

# 可再生能源 与 减缓气候变化

决策者摘要和技术摘要

政府间气候变化专门委员会  
特别报告

ipcc





# 可再生能源及减缓气候变化 特别报告

决策者摘要

IPCC第三工作组报告

和

技术摘要

IPCC第三工作组接受的报告

但未经过逐行批准

编辑

**Ottmar Edenhofer**

第三工作组联合主席  
波茨坦气候影响研究所  
(PIK)

**Ramón Pichs-Madruga**

第三工作组联合主席  
世界经济研究中心  
(CIEM)

**Youba Sokona**

第三工作组联合主席  
非洲气候政策中心  
联合国非洲经济委员会 (UNECA)

**Kristin Seyboth Patrick Matschoss Susanne Kadner**

**Timm Zwickel**

**Patrick Eickemeier Gerrit Hansen Steffen Schlömer**

**Christoph von  
Stechow**

第三工作组技术支持小组  
波茨坦气候影响研究所 (PIK)

政府间气候变化专门委员会出版



# 目录

## 第一部分

前言	vii
序	ix

## 第二部分

决策者摘要	3
技术摘要	27

## 附件

附件1	术语、缩略语、化学符号和前缀	161
附件2	方法	181
附件3	最近可再生能源的成本和性能参数	209





# 前言和序





## 前言

政府间气候变化专门委员会的《可再生能源与减缓气候变化特别报告》(SRREN)全面回顾了这些资源和技术、相关成本和效益，及其在一套减缓选择组合中潜在作用。

这个报告对各种技术和情景所涉及的成本和温室气体排放的详尽叙述第一次向世人证实了可再生资源的重要作用，无论达成任何实质性减缓气候变化协议与否。

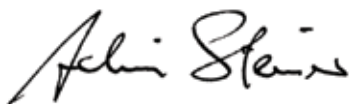
作为1988年由世界气象组织(WMO)和联合国环境规划署(UNEP)建立的一个政府间机构，IPCC在随后时期向政策制定者成功地提供了最权威和最客观的各种科学技术评估报告，虽然这些报告显然与政策相关，但从未宣称有任何政策倾向。此外，正当各国政府在各自的减缓气候变化大背景下深刻思考可再生资源的作用时，这个特别报告应被视为具有特殊的重要意义。

《可再生能源与减缓气候变化特别报告》的面世要感谢数百位世界各地和各学科专家的全力投入和一丝不苟的奉献。我们谨对OttmarEdenhofer教授、RamonPichs-Madruga博士和Youba Sokona博士表示由衷的感谢，感谢他们在本报告的整个编写过程中发挥了持之不懈的领导作用，我们还对所有主要作者协调人、主要作者、撰稿人、编审、评审人员和第三工作组技术支持小组的人员表示深深的谢意。

我们非常珍视德国的慷慨支持并致力于《可再生能源与减缓气候变化特别报告》的编写工作，特别是承办了第三工作组的技术支持小组。另外，我们谨感谢阿拉伯联合酋长国主办了全会，会上通过了本报告；感谢巴西、挪威、英国和墨西哥相继承办了一系列主要作者会议，感谢那些通过提供资金支持和后勤保障方式为IPCC工作做出贡献的所有赞助方；最后我们还感谢IPCC主席R.K帕乔里博士在本报告的整个编写过程中所发挥的领导作用。



M. 雅罗  
世界气象组织秘书长



A. 施泰纳  
联合国环境规划署执行主任



# 序

政府间气候变化专门委员会(IPCC)第三工作组关于《可再生能源与减缓气候变化特别报告》(SRREN)评估并透彻分析了各项可再生能源技术及其在温室气体减排中当前和潜在的作用。本报告给出的各项结果是基于对包括各具体研究在内的科学文献的广泛评估,但为了得出更广泛的结论还对所分析的各项研究作了综合。本报告将有关具体技术研究的信息与大尺度综合模式结果相结合,并向决策者提供了与政策相关的(但无政策倾向的)信息,内容涉及不同资源的特征和技术潜力、各项技术的历史发展、融入这些技术所面临的各种挑战、利用这些技术的社会和环境影响,以及在商业市场上购买的可再生能源技术的平准化能源成本与最近的不可再生能源成本的比较。此外,本报告论述了可再生能源在努力实现温室气体浓度稳定水平过程中的作用,阐述并分析了现有的政策,以有助于为减缓气候变化和/或实现其它各项目标发展和推广利用可再生能源,并对本报告最初规划时细化的某些重要问题作了解答。

## 编写过程

本报告是根据IPCC建立的有关规则和程序撰写的,并可用于之前的评估报告。IPCC曾于2008年1月20日至25日在德国的吕贝克市召开了规划会议,并于2008年4月9日至10日在匈牙利布达佩斯举行的第28次IPCC全会上批准了本报告的大纲。不久之后组建了作者班子,共有122位主要作者(33位来自发展中国家,4位来自经济转型国家,85位来自工业化国家)、25位编审和132位撰稿作者。

执行了IPCC的评审程序,根据该程序作者编写的草案须经过了两次评审。对来自350多位专家评审人员以及政府和国际组织的24766条意见作了处理。负责每章的编审已确保所有政府和专家的实质性评审意见得到妥善考虑。

2011年5月5日至8日,在阿拉伯联合酋长国的阿布扎比市召开的第三工作组第11次会议上逐行批准了《决策者摘要》并接受了本报告的最终草案。2011年5月10日至13日,在阿布扎比举行的IPCC第33次全会上接受了本特别报告。

## 特别报告的结构

《可再生能源与减缓气候变化特别报告》分为三大部分:一个开篇章、六个具体技术章(第2-7章);另外四章涉及各项技术的融入问题(第8-11章)。

第1章是开篇章,编写此章的意图在于把可再生能源放在减缓气候变化各项选择的大框架下,并确定可再生能源技术的共同特征。

每个技术章(第2-7章)提供了有关每一类可再生能源的现有资源潜力、技术和市场发展及其对环境和社会影响的信息,这些能源包括生物能、直接太阳能、地热能、水电、海洋能和风能。另外,还论述了未来技术创新和降低成本的前景。最后这六章讨论了未来推广利用这些能源的可能性。

第8章是涉及融入问题的第一章,此章讨论了可再生能源技术当前如何融入相关的能源配送系

统以及在未来如何融入的问题。此章还讨论了在运输业、建筑业、工业和农业中实现可再生能源技术战略利用的发展路径。

第9章涉及在可持续发展背景下的可再生能源，此章包括可再生能源的社会、环境和经济影响，其中包括改进的能源服务获取和安全的能源供应。此章还涉及可再生能源技术遇到的具体障碍。

通过对160多个情景的评审，第10章研究了可再生能源技术如何为各种不同温室气体减排情景做出贡献，从一切照常情景到那些反映雄心勃勃的温室气体浓度稳定水平的情景。此章深入分析了其中四种情景，并讨论了可再生能源技术推广利用的成本。

第11章是本报告的最后一章，此章阐述了可再生能源为政策提供支持的当前趋势以及可再生能源技术融资和投资趋势。此章还回顾了当前可再生能源政策方面的经验，包括效果和效率措施，并讨论了扶持环境对政策成效的影响。

虽然本报告的作者采纳了在报告出版时的最近文献，但读者应当意识到本特别报告所涉及的专题也许有了进一步的快速发展。本报告包括某些可再生能源技术的发展现状、对各种融入方面挑战的认知程度、减缓成本、共生效益、环境和社会影响、政策途径和融资选择。本报告中的地图所使用的国界、地名和标示并不表示联合国已正式认同或接受。在本报告的地图中，查谟和喀什米尔地区的虚线表示与印度与巴基斯坦双方同意的实际控制线大致相符。印巴双方尚未就上述两个地区的最终地位达成一致。

## 致谢：

本特别报告的编写工作浩大，来自世界各地的许多人为此做出了各种贡献。在此，我们谨感谢各国政府和参与机构的慷慨贡献，使作者、编审、政府和专家评审人员能够参与这一编写过程。

我们特别感谢德国政府的贡献和支持，尤其是德国联邦教育与研究部(BMBF)为第三工作组的技术支持小组(TSU)提供了资金支持。为协调这笔资金，德国航空航天中心(DLR)的Gregor Laumann和Christiane Textor总是时刻准备为该团队付出时间和精力。我们还谨对德国联邦环境、自然保护和核安全部(BMU)表示感谢。此外，波茨坦气候影响研究所(PIK)为技术支持小组提供了办公场所。

我们非常感谢巴西、挪威、英国和墨西哥政府，这几国政府与当地机构协作在圣若泽多斯坎波斯(2009年1月)、奥斯陆(2009年9月)、牛津(2010年3月)和墨西哥城(2010年9月)分别主办了至关重要的主要作者会议。另外，我们还谨感谢美国政府和可持续性研究所与碳管理项目技术创立者协会一道在华盛顿特区(2010年2月)承办了特别报告专家评审会议。最后，我们还感谢波茨坦气候影响研究所邀请本报告的主要作者协调人在其院内召开了总结会议(2011年1月)。

本特别报告之所以能够面世，这要感谢主要作者协调人和主要作者的专业知识、辛勤工作和精益求精的奉献精神，并得到了撰稿作者的大力支持。我们还谨感谢政府和专家评审人员，感谢他们投入了时间与精力，为每一稿都提供了建设性和有益的意见。编审在本报告的编写过程中也发挥了至关重要的作用，他们通过处理各种意见为作者班子提供了支持，并确保对相关问题作出客观的讨论。

我们非常感谢第三工作组的技术支持小组的辛勤工作，该组成员包括：Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Kristin Seyboth, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen, Steffen Schloemer, Christoph von Stechow, Benjamin Kriemann, Annegret Kuhnigk, Anna Adler 和 Nina Schuetz。该组的协助人员有Marilyn Anderson, Lelani Arris, Andrew Ayres, Marlen Goerner, Daniel Mahringer和Ashley Renders。技术支持小组的高级顾问Brigitte Knopf不断地提供了大量有价值的素材和指导。我们特别感谢“每日互动数字通讯”的Kay Schröder和他的团队为制图提供了支持。另外，阿鲁约文件书写有限责任公司的Valarie Morris和她的团队完成了排版工作，在此一并致谢。

第三工作组主席团成员包括Antonina Ivanova Boncheva（墨西哥）、Carlo Carraro（意大利）、Suzana Kahn Ribeiro（巴西）、Jim Skea（英国）、Francis Yamba（赞比亚）、Taha Zatari（沙特阿拉伯）和在担任IPCC副主席之前的Ismail A.R. Elgizouli（苏丹）在本报告整个编写过程中为第三工作组联合主席提供了持续不断的和富有建设性的支持。

我们谨感谢IPCC秘书Renate Christ以及秘书处工作人员Gaetano Leone, Mary Jean Burer, Sophie Schlingemann, Judith Ewa, Jesbin Baidya, Joelle Fernandez, Annie Courtin, Laura Biagioni, Amy Smith Aasdam 和 Rockaya Aidara，感谢他们为政府联络以及为发展中国家和经济转型国家专家的旅行提供了后勤保障。

我们特别感谢IPCC主席拉贞德拉·帕乔里博士，感谢他在这个IPCC特别报告编写期间所做出的贡献和支持。



Ottmar Edenhofer  
IPCC 第三工作组联合主席



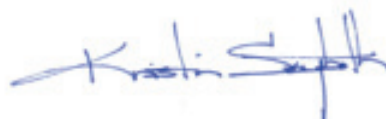
Ramon Pichs-Madruga  
IPCC 第三工作组联合主席



Youba Sokona  
IPCC 第三工作组联合主席



Patrick Matschoss  
IPCC 第三工作组  
技术支持小组组长



Kristin Seyboth  
IPCC 第三工作组资深科学家  
特别报告经理

谨将此报告献给

**第8章主要作者协调人**  
**沃尔弗兰姆·克里维特(德国)**

沃尔弗兰姆·克里维特(Wolfram Krewitt)先生于2009年10月8日意外辞世。他曾供职于位于德国斯图加特市的德国航空航天中心(DLR)。

**第10章主要作者**  
**瑞蒙德·怀特(牙买加)**

瑞蒙德·怀特(Raymond Wright)先生于2011年7月7日辞世。他生前在牙买加金斯敦的牙买加石油公司(PCJ)工作。

沃尔弗兰姆·克里维特先生为本特别报告做出了突出贡献。第8章(可再生能源融入当前和将来的能源系统)中处处可见他的真知灼见，对此他功不可没。沃尔弗兰姆·克里维特先生是IPCC作者班子中一位富有才华、智慧出众、兢兢业业的成员，他的离世对于从事气候和能源问题研究的国际科学界是一个巨大的损失。本报告的其他同僚作者将会永远怀念他。



摘要





# SPM

## 决策者摘要

### 主要作者协调人:

Ottmar Edenhofer (德国)、Ramon Pichs-Madruga (古巴)、  
Youba Sokona (埃塞俄比亚/马里)、Kristin Seyboth (德国/美国)

### 主要作者:

Dan Arvizu (美国)、Thomas Bruckner (德国)、John Christensen (丹麦)、Helena Chum (美国/巴西)、Jean-Michel Devernay (法国)、Andre Faaij (荷兰)、Manfred Fischedick (德国)、Barry Goldstein (澳大利亚)、Gerrit Hansen (德国)、John Huckerby (新西兰)、Amulf Jäger-Waldau (意大利/德国)、Susanne Kadner (德国)、Daniel Kammen (美国)、Volker Krey (奥地利/德国)、Arun Kumar (印度)、Anthony Lewis (爱尔兰)、Oswaldo Lucon (巴西)、Patrick Matschoss (德国)、Lourdes Maurice (美国)、Catherine Mitchell (英国)、William Moomaw (美国)、José Moreira (巴西)、Alain Nadaï (法国)、Lars J. Nilsson (瑞典)、John Nyboer (加拿大)、Atiq Rahman (孟加拉)、Jayant Sathaye (美国)、Janet Sawin (美国)、Roberto Schaeffer (巴西)、Tormod Schei (挪威)、Steffen Schlömer (德国)、Ralph Sims (新西兰)、Christoph von Stechow (德国)、Aviel Verbruggen (比利时)、Kevin Urama (肯尼亚/尼日利亚)、Ryan Wiser (美国)、Francis Yamba (赞比亚)、Timm Zwickel (德国)

### 特别顾问:

Jeffrey Logan (美国)

### 引用本章内容时应注明:

IPCC, 2011: 决策者摘要。出处: IPCC《关于可再生能源与减缓气候变化的特别报告》[O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (编辑)], 英国, 剑桥, 剑桥大学出版社和美国, 纽约。



## 目录

1.	引言.....	6
2.	可再生能源与气候变化.....	7
3.	可再生能源技术与市场 .....	7
4.	融入当前和未来的能源系统.....	15
5.	可再生能源与可持续发展 .....	18
6.	减缓潜力与成本 .....	20
7.	政策、实施与融资 .....	24
8.	推动可再生能源的知识进步.....	26

## 1. 引言

第三工作组的《关于可再生能源与减缓气候变化的特别报告》(SRREN)评估了为减缓气候变化做出贡献的六种可再生能源(RE)的科学、技术、环境、经济和社会方面文献。本报告的目的是为各国政府、政府间进程和其他利益相关方提供与政策相关的信息。本决策者摘要对上述特别报告作了全面概述，并对各项基本发现作了总结。

### 可再生能源与减缓气候变化特别报告



图SPM.1: 《可再生能源与减缓气候变化特别报告》的结构 [图1.1, 1.1.2]

《关于可再生能源与减缓气候变化的特别报告》共分十一章。第1章提供了有关可再生能源和气候变化的背景；第2章至第7章分别提供了有关六种可再生能源技术的信息，而第8章至第11章涉及可再生能源的各种融入问题(见图SPM.1)。

按在方括号中与各章节对应的编号分别提及了各有关章节。可在《关于可再生能源与减缓气候变化的特别报告》的术语表(附件1)中查阅本决策者摘要中使用的术语、缩略语和化学符号的解释。关于确定成本、一次能源和其它分析专题的所采用的约定俗成的规定和方法，分别见附件2和附件3。本报告在相关之处公布了不确定性。<sup>1</sup>

<sup>1</sup> 本报告公布了不确定性，例如：通过给出敏感性分析结果，并通过以量化方式给出成本值区间和情景结果区间给出了不确定性。本报告没有采用IPCC关于不确定性的正式术语，因为在批准本报告时，IPCC关于不确定性指南正在修订之中。

## 2. 可再生能源与气候变化

对能源和相关服务的需求不断增长，以满足社会和经济的发展以及提高人类福祉和健康水平。所有社会需要靠能源服务满足人类的基本需要(如照明、炊事、空间舒适度、出行和通信等)并用于各种生产过程 [1.1.1, 9.3.2]。自大约1850年以来，全球对化石燃料(煤、石油和天然气)的利用不断增加，已成为主要的能源供应方式，从而导致二氧化碳(CO<sub>2</sub>)排放快速增加[图1.6]。

提供能源服务引起的温室气体排放(GHG)已为历史上大气温室气体浓度增加做出了显著贡献。IPCC《第四次评估报告》(AR4)的结论是“自20世纪中叶以来，大部分已观测到的全球平均温度升高很可能<sup>2</sup>是由于已观测到的人类温室气体浓度增加所致”。

近期资料确认：各类化石燃料消耗占全球人为温室气体排放<sup>3</sup>的绝大部分。截止2010年底，各种排放持续增加，而且CO<sub>2</sub>浓度已不断增加，超过了390ppm，或比工业化之前的水平高39%。[1.1.1, 1.1.3]

在依然提供能源服务的同时，能源系统温室气体减排有多种选择。[1.1.3和10.1] 在《第四次评估报告》中对其中一些可行的选择作了评估，如节能和提高能效、化石燃料的转换、可再生能源、核能以及碳捕获和封存(CCS)等。对任何减缓选择组合的全面评估将涉及评估各个选择的减缓潜力及其对可持续发展的贡献以及所有相关的各种风险和成本[1.1.6]。本报告将把重点放在可再生能源技术的开发能够在这类减缓选择组合中发挥的作用方面。

以及可再生能源具有大的减缓气候变化的潜力，因此可再生能源能够带来更广泛的效益。如果妥善实施，可再生能源可为社会和经济的发展、能源获取、安全的能源供应，以及为减少对环境对人类健康的负面影响做出贡献。[9.2, 9.3]

在大多数条件下，增加可再生能源在混合能源中的份额将需要出台各种政策，以促进能源系统的变革。近些年来，可再生能源技术的开发速度已加快，而且预估在大多数宏伟的减缓情景中可再生能源的份额将会大幅度增加 [1.1.5, 10.2]。将需要出台更多政策，以吸引对技术和基础设施增加必要的投资 [11.4.3, 11.5, 11.6.1, 11.7.5]。

## 3. 可再生能源技术与市场

可再生能源包括异类技术(文框SPM1)。各类可再生能源能够提供电力、热力和机械能，并产生可满足多种能源服务需要的燃料 [1.2]。在农村和城市环境中的使用地点(分散式)能够推广利用某些可再生能源技术，而其它的可再生能源技术主要用于大的(集中式)能源网络 [1.2, 8.2, 8.3, 9.3.2]。虽然在技术上越来越多的可再生能源技术是成熟的，并正在得到相当大规模推广利用，但其它技术则处在技术成熟度和商业推广的初期阶段，或填补

<sup>2</sup> 根据《第四次评估报告》使用的关于不确定性的正式语言，‘很可能’这一术语是指>90%的评估发生概率。

<sup>3</sup> 单种人为温室气体对2004年总排放量的贡献分别为：化石燃料CO<sub>2</sub> (56.6%)、毁林和生物质腐烂等产生的CO<sub>2</sub> (17.3%)、其它来源的CO<sub>2</sub> (2.8%)、甲烷 (14.3%)、氧化亚氮 (7.9%) 和氟化气体 (1.1%)，用CO<sub>2</sub>当量表示，见《第四次评估报告》。[图1.1b, AR4, WG III, 第1章。有关行业(包括林业)排放的其它信息，另见图1.3b和相关脚注。]

专业化缝隙市场 [1.2]。可再生能源技术的能源输出会是(1)可变的而且在一定程度上随不同时间尺度(从几分钟到几年)是不可预测的, (2)可变但可预测, (3)恒定的, 或是(4)可控的 [8.2, 8.3]。

### 文框SPM 1: 在本报告中考虑的可再生能源和技术

**生物能**可产生于各种生物质原料, 包括森林、农业和牲畜等残留物、短轮伐期的人工林、能源专植作物、城市固体废弃物中的有机成分, 以及其它有机废弃液等。经过各种加工, 这些原料可直接用于生产电、热量、汽化和液化燃料。生物能技术的范围宽泛, 而这类技术的成熟度存在很大的差异。在商业上可提供技术的实例包括小型和大型锅炉、家用基于生物质颗粒燃料的供暖系统、产于糖和淀粉的乙醇。处于商业开发初期阶段的技术实例包括先进的一体化生物质气化复循环电厂、运输用途的木质纤维素燃料等, 而利用藻类植物和某些其它生物转换方法生产的液化生物燃料仍处于研发(R&D)阶段。生物能源技术应用于集中和分散供电的环境中, 而在发展中国家传统的生物质利用成为当前最普遍的应用<sup>4</sup>。一般生物能可提供恒定的或可控的电力输出。生物能项目通常取决于具备当地和区域燃料供应, 但是近期发展表明, 固态生物质和液化生物燃料在国际交易中呈现逐渐增加的趋势。[1.2, 2.1, 2.3, 2.6, 8.2, 8.3]

**直接太阳能**技术通过控制太阳辐照度利用光伏板(PV)和太阳能聚光(CSP)发电, 产生热力(通过被动受热或主动受热方式供热或制冷), 满足对直接照明的需求, 并生产可用于交通运输和其它用途的燃料。太阳能技术的成熟度从研发阶段(如太阳能燃料)到相对成熟(如CSP)再到完全成熟(如被动和主动加热和晶硅光伏板)之间不等。许多但并非所有技术属于模块性质, 既能够用于集中式能源系统, 也能用于分散式能源系统。虽然在某些情况下太阳能输出的时间廓线与能源需求有很好的相关性, 但是太阳能是可变的, 而且在一定程度上是不可预测的。热能存储为某些技术(如CSP和直接加热)提供了可提高输出控制的选择 [1.2, 3.1, 3.3, 3.5, 3.7, 8.2, 8.3]

**地热能**是利用可从地球内部获得的热能。通过利用机井或其它手段从地热储层中获取热量。自然足够热的并可渗透的储层被称为地热储层, 而足够热的但需要通过液压加热手段提高热力的储层被称为增强型地热系统(EGS)。热流液一旦从热储层达到地表则可用于发电或可更直接地用于各种所需的热能用途, 包括小区供热或利用浅机井的低温热量驱动供热或制冷用途的地热泵。水热力电厂和地热能应用是成熟的技术, 而EGS项目正处于示范和试点阶段。当用于发电时, 地热电厂一般提供恒定的电力输出。[1.2, 4.1, 4.3, 4.4, 8.2, 8.3]

**水电**利用了水从高处向低处流动时的能量, 主要用于发电。水电项目囊括各种库坝项目, 包括水库、河流和溪流项目, 并在项目规模上涵盖一个连续体。这种多样性使水电能够满足大城市的集中需求和分散的农村需求。水电技术是成熟的。水电项目利用了在不同时间尺度上不同的资源。但是, 有水库相配套的水电设施提供的可控电力输出可用于满足峰值电力需求, 并有助于平衡那些具有大量可变的可再生能源电力系统。水力发电水库的运行往往反映了它们的多种用途, 例如饮用水、灌溉、防洪抗旱、航运和能源供应等。[1.2, 5.1, 5.3, 5.5, 5.10, 8.2]

<sup>4</sup> 国际能源机构(IE)把传统生物质定义为发展中国家居住区的生物质消耗, 指通常是以不可持续的方式把木材、木炭、农业残留物和动物粪便当作薪柴用于炊事和取暖。所有其它生物质的利用则被定义为现代用途 [附件1]。

海洋能源自海水的潜能、动能、热能和化学能，这些能量经转换后可提供电力、热能或饮用水。已有各种可行的技术，诸如潮汐坝、水下潮汐和洋流涡轮发电机、用于海洋热能转换的热量交换以及各种其它利用波浪能和盐度梯度的设备。除潮汐坝以外，海洋技术均处于示范和试点项目阶段，许多技术还需要进行更多的研发。其中一些技术具有可变的能量输出廓线，其可预测性水平各不相同(如海浪、潮差和洋流)，而其它技术也许能具有接近恒定的甚或可控的运行(如海洋热量和盐度梯度)。[1.2, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.6, 8.2]

风能利用流动空气的动能。与减缓气候变化相关的主要应用是通过设在陆地(沿岸)或近海或淡水体(离岸)上的大型风机发电。陆上风能技术已经比较成熟，并已大规模生产和推广利用。离岸风能技术具有继续取得技术进步的更大潜力。风电既是可变的，并且在一定程度上也是不可预测的，但是许多区域的经验和深入研究已表明，将风能融入电力系统一般不存在难以逾越的技术障碍。[1.2, 7.1, 7.3, 7.5, 7.7, 8.2]

在全球范围内，据估算2008年可再生能源在492 EJ<sup>5</sup>的一次能源供应总量中占12.9%(文框SPM.2和图SPM.2)。贡献最大的可再生能源是生物质(10.2%)，其中大部分(约占60%)是发展中国家用于炊事和取暖的传统生物质，但对现代生物质的利用也迅速增加<sup>6</sup>。水电占2.3%，而其它可再生能源占0.4% [1.1.5]。2008年，可再生能源对全球电力供应的贡献大约为19%(水电占16%，其它可再生能源占3%)，生物燃料对全球公路运输燃料供应的贡献为2%。传统生物质(17%)、现代生物质(8%)、太阳热能和地热能(2%)加在一起占全球热量总需求的27%。因国家和区域不同，可再生能源对一次能源供应的贡献有相当大的差异。[1.1.5, 1.3.1, 8.1]

近些年来，可再生能源的推广利用已呈现迅速加快的趋势(图SPM.3)。政府出台的各类政策、许多可再生能源技术成本的下降、化石燃料价格的变化、能源需求的增加以及其它因素始终鼓励可再生能源利用不断增加[1.1.5, 9.3, 10.5, 11.2, 11.3]。2009年，虽然经历了各种全球金融挑战，但与前一年的累积装机容量相比，可再生能源的产能持续快速增长，其中包括风电(32%，增加了38GW)、水电(3%，增加了31GW)、并网太阳能光伏发电(53%，增加了7GW)、地热电力(4%，增加了0.4GW)以及太阳能热水/供热(21%，增加了31GW)。2008年，生物燃料占全球公路运输燃料需求的2%，2009年则接近3%。到2009年底，乙醇的年生产量增至1.6EJ(760亿升)，生物柴油增至0.6EJ(170亿升)[1.1.5, 2.4, 3.5, 4.4, 5.4, 7.4]。

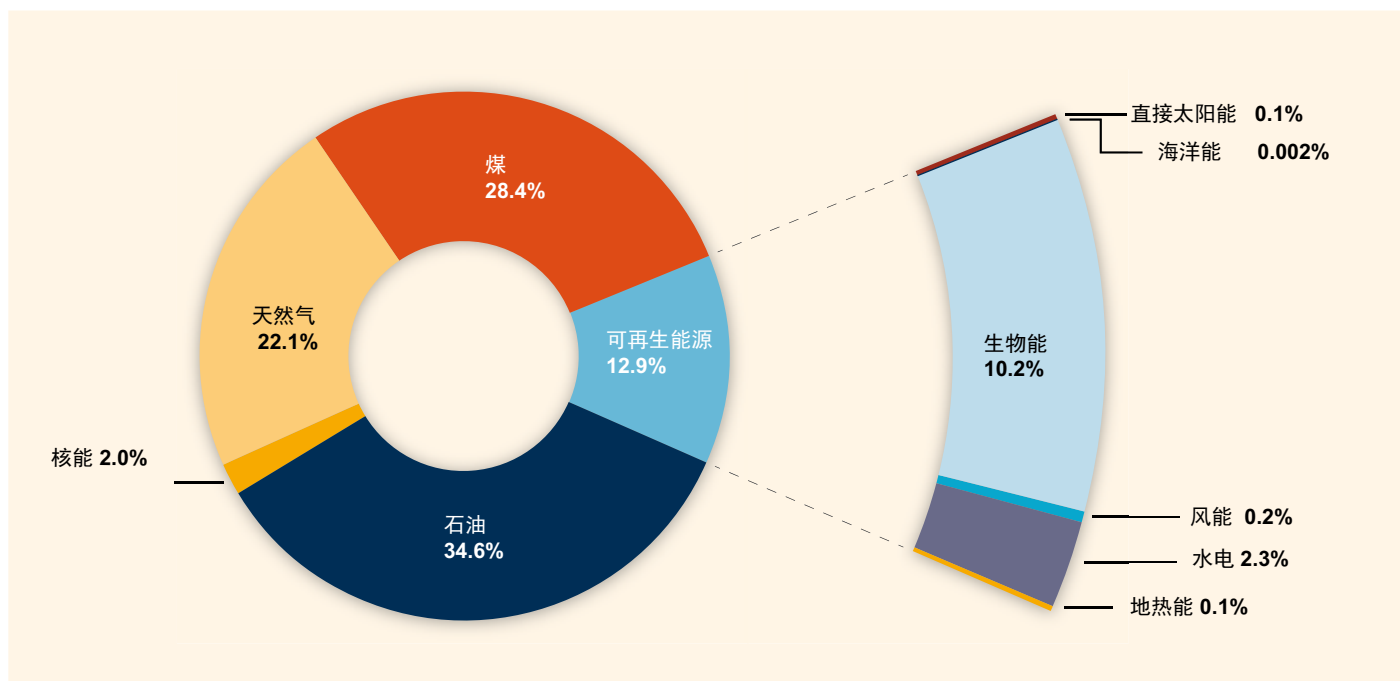
在2008-2009年两年内全球新增的大约300GW发电量中，有140GW来自可再生能源的增长。加在一起，发展中国家占全球可再生能源发电量的53% [1.1.5]。到2009年底，可再生能源在热水/供热市场中的利用包括现代生物能(270GW)、太阳能(180GW)和地热能(60GW)。分散的可再生能源的利用(不包括传统生物质)在满足家庭或村庄层面的农村能源需求方面也有所增长，包括水电站、各种现代生物质的选择、光伏发电、风电或结合多种技术的混合系统。[1.1.5, 2.4, 3.4, 4.4, 5.4]

5 1 EJ = 10<sup>18</sup> 焦耳 = 23.88 百万吨石油当量(Mtoe)。

6 除了60%的传统生物质份额以外，估计约有20%至40%的生物质利用没有在官方的一次能源数据库中报告，如牲畜粪便、未纳入核算的木炭生产、非法伐木、薪柴采集以及农业秸秆的利用等。[2.1, 2.5]

## 文框SPM.2: 在《关于可再生能源与减缓气候变化的特别报告》中对一次能源的核算

尚无统一明确的核算方法用于计算不可燃能源(如不可燃的可再生能源和核能)的一次能源。《关于可再生能源与减缓气候变化的特别报告》采用“直接当量”方法核算一次能源供应量。在此方法中,化石燃料和生物能是根据其热值进行核算,而不可燃能源包括核能和所有不可燃的可再生能源则是根据其产生的二次能源进行核算。与生物能和化石燃料相比,这可能导致不可燃的可再生能源和核能的贡献大约被低估了1.2倍至3倍。选择这种核算方法也影响到各种不同单一能源的相对份额。一方面对SRREN中给出的化石燃料和生物能之间的数据和图表作了比较,另一方面对不可燃的可再生能源和核能之间的数据和图表作了比较,这些比较反映了这一核算方法。[1.1.9, 附件2.4]



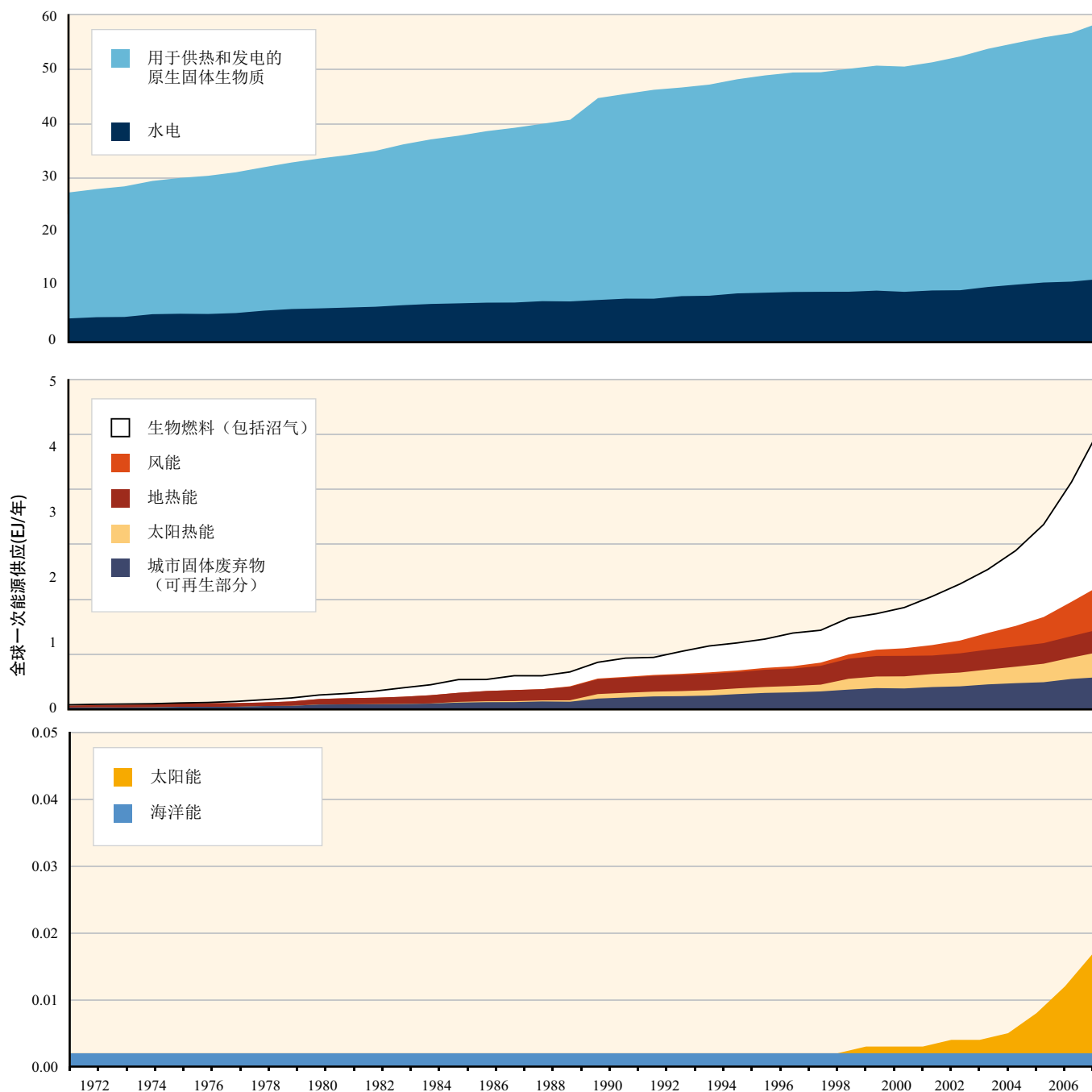
图SPM.2: 不同能源占2008年全球一次能源供应总量(492 EJ)的份额。现代生物质对生物质总份额的贡献率为38%。[图1.10, 1.1.5]

注: 图中的基本数据已按核算一次能源供应量的“直接当量”方法进行了换算 [文框SPM.2, 1.1.9, 附件2.4]。

全球可再生能源的技术潜力<sup>7</sup>将不限制可再生能源利用的持续增长。文献中提供了各种宽泛的估算区间,但研究一致发现,全球可再生能源的总技术潜力大大超过全球能源需求(图SPM.4)[1.2.2, 10.3, 附件2]。在可再生能源中,太阳能的技术潜力最大,但所有六种可再生能源均具有相当大的技术潜力。对于任何单一可再生能源,即使在技术潜力水平相对较低的区域,但与当前水平相比,一般均具有加大推广利用的重大机会[1.2.2, 2.2, 2.8, 3.2, 4.2, 5.2, 6.2, 6.4, 7.2, 8.2, 8.3, 10.3]。但是,在更长时期内以及在更

<sup>7</sup> 技术潜力的定义通常随研究的不同而各异。在SRREN中使用的“技术潜力”是指通过全面实施经过示范的技术或规范而可获得的可再生能源输出。没有明确提到成本、障碍或政策。但是,在文献中报告的并在SRREN中评估的技术潜力也许已经考虑了实际制约因素,并在明确表述时,技术潜力一般都在基础报告中给出。[附件1]



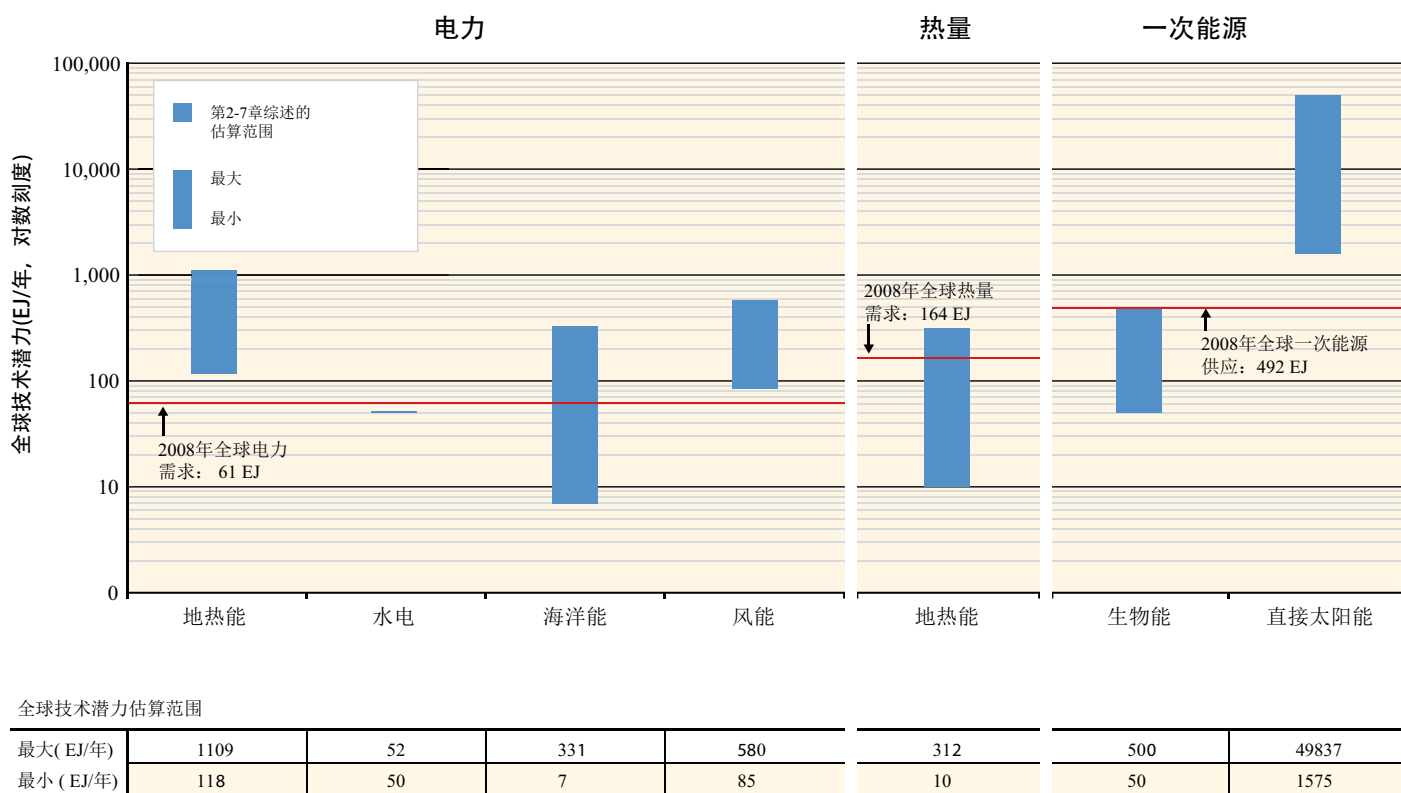


图SPM.3: 从1971年到2008年, 可再生能源的全球一次能源供应量的历史发展 [图1.12, 1.1.5]

注: 为了显示, 用单独的垂直单位提及不同的技术。图中的基本数据已采用核算一次能源供应量的“直接当量”方法进行了换算[文框SPM.2, 1.1.9, 附件2.4], 但作为二次能源报告生物燃料的能源含量则例外 (由于转换损耗, 用于生产生物燃料的原生物质将较高 [2.3, 2.4])。

高的利用水平上, 技术潜力表明将对某些单一可再生能源技术的贡献构成某种限制。诸如对可持续性的各种关切[9.3]、公众接受度[9.5]、系统集成和基础设施限制[8.2]等因素或经济因素[10.3]也可能会制约可再生能源技术的推广利用。

气候变化将影响可再生能源技术潜力的规模和地理分布，但是对这些可能影响程度的研究才刚刚开始。因为可再生能源在许多情况下取决于气候，所以全球气候变化将影响可再生能源的基础，虽然这类影响的确切性和程度是不确定的。通过影响生物质的产量(如改变土壤条件、降水、作物生产力等因素)，气候变化可影响生物能源的未来技术潜力。如果全球平均气温变化低于2°C，预计在全球范围对生物能源技术潜力产生的总体影响相对较小。但是，可以预计各区域之间的差异则相当大，由于所涉及的反馈机制数量大，因此不确定性较大，而且与其它可再生能源选择方案相比评估的难度更大[2.2, 2.6]。关于太阳能，虽然预计气候变化将影响云量分布和变化，但是预计这些变化对总体技术潜力的影响小[3.2]。关于水电，对于全球技术潜力的总体影响预计稍呈正面。尽管如此，结果还表明各区域、甚至各国国内都有可能出现相当大的变化[5.2]。最新研究表明，预计气候变化不会对全球风能开发的技术潜力产生重大影响，但是可以预计风能资源的区域分布也许发生变化[7.2]。预计气候变化不会对地热能或海洋能源的规模和地理分布产生显著影响。[4.2, 6.2]



图SPM.4: 从第2章至第7章研究结果中得出全球可再生能源技术潜力区间。由于生物质和太阳能具有多种用途，因此这两种能源仅作为一次能源在图中给出；注意：由于评估的数据范围广泛，本图按对数比例表示 [图1.17, 1.2.3]。

注：此处报告的技术潜力代表全球可再生能源年供应总潜力，并没有扣除已正在利用的任何潜力。注意：还可将可再生能源用于供热用途，而在生物质和太阳能资源仅作为一次能源报告，但能够用于满足各种能源服务需求。区间基于各种方法，并适用于未来不同年份；因此，由此产生的区间在各技术之间不具严格的可比性。关于图SPM.4所依据的数据和所适用的补充说明，见第1章附件中的表A.1.1（以及基本章节）。

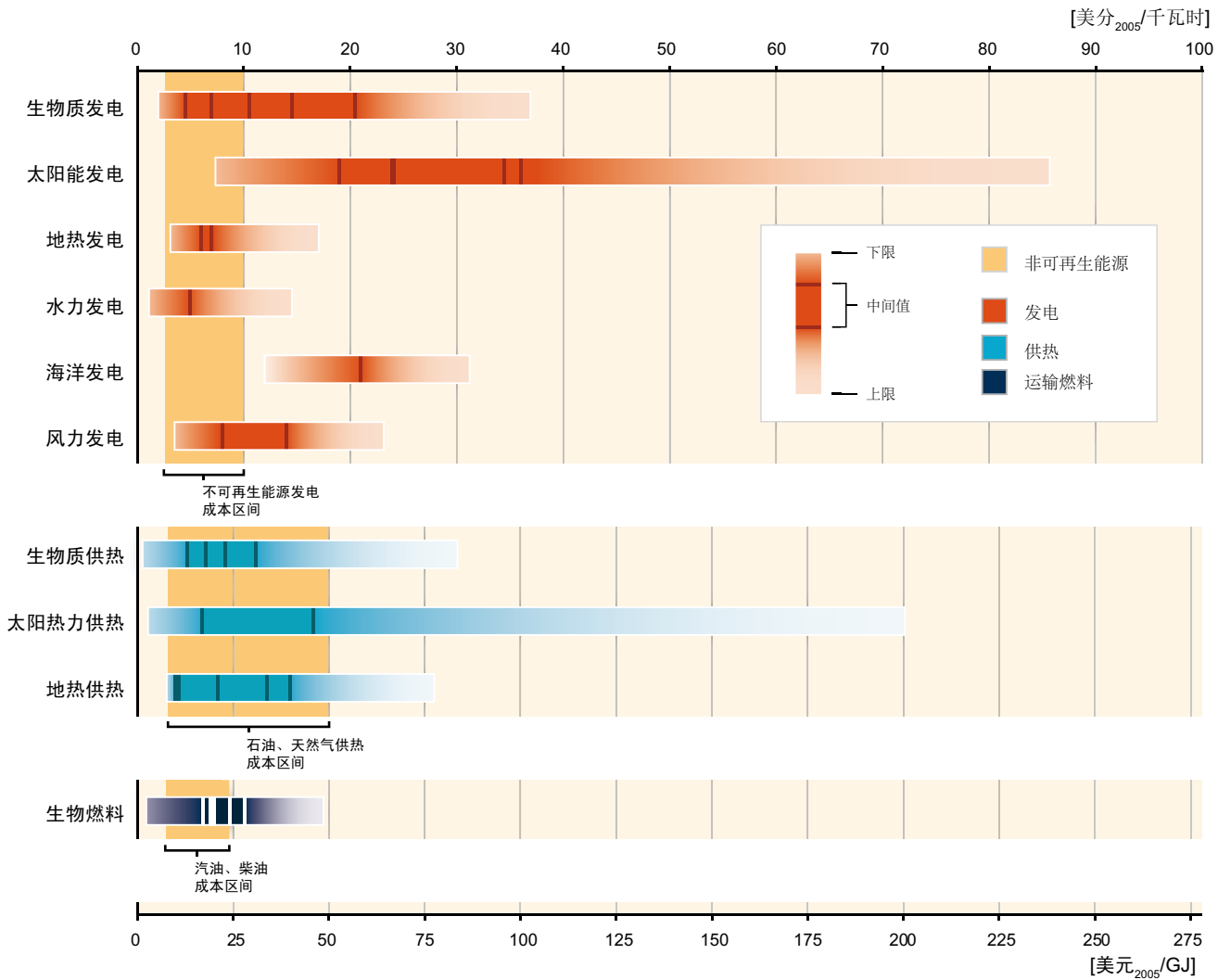
目前许多可再生能源技术的平准化能源成本<sup>8</sup>高于现有的能源价格，虽然在不同情况下可再生能源在经济上已具竞争力。最近选择的在商业上可提供的可再生能源技术的平准化能源成本区间是宽泛的，这取决于某些因素，其中包括但不限于技术特点、在成本和性能上存在的区域差异，以及不同的贴现率(图SPM.5)[1.3.2, 2.3, 2.7, 3.8, 4.8, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5, 附件3]。某些可再生能源技术大体上与当前市场能源价格相比具有竞争力。许多其它可再生能源技术在某些情况下能提供有竞争力的能源服务，例如在拥有有利资源条件的区域，或那些缺乏低成本能源供应基础设施的区域。在世界大多数区域，要确保多种可再生能源得到快速推广利用，仍需要出台各种政策措施。[2.3, 2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5]

如果将能源供应的外部成本货币化，可提高可再生能源的相对竞争力。这也同样适用于由于其它原因造成市场价格上涨的情况(图SPM.5)[10.6]。某项技术的平准化能源成本不是决定其价值或经济竞争力的唯一因素。特定能源供应选择的吸引力还取决于更为宽泛的经济、环境和社会方面，并取决于技术对满足具体能源服务(如电力需求高峰)的贡献，或取决于该技术以附加成本形式对能源系统(如集合成本)强加的贡献。[8.2, 9.3, 10.6]

大多数可再生能源技术的成本已下降，而预计更多技术进步将会进一步降低成本。过去几十年来，已表明可再生能源技术取得了显著进步，而相关的长期成本下降，虽然有时遇到价格上涨期(如由于对可再生能源的需求不断增加，超过了现有的供应水平)(图SPM.6)。对于不同驱动因子(如研发、规模经济、面向推广利用的学习过程和可再生能源供应方之间加剧的竞争)的贡献，并非总有深入的认识[2.7, 3.8, 7.8, 10.5]。预计成本将会进一步下降，使推广应用的潜力加大，因而也使减缓气候变化的潜力扩大。可能取得技术进步的重要领域的实例包括新型和改进型原料生产和供应系统、生物燃料生产的新流程(也称为下一代或高级生物燃料，如木质纤维)和先进的生物提炼技术[2.6]、高级PV和CSP技术以及生产工艺[3.7]、增强型地热系统(EGS)[4.6]、多种新兴海洋技术[6.6]，以及离岸风能的基础和涡轮风机设计[7.7]。与其它一些可再生能源技术相比，预计水电成本进一步下降的幅度将会略逊明显，但是水电项目存在研发机遇，可使更多地点上水电项目具有技术可行性，并可提高新项目和现有项目的技术性能[5.3, 5.7, 5.8]。

除成本以外，也许还需解决各种具体的技术难题，以使可再生能源为减少温室气体排放做出更大的显著贡献。为了扩大并可持续地利用生物能源，通过妥善设计、实施与监控可持续性框架，能够以最大限度地减少负面影响，并实现社会、经济和环境效益的最大化[SPM.5, 2.2, 2.5, 2.8]。关于太阳能，由于法规上和体制上的障碍，其推广利用可能会遇到阻碍，如同融入系统和输电等问题那样[3.9]。关于地热能，所面临的一个重要挑战是证明增强型地热系统(EGS)能够得到经济的、可持续的和广泛的利用[4.5, 4.6, 4.7, 4.8]。新水电项目可能产生各种生态和社会影响，而这些影响在很大程度上取决于具体地点，因此扩大利用范围也许需要改进的评估可持续性的工具，并需要开展区域合作和多方配合，以满足对能源和淡水的需求[5.6, 5.9, 5.10]。海洋能源的利用可得益于示范项目的测试中心，并受益于旨在鼓励及早推广利用的专门政策和法规[6.4]。关于风能，由于公众的接受度或许主要涉及对景观的影响，因此拿出技术和体制方案，解决人们对制约输电和并网运行的关切，这也许尤为重要[7.5, 7.6, 7.9]。

8 平准化能源成本表示能源产生系统在其生命周期内的成本；成本按单位价格计算，某个特定能源在其生命周期内必须照此价格产生能源，以实现收支平衡。成本通常包括上游价值链累计的所有私人成本，但不包括下游交付最终客户的成本；也不包括融入成本或外部环境等其它成本。补贴和抵税也不包括在内。

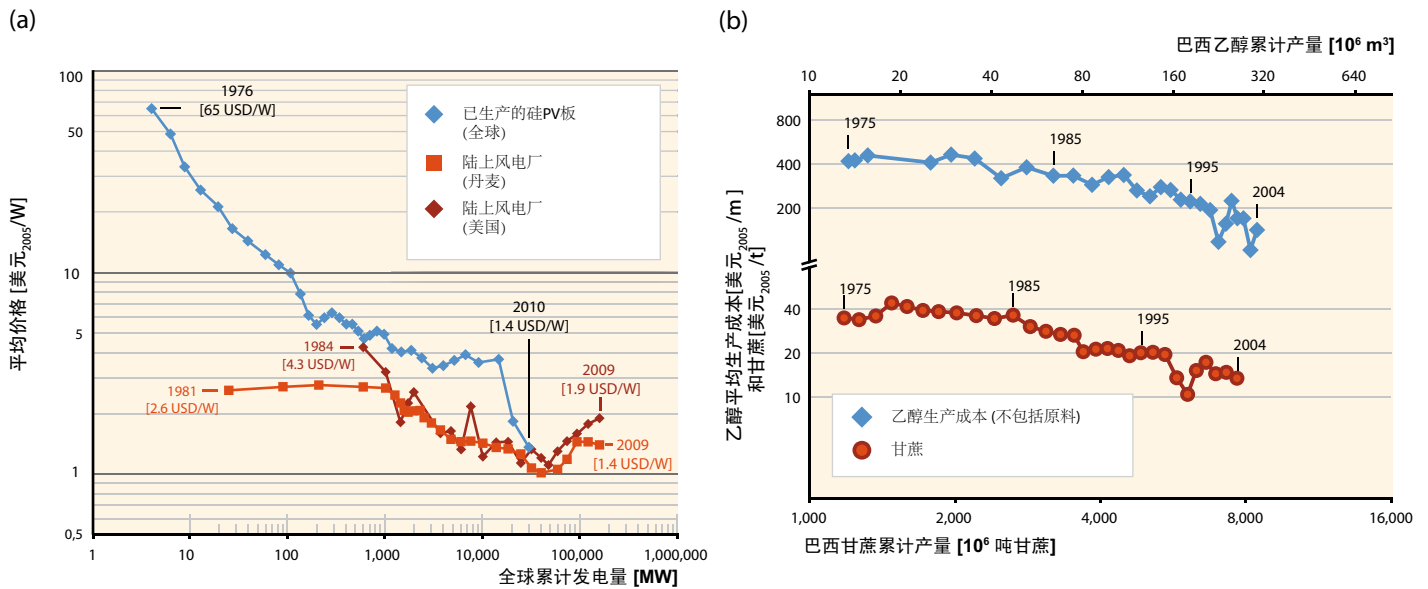


注：对中间值作了如下分类，按照各自范围出现的顺序排列（从左至右）：

发电	供热	运输燃料
<b>生物质：</b> 1. 共烧 2. 小规模热电联产，CHP（内燃汽轮机） 3. 直接专用煤机及CHP 4. 小规模CHP（蒸汽汽轮机） 5. 小规模CHP（有机朗肯循环） <b>太阳能发电：</b> 1. 太阳能聚光发电 2. 电厂规模PV（单轴和固定倾斜） 3. 商宅屋顶PV 4. 住宅屋顶PV <b>地热发电：</b> 1. 冷凝闪蒸电厂 2. 双循环电厂 <b>水力发电：</b> 1. 所有类型 <b>海洋发电：</b> 1. 海潮坝 <b>风力发电：</b> 1. 陆上 2. 离岸	<b>生物质供热：</b> 1. 基于市政固体废弃物的CHP 2. 基于厌氧消化的CHP 3. 汽轮机CHP 4. 家用颗粒燃料供热系统 <b>太阳能热力供热：</b> 1. 中国国家热水系统 2. 水加热和空间供热 <b>地热供热：</b> 1. 温室 2. 露天水产养殖池塘 3. 小区供热 4. 热泵 5. 地热建筑采暖	<b>生物燃料：</b> 1. 玉米乙醇 2. 大豆生物柴油 3. 小麦乙醇 4. 甘蔗乙醇 5. 棕榈油生物柴油

每种可再生能源技术的平均能源成本下限是基于的一组最有利输入值，而上部区间是基于的一组最不利输入值。图中的基准区间是非可再生能源发电方案的背景，表明集中非可再生能源发电的平均成本。供热基准价格区间表明石油、天然气供热方案的近期成本。运输燃料基准价格区间是基于近期原油现货价格40至130美元/桶和相应的柴油和汽油成本（不含税）。

图SPM.5:与近期的不可再生能源成本相比，所选择的在商业上可提供的可再生能源技术的近期平准化能源成本区间。技术小类和贴现率在本图中作了累计。关于累计不足或没有累计的相关图见[1.3.2, 10.5, 附件3]。



图SPM.6: 按对数比例选择的经验曲线: (a) 硅PV板和陆上风力发电厂的单位发电量的价格; 以及(b) 用甘蔗生产乙醇的成本 [数据来自图3.17, 3.8.3; 图7.20, 7.8.2; 图2.21, 2.7.2]。

注: 在各地地理尺度上, 成本均可下降, 这取决于具体环境。本图提供的国家实例源于公开发表的文献。关于风电厂的价格或成本, 尚无现成的全球数据集。当性能提高时, 某项技术单位发电量的成本或价格的下降往往低估了该技术平准化能源成本的降幅 [7.8.4, 10.5]。

## 4. 融入当前和未来的能源系统

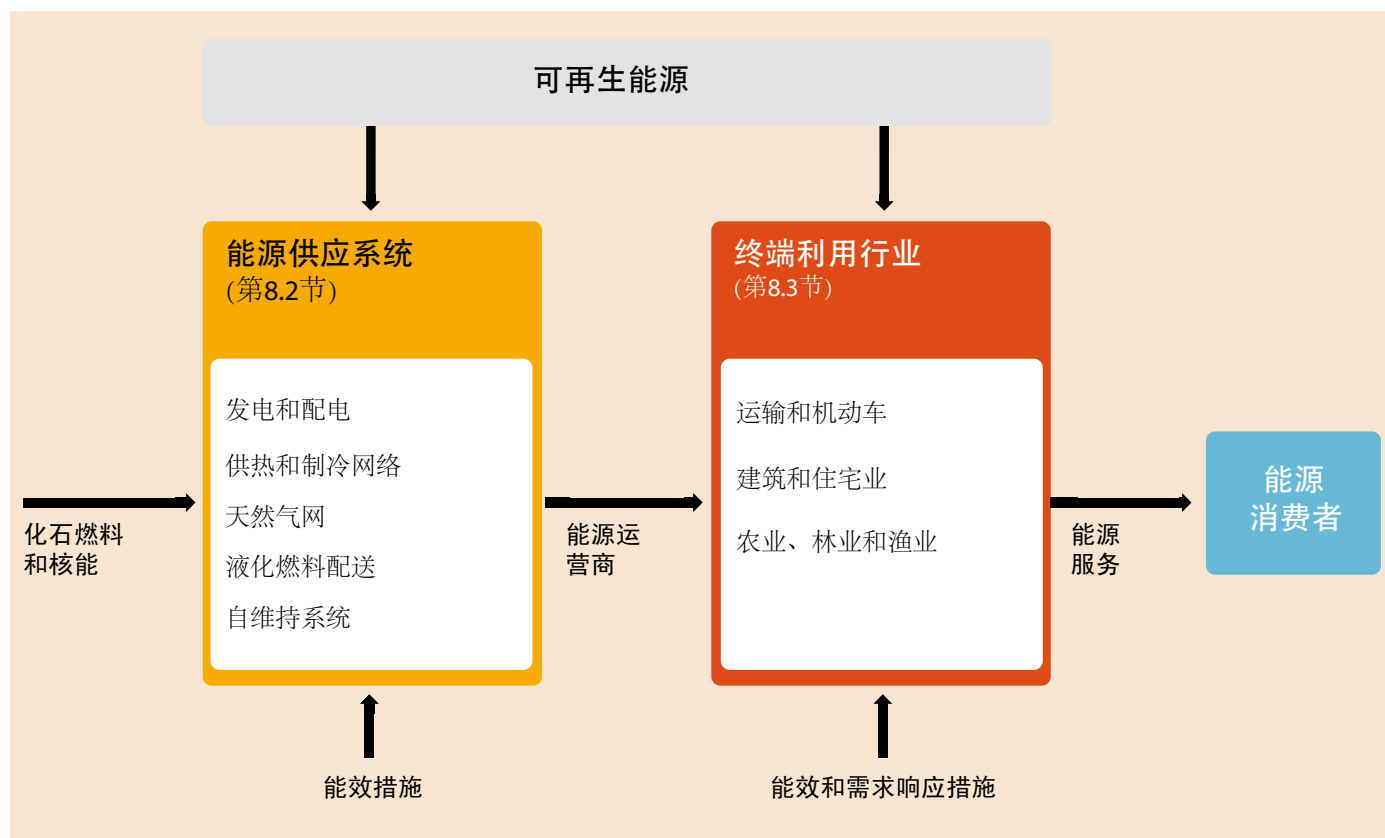
各种可再生能源已成功融入能源供应系统[8.2]并已融入终端利用行业[8.3](图SPM.7)。

不同可再生能源的特点可影响融入问题挑战的规模。某些可再生能源在地理上分布广泛。其它可再生能源(如大规模水电)可更为集中, 但其融入选择受到地理位置的限制。有些可再生能源是可变的, 可预测性有限。有些可再生能源的物理能量密度较低, 技术规格与化石燃料不同。上述特点可制约融入的容易性, 特别是当可再生能源占较大份额时, 导致系统成本增加。[8.2]

加快速度将可再生能源融入大多数现有能源供应系统和终端利用行业, 从而提高可再生能源的份额, 这在技术上是可行的, 虽然将带来一些其它挑战。在低温温室气体排放技术的总体组合中, 预计将会增加可再生能源的份额[10.3, 表10.4-10.6]。无论是发电、供热或制冷, 还是气化燃料或是液化燃料(包括直接融入终端利用行业), 可再生能源在融入方面遇到的挑战取决于具体环境、具体地点, 并包括对现有能源供应系统的调整[8.2, 8.3]。

将逐渐增加的可再生能源份额融入现有的能源供应系统的成本和挑战取决于当前的可再生能源份额、可再生能源的可提供性和特点、系统特点, 以及该系统未来如何演变和发展。

- 可再生能源能够融入所有类型的电力系统, 大到互联的大陆电网[8.2.1], 小到独立系统和单独的建筑物[8.2.5]。相关的系统特点包括混合发电及其灵活性、电网基础设施、能



图SPM.7: 为提供能源服务，可再生能源融入路径是：要么融入能源供应系统，要么就地供终端利用行业使用。[图8.1, 8.1]

源市场的设计和体制规则、需求地点、需求轮廓、控制和通信能力。与可调度电<sup>9</sup>的水电、生物能和具有蓄电能力的聚光式太阳能发电(CSP)相比，风能、太阳能光伏能源和无蓄电能力的CSP则更难以融入电力系统。

随着可变的可再生能源逐步渗透，维持系统的可靠性也许变得更具挑战性而且成本高昂。降低可再生能源融入风险和成本的一个解决方案是拥有一套互补性可再生能源技术组合。其它解决方案包括：开发补充性灵活发电、现有方案更灵活的运行、改进的短期预报、系统运行和规划工具、能够针对可供电量作出响应的电力需求、蓄能技术(包括水库水电)和修改后的体制安排。需加强并扩大电网输电(包括系统间的互联)和/或配电基础设施，部分原因在于许多可再生能源的地理分布和偏远的地理位置。[8.2.1]

- 小区供热系统可利用可再生能源的低温热源，如太阳能和地热或生物质能，包括几乎无竞争性用途的热源(如从垃圾中提取的燃料)。小区制冷可利用冷的天然水系。储热能力和灵活的热电联产可克服供需变化带来的挑战，并为电力系统提供需求响应。[8.2.2]
- 在天然气输配网中，能够实现为多种用途注入生物甲烷，或将来注入可再生能源衍生的氢和合成天然气，但是成功地融入电力系统需要达到相关的燃气质量标准，并必要

<sup>9</sup> 根据需求和当需时能调度发电的电厂被划为可调度类电厂[8.2.1.1, 附件1]。可变的可再生能源技术可部分调度(即仅在可有再生能源时)。当在夜晚或在低日照期间储存热量时，CSP电厂才被划为可调度类。

时实现输气管道的升级。[8.2.3]

- 液化燃料系统能够融入生物燃料，用于交通运输、炊事或供暖。纯(100%)生物燃料，或通常与石油燃料混合相混合的燃料往往需要达到符合汽车发动机燃油规格的各项技术标准。[8.2.4, 8.3.1]

在所有终端利用行业中有多种提高可再生能源的份额的途径。融入的难易程度取决于区域、具体行业的特点和技术。

- 关于交通运输，液化和气化生物燃料已融入并预计将继续融入越来越多国家的燃料供应系统。融入选择可包括为燃料电池汽车集中或分散生产可再生能源氢，并为轨道和电动汽车生产可再生能源电力[8.2.1, 8.2.3]，这取决于基础设施和汽车技术的发展[8.3.1]。未来对电动汽车的需求也能加强灵活的发电系统[8.2.1, 8.3.1]。
- 在建筑行业中，可再生能源技术能够融入新的和现有的结构，用于发电，供热和制冷。也许能够提供剩余的能源，对于那些能效高的建筑设计尤其如此[8.3.2]。在发展中国家，即使对于小面积住房而言，融入可再生能源系统也是可行的[8.3.2, 9.3.2]。
- 农业、粮食和纤维加工业通常利用生物质满足当地的直接热量和电力需求。这些产业还能把净剩余燃料、热、电力输出到邻近的供应系统中[8.3.3, 8.3.4]。对一些子行业，为产业利用而扩大可再生能源的融入是一种选择，如通过电热技术或通过长期利用可再生能源氢[8.3.3]。

无论是发电、供热、制冷、还是气化或液化燃料，与可再生能源融入相关的成本均取决于具体情况、具体地点，而且一般难以确定。这些成本可包括网络基础设施投资、系统运行和损耗的附加成本，并需要对现有能源供应系统进行其它调整。有关融入成本的现有文献稀少，并通常缺乏估值，而且估值的差异很大。

为了适应高份额的可再生能源，能源系统需要演变和调整适应[8.2, 8.3]。长期融入的努力可包括为扶持基础设施投资、改变体制和治理框架、关注社会方面、市场和规划，以及为预见的RE增长开展能力建设[8.2, 8.3]。此外，吸收不太成熟的技术，包括通过新流程生产的生物燃料(也称为高级生物燃料或下一代生物燃料)、太阳能产生的燃料、太阳能制冷、海洋能源技术、燃料电池和电动汽车，这将需要继续投资于研发和示范(RD&D)、能力建设和其它支持措施 [2.6, 3.7, 11.5, 11.6, 11.7]。

可再生能源能够形成未来的能源供应系统和终端利用系统，尤其是电力，预计全球可再生能源将占更高的份额，将超过它在供热行业或交通运输燃料行业中的份额 [10.3]。并行的电动汽车开发[8.3.1]、更多利用电力供热和制冷(包括热力泵)[8.2.2, 8.3.2, 8.3.3]、灵活的需求响应服务(包括使用智能电表)[8.2.1]、能源储存以及其它技术可能与这一趋势有关。

随着基础设施和能源系统的发展，虽然复杂，但是即使有限制，对融入一套可再生能源技术组合的基本技术限制很少，以便在存在或可提供可再生能源的地点的总能源需求中占有主要份额。但是，实际的融入速度和最终的可再生能源的份额将受到成本、政策、环境和社会障碍等因素的影响 [8.2, 8.3, 9.3, 9.4, 10.2, 10.5]。

## 5. 可再生能源与可持续发展

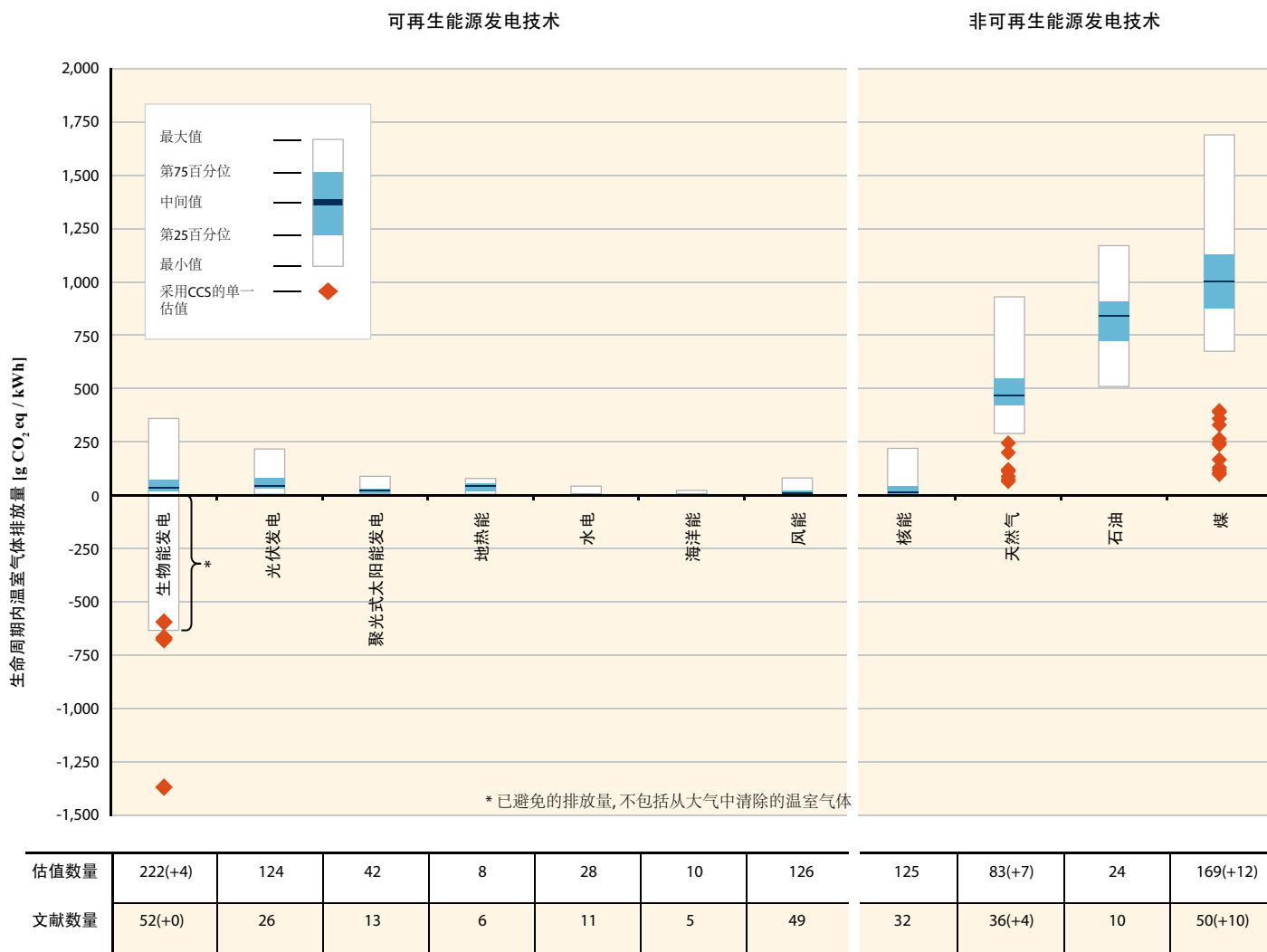
历史上，经济发展与能源利用和温室气体排放的增加密切相关。可再生能源可有助于摆脱这种相关性，从而为可持续发展(SD)做出贡献。虽然可再生能源对可持续发展的确切的贡献必须依据具体国情作出评估，但是可再生能源为发展社会和经济、获取能源、保障能源供应、减缓气候变化，以及为减少对环境和健康的不利影响提供了机遇[9.2]。提供获取现代能源服务的途径将支持千年发展目标的实现。[9.2.2, 9.3.2]

- 可再生能源能够为社会和经济发展做出贡献。与使用不可再生能源相比，在有利条件下可再生能源节约了成本，尤其是在缺乏集中获取能源的偏远贫困农村地区[9.3.1, 9.3.2.]。通过推广利用已具备竞争力的国内可再生能源技术通常能够降低与能源进口相关的成本[9.3.3]。虽然现有的研究在净就业规模上观点不一，但是可再生能源对创造就业机会会有正面的影响[9.3.1]。
- 可再生能源能够有助于加快获取能源，对于没用上电的14亿人口和另外13亿沿用传统生物质的人口尤其如此。基本现代能源服务能够为社区或家庭带来显著效益。在很多发展中国家，基于可再生能源的分散式电网和将可再生能源并入集中电网的规模已扩大，并改善了能源获取。此外，非电力可再生能源技术为能源服务的现代化提供了机遇，如利用太阳能提供热水和作物烘干，交通运输用的生物燃料，供热、制冷、炊事和照明用的沼气和现代生物质，以及抽水用的风能[9.3.2,8.1]。预计没有享有现代能源服务的人口数量将保持不变，除非相关的国内政策得到落实，这可通过适当的国际援助为政策的落实提供支持或辅助。[9.3.2, 9.4.2]
- 可再生能源的选择可为更安全的能源供应做出贡献，虽然必须考虑融入所面临的具体挑战。如果竞争加剧，能源多样化，那么可再生能源的利用或许降低对供应中断的脆弱性和市场的波动性[9.3.3,9.4.3]。情景研究表明，只要交通运输行业无技术改进，未来对能源供应安全的关切仍将持续 [2.8, 9.4.1.1, 9.4.3.1, 10.3]。为了确保能源供应的可靠性，某些可再生能源技术的可变输出幅度通常需要适合当地条件的技术和体制措施 [8.2, 9.3.3]。
- 除了减少温室气体排放之外，可再生能源技术还能够产生其它重要的环境效益。实现这些效益的最大化取决于具体技术、管理和与每个可再生能源项目有关的场地特征
  - 对发电生命周期的评估(LCA)表明：可再生能源技术产生的温室气体排放一般大大低于与化石燃料选择有关的排放，并在一些条件下也低于采用CCS的化石燃料的排放。所有可再生能源的中间值是在4-46g CO<sub>2</sub>eq/kWh之间，而化石燃料的中间值是在469-1,001g CO<sub>2</sub>eq/kWh之间(不包括土地利用变化产生的排放)(图SPM 8)。
  - 当前大部分生物能源系统(包括液化生物燃料)导致减少温室气体的排放，而且利用新流程生产的大部分生物燃料(通常称为高级生物燃料或下一代生物燃料)可带来更大的温室气体减排量。温室气体平衡也许受到土地利用变化及相应排放和清除的影



响。生物能可避免垃圾填埋处置和共产品中残留物和废弃物的温室气体排放(见图SPM8)。与土地管理和土地利用变化有关的温室气体对碳存储的影响有很大的不确定性。[2.2, 2.5, 9.3.4.1]

- 生物能源的可持续性，特别是在生命周期的温室气体排放方面，受到土地和生物质资源管理规范的影响。土地利用和林业或管理的变化可减少或增加陆地碳储量，根据大量研究表明，把生物质生产用作燃料、电力或热力可直接或间接地造成上述变化。同样的研究还表明，陆地碳储量的间接变化有很大的不确定性，无法直接观测



**图SPM.8:** 各类发电技术和某些采用碳捕获和封存(CCS)的技术在其生命周期内的温室气体排放(gCO<sub>2</sub>e/kWh)估值。碳储量中与土地利用相关的净变化(主要适用于生物能发电和水库水电)以及土地管理的影响不包括在内。生物能发电的负估值<sup>10</sup> 是根据有关可避免垃圾填埋处置和共产品中残留物和废弃物排放的假设。供评审的参考文献和方法见附件2。估值数大于参考文献数, 因为许多研究考虑了多种情景。圆括号中报告的数字涉及评估采用CCS的技术的额外参考文献和估值。分布状况的信息涉及目前在LCA文献中现有的估值, 当考虑到所有推广利用的条件时, 未必涉及基础理论或实际极值或实际核心趋势。[图9.8, 9.3.4.1]

**10** 在SRREN中提到的生命周期评估术语中的“负估值”是指可避免的排放量。与采用CCS的生物能源的情况不同, 可避免的排放没有把温室气体从大气中清除。

到，模拟起来很复杂，而且很难取得单一的归因。妥善的土地利用治理、区划以及生物质生产系统是决策者考虑的关键因素[2.4.5, 2.5.1, 9.3.4, 9.4.4]。旨在确保从生物能源获得效益的政策已经到位，如农村发展、农业管理的总体改进以及对减缓气候变化的贡献。但尚未对政策的效果作出评估。[2.2, 2.5, 2.8]

- 可再生能源技术(尤其是基于非燃烧技术的选择)可带来针对空气污染和与对健康关切有关方面的效益 [9.3.4.3, 9.4.4.1]。改进传统生物质的利用能够显著减少局地 and 室内空气污染(同时减少温室气体排放、毁林和森林退化)并降低相关的健康影响，尤其是对发展中国家妇女和儿童健康的影响 [2.5.4, 9.3.4.4]。
- 可用水量可影响对可再生能源技术的选择。常规水冷却热电厂也许对缺水条件和气候变化尤为脆弱。在对缺水普遍关切的地区，非热能可再生能源技术或利用干制冷的热能可再生能源技术可提供能源服务，而不给水资源造成额外压力。水电和某些生物能系统依赖于可用水量，既能提高竞争力，也能减缓水的匮乏。通过选址方面的考虑和综合规划可减缓诸多影响。[2.5.5.1, 5.10, 9.3.4.4]
- 站点具体条件将决定可再生能源对生物多样性的影响程度。可再生能源对生物多样性的具体影响可以是正面的，也可以使负面的。[2.5, 3.6, 4.5, 5.6, 6.5, , 9.3.4.6]
- 可再生能源技术具有低死亡率。可再生能源技术的事故风险不可忽视，但是这些技术通常具有分散结构，这强有力地限制了造成死亡的灾难性后果的潜在可能性。但是，与某些水电项目相关的坝体可产生特定的风险，这取决于具体地点的因素。[9.3.4.7]

## 6. 减缓潜力与成本

在本特别报告评估的164个情景中大多数表明，到2030年、2050年和更长远的时期可再生能源的利用将显著增加<sup>11</sup> [10.2, 10.3]。2008年可再生能源总产量大约为64EJ/年(占一次能源供应总量的12.9%)，其中30EJ/年以上为传统的生物质。50%以上的情景预估2050年可再生能源的利用水平将会超过173EJ/年，在某些情况下甚至达到400EJ/年以上(图SPM.9)。鉴于传统生物质的利用在大多数情景中下降，预估各地的可再生能源生产水平(不包括传统的生物质)大致上相应增长3倍至10倍。可再生能源在全球一次能源供应中的份额在不同情景中存在相当大的差异。一半以上的情景表明，在2030年可再生能源的贡献将超过一次能源供应的17%的份额，在2050年上升到27%以上。在那些可再生能源能达到最大份额的情景中，在2030年可再生能源的份额可达到大约43%，在2050年达到77%。

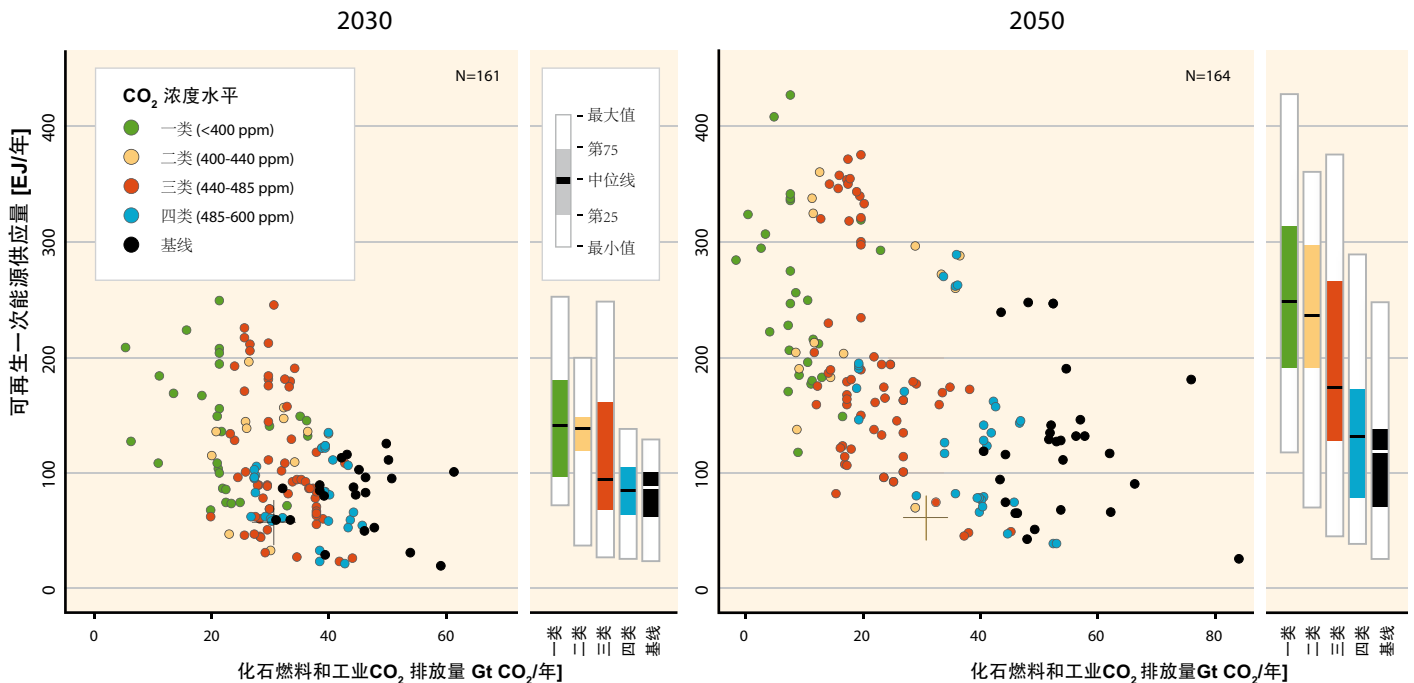
即使在基线情景下，可预计可再生能源将会扩大。大多数基线情景表明，可再生能源的利用远远高于2008年64EJ/年的水平，到2030年升至120EJ/年。到2050年，许多基

<sup>11</sup> 出于此目的，对来自16个不同的大尺度综合模型的164个全球情景作了评审。虽然这套情景能够作出有意义的的不确定性评估，但经评审的164个情景并不代表适合严格统计分析的完整随机抽样，也不总代表完整的新能源组合(如到目前为止海洋能源仅在个别情景中考虑)[10.2.2]。为了开展更具体的分析，使用了164个情景中的4个解释性情景。它们代表的范围是从无具体减排目标的一个基线情景到三个代表不同CO<sub>2</sub>稳定水平情景。[10.3]

线情景将达到100EJ/年以上的可再生能源利用水平，在某些情况下高达约250EJ/年(图SPM.9)。这些基线利用水平产生于一系列假设，其中包括例如整个世纪对能源服务需求的持续增长、可再生能源为提高能源获取做出贡献的能力，以及化石燃料资源有限的长期可提供性。其它假设(如可再生能源技术的成本和性能)即使在无气候政策出台的情况下，可再生能源技术在经济上越来越具竞争力。[10.2]

在低温室气体稳定浓度中，可再生能源的利用显著增加。与基线相比，低温室气体稳定情景通常会促成更多地利用可再生能源。然而，对于任何已知的长期温室气体浓度目标而言，这些情景显示出可再生能源的不同利用水平(图SPM.9)。在大气CO<sub>2</sub>浓度稳定在低于440ppm水平的情景中，在2050年可再生能源中等利用水平为248EJ/年(2030年为139 EJ/年)，而到2050年的最高水平达到428EJ/年(2030年为252 EJ/年)。[10.2]

许多低碳能源供应选择与提高能效相结合，这能够为达到特定的低温室气体浓度水平做出贡献，在绝大多数情景下到2050年可再生能源逐渐成为主要的低碳能源供应选择。这一宽泛的结果源自有关对各种因素的假设，诸如可再生能源技术的发展(包括采用CCS的生物能源)及其相关的能源基地和成本、其它减排选择的相对吸引力(如终端利用能效、核能、采用CCS的化石能源)、消费和生产模式、能源服务需求的基本驱动力(包括未来人口和经济增长)、可变的可再生能源并入电网的能力、化石燃料资源、对待减排的具体政



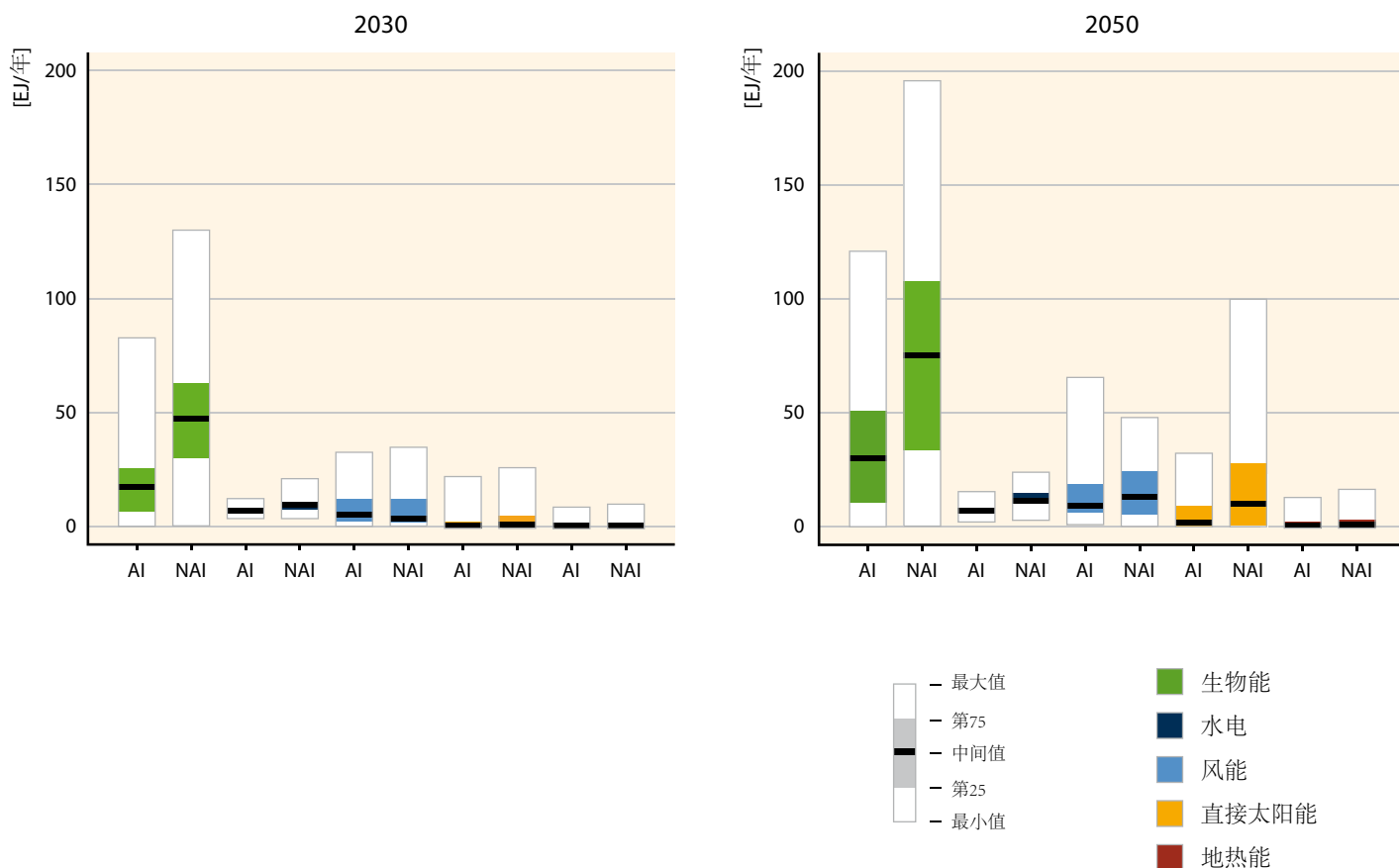
**图SPM.9:** 164个长期情景的全球可再生能源一次能源供应(直接当量)对比2030年和2050年化石燃料和工业CO<sub>2</sub>排放量。彩色标志是基于大气CO<sub>2</sub>浓度稳定水平等级，其定义与《第四次评估报告》中的稳定水平等级相一致。离散图右侧的条框表示每个大气CO<sub>2</sub>浓度等级中可再生能源的利用水平。粗黑线对应中间值，彩色条框对应四分位数区间(第25至第75个百分点)，而白色条框两端对应所有经评审情景的总范围。灰色十字线表示2007年的关系。[图10.2, 10.2.2.2]

注：由于数据报告的原因，在本图给出的2030年结果中仅包括了161个情景，与全部164个情景形成对照。低于当前水平的可再生能源利用水平是模式输出结果和传统生物质报告中的差异。关于用“直接当量”方法核算一次能源供应的细节以及解释情景结果所需的隐含关注点，见文框SPM.2。注意：五级及以上等级的不包括在内，而四级范围从570ppm扩大至600ppm，因为所有稳定情景在2100年CO<sub>2</sub>均低于600ppm，还因为到2100年最低基线情景达到略高于600ppm的浓度水平。

策，以及长期浓度水平的排放轨迹等。[10.2]

本特别报告对情景的评审表明：可再生能源具有大的温室气体减排潜力。四个解释性情景涵盖了2010年至2050年之间全球CO<sub>2</sub>累计减排量，从大约220至560亿吨，相比之下国际能源机构的《世界能源展望2009年基准情景》公布的同期累计化石燃料和工业CO<sub>2</sub>排放大约为1530亿吨。减排潜力归因于可再生能源确切与否取决于各情景在归因于各种具体减排技术过程中的作用，取决于复杂的系统行为，特别是取决于可再生能源所替代的能源来源。因此，应适当审慎地评审把确切的减排潜力归因于可再生能源的结论。[10.2, 10.3, 10.4]

各情景总体表明：可再生能源将在全世界普遍增长。虽然在各情景中各区域的可再生能源利用的确切分布有相当大的差异，但各情景在很大程度上一致表明全球可再生能源利用将普遍增长。此外，在大多数情景中，就长期而言，非附件一国家<sup>12</sup>的可再生能源利用总量高于附件一国家(图SPM.10)。[10.2, 10.3]

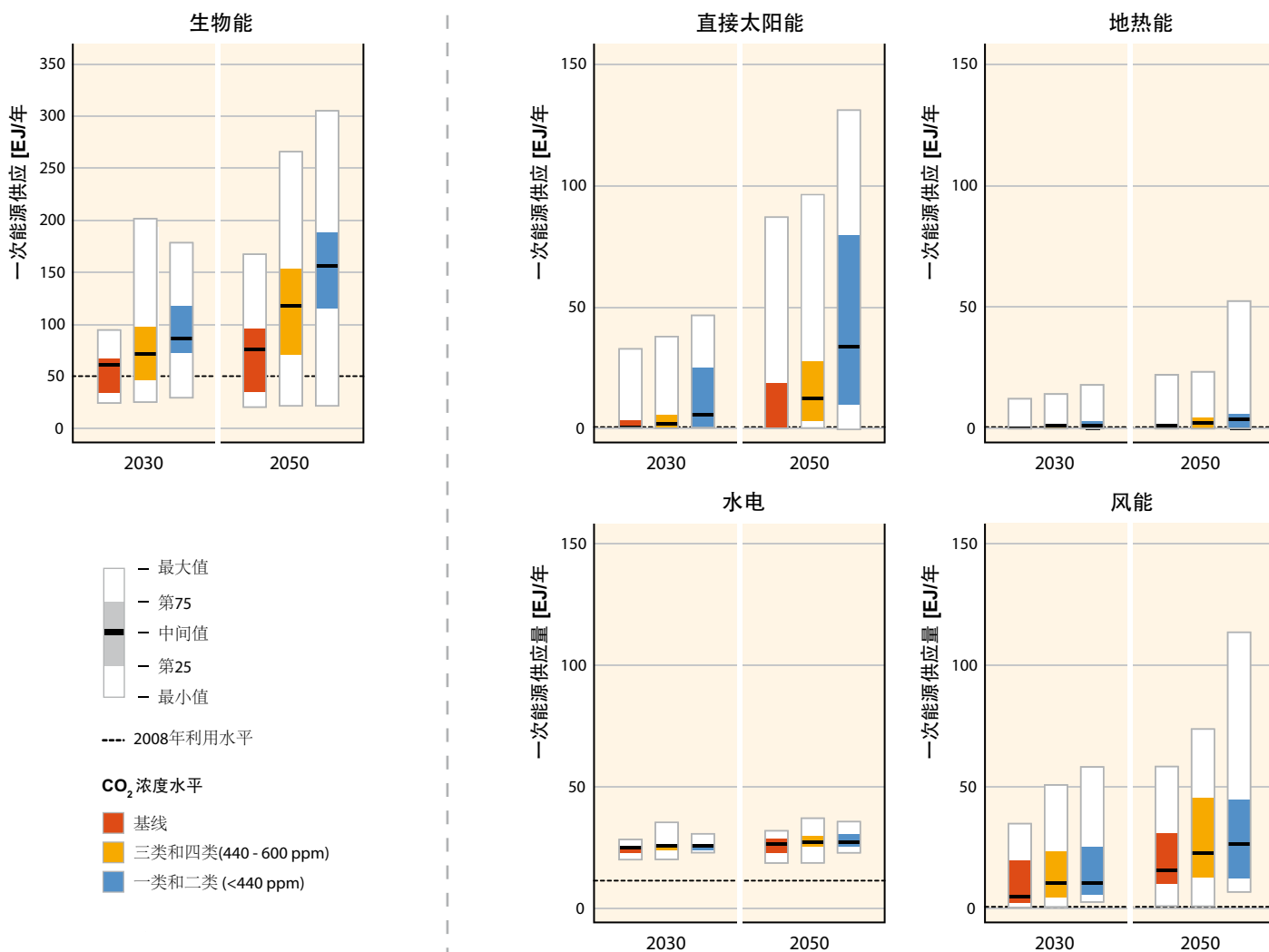


图SPM.10: 在164个长期情景中，到2030年和2050年，附件一(AI)国家和非附件一(NAI)国家按能源划分的全球可再生能源一次能源供应量(直接当量)。黑粗线对应中间值，彩色条框对应四分位区间(从第25个至第75个百分位)，白色条框两端对应所有经评审情景的总范围。[图10.8, 10.2.2.5]

注：关于使用“直接当量”方法核算一次能源供应量的细节以及解释情景结果所需的隐含关注点，见框SPM.2。更具体而言，在2050年，生物能、风能和直接太阳能提供的二次能源范围可被认为在各自较高的渗透情景中达到类似的规模。本图部包括海洋能源，因为只有少数几个情景考虑了这种可再生能源技术。

12 ‘附件一国家’和‘非附件一国家’这两个术语源自《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC)的国家类别。

各情景没有显示在全球层面有明显占主导地位的任何单一可再生能源技术；此外，全球总体技术潜力并没有限制可再生能源的未来贡献。虽然在各情景中可再生能源技术的贡献不同，但是到2050年现代生物质、风能和直接太阳能普遍成为对能源系统贡献最大的可再生能源技术(图SPM.11)。所有经评估的情景确认技术潜力将不是制约可再生能源在全球范围推广的因素。虽然存在显著的技术和地区差异，但在四个解释性情景中，所用到的全球现有可再生能源技术潜力不足2.5%。[10.2, 10.3]



生物能源供应量是在转换之前核算的

一次能源供应量是根据生产的二次能源核算的

**图SPM.11:** 164个长期情景给出的2030年和2050年生物能、风能、直接太阳能、水电和地热能的全球一次能源供应量（直接当量），并按大气CO<sub>2</sub>不同浓度水平等级分组，其浓度水平等级的定义与《第四次评估报告》的定义相一致。粗黑线对应中间值，彩色条框对应四分位区间（从第25个至第75个百分点），白色条框两端对应所有经评审情景的总范围。[摘自图10.9, 10.2.2.5]

注：关于使用“直接当量”方法核算一次能源供应的细节以及解释情景结果所需的隐含关注点，见框SPM.2。更具体而言，在2050年，生物能、风能和直接太阳能提供的二次能源范围可被认为在各自较高的渗透情景中达到类似的规模。本图不包括海洋能源，因为只有很少几个情景考虑了这种可再生能源技术。注意：五级及以上等级不包括在内，而四级范围从570ppm扩大至600ppm，因为所有稳定情景在2100年CO<sub>2</sub>均低于600ppm，还因为到2100年最低基线情景达到略高于600ppm的浓度水平。

单独的各项研究表明：如果可再生能源的利用受到限制，减排成本将增加，而且温室气体浓度的稳定也许无法实现。一些研究始终探索各种情景敏感性，而这些敏感性对利用各项减缓选择构成了限制，其中包括可再生能源以及核能和采用CCS的化石能源。关于确切的成本增幅，几乎缺乏一致性。[10.2]

向可再生能源占有更高份额的低温室气体经济转变将意味着增加对技术和基础设施的投资。本特别报告中经深入分析的四个解释性情景对全球可再生能源的累积投资作了估算(仅限于发电行业)，投资幅度在2011年至2020年的十年间是从1.36至5.1万亿美元2005，在2021年至2030年的十年间则是从1.49至7.18万亿美元2005。上述低估值是指世界能源机构的《世界能源展望2009年基准情景》，而高估值是指试图把大气CO<sub>2</sub>(仅限CO<sub>2</sub>)浓度稳定在450 ppm水平的情景。这些投资需求的年平均值均不到世界国内生产总值(GDP)的1%。除了在用于研究这些情景的模型设计中存在差异之外，之所以得出这个投资幅度，主要是由于所评估的温室气体浓度有差异，而且对一整套可用减缓技术施加了各种限制。扩大可再生能源电厂的装机容量将减少为满足特定电力需求所需的化石和核燃料量。除了与可再生能源电厂有关的投资、运行和维护(O&M)以及(适用的)原料成本以外，对其应用相关的总体经济负担的任何评估也将必须考虑可避免的燃料成本和已替代的投资成本。即使不考虑可避免的成本，上述可再生能源电力投资的下限幅度也低于2009年报告的各自投资。对可再生能源电力行业年均投资的上限值大约相当于目前全球在该领域投资的五倍增量。[10.5, 11.2.2]

## 7. 政策、实施与融资

近些年来，在多种因素促使下出台的各类可再生能源政策不断增多，推动了可再生能源技术的不断发展 [1.4, 11.2, 11.5, 11.6]。政府的各项政策在加速可再生能源技术的利用方面发挥了至关重要的作用。能源的获取以及社会和经济的发展是大多数发展中国家的主要动力，而在发达国家，最重要的是有安全的能源供应和对环境的关切[9.3, 11.3]。各项政策的焦点正在从主要围绕可再生能源发电的重心向外扩展，旨在把利用可再生能源供热、制冷和交通运输纳入其中[11.2, 11.5]。

面向研究、开发、示范和利用的各项具体的可再生能源政策有助于为可再生能源提供一个公平的环境。这些政策包括各类法规，如上网电价、配额、优先并网、建筑法规、生物燃料混合要求和生物能可持续性标准[2.4.5.2, 2.ES, TS.2.8.1]。其它政策类别包括财政激励措施(如税收政策)和政府直接支付(如退税和拨款)，以及公共财政机制(比如贷款和担保)。出台更为宽泛的政策旨在减少温室气体排放，例如碳定价机制也会支持可再生能源。

各项政策可具有行业针对性，可在地方、州/省、国家以及在某些情况下在区域等层面上实施，并可通过双边、区域以及国际合作作为补充。[11.5]

各项政策帮助克服各种障碍，从而已促进了可再生能源的装机容量的增加 [1.4, 11.1, 11.4, 11.5, 11.6]。可再生能源的推广利用所面临的障碍包括：

- 与现有产业、基础设施和能源系统监管有关的体制和政策障碍；
- 市场失灵，包括可适用的非内在化环境和健康成本；
- 缺乏有关可再生能源推广利用的一般信息和数据获取，而且缺乏技术和知识能力；
- 与社会和个人价值观有关的障碍，这些障碍影响了对可再生能源技术的察觉力和接受度。[1.4, 9.5.1, 9.5.2.1]

对可再生能源技术的公共研发投入再辅以其它政策手段是最为有效的，特别是那些能够同时提高对新技术需求的推广利用政策。研发和推广利用政策可建立正反馈循环，吸引私营行业的投资。在开发某一特定技术过程中，尽早颁布各项可再生能源利用政策能够通过吸引私人研发而加快学习进程，反过来进一步降低成本，并为利用该技术提供额外的激励措施。[11.5.2]

某些政策已表明可有效和高效地快速扩大可再生能源的推广利用。但是，没有一个普遍适用的政策。经验表明，不同政策或政策组合能够更为行之有效并有更高效率，这取决于技术成熟度、可负担的资本、融入现有系统的容易性以及地方和国家可再生能源资源基地等因素。[11.5]

- 一些研究业已得出结论：某些上网电价已有效和高效地促进了可再生能源发电，主要是由于长期固定价格或溢价支付、联网以及包购可再生能源所有发电量等多种形式相结合。如果旨在降低风险，那么配额政策则是有效和高效的手段；例如：附加长期合同。[11.5.4]
- 越来越多的政府为利用可再生能源供热和制冷正在采取各种财政激励措施。利用可再生能源热力的义务正受到重视，因为这有可能促进其发展而不依赖于公共财政支持。[11.5.5]
- 在交通运输行业，可再生能源燃料法规或混合燃料要求是多数现代生物燃料产业发展的关键驱动力。其它政策包括政府直接支付或减税。各项政策已影响到国际生物燃料贸易的发展。[11.5.6]

随着各类技术、市场及其它因素的演变，调整的灵活性至关重要。设计和实施的细节是决定某一政策的效果和效率的关键所在[11.5]。透明和持久的政策框架可降低投资风险，并促进可再生能源的推广利用和低成本应用的演变。[11.5, 11.6]

‘扶持性’政策支持可再生能源的开发和推广利用。通过以下方式能够建立对可再生能源有利的或扶持性环境：着手开展某项既定政策与其它可再生能源政策以及能源和非能源政策(如面向农业、交通运输、水资源管理和城市规划的政策)之间的可能互动；缓和可再生能源开发者融资和成功为项目选址的能力；消除可再生能源装机和电力输出的入网和市场准入的障碍；通过专门的沟通和对话举措加大教育并提高意识；以及扶持技术转让。反

过来，‘扶持性’环境的存在可提高可再生能源推广政策的效率和成效。[9.5.1.1, 11.6]

即使存在排放市场(或一般性温室气体定价政策)，但两类不同的市场失灵为更多地支持具有技术开发高潜力的可再生能源创新技术建立了合理性。第一类市场失灵是指温室气体排放的外部成本。第二类市场失灵是在创新领域：如果企业低估了为学习可再生能源技术投资的未来效益，抑或如果他们不能享有这些效益，那么从宏观经济角度来看，他们的投资将低于最佳值。从经济观点出发，除了温室气体定价政策以外，如果能够抓住相关的技术开发机遇(或如果追逐除气候减缓之外的其它目标)，那么针对可再生能源的具体政策也许是适当的。在设计一揽子政策过程中应考虑潜在的不利后果(如技术锁定、碳泄漏和回弹效应等)。[11.1.1, 11.5.7.3]

文献表明，可再生能源的长期目标和汲取经验的灵活性将对实现可再生能源的成本效益和高渗透率至关重要。这就需要系统地制定既能降低风险，又可带来丰厚回报的政策框架，而回报在一定时间范围为相关投资提供了稳定性。在能源基础设施仍处于建设中且能源需求预计未来会出现增长的地区，出台包括能效政策在内的一套妥善而可靠的组合政策手段更尤为重要。[11.5, 11.6, 11.7]

## 8. 推动可再生能源的知识进步

提升科学和工程学知识应当引起可再生能源技术的性能提高和成本下降。在一些宽泛的领域，仍需要获得更多有关可再生能源及其在温室气体减排中作用的知识，其中包括[详见表1.1]：

- 可再生能源推广利用的未来成本和时间；
- 可再生能源在所有地理尺度上可实现的技术潜力；
- 将多种可再生能源技术融入能源系统和市场所面临的技术和体制挑战及成本；
- 对可再生能源和其它能源技术的社会经济和环境方面的全面评估；
- 通过可持续可再生能源服务满足发展中国家需求的各种机遇；以及
- 可在各种背景下实现具成本效益的可再生能源推广利用政策、体制和财政机制。

关于可再生能源及其气候变化减缓潜力方面的知识在不断提升。现有的科学知识相当重要，并且有助于决策过程 [1.1.8]。



# TS

## 技术摘要

### 主要作者:

Dan Arvizu(美国)、Thomas Bruckner(德国)、Helena Chum(美国/巴西)、Ottmar Edenhofer(德国)、Segen Estefen(巴西)、Andre Faaij(荷兰)、Manfred Fischedick(德国)、Gerrit Hansen(德国)、Gerardo Hiriart(墨西哥)、Olav Hohmeyer(德国)、K. G. Terry Hollands(加拿大)、John Huckerby(新西兰)、Susanne Kadner(德国)、Ånund Killingtveit(挪威)、Arun Kumar(印度)、Anthony Lewis(爱尔兰)、Oswaldo Lucon(巴西)、Patrick Matschoss(德国)、Lourdes Maurice(美国)、Monirul Mirza(加拿大/孟加拉)、Catherine Mitchell(英国)、William Moomaw(美国)、José Moreira(巴西)、Lars J. Nilsson(瑞典)、John Nyboer(加拿大)、Ramon Pichs-Madruga(古巴)、Jayant Sathaye(美国)、Janet L. Sawin(美国)、Roberto Schaeffer(巴西)、Tormod A. Schei(挪威)、Steffen Schlömer(德国)、Kristin Seyboth(德国/美国)、Ralph Sims(新西兰)、Graham Sinden(美国/奥地利)、Youba Sokona(埃塞俄比亚/马里)、Christoph von Stechow(德国)、Jan Steckel(德国)、Aviel Verbruggen(比利时)、Ryan Wiser(美国)、Francis Yamba(赞比亚)、Timm Zwickel(德国)

### 编审:

Leonidas O. Girardin(阿根廷)、Mattia Romani(英国/意大利)

### 特别顾问:

Jeffrey Logan(美国)

### 应按以下方式引用本技术摘要:

Arvizu, D., T. Bruckner, O. Edenhofer, S. Estefen, A. Faaij, M. Fischedick, G. Hiriart, O. Hohmeyer, K. G. T. Hollands, J. Huckerby, S. Kadner, Å. Killingtveit, A. Kumar, A. Lewis, O. Lucon, P. Matschoss, L. Maurice, M. Mirza, C. Mitchell, W. Moomaw, J. Moreira, L. J. Nilsson, J. Nyboer, R. Pichs-Madruga, J. Sathaye, J. Sawin, R. Schaeffer, T. Schei, S. Schlömer, K. Seyboth, R. Sims, G. Sinden, Y. Sokona, C. von Stechow, J. Steckel, A. Verbruggen, R. Wiser, F. Yamba, T. Zwickel, 2011: 《政府间气候变化专门委员会可再生能源与气候变化减缓特别报告》技术摘要。 [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow(编辑)], 剑桥大学出版社, 英国剑桥及美国纽约。

# 目录

<b>1.</b>	<b>气候变化与可再生能源综述</b> .....	<b>33</b>
<b>1.1</b>	背景 .....	33
<b>1.2</b>	关于可再生能源与潜力的概要 .....	38
<b>1.3</b>	满足各种能源服务需求与现状 .....	40
<b>1.4</b>	机会、障碍和问题 .....	40
<b>1.5</b>	政策的作用、研发、推广利用和实施战略 .....	44
<b>2.</b>	<b>生物能</b> .....	<b>46</b>
<b>2.1</b>	生物质与生物能简介 .....	46
<b>2.2</b>	生物能的资源潜力 .....	46
<b>2.3</b>	生物能技术与应用 .....	48
<b>2.4</b>	全球和区域市场和工业利用的现状 .....	48
<b>2.5</b>	环境和社会影响 .....	50
<b>2.6</b>	技术改进和融入的前景 .....	53
<b>2.7</b>	当前的成本和趋势 .....	53
<b>2.8</b>	潜在的推广利用水平 .....	56
<b>3.</b>	<b>直接太阳能</b> .....	<b>60</b>
<b>3.1</b>	引言 .....	60
<b>3.2</b>	资源潜力 .....	60
<b>3.3</b>	技术与应用 .....	60
<b>3.4</b>	全球和区域市场和工业利用现状 .....	63
<b>3.5</b>	融入更广泛的能源系统 .....	65
<b>3.6</b>	环境和社会影响 .....	65

3.7	技术改进和创新前景 .....	66
3.8	成本趋势.....	68
3.9	推广利用潜力.....	71
4.	地热能 .....	71
4.1	引言 .....	71
4.2	资源潜力.....	72
4.3	技术与应用.....	73
4.4	全球和区域市场和工业发展的现状 .....	74
4.5	环境和社会影响.....	74
4.6	技术改进、创新和融入的前景.....	76
4.7	成本趋势.....	77
4.8	推广利用潜力.....	78
5.	水电 .....	80
5.1	引言 .....	80
5.2	资源潜力 .....	80
5.3	技术与应用 .....	80
5.4	全球和区域市场和产业发展状况 .....	82
5.5	融入更广泛的能源系统.....	82
5.6	环境和社会影响.....	83
5.7	技术改进与创新的前景.....	84
5.8	成本趋势.....	84

5.9	推广利用潜力 .....	86
5.10	融入水管理系统 .....	87
<b>6.</b>	<b>海洋能 .....</b>	<b>87</b>
6.1	引言 .....	87
6.2	资源潜力 .....	87
6.3	技术与应用 .....	89
6.4	全球和区域市场及产业发展现状 .....	90
6.5	环境和社会影响 .....	92
6.6	技术改进、创新和并网方面的前景 .....	93
6.7	成本趋势 .....	93
6.8	潜在的发展 .....	94
<b>7.</b>	<b>风能 .....</b>	<b>95</b>
7.1	引言 .....	95
7.2	资源潜力 .....	95
7.3	技术与应用 .....	96
7.4	全球和区域市场和产业发展现状 .....	97
7.5	近期并网问题 .....	98
7.6	环境影响与社会影响 .....	99
7.7	技术进步和创新前景 .....	100
7.8	成本趋势 .....	101
7.9	推广利用潜力 .....	103

<b>8.</b>	<b>可再生能源融入当前和未来的能源系统</b>	<b>103</b>
<b>8.1</b>	引言	103
<b>8.2</b>	将可再生能源融入电力系统	107
<b>8.3</b>	可再生能源融入供热和制冷网络	110
<b>8.4</b>	可再生能源融入燃气网络	111
<b>8.5</b>	可再生能源融入液化燃料	112
<b>8.6</b>	可再生能源融入自维持系统	113
<b>8.7</b>	终端利用行业：转变路径的战略要素	113
<b>9.</b>	<b>在可持续发展背景下的可再生能源</b>	<b>119</b>
<b>9.1</b>	引言	119
<b>9.2</b>	可持续发展与可再生能源的相互作用	119
<b>9.3</b>	社会、环境和经济影响：全球和区域评估	120
<b>9.4</b>	可持续发展路径对可再生能源的影响	125
<b>9.5</b>	在可持续发展背景下可再生能源的障碍和机会	129
<b>9.6</b>	综合、知识空白与未来研究需求	130
<b>10.</b>	<b>减缓潜力与成本</b>	<b>130</b>
<b>10.1</b>	引言	130
<b>10.2</b>	不同可再生能源战略减缓情景的合成	131
<b>10.3</b>	评估不同可再生能源战略具有代表性的减缓情景	133
<b>10.4</b>	利用可再生能源减排的区域成本曲线	135
<b>10.5</b>	商业化和推广利用成本	137
<b>10.6</b>	社会和环境成本与效益	144

<b>11.</b>	<b>政策、融资和实施</b> .....	<b>146</b>
<b>11.1</b>	<b>引言</b> .....	<b>146</b>
<b>11.2</b>	<b>当前趋势：政策、融资和投资</b> .....	<b>148</b>
<b>11.3</b>	<b>主要推动力、机会和效益</b> .....	<b>148</b>
<b>11.4</b>	<b>可再生能源政策制定、实施和融资遇到的障碍</b> .....	<b>148</b>
<b>11.5</b>	<b>政策选择方面的经验和评估</b> .....	<b>150</b>
<b>11.6</b>	<b>扶持环境和区域问题</b> .....	<b>155</b>
<b>11.7</b>	<b>结构性转变</b> .....	<b>158</b>

# 1. 气候变化与可再生能源综述

## 1.1 背景

所有社会需要能源服务以满足人类的基本需要（如照明、炊事、室内舒适度、流动性、通信等），并为各种生产过程服务。为了使发展具有可持续性，能源服务的提供需要有保障和低环境影响。可持续的社会和经济发展需要为提供基本的和可持续的能源服务而获得必要的能源，既要有保障又要在经济上可承受。这也许意味着在不同的经济发展阶段采用不同战略。要保持良性的环境，必须以低环境影响和低温室气体(GHG)排放的方式提供能源服务。然而，IPCC《第四次评估报告》(AR4)指出，化石燃料占2004年一次能源总量的85%<sup>1</sup>，2008年也是相同值。此外，化石燃料的燃烧量占2004年所有人为GHG排放量(CO<sub>2</sub>当量)<sup>2</sup>的56.6%。[1.1.1, 9.2.1, 9.3.2, 9.6, 11.3]

可再生能源(RE)以可持续的方式在提供能源服务中发挥了作用，特别是在减缓气候变化方面。这篇《关于可再生能源与减缓气候变化的特别报告》探讨了可再生能源当前为可持续的社会经济发展道路提供能源服务所做出的贡献和具有的潜力。本报告包括对现有可再生能源和技术、成本与共生效益、规模扩大和融入要求方面所遇到的各种障碍、未来情景和政策选择作出的评估。特别是，本报告为决策者、私营行业和民间社会提供了以下方面信息：

- 确定可再生能源和现有技术以及气候变化对这些资源的影响[第2-7章]；
- 技术与市场现状、未来的发展和预估的推广利用速度[第2-7章，第10章]；
- 融入能源供应系统和其它市场的各种选择和局限性，包括能源存储、输送方式、融入现有系统以及其它选择[第8章]；
- 可再生能源的发展、机会和可持续发展三者之间的各种联系[第9章]；
- 对安全能源供应的影响[第9章]；
- 推广利用的经济和环境成本、效益、风险和影响[第

9章，第10章]；

- 可再生能源的减缓潜力[第10章]；
- 展现如何以可持续的方式实现快速推广利用的各类情景[第10章]；
- 能力建设、技术转让和融资[第11章]；以及
- 政策选择、结果和取得成效的条件[第11章]。

本报告共分11章。第1章提供了有关可再生能源和气候变化的背景；第2-7章分别提供了有关六种可再生能源技术的信息，而第8-11章涉及可再生能源的各种融入问题(见图TS.1.1)。本报告在相关之处公布了不确定性<sup>3</sup>。本技术摘要(TS)对该报告作了概述，并概括了各项基本发现。

虽然本技术摘要一般沿用完整报告的结构，但适用于各章节的参考文献按方括号内相对应的章节编号表示。关于本技术摘要所用术语、缩略语和化学符号的解释，详见附件1。关于确定各类成本、一次能源和其它分析主题的换算和方法，见附件2。关于可再生能源的平准化成本信息，见附件3。

与提供能源服务有关的GHG排放是气候变化的主要原因。《第四次评估报告》的结论是：“自20世纪中叶以来，大部分已观测到的全球平均温度的升高很可能是由于观测到的人为GHG(温室气体)浓度增加所致”。自《第四次评估报告》以来，GHG浓度继续增加，截至2010年底已超过390 ppmCO<sub>2</sub>或超过工业化前水平39%。自大约1850年以来，全球化石燃料(煤、石油和天然气)的利用已增加并在能源供应中占主导地位，导致二氧化碳(CO<sub>2</sub>)排放快速增加[图1.6]。尚未燃烧的化石燃料储备和资源中的碳含量[图1.7]具有增加大气CO<sub>2</sub>含量的潜力，如果在未来若干世纪燃烧后，CO<sub>2</sub>量将会超过在《第四次评估报告》[图1.5]或本报告第10章中考虑的任何情景区间。[1.1.3, 1.1.4]

虽然已付出大量与脱碳有关的努力，但绝大多数无干预排放预估表明2100年排放量大大高于2000年的排放量，这意味着GHG浓度不断上升，因而导致全球平均温度上升。为避免气候变化对水资源、生

1 《第四次评估报告》给出的值为80%并已从用于能源核算的物理量方法转换为直接当量的方法，在本报告中采用后一种方法。有关方法的详细情况，请参见第1.1.9节和附件2(第A.2.4节)。

2 其它来源和/或气体的贡献源为：因毁林和生物质的腐烂等产生的CO<sub>2</sub>(17.3%)、其它来源的CO<sub>2</sub>(2.8%)、CH<sub>4</sub>(14.3%)、N<sub>2</sub>O(7.9%)以及氟化气体(1.1%)。

3 本报告公布了不确定性，例如通过给出敏感性分析结果，以及通过量化表示各成本值区间和各类情景结果区间的方式给出不确定性。本报告没有采用IPCC关于不确定性的正式术语，因为在批准本报告时，IPCC关于不确定性指南正处于评审过程中。

## 可再生能源与减缓气候变化特别报告



图TS.1.1: 报告的结构[图1.1]

态系统、粮食安全、人类健康和海岸带人居环境造成的这种不利影响，而这种影响有可能造成气候系统发生不可逆转的突变，坎昆协议呼吁与工业化前温度相比，把全球平均温度升幅限制在不超过2°C的范围内，并同意考虑把这一温度升幅限制在1.5°C的水平上。为了有把握实现仅限2°C-2.4°C平衡温度上升，大气GHG浓度将需要稳定在445-490ppm大气CO<sub>2</sub>当量区间之内。这意味着到2050年全球CO<sub>2</sub>排放量将需要比2000年排放水平减少50%-85%，并最迟在2015年前逐渐开始出现下降(而不是当前的继续增加)的局面。[1.1.3]

为制定各项CO<sub>2</sub>减排战略，可利用茅阳一(Kaya)恒等式把与能源有关的CO<sub>2</sub>排放分解为四个因子：1)人口；2)人均国内生产总值(GDP)；3)能源强度(即按GDP一次能源供应总量(TPES)计算)以及4)碳强度(即按一次能源总供应的CO<sub>2</sub>排放量计算)。[1.1.4]

$$\text{CO}_2\text{排放量} = \text{人口} \times (\text{GDP}/\text{人口}) \times (\text{TPES}/\text{GDP}) \times (\text{CO}_2/\text{TPES})。$$

图TS.1.2显示了这四个分量的年变化。[1.1.4]

虽然在早先的几十年中人均GDP和人口增长对排放增长的影响最大，但在1971-2008年期间不断降

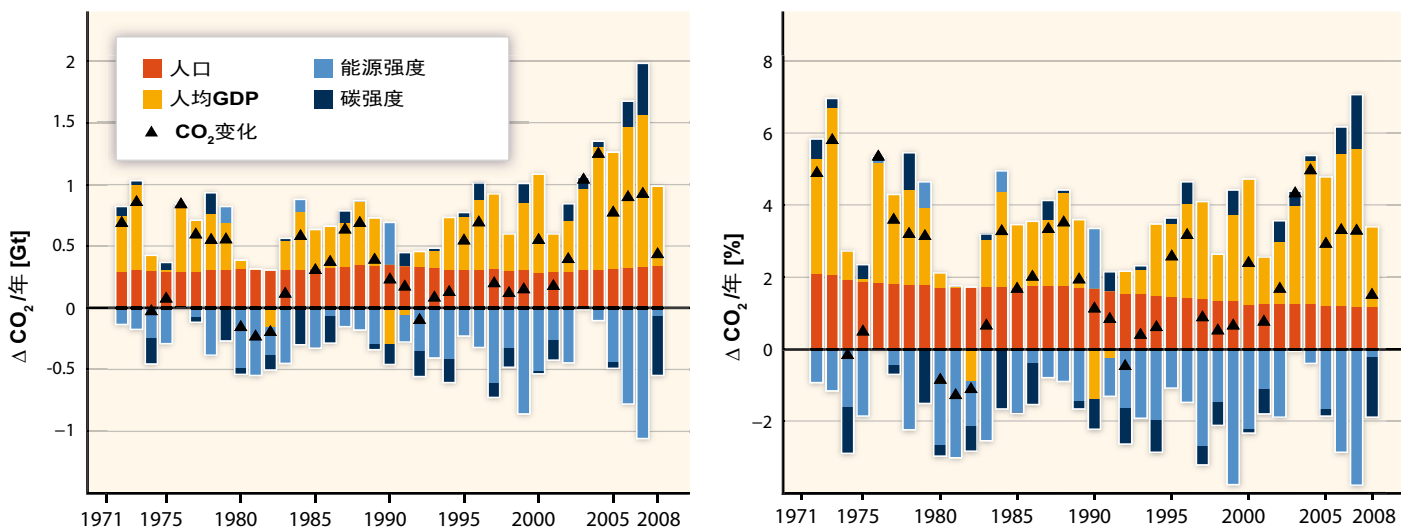
低的能源强度显著放缓了排放增长。过去，由于在20世纪70年代和80年代能效的提高，从煤转换为天然气，以及核能的推广，因此碳强度下降，这尤其是受附件一国家<sup>4</sup>驱动。近些年(2000-2007年)，虽然自2007年以来煤和石油的利用已略有下降，但是碳强度上升主要是受发达国家和发展中国家扩大用煤量的驱动。2008年，由于金融危机，这一趋势中断。自20世纪初，能源供应的碳强度已变得更高，因此放大了人均GDP增长产生的增量。[1.1.4]

以全球为基数，估计可再生能源占2008年一次能源供应总量(492EJ)的12.9%。最大的可再生能源贡献源是生物质(10.2%)，其大多数(大约60%)是发展中国家在传统炊事和取暖应用中使用的生物质燃料，但是现代化生物质利用也呈现快速增加的趋势<sup>5</sup>。水电占2.3%，而其它可再生能源占0.4%(图TS.1.3)。2008年，可再生能源对全球电力供应的贡献率大约为19%(水电为16%，其它可再生能源为3%)。[1.1.5]

<sup>4</sup> 关于附件一国家的定义，见术语表(附件1)

<sup>5</sup> 在本报告或在官方数据库中尚未核算的增量估计占非正规行业使用的其它传统生物质的20%-40%。[2.1]

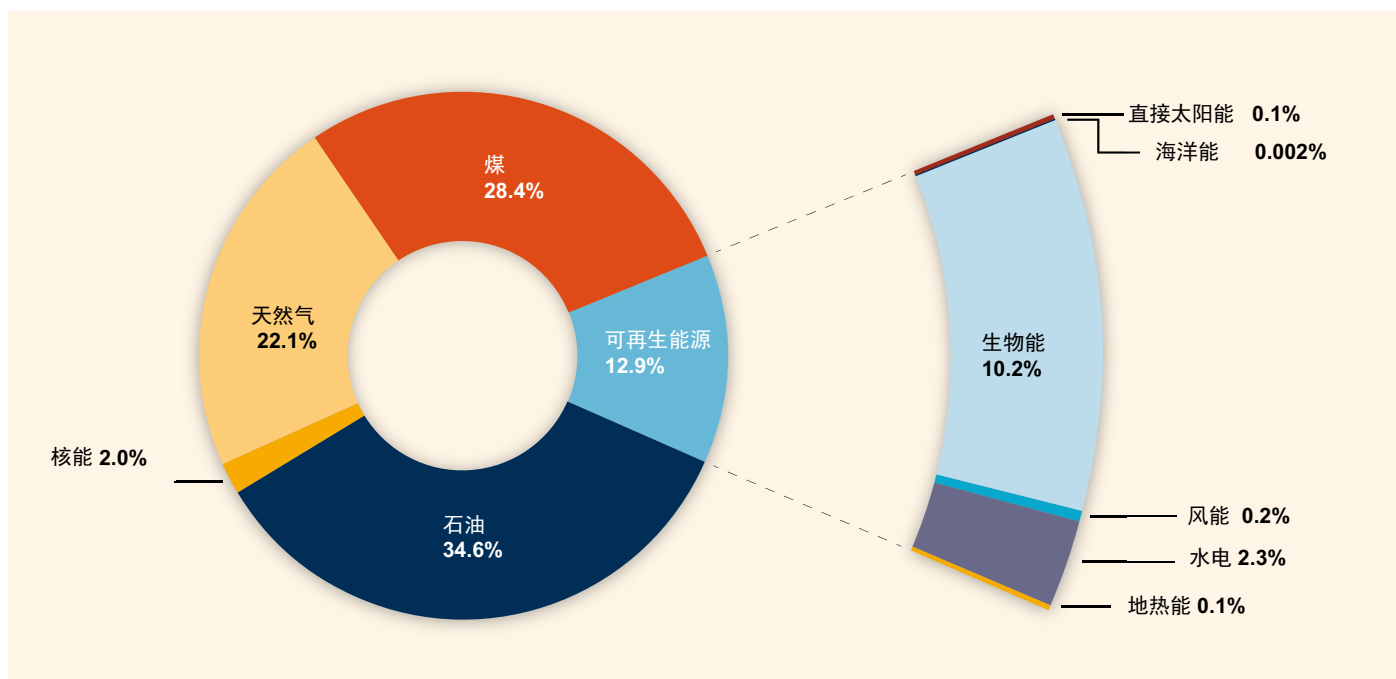




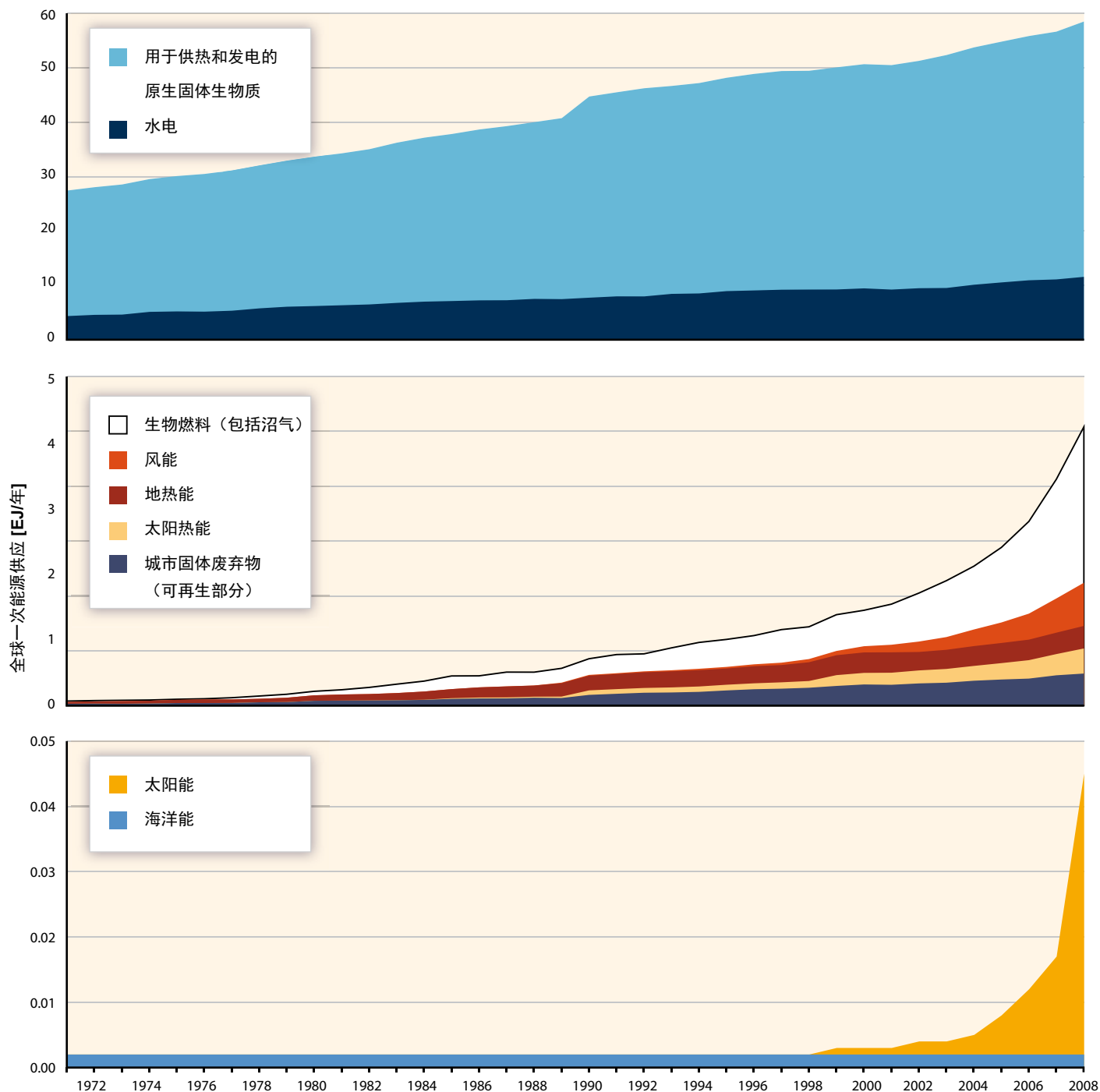
图TS.1.2: 按茅阳一恒等式因子分解成(左)年绝对变化和(右)与全球能源有关的CO<sub>2</sub>排放年增长率; 1971-2008年的人口(红色)、人均GDP(橘黄色)、能源强度(浅蓝色)和碳强度(深蓝色)。各颜色表示当其它因子保持不变时, 由单个因子引起的变化。年变化总量用黑三角表示。[图1.8]

近些年来, 可再生能源的推广利用已经并仍在快速增长。在大多数条件下, 增加可再生能源在混合能源中的份额将需要出台各种政策, 以促使能源系统的转变。政府的政策、不断下降的许多可再生能源技术的成本、化石燃料价格变化以及其它因素已支持继续扩大对可再生能源的利用。虽然可再生能源份额仍然相对较小, 但正如图TS.1.4所示, 近些年来可再生能源的增长速度已加快。2009年, 虽然遇到全球金融

挑战, 但可再生能源的能力继续快速增长, 包括风电(32%, 增加38GW)、水电(3%, 增加31GW)、太阳能并网发电(53%, 增加7.5GW)、地热发电(4%, 增加0.4GW)和太阳能热水/供热(21%, 增加31GW)。2008年, 生物燃料占全球公路运输燃料需求的2%, 2009年则接近3%。到2009年底, 乙醇燃料年生产量增至1.6EJ(760亿升), 生物柴油增至0.6EJ(170亿升)。在2008-2009年两年内全球新增的大约300GW



图TS.1.3: 不同能源在2008年全球一次能源供应总量(492 EJ)中所占的份额。现代生物质对生物质总份额的贡献率为38%。[图1.10]



图TS.1.4: 从1971年到2008年, 可再生能源的全球一次能源供应量的历史发展。[图1.12]

注: 仅为了显示, 用单独的垂直单位表示不同的技术。图中的基本数据已采用核算一次能源供应量的“直接当量”方法进行了换算[1.1.9, 附件2.4], 但作为二次能源报告生物燃料的能量量则例外(由于转换损耗, 用于生产生物燃料的原生生物量将较高[2.3, 2.4])。

发电量中, 可再生能源的增长140GW。加在一起, 发展中国家占全球可再生能源发电量的53%(包括所有规模的水电), 而中国在2009年增加的可再生能源发电量超过任何其它国家。美国和巴西分别占全球生物乙醇燃料产量的54%和35%, 而中国在利用太阳

能热水方面领先。到2009年底, 可再生能源在热水/供热市场中的利用包括现代生物能(270GW)、太阳能(180GW)和地热能(60GW)。可再生能源的利用(不包括传统生物质)在满足农村能源需求方面也有所增长, 包括小规模水电站、各种现代生物质的选择、家

庭或村庄太阳能光伏发电(PV)、风电系统或结合多种技术的混合能源系统。[1.1.5]

在能源系统仍然继续提供所需能源服务的同时，有多种手段可用于减少该能源系统的GHG排放。《第四次评估报告》确定了一些方法，可用于减少那些仍在提供能源服务的能源所产生的具有温室效应的排放。[1.1.6]:

- 提高供应方能源转换、输送(电)、配送(电)(包括热电联产)的效率。
- 提高需求方在各自行业和应用方面的效率(如建筑、工业和农业过程、交通运输、供热、制冷和照明)。
- 从高GHG能源载体(如煤和石油)向较低GHG能源载体(如天然气、核燃料和可再生能源)转变。
- 利用CO<sub>2</sub>捕获和封存(CCS)防止燃烧后的或工业流程产生的CO<sub>2</sub>排入大气。当加工生物质时(例如通过燃烧或发酵)，CCS具备从大气中清除CO<sub>2</sub>的潜力。
- 转变行为，以更好地管理能源利用或采用碳强度和能源强度低的商品和服务。

可再生能源应用未来所占份额将在很大程度上取决于减缓气候变化的目标、所需能源服务的水平、正在出现的能源需求以及可再生能源在零碳或低碳技术

组合中的相对优势(图TS.1.5)。对任何减缓选择组合的综合评价可涉及评价各自减缓潜力以及所有相关风险、成本及其对可持续发展的贡献。[1.1.6]

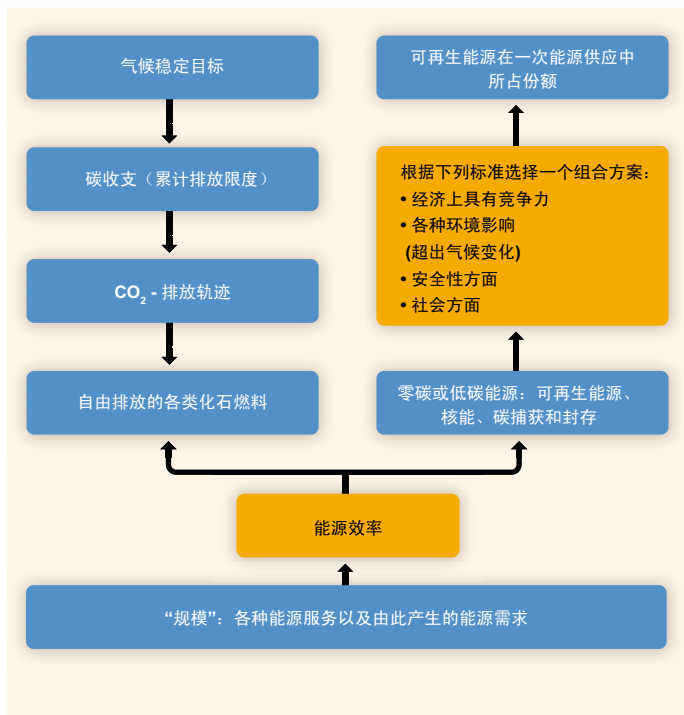
在全球平均温度容许变化范围内设定一个气候保护目标，该目标宽泛地定义一个对应的GHG浓度限度，并具有一个相关的CO<sub>2</sub>收支和后续随时间变化的排放轨迹，然后根据该目标定义自由排放化石燃料的容许量。零碳或低碳能源对一次能源供应的辅助贡献率受所需能源服务‘规模’的影响。[1.1.6]

由于许多提高总体能效的低成本选择已经成为无干预情景的一部分，因此为减缓气候变化而降低能源强度的额外机会有限。为了实现保护气候的各项宏伟目标，单凭提高能效还不够，还需要其它零碳或低碳技术。可再生能源在这些低碳技术组合中的贡献将在很大程度上取决于这些技术之间的经济竞争力、与技术有关的相对环境负荷的比较(超出气候变化的范畴)以及取决于安全和社会方面(图TS.1.5)。[1.1.6]

正如本报告在汇编和评估中所述，有关可再生能源的科学知识以及可再生能源为实现各项GHG减排目标可能做出的贡献相当可观。尽管如此，部分原因是由于可再生能源地点的独特性、可再生能源技术多样化(这些技术可服务于多种可供终端利用的能源服务需求)、市场规模和有关规范融入过程的规定范畴，以及由于能源系统过渡的复杂性，因此有关可再生能源及其气候减缓潜力的知识需要继续进步。在与可再生能源及其可能在GHG减排中的作用有关的一些广泛领域内仍需补充知识[1.1.8]:

- 可再生能源推广利用的未来成本和时间选择;
- 在所有地理尺度上可实现的可再生能源技术潜力;
- 把多样化可再生能源技术融入各类能源系统和市场所面临的各种技术和体制挑战及成本;
- 对可再生能源和其它能源技术的社会经济和环境方面开展的全面评估;
- 利用可持续的可再生能源服务满足发展中国家需求的各种机会; 以及
- 能够在各种背景下以具成本效益的方式推广利用可再生能源的政策、体制和金融机制。

正如本报告所述，虽然在上述每个领域中已掌握了许多知识，但是补充研究和新增经验将会进一步减少各种不确定性，从而促进与在减缓气候变化中利用可再生能源有关的决策。[1.1.6]



图TS.1.5: 可再生能源在零碳或低碳减缓选择组合中的作用(量化描述)。[图1.14]

## 1.2 关于可再生能源与潜力的概要

可再生能源是任何一种源自太阳、地球物理或生物资源的能源形式，这些资源可通过自然过程以相同于或超过使用速率的速度得到补充。可再生能源是从自然环境中持续不断的或反复出现的流体中获取的，并包括生物质、太阳能、地热、水电、潮汐和海浪、海洋热能和风能等资源。但是，有可能以超过生物质所能生长的速率利用生物质，或以快于热流所能回补的速率从某个地热场地中获取热量。另一方面，利用直接太阳能的速度并不影响其到达地球的速度。化石燃料(煤、石油和天然气)不属于该定义的范畴，因为化石燃料在一定时段内是不可回补的，这一时段相对于其利用速度而言则是不可及的。[1.2.1]

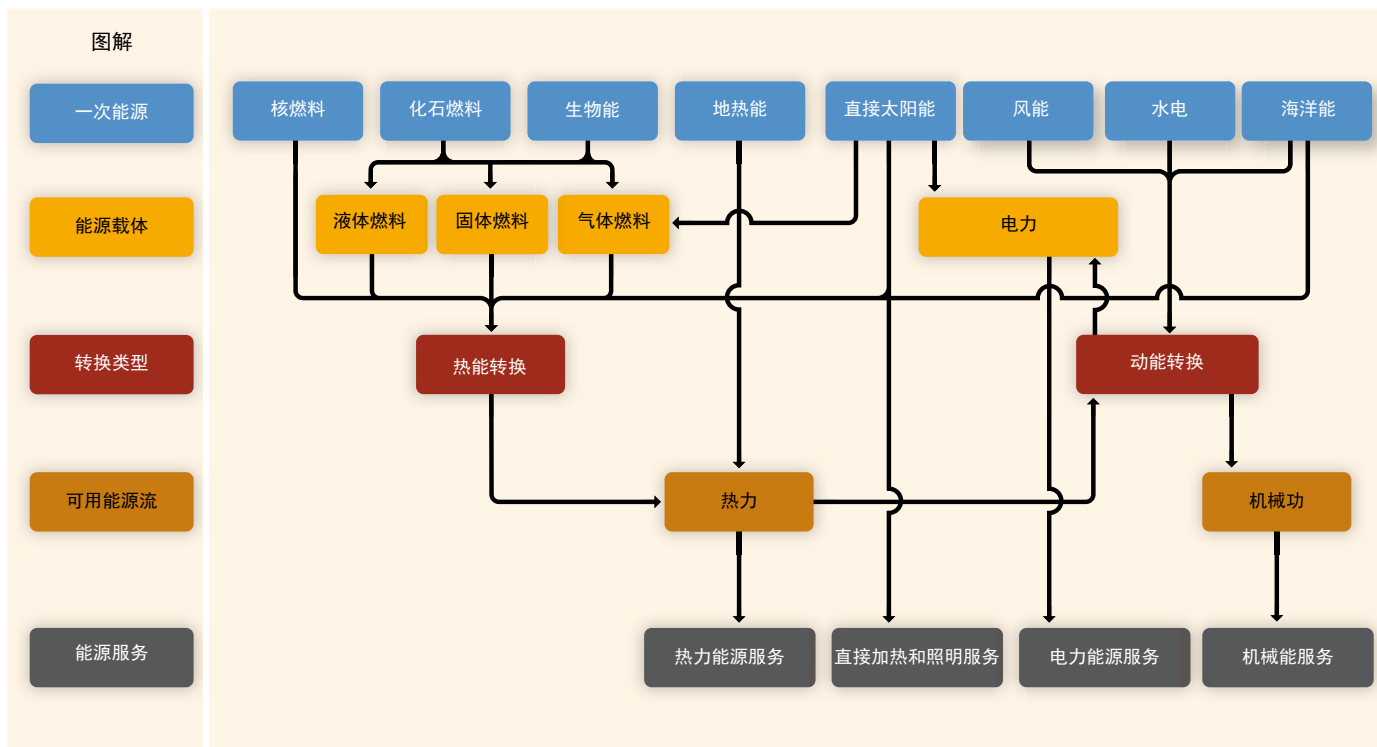
已有一个含多步骤的过程，可据此把一次能源首先转换为某一种能源载体，然后再转换为某项能源服务。可再生能源技术是多样化的，并能够满足所有各项能源服务需求。各类可再生能源能够提供电力、热能和机械能，以及生产能够满足多种能源服务需求的燃料。图TS.1.6展现了上述多步骤转换过程。[1.2.1]

由于人们所需要的是各种能源服务而不是能源本

身，因此应当以一种有效率的方式推动这一过程，即通过利用可最大限度减少CO<sub>2</sub>排放的各种低碳技术需要较少的一次能源消耗。用于发电的各种热转换过程(其中包括生物质和地热)有大约40%-90%的损耗，当为以内燃机作为动力的交通运输提供机械能时，其损耗大约为80%左右。上述转换损耗提高了源自化石燃料的一次能源的份额，并增加了发电和从热能转换为机械能所需的源自化石燃料的一次能源。从太阳光伏能、水力能、海洋能和风能直接转换为电力不受热动力循环(从热能到机械力)损耗的影响，虽然这些能源在从自然能量流体中提取能源过程中的确遇到其它转换效率低的情况，而这些能源流体也可能相对较大并不可减少(第2-7章)。[1.2.1]

某些可再生能源技术能够在农村和城市环境的使用点(分散式)利用，而其它技术主要用于大型(集中式)能源网络。虽然许多可再生能源技术在技术上是成熟的，而且正在大规模推广利用，但其它技术在技术成熟度和商业推广利用上仍处于初期阶段。[1.2.1]

可再生能源的理论潜力远远超出了当前和预估的全球能源需求，但面临的挑战是如何以具有成本效益



图TS.1.6: 能源从资源到服务的转换路径示意图。所有连线表示可能的能源路径。向用户提供的能源服务能够按不同的终端能源用量予以提供。因此能够用较多或较少的不同来源的一次能源提供能源服务，并产生不同的CO<sub>2</sub>排放和其它各种环境影响。[图1.16]

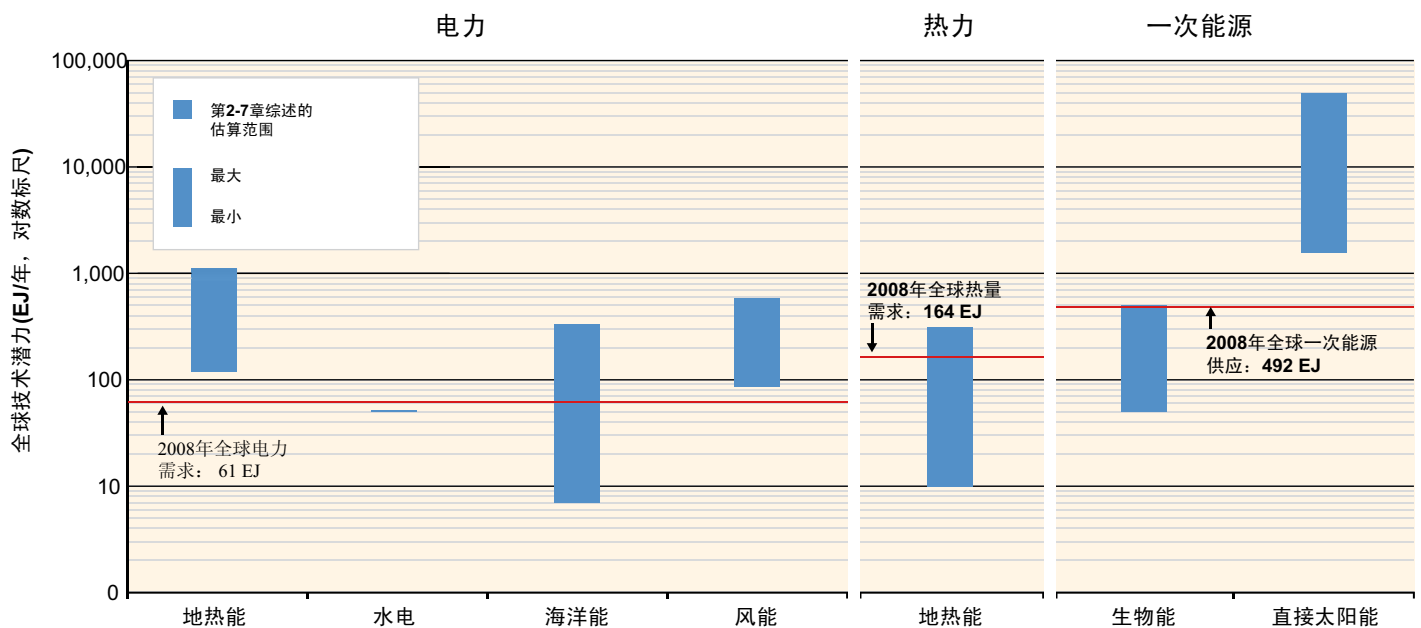
和对环境无害的方式抓住并利用这一潜力中的可观份额，以提供所需的各种能源服务[1.2.2]

另外，可再生能源的全球技术潜力将不限制市场继续发展。在文献中提供了一系列宽泛的估算，但一些研究一致发现：可再生能源的全球技术总潜力大大高于当前和预估的未来全球能源需求。在各类可再生能源中，太阳能的技术潜力最高，但是所有形式的可再生能源都存在相当大的技术潜力。就整体而言，可再生能源全球技术潜力的绝对规模不可能对可再生能源的推广利用形成制约。[1.2.3]

图TS.1.7表明<sup>6</sup>，2008年可再生能源的技术潜力以相当大的幅度超出了全球电力和热力需求，以及全球一次能源供应量。虽然图中给出的数字以当前能源供需为背景向读者提供了有关认识可再生能源相对规模的前景，但应指出这些技术潜力具有很大的不确定性。第1章附件中的表A.1.1包括了更为详细的注

解。[1.2.3]

可再生能源能够融入所有类型的电力系统，大到互联的大陆电网，小到单独的建筑。无论是电力、供热、制冷、气化燃料还是液化燃料，可再生能源的融入取决于大背景和具体地点，而且是复杂的。特别是与完全可调度的水电、生物能和地热能相比，可调度的风能和太阳能可能更难以融入电力系统。随着可部分调度的可再生能源逐步渗透，维持系统的可靠性也许变得更具挑战性而且成本高昂。最大限度降低可再生能源并网风险和成本组合方案可包括开发补充性灵活发电，加强并扩大电网基础设施和系统间互联、能够根据可供电量作出响应的电力需求、蓄能技术(包括水库水电)和改进的体制安排和市场机制。随着可再生能源渗透水平的提高，需要实现各种廉价和有效的通信系统和技术的混合，以及需要智能电表。[1.2.4]



全球技术潜力估算区间

最大 (EJ/年)	1109	52	331	580	312	500	49837
最小 (EJ/年)	118	50	7	85	10	50	1575

图TS.1.7：从第2-7章研究结果中得出全球可再生能源技术潜力区间。由于生物质和太阳能具有多种用途，因此这两种能源仅作为一次能源在图中给出；注意：由于评估的数据范围广泛，本图按对数比例表示 [图1.17]。

注：此处报告的技术潜力代表全球可再生能源年供应的总体潜力，并未扣除已正在利用的任何潜力。注意：还可将可再生电力来源用于供热用途，而在生物质和太阳能资源仅作为一次能源报告，但能够用于满足各种能源服务需求。各量值区间基于各种方法，并适用于未来不同年份；因此，由此产生的区间在各技术之间不具严格的可比性。关于本图所依据的数据和所适用的补充说明，见表A.1.1(以及基本章节)。

<sup>6</sup> 关于技术潜力的完整定义，见附件1。

能源服务是利用能源完成各项任务。能够以多种方式提供一项具体的能源服务，因此也许有能效高低的特征，这意味着有相对较少或较大的CO<sub>2</sub>排放量(按某种特定的能源混合比)。通过提高能效的方式在提供能源服务阶段减少能源需求是减少一次能源需求的一个重要手段。这对于可再生能源尤为重要，因为与化石燃料或核能燃料相比，可再生能源通常具有较低的电力密度。提高能效的措施通常是减少终端能源利用需求的成本最低廉的选择。本报告提供了一些关于不同能效维度的具体定义。[1.2.5]

在实践中，人们对源于能效措施的节能并非总有完整的认识。也许会出现回弹效应，其中由于完成某项具体能源服务的能源总成本较低(由于能源利用少)可导致利用更多的能源服务，因而部分节能措施的作用被抵消。对于经济合作与发展组织(OECD)中的家庭供热和机动车使用而言，估计这种回弹效应也许因饱和效应而被限制在10%-30%之间，而对于效率更高的电器和水加热而言，回弹效应非常小。但是，一项旨在成功减少整个经济领域能源需求的能效措施也降低了能源价格，因而最终导致在整个经济领域的能源成本下降和成本结余增加(能源价格较低而且能源利用少)。预计在发展中国家以及在贫困消费者中上述回弹效应也许更大。对于气候变化，对任何回弹效应的主要关切在于它对CO<sub>2</sub>排放的影响。[1.2.5]

碳泄露也可降低各项碳减排政策的成效。如果在各行业和政治管辖区内执行碳减排政策不统一，那么碳排放活动也有可能转移到某个无这类政策的行业或国家。但是，近期的研究表明：有关碳泄露的估值都太高。[1.2.5]

### 1.3 满足各种能源服务需求与现状

图TS.1.8显示2008年全球可再生能源通过各种载体流向各终端利用点的流程和损耗。[1.3.1]

2008年在全球范围内，大约56%的可再生能源用于私人家庭供热、国家部门和服务行业。实质上，这涉及发展中国家普遍用于炊事的薪柴和木炭。另一方面，仅有少量的可再生能源用于运输行业。电力生产占终端利用能源消耗的24%。2008年，生物燃料对全球公路运输燃料供应的贡献率为2%，而传统生物质(17%)、现代生物质(8%)、太阳热能和地热能(2%)，加在一起为2008年全球热能总需求提供了27%的燃料。[1.3.1]

虽然这类资源明显量大并在理论上能够在未来很长时间内满足所有能源需求，但当前许多可再生能源技术的平准化能源成本高于现有的能源价格，尽管在各种背景下可再生能源已经在经济上具有竞争力。所选择的在商业上可提供的可再生能源技术的近期平准化能源成本区间是宽泛的，这取决于某些因素，其中包括但不限于技术特征和规模、成本与性能上存在的区域差异以及不同贴现率(图TS.1.9)。[1.3.2, 2.3, 2.7, 3.8, 4.8, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5, 附件3]

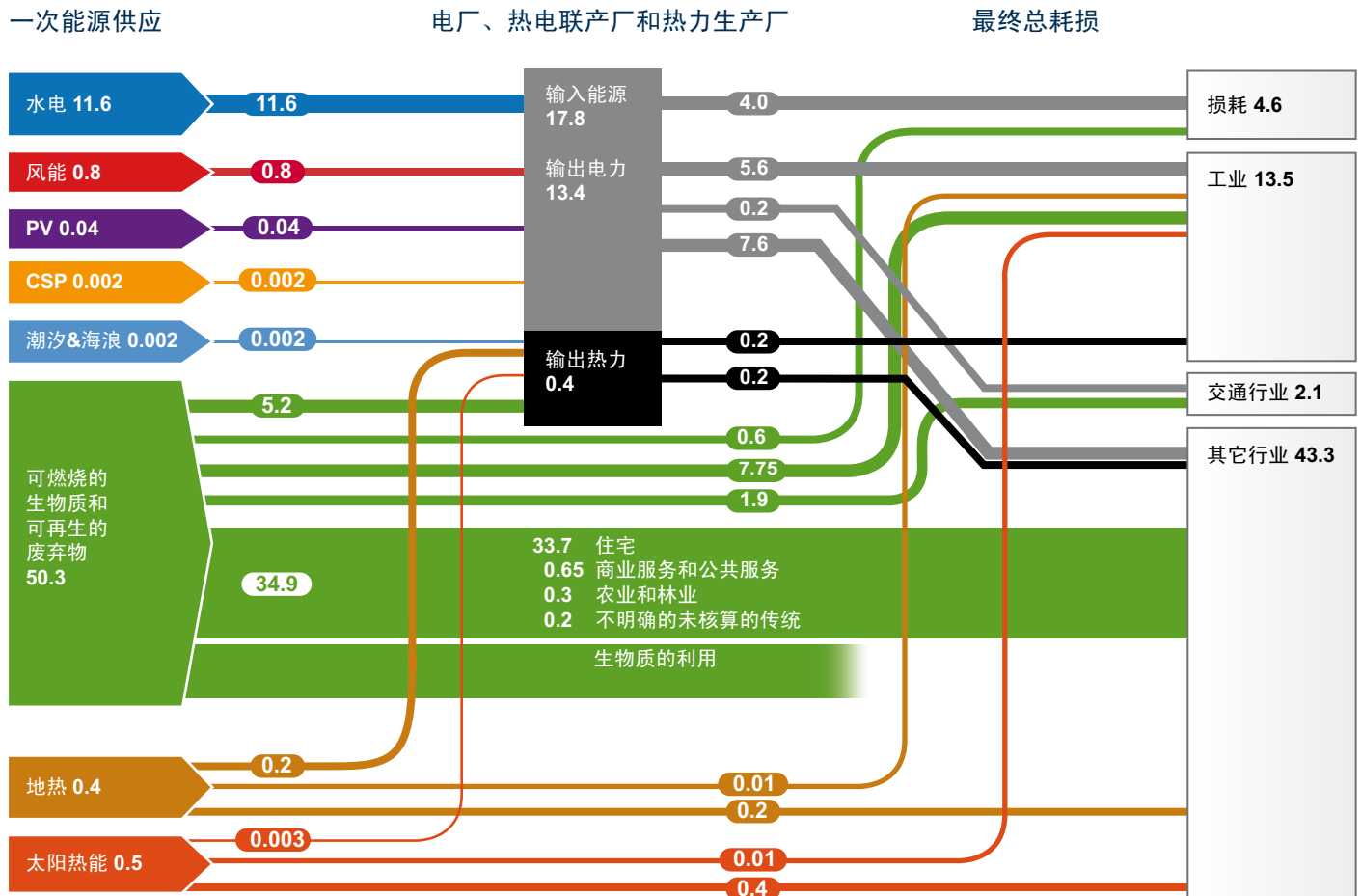
大多数可再生能源技术的成本已下降，而且预计更多的技术进步可导致成本进一步下降。这些成本下降以及能源供应外部成本的货币化可提高可再生能源的相对竞争力。如果由于其它原因市场价格提高，那么上述降低成本和提供竞争力的途径同样适用。[1.3.2, 2.6, 2.7, 3.7, 3.8, 4.6, 4.7, 5.3, 5.7, 5.8, 6.6, 6.7, 7.7, 7.8, 10.5]

可再生能源对一次能源供应的贡献率因国家和地区的不同而存在很大的差异。可再生能源生产、利用和出口的地理分布目前从发达地区到其它发展中地区(尤其是包括中国在内的亚洲)正在呈现多样化的趋势。在可再生电力的装机容量上，中国目前在世界领先，随后是美国、德国、西班牙和印度。与各类化石燃料相比，可再生能源的分布更平均，而且有些国家或地区蕴藏着丰富的特定的可再生能源资源。[1.3.3]

### 1.4 机会、障碍和问题

全球能源面临的主要挑战是保证能源供应的安全以满足不断增长的需求，为每个人提供能源服务，并限制能源对气候变化的贡献。对于发展中国家，特别是最贫困的国家，需要能源刺激生产、产生收入和社会发展，并减少因使用薪柴、木炭、牲畜粪便和农业废弃物而引起的各种严重的健康问题。对于工业化国家，鼓励可再生能源的首要原因包括为减缓气候变化而减排、对安全能源供应的各种关切以及推广利用的形成。可再生能源能够开放各种机会，旨在着手解决这些多方面的环境、社会和经济问题，其中包括适应气候变化。[1.4, 1.4.1]

在世界各地都有某些形式的可再生资源，如太阳辐射、风、降水、海浪、潮汐和储存在海洋或地球热量。此外，存在可控制这些能源形式的各种技术。虽然各种机会[1.4.1]似乎很多，但有各种障碍[1.4.2]和



图TS.1.8：一次可再生能源的全球能源通过载体流向终端利用的流量(单位：EJ，2008年)和损耗(根据国际能源机构(IEA)的数据)。<sup>1</sup>‘其它行业’包括农业、商业和住宅建筑、公共服务和其它不明确的行业。<sup>2</sup>‘运输业’包括公路运输、国际航空和国际海运。[图1.18]

问题[1.4.3]，而这些障碍和问题放缓了将可再生能源引进现代经济体的进程。[1.4]

可把各种机会定义为具有几率特征属性的采取行动的各种条件。在政策背景下，可预计将会带来更多效益，这也许符合可再生能源推广利用的大方向，但却不是国际公认的目标。这些机会包括四个主要方面：社会经济发展、能源获取、能源安全、减缓气候变化与减少对环境与健康的影响。[1.4.1, 9.2–9.4]

在世界范围内，人均收入以及更宽泛的各项指标，如人类发展指数(HDI)等与人均能源利用成正相关，而且经济增长可被认为过去几十年中引起能源消耗不断增加的最相关的因子。经济发展始终与从燃料直接燃烧向更高质量电力转变相关。[1.4.1, 9.3.1]

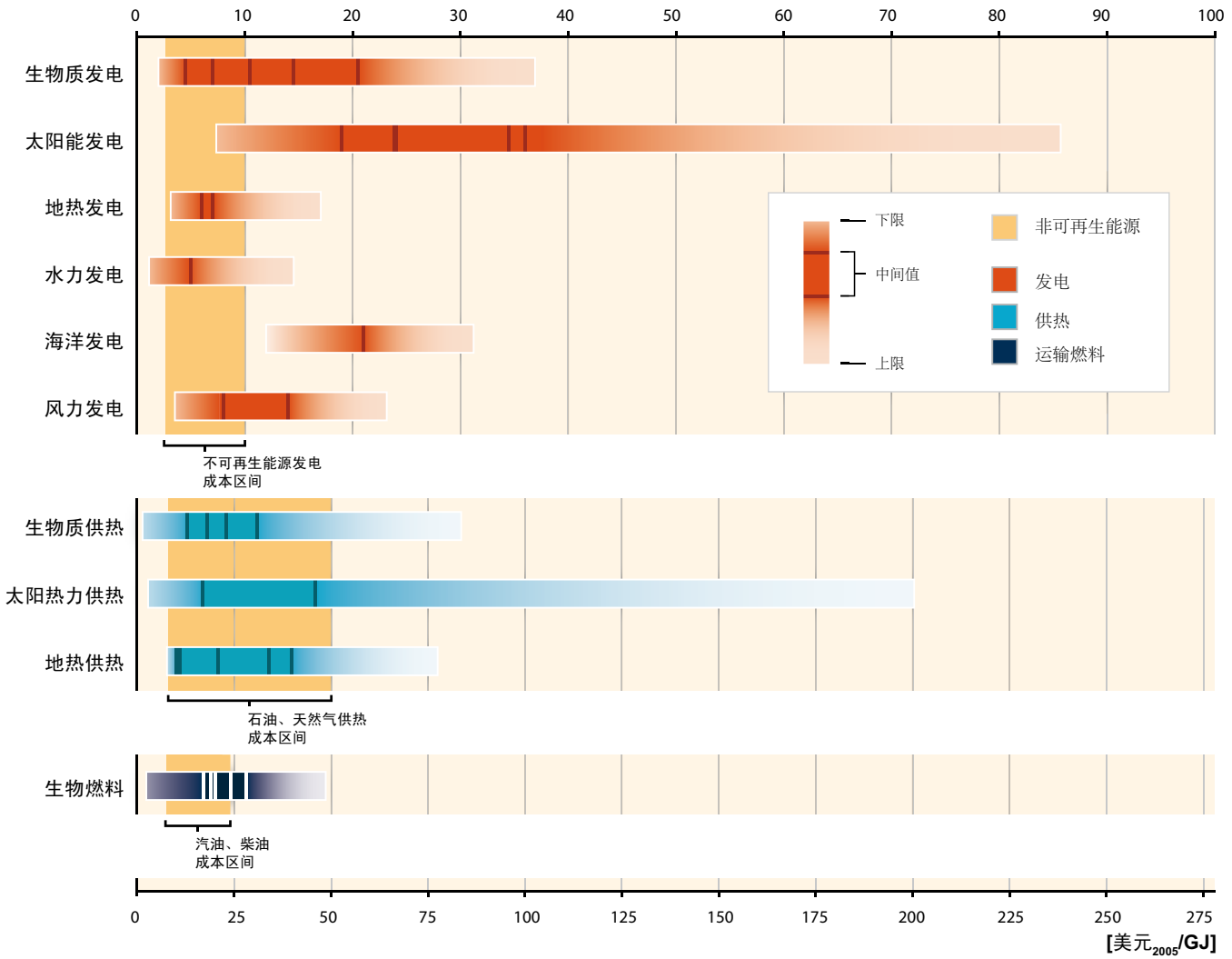
特别是对于发展中国家，社会和经济发展与对现代能源服务需要之间的联系是明显的。获取清洁和可靠的能源成为人类发展的各项基本决定因素中一个重要的先决条件，除其它外还为经济活动、产生收入、

消除贫困、卫生、教育和男女平等做出贡献。由于分散性，可再生能源技术能够在加强农村发展方面发挥重要作用。开创推广利用的(新)机会被视为既是发达国家也是发展中国家可再生能源的一个积极的长期效应。[1.4.1, 9.3.1.4, 11.3.4]

可再生能源能够加强人们对现代化能源服务的获取。2008年，全世界有14亿人缺电，其中大约85%是在农村地区，依靠传统生物质完成炊事的人数估计为27亿。尤其是，在农村应用中可对可再生能源的依赖、利用当地为发电生产生物能，以及获取清洁的炊事设施将有助于实现普遍获取现代能源服务的目标。朝着获取现代能源方向过渡就是向更高的能源阶梯攀登，这意味着将从传统装置/燃料向更现代的装置/燃料迈进，而后者对于环境更为良性并对健康具有较小的影响。这一过渡一般受收入水平的影响。[1.4.1, 9.3.2]

能源安全所涉及的内容可具有以下特征：各类资

[美分<sub>2005</sub>/千瓦时]



注：对中间值作了如下分类，按照各自范围出现的顺序排列（从左至右）：

发电	供热	运输燃料
<b>生物质：</b> 1. 共烧 2. 小规模热电联产，CHP（汽化内燃机） 3. 直接专用煤机及CHP 4. 小规模CHP（蒸汽涡轮机） 5. 小规模CHP（有机朗肯循环） <b>太阳能发电：</b> 1. 太阳能聚焦发电 2. 电厂规模PV（1轴和固定倾斜） 3. 商屋顶PV 4. 住宅屋顶PV <b>地热发电：</b> 1. 冷凝闪蒸电厂 2. 双循环电厂 <b>水力发电：</b> 1. 所有类型 <b>海洋发电：</b> 1. 海潮坝 <b>风力发电：</b> 1. 陆上 2. 离岸	<b>生物质供热：</b> 1. 基于市政固体废弃物的CHP 2. 基于厌氧消化的CHP 3. 汽轮机CHP 4. 家用颗粒燃料供热系统 <b>太阳热力供热：</b> 1. 中国家用热水系统 2. 水加热和空间供热 <b>地热供热：</b> 1. 温室 2. 无遮盖水产养殖池塘 3. 小区供热 4. 地热泵 5. 地热建筑采暖	<b>生物燃料：</b> 1. 玉米乙醇 2. 大豆生物柴油 3. 小麦乙醇 4. 甘蔗乙醇 5. 棕榈油生物柴油

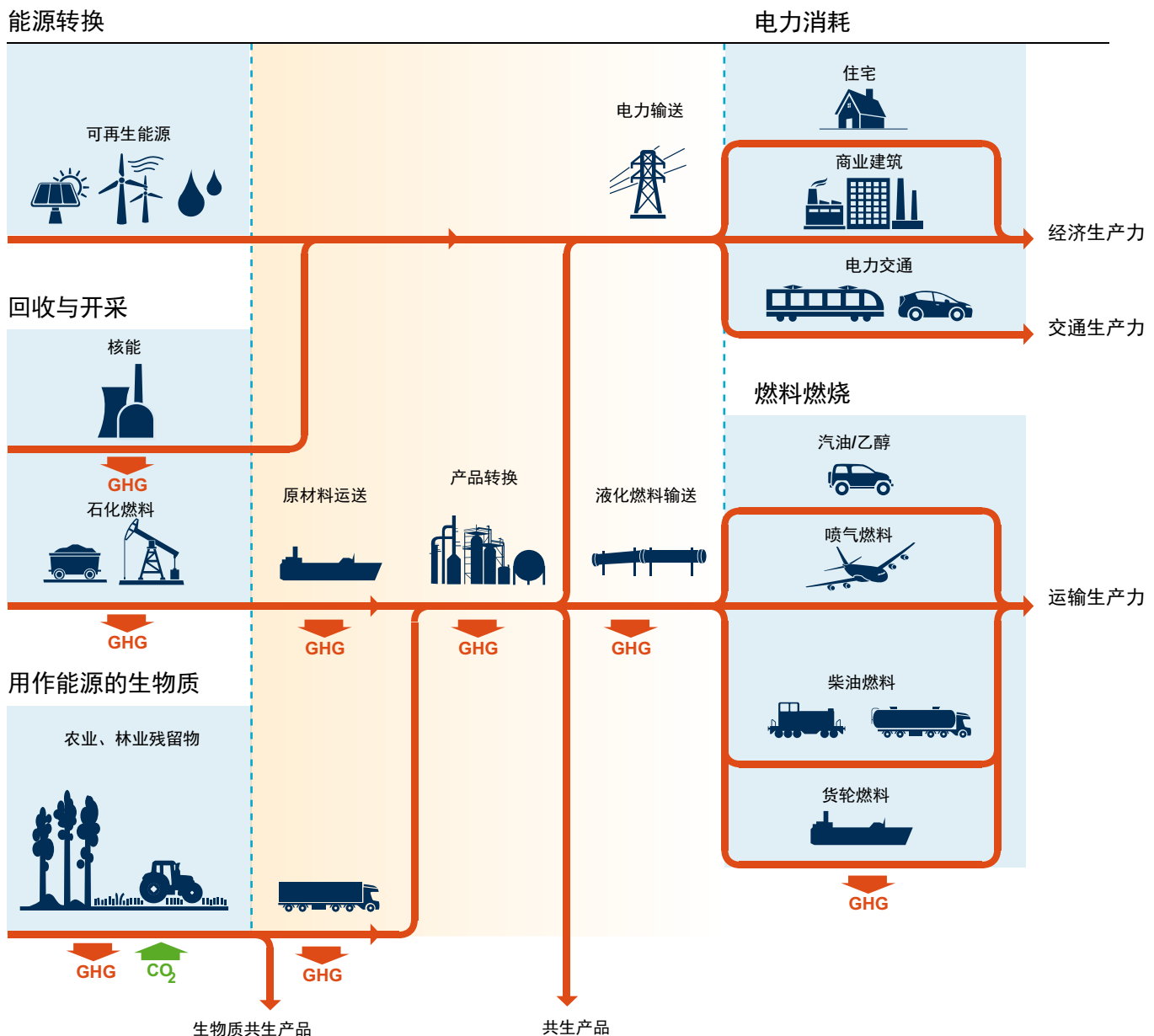
每种可再生能源技术的平均能源成本下限是基于一组最有利输入值，而上部区间是基于一组最不利输入值。图中的基准区间是非可再生能源发电方案的背景，表明集中非可再生能源发电的平均成本。供热基准价格区间表明石油、天然气供热方案的近期成本。运输燃料基准价格区间是基于近期原油现货价格40至130美元/桶和相应的柴油和汽油成本（不含税）。



**图TS.1.9:** 与最新的不可再生能源成本相比，所选择的在商业上可提供的可再生能源技术的近期平准化能源成本区间。技术子类和贴现率在本图中作了累计。关于累计不足或没有累计的相关图见[1.3.2, 10.5, 附件3]。在[10.5]给出了有关不可再生能源供应选择成本的更多信息。[图10.28]

源的存在和分布，以及能源供应的变化性和可靠性，而这些对能源安全也许还会随着可再生能源的推广利用而加强。由于可再生能源技术有助于使能源组合多样化，减少经济对价格波动的脆弱性，并重新引导外汇从能源进口流向其它方面，因此这将减少在能源供应方面存在的社会不公平性。当前的能源供应主要被化石燃料(石油和天然气)占据，其价格不断波动，在过去几十年对社会、经济和环境可持续性造成重大影响，对于发展中国家和进口燃料份额高的国家尤为如此。[1.4.1, 9.2.2, 9.3.3, 9.4.3]

减缓气候变化是可再生能源技术需求不断增长的主要驱动力之一。除了减少GHG排放之外，与化石燃料相比，可再生能源技术还能够在减少空气污染和健康方面产生效益。但是，为了评价能源系统对环境和社会带来的整体压力，并为了确定潜在的权衡取舍和协同作用，还必须考虑除GHG排放以外的其它各种环境影响。该资源也许还受到气候变化的影响。生命周期评估有助于对各种不同能源技术在从‘摇篮到坟墓’的排放作量值进行比较。图TS.1.10表示可供开展CO<sub>2</sub>排放分析的能源生命周期的结构，并以定性的方



**图TS.1.10:** 表示可再生能源作用以及其它选择的能源生产和利用系统示意图。开展生命周期评估则需要一种系统性方法。[图1.22]

式表示可再生能源、核电和化石燃料的GHG相对影响。[1.4.1, 9.2.2, 9.3.4, 11.3.1]

传统生物质利用因产生高浓度颗粒物和一氧化碳等污染物而影响健康。在这一背景下，与靠化石燃料发电相比，基于非燃烧可再生能源的发电技术具有大幅度减少局地 and 区域空气污染并降低与健康有关的各种影响的潜力。改进传统生物质利用能够减少负面的可持续发展(SD)的影响，其中包括局地和室内的空气污染、GHG排放、毁林和森林退化等。[1.4.1, 2.5.4, 9.3.4, 9.3.4, 9.4.2]

能源系统对水资源的影响在很大程度上取决于技术选择和当地条件。例如，与热转换技术相比，利用风电和太阳光伏发电需要很少水，并对水和水质无影响。热电厂冷却用水受限则使电厂的效率降低，这能够影响那些靠煤、生物质、天然气、核能和聚焦式太阳能运行的电厂。近些年来，在美国和法国曾出现过在干旱条件下核电厂和煤电厂电力生产显著下降的局面。尤其是露天采煤使土地发生重大变化；煤矿能够产生酸性矿坑排水，而且沉积的煤灰可污染地表水和地下水。石油生产和运输已导致重大陆地和水面溢油。与化石燃料相比，大多数可再生技术较低的常规空气和水污染物，但也需要大量土地，正如像水库水电、风电和生物燃料那样。由于目前一定程度的气候变化是不可避免的，因此适应气候变化也是可持续发展的一个基本组成部分。[1.4.1, 9.3.4]

《第四次评估报告》把各种障碍定义为“在实现某个目标、适应或减缓潜力的过程中，通过一项政策计划或措施能够影响或减弱该潜力的任何障碍”。可再生能源利用遇到的各种障碍可分为以下几类：市场失灵和经济障碍、信息和意识缺乏障碍、社会文化障碍，以及体制和政策障碍。第11章对克服这些障碍的政策和融资机制作了全面的评估。当某个障碍尤其与某种具体技术有关时，则在本报告的有关‘技术’章[第2-7章]中对这一障碍进行了细审。第1章中的表1.5给出了有关各类障碍的概述和可能克服这些障碍的政策手段。市场失灵通常是由于受到外部影响。当负责人类活动的代理方没有充分考虑到该活动对其它方面的影响时，那么市场失灵就源自这项人类活动。另一种市场失灵是一些垄断实体的租赁拨款。在可再生能源推广利用情况下，这些市场失灵的出现形式也许是对可再生能源技术投资和创新的不足、未定价能源利用的各种环境影响和风险，以及在能源市场中出现卖方垄断(一家卖方)或买方垄断(一家买方)权力。其它

经济障碍包括各种前期投资成本和金融风险，后者的风险有时是由于技术不成熟所致。[1.4.2, 1.5, 11.4]

信息障碍和意识障碍包括有关自然资源的数据缺陷，通常是由于场地的特殊性(如局地风系)、缺乏有技能的人力资源(能力)，特别是在发展中国家的农村地区、以及缺乏公共意识和机构意识。社会文化障碍与社会和人的价值观和规范有着内在的联系，这影响人们对可再生能源察觉力和接受度，而且转变过程也许迟缓。体制障碍和政策障碍包括现有的工业、基础设施和能源市场规范。虽然在20世纪90年代一些国家出现能源市场自由化，但当前的工业结构仍然高度集中，而且在许多国家规范能源业的各项规定依然是围绕垄断的或接近垄断的提供方而设计的。技术规定和标准的形成和演变是以这样一种假设为前提，即能源系统大而集中，而且电力密度大和/或电压高。知识产权和国际贸易中的关税以及缺乏政府财政支持拨款也许进一步形成了各种障碍。[1.4.2]

对于各项政策和计划，一些问题没有随时得到解决。其中一个问题是资源也许太少，不足以用在某个特定地点或用于某种特定用途。一些可再生能源(如风能和太阳能是变化的，而且当需要时也许无法总是可供调度的，许多可再生能源的能源密度相对低，电力水平单凭自身能力也许不足以满足某些用途，如大规模工业设施。[1.4.3]

## 1.5 政策的作用、研发、推广利用和实施战略

在各种因素促使下，近些年来不断增加的有关可再生能源政策的数量和种类已驱动可再生能源技术加快发展。对于那些希望为实现各项减缓气候变化目标而支持可再生能源技术开发和推广利用的决策者，关键是从生命周期的角度考虑可再生能源的减排潜力，正如本报告每个技术章所述。已设计出的各项政策是针对发展链中的每一个阶段，其中涉及研发(R&D)、测试、推广利用、商业化、市场准备、市场渗透、维护与监测，以及融入现有的系统。[1.4.1, 1.4.2, 9.3.4, 11.1.1, 11.2, 11.4, 11.5]

作为典型，本报告探讨了两种主要市场失灵：1) 没有把GHG排放的外部成本在一个合理的水平上进行定价；以及2) 低碳技术(如可再生能源)的推广利用给社会创造的效益超出了发明者所获得的效益，最终导致对这些努力的投资不足。[1.4, 1.5, 11.1, 11.4]

政策制定者和决策者对待市场的方式有多种。不

存在全球统一的可再生能源政策选择或类别清单。为了简化起见，在本报告中对研发和推广利用政策分为以下几类[1.5.1, 11.5]:

- 财政激励：通过所得税或其它税收方式允许行动人(个人、家庭、公司)减少他们对国库的贡献；
- 公共财政：为预计带来财政收益的项目提供公共资金支持(贷款、权益)或承担资产负债(担保)；以及
- 法规：指导或控制法规适用人行为的规则。

低碳技术的研发、创新、推广和利用给社会创造的效益超出了发明者所获得的效益，从而导致对这方面努力投资不足。因此，政府研发能够在推动可再生能源技术进步过程中发挥重要作用。当有其它政策手段予以辅助时，尤其是当有可同时扩大可再生能源新技术需求的推广利用政策作为补充时，公共研发投入最有效。[1.5.1, 11.5.2]

在快速扩大可再生能源推广利用过程中，已表明有些政策内容更有效而且效率更高，但却无普遍适用的政策。经验表明不同的政策或政策组合能够更有效，效率更高，这取决于这样一些因素，如技术成熟度水平、可承受的资本、融入现有系统的容易度，以及当地和国家可再生能源的资源基础。

- 一些研究结论表明：某些上网电价在推广可再生能源电力方面是有效和高效的，这主要是由于长期固定价格或一次清偿、并网和担保购买可再生能源产生的全部电力三者相结合。如果在设计时考虑减少风险因素，那么配额政策能够行之有效并有效率，例如签订长期合同。
- 越来越多的政府正在针对可再生能源供热和制冷采取财政激励措施。利用可再生能源热能的义务正在引起重视，因为这些义务具有在不依赖公共财政支持的情况下鼓励发展的潜力。
- 在交通运输行业，可再生能源燃料的强制性义务或混合要求是发展最现代生物燃料产业的关键动力。其它政策包括政府直接支付或减税。政策已对生物燃料和颗粒生物燃料的国际贸易产生了影响。

挑战之一将是为可再生能源与碳定价政策找到一种互动方式，如两者充分利用多种协同作用，而不是权衡取舍。就长期而言，为可再生能源的技术学习提供支持能够有助于降低减缓成本，而制定碳价则能够提高可再生能源竞争力。[1.5.1, 11.1, 11.4, 11.5.7]

如果有各项‘扶持’政策相配套实施可再生能源技术，那么可再生能源技术可发挥更大的作用。通过处理好某项政策可能与其它各项可再生能源政策，以及与其它不可再生能源政策的互动，这能够为可再生能源创造一个有利的或‘扶持’环境，而有这样一个‘扶持’环境能够提高有关推广利用可再生能源政策的效率和效果。由于获取和生产可再生能源的所有形式均涉及占地方面的考虑，因此各项政策需要考虑对土地利用、推广利用、运输、农业、水资源、粮食安全和贸易的各种关切、现有基础设施和其它行业的特殊性。政府出台的互为补充的政策更有可能取得成效。[1.5.2, 11.6]

例如，在电力行业推动可再生能源技术的进步将需要出台有关在技术[第8章]和体制[第11章]上解决融入输电和配电系统问题的各项政策。电网必须既能够处理传统的(通常是集中式)供电，也能够处理通常是可变的和分散的现代可再生能源供电。[1.5.2, 11.6.5]

在交通运输行业，需要着眼于满足以生物燃料、补充氢燃料、电池充电为燃料的或电网或离网可再生能源提供‘燃料’的混合电力机动车对基础设施的需求。

如果决策者有扩大可再生能源份额的意向，与此同时为了实现减缓气候变化的各项宏伟目标，那么关键将在于作出长期不变的各项承诺并具有学习经验的灵活性。为了实现可再生能源占高份额的国际GHG浓度稳定水平，这将需要在未来几十年对当前能源系统完成结构性转变。现有的时间仅限于几十年，而可再生能源必须发展并融入按现有能源结构建立的系统，该能源机构与未来有较高渗透率的可再生能源所需要的结构有着很大不同。[1.5.3, 11.7]

要朝着一个主要倚赖可再生能源的世界能源系统完成结构性转变或许一开始就与可再生能源相结合以现能效的突出作用。需要出台从研发到支持技术推广利用的其它政策；建立一个包括教育和提高意识在内的扶植环境；以及与更广泛的行业一道系统地制定各项融入政策，这些行业包括农业、交通运输、水资源管理和城市规划。凡是在能源基础设施尚不发达而且预计未来能源需求将大幅度增加的地区，采用妥善而可靠的混合手段则是更为重要的。[1.2.5, 1.5.3, 11.7, 11.6, 11.7]

## 2 生物能

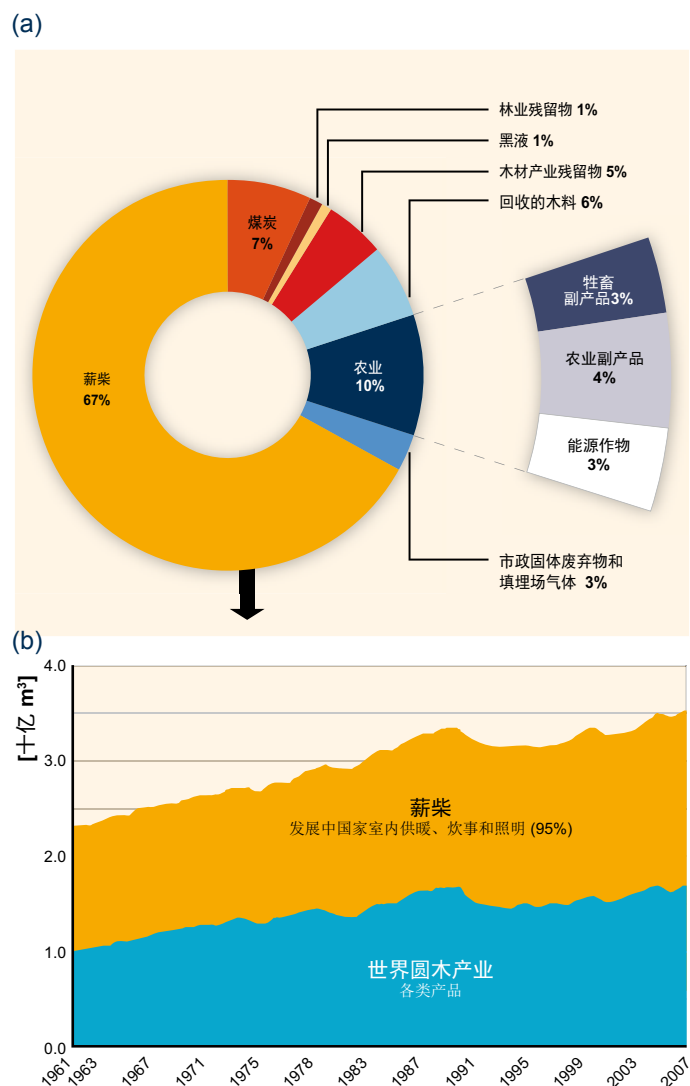
### 2.1 生物质与生物能简介

生物能以复杂的形式蕴藏在粮食、饲料和纤维生产和林业产品等全球生物质系统中，并存在于废弃物和残留物管理中。也许最重要的是，在发展中国家几十亿人民的日常生计中，生物能发挥着密切的和至关重要的作用。图TS.2.1给出了发展中国家和发达国家为获取生物能而使用的生物质种类。大幅度推广生物能生产将需要土地和水利用管理；需要提高用于粮食、饲料、纤维、林产品和能源生产的全球原料生产

力；需要大量转换技术的改进；以及需要对与生物能生产和利用有关的复杂的社会、能源和环境之间的相互作用有深入细微的认识。

2008年，在全球一次能源供应中(见表TS.2.1)，生物质占大约10%(50.3EJ/年)(见上表)。主要生物质利用分为两大类：

- 低效传统生物质<sup>7</sup>，诸如一般在发展中国家中最贫困人口用于炊事、照明和室内取暖的薪柴、秸秆、牲畜粪便和其它肥料。这类生物质大部分燃烧后对健康和生活环境产生严重的负面影响。木炭正在逐渐成为农村地区的二次能源载体，并为形成生产链带来了机遇。作为传统生物质利用强度的一个指标，图TS.2.1(b)显示了源自传统生物质的全球一次能源与世界工业化木材生产的对比情况。[2.5.4, 2.3, 2.3.2.2, 2.4.2, 2.5.7]
- 高效现代生物能将更方便的固体、液体和气体作为二次能源载体用于产生热能、发电、热电联产(CHP)并用于各种车辆的交通运输燃料。液化生物燃料包括具有全球公路运输和某些工业用途的乙醇和生物柴油。生物质产生的气体主要是通过对农业秸秆进行厌氧发酵和城市固体废弃物(MSW)经处理后产生的甲烷，它可用于发电、产生热能或热电兼而有之。对这类能源服务的最大贡献在于各种固体物，如刨花、木屑、回收使用过的木质品等。供热包括室内供热和温水加热，如小区供热系统等。用于现代生物能的初级生物质供应总估值为11.3 EJ/年，而提供给终端消费者使用的二次能源总估值大约为6.6 EJ/年。[2.3.2, 2.4, 2.4.6, 2.6.2]



图TS.2.1: (a)用于能源的全球初级生物质所占份额；以及(b)发展中国家使用薪柴的生产水平与世界工业圆木生产水平的对比。[图 2.1]

注：圆木产品是指为林产品工业生产的木段和原木锯材以及纸、新闻纸和牛皮纸生产的造纸木浆用的木刨花。2009年反映出经济出现下滑，产量分别降至32.5亿立方米(总量)和12.5亿立方米(工业)。

### 2.2 生物能的资源潜力

生物质资源的内在复杂性使对其综合技术潜力的评估存有争议，并难以阐述特征。文献中估值从零技术潜力(无可供能源生产的生物质)到从全球模拟给出

7 传统生物质被定义为发展中国家住宅方面的生物质消耗，并指通常不可持续地利用木材、木炭、农业秸秆和牲畜粪便进行炊事和取暖。所有其它生物质利用则被定义为现代生物质用途；本报告对高效现代生物能和使用效率程度各异的工业生物能用途作了进一步区分[附件1]。关于所用生物质的可再生性和可持续性，分别主要在第2.5.4和第2.5.5节中论述(另见第1.2.1节和附件1)。

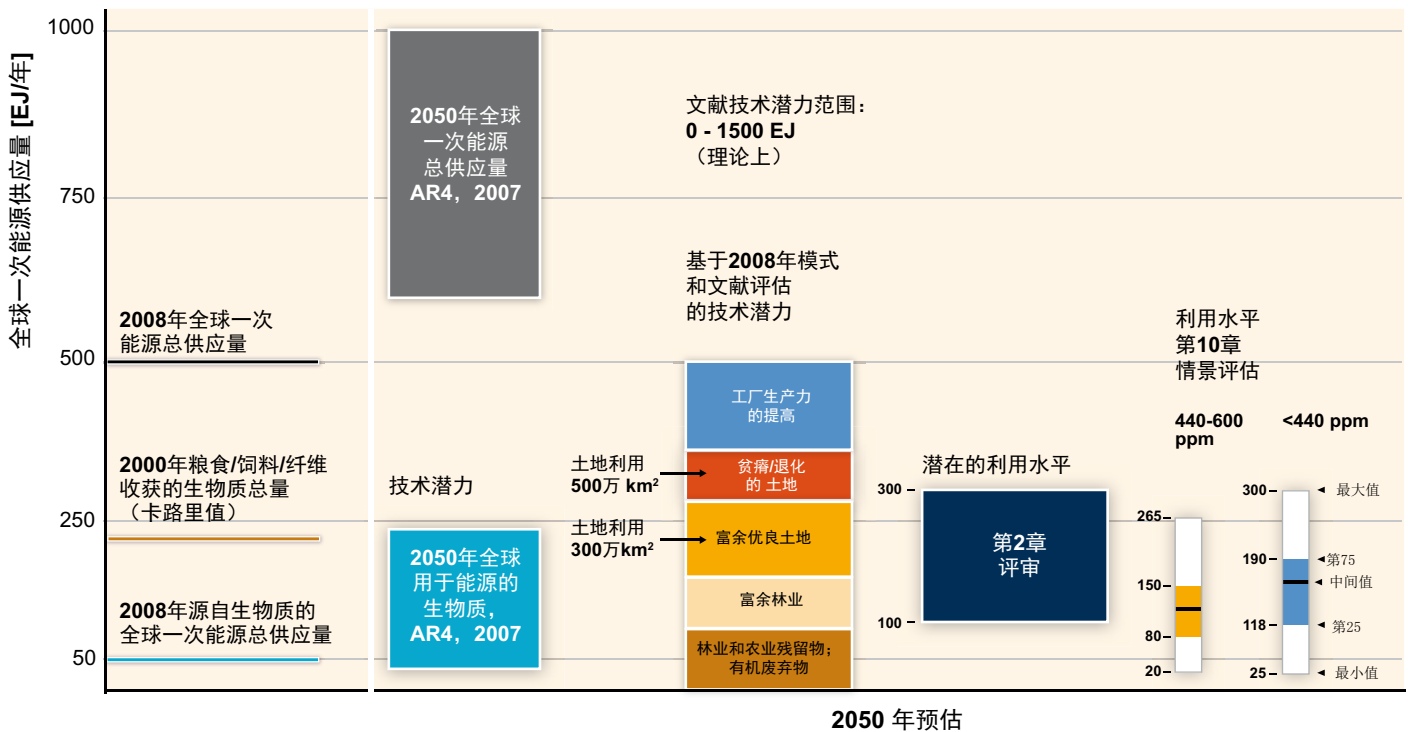
表TS.2.1: 2008年传统的和选择的现代生物质能源流量的实例; 有关具体流量和核算方面遇到挑战, 详见表2.1中的注释。[表2.1]

类别	一次能源近似值 (EJ/年)	平均能效近似值 (%)	二次能源近似值 (EJ/年)
<b>传统生物质</b>			
在IEA能源平衡统计中所占份额	30.7	10-20	3-6
针对非正规行业(如木炭等)的估值[2.1]	6-12		0.6-2.4
传统生物质总量	37-43		3.6-8.4
<b>现代生物质能</b>			
利用生物质、城市固体废弃物(MSW)和沼气发电和热电联产(CHP)	4.0	32	1.3
利用固体生物质和沼气为住宅、公共/商业建筑供热	4.2	80	3.4
公路运输燃料(乙醇和生物柴油)	3.1	60	1.9
现代生物质能总量	11.3	58	6.6

的大约1,500EJ的最高理论潜力之间不等。图TS.2.2对主要研究中发现的技术潜力作了概括, 其中包括第10章中的情景分析数据。从生物质作为能源的技术潜力的视角出发, 当前用于能源的全球生物量大约有50EJ/年, 当以卡路里当量为单位表示时, 所有为粮食、饲料和纤维生产而收获的生物量大约为219 EJ/年(2000年数据); 到2050年要达到150EJ/年的生物能利用水平将需要几乎当前全年的全球生物质收获量。[2.2.1]

基于2007年文献提供的一次关于技术潜力评估

和其它模拟研究所得出的结论是: 2050年技术潜力上限可达到大约500EJ, 正如图TS.2.2中堆积式条柱所示。这一研究假设各政策框架能够确保对土地利用得到良好治理, 对农业管理有重大改进, 并考虑了用水限制、多样性保护、土壤退化情况和与粮食生产竞争。估计源自林业、农业和有机废弃物(包括城市固体废弃物、牲畜粪便和生产流程残留物中的有机成分)的残留物热量在40至170EJ/年, 其平均估值大约为100 EJ/年。这部分技术潜力是相对确定的, 但某些竞争应用可把能源应用的净有量推向上述区间的下



图TS.2.2: 与2008年全球一次能源总量和生物质供应总量以及世界生物质总收成的能源当量相比, 预估2050年全球用于能源的陆地生物质的技术潜力和可能的利用水平概览。[图2.25]

限。除林业残留物之外的林业产品盈余另有大约60至100EJ/年的额外技术潜力。对可能出现盈余的和质量好的农业土地和草场的能源作物生产作出的一个较低估值为120EJ/年。缺水造成贫瘠和土壤退化的土地的潜在贡献最多可另增加70EJ/年。这将包括因缺水而构成限制而使土壤退化更为严重的一个大地区。假设为改进农业和牲畜管理方面有很强的农业技术学习能力则将会增加140EJ/年。上述三种潜力加在一起可达到最高可达大约500EJ/年的技术潜力(图TS 2.2)。

因此,开发这一技术潜力将需要付诸重大政策方面的努力,实际利用水平将有可能偏低,而生物质资源的基数将在很大程度上受到以下三个方面的制约:即生物质残留物和有机废弃物所占比例,某些生物能作物在贫瘠土地和土壤退化土地上种植,而且与主要基准选择(如基于甘蔗的乙醇生产等)相比,某些地区的生物质是一种成本低廉的能源供应选择。[2.2.2, 2.2.5, 2.8.3]

根据对现有科学文献的专家评审结论如下: [2.2.2–2.2.4]

- 重要因素包括(1)人口和经济/技术发展、对粮食、饲料、纤维的需求(包括饮食),以及农业和林业发展;(2)气候变化对未来土地利用的各种影响,包括适应气候变化的能力;以及(3)土地退化、缺水和生物多样性范围以及对自然保护的各种需求。
- 无论近期还是长期,农业和林业中的残留物提取流程和尚未利用的(或因广泛利用而出现贫瘠/退化的)农业土地是扩大生物质能源生产的重要来源。生物多样性带来的各种限制,确保维持健康的生态系统的必要性以及避免土壤退化均对农业和林业残留物的提取构成制约。
- 通过尽可能在欠适合常规粮食作物的土地上生产生物能,另外当考虑在这类土地上种植常规作物可能导致土壤碳排放时,种植适合的植物(如多年生作物或木本物种)才能够具有较高的技术潜力。
- 把生物能生产融入农业和林业系统的多功能土地利用体系可为生物多样性保护做出贡献并有助于恢复/保持土壤生产力和健康的生态系统。
- 面临缺水区域生产能力也许有限。将土地转变为生物质种植的可能性需要考虑减少下游供水。选用适合的耐旱能源作物可有助于适应缺水的局面。对生物质资源潜力的评估需要更审慎地考虑与可用水量和各种争水用途有关的制约因素和各种机遇。

在考虑到上述各种限制后,专家评审的结论是:到2050年可用于能源的生物质潜在推广利用水平可在100至300EJ之间不等。但是,这一潜力具有多种大的不确定性,如市场和政策条件等,并对从事粮食、饲料和纤维生产的农业和林业产品的改进速度有很强的依赖性。文献中的一个示例表明,生物能可从大约2020年的100EJ/年增至2030年的130EJ/年,并可在2050年达到184EJ/年。[2.2.1, 2.2.2, 2.2.5]

要达到专家评审的300EJ/年利用水平区间的上限(如图TS.2.2所示),将需要在政策方面做出重大努力,特别是主要针对农业改进和增效以及对土地利用的善治,如区划等。

## 2.3 生物能技术与应用

如图TS.2.3中实线所示,商业化生物能技术应用包括热能生产(规模从使用炉灶的家庭炊事到大的小区供热系统)、通过燃烧方式利用生物质发电、热电联产或生物质与化石燃料混合燃烧、第一代从油料作物提取液化生物燃料(生物柴油)以及从糖和淀粉作物中提取生物燃料(乙醇)。此图还显示了处于开发中的原料(如水生生物质)、转换途径和产品<sup>8</sup> [2.3, 2.6, 2.7, 2.8]

第2.3节阐述了与生物质生产有关的重要问题和向用户提供原料的统计数据(用户指使用传统和现代生物质的个体、利用和生产二次能源产品的公司,或呈上升趋势的从事木炭生产和配送的非正规行业)。把生物质转变为方便的二次能源载体的各类转换技术采用热化学、化学或生物化学工艺流程,并在第2.3.1至2.3.3以及在2.6.1至2.6.3节中对这些技术作了概述。第8章阐述了有关能源产品融入现有的和不断演进的能源系统的问题。[2.3.1–2.3.3, 2.6.1–2.6.3]

## 2.4 全球和区域市场和工业利用的现状

对生物质市场和政策的评审表明,近些年来生物质发展迅速,如用于液化和气化能源载体的现代生物质利用(从2006年至2009年增长了37%)。除其它外,因在一些个例中受国家目标的驱动,国际能源机构的预估倚赖于在可再生能源份额中有实质性增长的生物质。近些年来,生物质和生物燃料的国际贸易也

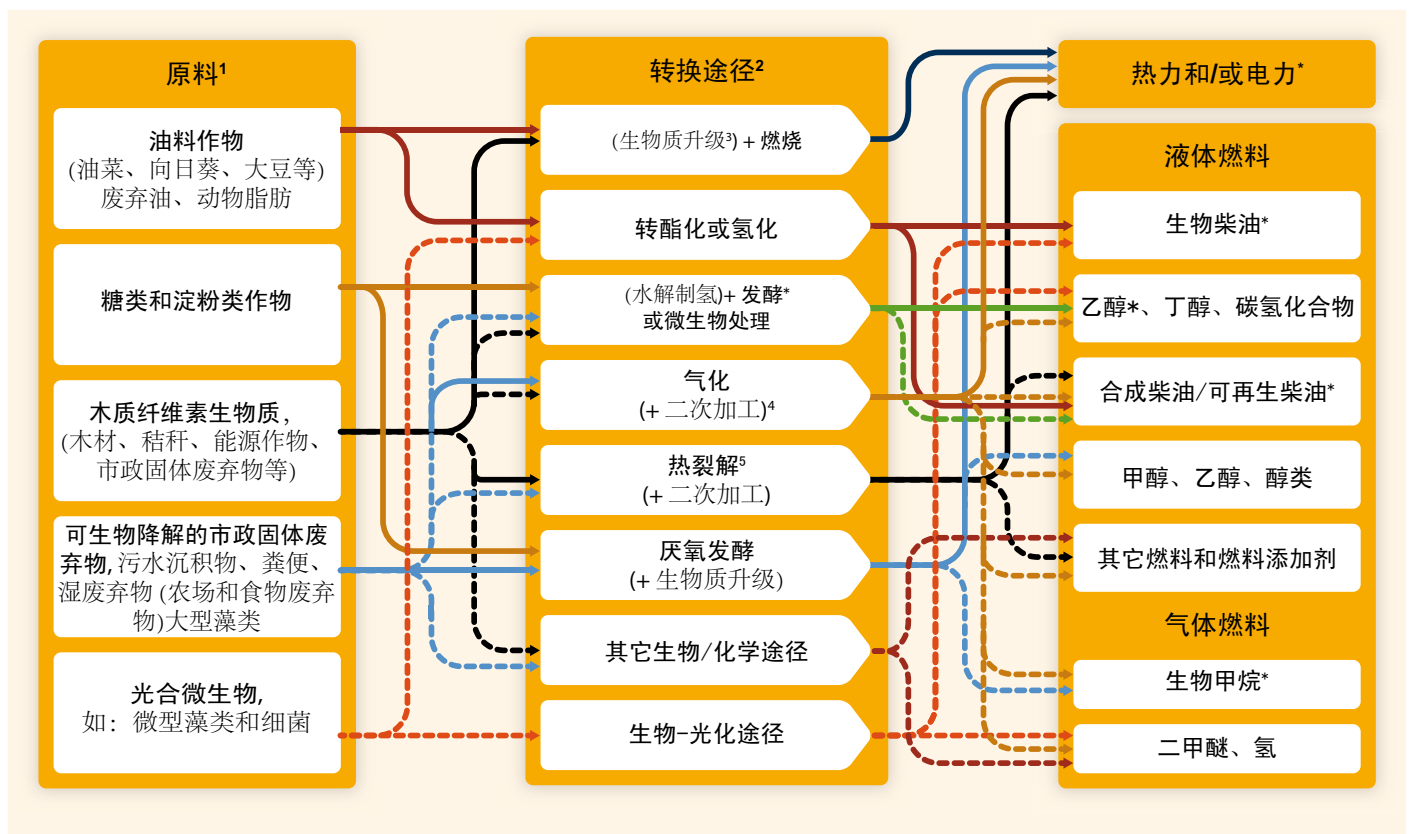
8 通过各种新工艺生产的生物燃料也称为高级生物燃料或下一代燃料,如木质纤维素。

已变得愈加重要，在国际上交易的生物燃料(仅限乙醇和生物柴油)大致为6%(2008年达到9%的水平)并占2009年用于能源的全部颗粒燃料产量的三分之一。后者促进了在供应受限区域内生物质利用的上升，同时推动了需求缺乏地区的资金筹集。尽管如此，在形成有效的生物质和生物燃料商品交易过程中依然存在诸多障碍，而与此同时这类商品交易达到了可持续性标准。[2.4.1, 2.4.4]

在许多国家，近些年来生物能尤其是生物燃料的政策背景有了迅速和巨大的转变。在粮食与燃料竞争中围绕生物质的辩论，以及人们对其它冲突日益增加的关注强有力地推动了可持续性标准和框架的制定和实施，并促进了生物能和生物燃料目标水平和时间进度的变化。此外，对各种先进的生物提炼和下一

代生物燃料<sup>9</sup>选择的支持正在促使生物能更具可持续性。[2.4.5]

在建立生物质生产能力和市场方面，持久而可靠的政策支持已成为一个关键因素，这需要随着时间推移而更具竞争力的基础设施和转换能力。这些条件已使巴西计划取得了成功，现已达到这样一种程度，乙醇的生产成本低于汽油的生产成本。甘蔗纤维渣产生热能和发电，并具备一种在很大程度上基于可再生能源的并可最大限度减少国外石油进口的混合能源组合。瑞典和芬兰在可再生电力以及在综合资源管理方面已出现显著的增长，这稳步地引发各种创新，诸如多种工业在同一厂地形成工业联合体。由于在主要生产国石油价格上升和不稳定性增加，为了促进乡村发展并形成安全的能源供应，美国已能够迅速地组织起与20世纪80年代至90年代的国家电力政策以



图TS.2.3：通过热化学、化学、生物化学和生物转换途径从生物质原料转换成热能、电力、热电联产、液化或气化燃料的各类商业化生物能途径(实线)和处于开发中的生物能途径(虚线)示意图。商业化产品用星号标出。[图2.2, 2.1.1]

注：(1)每种原料中的某些部分可采用其它途径。(2)每条途径还能够产生多种共生产品。(3)生物质升级包括浓缩工艺(如粒化、热解、焙烧等)。(4)对可升级为生物甲烷的各类气体(特别是天然气主要成分甲烷)的厌氧发酵工艺。(5)可以是其它热处理途径，如热液、液化等途径。其它化学途径包括水相重整。DME=甲醚。

9 通过新工艺(如从木质纤维素生物质中提取生物燃料等)生产的生物燃料也被称为高级生物燃料。

及与20世纪90年代至今的生物燃料政策相一致的生产。[2.4.5]

在为进一步开发生物能的优先重点、方法、技术选择和支持方案上，国与国之间有着不同。当各国在考虑他们各自发展阶段、获取资源的地理条件、现有资源及其成本的同时寻求在农业与土地利用、能源政策与安全、农村发展与环境保护方面平衡具体优先重点时，市场和政策的复杂性便随之出现。[2.4.5, 2.4.7]

一个总体趋势是，由于针对生物能和生物燃料的政策变得更加完整而周全，因此从起点开始可持续性便成为一项更强有力的标准。这对于欧盟、美国和中国是如此，但对于许多像莫桑比克和坦桑尼亚的国家也是如此。这是一种积极的发展态势，但却远未得到解决。截至2009年，全世界有70个在册的关于建立并实施可持续性框架的倡议、生物能和生物燃料以及农业和林业的认证体系，这些倡议和认证体系可导致这些努力过于分散。现已普遍强调协调一致以及开展国际和多边合作与对话的必要性。[2.4.6, 2.4.7]

## 2.5 环境和社会影响

生物能生产与其它社会和环境系统有着复杂的相互作用关系。人们的关切各不相同，从出于对健康和贫困的关切到对生物多样性和缺水及水质的关切，这取决于许多因素，其中包括当地的条件、技术和原料的选择、可持续性标准的设计、具体项目的设计和和实施。或许，当在首先满足农业、畜牧业和纤维生产基础上出于能源目的生产生物质时，最重要的是对土地利用实行全面的管理和治理。[2.5]

当生物能原料生产改变了某个现有的土地用途，从而导致地表和地下碳储量发生变化时，便发生了直接土地利用变化(dLUC)，当某个农业产品生产水平发生的变化(即：因农业土地转变成生产某种生物能原料而导致粮食或饲料产量下降)最终导致在主要生产扩大区域之外的土地管理活动(即dLUC)中发生市场调节的转变时，便出现间接土地利用变化(iLUC)。间接土地利用是无法直接观测的，模拟过程复杂，而且由于在多方行为人、工业、国家、政策和市场之间以动态形式互动，因此难以归因于某个单一原因。[2.5.3, 9.3.4.1]

在一些案例中，由于生物能的生物质生产而使土地利用增加，伴随出现了农业管理的改善(如在退化

土地上多年生作物和畜牧生产呈现强化)，可避免不理想的间接土地利用变化的影响。如果任其发展而不加管理，能够发生各种冲突。因此，生物能生产系统的整体性能与土地和水资源利用有着内在的联系。在这些方面之间存在权衡取舍，并需要通过妥善的战略和决策加以管理(图TS.2.4)。[2.5.8]

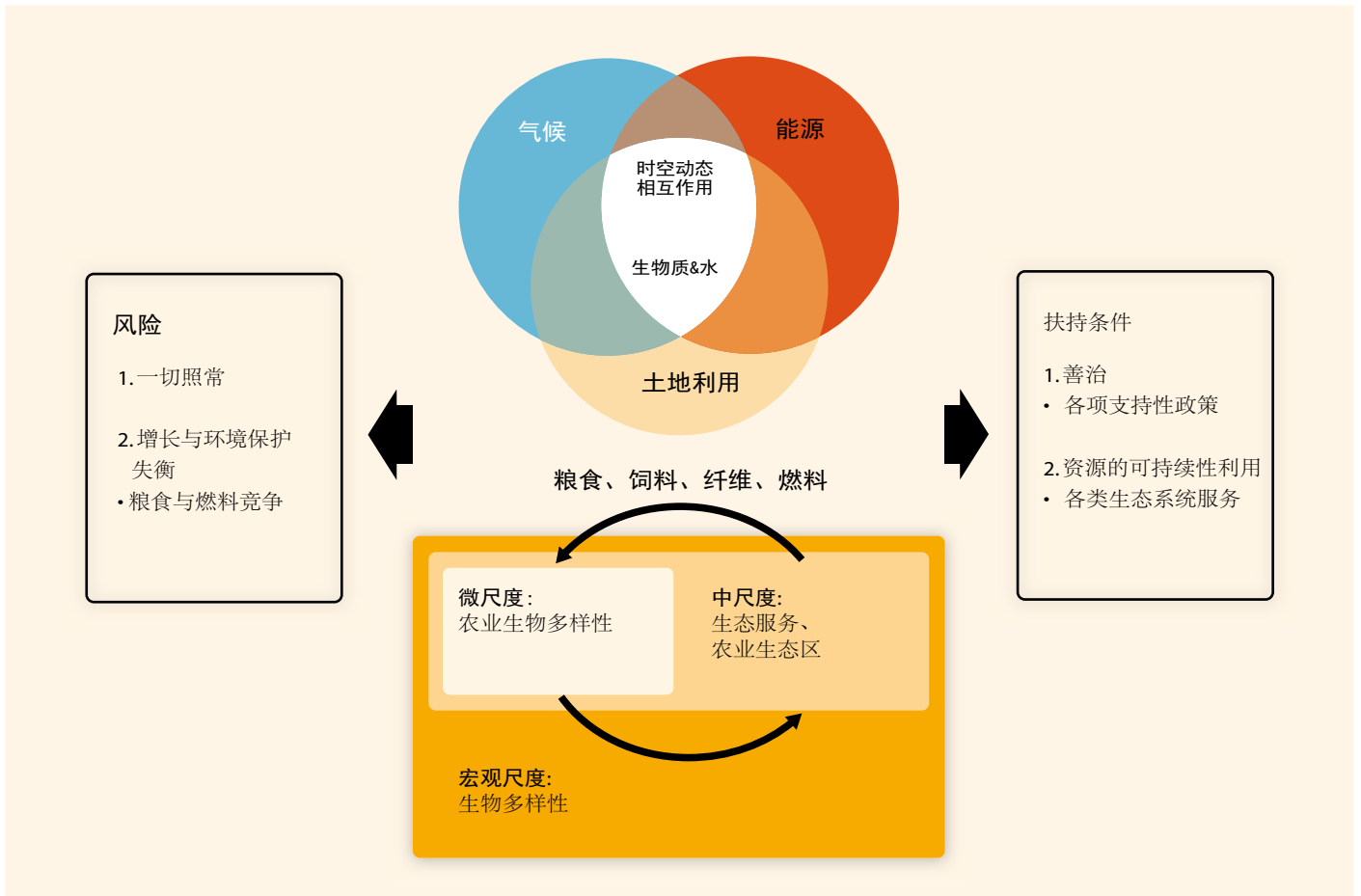
如果生物能系统取代了传统的化石燃料利用，而且如果保持生物能生产过程的低排放，那么大多数生物能系统能够为减缓气候变化做出贡献。在生物质转换过程中，因原料生产和化石燃料(尤其是煤)利用产生的高氧化亚氮排放可大大影响GHG的结余。各种较低GHG排放选择包括化肥管理的最佳做法、把损耗降至最低的工艺流程整合、余热利用、生物质或其它低碳能源用作生产过程燃料。但是，当在转换过程中利用额外的生物质原料作为生产过程的能源时，置换效率(相对于生物质中碳的GHG排放)可能低，除非被置换的能源产生于煤。如果生物质原料既可生产液化燃料，又能发电，置换效率则可能高。[2.5.1–2.5.3]

有各种方法用于评估关键的第一代和第二代生物燃料选择的GHG排放。与化石燃料的替代品(特别是用于发电和产生热能的木质纤维素生物质)相比，而且当在市场上能买到原料时，管理完善的生物能项目能够大大减少GHG排放，通过妥善利用农业秸秆和有机废弃物(主要是牲畜粪便)能够实现各种优势。当前，如果不考虑间接土地利用变化的影响，相对于被置换的化石燃料，大多数生物燃料生产系统已显著减少了GHG排放。图TS.2.5简要表示了与各行业常用的各自化石燃料参照系相比，与各类现代生物质能源生产技术相关的生命周期内的GHG排放区间。该图中的右端表示如利用生物质直接发电、厌氧发酵沼气发电和非常有效率的现代供热技术等这类商业链并与化石燃料相比给出了显著GHG结余。关于比较多种生物质发电技术的GHG统合分析研究的内容，详见图2.11。该图给出了在生命周期内GHG排放估值的绝大部分集中在大约16-74gCO<sub>2</sub>当量/kWh之间。

从当今和未来技术的角度阐述了交通运输行业。关于在轻型机动车方面的应用，相对于汽油，当前甘蔗原料和中期木质纤维素原料能够提供显著的排放结余。关于柴油，GHG排放区间则取决于原料的碳足迹。在交通运输行业中，从沼气中提炼的生物甲烷也提供了减排(与天然气相比)。[2.5.2, 9.3.4.1]

当把碳储量高的土地(尤其是森林，特别是干泥





**图TS.2.4:** 社会、能源和与生物能相关的环境之间复杂的动态相互作用。因土地利用治理不善而出现协调无序的粮食和燃料生产便成为某些一切照常做法的实例。[图2.15]

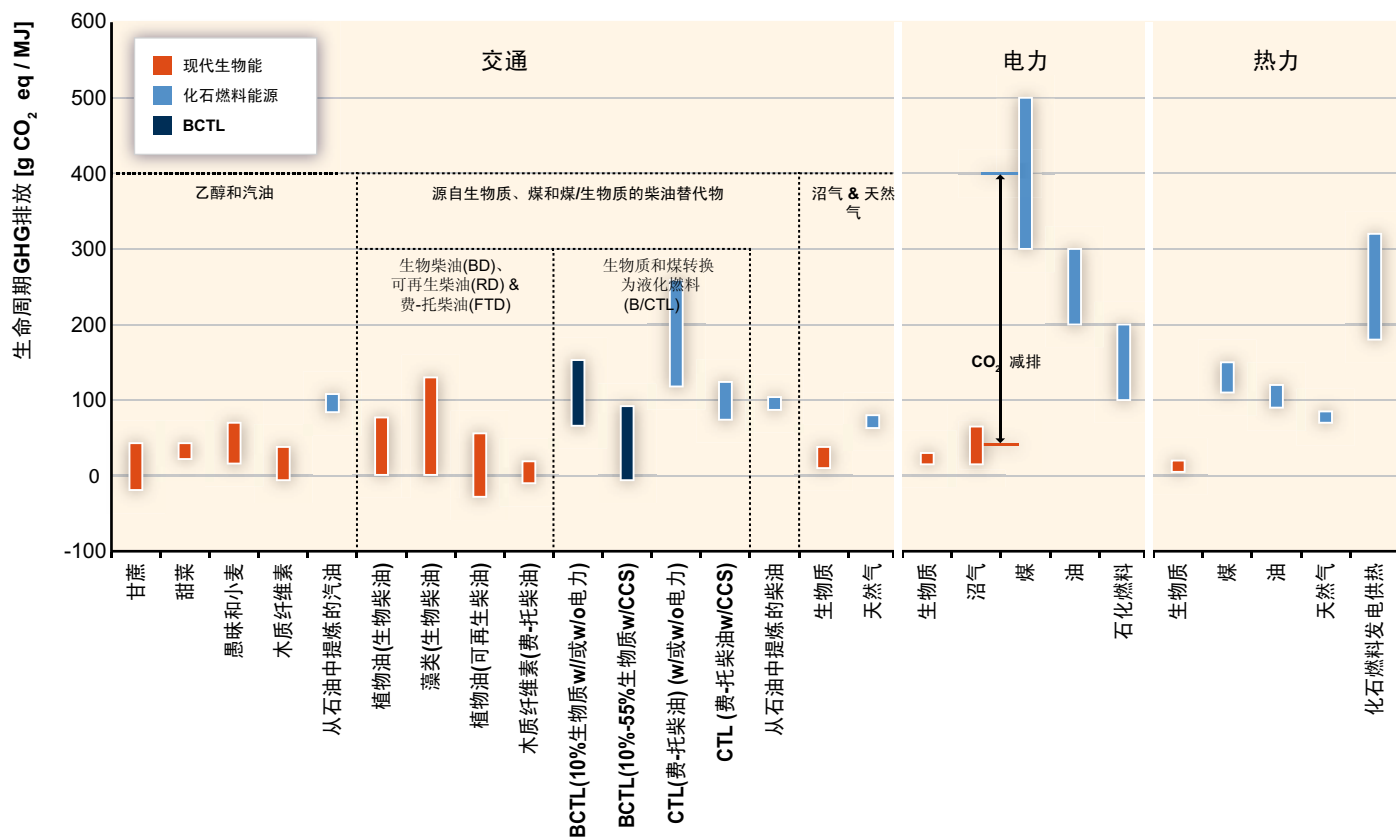
炭土壤的森林)转为生物能生产用地时，首当排放可造成一个为期几十年乃至几个世纪的时间滞后期方可实现净排放结余。相比之下，在贫瘠土地和退化土地上建立生物能作物种植园能够使土壤和地上生物质摄入 $\text{CO}_2$ ，并当为能源生产收获作物时，它将取代化石燃料。对土地利用的妥善治理(如妥善区划)选择各种生物质生产体系对于取得良好性能至关重要。如果下述生物质不用于其它用途，那么利用消费后的有机废弃物以及农业和林业的副产品不会造成土地利用变化。[2.5.3]

用于生物能的木质纤维素原料能够减轻对基本农田的压力。根据模拟结果，在所有土地利用形式中生产力的提高减轻了土地利用变化带来的压力。[2.2.4.2, 2.5.2]

对现有关于间接土地利用变化文献的评估表明：最初一些模型因地理分辨率不足而导致把土地利用赋予毁林范畴的比例偏高。虽然在2008年开展的一项研究声称间接土地利用变化因子为0.8(生物能原料生产

每用一公顷用地将导致丧失0.8公顷林地)。之后的一些研究(2010年)实现了宏观经济与生物物理模型的耦合，这些研究报告上述因子减至0.15至0.3。主要因子包括农业和畜牧业管理的改善速率和生物能生产的利用速率。逐渐复杂化模型的结果和经改进的有关主要生物燃料生产国土地分布实际动态数据均给出了较低的土地利用变化总体影响，但仍有大的不确定性。所有研究承认，总体上土地利用管理是关键所在。为改进土地利用变化评估方法并为提高有关当前土地利用、生物能产生的产品和其它潜在的土地利用变化驱动因素的信息共享和质量而开展研究能够促进评估并为降低生物能所引起的土地利用变化风险提供多种工具。[2.5.3, 9.3.4.1]

生物能的空气污染影响既取决于生物能技术(包括污染控制技术)，也取决于被置换的能源技术。经改进的利用传统生物质的炊用炉灶能够提供大的和具有成本效益的GHG减排并在健康和生活质量方面还能够为依赖传统生物质进行炊事和取暖的27亿人口产生



图TS.2.5: 与当前和所选择的高级生物燃料能源系统相比, 各主要现代生物能链的单位能源产量(MJ)的GHG排放区间(不包括与土地利用有关的碳储量净变化和土地管理影响)。图中表示已实现商业化的和处于开发中的生物质和化石燃料技术(如藻类生物燃料、费-托合成燃料)系统。当开发CCS技术时, 生物质碳排放的捕获和固化能够补偿基于化石燃料的能源生产排放。[图2.10]

相当可观的共生效益。[2.5.4, 2.5.5]

若管理不善, 扩大生物质生产在一些关键地区可使水资源竞争加剧, 而这是很不理想的局面。水是一个至关重要的问题, 需要在某个区域层面对这个问题作出更好的分析, 以便对植被和土地利用管理变化的影响有全面的认识。近期研究表明, 通过完善水储留和减少土壤水分直接蒸发, 在常规农业、生物能作物和多年生作物种植制度(这取决于地点和气候)的水利用效率方面可做出相当大的改进。[2.5.5, 2.5.5.1]

虽然由于在生物多样性影响评估方法上正在开展辩论而存在较多的科学不确定性, 但是在生物多样性方面, 可发表类似的评论。显然, 正如在2007年《生物多样性公约》所指出的那样, 以丧失自然区为代价的大规模单一栽培的发展有损于生物多样性。但是, 将不同的多年生草本和木本作物融入农业景观也能够增加土壤碳并提高土壤生产力, 减少地表浅层滑坡和局地‘山洪’, 提供生态廊道, 减少风蚀和水土流失, 并减少输送到江河体系中的泥沙和营养物质。森林生物质的采收能够改善再植条件, 提高其余维持林的生

产力和长势并降低野林火风险。[2.5.5.3]

与大规模扩大生物能生产有关的社会影响十分复杂并难以量化。对生物燃料的需求是农业和林业需求增长的一个驱动因素, 因此造成全球粮食价格上涨。即使考虑到粮价上涨给贫困农民带来的效益, 较高的粮价对贫困线、粮食安全和儿童营养不良状况产生负面影响。一方面, 生物燃料还能够为发展中国家的农村发展和农业增长带来某些机遇, 特别是当这一增长在经济上是可持续时。此外, 用于进口化石燃料的支出可减少。但是, 这类效益是否会随着农民的减少而得而复失, 这在很大程度上取决于生产链的组织方式, 以及如何管理土地利用。[2.5.7.4–2.5.7.6, 9.3.4]

可持续性框架和标准的制定可减少与生物能生产相关的潜在负面影响并促使效率高于当今各系统的效率。生物能可为减缓气候变化、安全的和多样化的能源供应以及同样为发达和发展中国家的经济发展做出贡献, 但是, 生物能的对环境可持续性的影响也许是正面的或是负面的, 除许多其它因素外, 这取决于当地的条件, 如何定义标准, 以及如何设计并实施项

目。[2.4.5.2, 2.8.3, 2.5.8, 2.2.5, 9.3.4]

## 2.6 技术改进和融入的前景

如果生物能要对全球能源供应做出贡献，使之达到图TS.2.2显示的推广利用水平上限所反映的程度，生物质原料生产和转换技术的进一步改进则是相当可能的，而且也是必要的。无论是出于粮食或能源目的，提高土地生产力对于未来实现用于能源的生物质大规模推广利用是至关重要的先决条件，因为这将会为生物质的发展提供更多的土地并减少相关的用地需求。另外，随着生物能和生物提炼融入农业和林业系统，多功能土地和水利用系统可一并发展，从而为生物多样性保护做出贡献，并有助于恢复/保持土壤生产力和健康的生态系统。[2.6.1]

木质纤维素原料提供了重要前景，因为这类原料1)并非直接与粮食生产竞争，2)能够专门为能源目的生产，能够实现较高的单位土地面积产量并能够形成大的能源产品市场，3)能够收获作物生产和其它可提高土地利用效率的各类系统的残留物，以及4)容许废弃物管理运行与当地具有产业共生前景的各类其它工业实现整合。关于转换技术的文献和投资趋势表明，如同石油工业那样，这种产业具有增加产品多样化的态势，对用于航空运输的一些高能源密度燃料已呈现更多兴趣，除此之外尚未发现其它非碳燃料在该领域中的应用。[2.6.4]

新一代水生原料生产用于柴油、喷气燃料的微藻油或在阳光作用下从CO<sub>2</sub>和水中产生的更高价值的产品，这类原料可提供具有较低土地影响的战略，因为微藻能够生长在微咸水中，不适合种植的土地上和工业废水中。藻类生物质在黑暗中生长，并通过新陈代谢产生用于燃料和化学原料的各类糖分。许多微生物本身可成为生产某些特定产品、燃料和材料的微生产源，这使社会减少了对化石能源的依赖性。[2.6.1.2, 2.7.3]

虽然已取得了显著的技术进步，但是生产固态木质纤维素生物质所需的工艺更加复杂，而且需要融入一些新的生产步骤，这都需要花时间并提供支持，以便顺利通过示范厂、首批此类工厂和早期商业化过程中经历‘死亡之谷’并迎来发展。一系列来源的和生产过程变量的生物燃料的预估成本对原料成本十分敏感，其成本区间为10-30美元<sub>2005</sub>/GJ。美国国家科学院预估到2035年生物化学途径的运行成本将会下降

40%，使生物燃料预估成本区间降至12-15美元<sub>2005</sub>/GJ。[2.6.3, 2.6.4]

当前，生物质气化提供了大约1.4 GW的电力用于工业用途、热力用途和混合燃烧。从炊用炉灶和厌氧发酵系统到小气化炉等小规模系统的效率随时间不断提高。许多利益相关方对以生物能为原料的整体气化联合循环(IGCC)电厂颇为感兴趣。预估这些电厂的效率将会高于传统汽轮机系统，但尚未实现完全商业化。然而，这些电厂还具备更有效地融入碳捕获和封存(CCS)系统的潜力。除了提供电力以外，气化电厂的合成气能够用于生产一系列燃料(甲烷、乙醇汽油、丁醇燃料和合成柴油)或能够用于联合发电和燃料用途。迄今为止，在技术和工程上所面临的各种挑战制约了这一技术选择更迅速地得到推广利用。生物质液化转换采用了为化石燃料开发的商业技术。图TS.2.5显示了预估的煤转换为液态燃料过程中产生的排放，以及当与CCS技术相结合时，因生物质可提供直到清除大气GHG的作用而抵消排放。气体产品(氢、甲烷、合成天然气)生产成本估值较低并已进入了商业化初期阶段。[2.6.3, 2.6.4]

生物质热解和热液燃油是低成本可输送燃油，可用于供热或热电联产用途，并可成为单独设施升级时或与石油化工炼油厂相结合时所使用的一种原料。[2.3.4, 2.6.3, 2.6.4, 2.7.1]

从各种废液中生产生物燃气及其升级为生物甲烷已经并正在渗透到适于多种应用的一些小市场，其中包括瑞典的一些小运输网和北欧和欧洲国家的供热和发电。一个关键因素是各类废液(含农业残留物)相结合。还需要不断完善升级并降低成本。[2.6.3, 2.6.4]

许多生物能/生物燃料途径可为CCS带来减排和碳固化的各种重大机会。由于各种CCS技术进一步发展并得到深入检验，因此发酵过程与CO<sub>2</sub>浓缩液或IGCC相结合为实现碳中和燃料带来了各种机会，而且在某些情况下产生负的净排放。设计完善的系统将有助于实现这一目标，这些系统涉及生物质的选择、原料供应系统转换为二次能源载体，以及这一能源载体融入现有的和未来的能源系统。[2.6.3, 2.6.4, 9.3.4]

## 2.7 当前的成本和趋势

生物质生产、供应物流和转换过程构成了最终产品的成本[2.3, 2.6, 2.7]

原料的经济成本和产量因世界区域和原料种类的

不同而存在很大的差异,各成本区间在0.9至16美元<sub>2005</sub>/GJ之间不等(据2005-2007年数据)。生物能原料生产与林业和粮食行业竞争,但综合生产体系(如农林或混合种植等)连同其它的各种环境服务可提供协同作用。生物质的处置及其从各生产场地向各转换厂输送可对生物能生产总成本的贡献率为20%最高至50%。规模扩大和技术创新等因素使竞争加剧并有助于供应链的经济成本和能源成本下降50%以上。对于超过50公里的输送距离,则需要通过粒化或压坯以加大原料的密度。[2.3.2, 2.6.2]

当今,几个重要的生物能系统能够以具有竞争力的方式得到推广利用,最突出的是以甘蔗为原料的乙醇燃料以及利用各种残留物和废弃生物质供热和发电。[表2.6和2.7]

根据附件2中描述的一种标准化方法,以及根据附件3中归纳的成本和性能数据,图TS.2.6对不同规模的商业化生物能源系统的各类生产成本估算作了概括,并对地理区域给予了一定考虑。估值包括生产成本、供应物流成本和转换成本。[1.3.2, 2.7.2, 10.5.1, 附件2、附件3]

各项成本因世界区域、原料类型、原料供应成本、生物能生产规模和年内生产时间(通常有季节性)的不同而各异。例如,估算的商业化生物能源的平均<sup>10</sup>成本区间对于液化和气化生物燃料大约为2至48美元<sub>2005</sub>/GJ;对于大致上2MW以上的电力或热电联产系统大约为3.5至25美分<sub>2005</sub>/kWh(10-50美元<sub>2005</sub>/GJ)(含3美元<sub>2005</sub>/GJ供电的原料成本和5美元<sub>2005</sub>/GJ蒸汽热值成本或12美元<sub>2005</sub>/GJ热水成本);对于家庭系统或小区供热系统大约为2至77美元<sub>2005</sub>/GJ,其原料成本区间为0-20美元<sub>2005</sub>/GJ(固体废弃物至木质颗粒燃料)。这些计算是指2005-2008年的数据并按7%的贴现率以‘美元<sub>2005</sub>’为单位表示。图TS.2.6中的生物燃料的成本区间涵盖美洲国家、印度、中国和欧洲国家。对于供热系统,各成本主要是针对欧洲,而电力和热电联产成本主要来自用户大国。[2.3.1-2.3.3, 2.7.2, 附件3]

从中期来看,虽然新技术为能源生物质(和材料)更高效和更具竞争力的推广利用带来前景,但仍能够大幅度提高现有各种生物能技术的性能水平。用于乙醇和生物电力生产的生物能系统表明,技术学习和相

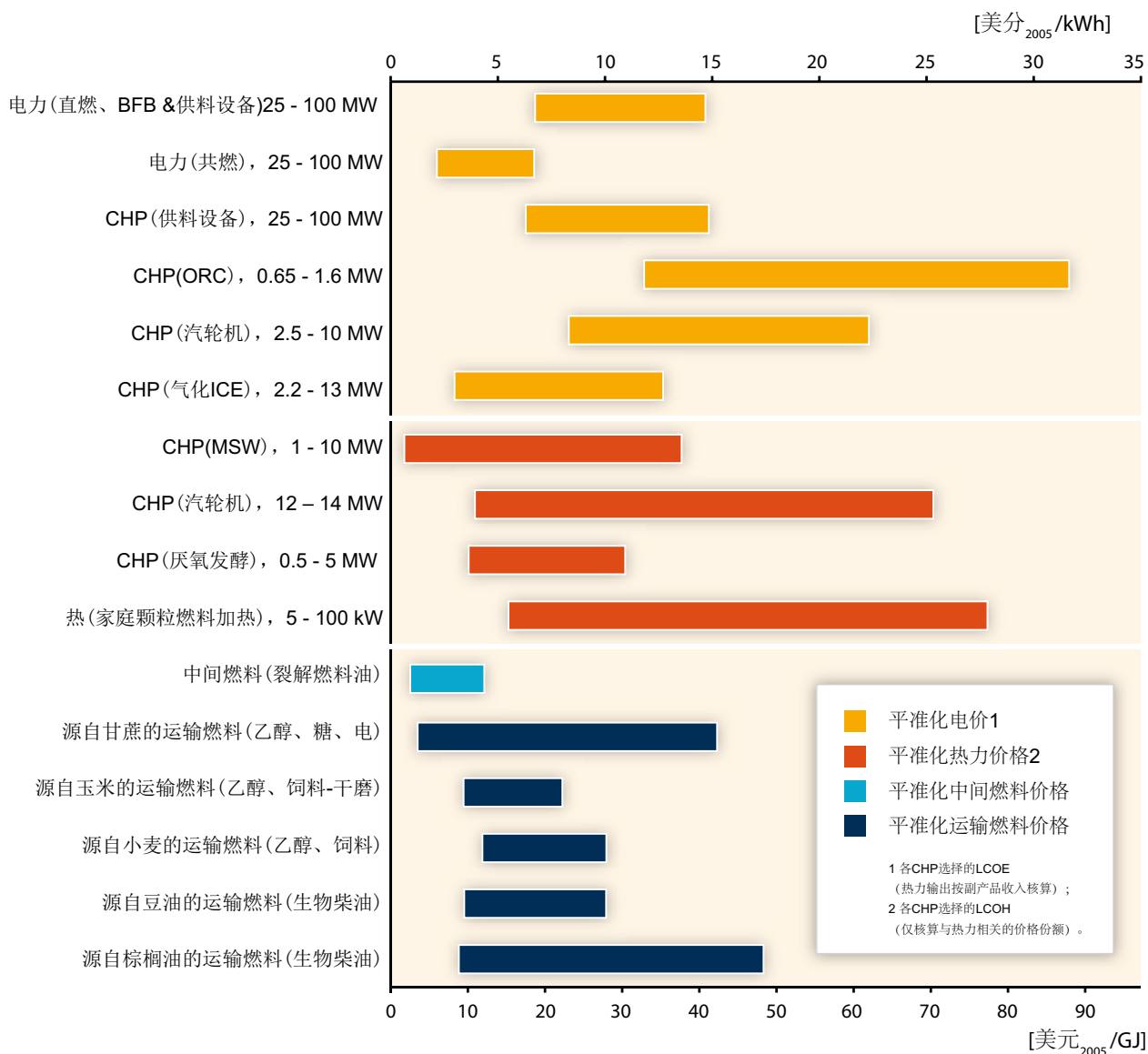
关成本随着学习速度达到学习其它可再生能源技术的相同速度而下降。如表TS.2.2所示,这适用于各种种植系统(在针对甘蔗和玉米的农业管理方面取得进展之后)、供应系统和物流(正如在北欧国家和国际物流中所观察到的那样)并适用于转换(乙醇生产、发电和沼气)。虽然在第2章中讨论的所有生物能选择并没有在技术学习方面开展深入调研,但是一些重要的生物能系统已降低了成本,却提高了环境绩效水平。然而,这些系统仍需要政府为经济发展提供的补贴(如:减少贫困和更安全的能源供应)以及其它针对国家的具体理由。对于传统生物质,从生物质中生产的木炭是发展中国家的一种主要燃料,并应从采用效率更高的燃炉中受益。[2.3, 2.6.1, 2.6.2, 2.6.3, 2.7.2, 10.4, 10.5]

具有竞争力的生物电能生产(通过沼气或生物燃料)取决于与终端系统、风能和太阳能等替代能源的性能、开发与煤炭转化相配套的CCS技术并开发核能。CCS与生物质转化相结合的成功推广利用所产生的影响,可能导致从大气中清除温室气体,以及具有吸引力的减排成本,但迄今只受到有限的关注。[2.6.3.3, 8.2.1, 8.2.3, 8.2.4, 8.3, 9.3.4]

表TS.2.3表示某些关键生物能源技术的成本预计将在近期到中期下降。关于木质纤维素生物燃料,最近的分析表明,其改进潜力之大,足以与按2005年美元价值计算的每桶60~80美元(每升0.38~0.44美元)的石油价格竞争。当前可用的情景分析表明,如果较短期的研发和市场支持有力,那么技术进步可能会允许这些技术在2020年左右商业化(取决于石油和碳的价格)。一些情景还表明,这将意味着在生物能源推广利用方面的重大转变,因为具有竞争力的生产将使推广利用与政策目标(任务)脱钩,对生物质的需求将离开粮食作物,而转向生物质残留物、森林生物质和多年生作物种植制度。迄今对这种(快速)转变影响的研究十分匮乏。[2.8.4, 2.4.3, 2.4.5]

继续在几个国家进行木质纤维素乙醇开发和示范。一个重要的发展步骤是预处理,以克服木本、草本或农业秸秆细胞壁抗降解作用,从而使易于水解(如通过酶)和发酵成为乙醇(或丁醇)的碳水化合物聚合物以及木质素产生热量或电力。另外,可以把多个步骤结合起来,同时对多个有机体进行生物处理。对酶解领域进展评审表明,预计到2030年,流程改进可以降低40%的成本,使估算的生产成本从18~22美元/GJ(试点数据)下降为12~15美元/GJ(2005年价值),

10 正如在热电联产系统中的电力生产那样,其中成本计算分别为联合生产的热能以及为生物燃料系统假设一个值,有些情况获取了两种共生产产品;例如:甘蔗对于糖、乙醇和电力。共生产产品糖的收入可估计大约为2.6美元<sub>2005</sub>/GJ并用此量值与乙醇成本进行置换。



**图TS.2.6:** 按照7%贴现率并根据一年原料价格(因不同技术而异)计算得到的由商业化生物能源系统提供的能源服务的最新的典型平准化成本。这些成本不包括利息、税收、折旧和摊销[图2.18]。其中，电(LCOE)、热(LCOH)、燃料(LCOF)和中间燃油的平准化成本；BFB：鼓泡流化床；ORC：有机朗肯循环；和ICE：内燃机。对于生物燃料，LCOF的区间代表了相当多的国家生产情况，而只给出了根据现有数据的各种技术的主要用户市场的LCOE和LCOH。计算是基于高热值进行的。

这是一个具有竞争力的成本区间。[2.6.3]

还与石油工业一起正在开发生物质的热解途径和热液概念，并且已经从技术上证明，石油升级到汽油或柴油的混合原料甚至喷气燃料品质的产品是可能的。[2.6.3]

光合生物如藻类通过生物过程生产(利用CO<sub>2</sub>、水和阳光)可直接使用或用于生物燃料的各种碳水化合物和脂类。这些发展有相当大的长期发展潜力，因为藻类光合作用效率比油料作物高得多。来自植物的生物能源供应潜力具有很大的不确定性，但是，因为它们的发展可利用微咸水和重盐碱土壤，所以利用这类生物能是一种具有较低土地利用变化(LUC)影响的战

略。[2.6.2, 3.3.5, 3.7.6]

在同行评审文献中，可得到的有关生物材料生产的数据有限，而来自生物质的化学品的成本估算则很少，对未来的预估和学习速率更是如此。这种情况部分与以下事实有关，即成功的生物产品正在作为其它矿物衍生产品的部分成分或作为全新的合成聚合物(如在糖发酵产生的乳酸基础上得到的聚乳酸)进入市场。除了生产取代矿物燃料的生物材料外，分析表明，作为能源的生物材料的梯级利用以及废料的后续利用能够使所利用的每公顷或每吨生物质产生更有效的和更大的减排影响。[2.6.3.5]

**表TS.2.2:** 以累计产量每增加一倍成本(或价格)降低率(%)即学习速率(LR)表示的生物能源系统主要部分和最终能源载体的经验曲线; N: 累计产量加倍数量; R<sup>2</sup>是统计数据的相关系数; O&M: 运行维护。[表2.17]

学习系统	LR (%)	时间范围	区域	N	R <sup>2</sup>
<b>原料生产</b>					
甘蔗(公吨甘蔗)	32±1	1975–2005	巴西	2.9	0.81
玉米(公吨玉米)	45±1.6	1975–2005	美国	1.6	0.87
<b>物流链</b>					
森林木屑(瑞典)	15–12	1975–2003	瑞典/芬兰	9	0.87–0.93
<b>投资以及O&amp;M成本</b>					
热电联产厂	19-25	1983–2002	瑞典	2.3	0.17–0.18
沼气厂	12	1984–1998		6	0.69
甘蔗乙醇生产	19±0.5	1975–2003	巴西	4.6	0.80
玉米乙醇生产(仅为O&M成本)	13±0.15	1983–2005	美国	6.4	0.88
<b>最终能源载体</b>					
源自甘蔗的乙醇	7	1970–1985	巴西		
	29	1985–2002		~6.1	不适用
源自甘蔗的乙醇	20±0.5	1975–2003	巴西	4.6	0.84
源自玉米的乙醇	18±0.2	1983–2005	美国	6.4	0.96
源自生物质热电联产电力	9-8	1990–2002	瑞典	~9	0.85–0.88
源自生物质的电力	15	未知	OECD	N/A	不适用
沼气	0–15	1984–2001	丹麦	~10	0.97

**表 TS.2.3:** 对于处于开发阶段的技术的预估生产成本区间。[表2.18]

选定的生物能源技术	能源行业(电力、热力、交通) <sup>6</sup>	预估的2020-2030年的生产成本 (美元 <sub>2005</sub> /GJ)
综合气化联合循环 <sup>1</sup>	电力和/或交通	12.8–19.1 (4.6–6.9美分/kWh)
基于油料植物的可再生柴油和喷气燃料	交通和电力	15–30
基于木质纤维素糖的生物燃料 <sup>2</sup>	交通	6–30
基于木质纤维素合成气的生物燃料 <sup>3</sup>		12–25
基于木质纤维素素热解的生物燃料 <sup>4</sup>		14–24 (混合燃料组成部分)
气态生物燃料 <sup>5</sup>	热力和交通	6–12
由水生植物衍生的燃料、化学品	交通	30–140

注: 1 原料成本为3.1美元<sub>2005</sub>/GJ, 按照20年寿命和10%贴现率, 那么(未来)整体气化联合循环为30~300 MW; 2源自糖或淀粉作物或木质纤维素糖的乙醇、丁醇和微生物碳水化合物; 3合成柴油、甲醇和汽油等; 合成气发酵为乙醇的路径; 4生物质热解和催化升级到汽油和柴油混合燃料或喷气燃料; 5从合成燃料到源自生物质热化学和厌氧发酵产生的合成天然气、甲烷、二甲醚、氢(规模较大)。6当包括CCS在内的这些技术成熟时, 几种应用可与CCS相结合, 因而可从大气中清除温室气体。

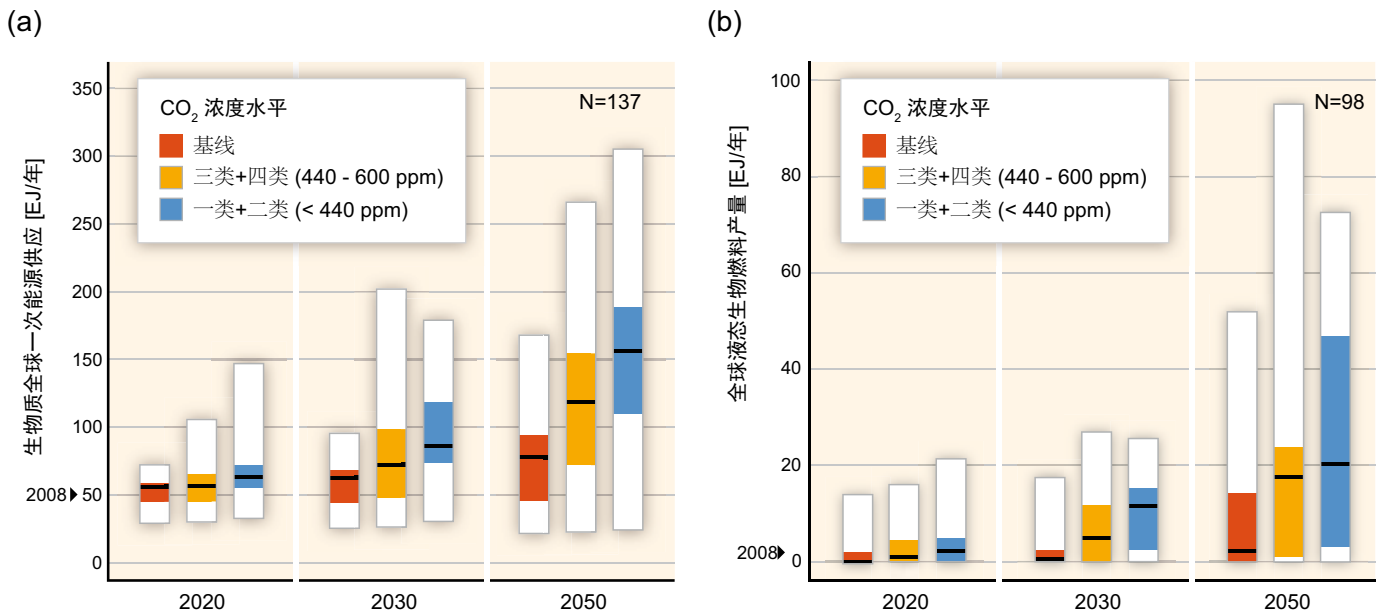
## 2.8 潜在的推广利用水平

在1990~2008年间, 对于固体生物质, 生物能源利用以平均每年1.5%的增长率增加, 而对于如液态和气态形式的二次载体, 现代生物质利用则分别以12.1%和15.4%的增长率增加。因此, 在2008年, 生物燃料在全球公路运输中的份额为2%。乙醇和生物柴油的产量分别增加了10%和9%, 在2009年增加到900亿升。由于石油需求自1980年以来首次下降, 导致生物燃料对全球公路运输的贡献在2009年达到近3%。各国政府的政策导致全球生物燃料生产从2000年到2008年增加了五倍。生物质和可再生废弃物发电在2007年为259 TWh(0.93 EJ), 在2008年为267 TWh(0.96 EJ), 占世界电力的1%, 并自1990年

(131TWh(0.47 EJ))以来增加了一倍。[2.4]

不同研究预测的2020~2050年时段内生物能源的持续利用差异很大。对现有观点评估的一个关键信息是, 生物能的大规模推广利用在很大程度上依赖于资源基地的可持续发展、土地利用的治理、基础设施的发展和关键技术的成本降低, 例如, 高效和完整地利用来自最有发展前景的第一代原料和新一代木质纤维素生物质的一次生物能源。[2.4.3, 2.8]

根据多样化的模拟团队和广泛的假设(包括能源需求增长、具有竞争力的低碳技术成本和可获得性、可再生能源技术成本和可获得性)得到的情景结果在图TS.2.7中作了概括。在大多数情景下, 传统生物质利用预计将下降, 而液化生物燃料、沼气以及利用



图TS.2.7: (a)在长期情景下来自生物质的全球一次能源(电力、热能和生物燃料)供应; 以及(b)在长期情景下以二次能源报告的全球生物燃料生产。为了进行比较, 在左侧坐标轴用黑色小箭头标出了2008年的历史水平。[图2.23]

生物质发电和氢气利用趋于增加。在这些情景下, 根据《第四次评估报告》的三种温室气体到2100年的稳定范围, 即三类和四类(440-600ppmCO<sub>2</sub>)、一类和二类(<440ppmCO<sub>2</sub>)和基准情景(>600ppmCO<sub>2</sub>), 给出了2020年、2030年和2050年生物能源利用的结果。[10.1-10.3]

随着更远的温室气体浓度稳定水平, 预估全球生物能源利用将会增加, 这表明它在全球温室气体减排中的长期作用。对于两个减排情景, 在2030年和2050年, 中间水平分别为75~85EJ以及120~155EJ, 几乎是2008年利用水平50EJ的两至三倍。这些利用水平类似于专家评审的2050年的中间水平。如图TS.2.7(b)所示, 2020年和2030年的全球生物燃料生产处于相当低的水平, 但大多数模型都缺乏对不同转化途径和相关学习潜力的详细描述[2.7.3]。对于<440ppm的减排情景, 生物燃料生产达到2008年实际水平2EJ的六倍(2030年)和十倍(2050年)[2.2.5, 2.8.2, 2.5.8, 2.8.3]。

利用具有详细交通行业代表性的单一模型可对生物能源行业的渗透率作出最佳解释, 例如2010年IEA的世界能源展望(WEO), 该模型还模拟了传统和现代生物质应用, 并考虑了预期的工业界和政府投资及目标。这种模型预估现代生物能源将有非常显著的增加, 而在传统生物质利用将减少。这些预估结果与第10章的结果定相一致。对于WEO的450ppm

减排情景, IEA预估在2030年11%的全球交通燃料将由生物燃料提供, 第二代生物燃料将对预计的12 EJ做出60%的贡献, 并且预估这一数量的一半将由于现行政策的延续而提供。生物质和可再生废弃物将提供5%的世界电力, 或1,380TWh/年(5EJ/年), 其中, 555TWh/年(2EJ/年)是严格的气候变化减缓战略的结果。利用生物质处理蒸汽的工业供热用途以及和建筑室内热水采暖(2008年为3.3EJ)就绝对值而言都将在2008年水平上增加一倍。但是, 由于假定传统生物质减少, 预估总供热需求将减少。供热被视为是现代生物能源持续增长的一个关键领域。预估到2030年生物燃料将减少17%的公路运输排放和3%的航空运输排放。[2.8.3]

### 2.8.1 有关推广利用的结论: 关于生物能源的重要信息

第10章评审的长期情景表明, 生物能供应随着日益宏大的温室气体浓度稳定水平而增加, 这表明生物能源可在全球温室气体减排方面发挥显著的长期作用。[2.8.3]

生物能源是当前最大的可再生能源, 并且在本世纪前半叶可能依然是最大的可再生能源之一。它有可观的增长潜力, 但需要积极发展。[2.8.3]

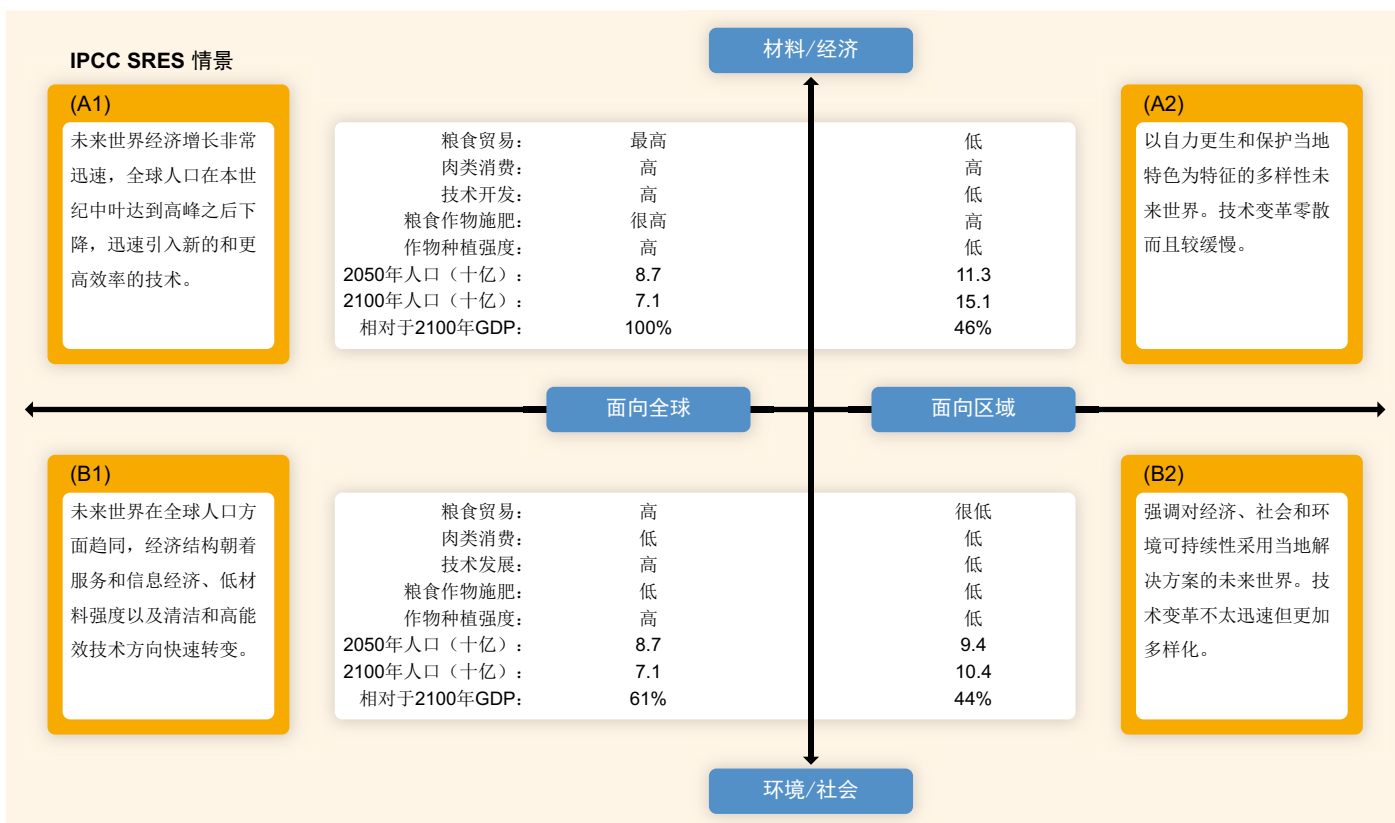
- 最近的文献评估表明, 到2050年生物能源技术潜

力可能高达500EJ/年。然而，关于影响这种潜力的重要因素，如市场和政策条件，还存在大的不确定性。[2.8.3]

- 第2章中给出的专家评估表明，到2050年潜在的推广利用水平在100~300EJ/年之间。实现这种潜力是一项重大挑战，但会对2050年世界一次能源需求(大致相当于当前全球在农业和林业生物质中提取的热量)做出重大贡献。[2.8.3]
- 如果资源得到可持续开发，并采用高效率的技术，那么生物能源具有减少温室气体排放的显著潜力。某些现有系统和未来的重要选择，包括多年生作物、林产品、生物质残留物和废弃物以及先进的转换技术，能够提供显著的温室气体减排作用，即与化石能源基准值相比，可减少80%—90%的排放。但是，导致碳储量大量损失和土地利用(LUC)影响的土地转变和森林管理则能够减少(在某些情况下甚至远远抵消)净GHG减排的正面影响。[2.8.3]
- 为了实现潜在的生物能源高利用水平，粮食和纤维竞争需求的增长必须适度，土地必须妥善管理，农

业和林业产量必须大幅增加。在缺乏对土地利用进行监督和良好管理的情况下，生物能源的推广伴随与粮食供应、水资源和生物多样性发生重大冲突的风险，以及较低温室气体效益的风险。相反，在有效的可持续性框架下实施可缓解这种冲突，并允许在诸如农村发展、土地改良和减缓气候变化(包括与适应措施相结合的机会)中取得积极的成果。[2.8.3]

- 生物质生产及其利用的影响和作用具有区域和地点的特殊性。因此，作为良好土地利用管理和农村发展的一部分，生物能源政策需要与农业(农作物和畜牧)和林业部门一起考虑区域条件和优先重点。生物质资源的潜力受气候变化的影响，并与气候变化影响相互作用，但对具体影响还知之甚少，在这方面将存在很大的区域差异。生物能源和新的(长期)种植制度还提供了机会，以将适应措施(如土壤保护、水分保持和农业现代化)与生物质资源生产相结合。[2.8.3]
- 当前，几种重要的生物能源选择(即巴西的甘蔗乙醇生产、废弃物转化为能源系统的选择、高效率的



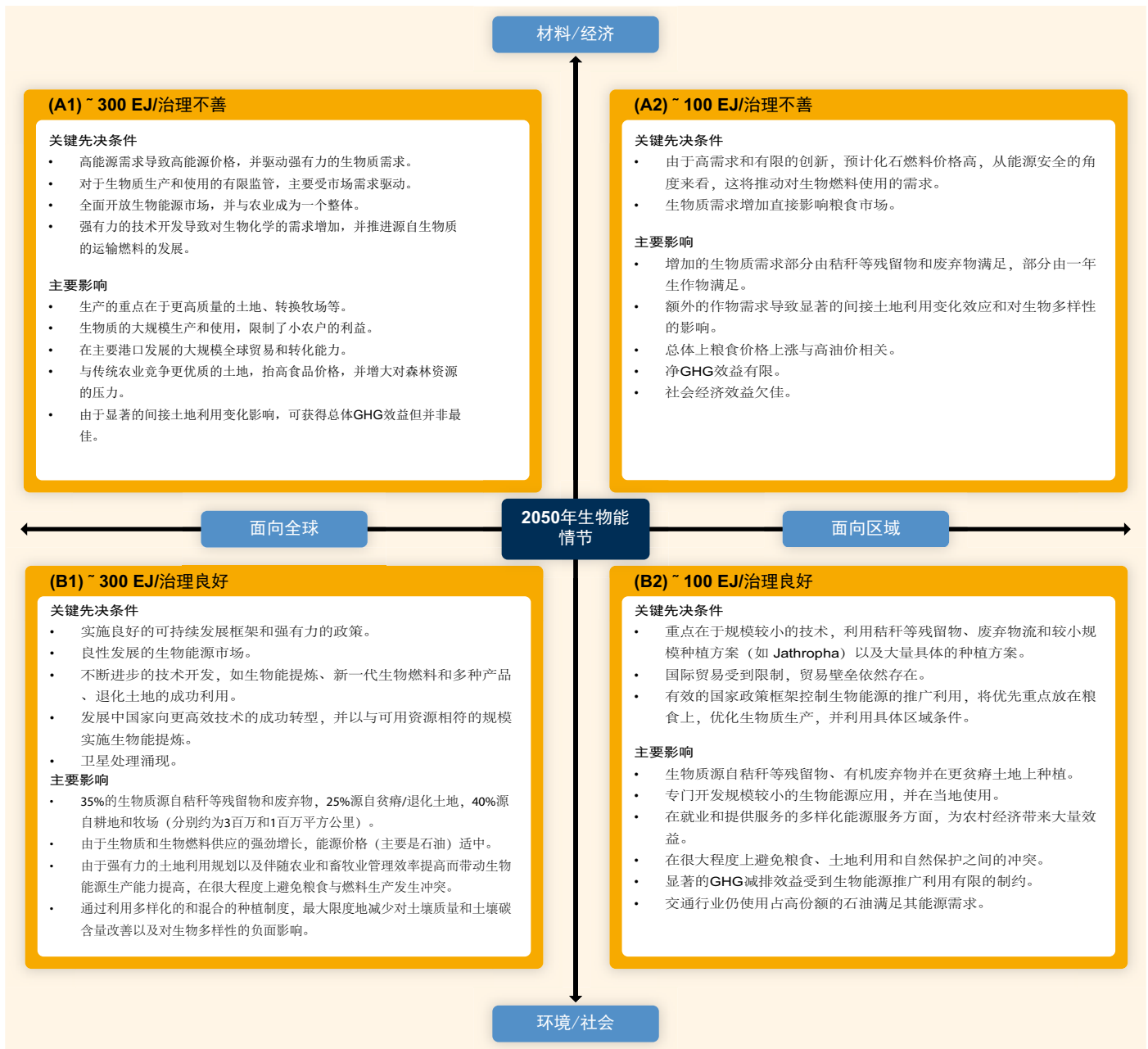
图TS.2.8: 用于模拟生物质和生物能源的主要SRES情景变量的情节，这是适用于本报告的2050年概要的基础，并用于推导如图TS.2.2中堆积条柱所示的生物质技术潜力。[图2.26]



生物质炉灶、生物质热电联产)具有竞争力,并能够与更长期的选择一起发挥重要的协同作用。对于2020~2030年的时段,代替汽油、柴油和喷气燃料的木质纤维素生物燃料、先进的生物电能技术以及生物质提炼的概念,可提供具有竞争力的生物能利用。将生物质转换与CCS相结合,提高了实现从大气中长期清除GHG的可能性,这对于GHG大幅减排是必要的。对于生物能源生产和减排经济学而言,先进的生物材料也具有发展前景,虽然对其高度不确定的潜力的了解不像对水生生物质(藻类)潜

在作用的了解那样充分。[2.8.3]

- 快速变化的政策背景、近期市场活动、对生物质提炼和木质纤维素生物燃料先进技术不断加大的支持,尤其是可持续性标准和框架的发展,所有这些都具有推动生物能源系统及其推广利用朝着可持续方向发展的潜力。实现这一目标将需要降低关键技术成本的持续投资、完善的生物质生产和供应的基础设施以及能够获得公众和政治接受的实施战略。[2.8.3]



图TS.2.9: 2050年生物能源推广利用的可能未来: 如图TS.2.8所概括的那样,四种解释性对比概要描述了根据IPCC SRES情节中全球典型条件的关键先决条件和影响。[图2.27]

综上所述,为了说明情景变量(见图TS.2.8)、发展生物能源产能的重要先决条件和所产生的影响之间的相互关系,图TS.2.8给出了到2050年四种不同的全球生物能源利用的概况。由资源潜力评估推得出的100~300 EJ区间划定了利用的下限和上限。适用于生物能源并在图TS.2.9中所概括的各种假设情节大致遵循IPCC排放情景特别报告(SRES)的定义,这也被用来推导如图TS.2.2中堆积式条柱所示的技术潜力。[2.8.3]

能够以可持续(和不可持续)的方式,与粮食、饲料、纤维和林产共同开发生物质及其多种能源产品。正如通过IPCC情景中的情节和概要所示,考虑(和不考虑)可持续发展和减缓气候变化的路径,可达到高(和低)渗透率水平。关于生物能源技术发展和集成系统的详情可从这些情节中看出。[2.8.3]

### 3 直接太阳能

#### 3.1 引言

直接太阳能技术在本质上是多样化的。为了响应人类利用能源的各种方式,如供热、电力和燃料,它们形成了一个技术群。本摘要着重于四大类技术:(1)太阳热能,其中包括主动式和被动式建筑供热、家用和商用太阳能水加热、泳池加热和工业流程所需热能;(2)通过光伏晶硅片直接转换将太阳光转换为电的光伏(PV)发电;(3)通过太阳能光学聚焦方式进行太阳能聚光发电(CSP),以获得驱动热力发动机和发电机所需的高温液体或材料;以及(4)太阳能燃料生产方法,利用太阳能生产燃料。[3.1]

‘直接’太阳能这个术语是指直接利用太阳能量的可再生能源技术的能源基地。某些可再生能源技术,如风能和海洋热能,是在太阳能被地球吸收并转换为其它形式后加以利用的。(在本章其余部分,由于有了这种认识,因此通常将删除用于形容太阳能的‘直接’这个形容词。)[3.1]

#### 3.2 资源潜力

太阳能由太阳外层发出的热辐射构成。这种被称为太阳辐照度的辐射就在地球大气层以外,对于垂直于太阳光线的表面,其平均辐射强度为1,367W/m<sup>2</sup>。

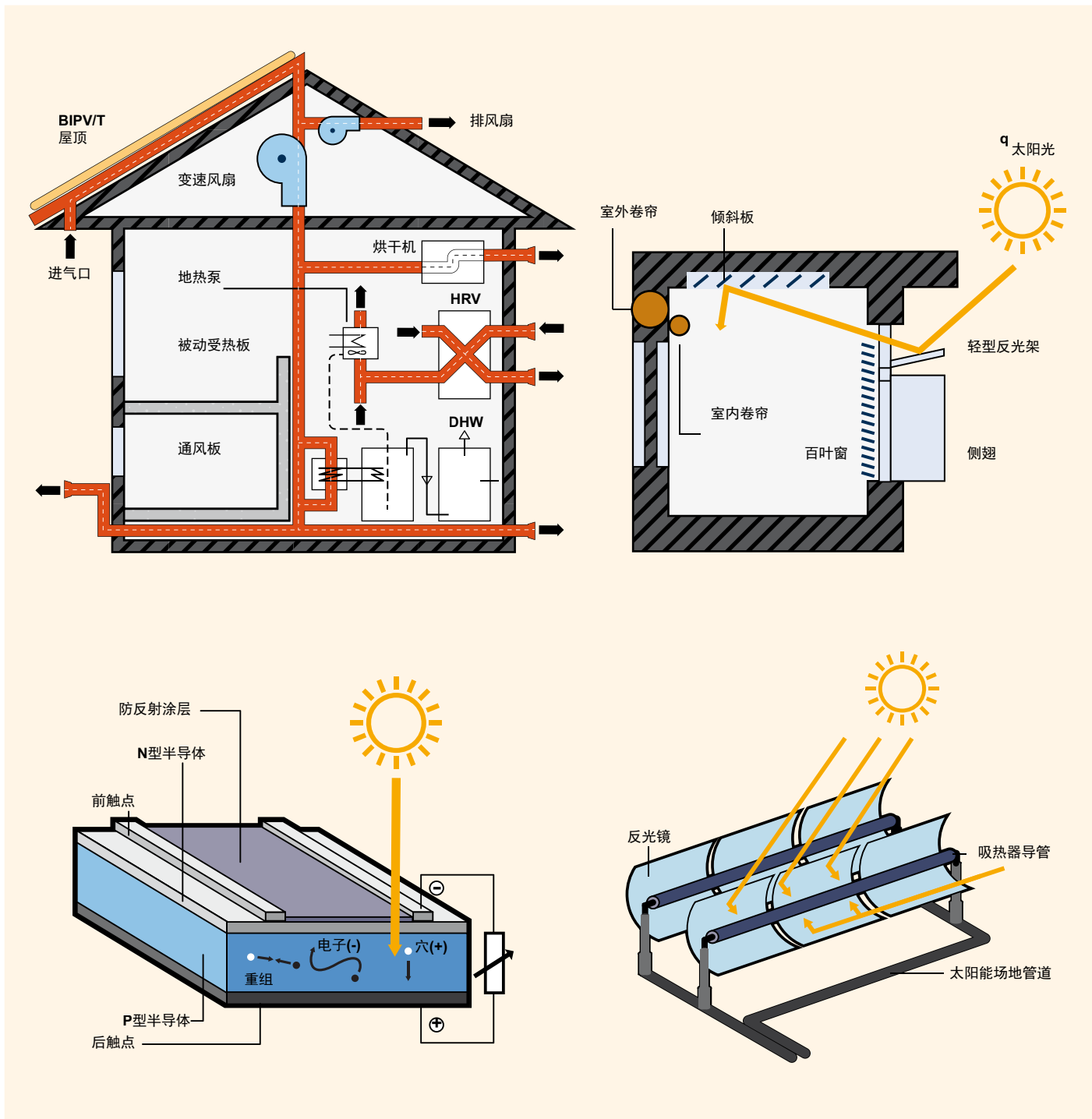
在地面(一般特指太阳直射的海平面),在数小时的中午晴空条件(这种条件被称为“全日照”)下,这种辐射通过大气衰减大约为1,000W/m<sup>2</sup>。在大气层外,太阳的能量由波长范围从0.25μm到3μm的电磁波传载。一部分太阳辐照是来自未在大气中散射的直达光线的贡献。这种辐射‘光束’能够通过反光镜和透镜进行聚焦,它是云覆盖少的地区最现成的能量。余下的辐射被称为散射。直接辐射与散射之合被统称为太阳总辐射。[3.2]

太阳能的理论潜力是指在地球表面(陆地和海洋)的辐射量,它是在理论上可供利用的能量,估计为3.9×10<sup>6</sup>EJ/年。这一数字显然仅出于解释目的,它需要以100%的转换效率在所有现有陆地和海洋地区完全利用这些能量。一个更加有用的计算标准是技术潜力,这需要评估以一个更为现实的转换效率实际用于转换设备的陆地辐射部分。太阳能技术潜力区间估计从1,575到49,837EJ/年,即大致是2008年世界一次能源消耗的3倍到100倍。[3.2, 3.2.2]

#### 3.3 技术与应用

图TS.3.1表示目前用于捕获太阳能量为住宅和直接发电提供能源服务的被动式和主动式太阳能技术的类型。在本技术摘要中,仅详细论述了主动式供热和发电技术。[3.3.1–3.3.4]

太阳热能:主动式太阳热能系统的关键组成部分是太阳能集热器。平板式太阳能集热器由附有连接导管的涂黑平板组成,流体通过这一平板时被加热。平板式集热器可分类如下:无玻璃式平板集热器,适合在高于环境温度几摄氏度以上的温度下提供热量;玻璃式平板集热器,有一片与平板平行放置并与平板间隔几厘米的玻璃或其它透明材料,适合在大约30°C到60°C的温度下提供热量;或者真空式平板集热器,类似于玻璃式平板集热器,但平板与玻璃之间的空间是真空,因而这种类型的集热器适合在大约50°C到120°C的高温下提供热量。为了承受真空压力,真空式集热器平板通常放置在构成集热器玻璃及其容器的玻璃管内。在真空式集热器中,一种特殊的被称为“选择性表面”的黑色涂层被涂在平板上,以帮助防止已被吸收的热量被重新排出;这种涂层往往也用于非真空玻璃式平板集热器。在充足的阳光下,在适当温度范围内使用的太阳能集热器的典型效率约为40%到70%。[3.3.2.1]



图TS.3.1: 所选示例示意图: 被动和主动融入建筑的太阳能(上)、直接太阳能转换为电的光伏发电装置(左下)和一种常见的太阳能聚光发电技术类型, 即槽式集热器(右下)。[源自图3.2、3.5和3.7]

平板式集热器常用于住宅和商业用途的水加热, 但是它们也可用于主动式太阳能供热, 为建筑提供舒适的热量。通过利用太阳能集热器提供的热量驱动吸收式制冷循环, 可以获得太阳能制冷。太阳能产生的热能其它应用包括工业流程所需热能、诸如农作物烘干等农业用途以及炊事。水箱是最常用的设备, 用于

在昼/夜或短期多云天气期间储存热量。辅以其它能源, 这些系统通常提供定向应用40%到80%的热能需求。[3.3.2.2–3.3.2.4]

对于被动式太阳能供热, 建筑本身(特别是建筑窗户)充当太阳能集热器, 并且使用自然方法配送并储存热量。被动式采暖建筑的基本要素是高效率的赤

道朝向的窗户以及大量内部热物质。建筑还必须具有很好的绝热效果,并结合诸如遮阳装置等方法,以防止过热。被动式太阳能的另一个特点是‘采光’,这一特点融入了特殊策略,以便建筑最大限度地利用自然(太阳)照明。研究表明,借助当前技术,在北欧或北美的新建筑中利用这些策略能够减少高达40%的建筑采暖需求。对于根据被动式采暖概念改装现有的而不是新建筑,采暖需求减幅最高达20%。[3.3.1]

光伏发电:在许多教科书中都详细描述了光伏转换是如何实现的。用最简单的术语,将硅等半导体材料薄片被放置在太阳下。被称为晶硅片的平板由通过在硅中掺入杂质形成的两个不同层面组成,从而产生在界面交汇处形成n型层和p型层。撞击晶硅片的太阳光子产生电子—空穴对,在交汇处由内部电场进行空间分离。这在界面一端产生负电荷,而在另一端产生正电荷。由此导致的电荷分离产生电压。当受光照的硅片连接到某个负载时,电流从设备的一端经负载流向硅片的另一边,从而产生电。[3.3.3]

已在并行开发出各种光伏技术。市售的光伏技术包括薄片晶硅光伏,以及铜铟/镓二硫化物/(联)硒化物(CIGS)、碲化镉(CdTe)、薄膜硅(非晶硅和微晶硅)和染料敏化太阳能晶硅等薄膜技术。此外,还有市售的聚光式光伏发电概念,其中效率很高的晶硅片(如砷化镓(GaAs)材料)被放置在聚光镜或其它反光镜(如菲涅尔透镜)的焦点处。单晶硅和多晶硅光伏硅片(包括色带技术)是光伏市场上占主导地位的技术,2009年市场份额约为80%。不同类型硅片所实现的峰值效率对于砷化镓聚光晶硅片超过40%,单晶硅片约25%,多晶硅和CIGS晶硅片为20%,碲化镉硅片为17%,以及非晶硅约10%。一般而言,硅片组并排放在一个透明平板(通常是玻璃)下,并串联连接,形成一个尺寸可达1米×1米的‘光伏板’。在考虑效率时,重要的是区分晶硅片效率(如上所述)和光伏板效率;后者一般为前者的50%到80%。通过采用生产自动化、更快的晶硅片生产工艺、低成本和高产量生产方式,制造商继续提高性能并降低成本。生产厂家一般保证光伏板性能可稳定20~30年。[3.3.3.1, 3.3.3.2]

有效光伏电力应用所涉及的不仅仅是晶硅片和光伏板。例如,光伏系统通常将包括一个转换器,它把来自晶硅片的直流电转换为交流电,从而与通用的电网和设备兼容。对于离网应用,这类系统可包括储电装置(如电池等)。正在开展工作,以使这些装置更可靠,降低其成本,并延长其使用寿命并与光伏板的寿

命相当。

光伏发电系统可分为两大类:离网系统和并网系统。并网系统本身分为两类:分布式和集中式。分布式系统由大量地方小电厂组成,其中一些电厂主要向当地客户供应电力,剩余电力输入电网。另一方面,集中式系统像一个大型电厂那样运行。离网系统通常服务于单个或小客户群体,并且一般需要储电元件或备用电源。这些系统在未实现电气化的地区具有很大的潜力。[3.3.3.5]

太阳能聚光发电:太阳能聚光发电(CSP)技术通过聚焦太阳光线加热某个介质,然后(直接或间接)用于热动力过程(如汽轮机)以驱动发电机发电。太阳能聚光发电仅使用太阳辐射的光束部分,因此,其最大效益往往被限制在一个有限的地域范围。当使用中央接收器或碟式系统时,聚光镜将太阳光线汇聚成一点(点聚焦),而当使用槽式或线性菲涅尔系统时,聚光镜将太阳光线汇聚成一条线(线聚焦)。(这些相同的系统还可用来驱动热化学过程进行燃料生产,如下所述。)在槽式聚光镜中,跟踪太阳运动的一长排抛物面反射镜将70倍到100倍的太阳辐射集中到沿反射镜聚焦线安装的热量采集元件(HCE)上。HCE由涂黑的内管(具有一个选择面)和玻璃外管组成,两者之间为真空。在当前商业设计中,导热油被加热(近400°C)在钢管内循环,但使用其它导热材料如循环熔盐或直接蒸汽的系统目前处于示范阶段。[3.3.4]

第二种线聚焦系统即线性菲涅尔系统使用长条状平行反光镜片作为聚光镜,再加上固定线性接收器。两种点聚焦系统之一的中央接收器(也称为“电力塔”)使用地面反光镜(定日镜)阵列,每个反光镜均采用双轴跟踪太阳,以便将太阳光线集中在高塔顶部的一点上。聚焦点方向是朝着一个接收器,其中包括一个固定转换腔和/或若干转换管,其内部有导热液体循环。该系统可比线聚焦系统达到更高的温度(高达1000°C),这可使热力电机(至少在理论上)收集更多的热量用于电力转换。在第二种点聚焦系统即圆碟聚光镜中,采用双轴跟踪太阳的单一抛物面反光镜(相对于反光镜阵列)进行太阳光线聚焦。圆碟镜将太阳光线聚焦在一个非固定的(可随圆碟聚光镜移动的)接收器上,但移动范围仅限于大约一个圆盘的直径。接收器发动机获得的温度可高达900°C。在实现这一流行的概念过程中,驱动发电机的斯特林发动机被安装该聚焦点上。斯特林碟式发动机组相对较小,一般产生10 kW~25kW的动力,但它们可在现场进行组合配置,

以实现更大的类似于中央电站的电力输出。[3.3.4]

四种不同类型的太阳能聚光(CSP)电厂具有相对的优势和劣势。[3.3.4] 已经建设并经过示范的所有四种类型的CSP电厂。CSP技术(除圆盘外)的一个重要优势是,在其将热量收集到接收器之后并且在进入热力电机之前能够存储热能。所考虑的存储介质包括熔盐、压缩空气或蒸汽蓄积器(仅限短期存储)、固体陶瓷颗粒、高温相变材料、石墨和耐高温混凝土。正在兴建商业CSP电厂,其储热能力达到15小时,从而允许CSP提供可调度的电力。[3.3.4]

太阳能燃料生产:太阳能燃料技术将太阳能转换为化学燃料,例如氢气、合成气以及甲醇和柴油等液化燃料。生产太阳能燃料的三种基本途径(可单独或联合工作)是:(1)电化学;(2)光化学/光生物学;以及(3)热化学。在第一种途径中,通过由太阳能光伏发电或太阳能聚光发电系统产生的太阳能电力驱动的电解过程制氢。电解水是一种古老并被充分掌握的技术,从电力到氢气通常达到70%的转换效率。在第二种途径中,太阳光子用来驱动光化学或光生物学反应,其产品是燃料,即它们模仿植物和生物的行为。换言之,半导体材料可用作光电化硅片的太阳光吸收阳极,这也能通过水分解产生氢。在第三种途径中,高温太阳能热量(如在中央接收器类太阳能聚光发电厂的接收器上获得的热量)用于驱动产生燃料的吸热化学反应过程。这里,反应物可包括水、CO<sub>2</sub>、煤、生物质和天然气。构成太阳能燃料的产品可以是下列任何物质(或任何组合):氢气、合成气、甲醇、二甲醚和合成燃油。当利用化石燃料作为反应物时,产品的总体热值将超过反应物的热值,因此对于相同的能量释放,需要燃烧的化石燃料较少。利用太阳能产生的氢气和CO<sub>2</sub>也可合成太阳能燃料,以生产与现有能源基础设施兼容的碳氢化合物。[3.3.5]

### 3.4 全球和区域市场和工业利用现状

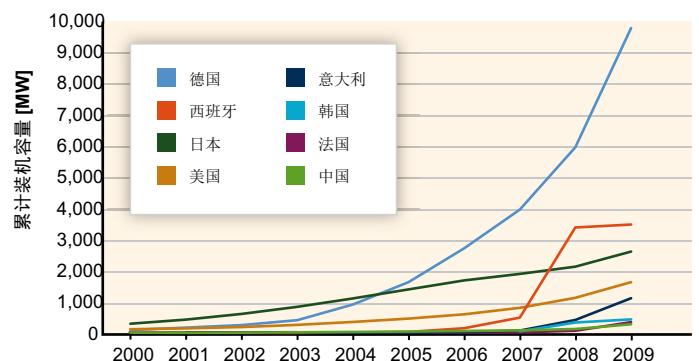
#### 3.4.1 装机(安装)容量与产能

太阳热能:主动式住宅及商用建筑太阳能供热和制冷技术代表着一个成熟的市场。这一市场在世界上大多数国家的分布程度不同,从2007年至2009年增长了34.9%,并继续以每年大约 16%的速度增长。截至2009年底,这些设备的全球热电装机容量估计为180 GW。2008年主动式太阳能供热系统的全球

市场销售估计为29.1 GW,在2009年为31GW。玻璃面集热器占据世界市场的主体。2008年,中国占玻璃面集热器安装量的79%,欧盟占约14.5%。在美国和加拿大,泳池加热仍然是主导用途,无玻璃塑料集热器的安装容量为12.9GW。特别是在2008年,中国在平板式和真空管集热器的安装容量上居世界首位,为88.7GW。欧洲为20.9GW,日本为4.4GW。在欧洲,2002年和2008年间的市场规模扩大了两倍以上。尽管取得了这些效益,但太阳热能仍然只占欧洲热水需求的相对较小部分。例如,在拥有最大市场的德国,大约5%的单一或两个家庭的住宅利用太阳热能。市场渗透措施之一是人均太阳能年使用量。在此方面领先的国家是塞浦路斯,那里人均用量为每千人527GW。注意:尚无有关被动式太阳能市场状况和工业利用的信息。因此,前面的数字仅指主动式太阳能。[3.4.1]

光伏发电:在2009年,安装了大约7.5 GW的光伏发电系统。这使得2009年全球累计光伏发电装机容量约为22 GW,该容量能够产生高达每年26 TWh(93600 TJ)的电力。这一容量的90%以上安装在三个主要市场:占总量73%的欧盟、占总量12%的日本和占总量8%的美国。在OECD国家,大约95%的光伏发电装机容量实现了并网,其余为离网系统。2009年期间,光伏发电市场前八名的增长如图TS.3.2所示。到目前为止,西班牙和德国在近年的太阳能装机容量最大。[3.4.1]

太阳能聚光发电:太阳能聚光发电(CSP)已达到约0.7 GW的累计装机容量,另外正在建设的装机容量为1.5GW。一些CSP电厂的容量因子预计在25%~75%之间;这些容量因子可能高于光伏发电的容量因子,因为CSP电厂包含了增加储热的机会,那里有过度建设集热场的同等需求,以补充储热量。



图TS.3.2: 2000年至2009年八个市场的光伏发电装机容量 [图3.9]

容量因子区间的下限表示无储热能力，而上限则表示长达15小时的储热能力[3.8.4]。最早的商业性CSP电厂是加利福尼亚州的太阳能发电系统，能够生产354MW的电力；这些电厂在1985年和1991年期间安装，目前仍在运转。从1991年到21世纪初期，CSP发展缓慢；但自2004年起，在规划发电方面出现了强劲增长。当前运行的大部分CSP发电系统由反光槽技术组成，但是，中央接收器技术占有越来越大的份额，并已提出关于加强斯特林碟式系统商业活动的建议。在2010年初，大部分规划的全球容量在美国和西班牙，但最近其它国家也宣布了商业计划。图TS.3.3表示当前和规划直到2015年的CSP容量利用。[3.3.4, 3.4.1]

太阳能燃料生产：目前，太阳能燃料生产处于试点电厂阶段。已经建成300kW~500kW的试点电厂，包括氧化锌碳热还原、甲烷蒸汽重整和蒸汽气化焦油等。250kW的蒸汽重整反应堆正在澳大利亚运行。[3.3.4, 3.4.1]

### 3.4.2 工业产能与供应链

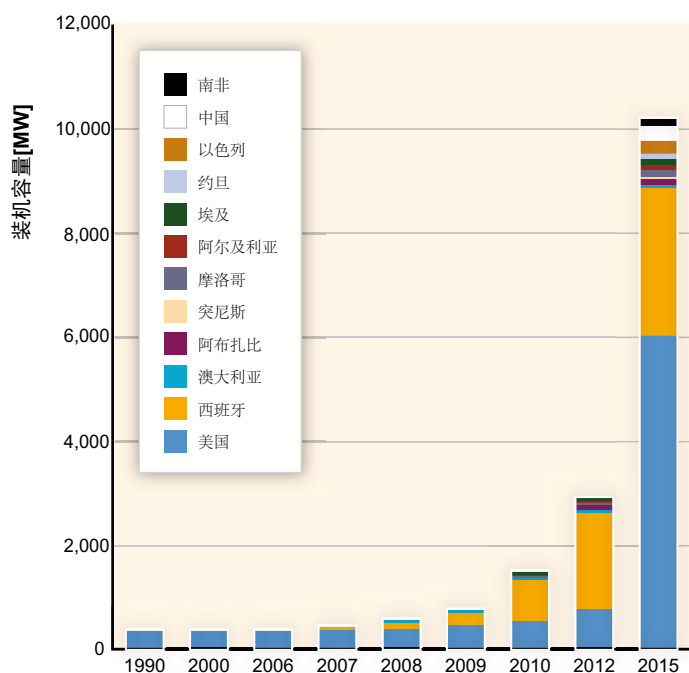
太阳热能：2008年，制造商生产了大约415万平方米的太阳能集热器，这一规模大到足以适应大规模生产，即使生产分布在世界各地的许多公司进行。事实上，在大多数产业已达到大规模工业生产水平。在制造过程中，正在应用一些现成的材料，包括铜、

铝、不锈钢和绝热材料，并通过不同的连接技术混合使用这些材料，以生产吸热板。这类吸热板覆盖着玻璃盖板，几乎大都是低铁玻璃，目前可随时获得。大部分生产在中国，其目的在于内部消费。适合大规模生产技术的真空式集热器开始主导市场。其它重要生产基地是在欧洲、土耳其、巴西和印度。大部分出口市场包括整体太阳能热水系统，而不是太阳能集热器本身。太阳能热水系统的最大出口国是澳大利亚、希腊、美国和法国。澳大利亚的出口量占其生产量的大约50%。[3.4.2]

对于被动式太阳能供热，产能和供应链的一部分在于人，即工程师和建筑师，他们必须系统地配合，以产生被动式采暖建筑。在过去，通常缺乏这两个学科之间的密切合作，但由不同国家发布的系统化设计方法的传播，已经提高了设计能力。窗户和嵌装玻璃是被动式采暖建筑的一个重要组成部分，而且已有新一代高效(低发射率、充氩)窗户，这对于太阳能对建筑行业采暖需求的贡献产生重大影响。目前，在纬度最北国家正在安装这种新窗户，成为这类新窗户的主体。没有出现任何产能和供应链的问题阻碍采用更好的窗户。被动式设计的另一个特点是建筑结构增加大量内部材料。混凝土和砖块是最常用的保温材料，都很容易获得；相变材料(如石蜡)被认为是未来的保温材料，预计不会有供应链的问题。[3.4.2]

光伏发电：2003年至2009年，光伏板制造生产的综合年均增长率超过50%。2009年，太阳能晶硅片产量达到每年约11.5GW(按峰值容量估算)，这些产量由几个经济体分享：中国约占世界产量的51%(包括来自中国台湾省的14%)，欧洲约占18%，日本约占14%，美国约占5%。在世界范围内，超过300家工厂生产太阳能晶硅片和光伏板。2009年，以硅为原料的太阳能晶硅片和光伏板约占全球市场的80%。其余20%主要包括碲化镉、非晶硅和铜铟镓二硒太阳能晶片及光伏板。在未来几年内，预计市场总量将显著增加，薄膜光伏板生产将获得市场份额。制造商正逐步走向制造元件的原创设计，并逐步将光伏板生产部分靠近最终市场。2004年至2008年初，对晶硅(或多晶硅)的需求超过供给，从而导致价格上涨。有了新价格，已经实现了充足供应，目前，光伏市场正在受多晶硅供应的驱动。[3.4.2]

太阳能聚光发电：在过去几年中，太阳能聚光发电产业经历了一个从停滞期到超过2GW(正在运行或建设之中)的复苏。目前，十多家不同公司正在积



图TS.3.3: 一些国家已安装的和计划安装的太阳能聚光电厂 [图3.10]

极建设或筹建商业规模的电厂。这些公司的范围从初创公司到大型企业，包括具有工程建设管理专业技术的公共公事业公司。这些电厂建设的供应链不受原材料供应的限制。可提前大约18个月引进扩充能力。[3.4.2]

太阳能燃料生产：太阳能燃料技术仍处于新兴阶段，其商业化应用供应链目前尚未到位。除了类似于石化产业的下游技术以外，太阳能燃料将包括正在向其它高温太阳能聚光发电系统推广利用的太阳能领域的许多相同技术。[3.4.2]

### 3.4.3 政策影响

直接太阳能技术面临着实现大规模推广利用的一系列潜在障碍。太阳能技术的成熟度不同，虽然一些应用已在本地化市场上具有竞争力，但它们普遍面临着一个共同的障碍，即降低成本的需求。与分布式光伏发电和太阳能供热和制冷技术相比，公用事业规模的太阳能聚光发电和光伏发电系统面临着不同的障碍。重要的障碍包括：为公用事业项目开发具有优越太阳能资源的土地面临的选址、许可和融资方面的挑战；远离电力负荷中心的大型项目缺乏输电线路；针对较小规模项目的复杂准入法律、许可程序和收费；缺乏一致性联网标准和随时间变化的体现分布式发电价值的公用事业费率结构；有关这些问题的不一致的标准、认证及实施；缺乏获取各种技术的环境效益和减轻风险等效益的监管结构。通过妥善的政策设计，政府已经表明，他们能够通过资助研发和提供克服经济障碍的激励措施来支持太阳能技术。例如，在上网电价政策促进了德国和西班牙的光伏发电技术的推广利用水平之后，受价格驱动的激励框架得到推广。受配额驱动的框架，如可再生能源发电配额制和政府招标，分别在美国和中国很普遍。除了这些监管框架，还经常利用财政政策和融资机制(例如税收抵免、软贷款和赠款)支持太阳能产品的生产，增加消费需求。最成功的太阳能政策是针对具体应用所造成的障碍，而最成功的政策则是那些向市场发出明确、长期和一致信号的政策。[3.4.3]

## 3.5 融入更广泛的能源系统

太阳能技术具有一些属性，可使它们的优势融入一个更广泛的能源系统。在本章中，只概述了太阳能技术所独有的融入特点。这包括低容量的能源需求、集中供热和其它热负荷、光伏发电的特点和平滑效应

以及太阳能聚光发电的特点和电网稳定性。[3.5.1–3.5.4]

对于低电耗应用，如照明或太阳能热水，相对于不可再生燃料技术，太阳能技术有时具有比较性优势。此外，太阳能技术既允许小规模分散应用，又允许大规模集中应用。在世界一些地区，将太阳能融入集中供热和其它热负荷已被证明是一种有效的战略，特别是因利用相对较低温度的能源载体，可有效地为高度绝热的建筑供热。在一些地方，与分散制冷相比，集中制冷和供热系统可提供其它优势，包括规模经济的成本优势、不同建筑制冷需求的多样性、降低噪音和结构性负荷以及节省设备空间。此外，通过与生物能和低温太阳能相结合，可提高系统容量因子，并改进系统的排放状况。[3.5.1, 3.5.2]

对于特定地点的光伏发电，在一天和一年内，电力系统地发生变化，但也根据天气条件发生随机变化。在某些情况下，这种变化从早期渗透阶段对当地输电系统的电压和电流，以及在高渗透阶段对总电力系统运行的供求平衡均具有大的影响。这种影响可能潜在地制约太阳能光伏发电系统的融入。但是，模拟和系统模拟表明，在广泛领域内许多太阳能光伏发电系统应该具有较少的随机性和比较缓慢的变化，这有时被称为“平滑效应”。正在开展各种研究，以便在1分钟或不足1分钟的时间尺度上大范围(相距2公里到200公里的1000个地点)评估和量化实际的平滑效应。[3.5.3]

在太阳能聚光发电(CSP)厂，即使无热量存储功能，收集器系统的固有热质量和涡轮机的旋转质量均有助于大大降低太阳能快速瞬变对电力输出的影响，因而降低了对电网的影响。通过包括综合热量存储系统，未来有可能实现基本负荷运行的典型容量因子。此外，CSP电厂与采用化石燃料的发电机进行整合，特别是与具有综合太阳能燃气联合循环系统(配有储热能力)融为一体可提供更高的燃料效率，延长运行时间，并最终比单独的CSP和/或联合循环电厂更具有成本效益。[3.5.4]

## 3.6 环境和社会影响

### 3.6.1 环境影响

除了其在温室气体减排效益外，利用太阳能可减少它所取代的原化石燃料电厂的污染物排放，如悬浮

颗粒物和有害气体。太阳热和光伏发电技术在发电时不会产生任何种类的固体、液体或气体副产品。太阳能系列技术可能会对空气、水、土地和生态系统产生其它类型的影响，这取决于如何管理。光伏发电产业在其生产线中使用一些有毒、易爆气体以及腐蚀性液体。这些材料的存在和数量在很大程度上取决于晶硅片的类型。然而，光伏发电产业生产过程的内在需求强制采用相当严格的控制方法，这些方法可最大限度地减少光伏板生产过程中潜在有害元素的排放。对于其它太阳能技术，预计空气和水污染影响一般相对较小。此外，在某些地区一些太阳能技术可能需要用水清洗，以维持性能。[3.6.1]

图TS.3.4给出了与各类太阳能光伏板和太阳能聚光发电技术相关的使用周期内温室气体评估的估值。太阳能光伏板的绝大部分估值主要在30~80克CO<sub>2</sub>当量/kWh之间。最近，太阳能聚光发电在其使用周期内的温室气体排放估计在14~32克CO<sub>2</sub>当量/kWh区间。这些排放水平大约比天然气电厂低一个量级。[3.6.1, 9.3.4]

土地利用是环境影响的另一种形式。对于安装在屋顶的太阳热能和光伏发电系统，这不是一个问题，但对于中央太阳能光伏电站以及对于太阳能聚光发电，则可能是一个问题。对环境敏感的土地可能对太阳能聚光发电的许可构成一种特殊挑战。与太阳能光伏发电相比，太阳能聚光发电的一个区别是它需要一种方法来冷却工作液，而这种冷却往往涉及利用稀缺的水资源。使用当地空气作为冷却剂(干冷却)是一种可行的选择，但这可能使电厂的效率降低2%到10% [3.6.1]。

### 3.6.2 社会影响

太阳能在发展中国家的正面效益为其推广应用提供了论据。大约14亿人没有用上电。家用太阳能系统和当地太阳能光伏发电的社区电网可向许多地区提供电力，对于这些地区，与主电网连接成本高昂。电力和太阳能技术对当地居民的影响可通过一张长的重要效益清单予以说明：更换造成室内污染的煤油灯和低效率炉灶；提高室内阅读环境；减少为炊事收集薪柴的时间(从而使通常收集薪柴的妇女和儿童关注其它优先重点)；安全路灯照明；通过提供疫苗和食品制冷改善健康状况；最后是通信设备(如电视机、收音机)。所有这些都为改善人民生活带来无数效

益。[3.6.2]

创造就业是与太阳能技术相关的一个重要社会因素。分析表明，太阳能光伏发电在太阳能系列技术中具有最高的创造就业潜力。通过太阳能光伏发电，每GWh每年可创造大约0.87个就业机会，紧随其后的是太阳能聚光发电，每GWh每年可创造大约0.23个就业机会。当在适当时提出来，这些与就业有关的论据可有助于加速社会认同，并提高公众容许已发现的太阳能缺点(如视觉影响)的意识。[3.6.2]

## 3.7 技术改进和创新前景

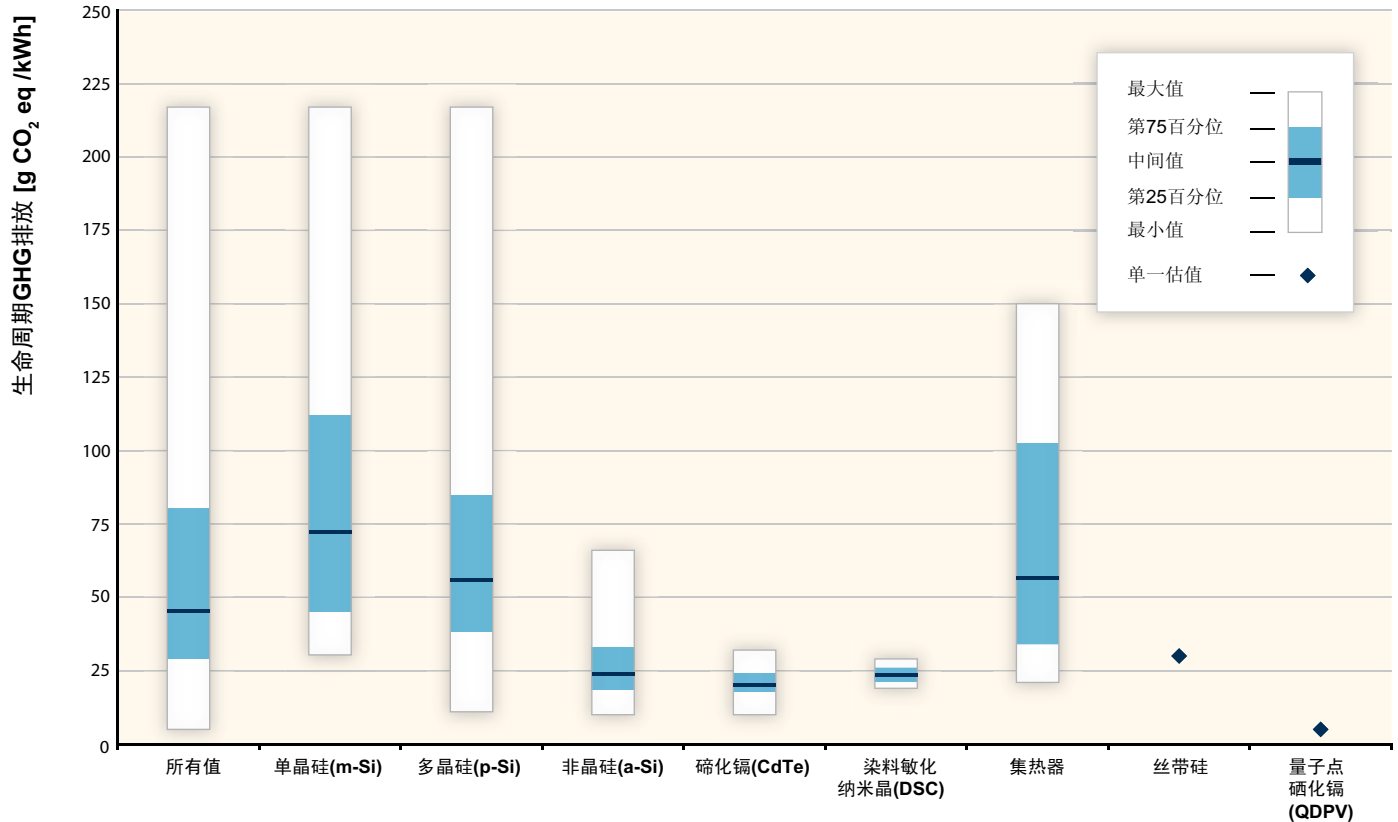
太阳热能：如果在规划的最初阶段予以融入，未来的建筑可能具有太阳能板，包括光伏发电、集热器与光伏—热能相结合(混合)，这几乎构成了所有可见屋顶和外墙部分。这些建筑不仅可通过个别建筑商/业主的个人愿望来建造，而且可以是公共政策规定的结果，至少在某些地区可行。例如欧洲太阳热能技术平台的远景是，到2030年，作为新建筑标准，建造‘主动式太阳能建筑’，平均而言主动式太阳能建筑能够满足其水加热和室内空调的所有能源需求。[3.7.2]

在强调被动式太阳能进步方面，可区分两种气候：以采暖需求为主的气候和以制冷需求为主的气候。对于前者，可以预见将更大规模地采用下列项目：真空(相对密封而言)玻璃、动态外墙夜间保温，以及可自动改变太阳能/可见光透光率并提供更好绝热的半透明玻璃系统。对于后者，期待将增加使用凉爽屋顶(即反射太阳能的浅色屋顶)、散热技术(如使用地面和水散热)、改善建筑周围小气候的各种方法，以及允许阳光进入室内但又阻止热能渗透的阳光控制装置。对于上述两种气候，预计改进的储热功能将被吸收到建材中。还预计将疏散建筑周围吸收的和/或外面空气中太阳热量的方法，或许采用积极的方法，如风扇。最后，预计设计工具将得到改进，以有助于改进上述各种不同方法。[3.7.1]

太阳能光伏发电：虽然现在太阳能光伏发电是一种比较成熟的技术，但它仍在经历性能和成本方面的迅速改进，并预计将继续取得稳步发展。在政府间合作的框架下，正在采取必要的努力，完成路线图。对于不同的太阳能光伏发电技术，四种广泛的技术类别已被确定，每一种都需要特定的研发方法：(1)晶硅片的效率、稳定性和使用寿命；(2)光伏板的生产能力和制造；(3)环境的可持续性；和(4)适用性，这些

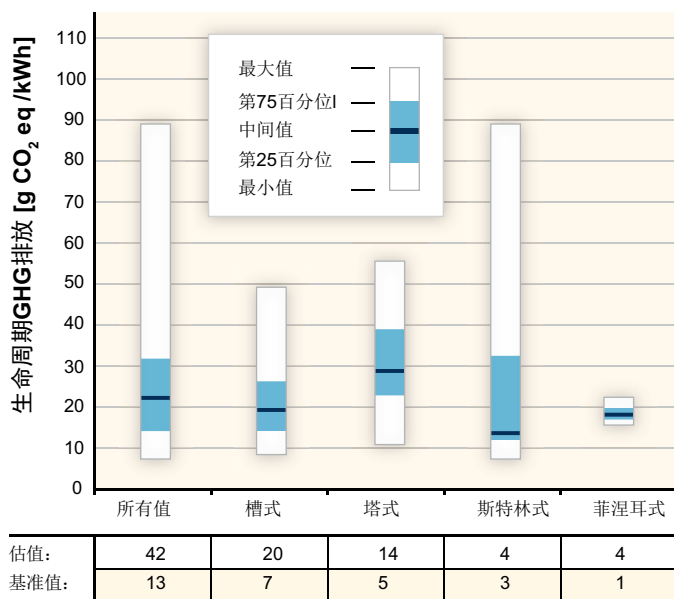


光伏技术生命周期GHG排放



\* 相同值

按技术划分的太阳能聚光发电(CSP)生命周期GHG排放



图TS.3.4: 太阳能光伏板(上)和太阳能聚光发电技术(下)在使用周期内的温室气体排放量。关于为所示估值做出贡献的文献检索和文献引用的详细信息, 见附件2。[图3.14和3.15]

均包括标准化和协调同步。展望未来, 太阳能光伏发电技术可分为三大类: 当前技术; 新兴技术, 代表中期(10至20年)时间尺度的中期风险; 以及旨在2030年及更长时期的高风险技术, 这些技术具有非凡的潜力, 但需要技术突破。新兴晶硅片的示例是小于100微米厚度的多结点、多晶硅薄膜和晶硅片。高风险晶硅片的例子是有可能大幅提高最大效率的有机太阳能硅片、仿生装置和量子点设计。最后, 关于系统平衡(BOS), 还有重要的工作要做, 其中包括转化器、存储、充电控制器、系统结构和能源网络。[3.7.3]

太阳能聚光发电: 虽然太阳能聚光发电目前在公用事业规模上是一种成熟的技术, 但技术仍在进步。随着电厂建成, 大规模生产和规模经济都导致成本降低。太阳能转换为电力的效率还有继续提高的余地, 部分途径是通过获得更高的集热器温度。为了提高温度和效率, 正在开发把石油作为导热液体的替代品, 如水(在接收器中沸腾)或熔盐, 从而允许更高的工作温度。对于中央接收器系统, 整体效率可能提高, 因

为工作温度更高，并预计进一步的各种改进将达到峰值效率(太阳能转换为电力的效率)，高达**35%**，这几乎是现有系统的两倍。反光镜槽技术将受益于太阳能选择面的不断进步，而中央接收器和碟式技术将得益于接收器/吸收器设计的改进，从而可承受聚焦点上的高强度太阳辐射。预计基建成本的降低将来自大批量生产所带来的效益、规模的经济性以及学习以往经验。[3.7.4]

**太阳能燃料生产：**利用太阳能光伏发电或太阳能聚光发电的太阳能电解可用于缝隙市用途，但它依然昂贵。正在寻求多种路径来开发降低太阳能燃料成本的技术，包括固体氧化物电解硅片、光电化学硅片(它将太阳能电解中所有步骤合并为一个单一元件)、先进的热化学过程以及光化学和光生物学过程(有时以多过程组合方式把人造仿生系统中人工光合作用与生物体中光合生物制氢相结合)。[3.7.5]

**其它未来应用潜力：**正在研究中的利用太阳热能技术发电而无中间热力循环过程的其它方法包括热电、热离子、磁流体和碱金属方法等。还提出了太空太阳能发电，其中在太空收集的太阳能通过微波被发射至地面上的接收天线。[3.7.6]

### 3.8 成本趋势

虽然太阳能成本因技术、应用、地点和其它因素的不同而有很大差异，但在过去**30**年中，成本已幅度降低，并且技术进步和扶持性公共政策将继续提供降低更多成本的潜力。持续创新程度将对太阳能推广利用水平产生重大影响。[3.7.2–3.7.5, 3.8.2–3.8.5]

**太阳热能：**关于能源服务需求，太阳能供热应用的经济性取决于系统的妥善设计，这往往涉及辅助能源的利用。例如，在中国南部一些地区，太阳能热水器(SWH)系统与传统能源相比具有成本竞争力。SWH系统一般在阳光充沛的地区更具竞争力，但在其通常较高的总体供热负荷基础上为室内供热，这一情况便出现改观。在比较寒冷的地区，基建成本可在一个较长的供热季节内分散开，那么太阳热能可变得更具竞争力。[3.8.2]

太阳热能供热系统的投资成本差异很大，取决于所用技术的复杂性以及投入运行的国家市场条件。系统安装成本各不相同，从低至**83**美元/平米的中国SWH系统，到超过**1,200**美元/平米(2005年价值)的某些室内采暖系统。平准化热量成本(LCOH)体现了投

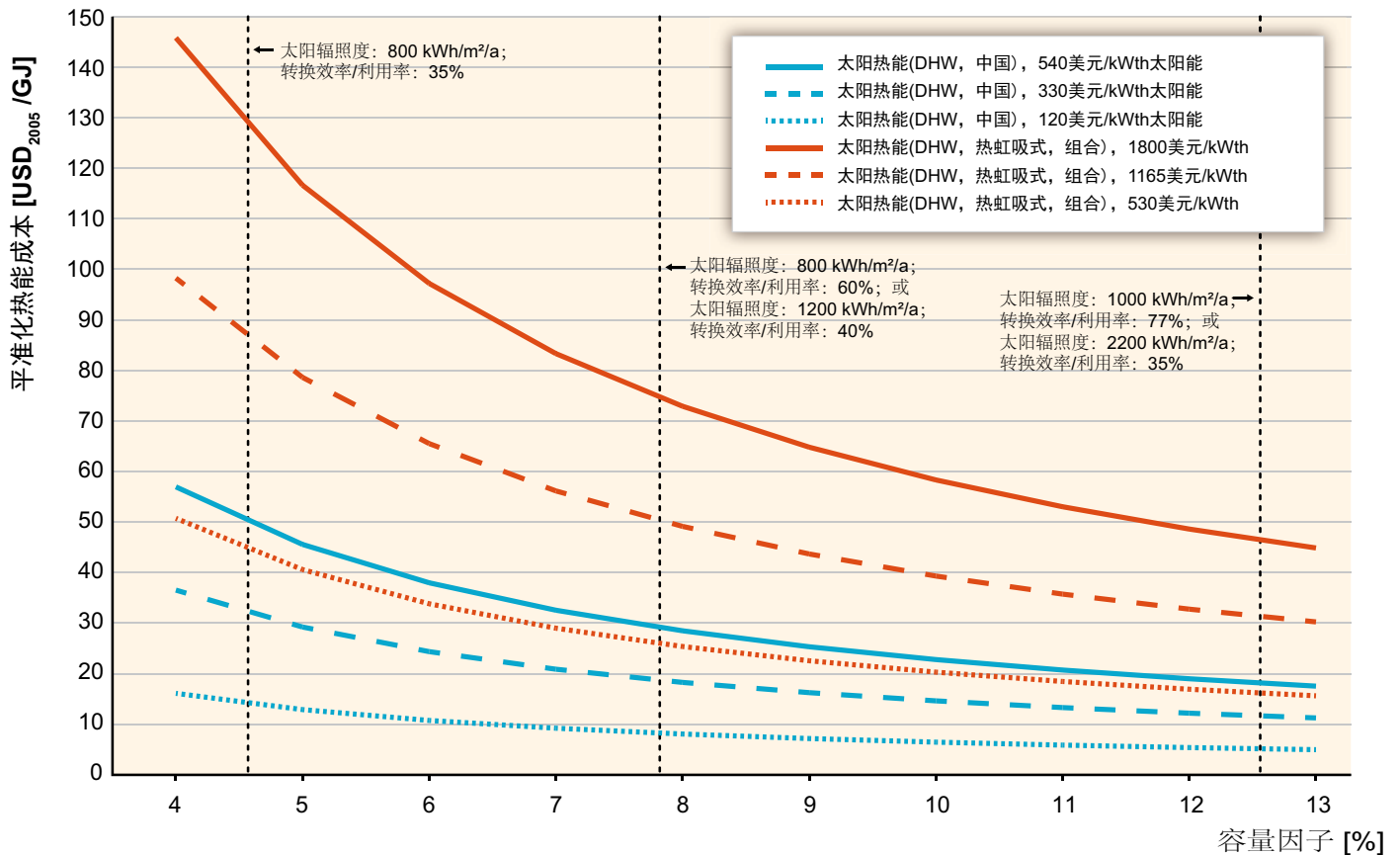
资成本的巨大差异，并取决于甚至更多的变量，包括系统的特定类型、系统投资成本、特定地点可获得的太阳辐射、系统转换效率、运行成本、系统利用战略和所采用的贴现率。基于附件2概述的标准方法以及附件3概括的成本和性能数据，根据各种系列和范围的输入参数，计算了太阳热能系统的LCOH，从**9**美元/GJ到**200**美元/GJ(2005年价值)，差异极大，但是，通过参数分析，能够估算更加具体设置的LCOH。图TS.3.5表示基于稍窄系列和范围的输入参数的LCOH。更具体而言，该图表明，对于成本区间为**1,100**美元/kW到**1,200**美元/kW的SWH系统，转换效率大约为**40%**，预计在可与欧洲中部和南部相比的地区，LCOH是从稍高于**30**美元/GJ到略低于**50**美元/GJ之间；在具有太阳辐射较少的地区，LCOH几乎高达**90**美元/GJ(2005年价值)。不足为怪，LCOH估值对图TS.3.5所示的所有参数都高度敏感，包括投资成本和容量因子。[3.8.2, 附件2, 附件3]

过去十年里，在欧洲，太阳能热水器的安装容量每增加**50%**，投资成本则下降**20%**。根据国际能源机构(IEA)，在OECD国家，进一步的成本降低将来自使用廉价的材料，改进制造流程，大批量生产，并将集热器直接融入建筑，作为多功能建筑构件和易于安装的模块系统。IEA预计OECD国家提供能源的成本最终将减少大约**70%**到**75%**。[3.8.2]

**太阳能光伏发电：**在过去**30**年中，太阳能光伏发电价格已下降了十倍；然而，目前太阳能光伏发电的平准化电力成本(LCOE)一般仍高于电力批发市场的价格。在一些应用中，与其它本地替代能源相比，太阳能光伏发电系统已具竞争力(例如在发展中国家某些农村地区的电力供应)。[3.8.3, 8.2.5, 9.3.2]

太阳能光伏发电的LCOE在很大程度上取决于单个系统光伏板成本，最大成本份额源自太阳能光伏板。LCOE还包括系统平衡部分、安装劳动力成本、运行维护(O&M)成本、地点和容量因子以及所采用的贴现率。[3.8.3]

太阳能光伏板的价格从**1980**年的**22**美元/瓦下降到**2010**年的少于**1.5**美元/瓦(2005年价值)。相应的历史学习速率在**11%**至**26%**之间，平均学习率为**20%**。以美元/瓦表示的整个系统(包括光伏板、BOS和安装成本)的价格一直在稳步下降，到**2009**年，对于某些薄膜技术，价格已低至**2.72**美元/瓦(2005年价值)。[3.8.3]



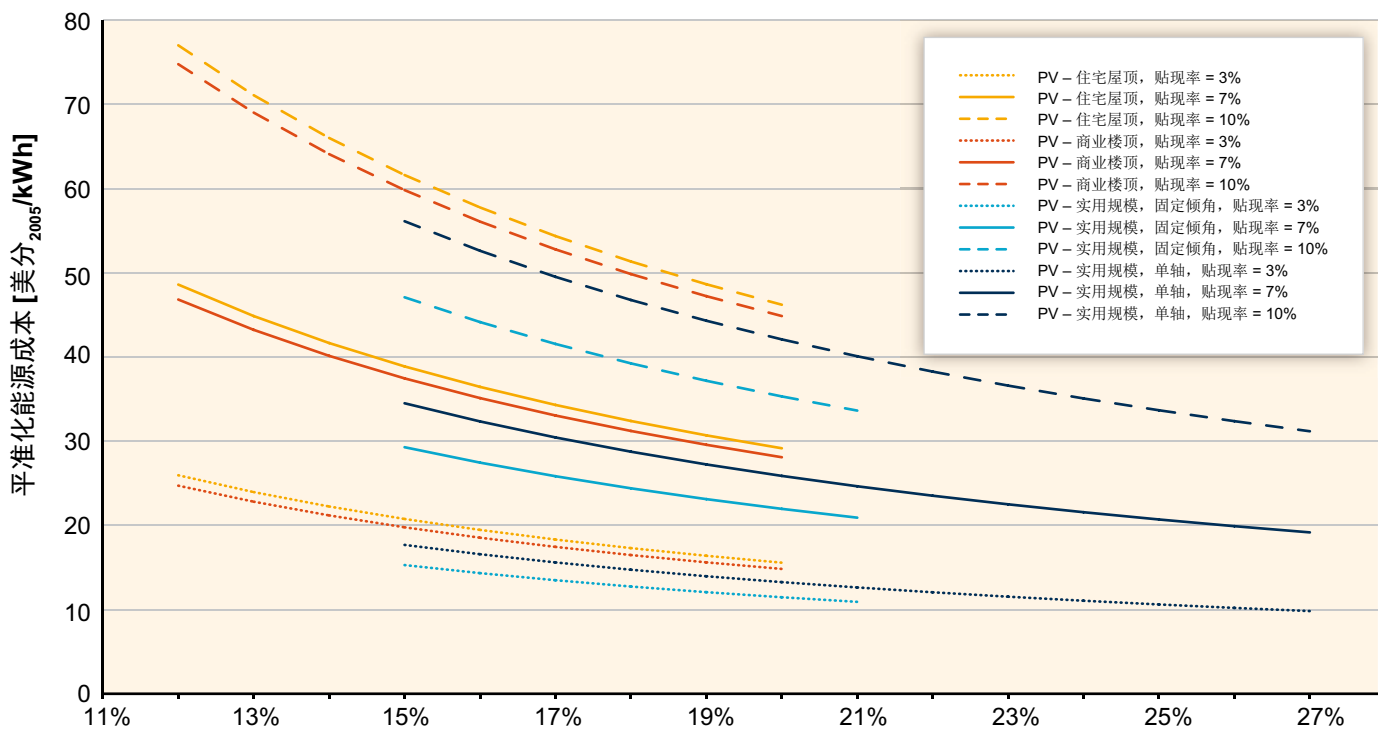
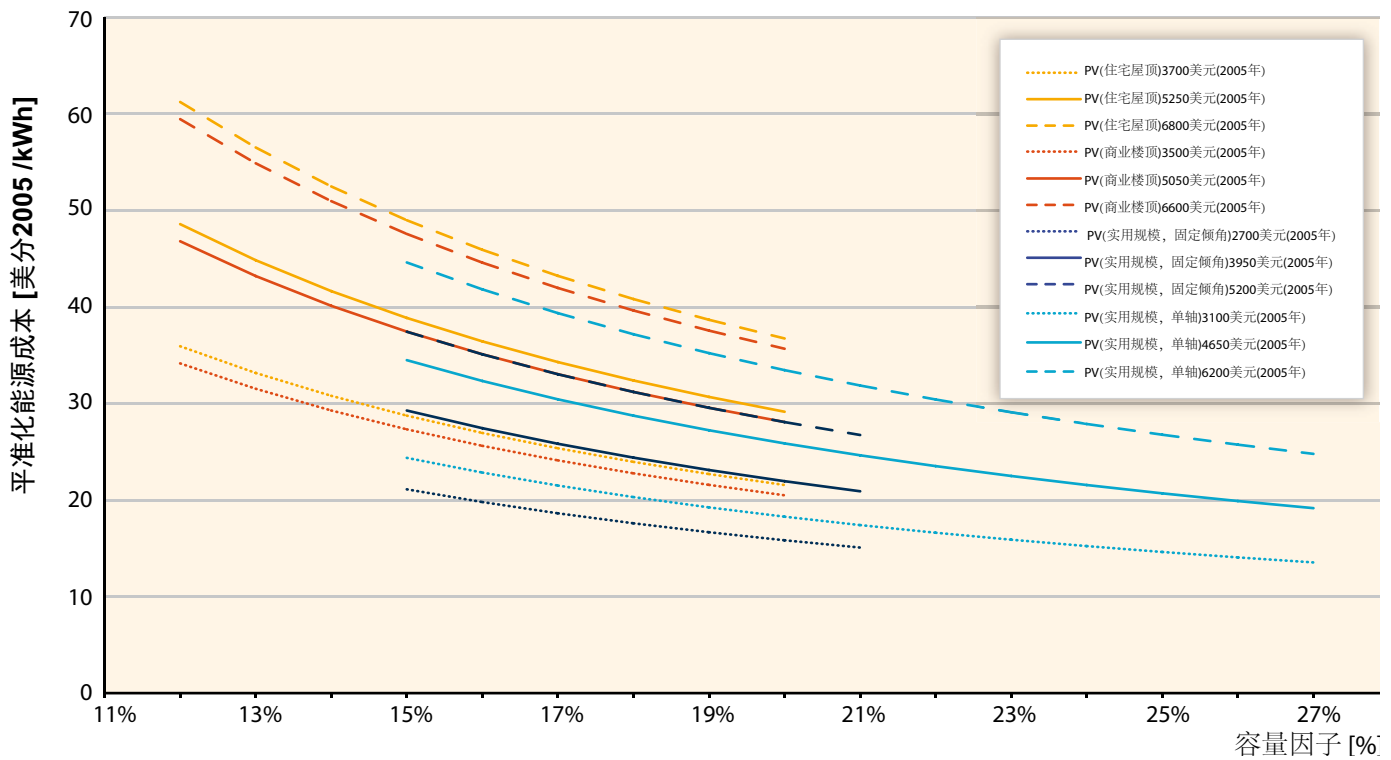
图TS.3.5: 作为容量因子的函数, 平准化热量成本对投资成本的敏感性。(假设贴现率为7%, 年度运行维护成本为5.6~14美元/kW(2005年价值), 中国家用热水(DHW)系统和OECD国家各类系统的使用寿命分别设为12.5年和20年。)[图3.16]

太阳能光伏发电的LCOE不仅取决于初期投资, 它还要考虑运行成本以及系统光伏板的使用寿命、当地太阳辐射水平和系统性能。基于附件2概述的标准化方法以及附件3总结的成本和性能数据, 计算了不同类型光伏发电系统的最新LCOE。它显示出很大的差异, 从低至0.074美元/kWh到高达0.92美元/kWh, 取决于各种系列和范围的输入参数。如果缩小参数变化范围, 并按照7%的贴现率, 在欧洲和美国的高太阳辐射地区, 2009年公用事业规模的光伏发电的LCOE区间约为0.15美元/kWh到0.4美元/kWh(2005年价值), 但可能会更低或更高, 这取决于现有的资源和其它框架条件。图TS.3.6表明太阳能光伏发电的LCOE有很大差异, 取决于系统的类型、投资成本、贴现率和容量因子。[1.3.2, 3.8.3, 10.5.1, 附件2, 附件3]

IEA预估, 到2020年, 发电成本或LCOE将实现下列目标: 在有利的2,000 kWh/kW条件(相当于22.8%的容量因子)和不太有利的1,000kWh/kW条件下, 住宅行业分别为14.5美分/kWh到28.6美分/

kWh; 公用事业部门分别为9.5美分/kWh到19美分/kWh(2005年价值)。美国能源部的目标更加雄心勃勃, 到2015年, LCOE目标为5美分/kWh到10美分/kWh(2005年价值), 这取决于终端用户。[3.8.3]

太阳能聚光发电: 太阳能聚光发电(CSP)的电力系统是一种在复杂资源和金融环境下运行的复杂技术, 因此许多因素影响LCOE。当与其它可再生能源相比时, 公布的CSP电厂的投资成本常常令人困惑, 因为不同水平的储热功能的融入增加了投资, 但也提高了电厂年产量和容量因子。对于大型先进的反光槽式电厂, 目前投资成本估计为3.82美元/瓦(无储热)到7.65美元/瓦(有储热)之间(2005年价值), 这取决于劳动力和土地成本、技术、直射辐射量和分布以及尤其是储量和太阳能场地的大小。现代CSP电厂的性能数据是有限的, 尤其是配备储热功能的电厂, 因为新电厂仅从2007年开始运行。早期无储热能力电厂的容量因子可达28%。对于现代无储热能力的电厂, 预计容量因子大约为20%到30%; 对于有储热的电厂, 可实现30%到75%的容量因子。基于附件2概述的标准方



图TS.3.6: 2008-2009年光伏发电的平准化成本: (a)作为容量因子和投资成本的函数\*,\*\*\*; 以及(b)作为容量因子和贴现率的函数\*\*,\*\*\* [图3.19]

注: \* 假设贴现率等于7%。\*\* 假设住宅屋顶系统的投资成本为5500美元/kW, 商用楼顶系统的投资成本为5150美元/kW, 公用事业规模的固定倾斜工程和单轴工程的投资成本分别为3650美元/kW和4050美元/kW。\*\*\* 假设年运行维护成本为41美元/kW到64美元/kW, 寿命为25年。

法以及附件3概括的成本和性能数据, 根据各种系列和范围的输入参数, 计算了2009年具有6小时储热能力的反光槽式太阳能电厂的LCOE, 从略高于10美分/kWh到大约30美分/kWh(2005年价值)。将贴现率限制

在10%以内, 可得到略窄的LCOE区间, 大约为20美分/kWh到30美分/kWh, 这大致与文献中提供的18美分/kWh到27美分/kWh(2005年价值)区间相一致。特定成本和性能参数, 包括采用的贴现率和容量因子,

都影响具体的LCOE估值，尽管对于其它相同条件下不同系统配置的LCOE，预计仅略有不同。[3.8.4]

除电力块外，估计CSP的学习速率为 $10\pm 5\%$ 。对于美国，到2015年具有6小时储热能力的特定LCOE目标是6美分/kWh到8美分/kWh(2005年价值)，到2020年具有12~17小时储热能力的特定LCOE目标是50美分/kWh到60美分/kWh(2005年价值)。欧盟正在寻求建立类似的目标。[3.8.4]

### 3.9 推广利用潜力

#### 3.9.1 近期(2020年)预测

表TS.3.1概括了从文献中获得的有关到2020年潜在推广利用的现有发现。表中的数据来源于如下：欧洲可再生能源理事会(EREC)—绿色和平组织(能源演变[革命]、基准和高级情景)；以及国际能源机构(IEA)(太阳能聚光发电和太阳能光伏发电技术路线图)。至于太阳热能的条目，注意这些数据并不包括被动式太阳能的贡献；虽然这项技术降低了能源需求，但它不是能源统计所考虑的供应链的一部分。[3.9]

#### 3.9.2 在碳减排背景下的长期推广利用

图TS.3.7显示了第10章描述的150多个长期模拟情景的结果。潜在的利用情景差异很大，从2050年直接太阳能发挥边际作用，到它成为能源供应的主要来源之一。虽然直接太阳能目前只提供了世界能源供应的很小一部分，但仍然无可置疑的是，这种能源是具有最大潜力的期货之一。

在使直接太阳能更加商业化并能够在全球能源市场中占有更大份额的过程中，降低成本是一个关键

问题。只有当太阳能技术成本随其学习曲线移动降低时，才能够实现，这主要取决于市场销量。此外，需要持续的研发努力，以确保学习曲线的斜率不至于过早出现平稳。推广利用太阳能的真实成本仍是一个未知数，因为目前现有的主要利用情景只考虑了单一技术。这些情景并未考虑通过一系列不同可再生能源和提高能效措施而实现可再生能源/可持续能源供应的协同效应。

推广利用潜力取决于实际资源和各种技术的具备。然而，在很大程度上，监管和法律框架能够加强或阻碍对直接太阳能用途的吸收。有关建筑朝向和绝热的最低建筑标准能够大幅减少建筑能源需求，并能够在不增加整体需求的前提下增加可再生能源供应的份额。安装太阳能及其与现有电网基础设施联网方面透明而简化的行政程序能够进一步降低与直接太阳能相关的成本。

## 4 地热能

### 4.1 引言

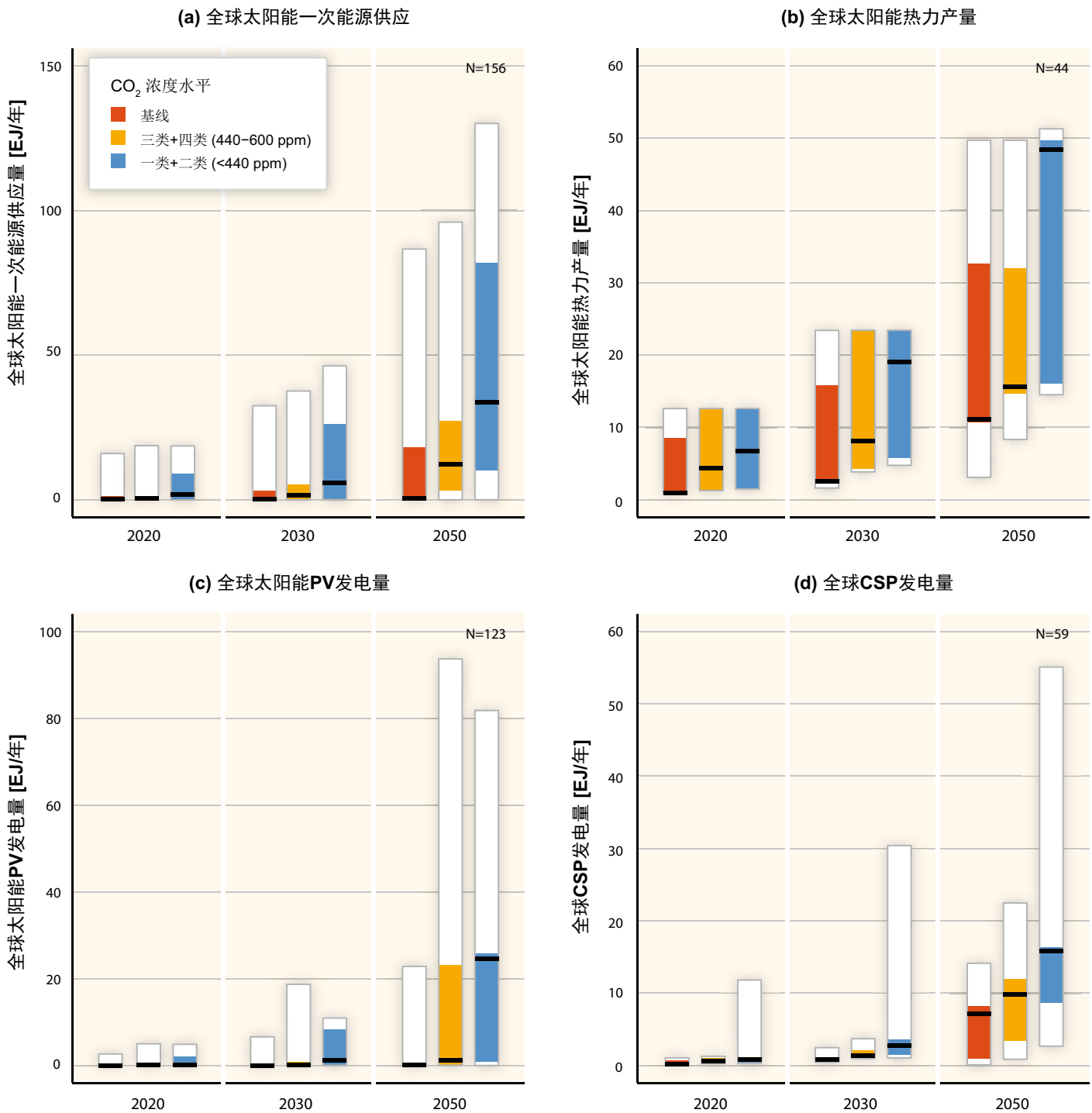
地热资源由地球内部热能构成，地热储存在岩石中和封闭的液流或液态水中，它用于热电厂发电或用于需要供热的家庭和农工等其它用途，以及用于各种热电联产。气候变化对地热能的能效无显著影响。[4.1]

地热能是一种可再生能源，因为源自某个活跃储层的封闭地热通过周围更热区域的自然产热、导热和对流的方式而源源不断地被储存起来，而且抽出的地热液流通过自然回流的方式得以回填，并可重新注入被冷却的液流。[4.1]

表TS.3.1：累计太阳能容量的演变 [表3.7]

		低温太阳热能( $\text{GW}_m$ )			太阳能光伏发电(GW)			太阳能聚光发电 (GW)		
		年份	2009	2015	2020	2009	2015	2020	2009	2015
情景名称	目前累计装机容量	180			22			0.7		
	EREC - 绿色和平组织 (基准情景)		180	230		44	80		5	12
	EREC - 绿色和平组织 (演变[革命]情景)		715	1,875		98	335		25	105
	EREC - 绿色和平组织 (高级情景)		780	2,210		108	439		30	225
	IEA路线图		无			95 <sup>1</sup>	210		无	148

注：根据2010年平均演变速率推算2020年增长率。



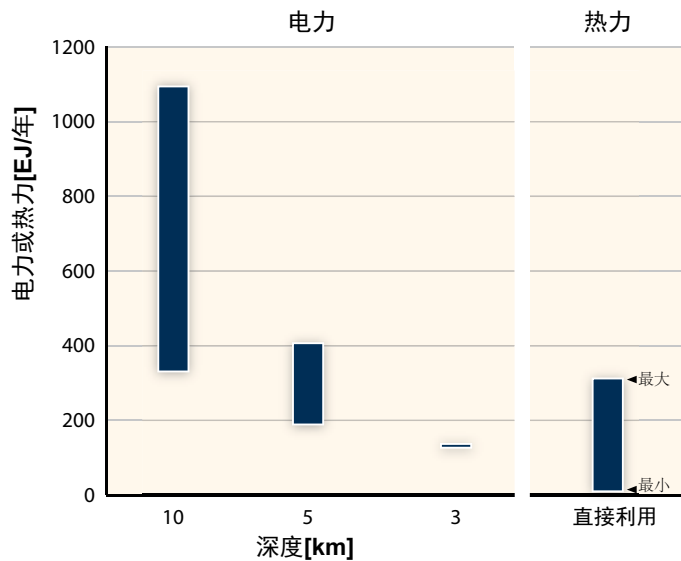
图TS.3.7: 在长期情景下全球太阳能供应量和产量(中间值, 第25个百分点到第75个百分点区间, 以及所有情景的结果; 彩色标记是基于2100年大气CO<sub>2</sub>浓度水平类别; 作为本图依据的各种情景的具体数量在右上角标出)。(a)全球太阳能一次能源供应量; (b)全球太阳能热力产量; (c)全球太阳能光伏发电量; 和(d)全球太阳能聚光发电量。[图3.22]

## 4.2 资源潜力

可从地球热干岩中获取的热储量估计在10公里深度内为110~403x10<sup>6</sup>EJ之间, 在5公里深度内为56~140 x10<sup>6</sup> EJ, 而在3公里深度内为34 x 10<sup>6</sup> EJ。采用以前按深度对地热储量估值推算的热液资源的

估值和对增强型(或工程化)地热系统的计算结果, 用于发电的地热技术潜力是在118~1460EJ/年(3公里深度)至318~1,109EJ/年(10公里深度)之间, 而直接利用地热的技术潜力是在10~312 EJ/年之间(图TS.4.1)。

[4.2.1] 表TS.4.1按区域给出了技术潜力。按区域对技



图TS.4.1: 供发电和直接利用的地热技术潜力(热量)。在超过大约3公里的各深度上, 直接利用地热通常不需要开发。[图4.2]

术潜力的细分是根据‘电力研究所’为估算每个国家的理论地热潜力所采用的方法, 然后再对国家按区域划分。因此, 目前对全球技术潜力的解聚是基于这样一些因子, 它们解释了平均地热梯度的区域差异, 并说明存在地热扩散异常或与火山活动或地球板块边界相关的高温区。把地热潜力分为发电潜力和热潜力(直接利用)具有一定的任意性, 这在于在热电联产用途中大多数高温资源可利用其中之一, 或可同时利用两者, 这取决于当地市场条件。[4.2.2]

为实现上述各项技术潜力而提取的地热可长期通过315EJ/年的大陆地热流以平均65mW/m<sup>2</sup>的通量予以填补。[4.2.1]

### 4.3 技术与应用

当前利用通过以下途径产生热流的机井和其它手段提取地热能: (a)具有天然高渗透率的各种热液储层, 或(b)具有人工液流通道的增强型或工程化地热系统(EGS)(图TS.4.2)。利用地热储层发电的技术是成熟的和可靠的, 并从最初开始运行了大约100年。利用地热热泵(GHP)为小区供热和其它用途的直接供热技术也是成熟的。用于EGS的各项技术正处在示范阶段。[4.3]

地热能产生的电力尤其适合基本负荷供电, 但还可调度并用于满足高峰用电需求。因此, 地热发电能够补充可变发电量。[4.3]

由于地热资源位于地下, 为寻找并评估地热资源已建立了各种勘探方法(包括地质、地球化学和地球物理勘探)。地球化学勘探目标是在钻井前判定各地热储层的前景并划分等级。当今, 采用类似于接近油气储层方法的常规旋转钻井法已钻出若干口地热机井, 其深度是在最深至5公里之间不等。先进的钻井技术可在高温条件下作业并具备定向钻井能力。[4.3.1]

目前投入使用的地热电厂的基本种类有凝汽式汽轮发电机组和双循环机组。凝汽式电厂可分为闪蒸式或干蒸式电厂(后者无需盐水分离, 因此电厂结构简单而且造价低)并比双循环机组更常见。这类电厂安装在现成的高温地热资源( $\geq 150^{\circ}\text{C}$ )中, 其发电能力通常是在20和110 MW之间。在双循环电厂, 地热液流经一个热力交换装置, 对另外一种低沸点工作液进行加热, 后者加热后产生蒸汽并驱动一台汽轮机。

表TS.4.1: 按IEA划定的区域各洲的地热技术潜力。[表4.3]

区域 <sup>1</sup>	在以下深度上发电技术潜力 (EJ/年):						直接利用的技术潜力 (EJ/年)	
	3公里		5公里		10公里		下限	上限
	下限	上限	下限	上限	下限	上限		
OECD北美洲	25.6	31.8	38.0	91.9	69.3	241.9	2.1	68.1
拉丁美洲	15.5	19.3	23.0	55.7	42.0	146.5	1.3	41.3
OECD欧洲	6.0	7.5	8.9	21.6	16.3	56.8	0.5	16.0
非洲	16.8	20.8	24.8	60.0	45.3	158.0	1.4	44.5
转型经济体	19.5	24.3	29.0	70.0	52.8	184.4	1.6	51.9
中东	3.7	4.6	5.5	13.4	10.1	35.2	0.3	9.9
发展中亚洲	22.9	28.5	34.2	82.4	62.1	216.9	1.8	61.0
OECD太平洋地区	7.3	9.1	10.8	26.2	19.7	68.9	0.6	19.4
<b>总计</b>	<b>117.5</b>	<b>145.9</b>	<b>174.3</b>	<b>421.0</b>	<b>317.5</b>	<b>1,108.6</b>	<b>9.5</b>	<b>312.2</b>

注1: 关于区域的定义和国家集团的划分, 见附件2。

这类电厂可使用较低温度的热液储层和EGS储层(水温一般为70°C-170°C)，而且建成后通常与若干个分别具有几兆瓦发电能力的模块机组实现连接组合。综合式或混合式电厂包括两个或多个上述基本类型，以提高灵活性、整体热能效、随负荷变化的能力，并有效地涵盖一个宽泛的地热资源温度范围。最后，热点联产电厂或CHP电厂既发电，同时又产生供直接使用的水。[4.3.3]

增强型地热系统的储层需要激活那些温度足够高的可供有效利用的地下层区。建立或增强某个含断层裂隙网络的地热储层是为了提供多条在注水井与生产井之间相互很好衔接的液流通道。在一个封闭的环路中，从流经该储层循环水中提取热量，并可用于发电和工业供热或住宅供热(见图TS.4.2)。[4.3.4]

直接利用地热为建筑(包括小区供热、鱼塘、温室大棚、浴室、健身房和游泳池)供热和制冷，为纯净水生产/海水淡化、工业热能、农产品热加工和矿物烘干供热。虽然可就GHP是否属于一种‘真正的’地热能用途这个问题存在争议，但GHP几乎在世界任何地方都能够用于供热和制冷，并可充分利用在4°C-30°C范围内的相对恒定的地下温度或地下水温。[4.3.5]

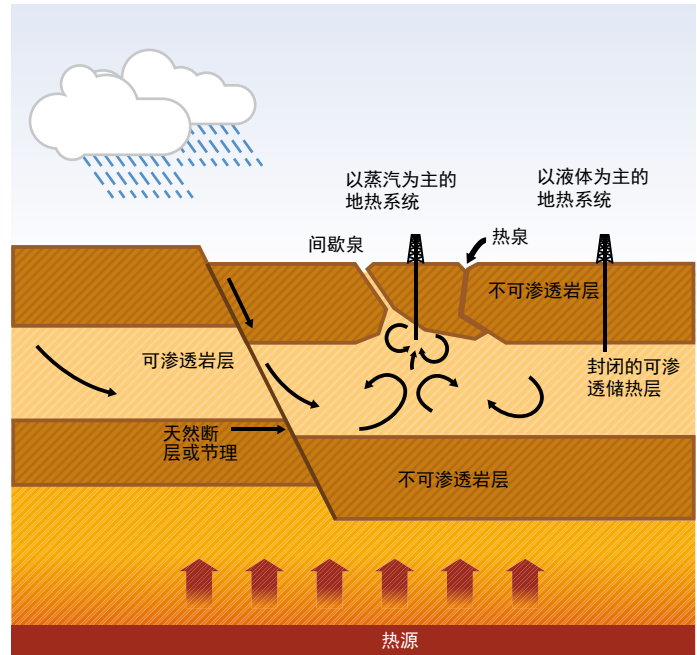
#### 4.4 全球和区域市场和工业发展的现状

近一个世纪以来，地热资源已用于发电。2009年，全球地热电力市场具有广阔的参与方，装机容量为10.7GW。2008年，24个国家的地热发电量超过了67TWh(0.24EJ)(图TS.4.3)，并在其中6个国家中，地热发电量占总电力需求的10%以上。另有50.6GW的直接地热利用设施在78个国家中运行，这些地热设施在2008年共产生了121.7TWh(0.44EJ)的热量。GHP对上述直接利用的装机容量的贡献率为70%(35.2GW)。[4.4.1, 4.4.3]

在过去五年(2005-2010年)中，地热发电装机容量的全球年平均增长率为3.7%，而过去40年(1970-2010)以来的年平均增长率为7.0%。地热直接利用的年平均增长率为12.7%(2005-2010年)，而在1975-2010年期间的年平均增长率为11%。[4.4.1]

增强型地热系统(EGS)仍处于示范阶段，法国有一个小电厂投入了运行，德国有一个试点项目。在澳大利亚，近些年来在EGS的勘探和开发方面的投资相当可观；作为复兴国家地热计划的一部分，美国最近已加大了对EGS研发和示范的支持力度。[4.4.2]

(a)



图TS.4.2a: 表示对流(热液)资源的示意图。[图4.1a]

2009年，在年度能源利用中，直接地热应用的主要类型(及其相对比例)有：建筑物的室内供热(63%)、洗浴和浴疗(25%)、园艺花卉养殖(温室和土壤加热)(5%)、工业流程供热和农业烘干(3%)、水产养殖(养鱼业)(3%)和融化积雪(1%)。[4.4.3]

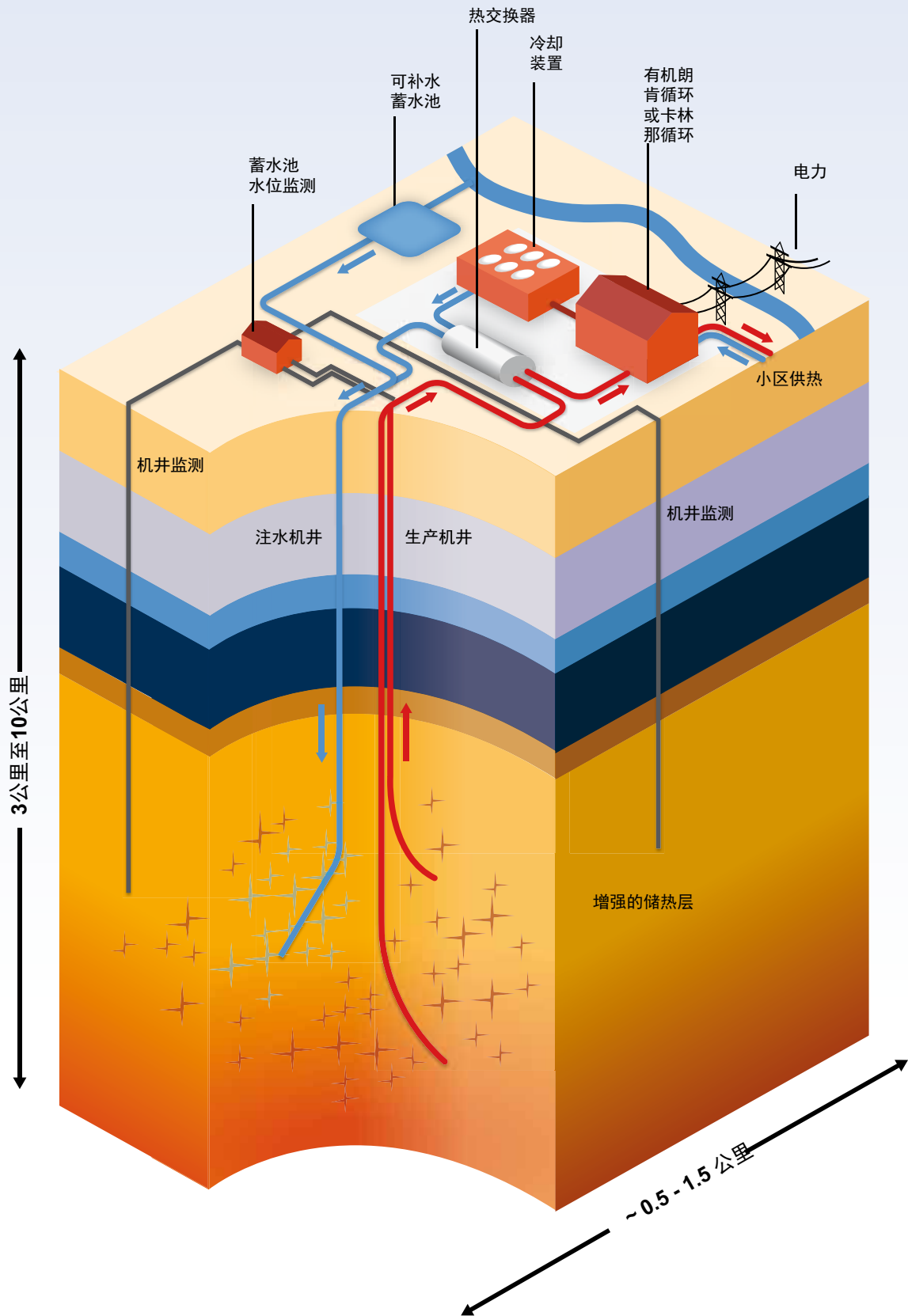
为使地热在减缓气候变化方面发挥其最大潜能，有必要克服各种技术和非技术障碍。针对地热技术出台政策措施可有助于克服这些障碍。[4.4.4]

#### 4.5 环境和社会影响

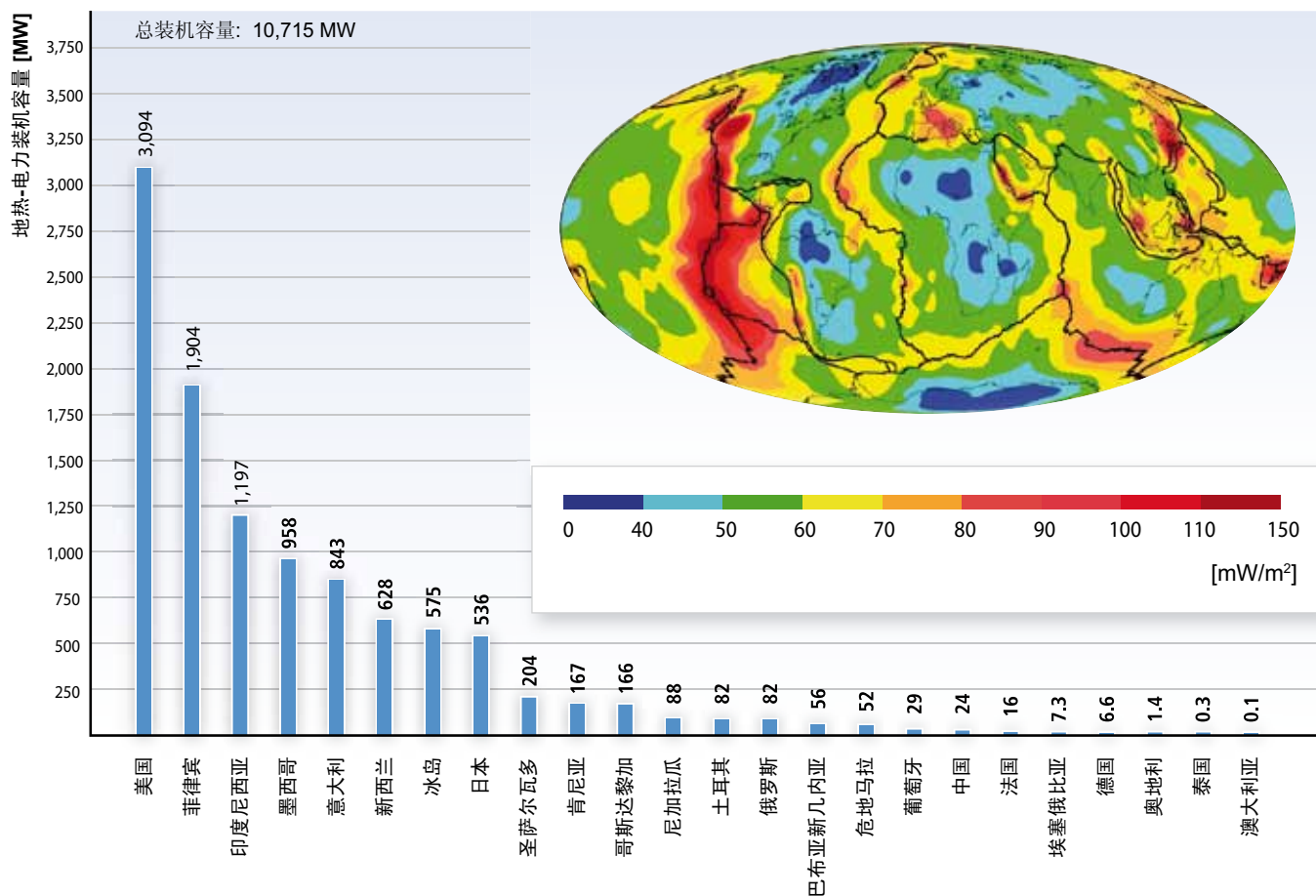
与地热能有关的环境和社会影响的确存在，典型影响是与具体场地和具体技术有关。通常，这些影响是可管理的，而负面环境影响不大。地热作业产生的主要温室气体排放是CO<sub>2</sub>，虽然通过燃烧并不产生CO<sub>2</sub>，但自然源却排放CO<sub>2</sub>。对2001年运行的一些地热电厂开展的一次调查发现CO<sub>2</sub>直接排放率中存在宽离散度，离散值在4-740 g/kWhe 不等，这取决于技术的设计和地下储层中地热流成分。直接利用地热的CO<sub>2</sub>直接排放可忽略不计，而增强型地热系统电厂有可能被设计成直接排放为零的液态闭路循环系统。根据对整个使用寿命期的评估，预计地热电厂的CO<sub>2</sub>-当量排放小于50g/kWh；增强型地热系统的CO<sub>2</sub>-当量排放预估小于80g/kWh；小区供热系统和热电联产



(b)



图TS.4.2b 导热式(增强型地热系统)资源(右图)的示意图。[图4.1b]



图TS.4.3: 2009年按国家排序的地热发电装机容量。图中给出了世界平均地热流量(单位: mW/m<sup>2</sup>)和各大板块的边界[图4.5]

的CO<sub>2</sub>-当量排放是在14~202g/kWh之间。[4.5, 4.5.1, 4.5.2]

与地热项目相关的环境影响涉及考虑建设和运行阶段内局地空气、土地和水利用等一系列影响,对于大多数能源项目是共同因素而对于地热能又是特定因素。地热系统涉及自然现象,而最典型的是排放与具有地表特征的蒸汽相混合的各类气体和热泉溶解于水中的多种矿物质。有些气体也许具有危险性,但一般在生产过程中可处理或监测这些气体。过去,更普遍的做法是对被分离出的水在地面进行处理,但当前这仅发生在一些例外的环境中。地热盐水通常被重新注入地下储层,以保持储层的压力并可避免不利的环境影响。如果处理时大大超出热泉自然流速,如果处理后的水未经充分稀释,那么地面水处理可对江河、湖泊的生态或海洋环境带来不利影响。[4.5.3.1]

在地热现场作业也许会进一步影响自然现象引发的局地危害,诸如轻微地震、热液蒸汽喷发和地面下沉等。在地热开发的100年期间,地热作业区或当地社区内的建筑或结构从未因地热生产或注水活动引起的浅层地震而受到明显损坏。一些增强型地热系统示

范项目,特别是在欧洲有人居住的地区已引起社会的反对。向地下高温岩层高压注入冷水的过程可产生小地震事件。所引发的地震事件范围不大,不足以对人类造成伤害或对财产造成重大损失,但对这类问题的妥善管理将是朝着未来促进大幅度推广增强型地热系统项目的方向迈出了重要一步。[4.5.3.2]

用地需求是在160~290米<sup>2</sup>/GWh/年之间不等,但不包括机井用地,若包括机井用地,最高可达900米<sup>2</sup>/GWh/年。地热对用地的具体影响包括对醒目的自然特征的影响,如喷泉、间歇泉和喷气泉等。在许多地点(如在日本、美国和新西兰)用地问题可对进一步扩大地热开发构成一个严重制约。[4.5.3.3]

与地热资源抵消的能源利用相比,地热资源也具有显著的环境优势。[4.5.1]

#### 4.6 技术改进、创新和融入的前景

地热资源能够融入所有各类供电系统,其系统规模大到洲际互联电网,小到和孤立的村落或自维持建筑的现场利用。由于地热能一般提供基本负荷发电,

因此一些新电厂并入现有电力系统并非是一项重大挑战。对于地热的直接利用,始终未发现有融入问题,而对于供热和制冷,地热能(包括热电联产)在家庭、社区和小区范围内已普遍推广。本摘要第8章更深入地探讨了各种融入问题。[4.6]

技术改进和创新的几种前景表明能够降低地热能生产成本并带来更高的能源回报率、更长的地热场地和电厂使用寿命期和更高的可靠性。先进的地热勘查、地下注水优化、防垢和防腐蚀措施和更出色的地热储层模拟模型将有助于通过与可持续热产能更好配套的装机容量降低各种地热资源风险。[4.6]

在勘探过程中,为了发现暗藏的地热系统(如无地表现露),并为了探明增强型地热系统的前景,需要开展研发(R&D)。快速地热勘查工具的细化和普遍使用(诸如卫星和飞机超光谱、热红外线、高分辨率全色和雷达等传感器)可使勘探工作更富有成效。[4.6.1]

为当钻透坚硬岩石时提高穿透率,以及为了开发先进的小口径钻井能力,需要开展钻井技术和机井建造技术的专业研究工作,其一般性目标是降低成本并延长地热生产设施的使用寿命。[4.6.1]

地热电厂和地热直接利用的各系统组成部分的效率依然能够有待继续提高,而且重要的是开发出一些能够更有效地利用已产生的地热流中热能的转换系统。另一种可能性是利用适合的并具有为发电提供地热能的油气井。[4.6.2]

当前,增强型地热系统项目处于示范和试验阶段。增强型地热系统需要采用一些创新的方法,通过液压方式激活注水机井和生产机井之间的联通性,以达到各项持续商业生产率,同时降低地震危害风险,并改进能够可靠预测地下流体与地热储层岩之间化学反应的数值模拟和评估方法。还正在探讨把CO<sub>2</sub>用作地热储层中一种工作流体的可能性,特别是在增强型地热系统系统内,因为这种流体可为提高地热能利用的效果,以及为除了用无碳可再生热能发电外还减少CO<sub>2</sub>排放提供了一种途径。[4.6.3]

当前尚无可用于开采海底地热资源的技术,但在理论上能够直接利用海水热泉发电。[4.6.4]

## 4.7 成本趋势

由于需要钻井和兴建电厂,地热项目通常具有高昂的前期投资成本以及相对低廉的运营成本。虽然

成本因项目不同差异很大,但利用地热资源电厂的LCOE通常在目前的电力市场上具有竞争力;对于地热的直接利用也是如此。增强型地热系统电厂仍处于示范阶段,但增强型地热系统成本的估计值高于地热储层直接利用的成本。[4.7]

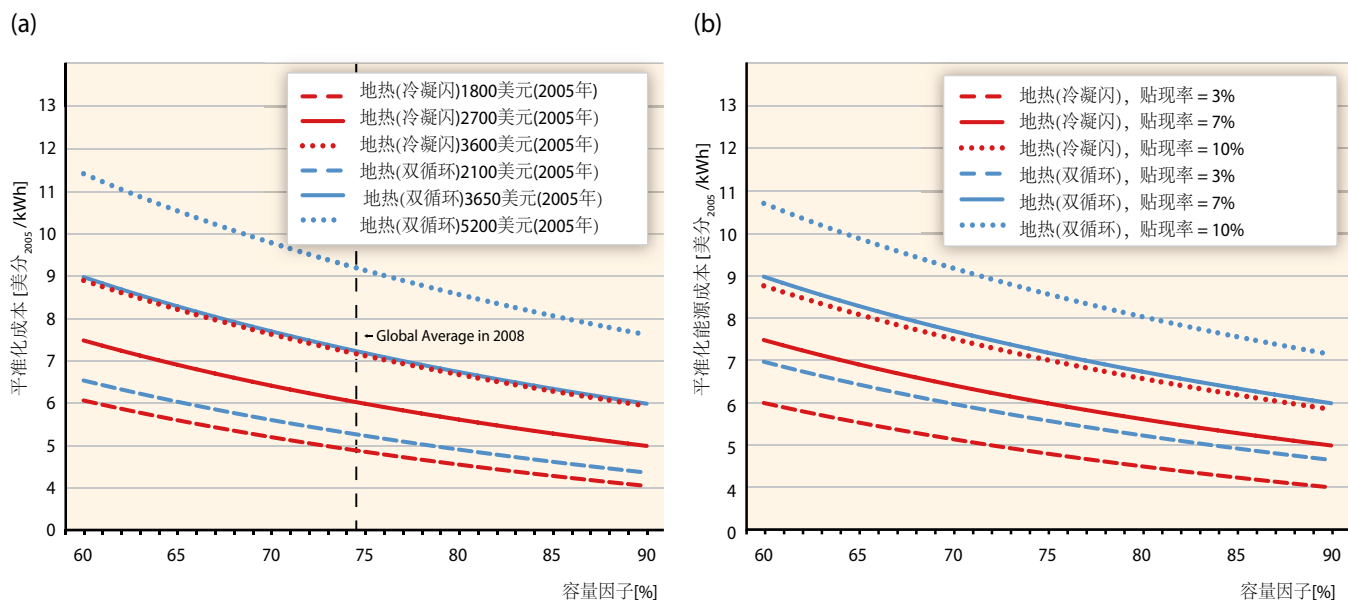
典型地热发电项目的投资成本包括:(1)勘探和资源确认(总成本的10%到15%);(2)生产机井和注水机井(总成本的20%到35%);(3)地面设施和基础设施(总成本的10%~20%);以及(4)电厂(总成本的40%~81%)。在全球范围内,当前投资成本在1,800美元/kW至5,200美元/kW(2005年价值)之间不等。[4.7.1]

地热电力运行维护(O&M)成本,包括后备机井(即取代废机井和恢复生产或注水能力的新机井),据计算为152~187美元/kW/年(2005年价值),但在某些国家,该成本可低得多(如在新西兰成本为117美元/kW/年)。[4.7.2]

电厂使用寿命和利用率也是重要的经济参数。2008年,现有地热电厂的全球平均利用率为74.5%,其中90%以上是新近安装的设施。[4.7.3]

根据附件2概述的标准方法和附件3概括的成本和性能数据以及各类输入参数,计算了地热热液项目的LCOE,从3.1~17美分/kWh(2005年价值),取决于特定类别的技术和项目的具体情况。如图TS.4.4所示,采用了较窄系列和范围的参数,并按7%的贴现率计算,最近安装的以全球平均利用率74.5%(并在[4.7.4]节所述的其它条件下)运行的“绿色场地”热液项目的LCOE区间是从冷凝闪蒸电厂的4.9~7.2美分/kWh到双循环电厂的5.3~9.2美分/kWh(2005年价值)。所显示的LCOE随着利用率、投资成本和贴现率而发生显著变化。目前没有增强型地热系统的LCOE数据,但利用具有不同温度和深度的几个个例的不同模型进行了一些预测,例如,对于相对先进的增强型地热系统资源,LCOE为10~17.5美分/kWh(2005年价值)。[1.3.2, 4.7.4, 10.5.1, 附件2, 附件3]

来自设计变更和技术进步的可能成本降低的估计值只有依靠地热过程价值链的专业知识,因为所发表的学习曲线研究是有限的。设计的工程改进和地热储层的刺激以及在材料、运行和维护方面的改进预计在短期内对低平准化热发电成本(LCOE)的影响最大,例如,导致更高的利用率,并减少钻井成本对整体投资成本的贡献。对于2020年的绿色原野项目,假定全球平均利用率为80%,使用寿命期为27.5年,贴现



图TS.4.4: 2008年平准化地热发电成本: (1)随利用率和成本变化\*,\*\*\*; 以及(2)随利用率和贴现率变化\*\*,\*\*\*。[图4.8]

注: \* 假设贴现率等于7%。\*\* 假设冷凝闪蒸电厂和双循环电厂投资成本分别为2,700美元/kW和3,650美元/kW(2005年)。\*\*\* 假设年运行维护成本为170美元/kW, 使用寿命期为27.5年。

率为7%，所预测的全球平均LCOE从冷凝闪蒸电厂的4.5~6.6美分/kWh到双循环电厂的4.9~8.6美分/kWh(2005年)之间。因此，预计到2020年，对于地热冷凝闪蒸电厂和双循环电厂，全球平均的LCOE大约下降7%。预计增强型地热系统的未来成本也将降至较低水平。[4.7.5]

直接利用项目的平准化热能成本(LCOH)区间很大，取决于具体用途、温度和所需流速，并与运行维护和劳动力成本以及所生产的产品产量有关。此外，新建筑成本通常小于翻新旧结构的成本。表TS.4.2给出的成本是基于美国或欧洲北半部地区的典型气候。对于更偏北地区的气候(如冰岛、斯堪的纳维亚和俄罗斯)，供热负荷将更高。大多数成本值是基于美国的成本，但在其它发达国家成本类似，在发展中国家成本较低。[4.7.6]

工业应用更难以量化，因为差异很大，这取决于能源需求和生产的产品。这些工厂通常需要较高的温度，并且经常与电厂利用竞争；但它们的确具有0.4~0.7的高负荷因子，从而提高了经济效益。工业应用各不相同，从大型粮食、木材和矿物烘干工厂(美国和新西兰)到纸浆和造纸厂(新西兰)。[4.7.6]

#### 4.8 推广利用潜力

地热能可为近期和长期碳减排做出贡献。2008

年，全球地热能利用仅占全球一次能源供应量的0.1%。但到2050年，地热可满足大约3%的全球电力需求和5%的全球供热和制冷需求。[4.8]

考虑到在全世界正在建设或规划的地热发电项目，地热装机容量预计到2015年将达到18.5GW。实际上，预计到2015年并网的所有新电厂都将是冷凝闪蒸和二次利用热液资源，并加上来自加强型地热系统项目的小贡献。地热直接利用(包括热电联产的热应用)预计将以相同的历史年增长率(1975~2010年之间为11%)达到85.2GW。到2015年，发电总量可达121.6TWh/年(0.44EJ/年)，而直接产生的热量可达224TWh/年(0.8EJ/年)，关于区域划分，见表TS.4.3。[4.8.1]

在技术本摘要第10章中提到地热能长期利用潜力是根据众多基于模型的情景作出的全面评估，涉及范围宽泛。根据《第四次评估报告》的基准情景(>600 ppmCO<sub>2</sub>)、440~600 ppm(三类和四类)以及<440 ppm(一类和二类)，三种温室气体浓度稳定区间情景中间值是从2020年的0.39~0.71EJ/年，到2030年的0.22~1.28 EJ/年，再到2050年的1.16~3.85 EJ/年。

碳政策可能成为未来地热开发的主要驱动因素之一，并且在最有利的温室气体浓度稳定政策(<440 ppm)下，2020年、2030年和2050年地热利用可能显著高于上述中间值。通过根据2015年估

表TS.4.2: 几项地热直接利用投资成本和计算的平准化热能成本(LCOH)[表4.8]

热能应用	投资成本 (2005年美元/kW)	按以下折扣率的LCOH(2005年美元/GJ)		
		3%	7%	10%
室内加热(建筑物)	1,600–3,940	20–50	24–65	28–77
室内加热(行政区)	570–1,570	12–24	14–31	15–38
温室大棚	500–1,000	7.7–13	8.6–14	9.3–16
无遮盖水产养殖池塘	50–100	8.5–11	8.6–12	8.6–12
热电联产(住宅及商业)	940–3,750	14–42	17–56	19–68

表TS.4.3: 当前的和预测的地热发电和直接利用(热)的区域装机容量, 以及预测的到2015年产生的电力和热量 [表4.9]

区域 <sup>1</sup>	当前容量(2010年)		预测容量(2015年)		发电量和热产量预测(2015年)	
	直接(GW <sub>th</sub> )	电力(GW <sub>e</sub> )	直接(GW <sub>th</sub> )	电力(GW <sub>e</sub> )	直接(TW <sub>th</sub> )	电力(TWh <sub>e</sub> )
北美OECD国家	13.9	4.1	27.5	6.5	72.3	43.1
拉丁美洲	0.8	0.5	1.1	1.1	2.9	7.2
OECD欧洲国家	20.4	1.6	32.8	2.1	86.1	13.9
非洲	0.1	0.2	2.2	0.6	5.8	3.8
经济转型国家	1.1	0.1	1.6	0.2	4.3	1.3
中东	2.4	0	2.8	0	7.3	0
亚洲发展中国家	9.2	3.2	14.0	6.1	36.7	40.4
OECD 太平洋国家	2.8	1.2	3.3	1.8	8.7	11.9
<b>总计</b>	<b>50.6</b>	<b>10.7</b>	<b>85.2</b>	<b>18.5</b>	<b>224.0</b>	<b>121.6</b>

注: 1关于区域和国家集团的定义, 见附件2。2010~2015年电力和直接利用的平均年增长率估值分别为11.5%和11%。假设到2015年全球平均利用率为75%(电力)和30%(直接利用)。

表TS.4.4: 2020年-2050年期间供发电和直接利用的地热利用潜力 [表4.10]

年	用途	容量 <sup>1</sup> (GW)	发电量 (TWh/年)	产热量 (EJ/年)	总计 (EJ/年)
2020	发电	25.9	181.8	0.65	2.01
	直接利用	143.6	377.5	1.36	
2030	发电	51.0	380.0	1.37	5.23
	直接利用	407.8	1,071.7	3.86	
2050	发电	150.0	1,182.8	4.26	11.83
	直接利用	800.0	2,102.3	7.57	

注: 1:2020年和2030年装机容量是按7%(发电)和11%(直接利用)的年增长率, 并按2015年估值外推得出的; 2050年装机容量则是第4章引用的各预估值的中间值。发电量是按全球平均80%(2010年)、85%(2030年)和90%(2050年)的电力和30%的直接利用率估算的。

计值预测地热发电(7%)和直接利用(11%)的历史平均年增长率, 2020年和2030年发电和直接利用地热的装机容量可能如表TS.4.4所示。到2050年, 供发电的地热容量将高达150GW(其中一半由增强型地热系统电厂组成), 直接利用的容量将高达800GW(表TS.4.4)。[4.8.2]

即使是地热能对全球一次能源供应的长期贡献最高估值(2050年为52.5 EJ/年)均位于技术潜力区间(118~1109 EJ/年的电力和10~312 EJ/年的直接利用)之内, 甚至位于热液资源区间的上限(28.4~56.8

EJ/年)。因此, 至少在全球范围内, 技术潜力不可能成为实现更加雄心勃勃的地热利用(发电和直接利用)水平的一个障碍。[4.8.2]

有证据表明, 地热供应可满足根据大约120个能源和温室气体减排情景得出的预估上限。凭借其天然储热能力, 地热特别适合提供基本负荷电力。考虑到其技术潜力和可能的推广利用, 到2050年, 地热能可满足大约3%的全球电力需求, 并且还有可能满足大约5%的全球供热和制冷需求。[4.8.3]

## 5 水电

### 5.1 引言

水电是一种可再生能源，它能够通过从高处向低处流动的水产生电力。它是一种得到证明的、成熟的、可预测的和具有成本竞争力的技术。2000多年前希腊人就开始利用水落差产生机械动力这一古老的工具提供各种服务。世界上第一个12.5千瓦的水电站于1882年9月30日在美国威斯康星州阿普尔顿瓦尔肯大街的福克斯河上投入运行。虽然目前水电在全球能源供应中的主要作用是提供集中式发电，但水电厂也在孤立的和独立的供应系统中运行，而且通常位于农村和偏远地区。[5.1]

### 5.2 资源潜力

每年全球水力发电的技术潜力为14,576 TWh(52.47EJ)，估计总潜在容量为3721GW，这相当于当前全球水电装机容量的4倍(图TS.5.1)。欧洲未开发的容量约为47%，非洲约92%，这表明全球水电开发的机会很多，而且分布广(见表TS.5.1)。亚洲和拉丁美洲拥有最大的技术潜力和最大的未开发资源。非洲尚未开发的潜在总量最高。[5.2.1]

值得注意的是，北美、拉丁美洲、欧洲和亚洲的水电总装机容量处于同一量级，而非洲和澳大拉西亚/大洋洲则小一个量级，原因是非洲不够发达，而澳大拉西亚/大洋洲则是由于规模、气候和地形的原因。全球水电厂的平均容量因子为44%。容量因子能够成为表示水电如何在能源结构中利用的指标(如调峰与基本负荷发电)或可用水量，或者能够通过设备更新和运行优化的方式增加发电量。[5.2.1]

由于气候变化，水电资源的潜力可能发生变化。根据迄今为止有限的研究结果，预计气候变化对当前全球水电系统将带来略微正面的影响，即使各国家和地区在降水和径流方面可能发生显著的正面或负面变化。在SRESA1B情景下，在2050年亚洲年发电能力可能增加2.7TWh(9.72PJ)，而欧洲则可能下降0.8TWh。在其它区域，变化可能更小。虽然为减少这些预估的不确定性仍需要开展更多的研究，但气候变化引起现有全球水电生产系统的变化估计小于0.1%

[5.2.2]。

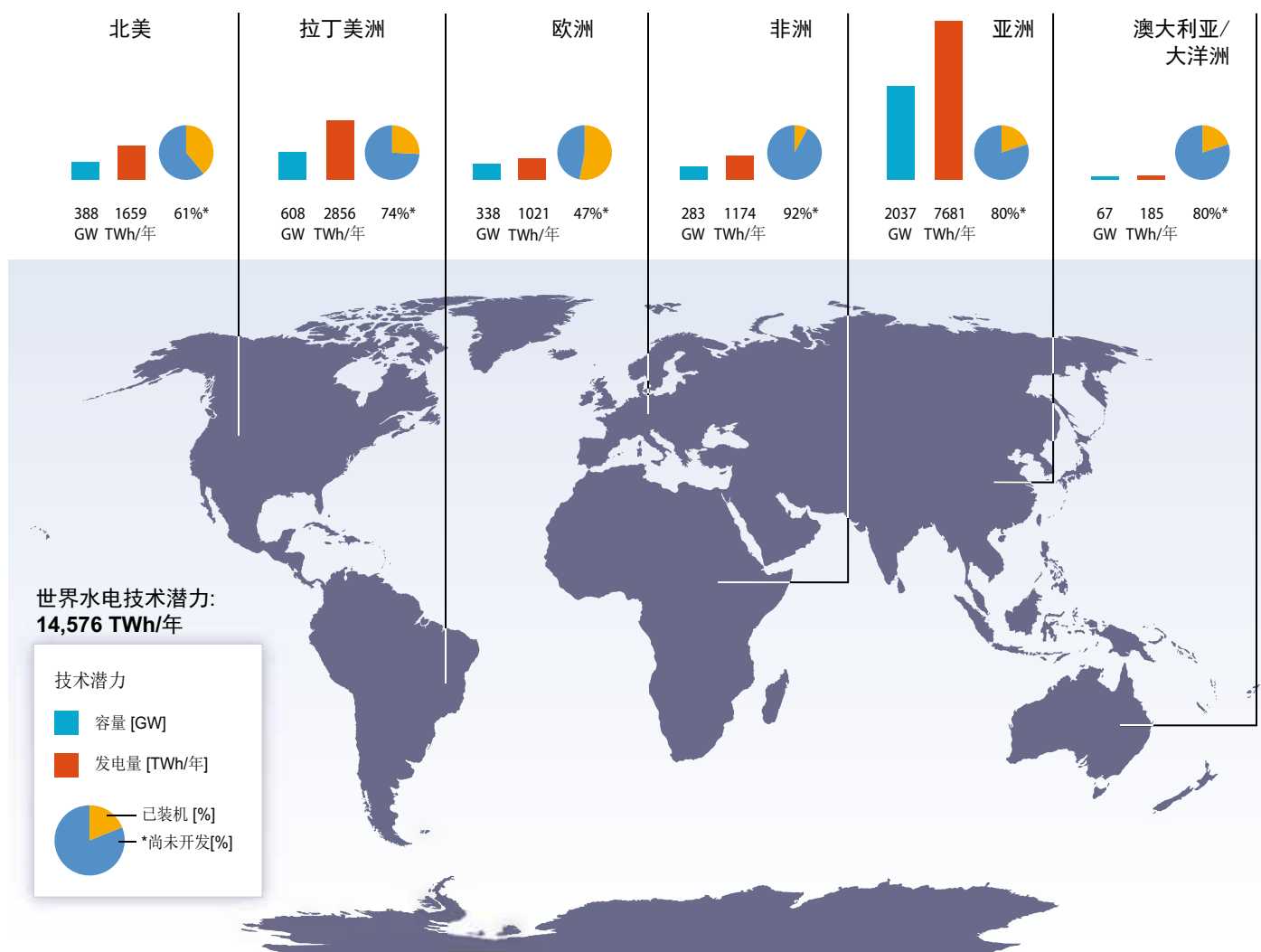
### 5.3 技术与应用

水电项目的设计通常旨在满足特定的需求和具体的场地条件，并按项目类型、水头落差(即高于涡轮机的水面垂直高度)或按用途(单一或多用途)分类。规模类别(装机容量)是基于国家定义，并因政策的不同而在全世界范围内各异。作为分类标准的装机容量与高于或低于兆瓦规模的所有水电厂(HPP)的一般共同特性之间没有立竿见影的直接联系。总之，按大小分类的做法虽然普遍而且管理简单，但在一定程度上具有随意性：诸如‘小’或‘大’水电等一般性概念在技术或科学上不是有关影响、经济学或特征的严谨指标。对水电项目的可持续性 or 经济性能开展评估也许更实用，因此可制定更现实的指标。开发大小不等的水电项目所产生的累积相关环境和社会影响尚不明朗，并取决于具体情况。[5.3.1]

水力发电厂分三种主要项目类型：径流式(ROR)、蓄水式和抽水蓄能式。径流式水电厂的进水池不大，且无蓄水能力。因此，电力生产随水系的水循环过程而开展。由于可用水量的变化，径流式水电厂的发电量也随之变化，因此这类电厂也许随小川流的变化运行或作为大河上基本负荷电厂运行。大规模径流式水电厂调节水流量的能力有限，而且如果这类电厂在上游的蓄水电站联合运行，它们也许有助于提高各类水电厂的总体调控和平衡能力。第四类是欠成熟的内流(流体动力)技术，其各项功能类似于径流式电厂，但无任何调控。[5.3.2]

与水库配套的水电项目(蓄水式水电)提供广泛的能源服务，如基本负荷、高峰用电和电能储存，并发挥对其它能源的调节作用。此外，水电项目还经常提供超出能源行业以外的服务，包括防洪、供水、航运、旅游和灌溉。抽水蓄能式电厂以蓄水作为发电水源。通过改变水流方向，能够根据需要生产电能，且响应非常迅速。抽水蓄能式电站是现有电网储能容量最大的形式。[5.3.2.2-5.3.2.3]

需要认识泥沙输送和水库泥沙沉积问题，因为它们对水电厂的性能具有一系列负面影响：水库蓄水随时间推移而枯竭、下游退化加剧、水库上游的洪水风险加大、因涡轮机效率降低而造成发电损耗、维修和维护频率增加并涡轮机使用寿命缩短，以及发电规律



图TS.5.1: 2009年各区域的水电技术潜力(年发电量、装机容量和未开发技术潜力百分比)。[图5.2]

表TS.5.1: 区域水电的技术潜力(按年发电量和装机容量(GW)表示); 截止2009年当前发电量、装机容量、平均容量因子和最终未开发的潜力。[表5.1]

区域名称	技术潜力、年发电量TWh/年 (EJ/年)	技术潜力、装机容量 (GW)	2009年发电总量	2009年装机容量 (GW)	未开发的潜力 (%)	区域平均容量因子 (%)
北美洲	1,659 (5.971)	388	□EJ/□□	153	61	47
拉丁美洲	2,856 (10.283)	608	732 (2.635)	156	74	54
欧洲	1,021 (3.675)	338	542 (1.951)	179	47	35
非洲	1,174 (4.226)	283	98 (0.351)	23	92	47
亚洲	7,681 (27.651)	2,037	1,514 (5.451)	402	80	43
澳大拉西亚/大洋洲	185 (0.666)	67	37 (0.134)	13	80	32
全世界	14,576 (52.470)	3,721	3,551 (12.783)	926	75	44

下降。通过土地利用政策和保护植被覆盖，最终可控制泥沙沉积问题。在所有已知能源中水电的转换效率最高(从水到电力并网的转换效率大约为90%)和很高的能源投资回报率。[5.3.3]

水力发电厂的使用寿命通常为40-80年。与土木

结构(一般为30-40年)相比，电子机械部件和控制设备磨损较快，之后就需要翻新。水电厂的升级/改进需要采取一种系统性方法，因为在决定行动过程中有许多发挥重要作用的因素(液压、机械、电气和经济)。从技术经济观点出发，升级时应与翻新和现代化措施一

并考虑。能够利用性能提高的发电设备进行改造，往往是为了满足市场对更灵活的调峰运行方式的需求。到2030-2040年需要对当前(2010年)运行的大部分926GW的水电设备进行现代化改造。翻新现有水电厂往往能提高水力发电能力，这些有助于恢复/提高涡轮机的能力，或者对现有的民用基础设施(如坝体、堰、水坝、泄水隧道等)进行改造，以增建新水电设施。[5.3.4]

## 5.4 全球和区域市场和产业发展状况

水电是一种成熟的、可预测的和具有价格竞争力的技术。当前，它提供了大约全球电力生产总量的16%，占可再生能源发电总量的86%。虽然水电对159个国家的电力生产水平做出了贡献，但5个国家(中国、加拿大、巴西、美国和俄罗斯)的发电量超过全球水电产量的一半以上。但是，水电在这些国家电力结构中的重要性存在很大差异。虽然巴西和加拿大都严重依赖水电，两国水力发电分别占其总发电量的84%和59%，但是俄罗斯和中国水力发电量分别仅占其总发电量的19%和16%。虽然全世界水电生产显著增长，但在过去三十年期间(1973-2008年)水力发电所占的百分比却从21%降至16%，因为电力负荷和其它发电途径比水电增长得更快。[5.4.1]

碳信用额度有利于水电项目确保获得融资并降低各类风险。在整个项目开发过程中融资是最具有决定性的步骤。水电项目对《京都议定书》的各种灵活机制做出的贡献最大，因此对当前的碳信用市场的贡献也最大。截至2010年3月1日，在清洁发展机制(CDM)执行委员会注册的2062个项目中，有562个水电项目。水电占项目总数的27%，但却是CDM利用的首要可再生能源。中国、印度、巴西和墨西哥大约占主办项目的75%。[5.4.3.1]

许多经济的水电项目在财政方面均面临挑战。昂贵的前期成本阻碍了投资。此外，水电项目往往需要提前很长时间开展规划、办理许可证和建设。在使用寿命期成本评价方面，水电往往拥有很高的性能，每年的运行维护(O&M)成本仅占基建投资的一小部分。由于水电产业历史悠久而且成熟，预计水电产业将能够满足未来多年预测的推广利用速率所产生的需求。例如，2008年全球水电产业在世界新增电力中占41GW以上。[5.4.3.2]

建立更适当的融资模式是水电行业面临的一项重大挑战，因为正在寻找让公共和私营行业的最佳作用。水电面临的主要挑战涉及建立私营行业的信心并降低风险，尤其是在项目获得许可之前。绿色市场和减排交易将无疑提供激励机制。此外，在发展中地区(如非洲)，国与国之间实现电网互联并形成联合电网正在这些新兴市场中竖立投资者的信心。[5.4.3.2]

根据装机容量(MW)的定义，将水电厂按‘小’或‘大’划分的概念可称为水电发展的障碍。例如，这种分类可影响新水电站的融资，并影响在气候变化和能源政策的背景下对如何看待水电问题的判定。不同国家使用不同的小规模水电站激励措施(上网电价、绿色证书和奖励资金)，但对于大型水电厂则没有激励措施。‘欧盟连接指令’对水电厂发放的碳信用额度设定了20MW的限度。英国可再生能源义务法也有同样的限制，作为一种绿色证书市场机制。同样，在一些国家，上网电价不适用于一定规模限度的水电(如法国为12MW、德国为5MW、印度分别为5MW和25MW)。[5.4.3.4]

联合国气候变化框架公约的清洁发展机制执行委员会已决定，蓄水式水电项目必须符合该电力密度指标(PDI：装机容量/水库面积以W/m<sup>2</sup>为单位)方可有资格发放CDM信用额度。当前，PDI规则目前似乎将蓄水式水电排除在获得CDM(或联合履约)信用额度资格之外，而且也许导致水电资源发展欠佳，因为这将倾向于非蓄水式径流式电厂。

## 5.5 融入更广泛的能源系统

水电容量大、其灵活性、蓄水能力(与水库配套)，及其以单独方式运行或在各种规模的电网中运行的能力使水电能够提供各种广泛的服务。

水电能够通过国家和区域电网，小电网，以及按单独方式供电。发展中国家已逐渐意识到小规模的水电方案能够在为工业、农业和家庭用途供电的偏远农村地区(特别是山区)的社会经济发展方面发挥重要作用。在中国，小规模水电厂已成为农村电气化的最成功的例子之一，共有超过45000小水电站，总发电量在55000MW以上，每年发电160TWH(576PJ)，有3亿多人受益。

对于大小相当于水电站的非常大的水库(或非常



稳定的流量), 水电厂发电能够全年达到几乎恒定的水平(即作为基本负荷电站运行)。或者在水电容量远远超出水库蓄水量的情况下, 有时也被称为产能有限。一个产能有限的水电厂在全年以额定容量运行的情况下会耗尽其“燃料供应”。在这种情况下, 利用水库蓄水可使水力发电从电力系统的角度出发在最有价值的时间发电, 而不是仅按河流流量发电。由于白天和夜间电力需求发生变化, 因此在一周和季节内, 蓄水式水力发电可仅限于对电力系统的最大需求时间。一方面, 发电时间将出现在电力需求高峰时期。水电厂在需求高时发电的运行方式被称为高峰运行(相对于基本负荷)。但是, 即使通过蓄水发电, 水力发电仍将受限于蓄水量大小、水电厂额定发电量、出于下游灌溉、娱乐或环境等用途的限制。如果在排水口引入一条河流, 水电高峰时可导致河流量、水覆盖面积、深度和速度出现急剧波动。因此这取决于当地条件, 这种方法可导致该河流产生负面影响, 除非管理妥善。[5.5.3]

水电可支持化石燃料和核能发电技术, 除此之外水电还能够有助于减少在整合各种可再生资源方面所面临的各种挑战。例如, 在丹麦, 部分变化大的风能(占年能源需求20%以上)通过与挪威实现强有力的电网互联(1GW)进行管理, 因为挪威有相当可观的蓄水发电能力。欧洲更多的电网互联也许更有助于提高丹麦和德国风电所占的份额。不断增长的可变发电也将增加用于平衡各种服务的电量, 包括电力系统所需的有关规范和相应负荷。在具有新的和现有水电设施的区域, 通过水电提供这些服务可避免需要依赖加大的局部负荷和常规热电厂循环提供这类服务。[5.5.4]

虽然除了能源和容量外水电还具有为重要电力系统服务的潜力, 水电厂的互联和可靠利用也许还需要改变电力系统。水电与电力系统实现互联需要从水电厂到各需求中心有足够的输电能力。过去增加新水电厂则要求网络投资以扩大输电网。没有足够的输电能力, 水电厂的运行会受到限制, 以致电厂提供的服务少于不受限制系统可提供的服务。[5.5.5]

## 5.6 环境与社会影响

正如所有能源和水管理选择, 水电项目既有负面也有正面的环境和社会影响。在环境方面, 水电可在

局地 and 区域层面留下显著的环境印迹, 但在宏观生态层面则具有优势。至于社会影响, 水电项目也许涉及生活在库区或建筑工地内或附近社区的搬迁, 还涉及对下游社区的补偿、公共健康问题等。然而, 一个设计妥善的水电项目也许成为社会经济发展的动力, 关键问题是如何分享这些利益。[5.6]

所有水电建筑均影响河流的生态系统, 主要是通过诱发其水文特征变化并通过建设水坝、堤防和堰破坏泥沙输送和鱼类洄游的生态连续性。但是, 河流的物理、化学、生物和生态系统的特征改变的程度, 这在很大程度上取决于水电厂类型。虽然径流式水电项目不改变河流流域, 但创建一个蓄水发电水库需要重大的环境变化, 把快速流动的河流生态系统转变成为一个静止不动的人工湖。[5.6.1.1-5.6.1.6]

与水电项目的生态效应相似, 对于地方和区域社区、土地利用、经济、健康与安全或文化遗产的社会影响程度因项目类别和现场具体条件的不同而各异。径流式水电项目几乎不会引起多大社会变化, 但在人口稠密地区建造一座水库可在引起下游人口的重新定居并影响生计方面面临重大挑战。恢复并提高受影响社区的生活水平是一项长期而艰巨的任务, 虽然过去曾有过成功管理先例, 但成功的结果却不尽相同。水电厂能够为促进社会经济发展做出贡献, 这在很大程度上取决于所产生的服务和效益如何在不同利益相关方之间共享和分配。水电厂还能够对当地社区的生活条件和区域经济产生积极影响, 不仅通过发电, 而且还通过促进建立淡水蓄水方案等多种依赖水的活动, 如灌溉、航运、旅游、渔业, 或为大城市和工业提供充足的淡水, 同时用于防洪和抗旱。[5.6.1.7-5.6.1.11]

环境和相关社会影响评估与管理(尤其是规模较大的水电厂)成为水电开发的一个重要挑战。强调透明度和开放的参与决策过程以及与利益相关方协商方法正促使当今和未来的水电项目朝着越来越环保和可持续方案的方向发展。在许多国家, 国家法律和监管框架已经到位, 以确定水电工程须如何开发和运行, 而许多多边融资机构已经制定了各自的准则和要求, 以评估水电项目的经济、社会和环境性能。[5.6.2]

水电的主要环境优势之一在于它不会造成大气污染或与燃料燃烧相关的浪费。但是, 所有淡水系统, 无论是自然或人为的, 因分解有机物质而排放温室气

体(如CO<sub>2</sub>、甲烷等)。迄今开展的水电项目使用寿命期评估(LCAS)已证明在所有气候条件下,以及在预先考虑的地表覆盖类型、年代、水电技术和其它具体项目情况下估算水电项目在使用寿命周期内的GHG排放是困难的。由于大多数水电项目属于多用途性质,因此要把多用途的总体影响划分为几种用途则具有挑战性。迄今为止许多LCAS把所有水电项目所有影响归咎于发电功能,在某些情况下也许高估了它们‘负责’的排放。LCAS(图TS.5.2)评估在建设、运行、维护和拆除期间水电厂的温室气体排放量,评估表明大多数水机组的GHG排放估值大约在4-14克CO<sub>2</sub>eq/kWh之间,但在某些情景下,如异常值所示,则具有排放大得多GHG潜力。[5.6.3.1]

虽然某些自然水体和淡水水库甚至所吸收的GHG要比它们释放GHG的多,但是绝对需要妥善评估建立这类水库引起的GHG排放净变化。这些评估包括所有使用寿命期评估(LCA)仅对各水库GHG排放总量作出了评估。鉴于在无水的情况下也已会产生排放,因此水库是否是GHG净排放源,这是开展积极研究的一个领域。当净人为排放作为在有水库与无水库情况下两者总碳循环之差时,当前关于水库是否是净排放源还是净汇的问题尚无共识。目前已启动的两个国际进程正在调研这个问题:一个是联合国教科文组织/国际水文学计划下的研究项目,另一个是国际能源机构水电协议的附件12。[5.6.3.2]

## 5.7 技术改进与创新的前景

虽然水电被证明是相当先进的技术,但仍有进一步改进的余地,例如通过优化运行,减缓或减少环境影响,适应新的社会和环境要求,以及落实更确凿的和具有成本效益的技术解决方案。大型水电涡轮机当前已接近理论发电效率的极限,当在以最佳效率运行时发电效率可达96%。但无法总能保持这一效率并需要继续开展研究,以便能够针对各种不同流量实现更高的运行效率。由于受水腐蚀和汽蚀,老式涡轮机可降低设计效率或发电效率。因此,通过用发电效率更高的新设备,通常还利用具备更大发电能力的设备进行改造,才具有提高能源产出的潜力。大部分目前已投入运行的现有电子和机械设备将需要在未来30年实现现代化,使之能够提高效率并具备更高的电力和能源产出。一般而言,在项目使用寿命期内能够利用技

术上更先进的电子机械设备对发电设备进行两或三次升级或替换,以更有效地利用相同的水流。[5.7]

已有许多正在开展的技术创新和材料研究,旨在拓宽水头和流量方面的运行范围,提高环境性能、可靠性并降低成本。某些正处于开发过程中具有前景的技术包括变速和阵列技术、对鱼类无害的涡轮机、水动力涡轮机组、抗腐蚀涡轮机、新式泄水隧道和坝体技术。一些利用低水头(<15m)或超低水头(<5m)的新技术也许可开辟常规技术所无法达不到的许多水力发电地点。由于大多数有关水电潜力的现有数据是根据几十年前的场地工作得出的,当时低水头电力并不是一项高优先重点,因此有关低水头水利发电潜力的现有数据也许并非完整。最后,在通过利用优化电厂运行的新方法提高水电厂运行效率方面有很大的潜力。[5.7.1-5.7.8]

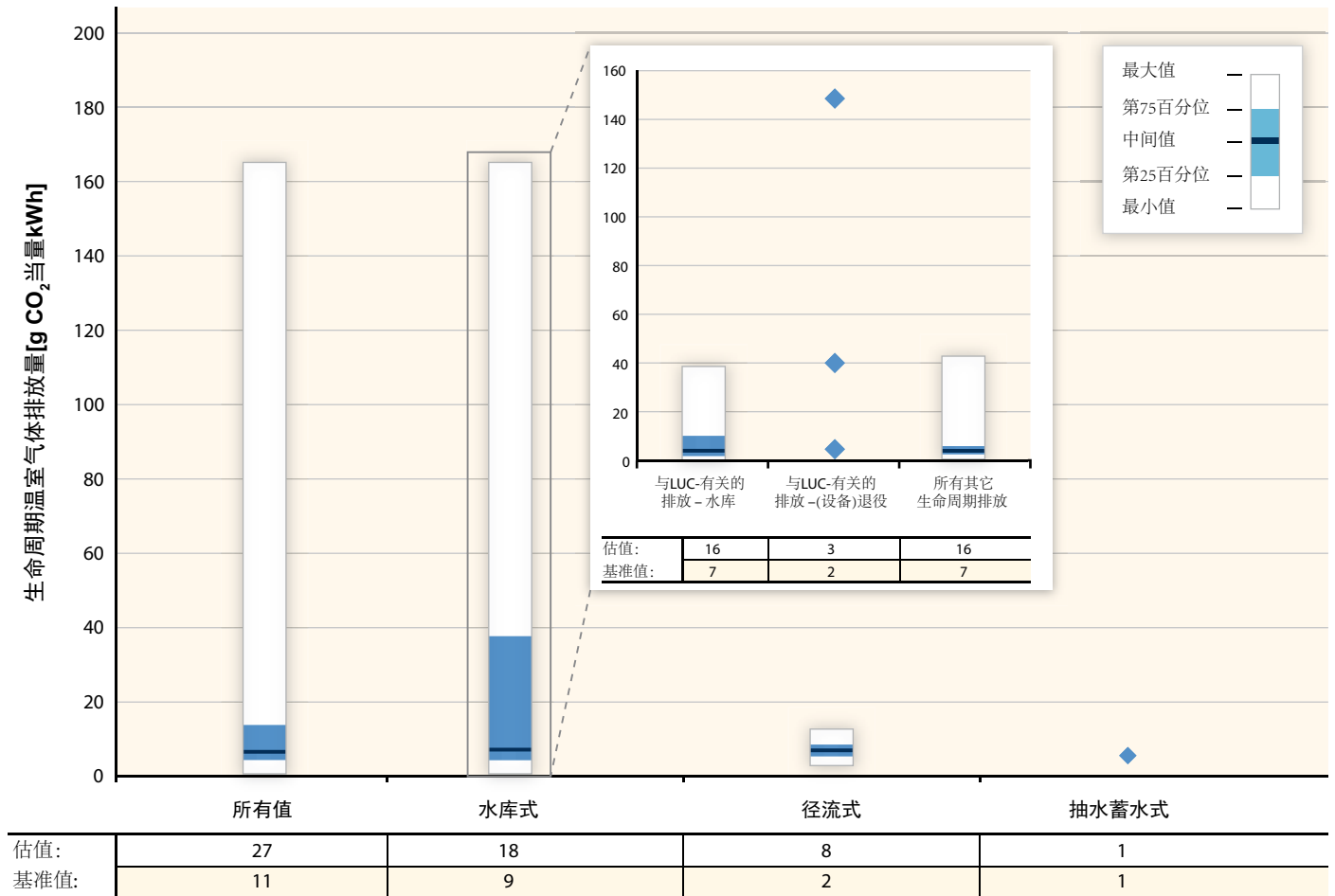
## 5.8 成本趋势

虽然开发,推广利用和运行新水电项目的成本将因项目的不同而各异,但与当前的市场能源价格相比,水电通常在经济上具有竞争力。水电项目通常需要前期高投资,但却具有运行维护成本很低和使用寿命期长的优势。[5.8]

水电投资成本包括规划、许可证注册使用、电厂建设、减少对鱼类和野生动物的影响、娱乐休闲、历史和考古遗迹、水质监测等成本。总体而言,主要成本分为两大类:土建成本,这通常是水电项目的最大成本,以及电子机械设备成本。各项土建成本一般遵循本国正在开发项目的价格趋势。对于经济转型国家,由于利用当地的劳力和材料,各项成本可能相对低。电子机械设备的各项成本一般遵循全球价格趋势。[5.8.1]

根据附件2中叙述的标准化方法和附件3中概括的成本和性能数据,在一个大的数据集和投入参数区间内计算了水电项目的平准化能源成本(LCOE)区间,其下限为1.1美分<sub>2005</sub>/kWh,而上限为15美分<sub>2005</sub>/kWh,这取决于每个项目具体地点的各项投资成本,并取决于有关对贴现率、容量因子、使用寿命期和运行维护成本的各种假设。[1.3.2, 5.8, 10.5.1, 附件2, 附件3]

图TS.5.3给出了在某个有所不同和更为典型的数



图TS.5.2: 水电技术使用寿命期内GHG排放量(图中各值是经质量检查后未作修改的文献值)。有关导致建立所示估值的有关文献的搜寻和引用, 详见附件1。源自各水库水面的排放统称为GHG排放总量。[图5.15]

据集和与绝大多数水电项目相一致的参数区间内的水电项目LCOE成本, 而且当采用各项不同投资成本和贴现率时, 本图给出的LCOE成本随容量因子变化。

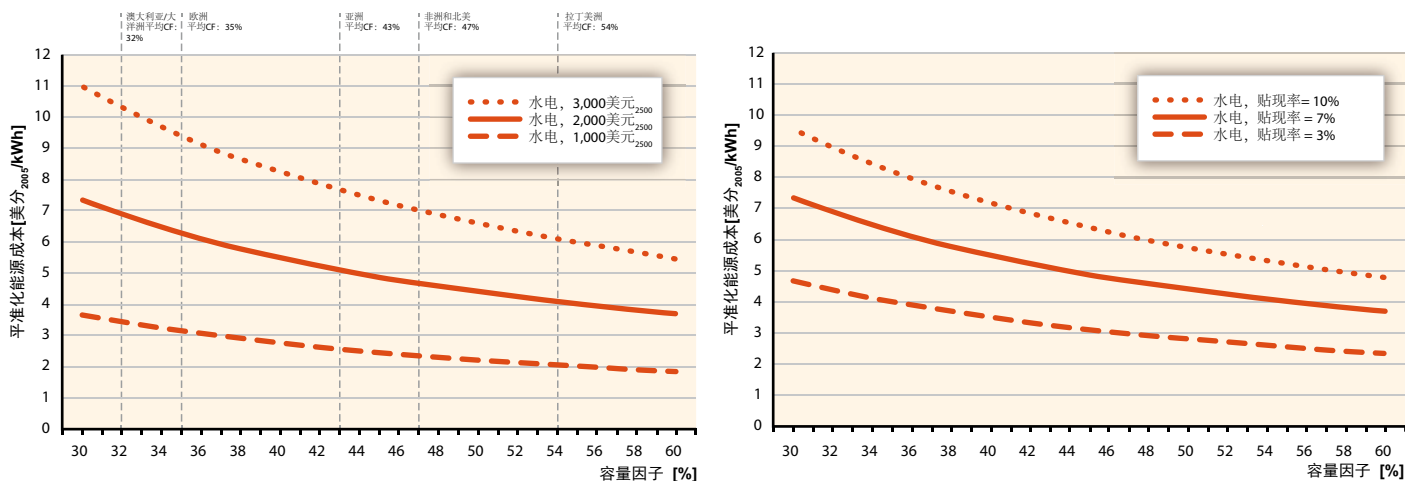
将根据水文条件、装机容量、电厂设计和电厂运行方式确定各项容量因子。旨在获得最大能源生产(基本负荷)和/或具有某种规范的电厂设计, 容量因子通常将在30%-60%之间, 世界不同区域的平均容量因子如图中所示。关于调峰型电厂, 容量因子可能更低, 而各径流式水电系统的容量因子有宽泛的变化区间(20%-95%), 这取决于地理和气候条件、技术和运行特点。如果平均容量因子为44%而且各项投资成本在1,000美元<sub>2005</sub>/kW和3,000美元<sub>2005</sub>/kW之间, LCOE区间是从2.5美分<sub>2005</sub>/kWh到7.5美分<sub>2005</sub>/kWh。

虽然未来有可能出现成本更低和更高的项目, 但预计未来近期(至2020年)开发的大多数项目具有上述投资成本和LCOE区间。在良好条件下, 水电的

LCOE成本区间可在3美分<sub>2005</sub>/kWh至5美分<sub>2005</sub>/kWh之内。[5.8.3, 8.2.1.2, 附件3]

在文献中有关水电成本历史趋势的信息相对很少。其中一个原因是, 项目成本在很大程度上取决于具体地点, 对于各水力发电厂这是一个复杂的成本结构, 除此之外电厂某些组成部分的成本也许有不断下降的趋势(如泄水隧道成本等), 而其它部分也许有成本不断增加的趋势(如社会和环境影响减缓成本等)[5.8.4]。

当考虑水电成本时的一个复杂化因素是, 对于多用途水库, 需要分摊或划分为其它水用途的服务成本, 如灌溉、防洪、航运、公路、饮用水供应、渔业和休闲娱乐等。把成本划分为每项用途的方法有多种, 每种方法各有利弊。基本规则是, 划分为每项用途的任何成本不会超出该用途的效益, 而将以单独的成本实现每项用途。从含某项用途在内的项目总成本



图TS.5.3: 最近和近期水电平准化成本估值: (a) 随容量因子和投资成本变化\*, \*\*\*, 以及(b)随容量因子和贴现率变化\*\*, \*\*\*, [图5.20]

注: \* 贴现率假设等于7%。 \*\* 投资成本假设为2,000美元/kW。 \*\*\* 年运行和维护成本假设为投资成本的2.5%/年, 电厂使用寿命期假设为60年。

中扣除某个无此用途的多用途项目成本之后, 便得出任何一项用途的单独成本。把各经济因素(能源和水销售价)与各种社会效益(在缺水情况下为农民供水)和环境价值(以维持环境最低流量)合并起来, 这正逐渐成为一种工具, 用于考虑多用途水库的成本分摊问题。 [5.8.5]

### 5.9 推广利用潜力

水利发电具有相当大的近期和长期碳减排潜力。在全球范围内, 虽然若管理不谨慎而造成人们对环境和社会的关切也许会限制某些推广利用的机会, 但水电资源不可能制约近期和中期进一步的发展。 [5.9]

迄今为止, 全球仅有25%的水电潜力已得到开发(即14,575 TWh中的3,551 TWh)(52.47 EJ中的12.78 EJ)。不同的长期发展情景表明未来几十年水电将会持续增加。根据几项研究, 预计在过去10年中水电能力的增加趋势将会于近期至中期内继续下去: 从2009年的926GW到2015年增至1,047GW-1,119GW之间; 年增幅在14GW-25 GW之间。 [5.9, 5.9.1]

第10章给出的基准案例预估(基于164个经分析的长期情景)表明: 在全球能源供应中水电的作用涉及一个宽泛的区间, 其中间值在2020年大约为13EJ (3,600 TWh), 在2030年大约为16 EJ (4,450 TWh), 在2050年大约为19 EJ (5,300 TWh)。由于2009年达

到了12.78 EJ, 因此当今或许已超出了2020年13 EJ的平均估值。另外, 2020年、2030年和2050年某些情景结果给出的估值低于当前装机容量, 给出的装机容量是非直观的, 如水电的长使用寿命期、其巨大市场潜力和其它主要服务。也许模型/情景存在的不足可解释这些结果(见本报告第10.2.1.2节中的论述)。因此, 预估即使在无GHG减缓政策出台的情况下水电的发展也将会出现, 甚至水电对全球电力供应的贡献率(中间值)从当今的大约16%下降到2050年的不足10%。由于在可替代的情景中假设GHG减缓政策将变得更为严格, 因此水电增长的贡献是: 到2030年, 水电的贡献中间值大约相当于16.5EJ(4,600TWh), 位于440-600 ppm和<440 ppm CO<sub>2</sub>浓度稳定之间(与基线案例中的中间值15EJ相比), 到2050年其贡献率增加大约19 EJ(与基线案例中的中间值18 EJ相比)。 [5.9.2]

在2035年, 水利发电的区域预估表明与2008年的水平相比, 亚太地区将会增长98%, 而非洲将会增加104%。预估在相同时期南美和中美地区水利发电将会增长46%, 巴西是推动这一增长的主要动力。在这一时期内, 北美和欧洲/欧亚地区预计分别将有13%和27%的相对小幅增长。 [5.9.2]

总体而言, 有证据表明在未来20年相对高水平的推广利用是可行的。即使到2050年水电在全球电力供应中的份额将会下降, 但在全球碳减缓情景下水电依然是一种具有吸引力的可再生能源。另外, 扩大蓄水

水电的发展也许能够吸引对水管理基础设施的投资，为应对不断出现的与水资源有关的问题，需要这类投资。[5.9.3]

## 5.10 融入水管理系统

水、能源和气候变化有着密不可分的联系。虽然需要能源保障农业、工业和家庭用水安全，尤其是在发展中国家的缺水地区，但可用水量对于包括水电在内的诸多能源技术是至关重要的。这一密切的关系已使人们认识到必须从整体角度处理水与能源错综复杂的关系，特别是涉及到气候变化和可持续发展。为可持续发展提供能源和水，这也许需要提高区域和全球水治理水平。由于这通常与建立蓄水设施有关，因此水电正处在这些问题的十字路口，并能够在加强能源和水安全方面发挥重要作用。[5.10]

当前，大约有7亿人生活在面临水压力或缺水的国家。到2035年，预估有30亿人将会生活在缺水压力严重的条件下。许多可用水量有限的国家倚赖共享的水资源，加大了在这些稀缺资源问题上发生冲突的风险。因此，适应气候变化影响将成为水管理中一个十分重要的方面。[5.10.1]

多用途水电能够成为一种减缓气候变化和缺水的工具，在此背景下水电项目也许具有扶持作用，它超出电力行业作为一种水库融资手段的范畴，这有助于保障可用淡水的安全。但是，多种用途也许增加了在低水位时期发生冲突并使能源产量下降的可能性。由于一些大水系由几个国家共同分享，因此区域和国际合作是关键之举。政府间协议和国际机构发起的倡议正在积极地支持这些重要的进程。[5.10.2, 5.10.3]

## 6. 海洋能

### 6.1 引言

海洋能对长期的碳排放削减具有潜力，但因为它仍处在早期的发展阶段，在2020年前不太可能做出重大的短期贡献。全世界海洋在理论上含7,400EJ/年，它明显高于目前人类的能源需求。政府政策正在促进对海洋能技术的加快利用，并强调有可能取得快速进展。海洋能技术分六类，为潜在的发展提供了一个多

样化的路径，根据目前掌握的情况，其中大部分的潜在环境影响甚小。令人鼓舞的迹象是，随着逐渐铺开，对海洋能技术的投资成本和发电平准成本都将在当前毫无竞争力的研发和示范水平上逐渐降低。在评估海洋能对未来减缓气候变化的作用时，最重要的不确定性是成本的减少是否足以大范围地利用海洋能。[6ES, 6.1]

### 6.2 资源潜力

海洋能可定位为利用海水的动能或利用水的化学或热潜能的技术提供的能。海洋中的可再生能源出自六种不同的来源，每种都有不同的来历，每种都需要不同的转换技术。这些来源是：

波浪能来自风的动能向海洋表层的变换。波浪能理论总值为32,000TWh/年(115EJ/年)，但技术潜力可能会大打折扣，这将取决于海洋能技术的发展。[6.2.1]

潮汐(潮起和潮落)源自地球-月亮-太阳系统的地心引力。全世界潜在的理论潮汐能为1-3 TW，处在相对浅水区域。同样，技术潜力可能会大大低于理论潜力。[6.2.2]

潮流源自潮汐在沿海地区造成的注入和流出现象形成的水流。目前对潮流技术潜力进行的分区计算显示欧洲为48TWh/年(0.17EJ)，中国为30TWh/年(0.11EJ/年)。在韩国、加拿大、日本、菲律宾、新西兰和南非也确定了一批商业上颇具吸引力的站址。[6.2.3]

洋流源自风驱动和温盐环流。北美湾流是最典型的洋流系统，在那里佛罗里达洋流的技术潜力为25GW发电容量。其他具有潜在可观的洋流地区包括南非外海的厄加勒斯角/莫桑比克洋流、东亚外海的Kuroshio 洋流和澳大利亚洋流。[6.2.4]

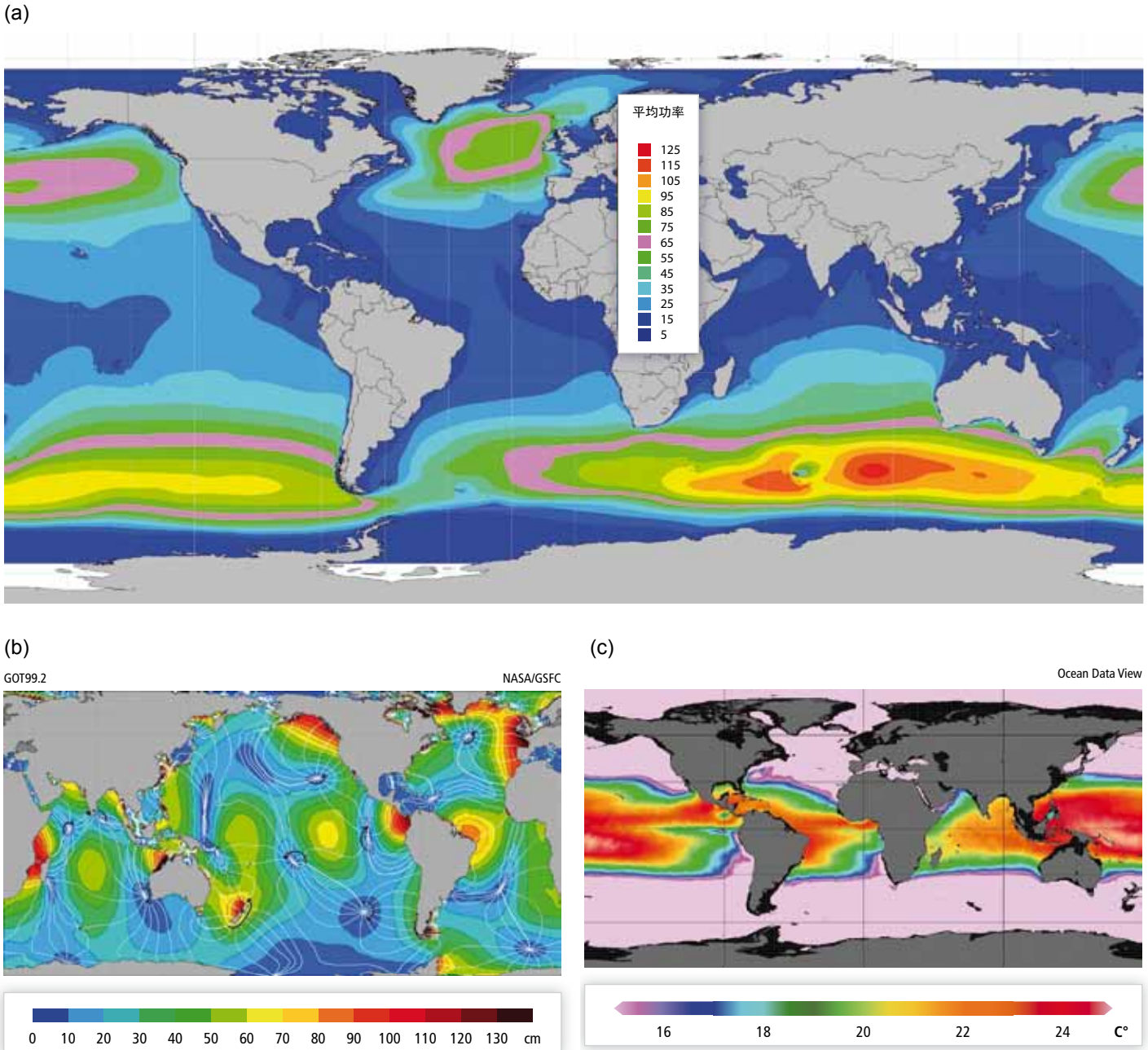
海洋热能转换(OTEC)源自太阳能在海洋上层以热量形式储存和大部分处于1000米深处寒冷海水间的温度差。虽然OTEC的能量密度相对较低，但总体资源潜力大大超出其他海洋能。2007年进行的一次研究估计，稳态功率可能达到44,000TWh/年(159

EJ/年)。[6.2.5]

盐度梯度(渗透能)源自河口淡水和海水的盐度差。盐度梯度的理论潜力估计为1,650TWh/年(6 EJ/年)。[6.2.6]

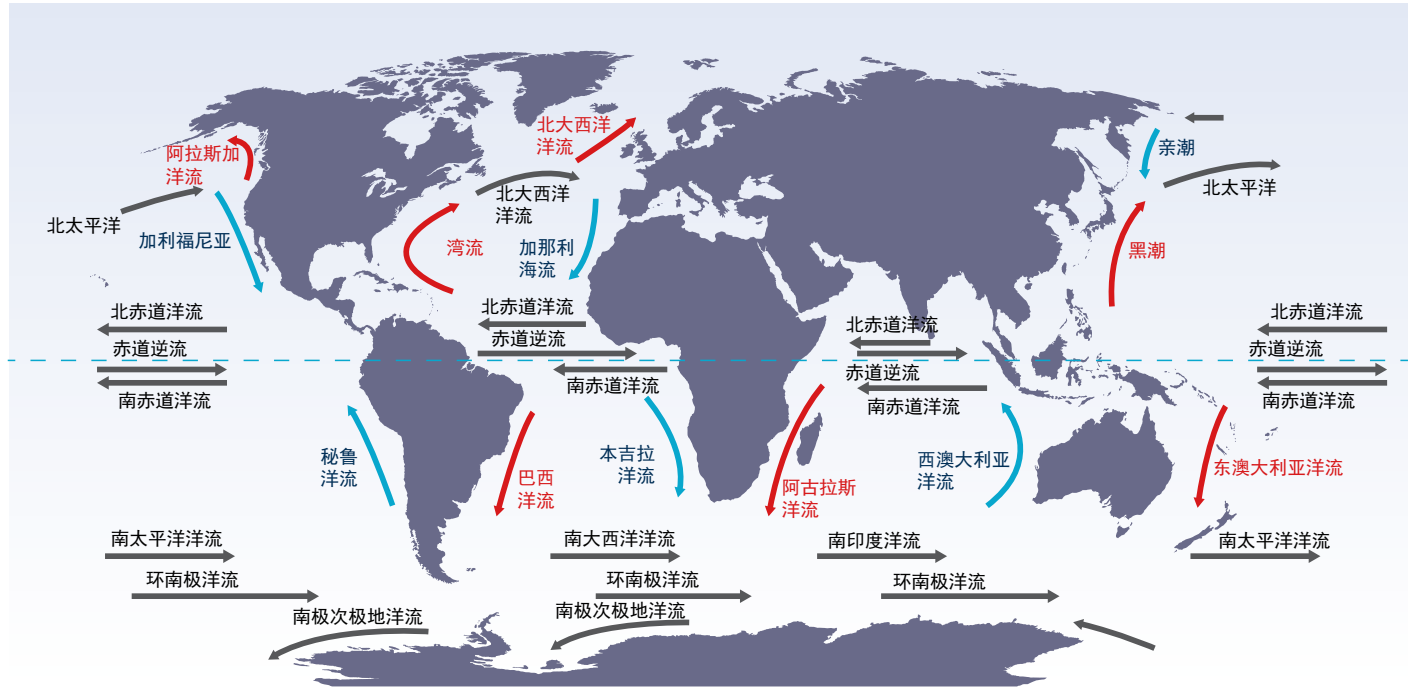
图TS.6.1给出全球部分海洋能源的分布情况。有些海洋能源属全球分布,如洋流能和盐度梯度产生的

能。海洋热能主要存在于赤道附近的热带地区(纬度0°到35°),但最大年度波浪能位于纬度30°到60°的地区。南半球的波浪能季节变化小于北半球。洋流能、海洋热能、盐度梯度和一定程度上的波浪能的稳定性足够用于基底负荷发电。由于现有文献较陈旧以及海洋能技术潜力尚有很大不确定性,对海洋能技术潜力的估算差别甚大。[6.2.1-6.2.6]



图TS.6.1a-c: 各种海洋能源的全球分布 (a) 海浪发电; (b) 潮汐差; (c) 海洋热能[图 6.1, 6.2, 6.4]

(d)



图TS.6.1d: 各种海洋能源的全球分布: (d) 洋流。[图6.3]

### 6.3 技术与应用

目前海洋能技术的发展现状不一,从概念和纯研发阶段到原型机和论证阶段,只有潮汐能技术可认为已趋成熟。目前每种海洋能源都有许多技术方案,但除了潮汐发电坝,尚未形成技术融合。在过去的四十年,其他海洋产业(主要为近海石油和天然气)在材料、建设、防腐蚀、海底电缆和通信方面已取得重大进展。预计海洋能源会直接受惠于这些进展。[6.3.1]

在诸多基于各种操作原理的波浪能技术中都设想将波浪能转换成能用的能量,并在许多方案中还进行了论证。其主要的变数包括波浪与各种运动(起伏、波动、纵摇)的互动方法,以及水深(深、适中、浅)和离岸距离(海岸线、近岸、近海)。波浪能技术可分成三组:振动水柱式(OWC:基于海岸,浮动)、振动体(表面漂浮、淹没水中)和越顶式装置(基于海岸,浮动)。[6.2.3]图TS.6.2为作业原理。

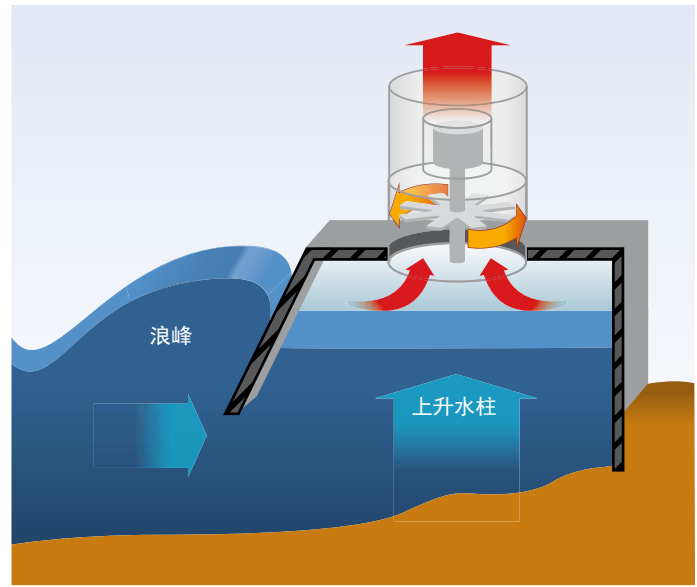
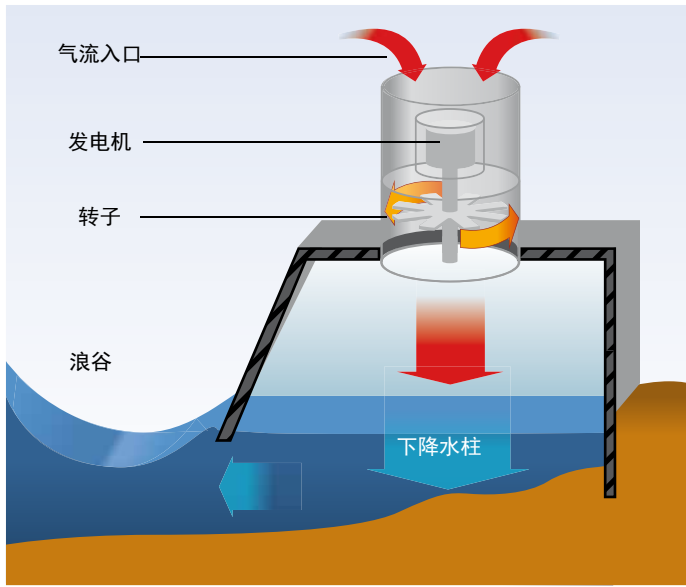
可在江河口处设拦水坝封住河口,用江河水库的方法利用潮汐能。在退潮和涨潮时发电坝均可发电,一些未来的发电坝会拥有多个水湾以便不间断连续发电。独立的近海“潮汐泻湖”是最新的技术理

念。[6.3.3]

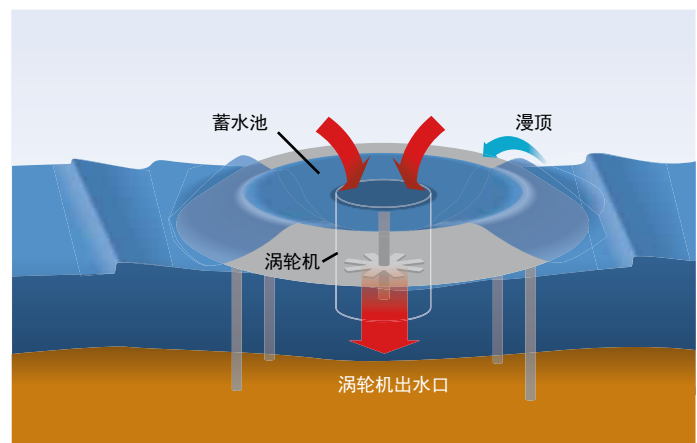
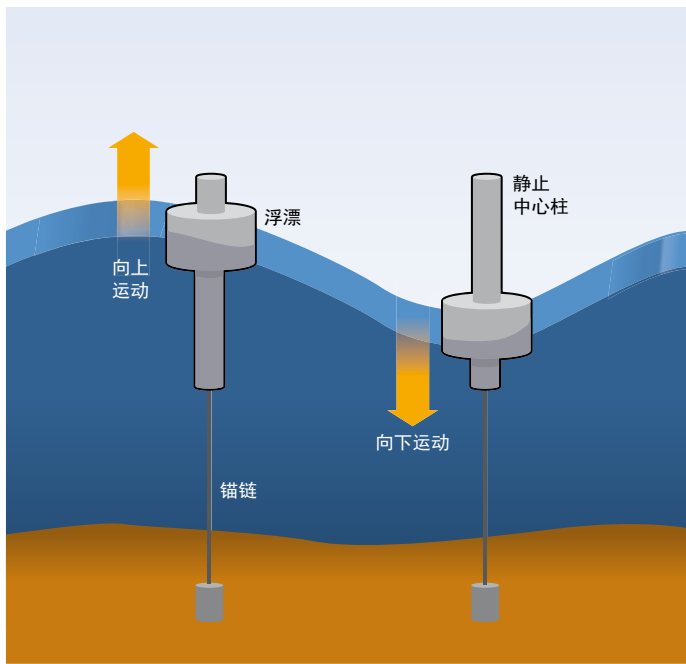
利用潮汐和洋流能量的技术也处在开发阶段,但潮汐能涡轮机较为先进。有些潮汐/洋流能与业已成熟的风力涡轮发电机类似,但是水下的涡轮机必须考虑反向水流、螺旋桨叶梢的空穴现象和恶劣的海洋水下条件。与洋流向比,潮汐流一般为双向,根据潮汐周期变化,且流速相对较快。洋流通常为单向,流速慢但流速稳定。转换器根据作业原理分类,分为图TS.6.3给出的轴流式涡轮机、水泵涡轮机和往复式装置。[6.3.4]

海洋热能转换(OTEC)厂利用洋面暖水和深处的冷水(通常1000米为参照层)发电。开放循环式OTEC系统直接用海水作为循环流体,封闭式循环系统则采用热交换器和二级工作流体(通常为氨)驱动涡轮机。混合系统容开放和封闭式两者一起作业。对OTEC技术进行了试验,遇到的问题是真空机维护、热交换器生物污垢和腐蚀问题。目前的研究重点是要解决这些问题。[6.3.5]

江河淡水和海水间的盐度梯度可用作为能源,目前至少有两个概念正在研发中。反电渗析(RED)过程概念是用两种溶液不同的化学势作为驱动力(图



图TS.6.2a/b: 海浪能转换器类别及其工作原理: 振动水柱式装置。[图 6.6] (国家可再生能源实验室 (NREL) 设计)



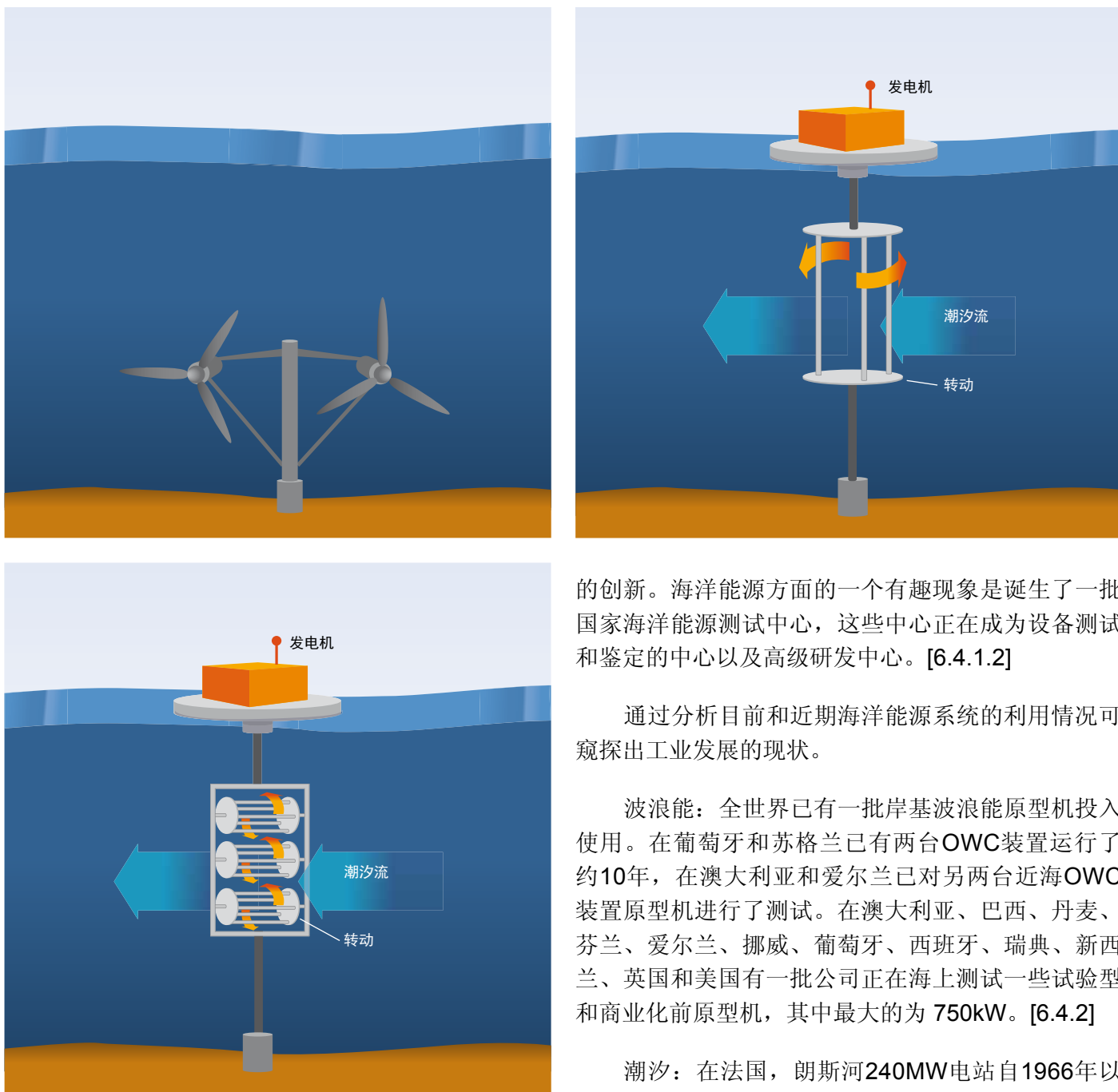
图TS.6.2c/d: 海浪能转换器及其工作原理: (左)振动体装置; (右)越顶装置。[图6.6](国家可再生能源实验室 (NREL) 设计)。

## 6.4 全球和区域市场及产业发展现状

过去20年关于波浪和潮流能技术的研发不断增加,有些已达到全面商用原型机阶段。目前潮汐发电坝是唯一拥有的业务化全尺寸海洋能技术,其最佳的个例是1966年完工的位于法国西北部的240MW朗斯河发电坝。韩国Sihwa的254MW发电坝将于2011年投入运行。其他海洋能源技术的开发仍处于概念、研发或早期原型机阶段,其中包括OTEC、盐度梯度和洋流能。目前有30多个国家正在从事100多个不同的海洋能技术开发工作。[6.4.1]

TS.6.4)。压力延缓渗透,或称为渗透能过程,是一种自然渗透概念,即利用不同的盐浓度,将淡水与海水自然混合形成水压势(图TS.6.5)。[6.3.6]





图TS.6.3: 潮流能转换器及其工作原理: (左)双涡轮水平轴流式装置; (中)水泵式装置; (右)垂直轴流式装置 [图 6.8]

开展海洋能研发和利用的投资主体是国家、联邦和州政府以及能源公用事业部门和投资公司。国家和地方政府对海洋能源尤其支持，它们通过一系列财政、法规和立法的手段支持这一发展。 [6.4.7]

工业界对海洋能源的参与尚处在非常早期的阶段，迄今这些技术领域尚不具备制造业。兴趣的增加会导致相关的工业界转让技术和能力，产生一些具体

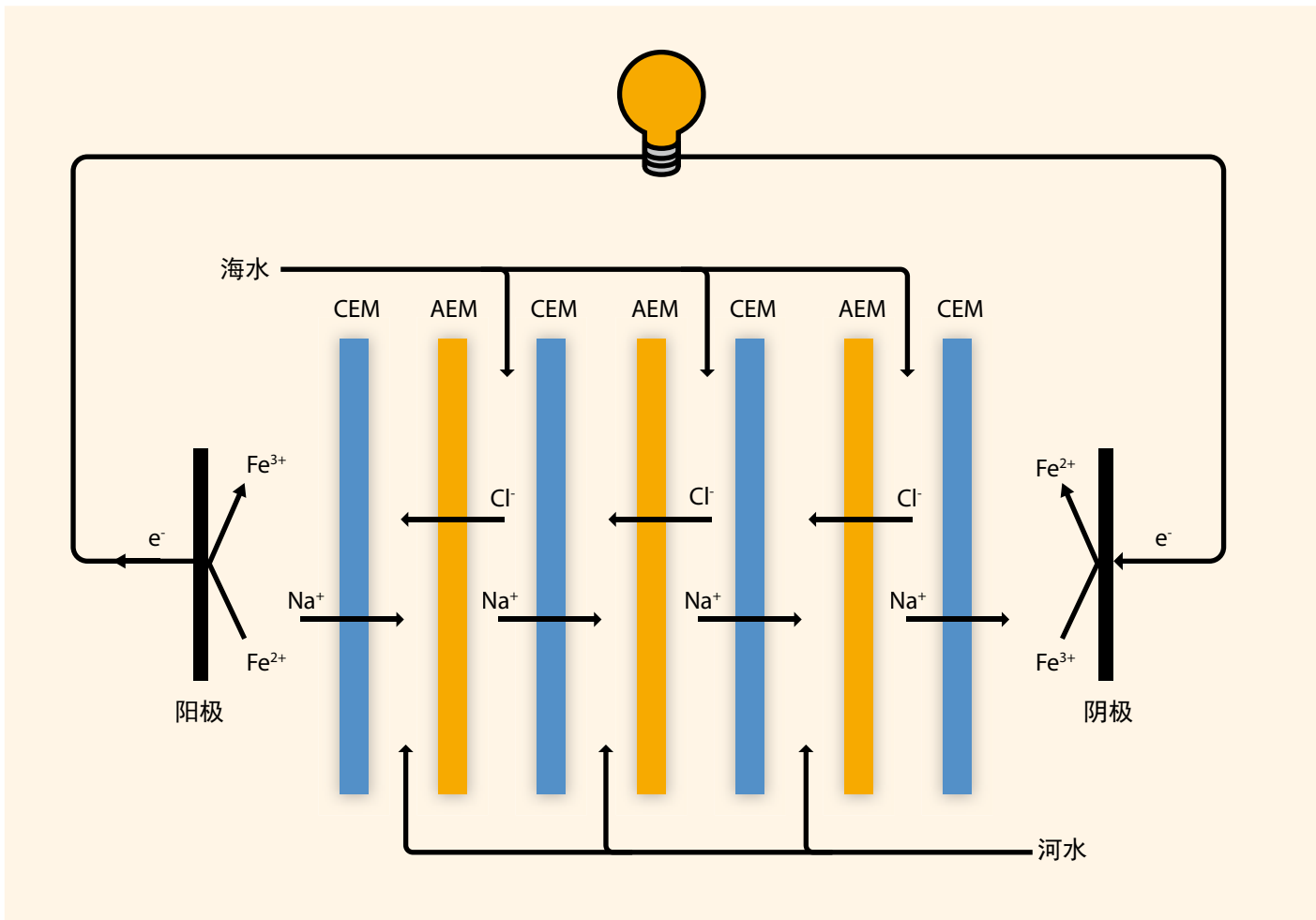
的创新。海洋能源方面的一个有趣现象是诞生了一批国家海洋能源测试中心，这些中心正在成为设备测试和鉴定的中心以及高级研发中心。 [6.4.1.2]

通过分析目前和近期海洋能源系统的利用情况可窥探出工业发展的现状。

波浪能：全世界已有一批岸基波浪能原型机投入使用。在葡萄牙和苏格兰已有两台OWC装置运行了约10年，在澳大利亚和爱尔兰已对另两台近海OWC装置原型机进行了测试。在澳大利亚、巴西、丹麦、芬兰、爱尔兰、挪威、葡萄牙、西班牙、瑞典、新西兰、英国和美国有一批公司正在海上测试一些试验型和商业化前原型机，其中最大的为750kW。 [6.4.2]

潮汐：在法国，朗斯河240MW电站自1966年以来一直在运行。以后，在中国、加拿大和俄罗斯有一些较小的装置投入运行。在韩国的Sihwa电坝(254 MW电厂)将于2011年投入运行，另外还有一些大的项目正在考虑之中。 [6.4.3]

潮汐和洋流：大约有50多个潮流能装置正在进行概念认证或处于原型机开发阶段，但大范围利用的成本尚未定论。最先进的例子是安装在北爱尔兰的SeaGen潮汐涡轮机，它已向电网提供了一年多的电力。一家爱尔兰公司在苏格兰测试了它的开口涡轮机，最近在加拿大也进行了此类测试。有两家公司在



图TS.6.4: 反电渗析 (RED) 系统[图6.9]

注: CEM = 阳离子交换膜; AEM = 阴离子交换膜, Na = 钠, Cl = 氯, Fe = 铁。

挪威和苏格兰论证了实物尺寸的水平轴向涡轮机，另一家公司在意大利对一台垂直-轴向涡轮机进行了论证。最后，2009年在英国对一台往复式装置进行了论证。迄今尚未利用试验性或展示性洋流电厂，但是如果低速洋流技术得到开发，可以预见其规模会大大增加。[6.4.4]

OTEC: 日本、印度、美国和一些其他国家对于示范性项目进行了测试。许多项目遭遇了有关抽水、真空保持和管道方面的工程挑战。如果通过开发，技术达到可作为有成本效益的能源选项，在热带海洋国家大规模开发OTEC具有较大的市场前景，其中包括太平洋岛屿、加勒比岛屿、中美和非洲国家。[6.4.5]

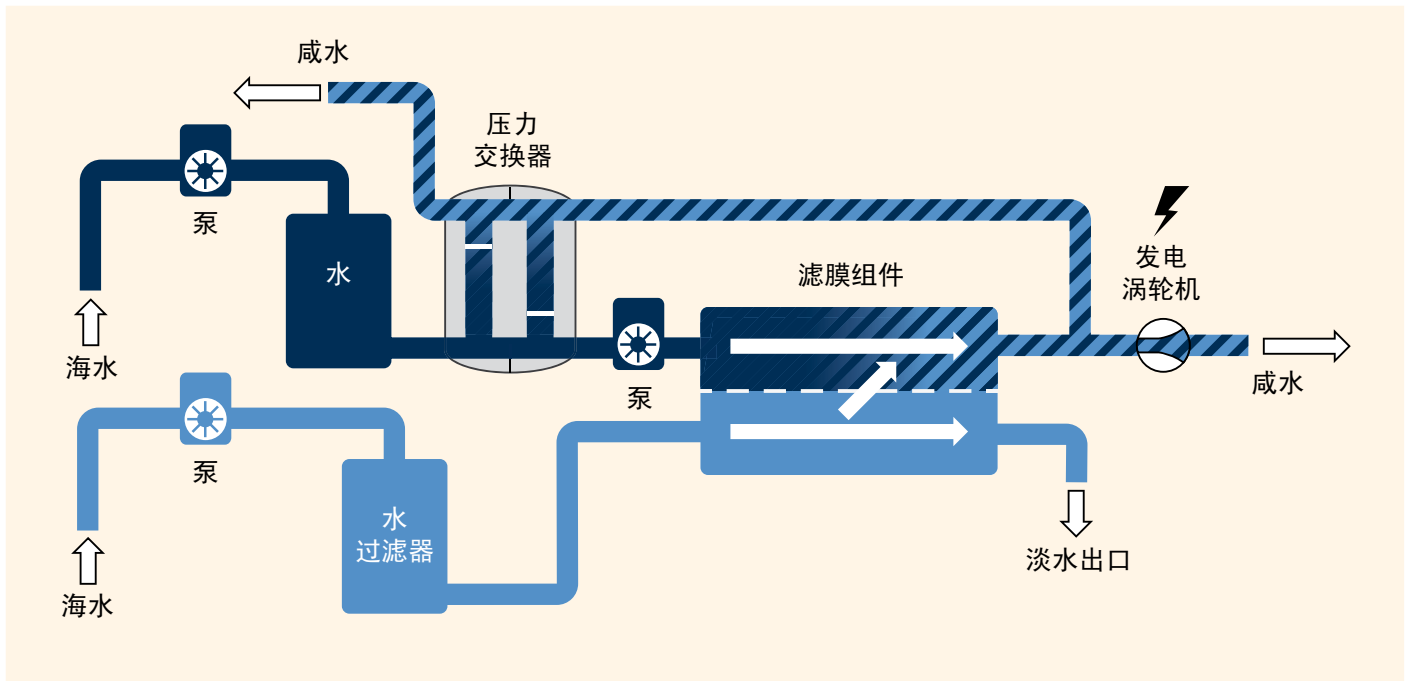
盐度梯度: 挪威对渗透能技术进行了研究，作为开发商业渗透能电厂的成果，其原型机于2009年投入运行。同时提出了RED技术用于翻新在荷兰已有75年

历史的Afsluitdijk大坝。[6.4.6]

## 6.5 环境和社会影响

在运行过程中海洋能不会直接排放CO<sub>2</sub>，但在海洋能系统的各不同阶段GHG排放可能会增加，这包括原材料的提取、部件制造、建设、维护和关闭。通过对1980年以来出版的有关整个周期的评估研究文献进行审查，认为波浪能和潮汐能系统整个周期的GHG排放小于23gCO<sub>2</sub>eq/kWh，对波浪能整个周期GHG排放的中间值估算大约为8gCO<sub>2</sub>eq/kWh。对其他海洋能技术整个周期的GHG排放的计算尚无足够的研究。与矿石能源生产相比，海洋能装置的周期GHG排放肯定偏低。[6.5.1]

目前就海洋能项目对地方社会和环境的影响开展



图TS.6.5: 压力延缓渗透 (PRO) 过程[图 6.10]

的评估考虑到了利用方面的实际增加情况，它可以根据其它的海洋和近海工业经验进行计算。海洋能源技术的环境风险相对较小，但海洋能源技术的早期利用会对社会和环境的担忧程度产生不确定性，最终可能会影响发展。[6 ES]

每个海洋能技术的环境和社会影响不尽相同。海洋能的积极影响可能包括因为海洋装置附近其它人类活动减少，避免对海洋生物的不利影响，加强能源提供和区域经济增长、就业和旅游。不利影响可能包括视觉舒适度降低和影响其他竞争用户对空间的利用、建设阶段的噪声、运行时的噪声和振动、电磁场、对局地生物群及栖息地的破坏、水质变化和可能的污染，如化学物和石油泄漏、以及其他对局地生态系统的有限和具体的影响。[6.5.2]

## 6.6 技术改进、创新和并网方面的前景

与一些新技术一样，海洋能装置具有明显的技术发展潜力。不仅有关装置的科研和利用对取得这类发展十分重要，其他相关领域的发展对海洋能源转换器的技术改进和创新也可能产生影响。[6.6]

将海洋能并入多能源电网需要认可由不同能源造成的巨大的发电特性差异。例如，潮流资源发电显

示，1-4小时变率很大，但月或更长时间的变率却极其有限。[6.6]

## 6.7 成本趋势

商业市场尚未对海洋能技术发展形成动力，政府支持的研发和国家政策鼓励是主要的推动力。因为除潮汐发电坝以外各种海洋能技术都还不成熟(对其他技术的经验尚停留在示范性装置/原型装置的验证阶段)，要准确评定绝大部分海洋能的经济可行性仍十分困难。[6.7.1]

表TS.6.1给出每种海洋能会影响发电平准成本的部分主要成本要素。在大部分情况下，支持这些成本和性能参数的文献不多，这是由于缺少经同行审议的文献数据和实际的运行经验所致。因此在许多情况下，它们只是反映了估算的成本和根据工程知识对性能的假设。一些为数不多的个例给出了当今的投资成本，但它们以项目和研究的小型样本为基础，因此可能无法代表整个业界。[6.7.1]

根据附件2给出的标准方法和附件3给出的对成本和性能数据的汇总，利用大量的输入参数对潮汐电坝的LCOE进行了计算，其变动范围为12美分<sub>2005</sub>/kWh到32美分<sub>2005</sub>/kWh。但是考虑到目前的利用情况，这

表 TS.6.1: 各类海洋能技术现有的核心成本和性能参数一览表[表 6.3]

海洋能技术	投资成本 (美元 <sub>2005</sub> /kW)	年度 运行/维护成本 (美元 <sub>2005</sub> /kW)	容量因子 (CF) (%)	设计寿命 (年)
波浪能	6,200–16,100	180	25–40	20
潮汐能	4,500–5,000	100	22.5–28.5	40
潮流能	5,400–14,300	140	26–40	20
洋流能	无	无	无	20
海洋热能	4,200–12,300 <sup>1</sup>	无	无	20
盐度梯度能	无	无	无	20

注1. 海洋热能的成本数字未转换成2005 美元。

一变动范围只能作为陈述性的。[1.3.2,6.7.1, 6.7.3, 10.5.1, 附件2, 附件3]

由于技术发展尚处在早期阶段，对海洋能未来成本的计算应视为推论性的。但随着研发、论证和利用方面的进展，预计海洋能成本将逐渐降低。[6.7.1–6.7.5]

### 6.8 潜在的发展

在大约2008年前，各大型全球能源情景模拟活动均未考虑海洋能，因此对它在未来世界能源供应和减缓气候变化中的潜在影响的调研只是刚起步。由此，已出版的能全面反映科研成果的有关海洋能情景的文献十分稀少而且只是初步性的。尤其只有能源[R]演变 (E[R]) 2010、IEA世界能源展望 (WEO) 2009和能

源技术前景 (ETP) 2010对海洋能的利用情景作了论述。E[R]和ETP报告审议了多种情景，WEO报告仅对一个参照情景作了记载。表TS.6.2对每个情景作了总结。

对描述海洋能替代水平的情景所作的初步介绍是首次对海洋能潜力的中长期情景文献进行的一次审查，其目的是确定海洋能对未来能源供应和减缓气候变化的潜在贡献。正如现有有限的情景所示，通过预估在2050年的利用，提供多达1,943TWh/年 (~7EJ/年) 的能源，海洋能可以抵消GHG排放，从而潜在地促进减缓长期气候变化。另外还制定了一些其他的情景，用于表示海洋能利用仅为25 TWh/年 (0.9EJ/年)。得出的结论差别甚大的部分原因是在减缓气候变化推动能源部门变革的程度方面存在的不确定性，但对海洋能而言，在各种海洋能技术何时以及

表 TS.6.2: 已发表的含海洋能的重大科研中长期情景的主要特点[表 6.5]

情景	利用量TWh/年 (PJ/年)				GW 2050	注
	2010	2020	2030	2050		
能源 [R]演变 – 参照	无	3 (10.8)	11 (36.6)	25 (90)	无	无政策变化
能源 [R]演变	无	53 (191)	128 (461)	678 (2,440)	303	假设减碳 50%
能源 [R]演变 – 高级	无	119 (428)	420 (1,512)	1,943 (6,994)	748	假设减碳 80%
WEO 2009	无	3 (10.8)	13 (46.8)	无	无	能源[R]演变参照个案的基础
ETP 蓝地图2050	无	无	无	133 (479)	无	电力部门实质上脱碳
ETP 蓝地图没有CCS 2050	无	无	无	274 (986)	无	蓝地图变量– 碳捕获和储存不可能
ETP 拉地图高核2050	无	无	无	99 (356)	无	蓝地图变量– 核能份额增加到 2,000 GW
ETP 蓝地图高任2050	无	无	无	552 (1,987)	无	蓝地图变量– 可再生能源份额增加到75%
ETP 蓝地图3%	无	无	无	401 (1,444)	无	蓝地图变量– 能源项目的贴现率定为 3%

是否会以诱人的成本实现商业上的可行性方面存在的固有的不确定性也会对它产生影响。要更好地了解海洋能在减缓气候变化中可能担当的角色，不仅需要继续推进技术发展，而且模拟过程的情景需要越来越多地包含各种潜在的海洋能技术，而且需采用更好的有关资源潜力的数据、当前和未来的投资成本、研发成本和预计的容量因素。改善全球和区域尺度数据的可获性对提高情景文献中海洋能的覆盖率十分重要。[6.8.4]

## 7 风能

### 7.1 引言

风能利用已有千年历史，利用范围广泛。然而，随着科技进步，并在政府支持下，直到上世纪七十年代，风能才用于商业发电。各种用途的风能技术纷纷涌现，但是与减缓气候变化相关的风能主要是用于大型并网风机发电，风机一般布设在陆地（‘陆上’），或布设在海水或淡水区（‘离岸’）<sup>11</sup>。[7.1]

风能可为近期（2020年）和长期（2050年）温室气体减排带来巨大潜力。到2009年底，风电装机容量能够满足全球电力需求大约1.8%，如果在温室气体减排方面，以及在消除障碍、增加风能推广方面作出巨大努力，到2050年，风能的贡献率可增长20%以上。陆上风能已在许多国家得到迅速推广，更多风能并入供电系统在技术上也不存在不可逾越的障碍。此外，虽然平均风速因地点不同而有很大差别，但是在世界大部分地区有充分的可大量利用风能的技术潜力。有些地区具有良好的风力资源，风能成本与当前能源市场价格相比已经具有竞争力，甚至在不考虑相对环境影响的情况下也是如此。然而，在世界大部分地区，仍然需要出台政策措施才能确保快速推广利用。尽管如此，预计陆上和离岸风能技术将会继续进步，从而使风能成本进一步降低，并使风能温室气体减排潜力进一步提高。[7.9]

### 7.2 资源潜力

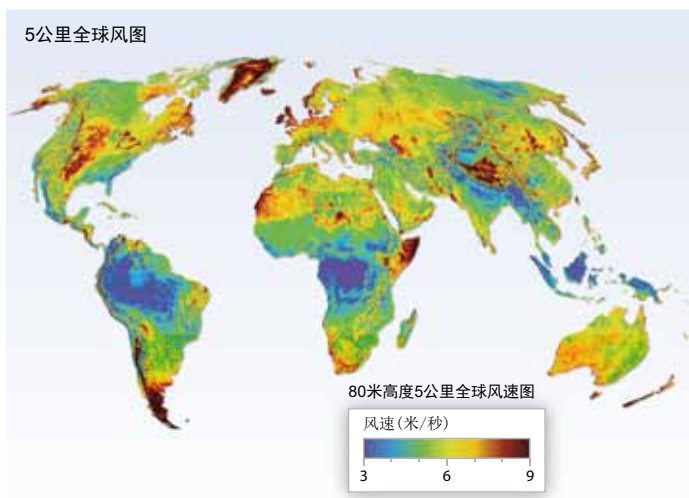
全球风能技术潜力不是固定的，而是与技术状况和对风能开发的其它限制所作出的各种假设有关。然而，越来越多的全球风力资源评估结果表明全球技术潜力超过了当前的全球电力生产。[7.2]

在估测全球风能技术潜力方面尚未开发出标准化方法：各种各样的数据、方法、假设、甚至技术潜力的定义使得对比工作复杂化。《第四次评估报告》将陆上风能技术潜力确定为180EJ/年（50,000TWh/年）。有关全球风能技术潜力的其它估值区间是从70EJ/年的低值（19,400TWh/年）（仅限陆地）到450EJ/年的高值（125,000TWh/年）（在陆地和靠近陆地），在这些估值中考虑了相对更多的对发展的限制因素。这一估值区间大致相当于2008年全球发电量的一至六倍，由于若干研究依据过时的假设，有些研究没有包括或只部分包括离岸风能，并且由于方法和计算存在局限性，因此上述估值区间也许对这一技术潜力有所低估。当只考虑相对较潜的和近岸应用时，仅离岸风能的技术潜力估值区间是从15EJ/年到130EJ/年（4,000至37,000TWh/年）；深水海域的应用或许有赖于漂浮式风机的设计，如考虑这些应用，技术潜力则更大。[7.2.1]

无论现有的估值低估了还是高估了风能技术潜力，虽然需要进一步改进风力资源评估方法，但是风力资源本身的技术潜力显然不可能成为全球风能推广利用的制约因素。相反，在远未达到全球技术潜力的任何绝对限度之前，与风能成本相关的制约因素、体制上的制约、与并网输电和运行一体化相关的成本以及与社会接受程度和环境影响有关的问题反而可能限制其发展。[7.2.1]

此外，世界大部分地区存在着充足的技术潜力，能够实现大范围的风能推广。但是，风力资源在全球范围的分布并不均匀，也没有均匀地靠近人口集中地区，因此，风能在满足各国需求方面贡献会大小不一。北美和东欧/欧亚经合组织地区陆上风能技术潜力特别可观，而亚洲非经合组织部分地区和欧洲经合组织部分地区陆上技术潜力似局限较大。图TS.7.1是全球风力资源图，从中也可以看到拉美和非洲某些地区技术潜力属于有限，虽然这些大陆的其它部分技术潜力属于显著。最近，对区域方面作了详细评估，一般

11 关于小型风力涡轮机、高度较高的风电、以及风能在机械和推进方面的应用，仅在第7章作了简要讨论。



图TS.7.1: 全球风力资源图例, 分辨率为5公里 x 5公里。[图7.1]

而言, 风力资源规模比以前评估估测得要大。[7.2.2]

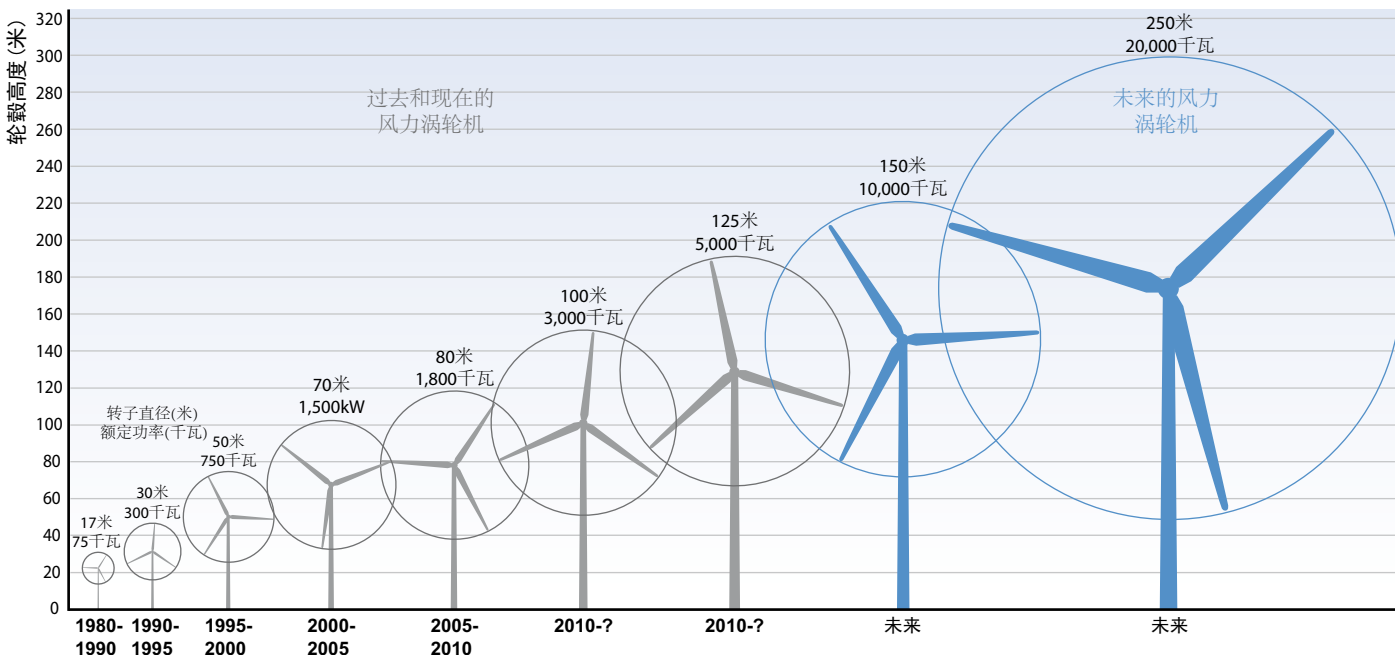
全球气候变化可改变风力资源的地理分布和/或年内和年际变率, 可改变风力资源的质量, 并可改变极端天气事件的盛行, 从而可对风力涡轮机的设计和运行产生影响。迄今为止所开展的研究表明, 本世纪欧洲和北美大部分地区多年年均风速变化最大值将超过 $\pm 25\%$ , 而针对欧洲北部地区的研究表明, 多年年均风力密度将可能保持在当前值的 $\pm 50\%$ 之内。对世

界其它地区开展的研究很少。虽然这一领域的研究处于起步阶段, 应该开展更多的研究, 但是迄今为止所开展的研究表明, 尽管全球变化可改变风力资源的地理分布, 但是这种影响不可能大到足以对全球风能利用潜力造成重大影响的程度。[7.2.3]

### 7.3 技术与应用

现代商业化并网风机已从小型简单的风机发展成为大型高精密的设备。科学和工程专业知识和进步, 以及不断完善的计算工具、设计标准、制造方法和运行维护程序均已支持这些技术的发展。[7.3]

风力发电需要将流动空气的动能转换为电能, 风能产业在工程上面临的挑战是设计具有成本效益的完成这种转换的风机和电厂。虽然对各种风机配置作了调研, 但是商购的风机主要是水平轴风机, 三个叶片位于风塔的上风处。为了降低风能的平准化成本, 典型风机的尺寸有了显著加大(图TS.7.2), 2009年全球安装的最大部分陆上风机的额定容量为1.5~2.5兆瓦。截至2010年, 陆上风机塔高一般为50~100米, 转子直径通常为50~100米; 转子直径和塔高超过125米的商业化风机也投入了运行, 甚至更大的风机也在研发之中。陆上风能技术已经并正在投入商业化生产



图TS.7.2: 典型商业化风力涡轮机尺寸加大过程。[图7.6]

和大规模推广利用之中。[7.3.1]

离岸风能技术不如陆上风能技术成熟，而且投资成本更高。通常这两类电厂使用率均较低，而内在的运行维护成本都普遍较高，一方面因为该技术相对欠成熟，另一方面因为离岸风机的后勤保障和维护本身难度较大。尽管如此，欧盟仍对离岸风能相当重视，其它地区也越来越重视。发展离岸风能的主要动机是有些地区陆上风能发展或因技术潜力有限而受到制约，或因规划和选址与其它用地发生冲突，故以离岸风力资源作为补充。其它动机包括离岸风力资源质量较高；有能力采用尺寸更大的风机；因而获得扩大规模经济的潜力；有能力建设比陆上电厂规模更大的电厂，达到厂级规模经济；可能减少为获取遥远陆上风能而对新的、远距离、陆基输电基础设施的需求。到目前为止，离岸风机技术与陆上风机的设计非常相似，但有一些改动，地基特殊。随着经验的积累，预计水深会有所增加，而且更多地暴露在风大的水域。随着离岸风机市场的扩大，专门为海上应用设计的风能技术将更加盛行，预计在这一部分市场中5~10 MW大型风力涡轮机也许成为主导机型。[7.3.1.3]

伴随风机设计的发展，改进的设计方法和测试方法已纳入国际电工委员会的标准规范。认证机构依靠已加入的设计和测试机构提供可溯源的证明已达标的文件，以确认风机、部件或整个风电厂达到了通用的安全、可靠性、性能和测试准则。[7.3.2]

从电力系统可靠性角度来看，风机的一个重要部分是电力转换系统。对于现代风机而言，当前主宰市场的是可变速风机，这类风机可提供实际电力和无功功率，以及在低电压穿越时继续运行的能力，但却无内在惯性响应(即风力涡轮机不随系统功率失衡而增加或减少电力输出)；风机制造商已认识到这方面的局限性，正在寻求各种解决方案。[7.3.3]

## 7.4 全球和区域市场和产业发展现状

风能市场已大幅扩大，说明此类技术和产业具有商业和经济可行性。但是，风能的推广一直集中在有限的几个区域；而特别是在风能利用迄今尚无多大起色的区域，以及在某些近海位置，风能的进一步推广

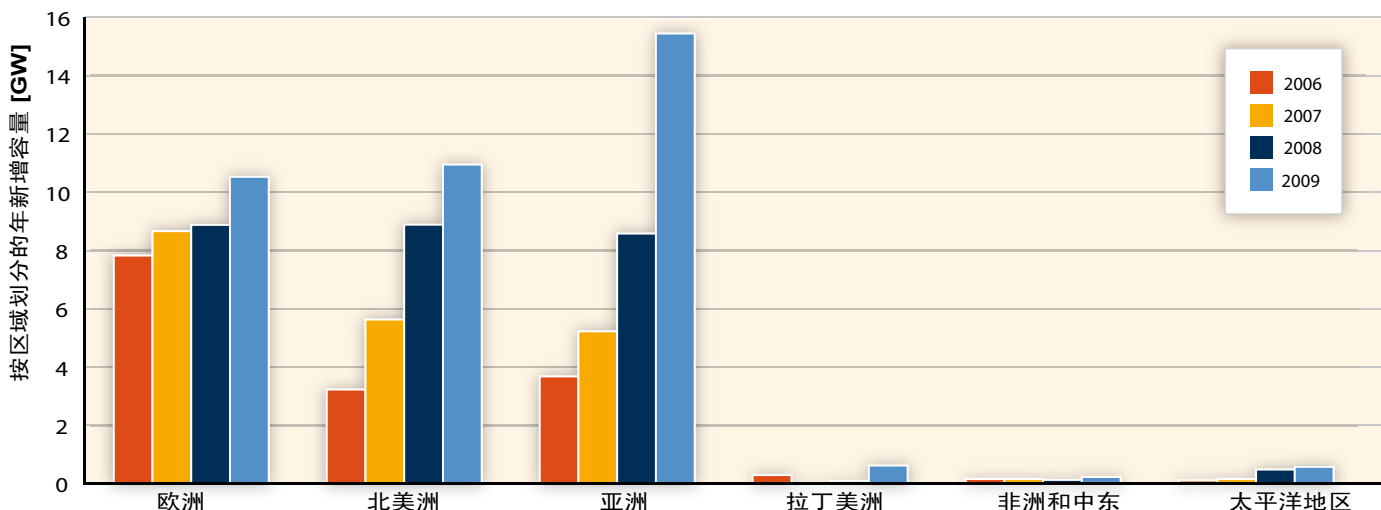
可能需要出台更多的政策措施。[7.4]

风能已迅速崛起，它成为主流电力行业的一部分。1999年底的累计容量为14GW，全球装机容量10年内增加了12倍，到2009年底达到近160GW。绝大部分为陆上装机容量，离岸装机主要是在欧洲，累计总额2.1GW。2009年底装机容量最高的国家是美国(35 GW)、中国(26 GW)、德国(26 GW)、西班牙(19 GW)和印度(11GW)。2009年新建风电厂的总投资成本为570亿美元(2005年价值)，而该行业2009年全球直接就业人数估计约为50万人。[7.4.1, 7.4.2]

在欧洲和美国，风能是新增发电容量的一个主要新来源。2009年，美国和欧盟所有新增容量中大约39%来自风能；2009年，中国新增净容量中有16%源自风能。就全球而言，从2000年到2009年，新装机净发电新增容量中大约11%来自新建风电厂；仅在2009年，这一数字可能超过20%。因此，一些国家的电力系统年风电渗透率开始呈现相对高水平。截至2009年底，风电容量具有的供电能力大约相当于丹麦年电力需求20%，在葡萄牙风电容量占14%，在西班牙占14%，在爱尔兰占11%，以及在德国占8% [7.4.2]。

虽然出现了上述趋势，相对而言风能仍在全球电力供应中占一小部分。到2009年底，平均而言，风电装机总容量仅占全球年电力需求大约1.8%。此外，虽然随着时间推移，随着最近美国和中国的大力发展，风能产业对欧洲市场的依赖程度呈现逐步减少的趋势，但是这一市场仍然具有区域针对性：拉丁美洲、非洲和中东以及风电装机容量比较小的太平洋地区，虽然每个区域的风能技术潜力都很大(图TS.7.3) [7.4.1, 7.4.2]。

风能的推广利用必须克服各种挑战，其中包括与能源市场价格相比较的风能相对成本(最低条件是环境影响尚未实现内部化和货币化)；对风能可变性影响的各种关切；新建输电设施的困难；规划、选址及许可程序繁琐而缓慢；对技术进步的需求以及较高的离岸风能技术成本；尚无实质性风能利用经验的地区缺乏体制和技术方面的知识。因此，风能发展受到政府各种政策的影响。[7.4.4]



图TS.7.3: 按地区表示的年年风电新增容量。[图7.10]

注：图中的区域定义是通过研究作出的。

## 7.5 近期并网问题

随着风能推广利用的步伐加快，人们对风能融入电力系统问题表示出关切。在融入电力系统方面所遇到的各项挑战的性质和难度将取决于现有电力系统的特征以及风电的渗透水平。此外，如第8章所述，融入方面的挑战不是风能独有的问题。尽管如此，某些经合组织国家的分析和运行经验表明，当风电处于低至中等渗透水平(此处定义为达到年均电能总需求的20%)<sup>12</sup>时，风能的融入一般不会构成无法逾越的技术障碍，并且在经济上是可管理的。与此同时，即使风电处于低至中等渗透水平，某些(有时针对具体系统)在技术和/或体制上遇到的困难必须得到解决。如第8章进一步所述(第8.2节)，对风能融入(成本)的各种关切将随着风能的推广利用而增多，甚至较高的渗透水平也许取决于或得益于出台更多的技术和体制选择方案，以提高灵活性并维持供需平衡。[7.5]

风能所具有的特征给融入带来了挑战，必须在电力系统规划和运行阶段予以考虑，这样才能确保电力系统运行的可靠性和经济性。这些特征包括：风力资源的局域性，可能对陆上和离岸新建风能输电设施的影响；风电输出在多个时间尺度上的变化；与其它许多类型发电厂常见的电力输出相比，风电输出的可预

测水平较低。风电输出的综合可变性和不确定性部分取决于不同地理位置上风电厂电力输出之间的相关程度：一般而言，风电厂相距越远，两厂电力输出之间的相关性就越低，而较短时段(若干分钟)内的可变性与较长时段(若干小时)内的可变性的相关性不大。当对多家风电厂一并考虑时，对较短时段作出的风电输出预报也比较准确。[7.5.2]

为新建发电和输电基础设施制定的详细系统规划用以确保电力系统未来可靠地运行并具有经济性。为此，规划者需要利用计算机模拟模型准确地抓住风能特征。此外，随着风能容量已扩大，所以风电厂需要更积极地参与维持电力系统运行能力和质量，执行联网技术标准以有助于当风电厂正常运行时以及在应急情况下防止对电力系统造成不利影响。与此同时，在评估输电充足性时必须考虑风力资源对地点的依赖性，并考虑在以下两种方案的成本之间所做出的任何权衡取舍：要么增加扩建输电系统的成本，以获得高质量的风力资源；要么承担获取较低风力资源质量的成本，但所需输电投资较少。即使在风电处于低至中等渗透水平的情况下，在风力资源质量较高地区大量增加陆上或离岸风能，也需要大量新增输电系统或对现有输电系统进行升级换代。根据任何特定区域的法律法规，扩大输电系统在体制上遇到的各种挑战可能相当大。最后，规划者在评估风能对发电充足性的贡献时需要考虑风电输出的可变性，因此需要考虑电力系统的长期可靠性。虽然方法和目标因区域不同而

<sup>12</sup> 选择这一渗透水平是为了把相对近期的风能融入需求与第8章就电力系统变革所作的泛泛、长期和不针对风能的讨论大致区分开来。



异,但风能对发电充足性的贡献通常取决于风电输出与供电不足风险较高时段的相关性,该时段一般也是电力需求较高的时段。风能对发电充足性的边际贡献一般是随风电渗透率的提高而下降,但是如果具备充足的输电能力,那么风电厂集中在面积较大地区则也许使这一降幅放缓。风能对发电充足性的平均贡献水平较低(与化石单位相比),这表明与无大量风能的电力系统相比,具有大量风能的电力系统还趋于具备大得多的总额定发电量,以满足相同峰值的电力需求。但是在这一发电量中有一部分不常启用,因此与其它电力混合趋于(出于经济理由)逐渐从‘基本负荷’资源转为灵活的‘调峰’和‘中间’资源。[7.5.2]

风能的独特特点还会对电力系统运行产生重大影响。因为风能发电的边际运行成本很低,所以一般是有风时方可用于满足需求;那么有时需要调度其它发电机的电力以满足需求与任何现有风能之差(即‘净需求’)。随着风电渗透率的提高,风能的可变性导致净需求的变化幅度总体上升,还会导致最低净需求有所减少。由于这些趋势,当风电输出高而与其它能源市场的输电联网能力受到限制时,批发电力价格将呈现下降的趋势,但与无风能的运行要求相比,其它发电机组将被要求以更灵活的方式运行。当风电渗透水平为低至中等时,预计分钟之间的可变性将相对较小。运行方面的更大挑战在于需要管理一至六小时内的风电输出变化。将风能预报融入电力系统运行可减少要求其它发电设施灵活运行的需要,但是即使有高质量的预报,系统运行方也需要制定宽泛的策略,以积极维持供需平衡,包括灵活发电技术的利用、风能输出的下降以及加强电力系统之间的协调和联网。大众市场需求响应、大宗能源存储技术、电动车的大力推广及其通过可控制的电池充电而对系统灵活性做出的相关贡献、剩余风能分流到燃料生产或当地供热设施,以及地理上对风电厂选址的多样化等也将随着风电渗透率的提高而产生越来越多的效益。虽面临挑战,但世界各地的实际运行经验表明,随着风能贡献的加大,电力系统能够可靠地运行;四个国家(丹麦、葡萄牙、西班牙、爱尔兰)2010年的风能已经能够供应年电力需求的10%到大约20%。但是,这方面的经验还很有限,特别是在高瞬间渗透水平情况下应对系统故障的经验,随着更多风能在各区域以及在不同电力系统中得到推广利用,将会获得更多有关风能融入方面的知识。[7.5.3]

除了实际运行经验外,已完成一批高质量的研究,研究方向是增加输电和发电资源需要纳入风能,研究对象主要涉及经合组织国家。这些研究采用了各种方法,设有不同目标,但是结果表明,在大多数情况下,将20%的风能融入电力系统所需的成本是适度的,但并非庞大。具体而言,在风电渗透水平为低至中等情况下,现有文献(还是主要来自经合组织国家)表明,因管理电力系统可变性和不确定性,确保发电充足性以及新增风能输电能力而增加的成本将根据具体系统而定,但是一般而言成本区间是在0.7美分/千瓦时到3美分/千瓦时之间(2005年价值)。研究发现技术挑战和融入成本会随着风电渗透水平的提高而增加。[7.5.4]

## 7.6 环境影响与社会影响

风能具有减少(并正在减少)温室气体排放的巨大潜力。此外,人们试图测量各种供电技术的相对影响,结果表明相比之下一般风能的环境足迹少 [9.3.4, 10.6]。但是,用在其它工业活动时,风能有可能对环境以及对人类活动和福祉带来一些不利影响;为了减少这些影响,许多地方政府和中央政府在规划上和选址上制定了各项要求。随着风能推广利用的扩大,就大型风电厂而言,现有的令人关切的问题也许变得更加尖锐,新问题也许会随时出现。[7.6]

虽然风能的主要环境效益是替代化石燃料电厂发电,但是对这类效益的估算却有点复杂,因为电力系统的运行有其特点,还因为需要作出有关新电厂的投资决策。短期而言,风能的增加一般将取代现有化石燃料电厂。然而,从长远来看,也许需要新建发电厂,而风能的存在能够对建设什么类型的电厂产生影响。对风力涡轮机的制造、运输、安装和退役所带来的影响也应予以考虑,但是通过对现有研究的全面评审表明,与各风电厂在整个使用寿命期间生产的电能和避免的排放相比,在上述步骤过程中使用的能源和产生的温室气体排放要少。在大多数情况下,风能的温室气体强度估计在8克至20克CO<sub>2</sub>/千瓦时之内,而能源回报时间是在3.4个月至8.5个月之间不等。此外,已发现对风电输出可变性的管理不会显著降低风能的温室气体减排效益。[7.6.1]

其它一些研究考虑了风能开发会给当地生态造

成的各种影响。无论是在陆地，还是在海上，建设并运行风电厂会对野生动物产生影响，如鸟类和蝙蝠的碰击，栖息地和生态系统的改变，这些影响的性质和程度具有场地和物种的特殊性。对于离岸风能，必须考虑底栖生物资源、各种鱼类以及更广范围的海洋生物。还正在就风电厂影响当地气候的可能性开展一项研究。鸟类和蝙蝠因碰击风机死亡是在已发表文献中人们对环境最关切的问题。虽然对这类影响的性质和数量还知之甚少，但是据报告，每年每兆瓦电力的飞禽死亡率为0.95个到11.67个之间。猛禽死亡率虽然绝对数量要少得多，但在某些情况下特别令人关切，而且随着离岸风能利用的扩大，也已引起人们对海鸟的关注。对蝙蝠死亡率尚无广泛的研究，但是有报告称死亡率为每年每兆瓦电力造成0.2至53.3个蝙蝠死亡；风电厂对蝙蝠种群的影响是当代特别令人关切的一个问题。鸟类和蝙蝠因碰击死亡会对种群造成何种影响程度和后果，这个问题可在人类活动造成其它死亡的背景下一并审视。现有风电厂造成的鸟类死亡数量似乎低于因其它人类活动造成的鸟类死亡数量，现已表明陆上风电厂当前并没有造成鸟类数量出现实质性下降，其它能源供应选择也有鸟类和蝙蝠碰击问题，也会使栖息地发生变化，也会为全球气候变化做出贡献。对具体物和种群数量影响及其可能的减缓措施的评估方法需要加以完善，这样风能的影响与其它电力供应选择的影响进行的比较结果才能确凿。[7.6.2]

风电厂还能够通过以下方式影响栖息地和生态系统：避开某个地方或从某个地方迁离、栖息地的破坏以及繁殖减少。此外，风电厂对海洋生物的影响也随着离岸风能开发的扩大而成为焦点。离岸风能对海洋生物的影响程度在安装、运行和退役阶段均不相同，这主要取决于场地条件，影响也可能是负面的，也可能是正面的。潜在的负面影响包括水下声音和振动、电磁场、自然破坏以及外来入侵物种的进驻。但是这自然结构也许建立新的滋生地或庇护所，并成为人造岛礁或成为鱼类汇聚地。需要对这类影响及其对种群的长期后果作更多的研究，但是与陆上风能相比，这类影响所占比例却很大。[7.6.2]

调查结果一致表明，风能得到公众的广泛接受。但是将这种支持转换为更多推广利用往往需要当地社区和/或决策的支持。为此，除了对生态关切之外，

常常还引起人们对风电厂对当地社会影响的一些关切。也许最为重要的是，现代风能技术涉及大型建筑结构，因此风机难免出现在景观之中。对其它影响的关切包括土地利用和海洋使用(包括可能出现的雷达干扰)，大致的影响有噪声和闪烁，还有对房产价值的影响。无论社会和环境问题类别和程度如何，成功的风电规划和选址过程关键在于解决这些关切，并让当地居民参与其中往往是该过程的一个不可分割的组成部分。虽然某些关切能够随时得到缓解，但是其它如视觉影响等关切则更加难以解决。在推广风能的过程中，为更好地认识其余影响的性质和程度需要继续协同努力，并为最大限度减少并减缓这些影响付出努力。在实践中，规划和选址方面的法规因司法管辖的不同而存在很大的差异，在某些国家以及在某些情况下，规划和选址过程已成为风能发展的障碍。[7.6.3]

## 7.7 技术进步和创新前景

自过去三十年来，风机设计方面的创新已使成本大大降低。政府部门和私营部门的研发计划在这些技术进步方面发挥了重大作用，使系统和构件的技术得到改进，也使资源评估、技术标准、电力系统融入、风能预报等领域得到改进。从1974年到2006年，国际能源机构的国家政府在风能研发方面的预算总计达到38亿美元(2005年价值)，占能源研发支出总额的1%。2008年，经合组织用于风能的科研经费总计为1.8亿美元(2005年价值)。[7.7, 7.7.1]

虽然陆上风能技术已投入商业化生产并得到大规模推广利用，但随着技术的不断进步，预计涡轮机设计程序将继续逐步取得进展，材料使用效率更高，可靠性和能源捕获率不断提高，运行维护成本下降，构件使用寿命延长。此外，随着离岸风能得到更多重视，随着新技术挑战的出现，技术上有可能出现重大创新。风电厂和风机是复杂的系统，需要采取各种综合设计方法优化成本和性能。在电厂层面需要考虑的因素包括针对特定风力资源体系选定风机；风机的选址、间距和安装程序、运行维护方法以及融入电力系统。一些研究已经确定了一些地区，其中技术进步可改变风能投资成本、年能源生产量、可靠性、运行维护成本和电力系统融入。[7.3.1, 7.7.1, 7.7.2]

在构建层面，正在探索各种机会，其中包括：

可减少对大型起重机的需要以及实现材料需求最小化等先进风塔概念；通过更好的设计加上更好材料以及采用先进制造方法生产先进的转子和叶片；通过先进的风机控制和条件监控减少能源损耗，提高使用率；采用各种先进的驱动链、发电机和电力所需的电子设备；以及提高制造学习水平。[7.7.3]

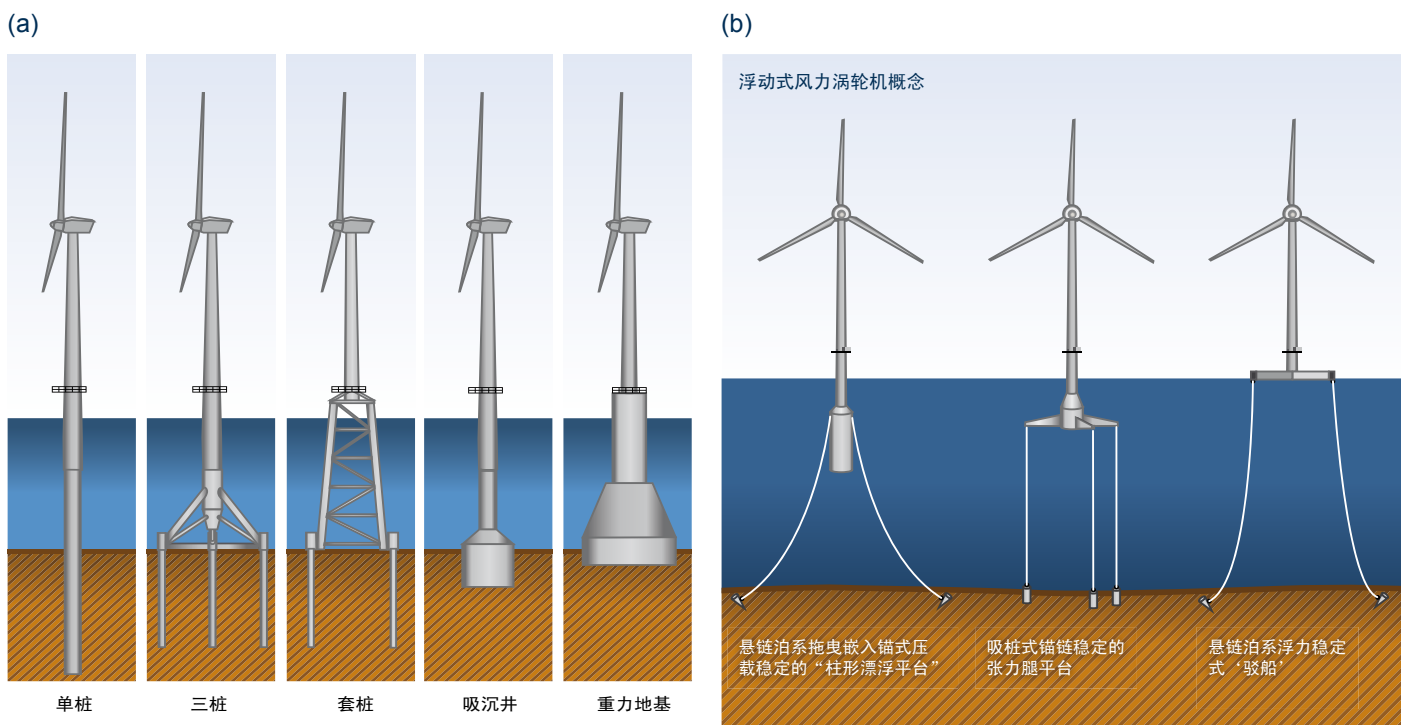
此外，有些地区可能离岸风能取得更具体的进步，包括运行维护程序、安装和装配方案、辅助结构设计以及更大风机的开发，可能还包括新型涡轮机概念。特别是在地基结构方面的创新可为进入更深水域提供可能性，从而提高了风能技术潜力。离岸涡轮机历来主要安装在较浅的水域，可达30米深，为单桩结构，基本上是风塔的向下延伸，但是现在更为普遍的是重力结构。这类方法和其它包括各种浮动平台概念更适用于较深水域，详见图TS.7.4。此外，离岸涡轮机大小的限制与陆上风机所受到的限制不同，海上地基成本相对较高，这是追求更大风机的动机。[7.7.3]

风力涡轮机在设计上要能够经受住各种严峻的条件，需照看程度最低。因此需要付出相当大的力气加强对涡轮机运行环境的基本认识，以便促成新一代可

靠、安全、经济的风力涡轮机的问世，并进一步优化风电厂的选址和设计。例如，通过对空气弹性学、不稳定空气动力学、空气动力学、先进控制系统、和大气科学等领域开展研究，预计这将带来设计工具的改进，从而提高这一技术的可靠性，并鼓励进一步的设计创新。这种性质的基础研究将有助于提高对风力涡轮机的设计、风电厂性能的估算、风力资源的评估、风能的短期预报，并有助于提高对大规模风能利用对局地气候影响的估算以及气候变化对风力资源潜在影响的估测。[7.7.4]

## 7.8 成本趋势

虽然自上世纪八十年代以来，风能成本已有显著下降，但是目前仍需要出台政策措施，以确保风能在这个世界上大多数区域得到迅速推广利用。然而，在一些风力资源较好的地区，即使不予考虑相对的环境影响，风能成本与当前能源市场价格相比具有竞争力。此外，预计技术不断的进步支持成本的进一步降低。[7.8]



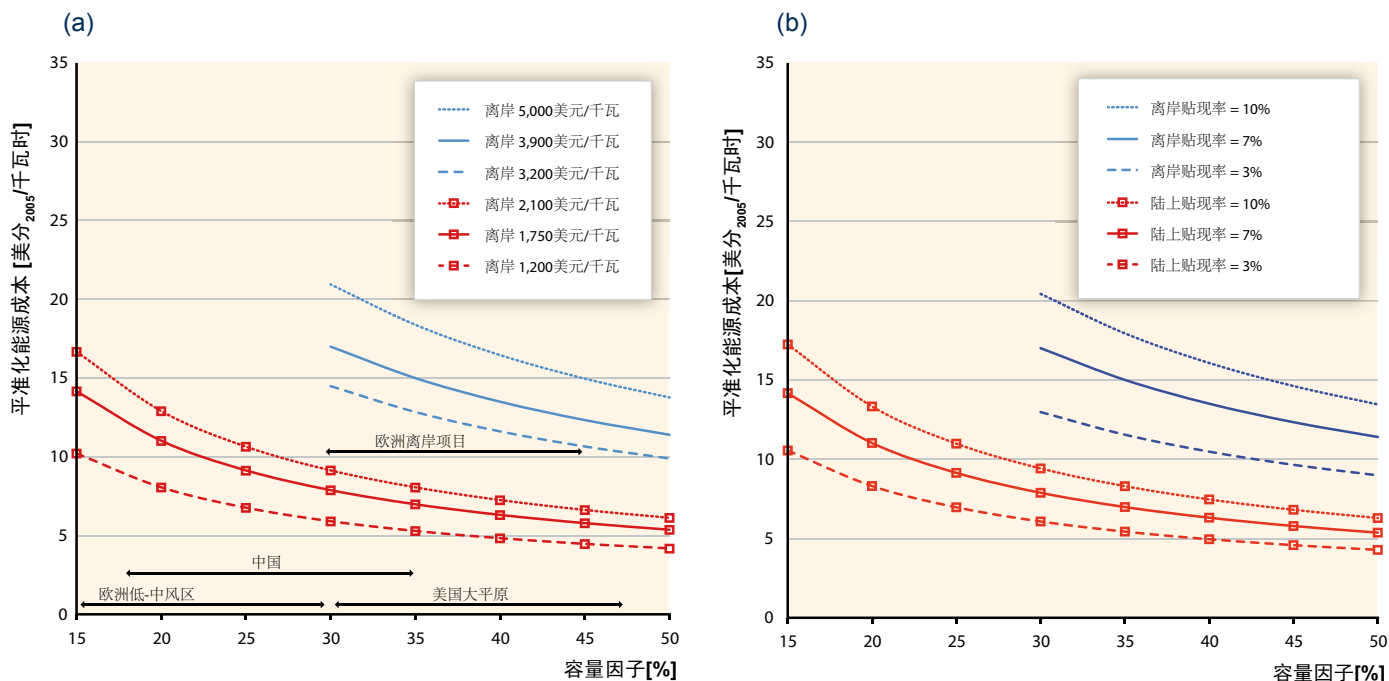
图TS.7.4： 离岸风力涡轮机的地基设计：(a)近期概念和(b)离岸浮动涡轮机概念。[图7.19]

陆上和离岸风电厂的平准成本受到五个主要因素的影响：年能源产量、投资成本、运行维护费用、融资成本，以及设计的发电厂经济寿命<sup>13</sup>。从20世纪80年代到大约2004年，陆上风电厂的投资成本有所下降。但从2004年到2009年，投资成本有所增加，其主要推动因素是：劳动力成本上升和材料投入增加；涡轮机制造商及其供应商的毛利率不断提高；欧元货币相对坚挺；以及涡轮机转子加大和轮毂加高。2009年，在世界各地安装的陆上风电厂的平均投资成本约为1,750美元/千瓦(2005年价值)，许多电厂的投资成本是在1,400美元/千瓦至2,100美元/千瓦之间(2005年价值)；2008年和2009年，中国的投资成本是在1,000美元/千瓦至1,350美元/千瓦之间(2005年价值)。离岸风电厂的经验要少得多，离岸电厂的投资成本在很大程度上视具体地点而定。尽管如此，离岸电厂的投资成本历来要比陆上电厂的投资成本高50%至100%以上；离岸电厂的运行维护成本也较高。2004年至2009年，某些因素造成陆上成本增加也已对离岸成本产生影响，另外，离岸成本还受若干独特因素的影响。最近安装或宣布安装的离岸电厂投资成本据报道大约为3,200美元/千瓦至5,000美元/千瓦区间(2005年价值)。虽然离岸电厂的水深会随着时间的推移而

不断加深，但是大多数现役电厂却是建在比较浅的水域。风电厂的性能在很大程度上具有地点特殊性，主要视当地风系特征而定，但是也受风力涡轮机设计的优化、性能和可提供性的影响，同时还受运行维护程序效果的影响。因此，性能是因地点不同而异，但是一般随着时间的推移而提高。离岸风电厂通常有较好的风力资源。[7.8.1–7.8.3]

附件2中概括介绍了标准化方法，附件3中归纳了成本和性能数据，根据这种方法和一个涵盖多种输入参数的大数据集计算出陆上和离岸风电厂的LCOE，其区间分别为3.5美分/千瓦时至17美分/千瓦时和7.5美分/千瓦时至23美分/千瓦时(2005年价值)。[1.3.2, 10.5.1, 附件2,附件3]

图TS.7.5给出了根据一套有所不同的参数数据集计算的陆上和离岸风能的LCOE，从图中看出LCOE变化很大，这取决于所设定的投资成本、能源产量和贴现率。对于陆上风能，为2009年所建电厂的估值；对于离岸风能，为2008年至2009年所建电厂以及计划于2010年初完工电厂的估值。风力资源从良好到优的陆上风能的LCOE估值平均约为5美分/千瓦时至10美分/千瓦时(2005年价值)，在资源类型较低的地区，



图TS.7.5：陆上和离岸风能平准成本估测，2009年：(a)是容量因子与投资成本的函数\*和(b)是容量因子与贴现率的函数\*\*。[图7.23]

注：\* 假设贴现率等于7%。\*\* 假设陆上风能投资成本为1,750美元/千瓦，并假设离岸风能投资成本为3,900美元/千瓦。

13 与其它能源相比，风能的经济竞争力必然还须包括如补贴和环境外部性等其它因素，但这些都本章中未涉及这些因素。

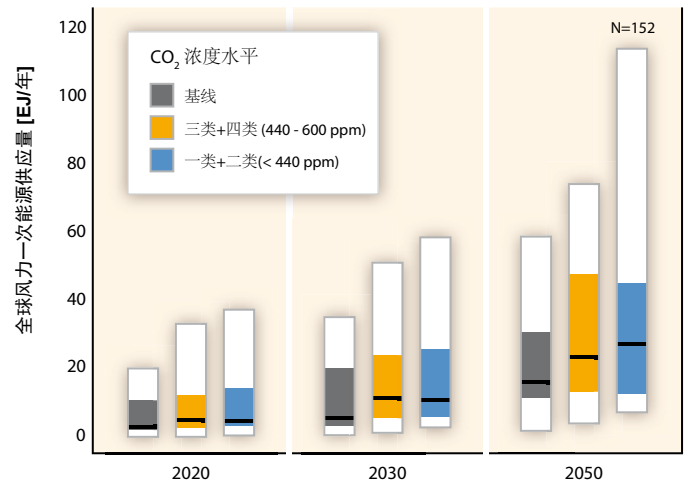
可达到15美分/千瓦时以上(2005年价值)。虽然还上成本估值的不确定性更大,但是就最近在相对较浅水域建成或计划建成的电厂,典型的LCOE估值区间为10美分/千瓦时至20美分/千瓦时以上(2005年价值)。凡在可开发利用陆上风力资源有限的地区,离岸电厂有时可与陆上电厂竞争。[7.8.3, 附件2, 附件3]

一些研究根据学习曲线估测、工程模型和/或专家判断的不同组合,建立了可预测的陆上和离岸风能成本轨迹。在这些研究中,预报的起始年、方式方法和风能推广的假设风能利用水平均有所不同。尽管如此,对这类文献的评审结果均支持这样一种思路,即由于持续不断的研发、测试和不断累积经验,到2020年可将陆上风能平准成本减少10%~30%。到2020年,预计离岸风能成本将略有较大的10%~40%下降幅度,虽然也有些研究找出了不同情景,认为在近期到中期,因市场因素导致成本有所增加。[7.8.4]

## 7.9 推广利用潜力

鉴于陆上风能技术的商业成熟度和成本,扩大风能的利用规模为近期大幅度削减温室气体排放带来了潜力:这种潜力不以技术突破为条件,也没有不可逾越的技术障碍,目前存在的障碍使风能在电力供应系统的渗透率水平无法提升。因此,在近期到中期内,根据许多研究预计从2000年到2009年风电容量快速增加的趋势将得以持续。[7.9, 7.9.1]

此外,有多项研究对风能的长期潜力作了评估,往往是在温室气体浓度稳定情景下作出的评估 [10.2, 10.3]。根据这类文献(包括164个不同的长期情景)的评审,并根据图TS.7.6中的概括,风能可在全球温室气体减排过程中长期发挥重要作用。各种情景温室气体浓度稳定区间为440~600 ppm CO<sub>2</sub>和<440 ppm CO<sub>2</sub>,到2050年,在这些情景中风能的中等贡献为23至27EJ/年(6,500至7,600TWh/年),在这些情景的第75个百分位(12,400至12,900TWh/年)上,风能的贡献将增至45~47EJ/年,在最高利用水平的研究(31,500TWh)中,风能的贡献将超过100EJ/年。要达到这样的一个贡献率,就需要2050年在情景的中间值结果中使风能全球电力供应中约占13%~14%,因而在经评审情景的第75个百分位上将增至21%~25% [7.9.2]。



图TS.7.6: 长期情景中风能在全球一次能源供应中的比重(中间值, 第25至75个百分位区间, 各种情景的结果; 彩色标记是基于2100年大气CO<sub>2</sub>浓度水平类别; 此图所依据的情景具体数量见右上角)。[图7.24]

要达到全球风能利用区间的上限,可能不仅需要出台具有充分规模和可预见性的经济扶持政策,而且还需要扩大风能的区域利用范围,提高部分地区对离岸风能的依赖性,在技术上和体制上解决输电和运行融入方面遇到的各种限制、对运行一体化的各种关切,以及为减缓和管理人们对社会、环境的关切付出前瞻性努力。预计增加研发将使陆上风能成本逐步下降,加大研发支出也许对于离岸风能技术尤为重要。最后,有些那些具有较好风力资源潜力但是风能推广利用却是一种新生事物的市场,通过知识和技术转让则有助于风电厂的早日建成。[7.9.2]

## 8 可再生能源融入当前和未来的能源系统

### 8.1 引言

在许多国家,能源供应系统已发展了几十年,能够以具有效率和成本效益的方式实现了电力、燃气、热力和运输能源载体的配送,为终端用户提供有用的能源服务。未来朝着低碳方向转变,利用占有高份额的可再生能源,这也许需要为可再生能源新技术和基础设施提供大量投资,其中包括更灵活的电网、小区供热和制冷方案的扩大、可再生能源燃气和液化燃料配送系统、能源存储系统、运输新方法、以及创新的建筑内分布式能源供应和控制系统。无论是发达国

家，还是发展中国家，加强可再生能源的融入可为大小不一的社区提供全方位能源服务。无论是目前已到位的能源供应系统，无论是在能源丰富的社区，还是在能源匮乏的社区，从长远来看，通过分寸有度的系统规划和整合，在国家、区域、地方以及为单独的建筑扩大可再生能源份额即使有技术上的限制也几乎是微乎其微，虽然也许需要克服其它障碍。[8.1, 8.2]

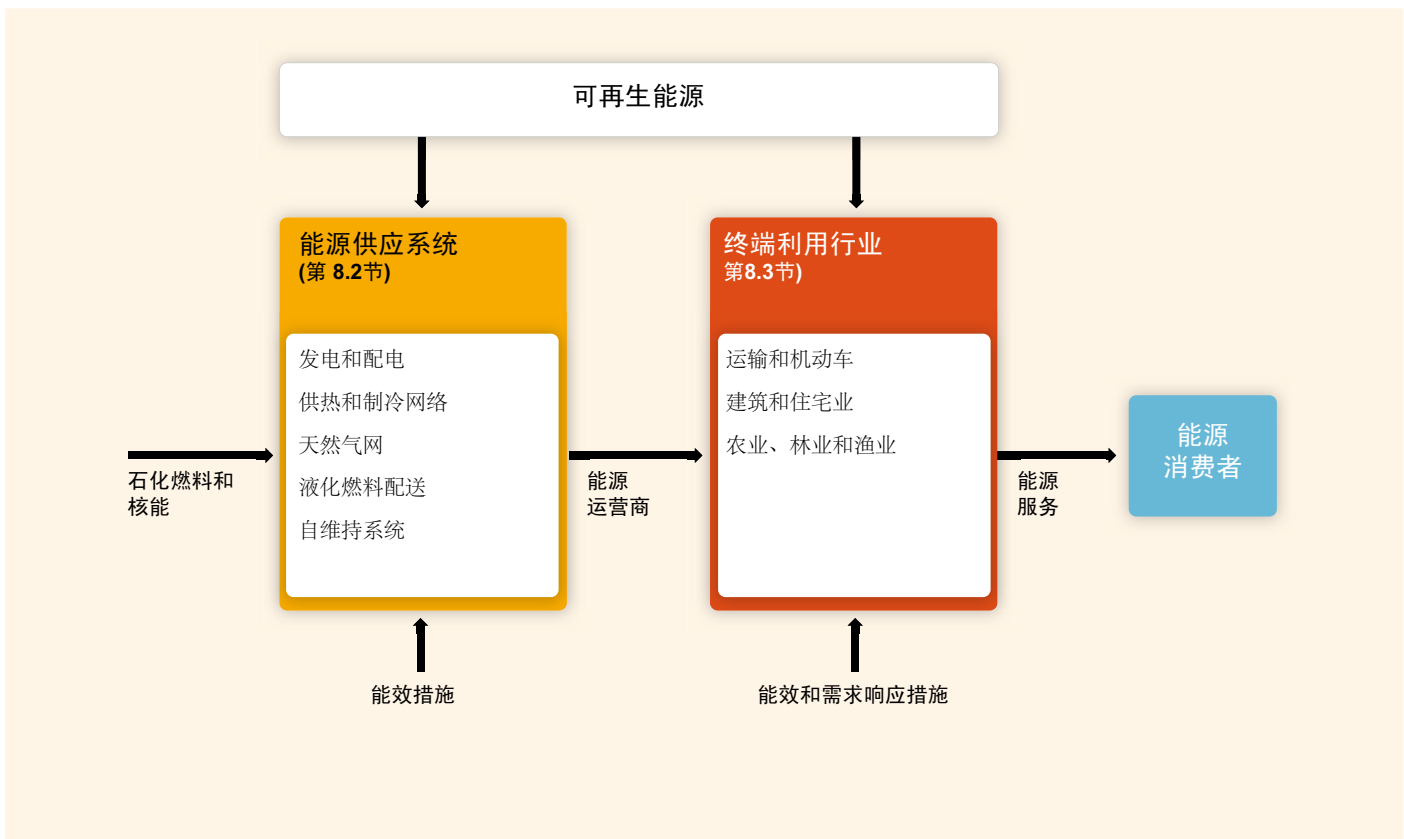
能源供应系统正在不断发展演变，旨在提高转换技术的效率，减少损耗，并降低为终端用户提供能源服务的成本。为了使可再生能源在供热、制冷、运输燃料和电力中占有更大的份额，也许需要与时俱进，调整现行政策、市场和现有的能源供应系统，从而适应更高的可再生能源推广利用速度，最终加大可再生能源的供应。[8.1]

所有国家均可获得某些可再生能源资源，在世界许多地区这样资源丰富。许多这些资源的特征有别于化石燃料和核能系统。一些诸如太阳能和海洋能资源分布广泛，而其它诸如大规模水电资源受制于地理位

置，因此，并网选择多采用集中式。一些可再生能源是可变的，其可预测性有限。其它能源的密度较低，其技术规格不同于固体、液化和气化矿物燃料。可再生能源资源的这类特征能够对其融入的容易度构成制约，并当可再生能源占有更高份额时可产生更多的系统成本。[8.1, 8.2]

根据第8章的结构轮廓，可通过融入能源供应网络的方式利用可再生能源资源，利用所含可再生能源比例不同的能源载体为消费者提供能源，或直接融入运输、建筑、工业和农业终端利用行业(图TS.8.1) [8.2, 8.3]。

对于加强可再生能源融入能源供应系统的一般和具体要求已有充分的认识。但是，由于融入问题往往取决于具体地点，针对可再生能源融入选择的典型附加成本开展的分析有限，未来需要开展这方面的研究，以供情景模拟使用。例如，尚不清楚更分散的能源供应系统趋势如何会影响未来发展集中供热供电的成本，以及避免新建基础设施的可能性。[8.2]



图TS.8.1: 提供能源服务的可再生能源的并网路径，或融入能源供应系统，或就地供终端利用行业使用。[图8.1, 8.1]

集中式能源系统主要是以化石燃料为基础，已发展成可为终端用户提供合理的具有成本效益的能源服务，这些系统利用的各种能源载体包括固体、液化和气化燃料、电力和热能。扩大可再生能源技术的推广利用需要通过克服相关的技术、经济、环境和社会障碍将其融入上述现有的系统。分散式能源系统的问世为可再生能源的推广利用开辟了新机遇。[8.1, 8.2]

在某些区域，可再生能源电力系统能够在未来能源供应中成为主要能源，特别是如果供热和运输用能源需求也靠电力满足。随着电动汽车、电力供热制冷(包括热力泵)、灵活的需求响应服务(包括智能电表的使用)以及其它创新性技术等的同时发展，可推动可再生能源电力系统的发展。[8.1, 8.2.1.2, 8.2.2, 8.3.1–8.3.3]

世界各国、各区域之间各种能源系统差别显著，每种能源系统均是复杂的。因此，需要采取各种方法鼓励对可再生能源的融入，无论是集中式，还是分散式融入。在对某个能源供应系统作出重大调整(涉及扩大可再生能源的融入)之前，应当对可再生能源的资源可用量、现有技术的适合性、体制、经济和社会上的约束因素、潜在的各种风险以及相关的能力建设和技能培养等作出审慎的评估。[8.1, 8.2]

绝大多数把大气GHG浓度稳定在约450 ppm CO<sub>2</sub>当量水平上的情景表明，到2050年可再生能源在低碳一次能源中所占份额将超过50%。在许多情景中能够展现这种转变，如基于国际能源机构2010年世界能源展望中的‘450政策情景’的图TS.8.2所示，这一转变是扩大市场份额的单个例子。为在2035年实现可再生能源在一次能源和消费能源中占有上述增加的份额，则需要作为一次能源的可再生能源年均递增水平达到当今水平的三倍以上，即达到约4.0 EJ/年。[8.1, 10.2, 10.2.2.4]

为了在运输、建筑、工业和农业各自加大可再生能源的推广利用，需要对战略要素有更好的认识，就像对待社会问题那样。通过融入加大每种可再生能源技术份额的转变路径取决于具体行业、技术和区域。最终目的应是促进与能源供应系统的顺利融入，并为终端能源用户提供多种效益。[8.2, 8.3]

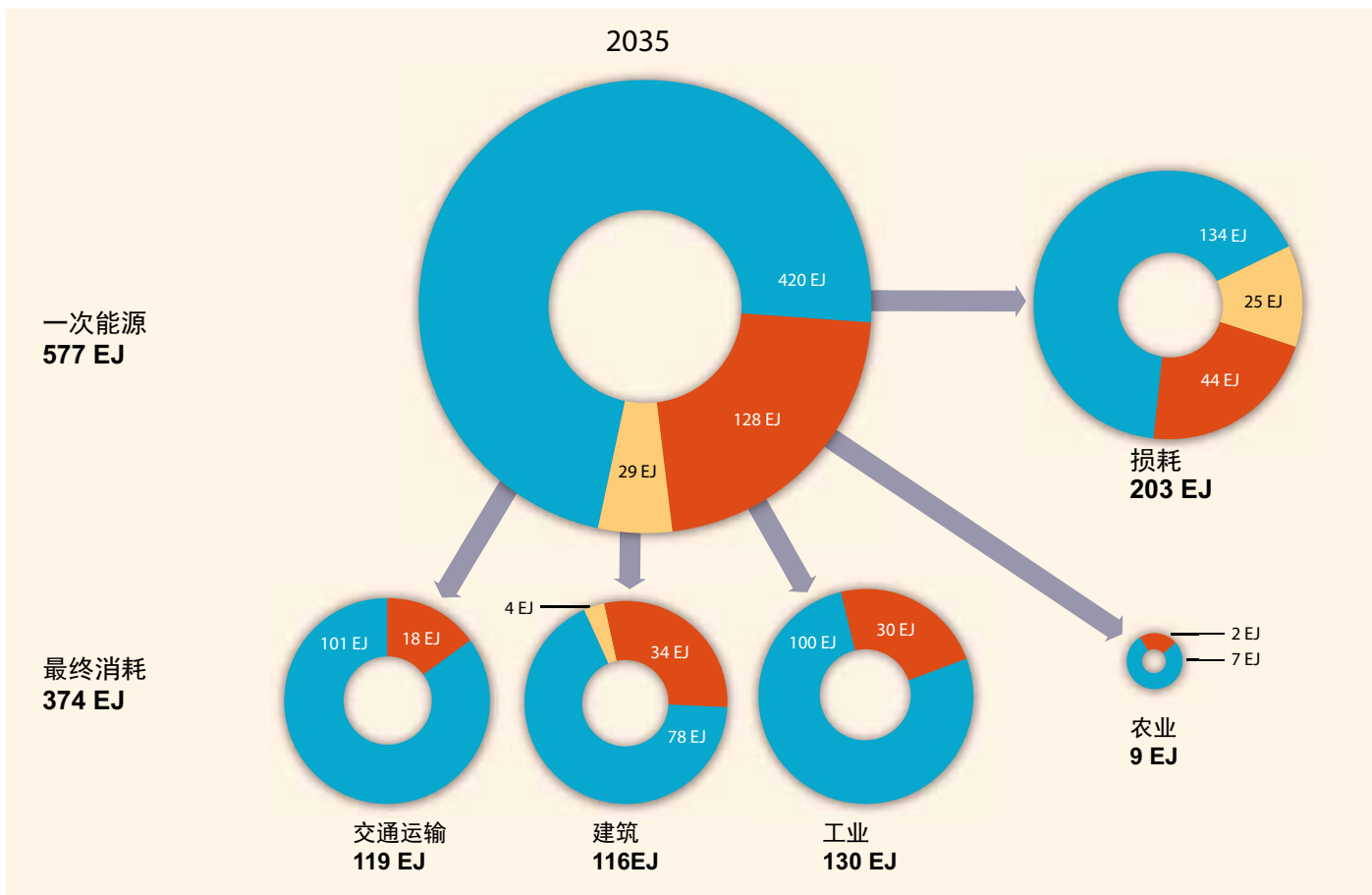
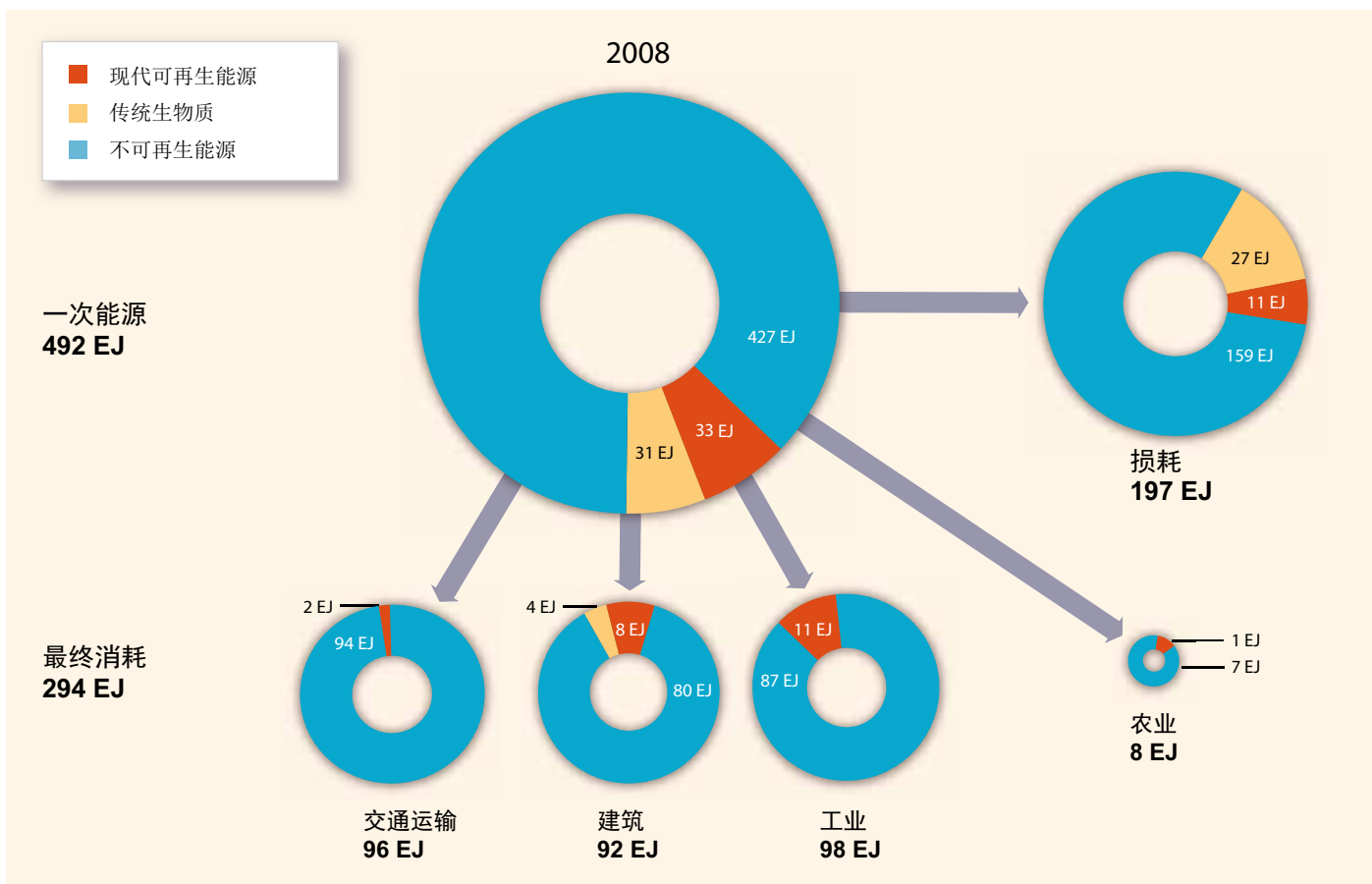
有些成熟的可再生能源技术已成功地融入各类能

源供应系统，虽所占份额大都相对较低，但也有些实例(包括小型和大型水电、风电、地热能和电力、第一代生物燃料以及太阳能水加热系统)表明其份额超过30%。这主要是由于上述这些技术的成本竞争力有所提高，出台的扶持性政策增多，以及公众因面临能源供应缺乏保障和气候变化的威胁而加大支持力度。一些特殊例子包括挪威的大型水电以及冰岛的水电和地热发电接近100%的可再生能源电力，还有几个小岛屿和城镇也达到了同样水平。[8.2.1.3, 8.2.5.5, 11.2, 11.5]

其它欠成熟的技术需要继续长期为研发和示范(RD&D)、技术设施、能力建设和其它扶持性措施提供投资。此类技术包括高级生物燃料、燃料电池、太阳能燃料、分布式电力控制系统、电动汽车、太阳能吸收式制冷以及增强型地热系统。[11.5, 11.6]

可再生能源利用的现状因终端利用行业的不同而各异。未来通过消除各种障碍的方式进一步加强可再生能源融入的路径在各区域也有很大的不同。例如，在建筑行业，与目前能源服务有限的发展中国家小村庄住宅相比，可再生能源技术的融入在大城市商业高层建筑和公寓有着很大不同。[8.3.2]

大多数能源供应系统能够容纳比当前高的可再生能源份额，特别是如果可再生能源所占份额处在相对低的水平(通常认为在电力、热能、管道混合燃气或混合生物燃料中所占份额小于20%)。为了未来容纳更高的可再生能源份额，大多数能源供应系统需要改进和适应。在所有情况下，可再生能源的实际最大份额取决于所用技术、可再生能源资源的可用量以及目前能源系统的类型和年限。通过提出地方、国内和区域的发展举措，能够鼓励可再生能源的进一步融入并加快推广利用的速度。第8章的总体意图是向政府介绍关于当前与可再生能源融入相关的机会和挑战的知识，而这些政府也希望为未来提高可再生能源利用水平制定一个前后连贯一致的框架。现有供电系统、天然气管网、供热/制冷方案、石油运输燃料供应配送网络和车辆均能够做出适配调整，以容纳超过当前水平的可再生能源供应量。可再生能源技术有已经成熟的，也有处于早期概念论证阶段的。新技术可加大可再生能源的利用，其融入将取决于提高的成本效益、社会接受度、可靠性以及中央政府和地方的政治支持力度，以便在市场中占有更大份额。[8.1.2, 11.5] 对





**图TS.8.2:** 2008年, 可再生能源在运输、建筑(包括传统生物质)、工业和农业一次和最终消费能源中所占的份额(红色), 以及预估到2035年, 为实现450 ppm CO<sub>2</sub>当量的稳定水平, 需要增加可再生能源份额的示意图。[图8.2]

注: 圆圈大小为大约比例。在转换过程中的能源系统损耗, 提炼并配送一次能源为最终消费提供能源服务。‘不可再生’能源(蓝色)包括煤、石油、天然气(到2035年采用和未采用CCS)以及核能。这一情景实例是基于IEA2010年世界能源展望的数据, 但已换算为直接当量 [附件2.4]。在2035年的预估中包括了超过基线的能效提。建筑行业的可再生能源包括传统固体生物质燃料(黄色), 发展中国家有27亿人用这类燃料和部分煤从事炊事和取暖 [2.2]。到2035年, 一些传统生物质将部分被现代生物能转换系统取而代之。不包括传统生物质能, 可再生能源的总体系统效率(当从一次能源转换为消费能源时)仍保持在约66%的水平。

整个能源系统要全面统筹考虑, 这也许是确保可再生能源入网具有高效率 and 灵活性的前提。这可包括在不同能源行业之间做到相互支持, 制订智能化预报和控制策略以及长期规划。将几个方面合在一起能够把供电、供热、制冷和流动性更紧密地相互联系起来。各种技术与社会机制的最佳结合可使可再生能源融入占有高份额, 而最佳结合随具体地点条件的限制因素、现有可再生能源资源的特征以及当地能源需求而变化。目前的能源供需系统究竟如何进行适应调整和发展才能容纳占更高份额的可再生能源并能承受融入产生的附加成本, 这取决于具体情况, 所以需要开展进一步的研究。由于现有发电系统和规模的多样化, 它们因国家和区域的不同而异, 所以对电力行业, 情况尤其如此。[8.2.1, 8.2.2, 8.3]

## 8.2 将可再生能源融入电力系统

自19世纪末以来, 电力系统不断发展演变。当前的电力系统在规模和技术复杂性上存在差异, 大到实现同步的北美东部互联系统, 小到独立的靠柴油发电的自维持系统, 有些系统(如在中国)正在进行快速扩建改造。然而, 虽然有这些差别, 但是电力系统在运行和规划上却也有着共同的目的, 即提供可靠的和具有成本效益的电力。展望未来, 预计电力系统将会继续扩大其重要地位, 鉴于电力系统可提供现代能源, 能够实现能源的远距离输送, 并为提供低碳能源开辟了一条具有潜力的路径。[8.2.1]

电力系统有几个重要特征, 对可再生能源的融入构成挑战。大部分电力系统使用交流电(AC)运行, 因而绝大部分发电是同步的并按50或60Hz的频率运行, 具体频率由地区而定。电力需求每天、每周、每季均不相同, 这取决于电力用户需求。总需求变化可通过改变发电时间和电力调度指令与之相符, 以维持供需平衡。发电机和其它发电系统用于提供有功功率控制, 维持系统频率, 并提供无功功率控制, 以将电压保持在额定范围之内。供需分钟间变化是通过发电

自动控制进行管理的, 即通过所谓的调节和负荷跟踪服务, 而几小时至几天的较长时间尺度管理是通过调度和时间发电(包括启动和关闭发电, 也称为机组运行时间)。不论采用何种机制, 都需要连续平衡供电。有些地区选择将各电力市场组织起来, 以便确定启用哪些发电机组, 以及或如何调度电力。即使是自维持系统也必须采用一些办法, 以维持发电与需求之间的平衡(通过可控式发电机、可控负荷、或像电池那样的储电资源)。[8.2.1.1]

除了保持供需平衡外, 电力系统还必须通过容量有限的输变电网在发电与用电需求之间进行电力传输。要确保有充足的电力和电网容量, 则需要制定多年规划。制定电力系统规划需要吸收有关系统各部分的知识, 其中包括发电部分和电网部分, 这些部分将在一定时期内出现故障(应急情况)。然而, 通过形成充足的资源能够达到目标程度的可靠性。为确定基于化石燃料或可再生能源的发电量, 以满足可达到目标水平可靠性的需求, 采用了一个重要换算指标, 即所谓的容量信用。[8.2.1.1]

根据电力系统的特点, 可再生能源的几个特征对于其融入电力系统至关重要。特别是可再生能源的可变性和可预测性(或不确定性)与电力系统的计划和调度相关, 可再生能源资源的地点是影响电网需求的一个相关指标, 而容量因子、容量信用和电厂特征是用于比较的指标, 如与热力发电的比较。[8.2.1.2]

某些可再生能源的电力资源(特别是海洋、太阳能光伏、风能)是可变的, 仅可实现部分调度: 这类资源的发电量若需要则能够减少, 但其最大发电量取决于可再生能源的现有量(如潮汐、阳光或风)。如果发电量与需求高峰时间缺乏很好的相关性, 容量信用则低。此外, 某些可再生能源可变性和部分可预测性加大了可调度电力或其它资源的负担, 以确保供需平衡, 即便可再生能源出现偏离。在许多情况下, 可变性和部分可预测性多少可通过地理多样化予以缓解, 变化和预报误差将不会总是同时同向发生。但是, 对

表TS.8.1非常简要地概括了所选技术的具体特征。 [8.2.1.3]

技术	电厂规模范围	可变速：电力系统运行的时间尺度特征	可调度性	地理多样化潜力	可预测性	容量因子区间	容量信用范围	有功功率，频率控制	无功功率，电压，无功功率控制
生物能	0.1-100	各季节（取决于生物质现有量）	+++	+	++	50-90	与热能和CHP类似	++	++
	PV	几分钟至几年	+	++	+	12-27	<25-75	+	+
直接太阳能	0.004-100 模块	几小时至几年	++	+ <sup>2</sup>	++	35-42	90	++	++
	储热式CSP <sup>1</sup>	几小时至几年	+++	无	++	60-90	与热能类似	++	++
地热能	2-100	几年	+++		++	20-95	0-90	++	++
	径流式	几小时至几年	++	+	++	30-60	与热能类似	++	++
水电	1-20,000	几天至几年	+++	+	++	22.5-28.5	<10%	++	++
	水库式	几小时至几天	+	+	++	19-60	10-20	+	++
海洋能	0.1-300	几小时至几天	+	++	+	22-31	16	+	+
	潮流	几小时至几年	+	++	+	20-40 陆上 30-45 离岸	5-40	+	++
风能	1-200	几分钟至几年	+	++	+				
	海浪	几分钟至几年	+	++	+				
	5-300	几分钟至几年	+	++	+				

注：1 假设美国西南地区太阳能聚光发电(CSP)系统具有六个小时储热能力。2 在直接标准辐射(DNI)>2,000 kWh/m<sup>2</sup>/年(7,200 MJ/m<sup>2</sup>/年)的地区。

电厂规模：典型的额定电厂容量范围。

时间尺度特征：与电力系统并网后可变性显著的时间尺度。

可调度性：电厂可调度的程度：+ 低、部分调度性；++ 部分调度性；+++ 可调度。

地理多样化潜力：通过为利用技术进行选址可减缓可变速性，提高可预测性，无大的扩建电网需求；+ 潜力小；++ 多样化潜力高。

可预测性：在相关时间尺度对电厂电力输出的预测精度，以便支持电力系统运行；+ 预测精度低(提前一天预测的额定电力误差一般为<10% 均方根(RMS))；++ 预测精度高。

有功功率和频率控制：在正常情况下(稳定状态、动态)以及在电网故障期间(如在低电压穿越期间提供有功功率支持)能够使电厂参与有功功率控制和频率响应的技术可能性；+ 可能性良好；++ 具有完全控制的可能性。

电压和无功功率控制：在正常情况下(稳定状态、动态)以及在电网故障期间(如在低电压穿越期间提供无功功率支持)能够使电厂参与电压和无功功率控制的技术可能性；+ 可能性良好；++ 具有完全控制的可能性。

于大多数可再生能源而言,一个普遍的挑战在于可再生资源具有地点特殊性,因此,利用可再生资源开展集中式发电或许需要相当距离的输送,需要扩建电网。调度式可再生资源(包括水电、生物能、地热能)和储热式太阳能聚光发电)在许多情况下具有额外的灵活性,可使系统融入其它可再生能源,而且往往具有较高的容量信用。[8.2.1.2]

可再生能源所占有高份额的电力系统运行方面已经积累了大量经验,特别是在水电和地热发电方面。水电的蓄水和较强的联网有助于对河流流量波动进行管理。当计划发电量(根据预报)与实际发电量之间出现变化,为调节变化发电量会产生成本。可变性和不确定性增加了调节需求。总体而言,随着具有部分可调度性的可再生能源的渗透率增加,预计平衡调节的难度将会有所加大。研究结果表明,不同可变性的可再生能源相结合以及来自较大地理区域的资源将有利于缓解可变性,并有利于减少电力系统的总体不确定性。[8.2.1.3]

关键在于电网基础设施的重要性,将电力从电厂输至消费者靠电网,面积较大地区实现平衡调节也靠电网。通过加强电力系统内部的连接并增加与其它系统的联网,可直接减缓可再生能源的可变性和不确定性所产生的影响。大多数可再生能源需要扩建电网,虽然扩建水平取决于资源以及相对于现有电网基础设施的地点。除其它挑战外,电网基础设施扩建的挑战是在公众反对情况下设架电网设施。总之,需要在发电厂组合、电力系统基础设施和运行程序方面做出重大变革,以朝着更多可再生能源电力方向过渡,与此同时维持成本和环境效果。这些变革需要大大提前做出重大投资,以维持供电的可靠性和安全性。[8.2.1.3]

除了完善电网基础设施外,通过借鉴运行经验或开展研究已确定了其它几种重要的并网选择:

**增加发电的灵活性:**随着可变的可再生能源的逐步渗透,这意味着更需要管理这种能源的可变性和不确定性。需要发电组合具有更大的灵活性。大多数电力系统当前应对可变性和不确定性的灵活性是通过发电来提供的,在需要时是通过启动或关停机组和电力循环的方式。需要更大灵活性既可意味着投资兴建灵活的新电厂,也可意味着改进现有电厂,使之以更灵活的方式运行。[8.2.1.3]

**需求方采取的措施:**虽然从历史上看,需求方

采取的措施只能减少平均需求,或减少高峰负荷期的需求,但是需求方的措施也许有助于满足因可变性可再生能源发电增加而产生的需求。随着先进通信技术的发展,随着智能电表与控制中心相联,这为获取所需的相当大的灵活性提供了可能性。通过向电力用户提供激励措施,如分时计价,特别是在有较高需求时提高电价等措施,可改变或减少耗电量。通过减少用电高峰期的需求,能够减缓某些类型的可变性发电因容量信用低所带来的影响。此外,如果一年中任何时候能够限制需求而无需事先通告,这等于有了电力储备,而不需要发电资源另行提供电力储备。能够纳入计划的需求,而且一天内随时都可满足的需求,或与实时电价相对应的需求,均可加入日内平衡调节,从而可缓解了运行方面遇到的各种挑战,预计随着可变性发电的渗透,运行难度会逐渐加大。[8.2.1.3]

**电能储存:**可再生能源输出高而需求低时将电能储存起来,当可再生能源电力输出低而需求高时进行发电,通过这种方式能够减少对可再生能源的限制,系统中基本负荷机组将以更高效率运行。通过储能还能够减少输电阻塞,而且也许还可减少或推迟输电升级的需要。电池或飞轮储能电池等技术可储存少量电能(几分钟至几小时),理论上这些技术能够用于提供小时内的电力,以调节供需平衡。[8.2.1.3]

**改进运行/市场和规划方法:**为了应对变化的发电所具有的可变性、不确定,能够把电力输出预报与改进的运行方法结合起来,以确定维持需求与发电平衡所需的电力储备,并确定最佳发电调度计划。调度决策越接近实时(即市场关门时间越短)越频繁,可供发发电机组调度用的信息就越新,越准确。由于多种分散的可再生能源具有聚集效益,所以朝着更广阔的平衡调节地区或地区间共享平衡方向发展还最好配有大量可变性电力。[8.2.1.3]

总之,可再生能源能够融入所有类型的电力系统,大到大陆尺度系统,小到自维持系统。系统特征包括电网基础设施、需求模型及其地理位置、发电组合、控制和通信能力,并结合可再生资源的地点、地理足迹、可变性和可预测性,可根据这些特征确定并网难度的大小。随着可再生能源的资源量增加,电网基础设施(输变电)的新建将普遍是势在必行。与可调度的可再生能源并网相比,风能等可变性可再生能源并网难度可能更大,随着各种水平的提高,维持可靠性会更具挑战性而且成本高昂。可通过各种选择组合把上述难度和成本降至最低,其中包括电网互联,形成互补

灵活发电,扩大电力平衡地域,建立小时内市场,建立可对可供电量作出响应的需求,开发储能技术,作出更好的预报,开发系统运行和规划工具。

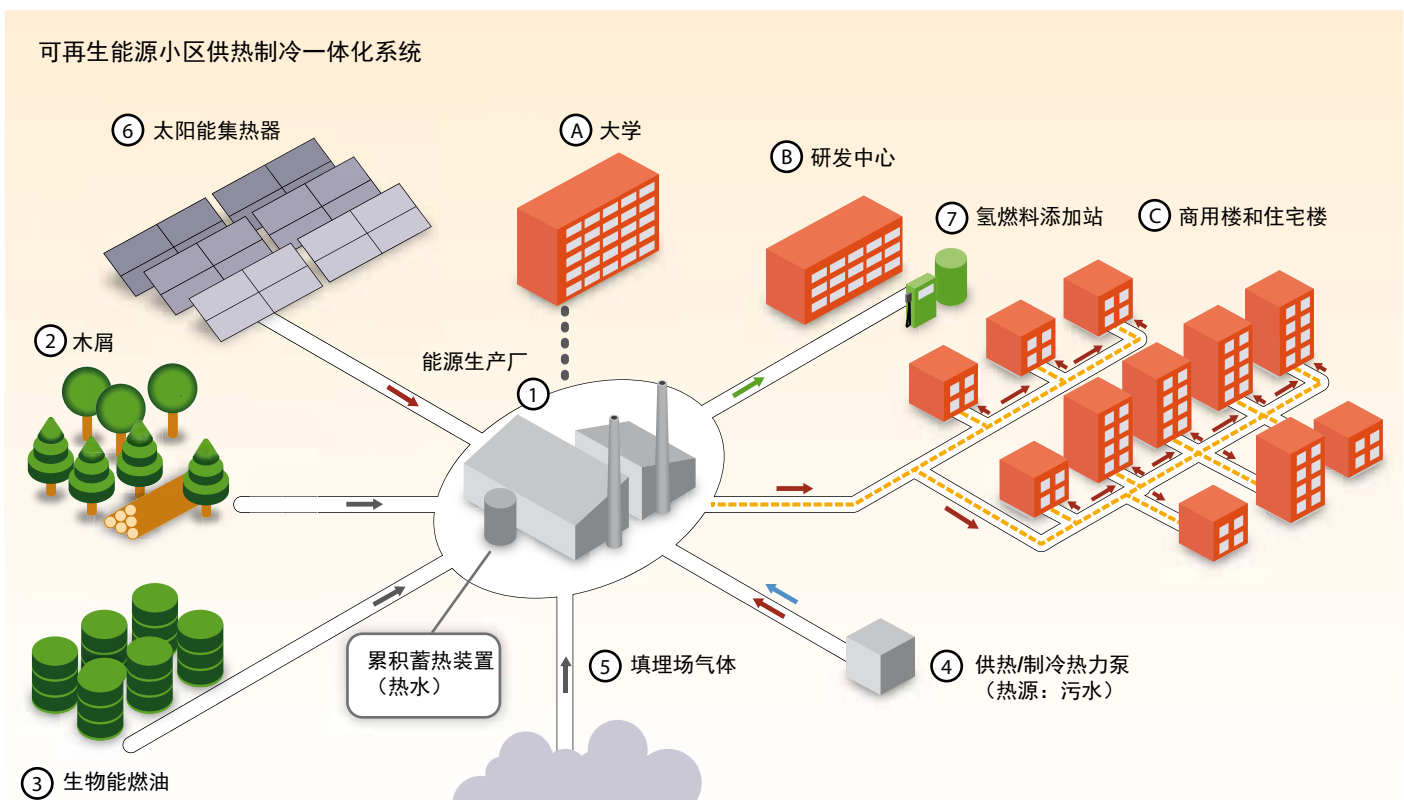
### 8.3 可再生能源融入供热和制冷网络

小区供热(DH)或小区制冷(DC)网络采取液压泵抽取能源载体(热水或冷水有时是蒸汽)的方式使多种能源(图TS.8.3)通过绝热的地下管道与许多能源客户实现连接。集中热能生产能够有助于利用源自地热或太阳热能资源或生物质燃烧(包括从垃圾中提取的燃料和通常不适合各供热系统使用的废弃物副产品)的低成本和/或低品位可再生热能。还能够利用源自热电联产和工业流程中产生的余热。这种灵活性在各类热源、燃料和技术之间引起竞争。与拥有诸多分散的小锅炉相比,集中热能生产还能够有助于采取可减少当地空气污染的具有成本效益的措施。在利用热源或冷源方面具有灵活性的同时,小区供热和制冷系统可持续不断地吸收几种不同类型的可再生资源,从而逐步或快速替代与之竞争的化石燃料通常则是可行

的。[8.2.2]

入网的楼宇住户和工业建筑内的从业人员可受益于一个经专业人员管理的中央系统,因此不需要运行和维护单独的供热/制冷设备。有几个高纬度国家已经具备30%-50%的小区供热市场渗透率,在利用地热资源的冰岛该渗透率达到96%。估计全球年小区供热量已达到大约11EJ,虽然热能数据存在不确定性。[8.2.2.1]

通过热电联产系统设计,小区供热能够供电并还能够提供响应需求的选择,这有助于加大可再生能源的融入范围,其中包括利用可再生能源为热泵和电锅炉供电。蓄热系统能够弥补因可变的和非连续的或非同步的供热系统所造成的供/需缺口。对于短期蓄热而言(几个小时和几天),可利用供热网络自身的热供能力。储热期可达几个月而且温度可保持高达几百摄氏度的蓄热系统采用多种材料和相应的蓄热机制,这能够具备可达几个TJ(10的12次方焦耳)的热能。热、冷、电联产(三产)以及昼夜和季节蓄热(冷)的可能性则意味着能够实现整个系统的高效率,而且通过扩大融入面使可再生能源占有更高份额。[8.2.2.2, 8.2.2.3]



图TS.8.3: 位于挪威利勒斯特罗姆市的一个综合性可再生能源厂利用一个小区供热和制冷系统为一所大学、研发中心和一定范围的商业建筑和家庭住宅提供能源,该系统包括一系列可再生热源、蓄热和一个制氢和配送系统。(总投资大约为2500万美元(2005年价值)定于2011年完工。)(1)中央能源系统并配备1,200立方的热水蓄热罐;(2)20兆瓦木柴燃炉系统(具有烟气余热回收功能);(3)40兆瓦生物油燃炉;(4)4.5兆瓦热泵;(5)1.5兆瓦填埋场燃气炉和一条5公里管道;(6)10,000平米太阳能采集系统;以及(7)基于可再生能源的制氢(利用电解水制氢和利用填埋场气体的吸收增强型甲烷水蒸气重整制氢)和机动车氢燃料添加系统。[图8.3]

许多商业化地热和生物质热能以及热电联产厂在无政府支持的情况下已经成功地融入了小区供热系统。几个采光面积大约在10,000平方米的大规模太阳能供热系统(图TS.8.3)也已在丹麦、挪威和世界其它地区建成。要实现热源与冷源之间以及热能转换与蓄热技术之间的最佳混合则在很大程度上取决于当地的条件,其中包括用户需求模型。因此,热能供应混合比因系统的不同而存在很大的差异。[3.5.3, 8.2.2]

建立或扩大某个小区供热方案涉及为管网建设付出高昂的前期基建成本。仅各项供热布网成本可能大约占总成本的一半,但是也许有大的变化,这取决于热量需求密度和当地建设绝热管网的各种条件。不断扩大的城市化有利于小区供热,因为对于绿地场地而言管网基建成本较低,而且在热量需求密度较高的地区所提供的单位热量损耗较低。供热损耗一般在5%-30%之间,但所考虑的高损耗这个问题的大小则取决于热能的来源及其成本。[8.2.2.1, 8.2.2.3]

在小区供热系统中扩大利用深层地热和生物质热电联产厂则能够有助于可再生能源占有较高的份额,但是要在经济上可行,这通常需要整个系统具有大的热负荷。因此某些政府支持对小区供热管网的投资并为在供热系统中利用可再生能源提供各种额外激励措施。[8.2.2.4]

现代建筑的各种设计和用途具有减少额外增加供热需求的趋势,而全球制冷需求则呈现增加的趋势。在低纬度地区为得到舒适度的制冷需求已增加,在这些低纬度国家已逐渐更加富有而在某些较高纬度地区夏季已变得较热。能够通过利用被动冷却建筑设计选择或主动可再生能源解决方案(其中包括太阳热量吸收冷却设备)实现制冷负荷下降。对于小区供热,旨在减少制冷需求的能效提高速率、新技术的推广利用和市场结构将决定某个小区制冷方案的可行性。规模在5-300MW的现代小区制冷系统已成功地运行多年,这些系统把天然水系、河道、海洋或深水湖泊作为冷源,这些冷源作为可再生能源的一种形式化归此类。[8.2.2.4]

小区供热和小区制冷方案一般是在已具有很强规划能力的情况下得以制定,诸如在具有中央规划能力的经济体、美国大学校园、具有多种公益设施的西欧国家以及在由当地市政管理的市区。

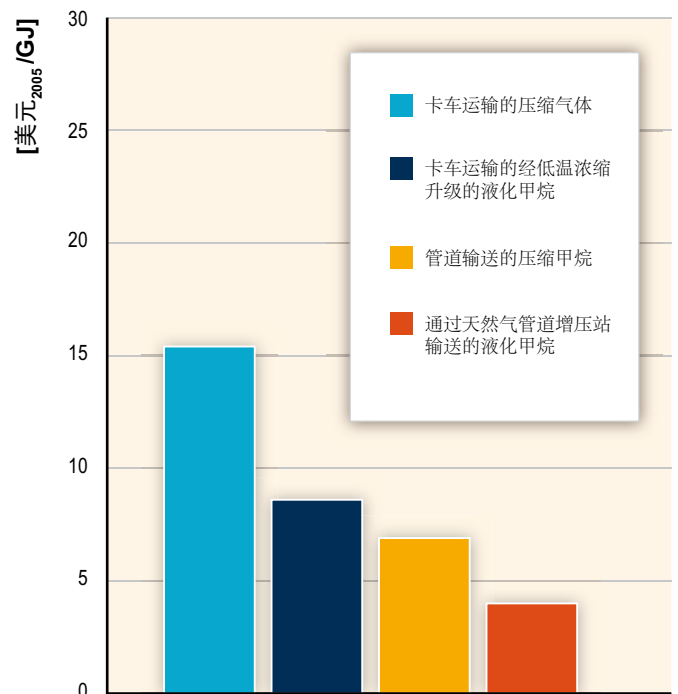
## 8.4 可再生能源融入燃气网络

过去50年来,在世界几个地区已建成一些大型天然气网络。更为最近,通过融入可再生能源产生的气

体而已对‘绿色’燃气网络的兴趣逐渐高涨。可再生能源的气化燃料在很大程度上源自生物质并能够通过以下两种途径生产,即通过厌氧发酵产生沼气(主要是甲烷和CO<sub>2</sub>)或通过热-化学方式产生合成的(或产生的)气体(主要为氢和一氧化碳)。生物甲烷、合成气体以及在更长时期利用可再生能源产生的氢均可输入分布在国家、区域或局地现有的天然气管线。当前基础设施、气体质量以及生产和消费水平的差异难以通过融入某个现有天然气网络的方式扩大可再生能源在天然气中所占份额而开展规划工作。[8.2.3, 8.2.3.1]

沼气产量正在快速增长而且几家大的天然气公司目前正在制定计划,以对大量所需质量的燃气输入国家或地区输气管线的设施进行升级换代。最近在世界各地生产的大多数生物甲烷已通过主要专用于供热用途的局地燃气管线实现了配送。与通过卡车运输(通常是在燃料添加站为以燃气为动力的机动车补充燃料)相比,就所提供的单位能源而言,这可能是一种较为廉价的选择(图TS.8.4),但这取决于客车运输的距离和年运输量。[8.2.3.4]

当燃烧产生热量时,当为燃气机、燃气锅炉或涡轮机提供燃料发电时,或当压缩成或利用各种过程转换为各种液化燃料后用于机动车时,则能够高效率利用燃气。例如,沼气或填埋场气体能够就地燃烧后产生热能和/或电力;净化后升级为相当于天然气质量的生物甲烷可入网供气;或者经压缩或液化后输



图TS.8.4: 欧洲中等规模通过卡车或管线运输和配送生物甲烷的各项相对成本(压缩或液化)。[图 8.9]

至各燃料添加站，供专用燃料或双气燃料机动车使用。[8.2.3.2–8.2.3.4]

所面临的技术挑战涉及燃气源、成分和质量。仅有某种特定质量的沼气和合成气体才能够输入当前的燃气网线，因此净化是一个关键步骤，以便从燃气流中清除水分、CO<sub>2</sub>(以提高供热价值)和多余的各种副产品。升级换代成本则根据设施和工艺的规模而有所不同，这能够消耗大约3%-6%的燃气能源含量。可再生能源的燃气系统有可能需要相当大的储气能力才具有供气的可行性和合理性。储气设施的大小和形状以及所需的燃气质量将取决于生产及其终端利用所需的一次能源。[8.2.3]

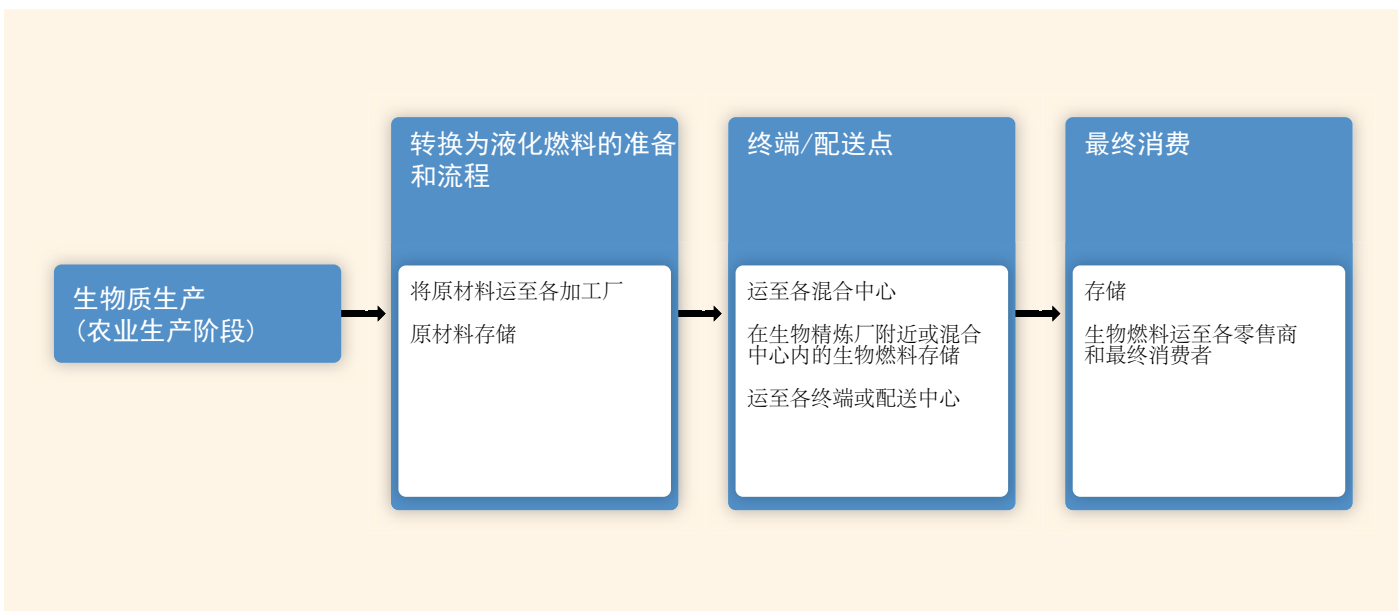
能够通过几种途径从可再生能源中生产氢气，其中包括生物质气化、生物甲烷重整或电解水过程。因此，用于制氢的潜在可再生能源基地大于沼气或合成气体的生产基地。未来利用可变的可再生能源(风能或太阳能)以电解方式制氢将在很大程度上取决于与现有的电力系统形成互动并取决于获得剩余容量的程度。在短期内，氢气与天然气实现混合(按容量计算最高可达20%)并在现有燃气网络中长距离输送可成为一种选择。就更长期而言，建设纯氢气输送管线是可能的，应采用各类特种钢材建设，以避免出现管线脆裂。制约氢气利用速度的各种因素可能在于建设全新氢气基础设施所涉及的资本和时间，还在于为了迎合可变的可再生能源需要存储氢气所产生的任何附加成本。[8.2.3.2, 8.2.3.4]

为了把可再生能源燃气融入供气网络，燃气源需要设在靠近现有系统的位置，以避免增建管线而产生高成本。在由于资源位置原因厂址选在偏远地点的情况下，只要可行，也许最好就地利用燃气而无需输气和设备升级。[8.2.3.5]

### 8.5 可再生能源融入液化燃料

虽然工业行业对生物润滑油和生物化学品(如乙醇)有需求，但对液化生物燃料的预估需求大都出于交通运输用途。另外，更方便、更安全和更健康的液化燃料(可再生能源衍生的二甲醚(DME)或乙醇凝胶)最终会取代大量传统固体生物质。[8.2.4]

人们对利用各种作物生产生物乙醇和生物柴油燃料的方法已有充分的认识(图TS.8.5)。这种方法制成的生物燃料可利用现有的石油基燃料的存储、混合、配送所使用的基础设施。但是乙醇和石油基产品共享基础设施(存储罐、输送管道和卡车)或者两者的混合使用会导致诸多问题，例如吸水性和设备腐蚀等问题，因此需要为专用管道材料或管道内衬提供投资。很多因素都能够影响生物燃料的供应链物流和存储，例如分散式生物质生产、季节性以及远离当前的炼油厂或燃料配送中心的农业生产地点等。技术还需要继续发展，以便利用非粮食原料生产生物燃料，生产与现有石油燃料和基础设施更兼容的生物燃料。此外，需要实施质量控制程序以确保此类生物燃料能满足所有适用的产品规格。[8.2.4.1, 8.2.4.3, 8.2.4.4]



图TS.8.5: 在不考虑生物质原料的情况下，各种液化生物燃料的生产、混合和配送系统都是相似的。[8.2.4](图8.11)

利用混合燃料需要为一些基础设施提供投资，而混合燃料的生产是用乙醇替代部分汽油(一般为5%到25%，但最高可100%取代)或用生物柴油替代柴油，其中包括在汽车服务站另外增设存储罐和加油泵。虽然提供生物燃料的成本仅占总成本的一小部分，但如果没有进行合理规划，这类燃料的广泛融入和推广所需的物流和资本需求可成为制约其发展的主要障碍。因为乙醇的能量密度只有汽油的三分之二(按照容积计算)，所以需要更大的存储系统、更多的有轨车辆或油轮以及更大容量的输送管道用于存储和输送相同能量的燃料，这必然会增加燃料的存储和运输成本。虽然理论上，管道是最经济的输送方法，而且管道输送乙醇也已经取得成功，但是在技术和物流方面依然面临一些挑战。一般而言，为了满足当地需求或为出口而在某个农业区当前生产的乙醇量往往太低，难以成为回收相关投资成本的依据，并对修建专用管道带来运行方面的困难。[8.2.4.3]

## 8.6 可再生能源融入自维持系统

在一般情况下，自维持能源供应系统是一种小规模系统，它通常位于远离电网的边远地区，或位于小岛上，或在无法通过电网和网络提供商业能源的单独建筑内。现已有几种类型的自维持系统，它们能够利用单一能源载体(如电力、热能、液化燃料、气化燃料或固体燃料)或各种能源载体组合。[8.2.5, 8.2.5.1]

原则上，可再生能源融入自维持系统所面临的问题类似于融入中央系统，例如，电力供应系统的供求平衡、供热和制冷的选择、可再生能源燃气的生产以及供当地用的液化生物燃料的生产。但是，与大型集中式供应系统不同，可供小型自维持系统随时选择的本地现有可再生能源较少。另外，用于管理融入较大网络的某些技术和机制方面的选择却难以甚至不可能适用于较小的自维持系统，诸如可再生能源供应预测、概率机组启用程序、严格的燃料质量标准、地理和技术多样化的缓解效应等。[8.2.1-8.2.5]

因供应系统较小，可再生能源融入的解决方案一般会受到更多限制。因此，必须对已有的解决方案有更大的依赖性。自维持系统把重点放在可变的可再生能源资源上，因为可供选择的联网、运行和规划程序选择有限，自维持系统将自然倾向于重点选择能源的存储方式、各种需求响应以及高度灵活的化石燃料发电，以有助于实现供求平衡。更适合当地负荷曲线的或可调度的可再生能源供应选择也许是采用其它低成本选择方案，而这些方案一般无法与负荷特性曲线

形成很强的匹配关系，而且是变化的。因为选择有限，所以在自维持系统内管理可再生能源的融入的成本高于较大的融入电网，但在大多数情况下，如在岛屿上或偏远的农村地区，能源用户几乎没有选择。一种有意义的情况是，自维持电力系统的用户和设计者可能面对一个艰难的权衡取舍，图中即要么希望有可靠的和连续的能源供应，要么实现整体供电成本最小化。[8.2.5]

在自维持系统中可再生能源转换技术的融入、电力平衡选择和终端利用技术均取决于可再生能源资源的可用量和当地能源需求，这些因素可能因当地气候和生活方式的不同而异。当设计和推广自维持电力系统时，尤其是发展中经济体的农村地区，在成本与可靠性之间取得平衡至关重要，因为对较小的自维持系统，提供连续和可靠的电力供应所需的附加成本也许较高。[8.2.5.2]

## 8.7 终端利用行业：转变路径的战略要素

可再生能源技术已得到持续发展，使其在交通、建筑、工业、农业、林业和渔业中得到更多的推广利用。为了在所有行业得到更多地利用可再生能源，需要解决技术性和非技术性问题。每个行业都存在区域差异，因为可再生能源的利用现状不同，能源系统类型多，目前已到位的相关基础设施各异，加大可再生能源融入的可能路径有别，一些过渡问题有待解决，以及受到不同国内、当地目标和文化影响的未来趋势不一。[8.3, 8.3.1]

### 8.7.1 交通运输

最近的趋势和预估表明，交通需求增长强劲，其中包括全球范围内数量猛增的机动车。要满足这方面需求，同时又要实现低碳和安全的能源供应，则需要强有力的政策引导，快速的技术变革、金融激励措施和/或消费者支付附加成本的意愿。[8.3.1]

2008年，交通运输消耗的化石燃料在全球一次能源用量中占约19%的份额，相当于总消费能源的30%，产生了大约22%的GHG排放，以及大量当地空气污染排放。轻型机动车(LDV)占全球燃料消耗的一半以上，重型机动车(HDV)占24%，飞机占11%，船舶10%，火车3%。对流动性的需求正在快速增加，预估到2050年机动车数量将是当前水平的三倍，空中交通量也呈现类似的增加。因此，保持安全的能源供应是人们对交通行业的严重关切，目前大约94%的交通

燃料来自石油产品，大多数国家依赖进口。[8.3.1]

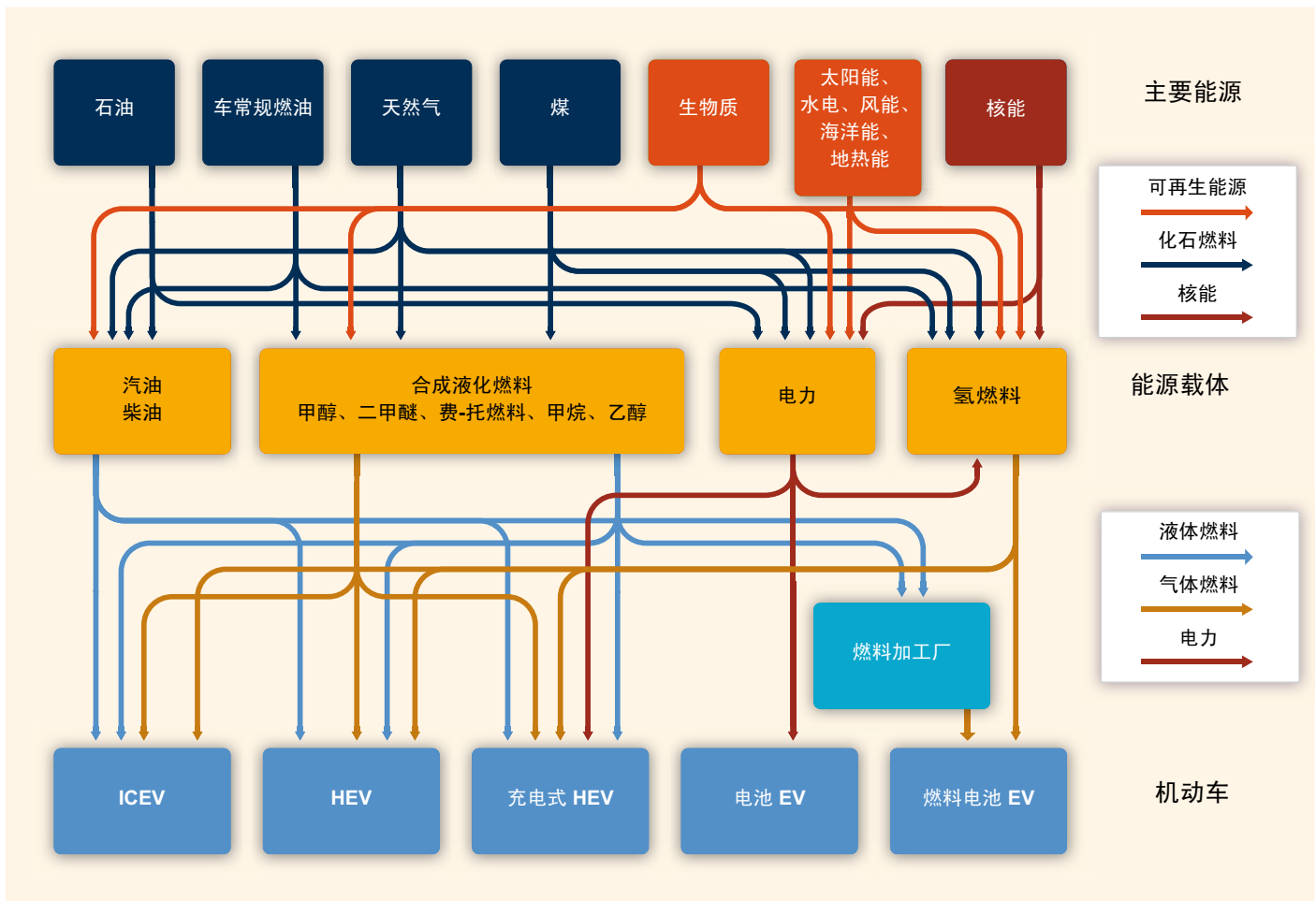
有一些可供燃料/机动车选择的路径，把一次能源资源转化为一种能源载体(或燃料)最终可供终端利用，不管是先进的内燃机车(ICEV)、电动汽车(EV)、混合动力电动汽车(HEV)、充电式混合动力汽车(PHEV)或氢燃料电池汽车(HFCV)。(图TS.8.6)

[8.3.1.2]

为在全球实现长期GHG气体大幅度减排，提高交通效率和实现脱碳交通是至关重要的。减少与交通相关的排放方法包括：减少旅行需求，提高机动车效率，向效率更高的交通方式转变，用其它低碳或零碳燃料(包括产自低碳一次能源的生物燃料、电力或氢)替代石油基燃料。情景研究强有力地表明，为了在2050年之前实现50%~80%的温室气体减排目标(相对于当前的减排率)，同时又满足逐渐增加的交通能源需求(图TS.8.7)，这将需要实现多种技术相结合。[8.3.1.1]

当前用于交通的可再生能源只占能源需求的一小部分，主要形式是有轨电动机车，以及液化生物燃料与石油产品混合。世界上已有几百万辆轻型汽车可使用高混合比的生物燃料运行，生物燃料在商业上也已经成熟，例如已经使用压缩天然气的汽车业也适合利用压缩生物质甲烷运行。[8.2.3]

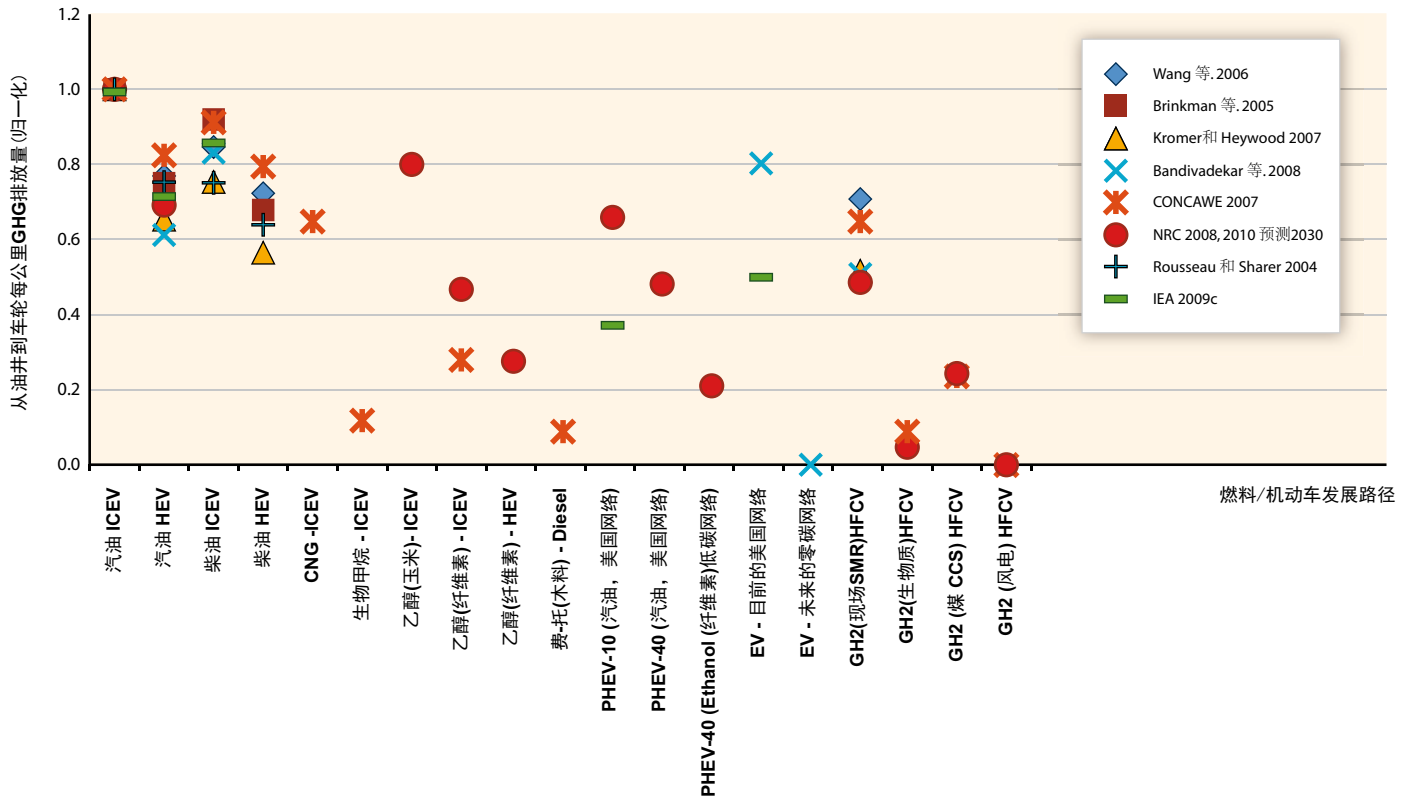
但是，向新的燃料和机车过渡是一个复杂的过程，该过程涉及技术开发、成本、基础设施、消费者接受度以及对环境和资源影响等诸多因素。转换问题因生物燃料、氢和电动汽车的不同而异(表TS.8.2)，其中没有任何一种选择可被看作是一个明显的‘赢家’，而且所有选择均需要在未来几十年内大规模推广利用。生物燃料得到充分检验，在2008年，生物燃料对全球公路交通燃料的贡献率大约为2%，但是在持续性方面还存在问题。许多氢燃料汽车已经亮相，但是由于各种障碍，如氢燃料电池的持久性、成本、车载氢存储以及加氢基础设施到位等，氢燃料汽车的商业



图TS.8.6: 从一次能源资源(上排)，通过能源载体到终端使用各种汽车类型的可能的轻型汽车(下排)燃料路径(可再生能源资源标记为绿色)【图8.13】

注：F-T=费希尔-特罗普希工艺；DME=二甲醚；ICE=内燃机；HEV=混合动力电动汽车 EV=电动汽车 ‘非常规石油’指油砂、油页岩和其它重质石油。





图TS8.7: 从油井到车轮(WTW)每公里温室气体减排量, 图中给出的减排区间摘自所选的研究结果, 研究涉及可替代的轻型燃料/机动车路径、标准化汽油、内燃机和轻型汽车的温室气体排放。

注: 为了便于在研究结果之间进行比较, 从油井到车轮每公里温室气体排放按一辆以汽油为燃料的内燃机排放作为标准化单位表示(例如‘汽油 ICEV’= 1), 摘自每一项研究, 排放区间为170~394克CO<sub>2</sub>/公里。对于所有氢路径, 氢可作为一种压缩气体存储在汽车上。CNG = 压缩天然气; SMR = 甲烷蒸汽重整器。

化生产至少到2015年或2020年才能实现。对电动汽车和充电式混合动力汽车, 成本和目前电池技术使用时间短, 汽车充电后行驶距离有限以及充电时间等都有可能成为制约消费者接受度的障碍。EV和充电式混合动力汽车的设计都经历了快速发展, 由于受到当前全球政策的促动, 几家公司已经宣布了实现商业化的计划。一项策略可能是在开发和大规模电池技术升级的同时开始采用充电式混合动力汽车。对于氢燃料汽车和电动汽车, 要实现商业化可通过大规模发展必要的基础设施, 因此也许需要几十年才能实现一种切合实际的交通系统。

生物燃料的一个优势是它们与现有的液化燃料基础设施相对兼容。它们可与石油产品混合, 而大多数内燃机汽车均可使用混合燃料, 其中一些甚至能使用100%生物燃料。有些生物燃料在可混合浓度上有限制, 而且一般它们无法简单地通过现有的燃料输送管道(未经过改造)进行传输, 但生物燃料在性能<sup>14</sup>和燃

料添加次数方面与汽油或柴油类似。可用的生物质原料的可持续性是一些生物燃料面临的严峻问题。[2.5, 8.2.4, 8.3.1.2]

氢有开发大量新能源的潜力, 以实现交通的零排放或接近零排放。当前通过生物质气化获取的氢技术正在研发中, 大约到2025年, 该技术会显现竞争力。通过电解从可再生能源资源中获取氢, 这项技术面临成本问题, 而不是技术可行性或是资源可用量问题。最初, 可再生能源和其它低碳技术将可能用于发电, 这一动向有助于在未来的能源复合体中利用电力或热能联合生产接近零排放的氢。与电力、天然气、汽油、柴油或生物燃料相比, 氢的输送范围尚不广阔, 但是未来氢可能会成为人们青睐的能源, 因为大重型机动车能行驶较长距离, 而且添加燃料时间相对快。要使大量汽车都使用氢作为燃料, 则需要建设新的燃料添加基础设施, 而这需要几十年时间。提供氢能源最初步骤是在小网络(已在几个国家开始实施)中测试车辆并演示料添加技术。[2.6.3.2, 8.3.1, 8.3.1.2]

14 此处所指性能不包括能源含量。生物燃料的能源含量一般低于同等石油产品的能源含量。

表TS.8.2: 向生物燃料、氢和电力作为轻型汽车交通燃料使用过渡所面临的问题 [根据第8.3.1节概括]

技术现状	生物燃料	氢	电力
现有的和具有潜力的初级资源	糖、淀粉、油料作物、纤维质作物、森林、农业和固体废弃物、藻类及其它生物油。	化石燃料、核能和所有可再生能源；潜在的可再生能源资源基数大，但氢转换成本和低效率可成为一个问题。	化石燃料、核能和所有可再生能源。潜在的可再生能源资源基数大。
燃料生产	第一代：从糖和淀粉作物中提取乙醇、生物质甲烷、生物柴油。高级第二代生物燃料，如纤维生物质、生物废弃物、生物油以及至少2015年之后才能使用的藻类。	供大规模的工业应用的商业化矿物氢，但竞争力不如交通燃料。可再生氢的成本一般更高	商业化电力随时可用。可再生能源电力成本更高，但是更适合用于交通运输，因为它在生命周期内GHG排放低。
汽车	已有几百万弹性燃料汽车正在使用高份额乙醇燃料。常规的内燃机车仅限使用少量乙醇浓缩混合燃料(小于25%)。一些商业化农业拖拉机和机械可使用100%的乙醇。	示范氢燃料电池汽车。到2015年或2020年才能实现氢燃料电池汽车商业化。	示范充电式混合动力汽车。到2015年或2020年才能实现充电式混合动力汽车商业化。到2015年或2020年才能实现电动汽车商业化。
与汽油内燃机汽车相比的成本 <sup>1</sup>			
与未来汽油内燃机汽车相比的增加了的汽车价格(2005年美元)	价格相似。	氢燃料电池汽车的价格会出现增长(到2035年)，涨幅超过5,300美元。	价格会出现增长(到2035年)：充电式混合动力汽车涨幅超过5,900美元；电动汽车涨幅超过14,000美元。
燃料成本(2005年美元)/公里	每公里燃料成本因生物燃料类型和农业补贴水平的不同而存在差异。如果生物燃料单位价格等于单位汽油/柴油价格，生物燃料则具有竞争力。在巴西，使用乙醇燃料没有补贴。	成熟的氢基础设施每千克目标燃料成本为3~4美元，也许证明该价格的前景乐观。当氢用于氢燃料电池汽车时，可与用于HCEV的汽油价格竞争(价格为每升0.4~0.53美元)。假设氢燃料电池汽车相对于汽油内燃机车具有两倍的燃料经济性。可再生能源制氢价格比其它燃料价格贵1.5~3倍。	当以0.10~0.30美元/千瓦的价格购买电力时，电力每公里成本可与汽油竞争(当以0.3~0.9美元/升汽油的价格购买时)(假设电动汽车的燃料经济性是汽油内燃机车的三倍。)
与现有基础设施的兼容性	与现有石油配送系统部分兼容。乙醇也许需要单独的配送和存储基础设施。	需要新的氢基础设施以及可再生制氢资源。基础设施的部署必须与汽车市场的发展相协调。	广泛的电力基础设施到位。需要增加家中和在公共场合充电成本、可再生能源发电资源以及输电和配电系统的升级(尤其是快速充电机)。
客户接受度	客户接受度取决于燃料的可比性成本。乙醇驱动汽车相对于汽油汽车行程较短。对粮食作物产生潜在的成本影响。土地利用和水问题会成为影响接受度的因素。	接受度取决于汽车和燃料的可比性成本。公众的安全意识。在早期市场中，公众燃料添加站的条件差。	汽车的先期成本高。在高峰时间充电的电力成本高。行驶距离有限，除非是充电式混合动力汽车。充电时间从适中到长，但是可在家中充电。在极冷的冬天或炎热的夏天性能下降。在早期市场中，公共充电站的条件差。
GHG排放	GHG排放取决于原料、路径和土地利用问题 <sup>2</sup> 。源自生物质残留物(包括甘蔗)的燃料GHG排放低。源自玉米的乙醇的近期排放可能高。高级第二代生物燃料GHG排放可能较低。	GHG排放取决于制氢组合，与较未来混合汽油内燃机车相比，使用氢和天然气的氢燃料电池汽车的从油井到车轮的GHG排放略多或略少，这取决于假设条件。对于可再生能源或核能路径，从油井到车轮GHG排放能够接近于0。	GHG排放取决于网络构成。如果使用以煤炭为主导的网络构成，电动汽车和充电式混合动力汽车的从油井到车轮GHG排放相似或者高于汽油混合动力电动汽车。如果可再生能源和低碳的电力的比例大一些，从油井到车轮的排放会低一些。
石油消耗	对于混合燃料，消耗低	消耗很低	消耗很低
环境和可持续性			
空气污染	与汽油类似。挥发性有机化合物通过燃料箱接缝渗透，这导致额外的问题。乙醛排放。	零排放汽车	零排放汽车
用水量	用水量多于汽油用量，这取决于原料和作物灌溉需求。	可能低，但是取决于路径，因为电解和蒸汽重整取决于水。	可能很低，但是取决于用于发电路径。
土地利用	或许可与粮食及纤维生产耕地竞争。	取决于路径。	取决于路径。
材料的使用		燃料电池中的铂。电机中的钕和其它稀土元素。材料回收再利用。	电池中的锂。电机中的钕和其它稀土元素。材料回收再利用。

注：1. 表中引用的成本并不总是包括增加的第一辆车成本的回收率。2. 涉及生物燃料的与间接土地利用相关的GHG排放未包括在内。

为了使可再生能源电力在未来市场为大量电动汽车和充电式混合动力汽车提供电力，必须在几个方面有创新，例如开发电动汽车充电所需的电池和低成本电力供应。如果在夜间使用或在非高峰时间充电，一些地方可能就不太需要新的电力供应能力，这也许与风力或水电资源形成良好的空间匹配。另外，为了在汽车充电的电力需求与可再生能源可用量之间实现平衡，可能还需要电网具有灵活性和/或能源储存能力。[8.2.1]

除了轻型机动车外，还有可能在其它交通行业采取可再生能源选择方案和更低的GHG排放：重型机动车、航空、航海和铁路。使用生物燃料是增加可再生能源在这些子行业中使用份额的关键，但是当前的内燃机车设计或许需要修改来才能使用高混合比的生物燃料(80%以上)。与其它交通子行业相比，航空业在燃料转换方面潜力不大，这是因为飞机安全的需要，而且需要把燃料重量和容积降至最低。但是，各航空公司和飞机制造商开始使用各种混合生物燃料进行示范性测试飞行，但与公路燃料相比，航空生物燃料还需要经过大量加工程序，以确保达到严格的航空燃料标准，尤其是在寒冷温度下。关于铁路交通，该行业大约90%是以柴油为动力的，而采用可再生能源的两个主要选择是更高层次的电气化和更多使用生物柴油。[8.3.1.5]

鉴于所有这些不确定性和降低成本的困难，在相当长一段时间内保持一套组合方法是重要的，这套组合包含行为模式的转变(例如减少汽车年行驶里程和飞机年飞行里程)、能效更高的汽车和各种低碳燃料。[8.3.1.5]

## 8.7.2 建筑与住宅

无论是在发达国家还是发展中国家，建筑行业都为人民提供居所和各类能源服务，以保障人民的生计和福祉。2008年，建筑能源消耗在全球最终能源总用量中约占120EJ(大约37%)(其中源自传统生物质的一次能源有30~45EJ用于炊事和取暖)。在建筑总能源需求中供热和制冷所占的高份额通常是通过化石燃料(燃油炉、煤气炉)和电力(风扇和空调)满足的。在许多地区，这些需求可由经济的小区供热和制冷(DHC)方案取而代之，或在建筑内直接使用可再生能源系统，例如现代生物质颗粒燃料、封闭炉、热力泵(包括地热)、太阳能热水、室内供热以及太阳能吸收式制冷系统。[2.2, 8.2.2, 8.3.2]

将可再生能源发电技术融入建筑(如太阳能光伏板)有可能将建筑变成能源提供方而不是消耗方。通过与能效高的家用电器和‘绿色建筑’设计相结合，可再生能源融入现有城市环境是进一步推广利用可再生能源的关键。对住宅和商业建筑，能源矢量和能源服务系统各不相同，这取决于当地的特征和某个区域的可再生能源资源、富裕程度、影响库存周转率的当前建筑和基础设施平均使用年限。[8.3.2]

现有和新建筑的能源需求特征和条件以及可再生能源融入建筑的前景因地点和建筑设计的不同而存在差别。在发达国家中，城市和乡村的建筑大多都通电通水并配有垃圾和污水处理渠道。当前发达国家的建筑库存周转率每年约为1%，现有建筑的将来改造将需要在可再生能源融入和提高能效方面发挥很大作用。实例包括安装太阳能热水器、地热源热泵以及对小区供热和制冷系统进行改造和扩大，并在满足热源或冷源需求方面具有灵活性，这可使可再生能源随着时间推移向占有更大份额过渡)。这些改造可能涉及相对高的前期投资成本和长投资回收期，但这些都可以通过修改规划和规定予以抵消，因此这些规划和规定变成更具有扶持性，有助于改进高能效的设计，出台经济刺激措施以及作出财政安排。[8.2.2, 8.3.2.1]

发展中国家大多数城区都有上网电力供应，虽然通常这种供电系统容量有限而且并不可靠。利用当地的可再生能源资源扩大可再生能源技术的融入可有助于确保安全的能源供应，也有助于提高能源的可获取性。发展中国家的城市和农村住宅，能源消耗模型通常包括不可持续地利用生物质和木炭。当前面临的挑战是如何通过提供改进的现代能源载体和服务，以及通过可再生能源融入措施扩大其所占份额来扭转这种不断增加的传统生物质消耗模型。太阳能和其它可再生能源资源的分布性质有利于将这类资源融入新建筑和现有建筑，而无论融入程度大小，其中包括尚未与能源供应网络连接在农村住宅。[8.2.2.2, 8.2.5]

## 8.7.3 工业

制造业能源消耗大约占全球最终能源用量的30%，虽然这一份额因市场的不同各国之间存在差异。工业行业的差异很大，但大约85%的工业能源利用是能源密集度更大‘重’工业，其中包括钢铁、有色金属、化学制品和化肥、石油提炼、采矿、纸浆和造纸。[8.3.3.1]

未来增加可再生能源在工业中的直接和间接利用并不存在严重的技术障碍，但是，可再生能源在短期内融入也许受到一些因素的制约，如土地和空间限制或对高度可靠和持续运行的需求。除了融入更高份额的可再生能源外，减少工业能源需求和/或GHG排放的主要措施包括提高能效、材料的回收再利用、CO<sub>2</sub>排放行业的碳捕获和封存，如混凝土生产、化石燃料原料的替代等。另外，工业能提供需求响应设施，这些设施可能在未来的电力系统(其中可变性可再生能源占有更大份额)中发挥更突出的作用。[8.3.3.1]

可再生能源融入工业的主要机会包括：

- 直接利用取自生物质的燃料，加工生物质残留物用于就地生产，使用生物燃料、热能和热电联产；[2.4.3]
- 通过扩大利用基于可再生能源的电力，间接使用可再生能源，其中包括电热流程；[8.3.3]
- 通过购买的其它基于可再生能源的能源载体(包括热能、液化燃料、沼气以及未来可能在更大程度上立用氢，间接使用可再生能源；[8.2.2–8.2.4]
- 直接利用太阳能处理对热能和蒸汽的需求，虽然有关实例甚少；[3.3.2]
- 直接利用地热资源处理对热能和蒸汽的需求。[4.3.5]

工业不仅是可再生能源的潜在用户，也是作为一种共生产品的生物能源的潜在提供方。当前可再生能源在工业中的直接利用主要是纸浆和造纸、制糖业和乙醇产业生产的生物质，如加工各类共生产品并用于热电联产，该主要是就地加工，但也可外销。生物质还是许多中小企业(如制砖)的重要燃料，如值得注意的是发展中国家的木炭。[8.3.3.1]

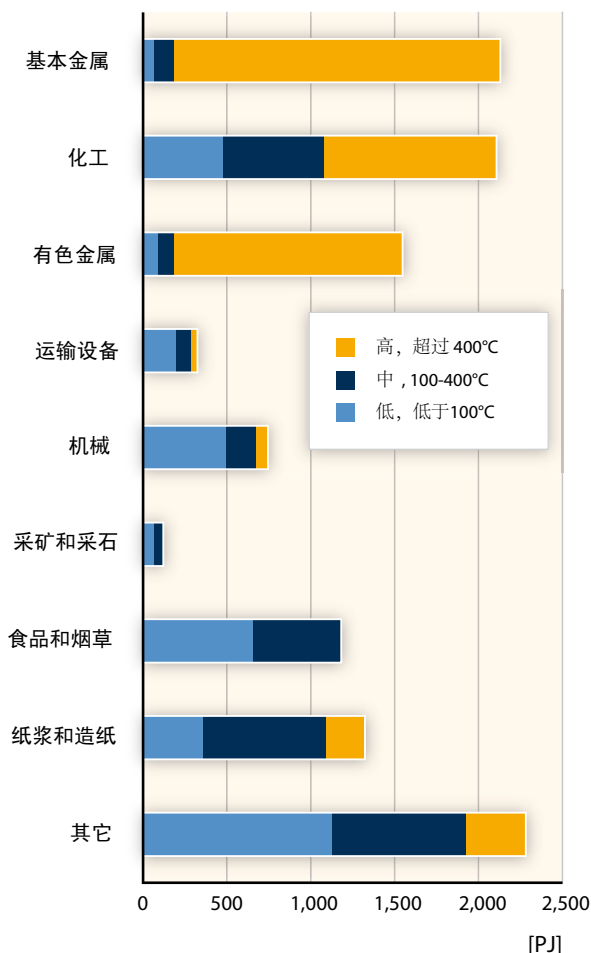
扩大可再生能源在能源密集产业中利用的可能路径因工业子行业的不同而异。例如，生物质在技术上能够替代锅炉、窑炉和熔炉用的化石燃料，或替代含生物质化学物质和材料的石油化学制品。但是，因为许多产业的运行规模，获取足够的当本地生物质也许收到一定限制。在一些年日照时间短的地区，利用太阳能技术可能受到限制。直接利用水电生产铝并不是少见，但是在很多能源密集的生产流程中，主要选择是通过把可再生能源电力从切换到电网(或未来转用氢)间接融入可再生能源。生产低碳电力的多种选择以及低碳电力的多种用途意味着未来在一系列工业流程中替代化石燃料方面电热流程可变得愈加重

要。[8.3.3.2]

能源密集略低的‘轻’工业(包括食品加工、纺织、家电和电子产品的轻工制造、汽车组装厂、锯木)虽然数量多，但在能源消耗总量中所占份额比重工业小。这些‘轻’产业的许多能源需求反映了商业建筑用于照明、室内供热、制冷、通风和办公设备的能源。一般而言，与能源密集产业相比，轻工业对可再生能源的融入更为灵活，并提供了更随时获取可再生能源的各种机会。[8.3.3.3]

通过利用生物质燃烧(包括木炭)、太阳热能或直接地热能，可再生能源以大约400°C以下的温度融入热加工流程是切合实际的。对于那些对高于400°C的加工流程的需求，可再生能源资源(高温太阳能除外)则不太适合。(图TS.8.8)[8.3.3.3]

由于工业的复杂性和多样化，以及由于各种地理和气候条件，扩大可再生能源在工业中利用的潜力和成本尚无充分认识。实现可再生能源占有更高份额的近期机会可包括扩大利用加工流程的残留物、生物



图TS.8.8: 根据对欧洲32个国家的评估，重工业和轻型制造业各子行业对于不同温度质量的行业热要求。[图 8.23]

质行业的热电联产以及替代用于供热的化石燃料。随着处于评审阶段的太阳能采集器、热能存储、备份系统、生产流程调整和融入的进一步发展，太阳热能技术将具有发展前景。通过利用可再生能源生产的电力而实现可再生能源的融入各类电力技术，无论近期还是长期这也许将产生最大影响。

由于相对低的化石燃料价格，加上低能源税和碳税，甚至无税，因此过去在许多区域在工业中使用可再生能源难以与其竞争。不同国家的新能源扶持政策侧重于交通和建筑行业而非工业，因此可再生能源融入工业的潜力相对不确定。凡是在已落实各项扶持政策的地区，可再生能源推广利用均已取得成功。[8.3.3.3]

#### 8.7.4 农业、林业和渔业

农业是一个耗能相对低的行业，其能耗在全球耗能总量中仅占大约3%。农业行业包括公司拥有的大型农场、森林以及发展中国家以农为生的农民和渔民。而为生产化肥和农业机械相对高的间接能源利用则包括在工业行业内。抽水灌溉通常占到最大的农场能源需求，以及农业机械的柴油利用、奶业、冷藏和固定设备所需的电力。[8.3.4.1]

在很多区域，耕地可同时用于可再生能源的生产。多用途土地(农业生产和能源生产)正变得越来越普遍，例如在牧场建立的风机；处理牲畜粪便的沼气厂(养分回田)；小型和微型水电系统用的水道；收集的农作物秸秆燃烧后产热发电；种植能源作物并进行专门管理以提供用于生产液化生物燃料、热能和电力的生物质原料(其共产品可能用于饲料和纤维加工)[2.6, 8.3.4.2, 8.3.4.3]。

由于可再生能源资源包括风力、太阳能、作物秸秆和农村通常存在的大量牲畜粪便，这些资源的收集和融入可使土地所有者和农场管理者就地利用，用于农务。当外销电力或沼气等可再生能源载体时，他们还可额外创收。[8.3.4]

虽然更大规模可再生能源技术推广利用还有多种障碍(包括高资本成本，缺乏融资手段，以及能源需求距离遥远)，但是可再生能源未来仍将可能在全球农业行业的到更大程度的利用，以满足不同规模的首要生产和收获后运作所产生的能源需求。[8.3.4.1–8.3.4.2]

旨在扩大可再生能源在首要行业中推广利用的融入策略将部分取决于当地和区域内的可再生能源资源、农田能源需求模型、项目融资机会和现有的能源市场。[8.3.4.3]

## 9 在可持续发展背景下的可再生能源

### 9.1 引言

可持续发展(SD)在于解决有关人类社会与大自然之间的各种关切。传统上，可持续发展始终局限在以经济、生态和社会为三大支柱的模型范围内，从而将各项发展目标按选择归类，而且这三大支柱相互倚赖，互为加强。在另一个概念框架中，可持续发展能够沿着弱可持续性(Weak Sustainability)与强可持续性(Strong Sustainability)两种模型之间继续发展的方向。这两种模型的差别在于对自然和人为资本的假设有所不同。可再生能源能够为实现上述三大支柱模型的发展目标做出贡献，并能够从弱可持续性和强可持续性两个方面开展评估，因为可再生能源利用的定义是不断持续的自然资本，但只要资源利用不降低未来收获潜力。[9.1]

### 9.2 可持续发展与可再生能源的相互作用

可再生能源与可持续发展之间的关系可视为一套供全球和区域或地方考虑的分层目标和约束。虽然可再生能源对于可持续发展的确切贡献须在某个具体国家背景下作出评估，但可再生能源为实现一些重要的可持续发展目标提供了机会：(1)社会和经济的发展；(2)能源的获取；(3)能源安全；以及(4)减缓气候变化并减少对环境与健康的影响。减缓危险的人为气候变化被视为在全球范围内推动扩大可再生能源利用的强大动力之一。[9.2, 9.2.1]

这些目标能够与三大支柱模型以及与弱和强可持续发展模型挂钩。可持续发展的各种理念为政策制定者评估可再生能源对可持续发展的贡献，制定相关的经济、社会和环境措施提供了各种有用的框架。[9.2.1]

虽然对可持续发展指标进行分类的方法有多种，但利用指标能够有助于各国监督在能源各子系统中取得的进展是否与可持续发展的各项原则相一致。本报告及其第9章所作出的评估是基于不同的方法工具，其中包括从可归因于生命周期评估(LCA)或能源统计推导的各类自下而上的指标、动态综合模拟方法和定性分析。[9.2.2]

为了评估可再生能源对社会经济发展的贡献，对

传统的经济增长计量指标(GDP)以及概念更宽泛的人类发展指数(HDI)进行了分析。本章还阐述了各种潜在的就业机会(作为一些国家支持可再生能源推广利用的动机),以及对于发展中国家至关重要的融资问题。[9.2.2]

获取现代能源服务(无论是源自可再生还是不可再生能源)与发展措施密切相关,对于处在早期发展阶段的国家尤为如此。社会最贫困成员获取现代能源对于实现八项千年发展目标的任何一项都至关重要。所采用的具体指标包括与收入有关的人均最终能源消耗,以及电力获取量的细分(按城市和农村地区划分)和利用煤或传统生物质进行炊事的人口数量。[9.2.2]

尽管尚无一个普遍接受的定义,但对‘能源安全’这个术语最好的理解是可靠性,它与能源供应(突然)中断形成了鲜明的对照。无论是当前的系统,还是未来可再生能源系统规划,能够取定与能源安全相关的两大主题:资源可用量及其分布;能源供应的变化和可靠性。用于提供有关可持续发展所需能源安全标准信息的指标是储备量、储备与生产比例、进口能源占一次能源消耗总量的份额、能源进口占进口总额的份额以及可变的和不可预测的可再生能源所占份额。[9.2.2]

为了评估能源系统给环境带来的总体负担,为了找出潜在的权衡取舍,必须考虑各种影响及其类别。这些影响包括向空气和水中大量排放(尤其是温室气体)、所产生的单位能源用水量、能源和土地用量,这些都必须通过技术评估。虽然认识到生命周期评估无法对某一特定技术的可持续性给出唯一可能的答案,但是这些评估对于确定某个特定技术的总体系统影响却是一种特别有用的方法,它能够作为比较的依据。[9.2.2]

情景分析有助于深入了解综合模型在不同可再生能源利用路径中在多大程度上考虑了四项可持续发展目标。各条路径主要是被认为是各种情景的结果,这些情景试图揭示不同能源技术在全球尺度上复杂的相互关系。因此,第9章主要涉及综合模型推导的各种全球情景,而这些模型也是第10章分析的核心对象。[9.2.2]

### 9.3 社会、环境和经济影响:全球和区域评估

处于不同发展水平的国家有不同的推进可再生能

源的激励措施。发展中国家采用可再生能源技术的最可能的理由是获取能源服务,在正规(即受法律规范和征税的)经济活动中创造就业机会,并降低能源进口成本(或对于化石能源出口国而言则延长其自然资源基地的寿命)。对于工业化国家,鼓励可再生能源利用的主要理由包括减少二氧化碳排放量,从而减缓气候变化,提高能源安全,以及积极推进经济结构转变,例如在不断下滑的制造行业中出现的失业可通过在可再生能源方面创造的新就业机会而得到缓解。[9.3]

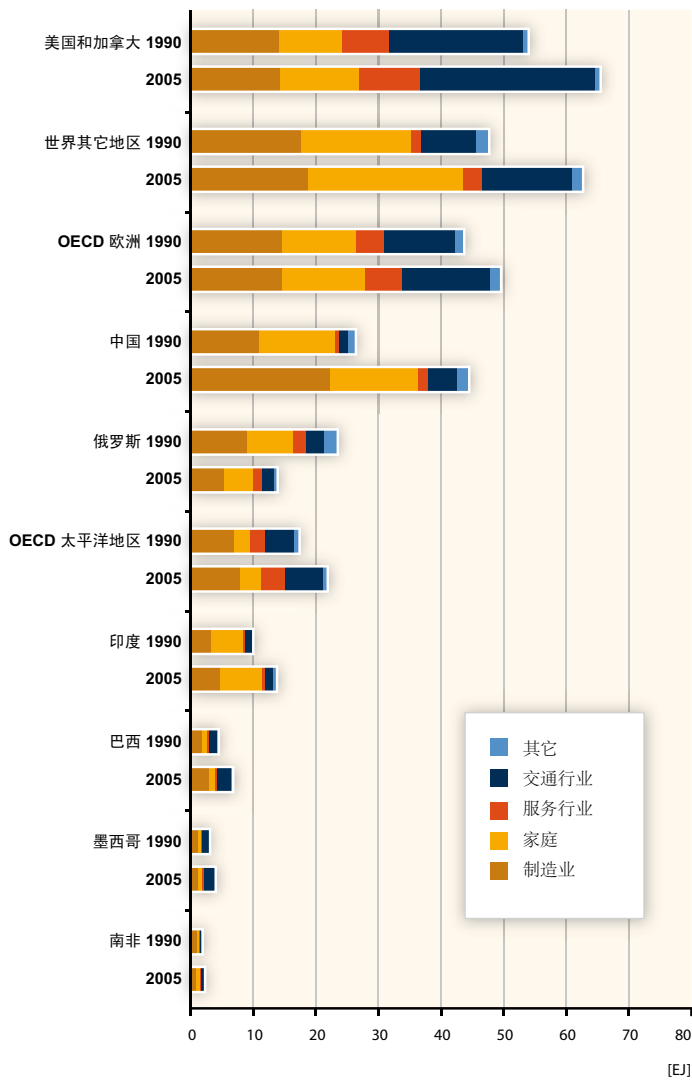
#### 9.3.1 社会 and 经济发展

在全世界,人均收入与人均能源使用量呈正相关,而经济增长被认为是在过去的几十年中能源消耗不断增加最相关的因素。但是,能源利用与宏观经济产出增加之间是否存在因果关系尚无一致性定论。[9.3.1.1]

随着经济活动扩大和多样化,出现了更复杂和更灵活的能源需求:从行业角度来看,对于处在早期发展阶段国家,住宅(和在一定程度上农业)消耗的一次能源最大;新兴经济体的制造业占首要地位,而在完全工业化国家服务业和运输业所占份额正在稳步增加(见图TS.9.1)。[9.3.1.1]

虽然国内生产总值与能源使用之间存在密切的正相关,但各国能源利用方式差异较大:一些人均收入水平高的国家能源消耗水平相对低。另一些国家能源利用水平上升,却仍然贫困,特别是在化石燃料资源蕴藏丰富的国家,能源通常得到高额补贴。有一种假说认为,经济增长在很大程度上能够通过稳步降低能源密度而与能源利用脱钩。此外,通常认为发展中经济体和转型经济体能够实现‘跨越’式发展,即通过采用现代高能效技术限制其能源利用。[9.3.1.1, 文框9.5]

获得清洁和可靠能源是人类发展基本决定因素(如卫生、教育、男女平等和环境安全)的重要前提。如果利用人类发展指数(HDI)作为发展的一项代用指标,那么已达到高HDI水平国家的人均能源消耗量一般相对较大,凡达到高甚至中等HDI指数的国家,它们均获取了大量非传统能源供应。为了保证达到可接受的生活标准,需要有一定的最低能源量(如人均42 GJ),达到这一水平后,提高能源消耗量仅能实现生活质量的边际改善。[9.3.1.2]



图TS.9.1: 按经济行业划分的能源利用(单位: EJ)。

注: 基本数据是利用国际能源机构的物理含量法计算出的, 而非采用直接当量法。注: RoW = 世界其余地区 [图 9.2]。

由于在使用适合的方法方面有分歧, 因而可再生能源对当前净就业影响的估值存在差异。不过, 似乎一致认为可再生能源的长期积极效应将为创造就业机会做出重要贡献, 这已在许多国家绿色发展战略中得到强调。[9.3.1.3]

总之, 在大多数情况下可再生能源的纯粹经济成本超过了化石燃料能源生产的经济成本。特别是对于发展中国家, 相关成本是确定是否愿意利用可再生能源满足日益增长的能源需求的一个主要因素, 并且人们已表达了各种关切: 能源价格上涨可能危及正在逐

步实现工业化国家的发展前景。总体而言, 对成本的考虑不能摆脱负担共担体系而孤立地讨论, 即没有明确由谁承担为减少温室气体排放量带来效益所产生的成本, 而减排具有全球公益事业的特征。[9.3.1.4]

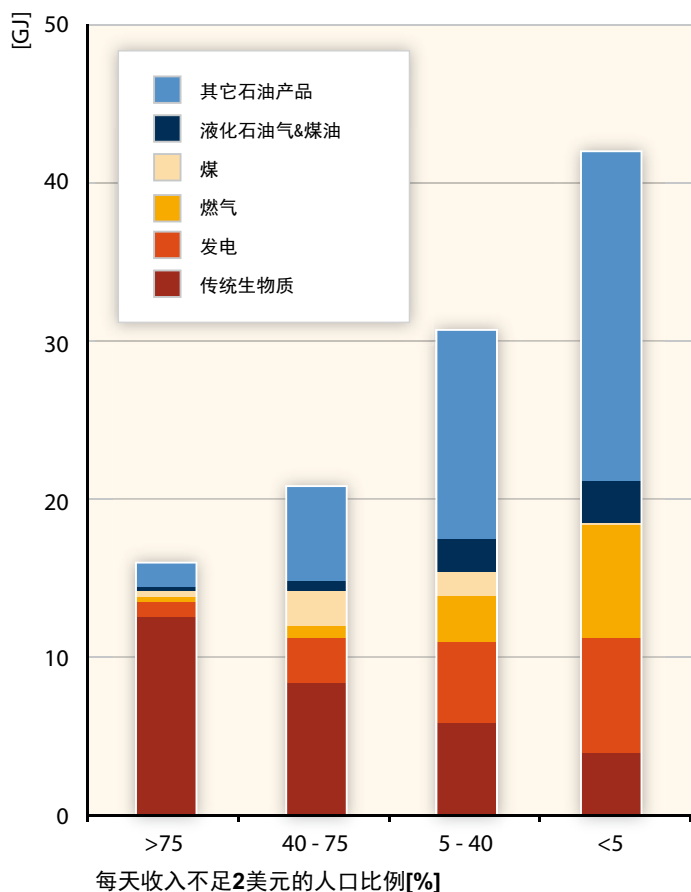
### 9.3.2 获取能源服务

当今全世界很大一部分人口尚未获取或有限获取现代清洁能源服务。从可持续发展的角度来看, 扩大可持续能源需要为那些当前尚未获取或有限获取能源服务的群体增加能源服务的提供量: 贫困人口(按财富、收入或更为综合的指标衡量), 居住在农村地区的人群和无电网接入的人群。[9.3.2]

鉴于现有数据量和质量存在局限性, 2009年估计尚未享有电力服务的人口约为14亿。依靠传统生物质进行炊事的人口数量大约为27亿, 这种炊事在发展中国家导致严重的健康问题(尤其是室内空气污染)和其它社会负担(如收集薪柴花费的时间)。鉴于家庭收入与低质燃料使用之间有很强的相关性(图TS.9.2), 把当前(往往是不可持续的)低效生物质消耗模型转变为更可持续和更有效率的替代方式则是一项重大挑战。[9.3.2]

获取能源服务的定义是‘获取用于炊事和取暖、照明、通讯和生产用途的清洁、可靠和可负担得起的能源服务’, 本图展现了攀登能源阶梯的渐进过程; 即使提供基本现代能源服务水平也能够为某个社区或家庭带来很大的福利。[9.3.2]

在发展中国家, 分散式可再生能源电网已扩大并改善了能源服务; 与远离国家电网相比, 这些分散式电网一般更具竞争力, 而且农村电气化水平低为发展可再生能源小电网系统提供了重大机会。此外, 非电力可再生能源技术为能源服务的直接现代化带来了机会, 例如利用太阳能提供热水和作物烘干、用于运输的生物燃料、沼气和利用现代生物质供热、制冷、炊事和照明以及利用风能抽水等 [9.3.2]。虽然与其它能源相比可再生能源在以更可持续的方式提供能源服务方面的具体作用尚无充分认识, 但其中某些技术可使当地社区有更多的能源选择; 这些技术刺激经济, 激励当地企业付出努力, 并满足与照明和炊事相关的基本需求和服务, 从而为医疗卫生和教育福利带来附加效益。[9.3.2]



图TS.9.2: 发展中国家人均最终能源消耗与收入的关系。数据指2000-2008年期间最近年份现有的数据。

注: LPG = 石油液化气。[图 9.5]

### 9.3.3 能源安全

利用可再生能源可替代日益匮乏的化石燃料供应; 根据当前对已探明的储备与当前生产比率的估值, 全球石油和天然气将会分别在四十年和六十年后枯竭。[9.3.3.1]

由于许多可再生能源有本地化特点, 无法在国际间交易, 因此在一个国家的能源组合中不断增加可再生能源份额可减少化石燃料进口的依赖, 而化石燃料在储备、生产和出口的空间分布是非常不均衡的, 高度集中在少数地区(图TS.9.3)。只要可再生能源市场没有这种在地理上集中供应的特点, 那么这有助于促进能源组合的多样化, 并减少经济对价格波动的脆弱性。对于依赖石油进口的发展中国家, 扩大吸收可再生能源技术可重新调整外汇的流向, 从能源进口转向那些不能在当地生产的货物进口, 如高科技的资本商品。例如, 肯尼亚和塞内加尔出口收入的一半以上用于进口能源, 而印度的支出超过45%。[9.3.3.1]

但是, 还可能出现与实施可再生能源所需技术有关的进口依赖性, 而以合理价格确保获得所需的稀缺无机矿物原料, 这对所有产业即将带来挑战。[9.3.3.1]

某些可再生能源技术的可变输出曲线通常需要出台适合当地条件的技术和体制措施, 以确保能源供应的稳定性和可靠性。能源获取的可靠性是发展中国家面临的一项具体挑战, 体现基础设施服务可靠性的指标表明, 在撒哈拉次区域, 几乎50%的企业常年维持自己的发电设备。因此, 许多发展中国家通过拓宽能源安全的定义把能源获取与能源安全明确挂钩, 以涵盖当地能源供应的稳定性和可靠性。[9.3.3.2]

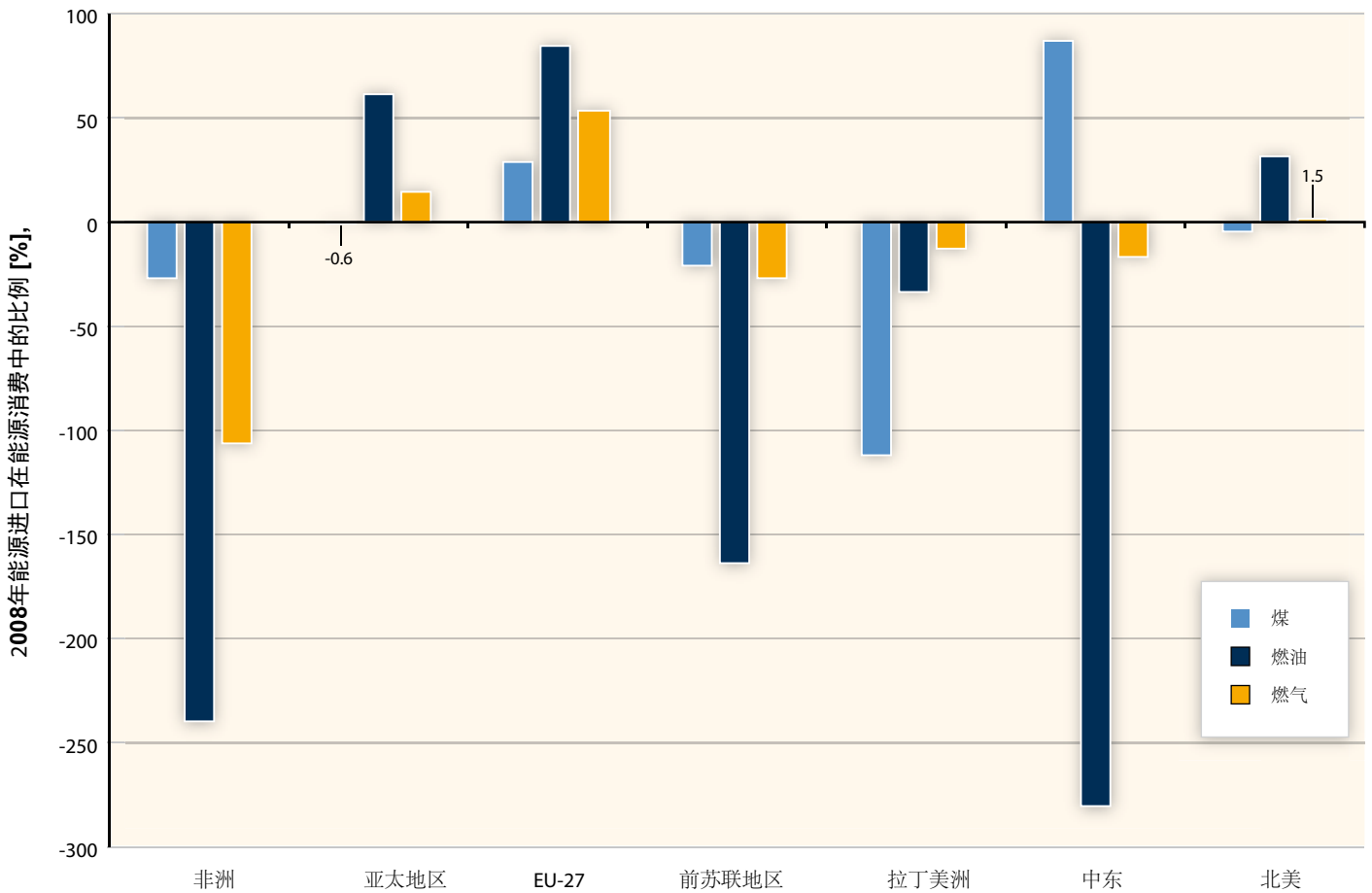
### 9.3.4 减缓气候变化与减少环境和健康影响

可持续发展必须确保环境质量, 防止对环境造成恶性损害。任何一项大规模技术利用都面临对环境的权衡取舍, 有大量文献从自下而上的角度评估了能源技术(可再生能源、化石燃料和核能)的各种环境影响。[9.3.4]

温室气体排放对气候的影响一般得到充分的论述, 生命周期评估[文框9.2]有助于对各种技术“从摇篮到坟墓”期间的排放进行量化比较。虽然大量研究报告了有关空气污染物排放和运行用水情况, 但是除了与空气污染相关的生命周期排放以外, 与水、土地利用和健康影响有关的生命周期排放证据稀缺。本评估报告的重点是在文献研究中得到最充分论述的行业, 如发电和运输燃料的温室气体排放。仅对供热和家庭能源作了简要讨论, 在空气污染和健康方面尤为如此。对生物多样性和生态系统的影响大都是针对具体地点, 难以量化并以更为定性的方式展现。为了解释与正常运行相反的事故相关的负担, 本章对与能源技术相关的风险作了综述。[9.3.4]

发电的生命周期评估表明, 在一般情况下, 可再生能源技术产生的温室气体排放大大低于化石燃料选择的排放, 而且在各种条件下, 低于采用碳捕获和封存技术的化石燃料排放。太阳能聚光式发电、地热能、水电、海洋能和风能的最大估值小于或等于100克CO<sub>2</sub>当量/千瓦时, 所有可再生能源的中间值区间为4~46克CO<sub>2</sub>当量/千瓦时。太阳能光伏发电和生物能电力估值分布的第四个百分位的上限比其它可再生能源技术最大值高两至三倍。然而, 但是, 生产生物能的温室气体平衡有更多不确定性: 如果不考虑土地利





图TS.9.3: 2008年世界部分地区煤(硬煤和褐煤)、原油、天然气的能源进口量占一次能源消耗总量的额(%)。负值表示能源载体的净出口国。[图 9.6]

用变化，与化石燃料系统相比，生物能可减少温室气体排放，并可避免垃圾填埋处置和共生产品的残留物和废弃物产生的温室气体排放；与碳捕获和封存相结合的生物能可进一步减排(图TS.9.4)。[9.3.4.1]

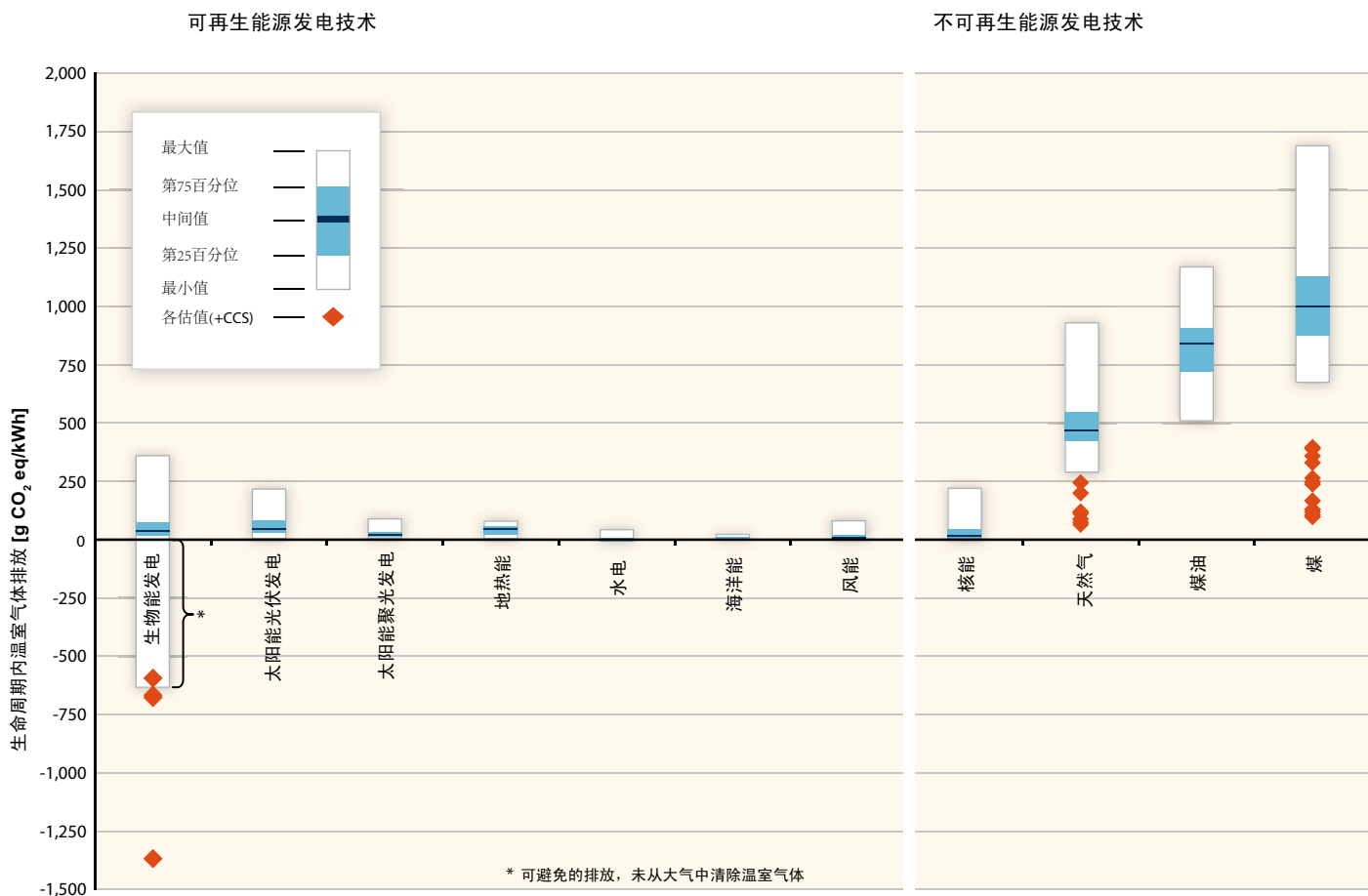
考虑到发电质量的差异，对与增加可变电力资源有关的并网运行以及对直接或间接的土地利用变化的潜在影响可减少切换到可再生能源电力的温室气体排放所产生的效益，但不可能否定这一效益。[9.3.4.1]

由于技术进步和规模经济，近些年来对于某些可再生能源技术(如风能和太阳能)，诸如能源回收时间(描述技术或燃料的能效)等措施已呈现迅速下降的趋势。化石燃料和核能技术的特征是燃料提炼和加工具有持续能源需求，这种需求或许变得愈加重要，而常规燃料供应质量逐渐下降，非常规燃料份额上升。[9.3.4.1]

关于运输燃料温室气体排放的评估，所选石油燃料、第一代生物燃料(如以糖和淀粉为原料生产的乙

醇，油籽为原料生产的生物柴油和可再生柴油)，以及所选的木质纤维素生物质衍生的下一代生物燃料(即乙醇和安费-托工艺生产的柴油)的温室气体排放量在“从油井到车轮”的期间作了比较。在这一比较过程中，不包括土地利用变化(直接和间接)和其它间接影响(如石油消耗反弹)产生的温室气体排放量，但这些排放量在下面分别予以考虑。利用生物燃料替代石油燃料具有潜力减少与燃料供应链直接相关的生命周期温室气体排放。虽然第一代生物燃料具有相对最小的温室气体减排潜力(第一代生物燃料为-19~77克CO<sub>2</sub>当量/MJ，而石油燃料则为85~109克CO<sub>2</sub>当量/MJ)，下一代生物燃料(生命周期温室气体排放在-10~38克CO<sub>2</sub>当量/MJ之间)大都可提供更大的气候效益。生物燃料和石油燃料的生命周期温室气体排放的估算是可变的并具有不确定性，主要是由于对生物物理参数、方法问题和生产原料的地点和方式的假设不同。[9.3.4.1]

在生命周期内土地利用变化产生的温室气体排放



估值数量	222(+4)	124	42	8	28	10	126	125	83(+7)	24	169(+12)
参考文献数量	52(+0)	26	13	6	11	5	49	32	36(+4)	10	50(+10)

**图TS.9.4:** 各类发电技术生命周期内温室气体排放(克CO<sub>2</sub>当量/千瓦时)估值, 加上某些结合碳捕获和封存的技术。不包括与土地利用有关的碳储量的净变化(主要适用于生物能和水库水电)和土地管理影响; 关于生物能发电负估值<sup>1</sup>的假设是基于可避免的填埋场处置和共生产品的残留物和废弃物排放。评估用的参考文献和方法见附件2。估值数量大于参照值数量, 这是因为许多研究考虑了多个情景。圆括号中的数字表示与评估结合碳捕获和封存的额外参考文献和估值有关。分布信息涉及但当前现有的生命周期评估文献中的估值, 不一定是基本理论或做法中的极值, 或是当考虑所有利用条件时真实的集中趋势。[图 9.8]

注1: 在本报告中提到的生命周期评估术语范围内的‘负估值’是指可避免的排放。与结合碳捕获和封存的生物能情况不同, 可避免排放并没有从大气中清除温室气体。

难以量化, 而土地和生物质资源管理的做法对所有温室气体减排效益以及对生物能源的可持续性有很大影响。作为燃料、电力和热能使用的生物质生产直接或间接引起的, 土地利用或管理变化能够导致陆地碳储量变化。这既能够导致大量的前期排放(需要几十年乃至几百年的滞后期才能实现净结余), 也能够提高土壤和地上生物质的碳净吸收, 但取决于土地转变用途之前的条件。生物能的温室气体净效应难以评估, 因为在对间接土地利用变化的观测、衡量和归因方面面临

挑战, 这取决于环境, 经济, 社会和政策环境, 而且它们既无法直接观测, 也不易归于某个单一原因。通过展现几条第一代生物燃料路径引起的与直接和间接土地利用变化相关的温室气体排放的示意性估值, 提供了一个为期30年的集中倾向(基于不同的报告方法): 乙醇(欧盟的小麦, 美国的玉米, 巴西的甘蔗)的排放估值为5~82克CO<sub>2</sub>当量/MJ, 而柴油(大豆和油菜籽)的排放估值为35~63克CO<sub>2</sub>当量/MJ。[9.3.4.1]

局地和区域空气污染影响是另一个重要的评估类

别，而空气污染物，其中包括颗粒物(PM)、氮氧化物(NO<sub>x</sub>)、二氧化硫(SO<sub>2</sub>)和非甲烷挥发性有机化合物(NM VOC)在全球[文框9.4]、区域和局地尺度上产生影响。与化石燃料发电相比，以非燃烧可再生能源发电技术具有大大减少区域和局地空气污染和相关健康影响的潜力(见本节下文)。但是，对于运输燃料，转换成生物燃料对尾气排放的影响尚不清楚。[9.3.4.2]

化石燃料和生物质燃烧产生的局地空气污染物排放构成了能源对人类健康相关的最重要影响。煤和传统生物质燃烧产生的环境空气污染以及室内空气污染暴露度对健康有重大影响，它被公认为在全球发病率和死亡率最重要的原因之一，对于发展中国家的妇女和儿童尤为如此。例如，2000年有关健康风险比较量化结果表明，超过160万人的死亡和超过3850万残疾调整生命年(DALY)可归因于固体燃料的室内烟雾。除了燃料转换外，减缓选择包括改进炉灶、通风、建筑设计和行为转变。[9.3.4.3]

对水资源的影响与能源技术的运行和上游耗水量以及水质有关。这些影响与具体地点有关，需要结合当地资源和需求予以考虑。例如，水电和某些生物能源系统的可再生能源技术依赖于可用水量，并能够加剧竞争，或减缓缺水情况。在缺水地区，非热能可再生能源技术(如风能和太阳能)能够在提供清洁电力的同时不会对水资源施加额外压力。与不可再生能源技术相比，常规冷却的热能可再生能源技术(如太阳能聚光发电、地热发电、生物能电力)在运行过程中可能使用更多的水，但是干冷却配置能够减少这种影响(图TS.9.5)。对于某些能源技术，上游过程用水量可能较高，特别是提取燃料和生产生物质原料；如果将后者包括在内，当前生物质发电的水足迹可比热电厂运行耗水需求高几百倍。原料生产、采矿运行和燃料加工也能影响水质。[9.3.4.4]

当包括整个供应链时，大多数能源技术有相当大的用地需求。虽然关于各种能源技术对土地利用生命周期估计的文献匮乏，但现有证据表明：化石能源链在生命周期内的用地估值相当于或高于可再生能源的用地。对于大多数可再生能源，在运行阶段用地需求最大。依靠专用原料的生物能源用地强度则例外，其用地强度明显高于任何其它能源技术，并表明对于不同的原料和气候带，每公顷能源产量的差异很大。某些可再生能源技术(风力、海浪和海洋)虽占据了很大面积，但它允许农业、渔业和休闲等活动二次使

用[9.3.4.5]。对生态系统和生物多样性的影响与土地利用有关(地点的特殊性)。这种影响通过各种路径显现，最明显的影响是通过栖息地大规模直接的物理改变以及更间接的影响是栖息地的恶化。[9.3.4.6]

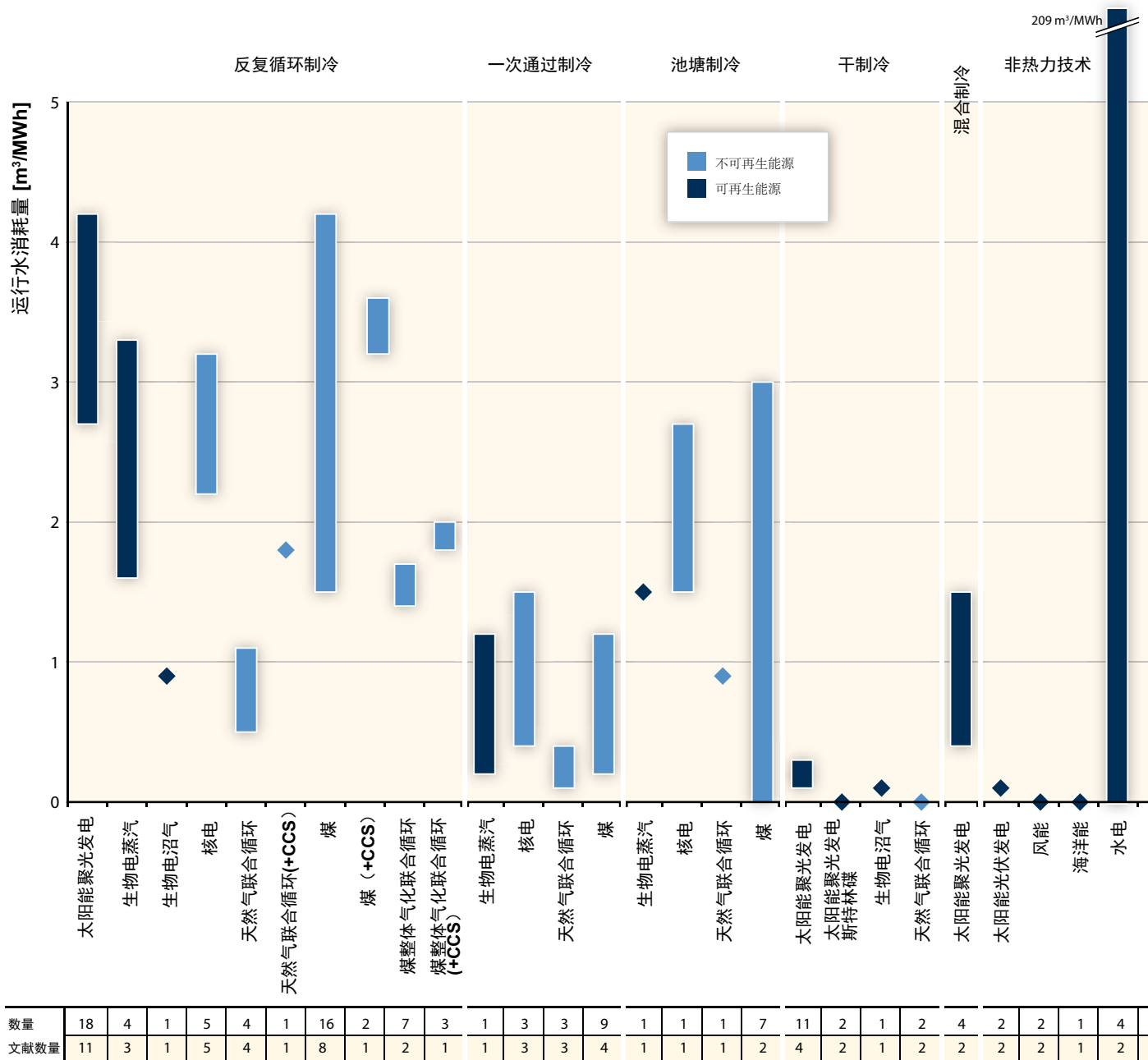
事故风险比较评估是对能源安全以及对当前和未来能源系统相关的可持续性能开展综合评价的一个关键环节。各种能源技术的社会环境风险不仅发生在能源实际生产阶段，而且还涉及能源链中的所有阶段。可再生能源技术的事故风险不容忽视，但从死亡率角度来看这些技术通常的分散架构大大限制了潜在的灾难性后果。虽然可再生能源技术总体上死亡率低，但与一些水电项目相关的水坝可造成特定的风险，这取决于与具体地点有关的各种因素。[9.3.4.7]

## 9.4 可持续发展路径对可再生能源的影响

在对现有的和正在涌现的可再生能源系统影响可持续发展四大目标情况进行更多静态分析之后，以更加动态的方式评估了可持续发展可能对未来可再生能源推广利用路径产生的影响。由于未来可再生能源与可持续发展路径的相互作用而无法凭借对各单一能源技术的部分分析作出预计，所以讨论是以情景文献结果为基础，这些文献一般是以全球或区域能源系统框架下的可替代技术组合为处理对象。[9.4]

在经评审的绝大多数用于生成情景的模型(见第10章的第10.2节)抓住了能源供应、转换和使用的不同选择之间的相互作用。模型范围从区域模型、能源经济模型到综合评估模型(IAM)，在本章中称为综合模型。从历史上看，这些模型更多集中在能源转换的技术和宏观经济方面，在这个过程中这些模型产生了高度综合的衡量指标，用于可衡量特定供应来源产生的技术渗透或能源。在生成长期情景过程中，这些模型的价值及其有助于认识可持续发展与可再生能源之间的相互关系的潜力在于它们有能力考虑跨不同区域和时间尺度上广泛人类活动的相互作用。综合模型不断发展，其中一些模型对于展现未来对可持续性的各种关切至关重要，例如，增加模型的时空分辨率可更好地呈现人口的财富分配，并在人类系统和自然地球系统特征描述中涵盖了更多细节。[9.4]

本次评估重点围绕基于模型的分析当前在可持续发展路径和可再生能源作用方面必须体现的结果，并



图TS.9.5: 根据对现有文献提供的热力发电技术和非热力发电技术的运行耗水率区间(m³/MWh)。条柱表示现有文献给出的绝对区间，菱形表示单一估值；n代表各种来源报告的数量。关于本文献评估采用的方法和参考文献，见附件2。注意：水电的上限值源自有关测量总蒸发值的几项研究，因此也许不具备代表性(见文框5.2)。[图9.14]

注：CSP：太阳能聚光发电；CCS：碳捕获和封存；IGCC：整体煤气化联合循环；CC：联合循环；PV：光伏发电。

评价为了更好地认识未来的可持续性而如何能够改进基于模型的分析。[9.4]

### 9.4.1 社会和经济展

综合模型通常具有很强的宏观视角，它不考虑先进的福利衡量指标[9.2.2, 9.3.1]。相反，综合模型重点围绕经济增长，虽然经济增长本身不足以成为一项

衡量可持续性的指标，但它能够在不同稳定路径背景下作为一个衡量福利的指标。各减缓情景通常通过为未来温室气体排放设定一个上限而包括一个临时对可持续性形成强有力的制约。根据有关减缓技术的到位和成本的假设，这会造成福利损失(通常按国内生产总值或放弃消费予以衡量)。为限制温室气体排放而对获得可替代技术施加限制将进一步加大福利损失。

专门评估限制可再生能源对不同温室气体浓度稳定水平产生影响的研究表明,为了达到低值稳定水平,广泛提供所有可再生能源技术是必不可少的,而且全面得到各类低碳技术(包括可再生能源)对于将减缓成本保持在相对低水平是至关重要的,甚至对于略欠严格的稳定水平也是如此。[9.4.1]

关于区域效应,情景分析表明,发展中国家可再生能源生产规模的扩大幅度可能最大。由于在克服可再生能源技术的高平准化电力成本方面依然面临挑战,因此上述结果提示:发展中国家具有跨越发达国家曾采取的排放密集的发展路径。但是,区域减排机会将有所不同,这取决于诸多因素,其中包括可获得的技术以及人口和经济增长。成本还将取决于最初和之后随时间在减缓全球气候变化方案下实现可交易的排放许可量的分配。[9.4.1]

总之,情景分析指出:在发达国家和发展中国家,可再生能源与减缓和经济增长之间有着相同的关联,只是非附件一国家的动力一般大于附件一国家的动力,因为假设前者的经济增长更快,因此随着时间推移减缓负担逐步加重。但是,用于产生长期全球情景的模拟结构一般假设全球各区域的经济市场和体制基础设施运行完善。在模拟过程中还对在所有国家中占主导地位的特殊情况予以贴现,在发展中国家尤其如此,这些国家所作出的各种假设尤为不确定。这些差异及其对各国社会和经济发展的影响应当是未来开展积极研究的一个领域。[9.4.1]

#### 9.4.2 获取能源服务

迄今综合模型通常是基于发达国家的信息和经验,并假设世界其它地区以及处在不同发展阶段的能源系统均有类似的表现。通常,模型无法抓住发展中国家一些重要的决定性动力,如燃料的选择,行为异质性和非正规经济。这阻碍了评估可再生能源与未来为不同人群(包括基本家庭任务、交通运输业、商业,制造业和农业)提供能源服务之间的相互作用。但是,一些模型已经开始融入多种因素,如潜在的供应不足、非正规经济和不同收入群体,并提高分配的解析度。[9.4.2]

现有的情景分析仍有较大的不确定性。对于印度而言,结果表明社会的收入分配在增加能源服务获取

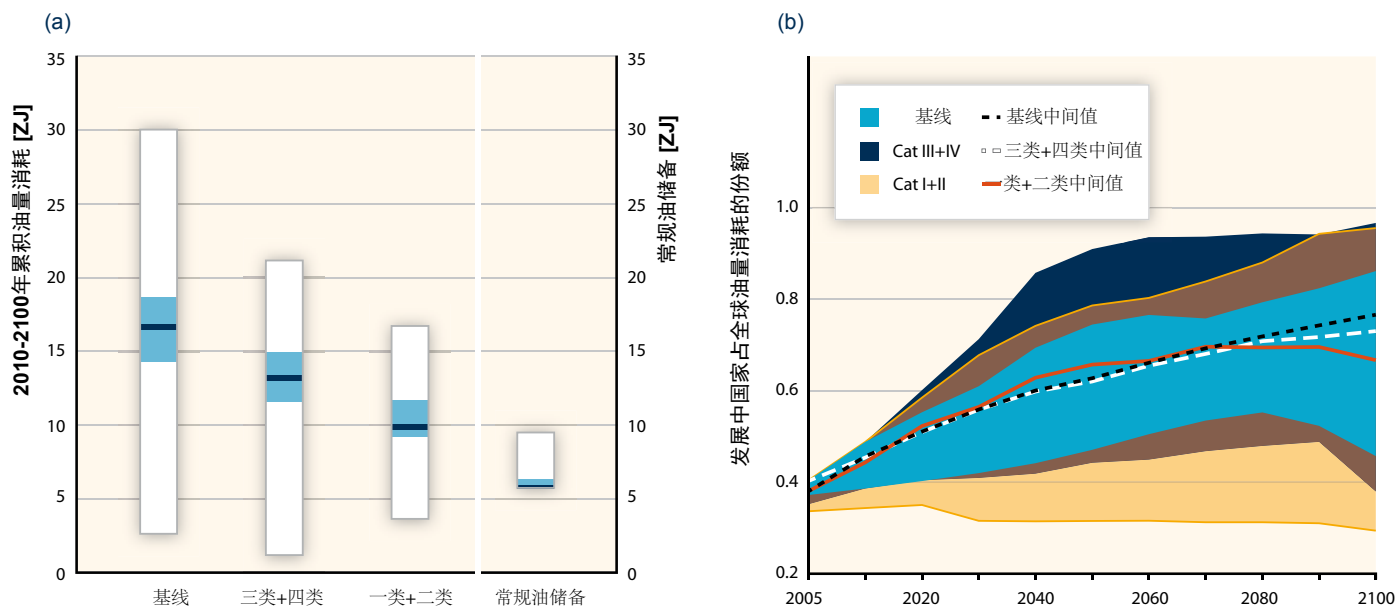
方面与收入增长同等重要。另外,不断增加的能源服务获取不一定有利于可持续发展的所有方面,例如,作为从传统生物质向现代能源的转变,传统生物质可简单地向化石燃料转变。总之,现有的情景分析突出了提高能源服务获取政策和金融的作用,即使被迫转向可再生能源,虽然提供了现代能源服务但对家庭预算带来负面影响。[9.4.2]

进一步完善分配的解析度和结构的严格性(许多模型不能抓住‘利用能源技术’背后的社会现象和结构变化)尤其具有挑战性。明确展现最贫困人口、妇女、国内特定少数民族或那些特定地域人口的能源后果超出了当前全球模型的范畴。为更清晰地展现能源获取选择的可能区间提供一个更全面的观点,未来能源模型的目标应当是更加明确地展现相关的决定因素(如传统燃料、电气化方式、收入分配等),并将这些因素与可替代发展路径联系起来。[9.4.2]

#### 9.4.3 能源安全

可再生能源能够通过缓解人们对获取资源服务和分配以及对能源可变性的关切而对能源安全产生影响[9.2.2, 9.3.1]。在一定程度上减缓情景中的可再生能源利用通过能源组合多样化减少能源中断的总体风险,但能源系统不太容易受到能源供应(突然)中断的影响。在各情景中,可再生能源的这种作用因能量形式的不同而异。与电力生产密切相关的太阳能、风能、海洋能具有在建筑和工业行业中取代集中使用的和日益稀少的化石燃料。如果相关的碳减排政策到位,发电则能够相对容易地脱碳。相比之下,若无技术突破,交通运输行业的液化燃料需求仍然缺乏弹性。虽然生物能源可发挥重要作用,但这将取决于是否具备碳捕获和封存,它可转向利用与碳捕获和封存相结合的发电,这将产生系统的净负碳排放,并大大平滑总体减排努力。[9.4.1, 9.4.3]

在此背景下,过去对因石油供应中断而对能源安全的关切未来仍然可能存在。对于发展中国家,该问题将变得更为重要,因为在所有经评估的情景下,发展中国家占全球石油总消耗的份额将会增加(图TS.9.6b)。只要可替代石油的技术(如生物燃料和/或运输行业的电气化)未在情景分析中发挥主导作用,那么在累积石油消耗量方面,大部分减缓情景在基线与政策情景之间则不会出现明显改观(图TS.9.6a) [9.4.3]。



**图 9.6:** 常规石油储量与第10章评估的情景预估的2010-2100年累积石油消耗量(ZJ)的比较, 按不同情景类别表示: 基线情景、第三类和第四类情景以及低稳定水平情景(第一类加第二类)。粗深蓝色线对应的是中间值。浅蓝色柱对应的是四分位距(第25至第75个百分点)。最后一栏表示已探明可开采的常规石油储量(浅蓝色柱)和额外储量估值(上下两边的白色柱)区间。**B)**根据第10章评估的情景, 非附件一国家的不同情景类别随时间推移在全球石油消耗中所占份额区间。[图 9.18]

如果未来生物能源市场的特征是只有少数卖方, 那么扩大该生物能源市场则可能增加人们对能源安全的关切, 因而表明将与当前的石油市场并行存在。在这种环境下, 粮食价格与波动的生物能源市场挂钩的风险将必须予以缓解, 以防止对可持续发展产生严重影响, 因为高而波动的粮价显然会伤害贫困人口。[9.4.3]

可变性可再生能源技术的引进还带来了新的关切, 如对极端自然事件或国际价格波动的脆弱性, 这些问题尚未在大的综合模型中得到令人满意的处理。为提高系统可靠性而付出更多努力可能增加成本并涉及到平衡需求(如持有能源股), 发展互补灵活的发电, 加强网络基础设施和并网、储能技术和调整体制安排, 其中包括监管机制和市场机制。[7.5, 8.2.1. 9.4.3]

当今对能源安全的考虑通常集中在最近记忆中最突出的能源安全问题。然而, 未来的能源安全也许远远超出了这些问题的范畴, 例如, 对可再生能源技术至关重要的物质投入。这些普遍的关切以及解决这些问题的选择(如回收再利用)在很大程度上却没有在未来的减缓和可再生能源情景中体现。[9.4.3]

#### 9.4.4 在未来情景中气候变化减缓以及对环境和健康的影响

用可再生能源或其它低碳技术替代化石燃料能够大大有助于减少氮氧化物和二氧化硫排放。几个模型已包括并清晰地展现了一些与环境或健康影响有关的因子, 如硫酸污染物等。某些情景结果表明, 气候政策能够有助于推动局地空气污染(即颗粒物)的改善, 但仅靠减少空气污染的政策不一定会推动温室气体减排。一些潜在的能源轨迹的另一种意义是可能改变土地用途以支持生产生物燃料。有情景结果指出, 如果没有其它政策措施的配合, 因土地转变为种植生物能源作物, 气候政策可能会推动大范围毁林, 可能使可持续发展的意义出现逆转, 包括温室气体排放。[9.4.4]

遗憾的是, 现有的情景文献并没有明确地处理许多与可持续能源发展要素有关的非排放问题, 如用水、能源选择对家庭层面服务的影响, 或室内空气质量等。在无收入或地域分配细节的情况下, 为着眼于世界各较大地区而正处于设计阶段的模型能够部分解释上述情况。对于区域和地方层面环境影响所作的广泛评估, 各模型需要着眼于更小尺度的地域影响, 这是当前正在研究的问题。最后, 许多模型不能明确地

融入可替代技术的生命周期评估结果。这些影响是什么，是否需要对这些影响进行比较以及如何跨类别比较，以及它们是否可纳入到未来情景，这些问题将成为未来有用的研究领域。[9.4.4]

## 9.5 在可持续发展背景下可再生能源的障碍和机会

在可持续发展背景下奉行可再生能源推广利用战略意味着要明确考虑大多数环境、社会和经济影响。综合规划、出台政策和执行过程能够通过预见和克服可再生能源利用的潜在障碍并探索利用可再生能源的各种机会支持上述考虑。[9.5]

各种障碍在可持续发展背景下尤为相关，也许会阻碍可再生能源的推广利用或导致按可持续发展标准作出权衡取舍，这些障碍涉及社会文化、信息和意识、与市场相关的障碍和经济障碍。[9.5.1]

社会和文化障碍或问题有不同的起源，并与社会和个人的价值观和规范有着内在的关联。这些价值观和规范通过个人、群体和社会影响对可再生能源技术的认知和接受度并影响其推广利用。从可持续发展的角度出发，障碍也许源自对社会文化问题关注不足，其中包括与行为有关的各种障碍；自然栖息地以及自然和人类遗址，包括对生物多样性和生态系统的影响；景观美学；和水/土地利用以及水/土地使用权，及其相互竞争的用途。[9.5.1.1]

为了实现减缓气候变化的各项目标，公众意识和接受度是快速并大规模推广利用可再生能源所需的一项重要因素。只有在公众理解和支持下才能大规模成功实施。这也许需要专门宣传与更广泛应用相关的成就和机会。但是，与此同时公众参与规划决策以及在可再生能源推广利用的福利分配和成本分摊方面作出公正和公平的考虑均具有同等重要的作用，而不能侧重某一边。[9.5.1.1]

在发展中国家，技术和业务技能有限以及缺乏技术支持系统，在能源行业尤为明显，提高潜在消费者的意识并散发有关现有的相关可再生能源选择的信息是在该行业吸收技术和建立市场的决定因素。这种在意识上的差距常常被认为是影响可再生能源推广利用并影响为经济增长做出贡献的中小企业发展的一个最重要的因素。此外，需要把重点放在私人行为者制定、实施和利用可再生能源技术的能力上，其中包括提高微观或企业技术和业务能力。[9.5.1.2]

除了有理性外，对可再生能源的态度还受情绪和心理问题驱动。为取得成功，可再生能源的推广利用、信息宣传、提高意识的努力和各项战略均需要明确考虑到这一点。[9.5.1.2]

为了在可持续发展背景下评估可再生能源的经济性，需要明确考虑社会成本和效益。应对照在成本效益、区域适合性以及环境和分配后果方面所设定的各项可量化标准对可再生能源进行评估。与不可再生能源相比，电网规模和技术是判定可再生能源经济可行性和可再生能源竞争力的决定因素。常常发现经济上可行的相关可再生能源技术可用于扩大农村获取离网能源服务，特别是较小的离网应用和小电网应用。[9.5.1.3]

在从经济角度出发认为可再生能源推广利用是可行的情况下，其它经济和金融障碍也可影响其推广利用。高昂的前期投资成本(包括安装和并网成本)是推广利用可再生能源所经常遇到障碍的例子。在发展中国家，政策和企业支持系统都需要配合可再生能源的推广利用，以刺激经济增长和可持续发展，并促进农村和城郊的现金交易经济。缺乏足够资金潜力数据直接影响可用资金的不确定性，这可转化为投资者和项目开发者的更高风险溢价。环境和社会外部性的内部化加上在可持续发展目标和战略中的重要经验教训会经常导致在各种能源和技术排序上出现变化。[9.5.1.3]

在国际、国家和地方层面以及在社会私营和非政府领域中可持续发展战略能够通过整合可再生能源和可持续发展的政策和做法又助于克服可再生能源推广利用的各种障碍并创造各种机会。[9.5.2]

将可再生能源政策纳入国家和地方的可持续发展战略(2002年的可持续发展世界首脑会议对此予以明确承认)为各国提供了一个选择有效的可持续发展和可再生能源战略并与国际政策措施协调一致的框架。为此，国家战略应包括消除违背可持续发展的现有金融机制。例如，取消化石燃料补贴有可为可再生能源更广泛的使用或甚至进入市场提供了机会，但任何朝着可再生能源技术利用进行的补贴改革需要解决贫困人口的具体需求，并需要针对具体情况进行分析。[9.5.2.1]

根据“京都议定书”确立的清洁发展机制是一个将环境和社会外部性内部化的可持续发展机制的实例。

但是，在克服现有可持续性批准系统不足方面尚无一个可持续发展评估的国际标准(包括具有可比性的各项可持续发展指标)。作为对2012年之后气候机制谈判的贡献，已就如何改革清洁发展机制以实现新的和改进后的可持续发展新机制提出了许多建议。[9.5.2.1]

可通过将可持续发展和可再生能源目标纳入发展政策，并通过制定以促进绿色增长和低碳以及可持续发展(包括跨越式发展)为目标的行业战略的方法能够为可再生能源在可持续发展国家战略中发挥作用而提供各种机会。[9.5.2.1]

在地方层面，由城市、地方政府和私营和非政府组织提出的可持续发展倡议能够成为变革的动力，并有助于克服地方对可再生能源设施的阻力。[9.5.2.2]

## 9.6 综合、知识空白与未来研究需求

可再生能源在不同程度上能够为实现可持续发展和经评估的四项目标做出贡献。虽然减少对环境与健康影响带来的效益可显得更加明晰，但准确的贡献仍比较含糊，例如对社会和经济发展的贡献。此外，各国也许根据其发展水平对这四项目标进行优先排序。但是，从一定程度上，这些可持续发展的目标也是紧密相连的。在许多发展中国家，减缓气候变化本身构成了一个成功实现社会和经济发展的一个必要前提。[9.6.6]

按照这一逻辑，如果减缓目标对未来发展路径施加了限制，那么则能够在强可持续发展模式下评估气候变化减缓。如果减缓气候变化对照经济增长或其它社会经济标准实现了平衡，那么该问题则是在弱可持续发展模式范围内形成，它允许在上述目标之间进行权衡取舍并利用成本效益类型分析指导其优先排序。[9.6.6]

但是，作为任何发展路径固有成分，仍存在不确定性和知识空白以及存在相关和可能‘高得令人无法接受’的机会成本，这将使不断调整成为关键。未来，综合模型也许能够将弱可持续发展与强可持续发展这两种模式更好地联系起来，以用于各种决策过程。综合模型在明确界定的轨道内可探索不同减缓路径的情景，与此同时通过纳入重要相关的各项自下而上指标考虑其余的可持续发展目标。根据模型类型，这些可替代的发展路径或许为造福于社会而需要优化。但是同样，为了首先明确界定适当的温室气体浓度稳定水

平，纳入与温室气体排放有关的生命周期评估数据将是至关重要的。[9.6.6]

为了增进有关可持续发展和可再生能源之间相互关系的知识，以及为了找到答案，以解答有关能源系统有效，经济高效和社会可接受的转型问题，有必要更密切地综合有关社会、自然和经济科学(如通过风险分析方法)的各种深入见解，反映可持续发展的不同维度(特别是跨时间、跨空间和跨代维度)。迄今为止，知识库通常局限于某些特定研究分支提供的非常狭隘的观点，这些观点没有充分考虑问题的复杂性。[9.7]

## 10. 减缓潜力与成本

### 10.1 引言

未来的温室气体排放估算在很大程度上取决于许多变量的变化，包括经济增长、人口增长、能源需求、能源资源以及能源供应和终端利用技术的未来成本和性能。在未来减缓和其它非减缓政策结构也将影响减缓技术的推广利用，因而影响GHG排放和实现气候目标的能力。当探讨可再生能源在气候减缓中的作用时，不仅必须考虑这些不同的动力[见图1.14]，而且当今不可能确切地知道在未来几十年这些不同的关键动力将如何演变。[10.1]

关于可再生能源未来可能发挥作用的问题，以及关于如何为GHG减排路径做出贡献的问题需要在更广泛的背景下探讨。在第10章中作了此类探讨，即通过评审164个大尺度综合模型现有的中长期情景。这一全面评审探讨了一系列在最近公布的情景中出现的全球可再生能源利用水平，并确定了驱动各情景变化的许多关键动力(注意本章唯独依赖于现已公布的情景并未建立任何新情景)。在整个可再生能源尺度上，以及在各可再生能源技术的背景下都开展了上述探讨。这一评审突出体现了与其它技术的相互作用和竞争的重要性以及更普遍的能源需求的演变。[10.2]

利用164个情景中的4个情景作为解释性例子，这次大规模评审还以针对未来可再生能源推广利用开展更深入的讨论为补充。所选择的情景涉及未来对可再生能源特征的各种不同的预期，这些情景基于不同的方法并涵盖了不同的GHG浓度稳定水平。这种方法为



探讨可再生能源在减缓气候变化中的作用，为不同的应用(发电、供热和制冷、运输)和区域提供了更深的细节。[10.3]

由于可再生能源产生的作用在很大程度上是由成本因素决定的，因此本章对成本曲线和成本方面问题作了更多一般性讨论。这方面讨论首先评估了可再生能源的供应曲线和GHG减排的优势和缺点，然后评审了有关区域可再生能源供应曲线的现有文献以及减排成本曲线，因为这些曲线涉及利用可再生能源资源减排。[10.4]

随后阐述了可再生能源商业化和利用成本。本章回顾了当前的可再生能源技术成本，以及对这些成本未来将如何演变的各种预期。为了评估未来市场容量和投资需求，讨论了基于四个解释性情景中有关对可再生能源进行投资的结果，特别是如果要想实现宏伟的保护气候目标可能需要什么。[10.5]

标准的经济措施不包括全套成本。因此，本章综合并讨论了针对减缓气候变化和可持续发展加大可再生能源推广利用所产生的社会和环境成本和效益。[10.6]

## 10.2 不同可再生能源战略减缓情景的合成

综合情景分析的数量已越来越多，这些情景能够深入地分析可再生能源对未来能源供应和减缓气候变化的潜在贡献。为了认识可再生能源在减缓中的作用和可再生能源对减缓成本的影响提供一个广泛的背景，评审了16个全球能源经济和综合评估模型中最近的164个中长期情景。这些情景是通过公开呼吁方式征集的。这些情景包括大范围CO<sub>2</sub>浓度(到2100年350~1,050 ppm大气CO<sub>2</sub>浓度)，分别代表了减缓和基线情景。[10.2.2.1]

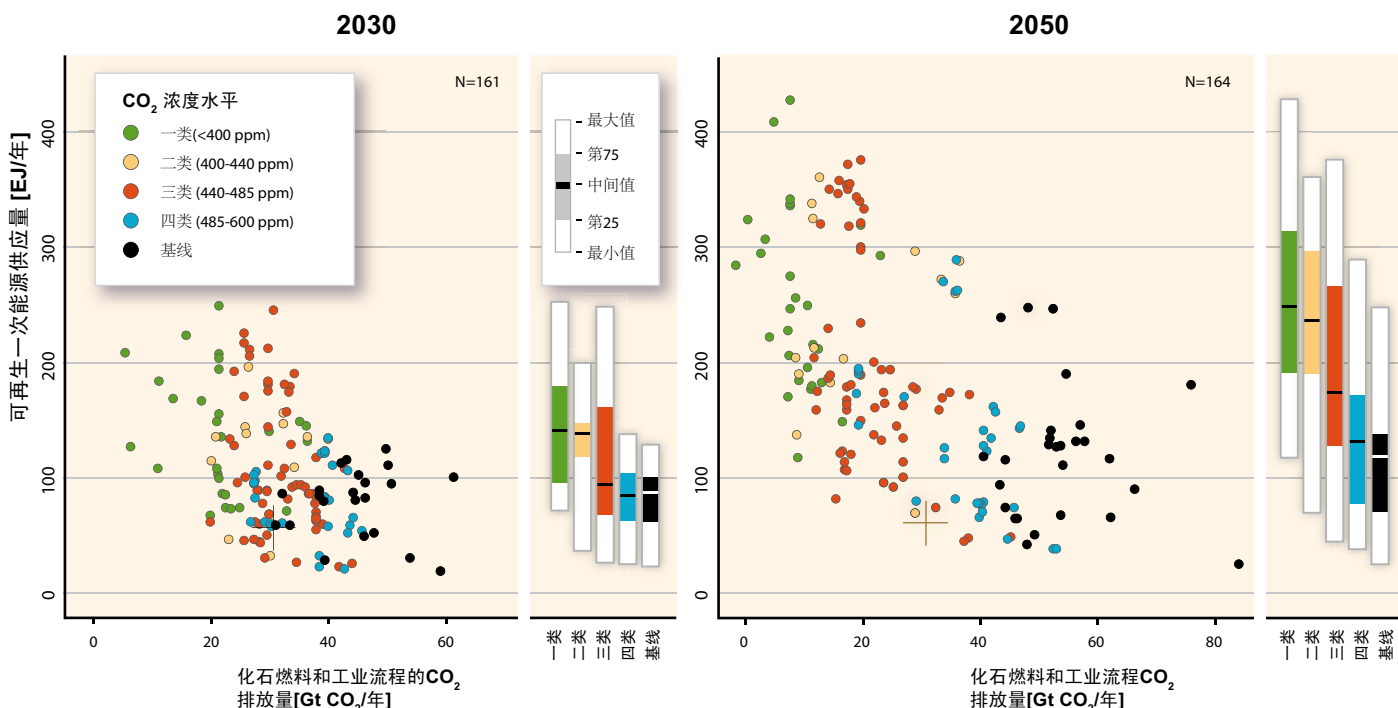
虽然这些情景代表一些有关气候减缓以及可再生能源在中长期气候减缓中的作用的最近和最复杂的思想，如同对待任何展望未来几十年的分析那样，对这些情景必须作出谨慎的解释。所有的情景都是利用量化模拟建立的，但是用于构建情景的各种模型在细节和结构上有很大的差异。此外，这些情景并不是对可用于正式不确定性分析的可能情景的随机抽样。一些模拟小组提供了多个情景。在从不同的研究收集情景的基础上开展情景集合分析过程中，如本章所作出的评审，一方面事实是某些情景并不是真正意义上的随

机抽样，另一方面认识到各情景虽有差异但仍然为我们认知未来或认知不足的情况提供真实而通常是清晰的深入分析，在这一事实与认识之间难免出现对立的情况，[10.2.1.2, 10.2.2.1]

关于可再生能源在气候减缓中作用的一个根本问题是可再生能源推广利用水平如何与长期大气CO<sub>2</sub>浓度或与有关的气候目标密切相关。这些情景表明，虽然化石和工业CO<sub>2</sub>排放路径与各情景中的长期CO<sub>2</sub>浓度目标之间有很强的相关性，可再生能源利用与CO<sub>2</sub>浓度目标之间的关系远不确凿(图TS.10.1)。可再生能源利用水平一般随CO<sub>2</sub>浓度目标的严格程度而增加，但对于某一特定的CO<sub>2</sub>浓度目标，在可再生能源利用水平之间存在很大的差异。例如，在大气CO<sub>2</sub>浓度稳定在低于440ppm(第一类和第二类)的情景中，中等可再生能源利用水平是在2030年为139EJ/年而在2050年为248EJ/年，最高水平是在2030年达到252EJ/年而在2050年高达428EJ/年。这些水平大大高于在各基线情景中相应的可再生能源利用水平，虽然必须要承认在每个CO<sub>2</sub>稳定类别中可再生能源利用范围均是广阔的。[10.2.2.2]

与此同时，同样重要的是注意到虽然有差异，但可再生能源利用的绝对幅度高于当前绝大多数情景中的幅度。2008年，全球可再生一次能源供应直接当量大约为64EJ/年。其中大多数约30EJ/年为传统生物质。相比之下，到2030年与当前相比许多情景表明可再生能源利用将会增加一倍或以上，而且在大多数情景中传统生物质随之减少，这意味着非传统可再生能源的大幅增长。到2050年，在大多数情景中可再生能源利用水平平均高于100EJ/年(中间值为173EJ/年)，在许多情景中达到200EJ/年，某些情况下甚至超过400EJ/年。鉴于在大多数情景中传统生物质使用减少，这些情景表明世界任何地点的可再生能源生产(不包括传统生物质)增长大约三至十倍以上。超过一半的情景表明在2030年可再生能源的贡献率在一次能源供应中占17%的份额，在2050年升至27%以上。在可再生能源份额最高的情景中，在2030年约占43%而在2050年占77%。在2050年之后可再生能源利用甚至更大。这是在可再生能源生产中出现的很大推广。[10.2.2.2]

的确，在无GHG浓度稳定水平假设的情况下，在许多基线情景中可再生能源推广利用的空间相当大。到2030年，预估可再生能源利用水平将会高达



**图TS.10.1:**在164个长期情景中随2030年和2050年化石和工业CO<sub>2</sub>排放量变化的全球一次能源供应量(直接当量)。彩色条码是基于2100年大气CO<sub>2</sub>浓度稳定水平类别。离散点右侧图框表示每个大气CO<sub>2</sub>浓度类别中可再生能源的利用水平。粗黑线对应中间值,彩色文框对应四分位区间(第25至第75百分位),而白色条柱两端对应所有经评审情景的总范围。蓝色十字表示在2007年中的关系。两个数据集的皮尔森相关系数分别为-0.40(2030年)和-0.55(2050年)。出于数据报告的理由,如本图所示,相对于全部164个情景,在2030年结果中仅包括了161个情景。低于当前水平的可再生能源利用水平既是模型输出结果,也表明在传统生物质报告中存在差异。[图10.2]

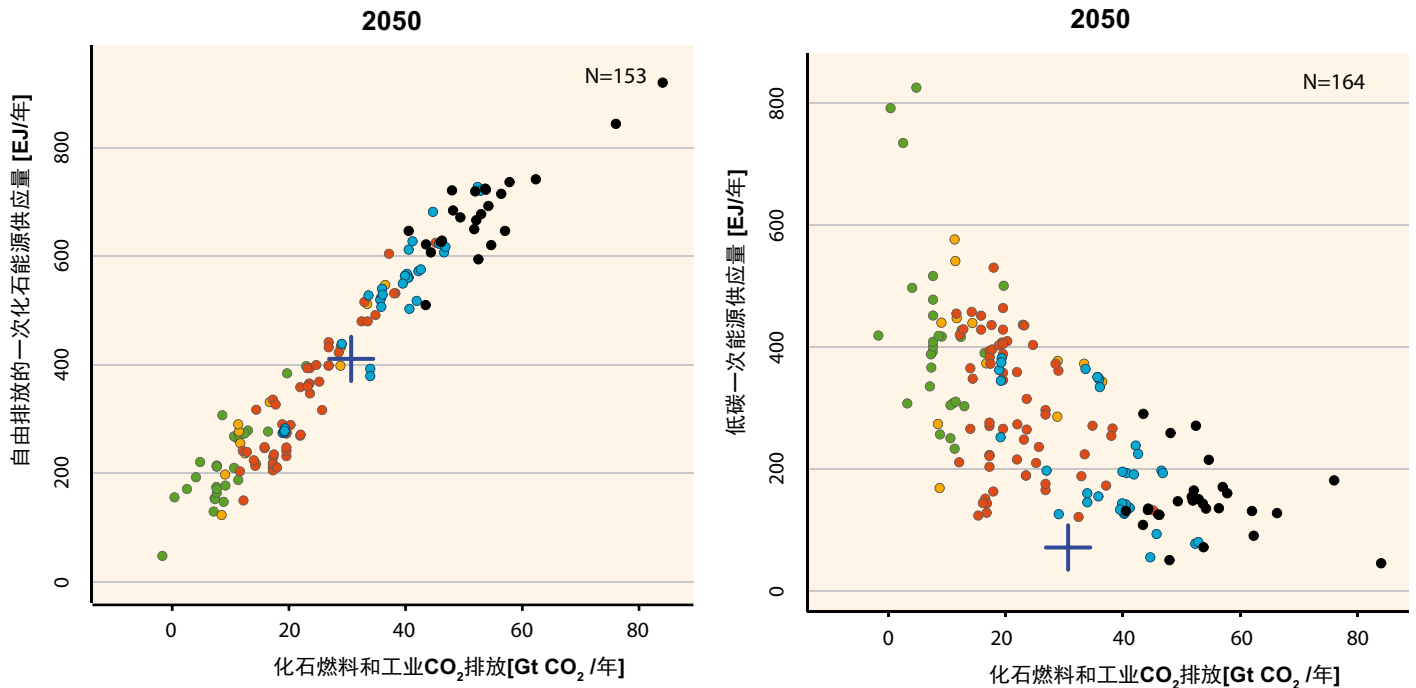
约120EJ/年,许多基线情景表明在2050年将会超过100EJ/年,在某些情况下甚至达到250EJ/年。在基线情景中这些大的可再生能源利用产生于一个基本情景假设范围,例如,假设在整个本世纪内能源消耗将持续大幅增长,假设可再生能源有能力为获取能源服务做出贡献,假设可用的化石燃料资源有限,以及其它假设(如完善的可再生能源技术成本和性能)即在许多应用中可再生能源技术在经济上具有竞争力,甚至在无气候政策出台的情况下也是如此。[10.2.2.2]

可再生能源在气候减缓中作用的不确定性产生于一些影响可再生能源利用的重要动力本身具有的不确定性。两个重要动力是能源需求增长和与其它CO<sub>2</sub>减排选择的竞争(主要是与核能以及结合碳捕获和封存的化石能源竞争)。实现长期气候目标需要减少能源和其它人为CO<sub>2</sub>排放。对于任何特定的气候目标,这一减排有相对清晰的定义;在各情景中化石和工业CO<sub>2</sub>排放与利用自有排放的化石能源之间有着密切的关系(图TS.10.2)。对低碳能源的需求(包括可再生能源、核能和结合碳捕获和封存的化石能源)正是一次能源总需求与生产自由排放的化石能源之间的差异;

既:无论什么能源都不能由自由排放的化石能源供应,因为气候限制要么必须由低碳能源供应,要么必须采取减少能源消耗的措施。但是,有情景表明能源需求增长有很大的不确定性,特别是在未来几十年。这种变化一般比减少能源消耗的影响大得多。因此,由于能源需求的可变性,对于任何特定的CO<sub>2</sub>目标低碳能源有相当大的变率。(图TS.10.2)。[10.2.2.3]

可再生能源、核能、结合碳捕获和封存的化石能源之间的竞争在可再生能源利用与CO<sub>2</sub>浓度目标之间的关系中增加了另一层可变性。核能与结合碳捕获和封存的化石能源的竞争性供方选择的成本、性能和存在也是不确定的。如果利用这些其它供方减缓技术的选择受到制约,由于成本和性能关系,但还可能是由于环境、社会或国家安全的障碍,那么一切均是平等的,可再生能源利用水平将会更高。(图 TS.10.3) [10.2.2.4]。

各可再生能源技术的利用特征也有很大差异。利用的绝对规模在各技术之间差异很大,而且相对于其它一些技术的某些可再生能源技术利用强度也具有更大差异的特征(图TS.10.4和TS.10.5)。此外,利用的



**图TS.10.2:**164个长期情景中随2030年和2050年化石和工业CO<sub>2</sub>排放量变化的全球自由排放的化石燃料(左图;直接当量)和低碳一次能源供应量(右图;直接当量)。低碳能源是指可再生能源、结合碳捕获和封存的化石能源、核能。彩色条码是基于2100年大气CO<sub>2</sub>浓度稳定水平类别。蓝色十字表示在2007年的关系。两个数据集对应的皮尔森相关系数分别为0.97(自由排放的化石燃料)和-0.68(低碳能源)。出于数据报告的理由,如本图所示,相对于全部164个情景,在自由排放的化石能源结果中仅包括了153个情景,而在低碳一次能源结果中仅包括了161个情景。[图10.4,右图;图10.5,右图]

时间尺度因可再生能源资源的不同而异,在很大程度上表明在当今利用水平有差别以及(通常)与相对技术成熟度的假设有关。[10.2.2.5]

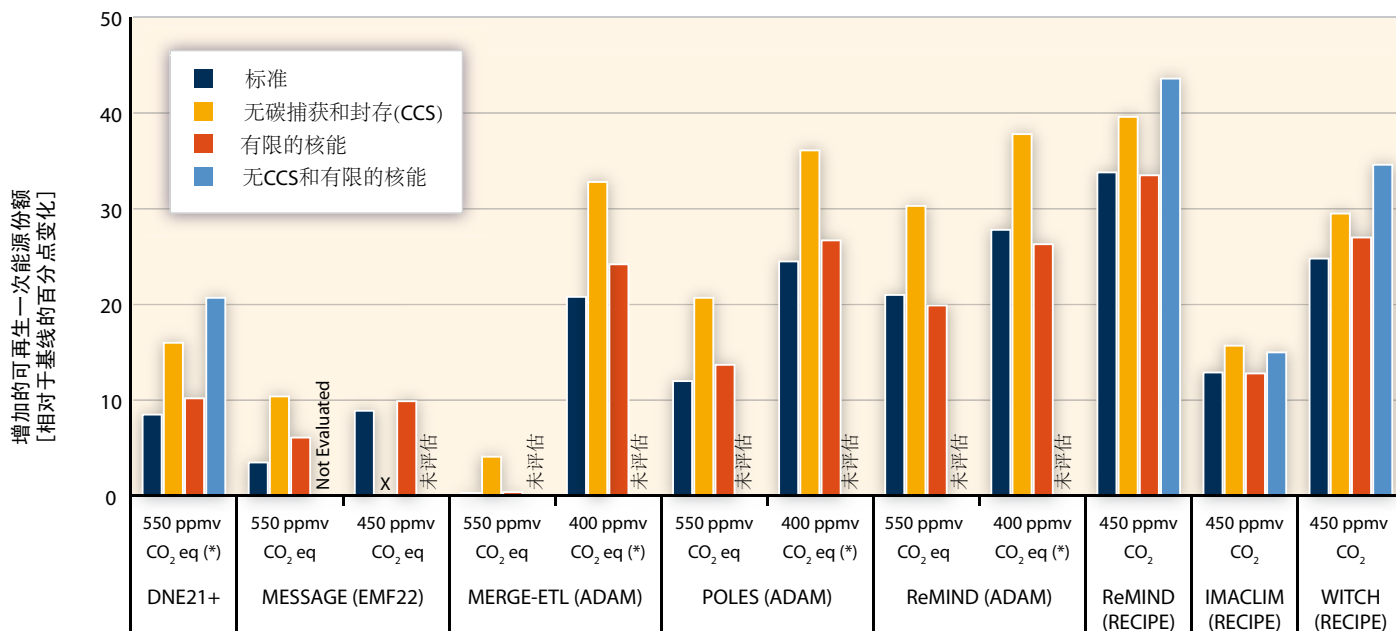
这些情景一般表明在非附件一国家随着时间推移可再生能源利用大于附件一国家。几乎所有情景都包括这样一种假设,即在未来某个时间点非附件一国家的经济增长和能源需求增长将大于附件一国家。其结果是在基线或无政策情况下非附件一国家所占的CO<sub>2</sub>排放份额越来越大,因此随着时间推移必须做出更大的减排。(图TS.10.4)[10.2.2.5]

另一个有关可再生能源和减缓的根本问题是可再生能源和减缓成本之间的关系。一些研究对情景敏感性进行了跟踪,这些敏感性假设各减缓选择的推广利用受到限制,其中包括可再生能源以及核能和结合碳捕获和封存的化石能源(图TS.10.6和图TS.10.7)。这些研究表明,当无选择(包括可再生能源)时减缓成本较高。的确,限制可再生能源所带来的成本惩罚通常至少与限制核能和结合碳捕获和封存的化石能源所带来的成本惩罚处在同一量级。研究还表明当无可再生能源选择或其它低碳选择时,也许不可能实现更高的

浓度目标。与此同时,当考虑本评估报告所探讨的所有情景中各种广泛假设时,各情景显示在成本措施(如碳价)和绝对可再生能源利用水平之间无有意义的联系。这种差异反映了这样一个事实,即用于生成情景的大尺度综合模型的特征是基于参数假设和模型结构建立的各种不同碳价和减缓成本。总之,虽然在文献中一致认为如果可再生能源技术利用受到限制,减缓成本将增加,并认为更高的浓度稳定水平也许是实现的,但在成本增长的精确幅度上几乎无一致性。[10.2.2.6]

### 10.3 评估不同可再生能源战略具有代表性的减缓情景

对从164个情景中选择的4个解释性情景作出的深入分析允许更细微地看待具体的可再生能源技术可能在不同区域和行业中的贡献。选择了国际能源机构的世界能源展望(IEA WEO2009年)作为一个基准情景的例子,而其它情景设定了明确的GHG浓度稳定水平。所选择的减缓情景有波茨坦研究所的ReMIND-RECIPE、能源模拟论坛研究22的MiniCAMMF22、德国航空航天中心的能源[R]演变情景、国际绿色和平



图TS.10.3:与各自基线情景相比, 在选择的受制约技术情景中2050年全球可再生一次能源份额(直接当量)增加情况。“X”表示没有达到情景的各自浓度水平。‘核能瘦身’和‘无碳捕获和封存’的定义因情景的不同而异。DNE21+, MERGE-ETL和POLES情景代表逐步淘汰核能; MESSAGE代表到2010年限制核能利用; 以及ReMIND, MACLIM和WITCH情景限制核能在各自基线情景中的贡献率, 与目前的利用水平相比, 这仍然能够表明有相当大的推广。REMIN(ADAM)400ppmv无碳捕获和封存的情景是指CO<sub>2</sub>累积储量被限制在120GtCO<sub>2</sub>的情景。MERGE-ETL400ppmv在不结合碳捕获和封存的情况允许有约720 Gt CO<sub>2</sub>累积储量。POLES 400 ppmvCO<sub>2</sub>当量的无碳捕获和封存的情景是不可行的, 因此如本图所示各自情景浓度水平放宽大约50 ppm CO<sub>2</sub>。基于2050年排放路径, DNE21+情景约为550 ppmv CO<sub>2</sub>当量。[图10.6]

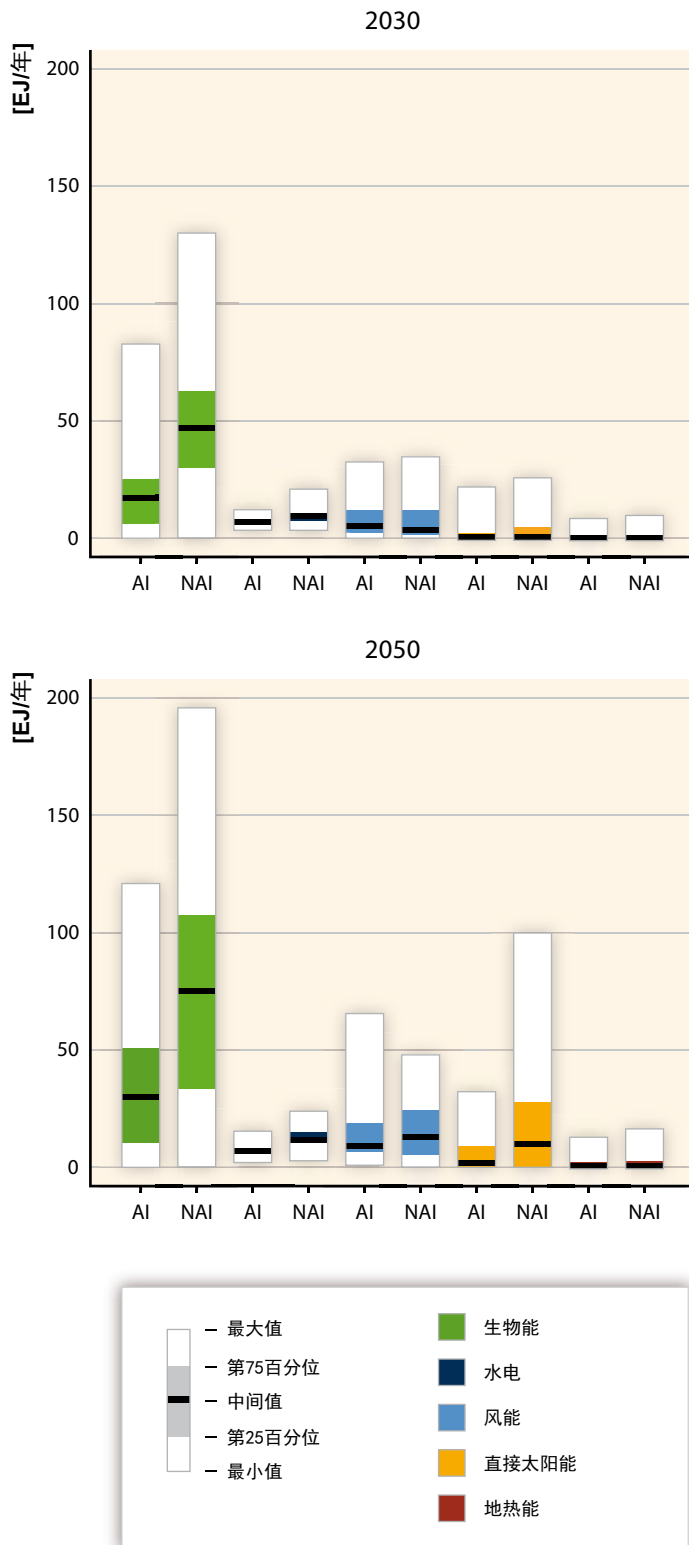
组织和EREC的情景(ER2010)。这些情景作为解释性例子, 但在严格意义上它们不具代表性。然而, 它们根据不同方法和各种基本假设分别代表四个不同的未来路径。特别是, 它们代表不同的可再生能源利用路径, 从一个典型的基线视角到沿着一条乐观的可再生能源应用路径的情景, 除其它因素外假设还受具体政策驱动, 这一路径能够在该行业中维持当前高动力(提高速率)。[10.3.1]

图TS.10.8按能源划分对所选的这四个情景在2020年、2030年和2050年产生的一次能源作了综述并比较了全球一次能源供应值。使用此处采用的直接当量法, 在2050年生物能在所有选定的情景中所占市场份额最高, 其次是太阳能。到2050年, 可再生能源在一次混合能源结构中所占的总份额在所有四个情景中差异很大。到2050年为15%, 与当今水平相比大同小异(2008年为12.9%), IEA的WEO2009项目的一次可再生能源份额最低, 而ER2010给出的77%份额最高。MiniCamEMF22估计到2050年世界一次能源31%的需求将由可再生能源提供, 而ReMIND-RECIPE的预估为48%。可再生能源份额的宽泛范围随着技术成本和性能数据的不同假设、其它减缓技术

(如碳捕获和封存、核电)、基础设施或融入限制因素、非经济障碍(如可持续性方面)、具体政策和未来能源需求预估而变化。[10.3.1.4]

此外, 虽然不同技术的推广利用将随时间大幅度增加, 但在世界不同区域在大多数可再生能源情景中可再生能源的最终贡献远远低于其相应的技术潜力(图TS.10.9)。在所有的经分析的情景中到2050年全球可再生能源推广利用的总体水平不到已有可再生能源技术潜力的3%。在区域层面, 发现在2050年在可再生能源总体技术潜力中占最大利用份额的是中国为18%(ER2010), 其次是欧洲经合组织为15%(ER2010)和印度为13%(MiniCamEMF 22)。到2050年, 两个区域的利用率占该区域已有可再生能源技术潜力的6%: 7%在亚洲发展中国家(MiniCam EMF 22)以及6%在北美经合组织(ER 2010)。其余五个区域的利用率不到已有可再生能源技术潜力的5%。[10.3.2.1]

根据从所选的四个解释性情景获得的可再生能源利用率, 计算了相对应的GHG减排潜力。对于每个行业, 排放因子已明确, 针对可再生能源所取代的发电或供热。由于被替代的能源形式决于系统总体行为, 若不开展新的和一致性情景分析或复杂的电厂调



**图TS.10.4:**在164个长期情景中到2030年和2050年按附件一(AI)和非附件一(NAI)国家能源划分的全球可再生能源一次能源供应(直接当量)。粗黑线对应的是中间值,彩框对应的是四分位区间(第25至第75百分位),白色框上下两端对应的是所有经评审情景的总体范围。这些图所依据的情景数量在122和164之间不等,这取决于具体来源。虽然对于解释信息有指导意义,但应当指出164个情景并不是正式统计意义上的显性随机抽样。(生物能供应大于其它能源供应的一个原因是本图中采用了直接当量方法表示一次能源。在转化为燃料(如乙醇或电力)之前计入了生物能。其它技术主要是(但不完全是)发电,这些技术是按其生产的电力计入。倘若采用基于替代方法而不是直接当量所得出的初级当量,那么非生物质可再生能源生产的能源则会比本图给出的量值大三倍。)本图未显示海洋能,因为考虑这种可再生能源技术的情景甚少。[图10.8]

的化石燃料的混合利用,但在现实中也许并非如此,因为例如可再生能源无法与核能竞争或与可再生能源组合本身竞争。为了甚至涵盖排放因子规范的部分不确定性,区分了三个案例(上限案例:在基线情景下化石混合燃料发电的具体平均CO<sub>2</sub>排放量;中等案例:在基线情景下总体发电混合燃料的具体平均CO<sub>2</sub>排放量;下限案例:经特别分析情景的总体发电混合燃料的具体平均CO<sub>2</sub>排放量)。由于可用数据有限,计算中不包括用于运输的生物燃料和其它可再生能源选择。此外,为了反映用于直接供热的生物能所含的GHG排放,在计算中只考虑了理论上可减少一半的CO<sub>2</sub>排放量。鉴于所含的GHG排放有大的不确定性和差异,这又是一次必要的简化假设。[10.3.3]

图TS.10.10表示根据在此详细评审的四个情景,到2020年、2030年和2050年可再生能源累积CO<sub>2</sub>减排潜力。经分析的这些案例给出了中等案例中累积减排潜力(2010年至2050年)是在基线情况下的244Gt CO<sub>2</sub>(IEAWEO2009)、297GtCO<sub>2</sub>(MiniCamEMF22)、482GtCO<sub>2</sub>(ER2010)和490GtCO<sub>2</sub>(ReMIND-RECIPE情景)之间。与相同时期WEO2009基准情景中约1,530GtCO<sub>2</sub>的累积化石燃料和工业CO<sub>2</sub>排放相比,在所有计算的案例和情景中累积CO<sub>2</sub>减排量完整区间是从218GtCO<sub>2</sub>(IEAWEO2009)到561GtCO<sub>2</sub>(ReMIND-RECIPE)。但是,这些数字不包括因在运输行业利用可再生能源所带来的CO<sub>2</sub>减排(包括生物燃料和电力汽车)。因此,总体CO<sub>2</sub>减排潜力可更高。[10.3.3]

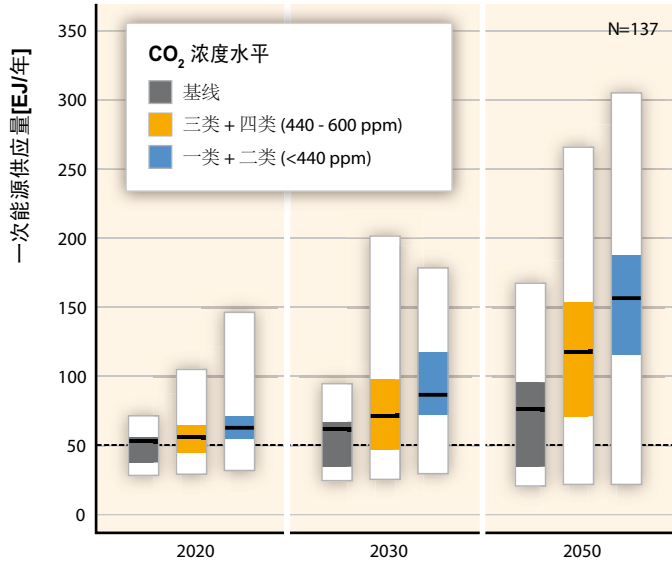
度分析,这是不可能彻底完成的。因此,计算有必要基于简化的假设,并只能视为具有指示性。一般情况下,应谨慎地看待可再生能源的精确减缓潜力的归因。[10.3.3]

人们经常认为可再生能源应用能够完全替代现有

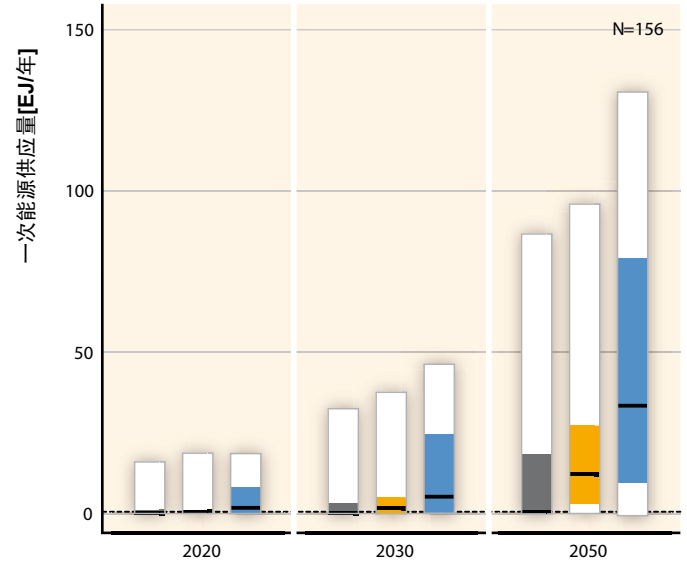
## 10.4 利用可再生能源减排的区域成本曲线

碳减排、能源或节能的供应曲线概念均依靠相同的基础。它们一般是由各离散步骤组成的曲线,每

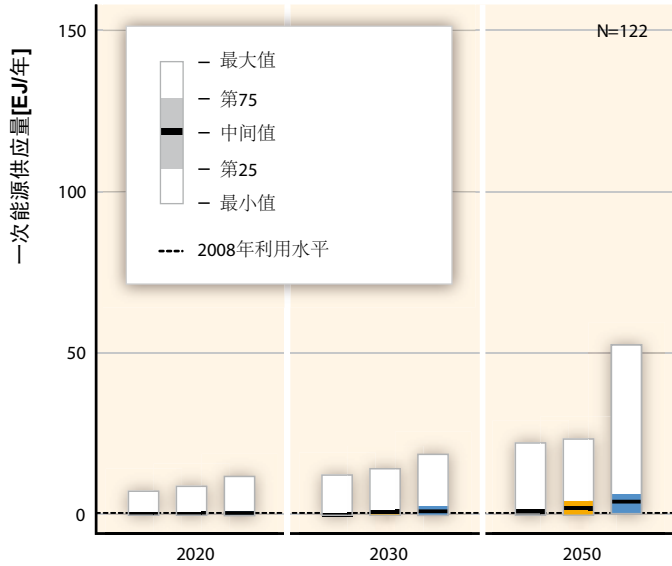
生物能



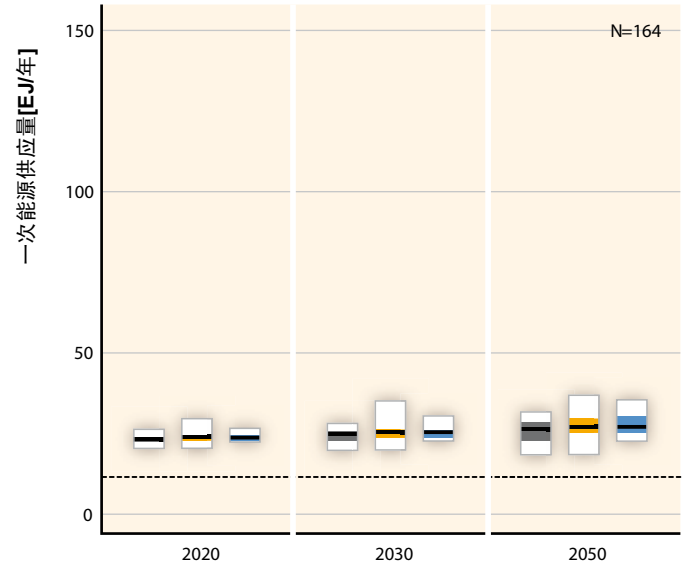
直接太阳能



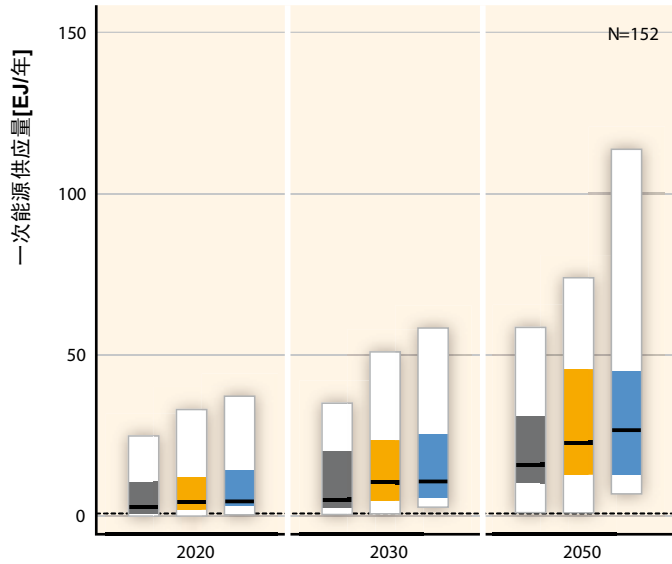
地热能



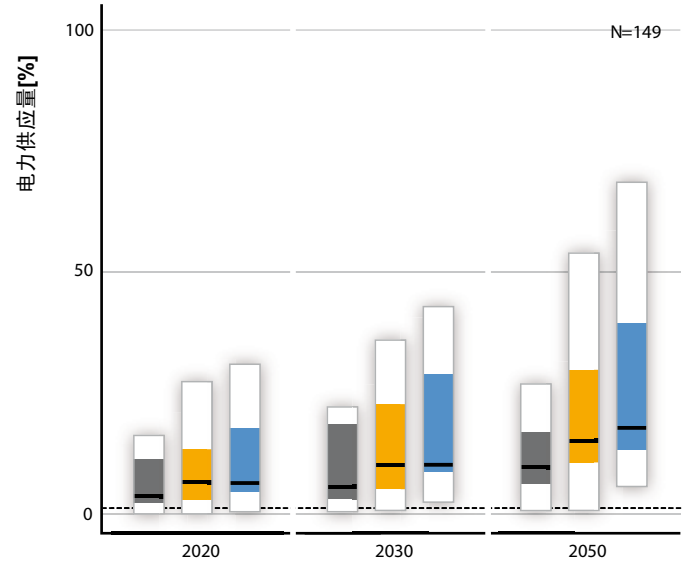
水电



风能

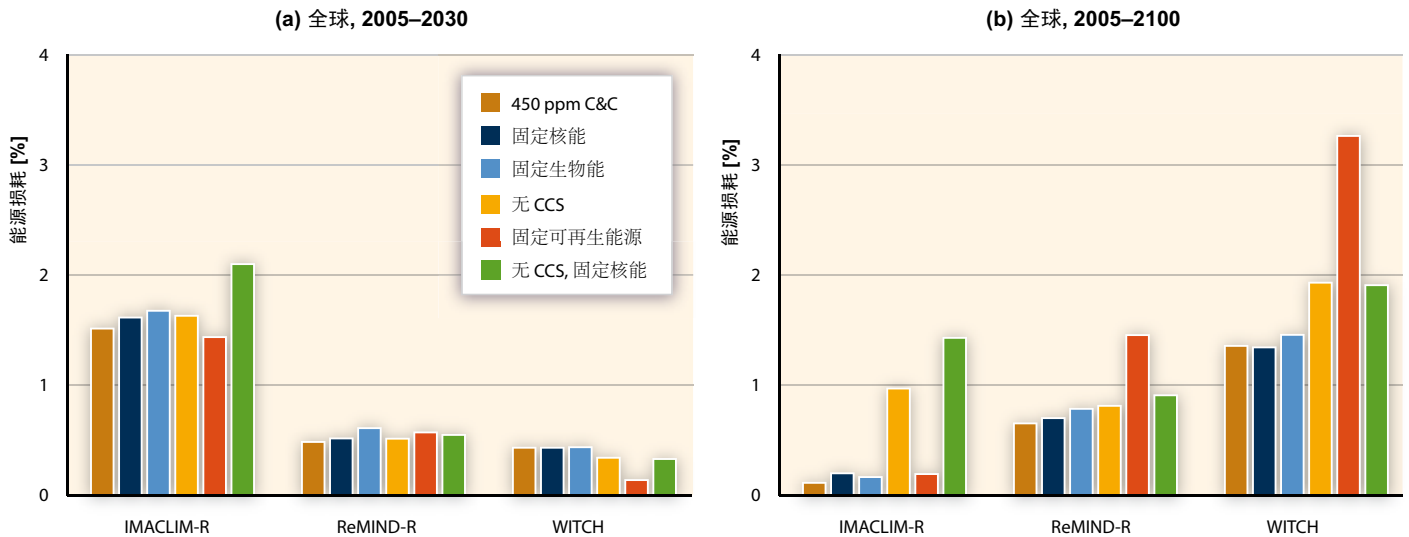


风电和太阳能光伏发电份额



**图TS.10.5:** (接前页)在164个长期情景中2020年、2030年和2050年生物质、风能、太阳能、水电和地热能的全球一次能源供应量(直接当量),并按2100年大气CO<sub>2</sub>不同浓度类别划分。粗黑线对应中间值,彩框对应四分位区间(第25至第75百分位),白色框两端对应所有经评审的情景总范围。[图10.9]

注:出于数据报告理由,本图中的每一张图包括的情景数量差别很大。相对于全部164个情景,各图所依据的情景数量在每张图的右上角标出。生物能供应量看起来大于其它能源供应量的一个原因是本图中采用直接当量法代表一次能源。在转化为燃料(如乙醇)、电力和热能之前计入了生物能。其它技术主要是(但不完全是)发电和生产热能,而这些技术是按其所生产的二次能源计入的,倘若使用基于替代法而不是直接当量法求出初级当量,那么非生物质可再生能源产生的能源则比本图给出的量值大三倍。本图未显示海洋能,因为考虑这种可再生能源技术的情景甚少。最后,本图不包括第五类及以上类别,而第四类从570ppm扩至600ppm,因为在2100年所有稳定情景中CO<sub>2</sub>排放当量均低于600ppm,还因为在最低的基线情景中到2100年均达到略高于600ppm的浓度水平。



**图TS.10.6:** 在有关实现550和400ppmvCO<sub>2</sub>当量长期稳定水平可用技术的各种假设中‘适应和减缓战略’(ADAM)项目的全球减缓成本(按能源损耗衡量)。“所有选择”是指不同模型中的标准技术组合假设,而“最大生物量”和“最小生物量”分别假设是200EJ标准生物质潜力的一倍和一半。‘无CCS’表示在减缓组合中不包括碳捕获和封存;而‘无核’和‘无可再生’表示把核能和可再生能源的利用水平限制在基线水平上,这仍可能意味着与当今相比有相当大的发展。右图中的“X”表示在技术选择有限的情况下不可能达到400 ppmv CO<sub>2</sub>当量的水平。[图10.11]

个步骤都把减排措施/能源生产技术或节能措施的边际成本与其潜力联系起来;这些步骤是按其成本依次排序。图中,这些步骤是从左侧的最低成本开始,逐渐累加直至右侧成本达到最高值,从左到右形成了一条逐渐向上倾斜的边际成本曲线。因此,所得到的一条曲线可同样被解释为传统经济学中供给曲线的概念。[10.4.2.1]

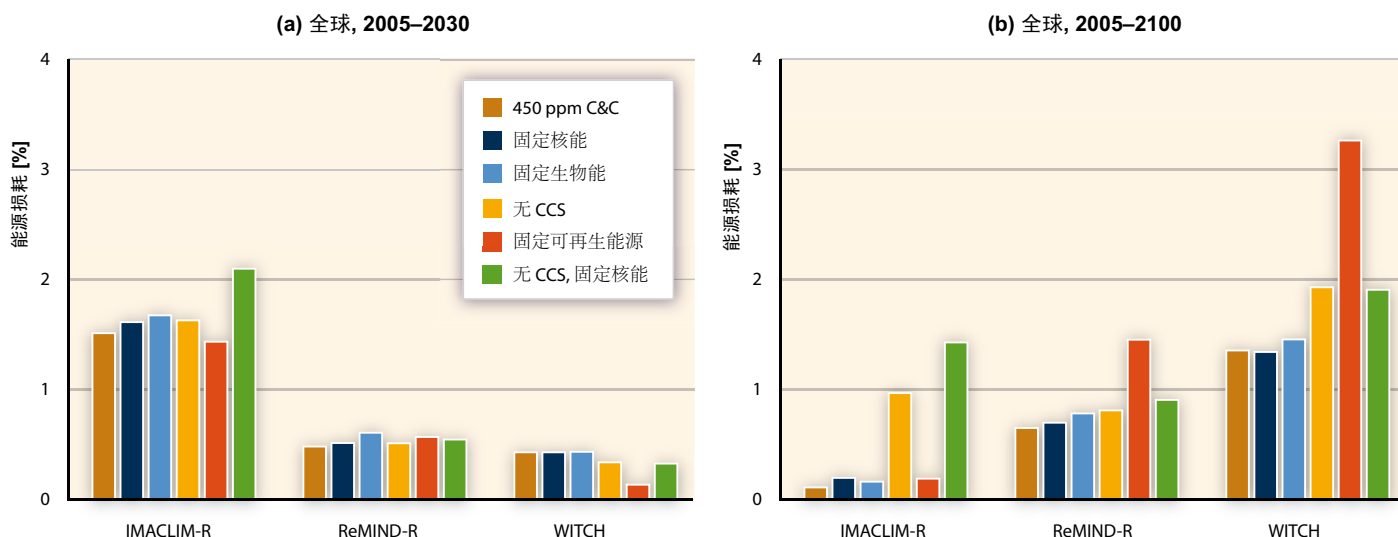
通常使用节能供应曲线的概念,但这已概念有共同的和具体的局限性。在此背景下,最经常提到的局限性有:科学家们在负成本潜力问题上存有争议;对实际情况的处理简单化(因为行为人根据其它标准而是根据曲线给出的标准作决定;预测未来经济和技术所固有的不确定性,包括能源价格的制定和贴现率;由于强聚合引起进一步的不确定性;与各种基线假设和未来整体发电和输电组合有关的高敏感性;单独考虑单项措施而忽略了联合采取或按不同顺序采取的各项措施之间的相互依赖性;以及对于碳减排曲线对(

不确定)排放因子假设的高敏感性。[10.4.2.1]

考虑到上述批评,顺便指出很难比较可再生能源减排成本和供应曲线给出的数据和结果,因为几乎没有哪一种研究使用一种综合的和一致性方法描述各自方法的细节。许多区域和国家研究按大约100美元/吨CO<sub>2</sub>的减排成本(2005年价值)给出的中期基线CO<sub>2</sub>减排不到10%。与本章评审的已报告的许多情景中的减排潜力相比,以上得出的低成本减排潜力是相当低的。[10.4.3.2]

## 10.5 商业化和推广利用成本

一些可再生能源技术与当前市场能源价格相比已具有广泛的竞争力。在某些情况下,许多其它可再生能源技术能够提供有竞争力的能源服务,例如在具备有利资源条件的区域或缺乏其它低成本能源供应基础设施的地区。但是,在世界大部分地区,仍然需要出

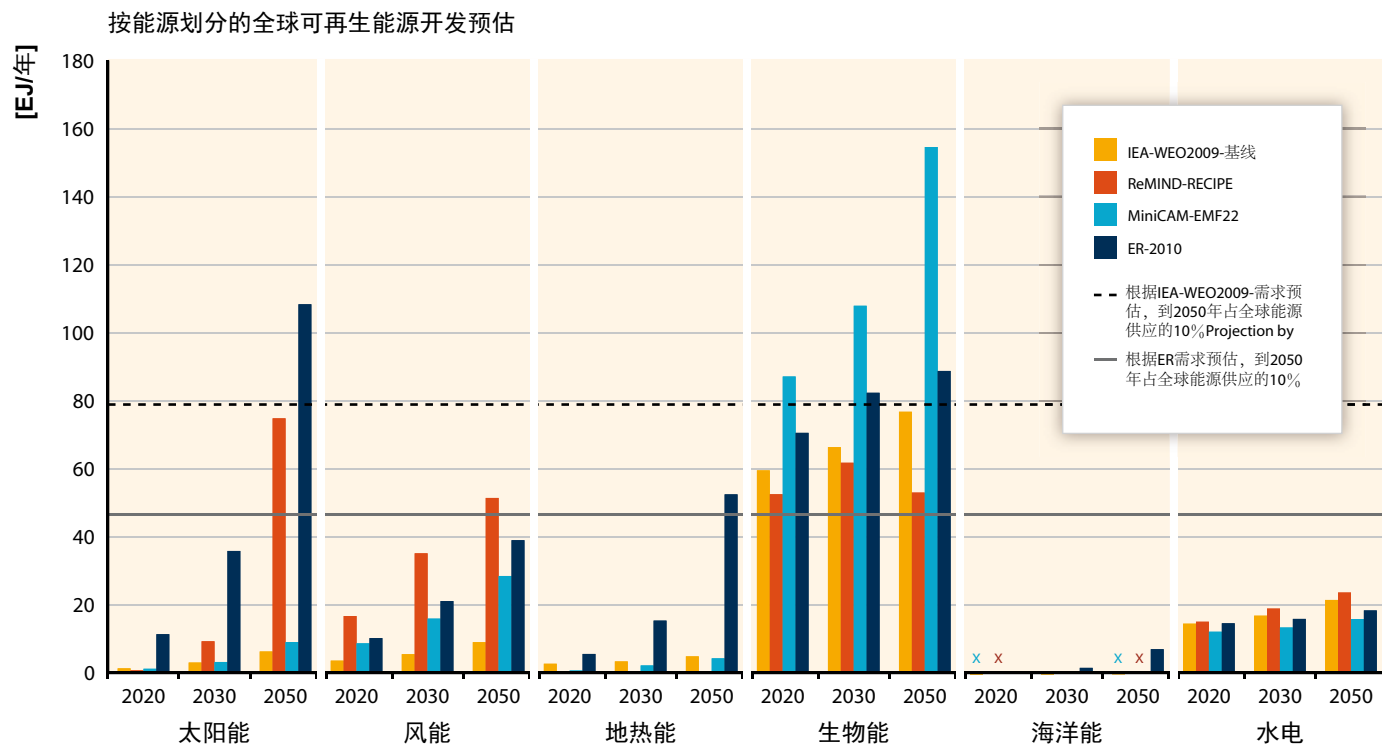


图TS.10.7: 在有关实现450ppmvCO<sub>2</sub>当量长期稳定水平可用技术的各种假设中‘发展中国家可再生能源’(RECIFE)项目的减缓成本。按情景损耗表示的各项技术的选择值, 其中在1) 2005~2030年以及2) 2005~2100年时期, 图中给出的选择得到稳步推进(碳捕获和封存)或限制在基线水平(所有其它技术)上。各选择值按某个情景中的不同损耗计算, 在该情景中使用某些技术仅限于基线情景。注意对于WITCH模型, 假设在‘固定的可再生能源’情景中无通用的回止技术。[图10.12]

台政策措施以确保诸多可再生能源资源得到快速推广利用。[2.7, 3.8, 4.6, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5.1, 图TS.1.9]

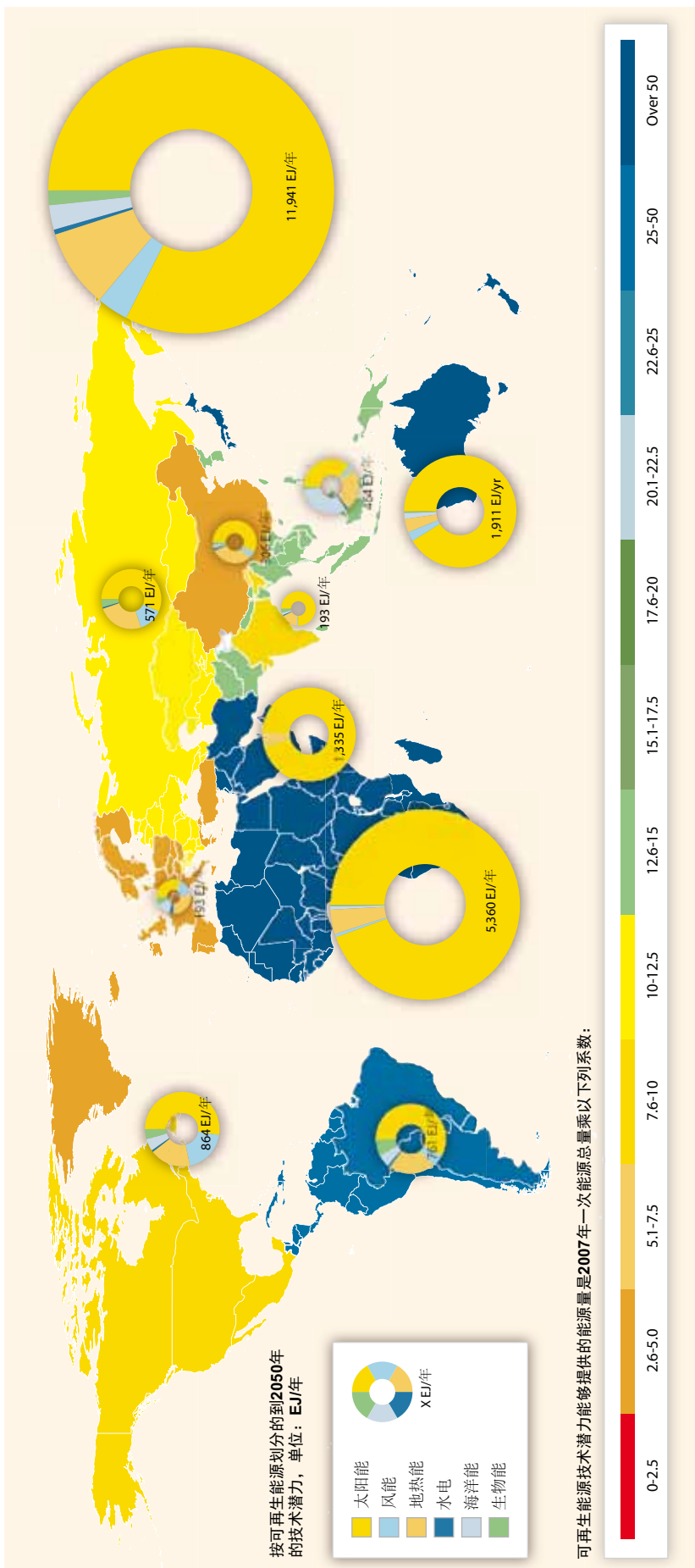
图TS.10.11和TS.10.12针对所选择的可再生电力技术和可再生供热技术提供了有关平准化能源成本(LCOE)的其它数据, 该成本也称为平准化单位成本或平准化发电成本。图TS.10.13给出了运输燃料的

平准化成本(LCOF)。这些LCOE体现了某一能源最终转变为安装的全部成本(即投资成本、运行维护成本、燃料成本和退役成本), 并在其生命周期内把这些成本分配给所有能源输出, 虽然未考虑各项补贴或政策激励措施。由于一些可再生能源技术(如太阳能光伏发电、太阳能聚光发电和风能)的特征是相对于



图TS.10.8: 按能源划分, 四个解释性情景给出的全球可再生能源发展预估和全球一次可再生能源份额。[图10.14]



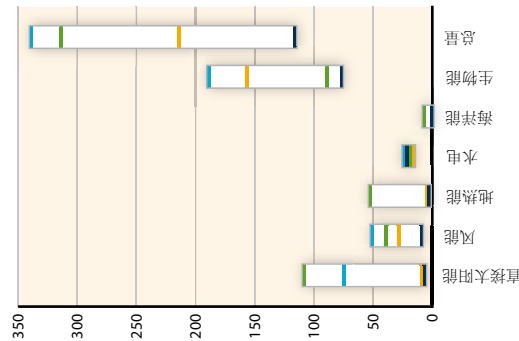


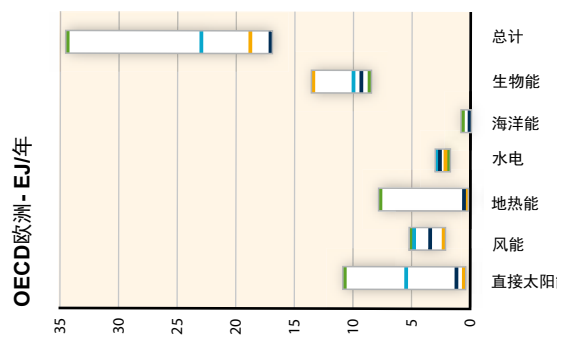
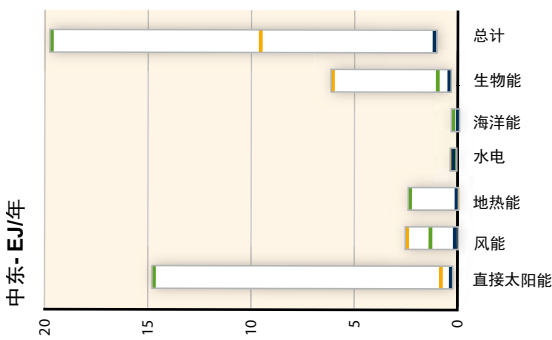
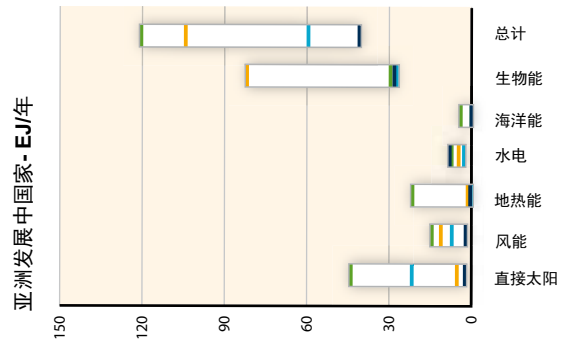
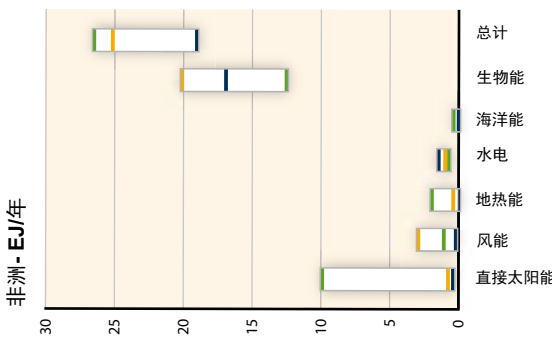
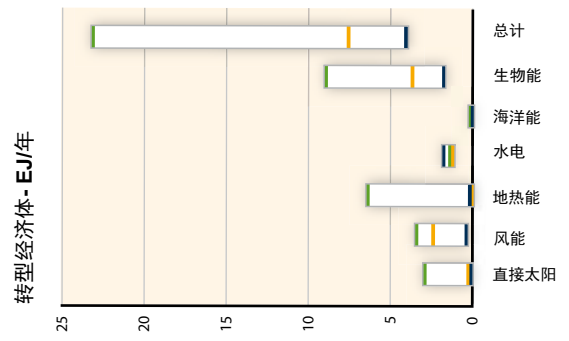
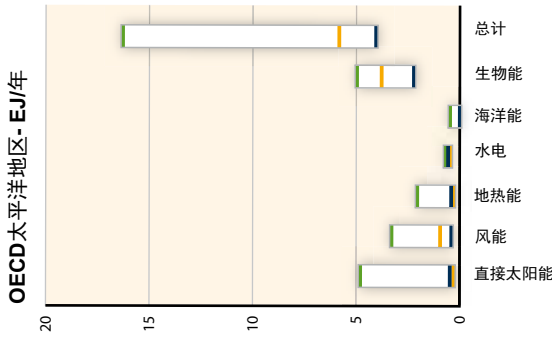
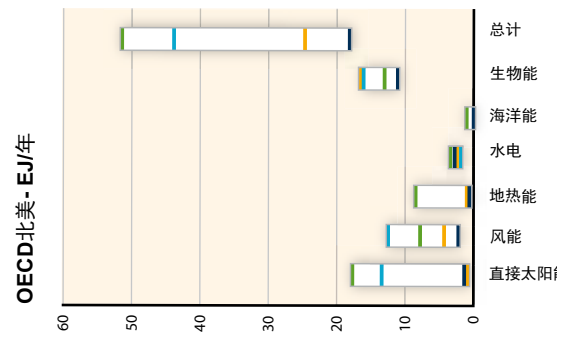
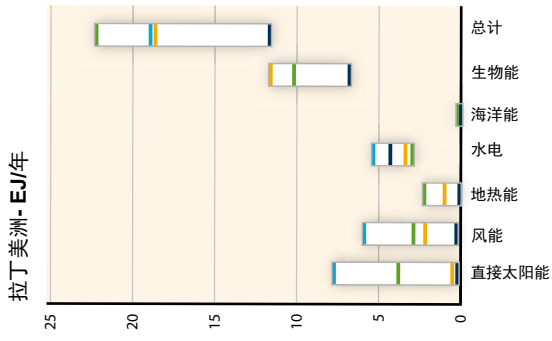
地区范围图: 按情景和可再生能源划分的2050年可再生能源利用水平, 单位: EJ/年;

可再生能源潜力分析: 此处报告的可再生能源技术潜力代表全球和区域总潜力, 它是基于Krewitt等(2009)对2009年之前发表的研究开展的一次评审。他们没有扣除已用于能源生产的任何潜力。由于各项研究在研究方法和核算方法上存在差异, 因此这些有关各技术和各区域以及有关一次能源需求的估值不可能具有严格的可比性。2009年之后发表的有关可再生能源技术潜力的分析在某些情况下表明有更高的潜力, 但未体现在本图中。但是, 某些可再生能源技术也许出现争地情况, 这会降低可再生能源的总体潜力。

情景数据: IEA WEO 2009基准情景(国际能源机构(IEA), 2009)、Teske等(2010)、ReMIND-RECIPE 450ppm稳定性情景(Luderer等, 2009)、MiniCAM EMF22第一最佳2.6W/2过冲情景(Calvin等, 2009)、高级能源(ReMIND-RECIPE 450ppm稳定性情景)

全世界 - EJ/年





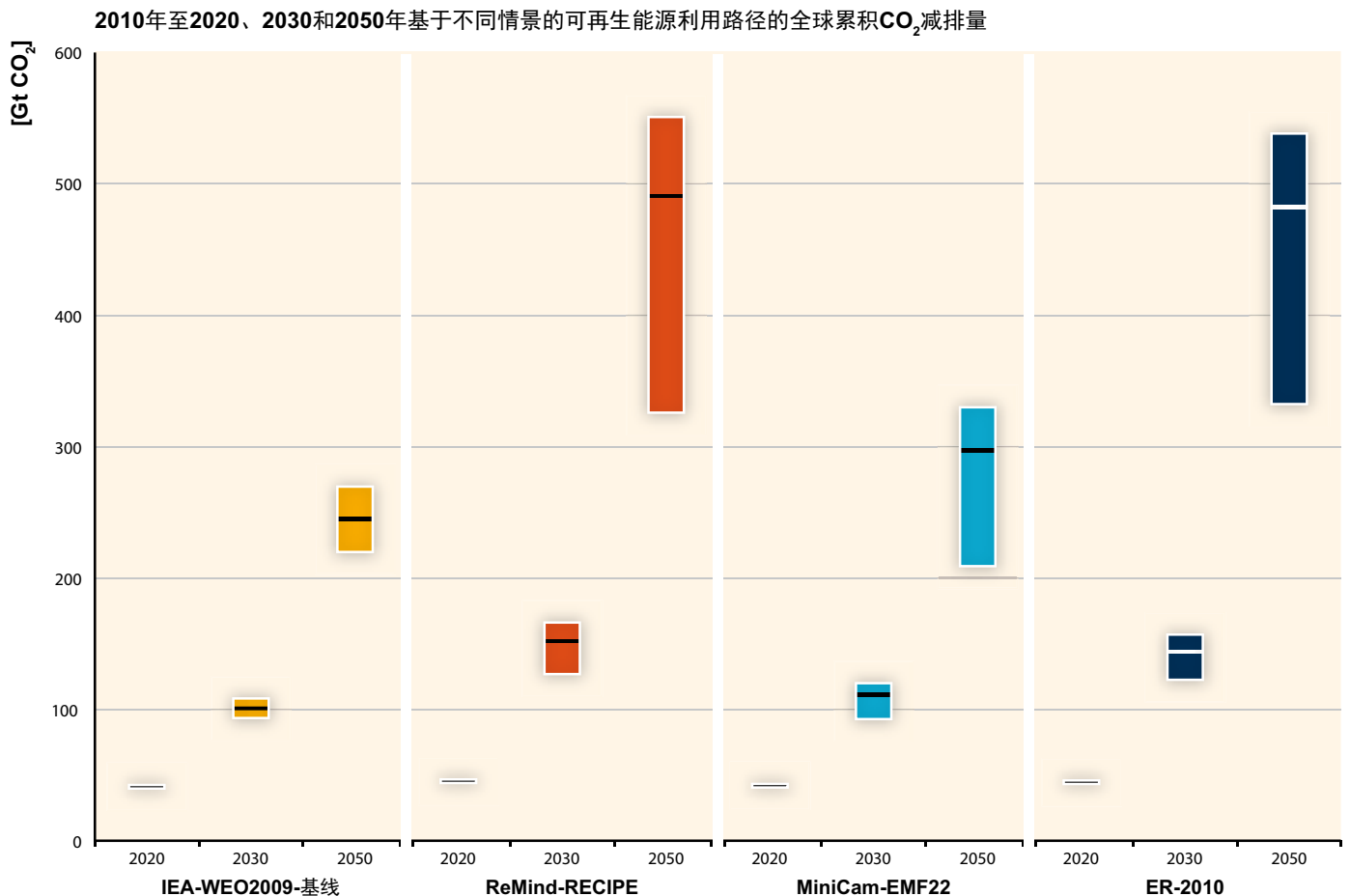
**图TS.10.9:** (接前页)根据四个解释性情景,在2050年可再生能源利用的区域细分情况以及与不同技术潜力相对应的应用潜力对比。所选的四个解释性情景是对164个情景全面调查的一部分。这些情景代表从不包括具体GHG浓度稳定水平基准情景(IEAWEO2009)到代表不同CO<sub>2</sub>浓度级别的三个情景,其中一个(ReMind-RECIPE)第三类(440~485ppm),另外两个情景(MiniCamEMF22和ER2010第一类(<400ppm))。在后两个情景中,MiniCamEMF22包括作为减缓选择的核能和碳捕获和封存并允许超标以达到该浓度水平,而ER2010则是沿着一条乐观的可再生能源的应用路径。转型经济体是指从之前的中央计划经济向自由市场体系转变的国家。图10.19]

可变成本而言投资成本份额高,所采用的贴现率对这些技术的LCOE有很大影响(见图TS.10.11, TS.10.12和TS.10.13)[10.5.1]。LCOE是基于文献评论并代表最新的现有成本数据。各自成本区间相当宽广,因为相同技术的平准化成本在全世界各不相同,这取决于可再生能源资源基地和当地投资成本、融资和运行维护成本。不同技术之间的比较不应仅根据图TS1.9、TS 10.11、TS.10.12和TS.10.13提供的成本数据;而是还应考虑场地、项目和/或投资者的具体条件。技术章节[2.7、3.8、4.7、5.8、6.7、7.8]提供了这方面用的敏感性。[10.5.1]

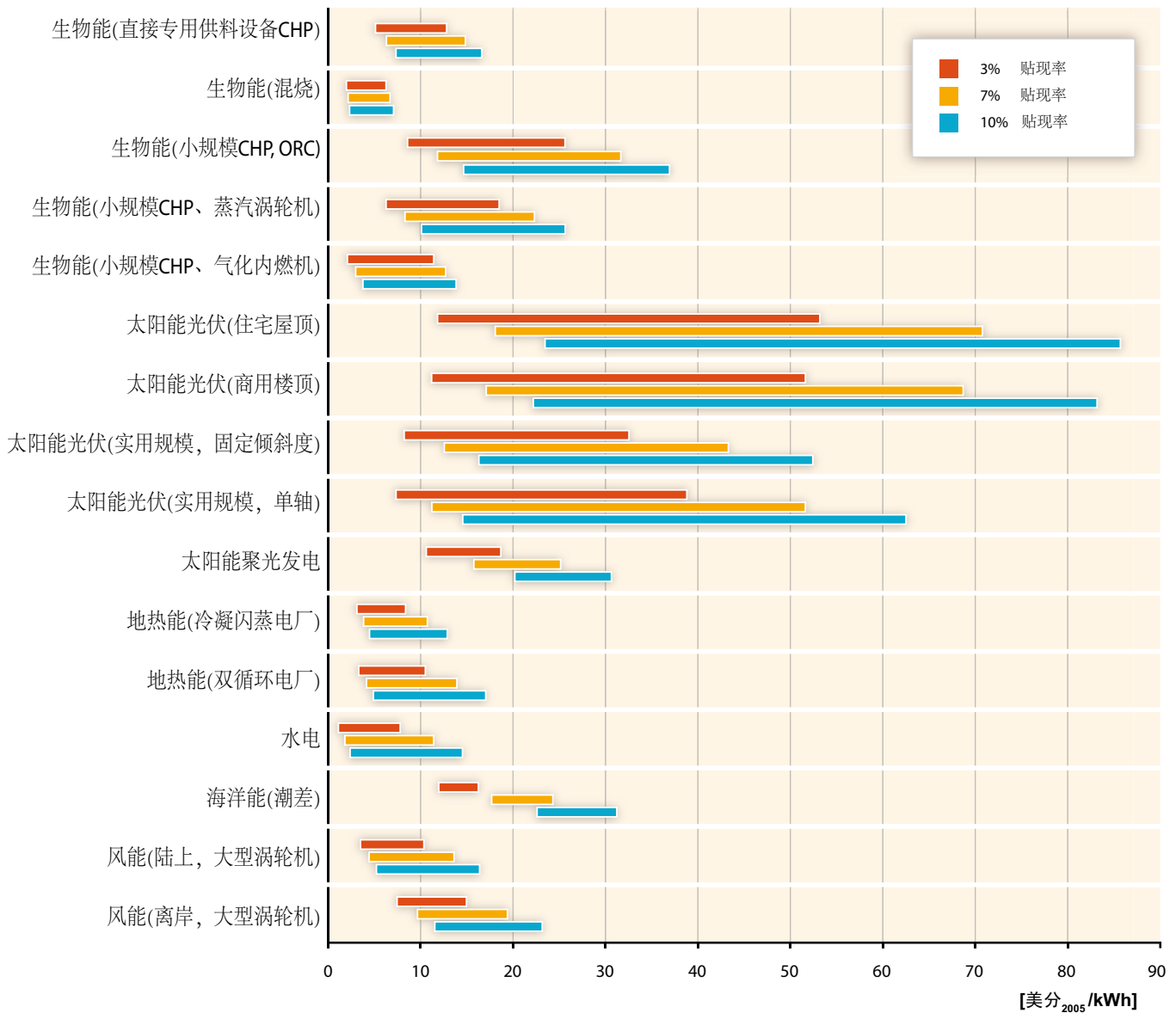
本章提供的成本区间不反映各项融入成本(第8

章)、外部成本或效益(第9章)或政策成本(第11章)。即使有适合的条件,各成本区间的下限表明在世界许多地区某些可再生能源技术已经能够以当前能源市场价格与传统形式竞争。[10.5.1]

本章阐述的供应成本曲线[10.4.4、图10.23、10.25、10.26和10.27]提供了关于现有资源基地的补充信息(鉴于该曲线随与收获相关的平准化能源成本变化)。相比之下,本章所讨论的供应成本曲线[10.3.2.1、图10.15-10.17]给出了不同区域利用的可再生能源量(同样随相关的平准化能源成本变化),但只要可再生能源的推广沿特定的轨迹发展。此外,



**图TS.10.10:**根据四个解释性情景,在2010年至2050年期间的全球累积CO<sub>2</sub>减排量。图中给出的区间标出了有关被替代的传统能源的高不确定性。虽然上限假设完全替代高碳化石燃料,但下限考虑了所分析的情景本身的具体CO<sub>2</sub>排放。计算出了中间线,假设可再生能源替代了基准情景中的具体混合能源。[图 10.22]



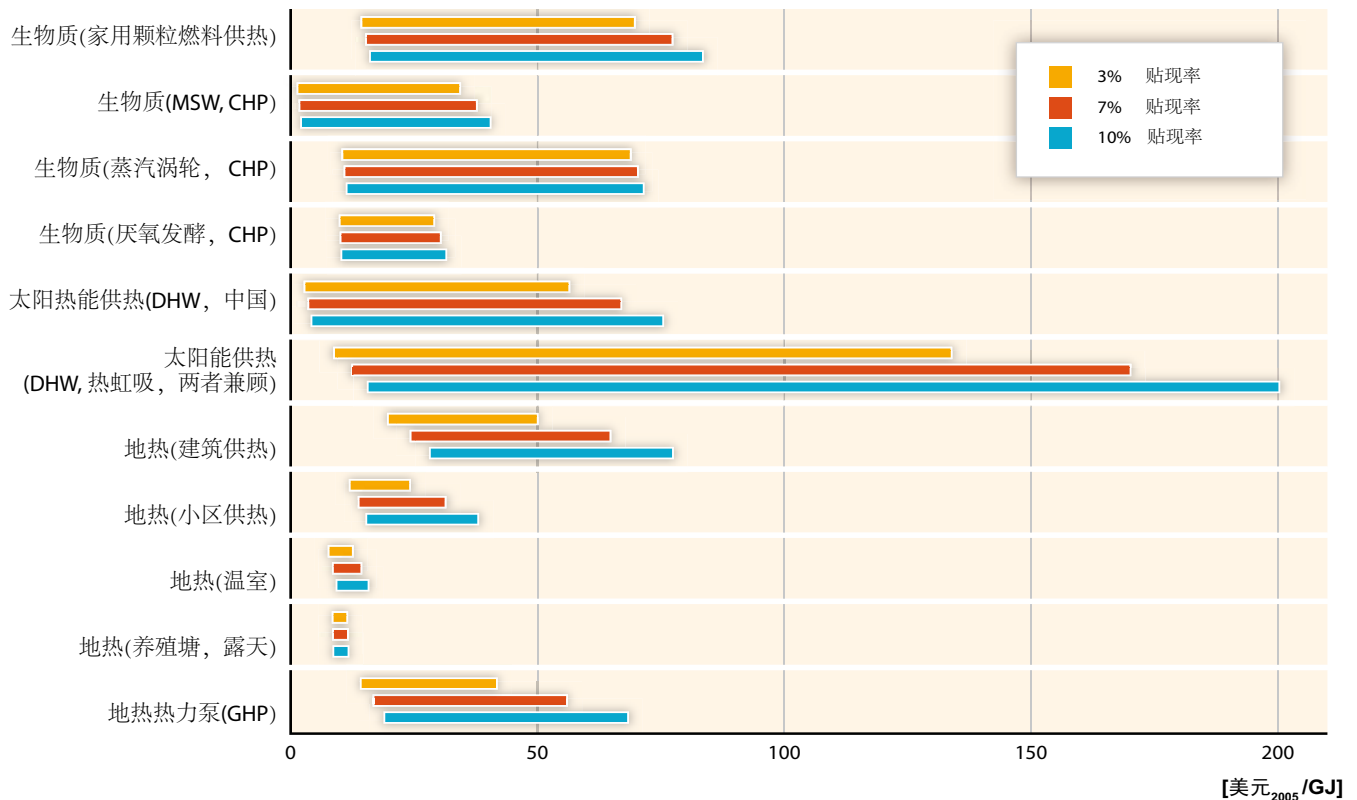
**图TS.10.11:** 在市场上可购买的可再生能源技术的平准化电力成本，贴现率按3%、7%和10%计算。所有技术的平准化电力成本估值是基于附件3中概括的投入数据以及附件2中描述的方法。平准化成本区间的较低限度是基于投资、运行维护(O&M)以及(若适用)原料成本区间的下限、容量因子区间和生命周期的上限以及(若适用)转换效率和副产品收入区间的上限。与此相应，平准化成本区间的较高限度是基于投资、运行维护(O&M)以及(若适用)原料成本区间的上限，容量因子区间和生命周期的下限，以及(若适用)转换效率和副产品收入区间的下限。注意在某些情况下转换效率、副产品收入和生命周期设为标准或平均值。有关数据和补充信息见附件3(CHP: 热电联产; ORC: 有机朗肯循环; ICE: 内燃机)。[图10.29]

必须要强调指出大部分供应成本曲线是指未来某些时间点(如2030年或2050年)，而各技术章中成本部分给出的平准化能源成本以及图TS.10.11, TS.10.12和TS.10.13(以及附件3)所示的平准化能源成本是指当前成本。[10.5.1]

过去几十年以来，已证明可再生能源技术取得了显著进步和相关成本降低，虽然人们并不总是认识到不同驱动力(如通过搜索学习、在实践中学习、边用

边学、通过互动学习、技术和规模经济的扩大)的贡献和相互作用。[2.7, 3.8, 7.8, 10.5.2]

从经验观点出发，产生的成本下降可按经验(或“学习”)曲线表示。为了实现(累计)装机容量翻倍，许多技术表明具体投资成本(或平准化成本或单价，取决于所选择的成本指标)或多或少保持一定比例的降幅。用于解释这种改进的数值称为学习速率(LR)。表TS.10.1对发现的学习速率作了概括。[10.5.2]



**图TS.10.12:** 在可购买的可再生能源技术的平准化热能成本 (LCOH)，贴现率按3%、7%和10%计算。所有技术的LCOH估算是基于附件3中概括的投入数据以及附件2中描述的方法。平准化成本区间的较低限度是基于投资、运行维护 (O&M) 以及 (若适用) 原料成本区间的下限、容量因子区间和生命周期的上限以及 (若适用) 转换效率和副产品收入区间的上限。与此相应，平准化成本区间的较高限度是基于投资、运行维护 (O&M) 以及 (若适用) 原料成本区间的上限、容量因子区间和生命周期的下限以及 (若适用) 转换效率和副产品收入区间的下限。注意在某些情况下容量因子和生命周期设为标准或平均值。有关数据和补充信息见附件3 (MSW: 城市固体废弃物; DHW: 家庭热水)。[图10.30]

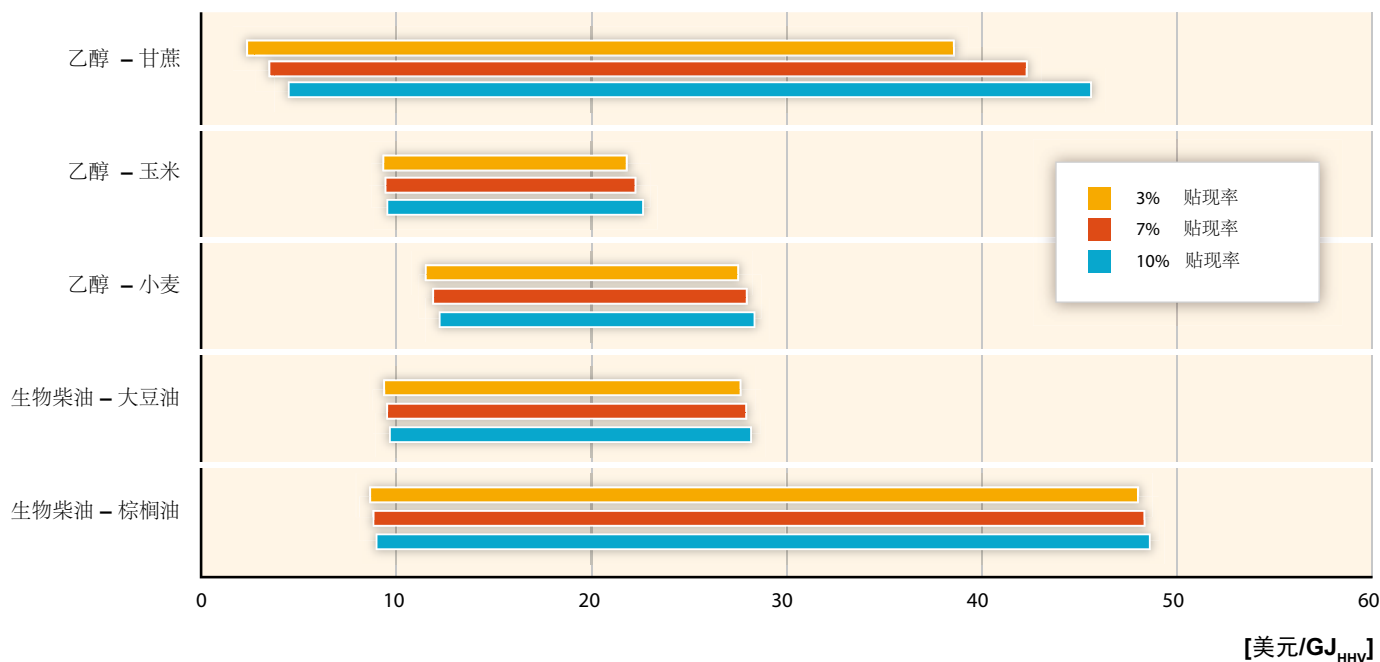
利用历史经验曲线评估未来成本的任何努力必须考虑学习速率的不确定性以及所讨论的各种告诫和知识空白[10.5.6, 7.8.4.1]。作为一种补充方法，专家启发可被用于汇集关于未来降低成本潜力的更多信息，这或许可与利用学习速率获得的评估进行对比。此外，用于判别技术改进潜力的工程模型分析还可提供有关开展成本预估的更多信息。[2.6, 3.7, 4.6, 6.6, 7.7, 10.5.2]

例如，预计在 (但不限于) 以下应用领域将会出现重要的潜在技术进步和相关成本下降：下一代生物燃料和生物提炼厂、先进的太阳能光伏发电和太阳能聚光发电技术和制造工艺、增强型热系统、多种新兴海洋技术；以及离岸风能地基和涡轮机设计。进一步降低水电成本可能不像其它一些可再生能源技术那样显著，但存在研发机会以使水电工程在更广泛的自然条件下具有技术可行性并提高新的和现有项目的技术性能。[2.6, 3.7, 4.6, 5.3, 5.7, 5.8, 6.6, 7.7]

只要孤立地看待技术，则无法回答这样一个问题，即：对某一具体创新技术的前期投资是否有合理性。首次尝试澄清这个问题，特别是研究各项具有发展前景的气候保护技术之间的相互竞争，开展综合评估的模拟人员已开始以一种内生方式模型技术学习过程。从这些模拟比较活动获得的结果表明，在严格的气候目标背景下，学习技术的前期投资在许多情况下可以是合理的。[10.5.3.]

然而，正如在图TS.10.14和其它研究中所考虑的不同情景清晰地表明，这些投资的确切数额和时机选择有相当大的不确定性。[10.5.4]

在第10.3节中详细分析的四个解释性情景涵盖了各种全球累计十年投资区间 (对发电行业投资)，从13600至51000亿美元 (2005年价值) (2011年至2020年十年间) 以及从14900到71800亿美元 (2005年价值) (从2021年至2030年十年间) 不等。这些数字可用于评估未来市场的容量和由此产生的投资机会。较低值



**图TS.10.13:** 在市场上可购买的生物质转换技术的平准化燃料成本 (LCOF)，贴现率按3%、7%和10%计算。所有技术的LCOF估值是基于附件3中概括的投入数据以及附件2中描述的方法。平准化成本区间的较低限度是基于投资、运行维护 (O&M) 和燃料成本区间的下限。与此相应，平准化成本区间的较高限度是基于投资、运行维护 (O&M) 和原料成本区间的上限。注意转换效率、副产品收入、容量因子和生命周期设为平均值。有关数据和补充信息见附件 (HHV: 较高供热值)。[图10.31]

是指国际能源机构的世界能源展望2009基准情景，而较高值是指试图将大气CO<sub>2</sub> (仅限该气体) 浓度稳定在450ppm水平的情景。在该基准情景中年平均投资略低于2009年报告的各自投资。在2011年到2020年期间，可再生能源发电行业投资较高的年平均值大约相当于当前在该领域全球投资增长三倍。预估在下一个十年 (2021-2030年) 将会增加5倍。甚至年投资上限也不到世界GDP的1%。此外，增加可再生能源电厂装机容量将减少化石燃料和核燃料用量，否则需要这些燃料，以满足某一电力需求。[10.5.4]

### 10.6 社会和环境成本与效益

能源提取、转换和利用造成重大环境影响和外部成本。虽然用可再生能源取代化石燃料能源通常可减少温室气体排放，并还在某种程度上减少其它环境影响和外部成本，但是可再生能源技术本身也具有环境影响和外部成本，这取决于能源的来源和技术。如果需要开展综合成本评估，那么应当考虑这些影响和成本。[10.6.2]

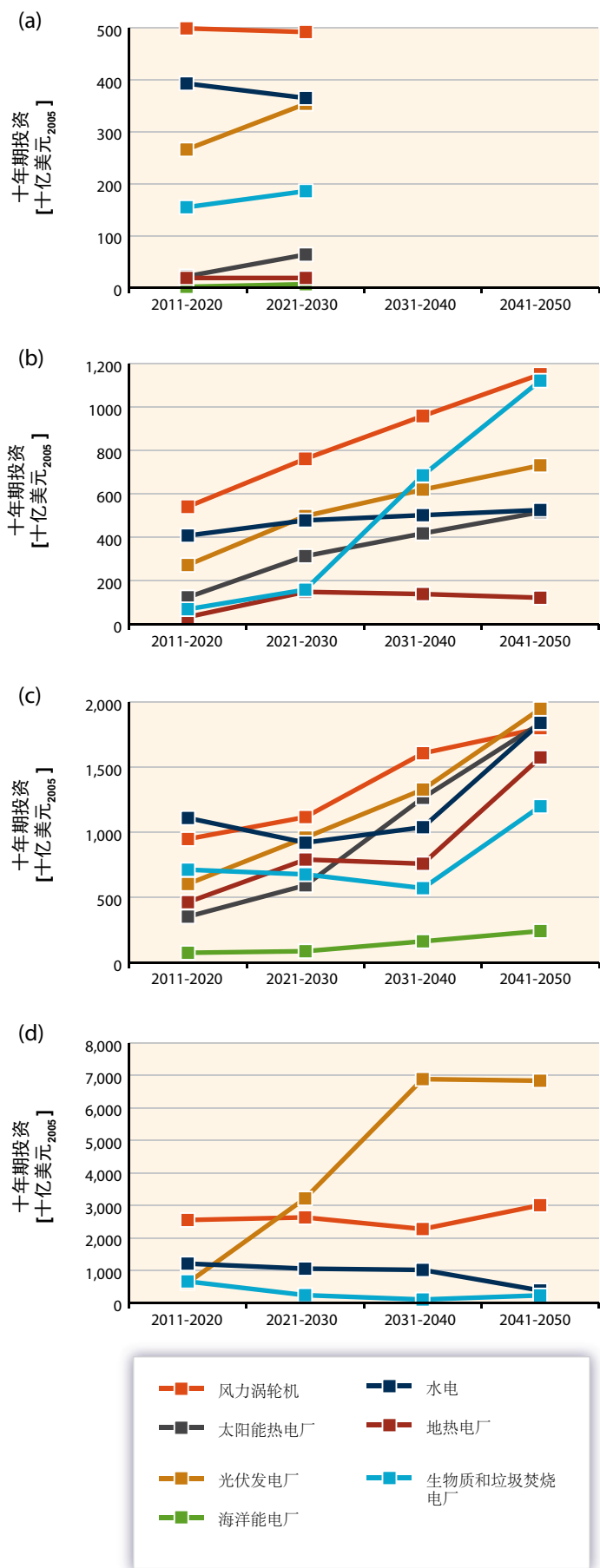
图TS.10.15表示两个主要外部成本部分的大不确定性区间，即与气候和健康有关的外部成本。由于通过颗粒物排放对健康造成影响，所以小规模生物质燃烧热电联产电厂造成外部成本相对较高。离岸风能似乎造成的外部成本最小。因为外部成本和低概率核事故或在遥远的未来由于核废料存放地释放造成放射性核素泄漏风险的特征和评估非常不同，例如与气候变化和空气污染有很大不同，在现实中核泄漏是不可避免的。但是，通过在社会上讨论并作出判断能够考虑有关核电的这些外部影响。由于各种能源生产链 (如煤、石油、天然气和水电等) 造成死亡的事故风险在非OECD国家一般高于OECD国家。[10.6.3, 9.3.4.7]

由于在图TS.10.15中仅给出了各类技术的外部成本，因此当假设一项技术取代另一项时，则能够产生各种效益。与化石燃料技术相比，利用可再生能源资源和技术发电每度电的外部成本大都较低。但是，需要针对具体情况予以考虑，因为也可能有例外。[10.6.3]

但是，对能源外部影响的评估和评价有相当大的不确定性。对自然、生物和健康损害的评估包括相当

表TS.10.1: 已发现的各种能源供应技术的学习速率。注意由于时期较短摘自早先出版物的各值可靠性较低。[表10.10]

技术	来源	国家/地区	时期	学习速率 (%)	性能衡量指标
<b>陆上风能</b>					
	Neij, 1997 年	丹麦	1982-1995	4	风力涡轮机价格(美元/kW)
	Mackay和Probert, 1998 年	美国	1981-1996	14	风力涡轮机价格(美元/kW)
	Neij, 1999	丹麦	1982-1997	8	风力涡轮机价格(美元/kW)
	Durstewitz, 1999年	德国	1990-1998	8	风力涡轮机价格(美元/kW)
	IEA, 2000年	美国	1985-1994	32	发电成本(美元/kWh)
	IEA, 2000年	欧盟	1980-1995	18	发电成本(美元/kWh)
	Kouvaritakis 等., 2000年	经合组织	1981-1995	17	风力涡轮机价格(美元/kW)
	Neij, 2003年	丹麦	1982-1997	8	风力涡轮机价格(美元/kW)
	Junginger 等, 2005年a	西班牙	1990-2001	15	交钥匙工程投资成本(欧元/kW)
	Junginger 等, 2005年a	英国	1992-2001	19	交钥匙工程投资成本(欧元/kW)
	Söderholm和Sundqvist, 2007年	德国, 英国, 丹麦	1986-2000	5	交钥匙工程投资成本(欧元/kW)
	Neij, 2008 年	丹麦	1981-2000	17	发电成本(美元/kWh)
	Kahouli-Brahmi, 2009年	全球	1979-1997	17	投资成本(美元/kW)
	Nemet, 2009 年	全球	1981-2004	11	投资成本(美元/kW)
	Wiser和Bolinger, 2010年	全球	1982-2009	9	投资成本(美元/kW)
<b>离岸风能</b>					
	Isles, 2006年	8个欧盟国家	1991-2006	3	电厂投资成本(美元/kW)
<b>太阳能光伏发电(PV)</b>					
	Harmon, 2000年	全球	1968-1998	20	PV光伏板价格(美元/瓦-峰值)
	IEA, 2000年	欧盟	1976-1996	21	PV光伏板价格(美元/瓦-峰值)
	Williams, 2002年	全球	1976-2002	20	PV光伏板价格(美元/瓦-峰值)
	ECN, 2004年	欧盟	1976-2001	20-23	PV光伏板价格(美元/瓦-峰值)
	ECN, 2004年	德国	1992-2001	22	系统成本平衡的价格
	van Sark等, 2007年	全球	1976-2006	21	PV光伏板价格(美元/瓦-峰值)
	Kruck和Eltrop, 2007年	德国	1977-2005	13	PV光伏板价格(欧元/瓦-峰值)
	Kruck和Eltrop, 2007年	德国	1999-2005	26	系统成本平衡的价格
	Nemet, 2009年	全球	1976-2006	15-21	PV光伏板价格(美元/瓦-峰值)
<b>太阳能聚光发电(CSP)</b>					
	Enermodal, 1999年	美国	1984-1998	8-15	电厂投资成本(美元/kW)
<b>生物质</b>					
	IEA, 2000年	欧盟	1980-1995	15	发电成本(美元/kWh)
	Goldemberg 等, 2004年	巴西	1985-2002	29	乙醇燃料价格(美元/m <sup>3</sup> )
	Junginger等, 2005年b	瑞典, 芬兰	1975-2003	15	森林木屑价格(欧元/ GJ)
	Junginger等, 2006年	丹麦	1984-1991	15	沼气生产成本(欧元/Nm <sup>3</sup> )
	Junginger等, 2006年	瑞典	1990-2002	8-9	生物质热电联产电力(欧元/kWh)
	Junginger等, 2006年	丹麦	1984-2001	0-15	沼气生产成本(欧元/Nm <sup>3</sup> )
	Junginger等., 2006年	丹麦	1984-1998	12	沼气厂(€/ m <sup>3</sup> 沼气/天)
	Van den Wall Bake等, 2009	巴西	1975-2003	19	甘蔗乙醇(美元/m <sup>3</sup> )
	Goldemberg等, 2004	巴西	1980-1985	7	甘蔗乙醇(美元/m <sup>3</sup> )
	Goldemberg 等., 2004 年	巴西	1985-2002	29	甘蔗乙醇(美元/m <sup>3</sup> )
	Van den Wall Bake等, 2009年	巴西	1975-2003	20	甘蔗乙醇(美元/m <sup>3</sup> )
	Hettinga 等, 2009年	美国	1983-2005	18	玉米乙醇(美元/m <sup>3</sup> )
	Hettinga等, 2009 年	美国	1975-2005	45	玉米生产成本(美元/吨玉米)
	Van den Wall Bake 等, 2009年	巴西	1975-2003	32	甘蔗生产成本(美元/吨)



图TS.10.14: 全球十年投资图(单位: 十亿美元, 2005年价值), 以实现各项宏伟的气候保护目标: (b) MiniCAM-EMF22(第一最佳目标2.6瓦/m<sup>2</sup>超标情景, 允许核能和碳捕获技术); (c) ER-2010(450ppmCO<sub>2</sub>当量, 不允许核能和碳捕获技术); 以及(d) ReMIND-RECIPE(450ppmCO<sub>2</sub>, 允许核电厂和碳捕获技术)。与其它情景相比, 太阳能光伏发电在(d)中占有高份额, 因为未考虑到太阳能聚光发电。相比之下, (a)表示IEA-WEO2009-Baseline情景(无气候保护的基准情景)。出处: (a) IEA(2009); (b) Calvin等(2009); (c) Teske等(2010); 以及(d) Luderer等(2009)。

大的不确定性, 而且各估值一般是根据模型计算, 其结果往往却难以验证。各种损害或变化几乎无市场价值, 但可用于成本估算, 因此必须采用间接信息或其它方法损害评估。此外, 许多损害将发生在遥远的将来, 或发生这样一些社会, 它们非常不同于那些从利用经深思熟虑的能源生产中受益的社会, 其能源利用使一些思考变得复杂起来。上述因素给外部成本带来不确定性。[10.6.5]

但是, 有关可再生能源资源外部成本和效益的知识能够指引社会选择最佳的可替代能源, 并引导能源系统朝着提高总体效率和福祉的方向迈进。[10.6.5]

## 11 政策、融资和实施

### 11.1 引言

世界各地的可再生能源能力迅速提高, 但仍有一些障碍继续阻碍进一步发展。因此, 如果可再生能源为减缓气候变化做出实质性贡献, 并迅速采取行动, 可能需要出台各种形式的经济扶持政策以及有关创造扶持环境的政策。[11.1]

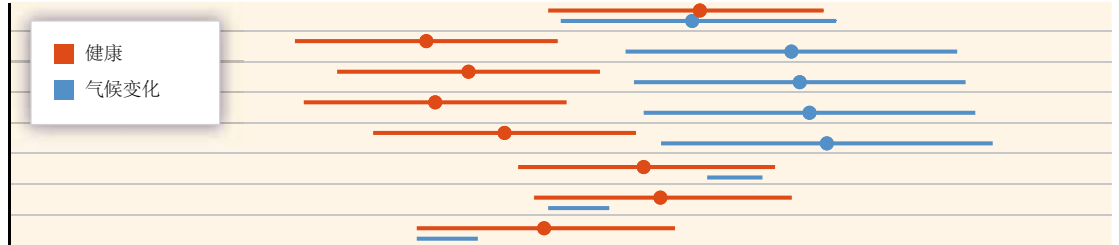
通过协助克服阻碍可再生能源技术开发和推广利用的各种障碍, 可再生能源政策已促使可再生能源份额增加。从地方到州/省到国家各级政府以及在国际上都可出台可再生能源政策, 政策范围从技术开发的基本研发一直到支持已安装的可再生能源系统或其生产的电力、热力或燃料。在一些国家, 监管机构和公共事业也许被赋予了从事设计并落实可再生能源扶持机制的职责, 或按它们自己的倡议从事上述工作。非政府部门也可发挥重要的作用, 如国际机构和开发银行。[1.4, 11.1, 11.4, 11.5]

可再生能源可用其它指标衡量, 如交付(提供)时间和可靠性以及其它与可再生能源并网有关的衡量指



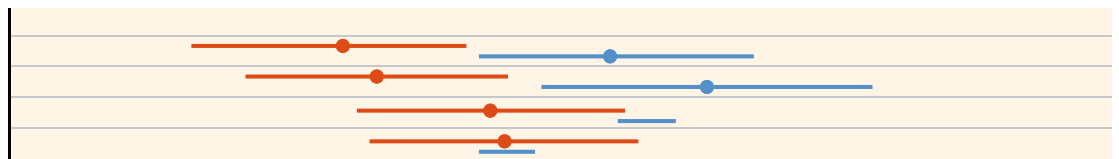
## 燃煤电厂

- (A) 美国现有电厂
- (B) 煤联合循环=46%
- (B) 煤=43%
- (B) 褐煤联合循环=48%
- (B) 褐煤=40%
- (C) 硬煤 800 MW
- (C) 硬煤二次燃烧 CCS
- (C) 褐煤富氧 CCS



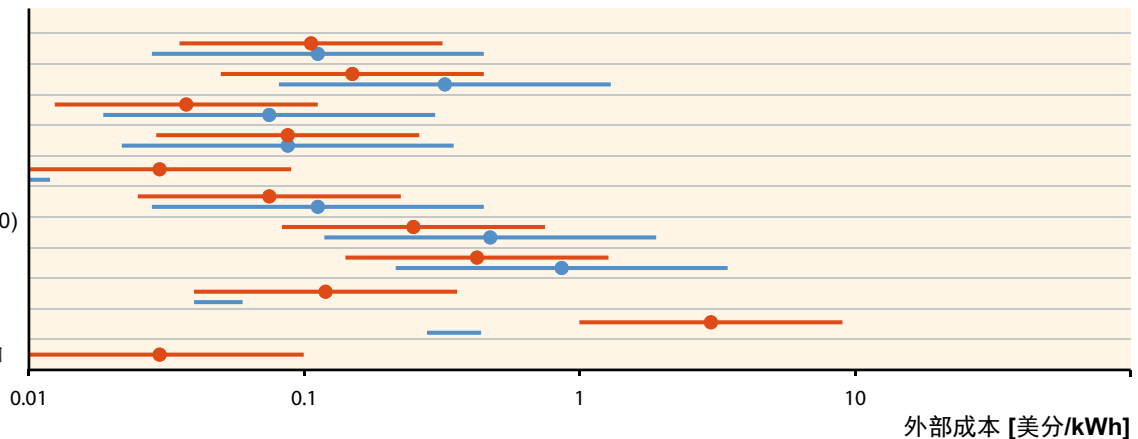
## 天然气发电厂

- (A) 美国现有电厂
- (B) 天然气 =58%
- (C) 天然气联合循环
- (C) 天然气二次燃烧CCS



## 可再生能源

- (B) 太阳能热
- (B) 地热
- (B) 2.5 MW离岸风能
- (B) 1.5 MW陆上风能
- (C) 离岸风能
- (B) 300 kW水电(B) PV (2030)
- (B) PV (2000)
- (C) PV南欧
- (C) 生物质CHP 6 MW电力
- (D) 生物质炉排锅炉ESP 5和10 MW燃料



**图TS.10.15:** 由于利用可再生能源和化石能源发电在生命周期内产生的外部成本图。注意图中的对数尺度。黑线表示因气候变化产生的外部成本区间，红线表示由于空气污染影响健康产生的外部成本区间。如果未配备碳捕获和封存，因气候变化造成的外部成本主要是以化石能源为主。Comb.C: 联合循环；Postcom: 燃烧后；□: 效率因子。这些结果是根据有不同假设(A-D)的四项研究。假设健康影响的外部成本不确定性因数是三。[图10.36]

标。各国政府和其它机构还做大量的工作，以创造一个有利于可再生能源推广利用的环境。[11.1, 11.6]

### 11.1.1 除气候变化政策外，出台可再生能源具体政策的理由

可再生能源能够给社会带来诸多效益。相对于当前的市场能源价格，一些可再生能源技术普遍具有竞争力。在其它尚不具有普遍竞争力的可再生能源技术中，许多技术能够提供具有竞争力的能源服务。但是，在世界大部分区域，仍需要出台政策措施，以促进可再生能源不断得到推广利用。[11.1, 10.5]

与碳密集型技术相比，气候政策(碳税、排放交易或监管政策)降低了低碳技术的相对成本。但是，令人质疑的是单靠气候政策(如碳定价)是否能够促进可再生能源发展并达到足以实现与可再生能源有关更广泛的环境、经济和社会目标的水平。[11.1.1]

两次单独出现的市场失灵为进一步支持技术发展

潜力大的创新型可再生能源技术提供了理由，即使排放市场(或一般的温室气体定价政策)存在。第一次市场失灵是指温室气体排放的外部成本。第二次市场失灵是在创新领域：如果各企业低估了投资学习可再生能源技术所产生的未来效益，如果它们不能获得这些效益，它们的投入将低于在宏观经济角度上认为最佳的投资规模。除温室气体定价政策外，如果要解决技术开发的相关机会问题(或如果要继续落实缓气候变化之外的各项目标)，从经济观点出发针对可再生能源的具体政策也许是妥当的。在设计政策组合过程中应考虑潜在的不利后果，如技术锁定、碳泄漏和回弹效应。[11.1.1, 11.5.7.3]

### 11.1.2 政策出台时机和力度

研发时机、力度和协调程度与推广利用政策主要以三种方式对政策的效率和成效，以及对社会总成本产生影响：1) 是否一个国家立即推广可再生能源还是

等到成本进一步下降；2)一旦一个国家决定扶持可再生能源，那么研发政策的时机、力度和协调要给推广利用政策让路；以及3)加速的与缓慢的‘市场需求’政策实施的成本和效益。关于第一点，为了实现与化石燃料技术竞争的充分实力，可再生能源需要大量的前期投资直至达到盈亏平衡点。应当何时投资取决于目标。如果国际社会的目标是将全球升温稳定在2°C，那么必须几乎立即对低碳技术投资。

## 11.2 当前趋势：政策、融资和投资

近些年来，越来越多的各种可再生能源政策已推动可再生能源技术大幅发展。在20世纪90年代初之前，几乎没有国家出台推广可再生能源的政策。从那时起，特别是自21世纪初到中叶，越来越多的国家开始出台市、州/省和国家政策，以及国际政策。(见图TS.11.1)[1.4, 11.1, 11.2.1, 11.4, 11.5]

最初，大多数政策是在发达国家中采取的，但自20世纪90年代后期和21世纪初以来越来越多的发展中国家各级政府已出台了政策框架，以推广可再生能源。到2010年初在出台可再生能源电力政策的国家中，大约一半是世界各区域的发展中国家。[11.2.1]

大多数出台可再生能源政策的国家有一种以上的机制，随着时间推移许多现有的政策和目标已得到加强。除国家政策外，国际政策和伙伴关系数量也呈现增加趋势。数百个世界各地的城市 and 地方政府也已制定了目标或出台了可再生能源推广政策和其它机制，以促进当地的可再生能源利用。[11.2.1]

可再生能源政策的重心正在从几乎完全集中在电力向包括供热/制冷和运输行业转移。与这些趋势相配合的是在一系列可再生能源技术开发及其制造和实施方面不断取得成功，以及可再生能源年度投资快速增长以及融资机构呈现多样化，特别是自2004/2005年以来。[11.2.2]

为响应越来越有利的政策环境，2004-2005年以来在全球范围内整个可再生能源行业的投资水平已显著上升。在技术开发的所谓‘连续性’或各阶段出现了融资。五个连续阶段为：1)研发；2)技术开发和商业化；3)设备制造和销售；4)项目建设；以及5)企业再融资和销售，在很大程度上是通过兼并和收购。随着时间推移在每个阶段融资都有所增加，提供了以下可

再生能源行业当前和预期增长指标：[11.2.2]

- (1)研发经费和(2)技术投资趋势是该行业长期至中期预期指标，一旦该技术完全商业化，立即投资并将开始在几年时间内支付。[11.2.2.2, 11.2.2.3]
- (3)制造及销售投资趋势是该行业的短期预期指标—基本上，市场需求增长将继续。[11.2.2.4]
- (4)建设投资的趋势是当前该行业活动的指标，包括实现与温室气体相关的成本内部化的程度将导致新的资金流向可再生能源项目。[11.2.2.5]
- (5)产业并购的趋势能够反映该行业的整体成熟度，并且随时间越来越多的再融资活动加大、更多的传统投资者进入该行业，从先行者手中成功购买早期投资。[11.2.2.6]

## 11.3 主要推动力、机会和效益

可再生能源能够给社会带来诸多效益。除了CO<sub>2</sub>减排外，各国政府都已出台了可再生能源政策以达到任何目标，其中包括创造地方环境和卫生效益；推进能源获取，特别是农村地区；通过多样化的能源技术和资源的组合，推进能源安全目标；通过潜在的就业机会和经济增长，促进社会 and 经济发展。[11.3.1–11.3.4]

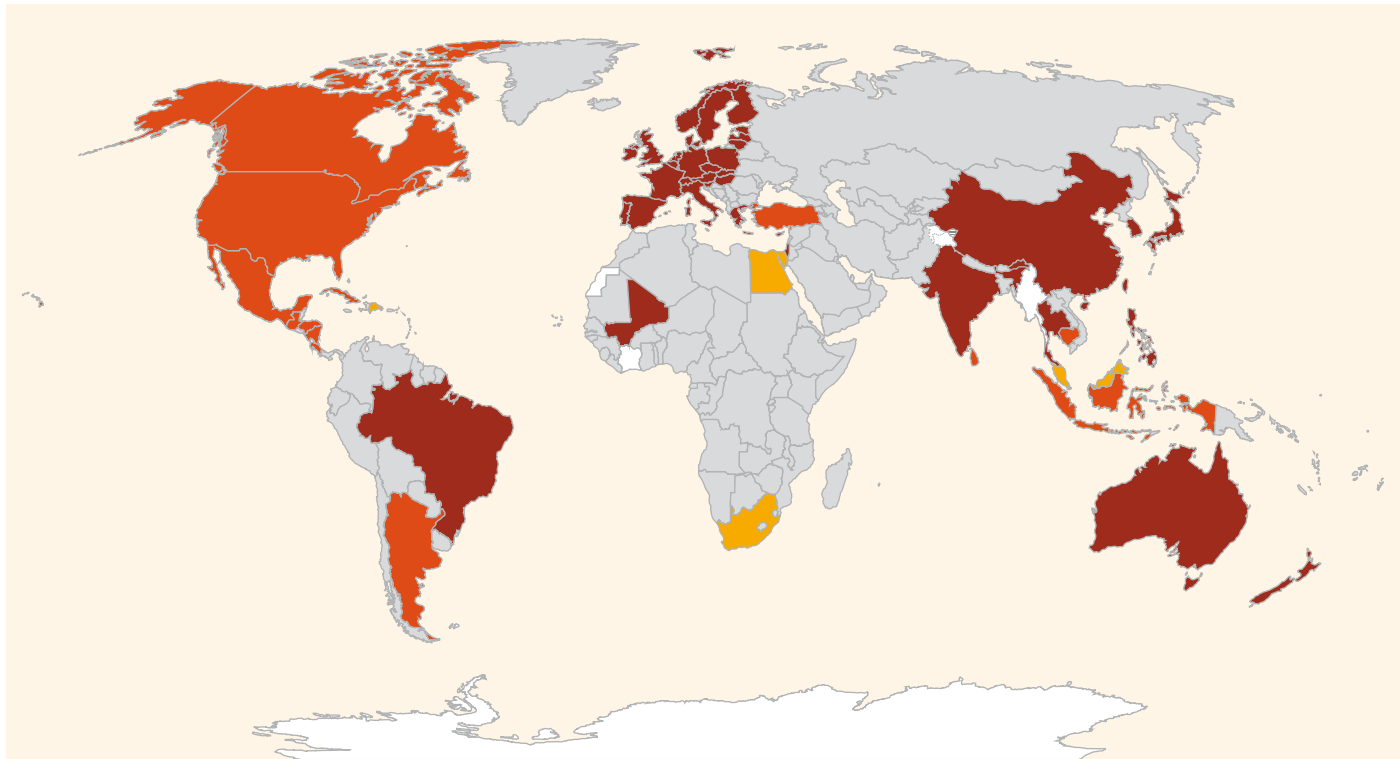
可再生能源的推动力的相对重要性因国家不同而异，随着时间推移也许发生变化。获取能源是发展中国家的主要推动力，而在发达国家最重要的是对能源安全和环境的关切。[11.3]

## 11.4 可再生能源政策制定、实施和融资遇到的障碍

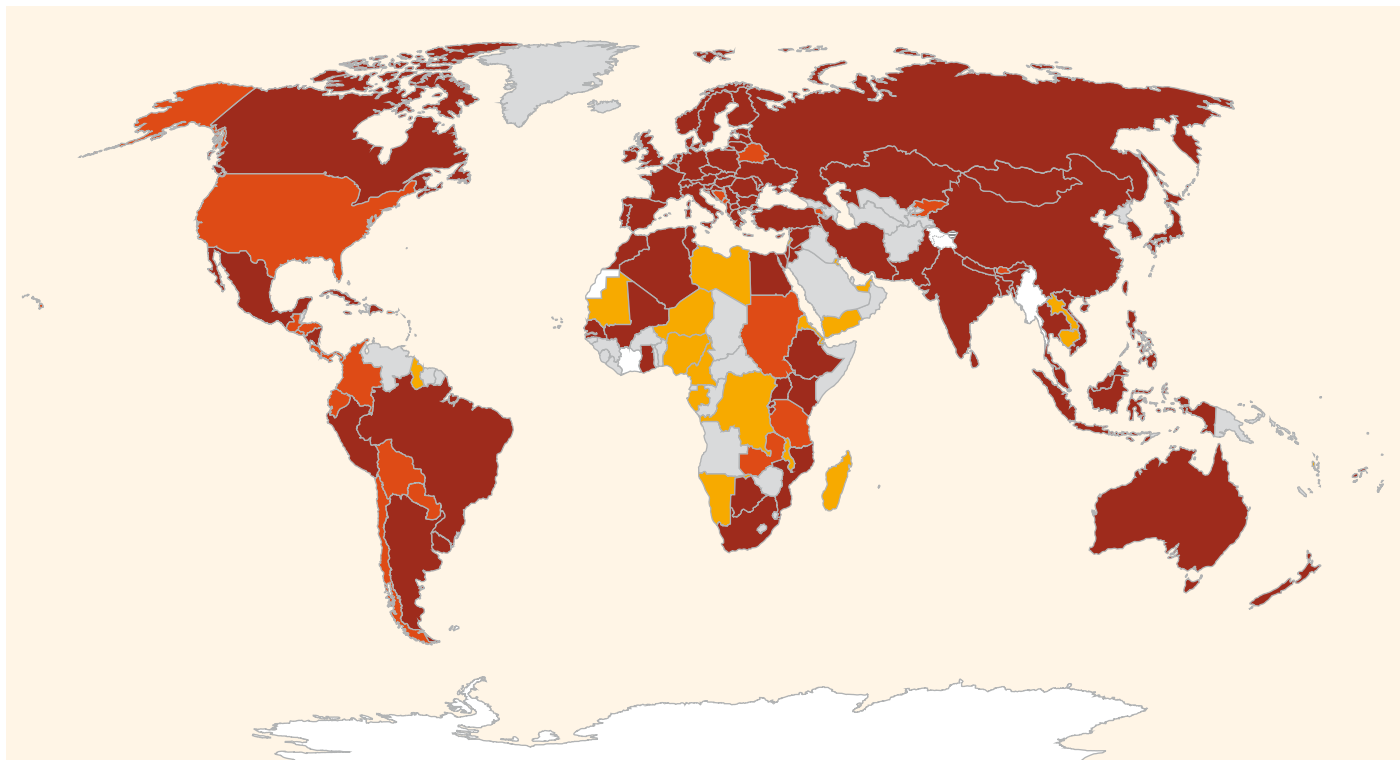
通过协助克服阻碍可再生能源技术开发和利用的各种障碍，可再生能源政策已促进了可再生能源份额的增加。政策制定、实施和融资的具体障碍(如市场失灵)也许进一步阻碍可再生能源利用。[1.4, 11.4]

制定和出台政策遇到的障碍包括缺乏有关可再生能源资源、技术和政策选择的信息和意识；缺乏对最佳政策设计的认识或如何认识能源转变；与成本和效益量化和内部化有关的困难；以及锁定现有技术和政策。[11.4.1]

2005



2011年初



■ 至少有一项可再生能源专项政策和至少有一项可再生能源目标的国家

■ 至少有一项可再生能源目标的国家

■ 至少有一项可再生能源专项政策的国家

■ 既无可再生能源专项政策，也无可再生能源目标的国家

图TS.11.1: 在2005年中和2010年初，至少有一个可再生能源目标和/或至少有一个可再生能源具体政策的国家。本图只包括国家目标和政策(不包括市或州/省级目标和政策)，并不一定完整。[图11.1]

政策实施遇到的障碍包括与现行法规冲突；缺乏熟练技能的工人；和/或缺乏实施可再生能源政策的体制能力。[11.4.2]

融资遇到的障碍包括融资者缺乏意识并缺乏及时和相关的信息；与财务结构和项目规模有关的问题；与跟踪纪录有限相关的问题；以及在一些国家，体制薄弱,其中包括资本市场不完善以及得不到足够的可负担的融资，所有这些增加了感知风险从而增加了成本和/或使可再生能源项目融资更加困难。最重要的是，许多可再生能源技术与当前能源市场价格相比不具经济竞争力，若无各种政策扶持,对于投资者这使他们在资金上无利润，从而限制了投资资本。[11.4.3]

## 11.5 政策选择方面的经验和评估

已有许多扶持可再生能源技术的政策选择，从其最初阶段到示范和商业化之前阶段，直至成熟和大规模推广利用。这些包括政府为推进可再生能源技术而出台的研发政策(供应推动)和推广利用政策(需求拉动)旨在为可再生能源技术建立一个市场。这些政策可按各种方式分类，但不存在全球公认的可再生能源政策选择或分类表。出于简化目的，已按研发和推广利用政策划分如下：[11.5]

- 财政激励措施：允许行为主体(个人、家庭、公司)减少他们对公共财政的贡献，通过所得税或其它税收方式或以退税和赠款形式从公共财政中支出。
- 公共财政：公共财政支持，对此预期产生财政回报(贷款、股权)或产生财政负债(担保)；以及
- 法规：指导或控制法规适用者行为的规则。

虽然目标是政策的核心部分，已出台的政策也许不需要各项具体目标见效。此外，无政策支持的目标是不可能达到的。[11.5]

政策手段见效与否取决于如何能够充分达到各种目标或标准，其中包括：

- 成效：实现预期目标的程度；
- 效率：结果与投入比，或对于经济资源开销与实现可再生能源目标之比；
- 公平性：某一政策见效和分配结果；以及

- 体制可行性：某一政策手段可能被视为合法，得到接受，并被采纳和实施的程度，其中包括一旦某一政策设计完毕并获得批准，具备落实该政策的能力。[11.5.1]

大多数文献侧重于政策的成效和效率。具体的政策选择内容使之或多或少容易实现各项标准，以及如何设计和落实这些政策还能够决定着如何充分达到这些标准。政策的选择及其设计的细节最终将取决于政策制定者的各项目标和轻重缓急顺序。[11.5.1]

### 11.5.1 可再生能源的研发政策

新低碳技术的研发、创新、推广和利用给社会创造的效益超过了创新者所获得的效益，从而导致对这些努力投资不足。因此，政府研发能够在推进可再生能源技术方面发挥重要作用。并非所有国家都能承受用公共资金支持研发，但绝大多数国家提供一定程度的支持是可能的，可再生能源公共研发可提高新兴技术的性能，从而使这些技术能够满足最初采用者的需求。公共研发还可提高已经在商业环境中运行的现有技术。[11.5.2]

政府的研发政策包括财政激励措施，如学术研究经费、赠款、奖金、税收抵免、公共研究中心的使用以及公共财政，如软贷款或可兑换贷款、公共权益股份，以及公共风险资本金等。研发课题类投资涵盖伴随技术开发周期中的各类活动，从可再生能源资源测绘到商业化可再生能源技术的改进。[11.5.2]

研发政策的成功取决于多种因素，其中某些因素能够清楚地确定，而其它一些因素在文献中仍有争论。研发计划的成功结果并不仅仅涉及资金拨款总额，也涉及每年资金的连贯性。断断续续的研发有损于技术学习，学习和成本的降低取决于工作的连续性、投入程度和组织以及资金的流向和如何分配使用，资金多少在于研发的规模。在文献中，关于研发政策最成功的方法在在时机方面存在争议：拼装(通过目的在于逐步改进的研究取得进展)与突破(激进的技术进步)，争论倾向于其中这两种选择中的任何一个或两者组合。经验表明重要的是用于研发(和研发之外)的补贴的意图是有一个‘退出战略’，据此随着技术进入商业化补贴可逐步退出，给社会留下一个继续

运行和可持续的行业。[11.5.2.3]

无论是理论文献还是技术案例研究，其中最确凿的发现之一是当有其它政策手段补充时研发投资是最有效的，特别是但不限于可同时提高新的可再生能源技术需求的政策。无论是通过研发还是通过应用(作为制造的一个结果)学习和降低成本，技术开发中相对早期的推广利用政策可加快学习过程。研发和推广利用政策相结合可创造一个积极的反馈循环，吸引私营行业投资研发(见图TS.11.2)。[11.5.2.4]

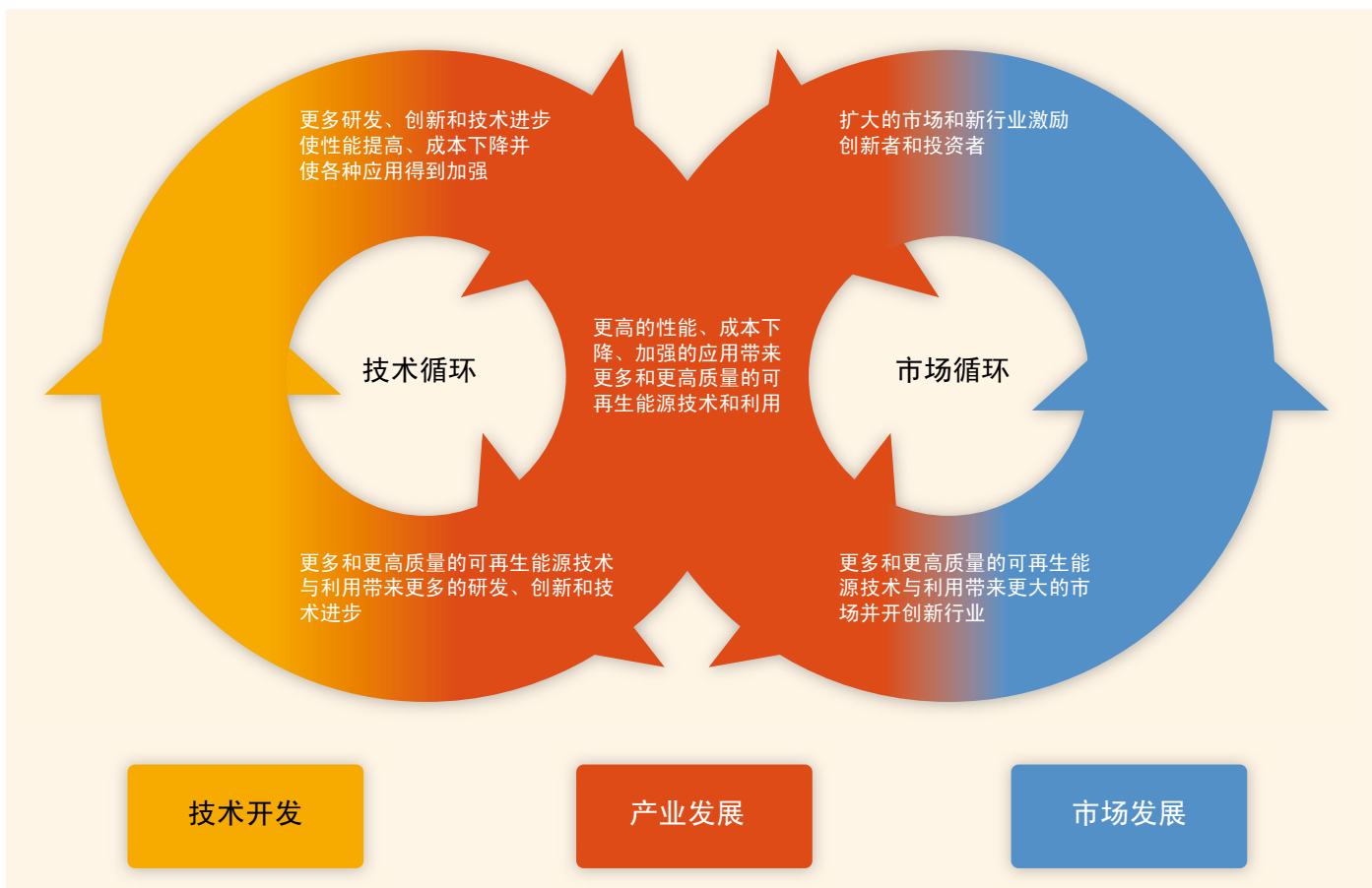
### 11.5.2 推广利用政策

专门为推广利用可再生能源建立的政策机制有多种，并能够适用于所有能源行业。这些机制包括财政激励措施(赠款、能源生产支付、退税、税收抵免、减免税、变动或加速折旧)、公共财政(股权投资、担保、贷款、公共采购)，以及法规(配额、招/投标、进

口关税、绿色标签和绿色能源采购、净量计价、优先或保证调用、优先调度)。虽然法规及其影响因终端利用行业的不同而异，但财政激励措施和公共财政一般适用于所有行业。[11.5.3.1]

财政激励措施能够降低可再生能源投资成本和风险，通过降低与安装相关的前期投资成本，通过降低生产成本或增加所生产的新能源获取支付。财政激励措施还可补偿当与化石燃料和核能相比可再生能源处于竞争劣势时出现的各种市场失灵情况，并有助于减少投资可再生能源的财政负担。[11.5.3.1]

当与其它各类政策相结合时，公共财政激励措施往往最有效。凡补贴生产的激励措施一般最好是投资补贴，因为这类补贴可促成理想的结果，即产生能源。但是，各项政策必须针对特定技术和成熟阶段具体情况而定，而当某一技术依然相对昂贵或当该技术只适用于小规模生产时(如小型屋顶太阳能系统)，投资补贴则能够有助于此，特别是如果投资补贴与技术



图TS.11.2: 技术开发和市场推广利用相互加强的循环过程可驱使技术成本下降。[图11.5]

标准和认证相配套尤为如此，以确保系统和安装达到最基本的质量。风能政策的经验表明相对于税收抵免，生产支付和退税也许更好，因为生产支付和退税的效益对所有收入水平的人都是公平的，从而促进更广泛的投资和利用。此外，由于一般是在或接近购买或生产时提供生产支付和退税，随着时间支付和退税不断增加（而不是在税期快要结束时才大量投资的倾向）。在历史上以税收为基础的激励措施倾向于仅仅用于推广现有最成熟、最廉价的技术。总之，税收抵免在那些有众多盈利和纳税私营企业的国家最有效，而这些企业有能力利用税收抵免。[11.5.3.1]

公共财政机制具有双重目标：直接融资或引导商业投资投向可再生能源项目，以及间接为这些技术创建扩大规模和商业上可持续的市场。除较传统的公共财政政策外（如软贷款和担保），在各级政府层面（包括市级政府）正在出现一些创新机制。这些机制包括通过向财产所有者提供长期贷款的方式为可再生能源项目融资，这允许还款与节能相配套（如加利福尼亚清洁能源财产评估），并允许‘循环使用’多用途的政府资金（如通过提高可再生能源项目能效而节余的公共资金）。[11.5.3.2]

可再生能源技术和能源供应的公共采购是一个经常提到但却不经常使用的刺激可再生能源市场的机制。各国政府能够通过作出为其设施采购可再生能源或鼓励消费者选择清洁能源的方式支持可再生能源的推广利用。这一机制的潜力是相当大的：在许多国家政府是最大的能源消费者，其能源采购在公共支出中占最大部分。[11.5.3.2]

监管政策包括以量和价格为导向的政策（如配额和进口关税）、质量方面和激励措施以及用电仪表（如净量计价）。以量为导向的政策设定要达到的量并让市场决定价格，而以价格为导向的政策制定价格，让市场决定量。以量为导向的政策能够以义务或责任的形式用于所有三个终端利用行业。质量激励措施包括绿色能源采购和绿色标签计划（偶尔政府责令，但不总是如此），向消费者提供有关能源产品质量信息，让消费者作出自愿决定并拉动可再生能源需求。[11.5.3.3]

#### 推广利用政策：电力

迄今为止，已经出台了許多推广可再生能源发电的政策，其数量远远超过了针对供热/制冷或运输的政

策。这些政策包括财政激励措施和公共财政，旨在促进对可再生能源发电的投资，以及各种有关电力的具体监管政策。虽然政府利用各类政策推广可再生能源电力，但最常见的现行政策是进口关税和配额或可再生能源标准组合(RPS)。[11.5.4]

有大量文献评估了以量为导向（配额、RPS和招/投标政策）和价格为导向（固定价格和溢价进口关税）的政策，主要是配额和进口关税，并侧重于效果和效率标准。一些以往的研究（包括欧洲委员会开展的研究）的结论是：迄今为止‘精心设计’的和‘实施到位’的进口关税是推广可再生能源电力最有效率的（定义为所获得的支持总量与生产成本之间的比较）和有效的（有能力增加可再生能源电力消费的份额）支持政策。[11.5.4]

成功实施进口关税的一个主要原因是，由于长期固定价格支付、联网和担保所有电力并网获取组合为一体，这些进口关税通常为高投资安全性提供担保。精心设计的进口关税既鼓励技术多样化，也鼓励地理多样化，并已发现进口关税更适合推广各种规模的项目。进口关税政策的成功取决于详细程度。最有效和最高效的政策包括大多数或全部以下内容：[11.5.4.3]

- 公共事业采购义务；
- 优先获取和调度；
- 基于发电成本并按技术类型和项目规模区分的关税，并具有经仔细计算的开始值；
- 定期开展的长期设计评估以及短期支付水平调整，并逐步调整形成法律，以反映技术和市场的变化，鼓励创新和技术变革，并控制成本；
- 所有潜在发电机组的关税，其中包括公用事业关税；
- 担保期足够长，以确保有足够的回报率；
- 将成本纳入回报率基数并在国内和地区内平等共享；
- 清晰的联网标准和程序，以分配输电和配电成本；
- 精简的行政和应用过程；以及
- 注重优先考虑免税的群体，如具以竞争力为依据的主要用户或低收入和其他弱势消费者。

几个国家的经验表明，如果可再生能源认证书是

在精心设计的政策和抑制(若不能消除)价格波动并降低风险的长期合同下颁发的,那么配额方案的效果能够达到高合规水平。但是,已发现这些配额方案有利于最成熟的和成本最低的技术。如果区分不同的可再生能源选择或其它激励措施配套,那么这种效应能够在设计政策时得以解决。最有效和最高效的基于量的机制包括大部分(如果不是所有)下列内容,特别是那些有助于最大限度降低风险的内容:[11.5.4.3]

- 适用于大部分市场(仅为配额);
- 明确定义的资格/合格规则,包括合格的资源和有资格的行为人(适用于配额和招/投标);
- 充分平衡的供需条件,把一个明确的重点放在新能力上—配额应超过现有的供应量,但以合理的成本是能够实现的(仅为配额);
- 长期合同/具体采购义务和结束期,并在一个配额与下一个配额之间无时间间隙(仅为配额);
- 对不达标作出足够的处罚,以及充分的执行力度(适用于配额和招/投标);
- 长期目标,至少10年(仅为配额);
- 具体技术的预留或储备,以提供有区别的支持(适用于配额和招/投标);以及
- 最基本支付额,以便能够有足够的回报与融资(适用于配额和招/投标)。

净量计价使小电力生产者按零售回报率把他们产生的超过实时总需求之外的任何剩余的可再生电力‘销售’给电网,但只要在指定入网期间的其它时间内其他超负荷用电的消费者对这部分过剩发电量给予补偿。这被认为是一个成本低的易于管理的工具,以促使客户投资于小规模分布式电力并输入电网,同时如果可再生能源电力是在需求高峰期间生产的,那么通过改进负载因子使电力提供者受益。但是,就这一电力本身而言,一般不足以激励竞争力不足的技术(如太阳能光伏发电)出现大的增长,至少是在生产成本高于零售价格的地方。[11.5.4]

#### 推广利用政策: 供热和制冷

越来越多的政府正在采用激励措施和职责推进可再生能源供热和制冷(H/C)技术。由于产热通常具有分散性,支持可再生能源供热和制冷给政策制定者带来了独特的挑战。供热和制冷服务能够通过用于独立

寓所的中小型设备提供或能用于大型应用,提供小区供热和制冷。可再生能源供热(RE-H)和制冷(RE-C)政策手段需要特别解决资源更为异同的特征,包括其规模范围、提供不同温度的不同能力、广泛分布的需求、与热负荷的关系、用途变化,以及集中供应或交易机制的缺失。[11.5.5]

近些年来,支持可再生能源供热和制冷的政策数量已有所增加,从而增加了可再生能源供热和制冷。但是,大部分扶持机制均侧重于可再生能源供热。已出台的推广可再生能源供热的政策包括财政激励措施(如退税和补贴、减税和税务抵免)、公共财政政策(如贷款)、监管(如使用义务)以及教育工作。[11.5.5.1–11.5.5.3, 11.6]

迄今为止,财政激励措施是普遍使用的政策,而最普遍使用的是赠款。可再生能源供热系统安装之后的税务抵免(即事后)在物流方面或许有优势,例如优于安装前报批申请赠款,虽然有关该选择方面的经验有限。监管机制(如使用义务和配额)得到了更大的关注,因为这些机制具有鼓励可再生能源供热发展的潜力,而不依赖于公共预算,虽然迄今对这些政策的经验甚少。[11.5.5]

与可再生能源发电和可再生能源交通运输相似,如果可再生能源供热/制冷政策在制定过程中能够考虑特定技术的成熟度、当前市场状况以及当前供应链,将会更适合于特定环境/地点。激励生产的措施对较大的供热/制冷系统(如小区供热管网)更为有效,优于较小的分散式现场供热/制冷设施,而后者几乎没有体现成本效益的计价或监测程序。[11.5.5]

虽然有一些支持可再生能源制冷技术的政策实例,但专门针对可再生能源制冷的推广利用政策一般远不及可再生能源供热政策完善。上述各段所述的许多机制也可用于可再生能源制冷,但通常也存在相似的优势和不足。缺乏可再生能源制冷推广利用政策方面的经验或许与许多可再生能源制冷技术处于开发初级阶段有关。在不久的将来,对开发早期市场和供应链给予研发支持及政策支持可能对于扩大可再生能源制冷技术的推广利用尤为重要。[11.5.5.4]

#### 推广利用政策: 交通运输

为了支持可再生能源用于交通运输,已实施了一系列政策,虽然绝大多数政策和相关经验均具体针对生物燃料。生物燃料的扶持政策旨在通过财政激励措

施(如对加油站的生物燃料免税)或监管(如混合职责)促进国内消费,或通过为生产设施提供公共财政支持(如贷款)以及通过原料支持或税收等激励措施(如免税)促进国内生产。最普遍的是政府颁布一套政策组合。[11.5.6]

税收激励措施通常用于支持生物燃料,因为相对于化石燃料,这类措施改变了生物燃料的成本竞争力。此类措施能够沿整个生物燃料价值链制定,但它们通常是提供给生物燃料生产商(如免税/税收抵免)和/或终端用户(如对加油站的生物燃料免税)[11.5.6]。

但是,一些欧洲及其它G8+5国家已开始逐步从生物燃料减税优惠转向混合职责转变。根据生物燃料职责难以评估支持力度,因为这些义务所隐含的价格一般是不公开的(如与电力行业相比)。虽然这些职责是最现代化生物燃料产业成长和发展的主要推动力,但它们不太适用于推广特定类型的生物燃料,因为燃料供应商往往混合低成本生物燃料。各项职责本身需要慎重制定并附带进一步的要求,以便达到更广泛的分配公平,并将对社会和环境造成的潜在负面影响降至最低。在交通运输燃料消耗方面,生物燃料占最高份额的国家已具备混合系统,它们将职责(含处罚)与财政激励措施(免税为先)相结合。[11.5.6]

## 政策合成

某些政策内容已被证明能更为有效和高效地快速扩大可再生能源利用,并使政府和社会能够实现具体目标。如同所采用针对性政策,政策的设计和实施细则能够成为决定政策成效和效率的重要因素。关键政策内容包括[11.5.7]:

- 支付成本的足额补贴和进口关税等,从而使投资者能够以与风险相符的收益率收回投资。
- 入网和市场准入担保或至少明确定义准入担保中存在的例外情况。
- 降低风险的长期合同,从而降低融资成本。
- 阐明各类技术和应用的规定。可再生能源技术的成熟度各不相同,特征各异,通常面临完全不同的障碍。减缓气候变化或许需要多种可再生能源和技术,某些当前尚不成熟和/或成本高于其它能源和技术能够在未来为满足能源需求和温室气体减排发挥

重要作用。

- 激励措施,随着技术和/或市场的发展预计会逐步减少。
- 透明并容易得到的政策,从而使行为主体能够了解政策及其如何发挥作用,以及进入市场和/或合规的必要条件。还包括政策目标的长期透明度,如中长期政策目标。
- 包容性,意指供方(无论是电力、热力或燃料的传统生产商、技术或能源供应的分销商)和需方(商业、家庭等)具有尽可能广泛参与的潜力,这能够利用分散的可再生能源‘自我发电’,实现更广泛的参与,从而带来更多投资资本,这有助于建立起公众对可再生能源的更广泛支持并形成更大的竞争力。
- 关注优先免税群体,例如,按竞争力划分的主要用户或按公平和分配划分的低收入消费者和脆弱消费者。

认识到没有普遍适用的政策也是重要的,而且政策制定者能够得以从经验中学习并对计划作出必要调整的能力。各项政策需要根据地方的政治、经济、社会、生态、文化及财政需求和状况以及其它各类因素(如技术成熟度、可负担的资本额以及地方和国家的可再生能源的资源基地)。此外,通常需要政策组合消除可再生能源面临的各种障碍。透明和持续的政策框架(从某一具体政策的可预测性到碳定价及其它外部效应,再到可再生能源的长期目标)已被认为是降低投资风险、促进可再生能源利用以及发展低成本应用的关键。[11.5.7]

## 可再生能源政策的宏观经济影响

针对支持供应推动-拉动型可再生能源的支付往往来自公共预算(多国、国内、地方),而需求拉动机制的成本通常由终端用户承担。例如,如果可再生能源电力政策用于某一国家的电力行业,这一附加成本通常由电力消费者负担,虽然免税或再分配能够在必要时为产业消费者或脆弱消费者降低成本。总之,需要支付成本。如果目标是要在未来几十年转变能源行业,那么重要的是要在这一整个时期将成本降至最低;同样重要的是要将给社会带来的所有成本和效益计算在内。[11.5.7.2]



对可再生能源的成本及效益进行综合分析具有极高的要求，因为许多因素都对决定净影响有关。影响分为三类：系统的直接和间接成本以及推广可再生能源带来的效益；分配影响（其中经济行为人或团体享有支持可再生能源带来的效益或承受负担）；宏观经济方面，诸如对GDP或就业的影响。例如，可再生能源政策为潜在的经济增长和创造就业提供了机遇，但衡量净影响具有复杂性和不确定性，因为扶持可再生能源的附加成本对经济带来了分配影响和预算影响。几乎没有研究分析给国家和区域经济带来的此类影响；但是，那些已开展的研究普遍发现了对经济的净积极影响。[11.3.4, 11.5.7.2]

可再生能源和气候政策的相互影响和潜在的意外后果

由于针对可再生能源推广利用的推动力和理由的叠加以及管辖范围的重叠（地方、国家、国际），政策之间时常会发生实质性相互影响，造成意外后果。因此，明确了解政策间的相互影响以及多项政策的累计效应至关重要。[11.3, 11.5.7, 11.6.2]

如果不在全球全面采用，碳定价和可再生能源政策则会带来‘碳泄漏’风险，使某一管辖地区或行业的新能源政策降低其所在辖区或行业的化石燃料需求，这同样也会降低全球的化石燃料价格，因而加大其它管辖地区或行业的化石能源需求。即使是在全球实施，但并不十分理想的碳价和可再生能源政策也可能也会导致更高的碳排放。例如，从长远来看，如果化石燃料资源所有者担心会出台更多的扶持可再生能源利用的政策，他们会趁对可再生能源扶持力度不大时增加资源的开采。同样，对未来碳价上涨的预期也会促使油气井的所有者加快开采资源，而碳税较低，这有损于政策制定者的气候目标和可再生能源技术推广目标的实现。此‘绿色悖论’有相当具体的构成条件：碳定价起点低，上涨快。同时，享受补贴的可再生能源价格仍高于化石燃料技术。但是，如果碳价和可再生能源补贴从一开始就处于高起点，此类绿色悖论就不可能成立。[11.5.7]

固定碳价政策（如碳税）与可再生能源补贴相结合的累积效应在很大程度上是补充性的：换言之，碳税再辅以可再生能源补贴既可减排，也可推大可再生能源的推广利用。但是，内生价格组合政策（如排放交

易和/或可再生能源配额义务）对能源系统的影响通常不是显而易见的。排放交易选择再附加可再生能源政策通常可降低碳价，进而使碳密集型（如以煤为主）技术比其它不可再生能源减排选择（如天然气、核能和/或能效提升方案）更具吸引力。在此情况下，虽然总排放量受总量控制保持不变，但只有可再生能源技术遇到的具体外部效应和市场壁垒大于其它能源技术，可再生能源政策才能够降低达标成本和/并改善社会福利。[11.5.7]

最后，仅靠可再生能源政策（即无碳定价）不一定是碳减排的有效工具，因为它们不能提供足够的激励措施鼓励使用现有的所有最低成本的减缓选择，包括不可再生能源低碳技术和提高能效选择。[11.5.7]

## 11.6 扶持环境和区域问题

可再生能源技术如果与更广泛的有助于改变能源系统的各项‘扶持’政策共同实施，则能够在减缓气候变化方面发挥更大作用。‘扶持’环境包括不同的机构和行为人（如金融界、企业界、民间社会、政府）、基础设施（如网络和市场）及政治结果（如国际协议/合作、气候变化战略）（见表TS.11.1）。[11.6]

通过以下方式能够建立对可再生能源有利的或‘扶持’环境：鼓励能源系统的创新；解决某项既定政策与其它可再生能源政策及其它不可再生能源政策之间的可能出现的相互影响；提升可再生能源开发者的融资和成功为项目选址的能力、消除可再生能源设施及电力输出的入网和市场准入障碍；扶持技术转让和能力建设，以及在体制层面在各界扩大教育面并提高意识。反过来，‘扶持’环境的存在能够提高可再生能源推广政策的效率和成效。[11.6.1–11.6.8]

在创新文献中普遍接受的一个结论是，既定的社会-技术系统往往会限制创新的多样性，因为主流技术建立了相应的体制环境。这可能会产生高度路径依赖性，并排斥（或拒绝）竞争性和可能性能更好的可替代技术。为此，社会-技术系统的转变尚需时日，并涉及系统性转变而非线性转变。在世界许多地区已构建起一种适合当前能源供应结构的能源系统，可再生能源技术正在被纳入到该系统中。因此，基础设施有利于当前占主导的燃料，同时还需要考虑当前所有

表TS.11.1 促进可再生能源管理体制成功的各种因素和行为人 [表11.4]

扶持环境的各个方面 >> 为可再生能源政策成功做出贡献的因素和行为人	第11.6.2节 融入政策 (国家/国内政策)	第11.6.3节 降低金融和投资风险	第11.6.4节 在地方层面的规划和审批	第11.6.5节 为可再生能源技术提供基础设施网络和市场	第11.6.6节 技术转让和能力建设	第11.6.7节 向政府以外的行为人学习
机构	在设计层面将可再生能源与其它政策融合能够减少政府政策之间的潜在冲突	融资机构和部门的发展能够有助于各国合作, 提供软贷款或国际碳融资 (CDM) 长期承诺能够降低风险意识	地方规划和审批过程能够使可再生能源政策与不可再生能源政策相结合	政策制定者和监管者能够为网络和市场制定激励措施和规则, 如安全标准和准入规则	通过认证能够确保可再生能源技术的可靠性 机构间协议能够促进技术转让	公开向其他行为人学习能够补充政策设计, 并通过在现有社会条件下工作提高这些政策的成效
民间社会 (如个人、家庭、非政府组织、工会……)	直辖市或城市在地方层面在融入国家政策过程中能够发挥决定性作用	社区投资能够分担并降低投资风险 在投资和项目开发中的公共—私营伙伴关系能够有助于降低与政策手段相关的风险 相关的国际机构能够使资金得到公平分配	民间社会参与地方规划和审批过程可能会允许选择与社会最相关的可再生能源项目	通过合作生产能源和新的分散模式, 民间社会能够成为供应网络的一部分	通过汇聚多国公司/非政府组织/中小型企业新的商业模式, 地方行为人和非政府组织能够参与技术转让	民间社会参与开放的政策过程能够产生新的知识并引起体制变化 直辖市或城市可制定解决方案, 以使在地方层面发展可再生能源技术成为可能 当政策信号与背景限制一致时, 人们(个人或集体)具有推动能源相关行为的潜力
金融及商业团体		在投资和项目开发中的公共—私营伙伴关系能够为降低与政策手段相关的风险做出贡献	可再生能源项目开发能够提供以下方面的知识和专业网络: (1)使项目开发与规划和审批要求相一致; (2)使规划和审批过程适应地方的需求和条件 企业能够为制定连贯的综合政策积极游说	清晰的网络和市场规则能够提高投资者的信心	融资机构和部门能够与各国政府合作, 提供软贷款或国际碳融资 (CDM)	多国公司能够作为合作伙伴参与地方非政府组织或中小型企业的新技术开发(新商业模式) 企业和国际机构的发展能够降低投资风险
基础设施	政策与网络和市场规则的融合能够使适合低碳经济的基础设施得到发展	清晰的网络和市场规则能够降低投资风险, 并提高投资者的信心		明确和透明的网络和市场规则更有可能导致基础设施补充低碳未来		发展长期基础设施和网络的城市和社区框架能够保持地方行为人参与政策的制定

下一页 →

扶持环境的各个方面 >> 为可再生能源政策成功做出贡献的因素和行为人	第11.6.2节 融入政策 (国家/国内政策)	第11.6.3节 降低金融和投资风险	第11.6.4节 在地方层面的规划和审批	第11.6.5节 为可再生能源技术提供基础设施网络和市场	第11.6.6节 技术转让和能力建设	第11.6.7节 向政府以外的行为人学习
政治 (国际协议/合作、气候变化战略、技术转让……)	跨国指导方针(如欧盟关于‘精简’、海洋规划、影响研究)的指导方针可促进可再生能源政策与其它政策的融合	对可再生能源政策的长期政治承诺可降低投资者在可再生能源项目中的风险	跨国指导方针可为规划和审批过程的不断发展做出贡献	开展合作有助于维持基础设施的发展,并允许更容易地获取低碳技术	CDM、知识产权(IPR)和专利协议能够促进技术转让	来自非政府机构的适当投入可刺激更多的具有社会联系的协议UNFCCC进程机制,如技术转让专家组(EGTT)、全球环境基金(GEF)以及清洁发展机制(CDM)和联合履约(JM)可提供指导方针,以促进非国家行为人参与可再生能源政策的制定

的说和利益。由于技术变革错综复杂,因此,重要的是各级政府(从地方到国际)通过政策鼓励可再生能源的发展,非政府行为人也要参与政策的制定和实施。[11.6.1]

政府的互补性政策更有可能取得成功,而各项可再生能源政策的设计也将会影响到与其它政策协调的成效。尝试积极促进多行业间的政策互补性(从能源到农业再到水资源政策等),同时还要考虑各政策的独立目标,这并非易事,它可能会带来双赢局面和/或可能是折衷的赢-输局面。这意味着需要强有力的中央协调,以消除各行业政策间的矛盾和冲突,同时在多个管理层面采取协调行动。[11.6.2]

更广泛的扶持环境包括金融部门,它能够根据某一可再生能源技术或项目的具体风险/回报概况提供融资渠道。资助和融资成本取决于投资时的广泛金融市场条件,也取决于某一项目的具体风险、技术和相关行为人。除了针对性的可再生能源政策之外,更广泛的条件可包括政治和货币风险以及能源相关问题,如能源行业其它部门的投资竞争,以及能源行业监管或改革情况。[11.6.3]

迄今为止,可再生能源技术的成功推广利用倚赖国家和地方各级有利规划程序的相互结合。通用的程序修正(如‘精简’审批应用程序)不可能在项目推广层面上解决各利益相关方之间的冲突,因为它们会忽略具体的地点和规模条件。促进可再生能源实施的规划框架可能包括以下内容:调整利益相关方的期望和利

益;了解可再生能源推广利用背景的重要性;采用利益共享机制;建立协作网络;以及落实阐明谈判冲突的机制。[11.6.4]

在一个可再生能源项目获得规划审批后,建立该项目的投资只有在下述情况下才会到来:与某个网络的经济联关系一经同意;当项目有一个在该网络中‘包销’其产品的合同时;以及当其能源销售(通常是通过一个市场)得到保证时。满足这些要求的能力、容易程度和成本对于一个可再生能源项目的可行性至关重要。此外,把可再生能源融入能源系统的方法将对可再生能源融入的总系统成本和不同情景路径的成本产生影响。为了确保及时扩大和加强可再生能源项目的基础设施及其联网,经济监管机构也许需要允许‘预期的’或‘前瞻性’网络投资和/或允许项目在基础设施充分加强之前实现联网。[11.6.5, 8.2.1.3]

对于许多国家,一个主要挑战涉及获得可再生能源技术。大多数低碳技术(包括可再生能源技术)是在少数几个国家开发,并集中在这些国家。已有人争辩,如果许多发展中国家未获得较先进国家开发的清洁技术,就不可能‘跨越’污染密集型的工业发展阶段。但是,诸如可再生能源这类技术通常不会跨国界流动,除非接受国的环境政策提供了采用这些技术的激励措施。此外,技术转让不应取代,而应补充国内在能力建设方面的努力。为了使那些尚未准备获得可再生能源的社区具备适应、安装、维护、修理和改进可再生能源技术的能力,在技术转让方面的

投资必须辅之以社区为基础的延伸服务，即提供有关安装、技术改造、修理和维修的专业知识、咨询和培训。[11.6.6]

除了技术转让外，机构学习在推进可再生能源的推广利用方面起着重要作用。机构学习有利于机构转变，这为机构改进可再生能源政策的选择和设计提供了空间。这种学习还鼓励机构在更深层面上具备更强的能力，这往往是在地方层面，在这一层面作出了许多关于可再生能源项目选址和投资的决定。如果政策制定者能够在政策制定过程中以协作方式吸收非政府行为人包括私营行为人(公司等)和民间社会，那么体制学习就可能出现。信息和教育通常被强调为影响能源相关行为的关键政策手段。但是，以教育和信息为基础的政策的效果受到背景因素的限制，需要警惕不要过分依赖以信息和教育为基础的政策。能源相关行为的变化是个人规范或态度与价格、政策信号和可再生能源技术本身以及个人自身社会背景进行互动的过程的结果。这些背景因素指出了与单独行动相比集体行动作为一种更有效但更复杂的变化媒介的重要性。如果政策制定者希望让个体参与可再生能源的转变过程，那么这将支持超越‘态度-行为-转变’狭隘政策的经协调的系统性政策。[11.6.7, 11.6.8]

## 11.7 结构性转变

如果决策者打算增加可再生能源份额，同时满足雄心勃勃的减缓气候变化的各项目标，那么从经验中

学习的长期承诺和灵活性将是至关重要的。为了实现温室气体浓度稳定水平，并具有更高的可再生能源份额，当今的能源系统将需要在未来几十年中完成结构性转变。这种向低碳能源的转变不同于以前的能源转变(如从木材转变为煤炭，或从煤炭转变为石油)，因为可用的时间跨度仅限于几十年，还因为必须开发可再生能源，并将其融入在现有能源结构背景下建立系统，这一能源结构非常不同于未来更高的可再生能源渗透率可能需要的能源结构。[11.7]

朝着主要基于可再生能源的世界能源系统方向实现结构性转变或许一开始在可再生能源组合中就有提高能效的突出作用。但是，这需要合理的按税收或排放贸易计划方式制定碳价的政策，从而避免碳泄漏和回弹效应。需要超出研发的更多政策，以支持技术的推广利用；创造一个扶持环境，包括教育水平和意识的提高；与更广泛的行业(包括农业、交通运输、水资源管理和城市规划)系统地制定综合性政策[11.6, 11.7]。吸引最多可再生能源投资的政策框架是那些旨在降低风险和促成可观回报并在与投资有关的时限内具有稳定性的框架[11.5]。在能源基础设施尚未开发而能源需求预计在未来大幅增加的地方，一系列适当和可靠的手段组合更为重要。[11.7]



附件



# 附件 1

## 术语、缩略语、化学符号和前缀表

编辑:

Aviel Verbruggen (比利时), William Moomaw (美国), John Nyboer (加拿大)

引用本附件时应注明:

Verbruggen, A, W. Moomaw, J. Nyboer, 2011: 附件1: 术语、缩略语、化学符号和前缀表。  
出处: IPCC 《关于可再生能源与减缓气候变化特别报告》 [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. v. Stechow (编辑)], 剑桥大学出版社, 英国, 剑桥和美国, 纽约。

## 术语、缩略语、化学符号和前缀表

本术语表中的词条(用**粗体**字标出)按主题排列；一个主词条可包括若干**子词条**，子词条用斜粗体字标出，例如，在**能源**词条下定义的**最终能源**。在术语表之后有一个缩略语表、一个化学品名称和符号表以及一个前缀表(国际标准单位)。某些定义改编自C.J. Cleveland和C. Morris, 2006年：《能源词典》，埃尔塞维尔科学出版社，阿姆斯特丹。区域和国家集团的定义，见本报告的附件2中第A.2.6节。

### 术语表

**适应**：为减少(或提高)自然系统和人类系统对实际的或预期的气候变化影响的脆弱性(或应变能力)而提出的倡议和采取的措施。存在各种适应，如提前适应和被动适应、私人适应和公共适应、自发适应和有计划的适应。具体例子包括加高河堤或海堤，从易受海平面上升引发的洪涝影响的沿海地区撤离，或引进耐受适当高温或耐旱的作物替代传统作物。

**气溶胶**：空气中固体或液体颗粒物的聚集体，通常大小在0.01μm和10μm之间，能在大气中驻留至少几个小时。气溶胶可能是自然或是人为产生的。另见黑碳。

**造林**：通过种植、播种和/或天然树种的人工扩大，将历史上没有森林的土地直接转变成人工林地<sup>1</sup>。另见毁林、再造林和土地利用。

**附件一国家**：《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC)附件一(因马耳他在此之后加入而作了修订)所包括的国家，其中包括发达国家和一些经济转型国家。根据《公约》第4.2(a)和4.2(b)条，鼓励附件一国家到2000年之前单独或共同将温室气体排放控制在1990年的水平。这些国家与《京都议定书》的附件B国家大致相同。由于未列入其中，其它国家被称为非附件一国家。另见《联合国气候变化框架公约》、《京都议定书》。

**附件B国家**：这是在《京都议定书》下具有明确温室气体

减排承诺的附件一国家的一个分支。这些国家与UNFCCC的附件一国家大致相同。由于未列入其中，其它国家被称为**非附件一国家**。另见《联合国气候变化框架公约》、《京都议定书》。

**人为的**：人类活动对自然界的**影响**。

**化石燃料**燃烧、毁林、土地利用变化、畜牧、使用化肥、工业、商业等活动导致排放净增加所产生的温室气体、温室气体前体物和气溶胶的**人为排放**。

**投产率(某一生产厂)**：某一工厂随时投入生产的时间百分比，按总投产时间(总投产时间 = 生产时间+因维护和故障造成的停产时间)中的生产时间计算。

**平衡供电/备用电力**：由于电力负荷的瞬间和短期波动，以及由于电厂供电的不确定性，始终需要运行和快速启动发电机，使电力供需达到频率和电压在额定质量水平上实现平衡。

**障碍**：可再生能源(RE)开发和推广利用方面遇到的任何障碍，通过某一政策、计划或措施能够克服或缓解这类障碍。可再生能源推广利用所遇到的障碍是无意或有人为制造的(如出发点不妥的建筑标准或并网标准排斥独立运行的可再生能源发电机)。与障碍截然不同的是这样一些问题，如一些固有的自然特性妨碍某些可再生能源能源在某个地点或某个时间上应用(如平坦的地形不利于水电，夜间影响直接太阳能采集)。

**消除障碍**包括通过诸如提高体制能力、降低风险和减

<sup>1</sup> 关于森林词条及相关词条如造林、再造林和毁林的论述，见IPCC 2000：IPCC特别报告《土地利用、土地利用变化与林业》[R.T. Watson, I.A. Noble, B. Bolin, N.H. Ravindranath, D.J. Verardo, D.J. Dokken (编辑)]，剑桥大学出版社，英国剑桥和美国纽约。



少不确定性，推动市场交易并加大法规政策的执行力度等方式，直接纠正市场失灵，或减少公共部门或私营行业的交易成本。

**基线：**用于衡量各量值的基准情景，能够按该情景衡量一个可替代的结果，例如不干预情景可作为干预情景分析的基准。基线可以是最近发展趋势的外推，或也可假设技术或成本固定不变。见一切照常、模型、情景。

**基准点：**一个可衡量的变量，作为评估某一技术、系统或组织的一个基线或基准。各基准点可以是内部的经验、外部的相应情况，或是法律要求，这些基准点通常用于衡量业绩随时间的变化。

**生物多样性：**所有来源的尤其是陆地、海洋和其它水生生态系统和作为其一部分的生态复合体中各有机物之间的变化；这种变化包括物种内的多样性、物种之间的多样性和生态系统的多样性。

**生物能：**从生物质中获取的能量。

**生物燃料：**由生物质生产的任何液化、气化或固体燃料，如：大豆油、糖发酵产生的酒精、造纸工艺中的黑液、薪材等。传统生物燃料包括木材、牲畜粪便、草和农业秸秆。

**第一代生物燃料**是利用成熟的转换技术从谷物、油籽、动物脂肪和废弃植物油中提炼的燃料。

**第二代生物燃料**采用非传统生物化学和热化学转化工艺和主要是从诸如农林残余物、城市固体废弃物等原料中提炼的木质纤维素。

**第三代生物燃料**将采用仍在开发中的先进工艺从藻类和能源作物等原料中提取的燃料。通过新型工艺生产的第二代和第三代生物燃料也称为下一代或高级生物燃料，或高级生物燃料技术。

**生物质：**源于生物的物质(植物或动物物质)，不包括蕴藏在地质构造中和转换为化石燃料或泥炭的物质。国际能源

机构(2010年世界能源展望)将**传统生物质**定义为发展中国家民居方面的生物质消耗，指通常是不可持续地利用木材、木炭、农业秸秆和牲畜粪便从事炊事和取暖。所有其它生物质的利用被定义为**现代生物质**，本报告将其进一步区分为两类。

**现代生物能**包括利用生物质和城市固体废弃物(MSW)发电和热电联产(CHP)、沼气、住房室内供热和建筑内热水和生物质、城市固体废弃物、沼气的商业应用，以及液化运输燃料。

**工业生物能**用途包括通过蒸汽发电和自身发电方式供热，以及纸浆和造纸业、林业产品、食品及相关行业的热电联产。

**黑碳：**根据对光吸收、化学反应和/或热稳定性的测量从作用上定义的气溶胶种类，包括煤烟、木炭和/或吸光难降解有机物。

**一切照常(BAU)：**根据对运行条件、施行政策保持现状的假设对未来作出的预估或预测。另见基线、模型和情景。

**容量：**一般是指生产、运行、利用或容纳的能力。

可再生能源设施的**发电能力**是指其最大功率，即单位时间内提供电量的最大值。

**容量信用**是指可再生能源单位容量份额，按特定时段内保证供的电量计算，并被认为是对整个系统发电能力的‘实在’贡献。

**容量因子**是指一个发电机组在某一时段内(通常为一年)的实际输出量与理论输出量之比，理论输出量是指如果该机组在相同时段内以**额定容量**不间断运行而产生的电力输出。**额定容量**是指设施在正常情况下在持续时间内的预期电力输出水平。

**能力建设：**在气候变化政策背景下，国家技术能力和体制能力(行为之道)的开发，使其能够参与气候变化的适应、减缓和研究的各个方面。另见减缓能力。

**碳循环**：描述碳(以各种形式，如二氧化碳、甲烷等)流经大气、海洋、陆地生物圈和岩石圈的过程。

**二氧化碳(CO<sub>2</sub>)**：CO<sub>2</sub>是一种自然产生的气体，也是化石燃料或生物质燃烧、土地利用变化以及工业生产过程的副产品；它是影响地球辐射平衡的主要人为温室气体；它是衡量其它温室气体的基准气体，因此其全球变暖潜势值为1。

**二氧化碳的捕获和封存(CCS)**：将工业来源和与能源有关来源的CO<sub>2</sub>进行分离、压缩并运至封存地点，使之与大气长期隔离。

**木质纤维素**：植物细胞壁的主要化学成分，是生产纸、人造丝、透明纸等各类商品的纤维材料。它是生产第二代生物燃料的主要原料。

**清洁发展机制(CDM)**：这是《京都议定书》规定的机制，发达国家(附件B国家)通过该机制可为发展中国家(非附件B国家)的温室气体减排或清除项目提供资金，并为此而获得信用额，发达国家可将这些信用额用于实现对其自身排放的规定限制。

**气候变化**：气候变化是指持续几十年或更长延伸期内的气候状态的变化，这种变化能够根据气候特性的平均值和/或变率的变化进行识别(如利用统计检验)。气候变化可能是由于大自然的内部过程或外部强迫作用产生的，或是由于持续人为活动改变了大气成分或土地利用。注意UNFCCC第一条把‘气候变化’定义为“在可比时期内所观测到的自然气候变率之外的直接或间接归因于人类活动改变全球大气成分所导致的气候变化”。因此，UNFCCC对可归因于人类活动改变大气成分的‘气候变化’与可归因于自然原因的‘气候变率’作了明确区分。

**CO<sub>2</sub>当量排放(CO<sub>2</sub>eq)**：与某一温室气体或混合温室气体排放量会引起相同辐射强迫的CO<sub>2</sub>排放量，所有气体均乘以各自的全球变暖潜势，全球变暖潜势考虑了这些温室气体在大气中的不同滞留时间。另见全球变暖潜势。

**共生效益**：定向目标政策的附带效益，这些效益是非定向的有价值目标所产生的，例如，可再生能源的广泛利用在

减少CO<sub>2</sub>排放的同时还减少了空气污染。文献中对共生效益有不同定义，它既可以是有意追求的(机会特征)，也可以是无意获得的(意外利润特征)。共生影响这个术语的含义更广，既涵盖效益，也涵盖成本。另见驱动力和机会。

**热电联产**：在热电联产电厂利用余热。蒸汽涡轮机的热量或汽轮机排出的高温气体可用于工业用途、水加热或建筑供热，或小区供热。也简称为CHP。

**联合循环燃气轮机(CCGT)**：为发电结合两个过程的电厂。第一个过程，将燃气或轻质燃油输入燃气轮机并排出高温气体(>600°C)。第二个过程，从这些气体中回收热量经助燃后产生蒸汽，驱动蒸汽轮机。涡轮机带动另外的交流发电机。当气化厂与联合循环汽轮机电厂交换的能源流是来自煤或生物质气化反应炉的合成气体时，该涡轮机则变成一个综合CCGT。

**合规**：合规是指国家是否遵守某个协议的条款，以及遵守的程度，或个体或公司是否遵守各项规定和遵守程度。合规与否取决于对政策指令的执行，并取决于各项政策是否有后续措施。

**转换**：能源本身有多种形式，从一种类型转变为另一种类型的过程称为能源转换。例如，可利用风的流动推动风机转动轴转动做工，再转换为电力；太阳光通过太阳能光伏板转换为电能。此外，具有一定特性(如直流/交流、电压)的电流转换为其它特性的电流。**转换器**就是用于完成这一转换的设备。**成本**：某一行动导致的资源消耗，诸如劳动时间、资本、材料、燃料等。在经济学上，所有资源的价值在于其**机会成本**，即以最具价值的可替代方式利用该资源所产生的价值。成本是根据影响其价值的各种假设以各种方式定义的。成本的反面是效益，两者通常是放在一起考虑的，例如净成本是总成本与总效益之差。

**私人成本**是由落实行动的个体、公司或其它实体承担。

**社会成本**还包括环境和整个社会的外部成本，例如由于气候变化影响生态系统、经济和人的**损害成本**。

**总成本**包括某一具体活动产生的所有成本；**平均(单位、具体)成本**是总计成本除以单位数；**边际或增量成本**是最后的附加**单位成本**。

某一可再生能源项目的**项目成本**包括**投资成本**(使该可再生能源设备随时开始投产的成本，并按项目启动之年贴现)；**运行和维护(O&M)成本**(可再生能源设施运行期间产生的成本)；以及**退役成本**(一旦设备停产以恢复生产场地原貌所产生的各项成本)。

**生命周期成本**包括从某一项目启动之年开始贴现的上述所有成本。

**平准化能源成本**(见附件2)是某一项目在整个周期内使各项收入(效益)现值等于各项成本现值的项目产出(美分/千瓦时或美元/GJ)的独有成本价格。另见贴现和现值。

还有许多种类成本的标注名称通常不清晰，容易混淆，例如安装成本可指硬件设备的安装，也可指设备到位的活动。

**成本效益分析**：以货币形式衡量某一行动的所有正面和负面影响。按成本和效益差和/或成本效益比进行比较，作为一项指标，从社会观点看待某一投资或其它政策如何产生回报。

**成本效果分析**：是成本效益分析的一种变相，在分析中各项目组合的所有成本评估均与某一固定政策目标联系起来。在这种情况下该政策目标提出项目的各项效益，而所有其它影响均按成本或负面成本(效益)进行衡量量。例如，该政策目标可以是实现某一特定可再生能源的潜力。

**毁林**：将林地转换为非林地的自然或人为过程。另见造林、再造林以及土地利用。

**需求方管理**：影响商品和/或服务需求的政策和计划。在能源行业，需求方管理的目的是减少能源服务所需的用电需求和对其它形式能源的需求。

**密度**：单位体积、单位面积或单位长度的数量或质量。

**能源密度**是单位体积或质量的能量量(如一升油的热力值)。

**功率密度**一般被认为是单位面积太阳能、风能、生物质、水电或海洋能可实现的功率(瓦/平方米)。对于电池，则采用单位重量的功率(瓦/千克)。

**直接太阳能** - 见太阳能

**贴现**：通过一种数学运算使不同时间点(年)收入或支出的货币(或其它)量在时间上具有可比性(见附件2)。运算者应使用一个固定的或可能随时间变化的贴现率(>0)使未来的价值低于今天的价值。**描述性贴现方法**接收人们(储户和投资者)在其日常决策中实际应用的贴现率(**私人贴现率**)。**规范性(道德或规范)贴现方法**是从社会角度出发将贴现率固定下来，例如，基于对子孙后代利益的道德判断(**社会贴现率**)。在本报告中，按3%、7%和10%的贴现率评估了可再生能源供应潜力。

**调度(电力调度/可调度电力)**：包括许多发电机组和电网的电力系统是由系统操作员控制的。他们使发电机向系统供电，以便通过可靠、经济的方式平衡供需。当发电机组在无重大延迟情况下从零加载到额定容量时，机组处于完全可调度状态。非但依赖天然流体的可变的可再生能源是不能完全调度，而且在改变电力输出过程中升速斜率低的大型热电厂电力也不可完全调度。另见平衡、容量和电网。

**小区供热(DH)**：热水(旧系统蒸汽)从中央站输至人口稠密地区(社区、城市或工业区)的建筑和工业。绝热双管网络的功能如同某一建筑内水暖中央供热系统。中央热源可以从工业过程、垃圾焚烧电厂、地热资源，热电联产电厂或燃烧化石燃料活生物质的独立锅炉回收的余热。越来越多的小区供热系统还通过冷水或冷泥浆制冷(**小区供热和制冷-DHC**)。

**驱动力**：在政策范畴内，驱动力为发起并支持政策行动提供了动力和方向。例如，可再生能源的推广利用受到对气候变化或能源安全关切的驱动。在更广意义上，驱动力是

产生反应的一个杠杆，例如，排放是由于化石燃料消耗和/或经济增长造成的。另见机会。

**规模经济：**当某一活动扩大时(如产量更多)，该活动的单位成本下降。

**生态系统：**一个开放的生物系统，各种生物相互作用并与其非生物环境相互作用，该系统在一定程度上能够自我调节。生态系统范围小至非常小的空间，大到整个地球，也取决于不同的关注和研究重点。

**电力：**电荷在某一导体两端电压差驱动下流经该导体。某个燃气或蒸汽轮机在热力作用下发电，或通过风力、海洋动力或水位落差发电，或直接使用太阳能光伏设备利用阳光发电，或通过燃料电池化学反应发电。电流无法储存，并需要电线和电缆传输(见电网)。由于电流是瞬间流动，所以电力需求必须与实时生产匹配。

**排放：****直接排放**是指在某一具体可再生能源链中各点释放并可归因于各点的排放，无论哪个行业、哪项技术或哪个活动。例如，水电站水库淹没的有机物分解造成的甲烷排放，或溶解在地热电厂热水中的CO<sub>2</sub>排放，或从生物质燃烧产生的CO<sub>2</sub>排放。**间接排放**是由于所考虑的可再生能源链以外活动所产生的排放，但这些活动是为了实现可再生能源的推广利用。例如，为了种植生物燃料作物使用化肥增产所造成的排放，或由于种植生物燃料作物而从被替代作物生产或毁林造成的排放。**可避免的排放**由于采取减缓措施(如可再生能源推广利用)带来减排。

**排放因子：**排放因子是某一活动、产出或投入的单位排放系数。

**排放交易：**一种减少温室气体或其它排放的市场手段。环境目标或允许排放总量用排放最高限额表示。该限额分为可交易的排放许可，通过拍卖或免费给予(历史追溯法)的方式将排放许可分配给交易方案管辖区内的实体。这些实体需要上缴相当于其排放量(如CO<sub>2</sub>吨数)的排放许可。某一实体可销售自己剩余的排放许可。交易方案可出现在公司内部、国内或国际层面，并可适用于CO<sub>2</sub>、其它温室气体或其它物质。排放交易也是《京都议定书》规定的机制

之一。

**能源：**所做的功或所提供的热力。能源分为多种类型，当能源从一地流向另一地时，或当从一种类型转换成另一种时，它可提供给人类。太阳提供了大量辐射能量流。这种能量的一部分可直接利用，而一部分将经过几次转换，产生水分的蒸发和风等。有部分储存在可收获的生物质或河流中。有些可直接利用，如日照、通风或环境热量。

**一次能源**(也称为能源)是蕴藏在自然资源(如煤炭、原油、天然气、铀和可再生能源)中的能源。它还有其它几种定义。国际能源机构采用物理能源含量方法把一次能源定义为没有经过任何人为转换的能源。本报告所采用的方法是直接当量法(见附件2)，其中将不可燃来源提供的二次能源的一个单位作为一次能源的一个单位计算，但将燃烧能源作为在处理或燃烧之前燃料中所含能源潜力对待。一次能源通过净化(天然气)、提炼(原油成为品油)，或转换为电力或热力而变成**二次能源**。二次能源在终端利用设施提供时，它被称为**最终能源**(如墙上插座电)，此时它成为在供电服务(如照明)中的**可用能源**。

**隐含能源**是用于生产某一材料物质(如经加工的金属或建筑材料)的能源，同时考虑了在生产设施中使用的能源(零阶)，用于生产制造设施(第一阶)使用的材料所消耗的能源，依此类推。

**可再生能源(RE)**是指来自太阳、地球物理或生物来源的任何形式的能源，它通过自然过程以等于或大于其使用速率得到补充。可再生能源从自然环境中出现的持续或重复的能源流中获取，包括各类低碳技术，如太阳能、水电、风能、潮汐、海浪和海洋热能以及生物质等可再生燃料。详见术语表中有关可再生能源的具体类型，例如生物质、太阳能、水电、海洋能、地热和风能。

**能源获取：**为人民提供了为满足其基本需求(炊事和取暖、照明、通讯和交通)和生产用途而从经济上可负担的、清洁的和可靠的能源服务中受益的能力。

**能源载体：**用于机械做功或提供热力输送传输的物质。能源载体实例包括：固化、液化或气化燃料(如生物质、煤、石油、天然气、氢)、加压/加热/冷却流体(空气、水、蒸汽)和电流。

**能源效率：**从一个系统、转换过程、传输或存储活动获得有用能源或其它有用的物理产出与能源投入的比例(计量单位：千瓦时/千瓦时，吨/千瓦时或任何其它有用输出的物理衡量指标，如每吨-公里运输等)。能效是能源强度的一部分。

**能源强度：**能源投入(单位：焦耳)与吸收该能源投入的经济产出(单位：美元)的比率。能源强度是能源生产力的倒数。在国家层面，能源强度是国内总一次(或最终)能源使用与国内生产总值(GDP)的比例。一个经济体的能源强度是各具体活动能源强度的加权之和，以及这些活动在GDP中所占的权重份额。能源强度是从现有统计数据(国际能源机构、国际货币基金组织)获得的，而且世界上大多数国家每年公布其数据。能源强度也可称为能源投入产出(或物理性能)比(如钢产量吨数、每吨-公里运输量等)，在这种情况下，它是能源效率的倒数。

**能源生产力：**能源强度的倒数。

**节能：**通过改变那些需要能源投入的活动降低能源强度。可通过技术、组织、体制和机构行动以及通过转变行为实现节能。

**能源安全：**某个国家或整个国际社会的目标是维持充足的能源供应。各种措施包括保护能源资源的获取；扶持技术开发和推广利用；建设足够的基础设施，以实现能源供应的产生、存储和输送；确保可执行的交付合同；以及在一个特定的社会或各社会集团能够以在经济上可负担的价格获取能源。

**能源服务：**能源服务是通过使用能源完成的任务。一项特定的能源服务(如照明)可通过几种不同方式提供，从日光到油灯、白炽灯、荧光灯或发光二极管装置。提供一项服务所消耗能源可有10倍或以上的差异，而相应的温室气体排放量可从零到一个非常高的值，这取决于能源的来源和

终端利用装置的类型。

**能源转变：**能源可转变为机械做功、光或热力。热力转变从较高温度物体到较低温度物体过程中自发产生，并可分为传导(当接触该物体时)、对流(当某一流体，如空气或水，吸收较暖物体的热量流向较冷物体并吸收热量时)以及辐射(当热量以电磁波形式在空间传播时)。

**外部效应/外部成本/外部效益：**外部效应产生于人类活动，当负责该活动的代理人未充分考虑活动对他人生产和消费可能性的影响，并对出现这类影响不予补偿。当影响是负面时，它们是外部成本。当影响是正面时，它们被称为外部效益。

**上网电价：**某一公共事业或供电方必须向非公共事业发电机输入电网的配电或可再生电力支付单位电价。某个公共部门监管电价。也许还有扶持可再生能源供热的电价。

**融资：**为了实现某一项目或继续开展某一活动，由个人、商界、银行、风险基金，公共事件等募集或提供资金或资本金。募集和提供资金的方式有不同，这取决于融资机构。例如，商界可从公司内部利润、债务或股权(股票)募集资金。

可再生能源的**项目融资**可由金融机构提供给特定的单一用途的各公司，其可再生能源的销售通常是以签订购电协议方式提供担保。

**无追索权融资**即所谓的资产负债表外融资，因为融资机构依靠项目现金流的确定性来偿还贷款，而不是项目开发商的信誉度。

**公共股权融资**是为上市公司提供的资本金。

**私募股权融资**是直接提供给私人公司的资本金。

**公司融资**由银行通过债务来使用“资产负债表”资产作为抵押，因此，它受限于公司的负债率，而这些公司必须理顺每一笔新增贷款与其它资本需求的关系。

**财政激励措施：**通过收所得税或其它税收减少行为人(个

体、家庭、公司)对公共财政的贡献。

**燃料电池:** 燃料电池通过受控制的氢或其它燃料与氧的电化学反应的方式直接、持续产生电力。用氢作为燃料, 燃料电池仅排放水和热量(无CO<sub>2</sub>), 而且热能可得到利用(见热电联产)。

**一般均衡模型:** 一般均衡模型同时考虑导致市场出清的某一经济体中所有市场以及各市场之间的反馈效应。

**发电控制:** 某一可再生能源电厂发电可受到各种控制。

**主动控制**是在一个系统运作过程中进行有意干预(如风力涡轮发电机组**变桨控制**: 为改变风力发电机组的输出而改变叶片方向)。

**被动控制**是自然风力调节系统运行(如风力涡轮机**失速控制**: 叶片形状设计成叶片按理想风速旋转, 以便自动控制风力发电机的电力输出)。

**地热能:** 可获取的储存在地球内部(岩石和被困蒸汽或液态水(水热资源))的热能, 它可在火电厂用于发电, 或为任何需要热能的流程供热。地热能的主要来源是地球构造的剩余能量和不断从放射性核素衰变中产生的能量。

**地温梯度:** 指地层温度随深度递增率, 表示从地球热核流向较冷外部的热量。

**全球变暖潜势(GWP):** 基于充分混合的温室气体辐射特性的一个指数, 用于衡量相对于二氧化碳的在所选定时间内进行积分的当前大气中某个给定的充分混合的温室气体单位质量辐射强迫。全球变暖潜势表示这些气体在不同时间内在大气中保持综合影响及其吸收外逸热红外辐射的相对效果。《京都议定书》正是基于100年以上的时间范围内各脉动排放的全球变暖潜势。另见气候变化和CO<sub>2</sub>当量排放。

**治理:** 治理是一个全面和包容性概念, 这一概念涉及全方位决定, 管理和执行政策和措施的手段。鉴于政府的定义是严格按民族-国家作出的, 因此这一更具包容性的治理概

念承认各级政府(全球、国际、区域、地方)的贡献和私营部门、非政府行为人和民间社会对解决国际社会所面临的许多类型问题的促进作用。

**温室气体(GHG):** 温室气体是指大气中由自然或人为产生的气体成分, 这类气体吸收并发射由地球表面、大气和云所射出的热红外辐射光谱内特定波长的辐射。这一特性导致温室效应。水汽(H<sub>2</sub>O)、二氧化碳(CO<sub>2</sub>)、氧化亚氮(N<sub>2</sub>O)、甲烷(CH<sub>4</sub>)和臭氧(O<sub>3</sub>)是地球大气中的主要温室气体。此外, 大气中还有一些完全是人类活动产生的温室气体, 如《蒙特利尔协议》所涉及的卤烃和其它含氯和含溴物质。除CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>O和CH<sub>4</sub>外, 《京都议定书》涉及的温室气体包括六氟化硫(SF<sub>6</sub>)、氢氟碳化物(HFC)和全氟化碳(PFC)。

**电网:** 由电线、开关和变压器组成的供电网络, 通过电网将电力从发电地点输送至电力用户。一个大型电网分为几层, 从低电压(110-240V)配电, 经过中间电压(1-50 KV), 到高压(50 KV以上至MV)输电子系统。互联电网覆盖若干大的地区甚至跨洲。电网是一个电力交换平台, 增强了电力供应的可靠性和规模经济。

为电力生产方**联网**对于经济运行至关重要。

**电网规范**是设备和运行的技术条件, 电力生产方必须遵守这些条件以获得供电入网; 消费者联网也必须尊重这些技术规则。

**电网接入**是指接受电力生产方向电网供电。

**电网整合**将来自多元化电力组合和某些可变电力来源的电力生产融入一个平衡的电力系统。另见输电和配电。

**国内生产总值(GDP):** 按买方价格计算的一个国家或地理区域在某个给定的时期内(通常为一年)其全部常住居民或非常住居民生产者累加的总生产值之和, 加上全部税收并减去不包括在产品价值内的任何补贴。计算该值时不扣除生产资产的折旧和自然资源的损耗和退化。

**热交换器：**从某一介质到另一个介质有效率的热交换装置，而没有混合冷热水流，如散热器、锅炉、蒸汽发生器，冷凝器。

**热泵：**热量从一个较冷地方向一个较热地方传送，与热流的自然方向相反(见能源转变)。在技术上类似一台冰箱，使用热泵从周围环境如地面(地热或地下源)、水或空气中提取热量。热泵能够逆向运行，以在夏天提供制冷。

**人类发展指数(HDI)：**人类发展指数可用于评估各国社会和经济发展的进步，作为有三项指标的综合指数：1)按出生时的预期寿命衡量的健康水平；2)按成人受教育率和小学、中学和大学入学率相结合衡量的知识水平；以及3)人均国内生产总值(按购买力平价)计算的生活水平。HDI仅作为反映人类发展某些关键问题的广泛使用的代用数据；例如，该指数并不反映如参与政治或性别不平等的问题。

**混合动力车：**任何采用两种动力的车辆，最常见的是一台内燃发动机与电动机和蓄电池相结合的车辆。

**水电：**水从高位向低位流动时产生的能源，通过涡轮机或其它设备转换成机械能，可以直接用于机械做功或更常见的是用运行一台产生电力的发电机。该术语还用于描述水流的动能，它还可通过一台内流涡轮机转换为发电机的机械能从而发电。

**非正规行业/经济：**非正规行业/经济大致特征包括经营规模小和组织化程度低的生产单位，作为生产要素在劳动力和资本之间几乎或根本没有分工，其主要目标是创收和解决有关人员的就业问题。这类非正规行业的经济活动不属于确定的行业或国家的经济活动。

**体制：**社会秩序或合作的结构和机制，它管理人类社会中某一群体的行为。建立体制的意图在于能够在一个相关的延长时期内行使职能，能够有助于超越个人利益并有助于管理人类合作行为。该术语的含义能够扩展，还涵盖法规、技术标准、认证，诸如此类。

**综合评估：**一种分析方法，它在某个一致性框架下把各项

结果与自然科学、生物学、经济学和社会科学模型以及与它们之间相互作用结合起来，以评价环境变化的状态和后果以及应对政策。另见模型。

**《京都议定书》：**《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC)的《京都议定书》于1997年在日本京都召开的UNFCCC缔约方大会第三次会议上通过。它包含了除已包括在UNFCCC之外的在法律上具有约束力的各项承诺。该议定书附件B中所列国家同意减少人为温室气体(二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳和六氟化硫)排放，在2008至2012年的承诺期内排放量至少比1990年水平低5%。《京都议定书》于2005年2月6日生效。另见UNFCCC。

**土地利用(变化；直接的和间接的)：**针对特定土地覆盖类型所作的所有安排、活动和投入。对土地的管理是出于社会和经济目的(如放牧、木材开采和保护)。

**土地利用变化**发生在土地从一种用途变为另一种用途时，例如森林变为农业用地或市区时。由于不同类型土地有不同的碳储存潜力(如对森林高于农业或市区)，所以土地利用变化可能导致净排放或碳吸收。

**间接土地利用变化**是指受市场调节或政策驱动的土地利用变化，不能直接归因于个体或团体的土地利用管理决策。例如，如果农业用地转变为燃料生产以取代之前的农业生产，在其它地方可能出现毁林。另见造林、毁林和再造林。

**填埋场：**固体废弃物的填埋地点，废弃物通常埋在地下，堆放在地上或高于地表层。仅限于采用覆盖材料的、可控的废弃物放置以及可对液体和气体进行管理的工程化填埋场地。不包括不可控的废弃物处置。因有机物腐烂，填埋场通常释放甲烷、二氧化碳和其它气体。

**跨越：**发展中国家绕开中间技术，直接跨越到先进的清洁技术。跨越能使发展中国家进入低排放发展轨道。

**学习曲线/速率：**可再生能源供应成本价格随(全部或每年)供应量增加而下降。由于产量增加和/或研发增加，学习随

时间改进技术和工艺流程。**学习速率**是累计供应每增加一倍时成本价格下降比例(也称为**进展率**)。

**平准化能源成本**—见成本。

**生命周期分析(LCA)**: 生命周期分析的目的是比较任何给定的产品、技术或服务造成的所有环境损害(见附件2)。LCA通常包括原材料投入、能源需求、以及产生的废弃物和排放。这包括技术/设施/产品的运行, 以及所有上游过程(即发生在技术/设备/产品开始运行之前的过程)和下游过程(即发生在技术/设施/产品有用生命周期之后的过程), 如同‘从摇篮到坟墓’的方法。

**负荷(电力)**: 在相同时刻(数千至数百万)电力用户的用电需求, 因输电和供电过程中的损耗而是满足这一需求的形式恶化和加重。

**负荷平衡**降低负荷随时间出现波动的幅度。

**甩负荷**当可用电力或输电容量不足以满足总负载时则出现甩负荷。

**高峰负荷**是在某一给定的时期内(每天、每周、每年)观测到的最大负荷。

**基本负荷**是在该时期内持续满足的电力。

**贷款**: 贷款是公共或私有贷款人向借款人提供的资金, 而借款人有责任连同增加的利息偿还名义总额。

**软贷款**(也可称为软融资或优惠资金)提供灵活或宽松的还贷条件, 通常低于市场利率或无息。软贷款通常是由政府机构而不是由金融机构专门提供的。

**可换股贷款**授权贷款人在特定时间内以特定兑换率将贷款转换成普通股或优先股(普通或优先股)。

**锁定**: 由于各种因素(如投资成本、有关的基础设施建设、互补技术的使用以及相关社会和体制习惯和结构等), 占市场很大份额的某些技术继续使用。

**碳锁定**是指现用技术和做法是碳密集型的。

**低碳技术**: 一种技术在其生命周期内产生的CO<sub>2</sub>当量排放很低或不产生CO<sub>2</sub>当量排放。见排放。

**市场失灵**: 当私人决定是基于未体现商品和服务真正稀缺性的市场价格时, 这些决定没有带来有效率的资源分配, 却造成福利损失。导致市场价格偏离实际的经济稀缺的因素是环境的外部效应、公益和垄断权力。

**措施**: 在气候政策中, 措施是减少温室气体排放或影响, 使其低于未来预期的水平的技术、流程或做法。例如, 可再生能源技术、废弃物最小化流程以及公共交通做法等。另见政策。

**优点排序(风电厂)**: 按短期运行每千瓦时边际成本顺序, 从向电网提供最廉价电力的机组开始, 将综合电力系统中所有可用的发电机组进行排序。

**千年发展目标(MDG)**: 8个有时间限制的可衡量的目标, 包括消除贫困、饥饿、疾病、文盲、歧视妇女以及环境退化。这些目标是在2000年联合国千年峰会上达成的, 同时还有一项实现这些目标的行动计划。

**减缓**: 减少单位产出排放活动的技术变革和变化。虽然几项干社会、经济和技术政策可产生减排, 但就气候变化而言, 减缓则意味着实施有关减少温室气体排放并增加汇的各项政策。当可避免的温室气体排放量超过直接和间接排放总和时(见排放), 可再生能源的推广利用是一项减缓选择。

**减缓能力**是一个国家减少人为温室气体排放或加强自然汇的能力, 这方面的能力指一个国家所具备的技能、胜任能力、适合性和熟练程度, 并取决于技术、体制、财富、公平性、基础设施和信息。减缓能力扎根于一个国家的可持续发展道路。

**模型**: 模型是某一系统的属性的结构模拟和模拟系统表现或运行的机制, 例如, 气候、某一国家的经济, 或作物等。数学模型集合(许多)变量和关系(通常在一台计算机源



程序中)，以模拟系统运行以及参数和投入变化的特性。

**自下而上模型**综合各具体活动和过程的技术、工程和成本的细节。

**自上而下模型**运用宏观经济理论、经济学和优化技术综合各种经济变量，如消费总量、价格、收入和要素成本。

**混合模型**在一定程度上实现自下而上模型与自上而下模型的整合。

**非附件一国家** – 见附件一国家。

**非附件B国家** – 见附件B国家。

**海洋能**：通过海浪、潮汐落差、潮汐和洋流以及热和盐梯度(注：海底地热能源见地热能，而海洋生物质能源见生物质能源)从海洋中获取的能量。

**抵消(气候政策)**：已减少的、避免的或固化的二氧化碳当量(CO<sub>2</sub>eq)单位补偿发生在其它地方的排放量。

**机会**：一般定义：能够取得进步、进展或利润的各种条件。在政策背景下，采取行动的环境有几率的属性。例如，伴随可再生能源推广利用也许有预期的附加效益(提高能源获取和能源安全性，减少当地空气污染)，但不是原本目标。另见共生效益和驱动力。

**路径依赖**：某一过程的结果是以先前的决定、事件和结果为条件，而不是根据当前的行动。根据暂时条件作出的选择能够在这些条件改变后仍产生持久的影响。

**偿还期**：主要作为**资金偿还期**用于投资评估，偿还期是用项目回报偿还初期投资所需的时间。例如，当私人投资者和微观融资方案需要可再生能源项目的盈利率高于化石燃料项目的盈利率更高时，则存在**偿还缺口**。与必须履行的能源扩张相比，对可再生能源投资施加X倍的资金回报率则相当于对新型可再生解决方案的服务施加了X倍的技术性能障碍。**能源回收期**是某一能源项目提供与项目在线设置时同样多的能源所需的时间。**碳排放回收期**是从生命周

期分析角度(包括土地利用变化和陆地碳储量损失)，某一可再生能源项目提供与实现该项目造成的温室气体排放量同样多的温室气体净减排量(相对于化石燃料基准能源系统)所需的时间。

**光合作用**：植物、藻类和某些细菌中利用光能产生的碳水化合物。二氧化碳作为碳源。

**太阳能光伏(PV)**：通过调集固态装置中的电子，直接将光能转换成电能的技术。特制的半导体薄片称为光伏板。见太阳能。

**政策**：政府采取并/或推行的各项政策(通常与某一国家内的商界和产业界共同采取或与其它国家联合采取)，以加快减缓和适应措施。政策实例包括可再生能源供应的扶持机制、碳税或能源税、机动车燃料效率标准等。

**共同协调一致的政策或和谐政策**指各方联合采取的政策。另见措施。

**政策标准**：一般定义：作出某一判断或决定所依据的标准。在扶持可再生能源的政策和政策手段背景下，常用的四个包容性标准：

**效果(成效)**是达到预期目标的程度，例如，在一定时间内产生的可再生电力输出的实际增幅或可再生能源占能源供应总量的份额。除了各项量化目标，这可包括各种因素如实现技术多样化的程度(推广不同的可再生能源技术)或空间多样化的程度(可再生能源供应的地域分布)。

**效率**是指投入产出比，例如，所用经济资源实现的可再生能源目标，主要是在某一时间点上衡量(静态效率)，也称为成本效益。动态效率是指加上未来时间量纲，包括了为提高投入产出比激发了多少创新。

**公平性**表示一项政策的影响范围和分配结果，包括公平、公正以及尊重原住民的权利。公平性的标准着眼于项政策的成本和效益的分配以及广泛的利益相关方(如当地人口、独立电力企业)的融入和参与。

**体制可行性**是指一项政策或政策手段被视为合法、能够被接受，被采纳并实施的程度。当与现有的信息库和行政能力、法律结构和经济现实相符时，它则包括**行政可行性**。**政治可行性**需要各利益相关方、组织和机构接受并支持，并符合主流文化和传统。

**谁污染谁付费原则**：1972年，OECD认为污染者应为减轻其造成的环境污染支付费用，例如，通过安装过滤器、污水处理厂及其它附加技术。这是一种狭义的定义。广义的定义是污染者应当对其因残留污染(最终也是历史遗留污染)造成的危害支付额外费用。另一个延伸定义是有防范意识污染者支付定金原则，按该原则潜在的污染者有责任对未来可能发生的污染投保或采取预防性措施。该原则的缩略语PPP还有其它含义，例如，防污染清偿、公私伙伴关系或购买力平价。

**组合分析**：针对以不同风险和收益为特征的资产或政策组合开展的分析检查。围绕收益和风险变率建立起这种客观职能，逐步形成选择最高预期回报组合的决策规则。

**潜力**：能够确定可再生能源供应的若干潜力等级，虽然每个等级也许有很大跨度。在本报告中，**资源潜力**包括某一特定可再生能源资源的所有等级。

**市场潜力**是由私营经济机构形成的并受公共机构监管，在预测的市场条件下预计发生的可再生能源产出量。私营经济机构在已知的、认知的和预期的条件下实现私营目标。市场潜力是基于预期的私营收支，按私人价格(含补贴、征税和租金)并按私人贴现率计算。私人环境部分是由公共机构政策形成的。

**经济潜力**是当涉及可再生能源产出的所有社会成本和效益均包含在内时所预估的可再生能源产出量，此时信息完全透明，同时假设经济交流建立起以时间和空间效率为特征的总体均衡。所有能源利用以及其它经济活动带来的负面外部效应和共生效益均已定价。社会贴现率平衡未来连续几代人的利益。

**可持续发展潜力**是在具备完善的经济市场、最佳社会(体制和治理)体系以及实现环境商品和服务可持续流动

的理想环境下获得的可再生能源产出量。这有别于经济潜力，因为它明确涉及代际和代内公平性(分配)以及治理问题。

**技术潜力**是可通过全面实施经示范的技术或规范可获得的可再生能源产出。没有明确提及成本、障碍或政策。在本报告评估的文献所报告的技术潜力可能考虑了各种实际限制因素，并且当有明确说明时，一般在基本报告中指出了这些限制。

**理论潜力**是从自然和气候(物理)参数(如某一大陆地表的太阳总辐照度)推导得出。理论潜力能够以合理的准确度加以量化，但信息的实际相关性有限。这一潜力根据物理原理和目前的科学知识，表示某种能源资源所产生某一能量的上限。该潜力未考虑在资源使用所必需的转换过程中的能耗，也未考虑任何障碍。

**功率**：功率是单位时间转移或转换的能量比率，或所做的功的比率，以瓦特(焦耳/秒)为单位表示。

**现值**：不同时期(几年)拥有的货币量，其价值不同。为了使不同时期的货币量具有可比性和累加性，将某个日期设定为‘现在’。未来不同日期拥有的货币量折算回现值，并累加算出一系列未来现金流的现值。**净现值**是收入(效益)现值和成本现值之差。另见贴现。

**项目成本** - 见成本。

**进展率** - 见学习曲线/速率。

**公共财政**：对预期将会产生资金收益项目的公共支持(贷款、参股)或对发生财务负债项目的公共支持(担保)。

**公益品**：公益品可同时被多方使用(与私人商品相反)。有些公益品是完全非竞争性使用；而另一些公益品是一些人使用而影响其他人使用，产生拥挤。获取公益品可受到限制，这取决于公益品是否是公用的、国有的或是无主物(无所有人)。大气和气候是人类历来的公益品。许多可再生能源也是公益品。

**公共-私营伙伴关系：**以公共和私营部门之间合作为典型的安排。广义而言，这种伙伴关系涵盖了公共和私营部门间衔接的所有各类合作，以提供服务或基础设施。

**配额(可再生电力/能源)：**建立的配额要求指定的各方(发电方或供电方)要实现最低(通常逐渐增加)可再生能源目标，通常以总供应量的百分率或可再生能源产能来表示，而成本由消费者负担。不同国家使用的配额名称不同，例如可再生能源组合标准、可再生能源义务。另见可交易证书。

**无功功率：**并未真正做功瞬时功率的一部分。其功能是建立并维持可使有功功率做有用功的必要电场和磁场。

**回弹效应：**在实施了有效率的技术和规范之后，预期的部分节能并未实现，因为能源支出伴随的节能也许被用于获取更多的能源服务。例如，提高汽车引擎效率可降低每公里的行驶成本，因而鼓励消费者驾车更多或更远，抑或将节余的资金用于其它能耗活动。成功的能效政策可降低整个经济领域的能源需求，因而降低能源价格，但节约的资金也有可能刺激回弹效应。回弹效应是指能耗与实行能效措施前一样仍保持不变的情况下，未实现的能源和资源节余与潜在节余之比。对气候变化而言，对回弹效应的主要关切是它对CO<sub>2</sub>排放的影响(碳回弹)。

**再造林：**在原本是林地但被变为非林地的土地上，通过植树、播种和/或人为促进天然种源，直接人为地将非林地转变为林地。另见造林、毁林和土地利用。

**法规：**由政府行政机构或监管机构颁布且具有法律效力的规则或法令。法规贯彻政策，且大都针对特殊人群、法人实体或有既定目标的活动。法规还是制定和强制执行规则或规定的法令。信息、交易、行政和政治上的实际约束限制了监管部门落实优先政策的能力。

**可靠性：**一般定义：可靠性是依照强制性标准或期望的执行程度。

**电力可靠性**是指无意外电流中断，例如，因供电能力不足或由于部分电网故障。可靠性不同于安全，也不同于因脉冲或谐波造成的电能质量波动。

**可再生能源 - 见能源**

**情景：**以社会和经济发展的、能源使用等方面的重要关系和驱动力(如技术变化比率、价格等)的一系列前后连贯、内在一致的假设为基础，对未来如何发展的合理描述。注意：情景既非预测也非预报，而是有助于提出其它发展和行动影响的观点。见基线、一切照常、模型。

**地震活动性：**地震在时间、震级和空间的分布和频率，例如在每100平方公里或某一地区每年发生5-6级地震的次数。

**汇：**从大气中清除温室气体或气溶胶或温室气体或气溶胶前体物的任何过程、活动或机制。

**太阳能集热器：**将太阳能转换为流体热能(热量)的一种装置。

**太阳能：**收集到的太阳能量(热和光)，通过自然或人造光合作用或通过光伏板将其转为化学能，以及直接转换为电力。

**太阳能聚光发电(CSP)**系统或使用透镜或镜面收集大量的太阳能，并将其聚焦到狭小的空间区域。产生的高温能够启动热蒸汽轮机或用于高温工业过程。

**直接太阳能**是指在太阳能到达地球表面时，并且在未被水或土壤吸收之前加以利用。

**太阳热能**是将直接太阳能用于各种热力终端用途，不包括CSP。

**主动太阳能**需要受热板、泵和风扇等设备来收集和配送能源。

**被动太阳能**是基于结构设计和建筑技术，使建筑能够以非机械方式利用太阳能供热、制冷和照明。

**太阳辐照度：**单位表面积太阳入射率(W/m<sup>2</sup>)。辐照度取决于该表面的方位、特殊朝向，如：**(a)**表面垂直于直接太阳

辐射；(b)表面与地面保持水平或在地面上。全日照是接近1000 W/m<sup>2</sup>的太阳辐照度。

**太阳辐射：**太阳放射的光和热能，其波长从紫外线到红外线。到达地表的辐射会被吸收、反射或传导。

**太阳总辐射由直接辐射**(直接到达地球)和**散射**(经大气和云层散射后到达地球)组成。

**标准：**强制执行或确定产品性能的一套规则或规范(如等级、规格、特性、检测方法和使用规则)。

**产品、技术或性能标准**制定了所涉及产品或技术的最基本要求。

**补贴：**为实施政府希望鼓励的做法，政府为某一私营实体直接支付款项，或减免税收。通过减少那些会带来增加排放影响的现有补贴(如对化石燃料利用的补贴)，或为减排增汇(如可再生能源项目、隔热建筑或植树)活动提供补贴，以促进温室气体减排。

**可持续发展(SD)：**1980年《国际自然保护联盟世界保护战略》采用了可持续发展概念，此概念源于可持续社会概念和可再生资源管理。1987年世界环境与发展委员会和1992年里约大会批准，作为一个转变过程。在此过程中，资源开发、投资方向、技术开发和体制变革的走向实现和谐，并提升目前和未来满足人类需求和愿望的潜力。可持续发展融合了政治、社会、经济和环境因素，并尊重对源和汇的限制。

**税：****碳税**是指对化石燃料的碳含量征税。因为实际上所有化石燃料中的碳最终均以CO<sub>2</sub>的形式排出，因此碳税相当于CO<sub>2</sub>排放税。**能源税**(即对燃料中的能源含量征税)可降低能源需求，从而减少因使用化石燃料导致的CO<sub>2</sub>排放。**生态税**是一种碳、排放或能源税，旨在影响人类行为(尤其是经济行为)以遵循良性生态路线。**税收减免**就是减税，以便刺激购买或投资某一产品，如温室气体减排技术。**征税或收费**是税收的同义词。

**技术变革：**通常被视为技术改进，即某一给定的资源量(生

产要素)可提供更多或更好的产品和服务。经济模型区分为自主(外生)技术变革、内生技术变革和引发的技术变革。

**自主(外生)技术变革**是从模型外部强加的(即作为一个参数)，通常呈现影响要素生产力或/和能源生产力，进而影响能源需求或产出增长的时间趋势。

**内生技术变革**是模型内的经济活动结果(即作为一个变量)，因此要素生产力或技术选择被纳入到该模型，并影响能源需求和/或经济增长。

**引发性技术变革**是指内生技术变革，但增加了因政策和措施引发的进一步变革，例如，碳税推动研发工作。

**技术：**利用技术手段(硬件、设备)和(社会)信息(‘软件’、产品的生产和使用技能)完成各项特定任务的实际知识应用。

**供应推动型**旨在通过支持研发和示范开发具体技术。

**需求拉动型**为促进引进特殊技术(如通过碳定价的低碳技术)或单一技术(如通过具体技术的上网电价)而建立市场和其它激励措施的做法。

**技术转让：**利益相关方之间知识、硬件和相关的软件、资金和货物的交换，可以使适应和减缓技术得到推广。技术转让包括国家间和国家内的技术推广和技术合作。

**可交易证书(可交易绿色证书)：**可再生能源配额相关方向监管办公室上交一定数量的可交易证书，以证明已完成其年度任务。证书由监管办公室制作并颁发给可再生能源生产商，可再生能源生产商可以出售这些证书，也可以用来抵消自己的配额。见配额。

**输配电：**通过线路将电力从生产地输送到使用地电网。配电系统指把电力配送到最终用户的低压系统。见电网。

**涡轮机：**把气流、水流、热气流或蒸汽的运动能转换为旋转机械能的设备，可用于直接驱动或发电(见风涡轮机、水涡轮机、燃气涡轮机或蒸汽涡轮机)。凝汽式汽轮机排出热

交换器(也称冷凝器)中的废气,这种热交换器使用的是环境冷却水(河水、湖水、海水)或空气源(冷却塔)。背压汽轮机在常温下没有冷凝器,但会排出用于特殊用途的更高温度的蒸汽。

**《联合国气候变化框架公约》**:《联合国气候变化框架公约》于1992年5月9日在纽约通过。1992年在里约热内卢举行的“地球峰会”上150多个国家和欧洲经济共同体签署了该条约。条约的最终目标是“将大气中的温室气体浓度控制在一定水平,以防止危害气候体系的人为干预”。条约包括所有缔约方的承,各缔约方在条约中加入了附件一,规定要在2000年之前把温室气体排放量降低到1990年的水平,而《蒙特利尔议定书》则没有控制温室气体的排放。条约于1994年3月开始生效。1997年,《联合国气候变化框架公约》通过了《京都议定书》。见《附件一国家》、《附件B国家》和《京都议定书》。

**死亡之谷**:表示某些技术的一个开发阶段,由于技术开发成本增加,但与技术相关的各种风险无法降至足以吸引私人投资者的程度,所以在该阶段不断产生大量的负现金流。

**增值**:一个行业或活动在累加所有产出并减去各项中间投入后的净产出。

**价值**:基于个人偏好的价值判断、理想程度或实用性。大多社会科学学科采用几种价值定义。关于自然和环境,内在价值与使用价值有区别,使用价值是由人所赋予的。在使用价值中,有一大类尚未明确的不同价值,如(直接和非直接)利用、选择、保护、机缘、遗赠、存在等。

主流经济学把任何资源的总价值定义为使用该资源不同个人的总价值之和。作为成本估算的依据,经济价值可按个人位获取资源而支付的意愿或按个人出让资源而接受支付的意愿进行衡量。

**喷口(地热/温泉/海底)**:地球表面的开口(位于地表或海底),物质或能量通过开口流出。

**风险投资**:一种主要面向处于初期阶段的具有高潜力的技术公司的私募股权资本,意图在于通过该公司的贸易销售或最终在公开股票交市场上挂牌上市而产生投资回报。

**从油井到油箱(WTT)**:WTT包括通过资源提取、燃料生产和为车辆提供燃料的各种活动。与‘从油井到车轮’相比,WTT不考虑车辆运行中的燃料使用。

**从油井到车轮(WTW)**:WTW分析是指适用于运输用燃料及其在车辆中使用的特定生命周期分析。WTW阶段包括资源提取、燃料生产、为车辆提供燃料和车辆运行中燃料终端利用情况。虽然可替代燃料的原料不一定产自油井,但WTW这个术语仍用于运输燃料分析。

**风能**:因地球表面受热不均而产生的气流动能。**风力涡轮机**是一种带有支撑结构的旋转机器,它把气流的动能转换为机械轴的发电动力。风车有斜面叶片或帆状叶片,风车产生的机械能主要被直接利用,如抽水。**风场、风力项目或风电厂**拥有一组风力涡轮发电机,它们通过一个由变压器、配电线路和(通常)一个变电站构成的系统与公用供电设施相联。

## 缩略语

<b>AA-CAES</b>	高级绝热压缩空气能量储存器	<b>DDGS</b>	干酒糟及可溶物
<b>AC</b>	交流电	<b>DH</b>	小区供热
<b>AEM</b>	阴离子交换膜	<b>DHC</b>	小区供热或制冷
<b>AEPC</b>	可替代能源推广中心	<b>DHW</b>	家庭热水
<b>AFEX</b>	氨纤维膨胀	<b>DLR</b>	德国航空航天中心
<b>APU</b>	辅助动力装置	<b>DLUC</b>	直接土地利用变化
<b>AR4</b>	第四次评估报告 (IPCC)	<b>DME</b>	二甲醚
<b>AR5</b>	第五次评估报告 (IPCC)	<b>DNI</b>	直接垂直辐照
<b>BC</b>	黑碳	<b>DPH</b>	家庭颗粒燃料取暖
<b>BCCS</b>	生物碳固化	<b>DSSC</b>	染料敏化太阳能电池
<b>Bio-CCS</b>	采用碳捕获和储存的生物质能源	<b>EGS</b>	增强型地热系统
<b>BIPV</b>	建筑-光伏发电一体化	<b>EGTT</b>	技术转让专家组
<b>BMU</b>	德国联邦环境、 自然保护和核安全部	<b>EIA</b>	能源情报署(美国)
<b>BNEF</b>	彭博新能源融资	<b>EIT</b>	转型经济体
<b>BOS</b>	系统平衡	<b>EMEC</b>	欧洲海洋能源中心
<b>BSI</b>	更佳甘蔗倡议	<b>EMF</b>	能源模拟论坛
<b>CAES</b>	压缩空气能量储存器	<b>EMI</b>	电磁干扰
<b>CBP</b>	综合生物处理	<b>ENSAD</b>	能源相关的严重事故数据库
<b>CC</b>	联合循环	<b>EPRI</b>	电力科学研究院(美国)
<b>CCiy</b>	中国煤炭工业年鉴	<b>EPT</b>	能源回收期
<b>CCS</b>	二氧化碳捕获和储存	<b>ER</b>	能源革命
<b>CDM</b>	清洁发展机制	<b>ER</b>	能量比
<b>CEM</b>	阳离子交换膜	<b>ERCOT</b>	得克萨斯电力可靠性委员会
<b>CER</b>	减排认证	<b>EREC</b>	欧洲可再生能源理事会
<b>CF</b>	容量因子	<b>EROEI</b>	能源投资收益率
<b>CFB</b>	循环流化床	<b>ESMAP</b>	能源部门管理计划(世界银行)
<b>CFD</b>	计算流体力学	<b>ETBE</b>	乙基叔丁基醚
<b>CFL</b>	紧凑型荧光灯泡	<b>ETP</b>	能源技术展望
<b>CHP</b>	热电联产	<b>EU</b>	欧洲联盟
<b>CIGSS</b>	铜铟镓硒	<b>EV</b>	电动车
<b>CIS</b>	独立国家联合体	<b>FACTS</b>	柔性交流输电系统
<b>CMA</b>	中国气象局	<b>FASOM</b>	森林和农业部门优化模型
<b>CNG</b>	压缩天然气	<b>FAO</b>	联合国粮农组织
<b>CoC</b>	保管链	<b>FFV</b>	柔性燃料汽车
<b>COP</b>	性能系数	<b>FQD</b>	燃料质量指令
<b>CPP</b>	自备电厂	<b>FIT</b>	上网电价
<b>CPV</b>	聚光式光伏发电	<b>FOGIME</b>	有利于能源管理的信用认证体系
<b>CREZ</b>	有竞争力的可再生能源区	<b>FRT</b>	故障穿越
<b>CRF</b>	资本回收系数	<b>FSU</b>	前苏联
<b>CSIRO</b>	澳洲科学及工业研究组织	<b>FTD</b>	费-托柴油
<b>CSP</b>	太阳能聚光发电	<b>GBD</b>	全球疾病负担
<b>CPV</b>	聚光式光伏发电	<b>GBEP</b>	全球生物能源伙伴关系
<b>CSTD</b>	科学和技术委员会(联合国)	<b>GCAM</b>	全球变化评估模型
<b>DALY</b>	伤残调整生命年	<b>GCM</b>	全球气候模式; 大气环流模式
<b>dBAA</b>	加权分贝	<b>GDP</b>	国内生产总值
<b>DC</b>	直流电流; 小区制冷	<b>GEF</b>	全球环境基金
<b>DDG</b>	干酒糟	<b>GHG</b>	温室气体
		<b>GHP</b>	地热泵

<b>GIS</b>	地理信息系统	<b>LDV</b>	轻型机动车
<b>GM</b>	转基因	<b>LED</b>	发光二极管
<b>GMO</b>	转基因生物	<b>LHV</b>	低加热值
<b>GO</b>	原产地保证	<b>LNG</b>	液化天然气
<b>GPI</b>	真实发展指标	<b>LPG</b>	液化石油气
<b>GPS</b>	全球定位系统	<b>LR</b>	学习速率
<b>GSHP</b>	地热源热泵	<b>LUC</b>	土地利用变化
<b>HANPP</b>	陆地净初级生产力的人类占用	<b>M&amp;A</b>	合并收购
<b>HCE</b>	集热元件	<b>MDG</b>	千年发展目标
<b>HDI</b>	人类发展指数	<b>MEH</b>	多效加湿
<b>HDR</b>	热干岩	<b>MHS</b>	小水电系统
<b>HDV</b>	重型车	<b>MITI</b>	通产省(日本)
<b>HFCV</b>	氢燃料电池电动车	<b>MSW</b>	城市固体废弃物
<b>HFR</b>	热裂隙岩体	<b>NASA</b>	国家航空航天局(美国)
<b>HHV</b>	高热值	<b>NDRC</b>	国家发展和改革委员会(中国)
<b>HPP</b>	水力发电厂	<b>NFFO</b>	非化石燃料义务
<b>HRV</b>	空气热回收装置	<b>NG</b>	天然气
<b>HEV</b>	混合动力电动车	<b>NGO</b>	非政府组织
<b>HVAC</b>	加热通风空调	<b>Nm<sup>3</sup></b>	(天然气)在标准温度和压力下的标准立方米
<b>HVDC</b>	高压直流	<b>NMVOC</b>	非甲烷挥发性有机化合物
<b>HWR</b>	热湿岩	<b>NPP</b>	净初级生产力
<b>IA</b>	影响评估	<b>NPV</b>	净现值
<b>IAP</b>	室内空气污染	<b>NRC</b>	国家研究理事会(美国)
<b>IBC</b>	指叉背接触	<b>NREL</b>	国家再生能源实验室(美国)
<b>ICE</b>	内燃机	<b>NSDS</b>	国家可持续发展战略
<b>ICEV</b>	内燃机车	<b>O&amp;M</b>	运行和维护
<b>ICLEI</b>	地方政府可持续性协会	<b>OB</b>	振动体
<b>ICOLD</b>	国际大坝委员会	<b>OC</b>	有机碳
<b>ICS</b>	改进炉灶; 整体式太阳能采集存储	<b>OECD</b>	经济合作与发展组织
<b>ICTSD</b>	国际贸易和可持续发展中心	<b>OM</b>	有机质
<b>IEA</b>	国际能源机构	<b>OPV</b>	有机光伏
<b>IEC</b>	国际电工委员会	<b>ORC</b>	有机朗肯循环
<b>IEEE</b>	电气和电子工程师学会	<b>OTEC</b>	海洋热能转换
<b>IHA</b>	国际水电协会	<b>OWC</b>	振荡水柱
<b>ILUC</b>	间接土地利用变化	<b>PACE</b>	资产评估清洁能源
<b>IGCC</b>	整体气化联合循环	<b>PBR</b>	光生物反应器
<b>IPCC</b>	政府间气候变化专门委员会	<b>PCM</b>	相变材料
<b>IPR</b>	知识产权	<b>PDI</b>	功率密度指数
<b>IQR</b>	四分位数区间	<b>PEC</b>	光电化学的
<b>IREDA</b>	印度可再生能源开发署	<b>PHEV</b>	插电式混合动力车
<b>IRENA</b>	国际可再生能源机构	<b>PM</b>	颗粒物
<b>IRM</b>	无机矿物原料	<b>POME</b>	棕榈油厂废水
<b>ISCC</b>	综合太阳能联合循环	<b>PPA</b>	购买力协议
<b>ISES</b>	国际太阳能学会	<b>PRO</b>	压力延迟渗透
<b>ISEW</b>	可持续经济福利指数	<b>ROALCOOL</b>	巴西酒精燃料计划
<b>ISO</b>	国际标准化组织	<b>PSA</b>	概率安全评估
<b>J</b>	焦耳	<b>PSI</b>	保罗谢勒研究所
<b>JI</b>	联合履约	<b>PSP</b>	抽水蓄水电站
<b>LCA</b>	生命周期评估	<b>PTC</b>	生产税收抵免
<b>LCOE</b>	平准化能源(或电力)成本	<b>PV</b>	太阳能光伏
<b>LCOF</b>	平准化燃料成本		
<b>LCOH</b>	平准化热力成本		

<b>PV/T</b>	光伏电力/热力	<b>SRREN</b>	可再生能源与减缓气候变化特别报告 (IPCC)
<b>PWR</b>	压水反应堆	<b>SSCF</b>	同步糖化和共发酵
<b>R&amp;D</b>	研究与开发	<b>SSF</b>	同步糖化和发酵
<b>RBMK</b>	石墨慢化轻水冷却压力管反应堆	<b>SSP</b>	空基太阳能
<b>RCM</b>	区域气候模式	<b>STP</b>	标准温度和压力
<b>RD&amp;D</b>	研究、开发和示范	<b>SWH</b>	太阳能热水器
<b>R / P</b>	储备与目前生产之比	<b>TBM</b>	隧道掘进机
<b>RD</b>	可再生柴油	<b>TERM</b>	汤加能源路线图
<b>RE</b>	可再生能源	<b>TGC</b>	可交易绿色证书
<b>RE - C</b>	可再生能源制冷	<b>TPA</b>	第三方准入
<b>RE - H</b>	可再生能源供热	<b>TPES</b>	一次能源总供应量
<b>RE - H / C</b>	可再生能源供热/制冷	<b>TPWind</b>	欧洲风能技术平台
<b>REC</b>	可再生能源认证书	<b>TS</b>	技术总结; 热虹吸
<b>RED</b>	逆转电透析	<b>US</b>	美国的(形容词)
<b>REN21</b>	21世纪可再生能源政策网络	<b>USA</b>	美利坚合众国(名词)
<b>RES</b>	可再生电力标准	<b>UN</b>	联合国
<b>RM&amp;U</b>	翻新、现代化和升级	<b>UNCED</b>	联合国环境与发展大会
<b>RMS</b>	均方根	<b>UNCTAD</b>	联合国贸易与发展会议
<b>RNA</b>	转子发动机吊舱组装	<b>UNDP</b>	联合国开发计划署
<b>RO</b>	可再生能源义务	<b>UNEP</b>	联合国环境规划署
<b>RoR</b>	径流	<b>UNFCCC</b>	联合国气候变化框架公约
<b>RPS</b>	可再生能源组合标准	<b>USD</b>	美元
<b>RSB</b>	可持续生物燃料圆桌会议	<b>USDOE</b>	美国能源部
<b>SCADA</b>	监督控制和数据采集	<b>V</b>	伏特
<b>SCC</b>	应力腐蚀开裂	<b>VKT</b>	车辆行驶里程
<b>SD</b>	可持续发展	<b>VRB</b>	钒电池
<b>SEGS</b>	太阳能发电站(加利福尼亚)	<b>W</b>	瓦特
<b>SHC</b>	太阳能供热和制冷	<b>WE</b>	电力瓦特
<b>SHP</b>	小规模水力发电厂	<b>WP</b>	太阳能光伏发电设施峰值瓦数
<b>SI</b>	适宜性指数	<b>WBG</b>	世界银行集团
<b>SME</b>	中小型企业	<b>WCD</b>	世界水坝委员会
<b>SNG</b>	合成气	<b>WCED</b>	世界环境与发展委员会
<b>SNV</b>	荷兰开发组织	<b>WEA</b>	世界能源评估
<b>SPF</b>	季节性能系数	<b>WEO</b>	世界能源展望
<b>SPM</b>	决策者摘要	<b>WindPACT</b>	先进元件技术风能伙伴关系
<b>SPP</b>	小电力生产商	<b>WTO</b>	世界贸易组织
<b>SPS</b>	卫生和植物检疫	<b>WTW</b>	从油井到车轮
<b>SR</b>	短轮伐		
<b>SRES</b>	排放情景特别报告 (IPCC)		



## 化学符号

<b>a-Si</b>	非晶硅	<b>H<sub>2</sub>S</b>	硫化氢
<b>C</b>	碳	<b>HFC</b>	氢氟碳化合物
<b>CdS</b>	硫化镉	<b>K</b>	钾
<b>CdTe</b>	碲化镉	<b>Mg</b>	镁
<b>CH<sub>4</sub></b>	甲烷	<b>N</b>	氮
<b>CH<sub>3</sub>CH<sub>2</sub>OH</b>	乙醇	<b>N<sub>2</sub></b>	氮气
<b>CH<sub>3</sub>OCH<sub>3</sub></b>	二甲醚 (DME)	<b>N<sub>2</sub>O</b>	氧化亚氮
<b>CH<sub>3</sub>OH</b>	甲醇	<b>Na</b>	钠
<b>CIGS(S)</b>	铜铟镓硒 (二硫)	<b>NaS</b>	硫化钠
<b>Cl</b>	氯	<b>NH<sub>3</sub></b>	氨
<b>CO</b>	一氧化碳	<b>Ni</b>	镍
<b>CO<sub>2</sub></b>	二氧化碳	<b>NiCd</b>	镍镉
<b>CO<sub>2</sub>eq</b>	CO <sub>2</sub> 当量	<b>NO<sub>x</sub></b>	氮氧化物
<b>c-Si</b>	晶体硅	<b>O<sub>3</sub></b>	臭氧
<b>Cu</b>	铜	<b>P</b>	磷
<b>CuInSe<sub>2</sub></b>	铜铟硒	<b>PFC</b>	全氟化碳
<b>DME</b>	二甲醚	<b>SF<sub>6</sub></b>	六氟化硫
<b>Fe</b>	铁	<b>Si</b>	硅
<b>GaAs</b>	砷化镓	<b>SiC</b>	碳化硅
<b>H<sub>2</sub></b>	氢	<b>SO<sub>2</sub></b>	二氧化硫
<b>H<sub>2</sub>O</b>	水	<b>ZnO</b>	氧化锌

## 前缀 (国际标准单位)

符号	乘数	前缀	符号	乘数	前缀
Z	10 <sup>21</sup>	泽	d	10 <sup>-1</sup>	分
E	10 <sup>18</sup>	艾	c	10 <sup>-2</sup>	厘
P	10 <sup>15</sup>	拍	m	10 <sup>-3</sup>	毫
T	10 <sup>12</sup>	太	μ	10 <sup>-6</sup>	微
G	10 <sup>9</sup>	吉	n	10 <sup>-9</sup>	纳
M	10 <sup>6</sup>	兆	p	10 <sup>-12</sup>	皮
k	10 <sup>3</sup>	千	f	10 <sup>-15</sup>	飞
h	10 <sup>2</sup>	百	a	10 <sup>-18</sup>	阿
da	10	十			



# 附件 2

## 方法

### 主要作者:

William Moomaw(美国)、Peter Burgherr(瑞士)、Garvin Heath(美国)、Manfred Lenzen(澳大利亚/德国)、John Nyboer(加拿大)、Aviel Verbruggen(比利时)

### 引用本附件时应注明:

Moomaw, W., P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, A. Verbruggen, 2011: 附件2: 方法。IPCC可再生能量和减缓气候变化特别报告[O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow(编辑)], 剑桥大学出版社, 英国, 剑桥和美国, 纽约。

# 目录

<b>A.2.1</b>	引言 .....	183
<b>A.2.2</b>	本报告分析使用的计量标准 .....	183
<b>A.2.3</b>	项目生命周期内各项技术的财务评估 .....	183
<b>A.2.3.1</b>	不变（实际）价值 .....	183
<b>A.2.3.2</b>	贴现与净现值 .....	183
<b>A.2.3.3</b>	平准化成本 .....	184
<b>A.2.3.4</b>	年金系数或资本成本回收系数 .....	184
<b>A.2.4</b>	一次能源核算 .....	184
<b>A.2.5</b>	生命周期评估与风险分析 .....	186
<b>A.2.5.1</b>	能源回收期 and 能源利用率 .....	187
<b>A.2.5.2</b>	对发电技术生命周期评估的评审 .....	187
<b>A.2.5.2.1</b>	评审方法 .....	188
<b>A.2.5.2.2</b>	参考文献一览表 .....	189
<b>A.2.5.3</b>	对发电技术运行用水的评审 .....	199
<b>A.2.5.3.1</b>	评审方法 .....	199
<b>A.2.5.3.2</b>	参考文献一览表 .....	200
<b>A.2.5.4</b>	风险分析 .....	201
<b>A.2.6</b>	区域的定义与国家集团 .....	202
<b>A.2.7</b>	能源一般换算系数 .....	205

## A.2.1 引言

各方需要就通用数据、标准、支持性理论和方法达成一致。本附件概括了一套公认的常规和方法，包括计量标准的建立、基准年的确定、方法的定义以及各项规约的一致性，从而能够在气候变化现象的背景下对各类可替代能源作出正当比较。本节明确或描述了本报告通篇使用的这些基本定义和概念，同时认识到文献中经常会使用不一致的定义和假设。

本报告在相关之处指出了存在的不确定性，例如，给出敏感性分析的结果，以及以定化方式表示成本值区间以及情景结果的范围。本报告没有使用IPCC有关不确定性的正式术语，因为在批准本报告时，IPCC关于不确定性指南正在修订过程中。

## A.2.2 本报告分析使用的计量标准

有些计量标准能够简单地加以陈述或相对容易地定义。附件2提供了一套公认的计量标准。需要进一步说明的标准见下文。本报告中对分析每种可再生能源所使用的单位和相关基本参数包括：

- 用于标准和单位的国际标准单位制(SI)
- 公吨 (t) CO<sub>2</sub>、CO<sub>2</sub>eq
- 一次能源值，单位：艾焦耳(EJ)
- IEA物理和能量单位之间的能量换算系数
- 容量：GW热量(GW<sub>t</sub>)、GW电力(GW<sub>e</sub>)
- 容量因子
- 技术和经济生命周期
- 透明的能源核算(如：核能或水能转换为电力)
- 投资成本，单位：美元/kW(峰值容量)
- 能源成本，单位：美元<sub>2005</sub>/kWh或美元<sub>2005</sub>/EJ
- 币值，单位：美元<sub>2005</sub>(按适用的市场汇率，不用购买力平价)
- 使用的贴现率 = 3%、7%和10%
- 2008年世界能源展望(WEO)化石燃料价格假设
- 基准年 = 2005年的所有部分(人口、容量、产量、成本)。注意：也许包括最近的数据(如：2009年能源消耗)
- 目标年：2020年、2030年和2050年。

## A.2.3 项目生命周期内各项技术的财务评估

本文所确定的计量标准为某一可再生能源(或项目)与其它可再生能源(项目)的对比提供了依据。为

了使各类项目或资源至少在成本方面具有可比性，不同时段(如：不同年份)发生的成本是已确定的某一特定年份—基准年(2005年)的一个数字表示。有关投资估价的教科书提供了关于不变价值、贴现、净现值计算以及平准化成本等概念的背景，例如(Jelen和Black, 1983)。

### A.2.3.1 不变(实际)价值

成本分析是根据某一特定年份(2005基准年)，按不变价值或实际<sup>1</sup>美元价值计算(即：排除通胀的影响)。本报告所依据的具体研究也许用市场汇率作为一个默认选项或使用购买力平价，但凡是这两种选项成为分析一部分之处，将对其作出清晰的阐述，只要可能则换算为美元<sub>2005</sub>。

当分析中以实际美元为货币序列，那么一致性就要求也应使用实际贴现率(不含通胀部分)。这种一致性通常并未得到遵守；研究涉及‘所执行的市场利率’或‘所执行的贴现率’，其中包括通胀或通胀预期。‘实际/不变’利率从未直接得到遵循，而是根据事后恒等式推导出的：

$$(1+m) = (1+i) * (1+f) \quad (1)$$

其中

$$\begin{aligned} m &= \text{名义利率}(\%) \\ i &= \text{实际或不变利率}(\%) \\ f &= \text{通货膨胀率}(\%) \end{aligned}$$

在各章所用的各项研究中，贴现基准年和确定固定价格的基数年各不相同；已尽可能地使数据协调一致，以反映此处使用的贴现率。

### A.2.3.2 贴现与净现值

私营机构赋予未来事物的价值低于当前事物，因为‘消费的时间偏好’或是要反映‘投资收益率’。贴现将未来现金流减去小于1的值。将此规则用于以实际美元为单位的一系列净现金流，即能够确定项目的净现值(NPV)，进而使用下列公式与其它项目进行比较：

$$NPV = \sum_{j=0}^n \frac{\text{Net cash flows}(j)}{(1+i)^j} \quad (2)$$

其中

$$\begin{aligned} n &= \text{项目的生命周期} \\ i &= \text{贴现率} \end{aligned}$$

<sup>1</sup> 经济学家的‘实际’这一术语或许是模糊的，因为他们所说的实际并不等于所执行的现金流(‘名义’现金流，含通货膨胀)；‘实际’反映的是以不变美元价值现金流计算的真实购买力。

本报告的分析员在成本估算时使用了三个贴现率值 ( $i = 3\%$ ,  $7\%$ 和 $10\%$ )。这三个贴现率可反映所使用的典型贴现率, 较高值包括风险溢价。贴现率有待更多讨论, 而且没有提出明确的参数或指标作为相应的风险溢价。本文不涉及此项讨论; 目标是提供相关方法用于对比不同项目、各类可再生能源以及能源系统的新旧部分。

### A.2.3.3 平准化成本

平准化成本用于估算电力生产投资, 其中电力输出可以量化(投资周期内产生的MWh)。平准化成本是独特的收支平衡成本价, 贴现收入(价格 $\times$ 数量)<sup>2</sup>等于贴现后净支出:

$$C_{Lev} = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{Expenses_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{Quantities_j}{(1+i)^j}} \quad (3)$$

其中

$C_{Lev}$  = 平准化成本  
 $n$  = 项目的生命周期  
 $i$  = 贴现率

### A.2.3.4 年金系数或资本成本回收系数

很常见的做法是, 将0时间点的一笔给定金额换算成未来 $n$ 个年份的 $n$ 个不变的年资金额:

设  $A = n$  个不变的年资金支付额。  
 设  $B = 0$  年该项目的现金支付额。

利用略作改动的方程2, 可从 $B$ 得出 $A$ : 贷方要按贴现率 $i$ 收回 $B$ 。因此, 未来 $n$  时间 $A$ 进款的净现值必须与 $B$ 完全相等:

$$\sum_{j=1}^n \frac{A}{(1+i)^j} = B, \text{ or: } A \sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j} = B \quad (4)$$

我们能够在求和之前将 $A$ 代入公式, 因为它是一个不变量(不随 $j$ 变化)。

各贴现系数之和(一个有限几何级数)可推导得出一个特定数。当计算该数时, 用 $B$ 除以该数得出 $A$ 。这被称为资本回收系数(CRF), 也被称为年金系数' $\delta$ '。

和净现值一样, 年金系数 $\delta$ 取决于两个参数 $i$ 和 $n$ :

$$\delta = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

CRF(或 $\delta$ )可用于快速计算非常简单项目的平准化成本, 在这类项目中某一特定年内的投资成本仅为支出, 而在生命周期( $n$ )内的产量保持不变:

$$C_{Lev} \times Q = B \times \delta, \text{ or: } C_{Lev} = (B \times \delta) / Q \quad (5)$$

或其中可假设每年的运行维护(O&M)成本不变:

$$C_{Lev} = \frac{B \times \delta + O\&M}{Q} \quad (6)$$

其中

$C_{Lev}$  = 平准化成本  
 $B$  = 投资成本  
 $Q$  = 产量  
 $O\&M$  = 年度运行维护成本  
 $n$  = 项目生命周期  
 $i$  = 贴现率

### A.2.4 一次能源核算

本节介绍了本报告使用的一次能源核算方法。不同的能源分析使用不同的核算方法, 因而在报告当前一次能源使用情况和探究未来能源转变的情景中能源使用情况过程中得出了不同的量化结果。使用的定义、方法和计量标准也有多种。文献中使用的各能源核算系统通常没有明确说明使用的是哪种系统(Lightfoot, 2007年; Martinot等, 2007年)。对按不同统计数据核算的一次能源的差异概况作了概述(Macknick, 2009年), Nakicenovic等(1998年)对长期情景分析使用的不同核算系统的影响作了说明。

三种可替代方法主要是用于报告一次能源。虽然各种不同方法对可燃能源(包括所有化石能源形式和生物质)的核算都是明确和相同的, 但它们对于如何计算不可燃能源(即核能以及除生物质以外的所有可再生能源)提供的一次能源都具有不同常规的特征。

这些方法包括:

- 物理含能量法, 例如: 经济合作与开发组织(OECD)、国际能源机构(IEA)和欧盟统计局(IEA/OECD/Eurostat, 2005年)采用此方法,
- 替代法, 英国石油公司(2009年)和美国能源信息

2 这也称之为平准化价格。注意: 在这一情况下, 则对MWh进行贴现。

署(EIA在线术语)使用该方法时略作了改动,他们各自公布了国际能源统计数据,以及

- 直接当量法,联合国统计局(2010年)以及IPCC涉及长期能源和排放情景的多份报告(Nakicenovic和Swart, 2000年; Morita等, 2001年; Fisher等, 2007年)均采用此方法。

对于不可燃能源,物理含能量法采用的原理是,一次能源形式应当是下游生产过程中使用的第一种能源形式,而能源的多用途对于下游生产过程切合实际的(IEA/OECD/Eurostat, 2005年)。这导致了选择下列一次能源形式:

- 核能、地热和太阳热能供热;
- 水力、风力、潮汐/海浪/海洋及太阳光伏(PV)电能。

例如,使用这种方法,水电和太阳光伏发电的一次能源当量假设转换成‘一次电力’的效率为100%,因此,总能源输入为3.6 MJ一次能源 = 1kWh电力。核能是按总发电量计算,假设热转换效率为33%<sup>3</sup>,即: 1 kWh = (3.6 ÷ 0.33) = 10.9 MJ。对于地热能,如果无某一具体国家的消息,那么一次能源当量的计算则采用10%的地热发电转换效率(因此, 1 kWh = (3.6 ÷ 0.1) = 36 MJ)而对于地热,转换效率为50%。

替代法用于报告不可燃能源的一次能源,如同它们已替代了可燃能源。注意:替代法不同变体使用了有所不同的转换系数。例如,BP对核能和水电采用38%的转换效率,而世界能源理事会对核能和不可再生能源利用的转换效率为38.6%(WEC, 1993年),EIA使用的是另一个不同值。Macknick(2009年)提供了更完整的概述。对于不可燃能源产生的有效热量,使用的是其它转换效率。

直接当量法是将不可燃能源提供的二次能源单位作为一次能源单位,即: 1kWh电力或热量按1kWh=3.6MJ一次能源核算。在长期情景文献中,包括IPCC的多份报告(IPCC, 1995年; Nakicenovic和Swart, 2000年; Morita等, 2001年; Fisher等, 2007年)大都采用此方法,因为它涉及到以低碳、不可燃能源为主的能源系统的基本转变。

3 由于对核反应堆生产的热量不慎了解,IEA假设转换效率为33%来估算发电的一次能源当量,它是欧洲核电站的平均值(IEA, 2010b)。

本报告使用了IEA数据,但报告能源供应量时采用直接当量法。这种方法与物理含能量法的主要区别将在于地热能、聚光太阳热能、海温梯度或核电所报告的一次能源量不同。表A.2.1根据IEA数据(IEA2010a),利用物理含能量法、直接当量法和替代法的变体,按能源类别对比2008年全球一次能源量和百分比。在当前的能源统计数据中,在对比核能和水电时,绝对值主要出现差异。根据直接当量法和替代法,由于2008年全球核能和水电的发电量几乎相同,它们占最终总消耗量的份额几乎相似,而根据物理含能量法,报告的核能大约是水力一次能源的三倍。

上述几种可替代方法侧重于一次能源供应的不同方面。因此,一种方法或许比另一种更适合,这取决于具体用途。但是,不存在哪种方法在各个方面都优于其它方法。此外,重要的是要认识到,一次能源供应总量并未全面描述某一能源系统,而仅仅是其中的一项指标。IEA(2010a)公布的能源平衡提供了更为广泛的一套指标,从而能够追踪能源从资源到最终能源使用的流动情况。例如,用其它指标如最终能源消耗总量和二次能源生产(如电力、热力)对一次能源总消耗量进行补充,那么使用不同类别能源有助于将转换过程与最终的能源使用联系起来。关于此方法的概要,见图1.16和相关讨论。

对于本报告,选用直接当量法是出于下列原因:

- 该方法强调不可燃能源的二次能源方面,这是各技术章(2-7章)的主要分析重点。
- 通过采用不可燃能源提供的二次能源量,以同样方式处理所有不可燃能源。这就能够在共同基础上对所有排放非CO<sub>2</sub>的可再生能源和核能进行比较。化石燃料和生物质燃料的一次能源可把二次能源与转换过程中的热能损耗结合起来。当化石燃料或生物燃料被核能系统或其它可再生能源(而非生物质)技术取代时,所报告的一次能源总量则大幅度减少(Jacobson, 2009年)。
- 涉及能源系统根本转变以避免长期(50-100年)危险的人为干扰气候系统的能源和CO<sub>2</sub>排放情景文献最为常用的方法是直接当量法(Nakicenovic和Swart, 2000; Fisher等, 2007)。

表A.2.2: 基于550 ppm CO<sub>2</sub>当量稳定情景,使用不同一次能源核算方法对比2050年全球一次能源供

表A.2.1: 利用不同的一次能源核算法对比2008年全球一次能源供应总量(数据来源: IEA, 2010a)

	物理含能量法		直接当量法		替代法 <sup>1</sup>	
	EJ	%	EJ	%	EJ	%
化石燃料	418.15	81.41	418.15	85.06	418.15	79.14
核能	29.82	5.81	9.85	2.00	25.90	4.90
可再生能源:	65.61	12.78	63.58	12.93	84.27	15.95
生物能 <sup>2</sup>	50.33	9.80	50.33	10.24	50.33	9.53
太阳能	0.51	0.10	0.50	0.10	0.66	0.12
地热	2.44	0.48	0.41	0.08	0.82	0.16
水电	11.55	2.25	11.55	2.35	30.40	5.75
海洋能	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
风能	0.79	0.15	0.79	0.16	2.07	0.39
其它	0.03	0.01	0.03	0.01	0.03	0.01
<b>总计</b>	<b>513.61</b>	<b>100.00</b>	<b>491.61</b>	<b>100.00</b>	<b>528.35</b>	<b>100.00</b>

注:

<sup>1</sup> 对于替代法, 采用的电力转换效率为38%、不可燃能源的热力转换效率为85%。BP使用的水力和核能发电转换值为38%。BP在其统计数据中没有报告太阳能、风能和地热能的转换效率; 此处采用的电力转换效率为38%, 热力转换效率为85%。

<sup>2</sup> 注意: IEA报告了二次能源的第一代生物燃料(由于转换损耗, 用于生产生物燃料的初级生物质将会更高, 见第2.3和2.4节)。

应总量(Loulou等, 2009)。

也不是很高。

虽然用于核算当前能源消耗的三种方法差异不大, 但当产生不可燃技术发挥相对较大作用的中长期较低CO<sub>2</sub>排放的能源情景时, 差异则显著增加(表A.2.2)。不同方法之间的核算差异随时间增加(图A.2.1)。在2050年, 各种不可燃资源有显著差异, 甚至在这三种方法之间可再生一次能源供应总量的份额也有24%-27%的变化(表A.2.2)。单项能源的最大绝对差(和相对差异)是地热能, 直接当量法和物理含能量法之间的差异约为200EJ, 而水力和核能一次能源之间的差异仍然相当大。此处所述情景颇具代表性, 并决不极端。选择550ppm稳定目标并非特别严格, 不可燃能源的份额

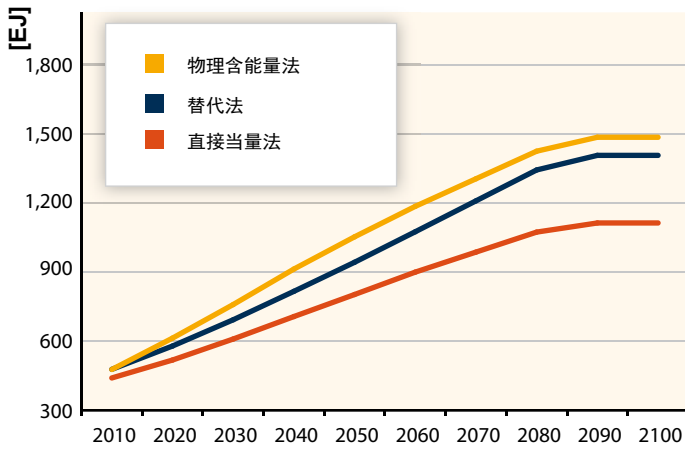
## A.2.5 生命周期评估与风险分析

本节描述了在分析第9章所述各项能源技术的能源回收期 and 能源利用率(A.2.5.1)、生命周期GHG排放(A.2.5.2)、运行用水(A.2.5.3)以及灾害和风险(A.2.5.4)时所使用的方法、基础文献和假设。生命周期GHG排放结果也在第2.5、3.6、4.5、5.6、6.5和7.6节中作了分析。请注意: A.2.5.2和A.2.5.3中评审所用的文献依据分别列在各自章节内。

表A.2.2. 给出了截止2100年CO<sub>2</sub>当量稳定在550 ppm的情景中所用三种方法的一次能源核算差异。

	物理含能量法		直接当量法		替代法	
	EJ	%	EJ	%	EJ	%
化石燃料	581.6	55.2	581.56	72.47	581.6	61.7
核能	81.1	7.7	26.76	3.34	70.4	7.8
可再生能源:	390.1	37.1	194.15	24.19	290.4	30.8
生物能	120.0	11.4	120.0	15.0	120.0	12.7
太阳能	23.5	2.2	22.0	2.8	35.3	3.8
地热	217.3	20.6	22.9	2.9	58.1	6.2
水电	23.8	2.3	23.8	3.0	62.6	6.6
海洋能	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
风能	5.5	0.5	5.5	0.7	14.3	1.5
<b>总计</b>	<b>1,052.8</b>	<b>100</b>	<b>802.5</b>	<b>100</b>	<b>942.4</b>	<b>100</b>





图A.2.1: 基于550 ppm CO<sub>2</sub>当量稳定情景, 利用各种一次能源核算方法对比2010-2100年全球一次能源供应总量(Loulou等, 2009)。

### A.2.5.1 能源回收期 and 能源利用率

发电额定功率为 $P$ 和负载系数为 $\lambda$ 的某一能源电力供应系统的能源利用率(ER, 也称为能源回收率或能源投资的能源回报率EROEI, 见Gagnon, 2008年)被定义为该电厂在其生命周期 $T$ 内的生命周期电力输出 $E_{\text{life}}$ 与电厂建设、运行和退役所需的总能源需求 $E$ 之间的比率:

$$ER = \frac{E_{\text{life}}}{E} = \frac{P \times 8760 \text{hy}^{-1} \times \lambda \times T}{E}$$

(Gagnon, 2008年)。在计算 $E$ 时, 常规做法是 a) 能源不计入人力、地下能源(化石和矿石燃料)、太阳能和流体静力位势; b) 不按当前的能源需求贴现未来(Perry等, 1977年; Herendeen, 1988年)。此外, 在计算总能源需求 $E$ 时, 其所有成分必须是同一能质(如仅限电力、或仅限热能, 见Leach(1975年)、Huettner(1976年)、Herendeen(1988年), 特别是Rotty等(1975, 核能案例pp.5-9)讨论的‘估值问题’)。虽然 $E$ 可包括衍生形式和一次能源形式(如电力和热能), 但它通常按一次能源表示, 而电力部分是利用典型亚临界黑燃煤电厂的热效率 $R_{\text{conv}} \approx 0.3$ 作为换算系数换算为一次能源当量。本报告遵循这些惯例。 $E$ 有时以 $\text{kWh}_e/\text{MJ}_{\text{prim}}$ 为单位报告, 有时以 $\text{kWh}_e/\text{kWh}_{\text{prim}}$ 为单位。虽然第一种选择是选用两种能源任何一种形式最通用的单位, 但第二种选择可使读者易于随时了解其所占的百分比或多种联系的隐含能源和能源输出。此外, 一直存在争论(见Voorspools等, (2000年, p.326))的是, 在无可替代技术的情况下, 发电只能依靠常规方式。因此, 我们在本报告中采用了 $\text{kWh}_e/\text{kWh}_{\text{prim}}$ 。

将生命周期能源计量标准应用于能源供应系统便

可确定能源回收期。这是该系统提供相当于自身能源需求 $E$ 的能源量所需时间 $t_{\text{PB}}$ 。此外, 对该能源的最佳衡量还可根据回收期内该系统电力输出 $E_{\text{PB}}$ 的一次能源当量 $\frac{E_{\text{PB}}}{R_{\text{conv}}}$ 。Voorspools等(2000年, p.326)指出, 如果该系统要以等量电力回收其隐含一次能源, 能源回收期的时间长度则将是三倍以上。

上述条件通过数学公式表示为:

$$E = \frac{E_{\text{PB}}}{R_{\text{conv}}} = \frac{P \times 8760 \text{hy}^{-1} \times \lambda \times t_{\text{PB}}}{R_{\text{conv}}}, \text{ 并推导出:}$$

$$t_{\text{PB}} = \frac{E}{\frac{P \times 8760 \text{hy}^{-1} \times \lambda}{R_{\text{conv}}}} = \frac{E}{\frac{E_{\text{out annual}}}{R_{\text{conv}}}}$$

(例如, 它符合德国VDI4600标准的定义)。其中,  $\frac{E_{\text{out annual}}}{R_{\text{conv}}}$ 是按一次能源当量表示的系统年净能源输

出。从中可看出, 能源利用率ER(或EROEI)和能源回收期 $t_{\text{PB}}$ 可根据以下公式相互换算:

$$t_{\text{PB}} = \frac{ET}{\frac{E_{\text{out annual}}}{R_{\text{conv}}}} = \frac{ET}{\frac{E_{\text{life}}}{R_{\text{conv}}}} = \frac{R_{\text{conv}} T}{ER}$$

注意: 能源回收期不取决于生命周期 $T$ , 因为

$$t_{\text{PB}} = \frac{ER_{\text{conv}}}{P \times 8760 \text{hy}^{-1} \times \lambda}$$

根据表9.8(第9章)给出的平均生命周期假设, 通过文献(Lenzen, 1999年, 2008年; Lenzen和Munksgaard, 2002年; Lenzen等, 2006年; Gagnon, 2008年; Kubiszewski等, 2010年)中给出的能源利用率对部分能源回收期进行了换算。注意: 术语表(附件1)定义的以及某些技术章节所使用的能源回收正是指此处定义的能源回收期。

### A.2.5.2 对发电技术生命周期评估的评审

国家可再生能源实验室(NREL)对已公布的发电技术生命周期评估(LCA)作了一次全面评审。在收集的2165份参考文献中, 有296份通过了质量和相关性筛选(见下文), 并输入数据库。该数据库为评估本报告中电力技术的生命周期温室气体(GHG)排放奠定了基础。根据该数据库汇编的估值, 对已公布的生命周期GHG排放估值制成图表, 置于本报告的技术章(2-7

章)以及第1章和第9章,图中将可再生能源技术生命周期GHG排放与化石燃料及核电技术生命周期GHG排放作了比较。下列各节描述了评审采用的方法(A.2.5.2.1),并按技术类别列出了最终结果中给出的所有参考文献(A.2.5.2.2)。

### A.2.5.2.1 评审方法

概括而言,就像在医学科学领域的通常做法(Neely等,2010年),评审是遵循系统性评审准则。医学科学的评审方法与自然科学的评审方法略有不同,它侧重于对各候选参考文献的多次独立评审,采用预先确定的筛选标准;在本案例中,由生命周期评估专家、技术专家和文献检索专家组成的评审小组定期开会,以确保筛选标准得到一致应用;尽力检索已发表的文献,以确保对出版物种类(期刊、报告等)不存偏见。

至关重要的是从一开始就注意这一评审没有更改(除单位换算外)或为了准确性而审计那些通过筛选标准的各项研究所公布的生命周期GHG排放估值。此外,也没有试图确定或筛选特异值,或对输入参数假设的有效性做出判断。由于估值是按所公布的数据绘图,因此在方法上存在显著的内在不一致性,这限制了特定发电技术类别中和技术类别间各估值的可比性。而全面的文献检索和文献披露的广度和深度部分抵消了这种局限性。几乎未曾尝试广泛地评审有关发电技术生命周期评估文献。凡确实存在那些评审往往着重于各单项技术,并且与本次评审相比,在全面性方面有更大的局限性(如Lenzen和Munksgaard,2002;Fthenakis和Kim,2007年;Lenzen,2008年;Sovacool,2008b;Beerten等,2009年;Kubiszewski等,2010年)。

评审程序包括以下步骤:文献收集、筛选和分析。

### 文献收集

自2009年5月起,通过多种机制确定了潜在相关的文献,包括通过利用各种检索算法和关键词组合的方式检索主要的文献目录数据库(如Web of Science、WorldCat)、相关文献的参考目录评审、在知名研究丛刊网站(如欧盟的Externe及其分支)以及知名生命周期评估文献数据库(如SimaPro LCA软件包中包含的数据库)上的专门检索。所有收集到的文献首先要按内容分类(利用数据库中记载的每份收集到的参考数据的重要信息)并添加到文献目录数据库中。

此处所述的文献收集方法适用于本报告所评审的各类发电技术,除石油和水力以外。由于水力和石油的

生命周期评估数据后来已补充到NREL数据库,因此,经历了一个不太全面的文献收集过程。

### 文献筛选

收集到的参考文献完全依靠多位专家进行三轮筛选,以选择符合质量及相关性标准的参考文献。参考文献通常报告的是基于各种可替代情景的多种GHG排放估值。在情景估算层面相应使用了筛选标准,偶尔仅得出某一通过筛选的参考文献中分析情景的子集。

凡通过首次质量筛选的参考文献包括1980年之后用英文发表的同行评审的期刊论文、科学会议的详细文集、博士论文和报告(由政府机构、学术院所、非政府组织、国际机构或企业撰写。为获取非英文出版物的英文版做出了各种努力,但只有少数翻译成了英文。第一轮筛选还确保了被接受的参考文献是生命周期评估,这类评估被定义分析两个或两个以上的生命周期阶段(太阳能光伏发电和风能例外,因为文献表明绝大多数生命周期GHG排放出现在制造阶段)(Frankl等,2005;Jungbluth等,2005)。

通过第一轮筛选的所有参考文献均依据更严格的质量和相关性标准作出直接判断:

- 利用了当前已被接受的可归因生命周期评估和GHG核算方法(间接生命周期评估未包括在内,因为其结果与可归因生命周期评估方法的结果基本上不具可比性;关于可归因和间接生命周期评估的进一步阐述见第9.3.4节);
- 报告了足够详细的输入、情景/技术特征、重要假设和结果,以追踪并信任这些结果;以及
- 评估了现代的或未来相关的某一技术。

对于有待分析的已公布的结果,估值必须通过一套最终标准:

- 为确保编写内容的准确性,只包括了以数字形式(即不仅是图解形式)报告的GHG排放估值。
- 重复以前出版物的估值均未包括在内。
- 各项结果须易于换算为本研究选用的功能单位:每kWh产生多少克CO<sub>2</sub>当量。

表A.2.3给出了本报告所考虑的各类发电技术在筛选过程各阶段的参考文献统计数。

## 估值分析

从经过两轮筛选的研究中得出的生命周期GHG排放估值随后作出分析并绘图。首先，按本报告审议的各类技术对各项估值进行了分类(见表A.2.3)。第二步，将估值换算为常用的功能单位(每kWh产生的克CO<sub>2</sub>当量)。此换算没有使用外生假设；若需要，估值则不包括在内。第三步，去除了含土地利用变化(LUC)或热力生产(热电联产情况下)排放贡献的生命周期GHG总排放估值。此步骤要求涉及土地利用变化或热力相关的GHG排放研究必须分别报告它们的排放贡献量，从而使此处涵盖的估值只针对电力生产。最后，计算出绘制盒型图所需的分布信息：最小值、第25百分位值、第50百分位值、第75百分位值和最大值。含5个以下估值数据集的各项技术(如地热)绘制成离散点图，而不是叠加合成分布信息图。

表A.2.4给出了图9.8所依据的最终值。各技术章中的图都基于同一数据集，而对于分类技术(如陆上风能和离岸风能)则用更高分辨率显示。

### A.2.5.2.2 参考文献一览表

以下所列为本报告最终结果给出的用于评审发电技术温室气体排放生命周期评估的所有参考文献，按技术分类，并按字母顺序排列：

## 生物质发电 (52)

- Beals, D., and D. Hutchinson (1993).** *Environmental Impacts of Alternative Electricity Generation Technologies: Final Report.* Beals and Associates, Guelph, Ontario, Canada, 151 pp.
- Beeharry, R.P. (2001).** Carbon balance of sugarcane bioenergy systems. *Biomass & Bioenergy*, **20**(5), pp. 361-370.
- Corti, A., and L. Lombardi (2004).** Biomass integrated gasification combined cycle with reduced CO<sub>2</sub> emissions: Performance analysis and life cycle assessment (LCA). *Energy*, **29**(12-15), pp. 2109-2124.
- Cottrell, A., J. Nunn, A. Urfer, and L. Wibberley (2003).** *Systems Assessment of Electricity Generation Using Biomass and Coal in CFBC.* Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development, Pullenvale, Qld., Australia, 21 pp.
- Cowie, A.L. (2004).** *Greenhouse Gas Balance of Bioenergy Systems Based on Integrated Plantation Forestry in North East New South Wales, Australia: International Energy Agency (IEA) Bioenergy Task 38 on GHG Balances of Biomass and Bioenergy Systems.* IEA, Paris, France. 6 pp. Available at: [www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casesudies/aus-brochure.pdf](http://www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casesudies/aus-brochure.pdf).
- Cuperus, M.A.T. (2003).** *Biomass Systems: Final Report.* Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for Present and Future Power Systems in Europe (ECLIPSE): N.V. tot Keuring van Electrotechnische Materialen (KEMA) Nederland B.V., Arnhem, The Netherlands, 83 pp.
- Damen, K., and A.P.C. Faaij (2003).** *A Life Cycle Inventory of Existing Biomass Import Chains for "Green" Electricity Production.* NW&S-E-2003-1, Universiteit Utrecht Copernicus Institute, Department of Science, Technology and Society, Utrecht, The Netherlands, 76 pp.
- Daugherty, E.C. (2001).** *Biomass Energy Systems Efficiency: Analyzed Through a Life Cycle Assessment.* M.S. Thesis, Lund University, Lund, Sweden, 39 pp.

**表A.2.3:** 在文献收集和筛选过程中各阶段发电技术(‘参考文献’)生命周期评估的统计数和其中评估的生命周期GHG排放情景(‘估值’)数量。

技术类别	评审的参考文献	通过首次筛选的参考文献	通过二次筛选的参考文献	提供生命周期GHG排放估值的参考文献	通过筛选的生命周期GHG排放估值
生物能	369	162	84	52	226
煤	273	192	110	52	181
聚光太阳能	125	45	19	13	42
地热能	46	24	9	6	8
水电	89	45	11	11	28
天然气	251	157	77	40	90
核能	249	196	64	32	125
海洋能	64	30	6	5	10
石油	68	45	19	10	24
太阳能光伏发电	400	239	75	26	124
风能	231	174	72	49	126
<b>总计</b>	<b>2165</b>	<b>1309</b>	<b>546</b>	<b>296</b>	<b>984</b>
<b>评审的总%</b>		<b>60%</b>	<b>25%</b>	<b>14%</b>	
<b>通过第一轮筛选的参考文献%</b>			<b>42%</b>	<b>23%</b>	
<b>通过第二轮筛选的参考文献%</b>				<b>54%</b>	

注：鉴于有些参考文献研究涉及一种以上技术，因此总计中必然会有一些重复计算。

表A.2.4: 各类发电技术GHG排放生命周期评估的文献评审合计结果, 如图9.8所示(g CO<sub>2</sub>eq/kWh)。

数值	生物能	太阳		地热能	水电	海洋能	风能	核能	天然气	石油	煤
		PV	CSP								
最小值	-633	5	7	6	0	2	2	1	290	510	675
第25百分位	360	29	14	20	3	6	8	8	422	722	877
第50百分位	18	46	22	45	4	8	12	16	469	840	1001
第75百分位	37	80	32	57	7	9	20	45	548	907	1130
最大值	75	217	89	79	43	23	81	220	930	1170	1689
CCS最小值	-1368								65		98
CCS最大值	-594								245		396

注: CCS = 碳捕获和封存, PV = 太阳能光伏发电, CSP = 太阳能聚光发电。

- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth, and M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Report No. 5, Paul Scherrer Institute, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen, Switzerland, 185 pp. Available at: [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Dowaki, K., H. Ishitani, R. Matsuhashi, and N. Sam (2002).** A comprehensive life cycle analysis of a biomass energy system. *Technology*, **8**(4-6), pp. 193-204.
- Dowaki, K., S. Mori, H. Abe, P.F. Grierson, M.A. Adams, N. Sam, P. Nimiago, J. Gale, and Y. Kaya (2003).** A life cycle analysis of biomass energy system tanking [sic] sustainable forest management into consideration. In: *Greenhouse Gas Control Technologies – 6th International Conference*, Kyoto, Japan, 1-4 October 2002. Pergamon, Oxford, pp. 1383-1388.
- Dubuisson, X., and I. Sintzoff (1998).** Energy and CO<sub>2</sub> balances in different power generation routes using wood fuel from short rotation coppice. *Biomass & Bioenergy*, **15**(4-5), pp. 379-390.
- Elsayed, M.A., R. Matthews, and N.D. Mortimer (2003).** *Carbon and Energy Balances for a Range of Biofuel Options*. Resources Research Institute, Sheffield Hallam University, Sheffield, UK, 341 pp.
- European Commission (1999).** National Implementation. *ExternE: Externalities of Energy*. European Commission, Directorate-General XII, Luxembourg, **20**, 534 pp.
- Faij, A., B. Meuleman, W. Turkenburg, A. van Wijk, B. Ausilio, F. Rosillo-Calle, and D. Hall (1998).** Externalities of biomass based electricity production compared with power generation from coal in the Netherlands. *Biomass and Bioenergy*, **14**(2), pp. 125-147.
- Faix, A., J. Schweinle, S. Scholl, G. Becker, and D. Meier (2010).** (GT-tcbiomass) life-cycle assessment of the BTO-Process (biomass-to-oil) with combined heat and power generation. *Environmental Progress and Sustainable Energy*, **29**(2), pp. 193-202.
- Forsberg, G. (2000).** Biomass energy transport – Analysis of bioenergy transport chains using life cycle inventory method. *Biomass & Bioenergy*, **19**(1), pp. 17-30.
- Froese, R.E., D.R. Shonnard, C.A. Miller, K.P. Koers, and D.M. Johnson (2010).** An evaluation of greenhouse gas mitigation options for coal-fired power plants in the US Great Lakes states. *Biomass and Bioenergy*, **34**(3), pp. 251-262.
- Gaunt, J.L., and J. Lehmann (2008).** Energy balance and emissions associated with biochar sequestration and pyrolysis bioenergy production. *Environmental Science & Technology*, **42**(11), pp. 4152-4158.
- Gmünder, S.M., R. Zah, S. Bhattacharjee, M. Classen, P. Mukherjee, and R. Widmer (2010).** Life cycle assessment of village electrification based on straight Jatropha oil in Chhattisgarh, India. *Biomass and Bioenergy*, **34**(3):347-355.
- Hanaoka, T., and S.-Y. Yokoyama (2003).** CO<sub>2</sub> mitigation by biomass-fired power generation in Japan. *International Energy Journal*, **4**(2), pp. 99-103.
- Hartmann, D., and M. Kaltschmitt (1999).** Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal - Energy and emission balances from a German case study. *Biomass & Bioenergy*, **16**(6), pp. 397-406.
- Heller, M.C., G.A. Keoleian, M.K. Mann, and T.A. Volk (2004).** Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass. *Renewable Energy*, **29**(7), pp. 1023-1042.
- Herrera, I., C. Lago, Y. Lechon, R. Saez, M. Munarriz, and J. Gil (2008).** Life cycle assessment of two biomass power generation plants. In: *16th European Biomass Conference & Exhibition*, Valencia, Spain, 2-6 June 2008, pp. 2606-2613.
- Hong, S.W. (2007).** *The Usability of Switchgrass, Rice Straw, and Logging Residue as Feedstocks for Power Generation in East Texas*. M.S. Thesis, Texas A&M University, College Station, TX, USA, 83 pp.
- IEA (2002).** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 239 pp.
- Jungmeier, G., and J. Spitzer (2001).** Greenhouse gas emissions of bioenergy from agriculture compared to fossil energy for heat and electricity supply. *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, **60**(1-3), pp. 267-273.
- Jungmeier, G., J. Spitzer, and G. Resch (1998).** Environmental burdens over the entire life cycle of a biomass CHP plant. *Biomass and Bioenergy*, **15**(4-5), pp. 311-323.
- Lettings, S., B. Muys, R. Ceulemans, E. Moons, J. Garcia, and P. Coppin (2003).** Energy budget and greenhouse gas balance evaluation of

- sustainable coppice systems for electricity production. *Biomass and Bioenergy*, **24**(3), pp. 179-197.
- Ma, X., F. Li, Z. Zhao, C. Wu, and Y. Chen (2003)**. Life cycle assessment on biomass gasification combined cycle and coal fired power plant. In: *Energy and the Environment – Proceedings of the International Conference on Energy and the Environment*, Shanghai, China, 22-24 May, 2003. Shanghai Scientific and Technical Publishers, Shanghai, China, **1**, pp. 209-214.
- Malkki, H., and Y. Virtanen (2003)**. Selected emissions and efficiencies of energy systems based on logging and sawmill residues. *Biomass and Bioenergy*, **24**, pp. 321-327.
- Mann, M.K., and P.L. Spath (1997)**. *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*. NREL/TP-430-23076, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 157 pp.
- Mann, M.K., and P.L. Spath (2001)**. A life-cycle assessment of biomass cofiring in a coal-fired power plant. *Clean Products and Processes*, **3**, pp. 81-91.
- Mohan, T. (2005)**. *An Integrated Approach for Techno-economic and Environmental Analysis of Energy from Biomass and Fossil Fuels*. M.S. Thesis, Texas A&M University, College Station, TX, USA, 200 pp.
- Peht, M. (2006)**. Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, **31**(1), pp. 55-71.
- Rafaschieri, A., M. Rapaccini, and G. Manfrida (1999)**. Life cycle assessment of electricity production from poplar energy crops compared with conventional fossil fuels. *Energy Conversion and Management*, **40**(14), pp. 1477-1493.
- Ramjeawon, T. (2008)**. Life cycle assessment of electricity generation from bagasse in Mauritius. *Journal of Cleaner Production*, **16**(16), pp. 1727-1734.
- Renouf, M.A. (2002)**. *Preliminary LCA of Electricity Generation from Sugarcane Bagasse*. Environmental Energy Center, University of Queensland, Queensland, Australia, 10 pp. Available at: [www.docstoc.com/docs/39528266/PRELIMINARY-LCA-OF-ELECTRICITY-GENERATION-FROM-SUGARCANE-BAGASSE](http://www.docstoc.com/docs/39528266/PRELIMINARY-LCA-OF-ELECTRICITY-GENERATION-FROM-SUGARCANE-BAGASSE).
- Robertson, K. (2003)**. *Greenhouse Gas Benefits of a Combined Heat and Power Bioenergy System in New Zealand*. FORCE Consulting, Kirkland, WA, USA, 16 pp. Available at: [www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casestudies/nz\\_fullreport.pdf](http://www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casestudies/nz_fullreport.pdf).
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994)**. *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. SECEA Publication No. T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 pp.
- Schaffner, B., K. Persson, U. Nilsson, and J. Peterson (2002)**. *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with Those of Other Generation Technologies*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 221 pp. Available at: [www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf](http://www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf).
- Searcy, E., and P. Flynn (2008)**. Processing of straw/corn stover: Comparison of life cycle emissions. *International Journal of Green Energy*, **5**(6), pp. 423-437.
- Setterwall, C., M. Munter, P. Sarkozi, and B. Bodlund (2003)**. *Bio-fuelled Combined Heat and Power Systems. Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for Present and Future Power Systems in Europe (ECLIPSE)*. N.V. tot Keuring van Electrotechnische Materialen (KEMA) Nederland B.V., Arnhem, The Netherlands.
- Sikkema, R., M. Junginger, W. Pichler, S. Hayes, and A.P.C. Faaij (2010)**. The international logistics of wood pellets for heating and power production in Europe: Costs, energy-input and greenhouse gas balances of pellet consumption in Italy, Sweden and the Netherlands. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, **4**(2), pp. 132-153.
- Spath, P.L., and M.K. Mann (2004)**. *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO<sub>2</sub> Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*. NREL/TP-510-32575. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 28 pp.
- Styles, D., and M.B. Jones (2007)**. Energy crops in Ireland: Quantifying the potential life-cycle greenhouse gas reductions of energy-crop electricity. *Biomass & Bioenergy*, **31**(11-12), pp. 759-772.
- Tiwary, A., and J. Colls (2010)**. Mitigating secondary aerosol generation potentials from biofuel use in the energy sector. *Science of the Total Environment*, **408**(3), pp. 607-616.
- Wibberley, L. (2001)**. *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia.
- Wibberley, L., J. Nunn, A. Cottrell, M. Searles, A. Urfer, and P. Scaife (2000)**. *Life Cycle Analysis for Steel and Electricity Production in Australia*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia, 36 pp.
- Wicke, B., V. Dornburg, M. Junginger, and A. Faaij (2008)**. Different palm oil production systems for energy purposes and their greenhouse gas implications. *Biomass and Bioenergy*, **32**(12), pp. 1322-1337.
- Yoshioka, T., K. Aruga, T. Nitami, H. Kobayashi, and H. Sakai (2005)**. Energy and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) balance of logging residues as alternative energy resources: System analysis based on the method of a life cycle inventory (LCI) analysis. *Journal of Forest Research*, **10**(2), pp. 125-134.
- Zhang, Y.M., S. Habibi, and H.L. MacLean (2007)**. Environmental and economic evaluation of bioenergy in Ontario, Canada. *Journal of the Air and Waste Management Association*, **57**(8), pp. 919-933.
- 燃煤发电 (52)
- Akai, M., N. Nomura, H. Waku, and M. Inoue (1997)**. Life-cycle analysis of a fossil-fuel power plant with CO<sub>2</sub> recovery and a sequestering system. *Energy*, **22**(2-3), pp. 249-256.
- Bates, J.L. (1995)**. *Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation*. Report Number: ETSU-R-88, Energy Technical Support Unit (ETSU), London, UK, 51 pp. (ISBN 011 515 4027).
- Corrado, A., P. Fiorini, and E. Sciubba (2006)**. Environmental assessment and extended exergy analysis of a “Zero CO<sub>2</sub> Emission,” high-efficiency steam power plant. *Energy*, **31**(15), pp. 3186-3198.
- Cottrell, A., J. Nunn, A. Urfer, and L. Wibberley (2003)**. *Systems Assessment of Electricity Generation Using Biomass and Coal in CFBC*. Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development, Pullenvale, Qld., Australia, 21 pp.
- Damen, K., and A.P.C. Faaij (2003)**. *A Life Cycle Inventory of Existing Biomass Import Chains for “Green” Electricity Production*.

- NW&S-E-2003-1, Universiteit Utrecht Copernicus Institute, Department of Science, Technology and Society, Utrecht, The Netherlands, 76 pp.
- Dolan, S.L. (2007).** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*. M.S. Thesis, University of Florida, 125 pp.
- Dones, R., U. Ganter, and S. Hirschberg (1999).** Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland. *International Journal of Global Energy Issues*, **12**(1-6), pp. 271-282.
- Dones, R., X. Zhou, and C. Tian (2004).** Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios. *International Journal of Global Energy Issues*, **22**(2/3/4), pp. 199-224.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth, and M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Report No. 5, Paul Scherrer Institute, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen, Switzerland, 185 pp. Available at: [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Dones, R., C. Bauer, T. Heck, O. Mayer-Spohn, and M. Blesl (2008).** Life cycle assessment of future fossil technologies with and without carbon capture and storage. *Life-Cycle Analysis for New Energy Conversion and Storage Systems*, **1041**, pp. 147-158.
- European Commission (1995).** Coal & Lignite. *ExternE: Externalities of Energy*. Luxembourg, European Commission, Directorate-General XII. **3**, 573 pp.
- European Commission (1999).** National Implementation. *ExternE: Externalities of Energy*. Luxembourg, European Commission, Directorate-General XII. **20**, 534 pp.
- Fiaschi, D., and L. Lombardi (2002).** Integrated gasifier combined cycle plant with integrated CO<sub>2</sub> - H<sub>2</sub>S removal: Performance analysis, life cycle assessment and exergetic life cycle assessment. *International Journal of Applied Thermodynamics*, **5**(1), pp. 13-24.
- Friedrich, R., and T. Marheineke (1996).** Life cycle analysis of electric systems: Methods and results. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*, Beijing, China, 7 October 1994, International Atomic Energy Agency, pp. 67-75. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Froese, R.E., D.R. Shonnard, C.A. Miller, K.P. Koers, and D.M. Johnson (2010).** An evaluation of greenhouse gas mitigation options for coal-fired power plants in the US Great Lakes States. *Biomass and Bioenergy*, **34**(3), pp. 251-262.
- Gorokhov, V., L. Manfredi, M. Ramezan, J. Ratafia-Brown (2000).** *Life Cycle Assessment of IGCC*. Systems Phase II Report, Science Applications International Corporation (SAIC), McLean, VA, USA, 162 pp.
- Hartmann, D., and M. Kaltschmitt (1999).** Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal - Energy and emission balances from a German case study. *Biomass & Bioenergy*, **16**(6), pp. 397-406.
- Heller, M.C., G.A. Keoleian, M.K. Mann, and T.A. Volk (2004).** Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass. *Renewable Energy*, **29**(7), pp. 1023-1042.
- Herrick, C.N., A. Sikri, L. Greene and J. Finnell (1995).** *Assessment of the Environmental Benefits of Renewables Deployment: A Total Fuel Cycle Analysis of the Greenhouse Gas Impacts of Renewable Generation Technologies in Regional Utility Systems*. DynCorp EENSP, Inc, Alexandria, VA, USA.
- Hondo, H. (2005).** Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, **30**(11-12), pp. 2042-2056.
- Jaramillo, P., W.M. Griffin, and H.S. Matthews (2006).** *Comparative Life Cycle Carbon Emissions of LNG Versus Coal and Gas for Electricity Generation*, no publisher given, 16 pp. Available at: [www.ce.cmu.edu/~gdrgr/readings/2005/10/12/Jaramillo\\_LifeCycleCarbonEmissionsFromLNG.pdf](http://www.ce.cmu.edu/~gdrgr/readings/2005/10/12/Jaramillo_LifeCycleCarbonEmissionsFromLNG.pdf).
- Koornneef, J., T. van Keulen, A. Faaij, and W. Turkenburg (2008).** Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO<sub>2</sub>. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **2**(4), pp. 448-467.
- Kreith, F., P. Norton, and D. Brown (1990).** *CO<sub>2</sub> Emissions from Coal-fired and Solar Electric Power Plants*. Solar Energy Research Institute (SERI), Golden, CO, USA, 44 pp.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann, and B. Praetorius (1997).** *ExternE National Implementation in Germany*. University of Stuttgart, Stuttgart, Germany, 189 pp.
- Lee, K.-M., S.-Y. Lee, and T. Hur (2004).** Life cycle inventory analysis for electricity in Korea. *Energy*, **29**(1), pp. 87-101.
- Lee, R. (1994).** Estimating externalities of coal fuel cycles. In: *External Costs and Benefits of Fuel Cycles*, Vol. 3. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA, 719 pp.
- Lenzen, M. (2008).** Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. *Energy Conversion and Management*, **49**, pp. 2178-2199. Available at: [www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA\\_Nuclear\\_Report.pdf](http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf).
- Markewitz, P., A. Schreiber, S. Vögele, and P. Zapp (2009).** Environmental impacts of a German CCS strategy. *Energy Procedia*, **1**(1), pp. 3763-3770.
- Martin, J.A. (1997).** A total fuel cycle approach to reducing greenhouse gas emissions: Solar generation technologies as greenhouse gas offsets in U.S. utility systems. In: *Solar Energy (Selected Proceeding of ISES 1995: Solar World Congress. Part IV)*, **59**(4-6), pp. 195-203.
- May, J.R. and D.J. Brennan (2003).** Life cycle assessment of Australian fossil energy options. *Process Safety and Environmental Protection: Transactions of the Institution of Chemical Engineers, Part B*, **81**(5), pp. 317-330.
- Meier, P.J., P.P.H. Wilson, G.L. Kulcinski, and P.L. Denholm (2005).** US electric industry response to carbon constraint: A life-cycle assessment of supply side alternatives. *Energy Policy*, **33**(9), pp. 1099-1108.
- Meridian Corporation (1989).** *Energy System Emissions and Materiel Requirements*. Meridian Corporation, Alexandria, VA, USA, 34 pp.
- Odeh, N.A. and T.T. Cockerill (2008).** Life cycle analysis of UK coal fired power plants. *Energy Conversion and Management*, **49**(2), pp. 212-220.
- Odeh, N.A. and T.T. Cockerill (2008).** Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. *Energy Policy*, **36**(1), pp. 367-380.

- Pacca, S.A. (2003).** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*. PhD Thesis, University of California, Berkeley, CA, USA, 191 pp.
- Peiu, N. (2007).** Life cycle inventory study of the electrical energy production in Romania. *International Journal of Life Cycle Assessment*, **12**(4), pp. 225-229.
- Ruether, J.A., M. Ramezan, and P.C. Balash (2004).** Greenhouse gas emissions from coal gasification power generation systems. *Journal of Infrastructure Systems*, **10**(3), pp. 111-119.
- San Martin, R.L. (1989).** *Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle*. U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA, 21 pp.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. SECD Publication No. T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 pp.
- Schreiber, A., P. Zapp, and W. Kuckshinrichs (2009).** Environmental assessment of German electricity generation from coal-fired power plants with amine-based carbon capture. *International Journal of Life Cycle Assessment*, **14**(6), pp. 547-559.
- SENES Consultants Limited (2005).** *Methods to Assess the Impacts on the Natural Environment of Generation Options*. Prepared by SENES Consultants for the Ontario Power Authority, Richmond Hill, ON, Canada, 166 pp.
- Shukla, P.R. and D. Mahapatra (2007).** Full Fuel Cycle for India. In: *CASES: Cost Assessment of Sustainable Energy Systems*. Document No. 7.1, Indian Institute of Management Ahmedabad (IIMA), Vestrapur, Ahmedabad, India, 10 pp.
- Spath, P.L., and M.K. Mann (2004).** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO<sub>2</sub> Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*. NREL/TP-510-32575. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 28 pp.
- Spath, P.L., M.K. Mann, and D.R. Kerr (1999).** *Life Cycle Assessment of Coal Fired Power Production*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 172 pp.
- Styles, D., and M.B. Jones (2007).** Energy crops in Ireland: Quantifying the potential life-cycle greenhouse gas reductions of energy-crop electricity. *Biomass & Bioenergy*, **31**(11-12), pp. 759-772.
- Uchiyama, Y. (1996).** Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases. comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*, Beijing, China, 4-7 Oct 1994, International Atomic Energy Agency (IAEA), pp. 85-94. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- White, S.W. (1998).** *Net Energy Payback and CO<sub>2</sub> Emissions from Helium-3 Fusion and Wind Electrical Power Plants*. PhD Thesis, University of Wisconsin, Madison, WI, USA, 166 pp.
- Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia.
- Wibberley, L., J. Nunn, A. Cottrell, M. Searles, A. Urfer, and P. Scaife (2000).** *Life Cycle Analysis for Steel and Electricity Production in Australia*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia, 36 pp.
- Zerlia, T. (2003).** Greenhouse gases in the life cycle of fossil fuels: Critical points in the assessment of pre-combustion emissions and repercussions on the complete life cycle. *La Rivista dei Combustibili*, **57**(6), pp. 281-293.
- Zhang, Y.M., S. Habibi, and H.L. MacLean (2007).** Environmental and economic evaluation of bioenergy in Ontario, Canada. *Journal of the Air and Waste Management Association*, **57**(8), pp. 919-933.
- Zhang, Y.M., J. McKechnie, D. Cormier, R. Lyng, W. Mabee, A. Ogino, and H.L. MacLean (2010).** Life cycle emissions and cost of producing electricity from coal, natural gas, and wood pellets in Ontario, Canada. *Environmental Science & Technology*, **44**(1), pp. 538-544.
- 太阳能聚光发电 (13)
- Burkhardt, J., G. Heath, and C. Turchi (2010).** Life cycle assessment of a model parabolic trough concentrating solar power plant with thermal energy storage. In: *ASME 4th International Conference on Energy Sustainability*, American Society of Mechanical Engineers (ASME), Phoenix, AZ, USA, 17-22 May 2010.
- Cavallaro, F., and L. Ciraolo (2006).** Life Cycle Assessment (LCA) of Paraboloidal-dish Solar Thermal Power Generation System. In: *1st International Symposium on Environment Identities and Mediterranean Area, ISEIM*, IEEE, Corte-Ajaccio, France, 10-13 July 2006, pp. 260-265.
- German Aerospace Center (DLR) (2006).** *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Final Report*. Institute of Technical Thermodynamics, and Section Systems Analysis and Technology Assessment, German Aerospace Center (DLR), Stuttgart, Germany, 190 pp.
- Jacobson, M.Z. (2009).** Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy & Environmental Science*, **2**, pp. 148-173.
- Kreith, F., P. Norton, and D. Brown (1990).** *CO<sub>2</sub> Emissions from Coal-fired and Solar Electric Power Plants*. SERI/TP-260-3772, Solar Energy Research Institute (SERI), Golden, CO, USA, 44 pp.
- Lenzen, M. (1999).** Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation. *Solar Energy*, **65**(6), pp. 353-368.
- Ordóñez, I., N. Jiménez, and M.A. Silva (2009).** Life cycle environmental impacts of electricity production by dish/Stirling systems in Spain. In: *SolarPACES 2009*, Berlin, Germany, 15-18 September 2009, 8 pp.
- Pehnt, M. (2006).** Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, **31**(1), pp. 55-71.
- Piemonte, V., M.D. Falco, P. Tarquini, and A. Giaconia (2010).** Life cycle assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. In: *20th European Symposium on Computer Aided Process Engineering – ESCAPE20*, Pierucci, S., and G.B. Ferraris (eds.), Elsevier, Naples, Italy, 6-9 June 2010, 6 pp.
- Vant-Hull, L. (1992).** Solar thermal electricity: An environmentally benign and viable alternative. *Perspectives in Energy*, **2**, pp. 157-166.
- Viebahn, P., S. Kronshage, and F. Trieb (2008).** *Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants*. Project no: 502687. New Energy Externalities Developments for

Sustainability (NEEDS), Rome, Italy, 95 pp. Available at: [www.needs-project.org/docs/results/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf](http://www.needs-project.org/docs/results/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf).

**Weinrebe, G., M. Bohnke, and F. Trieb (1998).** Life cycle assessment of an 80 MW SEGS plant and a 30 MW PHOEBUS power tower. In: *International Solar Energy Conference. Solar Engineering*. ASME, Albuquerque, NM, USA, 14-17 June 1998, pp. 417-424.

**Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia.

#### 地热发电(6)

**Frick, S., M. Kaltschmitt, and G. Schroder (2010).** Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. *Energy*, **35**(5), pp. 2281-2294.

**Hondo, H. (2005).** Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, **30**(11-12), pp. 2042-2056.

**Karlsdottir, M.R., O.P. Palsson, and H. Palsson (2010).** Factors for Primary Energy Efficiency and CO<sub>2</sub> Emission of Geothermal Power Production. In: *World Geothermal Congress 2010*, International Geothermal Association, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010, 7 pp.

**Rogge, S., and M. Kaltschmitt (2003).** Electricity and heat production from geothermal energy – An ecologic comparison. *Erdoel Erdgas Kohle/EKEP*, **119**(1), pp. 35-40.

**Rule, B.M., Z.J. Worth, and C.A. Boyle (2009).** Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand. *Environmental Science & Technology*, **43**(16), pp. 6406-6413.

**Uchiyama, Y. (1997).** Environmental life cycle analysis of geothermal power generating technology; Chinetsu hatsuden gijutsu no kankyo life cycle bunseki. *Denki Gakkaishi (Journal of the Institute of Electrical Engineers in Japan)*, **117**(11), pp. 752-755.

#### 水电 (11)

**Barnthouse, L.W., G.F. Cada, M.-D. Cheng, C.E. Easterly, R.L. Kroodsmas, R. Lee, D.S. Shriner, V.R. Tolbert, and R.S. Turner (1994).** *Estimating Externalities of the Hydro Fuel Cycles. Report 6*. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA, 205 pp.

**Denholm, P., and G.L. Kulcinski (2004).** Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems. *Energy Conversion and Management*, **45**(13-14), pp. 2153-2172.

**Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis, and I. De Vlieger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Paul Scherrer Institute (PSI), Villigen, Switzerland, 76 pp.

**Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth, and M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Report No. 5, Paul Scherrer Institute, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen, Switzerland, 185 pp. Available at: [www.eco.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.eco.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).

**Horvath, A. (2005).** *Decision-making in Electricity Generation Based on Global Warming Potential and Life-cycle Assessment for Climate*

*Change*. University of California Energy Institute, Berkeley, CA, USA, 16 pp. Available at: [repositories.cdlib.org/ucei/devtech/EDT-006](http://repositories.cdlib.org/ucei/devtech/EDT-006).

**IEA (1998).** *Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables*. International Energy Agency, Paris, France, 128 pp.

**Pacca, S. (2007).** Impacts from decommissioning of hydroelectric dams: A life cycle perspective. *Climatic Change*, **84**(3-4), pp. 281-294.

**Rhodes, S., J. Wazlaw, C. Chaffee, F. Kommonen, S. Apfelbaum, and L. Brown (2000).** *A Study of the Lake Chelan Hydroelectric Project Based on Life-cycle Stressor-effects Assessment. Final Report*. Scientific Certification Systems, Oakland, CA, USA, 193 pp.

**Ribeiro, F.d.M., and G.A. da Silva (2009).** Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study. *Journal of Cleaner Production*, **18**(1), pp. 44-54.

**Vattenfall (2008).** *Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration EPD® of Electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower*. Report No. S-P-00088, Vattenfall, Stockholm, Sweden, 50 pp.

**Zhang, Q., B. Karney, H.L. MacLean, and J. Feng (2007).** Life-Cycle Inventory of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions for Two Hydropower Projects in China. *Journal of Infrastructure Systems*, **13**(4), pp. 271-279.

#### 天然气发电 (40)

**Audus, H., and L. Saroff (1995).** Full Fuel Cycle Evaluation of CO<sub>2</sub> Mitigation Options for Fossil Fuel Fired Power Plant. *Energy Conversion and Management*, **36**(6-9), pp. 831-834.

**Badea, A.A., I. Voda, and C.F. Dinca (2010).** Comparative Analysis of Coal, Natural Gas and Nuclear Fuel Life Cycles by Chains of Electrical Energy Production. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*, **72**(2), pp. 221-238.

**Bergerson, J., and L. Lave (2007).** The Long-term Life Cycle Private and External Costs of High Coal Usage in the US. *Energy Policy*, **35**(12), pp. 6225-6234.

**Bernier, E., F. Maréchal, and R. Samson (2010).** Multi-Objective Design Optimization of a Natural Gas-combined Cycle with Carbon Dioxide Capture in a Life Cycle Perspective. *Energy*, **35**(2), pp. 1121-1128.

**Berry, J.E., M.R. Holland, P.R. Watkiss, R. Boyd, and W. Stephenson (1998).** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective*. AEA Technology, Oxfordshire, UK, 275 pp.

**Dolan, S.L. (2007).** *Life Cycle Assessment and Emergy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*. M.S. Thesis, University of Florida, 125 pp. Available at: [http://etd.fcla.edu/UF/UF0021032/dolan\\_s.pdf](http://etd.fcla.edu/UF/UF0021032/dolan_s.pdf).

**Dones, R., S. Hirschberg, and I. Knoepfel (1996).** Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*. Beijing, China, 4-7 October 1994, pp. 95-114. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).

**Dones, R., U. Ganter, and S. Hirschberg (1999).** Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland. *International Journal of Global Energy Issues*, **12**(1-6), pp. 271-282.



- Dones, R., T. Heck, and S. Hirschberg (2004).** Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview. *Encyclopedia of Energy*, **3**, pp. 77-95, doi:10.1016/B0-12-176480-X/00397-1.
- Dones, R., X. Zhou, and C. Tian (2004).** Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios. *International Journal of Global Energy Issues*, **22**(2/3/4), pp. 199-224.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis, and I. De Vlieger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Paul Scherrer Institute (PSI), Villigen, Switzerland, 76 pp.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth, and M. Tuchschild (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Report No. 5, Paul Scherrer Institute, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen, Switzerland, 185 pp. Available at: [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- European Commission (1995).** Oil & Gas. *ExternE: Externalities of Energy*. European Commission, Directorate-General XII, Luxembourg, **4**, 470 pp.
- Frischknecht, R. (1998).** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*. Dissertation, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Zurich, Switzerland, 256 pp.
- Gantner, U., M. Jakob, and S. Hirschberg (2001).** Total greenhouse gas emissions and costs of alternative Swiss energy supply strategies. In: *Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5)*. CSIRO Publishing, Cairns, Australia, 13-16 August 2000, pp. 991-996.
- Herrick, C.N., A. Sikri, L. Greene, and J. Finnell (1995).** *Assessment of the Environmental Benefits of Renewables Deployment: A Total Fuel Cycle Analysis of the Greenhouse Gas Impacts of Renewable Generation Technologies in Regional Utility Systems*. DynCorp EENSP, Inc., Alexandria, VA, USA.
- Hondo, H. (2005).** Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, **30**(11-12), pp. 2042-2056.
- IEA (2002).** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 239 pp. Available at: [www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf](http://www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf).
- Kannan, R., K.C. Leong, R. Osman, and H.K. Ho (2007).** Life cycle energy, emissions and cost inventory of power generation technologies in Singapore. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **11**, pp. 702-715.
- Kato, S., and A. Widiyanto (1999).** A life cycle assessment scheme for environmental load estimation of power generation systems with NETS evaluation method. In: *International Joint Power Generation Conference*. S.R.H. Penfield and R. McMullen (eds.). American Society of Mechanical Engineers (ASME), Burlingame, CA, USA, 25-28 July 1999, **2**, pp. 139-146.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann, and B. Praetorius (1997).** *ExternE National Implementation in Germany*. University of Stuttgart, Stuttgart, Germany, 189 pp.
- Lee, R. (1998).** *Estimating Externalities of Natural Gas Fuel Cycles. External Costs and Benefits of Fuel Cycles: A Study by the U.S. Department of Energy and the Commission of the European Communities*. Report No. 4, Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future, Oak Ridge, TN, USA, 440 pp.
- Lenzen, M. (1999).** Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation. *Solar Energy*, **65**(6), pp. 353-368.
- Lombardi, L. (2003).** Life cycle assessment comparison of technical solutions for CO<sub>2</sub> emissions reduction in power generation. *Energy Conversion and Management*, **44**(1), pp. 93-108.
- Martin, J.A. (1997).** A total fuel cycle approach to reducing greenhouse gas emissions: Solar generation technologies as greenhouse gas offsets in U.S. utility systems. *Solar Energy (Selected Proceeding of ISES 1995: Solar World Congress. Part IV)*, **59**(4-6), pp. 195-203.
- Meier, P.J. (2002).** *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*. PhD Thesis, University of Wisconsin, Madison, WI, USA, 147 pp.
- Meier, P.J., and G.L. Kulcinski (2001).** The Potential for fusion power to mitigate US greenhouse gas emissions. *Fusion Technology*, **39**(2), pp. 507-512.
- Meier, P.J., P.P.H. Wilson, G.L. Kulcinski, and P.L. Denholm (2005).** US electric industry response to carbon constraint: A life-cycle assessment of supply side alternatives. *Energy Policy*, **33**(9), pp. 1099-1108.
- Norton, B., P.C. Eames, and S.N.G. Lo (1998).** Full-energy-chain analysis of greenhouse gas emissions for solar thermal electric power generation systems. *Renewable Energy*, **15**(1-4), pp. 131-136.
- Odeh, N.A., and T.T. Cockerill (2008).** Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. *Energy Policy*, **36**(1), pp. 367-380.
- Pacca, S.A. (2003).** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*. PhD Thesis, University of California, Berkeley, CA, USA, 191 pp.
- Phumpradab, K., S.H. Gheewala, and M. Sagisaka (2009).** Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand. *International Journal of Life Cycle Assessment*, **14**(4), pp. 354-363.
- Raugei, M., S. Bargigli, and S. Ulgiati (2005).** A multi-criteria life cycle assessment of molten carbonate fuel cells (MCFC) – A comparison to natural gas turbines. *International Journal of Hydrogen Energy*, **30**(2), pp. 123-130.
- Riva, A., S. D'Angelosante, and C. Trebeschi (2006).** Natural gas and the environmental results of life cycle assessment. *Energy*, **31**(1), pp. 138-148.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. SECDPA Publication No. T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 pp.
- SENES Consultants Limited (2005).** *Methods to Assess the Impacts on the Natural Environment of Generation Options*. Prepared by SENES Consultants for the Ontario Power Authority, Richmond Hill, Ontario, Canada, 166 pp.

- Spath, P.L., and M.K. Mann (2000).** *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System*. NREL/TP-570-27715, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 54 pp.
- Spath, P.L., and M.K. Mann (2004).** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO<sub>2</sub> Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*. NREL/TP-510-32575. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 28 pp.
- Uchiyama, Y. (1996).** Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases. comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*, Beijing, China, 4-7 Oct 1994, International Atomic Energy Agency (IAEA), pp. 85-94. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- World Energy Council (2004).** *Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment*. World Energy Council, London, UK, 67 pp.
- 核电 (32)
- AEA Technologies (2005).** *Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station*. British Energy, London, UK, 52 pp.
- AEA Technologies (2006).** *Carbon Footprint of the Nuclear Fuel Cycle*. British Energy, London, UK, 26 pp.
- Andseta, S., M.J. Thompson, J.P. Jarrell, and D.R. Pendergast (1998).** Candu reactors and greenhouse gas emissions. In: *Canadian Nuclear Society 19th Annual Conference*. D.B. Buss and D.A. Jenkins (eds.), Canadian Nuclear Association, Toronto, Ontario, Canada, 18-21 October 1998.
- AXPO Nuclear Energy (2008).** *Beznau Nuclear Power Plant*. Axpo AG, Baden, Germany, 21 pp.
- Badea, A.A., I. Voda, and C.F. Dinca (2010).** Comparative analysis of coal, natural gas and nuclear fuel life cycles by chains of electrical energy production. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*, **72**(2), pp. 221-238.
- Beerten, J., E. Laes, G. Meskens, and W. D'haeseleer (2009).** Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal. *Energy Policy*, **37**(12), pp. 5056-5058.
- Dones, R., S. Hirschberg, and I. Knoepfel (1996).** Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*. Beijing, China, 4-7 October 1994, pp. 95-114. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Dones, R., X. Zhou, and C. Tian (2004).** Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios. *International Journal of Global Energy Issues*, **22**(2/3/4), pp. 199-224.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis, and I. De Vlieger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Paul Scherrer Institute (PSI), Villigen, Switzerland, 76 pp.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth, and M. Tuchschild (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Report No. 5, Paul Scherrer Institute, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen, Switzerland, 185 pp. Available at: [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- Dones, R., C. Bauer, and T. Heck (2007).** *LCA of Current Coal, Gas and Nuclear Electricity Systems and Electricity Mix in the USA*. Paul Scherrer Institute, Villigen, Switzerland, 4 pp.
- Frischknecht, R. (1998).** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*. Dissertation, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Zurich, Switzerland, 256 pp.
- Fthenakis, V.M., and H.C. Kim (2007).** Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study. *Energy Policy*, **35**(4), pp. 2549-2557.
- Hondo, H. (2005).** Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, **30**(11-12), pp. 2042-2056.
- Kivisto, A. (1995).** Energy payback period and carbon dioxide emissions in different power generation methods in Finland. In: *IAEE International Conference*. International Association for Energy Economics, Washington, D.C., 5-8 July 1995, pp. 191-198.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann, and B. Praetorius (1997).** *ExternE National Implementation in Germany*. University of Stuttgart, Stuttgart, Germany, 189 pp.
- Lecoite, C., D. Lecarpentier, V. Maupu, D. Le Boulch, and R. Richard (2007).** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of Nuclear Power Plants*. D14.2 – RS 1a, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Rome, Italy, 62 pp. Available at: [www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D14.2%20Final%20report%20on%20nuclear.pdf](http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D14.2%20Final%20report%20on%20nuclear.pdf).
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy, and M. Bilek (2006).** *Life-cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*. ISA, University of Sydney, Sydney, Australia, 180 pp.
- Meridian Corporation (1989).** *Energy System Emissions and Materiel Requirements*. Meridian Corporation, Alexandria, VA, USA, 34 pp.
- Rashad, S.M., and F.H. Hammad (2000).** Nuclear power and the environment: Comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems. *Applied Energy*, **65**(1-4), pp. 211-229.
- San Martin, R.L. (1989).** *Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle*. U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA, 21 pp.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994).** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. SEEDA Publication No. T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 pp.
- Tokimatsu, K., T. Asami, Y. Kaya, T. Kosugi, and E. Williams (2006).** Evaluation of lifecycle CO<sub>2</sub> emissions from the Japanese electric power sector in the 21st century under various nuclear scenarios. *Energy Policy*, **34**(7), pp. 833-852.

- Uchiyama, Y. (1996).** Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases. comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*, Beijing, China, 4-7 Oct 1994, International Atomic Energy Agency (IAEA), pp. 85-94. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Uchiyama, Y. (1996).** Life cycle analysis of electricity generation and supply systems: Net energy analysis and greenhouse gas emissions. In: *Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making*, International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria, 16-19 October 1995, pp. 279-291.
- Vattenfall (2007).** *Summary of Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration, EPD® of Electricity from Ringhals Nuclear Power Plant*. S-P-00026 2007-11-01, Vattenfall, Stockholm, Sweden, 4 pp.
- Vattenfall (2007).** *Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration, EPD, of Electricity from Forsmark Nuclear Power Plant*. Report No. S-P-00088, Vattenfall, Stockholm, Sweden, 59 pp.
- Voorspools, K.R., E.A. Brouwers, and W.D. D'Haeseleer (2000).** Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the low countries. *Applied Energy*, **67**(3), pp. 307-330.
- White, S.W., and G.L. Kulcinski (1999).** 'Birth to Death' Analysis of the Energy Payback Ratio and CO<sub>2</sub> Gas Emission Rates from Coal, Fission, Wind, and DT Fusion Power Plants. University of Wisconsin, Madison, WI, USA, 17 pp.
- Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia.
- Yasukawa, S., Y. Tadokoro, and T. Kajiyama (1992).** Life cycle CO<sub>2</sub> emission from nuclear power reactor and fuel cycle system. In: *Expert Workshop on Life-cycle Analysis of Energy Systems, Methods and Experience*. Paris, France, 21-22 May 1992, pp. 151-160.
- Yasukawa, S., Y. Tadokoro, O. Sato, and M. Yamaguchi (1996).** Integration of indirect CO<sub>2</sub> emissions from the full energy chain. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*. Beijing, China, pp. 139-150. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- 海洋能 (5)
- Parker, R.P.M., G.P. Harrison, and J.P. Chick (2008).** Energy and carbon audit of an offshore wave energy converter. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, **221**(8), pp. 1119-1130.
- Rule, B.M., Z.J. Worth, and C.A. Boyle (2009).** Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand. *Environmental Science & Technology*, **43**(16), pp. 6406-6413.
- Sorensen, H.C., and S. Naef (2008).** *Report on Technical Specification of Reference Technologies (Wave and Tidal Power Plant)*. New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Rome, Italy and SPOK Consult, Copenhagen, Denmark, 59 pp.
- Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia.
- Woolcombe-Adams, C., M. Watson, and T. Shaw (2009).** Severn Barrage tidal power project: Implications for carbon emissions. *Water and Environment Journal*, **23**(1), pp. 63-68.
- 燃油发电 (10)
- Bates, J.L. (1995).** *Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation*. ETSU, London, UK, 51 pp.
- Berry, J.E., M.R. Holland, P.R. Watkiss, R. Boyd, and W. Stephenson (1998).** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective*. AEA Technology, Oxfordshire, UK, 275 pp.
- Dones, R., S. Hirschberg, and I. Knoepfel (1996).** Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Analysis of Net Energy Balance and Full-energy-chain Greenhouse Gas Emissions for Nuclear and Other Energy Systems*. Beijing, China, 4-7 October 1994, pp. 95-114. Available at: [www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/013/28013414.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf).
- Dones, R., U. Ganter, and S. Hirschberg (1999).** Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland. *International Journal of Global Energy Issues*, **12**(1-6), pp. 271-282.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis, and I. De Vlieger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Paul Scherrer Institute (PSI), Villigen, Switzerland, 76 pp.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth, and M. Tuchschnid (2007).** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Report No. 5, Paul Scherrer Institute, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen, Switzerland, 185 pp. Available at: [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- European Commission (1995).** Oil & Gas. *ExternE: Externalities of Energy*. European Commission, Directorate-General XII, Luxembourg, **4**, 470 pp.
- Gagnon, L., C. Belanger, and Y. Uchiyama (2002).** Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. *Energy Policy*, **30**, pp. 1267-1279.
- Hondo, H. (2005).** Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, **30**(11-12), pp. 2042-2056.
- Kannan, R., C.P. Tso, R. Osman, and H.K. Ho (2004).** LCA-LCCA of oil fired steam turbine power plant in Singapore. *Energy Conversion and Management*, **45**, pp. 3091-3107.
- 太阳能光伏发电 (26)
- Alsema, E.A. (2000).** Energy pay-back time and CO<sub>2</sub> emissions of PV systems. *Progress in Photovoltaics*, **8**(1), pp. 17-25.
- Alsema, E.A., and M.J. de Wild-Scholten (2006).** Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production. In: *13th CIRP International Conference on Life Cycle Engineering*, Leuven, Belgium, 31 May - 2 Jun, 2006. Available at: [www.mech.kuleuven.be/lce2006/Registration\\_papers.htm](http://www.mech.kuleuven.be/lce2006/Registration_papers.htm).

- Dones, R., T. Heck, and S. Hirschberg (2004).** Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview. *Encyclopedia of Energy*, **3**, pp. 77-95.
- Frankl, P., E. Menichetti, M. Raugei, S. Lombardelli, and G. Prenzushi (2005).** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of PV Applications*. Ambiente Italia, Milan, Italy, 81 pp.
- Fthenakis, V.M., and E. Alsema (2006).** Photovoltaics energy payback times, greenhouse gas emissions and external costs: 2004 - early 2005 status. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **14**(3), pp. 275-280.
- Fthenakis, V., and H.C. Kim (2006).** Energy use and greenhouse gas emissions in the life cycle of CdTe photovoltaics. In: *Life-Cycle Analysis Tools for "Green" Materials and Process Selection, Materials Research Society Symposium 2006*. S. Papisavva and V.M.P.O. Fthenakis (eds.), Materials Research Society, Boston, MA, 28-30 November 2005, **895**, pp. 83-88.
- Fthenakis, V.M., and H.C. Kim (2007).** Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study. *Energy Policy*, **35**(4), pp. 2549-2557.
- Garcia-Valverde, R., C. Miguel, R. Martinez-Bejar, and A. Urbina (2009).** Life cycle assessment study of a 4.2 kW(p) stand-alone photovoltaic system. *Solar Energy*, **83**(9), pp. 1434-1445.
- Graebig, M., S. Bringezu, and R. Fenner (2010).** Comparative analysis of environmental impacts of maize-biogas and photovoltaics on a land use basis. *Solar Energy*, **84**(7), pp. 1255-1263.
- Greijer, H., L. Karlson, S.E. Lindquist, and A. Hagfeldt (2001).** Environmental aspects of electricity generation from a nanocrystalline dye sensitized solar cell system. *Renewable Energy*, **23**(1), pp. 27-39.
- Hayami, H., M. Nakamura, and K. Yoshioka (2005).** The life cycle CO<sub>2</sub> emission performance of the DOE/NASA solar power satellite system: a comparison of alternative power generation systems in Japan. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews*, **35**(3), pp. 391-400.
- Hondo, H. (2005).** Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, **30**(11-12), pp. 2042-2056.
- Ito, M., K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, and K. Kurokawa (2003).** An analysis of variation of very large-scale PV (VLS-PV) systems in the world deserts. In: *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*. WCPEC, Osaka, Japan, 11-18 May 2003, **C**, pp. 2809-2814.
- Kannan, R., K.C. Leong, R. Osman, H.K. Ho, and C.P. Tso (2006).** Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV System in Singapore. *Solar Energy*, **80**(5), pp. 555-563.
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy, and M. Bilek (2006).** *Life-cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*. ISA, University of Sydney, Sydney, Australia, 180 pp.
- Muneer, T., S. Younes, P. Clarke, and J. Kubie (2006).** *Napier University's School of Engineering Life Cycle Assessment of a Medium Sized PV Facility in Edinburgh*. EuroSun. ES06-T10-0171, The Solar Energy Society, Glasgow, 157 pp.
- Pacca, S.A. (2003).** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*. PhD Thesis, University of California, Berkeley, CA, USA, 191 pp.
- Pehnt, M. (2006).** Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, **31**(1), pp. 55-71.
- Pehnt, M., A. Bubenzer, and A. Rauber (2002).** Life cycle assessment of photovoltaic systems—Trying to fight deep-seated prejudices. In: *Photovoltaics Guidebook for Decision Makers*. A. Bubenzer and J. Luther (eds.), Springer, Berlin, Germany, pp. 179-213.
- Reich-Weiser, C. (2010).** *Decision-Making to Reduce Manufacturing Greenhouse Gas Emissions*. PhD Thesis, University of California, Berkeley, CA, USA, 101 pp.
- Reich-Weiser, C., T. Fletcher, D.A. Dornfeld, and S. Horne (2008).** Development of the Supply Chain Optimization and Planning for the Environment (SCOPE) tool - Applied to solar energy. In: *2008 IEEE International Symposium on Electronics and the Environment*. IEEE, San Francisco, CA, 19-21 May 2008, 6 pp.
- Sengul, H. (2009).** *Life Cycle Analysis of Quantum Dot Semiconductor Materials*. PhD Thesis, University of Illinois, Chicago, IL, USA, 255 pp.
- Stoppato, A. (2008).** Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy*, **33**(2), pp. 224-232.
- Tripanagnostopoulos, Y., M. Souliotis, R. Battisti, and A. Corrado (2006).** Performance, cost and life-cycle assessment study of hybrid PVT/AIR solar systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **14**(1), pp. 65-76.
- Uchiyama, Y. (1997).** Life cycle analysis of photovoltaic cell and wind power plants. In: *IAEA Advisory Group Meeting on the Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain of Solar and Wind Power*, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 21-24 October 1996, pp. 111-122.
- Voorspools, K.R., E.A. Brouwers, and W.D. D'Haeseleer (2000).** Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the low countries. *Applied Energy*, **67**(3), pp. 307-330.
- 风能(49)
- Ardenete, F., M. Beccali, M. Cellura, and V. Lo Brano (2008).** Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **12**(1), pp. 200-217.
- Berry, J.E., M.R. Holland, P.R. Watkiss, R. Boyd, and W. Stephenson (1998).** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective*. AEA Technology, Oxfordshire, UK, 275 pp.
- Chataignere, A., and D. Le Boulch (2003).** *Wind Turbine (WT) Systems: Final Report*. Energy de France (EDF R&D), Paris, France, 110 pp.
- Crawford, R.H. (2009).** Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**(9), pp. 2653-2660.
- Dolan, S.L. (2007).** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*. M.S. Thesis, University of Florida, 125 pp. Available at: [http://etd.fcla.edu/UF/UFE0021032/dolan\\_s.pdf](http://etd.fcla.edu/UF/UFE0021032/dolan_s.pdf).
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L.I. Panis, and I. De Vlieger (2005).** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy*

- Technologies*. ENG1-CT-2002-00609, Paul Scherrer Institute (PSI), Villigen, Switzerland, 76 pp.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M.F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth, and M. Tuchschnid (2007)**. *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Ecoinvent Report No. 5, Paul Scherrer Institute, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Villigen, Switzerland, 185 pp. Available at: [www.ecolo.org/documents/documents\\_in\\_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf](http://www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf).
- DONG Energy (2008)**. *Life Cycle Approaches to Assess Emerging Energy Technologies: Final Report on Offshore Wind Technology*. DONG Energy, Fredericia, Denmark, 60 pp.
- Enel SpA (2004)**. *Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Enel's Wind Plant in Sclafani Bagni (Palermo, Italy)*. Enel SpA, Rome, Italy, 25 pp.
- European Commission (1995)**. *Wind & Hydro. ExternE: Externalities of Energy*. European Commission, Directorate-General XII, Luxembourg, 6, 295 pp.
- Frischknecht, R. (1998)**. *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*. Dissertation, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Zurich, Switzerland, 256 pp.
- Hartmann, D. (1997)**. FENCH-analysis of electricity generation greenhouse gas emissions from solar and wind power in Germany. In: *IAEA Advisory Group Meeting on Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain of Solar and Wind Power*. IAEA, Vienna, Austria, 21-24 October 1996, pp. 77-87.
- Hondo, H. (2005)**. Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, **30**(11-12), pp. 2042-2056.
- Jacobson, M.Z. (2009)**. Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy & Environmental Science*, **2**, pp. 148-173.
- Jungbluth, N., C. Bauer, R. Dones, and R. Frischknecht (2005)**. Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power. *International Journal of Life Cycle Assessment*, **10**(1), pp. 24-34.
- Khan, F.I., K. Hawboldt, and M.T. Iqbal (2005)**. Life cycle analysis of wind-fuel cell integrated system. *Renewable Energy*, **30**(2), pp. 157-177.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Trukenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann, and B. Praetorius (1997)**. *ExternE National Implementation in Germany*. University of Stuttgart, Stuttgart, Germany, 189 pp.
- Kuemmel, B., and B. Sørensen (1997)**. *Life-cycle Analysis of the Total Danish Energy System*. IMFUFA, Roskilde Universitetscenter, Roskilde, Denmark, 219 pp.
- Lee, Y.-M., and Y.-E. Tzeng (2008)**. Development and life-cycle inventory analysis of wind energy in Taiwan. *Journal of Energy Engineering*, **134**(2), pp. 53-57.
- Lenzen, M., and U. Wachsmann (2004)**. Wind turbines in Brazil and Germany: An example of geographical variability in life-cycle assessment. *Applied Energy*, **77**(2), pp. 119-130.
- Liberman, E.J. (2003)**. *A Life Cycle Assessment and Economic Analysis of Wind Turbines Using Monte Carlo Simulation*. M.S. Thesis, Air Force Institute of Technology, Wright-Patterson Air Force Base, OH, USA, 162 pp.
- Martínez, E., F. Sanz, S. Pellegrini, E. Jiménez, and J. Blanco (2009)**. Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, **14**(1), pp. 52-63.
- McCulloch, M., M. Reynolds, and M. Laurie (2000)**. *Life-Cycle Value Assessment of a Wind Turbine*. The Pembina Institute, Drayton Valley, Alberta, Canada, 14 pp.
- Nadal, G. (1995)**. Life cycle direct and indirect pollution associated with PV and wind energy systems. In: *ISES 1995: Solar World Congress*. Fundacion Bariloche, Harare, Zimbabwe, 11-15 September 1995, pp. 39
- Pacca, S.A. (2003)**. *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*. PhD Thesis, University of California, Berkeley, CA, USA, 191 pp.
- Pacca, S.A., and A. Horvath (2002)**. Greenhouse gas emissions from building and operating electric power plants in the upper Colorado River Basin. *Environmental Science & Technology*, **36**(14), pp. 3194-3200.
- Pehnt, M. (2006)**. Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, **31**(1), pp. 55-71.
- Pehnt, M., M. Oeser, and D.J. Swider (2008)**. Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany. *Energy*, **33**(5), pp. 747-759.
- Proops, J.L.R., P.W. Gay, S. Speck, and T. Schröder (1996)**. The lifetime pollution implications of various types of electricity generation. An input-output analysis. *Energy Policy*, **24**(3), pp. 229-237.
- Rule, B.M., Z.J. Worth, and C.A. Boyle (2009)**. Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand. *Environmental Science & Technology*, **43**(16), pp. 6406-6413.
- Rydh, J., M. Jonsson, and P. Lindahl (2004)**. *Replacement of Old Wind Turbines Assessed from Energy, Environmental and Economic Perspectives*. University of Kalmar, Department of Technology, Kalmar, Sweden, 33 pp.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994)**. *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*. SECDPA Publication No. T800-94-004, Saskatoon, SK, Canada, 205 pp.
- Schleisner, L. (2000)**. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. *Renewable Energy*, **20**(3), pp. 279-288.
- Spitzley, D.V., and G.A. Keoleian (2005)**. *Life Cycle Environmental and Economic Assessment of Willow Biomass Electricity: A Comparison with Other Renewable and Non-renewable Sources*. Report No. CSS04-05R, University of Michigan, Center for Sustainable Systems, Ann Arbor, MI, USA, 69 pp.
- Tremeac, B., and F. Meunier (2009)**. Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**(8), pp. 2104-2110.
- Uchiyama, Y. (1997)**. Life cycle analysis of photovoltaic cell and wind power plants. In: *IAEA Advisory Group Meeting on the Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain of Solar and*

*Wind Power*, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 21-24 October 1996, pp. 111-122.

**van de Vate, J.F. (1996).** Comparison of the greenhouse gas emissions from the full energy chains of solar and wind power generation. In: *IAEA Advisory Group Meeting organized by the IAEA Headquarters*. IAEA, Vienna, Austria, 21-24 October 1996, pp. 13.

**Vattenfall AB (2003).** *Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Vattenfall AB's Swedish Windpower Plants*. Vattenfall, Stockholm, Sweden, 31 pp.

**Vattenfall AB (2010).** *Vattenfall Wind Power Certified Environmental Product Declaration EPD of Electricity from Vattenfall's Wind Farms*. Vattenfall Wind Power, Stockholm, Sweden, 51 pp.

**Vestas Wind Systems A/S (2006).** *Life Cycle Assessment of Electricity Produced from Onshore Sited Wind Power Plants Based on Vestas V82-1.65 MW turbines*. Vestas, Randers, Denmark, 77 pp.

**Vestas Wind Systems A/S (2006).** *Life Cycle Assessment of Offshore and Onshore Sited Wind Power Plants Based on Vestas V90-3.0 MW Turbines*. Vestas, Randers, Denmark, 60 pp.

**Voorspools, K.R., E.A. Brouwers, and W.D. D'Haeseleer (2000).** Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the low countries. *Applied Energy*, **67**(3), pp. 307-330.

**Waters, T.M., R. Forrest, and D.C. McConnell (1997).** Life-cycle assessment of wind energy: A case study based on Baix Ebre Windfarm, Spain. In: *Wind Energy Conversion 1997: Proceedings of the Nineteenth BWEA Wind Energy Conference*, R. Hunter (ed.), Mechanical Engineering Publications Limited, Heriot-Watt University, Edinburgh, UK, 16-18 July 1997, pp. 231-238.

**Weinzettel, J., M. Reenaas, C. Solli, and E.G. Hertwich (2009).** Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine. *Renewable Energy*, **34**(3), pp. 742-747.

**White, S. (2006).** Net energy payback and CO<sub>2</sub> emissions from three Midwestern wind farms: An update. *Natural Resources Research*, **15**(4), pp. 271-281.

**White, S.W., and G.L. Kulcinski (1998).** *Net Energy Payback and CO<sub>2</sub> Emissions from Wind-Generated Electricity in the Midwest*. UWFD-1092, University of Wisconsin, Madison, WI, USA, 72 pp.

**White, S.W., and G.L. Kulcinski (1999).** *'Birth to Death' Analysis of the Energy Payback Ratio and CO<sub>2</sub> Gas Emission Rates from Coal, Fission, Wind, and DT Fusion Power Plants*. University of Wisconsin, Madison, WI, USA, 17 pp.

**Wibberley, L. (2001).** *Coal in a Sustainable Society*. Australian Coal Association Research Program, Brisbane, Queensland, Australia.

**World Energy Council (2004).** *Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment*. World Energy Council, London, UK, 67 pp.

### A.2.5.3 对发电技术的运行用水的评审

本概要阐述了对已公布的发电技术运行汲水和耗水强度估值进行全面评审所采用的方法。评审结果在第9.3.4.4节及图9.14作了讨论。

#### A.2.5.3.1 评审方法

对发电技术生命周期耗水和汲水文献进行了评审，但由于数据的质量和广度存在不足，因此评审重点专门放在运行用水方面。此处考虑的生命周期文献是那些通过了本报告发电技术生命周期GHG排放评审所采用的筛选程序的研究(见A.2.5.2)。生物燃料能源作物的上游用水不是本节讨论的主题。

此项评审没有更改(单位换算除外)或审计那些通过筛选标准的各项研究中公布的用水估值准确度。此外，由于直接采用所公布的估值，因而方法上存在相当大的内在不一致性，这限制了可比性。当前已做出一些努力评审发电技术的运行用水文献，不过这些在技术或所涉及的一次文献的全面性方面仍然有限(Gleick, 1993; Inhaber, 2004; NETL, 2007a, b; WRA, 2008; Fthenakis和Kim, 2010)。因此，本评审是以独特方式通告本报告的内容。

### 文献收集

相关文献的确定首先由研究人员从核心参考文献库开始，随后用各类检索算法和关键词组合检索主要文献目录数据库，而后评审所收集到的每个参考文献的目录。所有收集到的文献被添加到文献目录数据库。此处所述的文献收集法适用于本报告评审的各类发电技术。

### 文献筛选

所收集到的参考文献完全按筛选过程选择符合质量和相关性标准的参考文献。运行用水研究须用英文书写，内容涉及位于北美的各项设施的运行用水，为计算用水强度系数(单位：立方米/每兆瓦小时)提供了充分的信息，估算与此前已公布数字不相重复的耗水量，而且是以下形式之一：期刊论文、会议文集或报告(由政府机构、非政府组织、国际机构或企业编写)。特定技术的国家平均用水强度估值、现有电厂运行用水估值以及实验室实验估值都得到同等重视。鉴于缺少可用的发电技术耗水量估值，而且已公布的估值将根据政策加以使用，因此没有在报告的质量或完整性基础上进行额外的筛选。

### 估值分析

估值是按燃料技术和冷却系统分类。为了便于分析，对燃料技术类型和冷却系统类型进行了一定程度的归纳。太阳能聚光发电包括反光槽系统和电力塔系统。核电包括压水反应堆和沸水反应堆。煤炭发电包括亚临界和超临界技术。对于再循环冷却技术，对自然通风和机械通风冷却塔系统未作区分，同样，所有冷却池系统也同等对待。估值被换算为常用的功能单位(每MWh产生的立方米)。此换算未采用外生假设；如果需要外生假设，则不对该估值进行分析。

### A.2.5.3.2 参考文献一览表

- CEC (2008).** *2007 Environmental Performance Report of California's Electrical Generation System*. California Energy Commission (CEC) Final Staff Report, CA, USA.
- Cohen, G., D.W. Kearney, C. Drive, D. Mar, and G.J. Kolb (1999).** *Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Plants*. Sandia National Laboratories Technical Report-SAND99-1290, doi:10.2172/8378, Albuquerque, NM, USA.
- Dziegielewski, B., and T. Bik (2006).** *Water Use Benchmarks for Thermoelectric Power Generation*. Research Report of the Department of Geography and Environmental Resources, Southern Illinois University, Carbondale, IL, USA.
- EPRI (2002).** *Water and sustainability (Volume 2): an assessment of water demand, supply, and quality in the U.S.-the next half century*. Technical Report 1006785, Electric Power Research Institute (EPRI). Palo Alto, CA, USA.
- EPRI and US DOE (1997).** *Renewable Energy Technology Characterizations*. EPRI Topical Report-109496, Electric Power Research Institute (EPRI) and U.S. Department of Energy (US DOE), Palo Alto, CA and Washington, DC, USA.
- Feeley, T.J., L. Green, J.T. Murphy, J. Hoffmann, and B.A. Carney (2005).** *Department of Energy / Office of Fossil Energy's Power Plant Water Management R & D Program*. National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA, 18 pp. Available at: [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/IEP\\_Power\\_Plant\\_Water\\_R%26D\\_Final\\_1.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/IEP_Power_Plant_Water_R%26D_Final_1.pdf).
- Feeley, T.J., T.J. Skone, G.J. Stiegel, A. McNemar, M. Nemeth, B. Schimmoller, J.T. Murphy, and L. Manfreda (2008).** Water: A critical resource in the thermoelectric power industry. *Energy*, **33**, pp. 1-11.
- Fthenakis, V., and H.C. Kim (2010).** Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**, pp. 2039-2048.
- Gleick, P. (1992).** Environmental consequences of hydroelectric development: The role of facility size and type. *Energy*, **17**(8), pp. 735-747.
- Gleick, P. (1993).** *Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources*. Oxford University Press, New York, NY, USA.
- Hoffmann, J., S. Forbes, and T. Feeley (2004).** *Estimating Freshwater Needs to Meet 2025 Electricity Generating Capacity Forecasts*. National Energy Technology Laboratory Pittsburgh, PA, USA, 12 pp. Available at: [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/Estimating%20Freshwater%20Needs%20to%202025.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/Estimating%20Freshwater%20Needs%20to%202025.pdf).
- Inhaber, H. (2004).** Water use in renewable and conventional electricity production. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, **26**, pp. 309-322, doi:10.1080/00908310490266698.
- Kelly, B. (2006).** *Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis-Task 2: Comparison of Wet and Dry Rankine Cycle Heat Rejection*. Subcontractor Report-NREL/SR-550-40163, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA. Available at: [www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/40163.pdf](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/40163.pdf).
- Leitner, A. (2002).** *Fuel from the Sky: Solar Power's Potential for Western Energy Supply*. Subcontractor Report-NREL/SR 550-32160, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA. Available at: [www.nrel.gov/csp/pdfs/32160.pdf](http://www.nrel.gov/csp/pdfs/32160.pdf).
- Mann, M., and P. Spath (1997).** *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*. Technical Report-TP-430-23076, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA. Available at: [www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/23076.pdf](http://www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/23076.pdf).
- Meridian (1989).** *Energy System Emissions and Material Requirements*. Meridian Corporation Report to U.S. Department of Energy (DOE), Washington, DC, USA.
- NETL (2007).** *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants-Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity Final Report*. DOE/NETL-2007/1281, National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, USA. Available at [www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/BitBase\\_FinRep\\_2007.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/BitBase_FinRep_2007.pdf).
- NETL (2007).** *Power Plant Water Usage and Loss Study. 2007 Update*. National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, USA. Available at: [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport\\_Revised%20May2007.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport_Revised%20May2007.pdf).
- NETL (2009).** *Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermoelectric Generation Requirements*. DOE/NETL-400/2009/1339, National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, USA. Available at: [www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/2009%20Water%20Needs%20Analysis%20-%20Final%20%289-30-2009%29.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/2009%20Water%20Needs%20Analysis%20-%20Final%20%289-30-2009%29.pdf).
- NETL (2009).** *Existing Plants, Emissions and Capture – Setting Water-Energy R&D Program Goals*. DOE/NETL-2009/1372, National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, USA. Available at: [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/water/pdfs/EPEC%20water-energy%20R%26D%20goal%20update%20v.1%20may09.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/water/pdfs/EPEC%20water-energy%20R%26D%20goal%20update%20v.1%20may09.pdf).
- Sargent & Lundy (2003).** *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*. NREL/SR-550-34440, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA. Available at: [www.nrel.gov/docs/fy04osti/34440.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34440.pdf).
- Stoddard, L., J. Abiecunas, and R.O. Connell (2006).** *Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California*. NREL/SR-550-39291, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA. Available at: [www.nrel.gov/docs/fy06osti/39291.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39291.pdf).
- Torcellini, P., N. Long, and R. Judkoff (2003).** *Consumptive Water Use for U.S. Power Production*. Technical Report-TP-550-33905, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA. Available at: [www.nrel.gov/docs/fy04osti/33905.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/33905.pdf).
- Turchi, C., M. Wagner, and C. Kutscher (2010).** *Water Use in Parabolic Trough Power Plants: Summary Results from WorleyParsons' Analyses*. NREL/TP-5500-49468, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA. Available at: [www.nrel.gov/docs/fy11osti/49468.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49468.pdf).
- US DOE (2009).** *Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation*. Report to Congress. U.S. Department of Energy (DOE), Washington, DC, USA.
- Viebahn, P., S. Kronshage, F. Trieb, and Y. Lechon (2008).** *Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants*. Project 502687, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Brussels, Belgium, 95 pp. Available at: [www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf](http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf).

**WorleyParsons (2009).** *Analysis of Wet and Dry Condensing 125 MW Parabolic Trough Power Plants.* WorleyParsons Report No. NREL-2-ME-REP-0002-R0, WorleyParsons Group, North Sydney, Australia.

**WorleyParsons (2009).** *Beacon Solar Energy Project Dry Cooling Evaluation.* WorleyParsons Report No. FPLS-0-LI-450-0001, WorleyParsons Group, North Sydney, Australia.

**WorleyParsons (2010).** *Material Input for Life Cycle Assessment Task 5 Subtask 2: O&M Schedules.* WorleyParsons Report No. NREL-0-LS-019-0005, WorleyParsons Group, North Sydney, Australia.

**WorleyParsons (2010).** *Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model.* WorleyParsons Report, WorleyParsons Group, North Sydney, Australia.

**WRA (2008).** *A Sustainable Path: Meeting Nevada's Water and Energy Demands.* Western Resource Advocates (WRA), Boulder, CO, USA, 43 pp. Available at: [www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf](http://www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf).

**Yang, X., and B. Dziegielewski (2007).** Water use by thermoelectric power plants in the United States. *Journal of the American Water Resources Association*, **43**, pp. 160-169.

#### A.2.5.4 风险分析

本节采用了第9.3.4.7节所述各能源技术的灾害与风险评估方法，并提供了参考文献和核心假设(表A.2.5)。

对风险这个术语的定义有多种，这取决于应用领域和研究对象(Haimes, 2009)。在工程学和自然科学领域，风险通常以量化方式定义：风险(R)=概率(p)×后果(C)。这一定义不包括主观的风险认知和厌恶因素，这也会影响决策过程，换言之，利益相关方可能会在定量风险因素和定性风险因素之间作出取舍(Gregory和Lichtenstein, 1994; Stirling, 1999)。当某类风险超出日常水平时，风险评估和评价则变得更为复杂；如何加以应对，这给社会带来了挑战(WBGU, 2000)。例如，Renn等(2001)将风险分为三个类别或范围，即(1)日常运行和现有法律法规可控的正常范围，(2)中间范围，(3)不可容忍范围(容许范围)。Kristensen等(2006)提出了分类修改方案以进一步完善风险特征。近来，重要基础设施的保护、复杂的相互关联系统以及‘未知的未知风险’等其它方面已成为一个主要关注点(Samson等, 2009; Aven和Zio, 2011; Elahi, 2011)。

对第9.3.4.7节所述各种能源技术的‘危害和风险’评价是基于风险比较评估方法，它是保罗谢勒研究所(PSI)自20世纪90年代建立的方法；其核心是能源相关重大事故数据库(ENSAD)(Hirschberg等, 1998, 2003a; Burgherr等, 2004, 2008; Burgherr和Hirschberg, 2005)。考虑所有能源链是至关重要的，因为事故可发生在勘探、开采、加工和储存、长途运输、区域和地方分销、电力和/

或热力生产、废物处理和处置等任何一个环节。但是，所有上述环节并不都适用于每一个能源链。对于化石能源链(煤、油、天然气)和水电而言，ENSAD存有1970年-2008年的大量历史经验。对于核电，使用概率安全评估(PSA)以应对假想事故(Hirschberg等, 2004a)。相比之下，由于历史经验有限或不足，对可再生能源技术的研究(除水电)是基于现有的事故统计数据、文献评审和专家判断。应指出现有的分析范围有限，且没有涵盖对假想事故的模拟。这尤其会对太阳能光伏发电的分析结果产生影响。

文献中对‘重大事故’这一术语尚无统一的定义。在PSI的ENSAD数据库框架内，如果事故造成下列一个以上的后果即被认定为重大事故：

- 至少5人死亡或
- 至少10人受伤或
- 至少200人被疏散或
- 广泛禁止食品消费或
- 释放的碳氢化合物超过1万公吨或
- 强制清理的陆地和水域面积至少为25km<sup>2</sup>或
- 经济损失至少为500万美元2000。

对于大型集中式能源技术，给出的结果均针对三个主要国家集团，即经济合作与发展组织(OECD)和非经济合作与发展组织国家以及欧盟27国(EU 27)。此类区分方法是有意义的，因为高度发达国家(即OECD和EU 27)和主要是欠发达的非OECD国家之间在管理、监管框架和总体安全文化方面存在着显著差异(Burgherr和Hirschberg, 2008)。以中国为例，《中国煤炭工业年鉴》(CCIIY)提供了1994-1999年各次事故数据，因此仅对这一时期的煤炭链数据作了分析，分析表明，往年有相当大的少报情况(Hirschberg等, 2003a, b)。在2000-2009期间，《中国煤炭工业年鉴》只有煤炭链年度总死亡人数，这是无法将其与往年数据相结合的原因。对于除水电之外的可再生能源技术，估值对于发达国家(如OECD和欧盟27国)具有代表性。

各能源链的对比是基于按电力生产单位归一化的数据。对于化石能源链，利用通用的0.35效率系数，将热换算为等量电力输出。对于核能、水电和新的可再生能源技术，由于生产的产品是电能，因而可直接归一化。由于各大型电厂具备大约1 GW电力输出(GWe)能力，因此选择用千兆瓦电力/年(GWe年)。当表示在对技术评估中生成的归一化指标时，则使用GWe年为自然单位。

#### A.2.6 区域定义和国家集团

IPCC《可再生能源与减缓气候变化特别报告》使用



表A.2.5: 计算死亡率和最大后果的数据源和假设的概要。

煤
<ul style="list-style-type: none"> <li>PSI的ENSAD数据库; 重大(<math>\geq 5</math>人死亡)事故1。</li> <li>OECD: 1970-2008年; 86起事故; 2,239人死亡。EU 27: 1970-2008年; 45起事故; 989人死亡。非-OECD(不含中国): 1970-2008年; 163起事故; 5,808死亡(Burgherr等, 2011)。</li> <li>早期研究: Hirschberg等(1998); Burgherr等(2004, 2008)。</li> <li>中国(1994-1999): 818起事故; 11,302人死亡(Hirschberg等, 2003a; Burgherr和Hirschberg, 2007)。</li> <li>中国(2000-2009): 为比较起见, 根据中国国家安全监督管理局(SATW)提供的数据计算出了2000-2009年的死亡率2。SATW提供的年度值等于总死亡数(即重大和轻微事故)。因此, 就死亡率的计算而言, 根据《中国能源技术计划》的数据, 假设重大事故的死亡人数占总死亡人数的30%, (Hirschberg等, 2003a; Burgherr和Hirschberg, 2007)。中国事故死亡率(2000-2009) = 3.14人死亡/GWe年。</li> </ul>
石油
<ul style="list-style-type: none"> <li>PSI的ENSAD数据库; 重大(<math>\geq 5</math>人死亡)事故1。</li> <li>OECD: 1970-2008; 179起事故; 3,383人死亡。EU 27: 1970-2008; 64起事故; 1,236人死亡。非-OECD: 1970-2008; 351起事故; 19,376人死亡(Burgherr等, 2011)。</li> <li>早期研究: Hirschberg等(1998)、Burgherr等(2004, 2008)。</li> </ul>
天然气
<ul style="list-style-type: none"> <li>PSI的ENSAD数据库; 重大(<math>\geq 5</math>人死亡)事故1。</li> <li>OECD: 1970-2008; 109起事故; 1,257人死亡。EU 27: 1970-2008; 37起事故; 366人死亡。非-OECD: 1970-2008; 77起事故; 1,549人死亡(Burgherr等, 2011)。</li> <li>早期研究: Hirschberg等(1998)、Burgherr等(2004, 2008)、Burgherr和Hirschberg(2005)。</li> </ul>
核能
<ul style="list-style-type: none"> <li>第二代(Gen. II)- 压水反应堆, 瑞士; 简化的概率安全评估(PSA)(Roth等, 2009)。</li> <li>第三代(Gen. III)- 欧洲压水反应堆(EPR)2030年, 瑞士; 简化的概率安全评估(PSA)(Roth等, 2009)。由于有各类先进的性能, 特别是重大事故管理(SAM)的主动式和被动式系统, 针对上述EPR的现有结果表明显著降低了死亡率, 早期死亡人数(EF): 3.83E-07人死亡/GWe年; 隐性死亡人数(LF): 1.03E-05人死亡/GWe年; 总死亡人数(TF): 1.07E-05人死亡/GWe年。但是, 由于电厂的规模更大(1,600 MW)以及更大的相关放射性存量, 假想事故的最大后果可能会加剧(大约48,800人死亡)。</li> <li>以核能链的重大事故为例, 直接或早期(急性)死亡人数占次要比重, 指的是那些在受到核辐射后短时期内造成的死亡人数, 但因癌症的隐性(慢性)死亡人数占绝大多数(Hirschberg等, 1998年)。因此, 上述对第二代和第三代的估值包括直接和隐性死亡人数。</li> <li>三里岛2号堆, TMI-2: TMI-2事故的发生是由于设备故障和人为错误造成的。由于少量放射性物质溢出, 估算的对公众的集体有效剂量约为40人-西弗特(Sv)。对公众的个人剂量极低: 最低状况<math>&lt; 1</math> mSv。根据这一集体剂量, 估计会增加一个癌症死亡。不过, 有14.4万人从该电厂周边地区撤离。查询更多信息参见Hirschberg等(1998)。</li> <li>切尔诺贝利: 31人直接死亡; 基于PSA的估算, 有9000-33000隐性死亡人数(Hirschberg等, 1998)。</li> <li>PSI对切尔诺贝利事故的隐性死亡估算范围是在此后70年从乌克兰、俄罗斯和白俄罗斯的约9000人到整个北半球的约33000人(Hirschberg等, 1998)。根据联合国许多组织的一项近期研究表明, 在污染最重的地区, 因辐射照射而死亡的人数可达4000人(切尔诺贝利论坛, 2005)。这一估值显著低于PSI区间值的上限, 但是, 这不只限于污染最重的地区。</li> </ul>
水电
<ul style="list-style-type: none"> <li>PSI的ENSAD数据库; 重大(<math>\geq 5</math>人死亡)事故1。</li> <li>OECD: 1970-2008; 1起事故; 14人死亡(1976年美国提顿水坝溃坝)。EU 27: 1970-2008; 1起事故; 116人死亡(1991年罗马尼亚Belci水坝溃坝)(Burgherr等, 2011)。</li> <li>根据理论模型, 瑞士大型水坝整体溃坝的最大后果是, 在无事先预警的情况下导致7125-11050人死亡, 但如果提前2小时预警, 死亡人数会减少到2-27人(Burgherr和Hirschberg, 2005, 及其中的参考文献)。</li> <li>非-OECD: 1970-2008; 12起事故; 30,007人死亡。非-OECD不含板桥/石漫滩 1970-2008; 11起事故; 4,007人死亡; 不包括中国发生的最大事故(1975年中国板桥和石漫滩水坝溃坝)(Burgherr等, 2011)。</li> <li>早期研究: Hirschberg等(1998); Burgherr等(2004, 2008)。</li> </ul>
太阳能光伏发电 (PV)
<ul style="list-style-type: none"> <li>当前的估值仅包括各项硅(Si)技术, 按其2008年的市场份额加权, 即, c-Si占86%, a-Si/u-Si占5.1%。</li> <li>分析包括Si PV生命周期内选定的相关有害物质(氯、盐酸、硅烷和三氯硅烷)的风险。</li> <li>收集了针对美国的2000-2008年事故数据(覆盖率良好), 以确保估值对现有技术具有代表性。</li> <li>数据库来源: 应急响应通报系统; 风险管理计划; 重大灾害事件数据服务; 重大事故报告系统; 事故、职业安全和健康分析及信息更新。</li> <li>由于收集的事故不仅来自光伏发电行业, 因此, 光伏发电导致的实际死亡率为估算值, 所依据的是美国在上述物质的总生产中光伏发电行业所占的份额, 以及ecoinvent数据库的数据。</li> <li>使用通用的负荷系数10%, 将上述四种物质导致的累积死亡率归一化为能源生产单位(Burgherr等, 2008)。</li> <li>假设百分之一为重大事故3。</li> <li>当前对死亡率的估算: Burgherr等(2011)。</li> <li>由于历史经验不足, 最大后果反映的是专家判断(Burgherr等, 2008)。</li> <li>早期研究: Hirschberg等(2004b)、Burgherr等(2008)、Roth等(2009)。</li> <li>其它研究: Ungers等(1982)、Fthenakis等(2006)、Fthenakis和Kim(2010)。</li> </ul>

Continued next Page →

**陆上风电**

- 数据来源：风力发电死亡数据库(Gipe, 2010年)和风机事故汇编(凯思内斯郡风电场信息论坛, 2010)。
- 1975-2010年德国的死亡事故：10起事故；10人死亡。分析中不含3起汽车事故(原因是风电场分散了司机的注意力)。
- 假设百分之一是重大事故3。
- 当前对死亡率的估算：Burgherr等(2011)。
- 由于历史经验不足，因此最大后果反映的是专家判断(Roth等, 2009)。
- 早期研究：Hirschberg等(2004b)。

**离岸风电**

- 数据来源：同上。
- 到当前为止，英国在工程建设期间(2009-2010年)有2起死亡事故，造成2人死亡。美国在研究活动中(2008年)有2起死亡事故，2人死亡。
- 当前的估值仅使用了英国发生的事故，假设当前1340 MW装机容量(可再生英国, 2010年)的通用负荷系数为0.43(Roth等, 2009)。
- 假设百分之一为重大事故3。
- 当前对死亡率的估算：Burgherr等(2011)。
- 最大后果：同向岸风。

**生物质：热电联产(CHP)沼气**

- PSI的ENSAD数据库；重大(≥5人死亡)事故。由于历史经验不足，热电联产沼气死亡率是使用天然气地方分销链阶段事故数据估算。
- OECD：1970-2008；24起事故；260人死亡(Burgherr等, 2011)。
- 由于历史经验不足，最大后果反映的是专家判断(Burgherr等, 2011)。
- 早期研究：Roth等(2009)。

**增强型地热系统(EGS)**

- 对死亡率的估算仅考虑了钻井事故。由于历史经验有限，因此使用石油链中的勘探事故作为粗略近似值，因为使用的钻探设备类似。
- PSI的ENSAD数据库；重大(≥5人死亡)事故。
- OECD：1970-2008；石油勘探，7起事故；63人死亡(Burgherr等, 2011)。
- 对于最大结果而言，诱发地震事件被认为是潜在最严重的事故。由于历史经验有限，巴塞尔(瑞士)EGS项目地震风险评估的死亡率上限被当作一个近似值(Dannwolf和Ulmer, 2009)。
- 早期研究：Roth等(2009)。

注：1.在相应的国家集团中，死亡率被归一化为能源生产单位。最大结果对应的是观察期发生的最致命事故。2.《中国劳工简讯》第60号(2006-01-06)刊登了SATW的2000-2005年数据，见www.china-labour.org.hk/en/node/19312(查索2010年12月)。路透社公布了SATW的2006-2009年数据，见www.reuters.com/article/idUSPEK206148(2006),uk.reuters.com/article/idUKPEK32921920080112(2007),uk.reuters.com/article/idUKTOE61D00V20100214(2008和2009),(所有内容查索2010年12月)。3.例如，德国天然气的死亡率约为十分之一(Burgherr和Hirschberg, 2005)，而中国煤炭的死亡率约为三分之一(Hirschberg等, 2003b)。

了下列区域定义和国家集团，大部分是基于《2009年世界能源展望》(IEA, 2009年)的定义。在已出版的文献中，集团名称和定义有所不同，而本报告中，在某些情况下与下列标准稍有偏差。圆括号中给出的是本报告使用的另一种集团名称。

**非洲**

阿尔及利亚、安哥拉、贝宁、博茨瓦纳、布基纳法索、布隆迪、喀麦隆、佛得角、中非共和国、乍得、科摩罗、刚果、刚果民主共和国、科特迪瓦、吉布提、埃及、赤道几内亚、厄立特里亚、埃塞俄比亚、加蓬、冈比亚、加纳、几内亚、几内亚比绍、肯尼亚、莱索托、利比里亚、利比亚、马达加斯加、马拉维、马里、毛里塔尼亚、毛里求斯、摩洛哥、莫桑比克、纳米比亚、尼日尔、尼日利亚、留尼旺、卢旺达、圣多美和普林西比、塞内加尔、塞舌尔、塞拉利昂、索马里、南非、苏丹、斯威士兰、坦桑尼亚联合共和国、多哥、突尼斯、乌干达、赞比亚和津巴布韦。

**联合国气候变化框架公约附件一缔约方**

澳大利亚、奥地利、白俄罗斯、比利时、保加利亚、加拿大、克罗地亚、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、意大利、日本、拉脱维亚、列支敦士登、立陶宛、卢森堡、摩纳哥、荷兰、新西兰、挪威、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、俄罗斯联邦、斯洛伐克共和国、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、土耳其、乌克兰、英国和美国。

**东欧/欧亚(有时也称为‘转型经济体’)**

阿尔巴尼亚、亚美尼亚、阿塞拜疆、白俄罗斯、波斯尼亚和黑塞哥维那、保加利亚、克罗地亚、爱沙尼亚、格鲁吉亚、哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、拉脱维亚、立陶宛、前南斯拉夫马其顿共和国、摩尔多瓦共和国、罗马尼亚、俄罗斯联邦、塞尔维亚、斯洛文尼亚、塔吉克斯坦、土库曼斯坦、乌克兰、乌兹别克斯坦。出于统计原因，该区域还包括塞浦路斯、直布罗陀和马耳他。

## 欧盟

奥地利、比利时、保加利亚、塞浦路斯、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。

## 8国集团

加拿大、法国、德国、意大利、日本、俄罗斯联邦、英国和美国。

## 拉丁美洲

安提瓜和巴布达、阿鲁巴、阿根廷、巴哈马、巴巴多斯、伯利兹、百慕大、玻利维亚、巴西、英属维尔京群岛、开曼群岛、智利、哥伦比亚、哥斯达黎加、古巴、多米尼克、多米尼加共和国、厄瓜多尔、萨尔瓦多、福克兰群岛、法属圭亚那、格林纳达、瓜德罗普、危地马拉、圭亚那、海地、洪都拉斯、牙买加、马提尼克、蒙特塞拉特、荷属安的列斯群岛、尼加拉瓜、巴拿马、巴拉圭、秘鲁、圣基茨和尼维斯、圣卢西亚、圣皮埃尔和密克隆群岛、圣文森特和格林纳丁斯、苏里南、特立尼达和多巴哥、特克斯和凯科斯群岛、乌拉圭和委内瑞拉。

## 中东

巴林、伊朗伊斯兰共和国、伊拉克、以色列、约旦、科威特、黎巴嫩、阿曼、卡塔尔、沙特阿拉伯、阿拉伯叙利亚共和国、阿拉伯联合酋长国和也门。该区域还包括沙特阿拉伯和伊拉克之间的中立区。

## 非-OECD亚洲(有时也称为‘发展中亚洲’)

阿富汗、孟加拉、不丹、文莱、柬埔寨、中国、中华台北、库克群岛、东帝汶、斐济、法属波利尼西亚、印度、印度尼西亚、基里巴斯、朝鲜、老挝、澳门、马来西亚、马尔代夫、蒙古、缅甸、尼泊尔、新喀里多尼亚、巴基斯坦、巴布亚新几内亚、菲律宾、萨摩亚、新加坡、所罗门群岛、斯里兰卡、泰国、汤加、越南和瓦努阿图。

## 北非

阿尔及利亚、埃及、利比亚、摩洛哥和突尼斯。

## OECD – 经济合作与发展组织

欧洲OECD、北美洲OECD和太平洋OECD，如下所示。本报告使用的统计数据尚未包含2010年加入OECD的国家(智利、爱沙尼亚、以色列、斯洛文尼亚)。

## 欧洲OECD

奥地利、比利时、捷克共和国、丹麦、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、冰岛、爱尔兰、意大利、卢森堡、荷兰、挪威、波兰、葡萄牙、斯洛伐克共和国、西班牙、瑞典、瑞士、土耳其和英国。

## 北美洲OECD

加拿大、墨西哥和美国。

## 太平洋OECD

澳大利亚、日本、韩国和新西兰。

## OPEC(石油输出国组织)

阿尔及利亚、安哥拉、厄瓜多尔、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。

## 撒哈拉以南非洲

非洲区域集团不包括北非区域集团和南非。

## A.2.7 能源的一般换算系数

表A.2.6: 为各类能源相关单位提供了换算因数。

表A.2.6: 能源单位的换算系数(IEA, 2010b)。

换算为	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
核算自	乘以				
TJ	1	238.8	$2.388 \times 10^{-5}$	947.8	0.2778
Gcal	$4.1868 \times 10^{-3}$	1	$10^{-7}$	3.968	$1.163 \times 10^{-3}$
Mtoe	$4.1868 \times 10^4$	$10^7$	1	$3.968 \times 10^7$	11,630
MBtu	$1.0551 \times 10^{-3}$	0.252	$2.52 \times 10^{-8}$	1	$2.931 \times 10^{-4}$
GWh	3.6	860	$8.6 \times 10^{-5}$	3,412	1

注: Mbtu: 百万英制热量单位; GWh: 千兆瓦小时; Gcal: 千兆卡路里; TJ: 太焦耳; Mtoe: 百万吨石油当量。

## 参考文献

- Aven, T., and E. Zio (2011).** Some considerations on the treatment of uncertainties in risk assessment for practical decision making. *Reliability Engineering and System Safety*, **96**, pp. 64-74.
- Beerten, J., E. Laes, G. Meskens, and W. D'haeseleer (2009).** Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal. *Energy Policy*, **37**(12), pp. 5056-5058.
- BP (2009).** *BP Statistical Review of World Energy*. BP, London, UK.
- Burgherr, P., and S. Hirschberg (2005).** *Comparative assessment of natural gas accident risks*. PSI Report No. 05-01, Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland.
- Burgherr, P., and S. Hirschberg (2007).** Assessment of severe accident risks in the Chinese coal chain. *International Journal of Risk Assessment and Management*, **7**(8), pp. 1157-1175.
- Burgherr, P., and S. Hirschberg (2008).** A comparative analysis of accident risks in fossil, hydro and nuclear energy chains. *Human and Ecological Risk Assessment*, **14**(5), pp. 947 - 973.
- Burgherr, P., S. Hirschberg, and E. Cazzoli (2008).** *Final report on quantification of risk indicators for sustainability assessment of future electricity supply options. NEEDS Deliverable no D7.1 - Research Stream 2b. NEEDS project*. New Energy Externalities Developments for Sustainability, Brussels, Belgium.
- Burgherr, P., S. Hirschberg, A. Hunt, and R.A. Ortiz (2004).** *Severe accidents in the energy sector. Final Report to the European Commission of the EU 5th Framework Programme "New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies" (NewExt)*. DG Research, Technological Development and Demonstration (RTD), Brussels, Belgium.
- Burgherr, P., P. Eckle, S. Hirschberg, and E. Cazzoli (2011).** *Final Report on Severe Accident Risks including Key Indicators*. SECURE Deliverable No. D5.7.2a. Security of Energy Considering its Uncertainty, Risk and Economic implications (SECURE), Brussels, Belgium. Available at: [gabe.web.psi.ch/pdfs/secure/SECURE%20-%20Deliverable\\_D5-7-2%20-%20Severe%20Accident%20Risks.pdf](http://gabe.web.psi.ch/pdfs/secure/SECURE%20-%20Deliverable_D5-7-2%20-%20Severe%20Accident%20Risks.pdf).
- Caithness Windfarm Information Forum (2010).** *Summary of Wind Turbine Accident data to 30th September 2010*. Caithness Windfarm Information Forum, UK. Available at: [www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf](http://www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf).
- Chernobyl Forum (2005).** *Chernobyl's legacy: health, environmental and socio-economic impacts and recommendations to the governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine. The Chernobyl Forum: 2003-2005*. Second revised version. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Austria.
- Colli, A., D. Serbanescu, and B.J.M. Ale (2009).** Indicators to compare risk expressions, grouping, and relative ranking of risk for energy systems: Application with some accidental events from fossil fuels. *Safety Science*, **47**(5), pp. 591-607.
- Dannwolf, U.S., and F. Ulmer (2009).** *AP6000 Report - Technology risk comparison of the geothermal DHM project in Basel, Switzerland - Risk appraisal including social aspects*. SERIANEX Group - Trinitarian Seismic Risk Analysis Expert Group, RiskCom, Pforzheim, Germany.
- Elahi, S. (2011).** Here be dragons...exploring the 'unknown unknowns'. *Futures*, **43**(2), pp. 196-201.
- Felder, F.A. (2009).** A critical assessment of energy accident studies. *Energy Policy*, **37**(12), pp. 5744-5751.
- Fisher, B.S., N. Nakicenovic, K. Alfsen, J. Corfee Morlot, F. de la Chesnaye, J.-C. Hourcade, K. Jiang, M. Kainuma, E. La Rovere, A. Matysek, A. Rana, K. Riahi, R. Richels, S. Rose, D. van Vuuren, and R. Warren (2007).** Issues related to mitigation in the long term context. In: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 169-250.
- Frankl, P., E. Menichetti and M. Raugei (2005).** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of PV Applications*. NEEDS: New Energy Externalities Developments for Sustainability. Ambiente Italia, Milan, Italy, 81 pp.
- Fthenakis, V.M., and H.C. Kim (2007).** Greenhouse-gas emissions from solar electric and nuclear power: A life-cycle study. *Energy Policy*, **35**(4), pp. 2549-2557.
- Fthenakis, V.M., and H.C. Kim (2010).** Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**(7), pp. 2039-2048.
- Fthenakis, V.M., H.C. Kim, A. Colli, and C. Kirchsteiger (2006).** Evaluation of risks in the life cycle of photovoltaics in a comparative context. In: *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Dresden, Germany, 4-8 September 2006.
- Gagnon, L. (2008).** Civilisation and energy payback. *Energy Policy*, **36**, pp. 3317-3322.
- Gipe, P. (2010).** *Wind Energy Deaths Database - Summary of Deaths in Wind Energy*. No publisher specified. Available at: [www.wind-works.org/articles/BreathLife.html](http://www.wind-works.org/articles/BreathLife.html).
- Gleick, P. (1993).** *Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources*. Oxford University Press, New York, NY, USA.
- Gregory, R., and S. Lichtenstein (1994).** A hint of risk: tradeoffs between quantitative and qualitative risk factors. *Risk Analysis*, **14**(2), pp. 199-206.
- Haimes, Y.Y. (2009).** On the complex definition of risk: A systems-based approach. *Risk Analysis*, **29**(12), pp. 1647-1654.
- Herendeen, R.A. (1988).** Net energy considerations. In: *Economic Analysis of Solar Thermal Energy Systems*. R.E. West and F. Kreith (eds.), The MIT Press, Cambridge, MA, USA, pp. 255-273.
- Hirschberg, S., G. Spiekerman, and R. Dones (1998).** *Severe Accidents in the Energy Sector - First Edition*. PSI Report No. 98-16. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI, Switzerland.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman, and R. Dones (2004a).** Severe accidents in the energy sector: Comparative perspective. *Journal of Hazardous Materials*, **111**(1-3), pp. 57-65.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek, and L. Cheng (2003a).** Assessment of severe accident risks. In: *Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China. The China Energy Technology Program - A framework for decision support in the electric sector of Shandong province. Alliance for Global Sustainability Series Vol. 4*. Kluwer Academic Publishers, Amsterdam, The Netherlands, pp. 587-660.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek, and L. Cheng (2003b).** *Comparative Assessment of Severe Accidents in the Chinese Energy Sector*. PSI Report No. 03-04. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI, Switzerland.
- Hirschberg, S., R. Dones, T. Heck, P. Burgherr, W. Schenler, and C. Bauer (2004b).** *Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation*. PSI-Report No. 04-15. Paul Scherrer Institut, Villigen, Switzerland.
- Huettner, D.A. (1976).** Net energy analysis: an economic assessment. *Science*, **192**(4235), pp. 101-104.
- IEA (2009).** *World Energy Outlook 2009*. International Energy Agency, Paris, France, pp. 670-673.
- IEA (2010a).** *Energy Balances of Non-OECD Countries; 2010 Edition*. International Energy Agency, Paris, France.
- IEA (2010b).** *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency, Paris France.

- IEA/OECD/Eurostat (2005). *Energy Statistics Manual*. Organisation for Economic Co-operation and Development and International Energy Agency, Paris, France.
- Inhaber, H. (2004). Water use in renewable and conventional electricity production. *Energy Sources*, **26**(3), pp. 309-322.
- IPCC (1996). *Climate Change 1995: Impacts, Adaptation, and Mitigation of Climate Change - Scientific-Technical Analysis. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. R.T. Watson, M.C. Zinyowera, and R.H. Moss (eds.), Cambridge University Press, 879 pp.
- IPCC (2000). *Special Report on Emissions Scenarios*. N. Nakicenovic and R. Swart (eds.), Cambridge University Press, 570 pp.
- Jacobson, M.Z. (2009). Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy and Environmental Science*, **2**(2), pp. 148-173.
- Jelen, F.C., and J.H. Black (1983). *Cost and Optimization Engineering*. McGraw-Hill, New York, NY, USA, 538 pp.
- Jungbluth, N., C. Bauer, R. Dones and R. Frischknecht (2005). Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power. *International Journal of Life Cycle Assessment*, **10**(1), pp. 24-34.
- Kristensen, V., T. Aven, and D. Ford (2006). A new perspective on Renn and Klinke's approach to risk evaluation and management. *Reliability Engineering and System Safety*, **91**, pp. 421-432.
- Kubiszewski, I., C.J. Cleveland, and P.K. Endres (2010). Meta-analysis of net energy return for wind power systems. *Renewable Energy*, **35**(1), pp. 218-225.
- Leach, G. (1975). Net energy analysis - is it any use? *Energy Policy*, **3**(4), pp. 332-344.
- Lenzen, M. (1999). Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation. *Solar Energy*, **65**(6), pp. 353-368.
- Lenzen, M. (2008). Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. *Energy Conversion and Management*, **49**(8), pp. 2178-2199.
- Lenzen, M., and J. Munksgaard (2002). Energy and CO<sub>2</sub> analyses of wind turbines – review and applications. *Renewable Energy*, **26**(3), pp. 339-362.
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy, and M. Bilek (2006). *Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*. Report to the Prime Minister's Uranium Mining, Processing and Nuclear Energy Review (UMPNER), ISA, University of Sydney, Sydney, Australia. Available at: [http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA\\_Nuclear\\_Report.pdf](http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf).
- Lightfoot, H.D. (2007). Understand the three different scales for measuring primary energy and avoid errors. *Energy*, **32**(8), pp. 1478-1483.
- Loulou, R., M. Labriet, and A. Kanudia (2009). Deterministic and stochastic analysis of alternative climate targets under differentiated cooperation regimes. *Energy Economics*, **31**(Supplement 2), pp. S131-S143.
- Macknick, J. (2009). *Energy and Carbon Dioxide Emission Data Uncertainties*. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) Interim Report, IR-09-032, IIASA, Laxenburg, Austria.
- Martinot, E., C. Dienst, L. Weiliang, and C. Qimin (2007). Renewable energy futures: Targets, scenarios, and pathways. *Annual Review of Environment and Resources*, **32**(1), pp. 205-239.
- Morita, T., J. Robinson, A. Adegbulugbe, J. Alcamo, D. Herbert, E. Lebre la Rovere, N. Nakicenovic, H. Pitcher, P. Raskin, K. Riahi, A. Sankovski, V. Solkolov, B.d. Vries, and D. Zhou (2001). Greenhouse gas emission mitigation scenarios and implications. In: *Climate Change 2001: Mitigation; Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC*. Metz, B., Davidson, O., Swart, R., and Pan, J. (eds.), Cambridge University Press, pp. 115-166.
- Nakicenovic, N., A. Grubler, and A. McDonald (eds.) (1998). *Global Energy Perspectives*. Cambridge University Press.
- Neely, J.G., A.E. Magit, J.T. Rich, C.C.J. Voelker, E.W. Wang, R.C. Paniello, B. Nussenbaum, and J.P. Bradley (2010). A practical guide to understanding systematic reviews and meta-analyses. *Otolaryngology-Head and Neck Surgery*, **142**, pp. 6-14.
- NETL (2007a). *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants-Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity Final Report*. DOE/NETL-2007/1281, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA.
- NETL (2007b). *Power Plant Water Usage and Loss Study. 2007 Update*. National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA. Available at: [www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport\\_Revised%20May2007.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport_Revised%20May2007.pdf).
- Perry, A.M., W.D. Devine, and D.B. Reister (1977). *The Energy Cost of Energy - Guidelines for Net Energy Analysis of Energy Supply Systems*. ORAU/IEA(R)-77-14, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, Oak Ridge, TN, USA, 106 pp.
- Renewable UK (2010). *Offshore Windfarms Operational*. Renewable UK. Available at: [www.renewable-manifesto.com/ukwed/offshore.asp](http://www.renewable-manifesto.com/ukwed/offshore.asp).
- Renn, O., A. Klinke, G. Busch, F. Beese, and G. Lammel (2001). A new tool for characterizing and managing risks. In: *Global Biogeochemical Cycles in the Climate System*. E.D. Schulze, M. Heimann, S. Harrison, E. Holland, J. Lloyd, I. Prentice, and D. Schimel (eds.), Academic Press, San Diego, CA, USA, pp. 303-316.
- Roth, S., S. Hirschberg, C. Bauer, P. Burgherr, R. Dones, T. Heck, and W. Schenler (2009). Sustainability of electricity supply technology portfolio. *Annals of Nuclear Energy*, **36**, pp. 409-416.
- Rotty, R.M., A.M. Perry, and D.B. Reister (1975). *Net Energy from Nuclear Power*. IEA Report, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, Oak Ridge, TN, USA.
- Samson, S., J. Reneke, and M.M. Wiecek (2009). A review of different perspectives on uncertainty and risk and an alternative modeling paradigm. *Reliability Engineering and System Safety*, **94**, pp. 558-567.
- Sovacool, B.K. (2008a). The cost of failure: a preliminary assessment of major energy accidents, 1907-2007. *Energy Policy*, **36**, pp. 1802-1820.
- Sovacool, B.K. (2008b). Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. *Energy Policy*, **36**(8), pp. 2950-2963.
- Stirling, A. (1999). Risk at a turning point? *Journal of Environmental Medicine*, **1**, pp. 119-126.
- UN Statistics (2010). *Energy Balances and Electricity Profiles – Concepts and definitions*. UN Statistics, New York, NY, USA. Available at: [unstats.un.org/unsd/energy/balance/concepts.htm](http://unstats.un.org/unsd/energy/balance/concepts.htm).
- Ungers, L.J., P.D. Moskowitz, T.W. Owens, A.D. Harmon, and T.M. Briggs (1982). Methodology for an occupational risk assessment: an evaluation of four processes for the fabrication of photovoltaic cells. *American Industrial Hygiene Association Journal*, **43**(2), pp. 73-79.
- Voorspoels, K.R., E.A. Brouwers, and W.D. D'haeseleer (2000). Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' plants: results from the Low Countries. *Applied Energy*, **67**, pp. 307-330.
- WBGU (2000). *World in Transition: Strategies for Managing Global Environmental Risks. Flagship Report 1998*. German Advisory Council on Global Change (WBGU). Springer, Berlin, Germany.

**WEC (1993).** *Energy for Tomorrow's World. WEC Commission global report.* World Energy Council, London, UK.

**WRA (2008).** *A Sustainable Path: Meeting Nevada's Water and Energy Demands.* Western Resource Advocates (WRA), Boulder, CO, USA, 43 pp. Available at: [www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf](http://www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf).

## 附件 3

# 可再生能源的最近成本和性能参数

### 主要作者:

Thomas Bruckner(德国)、Helena Chum(美国/巴西)、Arnulf Jäger-Waldau(意大利/德国)、Ånund Killingtveit(挪威)、Luis Gutiérrez-Negrín(墨西哥)、John Nyboer(加拿大)、Walter Musial(美国)、Aviel Verbruggen(比利时)、Ryan Wiser(美国)

### 撰稿作者:

Daniel Arvizu(美国)、Richard Bain(美国)、Jean-Michel Devernay(法国)、Don Gwinner(美国)、Gerardo Hiriart(墨西哥)、John Huckerby(新西兰)、Arun Kumar(印度)、José Moreira(巴西)、Steffen Schlömer(德国)

### 引用本附件时应注明:

Bruckner, T., H. Chum, A. Jäger-Waldau, Å. Killingtveit, L. Gutiérrez-Negrín, J. Nyboer, W. Musial, A. Verbruggen, R. Wiser, 2011年: 附件3: 成本表。政府间气候变化专门委员会《可再生能源与减缓气候变化特别报告》[O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (编辑)], 剑桥大学出版社, 英国, 剑桥和美国, 纽约。

### 附件3 可再生能源的最近成本和性能参数

作者的意图在于使附件3成为一份‘具有活力的文件’，并将根据新的信息对其进行更新，以作为IPCC《第五次评估报告》(AR5)的一个素材。邀请凡有兴趣支持这一进程的科学家与IPCC第三工作组的技术支持小组(TSU)取得联系(用以下电子邮件地址：[srren\\_cost@ipcc-wg3.de](mailto:srren_cost@ipcc-wg3.de))，以获得有关提交过程<sup>1</sup>的进一步信息。将根据IPCC评审制度的程序考虑将有关意见和新数据纳入IPCC《第五次评估报告》的第三卷。

本附件包括当前可在市场上购买的可再生能源发电技术(表A.3.1)、加热技术(表A.3.2)和生物燃料生产流程(表A.3.3)的最近成本和性能参数信息。本附件概括了关于确定各类技术所提供的能源或能源载体平准化成本的信息。

数据输入范围是基于各技术章(第2-7章)的作者对各种研究的评估结果，如果无另外说明，那么本附件给出的数据区间则是全球综合值。一般采用2008年的数据，但2009年的数据可作为最近的数据。这些数据大约占文献给出的所有各值的一半至80%，因而不包括异常值。由于各种原因<sup>2</sup>，在各种技术之间不同来源的数据提供率和质量存在显著的差异。因此，为了确定某些具有代表性的特定技术类别、特定时期和全球有效的数据，需要一些专家作出判断。

脚注中引用了特定信息的参考文献。如果某个完整的数据集是基于某个特定的参考文献，那么该文献则列在表中绿色部分的参考文献栏下。脚注和第2-7章提供了有关表中数据的其它信息(尤其见第2.7、3.8、4.7、5.8、6.7和7.8节)。

1 不能逐一回复每封邮件，但所有邮件和邮件附件中的有关材料将存档并以适当形式提供给参与《第五次评估报告》编写过程的作者。

2 在本报告中使用了非标准的有关描述不确定性的语言。尽管如此，本附件的作者已经仔细评估了现有数据，并在脚注中指出了数据的限制性和不确定性。可从本附件的参考文献清单中得到有关参考文献依据广度的公平印象。

平准化电力成本(LCOE)、热力成本(LCOH)和运输燃料成本(LCOF)<sup>3</sup>在此采用3个不同的实际贴现率(3%、7%和10%)按本报告汇编的数据和附件2中描述的方法计算。这些成本表示该表中输入数据的上限和下限产生可能的平准化成本值的整个区间。更确切而言，平准化成本区间的下限是基于投资、运行和维护(O&M)和(如可适用)原料成本区间的下限以及基于容量因子、生命周期的上限和(如可适用)该表所列转换效率和副产品收入的上限。反之，平准化成本的较高上限是基于投资、运行、维护和原料成本(如可适用)区间的上限和容量因子、生命周期的下限以及(如可适用)本表所列转换效率和副产品收入区间的下限<sup>4</sup>。

主报告的第1.3.2节和第10.5.1节论述了这些平准化成本值(表中紫色部分)。大多数技术章(第2-7章)提供了有关平准化成本对除贴现率之外特定输入参数的敏感性的细节(尤其见第2.7、3.8、4.7、5.8、6.7和7.8节)。这些敏感性分析更深入地探讨了在具体情况下确定平准化成本的大量参数的相对权重。

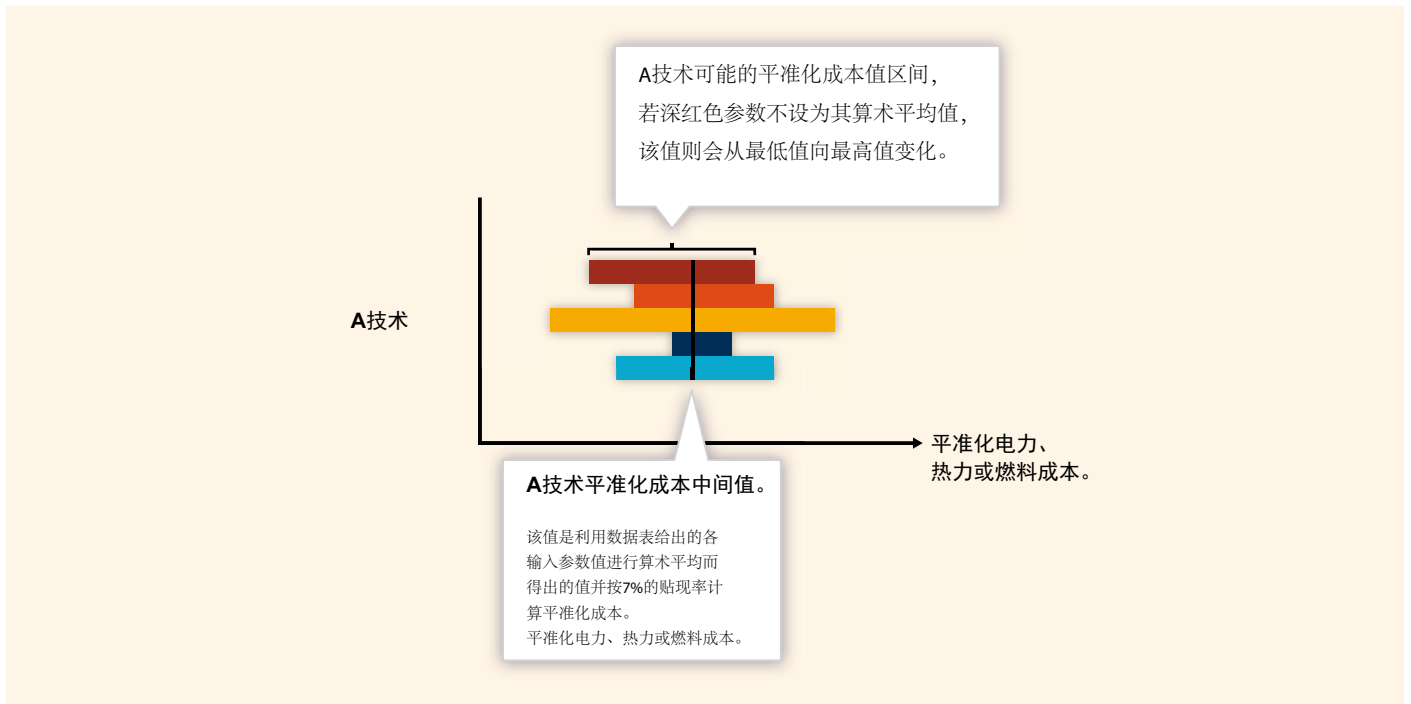
除在各章(第2-7章)中对具体技术的敏感性作出分析并在第1.3.2节和第10.5.1节中作了探讨外，图A.3.2至A.3.4(a,b)通过所谓的“有关变量对比图”(A.3.2至A.3.4 a)及其‘负面图’(A.3.2至A.3.4 b)以补充方式表示了平准化成本的敏感性。

图A.3.1a和A.3.1b分别表示有关变量对比图及其‘负值’的示意图，解释了如何正确地解读各图。

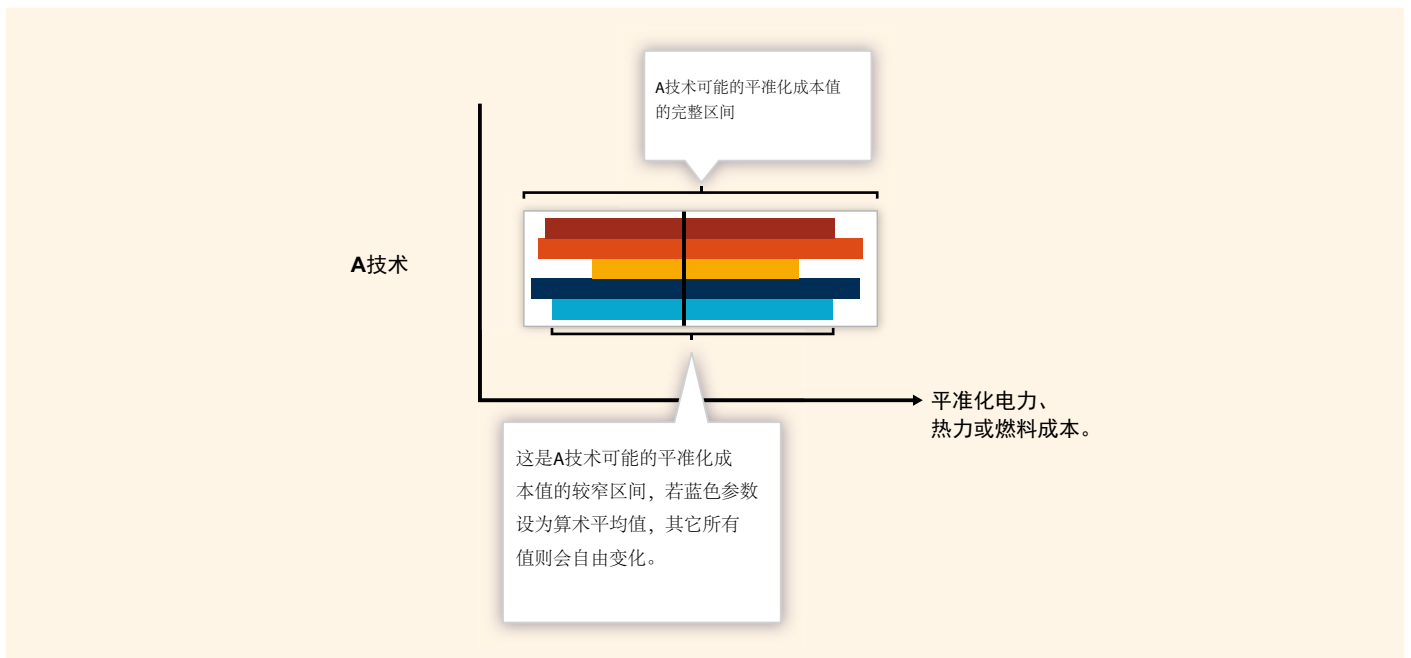
3 平准化成本表示能源产生系统在整个生命周期内的成本，该成本按单位价格计算，能源产生系统在其生命周期内必须以此价格从某个特定源地产生能源，以实现收支相等。平准化成本通常包括价值链中上游应计的所有私人成本，但不包括下游成本，如向最终客户提供能源服务的成本、融入成本、外部环境成本或其它成本。也不包括对产生可再生能源的补贴和税收抵免。但是，对投入或影响投入价格的商品的间接税和补贴以及因而私人成本则不能完全排除在外。

4 此方法假设对LCOE/LCOH/LCOF输入参数计算彼此独立。这是一种简化的假设，它表示LCOE/LCOH/LCOF区间的下限(作为一个最佳案例的输入值组合)在某些情况下也许低于大多数一般情况，而LCOE/LCOH/LCOF区间的上限(作为一个最差案例的输入值组合)在某些情况下也许高于私人投资者一般所认为的经济吸引力。但是，此方法在LCOE/LCOH/LCOF区间引起结构性偏差的幅度可通过对各输入值区间采取一种颇为保守的方法(部分涉及专家判断)减少偏差，即只要可能则把各输入值限制在大约80%的中位区间。





**图A3.1a:** 有关变量对比图。首先把平准化成本值中值选定为7%的利率，如果各参数在不同条件下其所采用的整个数值区间内发生变化，则可能采用一个更宽泛的平准化成本值区间。如果某一技术的LCOE/LCOH/LCOF对一个参数的变化很敏感，那么相应的条框将会变宽。这意味着该特定参数的变化也许导致LCOE/LCOH/LCOF大大偏离LCOE/LCOH/LCOF的中值。如果某一技术的LCOE/LCOH/LCOF对于各自参数的变化是确凿的，相应的条框将变窄，只有略微偏离LCOE/LCOH/LCOF的中值也许才是该参数变化的结果。但注意：无条框或窄条框也许是由于输入参数无变化或变化有限所致。



**图A3.1b:** 有关变量对比图的‘负值’。首先把平准化成本值区间的下限和上限分别为选定为3%和10%的利率，如果各参数定为各自中值不变，则仍可能出现一个较窄的平准化成本值区间。如果某一技术的LCOE/LCOH/LCOF对于各自参数变化是确凿的，那么相应的余留条框将在很大程度上变窄。这些参数对于在更具体的情况下确定LCOE/LCOH/LCOF尤为重要。如果某一技术的LCOE/LCOH/LCOF对于各自参数变化是确凿的，那么该余留区间将依然靠近LCOE/LCOH/LCOF可能值的整个区间。更确切而言，这些参数对于确定LCOE/LCOH/LCOF是次要的。但注意：整个区间无偏离或偏离很小也许是由于输入参数无变化或变化有限所致。

表A.3.1: 可再生能源发电技术的成本-性能参数

能源	技术	典型的设备规模 (MW) <sup>ii</sup>	投资成本 (美元/kWh)	运行维护成本, 年固定值 (美元/kWh) 和或非原料变量 (美分/kWh)	副产品收入 (美分/kWh) <sup>iii</sup>	原料成本 (美元/GJ <sub>HHV</sub> <sup>iv</sup> ) <sup>原料</sup>	原料转换效率 <sup>ei</sup> (%)	容量因子 (%)	经济的使用寿命设计 (年)	参考文献	输出数据			
											LCOE <sup>v</sup> (美分/kWh时)	贴现率		
											3%	7%	10%	
生物能	专用生物能发电循环化床	25-100	2,700-4,100	87美元/kWh 0.4美分/kWh	不适用	1.25-5.0	28	70-80	20		6.1-13	6.9-15	7.9-16	
	专用生物能发电供料机	同上	2,600-4,000 <sup>vi</sup>	87美元/kWh 0.34美分/kWh	不适用 <sup>vii</sup>	同上	27	同上	同上	McGowin (2008)	5.6-13	6.7-15	7.7-16	
	专用生物能发电供料机(热电联产)	同上	2,800-4,200 <sup>vi</sup>	86美元/kWh 0.35美分/kWh	1.0 <sup>di</sup>	同上	同上	24	同上	同上	5.1-13	6.3-15	7.3-17	
	混烧: 联供	20-100	430-500 <sup>viii</sup>	12美元/kWh 0.18美分/kWh	不适用 <sup>vii</sup>	同上	36	同上	同上	McGowin (2008)	2.0-5.9	2.2-6.2	2.3-6.4	
	混烧: 单供	同上	760-900 <sup>viii</sup>	18美元/kWh	不适用 <sup>vii</sup>	同上	36	同上	同上	Bain (2011)	2.3-6.3	2.6-6.7	2.9-7.1	
	热电联产(有机朗肯循环)	0.65-1.6	6,500-9,800	50-80美元/kWh 4.3-5.1美分/kWh	7.7xv, xvi	同上	14	55-68	同上		8.6-26	12-32	15-37	
	热电联产(汽轮机)	2.5-10	4,100-6,200 <sup>vii</sup>	54美元/kWh 3.5美分/kWh	5.4 <sup>xv, xvii</sup>	同上	18	同上	同上	Obernberger 等. (2008)	6.2-18	8.3-22	10-26	
	热电联产(气化内燃机)	2.2-13	1,800-2,100	65-71美元/kWh 0.11-1.9美分/kWh	1.0-4.5 <sup>xv, xx</sup>	同上	28-30	同上	同上		2.1-11	3.0-13	3.8-14	
	直接太阳能	光伏(住宅建筑屋顶)	0.004-0.01	3,700-6,800 <sup>xi</sup>	19-110美元/kWh	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	12-20 <sup>xxii</sup>	20-30		12-53	18-71	23-86
		光伏(商用建筑楼顶)	0.02-0.5	3,500-6,600 <sup>xi</sup>	18-100美元/kWh <sup>xxii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	同上	同上		11-52	17-69	22-83
光伏(实用规模, 固定斜度)		0.5-100	2,700-5,200 <sup>xi</sup>	14-69美元/kWh <sup>xxii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	15-21 <sup>xxiii</sup>	同上	见 3.8 节及脚注	8.4-33	13-43	16-52	
光伏(实用规模, 单轴)		0.5-100 <sup>xv</sup>	3,100-6,200 <sup>xi</sup>	16-75美元/kWh <sup>xxii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	15-27 <sup>xxiii</sup>	同上		7.4-39	11-52	15-62	
太阳能聚光发电		50-250	6,000-7,300 <sup>xvi</sup>	60-82美元/kWh	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	35-42 <sup>xxviii</sup>	同上		11-19	16-25	20-31	
地热能	地热能(冷凝闪蒸电厂)	10-100	1,800-3,600 <sup>xxx</sup>	150-190美元/kWh	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	60-90 <sup>xxxii</sup>	25-30 <sup>xxxii</sup>	见 4.7 节及脚注	3.1-8.4	3.8-11	4.5-13	
	地热能(双循环电厂)	2-20	2,100-5,200 <sup>xxx</sup>	同上	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	同上	同上	脚注	3.3-11	4.1-14	4.9-17	
水电	所有水电	<0.1- >20,000	1,000-3,000 <sup>xxxv</sup>	25-75美元/kWh	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	30-60 <sup>xxxvi</sup>	40-80 <sup>xxxvii</sup>	见第5章及脚注	1.1-7.8	1.8-11	2.4-15	
	潮汐	<1->250	4,500-5,000 <sup>xxxviii</sup>	100美元/kWh <sup>xxxviii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	不适用 <sup>vii</sup>	22.5-28.5 <sup>di</sup>	40 <sup>di, xxxviii</sup>	见第6.7节及脚注	12-16	18-24	23-32	

下一页 →

能源	输入数据										输出数据	
	技术	典型的设备规模 (MW) <sup>ii</sup>	投资成本 (美元/kW)	运行维护成本, 年固定值 (美元/kW) 和/或非原料变量 (美分/kWh)	副产品收入 (美分/kWh) <sup>iii</sup>	原料成本 (美元/GJ <sub>原料</sub> , HHV <sub>IV</sub> )	原料转换效率 <sub>el</sub> (%)	容量因子 (%)	经济的使用寿命 (年)	参考文献	LCOE <sup>v</sup> (美分/千瓦时)	
											贴现率	
风能	风能(陆上, 大型涡轮机)	5-300 <sup>iii</sup>	1,200-2,100 <sup>iiii</sup>	1.2-2.3美分/kWh	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	20-40 <sup>xv</sup>	20 <sup>xv</sup>	见第7章	3% 7%	10%
	风能(离岸, 大型涡轮机)	20-120 <sup>iii</sup>	3,200-5,000 <sup>xvi</sup>	2.0-4.0美分/kWh	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	35-45 <sup>xv</sup>	同上		3.5-10 7.5-15	4.4-14 9.7-19

#### 备注/注释:

- 所有数据均近似为两位有效数。大多数技术章(第2-7章)在各自有关成本趋势的章节中提供了更多和/或更详细的成本和性能信息。在对直接摘自文献的各平准化成本估值进行直接比较时应当适当考虑各项基本假设。
- 设备规模代表当前/最近的规模。如果未来的规模不同于这些值, 则应包括在相关技术的脚注中。
- 对于热电联产(CHP)电厂, 在计算平准化电力成本时热力生产被视为一种副产品, 从而提供有关某一独立电厂全部资本成本信息。
- HHV: 高热值。LHV: 低热值。
- LCOE: 平准化电力成本。该平准化成本通常包括电力生产价值链中上游设计的所有私有成本, 但不包括运输和配送到最终客户的成本。也不包括可在再生能源发电的输出补贴和税收减免。但是, 对各项投入或对影响投入价格的商品以及因对私有成本的回接税收和补贴不能完全排除在外。根据讨论的背景, LCOE还可表示平准化能源成本。

#### 生物能:

- 循环流化床(CFB)是一种端流(高气流)流化床, 固体颗粒被俘获后返回该流化床。流化床本身汇集微小的悬浮固体颗粒, 这些颗粒在向上气流(一般为某一气体)的作用下保持流动。
- 基准数据是针对一个50兆瓦的电厂。规模更大或更少的电厂投资成本已经根据能源定律作了调整, 能源定律为: 具体投资成本规模 $2 = \text{投资成本规模} 1 \times (\text{规模} 2 / \text{规模} 1)^{n-1}$ , 其中规模系数 $n=0.7$ 。资本成本估值包括燃料处理和预备设施、锅炉和空气质量控制、蒸汽涡轮机和辅助设备、配套设施和工程费、一般设施和工程费、建设期间使用的资金补贴、拥有方成本、税费。
  - 表中英文缩写'n.a.'指'不适用'。
- 原料为木材, 其高热值=20GJ/吨, 低热值=18.6GJ/吨。
- 机械供料机指向锅炉添加燃料的一种机器或设备。
- CHP: 热电联产。
- 在计算大型热电联产电厂的副产品收入时假设: 用于工业用途的热力产出为每兆瓦时电力产生5.38GJ; 蒸汽价值为4.85美元2005/GJ(美国纸浆和纸蒸汽购入价的75%)(美国电子工业协会, 2009年, 表7.2); 并销售了75%的热力产出。
- 基准数据是针对一个50兆瓦的电厂。规模更大或更少的电厂投资成本已经根据能源定律作了调整, 能源定律为: 具体投资成本规模 $2 = \text{投资成本规模} 1 \times (\text{规模} 2 / \text{规模} 1)^{n-1}$ , 其中规模因子 $n=0.9$ (Peters等, 2003)。燃烧投资成本估值为美国现有电厂改造后的成本, 并包括燃料处理和准备设施、锅炉和空气质量控制、蒸汽涡轮机和辅助设备、配套设施、一般设施和工程费、项目和流程应急费、建设期间使用的资金补贴、拥有方成本、税费。美国的燃烧成本估值规约不包括按比例分摊的锅炉成本。
  - ORC: 有机朗肯循环。
  - 当计算小型热电联产电厂的副产品收入时, 热水价值为12.51美元2005/GJ(Rauch (2010)和Skjoldborg (2010)平均值), 计算时考虑了总值的33%, 因为运营方只能回收一部分价值, 还因为热水利用是季节性的。
  - 热水的热力产出为每兆瓦时电力产生18.51GJ的热量。
  - 基准数据是针对一个50兆瓦的电厂。规模更大或更少的电厂投资成本已经根据能源定律作了调整, 能源定律为: 具体投资成本规模 $2 = \text{投资成本规模} 1 \times (\text{规模} 2 / \text{规模} 1)^{n-1}$ , 其中规模因子 $n=0.7$ (Peters等, 2003)。

下一页 →

- xviii. 热水的热力产出为每兆瓦时电力产生12.95GJ热量。
- xix. ICE: 内燃机。
- xx. 热水的热力产出介于2.373-10.86GJ/兆瓦时之间。

#### 直接太阳能—光伏(PV)发电系统

- xxi. 2009年太阳能光伏板工厂批发价格下降了50%以上。因此，在德国这个最具竞争力的市场安装光伏系统的价格2009年降低了30%以上，相比之下2008年只下跌了约10%(见第3.8.3节)。2009年德国市场的价格数据被用作住宅建筑屋顶系统(Bundesverband Solarwirtschaft, 2010年)和实用规模的固定倾斜系统(Bloomberg, 2010年)。根据2008年和2009年美国市场的数据，假设较大的商用建筑屋顶系统的投资成本比较小的住宅屋顶系统投资成本低5%(NREL, 2011b; 见第3.8.3节)。假设阳光跟踪系统的投资成本比在此考虑的单轴非跟踪系统的成本高15—20%(NREL, 2011a; 另见第3.8.3节)。美国2009年的投资成本容量加权平均值(NREL, 2011b)作为2009年大约80%全球光伏系统安装的一般投资成本区间的上限(见第3.4.1节和第3.8.3节)。
- xxii. 光伏系统的运行维护成本低，每年为初期投资成本的0.5%至1.5%(Breyer等, 2009年; 国际能源机构, 2010c)。
- xxiii. 影响某一光伏系统容量因子的主要参数是在某个特定地点的实际年太阳辐照度(单位: 千瓦时/平方米/年)和系统的类型。Sharma(2011)提供了某些近期安装的系统的容量因子。
- xxiv. 实用规模的光伏系统的上限代表当前的现状。更大的系统(达到1GW)正处于计划和开发阶段，在未来10年内有可能实现。

#### 直接太阳能—太阳能聚光发电(CSP):

- xxv. 太阳能聚光发电厂项目规模至少能够达到一个单独发电系统的规模(如25千瓦的碟式/发电机组系统)。但提供的这个规模一般针对现正处于建设或提议建设的项目。在同一地点容纳多个太阳能聚光发电厂的“电力园”也正处于提案阶段，其规模可达或超过1GW(4x250兆瓦)。
- xxvi. 2009年具有6个小时热能储备的抛物面反射镜电厂的成本区间。投资成本包括直接和间接成本，其中间接成本包括工程、采购和建设成本加成、拥有方成本、土地和税。对于无储能的电厂的投资成本较低，而对于具有较大热储能力电厂的投资成本较高。国际能源机构(2010a)估算的投资成本对于无储能电厂低至3,800美元/2005/kW，而对于具有较大储能电厂则高达7,600美元/2005 /kW(假设的货币基期为2009年)。如果已安装储热设备，容量因子也随之发生变化(见注释 xxviii)。
- xxvii. 国际能源机构(2010a)指出，与能源产出相关的运行维护成本为1.2-2.7美分/kWh(假设的货币基期为2009年)。与此处给出的区间相比，该成本也许低于或高于年度运行维护成本，这取决于实际能源产出。
- xxviii. 美国西南部典型的太阳资源类具有6个小时热能储备的抛物面反射镜电厂的容量因子。各容量因子以及投资成本因热储能力规模的不同而存在相当大的差异。除了美国加利福尼亚的太阳能电厂之外，新的太阳能聚光发电厂仅从2007年起才开始运行，因此实际性能数据很少，而且大多数文献最近才给出有关容量因子的估值或预测值。Sharma(2011年)报告虽无热储能力但却有天然气备份电厂的多年(1998-2002年)容量因子平均值为12.4-27.7%。国际能源机构(2010a)指出西班牙的某些具有15小时热储能力的电厂每年可生产高达6,600小时的电力。如果在6,600小时内完全投产，这相当于容量因子为75%。较大的热储能力还会增加投资成本(见注释 xxvi)。

#### 地热能:

- xxix. 投资成本包括: 资源开发和确认、生产机井和注水机井的钻探、地面设备和基础设施以及电厂。对于推广项目(即在相同地热田新建的电厂)，投资成本可降低10-15%(见第4.7.1节)。投资成本区间基于Bromley等(2010)(另见图4.7)。
- xxx. 运行维护成本基于Hance(2005)。在新西兰，对于20-50 MWe发电能力的电厂，运行维护成本区间在1-1.4美分/kWh之间(Barnett 和 Quinlivan, 2009年)，该成本相当于83-117美元/kWh/年，即大大低于Hance(2005年)给出的成本。有关其它信息，见第4.7.2节。
- xxxi. 全世界当前的(2008-2009年数据)运行中的冷凝(闪蒸)和双循环电厂的容量因子为74.5%。某些异常值除外，容量因子的下限和上限估值分别为60%和90%。新地热电厂的典型容量估值高达90%以上(Hance, 2005; DiPippo, 2008; Bertani, 2010)。预估2020年全世界平均容量因子为80%，在2030年可达85%，而在2050年可高达90%(见第4.7.3节和第4.7.5节)。
- xxxii. 世界上，地热电厂的普通生命周期为25-30年。该投资回收期允许在生命周期结束时对老化地面电厂进行翻新或重建，但这不等于地热储层的经济资源使用寿命到期，后者一般长得多(如Larderello, Wairakei, 地热喷泉: 第4.7.3节所述)。但是，某些地热储层随着时间推移有可能出现资源退化，这成为影响电厂连续运行的几种因素之一。

#### 水电:

- xxxiii. 关于水电，50%-80%的项目规模无充分的文件记载。此处给出的区间表示各项目规模的总体范围。由于设计的目的是在每个地点利用水流和水头落差，因此水电项目总具有地点特殊性。因此，项目规模可很小，在某一小川流中小到只有几千瓦，但可大到几千兆瓦，如中国的三峡项目达到18,000兆瓦(全部完工时将达到22,400兆瓦)(见第5.1.2节)。当前在一些水电厂，90%的水电装机容量和94%的水电能源产量规模为>10 MW(IJHD, 2010年)。
- xxxiv. 水电项目的投资成本可低到400-500美元/kW，但是当前更现实的项目在1,000-3,000美元/kW之间(第5.8.1节)。
- xxxv. 运行维护成本通常按水电项目投资成本的百分比给出。虽然本表给出的可适用于各项投资成本区间2.5%的平均值，但是典型的运行维护成本值区间为1%-4%。通常这将足以支付机械和电子设备翻新所需的费用，如涡轮机检修、发电机定子线圈重绕、通信系统和控制系统的再投资(第5.8.1节)。

下页续 →

xxxvi. 容量因子(CF)将根据水文条件、装机容量、电厂的设计和电厂的运行方式(即电厂产出的规范程度)予以确定。为了开展以实现最大能源产量(基本负荷)为意图的电厂设计并加上某些规范,容量因子通常将是在30%-60%之间。图5.20给出了世界不同区域的平均容量因子。对于填峰型电厂,容量因子将低得多,可低至20%,因为为满足高峰时的各种需要这些电站的设计能力非常高。对于江河径流式水电系统,容量因子有着宽泛的变化区间(20%-95%),这取决于地理和气候条件、技术和运行特点(见第5.8.3节)。

xxxvii. 水电厂一般具有很长的物理生命周期。水电厂运行已超过100年的实例有很多,虽然需要定期更新电子和机械系统,但最为昂贵的土木工程结构却无重大升级换代(坝体、泄水隧道等)。国际能源机构(2010d)报告许多50-100年前建造的水电厂今天仍在运行。因此对于大型水电厂,安全的生命周期可至少定为40年,生命周期的上限为80年。对于小型水电,典型的生命周期能够定为40年,而在某些情况下甚至更短。经济的设计生命周期也许因实际有形电厂的生命周期的不同而存在差异,并将在很大程度上取决于水电厂的拥有方式和资金支持方式(见第5.8.1节)。

#### 海洋能:

xxxviii. 可适用于潮汐电厂的数据是基于数量很少的发电设施(见后面的脚注)。因此,应以适当审慎的态度考虑所有数据。

xxxix. 世界上唯一具有实用规模的潮汐电站是自1966年以来已成功投入运行的240兆瓦的朗斯潮汐电站。自那时起其它小型项目已在中国、加拿大和俄罗斯投入使用,其发电量分别为3.9兆瓦、20兆瓦和0.4兆瓦。预计发电量为254兆瓦的西娃拦洪坝电站于2011年投入使用,到那时将成为世界上最大的潮汐电站。已发现许多项目,其中一些项目具有很大的发电能力,其中包括位于英国(塞文河口,9.3千兆瓦)、印度(1.8千兆瓦)、韩国(740兆瓦)以及俄罗斯(白海和鄂霍次克海,28千兆瓦)的潮汐发电项目。没有任何一个项目被公认为是经济的,而且其中许多项目在环境上面临反对的呼声(Kerr, 2007年)。位于塞文河口的项目经英国政府评估后最近已推迟兴建。

xl. 较早期的一次评估表明各容量因子是在25%-35%之间(Charlier, 2003年)。

xli. 潮汐防洪坝水电站一般具有很长的设计生命周期。许多水电厂的运行已有100多年,虽然需要定期更新电子和机械系统,但最为昂贵的土木工程结构却无重大升级换代(坝体、泄水隧道等)。因此,潮汐拦洪坝被认为具有类似于大型水电厂的经济型设计生命周期,其安全的生命周期可至少定为40年(见第5章)。

#### 风能:

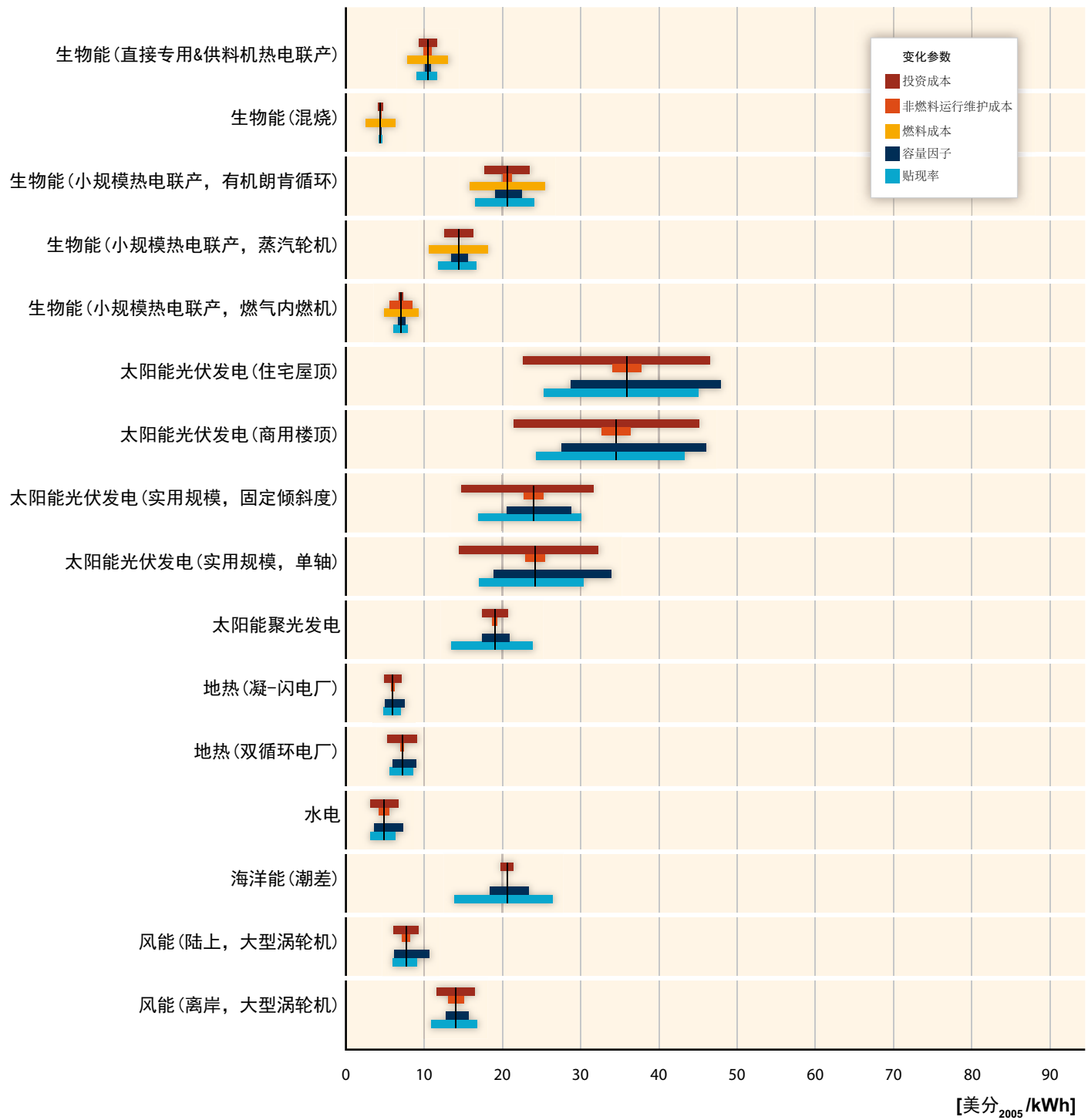
xlii. 风电设施的典型规模被当作(非涡轮机)电厂的规模。对于陆上风能,在2007-2009年期间5-300兆瓦规模的电厂具有普遍性,虽然规模更小和更大的风电厂占主导地位。对于离岸风能,在2007-2009年期间20-120兆瓦规模的电厂是普遍的,虽然预计未来将出现更大规模的电厂。由于模块技术,受市场和地理条件推动,各种规模的风电厂普遍存在。

xliii. 成本最低的陆上风电厂已在中国安装,在美国和欧洲遇到的成本较高。虽然此处给出的成本区间反映了2009年在全世界绝大多数已装机的陆上风电厂的成本(2009年是截止编写本报告时已有可靠数据的最近年份),在中国安装的风电厂的各项平均成本甚至可低于这一成本区间(在中国1,000-1,350美元/千瓦是普遍的)。在多数情况下,投资成本包括风机成本(风机、运抵场地和吊装)、并网(电缆、变电站、联网,但并不普遍的输电网扩容成本)、土木工程(地基、道路、建筑物)以及其它各项成本(工程、获得许可证、授权许可、环境评估和监测设备)。

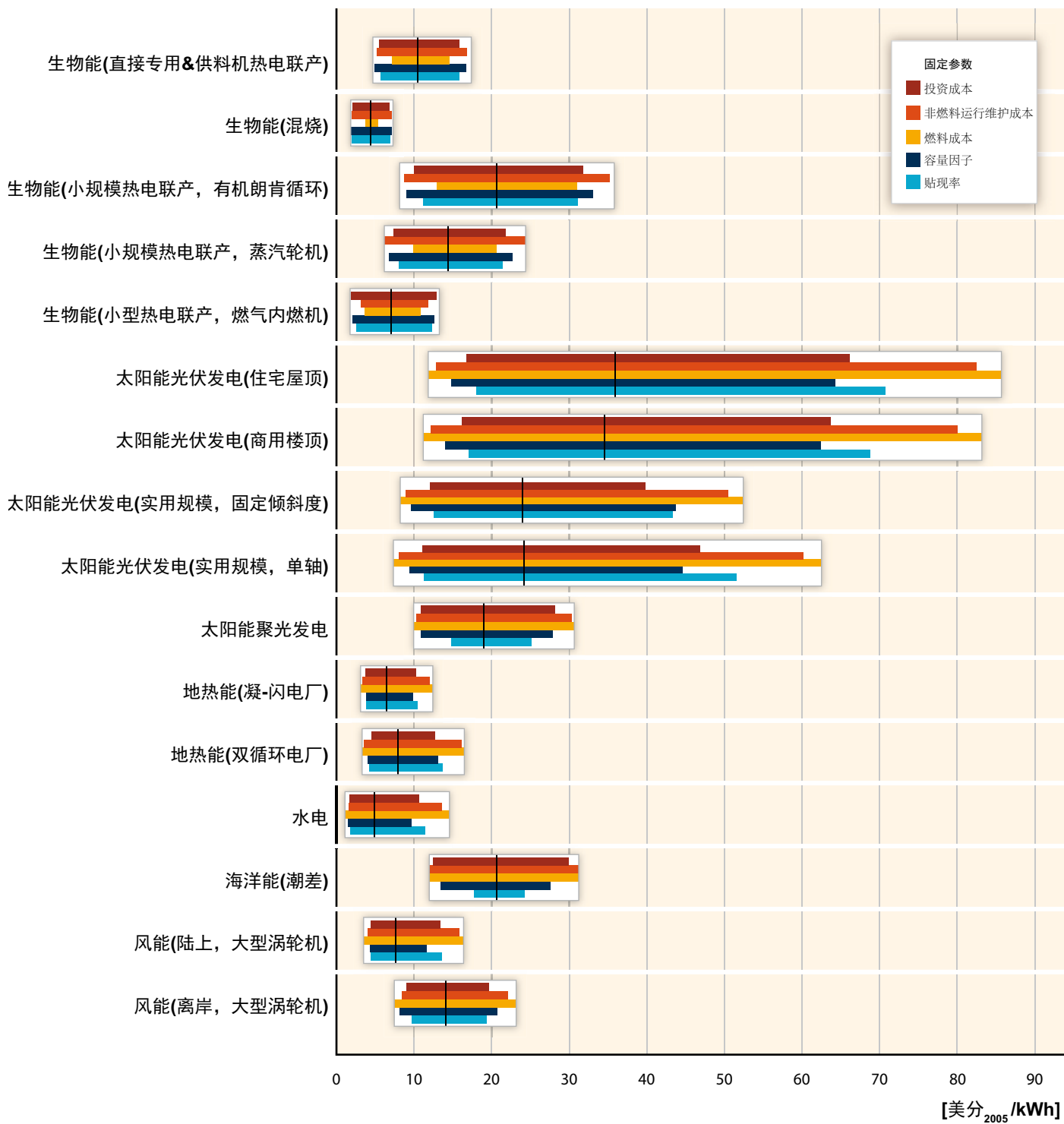
xliv. 容量因子一部分取决于所倚赖的风力资源强度,其强度因区域和场地以及风机设计的不同而异。

xlv. 达到'国际电工委员会'标准的现代风机的设计使用寿命为20年,如果运行维护成本保持在一个可接受的水平上,风机的使用寿命可超过20年。在20年时期内各风电厂一般都有资金支持。

xlvi. 对于离岸风电厂,投资成本区间涵盖最近几年安装的绝大多数沿海风电厂(直至2009年)以及计划于21世纪10年代初完成建设的风电厂。由于近些年来成本已上升,采用最近项目和计划项目的成本合理地反映出'当前'沿海风电厂的成本。在大多数情况下,投资成本包括风机成本(风机、运抵场地和吊装)、并网(电缆、变电站、联网,但并不普遍的输电网扩容成本)、土木工程(地基、道路、建筑物)以及其它各项成本(工程、获得许可证、授权许可、环境评估和监测设备)。



图A3.2a: 可再生能源技术有关变量对比图。有关进一步的解释, 见图A3.1a。



图A3.2b: 可再生能源技术有关变量的对比图的‘负值’。有关进一步的解释，见图A3.1b。

注：两种地热能技术的上限均按假设4年建设期计算。如本图所示，在用于敏感性分析的简化方法中，未考虑这一假设，因而导致其上限低于用更准确方法给出的上限。但是，经对这两个区间进行重标后，得出了与用更准确方法得出的相同结果。

表A3.2: 可再生能源加热技术的成本性能参数<sup>1</sup>

能源	技术	典型的设备规模 (MW <sub>th</sub> )	投资成本 (美元/kW <sub>th</sub> )	运行维护成本, 年固定值 (美元/kW 和/或变量 (美元/GJ))	副产品收入 (美元/GJ <sub>原料</sub> )	副产品收入 (美元/GJ <sub>原料</sub> )	容量因子 (%)	经济的使用寿命 (年)	参考文献	输出数据			
										原料) 转换效率(%)	LCOH <sup>iii</sup> (美元/GJ)	贴现率	
												7%	10%
生物能	生物质 (DPH)	0.005-0.1 <sup>v</sup>	310-1,200 <sup>vi</sup>	13-43 美元/kW <sup>vii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	10-20	13-29	10-20		14-70	15-77	16-84	
	生物质 (MSW, CHP)	1-10 <sup>ix</sup>	370-3,000 <sup>xii</sup>	15-130 美元/kW <sup>xii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	0-3	20-40 <sup>xv</sup>	10-20		1.4-34	1.8-38	2.1-41	
	生物质(蒸汽涡轮机, CHP)	12-14	370-1,000 <sup>xi</sup>	1.2-2.5 美元/kW <sup>xii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	3.7-6.2	10-20	63-74	10-20	IEA (2007b)	10-69	11-70	11-72
	生物质(厌氧发酵, CHP)	0.5-5 <sup>xi</sup>	170-1,000 <sup>xix</sup>	37-140 美元/kW <sup>xii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	2.5-3.7 <sup>xvii</sup>	15-25	68-91	15-25		10-29	10-30	10-32
太阳能	太阳能加热 (DHW, 中国)	0.0017-0.01 <sup>xv</sup>	120-540 <sup>xvi</sup>	1.5-10 美元/kW <sup>xviii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	20-80 <sup>xviii</sup>	10-15 <sup>xv</sup>	见第3.8.2节和 相关脚注	2.8-56	3.6-67	4.2-75	
	太阳能加热 (DHW, 热虹吸, Combij-系统)	0.0017-0.07 <sup>xv</sup>	530-1,800	5.6-22 美元/kW <sup>xviii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	20-80 <sup>xviii</sup>	15-25	IEA (2007b)	8.8-134	12-170	16-200	
	地热 (建筑供热)	0.1-1	1,600-3,900 <sup>xvii</sup>	8.3-11 美元/GJ <sup>xviii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	25-30	不适用 <sup>vii</sup>			20-50	24-65	28-77
地热能	地热 (小区供热)	3.8-35	600-1,600 <sup>xvii</sup>	8.3-11 美元/GJ <sup>xviii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	25-30	25		12-24	14-31	15-38	
	地热 (温室)	2-5.5	500-1,000 <sup>xvii</sup>	5.6-8.3 美元/GJ <sup>xviii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	50	20	见第4.7.6节	7.7-13	8.6-14	9.3-16	
	地热 (水产池塘, 露天)	5-14	50-100 <sup>xvii</sup>	8.3-11 美元/GJ <sup>xviii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	60	20		8.5-11	8.6-12	8.6-12	
	地热泵 (GHP)	0.01-0.35	900-3,800 <sup>xvii</sup>	7.8-8.9 美元/GJ <sup>xviii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	不适用 <sup>viii</sup>	25-30	20		14-42	17-56	19-68	

备注/注释:

- i 所有数据都近似为两位有效数字, 大多数技术章(第2-4章)在各自有关成本趋势的章节中提供了更多和/或更详细的成本性能信息。但是, 直接引自文献的某些生产成本的估值所依据的假设也许不如本附件中数据集那样透明, 因此在考虑这些假设时应审慎。
- ii 热电厂同时产生热力和电力。如果只计算一种产品的平准化成本, 无论是热力还是电力, 均可使用不同的方法。一种方法是为“副产品”赋一个(折现后的)市场价值, 并从剩余费用中减去这项额外收入, 热电厂的平准化电力成本计算采用的就是这种方法。但据国际能源机构使用的方法(2007年), 平准化热力成本的计算采用了不同方式, 该方法是输入数据的主要基准; 不是把电力视为一种“副产品”并将其价值从剩余的供热费用中扣除, 而是根据平均热/电输出比例将投资项目在生命周期内的总费用分成几部分, 并只考虑投资中热力和运行维护成本所占的比例, 因此在热力表中未列出副产品的收入。这两种方法各有利弊。
- iii LCOH: 平准化热力成本。该成本不包括小区供热系统中的热力输送和配送成本, 也不包括可再生能源的生产补贴和税收抵免, 但是, 对各项投入或对影响投入价格的商品以及因而对私有成本间的间接税收和补贴无法完全排除在外。

下一页 →



## 生物能:

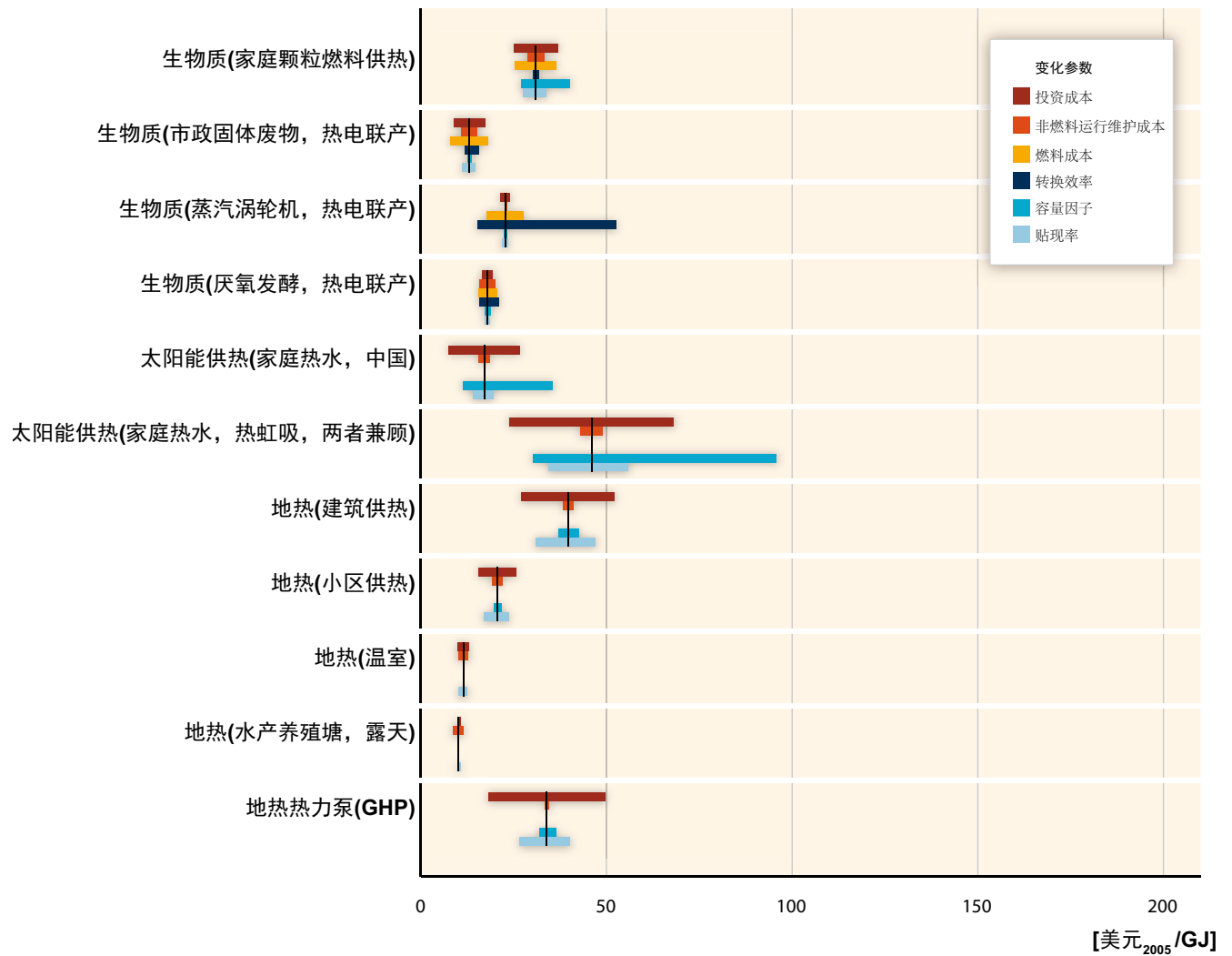
- iii DPH: 家庭颗粒燃料供热
- iv 对于低能耗单独家庭住宅(5千瓦)或公寓(100千瓦), 这是一个典型的设备规模。
- v 火电厂的生物质颗粒燃料加热系统(包括控制)投资成本仅在100-640美元<sub>2005</sub>/千瓦之间不等。上述更高的区间包括土木工程、燃料和热存储(国际能源机构, 2007)。
- vi 年固定运行维护成本包括辅助能源成本。辅助能源需求为10-20千瓦时/千瓦<sub>热力</sub>年, 电价假设为0.1-0.3美元<sub>2005</sub>/千瓦时。热电联产的运行维护成本选项只包括热力部分。
- vii 表中缩写“n.a.”指“不适用”。
- viii MSW: 市政固体废弃物。
- ix CHP: 热电联产。
- x 基于专家判断典型规模和国际能源机构成本数据(2007)。
- xi 热电联产的运行维护成本选项只包括热力部分, 表A.3.1中的电力数据只提供了总投资成本的例子(表2.4.4)。
- xii 市政固体废弃物设施的投资成本主要是由烟气净化成本决定的, 烟气净化成本可划归废弃物处理而不是热力生产(国际能源机构, 2007)。
- xiii 供热市政固体废弃物焚烧炉(丹麦和瑞典使用)的热效率为70%-80%, 但在此处未考虑(国际能源机构, 2007)。
- xiv 这类生物质给出的数据区间主要依据为丹麦和奥地利的两个发电厂(国际能源机构(2007))。
- xv 厌氧发酵的投资成本基于文献中提供的与发电能力相关的值。为了转换成热力, 采用的发电效率为37%, 热力效率为55%(国际能源机构, 2007)。
- xvi 对于厌氧发酵, 燃料价格按一种绿色玉米作物与肥料的混合物计算, 其它沼气原料包括分类垃圾和填埋后产生的气体, 但在此处未考虑在内(国际能源组织, 2007)。
- xvii 转换效率包括辅助热力输入(对于生产流程, 转换效率为8%-20%)和任何可提高流程效率的共基质, 分类垃圾的转换效率偏低(国际能源机构, 2007)。

## 太阳能:

- xix. DHW: 家庭热水。
- xx. 1 平方米集电器可以转换为0.7千瓦<sub>热力</sub>装机容量(见3.4.1节)。
- xxi. 2004年1350万平方米销量中70%的价格低于1500元/平方米(~190美元<sub>2005</sub>/千瓦)(Zhang等, 2010)。下限取自2008年中国浙江标准化采访中采集的数据(Han等, 2010)。上限取自Chang等的的数据(2011)。
- xxii. 假设固定年运营成本为投资成本的1%至3%(国际能源机构, 2007)加上辅助能的年成本。年辅助能源需求为2至10千瓦时/平米。假设取0.1至0.3美元<sub>2005</sub>/千瓦时。
- xxiii. 一个地区的太阳辐照度越低, 太阳能热系统的转换效率往往越高。由于集热区每平方米面积的能源产出成本相近, 这部分抵消了低太阳辐照度对成本的负面影响(Harvey, 2006, 第461页)。由于转换效率影响最终的容量因子, 所以计算平准化热力成本中没有直接使用转换效率。
- xxiv. 容量因子基于预计年能源产量, 即250至800千瓦时/平米(国际能源机构, 2007)。
- xxv. 中国太阳能热水器的预期设计使用寿命为10-15年(Han等, 2010)。

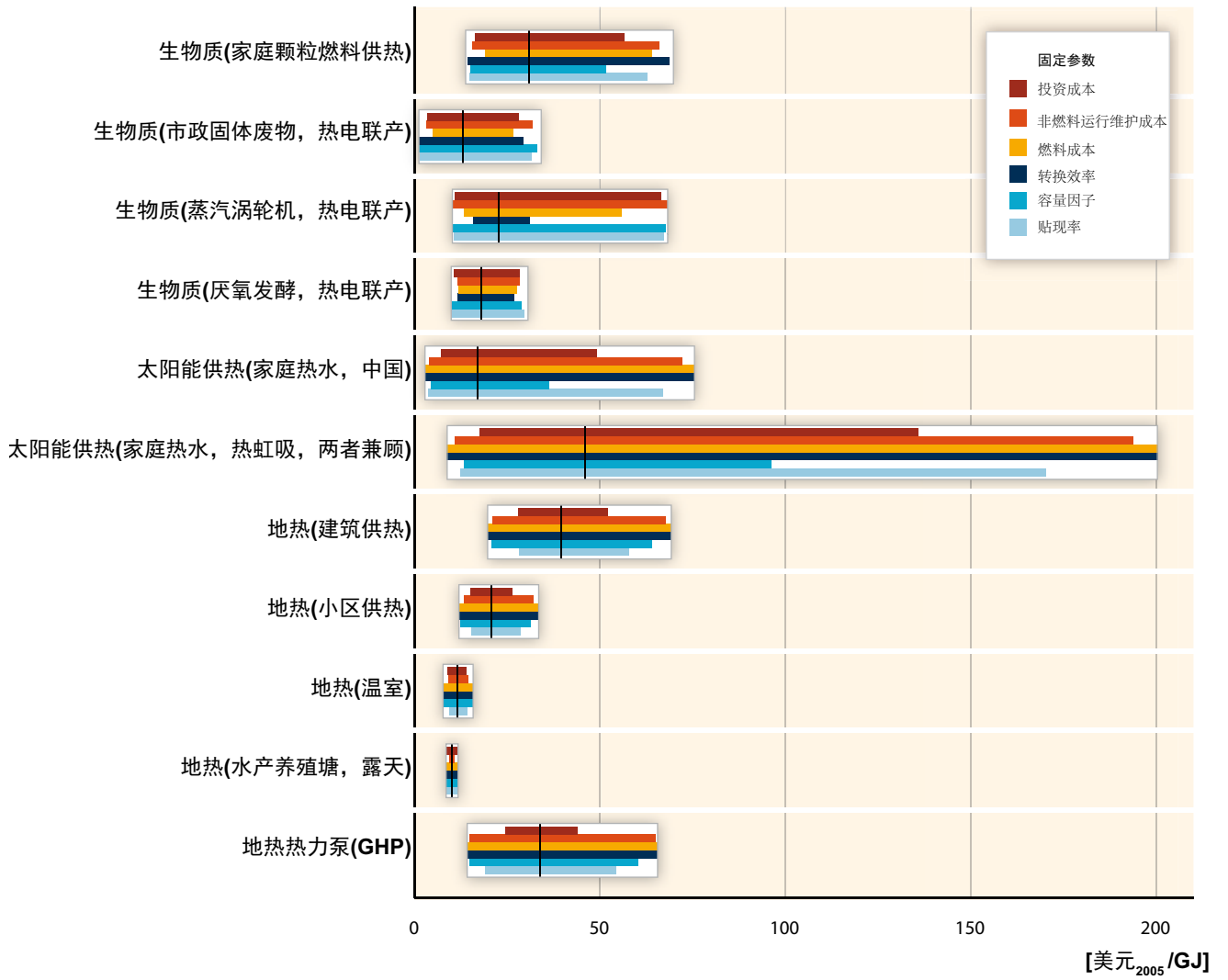
## 地热能:

- xxvi. 对于地热泵, 投资成本区间包括住宅、商用或机构设施。对于商用和机构设施, 成本包括钻井成本, 但住宅设施的成本中不包括钻井成本。
- xxvii. 平均运行运营成本(单位: 美元<sub>2005</sub>/千瓦时<sub>热力</sub>): 对于建筑、集中供热和露天水产养殖池塘为0.03-0.04, 温室: 0.02-0.03, 地热泵: 0.028-0.032。



图A3.3a: 可再生热能技术有关变量对比图。有关进一步的解释，见图A3.1a。

注：在某种程度可引起误解，即太阳能和地热能应用表明对转换效率中的变化没有任何敏感性。这是由于这样一个事实：太阳能和地热能输入成本为零，而且这种能源输入的较高转换效率对LCOH工程的影响仅仅是通过年产出增加的方式。反之，通过改变容量因子可完全得到年产出的变化。



图A3.3b: 可再生热能技术有关变量对比图的‘负值’。有关进一步的解释, 见图A3.1b.

表A3.3: 生物燃料的成本-性能参数

原料	燃料, 地区	设备典型规模 (MW)	投资成本 (美元/kWh) <sup>ii</sup>	运行维护成本, 年固定值(美元/kWh <sub>电</sub> ) <sup>iii</sup> 和非原料变量(美元/GJ <sub>燃料</sub> ) <sup>iv</sup>	副产品收入 (美元/GJ <sub>燃料</sub> )	原料成本 (美元/GJ <sub>燃料</sub> )	原料转换效率 <sup>v</sup> (%) 仅限产品(产品+副产品)	容量因子 (%)	经济的使用寿命设计 (年)	参考文献	输出数据		
											LCOF <sup>iv</sup> 美元/GJ <sub>HHV</sub>		
											3%	7%	10%
	乙醇燃料				共生产品: 糖 <sup>vi</sup>								
甘蔗	总体数据	170-1,000	83-360	16-35 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	4.3	2.1-7.1	17 (39)	50%	20	Alstad (2008), Bain (2007), Kline 等 (2007)	2.4-39	3.5-42	4.5-46
	巴西, 案例A	同上	100-330	20-32 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	同上	2.1-6.5 <sup>vi</sup>	同上	同上	同上	Bohmann 和 Cesar (2006), Oliverio (2006), van den Wall Bake 等. (2009)	2.4-38	3.5-41	4.5-44
	阿根廷	同上	110-340	21-34 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	同上	6.5*	同上	同上	同上	Oliverio 和 Riberio (2006), 另见 '总体数据', 行	28-39	30-42	31-46
	加勒比流域,	同上	110-360	22-35 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	同上	2.6-6.2	同上	同上	同上	Rosillo-Calle 等 (2000) 另见 '总体数据', 行	6.4-38	7.7-42	8.8-46
	哥伦比亚	同上	100-320	20-31 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	同上	5.6	同上	同上	同上	McDonald 和 Schratzenholzer (2001), Goldemberg (1996), s 另见 '总体数据', 行	23-32	24-36	25-39
	印度	同上	110-340	21-33 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	同上	2.6-6.2	同上	同上	同上	另见 '总体数据', 行	5.9-37	7.1-41	8.2-44
	墨西哥	同上	83-260	16-25 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	同上	5.2-7.1	同上	同上	同上	另见 '总体数据', 行	19-37	19-40	20-42
	美国	同上	100-320	20-31 美元/kWh <sub>电</sub> 和 0.87 美元/GJ <sub>燃料</sub>	同上	6.2	同上	同上	同上	另见 '总体数据', 行	27-36	28-40	29-43

下一页 →

原料	燃料, 地区	输入数据										输出数据				
		设备典型规模 (MW)	投资成本 (美元/kW) <sup>ii</sup>	运行维护成本, 年固定值(美元/kW <sub>热能</sub> ) <sup>iii</sup> 和非原料变量(美元/GJ <sub>原料</sub> )	副产品收入 (美元/GJ <sub>原料</sub> )	原料成本 (美元/GJ <sub>原料</sub> )	原料转换效率 <sup>iii</sup> (%) (仅限产品(产品+副产品))	容量因子 (%)	经济的使用寿命设计 (年)	参考文献	LCOF <sup>iv</sup> 美元/GJ <sub>HHV</sub>					
											3%	7%	10%			
	乙醇燃料				副产品: DDGS <sup>iv</sup>											
玉米	总体数据	无	160-310	9-27 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.98 美元/GJ <sub>原料</sub>	1.56	4.2-10 <sup>iii</sup>	54 (91)	95%	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline 等 (2007)	9.3-22	9.5-22	10-23			
	美国	140-550 <sup>xiv</sup>	160-240	9-18 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.98 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	4.2-10 <sup>xv</sup>	同上	同上	同上	Delta-T 公司(1997), Ibsen 等 (2005), Jechura (2005), 另见'总体数据'行	9.3-22	9.5-22	10-23			
	阿根廷	同上	170-260	9-17 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.98 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	7.5	同上	同上	同上	McAloon 等 (2000), RFA (2011), 伊利诺伊大学 (2011), 另见'总体数据'行	16-17	16-17	17-18			
	加拿大	同上	200-310	13-27 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.98 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	4.8-5.7	同上	同上	同上	另见'总体数据'行	11-15	12-15	12-16			
	乙醇燃料				副产品: DDGS <sup>iv</sup>											
小麦	总体数据	150-610	140-280 <sup>xvi</sup>	8-25 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.41 美元/GJ <sub>原料</sub>	1.74	5.1-13	49 (91)	95%	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline 等 (2007)	12-28	12-28	12-28			
	美国	同上	140-220	8-17 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.41 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	6.3-13	同上	同上	同上	OECD (2002), Shapouri 和 Salassi (2006), 美元A (2007), 另见'总体数据'行	13-28	14-28	14-28			
	阿根廷	同上	150-230	8-16 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.41 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	6.5-7	同上	同上	同上	另见'总体数据'行	14-16	14-16	14-17			
	加拿大	同上	190-280	12-25 美元/kW <sub>热能</sub> 和 1.41 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	5.1-6.9	同上	同上	同上	另见'总体数据'行	12-16	12-17	12-17			

下一页 →

原料	燃料, 地区	设备典型规模 (MW)	投资成本 (美元/kW) <sup>ii</sup>	运行维护成本, 年固定值(美元/kW <sub>电</sub> ) <sup>iii</sup> 和非原料变量(美元/GJ <sub>原料</sub> )	副产品收入 (美元/GJ <sub>原料</sub> )	原料成本 (美元/GJ <sub>原料</sub> )	原料转换效率 <sup>iii</sup> (%) 仅限产品(产品+副产品)	容量因子 (%)	经济的使用寿命设计 (年)	参考文献	输出数据		
											LCOF <sup>iv</sup> 美元/GJ <sub>HHV</sub> <sup>v</sup>	贴现率	
	生物柴油 <sup>xvii</sup>				副产品: 丙三醇 <sup>xviii</sup>						3%	7%	10%
大豆油	总体数据	44-440	160-320	9-46 美元/kW <sub>电</sub> 和 2.58 美元/GJ <sub>原料</sub>	0.58	7.0-24	103 (107)19	95%	20	Allstad (2008), Bain (2007), Kline 等 (2007), Haas 等 (2006), Sheehan 等 (2006)	9.4-28	10-28	10-28
	阿根廷	同上	170-320	12-42 美元/kW <sub>电</sub> 和 2.58 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	14-16 <sup>xx</sup>	同上	同上	同上	芝加哥期货交易所 (2006) 另见'总体数据'行	16-19	16-19	17-20
	巴西	同上	160-310	9-27 美元/kW <sub>电</sub> 和 2.58 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	7.0-18 <sup>xx</sup>	同上	同上	同上	芝加哥期货交易所 (2006) 另见'总体数据'行	9.4-21	10-21	10-21
	美国	同上	160-300	12-46 美元/kW <sub>电</sub> 和 2.58 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	9.7-24	同上	同上	同上	美元A (2006), 另见'总体数据'行	12-28	12-28	12-28
	生物柴油				副产品: 丙三醇 <sup>xviii</sup>								
棕榈油	总体数据	44-440	160-340	10-46 美元/kW <sub>电</sub> 和 2.58 美元/GJ <sub>原料</sub>	0.58	6.1-45	103 (107)	95%	20	Allstad (2008), Bain (2007), Kline 等 (2007), Haas 等 (2006), Sheehan 等 (1998)	8.7-48	8.9-48	9.0-49
	哥伦比亚	同上	160-300	10-34 美元/kW <sub>电</sub> 和 2.58 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	6.1-45	同上	同上	同上	另见'总体数据'行	8.7-48	8.8-48	9.0-49
	加勒比流域 <sup>xix</sup>	同上	180-340	13-46 美元/kW <sub>电</sub> 和 2.58 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	11-45	同上	同上	同上	另见'总体数据'行	14-48	14-48	14-48
	裂解燃料油				副产品: 电力 <sup>xxi</sup>								
木材、蔗渣等	总体数据	110-440	160-240	12-44 美元/kW <sub>电</sub> 和 0.42 美元/GJ <sub>原料</sub>	0.07	0.44-5.5 <sup>xxii</sup>	67 (69)	95%	20	Ringer 等 (2006)	2.3-12	2.6-12	2.8-12
	美国	同上	160-230	19-44 美元/kW <sub>电</sub> 和 0.42 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	1.4-5.5	同上	同上	同上	另见'总体数据'行	4.0-12	4.3-12	4.5-12
	巴西	同上	160-240	12-24 美元/kW <sub>电</sub> 和 0.42 美元/GJ <sub>原料</sub>	同上	0.44-5.5	同上	同上	同上	另见'总体数据'行	2.3-11	2.5-11	2.8-11

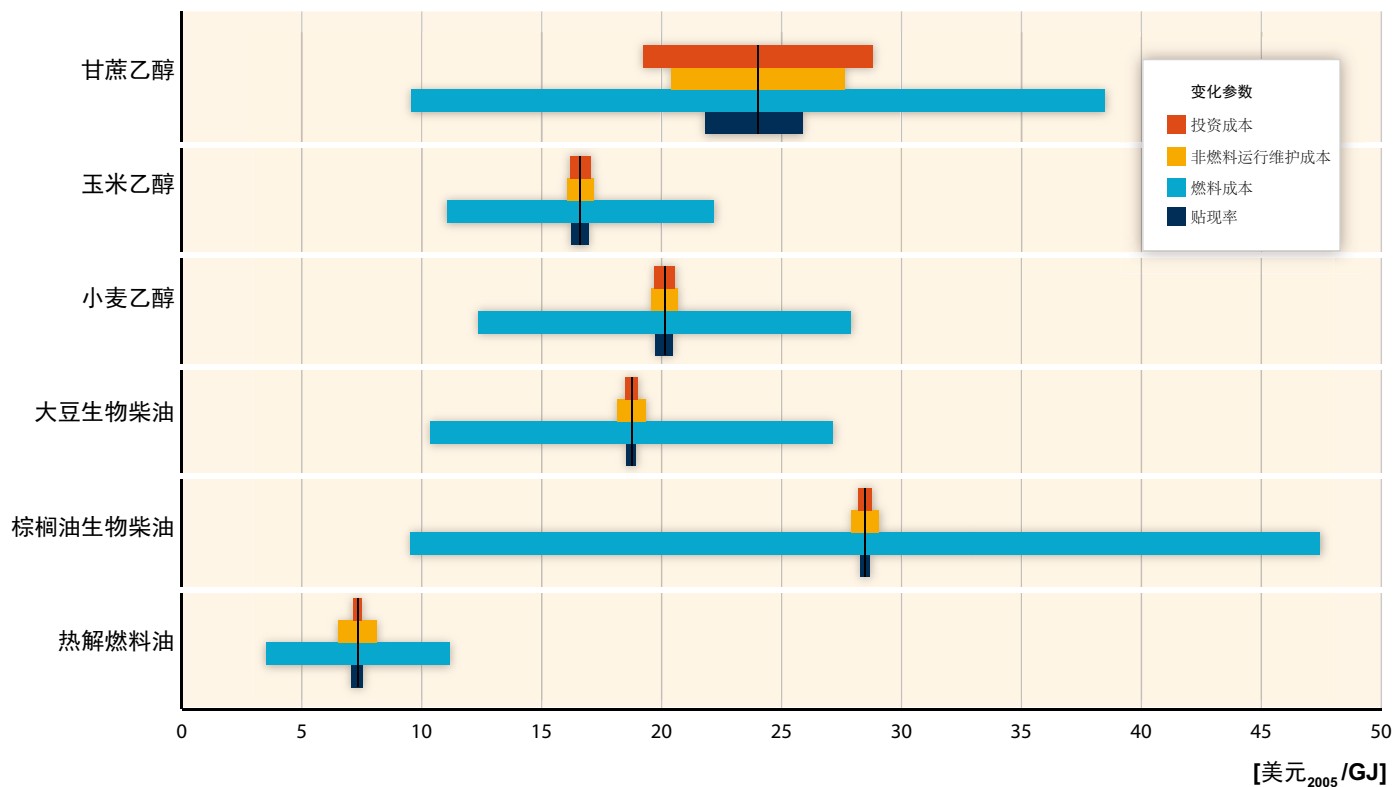
下一页 →

## 备注/注释:

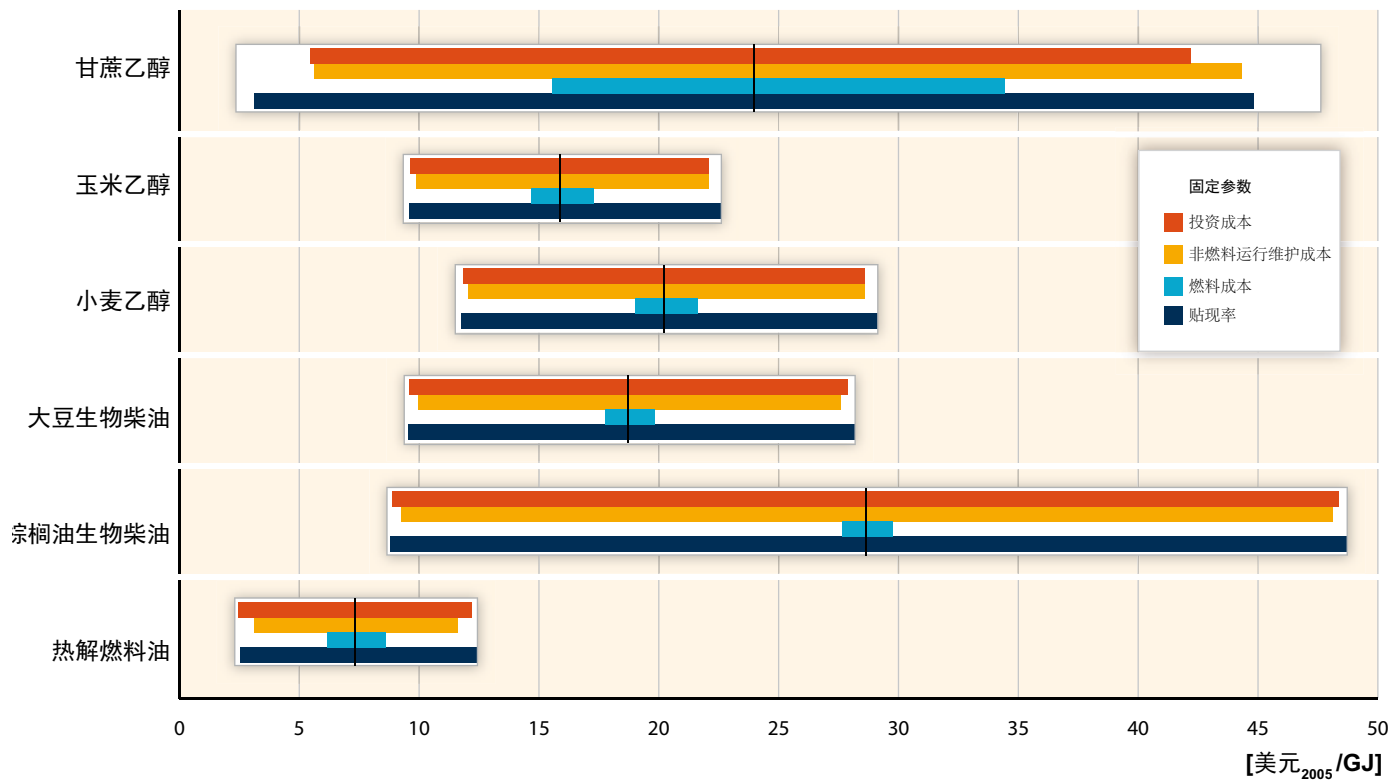
- i. 所有数据均近似为两位有效数。第2章在成本趋势一节中提供了更多关于成本和性能的信息。但是，直接引自文献的某些生产成本估值所依据的假设也许不如本附件中数据集那样透明，因此在考虑这些假设时应当审慎。
- ii. 投资成本是根据正常转换的容量因子计算，并非是100%的运转系数。
- iii. 按相对于能源产出单位的能源投入单位衡量的原料转换效率仅限于生物质。生物质与化石燃料混合投入的转换因子一般较低。
- iv. LCOF: 平准化运输燃料成本。这类燃料的成本包括在生物能系统上游应计的所有私有成本，但不包括运输和配送到最终客户的成本。也不包括可在生能源生产的产出补贴和税收抵免。但是，对各项投入或对影响投入价格的商品以及因而对私有成本的间接税收和补贴无法完全排除在外。

## 生物能:

- v. HHV: 高热值。LHV: 低热值。
- vi. 根据2005-2008年世界白糖价格，假定糖价或收入为22美元<sub>2005</sub>/GJ<sub>糖</sub>。
- vii. 在案例A的计算过程中采用了14%的甘蔗蔗糖含量，并另外假设在糖生产(提取效率为97%)过程中采用了50%的总蔗糖量，而总蔗糖的另外50%用于乙醇燃料的生产(转换效率为90%)。所采用的甘蔗蔗渣含量为16%。所使用的HHV值分别为：18.6 GJ/t(蔗渣)、17.0 GJ/t(蔗糖)，而且所收到的甘蔗为5.3 GJ/t。
- viii. 在1975-2005年(Hettinga等,2009)期间，巴西的原料成本已下降60%。有关历史原料成本和未来成本趋势的更深入讨论，另见第2.7.2、2.7.3和2.7.4节。
- ix. 所使用的55.2%的原料为蔗渣。有关原料特点的更详细信息，见第2.3.1节。
- x. 加勒比流域倡议国：危地马拉、洪都拉斯、尼加拉瓜、多米尼加共和国、哥斯达黎加、圣萨尔瓦多、圭亚那等。
- xi. 乙醇燃料/糖混合生产厂：各50%。有关糖厂的更详细信息，见第2.3.4节。
- xii. DDGS: 粮食酒精糟及残液干燥物。
- xiii. 关于国际原料的范围，采用了Kline等(2007)的供应曲线。有关原料供应曲线和在生物质资源评估中其它经济方面考虑，见第2.2.3节。
- xiv. 生物柴油生产厂的规模范围(140-550MW相当于每年2500万至1亿加仑(mmgpy)无水乙醇燃料)是美国玉米乙醇燃料产业的典型规模(RFA, 2011)。
- xv. 在1975-2005年(Hetting等2009)期间，美国的玉米价格已下降63%。有关历史价格和未来价格趋势更详尽的讨论，另见第2.7.2、2.7.3和2.7.4节。
- xvi. 基于玉米厂的各项成本，对HHV作了订正，而粮食酒精糟(DDG)产量是以小麦为原料的产量。有关提炼更详细的信息，见第2.3.4节。
- xvii. 提炼设施的基本原料是大豆油，并非大豆。采用压榨价差把大豆价格换算成大豆油价格。大豆油的HHV值 = 39.6 GJ/t。
- xviii. 丙三醇也称为甘油，它是一种多元醇单聚化合物(1,2,3-醇)，而且它是被称为三酸甘油酯的所有脂类的核心成分。丙三醇是生物柴油生产中的一种副产品。
- xix. 产量高于100%，因为甲醇(或其它乙醇)已融入该产品。
- xx. 根据大豆价格和压榨价差(芝加哥期货交易所，2006年)估计的大豆油价格(Kline等，2007)。
- xxi. 发电过程产生的气体和残留固体(焦炭)用于产生热力和电力。多余电力作为一种副产品出口。
- xxii. 原料成本区间是按蔗渣价格和木屑价格计算的(Kline等，2007)。成本区间的上限是指木材裂解，而下限为典型的蔗渣裂解。有关裂解更详细的信息，见第2.3.3.2。有关历史价格和未来价格趋势更详尽讨论，另见第2.7.2、2.7.3和2.7.4节。



图A3.4a: 各类生物燃料的成本对比图。有关进一步的解释, 见图A3.1a。



图A3.4b: 各类生物燃料成本对比图的‘负值’。有关进一步的解释, 见图A3.1b。

注: 先综合各区域的输入数据然后再计算LCOF得出的LCOF区间略大于首先计算出各具体区域LCOF值然后再综合这些区域的LCOF值所得出的区间。为了能够开展更宽泛的敏感性分析, 本报告沿用了第一种方法。但是, 这些更为宽泛的区间返回区域尺度后得出与后一种方法相同的结果, 该结果更加准确并在本报告中提示。



## 参考文献

在此列出的文献已用于评估在各表中概括的各项技术的成本和性能数据。在本附件的正文中仅引用了其中某些数据，以支持解释性文字中所包括的具体信息。所有参考文献的顺序均按能源类别/载体并按技术排列。

### 电力

#### 生物能

**备注1:** 在第2章中还评估了其它有关成本的参考文献。这些文献用于交叉检查按本章所列数据出处完成整合分析后各项结果的可靠性。

- Bain, R.L. (2007).** *World Biofuels Assessment, Worldwide Biomass Potential: Technology Characterizations*. NREL/MP-510-42467, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 140 pp.
- Bain, R.L. (2011).** *Biopower Technologies in Renewable Electricity Alternative Futures*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, in press.
- Bain, R.L., W.P. Amos, M. Downing, and R.L. Perlack (2003).** *Biopower Technical Assessment: State of the Industry and the Technology*. TP-510-33123, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 277 pp.
- DeMeo, E.A., and J.F. Galdo (1997).** *Renewable Energy Technology Characterizations*. TR-109496, U.S. Department of Energy and Electric Power Research Institute, Washington, DC, USA, 283 pp.
- EIA (2009).** *2006 Energy Consumption by Manufacturers—Data Tables*. Table 7.2. Energy Information Administration, US Department of Energy, Washington, DC, USA. Available at: [eia.doe.gov/emeu/mecs/mecs2006/2006tables.html](http://eia.doe.gov/emeu/mecs/mecs2006/2006tables.html).
- McGowin, C. (2008).** *Renewable Energy Technical Assessment Guide*. TAG-RE: 2007, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, USA.
- Neij, L. (2008).** Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, **36**(6), pp. 2200-2211.
- OANDA (2011).** *Historical Exchange Rates*.
- Obernberger, I., and G. Thek (2004).** *Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries*. BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Austria, 87 pp.
- Obernberger, I., G. Thek, and D. Reiter (2008).** *Economic Evaluation of Decentralised CHP Applications Based on Biomass Combustion and Biomass Gasification*. BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Austria, 19 pp.
- Peters, M, K. Timmerhaus, and R. West (2003).** *Plant Design and Economics for Chemical engineers, Fifth Edition*, McGraw-Hill Companies, NY, USA, 242 pp. (ISBN 0-07-239266-5).
- Rauch, R. (2010).** Indirect Gasification. In: *IEA Joint Task 32 & 33 Workshop*, Copenhagen, Denmark, 7 October 2010. Available at: [www.ieabcc.nl/meetings/task32\\_Copenhagen/09%20TU%20Vienna.pdf](http://www.ieabcc.nl/meetings/task32_Copenhagen/09%20TU%20Vienna.pdf).
- Skjoldborg, B. (2010).** Optimization of I/S Skive District Heating Plant. In: *IEA Joint Task 32 & 33 Workshop*, Copenhagen, Denmark, 7 October 2010. Available at: [www.ieabcc.nl/meetings/task32\\_Copenhagen/11%20Skive.pdf](http://www.ieabcc.nl/meetings/task32_Copenhagen/11%20Skive.pdf).

#### 直接太阳能

**Bloomberg (2010).** *Bloomberg New Energy Finance—Renewable Energy Data*. Available at: [bnef.com/](http://bnef.com/).

**Breyer, C., A. Gerlach, J. Mueller, H. Behacker, and A. Milner (2009).** Grid-parity analysis for EU and US regions and market segments - Dynamics of grid-parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and PV progress ratio. In: *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany, pp. 4492-4500.

**Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2010).** *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (photovoltaik)*. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar), Berlin, Germany, 4 pp.

**IEA (2010a).** *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, France, 710 pp.

**IEA (2010b).** *Technology Roadmap, Concentrating Solar Power*. International Energy Agency, Paris, France, 48 pp.

**IEA (2010c).** *Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy*. International Energy Agency, Paris, France, 48 pp.

**NEEDS (2009).** *New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS). Final Report and Database*. New Energy Externalities Development for Sustainability, Rome, Italy.

**NREL (2011a).** Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices. Presentation to *SEGIS\_ADEPT Power Electronic in Photovoltaic Systems Workshop*, Arlington, VA, USA, 8 February 2011. NREL/PR-6A20-50955.

**NREL (2011b).** *The Open PV Project*. Online database. Available at: [openpv.nrel.org](http://openpv.nrel.org).

**Sharma, A. (2011).** A comprehensive study of solar power in India and world. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **15**(4), pp. 1767-1776.

**Trieb, F., C. Schillings, M. O’Sullivan, T. Pregger, and C. Hoyer-Klick (2009).** Global potential of concentrating solar power. In: *SolarPACES Conference*, Berlin, Germany, 15-18 September 2009.

**Viebahn, P., Y. Lechon, and F. Trieb (2010).** The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe: A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, doi: 10.1016/j.enpol.2010.09.026.

#### 地热能

**Barnett, P., and P. Quinlivan (2009).** *Assessment of Current Costs of Geothermal Power Generation in New Zealand (2007 basis)*. Report by SKM for New Zealand Geothermal Association, Wellington, NZ. Available at: [www.nzgeothermal.org.nz/industry\\_papers.html](http://www.nzgeothermal.org.nz/industry_papers.html).

**Bertani, R. (2010).** Geothermal electric power generation in the world: 2005-2010 update report. In: *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0008.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0008.pdf).

- Bromley, C.J., M.A. Mongillo, B. Goldstein, G. Hiriart, R. Bertani, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester, and V. Zui (2010).** Contribution of geothermal energy to climate change mitigation: the IPCC renewable energy report. In: *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0225.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0225.pdf).
- Cross, J., and J. Freeman (2009).** *2008 Geothermal Technologies Market Report*. Geothermal Technologies Program of the US Department of Energy, Washington, DC, USA, 46 pp. Available at: [www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/2008\\_market\\_report.pdf](http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/2008_market_report.pdf).
- Darma, S., S. Harsoprayitno, B. Setiawan, Hadyanto, R. Sukhyar, A.W. Soedibjo, N. Ganefianto, and J. Stimac (2010).** Geothermal energy update: Geothermal energy development and utilization in Indonesia. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April, 2010. Available at: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0128.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0128.pdf).
- DiPippo, R. (2008).** *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. Elsevier, London, UK, 493 pp.
- GTP (2008).** *Geothermal Tomorrow 2008*. DOE-GO-102008-2633, Geothermal Technologies Program of the US Department of Energy, Washington, DC, USA, 36 pp.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., R. Maya-González, and J.L. Quijano-León (2010).** Current status of geothermics in Mexico. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010. Available at: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0101.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0101.pdf).
- Hance, C.N. (2005).** *Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development*. Geothermal Energy Association, Washington, DC, USA, 64 pp. Available at: [www.geo-energy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf](http://www.geo-energy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf).
- Hjastarson, A., and J.G. Einarsson (2010).** *Geothermal resources and properties of HS Orka, Reyjanes Peninsula, Iceland*. Independent Technical Report prepared by Mannvit Engineering for Magma Energy Corporation, 151 pp. Available upon request at: [www.mannvit.com](http://www.mannvit.com).
- Kutscher, C. (2000).** *The Status and Future of Geothermal Electric Power*. Publication NREL/CP-550-28204, National Renewable Energy Laboratory, US Department of Energy, Washington, DC, USA, 9 pp. Available at: [www.nrel.gov/docs/fy00osti/28204.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/28204.pdf).
- Lovekin, J. (2000).** The economics of sustainable geothermal development. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, 28 May – 10 June 2000 (ISBN: 0473068117). Available at: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0123.PDF](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0123.PDF).
- Lund, J.W., K. Gawell, T.L. Boyd, and D. Jennejohn (2010).** The United States of America country update 2010. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0102.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0102.pdf).
- Owens, B. (2002).** *An Economic Valuation of a Geothermal Production Tax Credit*. Publication NREL/TP-620-31969, National Renewable Energy Laboratory, US Department of Energy, Washington, DC, USA, 24 pp. Available at: [www.nrel.gov/docs/fy02osti/31969.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy02osti/31969.pdf).
- Stefansson, V. (2002).** Investment cost for geothermal power plants. *Geothermics*, **31**, pp. 263-272.
- 水电**
- Avarado-Anchieta, and C. Adolfo (2009).** Estimating E&M powerhouse costs. *International Water Power and Dam Construction*, **61**(2), pp. 21-25.
- BMU (2008).** *Further development of the 'Strategy to increase the use of renewable energies' within the context of the current climate protection goals of Germany and Europe*. German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Bonn, Germany, 118 pp.
- Hall, D.G., G.R. Carroll, S.J. Cherry, R.D. Lee, and G.L. Sommers (2003).** *Low Head/Low Power Hydropower Resource Assessment of the North Atlantic and Middle Atlantic Hydrologic Regions*. DOE/ID-11077, U.S. Department of Energy Idaho Operations Office, Idaho Falls, ID, USA.
- IEA (2008a).** *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency, Paris, France, 578 pp.
- IEA (2008b).** *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, France, 646 pp.
- IEA (2010d).** *Renewable Energy Essentials: Hydropower*. International Energy Agency, Paris, France. 4 pp.
- IEA (2010e).** *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Paris, France, 218 pp.
- IJHD (2010).** *World Atlas & Industry Guide*. International Journal on Hydropower and Dams (IJHD), Wallington, Surrey, UK, 405 pp.
- Krewitt, W., K. Nienhaus, C. Klebmann, C. Capone, E. Stricker, W. Grauss, M. Hoogwijk, N. Supersberger, U.V. Winterfeld, and S. Samadi (2009).** *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*. Climate Change 18/2009, ISSN 1862-4359, Federal Environment Agency, Dessau-Roßlau, Germany, 336 pp.
- Lako, P., H. Eder, M. de Noord, and H. Reisinger (2003).** *Hydropower Development with a Focus on Asia and Western Europe: Overview in the Framework of VLEEM 2*. Verbundplan ECN-C-03-027. Energy Research Centre of the Netherlands, Petten, The Netherlands.
- REN21 (2010).** *Renewables 2010 Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), Paris, France, 80 pp.
- Teske, S., T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, W. Graus, and C. Lins (2010).** Energy [R]evolution 2010—a sustainable world energy outlook. *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-010-9098-y.
- UNDP/UNDESA/WEC (2004).** *World Energy Assessment: Overview 2004 Update*. Bureau for Development Policy, UN Development Programme, New York, New York, USA, 85 pp.
- 海洋能**
- Charlier, R.H. (2003).** Sustainable co-generation from the tides: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **7**(3), pp. 187-213.
- ETSAP (2010b).** *Marine Energy Technology Brief E13 - November, 2010*. Energy Technology Systems Analysis Programme, International Energy Agency, Paris, France. Available at: [www.etsap.org/E-techDS/PDF/E08-Ocean%20Energy\\_GSgct\\_Ana\\_LCPL\\_rev30Nov2010.pdf](http://www.etsap.org/E-techDS/PDF/E08-Ocean%20Energy_GSgct_Ana_LCPL_rev30Nov2010.pdf).
- Kerr, D. (2007).** Marine energy. *Philosophical Transactions of the Royal Society London, Series A (Mathematical, Physical and Engineering Sciences)*, **365**(1853), pp. 971-92.

## 风能

- Blanco, M.I. (2009).** The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**, pp. 1372-1382.
- Boccard, N. (2009).** Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. *Energy Policy*, **37**, pp. 2679-2688.
- BTM Consult ApS (2010).** *International Wind Energy Development. World Market Update 2009*. BTM Consult ApS, Ringkøbing, Denmark, 124 pp.
- BWEA and Garrad Hassan (2009).** *UK Offshore Wind: Charting the Right Course*. British Wind Energy Association, London, UK, 42 pp.
- China Renewable Energy Association (2009).** *Annual Report of New Energy and Renewable Energy in China, 2009*. China Renewable Energy Association, Beijing, China.
- EWEA (2009).** *Wind Energy, the Facts*. European Wind Energy Association, Brussels, Belgium, 488 pp.
- Goyal, M. (2010).** Repowering – Next big thing in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**, pp. 1400-1409.
- IEA (2009).** *Technology Roadmap – Wind Energy*. International Energy Agency, Paris, France, 52 pp.
- IEA (2010a).** *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, France, 710pp.
- IEAWind (2010).** *IEA Wind Energy Annual Report 2009*. International Energy Agency Wind, International Energy Agency, Paris, France, 172 pp.
- Lemming, J.K., P.E. Morthorst, N.E. Clausen, and J.P. Hjuler, (2009).** *Contribution to the Chapter on Wind Power in Energy Technology Perspectives 2008, IEA*. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 64 pp.
- Li, J. (2010).** Decarbonising power generation in China – Is the answer blowing in the wind? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**, pp. 1154-1171.
- Li, J., and L. Ma (2009).** *Background Paper: Chinese Renewables Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, France, 95 pp.
- Milborrow, D. (2010).** Annual power costs comparison: What a difference a year can make. *Windpower Monthly*, **26**, pp. 41-47.
- Musial, W., and B. Ram (2010).** *Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 240 pp.
- Nielson, P., J.K. Lemming, P.E. Morthorst, H. Lawetz, E.A. James-Smith, N.E. Clausen, S. Strøm, J. Larsen, N.C. Bang, and H.H. Lindboe (2010).** *The Economics of Wind Turbines*. EMD International, Aalborg, Denmark, 86 pp.
- Snyder, B., and M.J. Kaiser (2009).** A comparison of offshore wind power development in Europe and the US: Patterns and drivers of development. *Applied Energy*, **86**, pp. 1845-1856.
- UKERC (2010).** *Great Expectations: The Cost of Offshore Wind in UK Waters – Understanding the Past and Projecting the Future*. United Kingdom Energy Research Centre, London, England, 112 pp.
- Wiser, R., and M. Bolinger (2010).** *2009 Wind Technologies Market Report*. US Department of Energy, Washington, DC, USA, 88 pp.

## 热力

## 生物能

**备注:** 在第2章中还评估了其它有关成本的参考文献。这些文献用于交叉检查按本章所列数据出处完成整合分析后各项结果的可靠性。

- Obernberger, I., and G. Thek (2004).** Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries. BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Austria, 87 pp.
- IEA (2007).** *Renewables for Heating and Cooling – Untapped Potential*. International Energy Agency, Paris, France, 209 pp.

## 直接太阳能

- Chang, K.-C., W.-M. Lin, T.-S. Lee, and K.-M. Chung (2011).** Subsidy programs on diffusion of solar water heaters: Taiwan's experience. *Energy Policy*, **39**, pp. 563-567.
- Han, J., A.P.J. Mol, and Y. Lu (2010).** Solar water heaters in China: A new day dawning. *Energy Policy*, **38**(1), pp. 383-391.
- Harvey, L.D.D. (2006).** *A Handbook on Low-Energy Buildings and District-Energy Systems: Fundamentals, Techniques and Examples*. Earthscan, Sterling, Virginia, USA, 701 pp.
- IEA (2007).** *Renewables for Heating and Cooling – Untapped Potential*, International Energy Agency, Paris, France, 209 pp.
- Zhang, X., W. Ruoshui, H. Molin, and E. Martinot (2010).** A study of the role played by renewable energies in China's sustainable energy supply. *Energy*, **35**(11), pp. 4392-4399.

## 地热能

- Balcer, M. (2000).** Infrastruktura techniczna zakładu geotermalnego w Mszczonowie (in Polish). In: *Symposium on the Role of Geothermal Energy in the Sustainable Development of the Mazovian and Lodz Regions (Rola energii geotermalnej w zrównowazonym rozwoju regionów Mazowieckiego i Lodzkiego)*, Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences, Cracow, Poland, 4-6 October 2000, pp. 107-114 (ISBN 83-87854-62-X).
- Lund, J.W. (1995).** Onion dehydration. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **19**, pp. 69-74.
- Lund, J.W., and T.L. Boyd (2009).** Geothermal utilization on the Oregon Institute of Technology campus, Klamath Falls, Oregon. *Proceedings of the 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, CA, USA (ISBN: 9781615673186).
- Radeckas, B., and V. Lukosevicius (2000).** Klaipeda Geothermal demonstration project. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, 28 May – 10 June 2000, pp. 3547-3550 (ISBN: 0473068117). Available at: [www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/WGC/2000/R0237.PDF](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/WGC/2000/R0237.PDF).
- Reif, T. (2008).** Profitability analysis and risk management of geothermal projects. *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, **28**(4), pp. 1-4. Available at: [geoheat.oit.edu/bulletin/bull28-4/bull28-4-all.pdf](http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull28-4/bull28-4-all.pdf).

## 生物燃料

**备注：**在第2章中还评估了其它有关成本的参考文献。这些文献用于交叉检查按本章所列数据出处完成整合分析后各项结果的可靠性。

### 一般参考文献

- Alfstad, T. (2008).** *World Biofuels Study: Scenario Analysis of Global Biofuels Markets*. BNL-80238-2008, Brookhaven National Laboratory, New York, NY, USA, 67 pp.
- Bain, R.L. (2007).** *World Biofuels Assessment, Worldwide Biomass Potential: Technology Characterizations*. NREL/MP-510-42467, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 140 pp.
- Goldemberg, J. (1996).** The evolution of ethanol costs in Brazil. *Energy Policy*, **24**(12), pp. 1127-1128.
- Hettinga, W.G., H.M. Junginger, S.C. Dekker, M. Hoogwijk, A.J. McAloon, and K.B. Hicks (2009).** Understanding the reductions in US corn ethanol production costs: An experience curve approach. *Energy Policy*, **37**(1), pp. 190-203.
- Kline, K.L., G. Oladosu, A. Wolfe, R.D. Perlack, and M. McMahon (2007).** *Biofuel Feedstock Assessment for Selected Countries*. ORNL/TM-2007/224, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA, 243 pp.

### 玉米乙醇

- Delta-T Corporation (1997).** *Proprietary information*. Williamsburg, VA, USA.
- Ibsen, K., R. Wallace, S. Jones, and T. Werpy (2005).** *Evaluating Progressive Technology Scenarios in the Development of the Advanced Dry Mill Biorefinery*. FY05-630, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA.
- Jechura, J. (2005).** *Dry Mill Cost-By-Area: ASPEN Case Summary*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 2 pp.
- McAloon, A., F. Taylor, W. Lee, K. Ibsen, and R. Wooley (2000).** *Determining the Cost of Producing Ethanol from Corn Starch and Lignocellulosic Feedstocks*. NREL/TP-580-28893, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 43 pp.
- RFA (2011).** *Biorefinery Plant Locations*. Renewable Fuels Association (RFA), Washington, DC, USA. Available at: [www.ethanolrfa.org/bio-refinery-locations/](http://www.ethanolrfa.org/bio-refinery-locations/).
- University of Illinois (2011).** *farmdoc: Historical Corn Prices*. University of Illinois, Urbana, IL, USA. Available at: [www.farmdoc.illinois.edu/manage/pricehistory/price\\_history.html](http://www.farmdoc.illinois.edu/manage/pricehistory/price_history.html).

### 小麦乙醇

- (2007).** *Biofuel feedstock assessment for selected countries*, ORNL/TM-2007/224, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA, 243 pp.

**Shapouri, H., and M. Salassi (2006).** *The Economic Feasibility of Ethanol Production in the United States*. US Department of Agriculture, Washington, DC, USA, 69 pp.

**USDA (2007).** *Wheat Data: Yearbook Tables*. Economic Research Service, US Department of Agriculture (USDA), Washington, DC, USA.

### 甘蔗

- Bohmann, G.M., and M.A. Cesar (2006).** The Brazilian opportunity for biorefineries. *Industrial Biotechnology*, **2**(2), pp. 127-132.
- Oliverio, J.L. (2006).** Technological evolution of the Brazilian sugar and alcohol sector: Dedini's contribution. *International Sugar Journal*, **108**(1287), pp. 120-129.
- Oliverio, J.L., and J.E. Riberio (2006).** Cogeneration in Brazilian sugar and bioethanol mills: Past, present and challenges. *International Sugar Journal*, **108**(191), pp. 391-401.
- Rosillo-Calle, F., S.V. Bajay, and H. Rothman (2000).** *Industrial Uses of Biomass Energy: The Example of Brazil*. Taylor & Francis, London, UK.
- van den Wall Bake (2006).** *Cane as Key in Brazilian Ethanol Industry*. Master's Thesis, NWS-1-2006-14, University of Utrecht, Utrecht, The Netherlands.
- van den Wall Bake, J.D., M. Junginger, A. Faaij, T. Poot, and A. Walter (2009).** Explaining the experience curve: Cost reductions of Brazilian ethanol from sugarcane. *Biomass and Bioenergy*, **33**(4), pp. 644-658.

### 生物柴油

- Chicago Board of Trade (2006).** *CBOT® Soybean Crush Reference Guide*. Board of Trade of the City of Chicago, Chicago, IL, USA.
- Haas, M.J., A.J. McAloon, W.C. Yee, and T.A. Foglia (2006).** A process model to estimate biodiesel production costs. *Bioresource Technology*, **97**(4), pp. 671-678.
- Sheehan, J., V. Camobreco, J. Duffield, M. Graboski, and H. Shapouri (1998).** *Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel for Use in an Urban Bus*. NREL/SR-580-24089. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA.

### 裂解油

- Ringer, M., V. Putsche, and J. Scahill (2006).** *Large-Scale Pyrolysis Oil Production: A Technology Assessment and Economic Analysis*. TP-510-37779, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 93 pp.



减缓气候变化是21世纪面临的重大挑战之一。将我们的全球能源系统转变为一个支持可再生能源占高份额的能源系统，这可成为人类应对这一挑战的一个不可或缺的组成部分。该报告为这一转变奠定了重要基础。”

*Hartmut Graßl*, 世界气候研究计划前主任,  
马克斯普朗克气象研究所

“该报告对可再生能源是否能够以在经济上具有吸引力的方式解决气候问题的辩论做出了全面而具权威性的贡献。它为可再生能源行业的进一步发展勾画了一张蓝图，并清晰地展现了它在减缓气候变化中的作用。”

*Geoffrey Heal*, 哥伦比亚大学, 哥伦比亚商学院

“面向推广利用的可再生能源和技术为全人类应对国家和全球可持续性多重挑战提供了关键能源。该报告对于21世纪是极为有益的。”

*Thomas B. Johansson*, 瑞典隆德大学和国际应用系统分析研究所全球能源评估

“IPCC为我们提供了一个针对可再生能源各种成本、风险和机会作出的研究有素、陈述考究的评估报告。它系统地分析并科学地评估了当前有关温室气体减排和气候变化减缓这一最具前景选择的认知水平。”

*Lord Nicholas Stern*, IG 帕特尔经济学与政府专题教授,  
伦敦政治经济学院

“可再生能源能够推动全球可持续发展。该特别报告的问世恰逢适宜，为大力促进工业推陈出新而变革提供了具有洞察力的见解和指导方向。”

– *Klaus Töpfer*, 波茨坦可持续性高等研究所

“或许有若干条道路可通向低碳经济，但却没有一条道路像这份IPCC特别报告那样对可再生能源朝着实现该目标可能做出的一系列贡献有如此透彻和全面的探索。”

– *John P. Weyant*, 斯坦福大学

气候变化是21世纪所面临的重大挑战之一。如果努力实现当前能源系统的转型，那么最严重的气候变化影响仍然是可以避免的。可再生能源具有很大潜力，以取代化石燃料燃烧产生的温室气体排放，从而减缓气候变化。如果实施得当，可再生能源能够为社会和经济发展、能源获取、安全和可持续能源供应以及为减少能源提供对环境 and 人类健康的负面影响做出贡献。

《可再生能源与减缓气候变化特别报告》(SRREN)为政策制定者、私营行业、学术研究者和民间社会公正地评估了有关可再生能源在减缓气候变化方面潜在作用的科学文献。该报告涉及6种可再生能源：生物能、直接太阳能、地热能、水电、海洋能和风能及其在当前和未来能源系统中的融入。该报告考虑了与这些技术利用相关的经济和社会影响，并提出了克服可再生能源利用和推广所遇到的各种技术和非技术障碍。作者还对可再生能源的平准化成本与当前非可再生能源的成本作了比较。

政府间气候变化专门委员会(IPCC)是气候变化评估的国际牵头机构。IPCC是联合国环境规划署和世界气象组织(WMO)建立的，旨在为全世界提供有关气候变化及其潜在环境和社会经济影响认知水平的清晰的科学观点。

本报告全文由剑桥大学出版社([www.cambridge.org](http://www.cambridge.org))出版，其电子版可通过IPCC秘书处网站([www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch))下载或向IPCC秘书处索取光盘。本册包括决策者摘要和报告的技术摘要。