更智能和更具适应性方向发展，关键零部件也将通过加强研发实现技术进步。

### 风电机组关键零部件发展趋势

**叶片。**优化载荷、减轻重量、提升环境适应性、友好性和运输便利性将成为未来 10 年内叶片技术发展的主要方向。风机叶片的监测控制技术、新型结构、碳纤维和高模高强玻璃纤维等新型材料将得到研发和应用。

**齿轮箱。**突破降低增速比、行星轮均载柔性轴设计和降低噪声方面技术。采用轴承新结构、新材料、新工艺，以解决轴承寿命、承载能力、可靠性等问题。

**发电机。**超导材料在技术和成本方面取得突破，在 10 兆瓦及以上的风电机组发电机中应用高温超导技术。

**塔架。**针对未来海上风电建设条件，完善风电塔架和基础防腐技术方案，延长使用寿命。

资料来源：国家能源局《能源技术革命创新行动计划（2016-2030）》；  
《2050 中国风电发展路线图》，国家发改委能源研究所（2014）

## 2、光伏发电技术路线多样化，热发电技术有待突破

### 1) 晶硅电池仍将是主流，转换效率将不断提升

光伏电池是光伏发电技术核心，太阳能光伏电池按照技术商业成熟度和基础材料可大致分为三类，第一类电池为完全商业化的晶硅电池（单晶电池、多晶电池、IBC 电池等），第二类为薄膜电池（硅基薄膜电池、CdTe 电池、CIGS 电池），第三类电池为尚未商业化的新型电池（铁电-半导体耦合电池、III-V 族化合物电池、有机电池、染料敏化电池、钙钛矿电池、量子点电池等）。从技术发展来看，常规晶硅电池转换效率明显提高，未来 10 年晶硅电池仍将占据最大的市场份额，高效晶体硅电池将可能获得更高的市场份额；薄膜电池效率也在与晶硅电池竞争过程中取得长足进步；新型电池潜力巨大，仍需尽快解决关键问题，实现产业化生产。

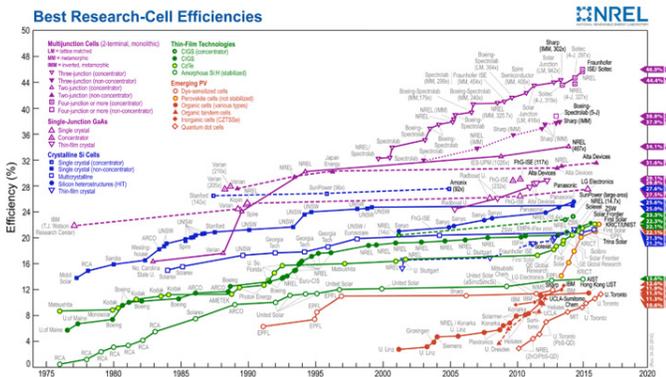


图 13-2 1975-2016 年各类电池实验室最高效率变化情况  
资料来源：NREL

中国是全球最大光伏组件制造国家，光伏电池技术研发种类几乎涵盖所有电池种类，具有活跃的光伏技术研究团队以及完整的光伏制造产业链。中国晶体硅产业链整体产业化技术水平较强，其中多晶硅生产工艺水平不断提升，大型骨干企业多晶硅生产能耗、物耗大幅下降，行业平均综合电耗已降至 90 千瓦时 / 千克，综合成本降至 9 万元 / 吨以下，达到国际先进水平，进入国际一流企业行列。在产能和产量方面，2015 年，中国全年开工多晶硅企业达到 16 家，产能达 19 万吨，产量达到 16.5 万吨，占全球总产量的 47.8%。

中国晶硅电池制造技术持续进步，电池转换效率不断提升。2015 年，单晶及多晶电池片产业化效率分别达到 19.5% 和 18.3%。2014 年，天合光能在商用 156mmx156mm 单晶上的电池效率达到了 21.45%，2015 年又将 156mmx156mm 多晶电池效率提高到 21.25%，全球首次突破多晶硅电池效率 21% 的门槛值，成为目前多晶电池效率最高水平。在产能和产量方面，2015 年，中国电池片总产能约为 5300 万千瓦，产量 4100 万千瓦，约占全球总产量的 66%。

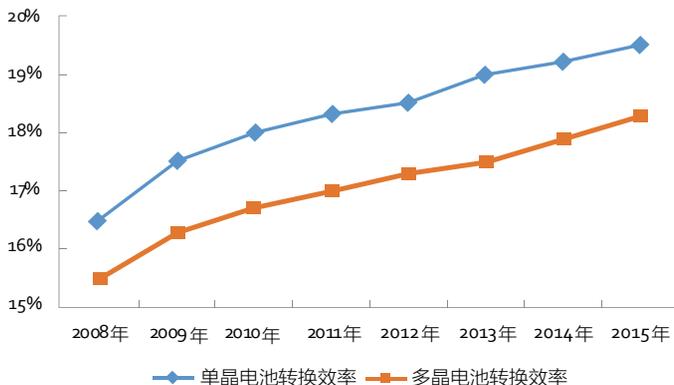


图 13-3 中国晶硅电池转换效率趋势

数据来源：中国光伏行业协会

在硅基薄膜电池方面，除汉能自主研发的硅基薄膜生产线外，其余生产线主要依赖国外技术引进。在碲化镉电池 (CdTe) 方面，中国具有 30 兆瓦生产线，生产制造技术与国外仍存在一定差距，需要在制造大面积组件所使用的碲化镉沉积技术以及生产线关键性设备方面加强技术攻关。在铜铟镓硒 (CIGS) 电池方面，中国涉足铜铟镓硒太阳电池较晚，目前中国基本以引进国外先进技术为主，缺乏自主建线的能力。

在新型电池研究方面，中国中科院大连化学物理研究所钙钛矿太阳电池领域、中科院等离子体物理所在染料敏化太阳电池

等领域，已取得了一定的进展。

光伏电池生产线关键配套设备国产化程度显著提升，但仍有部分依赖进口。还原炉、多线切割机、PECVD、丝网印刷机、全自动串焊机 etc 晶体硅产业链关键设备都已实现国产化生产，但在设备稳定性和可靠性方面仍与国际先进水平存在差距。

### 光伏电池技术发展趋势

**晶硅电池。**常规晶硅电池转换效率和成本仍有较大改善空间，可通过在多晶硅提纯、铸锭等环节持续改善以及电池和组件的陷光能力、表面钝化特性等方面的改进将带来电池和组件转换效率的持续改进和成本的降低。除常规晶硅电池结构外，高效结构如背钝化结构、异质结结构、背接触结构等既表现出了更高的转换效率也表现出了很好的规模化生产前景，未来可能占据更高的市场份额。晶体硅还可和其他薄膜结合，如和薄膜硅结合形成 HIT 电池、和钙钛矿电池结合形成叠成电池等。

**薄膜电池。**薄膜电池技术近几年提升较快，结合其弱光效应好、质量轻、可柔性应用的特点，在一些应用领域拥有巨大的市场空间，但晶硅电池成本的快速下降给薄膜技术造成很大压力，导致薄膜电池市场份额逐渐缩减。由于薄膜电池的发展缺乏可借鉴的产业，因而在研发和产业化开发上获得资金投入更少且不同薄膜之间和同种薄膜的不同技术路线之间技术和设备的差异很大，导致每项上的资金投入更少。未来薄膜技术的竞争力，很大程度上也取决于和晶体硅电池相比的竞争力，同时薄膜技术应大力挖掘其特定细分市场，在其特定市场中发展并培育技术。

**新型电池。**铁电 - 半导体耦合电池、三五 (III-V) 族化合物电池、钙钛矿电池、有机电池、染料敏化电池等新型电池虽然未获得产业化发展，但表现出了一定潜力，实验室转换效率不断提高，尤其钙钛矿电池，短短五年达到了 22% 以上。新型电池在获得产业化发展之前，尤其需要解决其成本、寿命、大面积制备等关键性技术。预计到 2020 年，中国获得铁电 - 半导体耦合电池、钙钛矿电池及钙钛矿 / 晶体硅叠层电池产业化的关键技术、工艺及设备，并在 2030 年前建立起电池组件生产及应用示范线。

资料来源：国家能源局《能源技术革命创新行动计划（2016-2030）》

光伏发电之所以可以称为战略性可再生能源，主要因素是其技术进步和成本下降仍具巨大潜力。从长远看，未来光伏电池技术进步主要是提高转换效率及降低制造成本，晶体硅电池、薄膜电池（含硅基薄膜电池、CdTe 电池、Cl(G)S 电池）、聚光电池、染料敏化电池、有机电池等由于特性不同，转换效率将得到不同程度提升并占领不同特定市场，下一代新型电池，涵盖未来新理念、新材料、新结构的高效电池，将可能在 2030 年后技术成熟，实现 30% 的电池转换效率。

电池类型	2015	2020	2030
晶硅电池组件(实验室)	20%-18% (25%)	20%-25% (30%)	25%-30% (40%)
硅基薄膜(实验室)	5%-10% (14%)	8%-12% (16%)	15%-18% (20%)
碲化镉(实验室)	14% (21.5%)	16%-18% (23%)	18%-23% (26%)
铜铟镓硒(实验室)	13%-16% (21.7%)	15%-20% (24%)	20%-25% (30%)
高倍聚光电池系统效率(实验室)	25%-30% (43%)	30%-40% (50%)	>50% (>60%)
新型电池	实现技术突破		实现产业化

表 13-1 2015—2030 年主要光伏电池效率发展路径

资料来源：国家发展改革委能源研究所，国家能源局《能源技术革命创新行动计划（2016—2030）》

## 2) 热发电产业链逐步完善和成熟，技术向高参数技术发展

太阳能热发电是具有巨大应用潜力的可再生能源技术，有槽式、塔式、菲涅尔式、碟式四大技术路径。但总体上，光热发电技术环节可分为材料—热发电产品—系统集成—产业服务—生产设备等几个环节，完善系统集成技术、提高系统发电效率、降低发电成本是光热发电技术的发展方向，通过技术创新、规模化发展、电力系统以及其他能源技术的进步，光热发电将逐步有望成为具有竞争力的电源。

截至 2015 年底，中国已建成光热电站 6 座，总装机容量 1.38 万千瓦。但大多为示范性质，还没有实现商业化的运行，整体系统设计能力和集成技术、太阳能热发电站系统模拟及仿真技术也刚刚起步，缺乏电站建设运营经验和能力，产业服务体系尚未建立。

在原材料制备环节，中国已具备生产膜层材料、在玻璃基材上制备银膜、生产反射镜和真空管使用的超白和特硬玻璃管等能力，其中铝型材支架、铜及熔盐等原料已出口至多个国家，但目前导热油的技术仍不成熟，不具备生产高温导热油等高端原材料的生产能力。

在部件生产方面，近几年中国太阳能热发电关键部件产品的研发和生产能力有所的提高。目前具备规模化生产能力的部件主要包括定日镜整机、抛物面槽式反射镜、塔式定日镜反射镜。其中定日镜整机性能参数，如聚光精度、聚光器重量及聚光器控制等与国际先进水平差距不大。聚光器设计国外商业化的产品还存在差距，主要体现在集成安装工艺、精度及寿命检测等方面。而槽式吸热器和传动箱这类部件目前在中国还不能规模化生产。

太阳能热发电未来技术趋势和发展模式，一是，向提升聚光比和光热转换效率的高参数太阳能热发电技术发展，突破 50~100 兆瓦级大型太阳能光热电站关键技术；二是，向储热光热与光伏、风电互补的混合发电发展；三是，太阳能综合梯级利用，向分布式太阳能热电联供系统发展；四是，向太阳能热化学制取清洁燃料技术发展。

### 太阳能热发电技术发展趋势

#### 高参数太阳能热发电技术

2020 年前，以导热油为传热介质的槽式光热发电技术、直接蒸汽发生（DSG）塔式光热发电技术、菲涅尔光热发电技术是主流光热发电技术和示范应用重点；2020 年后，以熔融盐、直接蒸汽发生（DSG）技术为代表的槽式二代、三代技术将逐步发展并开始商业化应用，并逐步成为槽式发电主流技术；2020 年前后作为第三代储能技术的熔融盐技术将逐步完善并结合塔式光热发电推向商业化应用，掌

握 50 兆瓦级塔式光热电站整体设计及关键部件制造技术；2030 年，突破高温高效率吸热材料、超临界蒸汽发生器、二氧化碳透平技术，以空气及粒子集热器为代表的第四代高参数太阳能热发电技术逐步得到商业化应用；

#### 储热光热与光伏、风电互补的混合发电技术

2020 年前，推进储热光热与光伏、风电互补的混合发电电站示范，储热系统的加入和存储容量的最优化，配合一定比例的风电、光伏发电，能够具备 24 小时持续输出额定功率的供电能力以及输出功率的高度可调节性，使得光热发电由可承担峰值负荷电力向承担基本电力负荷转变。2020–2030 年，在示范项目经验基础上掌握光热 – 光伏 – 风电集成设计和控制技术，促进风光互补利用技术产业化应用。

#### 分布式太阳能热电联供系统

2020 年前后，结合 DSG 技术的菲涅尔光热发电技术成熟，并推动光热热电联产技术在规模化电站发展及与工业领域用能相结合的电热联产系统领域应用；2020 年前后，适应于光热碟式发电技术的太阳能斯特林机设计与制造技术逐渐完善，逐步推向商业化应用，带动中国光热发电技术在分布式电力系统中的发展。

#### 太阳能热化学制取清洁燃料技术

2020 年前后，重点在太阳能热化学反应体系筛选、热化学在非平衡条件下的反应热力学和动力学机理及其与传热学和多项流的耦合作用机理探索、太阳能制取富含甲烷的清洁燃料等方面开展研发与攻关。2030 年，突破太阳能热化学反应器技术，研制出连续性工作样机。

资料来源：国家能源局《能源技术革命创新行动计划（2016–2030）》

## （二）可再生能源发电成本构成及变化趋势

### 1、陆上风电成本下降空间有限，提升发电效率是关键

从全球范围发展趋势来看，在当前可再生能源发电技术中，风电的技术进步和成本预期比较明确，在未来 10 年左右的时间与常规能源电力相比将具有一定的经济竞争力。根据国际可再生能源署（IRENA）预测，到 2025 年陆上风电投资成本预期将下降到 1370 美元 / 千瓦，较 2015 年的 1560 美元 / 千瓦下降约 14%。

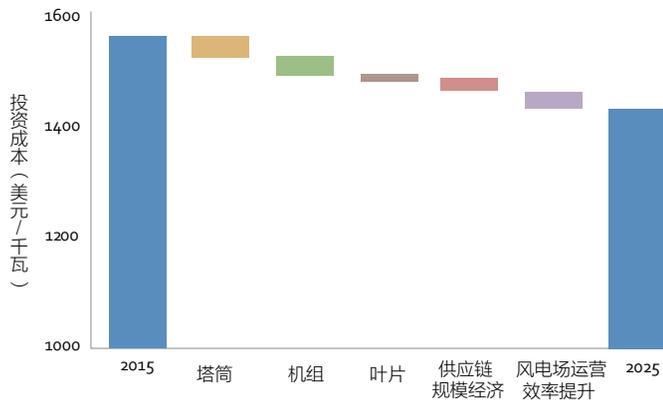


图 13-4 2025 年全球风电装机成本下降情况  
数据来源：IRENA 《Power to change 2016》

经过 10 多年的发展，中国已成为风电制造业大国，风电建设成本呈下降趋势，2011 年-2015 年风电场单位初始投资降低了约 10%。影响风电建设成本的主要因素有风能资源条件、风电场所在地区的建设条件、风电机组技术和成本、风电场运行管理技术和成本等。在同等风能资源条件下，风电机组及相关设备占项目建设总成本的 50% 左右，风电场运行管理技术对于降低运营成本提升风电场运行效率降低总成本也具有明显作用。

### （1）风电机组价格及变化趋势

随着风电产业规模化发展以及国内零部件供应体系逐步完善，国内风电机组价格逐渐降低，并基本趋于稳定。2011-2012 年，国内风电新增市场规模趋于稳定，风电制造业进入整合阶段，竞争激烈，整机平均价格出现了明显下降。2012-2014 年，国内风电设备持续供过于求，2015 年由于标杆电价政策调整影响，市场规模激增，但风电整机价格总体上变化较小，2011-2015 年呈现小幅度上升状态的原因主要是直驱机组占比增加，1.5-2 兆瓦机组价格基本持平。根据对多家企业调研结果，2015 年国内整机均价约 4200 元/千瓦，其中双馈机组约 4000 元/千瓦，直驱机组约 4500 元/千瓦，5 兆瓦大功率机组价格普遍在 7500 元/千瓦以上。

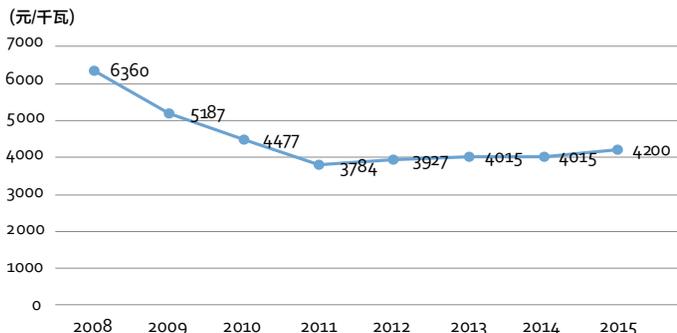


图 13-5 2008-2015 年国内风电机组市场平均价格 (元/千瓦)  
数据来源：中国可再生能源学会  
风能专委会

从未来发展来看，考虑技术进步以及市场规模扩大，国内风电机组成本和价格仍有一定下降空间。根据对国内主要制造企业调研结果的综合分析，“十三五”期间（2016 年-2020 年），预期 3 兆瓦以下机组价格将有 5-10% 的下降空间，约 200-450 元/千瓦，其中叶片价格有望下降 5-10%，齿轮箱和主轴轴承价格下降空间在 10% 以内，发电机价格有望下降约 2%，其它部分基本无下降空间；5-6 兆瓦风电机组有望在目前价格基础上下降 12% 左右。2020 年-2030 年期间，风机价格将保持稳定，下降空间相当有限。



图 13-6 “十三五”期间 2 兆瓦风电机组单位千瓦成本变化预期 (元/千瓦)

数据来源：国家发改委能源研究所，《风电太阳能发电价格路线图研究》

### 风电机组零部件成本变化趋势

**叶片。**叶片价格过去几年持续走低，但质量问题有所显现，预期 2018 年之前，提升叶片质量是关键，价格可能保持现有水平；2020 年前后，考虑原材料成本下降和采用新生产工艺等因素，价格有望在目前基础上下降 5-10%；2030 年叶片成本变化不明显。

**齿轮箱。**在不降低整机质量和可靠性的前提下，1.5 兆瓦及以下机组齿轮箱价格基本触底，几乎没有成本下降空间，但 2 兆瓦及以上风电机组随着应用规模扩大，设计成本可分摊变薄，预计到 2020 年 2 兆瓦及以上机组的齿轮箱价格最高可下降 10%。

**主轴承。**价格主要受加工工艺、生产规模等因素影响，近年来价格呈现出逐年递减的趋势。基于以往价格下降趋势，并根据企业技术发展趋势，预计 2017 年主轴承可在目前价格水平上下降约 5%，2020 年可在目前价格水平上下降 10%。

**发电机。**发电机是风电机组的核心部件，是价格构成中比重最高的部件，对整机价格变化影响较大。根据当前技术水平和生产规模，1.5 兆瓦发电机制造技术趋于成熟，价格处于平稳状态。2 兆瓦及以上机组发电机随着应用规模扩大有较小的降价空间，预期 2020 年价格可在目前价格基础上降低约 2%。

### (2) 风电场建设成本及趋势

2014 年，按算术平均计算，全国风电平均单位千瓦造价 8620 元/千瓦，比 2013 年降低 3.63%，其中东北、华中地区基本稳定，下降幅度较小，华北、西北地区降幅较大。至 2015 年，“三北”等地势平坦地区风电平均单位千瓦投资降至 8000 元/千瓦以内，南方等山地丘陵复杂地形平均单位千瓦投资降至约 9000 元/千瓦。

通过技术进步和加强运营管理等手段，风电场单位千瓦投资具备一定的下降空间，但幅度有限，总体上相对稳定。设备购置和安装费方面，考虑到风电机组制造、供应链等仍在不断成熟之中，通过加强内部管理可降低一定的管理成本；通过提高塔架质量标准，强

化质量监造，采用新型柔性轻型塔架等，可节约 20–30% 塔架成本。综合各种因素，即便考虑今后钢材等原材料上涨带来的成本上升以及其他价格上涨因素，设备购置和安装费总计预期可下降 400–500 元 / 千瓦。建设费用方面，可通过技术优化降低建设费用，例如优化基础技术标准，采用欧美标准，强化基础建设监造，对南方地区的项目，可提高进场与场内道路坡度标准，采用推拉装备，降低道路和转弯半径要求。通过加强风电场成本控制，多个风电场实施集中监控，可避免每个变电所多人值守，降低单位建设费用。总体上，通过技术进步和强化管理手段，建设费用预计可下降 300–400 元 / 千瓦。

综上所述，预计 2020 年风电场初始投资可在 2015 年基础上下降 700–1000 元 / 千瓦，“三北”等地势平坦地区单位千瓦投资可降至 7000–7300 元 / 千瓦，南方等山地丘陵复杂地形单位千瓦投资可降至 8000–8300 元 / 千瓦。2020 年前，除风电机组等设备购置费用下降 200–450 元 / 千瓦外，预期安装费用也可下降 50–100 元 / 千瓦。工程建设方面，通过技术进步和管理手段，预计建设费用也有 300–400 元 / 千瓦的下降空间。其他项目设计、土地等费用预计下降空间有限，个别地区由于建设条件，甚至有上涨趋势。

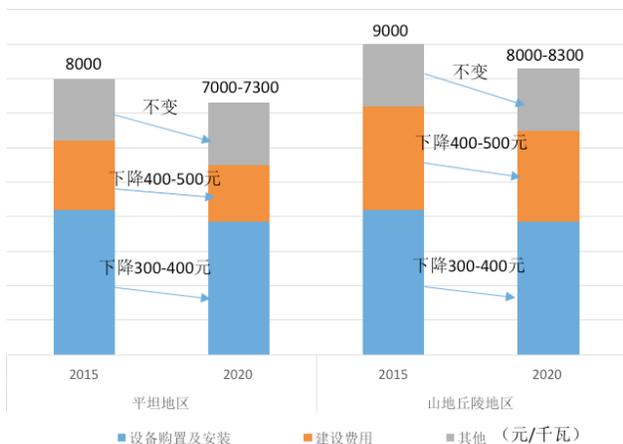


图 13-7 风电场单位投资变化情况  
数据来源：国家发改委能源研究所，《风电太阳能发电平价路线图研究》

### (3) 风电场运行成本及趋势

风电运行成本与项目建设条件、机组质量和可靠性、风电场运维技术和管理水平等多种因素相关，不同风电场之间的运行成本差异较大。据统计，运行成本约占风电发电总成本的 15–25%；在电价测算中，运行成本一般按固定资产的比例提取，通常为 1.5–2%。一般维护费用随运行年限的增加而增加，相关研究表明，运行 15 年的风电场维修费用有可能达到运行 5 年风电场维修费用的 3 倍。据国际能源署（IEA）研究，全球风电运行成本在 2009–2013 年间下降了约 44%，在容量系数 25% 条件下，2013 年风电运行成本约 1.025 美分 / 千瓦时（合 0.06 元 / 千瓦时）。

中国从 2007 年开始大规模发展风电，由于主流风电机组的质量保证期一般为 3–5 年，而风电场运行年限一般不低于 20 年，设备可靠性需要更长时间的验证，因此未来运行成本下降不确定性较大。据中国农机工业协会风能设备分会分析，通过应用智能化运维技术、

优化运维模式和加强管理等方式，未来风电场运行成本有一定的下降空间，但目前整个运行市场正在逐步完善，预计下降幅度不是很大。同时行业可能会面临电网标准提高带来的技术改造、人员费用提高等成本上升因素。综上所述，到2020年，风电场平均年运行成本可降低40~60元/千瓦，2030年，考虑技术进步和人工成本的上升，风电场运行成本将保持稳定。随着风电机组可利用率逐渐提高、国内关键风电零部件制造能力日益提高、智能制造和“互联网+”技术广泛应用等方面，尤其是发电量增加情况带来的运行成本下降较为显著，若不考虑发电量增加，单纯成本下降空间有限。

丹麦能源署研究提出风电场运行成本约为49欧元/千瓦·年（约350元/千瓦年），按照度电成本，运行成本为20.84欧元/千瓦时（约0.15元/千瓦时），将最优运维性能与功率曲线优化相结合，预计可提高15%的发电量，但同时由于发电量的提高，年度运维成本预计将增加7%。

假定在度电成本计算中，单位投资8000元/千瓦，运维费用取值总投资的1.5~2%，则每年运行费用为120~160元/千瓦；若按运行占度电成本的15%，则运行度电成本约为0.075元/千瓦时，比国际能源署研究结果略高，比丹麦能源署研究结果明显较低。

综合以上判断，2030年前风电场平均年运营成本不确定性较大，下降幅度有限，考虑风电场初始投资下降和发电量提升，到2030年有700~800元下降空间，年运行费用与总投资比例不会有大的变化。

#### （4）风电场发电量提升潜力

从风电场层面来看，未来通过运用大数据、云计算等新一代信息技术，提高风能资源评价、定制化机组设计，可提高3~10%的风电发电量；通过优化场群控制，降低尾流影响、采用先进偏航技术等，可提高2~5%的风电发电量；通过发电机、逆变器的技术进步以及采用能源管理平台预计减少3~10%的厂用电，可提高0.1~0.3%的风电上网电量；通过提高风机可利用率，采取预防性维护等措施可提高2%左右的发电量。综合考虑，2030年前，风电场在现有水平基础上可提高8%左右的发电量。

从风机技术水平层面来看，通过偏航矫正、额定功率自适应学习等方式优化功率曲线，调整风机控制策略等方式，可提高风机2~5%的出力。部分制造企业对于风机技术进步增加出力有更乐观的估计，若通过采用先进翼型、先进原材料、自动化及3D打印制造、分段分片组装式等工艺，并考虑增加塔架高度20~40m及将风轮增大5~10m，预计可提高10~15%的风电出力，相应风机成本增加60~160元/千瓦（仅增加了1.5%的初始投资）。

#### （5）陆上风电成本下降潜力

综合分析，通过技术进步和加强运营管理等手段，考虑钢材和铜等原材料上涨和风机技术标准提高带来的成本上升以及其他价格上涨的因素，2020年、2030年陆地风电开发投资可能分别降至7300、7000元/千瓦左右。

陆地风电场的运行和维护成本占风电成本的25%左右，约0.1元/千瓦时。考虑通过优化场群控制以及提高风机利用率等先进技术可提高风电场发电量，将目前的陆地风电运行成本数据外推至未来10~40年不确定因素较多，根据国际成本预测分析，可以考虑陆地风电运行维护成本维持在0.1元/千瓦时。2020年、2030年陆上风电上网电价需求最低

可降至 0.31 元、0.29 元 / 千瓦时，实现平价上网。

		2015	2020	2030
陆上风电单位投资 (元 / 千瓦)	平坦地区	8000	7300	7000
	山地丘陵	9000	8300	8000
运行维护 (元 / 千瓦时)	陆上	0.1	0.1	0.1
预期 (平均) 上网 电价 (元 / 千瓦时)	平坦地区 (2500h)	0.4	0.31	0.29
	平坦地区 (2000h)	0.49	0.38	0.32
	山地丘陵 (2500h)	0.44	0.35	0.3
	山地丘陵 (2000h)	0.56	0.44	0.4

表 13-2 中国典型风电场预期投资成本 (2015 年不变价格)  
数据来源：国家发展改革委能源研究所，《2050 高比例可再生能源情景暨路径研究》

## 2、海上风电配套产业逐步完善，成本具有较大下降空间

海上风电由于市场规模较小，风电机组价格保持高位且海上风电施工建设难度大，使得海上风电场建设成本较高，但随着海上风电规模扩大以及相关配套技术的成熟完善，2030 年前成本有一定下降空间。根据国际可再生能源署 (IRENA) 相关研究预测，欧洲海上风电投资成本到 2025 年预期将下降到 4000 美元 / 千瓦，较目前 4650 美元 / 千瓦下降 16%。

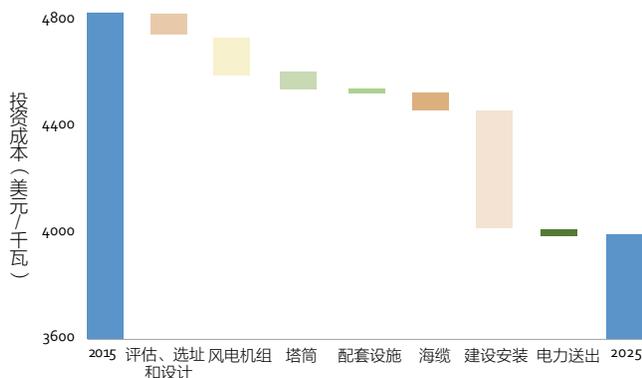


图 13-8 2025 年欧洲海上风电装机成本下降情况  
数据来源：IRENA 《Power to change 2016》

### (1) 海上风电机组成本

现阶段风电机组设备购置费 (不含集电线路海缆) 约占建设投资的 43%，对成本的影响较大。从长期来看，设备价格总体呈逐年下降趋势，但近几年具有成熟技术和可靠性高的机组价格呈上涨趋势并将维持一段时间。主要原因是海上风电主机市场仍处于大规模发展初期，国内成熟机型较少，可靠性未经验证，而进口机组价格仍处于高位。目前国内主流机型为上海电气和远景 4 兆瓦机组，虽然 5 兆瓦及 6 兆瓦机组逐步投入，但对施装备和技术要求也相对较高，大批量进入市场仍需一段时间。近期风机塔筒价格有所降低，目前，受国内经济发展逐步趋缓、结构调整速度加快等因素影响，钢材市场价格处于低位，塔筒价格从 2013 年的 11500 元 / 吨降至 2015 年的 10700 元 / 吨，单桩基础费用从 2014 年的 11700 元 / 吨降至 2015 年的 10700 元 / 吨，下降幅度约 8%。未来五年，预计塔筒成本短期内将保持低位。在

政策因素（如利率、用海费用等）不变的情况下，初步估算，到2020年，风电机组设备价格将下降10%。

## （2）建筑安装费用

建安费用约占建设投资的35%，单位成本约6830元/千瓦。当前已竣工的海上风电场项目数量少、规模小，相应船机设备不成熟，施工经验不足，造成建设成本较高，加上海上施工条件复杂、施工难度大，施工所需的关键装备较少，船班费用高昂，且多数未经过海上风电项目施工实践的检验。海上风电的成本下降，需要完整的产业配套支撑，目前国内具有海上风电整体施工能力的有中交三航局、龙源振华、华电重工、天津港航等单位，近期由于国际港机和石油平台市场需求量较低，中石油、中海油以及振华港机等企业也开始进入海上风电升压站平台建造领域。这些大型企业的进入增加了施工企业数量，提高了建造水平，但平台建造价格仍旧维持往年水平，致使综合成本居高不下。“十三五”时期，《全国海上风电开发建设方案（2014-2016）》中的44个海上风电项目预期陆续投建。随着施工技术成熟、建设规模扩大化、基础形式多样化、设计方案稳定化、施工船机专业化等，建设成本有望降低10~15%。但工程建筑材料及人工费用价格将会随物价上涨而有所提升，总体建安费用将下降10%左右。在政策因素（如利率、用海费用等）不变的情况下，初步估算，到2020年，建安费用下降10%，届时总成本将下降近4%，影响也较大。

## （3）送出工程及其他费用

送出工程约占建设投资的12%，单位成本约650元/千瓦。其中海缆占送出工程的77%。目前海缆采购和施工价格水平仍然较高。随着海缆需求量不断增加，国内大截面高压海缆制造能力的提高，高压海缆价格有望小幅下降。同时，如果海洋部门对海缆路由提出特殊要求，海缆采购和施工投资会直线上升，直接影响海上风电项目整体投资水平。总体看，送出工程下降空间不大。

其它费用包括项目用海用地费、项目建管费、生产准备费等，占建设投资约14%，单位成本约2800元/千瓦。由于人工成本逐渐提高，其它费用总体将略有上涨，但随着海上风电开发数量的增加，业主对自身项目管理水平也将提升，将抵消这些上涨因素。因此，其他费用对总成本的影响有限。

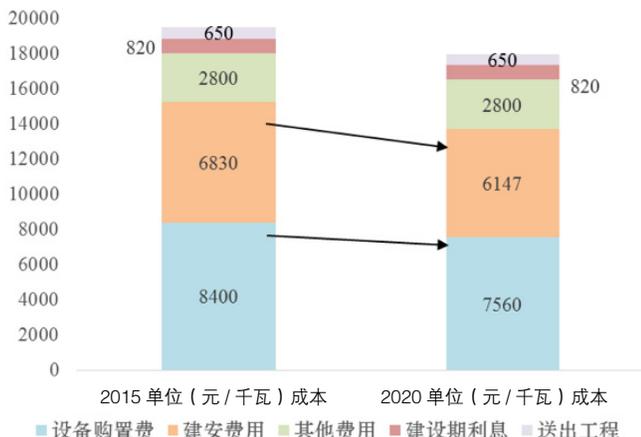


图 13-9 海上风电建设成本构成  
数据来源：国家发展改革委能源研究所，《风电太阳能发电平价路线图研究》

#### （4）海上风电成本下降潜力

综合以上分析，由于海上风电机组基础、运输安装和输电线路费用较高，如果不考虑陆地土地限制因素，海上风电的投资将一直高于陆上风电成本投资。根据国际海上风电投资水平以及中国海上风电项目投资和可研数据，近海风电的投资是陆上风电的2倍，约为14000~19000元/千瓦，预计2020、2030年分别降至14000、12000元/千瓦。

海上风电的运行和维护成本主要取决于海上风电场的可达性、机组的可靠性、零部件所涉及的供应链情况。近期海上风电的度电运行成本要高于陆上风电运行成本（约为陆上风电的1.5倍），未来近海风电的运行维护成本则将与陆上风电持平，预计2020、2030年近海运行维护成本分别为0.15、0.1元/千瓦时。

		2015	2020	2030
海上风电单位投资 (元/千瓦)	近海	16000-22000	14000-16000	12000
	远海	-	50000	40000
运行维护 (元/千瓦时)	近海	0.15	0.15	0.1
	远海	-	0.3	0.2
预期(平均)上网 电价(元/千瓦时)	近海	0.85	0.7-0.78	0.6
	远海	-	>2	1

表 13-3 中国典型海上风电场预期投资成本

### 3、太阳能光伏发电成本下降潜力巨大，提升电池转换效率是关键

中国光伏制造业迅猛发展，光伏组件和系统成本不断下降且降幅显著，不仅直接加速了世界上其他国家实现光伏平价上网，也为中国光伏发电规模化发展及平价上网奠定了基础。光伏发电是目前最具成本下降潜力和技术进步的可再生能源发电技术之一，未来随着技术水平的进一步提高和成熟，光伏发电成本仍会保持下降趋势。近两年来，美国、阿联酋、墨西哥等国家的光伏招标电价（PPA）不断创造新低，最低达到了0.0299美元/千瓦时，中国2016年下半年光伏“领跑者”基地招标项目，最低投标价格也已低至0.52元~0.61元/千瓦时，显现了光伏发电存在较大的下降空间。国内外多家机构对光伏发电成本下降潜力进行了研究和预测，IEA预期光伏发电的长期成本可以下降到0.065美元/千瓦时；国际可再生能源署（IRENA）预测，到2025年全球大型光伏电站投资成本可下降到0.8美元/瓦，相比2015年1.8美元/瓦的投资成本将下降57%。

投资成本（美元/千瓦）

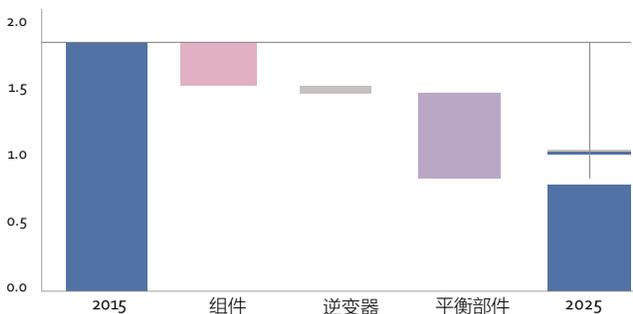


图 13-10 2015-2025 年全球加权平均光伏发电成本变化情况  
数据来源：IRENA 《Power to change 2016》

### 全球光伏招标电价

**美国**，2015年7月得克萨斯州市政公共事业企业奥斯汀能源公司（Austin Energy）与第一太阳能（First Solar）、韩华 Q Cells（Hanwha Q Cells）等开发商以 5 美分 / 千瓦时（0.33 元人民币）签订长期购电协议。

**印度**，2015年11月 SunEdison 公司以 7.1 美分 / 千瓦时的价格获得印度安得拉邦 500 兆瓦太阳能发电项目。

**墨西哥**，2016年3月意大利国家电力公司（Enel）以 3.54 美分 / 千瓦时价格获得墨西哥 442 兆瓦的太阳能光伏发电项目开发权。

**阿联酋**，2016年6月阿布扎比马斯达尔未来能源公司为首的企业联合体以 2.99 美分 / 千瓦时价格中标迪拜马克图姆太阳能公园第三期 800 兆瓦项目，创下业界新纪录。

**中国**，2016年9月山西阳泉和内蒙古包头“领跑者”基地招标，最低投标价格已低至 0.61 元 / 千瓦时和 0.52 元 / 千瓦时。

#### （1）光伏组件成本及变化趋势

从 2008 年至今，光伏组件价格经历了几个快速下降期。2008 年至 2010 年，光伏组件经历了第一个价格快速下跌期，主要原因是多晶硅料价格的快速下降；2010 年至 2013 年，光伏组件价格经历了第二个价格快速下跌期，主要原因是全球金融危机导致的市场需求波动，出现了一定程度的供大于求，导致组件价格持续下降。2013 年至今为第三阶段，光伏组件价格下降速度变缓，市场环境、供需关系趋于稳定与合理。2015 年光伏组件价格稳中有降，从 2014 年平均 4 元 / 瓦降低到 3.8 元 / 瓦，降幅约 5

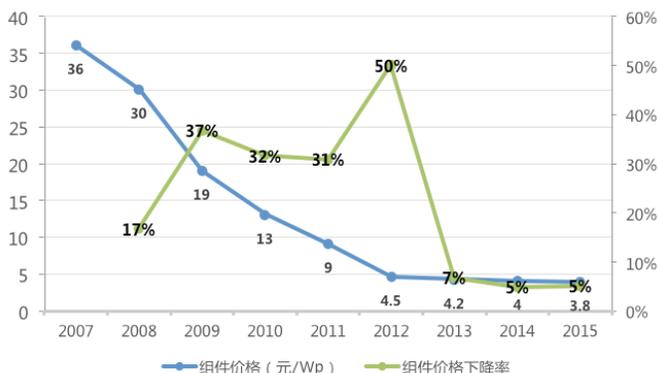


图 13-2 光伏组件 2007-2015 价格变动情况

数据来源：国家发展改革委能源研究所

根据晶体硅组件成本构成情况，主要有组件效率、硅利用率、辅材、设备折旧四个影响因素，其中组件转换效率提升是降低组件成本的最关键因素，其次是辅材成本的降低（包括金属浆料、封装玻璃、EVA、背板、边框、切割线等），同时硅利用率的改善也将对组件成本降低起到一定作用。

——**转换效率提升空间。**随着效率的提升，单位面积的光伏电池片功率将会提高，使得相同面积情况下光伏组件的峰值功率提升，在组件价格不变情况下，单位功率的光伏组件价格下降。按照光电转换效率对应峰值功率表，60片156mm×156mm多晶硅电池片效率每增加一个百分点，峰值功率相应提升15峰瓦（根据经验公式，电池转换效率每提升1个百分点成本可下降7%）。按2015年多晶硅电池组件平均价格3.8元/峰瓦计算，相当于价格下降0.21元/峰瓦。

另一方面，晶体硅电池效率的提升相应也会提高边际成本，但考虑到未来国家对效率较高电池的大规模推广而带来的市场规模扩大，边际成本具有下降空间。按照常规p型多晶硅组件效率到2018年提升到18%、2020年达到19.5%计算，电池组件价格可有0.4~0.75元/峰瓦的下降空间。

——**提高硅利用率。**硅利用率的改善依赖于切割损失的降低、硅片厚度的降低及组件转换效率的提升。切割损失主要与切割技术有关，目前市场上主流切割技术为多线切割，预计硅片厚度可达到120μm左右，相比目前的140μm有20μm左右的降低空间。另一种切割技术为金刚石线切割，具有更低的切割损失，硅片厚度预计可达到100μm左右，未来有大规模推广潜力，至2020年金刚石线切割预期占单晶硅切割市场的80%的份额，占多晶硅切割市场的20%的市场份额。硅片厚度也与电池结构有关，常规电池结构由于背面铝背场带来的应力，很难减少电池片厚度，厚度降低空间有限。但如果高效结构电池可实现产业化，以新型背场技术代替铝背场，就可大幅降低电池片厚度，甚至可达到50μm左右。

——**硅料价格下降。**硅料价格是影响光伏组件价格的核心因素。多晶硅成本主要包括能源消耗、原材料、人力以及设备折旧等财务和管理费用，其中能源消耗占总成本的39~46%。过去十年，基于改良西门子工艺的多晶硅生产能耗水平降低明显，从2007年的综合电耗350千瓦时/千克降低到2015年的85千瓦时/千克，降幅72%。随着能耗的不断降低，多晶硅仍存在一定降价空间。另外，一些新的硅料生产技术开始走向大规模应用，从而显著降低硅料成本。如多晶硅流化床（FBR）法，具有低成本的优势，2020年，流化床技术预计可达到35%的市场份额，颗粒硅价格可下降到45元/千克左右。按照2015年组件硅料成本0.68元/峰瓦计算，随着硅利用率的提高以及硅料价格和加工费用的降低，组件硅料成本可下降到0.38元/峰瓦。

——**其他生产技术的发展空间。**其它一些措施也在不断开发应用中，如银用量降低，银浆的单片电池用量可能降低至0.25克；正银浆料的国产化以及大量企业的涌现将带来浆料成本的下降；铸锭炉尺寸可持续改善，更大尺寸的铸锭炉在研发中，单炉尺寸将可能达到1200千克以上；细化栅线改进丝网印刷技术等，这些都是降低组件成本的可能方式。

综合以上分析，随着光伏电池效率的提升、工艺改进以及辅料成本下降，预计光伏组件成本2020年可降到2.7元/峰瓦，2030年可下降到2元/峰瓦。

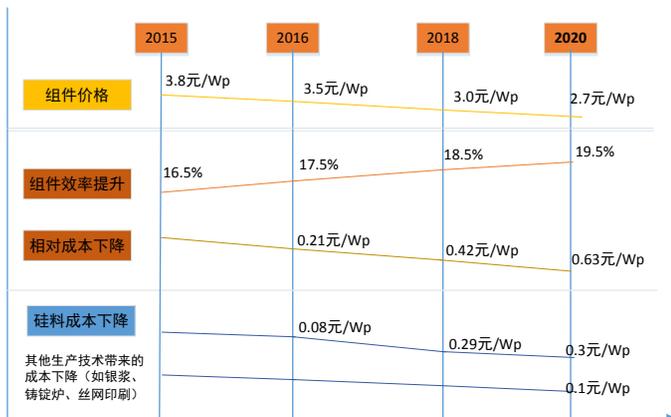


图 13-11 电池组件价格预测  
数据来源：国家发展改革委能源研究所，《风电太阳能发电平价路线图研究》

## (2) 平衡部件成本及变化趋势

逆变器是影响太阳能光伏发电系统发电量的重要平衡部件，目前光伏逆变器自身转换效率已超过 98%，接近转换效率极值，然而受天气、日照量等变化因素影响，光伏电站发电呈现波动性，逆变器并没有最优化运行。通过将电站与逆变器综合优化，使逆变器采用智能调节运行方式，即可实现电量提升，也可提升逆变器使用寿命，从而降低电站投资成本。

同时逆变器的技术发展将会影响到电缆线径规格的变化从而大幅度降低线缆及铺设的成本。目前部分企业开始推出采用 SiC 和 GaN 功率模块的光伏逆变器产品。碳化硅内阻很小，可以节省母线电容。2015 年，大型光伏电站光伏逆变器价格在 0.2–0.3 元/瓦，预计到 2020 年有 0.1–0.15 元/瓦的下降空间，到 2030 年下降不明显。

逆变器向高度集成化发展，直流集成单元、数据采集装置、环境监测设备等与逆变器高度集成，在减少占地同时也可实现维护成本的降低。光伏电站通信和监控方面，产业逐渐由卖产品向卖服务转型，大幅度降低通信和监控的初始投资，预计到 2020 年这部分的投资费用下降 0.2~0.4 元/瓦，到 2030 年间接减少投资费用 0.4~0.6 元/瓦。其它设备如接线盒、汇流箱等设备及线路连接的成本随着电子技术的提高和材料的改进，也会有一定的成本下降空间，预计到 2020 年为 0.1~0.2 元/瓦，2020 年之后保持稳定水平。

## (3) 运行维护成本

通过将大数据、云计算、物联网技术等与能源领域的结合，一方面可以实现发电端的智能化运营维护，降低维护成本；另一方面，可对处于运行状态的设备进行预防性报警，增加客户的电站运行和产出效率。从运维发展方向来看，运维系统将在应用的直观性、便捷性、数据采集方面，以及分析的精确性、远程维护管理等方面，有更多的提升和发展。目前，电站运维成本占到光伏电站投资总成本的 2% 左右，预计到 2020 年、2030 年运维成本将分别占到年运营费用的 1.5% 和 1%。

## (4) 太阳能光伏发电下降潜力

综合以上分析，预计 2020 年中国光伏组件价格可下降到 2.7 元/峰瓦左右，光伏逆变器下降到 0.15 元/瓦，通信监控及相关电气设备下降到 0.6 元/瓦，支架和其他电气设备下降空间不明显；预计不考虑储能的并网光伏系统初投资到 2020 年可下降到 6 元/峰瓦

左右。

在电价需求方面，预期到2020年集中式光伏发电的电价需求将降低到0.47~0.70元/千瓦时，2030年下降到0.4~0.6元/千瓦时以下；分布式光伏发电电价需求到2020年、2030年将分别下降到0.49~0.74元/千瓦时和0.44~0.66元/千瓦时左右，光伏发电已可以与煤电相竞争。

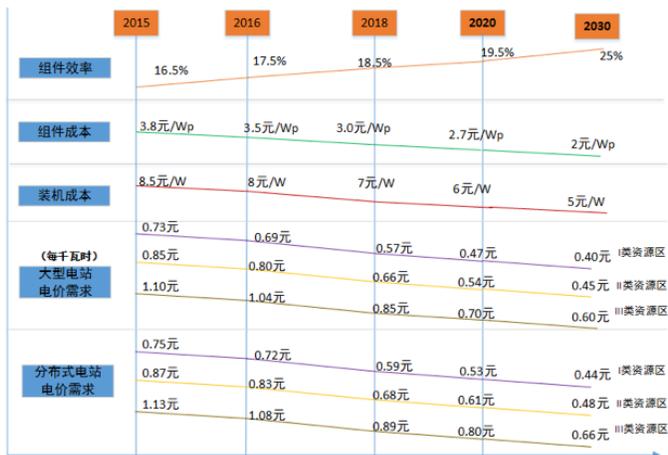


图 13-12 近期光伏发电电价需求下降路线图

数据来源：国家发改委能源研究所，《风电太阳能发电平价路线图研究》

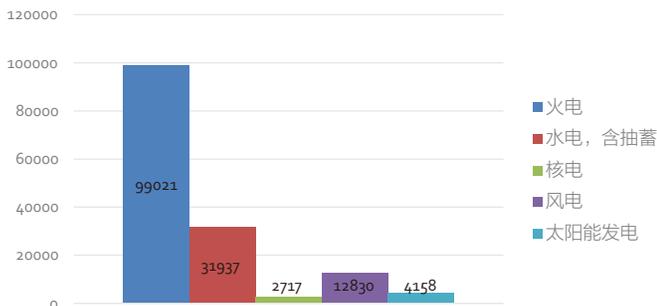
年份	2015	2020	2030
晶硅价格(美元/千克)	15-20	12-18	10-16
晶硅组件成本(元/瓦)	<3	<2.5	<2
晶硅光伏系统成本(元/瓦)	8.0	6.0	5.0
集中式光伏电价需求(元/千瓦时)	0.73-1.10	0.47-0.7	0.4-0.6
分布式光伏电价需求(元/千瓦时)	0.79-1.23	0.53-0.80	0.44-0.66

表 13-4 2015-2030 年光伏组件、系统及电价需求变化趋势  
资料来源：国家发展改革委能源研究所，《2050 高比例可再生能源情景暨路径研究》

## 十四、化石能源真实成本

煤炭在中国电力结构中长期居于核心地位。从中国电力消费结构来看，2015年全国煤电装机 8.8 亿千瓦<sup>1</sup>，占火电装机比重为 89.3%，占全国发电装机比重约为 60%，发电量约占全国电力发电量的 73%。考虑到目前可再生能源主要是风电、光伏等形式，本报告主要以化石能源发电（煤电）进行对比分析。

（万千瓦）



（亿千瓦时）

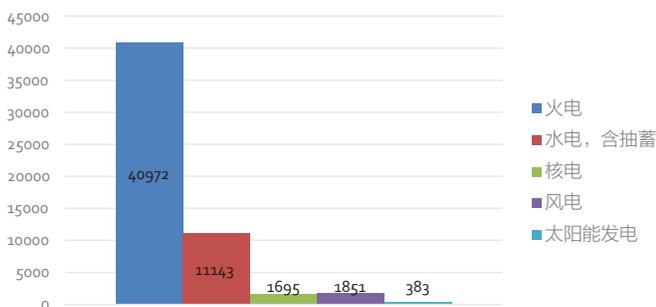


图 14-1 2015 年全国发电装机容量和发电量

来源：2015 年全国电力工业统计快报

### （一）煤电定价机制

#### 1、煤炭价格

秦皇岛港是我国重要的对外贸易口岸，是目前世界最大的煤炭输出港和散货港。秦皇岛港目前作为我国“北煤南运”的核心枢纽港，其煤炭价格在一定程度上反映了华东及东南沿海地区电煤市场供求状况，也成为全国动力煤价格的风向标。受国内能源需求及国际石油等大宗商品价格上涨等综合因素影响，从新世纪以来，煤炭价格快速上涨，秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价格从 2005 年的 400 元 / 吨左右，快速上涨到 2011 年的 860 元 /

<sup>1</sup><http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2016-02-03/148763.html>

吨，达到最高点。之后煤炭产能过剩趋势加剧，加之随着能源结构优化和能源供应转型力度增加，国际能源供需形势也趋于缓和，2014年后石油价格大跌，使我国煤炭价格进入持续下跌的通道。2012年动力煤价格为640元/吨，同比跌幅达26%。2013–2015年煤炭价格一路跌至370元/吨，跌破十年来最低价。2016年上半年，随着煤炭、钢铁行业供给侧结构性改革政策逐步推进，国内各地去产能进程加快，煤炭生产量大幅下降；加之宏观环境偏松，基建和房地产发力，钢材等耗煤行业需求增加，供应过剩的局面有所缓解，带动煤炭价格小幅上涨。



图 14-2 历年秦皇岛港动力煤离岸价  
数据来源：秦皇岛煤炭网

总的来看，随着供给侧改革步伐加快，国内煤炭产能过剩的形势有所缓解，但仍很严峻。当前煤炭价格虽有所波动，但考虑到产能过剩的基本面以及国家控制煤炭消费、坚持低碳发展的长期能源战略，预计未来煤炭价格再难以重现过去高企的局面。

总的来看，在经历了地方煤矿计划产量自定价格、议价出售到统配煤由政府定价以及部分煤炭由市场定价的价格双轨制，再到政府对发电用煤实施指导价格，中国煤炭价格已经逐步实现完全市场定价。所有煤价均由供需双方根据市场状况协商确定。其间，由于煤炭价格上涨过快，煤电矛盾激化，政府制定了多种政策措施来试图缓解政府直接干预电煤价格，包括实施电煤指导价，对重点电煤合同价甚至市场电煤价实行最高限价，以及实施煤电价格联动政策，疏导煤炭价格上涨给电力企业的压力。2012年底取消了重点电煤合同价。之后，煤炭市场出现供大于需局面，煤炭价格大幅下滑，政府再未干预煤炭价格。随着这一系列市场化改革的推进，进入本世纪以来，中国逐步允许各类投资主体进入煤炭领域，煤炭行业也更加市场化。

值得注意的是，当前煤炭价格形成机制尚未充分反映其资源稀缺程度，环境外部性成本也是远未体现。中国一直以来采取“从量计征”的煤炭资源税费征收办法，没有起到调节级差及反映资源稀缺性的效果，2014年后煤炭资源税改为“从价计征”，税率在2~10%之间。近年来各级政府陆续对煤炭开采征收煤矸石排放费、矿井水排放费、矿山环境恢复治理保证金等环境税费，但是，这些环境税费加起来也才每吨几十元。但实际上，煤炭开采的外部性不仅包括对大气、水、土地等生态环境的永久性破坏，也包括维持煤炭持续性利用所付出的个体健康和成本。此外，煤炭使用对大气环境、居民健康的影响更是不容忽视，但中国仍未通过价格税费政策来加以反映，征收能源税和碳税、二氧化硫税等环境税与否仍在讨论。

## 2、煤电定价机制

2004年，国家发展改革委在经营期电价政策基础上，推出了标杆电价政策，明确按分省确定各地燃煤发电统一的上网电价。同时建立了政府调控下的煤电价格联动机制以解决“市场煤”和“计划电”之间的不协调关系。该机制要求电力企业自行消化30%的煤价上涨因素，在此基础上，根据煤电联动公式，将上网电价随煤炭价格变化调整。上网电价调整后，再按照电网经营企业输配电价保持相对稳定的原则，相应调整电网企业对用户的销售电价。2005年至2008年间，煤电联动机制曾多次启动。但在2008年之后，煤电联动机制并未得到严格执行。期间，燃煤发电上网电价也经历多次调整，但均未以“煤电联动”之名。2012年国务院对联动机制进行了修改，当电煤价格波动幅度超过5%时，以年度为周期，相应调整上网电价，同时将电力企业消纳煤价波动的比例由30%调整为10%，这一调整拉长了实施周期、调低了电企承担价格波动比例。

2015年底，国家发展改革委又颁布文件，继续完善煤电联动机制，主要规范了三点，一是明确煤电价格联动机制基准，电煤价格以中国电煤价格指数2014年各省（区）平均价格为基准煤价，原则上以与基准煤价对应的上网电价为基准电价，每次实施煤电价格联动，电煤价格和上网电价分别与基准煤价、基准电价相比较计算；二是对煤电价格实行区间联动，以5000大卡/千克代表规格品电煤价格为标准，根据是否超出规定范围以及超出的绝对量，决定是否由发电企业消纳或是确定煤电联动系数；三是上网电价调整后，相应调整销售电价，即传导机制。

2005年至2012年期间，随着中国煤炭价格的不断飙升，为缓解发电企业压力，国家发展改革委多次上调煤电标杆电价。2005年第一次启动煤炭联动机制，上调煤电上网电价0.0252元/kWh；随后在2006年分别针对各区域情况进行调整，上调幅度在1.5%~5%之间。在2008-2009年期间中国三次上调煤电电价，每千瓦时分别上调0.025元、0.02元和0.028元。2011年国家发展改革委上调了部分亏损严重煤电标杆电价。自2012年以后，煤炭价格不断下降甚至已达到2004年末的水平，中国逐步下调了煤电标杆电价。2013年9月25日，煤电标杆电价平均下降1.44分/kWh，2014年9月1日，煤电标杆电价平均下降0.93分/kWh但增加了环保电价支持力度，2015年4月，煤电标杆电价平均下调2分/kWh；2015年12月，再次下调煤电标杆电价，平均下调幅度约3分/kWh。四轮连续调整后，全国煤电标杆电价算术均值为0.3673元/kWh。

全国平均煤电标杆上网电价（元/千瓦时）

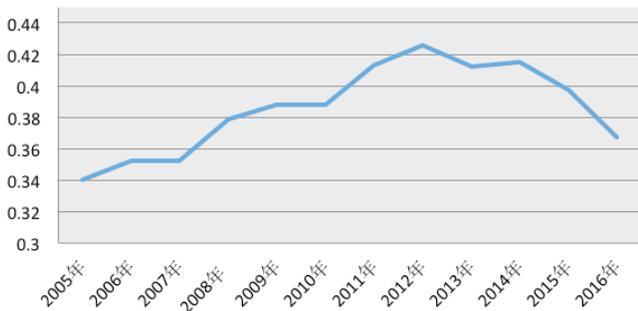


图 14-3 全国历年煤电平均标杆上网电价

数据来源：历年平均上网电价是通过全国 32 个省级电网煤电上网电价算术平均结果。2005-2011 年含脱硫电价；2014-2016 年含脱硫、脱硝和除尘电价。

总的来看，在煤炭总量控制、环境保护及增收资源税的大趋势下，煤电成本下降空间较小。伴随电力市场供需关系的变化、环境保护支出的增加，煤电企业将面临机组利用小时下降和成本上涨的挑战。因此，长期来看，煤电成本走高是未来的一个趋势，但近期在煤炭价格保持平稳的情况下，煤电价格波动的可能性较小。受环保压力以及碳排放约束力不断增加，煤电在脱硫、脱硝、除尘、除汞等方面存在改造需求，成本增加的压力不断增大。目前烟气治理的环保电价合计为 0.027 元 / 千瓦时，未来多个超低排放改造项目的成本体现在电价上，将是在现行 0.027 分 / 千瓦时基础上再增加 0.005~0.01 元 / 千瓦时甚至更高。

## （二）燃煤发电的环境外部性范围

外部性（Externality）或外部成本是指由于生产的外部效应（主要指负的外部效应）引起的成本；外部效应是指生产者或者消费者的活动对其他生产者或消费者带来的非市场性影响，也就是外部性。

可再生能源具有低碳、清洁的特点，有利于环境保护的可持续发展；而化石能源的开采、加工及终端消费都会对环境产生破坏。为了更好的开发利用可再生能源，充分认识到化石能源大规模开发对环境的巨大危害，有必要对可再生能源外部性进行客观的评价。

结合煤炭生命周期过程与环境成本理论，煤炭的环境外部成本包括煤炭在开采、运输及使用过程中，造成的环境污染及对生态系统的破坏，且未被受益企业承担的那部分经济损失。煤炭在生产、运输和消费（发电）过程中会排放出  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、烟尘、颗粒物等污染物，是大气污染物的主要排放来源；此外，燃煤发电还是温室气体最大的排放来源。对水、生态系统、空气质量和人体健康产生诸多不可逆的负面影响。这些外部性都应在衡量煤电成本时加以完整考虑。

虽然中国的煤炭和火电定价机制中也考虑了一部分外部性成本，比如在煤炭开采环节征收了煤炭资源税，在使用环节中对燃煤电厂征收了排污费，但一方面这些费率较低，并没有完全覆盖所产生的外部性损失，另外一方面，当前还没有建立一个完整的系统性的外部性损失评价体系，来真实评价煤炭从开采到燃烧各个过程中对全社会造成的方方面面的危害，并加以量化、折算到燃煤发电的成本之中。为了更好的评价可再生能源发电的经济

效益，有必要对化石能源的外部性做系统性研究，从而为可再生能源发电提供一个公平的市场竞争环境。

燃煤发电环境外部成本评估需要考虑从煤炭生产、煤炭运输到电站运营等多个环节，按照能源生产－污染排放－环境和健康损害－社会经济价值评估的分析方法进行量化分析，主要包括以下三个方面：

(1) 煤炭生产和运输：包括煤炭的开采、运输等环节对环境产生的影响，主要是考虑在上述过程中对外部大气、水、生态系统等造成的损害。

(2) 燃煤发电：煤炭燃烧用于火力发电时产生了包括  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  以及细颗粒物 ( $\text{PM}_{10}$ 、 $\text{PM}_{2.5}$ ) 等多种污染物，会对人体健康、农业等产生很大危害，从而造成相应的外部性损失。

(3) 温室气体排放：燃煤发电产生大量的  $\text{CO}_2$ ，按照当前的水平，一吨煤炭生产、运输和消费全周期的温室气体排放为 2.179 吨二氧化碳当量，其中 95% 左右发生在消费环节<sup>2</sup>。作为全球最大的温室气体排放国，根据有关方面估算<sup>3</sup>，2013 年中国二氧化碳排放总量达到 100 亿吨左右。

很多研究针对燃煤发电的环境外部性做了系统性的核算，对主要污染物的表现形式、核算的损失项、核算方法等。本文引用的数据，也是针对以下范围核算的相关研究结果。

污染表现形式	核算损失项
大气污染	健康危害
	农业损失
	材料损失
	生活损失
水污染	健康危害
	农业损失
	工业损失
	生活损失
	污染型缺水损失
固体废物	占地损失
污染事故	渔业
	其他

表 14-1 燃煤发电环境外部成本的核算范围

来源：《绿色国民经济核算》，王金南等，2009

### (三) 国际煤炭环境外部性研究

哈佛大学医学研究院 2011 年的研究表明，煤炭供应了美国 50% 的电力，也产生了 80% 的  $\text{CO}_2$ ，占用了铁路运输 70% 的资源。考虑煤炭全生命周期内的污染物排放， $\text{CO}_2$  价格按照 30 美元/吨测算，以支付意愿法 (value of statistical life, VSL) 评估公众健康影响，即 2000 年约 600 万美元/人，2008 年达到 750 万美元/人。结论是，美国 2008 年煤炭的环境外部成本为 1750 亿美元－5200 亿美元之间，折合单位千瓦时成本为 9.42－26.89 美分，平均约为 17.84 美分/kWh。其中，“公众健康”的环境成本为 746 亿美元，

<sup>2</sup> 《煤炭的真实成本》，滕飞，清华大学，NRDC，2014

<sup>3</sup> 《煤炭使用对中国大气污染的贡献》，中国煤控项目，NRDC，2014 年 10 月

折合单位千瓦时成本为 4.36 美分。

国际可再生能源署（IRENA）2016 年的研究指出，全球能源生产消费导致的气候变化和空气污染的外部性约 2.2–5.9 万亿美元，与全球能源供应成本的 5 万亿美元相当。报告对主要国家包括中国的主要污染物排放情况也作出了预测（2010 和 2030 年），其中，2010 年 PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、VOC、CO<sub>2</sub> 的排放量为 493、2324、1642、597 万吨和 77 亿吨，2030 年相比 2010 年排放量增长率为 5%、-31%、15%、14%、49%。

IRENA 在 2015 年对化石能源外部性成本做了系统分析，并对比了 2005 年和 2010 年的不同结果，结论是随着社会公众对环境重视程度的不断提高，化石能源的外部性成本也呈现出逐渐升高的趋势。其中，2010 年欧盟地区 PM<sub>2.5</sub> 的单位外部性成本为 3.4 万–9.9 万美元/吨，SO<sub>2</sub> 为 0.74 万–2.12 万美元/吨，NO<sub>x</sub> 为 0.58 万–1.59 万美元/吨。

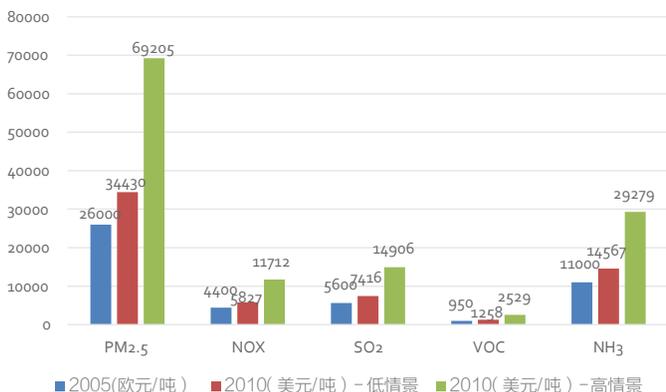


图 14-4 欧盟 25 国不同污染物的外部性成本

国际能源署（IEA）2016 年《世界能源展望特别报告》指出，全球 85% 的细颗粒物和几乎所有的 SO<sub>x</sub> 和 NO<sub>x</sub> 都来自于能源生产和利用。这三种污染物也是最广泛的空气污染源，可直接污染空气或通过大气层中的化学反应转变成其他污染物。2015 年，全球能源部门产生了 8000 万吨 SO<sub>2</sub>，其中三分之一来自于电力部门；中国约占四分之一，印度为 900 万吨。2015 年全球氮氧化物排放量约 1 亿吨，交通和工业部门最大，电力约占 14%。颗粒物污染在发展中国家表现最为突出。

IEA 的报告指出，2012 年，全球大约有 650 万人因室内和室外空气污染而死亡，其中，中国因室内空气污染导致的死亡人数约 150 万、因室外空气污染导致的死亡人数约 100 万。燃煤发电导致的颗粒物污染是一个重要因素，在欧盟地区，超过 17 万人的过早死亡要归因于 PM 污染、1.6 万人过早死亡归因于臭氧暴露。在中国，虽然污染物排放总量在下降，但人口老龄化会让人体健康更容易受到空气污染的影响。

该报告也按照“支付意愿法”评估了欧盟、美国、中国三个主要经济体空气污染导致的人体健康损失，OECD 国家约为 150–450 万美元/人，欧盟 2010 年人体健康损失为 4400–12500 亿美元；美国仅化石能源和电力部门造成的健康影响在 2011 年为 1600 亿美元；中国 2003 年人体健康损失约为 850–2800 亿美元。

从国际上关于环境外部性的研究成果可看出，

(1) 随着能源消费量不断增长, 全球污染物排放整体呈上升趋势; 但随着公众环境意识的提高, 对环境污染的危害认识的更加清晰, 环境外部性的成本也呈现出逐渐升高的趋势, 尤其是在涉及到公众健康和气候变化等方面的趋势更为明显。

(2) 随着先进技术的不断采用, 煤电单位污染物排放量在降低, 但是单位污染物的环境成本在增加, 并且是呈数量级的增加; 同时, 污染物对环境, 包括健康的影响仍比较滞后, 很多最新的研究采用的仍是 2008 年、甚至 2004 年的研究成果, 相应的暴露 - 反应关系等重要参数还需要根据各国、各地区的具体情况进行调整。但总的来看, 污染物确实会对人体和气候变化造成重大影响; 在短时间内, 虽然污染物的排放量会有变化, 但从大气污染对整个环境影响的整体角度来看, 相应的参数仍可以沿用, 作为评价化石能源环境外部性的依据。

(3) 国际上的研究也表明, 在目前的技术条件下, 要将环境外部性准确量化并取得一致性的认可, 尚存在很大的困难。除了数据资源的限制, 同时也存在很多不确定的因素阻碍科学、全面的认识这些影响。

#### (四) 煤炭生产和运输阶段的环境外部性

国内对于煤炭的环境外部性已经开展了很多研究, 由于在具体的环节方面采用的方法和考虑的因素不同, 不同研究的结果仍然存在差异, 但总的结论仍然在一定的区间之内。本文总结选取了一些国内权威研究机构近年来所做的研究进行综述。

国家环境保护部环境与经济政策研究中心对中国温室气体减排与污染物排放控制的协同效益潜力进行了评估(2006)。具体结果是: 中国具有每年可以减排 100 万 ~600 万吨 SO<sub>2</sub> 的潜力, 同时减少 9000~48000 人因空气污染所导致治病的死亡, 可以带来每年至少 300 亿人民币的健康及其他收益。

2008 年, 天则经济研究所联合多位不同学科领域的专家学者共同完成了《煤炭的真实成本》<sup>4</sup>, 对中国煤炭利用产生的各种外部成本, 包括空气污染、水污染、生态系统退化、健康损失以及政府管制带来的成本及价格扭曲进行了测算, 开采环境成本为 69.47 元/吨, 燃烧环境成本为 91.7 元/吨, 共计 161.17 元/吨; 其中, 已内部化的成本为 75.60 元, 主要是在开采阶段, 还有 86 元的外部成本、约占总环境成本的 53% 尚未实现内部化。

环境保护部环境规划研究院对煤炭环境外部成本核算及内部化方案进行了研究, 以 2010 年各种数据核算的结果表明<sup>5</sup>, 在生产环节环境污染中, 尘肺病患者社会生产力损失折算为吨煤成本为 14.81 元, 占环境污染成本的 48%, 林木经济损失吨煤成本占生态破坏成本的比例最大, 为 16.40 元/吨煤; 在运输环节, 铁路运输环境污染吨煤成本为 27.28 元, 占运输成本的 52%; 在使用环节, 燃煤造成的大气污染导致的人体健康损失吨煤成本占使用吨煤成本最大, 为 67.81 元/吨煤; 合计煤炭外部总成本为每吨 205 元。

清华大学所做的《煤炭的真实成本》研究以 2012 年数据为基础, 根据市场价值法、防护费用法、恢复费用法、影子工程法、机会成本法、人力资本法等方法, 对这些外部性

<sup>4</sup>《煤炭的真实成本》, 茅于軾, 盛洪, 杨富强等著, 北京: 煤炭工业出版社, 2008。

<sup>5</sup>《煤炭环境外部成本核算及内部化方案研究》, 环境保护部环境规划研究院, 2014 年 7 月

进行了货币化计算，计算了煤炭使用所产生的环境和健康成本。分析表明货币化后的损害成本约为 260 元 / 吨煤，其中煤炭生产的外部损害成本为 66.3 元 / 吨煤，约占 25.5%；煤炭运输的外部损害成本为 27.8 元 / 吨煤，约占 10.7%；煤炭消费的外部损害成本为 166 元 / 吨煤，约占 63.8%。

环节	项目类别	研究 1	研究 2	研究 3
煤炭生产和运输环节 (元 / 吨)	1、生产	69.47	68	66.3
	煤矿资源			11
	水资源			33.46
	矿区职工健康损失		14.81	0.58
	其他		38.76	21.26
燃煤消费环节 (元 / 吨)	2、运输		52	27.8
	3、健康	44.8	67.81	166.2
	超额死亡		67.81	
	4、其他	46.9	17.23	
	小计 (3+4)	91.7	85.04	166.2
合计 (1+2+3+4)		161.17	205	260.3

表 14-2 国内煤炭生产和运输环节的环境外部成本评价综述

注：  
研究 1：《煤炭的真实成本》(天则经济研究所等，2008 年)  
研究 2：《煤炭环境外部成本核算及内部化方案研究》(环保部环境规划院，2014 年)  
研究 3：《2012 煤炭的真实成本》(清华大学，2014 年)

### 生产运输阶段的环境外部性

如上文所示，国际上不同年代所做的环境外部成本也是不断增加，表明随着居民收入水平增加，外部性的数值也相应增加，一般在 0.12~1.77 元 / kWh (1.6 欧分 / kWh-26.89 美分 / kWh) 之间。国内的研究范围在 0.124~0.315 元 / 千瓦时之间；若不计算温室气体，则外部成本约在 0.054~0.182 元 / 千瓦时之间。

很多研究结果对煤炭的生产和消费做了很多外部性的研究，如果考虑从煤炭生产、煤炭运输到电站运营等多个环节，国际上近年的研究如欧盟地区达到 3000 亿美元级别，国内最新的研究在 1000 亿美元级别，国内研究普遍较为保守，相关研究结论要比国际上的数值要更低。

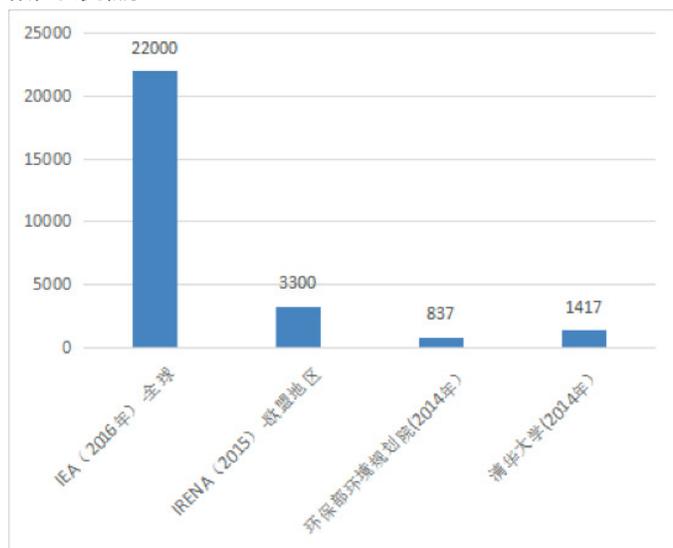


图 14-5 国内外环境外部性研究主要结论比较 (亿美元)

从上述不同研究的结果对比来看,随着时间推进,国内关于煤炭环境外部成本的研究,2008年的测算结果是161元/吨,2010年的测算结果是205元/吨,2012年的测算结果是260元/吨,煤炭外部性损害成本呈逐渐增加的趋势,这也符合国际上的普遍研究成果,即随着经济社会发展以及居民收入不断提高,公众更加重视环境保护,化石能源的外部性损害成本也会不断升高。为此,选取三个研究中最新的研究,即《2012煤炭的真实成本》(2014年)相关结论,作为评价煤炭在生产运输环节的环境外部性结果。

以2012年数据为基础,考虑当年全国火力发电量及供电煤耗,可测算当年燃煤发电增加的环境外部成本约为0.043元/千瓦时。

环节	项目类别	《2012 煤炭的真实成本》 (2014 年)	
		元 / 吨原煤	元 / kWh
煤炭生产和运输	1、生产	66.3	0.030
	煤矿资源	11	0.005
	水资源	33.46	0.015
	其他	0.58	0.000
	其他	21.26	0.010
	2、运输	27.8	0.013
小计		94.1	0.043

表 14-3 燃煤发电在生产和运输环节的环境外部成本

## (五) 燃煤发电阶段的环境外部性

火力发电过程中产生的主要污染物包括 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、烟尘以及颗粒物。这些污染物会对人体健康、作物、建筑物等产生很大危害。由于脱硫除尘等装置已经包含在火力发电生产成本之中,本报告主要考虑未经处理排放到环境之中的污染所带来的损失。

### 1、中国当前燃煤发电污染物排放总量

煤炭开采、运输和消费过程中会产生严重的环境污染。根据统计,全国烟尘排放量的70%、SO<sub>2</sub>的85%、NO<sub>x</sub>的67%、CO<sub>2</sub>的80%都来自于燃煤<sup>6</sup>。以煤为主的能源结构也带来了日益严重环境污染、公众健康和温室气体问题。

中电联统计表明<sup>7</sup>,2014年,按照修订后的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011),燃煤电厂除尘设施进行了大范围改造,在继续应用低温电除尘器、高频电源、移动电极技术的基础上,湿式电除尘器等开始在一些新建机组和改造机组上大规模应用。同时,通过优化现有脱硫吸收塔内流场、改造湿法脱硫除雾系统等方式提高了

<sup>6</sup> 《煤炭的真实成本 2008》, 茅于軾等著

<sup>7</sup> 《2015 中国电力工业现状与展望》, 中国电力联合会。http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2015-03-10/134972.html

对烟尘的协同脱除能力。

——二氧化硫。经中电联初步统计分析，截至2014年底，统计口径内的燃煤发电机组基本上全部采取了脱硫措施，其中，烟气脱硫机组容量约7.55亿千瓦，约占全国煤电机组容量的91.5%，比2005年提高77个百分点；其他机组主要为具有炉内脱硫能力的循环流化床锅炉。

经过多年的努力，中国二氧化硫排放总量大幅下降。根据中国环境统计数据<sup>8</sup>，2015年，全国二氧化硫排放总量为1859.1万吨，其中电力行业贡献了约三分之一，达到620万吨，但比最高峰时的1350万吨（2006年），下降了超过一半。

——氮氧化物。经中电联初步统计分析，截至2014年底，烟气脱硝机组容量约6.6亿千瓦，约占全国煤电装机容量的80%，比2013年提高了近22个百分点；预计火电烟气脱硝比重达到72%左右。根据中国环境统计数据，2015年全国氮氧化物排放总量为1851.8万吨，电力行业约为921万吨。

——烟尘。燃煤电厂是传统的烟尘排放大户，但近年来在大规模加装除尘设施后，排放量下降很快，2014年约98万吨，仅是高峰时370万吨（2006年）的26%。

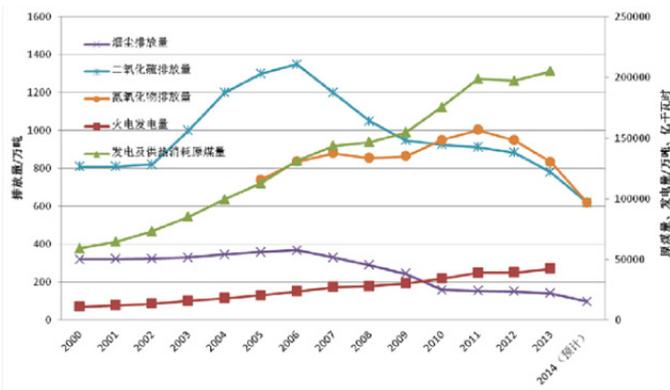


图 14-6 1980-2014 年火电发电量、电煤用量与污染物排放情况  
来源：《2015 中国电力工业现状与展望》，中国电力联合会

## 2、未来中国燃煤发电污染物排放趋势

本文测算燃煤发电主要污染物排放基准年是2012年，当年中国火力发电锅炉及燃气轮机仍未全部完成改造，按照旧的环保标准（GB13223-2003）污染物排放水平较高。自2014年7月1日起国家环保部对现有火力发电厂执行新的大气污染物排放标准（GB13223-2011）。新排放标准相比目前现行的GB13223-2003排放标准，对火电厂主要排放污染物烟尘、二氧化硫、氮氧化物以及汞（及化合物）的排放限值都有了更为严格的规定，火电厂常规排放的限值都有了大幅度的降低。

2015年12月，国务院常务会议决定，在2020年之前对燃煤电厂全面实施超低排放和节能改造，火电厂执行超低排放标准，即在基准氧含量6%条件下，烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>排放浓度分别不高于5mg/m<sup>3</sup>、35mg/m<sup>3</sup>、50mg/m<sup>3</sup>，分别是目前现行的GB13223-2003排放标准的16.7%、17.5%、25.0%，未来燃煤发电主要污染物排放将会进一步降低。

<sup>8</sup> 中华人民共和国环境保护部，《2015 中国环境状况公报》

污染物项目	限值		
	GB13223-2003	GB13223-2011	超低排放
烟尘	300	30	5
二氧化硫	2100	100	35
氮氧化物（以 NO <sub>2</sub> 计）	1500	100	50

表 14-4 火力发电锅炉大气污染物排放浓度限值（单位：mg/m<sup>3</sup>）

来源：国家环保部

为减少污染物排放量，必须加装脱硫、脱硝、除尘等设施，并增加火电企业的运营成本。中电联测算<sup>9</sup>表明，2014 年脱硫、脱硝、除尘建设和改造费用超过 500 亿元，每年用于煤电环保设施运行的费用超过 800 亿元。为鼓励火电企业增加环保设施，国家陆续在上网电价中增加了脱硫、脱硝、除尘环保电价，从而相应提高了火电企业的总上网价格。2014 年，国家还进一步明确了，省级电网企业与可再生能源发电企业结算电价标准，按当地燃煤发电企业含脱硫、脱硝、除尘电价的标杆上网电价执行。

根据当前的排放标准，目前烟气治理 2.7 分 / 千瓦时的环保电价<sup>10</sup>对应的煤质污染物排放浓度限值为：烟尘 20 毫克 / 立方米、二氧化硫 100 毫克 / 立方米（一般含硫量）、氮氧化物 100 毫克 / 立方米（高挥发份煤）。如再考虑未来超低排放改造，烟尘再降 10 毫克 / 立方米、二氧化硫降 65 毫克 / 立方米、氮氧化物降 50 毫克 / 立方米，从而达到超低排放标准，届时将大幅降低燃煤火电的污染物排放总量。在这些设备运营正常的乐观情景下，燃煤发电的环境外部性损失都基本得到内部化，相应的环保补贴电价在现行 2.7 分 / 千瓦时基础上会再增加 0.5~1 分 / 千瓦时，即火电环保补贴电价达到 3.2~3.7 分 / 千瓦时，也就是燃煤火电考虑环境外部性后的内部化价格。

### 3、国内燃煤发电 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 及烟尘的环境外部性相关研究

#### 环境危害

燃煤发电导致的 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、烟尘等污染物是中国大气污染的主要来源，对环境产生了巨大危害。对污染物的环境影响的研究表明，大气污染健康终端的相对危险度（RR）基本上符合一种污染物浓度的线性或对数线性的关系，一般可以按照直线计算健康效应和经济损失<sup>11</sup>；各污染物浓度与日死亡率的暴露反应关系曲线基本为线性递增型，且不存在明显的阈值<sup>12</sup>。国外的研究也表明，在一段时间范围内，相应的污染物暴露 - 反应关系等危害参数可以沿用。因此，在计算污染物环境外部性的时候，可以参考近期研究成果确定相应的危害参数和价值量，分别计算每一类污染物的环境外部成本然后相加，得出燃煤发电污染物排放总的环境外部成本。

#### 损害成本

对于这些环境外部性的量化测算，国内也开展了很多研究，由于采用的方法和考虑的

<sup>9</sup> 《2015 中国电力工业现状与展望》，中国电力联合会。http://www.cec.org.cn/yaowenkuaidi/2015-03-10/134972.html

<sup>10</sup> 脱硫电价加价标准为每千瓦时 1.5 分钱，脱硝电价为 1 分钱，除尘电价为 0.2 分钱

<sup>11</sup> 《绿色国民经济核算》，王金南等，2009

<sup>12</sup> 《复合型大气污染对中国 17 城市居民健康效应研究》，陈仁杰，复旦大学劳动卫生与环境卫生学，2013

边界因素不同，各个研究结果之间还存在差异。本文选取了几个国内权威研究机构近年来所做的成果进行综述。

国家环保总局 2004 年就对中国温室气体和大气污染物的损害成本进行了核算（核算的标准和范围方法等见下表），具体数据如下表所示。

排放物类别	损害成本（元 / 吨）
CO <sub>2</sub> 当量	168
SO <sub>2</sub>	6300
NO <sub>x</sub>	6300
烟尘	2700

表 14-5 温室气体和大气污染物的损害成本  
来源：国家环保总局，《中国绿色国民经济核算研究报告 2004》

如前文所述，国际上的研究也表明，污染物对环境的影响评价比较滞后，因此很多最新的研究采用的是先前的经过验证的研究成果，并且认为在短时间内，虽然污染物的排放量会有变化，但从大气污染对整个环境影响的整体角度来看，相应的参数仍可以沿用，作为评价化石能源环境外部性的依据。从以上各个研究的结论看，从 2004-2013 年的十年间，虽然污染物外部性损害的量化结果存在差异，但也都比较接近，大体都在一定的范围之内。本文选取国家环保总局和国家统计局《中国绿色国民经济核算研究报告 2004》等官方的研究结论评价污染物损害成本。

由于污染物对环境的影响是通过污染物排放到大气中的整体总量来实现的，本研究选取根据污染物实际排放总量来评价相应的环境外部成本。根据《电力统计年鉴》，2012 年全国火力发电废气中主要污染物排放量为：二氧化硫 883 万吨，氮氧化物 921 万吨，烟（粉）尘 151 万吨，则相应的环境损失在 1200 亿元左右，单位发电的环境外部成本约为 0.030 元 / 千瓦时。

	煤电污染物排放量（万吨）	煤电环境成本（亿元）	度电环境成本（元 / 千瓦时）
SO <sub>2</sub>	883	556.29	0.014
NO <sub>x</sub>	921	580.23	0.015
烟尘	151	40.77	0.001
小计	1955	1177.29	0.030

表 14-6 不同单位污染物成本下 SO<sub>2</sub> 的环境外部性成本（总实物量）

燃煤发电阶段是污染物排放量最为集中也是对环境外部危害最大的环节，相应的环境外部成本也较高；随着国家对燃煤电厂不断加大环保设施投入和提高环保标准，燃煤电厂的污染物排放总量得到快速下降，相应的代价就是国家通过给予电厂环保电价，激励煤电厂加大环保改造，从而保证电厂的污染物排放达到环保标准。尽管如此，由于燃煤发电的污染物排放总量仍较大，对外部环境仍存在一定影响，到 2014 年，相应的度电环境外部成本仍有 0.019 元 / 千瓦时。



## 4、燃煤发电的颗粒物外部性相关研究

### 危害

环境污染对人体健康的危害是最重要的环境危害。颗粒物 (PM) 仍为中国绝大部分城市的首要大气污染物, 并逐步呈现出传统煤烟型与机动车尾气型污染共存的复合型特征, 部分地区霾和光化学烟雾频繁, 区域性的大气污染问题愈加明显。近年来, PM 成为常规检测项目, 并在大众范围内广泛重视, 对人群健康损害较大, 2013 年全国 74 个重点城市平均优良天数比例仅为 60.5%,  $PM_{2.5}$  成为主要首要污染物, 达标城市比例仅为 4%, 而且 74 个城市的  $PM_{2.5}$  年均浓度平均超标率高达 106%;  $PM_{10}$ 、 $NO_2$ 、 $O_3$  和  $SO_2$  达标城市比例为 14.9%、39.2%、77%、86.5%, 因此中国颗粒物污染特别是细颗粒物污染问题将是中国未来一段时期空气污染的主要问题<sup>13</sup>。

### 排放强度

在中国各行业中, 烟尘排放量比例最高的当属燃煤电厂行业<sup>14</sup>。在研究燃煤电厂电除尘器前后粉尘组成中发现, 未经除尘前在灰分中  $PM_{10}$  和  $PM_{2.5}$  分别占 39.35% 和 2.42%, 而经除尘器后高达 92.47% 和 35.56%, 这表明电除尘器对细颗粒物捕集效率不高<sup>15</sup>。燃煤电厂已经成为人为源中细颗粒物排放的主要污染源, 且所占比例逐年提高。

中国目前的环境统计体系中并不包含一次  $PM_{2.5}$ , 因此无法通过自下而上的统计手段得到一次  $PM_{2.5}$  的排放量, 从而无法直接评估煤炭使用过程中一次的排放量。对中国部分城市, 如北京、宁波、长沙等大气中  $PM_{2.5}$  的源解析表明, 燃煤导致的污染物对  $PM_{2.5}$  的贡献率约为 11%–14%。

清华大学利用自上而下的排放清单方法学, 以中国能源消费、工业产品量、人民生活活动等数据为基础, 建立了包含一次  $PM_{2.5}$  的中国主要大气污染物排放清单 (MEIC)<sup>16</sup>。在此基础上, 课题组对煤炭使用过程中一次  $PM_{2.5}$  的排放量在所有人为源排放量中的占比进行了分析。

MEIC 模型中把排放一次  $PM_{2.5}$  的人为污染源分为电力、供热、工业锅炉、工业过程、民用、移动源等 6 个。研究表明, 2012 年, 全国一次  $PM_{2.5}$  排放量为 1203 万吨, 其中工业过程和民用源是贡献最大的污染源, 排放量贡献占比接近 60%, 电力部门约占全国排放量的 7%。

<sup>13</sup> 《中国主要城市空气污染对人群健康的影响研究》, 方叠, 2014 年 5 月

<sup>14</sup> 《燃煤电厂  $PM_{2.5}$  排放特性及污染控制研究》, 殷春肖, 华北电力大学, 2014 年

<sup>15</sup> 郑进朗, 潘雪琴, 马果骏燃煤电厂的可吸入颗粒物排放 [J]. 电力环境保护 2009,25(1):53–55

<sup>16</sup> 清华大学, 中国多尺度排放单模型 (MEIC Model), <http://www.meicmodel.org>

分布部门	一次 PM <sub>2.5</sub> 排放量 (万吨)
电力	89
供热	41
工业锅炉	111
工业过程	479
民用	435
移动源	47
合计	1203

表 14-7 中国 2012 年一次 PM<sub>2.5</sub> 排放量的部门

北京市、宁波市、长沙市以及清华大学等研究机构的案例表明，燃煤导致的 PM<sub>2.5</sub> 约占本地 PM<sub>2.5</sub> 来源的 14-16%；近年来，中国燃煤发电的耗煤量在全国煤炭消费总量中的比重一直保持在 40% 以上，近几年接近 50%，按燃煤约 50% 是用来发电计算，煤电排放的一次 PM<sub>2.5</sub> 约占总排放量的 7%。

### 污染物对人体健康的危害

颗粒物对人体健康损失主要有三项：（1）与大气污染有关的全死因（除损伤和中毒等外部原因之外的疾病全死因）造成的损失；（2）与大气污染有关的呼吸系统和循环系统疾病病人的住院损失及误工损失；（3）大气污染导致慢性支气管炎等带来的失能损失。本研究鉴于数据和时间的限制，重点测算与大气污染有关的全死因造成的损失。

参考各省 2012 年统计公报中的 PM<sub>2.5</sub> 排放浓度、死亡人数等估算出，2012 年全国 PM<sub>2.5</sub> 导致的过早死亡人数为 174 万人，最终因燃煤发电排放的一次 PM<sub>2.5</sub> 导致的全国过早死亡人数约为 12 万人。

中国已经开展的支付意愿法研究较少，这些研究得到的统计学意义上的生命价值（“value of a statistical life”，VSL 或 VOSL）从 60 万元到 168 万元不等<sup>17</sup>。世界银行（2010）对中国丹阳（江苏省），六盘水（贵州省），天津通过问卷调查的方式，对居民的健康风险支付意愿进行了研究，结果表明，这三个地区的 VOSL 的平均值为 79.5 万元，远低于发达国家的 VOSL 水平。

	世界银行 (2010) (万元)	NRDC(2015) (万元)	IEA (2016) (万美元)
生命价值 (VOSL)	79.5	168	150

表 14-8 不同研究的生命价值

通过比较世界银行、IEA 等不同机构采用意愿调查法得到的 VOSL 造成过早死亡的经济损失，总的人体健康损失估值在 1000-12000 亿元左右，本研究采用保守原则，即参考世界银行的 VOSL 估值，则单位火力发电产生的一次 PM<sub>2.5</sub> 造成的过早死亡损失约为 0.025 元/千瓦时。

<sup>17</sup> 《煤炭消费减量对公众健康的影响和可避免成本》，中国煤控项目，NRDC，2015

火电排放 PM <sub>2.5</sub> 导致 的死亡 (万 人)	火电排放 PM <sub>2.5</sub> 导致的死亡 (万 人)			火电排放 PM <sub>2.5</sub> 导致的死亡 (万 人)		
	世界银行 (2010)	NRDC (2015)	IEA (2016)	世界银行 (2010)	NRDC(2015)	IEA (2016)
12.15	966	2041	12030	0.025	0.052	0.309

表 14-9 PM<sub>2.5</sub> 的环境外部性成本

## (六) 燃煤发电的二氧化碳环境外部性

### 1、单位火力发电引起的 CO<sub>2</sub> 排放量

CO<sub>2</sub> 排放主要来自于火力发电所使用的化石能源的燃烧。燃煤火电全生命周期分析的系统边界主要包括电站设备与材料生产、设备与材料的运输、电站建设、煤炭生产、煤炭运输、电站运营等多个环节。研究中主要考虑的投入包括煤炭、石油、天然气等化石能源，输出是电力，测算的指标包括污染物排放、温室气体排放和化石能源强度 3 个。

对于温室气体环境影响的量化分析很多，有的是先将 CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O 按照温室效应折算为 CO<sub>2</sub> 当量值，再统一分析 GHG 的温室效应；有的是分别计算 CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O 的环境损害，再加总。本研究采用第一种方法。

600MW 燃煤火电机组的煤耗及排放数据如表所示，生命周期内温室气体排放量约为 1024t/GWh，且约 90% 发生在电站运营阶段。

指 标	煤耗	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	烟尘
数 据	3.200E-01	9.037E-01	0.000E+00	4.310E-06	5.000E-04	6.000E-04	1.500E-04

表 14-10 600MW 燃煤火电机组的煤耗及排放指标 (单位: kg/kWh)

来源: 华能集团

### 2、单位 CO<sub>2</sub> 排放造成的环境成本

CO<sub>2</sub> 环境价值核算的替代法主要有三类，包括恢复费用法，又称为事后治理法，也即在环境污染已经造成的情况下，恢复环境质量退化或环境污染而被破坏的生产性资产需要支付的费用；防护费用法，为消除或减少对环境的有害影响而支付的费用；市场价格法，这一方法把对环境造成负面影响的权利看作是一种商品，对环境造成负面影响的企业需要以一定的交易价格从市场上购买这种权利，这一价格也可以看作是企业行为对环境造成负面影响的影子损失。就 CO<sub>2</sub> 排放而言，这种权利就是碳排放权。本文采用市场价格法即碳价衡量 CO<sub>2</sub> 的环境外部性。

欧盟排放交易体系作为世界上最大的碳交易市场，自成立运行以来，经历了两次大的价格波动：一次是 2008 年碳价几乎崩溃；另一次是 2012 年以来碳价一直在低位运

行。碳价从 2011 的 20 欧元每吨下降到 2013 年的 5 欧元，随后维持在 4~5 欧元水平，2014~2015 年基本在 7~8 欧元左右。据研究碳价只有保持在 30 欧元左右，才会对企业生产与低碳发展产生实质性影响，显然目前碳价水平过低<sup>18</sup>。IRENA (2015) 预计<sup>19</sup>，欧盟地区碳价 2030 年会升至 16.8~80 美元 / 吨。

中国已经在 7 个省市开展碳排放权交易试点，且已全部上线交易，争取在 2017 年开启全国碳排放权交易市场。截至 2014 年底，北京、上海、天津、重庆、广东、深圳和湖北 7 个碳排放交易试点均发布了地方碳交易管理办法，共纳入控排企业和单位 1900 多家，分配碳排放配额约 12 亿吨。试点地区加大对履约的监督和执法力度，2014 年和 2015 年履约率分别达到 96% 和 98% 以上。

	累计成交量(万吨)	累计成交额(万元)	成交均价(元/吨)	履约率(%)
北京	210	10400	59.3	97.1
天津	101	2048	20.3	96.5
上海	199.7	7614	49.9	100
湖北	685	16000	23.4	--
广东	126	5619	44.3	98.9
重庆	14.5	446	30.7	--
深圳	195	12200	60.2	99.4

表 14-11 各试点地区 2014 年碳交易成交量和履约情况

注：1. 数据来源于北京、天津、上海、湖北、广东、深圳和重庆碳交易所。

2. "--" 代表暂无数据。

财政部财科所等主要观点认为范围应在 10~100 元 / 吨二氧化碳水平<sup>20</sup>，环境保护税法（审议稿）中也提出以较低水平 10 元 / 吨二氧化碳起步。目前中国碳交易市场价格大概在 40 元 / 吨二氧化碳（上海）~80 元 / 吨二氧化碳（深圳）水平。因此考虑如果 2015 年左右推出碳税政策，较低水平按 10 元 / 吨（审议稿意见），较高水平按 40 元 / 吨（目前碳交易市场较低价格）；到 2020 年逐步上升，较低水平按 60 元 / 吨（碳交易市场平均价格），较高水平按 100 元 / 吨（主要观点上限，与丹麦目前碳税价格基本相当）。

综合上述研究，采用 20、60 元 / 吨作为中国碳价的低限和高限，来评估温室气体的度电环境成本，分别为 0.020、0.061 元 / 千瓦时。

<sup>18</sup> 《国外碳排放权交易与碳价波动对中国的启示》，刘长松，国家应对气候变化战略研究和国际合作中心《中国物价》，2015(9)

<sup>19</sup> 《The true cost of fossil fuels:Externality cost assessment methodology》，IRENA, 2015

<sup>20</sup> 苏明等. 中国开征碳税理论与政策. 中国环境科学出版社. 2013.

2012 年 CO <sub>2</sub> 排放量		单位煤电环境成本 (亿元)		环境成本 (元 / 千瓦时)	
单位排放量 (t/GWh)	总排放量 (万吨)	碳价 (元 / tCO <sub>2</sub> )		低限	高限
		20	60		
1024	398622.72	797.245	2391.736	0.020	0.061

表 14-12 温室气体的环境外部性成本

## (七) 国际相关研究的主要结论

丹麦能源署 (DEA) 与 NIES 合作, 综合了国际上主流机构 (IEA/IRENA/EPA) 的研究, 采用 CREO 模型, 基于煤电产生的空气污染, 包括二氧化硫, 氮氧化物和 PM<sub>2.5</sub> 等, 评估燃煤火电对中国人体健康的影响及相应的经济损失<sup>21</sup>, 与前文国内相关研究相比, 结论普遍偏高。

污染物	2015	2020	2025	2030
SO <sub>2</sub>	3688	3967	3793	3676
NO <sub>x</sub>	11522	10402	6229	5485
PM <sub>2.5</sub>	4835	5124	6113	5725

表 14-13 单位污染物排放导致的经济损失 (美元 / 吨)

到 2030 年, 通过大力发展可再生能源、大规模替代传统化石能源, 可以有效的降低污染物排放, 从而减少相应的包括人体健康在内的环境损失, 增加 GDP1382 亿元, 节约化石燃料成本约 1380 亿元, 避免过早死亡经济损失约 17510 亿元, 净效益 15310 亿元, 约为 2030 年 GDP 的 1.05%。

## (八) 总结

综上所述, 可以测算得出中国燃煤发电的环境外部性成本约为 0.159 元 / 千瓦时, 其中温室气体排放之外的部分约为 0.098 元 / 千瓦时。

<sup>21</sup>Assessing the externality cost of developing renewable energy in China—A cost benefit analysis, Dai, Zhang, Xie 2016)

环节	项目类别	结论（元/千瓦时）
煤炭生产和运输	生产	0.030
	煤矿资源	0.005
	水资源	0.015
	矿区职工健康损失	
	其他	0.010
	运输	0.013
	小计	0.043
燃煤发电	一次 PM <sub>1.5</sub>	0.025
	超额死亡	
	其他	0.030
	SO <sub>2</sub>	0.014
	NOX	0.015
	烟尘	0.001
温室气体排放	CO <sub>2</sub>	0.061
总计		0.159

表 14-14 燃煤发电的环境外部性成本（元/千瓦时）

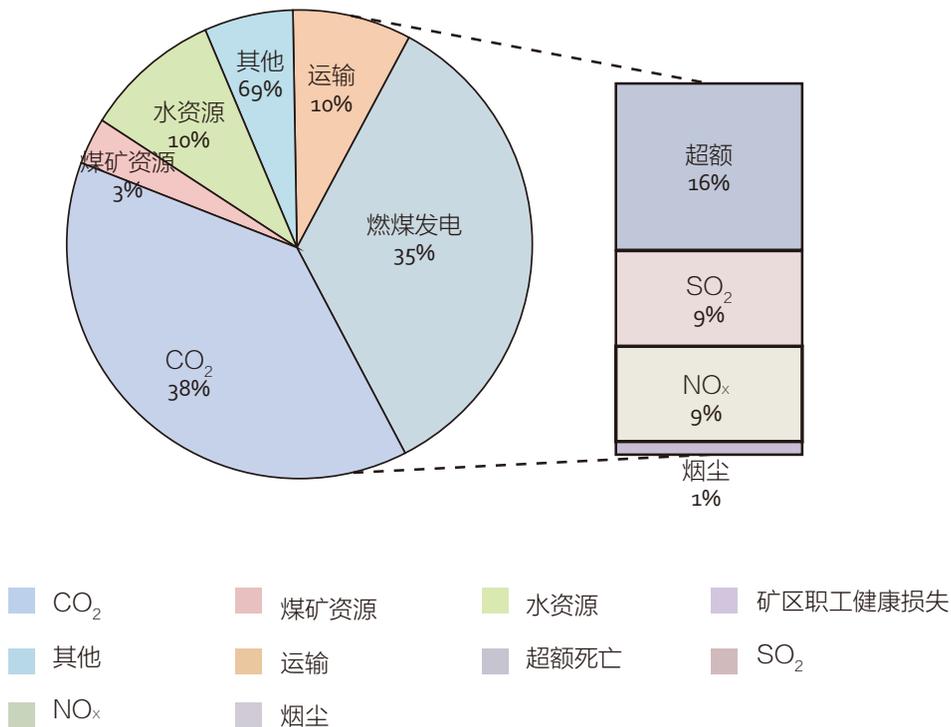


图 14-7 燃煤发电的环境外部性成本

环节	项目类别	《火力发电的环境外部成本的货币化核算》(2005-2007年平均)	《煤炭环境外部成本核算及内部化方案研究》(2014年)	《NRDC2012 煤炭的真实成本》(2014年)	《中国可再生能源发展的环境外部性效益评估研究》(2015年)	
煤炭生产和运输	生产	0.139	0.020	0.020	0.030	
	煤矿资源	0.128			0.003	0.005
	水资源	0.011			0.010	0.015
	矿区职工健康损失		0.009		0.000	0.000
	其他		0.011		0.006	0.010
	运输		0.015	0.008	0.013	
燃煤发电						
	一次 PM <sub>2.5</sub>	0.030	0.020	0.049	0.025	0.000
	超额死亡	0.023			0.049	
	其他	0.013	0.005		0.030	0.031
	SO <sub>2</sub>				0.014	0.014
	NO <sub>x</sub>				0.015	0.015
	烟尘				0.001	0.001
温室气体排放	CO <sub>2</sub>	0.133		0.047	0.061	0.020
总计		0.315	0.060	0.124	0.159	

表 14-15 燃煤发电环境外部性成本评价相关研究对比

## 十五、建立促进可再生能源消纳的现代电力市场体系

### （一）可再生电力并网消纳面临障碍

各地出现的风电消纳困难局面，虽然直接原因是由于风电、太阳能发电等自身具有间歇性、波动性的新特点，局部地区输电通道不足，全国电力需求增速下降等。但是，深层次原因还在于中国现行电力部门运行仍保留计划经济特征、需求侧响应机制仍然缺失、跨省跨区电力市场交易存在障碍，不适应风电、太阳能发电等可再生能源大规模发展的需要。

#### 1、中国电力运行仍然延续计划经济方式

在中国现有的调度计划安排，不论从发电侧还是用电侧，仍然采用的是具有计划经济特征的管理方式，各类灵活性资源缺乏主动参与系统平衡调节的积极性。特别是在发电侧，自2002年厂网分开以来，由于未能建立现代竞争性电力市场，上网电价、销售电价及购销价差等都由中国政府主管部门实施管制和监督，各类电源的年度发电量也由政府指导确定，使得现有的发电机组并不愿意主动向系统提供灵活资源。

目前现行的上网电价机制总体采用的是分省、分电源类型的标杆上网电价机制，即同一省份相同电源的上网电价在一定时期内为固定电价。中国陆续出台了煤电、风电、光伏发电、核电的标杆电价（FIT），先后推动了煤电、风电和光伏发电迅速发展。虽然标杆电价推动了电力供应持续增加，但由于上网电价和销售电价均由政府预先设定，而不是由市场竞争形成，不能反映并适应电力市场供需，未能及时反映灵活性资源的价值，无法如国外现货电力市场那样引导灵活性资源投资建设和灵活运行。

在电力运行方面，2002年后地方政府更加强化了年度上网电量分配权和干预权，将以往的非约束性年度预控目标逐步变为了约束性指标。即使采用“节能发电调度”的省份，其所采用的方式是通过强制的方式，人为的对不同电源类型发电机组出力进行排序。然而该方法也并未对发电机组主动参与系统平衡调节产生激励，由于火电机组成本回收问题在可再生能源渗透率较高的省份也难以施行。虽然《可再生能源法》规定实行可再生能源发电全额保障性收购制度，电网企业全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量，国家有关部门先后发布了《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（国家电力监管委员会令第25号，2007）、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625号），但可再生能源优先发电和全额上网远远没有落实。一些地方存在为了完成火电量发电量计划而让可再生能源发电为火电让路的情况。

#### 2、跨省跨区电力交易和输电面临障碍

中国长期以省为实体推进电力工业建设和电力市场建设，虽然在过去三十年中激发了电力投资、保障了电力供给，但行政省作为电力行业计划经济具体实施者也阻碍了跨省电力交易。省政府主导的省级电力市场的特点就是自成体系，自我平衡，使得相对封闭的省级市场不利于优化全国电力系统规划、电源结构调整、跨省电网运行，不利于跨省电力交易、电力辅助服务和可再生能源消纳。

### 3、需求侧响应和储能等灵活资源参与市场机制仍然缺失

中国尚未建立有利于促进可再生能源消纳的需求响应的市场机制。即使在风电消纳困难的“三北”地区，也还没有出台用户侧峰谷电价、分时电价等有利于低谷风电消纳的需求侧管理响应激励机制。可再生能源供热示范项目也缺乏配套供热价格机制，相关经验难以实质性推广。总体来看，中国支持可再生能源并网消纳的需求侧响应机制仍然非常薄弱，在现代电力市场，特别是现货市场基础之上的需求响应机制仍然缺失。

## （二）促进灵活性电力市场建设的国际经验与趋势

美国、欧洲不少国家在过去 20 年中建立了比较成熟的竞争性电力市场，包括现货市场（日前、日内、实时）和中长期交易等。近年来针对逐步增加的风电、太阳能发电等波动性可再生能源发电，也在进一步探索提升电力系统灵活性的市场机制，在市场基础上的灵活调度策略成为提高系统灵活性的重要措施，形成了值得借鉴的经验。

### 1、通过电力市场激励电力系统灵活性

电力市场运行的主要目的是保证系统有足够多、可被调用的资源，并以最小的成本来满足电力需求。与受管制电力系统相比，电力市场环境下可以采取更多的措施来增加系统短期和长期的灵活性。

从短期上来看，电力市场有更好的机制保证系统在任何时刻都有足够的在线容量来满足电力需求，从而能更好的管理电力系统运行的灵活性。系统的短期波动性可以通过设置一定的辅助服务容量裕度（一般设置为系统总交易电量的 5%）来消除。这些辅助服务包含多种精心设计的产品，有些是用于保证电网的灵活性（比如运行备用和调频），有些用于保证故障情况下系统的运行（比如电压调制和频率响应）。

从长期上来看，电力市场环境下的电网可以更好地做长远规划以保证系统有足够多、足够灵活的可用资源。这些资源既包括现有的资源，也包括未来将要建设的资源。而获得这些资源的方式，既可以通过直接的行政命令，也可以通过适当的经济信号。引入容量市场以及与能量和辅助服务市场一起协同运行，可以成为系统解决容量充裕性问题的有效措施。除此之外，在市场环境下发电和输电投资决策可以以一种更加有效和透明的方式进行并且可以适应不断变化的环境。

电力市场设计中，应该只看绩效，不看技术本身。美国联邦能源管理委员会 Order 755 强调了“技术中立”和“基于绩效”付款原则。例如，更加重视通过市场设计调动需求侧资源，市场设计应强调性能要求（如通知期、开始时间、运行时间等），并将需求响应纳入经济调度，确保需求响应应具有成本效益。

### 2、利用现货市场促进实时经济调度

随着系统中波动性电源的比例的提高，实时调度的过程中所面临的不确定性也更高。欧美国家成熟电力市场的运行经验表明，公开的、深度运营的现货市场是抵御系统净负荷的波动和不确定性、维持系统供需平衡的最经济有效的办法。一个运行情况良好的现货市场（包括日前和实时电力市场），以及允许所有参与者更自由地进出这些市场，是解决高渗透率波动性可再生能源发电对系统带来挑战的有力工具。

### (1) 日前市场 (Day-ahead Market)

日前电力市场为市场参与者提供一个以日前价格购电和买电的交易平台。在不同的电力市场中，日前市场的结算时间不一样。以 Midcontinent ISO (MISO) 为例，所有的前日调度结果必须在下午 3 点之前发送各市场参与者。在日前市场结算的时候，不需要用到负荷预测和风电预测数据，只需要负荷服务实体的用电需求报价和风电机组的报价。

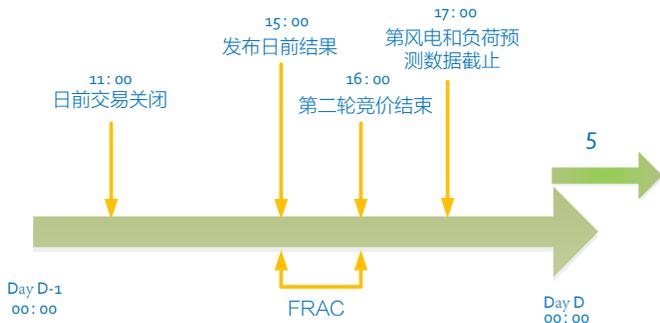


图 15-1 MISO 市场运行的时间点

### (2) 实时市场 (Real-time Market)

实时市场一般每 5 分钟运行一次。在实时市场中，风电与传统机组一样可以提供如下的调用状态：经济调用 (Economic)、紧急情况调用 (Emergency)、必须调用 (Must Run)、停电状态 (Outage) 以及不参与市场状态 (Not Participating)。但主要区别在于，由机组所有者将传统机组在每个时段的最大出力水平提交给 ISO，而风电机组在每个时段的最大出力水平则等于实时的风电预测值。由于风电的报价一般都很低，甚至为负值，这就保证了它们会按照最大出力水平（即实时风电预测量）来被市场调用，除非出现线路阻塞或由于安全原因需要限制部分风电出力。

### 3、利用市场机制激励辅助服务

调频里程数是近几年出现的一种新的辅助服务产品。美国联邦管理委员会（FERC）推出的 755 号法案要求所有的 ISO 采用基于市场的机制来补偿提供调频服务的机组，并且所提供的补偿应该基于两部分：一部分是容量补偿，用于保证有足够的调频备用容量；另一部分是按服务的里程数提供的补偿，用于反映机组为响应调度信号而实际移动的兆瓦数。引入调频里程数辅助服务的目的是鼓励快速响应机组参与调频市场，从而提高系统的频率响应质量。

### 4、推动更大范围的电力交易和辅助服务

更大范围电力交易和辅助服务可促进协调、融合、优化运行相邻电力市场，实现经济性和可靠性收益。下图反映了不同水平

的邻近区域所起的作用: 对于一定比例的波动性可再生能源发电( 所有构成区域约 7%~20% 渗透率的风能和太阳能发电 )，系统总成本 ( 生产和可靠性，红点 ) 随着进入邻近市场的程度加深而降低 ( 从“岛屿案例”降低到“长邻案例” )。同时，随着进入邻近市场的程度加深，资源充分性 ( 0.1 缺电期望值目标，蓝点 ) 的效益得以实现 ( Pfeifenberger 等，2013 )。

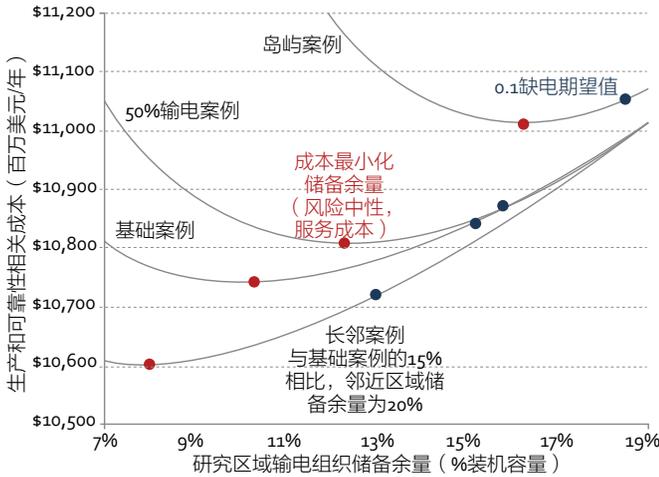


图 15-2 不同电网互联程度的总系统成本与储备余量  
来源: Pfeifenberger 等, 2013

### 5、引入更快速的短期结算

虽然美国所有区域输电组织 (RTO) 市场采用 5 分钟的经济调度，但市场结算却不一定是基于 5 分钟的价格。目前只有在某些情况下，每 5 分钟按 5 分钟的价格进行一次结算 ( 所有美国区域输电组织 / 独立系统运营商市场均使用节点边际价格 )；而在其他情况下，基于该小时内所有 5 分钟价格的平均值每小时进行一次结算。但是，关于结算时间对灵活性激励的影响研究显示，在风电渗透率较高、价格波动显著的电力市场中，用 5 分钟结算 ( 5 分钟价格 ) 的灵活电力资源结算收入明显大于每小时结算 ( 每小时平均价格 )，因而也更有动力响应市场价格、提供灵活性资源。

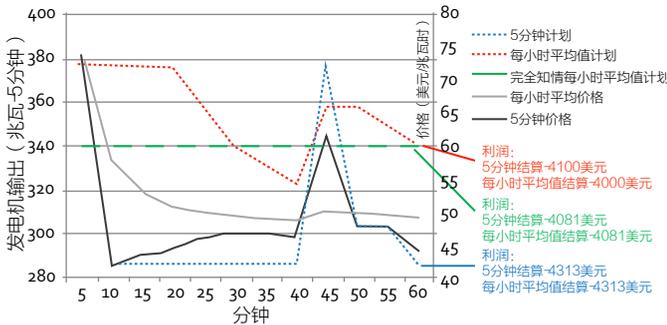


图 15-3 五分钟结算与平均每小时结算不同运营情景的益处  
来源: 改编自 Ela 等 2014a

### 6、探索促进灵活性绩效的电网监管激励机制

当市场设计者设计出一套完整的政策和措施来提高系统运行灵活性的时候，这些政策和措施的实施需要严格的奖励和惩罚措施。在过去的 100 年中，电力系统的管理主要是基

于可靠性驱动模式的，但这种模式下的所有电网投资者不管服务的价值如何，都收到同样的回报。因此，基于绩效的管理策略越来越受到重视。纽约州在2014年提出了“Reforming the Energy Vision (REV)”政策。首先，提出了收入与绩效挂钩机制，允许电力公司在一定条件下获得更高的回报，比如当它满足的特定的绩效考核指标包括削减负荷峰值、提高能源使用效率、提高分布式能源互联、促进用户参与以及提供更加友好和方便的信息服务等。其次，提出了基于市场的营收机制，鼓励以前垄断配电网、但收入也受限的电力公司转变角色，成为配电系统平台供应商(Distribution Systems Platform Provider, DSPP)，可以在平台上依据服务收取一定的费用(比如在为分布式发电供应商提供调度服务)。通过基于绩效的管理模式，电力公司有动力提出更加灵活性的方案来解决系统所面临的挑战。但是，基于绩效的管理模式需要在政府、立法机构、监管者和电力公司之间有更广泛的沟通和合作，才能顺利推行相关政策。

### (三) 释放和激励电力系统灵活性的中国电力市场体系

#### 1、中国新一轮电力改革的趋势和机遇

长期以来，中国电力市场建设缓慢，电价和发用电计划由政府确定，虽然推动了电力供应持续增加，但也导致传统电力粗放式发展道路、规模扩张式经营模式、与清洁可再生能源的矛盾日益尖锐，近年来严重限制了水电、风电和太阳能光伏发电的并网消纳和持续健康发展。进一步发展可再生能源，必须深入推进电力改革，建立适应可再生能源发展要求、释放和提高电力系统灵活性的现代电力市场体系。

2015年11月26日，国家发改委发布的6个电改“9号文”的配套文件，标志着2015年3月颁布的电改“9号文”进入实施阶段，将为推进电力市场化改革、加快电力绿色低碳转型形成新的驱动力和制度保障。

#### (1) 构建有效竞争的市场结构和市场体系

这一轮电力改革在吸收借鉴国内外电力市场建设经验教训的基础上，更加重视构建有效竞争的市场结构和市场体系，按照“管住中间、放开两头”的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，形成主要由市场决定能源价格的机制。《关于推进电力市场建设的实施意见》进一步明确要求建立公平、规范、高效的电力交易平台，引入市场竞争，打破市场壁垒，无歧视开放电网；具备条件的地区逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制；逐步建立以中长期交易规避风险、以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场；在全国范围内逐步形成竞争充分、开发有序、加快发展的市场体系。

#### (2) 有序放开发电计划和竞争性环节电价

本轮改革的电力市场建设实施路径主线是有序放开发电计划、竞争性环节电价，不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模。其中非试点地区按《关于有序放开发用电计划的实施意见》开展市场化交易，试点地区根据本地情况另行制定有序放开发用电计划的路径，在坚持清洁能源优先发电的同时，推动常规电力、鼓励清洁能源电力参与市场竞争。一方面，通过建立优先发电制度，优先安排风能、太阳能等可再生能源保障性发电，

兼顾资源条件、理顺均值和综合利用要求，合理安排水电发电，保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网；另一方面，通过有序放开发电计划、竞争性环节电价，通过直接交易、电力市场等市场化交易方式逐步放开其他的发电计划，不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模，实现电力电量平衡从以计划手段为主，平稳过渡到以市场手段为主，将使常规电力不再享受政府定价和电量市场保障，倒逼传统发电企业改变规模扩张发展模式，同时更注重市场供需和结构调整、更多提供灵活调节辅助服务。在优先发电制度下，可再生能源也可参与电力市场，规划内的可再生能源优先发电的优先发电合同可转让，形成可再生能源参与市场竞争的新机制。在实践中，未来需要在充分挖掘电力系统灵活资源潜力、理顺环保政策与市场机制关系的基础上，进一步明确调峰调频电量、热电联产机组、高效节能和超低排放燃煤机组进入优先发电计划的边界条件，确保避免长期以来可再生能源优先发电难以落实的老路。

### （3）建立现货市场

现货市场是本轮电力改革的重要突破和亮点，是促进可再生能源消纳的重要途径。国际电力市场建设实践显示，没有现货市场，就没有现代电力市场。现货市场不仅是发展中长期合约、电力期货市场的重要基础，也是引导建设灵活电力系统、激励调峰调频服务和需求响应、消纳高比例波动性可再生能源发电的必然要求。目前欧美领先国家在日前、日内现货市场的基础上，普遍建成了15分钟、5分钟的实时现货市场，通过市场手段最大程度消纳风电、光伏发电等波动性发电，在市场基础上对可再生能源给予度电补贴，例如西班牙实施的可再生能源溢价机制(FIP)和英国拟实施的可再生能源差价合约机制(CFD)。

中国本轮电力改革的重点任务之一是建立有效竞争的现货交易机制，用来发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。例如，针对日内发电计划，以5-15分钟为周期开展全电量竞价（分散式市场为部分电力偏差调整竞价），形成竞价周期内的发电曲线和结算价格（分散式市场为发电偏差调整曲线和电量调整结算价格）、辅助服务容量、辅助服务机构等。有利于更多激励煤电、天然气发电机组以及新能源发电、储能装置参与实时平衡调节，并可在市场电价上形成补贴机制。

### （4）建立辅助服务市场

供应充足和公平分担共享的辅助服务是现代电力系统和市场的核心要素，也是风电、太阳能发电等波动性新能源发电实现大规模并网消纳的重要支撑。上一轮电力改革以来，中国开展辅助服务探索，实行基本辅助服务和有偿辅助服务，近年来在风电比重较大、调峰调频压力大的地区探索辅助服务补偿机制，但在权责利方面仍然有待规范。

本次改革配套文件提出：按照谁受益、谁承担的原则建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，积极开展跨省跨区辅助服务交易；在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易，中长期开展可中断负荷、调压等辅助服务。随着辅助服务交易机制的建立健全，火电、气电、负荷和新能源可以发挥自身优势参与市场交易，既获得高价值辅助服务收益，又促进大规模新能源并网消纳。

考虑到辅助服务是整个电力系统层面需要解决的问题，辅助服务分担共享机制的实施

有待于进一步理清初始权责利归属，以及与优先发电制度、可再生能源发电全额保障性收购制度的关系。

### （5）中长期交易和跨省区交易

中长期市场和跨省跨区交易的机制化、规范化也是这轮电改的重要任务，有利于转变行政主导、打破市场壁垒、扩大电力市场消纳范围。

欧美成熟电力市场的探索过程和实践显示，中长期购电合约不仅是大规模电力市场的稳定器，也为新能源发电提供了稳定市场、吸引了投资、降低了资金成本；美国大量风电项目通过购电合约（PPA）进入本地和周边电力市场，通过确保上网电量来享受生产税抵扣（PTC）和可再生能源证书（REC）市场收益。2014年，美国PPA价格已经降低到每度电2.35美分，相比2009年降幅达66%。

近年来中国持续探索实践直购电和跨省跨区交易，配套意见进一步明确要求建设中长期市场，建立相对稳定的中长期交易机制，鼓励市场主体间开展直接交易；构建区域市场，完善跨省跨区电力交易机制，促进市场化跨省跨区交易。随着中国西部可再生能源基地建设进程，今后可积极探索西南水电、“三北”风电和太阳能发电通过中长期合同、跨省跨区交易实现市场化交易和跨省跨区消纳。

### （6）售电侧改革

“9号文”和配套文件均提出，鼓励社会资本投资配电业务，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，多途径培育市场主体。售电侧改革将允许电力用户直接交易，引入专业售电公司和第三方服务平台，鼓励各种售电套餐，把批发市场的价格与售电价格更密切联系，吸引更多工业、商业、居民和能源服务公司参与需求响应，为需求响应提供更多机制。

## 2、促进灵活性的电力市场体系建设路径

### （1）总体思路

根据电改9号文的指导思想以及核心配套文件提出的实施路径，基于中国电力市场建设现状和电力系统运行实际，借鉴国内外电力市场建设的成功经验，中国提高电力系统灵活性的基本原则如下：系统设计、分步实施、先简后繁，使市场在资源配置中起决定性作用，发挥市场机制的激励性作用，引导各类电力系统灵活性资源积极参与市场、释放和提高灵活性，促进发电企业、电力用户和电网企业多方共赢。

结合中国电力市场建设基础和深化改革的目的，中国提高电力系统灵活性的市场机制设计总体目标为：加快放开发用电计划，扩大市场准入范围，允许并鼓励所有发电企业进入竞争性电力市场；按国际惯例规范大用户直接交易，建立现货市场和辅助服务市场，促进可再生能源和分布式能源消纳，提高电力资源优化配置效率；逐步将现货市场交易时段从15分钟缩短至5分钟，以降低市场备用容量需求；并根据电力供需形势，适时考虑建立容量市场

在实施路径上，任何一个电力市场都要经历从起步到成熟的发展过程，需要逐步丰富市场交易品种、扩大市场范围和完善市场运营规则等。可将灵活性市场机制设计分为“近

期市场设计”、“中期市场设计”和“远期市场设计”三个阶段，各阶段的目标含义及实施路径如下图所示：

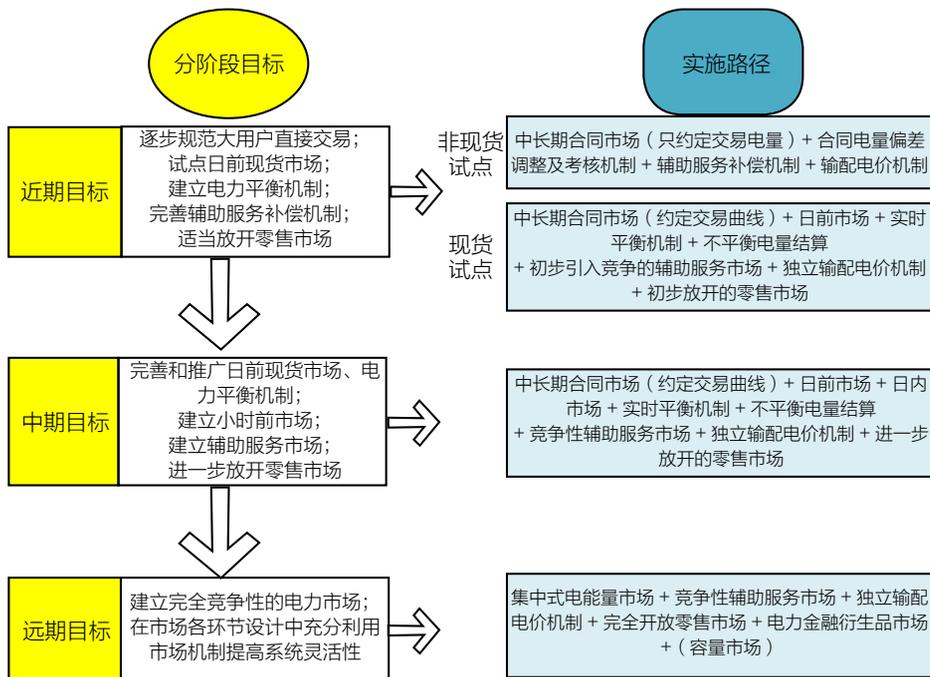


图 15-4 中国提高电力系统灵活性市场机制设计路径图（华北电力大学，张粒子，丁肇豪，2016）

## （2）分阶段目标及实现路径

### 1) 近期市场设计（2020 前）

在近期，由于各省电力市场建设现状和经验积累情况存在很大差异，因此近期的电力市场建设包括非现货市场试点和现货市场试点。其中，非现货市场试点的重点在于规范和完善现有大用户直接交易，为下一阶段的市场建设奠定基础；现货市场试点的重点在于探索建立保障系统电力平衡的市场化运行机制，实现由计划管理向市场优化的转变。

a) 非现货市场。非现货市场试点中，需要逐步规范和完善大用户直接交易，完善辅助服务补偿机制，初步开放售电市场。

近期非现货市场对电力系统灵活性的提升应主要聚焦电能量市场机制设计和辅助服务补偿机制设计两个方面。电能量市场机制设计中，一方面，对参与直接交易的机组发电利用小时数提出限制建议，从而保障系统整体的备用和调频调峰能力；另一方面，合同电量偏差考核机制及结算机制对于偏差电量采用惩罚性结算方式，使发电厂和用户在签订双边交易合同时尽可能做好发电出力预测或需求预测，降低了实时运行中发电和用电的不确定性。在辅助服务补偿机制设计中，一方面，扩大服务提供主体范围，鼓励储能设备、需求侧资源等参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务。

b) 现货市场。现货市场试点的市场建设重点在于探索建立保障系统电力平衡的市场化运行机制，实现由计划管理向市场优化的转变。

近期现货市场方案对电力系统灵活性的提升应主要聚集在电能量市场机制设计、辅助服务市场机制设计以及零售市场设计三个方面。电能量市场机制设计中，第一，中长期实物合同需约定日发用电曲线；第二，建立分时段的日前和实时现货市场，在实时电力平衡机制中开展 15-30 分钟为周期平衡调节交易；第三，采用惩罚性价格机制进行不平衡结算，使得发电商与售电公司 / 大用户会尽量提高发电出力或负荷预测及控制能力。

辅助服务市场设计中，引入了市场竞争机制，在日前市场通过竞价的方式获取各类辅助服务资源，促进具有不同调节能力、更具成本优势的灵活性资源依据自身的特性参与到不同类型的辅助服务投标中，实现了灵活性资源的优化配置、降低电力系统的辅助服务成本。

零售市场设计中，对于市场化用户，由于售电公司采用了基于自身在批发市场交易组合，针对不同类型用户策略性定价的方式，通过分时电价套餐等方式引导用户用电，使零售市场中用户的需求弹性在提高系统灵活性方面的潜能得以发挥。

## 2) 中期市场设计 (2020-2025)

在中期，市场各类主体在参与市场过程中经验已相对成熟，应进一步扩大市场竞争程度，逐步缩减甚至取消发电侧的优先发电电力和用电侧的优先购电量，同时推广和完善现货市场，进一步完善辅助服务市场。中期市场方案对于电力系统灵活性提升应聚焦在电能量市场机制设计、辅助服务市场机制设计以及零售市场设计三个方面。

电能量市场机制设计方面，第一，逐步缩减甚至取消发电侧的优先发电电量和用电侧的计划电量优先购电量，以释放发电侧和用电侧更多的灵活性资源参与到市场中来。第二，日前市场最小单位交易时段由一小时变为半小时，进一步降低实时市场阶段的系统调节偏差以及灵活性资源的需求。第三，建立日内市场，在日前市场结束后和实时平衡机制前，为各方提供提供灵活资源交易平台。

辅助服务市场设计方面，在现货辅助服务市场的基础上引入中长期辅助服务市场，从而使电力系统在较长的时间尺度上也能保障灵活性资源的充裕性。

零售市场设计方面，随着非市场化用户数量的逐步减少，市场化用户和售电套餐的不断增加，这样将使更多需求侧的灵活性资源将能够参与到系统平衡调节中来，更灵活的零售电价对需求的调节作用也更为明显，并提升需求侧灵活性资源的优化配置水平。

## 3) 远期市场设计 (2030)

在远期，应建立完全竞争性的电力市场，在市场各环节设计中充分利用市场机制提高系统灵活性。

相对于中期市场方案，远期市场方案对于电力系统灵活性提升应主要聚焦在电能量市场机制设计、输配电价机制设计、零售市场设计和容量市场（容量）设计四个方面。

电能量市场机制设计中，第一，完全取消计划电量，所有具备条件的发电侧与用电侧的灵活性资源均能参与到市场中。第二，现货市场采用集中式市场，在日前市场与实时市场均采用全电量优化出清的方式，提高短期电力资源的优化配置水平。第三，交易时段进一步细分至 5-15 分钟。系统运营机构能够实现 15 分钟甚至 5 分钟实时经济调度。

输配电价机制设计中，应采用峰荷责任法的分摊方式。由于远期市场模式设计下电能量市场中现货定价采用节点边际电价的方式，已体现出发、用电的位置信号。从现货电价机制与输配电价机制协调配合和避免价格信号重复或冲突的角度来看，输配电价机制此时可不采用反映发、用电位置信号的定价方法，而是以引导用电侧合理用电，进行削峰填谷，提高电网资源利用程度和提高电力系统灵活性为目标。因此，此时的输配电价机制宜采用基于峰荷责任法的定价机制。

零售市场设计中，进一步鼓励电力零售商间开展零售竞争，进一步丰富和提高零售市场供电服务水平。到2030年，电力零售市场将在全国主要地区得到普遍推广，售电公司的供电方案和电价套餐将更为多元化。售电商将承担起连接需求侧和电力批发市场的职能。售电商一方面通过参与电力批发市场竞价将（不能/不愿直接参与电力批发市场的）电力用户的用电需求和价格弹性反映到电力供需中来，另一方面通过多种多样的用电套餐将价格信号传递到需求侧，激励需求侧释放灵活性调节资源。

容量市场设计中，可参考PJM容量市场的RPM机制建立中长期备用容量市场，保障未来电力系统容量的充裕度，以提升电力系统的灵活性。

## （四）促进灵活性的若干关键市场机制

### 1、在现货市场建立前的激励机制

中国火电为主、风电规模较大地区主要为东北、华北地区，在当前经济增速放缓，电力需求增长不足，电源容量投资过剩的情况下，由系统调峰需求带来的风电、火电间的矛盾日趋明显。

当前矛盾主要在于，第一，从系统调峰能力来看，由于风力发电的波动性、不确定性和逆调峰特性，随着风电渗透率的提高，对系统调峰资源（主要为火电机组）的需求也在不断提高。同时，具有较强调节性能的火电机组在电源结构相对中的占比会随着风电渗透率的提高逐步下降，造成发电侧的灵活性资源相对减少，此外，东北、华北地区的火电机组调峰能力还受到供暖需要的制约，使得系统调峰困难问题进一步加剧。第二，在当前火电机组利用小时数逐年下滑的背景下，由于可再生能源相关政策和系统调峰需要，火电机组被要求提供调峰服务，造成其利用小时数进一步下滑，但调峰辅助服务的激励机制，例如补偿机制，仍然没有充分调动火电为高比例可再生能源的电力系统进行调峰服务。第三，在当前电源间相互挤占发电利用空间，风电由于系统调峰约束而部分停运或全部弃风限电时，在一定程度上也可以视风电参与了调峰服务，然而其电量损失在现有规则下并未获得相应的补偿。

因此，为解决上述风火矛盾、增加可再生能源市场空间，主要可从以下几个方面进行市场机制设计：

第一是在现有规则的基础上，进一步明确调峰辅助服务中各发电主体间权责，对提供深度调峰的火电机组给予奖励补偿，将可再生能源发电的弃风弃光限电纳入到调峰辅助服务的考核和补偿中，提高各类发电企业参与调峰辅助服务的积极性，以缓解当前调峰能力

不足的问题。

第二是建立调峰辅助服务市场。通过调峰辅助服务市场，由各电厂根据自己实际运行情况，自主决定调峰辅助服务市场交易策略，上报调峰服务报价曲线，电力调度机构将根据报价排序和系统运行需要进行调用和结算。

第三是建立风火发电权交易转让机制。具体可采用两种方式，即强制发电权交易和自愿发电权交易，在电力系统调峰资源不足而必须弃风弃光限电时，风电企业向火电企业出售发电权获得收益。

第四，探索可再生能源发电直接交易机制，或可再生能源与储能联合运行机制。

### (1) 完善（火电）调峰奖励补偿机制

现货市场建立之前，建立针对调峰资源的合理的调峰奖励补偿分摊机制，将有助于提高具有灵活性调节资源提高调峰辅助服务积极性，从而促进可再生能源的消纳。

调峰奖励补偿机制的关键在于责任 / 贡献认定、成本分析与费率设定，现行辅助服务补偿价格以政府定价为主。根据国家电监会印发的《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场 [2006]43 号），调峰服务分为基本调峰和有偿调峰两部分内容。提供基本调峰服务的机组无经济补偿，提供有偿调峰的机组获得经济补偿。对于有偿调峰服务，其补偿费用一般按固定价格乘以调峰电量的方式计算。目前，六大区域在基本调峰服务深度要求、单位调峰电量的补偿价格有所不同。

今后一段时间内，应进一步细化分析调峰贡献，并认识到弃风限电也是调峰服务，给予精准、公平的补偿。例如，2013 年 1 月，华北电网新修订的细则深入火电机组在动态运行过程中的调峰贡献，即以每天天津唐电网负荷曲线为基准，量化出各台机组的调峰贡献，正贡献的机组获得调峰补偿，负贡献的机组承担相应补偿费用，通过经济手段，引入市场信号，促进火电厂主动参与电网调峰的积极性。针对风电由于系统调峰约束而部分停运或全部弃风限电时，在一定程度上也应视风电提供调峰服务，应修改规则，对风电被迫弃风电量损失进行相应的补偿。

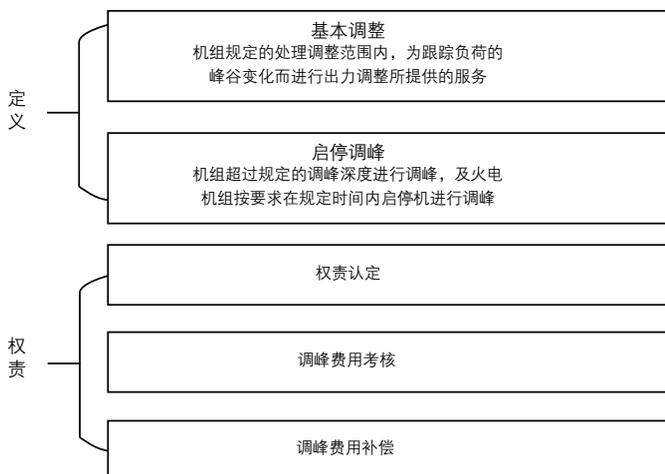


图 15-5 调峰补偿机制

## （2）调峰辅助服务市场机制

虽然调峰辅助服务补偿机制在一定程度上促进了可再生能源的消纳利用，然而按统一标准进行补偿的调峰辅助服务补偿机制，无法体现不同服务提供者的技术和经济性差异，难以对电力系统中具备不同调节能力的灵活性资源形成有效的激励，充分挖掘系统各类资源调峰潜力。因此，建立调峰辅助服务市场机制，在调峰市场中让各发电厂根据自己运行情况下报调峰服务报价曲线，系统调度机构根据系统调峰需求进行出清。这样通过竞争手段将调峰补偿机制市场化、体现调峰辅助服务的价值，以激发各类有调峰能力的发电机组的积极性。同时随着可再生能源占比越来越大，若其已经具备一定的调峰能力，也应允许包括风电、光伏的各类发电机组进入调峰服务市场。在夜晚负荷低谷时段，如果某些火电机组无法关停，调度机构便可购买风电调峰服务，既保证了电网平衡又提高了全网运行的经济性。

从调峰责任分摊来看，调峰对全网成员均有益，因此调峰是整个电网所有成员共同的责任。调峰服务费用的分摊应按照“谁受益，谁承担”的原则由包括电力用户的所有电力系统成员共同分摊。对于计划电量而言，政府制定的上网电价中已包括了适应负荷变化和事故恢复所需的各项辅助服务费用，因此发电企业应该承担调峰服务的成本责任，因提供调峰服务产生的费用可简单地按上网电费比例进行分摊；参与大用户直接交易的市场电量，由于其合同内容只涉及电能量竞价，合同价格也只包含电能量价格而不包含辅助服务费用，因此由于提供调峰服务而产生的费用应由大用户进行分摊，各工业大用户按照直接交易电费的比例进行调峰费用分摊。

## （3）可再生能源发电权交易机制

在没有建立电力市场之前，中国近年来也在探索发电权交易机制，包括自愿发电权交易和强制发电权交易。自愿发电权交易是指发电企业在自愿报价交易的前提下，由调度交易机构按一定匹配结算原则进行的电力或电量交易；强制发电权交易是指系统为完成某种目标，如执行节能发电调度、增加可再生能源消纳比例而采用的强制交易措施，在不同类型电源间按进行强制性的电力或电量置换交易。

在自愿发电权交易中，对于出让方和受让方，发电企业发电权交易价格均由竞争性报价形成。在目前在实践中，在强制发电权交易中，其价格一般采用类似政府定价的固定价格形式，对于受让方，一般为可再生能源发电企业，其结算价格一般为其上网电价或某一固定单位电量价格；对于出让方，一般为火电企业，针对其补偿价格一般为其上网电价的一定百分比或某一固定单位电量价格。但是，按照《可再生能源法》的全额保障性收购制度和新一轮电改的可再生能源优先发电制度，可再生能源具有优先发电权。因此，在电力系统调峰资源不足而必须弃风弃光限时，风电企业向火电企业出售发电权获得收益。

## （4）可再生能源发电直接交易机制

可再生能源企业也可以探索参与直接交易。现货市场建立以前，电力直接交易以年度和月度的电量交易为主，由于风电、光伏、水电（具有年调节能力的大型水电除外）等可再生能源的发电能力受气象气候因素影响显著，在年度和月度的时间尺度上具有很大的预测偏差。因此，与可再生能源发电能力和用户用电需求的预测偏差相适应，在现货市场建立以前，需要建立多周期、多时间尺度的直接交易品种。

尤其是在可再生能源发电占比高的地区，应在年度交易和月度交易等中长期电量交易的基础上，探索更短周期的交易品种，例如提前一周甚至是提前一天的电量交易、分峰平谷的电量交易等，使市场主体可以通过年度、月度、周、日等不同周期交易品种的配合，促进可再生能源的消纳。

### （5）可再生能源与储能的联合运行机制

在现货市场建立之前，可再生能源发电和储能可以通过直接交易的形式联合优化运行，从而促进可再生能源的消纳。高占比可再生能源（特别是内陆风电为主）地区的可再生能源发电曲线往往呈现逆调峰特性，即系统负荷处于峰值阶段时可再生能源发电出力水平相对较低，而系统负荷处于低谷阶段时可再生能源发电出力水平相对较高。而可再生能源和储能的联合运行，可以在一定程度平抑系统的调峰压力。具体来说，在系统负荷低谷时段，储能可以通过电力直接交易的方式与过剩的可再生能源发电签订双边购电协议。这部分直接交易电量增加了系统低谷负荷，减小了日负荷曲线的峰谷差，可以促进解决弃风限电问题。值得注意的是，这种储能作为负荷在低谷时段通过直接交易依赖于两个前提条件。第一是电力直接交易结果的调度执行区分峰谷时段，针对低谷时段的电力直接交易合同应保证在相应的时段执行。第二是电力直接交易的电价区分峰谷时段，针对低谷时段和高峰时段的直接交易合同价格也应有所不同。

## 2、现货市场建立后的市场运行机制

### （1）利用现货市场优化系统运行

现货市场建立后，在日前市场出清之后电力调度运行机构可以通过可靠性机组组合来对系统次日运行安全进行评估。其中评估的主要内容之一就是系统次日运行是否拥有足够的灵活性资源。基于对可再生能源发电波动性和不确定性预测分析，可靠性机组组合机制将针对性判断系统次日灵活性资源的具体需求（调频、备用、爬坡等辅助服务）等，并在系统运行灵活性不足的情况下采取相关应对措施，如向市场成员购买更多的辅助服务、启动额外的机组等。

到2030年，电力中长期市场将主要为差价合同等财务性合同为主，市场成员绝大多数的容量能力将进入现货市场来进行竞价。相应的，基于安全约束的机组组合和经济调度将能释放出更多的系统调节能力，使得系统消纳可再生能源发电的能力进一步提高。

### （2）辅助服务市场机制设计

随着大量可再生能源及清洁能源（如风电机组、太阳能发电机组和核电机组等）并网发电，传统电源装机容量的比例下降，同时系统也需要更多的辅助服务。传统的辅助服务均是由传统电源（如水电机组、火电机组）提供，随着可再生能源机组装机容量比例的增加，系统需要更多的辅助服务，这就使得：一方面，传统电源的年发电利用小时数大幅度下降，出售电能产品的收入不能获得合理的投资回报，甚至不能保证投资成本的回收；另一方面，传统电源装机容量的占比将不断减少，未来传统电源没有能力提供系统所需的全部辅助服务。因此必须更加完善辅助服务市场设计，除了鼓励发电侧资源提供辅助服务，还要发展需求侧响应及储能技术来提供辅助服务。

现货市场建立后，辅助服务价格不再适合采用政府管制方式，必须及时地建立辅助服

务市场化补偿机制，进而在保障电网安全稳定运行的同时，促进各类发电侧和需求侧的容量资源与电能资源的综合优化配置。辅助服务市场机制可通过（在现货市场基础上）组织市场竞争，按市场出清的边际价格结算辅助服务费用。这种方式避免了辅助服务成本信息不对称和繁杂而不精确的成本统计分析，以经济利益驱动市场成员体现其提供辅助服务的成本，从而达到资源优化配置的目的。

由调频服务、备用服务和爬坡服务构成的运行备用市场从时间尺度上看，分为短期备用和长期备用。对于短期备用需求，首选实时市场和日前市场；而对于长期备用，则选择半年或年度拍卖的方式更为合适。

——调频辅助服务。目前大部分市场中都是采用强制提供的方式来获取一次调频服务。但随着可再生能源渗透率的提高，并网发电的常规能源比例逐步下降，为了给提供一次调频辅助的市场成员提供合适的激励，应相应的将一次调频服务作为辅助服务产品通过市场竞争获取。二次调频目前在中国仍为强制提供的方式，但各区域根据调频效果或调频电量制订了一定的事后补偿标准。现货市场建立之后，应同时建立现货辅助服务市场，由电力市场运行机构通过集中竞价的方式向市场成员购买二次调频、辅助服务。

——备用辅助服务。目前中国将备用服务分为旋转备用和非旋转备用，初期只对旋转备用进行补偿。在现货市场建立之后，备用辅助服务的获取也应该由电力市场运行机构通过集中竞价的方式向市场成员购买。

——爬坡辅助服务。为解决大规模可再生能源并网，尤其是光伏发电大规模接入造成的日内净负荷的剧烈波动问题，可借鉴美国 CAISO 提出的灵活爬坡辅助服务产品设计，引入新的辅助服务类型增加现有系统的灵活性。建议在火电装机为主，风电规模较大的地区开展爬坡辅助服务交易。这样可为有能力提供快速爬坡辅助服务的机组提供更明确、合理的激励信号，以促进系统中爬坡辅助服务资源的释放。

### （3）需求响应机制

中国在电力市场化过程中，随着市场的各个环节，如电能量市场、辅助服务市场、容量市场竞争性的市场机制的建立和不断成熟，可参照 PJM 市场的需求侧响应机制经验，将需求侧资源逐步纳入相应的市场中来，以提高电力系统的灵活性。

为了促进可再生能源发电，现货市场应该提供有效的激励信号，来激励需求侧资源释放灵活性潜能。例如，通过售电公司实现用户侧的分时电价机制（Time of Use）、尖峰电价机制（Critical Peak Pricing）或实时电价机制（Real-Time Pricing），可有效的激励需求侧基于自身的价格弹性来调整负荷。另外，通过可中断负荷合同、应急需求侧响应等直接控制合同，需求侧可让出在系统紧急状态下（如系统在线备用、系统频率低于设定值的时候）的负荷控制权，为系统提供所需的可靠性和灵活性保障。

在成熟的电力市场中，售电商作为批发市场与零售市场电力用户间的桥梁，起到了传递批发市场价格信号与反馈用户用电需求的作用。在促进需求侧响应参与市场的过程中，售电商同样扮演者重要的角色，通过多种手段引导电力用户合理用电，激励负荷积极参与需求侧管理。售电商的需求侧管理策略主要可分为两类，一类是价格信号引导策略，另一类是直接负荷控制策略。

针对价格信号引导策略，其激励机制直接来源于电价，在合适的电价政策的激励下，需求侧资源会根据自身的用电效用和机会成本来调整自身的用电负荷。在这种情况下，系统灵活性资源的释放是通过相应的电价机制来实现的。售电商向用户提供分时电价（Time of Use）套餐、尖峰电价（Critical Peak Pricing）套餐或实时电价（Real-Time Pricing）套餐，用户可结合自身的用电特性和电价方案，一方面选择适合自身用电习惯的电价方案，另一方面在现有的价格方案的基础上根据自身的用电成本节约目标自主决定负荷调整方案，从而对电价套餐形成了有效的响应，主动参与到需求侧相应管理之中。

针对直接负荷控制策略，激励机制来自于需求侧让出直接控制权所获取的补偿。在这种情况下，需求侧响应的运行方（售电商或者配网系统运营商）通过系统实时运行状态、批发市场电价等信息感知到电力系统对灵活性资源的需求，然后通过直接控制信号来控制调整需求侧的用电负荷，为系统运行提供灵活性资源。售电商可与用户签订用电负荷管理合同、可中断负荷合同、应急需求侧响应等直接控制合同，根据当前的经济运营策略（如根据批发市场价格信号降低运行成本、提高收益）或系统安全需求（如提高系统在线备用、缓解系统调峰压力）对签订合同的用户进行实时的负荷控制，如削减用电、中断负荷、分时段轮停等，以实现自身的经营目标或为系统提供所需的可靠性和灵活性保障。此时参与直接负荷控制策略的用户，可根据事先的合同约定，获得相应的经济补偿。直接负荷控制策略使得售电商能够更为及时有效的利用需求侧资源，充分释放需求侧灵活调节能力。

### 3、长期容量备用保障机制

随着可再生能源发电占比的不断提高，一方面火电机组的功能将转变为主要提供调频、爬坡和备用等辅助服务，其发电利用小时数将不断下降，另一方面，由于风电、光伏、水电等可再生能源的边际发电成本很低，电能量市场的平均价格水平将呈现逐步下降的趋势，因而火电机组等常规电源的成本回收将面临很大的风险，如果缺乏其他配套机制的保障，不仅现有的火电机组会陷入经营困难，也会影响投资者未来对火电机组的投资信心。但从保障长期电力供应充裕性的角度而言，风电、光伏、水电等可再生能源的发电能力受气象气候因素影响显著，具有很大的不确定性；如果缺乏具有可靠发电能力的火电机组的支撑，很难充分保障电力供应的可靠性。因此，基于电力供应安全的考虑，有必要建立相应的配套机制，能够确保系统持有足够的火电容量，具体而言，可通过建立长期备用容量市场或采用稀缺性价格机制两种不同的方式实现。

#### （1）长期备用容量市场

长期备用容量市场中，首先基于系统未来三年（或其他合适的时间周期）的电力电量平衡测算，确定系统对火电机组的最大容量需求，然后组织面向火电机组的长期备用容量招标。长期备用容量招标可以分为提前三年的基本招标、年度追加招标。具体流程如下：1）根据系统未来三年的电力负荷预测、电源装机规划和跨省跨区送受电计划，分月测算电力平衡情况，确定未来三年内系统对火电机组的最大容量需求。2）针对未来三年所需的火电长期备用容量，面向火电机组进行长期备用容量招标，在运的或在建但三年后可投运的火电机组均可参与投标。3）根据火电机组的长期备用容量报价，按报价由低到高排序，确定边际中标机组，所有中标机组均按边际机组的报价结算。4）容量交付年以前，每年根据最新电力平衡测算，如果已经购买的长期备用容量无法满足系统电力平衡需求，针对

容量不足部分可开展年度追加招标。之前未中标的机组可参与年度追加招标，市场出清同样采用边际定价机制。

由于长期备用容量的目的是保障电力用户用电的可靠性，否则用户可能随时面临缺电的风险，因而长期备用容量的费用应由所有电力用户共同承担。作为一种事前的保险机制，长期备用容量市场能够确保未来具有足够的发电容量满足用电需求，从而维持电能量市场价格的稳定性，但代价是需要所有用户为此支付额外的保险费（即长期备用容量费用）。此外，未来电力平衡预测的准确性，也将影响长期备用市场的运行效率。

## （2）稀缺定价机制

与长期备用容量市场的思路不同，另一种激励电源投资、保障电力供应充裕性的机制是采用稀缺定价机制（scarcity pricing mechanism）。正常情况下的市场价格虽然不足以回收火电机组的固定成本，但一旦出现电力供不应求的时段，市场价格将达到很高的价格上限，为系统提供调节服务的机组可以通过这些时段回收固定成本，保障自身的生存。稀缺定价机制的优点在于，依靠电能量市场形成的价格信号自发引导电源的投资，而且有利于充分挖掘需求侧响应的潜能，用户需求弹性越低，付出的代价越高，从而体现不同供电可靠性要求的用户之间供电成本的差异。但稀缺定价机制的缺点在于，电源投资建设具有一定的滞后性，用户在某些时段将不得不支付很高的市场价格，甚至存在无电可用的风险。

## 4、跨省区交易和平衡

平衡区域的扩大可以有效的提供可再生能源消纳的能力。当市场范围从一个较小的区域扩展到一个较大的区域（例如，从省市场扩展为区域市场），整个市场消纳可再生能源发电的能力可以在两个方面的获得提升。

首先，扩大市场范围可以相对增加系统的灵活性资源。市场范围的扩大意味着调频、备用、爬坡等辅助服务在更大范围内进行分享。举例来说，如果两个单独出清的省现货市场合并为一个单独出清的区域市场，系统中辅助服务等灵活性资源将是两个省原有调节资源的线性叠加。然而，新系统中对灵活性资源的需求却小于两个省原有灵活性资源需求的线性叠加。因此在更大范围内实现经济调度，系统的灵活性资源将相对增加，可再生能源发电的消纳能力也将进一步提升。

其次，市场范围的扩大可以提高系统灵活性资源的经济性。具体来说，市场范围的扩大将导致辅助服务等灵活性资源的市场出清范围扩大（更多的辅助服务提供者）。而随着灵活性资源在更大范围内进行经济调度（更大的灵活条件能力），其资源优化配置的效率也将更高。这也帮助系统更经济、高效的获取灵活性资源。

考虑到扩大市场平衡范围的难度较大，另外折中的方式就是增加现货跨市场交易，在更大范围内进行短期的资源优化配置。通过建立类似于目前美国西部电网开发的能量不平衡市场，可以在可再生能源发电过剩的时段向外输出电能，在可再生能源发电不足的时段购买电能。

## （五）现代电力市场使可再生能源发电成为主要电能提供者

### 1、进一步提高可再生能源发电机组的可靠性和灵活性

为了给具备灵活调节能力的机组提供更为明确的激励信号，电力市场将通过辅助服务市场等手段对平抑系统运行中不确定性和波动性的灵活性服务进行更明确、合理的定价。在这种情况下，受到这种价格信号的激励，将会有越来越多的可再生能源发电机组通过技术升级改造，使其从系统运行不确定性和波动性的来源，转变为系统灵活性服务的提供者。例如，光伏电站可以通过对并网逆变器的改造来模拟同步发电机的一次/二次调频能力，继而可以参与辅助服务市场；风机可以通过对其电力电子并网接口的升级，提升其在调频能力上的灵活性。

### 2、可再生能源发电机组的调度管理更为精细化

为了更好的平抑可再生能源电源带来的不确定性，在日前机组组合和实时经济调度过程中，对可再生能源电源的管理相对于现在将更为精细化。在调度运行过程中，对可再生能源在每个时段发电能力的预测不再是一个确定性的值，而是一个基于随机预测方法得到的概率分布。电力市场运营机构在日前机组组合和辅助服务出清过程中，将基于这个概率分布来评估系统运行的可靠性并购买相应的辅助服务。

### 3、可再生能源发电机组将成为主要的电能量提供者之一

随着现货电力市场建设、可再生能源比重的增加，到2030年，基于边际成本竞争的电力现货市场将极大的促进可再生能源发电。通过日前市场和实时市场中提交基于边际成本的卖电报价，可再生能源发电机组将在实时经济调度中获得优先被调用的权力。在这种场景下，可再生能源的优先消纳通过市场竞价的手段得以实现。考虑到可再生能源的装机占比不断提高、火电机组灵活性的不断提升、储能和需求侧管理等技术的不断发展，到2030年可再生能源发电机组可能会成为电力系统中主要的电能量提供者之一。

## （六）通过市场引导灵活火电投资建设、运行和市场营收机制转型

### 1、从政府调控转向市场引领火电投资转型

在中长期，应强化电源结构调整目标，加快建立现货市场、辅助服务市场和容量机制，使火电机组（主要是天然气发电）规划和投资不再依赖于原有的规划审批模式，而是主要基于市场需求和价格信号。到2030年，中国电力市场体系已经较为完善，能够产生较为合理的短期价格信号和长期价格信号。在这种情况下，投资者将基于对电能量市场、辅助服务市场、容量市场/稀缺价格、金融输电权市场、发电燃料市场等多种因素的综合考虑，决定对火电机组的规划和投资，杜绝火电机组的盲目投资现象。

### 2、火电机组不再以出售电能量作为主要收入来源

随着可再生能源渗透率的提高，火电机组在调度和价格上均面临挑战。传统电厂会受到如下的影响：一是发电量受到挤压导致市场收入的减少；二是传统发电机组在现货市场也面对更加波动的电价。到2030年，在日前市场和实时市场中，所有发电机组均基于短期边际成本进行竞标。考虑到可再生能源发电的短期边际成本接近于零，随着可再生能源发电的渗透率不断提高，电力现货市场的边际出清价格将被进一步拉低。在这种竞争场景下，火电机组在现货市场电能量交易的出清总量和出清价格都会相对有所降低，这将导致

火电以出售电能量的收入来源总体上将降低。

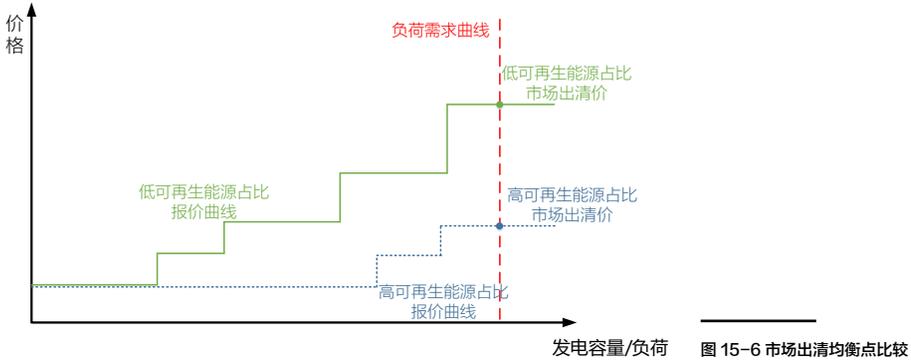


图 15-6 市场出清均衡点比较

但与管制下的系统运行环境相比,竞争性的现货市场会带来更高效和更灵活的运行方式,现货市场(以及辅助服务市场)为包括火电机组在内的所有发电机组提供了一个更有效的交易平台,具有灵活运行策略和布局的灵活火电厂仍将赢得合理市场份额和获得相应补偿。

现货市场的电价是不断变化的,取决于多种因素的影响,包括实时的电力需求水平和所调用机组的发电成本等。在电力市场环境下,所有机组的能量价格一般按照节点边际电价(LMP)机制来确定。在靠近城市的负荷中心,节点边际电价的价值一般较大。在电力市场中,出现负的或者非常高的节点边际电价都是正常现象。下图显示了美国 MISO 区域电力市场在某时间段的节点边际电价实况图。在某些区域,该时段的节点边际电价非常低,甚至达到负值;在另外一些区域,节点边际电价非常高,甚至高达 \$500/MWh (注意到 MISO 市场平均节点边际电价值约为 \$60/MWh)。

Midwest ISO real-time LMP, 9/7/2011, 9:25 a.m.

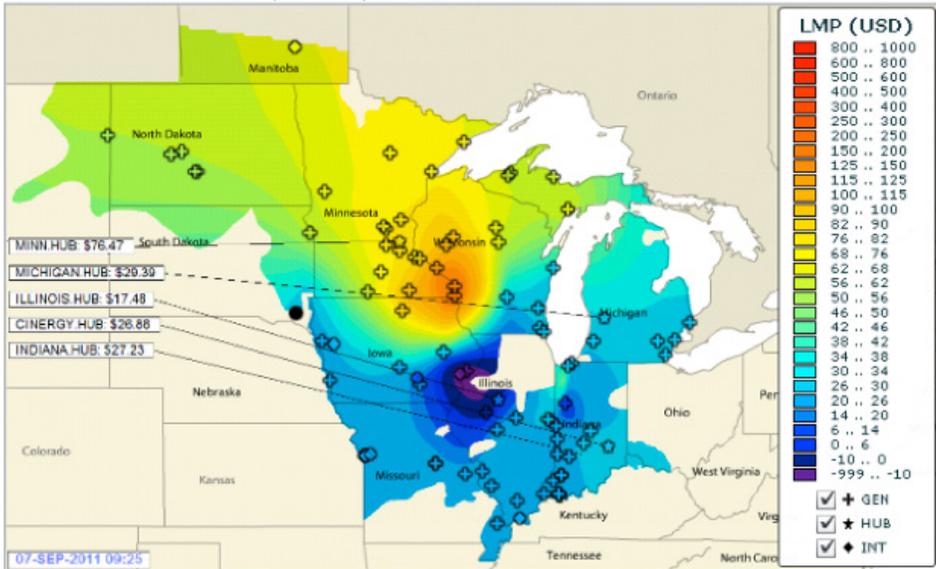


图 15-7 美国 MISO 区域市场某时段的节点边际电价

许多电力市场还利用短缺电价来反映系统出现供小于求的时候的系统边际服务成本。当系统中的所有资源不足以满足负荷供电加上备用要求的时候，便会出现短缺电价。首先，短缺电价能提供一个短期价格信号来激励系统中的资源提供更好的服务并保持系统运行的可靠性。在短期，短缺电价必须设置得足够高，从而使得系统的所有资源原意尽可能最大程度地被市场调用。其次，短缺电价从长期来看应该能够促进市场内对新装机容量投资以及促进现有的不再经济的机组退出市场。这一点对于没有集中容量市场来保证系统容量充裕性的区域尤为重要。当短缺电价能准确反映用户对用电价值、运行备用和规划备用的期望时，将会对市场的长期经济效益（包括新容量的投资和不经济机组的退出）带来显著影响。另外，美国的区域电力市场普遍采用一种“收入保障”机制来确保发电机组从市场中获得的收益不能低于其成本。在遵循市场规则的前提下，如果发电机从市场获得的收益小于其成本，ISO 将会把差价补偿给机组，确保机组不会亏损，所产生的费用由用户分摊。

因此，包括火电的灵活机组可以根据市场中的历史或实时电价情况调整自己的报价策略，从而最大化其获得的利润。许多相对靠近负荷中心的灵活火电将更加获益于相对较高的节点电价。

### 3、火电机组将以出售辅助服务作为重要收入来源

到 2030 年，考虑到可再生能源发电渗透率不断提高，其波动性和不确定性对电力系统安全稳定运行的负面影响也不断增加。为了平抑这些负面影响，系统需要更多的辅助服务资源为系统运行提供更多的灵活性。在 2030 年，中国电力市场体系，特别电力现货市场中，对辅助服务应具备更为明确的分类和更为合理的定价，应包含一次调频辅助服务、二次调频辅助服务、在线备用服务、爬坡备用服务等交易标的。其中，一次调频辅助服务是为了应对随着可再生能源发电机组（目前大多数风电、光伏缺乏一次调频能力）占比提高，系统运行中同步旋转机组越来越少导致系统可能缺乏一次调频能力的场景。二次调频辅助服务、爬坡备用服务和在线备用服务都是针对可再生能源的波动性和不确定性。

火电机组与可再生能源电源的互补性恰好可以通过辅助服务市场的体现：火电机组一般都是同步发电机，可以为系统提供一次调频能力；火电机组可控性好，可以提供较为优质的二次调频能力和爬坡备用；火电机组装机容量一般较大，可以提供足够的在线备用。上述三个特点恰恰是可再生能源发电机组所不具备的。因此，在一个以可再生能源占比较高的电力系统中，火电机组的稀缺价值恰好在辅助服务市场中可以得到充分体现。综上所述，到 2030 年火电机组很可能将以出售辅助服务作为主要收入来源。

### 4、远期火电机组可能需要容量市场机制 / 稀缺价格机制来保证回收长期投资

到 2030 年，在可再生能源发电高占比的电源装机结构下，电力现货市场的边际出清价格相对较低。火电机组和可再生能源发电机组，在现货电能市场和辅助服务市场中获取的收益可能不足与支撑其长期投资回报。

在这种情况下，为了保证在更长的时间尺度内电力系统有充足的发电装机来满足系统尖峰负荷并且提供系统需要的灵活性，中国电力市场体系需要相应的长期资源充裕性保障机制，即容量市场机制或者稀缺价格机制。在容量市场机制场景下，火电机组可以通过参与容量市场排名，从容量市场中获取部分收入，以支撑其投资成本的回收。在稀缺价格机

制场景下，火电机组可以在系统供需紧张的时段获取超额的稀缺价格收入用来支撑其投资成本的回收。

## （七）建立全社会共同参与需求响应的机制

### 1、培育大中型工业用户多种参与需求响应机制

在参与形式上，大工业用户有多种方式来提供需求侧响应。例如，大工业用户可以通过参与日前市场竞价，提供备用辅助服务；可以参与紧急备用响应；可以通过参与基于价格的需求侧响应等。除了通过被动接受控制信号来提供服务灵活性服务，大工业用户还可以通过市场价格数据分析，利用其生产流程模块化的特点，基于价格波动实时调整生产流程，提供与电力系统运行需求相适应的动态负荷调整<sup>1</sup>。

需求侧响应机制可在大工业用户的购电风险管理中也扮演重要角色。如果大工业用户直接参与电力批发市场购买电能，而不是通过售电公司等代理购买，降低其购电组合的成本不确定性风险（主要来自于现货市场电价的不确定性）的主要途径是提高在中长期市场中的交易比例，提前锁定购电成本。但是这种做法在一定程度上也降低了大工业用户在现货市场中的灵活性。而在不增加中长期购电比例的基础上，需求侧响应也可以为用户降低购电成本的不确定性风险。具体来说，通过预测等手段，大工业用户可以在尖峰电价时段调用需求侧响应，从而降低其在该时段的用电负荷，进而达到控制购电成本波动性风险的目的<sup>2</sup>。

### 2、鼓励中小型电力用户参与需求响应

广大居民、商业等中小型电力用户参与需求响应通常需要通过配电供应商或受电公司。要鼓励配网系统运营商或者售电公司全面建立需求响应项目或吸引鼓励各方参与的电价套餐，也可将实时的控制信号直接发送给中小型用户的需求侧。这些控制信号可以是电价信号（电价信号可以是配网节点边际电价信号，也可以是售电公司或者负荷集成商提供的动态/分时电价信号），也可以是直接控制信号（直接控制用电负荷）。

### 3、建立电动汽车 V2G 的激励价格政策和充电服务商业模式

电动汽车中的储能装置在有合适的激励政策的基础上，也可以成为系统灵活性的提供者之一。充电商可以把电力批发市场中的激励信号（如辅助服务价格、实时电能量价格等）传递到电动汽车一侧，通过 V2G<sup>3</sup>（Vehicle to Grid）等技术，为系统提供灵活性资源。

电动汽车充电站的充电负荷相较于其他负荷，时间弹性较大。电动汽车充电站可以通过动态价格信号或者直接调度控制等方式调整管理充电负荷。到 2030 年，在相关价格信号的激励下，电动汽车充电站将利用其储能和需求侧管理能力成为系统运行灵活性资源的重要来源之一。考虑到中国电动汽车保有量的不断提升，届时在相应价格信号的激励下的电动汽车 V2G 模式也为系统运行提供数量可观的灵活性资源。

<sup>1</sup>Ding, Zhaohao, et al. "Medium-Term Operation for an Industrial Customer Considering Demand-Side Management and Risk Management." IEEE Transactions on Industry Applications 52.2 (2016): 1127–1135.

<sup>2</sup>Strbac, Goran. "Demand side management: Benefits and challenges." Energy policy 36.12 (2008): 4419–4426.

<sup>3</sup>Lund, Henrik, and Willett Kempton. "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G." Energy policy 36.9 (2008): 3578–3587.

## 十六、创新适应可再生能源规模化发展需求的政策机制

中国已提出了推动能源生产和消费革命的能源发展方向，持续增加清洁、绿色能源供应量、不断提升其在能源生产和消费中的比重是能源革命的基础。可再生能源的持续规模化发展是实现能源供应转型不可或缺的重要途径，也是建设生态文明、达成美丽中国梦的重要组成部分。

2020年和2030年非化石能源在一次能源消费中占比15%和20%的国家目标，既是中国未来能源转型路径指引，也明确了近中期可再生能源发展的任务。“十二五”期间，中国可再生能源技术快速进步，产业实力显著提升，市场规模迅速扩大，呈现大范围增量替代、区域性存量替代的趋势。但随着应用规模不断扩大，可再生能源在未来发展空间、能源系统融入、政策机制保障等方面面临愈加严峻的挑战，尤其是较高比例限电、电价补贴缺口、规划建设配套等问题凸显。

在当前电力体制改革持续推进、能源和电力需求增长缓慢的大环境下，仅靠延续既往政策难以化解可再生能源发展面临的迫切问题，必须结合能源发展形势和电力体制改革进程，进行可再生能源政策和机制创新，以保障国家非化石能源占比和能源转型目标实现，加快推进可再生能源成为主力能源之一的进程。

2016年上半年，国家能源局先后颁布了《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（以下简称《目标引导制度指导意见》）、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（以下简称《全额收购管理办法》）等文件，并就《关于建立燃煤火电机组非水可再生能源发电配额考核制度有关要求的通知（征求意见稿）》（以下简称《发电配额考核制度通知》）等开始征求意见。从当前可再生能源发展面临的形势来看，这些政策的实施体现了在总量目标引导，加强电力系统运行管理以及扩大可再生能源补贴资金来源等政策创新，也是未来可再生能源能否持续、健康发展的关键性制度安排。

### （一）建立可再生能源开发利用目标引导制度

#### 1、政策背景

“十二五”以来，中国可再生能源产业快速发展，风电、光伏发电年新增装机连续多年位居全球首位，累计装机分别在2013年和2015年底成为世界第一。但与此同时，传统的能源开发和运行管理体系不适应可再生能源的大规模发展，在风电、光伏等可再生能源发电占全社会用电量比重有限的情况下，弃风弃光范围和比例不断扩大，严重影响了可再生能源产业的持续健康发展。

《可再生能源法》确立了鼓励可再生能源的基本制度，主要是总量目标、强制上网和全额保障性收购、上网电价和费用分摊、可再生能源基金等制度，有关政府部门依据法律框架制度制定了上百项配套政策，中国促进可再生能源发展尤其是促进可再生能源电力发展的政策体系逐步完善。但是，基本制度中的全额保障性收购制度在前几年一直没有真正落实，总量目标分解和落实也存在一定的问题，电网企业和地方政府的责任和义务没有明确的政策予以规定。主要体现在以下几个方面，一是没有明确电网企业在收购可再生能源方面的



责任及量化要求；二是没有明确地方政府发展可再生能源的责任义务，缺乏针对各地区开发利用可再生能源目标管理机制，地方政府和能源企业重视度不够，在近期能源需求增速放缓的新形势下，部分地区出现了为保煤（煤电）而强迫可再生能源让步的现象，能源开发和投资企业也在煤炭价格低位的情况下更急于投资建设煤电项目，以追求短期的利润目标，没有全面树立优先开发利用可再生能源的观念。

根据国家推动能源生产和消费革命的总要求，促进可再生能源开发利用，保障实现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，国家能源局于2016年2月29日印发了《目标引导制度指导意见》，按照可再生能源资源开发条件和电力市场消纳条件将2020年可再生能源占比这一约束性指标按照行政区域予以分解，明确地方政府部门、电网企业、发电企业相应的责任和义务。

## 2、政策内容

《目标引导制度指导意见》文件明确了责任主体、监管主体，形成了可再生能源以及相关的能源和电力的规划开发、运行消纳和检测评价的闭环管理体系，建立目标导向的管理模式，从源头上理顺可再生能源与其他能源类型的发展关系。

### （1）制定明确的中长期可再生能源开发利用目标

《目标引导制度指导意见》提出“国家能源局根据各地区可再生能源资源状况和能源消费水平，依据全国可再生能源开发利用中长期总量目标，制定各省（区、市）能源消费总量中的可再生能源比重目标和全社会用电量中的非水电可再生能源电量比重指标”，明确提出开发利用目标是基于可再生能源在一次能源和全社会用电量中的比重，而不是单纯的装机目标，这意味着要督促各地、各部门、各能源企业转变发展理念，从强调可再生能源的“量”的发展（增加规模和速度）转变为重视“质”的发展（提升效率和水平），行业管理重点由开发建设管理转移到开发与消纳利用并重，将会指导各地区科学编制可再生能源开发利用规划，促进各省级政府将可再生能源的开发利用作为经济社会发展的重要指标，在系统规划、并网消纳、保障措施等方面统筹考虑。

### （2）明确可再生能源开发利用的责任和义务主体

《目标引导制度指导意见》提出地方能源主管部门负责建立保证可再生能源开发利用目标完成的工作机制，将本行政区的全社会用电量中非水电可再生能源电量比重指标任务分解落实到区域内各级电网企业、售电企业以及发电企业，将会推动非水电可再生能源比重指标的执行与落实。

### （3）提出建立可再生能源电力绿色证书交易机制

《目标引导制度指导意见》提出“建立可再生能源电力绿色证书交易机制。可再生能源电力绿色证书是各供（售）电企业完成非水电可再生能源发电比重指标情况的核算凭证”，可再生能源电力绿色证书可通过证书交易平台按照市场机制进行交易。显示在今后完善促进可再生能源开发利用的体制机制中，将进一步减少行政干预，通过经济手段反映一定的化石能源环境外部性成本，用市场方式促使社会资源向绿色低碳能源聚集。

**（4）确定2020年发电企业非水电可再生能源发电量达到全部发电量9%以上的责任目标**

《目标引导制度指导意见》明确提出到2020年，各发电企业非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的9%以上，各发电企业可以通过证书交易完成非水电可再生能源占比目标的要求。即意味着各发电企业可以通过多种方式完成该责任目标，一是自我开发建设或收购非水电可再生能源发电项目，二是通过证书交易平台购买证书，或者集中方式并用以完成企业非水电可再生能源占比目标的要求。同时，鼓励可再生能源电力绿色证书持有人按照相关规定参与碳减排交易和节能量交易。

### （5）提出建立可再生能源开发利用监测和评价制度

《目标引导制度指导意见》提出各省级能源主管部门要建立健全本地区可再生能源开发利用监测体系，对本行政区域可再生能源利用量、可再生能源占能源消费总量比重、非水电可再生能源电量比重等指标按年度监测，将会形成一个规划开发、运行消纳、监测评价的“闭环”管理体系，实质上是建立针对各地区可再生能源发展的考核机制，为确保实现非化石能源占比目标奠定制度基础。

《目标引导制度指导意见》给出了2020年各省非水电可再生能源配额制规定。规定了全国不同省份2020年全社会用电量中的非水电可再生能源电量比重指标，规定内蒙古、黑龙江、吉林、辽宁、新疆、宁夏、甘肃、西藏8个省份达到13%；北京、天津、河北、山西、山东、海南、云南、山西、青海9个省份指标水平为10%；上海、江西、广西、重庆、四川、贵州6个省份的指标为5%；其余省份为7%。为各省建立可再生能源占电力消费比重指标提出了目标和要求。

## 3、政策实施可能存在的问题及建议

《目标引导制度指导意见》文件规定偏原则，提出的主要机制落地尚需要具体的配套政策。从当前形势看，其顺利实施，还需要在以下几方面进行配套细化。

一是对目标任务确定责任主体以及年度分解的原则，并进行分解。年度指标不能仅以2020年一年为考核指标，更重要的是从促进可再生能源持续增长、稳步健康发展的角度出发，根据发展形势变化，确定年度指标。目标分解办法、核算方法，设定的各省指标值的科学合理性等需要尽快建立和完善。

二是需增强管理办法的约束力。《目标引导制度指导意见》中缺乏对发电企业后评估结果的约束管理办法，对未完成的发电企业和地区并没有相应的措施，有可能造成一些企业和地区对完成目标缺乏动力。对目标核算方法需要进行更严谨的设计，以便于考核工作的实施。

三是需深入研究完善绿色证书制度设计。《目标引导制度指导意见》的绿色电力交易证书制度的设计，是比较核心问题，绿色证书交易机制中涉及的交易方式、交易价格及组织管理等问题都需要系统考虑。此外，2017年将全面实施碳排放交易机制，如何考虑绿证市场和碳市场的兼容协调，需要进一步深入研究。

四是需要处理好开发利用目标政策与现行价格、补贴等其他相关政策的冲突和衔接问题。实施绿色电力证书交易后，非水电可再生能源企业的发电收入将由燃煤发电标杆电价、现行可再生能源发电补贴（差额补贴）、绿色证书交易收入（反映可再生能源环境外部性

成本的市场化补贴)三部分组成,意味着中国现行的电价政策和补贴模式需要做出重大调整,需充分考虑新机制与现行价格、补贴、碳交易、财税、全额保障等机制和政策的衔接问题。

## (二) 探索非水可再生能源发电配额考核制度绿色证书交易机制

### 1、政策背景

提出非水可再生能源发电配额考核制度和绿色证书交易机制,是落实上述《目标引导制度指导意见》文件中的发电企业发展可再生能源责任以及建立绿色证书交易机制的直接体现。《发电配额考核制度通知》要求燃煤火电机组将承担可再生能源发电量配额责任,具体指标是到2020年非水可再生能源发电量与其煤电发电量的比重不低于15%。该文件虽未正式颁布,处于征求意见状态,但表明了未来可再生能源发电政策的重要方向。其必要性和意义主要在以下几个方面。

### 1、政策背景

(1) 绿色证书交易机制是符合电力体制改革方向的重要选择

中国电力体制改革提出要放开输配外的竞争性环节电价,发用电计划也将有序放开,新增的煤电原则上都要参与市场,这样未来燃煤发电标杆电价存在的意义就会逐渐失去,这也意味着依托燃煤标杆电价的可再生能源价格及补贴机制要做重大调整。未来风电、光伏等可再生能源电价形成机制可能需要由分资源区标杆电价逐步调整为电力市场中的批发电价加上定额电价补贴,即由现有的差价补贴向定额补贴转变。另一方面,随着可再生能源的规模化发展,不改变现有的化石能源成本不予以考虑的价格机制,长期靠电价补贴的方式来促进可再生能源发展已不可维系,需要以市场化的手段解决可再生能源的发展问题。2014年国务院印发了《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》,国家能源局在《关于印发2014年能源工作指导意见的通知》(国能规划[2014]38号)中也提出了力争在2020年前实现风电与火电平价,光伏在销售侧但从当前各种形势判断,如仍然不考虑煤电外部环境成本,在2020年前实现风电与火电平价的可能性较小。而在目标引导制度和发电配额考核制度中,建立绿色证书交易机制既可以减少对电网企业提出消纳可再生能源电量比例要求/对发电企业提出可再生能源发电量占比要求的行政计划干预,符合电力市场化改革方向;也可以利用绿色证书价格经济手段在一定程度上反映化石能源环境外部性成本,部分/全部还原电价的真实成本,用市场方式为实现风电与火电平价创造条件,也可有效促进可再生能源融入电力市场。

(2) 绿色证书交易机制是推进能源供应转型的重要抓手

推进能源生产和消费革命,加快能源供应转型,需要有可操作、可落地的措施。虽然中国提出了约束性的非化石能源占比目标,也有《可再生能源法》作为保障,但目前许多地方出现严重的弃水、弃风、弃光现象及各地大干快上煤电项目的趋势表明,非化石能源目标的实现还面临着许多深层次的体制机制问题有待解决,落实国家提出的能源转型要求,不仅需要量化考核指标的行政手段,也更需要通过市场经济手段来实现,绿色证书交易机制正是通过市场手段推进实施的具体抓手。

### （3）绿色证书交易机制是解决当前可再生能源发展面临补贴不足问题的有效手段

从破解当前和近期可再生能源电价补贴资金难题角度，实施绿色证书交易机制可发挥重要作用。到2015年底中国可再生能源电价补贴累计资金缺口约400亿元，补贴资金拖欠问题已对可再生能源发电全产业链造成影响，如果政策不做调整，“十三五”期间补贴缺口仍将存在并将逐年扩大。据初步测算，如考虑绿色证书交易实施起步阶段的几年内，一个绿色证书（一兆瓦时）价格约100元，则现有可再生能源基金规模基本可满足电价补贴需要。

## 2、政策内容及分析

《发电配额考核制度通知》明确要求燃煤火电机组将承担可再生能源发电量配额责任，其实现承担可再生能源发电配额指标和完成考核指标的途径和方式是“通过自建非水可再生能源项目或购买可再生能源电力绿色证书”，文件还对发电企业信息和运行检测系统，以及指标考核和监管工作等做了要求和说明。针对文件的一些主要内容分析如下。

### （1）将燃煤火电机组作为配额责任主体具备可操作性并可体现多重意义

其一，选择发电企业作为配额承担主体符合中国当前电力行业的总体环境。从全球可再生能源责任目标机制看，强制市场份额或配额制度是较成熟的机制，在美国、英国、瑞典、澳大利亚、日本、韩国等几十个国家和地区实施，是推动许多国家和地区可再生能源发展的重要市场机制。承担强制配额的主体，有的是电网企业（如美国大部分州、英国），有的是发电企业（如韩国、中国台湾地区）。以电网企业作为承担主体的前提条件和环境是充分竞争的电力购配售市场，配电商可在电力市场通过短期合约或长期合同完成配额要求，并将成本传递给消费者。中国在2015年启动电力体制改革且有一定进展，但在短期内达到如欧美的完全电力市场化模式、期冀市场化改革一步到位是不现实的。但中国放开发电侧的改革已有十余年，将发电企业作为责任和被考核主体具备基础和条件。

其二，燃煤发电企业承担配额责任是落实电力行业供给侧改革的一项重要措施。由于煤炭价格持续下降，发电企业投资煤电热情高涨，近一年多来在电力消费增速大幅降低的情况下，煤电装机仍创历史新高，2015年新增煤电装机超过5000万千瓦，且有超过3亿千瓦的煤电处于在建、核准或前期工作状态。2014以来，中国全社会用电量增速明显下降，部分地区的电力行业供应过剩局面已非常突出。随着中国经济步入新常态，预计“十三五”期间的用电量增速也趋于平稳，煤电项目大干快上的局面加剧了当前全国电源过剩的趋势，造成各类电源之间，尤其是煤电与可再生能源之间直接争夺当前的利益空间和未来的发展空间，考虑绿色低碳发展转型、煤炭消费总量控制、能源领域供给侧改革等各项要求，需要强化煤电企业发展或支持清洁能源的责任，并进一步抑制企业投资煤电的冲动，推进向清洁绿色电力转型。

其三，承担绿色电力配额是燃煤发电企业承担社会责任的一个重要体现。长期以来，中国煤电定价机制并没有将其外部性成本考虑在内，煤电企业在排放污染物时没有承担应有的环保责任，其外部性成本被社会公众承担了。此外，碳交易等反映煤电外部性成本的市场机制还需要时间才能得以全面实施，在近期内传导到煤电成本上的作用也有限。燃煤

发电企业购买绿色证书满足配额要求，是履行其社会责任的一种体现，可作为支付其外部性费用的一条途径。

### **（2）燃煤发电企业承担 15% 的配额指标与非化石能源占比目标要求相适应**

2020 年非化石能源占一次能源消费量占比达到 15%，是“十三五”期间中国经济社会发展的一项约束性目标。当前，发电是中国商品化非化石能源的主要来源，占 98% 以上。在非化石能源发电中，由于建设工期的因素，到 2020 年可投产的水电、核电项目及可能发电量基本是确定的。为实现非化石能源 15% 占比指标，“十三五”可再生能源发展规划初步确定的目标是，到 2020 年风电、太阳能发电、生物质发电装机分别达到 2.5 亿千瓦、1.6 亿千瓦、1500 万千瓦，折算为 2020 年非水可再生能源发电量总计约 6800~7000 亿千瓦时。再考虑 2020 年的与燃煤发电量约 4.4~4.8 万亿千瓦时，非水可再生能源发电量约占燃煤发电量的 15%。换言之，如果燃煤发电企业实现了配额指标要求，2020 年国家确定的非化石能源占比目标相应也就可以实现。

### **（3）绿色证书交易机制应与现行电价和补贴机制改革相辅相成，协同推进**

需要指出的是，煤电企业以自建非水可再生能源项目或购买绿色证书方式完成配额指标，与现有“可再生能源电价附加”政策并无矛盾冲突之处。“可再生能源电价附加”的征收对象是电力用户，是依据销售电量征收的，体现的是全体电力用户支持可再生能源发展的责任，征收范围并不包括发电企业，煤电企业也不需要依据其发电量缴纳可再生能源电价附加。

根据《通知》规定，燃煤发电企业可通过自建非水可再生能源项目或购买可再生能源绿色证书的方式，完成发电配额考核指标要求，即通过绿色证书交易机制，以市场化方式推进可再生能源发电配额机制的实施的促进可再生能源逐步融入电力市场。绿色证书交易机制与可再生能源电价和补贴政策之间有直接关联，应与电价和补贴机制改革相辅相成，协同推进。

## **3、政策实施可能的影响**

### **（1）加快可再生能源电价补贴退出步伐，可再生能源可直接参与电力市场**

如果绿色证书交易机制得以建立和实施，按照目前提出的原则和方案，将会有效降低可再生能源电价补贴需求，可再生能源发电企业的收益将来自于电网支付的购电价格（现行机制下为当地脱硫标杆上网电价，电力市场建立后为电力市场竞价价格）、可再生能源电价补贴（现行机制下为差额补贴，电力市场建立后为定额补贴）和绿色证书收益三个部分。由于绿色证书价格取决于市场，可能存在波动性变化，会对可再生能源发电企业的收益带来一定不确定性，但从总体上，如果能够合理配额指标（即年度配额指标略高于预期可再生能源发展规模），对可再生能源发电企业的实际收益影响有限。并且随着可再生能源成本不断下降、绿色证书机制逐步完善，可再生能源发电差额或定额补贴降低速度可加快，提前实现风光与煤电平价，进入到可再生能源收益来源为市场化电价和市场化收益（即绿色证书收入）二者相结合的模式，实现补贴完全退出。市场化的可再生能源发电补贴方式，不仅是解决补贴资金来源和提高补贴效率的有效办法，还使实现可再生能源发电完全参与电力市场，通过市场化的交易，让可再生能源利用边际成本低的优势实现优先上网。

## (2) 反映煤电外部性成本有限，但仍可在一定程度上影响煤电开发、推进转型

绿色证书交易机制实施后，对燃煤发电项目的经济性和煤电企业投资电站的选择会带来一定影响。这一影响主要与绿色证书交易价格和发电企业非水可再生能源的占比有关，特别是对纯燃煤发电企业和燃煤比例很高的企业的影响相对较大。从煤电的外部性成本角度，这一经济性影响仅是反映其外部性成本很小的部分，也是煤电理应承担的。

根据 2013 年超过 800 万千瓦的发电集团数据进行直观定性分析，假如发电企业按照当前各自的非水可再生能源比例发展电力，如果未来实施绿色证书机制，广东粤电、浙能电力、国投电力、中电投、神华、华电等集团可再生能源比例较低，将会是绿色证书的主要购买方；而长江三峡集团煤电很少（2015 年为 200 万千瓦非水可再生能源，未来将是绿色证书的纯卖方（收益方）；中广核、河北建投、国电、北京能源等集团的非水可再生能源电量占比较高，也将可能是绿色证书的纯卖方（收益方）；其它华能、大唐、华润等集团非水可再生能源电量占比较为适中，买卖绿色证书情况可能存在一定的不确定性。

企业名称	发电装机容量 (万千瓦)					发电量 (亿万千瓦)					风电与火电比
	合计	水电	火电	核电	风电	合计	水电	火电	核电	风电	
华能	14224	1835	11356		973	6097	699	5527		5527	3.1
大唐	11535	1778	8767		937	4940	475	4289		4289	4.0
华电	11276	2084	8563		538	4612	523	3992		3992	2.3
国电	12279	1258	9227		1732	5333	404	4616		4616	6.6
中电投	8969	1925	6209	112	471	3678	692	2846	64	2846	2.2
广东粤电	2685	215	2446		20	1276	61	1212		1212	0.3
三峡	4226	3949			203	1323	1292				100
神华	6562	13	6029		510	3358	6	3270		3270	2.5
华润	3084	47	2743		294	1600	16	1530		1530	3.5
国投	2721	1252	1409		50	1167	484	672		672	1.3
浙能	2452	85	2366		1.4	1179	17	1162		1162	0.0
河北建投	861		726		135	399		370		370	7.8
中广核	1534	147	68	833	433	766	59	26	602	26	288
北京能源	1335	50	1228		165	682	15	629		629	5.7

表 16-1 2013 年大型发电生产企业发电装机容量及发电量  
数据来源：2013 年电力工业统计资料汇编

而对于非水可再生能源占比较低的电力集团，要满足非水可再生能源配额比例，一方面可以通过购买绿色证书来实现非水可再生能源占比，另一方面可通过投资非水可再生能源建设，增加非水可再生能源电量来达到实现的目标。对于电源企业是选择购买证书还是自建非水电站项目，影响因素较为复杂，除受到绿色证书价格影响外，与非水可再生能源项目、燃煤发电项目收益情况、各年非水可再生能源投产建设情况、当年非水可再生能源发电量多少以及企业自身条件等情况都相关。

### （三）落实可再生能源发电全额保障性收购制度

#### 1、政策背景

《全额收购管理办法》政策的出台是在《可再生能源法》中规定的全额保障性收购制度长期难以落实、风光限电的范围和比例迅速扩大和上升、煤电依据其发电计划电量制度大大侵占可再生能源利益和市场发展空间的情况下，政府制定的保障可再生能源电力发展、提升其利用率的一项措施。

#### （1）对全额保障性收购制度存在不同理解和看法，制度没有得到有效执行

2006 年开始实施的《可再生能源法》明确规定电网企业应“全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量”，之后在 2007 年 7 月原国家电力监管委员会发布了《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，制定了电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量的监管职责、监管措施及法律责任等，并规定自 2007 年 9 月 1 日起施行。因此 2006-2009 年关于可再生能源发电一直强调的是“全额收购”的原则，在当时可再生能源总体发展规模很小的情况下，全额收购是具备操作条件的。

2009 年底《可再生能源法》修订完成，在修订的法律文本中，将“全额收购”改为“全额保障性收购”，其第十四条中规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。国务院能源主管部门会同国家电力监管机构和国务院财政部门，按照全国可再生能源开发利用规划，确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重，制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法，并由国务院能源主管部门会同国家电力监管机构在年度中督促落实”，但对于如何理解“全额保障性收购”，中央和地方政府、电网企业、可再生能源发电企业、其他电源发电企业等相关方一直存在争议乃至截然相反的看法。此外，由于缺乏具体的配套措施及电力体制环境制约等各方面因素，随着可再生能源在电力系统中占比增加，“全额收购可再生能源电量”没有得到有效贯彻落实。

#### （2）可再生能源电力开始替代煤电，二者之间矛盾愈加严重

随着可再生能源装机和发电量的不断增加，在用电需求市场一定且近期电力需求增长缓慢的情况下，可再生能源电力理应成为煤电的重要替代，煤电装机规模应该受控或停止，煤电利用小时数必须减少，增加灵活性，为可再生能源电力应用提供空间。然而，在全社会用电量增长缓慢形势下，2015 年至今煤电建设步伐并没有减缓，仍保持较高的新增装机，2015 年化石能源发电新增 6400 万千瓦，但全国发电设备利用小时为 3969 小时，同比降低 349 小时。根据国家能源局发布的数据，2016 年上半年，全国又新增化石能源装机 2711 万千瓦，煤电利用小时数又进一步拉低。

在运行方面，当前对除非水可再生能源发电之外的电源执行发电计划制度，各类电源上网电价仍以标杆电价或核准价格为主，这就导致发电计划机制下，地方政府在确定煤电发电年度计划时，保证煤电一定小时数的发电出力的情况，而煤电业更需要通过发更多的电量来保证其收益和利润。在没有强制性要求和电价机制不发生改变的前提下，煤电企业的发电计划指标不可能为可再生能源电力做出实质性的让步，在电力需求增长有限情况下，造成煤电和可再生能源发电之间的直接冲突，并且被损害方为可再生能源电力，从近一、

两年甘肃、云南以及新疆等省区公然开展的风火替代发电交易，都表明可再生能源电力与煤电的矛盾日益激化。

上述矛盾的直接表现是“三北”部分地区畸高的风光限电比例。从近些年数据看，限电范围不断扩大，比例不断增加，2011年全国平均风电弃风率14%，弃风电量约100亿千瓦时，2012年则为17%和200亿千瓦，风电年等效利用小时数比2010年下降了280。2013年全国电力消费增长了7.5%，加之东北、西北多条配套输电线路建成投运，全年风电利用小时数上升至2070，弃风率也降至10%左右。2014年，由于当年风速偏低，虽然全国平均弃风率下降至8%左右，但风电利用小时数却降至1905。2015年，由于电力需求增速缓慢，弃风限电矛盾凸显，全国弃风电量约340亿千瓦时，平均弃风率高达15%，在当年来风较好的情况下，风电利用小时数进一步下降至1728。2016年一季度全国弃风情况愈发严峻，弃风电量192亿千瓦时，同比增加85亿千瓦时，已超过2015年弃风总量的一半，平均弃风率26%，同比上升7个百分点，“三北”地区平均弃风率逼近40%。

2015年国家启动了新一轮电力体制改革，2015年3月15日《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）明确提出“落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题”、“提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例”。在首批6个电改配套文件中，提出了实施可再生能源优先上网和保障性收购的机制框架，明确地肯定了可再生能源发电的优先权，但仍然缺乏可执行可操作的具体办法。为贯彻落实中发〔2015〕9号文件及相关配套文件要求，2016年3月28日，国家发改委制定并印发了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）。

## 2、政策内容

《全额收购管理办法》是落实电力体制改革中可再生能源发电领域相关目标和任务的具体表现，对实现中国非化石能源消费比重目标、促进能源领域供给侧结构性改革、推动能源生产和消费革命具有重要意义。其主要内容和相关分析如下。

### （1）确定保障性收购电量责任主体和保障性收购电量办法

《全额收购管理办法》中规定保障性收购电量由“国务院能源主管部门会同经济运行主管部门”即由国家能源局会同发改委经济运行局共同确定；并通过“参考准许成本加合理收益，核定各类可再生能源并网发电项目保障性收购年利用小时数”，且根据产业发展情况等对“保障性收购年利用小时数适时进行调整”，即可再生能源保障性收购电量的原则是要保证可再生能源项目的合理收益，且保障收购的电量是适时调整的，将与年度投产的可再生能源项目量具有一定的相互制约关系。

### （2）首次提出保障性收购电量和市场交易电量划分

《全额收购管理办法》中规定“可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分”，“对于保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购”，

即根据各地区核定的可再生能源保障性收购年利用小时数，按照各地区的标杆上网电价由电网公司保障全额收购。“市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。”，且“参与市场交易的可再生能源发电量按照项目所在地的补贴标准享受可再生能源电价补贴”，即在电网企业通过计划方式优先安排一部分保障性发电量，保障可再生能源项目合理收益的同时，鼓励可再生能源发电企业对超出保障性范围的发电量参与市场交易，同时电价执行“市场竞价价格 + (当地可再生能源标杆上网电价 - 当地煤电脱硫脱硝标杆电价)”。这种模式可充分发挥可再生能源电力边际成本低的优势，通过市场竞争的方式实现优先发电，促进可再生能源电力多发满发同时，也可引导企业不断提高管理水平，加速技术创新。

### (3) 明确可再生能源电力补偿电量的计算方法和补偿责任落实

《全额收购管理办法》中规定“保障性收购电量范围内，受非系统安全因素影响，非可再生能源发电挤占消纳空间和输电通道导致的可再生能源并网发电项目限发电量视为优先发电合同转让至系统内优先级较低的其他机组，由相应机组按影响大小承担对可再生能源并网发电项目的补偿费用”，“参照调度优先级由低到高顺序确定承担可再生能源发电项目限发电量补偿费用的机组范围(含自备电厂)”；并规定“计入补偿的限发电量最大不超过保障性收购电量与可再生能源实际发电量的差值”，这意味着计入补偿的电量应该是保障性收购电量和可再生能源实际发电量的差值，补偿责任由事实上受益的机组来承担，因优先发电权高的可再生能源发电机组如果被电网调度安排限发，则本质上是由较低优先级别的机组多发了电量，应由多发的机组进行补偿。即如果该项目在实际中因限发而导致一年上网电量低于核定的保障性年利用小时数，则补偿电量应为核定的保障性年利用小时数减去实际发电利用小时数所对应的电量，对应的电量需要其他优先级较低的机组补偿电量，其中：自备电厂也是补偿责任的承担主体，与常规机组一样承担相同的社会责任，并不享有任何优先权，补偿电价仍执行地区的标杆上网电价或核定电价，即当地燃煤脱硫标杆上网电价加上可再生能源补贴电价，其中：承担补偿责任的机组负责补偿燃煤脱硫标杆电价部分，可再生能源补贴电价部分仍由国家可再生能源基金支付。

### (4) 规定政府部门、电网企业和发电企业权责

《全额收购管理办法》第二章、第三章和第四章等多个部分对责任及其主体进行了规范，对政府各个部门、电网企业、常规发电企业以及可再生能源发电企业的权责划分，提出了一套较清晰的监督管理和运行机制。

规定政府各部门的责任是：国家能源局会同发改委经济运行局核定各类可再生能源并网发电项目保障性收购年利用小时数，并监管落实情况。各省级能源监管办公室会同省级经济运行主管部门依据《全额收购管理办法》制定实施细则，省级能监部门、省级能源主管部门和经济运行主管部门对电网企业与可再生能源发电企业签订优先发电合同情况和执行情况进行监管。

电网企业的责任义务是，电网企业应承担范围内可再生能源全额保障性收购的实施责任，并规定因并网线路故障和电网非计划检修导致的可再生能源并网发电项目限发电量，由电网承担补偿责任。根据本轮电改方案，电网企业仍保留了调度机构且将主导交易机构

的组建，并将成为电力资源交易配置的平台，因此电网企业应承担可再生能源全额保障性收购的主体责任，并承担优先调度可再生能源、统计和分摊可再生能源弃发电量、充分挖掘系统调峰潜力、加强输电通道建设等责任。

对发电企业提出的要求是：风电、太阳能发电等可再生能源发电企业应配合电网企业加强功率预测预报工作，并按有关规定参与辅助服务费用分摊等。

### 3、政策实施可能存在的问题及建议

《全额收购管理办法》明确了可再生能源发电全额保障性收购的办法、对补偿电量和补偿责任落实、以及政府、电网企业和发电企业的责权划分等都做了明确规定，其有效落实，将为未来可再生能源持续健康发展在发展空间上提供保障，一方面，保障性收购电量可通过强制手段实现可再生能源发电上网，市场交易电量可通过可再生能源零边际成本的优势来实现上网，减少限电情况发生，另一方面，由于《全额收购管理办法》要求采用准许成本加合理收益的原则进行核定的保证性小时数的核定，对于可再生能源电力补偿电量的计算方法和补偿责任落实予以落实，可以保证可再生能源项目的合理收益。

2016年5月27日，国家发展改革委、国家能源局发布了《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，此文件是《全额收购管理办法》的配套文件，主要是核定并公布了部分地区风电、光伏发电保障性收购年利用小时数。对弃风限电地区，风电项目按四类风资源区分别核定，结合资源条件和消纳能力，各地区风电保障性收购利用小时数在1800-2000之间。对弃光限电地区，光伏发电项目保障性收购利用小时数则在1300-1500之间。在此文件中再次强调，严禁对保障范围内的电量采取由可再生能源发电项目向煤电等其他电源支付费用的方式获取发电权。保障性收购电量按照国家规定的各类资源区的可再生能源标杆电价结算。只有超出最低保障性收购年利用小时数的部分可以通过市场交易方式消纳，市场交易电量部分除了市场交易电价之外，还可以按当地可再生能源标杆电价与煤电标杆上网电价的差额享受可再生能源补贴。

从目前各方反映及政策实施的外部能源环境看，《全额收购管理办法》落实以及上述配套文件的执行仍在以下几方面需要加以重视。

#### (1) 统筹协调可再生能源全额保障性收购与当前部分地方实施的风火交易

《全额收购管理办法》第十五条中指出，“电网企业不得要求可再生能源项目通过向优先级较低的发电项目支付费用的方式实现优先发电”，暗含任何形式的迫使可再生能源企业购买发电权的做法都是要求杜绝的。但在2016年4月5日，国家发展改革委办公厅发布了《关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》（发改办运行[2016]863号）文件，其中甘肃和在内蒙可再生能源就近消纳试点方案中，都提到可再生能源替代煤电发电权交易置换，具体内容如“探索深化可再生能源替代火电机组发电机制。利用发电权替代交易，提高可再生能源消纳水平。风电机组替代自备机组发电，交易结算价格由风电企业与被替代方协商确定，根据系统情况酌情考虑进行网损补偿；可再生能源替代常规火电机组计划内发电量，酌情考虑进行网损补偿，三方签订替代合同”，这质核心是默认了煤电和自备电厂等具有比风电等可再生能源有更高的优先发电

权，两者之间存在明显的矛盾。若要更好的落实《全额收购管理办法》，需在三个试点方案中以及后续可能的其他可再生能源就近消纳推广中充分考虑可再生能源的合法利益和真正落实全额保障收购制度。

### （2）科学确定保障性收购年利用小时数指标

《全额收购管理办法》中提到将按照各类标杆电价覆盖区域，核定各类可再生能源并网发电项目保障性收购年利用小时数，并根据产业发展情况和可再生能源装机投产情况对各地区各类可再生能源发电保障性收购年利用小时数适时进行调整。核定的保障性利用小时数指标是影响项目是否收益的关键性指标，其因素复杂，且又切实关系各方利益，如何保证该指标的科学合理性和准确性极为重要。特别是年利用小时数进行适时调整时，对各地区投资建设项目时间差异造成的总投资差异较大以及电价调整等因素变化都与各方利益有较大敏感性，需不断深入研究和重视，若保障性小时数实施的范围和具体小时数确定的科学性不够，也将会导致《全额收购管理办法》难以落实。

### （3）依据形势完善全额保障性收购制度

《全额收购管理办法》中全额收购发电量定义与《可再生能源法》规定实质上不甚一致，需要明确阐述，并依据发展形势，调整和完善全额保障性收购制度。2009年修订的《可再生能源法》第十四条明确规定“电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量”。而《全额收购管理办法》则将可再生能源年发电量定义为“保障性收购电量部分”和“市场交易电量部分”，与此前法律条款中的定义存在一定差异。虽然这种差异性是由于制定《全额收购管理办法》背景环境变化造成的，但仍需要后续文件或者法律调整时进行一定解释和政策连贯一致性的阐述。

### （4）随电力体制改革进程以及外部环境、形势变化调整和落实全额保障性收购制度

随着电力体制改革不断推进，发展形势和外部环境不断变化，应依据这些变化调整和落实全额保障性收购制度。《全额收购管理办法》是建立在电力体制改革的大浪潮背景下，特别是一部分参与市场交易的可再生能源发电量，与电力体制改革的成效进展有很大影响，在整个电力改革进程中，应充分考虑《全额收购管理办法》的落实情况。从目前国内形势看，经济下行压力不减，电力行业整体过剩且需求放缓，经济结构调整、能源转型及电力体制改革推进过程中仍面临着诸多阻力，在多重挑战叠加交织的背景下，《全额收购管理办法》可以成为降低地方不利于可再生能源消纳政策所造成的限电等负面影响的政策手段之一，但单依靠落实此办法，对于彻底解决非技术性限电问题、缓解日益严峻的消纳形势仍不容乐观。

## （四）变革可再生能源电价定价制度

无论是国际经验还是中国实践，在目前化石能源外部性成本尚未纳入成本核算和电价形成体系的情况下，针对可再生能源实施上网电价或电价补贴政策，是促进可再生能源市

场并进而带动全产业链发展的最有效的手段。自 2006 年《可再生能源法》实施后，中国建立可再生能源标杆电价制度，除了尚不具备商业化发展条件的地热、海洋能发电外，陆续对各类非水可再生能源制定了标杆电价水平，并随着可再生能源发展形势不断调整电价水平。但随着可再生能源发展规模不断扩大，电价补贴需求迅速增加，可再生能源面临补贴缺口持续扩大问题，此外，电力体制改革也对一些相对成熟的可再生能源技术提出了参与电力市场的要求，可再生能源电价和补贴机制需要进行相应的变革。

### 1、电价机制比较和作用

价格政策是支持可再生能源电力发展的核心和基石性政策。当前各个不同国家采用的价格政策有所差异，总结来看，主要有固定电价（FIT）、固定补贴（FIP）以及招标电价等。

固定电价政策（FIT）主要特点是能够保证可再生能源项目稳定的收益，可以吸引社会资本不断进入到可再生能源领域。固定电价政策一般期限在 15–20 年，对促进可再生能源发电规模化发展起到了重要推动作用。优势是项目的投资收益可以预期，固定电价的价格下调较为规律，投资风险可控，因此在电价调整前后，会引起市场投资规模波动性变化，引发“抢装潮”等现象。从市场投资者角度看，固定电价政策是对投资最为有利的一种政策。固定电价的调整也可以在一定程度上反映技术进步的水平。以德国为例，德国每年参考技术进步等其他因素公布最新的可再生能源电价，针对技术成本下降快的技术，如光伏发电，其电价调整就比其他技术更频繁，从 2012 年的 20–30 欧分/千瓦时连续下调到 2015 年的 9 欧分/千瓦时左右，风电电价也略有下降，而水电、生物质能等技术的电价水平基本没有变化。许多国家在实施固定电价政策的同时，一般同时要求电网必须优先收购可再生能源发电。

在一些特殊情况下，固定电价政策也可能存在一定的弊端。固定电价政策本质上是政府干预市场的行为，如果一项可再生能源技术成本在短时间内变化大，固定电价水平调整具有时间的滞后性，难以及时反映出可再生能源技术进步的真实成本，就会给电源企业造成了巨大的利益空间，造成短时间投资过热、可再生能源发展政策激励过快增长的情况，对电力系统运行和补贴需求等产生更大的压力。以德国为例，由于 2010–2012 年德国光伏固定电价水平调整的滞后，促使德国光伏发展市场迅速增长，年均新增装机在 800 万千瓦左右，迫使其后德国不断提升可再生能源电价附加标准，2013 年高达 5.21 欧分/千瓦时，2014 年涨到 6.3 欧分/千瓦时，占德国民用电价的四分之一左右。中国可再生能源电价补贴水平与当地燃煤标杆电价挂钩，是在燃煤标杆电价基础上的差额补贴机制，近年来燃煤标杆电价价格不断下行，是扩大可再生能源补贴资金缺口的最主要因素。

固定补贴机制（FIP）是在市场价格的基础上给与可再生能源相应的电价补贴，市场溢价补贴水平固定不变。这种补贴方式的特点是政府补贴规模较为稳定，补贴规模可以预测并且便于统筹管理。但是对于投资企业来说，整体项目收益将受到电力市场价格波动的影响，投资风险的不可控以及对未来电力市场价格的预期会在一定程度上影响企业投资决策。英国的可再生能源义务（RO）制度就是溢价补贴和市场机制定价的代表。由于绿色证书（ROC）价格的不确定性增加了可再生能源项目的风险和项目融资的困难，英国目前已经逐步停止 RO 制度，采用招标和固定电价相结合的差价合约（CfD）制度。

招标电价机制是当前不少可再生能源规模化发展国家采用的电价政策改革方向。随着可再生能源规模的不断扩大，这些国家为了保障电力市场平稳的结构转型，开始调整可再生能源发电扶持政策，不断降低可再生能源电价补贴，从固定电价政策逐步转变为招标电价政策。可再生能源规模化发展阶段的招标电价与可再生能源市场起步示范阶段的招标电价有明显的区别，规模化发展阶段的招标电价政策有大量的实践经验和历史数据做基础，其目的主要体现在两个方面，一是通过招标适度控制可再生能源发展规模，使可再生能源发电的建设和布局与配套基础设施、与电力需求、与电源替代目标相匹配，实现有序发展，二是降低电价水平，通过招标方式降低可再生能源电价补贴，促进技术进步和地区间均衡发展。招标电价可以视作一种更为灵活的固定电价政策。

2015 年开始，招标电价逐渐在多个国家和地区开始实施，如德国、印度、智利、巴西、阿联酋等，英国的差价合约制度实质上带有招标的性质。实践表明，招标机制可以有效降低可再生能源上网电价，保证和控制可再生能源发展规模，降低度电补贴需求，控制总体补贴资金需求。以巴西为例，2009 年的风电招标电价折合人民币约 0.4 元 / 千瓦时，到 2014 年降到约 0.27 元 / 千瓦时，巴西最新的风电和光伏招标平均价格比政府预期的上网电价下降了 15%。。2015 年，阿联酋光伏发电招标电价最低降到 5.8 美分 / 千瓦时（约合人民币 0.38 元 / 千瓦时），2016 年一个光伏招标项目更是降低到 2.99 美分 / 千瓦时，与当地天然气电价 0.9 美分 / 千瓦时相比具有明显的竞争优势。2016 年智利的招标电价水平为，光伏 2.91 美分 / 千瓦时，风电 3.81 美分 / 千瓦时，光热 6.3 美分 / 千瓦时，气电、煤电、水电为 4.7–6.0 美分 / 千瓦时，光热 6.3 美分 / 千瓦时，地热发电 6.6 美分 / 千瓦时，光伏和风电已经成为最有经济竞争力的电源。根据既往招标结果，招标电价总是可以获得比政府预期更低的能源价格，从而帮助政府降低补贴资金，可再生能源电价招标机制有可能成为未来电价政策的主流。

## 2、国际可再生能源电价政策改革趋势

随可再生能源发展阶段、规模程度不同，国际可再生能源经济政策呈现多样化态势。激励性的政策主要有固定电价、市场溢价、差价合约、配额证书、净电表、税收返还等，限制性政策主要有电价或补贴调整追溯、纳入附加或税费征收范围等。就单一国家或一定市场范围而言，在可再生能源发展不同阶段，可再生能源电价补贴政策机制也在不断调整。一些可再生能源发展起步早、发展规模较大国家如德国、英国、日本等已经开始或考虑在机制层面进行“质”的变革，其他市场规模较大国家也在具体政策层面进行“量”的调整。如德国在 2014 年启动可再生能源固定电价机制调整，逐步从单一的固定电价机制向市场机制转变，拟于 2017 年开始全面实施市场溢价机制以及招标制度（小规模项目除外），并且自 2015 年下半年以光伏电站为先导，开始实施招标机制，招标电价水平呈现小幅度的下降，基本反映了成本水平，也激励了光伏发电企业降低成本。英国于 2016 年 3 月停止了实施 14 年的可再生能源义务制度，向差价合同制度转变，且将于 2017 年全面实施差价合同制度，海上风电等作为主要支持方向，陆上风电、光伏电站等被认为是成熟技术。日本也计划对光伏等部分技术的大型发电项目采用招标制度。总体趋势是，技术成熟、经济竞争力相对较高的可再生能源电力以推进其参与市场为方向，在可再生能源发电市场刚

刚起步国家，以及相对前沿的可再生能源领域和小规模可再生能源民用应用领域，保障性的经济政策如固定或定额电价补贴政策仍是主流。以下对德国、英国这两个可再生能源发展规模较大且近期对可再生能源电价机制进行变革性调整国家的情况进行详细分析。

德国自 2000 年开始一直是可再生能源发展的领军国家，其发展可再生能源有明确的目标和较为完善的政策体系，固定电价政策就是德国扶持可再生能源发展的主要政策，也是大部分国家参考的典范。根据其最新修订的《可再生能源法》，德国的固定电价政策 (FIT) 将逐步转化为招标电价政策，这也是德国可再生能源政策的重大转型。德国从 2000 年开始实施固定电价政策已经有 15 年，可再生能源发电占比从 2000 年的 6% 提高到 2015 年的 33%，高比例的可再生能源电力应用极大改变了德国的电力供应体系，也给德国电网的建设带来了挑战。

自 2015 年德国逐步对风电、光伏等大型可再生能源发电项目停止固定电价政策，开始启动招标电价政策，全面引入市场机制，并通过招标模式来确定可再生能源的补贴额度。2015 年是电价机制变革的试点阶段，针对地面大型光伏电站采用新的招标模式，积累招标模式经验，再将招标模式扩展到其他可再生能源领域，预期未来德国将有 80% 的可再生能源项目将通过招标形式确定上网电价。

以光伏发电为例，德国光伏发电固定电价水平在过去十年内持续降低，为了尽可能避免末班车效应的影响，下调频次从每两年一次，到每年一次，再到每季度一次，电价水平从 2005 年的 50 欧分/千瓦时左右降到了 2015 年的 9 欧分/千瓦时左右。光伏招标电价自 2015 年开始实施，到 2016 年 4 月进行了 5 轮招标，电价水平也不断下降，2014 年 4 月平均电价已经降到 7.4 欧分/千瓦时。由于招标电价政策是配合确定的地面电站装机规模，而建筑结合的标杆电价水平又处于较低水平，德国光伏发电新增容量速度放缓，2015 年 3 月至 2016 年 2 月之间，光伏发电新增装机 137 万千瓦，低于政策预期的 250 万千瓦。

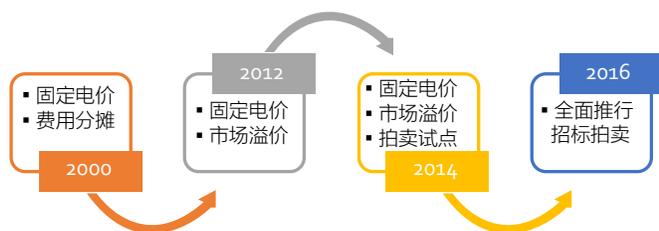


图 16-1 德国可再生能源电价机制变革路径

英国电价机制的转变则是从可再生能源义务 (RO) 加绿色证书 (ROC) 制度逐渐转化为差价合同固定电价机制 (CfD)。在 RO 制度下，ROC 买断价格实际上相当于固定溢价补贴 (FIP)，即可再生能源发电实际获得的电价为市场电价加上 ROC 的价格。差价合同固定电价属于固定电价与招标电价相结合的模式。自 2015 年英国政府陆续停止光伏发电及陆上风电 ROC 政策，2015 年 4 月 1 日停止新建大型光伏电站 (5 兆瓦以上) 的 RO 政策，2016 年 4 月 1 日停止全部新建光伏发电 RO 政策，自 2016 年 5 月，停止陆上风电 RO 政策 (已建风电和光伏项目不受影响，且符合要求发电企业可申请 RO 延期)，2017 年 3 月将停止全部新建发电项目的 RO 政策 (小型发电项目除外)。RO 政策的退出表明英国对可再生能源发电支持机制全面转型。在 CfD 模式下，差价合同订约方 (CfD counterparty)

与发电商签订长期合同确定合同价格<sup>2</sup>，在交易过程中如果市场平均电价低于合同价，则向发电商予以补贴至合同价；反之则发电商退还高出的部分。在 RO 机制逐步退出后，针对大型项目的 CfD 和针对小型项目的固定电价成为支持可再生能源发电的经济政策。CfD 固定电价政策实际上与德国电价政策改革方向一致。2015 年 2 月，英国公布了第一轮差价合同的最终竞标分配结果，共 27 个可再生能源发电项目得到该轮 CfD 资金支持<sup>3</sup>，总装机 200 万千瓦，其中陆上风电项目数量最多，为 15 项（总装机 74.8 万千瓦），海上风电项目两项（总 110 万千瓦），垃圾发电热电联产项目两项（总装机 9.475 万千瓦）。从竞标价格看，除两项垃圾发电热电联产项目外，本轮的 CfD 成交价格普遍低于此前英国公布的行政差价合约（ASP）水平：陆上风电降低 17%，海上风电降低 18%，光伏发电降低 34–58%，基于市场竞标的 CfD 有效降低了英国可再生能源电价水平。

### 3、可再生能源电价机制改革需求

根据可再生能源发展形势，中国可再生能源电力定价机制也经历了几个时期。2003–2009 年的初期发展阶段采取招标电价模式，2009 年后的规模化发展阶段采用固定电价模式。2003–2007 年，在国家层面实施了五期国家风电特许权招标，2006–2009 年 8 月，在地方层面全面实施了地方风电项目开发招标。国家特许权招标项目启动后的中标电价较之前的风电上网电价下降幅度达到 30%。但是初期的特许权招标项目执行“最低电价中标”机制，存在恶性竞争，导致中标价格偏低，明显不在合理的价格范围内。例如，第一期江苏如东风电场的中标电价只有 0.4365 元 / 千瓦时，第二期的内蒙古辉腾锡勒风电场的中标电价只有 0.382 元 / 千瓦时。随着招标电价权重指标的不断调整，第五期的中标电价虽然偏低，但已经回归理性，并在此基础上，2009 年确定了四类风资源区，制定了分区域陆上风电标杆电价。

2009 年和 2010 年，中国启动了两轮光伏特许权招标项目，第一轮中标电价是 1.09 元 / 千瓦时，第二轮 13 个项目的中标电价在 0.7288–0.9907 元 / 千瓦时。2010 年，中国海上风电也开展了风电特许权招标项目，首轮海上风电特许权招标四个项目中标价在 0.62–0.74 元 / 千瓦时，已接近陆上风电四类资源区的标杆电价。如果不考虑企业非理性竞争的因素，可以说中国特许权招标项目确实实现了降低可再生能源上网电价的作用。但与德国近两年开始实施的招标机制不同的是，中国的特许权招标电价机制是为了后期推出可再生能源固定电价机制和确定电价水平做的准备。

中国现行的可再生能源发电标杆电价政策，是根据各类可再生能源资源条件和技术成本确定的固定电价政策，是在燃煤标杆电价基础上实施的差额补贴政策。可再生能源发电收益为标杆电价，但资金来源包括两部分，一是由电网企业结算的费用，标准为当地燃煤标杆电价，二是可再生能源标杆电价与燃煤标杆价格的差额，资金来源为随终端用户电费

<sup>2</sup>CfD 合同价格首先由政府定价（ASP），采取先到先得原则分配给发电商；当 CfD 预算不足 50% 时，CfD 合同采用配给竞价（Allocation Round）方式分配 CfD 合同，此时合同价格由发电商竞标决定：[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/404463/EMR\\_Contract\\_for\\_Difference\\_Contract\\_and\\_Allocation\\_Overview\\_Final\\_28\\_August.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404463/EMR_Contract_for_Difference_Contract_and_Allocation_Overview_Final_28_August.pdf) p12

<sup>3</sup>[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/407059/Contracts\\_for\\_Difference\\_-\\_Auction\\_Results\\_-\\_Official\\_Statistics.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407059/Contracts_for_Difference_-_Auction_Results_-_Official_Statistics.pdf)

征收的可再生能源电价附加。可再生能源标杆电价机制和费用分摊机制极大地激励了可再生能源电力发展，“十一五”期间表现突出的是陆上风电、农林废弃物发电，“十二五”及以后表现突出的是陆上风电、光伏发电，到2015年底中国风电累计装机容量12934万千瓦、光伏发电累计装机容量4158万千瓦，风电、光伏发电新增和累计装机规模均位列世界第一。根据风电、光伏发电等可再生能源成本下降情况，中国也相应下调了可再生能源标杆电价水平，并五次提高可再生能源电价附加标准，以适应快速增加的可再生能源电价补贴需求。

2015年开始中国电力需求增速放缓，而煤电等化石能源发电以及水电、风电、光伏、核电等非化石能源发电仍保持较高增速，电力行业呈现全面投资过热、供大于求的现象。随着煤炭价格走低，2015年中国燃煤标杆电价一年两次下调，2014年下半年到2015年底三次下调煤电标杆电价是煤电标杆电价平均降幅达到0.07元/千瓦时左右。可再生能源电价和补贴政策也面临了更多的挑战，一是新增可再生能源装机和燃煤标杆电价下调双因素，导致可再生能源电价补贴资金需求迅速增长，补贴缺口迅速扩大，二是可再生能源发电成本下降显著，标杆电价水平调整明显滞后，三是电力体制改革形势下，输配价格分开、直接交易方式等与现行可再生能源电价和补贴机制之间需要统筹考虑调整。

#### 4、可再生能源电价机制创新和路径

随着电力市场改革逐步推进，未来实现市场化电力定价机制，建立公平、公开、灵活的电力市场调度机制，则可再生能源电价和补贴机制必须进行相应的调整。以可再生能源标杆电价和燃煤标杆电价为基础的差额补贴形式将会逐步转变为可再生能源市场定价为基础的补贴形式。未来中国可再生能源电价机制调整，需要注意几方面的问题：第一，补贴资金总量的控制，即保证充足合理的补贴资金需求；第二，提高补贴资金使用效率，合理分配、对不同发展阶段的可再生能源技术实行不同的电价政策。第三，补贴方式的创新，加强市场引导，多种政策相协调。

中国可再生能源发电规模已经是世界第一，可再生能源所需补贴资金规模巨大，而可再生能源电力附加短期上调的可能性不大。面对快速增加的可再生能源电力和电量规模，现阶段保障补贴资金稳定，缩小补贴资金缺口，是需要解决的首要问题。具体建议如下。

一是配合电力体制改革进程，实施可再生能源标杆电价与煤电电价脱钩。脱钩后可以减轻燃煤标杆电价波动对可再生能源补贴资金造成的影响，即将现行的“煤电标杆电价+差额补贴”政策调整为“煤电标杆电价/市场电价+溢价定额补贴”政策，可以预期补贴资金需求总量。定额补贴机制的设计需要充分考虑各类可再生能源资源特性、区域特性以及技术进步水平。在制定过程中充分结合可再生能源发展目标，对不同可再生能源发电技术差别对待。定额补贴对优化可再生能源发展布局、抑制局部地区可再生能源投资过热也可起到一定作用。

二是对处于不同发展阶段的可再生能源技术，采用差别化电价政策。对技术成熟、规模化发展的可再生能源，如陆上风电和大型光伏发电，先期实施定额补贴，并缩短电价或补贴水平调整周期。对前沿、处于示范推广阶段的可再生能源发电，应继续保持稳定的经

济政策，继续实施标杆电价机制，提供相对稳定的投资环境，推动其商业化发展进程。

三是逐步推进招标电价政策的实施。随着电力市场机制建设深化，中国电力定价逐步实现市场化，未来政府定价模式将全面转为市场定价机制，差别定价将逐步转变为同质同价，以完全体现电力的真实成本和价格。可再生能源定价机制调整可效仿德国，对技术成熟、处于规模化发展阶段的可再生能源项目采取招标方式发现成本和电价，降低补贴水平。在招标电价政策实施过程中，应做好市场监管，杜绝恶性竞争对产业发展造成损伤，建立公平、公正和公开的市场化招标机制。

# 图表

图 1-1	中国 1990-2015 年人均 GDP 及中国贫困相关指标	13
图 1-2	中国历年来的能源消费量及结构	14
图 1-3	我国 2006 年以来的非化石能源比重	14
图 1-4	中国历年的煤炭消费量	15
图 1-5	1990 年-2013 年中国石油净进口及消费量	15
图 1-6	2006-2015 年中国天然气消费量与增速 ( 亿立方米 )	16
图 1-7	中国 1978-2015 年一次能源消费及结构	16
图 1-8	我国雾霾状况与煤炭消费密度高度相关	18
图 1-9	1990~2016 中国及全球其它国家二氧化碳排放量	18
图 2-1	中国各年的非化石能源供应量	19
图 2-2	全国风电历年并网装机容量	20
图 2-3	“十二五”期间全国光伏发电装机情况	20
图 2-4	2011-2015 年全国生物燃料乙醇产量	21
图 2-5	中国的可再生能源电价附加额度	22
图 3-1	中国可再生能源发电上网电价与火电上网电价对比	23
图 3-2	“十二五”以来中国的弃风情况	23
图 3-3	2007 年以来我国的电力消费增速	24
图 3-4	我国近年来的新增发电装机	25
图 3-5	2007 年以来火电利用小时情况	25
图 4-1	2020 年、2030 年非化石能源比重目标	28
图 5-1	情景分析逻辑框架	30
图 5-2	2010-2050 年中国 GDP 增速和规模	32
图 5-3	中国 1978-2014 年一次能源消费总量暨结构变化	36
图 5-4	中国可再生能源决策支持系统模型分析框架	37
图 5-5	CREPDASAM 研究框架	38
图 5-6	国家可再生能源中心“可再生能源辅助决策可视化系统”	39
图 5-7	可再生能源辅助决策可视化系统功能模块	39
图 5-8	可再生能源辅助决策可视化系统分析模型模块	39
图 5-9	CREPDASAM-EDO 分析框架	40
图 5-10	可再生能源辅助决策可视化系统 EDO 模型分析模块	40
图 5-11	可再生能源辅助决策可视化系统 EDO 模型分析情景对比分析模块	41
图 5-12	CREPDASAM-DEMAND 和 CREPDASAM-CGE 模型分析框架	41
图 5-13	DEMAND、EDO 和 CGE 模型间的软连接	42
图 6-1	2014 年中国主要领域最终能源需求 ( 万吨标准煤 )	44
图 6-2	工业部门终端能源需求模型框架	46
图 6-3	高比例可再生能源情景下工业终端能源需求	49
图 6-4	建筑部门终端能源需求模型框架	51
图 6-5	建筑部门各类活动耗能	53
图 6-6	建筑部门终端能源消费结构	53
图 6-7	交通部门终端能源需求分析模型	54
图 6-8	既定政策情景中交通部门终端能源需求	56

图 6-9	高比例可再生能源情景中交通部门终端能源需求-----	57
图 6-10	农业部门终端能源消费情景分析 (百万吨标准煤)-----	57
图 6-11	建筑业终端能源消费情景 (百吨标准煤)-----	58
图 6-12	高比例可再生能源情景下分部门终端能源需求-----	58
图 6-13	高比例可再生能源情景下分品种终端能源需求-----	59
图 7-1	两种情景下装机发电容量 (2015~2030)-----	65
图 7-2	两种情景下的发电组成以及可再生能源比例和非化石能源比例 (太千瓦时)-----	66
图 7-3	两种情景下 2030 年一个样本周 (12) 内国家电力供应和蓄能的每小时调度-----	67
图 7-4	两种情景下的全国电力消耗-----	68
图 7-5	每个地区的电力需求和年电力增长率-----	68
图 7-6	中国风电资源潜力-----	69
图 7-7	不同情境下风电发展情景比较-----	71
图 7-8	2030 年不同情景全国装机情况比较-----	72
图 7-9	2020 年不同情景全国陆上风电装机情况-----	73
图 7-10	2030 年不同情景陆上风电装机情况-----	74
图 7-11	海上风电不同情景发电装机情景-----	75
图 7-12	太阳能发电装机潜力-----	76
图 7-13	分布式太阳能发电资源潜力 (GW)-----	77
图 7-14	不同情景模式下太阳能发电装机情况-----	78
图 7-15	2030 年不同情景太阳能发电装机分布-----	79
图 7-16	2030 年不同情景分布式发电布局情况-----	80
图 7-17	2030 年中东部不同情景装机比较-----	80
图 7-18	2030 年不同情景下大型光伏电站布局-----	81
图 7-19	2030 年西北六省不同情景装机情况-----	82
图 7-20	2030 年太阳能热发电不同情景装机情况-----	83
图 7-21	两种情景下生物质发电装机发展情况-----	85
图 7-22	两种情景下 2030 年生物质发电装机-----	86
图 7-23	两种情景下农林生物质发电装机发展情况-----	87
图 7-24	两种情景下垃圾发电装机发展情况-----	89
图 7-25	两种情景下沼气发电装机发展情况-----	90
图 7-26	2015 年底各省装机煤电装机容量-----	91
图 7-27	两种情景下现有燃煤发电容量的演变-----	93
图 7-28	两种情景下燃煤发电容量的发展-----	94
图 7-29	既定政策情景下燃煤发电容量的发展-----	95
图 7-30	丹麦的电力生产发展 (2015 年之前的历史状况及之后的预测)-----	96
图 7-31	在热电联产萃取设备灵活性方面进行投资而造成的生产区域变化-----	96
图 7-32	高比例可再生能源情景下, 燃煤电厂在 2020 年第 12 周 (上部) 和第 38 周 (底部) 的灵活运营-----	97
图 7-33	2015 到 2020 年之间增加的灵活燃煤发电容量。-----	99
图 7-34	情景下各省的平均煤炭价格, 人民币 / 吉焦。-----	99
图 7-35	2030 年两种情景下的燃煤发电容量-----	100
图 7-36	两种情景下的天然气发电-----	102
图 7-37	两种情景下天然气发电容量的发展-----	103
图 7-38	包括电动车辆在内的蓄能充电能力和需求响应的负荷缩减能力 (兆瓦)-----	104
图 7-39	两种情景下 2030 年的装机抽水蓄能容量 (兆瓦)-----	105

图 7-40	END-USE 模型的车辆保有量预计	106
图 7-41	高比例可再生能源情景下 2030 年智能充电型车辆车载电池容量的分布	106
图 7-42	典型的每日充电和插电容量	107
图 7-44	高比例可再生能源情景下 2030 年工业消耗负荷转移容量的分布 (兆瓦)	110
图 7-45	浙江省 2030 年第 38 周的每小时调度和波动电价	111
图 7-46	中国全国电网互联图	112
图 7-47	两种情景下 2020 年各省份的净输出量 (太千瓦时)	115
图 7-48	两种情景下 2030 年各省份的净输出量 (太千瓦时)	116
图 7-49	两种情景下的区域供热生产	117
图 7-50	热点联产抽气机组运行区间示意图	118
图 7-51	产热能源成本与电价的函数, 基于人民币 15 元 / 吉焦耳的碳价	119
图 7-52	黑吉辽东北三省 2030 年一周内的区域供热生成	121
图 7-53	电力和区域供热的二氧化碳排放。	121
图 7-54	中国电力部门历史二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放量以及中国电力企业联合会 的预测	122
图 7-55	两种情景下电力和区域供热部门的氮氧化物和二氧化硫排放	122
图 8-1	既定政策情景及高比例可再生能源情景下的一次能源消费 (电热当量法)	125
图 8-2	既定政策情景及高比例可再生能源情景下煤炭消费占比	125
图 8-3	可再生能源发展规模及占一次能源消费比重	126
图 8-3	可再生能源在一次能源消费总量中的比重	126
图 8-4	2030 年高比例可再生能源情景能流图	127
图 8-5	既定政策情景和高比例可再生能源情景下的能源部门 CO <sub>2</sub> 排放和人均 CO <sub>2</sub> 排放	129
图 8-6	既定政策情景和高比例可再生能源情景下的空气污染物排放	129
图 8-7	高比例情景下各类各部门污染物排放量	130
图 8-8(1)	既定政策情景和高比例可再生能源情景下的 PM <sub>2.5</sub> 和臭氧导致的发病率	130
图 8-8(2)	既定政策情景和高比例可再生能源情景下的 PM <sub>2.5</sub> 和臭氧导致的死亡率	131
图 8-9	风电整机成本结构	132
图 8-10	风电产业链示意图	132
图 8-11	光伏产业链示意图	133
图 8-12	分情景可再生能源产业产值	134
图 8-13	分情景可再生能源产业增加值	134
图 8-14	可再生能源产业间接影响 (产值、增加值、就业)	136
图 8-15	可再生能源对产业链其他部门产值、增加值影响	137
图 9-1	2011~2015 年全国风电平均利用和弃风情况	142
图 9-2	灵活性资源选项	142
图 9-3	提高系统灵活性的不同措施或资源的成本比较	146
图 9-4	大平衡区导致总调峰需求降低	146
图 9-5	某日德国与邻国的对外联络电力交易情况 (GW)	147
图 9-6	2012 年 9 月 19 日中国某直流单极输电曲线	149
图 9-7	中外火电机组调峰能力对比	150
图 9-8	提升火电调峰能力的主要措施	154
图 10-1	全国电网互联图	158
图 10-2	未来中国电网发展格局	162
图 10-3	夏季典型日负荷	163

图 10-1	京津冀和内蒙古友好型电网-----	164
图 10-2	未来中国电网发展格局-----	165
图 12-1	丹麦各种供热技术的可变生产成本比较-----	185
图 12-2	光伏组件 2007-2015 价格变动情况-----	213
图 12-2	2011 ~ 2015 年可再生能源供热总量及增长率情况 (万吨标煤)-----	188
图 13-1	1985-2016 风电机组功率及风轮直径变化趋势-----	199
图 13-2	1975-2016 年各类电池实验室最高效率变化情况-----	201
图 13-3	中国晶硅电池转换效率走势-----	202
图 13-4	2025 年全球风电装机成本下降情况-----	205
图 13-5	2008-2015 年国内风电机组市场平均价格 (元/千瓦)-----	206
图 13-6	“十三五”期间 2 兆瓦风电机组单位千瓦成本变化预期 (元/千瓦)-----	207
图 13-7	风电场单位投资变化情况-----	208
图 13-8	2025 年欧洲海上风电装机成本下降情况-----	210
图 13-9	海上风电建设成本构成-----	211
图 13-10	2015-2025 年全球加权平均光伏发电成本变化情况-----	212
图 13-11	电池组件价格预测-----	215
图 13-12	近期光伏发电电价需求下降路线图-----	216
图 14-1	2015 年全国发电装机容量和发电量-----	217
图 14-2	历年秦皇岛港动力煤离岸价-----	218
图 14-3	全国历年煤电平均标杆上网电价-----	220
图 14-4	欧盟 25 国不同污染物的外部性成本-----	222
图 14-5	国内外环境外部性研究主要结论比较 (亿美元)-----	224
图 14-6	1980-2014 年火电发电量、电煤用量与污染物排放情况-----	226
图 14-7	宁波市大气可吸入颗粒物 PM2.5 源解析-----	234
图 15-1	MISO 市场运行的时间点-----	238
图 15-2	不同电网互联程度的总系统成本与储备余量-----	239
图 15-3	五分钟结算与平均每小时结算不同运营情景的益处-----	239
图 15-4	中国提高电力系统灵活性市场机制设计路径图-----	243
图 15-5	调峰补偿机制-----	246
图 15-6	市场出清均衡点比较-----	253
图 15-7	美国 MISO 区域市场某时段的节点边际电价-----	253
图 16-1	德国可再生能源电价机制变革路径-----	270
表 5-1	高比例可再生能源发展情景约束-----	35
表 6-1	2015 至 2030 年间第一类工业活动水平预测-----	47
表 6-2	2015 至 2030 年间第二类工业活动水平预测-----	47
表 6-3	2015 至 2030 年间各行各业的能源强度变化预测-----	48
表 6-4	中国人口、城镇化与建筑面积-----	50
表 6-5	建筑相关可再生能源技术和应用类型-----	52
表 6-6	乘用车情景年销售额中的技术占比表-----	55
表 6-7	货物运输车辆年销售额中的技术占比表-----	56

表 7-1	分省陆上风电资源潜力	70
表 7-2	分省海上风电资源潜力	70
表 7-3	风电成本设定	70
表 7-4	各省集中式光伏电站开发潜力	76
表 7-5	各省分布式光伏开发潜力	77
表 7-6	太阳能发电情景分析成本设定	78
表 7-7	2030 生物质发电成本预测	84
表 7-8	蓄能参数及当前成本预计, 2015 年	108
表 7-9	假定的蓄能技术投资成本发展状况 (人民币 / 千瓦时)	108
表 7-10	2021-2030 年模型形成的外源性传输容量投资概要	114
表 7-11	两种情景下中国供电的原始年度成本	123
表 7-12	选定年份的排放量概述	123
表 7-13	内部和外部成本的综合评估, 每供电一兆瓦时	124
表 8-1	可再生能源产值 (2010 年价格, 万亿元)	135
表 8-2	可再生能源增加值 (2010 年价格, 万亿元)	135
表 8-3	可再生能源拉动相关部门产值及增加值 (2010 年价格, 万亿元)	136
表 8-4	可再生能源发展对就业影响	138
表 9-1	电力市场中不同类型的辅助服务	144
表 9-2	丹麦规定的各类电站最小稳定出力	145
表 9-3	美国 ISO 和 RTO 需求响应项目调节能力	147
表 9-4	各类机组灵活性参数对比 (国际数据)	148
表 9-5	各类提升电源调峰能力措施的比较	149
表 9-6	传统高压直流定功率与变功率运行方式的比较	153
表 9-7	储能技术性能对比	153
表 10-1	2013 年底全国 35 千伏及以上输电线路回路长度及变电设备容量情况	157
表 10-2	边远地区微电网示范工程	160
表 11-1	分布式光伏可利用建筑屋面分区统计 (2012-2020)	168
表 11-2	德国装机规模及对应接入电压等级	176
表 12-1	2015 年部分城市供暖收费标准 - 按照建筑面积计费	186
表 12-2	2015 年北京和天津供暖收费标准 - 按照两部制计费	187
表 12-3	2011 年 -2015 年年可再生能源供热开发利用情况	187
表 12-4	各类可再生能源供热技术概况	189
表 13-1	2015-2030 年主要光伏电池效率发展路径	204
表 13-2	中国典型风电场预期投资成本 (2015 年不变价格)	210
表 13-3	中国典型海上风电场预期投资成本	212
表 13-4	2015-2030 年光伏组件、系统及电价需求变化趋势	216
表 14-1	燃煤发电环境外部成本的核算范围	221
表 14-2	国内煤炭生产和运输环节的环境外部成本评价综述	224
表 14-3	燃煤发电在生产和运输环节的环境外部成本	225
表 14-4	火力发电锅炉大气污染物排放浓度限值 (单位: mg/m <sup>3</sup> )	227
表 14-5	温室气体和大气污染物的损害成本	228
表 14-6	不同单位污染物成本下 SO <sub>2</sub> 的环境外部性成本 - 情景 1 (总实物量)	228
表 14-7	中国 2012 年一次 PM <sub>2.5</sub> 排放量的部门	230
表 14-8	不同研究的生命价值	230
表 14-9	PM <sub>2.5</sub> 的环境外部性成本	231

表 14-10	600MW 燃煤火电机组的煤耗及排放指标 (单位: kg/kWh)-----	231
表 14-11	各试点地区 2014 年碳交易成交量和履约情况-----	232
表 14-12	温室气体的环境外部性成本-----	233
表 14-13	单位污染物排放导致的经济损失 (美元 / 吨)-----	233
表 14-14	燃煤发电的环境外部性成本 (元 / 千瓦时)-----	234
表 14-15	燃煤发电环境外部性成本评价相关研究对比-----	235
表 16-1	2013 年大型发电生产企业发电装机容量及发电量-----	262
表 16-2	2003-2007 年五期风电特许权中标结果-----	272



