

世界能源展望 中国特别报告

国际能源署 编著

中国能源展望 2017

石油工业出版社

世界能源展望 中国特别报告

国际能源署 编著

中国能源展望 2017

石油工业出版社

内 容 提 要

本报告在系统分析中国能源形势及相关经济、社会发展因素的前提下，展望到2040年中国能源的发展情况。本报告从国际能源署的角度解读中国能源发展的成绩、挑战和预测，也对不同政策情景做了分析。有近百名专家参与了报告的准备、编写及审议，其中超过一半是中方专家。在中国“能源革命”战略不断深入的背景下，本报告将为我们提供非常好的政策参考和学术讨论依据。

图书在版编目（CIP）数据

世界能源展望中国特别报告 / 国际能源署编著.
北京：石油工业出版社，2017.12

ISBN 978-7-5183-2315-9

I. ①世… II. ①国… III. ①能源发展-研究报告-中国 IV. ①F426.2

中国版本图书馆CIP数据核字（2017）第295909号

© OECD/IEA, 2017 International Energy Agency, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France
No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

Chinese translation of the China Energy Outlook: World Energy Outlook-2017 Special Report © OECD/IEA, 2017

The Chinese translation of the China Energy Outlook: World Energy Outlook-2017 Special Report has been translated from its English text which is the official version of this publication. While the IEA is the author of the original English version of this publication, the IEA takes no responsibility for the accuracy or completeness of this translation. This publication has been translated under the sole responsibility of the Petroleum Industry Press.

本书官方原版为国际能源署所著的英文版，中文版图书由国际能源署授权石油工业出版社翻译出版，未经书面许可，不得以任何方式复制本书内容。

世界能源展望中国特别报告
国际能源署 编著

出版发行：石油工业出版社
（北京市朝阳区安华里二区1号楼 100011）

网 址：<http://www.petropub.com>
编 辑 部：(010) 64523766 图书营销中心：(010) 64523633
经 销：全国新华书店
印 刷：北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017年12月第1版 2017年12月第1次印刷
710×1000毫米 开本：1/16 印张：15
字数：260千字

定 价：180.00元
（如发现印装质量问题，我社图书营销中心负责调换）
版权所有，翻印必究

国际能源署

国际能源署是一个自治机构，创立于1974年11月。其在过去和现在都具有两重使命：通过对石油供应的中断情况做出集体响应来促进其成员国的能源安全；为其29个成员国及其他国家提供确保可靠、廉价的清洁能源供应方法的权威研究和分析。国际能源署在其成员国之间开展全面的能源合作计划，每个成员国都有义务持有相当于其90天净进口的石油库存。国际能源署的目标是：

- 确保成员国获得可靠、充足的各种形式能源供应；特别是在石油供应中断时要通过维持有效的应急响应能力来实现。
- 促进在全球范围内推动经济增长和环境保护的可持续能源政策，尤其是要减少导致气候变化的温室气体的排放。
- 通过采集和分析能源数据，改善国际市场的透明度。
- 支持全球能源技术协作，保障未来能源供应并减轻其环境影响，包括通过改善能源效率以及开发和推广低碳技术。
- 通过和非成员国、产业界、国际组织及其他利益相关者进行接触和对话，找到全球能源挑战的解决方案。

国际能源署的成员国包括：

澳大利亚
奥地利
比利时
加拿大
捷克
丹麦
爱沙尼亚
芬兰
法国
德国
希腊
匈牙利
爱尔兰
意大利
日本
韩国
卢森堡
荷兰
新西兰
挪威
波兰
葡萄牙
斯洛伐克
西班牙
瑞典
瑞士
土耳其
英国
美国



**International
Energy Agency**
Secure
Sustainable
Together

© OECD/IEA, 2017
International Energy Agency
Website: www.iea.org

欧洲委员会也参与了国际能源署的工作。

请注意本出版物在使用和分发时有
具体限制。相关条款请参照：
www.iea.org/t&c/

现在距离《世界能源展望（WEO）》最近一次深入调查中国能源领域的未来前景已经过去10年。2007年，中国已经占据全球能源市场的前端和中心地位，但那时中国离我们现在所看到的能源大国仍有一定的距离。今天，中国的全球影响力涵盖了所有能源商品：到目前为止，中国是全球最大的煤炭消费国、全球第二大石油消费国和第四大天然气消费国。但中国不仅仅发展化石燃料，还是全世界最大的可再生能源投资国家，2016年新增资本比例为40%左右；中国是全球最大的电动汽车市场，其占2016年全球销售量的比例约为40%；而且中国还是全球能源效率的倡导者。

2007年，《世界能源展望》总结道，国际能源署成员国和中国可通过加强政策协作来大幅度增加双方的收益。这种合作关系确实随着时间的推移而有所加深。两年后，在国际能源署向全世界主要能源参与者“敞开大门”的现代化战略背景下，我有幸邀请到中国作为国际能源署首批联盟国之一，加入到国际能源署这个大家庭中来。而且在2017年初，我同中国国家能源局局长努尔·白克力先生一道签署了《中国国家能源局——国际能源署三年合作方案》，进一步加深了国际能源署和中国的合作。这份关于中国能源展望的《世界能源展望中国特别报告》具体描述了这一努力所产生的重要成果。我想借此机会感谢对此次分析做出杰出贡献的中国专家。

中国过去在能源和经济方面的成就令人敬仰，仅用了十年时间就使亿万人民摆脱了贫困。但是，目前中国正处在新的发展时代的关键时刻。中国在“转型战略”中所表现的雄心壮志对中国和全球趋势而言都属于真正的转型举动。中国政

府现以可持续发展作为能源转型的基本原则。在这种背景下，我希望《世界能源展望中国特别报告》的及时发布，不仅为中国能源政策讨论做出积极贡献，也为国际社会深化理解中国及其能源领域带来深远影响。

因此，我向国际能源署提议支持中国在能源方面的工作：通过数据和公正客观的分析来帮助中国了解自己的政策选择，并且评估这些政策选择可能会对中国经济增长产生什么影响，会对中国与更广泛能源世界的相互作用产生什么样的影响。为此，我希望继续加强国际能源署与中国的合作。



国际能源署署长

国际能源署（IEA）《世界能源展望》（WEO）每年都会深入调查一个国家或地区的前景对世界能源展望的特殊意义。今年是我们自2007年以来再次关注中国。鉴于中国幅员辽阔，在能源领域的规模以及在全球能源事务中的权重，此次选择无需特别说明。目前，中国的经济和能源政策正经历着巨大变化，这不仅对中国本身产生重大影响，而且还影响着全球能源市场。

这份特别报告采用与《世界能源展望2017》（WEO-2017）相同的综合政策和建模假设。这些假设的详细说明请参考《世界能源展望2017》第一章“前言和范围”，并且可登录网址iea.org/weo2017查看，其中包含该报告在全球范围内建模时使用的所有整体假设。本报告的结构如下：

- 第一章分析了中国迅速变化的经济和能源状况。描述了中国现有体制和政策体系、主要能源需求与供给趋势、能源资源规模以及中国在全球能源市场中所扮演的角色。此外，这一章还具体关注了中国的各个地区和省份。最后解释了预测所采用的分析方法。
- 第二章描述了能源需求展望，讨论了终端消费行业以及电力行业的各种政策和预测，并且得出了有关新政策情景的结论，新政策情景考虑了所有现有政策以及已经公布但其执行仍然有待细化的政策。本章还讨论了各行业展望中关键的不确定因素。
- 第三章关注供给侧，涵盖了煤炭、石油、天然气、可再生能源和核能等能源。评估了这些资源的发展前景、投资需求和国际贸易展望。
- 第四章考虑了中国能源选择更为广泛的影响。本部分依次分析了两种特定情

况。第一种情况是：中国的经济转型速度比新政策情景中预测的要慢。结合宏观经济观点和能源建模讨论了转型推迟十年时会产生影响。第二种情况根据可持续发展情景^[1]中对中国的预测，探讨了加速清洁能源转型的可能性和中国超越其公布的宏伟目标的程度。最后回顾了中国对国际能源市场和趋势不断产生的影响。

^[1] 可持续发展情景是《世界能源展望 2017》中的一种新情景，探讨了达到联合国成员国在 2015 年所制定的《2030 年可持续发展议程》中与能源有关的主要目标的措施。

这项研究由世界能源展望（WEO）团队中的可持续发展、技术与展望部门（STO）与国际能源署的其他部门和机构合作完成。这项研究由世界能源展望能源需求展望部负责人Laura Cozzi和世界能源展望能源供应展望部门负责人Tim Gould设计和指导。本文的主要作者是Timur Gül和Kieran McNamara，他们领导了分析工作。报告的主要贡献者分别是：Elie Bellevrat、Stéphanie Bouckaert、Paul Hugues、Kim Tae-Yoon、Ulises Neri Flores、Johannes Trüby、Kira West、Brent Wanner、David Wilkinson、安琪（An Qi）（从中国国家发展和改革委员会能源研究所借调到国际能源署）和夏婷（Xia Ting）（从水电水利规划设计总院借调到国际能源署）。Zakia Adam、Ali Al-Saffar、Yasmine Arsalane、Ruben Bibas（经济合作与发展组织）、Tord Bjørndal、Jean Chateau（经济合作与发展组织）、Olivia Chen、Ian Cronshaw、Hannah Daly、Davide D'Ambrosio、Vincenzo Franza、Timothy Goodson、韩媚、罗玉勇（Law Gee Yong）、Paweł Olejarnik、Claudia Pavarini、Apostolos Petropoulos、Andrew Prag和Glenn Sondak也对该报告做出了大力贡献。Teresa Coon和Eleni Tsoukala为此次研究提供了必要的支持。

Edmund Hosker负责本文的编辑工作。

这份报告在很大程度上得益于署长高级顾问杨雷，天然气、煤炭与电力部门的刘运辉，中国合作部的涂建军（Kevin TU）、吕忠，以及国际能源署中国联络办公室的李想和王姝力的贡献。国际能源署中国合作部的彭旦文（David Benazeraf）、万海、周瑞宇和天然气、煤炭与电力部门的张晶杰，数据中心安新莉，环境与气候变化部门的侯芳，石油市场部门的马玉娇等为这份中文报告的翻译工作提供了大力帮助。

可持续发展、技术与展望部门总监Kamel Ben Naceur和可持续发展、技术与展望部门代理总监David Turk全程指导该项目。能源技术政策部的Luis Munuera

和国际能源署能源数据中心的Emmanouil Christinakis（原员工）为此次研究提供了宝贵意见。国际能源署的高级管理人员和专家，尤其是Paul Simons、Keisuke Sadamori、Rebecca Gaghen、Duncan Millard、Laszlo Varro、Christian Zinglersen、Amos Bromhead、Toril Bosoni、Araceli Fernandez Pales、Peter Fraser、Tristan Stanley、Cecilia Tam和Aya Yoshida为我们的研究提供了宝贵的意见和反馈。

感谢国际能源署通信与信息办公室帮助我们制作最终报告，尤其要感谢Astrid Dumond以及为我们制图的Bertrand Sadin。Diana Perillaud为同行评审程序提供了必要的支持。Lorcan Lyons也对制图和网站建设做出了贡献。Debra Justus为文字编辑。

我们还要感谢中国国家能源局在本报告准备期间的大力支持。将真诚的感谢献给中国国家能源局为此付出宝贵时间和帮助的许多高级官员和专家，特别是中国国家能源局副局长李凡荣、国际合作司司长顾骏、副司长安丰全、处长魏晓威、副处长朱轩彤和油气司副处长董翔。

我们在此要感谢中国国家发展和改革委员会能源研究所和电力规划设计总院为此次工作提供大力支持。Markus Amman、Peter Rafaj、Janusz Cofala、Gregort Kiesewetter、Wolfgang Schöpp、Chris Heyes、Zbigniew Klimont和Jens Borken-Kleefeld（国际应用系统分析研究所）为此次分析提供了宝贵意见。我们还要感谢秋野院长和电力规划设计总院对此次工作的帮助以及对国际能源署中国联络办公室的大力支持。我们在此特别感谢中国石油天然气集团公司对此次工作的积极支持和帮助，感谢石油工业出版社有限公司为保证图书的如期出版做出的特别努力。

国际能源署于2017年2月16日在中国北京举行了一次100名左右参会人员的圆桌会议，收集此次研究的基本意见。此外，国际能源署外部的很多专家也为这份报告提供了意见，并且审核了这份报告的初稿。他们在研讨会期间提供的意见和建议以及同行评审为我们提供了有价值的见解，并且对这份报告中所含的分析具有重大价值，现将这些人列出并表示感谢：

安新莉	中国国家统计局
Ignacio Asenjo	欧盟访华代表团
白俊	中国国家发展和改革委员会国际合作中心
鲍春莉	中国海洋石油总公司
Matthias Biermann	德意志联邦共和国驻华大使馆
Joanna Bunting	澳大利亚驻华大使馆
Nick Butler	独立顾问
Hamish Cameron	澳大利亚驻华大使馆
Vishan Carpen	英国驻华大使馆
柴麒敏	中国国家应对气候变化战略研究和国际合作中心
陈波	中国国际石油化工联合有限责任公司
陈卫东	东帆石能源咨询有限公司
陈新华	北京国际能源专家俱乐部
陈怡	中国国家应对气候变化战略研究和国际合作中心
戴彦德	中国国家发展和改革委员会能源研究所
Marc Debever	法国电力集团
Rob Dellink	经济合作与发展组织
Aaron Dong	佳粹（中国）环境发展促进中心
Helena Fu	美国驻华大使馆
傅莎	中国国家应对气候变化战略研究和国际合作中心
Andrés Armesto García-Jalón	西班牙驻华大使馆
高华	英国阿格斯有限公司
韩文科	中国国家发展和改革委员会能源研究所
Goerild Heggelund	挪威南森研究所
Masazumi Hirono	东京瓦斯株式会社
Jean-Charles Hourcade	法国国际环境与发展研究中心
胡兆光	中国国网能源研究院
Masashi Iwanaga	日本驻华大使馆
姜克隽	中国国家发展和改革委员会能源研究所
蒋莉萍	中国国网能源研究院
姜学峰	中国石油经济技术研究院

景春梅	中国国际经济交流中心
康晓文	中国国家发展和改革委员会能源研究所
Melanie Klingbeil	加拿大驻华大使馆
Nobuhiro Komoto	日本驻华大使馆
Ken Koyama	日本能源经济研究所
Jean Le Pavec	法国驻华大使馆
Florian Leuprecht	加拿大驻华大使馆
李尔军	中国石油经济技术研究院
李建青	中国石油经济技术研究院
李井峰	神华集团
李俊峰	中国国家应对气候变化战略研究和国际合作中心
李响	佳粹（中国）环境发展促进中心
李雁	绿色和平东亚分部
李遥	中国思亚能源
李媛	中国国家能源局
廖钦	中国石油经济技术研究院
林明彻	美国自然资源保护协会（中国）
林东龙	中国石油经济技术研究院
刘强	中国国家应对气候变化战略研究和国际合作中心
刘文革	中国煤炭信息研究院
刘武蓉	中国石油经济技术研究院
刘晓丽	中国国家发展和改革委员会能源研究所
陆如泉	中国石油天然气集团公司
马静怡	挪威国家石油（中国）公司
麻林巍	清华大学BP清洁能源研究和教育中心
Felix Christian Matthes	德国应用生态研究所
Tatsuo Okawa	日本新能源产业技术综合开发机构
Pak Yongduk	韩国能源经济研究所
Sergio Perez	西班牙驻华大使馆
Wojciech Pisarski	波兰驻华大使馆
Vicky Pollard	欧盟访华代表团

Lynn Price	美国劳伦斯伯克利国家实验室
祁少云	中国石油经济技术研究院
Jonas Russbild	德国国际合作机构
Elisabeth Rysanek	奥地利驻华大使馆
Joana Sabater	西班牙驻华大使馆
Kaare Sandholt	中国国家可再生能源中心
Fumiaki Sano	北京国能环科环保科技有限公司
单葆国	中国国网能源研究院
Thomas Shapiro-Bengtson	丹麦驻华大使馆
史丹	中国社会科学院
史丰蕾	英国阿格斯有限公司
Joselito Sia	加拿大驻华大使馆
Adam Sieminski	美国国际战略研究中心
Tor Skudal	挪威驻华大使馆
宋琳	挪威驻华大使馆
Emilia Sroka	波兰驻华大使馆
Wim Thomas	荷兰皇家壳牌集团
田智宇	中国国家发展和改革委员会能源研究所
王宏	中国石油经济技术研究院
王金南	环境保护部环境规划院
王怡	中国社会科学院数量经济与技术经济研究所
王震	中国石油天然气集团公司
王仲颖	中国国家发展和改革委员会能源研究所
Uwe Wixforth	亚洲基础设施投资银行
武正弯	中国海洋石油总公司
邢璐	中国国网能源研究院
徐建山	中国石油经济技术研究院
Arthur Yan	英国石油公司（中国）
杨富强	美国自然资源保护委员会
杨玉峰	中国国家发展和改革委员会能源研究所
姚强	清华大学研究生院

袁静	美国能源基金会（中国）
查道炯	北京大学
翟宇	伍德麦肯兹
张宏	中国石油经济技术研究院
张晶杰	中国电力企业联合会
张奇	中国石油大学
赵昌文	中国国务院发展研究中心
赵磊	中共中央党校
周大地	中国国家发展和改革委员会能源研究所
朱轩彤	中国国家能源局
William Zimmern	英国石油公司
邹骥	中国国家应对气候变化战略研究和国际合作中心

对此次研究做出贡献的个人和组织不对研究中所含的任何意见或判断负责。
所有错误和遗漏均由国际能源署全权负责。

欢迎提出意见和指出问题，请将意见和问题发送至以下地址：

Laura Cozzi and Tim Gould

Directorate of Sustainability, Technology and Outlooks

International Energy Agency

31-35, rue de la Fédération

75739 Paris Cedex 15

France

Email: weo@iea.org

若想了解关于世界能源展望的更多信息，请登录网址www.iea.org/weo。

执行摘要.....	1
-----------	---

第一章 中国能源现状.....	7
------------------------	----------

世界能源大国现状如何?	7
-------------------	---

要点	7
----------	---

1.1 聚焦中国	8
----------------	---

1.2 中国目前的能源趋势.....	10
--------------------	----

1.2.1 能源需求.....	11
-----------------	----

1.2.2 关注中国各地区及各省的能源	18
---------------------------	----

1.2.3 中国与全球能源市场.....	24
----------------------	----

1.3 影响中国能源发展的因素.....	29
----------------------	----

1.3.1 经济转型.....	31
-----------------	----

1.3.2 人口结构与城市化.....	34
---------------------	----

1.3.3 环境	35
----------------	----

1.3.4 投资	37
----------------	----

1.3.5 能源管理及政策.....	39
--------------------	----

第二章 中国能源需求展望	47
---------------------------	-----------

过去的增长引擎——转型驱动力?	47
-----------------------	----

要点	47
----------	----

2.1 中国：增长转型升级.....	48
--------------------	----

2.2 概述	49
--------------	----

2.2.1 各类能源的发展趋势.....	51
----------------------	----

2.3 终端消费行业	53
------------------	----

2.3.1	工业	56
2.3.2	运输业	64
2.3.3	建筑	72
2.4	电力行业	80
2.4.1	背景	80
2.4.2	新政策情景的趋势	81
2.4.3	电力行业改革	87
2.5	环境影响	94
2.5.1	能源相关的二氧化碳排放量	94
2.5.2	能源相关的大气污染	97

第三章 中国能源供应和投资展望.....101

即将进入市场？	101
要点	101
3.1 主要供应和投资趋势概述	102
3.2 煤炭	103
3.2.1 市场结构和监管	103
3.2.2 煤炭行业展望	109
3.3 石油	113
3.3.1 市场结构与改革	113
3.3.2 石油的展望	117
3.3.3 石油贸易和炼油	121
3.4 天然气	127
3.4.1 市场结构与改革	127
3.4.2 天然气进口	138
3.5 可再生能源	141
3.5.1 生物质能	142
3.5.2 水能	143
3.5.3 太阳能	144

3.5.4	风能	146
3.5.5	地热能	147
3.6	核能	148
3.7	投资	149
第四章	中国能源政策改革的国际影响	153
	中国的选择以及对全球的影响.....	153
	要点	153
4.1	前言	154
4.2	新政策情景中关键趋势概述.....	155
4.2.1	需求趋势.....	155
4.2.2	二氧化碳排放量趋势.....	156
4.2.3	新政策情景中达到的关键里程碑	158
4.3	假如宏观经济转型速度放慢，又会怎么样呢？	158
4.3.1	新政策情景中的宏观经济转型	159
4.3.2	经济转型速度放慢的影响.....	163
4.3.3	结论	166
4.4	如果清洁能源转型速度加快又会怎么样呢？	166
4.4.1	向更清洁的能源领域发展可能会采取的道路	167
4.4.2	可持续发展情景中的中国投资需求.....	173
4.4.3	总结	174
4.5	中国能源发展的全球影响.....	175
4.5.1	石油、天然气和煤炭市场.....	175
4.5.2	低碳技术	183
附件A	情景预测表	187
附件B	定义	199
附件C	参考文献.....	213

图列表

图1.1 · 中国2000—2013年与2014—2016年选定指标的年均增长率对比.....	8
图1.2 · 中国在全球选定指标中的占比.....	9
图1.3 · 2016年中国各类能源的一次能源需求量以及各领域的最终能源消费量与 世界其他国家平均水平的比较.....	10
图1.4 · 中国各类能源的一次能源需求量.....	12
图1.5 · 中国各类能源的年装机容量增长情况.....	14
图1.6 · 中国的发电结构.....	14
图1.7 · 中国的历史终端消费能源支出.....	16
图1.8 · 中国各行业的终端能源消费总量.....	17
图1.9 · 2015年中国各领域的最终能源消费.....	21
图1.10 · 各选定国家2016年的化石燃料总产量.....	22
图1.11 · 2015年中国各类能源以及各地区的一次能源产量及最终能源消费总量.....	23
图1.12 · 2016年中国各种来源的煤炭进口情况.....	26
图1.13 · 中国的炼油产能与石油产品需求.....	27
图1.14 · 中国2016年的太阳能光伏出口情况.....	28
图1.15 · 中国的经济结构变化（各行业的附加值比例）.....	33
图1.16 · 中国能源供应投资.....	38
图1.17 · 中国的国家能源管理结构.....	39
图2.1 · 新政策情景下部分地区单位国内生产总值的一次能源需求.....	50
图2.2 · 新政策情景下中国部分终端消费行业的燃料能源需求.....	56
图2.3 · 2015年中国各地区部分工业产品产量.....	57
图2.4 · 新政策情景下全球范围内中国的工业发展轨迹和能源强度.....	60
图2.5 · 中国工业能源结构及新政策情景下相关行业产量.....	62
图2.6 · 相对于新政策情景，中国钢铁和水泥生产减产延迟对总体能源需求的 影响.....	64
图2.7 · 2000—2016年中国运输部门石油需求.....	65

图2.8 · 中国新政策情景下各种燃料和交通方式相关的能源需求	68
图2.9 · 中国客车燃料消费年均增长及车辆保有量按地区与新政策下电动汽车 份额	69
图2.10 · 中国特定省份私人客车拥有量、未来汽车拥有量和燃油需求量变化	70
图2.11 · 中国城乡每户平均能耗，家电数量和房屋面积	73
图2.12 · 中国服务行业发展指标	74
图2.13 · 新政策情景下中国建筑的燃料能源消费和终端能源消费	76
图2.14 · 新政策情景下中国建筑终端使用和燃料的热量需求	79
图2.15 · 新政策情景下中国各技术新增发电装机容量	82
图2.16 · 新政策情景下中国各类燃料发电量	83
图2.17 · 新政策情景下中国各类发电技术的历史和预期平准化电力成本	84
图2.18 · 新政策情景下中国供电成本构成	85
图2.19 · 新政策情景下中国电厂和电网的年平均投资	86
图2.20 · 中国风电和太阳能的总发电量及弃风弃光量	88
图2.21 · 2030年中国西北、北部、东部、中部地区小时发电结构和电力贸易	91
图2.22 · 2040年新政策情景下中国各地区电力市场每小时平均批发价格	93
图2.23 · 在新政策情景下按照行业和年份划分的中国能源相关的二氧化碳 排放量	95
图2.24 · 新政策情景下中国电力行业二氧化碳的排放量	96
图2.25 · 新政策情景下中国各行业大气污染物排放量	98
图3.1 · 所需投资与中国采煤实际投资对比	105
图3.2 · 2012—2017年中国国内煤炭价格评估*	106
图3.3 · 2016年中国国内不同规模煤矿的动力煤生产成本曲线	107
图3.4 · 煤炭行业重组：新政策情景下中国部分省份的产量和产能	108
图3.5 · 各个渠道所需的中国焦煤，以及各个生产途径的钢产量	110
图3.6 · 在新政策情景下中国不同类型煤矿的煤炭生产	111
图3.7 · 部分国家的采煤生产率	113

图3.8 · 2016年底中国炼油能力构成	114
图3.9 · 新政策情景下的中国石油产量	119
图3.10 · 按产量等级划分，中国石油供应所需的年投资额	121
图3.11 · 中国原油进口量和新政策情景下的相关进口费用	122
图3.12 · 中国原油进口原产地和路线	124
图3.13 · 新政策情景下中国的汽油和柴油需求	125
图3.14 · 新政策情景下中国主要炼油产品的贸易差额	127
图3.15 · 中国天然气平均进口价格和平均城市门站基准价	130
图3.16 · 新政策情景下中国天然气需求和各类天然气的产量	135
图3.17 · 2025年中国各种天然气的参考生产成本范围	137
图3.18 · 新政策情景下中国天然气主要进口国及不同运输方式的进口量	139
图3.19 · 新政策情景下中国发电装机容量	142
图4.1 · 新政策情景中全球不同燃料的一次能源需求变化情况	155
图4.2 · 新政策情景中选定地区与能源有关的二氧化碳排放量和与能源有关的 人均二氧化碳排放量	157
图4.3 · 新政策情景中中国主要能源里程碑的历史和预测时间轴	158
图4.4 · 新政策情景中中国选定领域的商品与服务增长	159
图4.5 · 新政策情景中中国在2016—2040年各行业的附加值对综合经济增长的 贡献	161
图4.6 · 新政策情景中各行业出口额在中国出口总额中的比例	162
图4.7 · 相对于新政策情景，当前2040年政策情景中由于中国经济和能源转型 速度放慢而失去的各种益处	165
图4.8 · 可持续发展情景和新政策情景中的中国二氧化碳排放量	168
图4.9 · 可持续发展情景中，中国低碳转型的关键指标	171
图4.10 · 可持续发展情景相对于新政策情景中，中国化石燃料进口额的年平均 追加投资需求与变化	174
图4.11 · 各种情景中中国的能源净进口以及在全球贸易中所占的比例	176

图4.12 · 新政策情景中中国各来源的原油进口量	177
图4.13 · 新政策情景中中国液化天然气进口量和与各供应国签约采购量	181
图4.14 · 煤炭产量的自然减少情况和中国燃煤装机容量装机容量的退役速度	182
图4.15 · 新政策情景中中国各选定燃料和技术在全球累积投资中的比例	184
图4.16 · 各种情景中因中国的太阳能光伏电池板和蓄电池出口而产生的全球 二氧化碳减排	185

表列表

表1.1 · 2000—2016年中国的能源与经济选定指标	11
表1.2 · 2015年中国各地区和省份的人口、国内生产总值、能源使用及贸易选定 指标	19
表1.3 · 中国“十三五”规划的关键能源和环境指标	34
表1.4 · 中国与能源相关的主要国有企业	41
表1.5 · 中国能源生产和消费革命战略（2016–2030）主要目标	44
表2.1 · 中国在新政策情景下各类能源的一次能源需求（百万吨油当量）	51
表2.2 · 新政策情景下中国各行业终端能源消费（百万吨油当量）	54
表2.4 · 2020年中国“十三五”规划指定行业相关目标	59
表2.3 · “中国制造2025”规划的关键要素	55
表2.5 · 中国及特定城市的交通部门特定政策	66
表2.6 · 中国建筑特定政策	75
表2.7 · 电力“十三五”规划的主要目标	80
表3.1 · 新政策情景下未来中国一次能源产量	102
表3.2 · 新政策情景下中国煤炭的需求、生产和净贸易量（百万吨标准煤）	109
表3.3 · 中国石油需求、产量和净贸易（单位：百万桶/天）	118
表3.4 · 2016年底中国在技术上可开采的石油资源（单位：十亿桶）	118
表3.5 · 新政策情景下的中国天然气需求、产量和贸易（单位：十亿立方米）	133

表3.6 · 2016年末的各省份太阳能光伏装机总容量.....	145
表3.7 · 2016年年底各省份的风能装机量.....	146
表3.8 · 新政策情景下2017年到2040年间中国能源供应投资（20160亿美元）.....	150
表3.9 · 新政策情景下2017年到2040年中国低碳技术供给投资（20160亿美元）.....	151
表3.10 · 新政策情景下2017年到2040年中国能源供应投资（20160亿美元）.....	152
表4.1 · 新政策情景中中国和发达国家的主要社会经济趋势	160
表4.2 · 与新政策情景相比，当前政策情景中国各种驱动因素的国内生产总值变化	163
表4.3 · 可持续发展情景中中国各领域特定产品的性能水平	167
表4.4 · 可持续发展情景中中国各种燃料的一次能源需求（百万吨油当量）	170

专栏列表

专栏1.1 · 中国在境外的能源投资情况	24
专栏1.2 · 回顾过去：《世界能源展望2007》聚焦中国.....	30
专栏1.3 · 中国的“十三五”规划	33
专栏2.1 · 为什么中国的能源需求增长将放缓？	49
专栏2.2 · 我骑自行车，你骑自行车，电动自行车.....	71
专栏2.3 · 中国居民户用生物质和煤炭是否会消失？	77
专栏2.4 · 电力交易区域小时模型	90
专栏2.5 · 提高中国燃煤电厂的灵活性.....	92
专栏3.1 · 中国补贴改革之路	115
专栏3.2 · 迄今为止对石油安全的追求.....	123
专栏3.3 · 中国小型天然气液化厂的发展.....	141
专栏4.1 · 展望2050：制定中国2050战略	172
专栏4.2 · 中国的页岩气发展势头良好会延长全球液化天然气行业的阵痛期.....	180

中国正处在发展变革时期，其能源前景将与过去有着天壤之别。多年来，大家对中国的能源状况的描述主要是强调中国的发展步伐有多么惊人、中国是如何成功让亿万群众摆脱贫困，以及中国对各种能源，主要是煤炭和石油是多么的渴求。这些观点现在仍然有效，但是中国正在加快发展方式的转变，向以服务为基础的经济和更清洁的能源结构迈进。与早期的能源密集型发展相比，新的发展方向对中国和世界带来的影响同样重要。

中国的经济发展和能源需求步入“新常态”

在新政策情景下，中国的能源需求增长速度下降到每年1%左右，不到该国自2000年以来的年平均水平的六分之一。这是经济结构转变、强劲能源效率政策实施和人口变化所带来的综合效应。到2040年，能源需求总量的增长水平将与2008年至2016年这八年期间的增长水平基本持平。由于经济继续快速增长，平均增长率为每年4.5%，相当于能源强度每年改善3.4%，据我们预测，这是截至2040年世界范围内最快的改善速度。到2040年，中国人均能源消费量也将增长四分之一，将在2035年左右超越欧盟。

中国日益增长的能源需求正越来越多地依赖可再生能源、天然气和电力；而煤炭需求有所回落。电力和可再生能源需求的增长与中国能源结构的多样化和清洁化密切相关。到2040年，煤炭在总发电量中所占份额将从2016年的三分之二降到40%以下。电力和天然气需求的增长与工业和民用部门是密切相关的，因为这些能源满足了轻工业部门的能源需求又契合了人们对空气质量日益增长的要求。中国还将生物质能应用到工业中，将太阳能用于供暖以及运用生物燃料运输，从而增加终端消费行业对可再生能源的直接利用。到2040年，电力将在中国的终端能源消费中占据主导地位，到21世纪20年代后期超过煤炭，此后不久将会超过石

油。到2040年，天然气需求量将上升到6000亿立方米以上，使中国成为仅次于美国的全球第二大天然气市场，也是全球天然气需求增长的最主要来源：在此期间，天然气在中国主要能源结构中的份额将从不到6%上升至12%以上。与此同时，随着燃煤发电的发电量达到峰值，以及重工业用煤和居民供热用煤出现结构性下滑，中国的煤炭需求最终将远低于2016年的水平。煤炭在中国一次能源结构中的份额将缩减20个百分点，到2040年约为45%。

中国成为世界上最大的石油消费国，但不再是世界石油需求增长的最主要来源。中国是石油市场的主力军，2016年1150万桶的日均需求量和400万桶的日均产量之间的差距，使中国成为世界上最大的石油进口国。到2030年，运输燃料需求的持续增长意味着中国将取代美国成为世界上最大的石油消费国。到那时，中国的石油需求增长将趋于平缓，预计到2025年以后，印度将成为全球石油消费增长的主要来源。到2040年，中国的乘用车保有量的增长将减缓，四分之一的汽车将是电动车，严格的燃油经济性指标将限制其他车辆对油品的消费。预计中国的乘用车油耗将在2030年后下滑。

逐步转换到清洁发电

强大的执行力和有力的政策支持了可再生能源成本的持续降低，而太阳能光伏将成为中国最经济的发电方式。以水力、风能和太阳能光伏引领的低碳装机容量迅速增长，到2040年将占总装机容量的60%。到2020年前后，中国普遍的太阳能光伏项目成本将比新建和已有的燃气电厂成本更具经济性，到2030年，比新建燃煤机组和陆上风电成本更具经济性。到2040年，新的太阳能光伏发电成本也将低于已有燃煤发电厂的预计运营成本。这种传统优势的颠覆有重要意义，但也需要重大的电力市场改革和强力的电网建设措施，提高风能与太阳能互补发电的市场份额。目前由于中国现有的电力系统的接纳能力不足，弃风、弃光率达到约15%。在我们的预测中，对新输电线路的一项重大投资缓解了这些制约因素，使得中国内陆的可再生能源能够为更靠近海岸线的需求中心带来价格更低廉的电力。除可再生能源外，燃气发电量也翻了三倍，但其发电份额仍低于10%。核能的地位预计也会继续增长：到2030年，中国将超过欧盟和美国，成为全球核能发

电的领导者。

中国的供给侧转型

中国仍然主导全球煤炭市场，而中国煤炭行业的重组是影响全球能源未来发展的至关重要的因素。21世纪初的煤炭投资热潮，加之自2013年以来出现的需求量骤减，使中国的煤炭供应量明显过剩。当前正在进行煤炭价格的调整，目的是使大多数煤矿能够盈利（同时削减效率最低的产能），从而不会给中国的燃煤发电行业施加过高的经济压力。这个过程反过来决定了中国对进口煤炭的需求，并且在很大程度上决定了国际煤炭价格和贸易动态。我们在预测中假设，一旦过剩产能得到成功削减，中国的煤炭行业将逐渐变为市场驱动型产业，预计产量将逐渐减少。尽管煤炭需求从沿海地区向内陆地区（在这些地区，国产煤炭更有竞争力）的转移会多多少少对前景预测有所改善，对于这个直接雇用大约400万人口的行业来说，改革仍将是一个挑战。

市场改革、成熟的常规产量和前景不明的页岩气是决定中国石油和天然气供应情况的几个主要因素。虽然中国是世界第七大石油生产国，但自2014年以来，中国石油价格的下跌使投资严重减少，且加速了成熟的常规油田产量下滑。根据我们的预测，尽管上游新参与者的进入及对提高石油采收率的关注有助于减缓下降速度，但一次石油产量持续缓慢下降的趋势将难以扭转。预计到2040年，石油产量将刚刚超过300万桶/天。尽管面临着日益改变的产品结构和日益严格的燃料油质量标准等主要挑战，中国的炼油行业仍将成为世界之首。天然气产量的前景比石油的更为乐观，将从2016年的1400亿方增加到2040年的3400亿方，我们预计这种增加几乎完全是由于非常规产量的扩张，这种扩张主要来自页岩资源。尽管中国页岩资源的质量和生产成本仍然存在很大的不确定性，但增加进入面积、增强管网建设的假设和拟议的天然气市场改革方案共同支持了我们的这一预测。即使国内产量增加，要满足中国的天然气需求也需要大幅度增加进口量：2040年，通过管道（与俄罗斯新的管道加强了中国与中亚的联系）的进口量将达到1500亿立方米，以液化天然气形式的进口量达到1300亿立方米。

中国能源领域的环保措施的步伐将更加稳健

中国的能源转型对与能源相关的排放有重要影响，二氧化碳排放量到2030年将达到峰值，所有的主要空气污染物含量都将下降。中国近几十年来以煤和石油为主的消费上升，使许多主要城市的空气质量下降，对环境和公众健康产生了一定影响，尽管兑现“让天空再次变蓝”的承诺将是一条漫长的道路，但是现在这已成为政府政策的焦点。到2040年，中国几乎一半的人口将生活在空气质量符合《环境空气质量标准》的地区，但由于城镇化和人口老龄化加速，中国人口面对健康冲击时仍会比较脆弱。二氧化碳排放方面，只有交通运输行业的排放量在2040年之前还没有达到峰值，电力行业将恰好在2030年之后实现这一里程碑，而建筑和工业领域将更早实现。全国二氧化碳排放量峰值虽然并不明确，但在经济持续强劲增长的背景下，反映出政府所做出的触及能源领域各方面意义深远而又复杂的政策努力。

中国的前景有其他替代途径

政策和技术演变的动态背景意味着中国未来的能源路径具有相当大的不确定性。我们通过替代方案和多个案例研究探讨了这种不确定性的一些关键因素。例如，一套在中国城市限制汽车保有量增长和促进机动车电动化的雄心勃勃而又合理的新政策，可能会在2040年将该国的石油需求量（和进口量）削减250万桶/天，相当于促成到2030年全球石油消费量达到稳定的最高水平。中国经济转型的步伐也是能源市场的一个主要不确定因素：我们的主要预测情景是以中国经济朝着服务业和高附加值加工制造业的显著转变，以及《中国制造2025》规划为基础的。如果将这一转变延迟10年，减缓经济从重工业部门转移出来的速度，将使中国工业继续走在能源密集型和二氧化碳密集型的道路上。在这种情况下，中国2040年的煤炭需求量可能会高于我们主要情景的预测水平：8.5亿吨标准煤（或者高35%），而石油需求量将比主要情景预测高出270万桶/天（或者高18%）。

我们预测的主要情景表明：中国能源转型的进程应更快地向前推进。尽管已经取得了相当大的进展，但空气质量仍然是一个重大的公共卫生问题。对进口的依赖，尤其是对石油进口的依赖，到2040年将达到每年需要耗费近五千亿美元的

水平，对能源安全构成了潜在的风险。在可持续发展情景中，我们根据中国“能源革命”的战略精神，考虑变革步伐加快的假设。在这种情况下，更强大的能源效率政策推动力，更大规模的清洁能源技术部署，以及天然气在更大程度上替代煤炭（和石油），带来了能源相关排放量的大幅度减少，进口额也相应减少。与我们预测的主要情景相比，煤炭和石油的消费量大大减少，到2040年，电力行业的低碳发电份额将达到90%以上（相比之下，在我们预测的主要情景中是50%左右）。到2040年，在可持续发展情景中，从今天的36%开始提升，几乎所有的人口都生活在空气质量符合《国家空气质量标准》的地区。

中国的变革影响世界

中国走的道路将对全球市场、贸易和投资现金流、技术成本以及实现全球共同目标产生深远的影响。到2040年，中国的政策选择和进口需求将对全球石油、天然气与煤炭贸易以及投资产生巨大影响：到2040年，在我们预测的主要情景下，中国将占据近30%的国际石油贸易量，同时还将占据近四分之一的天然气远程交易量。中国对解决全球气候变化的努力同样具有深刻的影响力：在我们预测的主要情景中，中国在全球清洁能源技术和应用领域占有巨大的投资份额，其中包括电动汽车、电池、碳捕获和储存、核能、太阳能和风能，每种情况下都有降低全球成本的潜力。中国的清洁能源部署、技术出口和对外投资规模使其在加速转型中更具影响力，该转型在可持续发展情景中有具体描述。

中国能源现状

世界能源巨头现今如何？

要点

- 中国正在不断发生变化，中国经济逐渐从依赖重工业转变为依赖国内消费、高附加值制造业和服务业。近年来，能源需求增长明显减缓，2000年到2010年的年平均增长率超过8%，但自2010年以来增长不到3%。这反映出中国的经济正面临结构转型，中国在能效方面采取了强有力的政策措施。
- 同时，以煤炭（在某种程度上来说，包括石油产品）为主的能源消费结构正受到来自更加环保的能源的挑战。自2013年以来，煤炭消费量已连续三年下降。中国已经成为全球最大的可再生能源投资者，也已成为能效政策、新技术以及能源与数字经济挂钩的其他领域的领导者和全球最大的电动汽车市场。
- 中国在全球能源市场上的影响扩大到所有的能源和技术。中国在全球煤炭市场中起着关键作用，其煤炭产量和消费量约占全球的一半；中国是全世界最大的石油进口国；正在全球天然气市场强劲崛起；是全球最大的太阳能设备出口国；并且在几乎所有低碳技术中均占据领先地位。中国的公司同样也成为海外各大能源项目的主要投资者。
- 中国各省和地区在经济和人口趋势、资源可用性以及能源使用方面存在巨大差异。中国的经济活动和能源需求主要集中在东部沿海各省，其人口几乎占全国人口的35%。对政府而言，当务之急是解决中国的地区差异和改善基础设施。
- 在过去四十年里，中国的经济飞速发展，这对其环境和公共卫生产生了重大影响。政府很早就认识到这些问题的重要程度，并且采取了各种严格的政策

来阻止空气质量和水质下降，控制温室气体排放量增长。

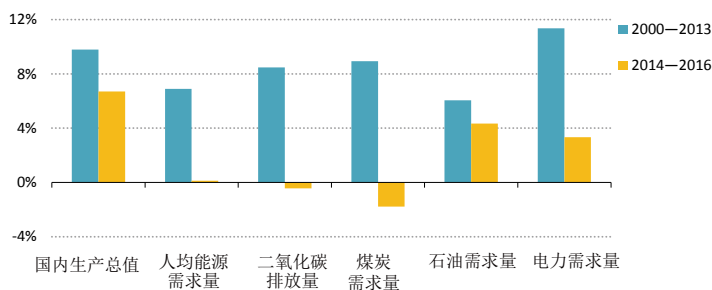
- 2014年6月，中国国家领导人对中国能源政策的长期目标作出定义，呼吁中国进行一场“能源革命”，这为中国的“能源发展五年规划”和其他政策以及2017年发布的《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》提供了广泛性指南。其总体目标，是建设一个更安全、可持续、多样化和更具能效的未来。

1.1 聚焦中国

鉴于中国幅员辽阔，能源领域的规模以及在全球能源事务中的权重，《世界能源展望中国特别报告》不需要特别说明为何要聚焦中国。目前，中国的经济和能源政策正经历着巨大变化，这不仅对中国产生重大影响，而且还影响着全球能源市场：中国拥有近14亿人口，且位居世界第二大经济体，因此其能源领域的变化事关重大。

多年来，大家对中国能源状况的描述主要是强调中国的发展步伐有多么惊人、中国如何成功地让亿万群众摆脱贫困——包括能源贫困，以及中国对各种能源主要是煤炭和石油的庞大需求（图1.1）。这种观点放到现在仍然有效，这个飞速发展时期对其能源基础设施和环境产生的后果将在未来几十年伴随着中国。然而，中国正在改变发展方向，与早期的能源密集型发展相比，新的发展方向对中国和世界带来的影响将会只大不小。

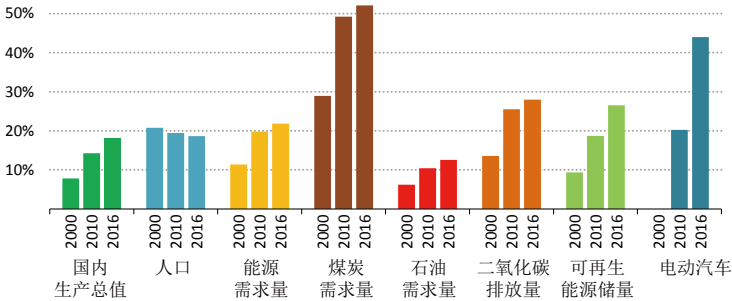
图1.1 · 中国2000—2013年与2014—2016年选定指标的年均增长率对比



关键点 · 虽然2014—2016年经济持续强劲增长，但对能源需求和二氧化碳排放量的影响较前几年大为不同

中国的发展前景如何，取决于正在开展的一系列转变，为了支持这些转变，中国出台各种政策，目的是以更加可持续的模式达到中国未来繁荣。中国的经济开始逐步从依赖以出口为主的重工业领域转向依赖国内消费、高附加值制造业和服务业。同时，以煤炭（以及在某种程度上包括石油产品）为主的能源消费结构正受到来自更加环保的能源的挑战。中国2014年宣布开展新一轮“能源革命”已初见成效（图1.2）。

图1.2 · 中国在全球选定指标中的占比



关键点 · 中国在全球能源的各类能源和技术方面占重要比例

为了对中国能源领域及其到2040年的前景展望进行此次深度评估，我们对影响能源领域的现有政策、规定和规划以及各种指导意见进行了广泛调查。我们分别评估了中国在每个领域的成果记录，并且调查了这种成果记录对未来的发展速度意味着什么。

这份报告得益于中国与国际能源署（IEA）之间具有强大且不断发展的关系，包括国际能源署与中国签署三年合作方案，和在北京新设的国际能源署中国联络办公室提供的支持。^[1]随着“十三五”规划中详细描述的各项主要改革的进行，此特别报告并不是为了给中国设定一条发展道路，而是提供一种理论框架，

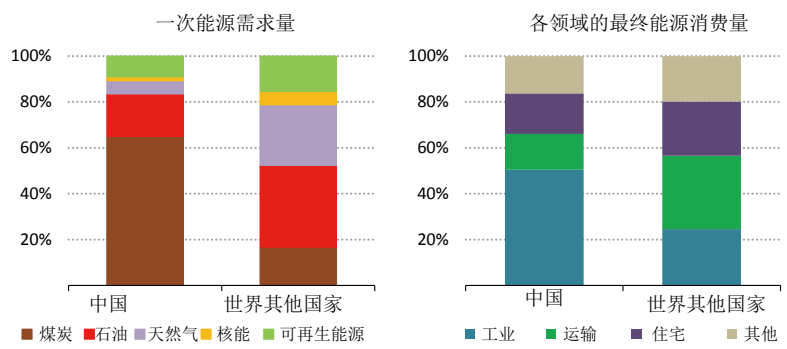
^[1] 该分析主要源自尤其是在2017年在北京举行的《世界能源展望》高级研讨会期间与中国官员、行业代表和专家们进行的定期讨论以及借调到国际能源署的中国同事的意见。

我们可以在这个理论框架内来评估中国自己的政策选择。我们不仅考虑这些政策选择对中国的发展、能源安全 and 环境的影响，而且还考虑对整个世界能源体系的影响，而中国正在整个世界能源体系中扮演着重要角色。

1.2 中国目前的能源趋势

煤炭在很大程度上支持了中国的工业和经济快速发展，从而使中国在2009年成为全球最大的能源消费国。自2000年以来，煤炭的年平均需求增长率基本保持在7%：起初，中国的煤炭需求量在全球煤炭需求量中的占比还不足三分之一，而现在占比已经超过一半。现在，煤炭几乎占中国一次能源需求的三分之二，大部分是为了满足中国巨大的工业能源需求以及为中国庞大的动力系统提供支柱。自2000年以来电力需求已经翻了两番。尽管最近的发展目标和方向有所变化，但我们能源展望的出发点仍然是中国目前的能源经济结构，与全球平均水平相比，它具有非典型的一次能源混合使用以及消费结构严重偏向于工业的特点（图1.3）。

图1.3 · 2016年中国各类能源的一次能源需求量以及各领域的最终能源消费量与世界其他国家平均水平的比较



关键点 · 中国经济的迅速崛起反应了中国工业严重依赖煤炭和高能耗的体系

1.2.1 能源需求

在2000年到2016年期间，中国的一次能源需求总量增长超过160%，年平均增长率为6%，低于10%左右的年均国内生产总值增长率，这种差异使得能源强度平稳下降（表1.1）。如上所述，该增长率大部分归因于煤炭，而石油需求量同样也在急剧增加。中国目前已成为全球最大的石油进口国。在2000年的中国能源结构中，仅次于煤炭和石油产品的是广泛用于烹饪，有时也用于取暖的薪柴。过去二十年，中国使用薪柴的人数大大减少，这是在能源领域取得的一项鲜为人知的成就。在过去十五年，随着中国城市化发展，有2.6亿人得以使用现代能源，而全面电气化以及液化石油气和天然气供应的扩大则为人们提供了更容易获取且更具吸引力的替代能源。

表1.1 · 2000—2016年中国的能源与经济选定指标

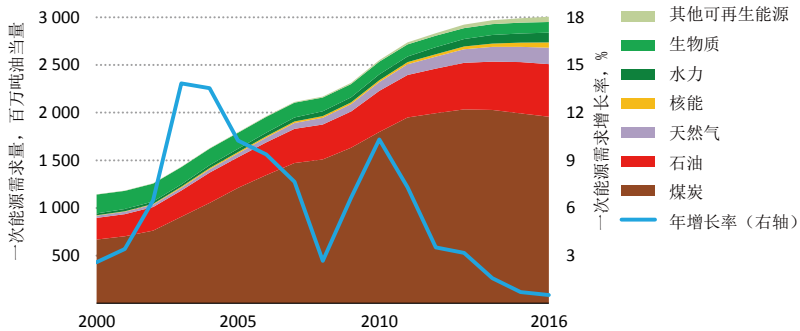
指标	2000	2005	2010	2016	2000—2016 的变化率
国内生产总值 (2016年十亿美元, 购买力平价)	5278	8318	14023	21721	312%
国内生产总值世界占比	8%	10%	14%	18%	—
人均国内生产总值 (2016年美元, 购买力平价)	4158	6347	10428	15685	277%
一次能源需求总量 (百万吨油当量)	1143	1794	2551	3006	163%
人均一次能源需求量 (吨油当量)	0.90	1.37	1.90	2.17	141%
二氧化碳排放总量 (百万吨)	3127	5399	7726	8973	187%
一次能源需求总量/国内生产总值能源强度 (吨油当量/1000美元, 购买力平价)	0.22	0.22	0.18	0.14	-36%
二氧化碳的一次能源需求总量/国内生产总值能 源强度 (吨二氧化碳/1000美元, 购买力平价)	0.59	0.65	0.55	0.41	-30%

能源数据注解：本报告中使用的国家能源数据摘自国际能源署的统计与平衡资料。这些资料源自中国国家统计局，但两者采用的方法不同，也就意味着国际能源署与中国国家统计局的数据之间可能会存在一些偏差，包括一次能源需求总量的定义和计算方法；在某些情况下，在国际能源署数据旁边展示了根据中国国家统计局方法计算出的一次能源需求总量预测以便进行比较。所有省级以及其他地方性数据均直接来源于中国国家统计局，可能与全国总计并不完全一致。国际能源署与中国国家统计局密切协商，定期审查和更新其中国能源数据，以确保准确地纳入了中国最新公布的能源统计。部分数据采用“进一法”统计。

过去十年，中国采取各种政策努力摆脱对煤炭的严重依赖，因此一次能源结构出现了一些更加显著的新特征，使得其能源结构更具多样性（图1.4），并且开始应对一些新兴的环境问题，尤其是空气质量恶化。在这些政策的推动下，天然气已成为最大的受益者，其在能源结构中的比例在过去十年已经增加了不止一倍，尽管基数只占世界平均水平的很小一部分。中国已经修建了很多管道和液化天然气（LNG）再气化终端，将中国与各种新的天然气来源连接到一起（包括与资源丰富的土库曼斯坦的大规模连接以及与俄罗斯开展的其他计划）。中国所有终端能源消费领域中的天然气使用量均有所增加，发电和供暖领域占主要比例。

虽然中国的太阳能比例占到世界太阳能供热市场的70%，但低碳能源的大幅度增长很大程度上还是集中在电力行业。自2000年以来，尽管基数相对较低，但核电厂的装机容量仍然增加了十倍，水力发电增加了五倍。最近，中国还引领着全世界开发风电和太阳能；目前，可再生能源装机容量（包括大型水电）赶超欧盟，是美国的两倍以上。

图1.4 · 中国各类能源的一次能源需求量



关键点 · 能源需求量增长放缓，煤炭的需求量很可能已达到峰值。发展趋势表明，中国的能源未来可能会与过去大为不同

近年来，中国的能源需求增长率大幅度下降。2000年到2010年的年均能源需求增长率为8.4%，自2010年起，这个数字已经下降到了3%以下，自2014年起，仍然在进一步下降。这表明，中国的经济开始发生重大的结构转变，中国在能效管理的很多方面都名列前茅，尤其是工业领域，很多强制性标准覆盖了58%以上的中国最终能源消费，这一数字超出32%的全球覆盖率。

随着需求增长放慢，尤其是重工业领域，加上新兴供应源的出现，中国能源趋势已经开始出现潜在转折点。自2013年以来，煤炭消费量已经连续三年下降，除非是遇上异常干旱的用水年或者可能会导致煤炭需求量暴增的一些其他事件，煤炭消费量越来越不可能回到其之前的高度。另外，在年均增长率连续15年超过7%之后，在2016年，中国能源消费产生的二氧化碳（CO₂）排放量出现下降。

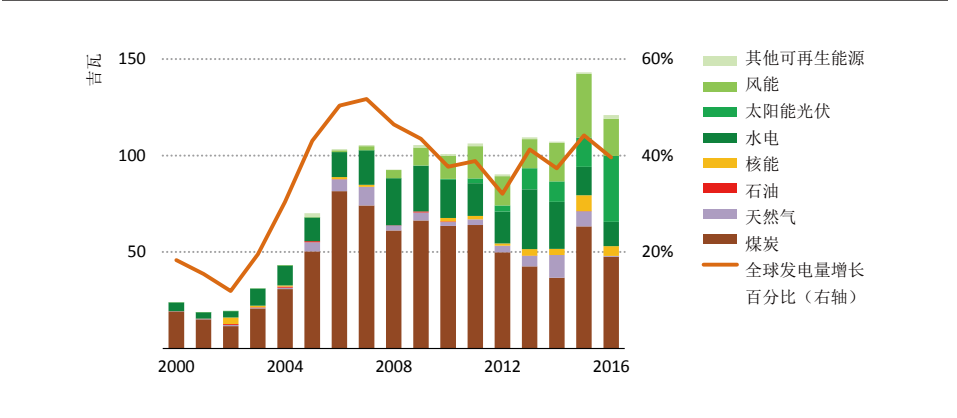
电力行业

中国已经以较大的优势拥有全世界最大的电力装机容量——比拥有全世界第二大发电系统的美国高出40%。在超过1600吉瓦的装机装机容量中，几乎有60%为燃煤发电。虽然方向转变的势头很明显，但2010年以来煤炭在总装机容量中的比例仅下降十个百分点，中国脱离煤炭依赖的转型过程会比较漫长。中国的燃煤发电厂还相对年轻：其中一半以上的发电厂建成不到十年。而且这些发电厂具有相对较高的效率：过去十年修建的很多发电厂都在以超临界（24%）或者超超临界（20%）的状态以较高的效率运行。因此，中国的平均燃煤发电效率从2000年的32%增加到了2016年的37%（不包括热电联产）。其中很多都是在2012年为了减少地方污染而引进的。即将在2017年到2020年期间分阶段实施的新的超低排放标准将进一步加大污染控制投入。

过去十年，中国每年装机容量平均增加108吉瓦（图1.5），占全球装机容量增长的五分之二以上。自2013年起，这些增长当中，超过一半为可再生能源和（在较小比例上的）核能。在可再生能源方面，中国的水电、风电和太阳能光伏（PV）装机容量位居世界第一。中国将新的能源投资转向可再生能源，从而使可再生能源在中国装机容量中的比例从十年前的不足四分之一到现在超过三分之一。风电目前约占中国发电总量的10%，已经略超核能和天然气，成为中国的

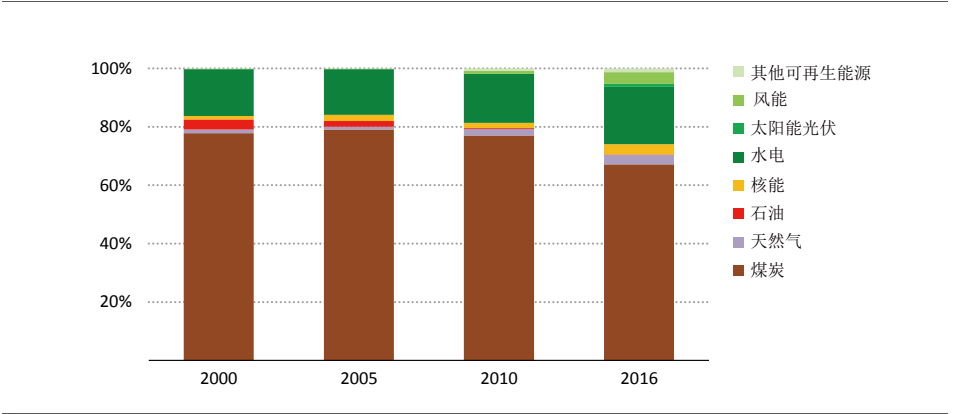
第三大供电来源（仅次于煤炭和水电）。太阳能光伏增长迅速，在2010年到2016年期间，装机容量增加75吉瓦以上。中国在核能发电方面属于全球领先国家，装机容量从2000年的2.3吉瓦增加到2016年的33.5吉瓦。目前全世界几乎一半的在建核电机组位于中国（图1.6）。

图1.5 · 中国各类能源的年装机容量增长情况



关键点 · 自2013年以来，中国电力系统的大部分装机容量增长主要来自风电、太阳能光伏、水电和核能

图1.6 · 中国的发电结构



关键点 · 煤炭和水电在发电结构中占主要地位，但2010年以来出现了更为广泛的多样性

在装机容量大力扩展的同时，尤其是在最近几年，电力需求增长放慢，至21世纪的前十年，每年增长率为12%，此后下降为每年仅6%多一点。因此，中国发现其燃煤发电产能过剩，从而导致使用率降低，2016年煤炭价格上升，从而使这些发电厂的利润再度下降。同时，各种可再生能源的增长，尤其是风电的增长，促使人们关注中国电力系统的灵活性有限这个问题（尽管其水电占比较高）。2016年，由于电力系统接纳能力不足，因此风电弃风率高达17%。在这种情况下，中国继续大力支持低碳发电，包括采取各种新措施让可再生能源发电企业参与市场并且减少上网电价补贴，这必然意味着中国着眼于电力行业改革的更广泛问题（详见第二章）。

终端消费行业

中国各大主要行业（工业、运输业、建筑和农业）的终端能源消费结构继续以工业为主，其水平远高于全球平均水平。自2000年起，工业增长促使终端能源消费增长60%，这在很大程度上是由于钢材、水泥、化学品和其他能源密集型产品制造的能源需求量增加。目前，中国的工业部门占终端能源消费总量的一半以上。运输业和建筑的能源需求量远远落后于工业。^[2]这对中国的能源支出结构具有重大影响（见“聚焦”）。

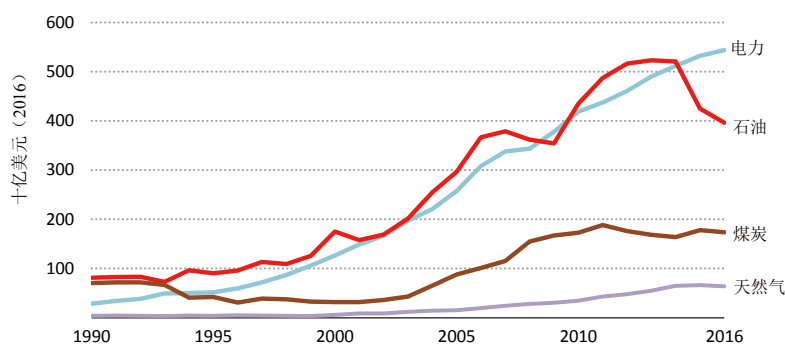
聚 焦

一个万亿美元级的问题：中国的能源消费者将钱花在了什么地方？

在大多数主要发达和发展中国家，石油产品在能源终端消费支出中占主要地位。然而，中国并非如此，中国的石油支出要低得多（虽然仍然很重要），这意味着其电力在能源支出中占的比例最大（图1.7）。

^[2] 建筑的能源需求包括住宅、商业建筑和公共设施建筑所使用的能源。

图1.7 · 中国的历史终端消费能源支出



关键点 · 中国电力在终端消费能源支出中占主要地位，这与全世界石油产品占最大比例的情况形成鲜明的对比

中国的经济结构和能源领域具有一些独特的特征，这就说明了石油支出比其他主要国家相对较低的原因以及对中国终端消费能源支出模式产生的影响。

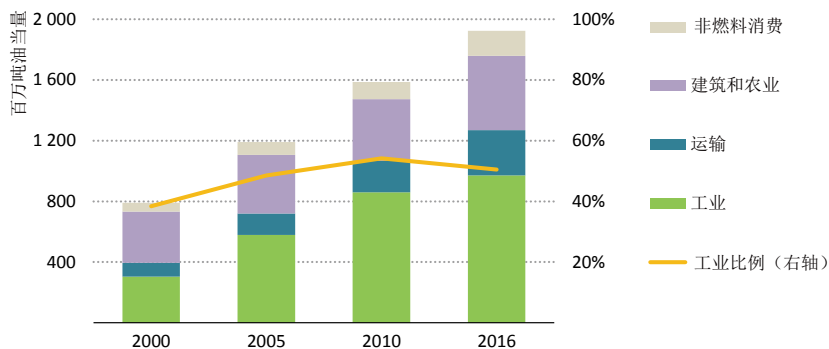
- 关键的一点是，尽管中国正在进行结构转型，但工业仍然是中国能源使用的主要领域，而煤炭仍然在工业能源使用中起着主导作用。这造成了煤炭在中国终端能源消费总量中的整体比例（中国为35%，世界其他国家则低于5%）偏高，石油所占比例（中国为26%，世界其他国家超过40%）明显偏低。
- 工业在能源使用中占据主要地位，这同样对中国的整体能源支出模式有着巨大的影响。与不同不同的是，在发达国家，工业与家庭的能源支出比例为1：2（家庭支出包括住宅和客运车辆能源消费支出，包括运输使用的石油）。这种关系在中国恰好相反：在中国，工业与家庭的能源支出比例为3：1。
- 由于煤炭的主导地位，石油在中国工业能源结构中的比例为全球平均水平的一半。中国电力在能源结构中的比例略高于全球平均水平（比26%

的全球平均水平高出3%)。

- 虽然中国对石油消费市场进行了市场化改革，但仍然存在石油消费补贴。这并不一定会使石油更具吸引力，但的确会降低石油开支。另一方面，与美国等其他国家相比，中国的电价实际上相当高。

从这个出发点来调整中国的消费结构使其向目前的全球平均水平靠拢，意味着中国的石油需求会大幅度增加（主要是以降低煤炭使用量为代价）。这样会导致石油方面的支出赶超电力——尤其是如果石油价格在目前的水平上上涨。但是还有另一种可能，那就是中国坚持走更广泛的终端消费电气化道路，包括主要使用石油的运输行业，同时对供电进行低碳化。在这种情况下，电力会继续保持在终端消费支出的主导地位，甚至还会得到强化，从而确立一种独特的能源消费模式。

图1.8 · 中国各行业的终端能源消费总量



关键点 · 工业的能源密集型部门导致中国的终端能源消费增加，但其他领域会成为未来增长的来源

随着钢材和水泥产量下降，以及增长向技术革新、消费支出及服务业转变，有明显迹象表明终端消费模式将发生转变。过去五年，工业能源需求增长的年平

均水平降至1.4%，而运输业和服务业的年平均需求增长均增加至4.6%。虽然运输业的整体石油需求继续呈强劲增长势态，但更广泛的经济调整迹象也非常明显。柴油主要用于货运，所以也就和工业活动相关，其需求在2016年下降。相比之下，汽油需求继续迅速上涨，主要是用于私家车。2016年汽油车辆的销售量同比增长16%。同样也是在2016年，中国的电动轿车销售量达到35万辆，电动公共汽车销售量超过35000辆，突显了中国全球最大电动汽车市场的地位。

1.2.2 关注中国各地区及各省份的能源

对于中国这样的人口大国来说，全国各地存在较大的经济和人口趋势、资源可用性以及能源使用的差异。这种差异对国家和省级政策的制定以及基础设施发展具有重大影响。在本报告的本章节中，我们考虑了四个主要地区，这四个地区与中国在规划和统计时所使用的四个经济区相对应：

- 东部地区：包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东和海南等富裕的省市。
- 中部地区：包括山西、安徽、江西、河南、湖北和湖南。
- 西部地区：包括经济较为落后且人口比较稀少的广大内陆地区，但也包括四川和重庆工业区以及内蒙古、广西、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏和新疆。
- 东北地区：包括辽宁、吉林和黑龙江三大传统工业大省。

总的来说，中国三分之二的人口居住在中国东部和中部地区（五个人口最稠密的省份中有四个位于这两个地区，即广东、河南、江苏和山东）。展示人口分布不均的一种方法，是看一看著名的黑河—腾冲线，这条线从北边的黑河一直延伸到南部的腾冲，将中国分成两部分。这条线以西（面积为中国总面积的60%）只有6%的人口，而往东面积较小区域（面积为中国总面积的40%）居住着94%的人口。

所有经济活动中的绝大部分也都发生在黑河—腾冲线以东。最发达的省份，像广东、江苏、山东和浙江等全部位于沿海地区。相比之下，内陆省份远远落后于靠近沿海的富裕地区，因此政府不得不采取一系列措施来缩小这种差距。每

个地区都有一个区域总体战略：西部地区是“西部大开发”战略；东北地区是“振兴东北老工业基地”；中部和东部地区的战略则是“中部崛起”和“率先发展”。中央政府为经济欠发达的省份提供财政转移：中央政府基本上将一半以上的财政资源提供给了这些省份。

在能源方面，每个地区的情况都独具一格（表1.2和图1.9）。能源需求的地理位置大致与人口和国内生产总值的分布一致。东部地区的沿海工业省份——主要是山东、河北和江苏的能源需求量最高，远远高于西部各省。尽管东部各省的服务业也比较集中，或者制造业附加值更高（例如上海），其国内生产总值较高，但这些行业对能源消费的影响与工业不同。从行业领域来看，几乎所有地区的工业都在终端消费中占最大比例，北京除外。北京的建筑能源消费为最大的能源消费领域。运输业的能源消费量也与国内生产总值有关，而且在东部以及一些中部地区最高。

表1.2 · 2015年中国各地区和省份的人口、国内生产总值、能源使用及贸易选定指标

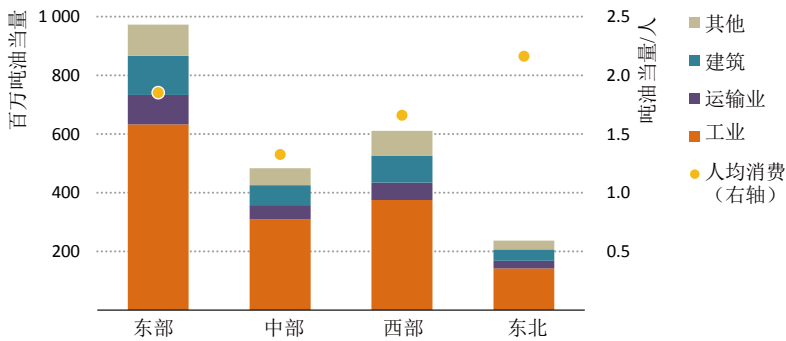
地区/省份	人口 (百万)	国内生产总值 (十亿美元)	人均国内生产 总值(美元)	人均需电量 (千瓦时)	终端能源消费 量(百万吨油 当量)	能源盈余 (+)或不足 (-) (百万 吨油当量)
东部	525.2	5 988	11 402	5 247	973	-668
北京	21.7	370	17 020	4 388	36	-30
天津	15.5	266	17 164	5 175	46	2
河北	74.3	479	6 445	4 277	173	-137
上海	24.2	403	16 703	5 820	66	-48
江苏	79.8	1 126	14 114	6 413	153	-162
浙江	55.4	689	12 431	6 416	96	-84
福建	38.4	417	10 865	4 824	59	-22
山东	98.5	1012	10273	5197	188	-73
广东	108.5	1169	10776	4895	145	-114
海南	9.1	59	6526	2990	11	0

续表

地区/省份	人口 (百万)	国内生产总值 (十亿美元)	人均国内生产 总值(美元)	人均需电量 (千瓦时)	终端能源消费 量(百万吨油 当量)	能源盈余 (+)或不足 (-)(百万 吨油当量)
中部	364.9	2359	6466	2866	484	9
山西	36.6	205	5594	4741	89	308
安徽	61.4	353	5751	2669	68	-31
江西	45.7	269	5881	2381	47	-35
河南	94.8	594	6267	3038	112	-84
湖北	58.5	474	8107	2845	88	-82
湖南	67.8	464	6841	2134	79	-66
西部	371.3	2328	6270	4151	611	537
内蒙古	25.1	286	11402	10127	96	318
广西	48.0	270	5625	2782	53	-33
重庆	30.2	252	8364	2901	47	-26
四川	82.0	483	5881	2429	105	-38
贵州	35.3	169	4777	3326	50	25
云南	47.4	219	4611	3034	51	-15
西藏	3.2	16	5086	1251	不适用	不适用
陕西	37.9	289	7629	3221	59	253
甘肃	26.0	109	4193	4226	37	-13
青海	5.9	39	6600	11190	18	-4
宁夏	6.7	47	6998	13149	26	-5
新疆	23.6	150	6344	9154	71	77
东北	109.5	928	8480	3203	237	-132
辽宁	43.8	460	10504	4530	123	-94
吉林	27.5	226	8202	2368	49	-43
黑龙江	38.1	242	6353	2280	64	6

来源：中国国家统计局(NBS)

图1.9 · 2015年中国各部门终端能源消费



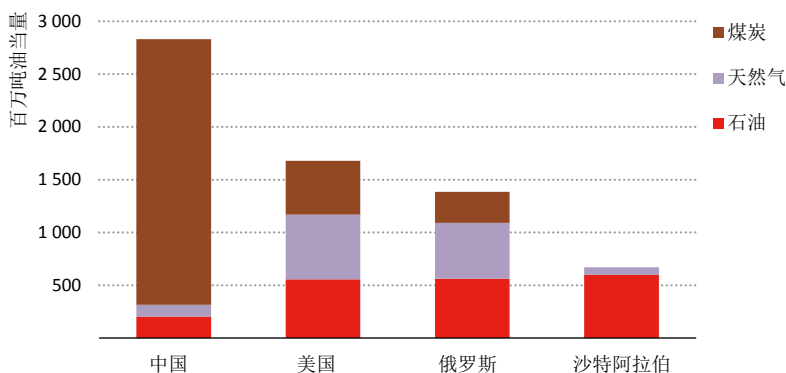
关键点 · 除北京外，中国几乎所有省份工业都是最大的能源消费部门

各个地区的能源需求结构也同样有很大差别。中部地区煤炭在能源需求中所占的比例最大，而东部各省则是石油和电力在最终能源消费中占的比例较高。天然气消费集中在自身产量丰富的地区（西部四川盆地周围）或者通过管道（例如新疆）及沿海液化天然气（例如广东）进口供应充足的地区。

中国的资源、生产和需求区域平衡

从某种程度上来讲，中国是全世界最大的化石燃料生产国。最近几年，中国的石油产量有所下降，但2016年的产量是400万桶/天，仍然是全球第七大产油国。2016年的天然气产量高达1370亿立方米，虽然远远落后于两大全球天然气巨头美国和俄罗斯，也足以让中国成为全球第六大天然气生产国。然而，正是中国巨大的煤炭产量使其成为全世界最大的化石燃料生产国（图1.10）。

图1.10 · 各选定国家2016年的化石燃料总产量



关键点 · 到目前为止，煤炭产量使得中国成为全世界最大的化石燃料生产国

中国全国各地都在进行煤炭生产，几乎每个省都有煤矿。然而，煤炭的产量主要集中在内蒙古、陕西和山西这三个省，占国内煤炭产量的60%以上。这三个省均位于西部和中部地区，离沿海的主要能源需求中心相对较远（图1.11）。另外，中国未来最有前景的低成本煤炭产地之一是西部的新疆，而新疆离目前的煤炭需求中心更远。这种供给与需求之间的地理不匹配意味着需要将大量的煤炭从产地经过数千千米的运输送到消费地点。虽然短距离通常采用卡车运输，但铁路和沿海运输（而且通常是两者相结合）承担了大部分工作。

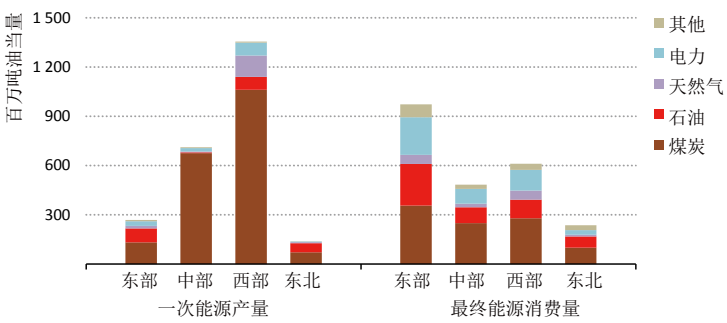
2015年，铁路承担着20亿吨煤炭的运输（煤炭长时间以来就是中国铁路的主要运输货物，占总运输吨位的60%）。几条大型铁路通道将山西、陕西和内蒙古的煤田与河北、天津、辽宁和山东等北方各省的装载港口连接起来，其中最大且最重要的港口位于秦皇岛。各煤矿与各港口之间的距离各不相同，但大致都在600千米到1000千米以内。然后用船运方式将煤炭分配到进口煤炭竞争激烈的江苏至广西的沿海一带。运输成本是一个非常关键的问题：将煤炭从内蒙古或山

西运送到广东，每吨交货成本就会增加25美元左右。降低煤炭运输成本的一种选择，是在煤矿附近修建燃煤发电厂，然后利用高压直流输电线将电力输送到用电需求中心。

中国的石油产量并没有煤炭产量那么集中。位于黑龙江省（东北地区）的大庆油田是中国最大的产油地。另一个主要产油地是位于山东省（东部地区）的胜利油田。大庆油田和胜利油田都是在20世纪60年代开始产油的，属于成熟区；因此，这两个油田都面临着产油高递减率和高产水率（即水与产生的碳氢化合物之比）等挑战。西部地区的大部分石油产区位于陕西和新疆。天然气产区主要位于西部的四川（传统的国内天然气工业中心）、陕西和新疆。

在各种可再生能源产地当中，四个省份（西部地区的云南、四川、贵州和广西）的水电产量几乎占到了全部水电产量的60%（虽然世界上最大的大坝三峡大坝位于中部地区的湖北省）。中国太阳能制造产业（也是世界太阳能）的中心位于长江三角洲，这一区域包括上海以及上海以西两省的部分地区。太阳能和风力发电装置集中在西部地区的甘肃和新疆等省份。

图1.11 · 2015年中国各类能源以及各地区的一次能源产量及最终能源消费总量



关键点 · 中国面临的一个主要基础设施挑战，是将一次能源从西部各省运输到沿海主要消费区域

1.2.3 中国与全球能源市场

中国是全世界最大的化石燃料生产国，但其产量仍然不能满足全国的煤炭、石油和天然气需求。因此，中国还是世界上最大的化石燃料进口国。中国在全球能源市场的重要性超出了其作为化石燃料生产国和进口国所扮演的角色：中国是全世界很多地方各大能源项目和基础设施的主要投资者，尤其是在发展中国家（专栏1.1）。此外，中国还是越来越重要的能源技术开发者和输出者，包括很多清洁能源技术。因此，中国能源政策选择的影响已经超出本国，而且超越了能源领域。

专栏1.1 · 中国在境外的能源投资情况

最初，作为政府“走出去”战略的一部分以及在2013年以来“一带一路”倡议^[3]的背景下，中国的能源公司在海外的活动成为国际投资和技术中一个主要且重要的组成部分。国际投资在一定程度上是由中国鉴于其对进口能源不断依赖而不得不加强区域互联互通和构建新供应链的战略需求下拉动的。各种商业性因素同样也在起作用，包括在国内产能过剩的情况下寻求其他市场，以及希望培养新产能和专业技术。这项提议得到了大量的政治支持，2017年初在北京举行的高层国际论坛讨论了该提议。

因此，中国的各大能源公司在过去十年里就已经涉足全球。在石油和天然气领域，2016年中国国家石油公司在海外投资的石油产量增加到300万桶/天（国际能源署，2017年）。由于进行了合并、兼并以及参与各种联盟，中国的能源公司得以在所有主要上游市场站住脚跟，并且在某些情况下成为资源丰富的国家的优选合作伙伴，因为他们可以为这些国家提供不断发展的中国市场的准入。这些公司还通过投资石油和天然气管道、储存设施、炼油厂以及销售和交易能力来进一步扩展其供应链。获取资产的欲望使他们进入到一些高风险国家。

^[3] “一带一路”倡议的理念远不止能源行业，还包括打造巨大的铁路、道路、管道、海上路线、港口和公用事业网络将中国与中亚、高加索地区和中东连接起来，最后连接到中欧和南欧（甚至连接到非洲和南美）。“一带”主要指陆路，而“一路”则是指加强海上互联互通。

非洲是中国的能源公司特别关注的一个地区，这些公司在该地区的投资远不止石油和天然气。在撒哈拉以南的非洲地区，中国的公司作为各大发电项目的主要承包商，使该地区2010—2015年的发电装机容量增加30%。在天然气、煤炭和可再生能源领域全部都活跃着中国投资者的身影，他们尤其关注水电项目和供应链，包括跨境输电线项目以及当地的城乡配电网。

在亚洲很多地区，主要是东南亚，中国已经成为主要的煤炭和水电项目投资。虽然很难获得具体的财务数据，但根据中国企业修建或者投资的已规划发电厂的数量和规模来看，中国在东南亚电力行业的项目规模相当大。中国的项目还延伸到了拉丁美洲：世界上最大的公用事业公司中国国家电网公司已经成为巴西最大的发电与配电公司。

中国政府在2014年设立了400亿美元的丝路基金来投资大量关键项目。中国开发银行贷款同样是主要的融资来源，而且多边金融机构，即中国发起的亚洲基础设施投资银行的任务同样是让中国为一些相关项目提供资金。

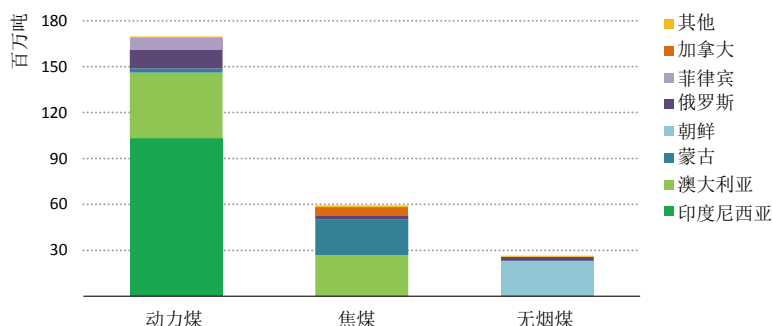
煤炭

中国在全球煤炭市场起着关键作用，而且这一角色最近几年已经发生了巨大的变化。2007年，中国的煤炭出口量超过5000万吨，主要是出口到日本和韩国；但在2009年，随着国内煤炭需求的大幅度扩展，中国变成了净进口国。在变成净进口国的第一年，中国成为全世界第二大煤炭进口国，仅次于日本。2011年，中国赶超日本，变成全世界最大的煤炭进口国。2013年，中国的煤炭进口量超过3亿吨，有史以来对任何国家而言都是单年煤炭进口量最大的。这是一个转折点：自2013年起，煤炭需求开始下降，使国内煤炭市场在结构上供过于求，并且抑制了进口量。

未来的煤炭进口水平在很大程度上取决于中国采取生产限制以及产业结构调整（见第三章）等政策。国产与进口煤炭之间的竞争地点位于南方沿海省份：大部分煤炭从中国北方港口（离产煤地较近）运送到南方港口，以满足用煤需求，

并且这些南方港口同样也是进口煤炭到达的地方。2016年，总计约9亿吨焦煤和动力煤通过海运到达沿海地区。其中约6亿吨来自国内产煤地，其余为进口，主要是从印度尼西亚和澳大利亚进口（图1.12）。2016年的进口无烟煤主要来自朝鲜（2250万吨），进口在2017年年初暂停。

图1.12 · 2016年中国各种来源的煤炭进口情况



关键点 · 中国进口动力煤主要来自印度尼西亚和澳大利亚

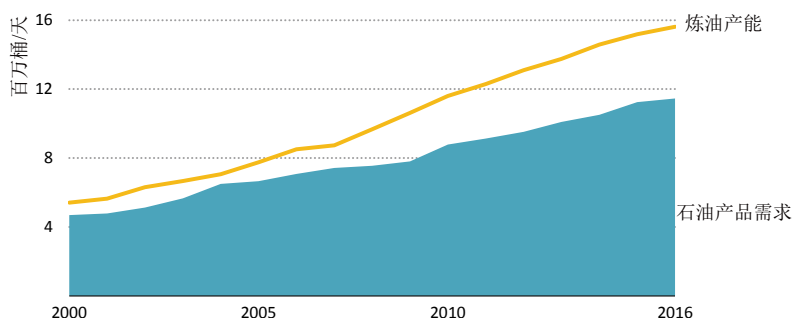
石油

近年来，原油进口量稳定增长。2016年，中国的原油进口量为760万桶/天，比上一年增长13%。目前，每天有100万桶以上的原油通过输油管道从俄罗斯、哈萨克斯坦和缅甸运送到中国。为了使原油来源多样化，并且减少对通过拥挤的马六甲海峡进行的海上贸易的依赖，中国在过去十年修建了这些输油管道。尽管最近俄罗斯取代沙特阿拉伯成为中国最大的石油进口来源，但中国仍然有一半的原油进口量依赖中东地区。

在过去十五年里，中国的炼油产能几乎增长了三倍，从2000年的540万桶/天增加到2016年的1560万桶/天，在全球炼油市场上的份额从7%增加到16%，增加了不止一倍。现在，中国的炼油能力仅次于美国，位于世界第二。在21世纪头十年

的绝大多数时间，其炼油产能的增长速度几乎与不断增加的石油产品需求一致。然而，从2000年末开始，炼油产能增长开始超过需求增长（图1.13），从而导致某些石油产品尤其是柴油过剩，并且导致炼油产能使用率下降。中国成为许多关键炼油产品的净出口国，2016年汽油、柴油和煤油的出口总量达到50万桶/天以上，而且其炼油产品出口国的地位现在也成为其原油进口的驱动因素之一。

图1.13 · 中国的炼油产能与石油产品需求



关键点 · 自21世纪第一个十年末以来的炼油产能激增使得中国同时成为原油进口大国和关键炼油产品净出口国

天然气

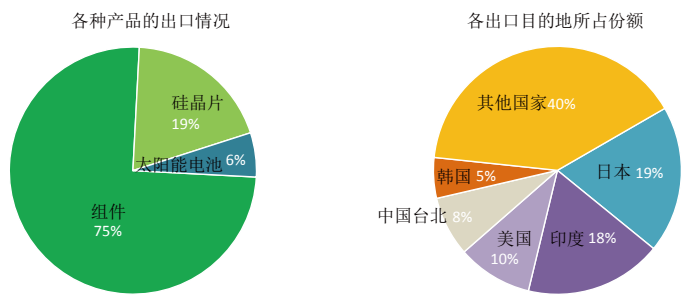
和石油一样，近年来天然气进口量也稳定增加。中国在2016年成为全球第四大天然气进口国：天然气进口总量达到720亿立方米以上，其中不到一半为液化天然气，来自16个国家，其余的天然气通过天然气管道进口自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、缅甸和哈萨克斯坦。澳大利亚是中国最大的液化天然气来源，而土库曼斯坦则是主要的管输天然气来源。中国的首个液化天然气再气化终端于2006年开始运营；到2017年年中，有17个液化天然气再气化终端运营，总计产能达到700亿立方米/年。管输天然气贸易始于2010年，第一条输气管道是中亚天然气管道，它连接中国国内的西气东输管道，向东部地区的主要用气区域供应天然气。

到2016年，四条在用管道（三条中亚天然气管道和一条中缅天然气管道）的总计供气量为670亿立方米/年。目前正在建设“西伯利亚力量”天然气管道，这条管道每年可将380亿立方米的天然气从俄罗斯输送到中国东北地区，预计将在2020年年初开始供气。

清洁能源技术

中国在许多可再生能源技术市场上具有强大的力量。它统领着全球太阳能制造业，并且通过创新以及始终走在需求前面的产能扩张，降低了太阳能产业成本。迅速发展的国内市场消化了大部分产量，而且中国还在2016年成为全世界最大的太阳能产品出口国，其最大的市场是日本和印度，销售额为140亿美元左右，包括超过20吉瓦的光伏组件（图1.14）。中国还在太阳热水技术方面引领全球市场：2015年，预计中国公司拥有该领域95%左右的核心技术专利（CGI，2015年）。中国还是重要的风力涡轮机生产国，其生产的大部分风力涡轮机在国内市场出售。尽管如此，在2007年到2015年期间，中国还将其风力涡轮机出售到了28个国家和地区，其最大的出口市场是美国、巴拿马、埃塞俄比亚、澳大利亚和巴基斯坦：2015年出口的148台风力发电机组的总装机容量为275兆瓦。

图1.14 · 中国2016年的太阳能光伏出口情况



关键点 · 中国主导着全球太阳能光伏组件市场

近年来，中国的核电技术飞速进展。中国与法国、美国、俄罗斯和加拿大合作，其核电装机与技术稳步发展。中国已经开发出自己的第二代和第三代压水式反应堆（PWR）技术。自20世纪90年代以来，中核集团已经利用第二代压水式反应堆技术为巴基斯坦修建了四座核反应堆（第五座于2017年9月修建完成），并且正在利用其第三代压水式反应堆技术在巴基斯坦修建另外两座反应堆。中核集团还在2015年与阿根廷签署了修建两座反应堆的合同，计划分别在2018年和2020年动工。中国广核集团与法国电力集团（EdF）合作开展英国的欣克利角C核电项目，中国广核集团在该项目中占33.5%的股份。核电技术已成为中国出口政策的一个重要元素，中国公司正在与多个国家讨论新的出口可能性，包括阿根廷、罗马尼亚、南非和土耳其。

1.3 影响中国能源发展的因素

接下来几章将讨论中国能源展望的预测，这些预测所采用的整体方法以及情景与《世界能源展望2017》其余部分的相同，但额外分析了中国所面临的政策选择及其对中国以及世界其他国家的影响。

- 当前政策情景为我们提供了基于现有政策及措施的一系列预测。不包括已公布的政策或目标，因此只提供了评估这些政策及目标的影响力基线。
- 新政策情景是整个分析的重点，它同时考虑了现有政策与措施以及中国已公布的政策雄心，例如“十三五”规划中制定的一系列目标和其他政策规划。对于已经制定了具体政策的领域，新政策情景还包含了《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》（说明见第1.3.5节）。
- 可持续发展情景，描述了中国将采取什么样的措施力争在2030年前为全民提供现代化能源服务，从而大幅降低空气污染，并采取及时有效的行动措施解决气候变化问题；提供了《能源生产与消费革命战略（2016—2030）》中规定的能源行业转型长期质量目标的讨论环境（见第四章）。

这几种情景都不是预测，而是提供了一种框架来分析中国能源展望以及各种

政策和战略选择的影响。我们通过回顾2007年，即《世界能源展望2007》最近一次对中国进行的深入分析，有效地提出了这些情景的设计和意图。当时的主要情景，即参考情景，并未考虑未来的政策演变（专栏1.2）。

在本章的剩余部分，我们将介绍影响中国在接下来几十年的能源发展方向中起着巨大作用的五个因素，即：经济；人口压力和城市化；环境问题，包括水资源限制以及地方空气污染物和温室气体排放量；投资动向和政策。在中国，政策的执行力度和完成政策预定目标的能力非常强，因此政策尤其重要。但是还有其他很多因素在起作用，主要是在中国的能源领域越来越重要的市场机制以及正在进行的经济结构转型。

专栏1.2 · 回顾过去：《世界能源展望2007》聚焦中国

《世界能源展望2007》中的参考情景主要关注中国和印度，并且根据当时确切有效的各种政策作出一系列预测（方式与今天的“当前政策情景”类似）。同样，它还提供了一系列一如往常的预测，这些预测保守地估计了中国能源需求增长的最终速度。《世界能源展望2007》假设到2015年，中国的国内生产总值每年增长7.7%（反应了当时的一致观点），而实际的经济扩展速度接近10%，超出该假设，尽管在2000年末出现全球经济衰退。这使得中国的一次能源需求总量到2015年增加到了29.9亿吨油当量，远远高于《世界能源展望2007》参考情景中预测的28.5亿吨油当量。

2015年各类能源消费的预测量与实际能源结构之间的关键差异与中国后来发生的一系列能源战略定位变化（一旦公布，我们即会将其作为新政策纳入我们的分析方法中）有关。中国雄心勃勃地进行可再生能源发展，这一飞跃式变化是造成能源战略定位变化的主要元素，虽然这点同样适用于为了提高天然气使用率而作出的政策转型。这两种政策定位都使能源消费减少对煤炭的依赖。《世界能源展望2007》预测的2015年煤炭在一次能源需求总量中所占的比例与这一年的最终结果非常接近（约为三分之二）。然而，2015

年，由于新政策更多地鼓励开发太阳能、风力和天然气发电，因此燃煤发电在发电结构中的比例最终为82%，比预计的88%要低六个百分点。

在整个分析过程中，我们仔细思考了一些关键基本假设的变化是如何影响中国的发展道路及其对全球趋势的影响。中国的经济规模及其在全球能源事务中的重要性意味着，即便是预测结果出现相对较小的偏差也会产生很大的连锁反应。第四章详细调查了两个关键不确定性：

- 第一，中国从重工业部门向轻工业部门以及从出口导向型工业产出到服务业与国内消费的经济转型的速度。与“新政策情景”中假设的速度相比，我们假设这种转型会晚十年，并且探讨了对一系列经济和能源指标的影响。
- 第二，中国很可能通过对一些关键的可再生能源技术采取更具雄心的政策以及更迅速的成本降低方式这种良性循环，甚至以更快的速度进行清洁能源转型。

除了这两方面的扩展分析之外，第二章和第三章还列举了其他敏感性案例和“假设分析”，阐述了不同的环境和选择可能会使中国以怎样的方式偏离“新政策情景”下预测的道路。例如，在第二章中我们探讨了中国的汽车保有量水平的问题，这是未来石油消费的一个关键指标。我们分析了在对东部和西部地区采取更广泛的政策措施限制汽车保有量增长的情况下，中国的能源消费会发生怎样的变化。目前中部和西部地区的汽车保有量相对较低（而新政策情景中主要的增长来自这两个地区）。在第三章，我们探讨了中国页岩气的一系列潜在开发途径，预计中国有巨大的页岩气资源量，但其实际产量比预计的要低（个别情况除外）。

1.3.1 经济转型

中国是全世界第二大经济体，即使最近其步伐有所放缓，但中国仍然以令

人惊奇的速度继续发展。自2010年以来（与经济合作与发展组织成员国同期1.8%的平均水平相比），中国的国内生产总值几乎每年平均增长8%，虽然在2015年和2016年分别下降到6.8%和6.6%左右。在购买力平价（PPP）方面，2016年中国的国内生产总值为21.7万亿美元，占全球国内生产总值的18%，人均国内生产总值为经济合作与发展组织平均水平的三分之一左右（按购买力平价计）。工业化一直是主要增长源，2016年工业占国内生产总值的比例，远远高于大多数中等收入、发展中和经济合作与发展组织国家；服务行业占国内生产总值的比重略高于50%，农业则占9%。

中国经济正在进行一场深刻的转型：在20世纪70年代初出现的资源密集型经济增长模式逐渐由消费和服务行业带动的更加可持续的模式，即所谓的“新常态”所取代（图1.15）。中国政府“十三五”规划的关键目标是，至2020年收入水平比2010年增长一倍（专栏1.3）。这样一来，相比上一个五年规划时的8%，接下来几年需要达到6%以上的年平均增长水平。为了实现中国所寻求的各种转变，政府正推行一系列的“供给侧”改革，目的在于减少企业的债务，降低负债水平，并且缓解包括煤炭和电力的主要工业部门的产能过剩问题。这一系列改革的速度和深度将对中国经济和能源转型产生重大影响。

本报告中的所有情景均采用相同的经济增长假设：至2020年，年平均增长率继续保持在6.1%，2030年前逐渐下降到每年5%左右。这意味着到2040年，中国经济将以4.5%的年均增长率扩展，经济规模几乎是目前的三倍。中国在全球经济体中的占比继续扩大，到2040年将达到23%，增长五个百分点，而且人均国内生产总值几乎增加到目前水平的三倍。这种增长结构反映了中国向更大程度上的国内导向型和服务导向型经济转变，并且减少制造业和出口依赖的这种假定转型：在2040年，服务业在中国国内生产总值中的占比稳步增加到64%，工业占比从目前的39%下降到32%。

图1.15 · 中国的经济结构变化（各行业的附加值比例）



关键点 · 继中国迅速工业化发展之后，是服务业增长将成为其经济的强劲增长点

专栏1.3 · 中国的“十三五”规划

自20世纪50年代以来，中国通过一系列的五年计划（后改称五年规划）为其经济和社会发展提供了总体框架。五年计划最初为计划经济的重要政策工具，随着时间的推移，尤其是中国在1978年向外界敞开国门，开始发展以市场为导向的经济之后，这些计划更多的是设定政策方向 and 提供引导。2016年3月，政府公布了《经济和社会发展“十三五”规划（2016—2020）》。根据该规划，中央政府部门和地方政府部门必须制定行业/区域规划，例如卫生、人口、教育、就业、文化和能源。随后，中国国家发展和改革委员会（NDRC）和中国国家能源局（NEA）在2016年12月公布了他们的《能源发展“十三五”规划（2016—2020）》。规划制定了能源部门到2020年的主要任务和目标以及相应的支持政策。表1.3列出了其中一些关键指标。后面各章节详细讨论了这些任务、目标和政策对我们预测的影响。

表1.3 · 中国“十三五”规划的关键能源和环境指标

指标	2015*	2020
全国能源总量上限	—	少于五十亿吨标准煤
国内生产总值（万亿人民币）	67.4	> 92.7
城镇永久居民（%）	56.1	60
服务业附加值（%）	50.5	56
非化石能源（一次能源需求总量%）	12	15
单位国内生产总值能源强度下降率（%）	—	15
单位国内生产总值碳排放量下降率（%）	—	18
氮氧化物下降率（%）	—	15
二氧化硫下降率（%）	—	15

注：* = 可比较

1.3.2 人口结构与城市化

目前，中国大约有14亿人口，占世界人口总数的五分之一，其中140多个城市人口超过百万人。到2040年中国的人口的预计增长率几乎为零（每年平均-0.1%），这意味着到2022年，印度将赶超中国成为世界第一人口大国。1979年采取的独生子女政策抑制了中国的人口增长（这一政策从2013年起有所放宽，并且在2015年再次放宽），这不仅使人口增长速度放慢，而且还降低了工作年龄阶段人口的比例，导致了明显的性别比例失衡，因此对中国的人口结构特征概况产生了重大的影响。今后几年，老年人口在中国总人口中的比例将增加，尤其是预期寿命延长，从而给决策者带来一系列的社会经济挑战。

中国的城市人口越来越多，这是近年来的一个持续趋势：这一比例已经从2000年的36%急剧上升至目前的57%，并且我们预测到2040年将达到75%。这一假设与中国政府的政策意图不谋而合：根据《国家新型城镇化规划（2014—2020）》，到2020年，还会有1亿农村居民迁移到城市地区。

更加富裕且不断增加的城市人口对能源领域有着深远的影响。总而言之，城市居民的能源消费会比农村居民高，这在很大程度上是由两者之间的收入水平差

异决定的。城市不断扩张，加上公共交通能力不足，因此导致通勤距离和汽车保有量增加，而且可能会出现空气污染的连锁反应，这同样会助推能源消费水平的增长。另一方面，人口集中在城市同样可以使政府集中提供更具能效的供暖、制冷、交通和其他服务：中国政府很可能会从市级、省级和国家级层面加强这方面的关注并采取相应措施。

1.3.3 环境

中国经济在过去二十年迅速发展，这对中国的环境和公共卫生产生了重大的影响。中国是世界上最大的二氧化碳排放国，很多大城市的当地空气质量达不到国家和国际卫生标准。每年室外和室内空气污染导致大量人口的过早死亡。空气污染使中国当前的平均期望寿命也明显缩短（国际能源署，2016年）。对这些危害的应对措施，尤其是“与污染作斗争”以及打好“蓝天保卫战”等成为国家决策的重点。

空气污染

中国政府很久以来就已认识到了其空气污染程度，而相关资料表明，最近采取的一些政策对应对这一问题产生了一定的作用。虽然如此，在中国很多地方，空气质量仍然是一个非常严重的问题。根据环境保护部消息（《“十三五”环境规划》序言引证），中国几乎有四分之三的城市达不到规定的国内空气质量标准。在主要工业中心，尤其是北京、天津和河北，所有空气污染物的水平持续居高不下。我们估计，中国只有64%的人口能够呼吸到满足世界卫生组织最低污染标准（interim target-1）的空气。

中国在2013年制定了《大气污染防治行动计划》，明显加强了这方面的政策。行动计划为各省提供了2013—2017年的空气质量改善路线图，旨在将PM2.5浓度降低到国家环境空气质量标准，即每立方米35微克（世界卫生组织interim target-1浓度标准）。《大气污染防治行动计划》还包括解决其他污染的具体措施。虽然这份行动计划是全国性的，但尤其关注三个地区：京津冀、长江三角洲和珠江三角洲。这三个地区的目标是，到2017年PM2.5浓度分别下降25%、20%和

15%（和2012的水平相比），北京的PM2.5浓度最高为每年平均每立方米60微克。2016年12月，国务院印发了《“十三五”生态环境保护规划（2016—2020）》。按照该规划，相比2015年的76.7%，中国338个大城市必须在2020年之前达到80%的空气质量“良好”水平，并且在2015年以前不满足PM2.5浓度标准的大城市必须在2020年之前使其平均浓度水平比2015年的水平下降18%。

二氧化碳排放

在努力改善空气质量的同时，中国还采取更加广泛的措施来降低碳浓度和限制二氧化碳排放量。中国积极参与应对气候变化行动，是2015年《巴黎协定》最终成功达成的一个主要因素。在应对气候变化承诺中，中国宣布了三个主要目标：

- 二氧化碳排放量将在2030年左右达到峰值并争取尽早实现。
- 2030年单位国内生产总值二氧化碳排放量比2005年下降60%~65%。
- 2030年非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右。

中国明确了达成这些目标所需的一系列政策与措施。其中一些已经采取的措施实质上属于行政和规范性政策，主要涉及能效改进和强制关闭小型发电厂。有些利用市场机制和工具，特别是2017年按计划出台覆盖电力部门的碳排放交易系统，后来延伸至包括关键能源密集型工业部门：这一点与2013年以来七大省份的各种试点方案一致。^[4]

中国的发展，包括可再生能源和核电装机容量扩展、能效提升，以及最为重要的是在2013年煤炭消费达到峰值，均在2014年以来发生的全球与能源有关的二氧化碳排放量削减中起着非常重要的作用。我们估算，2016年中国与能源有关的二氧化碳排放量实际上有轻微下降，自2000年以来首次打破强劲的增长势头。虽然现在说2016年对中国的二氧化碳排放量而言是一个转折点还为时过早：尽管经济增长与能源消费之间的关系正在迅速变化，而且低碳能源部署蓄势待发，但接下来几年仍然可能出现排放压力增加的情况。

^[4] 预计水泥和电解铝将是率先加入碳排放交易系统（ETS）的工业部门。化学品和石油化工产品、建筑材料、钢铁、其他有色金属和造纸业将随后加入碳排放交易系统市场。

水资源

虽然中国的人口比例几乎占全球的19%，但可再生水资源仅占全球的6.5%。中国几乎80%的可再生地表水资源和70%的地下水资源位于长江流域和中国南方地区。相反地，几乎一半的人口、三分之二的农田和40%的工业活动均位于长江流域以北（世界银行，2009年）。中国70%左右的供水来自地表水，其余来自地下水。

中国30%的土地面积上居住着几乎其一半的人口，这些区域目前正面临着较大的用水压力（王姣、钟丽锦和龙瀛，2016年）。高强度的污染使中国很大一部分地表水无法使用，从而使中国的可用水资源进一步受到限制。中国约三分之一的湖水和河水不适合人类使用，几乎四分之三的水源区为中国三十个发展最快的城市提供用水，而这些水源区受到了中度或高度水污染。其中一半左右的污染是由于土地使用和退化而导致，其余污染的主要来源是化肥、杀虫剂、家畜粪便污染和工业活动。中国已经在寻求开发其他水资源，但最近几年，其放慢了修建海水淡化装置的速度。

在意识到水对经济与社会福利的重要性之后，中国在“十三五”规划中制定了一系列与水有关的目标，旨在改善水质，减少水污染源，降低用水需求，增加可替代水资源的比例，改善水循环和加强水源保护。2016年，发电行业占中国总取水量的7%；其中80%为燃煤发电厂所用，但很多发电厂位于缺水地区。2015年，中国颁布了《水污染防治行动计划》，也叫作“水十条”，其中包含了迄今为止最全面的用水政策，其目的在于保护地表水和地下水资源，该计划确定了2020年的十项措施以及具体目标。这些目标广泛覆盖多个关键行动领域，包括控制污染排放，重点关注城市污水处理厂和工业；提高整个经济领域的水资源回收和再利用率；改善饮用水质量；以及加强水资源管理和更好地控制水提取。高度关注用水管理标志着中国开始一反过去主要关注增加供水的做法。

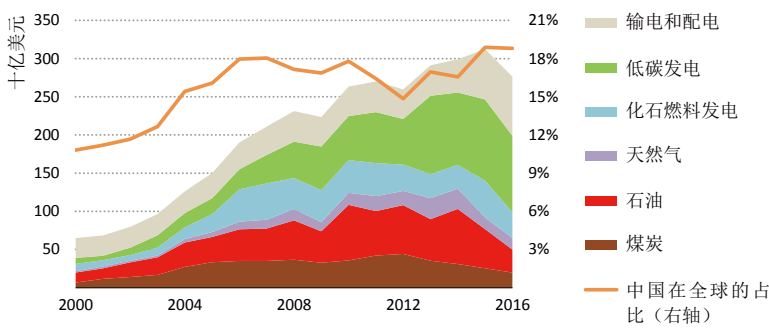
1.3.4 投资

能源投资的规模和方向是我们展望的一个关键指标。很多能耗基础设施投资的运行寿命较长，因此中国过去的投资决策继续影响着未来的能源消费情况。一

个恰当的例子是，最近十年中国开始投资新的燃煤发电厂，除非提前被取代，或者利用碳捕捉和储存（CCS）技术进行改造，否则这些燃煤发电厂会使中国未来几十年的煤炭使用和排放模式产生锁定效应。

2016年，全球与能源有关的资本支出约为1.7万亿美元，中国能源领域投资差不多占其中五分之一。其投资结构表明，与前些年相比，中国的能源领域发生了重大变化。低碳发电、输配网和能效开支增加，占较大的投资比例（国际能源署，2017年）。中国进行配电系统升级和开展几个大型输电项目（旨在帮助将内陆各省的电力输送到东部地区，以解决弃风和弃光的问题）意味着电网开支增加。中国石油和天然气的上游支出受到低油价抑制，因此对新天然气基础设施的投资放缓。各公司打算缓建项目，以应对天然气行业需求增长速度和计划拆分的不确定性（见第三章）。但是，新石油基础设施的投资，包括运输和贮藏，均保持强劲势头。中国的采煤行业在全球煤炭投资中占的比例最大，但自2012年达到峰值以来，这一比例已经下滑。2016年，受到工业领域持续产能过剩这一情况的影响，煤炭投资额为140亿美元左右，比上一年低16%。

图1.16 · 中国能源供应投资



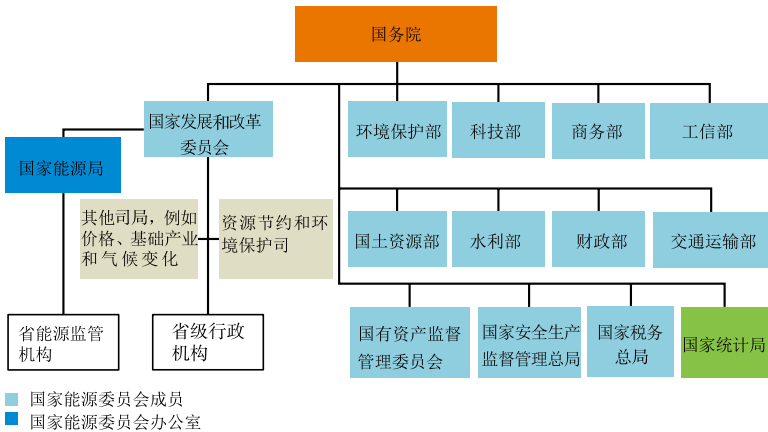
关键点 · 低碳供电和网络正在推动中国的能源投资

1.3.5 能源管理及政策

管理结构不断演变

在中国，由国家层面和很多不同的地方机构共同负责制定和实施能源政策（图1.17）。在中央政府层面，能源管理机构近年来发生了巨大变化。原本由各个部门管理不同种类的能源（例如，煤炭、电力和石油），但是在1988年，中国首次成立了能源部。五年后，中国又重新成立了煤炭行业和电力行业的相关部门，并且成立了多家国有企业负责能源领域的不同部门。另一次机构变化发生在2008年，即成立新的副部级机构中国国家能源局（NEA），由中国国家发展和改革委员会（NDRC）管理。中国国家能源局负责制定并实施能源政策，比如“十三五”规划，而中国国家发展和改革委员会则更全面地负责社会和经济事宜，包括气候变化、定价、能效、投资和资源保护：能源在所有领域中均起着重要作用。此外，国有资产监督管理委员会（SASAC）还在中国国务院的直接领导下负责监督中国的国有企业，并且在评估这些国有企业的业绩和任命高管人员当中扮演关键角色。

图1.17 · 中国的国家能源管理结构



除这些领导机构之外，还有其他很多政府机构在中国的能源管理中具有发言权。空气质量在中国的重要性意味着环境保护部的显著作用，而环境保护部负责环境标准并且在能源项目开发与运营方面的影响力越来越大。科技部负责科技创新以及所有领域的研发活动协调，包括能源领域。国土资源部负责化石燃料资源与储量开发，但不包括由水利部负责的水资源。国家安全生产监督管理总局负责所有工作方面的安全，而国家煤矿安全监察局则负责煤矿安全。商务部负责能源贸易。财政部和国家税务局负责税收和税费并且密切参与和财政激励有关的任何改革。同样，省和市政府也在分布式能源与可再生能源等领域发挥着越来越大的作用，并且在制定省级电力和天然气市场制度中起主导作用。

为了加强各能源领域负责部门之间的协调配合，中国在2010年成立了国家能源委员会（NEC）。国家能源委员会主任由总理担任，由另一名副总理（也是一名政治局常务委员会委员）担任副主任。国家能源委员会是中国体制中设立的最高级别的能源机构：能源相关部门的部长均为其成员，由中国国家能源局承担办公室工作。国家能源委员会每年或每两年召开会议商讨关键能源政策：最近召开的一次会议是在2016年11月，内容讨论并通过了《能源发展“十三五”规划》。

从中央计划到政策引导与规范

长期以来，能源领域就是计划经济的一部分：通常，投资需要具体的政府授权和各级审批，视其规模和范围而定。这种情况随着中国开始进行市场改革而发生了变化，尤其是在2013年之后，政府启动了具有深远意义的管理现代化，即简政放权、加强监管和减少中央政府对微观经济事务的管理。^[5]在能源领域，中国国家发展和改革委员会和中国国家能源局废除了十多项审批程序，并且将其其他很多职责转移给省级行政机构，例如由相关省份来审批新的燃煤发电厂、电网扩建以及石油和天然气管道项目。因此，中国国家发展和改革委员会和中国国家能源局的任务是更多地关注政策与监管，包括制定指导计划并监督其实施情况。

^[5] 前国家电力监管委员会，成立于2003年，于2013年与国家能源局合并，并且在国家能源局内部成立了新的部门负责能源市场监管。直接隶属于国家能源局的省级监管机构同样有权监督新项目与各能源计划的合规性。

在国家层面设立的整体框架内，省和地方政府有很大的空间来决定自己的行动方针。

国有企业的角色

国有企业（SOE）在中国的经济中扮演重要角色，尤其是在能源领域。主要的国有企业最初来自与能源有关的各个部门。例如，中国石油天然气集团公司（CNPC）和中国石油化工集团公司来自原石油部。随着时间的推移，他们逐渐与政府脱离，并且变成了不同的企业实体。目前，（由国有资产监督管理委员会直接监督的总共100多家国有企业当中）有20多家中央企业专注于能源领域或者在能源领域运营（表1.4）。这些中央企业加上大量地方国有企业组成了中国现在的能源产业。三大石油公司（中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司和中国海洋石油总公司）主导着石油和天然气行业；五大电力公司（中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司和国家电力投资集团公司）2015年的装机容量几乎占总装机容量的45%；而中国国家电网公司（SGCC）则是世界上最大的公用事业公司。

表1.4 · 中国与能源相关的主要国有企业

企业名称	石油和天然气	煤炭	电力			
			电网	发电*	核能	其他**
中国石油天然气集团公司	●					
中国石油化工集团公司	●					
中国海洋石油总公司	●					
中国中化集团公司***	●					
中国神华集团		●		●		
中国中煤能源集团公司		●				
中国煤炭科工集团						●
中国国家电网公司			●			
中国南方电网公司			●			
中国华能集团公司		○		●	○	

续表

企业名称	石油和天然气	煤炭	电力			
			电网	发电*	核能	其他**
中国大唐集团公司		○		●	○	
中国华电集团公司	○	○		●		
中国国电集团公司		○		●		
国家电力投资集团公司		○		●	●	
中国长江三峡集团公司				●		
国家开发投资公司***				●		
华润集团***				●		
中国广核集团				●	●	
中国核工业集团公司					●	
中国能源建设股份有限公司						●
中国核工业建设集团公司						●
哈尔滨电气集团公司						●
中国东方电气集团公司						●
中国西电集团						●
中国节能环保集团公司***						●

注：*包括可再生能源。**包括能源项目咨询、设计与施工以及能源设备制造和能源效率。***包括与能源相关的领域。●=主营业务；○=新业务领域

中国能源领域的国有企业面临着与所有国有企业类似的挑战，包括管理能力薄弱、非商业性社会职责繁多和债务水平高。国有企业改革对中国政府而言是一项优先任务，目前正在作为2015年启动的国有企业全面改革计划的一部分开展。根据该计划，将国有企业分为商业性质和公共事业/福利型企业，然后商业性质的企业又进一步分成三类：竞争性、垄断性和公益性企业。这三类企业改革目标各不相同，并且需要满足不同的监管要求，采用不同的绩效评估方法。此次改革的其他主要形式包括在中国或海外上市；成立董事会；进行国有企业合并，以创造出具有全球竞争力的国家领军企业；以及通过采用混合所有制的方式吸引私人股东。其中一些改革在能源国有企业中进行。例如，中国石油天然气集团公司和中

国石油化工集团公司就在进行混合所有制改革。企业合并也在发挥作用，一个很好的例子是，中国电力投资集团与国家核电技术公司在2015年合并为国家电力投资集团公司。能源领域的转型与中国的国有企业改革之间如何协调，这是一项非常艰难的任务，而且对中国能源的成功转型至关重要。

行业协会与智库

中国在能源领域针对不同的能源成立了一系列的行业协会：中国电力企业联合会、中国石油和化学工业联合会和中国煤炭工业协会是其中最具影响力的协会。这些协会属于自治机构，其成员来自各大企业、研究机构 and 高等院校。但很多协会也始于改革前的国家机构，并且很多继续享受国家财政支持。这些协会的主要作用是作为政府与企业之间的沟通桥梁，其职责也同样覆盖数据收集、研究、培训和国际活动等领域。

还有很多与能源有关的智库，其中大多数都隶属于政府或国有企业。例如，能源研究所（隶属于中国国家发展和改革委员会）、中国电力科学研究院（隶属于中国国家电网公司）、中国电力规划设计总院（隶属于中国能源建设股份有限公司）和水电水利规划设计总院（隶属于中国电力建设集团）。这其中一些组织由政府授权执行公共职能：例如，中国电力规划设计总院在中国国家能源局要求下开展国家电力规划研究。国务院发展研究中心和中国社会科学院等国家智库也活跃在能源领域。

中国的能源政策

中国能源政策未来可能发生的演变对我们的长期分析至关重要。目前有丰富的材料可供我们分析中国的长期政策雄心。中国国家领导人在2014年6月呼吁推进的“能源革命”引领了中国的能源进程。这为所有能源五年规划和政策，以及中国国家发展和改革委员会和中国国家能源局在2017年联合颁布的《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》提供了广泛指南。“能源革命”主要关注四个方面：能源消费、能源供给、能源技术和能源体制改革（此外还需要与国际能源合作结合），总体目标是确保一个更加安全的、可持续的、多样性的和更高效的能

源未来（表1.5）。

一些更为宏观的战略和措施也会影响中国能源领域的未来。国内经济结构调整的方向就是一个很好的例子。2015年国务院发布了《中国制造2025》，提出了中国制造业未来的变革愿景。这种未来与过去依赖能源密集型产量的情况有着本质上的不同，它强调更加环保和更加创新的先进工业设计，同时以提升能源效率和降低排放密度为目标。能源合作、投资和贸易同样构成了“一带一路”倡议的重要组成部分，“一带一路”倡议旨在加强中国陆上和海上战略性通道的互联互通与合作。

表1.5 · 中国能源生产和消费革命战略（2016–2030）主要目标

到2020年的目标（包括“十三五”规划的已有主要目标）
<ul style="list-style-type: none">• 一次能源消费总量保持在50亿吨煤标准煤以下，煤炭比例进一步减少（表1.3）。• 非化石燃料在能源结构中的比例达到15%，清洁能源变成能源增长的主要贡献因素（表1.3）。• 碳浓度比2015年下降18%，能源强度比2015年减少15%。• 能源自给达到80%以上。• 工业企业的平均用电强度（单位附加值用电量）减少10%以上。• 现役燃煤机组改造后平均供电煤耗低于310克/千瓦时，新建燃煤项目平均供电煤耗低于300克/千瓦时。• 主要能源生产领域的用水效率达到全球先进水平。• 全面实施燃煤锅炉空气污染防治标准，淘汰主要空气污染防治区域内的低能效燃煤锅炉。
到2030年的目标
<ul style="list-style-type: none">• 为农村地区提供商业性能源服务业。• 一次能源消费总量保持在60亿吨煤标准煤以下。• 非化石燃料在能源结构中的比例达到20%左右。• 天然气在能源结构中的比例达到15%左右。• 主要通过清洁能源来满足逐步增长的能源需求。• 能源强度达到目前的全球平均水平。• 非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到50%。• 超低污染燃煤发电厂比例达到行业水平80%以上。• 践行气候变化承诺。• 到2030年，单位国内生产总值的二氧化碳排放量比2005年下降60% ~ 65%。• 二氧化碳排放量在2030年左右达到峰值，并且力争尽早实现。
到2050年的愿景
<ul style="list-style-type: none">• 一次能源消费水平保持稳定，一半以上来自非化石能源。• 中国成为全球能源管理的重要参与者。

为了对经济方面的“十三五”规划以及长期国家战略进行补充，中国在2016年颁布了单独的《能源发展“十三五”规划》，随后又制定了一系列的煤炭、石油、天然气、电力、可再生能源、页岩气、煤层气、核能、水电、风电、太阳能、生物质能、地热和能源技术创新计划（专栏1.3）。这些文件全部明确了具体的中期约束性或指导性目标以及监督计划实施进展的跟踪机制。各种政策目标的设计越来越适应中国以市场为导向的体制转变进程。各地区、省市也制定了与国家规划相符合的地区规划。

最后一类政策文件关注的是各种具体的问题或者挑战，例如《2013年大气污染防治行动计划》《2014年应对气候变化规划（2014—2020年）》和《2016年能源技术革命创新行动计划（2016—2030）》。在智能电网和储能等新兴能源领域，中国政府还公布了支持创新、科研与部署的指导原则。

虽然政策继续在推动能源转型中起着至关重要的作用，但市场与体制改革的总体进展反映出政府“要让市场在经济中起决定性作用”的承诺。随着中国逐步开放天然气价格，改变电网管控方式并且设立电力交易和排放交易平台，能源价格改革在这个过程中发挥着关键作用。2015年中共中央和国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》和2017年国务院《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》明确了电力、石油和天然气领域的下一阶段改革。

中国能源需求展望

过去的增长引擎——转型驱动力？

要点

- 在新政策情景中，中国的能源消费方式不断演变，低碳燃料的表现也越来越突出。煤炭燃料需求的下降最初体现在工业中，预计从2030年左右开始，电力行业的煤炭需求也将减少。石油需求会增长至2030年，随后因道路运输成本过高停滞。至2040年，因工业和电力带动以及住宅消耗增长，天然气需求量将增长4000亿立方米。最大的增长来自低碳燃料：到2040年，它们将占能源结构的近四分之一，以可再生能源为主。
- 在终端消费领域，2030年之后电力将超过燃油，成为主要能源。工业和建筑是主要驱动力，共占增长的90%。随着电动汽车的发展，交通领域的电力需求增长也越来越快。2030年左右，乘用车的石油需求将达到峰值：到2040年，每四辆车就会有一辆是电动车。
- 电力行业方面，低碳发电将在2025年左右超过化石燃料发电，并在2040年占比达到60%。可再生能源占低碳发电的90%以上：到2040年，中国会成为世界上最大的太阳能光伏发电、风力发电和水力发电市场。太阳能光伏发电增长尤为迅速，2020年其平均成本将低于新建燃气发电，2030年左右低于新增煤炭发电，太阳能光伏发电将成为中国最便宜的电力来源。
- 作为改革方案的一部分，中国的目标是使电力行业发展更为灵活和高效。鼓励竞争、现代化经营和反映成本是为长期发展奠定基础的关键原则。能促进电力交易和全国电源投资的新输电线路则是支持更清洁的电力供应结构、减少人口密集地区污染物排放和降低电力供应成本的另一个关键因素。
- 所有空气污染物排放量和颗粒物浓度都会下降。2040年，几乎一半的人口将

生活在符合国家空气质量标准的地区（现在这一数据为36%），中国境内与能源相关的二氧化碳排放量在2030年前达到92亿吨的峰值。其中，2014年为工业峰值，2019年为建筑峰值，2030年则是电力峰值。

- 当然，不可避免地会出现许多不确定性因素。例如，某些行业如果不能按时完成二氧化碳减排目标将使二氧化碳的累计排放量增加50亿吨。清洁能源转型也可能比预计的更快：能源革命战略要求电力行业在2040年完成比460太瓦时更多的低碳发电。减少汽车空气污染的强有力措施可能会削减250万桶/天的石油需求，并导致2030年全球石油需求增长停滞。

2.1 中国：增长转型升级

中国过去十五年的能源需求增长速度令人惊叹。快速的工业化和城镇化支撑着强劲的经济增长，随之而来的就是能源需求的激增：2000年以来，能源总需求每年平均增长6.2%，而中国的经济规模则翻了两番。目前，中国是煤炭需求量最大的国家，占全球总量的一半以上，同时也是第二大石油需求国（仅次于美国）和第四大天然气消费国（排在美国、欧盟和俄罗斯之后）；中国还拥有世界上规模最大的发电装机，占全球装机容量的四分之一；中国还是世界第三大标准煤（排在美国和欧盟之后）：全球汽车市场几乎三分之一的汽车在中国销售。自2000年以来，中国已经有亿万人民摆脱了能源贫困。但能源需求仍有进一步增长的空间：即使在今天，中国的人均能源使用量仍只有工业化国家平均水平的一半左右。

能源需求的快速增长引发了中国未来能源路线的争议。目前，中国的石油约三分之二为进口，越来越多的城市空气污染问题需要解决。此外，中国还是最大的二氧化碳排放国。面对这些挑战，近年来的政策措施已经在加大力度遏制未来能源需求的增长，低碳技术和减少空气污染的战略部署也在逐渐发展和加强。当今中国是世界上最大的可再生能源投资国，2016年中国占全球可再生能源装机容量的40%；是电动汽车的最大市场，2016年占全球销量的40%左右；目前，最低能源性能标准在终端能源需求的覆盖率达到近60%（2000年时几乎为零），提高了能源使用效率；并采用了微细颗粒物（PM_{2.5}）35微克/立方米的国家环境空气

质量标准，以减少空气污染。中国正处于更广泛改革的边缘，将从基于能源密集型中间产品制造的增长模式，转变为向国内和国际市场提供更多服务和创新的模式——用先进技术驱动制造。这对未来的能源需求增长有着重要的影响。

本章着眼于讨论中国现行政策应对国内能源政策挑战的程度。借鉴新政策情景，考虑所有现行政策以及已经宣布但具体实施措施还有待定义的政策，讨论新出现的总体趋势以及终端用途行业和电力行业的详细趋势。鉴于中国能源行业的动态发展，本章还考虑了其对全球能源市场以及中国的影响，展望中还考虑了主要的不确定因素。

2.2 概述

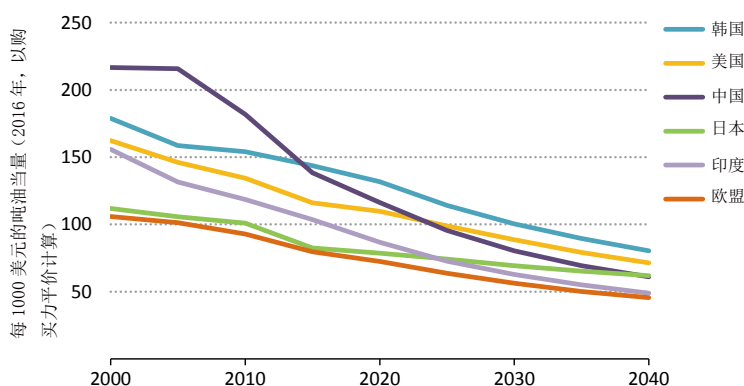
新政策情景下，中国能源需求增长前景近来发生了很大的变化。能源需求增长率下降至几乎1%，不到2000年以来中国经济增长速度的六分之一，总能源需求量在未来二十五年将增加约8亿吨油当量，达到38亿吨油当量，与中国在2008年至2016年八年间的增长水平相同（专栏2.1）。这将会使经济增长的能源强度迅速降低，到2040年平均每年下降3.4%（以购买力平价计算）。中国能源强度的改善速度将高于同期所有国家或地区（图2.1）。2040年，人均能源消费增长四分之一：预计在2035年超过欧盟水平，但到2040年仍然只有美国的一半左右。

专栏2.1 · 为什么中国的能源需求增长将放缓？

关于人口增速和经济增速同时放缓的假设是新政策情景下能源需求增长放缓的关键，能源强度急剧下降的假设也非常重要。这是由两个因素驱动的。一个是调整经济结构的努力，把能源需求增长从能源密集型产业转移到轻工业和服务业。另一个是提高能源效率的努力，近年来受到很多国内政策的关注。当今中国能源需求总量的58%涵盖在最低能源性能标准中，包括降低工业电机用电量的规定、“绿色建筑”标准以及汽车和卡车的燃油经济性

标准（见以下行业讨论部分）。在新政策情景下，如果没有调整经济结构和提高能效的努力，2040年的最终能源需求将增加60%。能源利用效率是限制能源需求增长的关键，提高能效能够减少三分之二的能源需求增长。

图2.1 · 新政策情景下部分地区单位国内生产总值的一次能源需求



关键点 · 中国国内生产总值的能源强度在所有国家中下降最快；到2040年，中国是世界上经济增长相关的能源强度最低的国家之一

新政策情景下能源需求增长的前景将基于预测时段内预计发生的两个重要发展趋势。首先，预计中国的人口延续过去二十年的发展趋势。人口增长进一步放缓，人口老龄化日益凸显，城镇人口数量增长。到2040年，中国的人口与目前大致相当，但65岁以上人口将占14%左右，而现在这一比例只有4%。城市化水平将达到70%以上，而现在仅有57%。这些趋势改变了能源服务的需求并降低了能源服务需求增长。

其次，预计中国需按照计划重新调整经济，着眼于经济增长的质量和消费。这将导致从今开始至2030年每年的经济增长率为5.4%，2030年至2040年期间为3.3%，同时伴随着不同行业的附加值对总体经济增长的贡献的结构性转变（见第四章）。

2.2.1 各类能源的发展趋势

能源需求增长放缓伴随着能源结构的多样化。得益于中国的政策支持，新政策情景下电力行业中低碳能源的使用将大幅增长（表2.1）。因此，到2020年，中国将完成非化石能源的“十三五”规划目标，即非化石能源在一次能源结构中占比超过15%，并超额完成“巴黎气候协议”中非化石能源的“国家自主贡献预案”（见下文的电力行业部分）的承诺，即2030年非化石能源在能源结构中占比达到20%。到2040年，以可再生能源为主的低碳能源在能源结构中占比将达四分之一。电力行业是新政策情景下可再生能源增长的关键，到2040年，可再生能源发电量将挑战煤炭作为最主要的电力供应能源的地位。得益于“十三五”规划依赖相关政策的大力支持，风电和光伏发电的装机将快速发展，成本不断降低，有效缓解目前的弃风弃光问题，使得风能和光伏发电能够与化石能源发电竞争。可再生能源的增长有助于一些省份减少烹饪使用的木柴和农业残余物，特别是东北地区（尤以辽宁和黑龙江为甚）以及西部（四川）地区。在新政策情景下，中国将继续推广清洁烹饪。到2040年，使用低效炉灶烹饪的人口将减少到8000万左右，低于2016年水平的四分之一。

表2.1 · 中国在新政策情景下各类能源的一次能源需求（百万吨油当量）

	2000	2016	2020	2025	2030	2035	2040	年平均复合 增长率 2016—2040
煤炭	668	1957	1932	1908	1873	1803	1706	-0.6%
石油	227	552	613	676	711	716	716	1.1%
天然气	23	172	234	309	374	428	469	4.3%
核能	4	56	102	166	218	261	287	7.1%
可再生能源	220	269	318	380	455	534	619	3.5%
水能	19	102	105	108	117	125	130	1.0%
生物质能*	198	112	118	131	149	169	192	2.3%
其他可再生能源	3	55	95	141	189	240	297	7.3%
化石燃料份额**	80%	89%	87%	84%	81%	79%	76%	

续表

	2000	2016	2020	2025	2030	2035	2040	年平均复合 增长率 2016—2040
化石燃料份额***	93%	87%	84%	81%	78%	75%	72%	
总计	1143	3006	3199	3439	3631	3742	3797	1.0%

注：*包括传统的固体生物质和现代生物能源；**使用国际能源署的方法计算；***采用中国国家统计局的方法计算，以便与中国公布的目标相比较

在化石燃料中，尽管天然气目前所占比重较低，但2040年以前能源需求的增长将主要由天然气来满足。天然气在当今中国的能源方面起到的作用很小：2016年约为2100亿立方米，仅占总能源结构的6%，远低于美国（30%）、日本（24%）和欧盟（24%）。尽管中国政府提出的在2020年之前将天然气在一次能源中的占比至少提高到8.3%的短期目标可能无法实现。但新政策情景中天然气的使用量将大幅增长：到2040年，天然气需求比现在高出约4000亿立方米，工业（特别是轻工业）是天然气需求主要的增长点，占总增长量中的1500亿立方米，电力行业约为1200亿立方米。随着以东部地区为主的住宅使用天然气进行房屋供暖的需求不断提高，此类天然气需求将达到500亿立方米以上，是天然气需求增长的第三大来源。低碳能源和天然气的使用不断上升以及能源需求总量的增长放缓意味着煤炭在中国未来能源结构的占比更小。今天煤炭占中国能源需求的三分之二左右：在2000—2013年间，煤炭平均每年增长8.9%，占据了这段时间内能源需求总体增长的四分之三以上。2013年以来，煤炭使用量已略有下降，至2016年低于28亿吨标准煤，占全球消耗量的52%。限制并减少使用煤炭，对解决空气污染问题至关重要，是中国在能源政策方面的重中之重。“十三五”规划正式通过2020年煤炭消费上限目标为41亿吨，《大气污染防治行动计划》也已经以个别省市和地区为目标（包括北京、天津、河北，以及长江三角洲、珠江三角洲），同时推动能源结构多样化，这意味着近期煤炭需求下降的趋势在长期内将仍然持续：在新政策情景下，到2040年，煤炭需求不会回升，平均每年下降0.6%。到2040年，煤炭需求量比今天低约3.6亿吨标准煤，其在中国能源总需求中的份额也

下降近20%，降至45%。

大部分净下降——约2.9亿吨标准煤——来自于钢铁生产的下降，钢铁生产是中国当今第二大煤炭消耗来源（第一为发电），其产量在本报告预测时段内将经历结构性下降。约7000万吨标准煤的煤炭用于水泥生产，水泥生产是现在第四大煤炭消耗来源，其在预测期内呈结构性下降。中期，居民住宅领域将由燃煤供暖转向天然气和电力供暖，中国将实现“十三五”规划中能源发展的目标，即到2020年，使用天然气的人口将增加到4.7亿。在预测阶段之初，电力部门的煤炭需求没有出现结构性下滑，直到2030年都将徘徊在15亿吨标准煤左右，但随着建于20世纪末和21世纪初的发电厂开始大规模退役，燃煤发电将开始进入缓慢的结构性下滑。

石油自2000年以来一直是中国满足能源需求增长的第二大贡献者，2016年中国石油需求达到1150万桶/天。运输行业是主要驱动力：2000年至2016年，近一半的石油需求增长来自汽车和卡车。石油是化工行业的原料，润滑油和沥青的需求也呈强劲增长态势。在新政策情景下，运输继续推动中期石油需求增长，但年均增速逐渐放缓：21世纪30年代，由于乘用车总量增长放缓，石油需求趋于稳定，电动乘用车数量急剧上升，2020年及以后严格的燃油经济性标准会使得汽车效率更高。新政策情景下，2040年中国石油需求量将达1550万桶/天，比当今需求量上涨约410万桶/天。

2.3 终端消费部门

经济增长模式的调整和能源效率的提高使得中国终端消费方面的能源需求增长放缓（表2.2）。在新政策情景下，到2040年，中国的终端消费部门将会带来目前能源需求量近三分之一的增长，大约是2000年以来中国能源需求增长的一半。中国经济发展的“新常态”造成了终端消费部门之间的转变。工业行业（包括非能源用途）保持着其作为终端能源消费增长的主要来源的地位。但其对总增长的贡献从2000年的约65%，下降至40%以上。运输业是第二大终端能源消费增长的贡献者，占总需求的三分之一，反映出日益增长的交通需求。但是因为中国在提高汽车和卡车的燃油效率方面的努力，交通领域的能源需求增长速度远低于过

去。建筑行业是唯一到2040年，能源需求增长幅度远远大于2000年至2016年的终端消费行业；随着住宅建筑面积的增加，住宅建筑空间采暖和制冷的能源需求急剧增长，收入增长导致家用电器更多，耗电量更高。服务行业的能源需求也迅速增长，但基数较低。

表2.2 · 新政策情景下中国各行业终端能源消费（百万吨油当量）

	2000	2016	2020	2030	2040	份额		年平均复合增长率
						2016	2040	2016—2040
工业	304	972	1026	1113	1131	50%	44%	0.6%
运输业	91	299	354	474	513	16%	20%	2.3%
道路运输	66	245	292	389	410	13%	16%	2.2%
建筑	316	438	469	530	581	23%	23%	1.2%
农业	22	52	54	53	48	3%	2%	-0.3%
非能源利用*	58	164	201	252	285	9%	11%	2.3%
总计	791	1924	2103	2421	2557	100%	100%	1.2%
工业，包括转换部门**	388	1275	1340	1427	1441	不适用	不适用	0.5%

注：*包括石油化工原料和其他非能源用原料（主要是润滑油和沥青）；**包括来自高炉和焦炉（不是最终能源消耗的一部分）和石油化工原料的能源需求

新政策情景下，源于中国政府近年来采取的一系列政策措施，终端能源消费增长放缓。包括近期最重要的“十三五”规划，国务院还制订了各行业的“十三五”规划（见下文的行业讨论）。除了这些目标之外，中国还出台了更广泛的战略发展文件，从长远的角度指导了经济和能源转型，例如能源生产和消费革命战略等（见第一章）。对于未来终端能源消费的演变，国务院2015年颁发的“中国制造2025”规划，具有特定的相关性：重点支持节能型低碳技术和应用于能源行业的新材料的生产，包括降低工业生产能源强度的具体目标（表2.3）。

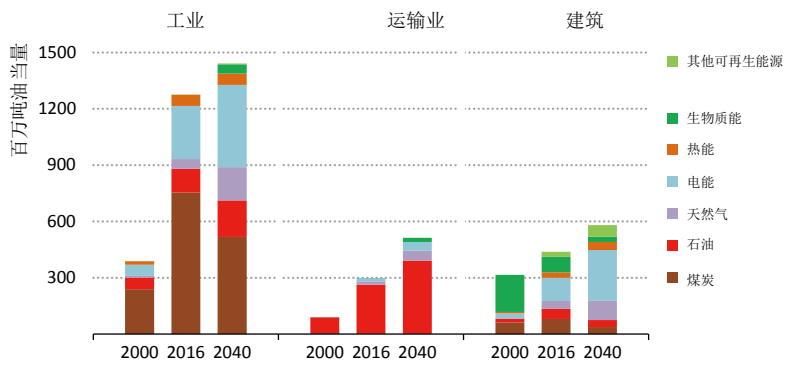
表2.3 · “中国制造2025” 规划的关键要素

政策	主要目标和措施
政府支持的关键领域	新能源汽车、下一代信息技术、生物科技、新材料、航空航天、海洋工程、造船、轨道交通、机器人、电力设备和农业机械。
基本指标	<ul style="list-style-type: none">• 相对于2015年，2020年工业能源强度降低18%，2025年降低34%。• 相对于2015年，2020年工业二氧化碳强度降低22%，2025年降低40%。• 相对于2015年，2020年制造业增加值增长2%，2025年增长4%。• 与2015年的5.9%相比，到2025年，工业增加值增长到9.9%。• 到2025年，将固体工业废物的再利用率从2015年的65%提高到79%。• 将关键生产过程中过程控制系统的使用率，从2015年的33%提高到2025年的64%。• 提高内部研发费用占制造业企业营业收入的比例，从2015年的0.95%提高到2025年的1.68%。• 到2020年，制造业劳动生产率平均增长7.5%，到2025年保持在6.5%。
工业发展目标	<ul style="list-style-type: none">• 到2020年将国产基本备件和关键材料的份额提高到40%，到2025年提高到70%。• 到2020年，建成15个工业技术研究基地，到2025年计划建成40个工业技术研究基地。• 到2020年，开发1000个绿色示范工厂和100个绿色示范工业园区。
政策和监管变化	<ul style="list-style-type: none">• 升级制造业，其中关键领域90%的制造质量标准将在2020年达到国际要求，而目前只有70%达到国际要求。• 国家政府出台的“100—1000—10000”节能方案，规范国家100强能源消费企业；省级政府排名前1000位；地方政府排名前10000位。

在本报告的预测阶段，中国的终端能源消费呈现明显的转变（图2.2）。至2040年，电力占到能源需求增长的一半以上，到2040年以前超过煤炭和石油成为终端能源消费的主要来源。尽管道路运输的电气化正成为日益重要的电力需求来源，但到2040年，工业和建筑依然是电力需求增长的主要驱动力，分别占全部增长的45%左右。天然气是终端能源消费增长的第二大贡献者，占总需求增长的三分之一以上。尤其是在工业和建筑方面，能源需求增长明显，约一半的增长来自于工业，特别是非高能耗行业，而建筑中天然气需求占总能源需求增长的45%左右。运输和石油化工原料行业的石油需求也在继续增长：其总增长量达470万桶/天，足以抵消所有其他行业的下滑；到2040年，运输和石油化工原料行业几乎占

总石油需求增长的100%。可再生能源的使用也在扩大，利用太阳能和地热提供热水和供暖方面取得了特别的进展。另外，到2040年，可再生能源（不包括传统生物质能）能够直接满足终端能源消费增长的近20%。

图2.2 · 新政策情景下中国部分终端消费行业的燃料能源需求



关键点 · 随着中国发展进入新的阶段，经济增长逐渐由工业主导转向服务主导，更加注重能源效率和电力使用

注：工业包括高炉、焦炉和石化原料的能源需求

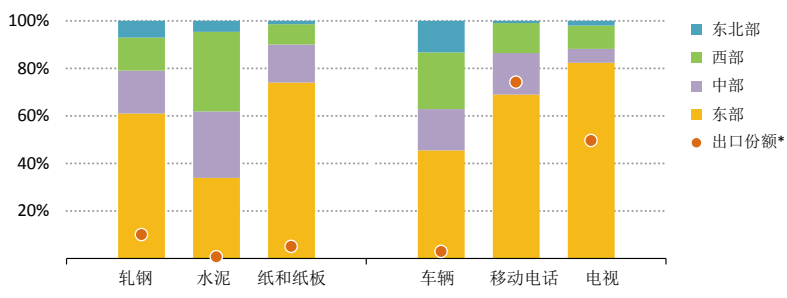
2.3.1 工业

背景

从历史上看，中国的发展模式在很大程度上依赖于工业部门，能源密集型产业为国内基础设施建设、重工业和出口型消费品制造业提供了支撑。2001年加入世界贸易组织后，这一特性得到加强，并进一步为中国商品开辟了新的国际市场。2011年，中国超过美国成为第一大工业生产国，占全球总产量的五分之一左右。中国是世界领先的钢铁和水泥生产国：2016年，中国生产了世界上半的钢铁和一半以上的水泥，其中大部分用于国内消费。中国也是全球领先的电子、纺织、服装和玩具出口国。出口的产品倾向于主要由东部地区生产，而用于国内消

费的产品虽然常常也在东部地区的工业区生产，但生产商遍布全国（图2.3）。

图2.3 · 2015年中国各地区部分工业产品产量



关键点 · 中国东部地区在工业生产中占首要地位

注：*出口产品产量占国内总产量的份额；产量按容积计量

来源：中华人民共和国国家统计局；国际能源署分析

中国工业产值的强劲增长支撑了国内生产总值的快速增长，自2000年以来翻了两番多。五年规划在工业发展中发挥了重要作用（见第一章），对钢铁和水泥等重点行业提出了较高的工业生产目标。如今工业对国内生产总值的附加值为百分之四十，与印度尼西亚和韩国一样，是世界上最高的国家之一，但近年来的投资热潮导致部分行业生产能力过剩，市场无法消纳，2008年全球金融危机之后更是如此。

中国的工业主要位于沿海省份，这些省份是机械、纺织和化学品等出口工业蓬勃发展的中心。东部地区的沿海城市聚集了大量的劳动密集型产业，而内陆省份则开发了冶金、煤矿等资源密集型产业。目前，中国四大工业区分布在沿海地区：辽宁（钢铁、机械、化工、石化等重工业）；京津唐（钢铁、机械、化工、石化、电子、纺织）；长江三角洲（各类重工业、出口驱动型工业）；以及珠江三角洲（服装、电子、玩具、食品饮料等轻工业）。

工业，特别是重工业的增长规模和速度，解释了近年来中国主导全球能源

需求趋势的原因。2000年至2016年期间，全球60%以上的煤炭需求增长来自于中国，主要来自工业直接用煤以及电力和采暖需求间接用煤。因此，煤炭在全球一次能源需求中所占比例从23%上升到27%，与中国的工业发展息息相关。

过去二十年，中国工业生产能源强度有明显改善：现在的工业生产能源强度仅是二十年前的一半。快速的经济增长使得资本存量以非常高的速率扩张和更新，加之部分外国直接投资的带动作用，中国企业特别是沿海地区的企业纷纷安装了现代节能设备。例如，2000年至2016年期间，钢铁行业的能源强度降低了三分之一，水泥行业的能源强度降低了二分之一。中国也积极推行工业节能政策：目前，超过80%的工业能源需求受到强制性能源效率政策的限制，这个比例在世界上绝无仅有。而在2005年“十一五”规划第一次提出能源强度目标之前，工业能源需求受到强制性能源效率政策限制的比例几乎为零。在历次五年规划中，中国都采取积极措施减少工业用煤：2014年以来关闭低效率的小型工业燃煤锅炉的举措推动了工业用煤量的小幅下滑。

政策框架

目前，中国工业部门的政策设计，主要是基于过去的工业发展模式。五年规划确立了全国性的能源和排放强度指标，在此基础上分解出省级指标。省级指标根据各省当前的产业结构、能效水平、国内生产总值水平等不同情况而有所差异（表2.4）。“十二五”规划和“十三五”规划都将平衡区域发展作为重点，目的是带动中国欠发达地区的工业发展。“十三五”规划继续贯彻“西部大开发”战略，提出了发展产业集群和开发与当地资源密切相关的产业等措施，以推动西部发展，改善人民生活水平；落实“东北老工业基地振兴”计划，聚焦结构调整、国有企业改革和鼓励产业创新；实施“中部地区崛起”战略，推动产业向中部和内陆地区转移，并鼓励高新技术产业的发展；推行东部沿海地区“率先发展”战略，加快东部地区经济改革，加快建设研发和创新中心，以提升价值链，生产高附加值的出口产品。随着内陆省份人均国内生产总值水平开始趋于一致，区域再平衡已经部分开始实现。例如，2000年以来，新疆工业能源使用量已经增长了四倍多，而甘肃的工业能源使用量增长了近两倍。

表2.4 · 2020年中国“十三五”规划指定行业相关目标

范围	主要目标和措施
全行业目标	<ul style="list-style-type: none">在工业锅炉、钢铁和水泥制造工艺设备方面，进一步实施空气污染控制技术。重点加快关键分支部门建设，包括：高附加值设备、集成电路、生物技术、云计算、新能源技术和先进材料。
水泥和其他建筑材料行业	<ul style="list-style-type: none">熟料产能降低10%。熟料生产热能强度提高6%。平板玻璃二氧化硫排放降低50%陶瓷年均氮氧化物排放量降低30%。
钢铁行业	<ul style="list-style-type: none">能耗降低至少10%。利用率至少提高90%。粗钢产能减少1亿~1.5亿吨。降低能源强度，使之低于560千克煤炭当量/吨钢。污染物排放量至少减少15%。
石化化工行业	<ul style="list-style-type: none">增值年增长率8%。能源强度降低18%。每单位增加值的二氧化碳强度下降18%。
有色金属行业	<ul style="list-style-type: none">对于高于起点收入水平的企业，单位增加值的能源强度下降18%。每年二氧化硫排放总量减少15%。
纺织行业	<ul style="list-style-type: none">对于高于起点收入水平的企业，增加值年增长6%~7%。能源强度降低18%。
轻工业	<ul style="list-style-type: none">将轻工业从沿海地区转移到中西部地区。构建现代产业集群，鼓励技术开发，节能减排。

一系列其他政策也将影响未来中国工业部门的能源需求。其中包括自2013年以来在七个省份实施的碳排放交易试点，按照最初的规划，2017年底将建成包括水泥和电解铝行业的全国碳排放交易市场^[1]；《大气污染防治行动计划》，该计划主要针对三个主要工业中心（京津冀、长三角和珠三角），要求对高污染企业进行关闭重组及在重点行业开展清洁生产。

中国最近也通过了长期的工业发展指导方针，来支持更大范围的经济结构调整。过去的政策重点是大型企业，现在则要将全国各地7000万家中小企业的能效

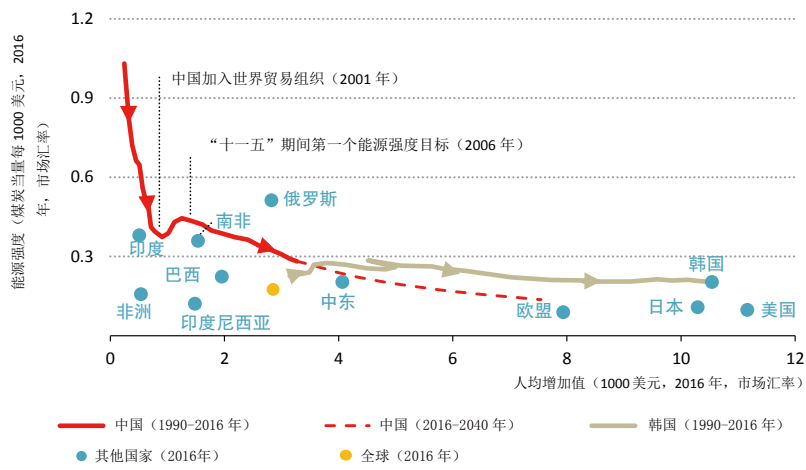
^[1] 化工、石油化工、建筑材料、钢铁及其他有色金属和造纸等可能在后期进入全国碳排放交易市场。

提升到最高水平，并鼓励各行各业的创新。随着“中国制造2025”的开始，中国正在计划进一步提高工业效率，使工业发展实现一个长期的愿景，即到21世纪中叶实现全球制造业的产业链升级。另外一个全国性的规划就是能源生产和消费革命战略，其中工业领域的目标是，到2020年，工业企业单位增加值电耗比2015年平均下降10%以上。

新政策情景下的趋势

在新政策情景下，工业能源需求增长将大幅放缓，相比于2000年以来7.7%的年均增长率，2040年年均增长率将低至0.5%，延续自2011年以来下降的趋势。到2040年，工业活动增长率也将延续“十一五”期间首个能源强度目标实施以来的趋势^[2]，从2000年的10%放缓至3.6%（图2.4）。

图2.4 · 新政策情景下全球范围内中国的工业发展轨迹和能源强度



关键点 · 至2040年，中国的工业能源效率将持续快速提高

注：工业能源强度计算方式为工业能源需求总量（包括高炉、焦炉以及石油化工原料），除以2016年增加的市场汇率率定值美元的工业值（市场汇率）；人均工业增加值使用与计算能源强度相同的货币单位。

^[2] 中国加入世界贸易组织后，能源强度的改善发生了逆转，特别是由于其工业结构的变化，使其变得更加以出口型为主。

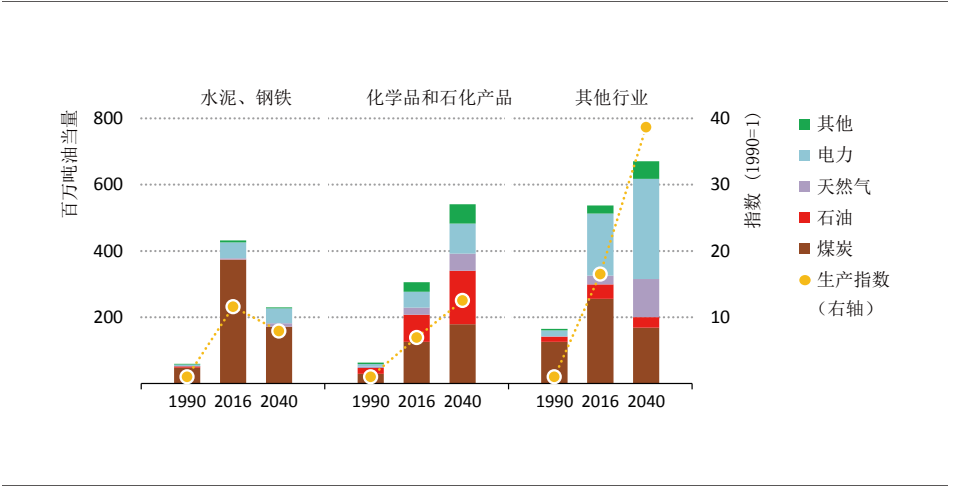
在燃料的相对竞争力和提高工业能效政策的双重驱动下，工业能源需求增长放缓与能源需求的巨大转变相伴而生。工业是新政策情景下导致中国煤炭需求达到峰值和需求下降的主要因素，2040年工业煤炭需求将比2016年下降30%。同时，能源需求增长将主要得益于电力和天然气需求增长。电力需求将增长1800太瓦时，仅此一项就占总的工业能源需求净增长的大部分，这与2000年以来电力在全部工业需求增长中仅占25%的比例相比有显著的变化。电力需求最大增幅出现在化学品和非能源密集型行业，这既是由于产量的增加，也是由于电热技术包括热泵的应用。天然气使用量将增长1520亿立方米，相当于工业能源需求净增长的四分之三，而2000年以来这一比例则低于5%。石油需求的增长与过去保持一致，2040年与2016年相比，石油需求增长170万桶/天，几乎与2000—2016年的增长率相同。到2040年，原料用量成为工业石油需求增长的单一最大来源。

在新政策情景下，产业结构调整将会极大改变未来的能源需求。今天，四个重工业部门（钢铁、石油化工、水泥和铝业）几乎占了工业能源用量的四分之三，占工业用煤的80%，工业石油需求的70%，还分别占工业天然气需求和工业用电需求的55%。未来，到2040年，这些行业在工业能源需求中的比重，将下降到三分之二左右，比目前的水平约低10个百分点。在提高效率和降低产量双重驱动下，钢铁和水泥行业的能源需求大幅下降，共减少2.5亿吨油当量。这尤其减少了这些行业的煤炭使用量。工业用煤总量回落到大约十年前的水平。产量的下降与短期和中期关闭效率最低的工厂的努力（中国计划到2020年削减1.5亿吨的钢铁产能和10%的熟料产能）以及经济转型计划有关。原钢产量将从2016年的8亿多吨下降到2040年的6亿吨以下；水泥产量将从2016年的2.4亿多吨下降到2040年的约1.6亿吨。其他能源密集型工业，如造纸和铝业的能源需求量或保持平稳或轻微上浮。

但不是所有能源密集型产业的能源需求都在下降（图2.5）。在所有工业部门中，最大的能源需求绝对增长量来自于化学品和石油化工业，这些部门的产量增长显著，其中烯烃的产量增加一倍，而其他行业（尤其是水泥、钢铁）的产量下降抵消了其产量增长的影响。化学品和石油化工业产量的增长得益于各种能源，包括煤炭（特别是煤制烯烃、甲醇和氨生产）、石油（关键石油化工原料）、天

然气、电力、热能和可再生能源。到2040年，中国约四分之一的原料是煤炭，在利用甲醇制烯烃和煤制烯烃生产高附加值的化学品的过程中煤炭使用频繁。化工和石化工业的发展有助于农业领域的生产率提升，有助于其他制造业（如成品塑料制品的制造）的发展，还有助于通过甲醇的使用来减少交通燃料导致的空气污染（见2.3.2节）。

图2.5 · 中国工业能源结构及新政策情景下相关行业产量



关键点 · 工业活动再平衡，提高了能源效率并改变了燃料结构；化学和石油化工子行业成为能源需求增长的主要产业来源

注：钢铁和水泥分行业的工业生产水平是指吨产量。在化学品和石油化工行业中，是以乙烯、丙烯、芳烃、氨和甲醇为主的生产基础化学品生产总和。对于其他工业来说，它是所有其他工业分领域的增值之和，以2016年定值美元市场汇率计算。

尽管化学品和石油化工业在能源需求增长中占重要比例，但电子设备或机械制造等低能源密集型工业也产生了大量的天然气和电力需求：这些行业往往比传统的能源密集型工业更依赖天然气和电力，而更少地需要高温热能或化石燃料作为原料或还原剂。在这些领域中，尽管由于现在大多数动力系统需要符合IE3^[3]国

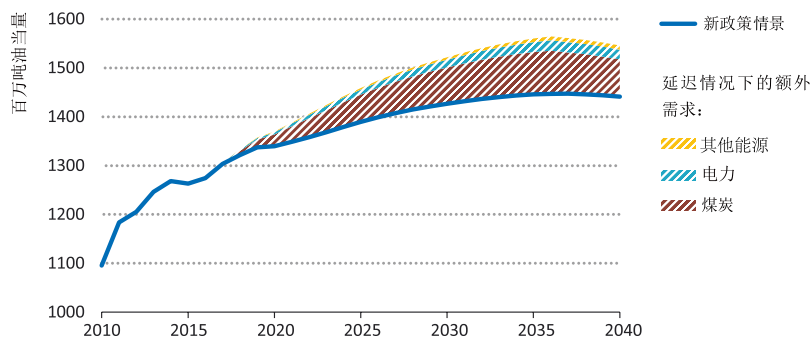
^[3] IE3 是指国际电工委员会制定的分类电动力的“高效率”级别。

际性能标准，终端设备能效水平已大幅提高，但电动动力系统在电力需求增长中仍发挥了更大的作用。

在新政策情景下，到2040年，非能源密集型工业的电力份额将增长10个百分点，达到47%，约为1990年至2016年期间增长幅度的三分之一。与过去几十年相比，非能源密集型工业的天然气需求增长有所加快。增加天然气的使用量是中国的重要政策目标：在新政策情景下，非能源密集型工业的天然气需求增长，主要来自新兴产业群以及可供气地区现有行业的能源转换，部分是为了达到环境目标。无天然气供应的地区，替代方案就是关闭老旧、污染、效率低下的工业设施，和处理重工业的方式一样。在许多情况下，由于设施无法改造，它们只能继续运行直到被关闭。

中国的转型计划，即从传统的能源密集型行业转向高科技、高价值、低能耗的工业活动，是新政策情景下能源需求展望的主要驱动力。实现这个目标，将有助于中国成功转型为与当今发达经济体类似的更平衡的宏观经济增长模式，并实现其能源和环境目标。然而，这是一项宏伟的事业，有许多短期和中期目标（见第四章第4.3.2节关于新政策情景下宏观经济结构变化的讨论）。这种大范围的经济改革注定会面临意想不到的障碍，例如因为某些材料的国内需求可能会增加，导致减产与原计划相比会延迟。这种潜在的延迟会大大改变工业能源需求前景，增加能源需求（特别是煤炭）和相关二氧化碳排放量（见下文环境影响部分）。它们可能会推迟产能过剩的钢铁和水泥行业减产，所以可能2020年以后煤炭行业的需求才开始下滑。相对于新政策情景，如果这些行业的重组推迟到2035年，将导致到2040年新增水泥产量超过8亿吨，粗钢产量超过1.5亿吨，这相当于全球水泥和钢铁生产能力分别增长近20%和10%左右。在这种情况下，2040年中国将会使用超过1亿吨油当量的能源，其中约四分之三将是煤炭（图2.6）。2035年，增长最大的一年，煤炭使用量将增加超过1.2亿吨标准煤，几乎等于当前南非一年的煤炭需求。

图2.6 · 相对于新政策情景，中国钢铁和水泥生产减产延迟对总体能源需求的影响



关键点 · 钢铁和水泥行业的结构调整延迟将增加工业能源需求，特别是煤炭需求

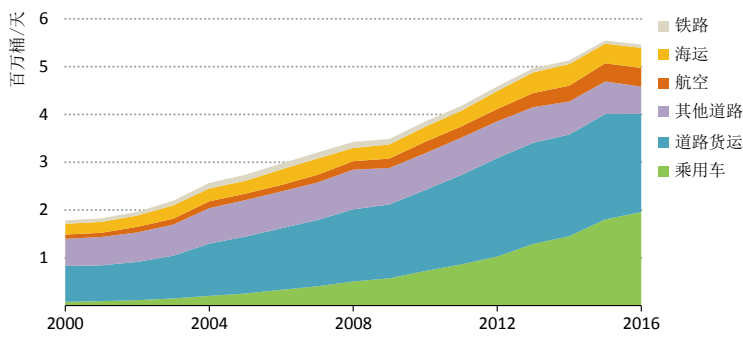
注：分析认为，与“十三五”规划相比，水泥和粗钢产量下降延迟。这意味着旨在减少产能过剩的产能关停被推迟，这将防止由于产能锁定而在未来二十年内产量下降。假设到2035年粗钢和水泥的人均生产保持不变，之后它们开始减少与目标一致。工业能源的使用包括高炉和焦炉以及石化原料。

2.3.2 运输业

背景

曾几何时，中国还以广泛使用自行车闻名于世。然而，2000年以来，中国的汽车数量增长了25倍多。今天，中国已是世界最大的汽车销售市场，年汽车销售量超过了美国、日本和德国的总和。同期，其他交通方式也是强劲增长：摩托车数量增长了5倍，国内航空客运量增长了8倍（世界银行，2017年）。人口的增长伴随货运强劲增长：2000年以来，中国公路货运周转量（以吨公里表示）增长了3倍。与其他国家一样，石油行业是交通运输需求增长的最大赢家（图2.7）。运输业在2000年至2016年占中国石油需求增长的55%，如今，该行业近90%能源需求依赖石油（剩余10%依赖天然气和电力）。

图2.7 · 2000—2016年中国运输部门石油需求



关键点 · 公路货运的石油需求长期保持第一位，但乘用车的石油需求增长最快，在2016年逼近了全部需求的三分之一

人员流动和货运的强劲增长对中国的经济增长和社会福利的提升发挥了至关重要的作用，但这也引发了一些重要的政策问题。一方面，交通部门是中国石油进口的重要原因。另一方面，它也是一些环境问题的来源，特别是在一些道路拥挤和空气污染问题严重的城市。中国积极推行污染排放标准来解决这些问题，并逐步达到世界上最严格的标准^[4]。许多城市已限制或计划限制可获得牌照的新车数量。

政策框架

政府在应对客运车消费强劲增长采取了很多措施。除了不断提高有关大气污染物排放标准、燃油质量和机动车燃油经济性标准之外，中国还制定了雄心勃勃的产业目标和优惠的税收优惠政策，以促进新能源汽车的发展（表2.5）。发展电动汽车是一项重要目标：中国已经成为全球电动汽车的最大市场，如今道路上大约有65万辆电动汽车（占全球电动汽车总数的三分之一），并且中国还在进一步

^[4] 目前全国轻型车辆排放标准为国五标准（相当于欧五标准），2017年汽油发动机和2018年柴油发动机均有效。柴油重型车辆排放自2017年年中以来参照国五标准（相当于欧五标准），其氮氧化物排放量为2.0克/千瓦时，PM排放为0.03克/千瓦时。2020年至2023年的两种发动机类型的国六标准正在讨论中。

增强其汽车和电池制造能力，以符合“中国制造2025”的工业倡议。中国也在寻求减少公路货运的石油需求增长：2012年年中中国对重型商用卡车的燃油经济标准已经到位，使中国成为仅有的五个设置此类标准的国家之一（其他国家是加拿大、印度、日本和美国）。

中国也在支持替代能源，尽管各省的支持程度因地而异。2016年，甲醇作为液体燃料的使用量达到一天50万桶以上，而且大部分都是在国内使用煤炭、焦化煤气和天然气生产的。将甲醇混合进汽油池将提高其燃烧性能，上海和13个省已经批准了甲醇混合燃料的地方标准；甲醇含量15%的混合燃料国家标准正在等待批准。中国也是世界第四大乙醇生产国和消费国，尽管不到20%用于交通运输业（其余用于饮料/酒水和化学品生产）。“十三五”规划目标是燃料乙醇产量翻一番、生物柴油增长近三倍，这极具挑战性：中国工业努力实现了“十二五”规划，2016年取消“第1.0代”生产补贴和2018年开始对“第1.5代”补贴，让中国国内扩大产能更加复杂。2016年，广东、江苏和河北采取了E10混合要求（即汽油要添加10%乙醇），另外11个省和40个城市作为强制混合乙醇的试点区。

表2.5 · 中国及特定城市的交通部门特定政策

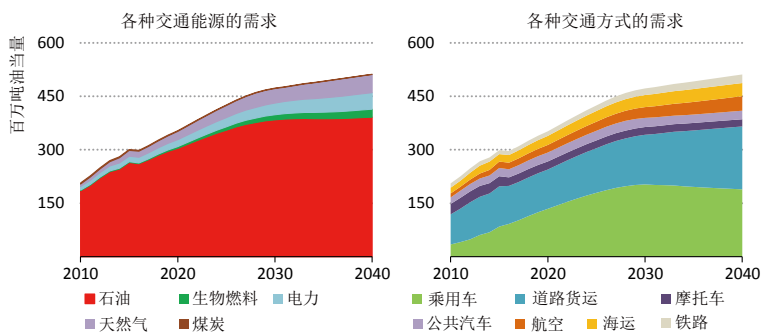
政策	范围	主要目标和措施
节能与新能源汽车产业发展	全国	<ul style="list-style-type: none">• 2020年企业新车平均燃油消耗限额为5.0升/百公里。
“十三五”规划和相关行动	全国	<ul style="list-style-type: none">• 2020年达到500万辆新能源汽车，年产能达200万辆以上。• 2020年生产目标为500万吨乙醇和200万吨生物柴油。• 提高电池性能，加大废旧电池的回收力度。• 改善城市群间的网络互连。• 建设和升级3万公里高速公路。• 建设3000多公里的城市铁路。• 高速铁路覆盖80%的大城市。• 建设50个新机场。• 建设空中交通管理系统，每年为1300万架次飞机起降提供支持。• 对于航空货运，到2020年每年平均能源消耗和二氧化碳排放量每吨千米将减少4%。

政策	范围	主要目标和措施
汽车行业长期发展规划	全国	<ul style="list-style-type: none"> • 2025年，企业新车的平均燃油消耗量为4.0升/百公里。 • 汽车材料回收率达95%。
新能源汽车财政补贴政策调整通知	全国	<ul style="list-style-type: none"> • 与2016年相比，2017年政府对新能源汽车购买的补贴减少了20%。 • 当地补贴不得超过中央政府补贴水平的50%。
北京电动汽车充电基础设施专项规划	北京市	<ul style="list-style-type: none"> • 预计2020年电动汽车达60万辆。 • 在0.9千米半径内提供充电服务。
新能源汽车发展工作计划（2017—2020年）	广州市	<ul style="list-style-type: none"> • 各类使用汽油和柴油做燃料的公共汽车将由纯电动公共汽车替代。
“十三五”规划重点推进电动汽车及充电桩发展	浙江省	<ul style="list-style-type: none"> • 满足230000辆电动汽车的充电需求。
重点工业部门大气污染控制实施方案	长江三角洲	<ul style="list-style-type: none"> • 道路交通车辆燃料标准应提高至国家V级标准。 • 到2020年，新能源电动汽车比例超过65%。
建议实施加快推广新能源汽车的计划	重庆市	<ul style="list-style-type: none"> • 购买新能源电动汽车的车主可领取1万元至3万元不等的补贴。 • 到2020年底前为新能源电动汽车免除过路费。

新政策情景下的趋势

在新政策情景下，未来的客运和货运需求将持续大幅上升。公路货运周转量（以吨公里表示）年平均增长3.6%，总体上反映了国内生产总值的增长。公路客运周转量（以人公里表示）年平均增长率3.2%，这是由于人口增长放缓、城市化进程加快以及“十三五”规划推动铁路发展的结果。航空运输也将以年5.5%的速度增长。与之相对应的是交通燃料需求增长强劲，主要集中于当前至2030年这一时期，年度需求量平均增长3.3%。此后，燃料需求增长率将会下降，展望期后十年的增长率仅为当前至2030年增长率的四分之一（图2.8）。增长率下降的主要原因是客车燃料需求量降低，因为2030年前后客车数量将因年增速趋缓而达到峰值。为达到燃油经济性目标，汽车燃料消耗率将进一步降低，而电动汽车在汽车市场上更受欢迎。

图2.8 · 中国新政策情景下各种燃料和交通方式相关的能源需求



关键点 · 石油在交通燃料中仍占据主导地位。但因客运需求达峰、使用替代燃料，尤其是电动汽车上路，2030年后石油需求将进入相对平缓的高台

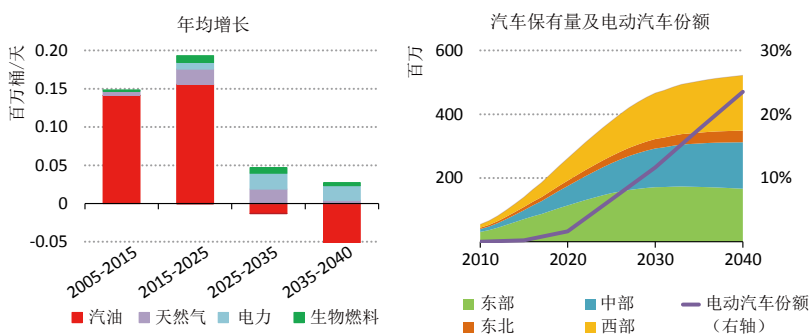
新政策情景中，到2025年，电动汽车销量将达到新车销量的五分之一。受短期内政府补贴推动、长期各城市促进电动汽车的政策影响下，到2040年，上路汽车中四辆有一辆是电动汽车，且公路货运效率将在现有基础上提高30%。因为道路基础设施得到改善、卡车运力提升以及通信和信息技术的进步，通过推行相关标准，公路货运将变得更为有效。然而，非公路运输方式的燃料需求将保持快速增长，航空的需求年增长率为3.4%，铁路的需求年增长率为3.2%，海运的需求年增长率为2.3%。

燃油需求在交通燃料需求中占据主导地位，但在展望期内其增长速度会发生变化。客车汽油消费将推动交通燃油需求量增长到2030年，2030年后开始下降。柴油消费（主要是公路货运卡车）继续强劲增长至2040年。在各类油品中，航空煤油和海运的重型燃料油消费增长最快。从2030年以后，交通燃油总需求将进入一个高台。到2040年，交通燃油需求在交通能源总需求中占比将从现在的近90%下降到略高于四分之三的水平。剩余的四分之一需求量来自其他三种燃料，它们

在交通领域的需求量将有显著增长：生物燃料需求量年增长率超过10%，天然气需求量年增长率接近5%，电力需求量年增长率超过4%。

客车燃料需求量增长的达峰时段现在还是中国交通发展的最大不确定性因素之一。目前来看，只要相关政策不发生改变，那么中国市场面临的问题就是峰值“何时”到来，而不是峰值“是否”会到来。2016年，中国共售出2440万辆客车，创下了年度汽车销售的世界纪录，超过了美国目前汽车保有量的10%。破纪录的销售量得益于2016年年底的财政支持性政策，该政策的调整可能会降低2017年汽车销售量。中国当前汽车保有量为120辆/千人，较低的保有量预示着强劲的增长潜力：根据新政策情景的预测，到2040年，在年人均国内生产总值增长4.4%的助推下，中国汽车保有量将上升到375辆/千人。当然，汽车保有量可能超出该水平：到2040年如果汽车保有量达到700辆/千人（与美国当前汽车保有量持平），新增的4.6亿辆汽车每天的燃油需求量将增加240万桶（与新政策情景下相比）（图2.9）。

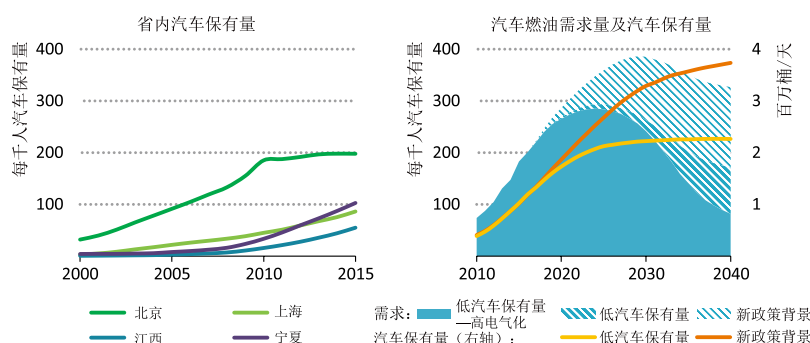
图2.9 · 中国客车燃料消费年均增长及车辆保有量按地区与新政策下电动汽车份额



关键点 · 客车燃料种类呈现多样化且2030年达峰，随着东部和中部地区汽车保有量减少和电动汽车上路

中国各地区私人汽车保有量分布极不均匀。各省份当前私人汽车拥有水平差距极大。北京为200辆/千人（近似阿根廷水平），但大部分西部内陆省均少于80辆/千人（近似加纳水平）。在新政策情况下预计，东部和中部省份私人汽车增长将逐渐消失，这些地方城市化进程的加快加剧了交通堵塞和空气污染问题。此外，随着人口增长水平的下降，尽管公路客运量总体上升，但私人客车增长速度有所放缓。再加上政策推动下汽车燃油效率的提高以及不断增长的其他燃料使用，特别是电动汽车，将导致一个客车燃油需求的峰值（图2.10）。

图2.10 · 中国特定省份私人客车拥有量、未来汽车拥有量和燃油需求量变化



关键点 · 限制汽车保有量增长的政策及新移动性概念可能会缩减未来中国汽车市场规模，并削减燃油消费，特别是在交通电动化加速发展之下

汽车保有量平稳增长态势在中国部分城市初露端倪。以北京为例，2000年至2010年期间，汽车保有量增长迅速。为应对交通堵塞和空气污染的问题，2011年北京市启用了一套汽车限量登记系统。该登记系统有两种摇号制度，一种面向个人，一种面向“有驾驶权”的公司（例如出租车公司），名额不得转让，有效期为六个月。上述两种制度从根本上合力控制了汽车保有量的增长幅度。无独有

偶，早在1986年，上海就启用了类似的向客车车主分配私人牌照的竞拍制度（冯和李，2013）。上述制度有效控制了私人汽车拥有的增长。作为中国最发达的三大地区之一，上海市的私家车保有量不足90辆/千人。2013年中旬，广东省广州市也在综合摇号和竞拍制度的基础上设立了一套控制系统。由此可见，越来越多的省份将会参照上述做法控制私家车的增长。公共交通系统的完善、新信息通信技术的提升以及人们交通行为方式的变化都会影响未来发展，而这也增加了私家车拥有变化的不确定性。例如：中国共享单车公司用户的数量已经超过了全世界优秀（UBER）用户的总和（专栏2.2）。

为分析此类因素可能对燃油长远发展产生的影响，我们从中国中部和西部省份的城市中选取了另外两组案例。其当前私家车保有量较低，但在新政策情景中其私家车增长最快。2015年，中部省份人口超过100万的城市有36个，西部省份人口超过100万的城市有37个。到2040年，上述城市的平均城市化率预计达到72%（当前城市化率为50%），预计人口将比当前增长73%。

专栏2.2 · 我骑自行车，你骑自行车，电动自行车

两轮车（例如自行车和摩托车）已经并持续成为中国的主要交通方式。大约25年前，北京的大街小巷遍布自行车，随后摩托车和汽车迅速取代自行车的地位，北京成为世界上交通拥堵情况最严重的城市之一。但这并不是中国其他城市的交通发展史。为解决空气污染问题和提高交通电气化，早在1996年初，上海就开始禁止汽油驱动的踏板车上路。几年后，广州、石家庄和苏州开始效仿上海做法。随着电动自行车（电动车）需求量的增长，大量中小型自行车公司逐渐出现，还有一部分中小型公司转型后投入电动自行车的生产。智能手机客户端（例如“租八戒”和“想骑”）的推广进一步促进了电动自行车的飞速发展。目前，电动自行车已成为中国最便宜的机动化交通方式，市场潜力巨大：2016年，中国共售出了超过3400万辆两轮电动自行车，占两轮车销售总量的三分之二，创下了新的纪录。目前中国已上路的两轮电动自行车超过2.5亿辆。电动自行车电力消耗量占交通相关电力消耗量的

60%，据估计，2016年全国每天可节省3万桶汽油。

尽管电动自行车上路有助于减少空气和噪音污染以及交通拥堵等问题，但目前仍有10个一线城市，包括北京、上海、广州在内禁止或限制电动自行车上路，因为电动自行车频繁违反交通法规，由此引发了大量交通事故。未来需从许可证、培训、保险和安全功能等方面着手完善电动自行车监管制度，以便推动这种广受欢迎的交通工具的进一步发展。根据新政策情景预测，到2040年，将有2.8亿辆两轮电动自行车上路，这将满足六分之一的中国公路客运运输需求。

在低私家车拥有情况（LCO）下，为解决交通拥堵和空气污染问题，我们假设在这些城市若更早和更广泛采取措施（与新政策情景相比）来限制此类城市汽车保有量的增长，我们可以假设，在参照北京市相关政策推行方式的基础上，将政策推行方式与市政规划、整体交通系统发展及汽车共享概念的推广相结合。此举有助于在2040年前将中国客车保有量压缩到3.2亿辆以下，比新政策情景下规定的客车保有量还要少2亿辆。这也有助于在2040年前将全国范围内平均私家车保有量稳定在225辆/千人左右，比北京市当前水平高10%。上述政策的推行将有助于客车的燃油需求量达峰更早且更为显著。到2040年，每天燃油需求量比新政策情景预测的少约160万桶。

在低私家车拥有与高电气化情况下（LCO-HE）中，我们还假设，部分在乘用车共享概念的影响下，客运车电气化发展加快。到2040年，结合较低的整体汽车保有量，这将推动电动汽车拥有比例增加到70%，相比在新政策情景中的20%水平，到2040年，可消减日燃油需求量90万桶/天。这将对全世界产生显著影响：全球燃油需求量可能早于2030年进入增长停滞期。

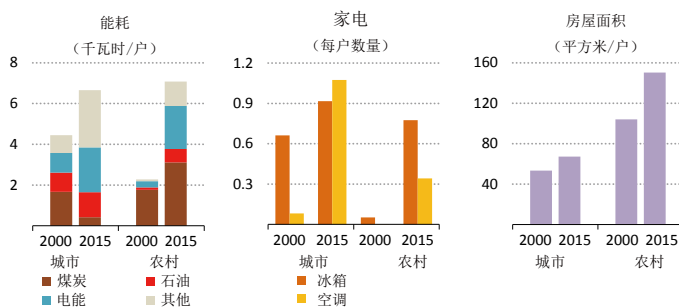
2.3.3 建筑

背景

在全球尤其许多发达国家，建筑的电力消费量占电力消费总量的一半以

上，在终端能源和电力需求量中占比最大。但在中国，建筑行业仅占终端能源需求总量的23%和电力需求总量的不到30%，原因之一是工业在中国占据主导地位。建筑行业将近80%的能源消费来自家庭，其余部分来自服务业。在许多其他国家，根据收入、气候和当地燃料的可用性，城市和农村住宅楼的能源消费模式有所不同。在发展中国家，农村家庭的能源消费往往远低于城市地区（因为农村家庭收入较低，所以家电较少），且该能源可能来自传统的生物质能利用。在缩小农村和城市的消费差距和提供现代能源服务方面，中国已取得巨大进步。2000年，如果不含传统固体生物质的使用，城镇家庭的能源消费量比农村家庭多80%，其中大部分是煤炭。今天，城乡家庭能源消费量基本相同（不含传统固体生物质的使用）。燃料结构在各种情况下仍然完全不同（图2.11）：在城市和农村，电力是唯一的能源载体，其用途因省而异，而家庭能源消费量几乎相当。尽管自2000年以来，由于家电拥有量持续增加，农村家庭的用电量增长了8倍。在城市地区，自2000年以来空调不断替换掉电扇，所以电力需求已翻一番，这也反映了小家电的使用量不断增加。自2000年以来，家庭平均住宅面积增大（受供暖、制冷以及照明影响导致能源增长），城镇居民平均住房面积约为农村住房面积的一半。

图2.11 · 中国城乡每户平均能耗，家电数量和房屋面积



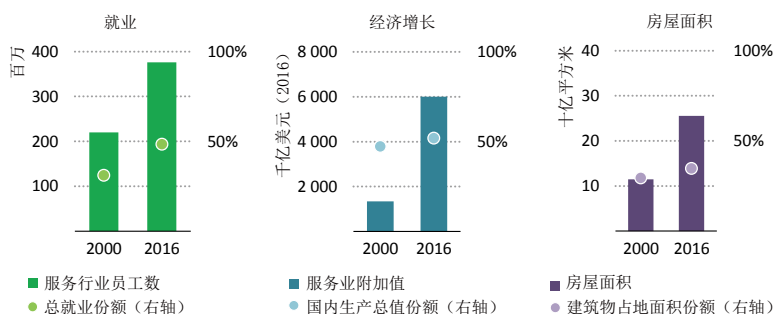
关键点 · 在城市地区可以从煤炭转换为使用现代化燃料，但煤炭仍然是农村家庭用能的重要组成部分

注：其他，包括农村地区的太阳能，城市地区的天然气、集中供暖和太阳能

家庭用能模式的差异也反映了地理、气候、家庭收入和用电设备的负担能力。因为北方温度较低且冬季比其他地区冷，自20世纪50年代起中国政府开始在中国北方各省份进行集中供热投资。目前中国是世界上供暖网范围最广的区域之一，但供暖范围仅仅包括中国的北部和中部地区。目前在无法使用集中供热网的农村地区，通常使用生物质或煤炭来供热：它们共占居民终端能源消费量的40%以上，虽然这远远低于2000年的85%以上，但仍然占比不小。

中国今天主要的能源消费者并不是服务行业，但随着该行业在国内生产总值中的份额不断增加，占比从2000年的47%上升到2016年的52%，其能源消费量不断增长。中国服务行业每个增量的单位能耗比工业低13倍，此外，服务行业的能源强度自2000年以来下降了27%，略低于工业31%的下降率。服务行业提供了越来越多的就业岗位：今天，中国48%的就业者从事服务行业，包括个人办公、贸易、健康和教育，该比例从2000年的31%不断上升（图2.12）。员工数量及其活动的增加导致了供暖、照明和制冷方面的能源消费增加，因此服务行业总建筑面积自2000年以来上升了约120%。服务行业的能源需求增长主要表现为更多的电力消费：随着数据中心和网络等新兴活动以及公共和商业建筑中越来越多的空调，服务行业在电力消费中的占比已从2000年的32%上升到2016年的40%。

图2.12 · 中国服务行业发展指标



关键点 · 服务行业正日益成为经济增长和就业的重要来源，这也增加了对能源的需求

自2000年以来，中国建筑行业的政策框架发生了巨大变化。中国在2006年推出了第一套“绿色建筑”国家标准，但到目前为止，满足标准要求的项目数量很少。2009年，只有20座绿色建筑达到了三星级标准水平，到2015年已近4000座，2016年达到两星级标准水平的有700座。住房和城乡建设部关于建设节能和绿色建筑发展的“十三五”规划中发布的指标中，要求能源效率比2015年提高20%；超过40%的材料要绿色；以及一些现有住宅和公共建筑的改造（表2.6）。按照这一标准，住房和城乡建设部预计未来五年中国北方城市的能源强度将会下降15%，全国公共建筑平均能源强度将降低5%，预计中国可再生能源在城市建筑能源消耗中的份额达到6%。国家绿色建筑评估标准是中国绿色建筑的主要基础，涵盖了界定绿色建筑广泛的指标。^[5]

城市建筑天然气的使用量在过去十五年每年平均增长16%以上，现在已达到500亿立方米以上。2015年，城市中有2.85亿人口使用天然气，城市燃气使用率达到40%左右。“十三五”规划要求在2020年之前扩大天然气覆盖范围，目标是达到4.7亿人左右。虽然许多政策针对城市家庭，但“十二五”规划也包含针对农村地区的太阳能目标和支持性激励措施。但其大多数项目在2013年结束，导致太阳能市场放缓。

表2.6 · 中国建筑特定政策

政策	范围	主要目标和措施
“十三五”规划和 相关举措（2016— 2020）	国内	推进绿色建筑建设：到2020年，50%新建城市住宅和公共建筑应符合节能要求（能源效率比2015年提高20%）。 改造现有住宅5亿多平方米和现有公共建筑1亿平方米。 推动电力取代非集中的煤炭和燃油（目标：最终用电量为27%）。 到2020年，城市气化率为57%，即有4.7亿人使用天然气。 到2020年太阳能热水器将达到8亿平方米（几乎是“十二五”规划目标的两倍）。 直接使用地热：额外增加2亿平方米。

^[5] 有八个主要指标，包括节能和使用在内。有四个次要指标，包括：建设和外壳结构；供暖、通风和空调；照明和电力以及能源综合利用。

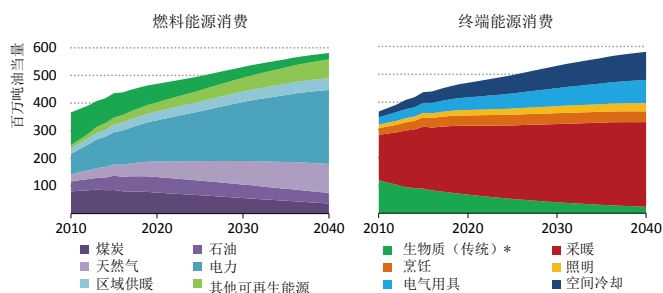
续表

政策	范围	主要目标和措施
能源生产和消费革命战略 (2016—2030)	战略行动	推进中国农村新能源：通过发展能源产业，建立商用能源供应体系（逐步扩大电力、天然气、集中供热和清洁煤供应及加快低碳替代），推进电网、光伏发电和供热一体化建设来提高能源消费条件。
冬季清洁采暖	京津冀及周边地区	对京津冀及周边地区的“26+2”主要城市的每一个城市中的5万~10万住户进行煤改气和电代煤。
民用建筑节能设计标准	国内	与1980—1981年相比，新建和翻新建筑物单位面积供暖能源使用量在所有地区将降低65%，特定省份将降低高达75%。
禁止额外煤炭消耗	省级	国家能源局禁止若干省份新建燃煤供热锅炉。
生物质颗粒消耗量目标	国内	到2020年，将生物质颗粒和型煤的使用量从800万吨增加到3000万吨（用于多个行业和供暖）。
电器标识	国内	电器和设备的强制能源效率标识。 淘汰白炽灯泡：2016年10月禁止进口和销售15瓦或以上的白炽灯泡。

新政策情景的趋势

在新政策情景下，由于人口增速趋于平缓，城市化进程加快，2040年前建筑行业的能源需求将年均继续上涨1.2%（图2.13）。居民住宅是主要驱动力：占建筑总能源需求增长的近60%。不过，非住宅楼的能源需求以两倍速度增长，平均年增2.0%，这反映了无论是从占国内生产总值的份额来看，还是从行业的员工数来看，服务行业在经济中的重要性日益增加。同时，农村家庭将逐步淘汰煤炭和传统固体生物质的使用，这有助于整体能量利用效率的提高（专栏2.3）。

图2.13 · 新政策情景下中国建筑的燃料能源消费和终端能源消费



关键点 · 建筑的能源消费随着收入的增长和服务行业的扩展而上升，且该能源消费主要来自电力和天然气

注：*生物质（传统）是指传统固体生物质。因为它通常用于多种用途（例如供暖、烹饪和照明），所以与其他终端使用分开分析

专栏2.3 · 中国居民户用生物质和煤炭是否会消失？

在农村地区主要消耗的非商用生物质能，中国国家统计局还没有发布任何官方数据。在中国清华大学建筑能源研究中心的支持下，2016年国际能源署能源数据中心调整了居民户用固体生物质能的历史数据（IEA，2017年）。与先前估计相比，这一修订中的数据有所下降：我们对2015年中国传统固体生物质能的使用水平估计只是2016年所发布的估计水平的一半。此次新的估计与过去五年观察到的家庭液化石油气和天然气消耗量的显著增长息息相关。从2010年到2015年，住宅部分固体生物质能和液化石油气消耗量增长了60%左右。液化石油气和天然气消耗量的增加是建立在先前成功的项目上的：从1982年到1992年，中国进行了世界上最大的清洁烹饪计划——中国国内改良炉计划，该计划向农村地区引进了1.29亿个改良生物质燃煤锅灶，事实证明很有效。20世纪90年代，居民住宅的煤炭消耗量每年下降5.2%，且此后一直下降。同时固体生物质的家庭能源消费量也下降了。

在新政策情景下，持续性战略努力以改善农村地区现代能源使用，有助于减少固体生物质和煤炭消费。我们估计，在2015年中国约4.55亿人依靠固体燃料进行供暖和烹饪，而到2040年将减少到1.4亿人。通过扩大一些主要城镇的集中供热网，各省热电的依赖程度持续增长，城市地区从液化石油气转为天然气（与更严格的建筑节能规定相结合），为农村地区的家庭腾出了稀缺的液化石油气资源。到2040年，固体燃料使用量的下降速度比过去25年还要快。但是，与所有国家一样，最后的10%是最难达到的。

2040年建筑行业的电力需求比现在高出近1700太瓦时，且占中国新政策情景下电力需求总增长量的40%以上。电力需求的增长主要依赖于收入水平和城市化水平的提高以及服务行业的发展。到2040年，中国家庭的平均用电量接近今天的两倍。每户每年4400千瓦时，比美国家庭平均用电量低60%，但比欧洲高出近20%。主要的驱动因素是对室内制冷的需求不断增长，家电拥有率的提高以及烹饪用能源从固体燃料和石油转化为更多的电力。

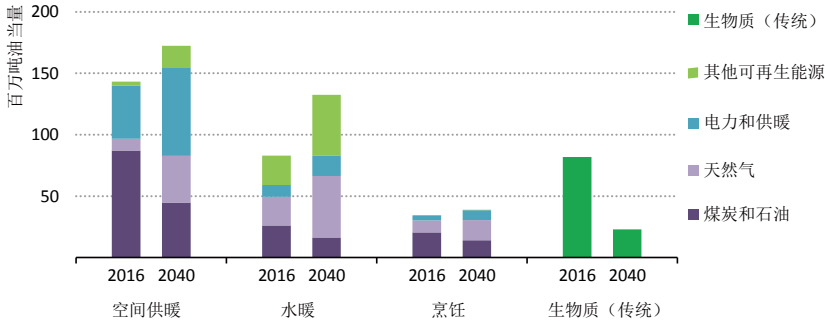
在新政策情景下，供暖需求在中国经历了重大转型。今天，室内供暖和水暖共占建筑能源消费的三分之二左右，特别是农村地区的固体生物质部分满足了能源需求。中国政府决定通过调整“绿色建筑”目标来减少供暖需求。在新政策情景下，新住宅楼的室内供暖强度降低75%（以千瓦时/平方米计）。然而，与今天相比，2040年室内供暖能源需求增长20%（不包括传统生物质）。水暖能源需求比今天的水平上涨60%，但2040年建筑能源消费中室内供暖和水暖的份额仍然保持相同水平（约50%）。在预测期间，用于烹饪的现代燃料使用量将增加：今天使用固体燃料进行烹饪的4.55亿人转用改进炉灶或现代燃料，如液化石油气、天然气或电力，这些能源的效率更高（改进炉灶的能源效率是传统炉灶的五倍）。

天然气和电力带动了建筑行业能源需求的增长。现在政府鼓励增加家庭和项目中天然气的使用，扩大主要城市天然气网，这将成为建筑行业的天然气使用量2040年增加到约750亿立方米的关键推动力。当下的天然气住宅用户约为2.85亿，政府目标到2020年达到新政策情景中要求的4.7亿人次。到2040年，建筑物的天然气消耗量将比目前高出约2.5倍。在一些尚未接入集中供热的大城市中，即使人人已可以使用天然气，但是目前却极少人使用天然气锅炉进行单独供暖。在新政策情景下，收入增加使接入天然气的家庭天然气消耗量增加，因为天然气不仅可以用于烹饪，还可用于室内供暖和热水供暖。

集中供热在满足供热需求方面也发挥着重要作用（图2.14）。越来越多的北方省份以及南方一些夏热冬寒的城市，不断扩展集中供热网。在新政策情景下，从2016年起到2040年，集中供热的使用量将扩大150%。使用可再生能源（主要是太阳能光热）供暖和直接使用地热将增长更快。2011年，中国太阳能光热“十二五”规划目标是达到4.42亿平方米，该目标已实现，2016年中国太阳能光热供暖达4.73亿平方米。由于近年来市场增长放缓，在新政策情景下“十三五”规划的太阳能光热8亿平方米的目标在2030年前后达到，略低于预期。尽管中国的太阳能光热居世界首位（全球超过70%的太阳能光热在中国），但2013年随着“家电下乡”等激励措施的结束，光热增长实际上达到峰值。在建筑节能法中强制使用太阳能光热可以驱动新政策情景下未来能力的增长，但速度较慢。太阳能光热用于水暖用途的家庭比例到2040年上升约35%，高于今天的30%。中国的目

标是将直接使用地热的室内供暖量再增加2亿平方米，这是目前的两倍。在新政策情景下，这个目标在2040年实现。

图2.14 · 新政策情景下中国建筑终端使用和燃料的热量需求



关键点 · 用于供暖和烹饪目的的传统生物质让位于更高效的燃料来满足不断增长的需求

新政策情景下，实现建筑行业节能“十三五”规划雄伟目标的一个重要支撑是推进绿色建筑，这是在新政策情景下减缓该行业能源消耗的关键政策。它的重要性可以通过假定没有这个目标的后果来衡量。如果没有此目标，满足新增的需求可能主要来自化石燃料：据估计，建筑物中煤炭的使用量将增加2800万吨标准煤，石油将增加20万桶/天，天然气将增加50亿立方米。电力需求也将增长500太瓦时，同时相对于新政策情景，低碳能源的使用量将下降6%。2040年居民制冷用电量将额外增加197太瓦时，且室内供暖用煤将占煤炭新增量的80%，这反映出在没有“绿色建筑”的目标下较低保温水平（因此更高的供暖需求）的影响。煤炭在能源消费总量的份额将取代可再生能源上涨1.3%。实现绿色建筑目标的主动性不足也会影响家庭能源费用：较高的煤炭使用量几乎使家庭的煤炭开支加倍。总体而言，因缺乏严格的建筑节能标准，将使年能源消耗增长率上升至1.7%，高于新政策情景下的1.2%。到2040年，建筑能源使用如果没有绿色建筑标准将高出7000万吨标准煤，相当于新政策情景下全国能源消费总量的2%。

2.4 电力行业

2.4.1 背景

电力行业数十年来的发展，为中国成为世界第二大经济体提供了动力，同时还解决了数千万人的电力需求。这主要依靠燃煤发电装机大规模增长，从2000年的235吉瓦增加到2016年的945吉瓦（接近全球燃煤电厂装机的一半）。然而，可再生能源已开始占据舞台中央：增加环境关注和降低技术成本的相关政策得到强化，得益于此，过去四年中每年的可再生能源新增装机容量都超过了燃煤发电新增装机容量。2012年至2016年，每年平均新增风电装机容量21.8吉瓦，水电（包括抽水蓄能）20.7吉瓦，太阳能发电17.7吉瓦。近年来波动性可再生能源发电装机快速增长，在当前规则和市场结构下，已经暴露出消纳面临的挑战。如果得不到充分解决，这些发电技术在中国的发展很可能受阻。进行中的电力行业改革成功推进，对于释放这些发电技术的全部潜力至关重要（见2.4.3节）。

2016年底和2017年初，中国公布了能源和电力“十三五”规划，其中包括2020年电力行业的若干目标。在近年来工作进展的基础上，“十三五”规划将限制燃煤发电，更多利用天然气发电、核电和可再生能源发电，并在国家层面分类设定了装机目标（表2.7）。目标同样包括继续提高煤电发电效率，减少线损和能源燃料多样化等目标，更广泛的能源目标，例如煤炭和天然气在中国经济一次能源需求中的占比，也会影响电力行业。这些目标被进一步分解为省级目标，以有计划地推动可再生能源发展，特别是在内蒙古、河北、山西、甘肃、广西等省区。对某些地区设置了省级配额上限，因为这些地区目前很难充分消纳新增可再生能源发电。

表2.7 · 电力“十三五”规划的主要目标

种类	指标	单位	2010	2016	2020年目标
供电效率	煤电厂	克标准煤/千瓦时	333	314	<310
	线损	%	6.53	6.47	<6.5

续表

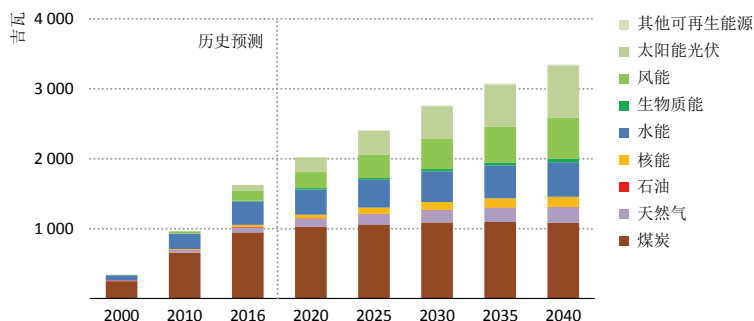
种类	指标	单位	2010	2016	2020年目标
电源装机	装机容量	吉瓦	970	1626	2000
	水电	吉瓦	220	332	380
	燃煤发电	吉瓦	660	945	<1100
	天然气发电	吉瓦	26.4	67.5	>110
	核电	吉瓦	10.8	33.6	58
	风电	吉瓦	29.6	148.6	>210
	太阳能发电	吉瓦	0.3	77.5	>110
燃料占比*	非化石燃料在一次能源中的占比	%	9.4	12.7	>15
	一次能源消耗中天然气占比	%	4.4	5.6	8.3 ~ 10
	一次能源消耗中煤炭占比	%	69.2	63.4	<58

注：*此表中燃料比例按发电煤耗方法表示，与“十三五”规划一致。

2.4.2 新政策情景的趋势

在新政策情景下，中国的发电装机容量将继续增加，2040年将比2016年翻一番（图2.15）。煤电仍将在发电装机中占据最大份额，但增速明显放缓，2030年前后装机容量达到约1100吉瓦的平稳期。气电装机容量短期内将快速增加，随后增速略微放缓但保持稳定增长，到2040年装机容量增加两倍达到200吉瓦。低碳发电技术迅速发展：21世纪20年代中期将超过化石燃料发电，到2040年占总装机的60%。与许多其他国家的趋势相反，核电装机容量继续增长：中国在2030年将超过欧盟和美国，核电装机容量全球领先，从2016年的34吉瓦增长到2040年的145吉瓦，占全球核电新增加装机的40%以上。

图2.15 · 新政策情景下中国各技术新增发电装机容量



关键点 · 风电和太阳能发电的强劲增长重塑了中国的电力结构，到2030年低碳发电占全部发电装机的一半以上

近年来中国已成为全球可再生能源的领导者，在新政策情景下将会一直持续到2040年。中国的电力市场改革和电网的发展可直接解决出现的问题，例如风电和太阳能发电弃风弃光等（见2.4.3节），促进可再生能源继续发展。到2040年，中国是全世界太阳能发电、风电和水电的最大市场，是生物质能发电和其他可再生能源发电技术的第二大市场。到2040年，可再生能源发电占总装机容量的57%，风电和太阳能发电共占总容量的三分之一以上。

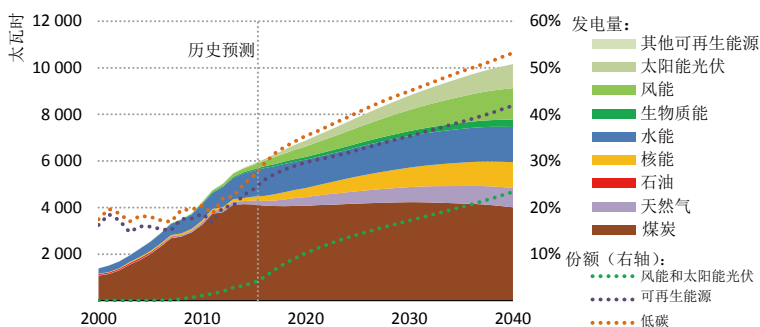
近几年风电装机容量持续迅猛增长，直到2030年到达稳定增长前，将平均每年增长20吉瓦，由于需要替换老化的设备，至2040年年均新增35吉瓦以上。这一增长速度使中国风电装机容量达到近600吉瓦，届时占全球风电的近40%。

太阳能发电增速更快，在接下来十年中年均新增约30吉瓦，比煤电和气电新增规模之和还多约四分之一。与风电一样，太阳能发电在21世纪30年代新增装机有所加速，同样因为需要替换老化设备，2040年国内太阳能光伏电池板的市场需求达到50吉瓦，占全球太阳能光伏产能新增装机的三分之一以上。中国作为全球最大的太阳能电池和组件制造商，为太阳能发电总装机容量增长近十倍提供有力支撑。水电持续增加50%，2040年达到近500吉瓦，为波动性可再生能源装机的持续增加提供了灵活可调度的电力来源。抽水蓄能电站也可以提升中国电力系统的灵活性，且“十三五”规划提出，储能电站装机容量将从当前的27吉瓦增加到

2020年的40吉瓦。随着成本下降，特别是随着电动汽车电池可以二次应用，电池存储也将在中国的电力发展中发挥作用。例如，随着中国轻型电动汽车年销售额从2020年预计的180万辆迅速增至2040年的950万辆，仅2030年就可以给电网带来35吉瓦（在2040年将达到70吉瓦）电力需求^[6]。促进储能发展的指导意见也鼓励通过示范项目创新，并通过推动储能进入市场支持电力改革。

到2040年，总发电量增长70%，绝对增量几乎相当于美国目前的电力需求。可再生能源发电量增至总发电量的五分之二左右，其中约有一半是风电和太阳能发电（图2.16）。2040年，风电发电量约为1350太瓦时，比2016年增长五倍多，几乎相当于印度现在全年发电量。到2040年，太阳能发电量超过1000太瓦时，比当前增长十五倍。风电和太阳能发电在总发电量中的占比均稳步攀升，从2016年的5%上升到2040年的23%。约80%的风电和太阳能新增发电量来自西北、华北和东北地区（统称“三北”），由于额外电力将跨区输送至东部负荷中心，使得跨区净交易电量达到670太瓦时。核电发电量2040年增加五倍，占总发电量的11%。尽管燃气发电量强劲增长且在2040年达到8%，但化石燃料发电的份额总体下降，2040年降至总发电量的一半以下。与过去三十年的趋势大相径庭，煤电发电量基本到2040年保持平稳，比例从现在的三分之二降至2040年的40%。

图2.16 · 新政策情景下中国各类燃料发电量

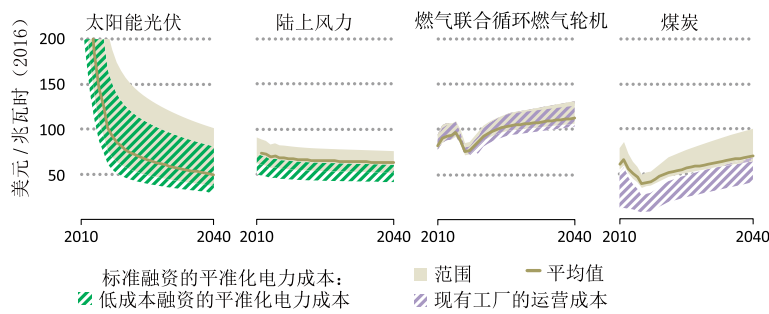


关键点 · 低碳发电量从2010年29%增至2040年50%以上

^[6] 按照电池使用寿命七年，每年可用容量平均减少4%。

不同发电技术路线的成本走势影响中国电力供应的重塑。由于燃料价格和劳动力成本上涨，至2040年，新建燃煤和燃气电厂的成本持续上升。新建燃煤电厂的平准化电力成本目前约为新燃气电厂的一半，但随着二氧化碳价格的上涨，到2040年两者差距缩小至40%。不过，由于不断增加的装机降低了组件成本和安装成本，可再生能源将变得更加便宜。目前大规模太阳能发电站的平准化成本超过100美元/兆瓦时（尽管单个项目成本区间很大），并且如果没有补贴其竞争力目前并不高。成本持续下降有助于太阳能发电在2020年左右比新建和现役燃气发电都便宜，在2030年比新建燃煤发电和陆上风电便宜。到2040年，太阳能发电成本也将低于在运燃煤电厂的成本，成为中国最便宜的发电方式。陆上风电现在已经比燃气发电厂有成本优势：到2035年，其平均成本将低于新建燃煤电厂的成本，到2040年将接近在运燃煤电厂的成本（图2.17）。

图2.17 · 新政策情景下中国各类发电技术的历史和预期平准化电力成本



关键点 · 传统发电成本上涨的同时太阳能发电成本下降，21世纪30年代将成为中国最低廉的发电技术

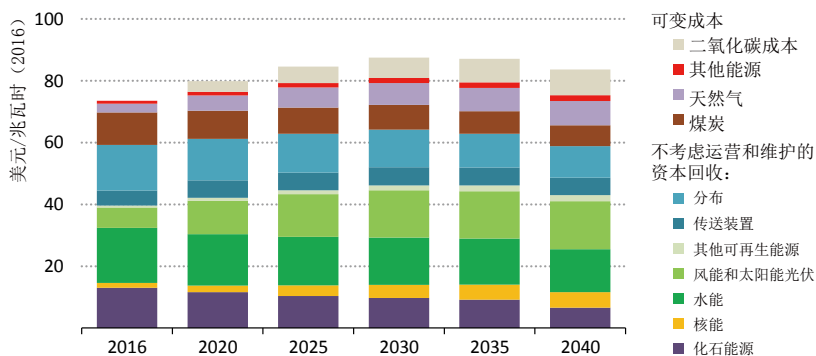
注：燃煤发电包括亚临界、超临界和超超临界技术。运营成本包括燃料成本、变动性运行和维护（O&M）成本及二氧化碳成本。可再生能源的历史成本和装机因素由国际可再生能源署提供。燃煤和天然气联合循环燃气轮机的平准化电力成本体现了预期的燃料成本和出力范围因素（50%~80%）。标准的融资假定是加权平均资金成本为7%，而低成本融资为4%。

尽管可再生能源发电技术相比化石燃料逐渐具有成本竞争力，但波动性可再

生能源技术的价值随着发电量占比的增加而开始下降^[7]，并且在评价波动性可再生能源是否比化石燃料等可调度发电更有竞争力时，要更多地把电网成本也考虑在内。

在新政策情景下，包括发电厂和电网的资金回报、运营维护、燃料和二氧化碳成本在内，到2030年中国单位产出的度电成本将增长近20%（图2.18）。2016年，电厂（特别是化石燃料发电和水电）和电网已完成投资的资金成本占总供电成本的60%。在新政策情景下，对风电和太阳能发电的大量投资意味着，这些项目的投资成本很快成为供电成本中最大部分之一。然而随着时间的推移，可变动成本占总供电成本的份额增大，成为成本整体上涨的主要驱动因素，二氧化碳定价机制实施后这一趋势更加明显。由于电力供应的基础成本上升，预计的终端用户电价也将上涨。尽管并非所有工业电价的涨幅都一样，工业平均电价从2016年的115美元/兆瓦时上升至2040年的135美元/兆瓦时。由于居民用电价格与基础成本关系更大，因此居民用电价格涨幅更大。

图2.18 · 新政策情景下中国供电成本构成

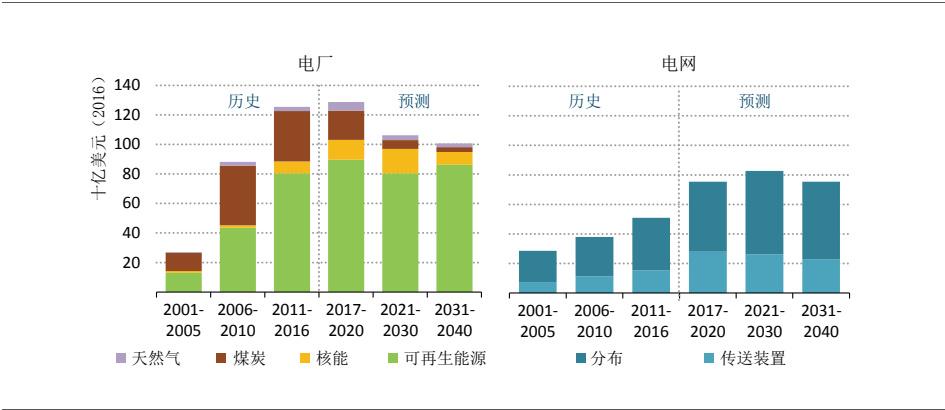


关键点 · 预计电力成本在2030年之前不断攀升，随后开始下降至2040年

^[7] 价值反映了在任何给定时间供电的电力可用性。需求高时所发电量对电力系统更有价值，而需求相对较低时所发电量价值较低。价值可以通过市场收入或节约的成本来衡量。有关可再生能源电力价值的进一步讨论参见《2016年世界能源展望报告》第11章（IEA，2016年）。

过去十年中，中国的电厂投资经历了大幅增长，但在新政策情景下，投资增速将会放缓直到2040年（图2.19），这也逆转了近年来中国占全球电力行业投资份额不断增大的趋势，峰值是2015年的30%，到2025年中国的份额下降到25%，到2040年下降到20%以下。随着煤炭产能增长放缓，化石燃料发电厂的投资也急剧下降，到2030年降至仅占新建电厂总投资的3%。到2040年，低碳发电年均投资维持在约1000亿美元。到2030年，核电投资的增长部分抵消了可再生能源年度投资的降幅，很大程度上体现了风电和太阳能发电成本的下降。此后为替换老旧设备，风电和太阳能发电投资回升，同时核电投资放缓。为满足需求增长，电网投资在2030年之前继续增长但随后逐渐减少：替换老化电网基础设施的投资占总投资额的比例越来越大，到2040年占到投资总额的三分之一。总体而言，电厂和电网投资重新达到平衡，2021年至2040年期间电厂投资占比低于60%，标志着近年来电厂在电力行业投资地位的转变：2011年至2016年期间电厂占电力行业投资的比例高于70%。

图2.19 · 新政策情景下中国电厂和电网的年平均投资



关键点 · 经历了近年的投资热潮后电厂投资开始下降，而电网投资不断增加

新政策情景下，低碳发电技术在中国能源结构中份额可能比预期增长的更快。在《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》中，中国制定了一个远期愿景，到2030年，非化石燃料发电占总发电量的比例提高到50%，碳排放强度比

2005年降低60%~65%。为实现这一目标，到2030年化石燃料电厂发电量要比新政策情景预测的低10%，减少的460太瓦时发电量由核电、风电、太阳能发电及其他可再生能源代替。这一远期愿景能否实现，取决于后续五年计划确定的措施，并且已开展的电力行业改革也要成功。

2.4.3 电力行业改革

为了向更清洁高效的电力系统转变，消纳日益增多的各种波动性可再生能源，中国正进行彻底的电力市场改革。改革进程启动于2002年的“5号文件”。当时发电与电网所有权分离，并成立了5家发电公司。目前的改革浪潮始于2015年的“9号文件”：其描绘的改革是先在试点地区先行先试，然后逐步向全国推广。

在近期改革之前，中国的电力系统由政府严格监管并由少数公司主导：上网电价及电厂的年利用小时数由主管部门决定。国有企业拥有并经营大多数发电资产。发电企业主要向中国南方电网有限责任公司（SCP）和中国国家电网公司（SGCC）售电，这两家电网公司在各自的经营区域是唯一的购电和售电企业。主管部门同样设定了新增发电装机容量和电网发展的投资目标。

电力行业改革计划减少政府对电力市场一些关键环节的介入，同时加强监督和规划的角色。改革的目标着眼于几个主要成果：

- 提高可再生能源的利用率。
- 通过竞争降低平均发电成本。
- 鼓励竞争，并在售电市场中提供更多选择。
- 电网基础设施利用现代化。

总体目标是，通过建立基于市场原则的更灵活的电力行业，实现电力供应的根本转变，助力中国向更加清洁高效能源体系转型。

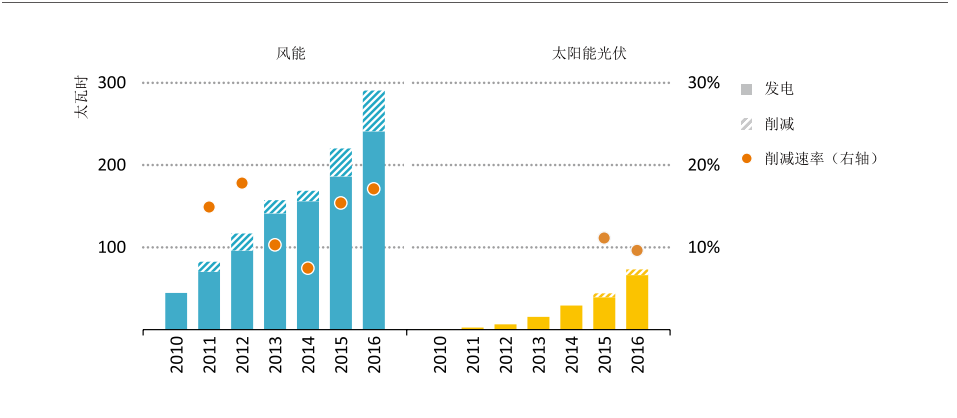
提高电力系统的灵活性

煤电在当前的中国电力结构中占主导地位，2016年31个省区中的24个发电量的一半以上来自煤电。燃煤电厂尤其集中在中国东部和北部地区。这两个地区有

超过5.3亿的人口，而且越来越多人担心空气污染主要由发电厂、工业和家庭燃煤排放物的污染物引起。水电是当前中国第二大电源，主要集中在南部和中部地区。中国水电装机总量一半以上在四川、云南、湖北这三个省份。位于湖北省装机容量22.5吉瓦的三峡工程是世界最大的水电站。中国的可再生能源发电全球领先，自2010年以来，风电和太阳能发电装机容量增加了196吉瓦。到目前为止，风电和太阳能发电发展主要集中在中国北方和西北地区。

风电和太阳能发电的发展已经超出了电力系统消纳额外电力的能力。2010年以来，风电总发电量增长了6倍以上，太阳能发电量从基本没有增至约75太瓦时，仅2014年至2016年就翻了一番。过去几年，风电弃风量稳定增加，太阳能发电弃光量也小幅增加（图2.20）。2016年，弃风弃光量达到57太瓦时，几乎相当于葡萄牙用电量。弃风弃光量日益增加是由市场结构和技术限制共同造成的。中国发电厂的运营受到严格监管——特别是发电厂的利用小时数分配——导致电力公司的激励机制与电力系统提高可再生能源利用率的目标不符。此外，由于延续固有规则，现有电网输电设施的灵活性未得到充分发挥。燃煤电厂缺乏技术灵活性手段，也是造成弃风弃光量不断增大的原因之一。电力行业改革正在寻求解决这些问题。

图2.20 · 中国风电和太阳能的总发电量及弃风弃光量



关键点 · 尽管基础设施和电力市场改革正努力满足风电和太阳能发电的增长，但近年来风弃光量仍在不断增加

通过特高压输电线路进行的跨省区电力交易已成为中国电力系统的重要组成部分。2015年中国能够通过特高压线路输送高达140吉瓦电力，到2020年该数值约翻一番。这些线路将北部和西南部省区的电力输送到东部负荷中心。高电压等级电网主要在过去十年间发展起来的，包括四川^[8]和云南^[9]当前运行的五条特高压直流线（此外，还有1条预计于2018年全面投入使用），能够将多数富余水电送往广东、浙江、江苏等省。2016年，四川和云南各约41%和45%的发电量输送到东部沿海的主要负荷中心。现有的特高压交流（AC）和直流输电线路主要将内蒙古、山西、新疆等外送省区化石燃料电厂的电力输送至北京、天津、河北、山东和江苏。如果有足够输电能力，可输送电量仍将增加，特别是随着风电和太阳能装机的增加。这些地区的6条新建特高压线路预计将于2017年投运。利用现代化手段提升新线路和现有输电线路，对于消纳日渐增长的波动性可再生能源至关重要，还导致电网由既定电力流模式转向为动态的电力市场运行提供平台。

在新政策情景下，中国的电力供应将经历转型，到2040年，可再生能源将占到全部新增装机的四分之三以上。主要是风电和太阳能发电，约占新增装机的三分之二。西北、华北和东北地区是电力发展的重点区域，到2040年，约占全部风电和太阳能发电新增装机的四分之三，煤电新增装机量仅占一半多些。到2040年，新增煤电装机将占中国新增发电装机量的10%左右，其中一半的增量在2020年之前完成。在建的燃煤电厂完工后，各区域煤电装机将趋于平稳。水电开发主要在南部、中部地区的主要流域，这将为这些地区电力供应提供灵活性。

核电继续在东部和南部可以提供充足冷却用水的地区发展。

到2040年，可再生能源的份额将上升到总发电量的40%，而煤电的份额则从2016年的三分之二降到40%。到2030年，中国风电和太阳能发电占总发电量的17%，在西北占发电量的50%以上，华北占20%以上，东北占18%以上。随着时间的推移，燃煤电厂的角色发生转变，从提供稳定的基本负荷转向为消纳波动性风电和太阳能发电提供灵活性调节能力。因此，煤电装机占比随着时间的推移继续下降：从2016年的49%下降到2030年的44%，到2040年下降到42%（专栏2.4）。

^[8] 国家电网 2016 年度报告，www.sgcc.com.cn/csr/index.shtml。

^[9] 中国南方电网 2016 年度报告，www.csg.cn/shzr/zrbg/。

专栏2.4 · 电力交易区域小时模型

为帮助分析中国电力行业，我们开发了一个小时模型，以了解电力系统的运行情况。该模型扩展了《世界能源展望2016》为“可再生能源特别关注点”开发的小时模型的功能，主要改进是展示区域之间以小时为单位进行的电力交易。然后结合输入和输出的可用性及经典的小时调度模式进行考虑，该经典模式设定了在给定运营限制下，以最低成本满足一年中每天每小时电力需求的目标。

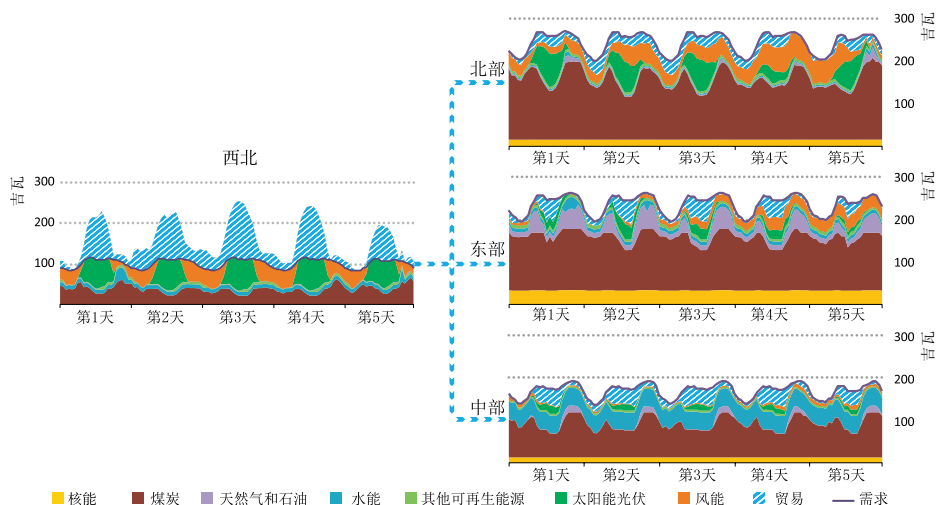
为分析电力行业，将中国分为与电力系统经营机构相对应的六个区域：西北、华北、东北、华东、华中、南部。^[10]按区域划分历史数据，并通过世界能源模型生成对每个区域到2040年的预测。模型中，全部106个发电厂类型都得到呈现，包括现有的和新的发电厂以及16种可再生能源技术。到2040年的传输能力扩张包括关于在2030年之前建成的由国家电网公司提供的新线路的所有计划。世界能源模型以随情景不同而变化的政策框架以及区域经济发展和投资的优先事项为依据，规定了发电容量扩张。每个预计年度内，在符合火电厂的技术限制（如可能随不同地区而变化的梯度限制和最小操作负载及可再生能源技术限制）的情况下，发电装机容量可以通过技术手段进行分配。该模型还展示了电厂的灵活性、需求响应和用于平衡电力供需的电力存储的可能性。随着贸易也被考虑在内，本文提供了一份对任一小时内电力结构性过剩的可靠评估，以及对到2040年每个区域每小时的电力供应边际价格的估计。

特高压电网的持续扩大使中国各区域间的大规模电力交易成为可能。在西北地区，具备250吉瓦电力外送能力的电网为风电和太阳能发电快速发展提供了支持，有助于满足东部和中部地区的电力需求增长。到2040年，西北地区将外送每年发电量的三分之一，可满足东部和中部地区约10%的需求。西北地区通过这种形式为人口密集地区提供相对清洁的能源。向多数人口居住的东部地区输送电

^[10] 该区域性考量与第一章所述的四个经济区之间是不同的。

力，有助于减少该地区对燃煤发电的依赖，降低主要污染物排放，改善人体健康（图2.21）。中部地区在电力平衡方面也有重要作用，通过发挥水电的灵活调节能力，可以在接收西北地区大量电力的同时向东部输出电力。

图2.21 · 2030年中国西北、北部、东部、中部地区小时发电结构和电力贸易



关键点 · 增强的输电能力可以使电力供需平衡在中国范围内进行

燃煤发电占当前中国装机容量约60%，在新政策情景下到2030年仍将占到40%，提高这些机组的灵活性对可再生能源消纳至关重要。目前，新建成燃煤电厂能提供的灵活性相当有限，但这种情况将通过鼓励电力市场竞争以及约五分之一煤电装机到2020年实施灵活性改造得以改变（专栏2.5）。基于市场的价格信号和增强的技术能力将为煤电转型提供支持，有助于消纳波动性可再生能源。我们的分析表明，通过开展这项工作以及提升输电网的现代化利用水平，在整个展望期到2040年间，可以有效消纳风电和太阳能电力，弃风弃光率控制在仅为发电量的几个百分点。

专栏2.5 · 提高中国燃煤电厂的灵活性

中国政府认为，提高现有燃煤电厂的灵活性已成为提高整个电力系统灵活性的短期必要措施。中国计划继续发展具有灵活性的新电厂，包括燃气发电厂和抽水蓄能电站，但提高燃煤电厂灵活性对于消纳波动性可再生能源不断增长的比​​例，以及对中国实现长期气候目标同样至关重要。在“十三五”规划中，中国承诺2020年之前对约五分之一燃煤发电厂，包括133吉瓦的热电联产和86吉瓦的纯凝燃煤电厂实施改造，以提高其运行灵活性和环境绩效，中国首先把降低最低负荷作为第一步。通过改造，其目标是将最低负荷从当前水平大致减少一半，目前燃煤热电联产电厂普遍为60%~70%（占发电厂最高出力的比​​例），其他燃煤电厂为40%~50%。手段还包括努力提高爬坡速度和缩短启动时间。目前，通常爬坡速度为每分钟提高出力1%~2%，而（热）启动时间为3至5小时。目前，中国正在运行22个示范电厂，以研究技术改造对电力系统的影响。

技术方面，有几项措施可以用于提高火电厂的灵活性，包括：

- 改善燃烧条件。
- 凝结水节流，以提高蒸汽产生速度和提高压力控制。
- 停用蒸汽预热器以改善调度控制并降低最小负荷。
- 整合数字控制，实现实时监控，以便操作更接近机械临界值，而不会造成可靠性和操作安全风险。

附加灵活性也可以通过相对简单和费用较低的措施以及不断变化的操作实践来实现。其他地方已经通过使用先进的优化软件、培训计划以及工程师、电厂操作员和电厂调度员之间的强化协作，获得收益。

具备支持能源转型的，对需求积极响应的能力是中国电力市场改革的另一个目标。意味着将需求视为电力系统需积极应对的一部分，而不是被动地接受的固定部分。但是需求响应在很大程度上取决于系统其余部分的情况，如果计划中的输电网发展顺利完成，且燃煤电厂的灵活性按计划提升，需求响应将发挥一定作用，还有通过削减尖峰负荷减少新建发电厂投资的潜力。然而，如果输电网发展

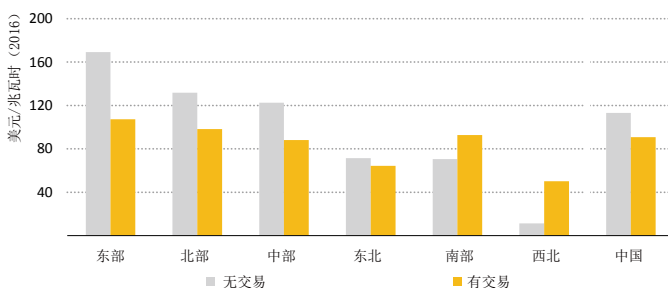
或提升燃煤电厂灵活性的计划仅部分完成，则需要更高水平的需求响应，以将新建风电和太阳能发电项目的弃风弃光情况最小化。

价格改革：体现成本

中国的电价改革旨在通过建立市场机制和竞争以提供价格发现机制，以降低成本、电价和消费者支付的账单。既然价格可以体现成本，那么政府定价就不再必须。电力批发市场和零售市场是两个关键领域，在这两个领域竞争可能有助于降低消费者的成本。电网基础设施不适合竞争，这个环节的改革旨在确保向消费者收取的费用直接体现电网的成本。

在新政策情景下，由于燃料成本上涨以及通过碳市场实现二氧化碳排放定价，中国的平均发电成本稳步上升，从2016年到2040年将上涨四分之一。跨区域电力交易的扩大有利于控制中国整体平均发电成本，同时有利于大范围电力供需平衡。这同样对各地区平均成本有显著影响，也影响了终端用户的平均价格。三北地区优质的可再生能源辅以燃煤发电，可为全国提供廉价电力。相较于没有电力交易的情况，东部从其他地区输入的电力将当地电力市场的批发电价平均降低三分之一以上（图2.22）。中部、北部的平均电价大约降低四分之一。尽管西北和东北地区电价有所上升，但整个电力系统的效率广泛提升，表现在为2040年市场平均电价降低了25%。

图2.22 · 2040年新政策情景下中国各地区电力市场每小时平均批发价格



关键点 · 扩大的电力交易平衡了整个国家的市场电价，东部、北部以及中部地区价格显著下降

目前中国工业用户支付的电价相对高，实际上为居民用户的低廉电价提供了补贴。居民终端用户的电价低于90美元/兆瓦时，在全球都属于最低的行列：比美国平均居民电价低30%，比欧盟和日本低60%。在新政策情景下，至2040年居民和工业终端用户价格上升，且中国的平均发电成本到2040年会上升四分之一，从现在的约55美元/兆瓦时到接近70美元/兆瓦时。这主要是由于二氧化碳价格会随着时间上涨，预计2040年每吨二氧化碳价格达到35美元。工业电价到2040年会上升17%，这反应了电力交易扩大带来的收益。居民消费者的电价随着时间推移会更显著上升，变得贴合基础供电成本。不过，到2040年中国135美元/兆瓦时的居民用电价格仍处于世界最低行业，甚至比欧盟居民电价的一半还低。

2.5 环境影响

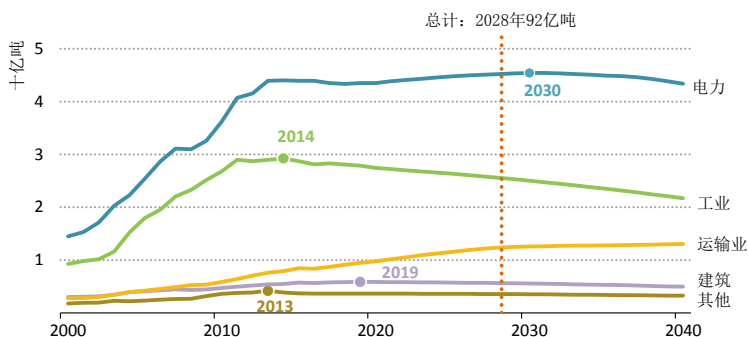
自2000年起，中国的能源需求增长与经济发展齐头并进，同时对于环境来说，也付出了高昂的成本。如今，尽管中国人均6.5吨的二氧化碳排放仍然低于发达经济体平均量的四分之一，中国仍是最大的全球能源相关的二氧化碳排放国，占世界总量的28%。国内的环境问题也很严峻，因为中国经济增长的规模和速度已经导致许多城市空气质量严重恶化，尤其是主要的工业化地区。但是，中国的能源部门变化很快——在以上所讨论的新政策情景下的趋势尤其明显——中国正在做出巨大的努力，将能源部门转变得更加高效、低碳，同时采取广泛的措施来减少空气污染。

2.5.1 能源相关的二氧化碳排放量

中国于2016年9月批准了“巴黎气候协议”。中国承诺二氧化碳的排放到2030年会达到峰值，并会努力尽快达到峰值；将国内生产总值的碳排放强度与2005年相比降低60%~65%；在总能源构成中增加非化石能源的比重至大约20%；与2005年的水平相比，增加森林蓄积450万立方米。自提交了国家自主承诺，中国已经开始迈出了重要步伐：相关政策和目标尤其是“十三五”规划的政策和目标，在新政策情景中都得到了反映。这使得中国能源相关的二氧化碳排放（代表中国二氧化碳排放总量约90%）实际上在2030年前即可达到峰值：在新政

策情景下，峰值会在2028年实现（图2.23）。峰值后二氧化碳排放的下降并不是非常明显：到2040年，能源相关的二氧化碳排放将比2028年低6亿吨（或7%），比现在低3.4亿吨。

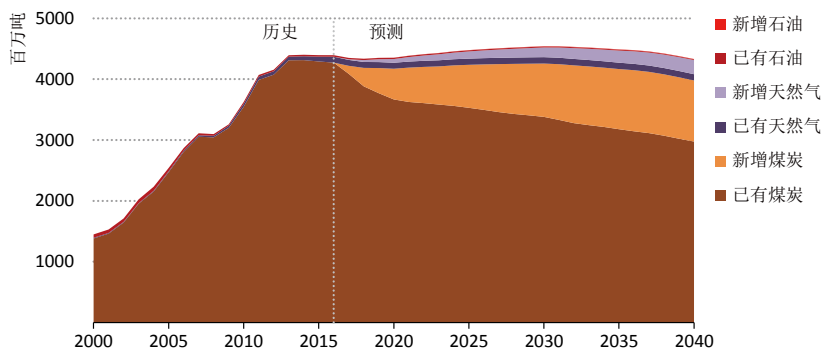
图2.23 · 在新政策情景下按照行业和年份划分的中国能源相关的二氧化碳排放量



关键点 · 中国能源相关的二氧化碳排放量于2028年达到峰值，由工业部门煤炭使用的下降所驱动；2040年所有行业排放量达到峰值，运输业除外

除交通部门之外，所有部门都对2028年达到能源相关的二氧化碳排放峰值且排放量自峰值后下降做出了贡献。最大的贡献者为工业部门，燃烧相关的排放量将呈结构性下降。下降的主要因素是钢铁、水泥生产的煤炭使用量下降，符合“十三五”规划和“中国制造2025”倡议的目标：2040年，这两个分部门的二氧化碳排放比现在减少8.4亿吨。建筑部门的直接排放于2019年达到峰值：“绿色建筑”标准降低了对于供热的能源需求，且随着收入增长，燃料需求从煤炭转向电力和燃气。随着终端用电增加，中国在发电方面二氧化碳的排放预计会继续增加直至2030年，虽然与过去的15年相比，增速大大放缓，在达峰后将继续下降。在新政策情景下，可再生能源和核能方面的低碳产能增量可满足需求增量的大部分，但是电力部门至2040年仍将是最大的排放来源。如今中国约60%的煤电厂（或570吉瓦）的年龄低于10年，2040年的总能源相关的排放约三分之二是来自于现有的煤炭发电（图2.24）。

图2.24 · 新政策情景下中国电力行业二氧化碳的排放量



关键点 · 电力行业的二氧化碳排放量和热量持续增加，2030年开始下降

在展望期，只有交通行业不会达到二氧化碳排放的峰值。在新政策情景下，二氧化碳排放增长显著放慢，也反映出燃油需求趋势。车辆消费增长率的下降以及电动汽车数目的大幅增长降低了21世纪30年代道路交通排放的增长，但是卡车、航空以及船只的排放量仍将继续增大。

中国的二氧化碳排放展望并不确定。排放峰值晚于2028年或早于2028年是完全有可能的。但是更大的问题是实际峰值到底有多大的不确定性。工业部门的未来发展趋势，尤其是钢铁和水泥行业，是确定总体二氧化碳排放峰值的关键不确定因素。如煤炭需求（见2.3.1节）延迟十年达到目标，并维持较低水平产量，那么直到2040年，因此产生的二氧化碳排放量都会上升。但这也仅能将中国二氧化碳的排放总体峰值延迟一年，到2029年。但这对实际峰值的量影响大得多：这 will 比新政策情景高出2.4亿吨，到2040年将累计增加大约50亿吨的碳排放——多于中国当前的电力领域排放量。比新政策情景规定的时间更早达到峰值看起来很有挑战性。乘用车增速降低和电动汽车的市场吸引力明显增强，可能有助于在2028年以前达到运输相关排放的峰值（见2.3.2节）。但是针对总体碳排放的好处是有限的：在2025年，每千瓦时的二氧化碳排放约为505克，新政策情景下中国发电的排放强度意味着电动汽车与传统汽车相比，只是减少了20%的排放量。为了交通

电气化，电力部门需要实现更有力的低碳化，才能在中国排放峰值的日程表上做出有意义的贡献。

2.5.2 能源相关的大气污染

在中国的许多城市，特别是主要工业化区域，空气质量恶化。政府为应对大气污染也采取了处理措施。首次颁布于1982年的《国家环境空气质量标准》，经过2012年修改，已于2016年1月1日起全面实施。该《标准》要求到2030年之前，城市细颗粒物（PM_{2.5}）达到35微克/立方米的国家标准，这相当于世界卫生组织（WHO）的“过渡期目标—1”。^[11]中国已经着手出台一份空气质量指数，实时检测每立方米的PM_{2.5}，现已覆盖367个城市。2013年9月，国务院发布了《大气污染防治行动计划》，确定了到2017年改善全国范围内空气质量的目标，同时在北京、上海、广州周围的三个重点工业区强制推行更加严格的减少大气污染指导方针。其中，行动计划承诺严格控制煤炭消费量。

尽管如此，中国实现清洁空气的道路仍将会很长。我们估计，今天只有约2%的中国人口生活地区的空气质量符合世界卫生组织标准的PM_{2.5}浓度水平，而大约64%的人口生活地区甚至低于世界卫生组织“过渡期目标—1”最低的水平里。进展很明显。据官方数据表明，2015年338个地级市及以上城市中，有84个达到了国家空气质量标准，高于2016年的73个。在过去十年中，我们估计全国范围内的二氧化硫总排放量下降了三分之一（主要是由于电力部门新的污染控制手段），PM_{2.5}排放总量下降了约25%（主要是因为生物质不再作为家庭燃料）。大约在2010年，煤燃烧的污染物排放达到峰值，这是向前迈出的具有重大意义的一步。然而，自2005年以来的十年间，氮氧化物排放量增加了三分之一，其中70%的增长来自道路交通的飞速发展，这主要是由于汽车保有量的增加以及船舶排放。

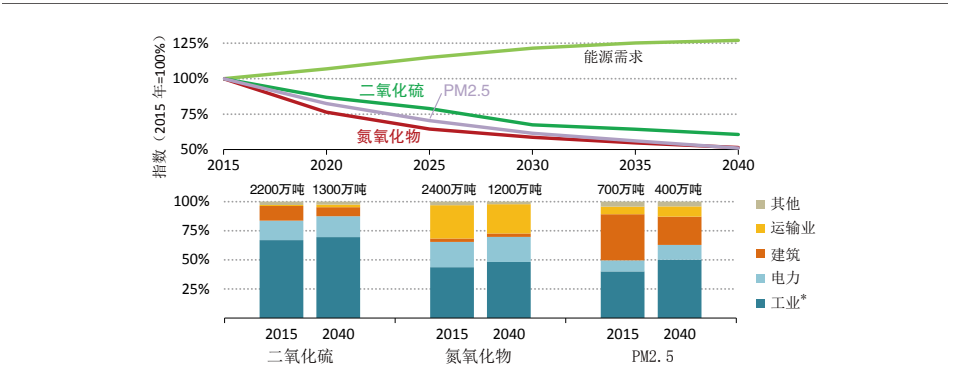
在新政策情景下，继续努力减少能源相关的空气污染对人类健康的威胁，有助于改善中国的空气质量。到2040年，中国将有47%的人口生活在符合国家环境空气质量标准的地区。随着人们越来越多地使用现代燃料用于烹饪，农村地区

^[11] 世界卫生组织的空气质量指南将PM_{2.5}的最大浓度定为10微克/立方米。世界卫生组织提出了一系列不那么严格的过渡期目标，而通过一系列可达成的阶段目标，实现更好的大气质量。

的家庭空气污染减少了，到2040年与此相关的过早死亡人数将大幅减少。尽管如此，由于中国的老年人数量越来越多，受户外空气污染影响而过早死亡的人数也可能上升。

新政策情景下大气质量前景改善的主要原因是PM2.5排放量的大幅下降，2040年PM2.5的排放量将下降至今天的一半左右（图2.25），氮氧化物排放量下降近似相同的百分比，二氧化硫排放量下降近40%。在严格的空气污染标准的支持下，能源部门为控制能源需求增长和实现能源结构多样化做的努力起了主要作用。在电力行业，随着空气污染政策的出台，煤炭消费增长率下降，促使三大主要污染物指标下降：二氧化硫为35%，氮氧化物为50%，PM2.5为30%左右。近年来，燃煤发电一直是解决大气质量恶化政策关注的焦点，部分原因是它们是主要排放源，同时也因为许多电厂靠近中国沿海省份人口稠密的城市地区。2012年引入了更严格的排放标准，使中国煤电行业受到与欧盟或美国的煤电企业大致相当的限制：PM的最高值限制在30毫克/立方米。对于二氧化硫排放，新电厂的烟气浓度不得超过100毫克/立方米，现有电厂不得超过200毫克/立方米，在一些省份这个标准可能会更高；对于氮氧化物，限值为100~200毫克/立方米。

图2.25 · 新政策情景下中国各行业大气污染物排放量



关键点 · 由于在各个行业实行能源结构多样化和严格的空气污染标准，所有主要污染物排放量下降

注：*包括转型行业（不包括电力和热力行业）
来源：国际能源署；国际应用系统分析研究所

工业和加工转化行业（不包括电力和热力行业）是空气污染物排放的最大贡献者。这两者结合起来的排放量占了二氧化硫和氮氧化物总量的一半以上，和建筑行业一起成为导致PM2.5排放的最大因素。虽然一直存在排放量控制，但是相对普遍的是使用的技术往往效率低下。例如，今天大约三分之二的与煤电相关的PM2.5排放控制用的是最基本和廉价的静电除尘器装置。大约一半的耗煤行业使用向炉内注入石灰石来控制二氧化硫的排放，但效率仅为50%左右。在新政策情景中，我们将引入更高效的技术以取得更大的进展：引入更高效的技术（如先进的ESP和纤维过滤器）更有效地控制PM2.5，同时湿式烟道气脱硫装置（如湿式洗涤或硫酸方法）日益增加的安装率可将去除效率提高到约85%。为了减少氮氧化物排放，大规模采用相对成本最低的低氮燃烧器。在新政策情景下，中国的政策大幅度减少了工业和加工转化行业的空气污染物排放情况：到2040年，二氧化硫和PM2.5排放量下降到2016年水平的三分之一以上，而氮氧化物排放量下降约45%。所有污染物的总体积减少量是目前世界上最高的。二氧化硫和PM2.5的减排量将大于如今美国整个能源部门排放的总量。

在交通运输行业，决策者们一直在采取措施，努力应对中国的车辆保有量的增长速度。中国的汽车排放控制计划可以追溯到20世纪80年代初，而现代的全​​国控制计划却开始于20世纪90年代末。这方面的后遗症仍然存在：据估计，中国约6%的车辆不符合任何排放标准，并且排放了40%以上的交通运输相关的一氧化碳、碳氢化合物（燃料燃烧不良的迹象）、PM以及30%以上氮氧化物。中国近年来采取了一系列重大措施来加强污染治理标准：所有车辆类型的排放限值现在都已经出台或在未来几年内被引进，并且是世界上最严格的。结果是，新政策情景中所有运输污染物的排放量都下降了。2040年二氧化碳排放量将比今天下降50%以上。2040年来自运输燃料燃烧和车辆的PM2.5排放量将下降三分之一。尽管石油需求持续上涨，但政府对加强燃油质量标准做的努力也将有助于控制二氧化硫排放量的上升。

三分之一的中国人口，大多是在农村地区，依然依靠薪柴来烹饪和取暖。这

是家庭空气污染的重要来源，每年会导致大量的过早死亡^[12]。在新政策情景下，用于烹饪和采暖的生物质和煤炭使用量的减少，使建筑的直接氮氧化物排放量减少了一半，PM2.5和二氧化硫排放量均下降了三分之二。PM2.5排放的减少在降低对健康的影响方面起着重要作用：到2040年，与家庭空气污染有关的过早死亡人数将下降45%。

^[12] 中国有针对家庭的室内空气质量标准，规定细颗粒物浓度应限制在 150 微克 / 立方米以内，但大多数家庭超过了这一限制。

中国能源供应和投资展望

即将进入市场？

要点

- 新政策情景下，2040年中国煤炭消费将比2016年下降约3.5亿吨标准煤，近15%，煤炭行业的主要挑战是使其产能与未来需求相适应。鉴于采矿业相对较高的劳动密集度，这将带来重大的社会影响：预计煤炭行业的直接就业人员将从2016年的约400万人下降到2040年的约75万人。决策者正在积极管理市场，使其重获平衡，管理措施包括关闭煤矿、价格指导和削减产出。进口在这一进程中发挥关键作用，尽管2016年中国再次成为世界第一大进口国，但煤进口量却下降了。
- 中国的石油产量自2015年以来一直在大幅下滑且此下滑趋势难以扭转。如果油气上游改革能够成功调动新的资本和技术，尽管产量还有上升潜力，但至2040年，石油产量仍将回落至310万桶/天。与此同时，石油需求将会增长35%，达到1550万桶/天，中国对进口石油的依赖则将上涨至80%。到2040年，中国将超过美国成为世界第一炼油大国。
- 更加开放和市场化的供气结构以及上游和油气管网监管的改革伴随着鼓励扩大天然气利用规模的政策。中国能够开发其大型页岩气资源至何种程度是一个关键的不确定因素：据我们的预测，到2040年中国天然气总产量将达到3350亿立方米，其中将近1000亿立方米来自页岩气，远低于6000亿立方米的需求量预测。这意味着中国将利用管道和液化天然气进口天然气，成为仅次于欧盟的主要天然气进口国。
- 到2040年，低碳能源在中国能源结构中的占比将从2016年的11%上升到24%，这得益于电力行业中核电、太阳能光伏和风能的贡献不断上升，直接

利用可再生能源进行供热和交通运输也起到了一定作用。水电仍然是中国最大的单一可再生能源（在发电结构中仅次于煤炭），但预计到2040年风力发电将逼近水电的占比。

- 新政策情景下，到2040年中国需要投资64000亿美元（或平均每年投资2700亿美元）用于能源供给。电力行业，尤其是低碳发电和电网，将吸收总投资量的三分之二以上。与以往趋势相比，火力发电的投资则会大幅下降。中国在2017至2040年之间还需在提高能源效率上投入超过20000亿美元（或平均每年投资近900亿美元），其中包括投资更高能效的乘用车和货车。

3.1 主要供应和投资趋势概述

在新政策情景下，国内市场改革、政策重点和消费趋势、资源禀赋和成本，以及与国际市场的一系列互动和技术发展，都将重塑中国至2040年能量方程式的供给侧。2040年中国的化石燃料总产量与2016年大致相当（这意味着尽管与美国的差距减小了，中国仍然是世界上最大的化石燃料生产国）。尽管如此，能源组分却转变了：煤炭产量略有下降；石油产量降幅较煤炭略大，以及随着中国加大对非常规油气的开发力度，天然气产量上升。随着中国能源结构的多样化，核能和可再生能源的产量也将增加三倍。到2040年，中国能源供应累计投资将近64000亿美元，其中三分之二以上用于电力行业。而需求侧用于提高能源效率的累计投资总额为21000亿美元。

表3.1 · 新政策情景下未来中国一次能源产量

项目	单位	2000	2016	2025	2030	2035	2040	2016—2040	
								变化	年平均复合增长率*
煤炭	百万吨油当量	714	1761	1814	1802	1753	1657	-104	-0.3%
	百万吨标准煤	1019	2516	2592	2575	2504	2367	-149	-0.3%
石油	百万吨油当量	163	203	173	156	150	144	-59	-1.4%
	百万桶/天	3.3	4.0	3.5	3.3	3.2	3.1	-0.9	-1.1%

续表

项目	单位	2000	2016	2025	2030	2035	2040	2016—2040	
								变化	年平均复合增长率*
天然气	百万吨油当量	23	113	165	191	217	243	130	3.2%
	十亿立方米	27	137	222	261	298	336	199	3.8%
核能	百万吨油当量	4	56	166	218	261	287	232	7.1%
可再生能源	百万吨油当量	220	269	379	453	533	618	349	3.5%
水能	百万吨油当量	19	102	108	117	125	130	28	1.0%
生物能源**	百万吨油当量	198	112	130	148	168	190	79	2.3%
其他可再生能源	百万吨油当量	3	55	141	189	240	297	242	7.3%
总产量	百万吨油当量	1124	2401	2697	2821	2914	2949	547	0.9%
总需求	百万吨油当量	1154	3039	3480	3679	3796	3858	819	1.0%
进口份额	%	3	21	23	23	23	24		

注：*年平均复合增长率。**包括传统的固体生物质和现代生物能源。

中国对进口的整体依赖程度并没有大的变化，其占能源总需求的份额从今天的21%缓慢上升到2040年的24%。核能和可再生能源产量的增长占国内能源产量增长的主要部分，但石油和天然气的进口量也有所增加。预计到2040年，中国仍将是煤炭进口国，但进口量会低于2016年水平。石油和天然气进口需求的增加意味着到2040年，国际贸易中近30%的石油将出口到中国，同样近四分之一的长距离贸易天然气将出口到中国。

3.2 煤炭

3.2.1 市场结构和监管

中国煤炭行业分散且多元。尽管近期有许多煤矿关停，中国仍有大约一万个煤矿。其中包括一些世界最大和最高效的煤矿，但绝大多数是小型煤矿。尽管最近有一些重大技术改进，他们大多仍使用最基本的开采技术且有不良安全记录。

大型煤矿占煤炭总产量的40%以上，而小煤矿仍占全国产量的四分之一以上。

同样，大批企业涉足中国煤炭行业，从数以千计的小煤窑到国有或省级大型煤矿。目前产量最大的二十家煤炭企业约贡献全国煤炭产量的60% 且基本为国有企业。中国煤炭行业的私有制并不罕见，尽管有一些例外（特别是伊泰，最大的私营煤炭公司），大多数私人公司往往规模较小。大型煤炭企业的垂直整合并不少见。例如，中国最大的煤炭公司神华集团（也是即印度煤炭公司之后的世界第二大煤炭企业），其年产量约为4.2亿吨：它同时经营着超过50吉瓦的燃煤电厂且积极从事煤制油生产，并经营自有铁路网。同样，每年生产煤炭1.7亿吨的中煤能源集团也积极向煤化工方向延伸产业链。

监管、价格、成本和盈利能力

煤炭价格自2006年以来已全面放松管制。全国没有统一煤价，但有三个高度相关的关键价格指标。第一是山西坑口价（有时称大同价格指数），它反映了中国最重要矿区的市场动态。第二是华南地区的交货价格，由于它决定了向中国输出煤炭是否有利润，全球出口商都在密切关注。第三是秦皇岛离岸价格（free on board），^[1]它已经成为煤炭贸易中最重要的价格指数，不仅因为与其相关的煤炭交易量巨大，还因为它体现了国内市场与国际市场的结合。

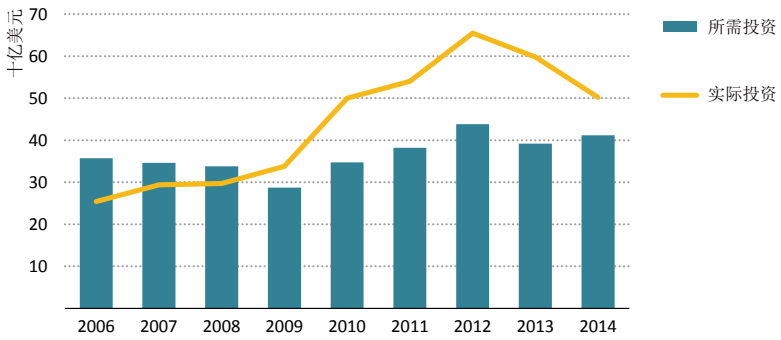
自2006年引入市场定价后，煤炭需求激增和税收变化导致煤炭价格和煤矿利润大幅上涨。这些发展也导致中国从2009年的煤炭出口国转为净进口国。在离煤产地最远的中国南部沿海地区，进口煤炭要比国产煤价格更低廉，导致印度尼西亚、澳大利亚和俄罗斯煤炭的大量涌入。然而，在2012年初，这种价格动态瞬间逆转，主要是由于中国煤炭需求增长开始遇冷，并开始接近2013年的峰值。此后，煤价连续四年下滑，2016年初的价格水平比2011年峰值的一半还低。

在中国煤炭需求上升的2006年至2012年间，年度煤炭开采投资增加了一倍多，达到650亿美元，产量增长了40%。在2012年投资激增的高潮之下，中国实

^[1] 秦皇岛是世界上最大的煤港之一，位于中国东北地区，即所谓的渤海边境（也被称北方四港：秦皇岛、黄骅、天津、唐山港口）。

际投资高出所需投资50%（图3.1）。随后，当需求放缓时，这种产能激增造成巨大的供需悬殊。我们估计截止2015年，过剩产能达到15亿吨/年，大于全球第二大煤炭生产国美国的总产能。

图3.1 · 所需投资与中国采煤实际投资对比



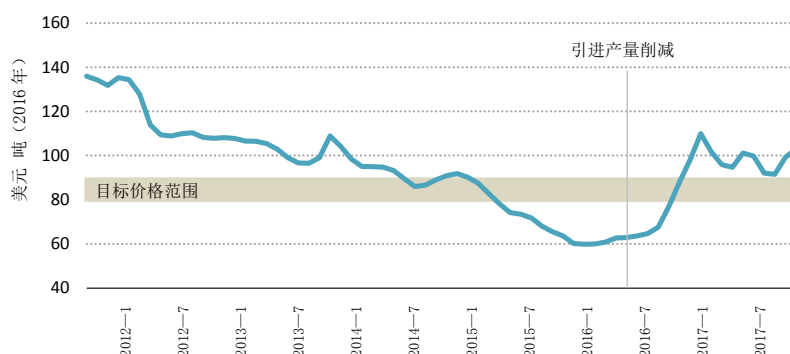
关键点 · 在2012年投资泡沫的高潮之下，实际投资超过了满足需求所需资本的50%

由于产能过剩造成的价格下跌使中国煤炭行业的利润率受到重大影响。2006至2011年间，中国煤炭价格上涨，煤炭生产商集中力量扩大生产，忽视成本控制，使得平均采矿成本增加50%以上。而当2012年价格开始下跌时，生产商处境困难。自此，越来越小的利润空间迫使生产商降低成本，虽然2012至2016年间采矿成本平均降低了15%，但仍不足以弥补价格暴跌的影响。到2015年，情况进一步恶化，中国80%的煤炭公司都在亏本经营。在扭转成本方面，对中国煤炭行业来说，也许目前主要的挑战是如何提高低迷的全员劳动生产率。煤炭行业的生产率存在很大差异，大型煤炭公司达到世界领先水平，但中国矿工平均年采煤量少于1000吨——这仅是南非或印度尼西亚矿工的五分之一，比澳大利亚矿工的十分之一还少。

重组需要

面对产能过剩和利润空间日益缩减的局面，政策制定机构不得不在两者之间做出选择：是以市场为导向引领煤炭行业调整，还是通过国家干预再次使市场平衡。由于多家煤炭公司尚有大量未清债务，以市场为基础的再平衡会带来大批裁员以及潜在的金融危机的风险。因此中国政府选择采取一系列措施以削减产能和调控产量。2016年，约2.90亿吨/年的产能被削减（大多数是通过关闭小型或闲置的煤矿），但其中最有效的措施是将煤矿年度工作日从330天减少到276天（图3.2）。自2016年4月措施实施以来，煤产量在四个月内减少了15%，煤炭价格上涨50%。

图3.2 · 2012—2017年中国国内煤炭价格评估*



关键点 · 削减煤炭行业的年度工作日，减少了高达15%的产量，使煤炭价格在2016年下半年得到回升

注：*IHS煤炭和焦油月平均价格（国内秦皇岛，6000千卡/千克）

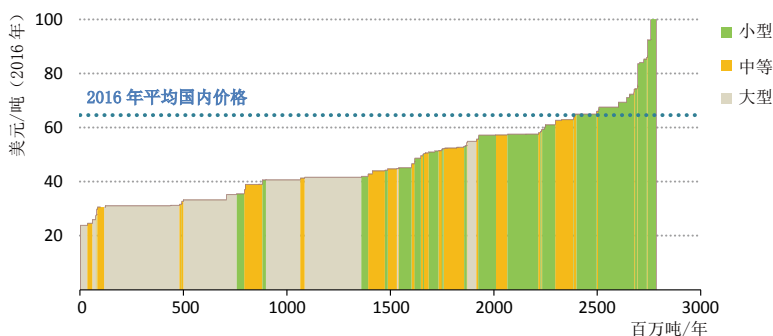
国家发展和改革委员会随后公布了一系列措施包括暂免对高效煤矿执行276个工作日规定，该措施可以灵活运用，从而确保煤炭价格的平稳。中国政府认为煤炭的市场平衡价格应在80~90美元/吨的范围之间^[2]。该价格范围能被发电厂和工业领域的煤炭消费者广泛接受，同时为大多数煤炭公司维持运转提供了足够

^[2] 目标范围是在环渤海经济圈（例如秦皇岛和在该区域的其他港口）达到人民币500~570元/吨（5500千卡/千克）。根据高出或低于这个范围的多少，国家发展和改革委员会公布了不同的实施措施以稳定价格。这些措施包括对工作天数的规定，但同样也包括批准新的采煤矿或关闭更多的煤矿。

高的利润空间。

政策制定机构已设定2017年进一步削减1.5亿吨煤炭产能的目标。“十三五”规划预计逐步淘汰小型煤矿（特别是非机械化和安全记录差的煤矿，或对环境造成负面影响的煤矿）（图3.3）。尽管政策制定机构将重点放在削减产能上，但仍有额外产能不断投入运行。在未来的五年，约有40个总产能为2.5亿吨/年的煤炭开采项目即将进入市场。另有产能为1.9亿吨/年的项目已部分得到批准，在未来几年内即可投入生产。如果这些项目都能顺利投入生产，新增产能会抵消2016和2017年所削减的全部产能。

图3.3 · 2016年中国国内不同规模煤矿的动力煤生产成本曲线



关键点 · 中国许多小型煤矿成本高，且经常出现安全事故，是煤炭行业重组和合并政策的主要目标

来源：CRU国际有限公司电煤成本模式（2017）；国际能源署分析

改革前景

未来十年，关于重新平衡中国煤炭市场的重大决策会受到关注，这将会对煤炭成本、产量及进口的预测至关重要。对一个参差不齐的拥有400多万从业者的行业进行重组是一个巨大的挑战。政策制定机构的困难之处在于需要在关闭产能、失业和价格水平之间寻找平衡，使消费者和生产者都可以接受。将地方具体情况考虑在内非常重要，特别是对于煤炭税收占税收重大份额以及以采矿业为城乡经济命脉的产煤大省。重组和强化煤炭行业是中国经济改革的一部分。改革目

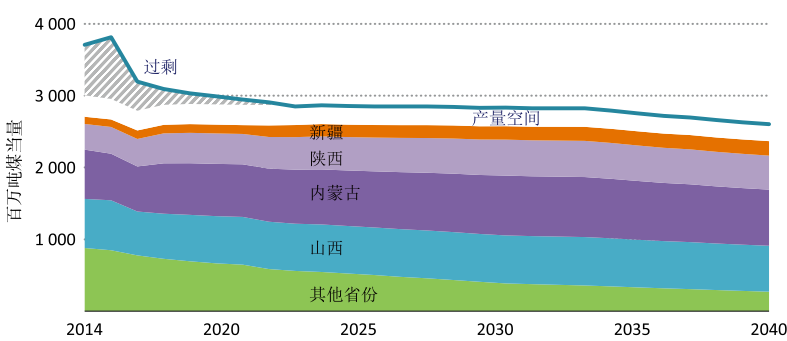
标是削减各类重工业部门的产能过剩：因此，煤炭行业重组不是一项孤立的政策任务，而是与其他部门相互依赖，例如与电力价格改革和钢铁行业改革。

最近几十年，西欧国家已进行了煤炭行业的重组，他们的经验表明，这是一个艰苦、持久的过程。我们对中国未来的展望基于四个关键假设：

- 在不对劳动力和金融市场带来过度压力的情况下实施经济改革以削减重工业产能。
- 政策制定机构逐步实施市场再平衡过程，包括成功关停成本高、安全记录差的煤矿。
- 在调整期间，国家继续干预煤炭价格，使其稳定在80 ~ 90美元/吨之间。
- 从2020年代中期开始，当煤炭市场完全实现再平衡且电力价格改革成功实施时，煤炭定价完全恢复到市场化定价机制。

我们预计到2020年代中期，中国煤炭市场或多或少仍会有一些过量产能。平均产能利用率约为90%（图3.4），大大高于现有水平。在过去十年间，煤矿生产率以平均每年大约4%的速度增长。我们预计未来25年，生产率的提高将进一步加快到平均每年6.5%。但是我们对未来十年生产率快速增长的预测是建立在多项削减过剩产能的措施会首先对效率低下的小煤矿产生影响的基础上。

图3.4 · 煤炭行业重组：新政策情景下中国部分省份的产量和产能



关键点 · 到2020年代中期，大部分产能削减任务将完成，产能使用率为90%

来源：国际能源署分析；CRU集团数据库。

关闭煤矿、提高生产率和减少产量意味着在展望期间，中国煤炭行业的从业人员将显著减少。预计煤炭行业的直接从业人员将从2016年的约400万人下降到2040年的约75万人。这意味着到2040年，平均每年将有13.5万名矿工或被裁减或被退休。尤其在前半期削减的人数会更多，因为产能的减少主要集中在这一阶段。

3.2.2 煤炭行业展望

需求趋势总结

如第二章的详细阐述，政府对经济从重工业向服务业转型的努力正不断塑造煤炭市场的前景。中国煤炭需求下降了近15%，从2016年28亿吨标准煤下降到2040年24.40亿吨标准煤（表3.2）。煤炭是重工业燃料之选，特别是对于水泥和炼钢行业，因此煤炭行业与这些部门的发展紧密相关。目前水泥和炼钢占据中国煤炭消费量的四分之一，但这一比重将在展望期间降低一半。工业的煤炭需求在2014年达到峰值，到2040年会下降20%至9亿吨标准煤。化工产品是最唯一的例外：这个部门的煤炭消费增长了近2.5倍，其中多数来自于煤炭转化项目。

表3.2 · 新政策情景下中国煤炭的需求、生产和净贸易量（百万吨标准煤）

项目	2000	2016	2025	2030	2035	2040	2016–2040	
							变化	年平均复合增长率*
需求	955	2796	2726	2676	2576	2437	–358	–0.6%
电力行业	477	1489	1477	1490	1465	1406	–83	–0.2%
工业	348	1106	1072	1028	972	911	–195	–0.8%
产量	1019	2516	2592	2575	2504	2367	–149	–0.3%
动力煤	906	2001	2115	2136	2100	2004	3	0.0%
焦煤	113	512	447	400	357	307	–204	–2.1%
净进口	58	–196	–134	–102	–72	–70	126	–4.2%

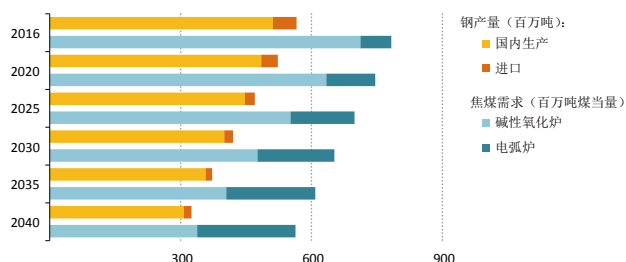
中国在电力多样化方面取得很大进步：2016年，电力系统中增加了34吉瓦太阳能、19吉瓦风能、13吉瓦水能和5吉瓦核能。然而，低碳发电不能完全满足以每年2.3%增长的电力需求。这意味着到2030年，燃煤电厂的数量会少量增加。2030年以后，电力部门煤炭需求将下滑，减少到2040年的14亿吨标准煤，低于目前的煤炭需求量。到2040年，煤炭占发电量的比重将从2016年的67%下降到大约40%。

生产前景

在展望中，中国的煤炭产量将从2016年的25亿吨标准煤减少到2040年的23.70亿吨标准煤。占中国煤炭产量绝大部分的动力煤的产量小幅下降：国产动力煤的前景受益于需求从沿海转移到内陆，使得进口受到挤压（见“中国煤炭进口需求”一节）。然而焦煤的情况却有所不同，在未来25年，焦煤的产量将减少大约40%。

国内焦煤生产商的时运欠佳与中国钢铁行业的前景休戚相关。目前中国生产粗钢8亿吨，占据全球产量的一半。然而到2040年，由于国内钢铁需求下滑以及其他国家竞争力增强，粗钢产量将降到6亿吨以下。另一个对焦煤生产有负面影响的趋势是炼钢工艺的进步：随着可用废钢的增多，电弧炉取代碱性氧气转炉的市场，进而减少了对焦煤的需求。在我们的预测中，碱性氧气转炉的钢产量份额将由目前的90%下降到2040年的60%。利用出口应对国内需求减少的机会很少：在印度这一全球增长最快的焦煤贸易中心，中国出口的焦煤难以与澳大利亚、加拿大或莫桑比克出口的焦煤相竞争。

图3.5 · 各个渠道所需的中国焦煤，以及各个生产途径的钢产量

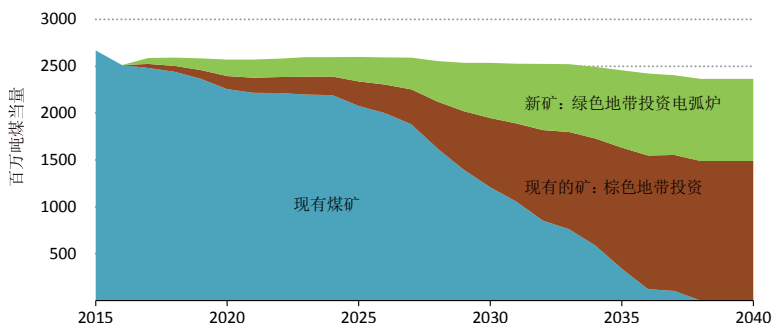


关键点 · 碱性氧气转炉在中国钢产量所占份额不断缩小，减少了焦煤需求

目前，中国80%以上的煤炭产自井工矿（深度在700~1000米并不罕见），这比其他大多数主要产煤国其所占的比例要高出许多。我们预测在未来展望期，这个比例在我们的展望中相对稳定。尽管未来几年会被关停的小型煤矿多数是地下煤矿，但露天煤矿的发展也非常有限：除了在新疆和内蒙古，多数新项目（特别是老矿区项目）属于地下煤矿。地下煤矿所占的高份额使中国煤炭公司对高劳动力成本尤其敏感。在某种程度上，也增加对电价的敏感度（地下煤矿作业机械需要电力）。

随着中国煤炭市场在2020年代中期的再平衡，新的挑战也随之出现。在21世纪第一个十年煤炭需求飙升时开始运营的煤矿会在2020年代中期和2030年代中期之间进入开采末期。尽管那时的煤产量已经开始下滑，仍需要在新产能上大量投资以填补废弃旧煤矿带来的缺口。超过60%的再投资（指产能方面）将用于正在运营的煤矿，而剩余的投资则用于新煤矿的开发（图3.6）。煤炭价格的长期增长也会推动新的投资。在未来25年煤炭供应方面的累计资本开支略大于3800亿美元，其中近3500亿投资于采矿而近300亿用于基础设施建设。

图3.6 · 在新政策情景下中国不同类型煤矿的煤炭生产



关键点 · 现有煤矿的煤炭产量在2020年代后期急剧下降，中国的煤炭生产需要在重新投资方面进行战略选择

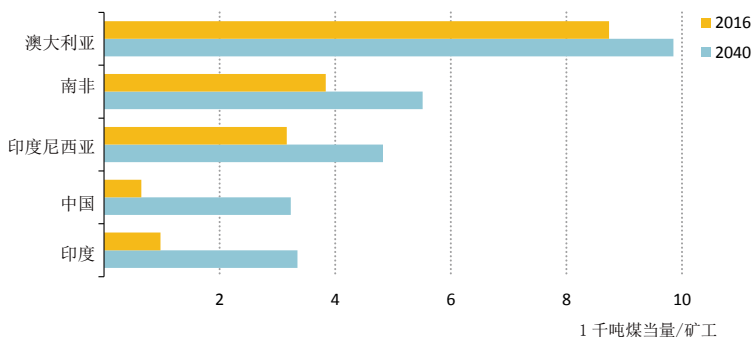
中国煤炭进口需求

中国煤炭进口量在2013年达到2.5亿吨标准煤的峰值后便起伏不定。在2016年出乎意料的增加了30%。这是由于抑制产能的种种措施导致暂时的煤炭短缺和价格上涨，进而需要增加进口来填补空缺。作为中国消费者在国产和进口煤炭进行套利的所在地，中国的沿海经济圈成为世界煤炭出口商的关键枢纽。这暗示了向中国南方沿海运输国产煤的成本成为煤炭（动力煤）国际交易价格的上限。尽管中国煤炭进口量从2016年的1.95亿吨标准煤缩减到2040年的7000万吨标准煤，这种情况仍将在我们的展望中持续存在。

我们的预测可能会受到不确定因素的影响。进口煤炭只占中国煤炭需求量的不到10%，对中国煤炭供需平衡的贡献相对较小，且对国内煤炭市场的波动非常敏感。中国进口在展望期上半时期如何演变，主要取决于政策制定机构如何引入市场再平衡机制：频繁的政策调整带来的价格波动，将导致进口量的强烈变动；反之，较平稳的过渡将带来更加稳定的进口煤炭流动。一旦市场基本实现再平衡，煤炭进口的前景将会取决于国产和进口煤炭的价格差。尽管我们预测中国的煤炭行业由于之前的重组会越来越精简高效，我们仍认为多数国产煤炭可能比中国南方沿海的进口煤昂贵（见《世界能源展望2016》第229页）。

在我们的预测中，中国仍然是一个煤炭净进口国，但转向净出口国也是可以想象的。如何实现？第一个可能便是对削减产能的犹豫不定以及比预期还要快的煤炭内需下滑使得产能过剩加剧，促使出口成为压力重重的煤炭行业的解压之举。如《世界能源展望2016》所述，如果煤炭出口的损失能够抵消削减产能带来的诸如失业等的社会成本，这对中国政府来说可谓一可行之举。第二个可能性与中国生产率的提速有关：使国产煤炭比沿海进口煤炭更贵的一个重要因素是国内煤炭开采生产率低于主要国际市场出口国的生产率（图3.7）。生产率的快速提高可以降低成本从而挤压进口煤炭，并且为中国煤炭出口到诸如日本或韩国的临近市场提供条件。不管是哪种情况，中国煤炭出口都会对国际市场产生巨大影响，使煤炭价格比其他任何情况在更长时间里保持低价位（尽管有争议认为许多中国煤矿会不顾运营成本努力争取恢复）。

图3.7 · 部分国家的采煤生产率



关键点 · 中国的采煤行业提高自身的生产率，但仍低于其他主要的产煤国家

3.3 石油

3.3.1 市场结构与改革

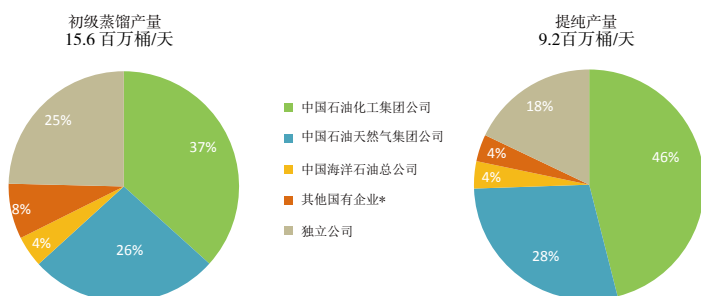
中国石油产量主要集中在三大国家石油公司手中：中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司和中国海洋石油总公司。他们共同占据中国石油产量的90%以上。中国私营公司在石油行业的参与主要被限制在油服领域：小型私人油服企业在至2014年的高油价的十年间激增。但随着油价大幅下跌以及反腐行动导致大量企业被淘汰。国际石油公司主要通过产量分成合同（production sharing contracts）参与中国海上油气或具有技术挑战区块的上游业务。

吸引更多的私有公司、资本和先进技术来参与中国上游业务已成为一个重要的政策目标。2017年5月批准的改革计划承诺通过“混合所有制”改善国有石油公司的管理，将允许私人公司持有国有石油公司股权；允许私人公司参与石油和天然气的勘探开发。低油价导致对中国复杂油气藏投资陷入困难境地：许多预期的石油项目，包括提高采收率项目，艰难的在每桶40~50美元的价格区间实现收支相抵。受到收入和国内投资机会缩减的影响，三大国有石油公司在过去两年减少了40%~60%的国内资本支出。扩大投资者范围，引入新玩家，包括科技引领

者，是阻止目前产量下滑的关键因素。

炼油行业的情况有所不同。中国炼油行业分为大型国有石油公司运营和独立公司运营的炼油厂（有时被蔑称为“茶壶”，尽管许多公司拥有精湛的技术和精良的商业运作）。在2016年底，三大国有石油公司——中国石油化工集团公司、中国石油天然气集团公司和中国海洋石油总公司，以及其他国有企业——中国化工集团公司、中国中化集团公司、中国北方工业公司和延长石油集团，共同占据总炼油能力的四分之三，独立公司占据剩下的四分之一。中国石化以570万桶/天的产量处于领先地位，随后是中国石油天然气集团公司410万桶/天的产量（图3.8）。尽管仍受到发改委设定的价格上限或下限的限制，近几年不断深入的补贴改革措施使多数炼油产品在定价自由上取得了长足进步（专栏3.2）。

图3.8 · 2016年底中国炼油能力构成



关键点 · 独立的精炼厂占据大约四分之一的初级蒸馏产量

注：*中国中化集团公司、中国化工集团公司、中国北方工业公司和延长石油集团。轻馏分产品提升产能以转换为流化催化裂化（FCC）当量的多种转化产能的总和

国有炼油厂和独立炼油厂在规模、结构配置和地理位置上存在显著差异。中石化和中石油拥有的炼厂规模为平均15万桶/天，而独立炼油厂的规模约为2~10万桶/天。凭借其深厚的加工转换能力，国有炼油厂通常配置处理稠油和高硫原油

的设备以生产高价值成品。由于较低的轻质产品炼化能力（且2015年之前无法获得可靠的原油供应），独立炼油厂一般采用直馏燃料油或沥青生产高渣油比例的中间馏分油。国有炼油厂遍布全国各地而独立炼油厂主要集中在山东省，其在辽宁、河北、宁夏、江苏等省也占有一席之地。

2015年之前，独立炼油厂在严格的监管制度下运作，没有进口原油或出口成品油的权利。其运行率约为30%~40%。然而自2015年以来情况发生了变化，原油进口份额分配给越来越多的炼油厂（截至2017年中共21家公司），条件是关闭小型炼油单元（产能小于4万桶/天）。^[3] 这种局部的市场化改革代表国家发展和改革委员会试图将竞争引入国有企业主导的行业（独立公司原油进口量在2017年飙升至100万桶/天），且同时提高生产率和减少产能过剩。

专栏3.1 · 中国补贴改革之路

2015年11月，中国和美国进行了G20框架下同行审议，中国首次公布了低效化石燃料补贴清单。^[4] 这份清单界定了9项具体的低效补贴政策，并提出了其取消或改革的时间框架。

截至2015年的十年间，补贴累计近900亿美元（5750亿元人民币），目前的补贴方案主要是补贴容易受到石油产品价格自由化影响的群体。石油价格市场化始于2000年代初。尽管目前仍存在一定的价格上下限，2009年以来中国国内大部分成品油价格基本与国际价格接轨。但是低收入群体和使用成品油的部分职业群体（如城市公交、出租车、农村客运、渔业和林业）曾经有资格获得部分成品油消费补贴。

^[3] 出口配额也得到了批准，尽管数量较低，但政府并没有发布2017年独立炼油厂的出口配额。

^[4] 中国G20同行评议自我评估报告中提供了全面的清单，www.oecd.org/site/tadffss/publication/G20%20China%20Self%20Review%20on%20Fossil%20Fuel%20Subsidies-China%20Self-report-20160902_English.pdf。

尽管该计划实现了保护潜在弱势群体的目标，但并没有鼓励有效的消费，也很容易被滥用。目前此项政策已经改革，改革主要方式是以2014年补贴水平为基数逐年递减未来补贴，其中至2015年减少15%，至2019年减少60%。除了消费方面的改革之外，化石燃料生产补贴也在减少，例如逐步取消对页岩气开采的支持就是一个很好的例子（见第3.4节）。

中国也在优化和改进一些对低碳能源和相关基数的补贴政策。2017年7月启动的绿色证书交易系统体现了减少对可再生能源直接财政补贴强度的意向。从2016年至2020年，为电动汽车提供补贴方案的预算每两年减少了20%。这些变化伴随着碳交易机制的引入和税收制度的改革。所有这些都是为了给环境外部性定价，同时让市场扮演更重要的角色，以更有效的方式分配资源和投资。

尽管最优秀的独立炼油厂正以一种越来越专业和充满活力的方式运作，整个行业正面临着许多挑战。独立炼油厂的弱点在于成本，主要依靠卡车运输原油或石油产品，而国有石油公司则拥有庞大的管道网络和储油系统。同时，独立炼油厂倾向于生产大量的柴油（这是他们的主要精炼产品），而这些柴油是不允许出口的。柴油的含硫标准也越来越严格。许多企业面临着越来越多经营手段和税收方面的审查。

在我们的预测中，独立炼油厂正走在十字路口。最好的将会努力生存下来，而且确实有几家公司正在试图通过大规模投资，整合产业，联合采购原油或收购以扩大规模来保持竞争力、（山东省政府最近批准了一项计划，将该省的主要炼油企业合并成一家大型企业集团）。“茶壶”一词越来越不适合这些日益强大的独立炼油厂。他们将成为炼油行业的重要动力，在市场中引入多样性和竞争。相反，规模较小、效率较低的炼油厂则可能会关闭，而其净效应是略增加主要国有炼油厂的市场份额。

3.3.2 石油的展望

需求趋势概述

新政策情景下，中国的石油需求从2016年的1150万桶/天增加到2040年的1550万桶/天，增长了35%。大幅度需求增长将持续到2030年，得益于强劲的经济增长、快速的城市化进程以及越来越多的乘用车。随着以汽油为燃料的车辆拥有量不断下降和电动汽车市场份额的增长，2030年后汽油需求增速将大幅放缓。综上所述，到2030年汽油需求会迅速上升，然后会持平并进入一个下降时期，而柴油需求在短期内会放缓，并在2030年后受西部省份经济增长的推动恢复增长。由于石化产品产量的强劲增长，石脑油的需求增长是最大的。尽管有大量未开发的资源，中国石油生产会持续下降。这是因为老油田的产量下滑且新项目不足以抵消这些下降的产量。这导致中国对进口石油的依赖大幅增加（表3.3）。到2040年中国仍是全球最大的石油进口国。

资源和储量

中国拥有可观的剩余技术可采资源，预计到2016年底将达到1140亿桶。传统的陆上石油约占40%；页岩油、海上石油和天然气凝液（NGLs）组成了剩余的60%。中国有着巨大的页岩油潜力：据估计，技术可开采资源总量达到了320亿桶，比除美国和俄罗斯的任何一个国家都要大。迄今为止，石油生产主要集中在传统的陆上，其他类型的资源，如页岩油或深水油田在很大程度上尚未得到开发；西部内陆省份的陆上资源，如塔里木、准噶尔和柴达木盆地等也面临同样的情况。中国面临的关键挑战不在于资源的数量，而在于它们的复杂性和相对较高的开发成本。传统的陆上石油占已探明储量的近90%而只占剩余技术可采资源的不到一半。这表明将非常规资源转化为可行的商业项目，举步维艰（表3.4）。

表3.3 · 中国石油需求、产量和净贸易（单位：百万桶/天）

项目	2000	2016	2025	2030	2035	2040	2016—2040	
							变化	年平均复合增长率
需求	4.7	11.5	14.5	15.4	15.5	15.5	4.1	1.3%
液化石油气	0.4	1.4	1.6	1.6	1.6	1.6	0.2	0.5%
粗汽油	0.5	1.1	1.7	2.0	2.3	2.5	1.4	3.4%
动力汽油	0.8	2.8	4.2	4.4	4.0	3.7	0.8	1.1%
煤油	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	0.4	3.0%
柴油	1.5	3.4	3.6	3.8	4.0	4.2	0.8	0.8%
燃料油	0.7	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.2	2.1%
产量	3.3	4.0	3.5	3.3	3.2	3.1	-0.9	-1.1%
传统的	3.3	4.0	3.3	2.9	2.6	2.5	-1.5	-1.9%
非传统的	0.0	0.1	0.3	0.4	0.6	0.6	0.6	10.6%
净进口*	1.6	7.9	11.5	12.5	12.8	13.0	5.1	2.1%
原油进口	1.9	7.6	9.2	10.4	10.8	11.3	3.7	1.7%

注：*考虑到燃料油（国际海运和航空）的需求，以及在炼油过程中获得的加工收益

表3.4 · 2016年底中国在技术上可开采的石油资源（单位：十亿桶）

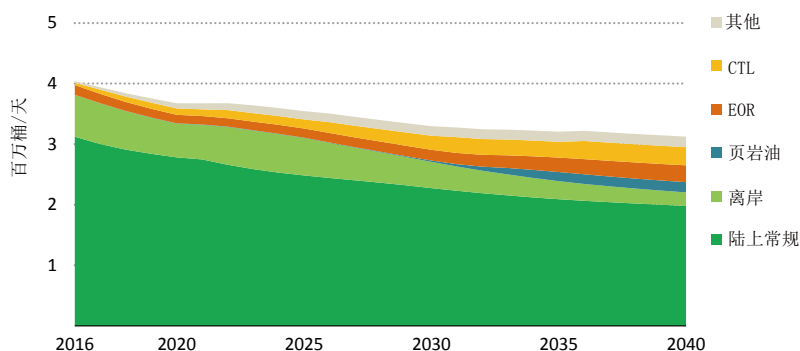
项目	技术可采资源量	累积产量	剩余可开采资源量	剩余技术可采资源量的百分比	探明储量
传统陆上	94.2	48.7	45.5	48%	23.6
浅海	11.1	4.0	7.1	64%	3.0
深海	0.3	0.1	0.3	85%	0.0
页岩油	32.2	0.0	32.2	100%	0.0
液态天然气	21.9	0.0	21.9	100%	0.1
中国总量*	166.7	52.8	113.9	68%	27.2

注：*包括超重油、沥青和干酪根油。数据包括原油、凝析油和天然气凝液。大多数液态天然气被认为与中国丰富的页岩气资源有关，这就是为什么其至今的产量可以忽略不计的原因

生产前景

中国是世界第七大石油生产国，其2016年产量占全球产量的4.5%。从2000年到2015年，中国国内的石油产量一直在增长。但在油价下跌之后，主要国有石油公司在成熟油气田的产量和投资减少，导致2015年至2016年间产量下降了7%。目前大部分的主要油田已经生产了30多年，正面临着产量急剧下降的问题。然而，由于石油价格低，通过投资新项目来弥补产量下滑非常困难，而且国有石油公司的重点正转向天然气。根据我们的预测，到2040年，中国的石油产量将从现在的400万桶/天降至2040年的310万桶/天（图3.9）。

图3.9 · 新政策情景下的中国石油产量



关键点 · 成熟油田的减产和新项目的减少导致产量持续下降

注：CTL=煤液化；EOR=提高原油采收率

近年来随着巨大储量的发现，页岩油引起了人们的极大兴趣，例如中石油在鄂尔多斯盆地发现了7亿桶页岩油储量。然而，页岩油的开发也存在与页岩气类似的挑战：包括复杂的地质条件，干旱地区的水源压力和物流限制（见下一节）。预测期上半期的较低油价也阻碍页岩油的飞跃发展，我们预计其产量或将在2030年之后出现，到2040年达到石油供应总量的5%。

提高原油采收率的广泛应用为成熟油田增产提供了另一条途径。通过提高原油采收率技术可开采的资源预计为110亿桶，其中大部分是通过化学驱和热力驱方法开采。二氧化碳驱的潜力也正在提高。尽管成本相对较高，我们仍认为提高原油采收率在中国比在其他国家有更大的潜力，主要出于以下有两大原因。首先是现有油田的规模较大（如大庆和胜利油田），这意味着稍微提高采收率就可大幅提升产量。二是中国近年来在提高原油采收率项目中积累了丰富的经验，并且对之相关的地质不确定性已较为了解，特别是在化学驱领域。中国同时也在二氧化碳驱获得了实践经验并计划进一步开展相关项目。关键的挑战是将从对储层和技术研究中获得的知识，与钻井和设施性能的改善相匹配，这会占总资金成本的很大比重。

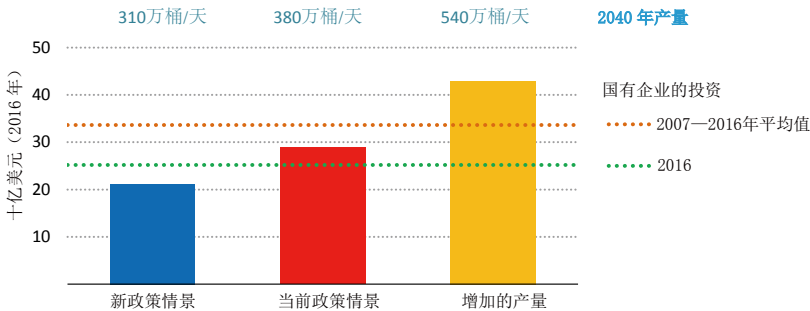
当油价高时，将煤转化为石油或化工产品的煤制油曾异军突起。但自2014年以来随着石油价格的下跌，再加上诸如煤制油工厂的高用水量及高排放量等其他因素，都影响了对其未来投资的前景。然而“十三五”规划中包括了重新推动煤制油，其雄心勃勃的目标是到2020年将煤制油的产量提高到每年1300万吨（约27万桶/天）。^[5] 政府还免除了占煤制油工厂总经营成本30%的消费税（IEA，2017a）。因此，预计到2040年煤制油的产量将从今天的4万桶/天增加到30万桶/天（占总产油量的10%），这就能抵销部分常规油井的下降产量。

总体而言，在新政策情境下，新投入生产的常规油气和非常规资源的增长不足以阻止产量下降的趋势。那么如何扭转趋势呢？油价上涨肯定会起作用：在当前政策情景中，其油价高于新政策情景，石油产量的下滑趋势有所减缓，到2040年将保持在380万桶/天左右。然而，即使有更高的油价，给石油产量重新注入活力也需要巨大的努力。例如如果让2020年代末中国的石油产量恢复到2016年的水平进而再上升到2040年的540万桶/天（比今天高出30%以上），不仅需要更高的价格还需要更有利的条件。投资需增加到约每年430亿美元，几乎是新政策情景下的两倍，远远超过三大国家石油公司的历史投资水平（图3.10）。这是因为产

^[5] 目标不包括煤制烯烃或煤制甲醇项目。

量有很大一部分来自富有技术挑战性的油藏，特别是致密油和海上油田。分析指出，油气体制上游改革可能吸引新的参与者，从而利于额外的资本和先进技术流动到未开发区块。

图3.10 · 按产量等级划分，中国石油供应所需的年投资额



关键点 · 在中国想要扭转这种下滑趋势，石油生产不仅需要更高的价格，还需要显著提高的资本支出（与历史水平相比）

3.3.3 石油贸易和炼油

原油

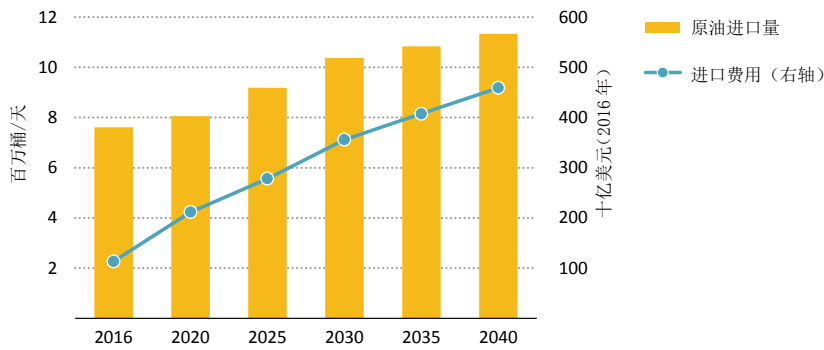
2000年，中国约进口原油140万桶/天，比美国当年进口量低15%。然而，过去15年来，对石油产品的强劲需求和炼油能力的巨大提高使得中国2016年原油进口量达到760万桶/天，与美国相当。^[6]虽然今天两国进口的原油数量相当，但预计未来将会有完全不同的趋势。由于国内产量上升和需求下降，美国原油进口需

^[6] 2017年上半年，中国原油进口创历史新高，达到860万桶/天，部分原因是独立炼油商纷纷陷入抢购进口配额的狂潮。

求下降（今年平均每人消耗的石油为20桶）。相比之下，中国的产量正在下滑，限制需求增长会是一项重大政策考验（目前每年的人均消费量为3桶）。我们的预测显示，到2040年，中国的原油进口量会继续增长，达到1130万桶/天，是美国进口量的两倍。而且同期原油对外依存度将从70%上升到80%以上。受数量和价格上涨的共同影响，进口费用则增加更快，将从今天的1100亿美元增长到2040年的4600亿美元（图3.11）。

自90年代初中国成为石油净进口国以来，进口量的增长已成为中国政策制定机构关注的主要问题。中国的进口石油来自中东和非洲有限的几个国家，石油进口的路线也很少：2010年，中东和非洲占中国原油进口总量的四分之三，据估计，约有80%的石油通过马六甲海峡进口（见专栏3.2）。这种情况从2010年到2016年有所改善，在新政策情景下，进口路线图再次变得多样化。这主要来自欧亚大陆和北美，特别是加拿大。由于预计原油进口需要增加400万桶/天，因此中国对中东的依赖度仍然很高，而通过东南亚的进口量也依然居高不下。第四章详细讨论了这一局面对能源安全的影响及其对中国的战略选择影响。

图3.11 · 中国原油进口量和新政策情景下的相关进口费用



关键点 · 到2040年，中国的原油进口需求将上升到1100万桶/天，进口费用增长更快

专栏3.2 · 迄今为止对石油安全的追求

随着对国内市场政策的变化，中国近年来一直在努力解决石油安全问题。一种办法是直接或通过“石油贷款”形式投资海外油气资产。在过去的二十年中，中国累计投资海外资产约2700亿美元，其中900亿美元已扩展为以石油偿还的贷款。虽然这些投资使中国的海外石油产量在2016年达到300万桶/天，但实际对石油安全的贡献却颇有争议。政府正在采取更加有选择性的措施，优先对与包括俄罗斯、伊朗和伊拉克在内的认可“一带一路”倡议的国家投资（IEA，2017b）。

第二种做法是在“国家石油储备中长期规划”下，大力完成国内石油储备。由于石油价格低廉，储备进程加快：据中国国家统计局统计，2016年中期的石油储备量约为2.45亿桶（超过30天的净进口量）。政府的目标是到2020年进一步增加石油储备，以提高应对潜在供应中断的能力。

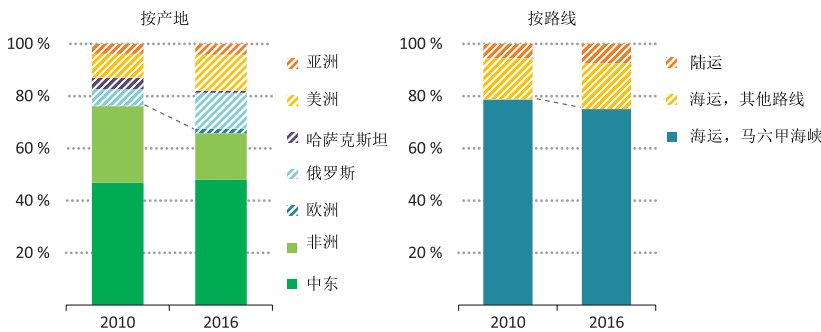
第三种方法是寻求开发陆上贸易路线用于石油运输，这将减少对海运和海上通道的依赖。鉴于俄罗斯和哈萨克斯坦在地域上接近中国，并且资源丰富，这两国对这一方法至关重要。哈中两国管道于2006年开始运营，现在可以向中国边界输送40万桶/天的石油。与俄罗斯的石油关系也迅速发展（与天然气行业相比，更是如此）：东西伯利亚太平洋管道（ESPO）在2009年至2012年间分期投产，通过科兹米诺港将东西伯利亚石油引进亚太市场，或通过通往大庆的支线到达中国。2016年，管道的输送原油量为100万桶/天，其中约80%出口到中国。加上其他线路，从俄罗斯进口的份额从2010年的6%上升到2016年的14%，超过沙特阿拉伯。

第四种方法侧重于减少“对马六甲的依赖”，延误很久的中缅管道在2017年完成了从孟加拉湾到云南昆明的首次交油。其输油能力为44万桶/天。中东或非洲的原油可在不通过马六甲海峡的情况下运往中国，以降低海运中断造成的风险，并能更快地交货。

由于采取这些可以使供应来源和路线多样化的措施，自2010年起，从中东和

非洲进口到中国的总份额已经从四分之三下降到不到三分之二。通过马六甲海峡的石油份额也从80%降至75%（图3.12）。

图3.12 · 中国原油进口原产地和路线



关键点 · 多元化努力减少了中国对从中东和非洲并通过马六甲海峡进口的依赖，但挑战依然存在

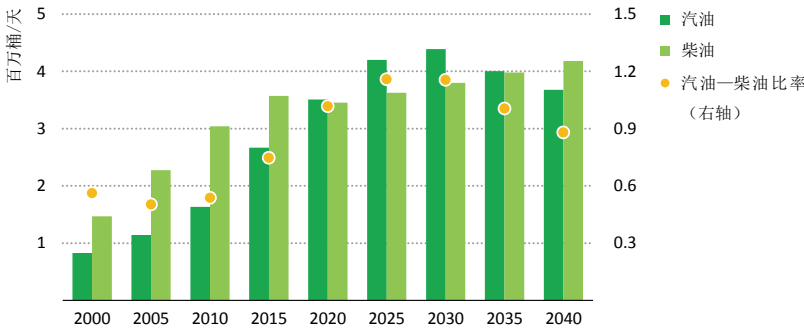
炼油厂面临的战略挑战

我们对2040年的预测突出了中国炼油行业重组完成后立即面临的两大挑战：一是中国的产品需求结构的改变；二是加强石油产品环境质量标准。

关于第一个问题，过去15年来，柴油需求平均每年增长5%以上，主要是由于重型机械和卡车的消耗，它们对中国大规模的基础设施建设和工业增长做出了突出贡献。然而，这种状况正转变为消费者驱动的经济增长。在新政策情景下，柴油需求的增长在未来几年内将大幅减速。相反，随着乘用车数量从今天的1.64亿增加到2030年的4.7亿，汽油将成为石油需求增长的驱动力。汽油需求预计在2020年前超过柴油需求，到2030年达到440万桶/天。然而，汽油和柴油之间的平衡在2030年至2040年间会再次发生变化：面对电动汽车的竞争，乘用车的汽油消费量达到顶峰，而随着西部省份的经济增长，内陆公路货运活动的增长，柴油需

求再次上升。在2030年至2040年间，柴油需求量将上升40万桶/天，汽油需求下降超过70万桶/天（图3.13）。

图3.13 · 新政策情景下中国的汽油和柴油需求



关键点 · 到2030年，汽油在中国石油需求增长中占据主导地位，但随着更多的陆上货运活动，柴油又再次占据主导地位

对于传统上服务于柴油需求增长的中国炼油厂来说，到2030年的汽油需求的急剧增长（以及停滞的柴油需求）是个明显的转变。转变的过程已经开始了，部分原因是新产能的投产和对轻质原油的采购：与2012年相比，炼油厂已经开始向汽油倾斜（从2012年的25%的份额到2016年的26%）而不是柴油（从2012年的37%降至2016年的32%）。那些能够成功适应新环境的炼油厂将受益，但并不是所有的炼油厂都有空间或能力进行必要的投资：需求转移可能会加剧那些继续销售中间馏分的小型炼油厂面临的财务问题，因为其国内和出口市场有限。从更长期来看，需求向柴油的重新倾斜（而不是汽油）给中国炼油厂带来了进一步的挑战：炼油厂将需要与其他汽油出口国在亚洲市场进行竞争，如美国。

在第二个重大挑战中，由于中国加强了运输燃料的环保标准以遏制空气污染，炼油厂正面临越来越大的压力。^[7] 在2017年，政府实施了国V标准，要求将汽油和柴油中的硫含量降至不超过10ppm（相当于欧V标准），并计划到2020年引入更严格的国VI标准。同时也正在考虑对非汽车柴油实施国V标准。更严格的标准带来的环境改善广受欢迎，但这要求炼油厂将巨额的资金投入到升级及改造中去。在过去十年中，中国的炼油厂，不管是国有的，还是独立的，都在加氢处理和脱硫能力方面进行了大量的投入，将脱硫能力相对于蒸馏能力的比例从2006年的15%提高到了2016年的35%左右。尽管如此，这一比例仍然低于全球平均水平，即51%，而且在产能过剩时期，调动投资资金将面临挑战，特别是对独立炼油厂来说。

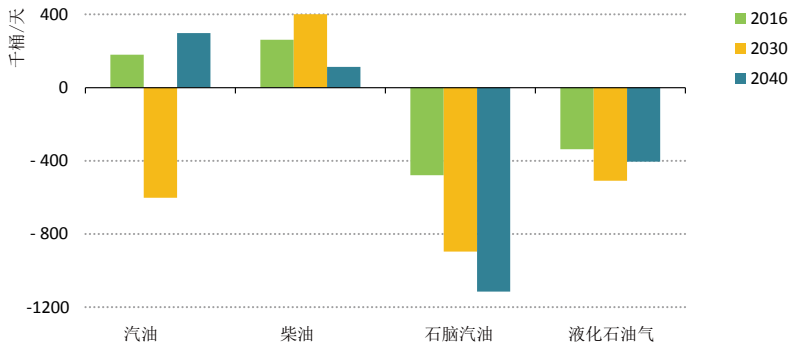
炼油厂运营、产品余量和贸易

到2040年，中国将成为世界领先的炼油中心，炼油厂营业额超过美国，并且产量可达到1400万桶/天，比现在上涨30%。即使有了这样的增长，在展望期内，中国仍然是一个炼油产品净进口国，2040年的净进口量约为150万桶/天。在预测期上半时段，相对较快的需求增长刺激了产品进口。在预测期的末期，随着需求增长放缓，产品进口需求逐渐回落。

尽管如此，总的净产品平衡掩盖了不同产品的贸易模式。在我们的预测中，需求与炼油厂产品之间的长期不匹配，使中国成为某些产品的净进口国，同时成为其他产品的净出口国。在2016年至2040年期间，由于石油化工原料需求旺盛，液化石油气（LNG）和石脑油的进口量不断上升。汽油进口量也会在中期增长，虽然不是长期的。另一方面，由于需求疲软和炼油厂产量上升的综合影响，将使中国到2030年成为一个中间馏分油（例如，柴油）的净出口国，尽管长期来看盈余下滑（图3.14）。我们预计在未来25年内，净产能增加约260万桶/天，到2040年，总产能达到1820万桶/天。如果额外的产能上线并超出了期望值，中国有可能在预测期后期成为一个新兴的主要产品出口国，这甚至将推动国家的原油进口要求变得更高。

^[7] 参见《世界能源展望 2017》，由国际海事组织决定从 2020 年起对海洋燃料的硫含量提出 0.5% 的上限。

图3.14 · 新政策情景下中国主要炼油产品的贸易差额



关键点 · 汽油和柴油的贸易差额变化显著，但中国对石脑油和液化石油气进口需求没有太大变化

3.4 天然气

3.4.1 市场结构与改革

中国天然气市场的整个供应链基本上仍受到政府的管制。与上中游高度集中的石油产业一样，三大国有石油公司（中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司和中国海洋石油总公司）直接主导了天然气的生产和输送。由于数百家不同的公司向消费者分销天然气，分销行业看起来更加多元化，但实际上分销公司也存在本地垄断现象，难以为了消费者的利益而相互竞争。这种结构使中国的天然气市场在过去十年中快速增长起来，但就进入发展下一阶段来说这又带来挑战。天然气市场转向更加市场化、更加开放化是目前中国能源政策的一个重点。经济合作与发展组织成员国的经验表明，天然气市场的自由化可能是一个冗长乏味的过程。就中国而言，天然气供应相对昂贵，可用煤炭充足，且主要可再生能源的技术成本持续下降，不能想当然地就认为，一个自身运作良好的市场将足以保证天然气发展的未来。如果想要天然气蓬勃发展，就需要一些配套的市场激励和政策干预措施，反映出有利于天然气的战略选择。

建立具备多样性和竞争力的天然气上游工业

上游常规天然气的监管制度与石油相类似，那就是国有企业占主导地位。其中，中国石油天然气集团公司和中国石油化工集团公司持有大多数的陆上常规天然气勘探许可证，中国海洋石油总公司持有大多数的海上常规天然气勘探许可证，而包括外国公司在内的私营企业勘探开发机会则受到限制。参与传统行业（以及在中国被认为是传统行业的致密天然气开发）开发的私营企业要么是其中一家国有石油公司的服务提供商，要么是其合作伙伴。

页岩气方面的情况则不同。页岩气在2011年被划分为独立的矿场资源，并拥有独立的监管制度，私营企业据此制度有权开发页岩资源。经过两轮页岩气开发的招标，新的市场主体被引入到天然气市场之中，但中国石油天然气集团公司和中国石油化工集团公司仍保有大面积最有开发前景的页岩区块。实际上，非国有石油公司的参与仍处于起步阶段。

自2012年以来，页岩气生产得到0.4元/立方米的补贴，相当于的1.6美元/百万英热单位。尽管如此，补贴并没有能够证明其显著促进了页岩气生产的增长，政府已经决定逐步实行补贴退坡机制。这项针对页岩气的补贴将在2020年减少一半至0.2元/立方米（0.8美元/百万英热单位），且政府没有承诺在此之后将继续对页岩气提供支持。这一举措可以理解为政府对减少能源补贴的渴望与推动国家重要基础资源的战略发展之间的固有张力，而这种战略力图保障能源安全、促进区域性发展及提高就业福利。

煤层气的监管框架与常规天然气的监管框架相似，由中国国土资源部向国有企业分配开采权。但由于与省级授予的煤炭开采权存在两权重叠的问题，使情况变得更为复杂。^[8]与页岩气相比，现有的煤层气资源补贴由0.2元/立方米（0.8美元/百万英热单位）上调至0.3元/立方米（1.2美元/百万英热单位），反映出在煤矿开采业可能被重组地区，这种额外经济活动带来的社会重要性，也体现了其以环保上更容易接受的方式来挖掘煤炭资源的愿望。

虽然参与中国天然气上游开发的可能性正在逐渐增长，但新兴私营企业（包

^[8] 山西作为全国最主要的煤层气生产省份，其政府正尝试对煤层气矿业权审批进行改革，努力实现所有审批程序在省级层面完成。

括国际石油和天然气公司)的机会仍然受到限制。以页岩气为例,大多数与国内页岩气开发合作伙伴缔结共同研究协议的外国石油和天然气公司已经逐渐地退出了,原因归结为不确定的资源质量、难以估量的成本和不利财政状况。此外对新的市场参与者们来说,难以建设运输设施仍然是一个主要制约因素,这将阻碍他们在上游开发业务中占有更大的股份(见下文)。由于国有公司仍牢牢掌握主要的天然气生产权(中国石油天然气集团公司、中国石油化工公司及中国海洋石油总公司分别占中国天然气产量的70%、15%和10%),预计中国天然气上游领域改革将花费一些时间。尽管如此,创造一个有竞争力的上游环境是激发企业创新的先决条件,而这种创新(包括技术和商业两个层面)能够降低企业开采成本,并有利于促进地质条件不佳的非常规气藏的开发。

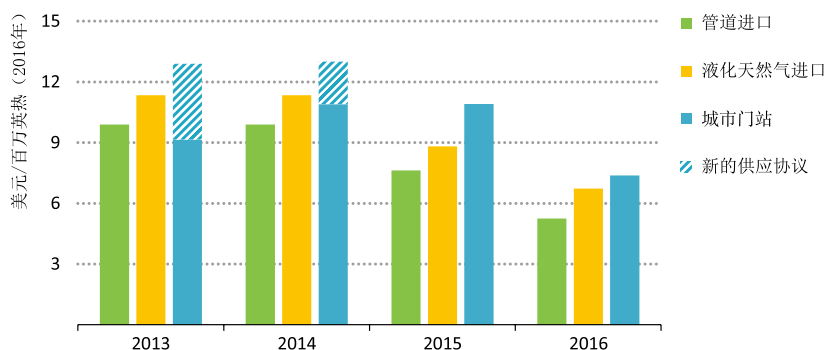
寻求一箭双雕的天然气价格

中国政府正试图在实现全面放开生产者和消费者价格目标的同时,进一步规范管网输送价格。为了实现这一目标,2015年政府引入了统一的天然气城市门站价格,一般称作批发价格。在此之前有两个城市门站价,分别是“存量气价格”和“增量气价格”,即现有和新供应协议之间的差别定价机制。2016年底通过的最新天然气定价机制改革引入了市场交易价格和更严格的管输费调控,但在体系完全放开之前,仍然还有很长的路要走。

目前中国约有一半的天然气消费量在未受到任何价格监管的情况下就推向了市场。这包括所有的液化天然气(LNG)、非常规天然气(页岩气、煤层气和合成气)、向化肥行业出售的天然气,以及工业终端用户直接从几个国有石油公司购买的天然气。尽管居民用气还不到中国天然气消费量的五分之一,其价格却由国家发展和改革委员会实行全面监管。对于那些消费量不够大以至于无法直接从国有公司购买天然气的非居民用户来说,他们主要依赖常规气或进口管道气,其价格受到部分监管,而这一消费群体占中国天然气消费量的30%左右。部分监管意味着国家发展和改革委员会设定了基准城市门站价,供需双方可以此价格为基础在上浮20%、下浮不限的范围内协商具体门站价格。因城市门站价中包含管输费用,所以这一价格要高于进口液化天然气及管道气价格(见图3.15)。

中国可以选择通过建设基于指数化的、以市场为导向的替代燃料定价方法，或者建立一个天然气交易中心（或者是多个交易中心，上海和重庆都有此迹象）来促进天然气价格市场化的改革，而这与国内天然气消费者和生产者的利益都息息相关。一方面，较低的天然气价格刺激了天然气需求的增长，并有助于减少煤炭和石油这类污染性更大的燃料消费，改善空气质量和减少二氧化碳排放。另一方面，国内天然气价格与进口液化天然气价格相差无几，难以有效促进国内上游天然气特别是非常规天然气的开发。中国将利用强有力的战略方针（包括国内福利的创造，主要消费能源、能源安全及能源市场长久竞争力的持续发展）来继续开发国内的非常规天然气，旨在获得能源开发的经验，并逐步降低生产成本。

图3.15 · 中国天然气平均进口价格和平均城市门站基准价



关键点 · 价格改革使天然气城市门站价下降至与进口液化天然气 (LNG) 及管道气价格至同一水平

注：阴影区域表示增量天然气的城市门站价，即新供应协议的价格

创建公平竞争的基础设施建设环境

国家发展和改革委员会不仅对天然气中游基础设施实施监管，并且拥有长输管道和天然气接收站的建设审批权。管网设施不足是限制天然气发展的重要因素

之一。尽管近年来基础设施建设速度不断加快，2015年天然气长输管道长度已接近6.8万千米，但对于中国这样一个试图增加天然气占其总能源消费比例的国家来说规模仍然不足（美国与中国面积相当，却拥有高达50万千米的天然气长输基础设施）。中国石油集团（PetroChina）作为中国石油天然气股份有限公司的子公司，是国内天然气中游行业的主要参与者，拥有中国近四分之三的天然气长输管道。由数百家不同公司经营的各地分销网络总长度达43万千米，并在当地具有垄断地位。尽管表面看起来市场主体较为多元化，但是分销业务集中度很高，仅六家公司就已掌握了占总量三分之二的天然气销售。

2014年，国家发展和改革委员会、国家能源局制定政策初步向第三方开放管道设施。新政策要求管道运营商允许其他企业使用管道设施，但是这种第三方使用目前只限于使用管道的富余能力。由于管道基础设施存在大量瓶颈，这项新规定的影响至今仍十分有限。至于液化天然气，尽管储存能力充足，但由于现有企业不愿接纳新的市场进入者，目前只有少数进口设施开放给第三方使用。

新政策情景下的改革方向

作为组成中国能源市场改革政策的一部分，天然气市场改革并非独善其身即可。对天然气市场来说至关重要的电力和煤炭市场，目前也正在进行改革和重组，这一进程预计将一直延续到21世纪20年代的后半期。鉴于改革之路的时间长度及与其他能源改革之间的关系，改革进程的透明度、法律框架以及天然气在未来能源系统中的角色都将是市场参与者提供改革确定性的重要因素。

价格改革是一个运转良好的天然气市场所必要的组成部分，但其改革的成功取决于行业上游和中游改革的有效实施。只有得到完全有效的组织，并且市场参与者能够高度认可它的运作机制，这样基于市场的定价机制才能够取得更大的经济效益。这就意味着市场改革与成立明确责任和权力划分的政府监管部门是齐头并进的。这也要求明确界定相关政府实体的责任，保持政策的透明度及数据的可用性。新政策情景下的趋势预测基于对天然气市场改革的三个基本假设，并反映了我们对现行政策意图的理解：

- 预计未来几年，第三方可以公开、平等的使用天然气基础设施，且不仅限于

只使用富余能力，还包括上、中、下游活动的所有权。通过充分激励新的投资活动将会有助于减少管网运输能力的限制，并促进天然气存储能力的建设。有效的激励措施包括加强成本监审、制定合理的投资回报率、准确定义折旧年限。

- 中国的资源开发权将放开，包括通过投标向有资质的公司开放常规油气资源，并改善私营主体参与非常规天然气生产的现状。囤积许可证将会受到惩罚（不履行资源开发计划的公司会失去开发许可证），主要的国有企业被要求放弃一些现有的区块。
- 基于市场的天然气定价机制将会逐步推出直至21世纪20年代后半期，其中将包括引入现货市场、实现价格全面放开，对居民燃气价格管制也将全部解除。

天然气价格预期将上涨会增加国产气的竞争力，同时也将在一些终端行业中削弱天然气相对于其他燃料的竞争力，减缓天然气需求的增长，并增加能源政策目标脱轨的风险。因此我们相信，尽管天然气市场综合改革是促使其成为中国未来能源消费重要一环的必要条件，但仅有天然气改革是不够的。促进天然气在终端使用增长的政策对新政策情境下天然气需求和供应的走势起着至关重要的作用，特别是21世纪20年代中期以前。如第二章所述，最重要的是继续努力通过取暖和工业部门的煤改气工程来减少交通部门对石油消费的依赖，以及引入碳排放交易制度。

新政策情景仍然受到改革实施中的执行深度和推行速度的不确定性，及促进天然气广泛使用政策的有效性的影响。一种情况是，天然气市场改革可能会被众多困难所阻滞，使页岩气开发前景蒙尘，并引起对天然气在中国能源系统中长期作用的质疑，使“煤炭+可再生能源”作为能源过渡的可能性增大。另一种情况是，中国在应对能源挑战方面取得了令人称羡的记录，更高的国内产出可以帮助天然气更快地渗透到中国的能源消费结构中，并能够减少排放、改善空气质量、替代更多的污染性燃料。无论是哪一种情况发生，都将会对中国进口天然气的需求产生重大影响。

天然气需求趋势综述

新政策情景下，中国的天然气需求增速将达到5%，到2040年天然气需求将达到6000多亿立方米，并使其成为仅次于美国的全球第二大市场。从2016年至2040年共4000亿立方米的增量将占全球需求增长的四分之一左右，并导致中国能源消费结构中的天然气占比从低于6%上升至12%以上。轻工业（如纺织、食品、饮料和鞋类）的需求增长尤为强劲，天然气的便利性和环保优势使其需求增加五倍至1250亿立方米，并成为全球天然气使用规模扩张的主要领域之一。其工业部门（如钢铁、化工及有色金属）的需求量将增长三倍，从今天的500亿立方米增长到近2000亿立方米。

电力行业的天然气需求量将从500亿立方米增长到1700亿立方米，使其成为本报告中天然气需求增速最快的另一大领域。即使燃气装机容量从200太瓦时上升到800太瓦时以上，燃气发电仍仅占发电能源组合的8%，且其增长率远远低于可再生能源的预期增长率。随着配电网的扩张，建筑行业天然气消耗量将从500亿立方米增加到1250亿立方米。交通运输天然气消费量将翻三倍达到600亿立方米，主要是由于公路客运和货运部门需求增加所致。

表3.5 · 新政策情景下的中国天然气需求、产量和贸易（单位：十亿立方米）

项目	2000	2016	2025	2030	2035	2040	2016—2040	
							变动	年平均复合增长率
需求	28	210	397	482	554	610	401	4.6%
发电	6	50	112	135	155	171	121	5.3%
工业*	11	61	127	161	190	214	152	5.3%
建筑	5	51	85	102	117	126	74	3.8%
交通运输业	0	21	41	50	56	62	42	4.7%
其他**	7	26	31	34	36	37	11	1.5%
产量	27	137	222	261	298	336	199	3.8%
常规天然气	27	98	125	127	122	110	12	0.5%
非常规天然气	0	38	96	133	176	226	188	7.7%

续表

项目	2000	2016	2025	2030	2035	2040	2016—2040	
							变动	年平均复合增长率
净进口***	1	73	177	224	259	278	206	5.8%
管道气	—	41	95	114	145	149	107	5.5%
液化天然气	0	31	82	110	114	130	98	6.1%

注：*工业包括用作化工原料的天然气。**其他包括农业和其他非能源用途。***净进口还涵盖了用作国际海洋燃料的液化天然气的需求。

储量和资源

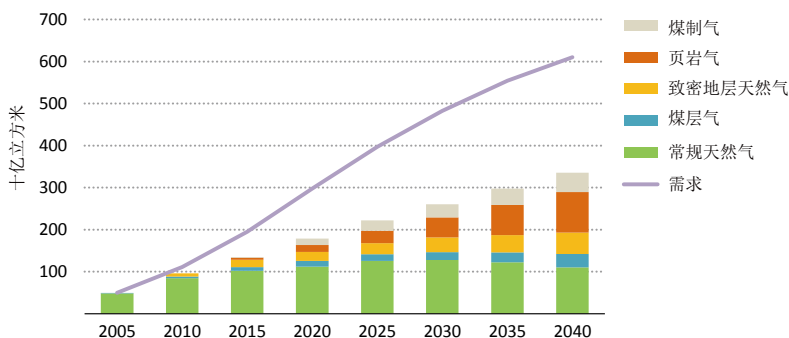
中国天然气资源丰富，截至2016年底估计储量约为50万亿立方米，其中大部分属于非常规天然气类别。尽管仅占世界天然气总量的6%，但估计为32万亿立方米的页岩气资源量使其成为世界上页岩气资源最多的国家（约占全球页岩资源的15%）。位于中国西部新疆的塔里木盆地是中国最大的陆上沉积盆地，但天然气的储藏位置较深不利于开采，这意味着也拥有大量资源的四川盆地（在四川省和重庆市）似乎更有开采前景。中国煤层气资源量达9万亿立方米，主要位于三个原生盆地，包括准噶尔盆地、四川盆地和鄂尔多斯盆地。其中，准噶尔盆地在新疆，鄂尔多斯盆地跨越内蒙古、山西、陕西、宁夏、甘肃等省份。致密天然气资源（中国将其视为常规能源）达到3万亿立方米，主要分布在鄂尔多斯盆地和四川盆地之间。由于对资源的实际规模有相当的不确定性，特别是页岩气，所以我们对未来25年页岩气产量的预测只占是资源量估计的一小部分。

生产前景

2016年中国的天然气产量到达近1400亿立方米，目前是世界第六大天然气生产国。常规天然气生产占全国天然气产量的70%以上，主要来自四川盆地、鄂尔多斯盆地和塔里木盆地（共占全国常规天然气产量的90%左右）以及一些海上油气田，但这种情况将会发生显著的变化。从2016年到2040年几乎所有预估的产量增长都来自非常规能源，2040年常规天然气相对国家的3350亿立方米产量而言，

占比将下降到三分之一（图3.16）。“十三五”规划中计划2020年常规天然气产量将增加至1200亿立方米，根据剩余资源量估计，到2020年常规天然气产量略有增长或将实现，但从长远来看，我们预测2040年将会小幅下降至1100亿立方米。能否达到这一产量目标则取决于已公布的关于上游、价格及运输管道的改革是否被完全实施。

图3.16 · 新政策情景下中国天然气需求和各类天然气的产量



关键点 · 常规天然气产量停滞不前，非常规天然气产量增长带动中国天然气产量增加，但产量增长无法满足急剧增加的需求

政府对非常规天然气的期望要比常规天然气高得多。“十三五”规划中所有非常规天然气的产量目标到2020年将达到1100亿立方米，较2016年的380亿立方米有大幅增加。然而就目前为止的生产水平，特别是页岩气，仍低于这一目标，由此官方对页岩气生产目标进行了修正。2012年年中，全国产量目标为2015年达到65亿立方米，2020年为600亿~1000亿立方米。2014年底由于页岩产量缓慢增长，2020年的产量目标被修改为300亿立方米，这一目标与当前的十三五计划目标相一致。这次修订是基于对四川盆地多个区域水平井的综合评估后做出的，

这些地区开采条件不佳、产量不稳定等现象突出。中石化在四川的涪陵气田表现出色人意料，250口生产井的累计产量已达100亿立方米，即将实现到2017年底达到年产量100亿立方米的目标（涪陵约占中国已探明的页岩储量的三分之二）。但是，该地区其他区块被证实很难实现商业化，这表明涪陵的表现更有可能是个特例。

尽管四川盆地和其他地区页岩气的生产潜力巨大，但仍有多种困难影响其发展前景：

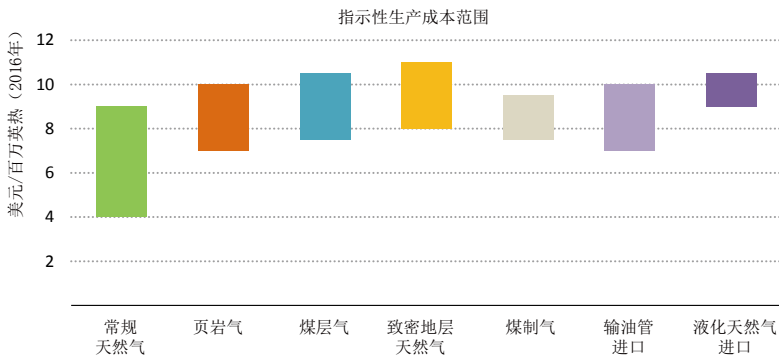
- 目前除少数例外，开发页岩气的经济动力相对较弱。在大多数地区包括钻探在内的成本仍然很高，而降低成本需要大幅刺激上游部门活动的动力，只有在行业上游变得更加多样化和更有竞争力的时才会产生这种情况。生产成本在7~10美元/百万英热单位左右时，补贴水平似乎不足以推动必要活动的大幅增加及带动相应成本的降低（图3.17）。
- 目前的市场条件提供了进口液化天然气作为现成的天然气替代来源，且靠近需求中心。而实际上中国主要企业的合同气供应过剩，低价环境也严重影响了上游的投资。
- 随着监管改革的推进和第三方准入渠道的建立，新进入者在天然气领域的表现可能会改善，但目前，他们很难通过现有的管道网络向终端用户销售任何产品。
- 四川盆地因其多山丘的地形、人口稠密及重度开垦的土地并不适宜密集钻井，加上开发过程中需要密切关注由此产生的社会和环境问题，以避免与当地社区发生冲突。考虑到与农业用户的潜在竞争，四川的供水也可能成为一个限制开发的因素。如果是在西部干旱的塔里木盆地进行开发，供水无疑将会是一个问题。
- 此外还存在地质方面的问题，与北美地区相比，中国的页岩气储藏深度更深，增加了开采难度和钻探时长。一些开发区块的黏土含量很高，难以有效压裂，导致单位页岩井的回收率较低。

这些因素有力地表明，已经宣布的对天然气行业的改革可能比补贴等措施更能有效地增加产出，因为在任何情况下补贴都是有限的，而且相比目前页岩气的

开发成本，补贴非常少。我们的预测表明，页岩气产量快速增长将始于未来2020年代中期，到2030年达到近500亿立方米，到2040年将达到1000亿立方米。页岩气是中国天然气产量增长的主要来源，预计2040年约占总产量的30%，因此，中国天然气总产量的发展前景在很大程度上取决于页岩气。

致密气是中国非常规天然气生产的另一个来源，目前约占全国天然气产量的15%。中国致密气的产量逐渐增加到500多亿立方米。位于鄂尔多斯盆地的苏里格气田是中国最大的气田，也是中国近几年天然气产量增长的主要原因，其由中国石油天然气集团公司和道达尔合作开发。同样位于鄂尔多斯盆地的长北气田则由壳牌石油公司和中国石油天然气集团公司共同开发。包括水平钻井和水平压裂在内的致密气提取技术在中国相对较为成熟，为进一步完成展望期内的天然气开发和增产提供了良好基础。

图3.17 · 2025年中国各种天然气的参考生产成本范围



关键点 · 中国国内天然气生产成本是不确定的，并且在大幅下降。进口天然气价格给国内天然气开发商业化的可行性设置了上限

煤层气在中国是另一种非常规的天然气供应资源。“十三五”规划为煤层气设置了2020年产量达到240亿立方米的目标，其中仅三分之一左右来自于地下提

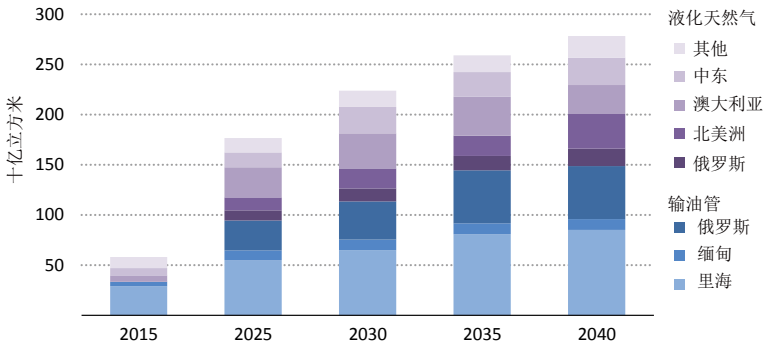
取，剩余部分来自煤矿中的甲烷气体以及在煤炭开采过程中产生或从废弃煤矿中收集的天然气。充分利用煤炭开采排放的甲烷并避免其泄露至大气中会带来重要的环境效益，因为它是促成温室效应的重要组成部分。虽然应对所面临的地质条件和其他技术带来的挑战很重要，但还需要解决煤炭生产者各自权益和煤层气提取方面的难题，而我们所估计的中国煤层气到2040年实现320亿立方米的产量，是基于成功克服所有这些困难的预测。

“十三五”规划制定了扩大煤制气产量的目标气化装机产能将在2020年达到170亿立方米，相比2017年初投入使用的产能为51亿立方米这一数字大幅增长。包括新疆、山西、内蒙古和安徽在内的煤炭资源丰富的省区，目前已有五个重点工程明确将在未来几年陆续展开。受到充足的天然气供应及液化天然气低廉的现货价格影响，煤制气项目在实现商业化方面的进展并不顺利，但是煤炭气化项目可带来保障资源供应安全、促进区域发展等战略性效益，并能够帮助实现煤炭资源转化为经济收益，否则其商业化可能很难实现。地处成本较低的煤矿藏区的天然气合成设施所生产的天然气成本为7.5~9美元/百万英热单位。基于目前的政策，我们预计煤制气产量将从2016年的20亿立方米增至2025年的250亿立方米，到2040年增至500亿立方米。然而合成气加工因可能会影响水资源并造成当地空气污染而产生较大的环境风险，因此需要更为谨慎的规划。据判断，煤制气的前景与成功开发中国丰富的非常规天然气储量息息相关。相比新政策情景下的预测，更为乐观的页岩气生产前景将减少煤炭气化项目对经济和政策的依赖，反之亦然。

3.4.2 天然气进口

尽管中国天然气产量快速增长，但仍无法满足国内需求的增长，逐渐扩大的供需缺口不得不通过进口来满足。2015年中国天然气达700亿立方米，到2040年将增长至2800亿立方米，使中国成为世界上仅次于欧盟的第二大天然气进口国（图3.18），进口依赖度将从目前的约35%增长到2040年的50%。

图3.18 · 新政策情景下中国天然气主要进口国及不同运输方式的进口量



关键点 · 中国天然气进口快速增长，随着新管线的投入使用和更多液化天然气出口商进入市场，中国天然气进口来源逐步多元化

在充分考虑能源安全的前提下，我们预计中国天然气进口需求将通过多条管道及液化天然气进口而得到满足。未来25年内进口来源的多元化将更加显著，尤其是俄罗斯将成为中国天然气供应的中流砥柱，而北美液化天然气则主要通过资源组合运营商间接向中国增加出口。预计2020年左右投产的中俄西伯利亚管线东线的将成为两国打造的首条天然气运输通道，预计2030年代左右扩建的天然气管线（通过东线或阿尔泰线进入中国西部地区）将使俄罗斯在快速发展的中国天然气市场上建立有力的立足点。东线的建设目前在两国边境同时展开，建成后将对中国东北部省份产生重要影响，有助于减少煤炭在采暖和工业方面的使用，并改善空气质量。

土库曼斯坦通过已投入使用的三条大型管线（管线A、B、C）向中国运输天然气，目前第四条管线（管线D）也已在规划建设中。然而，由于通往中亚地区的管线利用率低于系统设计产能，管线D的施工进展缓慢。新政策情景下，我们预计管线D最终会在2020年左右建成，通过现有管线进口到中国的天然气量将更

接近充分利用管线的产能。目前，缅甸正向中国南部地区输送少量的天然气，预计随时间会逐步增加运输量。中国的管道进口气总量预计将会从2016年的400亿立方米增长至2040年的1500亿立方米。

目前中国有17个投入使用的液化天然气接收站，产能共计700亿立方米。另有6个正在建设中的接收站，总产能为200亿立方米。这些接收站尚未被充分利用，但是进口量在经历2014年和2015年的增长停滞，于2016年和2017年再次回弹。国际市场近年来有大量可用的液化天然气，一些出口商希望中国在未来几年可以消化日益增长的液化天然气，帮助市场回归平衡。预计中国液化天然气进口量在预测期内将增长四倍多，2040年达到1300亿立方米。中国将对未来液化天然气市场的再平衡和重塑起到主要作用：到展望期末中国将超过日本成为世界上最大的液化天然气进口国。因此中国液化天然气买方在谈判合同条款和价格上会有更大的影响力（最近中国海洋石油总公司、日本东京电力控股的子公司和中部电力公司共同出资成立的“JERA”公司和韩国天然气公司共同提议成立买方联盟，联合购买液化天然气的建议符合这一目标，尽管很难评判当前阶段下该潜在联盟会带来结果）。

第三方获准进入接收站和输送基础设施，将有力推动液化天然气进口可持续增长。这将有助于推动天然气市场的多样化和提高竞争力，并增加现有进口设施的使用率、促进中国国内天然气管网的发展。许多公司（大部分为私营企业）近年来因缺少基础设施，只能通过陆路运输液化天然气（一些资料表明通过卡车运输的天然气约占中国液化天然气消费量的10%）。私营企业还寻求建造自己的接收站，以应对来自现有企业试图使新企业退出市场的竞争。此外，目前已有一些小规模液化厂投入使用，尤其在中国西南地区（专栏3.3）。与从相距甚远的跨国运输管线和国内生产枢纽购买天然气相比，中国沿海地区的进口液化天然气因其相对便宜的价格是更理想的供应选择。然而随着天然气价格上涨，液化天然气成为较贵的供应资源，其预期进口量对终端使用行业 and 上游行业的趋势变动尤为敏感。液化天然气的关键性优势在于其能够灵活保持供需的平衡，尤其是应对季节性的需求变动及国内产量的波动。

小型天然气液化厂在中国天然气市场起着重要的作用，但有时容易被忽视。它们主要建立在因远离天然气输送管网而导致液化天然气价格更具优势的地区，并于十年前在国内开始逐步成形，如今已快速发展为具有成熟商业模式的产业链。目前中国超过160个小型液化厂的液化总产能约为2400万吨，2016年的产量达到860万吨，整个市场规模自2011年后扩大了四倍（据SIA）。因个体差异，产能从8000吨/年至120万吨/年不等，其中约90%的液化厂产能低于30万吨/年。私营企业产能占比超过总产能的80%。

小型液化天然气厂的气源主要是中国西南地区生产的伴生天然气和非常规天然气，该地区比较分散、相对小规模产量难以实现商业化的管线运输，但随着逐步扩张未来可能将煤层气纳入其中。小规模液化天然气能为管道天然气提供有益补充，拓宽天然气的消费群体和使用范围。小型液化气厂的客户，既包括像上海这样须应对错峰和应急响应的城市，还包括运输管线尚未覆盖的偏远地区城市和农村居民。其客户还包括天然气加气站为卡车提供替代燃料，还能为公共建筑和工业提供分布式热电联产（CHP）。小规模液化天然气的供应使天然气市场更具灵活性和流动性，有望提高国内天然气的消费总量，天然气发展的“十三五”规划还明确会推进农村地区的液化天然气的使用，以减轻地方空气污染。

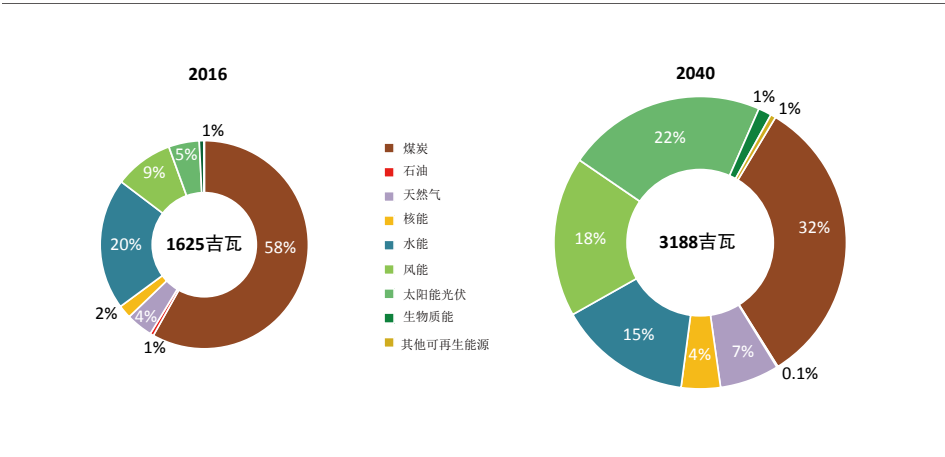
3.5 可再生能源

中国是世界上最大的可再生能源市场。2016年装机净增68吉瓦（超过全球可再生能源新增装机的40%），并在2017年继续保持强劲增长。特定的上网电价和国家目标推动了大部分增长。中国三大主要可再生能源发电技术——太阳能发电、陆上风电和水电发展水平明显超过其他国家，2016年中国可再生能源发电量增长约12%，达到1577太瓦时，占总发电量的四分之一。水电贡献了中国可再生

能源发电的主要部分，但风电和太阳能发电量也迅猛增长（2016年同比分别增长30%和45%）。

新政策情景下，可再生能源的发展大部分集中在电力行业，到2040年占电力行业装机比重增至约60%（图3.19）。同时，水电和生物质能发电在展望期内也会增加，但风电和太阳能发电占增长的大头，这两者的发电量增长7倍，占总发电量的比例从5%增长到20%多（从310太千瓦时增至2400太千瓦时）。到2040年期间，可再生能源供热份额也从1%大幅增至近5%。交通运输业的生物质燃料消耗量从目前的210万吨油当量（约4.5万桶/天）增至2040年的2250万吨油当量（接近50万桶/天）。

图3.19 · 新政策情景下中国发电装机容量



关键点 · 2040年，低碳发电技术占总装机容量的60%，到2030年将超过化石燃料

3.5.1 生物质能

中国的生物质能来源于农业、居民和工业废物，以及能源作物和人工林。预计中国每年产生3亿吨农作物秸秆废物和3亿吨林业废物。中国正处于生物质

能利用的巨大转变期，实现从传统的家庭使用向现代化（尤其是发电）利用的平稳转变。家庭烹饪和采暖消耗的固体生物质近些年来已经减少，但仍然广泛使用。估计多达四分之一的人口部分依靠薪柴烹饪，尽管数据存在不确定因素。由于种种原因，烹饪用生物质正在减少：包括烹饪用液化石油气和天然气增加；由于空气质量问题，市区住户禁烧煤炭和薪柴；同时城市市区天然气基础设施迅猛扩张。

生物质能“十三五”规划于2016年12月发布，提出了生物质能发展的详细目标。新政策情景借鉴了该规划，所有生物质能的现代化利用途径都增加了，除了家用固体生物质消耗下降了三分之二（约2800万吨油当量）。集中用来生产电力和热力的生物质能增长最多。生物能源发电装机由2016年的12吉瓦增至50吉瓦，到预测期末发电量将超过300太瓦时电。在终端利用领域，工业领域生物质能直接消耗量大幅增长（到2040年超过400万吨油当量），为高温制造环节提供了有价值的热源，成为工业领域减少对煤炭依赖的一个低碳选择。

在中国，生物质能的另一直接用途是交通燃料。中国实行的生物质燃料发展政策已使其成为世界第三大乙醇生产国，尽管还落后美国和巴西一段距离。目前生物质燃料的消耗约4.5万桶油当量/天左右，其中乙醇为3万桶油当量/天（每年大约30亿升），其余为生物柴油。中国政府设定了宏伟的目标：到2020年生物乙醇产量400万吨，生物柴油200万吨。我们预计，生物质燃料消费量的增加相对平缓，但增长仍然明显。到2040年，生物质燃料的消耗水平是当前的10倍左右，26万桶油当量/天的生物质乙醇用于道路交通；22万桶油当量/天的生物质柴油主要用于货运行业；少量航空生物质煤油用于国内航空业。

3.5.2 水能

水电是中国电力领域最大的可再生能源来源，并将在新政策情景下持续至2040年（尽管到2040年风电较为接近）。2016年新增水电装机12.6吉瓦，包括3.7吉瓦抽水蓄能。目前，中国水电装机占全世界的近四分之一，装机总容量332吉瓦，包括26.7吉瓦抽水蓄能。2016年水电发电量近1200太瓦时，约等于德国总发

电量的两倍。位于湖北省长江中游西陵峡上的三峡大坝工程水电装机22.5吉瓦，是世界最大水力发电设施，占中国水电总装机的7%。其他属于国有中国三峡集团公司的大型水电工程包括：位于西部四川省和云南省金沙江的溪洛渡工程，总装机容量为13.9吉瓦；四川省的向家坝工程，总装机容量6.4吉瓦。

目前正在建的最大工程是乌东德水电站，位于金沙江下游的云南省和四川省，装机容量10.2吉瓦，预计2020年竣工后成为中国第四大水电站。目前在运的还有许多小型水电站。2016年12月，水利部发布“关于推进绿色小水电站发展的指导意见”，要求提高小型水电站的管理标准，健全发展新建小水电的激励机制。

关于中国水电的最新调查发布于2016年，探明技术可开发潜力为660吉瓦（每年3000太瓦时）。在可再生能源“十三五”规划中，政府提出的目标是到2020年水电装机340吉瓦。规划还强调增加抽水蓄能装机，到2020年抽水蓄能总装机达到40吉瓦。新政策情景下，到2040年水电站装机达到490吉瓦，增幅略低于50%，年发电量1500太瓦时。水电发展受限于合适（或者可行）的站址越来越难找，这意味着到2040年，中国发电装机中水电的比例将从目前的20%降至15%。和其他可再生能源遇到的情况一样，从内陆水电中心输电到东部沿海中心，需要大规模发展输电网络。

3.5.3 太阳能

太阳能正以中国未来能源主要支柱的形象崭露头角，在该技术领域中国扮演着引领者的角色。近年来的装机记录令人鼓舞，2016年中国的太阳能发电装机达到77吉瓦，较2015年增加34吉瓦，约占全球当年新增装机的一半。这无疑是一个国家在一年内新增太阳能发电装机记录之最（尽管有迹象表明，2017年是中国太阳能发电装机强劲增长的又一个年份）。目前，新增装机主要大型光伏电站（90%），商业/工业光伏发电项目占剩余大多部分，户用光伏电站占比仍然很小。2016年太阳能发电新增装机规模前五的省区是西部的新疆、甘肃、青海和内蒙古，以及东部的江苏（表3.6）。

表3.6 · 2016年末的各省份太阳能光伏装机总容量

排行	省区	装机容量（吉瓦）
1	新疆	8.6
2	甘肃	6.9
3	青海	6.8
4	内蒙古	6.4
5	江苏	5.5
6	宁夏	5.3
7	山东	4.6
8	河北	4.4
9	安徽	3.5
10	浙江	3.4
	其他	22.2
总计		77.4

来源：中国国家发展和改革委员会

尽管对中国太阳能发电潜力的评价不一，但中国能源研究会估计技术可开发潜力约2200吉瓦。大部分太阳能资源位于西部的青藏高原，该地区大部尚未与电力系统连接。可再生能源“十三五”规划提出，到2020年太阳能发电装机容量达到105吉瓦以上，其中分布式光伏电站60吉瓦，大型光伏电站45吉瓦。更新后的可再生能源“十三五”规划实施意见于2017年公布，包括每个省区的装机目标。2017年太阳能发电装机继续高速增长：到2017年年中，新增装机已经超过24.4吉瓦（17.3吉瓦大型电站和7.1吉瓦分布式电站），太阳能发电总装机突破100吉瓦。这一数值已经接近2020年的装机目标，同时分布式光伏电站发电量首次回升。新政策情景下，太阳能发电总装机持续迅猛增长，2040年达到740吉瓦，发电量占总发电量的比例从1%增至约10%。到2030年，大型光伏的平准化度电成本持续走低，成为中国新能源发电中成本最低的。预测期末，太阳能发电成本会比在运燃煤发电厂的发电成本要低。不过，太阳能发电装机进度如何，不仅是相对其他发电方式成本的问题，同样取决于电力系统和电网设施的规划和运行情况（详见第二章）。

除太阳能发电之外，中国还在太阳能热水供热系统的制造和安装方面领先。自2010年起，太阳能供热量增长超过150%。由于近年来支持政策发生变化（见第二章），预测期内增速放缓，但毫无疑问2040年供热量将翻番至5000万吨油当量。太阳能光热发电装机同样在增加，预计2018年底20个大规模光热项目竣工，可以获得特定上网电价。可再生能源“十三五”规划提出，到2020年太阳光热发电装机达到5吉瓦的目标，到2040年太阳能光热发电装机达到60太瓦时，发电量占总发电总量的0.5%以上。

3.5.4 风能

风能是中国能源结构中另一颗冉冉升起的新星。目前所有省区都有在运风电。2015年，风电装机容量排名前五的省区是西部风力资源丰富的内蒙古、新疆、甘肃、宁夏，以及东部的河北，五省区风电装机占中国风电总装机的52%，但和太阳能发电分布情况一样，五省区远离中国主要负荷中心。2016年风电发电量242太瓦时，位于煤炭和水电之后排第三，提供了中国4%的电量。2016年的新增装机容量使中国累计陆上风电装机超过了欧盟。中国还有1.6吉瓦海上风电（全球仅次于欧盟）。与太阳能发电一样，电网限制和电力平衡问题导致的弃风情况，是中国风电行业面临的严峻挑战（见第二章）。

表3.7 · 2016年年底各省份的风能装机量

排行	省区	装机容量（吉瓦）
1	内蒙古	25.6
2	新疆	17.8
3	甘肃	12.8
4	河北	11.9
5	宁夏	9.4
6	山东	8.4
7	山西	7.7
8	云南	7.4
9	辽宁	7.0

续表

排行	省区	装机容量（吉瓦）
10	黑龙江	5.6
	其他	35.3
	总计	148.7

来源：中国国家发展和改革委员会

三

中国风力资源丰富并有极大开发潜力。基于不同的效率假设、轮毂高度、涡轮尺寸和土地使用问题，对中国陆上风力资源潜的评估差异较大。20世纪70年代以来，中国组织过四次全国风力资源调查。前三次主要是资源调查，第四次则是对全国风力资源的详细调查和评估。为做好第四次调查，中国气象局搭建了400个高度分别为70米、100米和120米的风力观测塔，并建立了全国风能资源观测网。中国气象局还开发了风能数字模拟和评估系统，实施历史数据过滤、数值模拟和地理信息系统分析。在平均风能密度超过300瓦特每平方米的地区，考虑地理限制因素后，估计中国陆上风电的潜力为：50米高2000吉瓦，70米高2600吉瓦，100米高3400吉瓦。海上风电潜能的分析方式与此类似：在水深5米至25米、高度100米的条件下，可开发风能潜力为500吉瓦。

可再生能源“十三五”规划关于风电的目标是，到2020年风电总装机210吉瓦，发电量420太瓦时。更新后的可再生能源“十三五”规划实施意见于2014年7月发布，包括各省区风电（以及太阳能发电）新增装机目标。此外，九个省区已出台省级促进风电发展的政策。新政策情景下，风电对中国电力系统做出了重大贡献，到2040年风电发电量占比增至13%（1350千瓦时），总装机容量增至600吉瓦（其中预计大约40吉瓦是海上风电）。

3.5.5 地热能

地热区域供暖是中国改善城市空气质量的一个重要举措。2017年，国家发展和改革委员会、国家能源局和国土资源部首次发布地热能“十三五”规划，释放了向地热能公司开放城市供暖市场的信号，表明地热行业将可获得国家补贴以完

成规划目标。根据规划，到2020年仅京津冀地区地热供暖面积将达4.5亿平方米，占该地区采暖面积的20%（IEA，2017c）。预测期内，建筑直接利用的地热能是现在的三倍多，到2040年达到1400万吨油当量。

3.6 核能

中国能源发展“十三五”规划提出了非化石能源消费占比高于15%的目标，核能将在实现这一目标的过程中发挥重要作用。过去十年间，核电发电量迅速增加：从2005年的53太瓦时（总发电量的2%），增至2016年的213太瓦时（总发电量的3.5%），过去11年约翻了一番。结果就是中国的核电厂相当年轻，有75%建于过去十年间。目前全世界在建的约64吉瓦新增核电装机中，三分之一是中国的。中国有36个核电反应堆投入使用，21个在建且还有31个将开始建设^[9]。新政策情景下，核电发电量呈五倍增长，到2040年发电量增长至1100太瓦时（发电总量的11%）。

中国在核电技术上有双重目标：一是采用标准化的技术长期发展核电，二是发展中国所需的在反应堆设计，建造以及核燃料等环节自给自足的技术。为此，中国广泛利用领先的核电开发商/所有者的技术转让，通过建设和运行不同设计类型的核反应堆来积累经验。迄今为止，中国已经采用了法国、俄罗斯和本土的压水式核反应堆，以及加拿大的加压重水核反应堆。目前在建的核反应堆是更先进的II代和III代核电技术。中国还投入大量资源开发小型模块化核反应堆技术，并于2015年6月建成世界首个高温气冷堆示范电厂。这个装机210兆瓦的电厂可以离网利用，比如热电联产、供热以及制氢。

推进自给自足不仅包括核电站设计，还包括燃料生产。不过，中国仍在一定程度上依靠外国供应商，从铀矿开采，制造到再加工等燃料循环全过程，但是主要的需求是铀供给（世界核能协会，2017年）。为满足新建核电站的需求，中国已投资了许多国内项目。政府政策是，三分之一铀供应来自国内给、

^[9] 根据国际原子能机构（国际原子能机构，2017年）在中国正在建造的21个核反应堆，其中20个21.4吉瓦装机为压水核反应堆，1个是高温气冷核反应堆（210兆瓦）。

三分之一来自中国入股的海外矿山，另三分之一来自公开市场。随着时间推移，中国希望在燃料循环的其他环节也自给自足。预计到2020年有58个核反应堆在运，铀需求达到12000多吨，2030年达到12300吨到16200吨之间（NEA/IAEA，2016）。

中国核工业集团（中核）是目前国内主要的铀资源供应商（2015年铀产量约1616吨，占世界总产量的2.6%）。中核集团的子公司中国核铀集团经营着现有矿藏。中国有近27.25万吨已知的可开采铀资源，占全世界储量的4%，近年来中国中核集团地质调查局和北京铀地质研究所进行了大规模勘探，以支撑国内供应的增长，勘探主要在新疆、内蒙古和南方进行。2012年，在内蒙古大营地区发现大量矿藏，此盆地有望成为中国最大的铀来源（WNA，2017年）。

中国从澳大利亚、加拿大、哈萨克斯坦、纳米比亚、尼日尔、俄罗斯和乌兹别克斯坦进口铀。相较于2015年的5270吨，2016年中国进口铀7115吨。为了尽可能今后进口更多，中核集团成立了中核国际铀公司（中铀）以获取海外铀资源股权，并已在尼日尔、纳米比亚和哈萨克斯坦拥有资产。另一家中国公司中钢集团，在澳大利亚拥有铀资源并在加拿大和吉尔吉斯斯坦参与铀开采项目。中核集团在蒙古拥有铀资源。中广核在保证来自哈萨克斯坦、纳米比亚和乌兹别克斯坦等海外铀供应上很活跃。关于中国铀转化能力的信息非常有限，但是中国已有许多在运的转化工厂，并且计划新建更多。中国的陕西和甘肃有着丰富的浓缩铀产能，中国旨在开发完全独立的浓缩铀能力，包括研发、工程、生产和运行（WNA，2017年）。

3.7 投资

如今，全球能源行业每五美元投资中就有一美元在中国。2016年中国能源供给和基础设施的投资约2750亿美元，大部分用于低碳电力供应和电网。新政策情景下，随着能源需求增长放缓，到2040年晚些时候投资所需资金将减少。不过，中国将继续并加强向天然气和低碳能源供应投资的力度（表3.8）。

表3.8 · 新政策情景下2017年到2040年间中国能源供应投资（20160亿美元）

项目	年平均值			累积值
	2010—2016	2017—2025	2026—2040	2017—2040
电力行业	171	197	180	4467
煤炭	35	12	4	171
天然气	3	5	3	82
核能	7	16	11	304
水能	32	21	21	500
其他可再生能源	45	63	64	1525
输电与配电	49	79	78	1882
石油行业	58	33	28	720
上游	40	20	22	509
运输/炼化	18	13	6	211
天然气	20	29	39	796
上游	14	20	24	540
运输	6	10	11	256
煤炭	33	13	17	382
采矿	20	11	17	353
基础设施	14	2	1	29
生物燃料	1	1	2	32
全部供应	283	273	262	6396

电力占据能源供应投资的大部分，但是本情景的一个显著特征是新建燃煤电厂投资的减少：从2010年到2016年年均350亿美元，降至2026年到2040年年均40亿美元。2025年后，新建电力装机投资中超过80%为可再生能源（70%）或者核电（10%）。电力投资的另一显著特征是输电和配电网的支出，直至2040年年均支出近800亿美元。中国已投入巨资建设特高压直流线路，计划到2030年有23条线路运行。新的特高压直流线路将增强中国从资源丰富内陆省份向沿海人口中心输电的能力，提高应对增长的风电和太阳能发电装机的能力。

随着石油价格复苏，上游的石油行业投资从当前低点回升，直至2040年间维

持在年均约200亿美元，低于21世纪初期的投资额。与此相反，随着常规天然气在预测期晚些时候开采发力，上游天然气开采的年均投资较历史水平大幅增长，将超过上游石油的支出。随着天然气输配网覆盖全国，用于天然气新建基础设施的投资将稳定增长。未来十年，由于煤炭行业当前过剩产能的化解，煤炭开采投资放缓但随后将再次增长，这是因为21世纪初期建成的煤矿接近开采寿命。

看待中国能源投资面临挑战的另一个方法，是关注低碳发电技术方面的投资（表3.9），预计今后几年低碳发电装机会迅速增长。电力行业投资（表3.8包括能源供给投资）占据较大比例，尽管一些主要的可再生能源发电技术单位成本下降，意味着相同投资可以获得更多产出。终端消费行业也需要更多投入，尤其是电动汽车^[10]以及可再生能源在工业领域的直接利用，例如通过现场产生热能的生物质能。

表3.9 · 新政策情景下2017年到2040年中国低碳技术供给投资（20160亿美元）

项目	年平均			累积
	2016	2017—2025	2026—2040	2017—2040
发电*	100	101	96	2343
可再生能源	90	84	84	2026
核能	10	16	11	304
碳收集及储存	0	0.1	0.8	13.6
终端消费行业	19	43	62	1321
工业的可再生能源	1	1	2	37
工业中的碳收集及储存	0	0.2	0	1.6
运输业的可再生能源*				
电动汽车	4	14	30	581
建筑的可再生能源	14	27	30	701
总计	119	144	158	3665

注：*表3.8包括能源供给投资

^[10] 电动汽车方面，投资费用是比同类可比传统汽车增加的额外费用。

至2040年，中国投资需要计入另一个因素（也许是最重的因素之一）：能效（表3.10）。如第二章所述，中国能效政策的范围和功效正日益增强。中国是能效监管—尤其是工业领域—的领先者之一，2006年开始，最大的能源密集型企业已开始实施目标导向型强制性节能项目，2011年节能项目扩大至16000多家公司。目前，水泥业、化工业和轻工业节能收益最大。

表3.10 · 新政策情景下2017年到2040年中国能源供应投资（20160亿美元）

领域	年平均值	累积值
	2017—2040	2017—2040
工业	15	344
运输业	51	1181
建筑	24	553
总计	90	2078

注：*能效投资测量方法来自于住户、公司和公共区用于提高耗能设备性能付出的附加费用，高于2014年间不同终端行业的能效水平基准线。

新政策情景下，2017至2040年间中国的能效投资超过2万亿美元，年均投资近900亿美元，交通运输业、建筑和工业分别占57%、27%、16%。交通运输业方面，满足小汽车和卡车油耗标准方面的投资占92%。工业领域的重工业（57%）投资占优，同时化工业吸纳了一大块投资，钢铁业次之。建筑方面，能效投资的主要重点领域是隔热（34%）和电器（19%），约三分之二总投资在民用领域。

中国能源政策改革的国际影响

中国的选择以及对全球的影响

要点

- 未来几十年，中国的能源选择将继续对全球市场、贸易和投资动向、技术成本以及全球共同目标的达成产生深远影响。但是，这种影响的方式与过去不同。中国的能源未来不会延续之前的趋势。
- 在新政策情景中，中国将在2030年之后迅速赶超美国成为最大的石油消费国，2040年其石油进口量将达到1300万桶/天；但是在2025年以后，石油需求增长更大的国家将是印度。同样地，到目前为止，中国仍然是全世界最大的煤炭生产国和消费国，但随着煤炭使用量出现结构性下降，其煤炭生产量和消费量会有所减少。
- 虽然石油和煤炭的消费量在中国的能源结构中有所下降，但天然气和低碳技术的作用却在不断凸显，并产生广泛的国际影响。到2040年，预计中国的天然气进口需求总量将达到2800亿立方米，成为仅次于欧盟的第二大天然气进口国，使中国成为影响全球天然气安全的关键。新政策情景中，中国还引领着全球清洁能源投资，包括电动汽车、蓄电池、太阳能光伏、风电和核能。
- 中国经济转型的速度为全球能源市场带来了很大的不确定性。如果中国的经济转型晚十年，并且放慢工业转型升级的速度，那么中国会继续走高能源消耗强度和高二氧化碳排放强度的发展道路。如果是这样的话，中国2040年的煤炭需求将比新政策情景中的水平高出8.5亿立方米（或35%），石油需求量会高出270万桶/天（或18%）。中国同样会面临平均工资水平下降、经济弹性减弱以及环境和卫生成本增加等问题。
- 另一方面，在中国“能源革命”目标的刺激下，清洁能源转型的速度会比新政策情景中预测的更快。在可持续发展情景中，2040年的可再生能源装机容量

量将比新政策情景中的高出20%（或430吉瓦）以上，电动汽车保有量约2亿辆。2040年，天然气需求增长率会再上升10%，煤炭需求量减半，石油需求量减少三分之一。这样一来，对中国的好处是，空气质量将大幅度提高，而且化石燃料进口费用会减少。

- 中国未来的能源发展道路将会对全球气候目标的达成起到关键作用。在新政策情景中，中国能源相关的人均二氧化碳排放量的峰值近乎当前欧盟的水平；但是到2040年，中国的二氧化碳排放量仍然会占全球排放量的四分之一。如果中国的经济转型晚十年，并且放慢能源领域的转型速度，那么到2040年，其二氧化碳排放量将增加27亿吨。若如可持续发展情景中所述加快转型，会使二氧化碳排放量减少53亿吨。

4.1 前言

中国能源领域在过去二十年的转型速度和规模在能源历史上达到了前所未有的高度。能源系统在未来二十年将如何演变，以及2040年中国的能源系统将会呈现怎样的面貌，对中国和全世界而言都是至关重要的问题。在我们的预测，对中国能源政策和改革雄心进行了逐领域和逐省份及自治区的深入分析（见第二章和第三章的详细论述），然后根据这一分析列出了中国到2040年可能会采取的能源发展道路。然而，所列出的未来发展道路具有很大的不确定性，我们就在本章对其中一些关键问题进行探讨。不管是哪种发展道路，中国的能源选择都会对世界其他国家产生巨大影响：我们同样考虑了中国能源发展对全球的影响。

本章包含四个小节：

- 新政策情景中关键趋势的扼要重述：本节根据中国的现有规划和公布的目标概述了中国能源领域未来可能的发展趋势，叙述了其在全球背景下的主体需求和排放趋势。
- 经济转型推迟的可能性：新政策情景以中国的经济结构向服务业和轻工业方向转型为基础。本节结合宏观经济和能源建模方面的深刻认识探讨了如果中国经济转型晚十年将有何影响。
- 中国能源发展的全球影响：中国对全球能源的影响覆盖所有能源和技术领

域。这一总结性章节从石油、天然气和煤炭市场以及低碳技术方面着手，讨论了在不同情景下，中国与全球能源体系会如何相互影响。

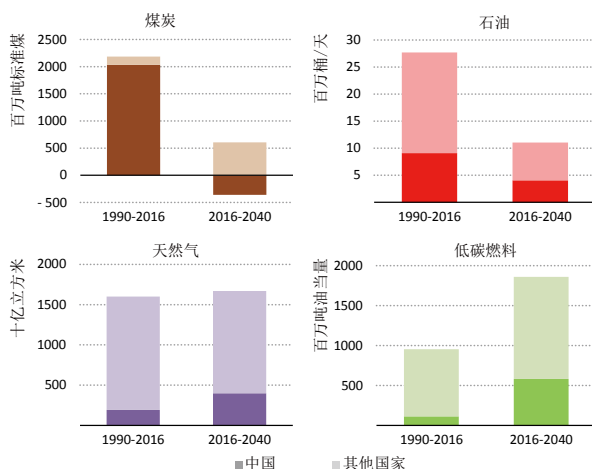
4.2 新政策情景中关键趋势概述

4.2.1 需求趋势

自1990年以来，中国的一次能源需求增长占全球需求增长的40%以上，使其在全球能源市场上具有决定性作用。在新政策情景中，到2040年，中国仍然是全球能源需求增长的一个重要推动力。但目前，中国的政策越来越关注能源效率和经济转型，并且其到2040年的能源需求增长比例将下降到全球总比重的五分之一，低于印度。

在燃料领域，新政策情景中最重大的变化是中国对全球煤炭需求增长的贡献。自1990年以来，中国的煤炭需求增加了20亿吨标准煤，占全球增长的90%以上（图4.1）。随着工业耗煤量的下降，加上电力行业的耗煤量呈稳定状态，预计到2040年，中国的煤炭需求会下降。虽然如此，在某种程度上来说，中国仍然是全世界最大的煤炭消费国。到2040年，其煤炭消费量将超过24亿吨标煤，约占全球煤炭需求的45%，比世界第二大煤炭消费国印度还要多50%。

图4.1 · 新政策情景中全球不同燃料的一次能源需求变化情况



关键点 · 中国的煤炭和石油需求逐渐减少，低碳技术和天然气需求日益进步和增加

中国在过去二十五年里已经成为全球石油需求增长的主要推动力，在全球增长中的占比超过三分之一。中国的石油需求将持续增加。在人口流动和公路货物运输需求增长的推动下，中国将在21世纪30年代初超过美国成为全世界最大的石油消费国。在预测期内，中国的石油需求增长将逐步放慢，并且由于能源效率的提高，加上电动汽车市场的强劲发展态势，乘用车的汽油需求将达峰，石油需求增长也会在这一时期趋于稳定。因此，印度将在2025年左右成为全世界最大的石油需求增长国。虽然如此，中国在2040年的石油需求将达到1550万桶/天，在整个预测期内仍将是最大的石油消费国。

中国已经在全球天然气市场占据了重要地位，即使天然气在其当前的能源结构中发挥的作用相对有限。从经济规模来看，中国的单位国内生产总值天然气使用量（按购买力平价计）比全世界最大的天然气消费国美国低四倍；从人口规模来看，中国的人均天然气使用量比美国低16倍。新政策情景中，中国的天然气使用量大幅度上升，日益成为全球天然气需求的重要贡献者：在新政策情景中，到2040年，中国将占全球天然气需求增长的四分之一，约为过去二十五年的两倍。中国将在21世纪20年代末超过欧盟，成为全世界第二大天然气消费国；到2040年，中国的天然气需求将达到6100亿立方米，是目前水平的三倍左右。

中国已经成为全球领先的低碳技术市场，包括核能和可再生能源，占中国能源结构的11%。在新政策情景中，中国决心采取相关政策推动清洁能源技术发展，这将使中国到2040年成为全球最大的低碳技术增长市场：中国的可再生能源装机容量增长占全球增长的三分之一；核电增长超过40%；45%左右的电动汽车在全球市场出售。因此，到2040年，低碳燃料在中国能源结构中的比例将上升到四分之一左右。

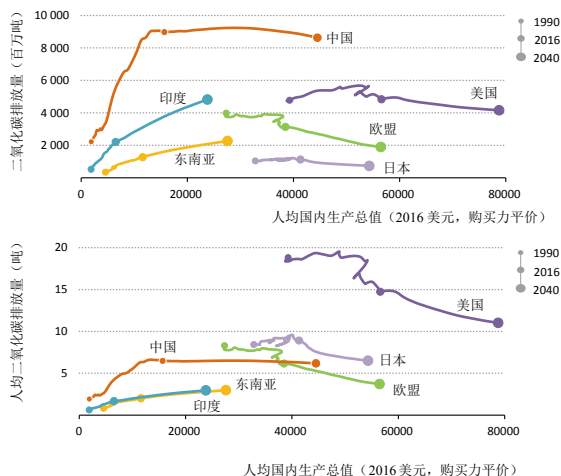
4.2.2 二氧化碳排放量趋势

直到1990年，中国累计与能源有关的二氧化碳（CO₂）排放量只占全球二氧化碳排放量的5%左右，这一水平与日本相当，低于美国（三分之一左右）或欧盟（30%左右）。自1990年之后，中国的工业化迅猛发展，经济增长迅速，这种情况发生了巨大的变化。自1990年以来，中国能源领域的二氧化碳排放量为1380亿

吨左右，占全球与能源有关的二氧化碳排放量的五分之一，几乎与美国同期水平相当。这一段时期，中国在全球二氧化碳排放量净增长中的比例更高：全球几乎60%的增长来自中国。目前，中国的排放量为90亿吨左右（2016年），在一定程度上成为最大的与能源有关的二氧化碳排放量来源（图4.2）。

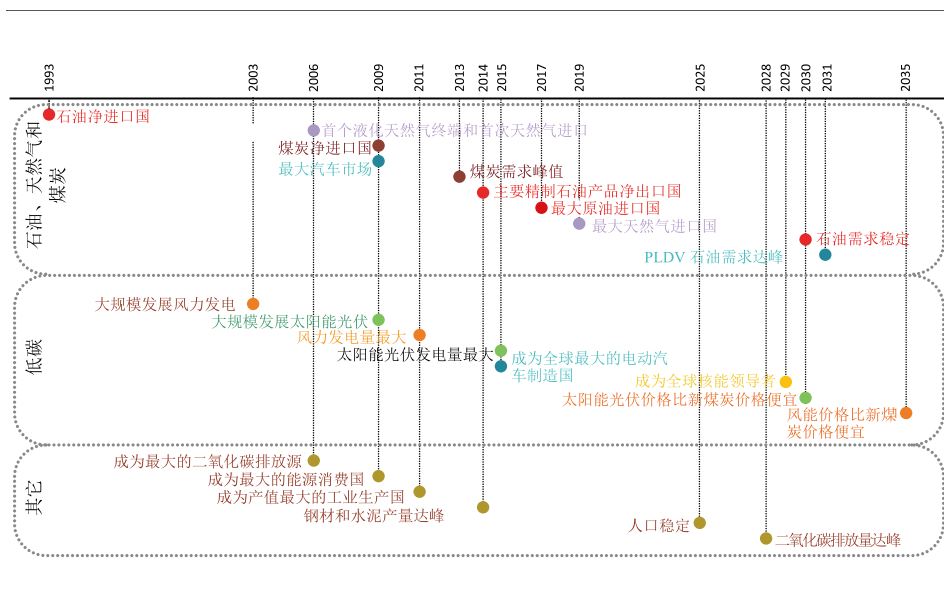
与过去二十五年的趋势相比，新政策情景中的能源领域趋势使中国的排放水平发生了另一个显著的变化。预计中国的排放量增长速度会放慢，而其他国家的排放量会增加，因此中国对全球二氧化碳排放量增长的贡献会下降，其二氧化碳排放量的峰值为人均6.6吨二氧化碳：这一水平与欧盟目前的人均排放量相当，低于其他主要经济体的人均排放量他们即将或已经达峰。虽然如此，中国仍然是全世界最大的二氧化碳排放国：在新政策情景中，到2040年，中国将再排放2170亿吨二氧化碳，是美国的两倍左右，印度的2.5倍左右。到2040年，全球能源领域四分之一的二氧化碳排放量将来自中国，累计历史排放量占比达到18%，超过欧盟（17%），逐步逼近美国（22%）。

图4.2 · 新政策情景中选定地区与能源有关的二氧化碳排放量和与能源有关的人均二氧化碳排放量



关键点 · 在新政策情景中，中国的人均排放量峰值水平低于大多数发达地区，虽然绝对水平最高

图4.3 · 新政策情景中中国主要能源里程碑的历史和预测时间轴



4.2.3 新政策情景中达到的关键里程碑

过去几十年，能源行业为中国的经济发展提供了强有力的支持，使数以百万计的人口脱贫，并且使中国成为全球能源市场的主体力量。自1993年成为石油净进口国以来，中国已经成为诸多市场和商品领域的最大参与者。其发展和增长速度总是很惊人的，例如，从开始进行大规模的风力发电开发到成为全球装机容量领导者（图4.3），中国只花了八年时间。新政策情景指出了中国在未来几年的能源发展方向，这不仅只是对中国，而且会对整个世界产生重大影响。

4.3 假如宏观经济转型速度放慢，又会怎么样呢？

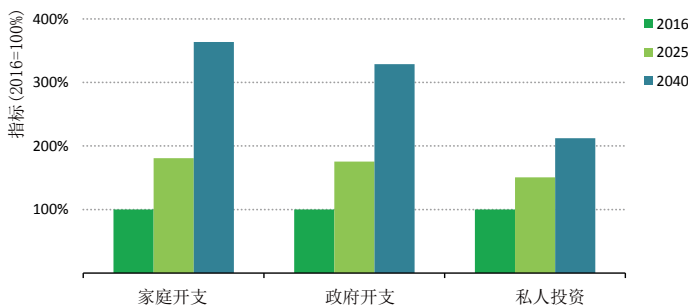
和其他地方一样，在新政策情景中，中国的经济增长是未来能源需求发展的一个重要驱动因素。关于未来经济增长的种种假设始终存在不确定性，而对于中国，这种不确定性由于其经济增长模式可能出现的深刻变化而更加突出。目前，中国服务业附加值在国内生产总值中的比例仅略高于50%，远远低于发达经济体75%的平均水平。中国宣布的目标是要提高这一比例，其中“十三五”规划打算

到2020年将这一比例提高到56%。本节探讨了这种宏观经济转型对中国能源领域长期发展的重要性。^[1]本节开头假设设定的各项经济目标达成，对新政策情景中的宏观经济转型进行了评估。然后讨论了转型速度放慢有何影响，以及这种推迟对一系列的社会经济和能源指标可能带来的影响。

4.3.1 新政策情景中的宏观经济转型

目前，中国经济在很大程度上以重工业生产、基础设施开发和制成品出口为导向。贸易顺差较大，意味着其经济主要由出口拉动。^[2]新政策情景认为，相比于过去，其社会经济趋势会发生重大变化。随着中国经济继续趋于成熟，自本世纪20年代末起，其国内生产总值的增速将低于5%；人均收入持续增加，导致中国的中产阶级队伍会不断壮大，消费者偏好和消费模式会发生转变；同时，人口老龄化会造成服务业需求增加，例如医疗保健。预计家庭和政府开支会大幅度上升，而投资也将继续稳步增长（图4.4）。

图4.4 · 新政策情景中中国选定领域的商品与服务增长



关键点 · 虽然所有领域的最终需求均在增长，但家庭需求增长最为迅速

注：开支指商品与服务的最终消费。投资包括企业的非最终资本货物（工厂和设备等）开支。贸易同样也是国内生产总值的一个组成部分，但本图中并未体现。

^[1] 本节的宏观经济分析以结合世界能源模型（WEM）和经合组织环境变量链接模型进行的模拟为基础，并且根据该报告中阐述的情景做了校准。关于经合组织环境变量链接模型的更多详情，请参考 Chateau、Dellink 和 Lanzi 的文件（2014 年）。关于组合方法的更多详情，请参考《世界能源展望 2012》（国际能源署，2012 年）。

^[2] 贸易差额为所有出口额减去所有进口额。顺差表示该国的收入大于支出。

表4.1 · 新政策情景中中国和发达国家的主要社会经济趋势

项目	中国				发达国家			
	2000	2016	2025	2040	2000	2016	2025	2040
年均国内生产总值增速*	—	9.2%	5.8%	3.7%	—	1.7%	1.9%	1.8%
人均国内生产总值（1000美元）	4.2	15.7	25.4	44.5	35.3	41.9	47.7	59.5
投资（国内生产总值占比）	34%	45%	40%	32%	24%	21%	21%	21%
服务业（国内生产总值占比）	47%	52%	57%	64%	72%	75%	75%	77%
就业率	77%	71%	69%	65%	61%	62%	63%	62%
劳动生产率增速*	—	7.8%	4.4%	3.1%	—	1.3%	1.1%	1.1%
65岁以上人口比例	3%	4%	6%	14%	7%	10%	12%	16%
平均受教育年限	7.8	8.6	9.4	10.9	10.6	11.8	12.1	12.4

注：*年均国内生产总值增速和平均劳动生产率增长是指2000—2016年、2016—2025年和2025—2040年这几个时期的增长。人均国内生产总值用2016年的千美元表示，按购买力平价计，国内生产总值中的服务业比例用2016年的固定美元表示。就业率用处于劳动年龄（15~74岁）的人口比例表示。“发达国家”指经济合作与发展组织成员国

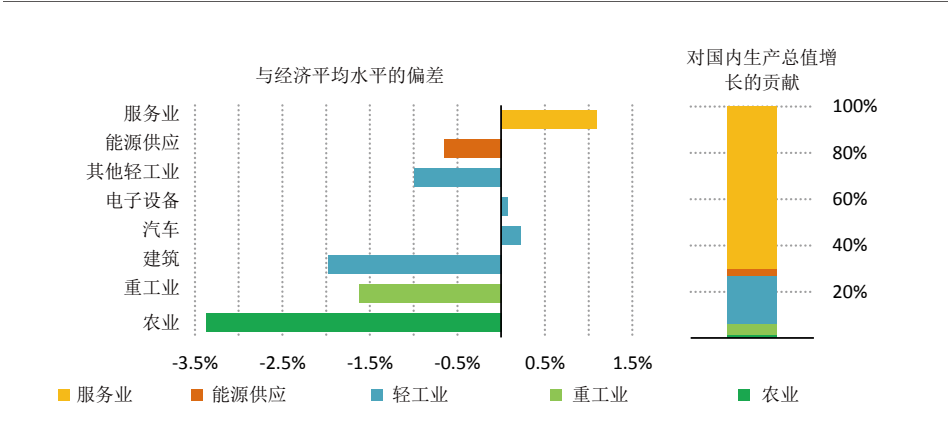
来源：国际能源署分析；经济合作与发展组织/环境变量链接模型；经济合作与发展组织经济部的预测

这些社会经济趋势驱动着新政策情景中各经济组成部分发生变化（表4.1）。这些变化同样受到政府目标的影响，包括“十三五”规划中制定相关目标增加服务业对国民经济增长的贡献率，以及提出“中国制造2025”举措重点关注加快高附加值设备、生物科技或先进材料等关键领域的先进技术发展和强调环保和创新型先进工业设计（见第二章）。

在新政策情景中，社会经济发展趋于广泛，加上政府采取各种措施支持宏观经济转型，因此服务业在国内生产总值中的比例会逐渐接近发达国家的水平：到本世纪30年代初，该比例将达到60%，与现在的韩国相当；到2040年，服务业将贡献70%的国内生产总值总增长（图4.5）。中国政策关注轻工业（尤其是汽车、电子设备和其他制造部门），同样会使轻工业在经济中的比重增加：到2040年，轻工业将占国内生产总值总增长的20%，成为继服务业之后对国内生产总值增长贡献第二大的行业。发电行业的重要性也在增加，从而突显了电力在经济转型中的重要性（见第二章），但能源供应对经济增长的整体贡献较小，所以其重要性

在下降。重工业和农业对国内生产总值的贡献比重也在缩减，虽然产值仍在继续增长。

图4.5 · 新政策情景中中国在2016—2040年各行业的附加值对综合经济增长的贡献



关键点 · 服务业的增长速度比所有其他行业快，而且在总附加值中的比例也在上升，而能源密集型工业和农业的增长速度较慢

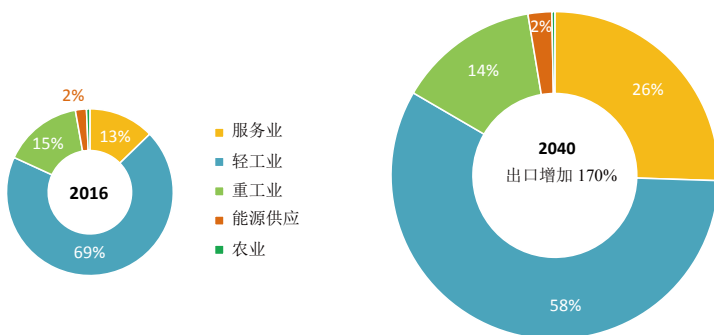
注：左边图形的增长率表示相比于经济平均水平（到2040年增长4.8%）的行业附加值。右边图形表示到2040年，各行业对中国国内生产总值增长的贡献

来源：经合组织环境变量链接模型

中国在努力转变其经济增长模式，这使得其在全球经济中的角色发生了变化。传统上来讲，得益于其国内人工成本优势、可负担能源（尤其是煤炭）和极具吸引力的境外投资环境（通常有利于出口导向型行业），中国已经是低价制成品出口国。在新政策情景中，随着工人工资的上涨，中国在某些关键领域上的优势随之缩减。向比制造业更加劳动密集型的服务业转型，使得中国的劳动生产率综合增长下降。虽然如此，久而久之，预计劳动生产率的增长速度会超过更发达的国家。与发达国家相比，服务业的劳动生产率一开始处于相对较低的水平，然而随着新设备和数字、教育、培训和医疗保健方面的投资，劳动生产率会迅速上升。在“十三五”规划概述的第二轮工业发展中，在境外资本渠道、已有的出口基础设施和熟练劳动力，以及旨在为中国产业创造新市场的“一带一路”倡议的

帮助下，沿海地区高科技出口导向型行业发展如火如荼。

图4.6 · 新政策情景中各行业出口额在中国出口总额中的比例



关键点 · 到2040年，服务业在出口中的比例将翻一番

注：按名义价值计算的出口额计算比例

来源：环境变量链接模型

随着向更高附加值的产业转型，中国致力于发展具有国际竞争力的汽车制造产业，尤其是增加新能源汽车产量。^[3]目前，中国的汽车产量高于其他任何国家：当前，中国生产的汽车几乎全部在国内出售，只有3%左右出口（德国和韩国分别为77%和62%）。根据“中国制造2025”举措，中国还打算加强新能源技术开发。中国已经成为全球市场上太阳能电池板和风力涡轮机等先进技术产品的重要供应商。在新政策情景中，中国仍然是此类产品的关键出口国，并拓展到新的出口市场，包括核设备。总而言之，中国继续提高其价值链，并且同时创造更高价值的国内消费产品与出口产品。

在新政策情景中，中国工业结构和消费模式的转变影响着其能源需求与供应的变化（见第二章和第三章）。例如，从能源密集型重工业开始转型，像钢铁和水泥，使得预测中的工业煤炭消费量下降，而服务业对预测电力需求增长的贡献作用越来越大。随着收入增长，能源结构开始不断演化，反映出中国经济和人口

^[3] 新能源汽车包括纯电动汽车、插电式混合动力和燃料电池汽车，均可用于客运车辆和商用车辆。

偏好的变化。

4.3.2 经济转型速度放慢的影响

出于各种原因，上一节概述（以及新政策情景中考虑）的经济结构变化具有很大的不确定性。这种变化需要从政策、生产工艺和生活方式等方面作出改变：这种改变需要作出许多调整，而这些调整在短时间内可能需要付出昂贵的代价，而且实施难度大，比如人们要变换工作或者需要更多的教育或者培训。这种变化还意味着需要发展基础设施建设和新兴成长性产业能力，而所需的成本不确定。更广泛地说，这种结构变化可能会产生不对称效应，对一些人群和地区来说，短期利益和长期成本可能都要超过其他人群和地区。这必然会存在结构变化进展速度比预期要慢，以及中国推迟经济转型进程的风险。

在这一节，我们用当前政策情景来阐释了经济转型速度放慢的影响。该情景与新政策情景有两个主要不同之处。首先，它假设刺激新政策情景中能源转型的能源、气候和大气污染政策实施进度放慢。^[4]其次，当前政策情景假设向服务导向型经济增长模式进行的转型进展比新政策情景中的要慢：服务业在国内生产总值总额中的比例到2040年左右才上升到60%，比新政策情景中要晚十年。总的来说，当前政策情景在预测期内的经济增长水平与新政策情景相同：在两种情况下，在2016年到2040期间，经济都会以每年4.5%左右的平均水平增长。到2040年，国内生产总值几乎增至2016年的三倍，2040年达到的整体经济规模也大约增至2016年的三倍。但是这两种情景中的增长驱动因素是不一样的，这对2040年的经济结构和模式以及能源领域具有重大影响（表4.2）。

表4.2 · 与新政策情景相比，当前政策情景中国各种驱动因素的国内生产总值变化

个体效应	2025	2040
服务业对产值的贡献减小	-0.3%	-1.4%
重工业向轻工业的转型速度变慢	-0.1%	-0.1%
家庭和政府支出模式的转变速度变慢	0.3%	2.3%

^[4] 关于新政策情景中考虑的政策描述，请参考第二章；关于这两种情景中的政策的详细说明，请参考附件B。

续表

个体效应	2025	2040
能源转型速度较慢（不考虑大气污染）	0.4%	0.8%
大气污染损害	-0.1%	-0.2%

注：该表显示了敏感性分析结果，在分析时，将每种效应独立分析并添加到新政策情景中。数字表示国内生产总值的变化，其中正数表示当前政策情景中的附加增益，负数表示当前政策情景中的附加成本。

来源：经济合作与发展组织/环境变量链接模型；世界能源模型。

把各种情景中国内生产总值的主要驱动因素进行比较，可以看出相对于新政策情景，当前政策情景中阻碍或者刺激经济增长不同的因素。例如，在当前政策情景中，服务业对产值的贡献较小，对国内生产总值具有负面影响。在新政策情景中，研发效率提高和信息技术与传播的发展是导致服务业对生产的贡献程度增大的原因。当前政策情景中相对缺乏这种效应，因此国内生产总值较低；制造业的生产率增长比服务业慢，因为制造业目前的生产率水平已经接近发达国家水平。类似地，在当前政策情景中，重工业向轻工业的转型速度放慢，这同样对国内生产总值有较小的负面影响。另一方面，在当前政策情景中，生活水平向发达国家靠拢的速度较慢，意味着家庭和政府预算中与服务有关的开支比例较小。这对当前政策情景中的国内生产总值具有积极作用，因为平均起来，服务业的生产率比制造业低，从而抵消了其他因素造成的部分损失。

当前政策情景中的能源转型速度也比新政策情景要慢。由于未实施新政策情景中那些更为严格的气候和能源政策，包括碳交易机制和能效措施，因此导致国内生产总值增长幅度比新政策情景中小，因为新政策情景释放了资源，这些资源可以分配到经济的其他领域。然而，能源转型速度放慢意味着对化石燃料的依赖程度要比新政策情景中高，从而导致大气污染浓度上升，劳动力素质和生产力受到影响，因此私人 and 公共健康支出增加2.5%，相对于新政策情景，当前政策情景中的国内生产总值出现下降。

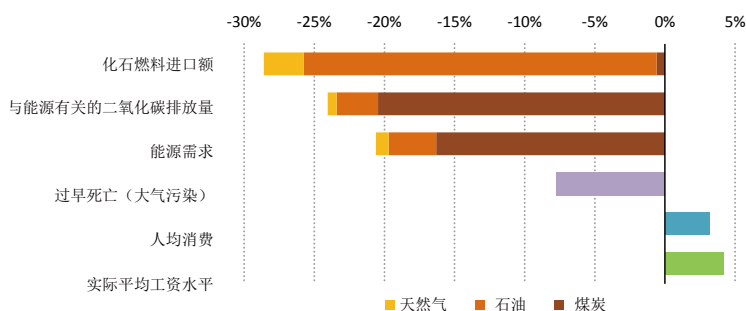
虽然很重要，但是要评估当前政策情景和新政策情景中描述的宏观经济和能源转型之间的结果有何差别，只关注国内生产总值是不够的。例如，从生活水平方面来讲，新政策情景下的家庭可能要比当前政策情景下富裕，因为新政策情景

下的家庭会得到更多的服务，即使国内生产总值相同。我们不能把眼光仅仅放在2040年。虽然当前政策情景中的经济增长道路对2040年的国内生产总值并无不利影响，但是在2040年以后，能源和二氧化碳更为密集的经济可能并不能很好地维持长期增长。

因此，评估当前政策情景中的宏观经济和能源增长可能的损失（图4.7），这点同样很重要。从能源方面来看，相对于当前政策情景，新政策情景的主要益处是能源效率提高和二氧化碳排放量减少，因此可加强能源安全，降低经济脆弱性。在新政策情景中，2040年石油和天然气的进口额分别比当前政策情景少2300亿美元和300亿美元；能源需求要低6亿吨油当量以上；细颗粒物（PM_{2.5}）排放量要少55万吨，氮氧化物排放量要少200万吨，相关过早死亡数减少；燃料燃烧产生的二氧化碳排放量减少27亿吨，其中80%是由于煤炭燃烧减少。到2040年，新政策情景中的石油进口量比当前政策情景减少220万桶/天，这一差值大概相当于2016年中国工业领域石油消费总量的80%。

从社会经济方面来看，在新政策情景中，工人转向附加值更高的行业：虽然对总就业率的净影响较小，但工资水平比当前政策情景中要高。2040年实际工资上涨4%，也就是说家庭的实际人均消费增长1270美元左右。

图4.7 · 相对于新政策情景，当前2040年政策情景中由于中国经济和能源转型速度放慢而失去的各种益处



关键点 · 因经济和能源转型速度放慢而失去的各种益处不止对国内生产总值产生重要后果

来源：经济合作与发展组织/环境变量链接模型；国际能源署；国际应用系统分析研究所（IIASA）

4.3.3 结论

在我们对中国能源需求的预测中，宏观经济转型是一个重要的不确定因素。但是我们的分析仍然表明，中国有诸多重要理由继续推进转型。虽然转型推迟可能并不会使2040年综合国内生产总值增长前景出现本质上的改变，但中国有可能会失去健康和生活水平改善等方面的益处，而这很有可能会成为决策者继续走转型之路的重要动机。虽然如此，重要的是要意识到，要完成如此广泛的宏观经济转型并非一件易事——在前方的道路上可能存在障碍和曲折。能源界将密切关注中国转型的速度：推迟十年会使中国2040年的能源需求多出6亿吨油当量（或15%）以上，相当于东南亚目前的全部能源需求，而且会影响国际能源价格和与能源有关的二氧化碳排放量。

4.4 如果清洁能源转型速度加快又会怎么样呢？

中国经济实力的增长规模和速度导致其二氧化碳排放量大幅度增加，地方环境恶化，尤其是大气污染。大气污染问题尤其严重：中国国家领导人提出要向污染宣战，并且将雾霾比作“大自然向粗放发展方式亮起的红灯”。清洁能源转型必要性愈发突显，并且在中国的“十三五”规划中得到充分体现，提出了降低碳排放量和大气污染物排放量的目标。此外，中国最近几年还采取了三个重要举措：2016年正式签署了《巴黎协定》；修订了2012年《国家环境空气质量标准》，并且随后公布了74个城市（2015年扩展到367个城市）的实时空气质量指数；在2013年印发了《大气污染防治行动计划》，目标是严格控制关键工业领域的煤炭消费和加强大气污染治理。

新政策情景中考虑了这些政策和目标，并且中国与能源有关的二氧化碳排放量将在2030年之前就达峰。在预测期内，二氧化硫（SO₂）排放量将下降40%左右，而氮氧化物和PM2.5排放量几乎下降50%。虽然如此，在新政策情景中，由于中国人口老龄化加剧和城市化发展，因室外空气质量问题而过早死亡的人口可能还会增加。

在这样的背景下，可以想象，中国不会满足于目前的清洁能源转型程度。中国制定了各种高层政策目标，并且中国国家领导人提出推动“能源革命”，这已

经反映出中国长期的目标和决心。本节借鉴可持续发展情景探讨了清洁能源转型速度加快时将会发生什么样的情况（国际能源署，2017）。

4.4.1 向更清洁的能源领域发展可能会采取的道路

可持续发展情景中的排放量趋势

根据气候和空气质量目标进行能源领域的转型，需要能源结构产生比新政策情景中更加深远的变化。可持续发展情景就描述了这种情况。对于中国，我们作如下假设：计划在2017年末在全国范围内实施的碳排放交易体系的影响下，电力、工业和航空业出现强劲的碳价刺激；中国实施最低能耗要求，加强所有终端消费领域的现行政策（表4.3），并且更广泛地实施绿色建筑标准；继续支持低碳技术利用，包括电力行业和运输用电动汽车中的可再生能源、碳捕捉和储存（CCS）和核能利用；将太阳能用于工业和住宅；对各领域实行更严格的大气污染排放标准，以及加强监督和执行力度。

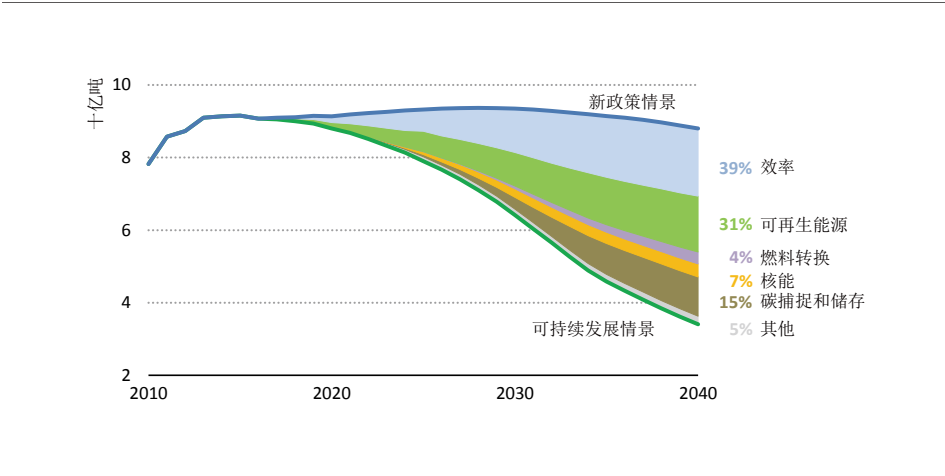
表4.3 · 可持续发展情景中，中国各领域特定产品的性能水平

领域	类型	性能水平	
		目前情景	2040年可持续发展情景
工业	电动机	自2016年起，工业电动机的销售达到IE3“优质”标准。（15%的现有存货总量为IE3水平或以上）。	95%以上的销售产品达到IE4“超级优质”水平。当年80%以上的存货为IE4级或以上。
运输业	汽车	目前：6.9升/100千米。2020年燃油经济性标准目标为5升/100千米，力争在2025年达到4升/100千米	低于3升/100千米
	货车	燃油经济性指标：100	中型货车：50 重型载货汽车：60
建筑	制冷器	380千瓦时/年	340千瓦时/年
	清洗设备	220千瓦时/年	250千瓦时/年
	照明	1.4千瓦时/平方米	0.9千瓦时/平方米
	供热制冷	新修住宅楼单位建筑面积能耗指标：100	50

注：清洗设备指洗衣机、烘干机和洗碗机。对于此类电器，由于设备数量随着家庭收入增加而增多，因此与目前相比，2040年的平均能耗下降幅度不大。*基于国际电工委员会的定义

可持续发展情景中政策的实施会导致中国的能源和环境发展前景出现本质上的变化。到2040年，与能源有关的二氧化碳排放量将保持其最近的下降趋势，下降到2001年的水平，尽管国内生产总值增加十一倍（图4.8）。相对于新政策情景，最大的减排贡献来自能源效率的提高和可再生能源。碳捕捉和储存技术在降低中国新兴燃煤发电厂和工业生产过程的资产过剩风险中发挥着重要作用。大多数累计减排发生在电力行业，到目前为止，电力行业仍然是最大的二氧化碳排放源，虽然该行业并非所有减排均直接归因于电力行业的脱碳：17%的总减排是通过缓解电力需求增长而采取的能源效率措施实现的，到2040年，发电产生的二氧化碳排放量强度将从目前的650克每千瓦时下降到60克每千瓦时左右，从而使电力行业的碳排放量下降到目前水平的20%，尽管产量增加50%。总而言之，经济产出的二氧化碳排放强度（按单位国内生产总值的二氧化碳排放量计算）每年平均下降8.2%，几乎是新政策情景中速度的两倍。到2040年，人均二氧化碳排放量将下降到20世纪90年代中期时的水平。

图4.8 · 可持续发展情景和新政策情景中的中国二氧化碳排放量



关键点 · 能源效率和可再生能源是中国的关键减排措施

注：所示百分比为到2040年的累计减排量

在新政策情景中，假设目前对能源领域的不同部门制定严格目标，在此驱动

下，大气污染物将大幅度减少。然而，有些工业区的大气污染仍然超出《中国国家空气质量标准》（第二章）。可持续发展情景假设中国的空气质量进一步大幅度改善。到2040年，几乎所有居民的生活区域的空气质量都达到国家空气质量标准，比目前提高36%（图4.9），从而中国人的健康水平大幅度提高。到2040年，因室外空气污染造成的过早死亡人数要比新政策情景中减少50万，空气污染的健康影响稳定在当前水平之下，尽管存在人口老龄化和城市化问题。同时，随着农村地区的烹饪用污染燃料的使用量减少，室内家庭空气污染影响下降四分之三。

在可持续发展情景中，空气质量改善的原因在于，所有主要污染物的排放量均下降到新政策情景中的水平以下。到2040年，PM2.5和二氧化硫的排放量比新政策情景中要少三分之二，氮氧化物的排放量要少50%。污染物中的其他减排大多数来自工业和转型行业。虽然这些行业并不缺乏排放监管，但中国有7000万以上的分散型中小企业，这使排放监管的执行受到挑战。PM2.5和二氧化硫排放量之所以能够下降，是因为中国克服了这些障碍（主要是减少与工艺相关的排放量），并且降低这些行业的能源需求。电力行业是空气污染物减排的另一个重要贡献者：在向低排放量技术转型的推动下，2040年，其二氧化硫和氮氧化物的排放量比新政策情景中减少75%左右，PM2.5排放量减少80%以上左右。在运输行业，由于汽车和货车的运输距离继续增加使PM2.5排放量减少，因此在2040年，二氧化硫排放量比新政策情景中的减少85%，氮氧化物排放水平减少35%，PM2.5排放水平减少25%（2040年其余与运输有关的PM2.5排放量当中有三分之一来自磨损、刹车和轮胎）。在建筑部门，2040年，氮氧化物排放量比新政策情景中的水平下降60%，二氧化硫排放量下降75%。在所有领域中，PM2.5排放量的减少幅度最大（85%）：主要贡献来自农村地区烹饪产生的排放量减少。

可持续发展情景中的能源趋势

在可持续发展情景中，与当前或新政策情景中的趋势相比，中国能源领域的转型并未发生根本上的转变。不过，中国正朝着这个方向努力，以促进更快更彻底的转型。在可持续发展情景中，到2040年，经济产出的能源强度（按单位国内生产总值的能源消费量计算）平均每年下降4.3%（表4.4），能源消费总量在21

世纪20年代末达峰。煤炭需求每年下降3.5%，下降速度是过去两年的两倍：由于燃煤发电加速了钢铁的煤炭需求整体下降（见第二章），因此在2040年降到12亿吨标准煤，是新政策情景中所达到水平的一半。石油需求在2020年代中期达峰：2040年低于1100万桶/天，跌回2014年的水平，比新政策情景中少500万桶/天。受电力行业和货车公路运输使用量增加驱动，天然气是唯一增长超过新政策情景水平的化石燃料：2040年达到6600亿立方米，天然气需求比目前的需求要高三倍以上，比新政策情景中达到的水平多500亿立方米左右。

表4.4 · 可持续发展情景中，中国各种燃料的一次能源需求（百万吨油当量）

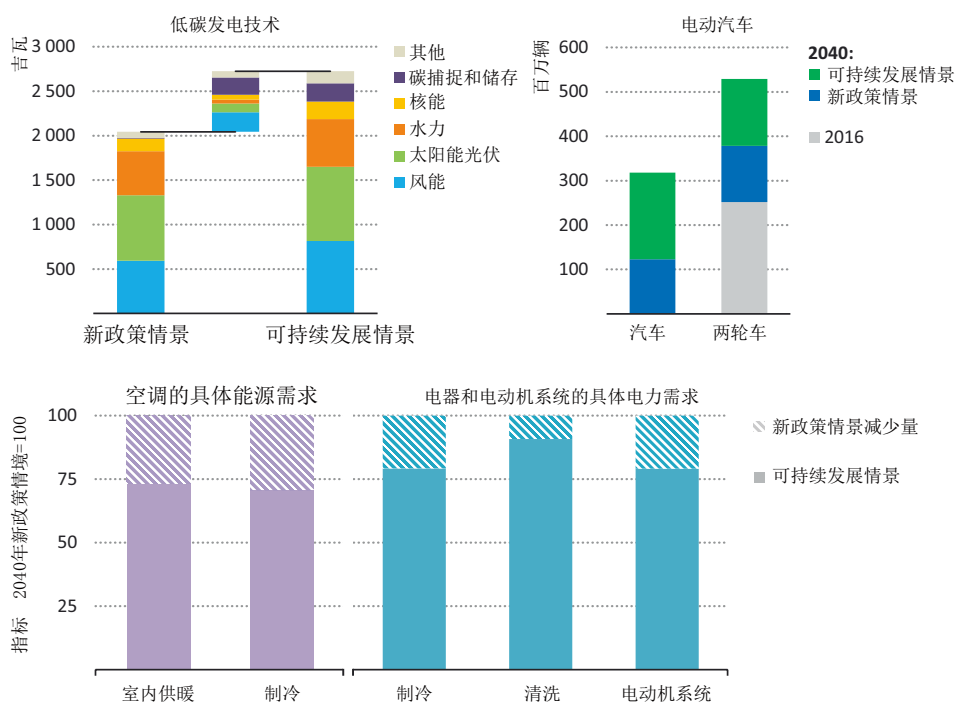
项目	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2040年新 政策情景 变化	2016—2040 复合年均增 长率*
煤炭	1957	1859	1599	1305	1041	833	-51%	-3.5%
石油	552	602	633	606	540	482	-33%	0.0%
天然气	172	233	311	395	468	516	10%	-1.6%
核能	56	102	189	288	353	395	38%	0.6%
可再生能源	269	315	415	548	681	794	28%	0.3%
水力	102	107	114	125	134	140	8%	0.1%
生物能源*	112	102	114	151	188	218	14%	1.8%
其他可再生能源	55	106	186	273	360	436	47%	2.0%
化石燃料占比**	89%	87%	81%	73%	66%	61%		
化石燃料占比***	87%	83%	76%	69%	62%	56%		
总计	3006	3110	3146	3142	3083	3021	-20%	0.0%

注：*包括传统的固态生物质消费和现代化生物能源消费。**采用国际能源署方法计算。***采用中国国家统计局的方法计算，以便与中国的宣布目标作比较

在可持续发展情景中，所有低碳技术均呈现强势增长。在电力行业，2040年低碳发电的比例上升到90%（新政策情景仅为50%多一点），其中三分之二来自可再生能源，几乎有20%来自核能，其余来自碳捕捉和储存技术。在更加成熟的技术当中，太阳能光伏和风力发电的增长率最大。在电力市场改革努力（见第

二章)的支持下,《能源生产和消费革命战略(2016—2030)》2030年的目标得以达成。到2040年,35%的总装机容量来自太阳能光伏和风电,装机容量几乎达到1700吉瓦。核能的重要性也在不断加大,2040年,核电容量将比新政策情景中增加55吉瓦。天然气变成越来越重要的灵活发电来源,2040年,其在装机容量中的比例上升至10%,比新政策情景中的水平高两个百分点。煤电装机容量急剧下降,预测期内减少500吉瓦左右。其余很多煤电装机容量来自碳捕捉和储存技术改装后的发电厂;2040年,只保持20%左右的煤电装机容量。采用碳捕捉和储存技术的煤炭和天然气装机容量增加到200吉瓦。

图4.9 · 可持续发展情景中中国低碳转型的关键指标



关键点 · 可持续发展情景要求在所有领域做更多的低碳部署

在可持续发展情景中，运输行业的变化是中国石油需求达峰的主要原因。首先，2040年，电动汽车保有量将达到3.2亿辆左右，约占中国客车保有量的60%，超过全球电动车保有量的三分之一。到2040年，20%的道路运输燃料消费为电力，几乎达到800兆瓦时。其次，在道路货运行业，货车的效率增加，而且备选燃料的使用量也在增加。2040年，在长途运输货车的所有燃料使用量中，有30%为天然气或生物柴油。

在可持续发展情景中，到2040年，尽管运输行业的电气化发展强势，但与新政策情景中2.3%的水平相比，中国整体电力需求仅每年平均增加1.8%。这仍然比目前水平高出55%，而一次能源需求总量仍然大致保持平稳，突显了电力在提供未来能源服务中起到的关键作用。可持续发展情景中的电力需求增长比新政策情景中要低，其主要原因是能源效率的提高速度更快，从而在工业和建筑领域形成以低碳转型为核心的格局。在电力行业，到2040年，用电量将达到煤炭使用量的水平，变成主要能源需求来源。然而，由于对工业电动机实施最低能效性能标准，并且采取其他能效措施，所以其综合年平均增长率为1.1%，远低于新政策情景中预测的1.8%的年平均增长率。2040年，工业中的煤炭使用量下降到新政策情景水平的30%以下，煤炭在工业能源消费中的比例下降到30%以下，约为当前水平的一半。

在建筑行业，由于电器能效提高，尤其是制冷的能源需求降低，因此电力需求增长也比新政策情景中要少。由于建筑法规的不断完善，因此集中供热和天然气的使用同样会使空间供暖所使用的能源比目前降低12%，比新政策情景中的水平低27%。

专栏4.1 · 展望2050：制定中国2050战略

中国正在准备本世纪中期低碳战略，以便为《巴黎协定》中的国际对话机制做准备。将该战略的时间定在本世纪中期，这与中国2049年，即中华人民共和国成立100年的“百年目标”相吻合。

自1978年以来，中国已在本世纪初成功完成了“全面建设小康社会”的第一阶段。目前，中国现代化进程的一个关键目标，是完成“全面建设小康社会”的第一个百年目标，重点改善人民的生活水平，2021年国内生产总值水平比2010年翻一番。作为中国梦的一部分，中国国家领导人还呼吁进行“绿水青山”的“生态文明”建设。像可持续发展情景中的加速低碳转型有利于“生态文明”，从而可帮助中国达到百年目标，推动创新突破和绿色增长机会，改善社会福利状况。中国在2040年之后继续沿着可持续发展情景的道路努力，到2049年新中国成立100周年，中国的二氧化碳排放量将进一步减少到2.5亿吨以下，人均排放量减少到20世纪80年代末的水平。

4.4.2 可持续发展情景中的中国投资需求

目前，中国是已经在能源领域投资最大的国家，包括低碳技术和能源效率。在新政策情景中，到2040年，中国将在能源供应方面投入6.4万亿美元（其中4.5万亿美元投入电力行业），在终端消费行业投入3.6万亿美元左右（见第三章）。其中多数投资用于低碳技术和能源效率：5.9万亿美元，即总投资的一半以上将用于支持这类技术的开发利用，另外1.9万亿美元投资输配电网络。

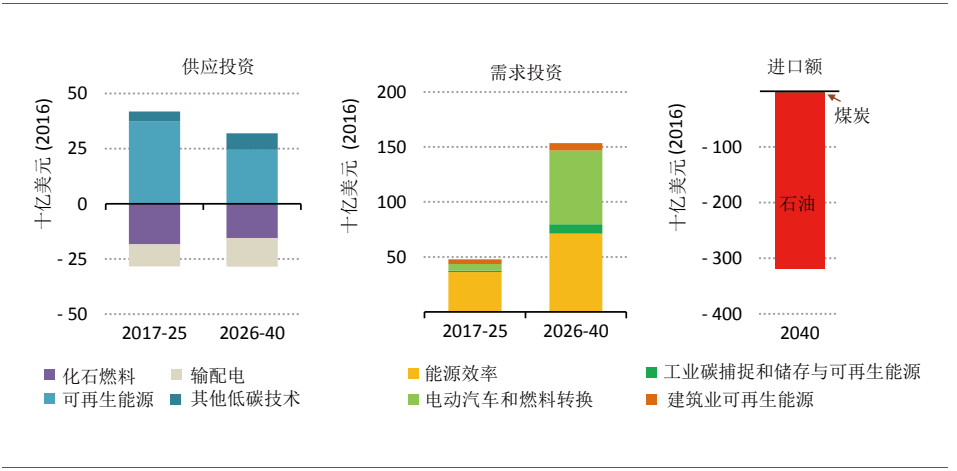
可持续发展情景中的投资需求远远超出这些水平（图4.10）。到2040年，能源投资总额将达到12.9万亿美元，几乎比新政策情景中要多三分之一。各行业之间存在截然不同的差异。到2040年，由于不断增加的电力行业投资需求在一定程度上被化石燃料，尤其是石油的投资减小抵消掉，因此能源供应投资只增加3%，为6.6万亿美元。在电力行业，低碳技术投资增加45%，达到3.4万亿美元，其中大多数用于可再生能源（80%），其次是核能（13%）和碳捕获和储存技术（7%）。由于电力需求总量比新政策情景中要低11%，因此发电行业的投资需求由于输配电投资减少15%而得到一定程度的缓解。

在可持续发展情景中，大部分追加累计投资是出于终端消费行业的减碳需求，几乎比新政策情景水平增加80%，达到6.3万亿美元。其中一半的追加投资

用于能源效率，尤其是建筑行业，以提高电器、制冷技术和保温水平的能效。另一半追加投资用于终端消费行业的低碳燃料使用：其中大部分用于电动汽车，到2040年，电动汽车的投资也将比新政策情景水平高出1万亿美元。其余用于建筑的可再生能源使用以及工业上的碳捕捉和储存技术和可再生能源使用。

追加投资需求被其他节省部分抵消。在可持续发展情景中，化石燃料进口额随着需求下降而大幅度减少，尤其是石油。2040年，石油净进口量为910万桶/天，比新政策情景中的水平低390万桶/天。在可持续发展情景中，到2040年，化石燃料进口总量开支比新政策情景中少3.5万亿美元，意味着在预测期内，低碳技术和能源效率每多投资1美元，就能节省1美元的化石燃料进口。

图4.10 · 可持续发展情景相对于新政策情景中，中国化石燃料进口额的年平均追加投资需求与变化



关键点 · 能源供应投资重新转向低碳发电，需求侧投资增长强劲，化石燃料进口额减少

4.4.3 总结

向更高效和更清洁的能源使用转型的愿望在中国能源决策的很多方面都成为越来越重要的指导原则。可持续发展情景深入分析了在未来宏伟目标下加速能源转型的可能带来的结果和好处。投资需求很重要，但环境与能源安全的好处同样

重要。未来中国的能源格局取决于能源革命战略的实施进展，中国的能源发展道路可能会与可持续发展情景相契合。

4.5 中国能源发展的全球影响

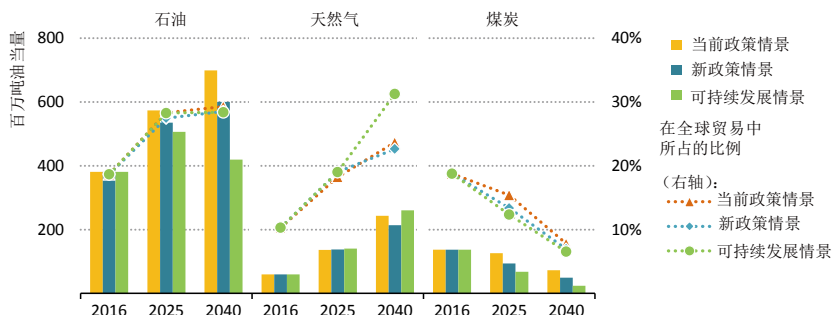
中国在全球能源事务中的影响覆盖所有燃料和技术，因此其所采取的能源发展道路将对全球市场、贸易和投资动向以及技术成本产生深远影响。中国的政策明确指明了其未来发展道路，新政策情景中也反映出了这一点。然而，中国能源领域的展望并不是一成不变的。我们在前面几节探讨了两个关键不确定因素，在此处结论性讨论中，我们分析了不同的道路和选择可能会对全球能源市场产生哪些影响。

4.5.1 石油、天然气和煤炭市场

近年来，中国与石油、天然气和煤炭市场的相互作用发生了很大的变化。2013年，中国的煤炭进口需求发生变化，导致全球市场严重供过于求，煤炭价格下跌，而中国最近才尝试着控制国内产能过剩问题，刺激煤炭价格。自2014年末以来，随着石油和天然气的价格下跌，中国对高额的石油和天然气进口担忧有所缓解，这带来了一些新的机遇和风险。机遇主要指天然气方面：天然气在一段时期内供应充足，为国内市场改革创造了有利时机，对中国天然气的更长期发展有利。风险主要是指石油方面：目前的石油价格较低，可能会使运输行业正在推广的石油替代方案发展势头减弱。

长期以来，我们在所有情景中的预测均表明，到2025年，随着各个行业的需求增加，石油的进口需求会稳定上升。在2025年以后，各情景中石油进口需求的方向将各不相同，视政策走向而定。虽然在当前和新政策情景中，进口需求继续增长（水平随着对政策及其实施的基本假设变化而变化），但在可持续发展情景中，由于对能源效率和能源结构多样化采取决定性的一致行动，因此将出现相反的趋势，从而导致电动汽车数量飞速增加（图4.11）。在三种情景中，天然气进口需求都持续增长，反映出这种燃料继续在中国能源结构多样化和解决环境挑战中所起的作用。在每种情景中，中国都保持可观但稳定下降的煤炭进口需求。

图4.11 · 各种情景中中国的能源净进口以及在全球贸易中所占的比例



关键点 · 在各情景中，中国在全球石油和天然气贸易中所占的比例均上升，但预计其在全球煤炭贸易中的作用会下降

我们预测进口将保持平稳，但这并不减小国际价格和进口水平同时出现大幅度波动的可能性，甚至是极大的可能性，这个因素可能会对中国的政策偏好产生重大影响，但也可能会在一定程度上是由这些偏好或者偏好变化引起的。

石油市场

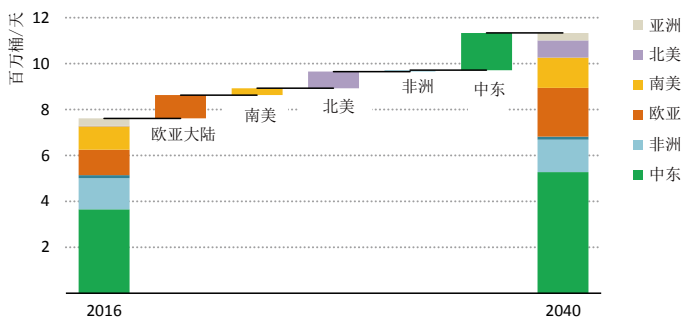
在新政策情景中，2040年，中国的石油净进口量将从2016年的800万桶/天增加到1300万桶/天（占需求总量的80%以上），原油占进口量的大多数（2040年为1130万桶/天）。中国已经是世界上最大的石油净进口国：预计2040年其进口量将达到一个国家有史以来最大的量（美国在2005年创造了这一记录），意味着，在2040年，在国际上交易的每十桶石油当中，约有三桶送往中国。如此依赖进口造成了两个问题。第一，中国将如何缓解这种进口依赖所带来的风险？第二，中国未来对需求侧采取的政策行动将对石油形势有何影响？

降低石油进口依赖的其中一种方式是供应来源多样化，并且中国出现了一些喜人的迹象：由于一些非传统的石油出口国出现，炼油商在加强其各种品位的原油提炼能力。在这些来源当中，在较长期最具发展潜力的是通过输油管道从俄罗斯和哈萨克斯坦进口，以及从北美，主要是加拿大进行海运进口。根据我们的预测，俄罗斯（计划将东西伯利亚—太平洋石油管道扩建到160万桶/天）和哈萨

克斯坦（通过肯基亚克—阿特段反输改造和计划扩张，每天可额外供应36万桶石油）这两个国家一起可以在其目前出口量的基础上额外增加100万桶/天左右的出口量，占中国增长需求的四分之一左右。中国已经成为美国原油出口的主要买家（部分原因是因为美国在中国独立炼油商的购买量增加的同时开始出口石油）。然而，由于运输距离遥远，^[5]而且预计美国的石油产量将保持紧张状态（并且后来会下降），因此在较长期来看，可能意味着中国会寻找更多的石油来源。加拿大将向中国出口石油，虽然这要取决于其是否会建设额外的出口能力将内陆产量运输到太平洋海岸。如果计划的石油管道项目得以实现，那么到2040年，美国和加拿大向中国出口的石油将超过70万桶/天（图4.12）。

一些其他现有原油出口国与中国的贸易扩张将受到约束。最近几年，中国开始从拉丁美洲进口，但由于生产增长速度放慢，因此在更长期继续进口的可能性有限。最近几年，随着对美国的出口量回落，非洲向中国出口的轻质原油出口量不断增加，但其生产前景不太可能会维持这一增长。根据我们的预测，这意味着中国没有其他选择，不得不转向中东地区主要供应国为其额外提供160万桶/天的石油供应量。这反而会增加中国对通过霍尔木兹海峡和马六甲海峡这两个全球石油贸易的潜在战略要道进行交易的依赖。

图4.12 · 新政策情景中中国各来源的原油进口量



关键点 · 到2040年，中东仍然是中国原油进口的重要来源

^[5] 尽管最近巴拿马运河在扩建，但并不能容纳超级油船，因此大宗原油进口将继续通过大西洋盆地运送。

因此，新政策情景展示一种中国和中东将形成更深的相互依赖关系的世界格局。在中国看来，展望未来，在2040年，中东将占据其一半左右的原油供应量；在中东供油国看来，在2040年，其四分之一的出口将送往中国。同时，预计这两个地区之间的商务关系将增强。沙特阿美石油公司目前已经在福建一炼油厂持股，并且正在中国下游行业寻找更多的业务机会。同时，中国也正在中东地区寻找上游活动投资机会：这种投资的一个显著例子是，中国的公司在2017年初获得阿布扎比最大石油特许权12%的股份。随着中东成为世界第三大炼油中心，中东和中国之间还存在着其他竞争要素，主要是石油产品市场，但这并不改变新政策情景中认为与中东互惠互利的关系对中国石油安全至关重要的观点。

为了加强其石油供应安全，中国还可能会采取一些其他措施。例如，采取进一步行动降低通过马六甲海峡进口石油的比例（尽管实际可操作性有限）；并且会进一步开发其石油储备（虽然预计到2040年，满足90天石油需求的储备会超过10亿桶）。中国会提高国内产油量（尽管所需的投资规模超出了三大国家石油公司的历史投资水平，更不用说开发挑战性石油开发所需的专业技术）。中国可能会采取措施更积极地稳定中国公司在资源丰富国家的上游地位（虽然最近几年，中国在境外投资的速度放慢，并且一些跨国管道项目被延迟）。正如“十三五”规划所述，中国还会采取更广泛的系统化措施和政策来维护中国的石油安全。

在这种背景下，实现本质上改变的一种方式，是专注石油来源多样化，并且提高石油的使用效率，以此进一步降低石油需求，并且加速清洁能源转型。在新政策情景中，由于电动汽车的数量增加，政府实施雄心勃勃的燃料效率目标，加上汽车保有量增长预计会放慢，因此预计到2030年代，乘用车的石油需求将减少。燃料效率标准不仅适用于乘用车：中国是世界上五个制定了货车燃料经济性标准的国家之一。在新政策情景中，由于这些标准的制定（以及实施），加上道路基础设施改善、货车载重量增加以及数字技术的广泛使用，陆路货运的能源效率比目前高30%。因此，虽然石油仍然对满足运输燃料需求极为重要，但其在燃料消费总量中的比例将从目前的90%下降到略高于四分之三。

可持续发展情景展示了如何通过进一步提高燃料效率来进一步缓解长期石油需求增长，并且在可持续发展情景中，路上行驶的电动汽车的数量将比新政策

情景要增加两倍。在可持续发展情景中，中国的石油需求将在本世纪20年代中期达峰，然后在2040年下降到1050万桶/天，比新政策情景中要少500万桶/天，到那时，净进口量将仅为900万桶/天多一点。（各情景还阐述了如果未能按照新政策情景中阐述的方式向更清洁能源未来转型可能会产生的后果：在当前政策情景中，到2040年，中国所依赖的进口石油将达到1500万桶/天的净进口量）。

运输行业是有待观察的一个关键行业。在新政策情景和可持续发展情景中，2040年用于石油化工原料的石油消费量并无太大差别（均为300万桶/天左右），但是用于运输的石油消费量却相差很大。在可持续发展情景中，2040年中国运输行业的消费量为440万桶/天左右，几乎是新政策情景水平的一半。中国决心发展电动汽车，加上其希望解决城市空气污染，意味着传统客车的未来增长有可能比新政策情景中预测的要低：正如第二章所述，仅这一点就会使中国在2040年削减250万桶/天汽油相应的原油进口需求。

石油安全方面的另外一个因素，是原油与石油产品进口之间的平衡。按照我们的预测，到2040年，中国的炼油能力将达到1400万桶/天左右，比目前上升30%。如果炼油能力增长低于新政策情景中的假设，会在一定程度上抬高产品进口需求（由于不同产品依赖远距离的供应路径，因此发展炼油能力可维持中国自己的能源安全）。然而，这还可能会降低原油进口需求。

天然气市场

预测消费量与中国国内产量之间的差距越来越大，意味着到2040年，中国与全球天然气市场之间的相互作用会变得越来越密切且复杂。届时，中国的进口量将超过其他国家，预测进口需求为2800亿立方米。到本世纪三十年代，进口比例将接近消费总量的50%，但中国会使供应来源多源化，最大的进口国为土库曼斯坦和俄罗斯，各自的进口比例大概都为30%（见第三章）。

中国参与全球天然气贸易的最终规模同时受需求侧和供给侧的诸多不确定因素影响。在需求方面，正如第二章所强调的一样，天然气的发展前景取决于天然气在中国综合能源战略中的地位。在新政策情景中，到2040年，中国大概占全球天然气需求增长的四分之一，最大增长需求依次来自工业（尤其是轻工业）、发

电、居民（尤其是东部省份）和运输。这些领域每个都面临强大的竞争压力，如果天然气领域要繁荣发展，那么可能需要得到一系列政策和法规的支持，包括在小型工业设施、清洁能源烹饪和住宅供暖方面关注空气质量以及货车燃料多样化等问题。然而，新政策情景和可持续发展情景所预测的天然气需求差别不大：确实，中国是可持续发展情景中少数天然气需求（9%左右）超过新政策情景需求的国家（另一个是印度）。

围绕我们的主要情景产生的较大变化可能是供给侧，页岩气产量的前景具有极大不确定性。我们预测，到2040年页岩气的产量将达到1000亿立方米，虽然根据目前四川盆地各企业（除了中石化在涪陵项目的开发是一个亮点）的经营状况来看，也许我们的这一预测是比较乐观的，但必须根据中国资源储量预测规模进行权衡。美国的经验表明，一旦找到了适合特定页岩的技术组合和钻探工艺，页岩气的产量将会急速增加。如果中国也是如此，那么就有必要上调我们关于页岩气供应量的预测（专栏4.2）。

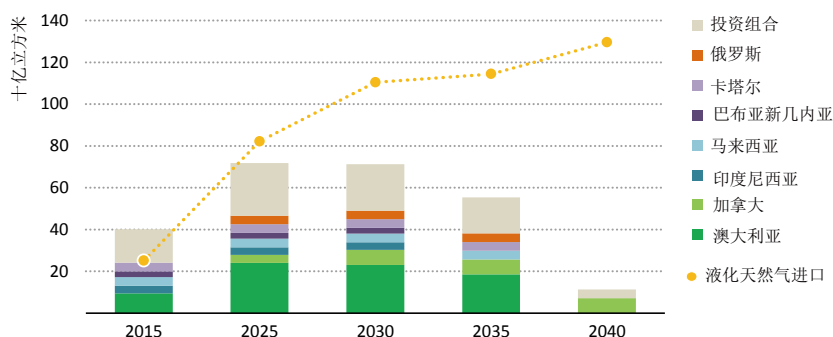
中国在全球天然气贸易中的作用越来越大，加上其国内天然气消费的特点，这同样使其在全球天然气安全方面起到关键作用。天然气市场能否承受价格冲击和意外供气中断，取决于体制的灵活程度，尤其是消费者能否在价格大涨的情况下减少天然气消费（国际能源署，2017年）。中国的天然气市场运行良好，并且发电行业可能在天然气价格高涨时转而使用替代燃料（首先是煤炭），这样就会提供极为重要的需求侧灵活性，并且由于中国在全球天然气贸易中的重要性，这也会对其他天然气进口国带来好处，尤其是预测中欧盟和美国在天然气价格上涨时使用煤炭作为替代能源的可能性明显降低。

专栏4.2 · 中国的页岩气发展势头良好会延长全球液化天然气行业的困难期

根据目前的信息，中国可能会逐渐在天然气方面自给自足的观点显得非常不切实际。但是美国的例子说明了页岩气的迅速发展会对全球市场产生怎样的冲击。那么如果中国的页岩产量比我们的预测多出2000亿立方米，将会有什么样的影响呢？首先，这会提高天然气在中国政策中的战略地位，会加

速天然气在工业和其他市场的消费，因此（如果其取代煤炭的话）会使二氧化碳和其他污染物的排放量减少。还会减少天然气进口，主要对液化天然气市场产生影响：如果承诺长期供气，那么管道送气将得到保证。

图4.13 · 新政策情景中中国液化天然气进口量和与各供应国签约采购量



关键点 · 未来几年，中国的签约采购量仍将超过实际需求，但自本世纪20年代初其进口需求会增加，这会刺激全球在液化天然气领域的投资

注：综合投资商也称作投资组合参与者，通常指国际石油和天然气公司或者除了拥有自己的液化天然气开采权，而且还通过与其他液化天然气项目长期签约供气的方式加强其供气投资组合的大型全球运营公共事业项目

在新政策情景中，中国在平衡全球液化天然气供需方面起着关键作用。根据对供气合同（主要是中国三大国有石油和天然气公司签署的合同）的详细分析，我们预测到本世纪20年代初，中国将仍然保持签约量过剩的状态。中国进口商承认，他们进口的液化天然气超出其目前的需求，但是到2020年代初，新政策情景中的预测进口量将超过签约量（图4.13）。这意味着，中国进口商会转售签约过多的量，因此这些进口商将在全球液化天然气贸易中扮演重要角色。然而，自2020年代中期起，我们的预测同样表明，中国进口商会出现签约天然气不足的问题，这意味着他们需要到市场上去购买更多的天然气。在本世纪20年代，中国的页岩产量超出预期，这会使他们需要大幅度增加天然气进口量的时间点推迟，

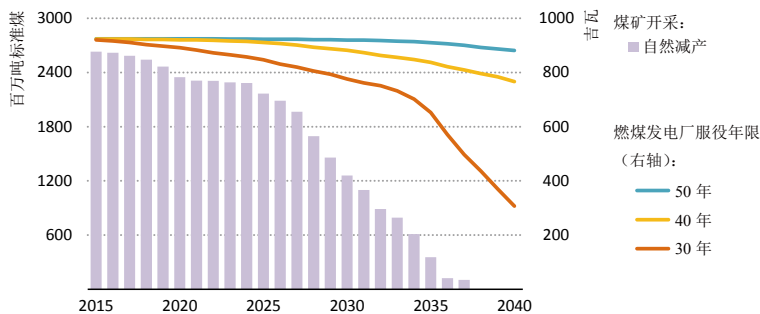
从而有可能延长目前的供应过剩时间，并且导致出口商对市场机遇的新一轮激烈竞争。

煤炭市场

中国的政策选择与全球的能源前景之间的关系对煤炭的意义要比对其他任何燃料的意义更加深远。在新政策情景中，即使预测中国的消费量会减少，但中国仍然在全球煤炭市场占据重要地位，并且其政策选择可能很快就会影响各煤炭生产和消费国以及煤炭的替代能源的生产和消费国。如第三章所述，当务之急是解决产能过剩问题，而这需要采取艰难的平衡做法。

较长期的挑战同样具有深远意义，哪怕中国的煤炭市场达到了新的平衡（以我们的预测，中国将在本世纪20年代中期达到平衡）。随着21世纪初期开采的一批煤矿开始达到其开采年限，自本世纪20年代末起，中国将面临着煤炭产量大幅度下滑的问题（图4.14）。在新政策情景中，我们假设中国根据未来的预测国内需求，决定重新投资新的煤炭产能，到2020年代，中国的煤炭消费量将逐步稳定下降——2020年到2040年期间每年平均下降0.6%，而且国内产量大幅度减少会对经济和社会产生影响：同样意味着进口量会大幅度上升。

图4.14 · 煤炭产量的自然减少情况和中国燃煤装机容量装机容量的退役速度



关键点 · 供给侧和需求侧的现有煤炭基础设施的运营寿命为本世纪20年代的中国提供了很多战略选择

中国煤矿的开采年限，加上本世纪20年代煤炭产量减少，确实为中国的决策者提供了一个很好的机会，在这一时期更加果断地脱离煤炭，前提是替代技术和燃料可提供充分的替代品，而且可以控制对就业的影响。但是，正如图4.14所示，这要求中国的燃煤发电领域同时进行阶段性改革，而且准备好在运营寿命结束之前关闭燃煤发电厂。实际上，这正是可持续发展情景中所采取的道路，虽然中国减少煤炭资产的速度由于碳捕捉和储存技术的广泛应用而放慢（到2040年，中国将拥有150吉瓦碳捕捉和储存技术的燃煤装机容量，几乎全部经过了技术改造）。

随着需求变化速度将赶超供应成为定势，如何控制中国国内供应及其燃煤装机容量同时下降，这对决策者而言是一项重大挑战。任何不平衡都会通过进口煤炭需求的价格和波动迅速传输到国际市场。中国很有可能再次变成煤炭净出口国——即使时间非常短，也会对国际市场和价格产生巨大影响。

4.5.2 低碳技术

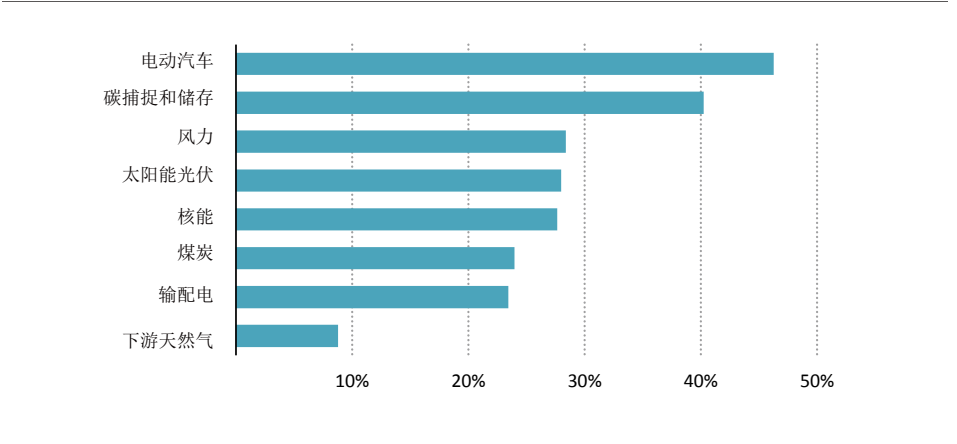
中国已经在清洁能源技术的很多方面承担起全球领导角色。目前，中国约占三分之一左右的全球风电装机容量，四分之一的太阳能发电装机容量。全球十大太阳能电池板制造商中中国占六个，十大风力涡轮机制造商中中国占四个。此外，2016年中国的电池电动汽车销售量超过全世界其余地区的销售总量。中国在太阳能设备制造和出口中占主导地位，并且其电池生产能力和专业技术发展非常迅速。这反映了中国“新能源产业”在向更高附加值的制造业和创新驱动型经济转型过程中的战略优先性。

推动新能源技术发展是当前政策考量的中心。国务院2016年发布的《国家创新驱动发展战略纲要》规定，到2020年，知识密集型服务业的附加值应占国内生产总值的20%，研发在国内生产总值中的比例应达到2.5%（在2030年达到2.8%）。如第二章所述，“中国制造2025”举措包括开发智能“绿色制造”技术的计划：新能源产业同样在能源技术创新“十三五”规划和“一带一路”倡议中占据显著位置。

在新政策情景中，预测中国在清洁能源技术中的领导地位会加强。中国在包

括电动汽车、碳捕捉和储存、风力发电、太阳能光伏和核电等在内的诸多技术的全球投资中占非常大的比例（图4.15）。中国还积极发展智能电网技术，因此在系统集成方面处于领先地位。对中国而言，这种资本投入会使其产生国内环境优势，并且带来工业和经济上的收益。对其他国家而言，中国的投资会有效地激励他们思考他们在可争夺市场份额的清洁能源技术和产品竞争方面是否做出了足够的努力。同时，中国在低碳技术出口中的主导地位有助于全球二氧化碳减排和全球经济发展：在新政策情景中，在2040年，仅仅是中国的太阳能光伏电池板和电动汽车锂离子电池的出口就使全球二氧化碳减排几乎10亿吨，相当于这一年中国与能源有关的二氧化碳排放量的10%左右（图4.16）。

图4.15 · 新政策情景中中国各选定燃料和技术在全球累积投资中的比例



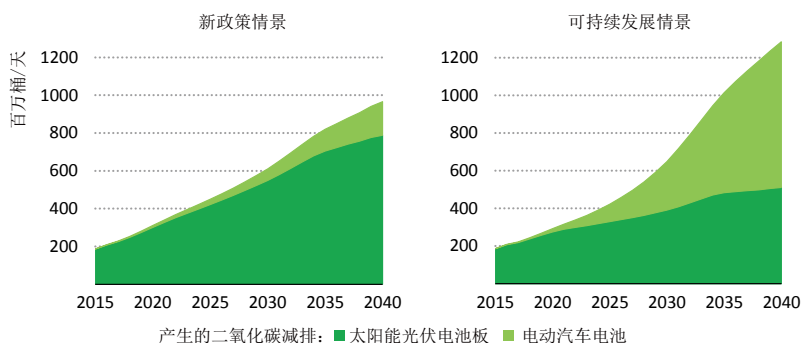
关键点 · 在新政策情景中，中国在全球低碳技术投资中占较高比例，这反映了中国在能源转型方面所做的努力

可持续发展情景中进一步印证了这一点。这样看来，到2040年，中国在低碳技术中的全球领导市场地位将得到巩固：四分之一的太阳能光伏、四分之一的光热式太阳能发电和30%左右的核电位于中国，开启了未来科技迅速的学习之路。在该情景中，中国还拥有全世界最大的电动汽车保有量——2040年，三分之一的电动汽车属于中国——这将有效地激励中国在降低电池成本中的领导作用，并且

通过降低电力行业蓄能成本的形式带来共同利益。

中国有可能会打破先进工业化国家所遵循的传统能源发展轨迹，从而提供一种新的低碳城市化和经济增长模式。在可持续发展情景中，中国的人均二氧化碳排放量峰值仅为美国的三分之一，日本和欧盟的三分之二。人均二氧化碳达峰时中国的人均GDP水平不及日本达峰时的三分之二，低于美国水平的一半，比欧盟水平低40%以上。对希望从中国过去和将来的发展路径当中学习的发展中国家而言，这种清洁能源发展路径是一个强有力的例子。

图4.16 · 各种情景中因中国的太阳能光伏电池板和动力电池出口而产生的全球二氧化碳减排



关键点 · 中国的低碳技术出口为全球的二氧化碳减排提供有力支持

情景预测表

关于表格的一般性说明

该附件包含新政策情景、当前政策情景和可持续发展情景中关于以下三组数据的历史数据和预测数据：

- A.1. 化石燃料的产量和需求。
- A.2. 能源需求、总装机容量和发电装机容量以及化石燃料燃烧产生的二氧化碳（CO₂）。

各类能源和行业的定义请参考附件B。按照惯例，表格中的标题CPS和SDS分别指当前政策情景和可持续发展情景。

本文和表格中均对数字做了四舍五入处理，这可能会导致其总计与各部分相加起来的总和出现细微的差别。增长率按照年均复合增长率计算，标为“n.a.”。当基准年为零或者数值超过200%时，零值标为“-”。

请参考专栏A.1了解如何下载Excel格式的《世界能源展望（WEO）》附件A和获取世界能源展望主页、世界能源模型的文档和方法、投资成本、政策数据库和世界能源展望最新特别报告的链接。

数据来源

截止2015年的化石燃料产量、能源需求、总装机容量和燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的数据以《世界能源平衡表》中公布的国际能源署统计数据（www.iea.org/statistics）、燃料燃烧产生的二氧化碳排放量和国际能源署月度数据服务为基础。总装机容量历史数据摘自普氏全球发电厂数据库（2017年4月版）和国际原子能机构动力堆信息系统数据库（www.iaea.org/pris）。

本年度预测采用的正式基准年是2015年，因为这是能源需求与供应形成总体全貌的最近一年。但是我们也尽可能地采用了一些最近的数据，并且我们首次将我们2016年的能源产量与消费量估算（标为2016e）放在了该附件中（表A.1和A.2）。2016年的估算摘自很多来源，包括提交给国际能源署能源数据中心的最新月度数据，国际能源署的煤炭、石油、天然气、可再生能源和电力市场报告系列中还使用了国家行政机构发布的其他统计数据 and 最新市场数据。

定义注释：A.1. 化石燃料的产量与需求表

石油产量和需求用百万桶每天（mb/d）表示。致密油包括致密原油和凝析油的产量。加工盈余包括原油提炼期间发生的增产。生物燃料和液体需求用汽油和柴油的能量当量体积表示。天然气产量和需求用十亿立方米（bcm）表示。煤炭产量和需求用百万吨标准煤（Mtce）表示。石油、天然气和煤炭的历史供应与需求之差是由库存量变化而引起。燃料包括国际船用和航空燃料。

定义注释：A.2. 能源需求、电力和二氧化碳排放量表

一次能源需求总量（TPED）相当于发电加上除电力和供暖外的其他能源领域加上除电力和供暖外的最终消费总量（TFC）。一次能源需求总量不包括热泵或电力交易产生的环境热量。列出了最终消费总量的行业包括工业、运输业、建筑（住宅、服务和未明确的其他领域）和其他行业（农业和非能源消费）。预测总电量为现有电量加新增电量减去退役电量。

二氧化碳总量还包括除表中所示的发电和最终消费总量行业之外的其他能源领域的排放量。国际船用和航空燃料的二氧化碳排放和能源需求只包括在全球运输领域。国际燃料的天然气消费情况未单独列出。二氧化碳排放量不包括工业废物和非可再生市政废物的排放量。更多信息请登录网址www.iea.org/statistics/topics/CO2emissions。

专栏A.1 · 《世界能源展望》链接

《世界能源展望2017》

一般信息: www.iea.org/weo2017/

附件A 情景预测表 (Excel格式):

www.iea.org/weo/weo2017secure/

用户名: WEO2017AnnexA

密码: 78_A5Rom4

世界能源展望主页

一般信息: www.iea.org/weo/

建模

文档和方法/投资成本政策数据库 (Documentation and methodology / Investment costs / Policy databases)

www.iea.org/weo/weomodel/

世界能源展望最新特别报告

www.iea.org/weo/specialreports/

能源可及性展望: 从贫穷变富裕

www.iea.org/access2017/

2107年东南亚能源展望

www.iea.org/southeastasia/

能源与大气污染

www.iea.org/weo/airpollution/

可再生能源

www.iea.org/weo/renewables/

水

www.iea.org/weo/water/

中国：新政策情景

	能源需求（百万吨油当量）							比例（%）		年均复合增长率（%）
	2000	2015	2016e	2025	2030	2035	2040	2016e	2040	2016e-40
一次能源需求总量	1143	2990	3006	3439	3631	3742	3797	100	100	1.0
煤炭	668	1992	1957	1908	1873	1803	1706	65	45	-0.6
石油	227	538	552	676	711	716	716	18	19	1.1
天然气	23	160	172	309	374	428	469	6	12	4.3
核能	4	45	56	166	218	261	287	2	8	7.1
水力	19	96	102	108	117	125	130	3	3	1.0
生物质能	198	114	112	131	149	169	192	4	5	2.3
其他可再生能源	3	46	55	141	189	240	297	2	8	7.3
电力	380	1272	1303	1558	1700	1805	1871	100	100	1.5
煤炭	334	1047	1042	1034	1043	1025	984	80	53	-0.2
石油	16	7	7	7	6	6	5	1	0	-1.5
天然气	5	34	41	93	112	129	142	3	8	5.3
核能	4	45	56	166	218	261	287	4	15	7.1
水力	19	96	102	108	117	125	130	8	7	1.0
生物质能	1	23	28	51	64	78	93	2	5	5.1
其他可再生能源	0	20	27	100	139	182	230	2	12	9.4
其他能源领域	127	406	403	390	385	375	365	100	100	-0.4
电力	27	83	85	94	100	106	110	21	30	1.1
最终消费总量	791	1915	1924	2281	2421	2505	2557	100	100	1.2
煤炭	274	702	683	639	596	550	498	35	19	-1.3
石油	186	484	492	626	668	677	683	26	27	1.4
天然气	13	106	111	211	261	303	335	6	13	4.7
电力	92	423	437	582	658	721	770	23	30	2.4
热	25	83	89	102	104	105	104	5	4	0.7
生物质能	197	90	84	80	85	91	99	4	4	0.7

续表

	能源需求 (百万吨油当量)							比例 (%)		年均复合增长率 (%)
	2000	2015	2016e	2025	2030	2035	2040	2016e	2040	2016e-40
其他可再生能源	2	26	28	41	49	59	68	1	3	3.7
工业	304	969	972	1077	1113	1132	1131	100	100	0.6
煤炭	185	540	529	484	451	414	374	54	33	-1.4
石油	35	57	58	57	55	51	47	6	4	-0.9
天然气	4	40	42	93	120	144	163	4	14	5.8
电	60	277	283	359	394	421	439	29	39	1.8
热	19	56	59	67	67	65	61	6	5	0.1
生物质能	-	-	-	16	25	35	43	-	4	n.a.
其他可再生能源	0	0	0	1	1	3	5	0	0	13.5
运输业	91	301	299	426	474	493	513	100	100	2.3
石油	85	264	261	355	384	387	391	87	76	1.7
电	1	15	16	26	33	40	46	5	9	4.5
生物燃料	-	2	2	9	14	18	22	1	4	10.4
其他燃料	4	19	20	36	43	48	52	7	10	4.2
建筑	316	436	438	497	530	558	581	100	100	1.2
煤炭	61	85	81	66	56	46	37	18	6	-3.2
石油	20	52	53	53	49	43	38	12	7	-1.3
天然气	4	41	43	71	85	97	105	10	18	3.8
电	26	117	123	180	213	242	268	28	46	3.3
热	7	28	29	35	38	40	43	7	7	1.6
生物质能	197	88	82	53	42	34	28	19	5	-4.3
传统生物质	197	88	82	51	39	30	23	19	4	-5.2
其他可再生能源	2	25	27	40	47	55	62	6	11	3.5
其他	79	209	216	281	304	322	333	100	100	1.8
石化原料	42	107	118	171	192	211	226	27	39	2.7

中国：当前政策情景和可持续发展情景

	能源需求（百万吨油当量）						比例（%）		年均复合增长率（%）	
	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2040		2016e-40	
	当前政策			可持续发展			当前政策情景	可持续发展情景	当前政策情景	可持续发展情景
一次能源需求总量	3617	3941	4408	3146	3142	3021	100	100	1.6	0.0
煤炭	2077	2176	2300	1599	1305	833	52	28	0.7	-3.5
石油	720	785	840	633	606	482	19	16	1.8	-0.6
天然气	308	378	502	311	395	516	11	17	4.5	4.7
核能	160	204	267	189	288	395	6	13	6.8	8.5
水力	107	114	126	114	125	140	3	5	0.9	1.3
生物质能	124	136	166	114	151	218	4	7	1.7	2.8
其他可再生能源	120	148	208	186	273	436	5	14	5.7	9.0
装机容量	1660	1878	2229	1388	1422	1500	100	100	2.3	0.6
煤炭	1163	1276	1447	780	578	307	65	20	1.4	-5.0
石油	7	6	5	6	6	5	0	0	-1.5	-1.8
天然气	95	119	161	98	136	197	7	13	5.9	6.7
核能	160	204	267	189	288	395	12	26	6.8	8.5
水力	107	114	126	114	125	140	6	9	0.9	1.3
生物质能	48	57	75	63	80	111	3	7	4.2	5.9
其他可再生能源	81	102	148	137	209	345	7	23	7.4	11.3
其他能源领域	407	416	428	357	331	277	100	100	0.3	-1.5
电力	99	110	130	85	85	87	30	31	1.8	0.1
最终消费总量	2374	2581	2872	2145	2179	2114	100	100	1.7	0.4
煤炭	672	652	596	600	521	349	21	17	-0.6	-2.8
石油	668	737	802	588	569	462	28	22	2.1	-0.3
天然气	207	257	346	210	260	329	12	16	4.8	4.6
电	605	699	858	548	599	691	30	33	2.8	1.9
热	106	112	119	98	95	85	4	4	1.2	-0.2
生物质能	76	78	91	51	71	107	3	5	0.3	1.0

续表

	能源需求（百万吨油当量）						比例（%）		年均复合增长率（%）	
	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2040		2016e-40	
	当前政策			可持续发展			当前政策情景	可持续发展情景	当前政策情景	可持续发展情景
其他可再生能源	39	46	61	49	64	91	2	4	3.2	5.0
工业	1118	1189	1296	1023	1009	937	100	100	1.2	-0.2
煤炭	507	489	444	453	392	260	34	28	-0.7	-2.9
石油	60	59	54	54	48	35	4	4	-0.3	-2.0
天然气	93	123	180	94	121	164	14	17	6.3	5.8
电	372	419	500	340	355	371	39	40	2.4	1.1
热	71	74	74	65	61	49	6	5	1.0	-0.8
生物质能	15	24	42	15	26	46	3	5	n.a.	n.a.
其他可再生能源	0	0	2	3	6	12	0	1	8.4	18.0
运输业	440	499	562	403	421	400	100	100	2.7	1.2
石油	384	433	478	327	306	209	85	52	2.5	-0.9
电	20	22	28	25	39	85	5	21	2.3	7.2
生物燃料	7	10	16	14	26	39	3	10	8.8	13.1
其他燃料	30	33	41	37	49	67	7	17	3.1	5.2
建筑	528	576	651	443	456	461	100	100	1.7	0.2
煤炭	74	69	56	62	46	12	9	3	-1.5	-7.6
石油	59	58	47	49	41	21	7	5	-0.5	-3.7
天然气	73	88	109	68	77	86	17	19	4.0	2.9
电	196	238	310	168	189	219	48	47	3.9	2.4
热	35	39	44	33	34	36	7	8	1.8	0.9
生物质能	52	41	26	19	13	11	4	2	-4.6	-8.1
传统生物质	51	39	23	16	9	4	4	1	-5.2	-11.4
其他可再生能源	38	45	58	45	56	76	9	16	3.2	4.4
其他	288	317	363	275	294	316	100	100	2.2	1.6
石化原料	173	198	242	168	187	216	37	47	3.0	2.6

中国：新政策情景

	装机容量（千瓦时）							比例（%）		年均复合增长率（%）
	2000	2015	2016e	2025	2030	2035	2040	2016e	2040	2016e-40
总装机容量	1387	5882	6079	7887	8838	9621	10231	100	100	2.2
煤炭	1079	4134	4080	4171	4232	4174	4008	67	39	-0.1
石油	47	10	10	6	6	5	3	0	0	-4.6
天然气	18	158	198	525	642	747	832	3	8	6.2
核能	17	171	213	635	835	1002	1102	4	11	7.1
可再生能源	226	1409	1577	2549	3122	3693	4285	26	42	4.3
水力	222	1114	1191	1251	1359	1448	1513	20	15	1.0
生物质能	2	64	77	161	209	259	311	1	3	6.0
风电	1	186	242	685	907	1129	1356	4	13	7.4
地热能	0	0	0	1	3	7	14	0	0	20.2
太阳能光伏	0	45	66	436	615	806	1031	1	10	12.1
聚焦式太阳能发电	—	0	0	15	29	44	58	0	1	39.3
船舶发电	0	0	0	0	1	1	2	0	0	24.6

	装机容量（吉瓦）						比例（%）		年均复合增长率（%）
	2015	2016e	2025	2030	2035	2040	2016e	2040	2016e-40
总装机容量	1507	1626	2406	2761	3075	3348	100	100	3.1
煤炭	900	945	1061	1089	1096	1087	58	32	0.6
石油	9	9	8	8	7	4	1	0	-3.0
天然气	67	67	145	173	199	219	4	7	5.0
核能	29	34	86	111	132	145	2	4	6.3
可再生能源	503	571	1107	1380	1641	1892	35	57	5.1
水力	320	332	400	440	471	493	20	15	1.7

续表

	装机容量（吉瓦）						比例（%）		年均复合增长率（%）	
	2015	2016e	2025	2030	2035	2040	2016e	2040	2016e–40	
生物质能	11	12	25	33	41	49	1	1	5.9	
风电	129	149	336	429	515	593	9	18	5.9	
地热能	0	0	0	0	1	2	0	0	19.5	
太阳能光伏	43	77	340	469	600	738	5	22	9.8	
太阳能光热发电	0	0	5	9	13	16	0	0	28.0	
船舶发电	0	0	0	0	0	1	0	0	23.7	
	二氧化碳排放量（百万吨）							比例（%）		年均复合增长率（%）
	2000	2015	2016e	2025	2030	2035	2040	2016e	2040	2016e–40
二氧化碳总排放量	3127	9056	8973	9199	9212	8990	8633	100	100	–0.2
煤炭	2537	7405	7307	6920	6713	6384	5947	81	69	–0.9
石油	548	1295	1285	1557	1620	1594	1570	14	18	0.8
天然气	43	356	380	722	879	1011	1115	4	13	4.6
发电	1449	4395	4394	4478	4544	4493	4337	100	100	–0.1
煤炭	1382	4291	4272	4236	4258	4170	3985	97	92	–0.3
石油	56	24	25	22	22	20	17	1	0	–1.5
天然气	12	79	97	220	264	303	335	2	8	5.3
最终消费重量	1529	4324	4243	4411	4368	4213	4026	100	100	–0.2
煤炭	1071	2923	2849	2523	2305	2077	1839	67	46	–1.8
石油	439	1176	1162	1443	1510	1490	1472	27	37	1.0
运输	258	795	786	1068	1156	1166	1179	19	29	1.7
天然气	19	226	232	445	553	645	715	5	18	4.8

中国：当前政策情景和可持续发展情景

	装机容量（千瓦时）						比例（%）		年均复合增长率（%）	
	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2040		2016e-40	
	当前政策			可持续发展			当前政策情景	可持续发展情景	当前政策情景	可持续发展情景
总装机容量	8224	9433	11485	7370	7938	8973	100	100	2.7	1.6
煤炭	4771	5333	6227	3094	2267	1127	54	13	1.8	-5.2
石油	6	6	3	5	4	2	0	0	-4.6	-6.4
天然气	524	658	901	499	650	903	8	10	6.5	6.5
核能	613	784	1024	724	1104	1517	9	17	6.8	8.5
可再生能源	2309	2652	3329	3047	3913	5424	29	60	3.2	5.3
水力	1241	1323	1469	1328	1454	1630	13	18	0.9	1.3
生物质能	152	184	247	205	264	366	2	4	5.0	6.7
风电	559	688	968	953	1310	1914	8	21	5.9	9.0
地热能	1	2	8	1	4	19	0	0	17.2	21.7
太阳能光伏	346	440	610	512	749	1214	5	14	9.7	12.9
太阳能光热发电	10	15	25	48	132	279	0	3	34.5	48.7
船舶发电	0	0	2	0	1	2	0	0	23.4	25.1

	装机容量（吉瓦）						比例（%）		年均复合增长率（%）	
	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2040		2016e-40	
	当前政策			可持续发展			当前政策情景	可持续发展情景	当前政策情景	可持续发展情景
总装机容量	2320	2623	3098	2531	2868	3385	100	100	2.7	3.1
煤炭	1123	1218	1348	964	846	629	44	19	1.5	-1.7
石油	8	8	4	8	8	4	0	0	-3.0	-3.0
天然气	144	176	234	131	158	229	8	7	5.3	5.2
核能	83	105	135	100	149	199	4	6	6.0	7.7
可再生能源	963	1117	1376	1329	1708	2324	44	69	3.7	6.0
水力	395	424	477	431	476	536	15	16	1.5	2.0
生物质能	24	29	39	32	42	58	1	2	4.8	6.6

续表

	装机容量（吉瓦）						比例（%）		年均复合增长率（%）	
	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2040		2016e-40	
	当前政策			可持续发展			当前政策情景	可持续发展情景	当前政策情景	可持续发展情景
风电	276	329	422	457	600	814	14	24	4.4	7.3
地热能	0	0	1	0	1	3	0	0	16.6	21.0
太阳能光伏	265	330	430	392	550	835	14	25	7.4	10.4
太阳能光热发电	3	5	7	16	39	76	0	2	23.8	36.5
船舶发电	0	0	1	0	0	1	0	0	22.5	24.2
	二氧化碳排放量（百万吨）						比例（%）		年均复合增长率（%）	
	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2040		2016e-40	
	当前政策			可持续发展			当前政策情景	可持续发展情景	当前政策情景	可持续发展情景
二氧化碳总排放量	9994	10618	11364	7802	6319	3309	100	100	1.0	-4.1
煤炭	7591	7905	8271	5645	4095	1336	73	40	0.5	-6.8
石油	1684	1826	1906	1432	1309	879	17	27	1.7	-1.6
天然气	719	886	1187	724	914	1094	10	33	4.9	4.5
发电	5012	5516	6287	3436	2479	820	100	100	1.5	-6.8
煤炭	4766	5215	5890	3185	2147	430	94	52	1.3	-9.1
石油	22	22	17	21	20	16	0	2	-1.5	-1.8
天然气	224	279	380	230	313	374	6	46	5.9	5.8
最终消费重量	4654	4773	4752	4094	3611	2335	100	100	0.5	-2.5
煤炭	2656	2527	2229	2319	1840	846	47	36	-1.0	-4.9
石油	1564	1706	1792	1332	1221	818	38	35	1.8	-1.5
运输	1156	1305	1438	985	923	630	30	27	2.6	-0.9
天然气	435	541	730	444	550	672	15	29	4.9	4.5

定义

本附件提供了关于该出版物中所使用的术语的一般信息：单位和通用转换系数、燃料定义、过程和行业、地区和国家分组以及缩写和首字母缩略词。

单位

面积	Ha	公顷
	km ²	平方千米
煤炭	Mtce	百万吨标准煤（相当于0.7 Mtoe）
	Mtpa	百万吨煤炭每年
	gce	克标准煤
排放量	ppm	百万分之（按体积计）
	Gt CO ₂ -eq	十亿吨二氧化碳当量（采用不同的温室气体的100年全球变暖潜能值）
	kg CO ₂ -eq	千克二氧化碳当量
	g CO ₂ /km	克二氧化碳每千米
	g CO ₂ /kWh	克二氧化碳每千瓦时
能源	boe	桶油当量
	toe	吨油当量
	ktoe	千吨油当量
	Mtoe	百万吨油当量
	MBtu	百万英国热量单位
	kcal	千卡（1卡 × 10 ³ ）
	Gcal	千兆卡（1卡 × 10 ⁹ ）
	MJ	兆焦耳（1焦耳 × 10 ⁶ ）

续表

能源	GJ	千兆焦耳 (1焦耳 $\times 10^9$)
	TJ	太焦耳 (1焦耳 $\times 10^{12}$)
	PJ	拍焦耳 (1焦耳 $\times 10^{15}$)
	EJ	艾焦耳 (1焦耳 $\times 10^{18}$)
	kWh	千瓦时
	MWh	兆瓦时
	GWh	吉瓦时
	TWh	太瓦时
天然气	mcm	百万立方米
	bcm	十亿立方米
	tcm	万亿立方米
	scf	标准立方英尺
质量	kg	千克 (1000 kg=1吨)
	kt	千吨 (1吨 $\times 10^3$)
	Mt	百万吨 (1吨 $\times 10^6$)
	Gt	十亿吨 (1吨 $\times 10^9$)
	tU	吨铀
货币	百万美元	1美元 $\times 10^6$
	十亿美元	1美元 $\times 10^9$
	万亿美元	1美元 $\times 10^{12}$
石油	b/d	桶每天
	kb/d	千桶每天
	mb/d	百万桶每天
	mboe/d	百万桶油当量每天
电	W	瓦 (1焦耳每秒)
	kW	千瓦 (1瓦 $\times 10^3$)
	MW	百万瓦 (1瓦 $\times 10^6$)
	GW	吉瓦 (1瓦 $\times 10^9$)
	TW	太瓦 (1瓦 $\times 10^{12}$)
水	bcm	十亿立方米
	m ³	立方米

能源通用转换系数

转换值	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
原始值	y:				
TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.1868×10^{-4}	10^7	1	3.968×10^7	11630
MBtu	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

注：没有公认的boe定义；转换系数不定，通常为7.15到7.40boe/t。

货币换算

汇率（2016年年平均汇率）	1美元等于
英镑	0.74
人民币	6.64
欧元	0.90
印度卢比	67.19
印尼盾	13308.33
日元	108.79
俄罗斯卢布	67.06
南非兰特	14.71

来源：经济合作与发展组织国民核算数据库。

定义

农业：包括农场、林业和渔业消费的所有能源。

生物柴油：通过酯交换作用（对石油中的甘油三酸酯进行转换的化学过程）形成的柴油当量加工燃料。

生物质能：从生物质原料、生物气和废物中提取的固态、液态和气态产品中

的含能量。包括固态生物质、生物燃料和沼气。

生物燃料：从生物气或废物原料中提取的液态燃料，包括乙醇和生物柴油。根据其生产技术及其各自的成熟度，分为传统生物燃料和先进生物燃料。

建筑：建筑包括住宅、商业和用作公共设施的楼宇以及未明确的其他项目所使用的能源。建筑用能包括空间取暖和制冷、水暖、照明、电器和烹饪设备。

燃料：包括国际船用燃料和国际航空燃料。

清洁能源烹饪设施：指比使用固态生物质（如石灶）的传统设施更安全、更高效且更具有环境可持续性的烹饪设施。主要是指改良固态生物质烹饪炉、生物气系统、液化石油气炉、乙醇和太阳灶。

煤炭：包括原煤（包括褐煤、焦煤和动力煤）和衍生燃料（包括专利燃料、褐煤砖、焦炉焦炭、煤气焦炭、煤气厂煤气、焦炉煤气、高炉煤气和吹氧炼钢煤气）。还包括泥煤。

煤层气（CBM）：一种非常规天然气，指存在于煤层中的甲烷。

煤制气（CTG）：首先将开采出来的煤炭转换成合成气（氢气和一氧化碳混合物），然后再转换成“合成”甲烷的过程。

煤制→（CTGL）：将煤炭转换成液态烃。方法是利用费希尔-特罗普希或甲醇制汽油合成法将煤炭气化成合成气（氢气和一氧化碳混合物），从而产生液态燃料；或者采用煤炭直接与氢气发生反应这种不发达的煤炭直接液化技术。

焦煤：能用来炼钢（作为化学还原剂和热源）的一种煤炭，其产生的焦煤可支持高炉装料。这种品质的煤炭也称作冶金煤。

可调度发电：指发电量可控——增加到最大额定能力或者减少至零，从而使供需匹配的技术。

发电量：指只是通过电力产生的或者通过热电联产方式产生的总电量，包括内部所需电量。也称总发电量。

能源服务：向终端用户提供能源以满足其需求。有时也叫作“有用能源”。由于变换损耗，有用能源的量要比相应的最终能源少。能源服务形式包括运输、

机器驱动、照明或空间取暖加热。

乙醇：仅指生物乙醇。乙醇的产生方式是对碳水化合物中任何含量较高的物质进行发酵。目前采用淀粉和糖来生产乙醇，但第二代技术可采用纤维素和半纤维素以及组成大多数植物中都含有的纤维材料来生产乙醇。

天然气（有时也叫作燃气）：包括存在于沉积物中的液态或气态天然气，其主要成分是甲烷。包括来自于只产生气态形式的碳氢化合物的野外的“非伴生”天然气和与原油伴生的“伴生”天然气以及从煤矿中开采的甲烷（煤矿瓦斯）。不包括天然气液态产物（NGL）、人造煤气（市政或工业废物或者污水产生的）和通风或火炬燃烧量。以立方米为单位的天然气数据用“总”热值表示，在15℃和760 mm Hg条件（“标准条件”）下测量。以吨油当量为单位的天然气数据用“净”热值表示，主要是为了与其他燃料进行对比。“净”热值与“总”热值之差为燃料燃烧室产生的水蒸气的汽化潜热（天然气的净热值比总热值低10%）。

热量（终端消费）：可通过化石或可再生燃料燃烧、地热或太阳能直接供热系统、放热化学过程和电（通过电阻加热或者能从环境空气和液体中吸热的热泵产生）获取。这种热量指各种终端消费热量，包括空间取暖和水暖、室内烹饪、工业上的脱盐和各种工艺应用。不包括制冷应用。

热量（供应）：可通过燃料燃烧、核反应堆、地热资源和阳光捕集获取。可用于取暖或制冷，或者转换成机械能用于运输或发电。出售的商用热量在最终消费重量中进行报告，燃料输入分配在发电量中。

水电：水电站发电的含能量，能效为100%。不包括抽水蓄能电站和船舶（潮波）电站的发电。

工业：包括制造业和建筑使用的燃料。主要工业部门包括钢铁、化工和石化、水泥和纸浆造纸。此处不包括各行业用来将能源转换成其他形式或者用来生产燃料时的使用，这些使用在其他能源领域下面单独报告。货运燃料消费量在运输业类别中报告，而越野车的消费量则在工业类别中报告。

国际航空燃料：包括用于国际航空飞机的航空燃料。不包括航空公司用于道路车辆的燃料。根据出发地点和着陆地点来区分国内/国际航空，而不是按照航空公司的国籍区分。很多国家都错误地排除了国内运输公司用于国际出发的燃料。

国际船用燃料：包括参与国际航行的所有船只的燃料。国际航行可能是在海上、内陆湖和水路上以及沿海水域。不包括参与国内航行的船只的消费量。根据出发港和到达港来区分国内/国际航行，而不是按照船只的国籍区分。不包括渔船和军事力量的消费量，包括住宅、服务和农业的消费量。

投资：所有投资数据和预测均反映为“隔夜投资”，即支出的资本通常归划在生产（或交易）开始的那一年，而不是生产（或交易）实际发生的那年。石油、天然气和煤炭投资包括开采、转换和运输；电力行业投资包括改造、性能升级、新修建筑和并网、微型电网和离网发电的所有燃料和技术的替换以及输配电投资。投资数据为按2016年美元计算的实际数据。

褐煤：因其含能量低且水分含量通常较高而不具备长途运输经济性，所以主要在褐煤煤矿附近地区的电力行业中使用的一种煤炭。《世界能源展望》中的褐煤数据包括泥煤——一种由枯死植物在高湿度和空气获取受限的条件下分解而形成的固体物。

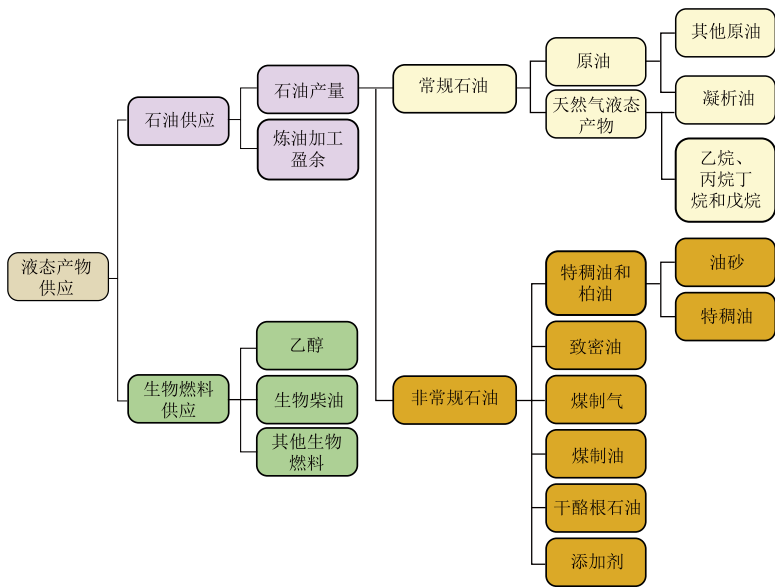
中间馏份：包括喷气燃料、柴油和加热油。

天然气液态产物（NGL）：在天然气生产、净化和稳定时形成的液烃或液化烃。是在分离器、现场设施或气体加工装置中恢复成液体形式的那部分天然气。天然气液态产物包括但不限于乙烷（从天然气流中析出时）、丙烷、丁烷、戊烷、天然汽油和凝析油。

非能源消费：用于化学原料和非能源产品的燃料。举例说，非能源产品包括润滑油、石蜡、柏油、沥青、煤焦油和木材防腐油。

核能：指核电厂发电的一次能源当量，平均转换效率为33%。

图B.1 · 液态燃料分类



石油：石油产量包括常规和非常规石油（图B.1）。石油产品包括精炼气、乙烷、液化石油气、航空汽油、动力汽油、喷气燃料、煤油、气体油/柴油、重油、石脑油、石油溶剂油、润滑油、柏油、石蜡、蜡和石油焦炭。

其他能源领域：包括转型产业的能源消费和将一次能源转换成最终消费行业能够使用的能源时的能源耗损。包括煤气厂、炼油厂、高炉、焦炉、煤炭和天然气转换和液化的损耗。还包括煤矿、石油和天然气提取以及发电和发热所使用的能源。还包括运输和统计差异。

发电用燃料：指发电厂、供热装置和热电联产（CHP装置）所使用的燃料。包括主要活动发电厂和生产燃料供自己使用的小型发电厂（汽车生产商）。

可再生能源：包括发电和供暖用生物质能、地热能、水电、太阳能光伏（PV）、太阳能光热发电（CSP）、风电和海洋能（潮波）。

住宅用能源：家庭消费能源，包括空间取暖和制冷、水暖、照明、电器、电

子设备和烹饪设备。

自给率：相当于国内产量除以一次能源需求总量。

服务用能源：商业（例如酒店、办公室、餐饮和商店）和用作公共设施的楼宇（例如学校、医院和办公室）消费的能源。服务能源消费包括空间取暖和制冷、水暖、照明、设备、电器和烹饪设备。

页岩气：常见的岩石中所含的天然气。页岩地层的特点是透水性低，其中的天然气比常规储层中流经岩石的能力更加受限。页岩气通常采用水力压裂法开采。

固态生物质：包括木炭、薪材，粪便，农业残留物，木材废弃物和其他固体废弃物。

动力煤：主要用在发电厂和在较小程度上用在工业中产热或产生蒸汽的一类煤炭。通常，动力煤不具备炼钢所需的品质。这种品质的煤炭也叫作热能煤。

致密油：利用水力压裂法从页岩或其他低透水性底层中开采出的石油。有时也叫作轻致密油。

最终消费总量（TFC）：不同的终端消费行业的消费总计。最终消费总量分成以下行业的能源需求：工业（包括制造业和采矿业）、运输业、建筑（包括住宅和服务）和其他（包括农业和非能源消费）。不包括国际船用和航空燃料，除非是运输业中包括的世界水平。

一次能源需求总量（TPED）：仅表示国内需求，细分成发电、其他能源领域和最终消费总量。

固态生物质的传统使用：指利用基本技术，例如石灶使用固态生物质，通常没有烟囱或者烟囱运行状况较差。

运输用能源：本国范围内用于货物运输或者客运的燃料和电力，不管这种活动发生在哪个经济部门。包括公共道路车辆或者铁路车辆所使用的燃料和电力；国内航行船只使用的燃料；国内航空飞机所使用的燃料和通过管道提供燃料时产生的能源消耗。指提供了全世界的国际船用和航空燃料，不包括国内运输业的

燃料。

波动性可再生能源（VRE）：指最大产量始终取决于波动可再生能源的可及性的技术。波动性可再生能源包括风力发电、太阳能光伏、径流式水利、聚焦式太阳能发电（不包括储热）和海洋能（潮波）等各种技术。

取水量：某一水源的取水量；按照定义，取水量始终大于或者等于用水量。

地区和国家分组

先进经济体：经济合作与发展组织地区以及保加利亚、卡罗蒂亚、塞浦路斯^[1]、拉脱维亚、立陶宛、马耳他和罗马尼亚。

非洲：北非和撒哈拉以南非洲地区。

亚太地区：东南亚地区和澳大利亚、孟加拉、中国、中国台北、印度、日本、韩国、朝鲜、蒙古、尼泊尔、新西兰、巴基斯坦、斯里兰卡以及其他国家和地区。^[3]

里海：亚美尼亚、阿塞拜疆、格鲁吉亚、哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦、土库曼斯坦和乌兹别克斯坦。

中南美洲：玻利维亚、玻利维亚、巴西、智利、哥伦比亚、哥斯达黎加、古巴、秘鲁、多米尼加共和国、厄瓜多尔、萨尔瓦多、危地马拉、海地、洪都拉斯、牙买加、尼加拉瓜、巴拿马、巴拉圭、秘鲁、苏里南、特立尼达和多巴哥、乌拉圭以及其他国家和地区。^[4]

^[1] 土耳其提供的说明：本文件中提及“塞浦路斯”时，指塞浦路斯岛以南。土耳其人和塞浦路斯人均不对该岛具有唯一管辖权。土耳其承认北塞浦路斯土耳其共和国（TRNC）。在联合国的协调下找到永久且公平的解决方案之前，土耳其应当保留其对“塞浦路斯问题”的态度。

^[2] 经济合作与发展组织与欧盟全体成员国提供的说明：除土耳其外，其他联合国全体成员国均承认塞浦路斯共和国。本文件信息涉及受塞浦路斯共和国政府有效控制的区域。

^[3] 以下国家和地区无单独数据，仅为整体估算：阿富汗、不丹、库克群岛、斐济、法属波利尼西亚、基里巴斯、老挝人民民主共和国、澳门（中国）、马尔代夫、新喀里多尼亚、帕劳、巴布亚新几内亚、萨摩亚、所罗门群岛、蒂勒斯特、汤加和瓦努阿图。

^[4] 以下国家和地区无单独数据，仅为整体估算：安提瓜和巴布达、阿鲁巴、巴哈马、巴巴多斯、伯利兹、百慕大、博内尔、英属维尔京群岛、卡曼群岛、多米尼加、福克兰群岛、法属圭亚那、格林纳达、瓜达洛普、圭亚那、马提尼克、马提尼克、马提尼克、萨巴、圣·尤斯塔提乌斯、圣基茨和尼维斯、圣·露西亚、圣文森特和格林纳丁斯、圣马滕、特克斯和凯科斯群岛。

中国：中华人民共和国。

发展中经济体：“先进经济体”地区分组中未包含的所有其他国家。

欧亚大陆：里海地区和俄罗斯联邦。

欧洲：欧盟地区以及阿尔巴尼亚、白俄罗斯、波斯尼亚和黑塞哥维那、直布罗陀、冰岛、以色列^[5]、科索沃、黑山、挪威、塞尔维亚、瑞士、前南斯拉夫马其顿共和国、摩尔多瓦共和国、土耳其和乌克兰。

欧盟：奥地利、比利时、保加利亚、克罗地亚、塞浦路斯^{1,2}、捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、爱尔兰、意大利、拉脱维亚、立陶宛、卢森堡、马耳他、荷兰、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、斯洛伐克共和国、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典和英国。

IEA（国际能源署）：经济合作与发展组织地区，包括智利、冰岛、以色列、拉脱维亚、墨西哥和斯洛文尼亚。基于截止2017年中的成员国身份。

拉丁美洲：中南美洲地区和墨西哥。

中东：巴林、伊朗伊斯兰共和国、伊拉克、约旦、科威特、黎巴嫩、阿曼、卡塔尔、沙特阿拉伯、叙利亚阿拉伯共和国、阿拉伯联合酋长国和也门。

非经合组织：经济合作与发展组织地区未包含的所有其他国家。

北非：阿尔及利亚、埃及、利比亚、摩洛哥和突尼斯。

北美：加拿大、墨西哥和美国。

OECD（经济合作与发展组织）：澳大利亚、奥地利、比利时、加拿大、智利、捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、冰岛、爱尔兰、以色列、意大利、日本、韩国、卢森堡、墨西哥、荷兰、新西兰、挪威、波兰、葡萄牙、斯洛伐克共和国、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、土耳其、英国和美国。拉脱维亚在2016年7月成为经济合作与发展组织成员国，但是在经济合作与发展组织的国际能源展望预测中尚未反映出其成员国身份。

^[5] 以色列的统计数据由以色列相关当局提供和负责。经济合作与发展组织和 / 或国际能源署使用这些数据并不损害戈兰高地、东耶路撒冷和以色列根据国际法条款在加沙西岸设置的定居点。

OPEC（石油输出国组织）：阿尔及利亚、安哥拉、厄瓜多尔、赤道几内亚、加蓬、伊朗伊斯兰共和国、伊拉克、科威特、利比亚、尼日利亚、卡塔尔、沙特阿拉伯、阿拉伯联合酋长国和委内瑞拉。

东南亚：文莱、柬埔寨、印度尼西亚、老挝人民民主共和国、马来西亚、缅甸、菲律宾、新加坡、泰国和越南。这些国家均为东南亚国家联盟（ASEAN）成员国。

撒哈拉以南非洲：安哥拉、贝宁、博茨瓦纳、喀麦隆、刚果共和国、科特迪瓦、刚果民主共和国、厄立特里亚、埃塞俄比亚、加蓬、加纳、肯尼亚、毛里求斯、莫桑比克、纳米比亚、尼日尔、尼日利亚、塞内加尔、南非、南苏丹、苏丹、坦桑尼亚联合共和国、多哥、赞比亚、津巴布韦和其他国家和地区。^[6]

缩写和首字母缩略词

CAAGR	年均复合增长率
CBM	煤层气
CCGT	联合循环燃气轮机
CCS	碳捕捉和储存
CH4	甲烷
CHP	热电联产，有时叫作热电联供
CNG	压缩天然气
CO2	二氧化碳
CO2-eq	二氧化碳当量
CPS	当前政策情景
CSP	聚焦式太阳能发电
CTG	煤制气

^[6] 以下国家和地区无单独数据，仅为整体估算：布基纳法索、布隆迪、佛得角、中非共和国、乍得、科摩罗、吉布提、赤道几内亚、冈比亚、几内亚、几内亚比绍、莱索托、利比里亚、马达加斯加、马拉维、马里、毛里塔尼亚、卢旺达、卢旺达、圣多美和普林西比、塞舌尔、塞拉利昂、索马里、斯威士兰、乌干达和西撒哈拉。

CTL	煤制油
EV	电动汽车
GDP	国内生产总值
GHG	温室气体
GTL	天然气转变液体燃料
IAEA	国际原子能机构
ICT	信息和通信技术
IEA	国际能源署
IGCC	整体气化联合循环
IOC	国际石油公司
IPCC	政府间气候变化专门委员会
LCOE	平准化度电成本
LCV	轻型商用车
LNG	液化天然气
LPG	液化石油气
LULUCF	土地利用、土地利用变化及森林
MER	市场汇率
MEPS	最低能效性能标准
NDCs	国家自主贡献
NEA	国际能源署（经济合作与发展组织机构）
NGLs	天然气凝析液
NGV	天然气汽车
NPS	新政策情景
NOC	国家石油公司
NOX	氮氧化合物
NPS	新政策情景
OECD	经济合作与发展组织

OPEC	石油输出国组织
PHEV	插电式混合动力汽车
PLDV	客用轻型汽车
PM	颗粒物
PPP	购买力平价
PV	光伏
R&D	研发
SDS	可持续发展情景
SO ₂	二氧化硫
T&D	输配电
TFC	最终消费总量
TPED	一次能源需求总量
US	美国
VRE	波动性可再生能源
WEO	世界能源展望
WEM	世界能源模型
WHO	世界卫生组织

参考文献

第一章：中国能源现状

CGI（中国绿色科技）（2015）. 中国绿色科技报告2014：增进绿色、智慧、效率. 中国绿色科技，北京.

IEA（国际能源署）（2017）. 2017年世界能源投资. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

IEA（国际能源署）（2017）. 世界能源展望特别报告2016：能源与空气污染》，经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

王姣、钟丽锦和龙瀛. 中国基准水压力. 世界资源研究所，美国华盛顿特区.

世界银行（2009）. 解决中国的水稀缺：关于水资源管理若干问题的建议. 国际复兴开发银行/世界银行，美国华盛顿特区.

第二章：中国能源需求展望

Feng, S.和Q. Li（2013）. 城市交通可持续发展. 见：中国上海、北京和广州三个大城市的汽车保有量控制. 40~49.

IEA（国际能源署）（2017）. 世界能源平衡表. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

IEA（国际能源署）（2017）. 世界能源展望2016. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

世界银行（2017）. 空运载客量. <http://data.worldbank.org/indicator/IS.AIR.PSGR?end=2015&start=2000>，访问日期：2017年5月24日.

第三章：中国能源供应及投资展望

英国商品研究所（2017）. 热能煤成本模型（专用数据库）. 访问日期：2017年7月.

IAEA（国际原子能机构）（2017）. 世界核电反应堆（2017版）（参考资料序号2）. 国际原子能机构，维也纳.

IEA（国际能源署）（2017a）. 石油市场月报. 2017-05，经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

IEA（国际能源署）（2017b）. 市场报告系列：石油2017. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

IEA（国际能源署）（2017c）. 市场报告系列：可再生能源2017. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

IEA（国际能源署）. 世界能源展望2016. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

NEA/IAEA（国际能源署/国际原子能机构）（2016）. 铀2016：资源、产量与需求. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

世界核能协会（世界核能协会）（2017）. 中国核燃料循环. www.worldnuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-fuel-cycle.aspx, 访问日期：2017年7月.

第四章：中国能源政策改革的国际影响

Château, J.、R. Dellink和E. Lanzi（2014）. 经济合作与发展组织/环境变量链接模型概述. 经济合作与发展组织，巴黎.

IEA（国际能源署）（2017a）. 2017年世界能源投资. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

IEA（国际能源署）（2017b）. 世界能源展望2017. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

IEA（国际能源署）（2012）. 世界能源展望2012. 经济合作与发展组织/国际能源署，巴黎.

本报告反映了国际能源署秘书处的观点，并不意味着国际能源署成员国都持相同看法。国际能源署对本报告所涉及的内容（包括完整性和准确性）不做任何申述、担保、解释或暗示，对于本报告的使用和引用，国际能源署概不负责。除非做出特别说明，本报告图表中的数据来源均为国际能源署的数据及分析。

如有勘误，请查阅国际能源署或经济合作与发展组织：www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm

国际能源署出版

国际能源署

网址：www.iea.org

联系信息：www.iea.org/about/contact/

由石油工业出版社在北京排版——2017年12月

封面设计：国际能源署，图片来源：Shutterstock

Online bookshop

www.iea.org/books

PDF versions at 20% discount

E-mail: books@iea.org



Global Gas
Security
series

Energy
Technology
Perspectives
series

World
Energy
Outlook
series

Energy
Policies
of IEA
Countries
series

World
Energy
Investment
series

Energy
Statistics
series

Oil

Energy
Policies
Beyond IEA
Countries
series

Gas

Coal

Renewable
Energy

Energy
Efficiency

Market
Report
Series