

目 录

主报告：现代能源经济体系、权衡抉择与能源“不可能三角”	01
分报告 1：石油价格与货币政策应对	193
分报告 2：弃风现象、产业政策与产能过剩	207
分报告 3：能源技术演进：现状、趋势与经济分析	229
分报告 4：能源价格的成本能影响——基于投入产出模型的分析	279
分报告 5：全球视角下的能源经济学	307

主报告

现代能源经济体系、 权衡抉择与能源“不可能三角”^①

摘要:能源是人类社会赖以生存和发展的重要物质基础,是长期经济增长、人民生活水平提升和社会发展进步的必要支撑。“两个一百年”奋斗目标确定之后,我国还需要保持未来 30 年 4—5% 的年均经济增长率。同时,“五位一体”的总体布局要求在逐渐富裕起来的新时代同步建设生态文明。这一系列要求决定了能源既要供给充足、安全,又要价格低廉,还要清洁环保。因此,建立高效的能源经济体系,平衡生态环境保护与经济社会发展的关系成为当前中国宏观经济中长期发展的重大命题。本报告从全球视角出发,基于我国资源禀赋和发展阶段,用产业组织理论中的竞争、寡头和垄断的分析框架,同时考虑环境税、碳市场、产业政策、反垄断政策,以及以交叉补贴和普遍服务为核心的社会政策,分析了“市场之制”和“政府之手”构建现代能源经济体系的路径,并讨论了公众和政府面临的抉择。我们力图为企业、公众和决策者呈现中国能源经济的基本事实和运行逻辑,识别出能源经济体系中的不平衡和不充分所在,提出建立现代能源经济体系和实现改革红利的框架、措施与路径,并讨论了能源政策背后权衡取舍需要考虑的重要因素。

要满足长期经济增长需要的能源供应,兼顾能源成本与污染排放治理,需要两

^① 本报告是中国宏观经济论坛课题组集体研究成果,执笔人为郑新业。

个方面的变革——我们既要积极改革,建立现代能源经济体系;还需要公众和政府环境保护和能源成本之间做出重大抉择。首先,实现能源领域劳动生产率最大化是必要条件。这就要求我国建立起适应技术发展水平、符合我国资源禀赋和发展阶段的现代能源经济体系,实现市场和政府之间合理分工协调、能源结构逐步优化、能源运行机制完善高效,解决市场失灵,减少能源不平等,保障国家能源安全。其次,即使达到了能源经济体系的效率前沿,我们仍不能确保“既有能源用,又没有污染,价格还可负担”这三大目标能够同时实现。在这个“不可能三角”之间科学地权衡取舍以最大化社会福利,是公众和政府必须做出的抉择。一方面,需求侧的结构性调整要求淘汰部分高耗能企业和产品,这将以经济增速放缓为代价;另一方面,供给侧的能源结构优化有助于改善环境污染问题,但是会加重企业和家庭的能源支出负担。总而言之,现代能源经济体系建设包括两步,一是改革,改革能源市场体制,改革政府的政策制度,以提升能源市场的效率;二是取舍,在三大目标构成的能源“不可能三角”中进行选择,尽可能让能源经济体系切合公众和政府的需求。

理解我国未来的能源发展,不能脱离我国能源经济体系的基本国情。首先,从总量上看,我国能源市场规模巨大,作为全球最大的一次能源消费国和最大的能源净进口国,巨大的产出一需求缺口给我国经济长期稳定增长带来能源保供的压力,能源供应安全和价格冲击风险极大。其次,从供给结构看,我国能源供给以煤炭为主,即便考虑清洁能源的快速发展,煤炭在可预见的将来占一次能源比重仍会在60%左右,这为未来我国清洁发展、生态文明建设带来较大的环保和减排压力。再次,从需求结构看,我国能源需求和消费的主力仍集中于制造业领域,且能源作为基本原料投入在生产成本中占比较大,在当前能源市场全球化的格局下,国际能源产品价格牵一发而动全身,轻微的价格波动都可能会对企业生产造成巨大影响。此外,中国能源经济体系还与世界能源市场息息相关。我国作为世界能源的主要需求主体之一,国内能源市场的变化可能会对世界经济产生影响,世界能源市场的冲击也会显著改变国内能源供需形势和价格水平。面对庞大而复杂的能源经济体系,我国需要转变看待能源问题的视角和思维。重视总量和结构相结合的视角,将政策力量用于边际产出最大的地方;理顺市场和政府在能源领域的职能,提高决策合理性;从全球视角看待中国能源经济体系,识别出我国在能源方面的核心利益。

本报告研究发现,第一,我国能源市场化改革尚未完成,市场机制尚未真正建立。以电力市场为例,我国还没有建立独立的调度机制;省内市场集中度高,串谋

问题严重；省际之间，壁垒森严。在石油领域，上游原油进口渠道尚未完全放开，政府的价格管制长期失效，零售市场处于高度寡占状态，大型企业拥有行使市场势力的充分空间。在天然气领域，竞争性体制不到位，价格双轨制引发的问题突出，城市燃气的双头垄断现象严重。**第二，我国能源政策体系不协调。**反垄断机制仍然匮乏，激励监管、份额监管、行为监管等监管方式尚未确立，政府部门对市场势力的监测识别能力较弱。在自然垄断监管层面，电网监管取得进步，但监管工具单一，投资监管缺位，城市燃气公司的管网垄断监管严重滞后。在产业政策方面，政府仍在不断使用强制性手段扭曲市场，影响市场定价机制发挥作用，压缩市场交易规模。在社会政策方面，普遍服务融资问题在电网改革后将逐步显现，交叉补贴的收益存在累退性，效率损失严重，能源补贴由高收入群体获得。在环境与气候政策领域，我国采用扭曲市场的方式保障新能源上网消纳，压缩了市场规模。环境税的设置与最优税收原则产生偏离，碳市场机制尚未完全确立，试点碳交易价格过低。更为严重的是，各项能源政策相互分离，缺乏协同效应，甚至存在政策效果相互抵消的情形。**第三，从全球视野看，对自身作为全球最大的能源消费国和能源贸易国的定位不清。**我国与美国、日本、韩国、印度以及其他 OECD 国家等能源进口主体缺乏深度合作，在应对国际能源卖方卡特尔方面缺乏主动意识。在能源海外投资方面，缺乏对非财务风险的考虑，政治风险、政策风险、外汇风险等制约我国海外投资收益。这些能源领域中的不充分、不平衡问题，既是问题所在，也是改革红利所在。通过还原能源商品属性等改革，能源价格将反映真实成本和市场供需关系，从而释放正确的价格信号引导市场的运行；市场势力将得到抑制，能源交易的收益在生产者和消费者中合理分配；能源不平等水平将降低，普遍服务水平将不断提升；能源结构将向更清洁环保的方向转变；能源安全将得到保障。

基于上述事实，结合我们要实现的目标，本报告认为，**建设现代能源经济体系的第一步是实现能源领域效率最大化。**而市场化建设、科学监管以及能源政策的组合运用是实现效率最大化的抓手。在竞争性领域，竞争性市场可以实现资源的最优配置，能源市场化体制建设始终是效率最大化的基础。考虑到能源经济体系的性质，市场失灵多发且严重：市场集中度较高，部分环节存在自然垄断，能源生产、运输和消费过程中产生污染和碳排放等。解决这些问题，我们就需要合理运用“政府之手”。具体而言，改革方式如下：

第一，在可竞争的领域中让市场发挥决定性作用。继续推进能源市场化改革，首先，放开市场准入限制，在可以竞争的领域，让企业自由进入。其次，政府在竞争

性领域放开各种价格管制,并提升对价格波动的容忍度,让企业相互竞争决定价格水平。

第二,用好“政府之手”。对于自然垄断领域,如电网和城市燃气公司,要加强监管,使用激励性监管等多种手段,从监管体系的科学建设和监管能力的有效提升两方面强化政府的监管能力;对于上下游的竞争性领域,促进全国统一市场建设的同时,强化单一市场内份额不能超过 20% 的规则等事前反垄断安排,加强市场势力的识别、防范和抑制等事后反垄断措施,同时放弃价格管制等扭曲交易市场的手段,确保能源市场健康平稳运行。

研究发现,即使完成了这一步改革,整个能源经济体系达到了效率前沿,我们的目标仍然难以同时实现。换句话说,当能源劳动生产率实现最大化后,我们仍然可能面临污染减排和能源价格不可兼得的问题;仍然存在相互制约甚至相互矛盾的三大目标将会转变为能源领域硬约束的可能性。“两个一百年”奋斗目标对增长质量和效益的强调,给能源市场效率设定了要求。在既定目标和约束下要实现社会福利最大化,政府和公众需要第二步——**在经济增长规模、企业和家庭的用能成本和治污减排之间权衡取舍**。在能源经济体系的效率前沿实现之后,公众和政府为降低污染减少排放,可以:

(1)在能源需求侧,放弃对高耗能产业在生产、运输、消费和进出口等方面的支持,通过降低高耗能产业在经济中的比重来降低能源需求。以牺牲部分 GDP、就业和税收为代价,换取污染排放减少的好处。

(2)在能源供给侧,继续提升非化石能源或者相对清洁的天然气的比重。提升光伏、风电、水电和核电的比重需要额外的系统成本,提升天然气比重不仅会提升用能成本,还需要应对能源数量冲击。改善能源供给结构是以牺牲企业竞争力和家庭用能成本为代价,换取污染排放减少的好处。

(3)在能源供给侧,继续提升化石能源的质量,降低化石能源的污染。继续提升成品油标准,督察脱硫脱硝实施等。这一做法是以上升的能源成本,换取污染排放减少的好处。

公众和政府实施上述权衡抉择,以确定我们在能源“不可能三角”中的位置。然而,权衡抉择背后其实是巨大的利益调整,难度极大。因此,需要重大的配套措施。为了减缓能源成本上升的压力、减轻政府的负担并保障能源供应安全,我们考虑以下配套措施:

第一,推进能源领域配套财政改革。对于(1)和(2),政府可以采取环境税和碳

市场等配套措施来减缓冲击。一是提升环境税征收标准,并由中央统筹制定环境税额。二是实施增值税率差异化改革。将部分含碳商品的增值税率调节至 30%,同时将非含碳商品的增值税下调至 9%。

第二,逐步取消交叉补贴,还原能源商品属性。考虑到交叉补贴更多的是补贴给高收入人群,同时工商业用户会将其承担的交叉补贴通过成本转嫁转移给消费者,低收入人群反而因能源补贴而受害。因此,应逐步取消交叉补贴,开放能源市场,还原能源商品属性。与此同时,变革“普惠式”的交叉补贴,将其改为定向扶持,使交叉补贴与城乡“低保”制度有机结合,让居民用能回归商品属性的同时,通过“政府之手”实现精准的兜底式补助,解决 5%最贫困人口的用能问题。

第三,从用能大国的角度推进国际能源新秩序重建,助力国内三大目标的实现。推动构建国际能源新秩序,保障我国海外稳定的能源供给,并能在稳定的价格区间进行消费,减缓国际能源价格波动。这是一项以低廉能源价格为代价换取能源充分供给的改革。一是与主要的能源需求主体和 IEA 等能源国际组织建立合作关系。二是与海湾阿拉伯国家、俄罗斯、澳大利亚等主要能源出口国建立进出口合作关系,合理分配能源贸易带来的消费者剩余和生产者剩余。同时高度关注能源供应国的供应能力建设和供应稳定性,维护本国能源安全。三是制定更科学的海外投资策略,全面评估海外项目面临的政治、外汇、自然等风险因素,以及环境保护标准、劳工保护标准、产业政策变动等政策因素。

一、引言

中国作为全球最大的发展中国家,在全球能源市场中具有举足轻重的地位。我国于 2010 年成为全球最大的一次能源消费国,到 2016 年消费量占全球比重达到 23%。自 2012 年起,我国成为世界能源净进口最大的国家,2015 年净进口达 4.89 亿吨标准煤。我国电力生产和消费规模均为世界之最,电源装机及电网规模等多项指标位列全球第一,2016 年全国发电装机容量达 16.46 亿千瓦,全国电力工程建设投资合计 8855 亿元。石油和天然气海外投资不断扩大,2006—2017 年,我国油气领域海外投资总额达到 7211 亿美元;截至 2017 年底,我国共拥有 210 个海外油气项目,海外油气权益产量达到 1.9 亿吨油当量。新能源更是从无到有,发展成为世界新能源发电量增长最快的国家。中国的能源体系发展,与我国的经济生活、居民生活、环境质量、国际关系等都具有非常直接且重要的联系。改革开放以来,

我国一直深化能源体制改革,在煤炭、电力、石油、天然气、新能源等各个领域都取得了巨大的成就。煤炭定价机制经历了“计划价”——“双轨制”——“市场价”的改革过程;电力行业从“垂直一体化”到“厂网分开”再发展到“管住中间,放开两头”;石油领域则从石油工业部的单一垄断发展为国有大型石油企业的寡头竞争再发展到当前民营炼化企业崛起的局面,定价机制也从政府管制转变为与国际挂钩;天然气定价则是走过了“计划价”——“计划与指导双轨制”——“成本加成定价”——“市场净回值定价”——“油气挂钩双轨制”——“市场主导定价”的过程。这一系列的市场化改革促进中国在能源生产、消费、国际贸易和投资等方面取得巨大成就,并形成中国发展的巨大推动力。

然而,我国能源领域目前仍存在多项问题和挑战。一是**能源领域市场化程度不足**。能源价格非市场化扭曲严重,能源价格无法反映真实成本与市场供需关系。政府之手的不恰当干预导致政策结果与政策目标南辕北辙。二是**能源体系监管薄弱**。主要能源的供应链中呈现自然垄断的属性,如油气管道、输配电网等,其运营中不可避免地存在效率损失,并影响社会公平。部分市场集中度较高,企业串谋形成市场势力,掠夺消费者剩余。三是**能源负外部性问题突出,能源结构亟待优化**。能源供给和能源需求长期以来以煤为主,绿色清洁的优质能源匮乏。在能源生产和消费过程中产生的污染物和温室气体造成巨大的环境负外部性,环境质量恶化,应对气候变化的压力巨大。四是**能源供给压力与日俱增,能源安全问题凸显**。我国自2010年成为全球最大一次能源消费国以来,能源需求高涨,但能源使用效率低于世界平均水平,导致能源生产—消费缺口逐步扩大,主要化石能源的对外依存度攀升,能源安全与国际环境安全紧密联系,中国需要站在买方角度争取全球能源利益。

应该意识到,能源领域面临的挑战起源于我国现有的不平衡不充分的能源经济体系。能源经济体系包括两方面内涵,一是各类能源品市场;二是与能源领域运行相关的各类监管协调政策。为了改革不平衡不充分的能源体系,2014年6月,习近平总书记提出了“能源革命”战略,要求以革命性的手段来推动推动能源消费、能源供给、能源技术和能源体制四方面的“革命”。2017年7月21日,国家能源局正式发布《能源体制改革行动计划》,切实启动了能源革命的进程。能源革命是一项系统性工程,涉及市场建设、监管规则设计、央地关系安排、财政工具配套等各个方面。最终的目的就是构建一个适应新时代发展需要的现代能源经济体系。现代能源经济体系应当尽可能实现以下三大基本目标:一是**能源价格合理**。能源价格应该反映真实成本和市场供需关系,从而释放正确的价格信号引导市场的运行,成

为调节投资决策和消费选择的工具。二是**能源供给充足**。保障能源供给一方面需要扩大国内生产规模,提升能源利用效率,另一方面则要保证国际能源贸易安全、可靠,并通过能源投资扩大海外能源权益。三是**能源清洁环保**。我国资源禀赋决定了煤炭清洁利用是使能源更“干净”的最重要手段,能源结构改善和新能源发展则是推进能源清洁环保的长期战略。识别并释放能源经济体系的改革红利,可以最大化地实现三大目标方向的帕累托改进。

现代能源经济体系建设的基本导向是效率优先。但当劳动生产率最大化的现代能源经济体系建立以后,仍然存在相互制约甚至相互矛盾的三大目标将会转变为能源领域硬约束的可能性,构成**能源“不可能三角”**(郑新业,2016)。现代能源经济体系的建设,还要根据中国的实际情况和发展诉求,选择三大目标之间的最优平衡点,以最大化社会福利。这意味着社会将要在**低廉价格、稳定供给以及清洁环境中进行权衡抉择**。可以预见,在新时代中国特色社会主义建设中,人们对于清洁的环境的需求将会加速增长(马本等,2017),中国对于国际社会的减排承诺也会推动我国选择偏向环境清洁的能源体系。这就推动我国不断完善能源供给结构,优化能源需求结构,实现全社会层面平衡、充分的能源供给,保障广大人民群众的利益。

基于我国能源领域面临的重大挑战,面对能源“不可能三角”的基本约束,新时代下的现代能源经济体系如何建立,市场之制如何激发能源领域的生产力,政府之手又如何维持能源市场正常运行,是本报告讨论的核心议题。本报告余下部分安排如下:第二部分回顾我国改革开放以来能源领域发展变化的过程和现行能源体系的基本事实,第三部分详细梳理了我国能源体系中不平衡不充分的现象与问题,识别我国能源体系中主要的矛盾点与改革红利所在,第四部分展示了如何建设现代能源经济体系,并在能源“不可能三角”的约束中权衡抉择以实现社会最优,最后一部分为结论。

二、中国能源经济体系建设基本事实

2.1 能源供给

2.1.1 能源禀赋、生产规模和基础设施

(1) 能源禀赋并不突出

中国基于广大的国土面积,拥有较丰富的化石能源资源。《BP 世界能源统计

年鉴(2017年)》显示,2016年中国煤炭探明储量为15980亿吨,位居世界第二。已探明的石油、天然气资源储量相对不足,石油基础储量约为35亿吨,占全球的1.5%;2016年天然气基础储量为5.4万亿立方米,占全球2.9%。可以发现,中国一次能源禀赋具有“富煤、贫油、少气”的特点。然而,即使是储量相对富裕的煤炭,长期供给能力也相对较低。考虑储采比,2016年底中国煤炭的储采比只有72,这意味着以目前产量计算,中国的已探明煤炭储量只能持续生产72年,而同期美国的储采比为381,俄罗斯的储采比为417,储采比超过中国的国家共有20个。中国石油和天然气的储采比更是只有17.5和38.8,与世界平均水平52.3和45相比差距较大。

从新增储量看,我国煤炭资源发现速度在近十年来整体呈现下降趋势,储量增长较慢;石油资源发现速度长期处于较低水平,新增石油储量并不明显;天然气发现速度较快,增长潜力较大(见表2-1)。但新增储量如果在开发上不具备经济性,则这种探明储量增长并不能真正转化为我国能源资源。

表 2-1 我国主要能源查明资源储量 (亿吨/万吨/亿立方米)

年份	煤炭		石油		天然气	
	储量	同比(%)	储量	同比(%)	储量	同比(%)
2006	11,597.80	—	275,856.75	10.8%	30,009.24	6.5%
2007	11,804.50	1.8%	283,253.77	2.7%	32,123.63	7.0%
2008	12,464.00	5.6%	289,043.00	2.0%	34,049.62	6.0%
2009	13,096.80	5.1%	294,919.80	2.0%	37,074.20	8.9%
2010	13,408.30	2.4%	317,435.30	7.6%	37,793.20	1.9%
2011	13,778.90	2.8%	323,967.90	2.1%	40,206.40	6.4%
2012	14,208.00	3.1%	333,258.33	2.9%	43,789.88	8.9%
2013	14,842.90	4.5%	336,732.81	1.0%	46,428.84	6.0%
2014	15,317.00	3.2%	343,335.00	2.0%	49,451.78	6.5%
2015	15,663.10	2.3%	349,610.70	1.8%	51,939.50	5.0%
2016	15,980.01	2.0%	350,120.30	0.1%	54,365.46	4.7%

数据来源:《中国矿产资源报告》

除常规能源资源外,中国还拥有较丰富的可再生能源资源。中国气象科学研

究院根据全国 900 多个气象站陆地上离地 10m 高度资料进行估算,发现陆地上技术可开发风能储量约 2.53 亿 kW,近海可开发利用风能约 7.5 亿 kW,共计约 10 亿 kW,仅次于俄罗斯和美国,居世界第三位。据统计资料分析,中国陆地面积每年接收的太阳辐射总量相当于 249.6 亿吨标准煤的储量^①,根据《BP 世界能源统计年鉴(2017 年)》的报告,全球光伏发电总量为 333.1TWh,年增长 29.6%,其中中国占全球总量的 19.9%,居世界第一位。

尽管中国有较丰富的能源资源,但由于中国人口基数大,人均能源资源拥有量较低。中国人均能源资源占有量不到世界平均水平的一半,石油仅为十分之一。2016 年,原油的对外依存度已达到 65.4%。同时,中国资源开发难度较大。大部分储量需要井工开采,极少量可供露天开采。石油天然气资源地质条件复杂,勘探开发技术要求较高。未开发的水力资源开发难度和成本较大,经济性较差,缺乏竞争力。

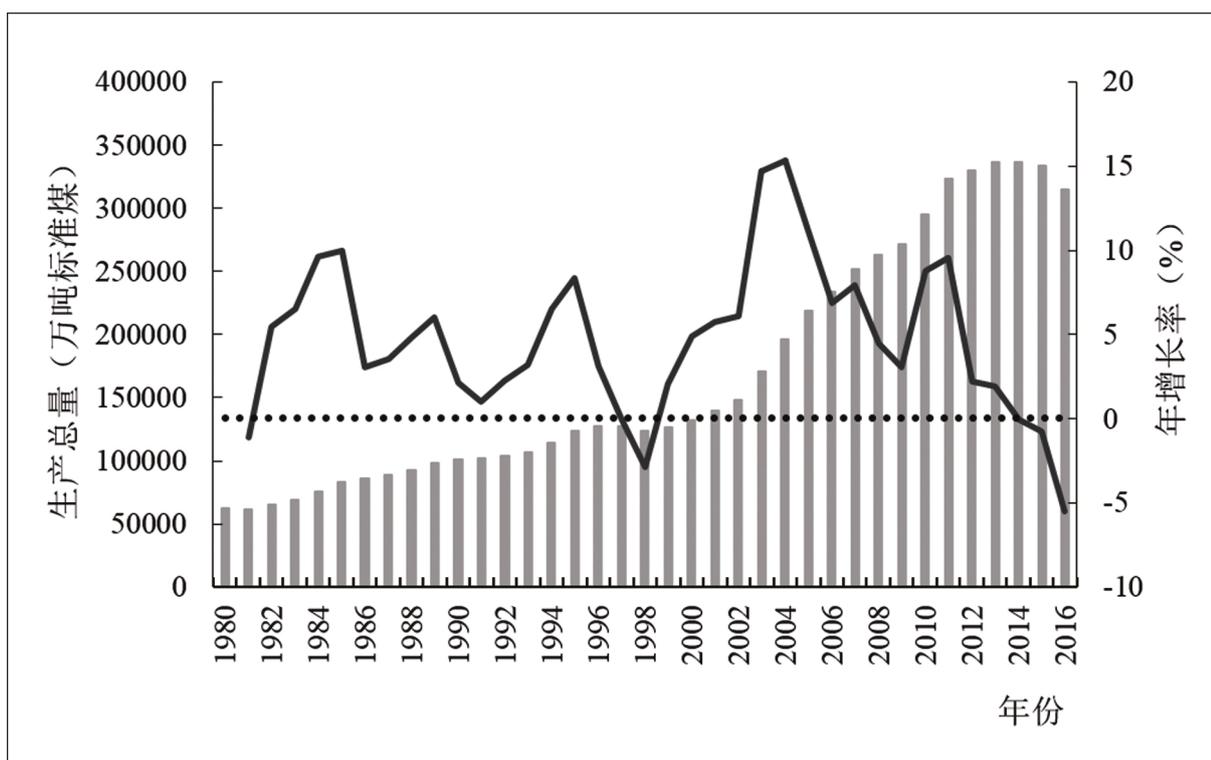


图 2-1 我国 1980 年—2016 年一次能源生产量及年增长率

数据来源:《2017 年中国能源统计年鉴》

^① 《2017—2022 年中国光伏发电市场行情动态及发展前景预测报告》

(2)能源生产规模可观

改革开放以来,我国能源生产总量表现出持续增长的趋势,在 1980 年至 2016 年间,中国能源生产总量从 6.3 亿吨标煤上升到 34.6 亿吨标煤,增长了 4.5 倍。但从 2011 年开始,我国一次能源生产的年增长率有所下降,2016 年同比下降 5.5% (图 2-1),我国能源保供形势并不乐观。

但横向对比我国的能源生产规模仍然相当可观。从 2000—2016 年,中国的石油生产在世界的占比保持在 4% 左右,排名一直保持在全球前 10 位;天然气生产的占比逐年上升,截至 2016 年,这一比例接近 5%,排名从 2000 年的第 18 名上升至 2016 年的第 6 名;煤炭产量在世界一直处于第 1 位,占比在 2011 年之前一直上升,几乎占到了全球产量的一半,从 2012 年开始,中国的煤炭生产占比开始下降;我国发电量占世界发电量的比例上升趋势明显,从 2000 年的 8.7% 上升到 2016 年的 24.8%。

表 2-2 中国能源生产在全球的排名

能源品种	2000 年	2016 年
石油	7/55	8/55
天然气	18/55	6/55
煤炭	1/39	1/39
电力	2/72	1/72

数据来源:IEA

(3)能源基础设施较完善

能源行业具有资本密集、技术密集的特点,在勘探、发掘过程中,还要承担很大的不确定性。为了能源供应的稳定建设,我国每年都需要对能源工业进行大量的固定资产投资。由图 2-2 可知,我国能源工业投资增长率长期大于国内生产总值增长率,且二者的变化趋势基本一致,也就是说,能源建设的推进速度总体上能够适应和满足能源需求的变化速度。随着第三产业的兴起和快速发展,能源需求的增长也随之放缓,在 2009 年之后,能源工业投资增长率开始波浪式下降。从能源建设投资变化趋势来看,能源工业占全社会固定资产投资总额的比重,由 1995 年的 11.83% 下降到 2016 年的 5.41%,保持了逐步下降的态势。

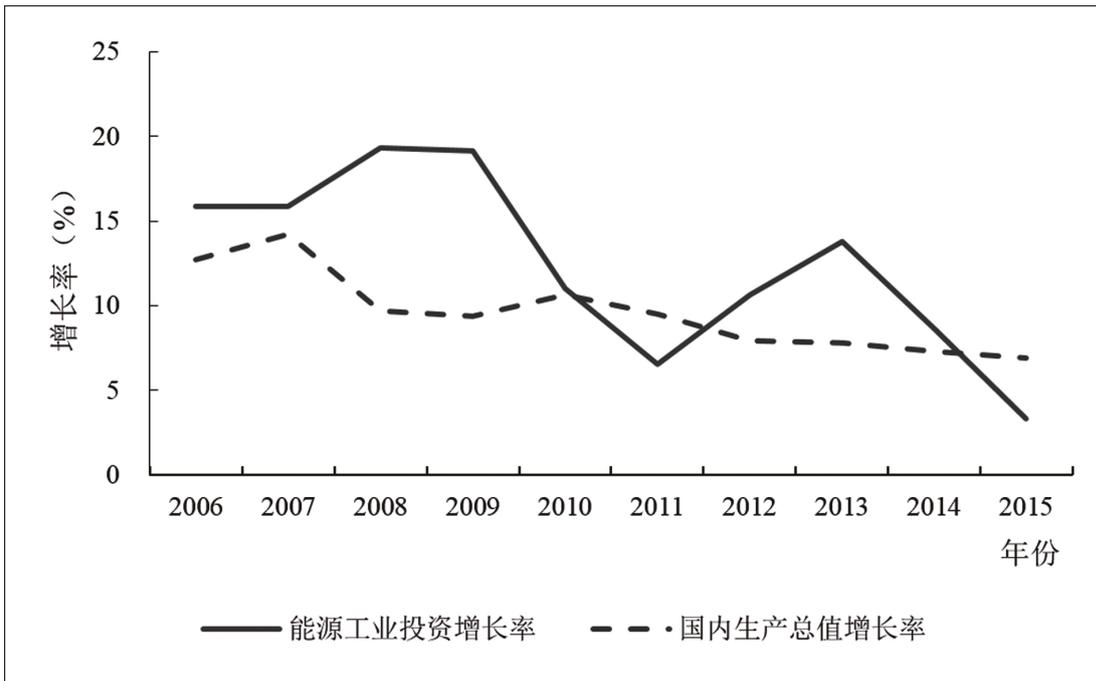


图 2-2 能源工业投资增长率及国内生产总值增长率(2006—2015)

数据来源:中国能源统计年鉴

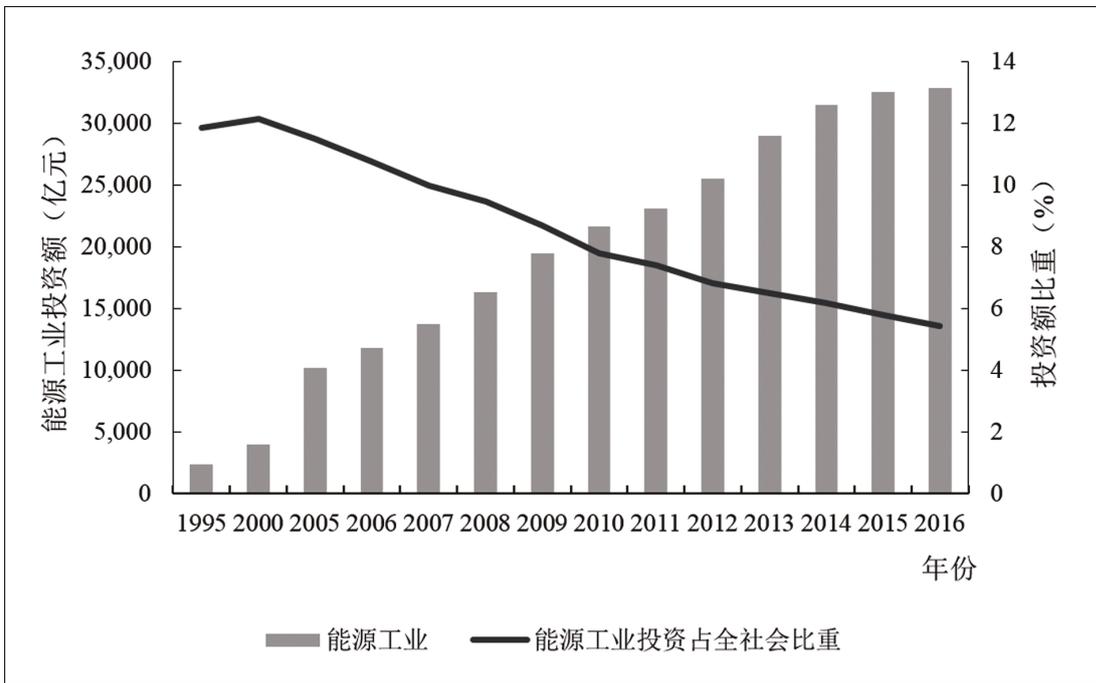


图 2-3 我国能源工业投资

数据来源:国家统计局,《中国能源统计年鉴》

分行业来看,能源工业的固定资产投资主要包括煤炭采选业,石油和天然气开采业,电力、蒸汽、热水生产和供应业,石油加工及炼焦业,煤气生产和供应业五个行业。电力、蒸汽、热水生产和供应业以及煤气生产和供应业在能源工业的固定资产投资中比重逐年增加,石油加工及炼焦业和煤炭采选业所占比重则经历了从上升到下降的转变。石油和天然气开采业所占比重,呈现逐年下降的趋势。

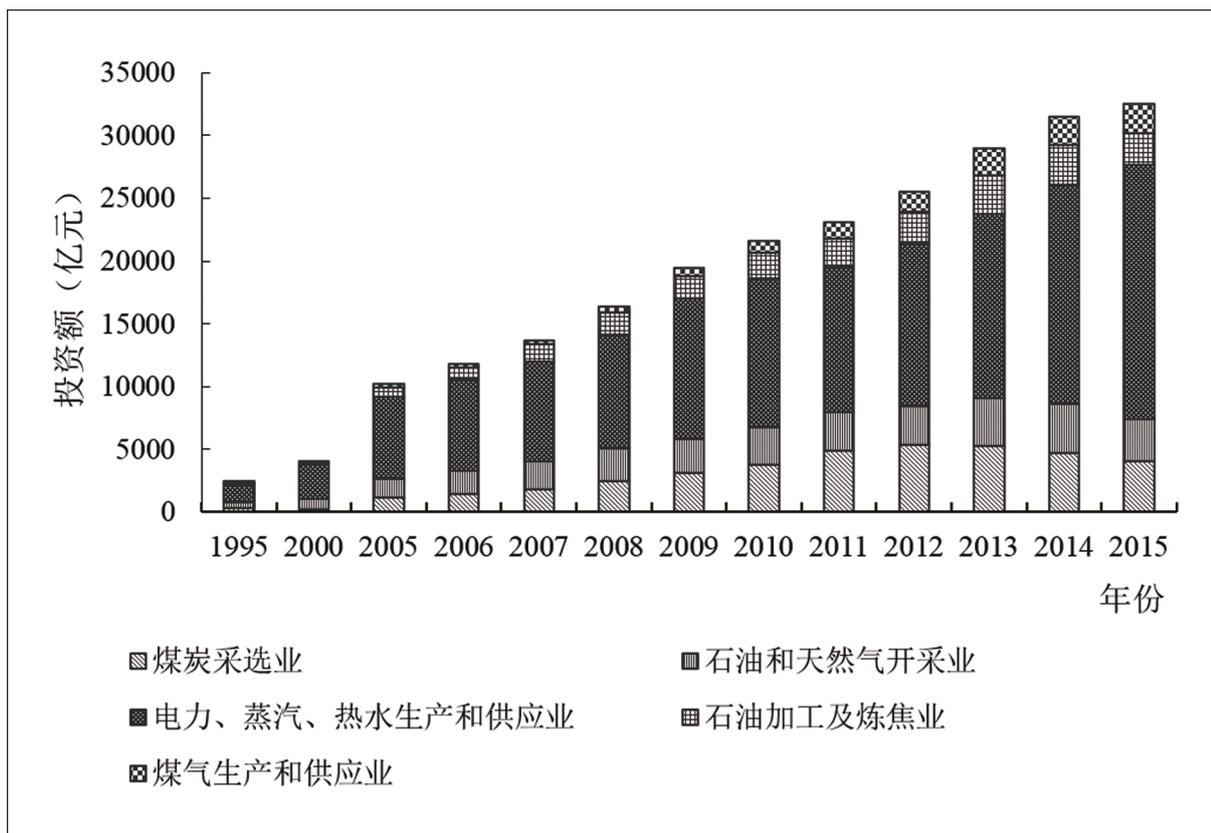


图 2-4 我国能源建设投资分行业情况(1995—2015)

数据来源:中国能源统计年鉴

在我国能源建设投资中,与居民生活密切相关的电力、蒸汽、热水生产和供应业所占比重始终保持在 50% 以上,且逐年增加,从资金投入上保障了居民对能源产品的需求能够及时得到满足。电力生产和电网建设是我国能源建设领域最突出的成就,截止 2016 年底,我国共建成 65168 座不同电压等级的变压器,形成了 628472 千米 35 千伏以上的输电线路,全国城市和农村供电可靠率均大于 99.9%,城市和农村平均停电时间控制在 3 小时/户和 6 小时/户以内,形成了覆盖全国的

高效率输配电网。

2.1.2 能源供给结构

在一次能源产量中,我国煤炭比例仍然很高。原煤生产在进入 21 世纪后猛增,年均增长率为 5%。2016 年原煤产量达到 24.1 亿吨标准煤,占一次能源产量的 70%。原油和天然气增长幅度不大,1980—2016 年分别增长了 1.3 亿吨标准煤和 1.7 亿吨标准煤,2016 年原油和天然气产量分别占一次能源总产量的 8%和 5%。然而,面临去产能和环保方面的压力,政策对于煤炭开采总量进行了一定的限制,煤炭产量在 2014—2016 年间呈现下降趋势,相较于 2013 年,2016 年原煤产量下降了 3 亿吨标准煤。水电、核电、风电一直稳定增长,虽然基数很小,但增长速度很快,从 1980 年的 0.2 亿吨标准煤到 2016 年的 5.8 亿吨标准煤,增长了 28 倍,2016 年产量占全部一次能源产量的 17%。

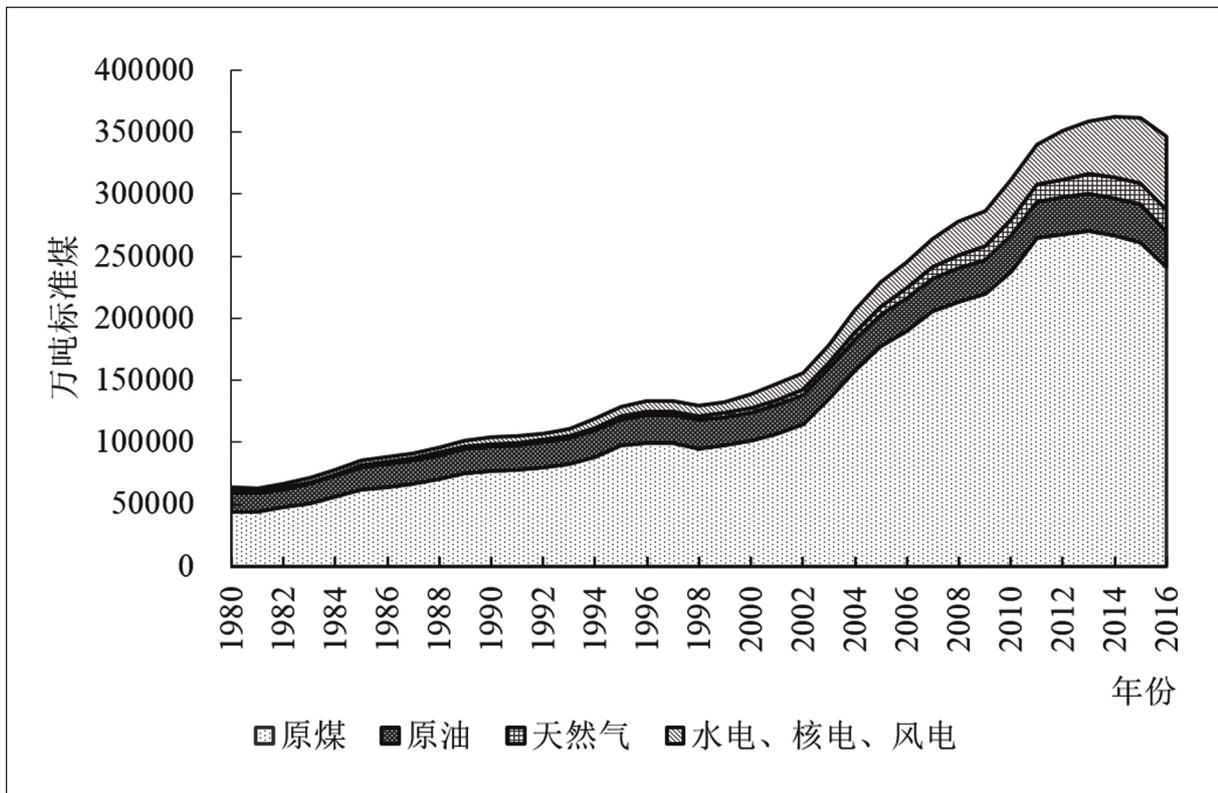


图 2—5 1980—2016 年中国一次能源生产趋势

数据来源:国家统计局

具体而言,我国能源供给结构呈现出以下特点:

(1)煤炭长期处于基础性地位

我国改革开放近 40 年以来,原煤始终是我国能源供应的主力,占比处于 70%—80%之间。以煤炭为主的能源生产结构是由我国能源资源禀赋所决定的,在短时间内不会发生较大变化。煤炭在我国能源生产中基础性地位的建立是顺应改革开放以来中国经济发展规律和技术进步规律,充分考虑我国能源禀赋特点的结果。

进入 21 世纪以来,我国煤炭生产呈现“快速上升—逐步下降”的变化过程(见图 2—6)。随着我国国民经济的高速发展,工业化、城市化进程的加快使得我国对煤炭的需求量大幅增加。从 2000 年到 2012 年,我国煤炭产量从 656.7 百万吨油当量(Mtoe)快速上升至 1873.5Mtoe,平均年增长率达到 9.1%。随着低碳发展战略的实施,我国原煤产量开始下降。2016 年,在《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》的要求以及在大力倡导发展清洁能源等相关政策的推动下,原煤产量连续第三年下降,降幅达到 7.7%。2016 年原煤产量占一次能源生产量的比例下降到 76.7%。

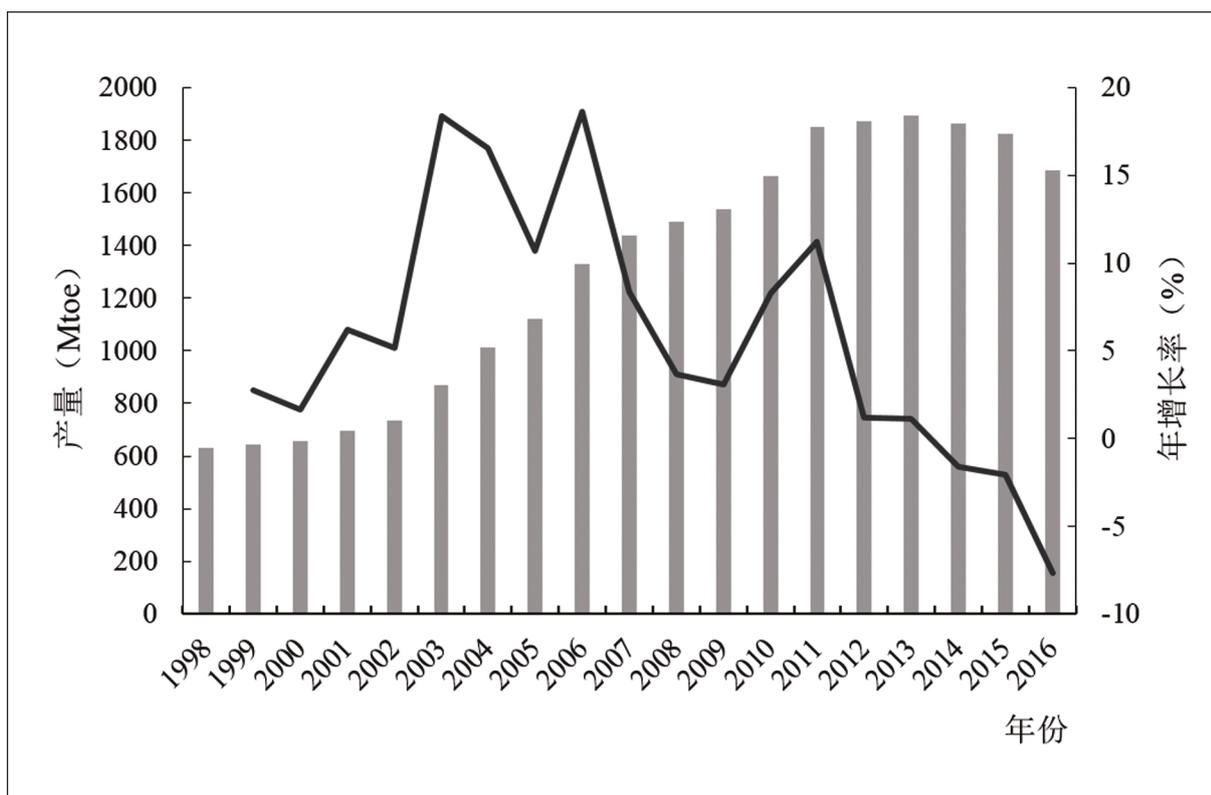


图 2—6 2000 年—2016 年我国煤炭产量

数据来源:《2017 年 BP 世界能源统计年鉴》

(2)石油比重下降,天然气比重上升

原油作为我国能源供应的另一重要来源,其生产占一次能源生产的比重从1980年的24.4%下降到了2016年的9%,占比持续下降。虽然从量上看,原油的生产量保持增长趋势,但增速却有所放缓,值得注意的是,2016年我国石油产量出现大幅下降,较2015年下降了310千桶/日,同比下降7.2%,这显示出我国石油生产成本较高,在国际油价下行阶段缺乏竞争力。

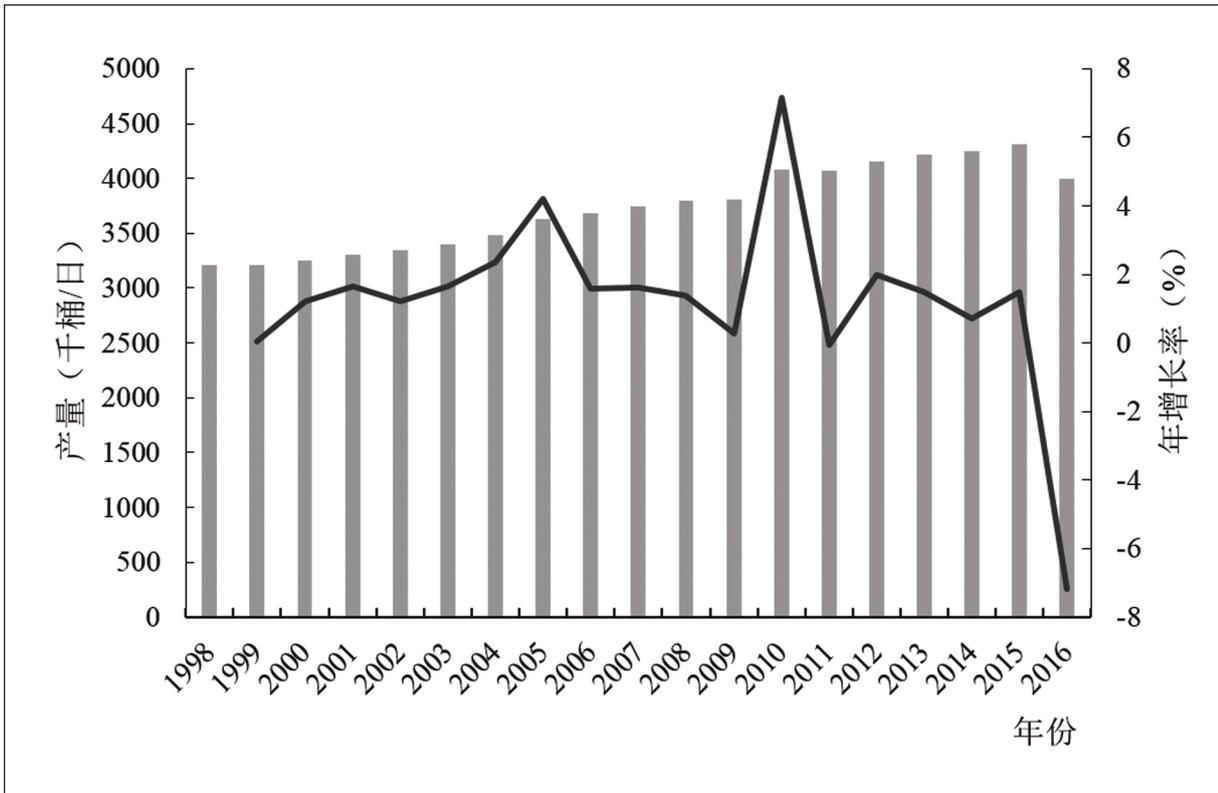


图 2-7 1998 年—2016 年我国石油产量及增速

数据来源:《BP 世界能源统计年鉴》

作为最清洁低碳的化石能源,天然气在资源潜力、清洁性、高效性等方面具有明显优势,是向新能源过渡的桥梁。我国天然气的生产大致可以分为三个阶段:1978 年到 1995 年,天然气生产增速较慢;1995 年至 2014 年,为快速增长阶段;但是从 2014 年开始,我国天然气生产的增速明显放缓,且消费量的增速持续大于产量增速,虽然 2017 年我国天然气产量有所提升,但在环保监管日趋严格的大背景下,“煤改气”工程的推动使得天然气的需求大幅上升,自产供应明显不足,天然气的对外依存度攀升。

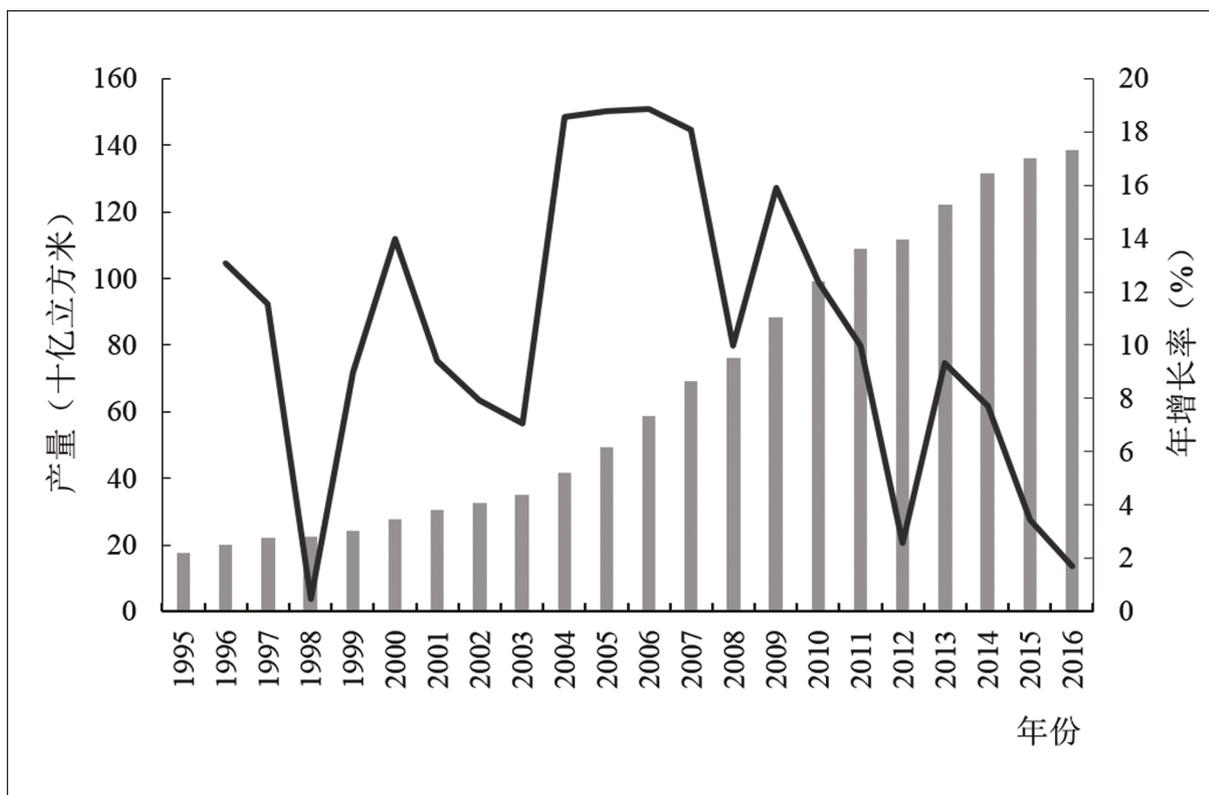


图 2—8 1995 年—2016 年我国天然气产量及增速

数据来源:《BP 世界能源统计年鉴》

(3) 一次电力生产比重上涨,发电结构逐步优化

近 40 年来,我国能源生产中一次电力的比重不断上升,从 1978 年的 3.1% 发展到 2016 年的 16.9%,增长约 5.5 倍。虽然在 1999 年和 2003 年占比出现短暂下降,但总体上仍保持上涨趋势。其中,水电、火电、核电、风电占电力生产量的比例如图 2—9 所示。

长期以来,我国电力生产形成了以火电为主的生产结构。2000 年—2011 年期间,火电占比高达 80% 左右,但从 2012 年开始,火电生产比重明显下降,2015 年这一比例下降到 73.7%,说明我国政府采取的节能减排及环保政策已初显成效。

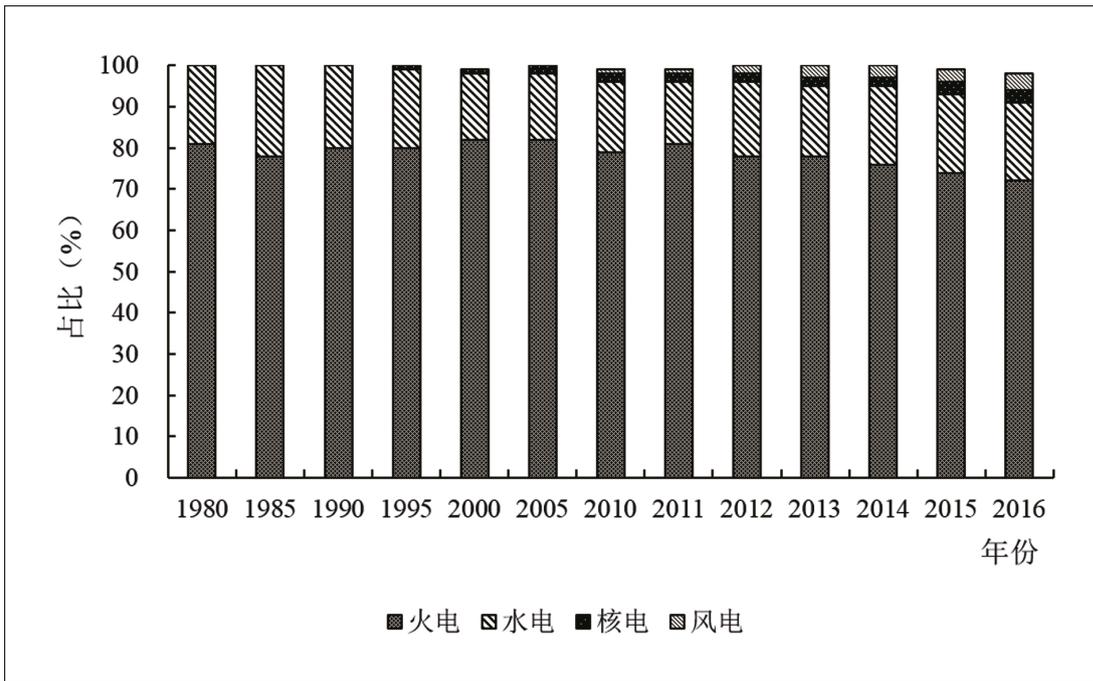


图 2-9 2000 年—2015 年我国水电、火电、核电、风电发电量占比
数据来源:《2017 年中国统计年鉴》

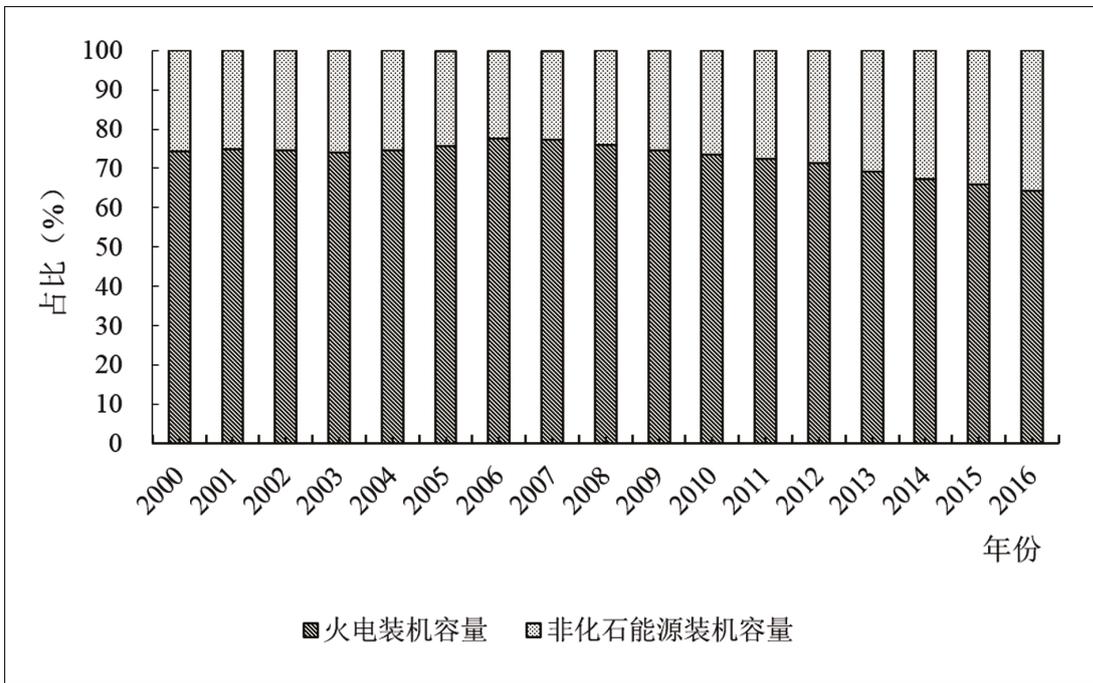


图 2-10 2000 年—2016 年我国火电及非化石能源装机容量占比
数据来源:《2017 年中国统计年鉴》

在装机容量方面,我国非化石能源装机容量占比持续上升,2016 年达到 35.7%,较 2000 年增加了近 10 个百分点(见图 2—10)。我国非化石能源装机容量占比持续上升,2016 年达到 35.7%,较 2000 年增加了近 10 个百分点。水电、核电、风电发电量持续上升,2016 年,核能发电、风力发电、太阳能发电占全部发电量的比重分别为 3.5%、3.9%和 1.0%,水力发电占 19.4%,火力发电占 72.2%(图 2—11)。

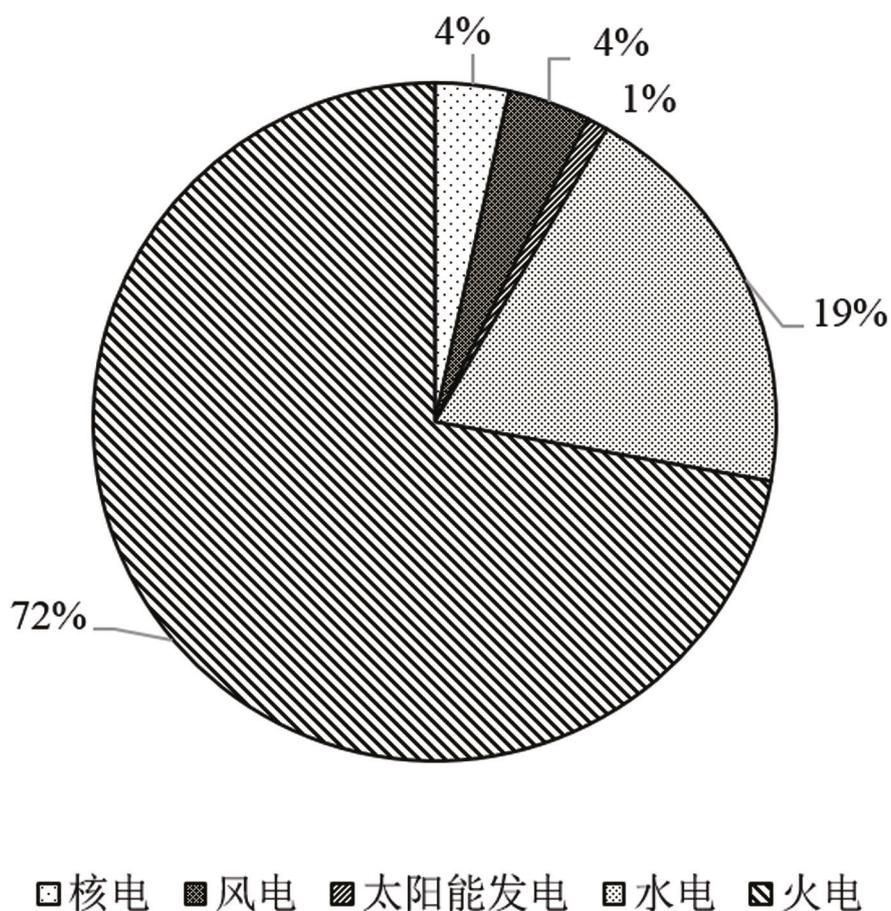


图 2—11 2016 年我国不同类型能源发电量占比

数据来源:根据国家统计局数据整理

毋庸置疑,新能源以其环保性和经济性得到人们的青睐,未来发展态势良好,积极发展新能源发电是我国调整能源结构、保护环境、应对气候变化、实现经济发展方式转变和可持续发展的战略选择。虽然近年来我国新能源发电取得了迅速的

发展,但非水能的新能源发电量占总发电量的比例不足 10%。必须承认,在可预见的将来新能源发电并不是满足我国电力需求的主力。

2.1.3 国际供给波动对能源供应影响较小

随着我国能源对外依存度的不断提高,能源供给问题受到越来越多的关注。近年来,随着石油价格的大幅波动,再加上我国石油依存度的日益提高,石油供给在一国发展中的重要性不言而喻。本节将以石油为例,探讨我国能源国内供给波动的成因。

本节通过构建向量自回归(VAR)模型探讨国际石油供给冲击对我国国内石油供给波动产生的影响。我们将国内石油供给波动的驱动因素分解为国外供给冲击、国外石油价格冲击、国内需求冲击、国内石油价格冲击以及国内石油供给自身波动的影响。在 VAR 模型中,国内石油供给(实物量, *Supply*)为我国原油产量,石油供给波动($\Delta Supply$)为其对数的一阶差分形式。国际石油供给(实物量, *S_{int}*)为欧佩克国家原油产量,国际石油价格(*P_{int}*)为美国 WTI 原油期货价格;国内石油需求(实物量, *Demand*)为我国原油表观消费量,国内石油价格(*Price*)为我国大庆原油现货价格。

数据为 2000 年 12 月至 2017 年 10 月的月度数据。在数据处理上,对月度时间序列进行季节性调整,以剔除由于节假日、交易日等季节性因素带来的非趋势影响是必要的。本文采用 X-13ARIMA-SEATS 方法对国内石油供给、国内石油需求、国内石油价格、国外石油供给和国外石油价格的原序列及对数序列进行季节性调整,以调整后的对数序列及其一阶差分序列分别来刻画各变量的水平趋势和波动幅度。所有数据均来自 Wind 数据库。上述各变量的描述性统计性质如下表 2-3 所示。

表 2-3 变量的描述性统计性质

季节性调整前						
变量	单位	观测值	均值	标准差	最小值	最大值
国内原油产量	万吨	203	1591.45	135.00	1276.48	1832
国内原油表观消费	万吨	203	3320.33	1010.88	1596.55	5429.8
大庆原油价格	美元/桶	203	64.06	31.55	17.56	137.15
WTI 价格	美元/桶	203	63.47	27.31	19.07	137.62
欧佩克原油产量	千桶/天	203	29730.46	2001.77	24048	33447

续表

季节性调整后						
变量	单位	观测值	均值	标准差	最小值	最大值
国内原油产量 <i>Supply</i>	万吨	203	1591.62	129.2131	1328.80	1820.96
国内原油产量波动 $\Delta Supply$	%	202	0.07	2.07	-7.16	13.93
国内原油表观消费 <i>Demand</i>	万吨	203	3321.28	1007.11	1608.84	5299.46
大庆原油价格 <i>Price</i>	美元/桶	203	64.02	31.35	18.04	128.40
WTI 价格	美元/桶	203	63.42	27.05	20.24	128.06
<i>P_int</i> 欧佩克原油产量 <i>S_int</i>	千桶/天	203	29730.74	1984.99	24261.83	33224.61

以 VAR 模型为基础,进行石油供给波动的脉冲响应分析和结构预测方差分解。脉冲响应图见图 2—12。首先,国内供给波动对其自身的冲击响应最大,给定供给一个标准差的正向冲击,供给波动经历了急剧下降到上升最后所受影响逐渐衰减至平稳的响应过程。当期的响应系数最大,达到 0.016,到第一期迅速下降到 -0.01。其次。石油供给冲击对国内需求冲击的响应较为平缓,对国内原油价格冲击有正向响应。给定国内石油价格一个标准差的正向冲击,国内石油供给会迅速上升。最后,国内供给波动对国外原油价格冲击由正向响应到逐渐收敛,表明国内原油价格的上涨会推动国内石油供给的增加;而国内供给波动在第一期会有小幅短暂的正向相应,之后转变为负向响应,再逐渐上升衰减至 0,也就是说国外供给的增加在短时期内将促使国内石油产量下降。

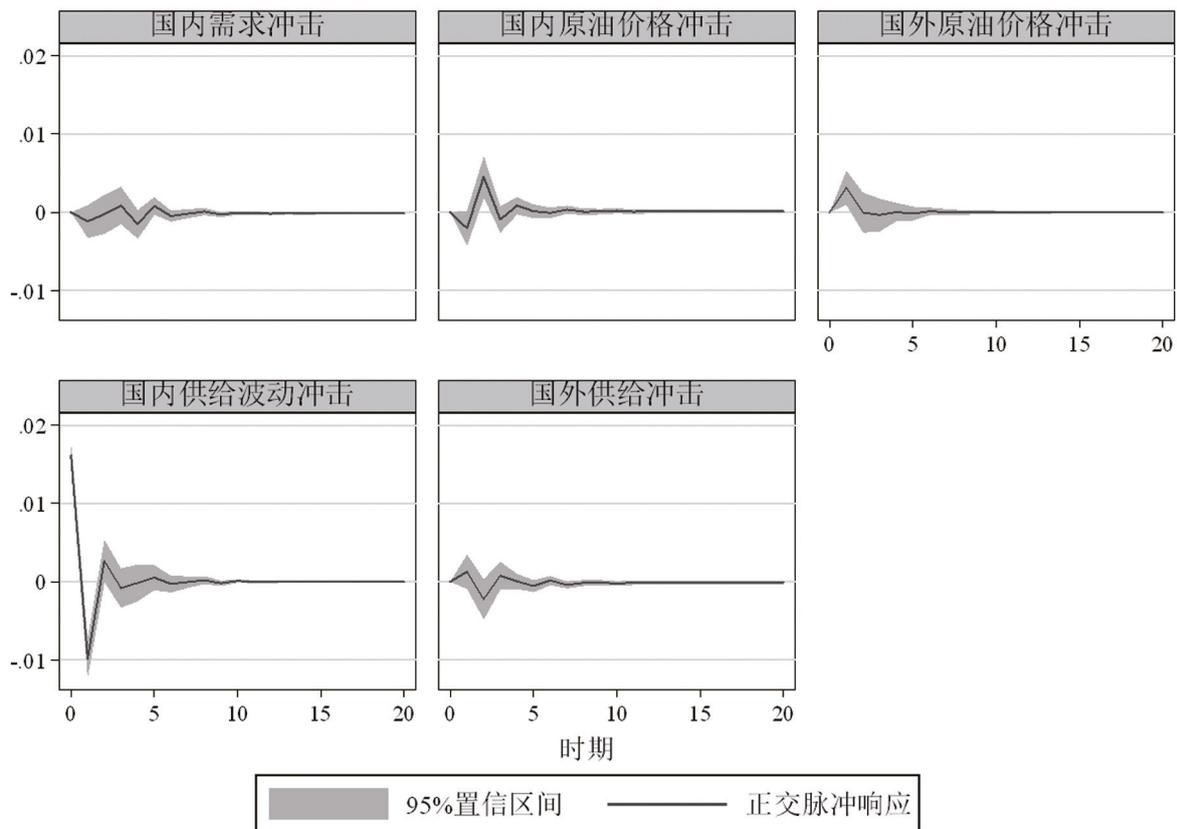


图 2—12 各影响因素对国内石油供给波动的脉冲响应分析
(响应变量:国内石油供给波动)

表 2—4 显示了石油供给波动的预测误差方差分解结果。在五类内生的冲击中,对石油供给波动贡献度最大的是其自身的冲击,达到 88%—100%。其次为国内原油价格冲击,贡献度最终稳定在 6%左右的水平上,其贡献度由第二期的 1.13%迅速增加至 6.01%。同时,国内需求冲击的贡献度由第四期的 0.53%迅速上升至 1.10%;国外供给冲击贡献度由第二期的 0.43%增加值 1.64%,之后缓慢增长。而国外价格冲击的贡献度较为稳定,长期维持在 2%左右。

从以上实证结果可以看到,我国国内石油供给波动的成因主要是石油供给波动自身的冲击,其次为国内石油价格。国内需求冲击、国外价格冲击和国外供给冲击的影响都较小。

表 2-4 各影响因素对国内石油供给波动的预测误差方差分解
(响应变量:国内石油供给波动;单位:%)

	国内供给波动冲击	国内需求冲击	国内价格冲击	国外价格冲击	国外供给冲击
1	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	95.46	0.37	1.13	2.60	0.43
3	89.59	0.36	6.01	2.39	1.64
4	89.11	0.53	6.18	2.41	1.78
5	88.44	1.10	6.30	2.39	1.76
6	88.24	1.26	6.29	2.39	1.83
7	88.18	1.31	6.28	2.39	1.83
8	88.12	1.32	6.31	2.39	1.87
9	88.11	1.32	6.30	2.39	1.87
10	88.09	1.34	6.30	2.39	1.88
11	88.06	1.34	6.31	2.39	1.89
12	88.06	1.35	6.31	2.39	1.89
13	88.04	1.35	6.32	2.39	1.90
14	88.03	1.36	6.32	2.39	1.91
15	88.02	1.36	6.32	2.39	1.91
16	88.01	1.37	6.33	2.39	1.91
17	88.00	1.37	6.33	2.39	1.92
18	87.99	1.37	6.33	2.39	1.92
19	87.98	1.38	6.33	2.39	1.92
20	87.97	1.38	6.34	2.39	1.93

2.2 能源需求

2.2.1 能源满足经济发展和居民需要

从 1980 年到 2016 年的 37 年间,中国能源消费持续增长,从 6.0 亿吨标准煤增

长到了 43.6 亿吨标准煤,增长超过 7 倍,并超过美国成为世界第一大能源消费国。能源作为经济发展的重要物质基础,其高速增长是推动经济发展、提升生活质量的重要标志。反过来,经济发展离不开能源建设的快速推进,能源建设与经济建设同步推进,很好地满足了经济发展的需要(见图 2—13)。

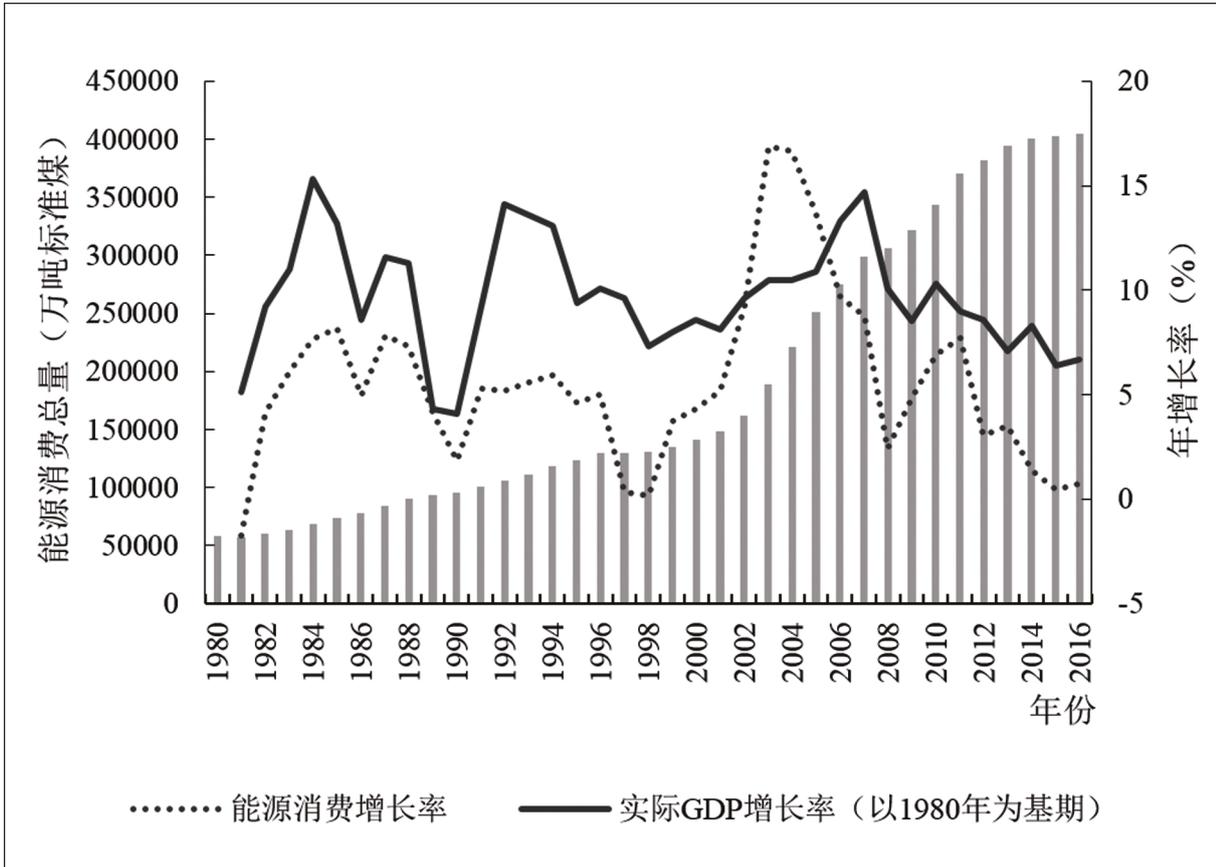


图 2—13 中国能源消费与经济增长

数据来源:《2017 年中国能源统计年鉴》

从分行业情况看,能源消费同样是支撑产业发展的基石。图 2—14 与图 2—15 分别描述了 2005—2015 年分行业终端能源消费量及分行业增加值情况。由图 2—14 可以看出,制造业终端能源消费量远远大于农业部门、建筑业部门、生活部门等的能源消费量,且从 2006 年开始,制造业部门能源消费量开始逐渐上升,在 2014 年达到 24.5 亿吨,相比 2006 年增长了 71.3%,随后出现下降趋势。从比重来看,制造业能源消费一直是全社会能源消费中的重要组成部分,占比持续大于 55%。图 2—15 显示了各行业的增加值变动情况。由图可知,2005 年之后,五个行业的增加

值均快速增加,其中制造业增长幅度最大,由 2005 年的 6.01 万亿元增长至 2015 年的 20.24 万亿元,其次是批发、零售业和住宿、餐饮业,农林牧渔业和建筑业增加值变化幅度相近,交通运输、仓储和邮政业增加值变化幅度最小。从制造业增加值比重来看,2007 年是制造业增加值占比变化的分水岭,在 2007 年之前,该比重持续上升,在 2007 年达到极值 34%之后,开始稳步下降,截止 2015 年底,该比重下降至 29.4%。



图 2-14 分行业终端能源消费量与制造业能源消费占比

数据来源:中国统计年鉴

综合图 2-14 与图 2-15 可以发现:在制造业能源消费量遥遥领先的背后是可观的制造业部门增加值占比,另外,制造业能源消费绝对量的增长速度整体上低于制造业增加值的增长速度,其中最重要的原因在于能源使用技术的提高。虽然制造业部门生产技术不断提高,能源强度在不断下降,但仍然是头号能源消费行业。在 2015 年,增加值占比不足 30%的制造业部门消费了超过 55%的能源,这意味着,调整产业结构,降低制造业增加值比重是降低能耗总量的关键方面。

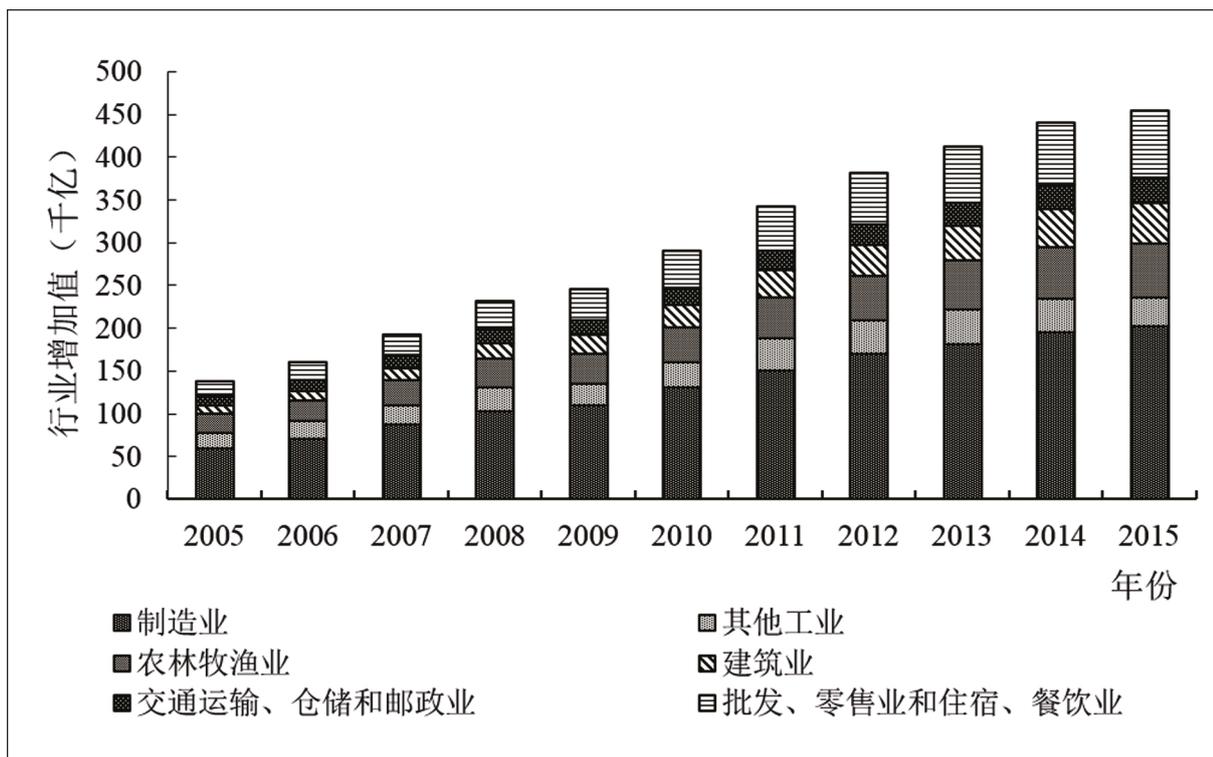


图 2-15 分行业增加值与制造业增加值占比

数据来源：中国统计年鉴

能源强度代表经济体单位国内生产总值的平均能源消耗量。以高耗能产业为主的经济体能源强度往往也较大；能源使用技术的更新与进步将提高单位能源使用的效益，从而降低单位产值的平均能耗；能源强度与能源品质量也存在较大关系，使用等质量的热量较高、硫分较低的优质煤炭将比使用劣质煤炭生产出价值更高的产品。在能源使用技术、能源品开采、处理等技术的不断进步下，我国能源使用效率不断提高，能源强度也以可观的速度下降，从 1977 年到 2016 年的 40 年间，我国能源强度从 1.742 油当量/千美元下降至 0.214 油当量/千美元，下降幅度达到 87.7%，能源强度的超大幅度下降对我国控制能源消费总量作出了巨大的贡献。2005 年以后，随着能源技术红利的消失，能源强度下降的速度开始放缓。2016 年，我国能源消费相较 2015 年增长 1.42%，增长速度不到过去十年平均水平 5.3% 的三分之一，并且是自 1998 年以来的最低值，能源增长与经济增长“脱钩”现象，正在我国逐步显现。从横向来看，我国能源强度仍然明显高于 OECD 国家，甚至与世界平均水平仍然存在较大差距，这意味着，我国的能源强度仍然存在较大的下降空间。

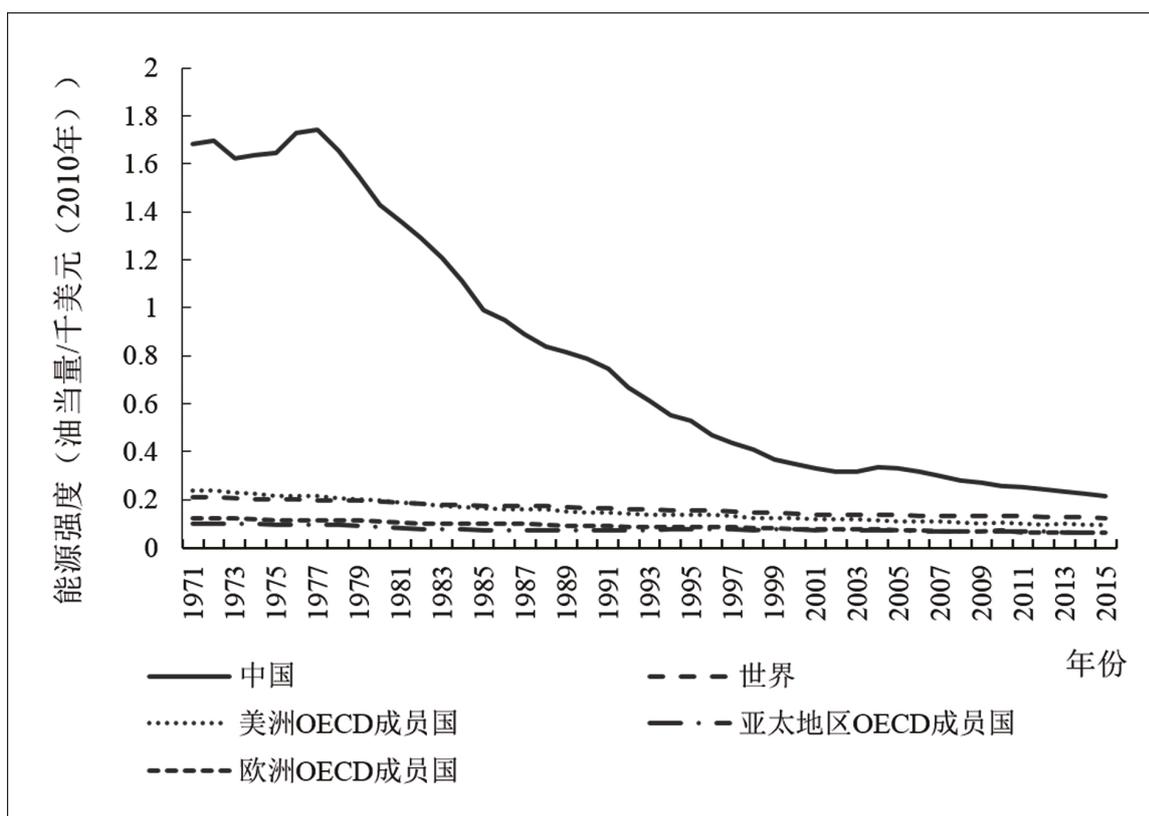


图 2-16 世界不同国家能源强度

数据来源:OECD statistics

分省来看,山东、江苏、广东、河北等经济总量庞大的省份其能源消费量也较高,而北京、宁夏、青海、海南的能源消费量最低。

上述图片很好地展示了地区能源消费与地区经济发展之间的正相关关系。事实上,能源消费增长与居民生活质量提升有着密不可分的关系。图 2-18 与图 2-19 显示了 1999—2015 年城镇与农村主要耐用消费品拥有量和生活能源消费量的变化情况。分耐用品类型来看,城镇和农村平均每户摩托车拥有量均经历了上升到下降的过程,反映居民出行选择的转变和升级。城镇与农村平均每户空调拥有量均出现了大幅度增加,截止 2015 年底,城镇家庭平均拥有量达到 114.6 台/百户,相比 1999 年,实现 4 倍的增长,农村家庭平均拥有量达到 38.8 台/百户,实现 54 倍的增长。在电冰箱方面,城镇平均每户拥有量保持相对平稳,农村平均每户拥有量则由 1999 年的 10.6 台增长至 2015 年的 82.6 台。城镇平均每户家用汽车拥有量在 2003 年突破 1 辆,在 2015 年增长至 30 辆,农村家用汽车拥有量则是在 2006 年突破 1 辆/百户,在 2015 年增长至 13.3 辆。

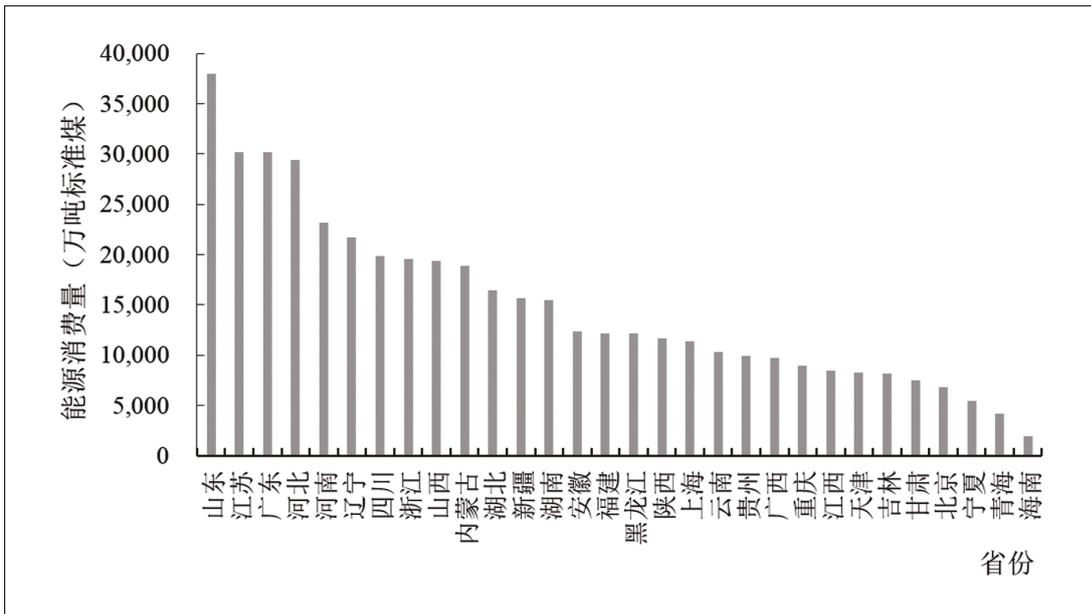


图 2-17 2015 年中国分省能源消费

数据来源:国家统计局

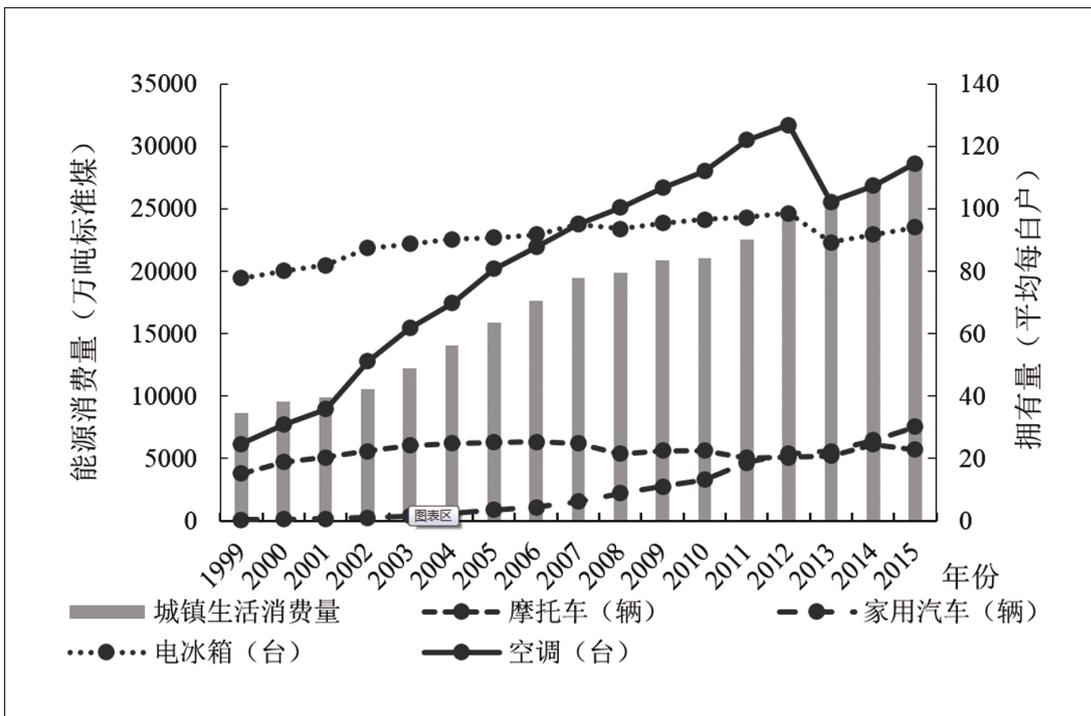


图 2-18 城镇主要耐用品拥有量和生活能源消费量

数据来源:中国住户调查年鉴、中国能源统计年鉴

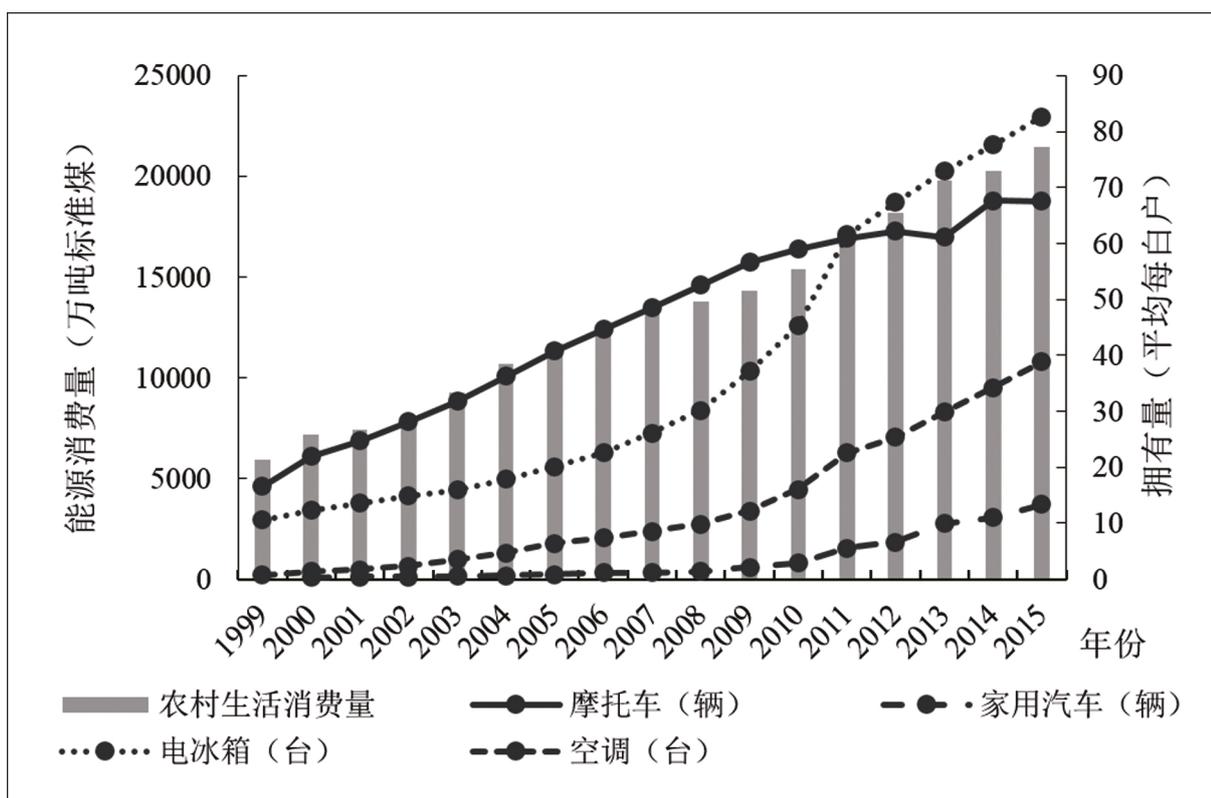


图 2-19 农村主要耐用品拥有量和生活能源消费量

数据来源:中国住户调查年鉴、中国能源统计年鉴

2.2.2 能源需求结构

长期以来,受能源资源禀赋的影响,我国形成了以煤炭为主的能源消费结构,1980年,我国煤炭消费总量为4.3亿吨标准煤,到2016年达到27亿吨标准煤,占能源消费的比重为62%。消费增长最大的是石油,2016年石油消费总量达到7.9亿吨标准煤,在能源消费结构中占比达到了18.3%。对煤炭和石油的消费占比之和高达80%(图2-20)。虽然煤炭对推动我国工业化步伐和促进经济发展起到了不可替代的作用,但大量化石能源的消费导致的严重环境污染和气候问题,已成为我国实现可持续发展的重大障碍。

近年来,我国加强节能减排、环境保护的力度,能源消费结构逐渐优化,非化石能源消费比重明显提高。2000年之后,天然气输送管线建设驱动了天然气的国内消费,2016年天然气消费是2000年的8倍,达到2.7亿吨标准煤,占能源消费总量的6.4%。水电、风电、核电的增长速度最快。2005—2015年中国水电消费量增速达到10.9%,2016年消费量占全球的28.9%;风电消费量的增速在2005—2015年

间达到 57.8%；核电消费量从 2000 年的 16.7TWh 增加到 2016 年的 213.2TWh，增长了近 12 倍。2016 年，国家发改委、国家能源局发布的《能源生产和消费革命战略(2016—2030)》中明确提出了 2021—2030 年实现非化石能源占能源消费总量比重达到 20%，天然气占比达到 15% 的目标。这对推动我国能源消费结构的改善起到了重要的指导作用。

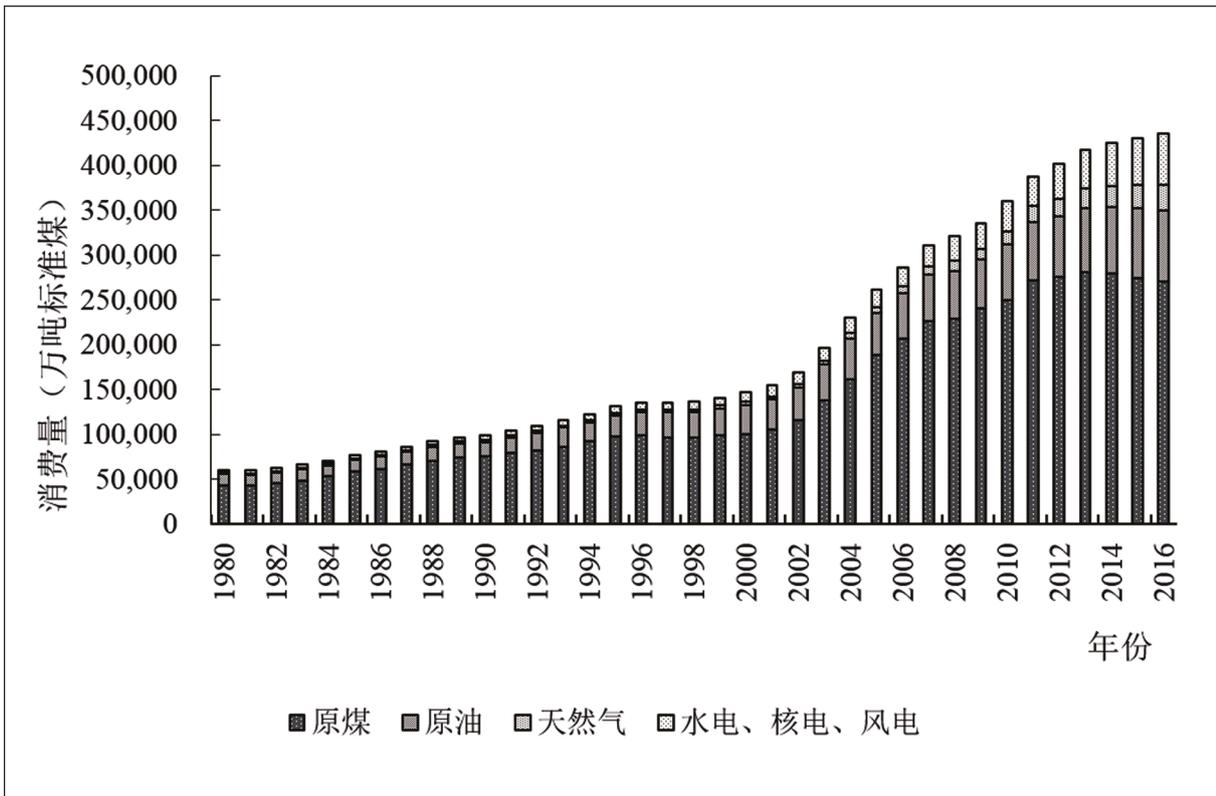


图 2-20 1980 年—2016 年我国能源消费构成

数据来源:《2017 年中国统计年鉴》

根据 IEA 统计数据,2015 年中国能源消费量占全球能源消费的 20.4%，占能源消费净增长的 34%。中国对煤炭的消费量远远高于其他国家，占世界煤炭消费量的 50.6%，位于第二位的印度和位于第三位的美国占比仅达到 11% 和 9.6%。2016 年中国石油消费量占全球比重为 13.1%，仅次于美国的 19.5%。在对天然气的消费上，中国占比增加缓慢，到 2016 年为 5.9%，虽然位居世界第二位，但与美国 22.4% 的消费相比还有一定距离。电力消费占比上升趋势明显，2016 年这一比例已接近 25%。可再生能源消费 2016 年增长 33.4%，对水电、核电、风电和太阳能的消费量分别占比 8.1%、28.9%、25.1% 和 19.9%，与中国消费规模相当的还有美国、

法国、俄罗斯、日本等发达国家。

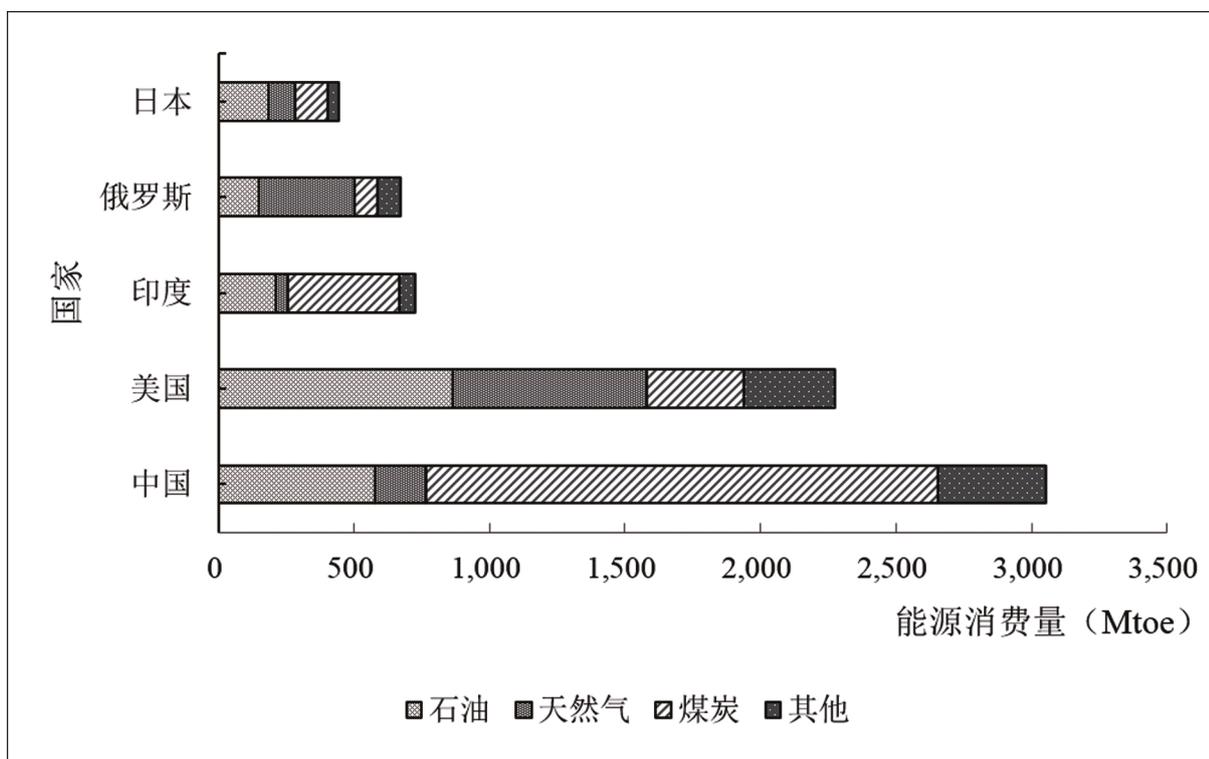


图 2-21 2016 年全球 top5 能源消费结构对比

数据来源:BP

具体来说,我国能源消费结构的演变呈现出以下特点:

(1)煤炭、石油消费比例下降,天然气消费比例上升

2012 年以前,我国长期对煤炭的消费占能源消费的比例高达 70%左右,形成了以煤炭为中心的消费结构。但近几年来,随着各种环保政策的推出与实施,煤炭的消费量与占比逐渐下降(图 2-22),“去煤化”的趋势明显。除了煤炭之外,近年来,我国对石油的消费占比也呈现逐步下降的趋势。我国对这两种化石能源消费比例的下降都预示着未来我国能源消费结构将会不断优化,清洁能源消费占比将有所提升。

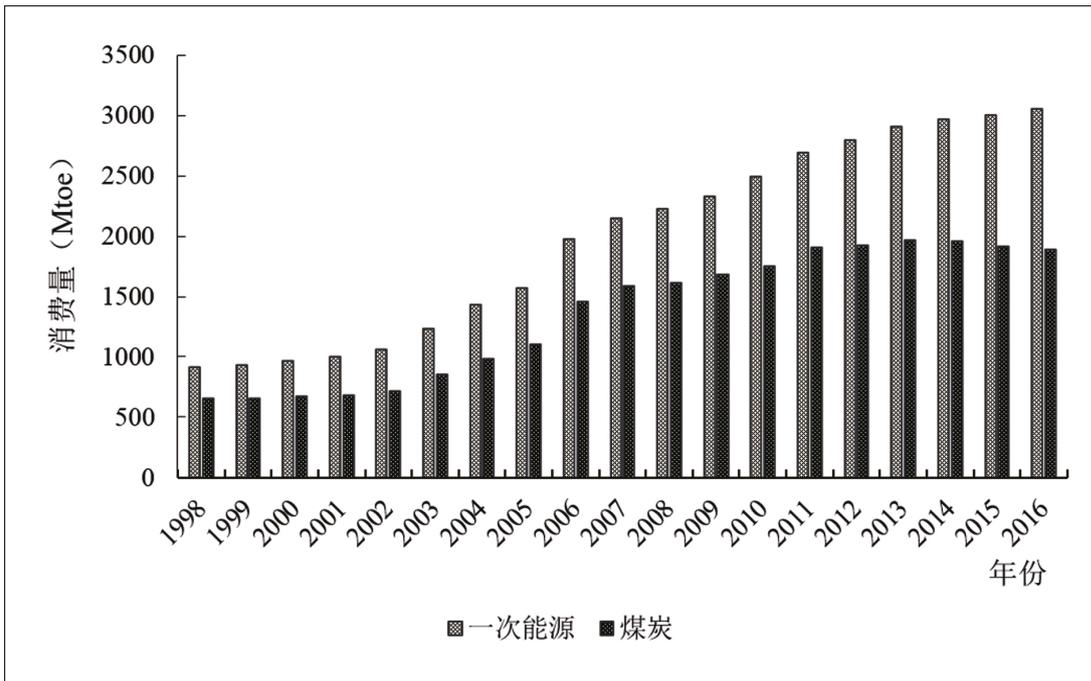


图 2—22 1998—2016 年我国一次能源及煤炭的消费量变化

数据来源:《BP 世界能源统计年鉴》

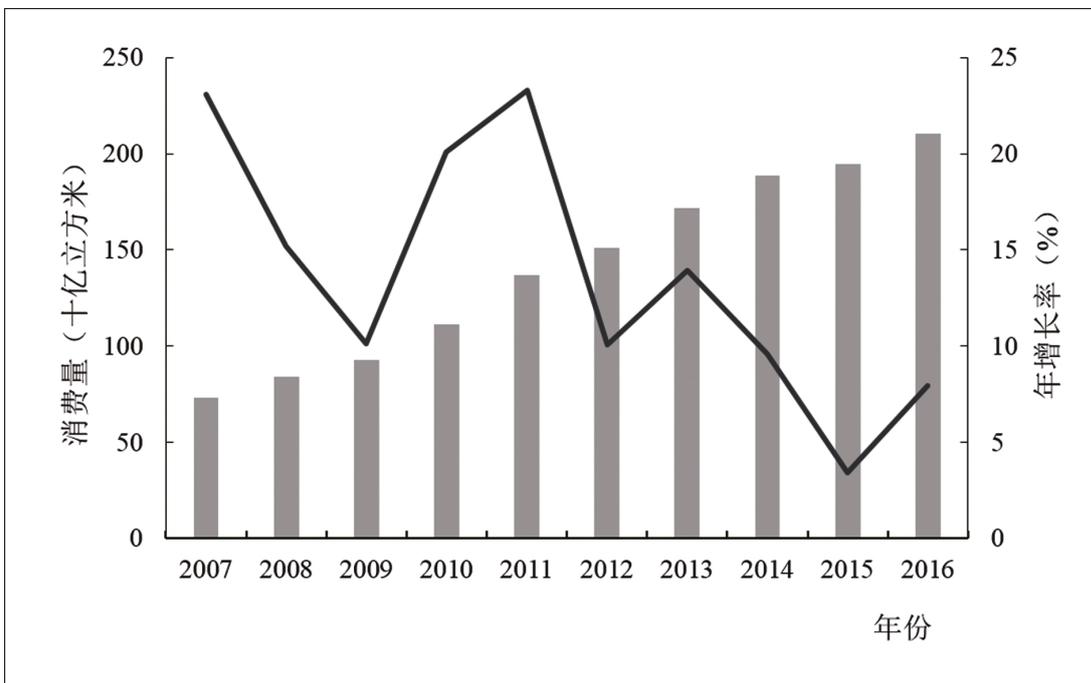


图 2—23 2007—2017 年我国天然气消费量及增速

数据来源:《BP 世界能源统计年鉴》

作为最清洁的化石能源之一,天然气消费的增长是优化我国能源消费结构的现实选择。从2007年到2017年,我国天然气消费量持续上升,虽然2014—2016年经历了短暂的低谷期,2017年,在“煤改气”工程的推动下,天然气消费量呈现井喷式增长,消费增长率高达17%,这使得天然气在能源消费中的占比提高了0.7个百分点,上升至7%。根据《国家应对气候变化规划(2014—2020年)》,预计到2020年,天然气占一次性能源消费比重达到10%以上,利用量达到3600亿立方米。

(2) 新能源消费增长迅速

1. 可再生能源消费增长步伐加快,风电消费增长迅速

2017年《BP世界能源统计年鉴》指出,2016年,中国首次超越美国,成为全球最大的可再生能源消费国。我国可再生资源(包括风能、地热、太阳能、生物质能和垃圾发电)的消费量增长迅速,2006年,我国可再生能源消费量仅为2.5Mtoe,到2016年,已达到86.1Mtoe,平均增长率高达42.5%左右。虽然对可再生能源的消费量持续上升,但可再生能源发电本身具有波动性和不确定因素,因此我国现阶段能源消费不能过度依赖可再生能源。

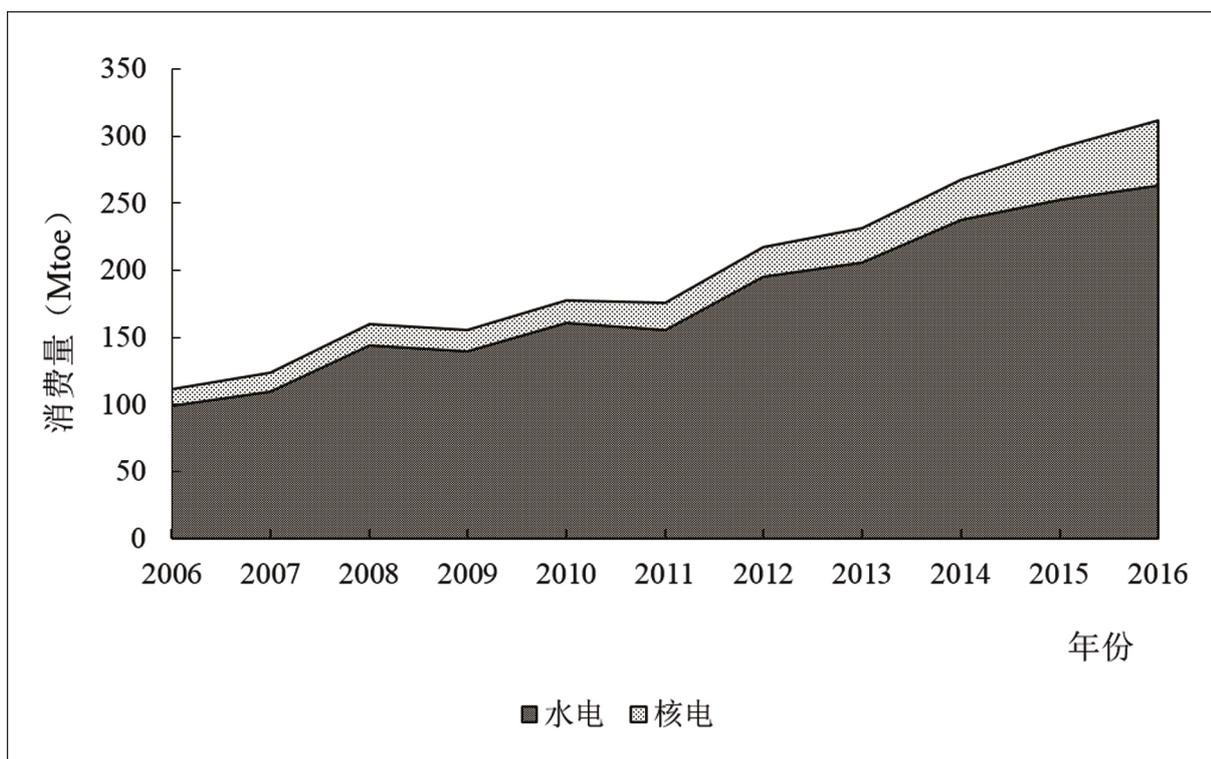


图 2—24 2006—2016 年我国水电、核电消费量

数据来源:《BP 世界能源统计年鉴》

2.水电、核电消费量持续上升

相对于火电而言,水电、核电具有清洁、高效的特点,近年来,在大力发展清洁能源相关政策的推动下,我国水电、核电的消费量持续上升。其中,从2006年到2016年,水电的消费量从98.6Mtoe上升至263.1Mtoe,年均增长率为10.3%左右;核电的消费量从12.4增加到48.2Mtoe,增长近4倍,年均增长率达到14.5%左右。

随着煤炭、石油消费比例的下降,以清洁能源为主的新能源发展之路正逐步推进,我国能源消费结构的转型和升级体现了我国正在走一条生态环境友好的绿色发展道路。

(3)能源需求产业结构

从产业消费结构看,中国能源消费重心长期集中于工业部分,2016年工业用能占比达到50%左右。

与国际其他能源消费大国相比,美国则更多地将能源用于交通运输业,这体现了发达国家和发展中国家的经济结构差异,印度的能源消费除用于工业之外还归于民用,俄罗斯和日本的消费分流较为平均。从一次能源消费结构来看,中国煤炭、油气以及其他能源消费的比例约为62:25:13,美国为16:69:15,日本为27:64:9,俄罗斯为13:74:13,印度为57:35:8。印度和中国作为发展中国家的代表,煤炭的消费量占全部能源消费量的一半以上,俄罗斯以天然气为主要能源消费品,美国和日本则以石油为主要消费品,这与其能源禀赋和经济发展程度都有着密切的关系。

专栏:能源品替代——被忽视的能源基本问题

我国能源问题的产生,很大方面是由于能源结构难以改善,长期过度依赖于煤炭所导致的。煤炭占比仍然很高,石油、天然气和一次电力及其他能源占比显得太少。可见,能源结构改善问题十分紧迫。

我国《能源发展“十三五”规划》提出,“十三五”时期非化石能源消费比重提高到15%以上,天然气消费比重力争达到10%,煤炭消费比重降低到58%以下。按照规划相关指标推算,非化石能源和天然气消费增量是煤炭增量的3倍多,约占能源消费总量增量的68%以上。对于这样以能源结构改善为目标的能源替代,在“十三五”末期真的可以顺利实现吗?能源作为一般商品,不同的能源品种之间确实存在替代关系,这也是改善能源结构的重要环节。然而,在能源替代过程中,一

些基本问题往往被忽略：一方面，不同能源品的交叉需求弹性不同，能源价格、能源基础设施、环境保护、政府补贴等因素，都会影响能源品之间的相互替代关系；另一方面，考虑到能源消费结构的多样化，不同能源品需求所需要的管理对策也不尽相同，这些管理对策会进一步影响能源品的相互替代。

以“煤改气”为例，从 2013 年发布的《大气污染防治行动计划》开始，各地区陆续出台了与“煤改气”相关政策。2017 年，国家发展改革委等 13 个部门联合发布《加快推进天然气利用的意见》，将北方地区冬季清洁取暖、工业和民用“煤改气”等作为重点，提高天然气在一次能源消费中的比重。然而，“煤改气”引发超出预期的高需求，出现了“气荒”，2017 年 12 月 1 日 LNG 价格达到 9400 元/吨，创历史新高。在此背景下，很多企业不得不暂停“煤改气”，甚至停产，很多居民也不得不再次转向购买低价的煤炭。此次调整能源结构而产生的“气荒”的直接原因是“煤改气”政策的推行。更深层的原因，或许还有天然气管道等基础设施不完善、天然气价格过高、政府补贴不足等因素，这是煤炭与天然气相互替代中的问题。

总而言之，能源品作为一般商品，不同的能源品之间确实存在替代关系。能源品相互替代，不仅仅受能源品价格的影响，还会受到基础设施建设、环保因素、政府补贴、相关政策、技术创新等种种因素的影响，这也是往往被忽视的能源基本问题。研究识别这些问题，有助于抓住我国在推进清洁能源过程中将面临的机遇和挑战，为政府制定补贴等激励政策提供参数与科学依据，进一步推动我国能源“黑”结构的调整、加快能源结构转型步伐。

2.2.3 能源需求变动来源及需求预测

过去三十多年，中国能源消费总量不断攀升，但能源消费的增速并不稳定。1978—2016 年间，中国能源消费增长速度在 -1.4% 至 16.8% 的水平之间波动，波动幅度接近 20%。1978—2001 年间，中国能源消费弹性除 1989 年外普遍远低于 1，平均能源消费弹性为 0.46。换句话说，在 1978—2001 年间，能源消费以年平均 4.6% 的增速支撑了年平均 9.7% 的经济增长；而 2002 年以后，经济年均增速仍维持在 9.5% 左右，但能源需求年增速却增至 7.2%。2002—2005 年间的能源需求突变使得我国能源强度逆转了 1978 年以来持续降低的趋势。

(1) 能源需求因素分解

本部分将依据 LMDI 分解方法，建立我国能源消费变动的因素分解模型，并量化各因素指标对能源消费变动的贡献率。

我们将我国能源需求变动的原因分解为规模效应、结构效应和技术效应三种

效应,以分别测量我国经济总量规模变化、产业结构变化和能源使用效率变化对能源消费变动的影响。我国能源需求分解模型如下:

$$E = \sum E_i = \sum G \times \frac{G_i}{G} \times \frac{E_i}{G_i} \quad (1)$$

式中 E 为能源消费总量, E_i 为 i 行业能源消费量, G 为国内生产总值, G_i 为 i 行业增加值, E/G 为能源强度 I 。令

$$e_i = \frac{G_i}{G}, \gamma_i = \frac{E_i}{G_i}, \theta = G \quad (2)$$

式中 e_i 表示产业结构效应, γ_i 为能源强度表示的技术效应, θ 为产出规模效应。将(2)代入(1)得到我国能源消费模型(3):

$$E = \sum \theta \times e_i \times \gamma_i \quad (3)$$

利用 LMDI 加法分解对式(3)所表示的模型进行因素分解,令基期能源消费为 E_t , $t+1$ 期为 E_{t+1} , 则差分可表示为:

$$\Delta E_{tot} = E^{t+1} - E^t = \Delta E_\theta + \Delta E_e + \Delta E_\gamma \quad (4)$$

式中 ΔE_θ 表示规模效应引起的能源消费变化, ΔE_e 表示产业结构效应引起的能源消费变化, ΔE_γ 表示技术效应引起的能源消费变化。当分解值大于 0 时,表明该效应拉升了能源消费,相反,则表示该效应减少了能源消费。根据 Ang(2005), 效应公式为:

$$\begin{aligned} \Delta E_\theta &= \sum \frac{E_i^{t+1} - E_i^t}{\ln E_i^{t+1} - \ln E_i^t} \ln \left(\frac{G^{t+1}}{G^t} \right) \\ \Delta E_e &= \sum \frac{E_i^{t+1} - E_i^t}{\ln E_i^{t+1} - \ln E_i^t} \ln \left(\frac{G_i^{t+1}}{G_i^t} \right) \\ \Delta E_\gamma &= \sum \frac{E_i^{t+1} - E_i^t}{\ln E_i^{t+1} - \ln E_i^t} \ln \left(\frac{I_i^{t+1}}{I_i^t} \right) \end{aligned} \quad (5)$$

实证分析部分中,采用的数据为 2000—2016 年全国年度数据。其中国内生产总值和各行业增加值数据分别平减指数(2000 年为不变价)进行处理,能源强度以 2000 年为不变价进行计算。分解结果见表 2—5。从结果中可以看出,规模效应和结构效应对能源消费变动的影响一直为正,而技术效应对能源消费变动的影响并不确定。

表 2—5

中国能源消费效应分解

单位:万吨标准煤

	总效应	规模效应	结构效应	技术效应
2001	20640	12057	12864	-4281
2002	28179	14149	15319	-1289
2003	44946	17440	20122	7384
2004	53717	20519	22706	10492
2005	57591	26503	27007	4081
2006	57824	32726	33136	-8038
2007	64647	39672	40970	-15995
2008	38424	29255	29438	-20269
2009	45008	29493	28275	-12760
2010	59606	35085	38121	-13600
2011	60309	33913	36581	-10185
2012	45093	29997	30060	-14964
2013	45528	30754	30184	-15410
2014	38579	29687	28959	-20067
2015	32646	28545	27115	-23014
2016	33982	28069	26943	-21030

图 2—25 为 2001—2016 年间规模效应、结构效应和技术效应对能源需求变动的贡献。从图中可以看到,尽管规模效应和结构效应对能源需求变动的影响并不稳定,呈现一定的波动,但经济总量的增长和产业结构的变化一直都是我国能源需求上升的最主要因素。对于技术效应来说,除了 2003—2005 年,能源强度的变化带来能源需求的增加外,其他年份能源强度的变化都在一定程度推动我国能源需求的下降。尤其是近几年,能源强度的变化对能源需求下降的贡献率不断增大。

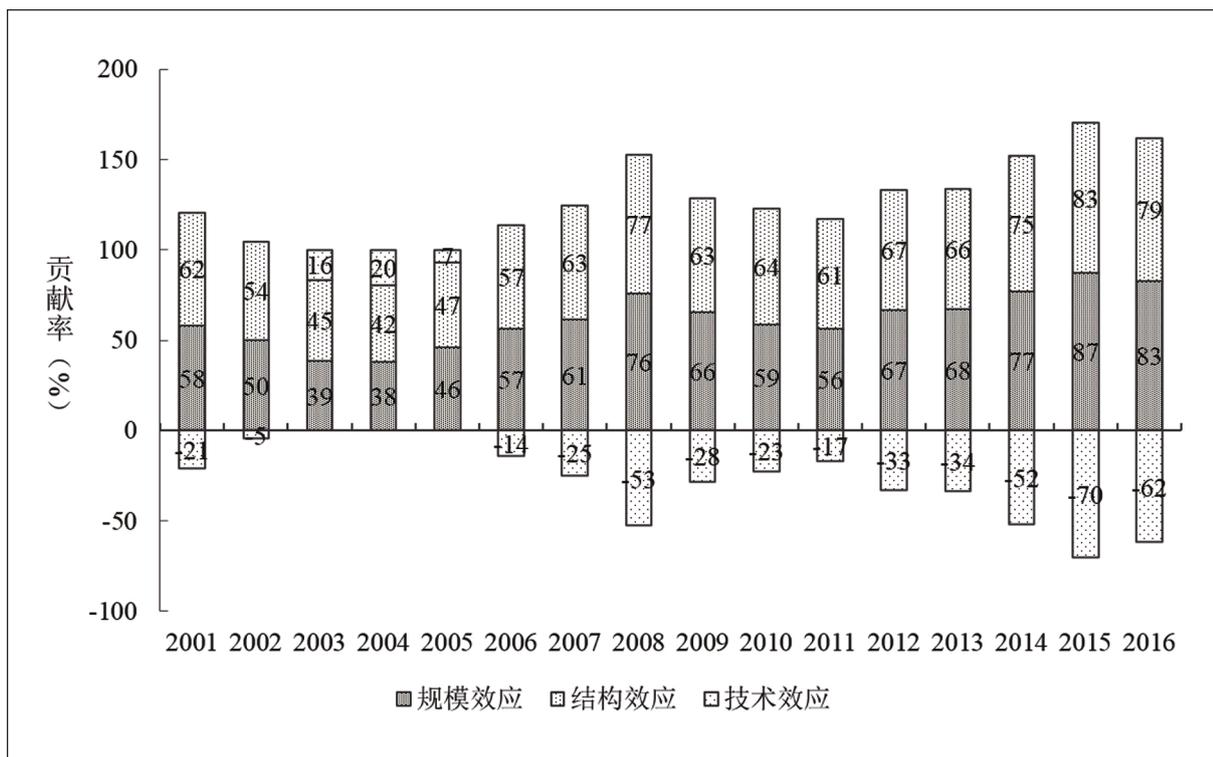


图 2-25 能源需求变动各因素贡献率

(2) 我国能源需求预测

在识别出能源需求变动的主要来源在于规模效应和结构效应后,我们可以对未来年份的能源需求进行预测,能源需求预测是对未来年份能源供需形势做出判断的基本前提。

本部分将基于中国 29 个省份(未包括西藏、海南)1995—2013 年的面板数据对我国未来能源需求进行简单预测。所有数据均为公开数据。考虑一个同时考虑经济总量和产业结构的能源需求模型:

$$\ln E_{it} = \eta_i + \gamma_t + \alpha_1 \ln price_{it} + \delta \ln Y_{it} + \rho \ln Z_{it} + \epsilon_{it} \quad (1)$$

其中,采用的被解释变量为能源需求水平,以人均能源消费量(E)来衡量。主要解释变量为经济发展水平和价格水平,其中经济发展水平以人均实际 GDP(Y)来刻画(以 1991 年为不变价);由于本文对能源消费的测度采用的是能源总和变量,不同能源品各自的价格影响在实证分析中并不明确,故采用工业生产购进价格指数来衡量价格($price$),以 1995 年=100 计算。采用的核心解释变量为六大高耗能行业的代表性产品的人均产量(Z),包括粗钢产量($steel$)、水泥产量($cement$)、火力发电量($power$)、十种有色金属产量($metal$)、焦炭产量($coke$)以及烧碱产量($so-$

da)。这六种产品均属于国家规定的 22 项高耗能产品。 η_i 和 γ_t 分别为省份固定效应与时间固定效应。时间固定效应用来控制观测期间内外生共同冲击；省份固定效应用来捕捉各省间不可观测的差异， ε_{it} 为扰动项。为减少异方差及离群点的影响，各变量在实证分析中均采用对数形式。

采用同时考虑个体效应和时间效应的迭代可行广义最小二乘法(FGLS)对模型进行估计。列(1)只考虑经济增长和价格两个变量对能源需求的影响，1.046 为 人均能源消费的收入弹性，即人均 GDP 每增长 1%，能源需求将会增加 1.046%；此时价格的系数为负但并不显著。从列(2)结果可以看到，六类工业产品对能源消费的影响均为正，且都十分显著。其中，能源消费对发电量的弹性最大，达到 0.269，其次分别为水泥(0.045)、粗钢(0.031)、烧碱(0.028)、焦炭(0.022)和十种有色金属(0.012)。同时，可以看到在加入高耗能产品后，价格系数显著为负，与预期一致，系数为-0.155 说明价格每上升 1%，能源需求量将减少 0.155%。

表 2-6 经济增长对能源消费的直接影响

Dependent variable: lnE	(1)	(2)
lnY	1.046 * * *	0.510 * * *
	(0.074)	(0.065)
ln price	-0.080	-0.155 * *
	(0.080)	(0.065)
ln coke		0.022 * * *
		(0.008)
ln metal		0.012 * *
		(0.005)
ln soda		0.028 * * *
		(0.010)
ln steel		0.031 * * *
		(0.010)

续表

Dependent variable: lnE	(1)	(2)
ln cement		0.045 * * *
		(0.015)
ln power		0.269 * * *
		(0.026)
Constant	1.586 * * *	2.334 * * *
	(0.390)	(0.316)
Year Dummy	Yes	Yes
Province Dummy	Yes	Yes
Observations	551	538
Number of id	29	29

括号内为稳健标准误

* * * $p < 0.01$, * * $p < 0.05$, * $p < 0.1$

基于对我国能源需求模型的估计,可以对未来能源需求进行预测。其中,高耗能行业产品产量未来增速的预测来自各行业的十三五发展规划及国际能源机构发布的报告;GDP 增速的预测来自 OECD 数据库^①。能源需求的预测结果见图 2-26,其中左图为未考虑时间固定效应的结果,右图则考虑了时间固定效应。从图中可以明显看出,考虑高耗能行业发展速度对 2014—2030 年的能源需求预测存在一定影响。在基准情形下,加入高耗能产品分别使能源降低了接近 34.1 亿(考虑时间效应)和 64.8 亿(未考虑时间效应)。这意味着在不考虑高耗能增速放缓的情况下,中国能源需求预测会被显著高估 50%以上。而在低增长情形下,两者差异更

^① 人口增长率来自 International Futures, 该机构对每年人口增长率分别进行了设定, 2014—2030 年年均增长率约为 0.182%; GDP 增长率来自 OECD 数据库, 该数据库对每年 GDP 的增长率分别进行了预测, 2014—2030 年年均增长率约为 4.96%。焦炭、烧碱、水泥、粗钢、十种有色金属和发电量基准情形增速分别为 -1.02%、4.50%、-4.53%、-0.07%、4.10% 和 2.20%。其中,烧碱、十种有色金属和发电量的 2021—2030 年的增长率在 2014—2020 年增速的基础上降低 3%。高/低增长情形分别为在基准情形基础上加/减 5%。对于价格变量,采用 1995—2013 年变化的平均增长率 3%。

大。林伯强等(2007)在对煤炭需求的分析中,也得到类似的结论,即工业结构的微调都会对煤炭需求起到很大的抑制作用。同时,可以发现在低增长情形下,2020—2030年间会出现我国能源需求的拐点。

需要注意的是,本报告只是对我国未来能源需求趋势进行判断,并不在于预测值的精确度。就中国历史数据来看,省份能源消费加总的全国需求量普遍高于统计局公布的全国能源消费数据(Ma et al., 2014),就2012年和2013年两者的平均偏差就达到9.4%。因而,本文结果虽在一定程度上对中国能源需求量有所高估,但高估程度在大致可接受范围。

根据以上研究结果可以发现,产业结构的变动会对未来能源需求产生影响,而尤其当政府采取更强有力的手段对产业结构进行调整时,未来能源需求会发生更大程度的下降。因此,为有效控制我国能源需求的不断扩张,应利用好政府之手对产业结构进行调整,并将其作为未来能源政策选择的重要组成部分。

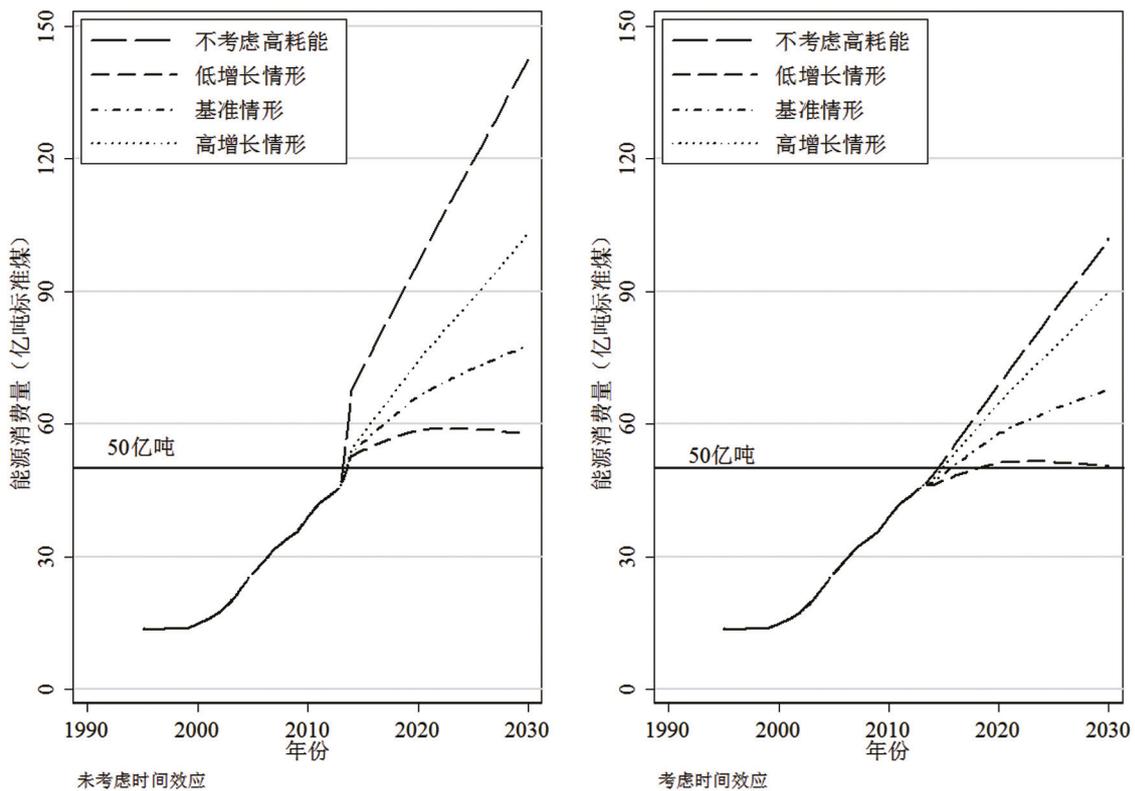


图 2—26 能源需求预测结果(左:未考虑时间固定效应,右:考虑时间固定效应)

2.3 能源价格

2.3.1 能源价格演进历程

我国一次能源消费以煤炭为主,在终端能源消费中占比最大的是电力,以煤炭、电力为主的能源消费结构是由我国的能源禀赋、技术条件以及能源价格等多种因素导致的。价格往往是引导生产和消费的第一信号,在能源领域也是如此,能源价格的变化不仅无形地调整着自身的供给与需求,也对整个社会经济的运行起着重要的调控作用。

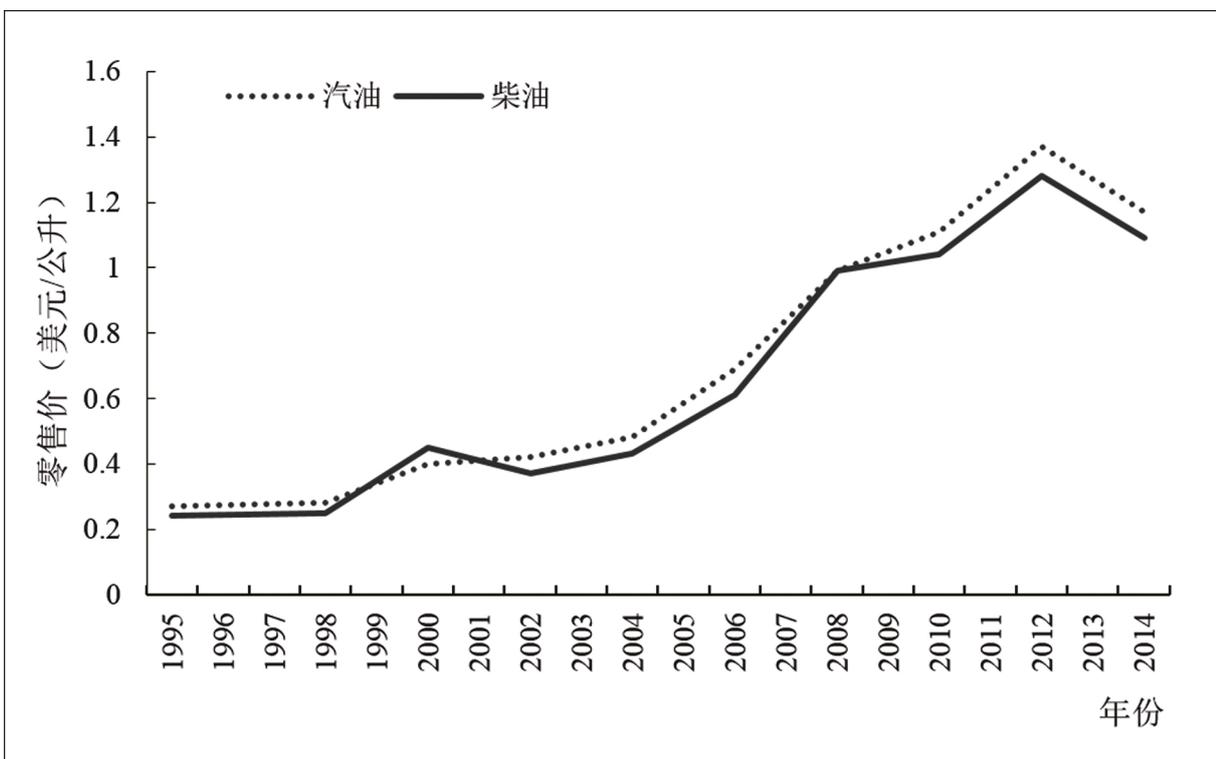


图 2-27 中国汽油和柴油零售价变化历程

数据来源:Wind 数据库

基于 1995 年至 2014 年的年度价格数据,图 2-27 描述了国内汽油与柴油零售价格变化与波动情况。从价格走势来看,2012 年之前,汽油和柴油零售价格处于波动式上升阶段,2012 至 2014 年逐渐下行。从价格比较来看,在大多数年份,汽油零售价均高于柴油。

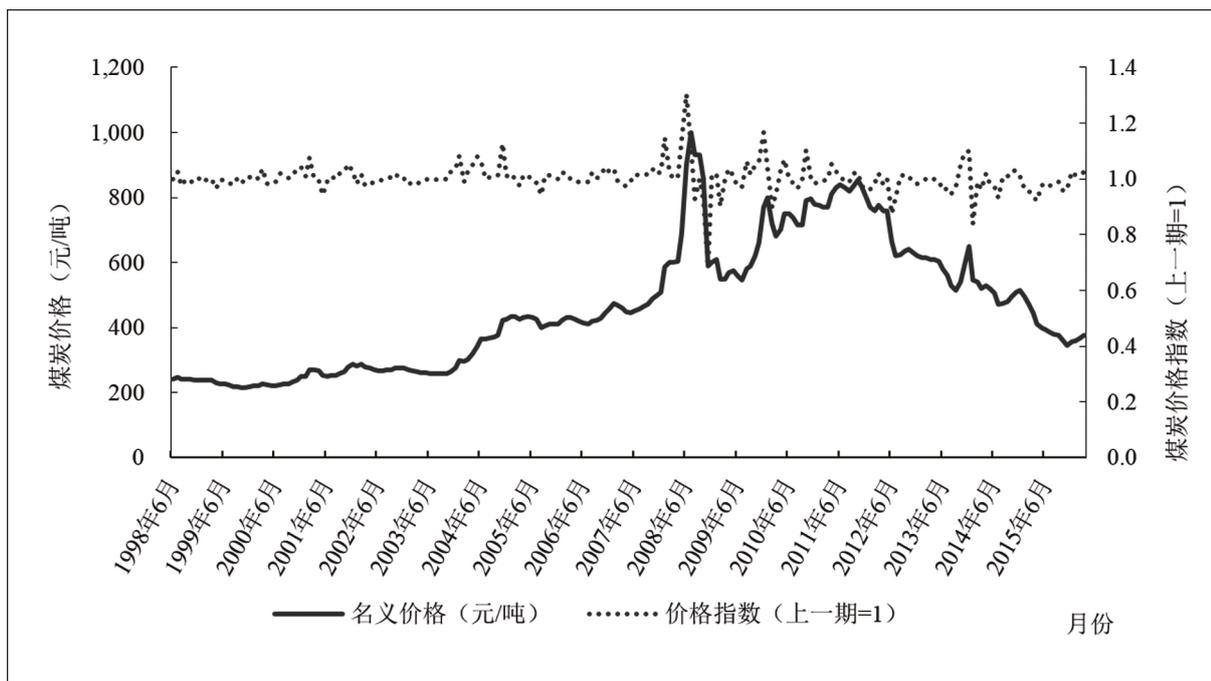


图 2—28 中国煤炭名义价格和价格指数变化历程

数据来源：中诚信数据服务平台，<http://data.ccxe.com.cn>

基于 1998 年 6 月—2016 年 3 月的月度价格数据，图 2—28 描绘了煤炭价格的走势和波动。从名义价格的走势看，2008 年 7 月的煤炭价格峰值(1000 元/吨)是其上升趋势和下降趋势的分水岭。此前，煤炭价格波动上升，在 2008 年 7 月之后，煤炭价格总体上呈现下降的趋势。尽管在 2013 年底和 2015 年初均出现小幅反弹，但未能改变煤炭价格下滑的势头，2015 年 6 月，煤炭价格跌破 400 元/吨。究其原因，第一次煤炭价格大幅跳水是受 2008 年全球金融危机后，经济低迷，全球能源产品价格震荡，煤炭需求下降的影响。第二次煤炭价格下降一方面是由于国内煤炭生产过剩和煤炭进口持续增加，煤炭市场可能长期面临供过于求的局面^①；另一方面，神华集团降低其煤炭供给价格，以期在与进口煤炭的竞争中占据更多的市场份额(OIES, 2014)。从煤炭价格的波动(价格指数，上一期=1)上看，在 2008 年全球金融危机之前，煤炭价格的走势相对平稳。除 2004 年 11 月以外，价格震荡的幅度均在 8%以内。此后，煤炭价格的波动相对剧烈。例如，2008 年 6 月和 11 月，煤炭

^① 新华网，国家能源局局长努尔·白克力谈“十三五”能源发展路径，最近访问时间：2016 年 4 月 5 日，http://news.xinhuanet.com/2015-12/29/c_1117617248.htm

价格波动的幅度达到 30%；2009 年 12 月,2012 年 6 月和 2014 年 1 月,煤炭价格震荡的幅度均超过了 13%。

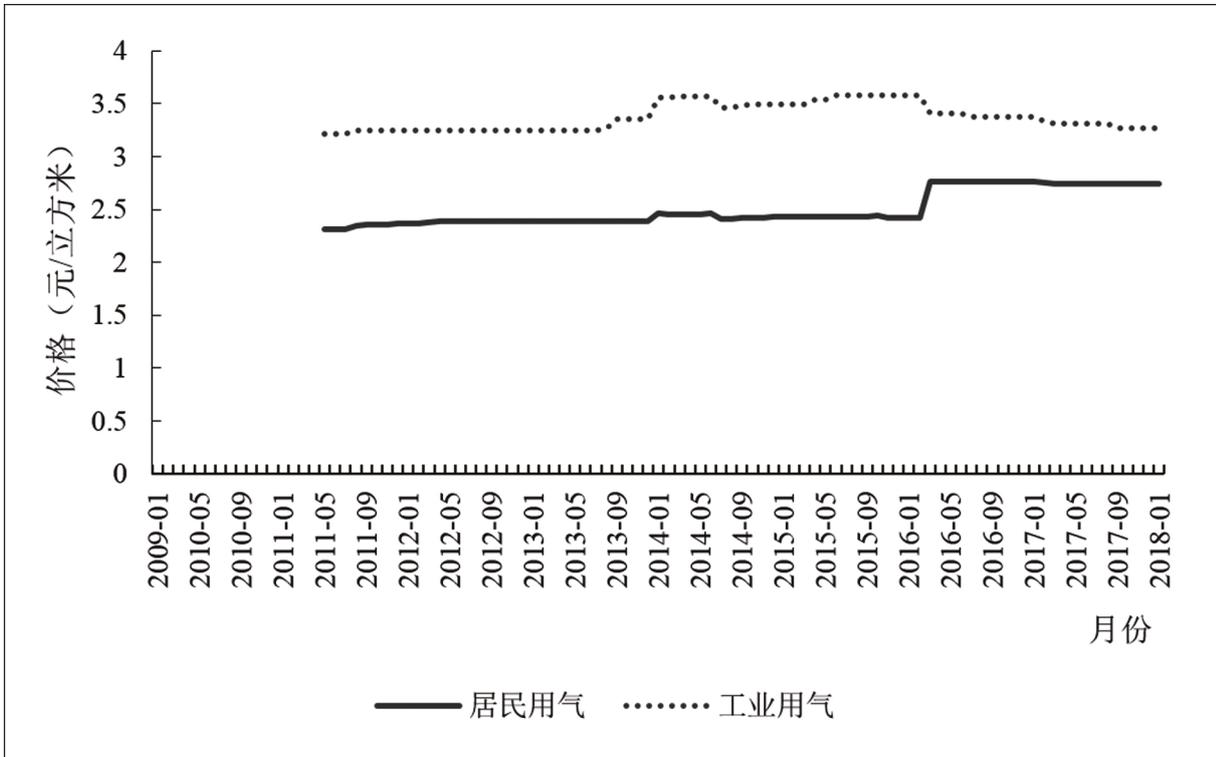


图 2-29 国内天然气价格变化历程

如图 2-29 所示,2014 年之前,居民用气与工业用气价格差保持基本稳定,且工业用气价格保持在 3.25 元/立方米,居民用气价格稳定在 2.38 元/立方米。2014—2015 两年间,工业用气在经历较大幅度上升达到极值 3.57 元/立方米后稍有下降,但最终价格依然达到了 3.55 元/立方米左右,高于 2009—2013 年间的价格。在此期间,居民用气价格也出现了轻微的上升波动,但该价格仅维持了半年左右,便回落至原来价格。2016 年初,居民用气价格骤然上升,同时工业用气价格也出现较大幅度下降,导致价格差大幅度缩小。

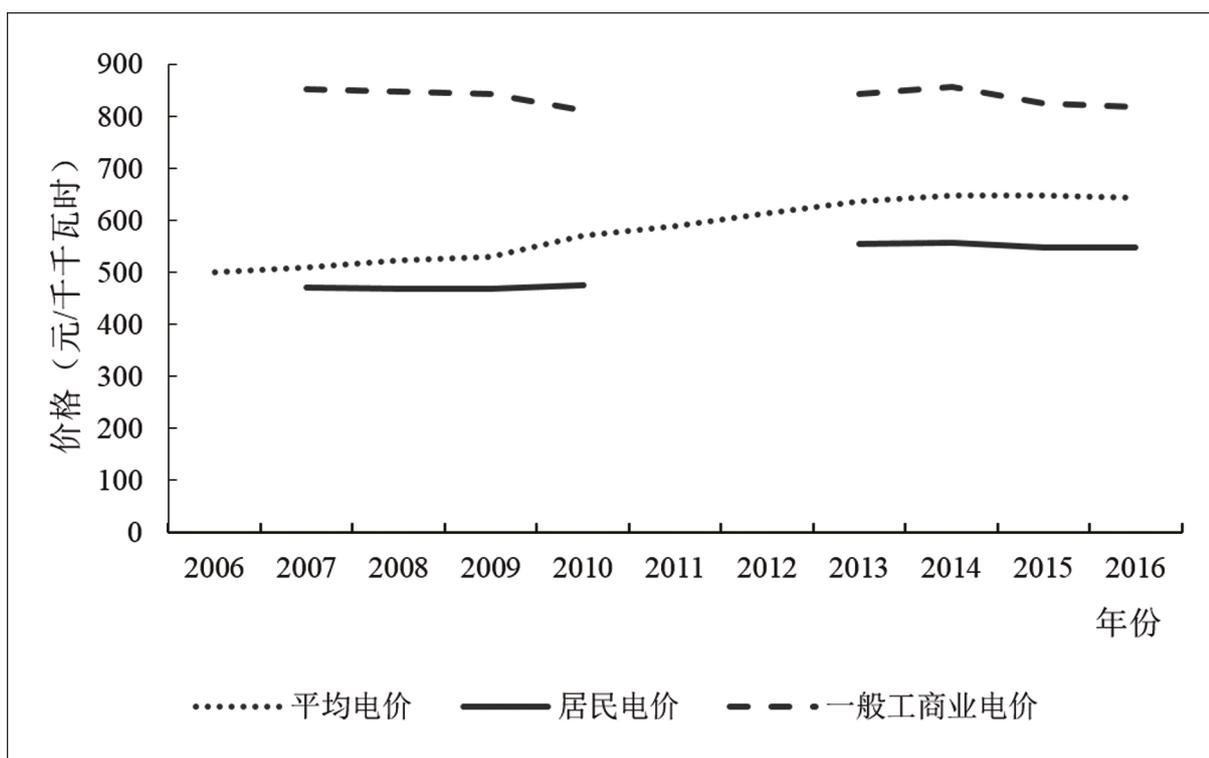


图 2—30 国内平均用电价格变化历程

数据来源:《电价执行情况监管报告》《电力监管年度报告》

由于我国电价长期执行政府定价,因此,各类用户的平均用电价格波动幅度较小(见图 2—30)。我国销售电价由三种因素共同决定,分别是用户类型,电压等级,用电时段。用户类型一般分为四类:居民生活用电、一般工商业及其他用电、大工业用电、农业生产用电,且其他因素相同时,由于存在电价交叉补贴,一般工商业电价往往大于居民用电价格。相同用户类型下,在同样的用电时段,电压等级越高,面临的销售电价越便宜。用电时段也分为三类:峰价、谷价、平段电价,峰价最高,谷价最低,平段电价介于二者之间。一般工商业电价整体上相对稳定,保持在 810 元/千千瓦时至 850 元/千千瓦时之间。最为稳定的是居民电价,在 2007—2010 年间,居民平均用电价格稳定在 470 元/千千瓦时左右,在 2013—2016 年间,居民平均用电价格稳定在 550 元/千千瓦时。也就是说,在 2011—2013 年间,居民用电价格也出现了大幅度的上涨,上涨幅度达到 80 元/千千瓦时。2011—2013 年间出现的电价跳跃很大一个原因来自于峰谷电价制度的实施,在储能技术尚未普及的情况下,峰谷电价无疑大大增加了各类用户的平均用电成本。此外,2012 年开始实施的居民阶梯电价制度也增加了部分用电大户的用电成本,从而增加了全

体居民的平均用电价格。

2.3.2 能源价格波动的分解

作为中国最大的能源行业,煤炭行业的市场化改革随着 2012 年电煤价格“并轨”^①而结束。煤炭行业也成为市场化程度最高的能源行业。在中国由煤炭净出口国转向煤炭净进口国的背景下,煤炭行业的市场化历程,尤其是价格改革进程中的价格波动及其经济影响,对推进能源价格市场化机制改革有重要的借鉴意义。因此,本节将以煤炭为例,探讨能源价格波动的成因并对其进行分解。

本节将通过构建结构向量自回归(SVAR)模型将煤炭价格波动的驱动因素分解为供给侧冲击、需求侧冲击、国际大宗商品价格波动的影响(以国际市场能源价格指数衡量)、煤炭价格自身波动的影响以及外生冲击(如煤炭行业的市场化改革,2008 年全球金融危机)。在 SVAR 模型中,实际煤炭价格(RPrice),实际煤炭价格价格波动($\Delta RPrice$)为其对数一阶差分形式。煤炭市场供给侧和需求侧的影响,以及国际市场能源价格变动的影响分别由全国原煤产量(实物量,Supply)、火力发电量(实物量,Demand)和国际市场能源价格指数(2010 年=100,International)来衡量。数据周期为 1998 年 6 月至 2015 年 12 月的全国月度时间序列,X-13ARIMA-SEATS 方法对实际煤炭价格、全国原煤产量、火力发电量和国际市场能源价格指数的原序列及对数序列进行季节性调整,以调整后的对数序列及其一阶差分序列分别来刻画各变量的水平趋势和波动幅度。上述各变量的描述性统计性质如下表所示。

表 2-7 变量的描述性统计性质

季节性调整前						
变量	单位	观测值	均值	标准差	最小值	最大值
实际煤炭价格	元/吨	211	411.4441	138.6725	223.56	808.45
全国原煤产量	万吨	211	19479.78	9369.08	4298.20	36173.00
火力发电量	亿千瓦时	211	2104.421	978.5809	704.50	4030.50
国际市场能源价格指数	2010 年=100	211	77.7820	39.1481	15.90	173.40

^① 《国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见》,国办发[2012]57号,最近访问时间:2016年4月11日, http://www.gov.cn/zwqk/2012-12/25/content_2298187.htm

续表

季节性调整后						
变量	单位	观测值	均值	标准差	最小值	最大值
实际煤炭价格 <i>RPrice</i>	元/吨	211	411.4558	138.0157	223.9933	806.9402
实际煤炭 价格波动 $\Delta RPrice$	%	210	0.09135	4.5825	-33.4890	24.8533
全国原煤产量 <i>Supply</i>	万吨	211	19445.79	9231.659	5433.484	35310.33
火力发电量 <i>Demand</i>	亿千瓦时	211	2104.001	968.0643	736.5369	3913.788
国际市场 能源价格指数 <i>International</i>	2010年 =100	211	77.7382	38.9064	16.7436	162.6053

数据来源:《中国统计年鉴》、《中国能源统计年鉴》、Wind 数据库

考虑到 VAR 模型中所刻画的变量关系可能受外生冲击影响而发生结构性变化,本文采用 Qu and Perron(2007)所提出的方法,对发生于结构模型中的多个、未知的结构突变点进行识别和检验。检验结果表明,该 VAR 系统在 2007 年 12 月发生 1 次结构性突变。在构建的 SVAR 模型中,加入区制哑变量(Regime)控制因外生冲击引起的结构突变,该变量在 2007 年 12 月之前设置为 0,在 2007 年 12 月及以后设置为 1。在 SVAR 模型估计的基础上,就煤炭价格波动的结构预测误差方差进行分解。

表 2-8 显示了实际煤炭价格波动的结构预测误差方差分解结果。在四类内生的结构性冲击中,对实际煤炭价格波动贡献度最大的是其自身的冲击,即煤炭特定需求冲击,占 88%—93%左右。其次为煤炭市场的供求关系变动,煤炭供给冲击和煤炭需求冲击的贡献度最终稳定在 11%左右的水平上。随着时间的推移,煤炭需求冲击对实际煤炭价格波动的解释力较为稳定,结构预测误差方差分解的结果 5.30%—5.60%之间。国际能源价格冲击对实际煤炭价格波动的贡献度最小。可见,在第一区制内(2007 年 12 月以前),实际煤炭价格波动的成因主要是市场参与者对煤炭价格的预期变化、库存调整和金融投机等,其次为煤炭市场上供求关系的变动,而国际能源市场上的价格波动最多能解释实际煤炭价格波动的 1.46%。

表 2—8 第一区制各影响因素对实际煤炭价格波动的结构预测误差方差分解

(响应变量:实际煤炭价格波动;单位:%)

时期	实际煤炭价格波动冲击	煤炭供给冲击	煤炭需求冲击	国际能源价格冲击
1	93.02	0.05	5.57	1.35
2	91.67	1.50	5.45	1.38
3	90.65	2.68	5.32	1.35
4	89.89	3.39	5.37	1.35
5	89.24	4.07	5.35	1.34
6	88.85	4.43	5.38	1.34
7	88.57	4.71	5.39	1.33
8	88.40	4.87	5.40	1.33
9	88.29	4.97	5.40	1.33
10	88.22	5.04	5.40	1.34
11	88.17	5.08	5.40	1.35
12	88.14	5.11	5.40	1.36
13	88.11	5.12	5.40	1.37
14	88.09	5.13	5.40	1.38
15	88.08	5.14	5.40	1.39
16	88.06	5.14	5.40	1.40
17	88.05	5.14	5.40	1.41
18	88.04	5.14	5.40	1.42
19	88.04	5.14	5.40	1.42
20	88.03	5.14	5.40	1.43

表 2—9 显示了实际煤炭价格波动的结构预测误差方差分解结果。在四类内生的结构性冲击中,对实际煤炭价格波动贡献度最大的是其自身的冲击,即煤炭特定需求冲击,占 80%左右;其次为国际能源价格冲击,煤炭需求冲击和煤炭供给冲击的贡献度最小。国际能源价格冲击的贡献度逐渐上升,从 9.00%上升至 16.28%的水平。可见,实际煤炭价格波动的成因主要是市场参与者对煤炭价格的预期变

化、库存调整和金融投机等,其次为国际能源市场上价格波动向国内市场的传导,而煤炭市场上供求关系的变动仅能解释实际煤炭价格波动的6%左右。

表 2—9 第二区制各影响因素对实际煤炭价格波动的结构预测误差方差分解
(响应变量:实际煤炭价格波动;单位:%)

时期	实际煤炭价格波动冲击	煤炭供给冲击	煤炭需求冲击	国际能源价格冲击
1	86.87	1.09	3.04	9.00
2	79.24	0.98	3.67	16.10
3	78.23	2.29	3.51	15.96
4	78.19	2.36	3.50	15.95
5	78.11	2.44	3.50	15.94
6	78.08	2.47	3.51	15.95
7	78.03	2.50	3.51	15.95
8	78.00	2.52	3.52	15.96
9	77.97	2.54	3.53	15.96
10	77.94	2.55	3.54	15.97
11	77.91	2.56	3.55	15.98
12	77.88	2.57	3.57	15.99
13	77.84	2.57	3.58	16.01
14	77.81	2.57	3.59	16.03
15	77.77	2.58	3.60	16.04
16	77.74	2.58	3.62	16.07
17	77.70	2.58	3.63	16.09
18	77.66	2.58	3.64	16.11
19	77.63	2.58	3.66	16.14
20	77.59	2.58	3.67	16.16
21	77.55	2.58	3.68	16.19
22	77.51	2.58	3.70	16.22
23	77.47	2.58	3.71	16.25
24	77.42	2.58	3.72	16.28

实证结果表明,在 2008 年金融危机爆发之前,实际煤炭价格波动的成因主要是煤炭价格波动自身的冲击,其次为煤炭市场中供给侧和需求侧的冲击,而国际能源价格波动冲击的影响很小。而在 2008 年金融危机爆发之后,实际煤炭价格波动的成因主要是煤炭价格波动自身的冲击,其次为国际能源价格冲击,而煤炭市场中供给侧和需求侧的冲击影响很小。

专栏:摒弃“大宗商品”概念

能源品和农产品是人类活动中最重要的两类商品。作为大宗商品中最重要的两个大类,能源品和农产品以下几个共同特点:第一、需求量大;第二、易于分级和标准化;第三、具有国际贸易特性;第四、都形成了完备的衍生品市场。大宗商品具有价格波动剧烈的特性,由于其巨大的需求量,价格的波动给生产者、消费者都带来了巨大的风险和不确定性,尤其是对于目前已经成为国际能源品和农产品的主要消费国和进口国之一的中国来说。

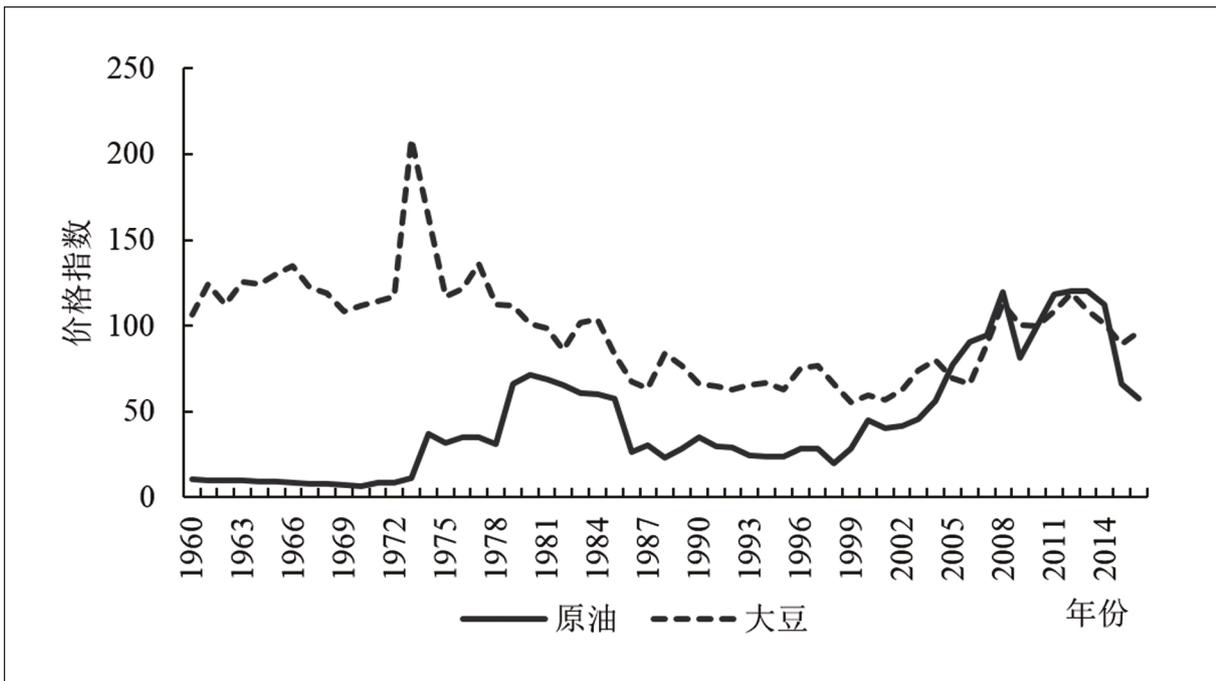


图 2-31 1960—2016 年平均实际原油与大豆价格指数

注:实际价格以 2010 年为基期,指数换算 2010=100

数据来源:世界银行 Global Economic Monitor 数据库

在价格运动研究方面,许多学者将能源品和农产品视为大宗商品的两个子类,关注并研究其价格运动之间的联动性。但从能源品和农产品价格的具体走势来看,除 1973 年以外,大豆的实际价格长期中围绕着一一定的水平进行小幅度波动;而石油的价格整体呈现出逐渐上升的趋势,且波动幅度较大。

价格运动的差异性背后是商品属性的差异。能源品与农产品有以下四点本质差异:第一,稀缺性差异;能源品属于不可再生资源,长期中的价格运动符合霍特林法则,而农产品则属于“再生性”资源,可以年复一年的生产,霍特林法则不适用。第二、产业组织差异;农业生产的成本、规模相对能源资源要小得多,农业市场上的竞争性较强;而能源矿产的勘探、开发属于资金密集型、技术密集型、人才密集型行业,进入门槛高,垄断程度也较高。第三、需求弹性差异;能源品的需求弹性较大,随着经济水平的提高,能源消费会大幅度攀升;而农产品的需求弹性较小,即使经济发展水平提高,农产品消费量也不会出现明显的上升。第四、外部性差异;能源品的生产利用涉及到污染、碳排放等外部性问题,会受到国家的节能政策、环境保护政策、气候变化政策的影响;而农产品作为一种相对低污染、环境友好的产业,受此影响微乎其微。

所以,虽然同为大宗商品,受到共同的货币政策、汇率因素、投机因素的影响,且能源品作为农业生产的重要投入品,两者的价格之间具有一些联动的属性,但从本质上来讲,两者稀缺程度、产业组织结构、需求弹性和外部性等四个方面具有根本的差异,其价格运动规律具有异质性,在实际研究中更应区别对待。

2.3.3 异质性能源价格和能源成本

能源作为社会经济发展中的强约束性资源,其价格的变化牵一发而动全身,会影响到国民经济各部门的生产成本和居民的生活成本。能源价格不仅会对直接使用该能源的行业的生产成本产生影响,还会通过产业链条一直向下游传导,并最终从多个渠道综合影响居民的生活成本。为了捕捉能源价格对能源成本的总体影响(包括直接影响和间接影响),使用投入产出价格模型进行分析;并采用 APL 方法计算实现完全影响的成本链长度,以反映间接影响传导的通畅度。

(1) 主要能源价格对生产成本和生活成本的总体影响

如图 2—32 所示,能源支出占总生产成本和生活成本的比重均在上升。但是这种支出比例的测算只衡量了能源价格的直接影响。如上所述,能源价格的影响是直接影响和间接影响综合的结果,当我们利用投入产出模型研究成本变化的传导作用时,将可以得到更全面的分析结果。

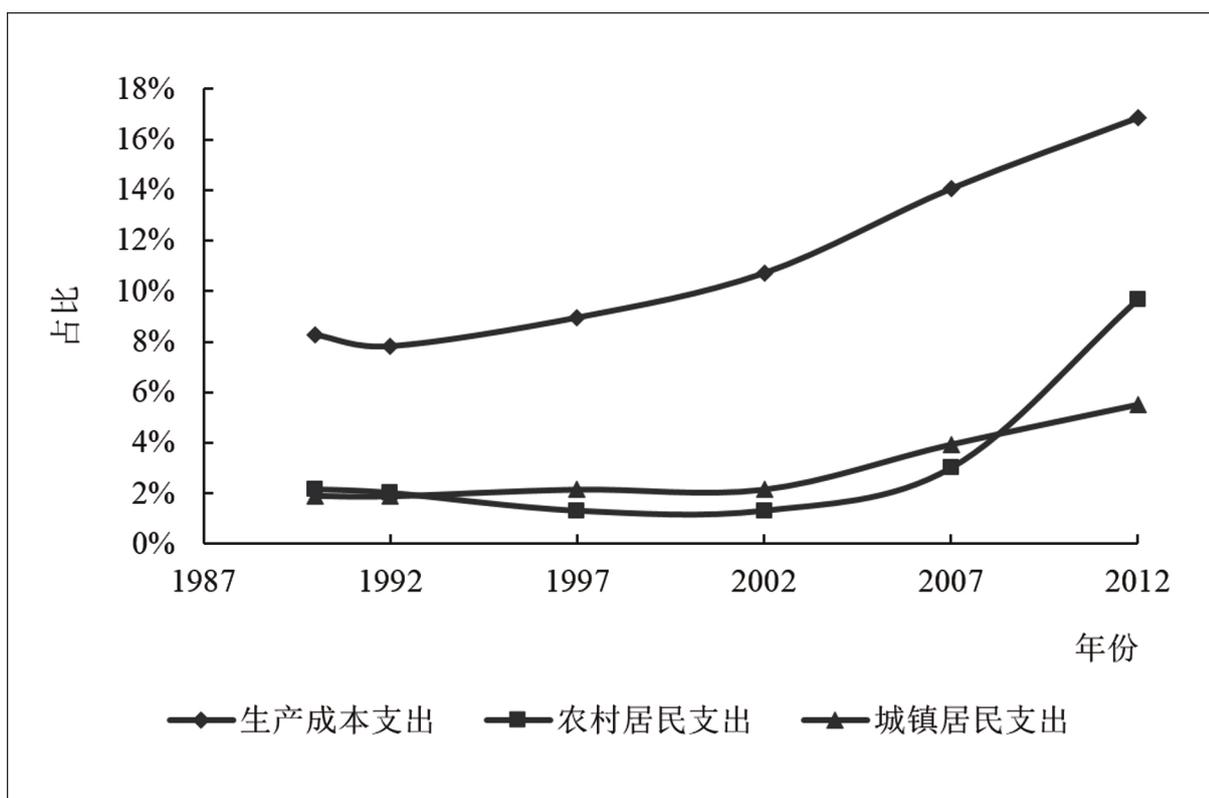


图 2-32 能源支出占生产成本和居民生活消费支出的比例

注：这里的生产成本支出指生产中所用的全部原材料、能源、服务等。

分析和测算的主要结果如下所示：

1. 从价格影响的变化趋势来看，煤炭、原油、成品油、电力和燃气等几种主要能源对生产成本的影响都呈现出倒 U 型的变化趋势；煤炭和电力对城镇居民生活成本的影响为倒 U 型的变化趋势，原油、成品油和燃气的影响则都为上升趋势；这 5 种能源对农村居民生活成本的影响都为上升趋势（见图 2-33 — 图 2-37）。煤炭价格影响和电力价格影响的相似性反映出我国电力结构仍然以火力发电为主。原油和成品油两者在成本影响的变化趋势和影响规模上都具有较高的相似度，而两者价格对生活成本影响上升反映出我国消费结构转变的影响，家用汽车等用油产品的消费规模持续上升。燃气的价格影响变化趋势与其他四类能源非常不同，整体呈现上升趋势，反映了我国在近 10 年来天然气行业快速发展，在能源结构中比重提升的事实。

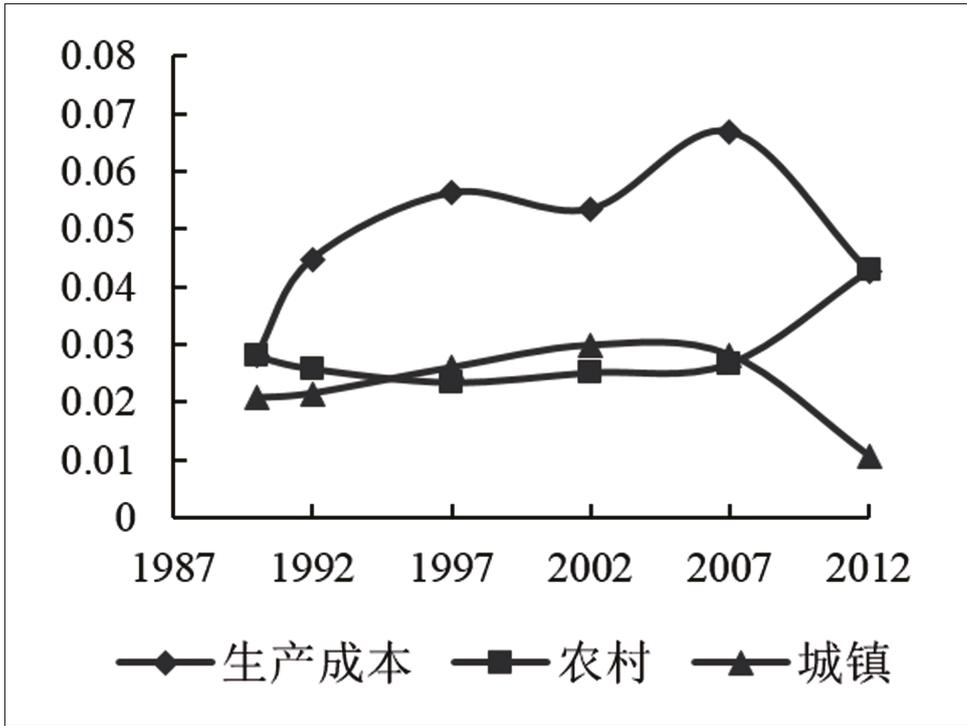


图 2-33 煤炭价格对生产和生活成本的影响

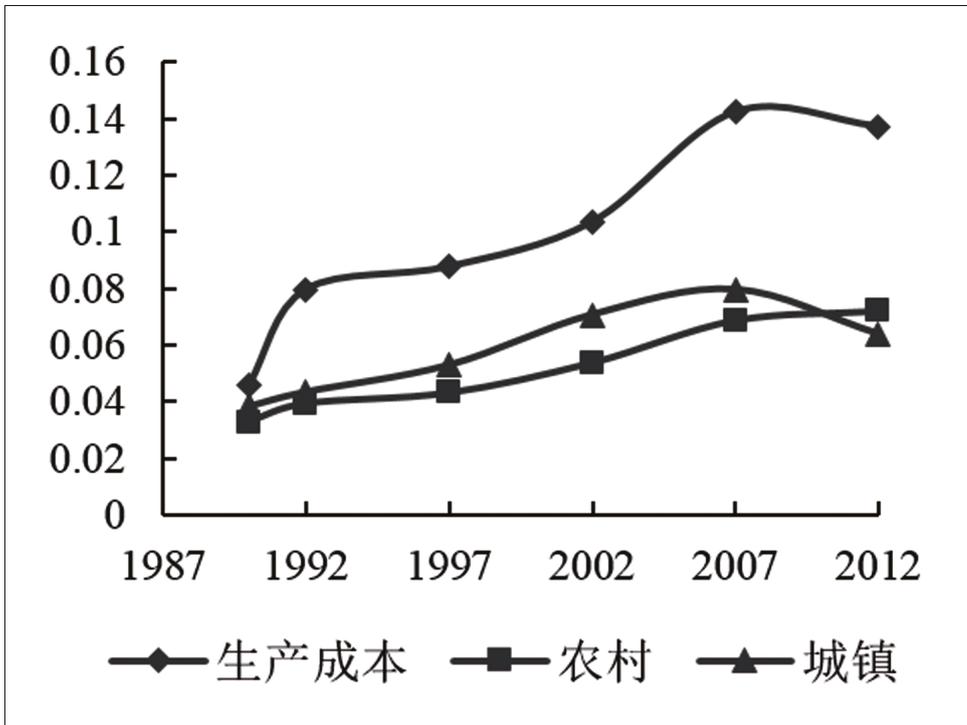


图 2-34 电力价格对生产和生活成本的影响

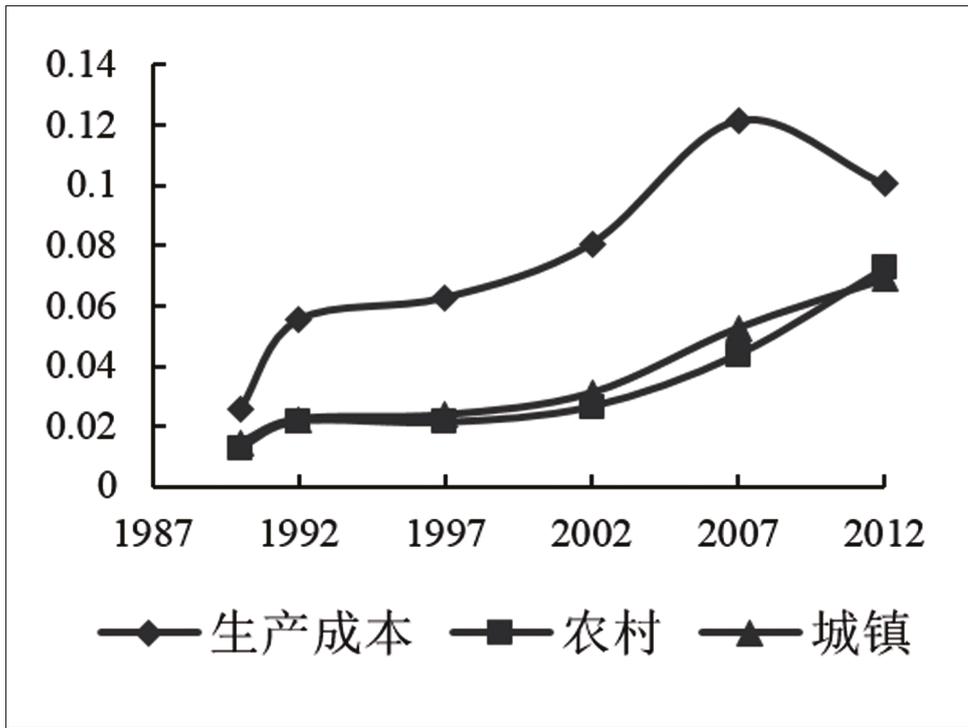


图 2-35 原油价格对生产和生活成本的影响

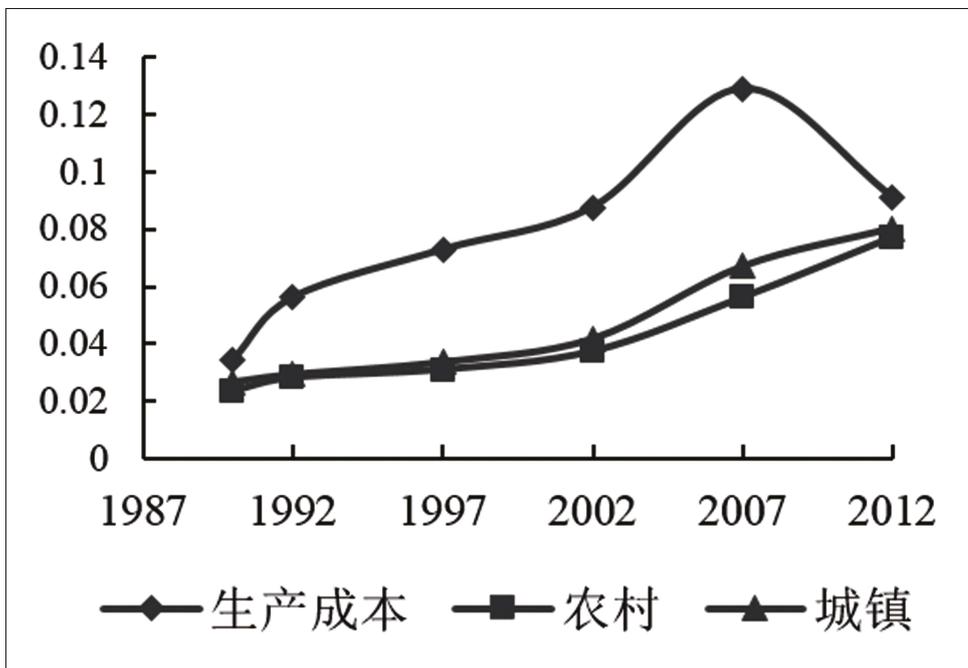


图 2-36 成品油价格对成本影响的重要性变化

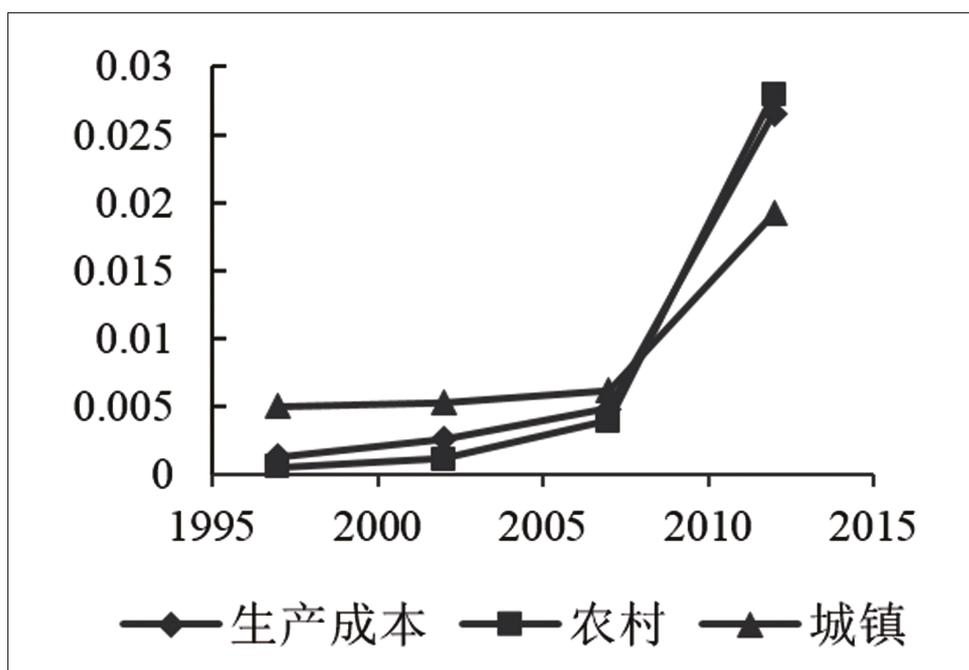


图 2-37 燃气价格变化对成本影响的重要性变化

2.从所有产业产品的价格影响来看,总体上能源价格的影响相对较大,在 42 个产业中处于偏高的位置。但是不同的能源类别差异较大,其中电力、原油和成品油的影响相对更大(即所有产业中排位更靠前),而煤炭和燃气相对较小。(见表 2-10)

表 2-10 2012 年能源价格影响在 42 个产业中的排位

能源	生产成本	生活成本	
		农村	城镇
煤炭	23	17	35
原油	9	10	13
成品油	10	9	10
电力	7	11	14
燃气	25	25	30

注:表中数字是按照影响大小进行的排位序号,数字越小说明在 42 个部门中的相对影响越大。

通过测算能源价格对生产成本和生活成本的影响程度可以看出,煤炭、原油、

成品油、电力和燃气等 5 种能源的价格对生产成本的影响都高于它们对生活成本的影响。相对而言,原油、成品油和电力的影响相对较大,煤炭和燃气的影响相对较小。(见表 2—11)

表 2—11 2012 年 5 类能源价格对生产成本和生活成本的影响规模

能源	生产成本	生活成本	
		农村	城镇
煤炭	0.0427	0.0429	0.0106
原油	0.1004	0.0726	0.0689
成品油	0.0911	0.0772	0.0803
电力	0.1372	0.0722	0.0639
燃气	0.0265	0.0279	0.0192

从几类能源对比来看,对生产成本影响最大的是作为二次能源的电力。2012 年,电力价格提高一个百分点,生产成本的价格提高约 0.14%。原油和成品油的价格影响也较大,煤炭和燃气价格变化对生产成本的影响相对比较小。生活成本呈现类似的特征,原油、成品油和电力的影响相对较大,煤炭和燃气的影响相对较小。

(2)能源价格对不同产业生产成本的影响

为了考察能源价格对成本的影响在行业间传导的异质性,计算每个部门受能源价格影响的平均传导长度(APL)。产生完全成本影响的成本链越短,则表明影响越直接;反之,成本链越长,表明成本影响间接环节越多,传导被阻隔的可能性就越大。测算和分析的主要结果如下:

总体上,煤炭、原油和燃气等价格对各产业成本影响的成本链相对更长一些,而电力和成品油的影响成本链则相对较短。表 2—12 给出了 2012 年每种能源价格对各产业影响的平均成本链长度:

表 2—13 给出了 5 种能源价格影响较大前 5 个产业所受的能源价格影响。

表 2—14 则给出了每个产业所受影响相对应的成本链长度。可以看出受能源价格影响较大的都是能源密集使用的行业,例如电力、热力的生产和供应业、金属矿采选业、金属冶炼和压延加工业、非金属矿物制品业、交通运输业等。其中煤炭价格影响相对较小,成本链条较长;原油和天然气影响大,其影响主要通过成品油的传导;成品油对应的成本链较短;电力价格变化对各产业的价格影响较大,成本

链则相对较短；燃气价格变化影响相对较小。

表 2—12 能源价格影响的成本链长度

能源	APL
煤炭	5.1084
原油	5.2519
成品油	4.2261
电力	3.4748
燃气	5.1332

注：APL 表示达到完全影响所需的平均步数，数字越小表示成本链越短，越不容易发生阻隔。

表 2—13 能源价格对不同产业的影响

煤炭	成本影响	石油、天然气	成本影响	成品油	成本影响	电力	成本影响	燃气	成本影响
电力、热力的生产和供应	0.0796	石油、炼焦产品和核燃料加工品	0.7015	交通运输、仓储和邮政	0.2557	金属矿采选产品	0.1551	电力、热力的生产和供应	0.0785
金属矿采选产品	0.0463	燃气生产和供应	0.6994	非金属矿物制品	0.1222	水的生产和供应	0.1367	金属冶炼和压延加工品	0.0469
其他制造产品	0.0329	交通运输、仓储和邮政	0.1891	金属矿采选产品	0.1079	金属冶炼和压延加工品	0.1004	金属制品	0.0338
非金属矿物制品	0.0305	非金属矿物制品	0.1004	煤炭采选产品	0.1056	金属制品	0.0964	住宿和餐饮	0.0300
纺织品	0.0173	金属矿采选产品	0.0909	非金属矿和其他矿采选产品	0.0986	纺织品	0.0903	金属矿采选产品	0.0233
平均	0.0125	平均	0.0858	平均	0.0596	平均	0.0591	平均	0.0170

表 2—14

受影响产业成本链长度

煤炭	APL	石油、 天然气	APL	成品油	APL	电力	APL	燃气	APL
电力、热力的生产和供应	3.53	石油、炼焦产品和核燃料加工品	1.17	交通运输、仓储和邮政	1.63	金属矿采选产品	2.47	电力、热力的生产和供应	3.73
金属矿采选产品	3.04	燃气生产和供应	1.10	非金属矿物制品	2.83	水的生产和供应	1.84	金属冶炼和压延加工品	4.55
其他制造产品	2.55	交通运输、仓储和邮政	2.87	金属矿采选产品	3.41	金属冶炼和压延加工品	4.42	金属制品	5.19
非金属矿物制品	2.71	非金属矿物制品	4.19	煤炭采选产品	8.53	金属制品	4.00	住宿和餐饮	2.62
纺织品	4.60	金属矿采选产品	4.82	非金属矿和其他矿采选产品	2.09	纺织品	3.25	金属矿采选产品	5.17
平均	5.11	平均	5.25	平均	4.23	平均	3.47	平均	5.13

注：APL 表示达到完全价格影响所需要的成本链的平均长度，其数值越小，所需成本链越短，越容易达到完全影响值。

2.3.4 能源价格波动的宏观影响

能源品既是居民生活的必需品，又是工业生产的主要投入要素。因此，能源品价格对于宏观价格影响的传导机制，以及能源价格波动对我国宏观经济的影响受到政府、企业、学界和公众的广泛关注。本部分将以煤炭行业为例，分析煤炭价格对 CPI 与 PPI 的影响。

煤炭价格波动与国际能源价格波动之间的关系如图 2—38 所示。二者之间的关系呈现出以下两个特点。第一，煤炭价格波动与国际能源价格波动关系密切。第二，除 2008 年下半年、2009 年底至 2010 年初及 2013 年底至 2014 年初三个时期外，煤炭价格波动的幅度小于国际能源价格的波动幅度。总体上看，煤炭价格波动

与国际能源价格波动显著正相关。

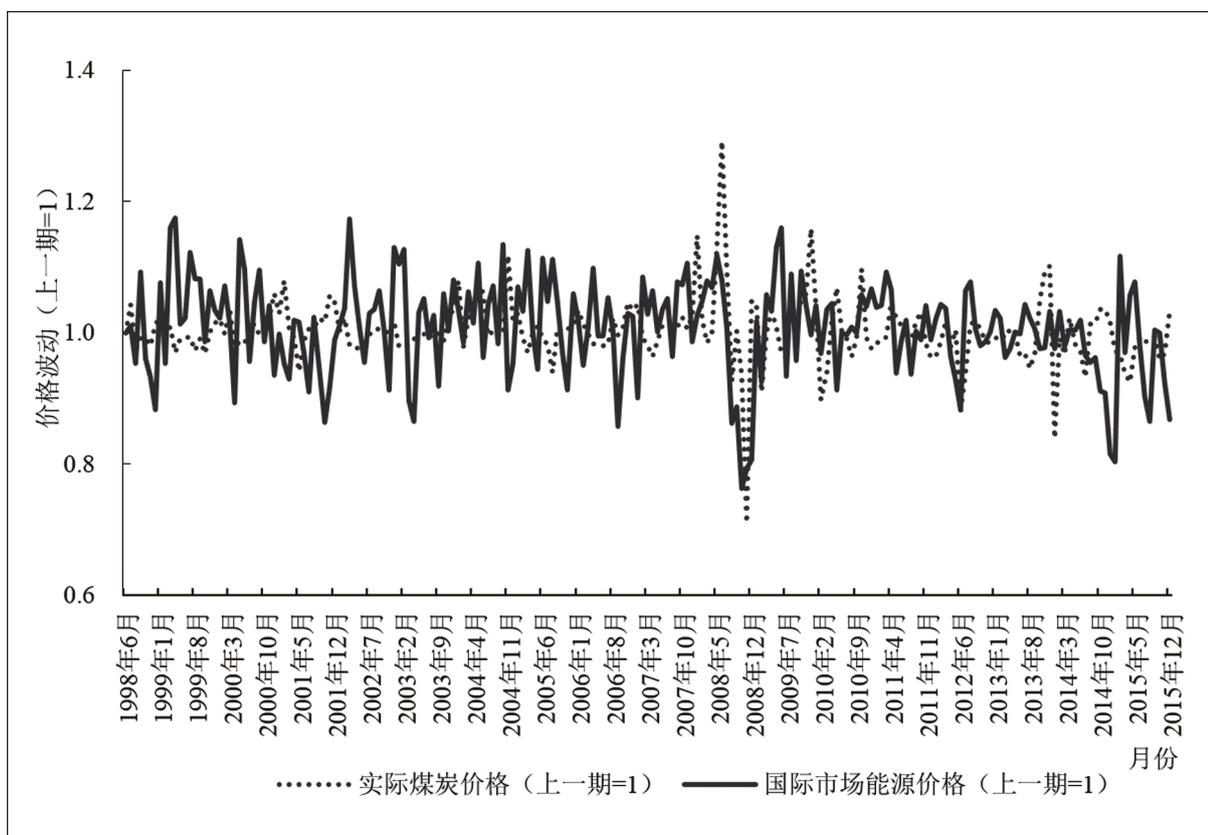


图 2—38 实际煤炭价格波动和国际市场能源价格波动(1998 年 6 月—2015 年 12 月)
数据来源:中国国家统计局;中诚信数据服务平台, <http://data.ccxe.com.cn>

由于现阶段我国的能源生产和能源消费以煤炭(原煤)为主,因此煤炭价格波动将在一定程度上引致宏观经济的不确定性。那么,实际煤炭价格的波动如何影响宏观价格水平呢?我们分别选取了消费者价格指数(CPI)和生产者价格指数(PPI)两个最重要的宏观价格指标进行分析。研究方法是构建了煤炭价格和一般物价水平的向量自回归(VAR)模型,并进行煤炭价格冲击的的脉冲响应分析(IRF)。

图 2—39 显示了脉冲响应分析,煤炭价格的上涨(下降)将导致一般物价水平的上涨(下降)。煤炭价格上涨的冲击在短期内迅速推动一般物价水平的上涨。给定煤炭价格波动一个标准差的负向冲击(上涨),CPI 通货膨胀率和 PPI 通货膨胀率的响应均在第一期达到峰值,响应系数分别为 0.0056 和 0.0127,PPI 的响应更为剧烈。CPI 的响应在 12 个月内逐渐衰减至 0;与此相比,PPI 的响应衰减较慢,持

续时间较长。从累积响应系数来看,CPI 通货膨胀率和 PPI 通货膨胀率在 24 个月内的累积响应系数分别为 0.0104 和 0.0547。

煤炭价格下跌的一个标准差冲击在第一期导致 CPI 通货膨胀率和 PPI 通货膨胀率分别下滑了 0.0224 和 0.0149。尽管 CPI 通货膨胀率对煤炭价格下降冲击的响应较 PPI 通货膨胀率的响应更大;但除此之外,PPI 通货膨胀率对煤炭价格下降冲击的响应更大。可以认为,煤炭价格下降对 PPI 通货膨胀的影响更为显著。CPI 的响应在 7 个月内衰减至 0,而 PPI 的响应持续了相对较长的时间。从累积响应系数来看,CPI 通货膨胀率和 PPI 通货膨胀率在 24 个月内的累积响应系数分别为 -0.029 和 -0.044。

从预测误差方差分解(FEVD)结果来看,煤炭价格上涨对 CPI 通货膨胀的贡献仅为 0.69%;而煤炭价格下跌的贡献达到 3.16%。煤炭价格上涨和煤炭价格下跌对 PPI 通货膨胀的贡献度分别为 1.23%和 0.98%。从这个角度看,煤炭价格波动对一般物价水平的影响有限。

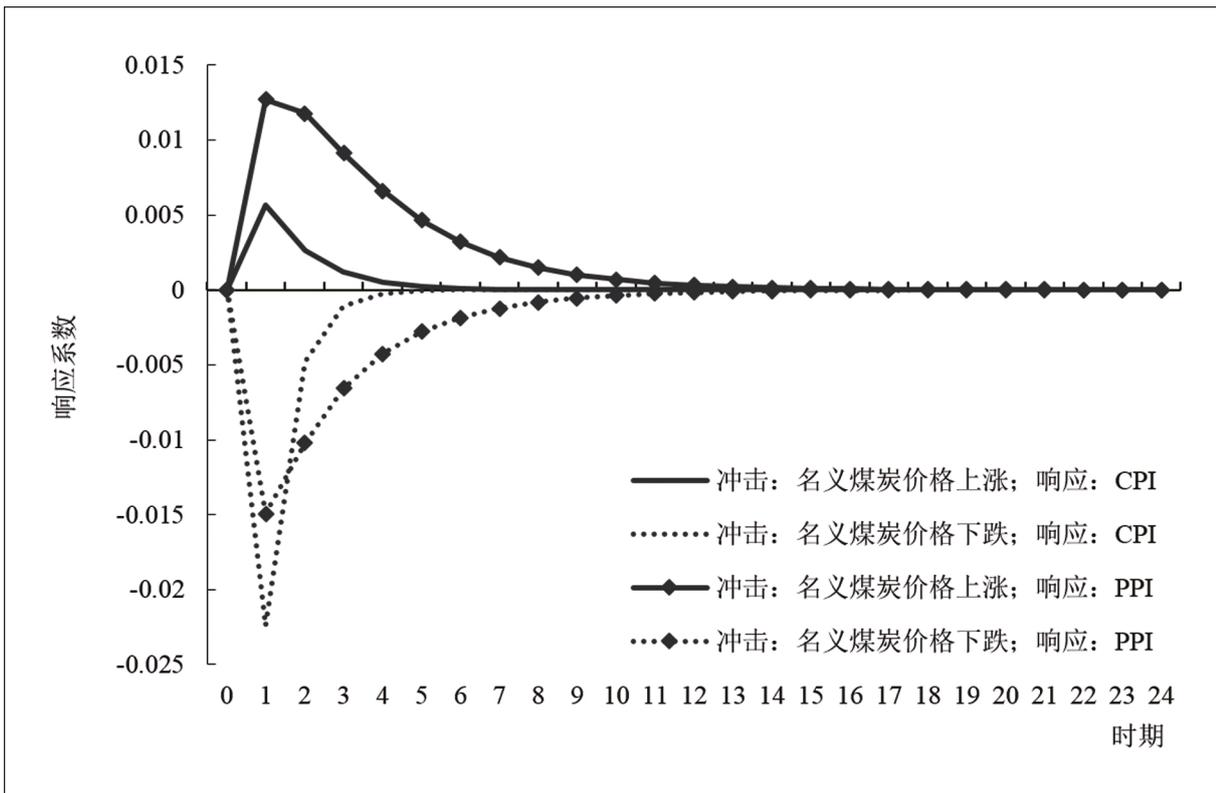


图 2—39 煤炭价格波动的冲击对一般物价水平的脉冲响应分析

总体上,我们发现,煤炭价格波动对一般物价水平的影响有两个特征:第一,与对 CPI 的影响相比,煤炭价格波动对 PPI 的影响更甚。第二,煤炭价格波动对一般物价水平的影响具有非对称性:(1)对于 CPI 通货膨胀率而言,与煤炭价格下降向 CPI 的传导相比,煤炭价格上升向 CPI 的传导更困难,表现为煤炭价格下跌在更大程度上拉低了 CPI 通货膨胀率;(2)对于 PPI 通货膨胀率而言,恰恰相反,煤炭价格上升在更大程度上推高了 PPI 通货膨胀率。

从 PPI 和 CPI 的含义和构成来看,PPI 反映了工业生产产品的价格水平,与其生产投入要素(中间产品、燃料、动力等)的价格密切相关;CPI 反映了居民消费品的价格水平,由衣、食、住、行等八类终端消费品的价格构成。煤炭是重要的工业原材料和燃料,其价格变动直接影响工业生产成本,通过“原材料—生产资料”这一路径顺利传导到 PPI 上。与煤炭价格联系较为密切的居民消费品为水电燃料(含在居住类中),除了该类消费品价格在 CPI 的构成中占比较小以外,政府对电力价格的管制在一定程度上阻碍了“生产资料—生活资料”这一传导路径,导致煤炭价格波动向 CPI 的传导不顺畅。因此,与对 CPI 的影响相比,煤炭价格波动对 PPI 的影响更甚。

专栏:国际油价对国内物价水平的影响

国际油价与国内油价的波动关系

目前,我国成品油定价主要采用的是政府指导下的成本加成定价,也就是政府指导下的最高零售价格限价^①。因此,国内成品油价格波动与国际原油价格的波动之间存在一定的相关性,但是由于国内“合理利润、流通费用”的计算以及各地市场情况的差异,实际的成品油价格波动与国际油价波动并不完全同步。本文选择 WTI 原油现货价格、BRENT 原油现货价格作为国际原油价格的代表;国内成品油价格选择为:国内 93# 汽油批发价格、0# 柴油批发价格的价格波动情况。

1. 国际原油价格波动与国内成品油市场价格波动的比较。从波动频率来看,国内调价机制对国内成品油价格波动频率有所影响,从 2013 年 3 月 26 日开始,国家发改委对国内油价调整机制进行了调整,将 22 个工作日缩短为 10 个工作日。可以看出当调价频率增加后国内油价波动频率与国际油价波动频率基本一致。从波动幅度来看,WTI 国际原油价格波动变异系数为 0.30,高于国内汽油价格波动

^① 成品油价格可以按照终端销售渠道分为批发价格和零售价格。零售价格是指加油站挂牌销售、与零散顾客之间结算的汽柴油价格;批发价格是指供应商与贸易商或者机构客户之间结算的价格。

幅度(变异系数 0.14)和柴油波动幅度(变异系数 0.16)。当国际油价出现较大幅度回落时,国内汽油、柴油价格由于政府管制的原因,下降幅度较小,可以认为油价管控对稳定国内成品油价格有一定意义。

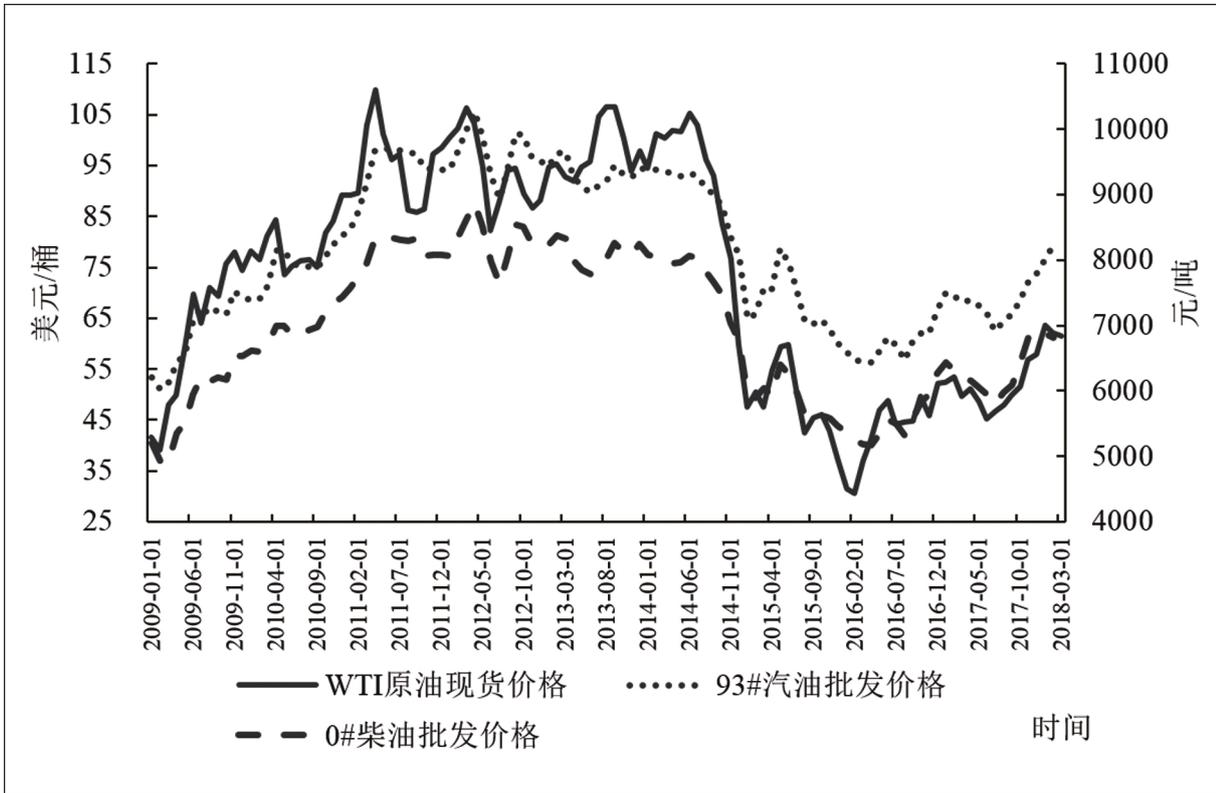


图 2—40 WTI 原油价格波动与国内成品油市场价格波动的比较

国际油价与对国内物价水平的影响途径

随着中国在世界能源体系中的地位上升,以及国内能源体制改革进程的推进,国际能源价格波动都会对国内物价水平产生影响。其影响途径有三:一是直接影响,能源价格直接影响终端产品,对 PPI 和 CPI 产生影响;二是间接影响,通过对中间产品的影响对总物价水平产生影响;三是通过政策变化等方式产生的再次影响。

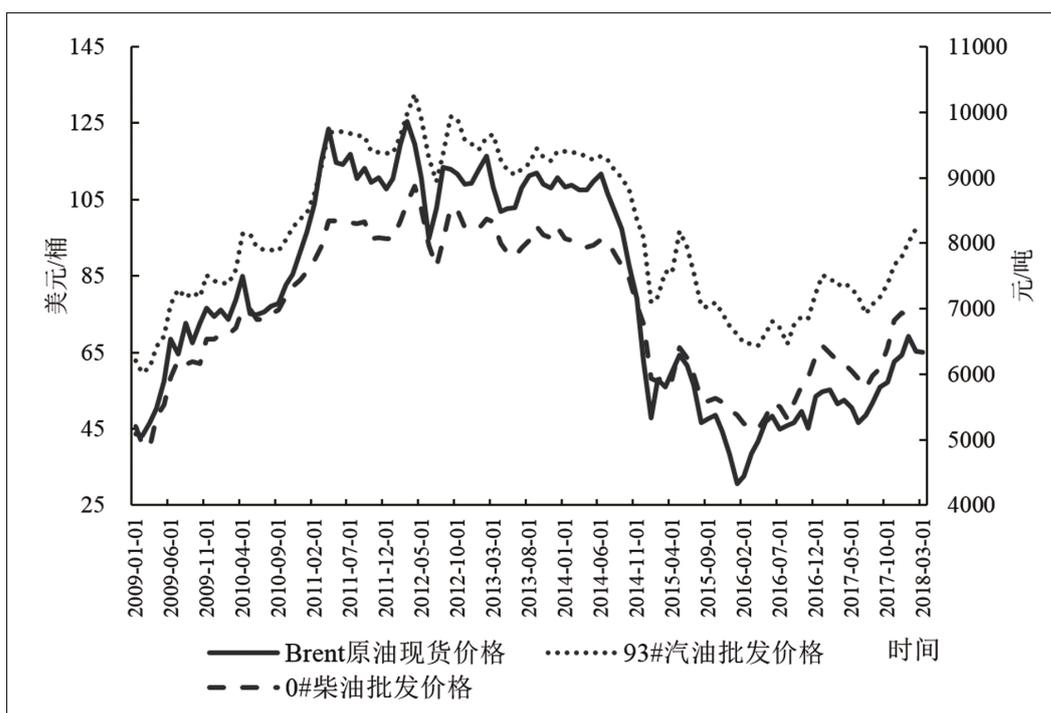


图 2—41 BRENT 原油价格波动与国内成品油市场价格波动的比较
 数据来源: EIA 数据库、商务部成品油批发价格

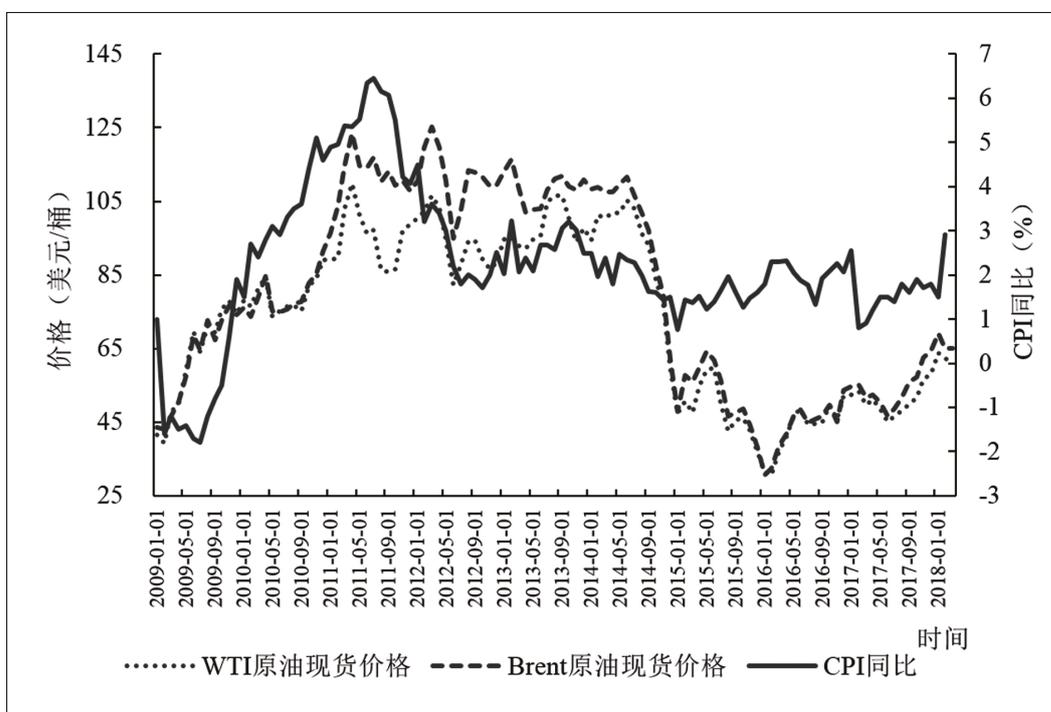


图 2—42 CPI 指数与国际油价波动情况

国际油价与对国内物价水平的影响程度

从国际油价与国内物价水平之间的关系来看,二者在一定程度上具有相关性。但是在时间的传导方面存在一定的差异:一是国际油价本身的波动收到国内成品油定价机制的影响,传导在一定程度上并不及时;二是国际油价对国内物价水平的影响途径较为复杂,且收到食品价格、其他工业原材料价格等方面的影响,表现并不一定直观。

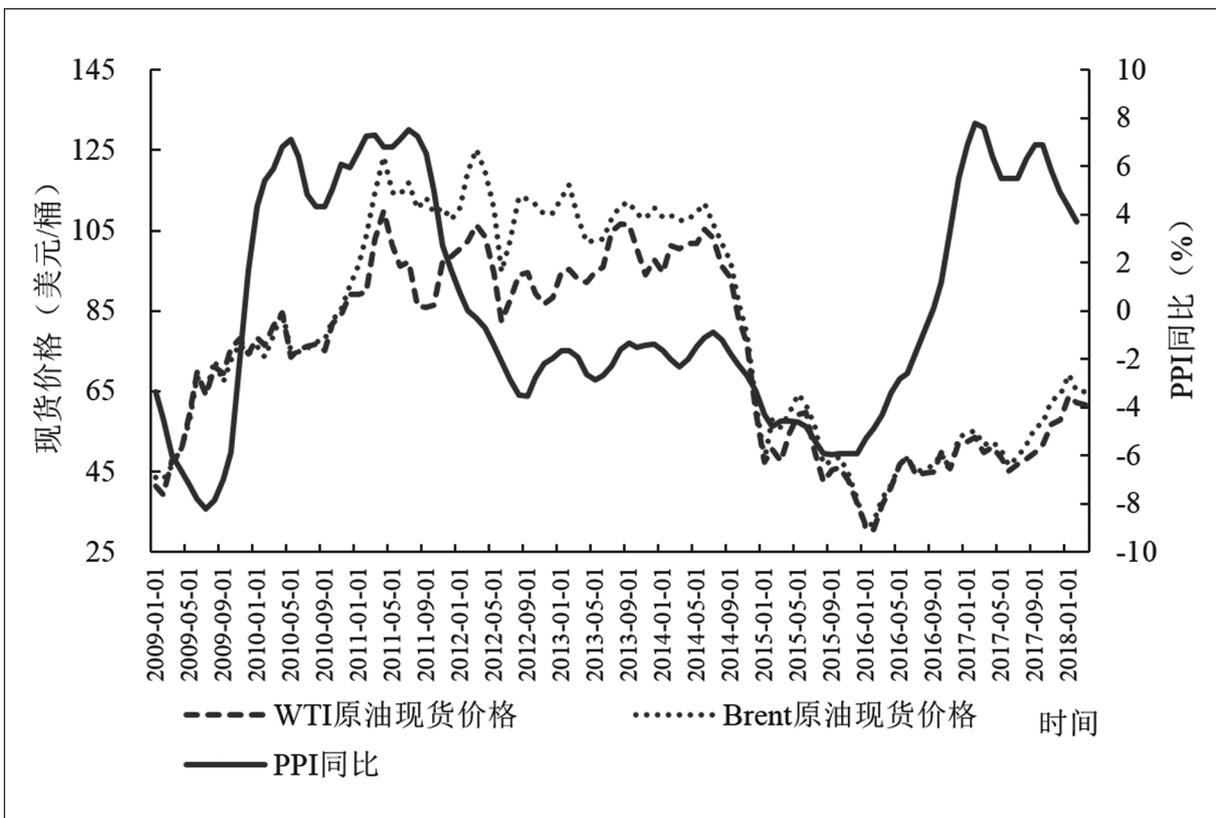


图 2-43 PPI 指数与国际油价波动情况

数据来源:EIA 数据库、《中国统计年鉴》

根据目前相关学者对国际油价与国内物价水平之间的影响进行了估计,整体影响程度在 0.1%~0.2%左右,石油价格对整体物价水平的影响常常被广大群众高估(见表 2-16)。

表 2—16

部分学者对于国际油价对国内物价影响的估计

作者	国内物价	国际油价	方法	结果
薛冰(2011)	CPI	Brent	VAR	0.18%
王艳、胡援成(2018)	CPI	Brent	VAR	0.16%
投入产出表分析应用 课题组(2010)	CPI, PPI	Brent 和大庆原油均价	投入产出	0.12%
任泽平、潘文卿、 刘起运(2007)	CPI, PPI, WPI	Brent, WTI, Dubai	投入产出	0.11%
曾建武(2008)	CPI	WTI	BVAR	0.09%
刘清华(2009)	CPI	美国, Ras Tanura, Brent	GARCH	0.09%
王风云(2007)	CPI	WTI	Granger	0.08%
赵桂玉(2007)	CPI	——	CGE	0.08%
陈彦玲(2007)	CPI	WTI	协整分析	0.05%
李洪凯、张佳菲、 罗幼强(2006)	IFS 通胀率	IFS 油价波动率	OLS	0.04%
覃玉婷(2009)	CPI, PPI, MPI	IMF 原油现货平均价	投入产出、 VAR	0.03%
王丽霞(2011)	CPI	WTI	VCE	0.03%
吴静、王铮、吴兵(2005)	——	——	CGE	0.01%

2.4 能源国际贸易

2.4.1 能源缺口扩大,进口依存度上升

从上文可以看出,我国的能源生产在过去数十年间取得了巨大的发展,能源生产规模有了极大的扩张,但作为拉动全球经济增长的主要引擎,作为全世界最大的发展中国家,我国的能源消费增速更快。能源生产和消费增长速度的差异造成我国从改革开放之初能源自给自足的国家逐步发展成为能源生产—消费缺口巨大的国家(见图 2—44)。

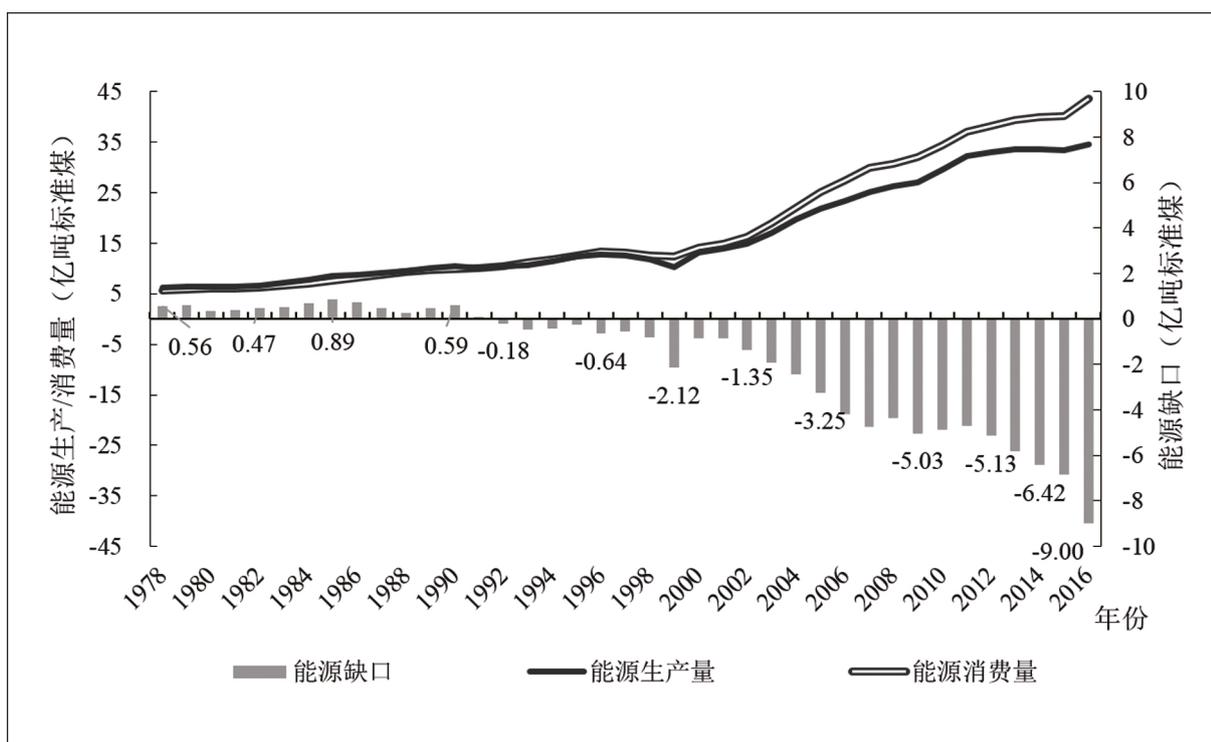


图 2—44 中国能源生产—消费缺口

数据来源:《中国能源统计年鉴》

我国的能源生产缺口既是我国快速增长的能源需求导致的,也和我国较为贫乏的能源禀赋相关。如上所述,我国长期以来被视为“富煤、贫油、少气”的国家,但即使是储量上相对丰富的煤炭,同样无法实现自给自足。从下图可以看出,原油的对外依存度最高,到 2015 年达到 60%;煤炭对外依存度较低,在 5% 以下;天然气对外依存度在 19% 左右,且在近年增长较快,有持续上升的趋势。

为了弥补能源缺口,满足能源需求,保障能源安全,我国在拓展能源进口领域取得了巨大成就,发展了许多新的能源贸易伙伴,拓展了能源进口来源,增大了能源进口规模。到 2015 年,中国能源贸易占全球比重接近 6%,其中,煤炭的贸易规模最大,原油增长迅速,在 2015 年赶上煤炭规模,天然气在 2010 年之后有显著增长(见图 2—46)。

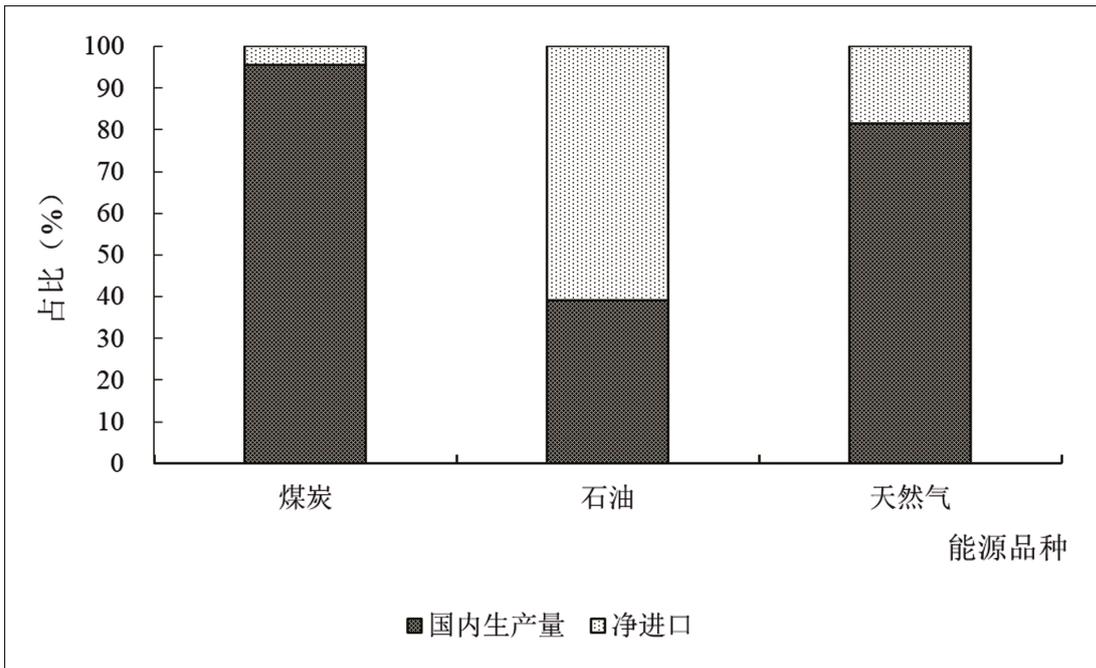


图 2-45 中国主要能源净进口与国内产量对比

数据来源:《中国能源统计年鉴》、IEA

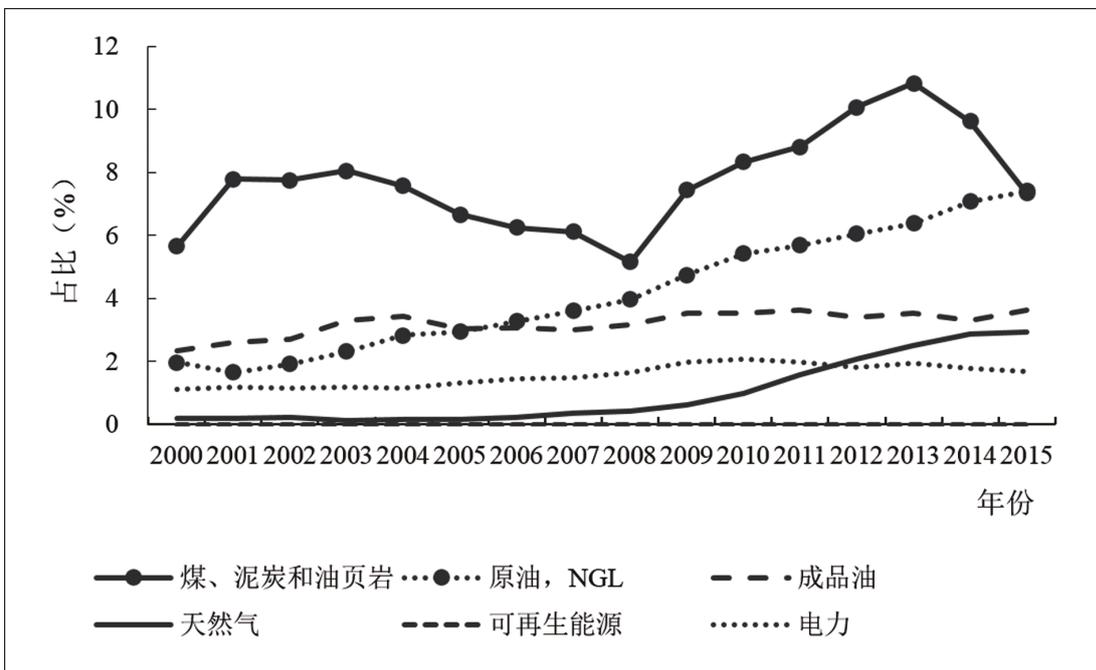


图 2-46 2000—2015 年中国能源贸易占全球比重 (%)

数据来源:IEA

在对外依存度较高的石油领域,我国正不断开拓石油进口来源,并取得了一定的成绩。从数量上看,为我国供给石油的国家从 1992 年的 21 个增长到接近 50 个。从地域分布看,我国进口石油的主要来源从亚太地区转向中东、中亚地区的“一带一路”沿线国家(见表 2—16)。印度尼西亚、阿曼、澳大利亚等国的石油探明储量占全球比例均在 1% 以下,而俄罗斯、沙特阿拉伯、委内瑞拉等国家的石油储量占比均位居全球前十,“一带一路”沿线国家占据世界石油探明储量的 56.8%,石油生产量的 51.7%(谢瑾等,2017),石油进口来源的改变对于满足我国庞大的石油需求十分关键。

表 2—16 我国主要石油进口国

1992		2004		2016	
国家	进口额 (亿美元)	国家	进口额 (亿美元)	国家	进口额 (亿美元)
印度尼西亚	7.1	安哥拉	47.2	俄罗斯	168.9
阿曼	4.4	沙特阿拉伯	46.3	沙特阿拉伯	155.7
澳大利亚	1.0	阿曼	42.7	安哥拉	138.7
巴布亚新几内亚	0.9	伊朗	35.4	阿曼	111.5
马来西亚	0.8	俄罗斯	29.4	伊拉克	106.6
也门	0.7	苏丹	16.6	伊朗	93.6
利比亚	0.5	越南	15.5	巴西	60.4
越南	0.4	也门	14.3	科威特	48.3
阿联酋	0.4	刚果	13.4	委内瑞拉	45.9
安哥拉	0.3	印度尼西亚	9.6	阿联酋	38.6

数据来源:UN comtrade 数据库

我国天然气进口包括管道天然气进口和液化天然气两种,其中液化天然气进口发展较早,而管道天然气发展较晚,但两者的快速增长都是从 2010 年开始的,并在 2014 年达到进口峰值(见图 2—47)。

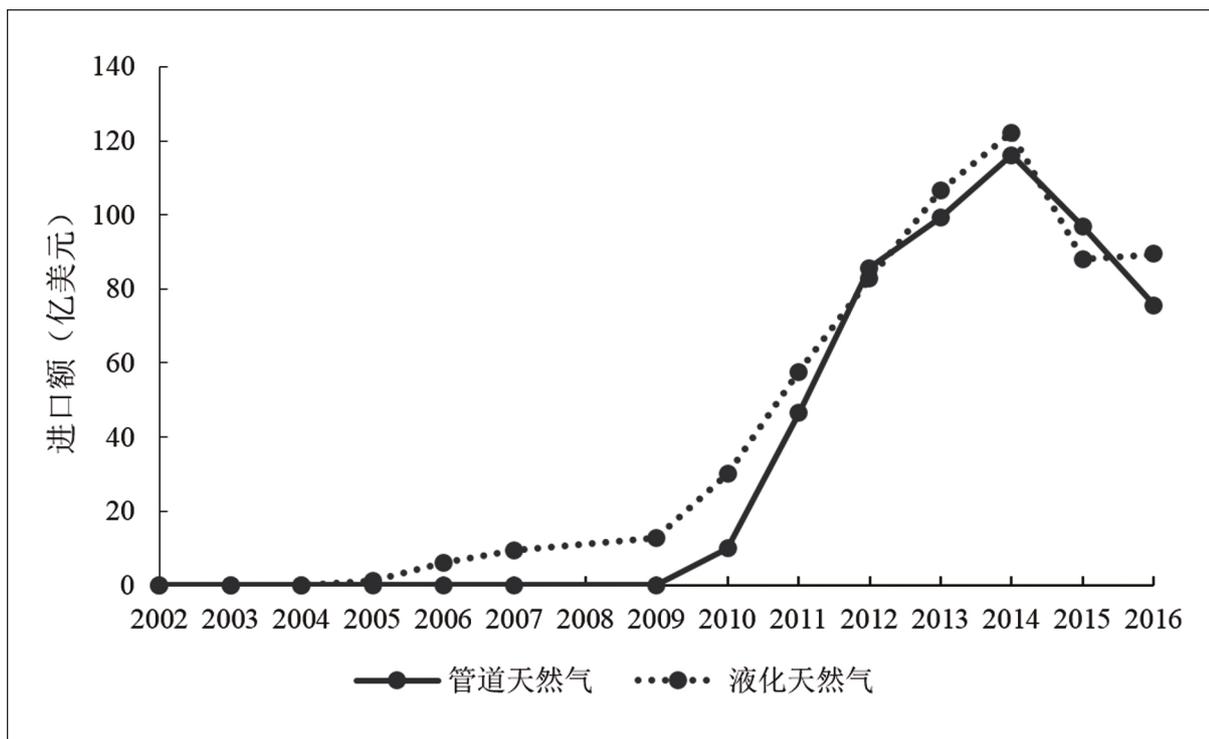


图 2-47 中国天然气进口额

数据来源:UN comtrade 数据库

2010 以来天然气进口的快速发展与我国积极发展新的天然气贸易伙伴,寻找新的天然气卖方相关。我国在近年来的“一带一路”倡议的推行中,不断拓展和中亚各国的经济联系,订立了许多长期的油气管道建设和油气供应计划,保障了我国的天然气供应。表 2-17 对比 2006 年和 2016 年我国气态天然气的进口国家以及 2005 和 2015 年我国液化天然气的主要进口国家及其进口规模。可以看出,我国的主要天然气进口国已经遍布亚、欧、非大陆。2017 年 10 月 3 日,哈萨克斯坦天然气运输公司称将加大对中国出口天然气规模至 50 亿立方米/年,预计出口收入为 10 亿美元。俄罗斯“西伯利亚力量”也将于 2018 年左右开始对我国供气,年供气量同样达 50 亿立方米/年。可以预期“一带一路”沿线国家的管道天然气进口规模还将继续扩张,以支撑我国天然气需求增长和能源结构的转型。

表 2-17

我国主要天然气进口国

管道天然气				液化天然气			
2006		2016		2005		2015	
国家	进口额 (万美元)	国家	进口额 (万美元)	国家	进口额 (万美元)	国家	进口额 (万美元)
英国	1.50	土库曼斯坦	548083.85	泰国	12.65	卡塔尔	282277.97
荷兰	0.71	缅甸	132725.39	缅甸	3.38	澳大利亚	163167.87
美国	0.01	乌兹别克斯坦	68979.20	韩国	1.97	马来西亚	141640.21
		哈萨克斯坦	5600.33	美国	0.18	印度尼西亚	124797.37
		英国	1.84	巴基斯坦	0.04	巴布亚新 几内亚	77878.13
		荷兰	0.89	日本	0.01	阿尔及利亚	18930.55
		德国	0.07			尼日利亚	17778.09

数据来源:UN comtrade 数据库

2.4.2 能源对外投资稳步发展

除了拓展能源进口渠道,我国还积极推动企业“走出去”,在海外进行能源投资、开采、开发等活动。从 2004 年到 2015 年,中国能源类投资占投资总额的 47%,投资项目 164 个,占对外投资项目总数的 30%(段宇平和吴昊,2007)。截至 2016 年底,以中石油、中石化、中海油为主的油气企业已在海外 50 多个国家拥有 200 多个油气投资项目^①,海外油气权益超过 1.3 亿吨^②。根据美国企业研究所(American Enterprise Institute, AEI)的中国海外投资追踪数据(China Global Investment Tracker)的海外能源投资数据,2005—2017 年海外能源投资项目(投资额 1 亿美元以上)累计直接投资规模达到 2398.3 亿美元左右,除此以外,海外能源建设合同累计金额也达到 2515.7 亿美元^③。分年度统计,2012 年能源投资额达到峰值,为 441.7 亿美元。

① http://www.sohu.com/a/212974074_114731

② <http://money.163.com/15/0407/15/AMJVC38C00253DC8.html>

③ China Global Investment Tracker. <http://www.aei.org/china-global-investment-tracker/>

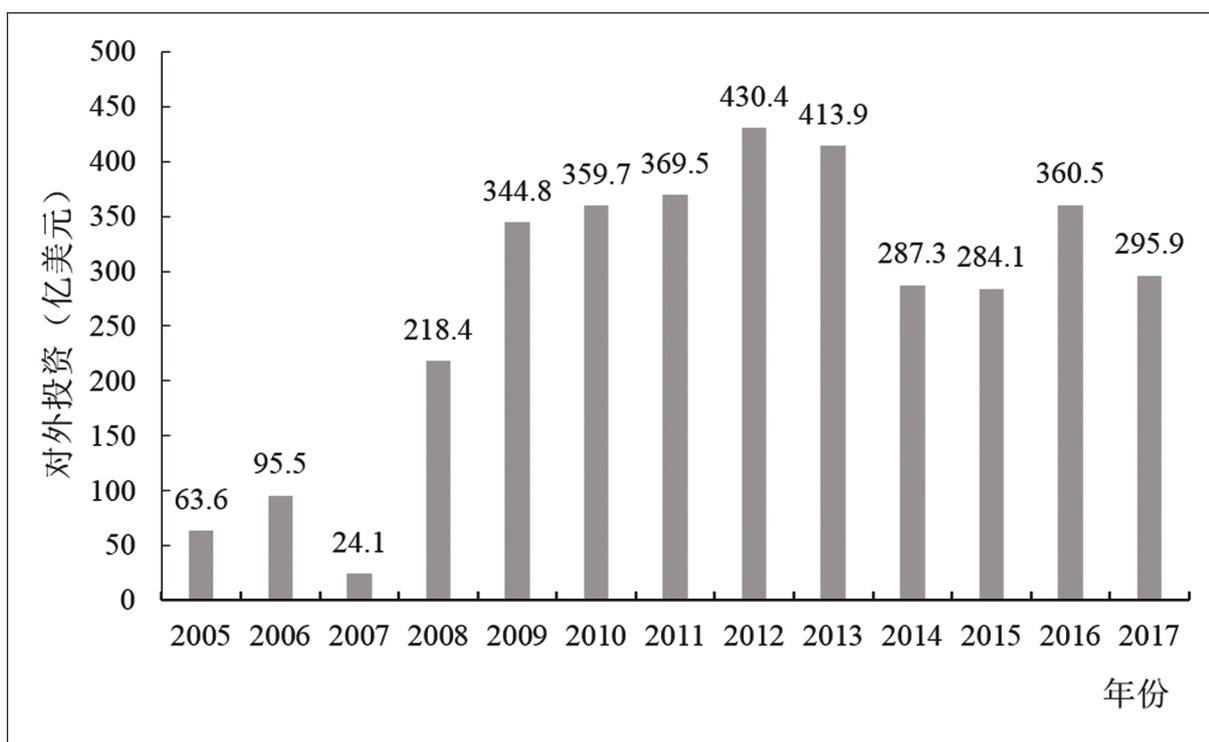


图 2-48 中国能源对外投资额

数据来源: AEI, 中国对外投资追踪数据 (China Global Investment Tracker)

从投资结构看,我国能源企业的海外投资经历了从传统化石能源向风力潮汐发电等新兴行业的延伸,但油气仍是我国主要的投资领域。中国对海外石油的投资达到了将近 1100 亿美元,对天然气的投资虽起步较晚,也达到了 411.4 亿美元。中国对煤炭和水电的海外投资分别为 288 亿美元和 149 亿美元。与油气对外依存度高的原因不同,中国对这两个领域的投资主要是为了获取投资回报。在风、光等替代能源上,投资额仅有 189.4 亿美元,但发展前景较为广阔。

表 2-18 2017 年中国海外能源投资构成

投资领域	替代能源	煤	天然气	水电	石油	其他
投资总额(亿美元)	35.5	42.1	13.5	36.5	130.3	38.0

数据来源:根据 AEI 数据库整理得到

从投资区域看,中国的主要投资区域正逐渐从亚洲、非洲向美国、加拿大等地区扩展,这种转变在金融危机之后尤为明显。2005~2017 年,加拿大、巴西、澳大利亚、俄罗斯、哈萨克斯坦和美国是中国海外能源投资最多的六个国家,其中对美

国的投资总额为 153.8 亿美元,对加拿大的投资总额是美国的 2.5 倍,达到 382.9 亿美元。美洲地区现已成为中国海外累计能源投资最多的地区。

表 2—19 2005—2017 年中国在各区域能源投资额

投资区域	阿拉伯中东和北非	澳大利亚	东亚	欧洲	北美	南美	撒哈拉以南非洲	美国	西亚
投资总额(亿美元)	255.3	340.7	386.9	489.0	412.7	597.6	243.4	153.8	668.3

数据来源:根据 AEI 数据库整理得到

总体来说,中国能源对外投资在近几年发展迅速,企业规模也在不断增加,我国正日益成为全球能源市场上一股举足轻重的力量。在“一带一路”倡议的支持下,能源投资在未来仍然是我国对外直接投资的重点,未来发展前景广阔。

2.5 能源政策体系

2.5.1 能源市场化体制基本建立

中国能源革命^①的一个重要方面是推动能源体制革命,市场化改革始终是贯穿其中的主线。具体而言,形成由市场主导能源价格的机制,是还原能源商品属性和推进能源市场化改革的核心。新一轮价格机制改革在坚持充分发挥市场决定价格的作用,政府不进行不当干预的原则下,提出加快推进电力、天然气、成品油等能源价格的市场化改革^②。目前,煤炭行业已经实现了完全市场化,电力和天然气领域“管住中间、放开两头”的改革取得了初步的进展,石油价格市场化方向初步明确。总体而言,我国能源市场已经初步建立。

(1) 煤炭领域总体实现市场化

煤炭市场化改革大致经历了四个阶段:一是政府管制阶段(1949—1983 年)。在建国初期建立了以国有煤矿为主的煤炭工业生产体系。1949 年,中国成立燃料工业部并在其下设立煤炭管理总局,以进行煤炭的统购统销。1978 年改革开放后,电力短缺一度成为制约经济增长的瓶颈。为扭转能源资源供给短缺的局面,

^① 新华网,习近平:积极推动我国能源生产和消费革命,最近访问时间:2016 年 4 月 11 日, http://news.xinhuanet.com/politics/2014-06/13/c_1111139161.htm

^② 《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》,中发[2015]28 号,最近访问时间:2016 年 4 月 11 日, http://www.gov.cn/xinwen/2015-10/15/content_2947548.htm

1983年,煤炭工业部连续发布《关于加快发展小煤矿八项措施的报告》,《关于进一步放宽政策、放手发展地方煤矿的通知》和《关于积极支持群众办矿的通知》等三项政策鼓励非国有煤矿的发展,以保障煤炭供给。二是双轨制阶段(1983—2002年)。在1983—1985年间,以刺激煤炭产出为目的,中央政府已经开始逐步放松对未纳入计划煤炭的销售价格管制。至1985年,煤炭“双轨制”价格体系形成。对于统一调配的煤矿,计划内生产的煤炭按政府定价销售;未纳入计划内生产的煤炭可以按政府定价上浮50%(后改为70%)的价格向国家销售,或以浮动价格在市场上销售。对于非统一调配的煤矿,以市场议价或按市场价格自行销售。至1992年,煤炭价格以计划价格和市场价格双重机制并存的“双轨制”为特征。1996年恢复了电煤的国家指导价格^①。在随后的几年内,电煤的国家指导价格在维持价格水平稳定的基础上,均有不同幅度的上调。三是初步市场化阶段(2002—2012年)。2002年,国家宣布从当年起取消电煤的国家指导价格^②,标志着煤炭价格的市场形成机制得以确立。2004—2008年间,我国先后启动了四次“煤电价格联动”。四是完全市场化阶段(2013年至今)。2012年,国务院发布了《关于深化电煤市场化改革的指导意见》,提出“自2013年起,取消重点合同,取消电煤价格双轨制”;同时提出,完善煤电价格联动机制,推进电力市场化改革等重点任务^③。在市场化阶段,煤炭价格改革以电煤价格的市场化为主线。在取消国家指导价格后,电煤价格先后由“协调价格”和“价格临时干预措施”进行调控;在市场化改革完成后,国家仅保留应对电煤价格异常波动的调控职能^④。毫无疑问,电煤价格的市场化改革也成为推动电力行业市场化改革的助力。

^① 国家计划委员会,《关于对电煤实行国家指导价格的通知》,计价管[1996]249号,最近访问时间:2016年4月14日, http://www.nea.gov.cn/2011-08/17/c_131054463.htm

^② 国家发展计划委员会,煤炭价格将保持基本稳定——国家计委有关方面负责同志答记者问,最近访问时间:2016年4月14日, http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/jd/200507/t20050708_123651.html

^③ 国务院办公厅《关于深化电煤市场化改革的指导意见》,国办发[2012]57号,最近访问时间:2016年4月15日, http://www.gov.cn/zwggk/2012-12/25/content_2298187.htm

^④ 国务院办公厅《关于深化电煤市场化改革的指导意见》,国办发[2012]57号,最近访问时间:2016年4月15日, http://www.gov.cn/zwggk/2012-12/25/content_2298187.htm

表 2—20

煤炭领域市场化体制改革历程

改革阶段	时间	内容
政府管制	1949—1983	煤炭统购统销
双轨制	1983	煤炭工业部连续发布《关于加快发展小煤矿八项措施的报告》《关于进一步放宽政策、放手发展地方煤矿的通知》和《关于积极支持群众办矿的通知》，鼓励非国有煤矿的发展
	1983—1985	中央逐步放松对未纳入计划煤炭的销售价格管制
	1985	双轨制价格体系形成，以计划价格和市场价格双重机制并存。对于统一调配的煤矿，计划内生产的煤炭按政府定价销售；未纳入计划内生产的煤炭可以按政府定价上浮 50%（后改为 70%）的价格向国家销售，或以浮动价格在市场上销售。对于非统一调配的煤矿，以市场议价或按市场价格自行销售。
	1996	回复电煤的国家制定价格
初步市场化	2002	取消电煤国家指导价格
	2004—2008	4 次煤电价格联动
完全市场化	2012	《关于深化电煤市场化改革的指导意见》，取消重点合同，取消电煤价格双轨制；提出完善煤电价格联动机制，推进电力市场化改革等重点任务

(2) 电力领域的市场化改革取得了突破性的进展

电力体制改革主要经历三个发展阶段：一是垂直一体化阶段（1997—2002 年）。1979 年，我国成立了电力工业部，电力体制是国家集中管理、垂直一体化的体制，电力的发、输、配均由国家所有，并通过行政性命令直接控制。随着我国社会主义市场经济体制的确立，电力行业作为国民经济的基础性、战略性行业，也启动了市场化改革。1997—1998 年实行政企分开，撤销电力部，成立国家电力公司，承接和管理原电力部下属五大区域集团公司、七个省公司和华能、葛洲坝两大直属集团。总体而言，这一阶段的改革重点是政企分开，明确了政府和企业的职能边界。这意味着电力企业发、输、配将不再遵循僵硬的计划指令，而是按照市场规律和规则独立经营和运作，推动了电力市场化改革的起步。二是重组和拆分阶段（2002—2014 年），20 世纪 90 年代末至 21 世纪初的改革，尽管实现了政府和企业的切分，

但电力行业高度一体化的组织结构没有发生根本性的变化。若不将改革的对象瞄准国家电力公司的内部结构,仅是经营权从政府向企业的转移,那么国家电力公司的性质实际上是新的电力部,垄断仍然存在,竞争无法形成,真正的电力市场没有建立起来。在这样的背景下,2002年2月,国务院发布《关于印发电力体制改革方案的通知》(5号文),针对国家电力公司,提出电力体制改革四大目标——厂网分开、主辅分离、输配分离、竞价上网。具体将国家电力公司拆分重组为两大电网公司和五大发电集团,即国家电网、南方电网及国电、华电、华能、大唐和中电投。此外,于2003年3月,国家成立了独立的监管机构,即国家电力监管委员会,开始履行电力市场监管者的职责,实现“政监分开”。2003年7月,国务院公布《电价改革方案》,确定了电价改革的目标、原则及主要改革措施。陆续实行了煤电联动、华电上网标杆电价、居民阶梯电价等多项电价改革。整体而言,该阶段的电改初步破除了电力行业的垄断,实现了厂网分开,在发电侧创造了市场竞争,初步建立了独立的监管机制,电力市场化改革取得了明显的进展。三是电力市场建设阶段(2015年至今)。经历“5号文”一轮电改的探索,我国电力行业真正踏入了市场化改革的第一步,即构建充满竞争的市场化框架。不过,按照国际上电力市场化建设的步骤,“5号文”电改在可竞争领域的拆分上,仅止步于厂网分离,输配环节未实现分离,形成了电网独买独卖的局面。而在此基础上建立的“竞价上网模式”与英国早期的“电力库”模式类似,仅是单侧竞争,电网的阻断使得电力用户无法参与市场交易,电价并不是通过多个买者和多个卖者共同竞争形成的,无法反映出供需双方的支付意愿和供给意愿;导致以竞争为基础的“竞价上网”模式以失败而告终,只能继续按照政府的标杆定价执行;与此同时,电网垄断加竞价上网的模式,使得企业为了在竞争中取得成本优势选择使用煤电,结果固化了以价格相对低廉的煤为主的电源结构,清洁能源的发展裹足不前。也就是说,我国“5号文”电改只完成了一半,改革节奏缓慢、效果不彰也就不难理解。在这样的情况下,2015年3月,国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的意见》(9号文),2015年11月,国家发改委和能源局发布了“9号文”的六个配套文件——《关于推进输配电价改革的实施意见》《关于推进电力市场建设的实施意见》《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》《关于有序放开发用电计划的实施意见》《关于推进售电侧改革的实施意见》《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》。“9号文”及其配套文件要求按照“管住中间、放开两头”的体制构架,发电和售电环节价格由市场形成;输配电价要逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则,分电压等级核定。总体来

说,“9号文”电改肯定了“5号文”电改的工作方向和路径,并在其基础上进行更大力度、更深层次的改革。

表 2—21 电力体制改革历程

改革进程	时间	内容
政企合一 垂直一体化	1949—1985	电力行业发电、输配、售电一体化,实行指令性电价,改革开放后部分实行季节电价和峰谷电价。
发电侧打破垄断 鼓励集资办电	1985	国务院批转《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》的通知(国发[1985]72号)
政企分开	1997	国家电力公司成立
	1998	电力工业部撤销,行政管理职能划归国家经贸委,行业管理职能划归中国电力企业联合会
明确电力体制改革目标	2002.04	国务院《电力体制改革方案》(国发[2002]5号),明确电力体制改革四大目标——厂网分开、主辅分离、输配分离、竞价上网,方案核心:实施厂网分开,竞价上网;重组发电和电网企业;从纵横双向拆分国家电力公司
厂网分离	2002.12	国家电力公司按“厂网分开”原则拆分重组,形成两大电网公司、五大发电集团和四大电力辅业集团
成立监管机构	2003.03	国家电力监管委员会成立
多项电价改革	2003.07	国务院《电价改革方案》,确定电价改革的目标、原则及主要改革措施
	2004.03	出台标杆上网电价政策,统一制定并颁布各省新投产机组上网电价
	2004.12	国家发改委出台煤电价格联动机制措施
	2005.02	颁布《电力监管条例》
	2005.03	制定《上网电价管理暂行办法》、《输配电价管理暂行办法》和《销售电价管理暂行办法》三个实施办法
	2006.06	第二次煤电联动,火电企业电价调整

续表

改革进程	时间	内容
主辅分离	2011.09	中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司成立,并与国家电网、南方电网签订了分离企业整体划转移交协议,实现电力行业主辅分离。
加强输配电成本监管	2011.11	电监会发布《输配电成本监管暂行办法》
明确深化电力体制改革的重点和路径	2015.03	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》中发[2015]9号文,在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上,按照管住中间、放开两头的体制构架,有序放开输配以外的竞争性环节电价,有序向社会资本放开配售电业务,有序放开公益性和调节性以外的发用电计划;推进交易机构相对独立,规范运行;继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究;进一步强化政府监管,进一步强化电力统筹规划,进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。
	2015.11	国家发改委与能源局发布9号文的6个配套文件《关于推进输配电价改革的实施意见》《关于推进电力市场建设的实施意见》《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》《关于有序放开发用电计划的实施意见》《关于推进售电侧改革的实施意见》《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》

(3) 成品油市场化改革方向初步明确

成品油价格调整可分为四个阶段:一是国家定价阶段(1998年之前),国家统一调整成品油价格。二是成品油价格与国际市场直接接轨(1998—2006年)。1998年3月九届全国人大一次会议审议通过《国务院机构改革方案》,国务院组建了中国石油天然气集团公司与中国石油化工集团公司。1998年6月,国家发展计划委员会发布关于贯彻执行《原油、成品油价格改革方案》的通知汽油、柴油以政府指导价为基准,由原国家计委按进口完税成本为基础加国内合理流通费用确定零售中准价,中石油、中石化在上下浮动5%的幅度内自主定价,定价机制由国家定价变化为政府指导价。2000—2006年间,国内成品油价格参照市场由最初的新加坡逐渐扩展到新加坡、鹿特丹、纽约三地成品油价(6:3:1),当国际油价上下波动幅度超过8%时,由国家发改委调整零售中准价。三是与国际市场有控制的间接接

轨(2006—2013年)。2006年,国家发改委进行石油价格综合改革,成品油定价机制改为“在国际市场原油价格的基础上加上合理成本和适当利润”,国内成品油价格实行政府指导价,零售基准价以出厂价格为基础,加流通环节差价确定,并允许企业在此基础上上下浮动8%确定具体零售价格;2008年,国务院印发《关于实施成品油价格和税费改革通知》(国发[2008]37号),汽、柴油零售实行最高零售价格。最高零售价格由出厂价格和流通环节差价构成。国内成品油出厂价格以国际市场原油价格为基础,加国内平均加工成本、税金和适当利润确定,同时提高成品油消费税;2009年,国家发改委印发《石油价格管理办法(试行)》,设定成品油价格调控上下限。四是市场化改革方向初步明确。2013年,国家发改委出台了《关于进一步完善成品油价格形成机制的通知》(发改价格[2013]624号),在以下四方面进行性改革 1)将成品油调价周期由22个工作日缩短至10个工作日;2)取消挂靠国际市场油种平均价格波动4%的调价幅度限制;3)适当调整国内成品油价格挂靠的国际市场原油品种;4)完善价格调控程序,同时做好相关补贴工作。2016年,国家发展改革委发布《关于进一步完善成品油价格形成机制有关问题的通知》(发改价格[2016]64号),印发《石油价格管理办法》,调整成品油价格调控下限。总而言之,2013年取消价格管制的措施意味着成品油市场改革改革的方向初步明确。

表 2—22 成品油定价机制改革历程

定价方式	时间	内容
国家定价	1998年前	国家统一调整成品油价格
政府指导价	1998.06	国家发展计划委员会发布《关于贯彻执行〈原油、成品油价格改革方案〉的通知》,汽油、柴油以政府指导价为基准,由原国家计委按进口完税成本为基础加国内合理流通费用确定零售中准价,中石油、中石化在上下浮动5%的幅度内自主定价
	2001.11	调整成品油价格靠挂油种,由新加坡拓展到新加坡、鹿特丹、纽约(6:3:1)三地成品油价,当国际油价上下波动幅度在5%—8%的范围内时保持油价不变,超过这一范围时由国家发改委调整零售中准价
	2006.03	国内成品油价格实行政府指导价,零售基准价以出厂价格为基础,加流通环节差价确定,并允许企业在此基础上上下浮动8%确定具体零售价格

续表

定价方式	时间	内容
政府指导价	2007.02	调整成品油价格靠挂油种,布伦特、迪拜、米纳斯三地原油期货价格的加权平均值(4:3:3);当国际市场原油连续 22 个工作日移动平均价格变化超过 4%时,相应调整国内成品油价格
最高零售限价	2008.12	国务院《关于实施成品油价格和税费改革的通知》(国发[2008]37号)汽、柴油零售实行最高零售价格。最高零售价格由出厂价格和流通环节差价构成。国内成品油出厂价格以国际市场原油价格为基础,加国内平均加工成本、税金和适当利润确定。
	2009.05	国家发展改革委《关于印发〈石油价格管理办法(试行)〉的通知》(发改价格[2009]1198号),印发《石油价格管理办法(试行)》;设定成品油价格调控上下限,当国际市场原油价格低于每桶 80 美元,按正常加工利润率计算成品油价格,高于每桶 80 美元,开始扣减加工利润率,直至零利润,高于每桶 130 美元,汽柴油价格原则上不提或少提
	2013.03	国家发展改革委《关于进一步完善成品油价格形成机制的通知》(发改价格[2013]624号),调整国内成品油价格挂靠油种;缩短成品油调价周期,汽、柴油价格根据国际市场原油价格变化每 10 个工作日调整一次
	2016.01	国家发展改革委《关于进一步完善成品油价格形成机制有关问题的通知》(发改价格[2016]64号)调整成品油价格调控下限,印发《石油价格管理办法》

(4)天然气定价机制改革稳步推进

我国对天然气进行定价始于 1956 年,市场化改革经历了三个阶段:一是国家定价阶段(1956—1993 年)。国家统一天然气出厂价,定价的主要原则是成本加成定价。二是国家定价与政府指导价并存阶段(1993—2004)。1993 年开始实行企业自销天然气价格政策,1994 年规定了企业自销天然气价格中准价,允许在中准价基础上上下浮动 10%。三是政府指导价(2005—2016 年)。2005 年,国家发改委

将天然气统一定价改为政府指导价。在随后的几年里,政府指导价的方式进行了若干次调整。依次是:1)2005年将“统一定价”改为“分类分档定价”,具体是将出厂价格分为化肥生产用气、工业用气和城市燃气三类,同时将天然气出厂价格归并为两类,允许上浮10%;2)2013年将“出厂环节定价”改为“最高门站定价”,实行最高上限价格管理,供需双方可在国家规定的最高上线价格范围内协商确定具体价格。3)2015年将“最高门站定价”改为“基准门站定价”,允许双方自主协商定价,定价范围为“基准门站价”上浮20%下浮不限。2016年10月9日,国家发展改革委印发《天然气管道运输价格管理办法(试行)》和《天然气管道运输定价成本监审办法(试行)》的通知,放开气源和销售价格由市场形成,政府只对属于网络型自然垄断环节的管网输配价格进行监管。总体而言,天然气领域“管住中间、放开两头”的格局已经初步建立。

表 2—23 天然气定价机制改革历程

定价方式	时间	内容
国家定价	1956—1993	以“成本加成”为基本原则,根据天然气成本加上合理利润,同时兼顾用户承受能力,由政府部门定价 终端门站价格由出厂价格、管道运输价格和地方输配价格组成,其中出厂价格、管道运输价格由国家发改委制定,地方输配价格由地方发改委制定
国家定价与政府指导价并存	1993	实行企业自销天然气价格政策
	1994	规定企业自销天然气价格中准价,允许在中准价基础上上下浮动10%
政府指导价	2005.12	国家发改委《关于改革天然气出厂价格形成机制及近期适当提高天然气出厂价格的通知》,确立国家调控下的成本加成定价机制。将天然气出厂价格分为化肥生产用气、工业用气和城市燃气三类,出厂价格归并为两档,允许上浮10%,下浮幅度不限
	2007	国家发改委《国家发展改革委关于调整天然气价格有关问题的通知》,放开供LNG生产企业的天然气出厂价格,由供用双方协商确定

续表

定价方式	时间	内容
政府指导价	2010.06	国家发改委《国家发展改革委关于提高国产陆上天然气出厂基准价格的通知》 取消价格“双轨制”；出厂基准价格允许浮动的幅度统一改为上浮 10%，下浮不限；车用天然气与 90 号汽油最高零售价格之比不低于 0.75:1，保持车用气合理比价
	2013.06	国家发改委《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》天然气价格管理由出厂环节调整为门站环节，门站价格为政府指导价，实行最高上限价格管理；区分存量气和增量气
	2014.03	国家发改委《国家发展改革委关于建立健全居民生活用气阶梯价格制度的指导意见》，居民用气实施阶梯价格制度
	2015.02	国家发改委《国家发展改革委关于理顺非居民用存量天然气价格的通知》 存量气和增量气并轨；放开天然气直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，由供需双方协商定价
	2015.11	国家发改委《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》，将非居民用气由“最高门站价格管理”改为“基准门站价格管理”，允许供需双方在“基准门站价”基础上上浮 20% 下浮不限
	2016.10	国家发改委发布《天然气管道运输价格管理办法（试行）》《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》提出长输管道成本核算办法，规定准许收益率按管道负荷率（实际输气量除以设计输气能力）不低于 75% 取得税后全投资收益率 8% 的原则确定
	2017.05	中共中央、国务院《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》明确深化石油天然气体制改革的指导思想、基本原则、总体思路 and 主要任务

2.5.2 能源监管政策

我国能源市场已经初步成立。政府监管政策是能源市场中重要的组成部分，也是能源市场有序开展的有力保障。总体而言，我国已经初步建立了多部门合作的能源监管体系(见图 2—49)。在自然垄断领域，国家发改委价格司实施成本审查，制定政府指导价格，规范垄断利润。在电力市场等竞争性市场中，国家发改委价格监督检查与反垄断局主要组织市场价格行为监督工作，调查、认定和处理重大的不正当价格行为和案件，以及负责反价格垄断执法工作，调查、认定和处理重大的价格垄断行为和案件。同时，国家能源局市场监管司及各区域监管局、省级监管办公室，主要监管能源市场运行，规范能源市场秩序，监督检查能源价格。

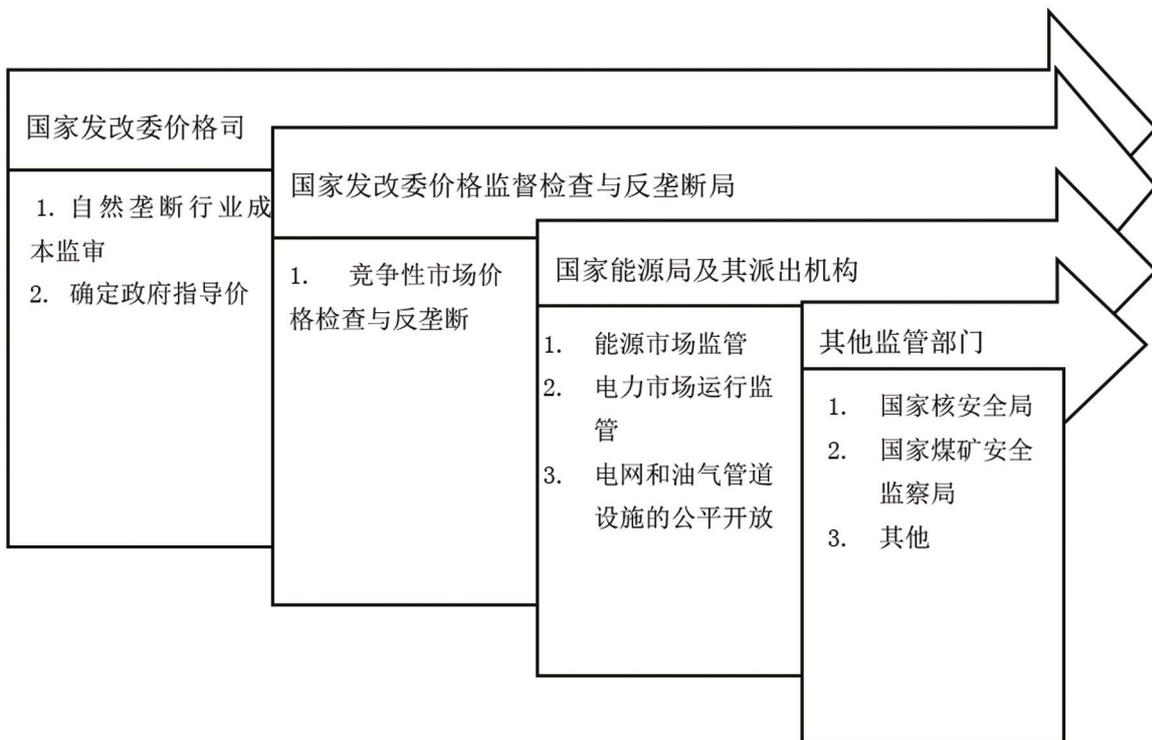


图 2—49 国家能源监管体系

资料来源：国家部委网站

(1) 煤炭市场

煤炭市场虽然整体实现市场化，但是由于近年来煤炭行业产能过剩严重，行业亏损面大，资金链紧张、人员安置问题困难，“政府之手”加强了对煤炭行业的管理。

除国家能源局煤炭司负责淘汰煤炭落后产能、国家煤矿安全监察局负责煤矿安全监察执法等生产安全管理外,国家针对煤炭行业产能过剩问题,又提出一系列政策。2016年2月,国发7号文《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》提出市场倒逼与政府支持相结合、化解产能与转型升级相结合、整体推进与重点突破相结合的基本原则,着眼于推动煤炭行业供给侧结构性改革,积极稳妥化解过剩产能。文件中还规定了煤炭行业的进入、退出标准,要求2016—2018年3年内原则上停止审批新建煤矿项目、新增产能的技术改造项目 and 产能核增项目;确需新建煤矿的,一律实行减量置换;在生产安全、质量和环保、技术和资源规模以及经营和社会责任等方面存在一定隐患或问题的,通过给予政策支持等综合措施,引导有序退出。此外,文件中还明确规定了要严格控制超能力生产,要求全面实行煤炭产能公告和依法依规生产承诺制度。具体来说,国家能源局牵头开展煤矿产能登记工作,并每半年向全社会公布全国煤炭生产能力情况;依法依规生产承诺指的是从2016年开始,煤矿按全年作业时间不超过276个工作日确定煤矿产能。这一限产政策对于煤炭行业及下游行业的影响,具体分析参见专栏《颤抖着的政府之手》。

(2) 电力市场

2015年中发9号文明确了“管住中间、放开两头”的电力体制改革思路,要有序推进电价改革,理论电价形成机制。管住中间,即对自然垄断的输配电行业进行监管,主要由国家发改委价格司承担。2015年6月9日,国家发改委印发《输配电定价成本监审办法(试行)》。2017年1月,《省级电网输配电价定价办法(试行)》在经过了1个月的征求意见后,国家发展改革委正式颁布出台。经过电力体制改革,我国逐步打破了电网企业原有的“独买、独卖”模式,目前通过采取收益率管制的方法,限制电网企业的利润率。截止2017年底,我国已全面完成省级电网输配电价改革,力争在2018年完成跨省跨区专项输电工程和区域电网输电价格改革。

放开两头指的是放开发电侧和售电侧市场,建设电力市场。在售电侧,《关于推进售电侧改革的实施意见》(发改经体[2015]2752号)明确指出向社会资本开放售电业务,多途径培育售电侧市场竞争主体。自2015年1月全国首家售电公司成立以来,伴随着售电侧改革的稳步推进,售电侧放开程度不断加深,售电主体数量飞速增长。截止2017年4月13日,全国工商注册的售电公司有八千多家,在电力交易中心公示出来的已有一千多家。由于售电公司目前经营相对混乱,盈利模式也并不清晰,大部分公司并不能很好的服务市场主体,影响了改革红利的释放,国家发改委、国家能源局颁布了《售电公司准入与退出管理办法》,各省级电力交易中心也配套发布了各省《售电公司市场注册

规范指引》，完善对售电公司进入和退出的监管。在发电侧，有序缩减发电计划，开展发电企业与用户直接交易。目前我国已成立国家级和省级电力交易中心，发电企业、售电企业、电力用户等可在市场交易平台进行电力交易。

(3) 成品油市场

目前我国成品油市场充分竞争，但成品油价格受到政府监管。根据国家发改委《关于进一步完善成品油价格形成机制有关问题的通知》（发改价格〔2016〕64号）及《石油价格管理办法》，我国汽、柴油零售价格和批发价格实行政府指导价，向国家储备和新疆生产建设兵团供应汽、柴油，实行政府定价。汽、柴油最高零售价格是以国际市场原油价格为基础，考虑国内平均加工成本、税金、合理流通环节费用和适当利润确定。并按照国际市场原油价格低于每桶 40 美元（含）、高于每桶 40 美元低于 80 美元（含）以及高于每桶 80 美元三档采取不同的定价模式，每 10 个工作日调整一次，调价幅度较低时累加或冲抵到下次。在汽、柴油最高零售价格的基础上，规定汽、柴油最高批发价格。汽、柴油最高零售价格实际上是一种价格上限管制政策，国家发改委价监局依法对成品油生产、批发和零售企业的价格活动进行检查，并依照法律法规对价格违法行为实施行政处罚。

(4) 天然气市场

目前我国对国产陆上天然气实施国家管制定价，生产、管输、配送三个环节均实行国家指导价，定价模式采用“市场净回值法”。国内陆上气在不同环节的价格分别是：出厂价（井口价）、门站价（批发价）、零售价。其中，门站价 = 出厂价 + 管输价（长途管输费用），零售价 = 门站价 + 配气价（城市配气费用）。出厂价、管输价、门站价由国家发展改革委管理，配气价由省级物价主管部门管理（张前荣，2016）。而国产海上天然气和进口 LNG 基本实现了市场化定价，进口管道气则主要采用双边垄断定价模式，通过政府谈判确定，进口后纳入国产陆上天然气体系，实行国家指导价。目前进口管道气呈现“价格倒挂”状况，亏损部分由进口商自行承担（张前荣，2016）。

由于产业组织相似，天然气价格改革同样以“管住中间、放开两头”为目标，仿效针对自然垄断型的电网企业进行的输配电价改革，天然气管道运输也受到了收益率管制。依据《关于加强配气价格监管的指导意见》，天然气准许收益率不超过 7%。2017 年，依据国家发改委《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》，我国已完成长输天然气管道运输定价成本监审，并依据《国家发展改革委关于进一步加强垄断行业监管的意见》（发改价格规〔2017〕1554 号），力争在 2018 年在各地区建立起天然气输配环节定价办法、成本监审办法，重新核定省内短途管道运输价格，制定独立配气价格。输气配气价格核定

是天然气价格改革的前提,为进一步理顺我国天然气价格打下基础。

2.5.3 能源社会政策

(1) 电力普遍服务消灭无电人口

电力普遍服务是我国政府选择实行的社会政策,指的是由电力经营企业具体实施,确保所有用户都能以可承受的电价,获得可靠的、持续的基本电力服务。2002年颁布的电改“5号文”首次在正式文件中提出了电力普遍服务:“国家制定政策,采取措施,确保所有用户都能以合理的价格,获得可靠的、持续的基本电力服务。”除此以外《电力法》、《电力供应和使用条例》、《电力业务许可证管理规定》等法律法规也对电力普遍服务制度做出了相应的规定。在新一轮电力体制改革中,对普遍服务也提出了新的要求。电改“9号文”中要求完善政府公益性调节性服务功能,以确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电,加强老少边穷地区电力供应保障,确保无电人口用电全覆盖。除此之外,还要求提高电力供应的安全可靠水平,有效保障供需紧张下居民等重点用电需求不受影响。

普遍服务政策的维持需要付出一定的成本和代价。我国的电力普遍服务主要由各省电力公司,即省级电网企业承担,电网企业确实其中投入了大量的人力、物力、财力。在一些偏远地区,铺设电网的高投入势必无法从当地居民的电费中回收,这就需要电网企业通过在其他业务上的盈利弥补这部分不足,并承担电网薄弱地区的电网建设和维护工作。目前我国主要是通过电价的交叉补贴这种形式,向部分用户(如工商业用户)收取较高电价以补贴另一部分用户(如居民)的电价,来维持电力的普遍服务。

然而,在部分偏远地区,如青海、甘肃等地区,由于电网架设难度大、成本高,工商业用户比重小、用度低,光靠省内用户间的交叉补贴仍然无力承担无电人口的用电问题。党中央、国务院特设专项资金,确保在“十二五”期间,全面解决我国无电人口的用电问题,使得人民的生产生活水平有效提高,解民生之忧。据统计,截至2012年年底,我国共有273万无电人口,主要分布在新疆、四川、青海、甘肃、内蒙古、西藏。2013年,国家能源局制定了《全面解决无电人口用电问题3年行动计划(2013—2015年)》,明确了技术路线、工作任务及工作措施。2013、2014年,我国分别新增通电人口150万和250万,2015年6月四川省最后19.8万人口通电,2015年12月青海省最后3.98万无电人口通电,至此我国无电人口问题全部解决。三年间,国家共安排投资247.8亿元,采用电网延伸和可再生能源独立供电等多重方式,顺利实现“十二五”目标。

(2) 电价交叉补贴保障居民用电

由于我国选择了电力普遍服务这一政策,就存在着谁为普遍服务买单的问题。目前我国主要采用电价交叉补贴的形式,具体包含工业与居民、城市居民与农村居民、高电压等级用户与低电压等级用户之间的多种交叉补贴,并由电网企业在电价中直接补贴和结算。一般而言,工业用电电压等级较高,用电量较大,供电成本较低;而居民的用电供给成本较高。相对于农村居民,城市居民的用电规模性明显,运输线路较短,因而供电成本较低。相对于电压等级较低的用户,高电压输电成本较低。与供电成本相悖,在我国的电力价格体系中,工业电价较高,而居民电价较低;城市居民电价较高,而农村居民电价较低;高电压等级的电价较高,而低电压等级的电价较低。具体情况可见下表。

表 2—24 2016 年我国各地区各类用户电价情况(元/千瓦时)

地区	农业用电	居民	一般工商业	地区	农业用电	居民	一般工商业
北京	0.5835	0.6435	0.8745	湖北	0.5587	0.858	0.87
天津	0.586	0.49	0.8836	湖南	0.459	0.588	1.03
河北	0.5215	0.52	0.7162	广东	0.6331	0.6066	0.9388
山西	0.357	0.467	0.6963	广西	0.4925	0.5233	0.8175
内蒙古	0.428	0.48	0.6783	海南	0.768	0.6083	0.6597
辽宁	0.4946	0.5	0.842	重庆	0.58	0.82	0.8255
吉林	0.484	0.525	0.8866	四川	0.5321	0.7236	0.7536
黑龙江	0.369	0.51	0.908	贵州	0.4754	0.7556	0.7224
上海	0.544	0.917	0.777	云南	0.452	0.8	0.663
江苏	0.509	0.8283	0.8366	西藏	0.2	0.54	0.84
浙江	0.728	0.838	0.8929	陕西	0.5174	0.7983	0.8134
安徽	0.5558	0.5953	0.8234	甘肃	0.4489	0.51	0.7888
福建	0.7006	0.7983	0.7773	青海	0.3467	0.6771	0.6551
江西	0.725	0.6	1.02	宁夏	0.473	0.4486	0.767
山东	0.56	0.846	0.7639	新疆	0.226	0.55	0.579
河南	0.47286	0.5238	0.7695				

注:为不满 1 千伏用户平段电价。若数据缺失,用 2015 年替补。作者整理。

2015 年 3 月,中共中央办公厅发布电改“9 号文”,将妥善处理交叉补贴作为重

点任务。要求结合电价改革进程,配套改革不同类型电价之间的交叉补贴。规定在过渡期间,由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额,通过输配电价回收。这意味着交叉补贴的实施形式发生了变化,此前,交叉补贴直接蕴含在不同用户的销售电价中,通过高低电价来实施交叉补贴,这样的问题在于形成了交叉补贴黑箱,无法明确各类用户之间的交叉补贴数额。交叉补贴通过输配电价回收是交叉补贴实施的新形式,更有利于实现交叉补贴成本的明晰化。除此之外,为了核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价,电改配套文件《关于推进输配电价改革的实施意见》也提出要测算交叉补贴数额,分类推进交叉补贴改革,逐步减少工商业内部交叉补贴,妥善处理居民、农业用户交叉补贴,鼓励采取多种措施保障交叉补贴资金来源。2015年10月,中共中央颁布《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》,要求加快推进能源价格市场化,并提出稳妥处理和逐步减少交叉补贴,还原电力商品属性。

专栏:光伏扶贫成为国际减贫新经验

什么是“光伏扶贫”?

光伏扶贫是由国家能源局和国务院扶贫办联合推广的新型能源扶贫模式。其特点是将“光伏发电”与“精准扶贫、精准脱贫”相结合。目前我国光伏扶贫主要采用“自发自用、多余上网”的方式,即在贫困家庭屋顶和农业大棚上铺设太阳能电池板。所产生的太阳能发电可以供农民家庭自身使用,同时每户家庭的设备都接入电网,可将多余的发电量出售给电网,获得收入。这种新型扶贫模式旨在充分利用贫困地区太阳能资源丰富的优势,通过开发太阳能资源产生连续稳定的收益,从而实现扶贫减贫脱贫和新能源利用、节能减排相结合。

2014年末,国家能源局和国务院扶贫办联合印发了光伏扶贫工程工作方案,在安徽、宁夏、山西、河北、甘肃、青海等省份三十余个县开展首批光伏扶贫试点。三年来,光伏扶贫试点取得了明显的效果。根据国家能源局消息,2015—2017年国家能源局通过光伏扶贫项目已帮扶约80万建档立卡贫困户。仅2015年,光伏精准扶贫试点建设规模达1836兆瓦,年均收益22.6亿元,投资收益率接近13.72%;近43万建档立卡贫困户实现增收,其中包括8.8万户失能贫困户,解决了956个贫困村无集体收入的问题。

“十三五”以来至今,两部委继续全面推广光伏扶贫的成功经验。根据国家能源局下发的《2018年能源工作指导意见的通知》,2018年计划下达村级光伏扶贫电

站规模约 1500 万千瓦,惠及约 200 万建档立卡贫困户。表 2-26 展示了“十三五”第一批光伏扶贫项目计划。可以看到,新一批光伏扶贫范围覆盖共十四各省、自治区约 236 个县的 14556 个村。

表 2-26 “十三五”第一批光伏扶贫项目计划汇总表

序号	省份	县 (个)	建档立卡贫 困村(个)	帮扶户数 (户)	电站数量 (个)	建设规模 (千瓦)
1	山西	35	4478	163117	2859	1029461.04
2	青海	39	1627	68086	97	471600
3	宁夏	4	310	23598	306	99670
4	吉林	4	182	8523	120	53257
5	海南	1	5	189	5	1146
6	黑龙江	18	998	62305	724	349320.26
7	陕西	15	898	43836	468	244579.92
8	甘肃	29	1432	74240	767	428462
9	安徽	14	708	45172	662	253686.5
10	内蒙古	17	925	77134	755	367633
11	四川	16	423	3540	17	16996
12	河北	23	2006	90843	1412	615506.132
13	新疆	15	432	33335	378	197924
14	云南	6	132	16833	119	56996
	全国合计	236	14556	710751	8689	4186237.852

来源:《国家能源局 国务院扶贫办关于下达“十三五”第一批光伏扶贫项目计划的通知》

“光伏扶贫”好在哪里?

随着光伏扶贫项目在全国范围内推广,这种中国特色的新型扶贫模式逐渐受到国内外各界的广泛关注,并且已经成为国际减贫的重要经验。我们认为光伏扶贫的模式主要有三大优势:

第一,从经济学角度来分析,光伏扶贫解决了扶贫过程中的逆向激励问题。目前国内外主要减贫手段,包括最低生活保障或负所得税(如美国的 EITC)等,在一定程度上会扭曲居民在是否工作之前的选择,从而产生对工作意愿的“逆向激励”,

也就是“养懒人”的效应。如何设计有效的扶贫手段来减少这种逆向激励问题一直是政策和理论界的重点和难点。公共经济学理论已经表明,无论对于补贴还是征税,最优的方式都是通过“一次总付”的补贴和税收来进行。光伏扶贫的模式实际上就属于对农民的“一次总付”性补贴,它的优势在于不与农民的劳动行为直接相关,因此不会扭曲农民的劳动参与。而且,正所谓“授人以鱼不如授人以渔”,光伏扶贫模式还实现了扶贫的可持续化。这是因为光伏扶贫的“造血模式”一改以往扶贫方法的“输血模式”,不仅解决了农民的短期贫困,更为农民提供了长期的稳定收入来源。

第二,光伏扶贫将扶贫与普遍服务结合,并且充分利用了我国贫困人口的地域分布特点。扶贫和普遍服务都是政府社会政策当中重要的组成部分。以电力供应为例,电力普遍服务要求政府要对不同地域、不同居住类型和不同收入水平的居民无差异的提供电力服务。而由于对于山区等欠发达地区的普遍服务往往存在固定成本投入大、收益低等问题,因而单独依靠市场主体难以实现,且通过交叉补贴方式融资则会造成扭曲和低效率。光伏扶贫利用政府财政和扶贫资金,一定程度上解决偏远地区普遍服务问题。在对欠发达地区的农村提供扶贫的同时,也实现了对这些地区普遍服务的覆盖。同时,我国的经济特点特点是贫困人口主要集中于中西部地区,而这些地区往往也是太阳能光照丰富的地区。因此,光伏扶贫政策很好的利用了这两大特点,实现了扶贫与普遍服务的“一箭双雕”。

第三,光伏扶贫能够吸引社会资本进入,实现企业参与扶贫。光伏扶贫制度的一个重要创新是促进政府和社会资本的合作。根据我们的调研,光伏扶贫资金包括设备的购置和安装以及电网接入,主要是通过专项基金拨款、地方政府配套、光伏企业和居民各自承担,以及电网企业配套的方式筹集。其中,居民承担的部分,也可由前几年的发电收益抵扣。而光伏企业通过持有股权或者由地方政府配套划拨商业性光伏发电用地等方式实现收益。这种模式使得扶贫不仅仅依赖于财政资金,很大程度上拓宽了扶贫资金来源渠道,并且为村与企业合作提供了新的路径和可能。

2.5.4 能源环境气候政策

在过去数十年的发展中,我国环境污染问题愈加凸显,治理环境污染成为政府工作的核心目标之一。环境污染不仅带来巨大的经济成本,使人们在环境治理、健康等方面增大开支,还会通过影响人们健康损害社会人力资本积累,制约经济长远发展。然而,长期以来我国缺乏环境税、资源税、碳市场等治理环境污染的财政工

具。在企业与政府的博弈中,政府往往难以完全遏制企业的非法排污行为,在环境污染严重,可能引发社会问题的情况下,政府以行政命令规制污染问题,带来较大的经济成本;在环境污染程度较低的时候,则以降低环境标准为手段招商引资。这种做法导致我国环境污染问题呈现恶化的趋势。近年来,随着环境恶化和气候变化带来的国际国内压力,我国在推进环境治理和温室气体减排方面付出了大量努力。

(1)环境质量标准提升

2012年环保部对《环境空气质量标准》(下称标准)进行了第三次修订,调整环境空气功能区分类和污染物项目及限值,收严监测数据统计的有效性规定,将有效数据要求由50%—75%提高至75%—90%。标准将PM_{2.5}一级年平均浓度限值定为15 $\mu\text{g}/\text{m}^3$,二级年平均浓度限值定为35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$,将臭氧8小时平均浓度限值定为100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。2013年6月14日、2015年4月16日、2016年5月28日国务院分别出台了《大气污染防治计划》、《水污染防治计划》和《土壤污染防治计划》,简称“气十条”、“水十条”和“土十条”。“气十条”在加快产业结构调整中明确规定,要严格控制钢铁、水泥等落后产能行业的淘汰任务,2017年,全国煤炭比重需降低到65%以下,京津冀、长三角、珠三角的煤炭消费量要达到负增长。相比于大气和水污染,土壤污染具有隐蔽性,防治工作起步较晚。“土十条”的目标是到2020年,受污染耕地安全利用率达到90%,污染地块安全利用率达到90%以上,淘汰牵涉重金属的落后产能,重点重金属排放量环比2013年下降10%。

2017年4月10日,环保部印发《国家环境保护标准“十三五”发展规划》。根据规划,“十三五”期间,环境保护部将全力推动约900项环保标准制修订工作。同时,将发布约800项环保标准,包括质量标准和污染物排放(控制)标准约100项,环境监测类标准约400项,环境基础类标准和管理规范类标准约300项,支持环境管理重点工作。

(2)设立能源财税政策

自1994年《中华人民共和国资源税暂行条例》(下称《条例》)发布以来,资源税就一直起到鼓励资源节约和保护环境的作用,资源税的征收范围包括原油、天然气、煤炭、其他非金属矿原矿、黑色金属矿原矿、有色金属矿原矿和盐等。2007年,焦煤的资源税额标准确定为每吨8元。2011年9月30日国务院重新修订《条例》,原油和天然气按销售额的5%—10%征收资源税,2014年煤炭资源税也改为从价计征。2016年5月9日,财政部和国家税务总局发布《关于全面推进资源税改革的

通知》，将资源税征收范围扩大到了水资源，并允许各省根据自身情况对其他自然资源提出征收资源税的具体方案建议。

为应对气候变化，减少碳排放，我国不仅对化石能源的使用进行限制，还大力鼓励新能源和可再生能源的发展。2012年3月，财政部、国家发展改革委、能源局联合印发了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》。在核电和光伏发电等新能源使用方面，2008年4月10日，国家出台《关于核电行业税收政策有关问题的通知》，规定核力发电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起15个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减。2016年7月25日，财政部和国家税务总局发布《关于继续执行光伏发电增值税政策的通知》，规定自2016年1月1日至2018年12月31日，对纳税人销售自产的利用太阳能生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策。除此之外，我国还从车辆购置税和车船税、企业所得税、增值税等方面鼓励节能企业和新能源的发展，减少污染物排放。

2006年9月14日，《关于调整部分商品出口退税率和增补加工贸易禁止类商品目录的通知》发布，调整部分商品出口退税率，限制“两高一资”产品^①出口，对锡、锌、煤炭部分资源类产品取消出口退税。2010年6月22日，财政部和国家税务总局联合下发《关于取消部分商品出口退税的通知》，明确从7月15日开始，取消包括部分钢材、有色金属建材等在内的406个税号的产品出口退税。此次取消出口退税的产品主要分成六大类，包括部分钢材，部分有色金属加工材，银粉，酒精、玉米淀粉，部分农药、医药、化工产品，以及部分塑料及制品、橡胶及制品、玻璃及制品，这些产品之前都享受了5%到17%不等的出口退税率。

我国目前还对汽油、柴油、石脑油、溶剂油、航空煤油、润滑油、燃料油等七种成品油征收成品油消费税，在2014—2015年间，我国不断上调成品油消费税标准。根据财政部国家税务总局《关于继续提高成品油消费税的通知》，现行成品油消费税单位税额分为两档，第一档为1.2元/升，适用于柴油、航空煤油和燃料油；第二档为1.52元/升，适用于汽油、石脑油、溶剂油和润滑油。成品油消费税可以减少对成品油的需求，从而减少成品油消费引起的污染物排放。为了加强征管力度，国家税务总局颁布《关于成品油消费税征收管理有关问题的公告》，于2018年3月1日起实施新的征管办法，要求成品油发票全部通过增值税系统开具。这一项做法可以将增值税上下游约束强、不重复课税、征管难度低等特点融入消费税的征管之

^① “两高一资”产品是指高耗能、高污染和资源性产品。

中,减少成品油偷税漏税的情况。

2003年1月2日,我国发布《排污费征收使用管理条例》(下称《条例》)对污染环境的行为予以管理和规制。《条例》将污染物分为大气、水、固体废弃物和噪声四种。对大气和水污染物按照当量值征排污费,每一污染当量征收标准分别为0.6元和0.7元;将固体废弃物分为一般废弃物和危险废弃物两大类,危险废弃物排污费征收标准为每次每吨1000元;噪声则按照超标的分贝数征收噪声超标排污费,超过16及16分贝以上每月征收11200元。2014年9月5日,国家发展改革委、财政部和环境保护部近日联合印发《关于调整排污费征收标准等有关问题的通知》,提高收缴率,废气中的二氧化硫和氮氧化物排污费征收标准调整至不低于每污染当量1.2元,污水中的化学需氧量、氨氮及铅、汞、铬、镉和类金属砷五项主要重金属排污费征收标准不低于每污染当量1.4元。环保部按季度公布《国家重点监控企业排污费征收公告》。2016年12月15日,全国人大正式通过《中华人民共和国环境保护税法》,确定了我国的环境保护税征收规则,并于2018年正式征收。环境保护税取代了实行15年的排污费,将对环境污染行为的规制从过去行政收费转向法定税收,征管强度大幅提高。据估计,按照我国目前的污染物排放规模,以及环境保护税征收规定,2018年环境保护税规模将可达478—600亿元,较2015年排污费总额178亿元提升168%至237%^①。环境保护税的设立,将提升政府在环保方面的财政收入,进一步抑制企业和居民污染行为,防止政府随意性收费,增强征收力度,提升政府治理环境污染的能力。

2011年,发改办出台《国家发展改革委办公厅关于开展碳排放权交易试点工作的通知》,确定了北京、天津、上海、重庆、湖北、广东及深圳为7个碳排放交易试点地区。2013年,试点碳排放交易正式启动。2017年12月19日,全国碳排放交易体系正式启动,标志着我国碳市场的正式建立。

总体而言,我国经过近年的努力已经初步建立起针对能源领域污染与气候变化的治理政策体系。

^① 数据来源:中国产业信息网。<http://www.chyxx.com/industry/201802/614426.html>。此外,中央财经大学谭云明估计环境保护税规模为500亿元,同样落在上述区间。数据来源:证券日报。http://epaper.zqrb.cn/html/2016-08/30/content_206864.htm

三、能源经济体系建设面临的挑战与改革红利识别

十八大以来,我国的经济和社会发展进入了新阶段。新时期挑战和机遇并存。一方面,改革和开放的红利中较为容易的部分已经实现,改革进入了深水区。另一方面更要看到,中国经济社会发展的潜力巨大,前景光明,有大量的红利有待进一步挖掘。这样的背景下,需要大无畏的精神,以强有力甚至是革命性的手段来突破各种阻碍,挖掘生产力的潜力,以改革来实现红利。

能源领域以其面临的挑战以及巨大的潜在红利,在十八大之后被党中央、国务院和人民寄予厚望。近年来,我国成为世界第一大能源消费大国,能源可持续发展正面临巨大挑战:一是需求旺盛,供给压力巨大。在经济大幅增长、能耗水平已经较高的情况下,我国本身的能源供给增长速度落后于能源需求增长速度,油气资源尤其明显。二是经济结构较“重”,第二产业仍然是国民经济核心,尤其是其中的高耗能产业产能和能耗多年高居不下。三是能源生产、消费过程中利用的负外部性明显,能效和能源质量偏低等一系列因素造成了如环境污染等负外部性问题;以煤为主的能源供给结构又进一步恶化了污染问题。四是能源价格非市场化扭曲,受我国传统价格体制的影响,能源价格整体上无法体现能源生产与供应的全部成本,在一定程度上存在扭曲,且政府挑战能源价格的困难巨大。五是能源安全压力巨大,重要能源对外依存度逐年上升,应付价格冲击和数量冲击的工具匮乏,能力不强。我国在能源供给、能源需求、经济结构、能源的负外部性、能源价格、能源安全、能源强度七个方面面临的艰难形势。在这样的情况下,2014年6月,习近平总书记提出了“能源革命”战略,要求以革命性的手段来推动推动能源消费、能源供给、能源技术和能源体制四方面的“革命”。

在能源革命实践中,按照习近平“牵住牛鼻子”方法论,电力改革成为此轮改革的重点领域。这是因为煤炭领域已经实现了从“价格管制”到“双轨制”再到“煤电价格联动”转变,进入完全市场化阶段。成品油方面,政府于2013年取消政府管制,使国内成品油价格与国际原油价格联动,联动机制处于逐步完善的阶段。新能源领域在政策支持下迅速发展。但值得注意的是,新能源的发电成本较高,具体来看:一是风电成本偏高,国产陆上风电机组成本6000元/千瓦,是传统发电成本的2倍。二是太阳能受技术限制。尽管太阳能光伏发电的技术不断进步,硅材料和光伏产品价格下降,但发电成本是传统发电成本的数倍。三是核电项目前期造价高。

总投资大,运行成本高。因而,新能源在电力市场中并没有竞争优势,短期内新能源只能靠补贴和政策取得发电权,价格上的承受能力持续性不强,具有一定的局限性。从这一角度看,电力、天然气领域的改革红利尚未挖掘。由于电力是重要的能源品种之一,电力领域的问题也更具代表性和紧迫性,因而成为此轮改革的突破口。2015年中共中央和国务院发布的重头文件《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(简称“9号文”),率先拉开了能源改革的大幕。

在电力体制改革实践中,以习近平改革方法论为指导:第一,坚持理论与实践相结合,基于市场经济理论、监管理论以及国际经验总结,进一步明确了“管住中间,放开两头”的改革思路。电力体制改革围绕“在可竞争领域建立市场,在自然垄断领域实施有效监管”展开,涉及输配电价改革、电力市场建设、电力交易机构组建运行以及放开发用电计划四个领域。总体上看,改革重点和基本路径可以概括为“三放开、一相对独立、三加强”。“三放开”是指:有序放开新增配售电市场,有序放开输配以外的经营性电价,有序放开公益性调节性以外的发电计划。“一相对独立”是指交易机构相对独立。“三加强”是指:加强政府监管,强化电力统筹规划,强化和提升电力安全高效运行和可靠性供应水平。第二,采用顶层设计与摸着石头过河相结合的方法,一是继承了中国式改革有序、渐进和尝试的特点,采取局部试点方式推动输配电价改革、电力市场建设等改革。以输配电价改革为例,2015年1月深圳电改的初次破冰。2016年3月,输配电价改革试点大范围铺开。国家发展改革委将北京、天津等12个省级电网和1个区域电网列入新一轮输配电价改革试点范围,并计划2017年覆盖全国。然而,仅仅5个月后,输配电价改革便迎来了全面提速。原定于2017年列入试点的省份,除西藏外,全部提至2017年1月底完成成本监审工作。2017年,西藏电网,华东、华中、东北、西北等区域电网也会陆续开展输配电价改革试点。目前,输配电价改革已经实现了全覆盖。二是中央和地方相互学习,形成良性互动,优化细化政策执行。第三,体现于改革的系统性、整体性和协同性,推进新能源的发展、推进价格机制改革、建立碳市场、开征环境税、调整产业结构等。

综上所述,习近平能源革命思想是一条纵向延伸、不断细化具化的改革链条:首先,能源革命是实现质量变革、效益变革和动力变革的重要抓手,是全面深化改革的重要环节;其次,电力领域有大量的改革红利有待进一步挖掘,成为能源革命的重要突破口;再次,按照“管住中间、放开两头”的改革思路,明确政府和市场的关系,具体是:一方面通过市场优胜劣汰,在发电侧优化电力生产结构,用高效率电厂

替代低效率电厂；另一方面打破现行的“独买、独卖”模式，使电网“高速公路化”，对电网服务实施“成本加成”定价，同时实行有效监管，以获取打击垄断实现的红利。最后，确保改革的整体性和协同性，例如通过政府之手，进一步挖掘清洁能源的潜力；通过碳市场、环境税设计，实现能源品之间的公平竞争等等。双管齐下，提高电力生产效率，降低煤炭消耗总量，减少电力生产过程中的污染，推进价格机制改革、节能减排、结构调整等其他改革的步伐。

紧扣习近平能源革命思想，一个高效的现代能源市场体系应当确保市场主体、能源品之间的充分竞争。从这一角度看，我国现代能源市场体系尚未建立。

3.1 能源市场化体制建设尚未完成

3.1.1 电力市场改革不充分

2015年3月，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》。两年多来，电力市场建设稳步推进，取得了很多阶段性成果。在发电侧和市场建设方面，交易机构组建工作基本完成，为电力市场化交易搭建了公平规范的交易平台；有序放开发用电计划，市场化交易规模明显扩大，2016年全国市场化交易电量突破1万亿千瓦时，约占全社会用电量的19%。2017年上半年，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司所属的电网企业市场化交易电量合计为6442亿千瓦时，约占全社会用电量达到21.7%。在售电侧加快放开配售电业务，全国注册成立的售电公司已有约6400家，首批105个增量配电项目开展改革试点，有效激发市场活力。

新一轮电力体制改在取得巨大成绩的同时，也存在一些改革不充分的问题：

一是以省为单位建设电力市场的改革局面有待突破。本轮电改的一个重要特点是以省为单位综合推进，各省承担主体责任。这一改革思路与实施路径可以有效激发地方政府活力，效果也非常显著，短短两年多的时间取得了很大进展。但与此同时省际壁垒问题日益凸显。例如，在电力市场建设过程中，出现了部分省份“宁要本省的火电，不要临省的水电或者新能源”、“宁要本省的低效率机组发电，不要临省高效率机组供电”的现象。这阻碍了电力商品在省间之间更有效率的配置，加上电力市场交易规则由省内政府制定，规则的不匹配也进一步加重了省级壁垒的现象。有必要从省级市场过渡到区域市场。

其二，对市场势力和串谋问题的重视程度有待提高。在电改“9号文”发布以后，中央相继发布了《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进电力市场建

设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发电计划的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》6 个配套文件,以确保“9 号文”电改得以落实。从配套文件的完整性来看,对竞争性环节以及市场主体的监管被忽略了。在电力市场中,特别是目前的省级电力市场中,一些企业的市场份额在整个市场的份额中占比很高,例如,浙江浙能集团和广东粤电集团的装机容量都占到本省总容量的 50%以上。较高的市场集中度,一定程度上给予了这些企业利用市场势力操纵价格以谋取利润的空间。此外,发电侧或购电侧少数几个企业串联以集体抬高或压低交易价格的可能性增加。以发电侧为例,在一个封闭的市场环境下,各厂商的生产成本相对透明,即使没有书面或口头协定,也很容易形成“默契价”。2017 年 5 月发生的安徽和山西电力交易过程中的串谋事件就是典型代表。有必要出台额外的配套文件以应对市场势力和串谋等问题,规范市场秩序。

其三,政府对市场的干预尚且存在。2017 年 8 月,国家发展改革委颁布《关于印发优先发电优先购电计划有关管理办法的通知(征求意见稿)》,共有包括《优先发电优先购电计划编制暂行办法》在内的 4 个附件,分别从计划实施、计划保障、计划申报、目标责任考核四个方面对优先发购电计划管理进行了说明,旨在建立优先发电、优先购电制度,实现“两个确保”。这实际上是阻碍市场机制发挥作用的手段,优先发电量和优先购电量份额较大,挤占了可用于市场化交易的电量份额,导致省内电力市场的交易规模缩小。经测算,“两个确保”政策的实施普遍减小了各省电力市场化交易的规模,在“两个确保”政策框架下,全国电力市场规模最大的是山东和江苏,最小的省份是重庆和海南(忽略西藏),这也意味着山东和江苏建设省内电力市场较为容易,而在重庆、海南建设省级电力市场困难较大。除西藏之外,共有 15 个省份电力交易规模小于 1000 亿千瓦时,这部分省份的电力市场建设将明显受到交易规模的制约。

3.1.2 石油改革推进缓慢

长期以来,我国致力于石油价格机制的调整和完善。成品油的调价方式不断简化,由最初的发文调价改为信息稿公布调价,市场化改革的大方向已经非常明确。在市场主体引入方面,目前成品油批发资质已经不再局限于中石油和中石化集团,批发经营主体逐渐多元化。但从市场结构、市场进入门槛的角度来看,石油市场化改革还有很长一段路要走。

首先,石油行业的垄断格局尚未改变,特别是东北和西部地区的省份(见表 3

一1)。从石油品种(汽油和柴油)来看,2017年,中石油、中石化在黑龙江、吉林、甘肃、辽宁、宁夏、青海、新疆、西藏、山西、内蒙古、四川和重庆12个省(市、自治区)的市场份额均超过了40%。从加油数量占比来看,黑龙江、吉林、甘肃、辽宁、宁夏、青海、新疆和西藏7个省(自治区)的市场份额在40%以上。这些数据表明上述省(市、自治区)的石油行业市场化程度还不够高。

表 3—1 2017 年各省中石油、中石化的市场份额

省份/市场份额	汽油	柴油	加油站数
黑龙江	85.3%	77.8%	85.8%
吉林	80.8%	66.8%	45.1%
甘肃	88.7%	81.7%	72.0%
宁夏	85.7%	71.0%	47.0%
青海	82.9%	63.6%	49.6%
新疆	78.1%	68.2%	41.5%
西藏	78.0%	69.6%	46.3%
辽宁	76.3%	66.5%	37.0%
陕西	50.2%	47.1%	32.0%
内蒙古	75.2%	53.7%	48.1%
四川	67.3%	63.9%	35.2%
重庆	60.4%	42.1%	34.6%
上海	14.6%	15.1%	19.5%
江苏	19.8%	17.1%	12.6%
浙江	16.5%	10.7%	15.9%
安徽	26.2%	24.7%	16.0%
江西	13.7%	15.1%	10.9%
广东	22.7%	19.1%	20.9%
海南	23.0%	23.8%	18.1%
福建	25.2%	19.4%	17.6%
北京	21.5%	25.3%	19.7%

续表

省份/市场份额	汽油	柴油	加油站数
天津	16.1%	15.5%	22.3%
河北	26.0%	31.4%	14.5%
山西	21.8%	12.2%	12.0%
湖北	29.0%	20.4%	23.6%
河南	25.2%	24.6%	11.2%
湖南	18.1%	21.8%	15.4%
山东	25.6%	21.0%	8.8%
云南	34.2%	26.3%	18.4%
广西	28.3%	23.1%	19.2%
贵州	25.3%	20.9%	15.2%

数据来源:笔者根据市场信息统计

其次,石油行业的进入门槛仍然很高。新的石油企业,尤其是民营企业的进入会受到重重阻碍。一是可开采的资源被垄断;二是高额的进入成本,新企业需要在前期投入高额的成本;三是石油销售渠道以及具有特殊经营能力和销售技巧的专业性人才的缺乏;等等。这一系列因素使得其他石油企业没有动力进入,也使得石油市场化改革的进程滞后于中国经济、政治和社会发展的步调。

3.1.3 天然气改革尚未完成

2017年,天然气市场化改革正在如火如荼地进行。与电力体制改革类似,天然气改革按照“管住中间,放开两头”的思路展开。在气源侧,2013,放开了页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气价格;2014年,放开了液化石油气的价格。在用气侧,2015年放开除化肥企业外的直供用户用气价格,2016年放开化肥用气价格和储气设施相关价格,并在福建省开展门站价格市场化改革试点。进一步,于2017年9月开展首次管道气竞价交易。这意味天然气市场建设进入了实质性的阶段。不过,目前的天然气市场化改革尚未完成。

首先,充分竞争的市场框架尚未建立。在天然气供应侧,中石油、中石化和中海油三大石油公司垄断整个市场,有必要降低行业进入门槛,鼓励更多的企业进入天然气领域,构建充满竞争的市场。在用户侧,居民用户仍然是按照政府定价购气,尚未进入交易市场中。天然气市场化改革还需要进一步深化和拓展。

其次,市场监管机制还未跟上。随着天然气供应企业的增加,对市场主体行为的监管和价格监测是保障天然气市场稳定运行的基础,有必要设立针对天然气市场的监管机构,出台相关措施和文件。

再次,天然气交易中心的建设尚未大面积铺开。目前,仅有上海和重庆建立了天然气交易中心,实现的交易规模也比较小。2017年1—10月,实现的竞价交易规模累计不到8亿立方,仅占全国消费量的0.3%左右。有必要根据天然气资源分布、市场供需等因素,有步骤地建立天然气交易中心,推进天然气市场覆盖全国。

专栏:为何能源体系改革这么难?

建设现代能源经济体系,关键一步是深入推进能源市场化改革,形成能源品、能源市场主体公平竞争的市场化境,理顺价格形成机制以及完善市场监管体系。近年来,尽管能源市场化改革全面加码,但距离现代能源市场体系的建成还有很长一段路要走:首先,电力市场化改革尚不充分,表现为省级电力市场未能够过渡到区域电力市场、对市场势力和串谋行为的重视程度有待提高以及市场中仍然掺杂着政府的不当干预。其次,石油市场化改革进展缓慢,主要原因是石油行业的垄断格局尚未完全改变,以及行业进入门槛较高。最后,天然市场化改革还在进行中,充分竞争的市场框架尚未建立、市场监管机制未能跟上、天然气交易中心的建设还没有大面积铺开。但是要解决当前能源市场化改革中面临的不充分、进展缓慢等问题,加快推进现代能源经济体系的建立,并不是一朝一夕的事,会面临重重阻力。

一是来自政府的阻力。能源市场化改革要求减少政府干预,发挥市场监管的职能。然而在实践过程中,政府并没有很好的履行这两点。就前者而言,政府是一个具有多目标的组织,既需要确保能源安全和稳定供应,又需要保障能源价格可负担,还需要确保环境可持续发展。这些目标对应的职能分散在各个政府部门,相互之间各自为政,政策之间缺乏协调和整合,导致我国能源领域多次受不合理干预,影响市场效率。

二是来自企业和民众的阻力。就企业而言,能源市场化改革,特别是电力和天然气市场化改革要求保证可竞争环节的充分竞争,这意味者市场份额较高的在位企业将会有所“缩水”。也就是说改革会伤及这部分企业的利益,难免会遭到部分群体的抵制。就民众而言,能源市场化改革的目的是还原能源的商品属性,让能源价格反映能源成本,而不是能源价格的降低。以电价为例,随着新能源的进入、环境税的开征与碳市场的运行,可以预想未来的能源价格不仅包含生产成本,还将包

含能源生产过程中的外部性成本。所以能源市场化改革后的平均电价还是应该比现有的高。另一方面,能源价格理顺后,工商业和居民部门的价格差将会逐步消除,这也将导致居民能源价格上升,导致民众的反对和不理解,改革阻力进一步加大。

3.2 能源政策体系不协调

3.2.1 反垄断政策匮乏

竞争性能源市场中,如发电侧市场,企业可能形成市场势力,或企业之间存在串谋的动机和行为。市场势力,是企业具有影响市场价格以谋取利润的能力。串谋是指在进入存在较高的进入壁垒的市场内,具有相似生产方法和相似成本且生产相似产品的厂商,为了最大化行业的利润进而最大化自身的利润而组成卡特尔,进行行业垄断的行为。存在市场势力和串谋行为都不利于形成有效价格机制,不利于构建主体多元、竞争有序的能源市场交易格局,最终造成市场扭曲,损害消费者福利。

就电力市场而言,在电改“9号文”放开发电侧市场后,政府对市场的监管并没有及时跟上。结果出现了山西省电力行业协会(以下简称电力协会)和八大发电集团,针对电力协会组织发电集团签订行业自律公约涉嫌达成垄断协议的行为的现象。2017年3月29日,国家发改委价格监督检查与反垄断局(以下简称价监局)会同山西省价格监督检查与反垄断主管部门对这些企业进行约谈,并按照《反垄断法》拟对行业协会罚款50万元,对51家发电企业罚款约1.8亿元。

这个案例显示,在可竞争性领域,处在发电侧的发电集团存在较强的市场势力,再加上它们具有相似的发电方式和发电成本,电力产品又是无差异的,它们之间很容易形成合谋,在电力市场上实施垄断行为,进而阻碍市场的有效运行,削弱社会的总福利,对其防范和治理就显得尤为迫切和重要。从国际电力领域的反垄断的实践经验来看,主要分为事前监管和事后监管,相较而言,目前我国能源领域的反垄断政策主要停留在事后监管,事前监管的政策匮乏,例如份额监管、价格监管等方法并没有得以运用,反垄断政策亟需要补充和完善。

3.2.2 自然垄断监管不足

自然垄断市场是指因为规模经济效应,市场只有由一家企业生产经营,才能实现社会福利的最大化,如果在一个区域内如果两家或两家以上的企业,势必造成低效率的重复建设。目前我国对于自然垄断行业的监管主要采取收益率管制的方

法。对电网和城市燃气公司实施“成本加成”定价,并实行监管,以期达到垄断效率提升的目的,获取改革红利。尽管收益率管制的方法相对简单易操作,曾在 20 世纪 80 年代以前被英美等国家应用于电力、电信等行业,但我们需要认识到,单独使用收益率管制的方法存在很大的潜在弊端。

第一,垄断企业缺乏成本节约的动力。在成本加成定价模式下,垄断企业的最高收益率已被监管机构限定,投资支出越高意味着生产成本越高,更高的价格基础就会带来更高的收益。也就是说,在这种监管模式下,企业的成本最小化并不是利润最大化的对偶问题。为实现利润最大化目标,垄断企业没有动机将成本维持在最低水平,进而会被驱动于更多地使用资本,提高收入,从而导致过度投资,产生 A—J 效应。换言之,在既定的产出下,企业可能使用无效率的资本—劳动比。

第二,难以准确地估计和分摊成本。在成本加成定价模式下,成本是输配环节监审的基础,政府监管机构与垄断企业必须能够识别并分摊成本,才能合理核定准许成本。然而在实践中,成本加成定价被运用于不同的产品或服务,企业发生的共同成本在不同的产品或服务之间难以分摊。此时,政府监管机构与垄断企业只能对分摊成本进行估计。对成本的估计既不能过高也不能过低,过高的成本估计会人为地膨胀企业收入,而过低的成本估计则会压低垄断企业收入,极度偏低则可能造成企业经营困难。在缺乏清晰明确并且合理的分配原则情况下,准确估计分摊成本难度很大。

第三,增大了核定准许成本中面临的信息不对称性。政府监管机构与垄断企业之间存在信息不对称,政府监管机构在获取成本信息方面通常处于劣势地位。在成本加成模式下,垄断企业有虚报和隐瞒成本和费用等信息的倾向,因此相对于监管者而言垄断企业更具有信息优势。因而,成本加成定价加大了原本就已存在的信息不对称性。以电网企业为例,不同于国外对电网企业的监管,我国监管机构获取信息的难度较大。国外电网企业一般电网经营规模较小而我国电网企业则较为单一,以超大型的国有企业为主,架构复杂,有着庞杂的资本性投入以及多层次相互交叉的成本列支,因此对其成本的真实性、完整性、相关性、合理性难以做到实质性审查。

3.2.3 新能源政策不合理

我国新能源在过去十余年里快速发展主要得益于政府政策支持。以 2005 年《可再生能源法》的颁布为开端,我国陆续出台了诸多支持可再生能源发展的政策措施,形成了较为完备的法律政策体系,这些政策主要包括:(一)明确规划与发展

目标；(二)强制性并网政策；(三)标杆电价政策；(四)财政支持政策；(五)确保可再生能源优先发电政策。毋庸置疑，保障性上网、固定上网电价和税收优惠对促进我国新能源快速发展产生了积极作用。但随着我国新能源的发展达到一定规模，这些政策的弊端也开始显露。

(1) 财政补贴缺口巨大

截止到 2016 年年底，可再生能源补贴缺口累计达到约 600 亿元，决策部门面临巨大压力。为了弥补缺口，只能不断提高可再生能源电价附加，《可再生能源法》实施以来，可再生能源电价附加已从 0.001 元/千瓦时提高至 0.019 元/千瓦时。在国内经济下行，产能过剩的情况下，中央提出降低企业成本的要求，而提高可再生能源电价附加与降低企业用电成本相矛盾。

(2) 弃风弃光现象难以根治

根据能源局公布数据，2011—2016 年间我国弃风率居高不下，2016 年高达 17%，而 2015 年德国和美国德州弃风率为 1% 和 0.5%。高弃风率带来巨大资源浪费，虽然我国 2015 年风电并网装机量是美国的接近两倍（1.45 亿千瓦 vs. 0.75 亿千瓦），但发电量却低于美国（1860 亿 KWH 亿 vs. 1900 亿 KWH）。2016 年弃风量 450 亿千瓦时，可以满足东北三省的当年用电量。风电企业直接经济损失约为 200 亿元。由于超预期的弃风率，参加清洁发展机制（Clean Development Mechanism）的风电减排成本要比预估成本高出 4—6 倍（T Lam et al., 2016）。相比弃风问题，我国大多数地区光伏发电运行情况良好，弃光现象主要集中于西北区域，尤其是甘肃、新疆二省，弃光问题严重。2015 至 2016 年，甘肃弃光率分别为 31% 和 30.5%，新疆自治区弃光率达到 26% 和 32.2%。由于新疆和甘肃二省皆为光伏装机大省，因此，高的弃光率也造成了严重的资源浪费。

为了解决弃风、弃光问题，2016 年上半年发改委和能源局连续下发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，对可再生能源消纳困难的省份规定了最低保障收购年利用小时数。这些文件出台的进步意义在于，这是对《可再生能源法》中规定的全额收购的一个修正，主管机构承认和接受现实中很多地区无法真正做到全额收购。但同时，对很多地区来说，规定的最低保障小时数仍然远远高于实际利用小时数，地方实行起来有困难（表 3—2）。以甘肃省为例，2017 年弃风率达到 33%，实际利用小时数为 1469 小时，虽然已大幅度上升，但仍远低于 1800 小时的最低保障性收购。甘肃省经济发展水平相对较低，省内消纳空间有限；而送电到外省也面临多重障碍，电网

外送通道不畅可能仅仅是次要原因,更重要的是经济“新常态”下全社会用电量下滑、电力整体供大于求,各地倾向优先使用本地电。因此 1800 小时的最低保障性收购只能沦为一纸空谈。甘肃省现象并非特例,“省内用不了,外送没人要”可能适用于很多装机量大、弃风率高的西北省份。

表 3—2 主要省份弃风率、利用小时数与最低保障小时数

省(区、市)	弃风率	利用小时数	最低保障小时数
甘肃	33%	1469 小时(2017)	最低 1800 小时
新疆	29%	1750 小时(2017)	1800 小时
吉林	21%	1721 小时(2017)	最低 1800 小时
黑龙江	21%	1520 小时(2015)	最低 1850 小时
内蒙古	18%	1865 小时(2015)	最低 1900 小时
宁夏	13%	1614 小时(2015)	1850 小时
辽宁	10%	1780 小时(2015)	1850 小时

数据来源:国家能源局

再次,较高的保障性收购小时数可能进一步加重可再生能源弃电现象。规定最低保障性收购小时数意味着政策兜底,对于可再生能源装机存量来说,较高的保障性收购小时数降低了其参加电力市场竞争的意愿;更为重要的是,在存量问题没有解决的情况下,新增装机量仍然源源不断。这一预期在各地发布的关于能源的“十三五”规划可以发现佐证,如甘肃 2020 年风电和光伏装机目标要在 2015 年的基础上再增加一倍,分别达到 25GW 和 11GW;河北省 2020 年风电和光伏装机目标分别比 2015 年再增加 80%和超过 300%,达到 18GW 和 10GW。这些装机目标也并非地方政府一厢情愿,我们在对甘肃和河北张家口进行实地调研时发现,虽然目前这些地区限电严重,但投资者仍有热情进行新的投资。这恰恰是最低保障性收购的兜底性政策给市场投资主体这样一种预期:目前过高的可再生能源弃电率是暂时性困难,只要度过目前这个阶段,盈利终将来临。而风能和太阳能和其他自然资源一样具有稀缺性,早开发者具有先发优势,投资者希望抢先占据这种优势。

(3)“两个确保”扭曲电力市场

为了解决可再生能源的消纳困境,2017 年 8 月,国家发展改革委颁布《关于印发优先发电优先购电计划有关管理办法的通知(征求意见稿)》,旨在建立优先发

电、优先购电制度,实现“两个确保”。“两个确保”一方面要求各省电网企业以一定的政府定价比例购买本省可再生能源发电,另一方面要求电网企业以合理的价格确保居民、一产等用户优先用电。“两个确保”政策固然可以提高可再生能源的消纳比例,但同时也压缩了省内电力市场交易规模,增加了部分省份电网企业的财务负担。在“两个确保”政策框架下,可再生能源发电被排除在市场化交易范围之外,这意味着省内用于电力市场化交易的电量减少,交易规模被压缩,省内电力市场建设的难度增加(表 3—3)。例如,按照甘肃省 2015 年发用电情况计算,确保优先发电之后,市场化最大交易电量减少了 26.5%,仅剩 807.3 亿千瓦时可用于市场化交易,这无疑增加了甘肃省建立电力市场的难度。“两个确保”政策不仅确保了电量,而且也确保了电价,从而可能给电网企业带来额外的财务责任。该政策带来的财务负担源于两个方面:(一)部分省份经济较为落后,销售电价较低,电网企业出售优先用电量的收入有限,相反,优先发电量中却存在大量的核电或者可再生能源发电,最终执行的政府定价相对较高,从而电网企业的购电成本也较高。高买低卖势必会导致这部分省份形成大面积的亏损。例如:新疆、甘肃等省份存在大量可再生能源装机,居民和第一产业销售电价较低,实行“两个确保”势必收不抵支。(二)保障优先发电和优先购电形成的电力缺口使得电网企业不得不通过市场化方式,卖电来消纳富裕的优先发电量,买电来弥补优先购电量的缺口,这也可能导致电网企业的亏损。

表 3—3 各省市场交易规模及市场交易份额排序(2016 年)

地区	市场化交易规模 (亿千瓦时)	地区	市场交易份额 (%)
山东	4484.00	天津	98.87%
江苏	4152.80	上海	98.67%
广东	2853.50	山东	97.08%
河南	2434.90	安徽	95.51%
浙江	2223.30	河南	95.15%
河北	2105.70	江苏	93.83%
内蒙古	2041.87	山西	92.02%
新疆	1748.94	海南	91.84%

续表

地区	市场化交易规模 (亿千瓦时)	地区	市场交易份额 (%)
山西	1598.51	河北	91.51%
安徽	1566.09	陕西	91.27%
辽宁	1328.60	黑龙江	89.50%
四川	1269.28	青海	86.08%
福建	1142.88	宁夏	84.07%
陕西	1115.13	吉林	82.51%
云南	980.82	辽宁	82.06%
湖北	974.64	江西	81.22%
广西	841.30	新疆	80.96%
上海	810.10	内蒙古	80.30%
甘肃	807.32	广东	75.31%
江西	797.60	浙江	74.81%
黑龙江	777.77	甘肃	73.48%
贵州	750.75	云南	68.18%
宁夏	738.43	重庆	66.03%
湖南	710.20	贵州	63.94%
天津	594.20	广西	63.78%
吉林	537.96	四川	63.71%
青海	493.26	福建	61.72%
重庆	451.00	湖北	58.53%
海南	235.10	湖南	56.68%
西藏	12.71	西藏	33.46%

数据来源:郑新业,郭璘,姬晨阳.“两个确保”政策对电力市场建设影响的研究[J].价格理论与实践,2017(07):11-18.

综上所述,我国目前的可再生能源政策存在明显的不合理性和不可持续性。固定上网电价补贴和可再生能源全额保障性收购政策使得投资者过分重视成本因

素而忽略需求因素,使得风电装机集中在风力资源好、但远离用电负荷的“三北”地区,一定程度上造成了我国目前的高弃风率现象。目前的最低保障小时数政策对于大多数弃风大省并不能解决根本性问题,反而可能发出错误的政策信号而继续加重可再生能源弃电现象。“两个确保”政策在促进可再生能源并网消纳的同时,压缩了省内电力市场化交易规模,增加了省级电力市场建设难度,也给电网企业带来了额外的财务负担。

3.2.4 社会政策亟待调整

(1)我国能源补贴规模庞大

早年,我国通过能源补贴以较低的能源成本和环境成本换来了经济的快速增长,这极大弱化了我国能源品的商品属性。在历史演化过程中,我国能源组合形成了多种补贴互相交叉的局面,这使得我国能源品的价格无法反映其真实成本,在一定程度上阻碍了我国能源市场化进程。民生改善不应成为市场发展的阻碍,我们也不能将两者割裂看待。

根据 IMF 测算,2015 年我国能源补贴力度达到 2.3 万亿美元,成为世界上能源补贴力度最大的国家(IMF,2015)。一些学者也曾对我国能源补贴的规模进行了估算(见图 3—1)。不同研究对我国能源补贴数量的估计获得的结果差异巨大,这主要是因为对补贴的定义以及核算方法不同。考虑到我国的能源消费量,与世界其他国家相比我国对能源的经济补贴额度并不算大,但是如果将能源消费造成的气候变化、空气污染、交通拥挤等环境和社会外部性视为对能源消费的隐性补贴,我国的能源补贴额度则远超世界其他国家。林伯强和刘畅(2016)综合考虑化石能源环境外部成本,计算出 2015 年我国化石能源补贴规模高达 86201.69 亿元,占到 GDP 的 12.7%。

虽然能源补贴的存在一定程度上有助于维持能源的低价和稳定,保障了居民对能源的可支付性。但不合理的能源补贴使能源价格无法反映能源成本,同时还加重了财政负担,挤占了更有效率的公共财政支出,例如教育与医疗支出等。尤其是对化石能源的补贴更是加剧了能源过度消费、环境恶化以及气候变化的风险。另一方面,对于企业来说,能源消费补贴使得低效率企业得以生存,价格过低使得企业没有动力进行生产与技术创新,长期来看这并不有利于经济的持续发展。因此,能源补贴通过扭曲我国能源价格,会导致我国能源组合无法实现最优化,大大增加了我国能源的经济、社会和环境成本。

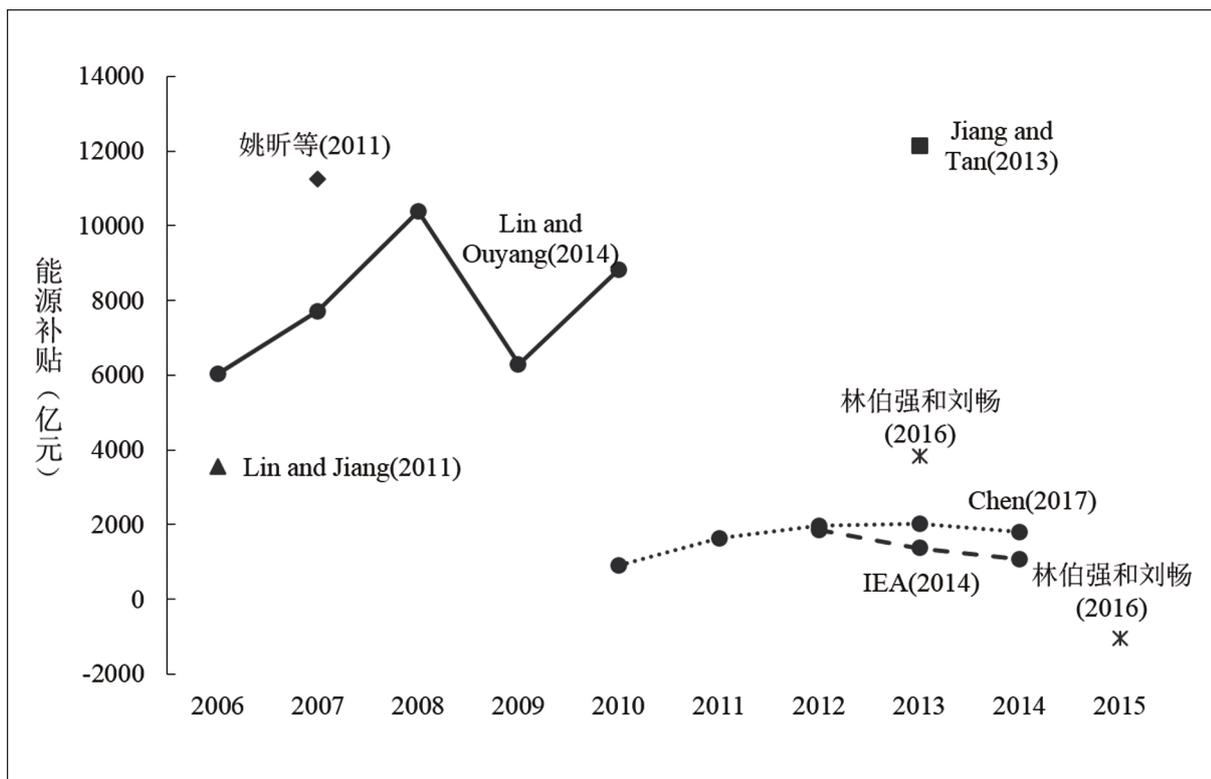


图 3-1 我国能源补贴规模估计

数据来源:郑新业.全面推进能源价格市场化[J].价格理论与实践,2017(12):17-22.

能源补贴政策所带来的负面影响值得我们重新审视这一政策存在的合理性。从能源结构方面来看,如果坚持对化石能源进行补贴,则无助于能源结构的优化、环境质量的改善和能源强度的降低;如果坚持对新能源补贴,由于新能源在满足能源需求方面的作用十分有限,那么将无法保障能源的充足供应,居民生活用能将会受到影响。减少补贴将有助于减少不必要的能源需求,并推动污染排放下降。

专栏:能源品补贴都给了谁?

2009年9月25日,美国匹兹堡G20峰会上发布二十国集团领导人声明,将要“在中期内逐步取消并理顺低效化石能源补贴,同时有针对性地为贫困人群提供支持。低效的化石能源补贴刺激浪费型消费行为,降低能源安全,阻碍清洁能源投资,破坏应对气候变化的努力。”作为全球最大的化石能源消费国以及碳排放国,中国的能源补贴改革受到各方面的关注。

目前为止,已有众多国内外学者估计了中国能源补贴的规模,较为常用的有价差法和投入产出法两种。Chen(2017)使用投入产出法估计了2010-2014年中国

能源补贴的规模(如图 3-2),其中 2010—2013 年,能源补贴规模从 910 亿元逐年增长至 2020 亿元,2014 年补贴规模有所减少,降低到了 1800 亿元。从补贴的结构来看,从 2011 年起,化石能源补贴的比重逐年降低,从 91.41% 降至 2014 年的 66.67%。

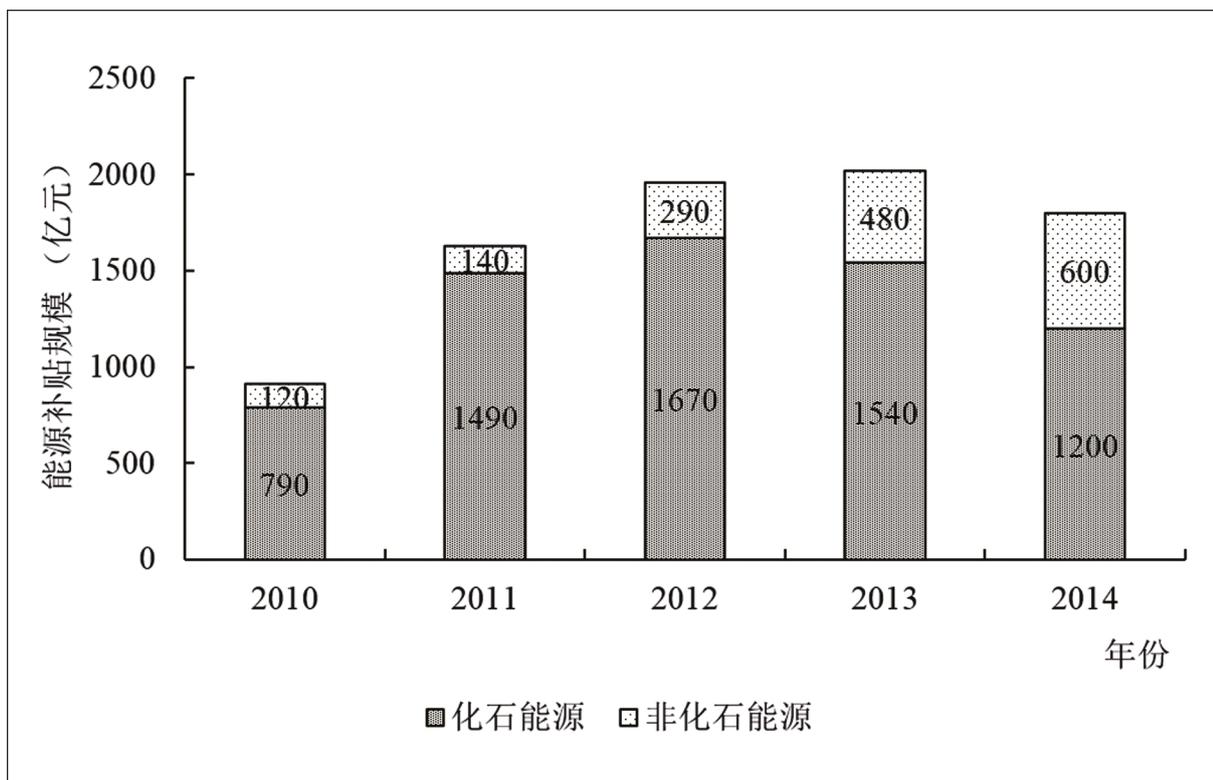


图 3-2 2010—2014 年中国能源补贴

数据来源:Chen Z M. Inventory and Distribution of Energy Subsidies of China[J]. Social Science Electronic Publishing, 2017, volume 38(1).

为了研究能源补贴在不同收入等级居民中的分配效应,结合 2012 年按收入等级分城镇居民家庭人均消费支出数据,Chen(2017)计算了不同收入等级的城镇居民得到的能源补贴(如图 3-3)。从消费结构来看,能源补贴主要来自交通通信消费和食品消费,分别占能源补贴总额的 52.75% 和 31.34%,其他几类消费中能源补贴的比重都较低。从收入等级来看,收入水平越高的居民从各种产品及服务的消费中得到的能源补贴越多,最高收入户人均能源补贴是最低收入户的 5.71 倍,所以,能源补贴是“累退”的。

在不同种类的消费中,居住和食品类消费中的能源补贴差距较小,最高收入户

的人均居住和食品消费能源补贴分别是最低收入户的 3.77 倍和 2.11 倍；而交通通信和文教娱乐消费中能源补贴的差距较大，最高收入户/最低收入户的值分别为 8.23 和 7.74。所以，交通通信消费中的能源补贴是扩大能源消费分配差距的主要因素。

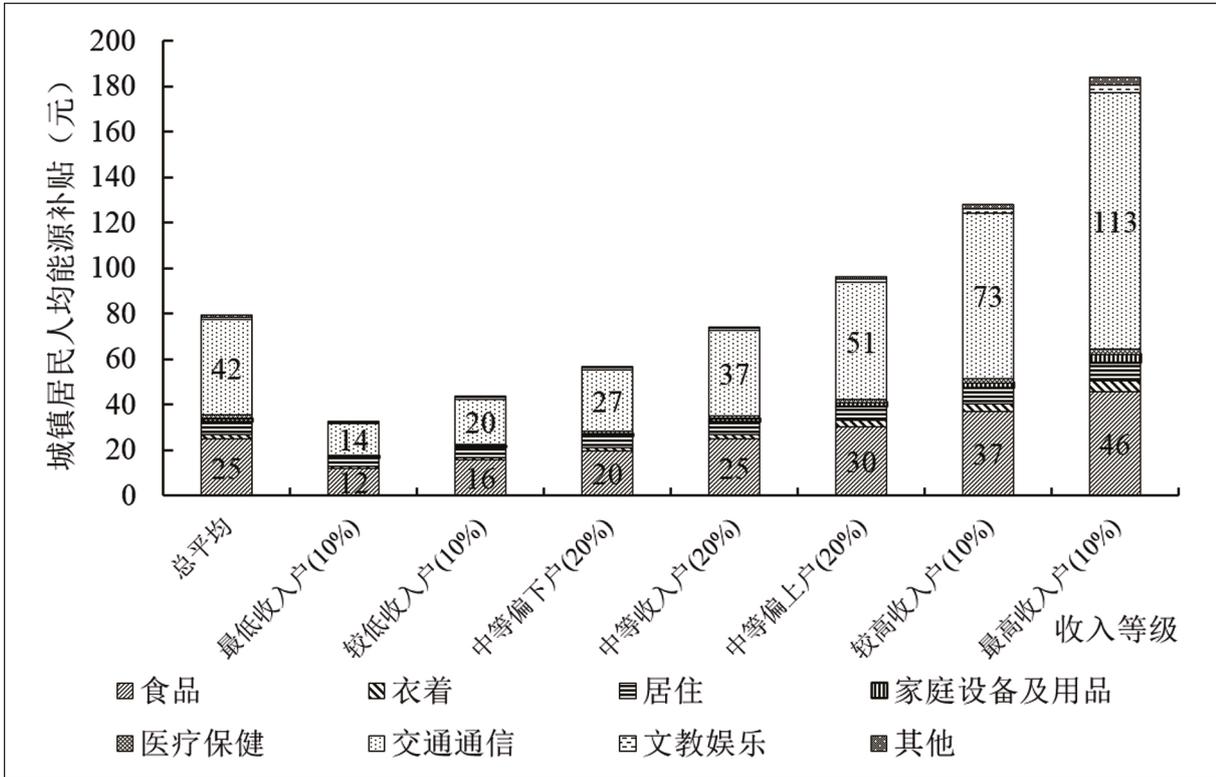


图 3-3 2012 年按收入等级分的城镇居民人均能源补贴

数据来源:Chen Z M. Inventory and Distribution of Energy Subsidies of China[J]. Social Science Electronic Publishing, 2017, volume 38(1).

(2)我国交叉补贴具有累退性

除了对能源的整体补贴之外,我国还存在电力行业的交叉补贴。近年来,电力行业的交叉补贴在保障民生方面起到了重要作用,但同时一定程度上阻碍了我国电力工业的市场化进程。尽管交叉补贴措施使我国居民用电和农业用电的电价保持在了较低水平,但是却抬高了工商业用电的电价水平,进而提高了工商业的生产成本。

2011 年,我国居民 68 种消费支出项目中,服装支出在城镇居民的消费支出中所占的比重最高,而用电支出仅占 2.53%,排名在 14,其他燃料支出排名 27(见表 3

一4)。可见,我国居民能源支出在家庭消费支出中所占的比重并不高,居民能源价格变动对家庭生活的影响不应该被过度夸大。因此,交叉补贴的改与不改并不会对居民的正常生活产生巨大冲击。

表 3—4 2011 年全国城镇居民消费支出项目

各项消费	服装	饮食	肉类	教育	通信	电	燃料	取暖	水
排名	1/68	2/68	3/68	4/68	5/68	14/68	27/68	33/68	40/68
占比	8.16%	7.80%	5.56%	4.54%	4.08%	2.53%	1.31%	0.90%	0.66%

数据来源:《中国城市(镇)生活与价格年鉴 2012》

尽管电力补贴对居民生活影响并不显著,但交叉补贴的存在会加剧社会的不平等。一般来说,对交叉补贴的争议主要在于其不利于实现精准扶贫。由于高收入人群电力消费量高通常高于低收入人群,因此我们认为交叉补贴实质上是补贴的高收入人群,进而加剧了居民不平等。而这仅仅只描述了交叉补贴恶化不平等的一个维度。单纯从不同收入人群的电力需求差异的角度对不平等进行解释并不能完全刻画电力交叉补贴对不平等所产生的影响。我们需要对成本转嫁概念进行深入探讨,即企业会将上升的用能成本转嫁到其所生产的产品中,最后由消费者来承担这部分成本。Miller 等(2017)的研究证实了成本转嫁的存在,他们发现燃料成本的增加部分会被企业完全转移到消费者身上,企业承担的 11%的成本会被 16%的收益所弥补。而笔者认为在交叉补贴框架下,在高收入人群获得了更多的补贴的同时,更多的转嫁成本是由低收入人群承担,出现高收入人群搭低收入人群便车的现象。

从表 3—5 中可以看到,最低收入户的水电燃料等支出占比达到全部家庭支出的 8.72%,而最高收入户该比重仅为 3.42%。这说明收入越低的人群的能源支出负担越高。同时,从不同收入等级人群对不同商品消费量的绝对值来看,可以发现,收入越高,电力、管道煤气等消费量越高,面粉等消费量越低。这个现象可以用恩格尔系数来解释,即随着收入的增加,食品支出的比重占消费支出的比重会不断下降。因而,现代化商业能源消费量与收入水平呈正相关,而普通商品等消费量则与收入水平负相关。那么,在传统交叉补贴中,高收入群体由于消费量更高,所得到的补贴也就更多,而承担交叉补贴任务的企业将用能成本转移到了它生产的产品和服务之中。

根据表 3—5 的数据,以电为例计算出补贴 100 块钱在各收入人群中的分布,可以发现高收入户及最高收入户所得到的补贴比重达到 39%。也就是说,交叉补贴可能是一种累退性的补贴机制。那么,交叉补贴虽然保障了居民的生活能源需

求,使居民能够低价享受能源,但维持交叉补贴实际上是补贴给了高收入人群,企业将成本转移给低收入群体。这与保民生政策初中相背离,保护低收入人群的能源消费是十分必要的。

表 3—5 2011 年城镇居民不同收入等级消费支出项目占比(%)及人均消费

项目	最低收入户	低收入户	中等偏下收入户	中等收入户	中等偏上收入户	高收入户	最高收入户
水电燃料等(%)	8.72	7.56	6.87	6.15	5.35	4.43	3.42
面粉(千克)	14.83	12.22	12.14	12.02	10.74	9.18	6.97
电(度)	429.74	507.2	602.71	691.63	805.49	903.82	1077.66
管道煤气(立方米)	5.96	7.29	9.94	12.24	13.39	12.29	15.14

数据来源:《中国城市(镇)生活与价格年鉴 2012》

交叉补贴的存在违背了公平原则,恶化了居民的不平等。因此,这一政策可能已经偏离了政府改善民生的初衷。随着社会经济环境的变化,能源领域的“保民生”思路和策略也需要逐步改进,不仅要大力发挥市场的作用,也要合理利用政府之手进行调节。

专栏:颤抖着的政府之手

“市场之手”和“政府之手”是经济运行中的两个最重要的调节力量。十八届三中全会提出要“处理好政府和市场的关系,使市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用”。两只手的协调配合体现了社会主义市场经济的基本规律,也是完善社会主义市场经济体制的基本要求。但是如果“政府之手”对经济过度干预,或者违背了经济的客观发展规律,就难以发挥预期的效果,最后演变成“颤抖着的政府之手”。

2016年2月,国务院发布《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》,当中要求,全国所有煤矿要按照全年作业时间不超过276个工作日,后续政策又将煤矿现有合规产能乘以0.84的系数后取整,作为新的合规生产能力。这一举措取得了比较明显的效果。全国多数煤炭企业库存迅速下降,煤炭价格企稳回升,煤炭价格的涨势超出监管预期。如图所示,2016年下半年开始,全国电煤价格节

节攀升,年终价格为年中低位的 170%,涨幅惊人。短期来看,276 政策对于化解煤炭行业过剩产能起到了积极的作用,并且有助于缓解煤炭企业的发展困境。

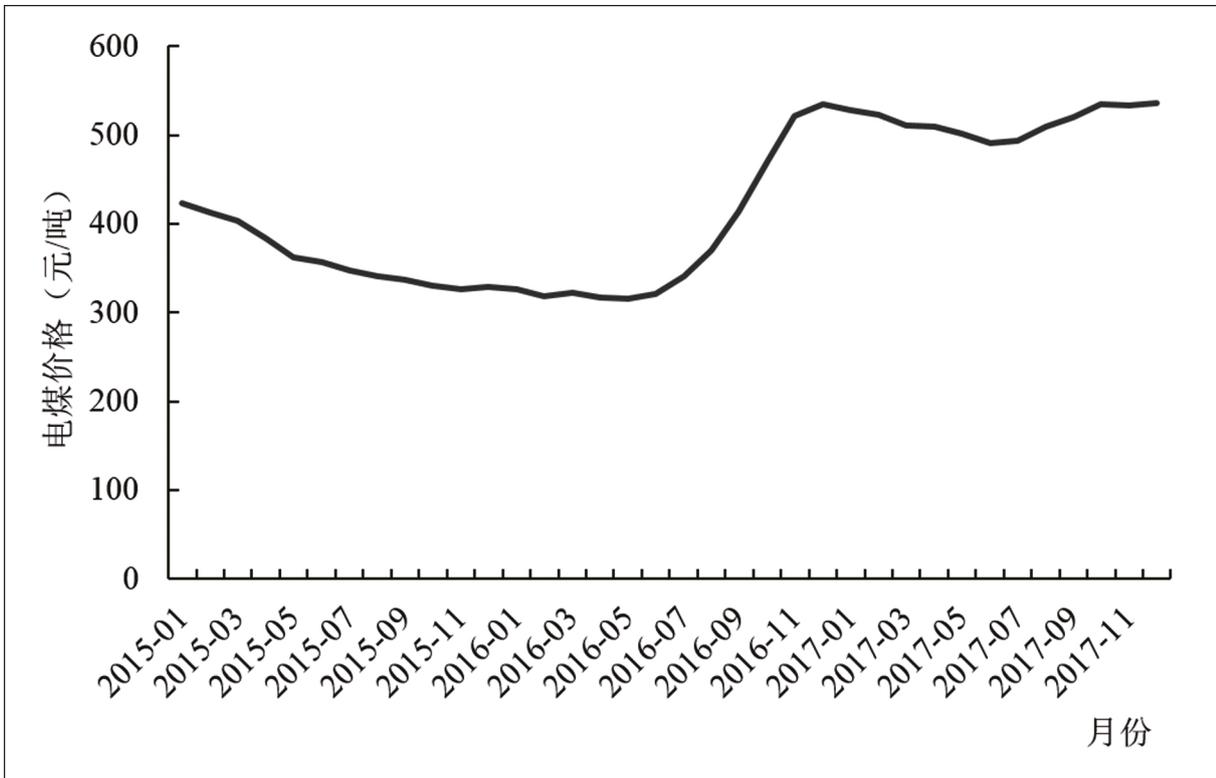


图 3-4 全国电煤价格(元/吨)

数据来源:国家发改委价格监测中心

但是,在化解产能的问题上,能否完全依赖“政府之手”呢?从目前来看,煤炭行业的 276 限产政策,至少产生了三个负面的连锁效应:

第一,煤炭限产政策,在一定程度上,相当于政府认为制造了卡特尔。根据经济学理论,在垄断竞争市场环境下,企业自发形成的“卡特尔”组织是不稳定的,因为成员企业出于利益动机可能偏离卡特尔设定的产量。而政府设定产量天花板,实际上是通过“政府之手”维持了卡特尔的稳定。对于煤炭企业来说,卡特尔维持的利润使得低效率企业得以生存,且长期来看这并不有利于从根本上化解煤炭行业过剩产能,不利于经济的持续发展。

第二,政府之手帮助提升煤炭价格、帮助煤炭企业恢复盈利的同时,增大了下游企业,如火电企业的成本。因为煤炭属于上游行业,目前,我国 60%以上的煤炭用于发电,煤炭价格的上涨必然导致拉升发电成本,对电力行业造成严重影响,直

接影响电力供应,挤压了火电企业的利润空间。在此情况下,政府就面临是否要再救火电企业的两难。即使政府再出手救了火电企业,也只是把压力转到下游的钢铁等行业。从全局来看,各行业之间都是互相关联的,政府之手不可能拯救所有的行业。通过行政命令限制产量,提高利润,只是在压榨下游行业,是在解决一个问题的时候又创造了新的更大的问题。政府之手的力量不可能帮助所有行业,只能逐渐变成“颤抖着的政府之手”。

第三,276 限产政策并没有充分考虑全球贸易。在并不封闭的经济体内通过政府制造卡特尔提高国内煤炭价格,形成价格高地,导致世界煤炭大量涌向中国;国内供不应求的情况反而使得澳大利亚、印尼等经济体的贸易煤炭高价卖入;虽然通过港口延时、入关检验等方式进行了一定的限制,但是在如今 WTO 相关贸易规则的情况下很难持久,并不能从根本上解决煤炭贸易成本提升带来的损失问题。

因此,真正解决煤炭行业的困境,要化解落后产能,淘汰低效率煤炭企业,要让市场发挥决定性作用;要正视上游市场供需关系,从源头遏制市场势力;要推进能源价格形成的市场化,能源政策必须要相互配套,政府不能对市场进行过多地干预,同时不断加强政府的监管能力,让政府之手更强有力,更加精准。

3.3 全球视野中的中国能源

3.3.1 中国能源的国际定位失准

全球各地区由于经济发展的阶段以及自然资源禀赋的不同,在能源的生产和消费规模上存在巨大的差异。部分地区成为主要的能源净出口地区,而部分则成为能源净进口地区。将国家或地区进出口的各类能源,包括石油、天然气、煤炭、电力、核能等统一折算为以标准煤为单位,可以计算一国或一个地区的能源进出口总量。表 3—6 展示了 2015 年世界部分较大的能源进出口国家及地区:

从表 3—6 可以看出,就整体而言,OECD 国家是能源的净进口国家集团,表明发达国家作为一个群体,其较高的人均能源消费水平是以发展中国家的能源资源为支撑的。此外,亚洲国家也是主要的能源进口地区,这主要是由于亚洲国家经济增长较快,经济结构耗能水平较高。中东、非洲、除 OECD 国家以外的欧洲和美洲,都是能源的净出口地区,其中中东地区和非洲地区能源出口规模较大,这其中既有地区能源资源较丰富的原因,也有地区经济发展动力匮乏,需要以能源出口作为经济收入来源的原因。表 3—7 对比了不同大洲的石油贸易规模,可以看出石油探明存量与石油净流出量之间存在一定的正相关关系,但并不意味着探明储量越

大的地区石油流出规模越大。

表 3—6 部分主要能源进出口国家和地区(2015 年)

国家或地区	净进口量(亿吨标准煤)	国家或地区	净出口量(亿吨标准煤)
OECD 国家	13.20	中东	11.16
中国	4.89	非 OECD 欧洲	6.96
日本	4.09	非洲	3.18
印度	3.07	澳大利亚	2.50
美国	2.58	印度尼西亚	1.99
韩国	2.37	加拿大	1.99
德国	1.98	挪威	1.77
意大利	1.21	非 OECD 美洲	1.67

数据来源:国际能源署(IEA)

表 3—7 世界各大洲石油贸易规模

地区	贸易流出 (百万吨)	贸易流入 (百万吨)	净流出量 (百万吨)	探明储量 (十亿吨)
中东地区	965.1	7.8	957.3	110.1
非洲	270.6	15.6	255	16.9
中南美洲	177.5	24.7	152.8	50.8
欧洲及欧亚大陆	115.3	260.2	-144.9	21.8
北美洲	42.1	215.2	-173.1	34.5
亚太地区	2.8	1049.9	-1047.1	6.4

数据来源:BP

能源的进出口规模由自然条件决定,但在很大程度上受国家的经济体量和发展水平的影响。因此,中国和大多数发展中国家在国际能源市场中的地位和立场都是不相同的。对比全球原油净进口情况可以发现,中国和欧洲、美国、日本、印度等国家是最大的原油进口国,而沙特阿拉伯、俄罗斯等国家则是国际原油的主要供给者。这意味着我国在国际原油市场上处于买方寡头地位。类似的情况同样出现在国际煤炭市场和国际管道天然气市场、国际液化天然气市场上。(见图 3—5 — 图 3—8)

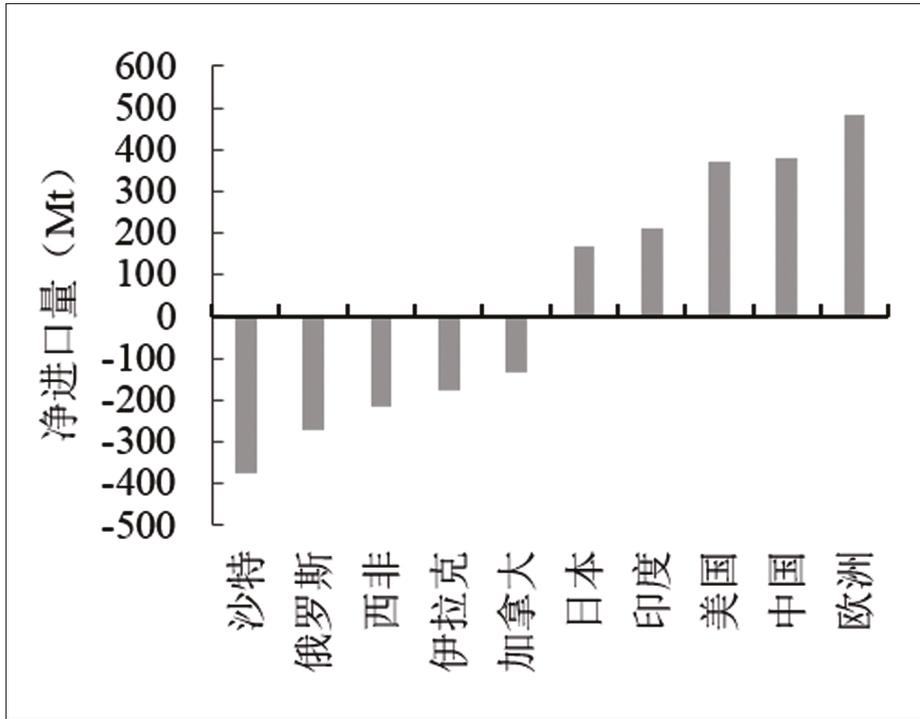


图 3—5 国际原油净进口

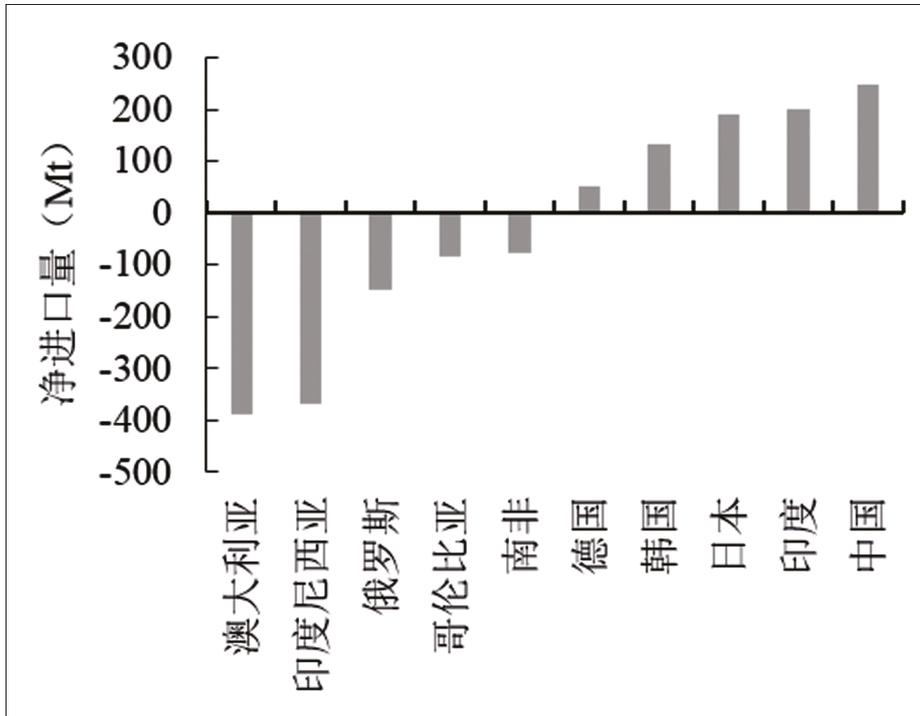


图 3—6 国际煤炭净进口

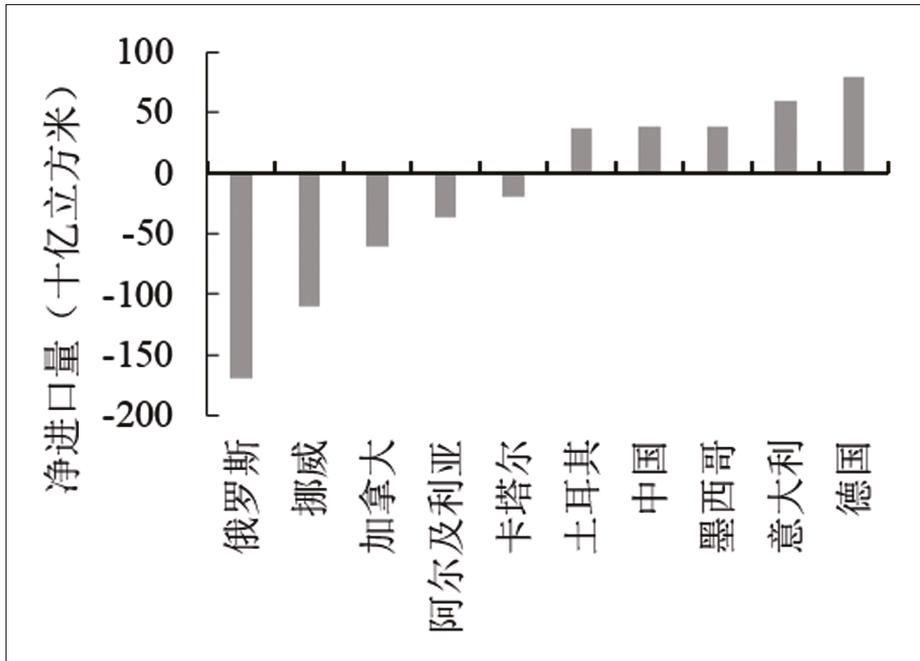


图 3—7 国际管道天然气净进口

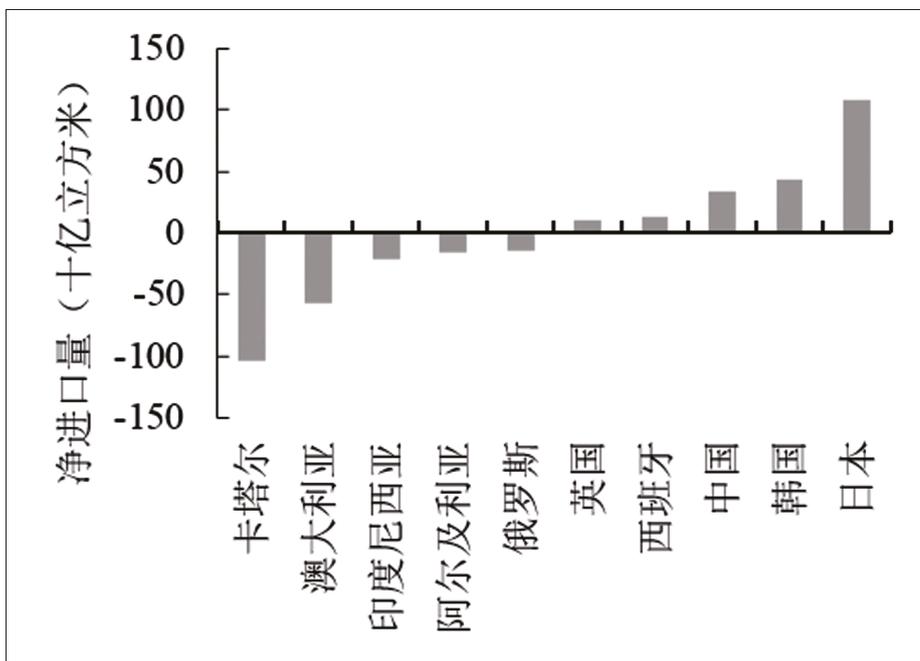


图 3—8 国际液化天然气净进口

数据来源:BP

由上文可知,在 1990 年以前,中国并不存在能源生产缺口。在当时,我国与广大发展中国家一样,需要争取自身作为能源市场卖方的利益,并防止发达国家通过能源市场对我国经济进行干预。但在近 30 年我国经济快速增长、工业化迅速发展的推动下,我国能源消费规模扩张的速度超越了能源生产增长的速度,导致中国的能源缺口在 90 年代以来整体呈现扩大的趋势。我国在各个能源市场上都已经是主要的进口国。对比中、美、日三国的能源净进口曲线可以看到,在 2012 年中国已经成为世界上最大的能源净进口国,国家能源利益实际上与美国、日本、韩国、德国等发达国家更为一致。尽管在其他领域我国和俄罗斯、沙特阿拉伯、澳大利亚等能源出口国有共同利益,与部分发达国家也有分歧和争端,但至少在能源领域,我国应该明确自身作为买方的立场。在供给—需求两方都具有一定市场势力的市场结构中,消费者剩余和生产者剩余是此消彼长的关系,中国要维护自身能源安全和能源利益,必须和 IEA 成员国等国家一道,限制欧佩克等能源卡特尔的市场势力,保障稳定的供给和合理的价格。

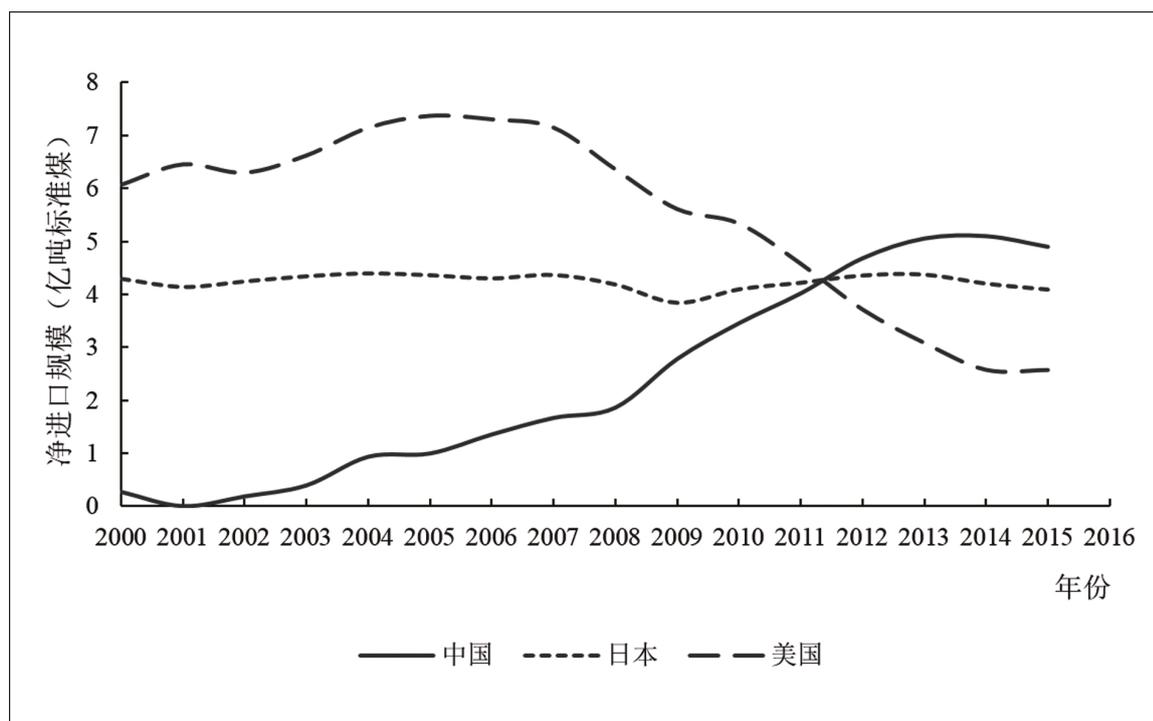


图 3—9 中、美、日能源净进口规模(亿吨标准煤)

3.3.2 全球能源价格稳定机制缺失

能源供应稳定和能源价格稳定是能源安全的两个方面。20 世纪 80 年

代,国际能源署(International Energy Agency, IEA)从能源供应安全出发把能源安全界定为以合理的价格获取充足的能源供给。IEA 能源供应安全包括两层含义:一是不能持续出现严重的供应短缺,即供应短缺要小于上一年进口量的 7%;二是未出现持续的难以承受的高油价。这两层含义可以分别理解为能源供应稳定和能源价格稳定。

能源品的供应和价格易受到政治、经济、环境等多方面的影响,能源品供应量以及价格的频繁且大幅度的波动,会极大地增加厂商生产的不确定性,严重影响投资积极性,造成经济增长放缓。稳定的国际能源市场价格,能够降低生产的不确定性,进而刺激能源及与能源密切相关行业的生产,同时又能带动就业,为经济发展提供持续动力。能源供应和能源价格的稳定对经济发展具有重要意义。

1973 年 10 月第四次中东战争爆发,石油输出国组织(OPEC)为了打击对手以色列及支持以色列的国家,掀起了第一次石油危机,减少石油生产,宣布石油禁运,提高石油价格,使原油价格从 1973 年的每桶 3 美元提高了三四倍,而这次石油危机使美国、日本等依赖石油进口的国家发生了严重的国际收支赤字,最终引发了 1973—1975 年的世界经济危机。这次石油危机后,主要石油消费国家在 1974 年成立了国际能源署(IEA),力图通过稳定石油供应和价格来确保国际能源安全。

据国际能源署(IEA)统计数据,2013 年俄罗斯出口至欧洲的天然气占欧洲天然气消费量的 30%。乌克兰是俄罗斯向欧洲提供天然气的重要中转站,2006 年与 2009 年俄罗斯因乌克兰问题曾两次短暂中断对欧洲的天然气供应,2014 年乌克兰危机爆发,导致欧洲能源供应局势紧张,面临巨大压力。

由于我国“富煤、贫油、少气”能源禀赋限制,能源供应能力有限,国内资源难以满足日益增长的能源需求,使得能源市场的供需缺口不断拉大。为了保证能源供给,我国的石油和天然气的进口依存度不断攀升。

在国际能源市场上,从中东地区出口的石油,对谈判能力较强的欧美地区制定的价格要低于对亚洲地区,这个价格差异被称为“亚洲溢价”。1990 至 1997 年,平均来看,沙特向东亚市场出口原油的离岸价格比向西欧市场出口原油的离岸价格高 83 美分/桶,比美国高 93 美分/桶。Doshi & D'Souza(2011)比较了从 2007 年 1 月至 2009 年 12 月全球金融危机前后,沙特阿拉伯国家石油公司生产的轻质原油(Arab Light)从拉斯坦努拉港口分别运往西欧和东亚地区的官方离岸价格,发现三年期间平均而言,与欧洲市场相比,亚洲市场承担了约为 0.19 美元/桶的“溢价”。由于亚太地区 LNG 贸易以长期合同为主,长期合同又采用与原油价格挂钩

的定价方式,由原油的“亚洲溢价”导致了 LNG 市场的“亚洲溢价”连带效应。能源市场上“亚洲溢价”长期存在的根本原因,在于亚太地区石油、天然气的对外依存度高,需求的价格弹性弱于欧美国家,对于市场价格波动的承受性差。

与此同时,我国能源进口地区较为集中,容易受到国际动荡局势的影响,面临较大的安全风险。目前来看,我国的能源发展还未构建完善的能源供应及价格稳定机制,能源供应的不稳定以及能源价格的不稳定所造成的不确定性,带来了不容忽视的能源安全问题。

3.3.3 海外能源投资非财务风险

国际能源市场常常与国家利益、地缘政治等复杂因素紧密相关,而且从近几年我国能源企业对外投资的情况来看,东道国的政治环境、外汇政策、产业政策、社会政策等都会对我国的对外投资产生影响,我国在国际能源市场的投资面临多方面的风险。这一系列的风险在我国对外投资中的关注程度较低,威胁我国海外投资总体回报率,损害我国海外能源权益。

(1) 政治风险

政治风险一方面是指外国政府对重点行业如能源、通信等领域的海外投资进行干预,另一方面是指政局动荡、战乱等风险。由于能源企业的海外投资常常规模巨大,且涉及到石油等重要的战略性资源,当地政府常常会出于政治方面的考虑而进行审查甚至干预。2005 年中海油收购美国优尼科公司的项目最终就因美国政府的干预而失败。能源资源常常是全球政治性博弈和控制权争夺的焦点,中东等石油资源丰富的国家往往政治局势动荡,恐怖主义、反政府武装、地方势力等各种矛盾错综复杂,严重威胁海外投资的安全。近年来,内乱、战争等政治动荡常常导致我国的对外投资合作亏损、中断。2011 年 8 月,受 2010 年底以来中东和北非持续的政局动荡,中石油集团的长城钻探工程公司在利比亚、尼日尔等六个较大的海外项目合同宣布中止,损失达到 12 亿。

(2) 外汇风险

由于各国货币不同,我国能源企业在海外的投资与经营过程中,会以外币为计价单位,发生外币的收付结算。由于汇率的波动性,企业经营活动中所形成的资产和负债、所发生的收入和支出的本币价值会随着汇率的波动而变动。多数国家实行浮动汇率制,且加上其他一些政治、经济因素的影响,汇率的波动频繁,如果发生人民币升值或外币贬值,就会造成企业的直接经济损失。出于政治、经济等方面的考虑,有些国家会通过汇兑管制等资金转移限制政策对海外投资企业在东道国获

得的收益采取限制,这同样也会对海外投资的收益产生影响。例如,巴西政府规定,在当地进行石油开发的外国能源企业所获得的利润,需要在当地进行再投资,否则会对汇出利润征收 30% 的高额所得税。

(3)环境保护风险

随着 20 世纪 70 年代以来环境污染、气候变化等问题的加重,各国纷纷制定了一系列环境保护、减少碳排放的法律或政策,尤其是化石能源的开采、提炼和消费,更是各国环境保护和节能减排政策的重点。对我国能源企业的海外投资而言,东道国对能源投资生产消费等各个环节所制定的环境保护、气候变化政策以及政策的变化,也是一项需要应对的重要风险。如果无视东道国的环保标准,可能会面临政府警告、民众抗议甚至项目终止的威胁。严格的环保标准也会提高生产经营成本,如果没有充分的了解,有可能高估投资项目的收益,投入运行后也无法获得预期的回报。

(4)劳工标准不同

各国的劳动法、劳工标准不同,许多国家的劳动法规会对海外企业的境内外人员雇佣比例、劳工的最低福利待遇等有严格的规定。我国企业在完成海外并购后,常常会对企业进行人员调整。在人员调整以及后续的日常经营过程中,如果不了解当地的劳动法规的相关规定,就有可能低估当地的用工成本、施工生产成本,引起当地工人的投诉抗议,甚至违反当地的劳动法规,对生产经营活动造成损失。

(5)产业政策差异

由于各国的经济发展战略不同,所采取的产业政策也有所不同。能源资源具有重要的战略和经济意义,许多国家在能源产业都有一些行业准入、反垄断监管、普遍服务等方面的政策。例如,在发改委和商务部 2017 年 6 月 28 日发布的《外商投资产业指导目录(2017 年修订)》中的限制外商投资产业目录里,石油、天然气(含煤层气,油页岩、油砂、页岩气等除外)的勘探、开发就限于合资、合作,特殊和稀缺煤类勘查、开采必须中方控股。随着投资规模的不断扩大,我国能源企业的海外投资还有可能面临反垄断风险。

面对海外投资的各种风险,能源企业首先需要利用涉外机构、境外金融机构等各种资源,或聘请专业的咨询服务机构,在进行海外投资前,对当地的政治格局、民族关系、社会文化以及相关的产业政策、贸易政策进行全面的了解和评估,建立完善的风险评估体系,形成更加专业的海外投资风险评估和风险预警机制。

另外,政府也可以通过完善金融服务,帮助企业增强抵御和转移经济风险的能

力。例如,加强国际能源市场研究,为投资决策提供参考;通过期权期货、保险等金融手段抵御或化解外汇风险,可以针对能源企业海外投资所面临的不同风险,开发提供相应的保险业务,为企业提供必要的担保,也可以鼓励企业通过期货期权市场转移风险,增强企业的抗风险能力。

3.3.4 高耗能出口得不偿失

中国作为全球增速最快的第二大经济体,经济成就举世瞩目。然而,中国经济增长主要依靠的是要素资源的大量投入,而非全要素生产率的大幅提升,产业增长呈现出对投资和资源高度依赖的特征。作为通过消耗大量能源实现短期内高增长的典型产业之一,高耗能产业^①自然得到了各方的青睐。21世纪初,国际市场对高耗能产品的需求激增,国际价格抬升。而国内偏低的铝、铁等原材料价格与出口品的高价形成对比,高耗能产业出口创造了巨额的利润。国内企业看中了这块市场,纷纷扩大投资,很多省份甚至出台了相关措施鼓励高耗能产业的发展,如优惠电价等,高耗能产业风头一时无两。高耗能产品的出口不仅为中国储备了大量外汇资金,还促进了GDP的持续高速增长,创造了大量就业机会。但高耗能产业的发展往往伴随着能源的消耗和污染物的排放,当人民收入日益提高、基本需求被满足时,人们逐渐意识到,高耗能产业出口所带来的环境成本也不容小觑。

2000—2016年,中国高耗能产业的工业销售产值和工业增加值均保持稳定增长。六大高耗能产业工业销售产值占全部工业比重在30%上下波动。2006—2016年间,高耗能产业工业增加值增长率在震荡中下降,但总体维持在5%—10%之间,与经济增长速率基本一致。

从出口情况看,高耗能产品的出口是导致中国外贸顺差高速增长的重要因素。2000—2016年,全部工业出口中有十分之一的产值是由高耗能产业创造的。而对于六大高耗能产业本身,产业总产值中出口比重整体在下降,拐点主要出现在2007年。这一方面是由于高耗能产业大量的出口导致中国受到反倾销、反补贴等措施的抵制^②,另一方面则归因于其所造成的严重的环境破坏。从主要高耗能产品的出口看,2010年以后,除平板玻璃之外大多产品的出口占比都维持在5%及以下,高耗能产业在对外贸易中的重要性在慢慢降低。

^① 《2010年国民经济和社会发展统计报告》将六大高耗能产业定义为化学原料及化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼及压延加工业、有色金属冶炼及压延加工业、石油加工炼焦及核燃料加工业、电力热力的生产和供应业。

^② 从2005年5月开始,中国政府就陆续采取下调或取消部分产品出口退税、停止部分资源性产品的加工贸易、提高出口暂定关税等措施,以抑制高耗能高污染和资源性产品出口过快增长。

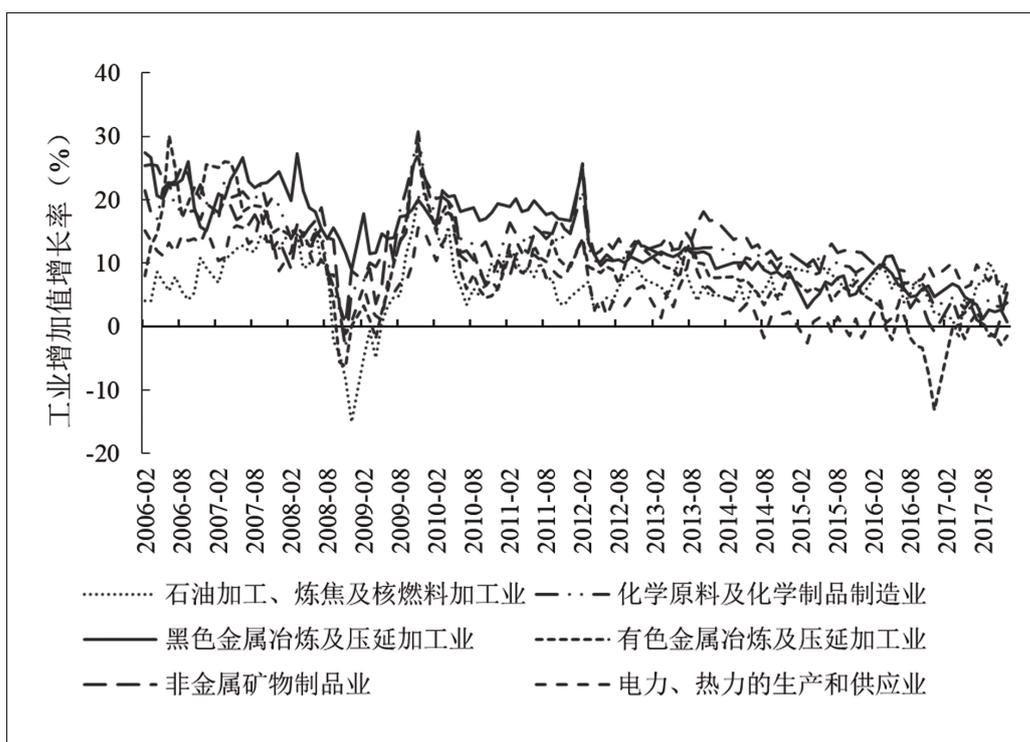


图 3-10 六大高耗能产业工业增加值增长率变化情况(当月同比)
数据来源:国家统计局

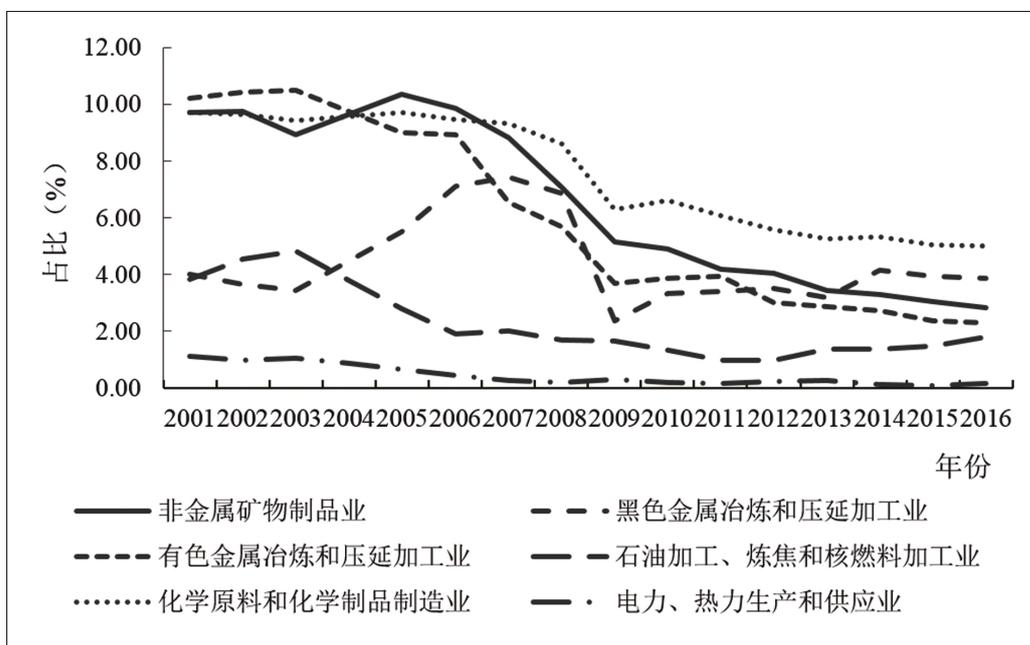


图 3-11 六大高耗能产业出口占工业销售产值比重
数据来源:《中国工业统计年鉴》

虽然高耗能产业出口比重在逐渐下降,但其能源消费却没有表现出任何“疲软”的迹象。2000年以来,能源消耗开始迅速增长。随着工业总产值的迅速增长,六大高耗能产业的终端能源消费扩大了近4倍,并于2016年达到21.6亿吨标准煤,其中对于煤、焦炭、电力和油品的消费量较高,对天然气的消费量相对较少,这反映了我国高耗能产业能源消费结构高污染和不可持续的特点。与其他行业对比,六大高耗能产业的能源消费占全国总消费的50%以上,占全部工业能源消费的70%以上,能源消费居高不下。

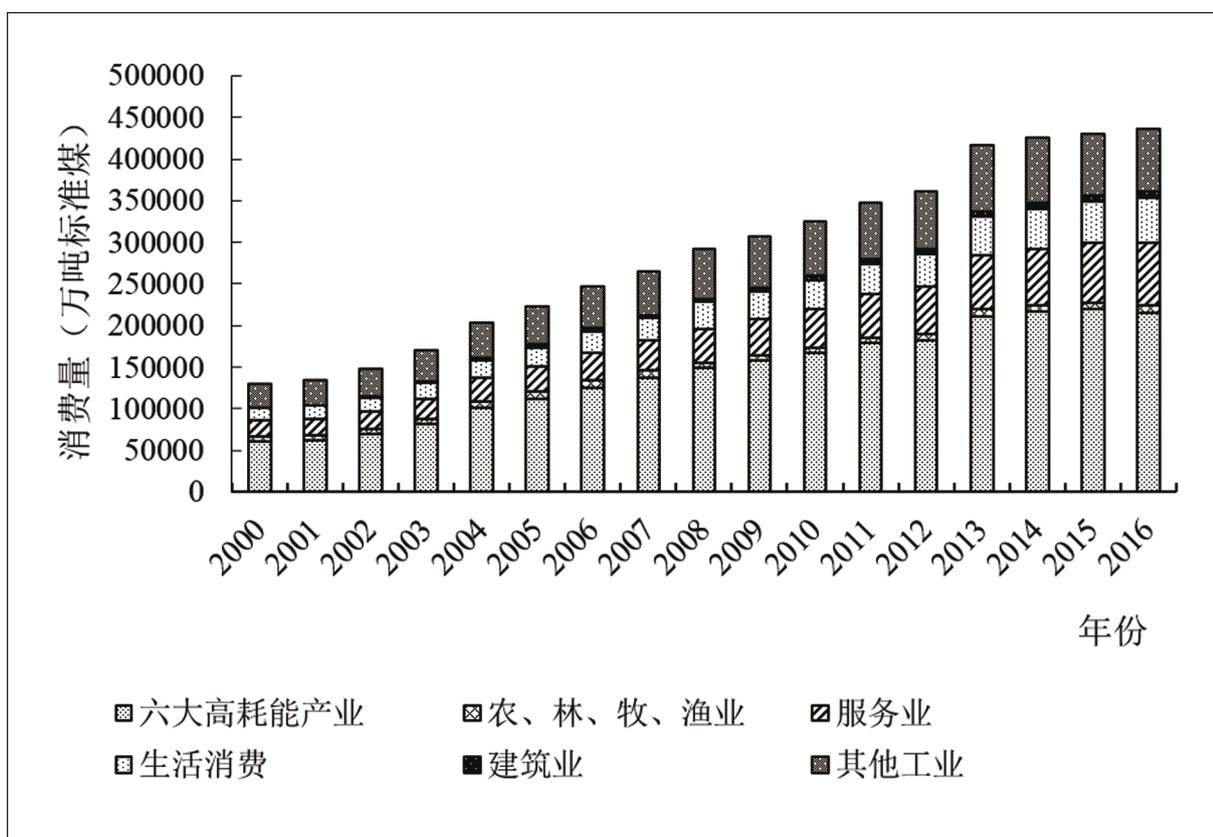


图 3-12 六大高耗能产业能源消费情况

数据来源:《中国能源统计年鉴》

大量能源(尤其是化石能源)的消费会导致环境成本的增加。2000—2015年,

六大高耗能产业的 CO₂ 直接排放量^①由 27.0 亿吨上升至 91.9 亿吨,占全国总排放的 80%左右,其中电力、热力的生产和供应业的 CO₂ 排放量最大,有色金属冶炼排放量最小。2015 年,六大高耗能产业的废气、废水、固体废弃物排放量分别占全国的 88.23%、32%和 65.54%^②。

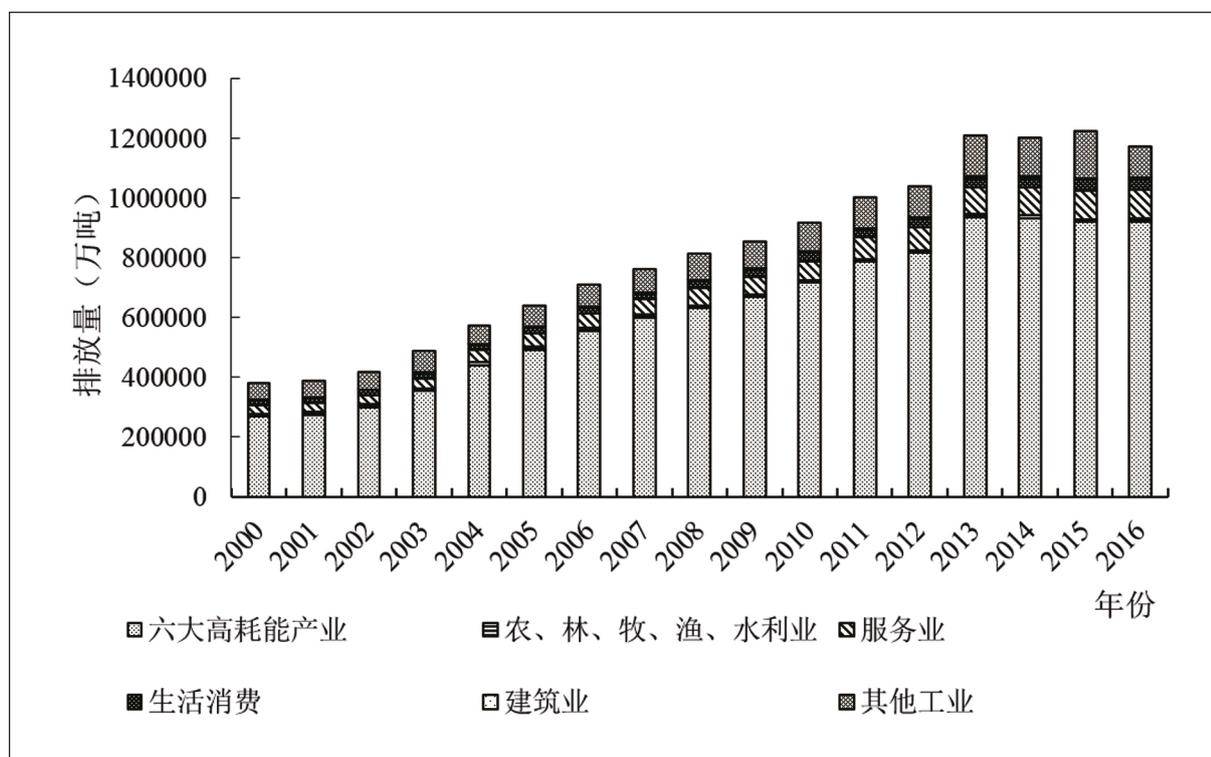


图 3-13 各行业 CO₂ 直接排放量

数据来源:《中国能源统计年鉴》

仅仅是各污染物的直接排放并不能反映高耗能产业真实的污染成本,这是因为直接公布的数据无法将部门之间交互的隐含效应反映出来。所谓隐含效应,就是指在产品生产或者服务提供过程中所产生的一系列直接和间接排放的总和^③。我们利用 2005 年、2007 年、2010 年和 2012 年的 42 部门投入产出表,根据投入产出法计算高耗能产业出口中的隐含污染物排放。结果表明,2005—2012 年,中国

① 根据煤炭、焦炭、原油、汽油、煤油、柴油、燃料油、天然气的消费量和 2006 年 IPCC 碳排放系数计算得到。

② 数据来源:《中国环境统计年鉴》

③ 我们也可以将其扩展到直接和间接的收益,如劳动岗位创造、税收创造等。

高耗能产业出口的隐含 CO₂ 排放、废气排放和固体废弃物排放占全部工业比重始终维持在 30% 左右, 隐含废水排放占比 20%。其中, 废气的出口隐含排放最严重, 2005—2012 年短短 7 年间翻了将近 3 倍。

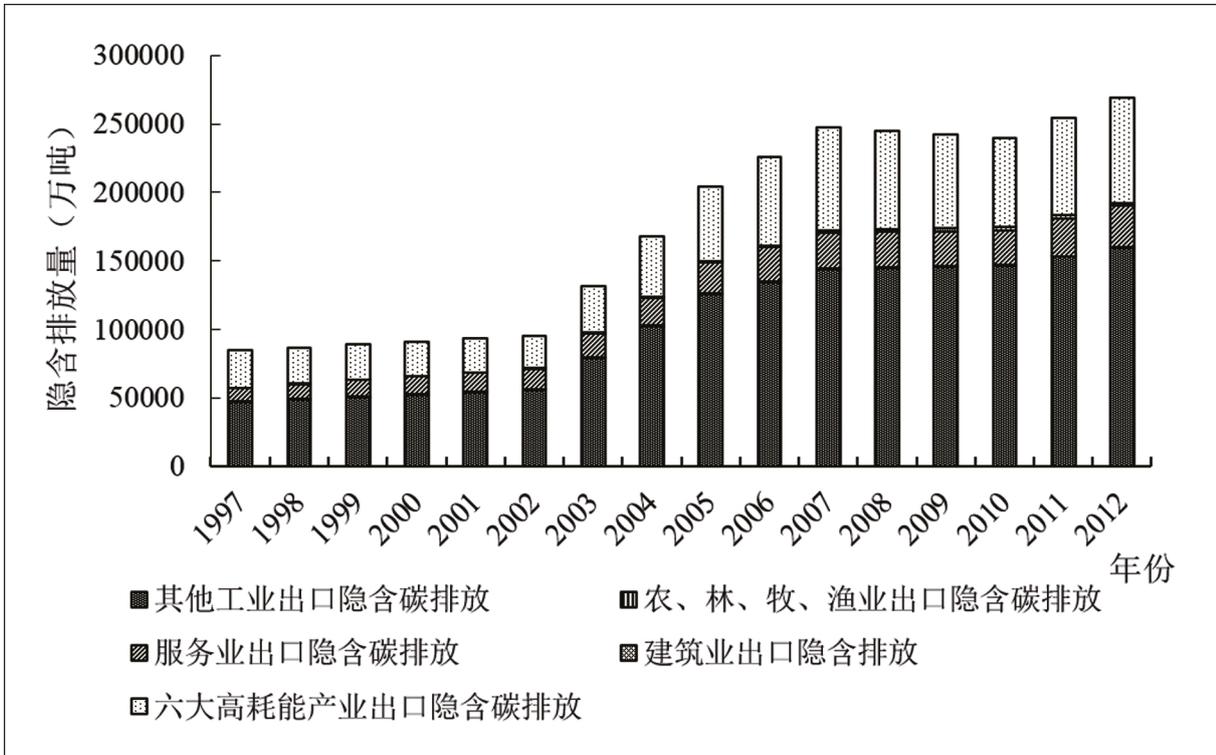


图 3-14 高耗能产业出口隐含碳排放

数据来源: 中国投入产出学会

作为第一批向联合国交存《巴黎协定》批准文书的国家, 中国承诺到 2030 年单位 GDP 的二氧化碳排放要比 2005 下降 60% 到 65%。根据表 3-8, 2005 年以来, 全国单位 GDP 的二氧化碳排放量约为 2—3 吨/万元, 而高耗能产业单位出口额的二氧化碳隐含排放量约为 8—11 吨/万元, 是前者的 3—4 倍。由此可见, 高耗能产业严重阻碍了中国减排硬约束的实现。

反观隐含收益, 以就业创造为例, 2002—2007 年出口贸易所创造的就业岗位显著增加, 在 2007 年达到顶峰 462.63 万人。但 2007 年以后, 就业创造能力下降, 2012 年高耗能产业创造的就业占所有工业的 12.63%。将高耗能产业的平均工资并与所有工业的平均水平对比, 发现两者相差不大, 即没有显著的带动作用。

表 3—8

高耗能产业出口阻碍减排目标的实现

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	比 2005 年减少
全国单位 GDP 的 CO ₂ 排放(吨/万元)	3.41	3.23	2.82	2.55	2.45	2.22	2.04	1.92	43%
高耗能产业单位出口额的 CO ₂ 隐含排放(吨/万元)	11.48	10.26	9.54	8.06	11.99	8.24	7.70	8.09	21%

数据来源:根据投入产出表和《中国统计年鉴》整理得到

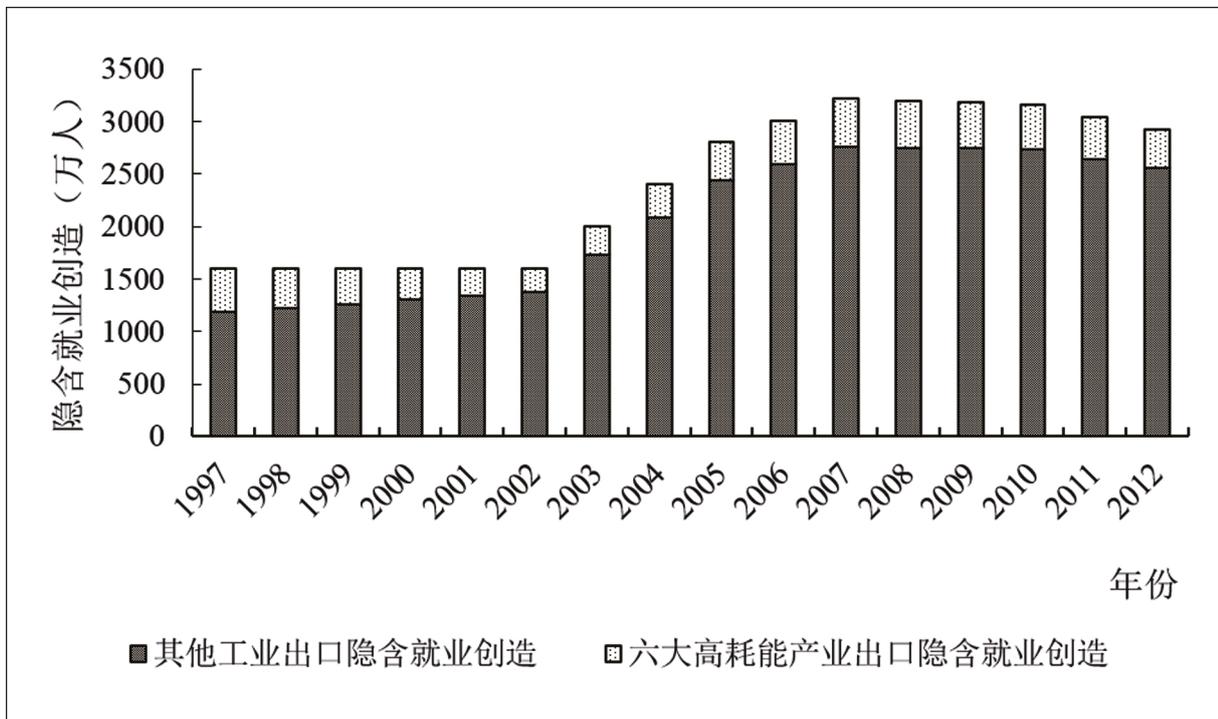


图 3—15 高耗能产业出口隐含就业创造

数据来源:根据投入产出表和《中国工业统计年鉴》整理得到

综上所述,无论是从就业的带动能力还是减排目标的可实现性来看,高耗能产业的出口已经明显与气候政策相互冲突。这种情况下,需要在高耗能产业内部实行相应的能源政策,例如鼓励清洁能源的发展等,辅以碳市场、环境税等气候政策工具进行规制。在产业政策方面积极调整产业结构,优化出口产品结构,使出口商

品向技术密集型、资本密集型商品过渡,逐步引导出口贸易向高技术水平、高附加值、低能耗、低污染的方向发展。自由裁量权的范围是有限的,如果想享有高耗能产业出口带来的经济收益,就必须接受以牺牲环境为代价的事实;相反,如果下定决心改善环境质量,就要承担经济发展速度减慢的结果。调整产业结构绝对不能“叶公好龙”、“鱼与熊掌兼得”,要考虑清楚经济与环境的关系并根据当前的发展状况做出相应的“退让”。

专栏:当中国电改与特朗普相遇

2015年“中发9号文”启动了我国的电力体制改革,通过发电领域的竞争和自然垄断部分的科学监管,发电成本和输配电成本双双下降,终端用户电价得以实质下降。然而,部分地区把降低电价看作是电改的主要红利。由于改革前电力体制的肥胖特征,改革之后无论是发电价格还是输配成本都有下降态势,但电改的目的是建立反映成本变化的可持续发展的现代电力体系,单向降低电价并不是电改的唯一目标,更非固定趋势。道理很简单,发电市场的价格变动会受到发电领域中煤炭价格的波动、对新能源的支持程度等的影响,而输配电价反映的是输配能力的长期需要以及交叉补贴和普遍服务的程度,这些都决定了电价不是一味下降。

更值得注意的是,部分地区把降低电价的红利分配给了本地的高耗能产业。例如,云南省人民政府就于2016年5月发文决定,由云铝股份与华能澜沧江水电有限公司、云南华电金沙江中游水电开发有限公司按照每千瓦时不高于0.185元的上网电价签订双边协议,云南电网收取云铝股份每千瓦时0.045元直购电过网费(含基本电费)以及每千瓦时0.0485元政府性基金及附加,确保云铝股份用电价格不高于每千瓦时0.2785元。

的确,电价降低减轻了企业(尤其是下游高耗能企业)的用能负担,意图在降成本的同时提升企业在国内外市场的竞争力。但我们必须看到,尽管有价格下跌、产量扩张、GDP做大的好处,电价优惠和输配电价扶持还是会带来能耗、污染浓度和二氧化碳排放增加等坏处,削弱电网盈利能力,影响电网的可持续发展和普遍服务等政策安排。

如果以全球视野看,在铝业等竞争性行业,企业数量很多,边际成本的下降会带来行业供给的增加(供给曲线向下移动),均衡价格下降,均衡产量上升。以电解铝行业为例,有数据统计,电力成本占电解铝行业全部成本的40%—50%左右,降电价会直接导致行业供给曲线的移动,在降低电解铝价格的同时提升产量。由图

3-16 可知,在 2014 年底 2015 年初,我国电解铝产量有一个大幅上升,这与输配电价改革试点(降电价)的开始时间一致。但是,明显低于其他出口方的产品价格会很快引起进口国家的注意。2017 年 3 月,美国对中国产铝箔启动了反倾销反补贴调查,2018 年 3 月 8 日,美国总统特朗普在白宫签署命令,宣布将于 15 天后对进口钢铁课征 25%关税,对进口铝材课征 10%关税。于是,降下来的电价又被国外的关税政策加回到高耗能企业身上,不但抵消了企业竞争力,还使美国消费者以更低的价格获取了产品。

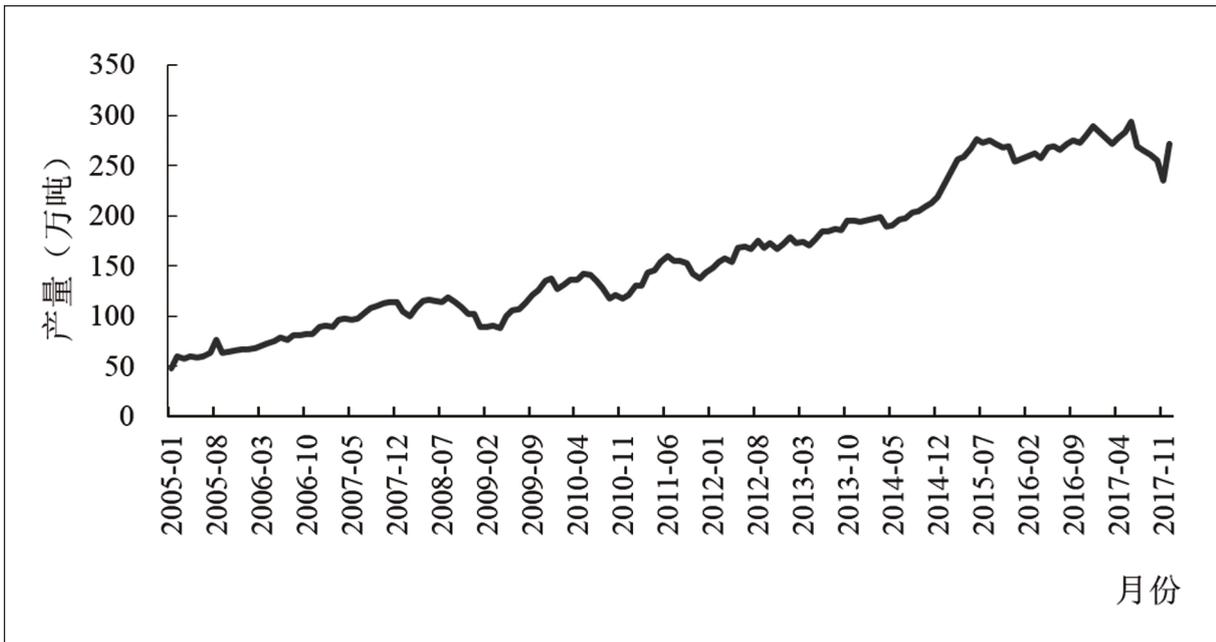


图 3—16 2005—2017 年中国电解铝产量变化

从国内经济角度考虑,降电价导致的生产成本下降会刺激高耗能产业扩张,虽然短期内可以实现地区 GDP 的增长,但随之而来的是大量污染物排放和环境成本的上升,不利于可持续发展;从全球角度考虑,较低的产品价格和过剩的产能会招致其他国家的关税报复,降电价不仅无法提升企业的盈利空间,还用较低的产品价格和电网的损失“补贴”了美国政府,可谓得不偿失。因此,电价对高耗能产业的支持有害无利。

3.4 能源经济体系改革红利识别

上述能源领域中的不充分、不平衡问题,既是问题所在,也是改革红利的潜力所在。通过还原能源商品属性的等改革,能源价格将反映真实成本和市场供需关

系,从而释放正确的价格信号引导市场的运行;市场势力将得到抑制,能源交易的收益在生产者和消费者中合理分配;能源不平等水平将降低,普遍服务水平将不断提升;能源结构将向更清洁环保的方向转变;能源安全将得到保障。能源体系改革红利如表 3—9 所示:

表 3—9 能源体系改革红利所在

革命领域	革命内容	红利所在
能源市场	放开市场准入限制;放开价格管制	供需平衡;价格合理
监管政策	还原能源商品属性,减少非市场扭曲;强化垄断;监管自然垄断	抑制市场势力;价格合理;减少资源浪费
补贴政策	把握政策关键点在于煤炭清洁利用;放弃不合理能源补贴	市场规模扩大;价格合理
社会政策	推进普遍服务;逐步取消交叉补贴	促进社会公平
环境政策	完善环境财税政策,使价格包含外部性成本	能耗减少;污染排放减少
国际合作	认清中国国际能源利益所在;推进国际能源进口国合作;全面评估海外能源投资风险	能源安全,价格稳定

四、突破“不可能三角”的能源革命新思路

4.1 现代能源经济体系中的能源市场

推进能源市场化体制改革,是建设现代能源经济体系基本的一环。能源市场可以还原能源商品属性,使能源价格释放正确的信号,使能源交易规模契合经济社会发展的需要。能源市场建设的核心首先是放开市场准入限制,在可以竞争的领域,让各个企业自由进入。其次,政府在竞争性领域放开各种价格管制,并提升对价格波动的容忍度,让企业相互竞争决定价格水平。为了消除能源区域市场之间的壁垒,促进能源要素的自由流动,最大化能源市场的规模效应,能源市场建设应该突破行政区划的界限,以全国统一市场为目标。具体而言,不同能源品的性质不同,市场化进展也不同,需要分别考虑合适的改革方向。

4.1.1 电力体制改革往哪走

目前,我国电力行业的形势发生了较大变化,从总量上看已经从短缺进入过剩,从结构上看,清洁能源比重逐渐增加,但消纳问题突出。火电、核电、新能源等供给侧价格矛盾突出,这些都是电力市场建设需要解决的问题。未来几年是我国决胜全面建成小康社会、实现共同富裕的关键时期,电力体制改革也必须跟进总体深化改革的步伐,不断完善。

(1)五大发展理念是电力体制改革的总纲领

改革开放以来,随着经济总量的不断增加,我国在发展中遇到了一些新情况新问题,经济运行面临增长动力不足、区域发展不平衡、城乡发展不协调、产业结构不合理、环境污染严重、收入分配恶化等困难。为此,以习近平总书记为核心的党中央审时度势,提出了“创新、协调、绿色、开放和共享”五大发展理念,以破解发展短板,转变经济发展方式、培育增长动能、推动经济发展提质增效、行稳致远。电力行业作为我国经济发展的“排头兵”其发展思路、发展方向攸关我国经济运行的质量、效率以及可持续性,以五大发展理念为总纲领,深入推进电力体制改革,在提升电力行业效率的同时,保障民生,使百姓均能享受到本轮改革的成果与红利。

(2)电力体制改革的指导思想和总体目标

坚持社会主义市场经济改革方向,从我国国情出发,坚持清洁、高效、安全、可持续发展,全面实施国家能源战略,加快构建有效竞争的市场结构和市场体系,形成主要由市场决定能源价格的机制,转变政府对能源的监管方式,建立健全能源法制体系。

保障电力稳定供给

对电力行业来说,任何改革必须以确保电力供应的实时平衡、稳定运行和安全可靠为目标。首先,需要确保电力供给满足不断增加的电力需求。图 4-1 描述了 1995 年以来我国电力供需的走势,可以观察到我国全社会用电量不断增加,并于 2005 年以后与发电量基本持平。在可预见的未来,我国城镇化和工业化还将持续,电力需求增长趋势很难发生逆转。在这样的局面下,确保电力实时供应仍是电力市场改革必须关注的核心目标之一。其次,需要缓解可再生能源发电的冲击以确保电力的稳定供应。根据图 4-2,在火电之外,我国可再生能源的占比有明显的增加,可再生能源发电容易受气候、技术等因素的影响,再加上可再生能源发电占比的不断增加,确保电力稳定供应的目标则变得更为重要。最后,确保电力供应安全可靠。随着中国经济高速发展,对电力安全可靠的要求越来越高,停电是经济社会无法承受的“灾难”。在大力发展可再生能源电力与远距离的跨省电力输送情况下,对辅助设备、安全电网的建设(如特高压、超高压电网)提出了更高的要求。

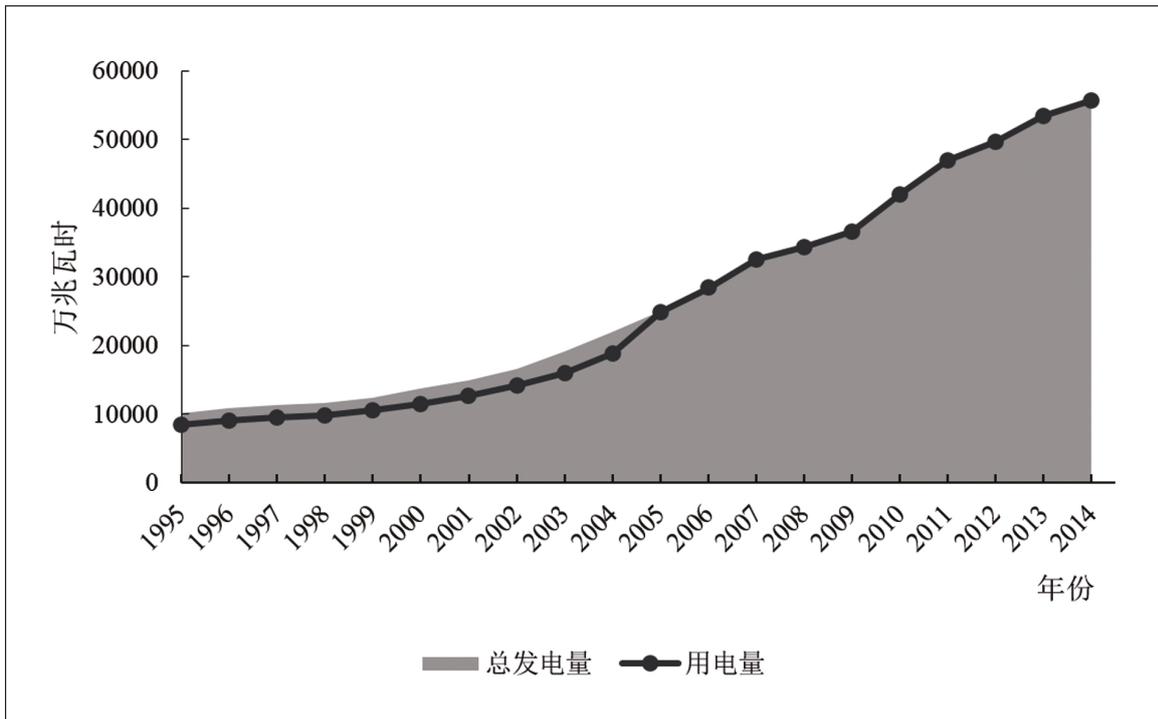


图 4-1 全国历年发用电量

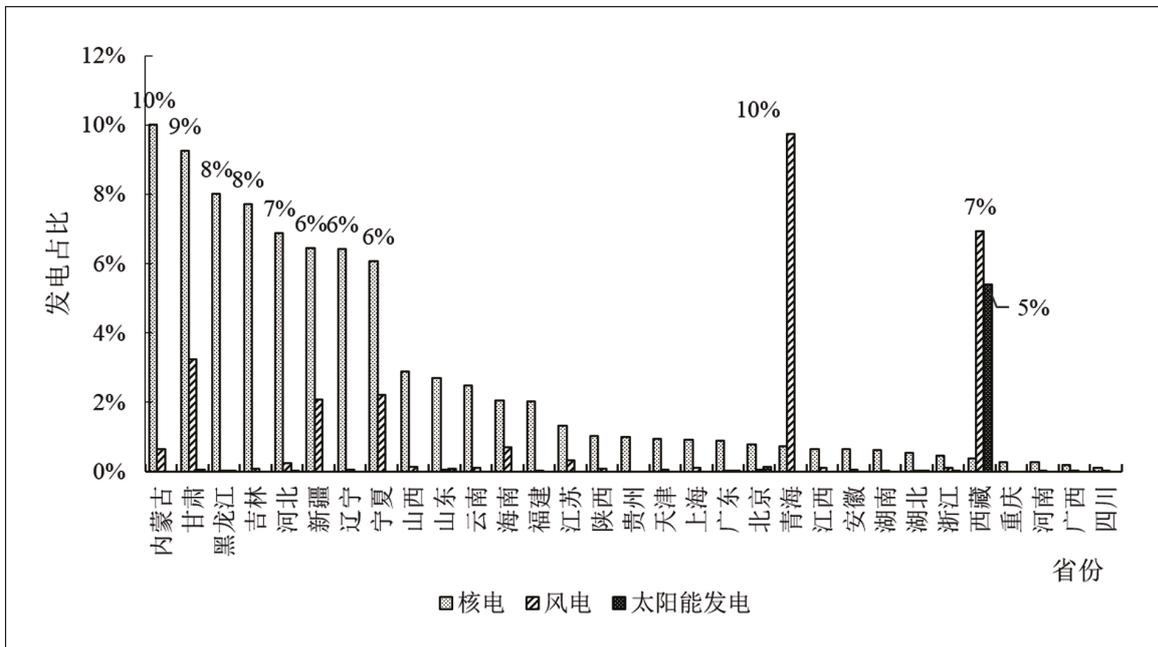


图 4-2 2014 年全国各地区新能源发电占比

数据来源:《中国电力统计年鉴》

提升效率,降低成本

多措并举提升发电效率,降低生产成本是电力市场改革的关键目标。按照节能减排工作的要求,应安排大容量、低能耗机组多发电,从而有效地降低整个电力行业的平均供电煤耗水平。图 4-3 描述了我国统调电厂供电标准煤耗与年平均利用小时数的散点图。高效电厂仅获得了较少的发电小时数,而那些供电煤耗高、供电能源效率低的“落后”电厂却获得了较高的发电小时。这些发电机组的能源效率与利用小时倒挂现象造成资源的巨大浪费,提高了生产成本。迫切需要通过电力市场改革,严格淘汰落后产能,让高效率企业发电,进而推动电力行业乃至整体宏观经济运行成本的降低。

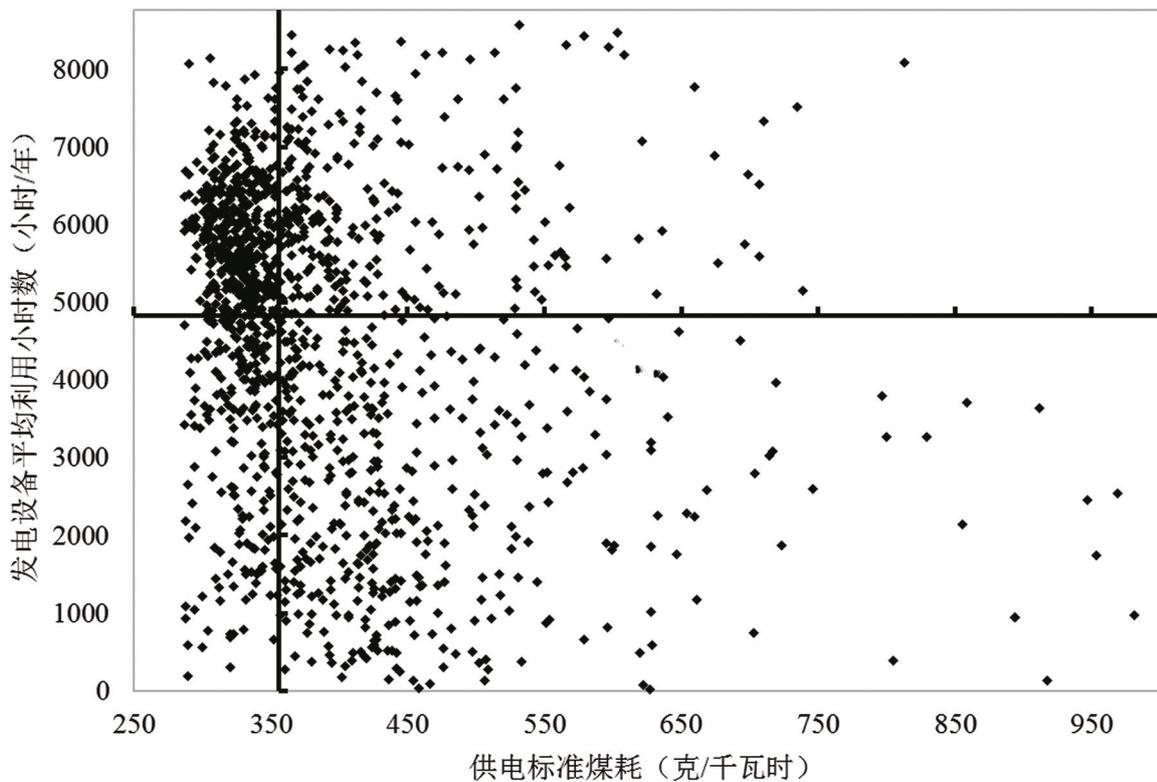


图 4-3 不同效率机组平均利用小时数

数据来源:《电力工业统计资料汇编》

保障民生,保证电力投资激励

新一轮电改按照“管住中间、放开两头”的体制构架,发电和售电环节价格由市

场形成,输配电价逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则核定,同时,我国的区域发展不平衡,地区差距、城乡差距较大,特殊地区(主要是农村地区、贫困地区和边远地区)的用电问题,任务重、难度大。这两者之间的矛盾导致电网企业在偏远地区的投资激励较弱。因此,在实施普遍服务的过程中应秉持效率优先的原则,充分考虑各地区电网承受能力,将普遍服务义务合理分担至不同地区。

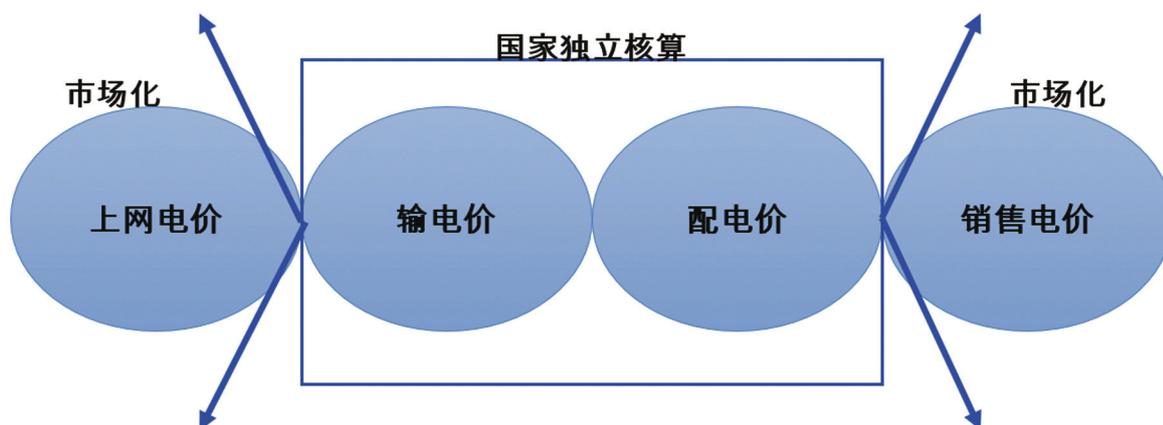


图 4-4 “管住中间、放开两头”方式

总之,电力体制改革应该寻求一个兼顾安全、效率和公平的平衡目标,放开两头、管住中间。提供足够的激励机制保障电源和电网建设、保障电力供给与安全,以满足经济发展的要求。建立一个竞争充分的发电和售电市场,防止串谋和市场势力造成的效率损失。监管住具有自然垄断特点的输配电网。继续提供普遍服务、保障城乡同价、地区间电价差距不加大,以实现共同富裕、共同发展。

(3)我国未来的电力市场结构

我国的电力市场结构应逐步实现发电、输电、配电、售电的合理有效分离,使电力建设和运营成本透明公开,使得资源能够有效配置,激励有效的资源配置并形成合理的定价方式,推动一个良性竞争,秩序合理的市场的建立。在电力市场结构改革的过程中,首先要有效地区分竞争性业务和非竞争性业务。竞争性的业务,也即发电、配电、售电环节,要充分引入竞争,打破垄断;非竞争性的业务则要加强公平接入与科学有效的监管,也即在输配电这一环节,严格核定成本,建立以成本加准许收益为核心的科学合理的输配电价体系。

十八届三中全会提出了“要使市场在资源配置中起决定性作用”。电力市场结

构改革要以十八届三中全会精神为指引,使电力市场结构改革更好地服务于电力市场化改革的方向,抓住关键,打破电力输送,电力统购统销、调度交易为一体的状况,保障输配电公平无歧视开放,履行好电力普遍服务义务。构建输配电有效分离、调度交易独立的市场结构。

未来我国的电力市场结构将主要由以下市场主体组成:

独立的调度和交易机构

电力具有难以储存和供需实时平衡等特有属性,输电公司在电力系统中具有垄断性的支撑作用,因此要妥善处理系统调度机构、市场交易机构与输电公司三者间的关系,这也是深化电力体制改革首先需要解决的问题。未来,我国需要将调度从目前的电网企业分离出来,建立由国家和主要电力市场主体参与的调度体系,并有电力监管机构监管。

独立调度体系的核心,是建立独立的调度中心。从职能上来看,调度中心具有较强的公共属性,是电力系统中的公共服务职能,同时,把调度从电网公司中独立出来对于后续更好地实施输配分离、建立电力交易市场和核定输配电价体系。我国调度体系在电力系统中一直是相对独立的机构,因此将其从电网公司分离出来不存在很大的技术难度,不会改变调度管理方式和统一调度、安全优质经济调度的原则,亦不会对电力系统的安全造成威胁。

在调度独立的基础上,我国未来的调度体系理应设立五个层级,首先是国家调度协调中心,其次是各电网区域内的调度机构,各省的电力调度结构,以及负责地市和县域内配电网的地调/县调。

与独立调度体系相配合,需要在下游建立独立的电力交易体系,从而以市场交易作为调度约束,从而最大化电力市场的社会收益。成立电力交易中心以引入竞争、用市场这只看不见的手来实现资源的优化配置。电力交易中心通过事先定义电力交易的种类以及相关规则,为各交易主体之间提供更加灵活的电力商品交易平台。电力交易中心的主要成员是符合市场准入条件的发电公司、零售商和大用户等。目前我国已经建立了国家级的电力交易中心,北京电力交易中心与广州电力交易中心,各省、市、区也建立了省级电力交易中心。未来,我国应探索构建全国性的电力交易中心协会,来协调各级电力交易中心,更好地服务跨区域、跨省电力交易。

有效分离的输、配电业务

输配电业务的中立性和无歧视开放是保证电力批发市场和电力零售市场公平

公正竞争的重要前提,目前来看,主要有四种输配电业务中立化的业务模式:财务分离、功能分离、法律分离和产权分离。我国要建立充分竞争的电力批发市场和零售市场,如果输配电业务仅仅做到财务分离或功能分离是不够的,应至少实现法律分离,并逐步实现产权分离。即随着输配环节成本的独立核算,输电和配电相应的定价机制的建立,以及配电网侧运营权的放开,逐步分离输电网与配电网业务与资产,形成独立的输电和配电公司。在实施输配电业务的分离的同时还应充分考虑分离后安全稳定供电、输配电网投资、改革成本、技术支持等一系列问题。

在本轮电力体制改革中,《关于推进输配电价改革的实施意见》(发改经体[2015]2752号)明确指出,按照“准许成本加合理收益”原则,核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价。这也既是用的价格上限法对输配电价进行定价,能够起到激励的作用。

具体而言,构建合理输配电价体系包括以下三个方面:

一是逐步取消电价交叉补贴。随着改革的推进,要充分收集掌握分电压等级、分用户类型的电价成本分类归集,变“暗补”为“明补”。

二是加快出台专用网络以及社会投资增量配电网的输配电价核定办法,确保电价与电网公司输配电价公平性。

三是确定跨省线路输配电价水平。

以集中交易为主的市场模式

电力交易体系的设计应注重符合电力系统运行的物理规律,引入科学的成本核算机制和市场力规避机制,以确保市场的有序竞争,并建立有效保障市场成员合理收益的机制。

未来,我国的可再生能源将会得到快速发展,但可再生能源存在地域分布不均匀、电源出力具有间歇性、波动性等特点,消纳存在一定问题。即使外送也会受传输容量、传输功率稳定性、受端系统需求等因素的限制,进而导致在局部地区与供需较紧张时刻,市场成员存在一定的动用市场力的空间。

因此,在现货交易市场构建中,需要重点关注其对于系统安全、供需平衡与市场平稳运行的保障。市场交易体系可以采取以集中交易为主导的市场竞争模式,以调度交易机构统一管理为基础,对发电实行统一调度。电力现货交易、平衡交易等在统一市场内完成,并要求市场主体在现货市场上报价,以保证市场交易与电力系统实现运行的一致性。

此外,电力系统拥有足够和合理的容量是保证电网的安全经济运行和构建竞

争性电力市场的基础,同时为了应对负荷的增长、老旧电厂生存关闭以及可再生能源电源的间歇性问题,需要建立容量市场的机制,以补偿存量资产,提供价格信号,促进有效投资。

竞争性的辅助服务市场

为确保电网的安全稳定运行,需要建立竞争性的辅助服务市场,如调频、调峰、运行备用市场等。但同一时间内的各类交易可以实行统一优化,以提高系统整体效率。为了满足系统实时平衡和安全调度的要求,按照平衡责任规定,由系统调度运行机构负责组织的实时平衡市场,承担购买义务。

竞争开放的售电市场

在售电服务环节,主要是通过放开用户选择权的方式引入竞争。具体来说,电力大用户可以直接参与电力交易所交易或以双边合同的方式购买电力,电力小用户可以在零售市场上选择自己满意的零售商进行签约。售电侧的放开可以按照电压等级和用电容量分阶段从大用户开始逐步放开用户选择权。

建立全面放开电力零售市场可以保证全体用户“自由选择电力”,赋予用户选择权,对于包括家庭用户的小额用电在内的市场,都需要全面放开准入条件。通过零售竞争可提高电力行业的效率,竞争性的电力零售市场也可以打破电网公司对电力零售业务的垄断。

全面放开零售电价是全面放开电力零售市场的应有之义,应通过有效的市场竞争实现零售电价的市场化。零售电价可以分解为以下组成部分:

$$\text{零售电价} = \text{上网电价} + \text{输电价} + \text{配电价} + \text{零售利润} + \text{补贴}$$

上网电价和零售利润应该通过上网侧和售电侧的有效竞争来实现,而输电价、配电价以及补贴由政府有关部门核定,零售电价的每一部分都应该是清晰透明的。

4.1.2 石油开放改革方向(1)石油领域改革的意义

保证产业平稳转型。在经济发展的新常态下,经济供给侧从投资依赖转换到技术创新,需求侧也会相应调整,投资比重显著下降,消费的支柱效应不断凸显。这就会使得石油终端市场出现结构性的变化:汽油和煤油需求受汽车保有量增长和航空业发展影响,增长可观;但投资和生产属性的柴油需求将持续萎缩。这就要求市场能充分发挥供需调节作用,保证汽油煤油供给的合理增长,引导产业消化柴油过剩产能,保证石油行业在新常态下的结构转型。

促进市场有序竞争。2008年以来,经过4次改革,成品油价格机制已从单纯政府定价走到了反映产品成本、部分反映供需关系,部分反映行业竞争的程度。但

是,在新常态下,成品油价格在充分发挥信号作用方面,将面临更加严峻的挑战:如何发挥成品油价格对全产业链的真实成本反应?如何防止成本加成定价引起的“A—J”效应?考虑到石油产品的战略和商品双重属性,如何平衡供需风险与市场竞争之间的关系?

稳定收入合理分配。我国石油的对外依存度已经超过 60%,油品成本与国际油价关系紧密;但同时,国内自有油气田的开采和技术储备也至关重要。特别是在国际油价偏低的情况下,既要保证国内油气田勘探开采的人才、技术储备,又要合理节约成本提高社会总体福利。这就要充分考虑行业特点,在补贴、税收、替代能源、污染等方面均衡考虑。

综上所述,要充分考虑行业在新常态下的发展趋势,结合供给侧改革、国企改革,研究创新、方法创新、政策创新,全面发挥价格在行业中的调节、信号和分配作用。具体来说,就是在原油产业链中找到合理的方式放开市场限制,尽量减少垄断,不再直接干预价格,转向监管市场秩序,保证市场平稳运行。

(2)改革时机已经成熟

价格管制是指政府根据形势和既定政策,运用行政权力直接规定某些产品的价格或价格变动幅度,并强制执行。价格管制的目的,一方面防止垄断过多的掠夺消费者剩余,另一方面激励企业进行成本节约和技术创新。从我国目前的价格管制情况来看,目前只有 7 类 20 项由发改委或者行业主管部门定价,其中成品油(含供军队及专项用户用油)价格暂按《国家发展改革委关于进一步完善成品油价格形成机制的通知》(发改价格[2013]624 号)管理,视体制改革进程适时放开。从成品油行业来看,美国、西班牙、日本、韩国等大多数国家经历了从政府管制到市场化的变革。随着我国成品油市场供需结构的变化和市场的逐步成熟,目前成品油定价全面放开的条件已经具备。

1. 终端价格系统性偏离最高限价,价格管制作用有限。

近几年来,我国成品油销售市场出现了较为明显的价格偏离情况,2012 年以后,实际售价与最高限价之间的差异逐年扩大。从批发价格来看,2015 年 93# 汽油最高限价与实际价格之间的价差为 11%,较 2012 年高出 7 个百分点;0# 柴油最高限价与实际价格之间的价差为 13%,较 2012 年高出 13 个百分点。从零售价格来看,2015 年 93# 汽油最高限价与实际价格之间的价差为 6%,较 2012 年高出 2 个百分点;0# 柴油最高限价与实际价格之间的价差为 8%,较 2012 年高出 3 个百分点(见图 4—5 和图 4—6)。从统计检验结果来看,最高限价与市场实际价格的偏

离基本是系统性的,而在实际的价格监管过程中,从政府到企业都投入了大量的人力和物力,监管在一定程度上失灵。

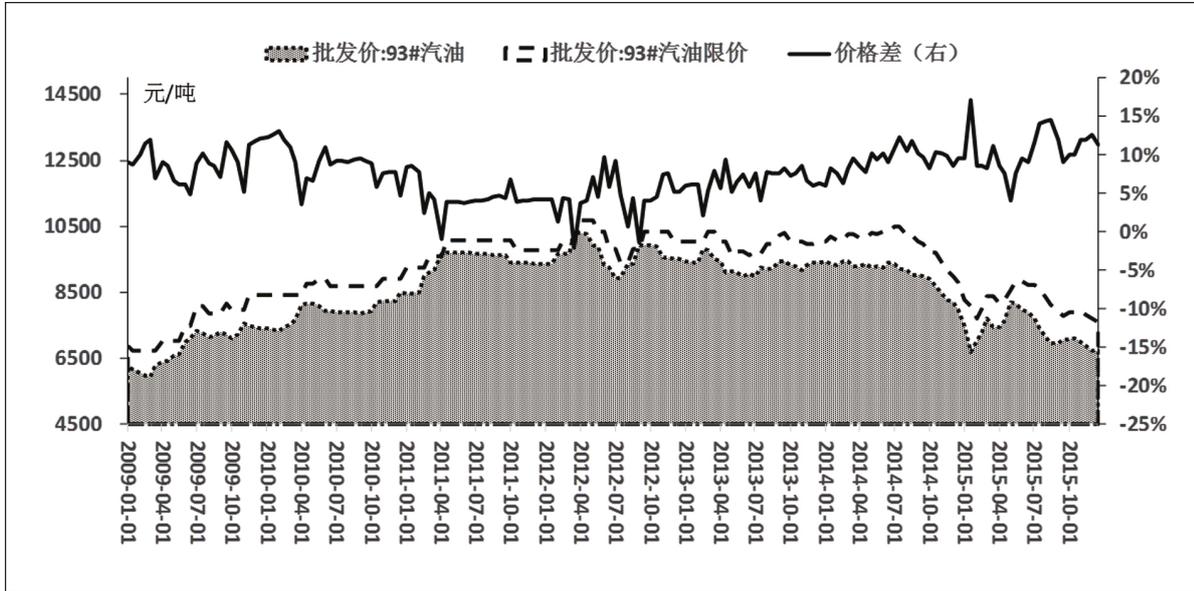


图 4—5 汽油批发最高限价与实际价格运行情况

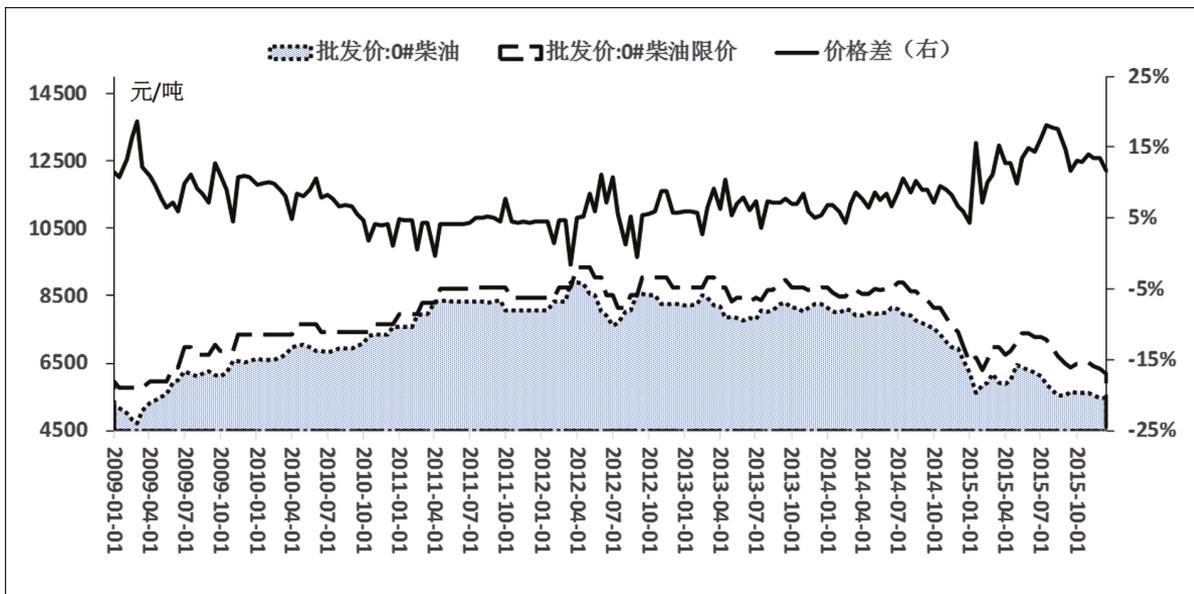


图 4—6 柴油批发最高限价与实际价格运行情况

数据来源:《中国能源统计年鉴》、《全国分省、地区汽柴油最高限价情况表》、商务部成品油批发价格、Wind 数据库

2. 供需结构变化,成品油最高限价的变化与市场供需脱钩。

当市场整体供小于求时,设置价格上限防止成品油价格过高引起资源配置效率问题;当市场整体供大于求时,最终形成的均衡价格有可能小于设置的最高价格,在这种情况下,最高价格设置的意义不大,可以进行适当的变化或者取消。目前,随着技术进步带来的勘探开发量增长以及北美页岩气供应大幅增加,全球原油资源供大于求、价格持续走低,这就使我国油气市场供需压力有所下降,成品油市场整体供大于求:2012年的成品油产需差为500万吨,占整个产量的1.8%;而2015年我国成品油产需差2100万吨,占到整个产量的6.3%。我国目前的成品油最高限价并不能完全反应市场供需情况:一是国际油价的变化规律虽然在一定程度上反映了进口原油产品的价格,但是无法充分体现国内原油的供需情况,整体上并不能完全反应成品油市场的供给和需求;二是最高限价没有包含成品油生产过程中产生的勘探成本、环境成本,忽略了我国本身的地理环境和资源禀赋特征;三是市场实际运行价格与指导价差异逐步扩大,批发、零售价格等通过折扣、促销等方式体现,价格不能真实反应市场供需变化,信号功能缺失。

3. 中下游竞争性市场体制已经形成,实际市场价格能够明确反映成本。

传统的产业组织理论认为,市场集中度越低,市场盈利性越小;反之市场集中度越大,盈利性就越大。在我国的成品油市场上,当市场竞争主体增加,集中度下降时,“炼厂成本、合理利润、流通费用”基础上形成的最高限价与市场竞争性加强情况下形成的实际价格出现较大偏差,从而导致了“最高限价”失灵。从实际情况来看,我国成品油竞争性市场已经基本形成。一方面,上游环节已经放开,原油进口权逐步向民营企业开放,国内外两个市场连通,把行业的国际竞争因素渗入国内价格形成过程中,实际价格能够体现全产业链的生产成本。另一方面,下游环节的竞争主体增加,市场集中度下降。从炼化市场来看,2015年末地炼市场份额已经占到整个成品油市场的20%左右,较2012年提高约8个百分点;从批发市场来看,根据商务部《成品油市场管理办法》,截至2015年10月份已经公布的具有成品油批发经营资质的企业数量达到303家,其中属于中石油、中石化、中海油等央企下属或者控股企业为72家,占比为23.8%,其他企业为231家占比为76.2%;从零售市场来看,目前我国加油站的经营主体构成包括:中国石化,中国石油,其他国有公司(延长、中海油),外资(要求国有企业与外资合作,包括中石油、中石化、中化等),民营等,其中非中石油、中石化的加油站数量占比逐年增加,到2015年已经达到约55%。在此情况下,市场的竞争属性增强,市场实际形成的价格更能够反应企业成本。

4. 国际油价偏低,成品油定价全面放开的系统性风险较小。

在实际情况中,国际石油供应的风险因素十分可观。一方面,我国石油对外依存度大,在没有明显技术进步(特别是海上油田开发技术)的前提下,国内石油产量增长将持续落后于经济发展需求增速,进口石油仍然是满足我国石油需求的主要来源;另一方面,我国石油的进口集中度高,来源地稳定性不足,90%的石油进口依靠海运,这些通道本身面临海盗、竞争等风险,同时并不处于中国的直接或间接控制之下,一旦爆发冲突,线路被封锁,则会对中国的石油运输产生重大破坏。在这种情况下,一旦出现极端性供不应求等供需情况,将对经济发展和社会稳定造成严重影响。而目前,国际油价整体偏低,油品市场供应出现极端情况的风险较小,是进行成品油价格市场化的有利时机。

(3)石油领域改革路径

从产业链条来看,石油市场全面放开需要全产业的整体放开,避免在某一环节的绝对垄断情况出现。石油领域的基本改革方向是放开原油进口权,“放任”地方炼化企业,放大零售市场竞争规模。

1. 上游放开原油进口权垄断

从历史上来看,我国的原油进口分为国营贸易和非国营贸易,国营主要由中石油、中石化、中海油和中化等企业控制,可以根据市场供需和企业经营情况自由进口。期间,一些非国有企业也有可能获得一定的进口配额,但是数量很少,有些并不直接进入成品油市场,而是用于化工或者是专项使用。2015年商务部发布《关于原油加工企业申请非国营贸易进口资格有关工作的通知》后,民营企业原油进口资质才正式获得批准。截止2016年12月,已有12家民营企业获得原油进口配额共计4929万吨/年,再加上部分获批进口原油使用权的民营企业,共达到19家企业共计进口原油使用配额7377万吨/年。原油进口权和进口原油使用资质放开以来,地方炼厂生产的成品油在市场中的占比有效增加,价格(特别是批发价格)明显回落,能够更好的反应真实成本,发挥价格的市场信号功能。因此,需要在考虑战略储备等因素的基础上,进一步有效放开第三方原油进口,保证市场有效竞争。

2. 中游鼓励炼化环节在竞争中提升效率

过去,地炼加工原料以国产原油和进口燃料油为主,进口原油和国产燃料油为辅。由于加工手段不完善,加之原料中原油比例不高,汽柴油收率与中国石油和中国石化两大集团的炼厂相比明显偏低。但随着地炼二次加工能力和产品精制装置的配套建设,以及原油进口权的放开,地炼加工原料发生颠覆性变化,2015年山东

地炼原油加工量占比达到 76%，燃料油加工量占比仅为 24%。此后，地炼生产的汽柴油收率不断提高，据不完全统计，2016 年底地炼资源已经占到全国成品油产量的 20% 以上，成为成品油市场中的重要生产者。地方炼油企业的不断发展能够让全国范围内市场集中度下降，从而增强石油领域竞争性，释放更多消费者剩余。地方炼油企业的不断扩张也会刺激国有石油企业加强创新、提升效率。

3. 下游以省级市场为单位放开价格管制

批发市场的市场化程度较高，目前成品油批发资质已经不再局限于中石油和中石化集团，批发经营主体逐渐多元化。从结构上来看，非中石油、中石化的加油站数量占比逐年增加，2011 年已超过 50%，2017 年年占比约为 54%。在成品油供大于求的形势下，批发市场存在价格竞争基础。从省级市场情况来看，由于不同区域市场的市场开放程度、市场集中度、相关政策因素等情况存在差异，成品油市场化的程度也不尽相同，各省汽柴油实际售价与该省最高限价之间存在差异。以 2015 年为例，93# 汽油批发平均价差最高的为天津和重庆，平均价差达到 18%；2015 年统计的 46 周的价差中，天津市价差在 15% 以上共有 27 周，重庆市价差在 15% 以上的有 28 周。平均价差最低的为上海，平均价差达到 6%，在 2015 年统计的 46 周中，有 16 周价差在 3%~6%，12 周在 6%~9%，11 周小于价差小于 3%。典型城市 2015 年价差分布情况见图 4-7。

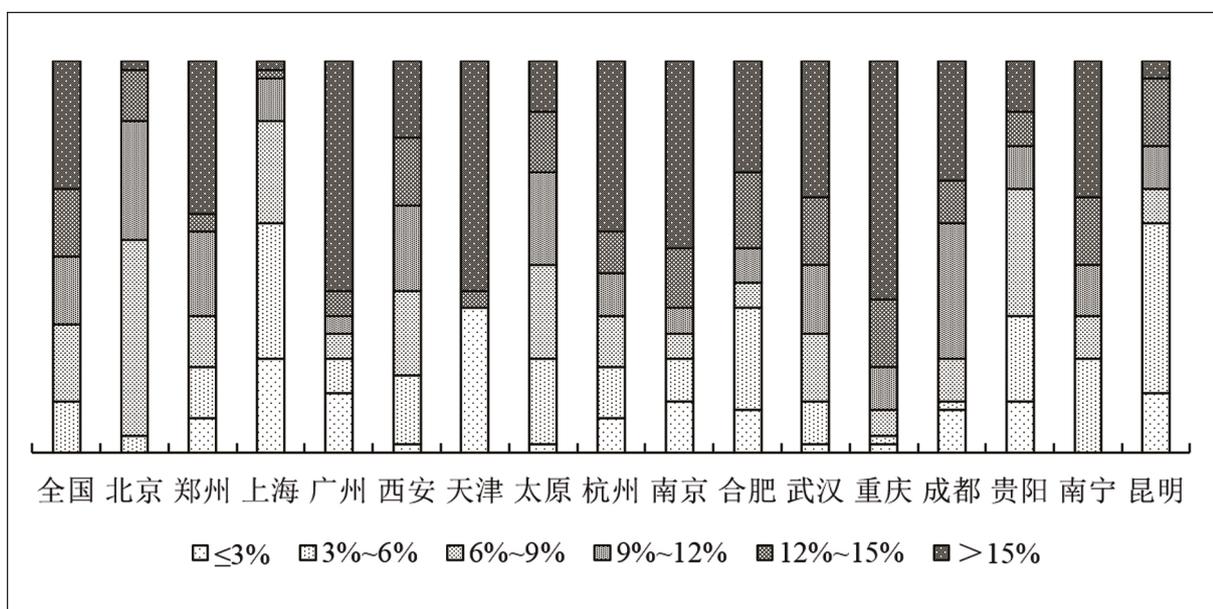


图 4-7 2015 年典型城市 93# 汽油批发平均价差分布情况 (频率:周)

数据来源:商务部成品油批发价格

同样以 2015 年为例,0#柴油批发平均价差最高的城市为天津和合肥,平均价差达到 18%以上;2015 年统计的 46 周中,天津市价差在 15%以上的周数为 30 周,合肥、郑州价差在 15%以上的周数达到 22 周和 23 周。平均价差最低的城市为武汉,在 2015 年统计的 46 周中,有 8 周价差在 3%~6%,11 周在 6%~9%,12 周价差在 9%~12%。典型城市 2015 年价差分布情况见图 4-8。

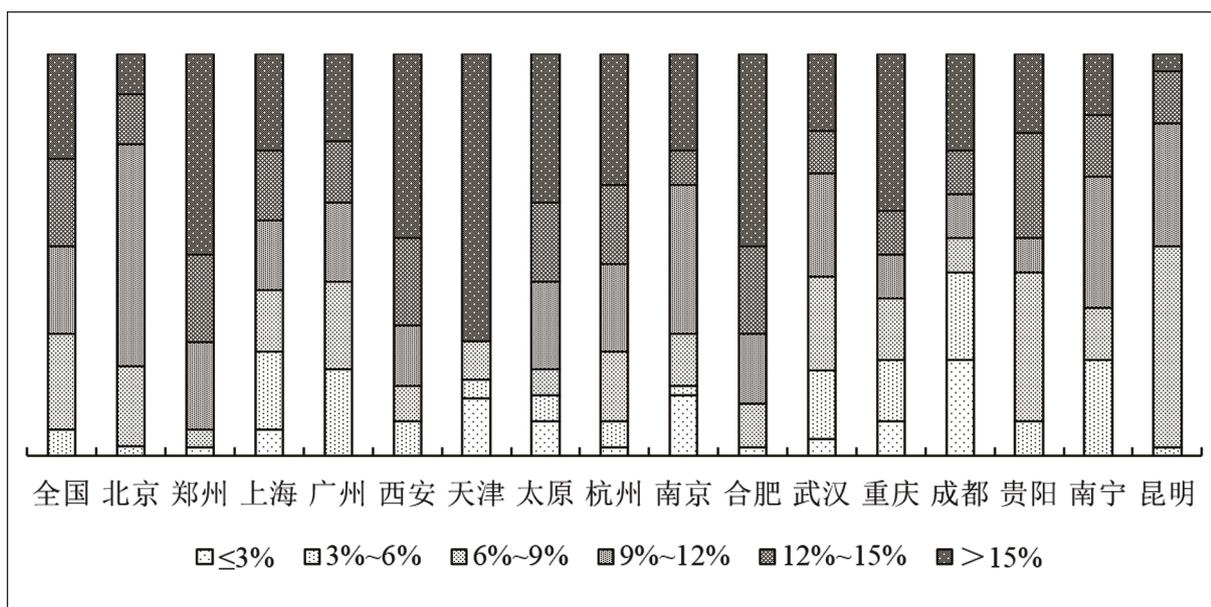


图 4-8 2015 年典型城市 0#柴油批发平均价差分布情况(频率:周)

数据来源:商务部成品油批发价格

以省为单位,尝试放开政府指导价以及国际油价挂钩标准,允许企业自行定价,将可以使成品油价格反映省级市场的供需环境、竞争状况以及真实成本,释放正确的价格信号。具体而言,要选择竞争主体多元化、监督环境较好的省份逐步试点实施,在一定范围内不设置政府指导价格,让市场竞争决定价格,。在试点进行过程中,通过监测分析研究上限价格放开是否能够明显的降低市场实际价格(Kang and Zarnikau;2009)。

(4)石油领域改革走向

1. 找准时机,因地制宜。

石油是国民经济运行中的重要能源,与经济发展、人民生活、环境治理等息息相关。因此,在成品油价格改革过程中,要因时而动。受到资源条件、地理情况、道

路因素的影响,不同区域的供需情况、市场结构都存在差异。因此,在油品改革过程中,可以采用“先试点后推进”的渐进方式。同时,也要考虑未来发展中可能出现的特殊情况,做好预防工作。

2. 重视市场,加强监管。

一是加强份额监管,对成品油市场势力情况进行跟踪统计,及时测算行业集中度指数(CR_n)、赫芬达尔指数(HHI)等。如果有必要就对垄断性较强的省级零售市场进行拆分,要求每个企业的市场份额不能超过20%等^①。二是加强行为监管,比如说反垄断局全面介入油品市场,对行业内企业的合并行为等进行反垄断审查,同时在企业合并后进行行为监察,查看有无反竞争行为。三是加强监管创新,考虑到成本加成定价引起过度投资、X非效率、利益输送等,最高限价管制引起价格扭曲、管制失效等问题,可以使用标尺竞争监管、激励性监管等方式。

3. 统筹考虑,防范风险。

注意发挥好政府部门的监管和调节作用:一是加强油品质量监测和监督,避免“劣币驱逐良币”现象。如果油品质量检测标准偏低、安全税务等监督不严,高质量油品、规范经营的企业反而因为成本太高而竞争力不足。因此,在进行成品油价格改革的同时,需要加强各级政府的监管力度,保证油品质量。二是建立库存调节机制,防止极端的供需失衡情况出现,打乱市场秩序。改革进程中应考虑成品油战略或者调控储备,在特殊情况下维持市场整体的平稳运行。三是在考虑战略、调控等因素的条件下,进一步放开销售以上环节如炼化、原油进口等方面的限制,引入竞争主体,提升包括销售的全产业链效率。

4.1.3 天然气市场改革

(1)有效的天然气市场

1. 上游市场完全市场定价

我国上游天然气市场需要在供应侧增加竞争并在需求侧理顺价格传导能力。由于我国天然气进口无配额限制和贸易权限制,公平准入的第三方输气服务及天然气市场需求的快速增长会使得更多市场主体参与天然气供给。取消现行的门站价格,减少政府相关部门制定和调整门站价格的工作量以及由此可能对市场带来的扭曲。供需双方在上海、重庆等全国性油气交易中心竞争性交易形成标杆价格,允许供需双方根据市场状况自发形成有效率的市场价格。在全国性交易平台进行

^① 参考美国联邦能源管理委员会规则:市场份额超过20%,疑似有市场势力,组织并购,强制资产剥离。

交易便于相关监管部门对交易信息进行实时监督,对潜在的影响市场公平的行为进行快速识别和干预。

2. 独立开放准入的管道设施

天然气管道运输业务属于自然垄断业务,应当在政府严格监管下通过成本监审定价并向第三方开放输气服务。管道独立性是确保向第三方开放的前提,上游供应商应剥离输送管道资产,城市燃气公司应剥离配气资产。依据 2016 年 10 月出台的《天然气管道运输价格管理办法(试行)》和《天然气管道运输定价成本监审办法(试行)》,各级政府分别对跨省长途管道、省内短途管道和配气管网进行成本监审,并依据国家及各地区出台的相应价格管理办法,确定跨省管输价格、短途管输价格和配气价格。依据实际情况,因地制宜的确定管道负荷率考核标准并及时调整,促进管网向第三方开放。考虑到天然气管道运输过程中的对容量和实际运输量的需求不同,适合建立两部制价格分别回收管道固定成本和可变成本,逐步由目前的成本加成定价过渡到两部制定价。

3. 售气市场引入竞争,取消非居民对居民的交叉补贴

售气业务与气源供应和管道运输分离,防止气源企业在大用户市场上利用气源和管输优势绑定用户。售气业务与配气业务分离,城市燃气售气业务不属于特许经营范畴,防止城市燃气利用配气网络垄断捆绑售气业务。允许在同一个市场存在多家售气公司,由用户自由选择。

对于非居民用户,售气公司可以通过从气源企业购买天然气,支付管输和配气价格获取输配服务,最终将天然气提供给用户。售气公司在气源购买和终端售气两个环节面临市场竞争,并可以向管道公司和城市管网公司购买输气和配气服务,实现“管住中间,放开两头”的市场化的天然气供应。

对于居民用户,取消以往城市燃气通过非居民供气部分获得超额利润来对其居民供气业务进行交叉补贴,取消非居民供气与居民供气价格双轨制。实现居民用气平均价格反映供气成本,在居民内部实现交叉补贴。可采用居民阶梯气价,对于第一档用气气量,覆盖 30%—50%较低用气量居民(通常也是较低收入居民)的日常用气量,并采用较低价格;对于第二档、第三档等用气价格,应逐步提高,从而实现居民内部的交叉补贴。另外,考虑到天然气作为价格波动频繁的大宗能源商品,第一档用气的气价可以通过价格公式绑定国际天然气价格进行浮动定价,并受政府的监督。在极端天气或气源严重短缺的情况下,政府可以强制介入天然气市场,保障居民的基本用气量。

(2)天然气改革的难点

1. 长输管网设施利用仍存壁垒

过去我国天然气行业上游垄断严重的一个重要的原因,是没有实现网运分开,通常是上游开采企业负责修建管道,再把天然气输送到省门站,由下游天然气分销商进行市场销售。由于我国天然气资源离消费中心很远,天然气管道的建设特别是长距离主干管道的建设通常需要很大的投资,这通常是中小企业难以承担的。2014年,国家发改委和国家能源局颁布了《天然气基础设施建设运营管理办法》和《油气管网设施公平开放监管办法》,但是这两个文件只是让天然气管网设施建设从“独家经营”变成了“协商准入”,并没有真正使我国天然气行业实现网运分开,所以天然气基础设施的建设和利用壁垒,依旧是天然气上游公平开放的阻碍。

2. 省网利用率不足

由于中石油、中石化在一些省份已经在相对富饶的地区建设较多的管道设施,省管网公司则多是在本省政府的指导下建立,以省内均等化发展为依据,采用统购统销的模式,通过新建管网实现发展,并对省内实行统一的输配气价格。省网公司所建设的偏远地区和经济发展落后的地区,无力承担交叉补贴,存在利用率不高、持续亏损的情况。据调研情况了解到,广东省网公司目前连年亏损,年负荷率不到设计标准的20%。由于省级管网设计时往往会考虑一个较长周期,将管网按照高于当期的需求容量来建设(陈占明和张晓兵,2018)。因此在建成初期,由于管网利用率低,以及巨额的财务成本,公司很难实现盈利。但是,如果未来管网利用率提高,那么盈利的空间将会加大。

3. 城市燃气公司问题集中

目前我国天然气定价主要采取行政定价方式,城市燃气公司只是作为上下游价格的执行者而存在,脱离了市场主体地位。由于居民与非居民气价双轨制,在冬季用气高峰,燃气企业存在从门站按居民气价格购买天然气再专卖给非居民企业的动机。此外,城市燃气集团拥有特许经营权,处于垄断地位,面对郊区居民和中小型工业用户时存在垄断势力,用户的服务得不到保障。依据国家发改委《关于进一步加强垄断行业价格监管的意见》(发改价格规[2017]1554号),2018年底前各地区要建立起输配环节定价办法、成本监审办法,制定独立的配气价格,这无疑动了城市燃气的蛋糕,推进的难度可想而知。

4.2 在能源领域用好“政府之手”

4.2.1 新时代下政府与能源市场的关系

能源市场中,政府要更好发挥作用,需要明确政府和市场的边界。政府不宜管得过广,不能对市场干预过度,不能违背价格调节规律,要还原能源的商品属性;但也不能一放到底,能源商品的特点决定了能源市场很容易产生自然垄断和市场势力,这是就需要政府之手弥补市场失灵。因此,在能源市场中,政府要发挥好以下四方面作用:

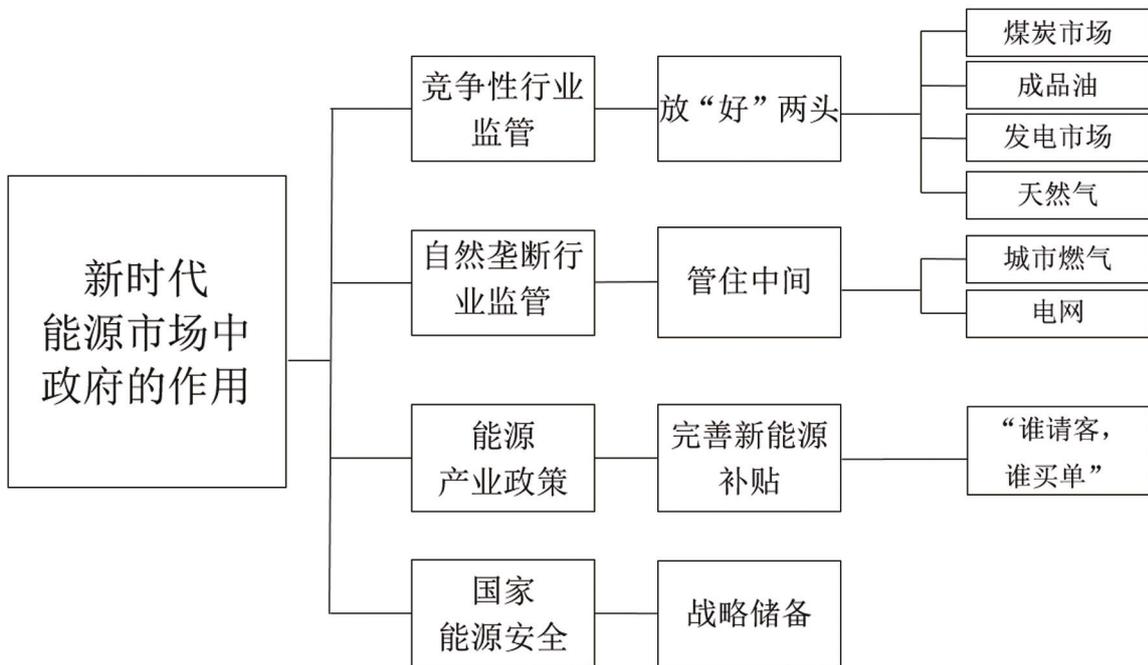


图 4—9 能源市场中政府的作用

(1) 强化反垄断能力

就电力市场而言,电改“9号文”提出要“管住中间,放开两头”,其中“放开两头”就是指要在发电侧建立交易市场,放开售电环节竞争,引入竞争机制,提高效率,降低成本,健全电价机制。因此,新时代下的电力市场要在发电和售电两侧建立竞争性能源市场。值得注意的是,“放开两头”不等于放任不管。如果只是放开两头,还不如不放。因为事实证明,只要政府不监管,发电企业利用市场势力、串谋

来操纵报价的行为会立刻出现。处在发电侧的发电集团存在较强的市场势力,再加上它们具有相似的发电方式和发电成本,电力产品又是无差异的,它们之间很容易形成合谋,在电力市场上实施垄断行为,从而限制并阻碍了市场的有效竞争。合谋行为导致“9号文”的目标,包括理顺价格机制、保障电力供给、构建主体多元、竞争有序的电力交易格局以及保障民生,难以实现。此外,我国煤炭市场、成品油市场和天然气市场,正在建设并逐步形成竞争性的能源市场。强化反垄断能力迫在眉睫。

强化反垄断能力需要政府加强机制设计和统筹安排,加强市场势力的识别、防范和抑制,确保能源市场健康平稳运行。

首先,要设置市场势力的识别机制。加强对市场结构的分析,准确测算市场集中度,设定判断市场势力滥用的方法和参数。扩大市场规模是降低市场集中度直接而有效的方式。例如,推进区域电力市场的建立以囊括更多的企业,扩大市场基数,进而减少其所占据的市场份额。

其次,要设计全面规范的市场机制,加强监管能力建设,升级强化监管体系,要求发改委反垄断局全面介入和监管竞争性能源市场。其中一个重要的监管工具是份额管理。国际经验表明,一个竞争性市场中要有五个以上的玩家,或者说一家企业的市场份额不能超过20%。对于串谋定价的行为要严厉处罚,对于超过份额上限的市场势力要坚决拆分。在成品油市场,我国目前的监管还远远不够。另一个主要工具是行为管理。对电力市场中利用市场势力操纵价格的行为,设计相应的约束和惩戒机制,并用法规条例的形式呈现,使得监管具有法源支撑。

同时,建立健全市场相关法规条例。加大普法宣传力度,严格执法、合理处罚本身就是一种最好的宣传。要让利益相关方加强组织法务学习,知道《反垄断法》是我们国家的经济宪法,覆盖所有地区,覆盖全部所有制类型的企业,覆盖所有的经济活动。它的地位和重要性远远超过一般的条例、决定、文件。相关利益主体都不允许碰这根高压线。对滥用市场势力操纵价格的企业,综合考虑其影响给予警告、惩罚和罚款。

(2)科学进行自然垄断监管

政府要承担在能源自然垄断行业的监管职能。自然垄断市场是指因为规模经济效应,市场只有由一家企业生产经营,才能实现社会福利的最大化,如果在一个区域内如果两家或两家以上的企业,势必造成低效率的重复建设。我国能源市场中自然垄断行业主要指电网和城市燃气管网。大量研究已经表明,由于自然垄断

行业特征,如果不对其进行监管则容易出现 A—J 效应、X—非效率和价值转移等问题。因此,现代能源市场中,政府除了在竞争性能源市场上进行反垄断监管,还应该注重在自然垄断行业进行监管,并且要依据改革进程,及时调整监管措施,保证采用科学有效先进的监管手段。国际上的经验显示,针对自然垄断行业的监管措施主要包括收益率管制方法以及激励性管制方法。电改“9 号文”当中的“管住中间”就是指做好对自然垄断的电网进行监管。经过本轮输配电价改革,我国电力市场在电网环节原有的“独买、独卖”模式逐渐被打破,电网实现“高速公路化”。电网企业按照政府核定的输配电价收取过网费。即按照“准许成本加合理收益”原则,准许收益=可计提收益的有效资产×准许收益率。这本质上是传统管制方法中的收益率管制,准许收益率由政府参考竞争市场收益率来制定。对于城市燃气公司,国家发改委于 2017 年印发了《关于加强配气价格监管的指导意见》,规定城镇燃气配气价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定,其中准许成本核定原则上根据政府制定价格成本监审办法等有关规定执行;准许收益按有效资产乘以准许收益率计算确定,准许收益率原则上不超过 7%。可以看出,我国目前对于自然垄断行业的监管主要采取收益率管制的方法。对电网和城市燃气公司实施“成本加成”定价,并实行监管,以期达到垄断效率提升的目的,获取改革红利。尽管收益率管制的方法相对简单易操作,曾在 20 世纪 80 年代以前被英美等国家应用于电力、电信等行业,但我们需要认识到,单独使用收益率管制的方法存在很大的潜在弊端。例如,容易导致 A—J 效应的产生,这已是学术界公认的国际经验。为确保自然垄断市场在政府监管之下有效运转,电网和城市燃气管网市场的改革不能“一改了之”。应当从监管体系的科学建设和监管能力的有效提升两方面强化政府的监管能力,不断提升科学监管的水平。在下一个监管周期可以尝试标尺竞争等更为先进的激励性管制方法。例如,对于各省级电网公司采用“对标”管理,以监管试点为标杆制定“领跑者”输配电价标准,以进一步强化电网企业成本约束,加强内部管理,提高效率,促使各省级电网都向最高效的省级电网看齐。

(3) 产业政策坚持“谁请客谁买单”

政府要承担能源产业政策制定和协调。产业政策是政府转变行业发展模式,调整产业结构的重要抓手。现代能源市场的发展和完善同样需要政府用好产业政策工具。对于当前能源市场来说,产业政策的重点在于完善能源补贴机制。近年来,我国加大了对可再生能源发展的财政补贴和税收优惠。新能源行业一直扮演着“准公共品”角色。通过产业政策对新能源市场进行补贴是有必要的。一方面,

今年的政府工作报告提出 2018 年我国单位国内生产总值能耗要下降 3% 以上。这就需要通过政府之手纠正市场失灵带来的负外部性,进一步改善我国能源结构,进一步提高水电、风电和核电能源所占据的比重。另一方面,为鼓励新能源企业“走出去”和促进核电产业化,政府也需要提供短期的政策扶持。所以,为使新能源价格与化石能源具有竞争性,鼓励新能源的发展,补贴有一定的必要性。

同时,值得注意的问题是如何利用好产业政策。具体来说,应该做到“谁请客谁买单”。现行新能源产业政策主要通过保证水电、风电和核电等新能源发电企业的上网价格来实现。这种通过价格保证的方式来推进的产业政策实际上是由电网来买单。而电网为了弥补针对新能源行业的损失必然会提高在火电等传统发电行业所产生的利润。这种对新能源行业的补贴全部由电网“买单”的产业政策实际上造成了对电力市场价格机制的扭曲。为了全面推进能源价格的市场化改革,需要减少产业政策对能源市场的扭曲。可行的方式是做到“谁请客谁买单”,将对新能源行业的补贴从价格机制之中剥离出来,将价格形成的职能交给市场。如果需要补贴新能源企业,那么就通过设立专项基金等方式对企业直接进行补贴,不要通过保证新能源上网价格这种方式来实现。例如,对于水电行业的补贴应该由水利部设立专项基金来“买单”,对于核电行业补贴应当由中国核工业集团和国资委来“买单”。

除此之外,政府产业政策应该促进能源供应的多元化,开放市场,增强能源品之间的竞争程度。政府不应借助产业政策的工具保护低效率的电力或者煤炭产能,这样不利于化解产能过剩问题和长期经济发展。对于一个能源行业,如果国家认为要保护,那请国家给它“穿高跟鞋”,或者给它“戴帽子”。比如要扶持核电,那科技或工业部门出钱,发改委觉得扶持可再生能源,也可以出钱给补贴。

(4) 建立能源储备维护能源安全

政府要承担国家能源战略储备,保障能源供应安全。我国“富煤、贫油、少气”的禀赋特性,导致目前我国石油和天然气对外依存度较高,这是短期内无法改变的国情。在石油储备方面,我国于 2004 年起分三期开展石油储备建设,并于 2007 年成立国家石油储备中心,目前共建成 9 个国家石油储备基地,分别位于舟山(及舟山扩建)、镇海、大连、黄岛、独山子、兰州和天津,总储备库容超过 3000 万立方米,总石油储备量超过 2.3 亿桶。计划于 2020 年石油战略储备量达到 8500 万吨,约合全国 90 天的石油储备量,与 IEA 标准持平。据发改委消息,截至 2017 年年中,我国储备原油 3773 万吨。这仅相当于中国约 30 天的石油净进口量。我国石油储备

仍需要加速扩张。在天然气方面,受多重政策叠加影响,2017年第四季度我国出现了大面积的气荒,全年共消费天然气 2363 亿立方米,较上一年增长 14.8%。在天然气储备方面,根据国务院发展研究中心《2016 中国天然气发展报告》显示,我国计划于 2020 年形成储气库有效工作量 148 亿立方米,于 2030 年形成有效工作气量 300 亿立方米。目前我国地下储气库建设严重滞后,根据相关人士资料显示,我国储气库有效工作气量仅占天然气表观消费量的 3%左右,难以满足季节调峰和战略储备的需求。我国油气储备相对滞后,一旦国际市场和世界局势发生动荡,我国的能源供给将面临巨大挑战。

建立科学的能源储备制度以降低储备成本,尽快达至合意的储备规模,需要考虑以下几点关键问题:

第一,储备的最优补仓时机选择。建立战略储备意味着大量的资金投入,因此需要选择合适的补仓策略以降低成本。以石油为例,战略石油储备规模的扩大需要根据油价走势、后期运营和维护成本、以及国际石油市场的供应风险等情况相机而断。一般来讲,较低的国际油价意味着是石油储备补仓的好时机。当前国际油价持续低迷,补仓成本较低,是扩大储备规模的合适时机。而后期持有成本的高低也将影响石油储备的补仓时机选择。另外,中东和北非地区的动荡局势在未来能否缓解仍然未知,因此有必要尽快提高石油储备规模,加强对未来可能的供应中断风险的防范。

第二,做好紧急情况下储备释放的预案设计。当前对我国战略能源储备的讨论多关注于储备规模和补仓策略的设计,而对一旦发生市场供应中断情况下储备释放策略的应急预案设计讨论不足。怎么把建立的能源储备在紧急情况下有效地“用”起来,最大限度发挥其稳定市场、平抑价格的作用,则需要未雨绸缪,尽早做出具体安排。首先,需要对释放储备的触发条件做出制定。此外,对于不同情况下释放的储备量也需要做出一定安排。

第三,加强与能源进口国的合作。石油市场、天然气市场等的连通性决定了一个国家在紧急情况下释放的能源储备具有公共产品的性质,因为在满足需求的同时平抑了世界能源价格,使其他进口国受益。因此,在战略能源储备的政策制定中将存在“搭便车”问题,单个国家储备的激励低于社会最优。要解决搭便车问题,则有赖于能源进口国之间的协调与合作。我国需要摆正自身作为能源进口大国的定位,主动建立与美、印、日、韩等国家的能源联盟。我国虽然不是国际能源署的成员国,但已于 2015 年 11 月成为国际能源署联盟国,可以参与国际能源署的活动,有

助于加强信息沟通,提高石油储备管理的效率。

第四,注重与其他能源安全政策的互动。需要注意的是,战略能源储备只是保障能源供给的政策之一。能源安全的实质问题是供给和需求的不平衡,因此,其他一些有助于降低能源需求、增加能源供给的政策同样可以加强能源安全。例如,节能政策在提高能源利用效率的同时降低了对能源的需求和依赖,从而有助于缓解战争、自然灾害等发生时的供应短缺,减少对经济和社会的影响和冲击。此外,进口关税政策也有助于在国外供给中断发生时减少经济损失,是从需求角度保障能源供应安全的选项之一。国内外研究发现这些政策与战略能源储备的同时使用将会带来一定的协同效应,因此,有必要把能源储备与其他能源安全政策结合起来,发挥长期政策和短期政策的优势,全方位保障紧急情况下的能源供应安全。与此同时,可以借鉴日本等国家的经验,积极吸引社会企业库容参与战略能源储备的管理,并对其加以规范约束,使能源储备保障体系多元化,有利于降低战略能源储备的预算。

4.2.2 改革能源领域“央地关系”

经济学理论普遍认同的一个观点是:如果市场没有出现失灵,那么政府就不应该干预市场的运行;反之,如果市场自身的调节机制失效,那么就on应该充分发挥政府之手的作用。能源行业就属于比较典型的存在市场失灵的产业,其中最主要的两个方面:一是能源行业由于其自身的属性极容易形成市场势力或自然垄断,从而产生例如电网和城市燃气管网这样的“独买独卖”的情况。二是能源品的消费往往产生环境污染,从而产生负外部性。因此,政府需要对能源市场进行监管和干预。但是对于学者和政策制定者来说,有一个很重要但仍不清楚的问题是:政府对能源市场监管和调节的职权,应该如何在全国各级政府之间进行划分?新时代下政府在能源市场中发挥的六大基本作用,应该如何分配给中央政府和地方政府?

对于政府公共物品提供职权在不同级政府间划分的问题,国内外学者已经提出过大量的理论洞见。本节我们主要通过公共经济学领域经典的财政联邦理论和国际监管分权经验,分析我国能源央地关系问题。通过下文的分析我们发现,政府在能源市场中发挥的作用,由中央政府承担更有优势,因此在能源领域应该由中央政府统筹。

(1)政府职权划分的分权定理

关于政府公共物品提供的经典理论,可以追溯到蒂伯特(Tiebout,1956)关于“用脚投票”机制的论述。这一理论认为,公共物品由地方政府来提供是更有优势的。

原因是居民和企业可以通过迁移来选择自己偏好的公共物品,从而激励地方政府更好提供公共服务。随后,马斯格雷夫(Musgrave, 1959; Musgrave, 1973)和奥茨(Oates, 1972)等学者将这一思想进行拓展,形成了财政联邦主义理论(参见 Oates (1999)和张军(2007))。并针对分权与集权间的权衡,总结了“分权定理”。其内容概括来说是“如果某种公共物品仅涉及一个区域内的人口,并且该公共物品的单位提供成本,在中央政府和地方政府之间没有差异,那么这个公共物品就应该由地方政府来提供”。分权定理提供了对于政府职能在中央和地方之间划分的简单判断标准,也就是考虑公共物品惠及范围和提供成本两个维度。其后大量学者(Maskin et al., 2000; Qian and Weingast, 1997 等)在此基础上,将信息经济学、激励理论和政治经济学等概念融合进来,丰富了分权理论的内涵,也使其更容易与现实情况相契合。下图总结了目前的分权理论中,对于政府职能由地方政府承担的优缺点:

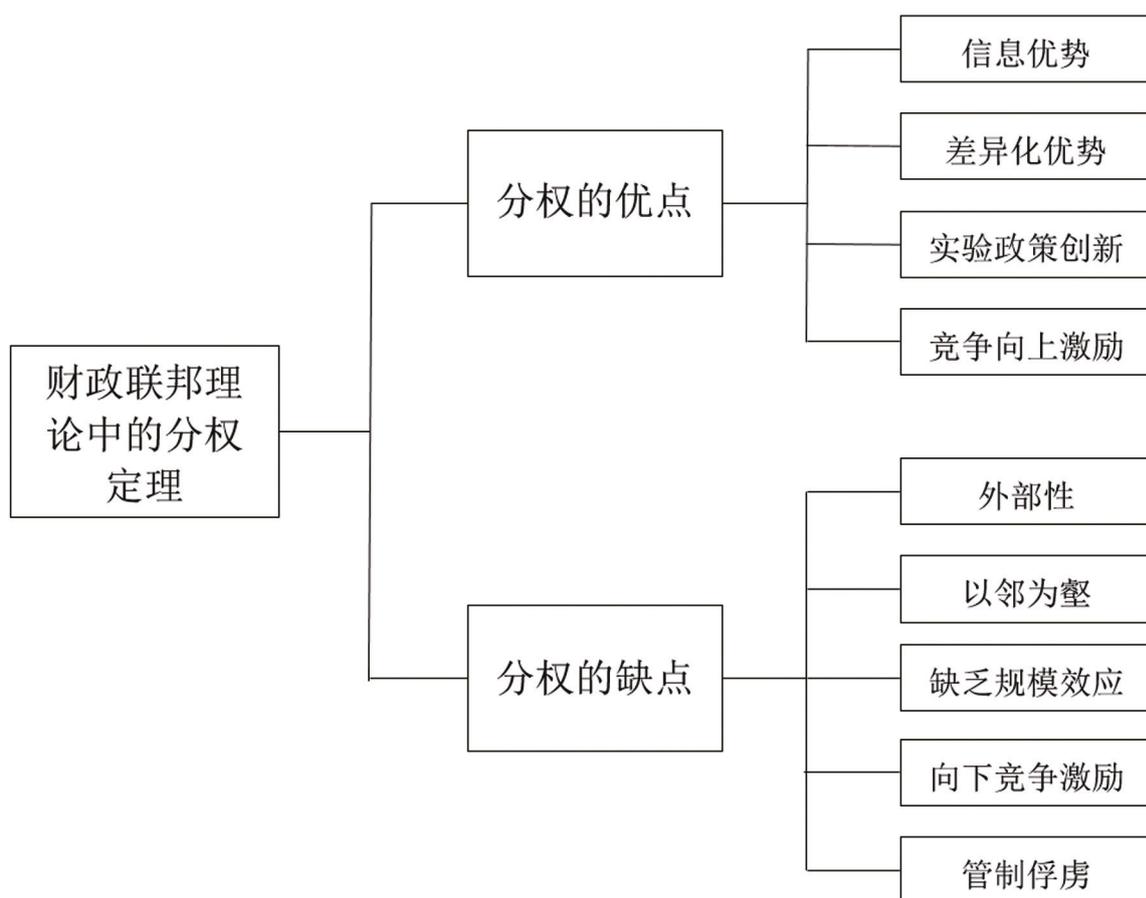


图 4—10 经典财政联邦理论中分权的优缺点

分权的优点主要体现在以下四点：第一、分权的优点在于有信息优势。由于人们对公共物品有多样化的需求，政府的公共物品提供和对市场的监管都非常依赖于信息。而地方政府往往更了解居民、企业的现状和偏好。第二、分权有利于实现公共服务的差异化。区域间的比较优势、经济发展水平、文化等因素往往存在明显差异，而中央政府难以对各个地区提供差异化的公共服务，因此分权有利于政府依据各个地方的特点提供相应的公共服务。第三、分权有利于实施政策创新。在现实当中，政府公共物品提供和监管等政策如何实现最优往往是不确定的，需要政策实施过程中不断摸索和试错。由于分权允许地方政府执行差异化政策，每个地方政府都可以成为一个政策的“试验场”，从而有利于减小试错成本。第四、分权有利于鼓励地方政府间的竞争。这一点与经典的蒂伯特“用脚投票”理论类似。在分权的环境下，地方政府由激励提供更好的公共物品以吸引企业和劳动力流入，因此可能产生地方政府间对于公共物品提供的“向上竞争”。

政府职能的分权同样存在缺点。第一、分权难以解决外部性问题，尤其是地方间的外部性。公共政策外部性本质来源于地方政府公共政策的效果和本地区承担的成本不协调。正外部性可能导致地方政府提供公共物品的激励不足，产生“搭便车”的动机，例如落后地区对于教育投入过少，以及省界处基础设施建设产生的“断头路”现象。负外部性主要体现在对环境污染的规制力度不足，例如上游地区向下游地区增加排放等。第二、分权容易引发地方保护主义或者以邻为壑的现象。第三、公共物品的分权提供不利于发挥规模经济效应。因此，即使如美国这样的联邦制国家，诸如国防、外交、战略储备等职能也是由中央政府提供。第四、分权也可能激励地方政府“向下竞争”。与公共物品的向上竞争激励类似，对于税收和环境标准等政府职能，地方政府同样有激励通过降低税率和监管标准等方式吸引资本的进入，从而不利于社会整体福利。第五、分权更容易引发“管制俘获”效应。与中央政府相比，地方政府作为监管者更容易与被监管企业形成“政企合谋”。

(2)能源市场的特征以及对分权定理的影响

上文对于经典的政府分权理论进行了总结，并且梳理分析了政府职能的发挥在中央和地方之间划分的理论依据。下文借助分权定理，分析政府在能源市场中所承担职能的央地划分问题。与其他的产品市场相比，能源品市场的存在以下七个主要特点：

第一、外部性问题明显。能源品的消费过程中往往伴随着排放和环境污染。因此，对于能源公共政策的选择需要面临能源开发与使用的外部性问题。落后的

能源生产技术与较重的能源消费结构引致的负外部性问题日渐突出,包括地方性温室气体排放、由环境污染所导致的居民健康水平的下降、环境治理成本的增加以及其他与能源生产消费相关的社会成本。因此,根据上述分权理论,分权的方式往往不适用于外部性较强的市场和公共物品。如果采取分权的方式对能源市场进行监管,那么可能产生地方政府“向下竞争”的激励,将污染成本转嫁给其他地区。例如,地方政府为争夺投资竞相降低能源品生产过程中的环境标准,从而有损社会整体福利。

第二、产品内差异性较小。能源品市场的另一个明显特点是各能源品类之间存在较强的替代性,例如天然气价格的“天花板”就是电价等;但同时相同的能源品类高度同质化,差异性极小。例如,不同地区不同类型的发电厂对于消费电的工厂和居民几乎是无差异的。这种同质化市场一方面容易形成串谋,因此政府的反垄断介入至关重要。另一方面,产品本身的差异小以及地区间用能模式相近削弱了分权监管有利于满足差异性偏好的优势。

第三、能源市场中带有自然垄断特点的行业监管成本大。能源品市场的各个环节几乎都需要政府的有效监管,尤其是对于电网和城市燃气管网等自然垄断行业,政府往往需要借助如成本加成定价方式进行规制。这就要求监管者对于能源市场的产、输、售等各个环节的成本进行精确有效的监审。往往对于自然垄断行业监管成本很大、技术难度也较高。所以,对于能源品市场的监管有比较明显的规模效应和专业性效应。如果将自然垄断监管的职权下放给地方政府,各个地方政府都需要建立专业的监管体系,势必提高总监管成本。

第四、能源市场划分和地理划分不一致。能源市场很多情况下都是区域性市场而不是局限于是省内市场。这一方面是因为能源市场的产业组织特点决定了有效率的市场规模比较大。另一方面由于能源市场如煤炭、水电、光伏等易受到自然条件和地理禀赋的影响,而这些因素是与政府行政区划无关的。例如北美洲电力体系有9个区域性电网组成。因此,能源市场实际上不满足奥茨分权定理的“有限范围”条件。不仅是因为通过环境负外部性的方式影响相邻地区,还因为往往其规模大到直接覆盖多个地区。这就意味着地方政府难以对区域性的能源市场进行监管。

第五、能源企业的资产属于重资产和专用性资产,而且沉没成本较大。这意味着能源企业在地区间和行业间的流动性较差。分权也对地方政府的公共物品提供形成“向上竞争”的激励。与此同时,国际监管经验表明,对于专用资产的监管更适

合由中央政府来进行。一方面,根据不完全契约理论,地方政府容易对具有专用性资产的企业进行“敲竹杠”(hold up),或者引发承诺(commitment)无效的问题。另一方面,地方政府政策的不连续性和复杂等问题,会增加企业投资的机会成本,从而不利于企业的投资激励。

第六、能源属于涉及国家安全的战略性行业,且能源市场具有全球市场的特点。这一点与国防、外交等公共物品的提供类似。应当由中央政府承担能源安全和能源战略储备的职能。

第七、企业规模大,政治势力强。在我国,能源市场的参与企业很多由中央政府控制。拥有较大的经济规模和较强政治势力。这些体现在如“三桶油”、“五大发电集团”较高的行政级别上。因此,地方政府通常难以对这些大型集团进行有效的监管。并且反而容易形成合谋。

(3)我国电力市场中的央地关系问题

上文两个部分论述了我国政府在能源市场中的作用,包括公共服务的提供和市场势力的监管应当主要由中央政府来承担。下文以我国电力市场改革中出现的问题为例,具体分析中央统筹能源市场的优势。

表 4—1 总结了在新一轮电改过程中,输配监管、电力市场建设、社会政策和能源政策所产生的央地关系冲突。

4.2.3 改革能源领域政府机构设置

根据《国务院机构改革和职能转变方案》和《国务院关于部委管理的国家局设置的通知》,2013 年重新组建国家能源局(副部级),为国家发展和改革委员会管理的国家局。将原国家能源局、国家电力监管委员会的职责整合。不再保留国家电力监管委员会。国家能源局设 12 个内部机构,负责拟订能源发展战略、规划和政策,提出相关体制改革建议;实施对石油、天然气、煤炭、电力等能源的管理;管理国家石油储备;提出发展新能源和能源行业节能的政策措施;开展能源国际合作等工作。国家能源局历史沿革复杂,多次进行机构调整,从侧面说明了我国在能源这一重大领域,政府职能定位和权责划分仍不明晰。如今,新组建的国家能源局已掌管全国能源工作五年,却仍然显得力不从心。

表 4—1

电改新阶段的央地关系冲突

	地方管辖易出现问题	中央统筹设计
输配监管	地方逐底竞争,降低输配电价,导致高耗能产业扩张,加重环境污染和排放,削弱产业结构调整政策作用	统一进行输配成本监审,制定输配监管办法,统一指导各省物价局、能监办工作
电力市场建设	— 容易存在省间壁垒,宁要本省的火电不要邻省的水电 — 以省为单位建设电力市场,发电集团容易形成市场势力,操控报价	— 推动区域协调发展,优化资源配置 — 发改委价格监督与反垄断局控制发电市场份额,时时检测报价行为
社会政策	— 经济不发达的省份,无力承担新能源优先上网和公共部门优先购电的政策 — 地方电网和地方财政都无力承担电力交叉补贴和普遍服务,无力保障农电	— 逐步取消电力交叉补贴,还原真实电价 — 设立普遍服务基金制度,统筹协调电力普遍服务基金
能源政策	我国新能源禀赋和电力需求在空间上不匹配,可再生能源若仅在本省消纳,容易造成“弃风弃光”现象	协调统一碳市场设计和环境政策设计,在机制设计中考虑多目标协调问题

专栏:国家能源局历史沿革

1954年9月设置燃料工业部,其前身为1949年10月成立的中央人民政府燃料工业部。燃料工业部相当于我国第一个实质意义上的“能源部”。

1955年7月30日,撤销燃料工业部,并以原燃料工业部所属的煤炭管理总局、电业管理总局和石油管理总局为基础,分别设立煤炭工业部、电力工业部和石油工业部。

1970年6月22日,煤炭工业部、石油工业部和化学工业部合并,成立燃料化学工业部(简称燃化部)。

1975年2月1日,燃化部分为煤炭工业部和石油化学工业部(简称石化部)。

1978年3月5日,撤销石油化学工业部,分别设立化学工业部和石油工业部。

1981年,国务院决定,石油工业实行1亿吨原油产量包干,由石油部承包,实施5年。

1982年2月15日,中国海洋石油总公司成立,隶属石油部。

1982年国务院能源委员会成立,承担能源行业监管职能。

1983年2月19日,成立中国石油化工总公司,将原来分属石油部、化工部、纺织部管理的39个石油化工企业划归总公司领导。总公司直属国务院。

1988年4月,撤销煤炭工业部。

1988年6月,撤销石油部,成立能源部,作为石油工业的主管部门。同时,电力管理相关职能划入能源部。

1988年9月17日,原石油部改组为中国石油天然气总公司,直属国务院领导。同时,中国海洋石油总公司分立,也直属国务院领导。

1993年3月,撤销能源部,恢复电力部、煤炭部并成立独立的石油、核工业总公司。电力行业开始历时10年的体制改革。

1998年3月,合并化学工业部和中国石油天然气总公司、中国石油化工总公司的行政职能,组建国家石油和化学工业局。

1998年7月27日,中国石油和中国石化两大集团公司同时挂牌成立。

1998年,独立的煤炭部和电力工业部被撤销,煤炭管理权下放到地方政府,电力管理职能则并入国家经贸委;“三桶油”和国家电力总公司相继挂牌成立。中国能源行业的管理权限,散落到大大小小的部门。

2003年,国家电监会成立,履行电力市场监管职责。

2003年,正局级的国家发改委能源局宣告成立。

2005年,温家宝总理亲任组长的“国家能源领导小组”宣告成立;下设的能源办,主任由时任国家发改委主任的马凯担任。

2008年,发改委能源局升格为国家能源局;整合原发改委能源局、国家能源领导小组办公室和国防科工委的能源管理职能。国家能源委员会办公室的工作由国家能源局承担。不再保留国家能源领导小组及其办事机构。

2010年1月,国家能源委员会再次设立,成为目前中国最高规格的能源机构,使得中国能源管理又一次行进在走向集中的路上。

2009年全国能源工作会议上,首任国家能源局局长张宝国曾说:“目前的行业管理与计划经济条件下的行业管理截然不同,过去管人、财、物,而现在是管规划、管政策、管标准。”然而十年又过去了,能源领域中石油、天然气、煤炭、电力四大行业的结构和特点都发生了深刻的变化。国家能源局权责有限,如果只能管规划、管政策、管标准,已经跟不上社会主义市场经济发展的脉络和步伐,在多个领域已经

显示出了疲软和无力的态势。

(1)部分职能司局“无活干”。受到国家政策的影响,国家能源局核电司近几年实际上无活干。核电司具体职责是拟订核电发展规划、计划和政策并组织实施,组织核电厂的核事故应急管理工作。福岛核事故后,我国全面暂停新建核电项目,近年来陆续恢复沿海项目建设,内陆核电项目至今仍未被纳入规划。目前复建的核电项目,全部为几年前就已审批通过的合规在建项目。行业内部,仅有中核集团、中广核集团和国家电力投资集团拥有核电牌照,核电司不时到核电公司及相关单位调研,实则并没有多少目的性。而核电司的另一项主要职能是处理核事故应急管理工作。实则国家环境保护部已下设国家核安全局,其在技术和人力上都更有能力处理相应问题。而国家能源局煤炭司在职能上也捉襟见肘,除制定煤炭工业发展规划和核准煤炭项目(煤矿产能置换)外,煤炭司还涉及每半年向全社会公告全国煤矿生产能力情况,以及推进煤炭清洁生产、治理和利用煤矿瓦斯等工作。此类工作已与自治的煤炭行业协会有部分职能重合,煤炭司在目前职权下所管辖的范围有限,能力也有限,重点因此有所偏移,开始与行业协会“抢活干”。

(2)相关政策出台仍需发改委牵头。由于能源生产是国民经济的重要组成部分,相关产业政策必定影响下游行业运行,因此在涉及重大产业政策时,往往还需要国家发展与改革委员会出面牵头制定政策。2017年23个部委联合出台的《关于做好2017年钢铁煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展工作的意见》是冠以“发改运行”的字号,国家能源局作为副部级部门,排名相对靠后。煤炭司的协调能力是不足以单独承担制定《煤炭行业化解过剩产能的意见》的,导致煤炭司在产业政策上需要发改委牵头协调,在产业管理上承担了行业协会的具体事宜。就电力体制改革和天然气体制改革而言,两者都是以“管住中间、放开两头”为思路,而改革的核心则是价格改革。国家能源局并不掌管价格,也没有有力的抓手,所以体制改革实际上是以国家发改委价格司为主导,需要以成本监审为基础,建立新的运输通道定价机制,再逐步推进两头竞争性市场的形成。而竞争性市场交易平台设置和交易规则设计,也绕不过价格司等相关发改委职能部门。

目前来看,国家能源局处于不上不下的位置,在推进能源革命中,缺少有力的政策抓手,很难与其他部委对接形成有机的合作。而国家发改委仍有部分处室保留了能源领域的管辖权限,造成了一些政策上的冲突和症结。在新一轮机构体制改革中,国家能源局新一轮的调整在所难免。

如果国家能源局回归国家发改委,结合本课题组对于国家发改委在新一轮机

构体制改革中的职能定位,详见图 4-11,制定能源政策的相关部门应并入国家发展改革委宏观经济政策司,负责监测分析宏观经济形势和国际经济发展变化,制定宏观经济政策中相应的能源政策,平衡供求、稳定物价、应对有关重大突发性事件,保持国民经济平稳运行;负责能源市场监管的相关部门,如国家能源局市场监管司和电力安全监管司应并入公共部门管理司,与原国家发改委价格监督检查与反垄断局等监管部门,共同履行市场监管职能,维持市场秩序。

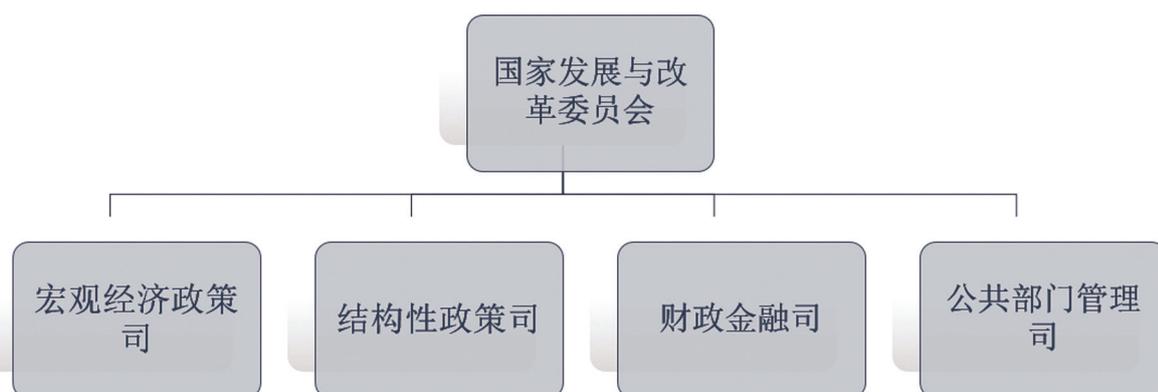


图 4-11 国家发展与改革委员会职能设置

如果国家能源局升格为国家能源部,在逐步理顺能源市场价格机制后,能源部可以独立制定能源政策,履行能源市场监管职能。同时扩充区域能源监管局与地方能源监管办公室的编制,整合地方发改委、工信委、经信委等资源,组建成立地方能源厅,为省级人民政府组成部门。国家能源部还应与财政部、民政部等机构协调,逐步取消能源领域工商业对居民的交叉补贴,划定最低生活能源保障标准,对低收入居民实行能源补贴,纳入低保政策。

4.3 突破能源“不可能三角”

4.3.1 在“不可能三角”中进行权衡抉择

当能源体系实现效率最大化目标时,能源体系的三大目标之间不再存在帕累托改进空间,意味着三大目标之间将存在权衡决策,任何一个目标方向的优化都意味着其他方向的恶化。在这种情况下,我们就需要从我国发展的需要着手,选择最契合我国社会福利最大化的能源体系。本节将主要讨论我国在长期发展中面临的与能源相关的重要约束。

(1) 经济发展目标：“两个一百年”

中共十五大报告首次提出“两个一百年”奋斗目标：第一个一百年，是到中国共产党成立 100 年时全面建成小康社会；第二个一百年，是到中华人民共和国成立 100 年时建成富强、民主、文明、和谐的社会主义现代化国家。在“两个一百年”的基础上，十九大又具体划分了第二个百年奋斗目标的两个阶段：第一个阶段，从 2020 年到 2035 年，在全面建成小康社会的基础上，基本实现社会主义现代化；第二个阶段，从 2035 年到本世纪中叶，把我国建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国。

两个阶段的提出使过去延续了 30 年的中长期经济增长目标表述模式发生了变化。一方面，把基本实现现代化的目标时间从 2050 年提前到 2035 年；另一方面，将 2050 年的目标定为建成“社会主义现代化强国”。目标的变化直接对增长率提出了约束。从 GDP 总量看，在两个阶段的发展中中国要保持怎样的经济增速才能赶上美国？假定 2017—2035 年中国和美国的增速分别为 5% 和 2.5%，2035—2050 年两国的增速分别为 4% 和 2%，并且不考虑汇率变化，可以发现中国大约会在 2039 年赶超美国，且 2050 年中国 GDP 总量约为美国的 1.2 倍。

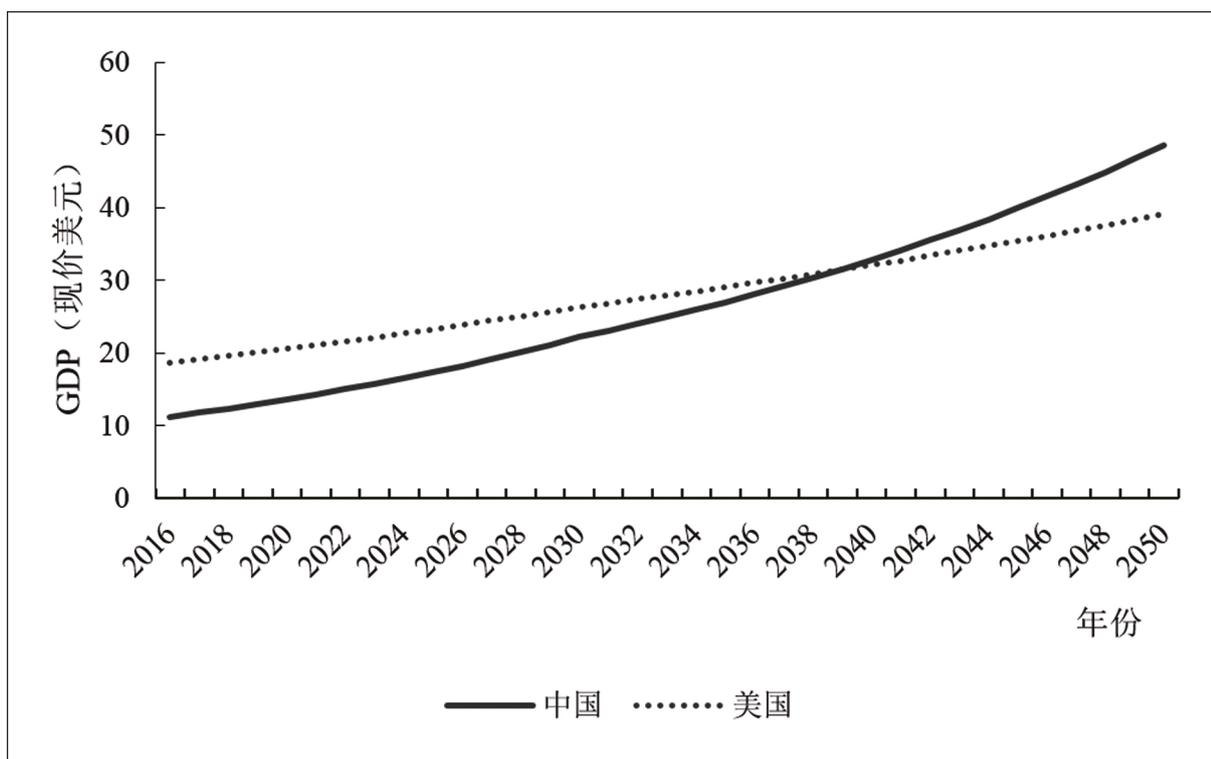


图 4—12 中美 GDP 增长估计

数据来源：世界银行

如果将“现代化强国”定义为中等发达国家水平,就需要对人均 GNI(人均国民收入)增长率做出约束。2014 年世界银行对于高收入国家的定义是人均 GNI 超过 12745 美元。2016 年中国的人均 GNI 为 8260 美元,而美国为 52752 美元,差距很大,但想要达到 12745 美元还是比较容易的,只需要保证 1.32% 的增长率,但考虑到高收入国家的门槛会不断调整(2004—2014 年间增长了 35.8%),按照这样的增长率,2050 年的门槛大概会达到 36938 美元,这样就需要中国的人均 GNI 增速保持在 4.1% 左右。我们用人均 GDP 的数据近似替代人均 GNI,假定 2017—2035 年中国和美国的人均 GDP 增速分别为 5% 和 1.5%,2035—2050 年增速分别为 4% 和 1%,世界平均增速为 1.5%,可以发现虽然仍与美国有较大差距,但中国的人均 GDP 会在 2023 年左右超过世界平均水平,实现突破。

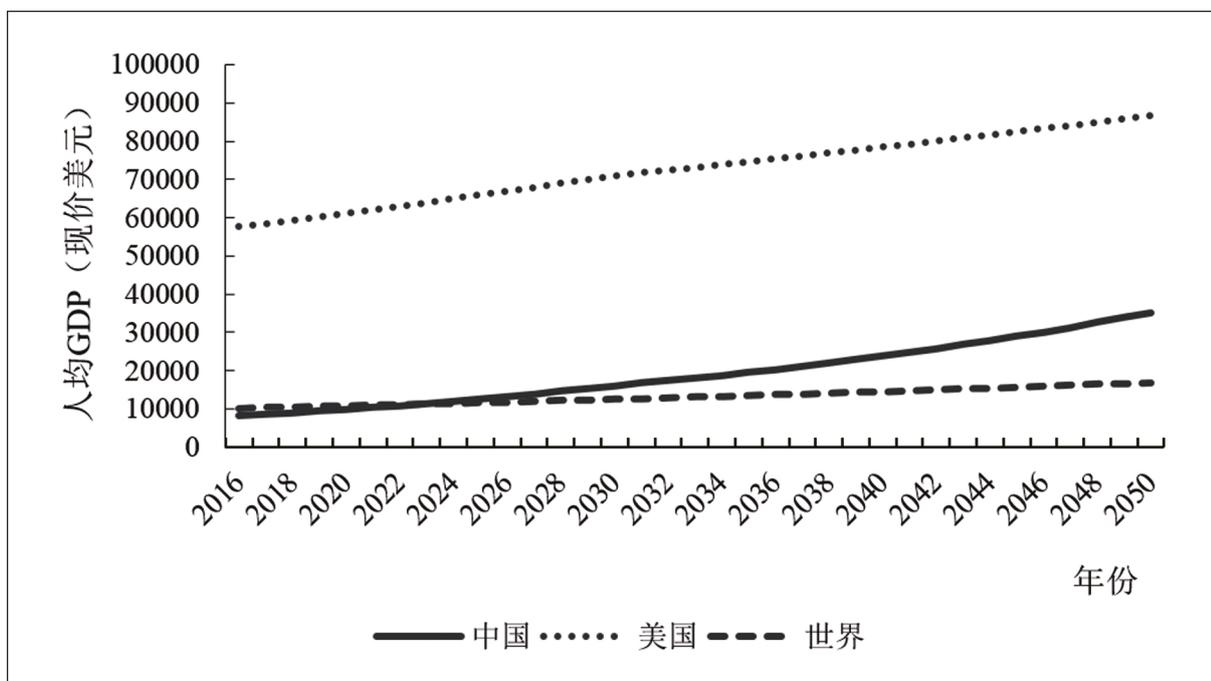


图 4-13 人均 GDP 增长估计

数据来源:世界银行

以上的估计由于没有考虑到汇率变化以及增速的非线性变化,比较粗略,但总体揭示了两个一百年对增长率的约束。中国想要实现两个阶段目标,需要在此后 30 年时间里,保持 4%—5% 的中高速增长。到 2050 年,中国中高速增长的时间将长达 70 年。伟大的成就意味着巨大的付出,中国要实现未来长期中高速

增长,必须重视经济效率的提升和政府之手的合理运用。

(2)能源需求达峰:产业结构调整的收益及代价

我国能源消费规模在近年来持续增长,而能源生产却在逐步放缓。照此趋势推算,我国能源生产—消费缺口不断扩大的基本事实,在可预见的将来并不会根本性的逆转。我国能源对外依存度还将上升,能源供给压力将成为制约我国经济稳定发展的一大阻力。解决能源供给压力的一项关键政策,就是加快推进我国能源需求达峰的进程。

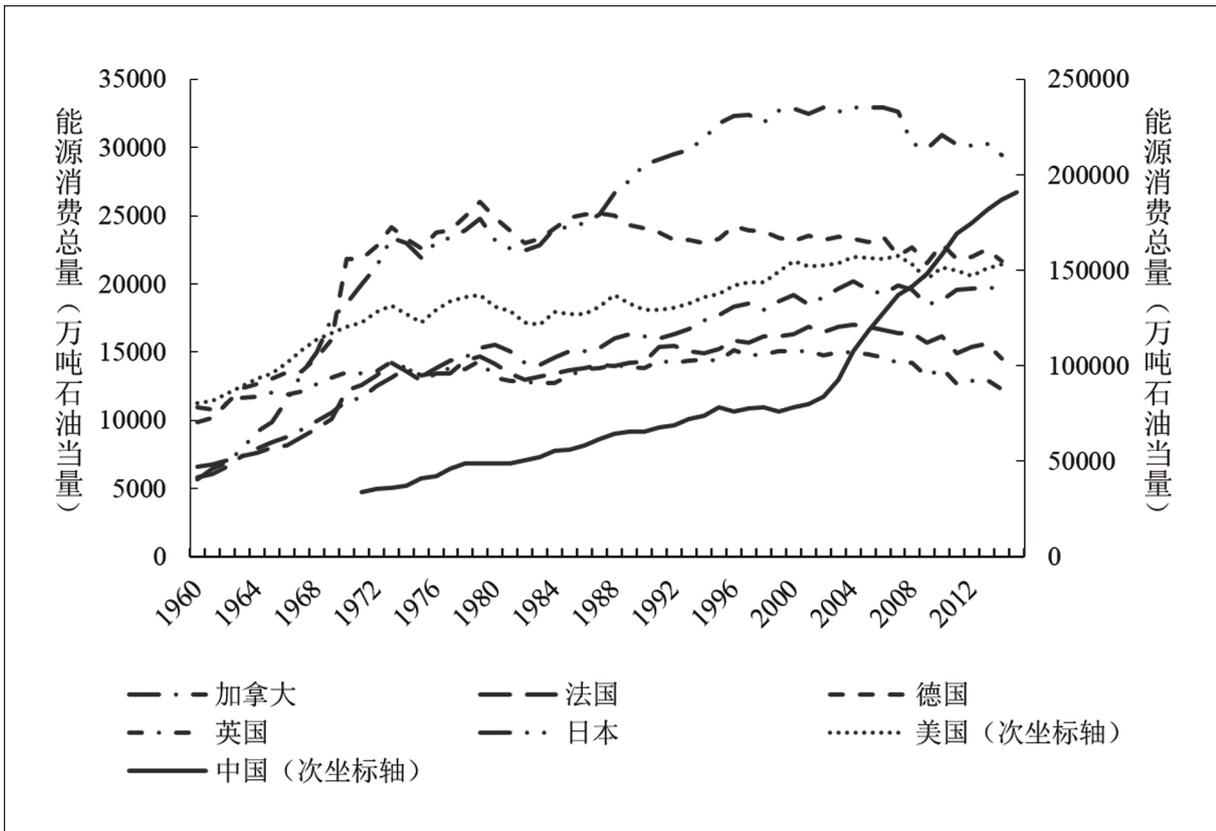


图 4—14 部分发达国家能源总量消费变化情况(1960—2015)

数据来源:根据 IEA 数据整理

根据能源“库兹涅茨曲线”理论,能源需求会随人均 GDP 的增加而增加,并在到达顶峰后开始减少。在经济发展水平较低时,生活与生产的能源消费都还处于较低水平。随着经济发展,能源消费量大幅度上升,能源被大规模地应用于生产之中,这时规模效应远大于技术效应与结构效应。这一阶段的主要特点在于产业结构由轻工业占主导地位逐渐转向重工业与基础工业。能源消费总量和能源消费强

度都会向抛物线的顶端靠近。当工业化与城市化逐渐发展到一定阶段后,工业比重逐渐减小而能源密度较低的第三产业迅速发展,加之技术进步,能源效率提高。那么,能源消费量开始下降,从而呈现出“先上升,后下降”的倒 U 型发展趋势。从各国能源消费情况来看(见图 4-14),发达国家均先后出现能源消费拐点,能源需求量普遍呈下降趋势并逐渐达到稳态,之后需求变化较小。我国正处于能源需求达峰的前期。

根据配第一克拉克定理和国外发展经验可知,产业结构的优化是加速能源需求早日达峰的重要手段。但不可否认的是,从目前中国现状来看,我国经济增长方式以出口导向型和高投资高污染的资源密集型为主,产业结构呈现极度重工化的特征,产业结构自然演进规律对于我国能源需求的调节作用并不强。若要真正让产业结构优化在降低能源需求过程中发挥更大的作用,应该要加强政府之手在产业结构调整中发挥的作用,采取更加强有力的手段推进结构性改革。具体而言,我国需要不断削减制造业中高耗能产业的比重,将经济结构向绿色环保转型。

我国正处于淘汰高耗能产业的有利时机(Adams & Shachmurove, 2008)。一方面,中国资本边际报酬率呈现逐渐下降的趋势,据测算,中国经济的整体投资回报率从 1993 年的 15.67% 跌至 2012 年的 2.70% (伍晓鹰, 2013)。这将使得全社会投资开始收紧,经济发展速度将逐渐减缓,经济发展稳态开始出现。进而高耗能行业这类依靠投资生存的行业发展速度必将放慢。另一方面,随着城镇化和工业化进程的不断推进,基础设施建设、房屋建造与汽车制造等行业开始逐渐饱和,中国对高耗能产品需求的空间下移,高耗能产品产能将逐渐减少。低附加值的高投资、高耗能和高污染行业增速将会自然回落,高耗能行业比重将开始逐渐降低,而“高精尖”的制造业与服务业比重则会开始上升。部分国家的经验也表明,高耗能行业的增长通常会在人均居住面积达到 35 平方米的情况下开始下降,而 2012 年中国城市和农村的人均居住面积已分别达到 32.9 和 37.1 平方米。加强环境治理约束,可以推进能源结构转型(林伯强和李江龙, 2015),增大高耗能产业成本,从而实现产业结构的转变。

然而,高耗能产业在我国经济增长中发挥了重要作用,2000 年至 2014 年我国六大高耗能产业增加值年均复合增长率达到 15.3%,远高于同期我国工业增加值增长速度(10.7%)和 GDP 增长速度(11.5%),是我国经济增长的重要推动力之一。削减高耗能产业比重,在降低能耗、减少污染的同时,也意味着经济增速放缓。政府和民众需要在经济增长和能源供应充足中作出选择。

(3) 节能减排承诺: 能源清洁利用的收益及代价

世界气象组织《2016 年全球气候状况声明》显示,2016 年全球继续变暖,温度高于工业化前水平约 1.1 摄氏度,创下新纪录。该年的大气二氧化碳浓度也达到了创纪录的 400ppm。气候变化与能源之间的联系十分紧密。据 IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change,联合国气候变化政府间专家委员会)发布的第四次气候变化综合评估报告,全球由化石燃料燃烧所造成的 CO₂ 排放量占据总量的 56.6%。因此,能源改革成为了国际社会解决气候问题的共同选择。作为一个发展中国家,中国的能源需求和 CO₂ 排放量在未来相当长的时间内都会不可避免地增长。但我们已深刻地意识到,经济的发展不能再以牺牲环境为代价,因此,中国在近 10 年来一直推动节能减排政策。

我国的节能减排政策最先出自于“十一五”规划纲要。“十一五”规划明确提出要解决环境问题,实现能耗降低 20%左右,污染物排放量降低 10%的目标。

2009 年,在哥本哈根世界气候大会中,中国政府承诺:第一,到 2020 年单位国内 GDP 二氧化碳排放比 2005 年下降 40%—45%,到 2030 年则要比 2005 年下降 60%到 65%;第二,到 2030 年非化石能源在总的能源当中的比例,要提升到 20%左右;第三,到 2030 年左右,中国的二氧化碳的排放要达到峰值,并且争取尽早的达到峰值。与之相对应,中国节能减排政策法规开始出现减少温室气体排放的内容。“十二五”规划明确提出了节能减排的目标,即到 2015 年,单位 GDP 二氧化碳排放降低 17%,单位 GDP 能耗下降 16%,非化石能源占一次能源消费比重提高 3.1 个百分点,从 8.3%到 11.4%,主要污染物排放总量减少 8 到 10%的目标,这些约束性指标更加明确了国家节能减排的决心。

2012 年,中国共产党十八大报告提出“生态文明建设”,将生态文明建设纳入建设有中国特色社会主义的总布局中,实行“五位一体”,这是中央报告首次将经济、政治、文化、社会、生态文明五大建设并列,具有里程碑的意义。

2016 年,我国“十三五”规划纲要更是提出,“必须坚持节约资源和保护环境的基本国策”,要求加快建设资源节约型、环境友好型社会,形成人与自然和谐发展现代化建设新格局。规划要求到 2020 年单位 GDP 能耗减少 15%,非化石能源占比达到 15%,单位 GDP 二氧化碳排放减少 18%,主要污染物排放减少 10%—15%。其中,规划第四十三章提出“树立节约集约循环利用的资源观,推动资源利用方式根本转变”,第四十四章提出“创新环境治理理念和方式,实行最严格的环境保护制

度,强化排污者主体责任,形成政府、企业、公众共治的环境治理体系”,这些理念将直接影响下一阶段节能减排政策的走向。

要兑现以上节能减排承诺,推进能源清洁应用和提升非化石能源比重是关键的重要举措。但这两项政策,均不可避免地推高能源的利用成本,从而增大企业 and 个人的负担,引发环境和经济性的抉择。

煤炭占我国能源供给结构中的主体地位,在可预见的将来是不会改变的。因此,煤炭的清洁化利用是环境污染治理的重头戏。煤炭在生产和消费等多个环节会产生负外部性,除了散煤治理,燃煤机组排放也是煤炭使用造成的环境问题之一。根据环境保护部、《中国能源报》等消息,2014年7月我国燃煤脱硫机组4467台,总装机容量约7.5亿千瓦,约占总装机容量的91.6%;烟气脱硝机组1135台,总装机为4.3亿千瓦,约占总装机容量的50%。可以看到,目前我国脱硝设备的安装率仍然较低,为了减少燃煤机组对环境造成的污染,国家将逐步提高环保标准,让燃煤机组进行环保改造,加装脱硫脱硝设施,倒逼小机组退出市场。然而,由于通过燃煤机组发电或制造化工原料等行业都处在产业链的上端,因此随着上游产业成本提高,将原先对社会造成的负外部性内部化,环境治理的成本也会在价格中显现,最终传导到居民端。相似的情况在成品油市场中也有体现。2017年我国成品油全面由国四标准升级到国五标准,而北京则从京五标准升级到京六标准。油品技术标准提高可缓解汽车尾气污染、减少雾霾天气。但北京居民需要承担更高的成品油价格,以享受更清洁的成品油。

绿色电力证书(简称绿证)交易制度是全球广泛使用的促进非水可再生能源发电政策。多数国家的绿证交易包括“强制配额”和“自愿认购”两种机制,其中多数以配额考核制度为主。我国早在2010年就开展了绿证配额制的研究,目前尚未落地。2017年初,国家多部委出台相关文件,表示将根据市场认购情况,自2018年起适时启动可再生能源电力配额考核和绿证强制约束交易。各地区2020年可再生能源电力消纳目标已于2016年公布。(见表4-2)在配额制下,各地区可以通过购买绿证和自建装机两种方式提高非水可再生能源电力消纳,完成配额制目标。

表 4—2 2020 年各地区全社会用电量总非水电可再生能源消纳比重

省(区、市)	非水可再生能源电力 消纳量比重目标	省(区、市)	非水可再生能源 电力消纳量比重目标
北京	10%	湖北	7%
天津	10%	湖南	7%
河北	10%	广东	7%
山西	10%	广西	5%
内蒙古	13%	海南	10%
辽宁	13%	重庆	5%
吉林	13%	四川	5%
黑龙江	13%	贵州	5%
上海	5%	云南	10%
江苏	7%	西藏	13%
浙江	7%	陕西	10%
安徽	7%	甘肃	13%
福建	7%	青海	10%
江西	5%	宁夏	13%
山东	10%	新疆	13%
河南	7%	合计	9%

数据来源：国家能源局

绿证认购以及可再生能源配额制的实施对于二氧化碳减排的贡献,可以做一个简单保守的测算:

可再生能源对二氧化碳减排的贡献 =

$$\sum \text{地区电力消费量} \times \text{配额目标} \times \text{供电标准煤耗} \times \text{含碳量} \times \frac{44}{12}$$

出于保守计算的需要,地区电力消费量采用 2016 年分地区电力消费量,另外,由于 2010 年全国平均供电标准煤耗相比 2000 年由 392 克标煤/千瓦时下降至 333 克标煤/千瓦时,下降幅度达到 59 克标煤/千瓦时,因此可以假设 2020 年供电标准煤耗在 2010 年基础上下降 50 克标煤/千瓦时。计算结果如下(见表 4—3):

表 4—3

配额制下可再生能源对二氧化碳排减排贡献计算

地区	2016 年电力消费量(亿千瓦时)	非水可再生能源消费量(亿千瓦时)	供电标准煤耗(克标准煤/千瓦时)	二氧化碳排放减少量(亿吨)
北京	1020.27	102.03	232	0.059
天津	807.93	80.79	277	0.056
河北	3264.52	326.45	289	0.235
上海	1486.02	74.30	266	0.049
江苏	5458.95	382.13	272	0.259
浙江	3873.19	271.12	262	0.177
辽宁	2037.40	264.86	286	0.189
福建	1968.58	137.80	266	0.091
山东	5390.75	539.08	293	0.394
广东	5610.13	392.71	275	0.269
海南	287.31	28.73	276	0.020
山西	1797.18	179.72	296	0.133
吉林	667.63	86.79	285	0.062
黑龙江	896.62	116.56	303	0.088
安徽	1794.98	125.65	273	0.086
江西	1182.50	59.13	281	0.041
河南	2989.15	209.24	276	0.144
湖北	1763.11	123.42	282	0.087
湖南	1495.65	104.70	288	0.075
重庆	924.89	46.24	284	0.033
四川	2101.02	105.05	305	0.080
贵州	1241.78	62.09	292	0.045
云南	1410.52	141.05	292	0.103
西藏	49.22	6.40	282	0.004
内蒙古	2605.03	338.65	295	0.249

续表

地区	2016年电力消费量(亿千瓦时)	非水可再生能源消费量(亿千瓦时)	供电标准煤耗(克标准煤/千瓦时)	二氧化碳排放减少量(亿吨)
陕西	1357.06	135.71	288	0.097
广西	1359.65	67.98	279	0.047
甘肃	1065.15	138.47	289	0.100
青海	637.51	63.75	312	0.050
宁夏	886.91	115.30	285	0.082
新疆	2316.46	301.14	359	0.270
合计	59747.07	5127.04	284	3.674

数据来源:国家能源局、《中国电力年鉴》

由此可见,在可再生能源配额目标下,若以火力发电代替可再生能源发电,将至少增加 3.674 亿吨二氧化碳排放。

在改善环境的同时,提升可再生能源比例带来的成本的增加无法避免。首先,购买绿证仍然需要承担绿色电力的高成本。2018年2月22日至3月17日的绿证交易价格数据显示,平均交易价格为192元/个,由于每个绿证代表1000度电,绿色电力的单位购买成本为0.192元/千瓦时。若加上可再生能源本身的净销售价格,此时,用电成本将仍然高于消费火电的成本。其次,随着可再生能源配额制的实行,对于绿证的需求将急剧上升,吸引高价的光伏绿证进入市场,抬高部分企业和居民的用能成本。再次,绿证的不可交易性消除了套利的空间,高成本地区和用户只能以更高的成本完成可再生能源配额目标。

4.3.2 能源领域配套财政改革:在环境和经济性中权衡抉择

节约、清洁和可持续是新时代下的现代能源经济体系应该具备的特征,这其中涉及能源结构转型与能源技术发展等重大问题,更以政府的合理引导和正确监管为基础。尽管我国已经建立起针对能源体系的财税体系,然而,我国在具体的能源领域财政政策安排上,仍存在大量不合理的地方,需要不断地完善。科学的能源领域配套财政改革,可以使能源品以及相关商品的价格反映其包含外部性的真实成本,从而使负外部性商品的市场均衡达到社会最优水平,实现环境保护与经济性的统一。尽管环境税、碳税的成本将会被部分生产者和消费者承担,部分企业、产品甚至生活模式都将会在环境相关的财政改革影响下消失,但这种演化将是社会总

福利上升的表现。

(1) 优化环境税安排

将排污费改为环境保护税,是我国在环境保护上实现的一大进步。然而,环境税的征收目前仍存在一定的問題。

一方面,在税额设定上给各地区提供了较大的自主性,导致整体实施税额偏低。根据《环境保护税法》的规定,各地区可以根据实际情况选择实际执行税额,且该税额的决定权在地方人民代表大会。也就是说,税额的选择缺乏中央政府的统筹安排。这种安排容易引发地方政府的“逐底”竞争(race to bottom),即竞相选择较低的税额以降低费改税对地方企业的影响。根据税额规定,大气污染物的税额标准为每污染当量 1.2—12 元,水污染物的税额标准为每污染当量 1.4—14 元,其下限与排污费的收费标准相当,这实际上给予了地区税费平移的可能。实际运行中,甘肃、青海等 14 个省级行政区采用 1.2 元的大气污染物税额标准;辽宁、安徽等 12 个省级行政区采用 1.4 元的水污染物税额标准,税费平移比例较大。此外,针对大气污染物,仅有北京市、河北省一档税额区域以及上海市(仅氨氮和二氧化硫两类污染物)选择高于 6 元的税额标准;针对水污染物,也只有北京、天津和河北一档税额区域选择高于 7 元的税额标准。

另一方面,根据目前的估计,环境税征收规模较小。尽管环境税的收入额有望比排污费高出 1—2 倍,但环境税总体收入水平也不过 600 亿元,尚不足我国 2017 年税收收入总额(12.6 万亿元)^①的 5%。根据 OECD 数据,2010 年以来中国环境保护类财税收入(包括相关税收、行政性收费、罚款、排放权交易收入等)占 GDP 比重为 1.4%左右,低于大部分 OECD 国家并显著低于欧洲 OECD 国家平均水平(2.5%左右)。

此外,环境税的征收并不符合部分基本的经济学原理。根据拉姆齐税收法则(Ramsey, 1927),商品的最优税收应该与供给价格弹性和需求价格弹性的倒数和成比例,即弹性越小的商品应该收取越高的税收。污染物是经济活动的产物,污染物供给是指企业进行经济活动的收益和与之伴随的污染物排放的总成本之间的关系,而需求则是指消费者对于污染物背后的经济活动的支付意愿与污染物排放的总成本的均衡结果。需求弹性主要受消费者偏好和环境污染状况影响,而消费者偏好又与其经济社会地位相关。总体而言经济较发达、环境较恶劣的地区对污染

^① 2017 年税收总额数据来源于国家税务总局网站。 <http://www.chinatax.gov.cn/n810219/n810724/c3269618/content.html>

物的需求弹性较小；经济较落后、自然环境较好的地区对污染物的需求弹性较大。而供给弹性则与地区的经济结构相关，资源依赖性越高、高耗能工业占比越大的地区，其供给弹性越小，而经济结构偏重于高新技术产业、现代服务业的地区，其供给弹性较大。在下表中，人均可支配收入衡量地区经济发达程度，工业占比衡量经济结构，污染物排放量衡量地区环境污染情况。经济发达程度越高、工业占比越高、污染物排放越高的地区，环境税额应该越高。由于各地区可以自主选择税额标准，实际执行结果与理论最优结果产生了偏离：

表 4—4 中国各地区环境税额与部分经济、环境数据

地区	环境税额标准(元)	地区	人均可支配收入(元)	排名	工业占GDP比例	排名	固体废物量(万吨/亿元GDP)	废水排放量(万吨/亿元GDP)	废气排放量(亿立方米/亿元GDP)
北京	26.00	内蒙古	22310	10	43.40%	2	0.38	6.22	2.01
河北	16.73	江西	18437	17	41.37%	9	0.26	13.35	1.02
天津	13.50	辽宁	24576	8	39.31%	14	0.50	9.07	1.19
江苏	10.40	广东	27859	6	41.56%	8	0.00	12.52	0.42
河南	10.40	河北	18118	19	42.36%	4	0.02	10.42	2.64
山东	9.00	安徽	18363	18	42.10%	6	0.01	12.75	1.40
四川	6.70	吉林	18684	15	43.46%	1	0.06	9.02	0.75
重庆	6.50	福建	25404	7	41.65%	7	0.00	9.89	0.66
湖南	5.40	浙江	35537	3	40.15%	12	0.00	10.12	0.63
海南	5.20	天津	31291	4	42.22%	5	0.00	5.62	0.51
贵州	5.20	山东	22703	9	41.13%	10	0.01	8.89	0.90
广东	4.60	河南	17125	24	42.76%	3	0.01	11.72	0.98
广西	4.60	江苏	29539	5	39.93%	13	0.00	8.86	0.83
湖北	4.20	湖北	20026	12	39.03%	15	0.01	10.62	0.80
山西	3.90	山西	17854	20	34.15%	21	0.22	11.38	2.64
浙江	2.80	湖南	19318	13	37.87%	16	0.01	10.87	0.53
上海	2.70	陕西	17395	21	40.75%	11	0.07	9.33	0.96

续表

地区	环境税额标准(元)	地区	人均可支配收入(元)	排名	工业占GDP比例	排名	固体废物量(万吨/亿元GDP)	废水排放量(万吨/亿元GDP)	废气排放量(亿立方米/亿元GDP)
福建	2.70	宁夏	17329	22	33.65%	22	0.13	11.00	3.01
内蒙古	2.60	广西	16873	25	37.85%	17	0.12	13.10	1.00
辽宁	2.60	上海	49867	1	28.51%	25	0.00	8.92	0.51
青海	2.60	青海	15813	27	36.98%	18	3.15	9.79	2.24
吉林	2.60	重庆	20110	11	35.36%	20	0.00	9.53	0.63
安徽	2.60	四川	17221	23	36.73%	19	0.09	11.37	0.55
新疆	2.60	新疆	16859	26	29.39%	24	0.25	10.72	2.15
黑龙江	2.60	黑龙江	18593	16	26.88%	27	0.13	9.85	0.72
陕西	2.60	北京	48458	2	16.12%	29	0.00	6.59	0.16
云南	2.60	云南	15223	28	28.26%	26	0.20	12.73	1.14
宁夏	2.60	海南	18979	14	13.12%	30	0.03	10.57	0.63
江西	2.60	贵州	13697	29	31.57%	23	0.08	10.74	1.74
甘肃	2.60	甘肃	13467	30	26.19%	28	0.07	9.88	1.96
西藏	——	西藏	12254	31	6.81%	31	0.34	5.73	0.18

数据来源:环境税额标准由作者整理,计算了代表性水污染物和大气污染物税额之和。其他数据来源于《中国统计年鉴》

根据《欧洲 2020 战略》的安排,到 2020 年欧盟环境类税收占税收和社会缴费总额的比例要达到 10%。根据 OECD 的数据,我国的比例在 2014 年为 7.1%。考虑到我国的税收规模相对于发达国家较小,我国可以借鉴欧盟的标准,争取在 2020 年使环境类税收的比重达到 10%以上,占 GDP 比重也应该达到 2%以上。要实现这一目标,一方面要推动各地区逐步提升环境税额标准,目前上海、重庆、云南、内蒙古等地区已经制定了逐步提升大气和水污染物税额标准的方案,其他地区也应该跟进这一做法。此外,中央政府应该按照地区的经济发展水平、环境污染程度以及经济结构等指标,限制不同地区的税额选择区间,从而使环境税标准更契合最优税收的要求,减少无谓损失。

(2) 增值税率差异化改革

我国现行的增值税是三级税率制,分别为 17%、11%和 5%,其中绝大多数商品或中间品都按照 17%征税,税率结构较为“平坦”。以增值税为主体的税收在筹集公共资金的同时,对资本形成、劳动供给造成的扭曲作用较小。但就环境方面而言,现行增值税并没有针对污染含量高低的差别税率,不能对商品消费产生区分性的削减作用。为了强化税收调节商品消费结构的作用,减少污染型商品的生产、流通和消费,我国应该对增值税实施税率差异化改革,将部分含碳商品的增值税率设定为 30%。增值税与环境税不同,环境税只对最终的排放结果征税,难以识别出污染行为的来源并从源头调整,而增值税率差异化改革则是对特定的污染型商品征收更高的税以从源头减少污染。在调高污染型商品税率的同时,按照政府收入与同期 GDP 比较的大口径宏观税负衡量,2014 年我国宏观税负已达到 38.5%,远超过 1997 年的 14.8%的水平(杨灿明、詹新宇,2016)。因此,我国还应该以降低非污染型商品的增值税率至 9%的方式降低宏观税负,释放经济增长动力。

尽管成品油消费税从理论上可以降低成品油消费,减少环境污染,但在实际运行中,成品油消费税征管呈现出一些问题。根据侯斌(2018)的研究,以往成品油征税集中于上游环节,容易存在部分成品油产品通过空壳贸易公司偷换产品类别以降低税收标准,甚至完全绕开成品油消费税进入市场。韩智勇、陈校堂(2011)则指出,成品油消费税规定不同的税额并以用途界定成品油种类,提升了征管难度。甚至,企业可以通过购买不征收消费税的中间产品(例如芳烃),自行配制成成品油以规避税收(王凯等,2015)。由于消费税并不具备增值税层层转嫁的特性,上游企业产品的部分免税收益会被下游企业所获得,即使使用增值税发票同样避免不了逃税问题。为了进一步优化对成品油的特种税收,并以此推动排放下降以及工业结构转型,政府应考虑将成品油消费税纳入增值税率差异化改革之中。首先,将成品油消费税彻底转变为增值税,可以更好地吸收增值税的征管优势,强化政府对于税收以及商业活动的统筹能力,也符合国际上简化税制的税收改革脉络。其次,将消费税改为增值税有利于准确界定每类成品油的范围和边界,防止在征收过程中的纠纷。

根据万莹和徐崇波(2016)的测算,消费税的税负水平在 20%左右,因此将成品油增值税率设定为 30%并不能实现消费税向增值税的平移。考虑到增值税率作为一项普遍性税收,即使将现行 17%的税率改为 30%和 9%的结构,也无法使商品的污染程度与税率完全匹配。为此,我国还需要推行碳税作为能源领域税收的

重要补充。

(3) 开征最优化碳税

碳税是目前广泛应用的另一种环境保护类税种。碳税,顾名思义,是对各类消费品的含碳量进行征税。尽管碳税尚未在我国实行,但已经在世界多个国家累积了实践经验,学术界对于碳税的福利效应、分配效应、环境效应也做了大量研究。前人的经验将为我国实施最优碳税打好基础。需要注意到,如果在未来开征碳税,将会对部分商品进行重复征税,使其总体税负水平进一步上升。碳税是对商品的含碳量征税,属于从量税,而增值税则属于从价税,这种不同决定了碳税更能够调节特定的污染型商品的消费,其环境红利更显著。又如上所述,特设的碳税有助于增强税收的显著性,从而增强其减排效果,因此碳税和增值税应该并存,并将碳税作为差异化增值税的补充。

针对碳税的研究大多集中于其分配效应。传统的研究大多表明碳税本身是具有累退性质的(见 Johnstone and Alavalapati,1998;Metcalf,1999;Ruiz and Tran-ny,2008 等研究)。其主要原因在于低收入群体和高收入群体的消费结构有差异,低收入群体在家庭烹饪及取暖消费等领域更多选择含碳量高的能源,且能源的需求价格弹性较低,因此碳税负担主要落在低收入群体上。很多人借此批评碳税,并阻止其推行。

近年来,越来越多研究者重新审视碳税的分配效应,并对前人的研究作出反驳或修正。Goulder and Hafstead(2013)指出,碳税收入可以作为降低其他税收的工具,如果削弱个人所得税、企业所得税等扭曲性税收,则有可能实现较高的经济效率,避免碳税带来的负面经济效应,但 Marron and Toder(2013)的研究表明,这样做会进一步强化碳税的累退性;如果将碳税收入用于减免工薪税、一次总付税,或用于提供针对穷人的转移支付,则可以使碳税变为累进性税收,无论碳税本身是否具有累退性质(Metcalf,2007;Chiroleu—Assouline and Fodha,2014;Klenert and Mattauch,2016)。Dissou and Siddiqui(2014)的研究从另一个角度入手,考察碳税对企业投入要素价格的影响,认为碳税对要素价格的抬升作用是累进性的。因此,尽管碳税对能源价格的影响是累退性的,在特定的碳税税额下(每吨 CO₂ 排放 30 至 50 美元),碳税将可以在总体上降低收入不平等程度。

另外一部分学者跟随 Atkinson and Stiglitz(1976)的研究,则跳出了对分配效应的讨论,认为消费税本身并不需要承担调节收入分配的功能,最优的消费税应该是使经济效率最大化的,调节收入分配则是直接税(例如个人所得税)的任务。碳

税作为消费税的一种,其目标应该是实现碳排放量下降的同时,最小化经济效率损失。因此,合理的碳税应该设定税率以实现减排效果带来的环境收益与 GDP 下降的成本之差最大化,碳税所得的收入,则可以用于降低扭曲性税收。需要意识到,减排效果带来的环境红利和碳税收入带来的经济红利是相互制约的,碳税的政策重点更应该侧重于前者。根据 Chetty et al.(2009)的研究,税收的突出程度会影响消费者的反应程度,税收越突出则消费量减少越显著。因此,政府应该将加强碳税宣传,或直接将税额标示于价格标签。

专栏:两桶油的税收“贡献”

2015年,中石油、中石化两个企业位列中国企业纳税额排行前两名,年纳税额均超过3000亿元,总计6611亿元,占据上市公司纳税总额的24.3%。有人认为中石油、中石化的税收负担过大,是导致企业净利润相对较低的原因,且认为中石油、中石化应该享受更高的税收优惠和政策补贴。

显然,这些人忽视了非常基础而重要的经济学原则:企业缴纳的税收额并不等于企业实际税收负担,企业面临的供给弹性和需求弹性的相对大小决定了税收如何在消费者和企业中进行分配。在传统的统一税率税收归宿研究中,税收承担的比例与弹性是呈负相关关系的,即消费者的需求弹性越小,税收就越多地转嫁至消费者身上。假设一个线性的需求曲线与线性的供给曲线构成石油市场的均衡,则征收从量税 t 在消费者的税收分配比例和在生产者的税收分配比例满足以下关系:

$$\alpha + \beta = 1$$

$$\frac{\alpha}{\beta} = \frac{\frac{-1}{\epsilon_D} \frac{P^*}{Q^*}}{\frac{1}{\epsilon_S} \frac{P^*}{Q^*}} = -\frac{\epsilon_S}{\epsilon_D}$$

其中 ϵ_S 代表供给价格弹性, ϵ_D 代表需求价格弹性。根据张志柏(2008)的估计,中国能源需求弹性较低,约为-0.34; Dahl(1994)针对发展中国家的研究发现石油的需求价格弹性在-0.3左右,表明需求对价格不敏感;张辽等(2013)的研究以中国1981—2010年数据为样本,同样发现石油需求价格弹性较低。孙泽生等(2008)的研究则发现国际石油供给弹性约为0.54。通过这一系列的研究参数以及上述简化模型中得到的表达式,可以发现石油企业有能力将税负转嫁给消费者,税收的实际承担比例仅为40%左右。因此,当我们看到中石油、中石化高达6000亿

元以上的纳税额时,更应该考虑到其中的大部分已经通过价格渠道落到消费者身上,纳税额高并不是企业盈利状况欠佳、索取高额补贴的理由。事实上,根据孙泽生等(2008)的研究,中国作为全球石油市场的寡头型买家,可以通过设定最优国内税率降低国际油价,平滑其波动,并实现石油贸易的国内福利最大化结果,而中国现行国内税率明显低于最优税率。

利用同样的逻辑可以推知,只要消费者不是完全缺乏需求价格弹性,国际油价的变动同样不能完全传导到成品油价格上。对于炼化企业而言,国际油价的变动相当于原料成本的变化,会推动供给曲线在垂直方向的移动,而由于价格变化会引发需求变动,企业的最优化策略并不是将成本波动完全反映在价格波动上,而是在价格和供给数量上取得均衡以实现利润最大化。发改委将国内成品油价格与国际油价进行机械对接,相当于赋予了国内石油企业以充分的空间实施其市场势力,并实现自身利润最大化。

综合上述,政府、市场和个人都应该对中石油、中石化等企业的真实税收贡献进行正确的评价。政府应该强化对最优税率设置和最优价格管制策略的学习、研究,增强政策的合理性。

(4)优化碳市场安排

1. 促使高效率机组替代低效率机组

据研究计算,2012年我国68%的碳排放来自燃煤,其中火力发电行业占比32%,所以火电机组平均效率的提高会极大地减少CO₂的排放(刘竹,2015)。但在当前中国的电力市场中,存在电厂质量与数量的“倒挂”现象(见上文图4-3)。为了在污染成本内部化的同时实现高效率机组对低效率机组的替代,就需要在碳市场和环境税等政策工具的设计上加以匹配。

在中国,碳市场和电力市场的设计和监管分别由气候变化司和价格司承担,当碳市场对二氧化碳排放权的定价过低时,高效率机组就无法在用煤成本上与低效率机组拉开差距,反而会由于较高的财务成本失去比较优势;当定价过高时,碳配额与环境税等政策效应的叠加会使得低效率机组直接退出市场,这对于如今尚未成熟的电力市场来说会造成巨大的冲击,同时也可能削弱企业继续研发的积极性。碳市场和环境税需要对高、低效率机组的成本情况进行估算,从而制定出能够推动高效率机组发电的较为合理的碳价格。

2. 制定碳市场配额机制

有效的电力市场改革将使电价较目前更低,这将直接导致高耗能企业生产成

本的降低,从而刺激其生产和扩张,增加污染物的排放,对生态环境造成进一步的破坏。可以发现,在没有其他配套政策的约束下,电力改革越成功,高耗能企业发展势头越猛,气候变化问题就会越严峻。

要想解决这个问题,就需要制定合理的碳市场配额机制,以实现污染排放的控制。第一,构建动态的配额供给机制。为了可以更加灵活地调整碳配额供给,要科学预测碳配额的需求,提高新增和政府预留配额比例,事前分配,事后调整。第二,逐步提高采用拍卖的方式分配碳配额的比重,这样有助于实现“排放者付费”的公平原则,也可以避免配额过剩问题。拍卖价格区间的设定涉及环境与经济性之间的选择,若配额价格过高,会给减排主体带来负担,影响经济发展;若价格过低,则会使企业失去减排动力,背离碳交易体系建立的初衷。就我国未来产业结构发展的方向看,配额价格应定在较高水平。

在中国当前的市场环境下,能源体系实现环境和经济性的协调离不开中央统筹的力量,各部委之间需要进行信息的沟通,以保证政策目标和工具的一致性。宏观调控和区域市场建立要相互配合,避免出现由于恶性竞争而导致的环境破坏和发展停滞。总体来说,中国在推行能源改革、应对气候变化的过程中,需要将财政工具政策与市场机制有效结合起来。

4.3.3 逐步取消交叉补贴,还原能源商品属性

在新一轮电力体制改革前,我国电力普遍服务主要由电网企业承担,设立了东部补贴西部、工商业补贴居民以及城市补贴农村的交叉补贴机制,通过电网输配电价直接结算。目前存在的这种交叉补贴制度不仅直接通过不同收入等级能源消费量的差异影响居民不平等,同时还通过成本转嫁加剧了这种不平等,电力交叉补贴具有累退性。因此,报告认为改革交叉补贴政策具有可行性和必要性,但考虑到交叉补贴在民生保障中的作用,改革交叉补贴机制需要循序渐进、有策略地改进。

考虑到能源补贴更多的是补贴给高收入人群,为确保交叉补贴不会恶化低收入人群的福利水平。政府应该开放能源市场,促进能源供应的多元化,增强能源品之间的竞争程度。只有竞争激烈,价格才能更加接近于边际成本,才能进一步还原能源商品属性,让市场更好地发挥作用。

同时,政府应该将电力补贴政策与“低保”政策相结合,逐步取消电力交叉补贴政策,使电力补贴政策更具针对性,将普惠式的交叉补贴改为精准式的定向扶持,进一步推进兜底式扶贫工作的开展。北京市已经采取类似的举措,出台了《北京市优抚、低保和分散供养特困人员集中供热采暖补助实施细则》,按低保人员缴纳的

采暖费予以补助。这一举措将能源补贴与“低保”政策有机结合,真正实现了让低收入人群受惠的目标。除了直接对采暖费等用能成本进行补助,还可以出台“电力券”等能源消费券。通过能源消费券制度,可以在尽量不扭曲市场的情况下,针对性地提高居民在能源方面的消费水平,打破以往低收入人群“有电用不起”的局面。根据民政部数据,2016年底我国有城市低保人员1480.2万人,农村低保人员4586.5万人。按照每人每月40度电的标准提供“电力券”,一年总电力成本仅约160亿元,占2016年全国低保财政支出约10%。消费券制度既是对第一项政策的补充,也是降低能源补贴成本的有效方式。

4.3.4 构建国际能源新秩序

我国是全球最大的能源净进口国,在国际能源市场上充当大买家的角色,这是我国必须明晰的国家定位。基于此,我国构建国际能源新秩序的目的,就在于稳定能源供应与能源价格,降低能源安全风险。一方面,积极寻求与多元化的能源消费国建立合作关系,共同应对能源卖方市场势力;另一方面,与能源生产国建立互惠合作关系,高度关注能源供应国的供应能力建设和能源供应稳定性。

在全球化背景下,能源进口国和能源出口国的经济社会发展与国际能源供需情况融为一体,在能源结构、能源价格和能源安全等方面产生了新的特点。从能源需求角度、能源结构角度、供需合作角度等方面,全球不同的经济体之间都存在着较多的共同利益和合作点。但是,目前来看我国的能源发展还没有将全球视角真正的纳入能源政策主张中,从“十三五”能源规划来看,就未考虑我国能源与全球市场之间的关系。基于此,建议在全球视角下寻求各经济体之间的共同利益,建立“国际能源共同体”。具体的政策建议如下:

(1) 建立“中日韩”东亚能源经济共同体

国际贸易是世界各国解决资源禀赋约束,满足能源需求的主要工具。以中国、日本、韩国为代表的东亚经济体,由于能源需求结构相同、能源安全条件近似、能源来源地都集中在中东等原因,存在共同利益。

受到能源禀赋和能源进出口结构的影响,中日韩三国在能源供需方面的矛盾具有高度一致性:一是三国受能源禀赋的影响,存在较大的产出缺口,同时本国现有资源的替代和转换成本偏高,短期内通过地质勘探、设备技术投资或调整能源结构投资来实现能源的充足很难实现。依靠可再生能源生产和消费的成本也很高。这些约束决定了三国的能源对外依存度较高,因此需要合作,通过能源贸易来满足能源需求。二是东亚国家的经济增长、价格水平、国际收支等与国际油气资源供需

联系紧密,在应对方式方面具有一致性。三是东亚国家在能源进口国和运输路线方面基本一致,在能源供给安全的保障方面具有高度的一致性。以天然气为例,中日韩三国对俄罗斯有着相似的能源需求,以共同体的形式与俄罗斯共同开发远东能源,在管线问题上能够多方统筹,达到共同发展的目标(韩立华,2005)。同时,三国在能源资源禀赋方面也存在一定的存在差别,从地理位置和国土面积等方面来看,各有优势,是东亚能源内部合作的切入点。但应当认识到,三国在能源问题方面也存在内部竞争,在合作过程中应当注意利益分配。

(2)建立“中印”能源合作关系

印度与中国在发展过程中具有较大的相似性,两国都是新兴经济体的代表,在经济高速增长的过程中对能源方面的需求也在不断扩张。两国能源消费结构中化石燃料所占比重很大,对煤和石油等化石燃料的依赖性很强,风能、太阳能等清洁能源所占比重非常小,但未来增长空间巨大。两国的科技水平虽有很大进步,但在气候变化领域内的研发能力相比发达国家还有不小的差距。

因此,中印合作的主要方面有二:一是二者具有相似的能源贸易诉求,通过合并谈判可以防止市场势力稀释。两国作为能源需求增长较快的两大发展中国家,如果与能源出口国分别谈判,则双方都会被用作谈判中抬高价格的工具,而如果双方合并谈判,保持价格条件的一致性,则可以维护自身市场势力,在国际贸易中获利。二是二者在贸易结构中存在互补,两国的合作关系能够在一定程度上形成共赢局面。从印度方面来看,能源基础设施落后、投资缺乏是制约印度经济发展的瓶颈;同时中国在“一带一路”合作中能够通过共建基础设施、发展能源合作等方式互联互通,共同改善投资环境,也能够有效释放二者的市场活力。

(3)建立与 IEA 深度合作关系

IEA 是全世界用油经济体的联合组织,从这一点来看,中国与 IEA 成员国在能源政策方面具有共同利益。应建立中国—IEA—OPEC 对话,全世界用油者联合起来,降低短缺的风险、维持价格稳定;同时也有利于产量增加、航路安全、价格稳定。目前来看,以 OPEC 国家为主的中东资源供应较为稳定,且通过卡特尔组织在投资、战略储备等方面具有竞争优势。因此,与 IEA 之间的合作重点包括三个方面:一是在投资、战略储备等方面形成合力,促进与中东的自贸谈判;二是在石油进口与石化产品进口替代方面寻求合作,以能源共同体的方式与 OPEC 开展对话;三是在共同体内部发展主要贸易伙伴,在新能源技术、基础设施完备等方面开展合作。

(4)推进中俄及中海合会合作

在能源供需合作方面,中国与俄罗斯、中国与中海合会(中国—海湾阿拉伯国家合作委员会)等具有较为深远的合作意义。俄罗斯石油、天然气等方面具有非常丰富的储备,且与中国相邻,在地缘上存在天然的合作优势,也是中国石油、天然气的主要进口国。海合会是海湾地区最主要的政治经济组织,成员国包括阿联酋、阿曼、巴林、卡塔尔、科威特和沙特阿拉伯、也门7国,是世界石油的主要生产国和出口国,也是中国原油的主要进口来源国。

中俄及中海合会在能源方面的合作主要包括三个方面:一是中国的能源需求是俄罗斯及海湾国家经济发展的重要动力。俄罗斯和海合会国家普遍对能源出口高度依赖的特点,长期可持续发展需要对资源型出口型经济结构需要寻求调整和优化。二是供需合作有利于双方的能源和经济安全,应对能源局势变革下产生的风险。三是在“一带一路”背景下,中国对相关地区的能源基础设施投资能够将各方的利益进行有效统筹。

专栏:海外能源投资“军规”

能源投资的特点决定了能源投资的复杂性,成本收益受到多种因素的影响,具有很高的不确定性,使得能源投资具有很高的决策难度。中国能源企业对外投资效果不如人意的一个重要原因是缺乏科学有效的定量分析和评价方法,对一些重要因素的影响考虑不全,无法将投资中的不确定因素及其相关变化的复杂性纳入海外投资项目估值,使得海外投资决策缺乏有效支撑,进而直接影响了企业的决策能力和投资的最佳时机选择。我们认为,一个全面、有效的能源对外投资成本收益分析框架应该执行以下功能:

1、能源价格波动预测。能源价格是影响项目投资收益的最重要因素。以石油投资为例,投资周期较长,投资成本较高,成本收益分析需要对未来收益做出预测,国际能源价格的波动与他国供给、能源结构、世界需求等都有着密切关系,需要对能源价格进行结构化建模,以预测不同情况下能源价格波动情况,做好收益风险预案。

2、生产产量动态调整。能源投资项目(尤其是传统油气项目)生产成本受资源禀赋影响很大。油气资源埋藏地质条件不同,勘探开发技术难度差别很大,在实际工程建设时,每一个油气项目建设所需要的投资成本具有很大的不确定性。按照霍特林法则,可耗竭资源的产量应该根据能源价格、利率水平、能源开采成本和能

源储藏成本等因素动态调节。

3、东道国投资环境分析与预测。不同政党对待国外投资具有不同态度,在剧烈的政治变革下,国外资本可能会遭遇“国有化”、外汇管制等强制措施,造成大量损失。此外,不同政党在环境保护等政治议题上态度不同,会出台相应的政策,改变企业在纳税、环保标准等方面的成本。最后,政府监管力度在不同国家和地区具有显著差异,能源项目具有较高的垄断程度,容易形成寡头行为,因此政府监管直接影响企业的盈利方式。

4、劳工问题与工会势力评估。当地劳工政策,劳工标准和工会势力会直接影响企业雇佣工人的成本。部分资源国强大的工会组织以及倾向明显的劳工保护政策,使中国海外投资项目步履维艰。例如首钢总公司管辖的秘鲁铁矿股份有限公司,仅2005年6月到2006年7月一年间,就遭遇了3次工人要求涨工资的大罢工,使公司蒙受数百万美元的经济损失。

5、宏观经济指标监测。建立对利率、汇率等宏观经济指标的动态监测机制,可以避免因宏观经济波动对能源项目盈利性的影响。

总之,能源海外投资应该有科学量化的评估,由于投资项目的长期性与复杂性,应以动态定量评估为主,将投资项目中价格、成本、产量以及影响这些变量的因素进行全面系统的考虑,纳入经济评价模型,动态评价项目价值;如果东道国的政治环境、政策制度等不可直接量化的因素无法量化,也需要对项目未来运营的影响进行定性分析。综合定量和定性的动态评价。

五、结论:在权衡抉择中构建中国现代能源经济体系

我国现代能源经济体系建设应该尽可能实现以下三大基本目标:一是能源价格合理。能源价格应该反映真实成本和市场供需关系,从而释放正确的价格信号引导市场的运行,成为调节投资决策和消费选择的工具。二是能源供给充足。保障能源供给一方面需要扩大国内生产规模,提升能源利用效率,另一方面则要保证国际能源贸易安全、可靠,并通过能源投资扩大海外能源权益。三是能源清洁环保。我国的能源资源禀赋决定了煤炭清洁利用是使能源更“干净”的最重要手段,能源结构改善以及新能源发展则是推进能源清洁环保的长期战略。

要明白如何实现这三大基本目标,首要的任务是认清我国能源经济体系建设的现状,能源经济体系建设面临的问题与挑战,以及我国能源领域面临的发展

约束。

总体而言,中国自改革开放以来在能源领域建设取得了巨大的成就。我国能源禀赋在面积相当的国家中并不突出,考虑我国庞大的经济规模和人口数量,能源资源更是稀缺。在这种情况下,我国在煤炭、石油、天然气、电力等能源的生产规模均位居世界前列,非化石能源更是以高速增长。我国在投资建设上的技术和规模优势同样在能源领域体现,能源领域基础设施投资巨大,电网、电源快速增长,供电可靠率持续上升。能源建设为我国经济快速发展注入了动力,也满足了居民日益增长的消费需求。鉴于我国能源生产—消费缺口逐渐扩大,我国积极拓展海外能源市场,和俄罗斯、澳大利亚等国以及中亚、中东等地区建立了良好的能源贸易关系,海外投资规模也是快速上升。我国能源总进口量(以标准煤计算)在2012年超越美国和日本成为全球第一。

我国在能源领域进行了一系列改革措施也取得了巨大的成果,主要能源品种市场已经基本建立。煤炭市场竞争主体丰富,价格制定基本由市场决定;原油进口权逐步放开,地方炼油企业不断发展;天然气定价机制逐步转向市场化定价,管道资源协商准入;电力体制改革持续深化,“管住中间,放开两头”已经初步实现。与能源市场相配套,监管政策、社会政策、环境气候政策也在逐步建立并完善。一方面,以价监局实施价格管制,限制市场势力的实施,另一方面,由反垄断局调查、处置串谋企业;自然垄断领域“准许成本加合理收益”的监管方式正大力推行。为了应对能源不平等与能源贫困问题,我国不断推动电力普遍服务和电价交叉补贴制度,以富裕地区补助偏远落后地区,以工商业补助居民。节能减排是我国对广大人民和对国际社会作出的承诺,我国在近年来已经逐步建立起碳交易市场,排污费也已向环境税改革。

在肯定我国能源领域的成就,特别是肯定能源经济体系建设的成果的同时,必须认识到我国正处于深化改革的攻坚阶段,而能源经济体系仍然面临市场化不充分、政策体系不平衡等严峻的挑战:第一,我国能源市场化改革尚未完成。省级电力交易体系竖起了省间壁垒,引致省内串谋行为高发。独立的调度机构尚未建立,发电侧与用电侧直接交易规模较小。在石油领域,上游原油进口渠道尚未完全放开,价格管制长期失效,大型企业拥有行使市场势力的充分空间。在天然气领域,部分部门未放开,政府管制仍居主导地位,城市燃气的双头垄断也推高了终端价格。第二,我国反垄断机制仍然匮乏,激励监管、份额监管、行为监管等世界主流监管方式尚未确立,政府部门对市场势力的监测识别能力较弱,甚至存在选择性制止

的问题。在自然垄断监管层面,我国将重心放在电网改革,却对城市燃气公司的管网缺乏重视。在监管方式上,固定收益率监管也会导致 A—J 效应,引发无效率投资。在社会政策方面,普遍服务融资问题在电网改革后将逐步显现,交叉补贴的收益存在累退性,电力消费水平较低的低收入人群只能分享小部分红利,产生了更严重的社会不公。在环境与气候政策领域,我国采用扭曲市场的方式保障新能源上网消纳,压缩了市场规模。环境税安排与最优税收办法产生偏离,碳市场也机制尚未完全确立,试点碳交易价格过低。第三,在国际能源贸易领域,我国没有认清自身作为全球最大能源进口国的定位,与美国、日本、韩国、印度以及 OECD 国家等能源进口主体缺乏深度合作,在打击国际能源卖方卡特尔方面缺乏互动。在能源海外投资方面,缺乏对非财务风险的考虑,政治风险、政策风险、外汇风险等制约我国海外投资收益。

在未来,我国能源领域主要面临以下一个目标,两大约束。未来 30 年,将是中国实现“两个一百年”奋斗目标,实现中华民族伟大复兴的关键时期。根据两个阶段目标,我国在此后 30 年还需要保证 4%—5% 的增长率,中高速增长的要求决定了能源体系始终要以效率为基本导向。然而,一方面,要缓解我国能源供给压力,减少能源消耗和污染问题,必须以减少高耗能产业比重,推动产业结构转型为抓手,推进我国能源需求达峰的进程。但这将对我国经济增长动力带来损害。另一方面,随着中国经济的发展,人们对于环境清洁的渴求将会不断增长。我国向全国以及国际社会许下节能减排承诺,在未来将面临严重的环境管制挑战,非化石能源比重上升和能源的清洁利用,将会导致能源价格上升,加重企业和居民的用能负担。环境和经济性的协调将是能源体系面临的核心问题之一。

推进能源革命,建立中国现代能源经济体系,能够充分减少对市场的扭曲,还原能源的商品属性,得到正确的价格信号,打击市场势力的活动,治理能源领域负外部性,最终释放巨大的改革红利,助力中国长期发展目标的实现。中国能源体系的现状和改革方向如下表 5—1 所示。

具体而言,现代能源经济体系建设整体分两步走,第一步是实现能源领域效率最大化。市场化建设和合理监管是实现效率最大化的两个抓手。根据福利经济学第一定理,竞争性市场可以实现帕累托最优的资源配置。因此,能源市场化体制建设始终是效率最大化的基础。除此以外,能源市场自身性质决定市场失灵多发且严重:能源输配存在自然垄断性质,能源消费产生外部性,国际能源供给呈现公共物品性质,等等。纠正市场势力就需要合理运用“政府之手”实施有效监管。具体

而言,改革方式如下:

表 5—1 中国能源经济体系的现状与改革方向

能源市场	市场化定价	上游充分竞争	中游合理管制	下游充分竞争	改革方向
电力	否	是	否	否	管住中间,放好两头
煤炭	是	是	/	/	放开调控,充分竞争
石油	否	否	是	是	进口开放,鼓励竞争
天然气	否	否	否	否	市场定价,监管城燃
政府之手	合理价格	充足供给	环境友好	改革方向	
监管政策	是	是	/	强化监管,调整方式	
社会政策	否	是	/	取消交叉补贴,设立普遍服务基金	
环境政策	否	/	是	改革税制,优化碳市场	
国际政策	是	是	/	加强进口国合作,防风险	

第一,继续推进能源市场化改革。在电力领域建立独立的调度和交易机构、有效分离的输、配业务以及以集中交易为主的市场模式。此外,还需要建设竞争性辅助服务市场和开放的区域性售电市场。这一系列改革将使价格由市场交易确定,使调度计划与市场需求相一致。在石油领域放弃政府指导定价,允许市场化定价,同时全面放开原油进口权,让地方炼油企业和国有炼油企业在同一平台公平竞争。在天然气领域放开上游价格管制,并推动中游天然气管道设施的开放接入,建立市场化定价机制。

第二,用好“政府之手”。让政府在该作为的地方发挥好作用,在该不作为的地方做好“守夜人”的角色。打造更强大的监管队伍,在自然垄断领域要加强监管,使用激励性监管等多种手段,从监管体系的科学建设和监管能力的有效提升两方面强化政府的监管能力;对于上下游的竞争性领域,则要强化反垄断能力,加强市场势力的识别、防范和抑制,实施份额监管、行为监管等方式,对市场份额超过 20% 的企业进行拆分,同时放弃价格管制和扭曲交易市场的手段,确保能源市场健康平稳运行。

现代能源经济体系建设的第二步是实现全社会福利最大化。这要求能源体系与我国未来的发展方向相契合。当能源体系实现效率最大化目标时,能源价格合

理、能源供给充足、能源清洁环保这三大目标之间不再存在帕累托改进空间,这时将从我国发展的目标和方向着手,将能源体系建置于更广泛的社会改革之中,选择合适的配套政策手段以突破能源“不可能三角”。

第一,推进能源领域配套财政改革。一是提升环境税征收标准,并由中央统筹使环境税额符合最优税收安排的原则,这将可以尽可能减少环境税导致的市场扭曲。二是将成品油消费税彻底改为增值税,并实施增值税率差异化改革。将部分含碳商品的增值税率调节至30%,同时将非含碳商品的增值税下调至9%,可以在基本保障税收规模稳定的同时减少污染型商品的生产和消费,同时为环境友好型的企业和居民减轻税收负担。这项政策可以实现经济性和环境保护的统一,是刺激产业转型并推动消费模式转变。此外,为了实现含碳商品内部依照排放强度差异化征税的目的,需要开设补充性碳税。对于即将全国推行的碳市场,设计动态碳配额机制和碳配额拍卖机制,使减排压力合理分配到边际成本较低的企业。

第二,逐步取消交叉补贴,还原能源商品属性。考虑到交叉补贴更多的是补贴给高收入人群,同时工商业用户会将其承担的交叉补贴通过成本转嫁转移给低收入人群,恶化低收入人群的福利水平。因此,应逐步取消交叉补贴,开放能源市场,还原能源商品属性。与此同时,变革普惠式的交叉补贴,将其改为定向扶持,使交叉补贴与城乡“低保”制度有机结合,利用现金补贴或能源“消费券”等方式,让居民用能回归商品属性的同时,通过政府之手实现精准的兜底式扶贫工作。

第三,推动构建国际能源新秩序。基于我国能源禀赋和能源生产能力的现实,在可预见的将来我国丰富的可再生能源资源并不能成为能源供给的主力,更无法扭转我国能源进口依存度不断上升的趋势。因此,构建国际能源新秩序的目的,就是保障我国海外稳定的能源供给,并能在稳定的价格区间进行消费,减缓国际能源价格波动。首先,是认清中国在国际能源市场中作为主要买家之一的定位,与其他主要能源进口国建立广泛的合作关系,包括与日本、韩国等能源进口大国建立合作关系;与印度等新兴能源需求大国建立合作关系;与IEA等能源国际组织建立合作关系。这三者都可以保障我国在买方市场上的市场势力和议价能力,维护能源利益。此外,与海湾阿拉伯国家、俄罗斯、澳大利亚等主要能源出口国建立进出口合作关系,合理分配能源贸易带来的消费者剩余/生产者剩余。最后,需要制定更科学的海外投资策略,全面评估海外项目面临的政治、外汇、自然等风险因素,以及环境保护标准、劳工保护标准、产业政策变动等政策因素,提升海外投资的科学性,保障海外能源权益。

参考文献

- [1] Adams, F. G., & Shachmurove, Y., 2008, "Modeling and forecasting energy consumption in China: Implications for Chinese energy demand and imports in 2020", *Energy Economics*, 30(3), 1263–1278.
- [2] Ang, B. W. (2005). The lmdi approach to decomposition analysis: a practical guide. *Energy Policy*, 33(7), 867–871.
- [3] Arya, P. L. Collusive oligopoly and gasoline price regulation in Nova Scotia. Saint Mary's University, Canada.
- [4] Atkinson, A. B., & Stiglitz, J. E. (1976). The design of tax structure: Direct versus indirect taxation. *Journal of Public Economics*, 6(1 - 2), 55 - 75.
- [5] Bello, A. & S. Cavero (2008) The Spanish retail petroleum market: New patterns of competition since the liberalization of the industry. *Energy Policy*, 36, 612–626.
- [6] Boqiang Lin, and Xiaoling Ouyang. A Revisit of Fossil—Fuel Subsidies in China: Challenges and Opportunities for Energy Price Reform[J]. *Energy Conversion & Management*, 2014(82), 124–34
- [7] Brekke, K. R., T. H. Holm? s & O. R. Straume (2015) Price regulation and parallel imports of pharmaceuticals. *Journal of Public Economics*, 129, 92–105.
- [8] Brown, S. P. A. & M. K. Yücel (2008) Deliverability and regional pricing in U.S. natural gas markets. *Energy Economics*, 30, 2441–2453.
- [9] Chen, Z. M. (2014). Inflationary effect of coal price change on the Chinese economy. *Applied Energy*, 114, 301–309.
- [10] Chen, Z. M., Chen, G. Q., Zhou, J. B., Jiang, M. M., & Chen, B. (2010). Ecological input - output modeling for embodied resources and emissions in Chinese economy 2005. *Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation*, 15 (7), 1942 - 1965.
- [11] Chen, Z. - M. (2017). Inventory and Distribution of Energy Subsidies of China. *The Energy Journal*, 38(01).
- [12] Chetty, R., Looney, A., & Kroft, K. (2009). Salience and Taxation: Theory and Evidence. *American Economic Review*, 99(4), 1145 - 1177.
- [13] Chiroleu—Assouline, M., & Fodha, M. (2014). From regressive pollution taxes to progressive environmental tax reforms. *European Economic Review*, 69, 126 - 142.

- [14] Corchón, L. C. & F. Marcos (2012) Price Regulation in Oligopolistic Markets. *IS-RN Economics*, 2012, 1–10.
- [15] Deltas, G. (2008) Retail Gasoline Price Dynamics and Local Market Power. *The Journal of Industrial Economics*, 3, 613–628.
- [16] Dissou, Y., & Siddiqui, M. S. (2014). Can carbon taxes be progressive? *Energy Economics*, 42, 88 - 100.
- [17] Doshi, T. K., D’Souza, N. S., & others. (2011). The “Asia Premium” in Crude Oil Markets and Energy Market Integration. *Deepen Understanding And Move Forward: Energy Market Integration in East Asia*, 152.
- [18] Dubois, P. & L. Lasioy (2012) The Effects of Price Regulation on Pharmaceutical Industry Margins: A Structural Estimation for Anti-ulcer Drugs. *Health, Econometrics and Data Group*.
- [19] Fullerton, T. M., A. A. Jiménez & A. G. Walke (2015) An econometric analysis of retail gasoline prices in a border metropolitan economy. *The North American Journal of Economics and Finance*, 34, 450–461.
- [20] Genakos, C., P. Koutroumpis & M. Pagliero (2014) The Impact of Maximum Markup Regulation on Prices. *CEP Discussion Paper*.
- [21] Goulder, L. H., & Hafstead, M. A. (2013). Tax reform and environmental policy: options for recycling revenue from a tax on carbon dioxide.
- [22] Guo, J., Zheng, X., & Chen, Z. M. (2016). How does coal price drive up inflation? Reexamining the relationship between coal price and general price level in China. *Energy Economics*, 57, 265–276.
- [23] Hastings, J. S. & R. J. Gilbert (2005) Market Power, Vertical Integration, and the Wholesale Price of Gasoline. *The Journal of Industrial Economics*, 4, 469–492.
- [24] IEA. (2004) *World Energy Outlook 2014*. Paris
- [25] Ji, Q., Geng, J.-B., & Fan, Y. (2014). Separated influence of crude oil prices on regional natural gas import prices. *Energy Policy*, 70, 96 - 105.
- [26] Jiang, Z., & Tan, J. (2013). How the removal of energy subsidy affects general price in China: A study based on input - output model. *Energy Policy*, 63, 599 - 606.
- [27] Johnstone, N., Alavalapati, J. R., & others. (1998). The distributional effects of environmental tax reform. *International Institute for Environment and Development London*.

- [28]Jonathan Haskel, Christopher Martin(1994) Capacity and Competition: Empirical Evidence on UK Panel Data. *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 42, 23–44.
- [29]Kang, L. & J. Zarnikau (2009) Did the expiration of retail price caps affect prices in the restructured Texas electricity market?. *Energy Policy*, 37, 1713–1717.
- [30]Kearney, C. & I. Favotto (1994) Regulating natural monopoly: are price caps an alternative to rate of return targets?. *Economic & Labour Relations Review*, , 102–120.
- [31]Klenert, D., & Mattauch, L. (2016). How to make a carbon tax reform progressive: The role of subsistence consumption. *Economics Letters*, 138, 100 - 103.
- [32]Kreps.D. and Scheinkman.J (1983) Quantity Pre–Commitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes. *The RAND Journal of Economics*, 14, 326–337.
- [33]Krishna, P., & Mitra, D. (1998). Trade liberalization, market discipline and productivity growth: new evidence from India. *Journal of Development Economics*, 56 (2), 447 - 462.
- [34]Lewis, M. S. (2012) Price leadership and coordination in retail gasoline markets with price cycles. *International Journal of Industrial Organization*, 30, 342–351.
- [35]Lin, B., & Jiang, Z. (2011). Estimates of energy subsidies in China and impact of energy subsidy reform. *Energy Economics*, 33(2), 273 - 283.
- [36]Lin, B., & Ouyang, X. (2014). A revisit of fossil–fuel subsidies in China: Challenges and opportunities for energy price reform. *Energy Conversion and Management*, 82, 124 - 134.
- [37]Liu Z. (2015). 哈佛中国碳排放报告. [Internet].
- [38]Liu, M. H., Margaritis, D., & Zhang, Y. (2013). Market–driven coal prices and state–administered electricity prices in China. *Energy Economics*, 40, 167–175.
- [39]Ma T. C. (2005) The Collusive Equilibrium in a Quantity–Setting Supergame: An Application to Taiwan’s Flour Industry. *Review of Industrial Organization*, 27:107 - 124.
- [40]Ma, B., Song, G., Zhang, L., & Sonnenfeld, D. A. (2014). Explaining sectoral discrepancies between national and provincial statistics in China. *China Economic Review*, 30, 353 - 369.
- [41]Machado, G., Schaeffer, R., & Worrell, E. (2001). Energy and carbon embodied in the international trade of Brazil: an input - output approach. *Ecological Economics*, 39(3), 409 - 424.

- [42]Market Power in Wholesale Gasoline Markets. *The RAND Journal of Economics*, 1, 116–139.
- [43]Marron, D., & Toder, E. (2015). Carbon taxes and corporate tax reform. In *Implementing a US Carbon Tax: Challenges and Debates* (pp. 142 – 157). Routledge.
- [44]Maskin, E., Qian, Y., & Xu, C. (2000). Incentives, information, and organizational form. *The Review of Economic Studies*, 67(2), 359–378.
- [45]Maxwell, D., & Zhu, Z. (2011). Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports. *Energy Economics*, 33(2), 217 – 226.
- [46]Metcalf, G. E. (1999). A distributional analysis of green tax reforms. *National Tax Journal*, 655 – 681.
- [47]Metcalf, G. E. (2007). Federal Tax Policy Towards Energy. *Tax Policy and the Economy*, 21, 145 – 184.
- [48]Miller, N. H., Osborne, M., & Sheu, G. (2017). Pass-through in a concentrated industry: empirical evidence and regulatory implications. *The RAND Journal of Economics*, 48(1), 69 – 93.
- [49]Miller, R. E., & Blair, P. D. (2009). *Input–output analysis: foundations and extensions*. Cambridge University Press.
- [50]Musgrave, R. A. (1959). *Theory of public finance; a study in public economy*. New York: M cGraw Hill.
- [51]Musgrave, R. A., & Musgrave, P. B. (1973). *Public finance in theory and practice*.
- [52]Oates, W. E. (1972). *Fiscal federalism*. New York :Harcourt Brace Jovanovic.
- [53] Oates, W. E. (1999). An essay on fiscal federalism. *Journal of Economic Literature*, 37(3), 1120–1149.
- [54]Oliver, M. E., C. F. Mason & D. Finnoff (2014) Pipeline congestion and basis differentials. *Journal of Regulatory Economics*, 46, 261–291.
- [55]Ozdemir, S., & Akgul, I. (2015). Inflationary effects of oil prices and domestic gasoline prices: Markov–switching–VAR analysis. *Petroleum Science*, 12(2), 355 – 365.
- [56]Perron, P., & Yabu, T. (2009). Testing for shifts in trend with an integrated or stationary noise component. *Journal of Business & Economic Statistics*, 27(3), 369 –396.
- [57]Qian, Y., & Weingast, B. R. (1997). Federalism as a commitment to reserving

- market incentives. *Journal of Economic Perspectives*, 11(4), 83–92.
- [58] Ramsey, F. P. (1927). A Contribution to the Theory of Taxation. *The Economic Journal*, 37(145), 47 – 61.
- [59] Ritz, R. A. (2014) Price discrimination and limits to arbitrage: An analysis of global LNG markets. *Energy Economics*, 45, 324–332.
- [60] Ruiz, N., & Trannoy, A. (2008). Le caractère régressif des taxes indirectes: les enseignements d'un modèle de microsimulation. *Economie et Statistique*, 413(1), 21 – 46.
- [61] Sappington, D. E. M. & D. Sibley (1992) Strategic nonlinear pricing under price–cap regulation. *Journal of Economics*, 1, 1–19.
- [62] Shajarizadeh, A. & A. Hollis (2015) Price–cap Regulation, Uncertainty and the Price Evolution of New Pharmaceuticals. *Health Economics*, 24, 966–977.
- [63] Soligo, R., & Jaffe, A. M. (2000). A note on Saudi Arabian price discrimination. *The Energy Journal*, 121 – 133.
- [64] Suranovic, S. M. (1994). Import policy effects on the optimal oil price. *The Energy Journal*, 123 – 144.
- [65] T Lam, L., Branstetter, L., & Azevedo, I. M. L. (2016). China's wind electricity and cost of carbon mitigation are more expensive than anticipated. *Environmental Research Letters*, 11(8), 084015.
- [66] Thompson, A. J. (2002). Import competition and market power: Canadian evidence. *The North American Journal of Economics and Finance*, 13(1), 40 – 55.
- [67] Tiebout, C. M. (1956). A pure theory of local expenditures. *Journal of Political Economy*, 64(5), 416–424.
- [68] Vladimir, M., S. Dmitry & M. Paul (2007) Bottlenecks in regional markets for natural gas transmission services. *Energy Economics*, 1, 37 – 45.
- [69] Wu, S., Zheng, X., & Wei, C. (2017). Measurement of inequality using household energy consumption data in rural China. *Nature Energy*, 2(10), 795 – 803.
- [70] Yilmazkuday, D. & H. Yilmazkuday (2016) Understanding gasoline price dispersion. *The Annals of Regional Science*, 57, 223–252.
- [71] Zeng, M., Y. Yang, L. Wang & J. Sun (2016) The power industry reform in China 2015: Policies, evaluations and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 94–110.

- [72] Zimmerman, P. R., & Carlson, J. A. (2012). Critical import supply elasticities and the “imports—as—market—discipline” hypothesis. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 84(1), 345 - 354.
- [73] 毕德东. 国外成品油定价机制解析[J]. 中国石化, 2007(11):24—26.
- [74] 曾建武. 国际油价波动:因素分析及对我国经济的影响[D].厦门大学,2008.
- [75] 陈文颖, 滕飞. 国际合作碳减排机制模型[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2005(06):854—857
- [76] 陈彦玲. 国际油价上涨对中美居民消费价格指数的影响[J]. 中国流通经济, 2007(09): 50—52.
- [77] 陈占明, 张晓兵. 改革中的中国天然气市场:回顾与展望[M]. 中国社会出版社, 2018.
- [78] 迟美青. 节能财税政策的经济效应研究[D]. 山西财经大学, 2015.
- [79] 段宇平, 吴昊. 中国全球能源投资分析[J]. 中外能源. 2015(03):9—15.
- [80] 冯升波, 杨宏伟. 发达国家应对气候变化政策措施对我国的影响研究[J]. 中国能源, 2008, (06):23—27.
- [81] 国际货币基金组织. 财政监测报告[R]. 华盛顿, 2015.
- [82] 韩立华. 东北亚能源:从竞争走向合作[J]. 国际石油经济, 2005, 13(10):13—16.
- [83] 韩智勇, 陈校堂. 现行成品油消费税征管中面临的问题及对策[J]. 中国财政, 2011(21):54—56.
- [84] 胡剑波, 安丹, 任亚运. 中国出口贸易中的隐含碳排放测度研究[J]. 经济问题, 2015(07):52—57.
- [85] 李洪凯, 张佳菲, 罗幼强. 石油价格波动对我国物价水平的影响[J]. 统计与决策, 2006(06):81—83.
- [86] 李丕东. 中国能源环境政策的一般均衡分析[D]. 厦门大学, 2008.
- [87] 林伯强, 李江龙. 环境治理约束下的中国能源结构转变——基于煤炭和二氧化碳峰值的分析[J]. 中国社会科学, 2015(9):84—107.
- [88] 林伯强, 刘畅. 中国能源补贴改革与有效能源补贴[J]. 中国社会科学 2016(10), 52—71
- [89] 林伯强, 孙传旺, 姚昕. 中国经济变革与能源和环境政策——首届中国能源与环境经济学者论坛综述[J]. 经济研究, 2017, 52(09):198—203.
- [90] 林伯强, 王锋. 能源价格上涨对中国一般价格水平的影响[J]. 经济研究, 2009, 44(12):66—79+150.
- [91] 林伯强, 魏巍贤, 李丕东. 中国长期煤炭需求:影响与政策选择[J]. 经济研究, 2007(2):50—60.

- [92]刘宏杰. 中国能源(石油)对外直接投资研究[M]. 人民出版社, 2010. 153—157.
- [93]刘清华. 国际油价波动特征及对我国宏观经济的影响分析[D].重庆大学, 2009.
- [94]刘卫东, 吴臻, 黄锦华, 龙厚印. 我国隐含碳排放量再核算[J]. 中国地质大学学报(社会科学版), 2016, 16(02): 42—49.
- [95]马宝玲. 中国天然气市场化改革的理论与实证研究[D]. 对外经济贸易大学, 2014.
- [96]马本, 张莉, 郑新业. 收入水平、污染密度与公众环境质量需求[J]. 世界经济, 2017, 40(09): 147—171.
- [97]茅铭晨. 政府管制理论研究综述[J]. 管理世界, 2007(2): 137—150.
- [98]任泽平, 潘文卿, 刘起运. 原油价格波动对中国物价的影响——基于投入产出价格模型[J]. 统计研究, 2007(11): 22—28.
- [99]史丹. 完善我国石油定价机制的政策建议[J]. 天然气技术与经济, 2006(4): 4—6.
- [100]孙泽生, 宋玉华, 林治乾. 国际石油价格与最优国内税率: 基于“寡头”市场结构的分析[J]. 世界经济, 2008, 31(1): 36—46.
- [101]覃玉婷. 国际油价波动对我国通货膨胀的影响[D]. 上海交通大学, 2009.
- [102]谭忠富, 于超. 我国高耗能产业出口对能源价值的影响分析[J]. 中国能源, 2007(10): 14—18.
- [103]万莹, 徐崇波. 成品油消费税税率和税负水平的国际比较研究[J]. 当代财经, 2016(2): 43—51.
- [104]汪立, 范英, 魏一鸣. 基于 Agent 的中国成品油市场模型及其仿真研究[J]. 管理科学, 2007, 20(5): 76—82.
- [105]王风云. 国际石油价格波动对我国通货膨胀影响的实证分析[J]. 价格月刊, 2007(07): 6—8.
- [106]王健, 张文. 我国成品油市场价格一致行为的反垄断问题[J]. 法治研究, 2015(5): 36—44.
- [107]王俊豪. 对我国价格管制与放松价格管制的理论思考[J]. 价格理论与实践, 2001(2): 11—12.
- [108]王凯, 白彦锋, 张静. 我国成品油消费税改革中的难点问题研究[J]. 中央财经大学学报, 2015(2): 18—23.
- [109]王丽霞. 国际油价波动对我国通货膨胀的影响研究[D]. 辽宁大学, 2011.
- [110]王艳, 胡援成. 国际石油价格波动对我国居民消费价格指数的影响[J]. 统计与决策, 2018, 34(01): 128—131.
- [111]魏楚, 郑新业. 能源效率提升的新视角——基于市场分割的检验[J]. 中国社会科学, 2017(10): 90—111+206.

- [112]魏巍贤,林伯强.国内外石油价格波动性及其互动关系[J].经济研究,2007(12):130—141.
- [113]魏一鸣,范英,韩智勇,等.中国能源报告2006:战略与政策研究[M].科学出版社,2006.
- [114]魏一鸣.中国能源报告:2012,能源安全研究[M].科学出版社,2012.
- [115]吴静,王铮,吴兵.石油价格上涨对中国经济的冲击——可计算一般均衡模型分析[J].中国农业大学学报(社会科学版),2005(02):69—75.
- [116]伍晓鹰.测算和解读中国工业的全要素生产率[J].比较,2013(6).
- [117]肖丹萍.中国电力行业的市场化改革研究[D].中央民族大学,2016.
- [118]薛冰.油价波动对我国经济非对称性影响研究[D].北方工业大学,2011.
- [119]杨灿明,詹新宇.中国宏观税负政策偏向的经济波动效应[J].中国社会科学,2016(4):71—90.
- [120]仰炬,耿洪洲,王新奎,等.我国成品油政府管制策略研究——兼论我国成品油定价机制改革[J].财贸经济,2009(6):109—114.
- [121]姚昕,蒋竺均,刘江华.改革化石能源补贴可以支持清洁能源发展[J].金融研究2011(3),184—97.
- [122]叶华光.进口贸易改善国内环境的作用机制与约束条件[J].环境经济,2009,(11):27—33.
- [123]于胜民.中印等发展中国家应对气候变化政策措施的初步分析[J].中国能源,2008,(06):17—22+27.
- [124]张福琴.进口原油使用权和原油进口权调整中国炼油行业格局渐变[J].国际石油经济,2016,(24):22—23.
- [125]张军.分权与增长:中国的故事[J].经济学(季刊),2007,7(1):21—52.
- [126]张雷.中国能源安全问题探讨[J].中国软科学,2001(04):7—12.
- [127]张辽,李京晓,杨成林.中国石油资源的行业需求弹性:估计与分析[J].贵州财经大学学报,2013,31(3):63—69.
- [128]张前荣.推进天然气定价机制改革的国际经验及政策建议[J].中国物价,2016(04):27—30.
- [129]张艳.我国东部沿海区域能源安全评价及保障路径设计[D].中国地质大学(北京),2011.
- [130]张一清,姜鑫民.放开我国原油进口权的思考[J].西南石油大学学报(社会科学版),2016(1):8—13.
- [131]张志柏.中国能源消费的弹性系数:估计与分析[J].数量经济技术经济研究,2008,

25(7):42—53.

- [132]赵桂玉. 高油价对我国经济影响的经济学分析[D].中国石油大学,2007.
- [133]郑新业,郭琏,姬晨阳.“两个确保”政策对电力市场建设影响的研究[J].价格理论与实践,2017(07):11—18.
- [134]郑新业. 全面推进能源价格市场化[J].价格理论与实践,2017(12):17—22.
- [135]郑新业. 突破“不可能三角”:中国能源革命的缘起、目标与实现路径[M]. 科学出版社,2016.
- [136]“中国2007年投入产出表分析应用”课题组,许宪春,彭志龙,刘起运,佟仁城,邱玥,杨翠红. 原油价格波动对我国物价的影响[J].统计研究,2010,27(12):23

石油价格与货币政策应对

于 泽

摘要:2018 年持续复苏的石油价格对货币政策提出了哪些要求呢? 本报告综合分析了石油价格冲击的含义和对宏观经济影响的渠道。根据这些理论上的传导机制,最重要的影响机制来自于石油价格冲击的构成、经济中要素市场刚性、货币政策的内生性反应和粮食价格,能源密集型产业结构调整重要性并没有想象的大。结合我国以供给侧结构性改革为主线,为推动经济向高质量发展转型的“三大战役”、推出石油期货,加大对石油定价权的掌控和粮食价格总体平稳的国内环境,本报告认为 65 美元左右的石油价格对我国宏观经济总体影响有限,不会成为主要的掣肘因素,货币政策需要保持定力,维持一个稳健的大方向,不管石油价格对标题 CPI 的暂时性影响,重点监控石油价格对核心通货膨胀可能产生的传导,在产生传导时候在调整货币政策。

一、导论

2016年以来,国际石油价格开始了较为稳健的复苏。从图1可以看出,世界石油价格在2013年还维持在200美元以上的高位,2014年之后开始了快速下跌,在2016年初触及了28美元的低点。在此之后,石油价格出现了稳步上涨的趋势。

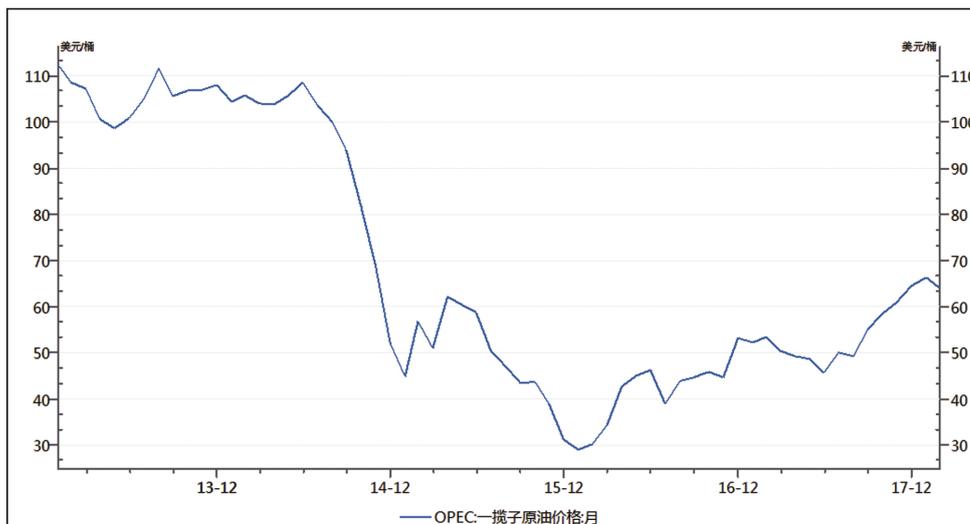


图1 石油价格

数据来源:Wind 资讯

面对着这样持续上涨的石油价格,一个自然的联想是这会不会对世界和中国的经济复苏产生拖累,会不会产生经济滞胀的可能,货币政策是不是要准备应对石油价格推升的价格上涨。

对于这一系列的问题,最关键的判断是最近石油价格上涨背后的来源是什么。过去十年理论界对石油价格冲击的认识发生了根本性的变化,认识到每次石油价格冲击都是不同的,不能简单将历史经验移植到现在。每次石油价格冲击背后的驱动因素不同,导致了经济会产生不同的宏观反应。总体来看,最近的石油价格上涨主要是全球经济复苏驱动的,伴随着世界各国的结构性改革和粮价的总体平稳,不会对世界经济产生严重影响。世界经济复苏的大环境还会持续。

在石油价格上涨的大背景下,近年来我国的原油依存度不断上升(图2),已经超过70%。很多国内研究者担心世界石油价格上涨对我国经济会有严重影响,甚至有滞胀的风险。本报告通过梳理我国石油价格对经济的传导机制认为,这种担

心是不必要的。在没有特殊的地缘政治冲突的情况下,2018年石油价格不会对中国经济产生重要冲击,我国可以坚持稳健的货币政策取向,不必过于担心石油价格成为通货膨胀的推力。

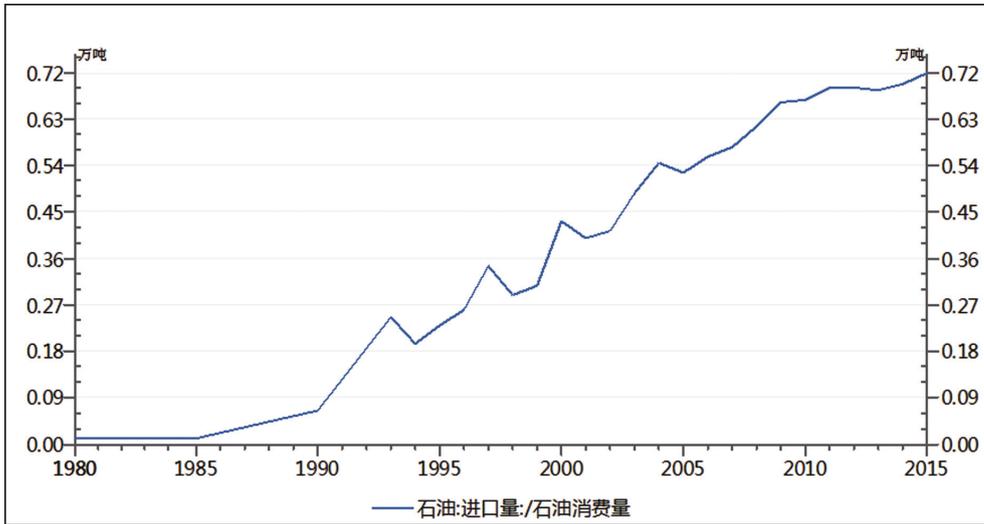


图 2 石油依存度

数据来源:Wind 资讯

二、石油价格冲击的宏观经济后果:理论框架

(一)石油价格冲击的含义

石油价格冲击是一个经常发生似是而非分析的地方。不同的研究者对石油价格冲击这个概念对应的石油数据来源和价格冲击有着不同的界定,这就导致了理论和政策分析的模糊性。

在数据来源上,关于石油价格冲击的理论和政策分析大多将石油价格冲击等价于原油价格的冲击。这种分析思路反映了大多数研究者感觉国际原油价格面临着各种冲击,价格变化幅度较大,这引起了石油进口国的进口价格变化,进而影响了国内的能源价格。但是,石油进口国消费的也不是原油,而是各种炼化产品。因此,除了原油价格以外,不同经济主体面对的炼化产品的价格可能是更直接的石油价格冲击指标(Kilian, 2008)。

从消费者的角度,直接面对的主要能源价格主要是汽柴油、天然气和电力。由

于天然气和电价是国家直接定价,汽柴油的价格就成为了主要的变动来源。由于普通消费者柴油使用较少,从分析消费者支出的角度,汽油的价格是一个合适的冲击来源。由于我国特有的汽油价格定价规则,汽油价格虽然总体上和国际原油价格走势接近,但是也存在着较为明显的差异。

从企业的角度,由于使用各种能源的权重和消费者不同,能源价格又呈现完全不同的景象。企业使用较多的能源包括电力、煤炭等。由于电力价格的管控,我国企业面临的能源价格波动幅度远远小于 OPEC 的石油价格(图 3)。这意味着,我们如果简单地用国际原油价格变动来分析对企业生产和投资的影响,就会高估企业面临的能源成本。

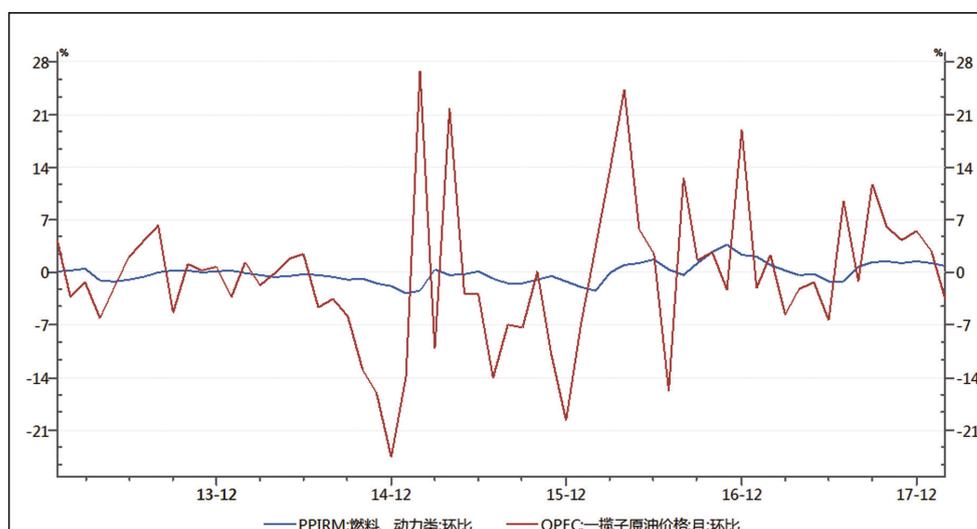


图 3 国内企业能源价格和石油价格

数据来源:Wind 资讯

总体来看,石油价格冲击是一个含义非常丰富的概念,虽然这些价格之间存在着大致相同的趋势,但是在波动幅度等方面非常不同。因此,并不能想当然地将石油价格冲击理解为国际原油价格变动,需要根据不同的问题选择不同的价格。

同时,不管选择哪种价格作为石油冲击的数据来源,在界定石油价格冲击的时候,一般的分析有三种方法。第一是不管变动幅度,认为经济当事人线性地根据石油价格变动百分比来改变决策,即每一个百分点的石油价格变动对经济当事人来说都是同等重要的。第二种方法认为,经济当事人仅仅对大幅度的能源价格变化做出反应。这意味着,经济当事人仅仅对大于某个最低限度的石油价格变化做出决策的改变,忽视小幅度能源价格变化,不是对能源价格变化线性反应。第三方法

认为经济当事人仅仅对未预期到的石油价格变化做出反应。现在的分析大体上发现这三种石油价格冲击的界定方式定性结果相似(图 4),2005 年之后的石油价格变化幅度变大。冲击模式的相似性使得石油价格冲击的定量结果在很多情况下也非常接近。这意味着现有证据大体上支持经济当事人对石油价格的变动是线性的反应(Kilian, 2008)。

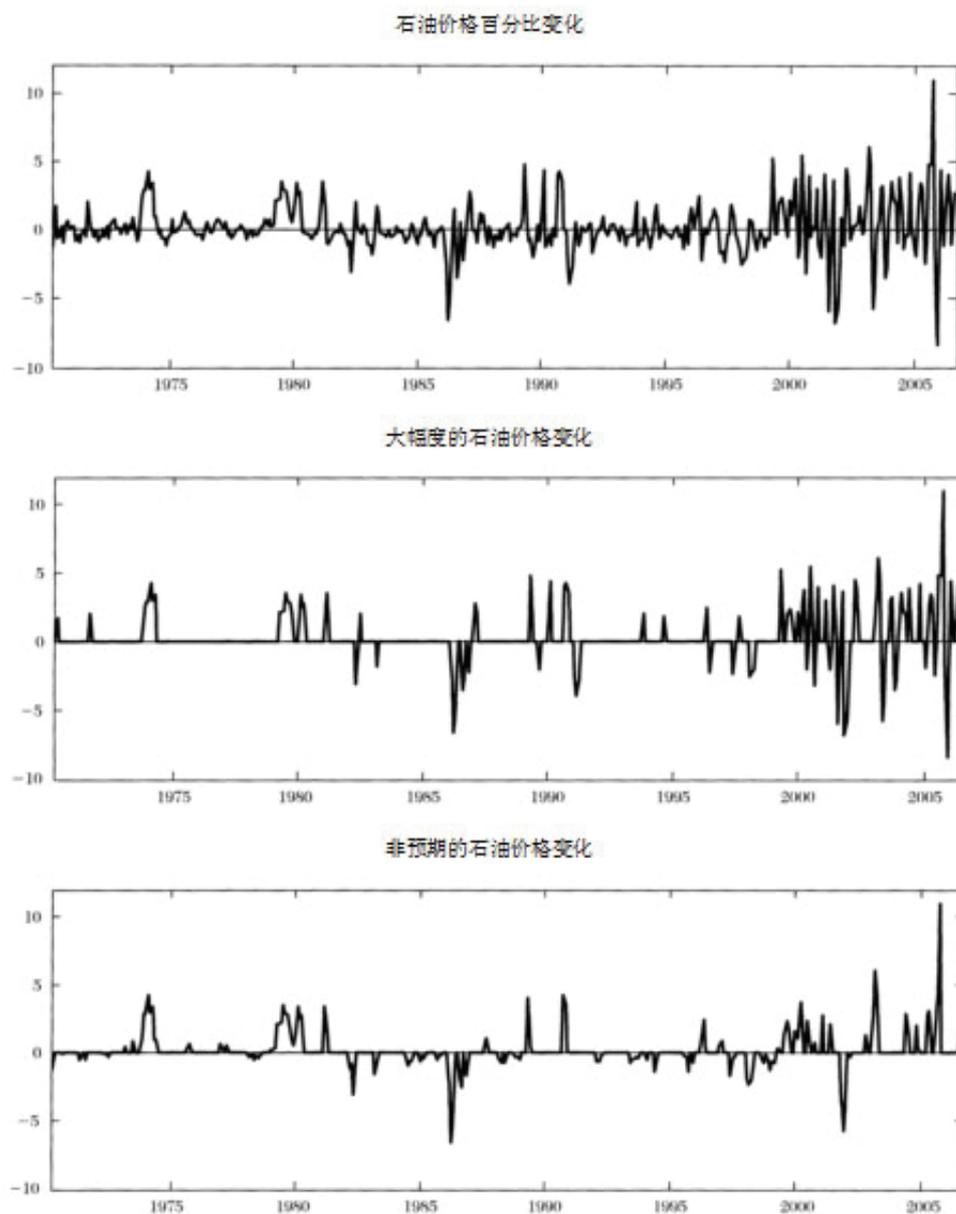


图 4 不同的石油价格变化界定

数据来源:Edelstein and Kilian (2007)

(二) 石油价格对宏观经济的传导机制

在传统的教科书上,石油价格冲击被认为是外生的供给侧冲击。这种方法将石油当做中间品,石油价格的变化通过成本的变化影响企业的生产和投资决策。在典型的分析中,石油价格上涨提高了企业成本,向上抬升总供给曲线,会产生产出下降、价格上升的滞涨现象。在上个世纪 70 年代石油价格的快速上涨时期就被认为是同时发生的西方主要经济体滞涨的成因。

但是,这种观点在过去 20 年受到了强有力的挑战。石油价格冲击从供给侧对经济产生影响被认为存在着重大的理论缺陷和实证经验不足。

从理论上来看,石油作为中间产品对生产影响最大问题是如何进入国内的增加值生产函数。Rotemberg and Woodford (1996)认为作为石油作为生产过程的中间品,生产函数可以写成 $Y=Q(V(L, K, x), O)$,这里面 Y 是国内总产出, $V(L, K, x)$ 表示常见的利用劳动和资本的国内增加值, x 表示技术冲击, O 表示国外进口的原油投入。如果假设总产出生产函数在国内增加值和进口中间品投入上是可以分离的形式,那么原油对国内增加值没有影响,影响的是国内总产值,原油并不能类似看成新古典宏观经济学中的技术冲击。原油价格冲击就不能看成真实经济周期模型中技术冲击导致经济发生波动。Barsky and Kilian(2001)证明,原油价格冲击只会导致总产出减少,总产出价格上升,但是不会导致国内增加值对应的价格上升。在分析经济中,重要的是国内生产总值和对应的价格。国内生产总值是国内生产的增加值之和,由于原油在生产侧是对总产值的影响,并不必然会影响增加值。同时,即使会对增加值产生影响,影响的渠道是成本份额。但是,原油在生产的成本份额中占比很小,这使得原油价格波动难以产生巨大的经济影响。

在实证角度上,Barsky and Kilian(2001)等大量研究发现,传统上将滞涨等经济现象归因于石油价格上涨是不正确的,这里面没有控制货币政策、粮食价格上涨等因素。在实证上,石油价格对供给侧的影响并不是非常显著。

为了解决这些理论和实证问题,现有研究从三个方面进行了完善。第一个方面是 Rotemberg and Woodford (1996)考虑了不完全竞争和可变加成率。第二个方面是 Atkeson and Kehoe's (1999)强调了资本和石油的互补。第三个方面是 Finn (2000)假设在一个完全竞争经济中,必须使用石油才能获得资本服务。这三类想法都可以从供给侧获得石油冲击有很大的经济效果这个结论,但是实证证据

对这三个模型也并不十分支持。

面对着供给侧的困境,现有研究转而讨论石油价格通过总需求对经济产生影响。可以从消费支出和投资支出看出石油价格对总需求的影响。

从消费需求来看,现有研究主要关注四个传递机制。第一,高能源价格使得消费者在支付了必需的能源之后,可支配收入减少。对于这个机制来说,能源需求的价格弹性越小,效应就越大。但是,受制于消费者总的能源支出份额,总体效果还是比较有限的。第二,上涨的能源价格会产生未来价格的不确定性,使得消费者推迟购买耐用消费品。第三,能源价格上涨可能引起谨慎性储蓄上升,减少消费。第四,由于部分耐用消费品的使用和能源是互补的,例如汽车,使用成本的上升会减少耐用消费品消费。这四个机制构成了石油价格对总消费影响的直接效应。在消费总量之外,上述效应引起的消费支出模式的改变也会产生间接效应。例如,石油价格上涨会引起消费者从大排量汽车转向购买小排量汽车。这会引起汽车业的资本和劳动力的再配置。因为这些购买金额大于消费者面临的能源价格变化,这就产生了能源价格变化的放大机制。这些资源再配置在面临市场摩擦的时候就会产生失业,进而产生经济波动(Davis and Haltiwanger 2001, Lee and Ni 2002)。

面对这四种效应,Edelstein and Kilian (2007)为代表的大量文献进行实证分析。为了评估石油价格的消费效应,关键是估计消费者面对的石油产品加权平均价格的弹性。总体来看,总消费对能源价格变动的反应很小,主要的传导机制就是车辆消费,其他消费的弹性接近零。总体来看,石油价格对消费的影响机制是有限的。

另外一个需求机制就是企业投资。现有研究主要强调两个影响非住宅投资的机制。第一,能源价格的上升提高了生产的边际成本,降低了企业的产量和投资。这个机制受到能源在企业成本份额的影响。第二,由于能源价格降低了消费需求,这就降低了企业的投资。对于这两个传导机制,同样有大量文献估计了投资对能源价格的弹性。总体来看,影响主要在采掘业和石油机械,总体的影响也是相对有限。

综上所述,从实证角度考虑,石油价格从简单的供给和需求机制对经济的直接影响都是相对有限的。这就产生了一个问题,我们感觉到的石油价格对经济的影响来自哪里呢? Bernanke, Gertler, and Watson (1997)提出了目前最为重要的一个机制,来自于货币政策的内生反应。由于央行的主要政策目标是通货膨胀率,在面对石油价格上涨的时候,预期未来价格上升,央行会提高利率,货币政策收紧抑

制了总需求,产生了实际效果。从目前的实证证据来看,虽然对各种建模假设还存在很多争议,货币政策效果还是获得了较多支持。

(三)石油价格冲击的来源和宏观后果

在上个世纪 80、90 年代,石油价格对各国宏观经济影响较大,近年来,石油价格波动对主要石油进口国的影响日益减小。石油价格对宏观经济影响幅度变化的一个重要原因是在上述传导路径中,货币政策的内生影响变小。由于近年来石油价格波动对核心 CPI 的影响日益减小,在各国央行看来,石油价格波动对未来通货膨胀的影响减少,就减少了货币政策对石油价格波动的应对,相应减小了经济波动的幅度。

这里面存在的一个问题是,为什么近年来石油价格波动对宏观经济影响变小了呢?大量的研究表明,一个重要的原因是石油价格波动的原因发生了变化。

从理论上讲,短期内的世界石油价格可以由供给和需求决定。一般来说,在短期内,石油的产量是比较固定的,可以认为短期供给曲线垂直,不受到未来几个月的需求的影响。这是由于石油的产量一般是由中期的需求预测决定的,开启关停产能成本较高,短期内是比较固定的。短期供给曲线主要受到产油国政治等因素的影响,可以认为对石油进口国是一个外生变量。需求曲线受到世界石油需求和特质性石油需求的影响。世界石油需求包括全球经济周期和新兴工业国家能源构成转移向石油。特质性石油需求主要是对未来石油价格上涨的预期导致的石油贮藏。

可以看出,这三种石油价格冲击在时间、持续时间和幅度等方面都不相同。总体来看,石油供给冲击相比于需求冲击对石油价格累计影响很小。仅仅在短时间内,石油供给冲击会抬高油价。波动性最大的是特质性石油需求冲击。由于对未来石油价格存在着不确定性,各国会增加石油的储藏量,这在短时间内会对石油市场产生较大的影响。近年来,影响最大的是全球需求上升。伴随着世界经济周期和新型工业化国家的出现,对石油的需求大幅度上升,这在长时间内、稳定地提高了石油价格。

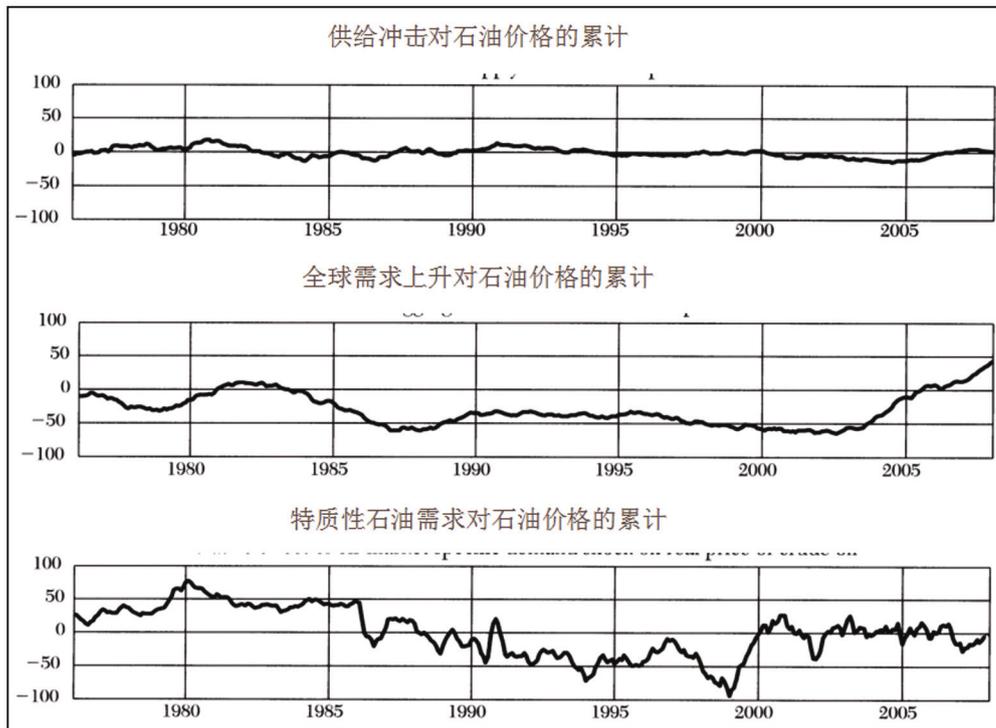


图 5 不同石油价格冲击的累积

数据来源: Kilian (2008)

由于不同石油价格冲击的模式不同,这就导致了这些不同的外生冲击路径会产生不同的冲击后果。同时,全球需求上升推动的石油价格对经济影响除了直接机制,还需要考虑全球需求上升后各国经济都会走向繁荣,会对冲石油价格冲击的结果。由于这两个原因,不同的石油价格冲击后果不尽相同。

总体来看,如果经济面临暂时性的供给冲击,国内生产总值会有微弱、暂时的下降,CPI衡量的价格水平微小变化。如果是经济面临这全球需求冲击导致的石油价格上升,GDP会出现首先出现暂时性的上升,之后是持续一段时间的产出下降,这就体现了全球需求上升对经济的拉动和石油价格上升对经济抑制的相对力量的对比。此时,CPI衡量的价格水平明显上行。如果经济面对特质性的石油需求冲击,会导致经济持续下行,通货膨胀持续上行(Kilian, 2008)。

Lin Zhao et al. (2016)和 J. Cross, B. Nguyen(2017)等发现中国经济面对不同性质的石油冲击,产生的后果符合一般性的理论预期。

最后还需要强调的是,现有的大量研究表明,石油价格对经济的影响实际上是伴随着同时发生的世界粮食价格上升。最近这些年,随着世界粮食价格稳定,石油

价格单独并不能产生巨大的经济影响。

三、石油价格对我国今年经济可能的传导

综合上面石油价格对宏观经济影响的分析,起到主要作用的来自于石油价格冲击的构成、经济的要素市场结构性因素、货币政策的内生性反应和粮食价格。下面我们分别来考虑这四个方面,分析今年石油价格变化对我国经济影响程度。

首先考虑石油价格冲击的来源。这两年全球经济最明显的一个趋势就是全球经济的集体复苏。2017年4季度中国宏观经济论坛报告《新常态迈向新阶段的中国宏观经济》的判断是这两年在政策的支持下,全球经济正在进入全面复苏,2018年复苏进程还会加快。全球GDP增速出现回升,接近长期平均水平,更重要的是,主要发达国家实现同步增长。按购买力平价GDP来看,经济增长提速的国家占到75%,这是十年以来首次出现这么多国家的经济增长同时在提速。与此同时,全球贸易和投资均出现一定程度的复苏,尤其是全球贸易增速较过去几年明显提高。美联储等发达国家央行开始“缩表”进程,标志着经济摆脱了低迷状态。

根据IMF2017年10月份发布的最新报告,2016年中期以来,全球经济进入上行周期,且上行力度不断增强,欧洲、日本、中国和美国的成长都在提速,特别是发达经济体的经济增长在2017年普遍提速,美国、加拿大、欧元区和日本的经济活动日趋活跃,世界经济正在摆脱2015年所面临的成长停滞和金融市场动荡等问题。根据IMF的预测,2016年全球经济增长3.2%,为全球金融危机以来的最低水平,而2017年全球经济增速预计将上升至3.6%,到2018年上升至3.7%。与IMF的预测一致,OECD在9月份发表的最新报告也预期全球经济出现短期回升,2017和2018年经济增速将从2016年的3.1%,分别上升至3.5%和3.7%。

2017和2018年全球贸易增速将达到4.2%和4.0%,显著高于2016年的2.4%。从反映经济周期重要的制造业贸易价格指数和制造业贸易价格年度变化来看,已经走出了2013—2016年的连续4年的制造业贸易价格通缩的状态。相对于发展中国家来说,发达经济体的制造业出口贸易带有不同程度的资本品性质,发达经济体的制造业出口贸易价格摆脱通缩预示着,发展中国家制造业的投资开始进入复苏阶段。

上述数据体现了全球经济周期复苏,这也体现在图5中全球需求对石油价格在近些年累积推升。总体判断,当前石油价格虽然背后有OPEC和俄罗斯等国限

产等因素,重要的是全球经济复苏,供需再平衡推升了石油价格。由于全球能源正在从石油逐步过渡到电力,这使得能源供给更加多元化、区域化,能源价格上升不确定性降低,预防性储蓄作用减少,特质性的需求冲击在未来一段时间内可控。综合这两个因素,总需求导致的石油价格冲击是未来一段时间的主导力量。这种力量对我国经济的冲击一方面是石油价格上涨,但另一方面我国受益世界需求,出口上升(图 6)。这使得我国贸易顺差较为稳定,石油价格冲击的作用总体有限。

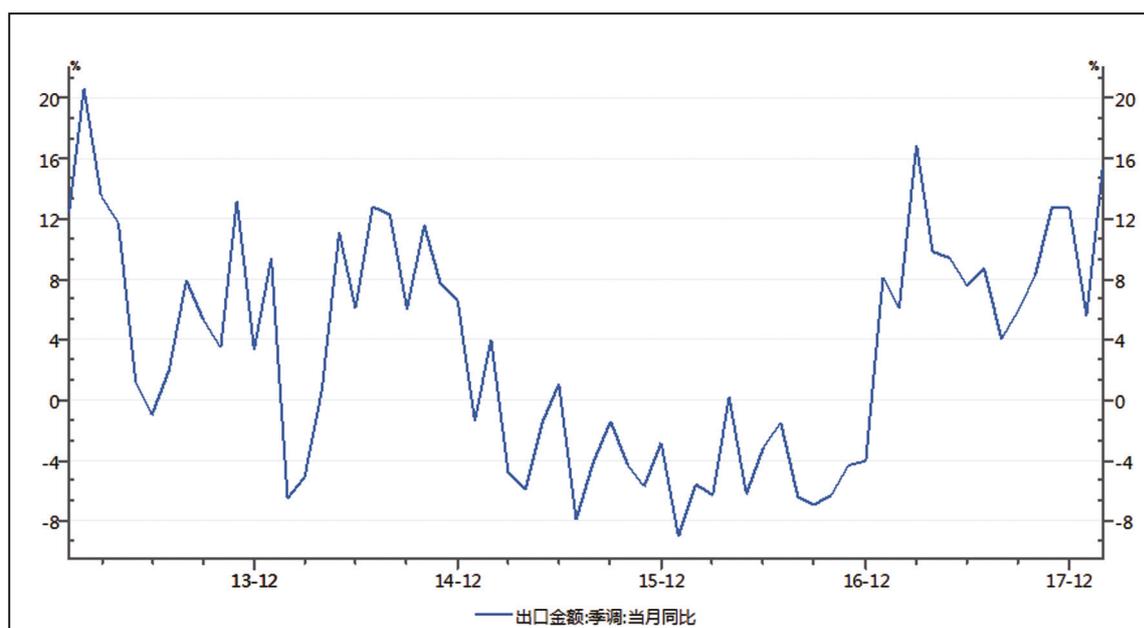


图 6 出口同比增速

其次,我国供给侧结构性改革提高了劳动力市场的灵活性。石油价格冲击从总需求作用的一个渠道是对产业组成有影响。如果劳动市场摩擦严重,就容易产生失业。在供给侧改革主线的推动下,我国着重解决要素市场的流动性问题。在 19 大报告中,这成为了我国新一轮改革的核心领域。随着劳动力市场灵活性的增加,石油价格冲击的效果会越来越小。

第三,货币政策对石油价格的内生反应。我国的货币政策会针对通货膨胀进行调整。近年来利率等指标对石油价格冲击的反应在逐步加大。Kim et al. (2017)发现这两年我国利率变动中石油价格冲击的影响在加大。这在一定程度上会放大石油价格冲击的影响。在面对总需求冲击形成石油价格冲击的环境下,这种货币政策执行模式有进一步调整的空间。

最后,粮食价格总体稳定。根据前面的分析,石油价格冲击对经济影响很多时候是一个伪回归,是因为石油价格上涨的时候往往伴随着粮食价格上涨。但是,近年来这两个价格产生了背离,粮食价格较为稳定。图 7 显示,我国 CPI 中粮食价格的影响在 2013 年后持续下降,近两年虽然有所上升,但是总体稳定。在这样一个环境下,CPI 等总体平稳。

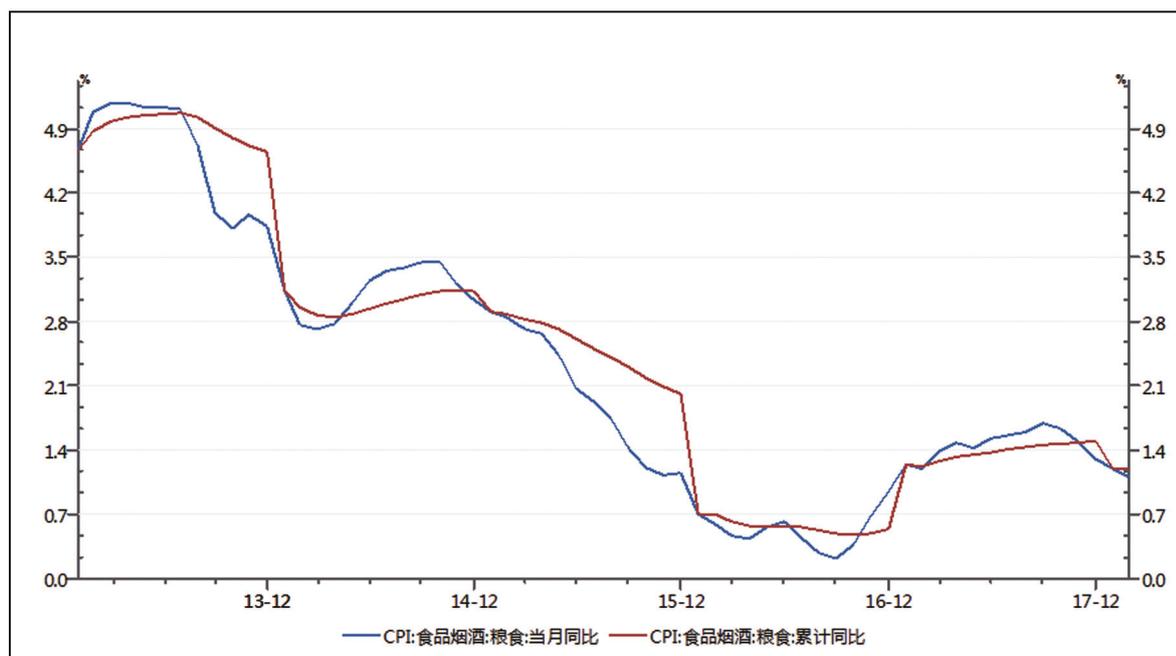


图 7 粮食价格变动

四、结论和政策建议

最近石油价格复苏和我国高石油进口依存度使得对石油价格的担心再次上升。面对这个问题,最值得注意的是,石油价格的世界里,历史并不重复,每次冲击各有不同。理论界对石油价格冲击的性质和对宏观经济影响的理解在过去十几年里面发生了巨大变化,石油价格不能仅仅单做一个外生变量,而是一个需要考虑的内生价格。现有研究使得我们能够区分石油价格冲击背后的需求和供给因素。上个世纪 70 年代以来的石油价格冲击,大多数是国际原油市场受到了世界需求冲击

和特质性的需求冲击^①。对于宏观经济影响最大并不是暂时性的供给冲击和全球需求冲击,而是特质性需求冲击。这是因为这种特质性需求冲击产生的预防性心理通过总需求渠道降低了消费者的消费支出和企业的投资支出。

根据这些分析理念,结合我国经济实际情况,本报告认为最近全球需求驱动的石油价格上涨并不会对我国产生很大的影响。为此,我国货币政策取向不必因为石油价格上涨过于紧缩,应该保持稳健的取向。面对全球需求驱动的石油价格上涨,货币政策需要保持定力,不去理会标题 CPI 的暂时性影响,而是关注石油价格对核心 CPI 的传导,因为这预示着石油价格对总需求开始传导,需要进行调控。从现在情况来看,不管同比还是环比数据,本轮石油价格变化对我国核心 CPI 都没有产生传导(图 8、9),在石油价格波动的情况下,我国核心 CPI 十分稳定。未来需要关注石油价格可能对核心 CPI 的传导,但是未来一段时间,石油价格冲击还不会成为中国货币政策的掣肘因素,货币政策可以保持稳健的大方向。

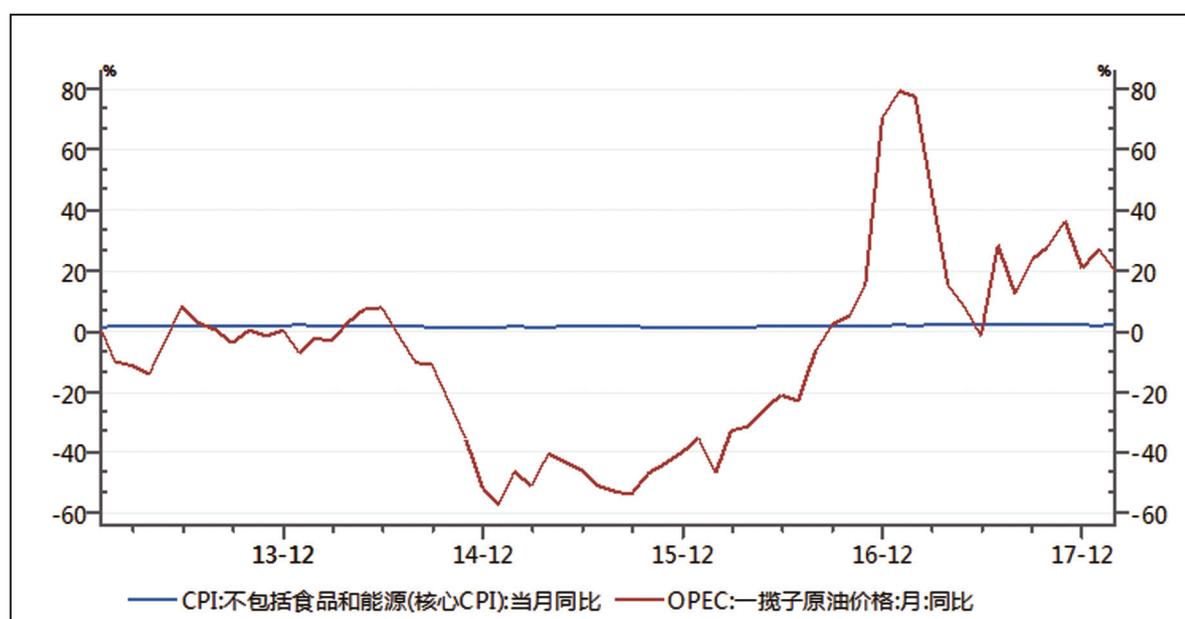


图 8 原油价格和核心 CPI 同比

^① 这种特质性需求冲击是对未来石油价格担心产生的预防性储蓄和短时间内产能有限综合作用的结果。

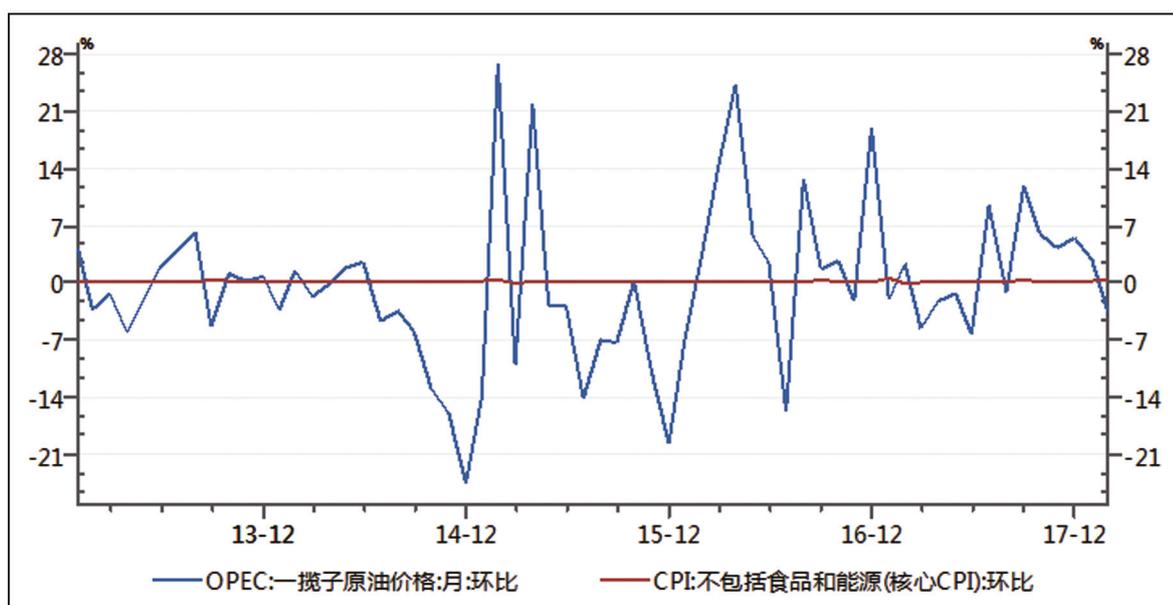


图 9 原油价格和核心 CPI 环比

分报告二

“弃风”现象的原因与对策分析

宋 枫

一、引言

面对全球日益严峻的能源和环境问题,开发利用可再生能源已成为世界很多国家保障能源安全、应对气候变化、实现可持续发展的共同选择。大力发展可再生能源是落实习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源发展战略、推进能源结构转型的重要措施。我国风能资源总量丰富,根据中国气象局第4次风能资源普查结果,我国陆地风能资源可开发量23.8亿千瓦,海上风能资源可开发量约2亿千瓦。我国风力资源虽然丰富,风电产业的发展有良好的资源基础,但由于成本较高,无法与传统电力技术竞争,直到21世纪初才开始进入规模化发展(图1)。全国风电累计装机容量从上世纪末不足100万千瓦发展到2015年1.45亿千瓦,年均增长速度接近50%。

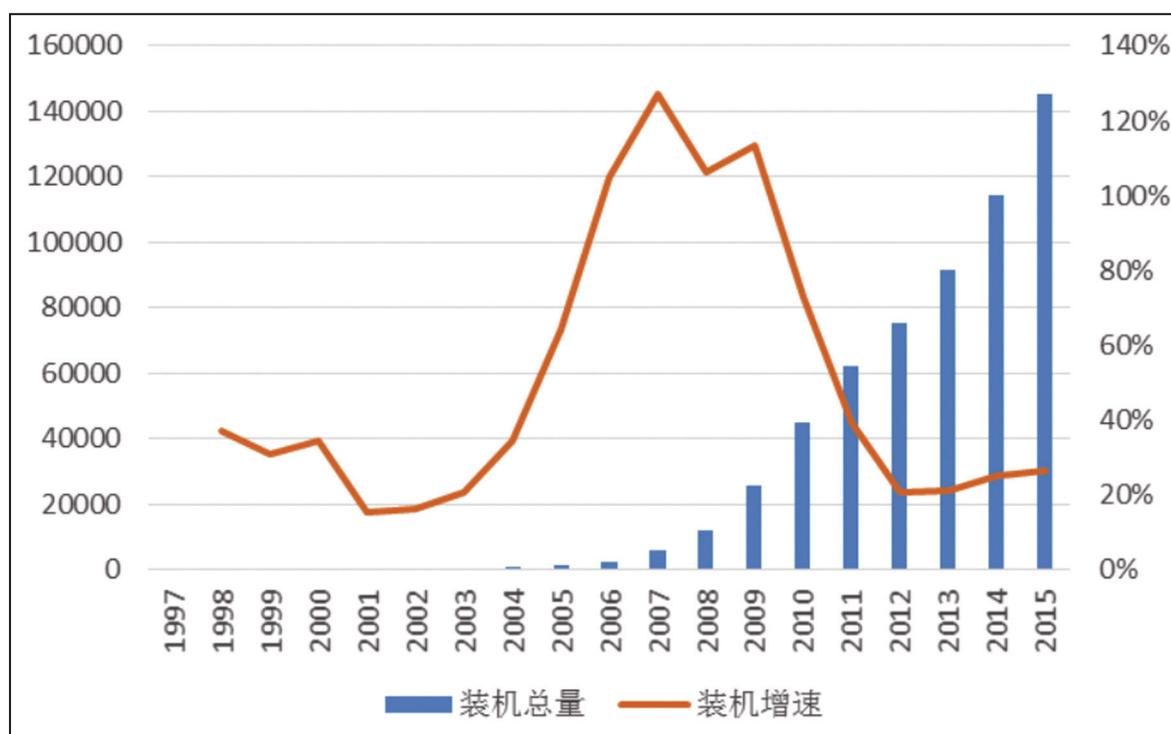


图 1 风电总装机容量与增速(1997—2015)

在风电装机快速发展的同时，“弃风”现象却成了挥之不去的梦魇。根据能源局公布数据,2011—2016 年间我国弃风率居高不下,2016 年高达 17%,而 2015 年德国和美国德州弃风率为 1%和 0.5%。高弃风率带来巨大资源浪费,虽然我国 2015 年风电并网装机量是美国的接近两倍(1.45 亿千瓦 vs.0.75 亿千瓦),但发电量却低于美国(1860 亿 KWH 亿 vs.1900 亿 KWH)。2016 年弃风量 450 亿千瓦时,可以满足东北三省的当年用电量。风电企业直接经济损失约为 200 亿元。由于超预期的弃风率,参加清洁发展机制(Clean Development Mechanism)的风电减排成本要比预估成本高出 4—6 倍(Tam et al.,2016))。

我国“弃风率”为何持续居高不下? 为什么在风能资源丰富的地区从 2009 年开始出现严重“弃风”后,装机规模仍持续高速增加? 对“弃风”现象产生原因与对策的分析具有较强的政策含义。为实现 2020 年和 2030 年非化石能源分别占一次能源消费比重 15%和 20%的目标,风电装机将持续增加。根据《可再生能源十三五发展规划》,我国 2020 年并网风电装机容量要达到 2.1 亿千瓦,比 2016 年增加 6000 万千瓦时。但“弃风”带来巨大社会浪费,一方面是不断增加的弃风,一方面是不断增加的装机总量,我国新能源逐渐陷入“边建边弃”的怪圈,亟待解决。解决

这些问题需要对成因做出准确的分析。本研究分析弃风的成因并对如何构建有效的能源发展支持政策提出建议,这对于实现我国能源发展战略和推动能源革命具有较强的实践意义。

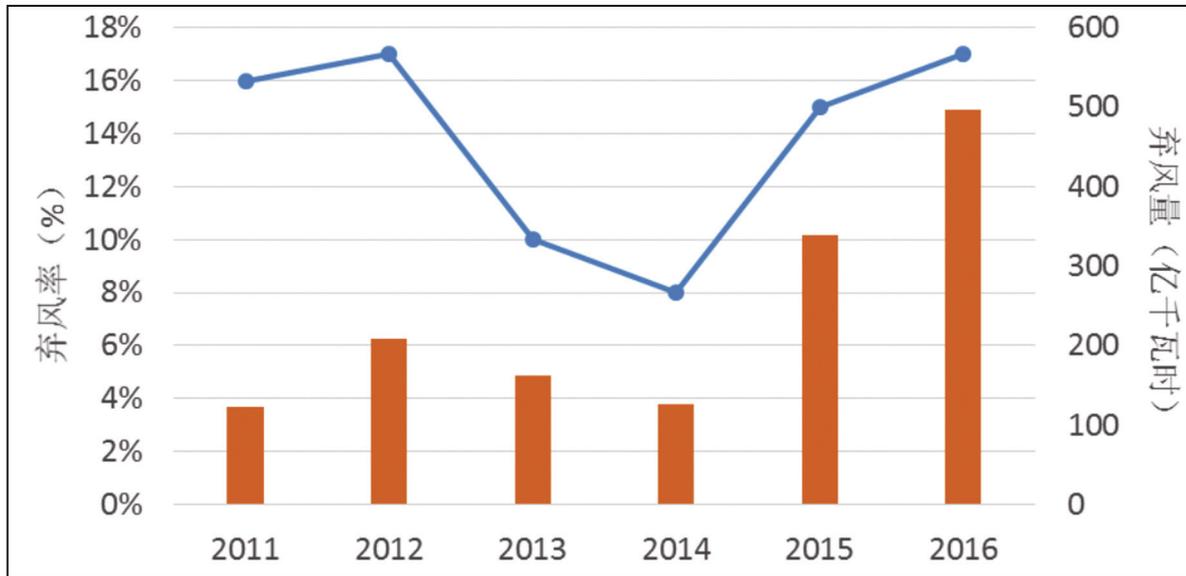


图 2 历年弃风率与弃风损失量

二、我国风电发展的背景与情况回顾

我国风能资源总量丰富,根据中国气象局第 4 次风能资源普查结果,我国陆地风能资源可开发量 23.8 亿千瓦,海上风能资源可开发量约 2 亿千瓦,风电产业的发展有良好的资源基础。但由于开发成本较高,无法与传统电力技术竞争,直到 21 世纪初才开始进入规模化发展(图 3)。全国风电累计装机容量从上世纪末不足 100 万千瓦发展到 2015 年 1.45 亿千瓦,年均增长速度接近 50%。

(一)我国风电发展情况回顾

我国风电发展从上世纪 80 年代末第一个风电场建成开始已经有三十年历史,从一无所有到装机容量位居世界第一,发展历程大体可以划分为三个阶段:试验示范性阶段(1986 年—1993 年),产业化探索阶段(1994—2003);高速发展阶段(2004—现在)。

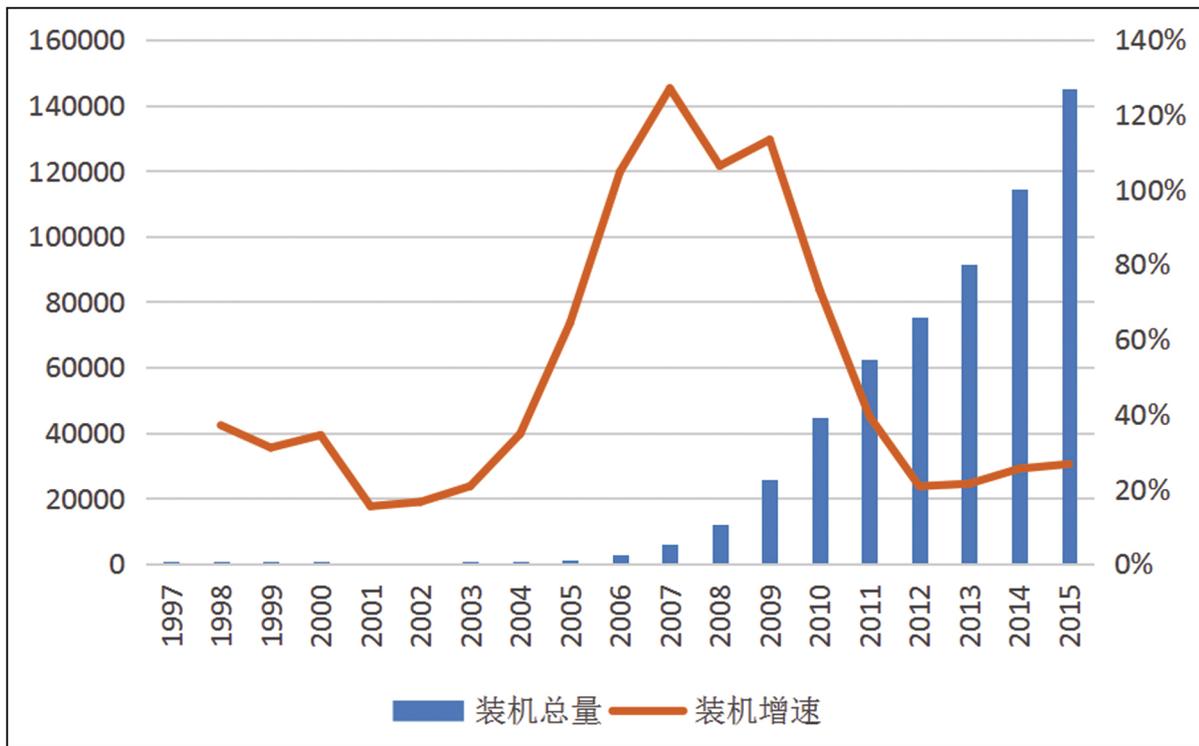


图 3 风电总装机容量与增速(1997—2015)

1、试验示范性阶段(1986年—1993年)

这一阶段主要利用丹麦、德国、西班牙等国的政府贷款和赠款,进行一些小项目的示范。1986年5月,第一个风电场在山东荣成马兰湾建成,其安装的 Vestas V15—55/11 风电机组,是由山东省政府和航空工业部共同拨付外汇引进的。此后,各地又陆续使用政府拨款或国外赠款、优惠贷款等引进了一些风电机组,陆续建设了福建平潭岛风电场、新疆达坂城风电一场与二场、内蒙古朱日和风场等并实现并网发电。另外,我国也在“七五”“八五”期间投入扶持资金,设立了国产风机攻关项目,支持风电场建设及风电机组研制。这一阶段政府扶持主要是在资金方面,如投资风电场项目及风力发电机组的研制。

2、产业化探索阶段(1994—2005)

1994年起,中国开始探索设备国产化推动风电发展的道路,推出了“乘风计划”,实施了“双加工程”,制定了支持设备国产化的专项政策,风电场建设逐渐进入商业期。1994年,国家主管部门规定,电网管理部门应允许风电场就近上网,并收购全部上网电量,上网电价按发电成本加还本付息、加合理利润的原则确定,高出

电网平均电价部分的差价由电网公司负担,发电量由电网公司统一收购。但随着2002年电力体制改革的推进,电价根据“厂网分开,竞价上网”的目标逐步开始改革,风电价格政策不明确,风电发展又开始放缓。

此阶段首次探索建立了强制性收购、还本付息电价和成本分摊制度,保障了投资者的利益,促使贷款建设风电场开始发展。这些政策的实施,对培育刚刚起步的中国风电产业起到了一定作用,但由于风电比传统火电和水电等技术生产成本较高,其间歇性对电网调度也提出了更高要求,风电上网一直存在较多障碍,风电投资收益较低且风险较高,因此投资者热情不高,每年新增装机不超过100MG,增速除2005年外均在35%以下。到2002年底,全国风电装机容量仅47.3万千瓦。

为了探索促进风电大规模发展,2003年,国家发展改革委组织了第一期全国风电特许权项目招标,将竞争机制引入风电场开发,以市场化方式确定风电上网电价,通过签订长期合同保障电力销售和上网电价。特许权招标是由政府对一个或一组新能源项目进行公开招标,由各发电企业竞价决定该项目的上网价格^①。总装机容量加速上升,从2003年开始,增速逐年攀升(2003、2004和2005年增速分别为21%、35%和64%),到2005年装机容量达到126.4万千瓦。

3、高速发展阶段(2006—现在)

伴随我国改革开放后经济的高速增长,我国能源需求也持续增加。尤其是加入WTO后,我国深度参与国际分工,产业结构重化趋势明显,能源需求加速增加,年均能源消费弹性从1978—2001年间的0.5增至2002—2012年间的0.8。同时也以煤炭为主的能源结构带来了大气污染和气候变化等多种环境问题,我国在2006年超过美国成为世界上最大的二氧化碳排放国,节能减排和应对全球气候变化谈判的国际压力与日俱增。因此,改善能源结构、增加清洁能源的比例、大力发展可再生能源,逐渐成为能源建设的重要任务之一。风电技术相对成熟、成本相对较低,因此成为中国政府推动发展的主要可再生能源。

以2006年开始实行的《可再生能源法》为标志,我国风电发展在“十一五”期间进入了高速发展期。《可再生能源法》为支持可再生能源包括风电发展提供了基本框架,随后国家出台并实施了一系列鼓励风电开发的法律法规、发展规划与价格、财政等产业政策,促使国内风电产业快速发展。尤其是《可再生能源法》明确提出“实行可再生能源发电全额保障性收购制度”,并通过设立“可再生能源发展

^① 风电机组在累计发电利用小时数3万小时前,执行中标价格,3万小时后,执行电力市场平均上网电价。

基金”对可再生能源发电项目上网电价进行补贴,这些政策保障了风电投资项目的收益,减少了投资风险,极大的鼓舞了投资者热情。2006年—2009年,我国风电装机总量增速超过100%,2009年总装机规模达到2585.3万千瓦。随着总体规模提升,从2010年开始,增速逐年放缓,2012年后降至30%以下。

三、风电发展的支持政策

我国风电在过去十余年里快速发展主要得益于政府政策支持。除价格补贴政策外,以2005年《可再生能源法》的颁布为开端,我国陆续出台了诸多支持可再生能源发展的政策措施,形成了较为完备的法律政策体系,这些政策主要包括:

(一)明确规划与发展目标

制定发展规划是我国政府一种重要的产业政策,规划一般会提出中长期发展目标以及重点发展方向。2007年颁布《可再生能源中长期发展规划》首次提出到2010年,全国风电装机总量达到500万千瓦,到2020年,全国风电装机容量达到3000万千瓦,这一目标远远低估了风电行业的发展速度,当年就提前实现了2010年装机目标,2010年超额实现2020年装机目标。2008年《可再生能源发展十一五规划》,发展目标修正为2010年风电装机总量达到1000万千瓦。2009年在联合国气候变化大会上,我国承诺争取到2020年非化石能源占一次能源消费比例达到15%左右;单位国内生产总值二氧化碳排放量比2005年下降40—45%的目标。为达到上述目标,考虑到我国水电、核电和其他清洁能源发展水平和技术条件,测算后的风电发展规模要达到2020年1.5亿千瓦以上。因此,在《能源发展“十二五”规划》和《可再生能源“十二五”发展规划》中风电发展目标为2015年末装机总量达到1亿千瓦。《能源发展战略行动计划(2014—2020)》提出,2020年风电装机总量达到2亿千瓦。

除国家层面的规划外,各地也根据当地风能资源和建设条件,纷纷提出百万千瓦级、千万千瓦级风电基地的规划。据不完全统计,仅2008—2010年间,各地就规划了8个千万千瓦级风电基地规划、超过20个百万级风电基地。明确的规划与不断升级的发展目标为风电发展提供了稳定的预期,增强了市场各方的信心。

(二)强制性并网政策

《可再生能源法》明确规定,国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。

这意味着,在保证电网安全的前提下,合法成立的可再生能源发电企业的所有发电量应由电网全额收购。随着“弃风”现象不断加剧以及我国电力市场新一轮改革的开启,2016年上半年国家发改委发布《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》,对全额保障性收购做出了更为具体的定义:“可再生能源发电全额保障性收购是指电网企业(含电力调度机构)根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数,结合市场竞争机制,通过落实优先发电制度,在确保供电安全的前提下,全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。”

(三)价格支持政策

我国风电发展初期,探索了还本付息电价和成本分摊制度,但并未大规模推广。总体来说,这一时期风电上网电价主要由风力发电厂与电网公司签订购电协议,各地价格主管部门批准后,报国家物价部门备案,因此,风电价格各不相同。最低上网电价与燃煤电厂的上网电价相当,例如,中国节能投资公司建设的张北风电场上网电价为0.38元/千瓦时;而最高上网电价每千瓦时超过1元,例如浙江的括苍山风电场上网电价高达每千瓦时1.2元。

2003年开始,国家发改委对装机容量大于5万千瓦的大型风电场建设实行特许权招标。风电项目特许权招标是将竞争机制引入风电场开发,以市场化方式确定风电上网电价,通过签订长期合同保障电力销售和上网电价。2003—2007年五年间共组织五期风电项目的特许权招标,招标项目15个,总装机容量达到340万千瓦,占2003—2007年间新增装机总量的63%。由于招标项目均位于风力资源较好的大规模风电场,并保证了电量销售和上网电价,且中标者可以在规定的以投标价格售电的时期过后以当期市场平均价格售电,因此具有较强的吸引力。五年间,一共33个风电开发商参与了项目招标,每个风电项目吸引到1—14个不等的竞标者。^①

在2003年至2007年期间,招标规则发生了一些细微的变化。2003年和2004年两个招标方案明确要求由最低电价投标者中标。到了第三期和第四期,招标方案提出根据技术和创新、开发经验、竞价上网电价和本地化率等多个标准进行全面评估。其中本土化率指的是国内生产成分所占的比例,由中国风机专家以不同的

^① Qiu, Y., and Anadon, L. D., 2012. The price of wind power in China during its expansion: technology adoption, learning-by-doing, economies of scale, and manufacturing localization.? *Energy Economics*,? 34(3), 772—785.

因素,例如各个组成部分的重量和价格,对每个组分比重进行分配之后计算得到。截止 2006 年,11 个中标者中只有两个中标者不是以最低价格中标,由此可见,价格仍然是一个很关键的因素。在最后一个招标过程,招标规则改为报价最接近平均价格的投标者将会拿到投标方案评估中价格组成部分的最高分,也就是说,并不是报价越低越好,而是越接近平均值越好。

如图 4 所示,直到最后一个投标年份,总是最低价格的投标者中标。这从侧面反映出即使投招标规则在 2005 和 2006 年发生了细微的变化,纳入了除了价格之外的其他因素,但是开发商仍然有激励以真实成本参与投标。由于 2007 年投招标规则发生较大变化,由低价规则变化为平均价格规则,因此企业将会努力使得报价靠近报价的平均值,这就解释了为什么图中 2007 年中标项目价格不是最低价格,而是接近于平均价格水平。

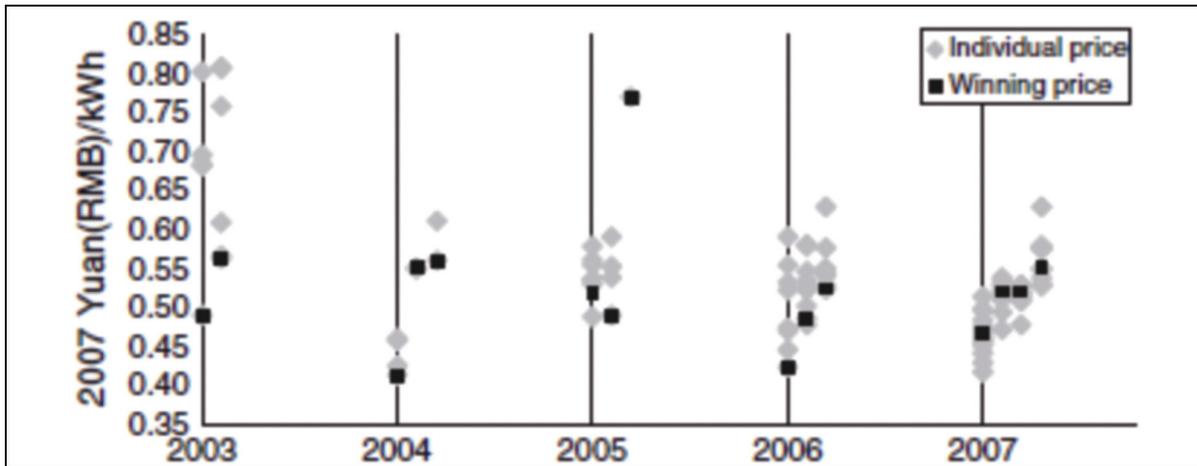


图 4 风电项目投标价格与中标价格

图 5 描述了经过通货膨胀调整和税收调整后的每个项目的投标价格和当年平均价格^①,可以看出整体价格随时间降低的趋势。唯一的例外是 2005 年的平均中标价格比 2004 年高,主要原因是相比 2004 年中标的项目,2005 年特许招标项目中的风电场项目一般位于风能资源比较匮乏的地区,发电成本较高。如果我们对特定地区各中标项目的风资源质量(根据我国的风资源质量分类)进行控制,便可以

^① 合资企业开发风电场可以享受税收优惠,国内风电开发商面临的税率是 33%,而合资企业或者外国开发商则是 15%,因此合资企业可以以更低的价格进行投标,但是,对于合资企业或者外资企业,投标评估过程采用的价格是根据税收优惠向上调整之后的价格。

将由风资源质量导致的中标价格下降(或上升)从各种学习效应导致的中标价格变动中区分出来。

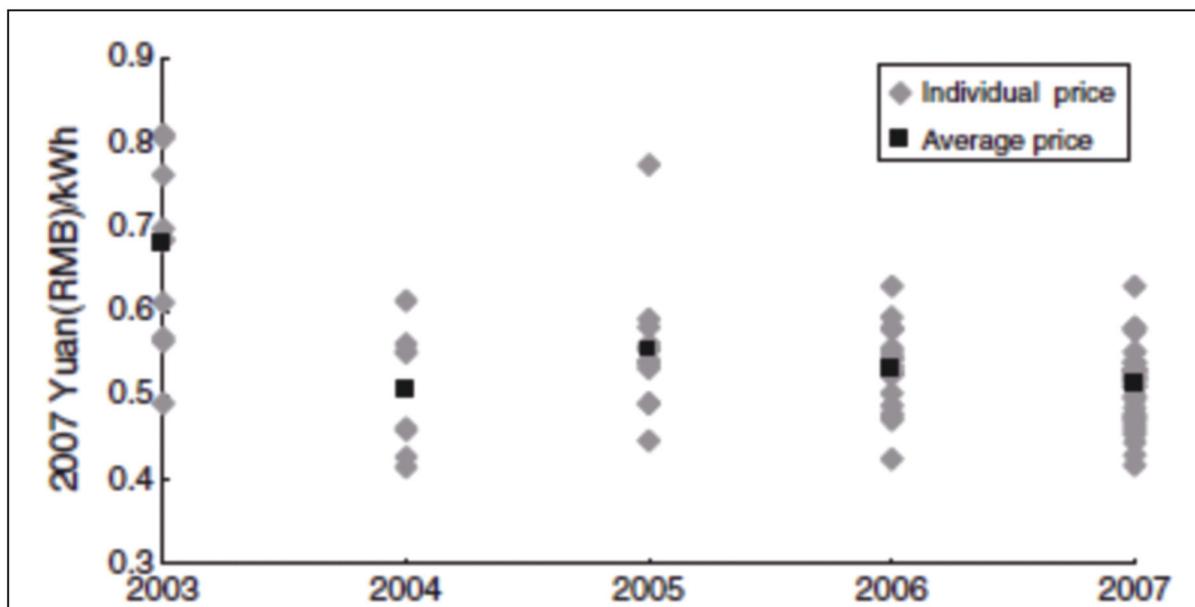


图 5 招标平均价格变化

为了推广特许权招标经验,2006 年国家发展改革委颁布《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(发改价格[2006]7 号)文件,提出了“风力发电项目的上网电价实行政府指导价,电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定”。风电场装机容量在 5 万千瓦以下,以省内核准的形式确定上网电价。根据该文件,部分省(区、市),如内蒙古、吉林、甘肃、福建等,组织了若干省级风电特许权项目的招标,并以中标电价为参考,确定省内其他风电场项目的核准电价。其他未进行招标的省(区、市),大部分沿用了逐个项目核准定电价的做法。因此,总结来看,2003 年到 2008 年之间招标电价和核准电价并存。中央政府对大规模风电场组织招标之后,中标价格成为有此经验的省份建设新风电项目的基础。对于那些没有招标经验的省份仍然沿用了核准电价。

随着风电的快速发展,各地风电进入大规模建设阶段,价格支持政策也从招标定价加政府核准并行制度过渡到标杆电价机制。2009 年 7 月底,国家发展改革委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格[2009]1906 号),对风力发电上网电价政策进行了完善。文件规定,全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区,相应设定风电标杆上网电价。四类风电标杆价区水平分

别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh,2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目,统一执行所在风能资源区的标杆上网电价。2013 年,国家发改委发布了《关于海上风电上网电价政策的通知》,明确 2017 年以前投运的近海风电项目含税上网电价为 0.85 每千瓦时,潮间带风电项目含税上网电价为 0.75 每千瓦时。政府针对四类风能资源区发布的指导价格即最低限价,实际电价由风力发电企业与电网公司签订购电协议确定后,报国家物价主管部门备案。

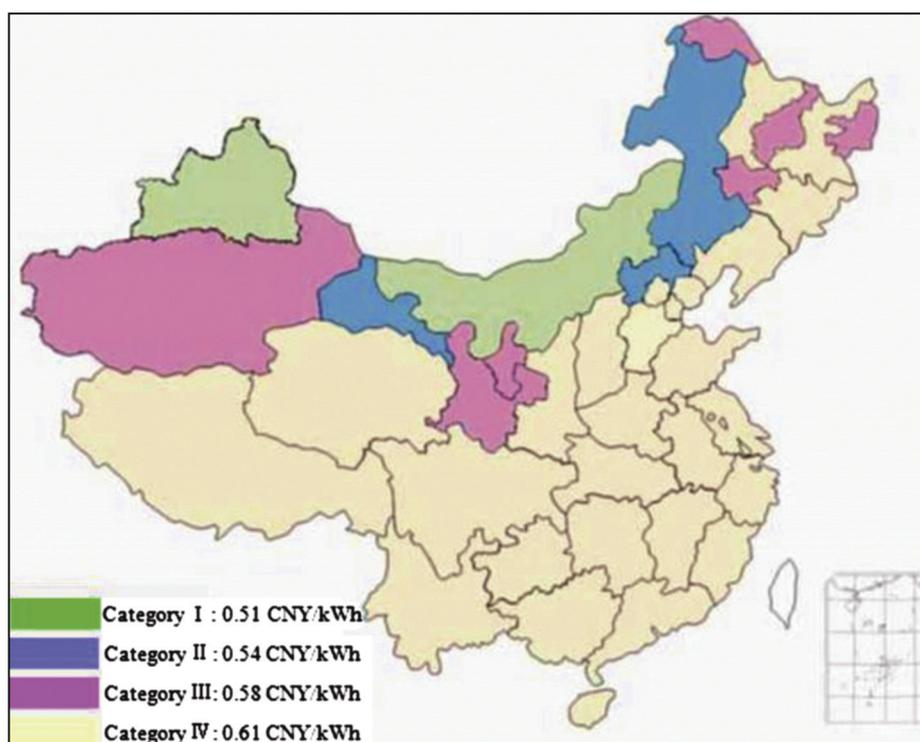


图 6 资源区分类固定上网电价^①

标杆电价的设立一方面降低了投资风险,同时保证了全国大部分风电场都可以获得行业基准收益率以上的收益水平,极大地鼓励了风电投资热情。从 2009 年到 2015 年,我国风电装机总容量从 2585.3 万千瓦增加至 1.45 亿千瓦,年均增速达 24%。

^① 风电固定上网标杆电价在 2009 年后发生了几次调整,但资源区分类没有改变。

表 1

我国风电发展阶段与电价政策

时间	价格政策
1986—2003	审批电价。最低电价仍然采用竞价上网，与燃煤电厂持平；最高电价超过 1 元/KWH
2003—2008	招标电价与审批电价并存；50MW 以上电场采用招标方式确定电价。
2009—现在	固定上网电价

(四) 财政支持政策

国财政支持的范围包括技术研发、技术进步、试验示范和规模化推广等可再生能源发展的各个阶段，支持的手段主要是财政补贴和税收优惠。国家财政设立可再生能源发展基金，资源来源包括财政年度安排的专项基金和已发征收的可再生能源电价附加收入等。我国从 2006 年开始征收可再生能源电价附加费，每千瓦时为 0.1 分，以补贴可再生能源发电项目中的上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额。可再生能源电价附加从 2006 年开始征收已经历 5 次上调，2019 年已达每千瓦时 1.9 分。

为支持风电设备生产，2008 年财政部颁布《风力发电设备产业化专项资金管理暂行办法》(财建[2008]476 号)规定，为支持风电设备关键技术研发，加快风电产业发展，财政部采取“以奖代补”方式支持风电设备产业化。

风电场享受多重税收减免政策。主要包括所得税“三年三减半”，即风电场前三年运营期间完全免除所得税，之后的三年免除一半的所得税；增值税享受即征即退 50% 的政策，2009 年增值税改革允许将中间成本和固定资产投资作为税收扣除项，大幅降低了风电场税收负担。

三、弃风原因分析

1、资源禀赋与负荷中心逆向分布

我国风能资源可以概括为资源总量丰富，但区域分布不均衡(图 7)。根据中

国气象局第 4 次风能资源普查结果,我国陆地风能资源可开发量 23.8 亿千瓦,海上风能资源可开发量约 2 亿千瓦。风能资源比较集中,“三北”地区(华北、东北和西北)以及东南沿海地区、沿海岛屿潜在风能资源开发量约占全国的 80%。风能资源与煤炭资源的地理分布具有较高的重合度,与电力负荷则呈逆向分布(国家能源局,2012)。

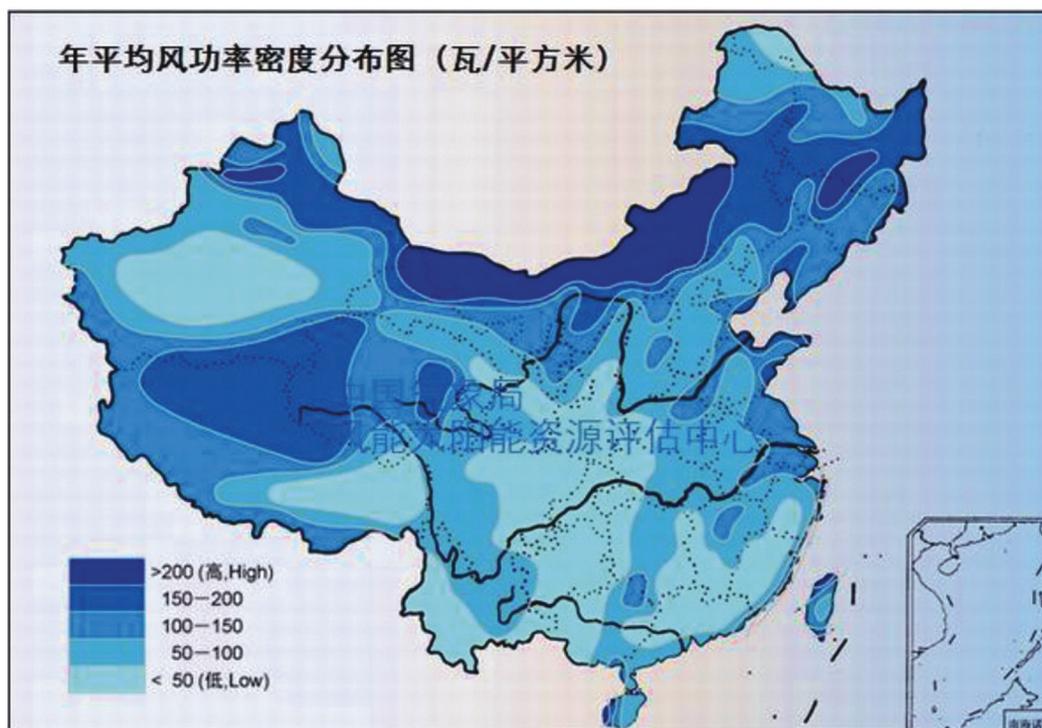


图 7 风能资源分布图

我国风电发展目前存在的主要问题是区域发展严重不均衡,导致弃风率居高不下。虽然从 2010 年以来几乎所有的省份都有风电装机,但装机集中在风能资源丰富的三北地区(华北、东北和西北)。图 8 为我国 2015 年累计风电装机并网容量的省域分布。“三北”八省份(内蒙古,新疆,河北,甘肃,宁夏和东北三省)累计装机量占全国总容量的三分之二以上。



图 8 2015 年各省(区、市)累计风电装机容量

数据来源:国家能源局

风电发展区域不均衡,尤其是装机主要分布在西部和北部省份、远离东部用电负荷地区,直接的后果是我国居高不下的弃风率。根据能源局公布数据,2011—2015 年间我国弃风率最低为 8%,而最高达 17%(图 7),而 2015 年德国和美国德州弃风率为 1%和 0.5%。高弃风率带来巨大资源浪费,虽然我国 2015 年风电并网装机量是美国的接近两倍(1.45 亿千瓦 vs.0.75 亿千瓦),但发电量却低于美国(1860 亿 KWH 亿 vs.1900 亿 KWH)。主要限电地区无疑集中于风电装机较多而又远离东部用电负荷的省份,2015 年甘肃省、新疆和吉林三省弃风率高达 39%,32%和 32%(图 8)。

2、发展规划以装机容量为主要目标,以建设大型风电场作为重点

从 2007 年我国首次在《可再生能源中长期发展规划》为风电等可再生能源发展设定发展装机总量发展目标后,目标不断调整升级。在稳定的市场预期和较高的经济激励下,风电产业实际发展速度超过政府预期,装机目标基本都是提前达到。2007 年我国提出到 2020 年,全国风电装机容量达到 30GW,这一目标在 2010

年就被超额实现；在《能源发展“十二五”规划》和《可再生能源“十二五”发展规划》中风电发展目标为 2015 年末装机总量达到 100GW，这一目标也在 2014 年提前达到。《能源发展战略行动计划（2014—2020）》提出，2020 年风电装机总量达到 200GW，也就是按照规划 2015 到 2020 年间五年装机总量再翻一番。明确的发展规划与不断升级的发展目标对于促进我国风电产业快速发展起到了重要作用，但在弃风率居高不下的背景下，仍然制定较高的风电装机总容量发展目标客观上可能恶化弃风现象。

风力资源集中分布也促使我国发展规划主导思想是在风能资源条件较好的地方建立大型风电基地。2008 年开始我国开始启动多个千万千瓦级风电基地规划和建设工作，《能源发展“十二五”规划》、《风电发展“十二五”规划》提出到 2015 年底，大型风电基地装机规模应达到 79GW，占规划量的 79%。这些大型基地主要分布在河北、内蒙古东部、内蒙古西部、甘肃酒泉地区、新疆哈密地区、吉林、黑龙江及江苏和山东沿海“三北”（东北、华北、西北）和沿海地区。

表 2 “十二五”规划的大型风电基地

	规划装机容量(万千瓦)	消纳市场
河北风电基地	1100	京津唐主网、河北南网
蒙东风电基地	800	东北电网
蒙西风电基地	1300	蒙西电网、华北电网
吉林风电基地	600	吉林省电网、东北电网
江苏沿海风电基地	600	江苏省电网、华东电网
甘肃风电基地	1100	甘肃省电网、西北电网
新疆风电基地	1000	新疆电网
山东风电基地	800	山东省电网
黑龙江风电基地	600	黑龙江省电网、东北电网

3、支持政策加剧风电发展区域的不均衡

政府的支持，包括保障性上网和固定上网电价制度，对鼓励风电大规模发展发挥了重要作用。然而，这些政策可能也加重了风电地区分布不均衡、弃风率高的现象。我们的研究表明，风力发电的投资者在选择位置时更关心发电成本，而对需求

因素考虑不足,风电装机容量集中在中国北部和西部,这些地区远离东部和华南的负载中心。为什么投资者对需求因素考虑不足?很大程度上是由于我们的全额保障性收购政策和固定上网电价政策造成的。道理很简单,对投资者来说,全额保障性收购意味着发多少可以卖多少,固定上网电价意味着不会因为供给过多需要降价出售,两者共同保障了一个稳定的预期收益,那影响利润的因素自然只剩下了成本,投资者非常理性的选择去风力资源较为丰富、发电成本低地区投资。

但另外一个令人费解的现象是为什么在风能资源丰富的地区从 2009 年开始出现严重“弃风”后,企业仍然有动力继续投资?以甘肃为例,2011 年和 2012 年弃风率高达 11.7%和 24%,但是到 2015 年装机容量比 2012 年又翻了一番,单个省份风电装机容量占全国总装量近 10%,风电发展区域不均衡进一步加剧。一个可能的原因是补贴额度较高,我们在对张家口和甘肃调研时发现,2015 年在较高的弃风率下很多发电企业仍有盈余。

另外一个原因是政府保障性收购制度也可能给企业以较高的预期。为了解决弃风、弃光问题,今年上半年发改委和能源局连续下发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》,对可再生能源消纳困难的省份规定了最低保障收购年利用小时数。^① 这些文件出台的进步意义在于,这是对《可再生能源法》中规定的全额收购的一个修正,主管机构承认和接受现实中很多地区无法真正做到全额收购。但同时,对很多地区来说,规定的最低保障小时数仍然远远高于实际利用小时数,地方实行起来有困难(表 3)。以甘肃省为例,2015 年弃风率达到 39%,实际利用小时数为 1184 小时,远远低于 1800 小时的最低保障性收购。根据甘肃省工信委最近发布的《关于下达 2016 年优先发电计划的通知》,2016 年风电最低保障性收购年平均小时数只能达到 500 小时。

^① 《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》明确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,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)保障全额收购;市场交易电量部分由可再生能源企业通过参与市场竞争方式获得发电合同,并通过优先调度执行发电合同。

表 3

各省弃风率、利用小时数(2015 年)与最低保障小时数

省(区、市)	弃风率	利用小时数	最低保障小时数
甘肃	39%	1184	最低 1800
吉林	32%	1430	1800
新疆	32%	1571	最低 1800
黑龙江	21%	1520	最低 1850
新疆兵团	19%	1560	最低 1800
内蒙古	18%	1865	最低 1900
宁夏	13%	1614	1850
辽宁	10%	1780	1850

较高的保障性收购小时数可能进一步加重可再生能源弃电现象。规定最低保障性收购小时数意味着政策兜底,对于风电装机存量来说,较高的保障性收购小时数降低了其参加电力市场竞争的意愿;更为重要的是,在存量问题没有解决的情况下,新增装机量仍然源源不断。这一预期在各地发布的关于能源的“十三五”规划可以发现佐证,如甘肃 2020 年风电和光伏装机目标要在 2015 年的基础上再增加一倍,分别达到 2500 万千瓦和 1100 万千瓦;河北省 2020 年风电和光伏装机目标分别比 2015 年再增加 80%和超过 300%,达到 1800 万千瓦和 1000 万千瓦。这些装机目标也并非地方政府一相情愿,我们在对甘肃和河北张家口进行实地调研时发现,虽然目前这些地区限电严重,但投资者仍有热情进行新的投资。这恰恰是最低保障性收购的兜底性政策给市场投资主体这样一种预期:目前过高的可再生能源弃电率是暂时性困难,只要度过目前这个阶段,盈利终将来临。而风能和太阳能和其他自然资源一样具有稀缺性,早开发者具有先发优势,投资者希望抢先占据这种优势。

4. 风电入网受到电网调峰能力的约束

风电接入电网困难是风电大规模高速发展时期遇到的主要困难。首先,在风电连续五年超常规发展的背景下,风电场开发与电网建设速度无法同步。例如 2007 年国家制定的全国风电 2020 年风电发展规划已经在 2010 年提前 10 年实现,风电发展速度远远快于原有规划的速度,电网建设速度难以适应风电超常规发展

的需要。^① 由于电网的自然垄断属性,各地的输配电网主要由当地电网公司独家投资建设并承担相应成本。对于电网公司而言,新建输电线路,在经济上需核算成本收益;在建设上,需要经过规划、可行性研究、评估、立项、征地拆迁、施工等诸多流程和环节,历时 2~3 年。而风电场建设周期要远远小于电网建设周期,我们调研中发现,风电场经常采取自建输电线路接入最近的电网,自建部分之后由电网回购。

另外,按照之前的核准办法,我国 5 万千瓦以下的风电场项目由省一级投资主管部门核准即可,无需上报国家能源局。正是由于缺乏相关规范文件,地方大量上马 5 万千瓦以内的风电场项目,或将大项目化整为零规避审批,从而导致地方风电场项目与国家新能源开发整体规划冲突、与电网整体规划不协调,也造成了大量风电机组无法及时接入电网。

再次,风电具有随机性、间歇性、波动性的特点,客观上需要一定规模的灵活调节电源与之相匹配。我国风资源丰富的“三北”地区电源结构以火电为主,东北地区煤电比重超过 80%,华北地区煤电比重超过 90%,具有灵活调节能力的水电(包括抽水蓄能)和燃气等电源很少。同时也缺乏调峰补偿机制,电厂没有动力主动参与调峰。随着风电开发规模逐渐增大,系统调峰压力越来越大,风电消纳受到调峰能力的制约。

5、风电跨地区消纳受限

由于我国风电装机集中与“三北”地区,当地电力需求有限,本地无法完全做到就近消纳。仍以甘肃省为例,2015 年该省可再生能源装机占全省统调发电装机容量的 58%,发电量占全省总发电量的 44.7%,省内消纳空间有限。近年来,受经济增速放缓影响,全社会用电量和电网负荷增长缓慢,尤其在风电富集地区,负荷增长速度明显落后于风电的增长速度,2013 年以来,“三北”地区电网最高用电负荷同比增长在 4% 以下,远低于风电装机 25% 的增速。

从我国历次风电发展规划中可以看出,集中开发、远距离输送是我国利用的主要思路。但远距离输送面临多重困难。首先是电网外送通道不畅,我国大型风电基地主要分布在偏远地区,当地电网结构薄弱,虽然在《风电发展“十二五”规划》中已经明确提出“在风电项目集中开发且已出现并网运行困难的内蒙古、新疆、甘肃和东北地区,加强配套电网建设,结合电力外送通道建设,扩大风电的市场消纳

^① 汪宁渤等,对大规模风电并网“难”问题的探讨 2011 风能

范围”，但是配套输送通道建设工程滞后，造成一些地区存在风电送出卡脖子现象。例如，河北张家口地区风电自 2010 年快速增加，2015 年风电装机并网容量达到 745 万千瓦，而地区内电网最大负荷仅为 185 万千瓦，外送能力直接影响风电消纳情况。2015 年以前受沽源主变上送限值和沽太及万顺等线路约束，外送能力不足 400 万千瓦，弃风率达到 10%。^① 2015 年建成“三站四线”风电送出工程，增加外送能力 180 万千瓦。但是张家口地区规划到 2020 年可再生能源装机规模要达到 1900 万千瓦（其中风电 1300 万千瓦，光伏 600 万千瓦），比 2015 年增加 1 倍以上，如果新增配套外送输电通道不到位，届时弃风弃光将更加严重。

其次，电网外送通道不畅可能仅仅是次要原因，更重要的是以计划为主的省间交易机制不利于风电跨省交易。但在我国原有电力体制下，电力平衡以省为单位，每年由各省经信委和电网公司根据全年预测消费量，制定省内各发电机组的发电计划。只有当省内发电无法满足省内用电需求时，缺电省份才会向其它电力富余省份购电，出现省间电力交易。2014 年，全国跨省区交易电量达到 8842 亿千瓦时，占到全国电力需求总量的 16%，这一比例近年来可能持续走低。

在有限的跨省（区）电力交易中，计划安排和地方政府间协议仍是确定跨省（区）交易电量和交易价格的主要形式。^② 省电网公司之间或者电力公司和电网公司之间的交易在很大程度上仍然由行政主导，电网公司已经考虑到电力交易协议的细节，包括定价和交易量；然而，发电机组在计划中很少会有变化。因此，长期省际交易机制缺乏弹性，这限制了风电进入参与竞争和新规则的发明。另外，风电价格由于固定上网电价缺乏灵活性，价格又高于其他发电机组，也限制了风电跨省市交易。风电标杆上网电价是由火电标杆上网电价和国家补贴两个部分组成。火电标杆上网电价部分由省级电网公司支付。以甘肃省为例，最新火电标杆上网电价是 0.325 元每千瓦时，风电标杆上网电价与火电标杆上网电价之间的差价由政府补贴。因此，如果从跨省交易中购买风电，甘肃省电网公司应该以每千瓦时 0.325 的价格支付给风电厂。可是如果甘肃省购买了其他类型的电，电网公司则可能以低于 0.325 每千瓦时的价格进行支付。其他发电机组跟省电网公司都有长期合约，价格远远低于基准价格，例如水电标杆上网电价是 0.25 元每千瓦时左右，因此电网公司几乎没有动力组织风电的跨省交易。

^① 裴哲义，范高锋 中国电力，2014 中国风电运行消纳相关问题研究

^② 国家能源局。2015 年全国电力调度交易与市场秩序监管报告。 http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160614_2265.htm

再次,在经济“新常态”下,电力需求增长趋缓,各省电力出现富余,电力省间壁垒问题凸显,风电跨省交易的难度进一步加大。风电大省外送的电量很可能意味着接收省份挤压自己省内发电企业的发电份额,给接收省份造成直接经济损失,因此地方政府也缺乏动力。调研发现,甘肃某一风电发电企业即便与位于另一省份但隶属同一发电集团的火电厂达成发电权交易的协议,也同样遭到火电厂所在地省政府的否决。

综上所述,我国弃风问题由多种原因造成。风力资源与电力负荷反向分布,远离用电负荷中心,这种资源禀赋因素直接导致我国风电开发规划的思路以集中开发、远距离输送为主。从风电企业角度来看,固定上网电价补贴和可再生能源全额保障性收购政策使得投资者过分重视成本因素而忽略需求因素,使得风电装机集中在风力资源好、但远离用电负荷的“三北”地区;而风电跨省区消纳又受到调峰能力有限、电力输送通道不足和电力交易省级壁垒等因素的限制。因此在目前的政策体系与交易方式下,弃风问题恐怕无法解决。

四、政策建议

我国能源发展的“十三五”规划目标年内计划公布,据能源规划部门相关人员透露,在可再生能源领域,“十三五”期间风电装机容量将争取达到 2.1 亿千瓦。据国家能源局数据,截至 2017 年底,国内风电累计并网装机容量为 1.64 亿千瓦,也就是说要完成 2.5 亿千瓦时的目标需要在未来四年半内建成新增装机 1.13 亿千瓦。在我国弃风率居高不下的背景下,如此高的装机目标发展面临巨大挑战,需要对可再生能源支持政策、电力系统运行方式和资源配置机制做出较大调整才可能实现发展目标。为实现风电可持续发展,我们提出以下建议。

第一、风电发展规划目标应降低对装机总量的追求,增加对发电量和消纳量的考量。另外,在规划时候除考虑风力发展的资源禀赋因素外,也应该综合考虑风电调峰、输送等综合消纳成本,对于存在严重弃风现象的风电装机地区,应该以推进风电消纳为近期主要工作目标。

第二,加快电力市场改革,破除电力市场交易的省际壁垒,促进风电跨省区消纳。电力市场建设是本轮电改的核心工作与重点任务之一,9 号文及其配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》已经明确了我国电力市场建设方向与框架,包括完善跨省、跨区交易机制、形成可再生能源参与市场竞争的新机制以及建立辅

助服务交易机制等都有利于可再生能源长期可持续发展。我国可再生能源的装机分布决定了要解决弃风问题需要在更大范围内建立统一的电力交易市场,扩大电力平衡范围和跨省跨区交易规模。打破电力市场行政边界,在更大范围内实现电力平衡和电力交易,不但能降低平衡成本,促进新能源渗透,而且能提高整体电力资源利用效率。

第三、改革可再生能源支持政策,包括制定合理的可再生能源最低保障小时数和改革标杆上网电价制度。保障性上网、固定上网电价和税收优惠对促进我国新能源快速发展的积极作用是毋庸置疑的。但随着我国新能源的发展达到了相当规模,这些政策的弊端也开始显露。首先,财政补贴缺口巨大。能源局副局长李仰哲在参加第七届中国(甘肃)国际新能源博览会开幕式时指出,截止到今年上半年,可再生能源补贴缺口累计达到 550 亿元,决策部门面临巨大压力。如果“十三五”期间我国仍然执行相同的补贴政策,随着风电、光伏装机量与发电量的持续增加,可再生能源附加随着我国用电量增加放缓而增收更加困难,一增一减,补贴缺口将进一步加大。其次,上面我们已经分析过,目前标杆上网电价、较高的最低保障小时数政策对于大多数弃风大省并不能解决根本性问题,反而可能发出错误的政策信号而继续加重可再生能源弃电现象。如果光伏发电继续实行这一政策组合,未来大规模弃光恐怕不可避免。

随着技术进步和规模化生产,可再生能源发电成本逐年下降,根据媒体披露,国家能源局主管部门也在考虑“十三五”末可再生能源平价上网的可行性,固定上网电价补贴最终会退出历史舞台。但是何时退出以及如何退出,影响新增可再生能源投资。补贴退出不宜一蹴而就,可以逐年递减。并且为了防止补贴调整引发的“抢装”,可以考虑增加调整频率例如每半年或者以更短的间隔时间调整。需要强调的是,我们建议政策制定者应该对补贴退出时间、调整幅度和调整频率等给予市场明确预期,减少政策不确定性。

第四,推行可交易配额制应注重顶层设计。今年三月份国家能源局发布了《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》,对各省市能源消费总量中可再生能源比重目标和全社会用电量中非水电可再生能源电量比重指标做出规定,同时要求除专门的非化石能源生产企业外,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,并明确提出要建立可再生能源电力绿色证书交易机制。从对可再生能源支持效果方面来看,配额制是数量政策,补贴是价格政策,理论上两种政策择一即可,可以达到相同效果。也就是说,配额制如果设计的

好的话,可以取代目前的补贴政策 and 全额收购制度。配额制能够保证可再生能源发展目标的达成,而以绿色证书的形式允许配额在市场上交易可以降低成本,比单纯实行配额制更具有成本有效性。但需要指出的是,可交易配额制的市场设计对于是否能够达到目标以及实现成本有效性至关重要。细节是魔鬼,包括各省可再生能源发展目标设定、交易方式、交易范围、和碳交易市场等规则的设计都是决定配额制和绿色证书交易制度能否成功的关键。

分报告三

能源技术演进:现状、趋势与经济分析

夏晓华

摘要: 本文从能源技术演进的规律、特征及其趋势分析出发,系统研究了能源技术变迁的内在规律和相关影响;通过对工业革命中的能源技术变迁分析,对主要能源技术的现状、特征、利用潜力和国际政策研究,梳理和总结了相关技术的发展脉络,特别是能源技术对经济结构和经济发展之间的潜在影响。最后通过对能源新技术,特别是能源综合运用技术的新近发展的分析,总结和阐释了国别政策、技术变迁及其经济结构的相互关系;并分析了典型国家在能源技术和能源政策上的潜在影响、经济冲击等。

关键词: 能源技术 技术革命 经济结构

一、能源技术演进的回顾

1.1 三次工业革命中的能源技术演进

纵观人类历史上出现的三次工业革命每一次都极大解放了生产力,带来了经济社会的大变革大发展。而在历次工业革命中能源技术的革新都扮演着极其重要的角色,甚至决定了技术革命的方向,因此,有学者称工业革命就是能源革命。现在我们正处于 21 世纪的第二个十年,第三次工业革命方兴未艾,而我们的能源使用正在往低碳、绿色的方向发展,我们陆续开发出核能、太阳能、沼气能、风能等新的能源利用方式,能源技术的革新正激烈地改变着我们的世界。

1.1.1 第一次工业革命中的能源技术

工业革命之前,薪柴为主的能源就能满足人类社会烹煮和取暖需求。1769 年瓦特发明蒸汽机,随着第一次工业革命带动生产力的发展,薪柴已经不能满足人们对能源的需求。煤炭由于易于开采、燃烧热量高、便于储藏运输等优点,成为驱动蒸汽机的动力源,并于 1880 年在一次能源消费比例中超过了木柴,成为消费量最大的一次能源。煤和蒸汽没有创造工业革命但它们却使工业革命的非凡发展和扩散成为可能。今天的蒸汽技术则主要体现在蒸汽轮机上,在现代动力系统中广泛应用,比如火力发电厂连接发电机将煤炭等燃料能转换为蒸汽能然后转化为电能;又比如常规航母连接螺旋桨将燃料能转化为蒸汽能,再转化成了动能。目前世界上 80% 的电是由涡轮蒸汽机产生的。

1.1.2 第二次工业革命中的能源技术

在第一次工业革命的末期,铁路修建及各行各业生产的日益机械化引起了对机器和车辆润滑油的需要日益增长。在不断的冒险尝试和积极创新下又有另一个能源为经济、交通和通讯等服务,它在改善人类生活方面比蒸汽做出更大的贡献这就是电力。早期重要的电力发明有电报、电话、发电机和电动机、电灯、无线电、电力网等,现在这些发明应用已经成为我们生活中不可或缺的一部分。

在第二次工业革命中的另一个大规模使用的重要能源就是石油和天然。1876 年,奥托发明内燃机,石油作为内燃机的动力正式走上历史舞台。之后福特的 T 型车和莱特兄弟的飞机革新了人类交通的方式。内燃机在交通运输工具方面的变革,使石油、天然气需求量快速增长,带动石油化工和天然气行业的发展。石油、天然气逐步成为继煤炭之后最重要的能源品种和化工原料。目前燃料油和汽油是世

界上最重要的一次能源之一。石油对现代运输、化工、制造业等行业的发展至关重要,今天 88% 开采的石油被用作燃料,其他的 12% 作为化工业的原料。石油进入人类技术社会引起了许多新发明的出现,这些发明极大拓展了人类的生存空间改变了整个社会发展进程。

1.1.3 第三次工业革命中的能源技术

第三次工业革命的科技发展以计算机的大规模利用为核心。这次革命的核心技术比前两次更加深入地渗透到各行各业,并且新的成果仍不断在现代社会的大海中荡起层层波澜。客观来看,第三次工业革命中应用的主要能源仍然是石油、天然气、煤炭等化石燃料。核能、太阳能等新能源开始得到应用,但是范围较窄对技术革命的影响相对较小,且主要集中在发达国家。我们已经进入第三次产业革命但是使用的能源仍以第二次产业革命的能源为主,能源问题逐渐成为世界经济和社会发展的瓶颈,这是我们当代社会动荡不安、战争频发的重要原因之一。

在经济全球化和应对全球气候变化的背景下,为解决气候变化、供应安全、能源稀缺等问题,全球能源生产和利用正在向更高效、更方便、更清洁、更安全、更可持续的方向发展。互联网及其他前沿信息技术将是本次能源变革中的重要技术平台,以电力系统为核心,能源互联网可充分利用清洁、高效能源。能源生产者和消费者均是网络的结点,从而能够实现双向转换。新一轮产业革命对能源产生新的需求,技术创新将为能源革命提供工具,同时能源革命支撑经济社会变革。

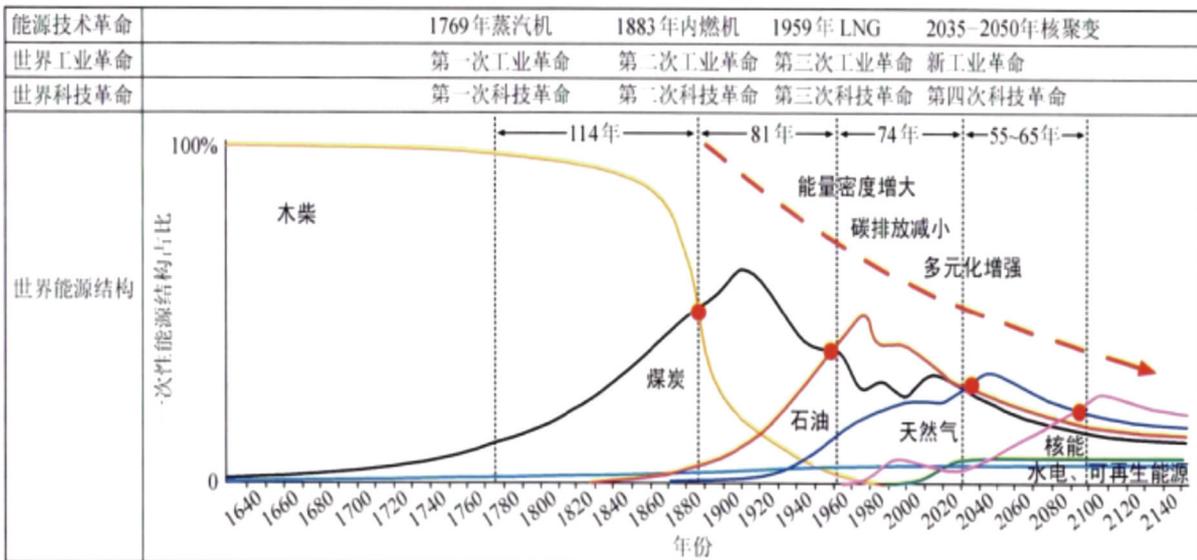


图 1.1 世界能源体系演替图谱图(1640——2140 年)

1.2 能源需求总量

从能源供给趋势看,1971—2015 年各地区能源供给呈现稳步上升的趋势。其中,Bunkers、Africa 和 Non-OECD Europe and Eurasia 地区能源供给增速较快,OECD、Middle East 地区能源供给占比较大变化并不明显,各地区能源供给不平衡。从能源供给结构来看,以 1973 年和 2015 年为例,世界能源供给以煤、石油、天然气三大化石能源为主,较为均衡,但石油所占比例下降了 14.5%,而天然气和煤占比分别增加了 5.6%和 3.6%。另外,核能所占比例有较大幅度的提升。从世界能源供给发展趋势来看,清洁替代是全球一次能源供应结构变化的基本趋势,但传统化石能源仍是世界能源的主导。从各地区能源消费占比情况来看,以 1973 年和 2015 年为例,OECD 和 Non-OECD Europe and Eurasia 地区在 1973 年消费占比处于主导地位,但在 2015 年都迅速下降,而 China、Non-OECD Asia 及 Middle East 地区消费迅速增加,各地区能源消费占比不平衡现象有所减弱。

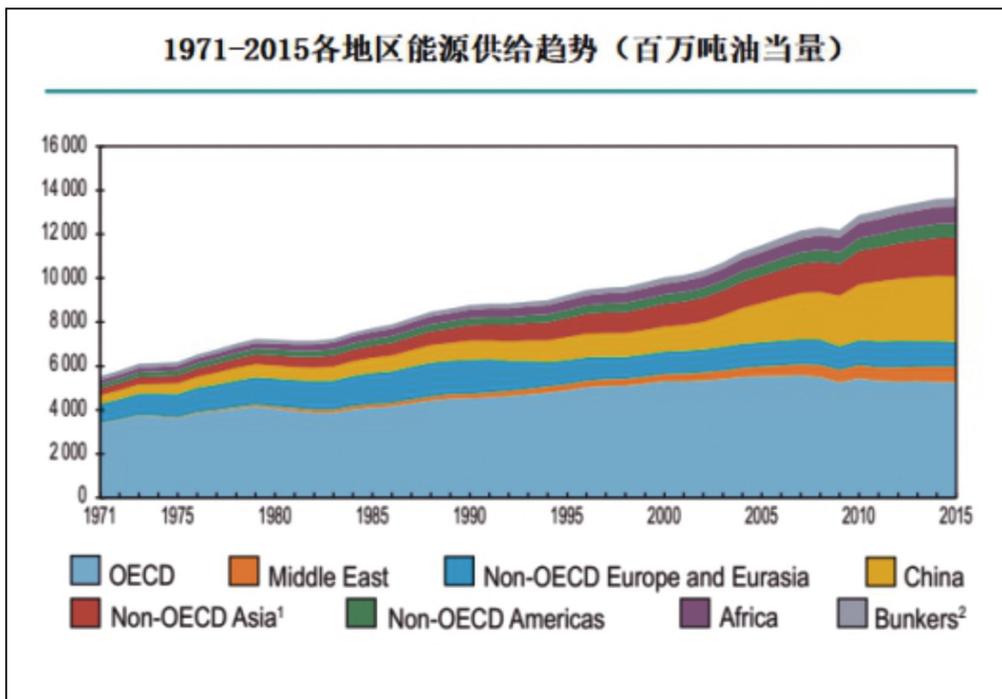


图 1.2 1971—2015 各地区能源供给趋势图

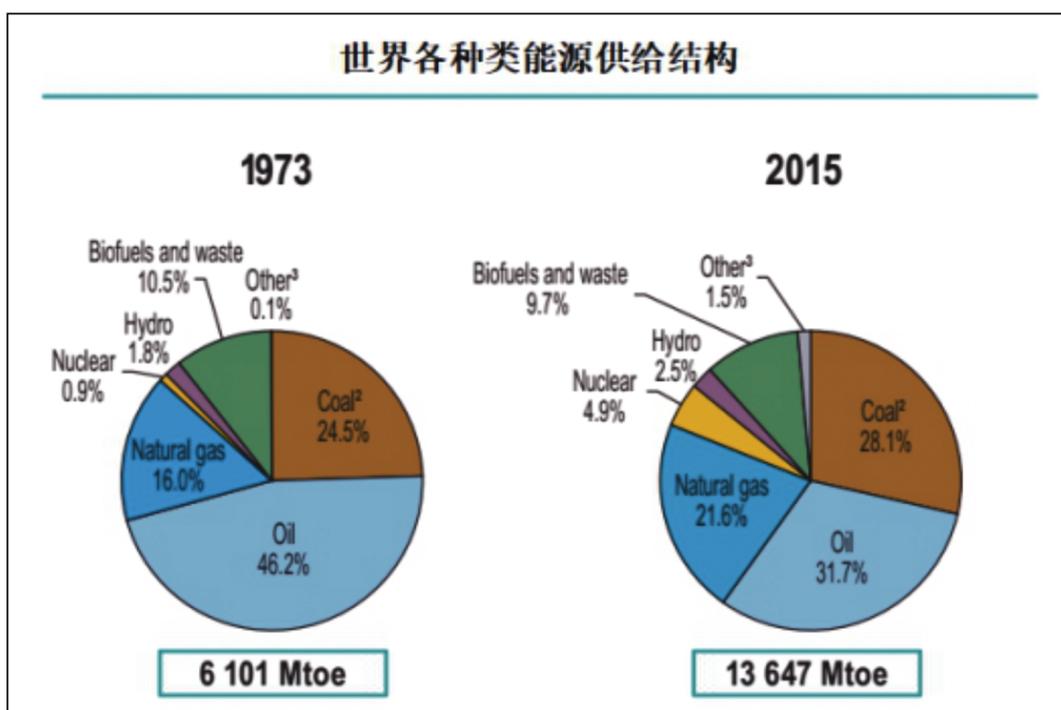


图 1.3 1973 和 2015 世界各种类能源供给结构图

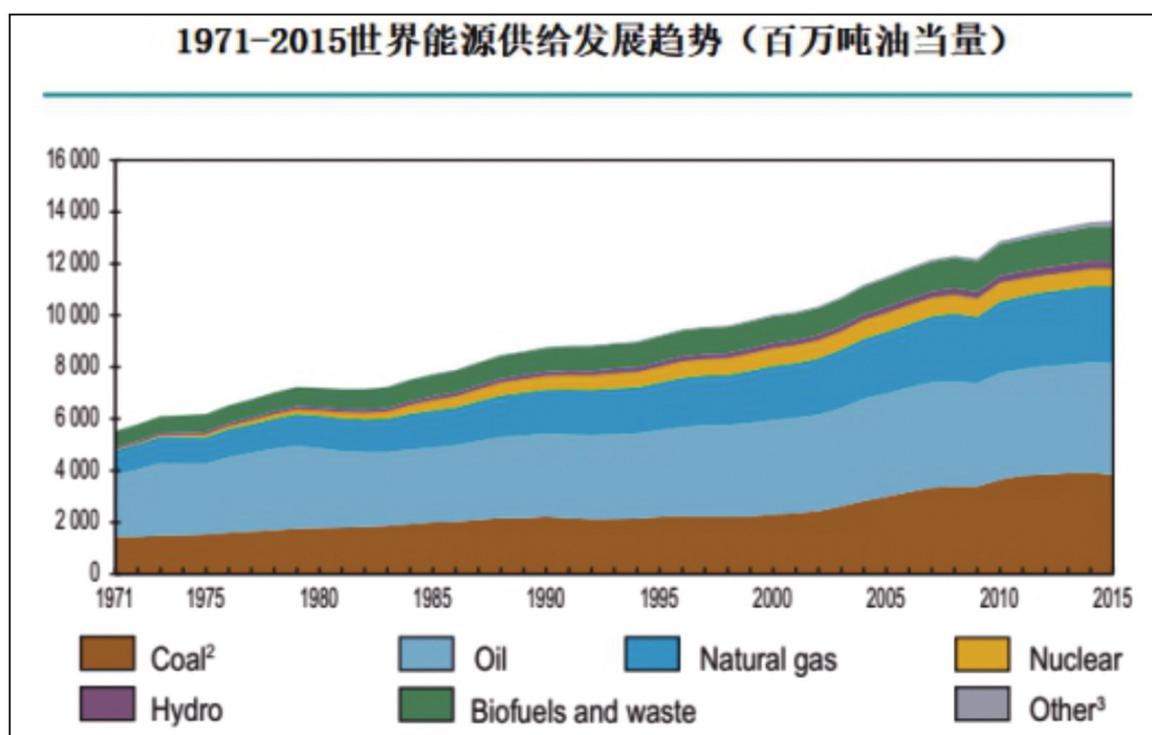


图 1.4 1971—2015 世界能源供给发展趋势图

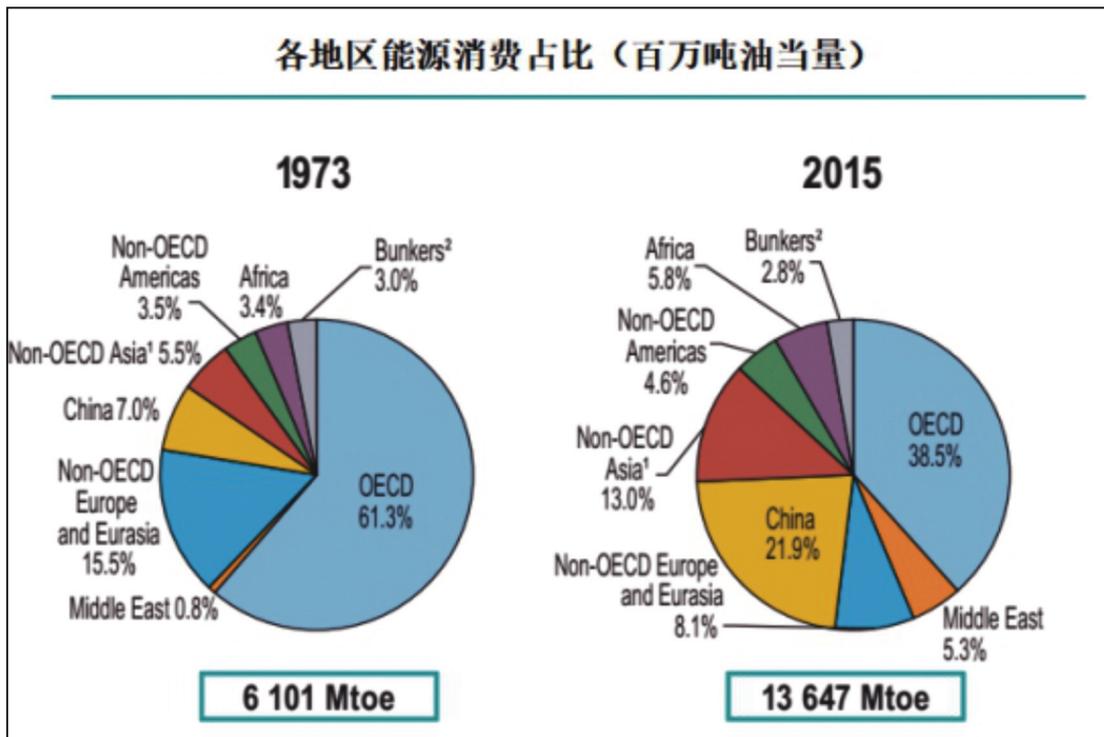


图 1.5 1973 和 2015 各地区能源消费占比图

1.3 能源技术与经济结构关系分析

能源是人类社会进步和经济发展的重要物质基础能源，是经济发展和社会进步的重要基石，更是实现工业化目标的重要物质保障。一般经济理论认为，发展中国家要获得较快的经济增长并在经济全球化中获得更多的利益，必须加快工业化进程。发展工业是以能源消耗为代价的，因此，能源技术的转型是大国崛起的动力。总体来说，能源技术的变革对一国或地区经济结构转型有着重要影响。

首先，能源技术转型是经济结构转型的重要推动力。能源技术转型将极大促进社会生产力的跨越式发展，从推动蒸汽机转动、开启工业革命时代的煤炭；到驱动内燃机并成为现代工业、运输业血脉的石油；再到以“清洁石化能源”著称的天然气。这些化石能源改变了历史进程，实现了现代化农业，推动了工业化进程，迸发出多种便利快速的交通运输，飞机和纵横交错的交通网将世界连在了一起。

其次，能源技术转型为大国崛起提供重要契机，从而为经济结构转型提高保障。第一次能源革命中煤炭的应用，促使 18—19 世纪的英国成为世界性强国；20

世纪第二次能源革命中石油的推广使用,促使美国成为全球经济的霸主,均印证了能源转型对大国崛起的重要意义。在以燃油为主的传统内燃机领域,我国经济社会发展受到能源供应安全、专利技术纠纷等各种制约。新能源的兴起为我国实现强国梦、民族复兴带了重大历史机遇,我国正积极推动向高能量密度、绿色化、多元化方向的第三次能源革命,力争占据能源转型和经济发展的制高点。

二、能源技术的最新发展动态和趋势

2.1 主要能源的现状 & 前景

2.1.1 太阳能

(一) 太阳能国内发展现状

近年来,太阳能开发利用规模快速扩大,技术进步和产业升级加快,成本显著降低,已成为全球能源转型的重要领域。“十二五”时期,我国光伏产业体系不断完善,技术进步显著,光伏制造和应用规模均居世界前列。太阳能热发电技术研发及装备制造取得较大进展,已建成商业化试验电站,初步具备了规模化发展条件。太阳能热利用持续稳定发展,并向建筑供暖、工业供热和农业生产等领域扩展应用。“十三五”将是太阳能产业发展的关键时期,基本任务是产业升级、降低成本、扩大应用,实现不依赖国家补贴的市场化自我持续发展,成为实现 2020 年和 2030 年非化石能源分别占一次能源消费比重 15% 和 20% 目标的重要力量。

太阳能利用包括太阳能光伏发电、太阳能热发电,以及太阳能热水器和太阳房等热利用方式。光伏发电最初作为独立的分散电源使用,近年来并网光伏发电的发展速度加快,市场容量已超过独立使用的分散光伏电源。总体来说我国太阳能资源总量丰富分布相对集中属于太阳能资源较丰富区。大多数地区年平均日辐射量在每平方米 4 千瓦时以上。

表 2.1 我国各地区的太阳能资源及分布

类型	地区	年日照时数(小时)	年辐射总量(千卡/cm ²)
1	西藏西部、新疆东南部、青海西部、甘肃西部	2800—3000	160—200
2	西藏东南部、新疆南部、青海东部、宁夏南部、甘肃中部、内蒙古、山西北部、河北西北部	3000—3200	140—160
3	新疆北部、甘肃东南部、山西南部、陕西北部、河北东南部、山东、河南、吉林、辽宁、云南、广东南部、福建南部、江苏北部、安徽北部	2200—3000	120—140

数据来源：中国新能源和可再生能源白皮书

表 2.2 能源替代时间表及太阳能在其中所占的比重

年份	可再生能源替代常规能源比例	太阳能占比
2010	10%	5%
2020	25%	12%
2040	55%	25%
2060	90%以上	50%

资料来源：中国新能源网

(二)太阳能国际发展现状

随着可持续发展观念在世界各国不断深入人心，全球太阳能开发利用规模迅速扩大，技术不断进步，成本显著降低，呈现出良好的发展前景，许多国家将太阳能作为重要的新兴产业。

太阳能得到更加广泛应用。光伏发电全面进入规模化发展阶段，中国、欧洲、美国、日本等传统光伏发电市场继续保持快速增长，东南亚、拉丁美洲、中东和非洲等地区光伏发电新兴市场也快速启动。太阳能热发电产业发展开始加速，一大批商业化太阳能热发电工程已建成或正在建设，太阳能热发电已具备作为可调节电源的潜在优势。太阳能热利用继续扩大应用领域，在生活热水、供暖、制冷和工农业生产中逐步普及。

太阳能发电规模快速增长。全球太阳能发电装机累计达到 2.3 亿千瓦,当年新增装机超过 5300 万千瓦,占全球新增发电装机的 20%。2006 至 2015 年光伏发电平均年增长率超过 40%,成为全球增长速度最快的能源品种;太阳能热发电 5 年内新增装机 400 万千瓦,进入初步产业化发展阶段。

太阳能市场竞争力迅速提高。随着光伏产业技术进步和规模扩大,光伏发电成本快速降低,在欧洲、日本、澳大利亚等多个国家和地区的商业和居民用电领域已实现平价上网。太阳能热发电进入初步产业化发展阶段后,发电成本显著降低。太阳能热利用市场竞争力进一步提高,太阳能热水器已是成本较低的热热水供应方式,太阳能供暖在欧洲、美洲等地区具备了经济可行性。

太阳能产业对经济带动作用显著。2015 年全球光伏市场规模达到 5000 多亿元,创造就业岗位约 300 万个,在促进全球新经济发展方面表现突出。很多国家都把光伏产业作为重点培育的战略性新兴产业和新的经济增长点,纷纷提出相关产业发展计划,在光伏技术研发和产业化方面不断加大支持力度,全球光伏产业保持强劲的增长势头。

2.1.2 生物质能

(一)国内生物质能技术分析

我国是一个人口大国,又是一个经济迅速发展的国家,21 世纪将面临着经济增长和环境保护的双重压力。因此改变能源生产和消费方式,开发利用生物质能等可再生的清洁能源资源对建立可持续的能源系统,促进国民经济发展和环境保护具有重大意义。

近几年来,我国政府高度重视生物质能的开发和利用,制定了相应的法律法规,取得了一批高水平的技术成果,初步形成了生物质能产业。

表 2.3 我国生物质能技术利用情况

沼气技术	无论从规模总量上还是技术发展水平上,均居于国际先进水平。户用沼气技术经过多年的研究开发已经成熟,居国际领先水平;沼气工程技术已日趋成熟,具备产业化条件
在秸秆能源化利用方面	生物质燃烧发电也具有了一定的规模,主要集中在南方地区,许多糖厂利用甘蔗渣发电,总装机容量 800MW

续表

沼气技术	无论从规模总量上还是技术发展水平上,均居于国际先进水平。户用沼气技术经过多年的研究开发已经成熟,居国际领先水平;沼气工程技术已日趋成熟,具备产业化条件
固体成型燃料技术的生产和应用	已初步形成了一定的规模,形成了研究、开发和推广的良好局面
在能源作物方面	培育出“醇甜系列”等杂交甜高粱品种,并建成产业化示范基地;培育并引进多个优良木薯品种,平均亩产超过 3t
	育成了一批能源甘蔗新品系和能、糖兼用甘蔗品种,筛选出适合甘蔗清汁发酵的菌株和活性干酵母菌株
	已开发出高含油量油菜、油葵等作物品种,含油量超过 50%
	开发了麻疯树果实、黄连木籽等来生产生物柴油技术,初步具备商业化发展条件

资料来源:中国能源网

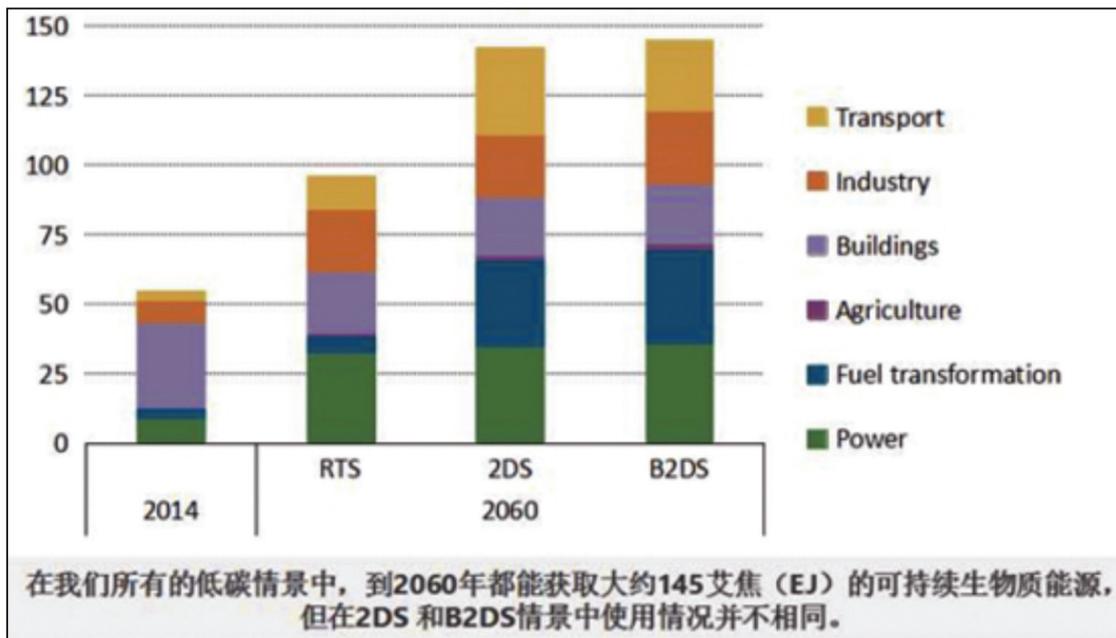


图 2.1 不同部门生物质能使用情况

(二) 国际生物质能利用现状

生物质能是蕴藏在生物质中的能量,是绿色植物通过叶绿素将太阳能转化为化学能而贮存在生物质内部的能量。目前,生物质能技术的研究与开发已成为世界重大热门课题之一,受到世界各国政府与科学家的关注。一些发展中国家已从出口大量植物油而获益,但仍有许多国家未将它炼制成生物柴油。总体上看,前几位排名为马来西亚、泰国、哥伦比亚、乌拉圭和加纳,它们是发展中国家投资生物柴油最具吸引力的国家。不仅是因为其农业基础好,更是由于这些国家相对较稳定的经济因素。其中,植物油和动物脂肪生产生物柴油仍在进一步研究中,大豆和棕榈油更为常用。世界前5位大豆和棕榈油生产国为马来西亚、印度尼西亚、阿根廷、美国和巴西,它们将占全球生物柴油潜在生产量的80%。

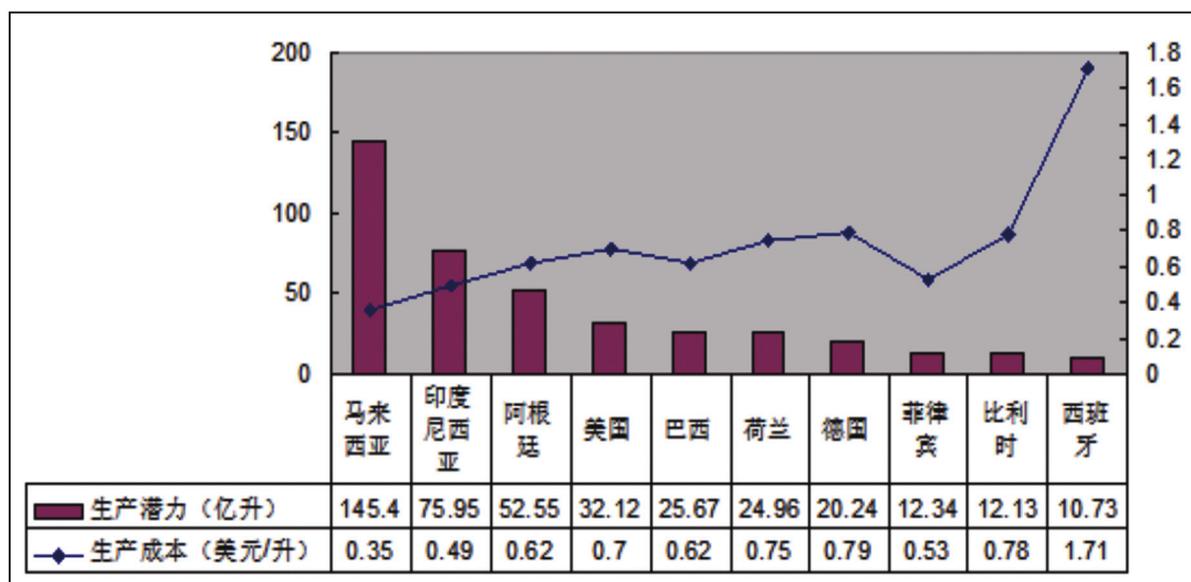


图 2.2 全球生物柴油潜在生产力和成本情况

资料来源:环球能源网

2.1.3 风电技术

(一) 风电技术的现状

中国风能资源丰富,陆上3级及以上风能技术开发量(70米高度)在26亿千瓦以上,现有技术条件下实际可装机容量可以达到10亿千瓦以上。此外,在水深不超过50米的近海海域,风电实际可装机容量约为5亿千瓦。从风能资源潜力和可利用土地、海域面积等角度看,在现有风电技术条件下,中国风能资源足够支撑10

亿千瓦以上风电装机,风电可以成为未来能源和电力结构中的一个重要的组成部分。风电包括离网运行的小型风力发电机组和大型并网风力发电机组,技术已基本成熟。近年来,并网风电机组的单机容量不断增大,新增风电机组的平均单机容量超过 1000 千瓦,单机容量 4000 千瓦的风电机组已投入运行,风电场建设已从陆地向海上发展。随着风电的技术进步和应用规模的扩大,风电成本持续下降,经济性与常规能源已十分接近。

利用风力发电已越来越成为风能利用的主要形式,受到世界各国的高度重视,而且发展速度最快。风力发电的运行方式主要有以下几种:

表 2.4 风力发电的主要运行方式

运行方式	供电对象
独立运行方式	通常是一台小型风力发电机向一户或几户提供电力,它用蓄电池蓄能,以保证无风时的用电
风力发电与其他发电方式(如柴油机发电)相结合	向一个单位或一个村庄或一个海岛供电
风力发电并入常规电网运行	向大电网提供电力;常常是一处风场安装几十台甚至几百台风力发电机,这是风力发电的主要发展方向

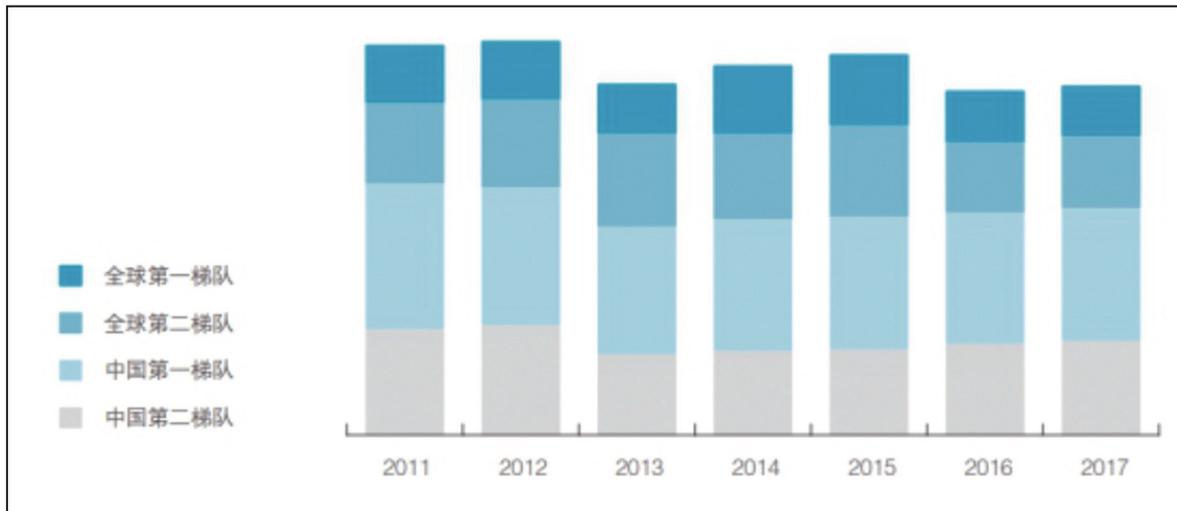


图 2.3 全球风机产能现状

(二) 风电技术的发展前景

随着各国政府,特别是资源消耗大国的政府对可再生能源越来越重视,风能发展的前景将越来越广阔。在国际能源署对于全球能源市场潜力最保守的估计的情景下,风电在 2030 年将占到全球电力供应的 5%,到 2050 年则达到 6.6%。而中等情景预测下,比例将达到 15.6%和 17.7%。最乐观的情景下,比例则高达 29.1%和 34.2%。预测结果显示风电不仅能够满足全球未来 30 年对于清洁的、可再生的电力的需求,而且其对供电系统的渗透还将随着高能效技术的实现得以持续增长。

表 2.5 中国风电发展目标和布局

地区	2010 年	2020 年	2030 年	2050 年
蒙西基地(及周边)	650	4000	10000	30000
蒙东基地(及周边)	362	2000	4000	9000
东北基地	731	3000	3800	6000
河北基地(及周边)	378	1500	2700	6000
甘肃基地(及周边)	144	2000	4000	12000
新疆基地(及周边)	113	2000	4000	10000
东中部及其他地区 分布式陆地风电	743	2500	5000	7000
近海风电	10	3000	6000	15000
远海风电	0	0	500	5000
合计	3131	20000	40000	100000

2.1.4 地热能

(一) 我国地热能的利用现状

随着我国能源结构政策的调整和地源热泵技术的逐步提高,浅层地热能将成为我国今后开发利用的新型能源,建筑物供暖或制冷中,浅层地热能所占的比重也将越来越高。目前地热在我国能源结构中占的比例还不足 0.5%,我国地热开发利用还处在初级阶段,要加强地热资源勘查评价、加快地热资源规划编制工作、加强创新技术和设备的研发等方面的工作力度。全国目前经正式勘查并经国土资源储量行政主管部门审批的地热田为 103 处,经初步评价的地热田 214 个。据估算目前全国每年可开发利用的地热水总量约 68.45 亿立方米,折合每年 3284.8 万吨标准煤的发热量。

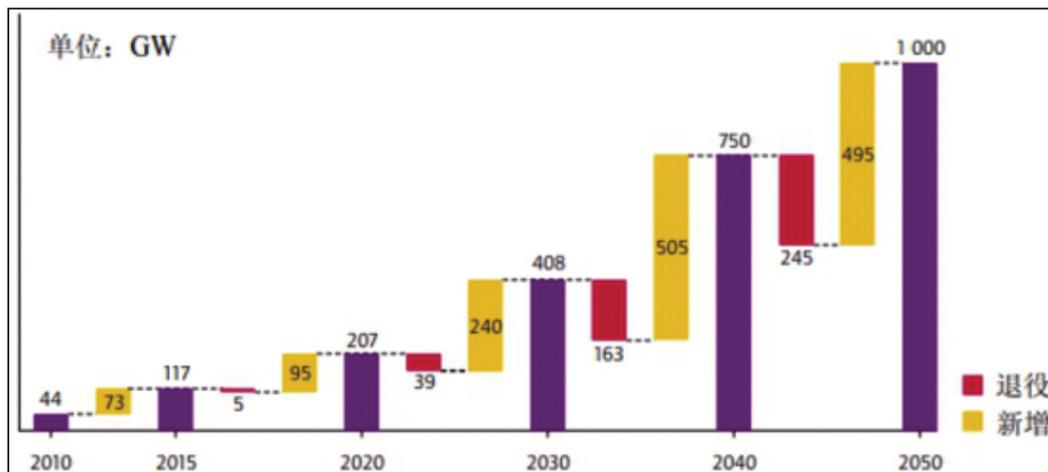


图 2.4 中国新增和退役风电机组规模预测

数据来源:中国风电发展路线图 2050

从我国地热水利用方式看,供热采暖占 18.0%,医疗洗浴与娱乐健身占 65.2%,种植与养殖占 9.1%,其他占 7.7%。中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会的数据,中国地热资源的探明发电能力为 5800 兆瓦。然而,目前中国只有 10 家地热发电站,总装机容量仅为 32 兆瓦。

(二)世界地热能发展现状

全球有 24 个国家建有地热电站,地热装机前五位的国家为美国(2564 兆瓦)、菲律宾、墨西哥、印度尼西亚和意大利。菲律宾地热发电已占全国电力供应的 21%。全球地热发电装机已达到 8900 兆瓦,年发电量 56800 百万千瓦小时。但是,近几年地热发电增长并不快,其重要原因之一是发电机组成本过高。

全球中低温地热资源的直接利用发展很快,过去 30 年的年平均增长率约 10%。特别是利用地热水采暖,不需烧煤、无污染,可昼夜供热水,保持室温恒定舒适。地热采暖虽初投资较高,但总成本只相当于燃煤锅炉供暖的 1/4 不仅节省能源、运输、占地等,还大大改善了大气环境,经济效益和社会效益十分明显,是一种比较理想的采暖能源。世界各国对地热采暖非常重视,日本、冰岛、法国、美国、爱尔兰、新西兰等都大量利用地热采暖。冰岛地处北极圈边缘,气候寒冷,一年中有 300—340 天需要取暖,但该国缺煤少油,常规能源极其贫乏,他们依靠得天独厚的地下热水,全国有 85% 的房屋用地热供暖。首都雷克雅未克市已全部“地热化”,被誉为“无烟城”。

另外值得注意的是,当今世界各国常规地热供暖方式明显减少,而采用地热热泵技术供暖显著上升。目前全世界热泵利用已占地热直接利用能量的 33%。全

球近期地热直接利用的发展趋势是地热供暖(热泵技术)和地热旅游业(温泉疗养、洗浴等)在不断增加,地热的农业种植利用等在减少。我国在这方面也基本一致。

2.1.5 海洋能

(一)国际海洋发电现状

全球海洋能发电累计装机容量为 519.8MW,其中,潮汐能装机容量占海洋能总装机容量的 97.9%。全球在 2014 年的新增装机容量几乎为零,历史上已完工的较著名电站有:位于韩国始华湖的潮汐能电站,装机容量为 254MW;位于法国朗斯河口的潮汐能电站,装机容量为 240MW;位于加拿大芬迪湾的潮汐能电站,装机容量为 18MW;位于中国浙江江夏的潮汐能电站,装机容量为 4MW,以及位于俄罗斯基斯洛湾的潮汐能电站,装机容量为 0.4MW。2014 年全球海洋能发电行业延续过去几年的萎缩态势,虽然行业融资规模同比增长 110.3%,但新增装机容量几乎为零。海洋能发展受限的主要原因是,与风能、太阳能等新能源相比,潮汐能发电成本较高,设备升级所需材料供给不足。政策方面,英国政府在 2013 年 12 月确定了含补贴的海洋能固定上网电价(执行电价),符合规定的项目中的前 30MW 适用该电价,但超过 30MW 以外的容量不适用。波浪能和潮汐能项目可以得到 \$ 477/MWh 含补贴的固定上网电价(执行电价)。

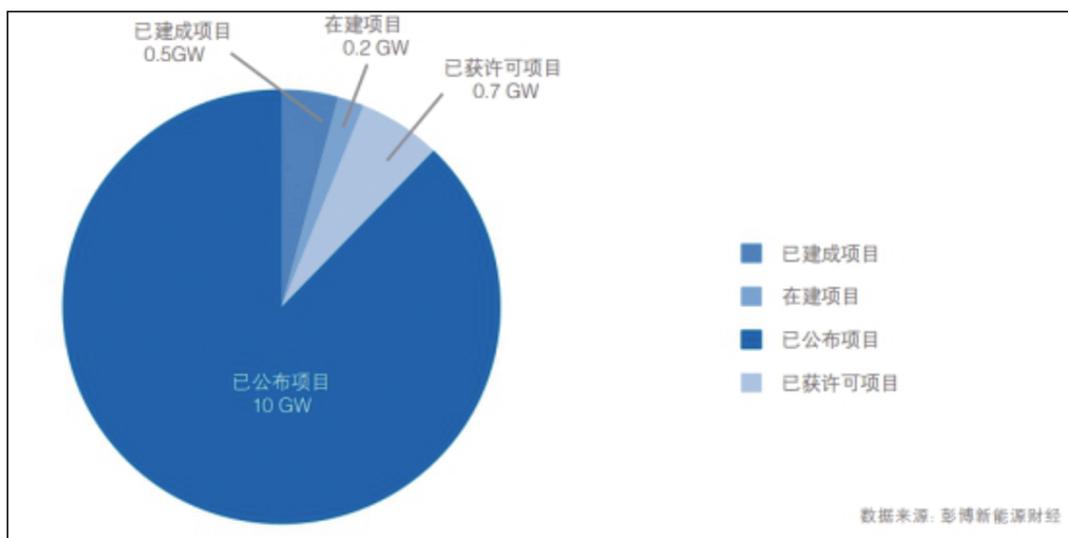


图 2.5 全球海洋能发电的项目进度

(二)我国海洋能利用现状

我国海洋能开发已有近 40 多年的历史,80 年代以来浙江、福建等地对若干个大中型潮汐电站,进行了考察、勘测和规化设计、可行性研究等大量的前期准备工

作。我国的海洋发电技术已有较好的基础和丰富的经验,小型潮汐发电技术基本成熟,已具备开发中型潮汐电站的技术条件。但是现有潮汐站整体规模和单位容量还很小、造价高于常规水电站,水工建筑物的施工还比较落后,水轮发电机组尚未定型标准化。这些均是我国潮汐能开发现存的问题。其中关键问题是中型潮汐电站水轮发电机组技术问题没有完全解决,电站造价亟待降低。我国波力发电技术研究始于70年代,80年代以来获得较快发展,航标灯浮用微型潮汐发电装置已趋商品化,现已生产数百台,在沿海海域航标和大型灯船上推广应用。与日本合作研制的后弯管型浮标发电装置,已向国外出口,该技术属国际领先水平。我国潮流发电研究始于70年代末,首先在舟山海域进行了8kW潮流发电机组原理性试验。80年代一直进行立轴自调直叶水轮机潮流发电装置试验研究,目前正在采用此原理进行70kW潮流试验电站的研究工作。在舟山海域的站址已经选定。我国已经开始研建实体电站,在国际上居领先地位,但尚有一系列技术问题有待解决。

(三)海洋能利用前景

根据我国的规划,到2020年,建成潮汐电站10万千瓦。就我国而言,海洋能的利用技术尚不成熟。统计显示,全世界海洋中可开发利用的波浪能约为27亿—30亿千瓦。目前,一些发达国家已经开始建造小型的波浪发电站。据世界动力会议估计,到2020年,全世界潮汐发电量将达到1000—3000亿千瓦。世界上最大的潮汐发电站是法国北部英吉利海峡上的朗斯河口电站,发电能力24万千瓦,已经工作了30多年。我国在浙江省建造了江夏潮汐电站,总容量达到3000千瓦。潮汐发电、波浪发电和洋流发电等海洋能的开发利用也取得了较大进展,初步形成规模的主要是潮汐发电,全世界潮汐发电总装机容量约30万千瓦。

2.1.6 核能

(一)世界核能发展现状及前景

核能是一种经过多代研发的零排放技术。在二十世纪九十年代开发了第三代,它在安全性、经济性,包括“被动安全”特性方面都有很大的进步。11个国家,包括拥有最大核能的经合组织成员国,共同加入了开发第四代核能发电的行列。现阻碍核能的进一步开发主要有3方面因素:巨额资金成本、公众对放射性核废物和核事故的反对态度,以及核武器的可能扩散。第四代核反应堆的发展目标就会涉及研究解决这些问题。假定这些关注的问题得到解决,那么增长的核能利用能够大大地降低二氧化碳的排放。在快速发展的新技术情景中,2050年核能占世界发电的16%—19%,而核电的增长相对于基准方案占降低排放量的6—10%。在某一对核能持消

积预测的情景中,核电在发电中所占的比重降至 6.7%,同基准方案处于同一水平。在更加乐观的技术附加情景方案中,核能在 2050 年占发电比重的 22.2%。

表 2.6 不同地区核电发展特征总结

	发展现状和电力市场设计*	未来发展的机遇	主要挑战
OECD 欧洲	占 25%的发电量 (833TWh), 132 座反应堆 (122GW); 四台机组在建; 三个国家正逐步淘汰核能 (比利时、德国和瑞士); 机组的平均使用年限为 27 年, 到 2050 年大约有 130 台机组将退役; 波兰和土耳其是新兴核电国家; 英国正计划一个在 OECD 成员国中最宏伟的新建核电项目; 拥有开放的电力市场和受监管的电力市场。	电力行业脱碳; 能源安全; 有竞争力的电力成本。	在自由化的市场进行融资; 制定与技术无关的低碳投资政策; 扭曲的市场 (由可再生能源补贴导致) 以及日益降低的电力批发价格; 公众接受度。
美国	占 19%的发电量 (822TWh), 100 座反应堆 (105GW); 五台机组在建; 成熟的核电机组, 大多数反应堆的许可运行年限为 60 年; 拥有开放的电力市场和受监管的电力市场。	电力行业脱碳; 有竞争力的电力成本; 能源供应的安全; 重新开发核电工业。	在自由化的市场融资; 在与页岩气竞争的条件下进行长期运营的经济性。
俄罗斯联邦	占 17%的发电量 (172TWh), 33 座反应堆 (25GW); 10 台机组在建; 开放的电力市场。	有政策支持, 到 2030 年核电份额提升到 25%-30%; 大力支持核工业, 包括核工业出口市场。	逐渐使用第三代水慢化水冷却动力反应堆 (VVER) 取代石墨慢化沸水冷却反应堆 (RBMK) (占近一半的当前发电量) 的工作管理。
日本和韩国	占 11%的发电量 (148TWh), 有 71 座反应堆 (66GW); 目前日本的所有 48 座反应堆处于闲置状态; 七台机组在建 (两个在日本, 五个在韩国); 受监管的电力市场。	能源安全; 电力行业脱碳; 有竞争力的电力成本; 大力支持核能工业, 包括出口市场。	公众接受度; 重启日本的核电机组。
中国	占 2%的发电量 (117TWh), 20 座反应堆 (17GW); 29 台机组在建; 受监管的电力市场。	能源安全; 电力需求迅速增长; 未来稳定的电力成本; 当地的污染问题; 大力支持核能工业。	公众接受度; 在内陆兴建核电站; 国内供应链。

印度	占 3%的发电量 (32TWh), 21 座反应堆 (5.8GW); 六台机组在建; 受监管的电力市场。	能源安全; 强劲的电力增长需求; 未来稳定的电力成本。	公众接受度; 融资; 外国承建商进入市场 (印度的核责任机制)。
其他亚洲发展中国家	孟加拉国和越南正准备建设核电站; 泰国和印度尼西亚做出了计划但尚未给出承诺; 马来西亚正研究建设一座核电站的可行性; 菲律宾建了一个反应堆, 被封存; 受监管的电力市场。	能源安全; 多样化和强劲的电力增长需求。	建立监管机制和其他基础设施; 培训专业技术人员; 融资; 公众接受度。
中东地区	伊朗有一座反应堆在运行 (1GW), 筹建两台机组; 阿拉伯联合酋长国正在建设两台机组 (计划 4 台中的两台); 沙特阿拉伯计划的装机容量为 17GW; 其他国家 (约旦、埃及) 考虑发展核电; 受监管的电力市场。	强劲的电力增长需求; 未来稳定的电力成本; 节省石油/天然气储量, 用于出口市场。	建立监管机制和其他基础设施, 培训员工; 在非石油/天然气丰富国家的融资; 海水淡化。

(二)我国核电的发展现状及前景

中国是世界上核能市场发展最快的国家。根据 2012 年颁布的《核电中长期发展规划(2011—2020 年)》,中国的目标是到 2020 年实现 58GW 的在运行装机容量(净装机容量),以及 30GW 的在建装机容量。中国的核电装机容量将在 2030 年超过美国,而到 2050 年,伴随着 250GW 的核电装机容量,可能将会超过美国的两倍。印度紧跟其后成为增速第二快的核能市场,到 2050 年其装机容量大约为 100GW,成为继美国之后第三大核能国家。其他核能增长市场还包括中东、南非和东盟国家。

2.1.7 氢能

(一)国际氢能源的开发利用现状

氢除了可以通过化石能源制备之外,还可由生物能、风能、太阳能、水利能等可再生能源或者核能转化而来。而燃料电池是氢的理想的转化装置,是氢能利用的关键技术。近 10 年来,燃料电池技术得到全球的高度重视,由此逐渐形成了一个新兴的产业。

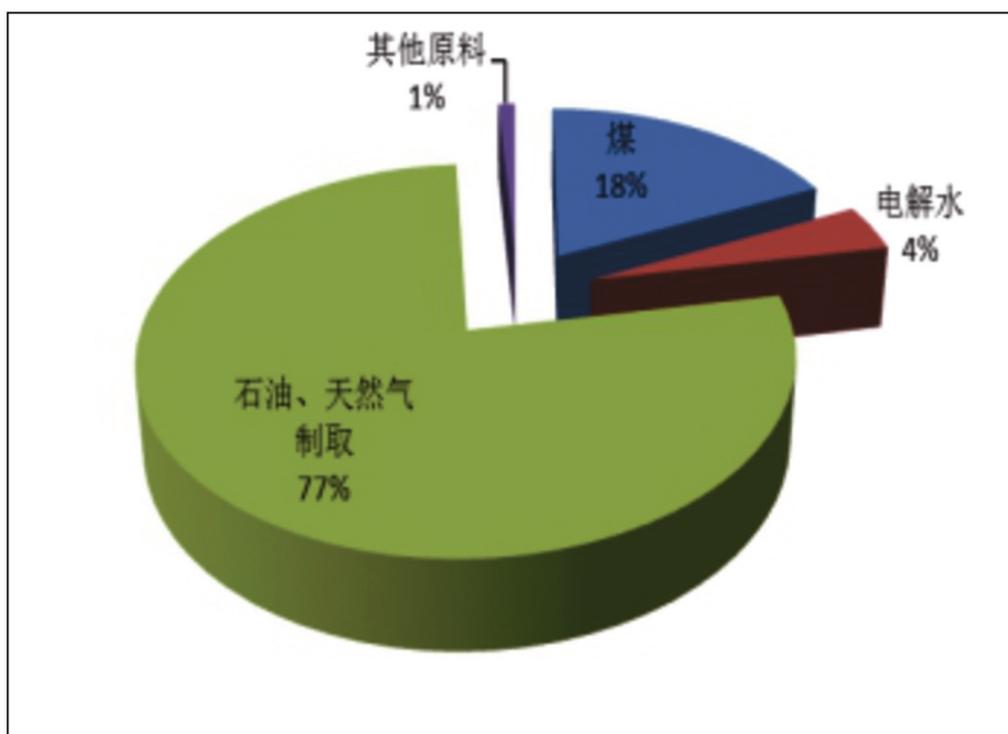


图 2.6 世界氢产量来源

数据来源:中国石油天然气集团公司网站

目前,全球氢的总产量中,77%是从石油和天然气中制取的,18%来自煤,仅有4%来自电解水,1%来自其他原料。而这些氢大多是作为其他用途,不是用来作为能源的。

(二)氢能源的发展趋势

2020年氢能源的发展目标为建立健全氢能及燃料电池规模化应用的设计、工艺、检测平台。基本掌握高效氢气制备、纯化、储运和加氢站等关键技术,以及低成本长寿命电催化剂技术、聚合物电解质膜技术、低铂载量多孔电极与膜电极技术、高一致性电堆及系统集成技术,突破关键材料、核心部件、系统集成、过程控制等关键技术,实现氢能及燃料电池技术在动力电源、增程电源、移动电源、分布式电站、加氢站等领域的示范运行或规模化推广应用。其中,PEMFC电源系统实现额定输出功率50~100kW、系统比功率 $\geq 300\text{Wh/kg}$ 、电堆比功率3000W/L以上、使用寿命5000hr以上;MFC电源系统实现额定输出功率5~10kW、系统比能量 $\geq 345\text{Wh/kg}$ 、使用寿命3000hr以上;开发出接近质子膜燃料电池操作温度、储氢容量高于5wt%的储氢材料或技术,及长距离、大规模氢的储存及运输技术。

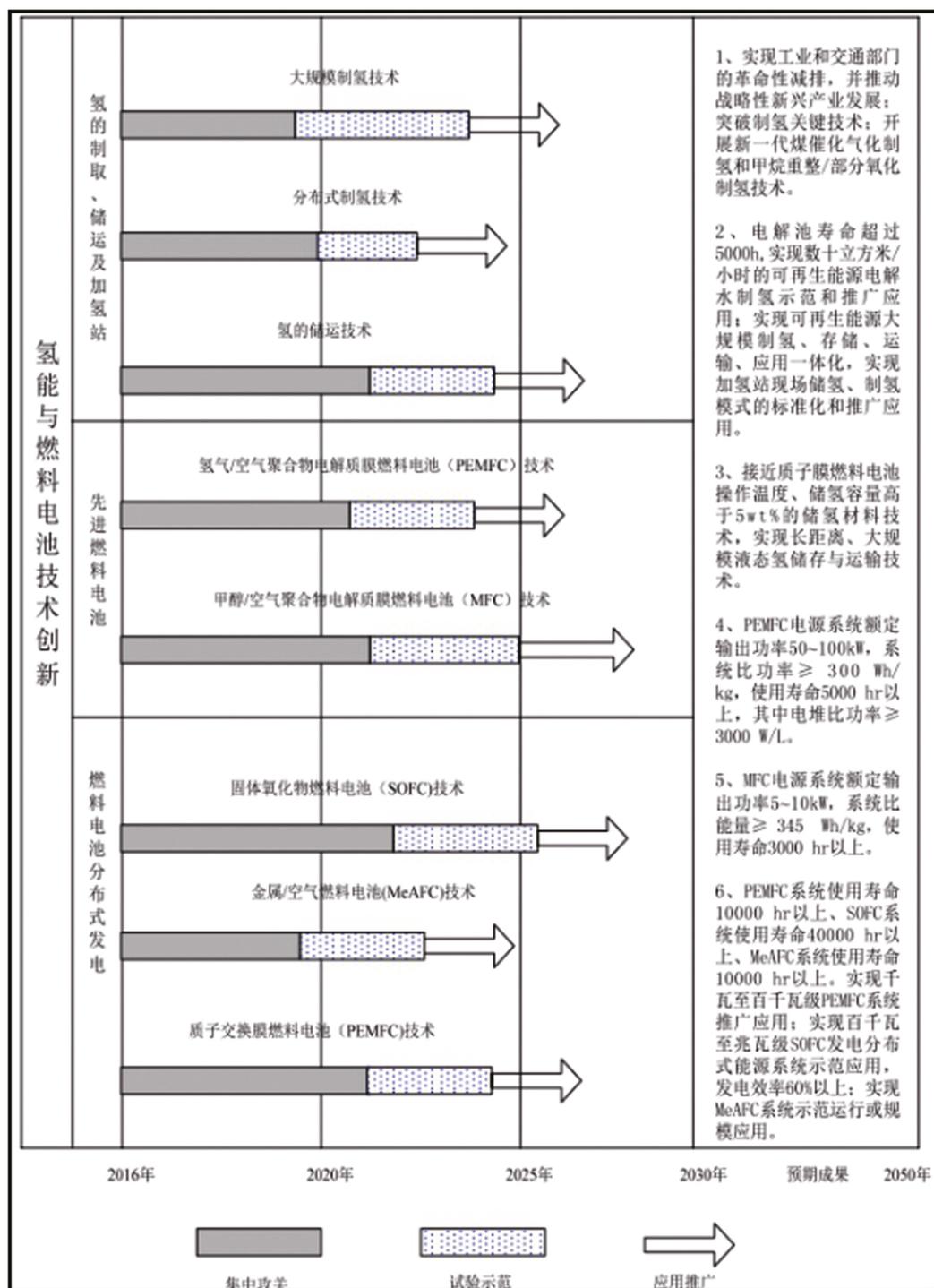


图 2.7 氢能与燃料电池技术创新路线图

2.2 能源技术现状及特点总结

表 2.7 能源技术现状及成本特点分析

技术名称	特点	成本(美分/kwh)	成本走向及降低可能
发电			
大水电	电站容量: 10—18000MW	3—4	稳定
小水电	电站容量:1—10MW	4—7	稳定
陆地风能	风机功率:1—10MW 叶片尺寸:60—100m	4—6	全球装机容量每翻一番,成本降低 12—18%,现已降至 1990 年的一半,风机功率相对于 10 年前的一半,风机功率相对于 10 年前的 600—800kw 亦有较大提升,未来将通过优选风场、改良叶片/电机设计和电子控制设备来降低成本
近海风能	风机功率:1.5—5MW 叶片尺寸:70—125m	6—10	市场依然较小,未来将通过培育市场及改良技术来降低成本
生物质发电	电站容量:1—20MW	5—12	稳定
地热发电	电站容量:1—100MW 类型:双流式、 单闪蒸式、双闪蒸式	4—7	成本从 19 世纪 70 年代开始降低,通过先进的勘探技术、低廉的钻井手段和高效的热利用,成本可进一步降低
太阳能光伏 (组件)	电池类型及效率产 单晶硅:17%多晶硅: 15% 薄膜:10—12%	—	全球装机容量每翻一番,成本降低 20%,每年约降低 5%,2004 年由于市场的影响,成本有所提高,未来将通过在材料、设计、工艺、效率和规模等方面做出改进来降低成本

续表

技术名称	特点	成本(美分/kwh)	成本走向及降低可能
发电			
屋顶光伏	峰值功率:2—5kw	20—40	由于光伏组件价格降低,逆变器及系统平衡部件的改进,成本持续走低
太阳能热发电	电站容量: 1—100mw 类型: 塔式、碟式和槽式	12—18(槽式)	对于 19 世纪 80 年代第一座电站的 44 美分/kwh,成本已有所降低,通过扩大规模,改进技术,成本将进一步降低
热水/供暖			
生物质供暖	电站容量:1—20MW	1—6	稳定
太阳能热水/供暖	面积:2—5m ² 类型: 真空管/功能: 热水/采暖	2—25	基本稳定,因规模效益,新材料应用、集热器面积增大及质量提升,成本会有小幅降低
地热供暖	电站容量:1—100mw 类型:双流式, 单闪蒸式,双闪蒸式, 自然蒸汽式,热泵	0.5—5	参见地热发电部分
生物质燃料			
乙醇	原料:甘蔗,糖用甜菜, 谷物,小麦 (未来将使用纤维素)	25—30 美分/ 等效汽油升	在巴西,生产效率的提高使成本有所降低,现价格为 25—30 美分/等效升(甘蔗提炼)。美国价格则稳定于 40—50 美分(谷物提炼),其他原料则成本更高,最高至 90 美分,来源于纤维素的乙醇将有望降低成本,预计 2010 年后,成本将从今天的 53 美分降至 27 美分,其他原料的成本会有些微降低

续表

技术名称	特点	成本(美分/kwh)	成本走向及降低可能
生物质燃料			
生物质柴油	原料:大豆,油菜籽,芥菜籽,废弃植物油	40—80 美分/ 等效柴油升	2010年后,以油菜籽及大豆为原料的生物质柴油的成本有望降低至35—70美分/等效柴油升,而以废弃植物油为原料的成本将保持现今的25美分
农村(离网)能源			
微小水电	电站容量:100—1000kw	5—10	稳定
超小水电	电站容量:1—100kw	7—20	因效率提升,成本稳步小幅走低
极小水电	电站容量:0.1—1kw	20—40	因效率提升,成本稳步小幅走低
生物质气化器	功率:20—5000kw	8—12	通过技术改良,成本将可能大幅降低
小风机	风机功率:3—100kw	15—30	技术进步可小幅降低成本
户用风机	风机功率:0.1—1kw	20—40	技术进步可小幅降低成本
乡镇规模小电网	系统功率:100—1000kw 后备系统: 蓄电池或柴油机	25—100	随太阳能及风能系统部件价格降低,成本也将降低
户用太阳能 光伏系统	系统功率:20—100w	40—60	随太阳能及风能系统部件价格降低,成本也将降低

资料来源:《全球可再生能源报告》

2.3 新能源利用潜力分析

资料显示,全球新能源资源潜力巨大,但目前因成本及技术因素使得其利用率还比较低。水能、生物质能的应用相对比较成熟;风能、地热能、太阳能由于政策的支持近年来发展比较迅速。海洋能(包括潮汐能、波浪能、温差能、盐差能等),垃圾能尚处于最初级阶段,距商业化应用还有一段距离。

表 2.8

全球可再生能源的利用潜力

单位:10¹⁵ 焦耳/年

能源种类	技术潜能	理论潜能
地热能	5,000	140,000,000
太阳能	1,600	3,900,000
风能	600	6,000
生物质能	>250	2,900
水能	50	150
海洋能	10	7,400
总计	>7,500	>143,000,000

数据来源:环球能源网

2.4 能源技术的发展趋势

2.4.1 各国政府都积极推动新能源发展

目前全世界已至少有 48 个国家制定了各种形式的可再生能源促进政策,其中包括 14 个发展中国家,2005 年至少有 32 个国家和 5 个地区/省施行强制上网政府,其中上半以上从 2002 年工始施行,至少有 32 个地区/省建立了可再生能源配额制,其中一半建立于 2003 年,还有 6 个国家于 2001 年确立了国家可再生能源配额制,至少有 30 个国家提供了直接资金投入补贴、赠款或折扣优惠,美国大多数的州以及其他至少 32 个国家为可再生能源提供了多种形式的税收激励和减免制度,自 1995 年以来,超过 5.4GW 的风电装机惠于美国联邦生产税减免制度。

2.4.2 发展前景

国际能源署(IEA)对 2000—2030 年国际电力的需求研究表明,来自可再生能源的发电总量年平均增长速度将最快。IEA 的研究认为,在未来 30 年内非水利的可再生能源发电将比其他任何燃料的发电都要增长得快,年增长速度近 6%。在 2000—2030 年间其总发电量将增加 5 倍,到 2030 年,它将提供世界总电力的 4.4%,其中生物质能将占其中的 80%。

目前可再生能源在一次能源中的比例总体上偏低,一方面是与不同国家的重视程度与政策有关,另一方面与可再生能源技术的成本偏高有关,尤其是技术含量较高的太阳能、生物质能、风能等。据 IEA 的预测,在未来 30 年可再生能源发电的

成本将大幅下降,从而增加它的竞争力。可再生能源利用的成本与多种因素有关,因而成本预测的结果具有一定的不确定性。但这些预测结果表明了可再生能源利用技术成本将呈不断下降的趋势。

三、能源技术发展及在相关领域的应用

3.1 能源技术进步与能源消费结构

3.1.1 各能源技术的研发投入

能源作为经济社会发展的基础性资源,从上个世纪八十年代起,各国在能源科技研发过程中非常注重技术的经济性和商业化推广前景,致力于降低清洁能源开发成本,打造清洁可负担和清洁可替代的现代能源系统,切实推进能源转型之路。

根据数据显示,由于对节能环保的重视,从1974年到2015年不同能源技术的研发投入有着明显的变化,能源研发投入逐渐向清洁能源、能效和电力系统领域倾斜,也一定程度上改变了能源的消费结构。

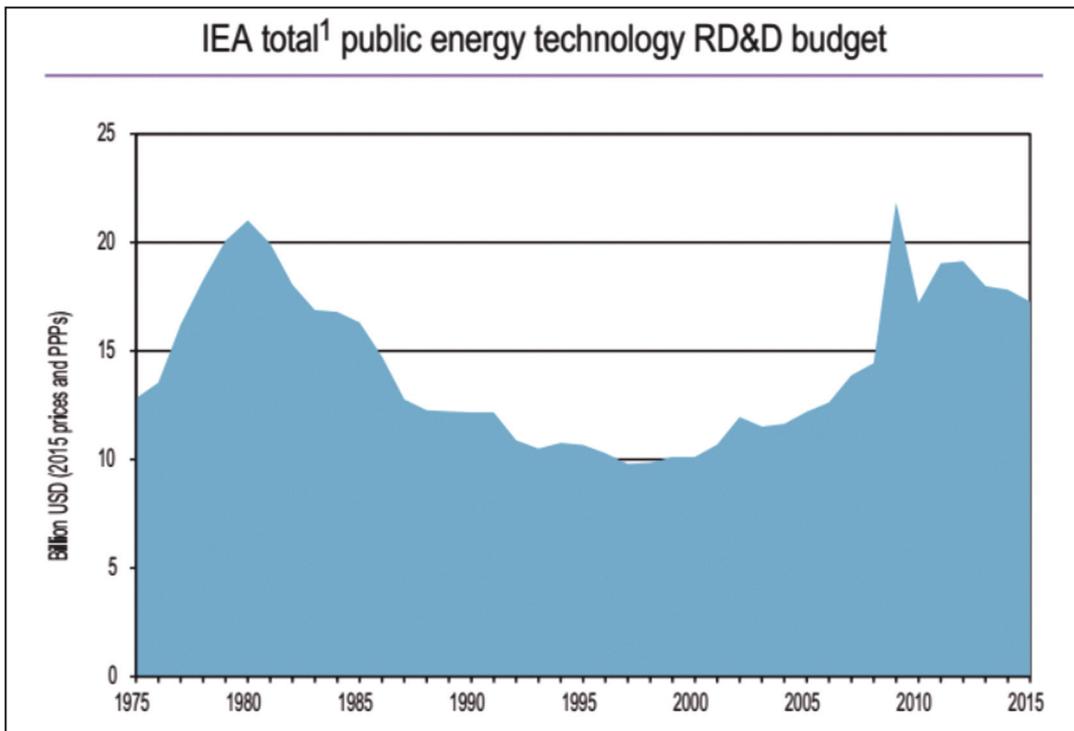


图 3.1 1971—2015 年能源研发投入

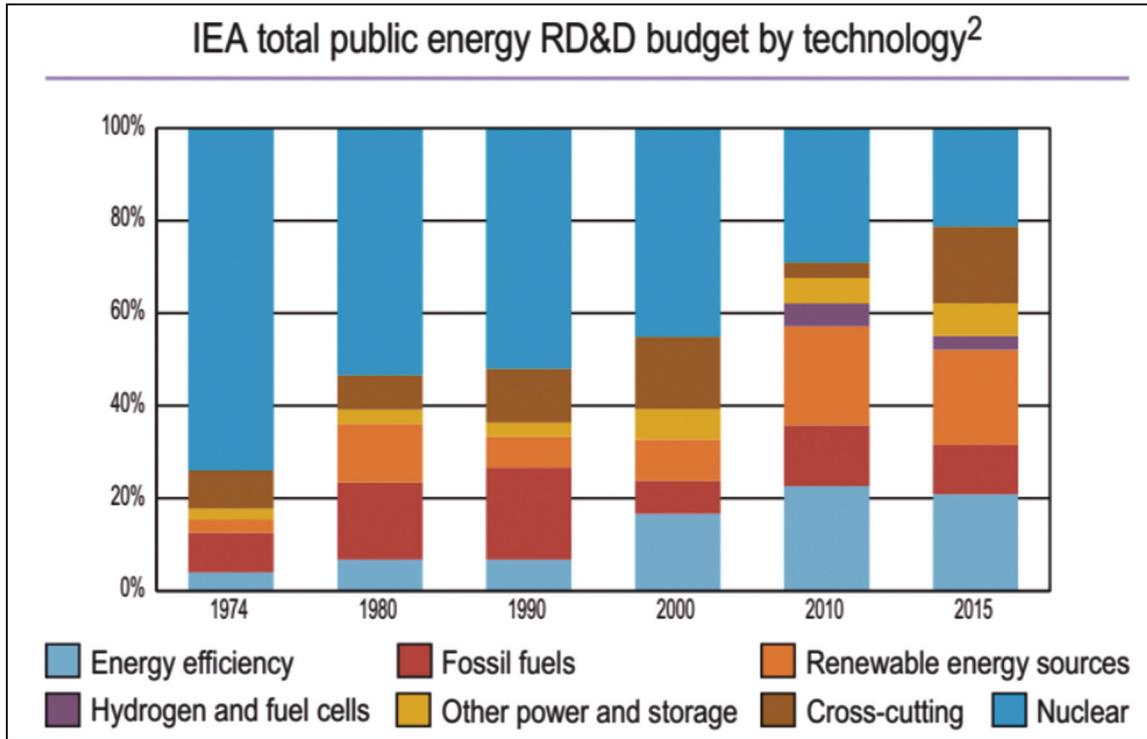


图 3.2 1971—2015 年各能源技术研发投入结构

数据来源:IEA2017 能源发展报告

3.1.2 各能源技术的消费结构

根据全球能源发展趋势以及能源技术研发投入,电能技术的进步也伴随着能源消费结构中电能消费比例的上升,从上世纪八十年代至今,电力消费占总能源消费的比例逐渐攀升,于 2015 年以及达到 18.5%。在更加注重能效的发展下,能源浪费比例也在逐步下降。与此同时步入 21 世纪后,研发投入中心在可再生能源,能效提升,交叉运用的背景下,未来新型可再生能源的消费比例也将呈现进一步上升的趋势。

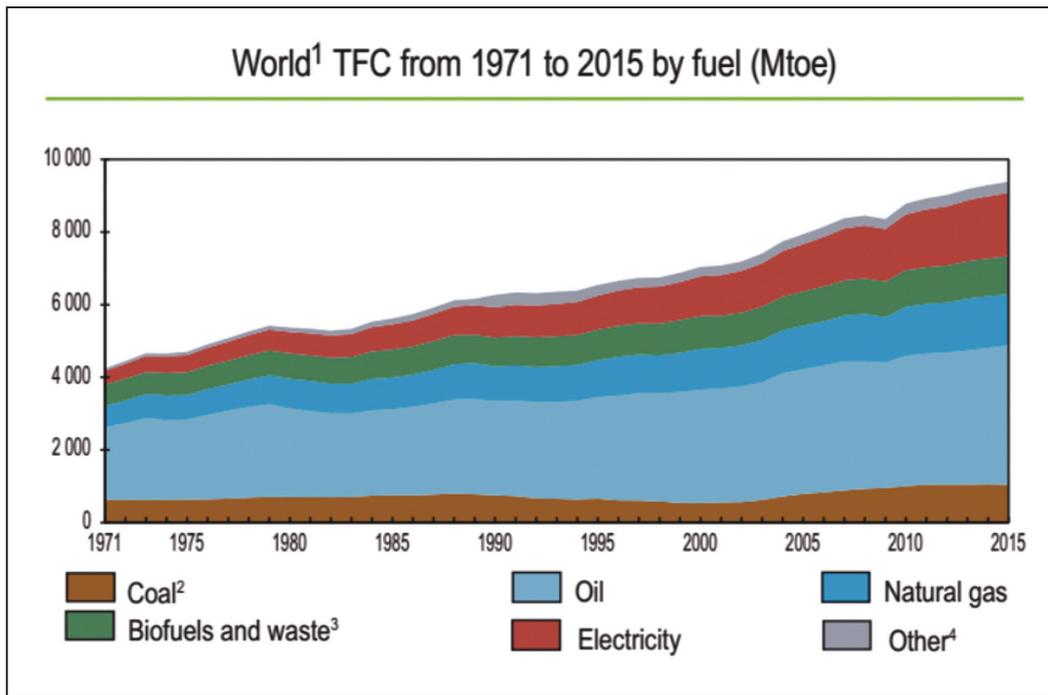


图 3.3 1971—2015 年各能源消费结构及发展趋势

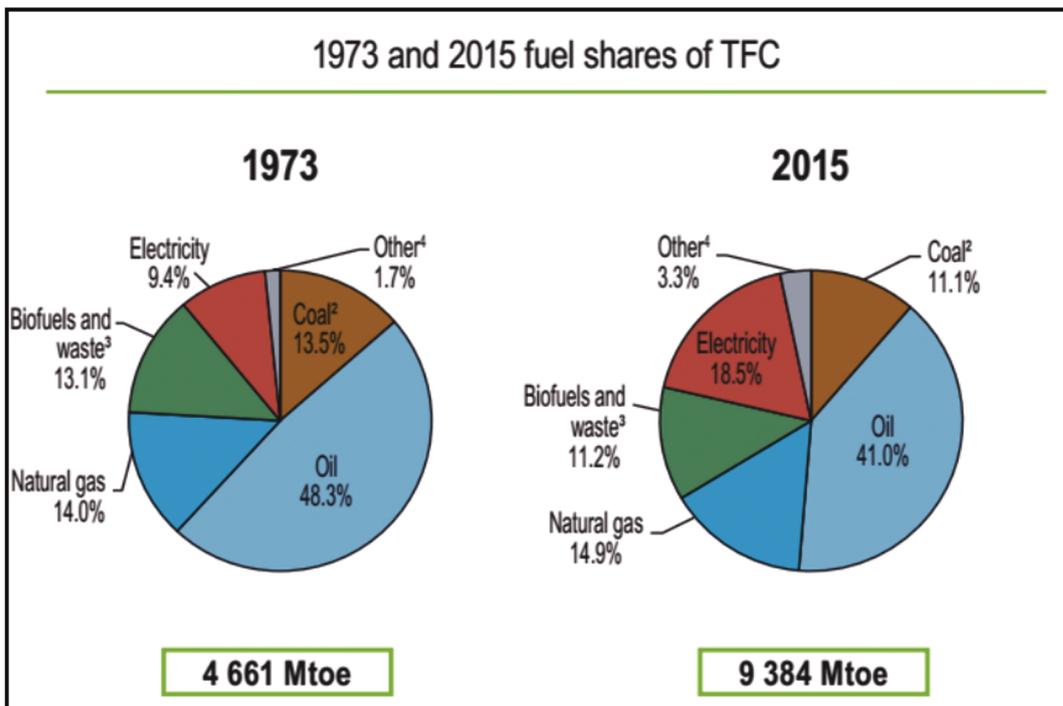


图 3.4 1971 和 2015 年能源消费结构比较

数据来源:IEA2017 能源发展报告

3.2 各能源在不同领域的消费状况

由于不同能源在技术发展,充沛程度,能源性质,利用便利程度的差异,使得各能源技术在不同领域中的使用存在明显的区别。同时相关能源技术的进步也让不同领域使用各能源技术出现较大的转变,如汽车发动机的转变,使得煤炭在交通运输中所占的比例急剧减少。

3.2.1 煤炭

根据数据显示,1971年至2015年来,由于相关能源技术的进步,以及更加注重能源效率的问题,煤炭更多的用于石化制品,提高煤炭的使用效率;由于发动机的技术进步,煤炭使用逐渐推出了交通运输业;其他能源技术的出现以及进步,在生活使用以及住宅供暖也不再以使用煤炭为主;而在钢铁冶炼方面煤炭使用比例则进一步上升。

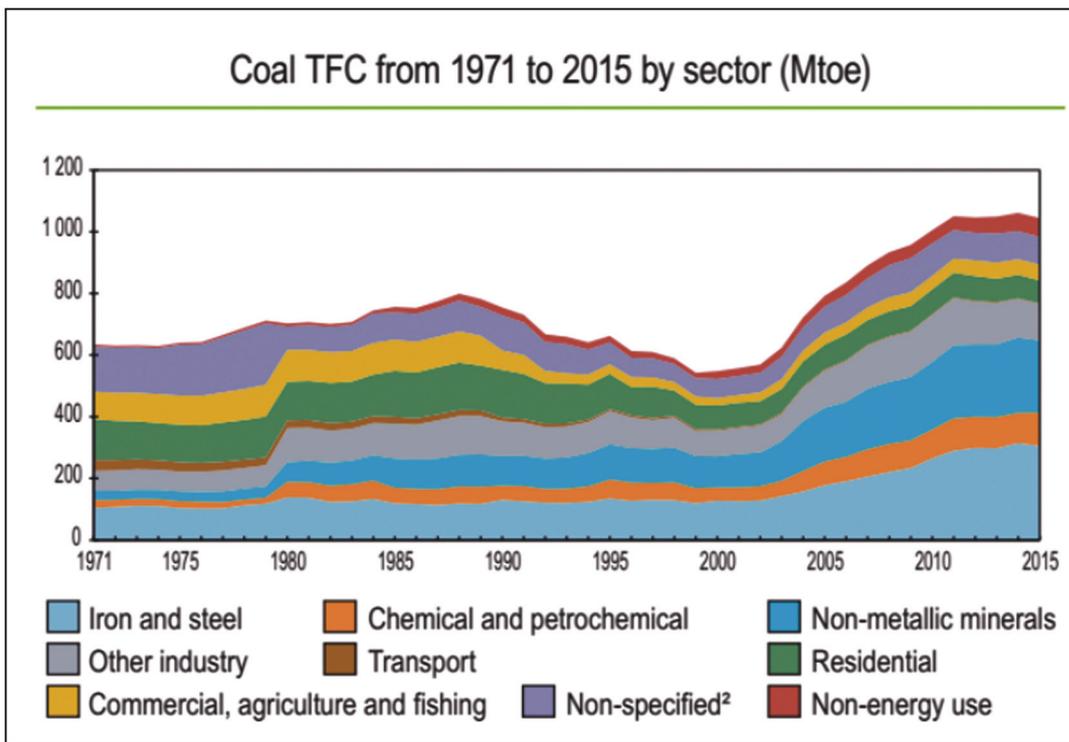


图 3.5 1971—2015 年煤炭在不同领域的消费情况

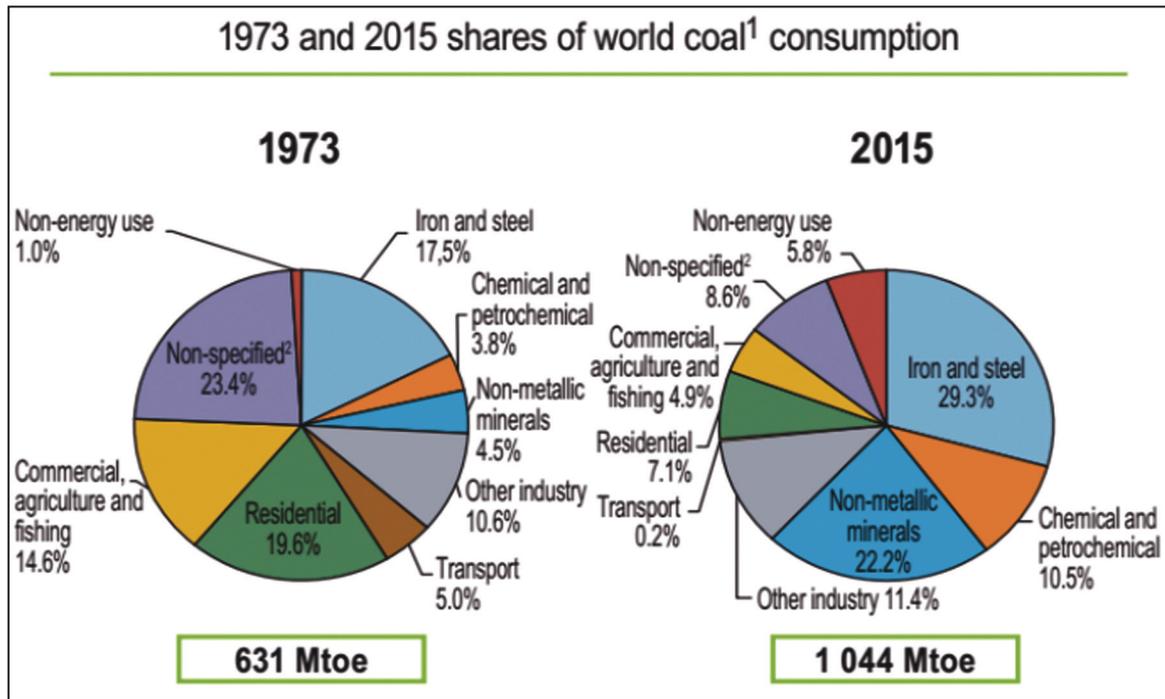


图 3.6 1971 和 2015 年各领域的煤炭消费情况比较

数据来源: IEA2017 能源发展报告

3.2.2 石油

伴随着电力的广泛运用,石油能源在不同领域的角色也发生着巨大的改变,在催化裂化,加氢裂化等一系列技术的进步中,以及更加清洁高效能源技术的发展,石油逐步不直接利用在能源使用上,在工业使用上的比例也有所下降,家用住宅也不再使用煤油灯等进行照明和供暖。更大的比例用于公路建设,以及非能源使用上。但在交通运输上,伴随着航空业的发展以及其他能源技术的局限性,石油在航空业的使用比例仍然有所上升。

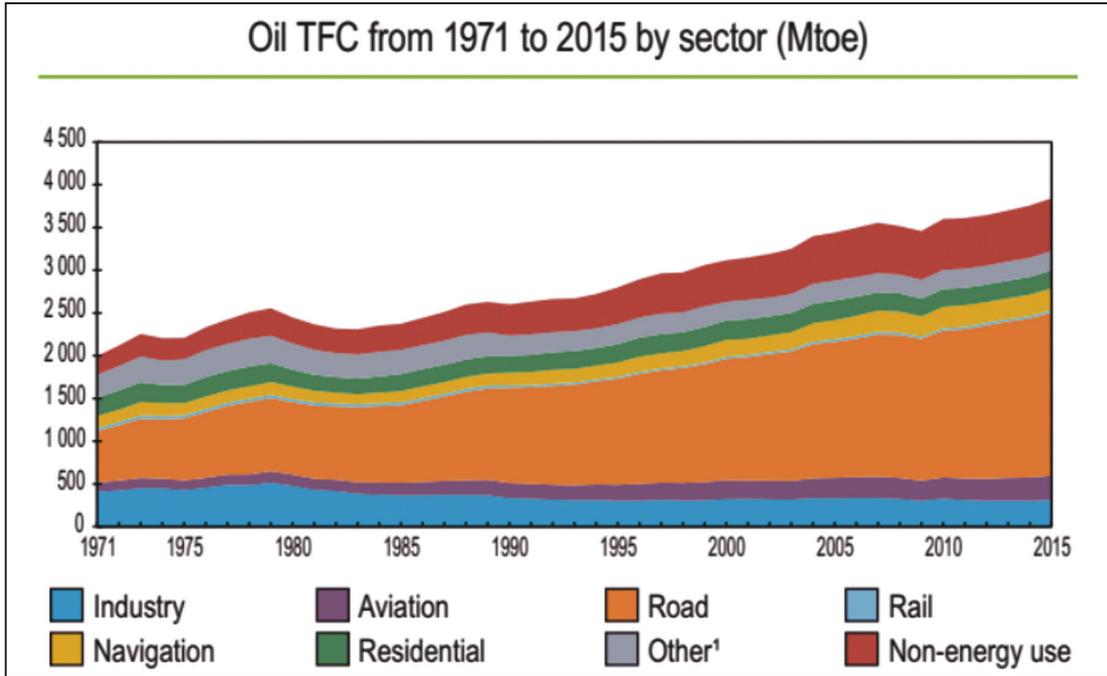


图 3.7 1971—2015 年石油在不同领域的消费情况

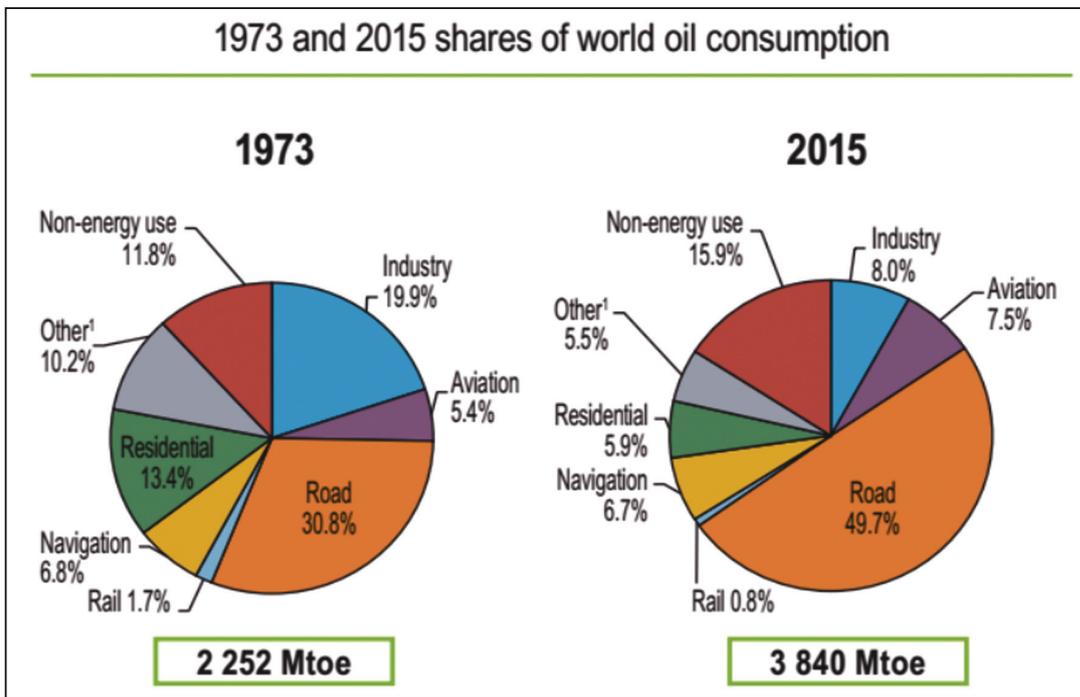


图 3.8 1971 和 2015 年各领域的石油消费情况比较

数据来源:IEA2017 能源发展报告

3.2.3 天然气

作为较清洁的能源,天然气逐渐成为建筑业最为广泛使用的能源之一。随着管道运输技术的成熟,以及公众的环保意识的加强,天然气近些年成为了家用供暖,做饭,乃至照明的选择,以至天然气在住宅领域的使用比例持续攀升。在交通运输上由于相关发动机技术的进步,新能源汽车也在快速发展,天然气在交通业的使用比例也在稳中提升。随着合成油工艺技术的发展天然气在相关非能源利用上的比例也在进一步的提升。

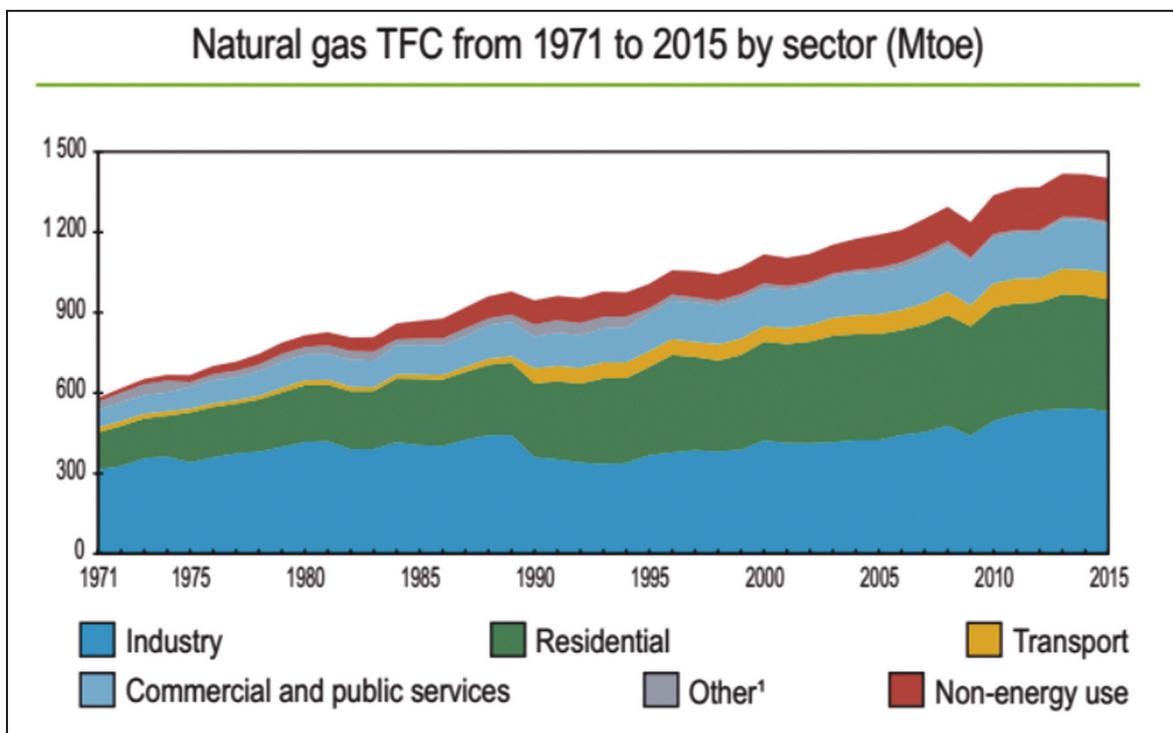


图 3.9 1971—2015 年天然气在不同领域的消费情况

3.2.4 电能

随着电力技术的进步,带来电能的广泛使用,从上世纪八十年代起,电力的使用总量显著上升,已经成为了最重要的能源技术之一,电器的普及使得住宅用电的比例也持续走高,商业和公共服务以及离不开电力的使用,在交通运输方面由于能源技术的进步一段时间内电力在交通业的使用比例有所下降,但在步入 21 世纪后,电池储蓄技术的进步,电动汽车的发展让电力技术在交通业的使用比例逐步回

升,并有向上增长的趋势。

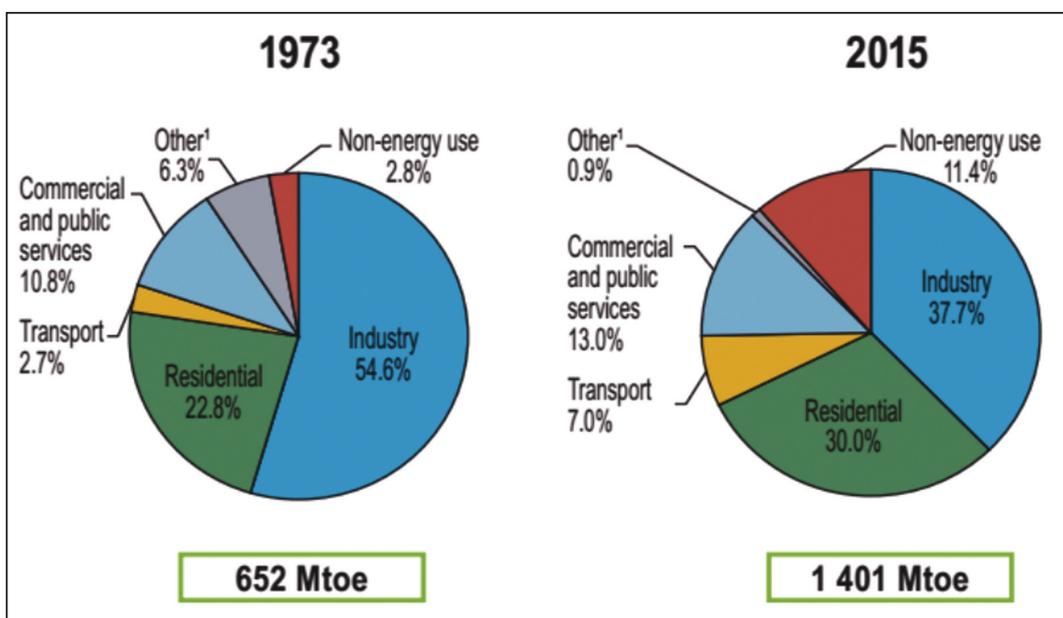


图 3.10 1971 和 2015 年各领域的天然气消费情况比较
数据来源:IEA2017 能源发展报告

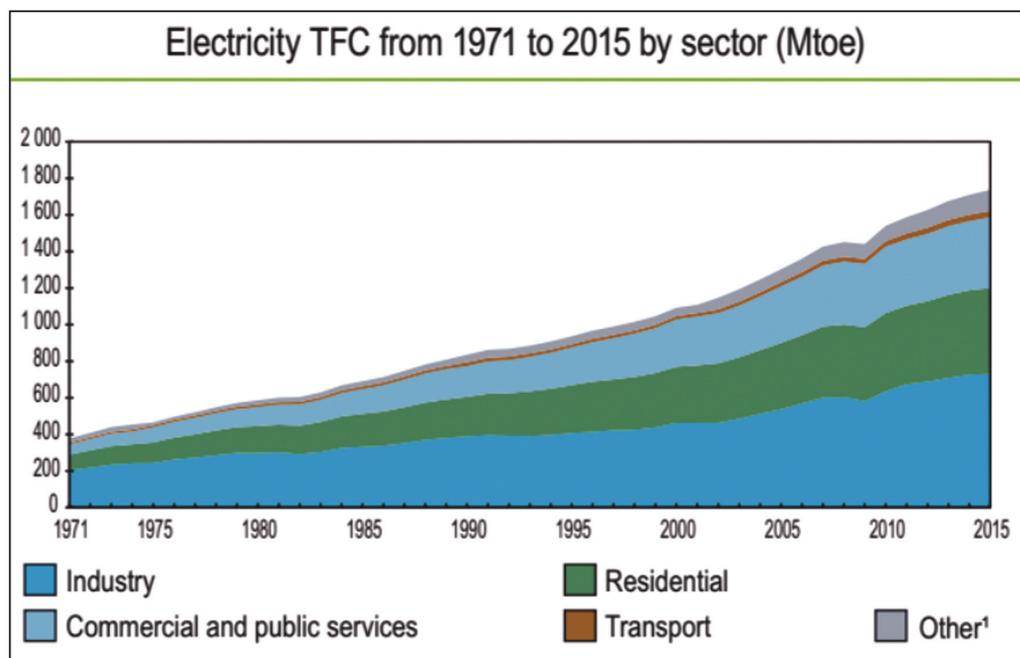


图 3.11 1971—2015 年电能在不同领域的消费情况

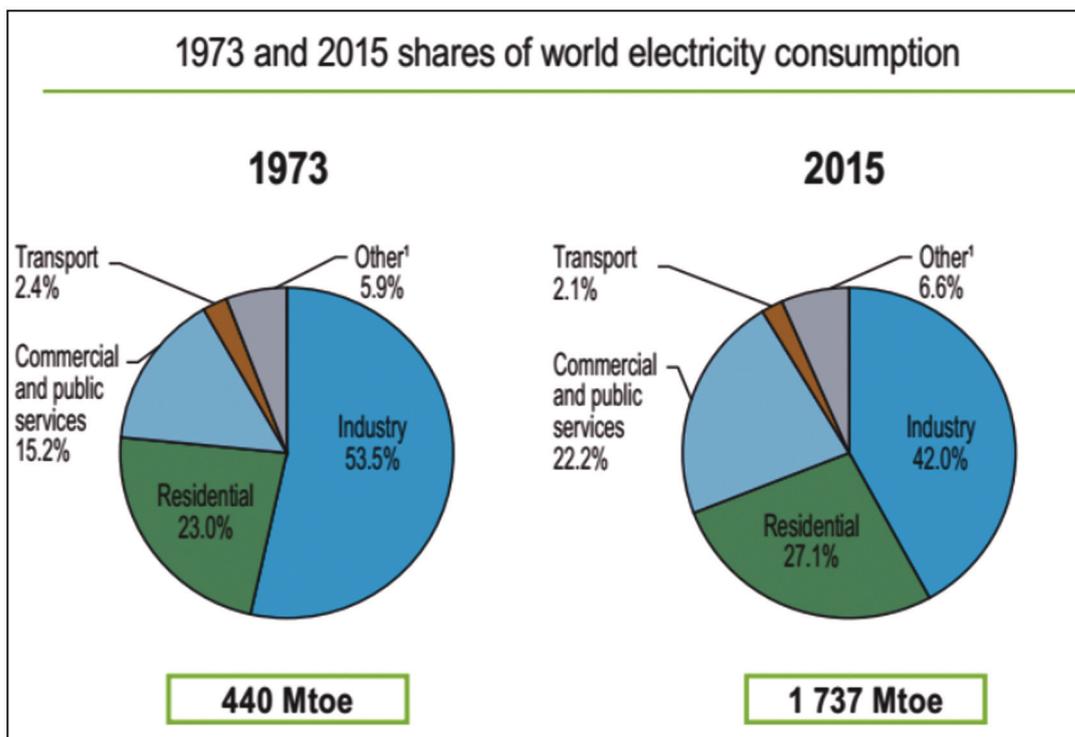


图 3.12 1971 和 2015 年各领域的电能消费情况比较

数据来源:IEA2017 能源发展报告

3.3 各能源技术在相关领域的应用

3.3.1 太阳能利用技术及其应用

太阳能热利用具有广阔的应用领域,但最终可归纳为太阳能热发电(能源产出)和建筑用能(终端直接用能),包括采暖、空调和热水。当前太阳能热利用最活跃、并形成产业的当属太阳能热水器、太阳能热发电和太阳能制冷。此外,在太阳能热泵、热推进技术等新型领域也有一定的研究与应用。

(一)太阳能热水器

热水器是太阳能热利用中商业化程度最高、应用最普遍的技术。国际上,太阳能热水器产品经历了闷晒式、平板式、全玻璃真空管式的发展。目前热水器产品的发展方向仍注重提高集热器的效率,如将透明隔热材料应用于集热器的盖板与吸热间的隔层,以减少热量损失。目前在提高集热器效率的研究领域,主要在以下几个方面取得了较大进展:

(1)透明蜂窝应用于太阳能热水器的研究。透明蜂窝是应用广泛的透明隔热材料,将透明蜂窝应用于太阳能热水器的核心部件——集热器的研究,成为目前太阳能热水器发展的一个重要趋势。

(2)真空管太阳能热水器的研究。真空管式太阳能热水器由多只真空玻璃集热管插入储水箱构成,换热原理为自然对流换热。现在,国外已经具有完备的生产制造真空玻璃管的工艺和技术,并且和 CPC 技术得到完美结合。

(3)热管式真空管太阳能热水器的设计研究。由于热管具有良好的导热性能,其形状又可随热源和冷源的条件而变化,具有很好的环境适应性,所以将热管应用于太阳能集热器将会显著提高其集热效率。

(4)应用全息技术提高太阳能热水器效率的研究。全息聚光元件兼具有会聚和色散的功能,用它来实现聚光型太阳能的转换系统不仅效率高,成本也大大地降低。

(二)太阳能热发电

目前,太阳能热发电在技术上和经济上可行的三种形式是:30—80MW 聚焦抛物面槽式太阳能热发电技术(简称抛物面槽式);0—200MW 点聚焦中央接收式太阳能热发电技术(简称塔式);7.5—25kW 的点聚焦抛物面盘式太阳能热发电技术(简称抛物面盘式)。除了上述几种传统的太阳能热发电方式以外,太阳能烟囱发电、太阳池发电等新领域的研究也有进展。

(三)太阳能制冷

实现太阳能制冷有两条途径:一是太阳能光电转换,以电制冷;一是太阳能 光热转换,以热制冷。前一种方法成本太高,应用较少,所以目前普遍采用以热制冷。太阳能以热制冷研究主要在三个方向上进行,即太阳能吸收式制冷、太阳能吸附式制冷和太阳能喷射式制冷。其中吸收式制冷和喷射式制冷都已经进入了应用阶段,吸附式制冷还处在研究阶段。由于吸收式制冷系统庞大,运行复杂;吸附式制冷则停留在实验室阶段,因此对吸收式制冷的小型化和吸附式制冷的实用化是目前研究的热点。

(四)太阳能热泵

将太阳能作为蒸发器热源的热泵系统称为太阳能热泵系统。其工作原理为:在蒸发器吸热后,其工质的高温低压过热气体在压缩机中经过绝热压缩变为高温高压的气体,经冷凝器定压冷凝为低温高压的液体,放出工质的气化热,与冷凝水进行热交换,使冷凝水被加热为热水,供用户使用。同时液态工质再经过降压阀绝

热节流后变为低温低压液体,并回到蒸发器定压吸收热源热量,蒸发变为过热蒸气,完成一个循环过程。

(五)太阳能热推进

太阳能推进可分为太阳能电推进(SEP)和太阳能热推进(STP)两大类。SEP是通过太阳电池将太阳能转化成电能,再通过电源处理系统将电能供应给各种电推力器加热工质产生推力的推进技术;STP是利用聚集的太阳能直接加热工质产生推力的推进技术。STP与电推进技术相比较,不需要电能转换、管理分配系统,从而使系统简单可靠,能量利用率高;与核火箭发动机相比,STP使用丰富廉价的太阳能,不产生粒子污染,具有较高的比冲,范围宽阔适中的推力,对同样的星际探索任务;与化学能推进型发动机相比,其有效载荷质量比提高1.36—3.4倍,有显著的质量节省。因此,STP是空间推进技术发展的重要方向。

3.3.2 生物质能利用技术及其应用

(一)生物质热化学技术

生物质热化学技术是将能量密度低的低品位能源转变成高品位能源的最直接方式。其中气化和液化技术是生物质热化学利用的主要形式。

(二)生物质直接燃烧技术

生物质在空气中燃烧是人类利用生物质能历史最悠久的、应用范围最广的一种基本能量转化利用方式,包括炉灶燃烧和锅炉燃烧技术。传统的炉灶转化效率不到10%,即使是优化的省柴灶也不过20%—25%。炉灶燃烧能量利用水平低,卫生条件差,但是在我国经济欠发达的农村特别是中西部地区仍是主要的生活用能方式。锅炉燃烧技术是更高效率的直接利用技术。

以生物质为燃料锅炉主要也是用来大规模集中发电、供热和采暖,在经济发达的欧美国家和巴西应用较多,例如奥地利Arbesthal集中供热系统,美国宾夕法尼亚州Viking木材发电厂,都是世界上成功运行的先例。目前我国在生物质燃烧发电方面技术发展相对落后,大量薪材和作物秸秆长期仅仅作为农村生活用能资源使用,利用率极低,燃烧还产生烟尘、NO_x和SO₂等污染物。

(三)生物质气化

生物质气化是开展较早且较为成熟的生物质规模化利用技术之一,不仅可以实现居民生活集中供气、供热,还能实现内燃机、燃气透平等设备的发电,是高转化效率的先进工艺。生物质气化技术起源于18世纪末,经历了上吸式固定床气化器、下吸式固定床气化器、流化床气化器等发展过程。在生物质热解气化技术方

面,欧美等国处于领先水平。其研制的生物质气化装置规模较大,自动化程度高,工艺复杂;以发电和供热为主,造价较高。

(四) 生物质液化技术

生物质液化技术可以将生物质废弃物转化为燃料油。生物燃油是替代燃料的主要来源,据预测,2050 年生物质至少能提供 38% 的燃料。美国能源部计划到 2050 年达到交通运输燃料的 30% 由生物燃油替代。生物质液化技术分为直接液化与间接液化。直接液化技术主要指热化学法生产生物油;间接液化是模仿煤基间接液化,通过费托合成制取液体燃料的技术。

3.3.3 地热能利用技术及其应用

地热能是蕴藏在地球内部巨大的自然能源,已成为 21 世纪能源发展中不可忽视的可再生能源之一,也是可再生能源大家庭中现实和具竞争力的资源之一。

(一) 地热采暖

利用地热水采暖不烧煤、无污染,可昼夜供热水,可保持室温恒定舒适。地热采暖虽初投资较高,但总成本只相当于燃油锅炉供暖的四分之一,不仅节省能源、运输、占地等,又大大改善了大气环境,经济效益和社会效益十分明显,是一种比较理想的采暖能源。地热采暖在我国北方城镇也很有发展前途。北京、天津、辽宁、陕西等省市的采暖面积逐年增多,已具有一定规模。

(二) 地热在农副业方面的应用

地热水也广泛应用于农副业生产。北京、河北等地用热水灌溉农田,调节水温,用 30~40℃ 的地热水种植水稻,以解决春寒时的早稻烂秧问题。温室种植所需热源温度不高,在有地热资源的地方,发展温室种植是促进该地区农业发展的方法之一。

(三) 应用于医疗保健、娱乐和旅游

北京地区的地热水属于中低温热矿水,富含锂、氟、氡、偏硼酸和偏硅酸等多种矿物质,有一定的医疗和保健作用。经常用热矿水进行洗浴,对高血压、冠心病、心脑血管、风湿病、皮肤病等有一定疗效。热矿水入室,会提高居民的生活质量。此外,依托温泉浴疗,可以开发游泳馆、嬉水乐园、疗养中心、温泉饭店和温泉度假村等一系列娱乐旅游项目。

(四) 地热能发电

由于热水和蒸汽的温度、压力以及它们的水、汽品质的不同,地热发电的方式也不同。常用的地热发电方式有直接蒸汽法、扩容发电方式、双工质循环地热发电

方式。

3.3.4 海洋能利用技术及其应用

(一)潮汐能

因月球引力的变化引起潮汐现象,潮汐导致海水平面周期性地升降,因海水涨落及潮水流动所产生的能量成为潮汐能。

潮汐能的主要利用方式为发电,具体地说,潮汐发电就是在海湾或有潮汐的河口建一拦水堤坝,将海湾或河口与海洋隔开构成水库,再在坝内或坝房安装水轮发电机组,然后利用潮汐涨落时海水位的升降,使海水通过轮机转动水轮发电机组发电。涨潮时,海水从大海流入坝内水库,带动水轮机旋转发电;落潮时,海水流向大海,同样推动水轮机旋转而发电。潮汐电站按照运行方式和对设备要求的不同,可以分为单库单向型,单库双向型,双库双向型,双库单向型三种。目前世界上最大的潮汐电站是法国的朗斯潮汐电站,我国的江夏潮汐实验电站为国内最大的潮汐电站。

(二)波浪能

波浪能是指海洋表面波浪所具有的动能和势能,是一种在风的作用下产生的,并以位能和动能的形式由短周期波储存的机械能。波浪发电是波浪能利用的主要方式,此外,波浪能还可以用于抽水、供热、海水淡化以及制氢等。

波浪发电的原理:利用海面波浪的垂直运动、水平运动 and 海浪中水的压力变化产生的能量发电。波浪能发电一般是利用波浪的推动力,使波浪能转化为推动空气流动的压力,气流推动空气涡轮机叶片旋转而带动发电机发电。

(三)海水温差能

海水温差能是指涵养表层海水和深层海水之间水温差的热能,是海洋能的一种重要形式。低纬度的海面水温较高,与深层冷水存在温度差,而储存着温差热能,其能量与温差的大小和水量成正比温差能的主要利用方式为发电。

温差发电的原理:海洋温差发电主要采用开式和闭式两种循环系统。在开式循环中,表层温海水在闪蒸蒸发器中由于闪蒸而产生蒸汽,蒸汽进入汽轮机做功后流入凝汽器,由来自海洋深层的冷海水将其冷却。在闭式循环中,来自海洋表层的温海水先在热交换器内将热量传给丙烷、氨等低沸点物质,使之蒸发,产生的蒸汽推动汽轮机做功后再由冷海水冷却。

(四)盐差能

盐差能是指海水和淡水之间或两种含盐浓度不同的海水之间的化学电位差

能,是以化学能形态出现的海洋能,主要存在与河海交接处。同时,淡水丰富地区的盐湖和地下盐矿也可以利用盐差能。盐差能是海洋能中能量密度最大的一种可再生能源。

盐差发电的原理:当两种不同盐度的海水被一层只能通过水分而不能通过盐分的半透膜相分离的时候,两边的海水就会产生一种渗透压,促使水从浓度低的一侧通过这层膜向浓度高的一侧渗透,使浓度高的一侧水位升高,直到膜两侧的含盐浓度相等。通常,海水和河水之间的化学电位差具有相当于 240 m 高水位的落差所产生的能量,利用这一水位差就可以直接由水轮发电机发电。盐差能发电的基本方式是,将不同盐浓度的海水之间或海水与淡水之间的化学电位差能转换成水的势能,再利用水轮机发电。

(五)海流能

海流能是指海水流动的动能,主要是指海底水道和海峡中较为稳定的流动以及由于潮汐导致的有规律的海水流动所产生的能量,是另一种以动能形态出现的海洋能。海流能的利用方式主要是发电,其原理和风力发电相似。潮流能与太阳能、风能、波浪能等可再生能源相比较,其规律性较强,能量稳定,易于电网的发电管理,因此是优秀的可再生清洁能源。

潮流发电的原理:利用海洋中沿一定方向流动的潮流的动能发电,潮流发电装置的基本形式与风力发电装置类似,故又称为“水下风车”。潮流能发电装置由水轮机和电机组成,水轮机有垂直翼和水平翼两种,视实际需要而定。当海流流过水轮机时,在水轮机的叶片上产生环流,导致升力,因而对水轮机的轴产生扭矩,推动水轮机上叶片的转动,故可驱动电机发电。

(六)近海风能

风能是地球表面大量空气流动所产生的动能。在海洋上,风力比陆地上更加强劲,方向也更加单一,据专家估测,一台同样功率的海洋风电机在一年内的发电量,能比陆地风电机提高 70%。风能发电的原理:风力作用在叶轮上,将动能转换成机械能,从而推动叶轮旋转,再通过增速机将旋转的速度提升,来促使发电机发电。我国近海风能资源是陆上风能资源的 3 倍,可开发和利用的风能储量有 7.5 亿 kW。长江到南澳岛之间的东南沿海及其岛屿是我国最大风能资源区以及风能资源丰富区。资源丰富区有山东、辽东半岛、黄海之滨,南澳岛以西的南海沿海、海南岛和南海诸岛。

3.3.5 核能利用技术及其应用

(一)在基础研究中的应用

各种射线和粒子束与物质相互作用会使入射的初级射线和粒子的状态或参数发生变化,在有些情况下还会产生次级射线和次级粒子。这些变化和次级发射在很大程度上取决于靶物质本身的组成、结构和特性。因此,对于物理、化学、生物、地质、考古等学科所研究的各种实体与物质,射线与粒子束技术亦是有力的分析手段。通常我们将这类技术统称为核分析技术。核分析技术主要包括活化分析技术、离子束分析技术和超精细相互作用核分析技术三大类。

(二)在工业中的应用

核技术的工业应用始于 20 世纪 50 年代兴起的辐射加工。辐射加工利用 ^{60}Co 源产生的 γ 射线或电子加速器产生的电子束照射物料,可引起高分子材料的聚合、交联和降解,并可引起生物体的辐射损伤和遗传变异。辐射加工已被广泛用于制备优质电线电缆、热收缩材料、发泡材料、超细粉末、人造皮肤、高效电池隔膜、隐形眼镜等,以及木材与磁带磁盘的涂层固化、橡胶硫化、纺织品改性等领域。近年来食品辐射保鲜灭菌和医疗器具辐射灭菌也得到迅速发展。此外,随着同步辐射技术的发展,又出现了同步辐射光刻机和同步辐射精密加工技术,可以制造微型齿轮等微型零件。

(三)在医学中的应用

射线和粒子束技术在医学中主要有两个方面的应用:一个是核医学成像,另一个是肿瘤的放射治疗。核医学成像技术是目前惟一能在体外获得活体中发生的生物化学反应、器官的生理学和病理学变化以及细胞活动信息的方法,可为疾病诊断提供分子水平的信息。在分子水平实现人体成像已成为当前发展的新热点。肿瘤的放射治疗是目前肿瘤临床治疗的三大技术之一。为了保证放疗的治疗质量,保护病人的安全,加强对放疗设备的质量控制是一个重要发展趋势。同时,发展放疗计划软件、利用医学影像对治疗情况进行监督、在放疗后对病人接受的剂量场分布进行重建并和治疗计划进行比较等工作都是十分重要的。

(四)在农业和环境保护中的应用

辐射诱变育种技术是核技术农业应用的主要领域,业已取得了巨大的经济效益。据 2000 年统计,全世界育成新品种已超过 2000 个。辐射加工技术可用于农产品的保存,如谷物杀虫抑制发芽等。昆虫辐射不育防治技术是现代生物防治害虫方法中惟一有可能灭绝害虫的有效手段,在防治农作物病虫害方面已开始发挥作用。在环境保护方面,辐照技术是三废处理的有力手段。发电厂和供热锅炉排

入大气的 SO_2 和 NO_x 是环境污染的主要原因之一。在待排放的烟道气中喷入氨水并进行电子束辐照,脱 SO_2 率可达 95%,脱 NO_x 率可达 80%,且其副产品可做化肥。进一步的研究表明,电子束辐照烟气还可以达到减排 CO_2 的效果。对污水进行辐照处理不但可以消毒,还可以同时清除聚合物杂质,降低有机氯含量。辐射技术还可用于处理活性污泥和医院废物。此外,核分析技术在环境检测评价中也有重要应用。

3.4 能源技术综合运用的代表分析——分布式能源

分布式能源技术是未来世界能源技术的重要发展方向,它具有能源利用效率高,环境负面影响小,提高能源供应可靠性和经济效益好的特点。近年,美国和加拿大、英国、澳大利亚、丹麦和瑞典、意大利等国的相继发生的大停电事故,深刻说明传统能源供应形式存在着严重的技术缺陷,随着时代的发展,特别是信息社会的发展,已经不可能继续支撑人类文明的发展进程,必须加快信息时代的新型能源体系的建立,分布式能源是该体系的核心技术。中国人口众多,自身资源有限,按照能源利用方式,依靠自己的能源是绝对不可能支撑 13 亿人的“全面小康”,使用国际能源不仅存在着能源安全的严重制约,而且也使世界的发展面临一系列新的问题和矛盾。中国必须立足于现有能源资源,全力提高资源利用效率,扩大资源的综合利用范围,而分布式能源无疑是解决问题的关键技术。

分布式能源技术的基础科学主要在以下几个方面:动力与能源转换设备;一次和二次能源相关技术;智能控制与群控优化技术;综合系统优化技术;资源深度利用技术。

3.4.1 动力与能源转换设备

动力与能源转换设备,主要是指一些基于传统技术的完善和新技术的发展。

(1)小型燃气轮机——在小型航空涡轮发动机技术的基础上,实现地面发电和供热的联产技术。目前中国在这一技术上已经可以开发相应产品,主要的问题是需提高设备的能源转换效率,提高可靠性,延长设备检修周期,提高设备的自动智能控制水平;

(2)微型燃气轮机——这是基于汽车发动机增压涡轮技术的延伸,关键技术在于精密铸造和烧结金属陶瓷转子,空气或磁悬浮轴承,高效回热利用技术,永磁发电技术,可控硅变频控制技术等。由于技术层次并不高,其中许多项目已经有专家在研究,只要国家真正重视,中国完全可以赶超世界先进水平;

(3)燃气内燃机——内燃机技术对于中国已经非常成熟,但是燃气内燃机的制造水平与国际先进设备还存在比较大的差距,主要是转换效率、排放控制、电子控制和设备大修周期等,此外,国外正在发展的预燃、回热、增压涡轮技术,以及电子变频等技术,都是发展的重要方向;

(4)斯特林发动机——外燃式斯特林技术中国已经有了比较大的突破,上海711所已经可以生产该技术的产品,目前主要是提高设备可靠性和发电效率,以及自动化控制水平;

(5)燃料电池——该技术有质子交换膜、固体氧化物、熔融硅酸盐和氢氧重整等多种技术方式,该技术应用极为广泛,污染极小,而且可以同燃气轮机技术整合,发电效率将可能达到80%,是未来最具有发展价值的技术;

(6)微型蒸汽轮机——蒸汽轮机是非常传统的技术,但是利用一部噪音小、振动小、运行方便可靠的小型蒸汽轮机代替热交换器,将其中一部分能量转换为价值较高的电能,或者利用蒸汽管网中较低品位的蒸汽为制冰机组提供低温冷能,可以更好地利用蒸汽中的能量;

(7)微型水轮机和微型抽水蓄能电站——小型、微型水轮机组不仅可以在任何有水位落差的地方使用,而且可以广泛利用在分布式能源项目上。利用自来水管网的水能压力,或者建筑物可能产生的落差进行发电,并在用电低谷进行抽水蓄能,新型的微型水轮发电机组将何以采用电子变频控制技术,调整电能品质;

(8)太阳能发电和太阳热发电——利用太阳能的发电技术,关键是降低成本,同时需要研究与其他能源利用方式和载体进行整合,将太阳热发电与沼气利用整合,将光伏电池与建筑材料整合,利用光导纤维与照明技术整合等等;

(9)风能——风力发电是世界能源发展的一个重要方向,在大型风场大量利用大型风机发电将何以代替现有的火力发电系统,但是对于居住分散的用户小型高效的风力发电系统更加具有普及意义,小型风力发电系统主要需要解决的是成本、可靠性和蓄能问题;

(10)余热制冷系统——利用动力机产生的余热供热制冷是分布式热电冷三联供系统的重要环节,尤其是制冷,可以采用吸收式制冷,也可以采用吸附式,以及余热——动力转换——低温制冷等技术,这些技术均比较成熟,关键是系统的集成和提高效率,以及降低造价等问题;

(11)热泵——利用地源、水源和其他温差资源的能源利用技术,重点在于提高效率 and 增强于其他能源利用技术的整合能力;

(12)能量回收系统——诸如将建筑物内电梯下行、汽车制动、自来水减压等能量回收的技术以及应用设备的研发。

3.4.2 与分布式能源系统相关的一次和二次能源相关技术

(1)天然气系统的优化利用,以及管道输送技术;

(2)液化天然气的生产和利用——分散化的液化天然气生产技术可以充分利用石油开采中的伴生气资源,减少温室气体排放,提高资源的综合利用率,液化天然气利用中对于冷能的有效利用可以有效节能等等,在液化天然气利用中,将产生大量的新课题;

(3)煤层气和矿井瓦斯利用,世界上可能有 60%以上的矿工是死在中国的矿井里,而瓦斯爆炸是元凶之一,减少矿工死亡和提高煤层气和矿井瓦斯资源的利用有着密切关联,利用煤层气和矿井瓦斯发电等技术不仅可以挽救无数矿工的生命,还能有效减少温室气体排放,缓解全球变暖问题;

(4)可燃冰——存在于海底和高寒地区的天然气水化合物是人类未来的主要能源,它是为分布式能源系统提供燃料的重要途径;

(5)煤地下气化——中国目前有 100 亿吨以上的煤炭资源在开发过程中被遗弃在地下,如何利用可控地下气化技术将其变为气体燃料回收利用是中国煤炭工业的重要课题;

(6)地热——利用和开发地热资源,将地下低品位热能转换为高品位的电能或冷能是技术的关键;

(7)深层海水冷能——利用沿海深层海水的低温资源,解决沿海城市的制冷问题,并降低城市热岛效应;

(8)水能——利用水利资源,特别是小型水电设施解决农村以水代柴,保护植被;

(9)沼气——利用城市垃圾、农村废弃物资源等进行发电或热电联产,减少温室气体排放,提高资源综合利用水平;

(10)甲醇——利用煤等矿物资源生产甲醇,以代替石油。甲醇可以满足燃料电池对氢的需要;

(11)乙醇——利用植物资源生产乙醇,以代替石油和其他矿物燃料,乙醇可以作为燃料直接使用,也可以作为燃料电池的氢分离的原料;

(12)氢——对于氢的利用将决定人类的未来,如何从水中低成本地重整氢气将是技术的关键;

(13)压缩空气——利用低估电力或其他能源生产高压空气,作为汽车和其他动力设备,以及分布式能源的动力源,主要解决高增压比压缩技术、设备小型化、材料和效率等问题。

3.4.3 智能控制与群控优化技术

(1)分布式能源机组和系统自身的智能化控制——解决设备“无人职守”问题,能够根据需求进行调节,自动跟踪电、热、冷负荷;

(2)分布式能源与载体的信息互动——解决分布式能源系统成为智能化建筑的一个组成部分,与建筑系统的需求进行优化整合,提高建筑的能源可靠性和节能性;

(3)分布式能源机组的联合控制——分布式能源采用模块化组合设计,需要对模块组合联合控制,根据需求变化进行智能调节,决定每一模块的运行状态和模块之间的调节优化关系;

(4)远程遥控——通过电话线、因特网、无线网络和电源线对设备进行远程监视控制,需要解决安全和协议统一等问题;

(5)群控优化——根据一个区域内各种用户对于电力、热力、制冷等需求的变化,以及燃料、气温变化趋势、蓄能量库存等等因素,优化控制各个用户的分布式能源系统,以及公共能源系统,进行多系统容错优化,减少冗余,提高各系统的安全性和需求适应性,降低造价,提高效率;

(6)智能电网技术——必须建立电网信息化管理系统,对于电网特别式近用户低压供电电网的信息化控制,流量平衡控制、网内分布式能源智能管制系统、智能保护系统等;

(7)信息化计量与结算系统——建立网络化能源系统的各种能源产品和各个用户与分布式能源设施拥有者之间、各时段间根据预约定价进行计量和结算的智能系统;

(8)自动信息发布系统——对于用户与临近用户能源使用状态、用户与临近用户的分布式能源系统伺服状态、以及燃料系统和公共能源供应系统的运行状态信息进行发布,以便智能化建筑、用户能源管理系统、分布式能源设施、储能设施、设备运行服务机构、以及燃料供应者和公共电网能够根据每一信息源所发布的实时信息进行状态优化调整,实现资源共享。

3.4.4 综合系统优化技术

(1)多种能源系统整合优化——将各种不同的能源系统进行联合优化,例如:

将分布式能源与传统能源系统整合后,进行联合优化;或者,将分布式能源系统与冰蓄冷系统整合并进行联合再优化,将微型燃气轮机与热泵系统整合优化,以及太阳能与分布式系统的优化整合等等,达到取长补短的目的,充分发挥各个系统的综合优势;

(2)将分布式能源与交通系统整合优化——利用低谷电力为电动汽车蓄电或燃料电池汽车储氢等,将燃料电池和混合动力汽车作为电源形成随着人流移动的电源和供水系统。实现节约投资经费,降低高技术产品使用成本等目的;

(3)分布式能源系统电网接入研究——解决分布式能源与现有电网设施的兼容、整合和安全运行等问题;

(4)储能技术——通过蓄能技术的开发应用,解决能源的延时性调节问题,提高能源系统的容错能力,其中包括蓄电、蓄热、蓄冷和蓄能四个技术方向。蓄电包括化学蓄电:电池;物理蓄电:飞轮和水能、气能储热包括项变储热、热水、热油和蒸汽等多种形式。储冷:冰和水。储能包括物理蓄能:机械储能、水蓄能、以及记忆金属蓄能等多种方式;

(5)地源蓄能技术——利用地下水和土壤将冬季的冷和夏季的热蓄能储存,进行季节性调节使用,结合热泵技术进行直接利用,减少城市热岛效应;

(6)网络式能源系统——互联网式的分布式能源梯级利用系统是未来能源工业的重要形态,它是由燃气管网、低压电网、冷热水网络和信息共同组成的用户就近互联系统,复合网络的智能化运行、结算、冗余调整和系统容错优化;

3.4.5 资源深度利用技术

(1)天然气凝结水技术——利用天然气燃烧后的化学反应结果回收水,解决部分城市水资源紧缺问题;

(2)将分布式能源与大棚结合的技术——将分布式能源系统发电设备排除的余热、二氧化碳和水蒸汽注入大棚,作为气体肥料和热源,解决城市绿化和蔬果供应,同时减少温室气体和其他污染物排放问题;

(3)利用发电制冷的冷却水生产生活热水的技术——利用热泵的技术,将低品位热源转换为较高品位的生活热水,减少能源消耗;

(4)空调系统废热回收技术——发展全新风空调系统中有效利用回风中的余热和余冷,减少能耗;

(5)污水水源热泵系统——利用生活污水中的热量;

(6)小型生物质沼气生产技术——利用民用设施污水、垃圾和大棚废弃生物质

就地生产沼气的技术。

就全世界来看,能源利用率越高、环境保护越好的国家,对于发展分布式能源技术的推广应用就越热衷,支持政策越明确。具体而言发展分布式能源的重要意义主要有以下几方面:第一,经济性。由于分布式能源可用发电的余热来制热、制冷,因此能源得以合理的梯级利用,从而可提高能源的利用效率(达70%、90%)。由于分布式电源的并网,减少或缓建了大型发电厂和高压输电网,缓建了电网而节约投资。同时,使得输配电网的潮流减少,相应的降低了网损。

第二,环保性。因其采用天然气做燃料或以氢气、太阳能、风能为能源,故可减少有害物的排放总量,减轻环保的压力:大量的就近供电减少了大容量远距离高压输电线的建设,由此不但减少了高压输电线的电磁污染,也减少了高压输电线的征地面积和线路走廊,减少了对线路下树木的砍伐,有利于环保。

第三,能源利用的多样性。分布式发电可利用多种能源,如清洁能源(天然气)、新能源(氢)和可再生能源(风能和太阳能等),并同时为用户提供冷、热、电等多种能源应用方式,因此是解决能源危机、提高能源利用效率和能源安全问题的一种很好的途径。

第四,调峰作用。夏季和冬季往往是负荷的高峰时期,此时如采用以天然气为燃料的燃气轮机等冷、热、电三联供系统,不但可解决夏季的供冷与冬季的供热需要,同时也提供了一部分电力,由此可对电网起到削峰填谷作用。此外,也部分解决了天然气供应时的峰谷差过大问题,发挥了天然气与电力的互补作用。

第五,安全性和可靠性当大电网出现大面积停电事故时,具有特殊设计的分布式发电系统仍能保持正常运行,由此可提高供电的安全性和可靠性。

四、能源技术进展与经济的关系分析

4.1 能源技术进展对美国经济结构的影响分析

1973年,美国国内主要能源生产的结构是:煤占22%,天然气占35%,石油占30.6%。但是到2015年美国国内主要能源技术结构已经演变为:石油占比最大达到36%,其次是天然气占比29%,煤炭占16%,核能9%,各类可再生能源占10%。总体而言,化石能源仍占81%,非化石能源占19%。这一能源技术结构除了核能和可再生能源的发展外,其它各种资源于能源技术结构中的位置并未发生较大变

化,因此可见美国能源技术结构在 40 多年里并未做出特别大的调整。但由于世界能源日趋紧张,美国也努力地发展科技含量较高的清洁能源技术。不过总体上来讲,美国对能源的生产结构与消费结构的调整主要集中在对煤碳资源的开发与利用上,其次是新能源。能源的生产与消费基本上保持了一致。

在能源结构进行调整的同时,1993 年后美国开始了大规模的经济结构调整。把发展高技术作为美国经济结构的龙头,力图使以信息技术为主的高技术在美国产业结构调整中发挥重大的作用,以提高美国工业品在世界市场上的竞争力,为重振美国经济铺平道路。产业结构的变化主要体现在:三大产业结构的优化;以信息产业为代表的高新技术产业的迅速发展;工业内部结构的合理调整。经过一系列的调整后第一产业与第二产业比重逐步下降,第三产业不断增长,尤其是服务业已经占到 GDP 的三分之二以上。高新技术产业发展迅速,成为美国经济支柱。与此同时各传统工业部门的技术改造也大大加快。

在美国的能源技术与经济结构调整下经济增长出现了相应的变化,经济增长迎来黄金时期。这一阶段的美国能源经济结构的调整可以说用同样的资源获得了更快的经济增长。其以科技信息为主导的能源经济结构的调整表明其能源经济结构的适度性已经发展到很高阶段,两种结构的拟合程度也相对较高。正是这些因素才使得能源与经济结构对经济的增长起到了极大的推动作用。不过,从能源结构、经济结构的调整效率看,经济结构的适度性要高于能源结构。

4.2 能源技术进展对欧盟经济结构的影响分析

欧洲传统能源储量有限并且分布不均衡,煤炭主要分布在德国、英国、波兰等国,石油和天然气主要分布在英国北海、挪威和荷兰,其他国家不仅煤炭资源很少,石油和天然气更是需要进口。20 世纪 70 年代爆发过两次全球性能源危机,欧洲国家受到的影响最深。由于欧洲国家的石油主要依靠进口,国际石油价格的攀升导致欧洲国家出口产品价格竞争力下降,转而影响到经济增长和就业扩大。而且,欧洲国家的石油和天然气主要来自俄罗斯和海湾地区,上述地区形势的持续动荡严重威胁到欧洲国家的能源安全。这种困局时至今日仍未完全摆脱。例如,2011 年,欧盟 28 国能源对外依存度仍达到 53.8%,其中对煤炭的依存度为 62.3%、对石油的依存度为 66.7%、对天然气的依存度为 66.7%。因此,欧盟国家仍未完全打破传统能源短缺的困局,发展新能源可能是最重要的选择。

另外,欧盟国家传统产业结构比重高,在一定程度上拖累了整体经济增长。从

20 世纪 90 年代开始,欧盟在某些关键的新兴产业的发展方面就落后于美国和日本,并为此付出了沉重的代价。欧盟国家在积极寻找能够支撑未来经济增长和就业的新的产业集群,考虑到欧洲在能源技术上的优势,积极发展新能源产业成为一种必然的选择。从欧盟统计数据看,新能源产业目前在 GDP 中的比重还较低,但对 GDP 增长的净贡献率却高于传统能源产业。因此,新能源产业不仅能够为经济增长注入新的活力和创造大量新的就业岗位,而且能够保持欧盟国家能源技术领域的竞争优势。

最近 10 年来,在政策的大力扶持下,欧盟新能源产业发展迅速,已经形成了以风能、太阳能光伏、生物质能为核心的新能源产业。目前采用新能源技术且较有前途的产业部门有新能源汽车制造和新能源建筑业。

4.3 能源技术进展对中国经济的影响分析

进入 21 世纪以来,世界各国的政治、经济、文化实力排名不断刷新,全球经济纽带愈发紧密,合作成为了主旋律。当于此时,为了国家间的协同发展、互利共惠,中国新一届政府领导人提出了“一带一路”战略,旨在推动亚欧非各国建立起更为紧密的联系,提升沿线地区整体的经济社会发展水平。

能源合作中所涵盖的能源包括,煤炭、石油、天然气等化石能源,以及核能、风能、水能、太阳能、地热能、海洋能、生物质能等非化石能源。推动经济社会发展是中国和周边各国面临的重要任务,各国在资源禀赋、资金、技术等方面互补性强,且在油气资源合作方面均有很大潜力。能源基础设施建设、勘探开发、贸易、道路与管线运输、运输安全、冶炼加工、营销渠道等上中下游环节,均可以成为中国与周边各国的合作领域。市场和产业合作可将各方利益捆绑在一起,中国与周边各国在能源产业各环节的合作,将带动整个周边地区的区域合作。“一带一路”给各国创造了合作的契机,在劳动力、资源、技术、资金、市场等要素条件各有利弊的情况下,各国都将取长补短,而中国也将在技术和资源上获得一定改善。

作为世界上最大的能源消费国,对中国来说,如何更经济、便捷、稳定的获得能源是个重要课题。当今世界油气需求疲软、国际油价持续低迷,中国可以利用市场优势换取相对廉价的油气资源,进一步加强与中亚、东亚及中东的能源合作,从而开拓海外市场。“一带一路”所经之处包括石油、天然气等化石能源的产出国,如沙特阿拉伯、哈萨克斯坦等,也包括风能、太阳能等可再生资源潜力巨大的赤道和北极地区。通过构建全球能源互联网,以能源建设带动经济合作,以能源互通带动基

基础设施建设,并通过推动智能电网在全球广泛应用、强化能源与电力技术创新,可以进一步推动“一带一路”经济带建设。目前,国家电网正在推进与俄罗斯、蒙古、哈萨克斯坦、巴基斯坦等周边国家的电网互联互通,计划到 2030 年,建成 9 项跨国输电工程,使我国年输电量达到 4810 亿千瓦时,实现节约燃煤 2.1 吨,减排二氧化硫 96 万吨的目的。与此同时,连接“一极一道”(北极、赤道)等大型能源基地,搭建全球能源配置平台,能够将海洋能、太阳能等可再生能源输送到各类用户,届时全球清洁能源将会占一次能源消费总量的 80%左右,每年可替代相当于 240 亿吨标准煤的化石能源,减排二氧化碳 670 亿吨、二氧化硫 5.8 亿吨,这将有效控制全球气温上升,并解决我国能源紧张和环境污染问题。?

技术方面,中国对于煤炭的利用率非常低,导致了能源和经济的浪费以及空气污染。通过合作可以降低获取技术的成本,对中国在节能环保领域将起到重大作用。中国亦可在合作过程中加强技术和资本的输出,在沿线国家建立炼油厂、发电厂,深入参与油气的下游产业链,以此将便于直接将部分油气资源转换为能源消费产品,推动当地经济发展,从而缓解相关国家的能源紧张的局面。并且,中国可以利用土地和市场优势开展新能源技术试点,引进与研发的同步进行,可以更充分利用新能源,从而改善中国传统的能源结构。

参考文献

- [1] Bill Colton. The Outlook for energy : A View to 2040 [EB/OL], <http://www.exxon-mobil.com>, 2014-12-09.
- [2] International Energy Agency. Key world energy statistics [EB/OL], <http://www.iea.org/>, 2017-09.
- [3] ExxonMobil. The outlook for energy: a view to 2040 [R/OL]. <http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook/introduction/a-view-to-2040>.
- [4] BP. BP Energy Outlook to 2035 (2011~2016 edition) [R/OL]. <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook-2035.html>.
- [5] IEA. World Energy Outlook 2015 ~ 2017 [R/OL]. <http://www.worldenergyoutlook.org/>.
- [6] IEA. Annual Energy Outlook 1995 ~ 2015 [R/OL]. <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>.
- [7] 中国报告网. 2017年我国能源行业变革历程、未来方向及发展趋势分析(图) [EB/OL], <http://www.chinabaogao.com>, 2017-11-20.
- [8] 全国工商联新能源商会. 全球新能源发展报告 2015 [EB/OL], <http://www.cnecc.org.cn>.
- [9] 张映红, 路保平. 世界能源趋势预测及能源技术革命特征分析 [J]. 天然气工业, 2015, 35(10): 1-10.
- [10] 郭浩, 范玉. 工业革命中能源技术的演进及其对中国的启示 [J]. 时代金融, 2014(18): 37.

分报告四

能源价格的成本影响

——基于投入产出模型的分析

张红霞^① 林 晨^② 刘 宇^③

摘要:本研究采用 1987—2012 年全国投入产出表和 2002—2012 年省际间投入产出表研究了能源价格变动对我国各产业各区域生产生活成本的影响。本研究不仅计算了能源价格变动对生产生活成本的直接影响,还从产业关联的角度计量了不同类型能源价格变动通过产业链条对生产生活成本的完全影响。结果显示,电力、原油和成品油价格变动对生产生活成本的影响较大,而煤炭和燃气相对较小。从 1987 年到 2012 年,煤炭、原油、成品油、电力和燃气等几种主要能源对生产成本的影响都呈现先下降后上升的变化趋势。同时,研究发现能源价格变化对生产成本影响的区域差异较大。

① 中国人民大学经济学院

② 中国人民大学经济学院

③ 中国科学院中国科学院科技战略咨询研究院

1、引言

能源作为社会经济发展中的强约束性资源,其价格的变化牵一发而动全身,会影响到国民经济各部门的生产成本和居民的生活成本^①。本文从如下几个层面研究能源价格变化带来的成本影响:首先,从总体上分析几类主要能源的价格对生产成本和居民(分为农村居民和城镇居民)生活成本的影响及其变化趋势;第二,从产业层面上分析主要能源价格对不同产业生产成本的影响,并分析达到其影响所需要的成本链长度;第三,从区域层面上分析几类主要能源对不同区域生产成本的影响,并从区域之间产业关联的角度研究一个区域能源价格改变对所有区域生产成本的影响。

当某种能源,例如成品油,价格提高之后,首先会导致其使用者的成本提高,即使用该能源的产业(例如交通运输服务业)生产成本提高,消费该能源的居民的生活成本提高;进一步,当成品油的产业使用者交通运输服务业生产成本提高后,会导致价格提高,从而引发使用交通运输服务的产业——例如钢铁产业的生产成本提高、价格提高,再进一步使得钢铁的产业使用者生产成本提高,等等,以此类推。当所有产业产品的价格因成本而提高之后,居民的生活成本也会进一步受到影响。也就是说,当我们分析能源价格的成本影响时,必须考虑到这种由于产业之间的生产联系带来的所有直接和间接影响^②。因此,本文主要采用能够反映能源价格的完全影响(包括直接和间接影响)的投入产出价格模型来进行分析;并采用 APL 方法分析达到完全影响所需要的成本链长度,以反映间接影响的传导出现阻隔的可能性。

2、主要能源价格对生产成本和生活成本的总体影响

从生产成本支出和居民生活消费支出中全部能源支出所占的比例来看,很显然是上升趋势,如图 1 所示。但是,分析能源价格对生产成本和生活成本的影响不能只关注这种直接的消费支出比例,必须考虑到能源价格发生变化之后所导致的

^① 林伯强,王锋. 能源价格上涨对中国一般价格水平的影响 [J]. 经济研究, 2009(12):66—79.

^② 林伯强,牟敦国. 能源价格对宏观经济的影响——基于可计算一般均衡(CGE)的分析 [J]. 经济研究, 2008(11):88—101.

一系列直接和间接的成本影响,例如原油在居民消费支出中所占比例为 0,但是原油价格变化导致成品油生产成本和价格变化,从而必然导致居民生活成本的变化。因此必须在考虑所有直接和间接影响的基础上分析其变化趋势。因此,我们采用投入产出价格影响模型来进行计算和分析,具体方法见附件 1。

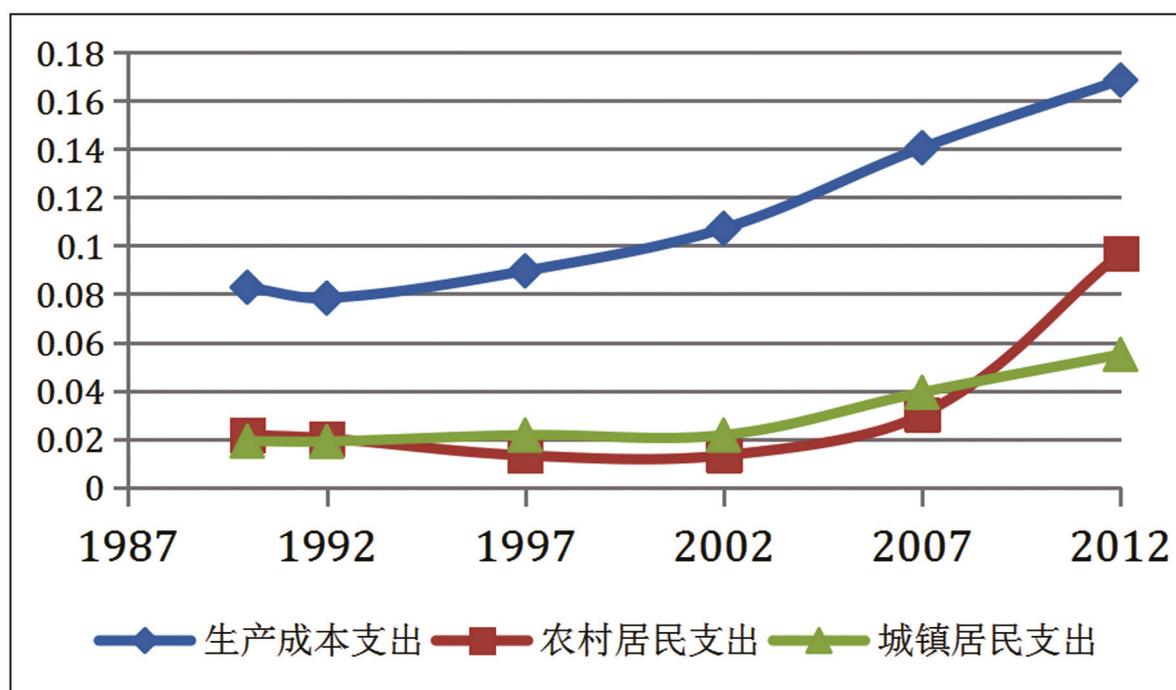


图 1 能源支出占生产成本和居民生活消费支出的比例

注:这里的生产成本支出指生产中所用的全部原材料、能源、服务等。

分析和测算的主要结果如下。(一)从所有产业产品的价格影响来看,总体上能源价格的影响相对较大,在 42 个产业中处于偏高的位置。但是不同的能源类别差异较大,其中电力、原油和成品油的影响相对更大(即所有产业中排位更靠前),而煤炭和燃气相对较小。

为了反映能源价格变化带来的成本影响在所有产业产品中的相对大小,我们计算了 42 个产业价格变化对生产成本和生活成本的影响,并分析能源影响在 42 个产业中的位置。表 1 给出了 2012 年的测算结果。

表 1

2012 年能源价格影响在 42 个产业中的排位

能源	生产成本	生活成本	
		农村	城镇
煤炭	23	17	35
原油	9	10	13
成品油	10	9	10
电力	7	11	14
燃气	25	25	30

注：表中数字是按照影响大小进行的排位序号，数字越小说明在 42 个部门中的相对影响越大。

由表 1，电力、原油和成品油的价格对生产成本的影响在 42 个产业中都居于前 10 位以内，对生活成本的影响也都居于前 15 位以内，说明这三类能源的价格对成本的影响都相对较大。煤炭价格对生产成本的影响处于 42 个部门的中间位置，对农村生活的影响相对较大，对城镇生活的影响相对较小。燃气价格的成本影响从 2012 年来看处于 42 个产业中中等偏下的位置，但是与 2007 年之前相比，其相对重要性有了非常大的提高，2007 年之前其价格的成本影响在 42 个部门中都处于末尾的位置。

(2)总体来看，煤炭、原油、成品油、电力和燃气等 5 种能源的价格对生产成本的影响都高于它们对生活成本的影响。相对而言，原油、成品油和电力的影响相对较大，煤炭和燃气的影响相对较小。

我们从能源价格变化对生产和生活成本的影响角度分析了 1990—2012 年期间主要能源价格重要性，包括煤炭、原油、成品油、电力和燃气。结果见表 2。

表 2

1990—2012 年期间 5 类能源价格对生产成本和生活成本的影响

年份	煤炭			原油			成品油		
	生产成本	生活成本		生产成本	生活成本		生产成本	生活成本	
		农村	城镇		农村	城镇		农村	城镇
1990	0.0280	0.0280	0.0207	0.0255	0.0128	0.0145	0.0344	0.0234	0.0266
1992	0.0448	0.0258	0.0215	0.0554	0.0216	0.0224	0.0562	0.0280	0.0292

续表

年份	煤炭			原油			成品油		
	生产成本	生活成本		生产成本	生活成本		生产成本	生活成本	
		农村	城镇		农村	城镇		农村	城镇
1997	0.0564	0.0235	0.0259	0.0627	0.0213	0.0238	0.0728	0.0308	0.0335
2002	0.0535	0.0252	0.0298	0.0806	0.0265	0.0310	0.0877	0.0372	0.0417
2007	0.0670	0.0267	0.0282	0.1214	0.0438	0.0527	0.1290	0.0561	0.0671
2012	0.0427	0.0429	0.0106	0.1004	0.0726	0.0689	0.0911	0.0772	0.0803

年份	电力			燃气		
	生产成本	生活成本		生产成本	生活成本	
		农村	城镇		农村	城镇
1990	0.0455	0.0329	0.0385			
1992	0.0796	0.0394	0.0436			
1997	0.0877	0.0432	0.0530	0.0013	0.0005	0.0050
2002	0.1035	0.0538	0.0707	0.0025	0.0011	0.0053
2007	0.1424	0.0689	0.0795	0.0048	0.0039	0.0061
2012	0.1372	0.0722	0.0639	0.0265	0.0279	0.0192

注：表中数字表示能源价格变化1%，生产或生活成本变化的百分比，例如1990年煤炭价格提高1%，生产成本提高0.0280%。由于1990和1992年投入产出表没有关于燃气的确切部门分类，燃气的价格重要性我们从1997年之后开始分析。

根据表2，几类主要能源的价格对生产成本的影响都高于它们对生活成本的影响。从几类能源对比来看，对生产成本影响最大的是作为二次能源的电力，例如2012年，电力价格提高一个百分点，生产成本的价格提高0.1372%。原油和成品油的价格影响也较大，煤炭和燃气价格变化对生产成本的影响相对比较小。生活成本有类似的特征，无论是农村居民还是城镇居民，原油、成品油和电力的影响相对较大，煤炭和燃气的影响相对较小。

(3)从价格影响的变化趋势来看，煤炭、原油、成品油、电力和燃气等几种主要能源对生产成本的影响都呈现出倒U型的变化趋势；煤炭和电力对城镇居民生活

成本的影响为倒 U 型的变化趋势,原油、成品油和燃气的影响则都为上升趋势;这 5 种能源对农村居民生活成本的影响都为上升趋势。

根据表 2 中给出的计算结果,我们进一步分析了 5 类能源价格对成本影响的变化趋势,见图 2—图 6。

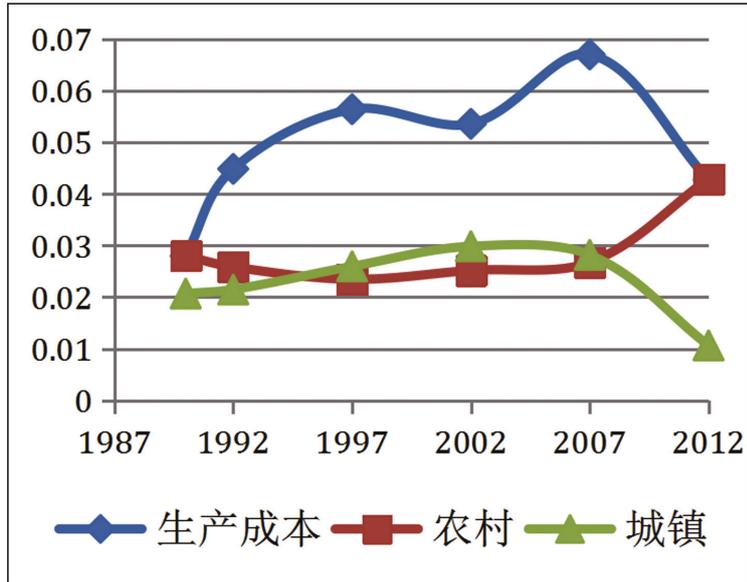


图 2 煤炭价格对生产和生活成本的影响

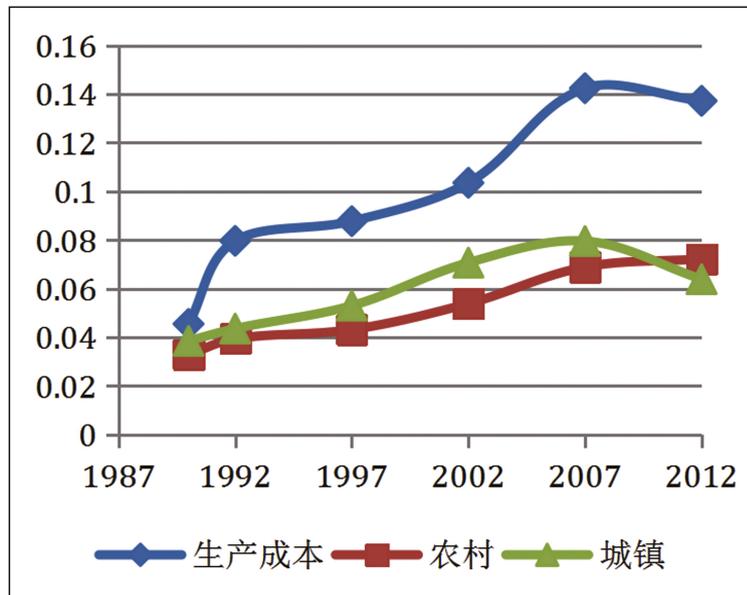


图 3 电力价格对生产和生活成本的影响

图 2 和图 3 分别给出了煤炭和电力价格对生产成本和生活成本影响的变化趋势,二者具有相似之处。可以看到,煤炭和电力价格对生产成本影响的重要性基本上都为倒 U 型,从 1990 年到 2012 年,经历了先上升后下降的过程。二者对城镇居民生活成本的影响都为倒 U 型,呈现出先上升后下降趋势,而对农村居民生活成本的影响则都保持持续上升。煤炭与电力对生产成本和生活成本的影响在变化趋势上的相似性,主要是由于我国火力发电仍然是主要的电力供应方式,后面将会看到煤炭价格上涨受影响最大的产业为电力,煤炭对生产和生活成本的影响有很大一部分是通过对电力生产的影响而产生的。

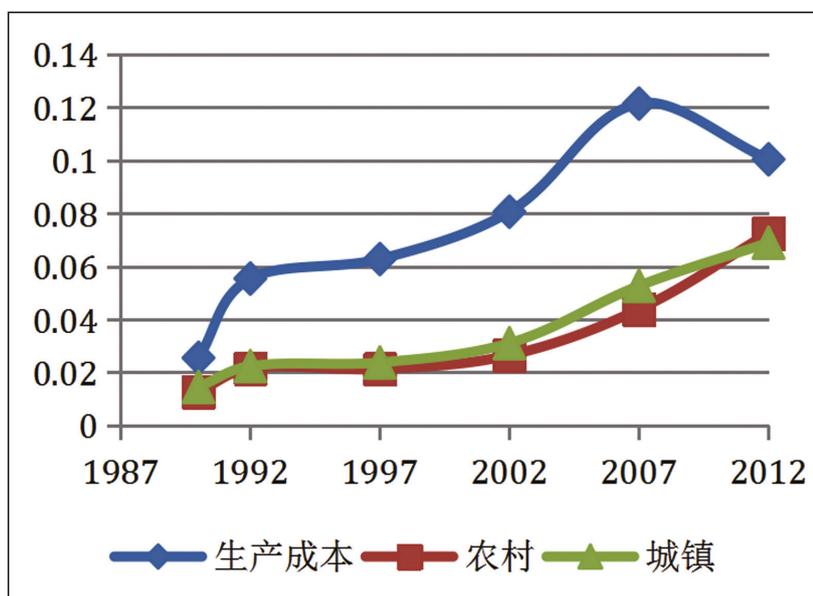


图 4 原油价格对生产和生活成本的影响

图 4 和图 5 分别给出了原油和成品油价格对生产成本和生活成本影响的变化趋势。可以看到,二者成本影响的重要性变化趋势非常一致,影响的程度也非常接近。其原因在于,原油除了作为成品油加工过程中的原材料之外,很少被其他产业和居民生活所直接使用。因此,原油价格对生产成本和生活成本的影响主要是通过其对成品油的影响而间接产生的。后面的产业分析结果显示,原油除了对成品油生产等影响较大之外,对大多数产业的影响都非常小。二者对生产成本的影响也为倒 U 型,在 1990—2007 年期间是上升的,从 2007 到 2012 年,有所下降。对生活成本的影响,无论是农村居民生活还是城镇居民生活,其影响程度都是持续上升

的,这也与居民消费结构的升级有密切关联。

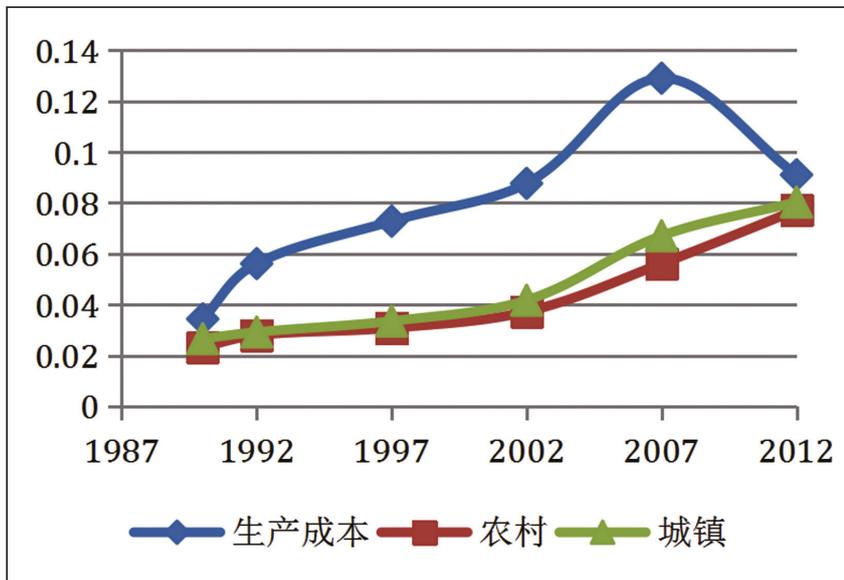


图 5 成品油价格对成本影响的重要性变化

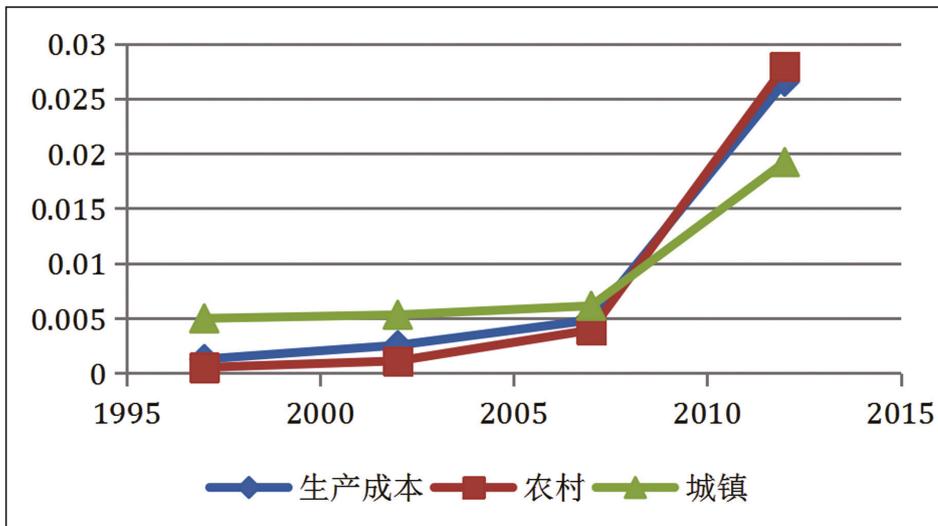


图 6 燃气价格变化对成本影响的重要性变化

燃气的价格影响变化趋势与其他 4 类能源非常不同,如图 6 所示。燃气的价格在 1997—2007 年期间,无论对生产成本还是对生活成本,其影响都没有太大变化,基本保持稳定,略有上升,并维持在非常低的水平上,其价格上涨 1%,生产成本和生活成本只提高 0.005 左右%。然而,2007—2012 年,其影响出现大幅度的提

高,价格上涨 1%,生产成本和农村生活成本的提高 0.025 以上,城镇生活成本提高 0.02%。这与能源结构中燃气的比重上升有关。

二、能源价格对不同产业生产成本的影响

我们计算了几种主要能源价格对不同产业生产成本的影响,这里主要给出 2012 年的分析结果。由于投入产出方法在分析能源价格的成本影响时,同时考虑了直接影响和间接影响,即完全影响,因此,其影响的传导是通过产业链网络结构上的直接和间接关联完成的,产生完全影响需要的产业链(这里我们称之为成本链)越短,则传导越直接,越容易达到完全影响;反之,则成本影响传导中间环节越多,就可能出现阻隔。为了反映达到完全影响的成本链长度,我们计算了每个部门受能源价格影响的平均传导长度(APL),具体计算方法见附件 1。

测算和分析的主要结果如下。

(1)从每种能源价格对各产业的影响的分布状态来看,煤炭、原油和燃气(特别是原油)具有明显的集中性,也就是说有少数几个产业所受影响较大,多数产业所受影响处于较低的水平上;成品油和电力价格的影响在各产业中的分布则相对分散,即各产业所受影响相对分散在各个区间上。

图 7—图 11 给出了 2012 年每种能源价格对各产业生产成本的影响分布情况。

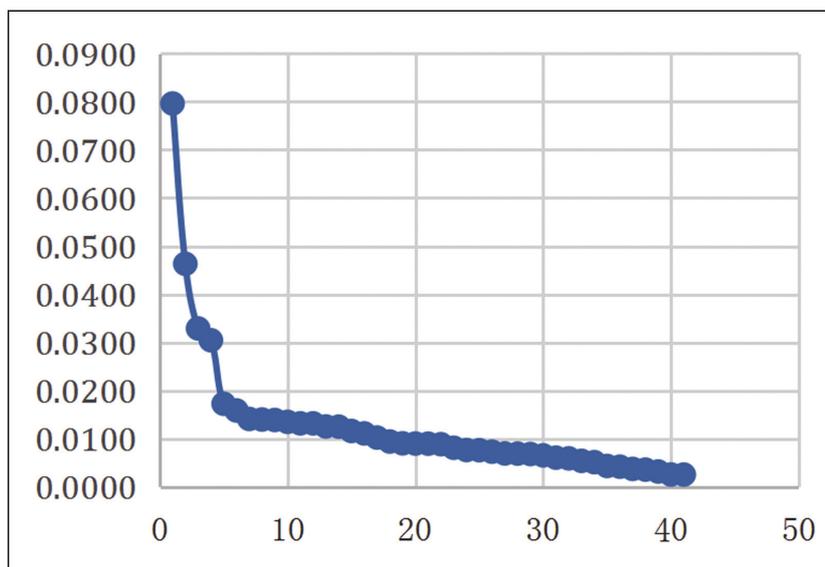


图 7 煤炭价格对各产业成本的影响

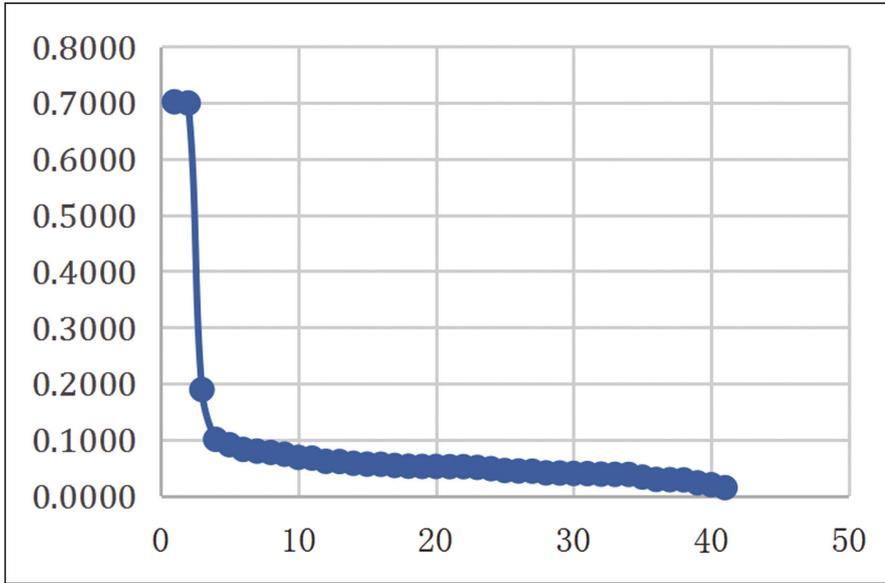


图 8 原油价格对各产业成本的影响

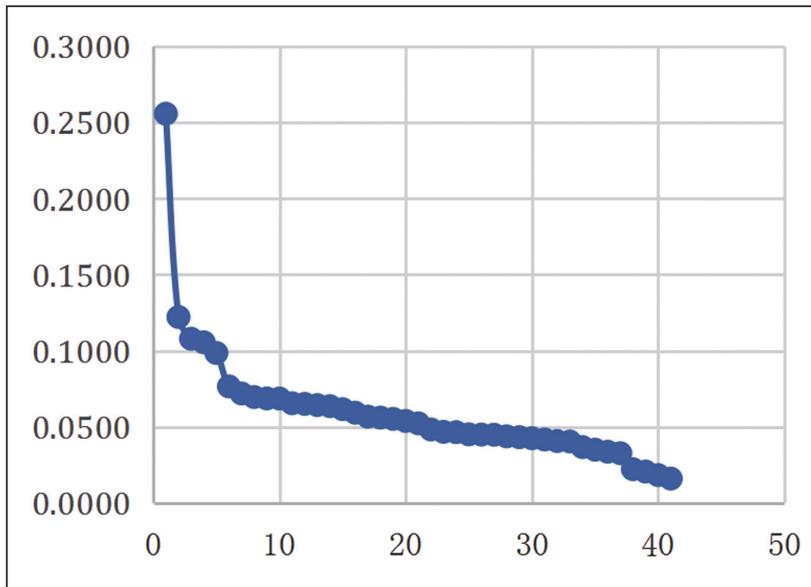


图 9 成品油价格对各产业成本的影响

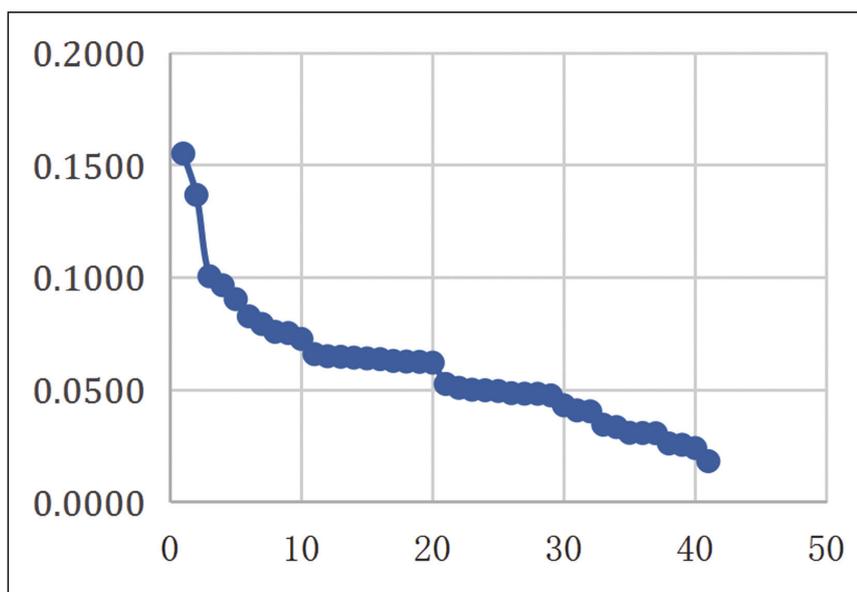


图 10 电力价格对各产业成本的影响

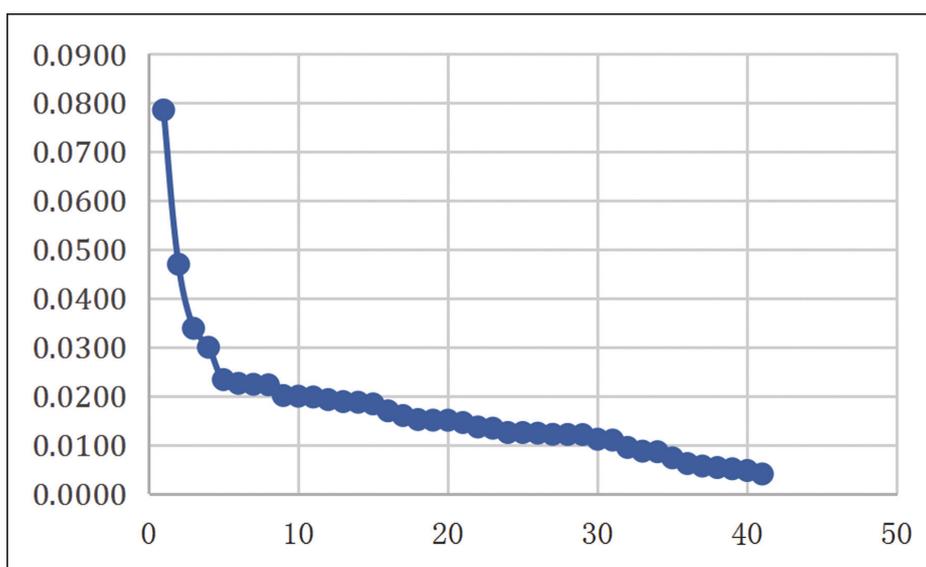


图 11 燃气价格对各产业成本的影响

可以看到,作为一次能源,煤炭和原油价格的影响在各产业间的分布具有非常显著的集中性,它们影响比较大的产业主要集中在其中某几个产业上,而多数产业所受影响都在较低的水平上,见图 7 和图 8。对于原油,除了石油、炼焦产品和核燃料加工品、燃气生产和供应以及交通运输、仓储和邮政业之外,其他产业所受的影

响都低于 0.1%，即原油价格上升 1%，大部分产业的成本上升幅度都在 0.1% 之下。对于煤炭，除了电力、热力的生产和供应业、金属矿采选业、其他制造业和非金属矿物制品业之外，其他产业所受的影响都低于 0.02%，即原油价格上升 1%，多数产业成本上涨幅度会低于 0.02%。燃气的影响在产业间的分布也具有比较明显的集中特征，电力、热力的生产和供应业和金属冶炼和压延加工业等所受影响相对较大之外，大部分产业受到的影响都在 0.02% 以下。

与煤炭和原油相比，作为二次能源的成品油和电力，其价格的成本影响在各产业之间的分布就相对均匀，其分布状态在各个等级区间的密度差异相对较小，见图 9 和图 10。对于成品油，其价格提高 1%，除了交通运输、仓储和邮政业所受影响达到 0.2557% 之外，其他产业受到的成本影响相对均匀的分布在 0.12%—0.02% 之间。对于电力，其价格提高 1%，所有产业受到的影响基本上在 0.15%—0.03% 之间较为均匀的分布。

(2) 从这几种能源对不同产业产生影响所需的成本链长度来看，总体上，煤炭、原油和燃气等价格对各产业成本影响的成本链相对更长一些，而电力和成品油的影响成本链则相对较短。

表 3 给出了 2012 年每种能源价格对各产业影响的平均成本链长度。

表 3 能源价格影响的成本链长度

能源	APL
煤炭	5.1084
原油	5.2519
成品油	4.2261
电力	3.4748
燃气	5.1332

注：APL 表示达到完全影响所需的平均步数，数字越小表示成本链越短，越不容易发生阻隔。

(3) 受煤炭价格影响较大产业为电力、热力的生产和供应业、金属矿采选业、其他制造业和非金属矿物制品业，且成本链较短；受原油价格影响较大的产业是以原油和天然气作为原材料的石油加工和燃气的生产业，原油对其他产业影响主要通过成品油的传导；而成品油价格对交通运输仓储和邮政业、非金属矿物制品业和金属矿采选业的成本影响最大，对应的成本链也较短；电力价格变化对各产业的影响程度的分布差异相对较小，在产业间的变化相对较小，成本链都相对较短；燃气价

格变化影响较大的主要是电力、热力的生产和供应业。

表 3—表 7 分别给出了 5 种能源价格影响较大前 10 个产业,以及每个产业所受影响相对应的成本链长度。

表 3 煤炭价格对不同产业的影响及相应的成本链长度

产业	所受成本影响	APL
电力、热力的生产和供应	0.0796	3.5306
金属矿采选产品	0.0463	3.0431
其他制造产品	0.0329	2.5454
非金属矿物制品	0.0305	2.7096
纺织品	0.0173	4.5954
农林牧渔产品和服务	0.0159	3.3045
食品和烟草	0.0141	4.1596
金属制品	0.0140	6.0440
金属冶炼和压延加工品	0.0139	6.7074
水的生产和供应	0.0135	5.1492
平均	0.0125	5.1084

注: APL 表示达到完全价格影响所需要的成本链的平均长度,其数值越小,所需成本链越短,越容易达到完全影响值。

上表给出了受煤炭价格影响较大的前 10 个产业。受影响最大的产业为电力、热力的生产和供应业,煤炭价格上涨 1%,其成本上涨 0.0796%。这个影响考虑到了产业之间的关联,包含了煤炭价格的直接和间接影响,是一种完全影响。金属矿采选业、其他制造业和非金属矿物制品业等也受到比较大的影响。同时可以看到,这几个产业所受影响 APL 值都比较小,说明达到完全影响所需要的成本链比较短,更容易达到。

金属制品业和金属冶炼及压延加工业虽然也受到比较大的影响,但达到其影响所需要的成本链长度都高于平均值,说明其影响更为间接,更可能因受到其他因素的阻隔而减小或延缓影响。

表 4 原油和天然气价格对各产业的成本影响及相应成本链长度

	成本影响	APL
石油、炼焦产品和核燃料加工品	0.7015	1.1655
燃气生产和供应	0.6994	1.0972
交通运输、仓储和邮政	0.1891	2.8734
非金属矿物制品	0.1004	4.1855
金属矿采选产品	0.0909	4.8211
电力、热力的生产和供应	0.0825	5.8064
煤炭采选产品	0.0795	9.8094
金属冶炼和压延加工品	0.0771	6.3877
非金属矿和其他矿采选产品	0.0739	3.4837
建筑	0.0684	5.6427
平均	0.0858	5.2519

与其他能源相比,原油的成本影响具有非常强的产业集中特征,其成本影响最大的产业是主要以原油和天然气作为原材料的石油加工和燃气的生产业,受影响分别为 0.7015 和 0.6994,远高于其他产业。并且,其对应的成本链都很短,说明原油和天然气价格变化对这两个产业的成本影响是直接的,很容易达到完全影响值。此外,交通运输仓储和邮政业、非金属矿物制品业、金属矿采选业等所受的成本影响也相对较大,对应的成本链长度高于石油加工和燃气的生产业,但低于平均值。

表 5 成品油价格对各产业的影响及相应的成本链长度

	成本影响	APL
交通运输、仓储和邮政	0.2557	1.6328
非金属矿物制品	0.1222	2.8323
金属矿采选产品	0.1079	3.4095
煤炭采选产品	0.1056	8.5327
非金属矿和其他矿采选产品	0.0986	2.0866

续表

	成本影响	APL
建筑	0.0766	4.2558
化学产品	0.0719	3.0343
纺织品	0.0696	4.4715
水利、环境和公共设施管理	0.0687	3.0752
造纸印刷和文教体育用品	0.0687	3.9576
平均	0.0596	4.2261

成品油价格对交通运输仓储和邮政业的成本影响最大,对应的成本链也最短。非金属矿物制品和金属矿采选产品所受影响也相对较大,且对应的成本链也相对较短。煤炭采选业虽然受到的完全成本影响较大,但对应的成本链较长,说明其受到的完全影响中间接影响大,更可能受到其他因素的阻隔,所受的实际影响有可能被减小或者被延缓。

表 6 电力价格对各产业的成本影响及对应的成本链长度

	成本影响	APL
金属矿采选产品	0.1551	2.4710
水的生产和供应	0.1367	1.8402
金属冶炼和压延加工品	0.1004	4.4229
金属制品	0.0964	3.9954
纺织品	0.0903	3.2460
非金属矿物制品	0.0826	3.0027
木材加工品和家具	0.0792	3.4131
造纸印刷和文教体育用品	0.0757	3.4577
其他制造产品	0.0751	3.6448
住宿和餐饮	0.0725	2.4810
平均	0.0591	3.4748

总体来看,电力价格变化对各产业的影响程度的分布差异相对较小,在产业间

的变化相对较小,成本链都相对较短。可以看到,成本受电力价格影响最大的产业是金属矿采选业和水的生产与供应业,并且其成本链 APL 值较小,受到的影响更为直接,不易有其他因素的阻隔。金属冶炼和压延加工业和金属制品业受到的影响也比较大,但相对应的成本链较长,易受到其他因素的阻隔。

表 7 燃气价格对各产业成本的影响及对应的成本链长度

产业	成本影响	APL
电力、热力的生产和供应	0.0785	3.7282
金属冶炼和压延加工品	0.0469	4.5513
金属制品	0.0338	5.1909
住宿和餐饮	0.0300	2.6204
金属矿采选产品	0.0233	5.1733
非金属矿物制品	0.0226	4.4361
水的生产和供应	0.0224	4.3588
建筑	0.0223	5.5715
通用设备	0.0201	5.8160
造纸印刷和文教体育用品	0.0200	5.1996
平均	0.0170	5.1332

燃气价格变化影响较大的主要是电力、热力的生产和供应业,其次是金属冶炼和压延加工业、金属制品业以及住宿餐饮业,电力热力的生产和供应业以及住宿和餐饮业对应的成本链较短,受到的影响路径更为直接。而金属冶炼和压延加工业和金属制品业对应的成本链则较长,所受的影响路径更为迂回和间接。区域分析

3、主要能源价格变化的区域影响分析

3.1 区域直接成本构成

在此章节中我们采用中国科学院中国科学院科技战略咨询研究院刘宇团队所编制的 2002—2007—2012 中国省际间投入产出表,分别从直接成本和间接成本的角度测算这十年间中国各区域能源成本结构的变化。该表的编制方法详见张亚

雄, 刘宇, 李继峰^①。该表共包含除了西藏自治区之外的中国内地 30 个省区市。图 12 到图 16 展示了直接成本结构, 即直接能源成本占一个区域总总生产成本的 比例。在图 12 中, 我们加总了煤炭、石油类产品、电力热力, 以及燃气等四类能源 产品成本。从图中可以看出, 能源成本的区域差异非常大。在甘肃, 宁夏, 青海, 新 疆、贵州等西部省区的生产成本结构中, 能源占比较高。这主要和这些区域的产业 机构有关, 上述地区包括能源产业在内重化工业所占比较高。广东、江苏的产业成 本中, 能源所占比例较低。这一方面是因为当地的产业结构较轻, 另一方面是因为 上述的两个地区的能源使用效率较高。从动态变化趋势上来看, 并未看到整体一 致变化趋势, 各区域的变化趋势差异较大。浙江、安徽, 福建, 贵州和四川等省的 能源成本占比呈逐年下降的趋势。而天津, 广东, 宁夏, 内蒙等省区市的能源成本 占比呈逐年上升的趋势。值得注意的是, 从 2002 年到 2012 年, 世界能源价格一直呈 大幅上升趋势, 而我国各区域的能源成本占比却并未大幅上升, 部分区域还有所下 降。这要归功于为 2007 年以来我国能源效率的提升。

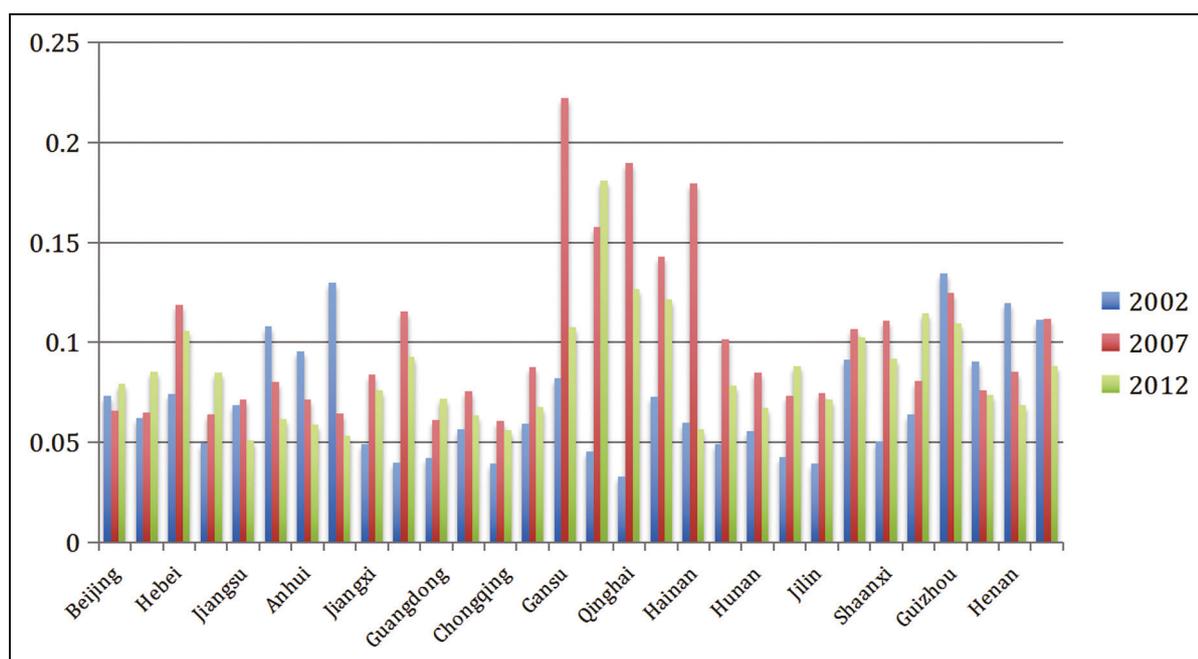


图 12 能源直接成本占比

^① 张亚雄, 刘宇, 李继峰. 中国区域间投入产出模型研制方法研究 [J]. 统计研究, 2012, 29(5): 3-9.

图 13 给出了各区域的煤炭直接成本占比。各个省区市的煤炭成本占比差异非常大。甘肃,宁夏,青海,新疆,河北是煤炭成本占比较高的省区。这几个省区同时也是煤炭生产的大省。其中,宁夏的煤炭占比最高。同时,值得注意的是,相比于 2002 年和 2007 年,这几个煤炭消耗大省在 2012 年的煤炭成本占比较高。这主要是因为 2012 年煤炭价格相对于 2002 年和 2007 年处于高位。在煤炭成本占比比较小的几个省份中,海南的煤炭成本占产业总成本的比例微乎其微。从图 12 中可以看到,海南的能源成本占产业总成本的比例并不低,这说明在海南的能源结构中煤炭比例较低。广西和河南是唯一两个煤炭成本占比下降的省份,而这两个省份的能源成本在产业成本中的占比并未持续下降。在 2002 年到 2012 年煤炭价格上升^①的大背景下,这两个省份的煤炭成本下降说明其能源结构发生了显著的变化。我们发现,虽然从热值的角度来说,煤炭占中国总能源消耗的比例很大,但是煤炭成本在能源成本中所占的比例却并不大。以煤炭成本占比最高的宁夏为例:2012 年能源成本占产业总成本的 18%,而煤炭只占产业总成本的 4.9%,即能源成本的 28%。

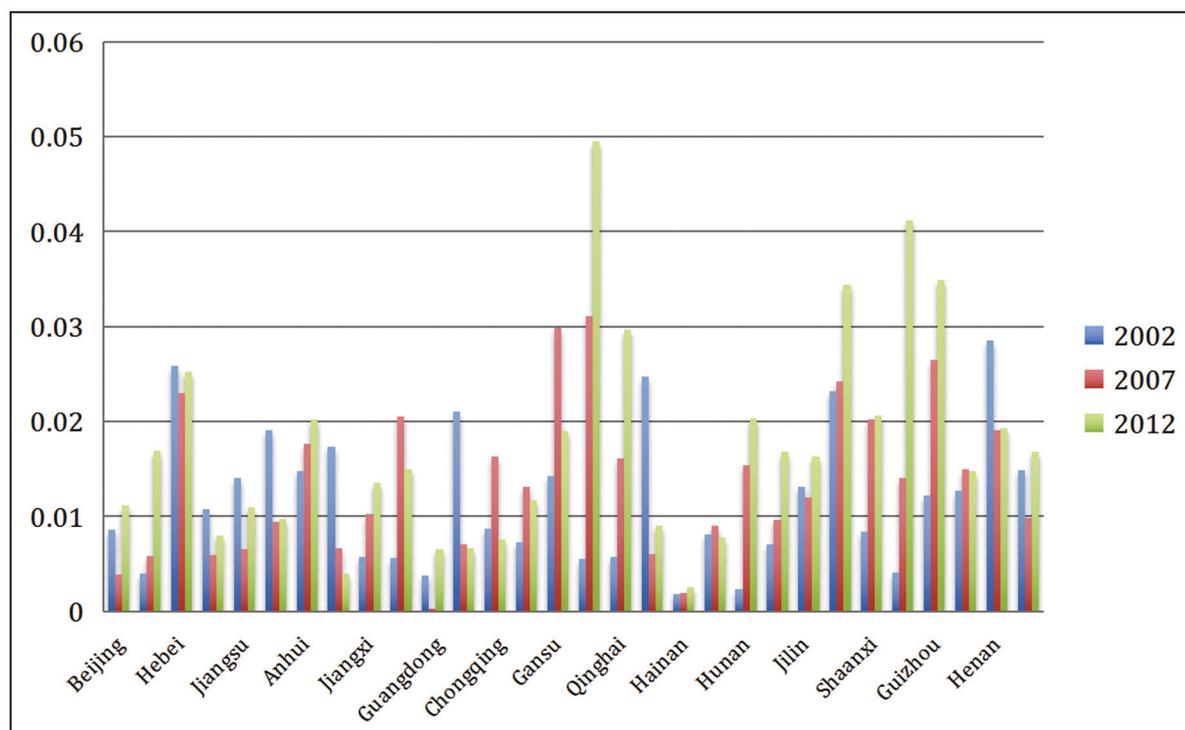


图 13 煤炭直接成本占比

① British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy 2015 [M]. 2015.

图 14 给出了石油类产品成本占产业总成本的比例,其中包含了原油成本和石油化工产品成本。与煤炭相比,石油类产品在产业总成本所占的比例较高。这也就意味着油价的波动对国民经济整体成本的影响会远大于煤炭价格波动对国民经济整体成本的影响。石油类产品成本占比较高的省份为福建、甘肃、新疆,海南,个别年份石油类产品成本占产业总成本的比例可以达到 10%以上,而石油类产品成本占能源成本的比例在个别年份可以达到 60%以上。从时间趋势上来看,甘肃、新疆,海南等几个石油成本占比较大的省区,相比于 2002 年和 2012 年,2007 年的石油成本占比较高。而北京、浙江、安徽、河南的石油类产品成本占比从 2002 年到 2012 年十年间有阶梯式的下降。2002, 2007 和 2012 三个年份的石油价格分别为 32.40,81.33 和 113.31 美元(2013 年美元币值, BP 能源统计)每桶,呈上涨趋势。因此,2007 年到 2012 年大部分省市石油类产品成本占比下降是源于其石油类产品使用效率的提升。

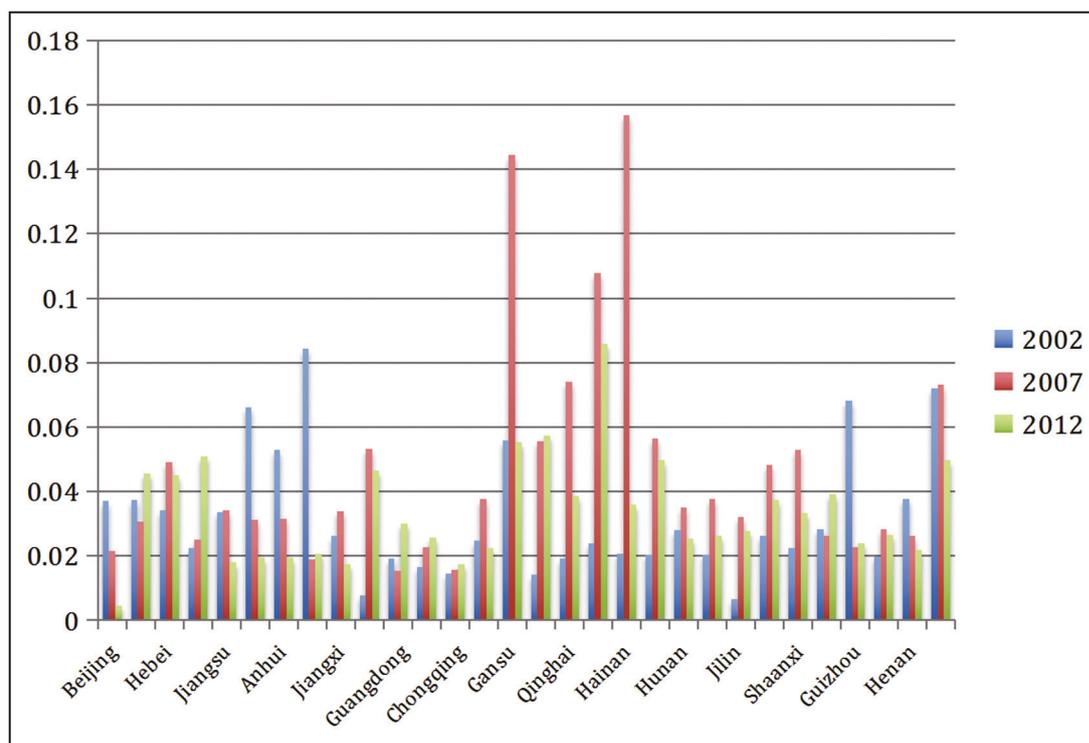


图 14 石油类产品直接成本占比

图 15 展示了电力热力成本占产业总成本的比例。各区域电力热力成本占产业总成本比例最高为 9%左右,普遍位于 2%到 4%的区间,这已经接近石油类产品成本占比。而他们的成本占比都高于煤炭成本占比。这就说明了煤炭虽然在总成本

结构中的热值占比较高,但是成本占比并没有石油类产品和电力热力高。与煤炭的情形类似的是,在不少高耗能地区,如甘肃、青海、新疆、贵州,相比于2002年和2012年,2007年的电力热力成本占比较高。北京,作为推行严格环保制度的急先锋,电力成本占比持续上升,而石油类产品占比持续下降。这说明北京在用电替代石油类产品。同时也说明了,发电企业大多不在北京,北京只是电力的纯消费者。同时,很值得关注的是,电力热力成本占比的区域差异小于其他所有能源类别产品的区域差异,图15中柱状图的高度在区域间的波动程度大于其他能源的柱状图在区域间的波动程度。这意味着,电力价格变化对各个区域的影响是相对均等的。

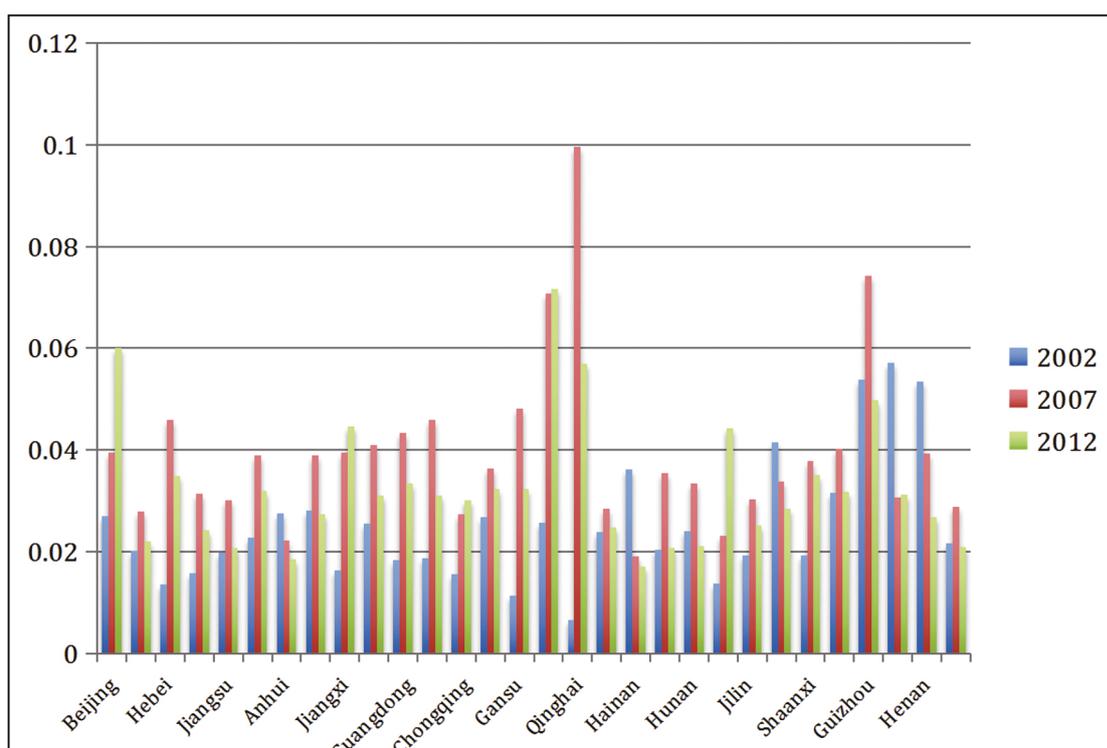


图 15 电力热力直接成本占比

图16则展示了燃气成本占产业总成本的比例。总体来说燃气成本在总成本所占的比例是非常小的。其中比例最高的北京2012年的燃气成本在总成本中所占的比例为0.32%。相对于其他能源形式,燃气无论从热值占比还是成本占比的角度来说,在国民经济中所占的比例都不大。不过不少省市的燃气成本占比都在大幅提高,这与我国调整能源结构和天然气进口量的提升不无关系。不意外的是,由于在北京地区大规模推行的煤改气工程,天然气成本占比大幅提升,并跃居为全

国范围内燃气成本占比最大的区域。从现状来看,燃气成本占产业总成本的比例较小,国际天然气价格对我国生产成本不会构成大的影响。然而,我们可以看到天然气成本占比在部分区域的大幅上升,其上升幅度远远大于其他能源类产品。在我国天然气尚需大规模依赖进口的情况下,若大幅提升天然气在能源总使用中的占比,会削弱我国在降低产业成本方面的主动权和自主权。

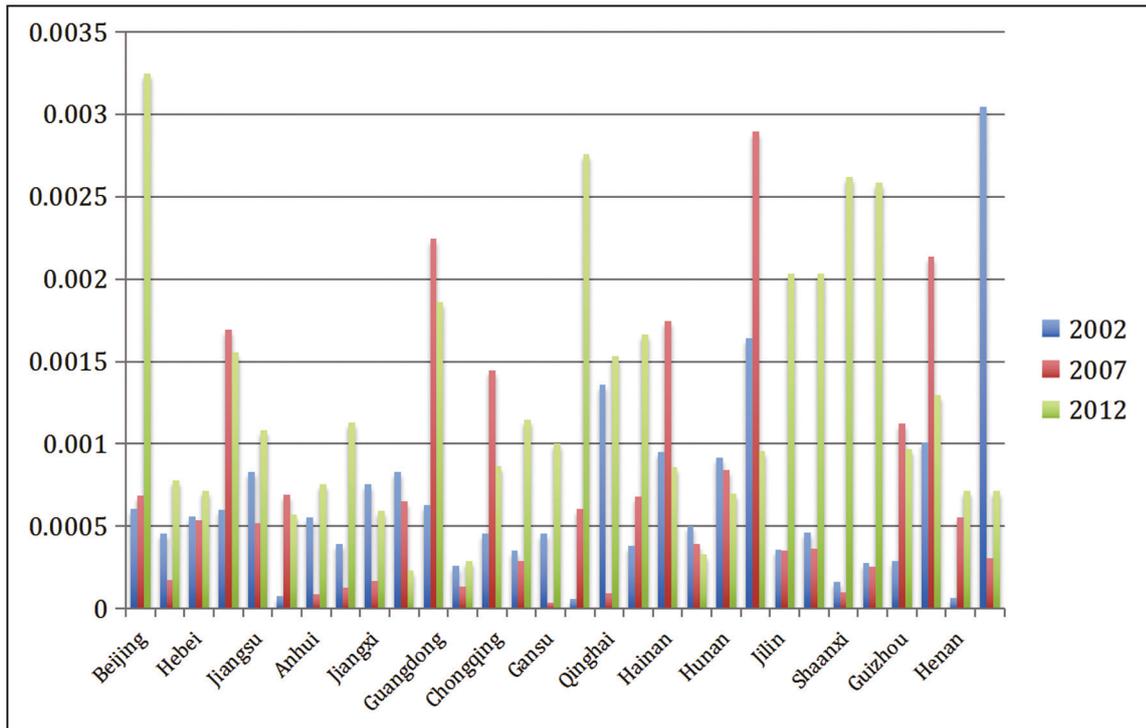


图 16 燃气直接成本占比

3.2 区域能源价格变动影响

在上面的小节中,我们计算了能源产品在产业成本中所占的比例,这涉及到直接成本的概念,即一价值单位的总投入中。生产一个产品所需的直接投入的价格变化会对该产品的价格产生影响。这个影响分为直接影响和间接影响两个部分。直接影响指的是直接投入的价格变化直接体现在该产品的生产成本中。例如,如图 13 所示,2012 年北京市煤炭成本占其直接投入成本的 1%。若煤炭价格上涨 1%,而其他投入品价格不变,则北京市生产总成本上涨 0.01%。如果从价格影响的角度来说,这是图 12—16 所展示的信息。然而价格影响的机制是更为复杂的。

因为各个产品之间有复杂的投入产出关系,各个产品的价格之间是会相互影响的。例如,由于煤炭是化学工业的投入品,若煤炭价格上升上涨,会导致化学工业产品价格的上涨。同时,化学工业产品还是石油化学工业产品的投入品,因此煤炭的价格上升会通过化学工业产品这个中间产品传导到石油化工产品的价格变化上。我们把这样的价格影响机制称为,间接影响。直接影响加上间接影响得到价格变化的完全影响。在本小节中,我们采用附件 1 中的价格影响模型计算各个能源类产品价格变化对各区域总成本的完全影响。本研究采用的是非竞争型^①省际间投入产出表,因此可以刻画省际间的成本价格传导机制。例如,如果山东省的化学工业购买了陕西省的煤炭作为投入品,同时广东省的石油化学工业购买了山东省的化学工业产品的作为投入品,则山西省煤炭价格的上涨会通过山东省化学工业产品的价格上升传递到广东省石油化学工业的产品成本上。

图 17 给出的是煤炭价格变化 1 单位时,各区域生产总成本变化的数额。我们从北京、江苏、浙江等几个东部发达地区出发,去探讨图 13 和图 17 所揭示的信息的差异。北京、江苏、浙江等省市直接使用煤炭数量相对较少,而图 13 展示的是直接成本的构成比例,在图 13 中北京、江苏、浙江的数值相对较小。而图 17 展示的则是价格变化的完全影响,因为煤炭价格的上涨会影响到各个区域其他产品的价格,进而影响到北京、江苏、浙江等省市的生产成本。因此,相对于图 13 中北京、江苏、浙江的数值与宁夏、青海等省份数值的差异,图 17 中北京、江苏、浙江的数值与宁夏、青海等省份数值的差异要比较小。虽然从价格完全影响的角度来说,宁夏、青海、山西依然数值较大,但是我们发现图 17 中山东的数值要远大于图 13 中山东的数值。以 2007 年为例,煤炭直接成本只占山东总成本的 0.02,而若考虑完全影响煤炭 1 单位的价格变化会引起山东省总成本 0.1 单位的变化。这是因为,山东省的各产业的间接投入品中包含大量煤炭产品。这也说明,虽然山东企业并未直接购买大量煤炭,但煤炭价格变动会通过省际间的产业链传导到山东产业成本上去。与此相反的例子是新疆。以 2002 年为例,煤炭直接成本占新疆总成本的 0.025,而煤炭 1 单位的价格变化只会引起新疆总成本 0.063 单位的变化。这就说明新疆的直接煤炭使用较多而间接使用较少。从直接购买的角度来说,新疆的生产成本受煤炭价格的波动影响较大,而从完全价格影响的角度来说,山东的生产成本受煤炭价格的波动影响较大。

^① Miller, R. and Blair, P. Input-output analysis: foundations and extensions, volume 2 [M]. Cambridge University Press. 2009.

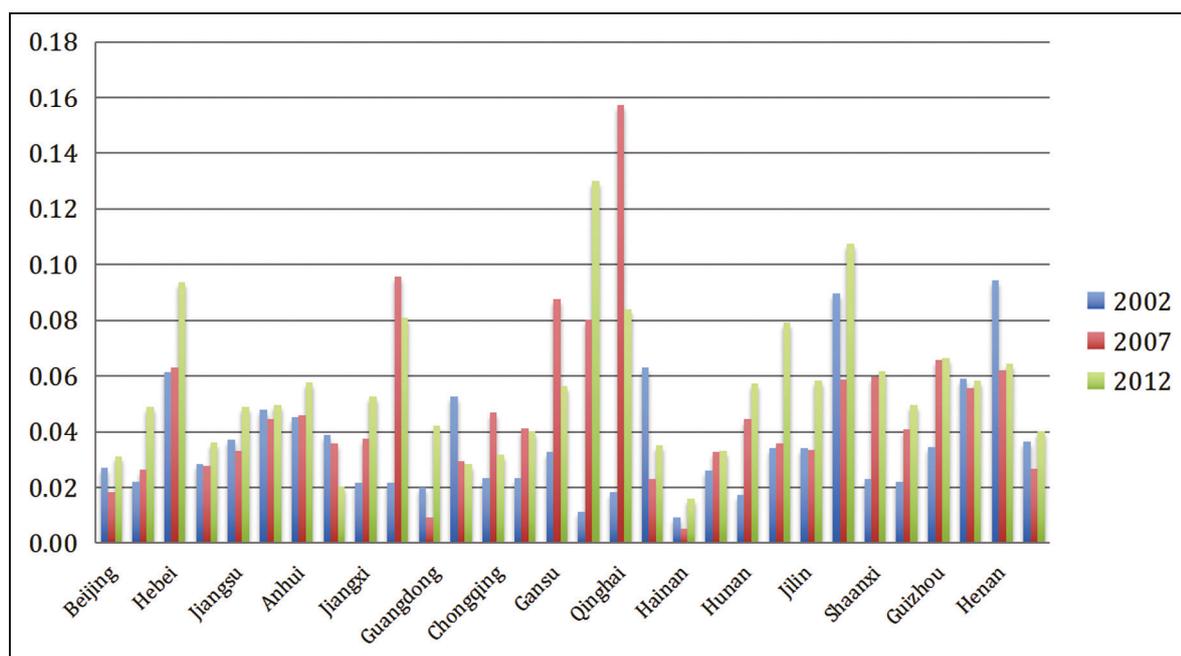


图 17 煤炭价格变化的区域影响

图 18 展示了石油化工类产品价格变化对各区域总成本所产生的影响。与图 13 不同的是,图 18 中各省的差异相对较小。也就是说,石油价格对各省成本的完全影响比较平衡。相对来说,石化类产品的价格变化对广东、广西生产成本的完全影响较小,对河北、山东、山西生产成本的完全影响较大。从时间趋势上来说,从 2007 年到 2012 年石化产品价格完全影响不断增大的省份较多,共有天津、河北、上海、山东、甘肃、宁夏、新疆、辽宁、吉林、内蒙、黑龙江等省市。于此相对比的是,在图 17 所展示的煤炭价格的完全影响中并看不到这个趋势。这说明,我国越来越依赖于石油类资源。图 19 则给出了电力热力价格变化对各区域总成本所产生的影响。总体上来说,除了个别样本,电力热力价格变化对各省总成本所产生的影响比较平均。各省之间的差异比图 18 中所展示的石油化工类产品价格变化对总成本的影响的区域差异还要小。这说明虽然各省的发电量并不一致,但是由于我国电力是一个整体的市场且各行各业都需要使用电力,电价波动对全国各地的影响比较均衡。图 20 给出了燃气价格变化的对不同区域成本的影响。不令人意外的是,燃气价格变化对北京产业总成本的影响增长非常快,这是因为北京燃气使用比例的逐年增高。从全国范围来看,宁夏、吉林、山西、陕西、内蒙的该数值也有大幅增长。燃气价格对产业成本影响程度的数值相对较小,即使是数值最大的北京在 2012 年的情形,1 单位燃气价格的上升只会导致 0.0072 单位区域总成本的上

升。然而,个别区域的增长速度非常快。这也意味着,若国际天然气价格发生大幅波动时,将会对这些地区的生产成本产生重大影响。

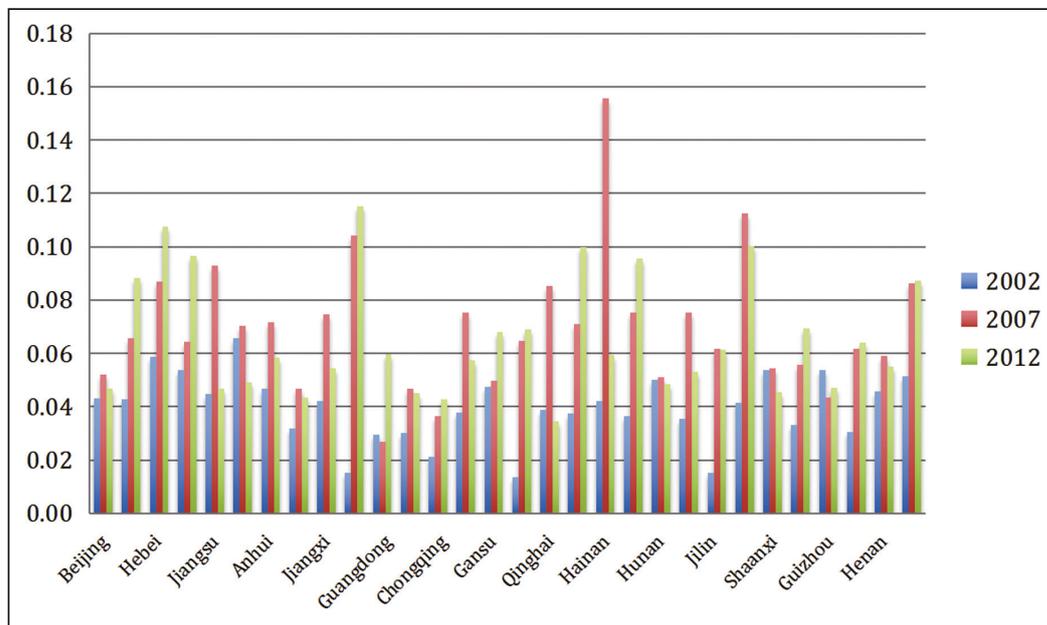


图 18 石化产品价格变化的区域影响

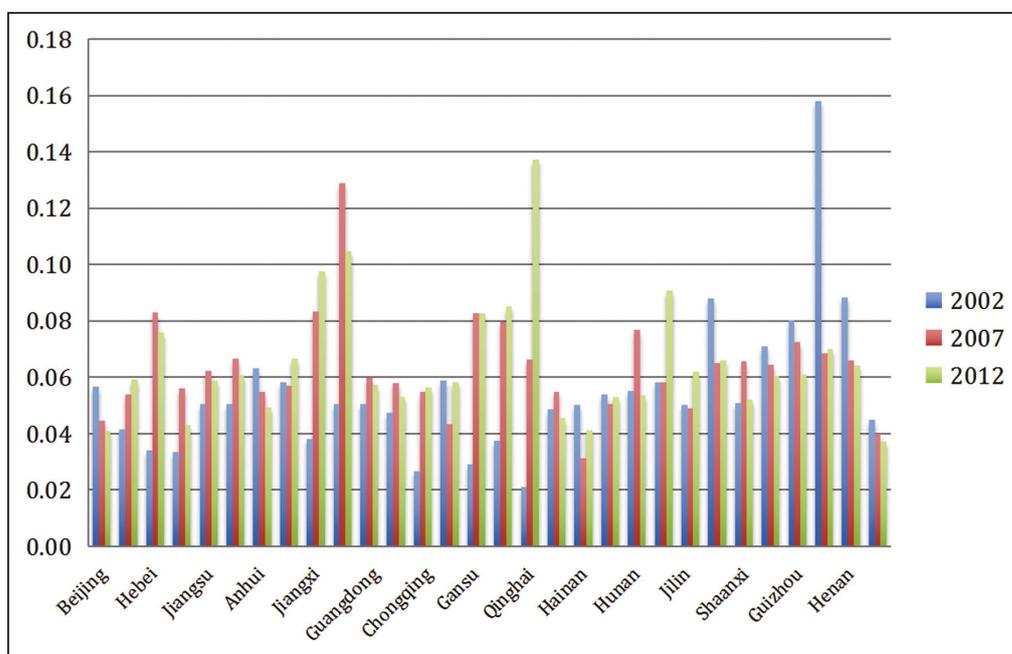


图 19 电力热力价格变化的区域影响

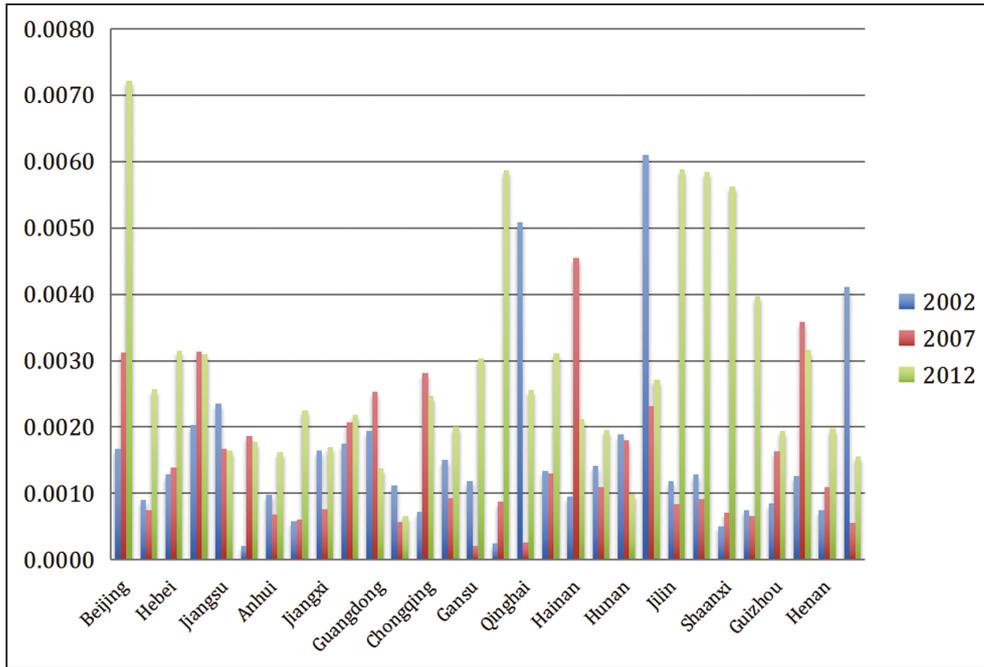


图 20 燃气价格变化的区域影响

4、结论

本研究通过采用 1987 年到 2012 年的全国投入产出表和 2002 年到 2012 年的省际间投入产出表刻画出了能源价格变动对我国生产、生活成本的影响。主要得到以下几点结论：(1)电力、原油和成品油价格变动对生产生活成本的影响较大，而煤炭和燃气相对较小。(2)从价格影响的长期变化趋势来看，煤炭、原油、成品油、电力和燃气等几种主要能源对生产成本的影响都呈现出倒 U 型的变化趋势。(3)从每种能源价格对各产业的影响的分布状态来看，煤炭、原油和燃气(特别是原油)具有明显的集中性，也就是说有少数几个产业所受影响较大，多数产业所受影响处于较低的水平上；成品油和电力价格的影响在各产业中的分布则相对分散，即各产业所受影响相对分散在各个区间上。(4)从这几种能源对不同产业产生影响所需的成本链长度来看，总体上，煤炭、原油和燃气等价格对各产业成本影响的成本链相对更长一些，而电力和成品油的影响成本链则相对较短。(5)不同能源价格对不同区域生产成本的影响的区域差距非常大。这意味着我国能源结构的区域差异很

大,各个区域所生产产品的产业链中所包含的能源结构的差异也非常大。在这其中,电力价格变化影响的区域差异相对较小,而煤炭价格变化的区域差异相对较大。这意味着,各区域煤炭使用强度差异较大,而电力使用强度差异较小。(6)直接能源成本在资源型区域的产业成本中占比较高。然而,能源成本会通过产业链传导到其他产业上去,因此能源价格上升对部分产业结构较重的区域也会产生较大的影响。(6)虽然燃气成本占产业总成本的比例较低,但部分地区,如北京,燃气成本占比上升较快。国际天然气价格波动对部分地区产业成本的影响上升速度较快。

附件 1

投入产出价格影响模型

当某种能源价格发生变动时,首先会导致直接使用该能源作为原材料或动力的产业生产成本发生变化,从而其价格发生变化;进一步,使用该产业的产品作为生产中的投入的产业生产成本改变、价格发生变化,这是能源价格变化的间接影响;以此类推,这个过程可以沿着产业关联网络一直传导下去。投入产出价格影响模型是可以反映完全影响的模型,也就是说,即考虑能源价格对成本的直接影响,又考虑所有间接影响。

假设整个国民经济有 n 个生产部门,第 n 个部门为某种能源的生产部门,其价格由于某种原因发生变动 ΔP_n ,分析后其价格变动对前 $n-1$ 个部门价格产生的影响,即价格发生初始变化的部门对其余部门的价格影响。则基本的投入产出价格影响模型^①为

$$\Delta P^1 = (I - A^{11T})^{-1} A^{21T} \Delta P_n$$

这里, $\Delta P^1 = (\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_{n-1})^T$,表示受影响的前 $n-1$ 个部门的成本价格变化程度, A 为直接消耗系数矩阵,并且

^① 张红霞. 对投入产出价格影响模型的发展和改进 [J]. 系统工程理论与实践, 2008, 1: 90-94.

$$A = \begin{bmatrix} A^{11} & A^{12} \\ A^{21} & A^{22} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{ccc|c} a_{11} & \cdots & a_{1,n-1} & a_{1,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n-1,1} & \cdots & a_{n-1,n-1} & a_{n-1,n} \\ \hline - & - & - & - \\ a_{n1} & \cdots & a_{n,n-1} & a_{nn} \end{array} \right]$$

APL(average propagation lengths) 模型

荷兰投入产出学者 Dietzenbacher 等人提出 APL(average propagation lengths) 模型^①,用不同层次数来代表经济距离的长短,模型计算出的平均层次数越小,则认为两个部门间的中间生产环节也少,经济距离也就越短。我们将 APL 的思想和方法用于分析能源价格对各部门产生影响的成本传导长度,称之为成本链长度。

某种能源价格变化 1% 对其他产业的影响为:

$$\tilde{L} = A^{21}(I - A^{11})^{-1} = A^{21}L^{11} = A^{21} + A^{21}A^{11} + A^{21}(A^{11})^2 + \cdots$$

其中,完全影响中, A^{21} 只需要一步就可以完成, $A^{21}A^{11}$ 是一次间接影响,需要两步来完成, $A^{21}(A^{11})^2$ 需要 3 步完成,以此类推。

定义

$$H = A^{21} + 2A^{21}A^{11} + 3A^{21}(A^{11})^2 + \cdots = A^{21}(I + 2A^{11} + 3(A^{11})^2 + \cdots) = A^{21}\tilde{H},$$

$$\tilde{H} = \sum_{t=1}^{\infty} t(A^{11})^{t-1}。由 \tilde{H}A^{11} = \left(\sum_{t=1}^{\infty} t(A^{11})^{t-1}\right)A^{11} = \sum_{t=1}^{\infty} t(A^{11})^t, 可得$$

$$\tilde{H} - \tilde{H}A^{11} = I + A^{11} + (A^{11})^2 + \cdots = (I - A^{11})^{-1} = L^{11}$$

$$\tilde{H}(I - A^{11}) = L^{11}$$

$$\tilde{H} = (L^{11})^2$$

$$H = A^{21}\tilde{H} = A^{21}(L^{11})^2$$

则能源价格影响传导到第 i 个部门所需的成本链长度为: $u_i = \frac{h_i}{l_i}$, 其中 h_i 和 l_i 分别为向量 H 和向量 L 的第 i 个元素。

^① Dietzenbacher E, Romero I. Production Chains in an Interregional Framework: Identification by Means of Average Propagation Lengths [J]. International Regional Science Review, 2014, 30(4):362-383.

参考文献

- [1]林伯强,王锋. 能源价格上涨对中国一般价格水平的影响[J]. 经济研究, 2009(12): 66—79.
- [2]林伯强,牟敦国. 能源价格对宏观经济的影响——基于可计算一般均衡(CGE)的分析[J]. 经济研究, 2008(11):88—101.
- [3]张亚雄,刘宇,李继峰. 中国区域间投入产出模型研制方法研究[J]. 统计研究, 2012, 29(5):3—9.
- [4]British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy 2015[M]. 2015.
- [5]Miller, R. and Blair, P. Input—output analysis: foundations and extensions, volume 2[M]. Cambridge University Press. 2009.
- [6]张红霞. 对投入产出价格影响模型的发展和改进[J]. 系统工程理论与实践, 2008, 1: 90—94.
- [7]Dietzenbacher E, Romero I. Production Chains in an Interregional Framework: Identification by Means of Average Propagation Lengths[J]. International Regional Science Review, 2014, 30(4):362—383.

分报告五

全球视角下的中国能源

张 蕾 王丽媛 相晨曦 陈占明

一、全球视角下中国能源的基本事实

1. 能源生产

中国能源资源总量丰富,拥有丰富的化石能源资源,其中,煤炭居主导地位。《BP 世界能源统计年鉴(2017 年)》显示,2016 年中国煤炭探明储量为 15980 亿吨,位居世界第二。已探明的石油、天然气资源储量相对不足,石油基础储量约为 35 亿吨,占全球的 1.5%;2016 年天然气基础储量为 5.4 万亿立方米,占全球 2.9%。可以发现,中国一次能源禀赋具有“煤炭资源占比极高、贫油、少气”的特点。

除常规能源资源外,中国还拥有丰富的可再生能源资源。中国气象科学研究院根据全国 900 多个气象站陆地上离地 10m 高度资料进行估算,发现陆地上技术可开发风能储量约 2.53 亿 kW,近海可开发利用风能约 7.5 亿 kW,共计约 10 亿 kW,仅次于俄罗斯和美国,居世界第三位。据统计资料分析,中国陆地面积每年接收的太阳辐射总量相当于 249.6 亿吨标准煤的储量^①。根据《BP 世界能源统计年

^① 《2017—2022 年中国光伏发电市场行情动态及发展前景预测报告》

鉴(2017年)》的报告,全球光伏发电总量为333.1TWh,年增长29.6%,其中中国占全球总量的19.9%,居世界第一位。

但是由于中国人口基数大,人均能源资源拥有量较低。中国人均能源资源占有量不到世界平均水平的一半,石油仅为十分之一。2016年,原油的对外依存度已达到65.4%。同时,中国资源开发难度较大。大部分储量需要井工开采,极少量可供露天开采。石油天然气资源地质条件复杂,勘探开发技术要求较高。未开发的水力资源开发难度和成本较大,经济性较差,缺乏竞争力。

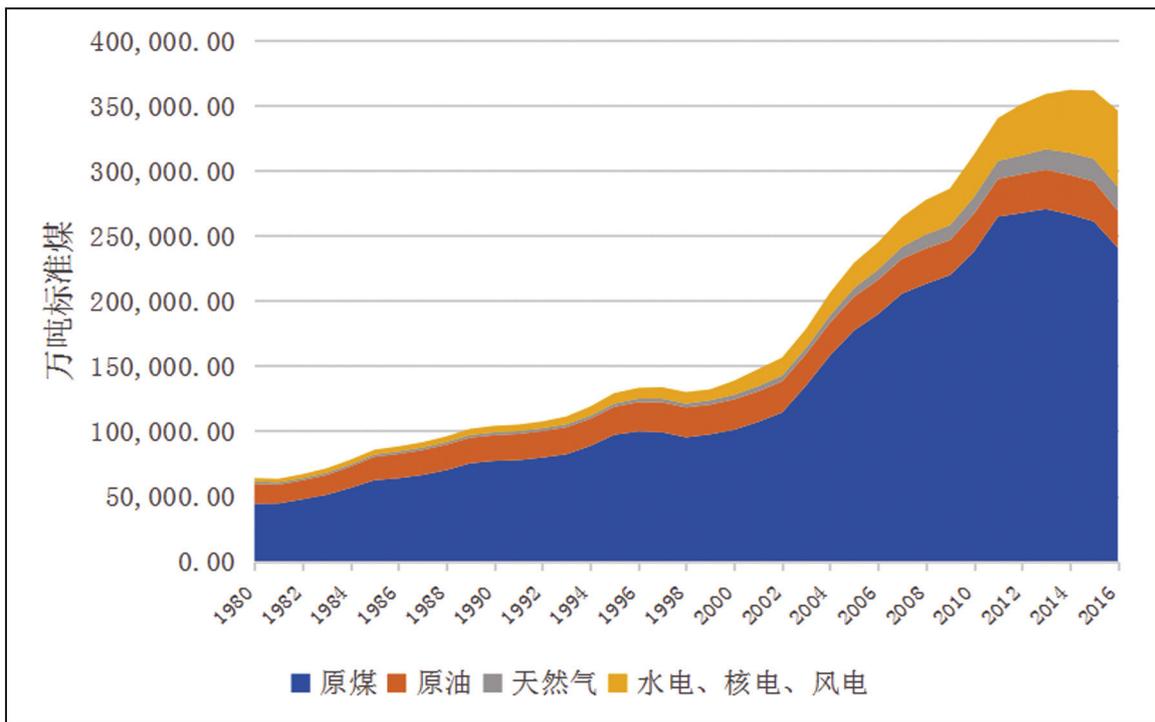


图1 1980—2016年中国一次能源生产趋势

数据来源:国家统计局

能源生产方面,1980年至2016年间,中国能源生产总量从6.3亿吨标煤上升到34.6亿吨标煤,增长了4.5倍。在一次能源产量中,我国煤炭比例仍然很高。原煤生产在进入21世纪后猛增,年均增长率为5%。2016年原煤产量达到24.1亿吨标准煤,占一次能源产量的70%。原油和天然气增长幅度不大,1980—2016年分别增长了1.3亿吨标准煤和1.7亿吨标准煤,2016年原油和天然气产量分别占一次能源总产量的8%和5%。然而,面临着去产能和环保方面的压力,政策倾向于

清洁能源的开采与煤炭资源的创新利用,同时对于煤炭开采总量进行了一定的限制,煤炭产量在 2014—2016 年间呈现下降趋势,相较于 2013 年,2016 年原煤产量下降了 3 亿吨标准煤。相比之下,水电、核电、风电一直稳定增长,虽然基数很小,但增长速度很快,从 1980 年的 0.2 亿吨标准煤到 2016 年的 5.8 亿吨标准煤,增长了 28 倍,2016 年产量占全部一次能源产量的 17%。

与其他国家相比,中国的一次能源生产增长速度较快。《BP 世界能源统计年鉴(2017 年)》显示,中国的煤炭产量远高于世界平均水平,水电、风电等产量也与美国不相上下,而石油和天然气产量则处于世界 6、7 位的位置。考虑储采比,2016 年底中国煤炭的储采比只有 72,这意味着以目前产量计算,中国的已探明煤炭储量只能持续生产 72 年,而同期美国的储采比为 381,俄罗斯的储采比为 417,储采比超过中国的国家共有 20 个。2016 年底,中国石油和天然气的储采比分别是 17.5 和 38.8,与世界平均水平 52.3 和 45 相比差距较大。因此,中国未来必须寻找适当的能源形式来代替化石能源,以保证中国能源经济的可持续发展。

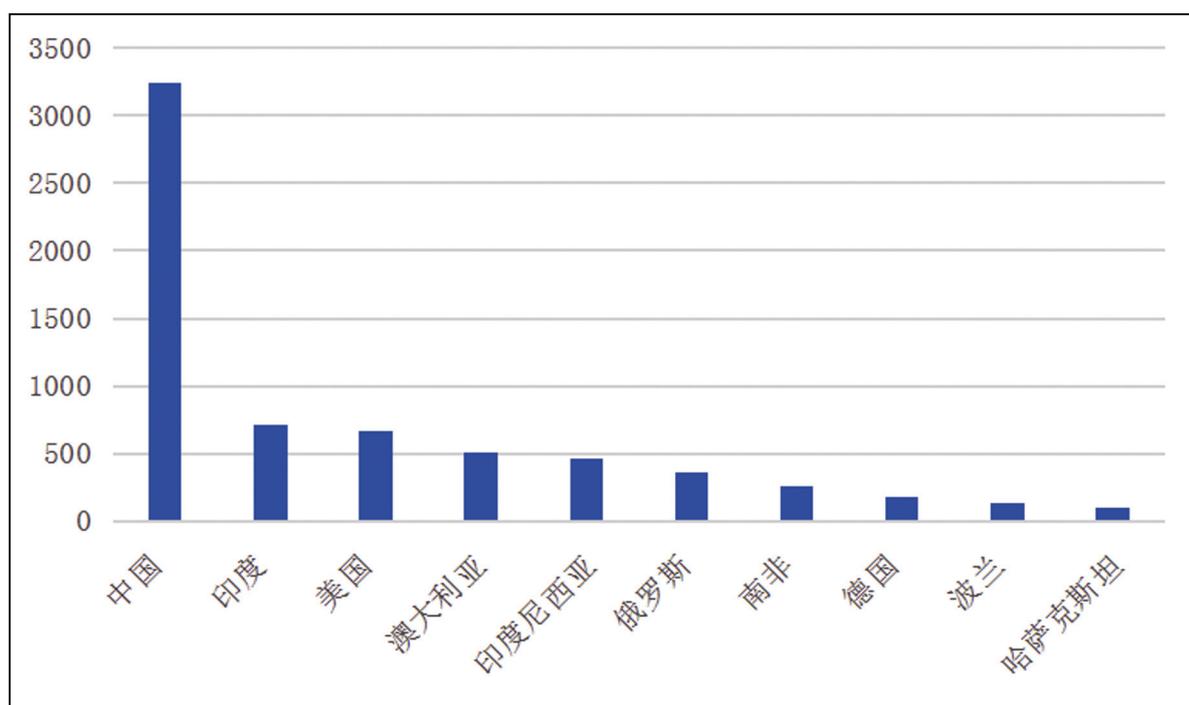


图 2 2016 年全球主要国家煤炭生产情况 (Mt)

数据来源:IEA

2. 能源消费

从1980年到2016年的37年间,中国能源消费持续增长,从6.0亿吨标准煤增长到了43.6亿吨标准煤,其中工业消费占比67.8%左右。2010—2015年平均每万元国内生产总值能耗降低18.4%,反映出我国的能源利用率增加。同时,由于2008年金融危机后经济增速的减慢,国内能源需求的增长速度放缓,2016年,我国能源消费相较2015年增长1.42%,增长速度不到过去十年平均水平5.3%的三分之一,并且是自1998年以来的最低值。分省来看,山东、江苏、广东、河北的能源消费量最高,而北京、宁夏、青海、海南的能源消费量最低。

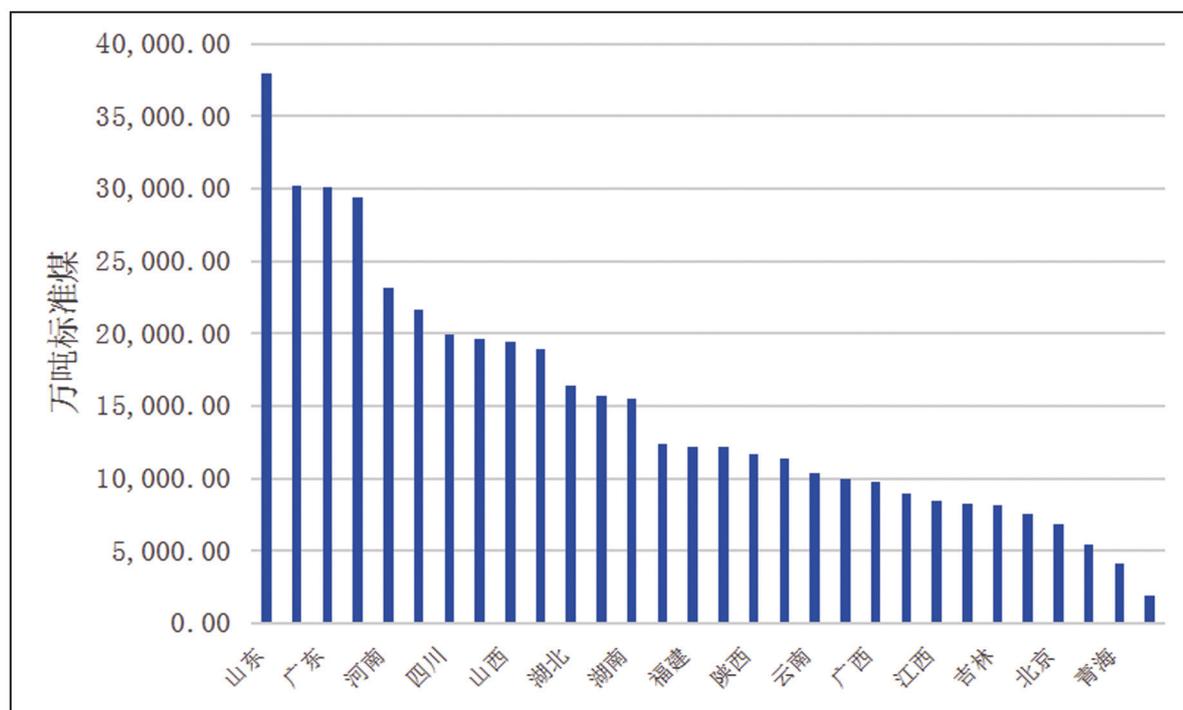


图3 2015年中国分省能源消费

数据来源:国家统计局

煤炭是我国国内消费的主要能源,每年的消费量大,这也是由于我国的国内能源禀赋和发展历史决定,对于煤炭具有一定的依赖性。1980年,我国煤炭消费总量为4.3亿吨标准煤,到2016年达到27亿吨标准煤,占能源消费的比重为62%。尽管煤炭仍然是我国能源消费的主要燃料,但这已是历史的最低值。工业是煤炭

的主要消费行业,近几年由于对于污染性行业的关停并转措施,煤炭需求呈现负增长。消费增长最大的是石油,中国的经济重心和石油需求大都集中在东部沿海地区和中部地区少数省份。从图4中可以看出,石油消费量在不断增长,2016年石油消费总量达到7.9亿吨标准煤,在能源消费结构中占比达到了18.3%,消费比重上升。天然气消费在2000年以前增长较慢,消费水平较低。2000年之后,我国鼓励清洁能源的使用并且建成了天然气输送管线,驱动了天然气的国内消费,2016年天然气消费是2000年的8倍,达到2.7亿吨标准煤,占能源消费总量的6.4%。水电、风电、核电的增长速度最快。2005—2015年中国水电消费量增速达到10.9%,2016年消费量占全球的28.9%;风电消费量的增速在2005—2015年间达到57.8%;核电消费量从2000年的16.7TWh增加到2016年的213.2TWh,增长了近12倍。

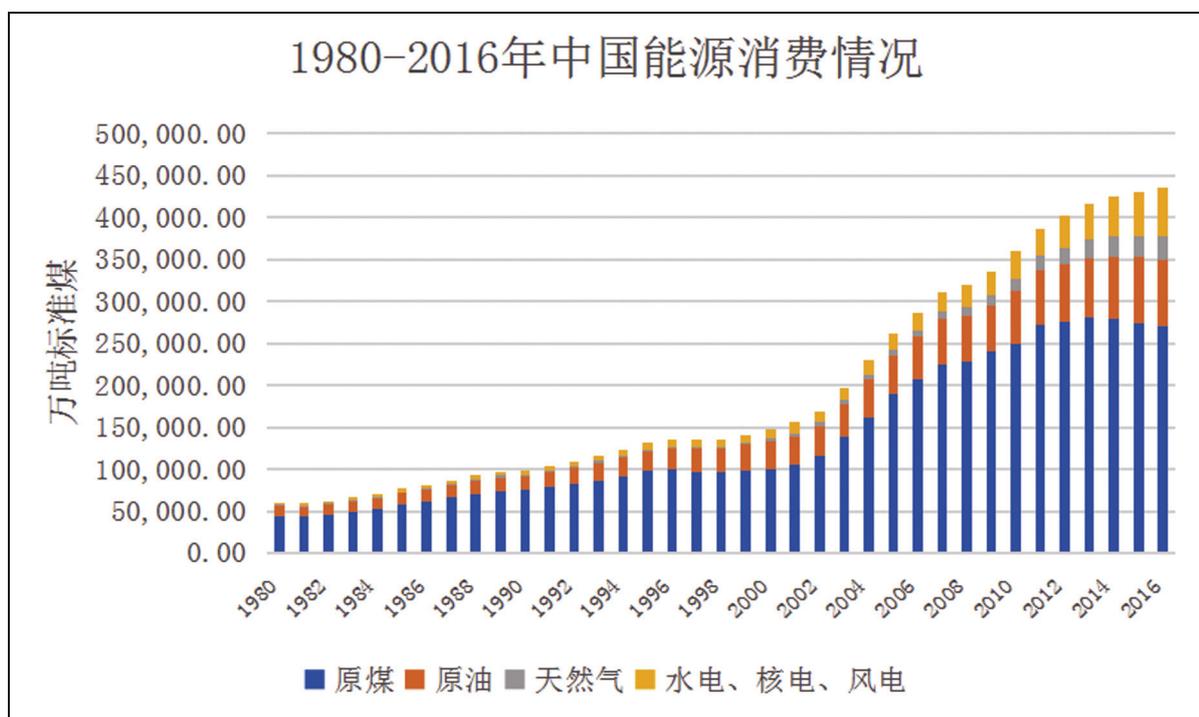


图4 1980—2016年中国能源消费情况

数据来源:国家统计局

根据IEA统计数据,2015年中国能源消费量占全球能源消费的20.4%,占能源消费净增长的34%。与生产情况类似,中国对煤炭的消费量远远高于其他国

家,占世界煤炭消费量的 50.6%,位于第二位的印度和位于第三位的美国占比仅达到 11%和 9.6%。石油消费次之,2016 年中国石油消费量占全球比重为 13.1%,仅次于美国的 19.5%。在对天然气的消费上,中国占比 5.9%,虽然仍位居世界第二位,但与美国 22.4%的消费相比,还有一定距离。从发电量看,中国对于新能源的消费量也很大,2016 年对水电、核电、风电和太阳能的消费量分别占比 8.1%、28.9%、25.1%和 19.9%,与中国消费规模相当的还有美国、法国、俄罗斯、日本等发达国家。

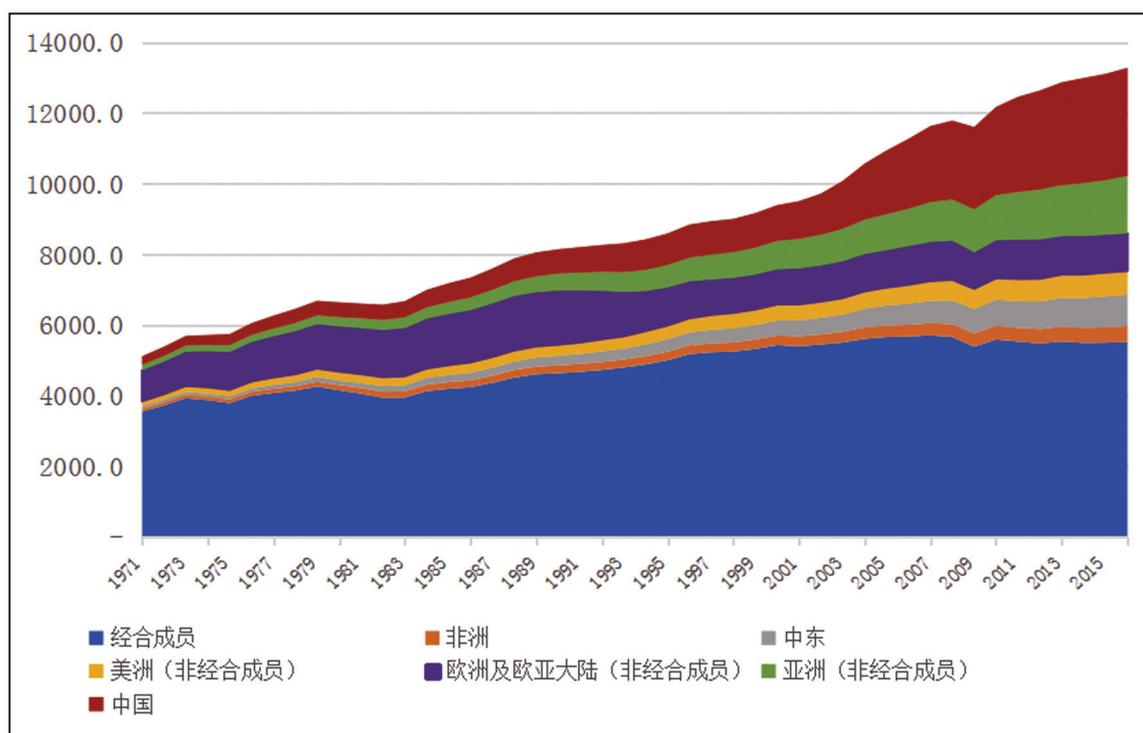


图 5 1971—2016 年世界分地区能源消费情况

数据来源:IEA

2015 年全球能源消费量排名前五的国家分别是中国、美国、印度、俄罗斯和日本,但其能源消费的主要部门不尽相同。据 IEA,中国能源消费的 50%左右都用于工业,而美国则更多地将能源用于交通运输业,这体现了发达国家和发展中国家的经济结构差异,印度的能源消费除用于工业之外还归于民用,俄罗斯和日本的消费分流较为平均。从一次能源消费结构来看,中国煤炭、油气以及其他能源消费的比例约为 62:25:13,美国为 16:69:15,日本为 27:64:9,俄罗斯为 13:74:13,印度为

57:35:8。印度和中国作为发展中国家的代表,煤炭的消费量占全部能源消费量的一半以上,俄罗斯以天然气为主要能源消费品,美国和日本则以石油为主要消费品,这与其能源禀赋和经济发展程度都有着密切的关系。

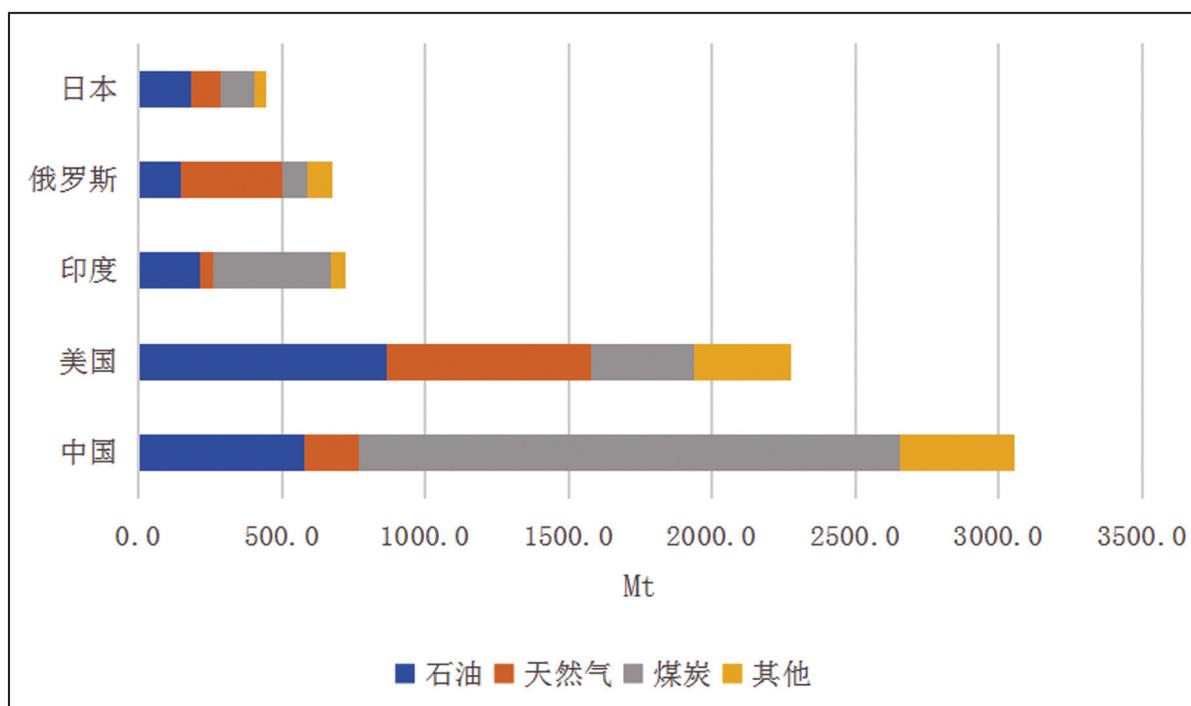


图6 2016年全球top5能源消费结构对比

数据来源:BP

3.能源价格

对于能源进口国来说,能源价格的波动影响了国内经济成本。美国等发达国家早就已经意识到国际能源定价权是国际能源战略的核心,并致力于保持这种优势。中国作为能源进口大国,一直以来在国际能源组织中的话语权较少,对于国际能源价格的影响较小,长期承受着较高的溢价。

作为国际煤炭需求最大的市场,中国煤炭价格变化与国际煤炭市场关联性日益紧密,中国国内的煤炭价格与国际市场的价格不断接近(见图7)。近年来,国际市场对于煤炭的需求呈现下降趋势,主要是由于中国市场需求的减少。根据BP世界能源统计年鉴的数据,亚洲标杆的煤炭价格从2011年的125.74美元/吨,不断

降低到 2016 年的 69.91 美元/吨。我国煤炭定价机制经历了“计划价”——“双轨制”——“市场价”的改革过程,但仍然有不健全的地方。煤炭在国内一次能源消费的占比较高,价格改革仍然坚持市场化的方向,不断完善。从煤炭价格上看,受到政策的影响,国内煤炭消费逐步减少,煤炭价格也随着降低,2012 年我国商品煤平均出厂价是 315.26 元/吨,2015 年价格降到了 200.18 元/吨(2016 年后有回升),在 2012 年后的三年里煤炭价格一路下跌,平均出厂价降低了三分之一。

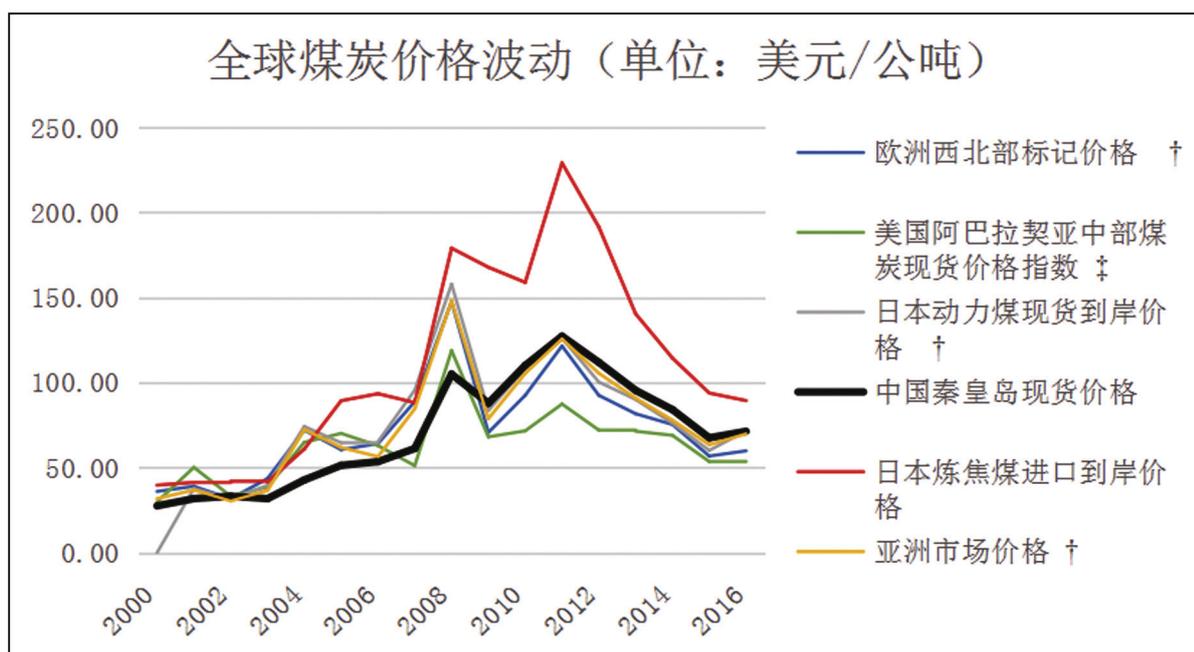


图 7 2000—2016 年全球煤炭价格波动(美元/吨)

数据来源:BP

一般来说,石油消费占国内生产总值的比重越高,该国对石油价格波动的承受力越差。中国正处于不断发展的时期,工业化进程不断加快,石油的需求也随着之增加。由于缺乏在国际定价中的话语权,国际油价的波动对中国国内经济的稳定影响巨大,石油价格也因此受到国内市场的广泛关注。从原油价格图可见,原油价格整体波动较大,在 2002 年之后,世界原油价格一路攀升,到达价格高位之后处于整体较大震荡形势。原油价格的波动影响着生产生活等方方面面的成本,是人们经常关注的重点。

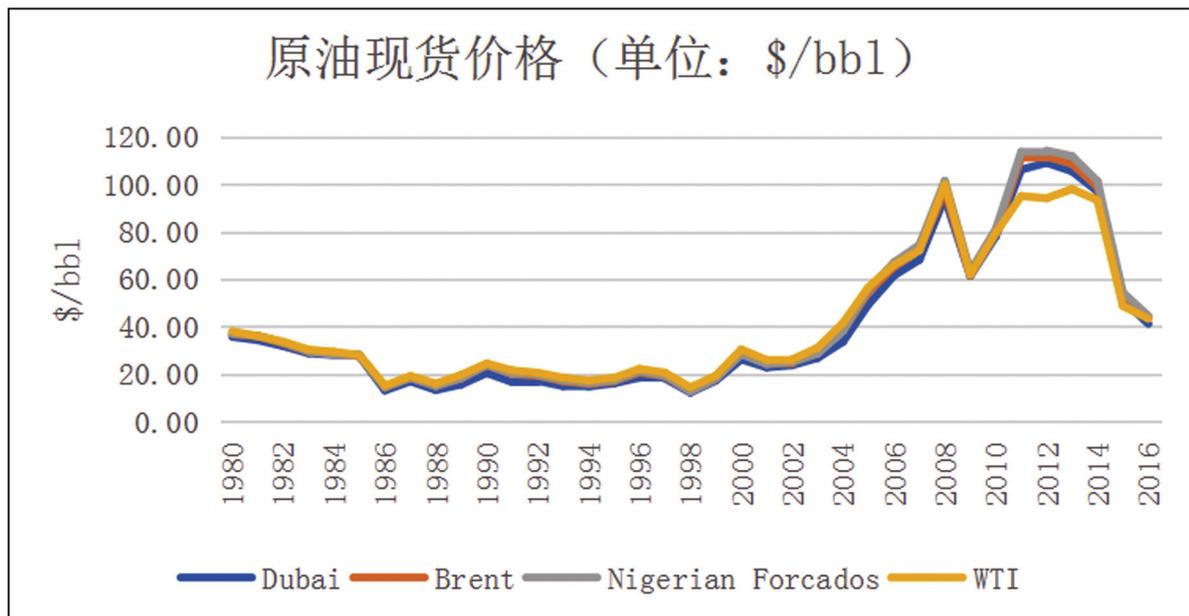


图 8 全球原油现货价格波动

数据来源:BP

亚洲地区长期从中东地区进口石油,中东地区的产油国为维护本国石油出口收益的最大化,对出口到不同地区的相同原油采用不同的计价公式,从而造成亚洲地区的石油进口国要比欧美国家支付较高的原油价格。这种不平等的价格即所谓的中东原油的“亚洲溢价”(Asian Premium)。Ogawa(2002)的研究发现,20 世纪末到 21 世纪初,亚洲市场的阿拉伯轻质原油价格在长达十年的时间内都高于欧洲/美国的价格约 1 美元/桶—1.5 美元/桶,2002—2009 年价格差异提升到 2 美元/桶左右^①。

天然气价格在 2008 年之前处于波动上升趋势,价格变动幅度不大,在 2008 年有一个跳跃,其后,日本到岸液化天然气价格都高于欧美国家,2016 年,日本到岸液化天然气价格为 6.94 美元/百万英热单位,英德两国天然气价格在 4.7 美元/百万英热单位左右,美国最低,为 2.46 美元/百万英热单位。

^① 张馨艺等《“亚洲溢价”的困境与对策研究》,《国际经济合作》2012 年第 5 期,第 85 页。

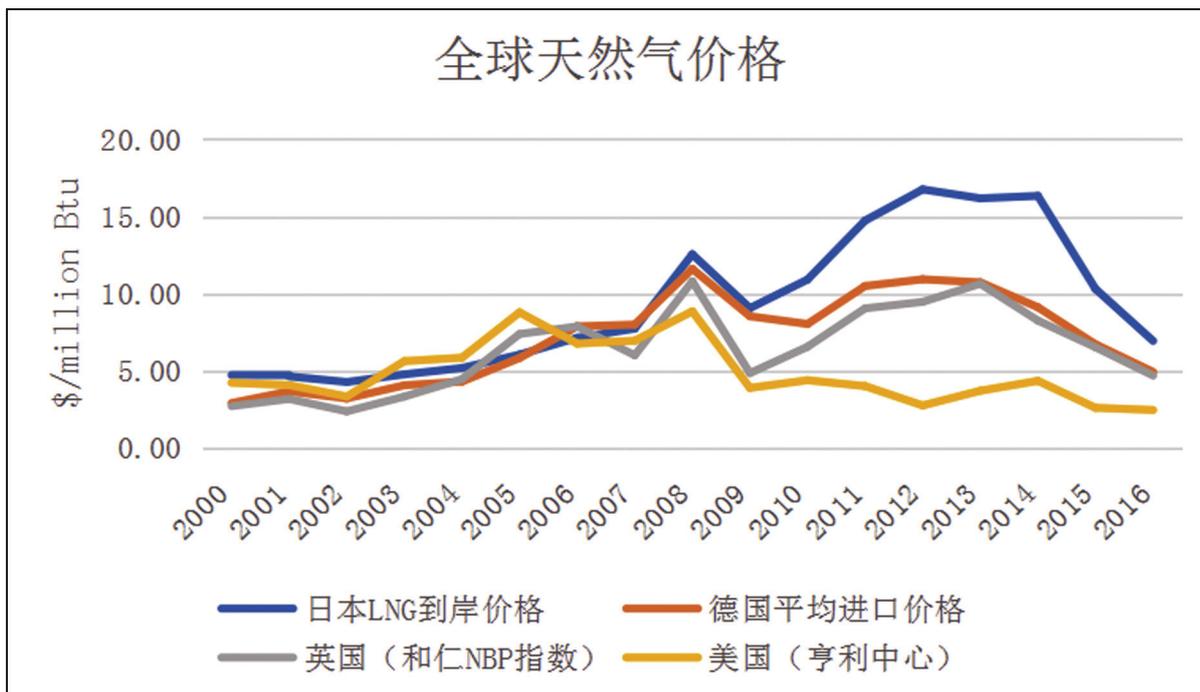


图 9 天然气价格波动

数据来源:BP(注:到岸价 = Average(成本 + 保险费 + 运费))

中国是亚洲地区 LNG 增长最快的国家,而由于亚太地区 LNG 贸易以长期合同为主,采用与原油价格挂钩的定价方式,由 2014 年之前一段时间原油价格高企导致了连带效应发生。根本原因在于,亚太地区天然气消费对外依存度高,LNG 市场需求价格弹性弱于欧美国家,对于市场价格波动的承受性差;同时,LNG 贸易大多数为长期的合同,存在着一些限制条款,例如“目的地限制”和“禁止转售”。由于这两方面原因,亚太地区长期以来的 LNG 进口价格相当于欧洲和北美地区整体上都存在着较高的溢价,2014 年高达 \$ 6/MMbtu— \$ 11/MMbtu(2016 年有所下降)^①。

由于天然气行业的监管与行业改革影响着天然气定价机制,考虑天然气市场发展的渐进性、天然气行业改革的难度和监管体制建立的滞后性等因素,天然气定价机制的改革难以一步到位,客观上影响中国天然气产业的健康有序发展。中国天然气对外依存度仍然较高,对于价格波动和供应不足等风险的抵御能力不足。

① Asian LNG market development to 2025: Pricing and contractual challenges

国内各种天然气价格总体偏低,扭曲了天然气与其他能源之间的竞争关系,居民用气价格得到补贴,造成天然气产业链各环节比价不合理的局面。

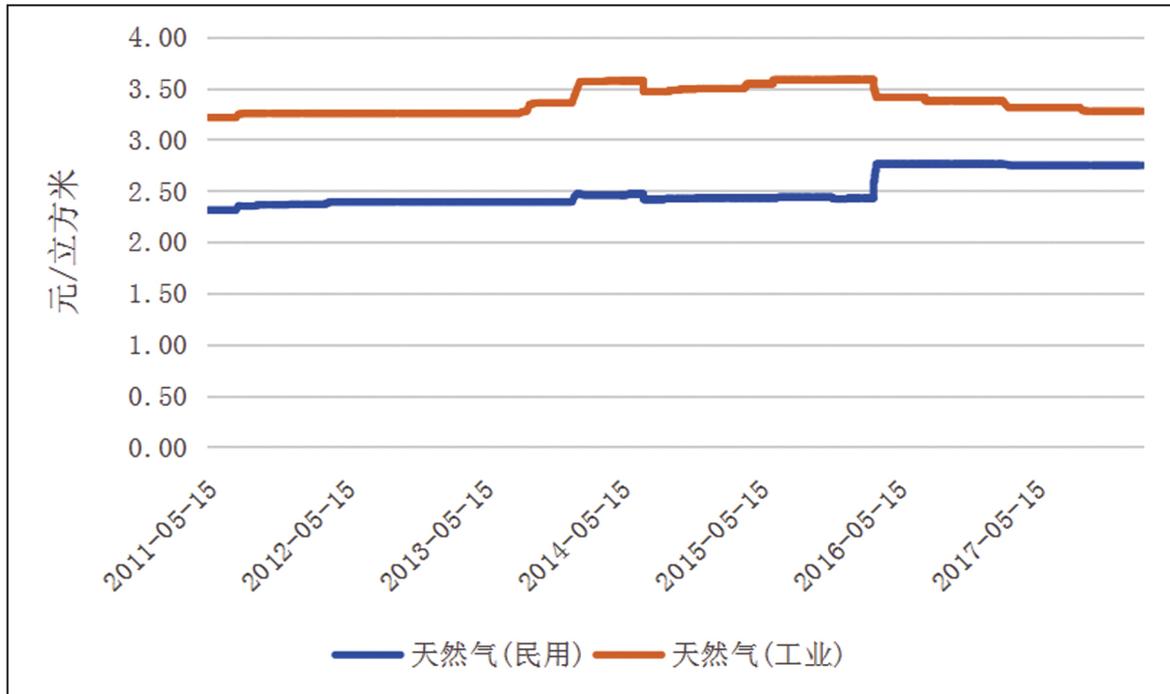


图 10 中国天然气价格

数据来源:wind

4. 能源贸易

(1) 中国能源贸易

中国是世界能源生产、消费的大国,能源贸易规模在不断攀升,2015 年中国能源贸易占全球比重接近 6%,其中,煤炭的贸易规模最大,原油增长迅速,在 2015 年赶上煤炭规模,天然气在 2010 年之后有显著增长。

从对能源生产和消费的分析中可以看出,中国的能源生产规模虽有极大的扩张,但作为拉动全球经济增长的主要引擎,能源消费的增速更快,供求缺口不断扩大,能源的对外依存度不断提高。从三大化石能源来看,中国国内的煤炭产能基本可以满足消费需求,但随着新能源等的发展,2014 年后煤炭贸易量有所下降。而油气资源对外依存度呈上升趋势,2016 年中国所有的能源进口中原油占比 61%,仅次于美国。

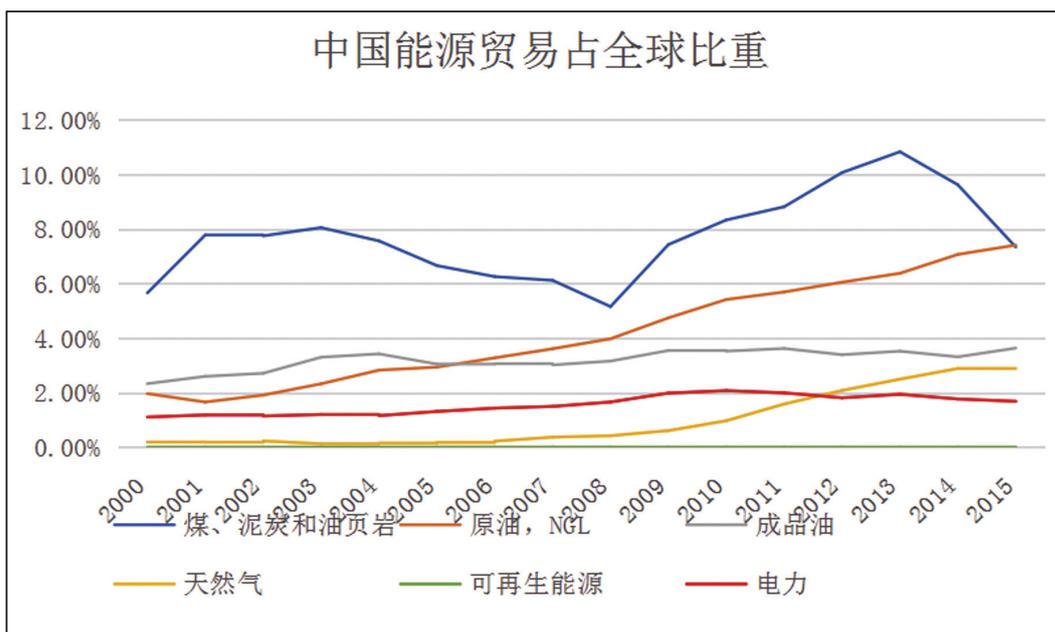


图 11 2000—2015 年中国能源贸易占全球比重

数据来源:IEA

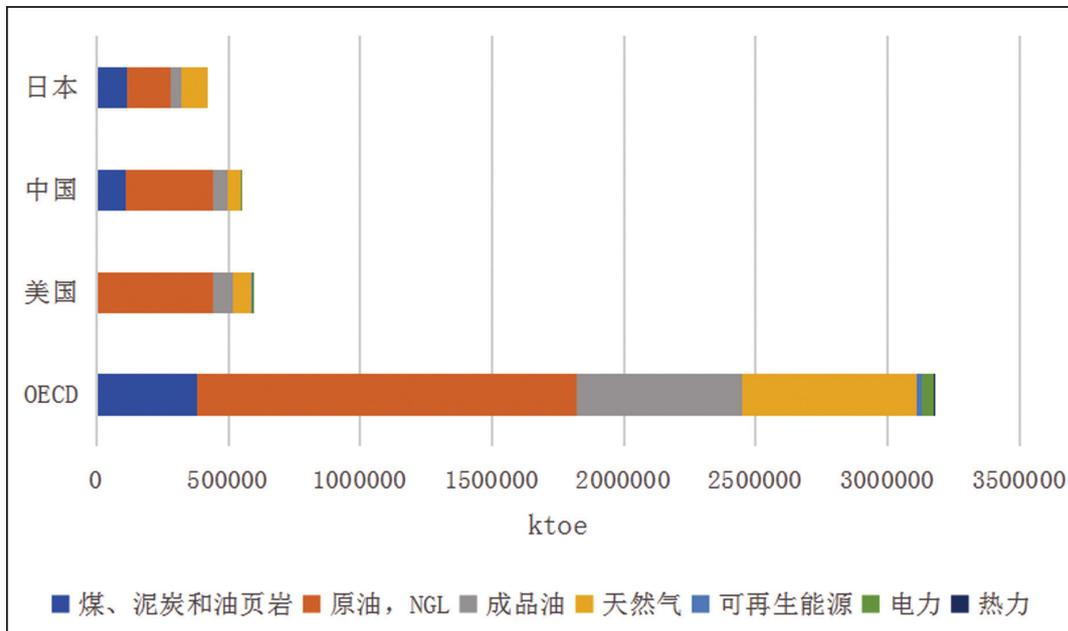


图 12 2016 年主要国家和组织能源进口结构

数据来源:IEA

随着需求的不断上升,中国石油的供需缺口不断加大,进口支出增加快。2010年以后,中国石油对外贸易额已经全面超过了2008年的高峰值,尤其是2012年原油进口额较2008年已经上升了71.2%。2016年,石油的对外依存度达到65.4%。从净进口量看,中国原油的净进口仅次于美国,成品油的净进口位居世界前列。

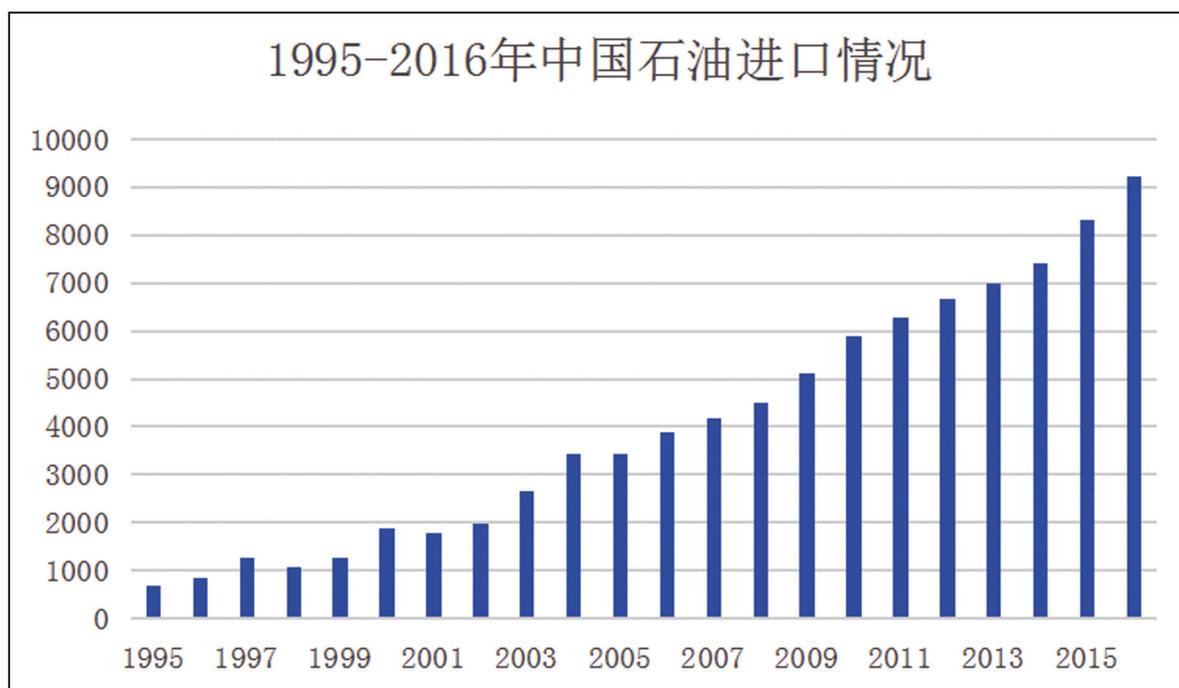


图 13 1995—2016 年中国石油进口情况

数据来源:BP

我国石油的对外依存度较高,从地域分布看,我国能源进口很大一部分来自于中东,近年来美洲地区成为我国能源进口来源新增长点。2017年的BP世界能源统计年鉴资料显示,2016年中国原油进口总量3.83亿吨,其中,从中东地区进口原油1.84亿吨,从西非进口原油0.6亿吨,从俄罗斯进口原油0.52亿吨,从中南美洲进口原油0.51亿吨。而中国与“一带一路”沿线国家的合作也将进一步改变进口来源。“一带一路”沿线国家占据世界石油探明储量的56.8%,石油生产量的51.7%(谢瑾等,2017),俄罗斯、沙特阿拉伯、委内瑞拉等国家的石油储量占比均位居全球前十。石油进口来源的改变对于满足我国庞大的石油需求十分关键。

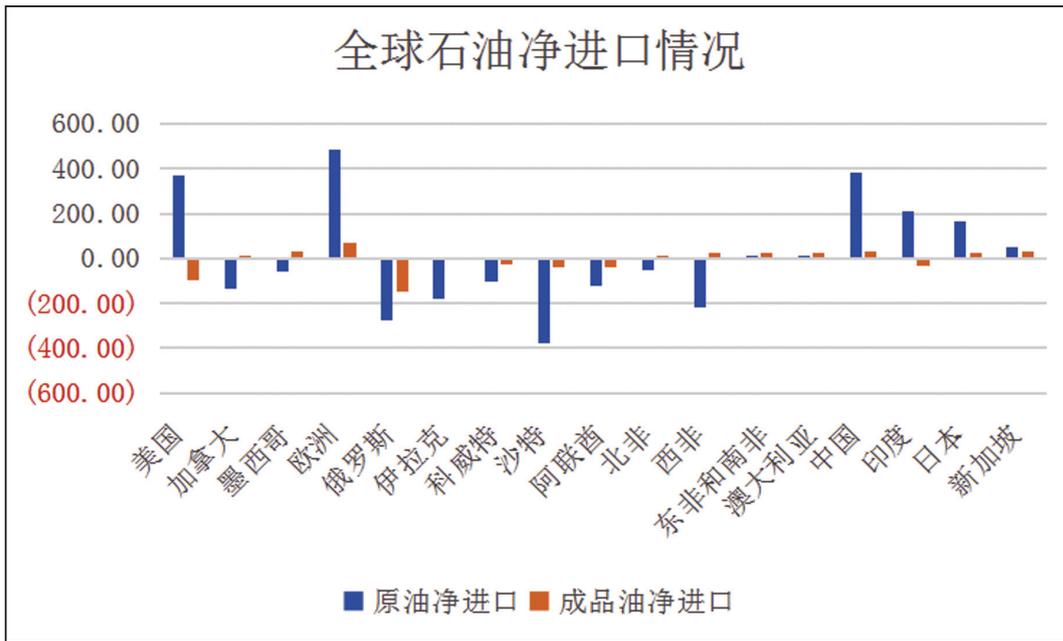


图 14 全球石油净进口情况

数据来源:BP

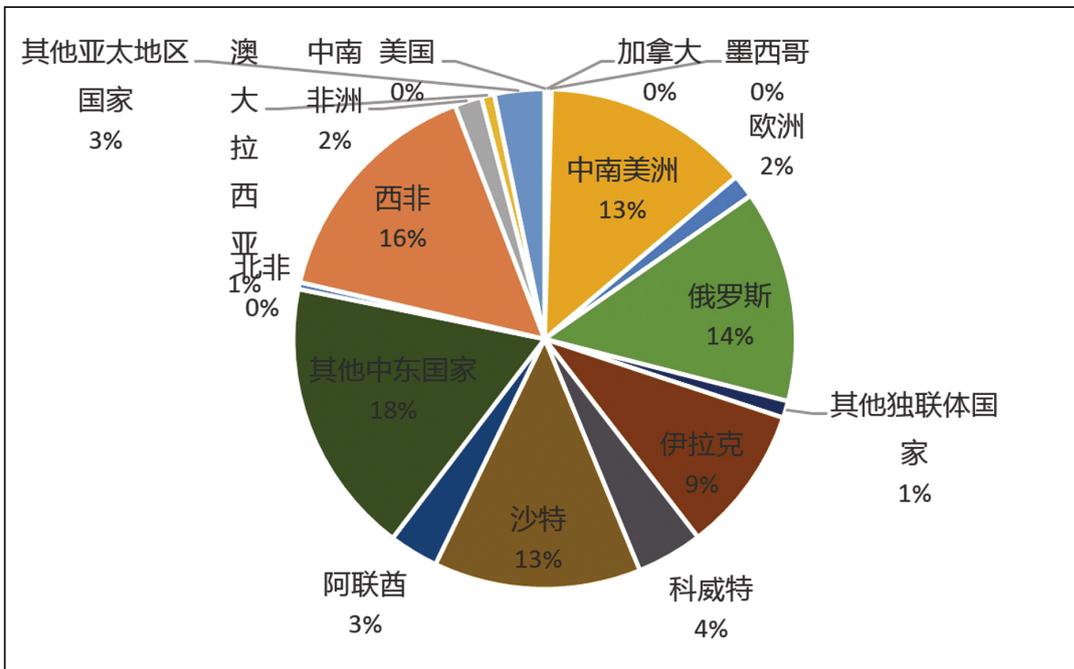


图 15 2016 年中国原油进口来源结构

数据来源:2017 年 BP 世界能源统计年鉴

近年来,我国国内面临环境保护压力,国内能源结构逐步调整,在政策影响下,国内天然气的需求也不断增加,对外依存度上升快,2016年对外依存度超过三成。我国天然气进口包括管道天然气和液化天然气(LNG)两种。2016年,中国管道天然气进口量达380亿立方米,液化天然气进口量达343亿立方米。与石油情况类似,中国作为少数几个管道天然气和液化天然气的净进口量都为正的国家,规模也位居前列。

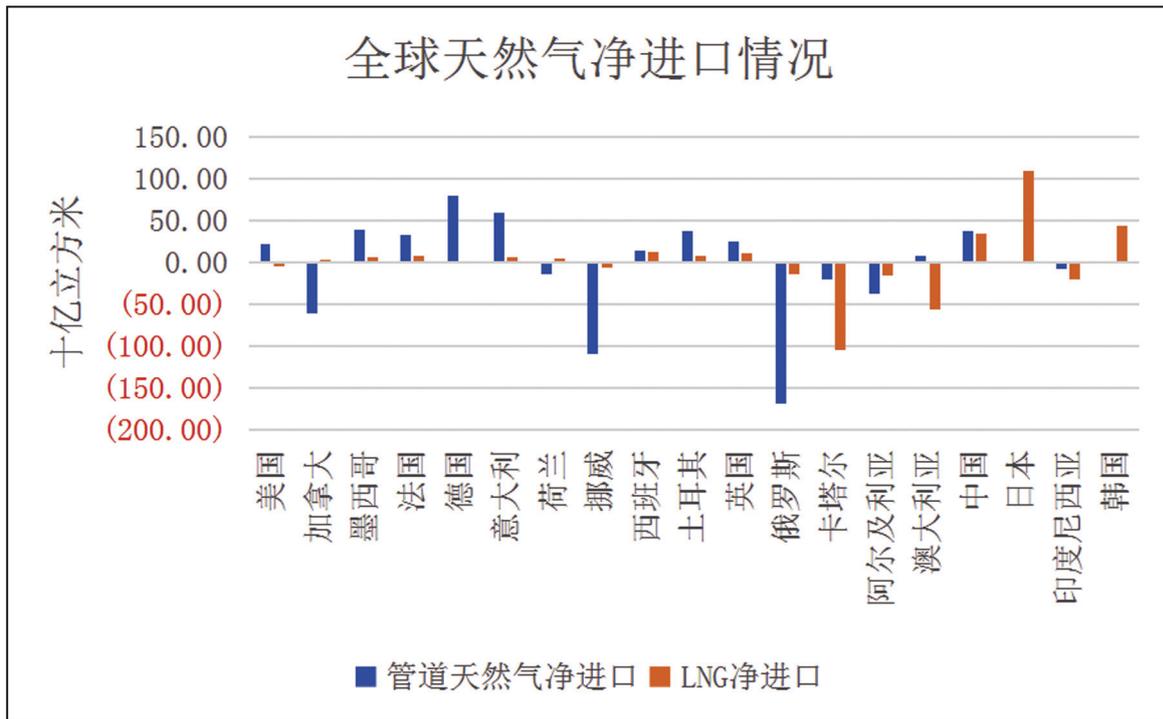


图 16 全球天然气净进口情况

数据来源:BP

2010 以来天然气进口的快速发展与我国积极发展新的天然气贸易伙伴、寻找新的天然气卖方相关。2016 年中国 LNG 进口主要来自卡塔尔、澳大利亚、印度尼西亚和马来西亚,全年进口量达到 343 亿立方米。我国在近年来的“一带一路”倡议的推行中,不断拓展和中亚各国的经济联系,订立了许多长期的油气管道建设和油气供应计划,保障了我国的天然气供应。2017 年 10 月 3 日,哈萨克斯坦天然气运输公司称将加大对中国出口天然气规模至 50 亿立方米/年,预计出口收入为 10

亿美元。俄罗斯“西伯利亚力量”也将于 2018 年左右开始对我国供气,年供气量同样达 50 亿立方米/年。可以预期“一带一路”沿线国家的管道天然气进口规模还将继续扩张,以支撑我国天然气需求增长和能源结构的转型。

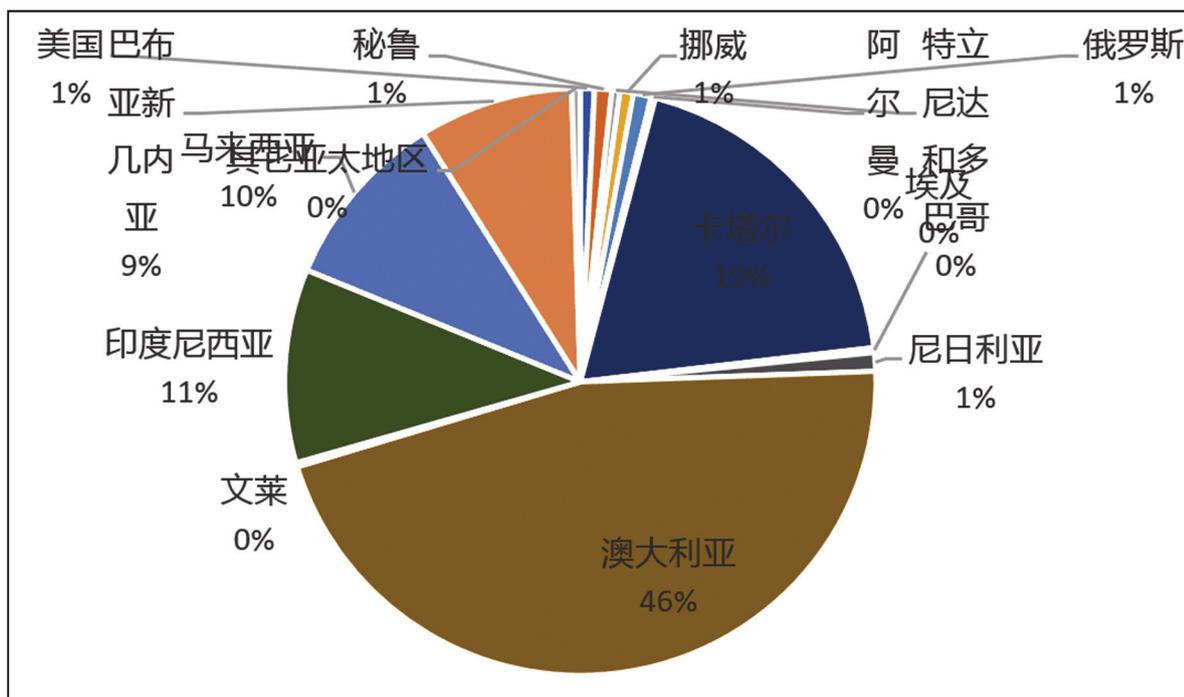


图 17 2016 年中国 LNG 进口来源结构

数据来源:2017 年 BP 世界能源统计年鉴

(2) 中国能源对外投资

从我国加入世贸组织以来,我国对外直接投资发展迅速,发展规模不断壮大。根据《2016 年度中国对外直接投资统计公报》统计结果显示,自 2002 年以来,中国对外直接投资流量实现了 14 年的持续增长。2016 年,在全球外国直接投资流出流量 1.45 万亿美元,较上年下降 2% 的背景下,中国对外直接投资流量创下 1961.5 亿美元的历史新高,同比增长 34.7%,在全球占比达到 13.5%。从 2004 年到 2015 年,中国能源类投资占投资总额的 47%,投资项目 164 个,占对外投资项目总数的 30%^①。能源投资在未来仍然是我国对外直接投资的重点。中国在海外的能源投资总额反应了能源企业对外投资年度流量情况,投资流量越大说明年度能源投资

① 段宇平,吴昊.中国全球能源投资分析 [J].中外能源.2015(03):9-15.

活动越活跃。“三桶油”是我国海外投资的主力。在总量上,根据美国企业研究所(American Enterprise Institute, AEI)的中国海外投资追踪数据(China Global Investment Tracker)的海外能源投资数据,中国在海外能源投资从2007年后发展迅速,其中2008年投资额为202.6亿美元,是2007年的近9倍。2012年能源投资额达到峰值,为441.7亿美元。同时期中海油以151亿美元对价收购尼克森石油公司全部股权成为当时对外油气投资的记录,也刷新了海外油气投资的历史记录。在这之后,海外能源投资额有所下降,但是发展势头仍然良好。2016年,中国在海外进行能源投资额为343.5亿美元,比2015增长了13.4%。

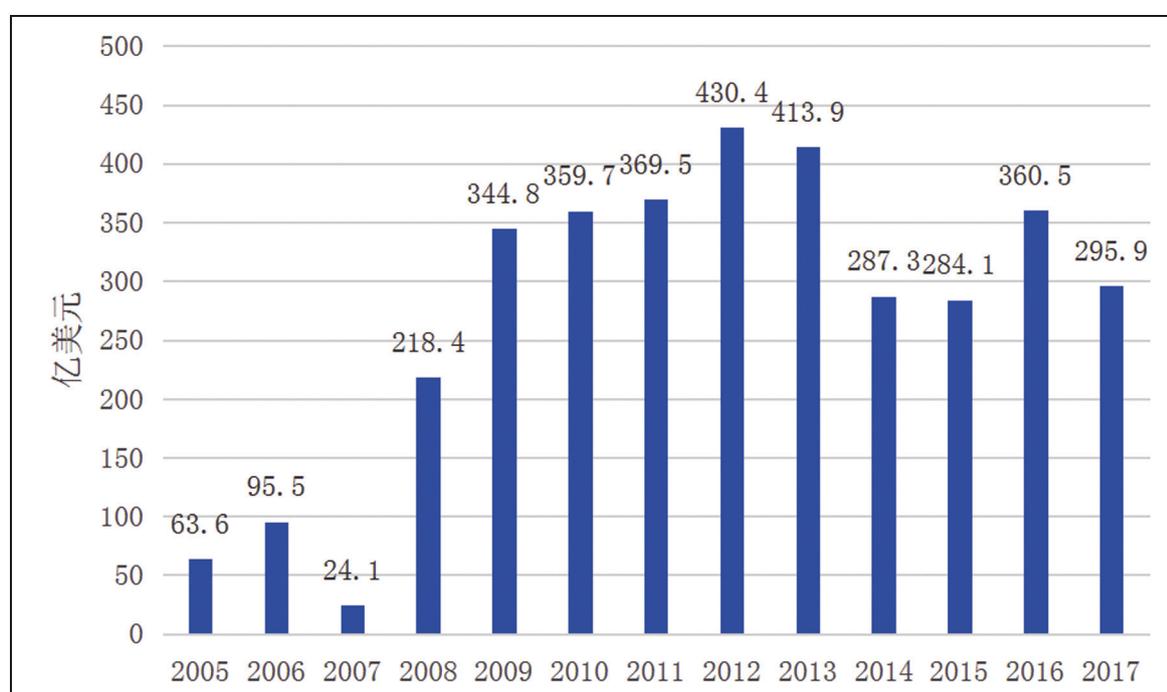


图 18 中国能源对外投资额

数据来源:AEI,中国对外投资追踪数据(China Global Investment Tracker)

在投资结构上,我国能源企业海外投资领域从最初的传统化石能源起步,逐步延伸到页岩气开采、风力潮汐发电以及稀有金属冶炼等新兴行业。油气是中国在海外主要投资的领域。海外石油投资也达到了将近1100亿美元,海外石油投资获取的权益油也为我国国内石油需求提供了重要的保障。天然气对外投资开始于2008年,并且每年投资额逐渐增加,累计投资额达到411.4亿美元。由于我国油气

资源对外依存度的加大,未来油气投资也会一直是我国海外能源投资的重点领域,投资额还会不断增加。煤炭海外投资总计为 288 亿美元,水电海外投资额约为 149 亿美元,这两大领域投资一般是伴随企业的业务拓展,主要目的是追求投资回报。中国目前的海外替代能源(风、光等)投资还比较弱,投资额最少,只有 189.4 亿美元,但发展前景广阔,并购机会较多,一般投资回报率比较稳定。

表 1 2017 年中国海外能源投资构成

投资领域	替代能源	煤	天然气	水电	石油	其他
投资总额(亿美元)	35.5	42.1	13.5	36.5	130.3	38.0

数据来源:根据 AEI 数据库整理得到

在投资区域上,在 2004 年以前,中国对外能源投资的区域集中于亚洲和非洲,很少到发达国家进行金额大的投资活动。2005 年以后,中国能源企业逐渐向美国、加拿大等地区进行投资,并且在金融危机之后投资额高速增长。从 2005 年到 2017 年,中国在海外能源投资总额排名前六的国家是加拿大、巴西、澳大利亚、俄罗斯、哈萨克斯坦和美国,这六个国家能源投资总额均超过 100 亿美元,其中美国投资总额为 153.8 亿美元,超过排名第七的伊拉克 55.5 亿美元;在加拿大投资总额为 382.9 亿美元。在地区投资上,中国能源海外投资累计投资最多的是在美洲地区,其中在 20 世纪 90 年代的几笔收购占到了海外总投资的 32%,包括中海油斥资 194 亿美元收购的尼克森公司,占地区累计投资总量的将近 1/3。

表 2 2005—2017 年中国在各区域能源投资额

投资区域	阿拉伯中 东和北非	澳大利亚	东亚	欧洲	北美	南美	撒哈拉 以南非洲	美国	西亚
投资总额 (亿美元)	255.3	340.7	386.9	489.0	412.7	597.6	243.4	153.8	668.3

数据来源:根据 AEI 数据库整理得到

总体来说,中国能源对外投资在近几年发展迅速,企业规模也在不断增加,再加上“一带一路”理念的支持,发展前景广阔。但是也仍然存在着投资区域不平衡、政府干预较多、投资方式不完善等问题,与国际上大的能源企业有一定的差距。近年来中国的海外并购存在着盲目冲动性和机会主义倾向,这会导致四方面的问题:

一,盲目并购使得国内企业对国外收购企业的技术信息了解不足,很可能在并购时该企业已处于“夕阳阶段”,造成无谓损失;二,对东道国的文化、法律法规缺乏深刻认识,容易引起冲突;三,在信息不对称的情况下盲目扩张并购使中国在海外的出价普遍较高,存在“中国溢价”,卖方认为中国企业有中国市场作为依托,经常会在合理估值的基础上再上涨并购价格;四,收购完成后企业整合经验不足,后期发展受到影响。

二、全球视角下能源领域的中国利益

1. 能源供应稳定和能源价格稳定

能源供应稳定和能源价格稳定是能源安全的两个方面。20世纪80年代,国际能源署(International Energy Agency, IEA)从能源供应安全出发把能源安全界定为以合理的价格获取充足的能源供给。IEA能源供应安全包括两层含义:一是不能持续出现严重的供应短缺,即供应短缺要小于上一年进口量的7%;二是未出现持续的难以承受的高油价。^①这两层含义可以分别理解为能源供应稳定和能源价格稳定。

能源品的供应和价格易受到政治、经济、环境等多方面的影响,能源品供应量以及价格的频繁且大幅度的波动,会极大地增加厂商生产的不确定性,严重影响投资积极性,造成经济增长放缓。稳定的国际能源市场价格,能够降低生产的不确定性,进而刺激能源及与能源密切相关行业的生产,同时又能带动就业,为经济发展提供持续动力。能源供应和能源价格的稳定对经济发展具有重要意义。

1973年10月第四次中东战争爆发,石油输出国组织(OPEC)为了打击对手以色列及支持以色列的国家,掀起了第一次石油危机,减少石油生产,宣布石油禁运,提高石油价格,使原油价格从1973年的每桶3美元提高了三四倍,而这次石油危机使美国、日本等依赖石油进口的国家发生了严重的国际收支赤字,最终引发了1973—1975年的世界经济危机。这次石油危机后,主要石油消费国家在1974年成立了国际能源署(IEA),力图通过稳定石油供应和价格来确保国际能源安全。

据国际能源署(IEA)统计数据,2013年俄罗斯出口至欧洲的天然气占欧洲天然气消费量的30%。乌克兰是俄罗斯向欧洲提供天然气的重要中转站,2006年与

^① 魏一鸣,范英,韩智勇,等.中国能源报告2006:战略与政策研究[M].科学出版社,2006.

2009年俄罗斯因乌克兰问题曾两次短暂中断对欧洲的天然气供应,2014年乌克兰危机爆发,导致欧洲能源供应局势紧张,面临巨大压力。

随着中国经济的崛起,在主要发达国家能源消费总量趋于下降的情况下,中国的能源需求却不断增加,并超越美国成为世界第一大能源消费大国。这导致了我国的能源供给压力持续增加。由于我国“富煤贫油少气”能源禀赋限制,能源供应能力有限,国内资源难以满足日益增长的能源需求,使得能源市场的供需缺口不断拉大。为了保证能源供给,我国的石油和天然气的进口依存度不断攀升。

在国际能源市场上,从中东地区出口的石油,对谈判能力较强的欧美地区制定的价格要低于对亚洲地区,这个价格差异被称为“亚洲溢价”。1990至1997年,平均来看,沙特向东亚市场出口原油的离岸价格比向西欧市场出口原油的离岸价格高83美分/桶,比美国高93美分/桶。^①Doshi & DSouza (2011)比较了从2007年1月至2009年12月全球金融危机前后,沙特阿拉伯国家石油公司生产的轻质原油(Arab Light)从拉斯坦努拉港口分别运往西欧和东亚地区的官方离岸价格,发现三年期间平均而言,与欧洲市场相比,亚洲市场承担了约为0.19美元/桶的“溢价”。^②由于亚太地区LNG贸易以长期合同为主,长期合同又采用与原油价格挂钩的定价方式,由原油的“亚洲溢价”导致了LNG市场的“亚洲溢价”连带效应。能源市场上“亚洲溢价”长期存在的根本原因,在于亚太地区石油、天然气的对外依存度高,需求的价格弹性弱于欧美国家,对于市场价格波动的承受性差。

与此同时,我国能源进口地区较为集中,容易受到国际动荡局势的影响,面临较大的安全风险。能源供应的不稳定以及能源价格的不稳定给未来能源发展存在很大的不确定性,带来了不容忽视的能源安全问题。

2. 能源价格波动

在全球化视角下,中国作为传统的出口大国,在全球贸易中所占的比重较大,2017年中国贸易总额,占全球贸易总量的%。从能源方面来考虑,由于出口总量占比偏高,国内能源价格波动会有一部分通过出口商品转移到国外消费者。因此,当国内能源价格出现波动时,其影响并不是完全在国内体现:当国内能源价格提高

^① Soligo R, Jaffe A M. A Note on Saudi Arabian Price Discrimination [J]. Energy Journal, 2000, 21(1):121-133.

^② Doshi T K, DSouza N S. The 'Asia Premium' in Crude Oil Markets and Energy Market Integration [M] // Deepen Understanding and Move Forward: Energy Market Integration in East Asia. , 2011:152-190.

时,有可能通在一定程度上因此能源相关贸易进出口行为发生变化,比如 2017 年澳大利亚及印尼煤炭进口;当国内能源价格下降时,在一定程度上降低了国外消费者的能源成本。因此,在不考虑全球化视角情况下从本国经济出发进行能源补贴存在一定的问题,比如煤炭本身的外部性并没有内部化;同时,在国内征收能源税也会通过通货膨胀输出到国外,并不会完全导致国内的物价水平升高。

3.能源结构调整

20 世纪 80 年代中期之后,由于能源消费的快速增长和供应结构的缓慢改善,大规模的常规能源使用已经对人类生存与发展的环境本身构成了严重威胁,其中因能源消费所造成的二氧化碳、粉尘及二氧化硫等废气排放已成为全球关注的焦点问题之一,能源安全使用问题逐渐引起西方发达国家的关注。随着全球气候变暖和大气环境质量急剧下降等环境恶化问题的出现,国际社会开始以可持续发展的新眼光重新审视能源安全问题,更加强调谋求经济利益和环境问题的平衡发展。

随着全球气候变暖和大气环境质量的急剧下降,发达国家开始以可持续发展的眼光审视自身国家能源安全问题,将生态环境安全纳入了能源安全的概念。国内较有代表性的研究是将能源安全分为能源供应的稳定性和能源使用的安全性。张雷(2001)认为国家能源安全概念由两个部分组成:第一,能源供应的稳定性(经济安全性),是指满足国家生存与发展正常需求的能源供应保障的稳定程度。第二,能源使用的安全性,是指能源消费及使用不应对人类自身的生存与发展环境构成任何威胁。张艳(2011)认为能源安全是指在特定时间内(临时、近期、中长期)和一定技术经济条件(合理价格、经济技术可行)下能源供应能够稳定、高效、清洁地满足指定空间地域(国家、区域)内能源需要(经济增长、居民基本生活、生态健康和环境友好)的状态。魏一鸣等(2012)提出的能源安全概念,是指买得起、可靠且不间断的能源供给,同时不破坏和污染环境。

大量的能源消耗和以煤为主的消费结构也给我国带来了严重的环境污染和生态破坏问题。根据 BP BP 世界能源统计年鉴 2017,2016 年中国的二氧化碳排放量 9123 百万吨,比上一年减少了 0.7%,连续第二年碳排放减少,但中国仍然是世界第一大碳排放国家,占世界碳排放总量的 27.3%。

从直接影响来看,能源的不当利用所排放的废水、废气一方面加剧了环境污染,损害了生物多样性;另一方面使得气候环境的恶化,导致酸雨、雾霾等极端天气的频繁发生。从间接影响来看,在全球低碳化的潮流大势中,居高不下的环境污染

物排放量严重影响了我国国际形象的树立；并且对我国的出口、就业、财政收入、投资以及整体经济增长产生了一定的抑制作用。更为重要的是，环境污染严重危害了我国居民的生命健康。因此，能源的清洁使用不仅是顺应全球低碳化的潮流大势，也是保障人民生命健康的重要途径。

治理环境污染，降低碳排放，一方面可以通过调整能源需求结构，发展核电等清洁能源，减少煤炭使用达到；还可以通过能源的清洁利用，例如使用煤炭的脱硫脱销技术以及减少二氧化碳排放的技术，来降低二氧化硫等污染物和二氧化碳的排放；还可以调整经济结构，降低第二产业的比重，淘汰高耗能、高污染产业，同时鼓励第三产业的发展。

核电是一种燃值高、污染低的可再生能源，能够有效减少污染、降低污染治理成本。虽然我国核电发展迅速，但核电发电量依然仅能满足很小一部分电力需求。2015年，全国核电累计发电量为1707.9亿千瓦时，占全国电力生产量的2.9%，应进一步推动核电发展。

根据BP世界能源统计年鉴2017，2016年煤炭占中国能源消费的62%，这一比重创造了煤炭在能源消费中占比的最低值，但煤炭仍然是我国能源消费中的主要燃料。在我国富煤贫油少气的资源禀赋和现行的能源供给结构下，既要保证能源供给，又要降低污染提高环境质量，煤炭的清洁利用至关重要。促进煤炭的清洁利用要将经济激励与财政支持结合，建立健全煤炭清洁化利用技术的应用与推广示范机制。中央财政可以考虑成立煤炭清洁化利用发展基金，给予专项支持，同时加大对煤炭清洁利用的补贴力度，健全融资体系。此外，排污费返还、运用政府采购杠杆等方式引导企业开展清洁生产和利用也都是不错的经济类政策选择。

三、全球视角下中国能源的政策主张

1. 寻求共同利益，建立“国际能源共同体”

各国社会经济发展所需的能源、资源受到地理因素和禀赋的限制，但在全球化背景下，各国通过能源贸易能够满足本国能源需求。在此过程中，能源进口国和能源出口国的经济社会发展与国际能源供需情况融为一体，在能源结构、能源价格和能源安全等方面产生了新的特点。从能源需求角度、能源结构角度、供需合作角度等方面，全球不同的经济体之间都存在着较多的共同利益和合作点。但是，目前来

看我国的能源发展还没有将全球视角真正的纳入能源政策主张中,从“十三五”能源规划来看,就未考虑我国能源与全球整体的情况。基于此,建议在全球视角下寻求各经济体之间的共同利益,建立“国际能源共同体”。

(1)建立“中日韩”东亚能源经济共同体(共同购买者)

国际贸易是世界各国解决资源禀赋约束,满足能源需求的主要工具。以中国、日本、韩国为代表的东亚经济体,由于能源需求结构相同、能源安全条件近似、能源来源地都集中在中东等原因,存在共同利益。

受到能源禀赋和能源进出口结构的影响,中日韩三国在能源供需方面的矛盾具有高度一致性。一是受能源禀赋的影响,存在较大的产出缺口;同时本国现有资源的替代和转换成本偏高,决定了三国的能源对外依存方式具有一致性:中日韩能源相对于北方(俄罗斯)和南方(澳大利亚),能源供给相对不足;短期内通过地质勘探、设备技术投资或调整能源结构投资来实现能源的充足很难实现;中日韩都面临着技术瓶颈:依靠可再生能源生产和消费的成本很高。因此需要合作,通过能源贸易来满足能源需求。二是东亚国家的经济增长、价格水平、国际收支等与国际油气资源供需联系紧密,在应对方式方面具有一致性。以天然气为例,中日韩三个主要市场是分开操作的,并没有像北美和欧洲那样,建立一套相互联系的管道系统;由于天然气是通过管道或液化的方式运输的,分开运输和存储在造成了不经济性,抑制了天然气市场的扩张,约束了经济增长,在价格方面产生不经济,没有形成统一的进出口合力。产生了三是东亚国家在能源进口国和运输路线方面基本一致,在能源供给安全的保障方面具有高度的一致性。以天然气为例,中日韩三国对俄罗斯有着相似的能源需求,以共同体的形式与俄罗斯共同开发远东能源,在管线问题上能够多方统筹,达到共同发展的目标(韩立华,2005)。同时,三国在能源资源禀赋方面也存在一定的存在差别,从地理位置和国土面积等方面来看,各有优势,是东亚能源内部合作的切入点;但三国在能源问题方面也存在内部竞争,在合作过程中应当注意利益分配。

(2)建立“中印”能源合作关系(快速增长需求者)

印度与中国在发展过程中具有较大的相似性,两国都是新兴经济体的代表,在经济高速增长的过程中对能源方面的需求也在不断扩张。两国能源消费结构中化石燃料所占比重很大,对煤和石油等化石燃料的依赖性很强,风能、太阳能等清洁能源所占比重非常小,但未来增长空间巨大。两国的科技水平虽有很大进步,但在气候变化领域内的研发能力相比发达国家还有不小的差距。

因此,中印合作的主要方面有二:一是二者同为快速增长的能源需求经济体,具有相似的能源贸易诉求。两国在经济高速发展的过程中,同样面临能源供应稳定和能源安全方面的问题。基于此,两国在能源贸易、可再生能源发展、环境治理、减缓和适应气候变化等方面具有广阔的合作空间。二是二者在贸易结构中存在互补,两国的合作关系能够在一定程度上形成共赢局面。从印度方面来看,国内能源及相关基础设施落后、投资缺乏是制约印度经济发展的瓶颈,导致其经济发展所需要的市场要素不能及时到位;同时中国在“一带一路”合作中能够通过共建基础设施、发展能源合作等方式互联互通,共同改善投资环境,也能够有效释放二者的市场活力。

(3)中俄及中海(合会)合作(供需合作)

在能源供需合作方面,中国与俄国、中国与中海合会等具有较为深远的合作意义。俄罗斯石油、天然气等方面具有非常丰富的储备,且与中国相邻,在地缘上存在天然的合作优势,也是中国石油、天然气的主要进口国。海合会是指海湾阿拉伯国家合作委员会,是海湾地区最主要的政治经济组织,简称海湾合作委员会或海合会。成员国包括阿联酋、阿曼、巴林、卡塔尔、科威特和沙特阿拉伯、也门7国。是世界石油的主要生产国和出口国,也是中国原油的主要进口国。

中俄及中海合会在能源方面的合作主要包括三个方面:一是中国的能源需求是俄罗斯及海湾国家经济发展的重要动力。以俄罗斯为例,其经济存在对能源出口高度依赖的特点,客观上要求俄罗斯长期形成的资源型出口型经济结构需要寻求调整和优化。二是供需合作有利于双方的能源和经济安全。目前全球能源正处于发展变革时期,美国页岩油气产业异军突起。无论是原有的能源供应大国还是能源需求大国,都需要在新的能源格局中进行博弈,保证能源和贸易等方面的稳定和安全。三是在一带一路背景下,中国对相关地区的能源基础设施投资能够有效将各方的利益进行统筹。

2.具体建议梳理

(1)要科学跨国比较能源价格

各经济体的能源价格一般是存在差异的,但是按照绝对价格进行同一能源品种的跨国比较并不科学。主要原因在于,不同经济体的能源禀赋、政策补贴、产业垄断等情况都不尽相同,同时各经济体之间普遍服务、一般性税收、市场竞争的情况也存在差异,才能对能源价格进行科学比较。一般来说,能源价格的形成主要取

决于能源供需、输配成本、负外部性、能源政策、社会政策和税收政策六个方面。

能源供需关系。能源的消费与生产都会直接影响能源价格的形成。一方面，上游市场的供需会对能源企业价格的形成造成影响。能源价格的市场化能使得上游厂商按照能源价格的波动进行生产与销售，继而在长期稳定的发展过程中形成了可靠的供给能力。另一方面，从国际来看，价格改革的市场化可以使企业能够根据能源品的国内外价格高低适时调整能源的进出口，保障国内能源安全，实现对国际资源的合理充分利用。

输配成本。电力行业的输配电价、天然气行业的管道输送费都属于能源行业的输配成本。由于能源品之间是互相竞争的关系，输配成本作为能源成本的重要一环，其高低会直接决定能源价格的水平，进而关系到该能源品种的竞争能力。与此同时，输配成本的高低还会直接反映在产品的覆盖范围上，输配成本越低，则市场份额越大，市场效率越高。因而，输配成本不仅会影响某一能源品的价格，也会影响各种能源品所占的比重和竞争力。

负外部性。能源的生产和消费过程均存在负外部性，而且伴随着能源生产与消费总量的快速增长，负外部性日渐突出。这主要体现为环境污染与气候变化两个方面。各国能源价格全成本定价的方式存在差异，有些价格尚未反映资源的稀缺性和环境治理成本；在全球污染物方面，比如中国，是碳排放及温室气体排放大国，在节能减排方面需要承担一定的责任。因此，在能源价格的形成中需要逐步将环境税和碳市场配额的成本计算在内。

能源政策。各经济体对由于产业目标不同，在财政补贴和税收优惠等方面存在差异。以我国为例，近年来，我国加大了对可再生能源发展的财政补贴和税收优惠，一方面为纠正市场失灵带来的市场扭曲，另一方面为鼓励新能源企业“走出去”和促进核电产业化。因此，对新能源和核电产业的补贴和优惠应该体现在能源价格之中，让行业共同来承担。

社会政策。我国电力行业具有交叉补贴和普遍服务两个重要特征。交叉补贴是指在中国的电价体系中，存在工业与居民、城市居民与农村居民、高电压等级用户与低电压等级用户之间的多种交叉补贴；而普遍服务是指确保所有用户都能以合理的价格获得可靠的、持续的基本电力服务。由于历史原因，我国电价交叉补贴现象较为严重，由于居民、农村、山区等发电成本高于工商业等用电大户，如果没有交叉补贴，那么城乡居民和偏远地区都会面临电价上涨的风险，使财政、民政部门及各地方政府必须承担起此前电网所承担的电价补贴和普遍服务功能。因而，在

能源价格的形成中必须要考虑交叉补贴和普遍服务问题。

税收政策。在我国税收体系下,能源行业是政府筹集税收的重要领域。2015年煤炭采选业,石油和天然气开采业,电力、蒸汽、热水生产和供应业,石油加工及炼焦业,煤气生产和供应业五大能源行业占我国税收收入的比重高达10%。除环境税外,我国对能源商品还征收增值税,为内生化能源品的外部性,应将税收考虑在能源价格的形成之中。以中美汽油价格为例,中国汽油(中国石化官微数据,2016)价格构成中税收占比约为51.7%,税收包括增值税、消费税、城建税、教育费附加、地方教育费附加、企业所得税和可能的关税;除去税收后,原油成本、炼油成本、流通环节费用、利润占比约为48.3%。美国汽油(EIA数据,2016)的构成中税收占比20%、分销费用占比14%、炼油费用18%、原油费用49%。

(2)通过能源共同体开展对话

要正确处理好我国与IEA之间的关系。IEA是全世界用油经济体的联合组织,从这一点来看,中国与IEA成员国在能源政策方面具有共同利益。应建立中国—IEA—OPEC对话,全世界用油者联合起来,降低短缺的风险、维持价格稳定;同时也有利于产量增加、航路安全、价格稳定。目前来看,以OPEC国家为主的中东资源供应较为稳定,且通过卡特尔组织在投资、战略储备等方面具有竞争优势。因此,与IEA之间的合作重点包括三个方面:一是在投资、战略储备等方面形成合力,促进与中东的自贸谈判;二是在石油进口与石化产品进口替代方面寻求合作,以能源共同体的方式与OPEC开展对话;三是在共同体内部发展主要贸易伙伴,在新能源技术、基础设施完备等方面开展合作。

在这种情况下,要促进建立全球市场、新交易体系和交易规则,以全球合作的方式开展能源贸易。

(3)优化国内能源政策

一是发挥市场作用,做好政府监管。煤炭生产的“276天”限制,在一定程度上该政策相当于政府造卡特尔,在提升煤炭价格、帮助煤炭企业恢复盈利的同时,也增大了火电企业成本。在目前的市场情况来看,该政策引起的连锁反应有二:一是政府按照原有的计划提高了煤炭价格,但是增大了火电的成本;在此情况下,即使政府再出手救了火电企业,也只是把压力转到下游的钢铁行业。在一定市场化的情况下,各行业之间都是互相关联的,政府之手不可能拯救所有的行业,唯有从源头遏制市场势力。二是没有充分考虑全球化视角,在并不封闭的经济体内通过政府制造卡特尔提高国内煤炭价格,形成价格高低,导致世界煤炭大量涌向中国;

国内供不应求的情况反而使得澳大利亚、印尼等经济体的贸易煤炭高价卖入；虽然通过港口延时、入关检验等方式进行了一定的限制，但是在如今 WTO 相关贸易规则的情况下很难持久，并不能从根本上解决煤炭贸易成本提升带来的损失问题。

二是深入推进能源价格体制改革。能源体制改革、价格改革等在国际中已经有较为成熟的经验，在全球化视角下中国可以参考各国经验，结合国内本身的情况分析并推进价格体制改革。比如天然气价格市场化改革，既要考虑我国本身作为进口国与欧美国家的差异，也要考虑目前市场竞争情况与国际经验的阶段或者效果对比。再比如在电价改革中，我国原有体制本身存在的价格倒挂（民用电力价格低于工业用户）以及交叉补贴等问题，就要同时进行考虑进行创新性的制度设计或者改革。

讨论中国能源价格变动的影响，可以参考这两篇文章的内容，核心观点就是因为中国商品出口占比比较大，因此中国能源价格波动一部分会由外国消费者承担，因此能源降价的话便宜了外国人，进而说明能源补贴（例如煤炭外部性没有内部化）是不合适的政策，反过来也说明征收能源税对国内的影响并不如大家想象的大（因为一部分通过通胀输出到国外了）

参考文献

- [1]魏一鸣, 范英, 韩智勇, 等. 中国能源报告 2006: 战略与政策研究[M]. 科学出版社, 2006.
- [2]魏一鸣. 中国能源报告: 2012, 能源安全研究[M]. 科学出版社, 2012.
- [3]张艳. 我国东部沿海区域能源安全评价及保障路径设计[D]. 中国地质大学(北京), 2011.
- [4]张雷. 中国能源安全问题探讨[J]. 中国软科学, 2001(04): 7-12.
- [5]郑新业. 突破“不可能三角”: 中国能源革命的缘起、目标与实现路径[M]. 科学出版社, 2016.
- [6]BP 能源统计年鉴 2010-2017.
- [7]IEA: <http://www.iea.org/>
- [8]郑新业. 全面推进能源价格市场化[J]. 价格理论与实践, 2017(12): 17-22.
- [9]Chen Zhan-Ming. Inventory and Distribution of Energy Subsidies of China[J]. The Energy Journal, Vol. 38: 47-61.
- [10]Chen Zhan-Ming. Inflationary effect of coal price change on the Chinese economy [J]. Applied Energy. 114 (2014) 301 - 309.