



GLOBAL  
CCS  
INSTITUTE

# 全球碳捕集与封存现状报告 | 2012



© Global CCS Institute, 2012

除非另有说明，否则本出版物的版权所有属于全球碳捕集与封存责任有限公司(全球碳捕集与封存研究院)或者在其授权下使用。

除根据版权法 1968 (Cth) 允许的任何以学习、研究、汇报、批评以及评估目的合理交流外，本出版物的所有内容在未取得全球碳捕集与封存研究院的书面许可的情况下不得转载。

如有咨询请联系：

电话：+61 (0) 2 6175 5300

电邮：info@globalccsinstitute.com

通讯地址：：全球碳捕集与封存研究院，GPO Box 828,  
堪培拉 ACT 2601 澳大利亚

全球碳捕集与封存研究院已经努力使本出版物的信息尽可能准确。然而，这并不能完全保证这些信息是完全准确或者完整。因此，不能仅单独地依据本出版物的信息做出商业决定。对于在本出版物参考的第三方互联网的网站地址的有效时间和准确性，全球碳捕集与封存研究院不承担任何法律责任，并且不保证在这些网站的内容是或者将会维持准确和恰当。

请参考以下信息查找整篇报告：

Global CCS Institute 2012, The Global Status of CCS: 2012, Canberra, Australia.  
ISBN 978-0-9871863-1-7

如感兴趣有更好质量的图表的报告，请访问网站：[globalccsinstitute.com](http://globalccsinstitute.com)

封面图片由 TCM 提供

## 前言

《2012 年全球碳捕集与封存现状》是全球碳捕集与封存研究院在碳捕集与封存所取得的进展与面临的挑战方面的主要出版物的第四版。这些报告提供对于 CCS 项目和技术的开发状况以及其相应的行动来促进这些技术的大规模示范的全面概述。

《2012 年全球碳捕集与封存现状》包括了从 2011 年底到 2012 年 9 月初的所有进展。报告利用了本机构对全球主要 CCS 项目的项目发起者进行的年度项目调查结果。调查结果中还包括了对这些项目的人员进行的采访以及本机构人员进行的研究。

我们要特别感谢项目发起者在完成问卷调查和参与访问中对本次调查的支持，并对调查中获得的高度合作表示由衷感谢。

我们也要感谢 Edlyn Gurney 和所有其他人员在报告编写、审查以及设计方面所给予的帮助。

# 目录

执行摘要 .....	10
1. 简介 .....	14
1.1 气候变化挑战.....	15
1.2 CCS 的角色 .....	21
1.3 报告的范围.....	24
2. 项目 .....	25
2.1 大型一体化 CCS 项目的概述 .....	27
2.2 2012 年主要的项目进展 .....	31
2.3 地区的进展.....	35
2.4 详细的项目分类.....	43
2.5 大型一体化 CCS 的示范项目.....	54
3. 商业案例.....	56
3.1 引言.....	57
3.2 CCS 的成本和竞争力 .....	59
3.3 大型一体化项目和其他 CCS 项目的商业差距.....	63
3.4 融资与风险 .....	68
3.5 展望.....	72
4. 政策、法律以及法规的开发.....	73
4.1 国际政策法律与监管发展.....	75
4.2 地区、国家和地方政策、法律与监管发展.....	82
4.3 项目一览.....	96
4.4 政府资金支持.....	106
4.5 挑战与展望.....	109
5. 发展中国家的 CCS .....	114
5.1 CCS 在发展中国家的的重要性 .....	115
5.2 CCS 在发展中国家的现状 .....	117
5.3 在发展中国家推动 CCS 发展的动力.....	121
6. 捕集 .....	124
6.1 引言 .....	125
6.2 捕集技术的进展.....	127
6.3 大规模捕集示范项目面临的主要挑战.....	137
6.4 朝着商业规模示范发展.....	142

7. 运输 .....	144
7.1 二氧化碳运输的简介.....	145
7.2 二氧化碳运输——现状和新发展.....	146
7.3 二氧化碳管道的设计要素.....	153
7.4 二氧化碳运输——概要及展望.....	158
8. 封存 .....	160
8.1 介绍.....	161
8.2 封存概述.....	161
8.3 封存挑战.....	177
8.4 封存项目的进展.....	180
9. 作为 CCS 技术的二氧化碳提高石油采收率技术 (EOR) .....	182
9.1 介绍 .....	183
9.2 CO <sub>2</sub> EOR 在 CCS 技术的潜在角色.....	184
9.3 影响 CO <sub>2</sub> EOR 发展的因素 .....	189
9.4 CO <sub>2</sub> EOR 作为 CCS 技术的挑战.....	193
9.5 CO <sub>2</sub> EOR 作为 CCS 的现状.....	197
10. 公众参与.....	200
10.1 公众参与的新趋势.....	201
10.2 公众参与的成功因数.....	208
10.3 提高 CCS 的认识.....	212
附录	
附录 A: 2012 年项目调查.....	215
附录 C: 2012 年的大型一体化项目.....	224
附录 D: 成本.....	235
附录 E: 政策发展 .....	239
附录 F: 法律法规问题 .....	255
附录 G: 在发展中国家的 CCS 活动 .....	259
附录 H: 美国的二氧化碳管道 .....	261
附录 I 参考文献与缩写 .....	264

## 图表目录

### 表格一览

表 1 处于运行和建设阶段的大型一体化项目（“现役的”）	30
表 2 大型一体化项目的组合分布	53
表 3 生产成本因加入二氧化碳捕集技术而增长比较	59
表 4 工业生产过程的二氧化碳成本	63
表 5 处于“建设阶段”的电力 CCS 项目对比	67
表 6 运营期间使项目实现 FID 的途径	67
表 7 潜在的 CCS 资金来源	68
表 8 大型一体化项目与离岸非 EOR 的 CCS 活动	81
表 9 主要政策发展的总结	82
表 10 欧盟 CCS 法案的转换现状	90
表 11 PSD 与标题五经营许可证应用——“温室气体约束规则”	93
表 12 CCS 的刺激资金	107
表 13 技术就绪指数（TRLs）说明	129
表 14 在美国作为现有 EOR 网络的组成部分的大型一体化项目（LSIPs）	148
表 15 关于 CCS 的二氧化碳网络方案	151
表 16 美国的 CO <sub>2</sub> EOR 管道的二氧化碳成分规范和预期可捕集得到的二氧化碳成分	154
表 17 开发二氧化碳管道的标准和规范	157
表 18 处于定义和建设阶段涉及发电并且打算供应二氧化碳提高石油采收率的大型一体化项目	189
表 19 回应项目发现与当地社区最有帮助的参与方法（多选答案）	205
表 20 公众参与和交流的成功因数	209
表 A 1 与那些在《全球 CCS 现状：2011》报告中提到的大型一体化项目的对账	216
表 C 1 2012 年大型一体化项目	224
表 G 1 发展中国家 CCS 活动的例示清单	259
表 H 1 美国现有的主要二氧化碳管道	261

## 图片一览

图 1 大气二氧化碳浓度.....	15
图 2 一次能源供应总量和与能源有关的二氧化碳排放.....	17
图 3 在排放减少之后, 二氧化碳浓度、气温和海平面变化.....	18
图 4 来自采取行动的适度经济影响.....	19
图 5 二氧化碳地质封存选项.....	21
图 6 按技术区分的与能源有关的二氧化碳减排组合.....	22
图 7 按部门和地区区分的二氧化碳捕集.....	23
图 8 按资产生命周期和地区/国家区分的大型一体化项目.....	27
图 9 大型一体化项目世界分布图.....	28
图 10 按资产生命周期和年份区分的大型一体化项目.....	29
图 11 2010 年到 2012 年大型一体化项目的变化.....	31
图 12 北美大型一体化项目地图.....	36
图 13 中国大型一体化项目地图.....	39
图 14 欧洲大型一体化项目地图.....	41
图 15 按地区和年份区分的大型一体化项目.....	44
图 16 按地区或国家区分的潜在封存的二氧化碳量.....	45
图 17 按行业领域和年份区分的大型一体化项目.....	46
图 18 按行业和年份区分的被捕集的二氧化碳量.....	47
图 19 按工业部门和项目结构区分的大型一体化项目.....	47
图 20 按捕集类型和地区区分的大型一体化项目.....	49
图 21 按捕集类型和行业区分的大型一体化项目.....	50
图 22 主要封存类型和地区潜在二氧化碳量.....	51
图 23 捕集进展与封存进展的比较.....	52
图 24 大型一体化项目的潜在二氧化碳封存量(百万吨每年二氧化碳).....	55
图 25 商业案例的复杂性.....	58
图 26 加入 CCS 技术对一个发电站的成本影响.....	60
图 27 二氧化碳避免成本.....	61
图 28 许多 CCS 项目面临的商业差距.....	63
图 29 缩小该商业差距.....	64
图 30 对大规模项目的公共资助.....	65
图 31 大型一体化项目的收入来源.....	66
图 32 欧洲非投资级别借款人的银行放贷量.....	69

图 33 美国非投资级别借款人的银行放贷量 .....	70
图 34 大型一体化项目 (LSIPs) 的合同策略 .....	71
图 35 联合国气候变化框架公约组织 .....	76
图 36 政策与排放之间的关系 .....	84
图 37 英国 CCS 路线图 .....	88
图 38 去年关于政策是否改变的项目一览 .....	97
图 39 支持英国积极的商业案例的一套现行的政策制定的价值 .....	98
图 40 政策议题的项目态度 .....	99
图 41 项目支持者优先选择的政策工具 .....	101
图 42 在项目的司法管辖区内目前的监管要求是否促进你们组织的投资决策? .....	102
图 43 在过去的 12 个月这些监管要求是否发生改变? .....	103
图 44 国内监管环境中项目级别的评估 .....	104
图 45 按国家区分的公共资金支持 CCS 示范 .....	107
图 46 刺激计划的 CCS 资金分布 .....	108
图 47 CCS 开发生命周期 .....	119
图 48 全球碳捕集与封存研究院能力开发的方法 .....	123
图 49 从燃煤发电厂捕集二氧化碳的技术选项 .....	126
图 50 根据捕集技术及所处阶段列示的大型一体化发电项目数量 .....	127
图 51 美国阿拉巴马州巴厘发电厂的三菱重工 (MHI) 的 MK-CDTM 技术 .....	131
图 52 挪威蒙斯塔德二氧化碳技术中心开幕 .....	132
图 53 在 ADM 乙醇工厂二氧化碳被捕集、脱水并压缩 .....	135
图 54 可回收炉顶气的高炉 .....	136
图 55 NCCC 的胺溶剂测试设施 .....	138
图 56 大型一体化项目的管道运输距离 .....	147
图 57 西澳大利亚的西南枢纽概述图 .....	150
图 58 2030 年北海盆地国家之间和国家内部的二氧化碳流动 .....	153
图 59 现有和规划的封存项目现状 .....	162
图 60 实现 CCS 路线图目标的能力 .....	164
图 61 北美寒武纪沉积岩的分布 .....	165
图 62 在萨斯喀彻温省寒武纪 Deadwood 地层展示交错层沙粒和良好孔隙度的专业照片 .....	168
图 63 欧洲沉积盆地地图 .....	169
图 64 具备封存容量评估计划的区域地图 .....	176
图 65 封存类型选项和资产生命周期阶段的潜在二氧化碳封存量 .....	184



图 66 可溶水气交替 (WAG) CO <sub>2</sub> EOR 运营示意图 .....	186
图 67 石油生产、购买的二氧化碳和回收的二氧化碳之间的关系 .....	187
图 68 美国计划用于 EOR 的二氧化碳供应源 .....	190
图 69 美国用于 EOR 的二氧化碳源和二氧化碳输送管道 .....	195
图 70 回应项目的公众参与战略现状 .....	202
图 71 资产生命周期阶段的当地社区 .....	203
图 72 项目认为在受影响的当地社区进行预测和降低公众参与风险的调研活动的充足程度 .....	204
图 73 来自澳大利亚西部 St Anne 学校的六年纪学生，利用家庭用品示范 CCS。 .....	214
图 B 1 资产生命周期模型 .....	222
图 D 1 不同捕集技术的电力平准化成本 .....	235
图 D 2 CCS 投资成本：示范项目对比成本研究 .....	238
图 F 1 在当前市场机制下调节 CCS 产出的市场规则 .....	255
图 F 2 解释跨国二氧化碳活动的标准 .....	255
图 F 3 运营商在泄漏发生时采取的补救行动 .....	256
图 F 4 运营后运营商责任的转化 .....	256
图 F 5 项目边界的定义 .....	257
图 F 6 监控计划的起草和实施 .....	257
图 F 7 封存点的选择和评估 .....	258
图 F 8 在预先存在的规划和许可制度下充分处理的 CCS 活动 .....	258

## 执行摘要

### 为确保 CCS 能在应对气候变化中发挥重要作用，需要立即行动

应对气候变化问题需要全球的大规模行动。当前需要有效的行动，以促使在本世纪内实现能源消耗的去碳化。依靠单一技术，甚至某一类技术并不能够实现这个目标。

为实现将全球平均气温上升控制在不超过 2° C 的温室气体 (GHG) 减排目标，国际能源署 (IEA) 认为与能源相关的排放必须实现大幅减少。为了实现该目标需要对一些技术进行大规模投资，碳捕集与封存 (CCS) 将在一个最低成本方案中贡献 2050 年所要求达到的 420 亿吨碳减排量中的 70 亿吨碳。IEA 声称，如果 CCS 作为电力领域的一项技术选择被排除在外，到 2050 年的期间内的减排投资成本将上升 40%。

由于 CCS 能够从能源领域和其他行业有效减少二氧化碳 (CO<sub>2</sub>) 排放，是低碳技术组合的一个重要的组成部分。

全球碳捕集与封存研究院的《全球 CCS 现状：2012》报告明确分析了 CCS 的现状、过去一年中出现的进展以及为使气候变化得到有效且高效控制所必须应对的挑战。

### CCS 已经在发挥作用，但必须加快其进展

现在 CCS 已在一些工业得以应用，它在应对气候变化方面已扮演着重要角色。在世界范围内，有 8 个大规模 CCS 项目每年共计封存大约 2300 万吨的二氧化碳。加上另外 8 个目前正在建设（“实施”阶段）的项目，其中包括两个发电领域的项目，到 2015 年前，年二氧化碳封存量将上升至每年超过 3600 万吨。这大约是 IEA 到 2015 年前的 CCS 减排目标的 70%。

为了实现控制气温上升在 2° C 以内的目标，2020 年前运营的项目数量必须从现在运行或在建的 16 个增至 130 个左右。由于在全球碳捕集与封存研究院的年度项目调查中，在 59 个现存项目中只有 51 个计划运营到 2020 年，并且其中一些项目不可避免地将停止运营，因此上述目标看起来不太可能实现。这种形势下，应该向政府发出强烈信号，让其重视‘关于推迟气候变化立法所带来的不利影响’。而进展的缺乏会持续破坏私营机构对 CCS 活动的投资积极性，这将阻碍技术的发展。由于 CCS 是诸如钢铁和水泥生产等工业领域去碳化可利用的唯一技术，因此 CCS 缺乏进展将使得气温上升控制在 2° C 以内的风险变得更大。

IEA 确定的机会窗口意味着当前需要的行动是制定和执行涵盖范围广泛的气候政策，并利用这些政策来支持这些所需要的技术。和所有新兴技术一样，CCS 的示范和推广需要大量、及时且稳定的政策支持——包括一种碳价格信号。这将增加工业界的信心和投资、保证持续创新并最终降低资本成本与运营成本。

## 缓慢的进展但却是重要的发展

很显然，如果要想实现 IEA 的 CCS 方案，新项目数量必须出现大幅增加。

自《CCS 全球现状：2011》报告发布以来，大型一体化项目（LSIPs，简称‘大型项目’）的净数量增加了一个，其总数达到 75 个。在这一年间，8 个先前立项的大型项目因各种原因（包含潜在碳收入不足或缺乏封存法规等）被取消、搁置或重组。这些项目由 9 个新的项目弥补，其中的 5 个项目位于 CCS 发展方兴未艾的中国。

当前，至少有 19 个发展中国家正在进行与 CCS 有关的活动，但大多处于初期阶段。为实现全球减排目标，到 2050 年之前，70% 的 CCS 项目将需要在非经合组织成员国（non-OECD）进行。

大多数新立项的大型项目是与提高石油采收率（EOR）有关的。作为一种额外收入来源，利用二氧化碳提高石油采收率已成为一种支持项目的强大驱动力，尤其是在美国、中国和中东。然而，当前对 EOR 和废弃油气田封存潜力的评估明显表明，长期而言，深部咸水层将提供大部分的封存空间。

## 需要更多令人鼓舞的政策支持

在减少排放方面，更多的以实现大规模减排的政策制定的进步是至关重要的。因此，确认包括英国、中国在内的许多国家的发展，以及把 CCS 技术纳入《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC）下的清洁发展机制（CDM）是非常重要的。能源系统需要巨大的技术变革来实现去碳化，这就意味着各国不能仅仅依赖于碳价格。政府必须确保必要的监管基础设施到位，正如国际能源署（IEA）已经指出：“一揽子政策应定期审查以保持一致性。”

CCS 纳入清洁发展机制标志着全球推广 CCS 作为主要减排选项的令人兴奋的新时代的到来，其鼓励对于支持项目的制度的安排需要，以及由于国际认可而增强信心。碳定价在重新平衡气候政策的制定中取得一定进步，尤其是在英国国内增强了其对于所有低碳技术的支持。澳大利亚也在 2012 年推出了碳排放税，到 2015 年将会转至为碳排放交易体系。

英国政府在制定推动 CCS 示范及推广项目的首个综合政策方面发挥主导作用。目前正通过电力市场管理改革促使对 CCS 以及其他低碳技术的支持。这个一揽子政策的影响及在其它地方的应用潜力应该被密切关注。在欧洲，政府政策在开发项目的商业案例方面特别重要。

CCS 纳入中国的第 12 个五年计划是非常令人鼓舞的。该计划重点关注建设清洁能源，而中国占有其中 5 个最近确定的 9 个大型一体化项目进一步强调了上述事实。

全部批准《东北大西洋海洋环境保护公约》（简称《奥斯巴公约》）的修订案对计划近海运输与封存二氧化碳的国家来说非常重要。采纳《伦敦协定》的修正案将允许在海床地质构造的

封存，但仍然存在挑战。

如果二氧化碳提高石油采收率（CO<sub>2</sub> EOR）能够示范人为注入二氧化碳的永久封存与提高石油采收率运营的关联性，该技术可被认为是 CCS 项目。政策与法规必须鼓励 CO<sub>2</sub> EOR 过渡至专用封存阶段，并在最低的监测成本与报告要求方面提供明确的指导。

CCS 的国际标准正在开发，其将支持所有 CCS 活动的有效及高效的运营。开发这些标准需要几年的时间，因此在此期间避免对于 CCS 项目过于保守的要求将会是非常重要的。

### **克服障碍以实现 CCS 的效益**

正如许多新兴的技术一样，CCS 面临着各种障碍，影响了新项目兴起，以及妨碍了现有的项目转移至建设和运营阶段。

一些正在被考虑的 CCS 示范项目的正在面对取得资金支持的困难，而目前可用总资助的水平将帮助较少的项目。尽管还有大量的政府资助来支持 CCS 项目开发，但资助的力度变得脆弱，预计最终所实现的项目会比原来估计要少。成本相对较高的 CCS 项目（例如在电力、钢铁、水泥行业）需要政府的大力支持直至运营阶段。在目前充满挑战的经济环境下，通过债务融资支持 CCS 项目的可行性不大。虽然 CCS 仍然是一项具有成本竞争力的低碳技术，但在制定政策及政府支持方面通常也得不到与其他低碳技术一样的重视。为了以最有效及最高效的方式实现减排，政府应该确保避免 CCS 处于相对不利的地位。

封存地点的选择和特性描述是一个长期而昂贵的过程，因此必须在项目初始阶段开始。事实上，CCS 项目的大多数认知风险通常与封存有关。公众对 CCS 的理解仍然较低。因此，早期利益相关者的参与是重要的，该过程必须包含在对封存的认知阶段。

### **通过示范项目降低技术成本至关重要**

在挪威和加拿大，两件大事突出了公共和私营部门支持提高具有成本效益的技术的好处。在挪威开启的 10 亿美元的蒙斯塔德技术中心（TCM）是碳捕集工业规模的测试中心，标志研发和示范（RD&D）努力的一个重要的里程碑，并示范 CCS 的成本随着时间而显著降低的潜力。

在加拿大，壳牌公司的 Quest 项目宣布其将继续捕集与封存在阿萨巴斯卡（Athabasca）油砂项目中产生的超过 100 万公吨的二氧化碳。这两个 CCS 设施的知识将推动世界各地的创新。

商业规模的捕集示范要求以不断增加的规模来整合到工业流程或者发电站的应用当中，值得注意的是还没有大规模发电示范项目。最近在美国南方电力公司的巴里（Barry）燃烧后捕集发电厂成为世界上燃煤发电厂中最大的一体化 CCS 项目。通过 2 个中试规模的富氧燃烧示范项目——西班牙的德拉城基金会能源公司（CIUDEN）的项目和澳大利亚的 Callide 发电厂的项目，

已实现了富氧燃烧的先进技术。

目前有 2 个大规模的示范发电项目正在建设中，预计于 2014 年开始运营：美国的肯珀县项目（Kemper County）及加拿大的边界大坝（Boundary Dam）项目。这些早期的商业规模的示范项目将通过“从做中学”确定和解决任何建设和运营中出现的问题。

自 2010 年以来，规划的大型一体化发电项目的净数量保持不变，而在发电行业二氧化碳的捕集量已经显著减少。许多更先进的有较大二氧化碳捕集量的项目已经被取消或搁置，取而代之的是较小规模的早期项目。然而，CCS 强大的早期机会以最低的额外捕集成本（天然气开采、化肥、合成燃料与乙醇生产）的项目存在于各行业中。

CCS 在钢铁和水泥制造行业的应用是一个挑战，仍然需要大量的工作来鼓励捕集示范和 CCS 技术开发。此外，在水泥行业，没有规划商业规模的 CCS 项目。

### **加速 CCS 的发展依赖于合作与知识共享**

共享从 CCS 项目中学到的经验教训和信息有极大的好处，有助于利益相关者解决困难而又耗时的挑战，如建立 CCS 项目的商业案例和提高对该技术的理解。例如，在美国、加拿大和挪威以外的国家只有有限的二氧化碳管道运营经验，而把这种知识转移至其他国家将有助于加速 CCS 的推广。

知识和专业知识必须通过诸如全球碳捕集与封存研究院运行的那些开放式网络共享。

### **给决策者们的建议：**

气候变化立法刻不容缓。需要及时和稳定的政策支持来处理实施 CCS 的障碍。这将推动行业的信心、鼓励更多创新，并最终降低资本成本和运营成本。

为了以最有效与最高效的方式实现减排，政府应该确保 CCS 处于有利地位。他们必须评估其政策以确保 CCS 在低碳技术投资组合中充分发挥作用。

由政府 and 行业提供的 CCS 示范项目资金应当促进技术开发，并通过创新降低成本。

必须鼓励共享从世界范围内的 CCS 项目中得到的专业知识和学习经验确保 CCS 尽快取得进展。创建一个商业案例和掌握这一技术是一个复杂而艰巨的过程，因此收集和利用其他项目的经验教训是至关重要的。这方面的知识必须与发展中国家共享，到 2050 年 70% 的 CCS 的项目将出现在发展中国家。

关于全球 CCS 现状的更多信息请访问：[www.globalccsinsitute.com](http://www.globalccsinsitute.com)

# 1

## 简介

1.1	气候变化挑战	15
1.2	CCS 的角色	21
1.3	报告的范围	23



## 主要信息

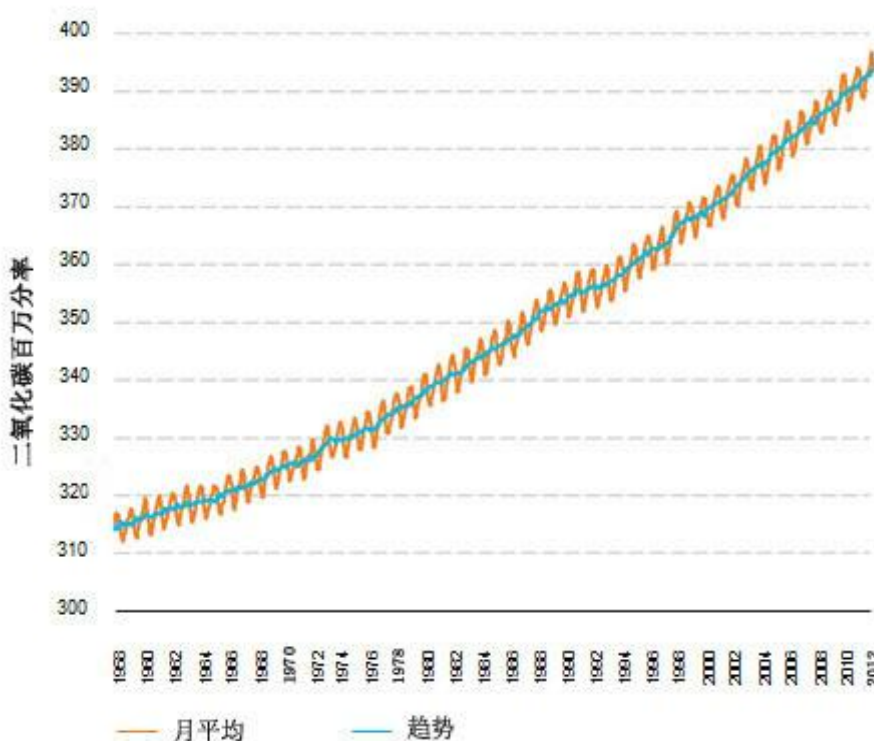
- 减缓气候变化的影响需要广泛的行动。
- 在气候变化减缓技术组合中，CCS 是一个必要元素。
- 在电力领域的 CCS 降低了减排技术总投资需求的近 30%。
- CCS 对工业领域的排放去碳化至关重要。

### 1.1 气候变化挑战

由于气候变化的影响被更好地理解，以及人为导致的二氧化碳排放在全球范围内被认为是大气中二氧化碳浓度上升的主要原因，所以，大幅度减少来自电力生产和其他高碳排放行业的二氧化碳排放，将被要求通过更多采用近零排放技术来控制气候变化风险。

监测结果已经表明，大气中的二氧化碳正在增加，与工业化以前的 280ppm (IPCC 2007a) 的水平相比，现在的大气浓度接近 400ppm (图 1)。这种二氧化碳浓度水平的提高增加了温室效应，正导致全球变暖。这种温度的上升导致气候变化、海平面上升以及海洋和陆地环境受到影响。

图 1 大气二氧化碳浓度



来源：美国国家海洋大气局/地球系统研究实验室 Conway 和 Tans (2012)。

全球平均温度在 20 世纪上升了大约 0.74° C,温度的增长速度在此期间正在加快(IPCC 2007a)。政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 预计,到 2100 年,全球平均温度可能在 1.1-6.4° C 的范围内增长,这取决于本世纪的温室气体的排放水平。最近的估计表明,考虑到目前制定的减排立法的进度,世界正走向平均温度上升 6° C 的水平 (IEA 2011a)。

变化的气候将不可避免地导致气候事件的脆弱性、严重性以及频率的增加,气候事件可能导致诸如热浪、物种灭绝、海平面上升和洪水等灾害事件发生的风险的增加。

事实上,发展中国家很可能最容易受到此类突发的和不可逆的气候变化负作用的影响。政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 援引一份发人深省的统计表明,在 1970 年至 2008 年之间,所有与自然灾害有关的死亡的 95%发生在发展中国家 (IPCC 2012)。

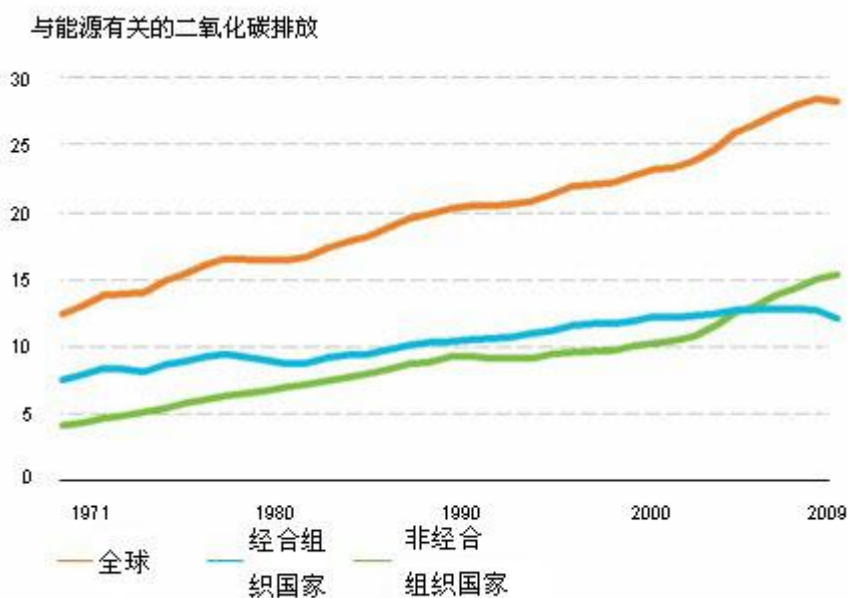
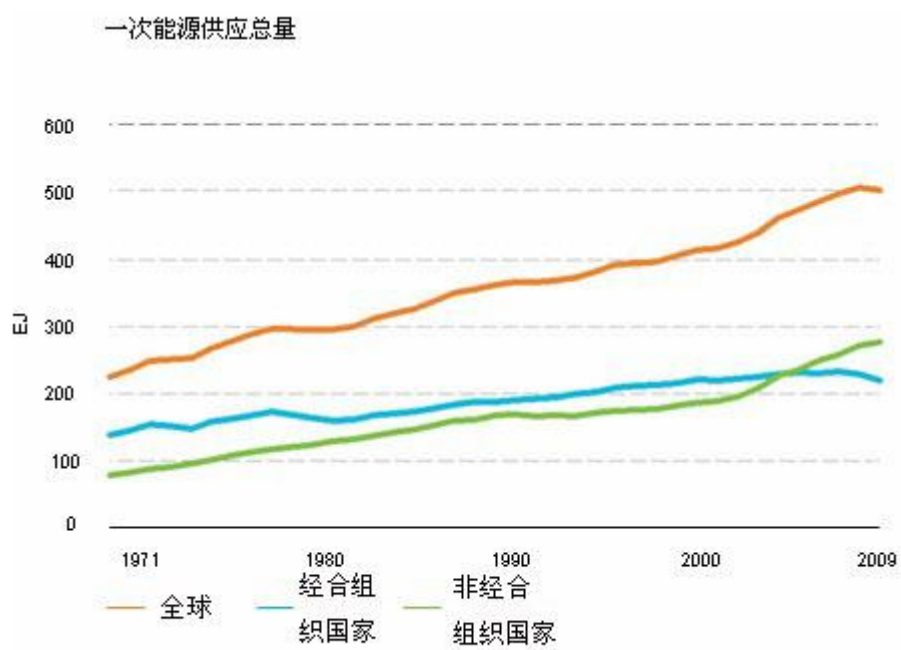
最近的分析显示,温度上升和气候变化不仅影响经济产出的水平,还影响经济增长速度。据估计,对某些发展中国家来说,在一个计算年内,温度上升 1° C,经济增长平均下降 1.3 个百分点 (De11 et al. 2012)。而且,较高的温度具有广泛的影响,不仅降低农业产量和工业生产,还影响政治稳定。

当化石燃料燃烧时,大量的二氧化碳被释放进大气中。在天然气生产过程中,二氧化碳还和天然气一起从地表释放到大气中。诸如炼油、或生产钢铁、水泥以及氨的工业过程也会释放大量的二氧化碳。二氧化碳的其他主要来源包括汽车、卡车、船舶和飞机的排放,以及来自家用来源地排放——例如供暖。此外,由于开荒导致了只有较少的植物生命辅助自然调节,降低了土地吸收额外的二氧化碳的能力。所有的这些活动导致大气中的二氧化碳浓度不断上升。

与能源相关的二氧化碳排放占全球人为温室气体排放总量的近 60%。在 2011 年,来自于化石燃料燃烧的二氧化碳达到了创纪录的 316 亿吨 (IEA 2012a)。一次能源消费持续上升 (图 2),而且化石燃料在过去十年已经提供了主要的增量增长份额,占能源消耗增量的 80%以上 (IEA 2012b)。



图 2 一次能源供应总量和与能源有关的二氧化碳排放



来源：IEA (2012b)

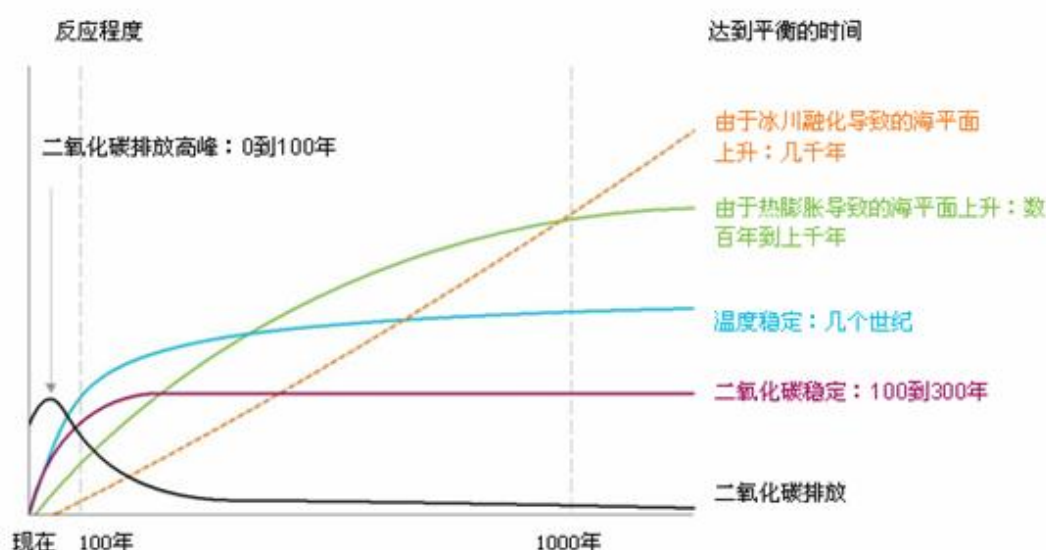
注：2009 年明显的下降反映了由于经济衰退减少的能源需求

全球温室气体排放的最大来源来自于燃煤发电厂，其 2011 年排放的二氧化碳达到 90 亿吨左右。煤炭是世界范围内蕴藏最丰富的化石燃料资源，可开采储量可以在 70 个或更多国家找到，以目前

的全球消耗率，其充足的储量可供 150 年的发电使用。在 2000 年至 2009 年之间，煤炭消费增长远超所有非化石能源的增长总和（IEA 2012b）。尽管在非化石能源发电上有非常强劲的增长，但是其占总发电量的份额已经降低。

由于气候变化由大气中的温室气体存量推动，即使明天终止所有的人为排放的二氧化碳，气候变化仍然已经开始，并且在未来很长时间内将受到其影响。全球挑战将是如何制定政策，促使在不久的将来促使碳排放达到高峰并在此之后迅速降低（图 3）。在 2010 年 12 月，联合国气候变化框架公约缔约方大会第 16 次会议（COP 16）批准了一项不具法律约束力的承诺，来限制全球平均气温上升达到 2° C。2° C 的温度上升仍将导致海平面上升和增加极端天气事件发生的频率，包括干旱和洪灾的增加（Stern 2009）。本世纪限制大气中二氧化碳存量增长到 10,000 亿吨，将有 50% 的机会将温度上升限制在 2° C（Meinshausen, et al. 2009）。实现这种碳排放限制要求与能源有关的二氧化碳排放到 2075 年降到零（IEA 2012b）。

图 3 在排放减少之后，二氧化碳浓度、气温和海平面变化

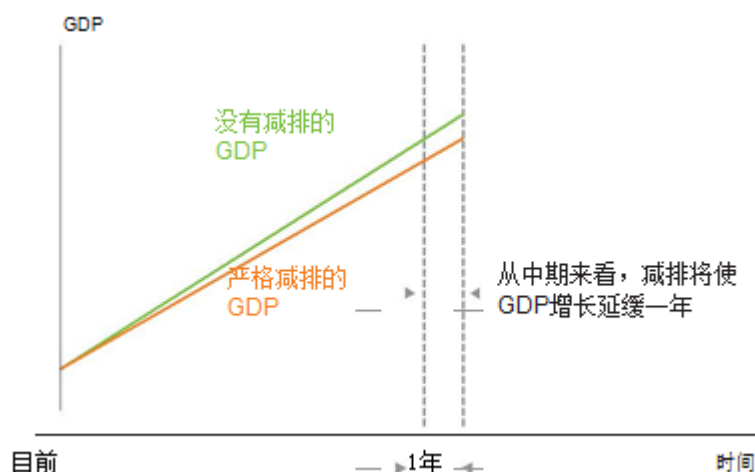


来源：IPCC（2001）。

注意：本曲线图的纵轴是定性的而分开的线不能相互比较，因为它们涉及不同的单位（二氧化碳排的变化、二氧化碳浓度的变化、气温的变化以及海平面的变化）。

随着时间的推移，避免全球平均气温上升超过 2° C 的总成本估计将是全球经济产出一年价值的 3-4%左右（IPCC 2007b, Stern 2008）。在中长期内，这将使全球繁荣上的增长推迟达到一年左右（图 4）。控制气候变化风险的总收益预计将大幅超过该成本（Stern 2007）。

图 4 来自采取行动的适度经济影响



来源：IPCC（2007b）。

减少温室气体排放要求社会的根本改变，包括发电方式、工业系统操作以及人们出行和货物运输方式的改变。这些改变包括开发更多的可再生能源、转换较低碳强度但具有更高能源效率的燃料。这些可供选择的能源发电技术包括太阳热能、生物质能、地热能、风能以及潮汐能。然而，由于化石燃料预计在未来几十年中继续被广泛使用，必须采取措施来减少由使用化石燃料造成的排放。

通过减少来自使用化石燃料的各行业和发电厂的二氧化碳，CCS 可以为整体温室气体减排努力作出至关重要的贡献（见文本框）。大部分 CCS 需要的技术已经被广泛应用于各行各业，但是尚未以商业规模广泛应用于发电和工业。还有一些行业，例如钢铁制造和水泥生产，CCS 通常是这些行业大量减排的唯一解决方案。

## 什么是 CCS？

CCS 是通过捕集并将二氧化碳封存在地下深部，使化石燃料的二氧化碳排放与大气长期隔离的技术。

CCS 由三个主要阶段组成。

1. **捕集**：碳捕集是从化石燃料燃烧用于发电时产生的其他气体中和其他工业过程产生二氧化碳时分离出二氧化碳。
2. **运输**：二氧化碳一旦被分离，将被压缩和运输到合适的地点进行地质封存。
3. **封存**：二氧化碳在其封存地点被注入深部地下岩层，通常在 1 千米或更深的深度。

## 1. 捕集二氧化碳

从那些富含二氧化碳的烟道气可以在本设施中处理的大型工厂的工业过程捕集二氧化碳是最容易的。

二氧化碳的分离是在若干标准工业流程中完成的。例如，在天然气生产中，二氧化碳在加工过程中被从天然气中分离出来。同样地，在生产氨或氢气的工业工厂中，二氧化碳的分离被认为是流程的一部分。

由于二氧化碳排放的最大来源是化石燃料的燃烧，尤其是在电力生产行业，三个主要的流程正在被开发出来捕集来自于使用煤炭或天然气的发电厂产生的二氧化碳。这些流程是：

- 燃烧后捕集；
- 燃烧前捕集；以及
- 富氧燃烧捕集。

在其他行业，比如在钢铁厂和水泥厂，捕集流程尚未以大规模开发，但是在不同的情况下，一种现有的捕集方法可以被调整使之适合于特殊的生产流程。例如，利用燃烧后捕集从水泥厂收集二氧化碳；利用一种类型的富氧燃烧捕集从改进的钢铁制造流程从而收集二氧化碳。

## 2. 运输二氧化碳

二氧化碳被分离后，会被压缩，使得运输和封存更加容易。然后，它被运往合适的封存地点。目前，二氧化碳已经通过管道、船舶和公路罐车运输——主要用于工业或从油气田中获得更多的石油和天然气。CCS 的广泛推广需要的运输规模远大于目前的规模，并将包含在一种密相中的二氧化碳运输。

## 3. 封存二氧化碳

CCS 流程的最后阶段是把二氧化碳注入深部地下岩层，通常在 1 千米或更深的深度(图 5)。在这一深度，温度和压力可以使这些二氧化碳保持在一种密实的流体状态。这些二氧化碳缓慢地穿过多孔岩，填满这些被称为孔隙的微小空间。

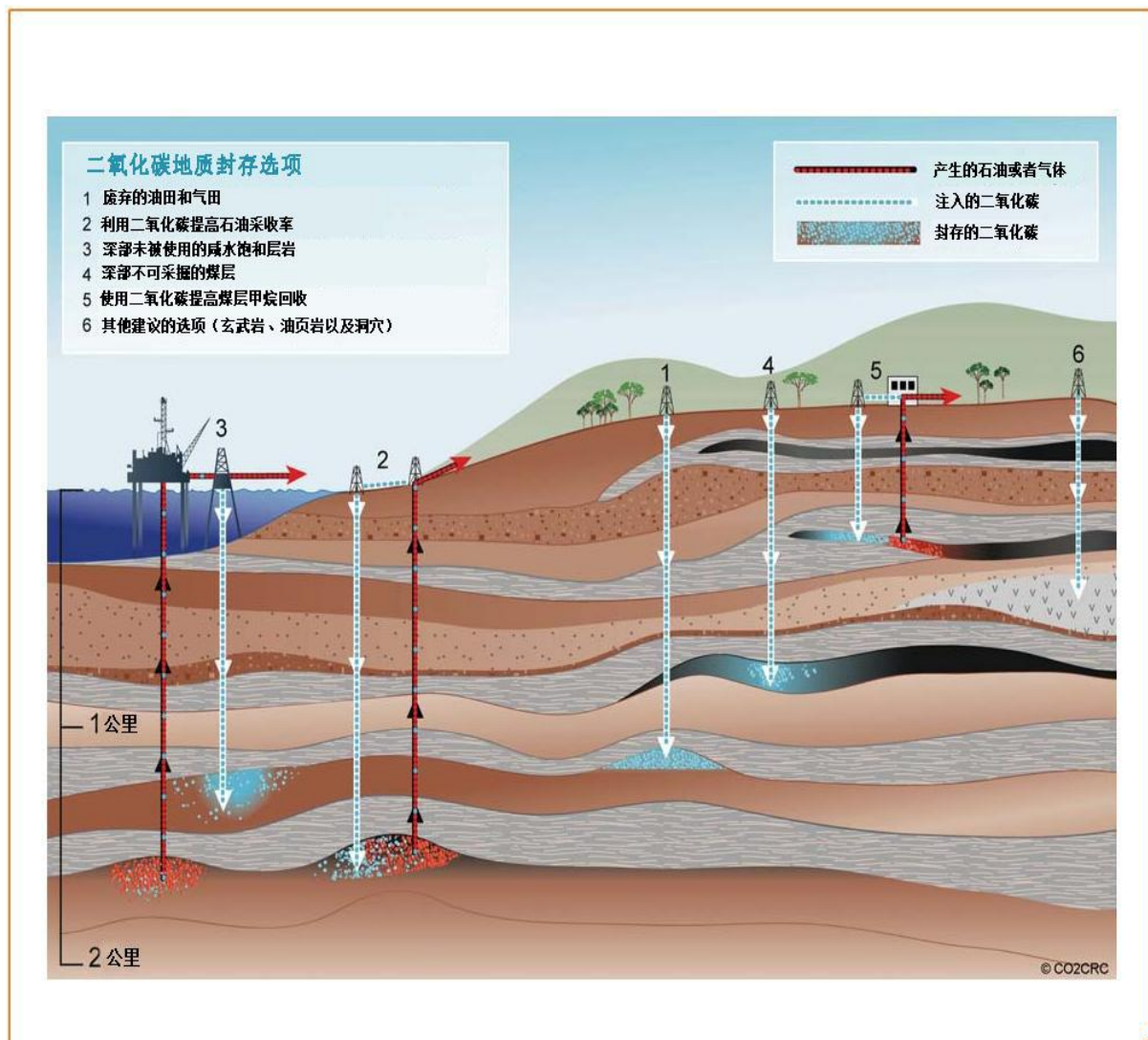
适合的封存地点包括枯竭的油气田或含有高盐度水的岩层(咸水层)。这些封存地点通常都有一种不透水岩石(也称之为“密封岩”或“冠岩”)覆盖其上。这种密封的或其他地质特征防止二氧化碳返回地面。这些类型的封存点可以安全地容纳流体或气体数百万年，经过仔细挑选，它们可以安全地封存二氧化碳一样久。

一旦完成注入，一些传感和监测技术被用于监测这些二氧化碳在岩层中的运动和变化。监测、报告和验证过程对项目的性能管理以及使公众和监管者确信二氧化碳被安全地封存来说非

常重要。

找到合适的封存点需要采集大量的数据、付出大量的时间和努力。世界上许多经济体有积极的计划来确认二氧化碳封存点，包括美国、加拿大、中国、南非、澳大利亚和欧洲。

图 5 二氧化碳地质封存选项



图片由 CO2CRC 提供

## 1.2 CCS 的角色

CCS 在一系列减排技术中起到关键作用。国际能源署（2012b）根据一系列假设已经开发了检测路径的情景以实现能源减排。要求到 2020 年把与能源有关的二氧化碳排放削减一半的变化的核心包括三个主要的战略：

- 创造一种更智能、更灵活、分散的能源系统；
- 提高的能源效率；以及

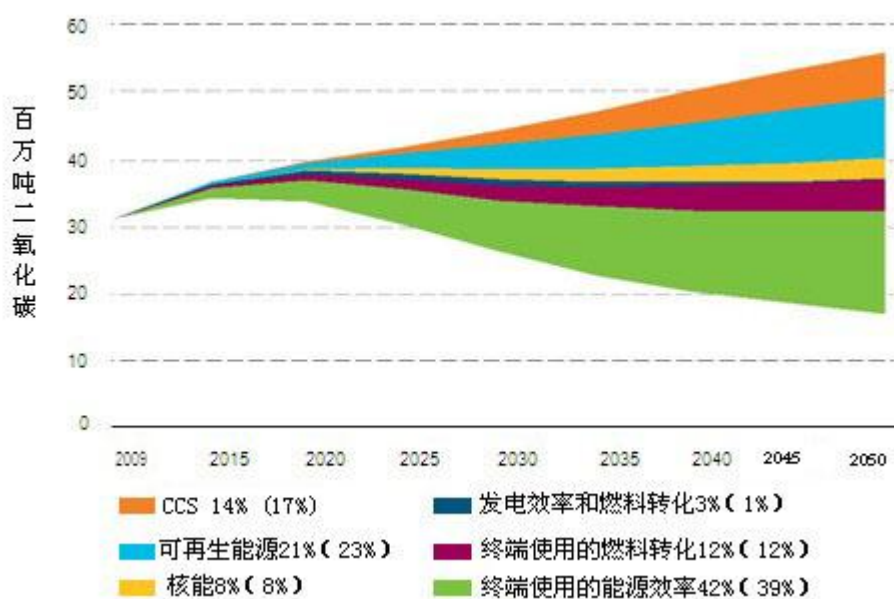
## ■ 发电方式的转变。

在寻求利用一种更多样的能源提供者以及以在技术上和行为上都更有效的方式去这样做，前两项直接把能源消耗和经济活动分离作为目标。但是它是到 2050 年电力系统去碳化所需要的最重要的技术转变，在这里 CCS 连同可再生能源和核能技术，起到一种基础性作用。

CCS 是能够使诸如水泥或钢铁等领域去碳化的目前唯一可利用或即将可利用的技术。国际能源署提到，这些领域的减排必须立刻开始，但是完成去碳化将需要增加这些领域（和运输）电力利用的突破，首先强化发电技术改造的重要性。

为了在 2050 年之前使发电去碳化，以及在工业排放去碳化上取得重大进展，国际能源署确定了以最少成本实现这一目标所需要的一系列低碳技术（图 6）。在没有国家实施进一步的气候变化政策的情况下，2050 与能源有关的排放可能将比 2009 年接近翻一番，也就是从 2009 年的 315 亿吨到 2050 年的 580 亿吨。到 2050 年把与能源有关的排放减少到 160 亿吨需要在 CCS、可再生能源以及核能技术上进行大量投资，而且需要在能源效率上得到可实现的显著提高。

图 6 按技术区分的与能源有关的二氧化碳减排组合



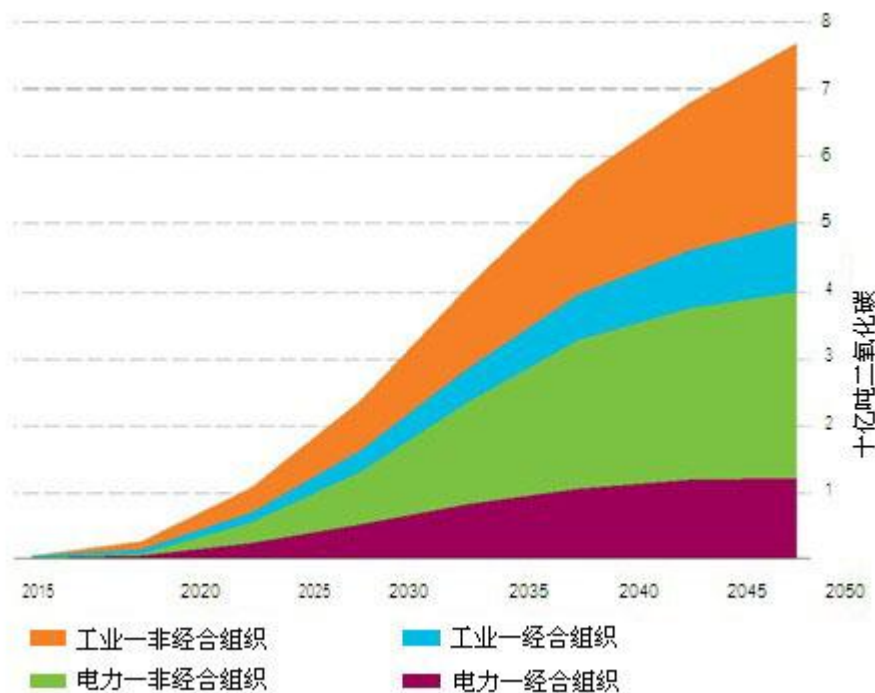
来源：IEA (2012b)

注：百分比代表到 2050 年的累计减排份额。括号中的百分比代表在 2050 年的减排份额。

根据以上最低减排总成本的情景，到 2050 年，CCS 在与能源有关的二氧化碳排放的 8,500 亿吨的减排总量中占 14%。在此情境中，直到 2050 年通过 CCS 技术封存的二氧化碳总量大约是 1,230 亿吨，其中 70% 捕集自电力部门，30% 捕集来自诸如气体加工、化肥生产和水泥制造等工业装置。然而，由于到 2050 年发电必须去碳化，在此时期即将结束之际，CCS 在该领域的增长

放缓，但是，CCS 在二氧化碳减排总量上却在提高，在工业领域需要越来越多的行动。

图 7 按部门和地区区分的二氧化碳捕集



来源：IEA (2012b)。

到 2050 年，CCS 在能源排放去碳化方面的作用在电力领域捕集排放和工业领域捕集排放之间被均分。虽然 CCS 的推广最初发生在经济合作和发展组织（OECD）成员国，但是它在非经合组织国家发挥了更大的作用。这是因为这些国家经历了长期的较高的经济增长率和发展速度，还因为在这些国家尤其是工业活动以相当快的速度在增长。到 2050 年，在 IEA 模拟的情景下，非经合组织国家将占捕集和安全封存二氧化碳量的 70%。

如果 CCS 作为电力领域的一个技术选项被排除在外，国际能源署研究显示，在此期间减排有关投资总成本将增加 40%，或将近 3 万亿美元，因为相对较昂贵的减排技术将被利用来提供电力。最小化所需要的财政资源以实现大幅度排放，使其对承担此项任务的所有国家，包括发展中经济体，更加容易负担减排成本。重要的是，节省的财政资源可以使用于改善健康、培养技能和减少贫困等其他主要社会和经济领域，为这些领域提供更多的资源。

由于 CCS 是目前支持诸如钢铁或水泥等工业产品生产完全去碳化唯一可供利用的技术，如果其不能利用于这些领域，那么工业能源的利用能否完全去碳化根本不得而知。

### 1.3 报告的范围

很明显的是，CCS 作为一种低碳技术能够大量减少二氧化碳排放并有助于减缓气候变化。全球碳捕集与封存研究院的任务是加快 CCS 的全球示范和推广，展示该技术的潜力。这份年度《全球 CCS 现状》报告对过去一年中发生在 CCS 领域的 CCS 现状和措施进展提供了一个全面的参考源。这包括展示项目、政策和其他进展以及强调有待解决的挑战。

为了加快和监测 CCS 的发展，许多方面必须解决——从政策环境直到技术挑战。本报告涵盖了各独立章节的这些主要方面，同时使涉及这些领域的联系和相关性更加明显。

来自于全球碳捕集与封存研究院的年度项目调查的结果在第 2 章节中占重要位置。本研究院承担了最全面的年度全球 CCS 项目调查，旨在提供一份打算以大规模示范这种技术的 CCS 项目的全球概览。从短期来看，这些大规模项目需要的一种群聚效应是示范 CCS 技术的综合应用。

第 3 章节分析了一个项目的商业案例，其中一份战略和财务信息被列举出来以作出并监测一个关于投资是否继续进行的决定。这份信息包括许多要素——从政府支持到对技术的信心。

政策、立法和监管领域的主要进展在第 4 章节中介绍。在所有主要国家的国家政策制定是非常重要的，有利于 CCS 的示范。当实施 CCS 时，发展中国家有额外的挑战，这些在第 5 章节中分别说明。

接下来的第 6、第 7 和第 8 章分别论述了在捕集、运输和封存方面取得的进展和面临的挑战。第 9 章论述了二氧化碳 EOR 的利用。这一章节介绍了二氧化碳 EOR 在 CCS 中可能起到的作用，以及二氧化碳用于 EOR 相对于碳封存的一些技术和法律方面，并说明了影响这些操作的经济、商业和监管情况。

最后，在第 10 章（关于公众参与），在这份年度项目调查数据中确认并反映了有趣的趋势，重点关注从早期示范项目和实用的社会研究得到的最佳实践成就。



# 2

## 项目

2.1	大型一体化项目概览	27
2.2	2012年取得的主要项目进展	31
2.3	区域进展	35
2.4	详细的项目分类	43
2.5	大型一体化 CCS 的项目示范	53



## 主要信息

- 全球碳捕集与封存研究院在全球确认了 75 个大型一体化 CCS 项目，自《全球 CCS 现状报告：2011》报告发布以来，截至 2012 年 9 月，净增加了一个项目。
- 9 个新确认的项目被加到清单上，但是其他 8 个项目由于被取消、搁置或重组而从清单上清除。取消或搁置的原因各不相同，范围从碳销售的收入不足到封存法规制约等原因。
- 超过一半的新确认的大型一体化项目位于中国。所有新确认的项目都在研究 EOR 选项，至少作为一种额外的收入来源。
- 预计发生在 2015 至 2016 年的首个大规模项目运营高峰已经在过去两年被改变了，现在预计从 2018 年至 2020 年开始。

全球碳捕集与封存研究院的监测和分析成果重点关注大型一体化项目，因为这种规模的项目在全球构成了一种 CCS 技术示范的可靠指标，并拥有实现大量二氧化碳减排的群聚效应。

本章节提供一份全球大型一体化项目的现状概述，以及自 2011 年 10 月《全球 CCS 现状：2011》报告发布以来已经取得的进展。本分析以全球碳捕集与封存研究院从 2012 年 3 月到 6 月进行的年度调查为基础，并包括与全球碳捕集与封存研究院的 2011 年、2010 年和 2009 年的《全球 CCS 现状》报告的对比(全球碳捕集与封存研究院 2011a、2011b、和 WorleyParsons et al. 2009)。这些项目的调查过程在附录 A 中描述，以及一个项目的资产生命周期所处的阶段的详细解释包含在附录 B 中。

大型一体化项目被定义为包含二氧化碳以以下规模进行捕集、运输和封存：

- 对一个燃煤电厂来说，每年至少 80 万吨二氧化碳；或者
- 对其他排放密集型的工业设施（包括燃气电厂）每年至少 40 万吨二氧化碳。

以上列出的临界值相当于商业规模的电厂和其他工业设施典型排放的二氧化碳的最小量。这种规模的项目必须将人为二氧化碳永久封存进地质封存点以取得大型一体化项目的资格，那

些包含 EOR 利用人为二氧化碳的项目也可以适用这种定义。由于目前没有关于涉及与 EOR 有关的二氧化碳封存的监测要求的明确标准或监管指导，二氧化碳 EOR 项目将进行一些监测而且监测方法将是特定地点的。

大型一体化项目的定义将随着 CCS 的成熟度；随着明确的 CCS 立法、监管和标准的出现；以及随着关于项目边界、生命周期分析和二氧化碳可接受的利用的讨论进展而定期审查和改写。

此外，世界各地有许多对研发（R&D）、示范 CCS 单个要素以及建立本地能力来说非常重要的规模较小的项目（或那些仅集中于 CCS 链条一个部分的项目）。包含在本研究院今年的项目调查中的此类项目的例子在附录 A 中提供。

## 2.1 大型一体化 CCS 项目的概述

截至 2012 年 9 月，全球碳捕集与封存研究院已经确认了 75 个大型一体化项目。这些项目中的 16 个目前正在运行或在建（“建设”），捕集量加在一起大约每年 3600 万吨二氧化碳。其他的 59 个大型一体化项目处于开发的规划阶段（“立项”、“评估”、和“定义”），具备额外潜在的每年超过 1.1 亿吨的捕集量（图 8）。在图 9 中展示了一幅大型一体化项目的地图，在那里这些项目由一个参考数字确定，这个参考数字相当于附录 C 中详细的项目清单。

自从《全球 CCS 现状：2011》报告发布以来，大型一体化项目有一个净增长。9 个新项目被确认，同时有 8 个项目被取消、搁置或重组。这些主要的项目进展概述在章节 2.2 中提供。

图 8 按资产生命周期和地区/国家区分的大型一体化项目

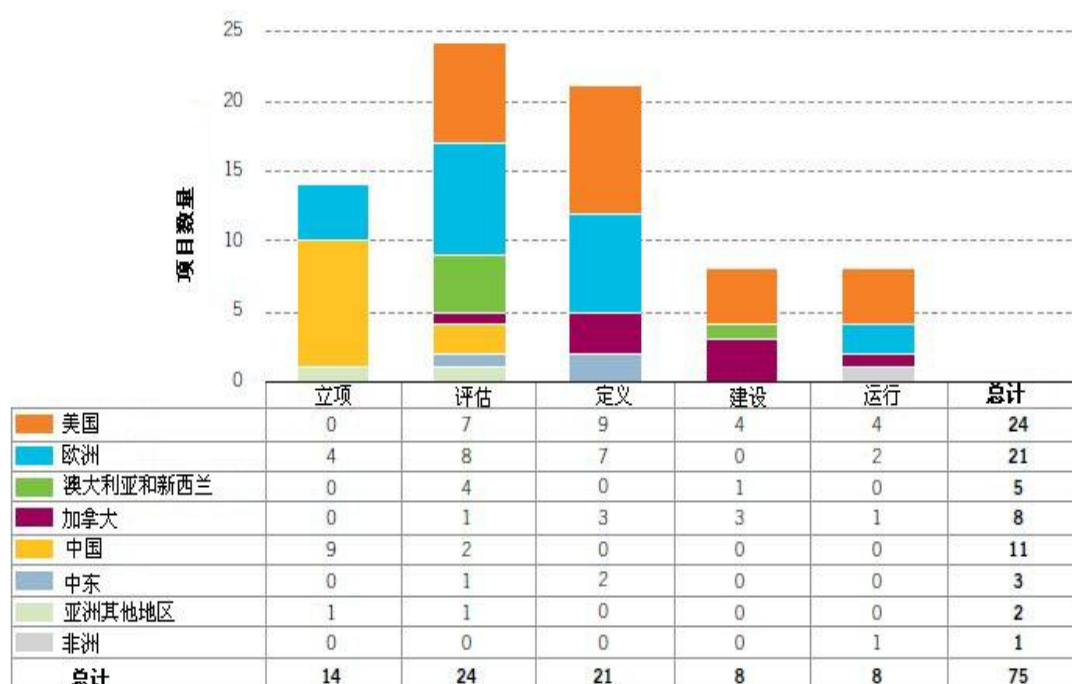
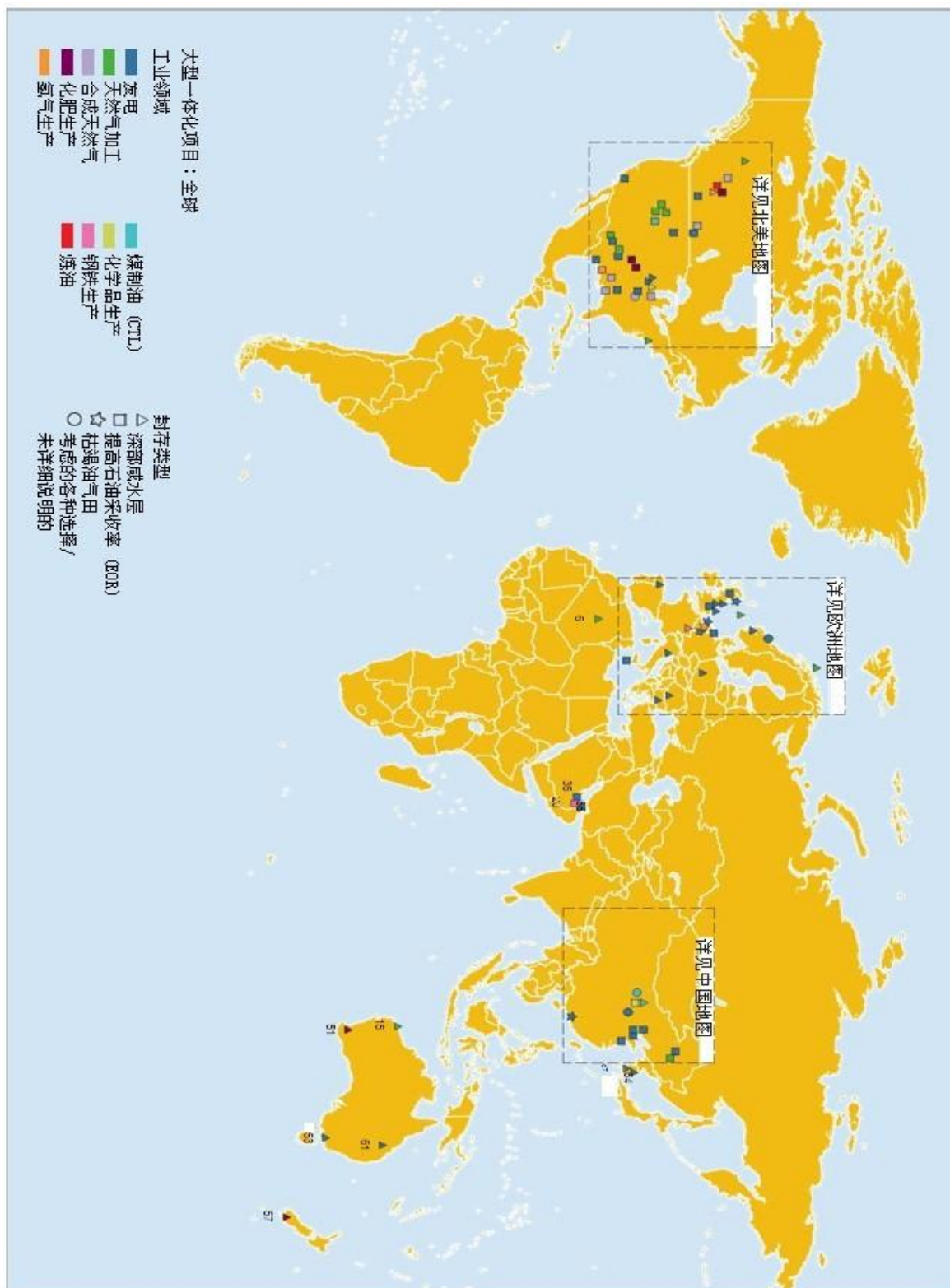


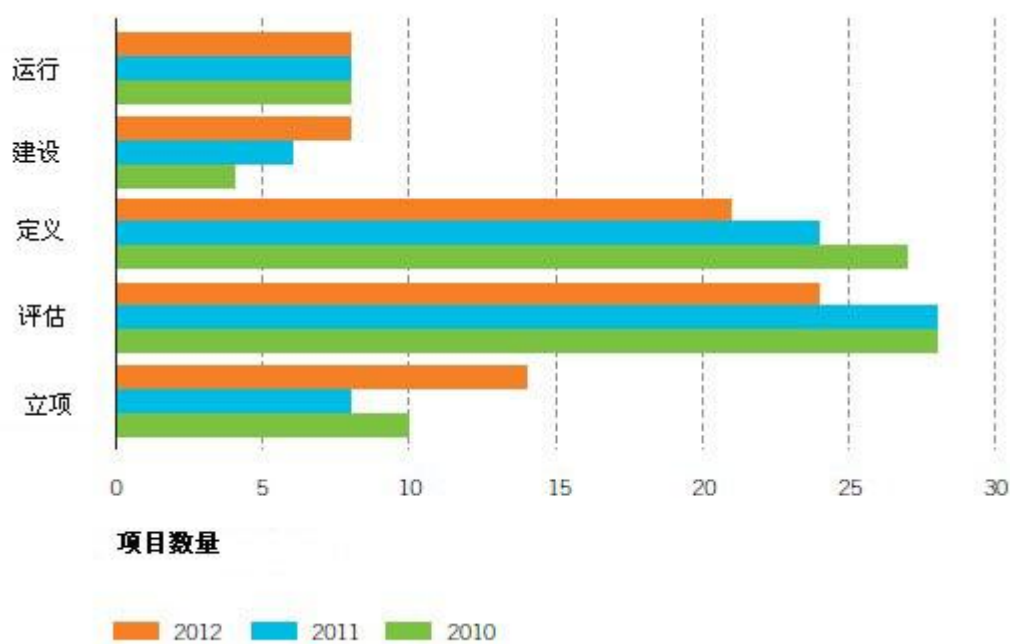
图 9 大型一体化项目世界分布图



在过去三年中，进行建设的大型一体化项目有缓慢但稳定的增长，如图 10 所示。目前，世界范围内有 8 个大型一体化项目正在建设。这些项目为在给定的具体情况下的 CCS 技术提供了可行的商业案例的例证。尤其是：

- 那些大型一体化项目除一个以外都位于北美（4 个在美国，3 个在加拿大），在那里项目支持者的收益来自于一种已建立的基于二氧化碳 EOR 的市场和大量的公共资金；
- 仅有两个项目在发电领域（在加拿大的边界大坝项目和在美国的肯珀县项目），而且这两个项目都包括出售二氧化碳用于 EOR；
- 自从前一份现状报告发布以来，已经有两个项目被确定为开始建设（美国的空气产品公司蒸汽甲烷重整 EOR 项目和加拿大的 Quest 项目）；以及
- 三个包含将二氧化碳封存进深部咸水层的项目（澳大利亚的 Gorgon 二氧化碳注入项目、美国的阿彻丹尼尔斯米德兰公司（ADM's）的伊利诺伊斯工业 CCS（ICCS）项目和加拿大的 Quest 项目）。

图 10 按资产生命周期和年份区分的大型一体化项目



全球碳捕集与封存研究院估计，到 2012 年年底，多达 5 个额外的大型一体化项目可能作出最终投资决策（FID）——其中三个位于北美、一个位于欧洲以及一个位于中东。这些项目是：

- 美国德克萨斯清洁能源项目；
- 美国 NRG 能源公司的 Parish 项目；

- 加拿大阿尔伯塔碳干线（ACTL）和斯特金西北炼油厂二氧化碳流项目；
- 荷兰鹿特丹封存与捕集示范项目（ROAD）；以及
- 阿拉伯联合酋长国酋长钢铁公司项目。

表1列出了16个处于运行和建设阶段的大型一体化项目。这些项目的捕集和封存容量加起来将近每年3600万吨，相当于700多万辆汽车每年的排放量，大致相当于目前新加坡或新西兰每年的排放量（联合国统计署2012年）。这突出了CCS作为一系列二氧化碳减排技术的一部分已经可以作出的重大贡献。

**表 1 处于运行和建设阶段的大型一体化项目（“现役的”）**

项目名称	国家	捕集类型	二氧化碳量 (MTPA)	封存类型	运行日期
<b>运行阶段</b>					
瓦韦德煤气厂项目	美国	燃烧前捕集 (气体加工)	1.3 Mtpa	EOR	1972
伊尼德化肥厂二氧化碳 EOR 项目	美国	燃烧前捕集 (化肥生产)	0.68 Mtpa	EOR	1982
舒特溪气体加工设施项目	美国	燃烧前捕集 (气体加工)	7 Mtpa	EOR	1986
Sleipner 二氧化碳注入项目	挪威	燃烧前捕集 (气体加工)	1 Mtpa (竣工增加 0.2 Mtpa)	深部咸水层	1996
大平原合成燃料工厂和韦本-麦戴尔项目	美国/加拿大	燃烧前捕集 (合成燃料)	3 Mtpa	EOR	2000
In Salah 二氧化碳注入项目	阿尔及利亚	燃烧前捕集 (气体加工)	1 Mtpa	深部咸水层	2004
Snøhvit 二氧化碳注入项目	挪威	燃烧前捕集 (气体加工)	0.7 Mtpa	深部咸水层	2008
世纪工厂项目	美国	燃烧前捕集 (气体加工)	5 Mtpa (竣工增加 3.5 Mtpa)	EOR	2010
<b>建设阶段</b>					
空气产品公司蒸汽甲烷重整 EOR 项目	美国	燃烧后捕集 (氢气生产)	1 Mtpa	EOR	2012
Lost Cabin 煤气厂项目	美国	燃烧前捕集 (气体加工)	1 Mtpa	EOR	2012
伊利诺伊斯工业 CCS 项目	美国	工业分离 (乙醇生产)	1 Mtpa	深部咸水层	2013
ACTL 和 Agrium 公司的二氧化碳流项目	加拿大	燃烧前捕集 (化肥生产)	0.59 Mtpa	EOR	2014

边界大坝集成 CCS 示范项目	加拿大	燃烧后捕集 (发电)	1 Mtpa	EOR	2014
肯珀县 IGCC 项目	美国	燃烧前捕集 (发电)	3.5 Mtpa	EOR	2014
Gorgon 二氧化碳注入项目	澳大利亚	燃烧前捕集 (气体加工)	3.4 - 4.1 Mtpa	深部咸水层	2015
Quest 项目	加拿大	燃烧前捕集 (氢气加工)	1.08 Mtpa	深部咸水层	2015

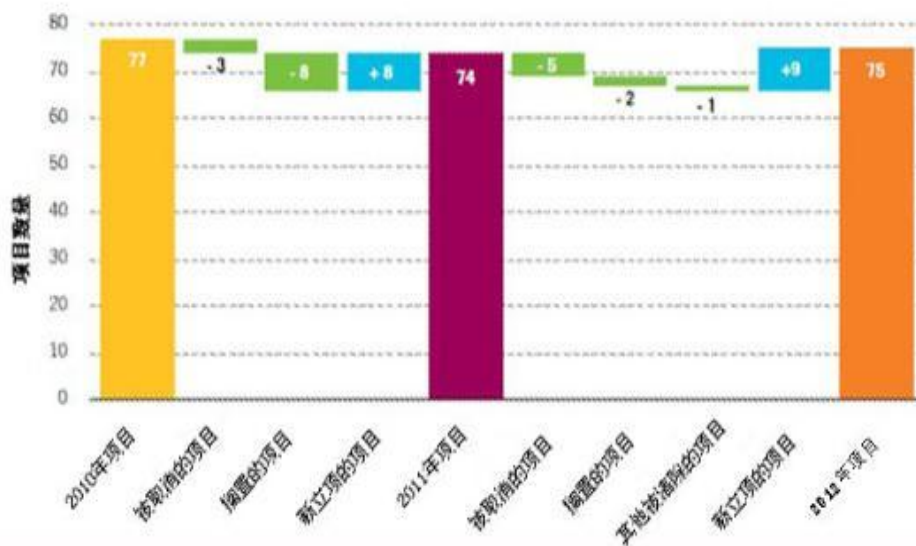
## 2.2 2012 年主要的项目进展

自《全球CCS现状：2011》报告发布以来，大型一体化项目的数量已经发生了重大变化；来自世界各国的8个项目被从全球碳捕集与封存研究院的大型一体化项目清单上清除以及有9个项目被确认。所有新确认的项目都在考虑利用二氧化碳进行EOR作为首要的或次要的封存选择。

### 2012年大型一体化项目清单的变化

图11概述了自《全球CCS现状报告：2010》报告发布以来已经发生的大型一体化项目的数量变化。附录A中提供了自从2011年以来列于清单上的大型一体化项目所有主要变化的详细清单。

图 11 2010 年到 2012 年大型一体化项目的变化



### 新确认的大型一体化项目

自2011年以来，5个新的早期大型一体化项目在中国被确认，其中三个在发电行业。虽然，

目前在中国燃烧前捕集是使用最频繁的技术，但是在富氧燃烧捕集上的投资正在不断增长。中国所有大规模CCS项目的发起者都在研究EOR选项，至少作为一种额外的收入来源。

在中国新确认的大型一体化项目列出如下。

- 大庆碳捕集与封存项目（立项阶段）——一个通过富氧燃烧，每年捕集大约100万吨二氧化碳的超临界燃煤发电厂，由中国大唐集团与阿尔斯通公司合作开发。
- 东营二氧化碳捕集与封存项目（立项阶段）——一个新建燃煤发电厂具备规划的每年100万吨的二氧化碳捕集能力，也是由中国大唐集团开发的。
- 山西国际能源集团CCUS项目（立项阶段）——一个采用富氧燃烧捕集技术的新建超临界燃煤电厂，与空气产品公司合作开发，具备每年200多万吨的二氧化碳捕集能力。
- 吉林油田EOR项目（2期）（立项阶段）——在吉林油田的EOR运作，目前每年大约20万吨来自天然气加工厂的二氧化碳正在被注入，预计从2015年起扩大到每年超过80万吨。
- 神华宁夏煤制油工厂项目（立项阶段）——一个新建的煤制油（CTL）设施，每年捕集大约200万吨二氧化碳，是神华集团开发的三个大型一体化项目之一。

另外四个新的大型一体化项目在其他国家被确认，所有的项目都在发电行业。

- Caledonia清洁能源项目（英国，确认阶段）——一个由顶峰电力集团提议的、将捕集该电厂多达90%的二氧化碳排放的新建整体煤气化联合循环（IGCC）发电厂，捕集的二氧化碳可能用于在北海的EOR。该项目将被提议申请英国10亿英镑的CCS竞争资金。
- 马耳他Sargas绿色发电厂项目（马耳他，确认阶段）——一个新建的液化床锅炉发电厂，将从两个180兆瓦电力的模块中每年捕集大约120万吨二氧化碳用于EOR。
- 挪威的Industrikraft Møre AS项目（挪威，确认阶段）——一个新建的燃气发电厂，计划从2016年起每年捕集超过140万吨二氧化碳。
- NRG能源公司Parish CCS项目（美国，定义阶段）——从一个亚临界燃煤发电厂的一个240兆瓦电力的过程流中进行燃烧后二氧化碳捕集改造，计划到2015年年中每年捕集大约150万吨二氧化碳用于EOR。

从大型一体化项目清单上清除的项目

从2011年以来，有8个处于不同发展阶段的项目被从大型一体化项目清单中清除。

- 朗甘尼特项目（英国，定义阶段）——在英国能源与气候变化部宣布不会资助其二氧化碳捕集设施之后，于2011年10月被取消。
- 瀑布公司的Jänschwalde项目（德国，定义阶段）——据说由于缺乏政府的支持和明确的法



律框架，于2011年12月被取消。

- Sweeny IGCC电厂项目（美国，评估阶段）——在康菲石油公司和飞利浦66公司分开之后，于2012年4月被取消。
- 先锋项目（加拿大，定义阶段）——据说由于减排价格和碳销售收益不足，于2012年4月被取消。
- Coolimba电力项目（澳大利亚，确认阶段）——在支持者确认该项目已经重新优化其投资之后，于2012年6月被清除。
- 好春天IGCC项目（美国，确认阶段）——2012年5月，EmberClear公司宣布该项目在原址被重组为一个配备CCS的天然气联合循环（NGCC）工厂后，被搁置。
- Peel能源CCS项目（英国，评估阶段）——艾尔郡电力公司在2012年6月撤回了其对新的亨特斯顿发电厂的规划申请，因此，该项目被搁置。
- Browse Reservoir二氧化碳地质封存项目（澳大利亚，评估阶段）——在支持者已经证实该项目已经被搁置之后，于2012年8月被清除。

这些项目的更多详情在2.3章节中提供。

## 项目进展

大型一体化项目在今年取得了一定的进展，其中处于定义阶段的项目进展最大。在本研究院的年度调查中，在去年处于定义阶段的24个大型一体化项目中，有9个显示其前端工程设计（FEED）研究完成了76-100%，还有两个显示完成了50-75%。以一种积极的发展眼光看，这些大型一体化项目中两个都在氢气生产行业的项目，进入到了建设阶段。

- 空气产品公司在得克萨斯州新建的氢气工厂的建设开始于2011年8月，而且该工厂预计于2012年年底开始运行。每年大约有100万吨二氧化碳将被捕集用于EOR。
- 2012年9月5日，壳牌加拿大公司在加拿大能源保护局（ERCB）于2012年7月对该项目的正式批准之后，宣布将继续进行其位于阿尔伯塔的Quest项目。每年有超过100万吨二氧化碳将从埃德蒙顿附近的Scotford Upgrader的制氢装置中被捕集，然后通过地下管道运输并被注入进地下2千米的深部咸水层。在2011年10月，该项目的封存开发计划被挪威船级社（DNV）授予世界首份安全二氧化碳封存的适于作业证书。

另外5个目前处于定义阶段的项目可能在2012年末或2013年初作出最终投资决策。这些项目中在去年取得了显著的进展的3个项目列举如下：

- 位于荷兰的ROAD项目于2012年3月获得了封存许可证。这是根据欧盟的CCS法案申请的首份此类型的二氧化碳封存许可证，对于其他那些包含了计划在北海进行二氧化碳离岸封存的项目来说是一个令人鼓舞的先例。
- 自从去年与惠廷石油公司签署了一份长期的二氧化碳销售协议以来，顶峰电力集团位于美国的得克萨斯清洁能源项目的进展一直很稳定。美国能源部（DOE）2011年10月发布了一份关于分配给得克萨斯清洁能源项目的资金的决策记录（ROD）。这份决策记录正式允许之前分配给该项目的公共基金用于工程与设计以外的研究。此外，所有主要的许可证和包销协议目前都已到位，工程、采购和施工（EPC）总承包合同和运行于维护（O/M）合同都已签署。最近宣布的促进并有助于保证该项目融资的主要的新的项目参与者的引进和与中石化和中国进出口银行之间谅解备忘录（MoU）的签署，支持这个项目可能在2012年末作出最终投资决策的观点。
- 在阿布扎比国家石油公司（ADNOC）与马斯达尔结束了3年的谈判后于2012年1月签署了一份正式协议之后，阿布扎比酋长钢铁公司的CCS项目被设定为海湾首个运营的大规模项目。在2012年5月，阿布扎比国家石油公司还宣布了其正在研究离岸二氧化碳EOR选择，这可能为阿布扎比的CCS项目在开发方面创造更多的封存机会。

此外，去年处于评估阶段的两个项目取得了显著进展并上升到了资产生命周期的定义阶段。
- 在任命帮助项目交付的法律和财务顾问之后，英国2Co能源公司的当河谷电力项目取得了进展，该项目预计于2016年服役。前端工程设计研究目前已经完成而且已经选择了一个捕集技术供应商（林德气体公司）。该项目已经吸引了来自三星C&T公司和银集团的投资，有很大的可能性在2013年作出最终投资决策，尤其是其在2012年7月宣布将成为欧盟NER300资金竞争的领跑者时。
- 加拿大天鹅山合成燃料公司的一个原地煤气化/发电项目，一项详细的前端工程设计研究正在进行并且选择了一个捕集技术供应商。二氧化碳包销协议的谈判处于高级阶段，该项目可能于2013年末作出最终投资决策。

对于余下的去年处于评估阶段或确认阶段的34个项目来说，整体进展一直非常有限。这些项目中的15个项目去年完成了预可行性研究的一多半；3个目前被取消，剩余的项目报告没有非常大的进展，或者在某些情况下出现倒退。

## 2.3 地区的进展

### 北美

#### 加拿大

加拿大继续一项有效地大规模CCS示范计划（图12），包括：

- 大平原/韦本-麦戴尔项目，继续每年注入大约300万吨二氧化碳用于EOR；
- 3个大型一体化项目正在建设（建设阶段），沙省电力的边界大坝项目，Enhance Energy公司与阿格瑞姆公司合作的阿尔伯塔碳干线（ACTL）项目和壳牌公司的Quest项目；以及
- 两个项目（Enhance Energy公司与西北鲟鱼炼油厂合作的ACTL项目和天鹅山合成燃料公司项目）可能有能力在2012至2013年发展到作出最终投资决策。

在加拿大资源保护局2012年7月签发关于壳牌公司的Quest项目的正式批准之后，壳牌加拿大公司2012年9月5日宣布该公司将继续这个项目。该项目预计在2015年投入运营并将每年捕集超过100万吨二氧化碳用于封存进一个离岸深部咸水层。同时，在2012年4月，TransAlta公司宣布取消了其先锋项目，并指出虽然成本和技术性能如预期所料，但是来自于二氧化碳销售和碳减排额抵消带来的潜在收益不足以支持该项目的经济运行。

赫斯基能源有限公司在2012年5月宣布的该公司已经开始运营的、位于其阿尔伯塔省劳埃德明斯特的乙醇工厂项目处于中试规模。在该工厂每年大约有9万吨二氧化碳被捕集，然后用卡车运输到赫斯基的重油项目以提高采收率。

图 12 北美大型一体化项目地图



2012年4月，加拿大油砂创新联盟宣告成立。这个由12个主要的油砂开发商组成的集团有减轻油砂项目的环境影响的目标，并已经确认了温室气体减排量作为该联盟四个主要重点领域之一，其中，CCS预计起到重要作用。阿尔伯塔的监管框架评估项目，计划为CCS的所有要素开发世界级的法规，预计于2012年年底向阿尔伯塔省能源部长报告其建议。

## 美国

美国继续成为拥有最多大型一体化项目的国家，拥有24个现役和规划的项目（图12）。美国也是拥有最多现役项目的国家，有4个项目正在运营还有4个正在建设（建设阶段）。此外，美国有最先进的项目组合。所有的正在规划中的16个美国项目，无论是处于评估阶段或处于定义阶段，它们在过去几年的持续进展受到了其国内用于EOR的二氧化碳需求的大力推动。一个大型一体化项目——位于宾夕法尼亚州的好春天IGCC项目（确认阶段）——在其支持者EmberClear公司宣布该项目从一个基于煤炭的IGCC项目重组为不配备CCS的基于天然气的联合循环工厂（NGCC）项目后，于2012年6月被从本研究院的大型一体化项目清单中清除。

美国能源部正在为5个电力大型一体化项目和3个工业大型一体化项目提供财政资助（见章节3.3）。这包括向3个正在建设的项目提供资金。空气产品公司的蒸汽甲烷裂化炉EOR项目；伊利诺伊斯工业CCS项目；以及肯珀县IGCC项目预计分别在2012年、2013年和2014年开始运营。

此外，美国能源部根据7个区域碳封存伙伴关系正在继续支持9个大容量的（ $\geq 100$ 万吨）二氧化碳注入试验。东南区域碳封存伙伴关系（SECARB）2009年开始在密西西比州注入，中西部地质封存财团（MGSC）于2011年11月开始在伊利诺伊斯州注入。目前美国大多数的大型一体化项目包含有计划的把捕集到的二氧化碳用于EOR，这反映的是与封存相结合的利用改善的经济状况。美国能源部完整的煤炭项目技术路线图是以持续的技术开发为基础的，旨在降低捕集成本并实现二氧化碳封存的安全性和有效性。

## 中国

中国一直以系统的方法推广CCS，重点关注在项目 and 示范项目推出之后的研发。这些项目中的7个项目已经包含在本研究院的2012年度调查中并在附录A中列出。随着较小规模的中试项目的成功示范，已经取得了进展。根据越来越多的大型一体化项目，政府和工业认识到CCS对本国的能源未来的重要性（图13）。越来越多的涉及二氧化碳利用和EOR的提议强调了项目面临的商业挑战以及为CCS

建立商业案例的重要性。对于CCS项目的开发商来说，跨区域的合作也是一个挑战，对那

些附近没有合适的二氧化碳封存地点可以利用的发电厂来说尤其如此。

自从《全球 CCS 现状：2011》报告发布以来，出现了重大变化，包括 5 个新的大型一体化项目的确认，正如本章节之前论述的一样。中国目前有 11 个大型一体化项目，都处在早期发展阶段（9 个处于确认阶段，两个处于评估阶段）。这些项目中的大部分涉及主要的国有电力公司、石油公司或者煤炭公司，以及大量的国际合作伙伴。

中国大唐集团公司是一家大型国有电力企业，其大唐大庆富氧燃烧 CCS 示范项目在 2011 年 11 月被加进了本研究院的大型一体化项目清单。大唐黑龙江电力有限公司（中国大唐集团公司的一家子公司）正在开发这个位于黑龙江省大庆市附近的新建的超临界燃煤发电厂。通过富氧燃烧每年计划从该电厂两个 35 万千瓦级别热电联产机组捕集大约 100 万吨二氧化碳。二氧化碳的封存选项包括深部咸水层和在附近的油田利用二氧化碳进行 EOR。

除大庆 CCS 项目之外，大唐公司打算在山东省的东营市建造一个百万千瓦级别的燃煤发电厂。2011 年 11 月，阿尔斯通公司与大唐公司签署了一份为阿尔斯通公司开发 CCS 设施的协议，包括可行性研究在内。该项目计划从 2020 年起每年捕集 100 万吨二氧化碳。

今年新确认的大型一体化项目是山西国际能源集团（SIEG）打算要建造的一个具备二氧化碳捕集、利用和封存设施的 35 万千瓦富氧燃烧发电厂。空气产品公司已经签订了一份来自山西国际能源集团的合同，以在今年完成一项可行性研究和详细的成本估算。该项目计划包括利用空气产品公司的富氧燃烧二氧化碳提纯技术每年捕集 200 万吨二氧化碳。

中国石油公司（CNPC）继续进行小规模运营的示范。到 2011 年年底，中石油的项目已经见证了吉林油田的中试工厂每年成功地注入了大约 20 万吨来自于一个天然气加工设施的二氧化碳用于 EOR。规划中的下一期到 2015 年将把容量扩大到每年 80-100 万吨（WorleyParsons 2012）。

图 13 中国大型一体化项目地图



## 欧洲

自从 2011 年以来，在欧洲取得了许多进展，这清楚地说明了政府和其他公共机构在影响技术进步方面发挥的作用（图 14）。

即使有两个项目被取消（朗甘尼特项目和 Peel 能源公司项目），在英国仍然对 CCS、欧盟（EU）的 CCS 法案和其 10 亿英镑的 CCS 竞争的重新发布有广泛的和强有力的政策和财政支持。在德国，受欧盟 CCS 法案的影响，项目发展有了更多的限制条件。结果，欧洲最先进的 CCS 示范项目之一的瀑布公司的 Jämschwalde 项目被从欧盟的新建电厂储备金 300（NER300）资助计划中取消和撤回。

2012 年 4 月，英国重新发布了其 CCS 竞标——一个“CCS 商业化计划”——以 10 亿英镑的

资金通过“低碳差价合同”(Contract for Difference)支持前期成本和额外的支持。该竞标已经在2012年7月截标,有5个保留在NER300计划中的项目已经参加竞标。新的竞争对固体燃料(如煤炭)和气体燃料(如天然气)发电厂和工业二氧化碳排放源都开放。封存将是离岸的而且这些排放源将是商业规模的、在2020年以前投入运营。另外,英国政府也承诺了1.25亿英镑可用于一项CCS研究和创新计划。

对其他涉及到CCS活动的欧洲国家来说,主要的兴趣重点一直是欧洲委员会的NER300计划。此次竞争中仍有10个候选项目,2012年7月该委员会发布的《工作文件》制定出“目前的选择顺序”和一份后备名单,促使了围绕该计划的讨论的增加。这份名单上的第一个项目是当河谷(Don Valley)IGCC项目(英国),Bełchatów CCS项目(波兰)紧随其后。这两个项目都期待收到NER300的合作资助,但还受制于其成员国支付其项目CCS部分剩余的50%的成本,以及其他足够的资金的可用性以及联合资助的确认。

NER300计划最近几个月一直受到较低碳价格的影响,在此期间欧洲投资银行(EIB)提供了首批2亿津贴排放额来资助该计划。结果筹集到的资金少于预期。目前资金估计在13亿至15亿欧元之间,其中的一部分还将用于创新性的可再生能源技术。

NER300计划之外的两个主要项目,荷兰的ROAD项目和位于西班牙的OXYCFB 300 Compostilla项目也取得了进展。ROAD项目收到了欧洲委员会关于其计划的封存点的积极意见(第一个根据CCS法案提出的此类意见),同时,Compostilla项目在杜罗河盆地开发其地质封存点方面取得了进展,商业封存点位于Sahagún地区,地下实验室的地点位于Hontomín。

此外,有显著的技术进步,包括蒙斯塔德技术中心(TCM)在2012年5月的开放。在可能把CCS应用到许多将来可能引起负碳项目开发的生物能源项目上的兴趣有显著的增加,尤其是在波罗的海地区和罗马尼亚。

尽管取得了进步,但是,欧洲委员会到2015年拥有多达12个在欧洲运营的商业规模的示范工厂的政策目标,再也不可实现,在未来5至6年时间内有4到5个项目运营是一种比较现实的情况。



图 14 欧洲大型一体化项目地图



## 中东和北非 (MENA)

中东有一些地区的人均二氧化碳排放量是世界上最高的。此外，该地区有许多自然优势，包括极佳的封存潜力和许多 EOR 机会。然而，只有阿拉伯联合酋长国 (UAE) 有积极从事 CCS 的兴趣。

当 2007 年公布时，阿布扎比的马斯达尔 CCS 网络项目是最雄心勃勃的 CCS 项目。该项目的范围支持一个旨在每年捕集来自 5 个工业规模的排放源的大约 600 万吨二氧化碳，并将其通过管道网络运输到阿布扎比国家石油公司 (ADNOC) 用于 EOR 的完全集成的网络。

这些排放源的范围包括以下大型一体化项目：

- 酋长钢铁公司 (ESI) 项目——每年从一个现有钢铁厂的脱水和压缩装置中捕集 80 万吨二氧化碳；
- 阿联酋铝业公司 (EMAL) 项目——每年从一个铝冶炼厂的现有燃气电厂捕集 200 万吨二氧化碳；以及
- 阿布扎比氢能发电厂 (HPAD) ——设计用来每年捕集 170 万吨二氧化碳（该电厂 90% 的排放）的新建氢气联合循环电厂。

马斯达尔 CCS 网络项目预计进一步考虑把 CCS 合并进其塔维拉亚洲电力公司项目和哈布桑气体分离工厂，然而，在不久的将来将致力于 ESI 项目。

在北非，自从 In Salah 项目 2004 年运营以来，每年持续注入了大约 100 万吨二氧化碳，并且在封存监测技术的研发方面发挥了重要作用。

## 澳大利亚和新西兰

在澳大利亚的 CCS 项目的进展仍然取决于政府资金的可用性，在过去的 12 月中，已经为 4 个澳大利亚的大型一体化项目估量了进展。

- 2012 年 2 月，CarbonNet 项目收到了 1 亿澳元的赞助资金，其中 7 千万澳元作为澳大利亚政府的 CCS 旗舰计划的一部分，3 千万澳元来自维多利亚州州政府。该项目正在调查从位于拉特罗布山谷的发电行业 and 新的以煤炭为基础的行业捕集二氧化碳并将其封存进维多利亚州的地质盆地的潜力，目前处于评估阶段。目前正在进行广泛的研究与开发，包括潜在的二氧化碳封存点的建模和测试。
- 位于西澳大利亚州的西南二氧化碳地质封存枢纽项目（之前的 Collie 项目）目前处于评估阶段，重点关注竞争前的数据采集。一项从位于调查区域的一座 2.9 千米的深井收集数据的钻探计划于 2012 年 3 月完成。此外，西南枢纽项目的合作伙伴已经达成了一项非法人型

合资企业（UJV）的协议。当该项目从竞争前的数据采集阶段过渡到二氧化碳的运输和试注入阶段，该非法人型合资企业将主导该项目的商业推广。

- Gorgon 项目是一个位于印度洋的耗资 430 亿美元离岸天然气开发项目，包括预计在 2015 年运营的 Gorgon 二氧化碳注入项目。在该项目预计的 40 年寿命中，每年将有超过 340 万吨分离的二氧化碳被注入并封存进杜佩地层。该项目将成为世界上最大的二氧化碳地质封存倡议。
- 位于中昆士兰的苏拉特盆地 CCS 项目（之前的 Wandoan 项目）目前正在重组。这个配备燃烧后捕集的发电项目预定于 2020 年投入运营，被设计用于每年捕集 100 万吨二氧化碳并将其封存进一个陆地深部砂岩地层。在既定封存地点的二氧化碳注入试验可能在 2013 年开始。除此之外，中试规模的 Callide 富氧燃烧项目——一个位于比洛拉（昆士兰州）的 Callide 发电厂的国际低排放量的煤炭示范项目——其第一个锅炉在 2012 年 3 月实现了全富氧燃烧模式运行。该项目已经进入了为期 18 至 24 个月的流程测试活动，该项目计划捕集 90% 来自煤炭燃烧的二氧化碳排放。

两个西澳大利亚州的大型一体化项目在其各自的发起者确认这两个项目不再进一步进行后，今年被从大型一体化项目清单中清除。Coolimba 电力项目（确认阶段）在发起者确认了不会为该项目作出进一步的投资后，被认为是肯定取消的。Browse Reservoir 二氧化碳地质封存项目（评估阶段）被归类为暂停。虽然 Browse 合资企业已经为拟议的詹姆斯·普莱斯角（James Price Point）的开发进行的地质封存评估研究符合 Browse 企业的保留租约条件，但是这些研究已经作出地质封存目前商业上不可行的结论。地质封存应当在该项目的生命周期内在其经济上和技术上变得可行时，将被作为控制来自 Browse 液化天然气开发项目的碳排放的一种潜在的选项。

在新西兰，固体能源公司的南国煤制化肥项目包括每年捕集大约 100 万吨二氧化碳，并将其封存进陆地深部咸水层。该项目可能在 2018 年开始运营。

## 2.4 详细的项目分类

### 大型一体化项目项目的地理分布

美国拥有最多数量的处于现役阶段和规划阶段的 CCS 项目，拥有世界上半的现役大型一体化项目和超过四分之一的所有规划的大型一体化项目（图 15）。因为在过去 3 年中被取消或搁置的大型一体化项目大部分没有跟随新项目的开发，在美国目前没有大型一体化项目处于开发规划（确认）阶段的最初阶段。

相反地，在仅仅两年中，中国使其规划的大型一体化项目的数量超过了翻番，从 5 个增加

到 11 个，目前正在潜在的捕集容量方面超过了加拿大（图 16）。然而，在所有的中国大型一体化项目中，只有两个处于评估阶段，尤其是这些项目的封存部分。

虽然在 2010 年到 2012 年之间，欧洲的大型一体化项目的总数保持不变，但是，自从 2010 年以来，6 个非常先进的处于开发规划阶段（评估和定义阶段）的项目被取消或搁置，并被新的较早期的项目取代。

图 15 按地区和年份区分的大型一体化项目

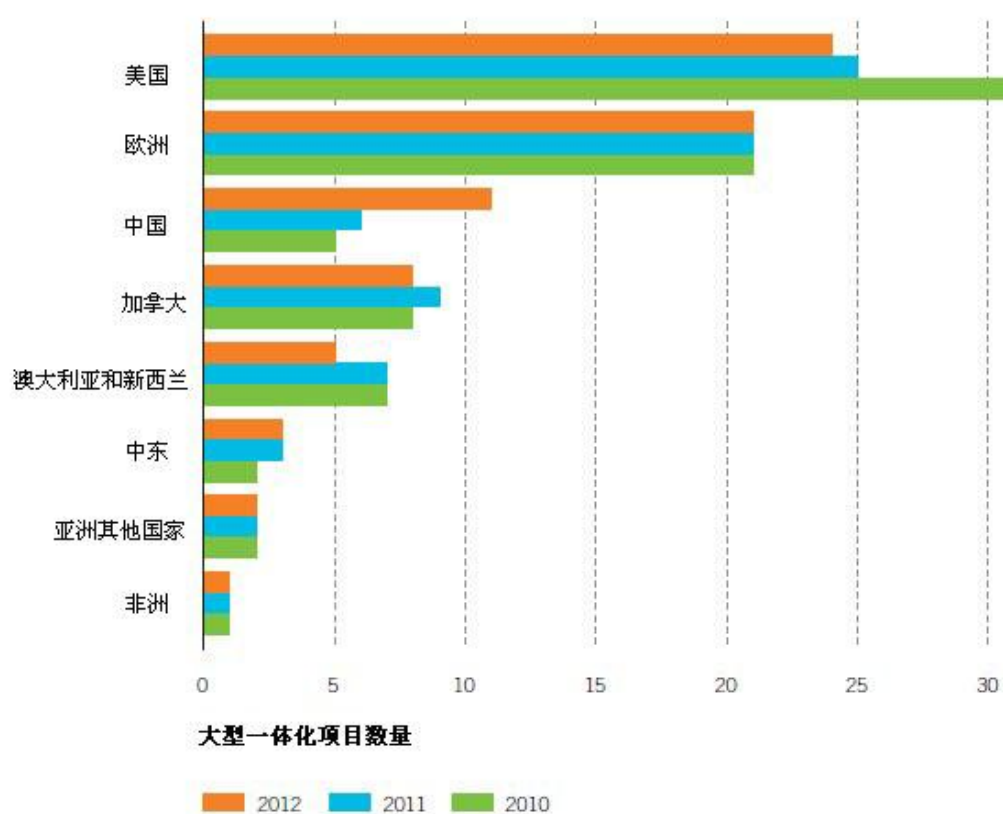
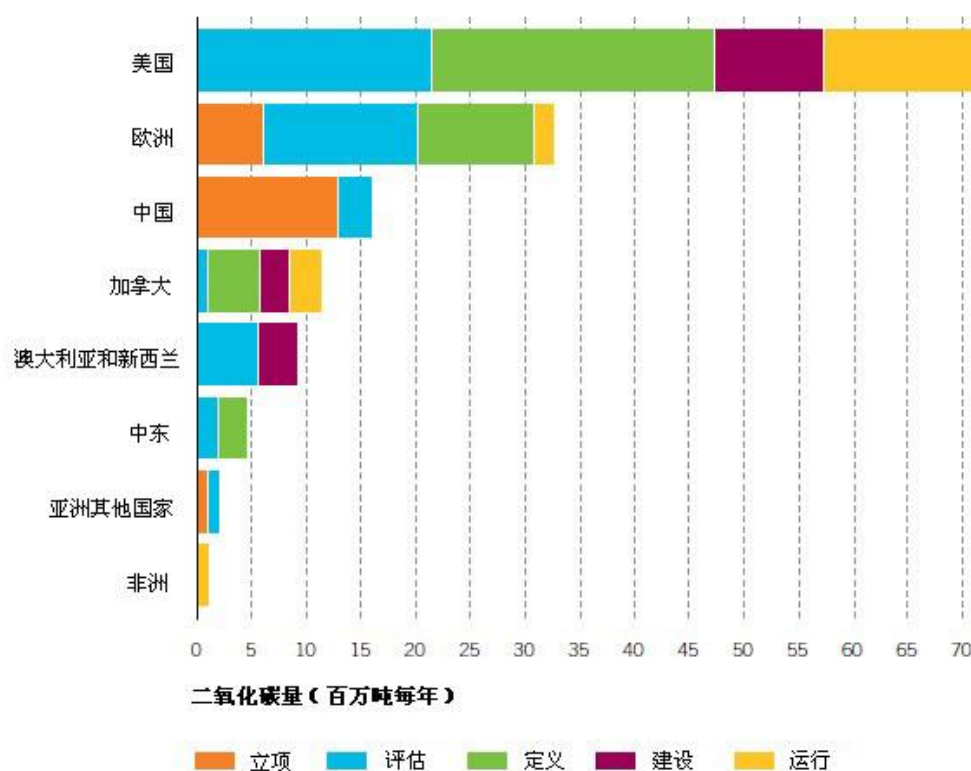


图 16 按地区或国家区分的潜在封存的二氧化碳量



### 按行业区分的大型一体化项目的分布

在过去三年中，涉及各行业的大型一体化项目的分布有些轻微的变化，如图 17 所示。

处于开发的规划阶段的项目数量最多的仍然是发电行业，总计有 40 个大型一体化项目具备每年超过 7 千万吨潜在的二氧化碳捕集能力。此外，世界范围内仅有两个配备 CCS 的大规模发电项目目前正在建设。3 个发电大型一体化项目在 2012 和 2013 年之间可能作出最终投资决策，其中两个位于美国（得克萨斯州），一个位于欧洲。由于所有在 2011 至 2012 年被取消的项目都是电力项目，而且其中超过一半的项目处于规划开发的最高级阶段（定义阶段），因此，在未来几年，缺乏配备 CCS 的大规模发电项目进展到建设阶段的情况很可能持续。而且，国家的能源和气候变化的政策框架日益偏爱以天然气为基础的发电，而不是以煤炭为基础的发电，同时，较低的天然气价格继续支持以天然气为基础的发电的商业案例。

虽然在注入钢铁生产或炼油等高排放行业仍然缺乏 CCS 项目，但是在合成天然气、化肥和氢气生产领域规划的 CCS 应用有轻微的增长。尤其是在过去三年中发生在这些行业中的大型一体化项目的取消没有被新项目公告补偿，而且在目前占全球人为二氧化碳排放量大约 8% 的水泥行业仍然没有商业规模的 CCS 项目正在规划(Olivier et al. 2011)。

图 17 按行业领域和年份区分的大型一体化项目

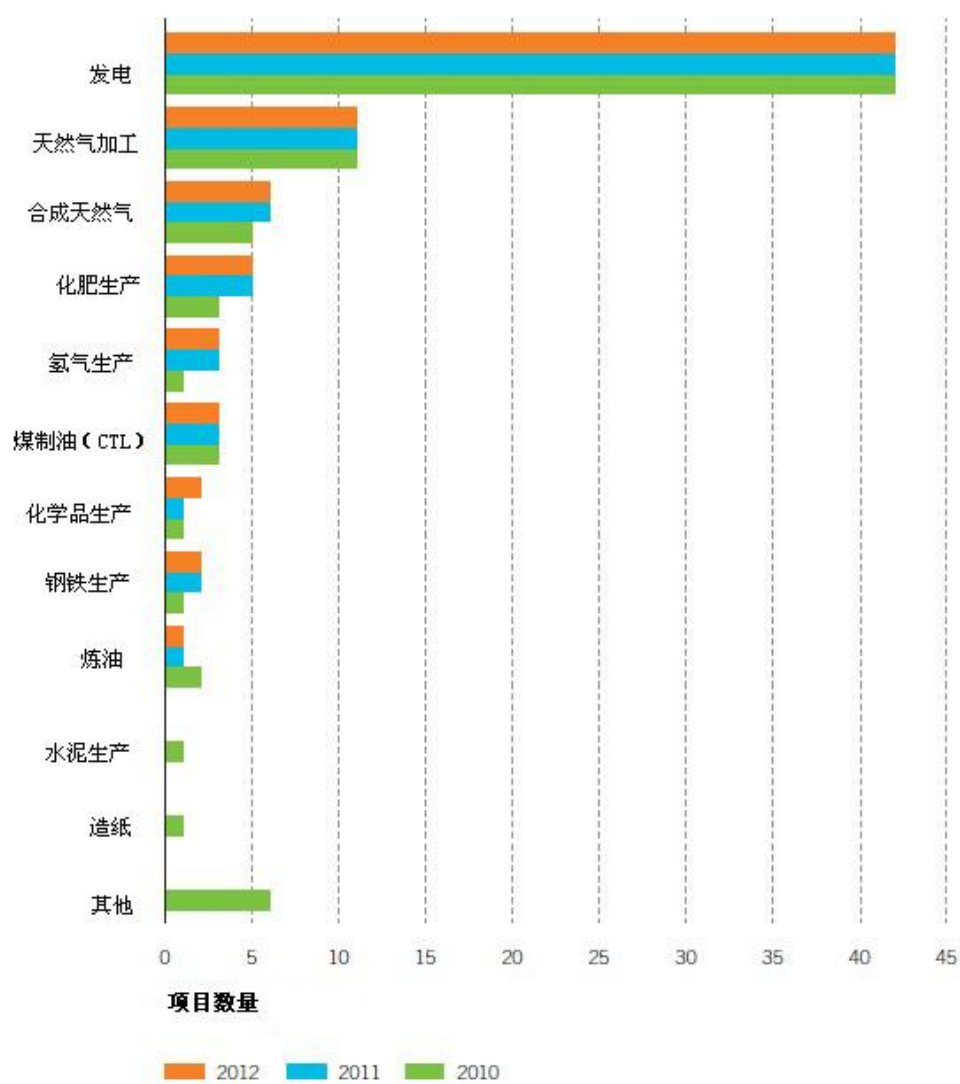


图 18 按行业和年份区分的被捕集的二氧化碳量

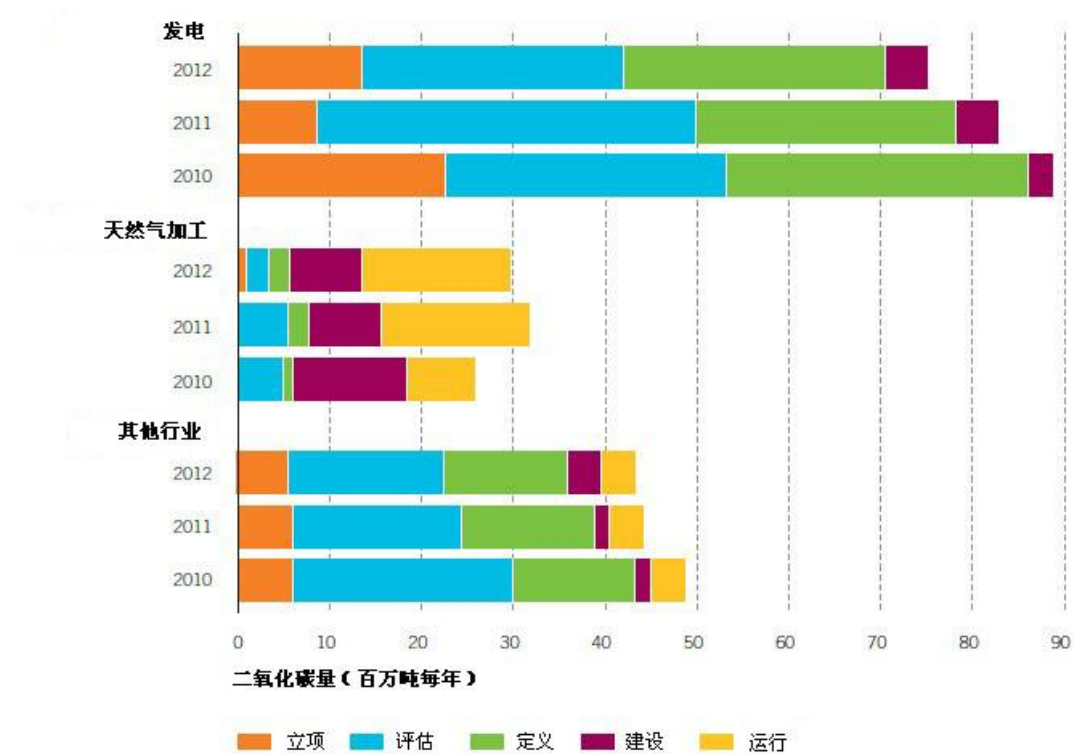


图 19 按工业部门和项目结构区分的大型一体化项目

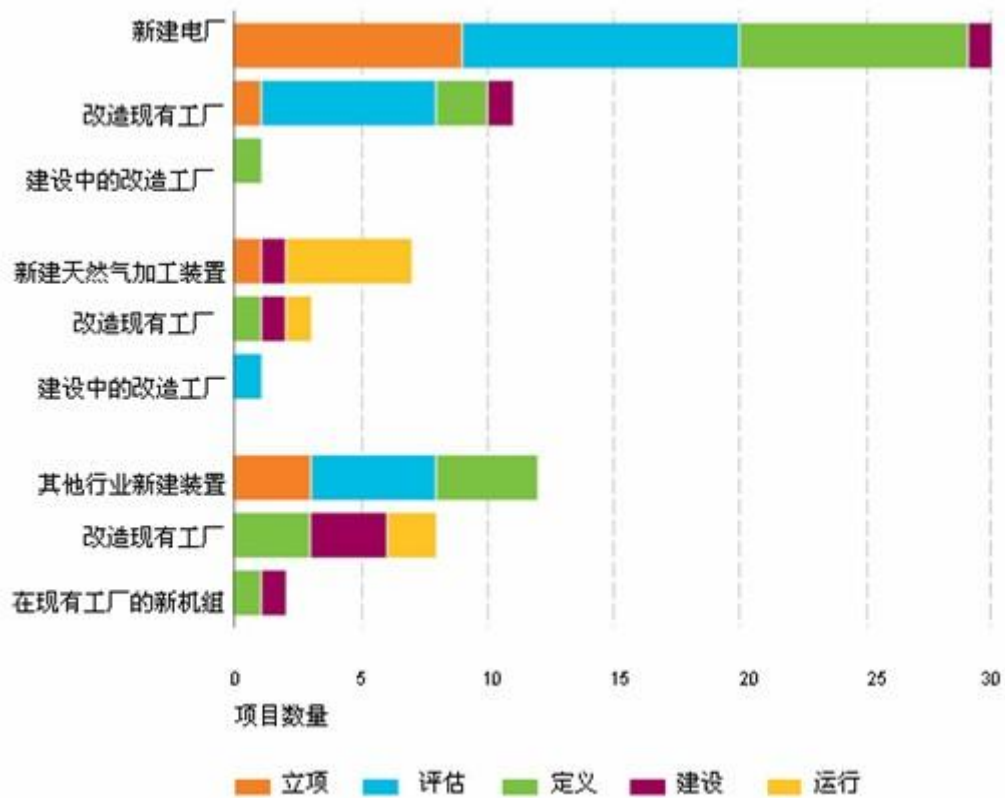


图 18 显示了按工业部门和按调查年份区分的潜在的二氧化碳捕集量，在规划的捕集容量方面显示出一种整体下降趋势。该图尤其强调了自从 2010 年以来，在发电领域二氧化碳捕集容量的显著下降。虽然，自 2010 年以来，发电项目的净数量保持不变，但是，许多具备大容量的二氧化碳捕集项目已经被取消或搁置、以及被较小规模的项目取代。

图 19 显示了按工业领域和项目结构(新建对比改造)区分的大型一体化项目的目前分布。由于能效和温室气体排放法规变得更加严格，特别是对发电项目，涉及在一个现有工厂进行 CCS 技术改造的项目正在被新建的项目逐步取代。自从 2010 年以来确认了 17 个新的大型一体化项目，仅有 4 个（少于四分之一）项目正在进行 CCS 改造建设。相反，自 2010 年以来，远超三分之一的被取消或搁置的大型一体化项目都是改造项目。

### **按捕集技术区分的大型一体化项目的分布**

去年宣布和取消的大型一体化项目在某些地区的分布方面已经引起了微妙的变化。

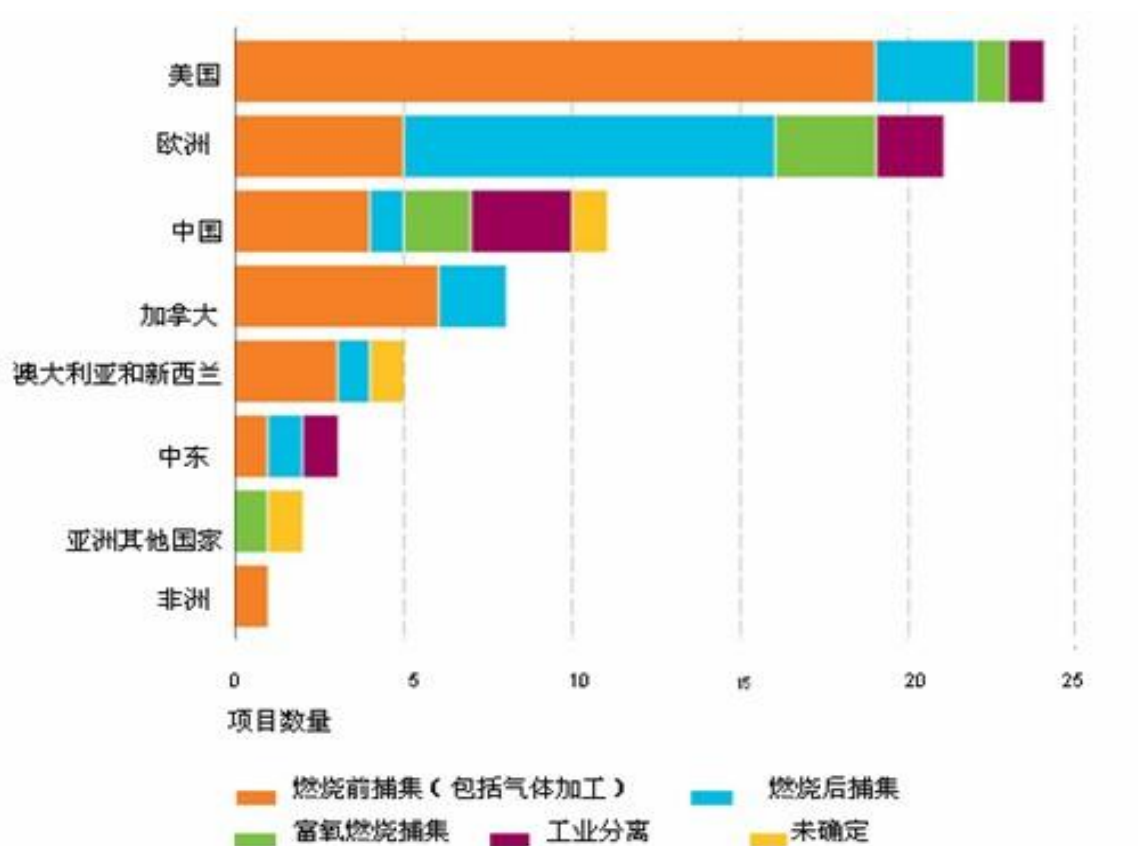
在北美，燃烧前捕集仍然是最常见的二氧化碳捕集技术，在美国和加拿大所有的项目的 75% 都选择燃烧前捕集技术（图 20）。然而，由于两个大型一体化项目的取消以及一个新的燃烧后捕集大型一体化项目的宣布，自去年以来，燃烧前捕集的份额在美国已经下降。

2011 年，在中国的占压倒性多数的项目包含燃烧前捕集。由于今年宣布了 5 个新的大型一体化项目，中国正在规划中的捕集技术组合已经变得更加平衡，40% 的项目包含燃烧前捕集，余下的 60% 在所有的捕集技术之间分摊。

在其他地区，捕集技术的分布变化甚微，在加拿大、澳大利亚以及新西兰，燃烧前捕集是推荐最广泛的捕集技术，同时，在欧洲燃烧后捕集仍然是首选，占到所有 CCS 项目的 52%。



图 20 按捕集类型和地区区分的大型一体化项目

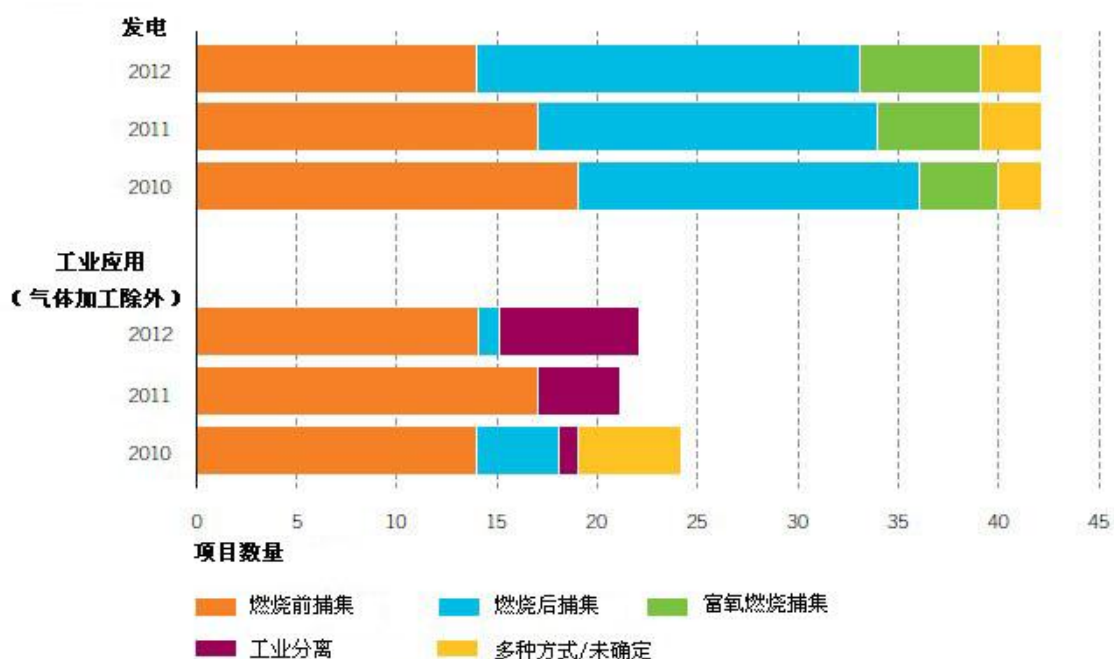


虽然燃烧前捕集仍然是大型一体化项目在开发规划阶段最常见的捕集技术，在所有的规划的项目中占 44%，自去年（55%）以来，由于配备富氧燃烧或工业分离捕集技术的新项目的宣布，其份额已经明显降低。燃烧后捕集仍然是第二常见的技术， 占有规划的项目的大约 31%。

在发电领域，燃烧后捕集是最常见的选择， 占有所有电力项目的 45%，自去年以来上升了 5%（图 21）。燃烧前捕集及排第二（33%），其后是富氧燃烧捕集（14%）。

有关二氧化碳捕集技术的成熟度等级的更多详情可以在本报告的第 6 章找到。

图 21 按捕集类型和行业区分的大型一体化项目



### 按运输类型区分的大型一体化项目的分布

管道仍然是运输大量与 CCS 有关的二氧化碳所选择的主要方法。所有的大型一体化项目中的 92% 已经确定了管道运输，仅有 4 个项目表示将通过船运来运输。大多数的管道被确定为陆地管道，而离岸管道在欧洲比在其他任何地区都常用。

虽然配备了运输系统的项目中的 22% 利用或将利用其他实体的基础设施来运输二氧化碳，但是，大部分的管道项目包含私人拥有和运营的运输基础设施。

有关二氧化碳运输的更多详情在本报告的第 7 章可以找到。

### 按封存类型区分的大型一体化项目的分布

超过一半的所有大型一体化项目把利用二氧化碳进行 EOR 作为一种主要的封存类型，自 2011 年以来，这种比率上升了 5%。在过去三年中，按封存类型区分的项目的地区分布变化甚微。对绝大多数位于北美和亚洲的大型一体化项目以及所有的位于中东的大型一体化项目来说，EOR 仍然是主要的区域封存选择。尤其是在中国，所有的大型一体化项目把计划利用二氧化碳进行 EOR 要么作为首要选择，要么作为次要选择（图 22）。

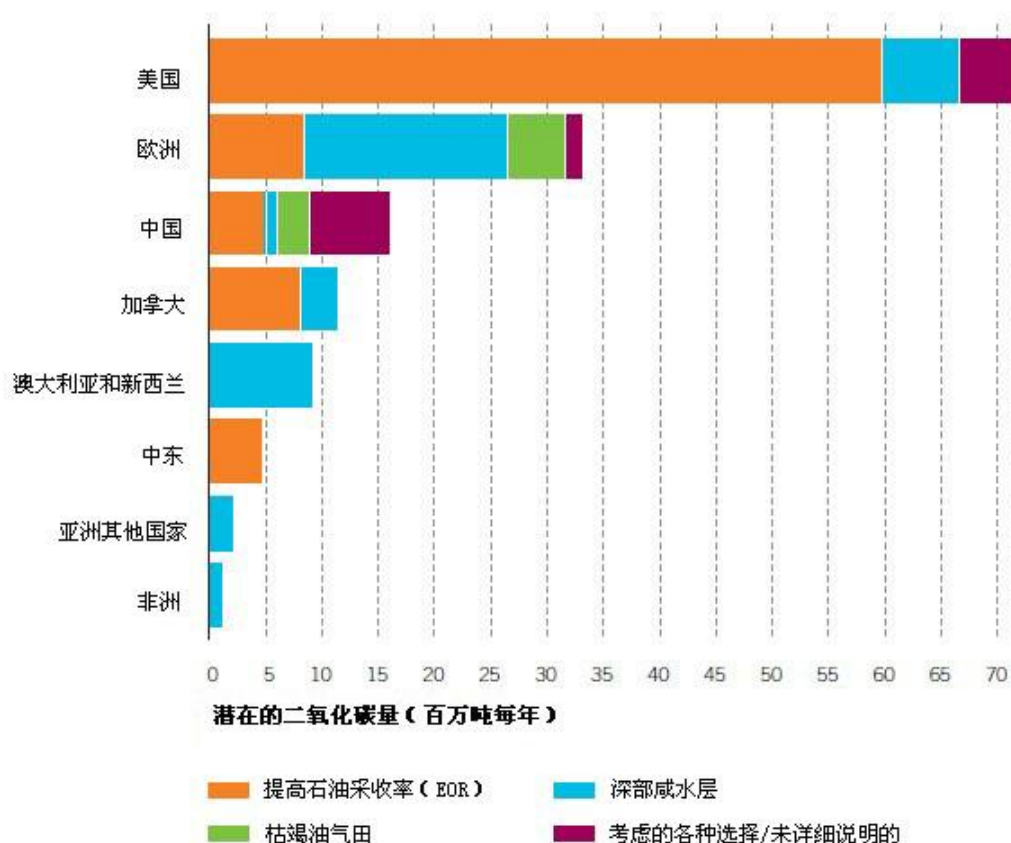
相反，目前大部分位于澳大利亚和新西兰的大型一体化项目计划把二氧化碳封存进陆地深部咸水层或非饮用水含水层。在欧洲，深部咸水层和枯竭油气田封存仍然相当普遍，占项目的 70%。然而，由于 2012 年在欧洲新确认的 3 个大型一体化项目中的两个包含计划利用二氧化碳

进行 EOR，离岸封存选项（包括 EOR）正逐步获得进展。

由于较长的交付周期和与潜在封存点的表征有关的不确定性，为了使封存选择多样化，需要越来越多的努力。与在 2011 年调查中的 17 个项目（23%）相比，在 2012 年项目调查中，有 23 个项目（30%）表明它们正在考虑不只一种封存或利用类型。

有关二氧化碳封存的更多详情可以在本报告的第 8 章找到。

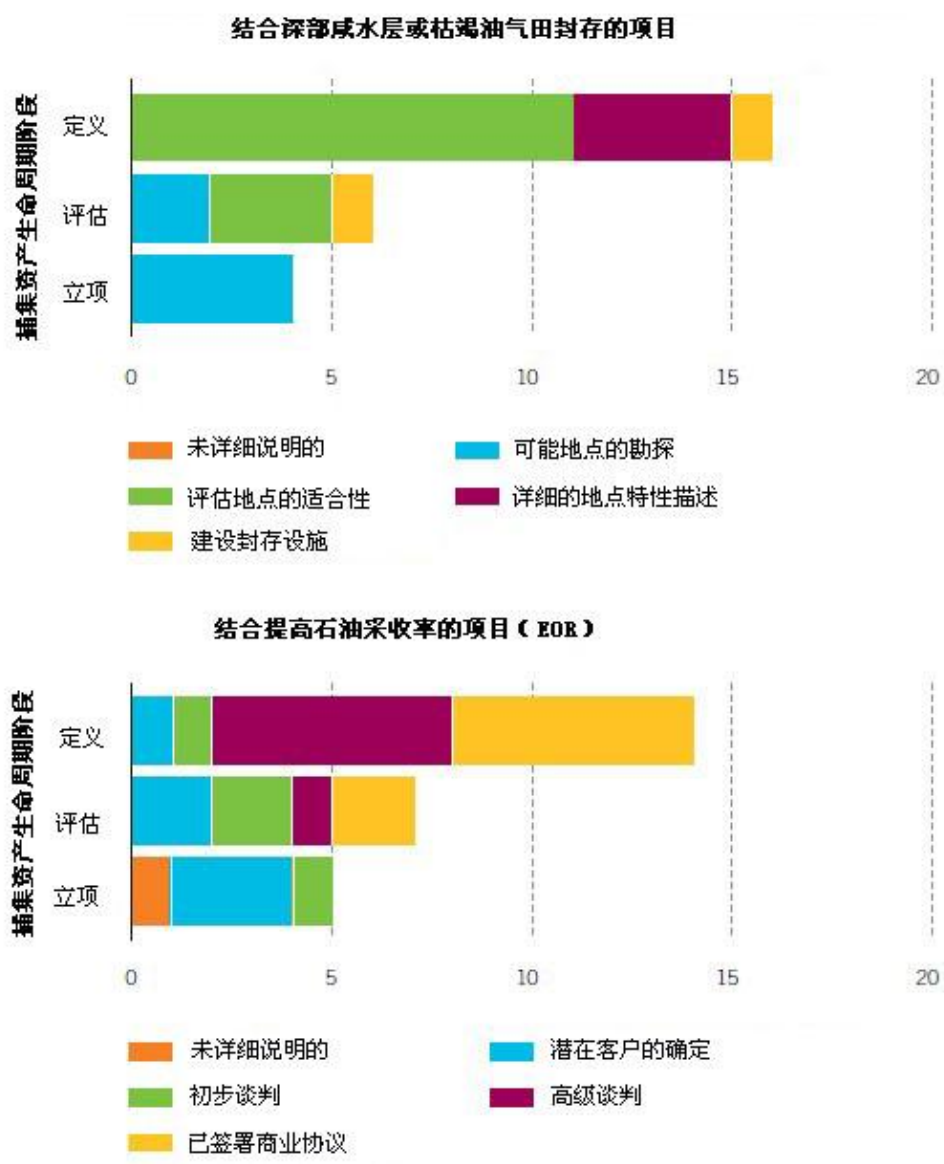
图 22 主要封存类型和地区潜在二氧化碳量



虽然一些大型一体化项目在其捕集部分持续取得显著的进展，但是，来自 2012 年项目调查的结果表明，在进行 EOR 的项目和进行专门地质封存的项目之间的封存部分在进展方面的差异，在过去的一年中一直持续（图 23）。

对那些捕集部分处于定义阶段的项目来说，有超过三分之二的进行 EOR 的项目已经签署了一份二氧化碳包销的商业协议或正与潜在的 EOR 客户进行高级谈判，同时，仅有三分之一的进行专门地质封存的项目具备相同的封存定义水平，而且正在对其首要的封存目标进行详细的特性描述。

图 23 捕集进展与封存进展的比较



16 个正在运营或正在建设的大型一体化项目中的大约三分之二把利用二氧化碳进行 EOR 包含在内。此外，到 2012 年年底可能做出最终投资决策的 5 个项目中的 4 个包含 EOR。相反，今年从大型一体化项目清单中清除的项目中的四分之三包括专门的地质封存。

虽然 EOR 在以商业规模示范 CCS 技术方面依然是重要的步骤，为开发二氧化碳捕集设施提供一种部分的成本抵消，但是，仍然需要一致的和全面的政策设置为在宏观层面上投资 CCS 提供一种激励，包括专门地质封存的利用。由于 EOR（乃至枯竭油气田）在长期内不可能提供 CCS 成为一个主要的二氧化碳减排贡献者所需的封存容量，所以，专门地质封存尤为重要（IPCC 2007b, Dooley 和 Friedman2005）。

## 大型一体化项目的组合分布

本章节之前论述的大型一体化项目主要的行业、技术和地区的组合分布地图见下列表 2。之前已经绘制了许多要点，包括一些地区的地理优势、在这些地区内的发电项目和管道系统的优势以及在正在进行的封存选项的类型方面的地理差异。

表 2 大型一体化项目的组合分布

		北美	欧洲	亚洲	澳大利亚和新西兰	中东北非	合计	
捕集	电力行业	燃烧前捕集	7	3	3		1	14
		燃烧后捕集	4	11	2	1	1	19
		富氧燃烧捕集	1	3	2			6
		未确定			2	1		3
	其他行业	天然气加工	6	2	1	1	1	11
		钢铁生产		1			1	2
		水泥生产						0
		其他行业	14	1	3	2		20
	运输	陆-陆管道	31	5	10	4	4	54
		陆-海管道	1	12		1		14
船舶/罐车			2	2			4	
组合（管道和船运）			1				1	
直接注入			1				1	
未详细说明				1			1	
封存	地质封存	陆地深部咸水层	5	5	1	4	1	16
		离岸深部咸水层	1	7	2	1		11
		陆地枯竭油气田			1			1
		离岸枯竭油气田		4				4
	其他	提高石油采收率	25	4	6		3	38
		提高天然气采收率						0
		正在考虑各种封存选择	1		3			4
		未详细说明		1				1

参考项：■ > 10个项目 ■ 3-9个项目 ■ 1-2个项目 ■ 无项目

## 2.5 大型一体化 CCS 的示范项目

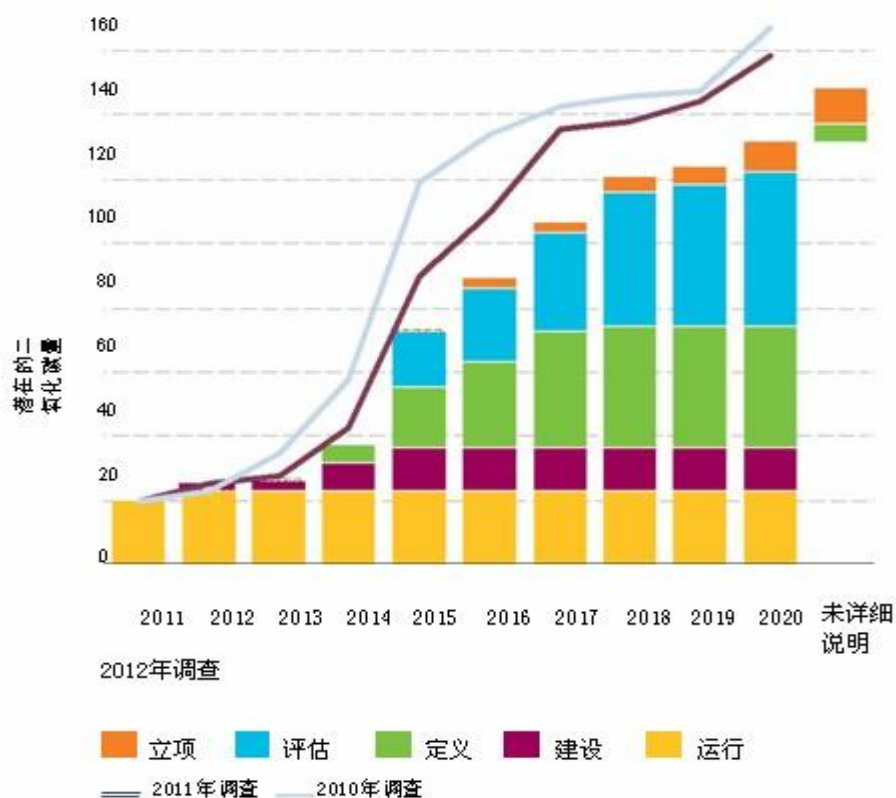
图 24 显示了通过目前的大型一体化项目在任何一年能够被封存的潜在二氧化碳量以及封存量在资产生命周期各阶段的分布，并且以 2012 年项目调查为基础。在 2011 年和 2010 年调查中的项目记录的总量也被用作参考。由于只有处于同类型的，最佳的项目才会作出最终投资决策。对于处于定义、评估和确认阶段的项目来说，显示出来的容量不是目前通过大型一体化项目封存的实际的二氧化碳量，但描述了处于规划中的所有大型一体化项目的总潜在封存量。

过去预计出现在 2015 年至 2016 年（基于在 2009 年和 2010 年的年度项目调查回应）的新的大型一体化项目投入运营的首个高峰已经延迟到现在预计的 2018 年至 2020 年。这在一定程度上因为自 2010 年以来有 6 个处于定义阶段的大型一体化项目和 8 个处于评估阶段的大型一体化项目已经被取消或搁置并被较低成熟度的项目取代的事实。此外，一些项目开发者自 2010 年以来重新评估了其项目开发时间表，由于：

- 来自竞争性的公共资助计划的延迟导致了开发者们放慢或搁置了其项目活动。一些项目在知道更多的信息后终止，比如可能授予单项工程的最大金额；
- 围绕着中短期政策不确定性因素、尤其是关于预计的二氧化碳价格的不确定性阻碍了公司在诸如 CCS 等资本密集型的低碳技术上投资所必需的信心；
- 一般说来，全球金融危机（GFC）的余波伴随着可用信贷量的减少和更加严格的贷款条件，导致能源企业重新优化其投资，往往远离一些大型一体化 CCS 项目计划，但同时保留涉及较小规模的示范或研究创新项目。

在过去三年中，由于已经被取消或搁置的非常大型的项目被较小规模的项目代替，同时一些其他项目（特别是枢纽项目）已经将其捕集封存量重新评估和降低规模，通过所有大型一体化项目潜在捕集和封存的二氧化碳总量也已轻微地减少。

图 24 大型一体化项目的潜在二氧化碳封存量(百万吨每年二氧化碳)



当许多清洁能源或者 CCS 专项公共资金被宣布时，目前处于开发阶段、正进入到建设阶段的下一代 CCS 项目的总价值，大幅低于 2008 年和 2009 年普遍预计的总价值。二氧化碳排放所需要的政府行动，需要充分考虑假如该低碳技术不被广泛采用，可能招致的社会成本的水平计价。此外，CCS 发展需要通过一套全面的、一贯的以及稳定的监管和政策框架，来明确地和始终如一地把支持 CCS 作为支持一系列碳减排技术的一个重要部分。

在上述情况下，CCS 示范目前完全依赖于私人倡议或为极少数大型一体化项目提供大宗款项的一次性公共资金计划。这增加了推动早期 CCS 项目的难度，为了降低与 CCS 有关的成本并为立法者提供关于如何最好地调整现行政策框架和监管框架的指导，这些项目是一系列行业和技术所必需的。长期气候政策上持续的不确定性在塑造当前的投资决策方面正在产生重大影响，并且有可能将 CCS 示范项目进一步延迟到 21 世纪 20 年代。对于作为一系列碳减排技术一部分的 CCS 技术来说，为了达到其实质性的减排潜力，一种由强有力的政治行动来协调公共财政支持的是必须的。

# 3

## 商业案例

3.1		
引言		56
3.2		
CCS 成本与竞争力		59
3.3		
大型一体化项目与其他 CCS 商业项目的差距		62
3.4		
融资和风险		67
3.5		
展望		71





## 主要信息

- 建立 CCS 项目商业案例是困难和旷日持久的。
- CCS 有巨大的近期潜力，其中从最经济的角度讲，有天然气开采、化肥生产、合成气生产以及乙醇生产。
- 更高成本的 CCS 项目（电力、钢铁和水泥）需要政府的大力支持，包括在运营过程中，由低碳定价安排或无碳定价安排导致的较高成本。
- 与其他低碳技术相比，CCS 是一项为电力行业减排的具有竞争力的技术。
- 许多项目通过利用二氧化碳带来的额外收入，弥补商业运行的财政差距。

### 3.1 引言

一个项目的商业案例提供了作出关于一项投资或一个项目是否应该被实施的最终投资决策所必需的战略、融资、商业、技术、营运以及其他信息和分析。它同时为项目/投资提供关于其与机构目标的一致性的证据。在 CCS 背景下以及政府支持的 CCS 示范项目中，这些目标可以包括：

- 技术开发和商业化机遇；
- 市场领导；
- 取得商业回报；
- 满足预期的监管调整；以及
- 保护现有投资的价值。

商业案例也为管理和控制项目预算和按时提供了基础，并使其能够满足质量标准和时间表要求。

开发一个商业案例需要巨大努力以及多项工作同时进行，并且是一个困难和复杂的过程。一系列广泛的技术、商业、融资和运营方面的注意事项必须得到考虑并被囊括在一个项目的商

业案例中。（图 25）

图 25 商业案例的复杂性



在许多 CCS 项目中, 这些复杂性因需要整合 CCS 各个环节中的要素(二氧化碳捕集、压缩、运输、注入和封存)而被放大。尽管缺乏碳定价安排以及面临的其他复杂性, 世界范围内的 16 个大型一体化项目已成功构建它们的商业案例并做出了积极的最终投资决策。这些项目主要在捕集成本较低且整合的捕集技术更易被理解的天然气炼化、合成燃料、乙醇和化肥的生产过程中开展(表 3)。与此相比, 在电力、钢铁和水泥生产等行业的碳捕集技术面临更高的成本。

表 3 生产成本因加入二氧化碳捕集技术而增长的比较

	发电				更高二氧化碳捕集成本的工业源		较低二氧化碳捕集成本的工业源	
	燃烧后捕集	富氧燃烧	整体煤气化联合循环	天然气联合循环	钢铁生产	水泥生产	天然气生产	化肥生产
百分比使用CCS技术后生产成本的增长（同类别首个）	61-76	53-65	37	40	10-14	39-52	1	3

来源：（全球碳捕集与封存研究院与沃利帕森斯（2011））

如第一章所指出的，到2050年，CCS在能源使用排放的去碳化中的角色将被平分为电力部门的排放捕集和工业部门的排放捕集，这意味着需要现在的示范项目在2050年前支持重要的商业推广。（国际能源署（IEA）（2012b））指出，如果在电力行业中CCS作为一个技术选项被排除，那么在利用相对更昂贵的减排选项以提供电力的时期内，投资成本将增加40%，或大约3万亿美元。

CCS作为适合于大量电力应用和工业应用的一项技术，其中许多用途在当前被认为正处于前商业化阶段，且仅有几个处于试验阶段（如钢铁行业应用和水泥行业应用）。

世界各国政府都在通过支持示范项目，特别是在高成本、低二氧化碳浓度的发电行业以及钢铁、水泥生产行业，以努力推进CCS应用的发展。增进对大规模CCS发电厂的成本和性能的理解是促进这些示范项目发展的关键动力。

### 3.2 CCS 的成本和竞争力

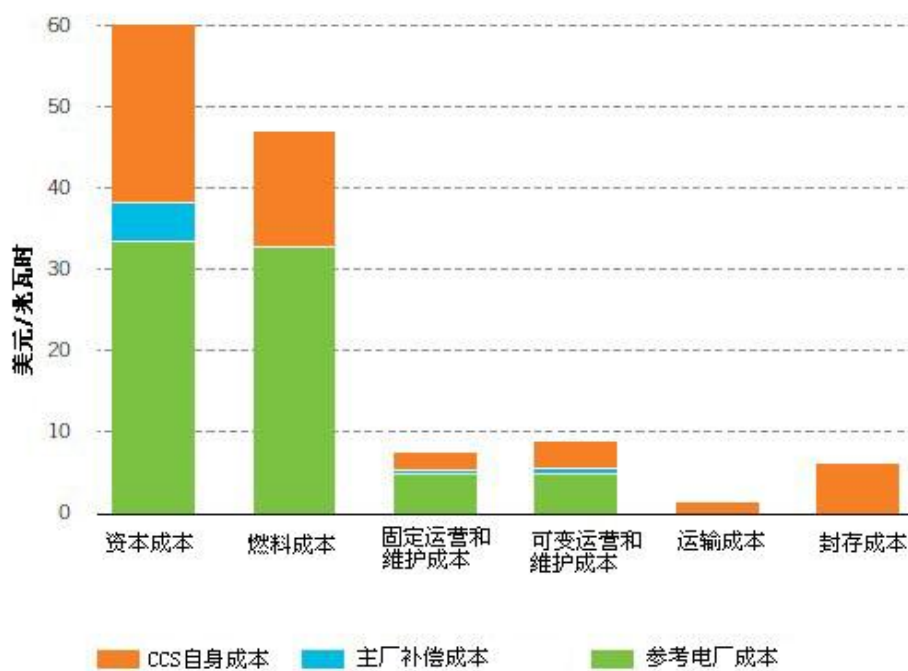
在任何流程中加入CCS技术将增加资本成本以及持续的运营成本和维护成本。无论是电力产出还是工业产出，该工艺不可避免的会增加产品的成本。与没有使用CCS技术相比较，这种成本增加是CCS在发挥显著减少二氧化碳排放的作用时产生的。将这些成本增加纳入其中考虑，其他减少或避免二氧化碳排放的替代方法普遍比传统发电工艺或工业生产流程更昂贵。虽然经常会有对CCS产生的额外成本的关注，但恰当的比较应当考虑到能显著减少二氧化碳排放的替代方法，如果在此基础上对比，CCS是一项具有成本竞争力的技术。

当CCS被用于发电行业时，对任何努力满足既定发电需求水平的项目而言，该技术对成本结构会产生4个主要影响：

- 与二氧化碳捕集工厂和压缩工厂相关的额外资本支出；
- 捕集过程中的能源消耗产生的额外燃料成本；
- 为了补偿碳捕集过程中的能源消耗（即主厂补偿）而可能建造一个更大的发电厂（以确保净电力输出不变）；以及
- 扩大的电厂和捕集与压缩需要的额外运营与维护成本。

这些影响产生的成本增加的相对份额因不同的捕集技术而存在差异，燃烧后捕集、富氧燃烧捕集或整体煤气化联合循环在捕集过程中反映出不同的成本。然而，若不考虑这些捕集过程，捕集设施和额外能源需求作为捕集流程的部分，对成本产生的影响最大（图26）。

图 26 加入 CCS 技术对一个发电站的成本影响



注：根据（全球碳捕集与封存研究院和沃利帕森斯（2011））的数据，针对一个超临界燃烧后捕集电厂的数据

使用任意给定技术的发电成本通常采用平准化成本描述。电力平准化成本（LCOE）代表一个发电厂在其整个经济寿命中的每小时运营需得到的平均价格，以收回所有资本成本和运营成本，包括得到一个具有竞争力的投入资本回报率。不同捕集技术——燃烧后捕集、富氧燃烧捕集或整体煤气化联合循环——的电力平准化成本的估算表明，与非CCS发电厂相比，燃气发电厂的成本增加了40%，黑煤电厂的成本增加了60%（见附注D）。

虽然CCS增加了生产成本，但对减排技术的成本效率的评估最好使用不同的成本度量标准。由于气候变化政策直接影响二氧化碳和其它温室气体的排放水平，不同技术的成本效率应该建

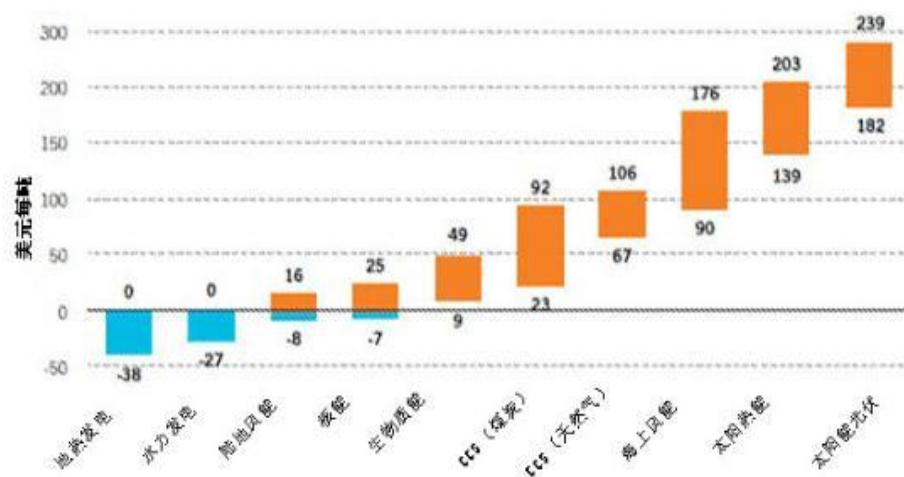
立在每项技术避免或减少这些排放的能力的成本基础之上。避免的二氧化碳的成本确定了减少排放的成本，该成本涉及替代的化石燃料排放总量，用“美元/吨二氧化碳”表示。

使用二氧化碳的避免成本，允许不同技术在特定地点减排的有成本效率的技术选择基础上被比较和排名。该度量标准也能够与特定政府实施的碳价格进行比较，或者与能被实施以减少二氧化碳排放的各种政策模型产生的价格进行对比，甚至能够与二氧化碳排放的社会成本比较。

2011年，全球碳捕集与封存研究院提供了一个建立在回顾一些机构研究的技术成本的基础上的发电行业的低碳技术（全球碳捕集与封存研究院（2011c））对比，这些机构包括国际能源署（IEA）、政府间气候变化专门委员会（IPCC）、美国能源信息署（EIA）、沃利帕森斯（WorleyParsons）、美国国家能源技术实验室（NETL）以及美国国家可再生能源实验室。由于这些研究各自使用了关于关键经济标准和技术标准的不同方法和假定条件，因此这些数据是基于相同的经济基础并根据相似的资源质量进行对比的。

有些技术产生零避免成本或负避免成本，如传统的地热发电厂和水力发电厂等。负避免成本在低碳技术的成本比化石燃料技术的成本低的时候产生。风力资源和水利资源的有限可用性限制了它们在实现减排目标中的作用，且需要更高成本的选项——CCS技术、太阳能技术和核能技术（图27）。与发电行业的其他大规模减排选项相比，CCS仍然是一项具有成本竞争力的技术。

图 27 二氧化碳避免成本



来源：（全球碳捕集与封存研究院（2011c））

注：针对除了燃气CCS发电厂的所有技术，避免的二氧化碳总量与一个超临界粉煤发电厂的排放相关。对于燃气CCS发电厂，参考电厂是一个不减排的联合循环电厂。

## 工业部门

除电力部门以外，化石燃料在工业部门的使用也是产生二氧化碳排放的一个重要来源。然而，在排放性质和现有的捕集过程的范围中存在相当大的异质性。在某些情况下，一个相对浓缩的二氧化碳流作为工业生产过程的一部分被生产，这导致了相对较低的捕集成本。这样的例子包括天然气加工和化肥生产。其他工业产品的生产，如钢铁和炼油，会产生与发电类似的在烟道气中浓度相对较低的二氧化碳，而且其在被压缩、运输和封存之前必须首先被浓缩和分离。此外，同样需要对捕集设施和额外电力设施和蒸汽发生装置的投资，以使其能够循环利用被捕集的材料。

工业生产过程中的二氧化碳捕集技术和捕集成本并未得到与对发电系统进行的同等程度的研究。最近的两篇报告总结了针对一些工业系统的现有文献或估计成本（联合国工业发展组织（UNIDO）（2011）），（全球碳捕集与封存研究院和沃利帕森斯（2011）），其中包括：

- 气体处理（陆上、离岸和液化）
- 化肥生产（液氨）
- 煤制油
- 钢铁；及
- 水泥

为了使不同部门的成本能够相互比较，工业部门的成本通常以一个二氧化碳避免成本的度量标准被记录，而不用如“美元/吨钢铁”的商品单位。在许多研究中，捕集过程和压缩过程需要的额外能源被假定为依赖于天然气联合循环（NGCC）电力生产，且此电力生产产生的二氧化碳被包括在二氧化碳避免成本的计算中。通常仅有捕集成本（由于额外能源消耗而常常比避免成本低）被报告（表4）。

表 4 工业生产过程的二氧化碳成本

	液化天然气	化肥	天然气加工		煤制油	水泥	钢铁	
			陆上	离岸				
避免成本	美元/公吨	9	10 - 20	16 - 19	18 - 21	<25	54 - 80	>54

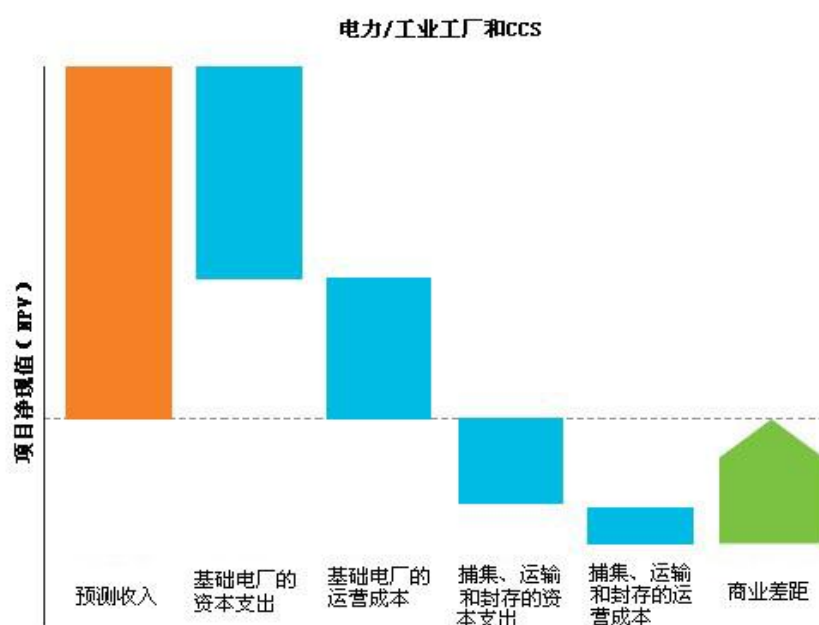
来源：（全球碳捕集与封存研究院和沃利帕森斯（2011））

### 3.3 大型一体化项目和其他 CCS 项目的商业差距

虽然，CCS 技术与其他可选择的未来大规模技术在减少或避免二氧化碳排放方面具有竞争力，但由于该技术处于早期阶段、较低的市场价格不足以促进投资以及缺乏二氧化碳减排的激励机制，在许多市场中 CCS 项目还没有出现。在政策制定和政府支持方面，CCS 也没有得到与其他低碳技术的平等对待。为了以最有效的方式实现减排，各国政府应当确保 CCS 不会处于弱势地位。

由于 CCS 技术会使资本成本和运营成本显著增加，当前在电力部门以及捕集成本更高的工业部门的许多 CCS 项目面临一个商业差距（图 28）。

图 28 许多 CCS 项目面临的商业差距

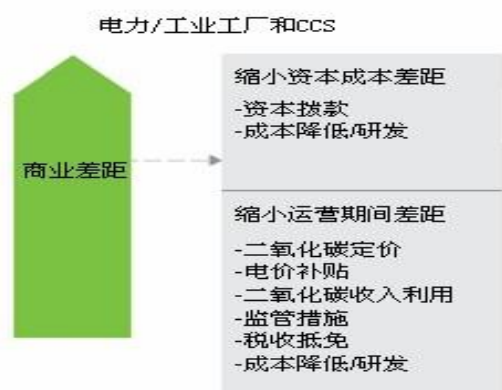


该商业差距是限制世界范围内 CCS 项目发展的主要因素。撇开 CCS 技术通过研发和其他开发活动带来的一般成本降低，CCS 项目能够试图在其商业案例中缩小商业差距的方式是有限的（图 29）。

这些方式在下面得到进一步讨论并被分到两个主要范畴：

1. 政府支持；及
2. 额外收入来源

图 29 缩小该商业差距



### 政府支持

为缩小商业差距，许多 CCS 项目已得到公共资助项目的重要的财政支持（图 30）。



图 30 对大规模项目的公共资助



根据欧盟的NER300 程序计划，对 CCS 项目的资金支持预计也将给予额外的项目，即英国的 CCS 商业化项目和澳大利亚的 CCS 旗舰项目。

然而应当注意的是，根据这样的计划的支持也给这些项目引入了额外的挑战，如：

- 参与竞争过程以得到资助支持；
- 许多项目的重点放在了对项目的资本投入的支持，而对其运营阶段的关注更少；
- 满足根据与政府达成的筹款协议的要求；
- 争得支持的前提条件；及
- 加税补偿风险。

为以最低成本实现长期的全球减排目标，需要现在就开始开发 CCS 示范项目。这将需要为 CCS 以政府奖助和运营期间支持的形式提供进一步的显著支持。

对为 CCS 项目运营期间提供更强支持的需求，与对透明的碳减排政策、法律和法规的绝对的必要需求相重叠，如为防止或限制排放的直接政策和/或管控措施以及对碳排放建立一个价格。

有一些措施可以被考虑来为 CCS 这类低碳技术提供更有力的激励。欧共同体目前正在考虑一些提案草案以推迟多达 12 亿份碳排放配额的销售，并以此作为根据排放交易体系（ETS）支持

碳价格而进行配额拍卖重新安排的一部分。

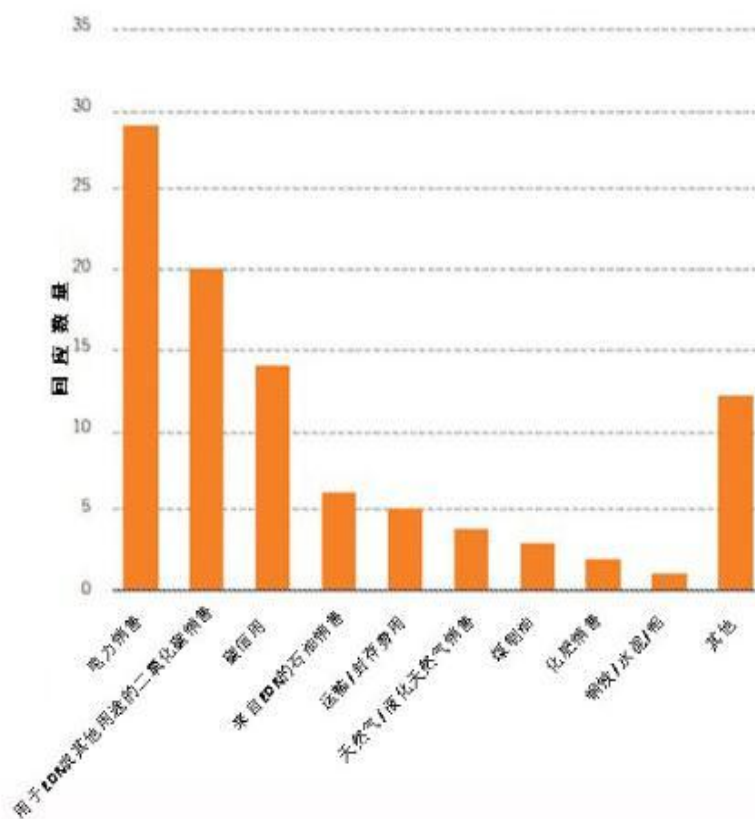
此外，英国最近已开始通过对电力市场进行改革，力图减少对低碳技术投资的风险和不确定性。这个改革方案的一个重要部分是提议的使用特定的价格措施在未来 15-20 年内支持 CCS、可再生能源和核能的发展。见 4.2 章节的箱型图中对政策要素和 CCS 问题的讨论。

这样的当前或未来的政策措施的结果，将为推动 CCS 项目的开发提供一种支持环境产生一种关键影响。

### 额外收入来源

注释中是关于多种收入来源的重要性，特别是一系列项目利用二氧化碳的不断增强的重要性。这些重要性源于 2012 年项目调查，该调查要求大型一体化项目的支持者和运营者表明支持或预计将支持其项目的收入来源。图 31 是基于 58 个作出回应的项目。

图 31 大型一体化项目的收入来源



从图中可以看出，把二氧化碳用于提高原油采收率（EOR）或其他用途是 20 个项目（占 34%）的一个特征，也是继电力销售之后最大的收入来源。这反映出开发大型一体化项目（LSIPs）的行业和地区，也的确显示了“利用”在当前大量的 LSIPs 中的重要性。

迄今为止，仅有两个发电捕集项目已进入到建设阶段。除去政府对它们的资本投资的支持，

这两个项目都涉及到销售二氧化碳用于提高原油采收率（EOR）（表 5）。

表 5 处于“建设阶段”的电力 CCS 项目对比

项目	肯珀县项目	边界大坝
资本支持	一笔来自美国能源部的 2.7 亿美元的拨款，及 4.12 亿美元的投资税收抵免。	2.4 亿加元的联邦资金
运营期间支持	公共服务委员会已批准提高税率，以将建设成本转嫁给该州的公用事业客户。利用为提高原油采收率（EOR）销售二氧化碳的收入。	萨省电力公司已申请将一个全系统的统一费率从 2013 年 1 月增长 4.9%，以支付对包括边界大坝在内的基础设施的长期投资。利用为提高原油采收率（EOR）销售二氧化碳的收入。

表 6 运营期间使项目实现 FID 的途径

项目	
得克萨斯州清洁能源项目	收入利用：二氧化碳用于提高原油采收率（EOR）以及尿素用于化肥生产
NRG能源教区项目	收入利用：二氧化碳用于提高原油采收率（EOR）
鹿特丹港碳捕集与封存示范项目	欧盟碳排放交易体系（EU-ETS）
西北斯特金（Sturgeon）炼油厂二氧化碳项目	根据阿尔伯塔政府的碳抵消计划的信用额（15加元/吨二氧化碳排放） 收入利用：二氧化碳用于提高原油采收率（EOR）
酋长国钢铁公司	收入利用：二氧化碳用于提高原油采收率（EOR）

得克萨斯州清洁能源项目说明了收入利用可作为启用 CCS 开发活动的重要途径。

### 得克萨斯州清洁能源项目

得克萨斯州清洁能源项目（TCEP）是一个由顶峰电力集团有限公司开发的40万千瓦“多联产”整体煤气化联合循环（IGCC）发电厂，该公司当前正在与中国进出口银行磋商以为其29亿美元的项目筹集重大项目资金。

根据顶峰电力的情况，有三个要素使其非常接近一个可获利的项目，其包括：

1. 拥有强劲的资产负债表的供应商将为利用成熟技术提供担保。西门子（电力）与林德集团及韩国SK E&C公司（化学）是该项目的总承包商，该承包协议根据固定价格、总承包合同和对可用性和性能担保的15年期合同订立。
2. 获取不只是从地方纳税人得到的其他额外收入，德克萨斯州清洁能源项目通过3种主要收入来源分散其收入风险，其都是根据单独的长期承购协议：电力（30%），二氧化碳用于提高原油采收率（EOR）（20%）以及尿素用于化肥生产（收入的45%），且有5%的收入来自其他副产品的销售。
3. 之所以以利用二氧化碳提高原油采收率（EOR）作为一个目标，是因为它不但帮助降低CCS的最终成本，还能显著降低CCS各个环节的风险。
4. 顶峰电力计划把得克萨斯州清洁能源项目（TCEP）作为一个参考电厂，来为在世界其他地区推广多联产电厂提供一个样板，并将其作为一个贷款申请从一个一次性电厂转变为一个潜在新行业。

### 3.4 融资与风险

#### 融资

CCS的项目资金来自广泛的私营和公共部门来源，如表7所示。

表 7 潜在的 CCS 资金来源

公共部门	资金资助 税收抵免 贷款担保 优惠股权 优惠债务
私营部门	赞助股权 机构股权（基础设施基金、退休基金、养老基金等） 赞助债务（资产负债表融资） 商业债务
多边机构与出口信贷机构	优惠债务 信用担保

随着CCS朝着商业化方向发展，预计不断增加的资金量将从机构股权和商业银行借款中得到。然而在发展阶段经常需要一个定制的且复杂的公共、私营和多边混合资金来源。

16个已完成融资的CCS项目中，高成本、低二氧化碳浓度的项目筹措资金更加困难。

迄今为止，致力于为电力部门的CCS项目，如肯珀县项目和边界大坝项目，提供融资的私营部门，通常通过来自重点项目的赞助商的股权贡献和/或债务贡献。资产负债表融资为当前不能实现与项目发展风险相应的财政收益的一项活动贡献其资本预算中的一个相当大的部分的能力，将受到这些赞助商（主要是公用事业公司）的需求与能力的限制。

由于当前CCS的公共融资计划需要私营部门通过成本分摊筹措资金，在项目层面筹集借款的能力的缺乏构成了推动CCS发展的重大障碍。

CCS项目利用债务市场的能力（与项目赞助商相反）一直受到全球金融危机（GFC）和《巴塞尔协议III》的资本与流动资金的规定的持续影响。

全球金融危机严重影响了全球金融体系，限制了资本的可获得性且较大程度提高了低信用评级者，尤其是不被认为达到“投资级别”的客户的相对借贷成本。2012年起源于欧洲的经济不稳定性将继续影响金融市场，这将加强银行的风险规避和对高信用评级借贷人的偏好。图32和33显示了欧洲和美国为非投机级别借款人提供的银行放贷量。

图 32 欧洲非投资级别借款人的银行放贷量



来源：汤姆森金融公司

注：阴影部分代表全球金融危机时期。\*2012的计算结果是根据前两季度的数据折合成成年率得到

图 33 美国非投资级别借款人的银行放贷量



来源：汤姆森金融公司

注：阴影部分代表全球金融危机时期。\*2012的计算结果是根据前两季度的数据折合成成年率得到。

两个图表都显示了放贷量在全球金融危机期间的大幅下降。2011年它们也都显示了借贷量的一定回升，但都显著低于在紧邻全球金融危机之前达到的水平。

银行增强的风险规避对CCS示范项目的融资市场有一系列影响。

1. 示范期间的CCS项目将努力筹集无追索权或有限追索权的项目贷款。融资人将偏好能够显著化解建设活动或运营活动的风险的项目。
2. 单独靠构成一个项目CCS部分的资本成本的30-50%的资本拨款是不够的。无论是赞助资金还是银行贷款都不能满足其余部分成本的需求，除非一个项目可以实现商业化运作——这将需要利用二氧化碳的收入和/或某些类型的对运营期间的支持（例如长期购电合约（PPA）、电价补贴（FIT）、运营期间补贴等）。
3. 即使是能够利用借贷市场的项目也可能发现其从商业银行得到的贷款不足以满足它们的资金需求。

许多项目试图填补在利用拨款资助和贷款后尚存的资金缺口，通过：

- 从多边发展银行，如欧洲投资银行（EIB）和亚洲开发银行（ADB）寻求优惠贷款利率的借

款；

- 寻求出口信贷机构的支持——它可推动技术选项决策和项目构建决策以确保项目合格。

然而，资金仍然是开发CCS项目的关键障碍。

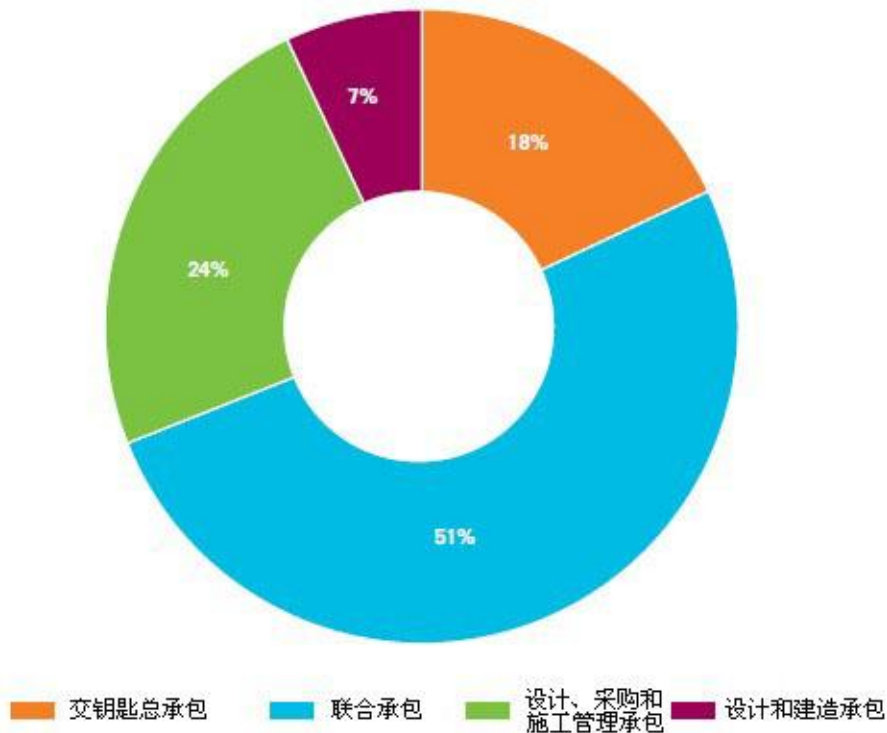
### 风险及风险转移

由于把捕集技术大规模整合到电力行业或工业部门（例如钢铁和混凝土生产）将带来首个同类别的风险与其他风险，因此风险仍然是CCS项目面临的一个挑战。处于示范状态的CCS项目与更成熟的基础设施资产类别相比，其在成本和绩效方面具有更少的确定性，这意味着它的偶发风险与价差风险更大。反过来这又增加了成本估算，并使其更难达到成为一个经济可行的项目。

此外，项目支持者转移或降低这些风险的能力可能受到限制，这导致其将面临一个更高水平的剩余风险。这是由CCS的示范性质造成的。在该技术被大规模证明之前，设备供应商可能不太愿意提供固定价格或性能担保。

这可以从2012年的一份项目调查中看到，该调查要求大型一体化项目（LSIP）的支持者和运营商提供其项目使用的合同策略。图34是基于59份对该问题的答复得出的。

图 34 大型一体化项目（LSIPs）的合同策略



该调查显示，大量的（24%）调查对象使用施工管理承包合同。在这些合同类型中，承包人通常不会对在整体完工日期前交付完工项目承担全部责任，也不会对项目所有人/赞助商的最终成本承担最终责任。该调查也显示了51%的调查对象使用了组合方法，在这种情况下他们只能将成本风险和时间风险转移到其项目的组成成分上而不是其他人。

然而，25%的调查对象表明他们的项目使用的是交钥匙总承包或设计和建造承包，在此条件下，完成成本风险与完成时间风险通常被转移给承包人（在某些情况下受制于少数例外和延期）。这显示了取得的进步，因为原始设备制造商（OEMs）对他们的技术在大规模情况下承受这些风险具有信心。

由于更多的CCS项目得以成功交付，该技术面临的风险将更好地被理解，这使CCS项目有更好的能力转移、降低风险，并为风险定价。

### 3.5 展望

在接下来的12个月里，在根据NER300和英国的资助竞赛选取项目所取得的最新进展的基础上，预计将有一系列项目达到可做出最终投资决策（FID）的程度。早期迹象表明，这些项目将由一系列燃烧前捕集项目、燃烧后捕集项目和工业项目组成。

在北美，一系列涉及燃烧前捕集（得克萨斯州清洁能源项目）、燃烧后捕集（NRG能源教区项目）和工业（西北斯特金（Sturgeon）炼油厂二氧化碳项目）的各种项目也达到了可在未来12个月内做出最终投资决策（FID）的程度。所有这些项目都将高度依赖于提高原油采收率（EOR）或其他利用机会以作为商业案例的关键组成部分。这反映了利用二氧化碳、合成气和/或尿素生产以提供一个运营期间的桥梁的重要性不断增强。

此外，当条件适合时，利用二氧化碳提高原油采收率（EOR）在中国、中东和北美等地区将持续作为CCS活动的重要推动力量。

除了这些进展，CCS项目有可能将持续集中在容易实现的领域，如天然气开采、氢气与合成气生产，这些领域的二氧化碳作为工艺流程的一部分被生产并可以低成本被捕集。

示范项目最终需要气候政策、针对CCS的政策和有效的监管环境的支持。当前项目开发的进度表明政策支持的缺乏产生了不确定性并阻碍了项目的进度。



# 4

## 政策、法律以及法规的开发

4.1	国际政策	
	法律与监管发展	74
4.2	地区、国家和地方	
	政策、法律与监管发展	81
4.3	项目一览	95
4.4	政府资金支持	105
4.5	挑战与展望	108



## 主要信息

- 国际和国内的气候变化减排承诺标志着需要把与能源相关的排放去碳化，任何延误都将继续减少私营部门对 CCS 活动的投资，并进一步阻碍技术的发展。
- 虽然，把 CCS 纳入清洁发展机制以及完全批准《东北大西洋海洋环境保护公约》的修正案是 CCS 国际法律与监管架构的重大发展，但是，采纳《伦敦议定书》的修正案以允许二氧化碳流出口，并封存于海床下地质构造中的挑战依然存在。
- 在过去的12个月内只有温和的CCS具体政策的发展，然而，已有一个重新调整气候政策的设置用于更普遍的碳价格，尤其是在英国增强了所有低碳技术的支持。
- 为 CCS 示范项目提供资金是非常重要的，虽然这些资金相当可观，但是资金链正变得越来越脆弱，并且很明确的是，仍然可利用的资金支持水平将提供给少于最初预期的项目。
- CCS 项目参与者的整体认知是目前政策制定与监管环境的结构在一定程度上支持 CCS 示范项目的积极投资决策，但是中期至长期的政策制定被认为远远不足以确保未来项目的可行性。

政策、法律与监管发展是决定 CCS 是否作为一项重要的温室气体减排技术而发展的关键因素。从国际气候变化协议、国家气候与能源政策、到项目具体的立法与法规，都有广泛的与 CCS 相关的政策、立法与监管。本章审查了在过去的一年中这个范围内的工具与机制的发展。从全球的角度以及从项目倡议人的角度，关于政策制定者与监管者的挑战也作出了相应的观察。

## 4.1 国际政策法律与监管发展

### 联合国机制

在 2011 年，《联合国气候变化框架公约》第 17 次缔约方会议（COP 17）同意到 2015 年建立一个新的国际气候变化机制，并于 2020 年实施。这个新的工具或安排将要求各缔约方在 2020 年后的一段时期内加强减排的努力，以超过《京都议定书》的二期承诺。其目的是各缔约方将在一个机制下，坚持共同但有区别的责任，而不像《京都议定书》把缔约方分为发达国家与发展中国家，并分别具有或不具有法律约束力的碳限制。

在未来的几年内将加强新机制的谈判，这对全球气候变化减排努力的未来至关重要。与此同时，《京都议定书》仍然是实现这些努力的结果的主要机制。《京都议定书》提供合规安排，附件 B 缔约方（基本上附件 I 主要是已经批准《京都议定书》的发达国家）通过这些安排能够实现协商的减排目标。《京都议定书》建立了 3 个完全可替代的碳市场，称之为弹性机制或京都市场。其中包括 2 个以项目为基础的市场：“联合履行”（JI）与“清洁发展机制”（CDM），以及称为国际排放交易（IET）的一个限额与交易系统。

“联合履行”与“清洁发展机制”允许发达国家从其他国家的项目投资中取得减排的抵消额——联合履行适用于附件 B 国家的项目，而清洁发展机制适用于非附件 B 国家（大部分是发达国家）的项目。这些信用额分别指的是减排单位（ERU）和核证减排量（CER），可被附件 B 排放国用来抵消他们的碳负债，和/或在一系列现有的或新兴的碳市场上出售。国际排放交易允许发达国家交易其排放配额（AAUs），而这些排放配额是他们具有法律约束力的减排目标产生的结果，并且能够“补充”满足自己的需要。

在联合国气候变化框架公约下（UNFCCC）的 CCS 协商前景仍然很复杂。在 UNFCCC 议程下影响全球 CCS 推广的有 5 个主要机制，分别是：

- 在 CDM 下纳入项目层次的 CCS 项目/减排；
- 采纳一个技术机制；
- 采纳一个融资机制；
- 注册国家适当减量行动（NAMAs）；以及
- 新市场机制（NMBMs）的潜力。

### UNFCCC 架构

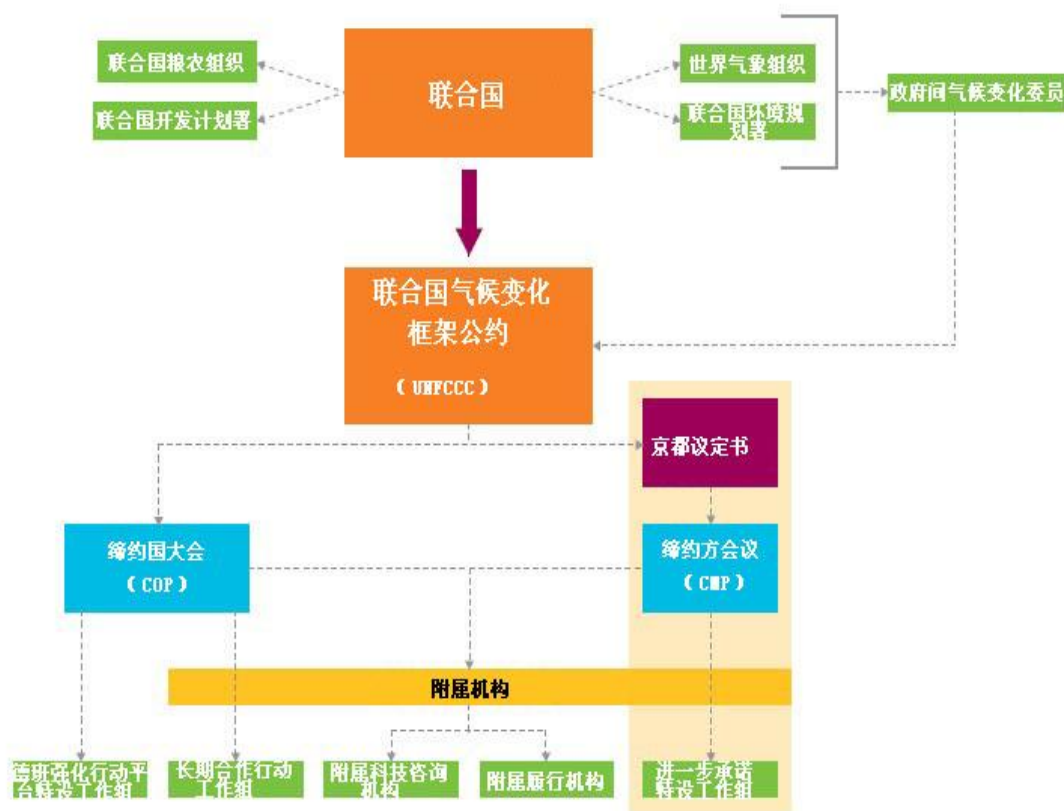
UNFCCC（联合国气候变化公约）是主要的国际气候谈判论坛，推动各国采取行动阻止气候变化处于危险水平。其由《公约》本身组成，是 COP 的母条约，而《京都议定书》是《京都议定

书》缔约方会议（CMP）下属的法律文书。

支持《公约》与《京都议定书》实施的是5个附属机构，其中2个是永久性的（附属履行机构，SBI，与附属科技咨询机构，SBSTA），以及3个是特别工作小组（《公约》下的长期合作行动工作组，AWG-LCA；《京都议定书》下的进一步承诺特设工作组，AWG-KP；以及德班增强行动平台特设工作组，ADP）。

AWG-LCA和ADP向COP作报告，并提出建议；AWG-KP向CMP作报告并提出建议；SBI和SBSTA向COP或CMP作报告，并提出建议，这分别取决于他们一直在负责实施或建议的（图35）。

图 35 联合国气候变化框架公约组织



### 清洁发展机制中的 CCS

在 2010 年 CMP 6 会议上，CCS 临时被 CDM 采纳，以有限数量的议题得到解决为条件。这在 2011 年开始了长达一年的计划，使 SBSTA 能够起草一系列各缔约方在德班谈判的模式和程序（规则）。在 2011 年，CMP 7 会议有条件采纳了目前支撑 CCS 纳入 CDM 的规则。这些条件包括要求 CCS 项目参与者提取 5% 的 CERs 作为保障金来应对任何不可预见或不利环境和/或社会影响。然而，这种保留在项目结束时必须有条件地退还。

CMP 会议要求 SBSTA 在 2012 年进一步检测与 CDM 议题相关的 2 个额外的 CCS 议题。第一

个是需要建立一个额外的永久的CERs全球储备,作为CCS项目东道国的一个额外的财政安全网。第一个应该不可能或很难发生。第二个是二氧化碳跨越国界的越境转移,涉及二氧化碳在发展中国家被捕集、运输并永久封存至其他国家的项目。

UNFCCC秘书处已经在2012年成功处理了关于这些议题的2个相关提交流程。在2012年5月SBSTA第36次会议上,秘书处负责起草了一份关于越境议题的技术报告,以供SBSTA第37次会议参考。该会议将于2012年11月/12月在多哈的COP 18会议期间举办。建立一般储备金不可能在2012年完成。

尽管存在这些悬而未决的议题,似乎没有阻止CCS项目的发起者申请在CDM下注册其项目。

在2012年7月,CDM执行委员会(EB)成立了一个10名成员的CCS专家工作组(CCS WG),由一份CCS专家名册支持。新成立的CCS WG的主席与共同主席(巴西和澳大利亚)将帮助推进与CCS相关的方法发展的进程。CCS WG的成员在2012年7月CDM EB第68次会议上已被公布。CCS WG成立之后是建立一个CCS专家名册的过程,在CCS WG向CDM秘书处提交建议供其参考并获得CDM EB批准之前,成员们将被呼吁协助对拟议的新方法进行案头审查。

CCS被纳入到CDM标志着进入了一个发达国家与发展中国家把在全球推广CCS作为一个主要的减排选择的、令人兴奋的新时代。其国际可接受性不仅有利于推动支持CCS项目必要的制度安排的建立与完善,而且有利于提高其在应用方面的社会信心。

在发展中国家帮助推广许多减排项目方面,CDM确实是成功的,但是考虑到CER价值下跌,仅靠CDM不可能使尚未达到商业运作要求的CCS项目变得经济可行(更不用说在发展中国家早期的CCS项目)。虽然大多数的CDM评论员认为在CDM下CCS项目得到充分资助还需要一些时间,但是,该机制(以及其他基于项目的计划,例如联合履行)通常被认为是后续资金的一项必要和重要的来源。

### **在其他UNFCCC机制下的CCS**

CCS目前正在AWG-LCA与SBSTA谈判中被明确地讨论,并且其仍然与其他谈判路线内在相关。

AWG-LCA路线正在研究2012年以后的合作行动。在该路线下,包括气候技术中心和网络(CTCN)的技术机制与金融机制的绿色气候基金(GCF)正在谈判中。由于发展中国家将根据CTCN推进需求评估和项目层次的活动,并且GCF是这些项目的主要资金来源,这些计划对CCS的未来至关重要。

技术机制需要在2012年年底投入运营,围绕这一机制的实施问题正通过技术执行委员会

和 SBI 来管理。

技术机制必然将在加快低排放技术（如 CCS）的示范与推广方面发挥重要作用。相关的 CTCN 将有助于建立有利环境，并且能力建设需要克服市场（人力和机构）壁垒。

金融机制已经包括到 2012 年为发展中国家提供一个议定的、“快速启动”的达到 300 亿美元的资金，以及最初由世界银行管理的、每年（到 2020 年）建立一项 1000 亿美元的 GCF，以支持发展中国家的适应和减排行动（项目、计划、政策与其他活动）。

AWG-LCA 通过调动公共和私营部门的资金与投资，负责提供 GCF 的筹资渠道以支持减排行动和技术合作（尤其是发展中国家）。GCF 委员会与 SBI 负责其实施。

GCF 在 COP 17 会议上启动，并积极引用 CCS 作为可能符合条件的技术的一个例子。秘书处收到 6 个投标以举办 GCF，其中包括德国（波恩）、墨西哥（墨西哥城）、纳米比亚（温特和克）、波兰（华沙）、韩国（新松岛市）与瑞士（日内瓦）。在撰写文本时，GCF 刚刚举办了其首次董事会议，这些应用都已被考虑，但是该会议由于程序上的问题，该会议不得不推迟了 3 次。预计该董事会将向 COP 提出建议举办 COP 18。世界银行（GCF 的临时受托人）已经准备从 2012 年 5 月初接收来自各缔约方的资金。一些缔约方已经正式表示愿意支付，但目前没有收到任何资金。

关于 NAMAs，在 COP16 会议上一致同意需要技术、资金和能力建设的形式的国际支持的国家将被记录在一个注册表中，在该表中行动与支持能够相匹配。会议还同意政府将继续努力建立一个或多个新的基于市场的机制，以提高和促进减排行动的成本效益。NAMA 议程的一个重要方面是把他们与 NMBMs 和现有的信贷安排联系起来的程度与可能性。

AWG-LCA 也在寻找 NMBMs 的作用与合法性以及如何促进与加强真正的减排行动，并帮助转移、开发与推广低碳技术，如 CCS。

影响《京都议定书》的谈判由 AWG-KP 路线管理。CCS 在《京都议定书》中作为一项合理的减排技术被明确提出。该谈判路线与 CCS 的相关性在于：

- 目前确定了具有法律约束力的短期至中期的排放约束（在承诺期内）；
- 明确了在碳市场中排放的稀缺（CDM、JI 与 IET）；以及
- 推动发现碳价格市场。

## 国际 CCS 标准

在 2011 年 5 月，加拿大标准局（SCC）向国际标准组织（ISO）提交了一份为 CCS 制定一个国际公认标准的提案。SCC 的提案是二氧化碳地质碳封存国际性能评估中心（IPAC-CO<sub>2</sub>）与加拿大

标准协会（CSA）之间协作努力的结果，旨在为加拿大与美国建立一个两国共有的CCS标准，并随后使用该标准作为ISO认证的基础。

这份提案旨在制定涵盖捕集、运输、封存、风险评估、量化与核查方面的标准；以及包括材料、设备、环境规划与管理和其他与CCS相关的活动。

通过为CCS建立一个ISO标准，最终目标是使与CCS相关的活动符合全球共识的性能标准，并确定可以应用于所有CCS项目的规格和标准。

然而，确定全球共识的一套统一的规则与标准的目标在全球CCS发展的这个阶段是具有挑战性的。这套规则与标准能够适当地、可靠地并有效地解决CCS项目中所有的本地化需求。

开发CCS的ISO标准可能需要几年的时间。这个过程已经开始，并形成了一个技术委员会（ISO/TC265）。该技术委员会包含13个投票国（代表各自的国家标准组织）与12个观察国。TC265的第一次会议已于2012年6月在巴黎举办。SCC和中国国家标准化管理委员会已经任命ISO工作计划的秘书。

由TC在2012年年中发布的一份调查文件表明，并不是所有与CCS相关的主题都已经准备标准化。TC进一步认识到CCS是一个动态与不断发展的主题，将采取措施确保标准保持最新，并不阻碍创新。

主权国家应用ISO标准是自愿的，正因为如此政府能够选择是否将其纳入法规。一个ISO标准最终由指定专家达成国际共识而决定。这组专家在“国家代表团”中讨论、辩论并争论。他们至少每五年进行定期审查。

目前没有已知认可的特定的CCS国家或国际标准。然而，有大量出版的同行审查专家报告、最佳实践以及指导方针，这些资料包含透明的方法与建议以解决和/或纠正与CCS相关的问题。

由于目前有限数量的项目层级的数据来设置适当的性能标准数值，政策制定者已经计划，要避免过于强调初期制度化的性能标准。基于不完全信息来制定的标准，可能会导致项目审批过度保守，并且可能削弱项目开发者进行创新与和项目示范的能力。

在2012年9月，本研究院被告知其A类联综组织的地位。因此，研究院在标准讨论时，会提交与寻找来自利益相关者的对有关议题的建议。

## 国际海洋立法

影响离岸二氧化碳注入用于封存的两个主要国际海洋条约是：《保护大西洋东北部海洋环境的协定》（OSPAR协定）与《阻止倾倒废物或其它活动海洋污染防治协议》（《伦敦协议》）。为了消除一些离岸CCS活动的禁令，于2007年修正了OSPAR协定，并分别在2006年与2009年修正了《伦敦协议》。考虑到大型一体化项目（LSIPs）的数量，这些修正案具有特别重大的意义。这些大型一体化项目计划在行政管辖区的范围内离岸运输与封存二氧化碳用于地质封存。

虽然原来的修正案于4年前完成，但是，2007年OSPAR协定的修正案允许二氧化碳注入与封存至东北大西洋水域，现在已经生效。在2011年6月23日，丹麦批准了该修正案，随后德国、挪威、西班牙、英国、卢森堡与欧盟也加入，共同达成了所需的7个批准书。在2011年10月，荷兰也批准了2007年修正案。因此，到目前为止，所有拥有CCS示范项目的OSPAR缔约方都已经批准了2007年修正案，除了法国的批准程序正在进行中，预计于2012年年底完成。

《伦敦协议》已经进行了2次修正，允许离岸二氧化碳注入以及二氧化碳跨境转移。前一项修正案是由《伦敦协议》附件1的2006修正案处理，添加了将捕集的二氧化碳作为可能倾倒入海下地质构造的废物或其他物质之一。该修正案作为该附件的一项修正案，并没有要求批准，已在2007年2月10日已经自动生效，与其通过只相差100天。

2009年《伦敦协议》的修正案旨在提高跨境运输作为废物的二氧化碳用于注入与地质封存的现有的限制。这应该与将二氧化碳跨越国际边界运输用于EOR目的区别开来，这种运输是现行法律所允许的。2009年《伦敦协议》修正案的生效需要三分之二的缔约方（42个国家中的28个）的批准。挪威是第一个批准该修正案的缔约方，英国在2011年11月第二个批准。因此在同意该修正案的将近3年后，只得到了2个国家的批准。然而，目前大多数大型一体化项目的离岸封存计划可能违反《伦敦协议》的规定，但不会有直接的问题，即使在没有该修正案的情况下。



表 8 大型一体化项目与离岸非 EOR 的 CCS 活动

国家	LSIP 名称	封存选择	运输说明
澳大利亚	CarbonNet	离岸深部咸水层	51-100千米陆上到离岸管道
意大利	Porto Tolle	离岸深部咸水层	101 - 150千米陆上到离岸管道
韩国	KOR-CCS1	离岸深部咸水层	251 - 300千米 船舶/油轮
	KOR-CCS2	离岸深部咸水层	251 - 300千米 船舶/油轮
荷兰	ROAD	离岸枯竭油气藏	≤50千米 陆上到离岸管道
	Green Hydrogen	离岸枯竭油气藏	≤50千米 陆上到离岸管道
	Pegasus	离岸枯竭油气藏	151 - 200 千米 陆上到离岸管道
挪威	蒙斯塔德 CCM	离岸深部咸水层	陆上到离岸管道
	Sleipner	离岸深部咸水层	≤50 千米 直接注入
	Snøhvit	离岸深部咸水层	151 - 200 千米 陆上到离岸管道
英国	提赛德	离岸深部咸水层	201 - 250 千米陆上到离岸管道
	彼得黑德	离岸枯竭油气藏	101 - 150 千米陆上到离岸管道
	白玫瑰	离岸深部咸水层	陆上到离岸管道
	C. GEN Killingholme	离岸深部咸水层	151 - 200 千米陆上到离岸管道
美国	PurGen One	离岸深部咸水层	151 - 200 千米陆上到离岸管道

## 4.2 地区、国家和地方政策、法律与监管发展

在国际谈判和协议的水平之下，去年国家和地区的政策环境已经出现了适度发展，但是监管制度的制定活动非常积极。其中一个积极方面是许多国家正在举行认真的政策研讨，探讨国家碳市场机制在设定碳价格方面起到的作用，以及碳价格在推动低碳技术发展目标上扮演的角色。在一些行政辖区已有特别显著的发展，这些新兴制度的有效性将被其他地区密切关注。

按国家分类的最近政策发展的概述见附录 E。主要发展的总结见表 9。重大的发展包括：

- 从 2012 年 7 月 1 日开始澳大利亚引进碳价格的安排（在 2015 年过渡至 ETS）；
- 在 2012 年年初加尼福尼亚启动 ETS；
- 墨西哥通过《气候变化基本法》（GLCC）以鼓励开发 ETS；以及
- 南非最近的财政预算表明一份修订的关于碳税的白皮书将于 2012 年发布。

表 9 主要政策发展的总结

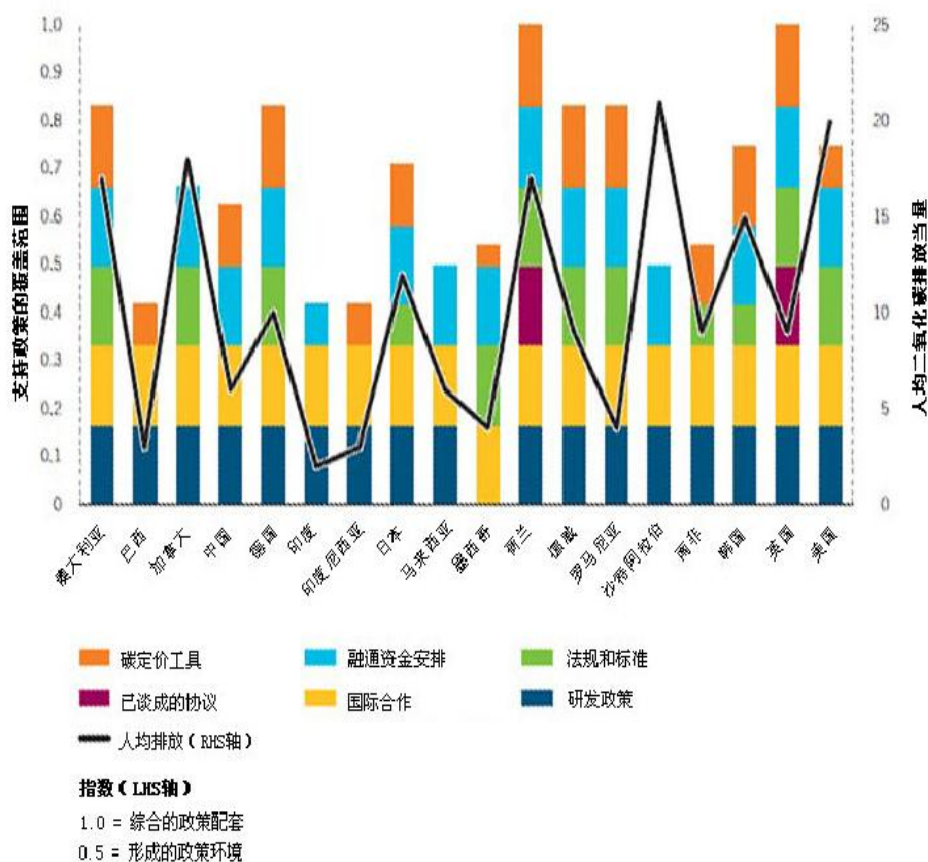
国家	政策公布总结
澳大利亚	行政的碳价格安排开始于2012年7月1日。 发布了一份题为《加强澳大利亚能源未来的基础》的能源政策白皮书（2011年年底） 由于引进碳价（2012年）而放弃CCS预留政策，ETS预计将于2015年7月1日开始。 ETS将从2015年7月开始与欧盟的ETS相联系，一个完整的双向链接应不迟于2018年7月。
巴西	里约热内卢的ETS将开始于2013年，在2012年被推迟。 探索全国的ETS。 继续成为一个主要的CDM成员。
保加利亚	根据欧盟的ETS 担保减损，在第三阶段（2012年）自由分配发电厂的津贴。 到2020年（2011年）发布《保加利亚国家能源战略》。
加拿大	发布《2015年减少来自燃煤发电的二氧化碳排放的电力条例》的草案（2011年年底）。
中国	加强能源密度目标（2012年5月）。 实施ETS中试（在地区层面）以在2013年启动。 北京ETS发布规则以在2013年启动（2012年）。 国家发改委（NDRC）发布国内碳补偿市场规则（2012年）。 探索潜在的国家ETS以在2015年启动。
欧盟	到2012年10月2日为止出售2亿配额以支持CCS项目。 欧盟ETS第二阶段结束（2012年12月31日），第三阶段启动（2013年1月1日）
印度	公布了根据《国家气候变化行动计划》启动“第九任务”的意向。 公布了结合交易工具的工业能源效率目标（2012年中期）。 国家清洁能源基金（来自煤炭税）。

国家	政策公布总结
印度尼西亚	探索一种国家 ETS。
日本	积极促进其双边抵消信用机制。
韩国	国民大会通过了 2015 年开始实施的 ETS 法律（2012 年 5 月）。 价值 GDP（2009—2013 年）2% 的资金承诺扶持“绿色”发展。
墨西哥	通过了《气候变化普通法》（2012 年）。 探索一种国家 ETS。 包含 CCS 目标的《2012—26 年国家能源战略》于 2012 年 3 月提交给国会。
荷兰	发布了其《能源报告》（2011 年）。
挪威	发布了一份关于气候变化行动的白皮书（2012 年）。 提高了碳税税率。
罗马尼亚	根据欧盟 ETS 免费配额分配向处于第三阶段的电厂提供减损担保（2012 年）。
俄罗斯	发布了《俄罗斯联邦到 2020 年期间的气候法律原则》（2011 年）。
南非	2012 年财政预算（2012 年）公布了碳税白皮书。 探索 2013 年开始实施碳税的可能性。 2011 年 10 月，内阁批准了《国家气候变化回应政策》，确定了 CCS 作为南非近期 8 个旗舰项目之一。
西班牙	成立了可持续经济碳基金（2011 年末）。 成为 CDM 信用（CERs）的第二大购买国。
瑞典	提高了其能源税和二氧化碳税（2011 年）。 在 2012 年年底之前开发一份到 2050 年的碳中和路线图。
特立尼达和多巴哥	发布了《国家气候变化政策》（2011 年中期）。
英国	发布了《碳计划》（2011 年）。 发布了《支持 CCS 在英国推广》的 CCS 路线图（2012 年）。 苏格兰发布了《发电政策声明》（2012 年）。
美国	美国环保署发布了新建燃煤电厂排放性能条例（2012 年中期）。 美国总统坚决支持清洁能源标准（2012 年 3 月）。

一般而言，如图 36 所示，在一个国家的碳强度（如右侧坐标所示的人均排放）和其与 CCS 相关的政策组合的全面性（如左侧坐标上的指数所示）之间，存在一种广泛的关系。鉴于此，许多政策和监管进展仍然出现在发达国家，而在那些发展中国家依然保持相对较高的碳排

放水平或碳排放强度，就不令人惊讶了。

图 36 政策与排放之间的关系



### 综合 CCS 政策

在大多数国家中，CCS 政策开发已经重点关注：

- 在气候变化政策下长期的碳价格；
- 需要通过大规模示范计划与增加研发经费加速发展技术；以及
- 开发必要的监管基础设施。

由于在本世纪需要根本的技术变革将能源系统去碳化，再加上对气候政策实施速度的短期担忧，人们普遍认为仅仅依赖碳价格无法实现用于开发与推广所需技术的最低成本的路径。与此同时，CCS 项目的发展速度与几年前期望的速度不一致。

至关重要的是，认识到一套 CCS 友好政策是互补（互相增强）或非互补（削弱另一个和/或冗余）的，取决于他们如何设计与实施。国际能源署（2011b）观察到，在处理政策相互作用时，“一揽子政策应定期审查以保持一致性，尤其是如果政策相互作用强烈时。为了提高投资的确定性，审查一般限制在计划周期内，并遵循理解标准。如果发生重大的不可预见的冲击，需

要判断恢复政策平衡的利益是否大于由干预引发的投资确定性的损害。”

英国政府正在贯彻在全球范围内率先制定政策来推动 CCS 的推广超越第一批示范设施的综合构想。通过改革电力市场制度和实施 CCS 路线图的行动来支持 CCS 是可行的。此种英国方法的详情见下列图框。通过改革电力市场制度和实施 CCS 路线图的行动来支持 CCS 是可行的。为了了解其对英国的 CCS 示范和推广有何影响，以及该制度的哪些方面在其他地方可应用的范围，该一揽子政策正在被密切关注。

### 一种综合的低碳机制——英国

英国政府承认，欧盟的 ETS 是英国采取行动减少来自欧洲电力和工业部门的温室气体排放的基石。然而，他们声明：

虽然欧盟的 ETS 在英国与欧洲正在成功实现减排，但是，到目前为止，碳价格不足以刺激达到所需的新的低碳投资水平（英国能源和气候变化部 2011）。

为了在低碳技术领域减少投资的风险与不确定性（到 2020 年，有必要在新的发电容量与输电投资方面支持一项约为 1100 亿英镑的投资），英国政府引进了 3 个机制支持低碳技术：

- 一个碳价格支持计划（也称碳最低保证价）；
- 支持上网电价，尽管技术特定的“差价合约”用于低碳能源；以及
- 一个排放绩效标准。

同时还引进了一个“CCS 商业化计划”，以提供资本津贴，并解决 CCS 特定的技术与监管障碍。

结合该工具的目的是在一个足够长的时期内控制关于市场需求与价格的投资预期。

总体而言，政策框架旨在提供：

- 长期的工具为公司提供稳定和可预测的财政激励，以促进在低碳发电领域投资，其中包括 CCS；
- 限制新的化石燃料发电站的二氧化碳排放；以及
- 减少现有政策未来不确定性的风险。

### 碳价格支持

碳价格支持计划在 2011 年被制定成法律，并向用于发电的所有化石燃料征税。这项税收（更广泛的气候变化税的一部分）每年将被制定，其取决于预测的欧盟 ETS 碳价格，以在英国达到整体的碳价格曲线，到 2020 年上升至 30 英镑/吨，到 2030 年为 70 英镑/吨。

## 差价合约

在 2012 年 5 月《能源法案》的草案中引进的差价合约（CfD）被提议为用于 CCS、可再生能源与核能的不同安排的一个长期过渡机制。CfD 是用于一个项目有效接收一个固定的价格模型（也被称为“行使价格”）的协议，用于提供能源。

如果行使价格高于电力市场批发价，发电商将收取该差异的资助；相反，如果电力市场价格高于行使价格，发电机将补偿该差异。行使价格将建立在足以支持不同类型的技术的水平上。

价格过渡安排分为 4 个阶段：

### 第一阶段：2014 年至 2017 年

一个项目（和技术）的具体行使价格将通过项目与政府之间的谈判而达成。对于 CCS，这个阶段也将是 CCS 商业化计划的一部分（详见 68 页）。

### 第二阶段：2017 年至 21 世纪 20 年代早期

使用投标或拍卖来采购电力，但是仍然在技术的基础上分离开来，并主要集中在可再生能源发电。

### 第三阶段：21 世纪 20 年代早期至中期

CfDs 建立在一个技术中立的过程中（通过投标或拍卖）。

### 第四阶段：21 世纪 20 年代后期

逐步淘汰 CfDs，仅靠碳价格继续推广低碳技术。

在写这份报告的时候，实施 CfDs 仍然存在一系列有待解决的问题，其中包括对方与合同期限。《能源法案》草案通过法规实施 CfDs，迫使所有的能源零售商和/或营销者支付 CfDs，并在他们的客户群中实现差价。该方法可能需要进一步的法规变化，为低碳发电厂提供必要的合同安全。

通过 CCS 商业化计划支持的 CCS 项目，建议的合约期限为 10 年。与可再生能源 15 年的期限、及原则上建议核能不少于 15 年的期限形成对比。

CCS 项目的行使价格也可能有一个包括在期限内的价格审查条款，以便在建设阶段结束时能够被审查，并在之后进一步测试 CCS 发电厂。

## 排放性能标准

在 2010 年宣布的《能源法案》草案限制了新的化石燃料发电厂的二氧化碳排放量为 450 千克/兆瓦时。碳最低保证价与 CfDs 使投资远离不减排的燃煤发电厂，该法规预计没有任何直接的影响。相反，其间接地充当了一个监管增援以明确发出碳排放密集发电厂（例如不具备 CCS

的燃煤电厂)将不允许被建成的信号。

### CCS 路线图与商业化计划

英国政府的政策目标是在 21 世纪 20 年代商业推广 CCS。一个 CCS 路线图 (图 37) 已经开发了一个 10 年的工作计划,超出了电力市场改革和 CCS 商业化计划,包括:

- CCS 创新;
- 继续开发监管框架;
- 封存审查与研究;
- 运输基础设施;
- CCS 成本审查;
- 工作人员技术与供应链开发; 以及
- 国际政策参与

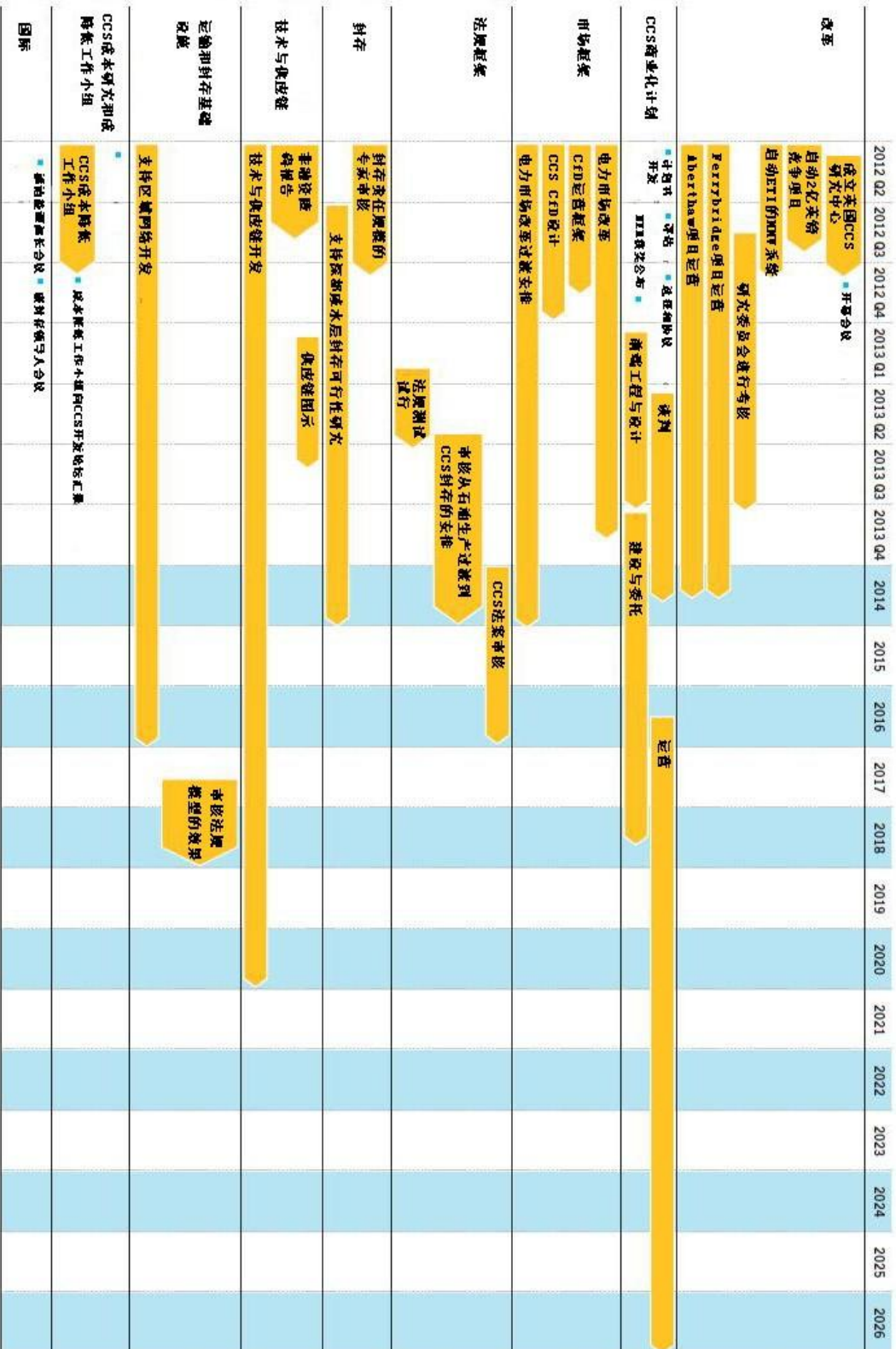
该框架旨在提供“投资决策以在 21 世纪 20 年代初在没有资本津贴、以商定的 CfD 行使价格的情况下建立加装 CCS 的化石燃料发电厂。该行使价格与其他低碳发电技术的行使价格相比更具有竞争力”(DECC 2012)。

CCS 商业化计划提供了 10 亿英镑的直接补助支持,这取决于行业提出的计划,可能涵盖:

- 在电力或工业部门示范 CCS 项目的全链接或关键组成部分;
- 开发基础设施,可被后续的项目利用; 以及
- 调查选择方案,其中包括提高烃类开采。

在 NER300 计划下宣布成功的申请者之前,资金的接受者预计将于 2012 年 10 月宣布。其目的是来自两个计划的资金都能够支持英国的 CCS 项目。

图 37 英国 CCS 路线图





## 欧洲

在英国以及欧洲的其他地方，正努力继续完善 CCS 监管框架。其主要动力是欧盟 CCS 法案。该法案为二氧化碳封存提供一个监管框架，并要求欧盟成员国将其需求转换到国内立法中。在 2011 年 6 月 25 日，转换监管框架为国内法律的截止日期已经关闭。然而，一些成员国仍然在实施该法案。

欧盟成员国必然向欧盟委员会交流他们所采取的立法与监管措施以满足该法案的要求。许多欧盟成员国开始了该进程，但是除了西班牙，其他都未在规定期限内完成转换。因此，该委员会发起了针对未能完全遵守该法案、或未能与该委员会交流其遵从的、27 个欧盟成员国中的 26 个成员国的法律转换符合。对于已经与该委员会交流他们符合该法案的行政辖区，该委员会已经核实监管框架是否已经准确转换。

表 10 提供了欧盟成员国二氧化碳封存法案转换现状的摘要描述。26 个法律转换活动中的 9 个已经结束，其中包括丹麦、法国、意大利、立陶宛、马尔他、荷兰、葡萄牙、罗马尼亚与斯洛伐克。在 NER300 资金计划下未决申请的行政辖区已经完成或将近完成转换。部分归因于 NER300 规则制定的对竞争者的要求以确保融资，法案的转换必须正确完成。此外，值得一提的是欧盟国家已经完成了正在进行的 CCS 示范计划或至少已经开始开发其 CCS 法律法规进程，这强调了 CCS 法规在 CCS 示范与推广过程中的重要性。

在转换过程中欧盟成员国面临不同的挑战，在一定程度上影响了国家立法及时与全面的采纳。德国可作为在采纳 CCS 监管框架的过程中遇到困难的一个典型行政辖区之一。联邦议院（德国议会下院）于 2011 年 7 月 7 日通过了 CCS 法案。然而，该法律草案于 2011 年 9 月 23 日被联邦参议院（德国国会-上议院）否决。这导致德国政府在 2011 年 10 月 26 日应用一个正式的调解程序。其结果是由德国议会调解委员会批准了一个折衷方案，在 2012 年 6 月 29 日，德国通过了一个 CCS 法案，允许 CCS 在德国以测试或试验的基础进行。该 CCS 法案与最初由联邦议院通过的法案不同，最初的法案限制了二氧化碳的捕集率与封存量为 130 万公吨，并允许个别州选择退出。新的德国 CCS 法案将由委员会审议以确定其是否达到法案的要求。

非欧盟成员国（例如挪威、列支敦斯登与冰岛）是欧盟自由贸易协会（EFTA）的成员，并在欧洲经济区（EEA）协议下与欧盟成员国加入单一欧洲市场。然而他们加入内部市场就有义务采纳与市场相关的所有欧盟立法，其中包括欧盟 CCS 法案。挪威已经起草了在挪威大陆架的海底储层用于二氧化碳封存与运输的新法规。在挪威的 CCS 活动（例如 Sleipner 和 Snøhvit）目前由现有的石油法监管。两项新法规正在起草：一个由石油和能源部起草的用于二氧化碳运输

与封存的草案，涉及管理二氧化碳与地质储层作为自然资源（资源管理），另一个是由环境部起草的用于安全封存二氧化碳的草案。起草一旦完成，该法规草案将进行公众咨询。

表 10 欧盟 CCS 法案的转换现状

欧盟成员国	转换现状	NER300 资金应用	目前的大型一体化项目
奥地利	正在进行法律转换法律转换	无	0
比利时	正在进行法律转换法律转换	无	0
保加利亚	正在进行法律转换法律转换	无	1 (Maritsa TPP项目)
塞浦路斯	正在进行法律转换法律转换	无	0
捷克共和国	正在进行法律转换法律转换	无	0
丹麦	法律转换法律转换关闭	无	0
爱沙尼亚	正在进行法律转换法律转换	无	0
芬兰	正在进行法律转换法律转换	无	0
法国	法律转换法律转换关闭	未决	1 (Ulcoc BF项目)
德国	正在进行法律转换法律转换	无	0
希腊	正在进行法律转换法律转换	无	0
匈牙利	正在进行法律转换法律转换	无	0
爱尔兰	正在进行法律转换法律转换	无	0
意大利	法律转换法律转换关闭	未决	1 (Porto Tolle项目)
拉脱维亚	正在进行法律转换法律转换	无	0
立陶宛	法律转换法律转换关闭	无	0
卢森堡	正在进行法律转换法律转换	无	0

马尔他	法律转换法律转换关闭	无	1(Sargas Malta项目)
荷兰	法律转换法律转换关闭	未决	(Eemshaven项目, ROAD项目, Green Hydrogen 4项目, Pegasus项目)
波兰	正在进行法律转换法律转换	未决	1(Belchatow项目)
葡萄牙	法律转换法律转换关闭	无	0
罗马尼亚	法律转换法律转换关闭	未决	1(Getica项目)
斯洛伐克	法律转换法律转换关闭	无	0
斯洛文尼亚	正在进行法律转换法律转换	无	0
西班牙	完全转换	无	1(Compostilla项目)
瑞典	正在进行法律转换法律转换	无	0
英国	正在进行法律转换法律转换	未决	6 (彼得黑德项目, 当河谷项目, C. GenKillingholme项目, 提赛德项目, 白玫瑰项目, 加勒多尼亚项目)

## 北美

### 美国

在美国没有综合的联邦气候政策。在没有一个综合的联邦计划的情况下, 温室气体 (GHG) 通过现有的《清洁空气法案》下的联邦监管与个别州的计划而进行控制。拟议与发布的新法案与法规的目的是激励 CCS 创新与开发。

CCS 将继续被认可为《法案》中“清洁能源”的来源。在 2012 年 3 月 1 日, 美国参议院能源和自然资源委员会接收了由参议员 Jeff Bingaman 支持的一项法案, 称为《2012 年清洁能源标准法案》。如果通过了该法案的草案, 到 2015 年将需要大型公共事业单位从“清洁”能源中生产至少 24% 的电力, 到 2035 年每年增加 3%。清洁能源在法案草案中被定义为包括“一个捕集和封存其二氧化碳排放的设施生产的电力”。《Bingaman 法案》与其他气候立法的命运仍具有高度不确定性。

美国环保署 (EPA) 已经积极起草并发布了允许 CCS 运营的规则。在 2012 年 3 月 27 日, EPA 发布了其拟议的用于新的化石燃料发电厂的排放性能标准, 限制温室气体排放为 1000 磅二氧化

碳/兆瓦时。对于配备 CCS 的新发电厂，拟议限制可以是实现每年的年度标准或满足 30 年的二氧化碳平均排放量。

在过去的一年中，EPA 继续为《第六类 (Class VI) 注入井规则》开发技术指导材料，并已经发布了 7 个关于注入井的测试与监测、首要应用与实施手册、场地特征描述、区域审查评估与纠正措施、井建设、经济责任和地质封存井的公众参与考虑的指导性文件。由于 EPA 继续评估饮用水源、人类健康和环境的风险，其将发行另外 6 个关于该《规则》的指导性文件。

在 2012 年 7 月 12 日，美国 EPA 完成用于预防显著恶化 (PSD) 的温室气体约束规则第三步与标题五经营许可证计划 (表 11)。由于国家许可证权威机构没有充足的时间与机会开发必要的基础设施以及增加其温室气体许可证的专业知识与能力，因此，第三步将保留现有的许可证阈值。通过允许温室气体全流程应用限制 (PALs) 建立一个二氧化碳当量基础上而不是质量基准 (或每年多少吨)，以及允许唯一的温室气体排放源应用于基于二氧化碳当量的 PALs 上来作为一个次要来源候选，第三步同时也修订了用于建立温室气体排放的 PALs 的联邦计划。约束规则第三期将于 2013 年 7 月 1 日生效。如果 CCS 被确定为最佳可行控制技术 (BACT)，那么 CCS 被认为在该规则下用于减少设施排放的控制技术之一。

个别州继续审议并采纳政策以排除 CCS 的障碍。例如，加利福尼亚州 (SB 1139) 起草拟议立法以解决空隙空间所有权，并指导州立结构开发一个用于项目寻求示范地质封存的量化方法，其中包括通过提高石油采收率的同时进行封存。该方法将用于加州基于市场的履约机制以及在加州法律下温室气体性能标准的履约的温室气体报告与实施。

## 加拿大

在 2011 年下半年，加拿大政府针对公众意见发布了其拟议的、减少来自燃煤发电机的、二氧化碳排放的法规。在该拟议的法规下，新的燃煤发电机以及即将退役的成熟机组将被要求遵守严格的、基于高效 NGCC 发电厂排放绩效的性能标准。如果机组根据这些法规结合 CCS，直到 2050 年这些机组可以临时免除该标准的限制。接下来是已经在 2011 年 10 月关闭的咨询阶段。加拿大政府在 2012 年 9 月 5 日宣布了最终法规，将于 2015 年 7 月 1 日生效。

加拿大阿尔伯塔省、不列颠哥伦比亚省、新斯科舍省及萨斯喀彻温省也正在制定 CCS 法规。

阿尔伯塔通过确定与解决其法规的差异在 CCS 监管框架评估 (RFA) 方面取得了重大进步。RFA 开始于 2011 年年初。RFA 建议改善以下一些方面：

- 地质场地特性描述与场地关闭；
- 关闭后管理资金；

- 监测、测量与核查要求；以及
- 环境问题。

表 11 PSD 与标题五经营许可证应用——“温室气体约束规则”

约束规则	第一步	第二步			第三步
许可证类型	PSD	PSD	标题五		PSD 与标题五
生效时间	2011 年 1 月 2 日 (至 2011 年 6 月 30 日)	2011 年 7 月 1 日 (至 2013 年 6 月 30 日)			2013 年 7 月 1 日
涵盖的设施	1. 新的排放源 (其他污染物规定取决于 PSD 监管要求);  2. 现有的排放源改造 (其他污染物规定取决于 PSD 监管要求)。	1. 新的排放源 (其他污染物规定取决于 PSD 监管要求);  2. 新的排放源。	1. 现有的排放源改造 (其他污染物规定取决于 PSD 监管要求);  2. 改造的排放源;  3. 为 PSD 进行改动的排放源。	1. 新建或者现有排放源 (目前不受标题五的要求)。	新建和改造的排放源。
温室气体 (GHG) 排放	1. 有潜力排放 $\geq$ 75000 吨/年的二氧化碳当量;  2. 增加以及净排放增加 $\geq$ 75000 吨/年二氧化碳当量; 以及 $>0$ 吨/年质量基准。	1. 有潜力排放 $\geq$ 75000 吨/年的二氧化碳当量;  2. 有潜力排放 $\geq$ 100000 吨/年二氧化碳当量; 以及 $\geq$ 100/250 吨/年质量基准。	1. 增加以及净排放增加 $\geq$ 75000 吨/年二氧化碳当量, 以及 $>0$ 吨/年质量基准;  2. 现有的资源有潜力排放 $\geq$ 100000 吨/年二氧化碳当量; 以及 $\geq$ 100/250 吨/年质量基准; 以及修订后温室气体排放增加与净增加 $\geq$ 75000 吨/年二氧化碳当量; 以及 $>0$ 吨/年质量基准;  3. 仅修订实际或潜在排放 $\geq$ 100000 吨/年; 以及 $\geq$ 100/250 吨/年质量基准。	1. 有潜力排放/排放 $\geq$ 100000 吨/年二氧化碳当量以及基于质量基准的 $\geq$ 100 吨/年温室气体。	保留第一步与第二步的阈值。

阿尔伯塔预计在 2012 年年底结束 RFA，并向阿尔伯塔省的能源部长提交一份最终报告。

在 2012 年 2 月，不列颠哥伦比亚省咨询了石油及天然委员会，发布了一份《天然气战略》，通过开发一个监管框架与修订现有的立法，推进 CCS 的发展。CCS 监管框架的开发将建立在现有的石油与天然气法律法规上，即《石油和天然气法案》与《2008 年石油和天然气活动法案》。根据后一法案，封存储层的探索与利用被归为石油与天然气活动的范围，这由该省的石油与天然气委员会监管。

新斯科舍省的 CCS 研究财团正处于研究捕集来自新斯科舍省燃煤发电厂的二氧化碳并进行陆上与离岸封存的技术与经济可行性的最后一年。一份法律与监管报告将作为该研究最终结果的一部分而被公布。

在萨斯喀彻温省，其气候变化立法——《管理与减少温室气体法案》——在 2010 年获得批准，预计于 2012 年 11 月公布。该法案设定了该省的减排目标为每年降低 2% 的排放强度，并为未能达到减排目标而支付一种技术基金。

## 澳大利亚

澳大利亚政府最近的《清洁能源立法 (CEL)》的核心支柱是在 2012 年 7 月 1 日建立的一个碳定价机制。通过以一个固定的碳价格对每年排放 25000 吨或更多的二氧化碳当量的实体强加一个排放责任，该机制像税收一样发挥作用。目前的价格设定在每吨二氧化碳 23 澳元，按实质计算每年将增加 2.5%。在 3 年以后，固定价格时期过渡至一个由碳排放与交易 ETS 推动的市场决定时期。

在 2012 年 8 月 28 日，澳大利亚与欧盟委员会宣布，他们计划对接澳大利亚的 ETS 与欧盟的 ETS。最初，从 2015 年 7 月开始将通过局部对接，随后是不迟于 2018 年 7 月的完整双向对接。根据澳大利亚的计划，从 2015 年 7 月开始，澳大利亚的企业将能够购买与使用欧盟的排放限额。为了促进这些安排，澳大利亚政府将不会继续实施其价格下限，并将限制符合《京都议定书》的排放国际单位的使用。此外，澳大利亚将参考 2015 年至 2016 年欧盟限额的预期价格来设定其价格上限。

碳定价对于推广清洁能源技术是至关重要的，现行的专门支持可再生能源的一套补充措施明确地表明，澳大利亚政策制定者在一定程度上意识到碳定价机制本身未达到一个使大规模清洁能源投资具有商业吸引力的足够的价格水平，包括 CCS 技术的投资。

虽然 CEL 的目的是支持澳大利亚过渡至清洁能源经济，但是，其也导致在 2011 年年底政府宣布不再要求所有的燃煤发电厂建立 CCS 预留 (CCSR)。利益攸关者希望通过碳市场机制来促进清洁能源投资决策。

澳大利亚资源、能源和旅游部在 2010 年年底举办了一次公众咨询过程，邀请对其公布的 CCSR 政策的讨论稿发表观点。一些利益相关者理解并支持 CCSR 方法，但是也表达了对引入这种强制性标准的实用性的担忧，当 CCS 仍然处于推广与示范的早期阶段，尤其是关于 CCSR 发电站的难度、风险与定义标准的担忧。

澳大利亚的离岸与陆上 CCS 活动的监管框架仍然是全球范围内最发达的框架之一。澳大利亚政府拥有联邦海域的管辖权，已经制定完成了监管 CCS 离岸活动的初级和次级立法。然而，这种监管仅限于离海岸基线 3 海里的澳大利亚的沿海水域或海域。例如，维多利亚州的离岸 CCS 法规——《2011 年离岸石油和温室气体封存法案》以及《2011 年离岸石油和温室气体封存法规》——于 2012 年 1 月 1 日生效。

由于州政府与联邦政府拥有对离岸 CCS 活动的补充性管辖权，该州/联邦联合的权力机关系统已经被设定用来管理离岸 CCS 活动。在去年，澳大利亚通过创建一个新的国家机构——“国家离岸石油权益管理局”来提高权力机关监管离岸 CCS 活动的效率。“国家离岸石油权益管理局”于 2012 年 1 月 1 日成立，有权管辖离岸温室气体注入与封存项目。

对于澳大利亚陆上 CCS 活动，维多利亚州、昆士兰州与南澳大利亚州的州政府已经分别制定了法规，而新南威尔士州与西澳大利亚州新的陆上 CCS 法规正在开发中。

立法的一致性一直是昆士兰州 CCS 立法者的目标。这些立法者已经开始修正可能潜在限制离岸 CCS 立法应用的其他立法。例如，为了改变根据《2009 年温室气体封存法案》执行的“授权活动”的定义，《2010 年地热能源法案》已完成了一份修正案。在咨询 CCS 的项目支持者时，《温室气体法案》与其他州法律（例如《2000 年水资源法案》与《2004 年石油与天然气（安全生产）法案》）的联系也被确定。立法图谱也被考虑用来进一步确定与其他法规的联系。

除了考虑 CCS 法规对其他法律的影响，澳大利亚的监管机构通过一个跨司法管辖区的机构——CCS 工作组——也在一直研究协调澳大利亚 CCS 法规的方法。根据澳大利亚政府委员会 (COAG) 能源与资源常务委员会运作的 CCS 工作组目前正在审查一些议题，包括：

- 建立国家长期负债的一致性；
- 跨司法管辖区的二氧化碳封存；
- 利用废弃的油气井与储层进行封存；以及

- 确定潜在的二氧化碳管道通道。

## 亚洲

日本 2010 年的《基本能源规划》目前正在审查中。在 2012 年 6 月，日本经济贸易产业省与日本 CCS 研究院签订了在北海道苫小牧市（Tomakomai City）实施国家首个全流程 CCS 示范项目的协议。日本 CCS 研究院已经开展了用于钻探监测井的工程设计、采购、服务以及其他活动的工作。在 2011 年年底，该研究院发表了由千代田化工建设株式会社（Chiyoda Corporation）（2011 年）提供的一份报告——《基于船运的 CCS 的二氧化碳运输的初步可行性研究》。该报告根据国际海洋法规以及日本国内立法提供了基于船运的 CCS 运营的法规分歧的详细讨论。

韩国已经通过基于市场的方法在促进气候变化减排方面取得了重大进步，并宣布了在未来十年内为 CCS 提供 1.5 亿美元资金的承诺。在过去的 12 个月中，韩国碳捕集与封存协会完成了关于 CCS 的国内监管制度的一份审查，并且已经完成了一份关于监管审查的报告。

更广泛地说，在亚洲，亚太经济合作组织（APEC）已经开展了关于“与 APEC 发展中经济体的燃煤发电厂项目的碳捕集与封存相关的许可问题”的一项研究。该监管评估研究调查了在马来西亚、中国、韩国、中国台北与墨西哥的许可制度，并于 2012 年 9 月发布。马来西亚已经开发了 CCS 策略，概述了 CCS 监管制度的中期建立与该技术长期广泛的推广。在中国，分析 CCS 法规的准备工作也正在进行，以确定目前立法的差异与 CCS 运营的壁垒。

## 南非

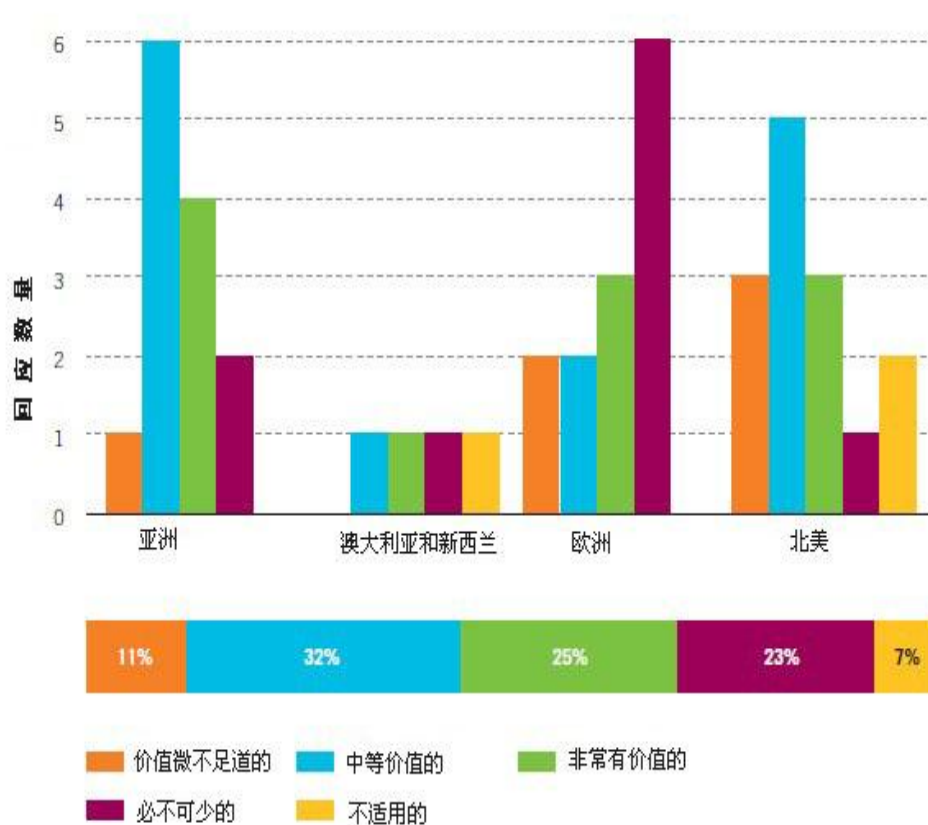
CCS 在南非也取得了进展，并依据 CCS 法规已经采取了进一步的明确步骤。包括能源部、环境事务部、矿产资源部、贸易和工业部、科技部、国库委员会与运输部的一个 CCS 跨部门专责小组（IDTT）已经成立，用于专门开发 CCS 在其中试、示范阶段及最终的商业推广阶段的监管框架。关于一个规划的二氧化碳注入测试与 CCS 预留的法律和监管方面的研究也已经由南非 CCS 中心（SACCCS）、能源部与 IDTT 合作完成。

## 4.3 项目一览

所有地区的项目在很大程度上反映了政策制定在去年仅取得了适度进展的观点（图 38）。最近在一些地区的政策变化被认为比其他地区更加积极，尤其是澳大利亚（碳定价开始于 2012 年 7 月 1 日）、阿联酋（可能由对 EOR 增加的兴趣而推动）、欧洲（实施 CCS 法案以及在英国、荷兰与罗马尼亚采取重大举措）以及加拿大（起草关于所有新的燃煤发电厂的排放性能标准的法规）。

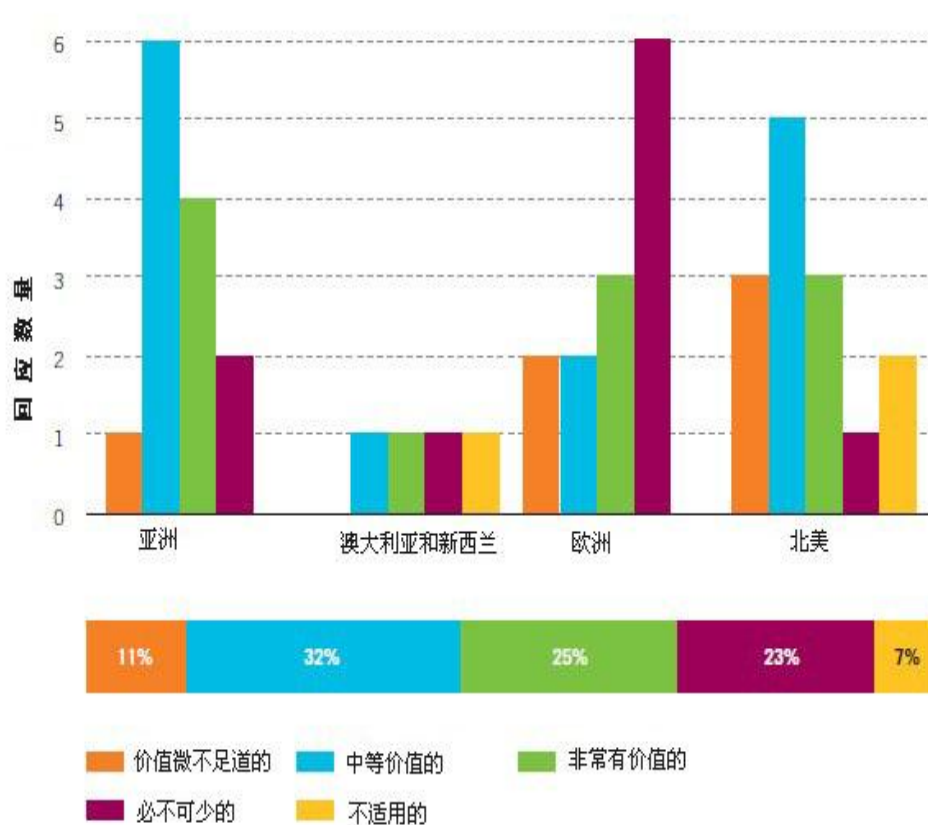


图 38 去年关于政策是否改变的项目一览



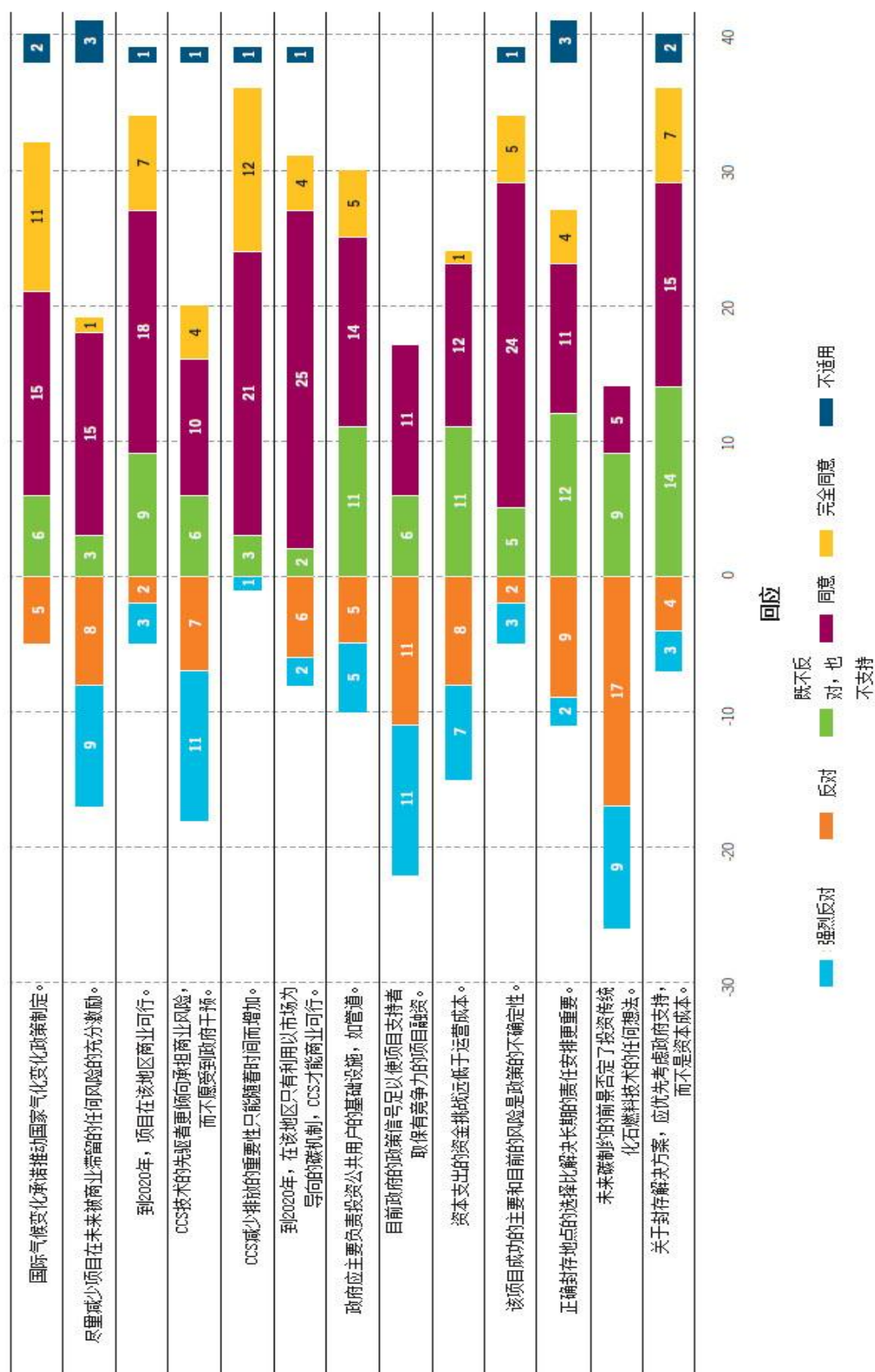
这些司法管辖区的项目似乎发出了对政府计划建立和/或实施更多的 CCS 友好政策制定的更大信心的信号。一个积极的现象是很少有项目考虑到目前的政策环境实质上比去年更差。项目支持者对这些政策制定的认知价值差异很大（图 39）。

图 39 支持英国积极的商业案例的一套现行的政策制定的价值



亚洲与北美的项目与欧洲的项目相比，较不重视现行的政策制定，可能表明如果继续进行这些示范项目，需要进一步支持这些地区。围绕一系列政策问题的提问的回应也明确地表明了项目政策的重要性（图 40）。

图 40 政策议题的项目态度



也许并不令人惊讶的是，由于考虑到化石燃料技术能够继续提供高度竞争的、安全的与可靠的能源以支持基本经济活动，项目支持者对于 CCS 在减排方面发挥的作用越来越乐观。他们大多认为到 2020 年 CCS 能够商业可行，也认为以市场为导向的碳机制对实现这个结果非常重要。

许多项目支持者根据 UNFCCC，将他们本国政府的减排承诺或保证与其国内气候变化政策制定的本质与充分性联系起来，作为 CCS 项目投资的一个主要动力。政策的不确定性仍然是一个主要的风险，但是有趣的是，支持者在现有政策制定在确保项目融资方面和在最小化项目商业化在未来陷入困境的风险方面的充分性上出现分歧。先驱支持者（即预商用示范）似乎普遍不能承担所有的商业项目风险，而宁愿与政府公平分担某种形式的风险。

今年的调查也提出了一些关于 CCS 社区如何考虑解决 CCS 项目的一些更知名的挑战的新方式。例如，约三分之二的调查认为正确封存地点的选择远比解决长期的负债安排更重要（40% 同意，1/3 中立）。这并非说解决负债安排并不重要，而是表明如果选择了好的地点，相关的负债风险也有可能减少和/或更容易被许可权威机构所接受。与此原因有关的可能是，比起更上游的 CCS 组成部分，政府支持措施特别偏爱于优先提供给封存解决方案。

有趣的是，虽然受访者认为在一系列与 CCS 相关的政策选择中，实施利用共同用户基础设施（CUI）政策的可能性相对较低，但是，大部分受访者（不是全部）认为此类基础设施将主要是政府的责任。虽然管道的投资或建设往往不属于捕集发电厂和/或封存开发商的领域，但是，一般而言，有效的源汇对接对于成功商业推广 CCS 是至关重要的。这也可能影响新增加项目的选址，而且鉴于未来需要处理大量的二氧化碳，政府提前考虑未来的容量要求是什么以及公共-私人合作关系可为这种投资提供何种程度的资金是至关重要的。

关于什么是能够充分满足项目的商业与运营要求的最有效的政策工具，项目支持者有不同的观点（图 41）。项目支持者认为，未来 CCS 开发和最终商业推广的大部分困难需要通过碳定价制度（明确确定为最重要的）解决，其次是电力购买协议、上网电价、预付资本补贴（如津贴或低息贷款）、获得可行的封存解决方案以及监管的效益（尤其在美国，一些项目将在规范的电力市场内运营）。在最终投资决策（执行与运营）阶段完成后以及在天然气加工行业，虽然提高监管机构批准的效率被认为是项目的一个优先操作，但是，在仍然正在进行预可行性分析的最终投资决策前阶段，较少的约定金额会用于这些项目。

图 41 项目支持者优先选择的政策工具

	平均反应		
	最重要	第二重要	第三重要
碳定价机制			
规定的投资回报			
承购协议			
上网电价			
获得直接补贴			
获得可得到的封存解决方案			
提高监管机构批准效率			
获得间接补贴			
获得公共用户基础设施			
排放性能标准			
清洁能源目标			

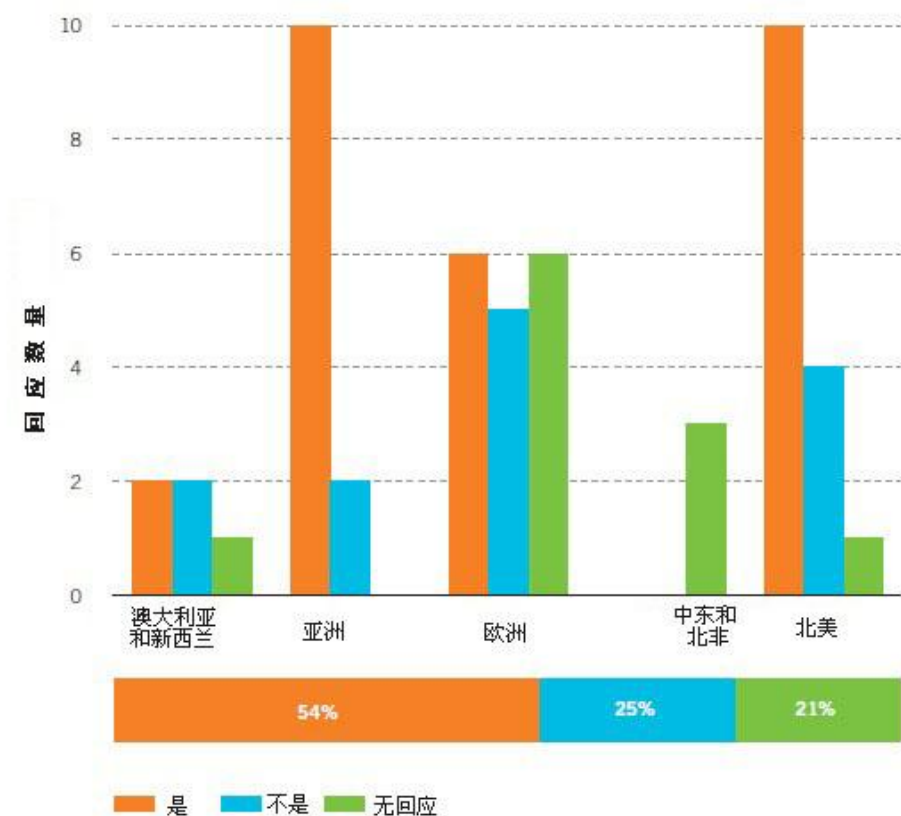
在项目样本中只有相对较少的支持用于政策的实施，例如能源绩效标准(EPS)或利用 CUI，如二氧化碳管道。关于 EPS，其可能反映了 CCS 技术开发的初期阶段，正因为如此，CCS 仍然被认为处于预商用示范阶段（虽然以工程规模增加）。至于 CUI，其可能反映了目前 CCS 旗舰项目（已与管道接入）的 EOR 性质，以及由于排放源未被强制管理排放和/或国家没有 CCS 行业的经验而缺乏需要被运输的临界二氧化碳量。

在项目样本中，实现清洁能源目标的政策似乎偏向于低价购买（除了在加拿大），鉴于在许多司法管辖区这一政策选择被普遍用于支持可再生能源的开发、推广与扩散的政策选择，这有点令人惊讶。

大多数项目支持者也认为，目前的监管环境将利于促进投资决策（图 42）。该图在地理上代表了广泛的项目，其中包括已经建立或正在实施该技术的法律监管框架的许多司法管辖区。

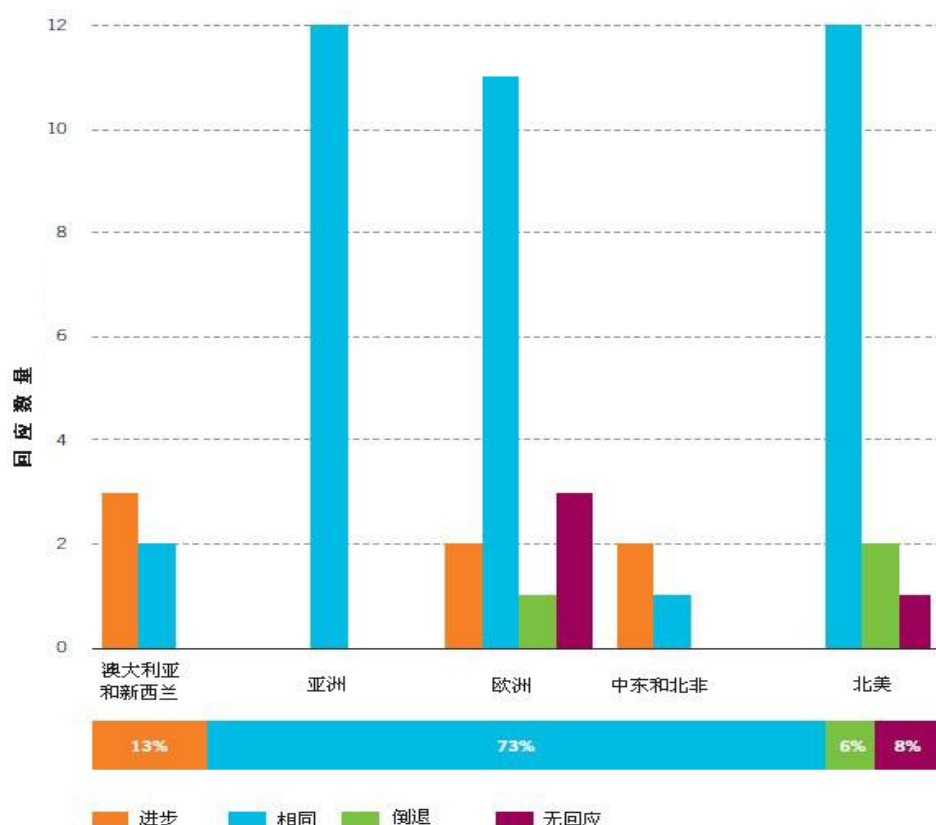
然而，小部分的项目受访者已经指出，他们司法管辖区的监管环境不足以使他们作出投资决策。值得注意的是，这类项目的数量相对较少，他们的地理分布可能是政府关注的问题。政府已经试图制定监管框架，或提供资金和激励以推动国家技术的开发。从这些结果可以明确地看出，来自澳大利亚和欧洲的受访者在此问题上的看法平均分为两种，对于在两个地区的项目的监管环境给出了相异的观点。然而，在美国与亚洲的项目提供了一个非常不同的前景，在这两个地区的项目表明他们的监管环境压倒性地支持投资决策。

图 42 在项目的司法管辖区内目前的监管要求是否促进你们组织的投资决策？



在以上地区观察到的消极反应可能是由于在过去的 12 个月中许多司法管辖区很少感觉到监管环境变化的这个事实而得到缓解（图 43）。大部分（73%）的项目已经汇报了他们的监管要求未发生改变，或者他们的活动不受监管发展的约束。由欧洲项目显示出的发展速度和表面上缺乏进展在回应该问题方面可能还有助于解释为什么在这个地区项目支持者认为监管环境不支持投资决策。在某些情况下——只有 6% 的回应——监管要求被认为已经退回阻碍作出投资决策的程度上。然而，这些特殊的回应可归因于（毫无疑问地）在过去的 12 个月内取消了少数项目。

图 43 在过去的 12 个月这些监管要求是否发生改变？



对于大多数项目来说，这些结果可能表明，在过去的 12 个月内许多司法管辖区的法律和监管发展速度的更多限制。颁布更少的新法律、重点关注法规的实施以及修订现有的框架可能导致了之前被项目支持者认为是不确定的、而现在被认为是未解决的一些问题。更令人鼓舞的是项目支持者强调了他们监管环境的发展和变化有助于作出了投资决策。

在欧洲、澳大利亚与中东和北非地区（MENA）的一些项目支持者都强调了政府示范进程的最近变化，这激励了更多的商业信心。在欧洲和澳大利亚两个地区，项目支持者已经表明其监管环境目前并不支持投资决策，当司法管辖区的监管部门取得进展时也被提名。

这些特殊问题的结果在收到的澳大利亚项目回应上反映出了一种明显的分歧。尽管这个地区的支持者表示，他们的监管环境并不支持关于资金的确切决策，其回应也表明监管部门在发展法规方面已取得实质性的进展，这有助于作出一个投资决策。这些回应可能表明具体项目立法成功，这使个别项目的开发能够通过制定专门的监管模型来解决项目与监管机构两者的明确要求。

2012 年的调查也要求在项目层次上评估一些法律法规因素，这些因素在其特定的司法管辖区内已通过监管和指导而“被解决”、“部分解决”或“未被解决”（或不适用）。

图 44 国内监管环境中项目级别的评估

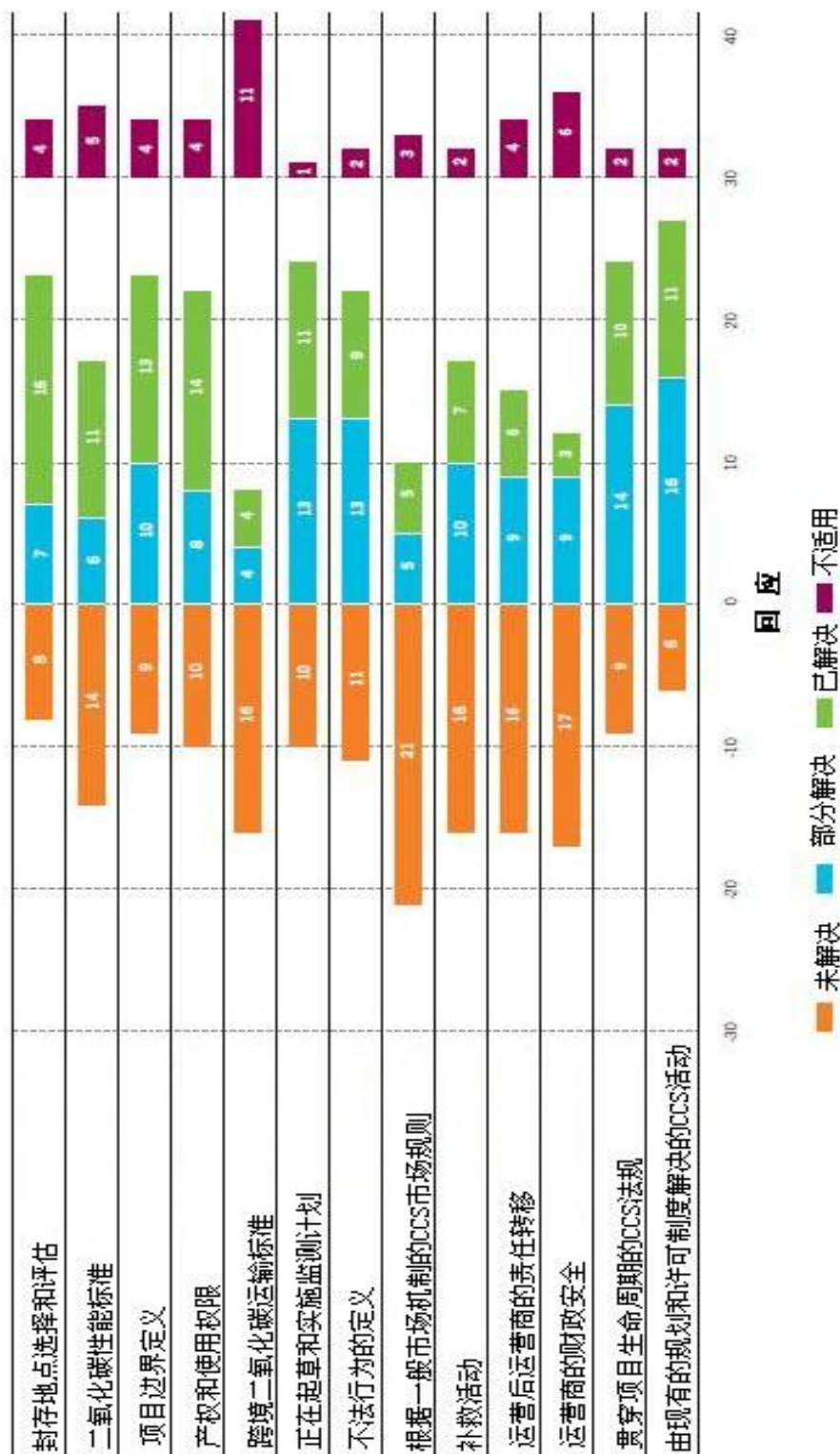


图 44 详细描述了单个问题项目层次回应的数目。在本调查中重点考虑的一些法律监管因素已经通过一些司法管辖区制定的法律与法规在很大程度上得到了解决。一些项目支持者的观点是封存地点的选择与评估、项目边界的界定以及关于财产与利用权的问题似乎已在世界上许多



国家得到一定程度的解决。相反，这些回应也表明，目前的法律监管机制在不同的司法管辖区内是不完整的，有些问题需要监管机构进一步说明。在一些司法管辖区内，根据基于市场的机制采纳适应 CCS 的规则、运营商的补救与财政担保的责任、长期负债的运营后转移以及二氧化碳的跨境运输标准都已经被项目支持者界定为“未被解决”。

该调查的回应也表明在一些司法管辖区，一系列问题仅被法律监管机制“部分解决”。因此，一个建设性的解释暗示许多监管机构已经开始监管开发过程，或者这些司法管辖区已经在某种程度上为 CCS 活动提供一个支持性的环境。然而，这种积极的前景并未考虑从法规中删除的详细信息，尤其是在项目生命周期的不同阶段，部分法规对项目的影响。

一种不同的观点——可能是被许多项目支持者的监管环境描述证实的一种——是虽然在一些司法管辖区的监管过程已经取得了进展，但是速度较慢（当监管机构采取措施实施总体的监管要求或作出更广泛的关于技术的政策考虑时）。

附录 F 按地区划分提供了法律法规问题的详细分类，其中一些大型一体化项目已经在各自的司法管辖区内被确定为“尚未得到充分解决”。

在本次调查回应中，在现行的市场机制内部分发展、或未能解决市场规则以适应 CCS 被大型一体化项目强调为重中之重。

值得注意的是，在欧洲、亚洲、澳大利亚与北美，项目的负面回应数量远远超过了为解决该问题，立法成功或完整开发的例子。对于亚洲的大型一体化项目，这种差异可能是该地区 CCS 法律、监管与政策框架尚未成熟的标志。然而在北美，这种负面回应可能表明了许多大型一体化项目将继续面临关于碳定价政策的不确定性。在某些情况下，北美的支持者也把该问题归为“不适用”，表明了 EOR 可能在支持加拿大和美国的项目发展方面发挥作用。欧洲的监管机构与政策制定者可能关注这些特定的结果，并寻求根据欧盟排放交易计划和气候变化政策架构明确 CCS 将发挥的作用。

在支持者回应二氧化碳跨境运输的标准、运营商的补救与财政安全的要求以及运营后长期责任的转移问题时也有类似的假设。亚洲的受访者强调了在其国内系统，这些问题尚未得到充分解决，也许再次强调了这些司法管辖区的法律监管框架处于开发的初级阶段。然而，美国和加拿大的支持者对这些问题的反应表明了一个不同的情况——极少数的支持者认为立法是完全不完整的或实际上适用的。这些结果可能再次表现出北美大型一体化项目正在进行运营的本质特征，在北美具有明确的法律和监管机制监管 EOR 活动。第九章将提供关于法律监管机制监管 EOR 的更详细的解释。

最值得注意的是，来自欧洲和澳大利亚的项目支持者的回应，强调了其国内框架在一些方面的不足之处。尽管在这些地区的国家与超国家层面有大量的立法活动，但是一些特定的问题仍然存在。在欧盟，一些回应和在过去的 12 个月内已观察到一系列的延迟可能表明一些成员国转化过程的速度。补救与责任也被证明是欧洲和澳大利亚的潜在运营商特别关注的问题，他们担心框架立法与二级指导不足以达到确定运营与长期责任的程度。

与早期回应解决制定 FID 的能力的问题相比，亚洲和北美的项目对这些问题的回应截然不同。尽管这些地区大多数的项目表明其法律与监管环境支持最终的投资决策，但是，当考虑许多按照惯例构成 CCS 监管机制的元素时，这种观点看上去并不充实。一种解释是，其中一些项目，尤其是北美的项目，已经超过了项目生命周期的这一点，或根据现有的用于 EOR 运营的监管机制被监管。在亚洲，这些结果的原因还不太清楚，许多被调查的项目仍然处于项目生命周期的早期阶段。

项目受访者也强调了一些区域的成功监管。监管项目边界的定义、监测计划的拟定与实施以及封存地点的选择与评估的法律法规已经被澳大利亚、欧洲与北美的项目确定为“得到了充分解决”（在某种程度上）。

可以想象，积极的回应是可以被预料到的（在一定程度上），尤其是在该技术的监管框架普遍开发的地区。欧洲各成员国和澳大利亚已经在近几年制定了大量 CCS 的监管框架，在许多情况下由广泛的次级立法与指导支持。已开发的监管模型的广度和复杂度在一定程度上激励了这些地区的大型一体化项目的信心。然而，这些例子的资格，尤其是项目的数量表明，这些问题中的一些仍然只是“部分解决”。在欧盟。如上面所提到的，这是正在进行的将欧盟指令的要求转化为国家法律过程的可能结果。在澳大利亚，特定项目立法的一个例子已经提供了运营商所要求的清晰度与保证。

随着北美、欧洲与澳大利亚的项目受访者都发出了该问题已被国内立法解决或部分解决的信号，将 CCS 活动纳入已有的规划与许可机制的问题也揭示了一些不是完全出乎意料的结果。在澳大利亚与许多欧盟成员国中，CCS 活动在某些情况下已被纳入现有法规的范围，以确保该技术服从工业经营的现有义务、健康和安全、土地利用规划以及环境保护。

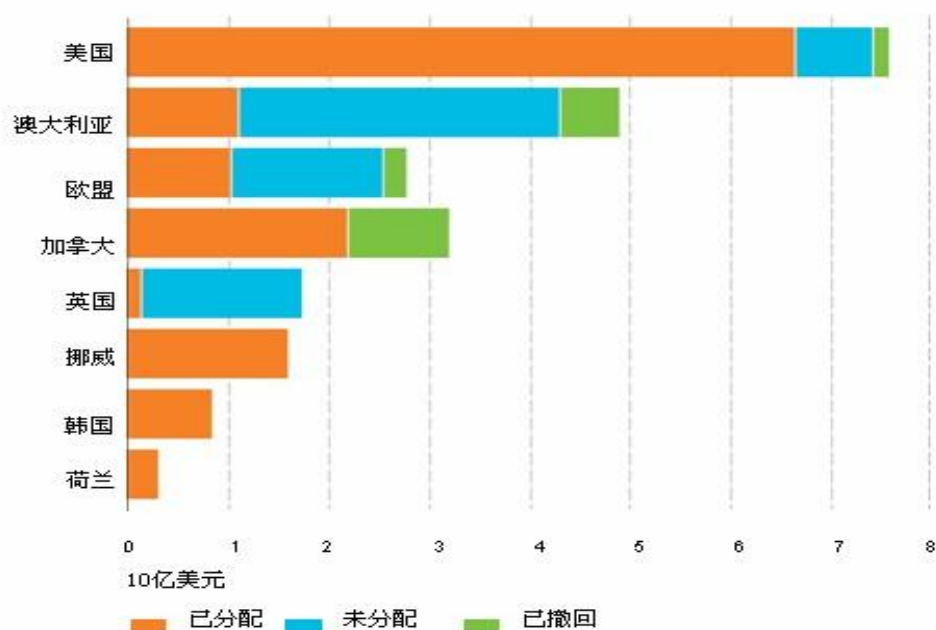
#### 4.4 政府资金支持

世界各地的政府已经提供一系列不同类型的资金支持 CCS 示范项目。本节讨论的是指所有的直接财政支持，包括税收抵免，不只是津贴的分配。然而，在如欧盟 ETS 的定价机制下或通过在英国的电力市场改革提出的电力价格调整的支持下，其并没有量化税收支持的水平，

由于欧盟 ETS 价格的价值减少了一半以上以及作为 2008 年至 2009 年全球金融危机（GFC）的刺激计划的一部分而开发的一些项目撤回了资金，在过去 12 个月内支持示范项目的融资安排的关键变化在于减少了近 40 亿美元的资金。

据估计，总计约 207 亿美元可用于支持大型一体化项目。约 65% 可利用的资金已分配至具体的项目。（图 45）

图 45 按国家区分的公共资金支持 CCS 示范



### CCS 融资计划以及 GFC 刺激

在 2008 年和 2009 年，许多政府宣布了主要的公共支出计划，重点关注刺激经济来响应 GFC。在此期间，重点支持增加政府支出以抵消个人支出的下降。这些大型的经济刺激计划包括清洁能源的政府支出，部分原因是在 2009 年 COP 15 会议上预期协调全球政策行动以减少温室气体排放。清洁能源计划的资金总额为 1950 亿美元（Czajkowska and Munro 2012）。其中，93 亿美元提供给 CCS，约占全球绿色刺激计划总额的 5%。

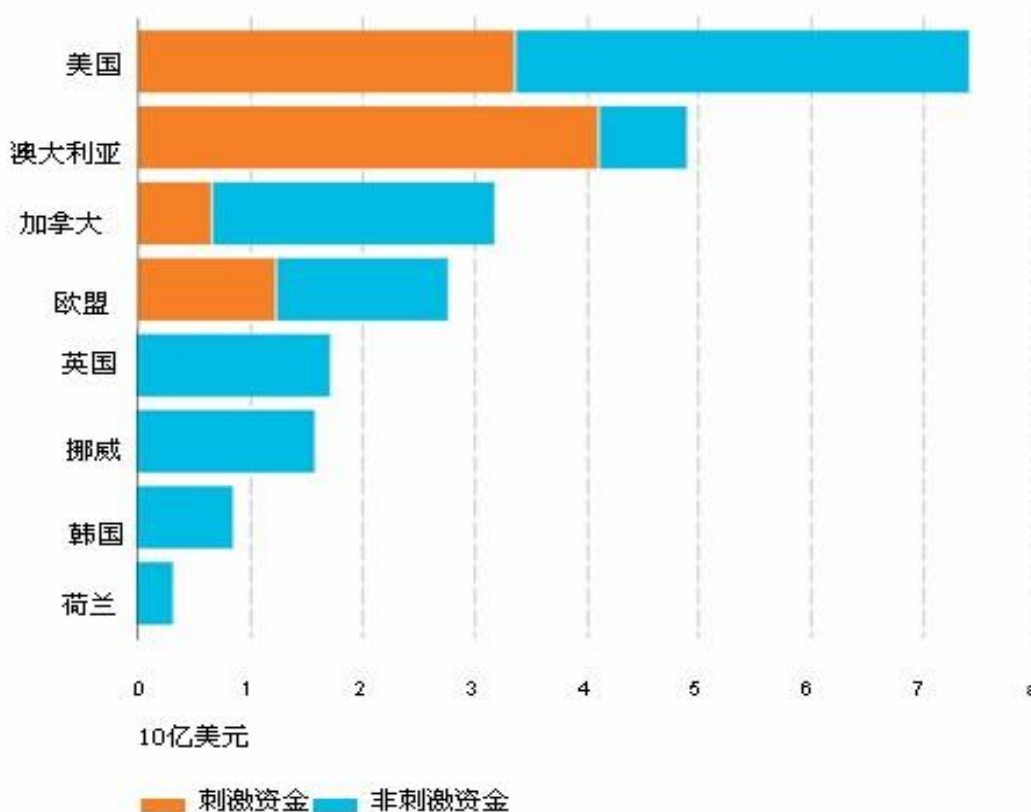
表 12 CCS 的刺激资金

国家	项目名称	资金	资金 (美元) <sup>1</sup>
澳大利亚	CCS 旗舰项目	40 亿澳元	41 亿美元
加拿大	清洁能源基金	6 亿加元	6 亿美元

欧盟	欧洲能源回收计划（欧洲经济复苏能源规划（EPR））	10亿欧元	12亿美元
美国	《美国复苏与再投资法案》（ARRA）- 洁净煤发电计划	34亿美元	34亿美元
	《美国复苏与再投资法案》（ARRA）- FutureGen项目		
	《美国复苏与再投资法案》（ARRA）- 工业碳捕集与封存项目		
		总计	93亿美元

1、基于2012年7月的汇率。自GFC以来，由于美元相对于大多数货币已经升值，在此报告的美元价值低于计划宣布时。  
来自刺激计划的资金形成了CCS发展资金总额的主要部分，相当于全球资金总额的40%。

图 46 刺激计划的 CCS 资金分布



刺激支出计划设计为“及时的、有针对性的以及暂时的”，大多数已经通过立法规定承诺为

具体项目提供资金的最后期限。例如，《美国复苏与再投资法案》(AARA) 的资金被要求到 2010 年 9 月 30 日分配至项目，而欧洲经济复苏能源规划 (EEPR) 的资金被要求到 2010 年 12 月 31 日提供。

由于项目取消或暂停，这些计划中以前用于项目的资金随后返回至各国政府，这笔资金目前不用于其他 CCS 项目。在过去的 15 个月内，由于在美国 (美国电力公司 Mountaineer 项目)、加拿大 (先锋项目) 与欧洲 (Vattenfall Jämschwalde 项目) 相关项目的暂停，14 亿美元已经返回。

澳大利亚的 CCS 旗舰项目已经重新调整了刺激资金，现在被认为是澳大利亚应对气候变化风险的清洁能源计划的组成部分。但是，由于澳大利亚政府应对其他预算优先事项，自从该计划在 2009 年宣布启动，资金已经减少了 6 亿美元以上。

迄今为止，已分配的大部分项目层次的资金被授予至 19 个项目，每个项目获得 2 亿美元以上的资金。总的来说，这些大型一体化项目已分配到 86 亿美元的资金，占总授予 CCS 项目资金的 64%。FutureGen 2.0 项目是最大的单一项目接受者，已获得 10.48 亿美元的资金。完整的分类请参阅 3.3 节。

#### **NER300 资金计划减少**

通过销售欧盟 ETS 的 3 亿份排放配额，欧洲的 NER300 计划被设计用来支持 CCS 以及创新的可再生能源项目。在设计该计划时，欧盟 ETS 的市场价格在 16 至 20 欧元/公吨的范围内，预计到 2013 年 12 月上升至 25 欧元/公吨。然而，由于欧洲经济衰退抑制能源需求，以及利用可再生能源目标和能源效率政策导致 ETS 作为一个剩余的碳市场，所以价格在 2011 年开始下降。

NER300 计划中欧盟配额的销售开始于 2011 年 12 月，价格一路下跌至 9 欧元/公吨。到 2012 年 8 月为止，约 1.8 亿的配额以稍微高于 8 欧元/公吨的平均价格出售。

在 2012 年 7 月，欧盟委员会宣布 NER300 计划中约 60% 的资金将提供给 CCS 项目。在考虑了欧洲投资银行通过一系列融资渠道销售 NER300 配额引发的成本之后，预计该计划用于 CCS 项目的总资金将达到 12 亿欧元 (15 亿美元)。与此形成鲜明对比的是，当该资金安排于 2008 年宣布时，最初认为 45 至 60 亿欧元可用于 CCS 项目。这个变化是由于 ETS 价格的大幅下降，以及由于后来决定纳入创新的可再生能源项目而降低了资金的整体水平。

#### **4.5 挑战与展望**

碳价格是目前公认必要的但不足以推动 CCS 项目的因素。项目支持者认为碳价格的重要性在于强调政府继续进行国家与国际行动，设置一种碳排放价格的必要性。为此，去年已经取得

一些积极的发展，如在澳大利亚引进碳价格。然而，还需要做更多的工作。

应对气候变化的挑战往往以难以克服和充满政治担忧地呈现在公共领域。虽然面临的挑战是巨大的，但是很明确的是相当程度的国际合作、商誉与法律基础形成了一个合理期待——持续的减排行动将不仅符合未来的正常预期，而且也将越来越可交付使用并负担得起。然而，在 2012 年期间的谈判明确表明达成后京都框架的协议将经历重大挑战。

在国际谈判的层面上，关键议题包括《京都议定书》第二承诺期的长度以及来自第一承诺期的盈余“污染权”（配额）转至第二期的程度。后一点非常重要，它将影响配额的供应，进而影响全球的碳价格。《京都议定书》第二承诺期将于 2013 年 1 月 1 日开始，关于其在 2017 年还是在 2020 年结束仍然有争议。

在 UNFCCC 架构内，AWG-LCA 与 AWG-KP 将在 2012 年结束其工作计划。因此任何未解决的问题将由其他机构负责——ADP、SBI 和/或 SBSTA。SBI 已经管理支持 NAMAs 的制度安排的实施，技术转让和气候融资等议题仍然是至关重要的。

应对气候变化的 2020 后行动（减排和适应）正在 ADP 进行谈判。ADP 的首次会议在 2012 年 5 月举办，很明显的是，由于发达国家与发展中国家之间需要采取的行动缺乏区别，所以在一段时间内这将产生一些紧张状况。与 NAMA 过程结合的“公平”概念对任何新的气候变化机制的成功都至关重要。

国际行动也开始开发 CCS 标准。如上所述，基于不完全信息制定标准可能潜在地导致过度保守的许可要求强加于示范和预商用 CCS 项目，这可能影响支持者继续进行创新以及首个示范项目。

为了克服这些问题，有人建议应该尽可能避免“一刀切”的方法。在适当的时候，一个符合目的的方法足以提供准确的、保守的、相关的、可信的、可靠的、完整的以及可核查的数据检测计划和测量方法。大量发表的同行评审专家报告提供了解决和/或纠正 CCS 相关问题的方法和/或建议。在实施一套额外的 CCS 项目规则之前，应该先测试应用这些现有的和广泛的最佳实践指导方针和协议的充分性。目前存在许多技术和科学有效的分析、方法和规程以妥善解决 CCS 示范相关的问题。

除了其他的之外（《伦敦协议》），一项涉及影响 CCS 的国际海洋协议（OSPAR 协定）在过去的一年有良好的进展。虽然很多大型一体化项目可能进行离岸 CCS 运输与封存，但是，在此阶段其规划的 CCS 活动需要二氧化碳跨越国际边界，仅从国内水域转移至国际水域，而不是转移至另一缔约方的管辖范围。考虑到这并不等于从一个司法管辖区“跨境”转移二氧化碳至另一

个管辖区，国际能源署（2011c）认为这种情况将不可能被《伦敦协议》的禁令所涵盖。虽然很少有资料表明这些项目计划将捕集的二氧化碳运输至另一个司法管辖区用于封存，根据《伦敦协议》目前的禁令，任何跨境计划可能被阻止。对于那些发现 CCS 是一个可行的温室气体减排选择，但没有合适的地质用于封存或只有有限的封存容量的司法管辖区，消除二氧化碳跨境运输与封存的禁令特别重要。

由国际上的进展缓慢造成的延误将不可避免地需要国家和次国家政策来解决任何关于投资低碳技术（如 CCS）的不确定性，以及解决更普遍的碳相关义务。

去年已经报道了适度的政策发展，而最引人瞩目的可能是英国正在实施的气候变化政策、澳大利亚建立的碳价格、韩国将于 2015 年采用排放交易计划，以及南非预算在 2013 年分阶段引入碳税。

碳定价安排（国家计划之间国际联系的碳税与排放交易计划）正在日益兴起，性能标准与创新的融资与筹资措施也逐渐兴起。

各国政府有一系列可利用的政策与监管工具以解决排放水平，并促进气候减排行动。其中包括：

- 一系列在实际上建立一个碳排放价格的政策工具，例如建立一个可交易的排放市场（欧共体的 ETS），实施一个排放直接税（挪威），设置一个最小的“最低价格”以推动技术推广（英国的碳最低保证价机制），或者这些方法的结合（例如澳大利亚最初的碳税转移至一个交易计划）；
- 基于市场和/或特定于技术的推动力有利于低碳或“清洁”技术的推广，例如上网电价、电力供应公司的投资组合配额以及其他一系列旨在利用市场的力量支持低碳技术的开发与最终推广的市场机制；
- 直接的政策和/或监管行动以阻止或限制排放，例如排放性能标准（加拿大和英国）、直接禁止如新的燃煤发电厂的某些技术（丹麦和新西兰）、具体要求推广如新的化石燃料发电（超过一定容量）的一些技术以集成 CCS（苏格兰）或进行 CCS 预留评估（欧盟 CCS 法案）、要求新建发电厂 CCS 预留（法国和英国）；以及
- 对新兴技术开发和推广的直接和间接支持，例如直接资本援助（澳大利亚的 CCS 旗舰项目和欧共体 NER300 补助），和重点关注研发的援助。

在这样的背景下，CCS 的项目参与者的观点是最近只发生了温和的政策变化，虽然目前的政策制定组合被视为支持 CCS 项目的积极投资决策，但这是不充分的。CCS 项目的投资者（包

括金融机构、排放源、制造商和服务供应商) 重点关注由不断平衡政策制定而引发的机会和风险, 这种政策制定旨在支持 CCS, 同时也计划推动具有商业吸引力的减排结果。

国际能源署 (2012c) 指出, 具有最大潜力节能减排的技术进步最慢。尤其是他们明确声明 CCS 没有收到必要的投资率用于全规模示范项目, 并且近一半的新燃煤发电厂仍然采用的是低效率的技术。除了广泛的气候政策, 示范项目还需要足够的政府资金以刺激投资。在这一点上, 虽然可利用的资金相当可观, 但却在缩水, 而且资金链正变得越来越脆弱。政府面临的主要挑战是确保 CCS 与其他新兴的清洁能源技术平等对待。





# 5

## 发展中国家的 CCS

5.1	CCS 在发展中国家的 重要性	114
5.2	CCS 在发展中国家的 现状	116
5.3	示范项目为发展中国家的 CCS 提供驱动力	120



## 主要信息

- 百分之七十的 CCS 推广将需要在非经济合作与发展组织成员国中进行，以取得全球 2050 年的减排目标。
- 当前进行具有促进作用的预投资和示范性的活动，能使发展中国家在日后从 CCS 减排中站在一个有利的位置上。
- 至少 19 个发展中国家目前正投入到 CCS 相关的活动中，大部分在发掘 CCS 的机遇和潜力的早期阶段。
- 执行 CCS 中试或示范工程，以此促进 CCS 技术在各方面的发展，包括工艺上的和非工艺上的。

### 5.1 CCS 在发展中国家的的重要性

为了使 CCS 能够在大量减少全球二氧化碳排放中起到重要的作用，将需要在发达和发展中国家(分别为在 UNFCCC 定义下的附属国 1 和非附属国 1) 进行推广。特别值得关注的是，预期在未来十年全部化石燃料的净增长（和 CO<sub>2</sub> 相关排放）将来自于发展中国家。IEA 估计百分之七十的 CCS 推广将需要在非 OECD 成员国中进行，以实现在 2050 年的全球减排目标。

对于许多发展中国家而言，以可持续和气候环保的形式增加能源使用是一个巨大的挑战。许多感兴趣的发展中国家也在持续利用他们本土的化石燃料资源以确保能源保障和继续在经济上取得优势许多感兴趣的发展中国家也在持续利用他们本土的化石燃料资源以确保能源保障和继续在经济上取得优势。

当发展中国家或许面临许多 CCS 推广的障碍时，UNFCCC 附录 1 阐述了成员国已同意帮助发展中国家进行减排行动。依据先前的 2011 年全球 CCS 现状报告，自从 2009 年以来，一系列政府和组织已经共同地贡献或募集了数亿美元，在现有和未来的活动中以支持 CCS 在发展中国家的能力建设和项目发展。

贡献了巨大资助的组织和国家包括联合国、全球 CCS 研究院、挪威政府、英国政府和美国政府。这些贡献通过提供了直接的帮助。在 2012 年英国政府宣布了本年最大的一项资助计划：2012 年 4 月 25 至 26 日在伦敦举行的 CEM 会议上，英国政府宣布了一项 6 千万英镑的资助计划，以支持在发展中国家的 CCS 推广，响应于一项来自工作组对于 CCS 资金机制的资助号召，该工

工作组是 CEM 碳捕集、利用和封存 (CCUS) 行动组的一个分支组。

能够通过 CCS 取得巨大的减排将为如上所述的国际资金资助提供政策支柱，但是实际的减排需要在单个国家通过执行项目得以实现。然而，若干发展中国家目前分享着类似的一些关注。主要的关注趋向于包括 CCS 的高成本，能源使用和封存的永久性。这强调着能力发展和知识共享的重要性，即使在早期阶段，帮助：

国家分析减少 CO<sub>2</sub> 排放的成本对比于气候变化对于健康，人口移民和灾难事件等造成的影响所产生的成本。IEA 估计放弃 CCS 在发电行业作为减排选项将导致在其他低碳技术投资成本增加百分之四十至五十七，以实现减排目标 (IEA 2012b)。

与捕集和压缩技术的发展看齐。减少能源损耗对于 CCS 的推广将会是至关重要的，额外能耗不仅仅是巨大的成本的一部分但也牵涉到能源使用问题。然而，减少能源损耗需要通过大型示范项目中持续的研究、开发以及测试逐步实现。

从现有中试和大型示范项目中学习以来的经验，特别是关于能够被用来开发跟踪二氧化碳封存永久性的监控，测试和验证技术。

### **为什么发展中国家应该马上准备 CCS?**

由 CCS 引起的这些前述关注和挑战现使得发展中国家形成一种‘观望’的态度。这种态度对于发展中国家的 CCS 资助机制中的 CEM 工作组鉴定为是一个重要的问题。该工作组鉴定目前行动的重要性。如果国家鉴定 CCS 是一项在他们的低排放战略中的相关技术，那对于国家而言在目前开展具有促进作用、预投资以及示范活动使其在未来十年中利用 CCS 减排处于有利地位。许多的这些具有促进作用和预投资的活动将需要针对国家特定的要求。

具有促进作用和预投资的活动需要在执行 CCS 项目前被开展，包括但不限于：

- 发展地质封存评估；
- 发展法律和法规框架；
- 通过预可行性和可行性研究理解技术和项目发展框架；
- 理解资助和商业问题；
- 在公众参与方面的良好实践。

某些这类活动需要数年时间来开发。例如，从盆地水平下降到地点特定水平的封存特征研究需要三到六年或者更长的时间，取决于多少已经可用的信息。发展执行 CCS 的适当的法律和法规框架同样需要一定的时间，取决于各个国家或地区的个别环境。

封存法规部分不仅需要时间开发，而且不能在国家之间转移。事实上，封存法规很难转移

与很多国家采取“观望”的立场有关。其中一部分发展中国家在制定 CCS 封存法规积极考虑以下几个因素：保证来自于化石燃料生产的收入；消耗化石燃料以推动经济发展；鼓励能源保障；鼓励地区合作；以及制定外交政策目标，诸如从 CCS 技术出口的收入 (Meadowcroft and Langhelle 2009)。

一些发展中国家开展了专门的研究来调查他们的 CCS 潜力。这些研究一般来说考虑的主要方向包括诸如国家排放源现状(来自于基于化石燃料发电的高水平排放和/或者适用 CCS 的工业流程)，其封存潜力以及运输 CO<sub>2</sub>到可能的封存地点的可行性。

## 5.2 CCS 在发展中国家的现状

在本报告中确认的 75 个大型项目中，17 个在发展中国家。自从 2011 年以来增长了 5 个。

至少有 19 个发展中国家参与到 CCS 活动中。在这些国家的活动范围涉及从能力开发、预投资、活动规划以及两个涉及 CCS 项目运行的个案。在这 19 个国家当中的大多数正处于早期的 CCS 机遇和潜力探索阶段。CCS 在发展中国家中作为潜在的减排技术正在日益增长，特别是在那些严重依赖基于化石燃料的能源和行业。这种不断增长意识和重要性被 CCS 纳入 UNFCCC 下的清洁发展机制进一步强化。

在图 47 呈现的 CCS 开发周期是一项被全球 CCS 研究院开发出来的工具，以帮助概念化不同的 CCS 开发阶段。这工具利用开发周期的不同阶段帮助确定关联于某个国家的能力开发和预投资活动类别。

该周期划分为五个重要阶段，并且这些循环的周期意味着在不同的阶段之间的移动是一个相互作用的过程，而不一定是线性的。事实上，它可以被看成是某些国家正在不同阶段上的运行，有时同时地由其所需、利益、方法以及项目驱使。

图表 47 鉴定一个国家已经开展或者正在开展的活动类型。该图表的目的在于提供正在国家水平开展的主要活动类型的概述。值得注意的是各国的不同行业将会存在周期阶段上的差异。

当大部分的发展中国家仍处于早期探索阶段，某些发展中国家会在项目开发周期上更进一步，特别是阿尔及利亚、墨西哥、南非、阿联酋联合国以及中国。

在阿尔及利亚的 In Salah 天然气加工项目中，从 2004 年开始注入 CO<sub>2</sub>。目前已有超过三百万吨 CO<sub>2</sub>被封存在深部咸水层中(超过 2 公里地下)。在该地点提取的天然气包含少量百分比的 CO<sub>2</sub>；这些 CO<sub>2</sub>需要从气体流中分离出来，以确保其出售的纯度标准。项目的两个最初合作伙伴是 BP 和 Sonatrach，决定了投资 1 亿美元以地质封存 CO<sub>2</sub>，不单只是为了减少排放，而且对 CCS 的示范及其监控、测试和验证提供了非常有价值的贡献。

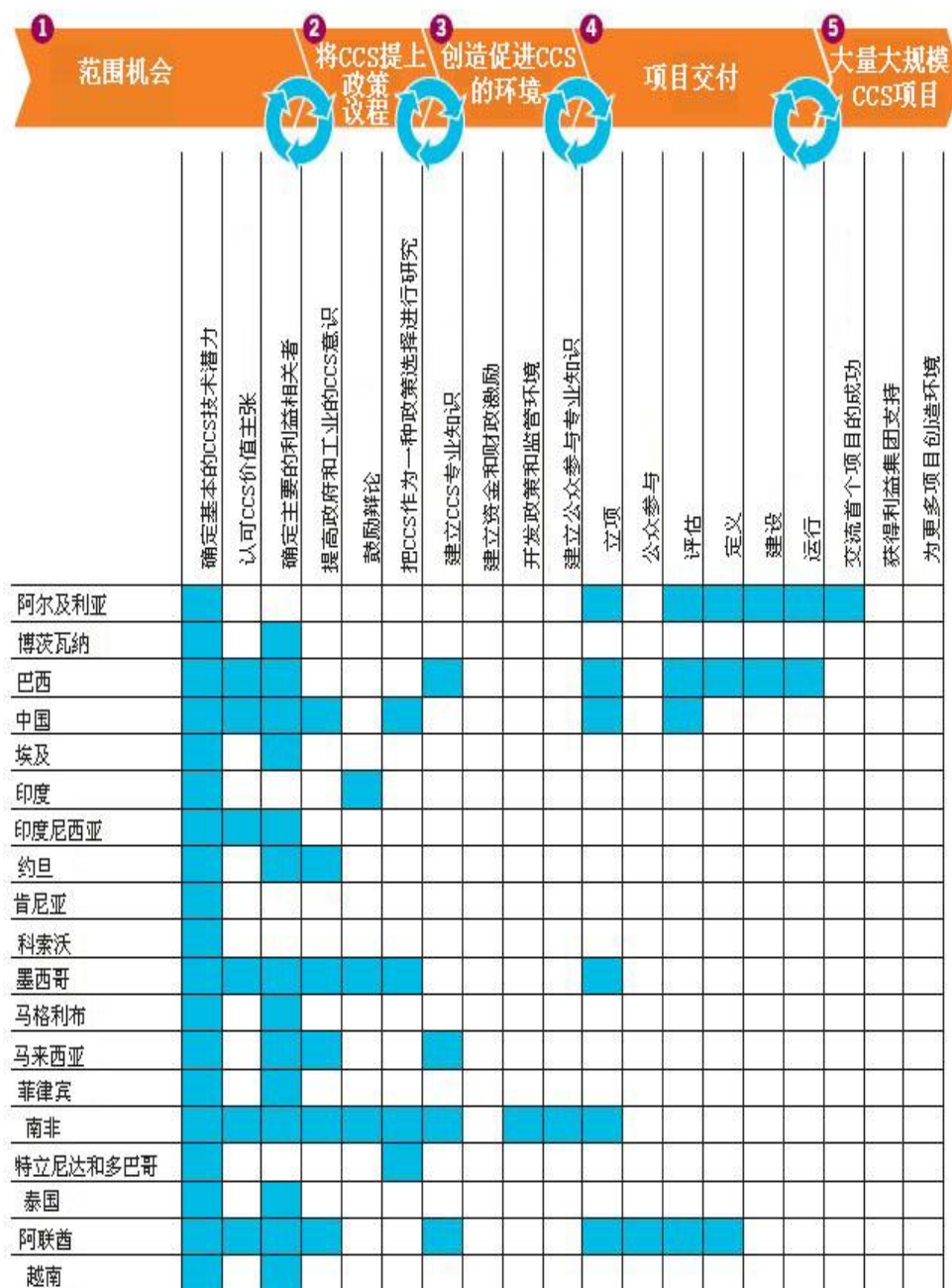
在巴西，Petrobras 报道了 MirangaCO<sub>2</sub> 试验封存点每年封存接近 20 万吨 CO<sub>2</sub>。商业规模的工作正在进行中。Petrobras 计划在 Lula 油田封存 CO<sub>2</sub>，以作为 EOR 项目的一部分。该项目是 Petrobras 的可持续发展和气候变化计划下的投资二到四个大型 CCS 示范项目的其中一部分。

在 2011 至 2012 年期间，墨西哥在推动 CCS 政策议程上作出了重要的进展。国家 CCS 战略和法规框架的开发被确定作为在墨西哥 2012 至 2016 年国家能源战略的一个目标在 2012 年的 3 月的墨西哥国会上被提出。在 2012 年 5 月，墨西哥也发表了一份国家水平的封存地图集，并且目前专注于开发地区地图集，墨西哥拥有很大潜力发展 EOR，并且在取得低排放目标(特别地来自发电行业)和增加老化油气田的产出之间具有强大的相互协助作用。

南非已承诺应对气候变化但同时持续提高家庭电力使用、能源安全使用以及减少贫困。他们意识到气候变化的负面影响将在最后会损失更多和具有更大层面的不利影响。在来自于南非能源行业的温室气体排放的大众的认同下，CCS 被作为一项能帮助实现减少 CO<sub>2</sub> 排放目标的主要技术。正因如此，在 2011 年 10 月 12 日在南非内阁通过的南非国家气候变化应对政策，确定了在目前集中专注于若干的计划和具有促进作用的活动以推进 CO<sub>2</sub> 测试注入项目。这些活动包括评估其法规框架、建立公众参与战略以及开展技术可行性研究。

在已讨论过更多细节的第二章所示，UAE 具有三个在计划和开发阶段的大型项目(LSIPs)。该计划利用从项目网络捕集的 CO<sub>2</sub> 用于 EOR。在中国，对于 CCS 作为国家减少来自大型和快速扩大的发电和其他基于煤的行业的温室气体排放的解决组合方案的组成部分的重要性的认可日益增长。在过去的 18 个月中，一系列在中国的 CCUS 得到重要发展，尤其在政策和项目上，并且取得来自中央政府的参与和支持

图 47 CCS 开发生命周期



参考项: ■ 在此处的活动

中国现在明确地从仅仅专注于 CCS 研发转型到进一步趋向于建立一个对于 CCS 的示范和推广具有促进作用的环境。

在 2011 年 3 月，国家发展和改革委员会（NDRC，国家发改委）发布了中国煤化工有序发展的通知，要求所有新的煤化工示范项目具备可持续减少 CO2 排放的能力。这意味着新建立的煤化工示范项目将需要考虑安装诸如大型碳捕集，封存与利用（CCUS）设施的技术以控制其 CO2 排放。

在 2011 年 3 月，中国政府发布了众所期待的十二五计划（2011-15，一项蓝图概述主要的国家经济和开发目标。不同于以往的是，这计划包括了很多关注于能源与气候变化、以及对于较慢和更可持续发展道路的内容。在计划中减少中国温室气体排放的主要目标包括：

- 减少百分之十七的碳强度（每单位 GDP 二氧化碳排放）；
- 降低百分之十六的能源强度（每单位 GDP 能源消耗）；以及
- 把非化石能源的比例增加到百分之十四。

紧随着国家十二五计划的发布，在 2011 年 11 月国家发改委发布了《控制温室气体排放十二五工作计划》。该工作计划概述开发新 CCUS 技术和本国知识产权。这包括了更广泛的目标，开发贯穿一系列行业范围的技术，其中包括火力发电、煤化工、水泥以及钢铁。这也陈述了中国计划开发具备利用捕集的 CO<sub>2</sub> 用于 EOR 或者地质封存的全面一体化 CCS 示范项目。最近，在 2012 年 3 月，国家发改委发布了在煤化工开发的十二五计划，表述了中国将支持 CCUS 的研究和示范。

在最近的期间首次看到来自于若干中国高层领导对于 CCS 的高度认可，其中包括在 2012 年 7 月的 CCS 会议上的国家发改委副主任解振华。在 2012 年 3 月，发改委高级领导加强了中国对于发展 CCS 的承诺，通过与全球 CCS 研究院签署的合作协议加强双方在 CCS 上的合作。

与这些正面的政策发展一致的是近来在中国的大型一体化项目数量的上升。在 2012 年项目调查中，在中国新增 5 个大型项目（LSIPs），使中国的大型项目数量增加到 11 个。

附录 G 概述了其中一些在 19 个国家中被确认的特定活动。

## **政策，法律和法规开发**

大部分对于 CCS 感兴趣的发展中国家已开展了初步的法律和法规问题的分析和/或者分析，其中包括巴西、中国、波茨瓦纳、印度、印度尼西亚、约旦、科索沃、马来西亚、菲律宾、南非、泰国、特立尼达多巴哥以及越南。大部份的初步分析可以在 APEC、亚开行、CSLF、全球 CCS 研究院以及世界银行资助的研究中得到，其中一些研究仍处于最初阶段。

在各种研究中的深入分析是不相同的。比方说在波茨瓦纳，世界银行代表政府正在开展一项 CCS 可行性研究以评估 CCS 在该国的发展机会，并且对合适的法律和法规环境提出建议。在 2010 的 CCS 研讨会上，波茨瓦纳确认了需要定义法规的方向，其中包括 CO<sub>2</sub> 的潜在泄漏和它对于陆上水源质量、CO<sub>2</sub> 气流封存以及封存地点的适合性的影响，还有填充孔隙空间的许可。

此外，阿联酋联合国开展了一项研究，以开发一个 CCS 价值定位，考虑必要的 CCS 法规框架和由 UNFCCC 制定的国际标准。



在拉丁美洲，CCS 被看成是一个在地区应对气候变化工作中的至关重要组成部分，尤其对于新出现的基于石油燃料的经济，诸如墨西哥、巴西以及委内瑞拉。然而，缺乏拉丁美洲的法律框架，很难在该地区开展商业规模 CCS 项目。关于二氧化碳捕集和封存的拉丁美洲主题网络的建立有助于促进 CCS 的开发。该网络寻求资助由科学家、研究中心以及其他媒体之间的具有合作性和整合性的 CCS 活动。

依据附录 E 若干国家的主要政策内容概览包括巴西、中国、印度、印度尼西亚、马来西亚、墨西哥、沙地阿拉伯以及特立尼达多巴哥。

### 封存开发

发展中国家包括巴西、墨西哥以及南非已经开展了一项国家水平的封存审核。巴西正处于完成封存地图集在 2012 年尾的出版过程中。墨西哥在 2012 年 5 月发布了他们的国家水平封存地图集，作为南美碳地图集伙伴关系方案的一部分。墨西哥现正专注于调查国家以北的盆地。南非在 2010 年发布了它的国家封存地图集，并且正在开展三项在盆地水平上的更具体封存审核，得到的结果将被用于围绕测试注入项目的决策中。中国也同样开展了一些开发成熟的地区规模封存审核，和一些具体的地域特征研究，特别是与 EOR 相关联。

最初的封存审核在其他发展中国家被开展作为 CCS 范围探索研究的一部分，包括波茨瓦纳、印度尼西亚、约旦、科索沃、马格里布、马来西亚、菲律宾、泰国、以及越南。

## 5.3 在发展中国家推动 CCS 发展的动力

在 CCS 项目周期处于领先地位的发展中国家包括正在开发或者已经执行 CCS 中试或者示范项目。中试和示范项目是“从实践中学习”的主要部分。这些项目提供一种对于诸如能力开发、具有促进作用以及预投资的相关活动的催化或者专注作用。

示范项目和从实践中学习突出了至少在短期内对于在发展中国家具有促进作用和预投资的活动的资助的重要性。在中期，更重要的资助需要为这些国家中至少 5 到 10 个示范项目的建造和运营提供资助，以弥补运行 CCS 所需要的‘额外’成本。

如上所述，巩固 CCS 在若干发展中国家的利益的主要催化剂是连接提高石油采收率 (EOR) 和/或者气体加工过程。基于 EOR 能够改善 CCS 项目的商业可行性，具有 EOR 潜力的发展中国家正处于一个推动 CCS 发展的相对有利地位（例如印度尼西亚、马来西亚、中东以及在北非的国家）。

## 全球 CCS 研究院的能力开发处理方法

全球碳集与封存研究院定义能力建设为国家的能力用以建立认知、理解、知识以及最终地技术要求来加速 CCS 的发展。或许在众多各式各样的利益相关者团体之间建立起知识和理解是适当的，包括政策制定者、法规监管者、行业以及非营利机构。所以这些团体在促进 CCS 作为一个可行的低碳能源解决方案是至关重要的。CCS 能力需要被建立在以下一系列不同的课题，比如：

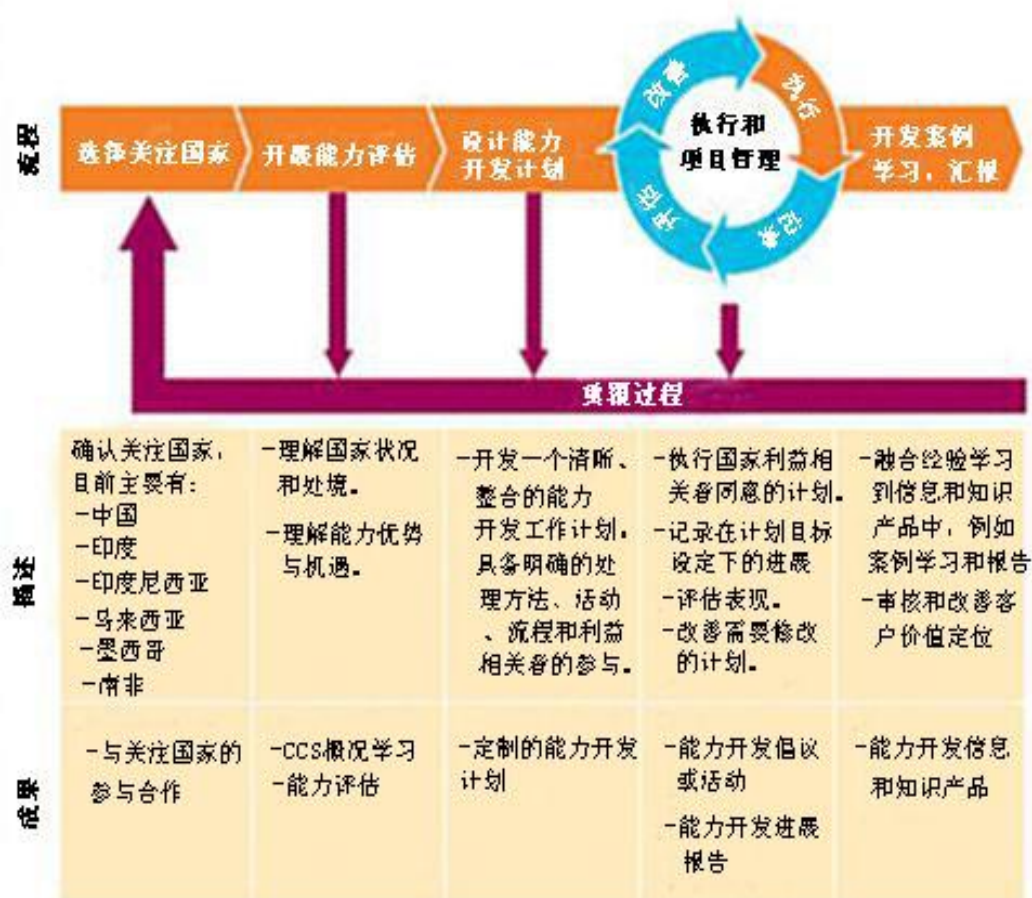
- 政府对于法律和政策问题的理解和如何应用到立法和法规开发和应用当中；
- 工程学家、地质学家以及项目管理者的技术知识和技巧；
- 通过政策制定者、债权人以及公司理解财政和商业问题、风险以及激励机制；以及
- 公司和政府有效地和具体地围绕特定的 CCS 项目与公共和当地利益相关者之间的参与交流能力。

全球碳捕集与封存研究院通过以下两个主要方面促进 CCS 能力开发：

1. 帮助国家开发和执行定制的能力开发计划；以及
2. 支持由其他主要组织开展的重要能力开发活动。

现已有一个明确的处理方法以帮助国家开发和执行定制的能力开发计划，概述在以下的图 48 中。该处理方法可被采纳与修改以符合个别国家的具体情况与需要。

图 48 全球碳捕集与封存研究院能力开发的方法



全球碳捕集与封存研究院同样提供资助给其他主要的 CCS 能力开发组织, 诸如亚开行、温室气体技术合作研究中心 (CO2CRC)、CSLF (碳捕集与封存领导人论坛)、IEA (国际能源署) 以及世界银行。在附录 G 被定义的许多能力开发活动已通过这些组织和全球 CCS 研究院中得到所需支持。

# 6

## 捕集

6.1	引言	124
6.2	捕集技术进展	136
6.2	大型示范捕集项目的主要挑战	136
6.3	朝着商业规模示范方向发展	140



## 主要信息

- 在发电项目中为首个同类别的捕集项目创造一个商业规模的可行的商业案例仍然是发电项目面临的关键挑战。高资本成本以及持续的运营成本（部分是由于与捕集有关的额外能源需求）是关键障碍。
- 试运行两个小规模富氧燃烧捕集示范项目在富氧燃烧捕集方面取得进展。
- 在中试规模设施中示范从燃煤发电站捕集二氧化碳，但需要更多的运营经验。
- 更进一步的工作需要降低捕集成本的支持，包括促进更有效的燃烧过程、改善 CCS 实施到发电厂的集成度和灵活性以及对新的捕集技术的持续研发。
- 在钢铁和水泥生产中的捕集示范需要得到进一步鼓励。
- 以商业规模捕集二氧化碳一般是在产生高纯度二氧化碳的气体处理和工业生产中进行的。捕集技术开始被应用于示范规模的发电项目中。

### 6.1 引言

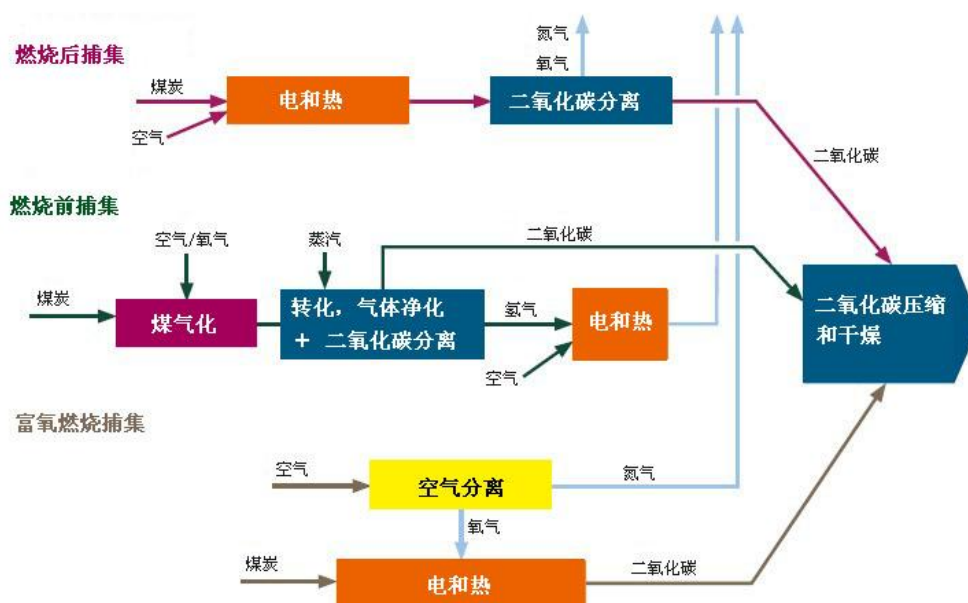
捕集将本来会被排放到大气中的二氧化碳，并将其清洁和压缩到可被运输的状态，这一处理流程构成了将 CCS 应用于发电的最大额外成本。在一些其他处理过程中，例如气体处理，作为处理流程的一部分二氧化碳已被捕集，因此最大成本是压缩、运输和封存。本章提供了可运用 CCS 的不同行业的捕集技术所取得的进展、面临的挑战以及一个对未来的展望的更新信息。

从化石燃料使用中捕集二氧化碳的最先进的技术选项是：

- 从气体流中进行燃烧前捕集；
- 从燃烧烟道气中进行燃烧后捕集；以及
- 富氧燃烧捕集——燃料与氧气直接燃烧。

这三种方法以燃煤发电系统为例在图 49 中被说明。这些技术也可被用于燃气发电系统且也适用于特定的非发电领域。

图 49 从燃煤发电厂捕集二氧化碳的技术选项



来源：（全球碳捕集与封存研究院（2011c））

整体煤气化联合循环（IGCC）发电厂的燃烧前捕集需要燃料与氧气或空气在高压下部分反应。这会产生由二氧化碳、一氧化碳与氢气组成的一种合成气体。通过水煤气转化反应能够进一步生产氢气。所生产的气体中的二氧化碳可通过一种使用溶剂的脱酸性气体（AGR）处理将其移除。分离二氧化碳的过程产生的一种富氢气体将在一个燃气轮机中燃烧以生产电力。

使用脱酸性气体（AGR）处理进行二氧化碳燃烧前捕集已在油气加工工厂和化学工厂中得到全面的商业实践，在这些工厂中分离二氧化碳被作为标准工业工序的一部分。这种处理与电力生产使用的燃烧前捕集稍有不同。

第二种从烟道气中分离二氧化碳的主要方法是燃烧后捕集。该技术涉及在燃料被完全燃烧后从烟道气中移除二氧化碳的工艺。它可被应用于新设计的化石燃料发电厂或对现有电厂进行改造。使用液体溶剂（吸收）的处理是目前燃烧后捕集最先进的选项，但还有正在进行的对其他技术的研发活动，如薄膜分离技术和固体吸附剂。燃烧后捕集也可被应用于其他产生含二氧化碳的烟道气的行业，如水泥生产、炼油和石化产品生产。

第三种技术是燃料与高纯度氧气而不是空气的燃烧的富氧燃烧技术。该技术排除了烟道气中的氮气并产生了一种含有高浓度二氧化碳的烟道气。所使用氧气是通过一个空气分离装置（ASU）得到。所产生的主要含二氧化碳的烟道气随后被清洁、干燥和压缩。

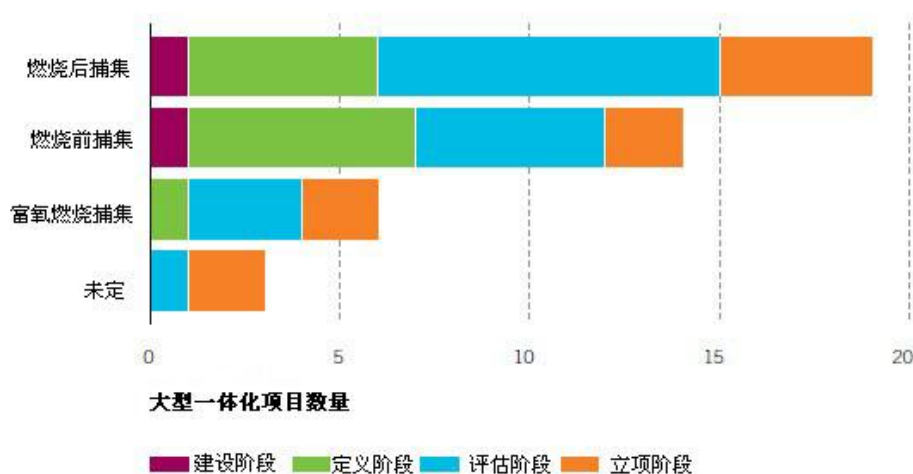
富氧燃烧技术可被应用于新电厂，也可被用于改造现有电厂。在一个富氧燃煤发电厂中，一些烟道气（主要含二氧化碳）被回收利用以在燃氧锅炉中使用，其有效地取代了空气中的氮

气以使温度保持在可被锅炉管材料接受的水平。富氧燃烧技术也可被用于其他行业，其中包括水泥、钢铁生产和炼油。

这三种先进的捕集技术中的每一种都涉及多个实现途径，如溶剂或薄膜。该技术及其实现途径的选择需要考虑所使用的燃料、气候条件、所选位置的资源可获得性（如水）以及电厂的运营需求。

图 50 显示了来自大型一体化发电项目的现有方案的技术分布。大多数项目使用燃烧后捕集，这反映了对现有发电站的捕集技术改造。新电厂倾向于使用燃烧前捕集技术。在使用富氧燃烧技术的 6 个项目中混合了改造和新建的电厂。

图 50 根据捕集技术及所处阶段列示的大型一体化发电项目数量



燃烧前捕集是所有当前处于运营的项目使用的技术。其中包括天然气加工与合成气或化肥生产。

与发电项目和气体处理项目相比，炼钢或水泥生产等行业的捕集技术仍处于开发的早期阶段。但是，现有捕集技术可能被调整已适用于这类特定的生产过程。例如，生物燃料生产可能仅需要简单的捕集技术，因为发酵过程产生的二氧化碳几乎是纯净的，其在被运输之前仅需脱水和压缩处理。

## 6.2 捕集技术的进展

在2012年期间捕集技术取得了一定进展。该进展涉及正在进行的大规模捕集项目的建设，这些项目涵盖涉及一系列行业的燃烧前捕集、应用于燃煤发电厂的燃烧后捕集和较小规模的富氧燃烧捕集技术的示范。

本节介绍了发电行业取得的进展，接着介绍了非发电行业的进展。

## 燃烧前捕集技术在发电行业中的进展

发电行业的燃烧前碳捕集系统已以中试规模和示范规模被示范，且有一些正在建设中的项目将以商业规模示范该技术。研发和示范的焦点在于资本成本的减少，尤其在于现有捕集系统和新的燃烧前捕集系统的附加能源需求的减少。

在美国有电力应用和/或工业应用中的燃烧前碳捕集项目，这些项目已进展到建设阶段或显示了很有希望实现一个积极的最终投资决策（FID）。这些项目通过从捕集的二氧化碳得到的额外收入——如提高原油采收率——部分抵消了捕集成本。

密西西比电力公司（南方电力公司的一个子公司）正在美国的肯珀县建设一个最先进的商业规模的整体煤气化联合循环CCS电厂。该项目的建设正在进行，计划于2014年开始投入运营。就全球范围来讲，这是第一个将商业规模的整体煤气化联合循环（IGCC）与CCS相结合的项目。其建设与运营的目的旨在示范商业规模的IGCC和CCS在技术和商业这两方面的可行性。该项目将生产52.6万千瓦的电力且大约其65%的排放将通过Selexol酸性气体移除装置被捕集。其年二氧化碳捕集量将达到约350万吨。该项目的设计与建造是由南方电力服务公司与第三方合作完成的，后者将承担采购与施工管理工作。通过联合方式设计与建造该项目已经实现了额外项目交付成本的节省。

在美国的另一个项目是由顶峰电力集团开发的得克萨斯州清洁能源项目（TCEP）。这将是一个使用CCS技术的400兆瓦（总数）的整体煤气化联合循环（IGCC）多联产电厂。部分生产的合成气将被用于电力生产，其剩余部分将被用于供商业销售的颗粒尿素的生产。使用多联产将为该项目创造额外收入。该项目将通过低温甲醇洗（RECTISOL）工艺捕集生产尿素过程排放的90%的二氧化碳。总承包合同（EPC contracts）及运营与维护协议在2012年早期已与三个总承包商最终敲定。该项目预计在2012年年底作出最终投资决策（FID）。

与此类似，SCS能源公司正在开发的加利福尼亚氢能项目是一个40万千瓦级别的整体的整体煤气化联合循环（IGCC）多联产电厂。其所生产的合成气计划用于为一个燃气轮机发电机组提供燃料，其剩余部分也将被用于商业生产颗粒尿素。

美国的其他著名项目涉及对现有工业气体处理设施和化学制品设施的改造，其中包括位于东得克萨斯的计划每年从现有合成气工厂中捕集100万吨二氧化碳的空气化工产品公司的蒸汽甲烷重整装置EOR项目。另外，位于路易斯安那州查尔斯湖的莱卡迪亚能源公司（Leucadia Energy）的CCS项目计划每年从现有的甲醇工厂（从合成气中）捕集450万吨二氧化碳。上述所有项目都从美国能源部/国家能源技术实验室得到了大量政府资助。



中国的25万千瓦绿色煤电IGCC/CCS项目是在美国以外的处于开发最后阶段的其中一个项目。在第一阶段完成之后，虽然有一个增加的40万千瓦机组，该项目将扩大至650兆瓦电力。该电厂的二期计划的落实时间（而不是随后的商业电力生产）还未确定，然而该项目显示了IGCC在北美以外地区的成功运营。

### 技术就绪指数

全球碳捕集与封存研究院使用了一种技术就绪指数（TRL）以说明所描述的捕集技术的发展水平。该系统是由美国航空航天局（NASA）于20世纪80年代开发的，其旨在更好地理解不成熟技术的发展途径。TRL使用了一个1-9的尺度范围以测量从基本概念（1）到可以商业规模利用（9）的发展水平，其每一级别代表了一种技术的成熟水平的一个增长。9个TRL在下表中被描述出来。1-5的TRL表示处于研究阶段，而5-9主要表示开发和示范活动。TRL从低级到高级的进步需要大量时间和资金的投入，虽然测量到达更高TRL的进步所需的时间的价值是困难的。NASA通过TRL成熟度的增长级别（Peisen 1999）分析了其一系列不同技术的发展水平，并发现对他们的技术而言每一项技术达到TRL-9的成熟程度可花掉超过16年的时间。然而，一个主要的技术供应商——三菱重工（MHI）——提供了整体煤气化联合循环（IGCC）发电的TRL成熟度的前后关联的数据。MHI指出从等级3发展到等级8需要25年时间，随后需要另外的5年时间达到等级9（Sakamoto 2010）。

表 13 技术就绪指数（TRLs）说明

就绪等级	描述
TRL-9	全规模商业化推广（400 - 500兆瓦）
TRL-8	子规模商业示范厂（>25%的商业规模）
TRL-7	中试工厂（>5%的商业规模）
TRL-6	过程建设机组（全规模的0.1 - 5%）
TRL-5	相关环境中组件验证
TRL-4	实验室组件测试
TRL-3	分析、“概念验证”

TRL-2	提出申请
TRL-1	发现基本原则

达到TRL-9意味着已实现通常与商业应用相应的规模的成熟运营。这里指的仅是技术应用的实际规模。因而，一项技术可能达到TRL-9且实现技术成熟，但仍未必满足在现有市场中的经济要求。TRL系统没有针对推广技术的商业或经济可行性作出评估。

TRL等级并未对项目开发的整体风险作出描述。这种风险是对特定项目而言的，而且同类首个项目的进步可能受到成熟的项目支持者对技术组成以及他们将把这些技术整合为一个可行的工艺的能力的信心程度的影响。这意味着如果特定项目商业案例优于一个可选择的高TRL（更成熟的）技术要素的商业案例，项目支持者可能选择一个特定的低TRL（不太成熟的）技术要素。

### 燃烧后捕集技术在发电行业中的进展

大规模一体化项目（LSIPs）的燃烧后捕集（PCC）在过去一年经历了一些挫折。燃烧后捕集的应用主要集中在发电领域，且相关项目在创造一个利用PCC的商业可行方案方面遇到一定困难。尽管如此，正在建设中的使用PCC的大规模一体化项目——加拿大的边界大坝项目——取得一定进展，且预计其将在2014年投入运营。还有许多处于规划阶段的项目，且它们都是发电领域的。

燃烧后捕集面临的一些主要挑战都是关于CCS需要电厂的相对较大的额外容量和能耗，而且大多是由捕集方面造成的（特别是溶剂再生所需能源）。开发新的化学方法（基于溶剂的和非溶剂的）、新的工艺设计和新型发电厂一体化方案（例如余热和热量回收）都是为减少CCS的所需容量的努力，且几乎是所有燃烧后捕集技术研发和示范的重点。减少额外容量的50%而不增加捕集成本将使碳减排成本降低约27%。

### 南方电力公司

南方电力公司已在美国的阿拉巴马州的巴厘发电厂启用了—一个使用三菱重工（MHI）的MK-CD™技术的相当于2.5万千瓦的燃烧后捕集设施。该项目捕集的二氧化碳将被提供给东南地区碳封存合作伙伴（SECARB），以永久封存于深部咸水地质层中（南方电力公司2012）。这是世界上在燃煤发电厂中最大的现役的碳捕集与封存项目。其项目理念是为使该项目：

- 成为全面设计的充分代表（工艺步骤、设备和物理方面）；
- 建立并示范一个承包和执行战略；以及

- 在现实情况下运营和维护。

该项目也将力图持续进行社区服务和教育以确保无缝部署。

为碳捕集装置已经或将进行以下示范测试项目：

- 为设计和替代煤确认电厂性能（把物料和热量平衡建立在主要成分和关键微量元素的基础之上）监测排放流和废物流；
- 为开发控制电厂的模拟工具进行参数检验；
- 性能最优化；
- 荷跟踪的动态测试；以及
- 验证设备可靠性的长期测试。

南方电力公司保留了建造并交付中试规模与商业规模示范项目的内部能力。该公司仔细检查了适用于一个商业规模设施的捕集电厂项目的交付方法，并为场外装置组件建造以及随后的场内组件耦合开发一种模块方法。这减少了资本成本且最重要的是显著减少了建设时间。

方法强调了支持者开发、去风险和将技术扩大到商业和适合运营的规模所需要的理解和投资。

一般来讲，资本成本降低、溶剂降解、溶剂挥发性以及其他此类参数都是仅次于主要问题的因素，该主要问题即降低PCC工艺对主电厂施加的附加荷载。这些次要问题虽然是重要的，但因其没有构成PCC的主要挑战而得到较少的研发关注。

图 51 美国阿拉巴马州巴厘发电厂的三菱重工（MHI）的 MK-CDTM 技术



## 蒙斯塔德技术中心

位于挪威的蒙斯塔德二氧化碳技术中心（TCM）是挪威政府（以Gassnova公司为代表）、挪威国家石油公司、壳牌石油公司以及南非沙索（Sasol）公司组建的于2012年5月7日正式成立的合资企业（图52）。这是世界上最大的测试、开发与改进碳捕集技术的设施。

价值10亿美元的蒙斯塔德技术中心（TCM）是唯一的且灵活的为开发显著减少世界范围内大型点源的二氧化碳排放所需技术的设施。建设该中心投入了超过550万个工时，它能够测试两个大规模二氧化碳燃烧捕集技术与两个现实的二氧化碳点源。TCM将可以利用一个燃烧天然气的供热供电发电厂的烟道气和一个炼油厂裂化炉的烟道气，其年二氧化碳捕集量可达到10万公吨。这两种烟道气有不同的二氧化碳含量（分别约为3.5%和13%），这为TCM提供了能够研究关于发电厂应用和工业应用的捕集技术的独特机会。

在蒙斯塔德技术中心最初测试的二氧化碳技术是阿尔斯通（Alstom）公司的一种冷冻氨处理和阿克清洁碳公司（Aker Clean Carbon）的一种胺处理工艺。这两种技术都是利用溶剂吸收烟道气中的二氧化碳的燃烧后捕集技术，且都能够捕集炼油厂裂化炉和综合供热供电发电厂的烟道气流中85%的二氧化碳。TCM将在约12-19个月的初始阶段之后负责开发剩下的测试计划。阿克（Aker）公司、日立、三菱重工以及西门子公司都表达了对未来在完成当前的测试计划后使用胺厂的兴趣。

TCM也有一个到2012年年底的利用其为建设和测试未来碳捕集技术设施的可用区域、公用设备和其他基础设施的公开邀请。

图 52 挪威蒙斯塔德二氧化碳技术中心开幕



## 吸收捕集处理

吸收处理依靠一种可将二氧化碳溶于一种液体的溶剂。被吸收的二氧化碳随后通过改变温度和/或气压被释放出来。之后溶剂被恢复以再利用。当前许多对基于吸收的燃烧后捕集（PCC）技术的研究是以开发可减少二氧化碳从溶剂中释放所需能源的新型溶剂为重点。一些早期研究也利用一些更新的化学物质进行，例如离子液体和相分离溶剂（技术就绪指数为5（TRL-5））。

使用自然生成的酶（如碳酸酐酶）作为一种催化剂以增加特定低能耗溶剂（如胺类溶剂和碳酸钾之类的碳酸盐溶剂）的反应动力并使它们更有效地发挥作用引发了相当大的兴趣（TRL-5）。推广该类技术被认为可降低每吨二氧化碳20澳元的捕集成本（温室气体技术合作研究中心（CO2CRC）（2012））。

除降低再生能源的需求之外，针对基于溶剂的捕集系统的研发与示范活动专注于更快的反应速率、接触器改进（如泡沫帘和流体帘）、更高的液体容量、化学稳定性和腐蚀性以及解吸处理技术的改进。系统整合也是研发与示范活动的课题，包括热量回收和废热回收。

## 吸附

吸附处理依靠依赖于二氧化碳聚集在一种固体表面的性质。然后，与吸收类似，这种固体被暴露在一个气温和/或气压交变的环境中以释放二氧化碳。燃烧后捕集的吸附处理并不如吸收处理成熟，且其仍处于研究与开发阶段（TRL-4）。主要在学术机构中开展的早期研究工作以新型材料的开发为重点，如碳基吸附剂（如活性炭）、金属有机骨架（MOFs）、沸石、固定胺类溶剂和可再生固体溶剂（如石灰岩概念和化学循环概念）。

## 其他处理方式

新型工艺配置连同新型薄膜材料可减少一个电厂的附加荷载。这已经过以每天一吨二氧化碳的规模进行捕集测试（TRL-4），且目前在一个燃煤发电厂被扩大至每天20吨二氧化碳的规模（TRL-6）。其他围绕用于燃烧后捕集的薄膜技术的开发仍处于实验室阶段（TRL-4），其专注于对薄膜材料性能的改进。

当前专注于在池塘中培养藻类以作为直接从烟道气流中固定二氧化碳的一种途径并以此避免捕集二氧化碳的大量附加能源损耗的研发活动，虽然得到较少的研发关注，但也值得一提。其所生产的生物质能可被用作能源生产的燃烧燃料或其他附加值产品，如营养增补剂。该研究尚处于开发的早期阶段，且其大概仅能够为全面的二氧化碳减排贡献相对较少的减排量（Novel CO2 Capture Taskforce（2012））。转基因藻类的可能利用也得到考虑。

## 富氧燃烧捕集技术在发电行业中的进步

由于关键示范项目提供了将技术扩大至实施阶段的重要信息，2012年是富氧燃烧捕集技术关键的一年。这些项目以示范中试规模或次商业规模的完整的富氧燃烧捕集电厂的运营为重点（TRL 6-7）。尽管还没有全规模的富氧燃烧捕集项目，但有一些开发中的项目将以更高的TRL为目标。富氧燃烧捕集必须被完整地应用于一个发电厂的组件中，由于组件中没有“气流”，因此不能以燃烧前捕集或燃烧后捕集的方式被应用于一个发电厂的气流。富氧燃烧是一种“全有或者全无”的方法。

2011年12月，CIUDEN研究项目组首次在其位于西班牙的测试实施中成功检测了它的30兆瓦（热）富氧循环流化床（oxy-CFB）锅炉，其中也包括一个20兆瓦（热）的富氧粉煤（oxy-PC）燃烧锅炉。CIUDEN的成功运作示范了应用于循环流化床电力生产的富氧燃烧二氧化碳捕集技术已达到TRL-6的水平。Compostilla项目的30万千瓦（电）机组的规划将被建立在中试电厂成功运作的基础之上。该项目预计于2015年其电力生产的富氧燃烧捕集技术的TRL达到8时投入运营。

CS能源于2012年3月宣布其一系列成功的富氧燃烧试验，作为其位于澳大利亚的卡尔利得（Callide）项目的调试阶段的组成部分。该项目为富氧燃烧捕集改造了一个退役的10万千瓦（热）（3万千瓦（电））燃煤发电厂。其设施包括一个空气分离装置、一个富氧粉煤燃烧锅炉和一个蒸汽汽轮发电机。产生的10%烟道气将被进一步处理以示范该技术的捕集特征。该电厂的成功运营将示范应用于电力生产的达到TRL-7的富氧燃烧二氧化碳捕集。

位于加利福尼亚的清洁能源系统的Kimberlina项目现在处于暂停阶段。这个5万千瓦的中试电厂计划示范直接燃烧天然气与氧气，并产生一种主要含水蒸气和二氧化碳的气体。这些水蒸气在通过膨胀锅炉后被压缩成水，留下的纯净的二氧化碳将被压缩并封存。其资金来源包括美国能源部和加州能源委员会。

在德国，瀑布电力公司（Vattenfall）已计划在延施瓦尔德（Jänschwalde）建设一个25万千瓦的完全整合的富氧燃烧项目（TRL-8）。该项目在2012年被取消，主要是由于缺乏对该项目计划的地质封存的政治支持。该项目曾被预计将在2015年投入运营，并使富氧燃烧技术达到TRL-8的水平。

中国大唐集团公司和阿尔斯通（Alstom）宣布了它们打算启动对一个大庆的35万千瓦富氧燃烧捕集电厂的可行性研究。该项目计划每年捕集多达100万吨二氧化碳。其最终投资决策预计在2015年作出。

## 捕集技术在非发电行业中的进步

大多数大规模项目中的持续进步发生在非发电领域。这主要是因为这些领域的工艺（如气体处理和化肥生产）本已需要移除二氧化碳作为商业运行的组成部分。因此与二氧化碳捕集以及将其压缩到可用于地质封存的状态的相关成本与电力生产相关的该方面成本相比少得多。

正在建设的气体处理项目和化学制品项目正在持续进步。

### 生物质能处理工艺

产生一种高纯度二氧化碳气流的项目也取得一定进展，其包括发酵项目、化肥生产项目和煤制油（CTL）项目。许多从具有一种净负碳排放属性的生物质能处理工艺中捕集碳的近期进展已在美国取得。2011年11月一个用于从乙醇生产工厂收集二氧化碳并将其地质封存的综合系统已开始每天注入1000公吨二氧化碳。这些二氧化碳是来自位于伊利诺伊州迪凯特的阿彻丹尼尔史密斯（ADM）乙醇工厂将玉米加工成燃料级别的乙醇的过程中产生的副产品（图53）。

此外，一个新的捕集、压缩与脱水设施的设计、建设与运营已经在这个ADM工厂启动，该设施将每天处理2000公吨二氧化碳。这个位于伊利诺伊州的工业碳捕集与封存（ICCS）项目预计将在2013年开始运营。这个新设施与现有的每天1000公吨二氧化碳压缩与脱水设施将被着手进行整合以实现每天多达3000公吨二氧化碳的注入能力（NETL(2012)）。该项目完成后将示范每年从工业生产中捕集100万吨二氧化碳。

图 53 在 ADM 乙醇工厂二氧化碳被捕集、脱水并压缩



照片由阿彻丹尼尔史密斯公司提供

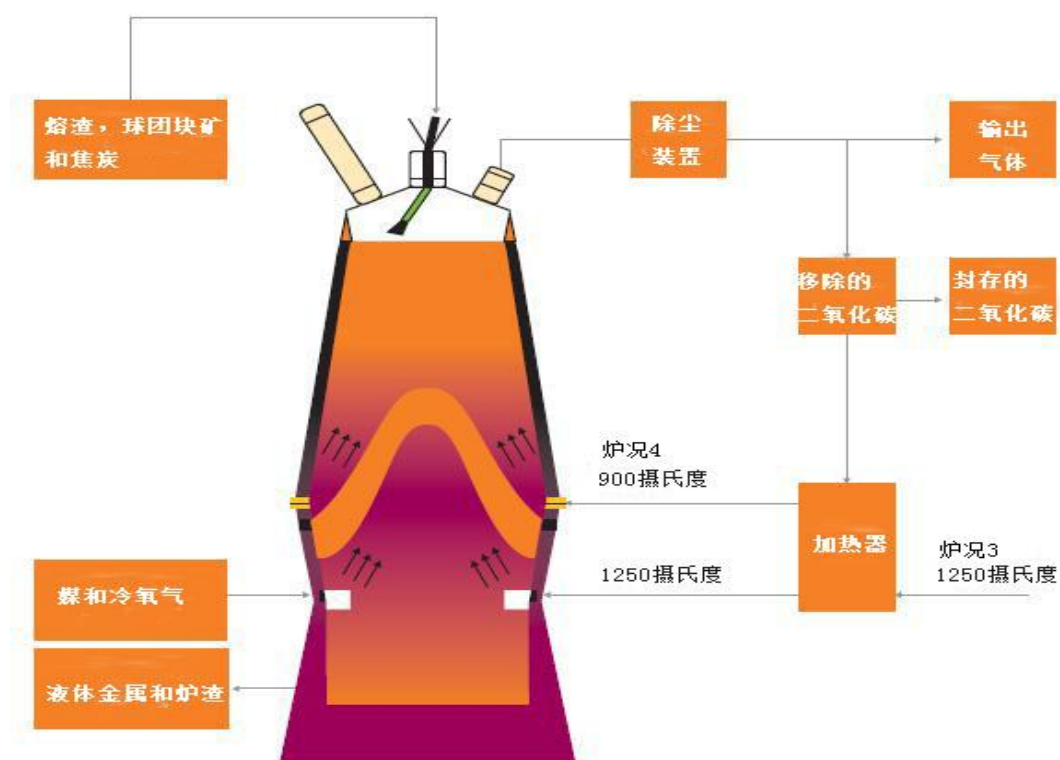
## 钢铁和水泥生产

钢铁和水泥生产产生了大量的二氧化碳。预计CCS将在减少全球范围内这些行业的排放方面发挥关键作用。

在钢铁行业的中试项目中取得了一些进展。其中大部分是由位于法国的超低二氧化碳炼钢技术（ULCOS）研发项目组织的。该项目是为开发使每吨钢铁生产产生更少的二氧化碳排放的技术，且其已获得用于建设与运营位于荷兰Ijmuden的一个中试项目的资金。燃烧后捕集技术正在为示范在钢铁生产中进行碳捕集与封存（CCS）的ULCOS项目中被开发。

一个商业规模的ULCOS捕集项目计划于2016年建成。该项目的最终投资决策（FID）预计将在2013年3月前作出。他们已确定欧盟最具前景的工艺路线是对处理纯氧的高炉进行再设计，该高炉的炉顶气与其含有的二氧化碳被分离，同时剩下的还原气体被再次引入到高炉中被作为一种还原剂使用而不是在煤气炉中被燃烧。该工艺已在中试规模中被验证，且在一个大型中试项目中和一个计划的位于法国Florange的全规模的CCS示范工厂中进行扩大使用。这个Florange示范项目已被推荐作一个潜在NER300资助计划项目，而且目前在一个临时的等待2012年年底的最终资助决定的名单中排在第8位。一个重大挑战是把CCS整合到钢铁生产流程中的工艺修改非常复杂（图54）。

图 54 可回收炉顶气的高炉



来源：超低二氧化碳炼钢技术（ULCOS）



其他一些炼钢工艺也在开发中，如HIsarna、ULCORED和 ULCOWIN。这些技术的焦点是为提高炼钢工艺的效率。从这些工艺中捕集二氧化碳的技术也正在被开发。

迄今还没有计划的针对水泥行业的大规模项目。一些案头调研已将CCS应用于水泥行业并开发了将捕集技术应用到水泥工厂中的概念，且提出了对这些工厂财务影响的评估。在挪威的布雷维克 (Brevik)水泥厂有一个计划的小规模试验项目。该项目计划在2018年之前投入运营并实现每年捕集多达1万吨二氧化碳。

### 6.3 大规模捕集示范项目面临的主要挑战

商业规模的捕集示范需要对捕集技术以不断增长的TRLs（技术就绪指数）进行示范，并达到9级水平，然后将这项捕集技术整合到一个发电站中。此外，与捕集技术相关的主要挑战是如何实现商业化。降低捕集成本将需要通过开发新的捕集技术和开发将捕集厂整合到一个发电厂的系统的持续创新。

需要对商业规模示范（TRL-9）进行资助以鼓励研发和示范活动。

2012年的对大型一体化项目的调查强调了自2011年的项目调查以来，仅有2个项目发展到建设阶段。项目达到最终投资决策（FID）及其启动建设的缓慢进展对为研发和示范第二代和第三代捕集技术提供持续投资产生了负面影响。

优化并加强整合，并与技术进步相结合，无疑将是在一个系统和组件的基础上减少成本和改进性能所必需的。CCS的商业规模示范的进步在指出应处理的优先领域和为研发和示范第二代和第三代技术进行持续投资提供信心和动力方面具有关键作用。

对所有技术而言，都有一个建设和运营商业规模的使用碳捕集技术的设施以示范主发电技术或主工业技术与捕集技术的整合的潜在需要。这将允许行业熟悉该技术并对捕集技术可实现商业规模获得信心。

需要对持续研究和中试规模示范(TRL-6+)进行资助。

捕集成本的改善是必需的，且这也需要针对改进组件性能和开发新的捕集技术的持续研究与开发（例如改进的薄膜，TRL-4+）。

当前捕集技术在发电行业的进展是以实现机组规模的技术开发为目标。达到中试规模示范和次商业规模示范（以及更大的）的进展将是缓慢的而且将需要一个更高水平的资助。

此外，早期的商业规模示范项目将必然识别意料之外的建设问题和运营问题（通过“实践学习”）。但是这样通过实践的学习并不会对使二氧化碳捕集更经济可行所需的成本和性能产生显著变化（NETL (2010)）。作为对示范项目的补充的较小规模的研发和示范（TRL-4和5）对

促进性能/可操作性的阶跃变化和处理新组件的复杂性和风险是必要的；只有通过这种途径才能够使它们有助于对下一代商业规模CCS项目的性能进行改进。

实现期望的捕集成本的大幅减少需要对开发新技术并将其发展到中试示范规模的持续支持。

### 美国国家碳捕集中心

南方电力公司经营的国家碳捕集中心(NCCC)位于美国阿拉巴马州Wilsonvill附近(图55)。主要由美国能源部资助的NCCC紧邻Gaston粉煤发电厂，该电厂有一个被设计作为在气吹式模式或氧吹式模式下的2 t p/h煤气化炉或燃烧室的KBR运输反应器(NETL 2008b)。

该设施是一个燃烧前捕集技术和燃烧后捕集技术的高度灵活的测试中心，开发商在这里可在一个商业相关的工艺条件下的组合工艺中评估前商业创新系统组成，其涉及从大型发电厂和相关流程中得到的实际工艺物料流。带有完整服务(如蒸汽、水、净化气体和电力)的“实验间”已被开发以降低技术开发商以工艺开发单位规模测试其技术的成本。这些设施虽然对经济运行来讲还十分小，但为产生商业代表数据是足够大的。

美国能源部维护了一个大约有300项具有前景的技术(达到要求的TRL水平)以作为在NCCC测试的候选技术的数据库。NCCC也是一个碳捕集技术的中立试验场(它并不会控制在技术开发测试期间出现的捕集技术的知识产权)。这样的托管设施对最小化技术开发成本和规模扩大成本是必要的。

图 55 NCCC 的胺溶剂测试设施



图片由南方电力公司提供

## 与发电设备整合

项目整合对CCS来讲是一个关键挑战。大部分规划的工业规模项目包括了与电厂相关的一体化项目。然而，这些项目开发不一定有在此规模（尤其是封存部分）上的建设和操作经验以及有关的专业知识。

2011年11月全球碳捕集与封存研究院与碳封存领导人论坛(CSLF)举办的一个研讨会强调在发电行业的第一个大规模CCS示范电厂应当针对“使CCS致力于大规模的应用”，其真正的创新和整合是同类别的后续项目所需做的事情。在这些项目中，整合与经验可降低CCS成本，但目前找到电厂运营与整合之间的平衡点是重要的。特别地，CCS业内专家确定了以下领域需要更多的努力：

- 电厂热量（或冷却水）在二氧化碳捕集过程中整合/再生；
- 为使效率最大化整合环境控制系统（移除硫氧化物（SO<sub>x</sub>）、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）和二氧化碳）；
- 在改进操作弹性选项时，确保CCS系统的可靠性；
- 二氧化碳组成成分和杂质对CCS运行（尤其是对运输系统）的影响；以及
- 理解二氧化碳捕集流程扩大的风险。

它还强调了成功的项目整合的其中一个关键因素是促进涉及项目的各个实体之间的有效合作和沟通。识别项目组并使他们协作沟通是成功的项目整合的关键。例如开发富氧燃烧捕集技术时，需要在一个项目中进行合作的工业气体公司和电力公司有不同的设计理念。

预计在许多电力系统中将需要使用二氧化碳捕集技术的燃煤发电厂的柔性操作，然而，但当前这方面的知识在公共文献中是有限的。

不同的二氧化碳捕集技术将很有可能对电厂性能产生不同的影响，且在灵活性、成本和效率之间有一个权衡（IEAGHG 2012b）。CCS可能对电厂的灵活运营施加附加约束，但通常有克服这些限制的途径。例如一个使用二氧化碳捕集技术的电厂与一个没有捕集技术的电厂相比，可能能够更快地增加其净电功率输出且生产更多的峰值发电量（IEAGHG 2012b）。

使用水溶剂的燃烧后捕集技术在相对很少的调整之后可被用于一个工业标准的空气燃烧粉煤发电厂。大多数燃烧后捕集需要的整合修改涉及与发电站的涡轮机部分的整合。当前的示范项目被设计为示范捕集技术，而效率仅被作为示范的一个次重点。在启动期间，二氧化碳吸收器可使用来自储蓄槽的贫溶质溶剂运行，且吸收器中富含二氧化碳的溶剂将被储存并随后被输送给再生器。这将使一个使用二氧化碳捕集技术的天然气联合循环或粉煤燃烧发电厂能够具有灵活性，能够启动并能在短时间恢复到一个没有捕集技术的电厂的输出（IEAGHG 2012b）。一

些主要技术供应商已在探讨二氧化碳溶剂储存的实用性，这些公司都确认了储存溶剂的技术可行性（IEAGHG 2012b）。可以根据一个较大范围的储存量、溶剂再生器大小和峰值发电能力建立发电厂，选择最优者将是一个困难商业决策（IEAGHG 2012b）。

南方电力公司与三菱重工正在美国阿拉巴马州的巴厘电厂进行运营可行性（电厂-提升）试验。这些研究将提供设计下一代大规模碳捕集电厂所必需的设计模型信息和动力模型信息，它们将能够进行灵活的商业规模营运且达到发电的动态性能要求（南方电力公司（2012））。

富氧燃烧捕集发电厂的一个重要的运营选项可能是以液态或气态形式储存的氧气储存。这种临时的储存选项可能在通过加入氧气生产率中改进电厂缓变率（比可能仅有一个空分设备的比率更高）方面是重要的（Chalmers 2010）。液氧储存通常可被用于从氧气燃烧到空气燃烧的安全转换。从经济角度讲，它有望成为短期峰值电力生产的一个相对有吸引力的选项（IEAGHG 2012b）。

没有使用捕集技术的整体煤气化联合循环（IGCC）的灵活性相对较差。因此，加入捕集技术预计不会降低灵活性。看起来可能为这些电厂提供运营灵活性的一些最实际的选项氢气的（或当没有使用二氧化碳捕集技术时合成气的）临时储存。预计增加的整合将提升效率，但会降低灵活性（Chalmers 2010）。

压缩的二氧化碳可被储存在捕集厂以为运输和封存降低二氧化碳流的变化性（如果被认为是必须的）。二氧化碳缓冲储存可使一个较小容量的二氧化碳运输管道被建造，但这将束缚发电厂持续全负荷运行的能力，使其不具有商业吸引力（IEAGHG 2012b）。

虽然当前的焦点是在示范捕集技术方面，但需要更实际的项目经验以将捕集技术和发电技术整合。这种经验将使更有效的系统通过对捕集技术与发电技术能够更灵活、更有效地运行的方法的研究而被开发（根据发电厂的运营需求）。

#### 燃烧后二氧化碳捕集的监管审批方面的挑战

为了减少现有发电厂和新建发电厂的二氧化碳排放，胺基燃烧后捕集技术被认为是CCS工艺链中的一个关键部分。使用胺基溶剂是燃烧后捕集的最先进的选项，因此它适合于示范项目和未来的商业电厂。

然而，在这些工艺中使用的胺基液体吸收剂会缓慢降解。由于胺与存在于烟道气中的气体成分的副反应，形成了许多不同的反应副产物。目前，关于燃烧后捕集过程排放的气体成分的种类和含量的知识是有限的。在近几年，对排放物的性质——无论是对其本身或其随后在大气中的化学反应——的关注不断增多（Mitch 2002）。

此外，技术供应商正在开发用于燃烧后捕集的改进的胺类物质。这些技术供应商通过对其改进的胺类配方保密而力图保护其知识产权。这与许多司法管辖区对碳捕集系统的监管审批流程相抵触，这些流程需要得到用于向公共领域公开的燃烧后捕集系统排放物（以及燃烧后捕集溶剂的成分）的性质。

随着燃烧后捕集朝着大规模示范方向发展，该议题得到大量关注（尤其在欧洲和挪威）。虽然学术研究不断增大，但在公共领域仍大量缺乏验证信息，特别是涉及知识产权保护的改进的胺类物质。这个知识缺口构成了胺基燃烧后捕集的CCS技术一个潜在的推广风险。

为了帮助监管者对胺基燃烧后捕集项目（包括这些项目使用的知识产权被保护的胺溶剂）的监管审批，全球碳捕集与封存研究院与澳大利亚联邦科学与工业研究组织（CSIRO）正在从事一项现场的同行评审的胺溶剂燃烧后碳捕集案例研究，该研究使用从位于维多利亚州的Loy Yang发电站（Loy Yang Power Station）得到的研究成果，以帮助开发一个监管架构或监管标准，并开发一些使用一项被良好描述的胺基燃烧后捕集工艺的最佳范例。

#### 燃气发电厂的捕集需求

发电厂捕集的重点在煤炭方面，但对CCS也将需要被用于天然气发电厂有越来越多的共识。

对如煤层气和页岩气的非常规天然气的新关注，意味着将会更大量、更长久地使用天然气。这对二氧化碳排放有两方面的意义。首先，更多的天然气加工工厂被建立，并产生高二氧化碳含量的烟道气，其次，为发电更多的燃气轮机将被建立。由于使用天然气时排放的低二氧化碳浓度的烟道气，用于燃气轮机的捕集技术未得到太多关注。尽管如此，如果需要的大气二氧化碳含量水平要在2050年前实现，CCS也将必须像使用在煤炭方面一样被用于燃气发电厂。

在近期关于燃气发电碳捕集的一篇报告中，其确认了加入燃烧后捕集将减少一个燃气联合循环发电厂7-8%的热效率，并增加80-120%的资本成本，且增加30-40%的发电成本（IEAGHG 2012a）。

回收冷却的烟道气用于燃气涡轮压缩机进气口将增加流入二氧化碳捕集装置的二氧化碳浓度，这将增加0.3%的热效率并降低多达8%的发电成本。国际能源署温室气体研究与开发计划机构（IEAGHG）以确认了该研究可被延伸用于评估一个高效的专利溶剂和烟道气回收利用的组合（IEAGHG 2012a）。

## 6.4 朝着商业规模示范发展

有一些将使捕集更有效的开发活动正在进行。它们包括上面提及正在研究各种捕集技术的示范电厂。其他一些改进捕集技术的途径包括改善主发电站的能源效率和/或采用新型的捕集工艺。

### 传统燃煤发电厂的效率改善

对减少基于化石燃料的发电厂的二氧化碳排放的主要贡献将通过提高粉煤燃烧和燃气轮机的基本工艺的效率实现。效率改善对二氧化碳排放的影响是显著的。效率每提高2%将减少5%的二氧化碳排放（全球碳捕集与封存研究院（2012a））。

大量的工作正在进行以开发并验收用于新型传统粉煤燃烧发电厂的先进材料，以此支持超临界蒸汽条件在更高的温度（达700–750°C）和气压（达350 bar）下使用。此外，对综合的整体煤气化联合循环（IGCC）技术的巨大改进的其中一个是对更高效率的较大的高温燃烧燃气轮机的开发。这些改进将使每兆瓦时的电厂效率更高以及二氧化碳排放量更低（全球碳捕集与封存研究院（2012a））。从一个碳捕集角度看，这些类型的效率改进没有负面效果，因为它们不会使碳捕集的工作更困难。

然而，其他的传统粉煤燃烧发电厂的效率改进选项——如回收先前排到空气中的低温蒸汽系列选项——将实际上使（燃烧后）碳捕集的工作更加困难，因为（燃烧后）碳捕集系统可能依靠这些来源的低温蒸汽进行溶剂再生。因此将需要来自主电厂的其他热量来源，使用这些来源将相应导致更低的整体效率。

使用兰金（Rankine）热动力循环发电的传统粉煤燃烧发电厂有一个热效率的有效上限。例如，当前考虑的提高效率的措施将导致未使用碳捕集技术的一个刚超过50%的低热值基础（48%的高热值基础）的净效率（Meier 2012）。然而，对于这样的设施，事实上将没有可用于（燃烧后）碳捕集溶剂再生的低热值。这样的设施的净热效率在改装了传统的（燃烧后）碳捕集技术后可被降低至35%。

### 发电技术

由将碳捕集技术整合到传统粉煤燃烧发电厂导致的热效率的大幅度降低引起了对检测基于化石燃料的主发电厂技术替代选项的研究的关注的增加。这些替代技术需要在结合碳捕集技术时提供高热效率。

两个值得关注的提供碳捕集改进原理的主发电厂替代技术被描述如下。

### 化学链燃烧技术

化学链燃烧（CLC）技术是不使用一个空气分离厂的富氧燃烧形式。它可被用于发电的煤燃烧。它依赖于对配对的流化床（一种氧化剂和一种还原剂）的利用和对一个固体氧载体的使用。这种还原剂排出气体包含了几乎所有的这个系统和CLC产生的二氧化碳，因而可被称为展示了“内在碳捕集”性能，因为水蒸气可比较容易地通过冷凝从还原剂排出气体中被移除，从而产生一个几乎纯净的二氧化碳流。生产一种随即可用于封存的二氧化碳流不需要附加的空分设备，且其不会产生能源损耗或使电厂的效率降低（NETL 2008a）。

理论上讲，二氧化碳捕集的能源损耗仅来源于使二氧化碳流达到适合随后的运输和地质封存的压力的压缩机。

对CLC系统性能的分析显示了一个使用碳捕集技术的CLC系统的热效率预计可超过41%（全球碳捕集与封存研究院（2012b））。这些机组预计能够以一个传统粉煤燃烧发电厂相类似的方式启动并随后调整它们的电力生产率。

### **直接喷射碳引擎**

一个直接喷射碳引擎（DICE）发电机组是基于一个燃烧以煤和水代替柴油的微粒化精炼燃料的大型低速柴油机。

对DICE系统性能的分析显示了一个使用碳捕集技术的DICE系统的热效率预计可超过50%（Wibberley 2012）。其原因之一是柴油热力发动机循环的内在高效性。另一个重要原因是，与其他动力循环不一样，一个DICE在冷却流中有大量的高可用性的低品位热量。这些热量可被用于在不减少净电功率输出的情况下再生燃烧后捕集溶剂。对于改进的燃烧后捕集溶剂，可使用的低品位废热的总量与溶剂再生的需求非常匹配。与在传统的粉煤燃烧发电厂和在天然气联合循环发电厂使用燃烧后捕集技术（由于燃烧后溶剂捕集的溶剂再生的能源需求，这两种电厂都将显著减少净电功率输出）相比，该系统具有一个显著的优势。

这种技术是目前（澳大利亚）联邦科学与工业研究组织（CSIRO）在美国能源部20世纪80-90年代研究工作基础上从事的研发和示范活动的一个课题。该研究当前处于TRL-4的水平。

# 7

## 运输

7.1	二氧化碳运输的简介	144
7.2	二氧化碳运输 - 现状与新发展	145
7.3	二氧化碳运输管道 的设计要素	152
7.4	二氧化碳运输 - 概要及展望	157





## 主要信息

- 无论在陆上或海底，二氧化碳运输管道都是一项成熟技术。然而，不应该低估大规模推广 CCS 所需要的运输基础设施和投资规模。
- 在美国、加拿大和挪威之外的世界其他地区，二氧化碳管道运营的经验是有限的，而且将这方面知识转让给世界其他地区对加快全球的 CCS 推广是非常重要的。
- 开发所谓的预留了二氧化碳运输能力的主干线或大规模一体化项目可减少未来其他 CCS 项目进入的障碍，而且有助于建立未来的综合 CCS 网络。
- 二氧化碳运输管道和船舶不会造成比早已实现安全管理的碳氢化合物运输更高的风险（例如天然气和原油）。目前进一步促进安全并有效运行二氧化碳基础设施的国际标准正在被开发。

### 7.1 二氧化碳运输的简介

将二氧化碳从捕集地安全可靠地运输至封存点是CCS流程中一个重要环节。二氧化碳运输在世界许多地方已是一个每天都在发生的现实情况。

管道目前是（有可能持续是）运输涉及CCS的大量二氧化碳的最普遍方法。在世界范围内已有数百万千米的运输包括二氧化碳在内的各种气体的管道。

目前较少量的二氧化碳的运输是由运输工业级和食品级的二氧化碳的公路或者铁路罐车承担的。每吨二氧化碳的罐车的运输成本相对较高。通过管道运输CCS捕集的大量二氧化碳将更便宜，因此罐车在较小中试项目之后的大型CCS项目中不大可能发挥重要作用。

船舶运输可作为世界许多地区的一个选择方案。在欧洲，二氧化碳船舶运输已经以较小规模进行，船舶将食品级的二氧化碳（约1000公吨）从大型点源运输至沿海配送终端。以10万至40万立方米能力范围大规模船舶运输二氧化碳与船舶运输液化石油气（LPG）可能有许多相似之处，在运输液化石油气领域已有大量的专业知识并且在超过70年的时期内已发展成为一个全球产业。

正如在本报告成本部分所讨论的，从一个综合的CCS项目的所有组成部分来看，项目运

输方面与捕集、压缩和封存方面相比仅构成总成本的很小一部分。虽然二氧化碳运输的成本份额可能约为CCS设施总成本的2-5%，但其在示范阶段仍是显著的，在200千米以内每吨二氧化碳的运输成本为2-7美元。ElementEnergy公司（2010a）和ZEP（2011）从事的研究也表明，随着时间的推移，当CCS枢纽或CCS集群出现（与点对点的项目完全不同）时，总运输距离和总运输成本可被显著减少。

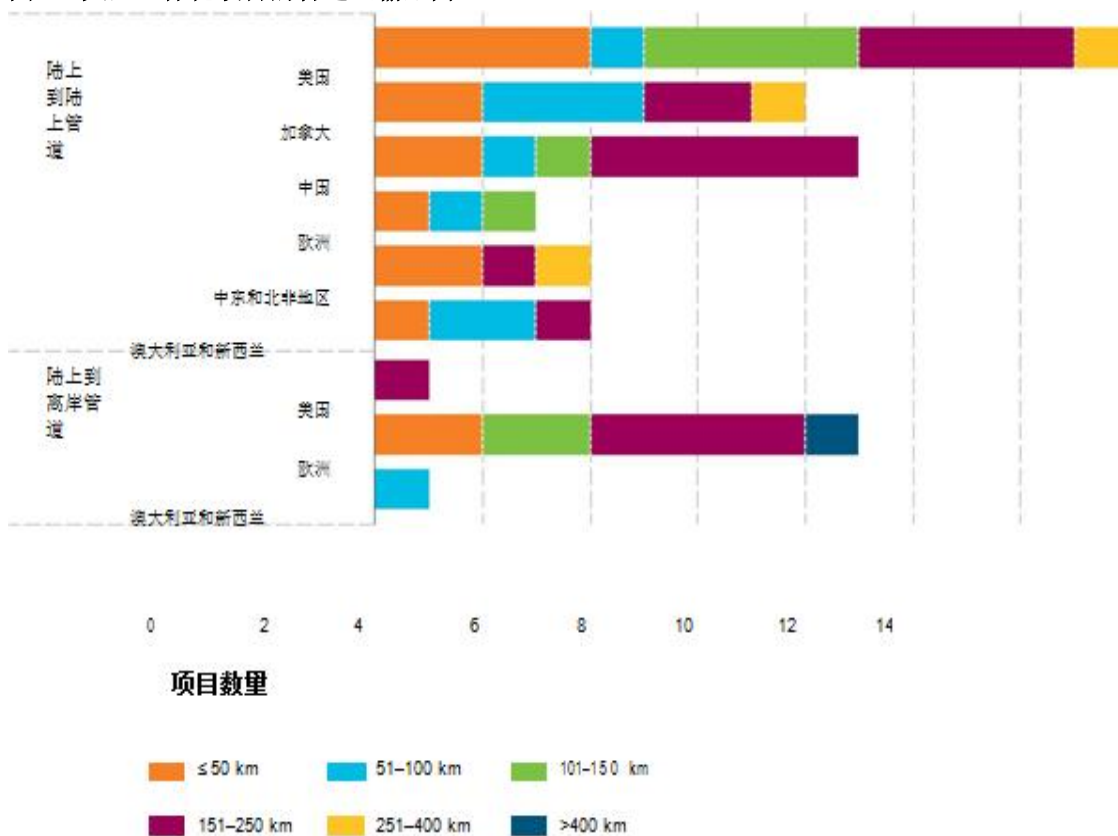
由于现有的二氧化碳运输经验，可能在CCS社区中会有一个普遍的认识，即二氧化碳运输不被认为是推广CCS的一个主要障碍。虽然一般而言这是真实的，但CCS链中的这个部分需要在设计和运行时被细心考虑。在讨论这些问题之前，本节将首先概述二氧化碳运输基础设施的现状和新发展，包括正在形成的CCS枢纽、集群和网络。

## 7.2 二氧化碳运输——现状和新发展

二氧化碳管道运输和船舶运输构成了CCS技术推广过程中的一个主要因素。目前正在开发以及投入运营的75个大型一体化项目（LSIPs）已覆盖的（或将覆盖的）总运输距离约为9000千米。超过70%的这些项目（特别是在美国和加拿大）打算使用陆上运输管道（图56）。规划的基础设施开发约是现有的目前在美国可用的专用于二氧化碳提高原油采收率（EOR）的管道网络规模的1.5倍。

离岸管道运输主要在欧洲（特别是荷兰、挪威和英国）的项目中被考虑。这些国家的项目考虑通过管道或船舶将其二氧化碳运输至位于北海的各个海上封存点。目前仅有的一条用于运输二氧化碳的离岸管道是挪威Snøhvit项目的组成部分，该管道自2008年投入使用且在巴伦支海海底覆盖了连接哈默菲斯特和Snøhvit油田的大约153千米的距离。更多的管道运输二氧化碳将在荷兰进行，其有大约85千米的每年运输30万吨二氧化碳气体和其他温室气体的管道，同样在匈牙利、克罗地亚和土耳其也有用于提高原油采收率的其他管道（Buit et al. 2011）。

图 56 大型一体化项目的管道运输距离



如上所述，北美有大量的二氧化碳运输管道的开发和运营经验。2010年仅美国就有36条投入运营的二氧化碳运输管道，并且每年运输4800-5800万吨二氧化碳（DiPietro and Balash 2012）。这些陆上管道长达6500千米并且为提高原油采收率（EOR）主要提供与捕集的人为制造的二氧化碳完全不同的天然来源的二氧化碳。其中有6条管道跨越省/州的边界，且有一条跨过国界通往加拿大（州际石油天然气契约委员会（2010））。

### 扩大现有的二氧化碳提高原油采收率（EOR）网络

在美国，许多现有的管道基础设施是在20世纪80年代与90年代建设，然而在过去的5年里也有大量的新的建设投资。这包括2010年完工的514千米的Green管道和预计将于2012年完工的373千米的greencore管道。同样有连接位于新墨西哥州和亚利桑那州交界处的圣约翰二氧化碳穹顶和西得克萨斯州的新的管道建设计划，它是为把Greencore管道向南延伸以获得额外的二氧化碳供给并向北延伸至蒙大拿州以为促进二氧化碳提高原油采收率（EOR）项目提供二氧化碳。现有的EOR管道网络示意图可在针对CO<sub>2</sub>EOR的第9章找到，在附录H中提供了一个完整的美国主要的二氧化碳管道目录。

表14显示了美国的大量可被看作是现有二氧化碳提高原油采收率（EOR）管道网络的延伸或

组成部分的大型一体化项目（LSIPs）；这些项目主要由基于获取新的二氧化碳来源以提高原油产量的机会所推动。这与大多数在欧洲、中东和澳大利亚的主要基于直接封存或至少是一个永久封存与二氧化碳利用相结合的新CCS网络的情况相反。此外，将二氧化碳封存于现有基础设施的商业模式和考虑与对建设一个新的二氧化碳网络的要求有显著的差异。

尽管在北美的现有EOR网络于世界其他地区的新CCS网络开发之间存在这些差异，但二氧化碳EOR管道基础设施的主要机会增长可为新的CCS基础设施开发的公共使用者提供经验教训。

（Bradley（2011））发现在20世纪80年代早期的绵延数百千米连接科罗拉多州和新墨西哥州的天然二氧化碳来源和帕米亚盆地（Permian Basin）的大型管道建设，支持了许多二氧化碳EOR单项工程的迅速扩张。以类似方式，大容量的连接一个或两个大型一体化项目（LSIPs）和一个确认的封存构造的“主干线”的建设可使其他较小的捕集项目更易实现投产。这将是可能的，因为通往封存点的分开的独立管道的较小项目的二氧化碳运输成本比较高。在较大的管道中存在实质性的规模效应。

表 14 在美国作为现有 EOR 网络的组成部分的大型一体化项目（LSIPs）

大型一体化项目	管道	长度（千米）	运营商	位置（州）
印第安纳州煤气化项目	计划连Delta Line的管道	-	丹伯里资源（Denbury）公司	印第安纳州到路易斯安那州或密西西比州
查尔斯湖煤气化项目	Green Line	441	丹伯里资源（Denbury）公司	路易斯安那州、得克萨斯州
空气化工产品项目	Green Line	411	丹伯里资源（Denbury）公司	路易斯安那州、得克萨斯州
伊尼德（Enid）化肥项目	Enid - Purdy	188	Merit 公司	俄克拉荷马州
Val Verde煤气厂项目	Val Verde	134	Sandridge能源公司	得克萨斯州
得克萨斯州清洁能源项目	Central Basin	230	金德摩根（Kinder Morgan）	得克萨斯州

Century Plant项目	Bravo	351	Oxy Permian公司	新墨西哥州，得克萨斯州
密西西比气化项目	Free State	138	丹伯里资源（Denbury）公司	密西西比州
Lost Cabin煤气厂项目	Greencore	373	丹伯里资源（Denbury）公司	蒙大拿州，怀俄明州
Shute Creek项目	Shute Creek	-	埃克森、德士古公司（ChevronTexaco）、安达克石油公司（ANDARKO）	怀俄明州
肯珀郡项目	Sonata	80	丹伯里资源（Denbury）公司	密西西比州
Riley Ridge煤气厂项目	计划延伸的Greencore	-	Denbury 丹伯里资源（Denbury）公司	怀俄明州
梅迪辛博（Medicine Bow）项目	计划延伸的Greencore	-	丹伯里资源（Denbury）公司	怀俄明州

## 二氧化碳枢纽、集群和运输网络

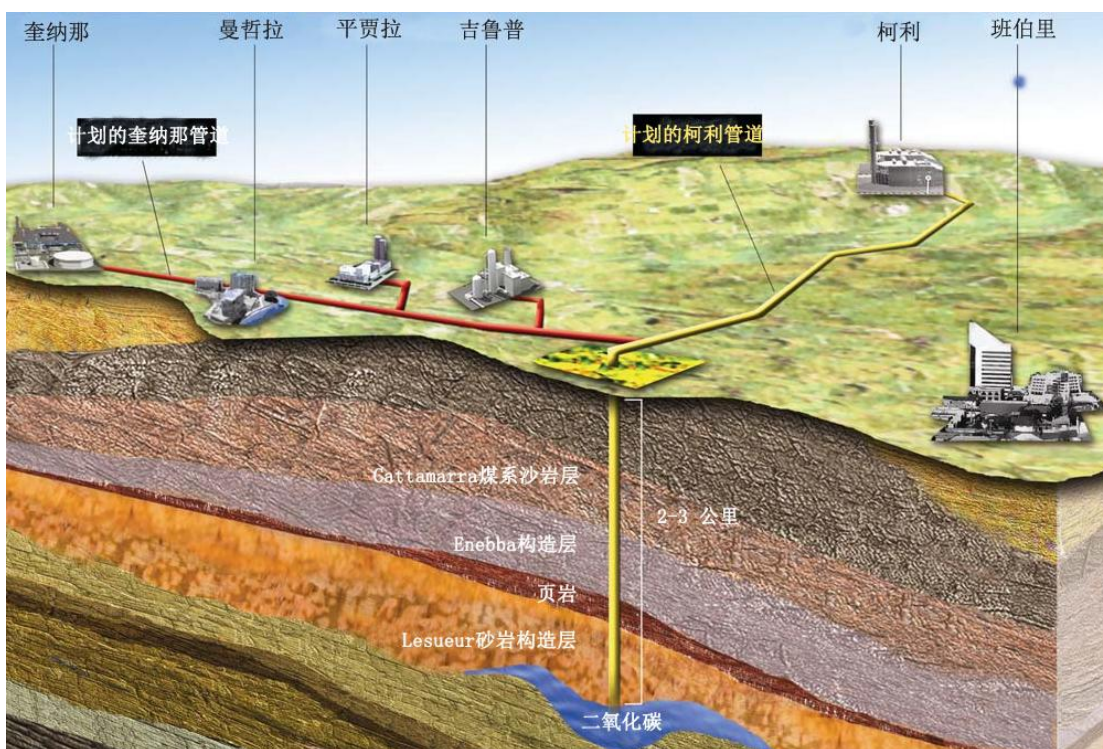
额外的二氧化碳运输容量的初始需求将可能随着新的专门的捕集厂、封存设施和 EOR 设施投入使用以增加的和地理分散的方式呈现。CCS 大规模推广很可能使最近的二氧化碳来源凭借一个枢纽通过船舶或称为“支柱”的管道与碳汇集群相连接。例如，加拿大的 240 千米亚伯达碳干线被设计为每年运输约 1400 万吨二氧化碳（在一个密相状态下）以用于提高原油采收率（EOR）。初始的二氧化碳将从现有的阿格瑞姆（Agrium）化肥厂和一个新的西北（Northwest）公司运营的油砂质量改善装置中捕集得到。该管道的其他二氧化碳来源将从石化行业与炼油行业聚集的亚伯达中心地区开发得到。

虽然枢纽、集群和网络是可交换使用的术语，但当检查它们在描述项目中的使用情况时，一些细微的差异变得明显：

- 一个二氧化碳集群可能指一组二氧化碳个体来源，或者指如一个地区中的多个场地的系列封存点。美国的帕米亚盆地（Permian Basin）有数个油田集群正在用一个管道网络供给二氧化碳以提高原油采收率（EOR）。

- 一个二氧化碳枢纽聚集了来自不同排放源的二氧化碳并将其分配到单个或多个封存点。例如南方电力公司的位于西澳大利亚的二氧化碳地质封存枢纽项目在设法从奎纳那(Kwinana)和柯利(Collie)的工业区的多个来源收集二氧化碳，以将其封存于珀斯盆地南部的Lesueur构造层中(图57)。
- 一个二氧化碳网络是一个提供使用多个排放源的可扩展的收集和运输基础设施。例如，欧洲管网二氧化碳(CO2Europe)项目已开发了一个针对欧洲范围内的一个运输和封存二氧化碳的基础设施网络的路线图(Neele et al. 2011)。

图 57 西澳大利亚的西南枢纽概述图



来源：(西澳大利亚政府(2011))

作为一个枢纽、集群或网络的组成部分而被开发的 CCS 项目的激励措施包括经济规模效益(建设和运营二氧化碳管道的更低的单位成本);这些成本比每个二氧化碳点源拥有其独立的且较小规模的运输或封存需求的独立项目实现的成本更低。一种协调网络的方法也可为包括排放源在内的所有 CCS 项目参与者减少进入障碍,该网络使参与者不需要各自单独开发运输方案和封存方案。

整合的网络工程的效益和机遇不仅与运输网络的经济规模效益或技术性能相联系。网络项目也可以最小化并简化与规划和监管审批、与土地所有者的协商和公众咨询相关的努力。例如,一份来自西澳大利亚西南枢纽的进度报告援引了关于获得一系列与建设和运营二氧化碳管道相

关的土地使用权的执照、许可和审批的较长交付周期，并强调了协调途径的重要性（西澳大利亚政府（2011））。图 57 显示了一个规划的管道路线的概述图。

### 对新的二氧化碳集群和枢纽的建议

对于新的二氧化碳网络方案，一个重要的差别应该用来区分“首要的”方案（随着时间的过去从整合多个 CCS 项目出现的一个网络）和“末位的”大规模一体化项目（LSIPs）（可能是其中一些广泛、长期的网络方案的第一阶段）。例如，英国的南约克郡和亨伯郡 CCS 集群被设计为从该地区的化石燃料发电厂和其他工业来源捕集二氧化碳并将其地质封存于北海南部的储层中。该集群的长期目标是每年捕集大约 4000-6000 万吨二氧化碳，这大约是英国二氧化碳年排放量的 10%。在该地区有一个对在该网络中推进三个 anchor 大规模一体化项目（LSIPs）的类似焦点，当这三个项目结合时其将在 2020 年前实现每年从计划的白玫瑰项目、2Co Energy 的当河谷 IGCC 项目以及 C Gen 的 North Killingholme 项目捕集多达 1000 万吨的二氧化碳。表 15 提供了一个此类 anchor LSIPs 以及它们与世界各个地区的计划的综合网络的关系的概述。亨伯集群的封存选项尽管才起步，但已得到英国国家碳（National Grid Carbon）公司的评估，且这些选项涉及了咸水储层和油气储层。同时，2Co Energy 公司正与塔利曼能源（Talisman Energy）公司在二氧化碳提高原油采收率（EOR）和在北海封存二氧化碳方面进行合作。

表 15 关于 CCS 的二氧化碳网络方案

用于CCS的二氧化碳网络计划	项目描述及anchor大规模一体化项目（LSIPs）（以粗体突出显示）
鹿特丹二氧化碳枢纽（荷兰）	鹿特丹二氧化碳枢纽计划在2015年前实现每年从anchor项目（如ROAD项目以及绿色氢气项目和飞马（Pegasus）项目）中捕集并封存500万吨二氧化碳，并在2020-2025年扩大至每年2000万吨，以为鹿特丹提供低碳工业和低碳经济增长的基础。
亨伯集群（英国）	亨伯郡和约克郡地区具有每年从多个来源捕集并封存多达4000万吨二氧化碳的长期潜力。Anchor项目包括白玫瑰富氧燃烧项目、当河谷发电项目和C Gen公司的North Killingholme项目。
蒂赛德集群（英国）	蒂赛德地区的集群将每年捕集并封存来自蒂赛德低碳项目的一个炼铝厂（之前的Eston Grange发电项目）和附近其他工业来源的1500万吨二氧化碳。
苏格兰CCS集群（英国）	Caledonia清洁能源项目可能加快苏格兰的一个CCS集群的开发。在福斯湾地区捕集的二氧化碳将通过管道运输至靠近SEE公司的彼得黑德项目的St Fergus终端，在那里CO2DeepStore公司将把二氧化碳封存于北海海底的枯竭油气储层中。

西南枢纽项目（澳大利亚）	位于西澳大利亚州的西南二氧化碳地质封存枢纽项目力图在2018-2022年前从工业生产过程中每年捕集多达500-600万吨二氧化碳（其来源包括Perdaman Collie尿素项目以及氧化铝生产和电力设施），以封存于珀斯盆地南部的Lesueur构造层中。
CarbonNet项目（澳大利亚）	CarbonNet CCS网络计划在接下来的十年内整合整个CCS价值链的多个CCS项目。该网络的初期规模设定为在2018年前每年从位于拉特罗布谷（Latrobe Valley）的数个发电站捕集并封存约100万吨二氧化碳，并具有在随后被迅速扩大至支持每年2000万吨的潜力。
马斯达尔（Masdar）CCS项目（阿拉伯联合酋长国）	阿布扎比（Abu Dhabi）CCS网络（Masdar）计划从发电和工厂站点捕集现有的二氧化碳排放，并开发一个将二氧化碳运输到阿布扎比油田以提高原油采收率（EOR）的二氧化碳管道网络。Anchor项目包括：酋长钢铁公司（ESI）的CCS项目、阿联酋铝业公司的CCS项目以及阿布扎比氢能发电（HPAD）项目。
阿尔伯塔干线项目（加拿大）	阿尔伯塔碳干线项目是由Enhance Energy公司建造的将达240千米的管道，其初期将汇集从阿格瑞姆（Agrium）化肥厂和西北重油精炼厂捕集的二氧化碳以分配给用于EOR或地质储层封存。

如表 15 所示，位于鹿特丹港的一个关键的 anchor 项目是 ROAD 项目。位于鹿特丹港口和工业区的马斯夫拉克特（MAASVLAKTE）地区的 ROAD 项目可能成为欧洲首批达到建设阶段的大规模一体化项目（LSIPs），因而可作为实现鹿特丹气候行动计划（RCI）设想的鹿特丹二氧化碳集群的一个手段。鹿特丹港是欧洲最大的煤炭终端，且拥有液化天然气（LNG）的大量的储存能力和 5 个主要的炼油厂。为在长期竞争中维持这种支配地位并吸引新的投资，有理由相信 CCS 基础设施是需要的。

将在 2035 年之前发展成熟的鹿特丹气候行动计划（RCI）代表了一个运输至鹿特丹的二氧化碳的地区“聚合中心”的理念，包括从安特卫普（Antwerp）港口通过管道运达和从德国的鲁尔区通过船舶沿莱茵河运达（图 58）。其他位于欧洲的集群正在被考虑，虽然处于初始阶段，但其包括了东爱尔兰海、英国的泰晤士河、法国的勒阿弗尔港和波罗的海地区。为支持后面的 CCS 集群，挪威战略分析研究所（INSA 2012）发表了一篇题为《对波罗的海地区的二氧化碳的运输和封存的前期研究》的报告，其披露与该地区不同国家直接相关的一系列 CCS 问题。

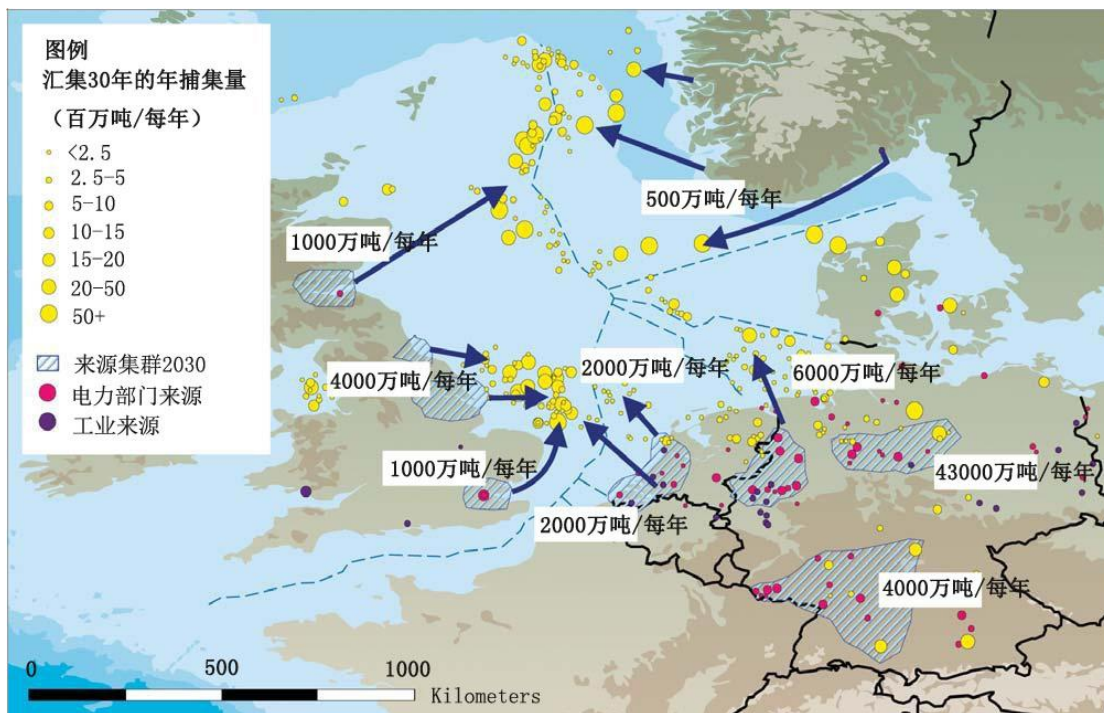
考虑到可实现的经济规模效益，整合二氧化碳运输网络的效益是明显的，但是一种网络途径也可能承担额外尤其是来自商业、财务和法律方面的风险，包括：

- 设计一个反映单独的基础设施开发、运营和退役成本的系统并且考虑容量分配相联系的多用户收费框架；



- 为二氧化碳网络和枢纽开发创新的商业模式以调解众多的合作伙伴/业主以及他们利用该网络的不同的优先次序；
- 获得资产融资，该资产在初期要做容量预留从而处理未来可能的二氧化碳量运输需求；以及
- 测量和监测流入到一个公用网络中的不同的二氧化碳来源。因为每个来源可能会波动，所以其需要被单独地跟踪且排放者需要得到针对每吨供给的二氧化碳的具体收益。

图 58 2030 年北海盆地国家之间和国家内部的二氧化碳流动



来源：(ElementEnergy (2010b))

### 7.3 二氧化碳管道的设计要素

管道工程是一个成熟的专业领域。然而，对于二氧化碳运输这一具体领域，有许多需要考虑的问题。随着更多的项目完成其前端工程设计（FEED）研究，在二氧化碳基础设施的关键设计要素中形成了更深入的了解，比如对德国的延施瓦尔德（Jänschwalde）项目的二氧化碳运输管道FEED研究（Vattenfall 2012）、美国电力公司的Mountaineer项目FEED研究（AEP 2012）以及苏格兰电力公司CCS联盟创建的针对二氧化碳管道的一系列FEED结束研究（ScottishPower CCS Consortium 2011）。此外，由全球碳捕集与封存研究院承担的对CCS项目工程人员和二氧化碳管道操作人员的一系列采访讨论了二氧化碳运输基础设施的主要设计要素。关于管道运输

系统设计，通常需要以下数据：

1. 管道路线、断面和覆盖层厚度；
2. 最大与最小进气口、操作以及输送温度/气压；
3. 地面/环境温度；
4. 管道材料/等级、直径、壁厚和粗糙度；
5. 在通过压缩点、泵送点和测量点时管道的压力损失；
6. 二氧化碳混合物性质（杂质度）和浓度/压力变化；
7. 管道流和流堆积；
8. 材料和人工成本；以及
9. 适应的规范、标准和法规。

第6-9项被认为在设计二氧化碳管道时具有特殊的重要性(与关于碳氢化合物的标准作法相比)，并在以下得到更详细的探讨。

#### 二氧化碳成分变化和状态变化

对于美国大多数寻求进入到现有二氧化碳EOR管道系统的大规模一体化项目(LSIPs)而言，设计规范受到条件、温度和气压以及成分的约束（见表16）。然而，在美国的二氧化碳EOR管道（主要处理自然产生的二氧化碳）方面的经验与设计人为产生的二氧化碳的运输系统所需的专业知识之间有显著的差异。例如，从发电厂捕集的二氧化碳的成分将影响设计这些管道所需的水力学计算。

表 16 美国的 CO2EOR 管道的二氧化碳成分规范和预期可捕集得到的二氧化碳成分

成分	金德摩根 (Kinder Morgan) 二氧化碳管道规范	丹伯里 (DENBURY) 二氧化碳管道运输规范	CANYON REEF 二氧化碳运输规范	燃烧后捕集	燃烧前捕集	富氧燃烧捕集
二氧化碳	≥95%	≥95%	≥95%	>99%	>95.6%	>90%
水	0.064%	0.047%	0.064%	0.14%	0.14%	0.14%
硫化氢	0.00127 - 0.0254%	0.0015%	<0.19%	trace	<3.4%	trace

成分	金德摩根 (Kinder Morgan) 二氧化碳管道规范	丹伯里 (DENBURY) 二氧化碳管道运输规范	CANYON REEF 二氧化碳运输规范	燃烧后捕集	燃烧前捕集	富氧燃烧捕集
一氧化碳	-	-	-	<0.001%	<0.4%	<trace 微量
氮氧化物	-	-	-	<0.005%	-	<0.25%
硫化物	-	-	-	<0.001%	-	<2.5%
氢气	-	-	-	Trace 微量	<3%	<trace 微量
氫气	-	-	-	Trace 微量	<0.05%	<5%
氮气	≤4%	≤4%	≤4%	<0.17%	<0.6%	<7%
甲烷	≤5%	≤5%	≤5%	<0.01%	<0.035%	-
氧气	≤0.00136%	-	≤0.00136%	<0.01%	trace	<3%

来源：（全球碳捕集与封存研究院2011/12 项目调查）及（Mohitpour et al. (2011)）

如氮气、氫气、甲烷和氢气之类的杂质和副产物会降低二氧化碳流的浓度，并导致一个更高的压力差。其临界压力也将增高，这意味着将需要更高的压力以防止被称之为二相流（例如气体和液体二氧化碳）的情况发生。氢气在这方面的影响尤其显著。此外，多种杂质（例如来自不同来源的）的结合会一起提高比单独一种成分的更高的临界压力。因此了解含有杂质的二氧化碳的性质对恰当设计一个二氧化碳运输系统是极其重要的。含杂质的二氧化碳的详细的热力学已被模拟，但一些有效的模型需要被进一步验证。

### 管道流和流堆积

类似于模拟杂质对二氧化碳流的相特征的影响，间歇源的二氧化碳压力的变化需要被精心地管理以避免二氧化碳二相流。间歇性还没有成为现有流量相对均衡的二氧化碳EOR管道的一个重要问题，但使用来自有可变的、无规律的捕集率的发电厂和其他工业来源的二氧化碳的项目

需要仔细的检查。二氧化碳气体的最小压力以及捕集厂的启动和关闭程序需要被仔细地了解以避免对运输设备的可能的损坏。而且，流量保障模型需要考虑到井口需要的压力和温度，因为出于对安全性和操作方面的因素的考虑，被注入的二氧化碳必须有接近与储存地相同的压力和温度。

## 二氧化碳运输成本

正如本章引用中提到的，虽然二氧化碳运输的成本可能约为一个完整CCS设施的总投资的2-5%，但其在示范阶段仍是显著的（在200千米以内每吨二氧化碳的运输成本为2-7美元）且被认为是每一个二氧化碳管道系统设计的一个重要因素。有许多评估管道成本的明确的方法，它们大体上被划分到三个主要的成本构成类别。它们是：

- 建设（例如材料、人工、设备、设计、土地征用、保险和项目管理）；
- 年运营和维护成本（例如人工成本、维修成本、燃料成本）；以及
- 项目寿命终结的放弃成本。

由于许多因素，如预计的可得到的二氧化碳量和相应的最佳管道直径、当地市场的人工成本、预计的基础设施的经济寿命以及管道线路沿途的地形条件，二氧化碳运输成本可能会因每个不同的项目而出现差异。经过复杂地形的管道建设（如在海床上）可能是昂贵的，不仅由于需要的额外材料（如隔离层），而且因为需要用于在海底铺设管道的海上设备。建设一条管道最重要的成本因素是关于所使用的材料。例如，材料成本（如碳钢）几乎可占管道成本的15-35%（ZEP 2011）。

## 管道设计规范和标准

为确保安全地且可靠地运营二氧化碳运输基础设施，设计规范和标准正在被开发。从美国和加拿大的二氧化碳运输经验可得到大量的二氧化碳管道设计、建设和运营的标准（表17）。欧洲和澳大利亚对管道的法规大体上是非常广泛的，但二氧化碳运输没有被特别涉及到。已公布的推荐的用于二氧化碳管道设计和运营的行业惯例缩小了现有标准中的差距（DNV 2010）。作为一个基础，推荐的行业惯例对起草具体的（国际的）二氧化碳运输标准可能是有用的。

表 17 开发二氧化碳管道的标准和规范

地区	适用于二氧化碳管道的标准
美国	《美国联邦法规》第49篇的第3卷的第195部分——通过管道运输危险液体——以及相关的美 国机械工程师协会（ASME）的标准B31.4和标准B31.8是美国分别处理液体管道运输和气体管道运输 的规范。
亚伯达（加拿大）	加拿大标准协会（CSA）针对油气管道系统的2662-07部分与二氧化碳管道相关的规范。此外，亚 伯达的能源资源保护局（ERCB）规定了在其第56条法案描述的陈述了关于通过管道运输二氧化 碳的预期的CCS项目开发商的关键应用要求。
欧洲	在欧洲，管道安全监管没有以《美国联邦法规》规定的方式把二氧化碳看作一种特定名称的物质。 关于用管道运输液体的标准包括： <ul style="list-style-type: none"> <li>■ ISO 13623 - 石油和天然气工业——管道运输系统，2009年第2版；</li> <li>■ PD 8010: 2004 第1部分——陆上钢铁管道及第2部分——海底管道；</li> <li>■ BS EN 14161: 2003——石油与天然气工业。管道运输系统；</li> <li>■ DNV OS-F101——海底管道系统（2007）；以及</li> <li>■ NEN 3650/3651，针对荷兰的运输管道。</li> </ul>
澳大利亚	澳大利亚标准（AS2885）：天然气和液体石油管道（包括石油管道的设计、建造、测试、运营和 维护）对二氧化碳管道有一个较强的适用性。
中国	标准GB/T 9711-2005适用于二氧化碳管道
工业最佳实践指导	包括ISO 13623（石油和天然气工业——管道运输系统）和美国机械工程师协会（ASME）- B31.4 ——液体碳氢化合物及其他液体的管道运输系统（2006）。

建立国际标准可能将以类似的方式协调并引导监管者和运营商，并最小化与获得许可审批和新二氧化碳管道的建设与运营相关的负担。在 2011 年，加拿大标准委员会（SCC）向国际标准化组织（ISO）提交了一份开发一个国际通用的 CCS 自愿性标准的提议。ISO 随后同意了推行一个建议的包括一个 CCS 系统的全寿命周期的工作计划（TC-265），并打算成立一个单独的工作组以开发一个涉及二氧化碳运输的标准（需更多关于这个 ISO 程序的信息，参见第 4 章 CCS 的政策、法律和规范开发部分）。

## 7.4 二氧化碳运输——概要及展望

将二氧化碳从捕集地安全可靠地运输至封存点是CCS流程中一个重要环节。二氧化碳运输在世界许多地方已是一个每天都在发生的现实情况。目前正在开发以及投入运营的75个大规模一体化项目（LSIPs）已覆盖的（或将覆盖的）总运输距离约为9000千米。超过80%的这些项目（特别是在已有二氧化碳运输的丰富经验的美国和加拿大）打算使用陆上运输管道。

北美的二氧化碳EOR管道基础设施数量在过去几十年的增长可为新的CCS基础设施开发的公共使用者提供经验教训。连接一个或两个大规模一体化项目（LSIPs）和一个确认的封存构造的“主干线”的建设可使后续较小的项目更易实现投产。为了更好地促进这种新的二氧化碳基础设施的开发，一些领域需要得到更多关注，包括：

- 开发适当的（国际的）标准并为进一步促进二氧化碳运输基础设施的安全有效运营设计一些最佳规范；
- 为二氧化碳网络开发创新的财务结构和商业结构以：
- 调解众多的合作伙伴以及他们在一个网络中的优先使用顺序；
- 获得资产融资，该资产在初期对处理未来预期的增加到该网络的二氧化碳量是“过大的”；
- 验证详细的含杂质的二氧化碳流的热力学模拟。

上述大多数关于二氧化碳运输基础设施开发的领域的要求已被其他重大运输基础设施项目所满足。值得注意的是，综合运输网络已在几乎每一个国家为安全运输流体材料、固体材料或废料得到资助和建造。



# 8

## 封存

8.1	介绍	160
8.2	封存概述	160
8.3	封存挑战	176
8.4	封存项目的挑战	179





## 主要信息

- 大规模注入与地质封存二氧化碳已经在咸水层安全进行了15年以上，而在油气藏进行了数十年。
- 目前的封存项目已经开发并示范了全面及彻底的现场管理与监测方法。
- 大部分 CCS 项目的认知风险通常与封存有关。
- 因此封存地点的选择和特性描述对 CCS 项目的概念性设计至关重要。
- 需要作出更多的努力以促进全球的封存推广，尤其在非经合组织（non-OECD）成员国。对二氧化碳提高石油采收率（CO<sub>2</sub>EOR）发挥的作用日益受到重视有利于 CCS 的发展

### 8.1 介绍

将二氧化碳注入北海Utsira地层作为挪威国家石油公司Sleipner项目的一部分开始于1996年，该项目现已封存了超过1300万吨二氧化碳。在阿尔及利亚，萨拉赫燃气项目从2004年开始将二氧化碳注入Krechba地层，现已封存超过400万吨二氧化碳。这些项目利用了广泛的监测技术，并已经示范了安全管理二氧化碳注入地质储层的可能性。自20世纪70年代以来，石油公司已经将二氧化碳注入老化油田以提高石油的采收率（CO<sub>2</sub> EOR），目前已有运营130个这样的项目，主要分布在北美地区。大多数公司出于经济原因回收注入的二氧化碳，导致二氧化碳被有效并永久地封存至油藏中。例如，位于加拿大萨斯喀彻温省的Weyburn油田目前已经封存超过1800万吨二氧化碳。因此，在地质层注入与封存二氧化碳的技术和运营方面是已建立的过程。封存从工业过程中捕集的二氧化碳至地质层也是CCS链的组成部分，CCS链提出了一些最大的项目挑战。每个地质封存点是独特的，必须进行筛选与广泛的场地特征描述，在作出决定之前需要数年的时间与数百万美元的资金以继续进行商业项目。地质封存也可以代表与CCS项目相关的最重要的公众认知挑战和最大的长期金融负债。

### 8.2 封存概述

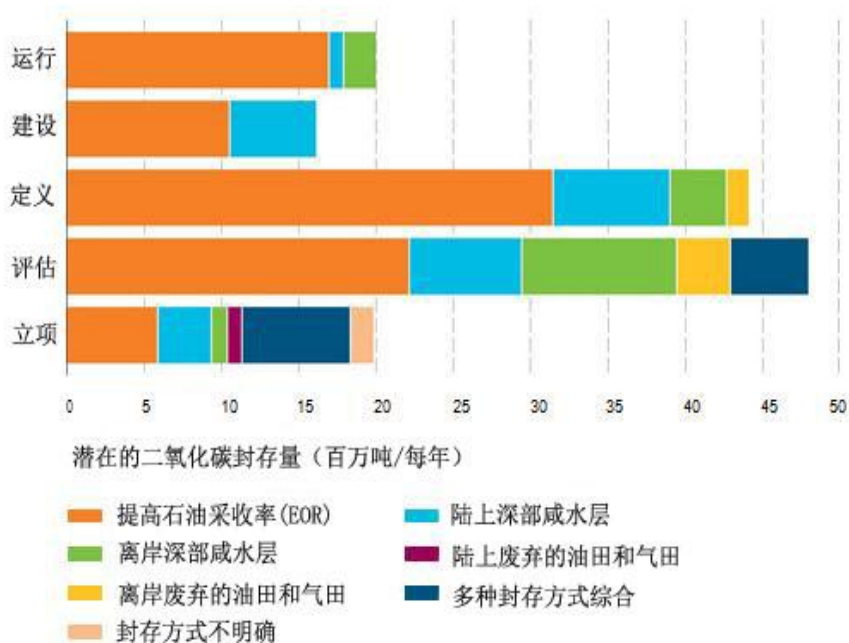
全球大规模推广地质封存二氧化碳正在取得进展。例如，迪凯特项目在2011年年底开始将二氧化碳注入伊利诺斯盆地的深部咸水层，该项目是美国首个咸水层注入项目。壳牌公司Quest项目的封存开发计划已经获得了适用性和有条件的监管批准的首份声明，该项目将继续进行在

加拿大阿尔伯塔省的深部咸水层的封存目标。在欧洲，ROAD项目在离岸枯竭气田规划的封存地点已收到了欧共体的积极观点——这是在CCS法案下首次首次有项目申请获得此类观点。此外，彼得黑德CCS项目收到了租赁黄金眼气田的协议。黄金眼气田是位于苏格兰海岸东北部65英里处的一个枯竭的气田。高级的评估计划正在澳大利亚进行，以确定西澳大利亚州、维多利亚州和昆士兰州的陆上和离岸封存目标。

通过EOR作为CCS的一种方式封存二氧化碳的潜力正在增长，除了在传统地区——北美，其他地区如拉丁美洲、中东，以及中国也在发展EOR。在北美，关于地质封存的标准也已经开发，并且经历了转化至国际标准化组织（ISO）的第一步。在澳大利亚、北美（包括墨西哥）、巴西、亚洲、南非和欧洲，有利于推进封存示范的区域评估正在进行。

最终，需要所有类型的地质封存——深部咸水层、枯竭油气田和二氧化碳提高石油采收率——来减少大气中来自工业过程的二氧化碳排放（图59）。目前大多数规划与运营的项目在经合组织国家，而在非经合组织国家数量明显不足。为了帮助开发和推广CCS达到所需的规模，必须采取更多的措施提高在大型二氧化碳排放源附近的地下的认识，来增加未来商业CCS项目的开发时间。

图 59 现有和规划的封存项目现状



### 路线图目标

目前，在全球范围内正在运营的与已经宣布的二氧化碳地质封存项目（Geogreen 2011）的组成一个投资组合，实现这个投资组合能够解决了国际上规定的推广 CCS 项目的目标所带来的

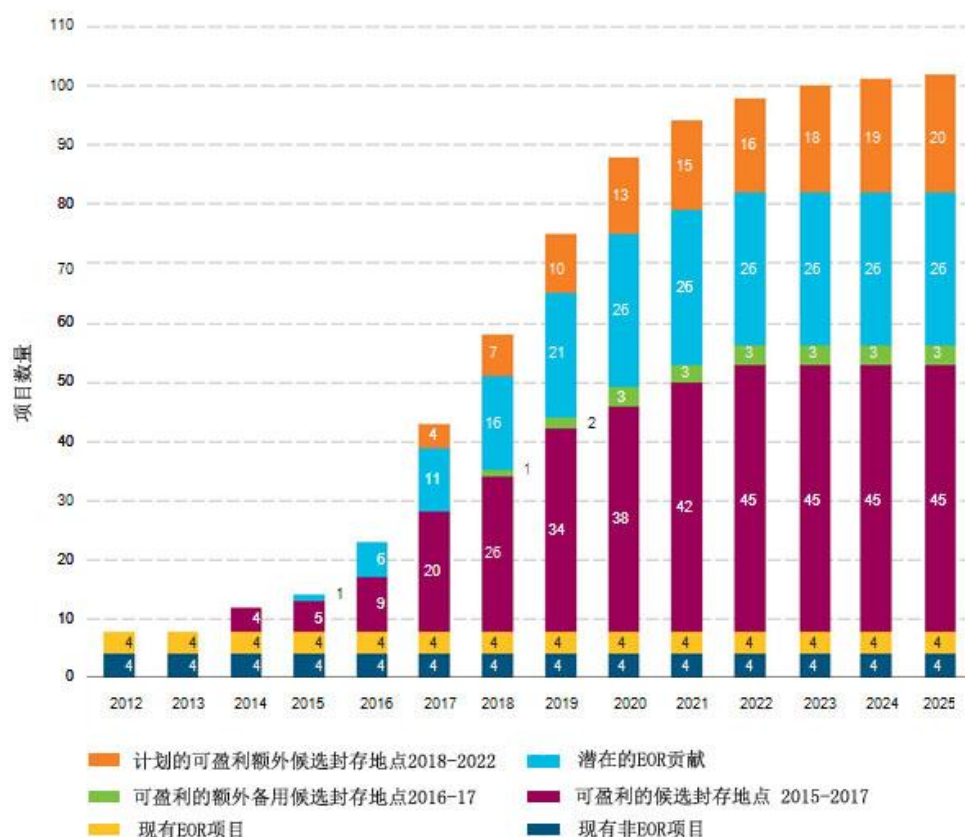
挑战。全球碳捕集与封存研究院支持的审查大多倾向考虑在 2008 年八国集团领导人设想的到 2020 年广泛推广 CCS 的目标，以及在 2009 年国际能源署 CCS 路线图规定的到 2020 年达到 100 个项目的目标。尽管国际能源署的路线图是不断发展的，在 2015 年至 2017 年确定足够的可盈利的封存地点以便 CCS 项目能够在 2020 年运营是一个巨大的挑战。

可盈利的封存地点足以推动特性描述以在场地建设、调试与运营之前支持最终投资决策。Geogreen 的研究表明，在评估深部咸水层或枯竭油气田时，达到盈利状况将需要 4 至 12 年的时间。尽管目前这些机会在地域上受到限制，项目利用二氧化碳 EOR 的交付周期可能更少，只需 1 至 3 年。虽然大部分的工作重点关注拟议地点的数据采集和技术评估，与批准和解决环境法规相关的时间问题也具有重要意义。预期选址的传统地质信息的可用性将对最终达到投资决策所需的时间和成本产生很大的影响。此外，达到盈利状况到开始运营（包括建设和调试）需要 3 年或更长的时间。因此，要实现 2020 年的推广目标，封存地点必须在 2015 年至 2017 年期间达到可盈利状况。

Geogreen 的审查检测了宣布的与运营的涉及深部咸水层或枯竭油气田的项目，并确定了 54 个技术上可行的、可盈利的候选地点。其中，该审查建议 24 至 30 个可潜在达到盈利性状况的地点到 2020 年及时投入运营。非技术问题，例如资金或公众认知，不包括在此工作流程中，但至少可能使失败率增加一倍，并进一步减少可盈利地点的数量。因此，预计的可盈利地点的数量是乐观的，而与此同时项目宣布了可能有足够的深部咸水层或枯竭油气田以到 2020 年实现商业规模运营的项目的广泛推广，而实现该目标还远不能确定。此外，预计可盈利的和运营的项目的数量远远少于 2009 年 IEA 路线图要求的到 2020 年的 100 个项目。

包括二氧化碳 EOR 的该投资组合可以显著提高 CCS 推广的状况（图 60）。然而，在这种情况下，二氧化碳必须是人为的，并且必须实施适当的监测程序以解决封存需求。通过考虑合适的二氧化碳 EOR 项目，到 2018 年可盈利项目的数量可增加 75%，到 2028 年 100 个地点可潜在运营。在短期内，二氧化碳 EOR 也可能减少 CCS 项目对公共资金的需求。虽然在欧洲、中国、南美和中东等许多地区的兴趣在不断提高，目前的机会主要集中在北美。

图 60 实现 CCS 路线图目标的能力



## 深部咸水层的进展

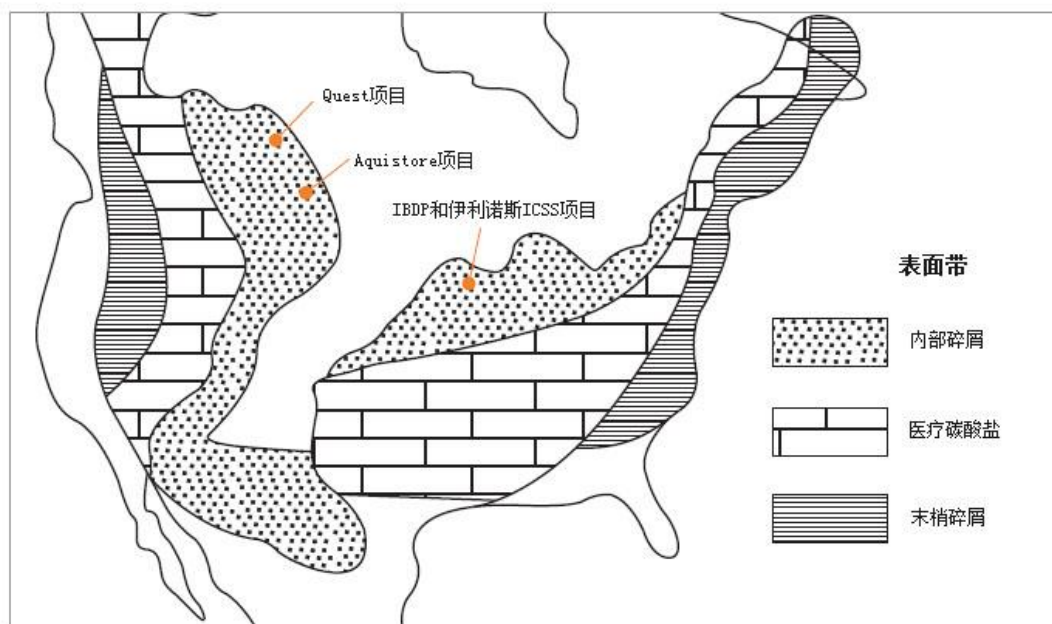
### 北美

在北美地区，寒武纪岩石已经成为咸水层封存项目选择的目标，包括伊利诺斯盆地——迪凯特项目、阿尔伯塔省壳牌公司的 Quest 项目以及萨斯喀彻温省的 Aquistore 项目将捕集来自萨省边界大坝燃煤发电厂的二氧化碳并封存。这些项目选择的封存储层是 5 亿多年前北美克拉通的水下边界（submerged margins）沉积而成的砂岩（Runkel et al. 2007）。这些砂岩地层在大陆边界侧面形成广泛的贴面和覆盖层，现在以砂岩的形式在阿尔伯塔（Alberta）、威利斯顿（Williston）、伊利诺斯（Illinois）和密歇根（Michigan）盆地保存下来。一般情况下，砂岩直接覆盖密集的火成岩和变质基底岩石，这些岩石相当于前寒武纪或加拿大地盾在地表观察到的岩石。在此表面上的地形极大地影响了沉积物的沉降，今天已反映了其储层特征。因为寒武纪砂岩一般位于沉积层序的底部，其可以被几千米的沉积岩所覆盖，这些沉积岩通常含有用于垂流流体运动的丰富的密封层和障碍层（contain abundant seals and barriers to vertical fluid movement.）。它们的深度、通常有利的储层性质、估计的巨大封存容量、保留

注入的二氧化碳的许多密封层以及普遍缺乏可供选择的经济用途使寒武纪砂岩底部成为大规模封存二氧化碳的极具吸引力的目标。

寒武纪地层用于北美部分地区的二氧化碳封存的潜在重要性（图 61）已经推动了一项两国研究，该研究涉及美国和加拿大联邦政府支持的寒武-奥陶纪咸水层系统的特性描述。该项目涉及由阿尔伯塔创新技术未来、北达科他州的能源与环境研究中心以及其他一些财团成员领导的一些国家和省级研究机构。在北平原-草原地区（即阿尔伯塔和威利斯顿盆地，不包括伊利诺斯和密歇根盆地），寒武纪含水层系统底部延伸至 110 万平方千米。在阿尔伯塔和威利斯顿盆地的深层部位，寒武纪含水层系统的深度超过 4 千米，盐度超过 300000 毫克/升（与此对比，海洋为 32000 毫克/升）。Hauck et al (2012) 估计单个含水层的区域规模的封存容量在加拿大为 85 千兆吨，除了 Quest 项目和 Aquistore 项目，其还潜在地支持其他大规模封存项目。

图 61 北美寒武纪沉积岩的分布



### 伊利诺斯盆地——迪凯特项目

在2011年11月，在伊利诺斯州迪凯特附近的寒武纪砂岩2千米深处开始连续注入二氧化碳，作为由中西部地区地质封存财团（MGSC）指导的伊利诺斯盆地——迪凯特项目（IBDP）的一部分。该财团是美国7个区域合作伙伴关系之一。总体而言，该项目由伊利诺斯州地质调查局管理，并且值得注意的是该项目是美国首个百万吨级的碳封存示范。注入将在3年内完成（约300000吨/年），使用在伊利诺斯州迪凯特的阿彻丹尼尔斯米德兰公司（ADM）玉米处理工厂用于生产乙醇的发酵过程中捕集的二氧化碳。

虽然在2007年该示范项目获得了9600万美元的资金，调研以及数据获取开始于2003年，其

再次强调了开发一个封存计划的时间要求。伊利诺斯州地质调查局进行了区域特性描述，最终选择迪凯特作为封存地点。在伊利诺斯盆地，寒武纪Mt Simon地层是分布最广的咸水层，覆盖了伊利诺斯州的三分之二以及印地安那西部和肯塔基西部的部分地区。伊利诺斯盆地的Mt Simon地层的二氧化碳封存容量估计在11至151千兆吨之间（NACSA 2012），在密歇根盆地容量约为29千兆吨（Barnes et al. 2009），而中西部地区的总容量估计在23至355千兆吨之间，这取决于利用的效率因素（Medina et al. 2011）。Mt Simon 储层的特征描述与上覆页岩密封层（the overlying shale seals）（主要的密封层是欧克莱尔页岩）是正在进行的研究的一部分，以敲定在IBDP继续进行注入的决议。注入井在2009年被钻探，并提供数据以帮助确定该地点的适用性。在2010年进行了地震勘测，并钻探了一口地球物理监测井以及一口压力和流体取样井（已核证）。斯伦贝谢（Schlumberger）碳服务公司提供与该项目的封存和深部监测部分相关的所有井的设计与施工管理。在流体取样井被钻探之后，进行两轮流体取样以确定预注储层的条件。此外，IBDP已经开发了在任何封存地点的最广泛的环境监测和地下监测方案之一。IBDP包括一个广泛的推广方案，其已经举办几场研讨会，接待了世界各地的参观者以学习该项目。

### **伊利诺斯工业CCS项目**

伊利诺斯工业CCS项目是建立在IBDP所学知识的基础上并涉及许多相同支持者的一个大规模示范项目。伊利诺斯CCS项目已经进入建设阶段，其目标是从2013年开始在约2.5年的时间内每年将100万吨的二氧化碳注入Mt Simon地层。注入地点在IBDP的几千米范围以内，将使用IBDP采用的许多监测和监控方法。在Mt Simon咸水层的注入完成之后，预计二氧化碳捕集将持续以用于EOR运营。

### **QUESTCCS项目**

Quest项目是一个完全集成的CCS项目，被设计用来在加拿大阿尔伯塔省中北部寒武纪底部砂岩地层每年捕集、运输并封存约108万吨二氧化碳，为期25年。该项目由加拿大壳牌公司、雪佛龙公司（Chevron）与马拉松石油公司（Marathon Oil）联合运营。捕集的二氧化碳将来自阿尔伯塔省萨斯喀彻温堡（Fort Saskatchewan）附近Scotford Upgrader的蒸汽转化机组。管道本身长约84千米，二氧化碳将被压缩并通过管道运输至东北部约50千米处的封存地点。二氧化碳将被注入至寒武纪砂岩约2千米的深处，并使用3至8口注入井。在此深处的砂岩包含的咸水浓度约为200000毫克/升。

从地质学角度来说，寒武纪砂岩地层底部大致类似于IBDP的Mt Simon地层，两者都代表由于全球寒武纪海浸产生非常相似的受潮汐影响的席状砂岩层序而成的沉积物。这些砂岩沉积物

的厚度通常小于100米，但是在结构和矿物学上十分成熟——即他们由大小、形状相同的主要成分为石英的颗粒组成。对于砂岩储层来说，这些都具有积极的特征。

由一个广泛的、系统的风险管理过程推动，Quest项目的地下研究已经制定了一个综合封存开发计划。自2008年以来集中努力，从最早的封存机会的概念到2012年9月达到的最终投资决策的成熟状态需要9年的时间。Quest地质模型的开发处于第四代，并且这些模型的渐进发展已经涉及数据采集计划，其中包括钻探3口数据评价井、进行二维和三维地震探测、获取高分辨率航磁调查数据以及进行大量的实验测量与模拟练习。

Quest项目一直接受许多内部技术和合资企业的审查，以及独立的同行审查。在2011年，挪威船级社（DNV）授予壳牌公司及其Quest项目世界上首个适用于安全二氧化碳封存的证书。这已被视为该项目达到严格的封存标准的进一步的证实。在2012年7月，Quest获得了阿尔伯塔省能源资源保护委员会的条件性批准。在2015年继续进行封存项目并开始注入的最终投资决策时，这项批准将作为一个重要的考虑因素。

#### **AQUISTORE项目**

Aquistore项目也评估在萨省边界大坝发电站附近加拿大西部的寒武纪地层底部的封存潜力。该发电站正在进行加装二氧化碳捕集设施。寒武纪Deadwood地层是该地区的寒武纪底部单位（basal Cambrian unit）（图62），并且主要是在发电厂附近的约为3.3千米深的砂岩层序。Aquistore项目由萨斯喀彻温里贾纳（Regina）石油技术研究中心管理，其已经在2012年中期完成了注入/评价井的钻探以获得Deadwood地层和上覆密封层的核心，以提取必要的地质、岩石物理和水文地质信息用于模型和仿真开发，以及校准地球物理数据并获得基线储层条件。在一个潜在的管道从边界大坝发电站接头（tie-in）之后，该井最终将测试注入，并旨在每天注入高达2000吨二氧化碳。其他现场调查包括进行基线监测调查，包含了一个30平方千米的三维地震调查以及在12平方千米内安装一个的永久检波器组合。地下水和土壤气体的调查也正在进行，并且用于观察和监测的第二口井计划在2012年年底开始钻探。在监测井建成之后，预计将进行注入测试。

图 62 在萨斯喀彻温省寒武纪 Deadwood 地层展示交错层沙粒和良好孔隙



来源：加拿大萨斯喀彻温里贾纳石油技术研究中心

## 欧洲

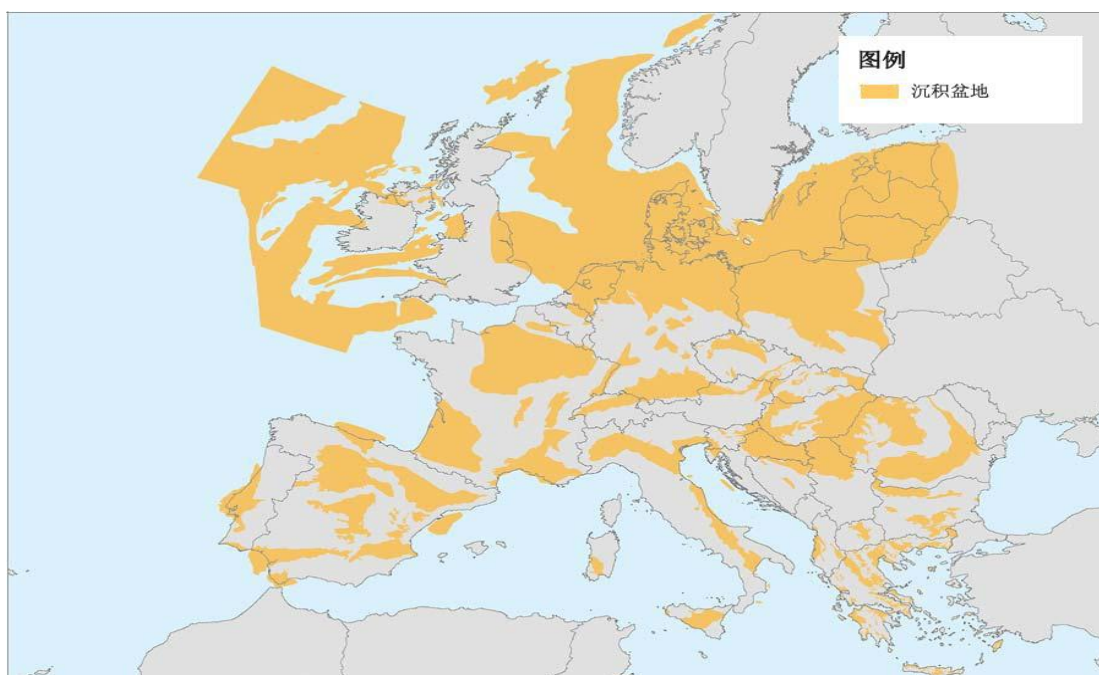
在欧洲，关于CCS项目有许多计划，其中包括考虑大规模商业的单一地点、枢纽与网络的研究财团。由“欧盟框架计划6”用于研究和技术开发发展而来的欧盟GeoCapacity研究（2009）确定了一项保守估计——欧洲陆上和离岸咸水层和油气田的封存容量为116千兆吨。这个容量潜在代表了欧洲大点源排放者超过60年的二氧化碳封存量（图63）。

## 挪威

欧洲约25%的封存容量位于挪威附近海底地质构造（欧盟GeoCapacity 2009）。世界上2个最大的正在运营的咸水层封存项目——Sleipner项目和Snøhvit项目位于挪威北海，由挪威国家石油公司运营。在挪威，最大的离岸咸水层是Utsira - Skade Formation咸水层，封存容量为15.8千兆吨；其次是Bryne - Sandnes Formation咸水层，封存容量为13.6千兆吨。Sleipner项目使用的Utsira地层是世界上研究最为成功的地质封存地点之一。另一个咸水层——Johansen - Cook Formation的容量为1.8千兆吨，但由于其良好的储层与密封特性，其封存潜力正在被Gassnova公司调查（Norwegian Storage Atlas, NPD 2011）。由挪威石油理事会发表的《二氧化碳封存地图集计划》将稍后讨论。



图 63 欧洲沉积盆地地图



来源：欧盟GeoCapacity 2009

## 西班牙

欧盟GeoCapacity (2009) 的项目确定了在所有欧洲国家中，西班牙拥有最大的陆上封存容量，结合陆上和离岸深部咸水层的保守估计为140亿吨。在2010年12月，西班牙也成为欧洲首个转换CCS法案2009/31/EC的国家。大多数的封存容量位于主要的沉积盆地（杜罗盆地（Duero）、埃布罗盆地（Ebro）、瓜达尔基维尔盆地（Guadalquivir）和塔霍盆地（Tajo））。由于杜罗盆地面积将近50000平方千米，并且是伊比利亚半岛上最大的新生代盆地，研究人员对其特别感兴趣。

OXYCFB 300 Compostilla项目由恩德萨公司（ENDESA）、德拉城基金会能源公司（CIUDEN）与福斯特惠勒公司（Foster Wheeler）组成的财团领导，目前在西班牙北部描述白垩纪Utrillas地层的场地特征。该地层是在杜罗盆地的一个深部岩储集层。该项目也研究在埃布罗盆地的深部三叠纪储层的封存潜力。

这项研究已经调查了用于其商业项目封存地点及封存技术开发中心/中试（TDP）的一系列地点。TDP已经在Hontomín开始建设，Hontomín位于杜罗盆地，将于2013年开始把二氧化碳注入白垩纪碳酸盐岩中。商业运营计划于2015年开始，并且每年将注入110万吨二氧化碳，为期30年。广泛的数据采集活动已经开始，其中包括从2010年开始获取基线数据。一系列令人深刻的监测技术已经在封存地点检测了其可行性与实施，尤其在Hontomín。公众参与计划包括显示实

时信息的参与者信息中心。

## 波兰

欧盟GeoCapacity研究连同波兰地质研究所——国家研究所的一项为期4年的研究确定了波兰北部和中部（波兰低地）的中生代岩石拥有地质封存二氧化碳的非常有利的条件。这些深部陆上咸水层代表了波兰近85%的封存容量，其潜在容量超过17.6亿吨。

Bełchatów项目的封存地点选择开始于2009年，已在2012年2月完成，并选择Wojszyce结构作为第二阶段的场地特征。在第二阶段结束时将由Polska Grupa Energetyczna制定最终投资决策（FID）。该项目于2017年开始，计划在2016年测试注入之后，每年将180万吨二氧化碳注入侏罗纪普林斯巴阶砂岩。这些地层由河流、三角洲和近岸沉积物组成，并拥有托尔阶时期的密封单位（sealing unit）。

## 罗马尼亚

潘诺尼亚盆地地区包括了中东欧的大部分国家，主要为匈牙利、罗马尼亚和克罗地亚的部分地区。欧盟GeoCapacity项目估计罗马尼亚深部咸水层的总封存容量为75亿吨。潘诺尼亚盆地的特征是一个新生代盆地的系统，并且是一个主要的石油勘探地区，该地区的二氧化碳EOR中试在20世纪60年代就已经开始。

Getica CCS示范项目位于Getic凹陷。Getic凹陷是一个宽度为50至100千米的盆地，包含了从晚白垩世至第三纪的6千米的沉积物。第三纪地层正在调查以用于二氧化碳封存，主要是已知的砂岩、砾岩和砂岩地层具有良好的储层性质；平均孔隙度约为14%，渗透率在50至100毫达西之间。Getica团队最初筛选了11个潜在的地点，并已经把范围缩小至新近纪萨马特阶储层的2个地点以进一步研究。该项目计划在2015年开始每年注入150万吨二氧化碳。3个项目合作伙伴关系——E Turceni SA、SNTGN Transgaz SA, 以及SNGN Romgaz SA——目前正在建立一个法律实体以运营该项目。

## 法国

法国有三个大型沉积盆地，容纳了主要的深部咸水层和石油资源：阿基坦地区（Aquitaine）、巴黎（Paris）和东南盆地（South-East Basin）。据欧盟FP6 GeoCapacity项目的估计，其二氧化碳封存容量为79.22亿吨。巴黎盆地是覆盖面积达180000平方千米，并包括了代表超过2.48亿年的从三叠纪到上新世的沉积岩。在法国北部，由法国能源机构——法国环境与能源控制署（ADEME）提供40%的资金以及其工业合作伙伴提供60%的耗资5400万欧元的一个项目，被设计用来研究CCS中试在该盆地中北地区的可行性，匹配碳源和可能的碳汇。该项目在2012年完成。

ULCOS-BF项目位于巴黎盆地东部，是由阿塞洛米塔尔钢铁集团（ArcelorMittal）领导以及一个财团支持的一个大规模示范项目。该财团包括大多数欧盟国家的综合钢铁生产商、一些矿物集团以及一系列能源生产商和技术供应商。预筛选已经确定了在洛林(Lorraine)的一些深部岩储集层的两个可能的适当的封存地点。注入测试计划于2014年开始，其目标是每年在深部咸水层封存700000吨二氧化碳。

著名的拉克（Lacq）中试CCS项目是一个工业示范项目，自2010年以来，其已经在一个侏罗纪白云岩储集层的枯竭气藏封存了二氧化碳。位于阿基坦（Aquitaine）盆地的该项目由道达尔公司（Total）运营与融资。阿基坦盆地拥有石油和天然气生产与在咸水层封存天然气的悠久历史。

## 德国

区域陆上和离岸深部咸水层位于德国北部地区。联邦地球科学与自然资源研究所（BGR）已经完成了区域封存能力评估（如Jänschwalde项目所在的地区），并且德国在2011年完成了公开可得到的封存目录。调查地区的深部咸水地质构造层（圈闭）覆盖了德国北部陆上和离岸的大部分地区，在408个地质封存结构中，其潜在的二氧化碳封存容量估计为6.3至12.8千兆吨（90%-10%的概率）或9.3千兆吨（50%的概率）。

BGR目前与研究机构、公共机构和行业合作伙伴合作，领导了德国北海的地球科学潜力项目。这个为期五年的项目采集并提供基本的地球科学信息，以支持德国北海的可持续发展。该项目预计在2013年年底完成。

该项目的研究结果将通过因特网提供给私人、企业和研究部门。这些信息将对空间规划、可持续经济利用以及北海海洋环境的保护作出重要贡献。

自2008年以来，由德国地球科学研究中心领导的、位于德国北部的著名的Ketzin项目已经示范了Stuttgart地层安全封存二氧化碳。Stuttgart地层主要包括具有良好储层性能的含沙的水道相岩石，可替换储层性能差的泥泞的洪泛平原相岩石。该示范项目已经成为全球CCS社区科学知识的主要来源。

## 英国

在欧洲，英国正在开发的封存项目数目最多，有6个项目处于立项、评估或定义阶段；这些项目计划在北海的枯竭油气田或深部咸水层离岸封存二氧化碳。至少其中的一个项目正在考虑二氧化碳EOR。在北海的沉积盆地的特性描述已经推动了油气勘探。在英国，陆上封存潜力被认为是非常小的，但是据欧盟GeoCapacity(2009)项目估计，深部离岸咸水层的封存容量为149.35

亿吨（保守估计为71亿吨）。离岸油气田的保守封存容量估计为73亿吨。注意，由于封存容量在2009年未被估计，上述值不包括北海北部和中部的离岸盆地，但其封存容量可能很大。英国能源技术研究所（ETI）的碳封存容量评估预计在2012年年底可在线得到，将提供最新的封存地点和容量的评估。

虽然北海一直是英国项目首个封存地点的研究重点，爱尔兰海的封存容量也有很大潜力，并被爱尔兰东部、爱尔兰北部、苏格兰西部、英格兰西北部和威尔士南部的许多大型二氧化碳排放源所围绕。计算出的东爱尔兰海盆地油气田的二氧化碳封存容量约为10.47亿吨。其他的封存潜力存在于新发现的油田，其数据尚未在公共领域发布，以及存在于Ormskirk砂岩的非油气结构（non-hydrocarbon-bearing structures）中。这些结构的封存容量估计为6.3亿吨（Kirk 2006）。爱尔兰地质调查局和英国地质调查局将进行进一步的封存容量研究。

### **英国枢纽与集群**

英国的南约克郡和亨伯CCS集群被设计用来捕集来自该地区的化石燃料发电厂和其他工业源的二氧化碳，并地质封存至北海南部的储层。该集群的长期目标是每年捕集约4000至6000万吨二氧化碳，这相当于英国每年二氧化碳排放的约10%。目前在该地区拟议的CCS项目是当河谷项目（2Co能源公司）、白玫瑰项目（德拉克斯公司）和North Killingholme项目（C.Gen能源公司）。提赛德低碳CCS项目虽然位于北部更远的地区，其也可能加入该集群。初步的封存选择由“国家电网碳”评估，内容包括咸水储层和油气藏。“国家电网碳”是英国国家电网的子公司。2Co公司正在和塔利斯曼能源公司（Talisman Energy）合作以研究在北海的二氧化碳EOR与二氧化碳封存。

### **鹿特丹二氧化碳枢纽**

通过《鹿特丹气候倡议》（RCI），鹿特丹港旨在成为控制欧洲大陆北部和东部的工业地区的二氧化碳、并再分配至北海枯竭和近枯竭的油气田或深部咸水层的封存地点的一个枢纽。在2010年，RCI由全球碳捕集与封存研究院提供部分资金，委托荷兰应用科学研究院（TNO）确认潜在的封存地点以协助规划基础设施要求。Neele et al.（2011）提供了到2015年潜在可利用的封存地点的一份概述以及排名。到2015年，该地区首批CCS项目中的一些有可能已经运营。对以后发展的选择也进行了探讨。

TNO的报告表明，地质封存的最佳初始选项是离岸枯竭气田。这项研究重点关注北海部分在荷兰P和Q板块的地质构造。北海包括了超过60个油气田，并且深部咸水层一般离岸不到100千米。被确定为P18的小油气田集群有足够的封存容量和注入能力来每年接收100万至160万吨二氧化碳。

碳。这些二氧化碳来源于鹿特丹地区，预计在2015年至2020年期间产生。考虑这个选择的因素之一是到2015年该地点必须准备注入二氧化碳。P18集群是ROAD（鹿特丹捕集与封存示范项目）CCS项目的主要封存地点，离岸约20千米，并且封存容量将近4000万吨。天然气生产仍然在这个地区进行，但是从2015年开始会逐渐停止（取决于个别油气田）。一个新的隔热管道即将建成，其规划容量为每年500万吨，以考虑另外的合作伙伴以及规模扩张。

由于这个地区的枯竭气田封存容量有限，Neele et al.（2012）评估了其他的封存选项，其中包括荷兰大陆架的咸水层，以考虑与该枢纽相关的潜在的进一步CCS开发。这些咸水层的初始容量估算颇具前景，但是由于目前这些地点的数据是有限的，其将需要进一步评估。然而，数据和基础设施的缺乏意味着直到这些储层的特征被充分地描述，注入才能开始启动，而这项研究将需要数年的时间。

## 澳大利亚

当西澳大利亚州的Gorgon注入项目运营时，其将是世界上最大的碳封存项目。

该项目计划每年将400万吨二氧化碳注入至巴罗岛下方Dupuy岩层的砂岩中。二氧化碳将从巨型离岸Gorgon、Janz和Io气田生产的天然气中分离出来。每个气田都包含了相关的不同数量的二氧化碳。该项目已经开发了一个强有力的不确定性管理计划，并且在进行澳大利亚历史上最大的环境影响评估。自2009年开始，推进封存的进展以达到最终投资决策需要超过6年的时间，并涉及了一个由地学科学家、工程师和监管支持人员组成的专门地下团队。该浩大工程的注入的费用估计为20亿澳元。该项目准备在2015年开始注入二氧化碳。

## 澳大利亚枢纽

在澳大利亚，旗舰项目也已经采纳了一个枢纽模型。在维多利亚州，CarbonNet项目正在评估离岸吉普斯兰德盆地(Gippsland Basin)的封存机会。封存目标可能是具有良好储层性质的Latrobe Group的滨面或障壁沙坝砂岩。选址包括枯竭油气藏和咸水层。Lake Entrance地层提供了区域泥灰岩、泥岩和泥灰质石灰岩的顶部密封(a regional top seal of marls, mudstones, and marly limestones)。CarbonNet项目已经进行了其地球科学评估计划的两次同行评审，并重点减少一些高优先级地点的潜在封存地点的投资组合。每年捕集来自拉特罗布山谷(Latrobe Valley)走廊的工业活动的100万至500万吨二氧化碳最初是CarbonNet项目计划封存的一部分，将有可能扩大至2000万吨。

在西澳大利亚州的西南二氧化碳地质封存枢纽(原Collie Hub)包括煤矿开采公司、发电机、氧化铝精炼厂及化肥制造商。该财团正在调查与联运管道有关的陆上封存选择，每年最终

注入1000万吨二氧化碳。勘探工作正在进行，以评估珀斯盆地（Perth Basin）南部Lesueur砂岩层组的封存潜力。首个数据采集井最近被钻探，并且一个广泛的三维地震计划已准备帮助进一步描述地下特征和确定4至5个未来钻井位置。封存目标是一个厚度为1800米至3000米的咸水层，被Cockleshell Gully地层的粉砂岩和页岩覆盖。newly obtained core的初步评估表明，Lesueur地层是可渗透的，并且上述地层都具有良好的密封特性。

## 二氧化碳提高石油采收率（EOR）的发展

对二氧化碳EOR作为一种永久封存人为二氧化碳的兴趣在过去的几年内显著增加，主要因为其代表了一种集成CCS的可行商业案例，而不需要温室气体政策或碳价。持续的高油价使二氧化碳EOR对运营商更具吸引力，因此增加了对二氧化碳的需求，反过来，可能增加捕集技术的基础设施建设，并推进该技术的发展。在过去的几年里，已经有一些关于CCS用于二氧化碳EOR潜力的出版物，如《国家EOR倡议》（2012）、《Melzer》（2012）、《Berenblyum et al.》（2011）、《Kuuskraa et al.》（2011）以及《Hovorka》和《Tinker》（2010）等。全球碳捕集与封存研究院也在对二氧化碳EOR作为一个CCS机制进行多层面研究，在第九章将作出总结。

目前，人为二氧化碳通过二氧化碳EOR而不是其他方式被封存（目前EOR项目约25%的二氧化碳供应来源于人为制造的二氧化碳）。目前全球最大的人为二氧化碳注入项目是EOR运营项目，如在萨斯喀彻温省韦本项目（Weyburn）（每年240万吨，不包括循环）和怀俄明州Salt Creek油田（约200万吨）。现有超过130个二氧化碳EOR在运营，虽然主要集中在北美，但社会明确接受EOR作为一个长期的、类似的工业活动，而不是其他类型的地质封存。然而，由于巴西、墨西哥、中东和中国都参与了现场中试和示范项目，并且东南亚国家推进了评估潜在运营的发展，与二氧化碳EOR相关的CCS机会获得了更广泛的认可。

有趣的是，匈牙利在20世纪60年代开始中试研究，并于1972年在Budafa油田启动了中试规模的二氧化碳注入，同一年在德克萨斯的SACROC开始了注入。因此，欧洲在世界上运营二氧化碳EOR的时间最长。虽然欧洲陆上EOR的机会更受限制，但北海离岸潜力已得到很好地研究。然而，欧盟能源专员Günther Oettinger于2011年12月12日在布鲁塞尔发表的一次演讲表明了对二氧化碳EOR在CCS中发挥作用的认可。他声明道“唯一现有的以及在短期内实际利用大量二氧化碳的技术是EOR”（Oettinger 2011, p. 3）。

## 封存标准与法规

《加拿大标准协会（CSA）Z741 - 地质封存二氧化碳》开始于2010年，预计在2012年第四季度公开可用。CSA Z741标准只解决了二氧化碳的地质封存方面，而不包括捕集与运输。技术含

量的标准已经完成，其中包括在公众反馈期间收到的超过500条评论的接受和回复。

国际标准化组织（ISO）已经召开了第265技术委员会（TC 265）以研究二氧化碳捕集、运输与地质封存。预计该委员会研究的范围将包括与二氧化碳捕集、运输及封存至地下岩层相关的所有标准。CSA Z741标准也可能作为地质封存的种子文件。

在加拿大阿尔伯塔省，省政府详细审查了现有的应用于CCS项目的监管框架，这对封存活动具有特殊意义。该监管框架的评估在第四章已经详细讨论，但其解决了CCS的关闭标准、利益相关者的参与和风险评估作用三方面的问题。在2012年年底，其将向能源部长提供建议。这些建议将处理二氧化碳封存各个方面的问题，其中包括场地特征、钻井设计、注入率、监测、长期负债（和负债转移至国有企业的支持者）以及关闭后管理基金的建立。

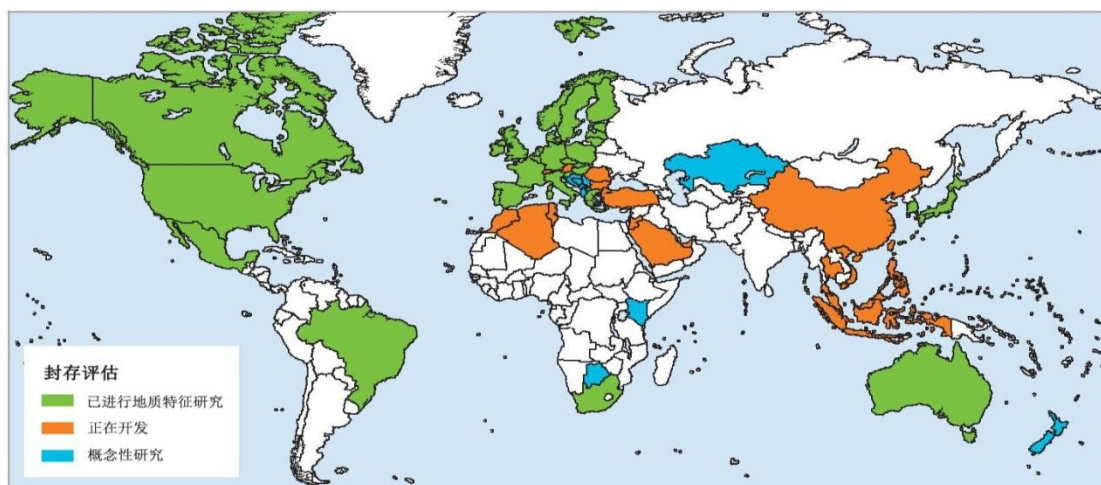
在澳大利亚，通过资源、能源和旅游部的支持以及CarbonNet项目的协助，全球碳捕集与封存研究院已经举办了关于全国认可的用于测量、监测和核证地质封存二氧化碳的技术框架的未来发展的一场测试。在澳大利亚，初步的利益相关者研讨会确定了大力支持这样一个全国的、自愿性的框架。

## **区域容量评估**

### **全球**

在过去的几年内，全球已经进行了关于区域封存评估的许多工作——通过在欧洲、北美、南美和澳大利亚的地质调查与研究机构——已经增强了地质封存二氧化碳的可行性的信心（图64）。然而，目前没有统一的评估二氧化碳封存容量的国际方法。在定义一个封存资源时可能需要考虑许多技术参数，但是封存潜力也可能涉及政治和社会因素。为了解决这个问题，国际能源署已经组织了国家地质调查以推荐一个全球适用的评估封存容量的常用方法。这项工作的结果使国际能源署提议从现有方法的连续体中选择，这取决于这项要求是流域范围计算、个别圈闭和结构，还是明显涉及政策约束（Brennan et al. 2012）。

图 64 具备封存容量评估计划的区域地图



## 多国

北欧碳捕集与封存中心（NORDICCS）已经发布了北欧二氧化碳封存地图集，设计用来帮助确定欧洲北欧地区的潜在二氧化碳封存地点。通过因特网和地理信息系统（GIS）现有的数据，该地图集将公开可用。该系统将允许二氧化碳封存选择的可视化预览，并提供对封存地点数据的访问。潜在封存地点的容量评估应该通过使用测试方案和模拟封存过程，再加上压力恢复数据和密封特性而加以改善（NORDICCS 2012）。

在2012年5月，《北美碳封存地图集》（NACSA）由加拿大自然资源部（NRCan）、墨西哥能源部（SENER）和美国能源部（DOE）发布。在北美碳地图集合作伙伴关系（NACAP）的协调下，该地图集提供了北美CCS潜力的概述。形成这本地图集的研究和数据表明，北美至少有500年的地下二氧化碳封存容量。低范围的估计表明，油气田（不包括墨西哥）的封存潜力为1360亿公吨，煤田为650亿公吨，以及咸水层为1.7万亿公吨（NACSA 2012）。墨西哥用西班牙语发布了墨西哥具体的、略加修改的版本。

## 一国

在挪威石油能源部的要求下，挪威石油理事会（NPD）在2011年年底发布了一本《二氧化碳封存地图集》。该地图集提供了挪威北海部分的概述，并确定了用于长期地质封存二氧化碳的有利密封特性的地区。此外，该地图集（NPD 2012）提供了地质封存容量的评估。

在挪威地区，所有相关的地质层组的评估都使用一个建立在40年石油勘探经验基础上的综合数据库。该地图集在挪威石油理事会的网站上可免费访问（NPD 2012）。

英国EIT从2009年开始为一项国家二氧化碳离岸封存容量评估提供资金。通过一个网页驱动的GIS数据库和目前正在准备的一个CCS系统建模工具包，英国二氧化碳封存评估项目（UKSAP）



的结果在线可用。

澳大利亚正在资助一个为期4年的国家二氧化碳基础设施计划以加速离岸二氧化碳封存地点的确定与发展。澳大利亚地球科学组织正在对4个离岸盆地进行评估与竞争前数据采集，主要通过使用现有的二维和三维地震勘探以及进行新勘探。盆地和项目的竣工日期分别是：北部地区离岸的Petrel次盆地，到2013年；西澳洲离岸的布劳斯盆地（Browse Basin），到2015年；西澳洲离岸的Vlaming次盆地，到2014年；维多利亚州离岸的吉普斯兰德盆地（Gippsland Basin），到2015年（Department of Resources, Energy and Tourism 2011）。

巴西也准备在2012年用葡萄牙语发布一本封存地图集，而全球碳捕集与封存研究院支持其用英语翻译与发行。

### 8.3 封存挑战

在很多方面，地质封存二氧化碳的技术过程可以被视为成熟的技术。数十年来，钻井、地下制图、流体注入、油藏管理等活动及其它检测方法已经以高度的准确性安全和成功地进行。然而封存可以限制项目。如果在合理的时间内不能在一个地区确定合适的地点，将大幅增加成本，并造成广泛的延误，甚至不能集成项目。因此：

- 一旦考虑任何CCS项目，开始描述封存场地特征是至关重要的。描述场地特征无捷径可走；
- 封存评估必须考虑潜在的影响以及与其他盆地资源的相互作用；
- 公众关注的CCS相关的风险一般是封存方面。认知到的渗漏险和诱发地震是CCS面临的最大挑战；以及
- 关于CCS法规的大部分剩下的问题都与封存有关，尤其是长期负债的问题。

#### 盆地资源相互作用

所有有效的大规模CCS项目将在沉积盆地进行地质封存。这种盆地包含可能各种资源，如传统与非传统的石油和天然气、煤炭、煤层气以及用于工业、农业和人类使用的地下水。其他的，也许一般不太明显的资源包括用于处理油田卤水或其他工业废水、储存的天然气，以及开发地热能的孔隙空间。由于商品价格的变化或开采技术的开发，一些尚未开发或缺乏经济价值的资源可能变得更有价值。将大量的二氧化碳注入地下可能造成潜在的资源冲突，或影响未来资源使用。

确定潜在的资源冲突是描述封存场地特征的一个重要部分。通常是盆地规模的资源管理系统对监管机构来说是非常重要的，其他行业和公众使用盆地资源。正如风险管理一般，资源管理将具有高度地点特性，而资源评估将影响封存地点的选择、封存容量和运行参数，并确定监

测计划的设计。此外，必须考虑与注入二氧化碳相关的地质力学作用可能影响其他的资源开发，或者反过来说其他资源开采可能潜在影响封存集成。Varma et al. (2011) 已经广泛地审查与碳封存相关的盆地资源管理方面。这份文件展示了工作流程以协助潜在封存地点的资源评估，其中包括确认和定位已知与潜在的资源、评估用于安全封存的地质力学和地质状况、调查注入选址以降低风险以及制定监测与减排战略。

欧共体最近启动了一个为期2年的项目。欧洲地质数据基础设施范围界定研究(EGDI-Scope) 进一步证明了区域规模的地下资源管理的日益增加的重要性。该财团进行的这项研究涉及荷兰应用科学研究组织(TNO)、英国地质调查局(BGS)、法国地质调查局(BRGM)、丹麦与格陵兰地质调查局(GEUS)和欧盟国家地质调查联盟(EuroGeoSurveys)。EuroGeoSurveys是欧洲国家地质调查的伞式组织。EGDI-Scope计划提高对社会和经济挑战的广泛认识,其中包括能源、水和矿产资源的可持续利用以及通过封存温室气体缓解气候变化。

### **地质封存二氧化碳的风险管理**

用于长期封存二氧化碳以及开发风险管理战略的选择和确定地点的过程中，风险管理是一个重要的活动。地质的不确定性或风险是具有高度地点特性的，并且主要的认知风险是潜在渗漏、诱发地震和地面位移，以及他们对健康、环境、资源和价值的潜在影响。影响项目可行性的主要封存风险是及时确定一个合适的封存地点和公众接受度。

由于更多的项目接近最终投资决策，与封存相关的风险评估和风险管理过程已经成熟。在最终投资决策这个阶段，必须提供描述测量监测核证(MMV)过程的详细运营计划。正在发展的项目从运营和接近运营的项目(例如Sleipner项目、国际能源署温室气体计划(IEAGHG)的Weyburn - Midale二氧化碳封存与监测项目、In Salah项目和Gorgon注入项目)的风险管理计划和MMV过程的知识传播中明显受益。值得注意的是，通过推广广泛的技术，许多小型的研发项目尤其对监测专业知识作出了贡献。这些小型项目包括Otway项目、Frio项目、Nagaoka项目、Lacq-Rousse项目、Ketzin项目、Cranfield项目，以及在美国区域二氧化碳合作伙伴项目中的一系列测试。

在2011年年底，英国能源与气候变化部发布了苏格兰电力财团的Longannet CCS项目和德国意昂集团在英国的Kingsnorth CCS项目的前端工程和设计(FEED)研究。这份材料包括风险评估和减排研究，并且将许多报告提供给全部CCS项目开发商以及感兴趣的其他各方，以传播这些FEED研究的知识。风险登记表确定了排名前50位的风险，并且评估他们是否是积极或关闭。由苏格兰电力财团报告的CCS特定的5个得分最高的示范风险分别是：

- 关键项目未被批准或未能与预期相符；
- 技术规模逐渐扩大的挑战；
- 公众对项目的负面反应；
- 运营二氧化碳的挑战；以及
- 离岸运输系统对二氧化碳流速的敏感性。

在加拿大，Quest CCS项目（在2012年实现FID并将在2015年开始运营）有一个基于风险的MMV计划，该计划对项目的风险管理框架至关重要。该计划完全集成了广泛的封存场地特征、监测设计、定期评估与业绩审查，以建立积极保障和控制响应并反馈该项目的信息。

挪威公司DNV在2011年中期启动了二氧化碳风险管理（CO2RISKMAN）联合工业项目，以开发一个公共可用的指导文件。该文件将有助于新兴的CCS产业提供有效的风险管理，尤其是在CCS运营中与处理二氧化碳相关的安全与环境危害的问题。该项目应在2012年中期完成，并涵盖CCS系统从定义和选址到运营和停止，以及处理CCS各个环节的危险管理的所有阶段。该项目涉及各种类型的利益相关者（工业和专家、监管机构、风险管理专家）来定义一个共同基础，以利于所有CCS利益相关者更有效地沟通和协商风险管理。这项研究将补充NETL（2011a）发表的《二氧化碳地质封存的风险分析和模拟的最佳实践》以及由英国健康安全局（Harper et al. 2011）发表的《二氧化碳（CO<sub>2</sub>）主要危害潜力的评估》。

欧洲预计ECO<sub>2</sub>公司计划检测在海洋生态系统中海底封存二氧化碳的风险，并旨在到2015年提供监测海底封存的最佳实践指南（ECO<sub>2</sub> 2011）。最先进的监测技术将应用至北海、巴伦支海和地中海的离岸封存地点和二氧化碳自然渗出的地点。

实验工作和数值模拟将扩大这些领域的研究，其目标在于探测和量化封存地点的地层流体、天然气和二氧化碳的通量。重要的是，该项目将这些知识转化为一个评估渗漏、监测和减排措施的成本的风险管理和通讯框架。

### **提供沟通者充分的信息**

封存风险管理包括公众沟通和危机管理的相关过程。在理想情况下，技术风险管理的目的是避免管理任何危机，但项目需要准备处理与错误信息、缺乏理解或潜在事故有关的情况。因为这些情况可能扩大认知风险，因此其可以严重影响项目，甚至导致项目取消。为项目沟通者提供准确与及时的技术信息对封存团队来说十分重要（Bradbury et al. 2011）。

更广泛地影响CCS而不是直接关系到一个单个的项目的问题也可能会出现。例如，在2012年中期，美国国家研究委员会（NRC 2012）和Zoback与Gorelick（2012）发表了讨论大规模注

入二氧化碳至地下诱发地震的可能性的论文。这个主题此前已被研究过，并在所有的描述场地特征过程中被评估。CCS社区认为NRC的报告是一项平衡的研究，但与NRC的术语“诱发地震”相比，Zoback与Gorelick的论文由于使用了“引发地震”而吸引了更多媒体和公众的关注。许多科学家和科研机构都非常熟悉CCS，总体上同意Zoback与Gorelick的论文中声明的关于封存容量和相关地震的有争议的结论。为所有的利益相关者提供关于二氧化碳封存方面的实际、可理解和及时的回应当对于CCS技术社区来说是一个持续性的挑战。

### 长期的封存责任

在大多数地区，一些项目仍然反应长期封存责任阻碍了CCS进程。关闭后二氧化碳封存的责任问题主要集中在封存面积的大小与CCS项目运营的时间长度。地质特征和退役井组成了维护系统。在此机制下，通过确定和评估对环境的可能影响，评估二氧化碳的长期活动仍然具有不确定性。运营商和政府分担责任和潜在损害补救的融资方面甚至具有进一步的不确定性。

在二氧化碳封存的生命周期风险管理方面已经进行了大量的研究——例如欧共体指导文件1-4用于实施关于地质封存二氧化碳的法案2009/31/EC以及DNV的CO2QUALSTORE（2009）和CO2RISKMAN（2012）等。人们的普遍观点是关闭后二氧化碳封存的技术和经济方面已经取得进展，而关于长期负债的法律方面和总体监管框架在很多程度上仍未解决。

长期负债及其从项目支持者转移至国家直接由加拿大阿尔伯塔省的《矿藏与矿物法案，碳封存任期监管》（法案24）解决。与预测模型相比，该法案规定在整个项目进展中，CCS地点的监测将以规定的时间间隔执行与汇报。在注入终止后，该活动将持续一段时间（约10年）。如果监测结果支持预测，负债将转移至国家。在注入期间，支持者将提供“管理基金”，国家将在“按需”的基础上把这些资金用于MMV和退役活动。

## 8.4 封存项目的进展

### 知识转移

在发展的不同阶段，通过把现有项目（大型或小型）的知识和经验转移至其他项目一般可推进CCS项目和二氧化碳封存的进展。特别是许多较小的涉及注入的研究项目已经极大地推动了监测能力、特性描述标准、精炼建模和模拟工具的发展。协调技术需求并促进科研和工业界的成果转移对更广泛的CCS社区来说是至关重要的。

虽然许多涉及封存的技术是成熟的，但在描述深部咸水层的场地特征、模拟和预测二氧化碳在地下的长期活动、以及CCS在巨大空间和时间范围内的监控和验证流程等方面仍然存在许多的不确定性。在这些领域以特定的主题为目标并支持研究是全球碳捕集与封存研究院寻求的

一种机制,无论是独立的还是以技术为重心的机构,如 IEAGHG 的温室气体研究开发计划、CO2CRC 等。例如,目前全球碳捕集与封存研究院发起了在动态模拟中用于描述与编录相对渗透率分析的定向研究,并支持一项在地下的补救技术选择的研究。这些研究的结果以及由该研究院支持的其他特定项目的报告在该研究院的网站上可被查阅。

这些标准的发展,例如《CSA 标准 Z741—地质封存二氧化碳》以及 ISO 新兴的关于 CCS 的研究,可以为许多司法管辖区的支持者和监管者提供继续进行 CCS 项目规划的信心。这些现有研究和商业项目的指导方针和最佳实践在制定筛选和特性描述策略时具有高度指导性,制定的风险管理计划将告知运营和监测活动。这些封存活动的经验教训可以为更快地推动未来 CCS 项目的进展提供许多见解。

最终,通过报告、网络会议和研讨会转移知识的能力发展是至关重要。全球碳捕集与封存研究院活跃在所有的这些领域,并重点关注为新兴经济体提供关于封存和 CCS 的研讨会与课程。

# 9

## 作为 CCS 技术的二氧化碳提高石油采收率技术 (EOR)

9.1	
介绍	182
9.2	
CO <sub>2</sub> EOR 在 CCS 技术的潜在角色	183
9.3	
影响 CO <sub>2</sub> EOR 发展的因素	188
9.4	
CO <sub>2</sub> EOR 作为 CCS 技术的挑战	192
9.5	
CO <sub>2</sub> EOR 作为 CCS 技术的现状	196



## 主要信息

- 大部分人为制造的二氧化碳排放当前正结合 CO<sub>2</sub>EOR 被地质封存。
- 考虑成为 CCS 技术，CO<sub>2</sub>EOR 必须能证明注入的人为制造的二氧化碳的封存是永久性的。法规和政策同样需要依据从 CO<sub>2</sub>EOR 转变成 CCS 而转化。
- 目前 CO<sub>2</sub>EOR 活动致力于在技术与科学知识以及围绕 CCS 的公众信心方面作出贡献。
- CO<sub>2</sub>EOR 是在某些地区一个重要的商业推动力，并且也支持一些 CCS 示范活动。
- CO<sub>2</sub>EOR 是在短期内示范 CCS 技术的重要机会。

### 9.1 介绍

注入 CO<sub>2</sub> 到成熟油田在 40 年以来都是一种用于提高石油生产的方法。提高石油采收率(EOR)是一套能够应用于石油生产下降的油田维持或者提高生产的技术。大部分油田认为 EOR 已经展开了主要的生产，其中天然气储层压力把石油带到了地表上，及二次采油的生产方法，通常注入水来恢复储层压力。在 EOR 上利用 CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>EOR) 已经被证实在许多成熟油田上恢复石油生产和延长他们数十年生产周期的成功，这生产的改善很大程度取决于特定地点的储层特征和石油成分，并且不是所有油田都适合 CO<sub>2</sub>EOR。

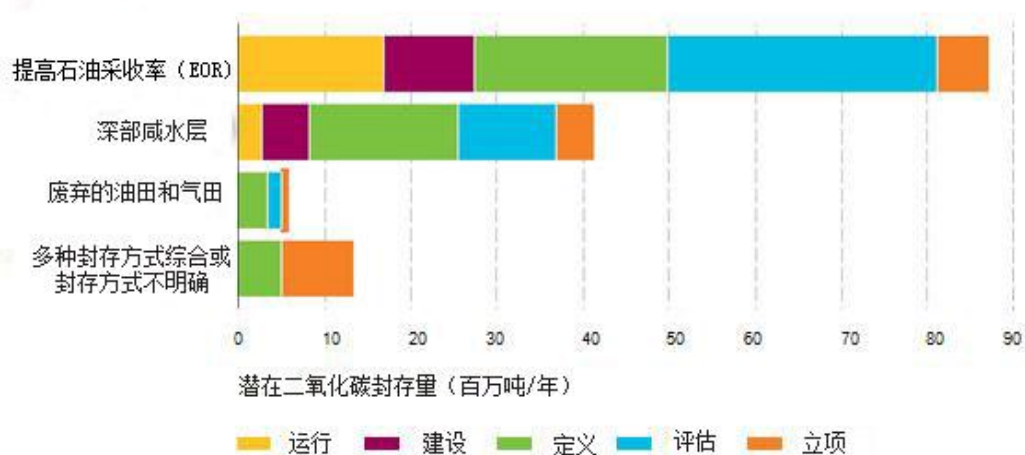
在超过 130 个正在全球运营的 CO<sub>2</sub>EOR 项目中，大部分在北美，而这其中又有一半在德州西部地质构造为二叠盆地上。还有其他商业性的 CO<sub>2</sub>EOR 在加拿大、土耳其以及匈牙利持续地运营，并且中试项目分布在甚至更远的油田。CO<sub>2</sub>EOR 的发展历史一直都极大地被受限于低成本 CO<sub>2</sub> 的可得。在美国，大量天然聚集的 CO<sub>2</sub> 被发现在诸如科罗拉多州的 McElmo Dome、Doe Canyon Deep 以及 Sheep Mountain 和新墨西哥的 Bravo Dome 这些地质储层中，这些储层能够相对低成本地产出 CO<sub>2</sub>。通过诸如那些与提取或者燃烧矿石或者其他工业流程相关的人类活动所产生的二氧化碳，被认为是人为制造的二氧化碳(A-CO<sub>2</sub>) 并且也同样被用于 CO<sub>2</sub>EOR。

因为人为制造的 CO<sub>2</sub> 必须利用物理和化学流程进行分离或者捕集，一般来说成本较高，并且在历史上可利用的人为制造的二氧化碳比天然的二氧化碳要少。然而，基于更多全球运营者对 CO<sub>2</sub>EOR 感兴趣和地质资源的二氧化碳(N-CO<sub>2</sub>) 并不总是可利用，人为制造的 CO<sub>2</sub> 现正逐渐成为被认可的一个经济可得选项。在北美超过 6500 公里的管道运输二氧化碳用于 CO<sub>2</sub>EOR 的运营以生

产大约每天 300,000 桶原油。这在北美预期每年供应给 EOR 6600 万吨的二氧化碳，当中超过 25% 是人为制造的 CO<sub>2</sub>。通过运营 CO<sub>2</sub>EOR 项目而注入的人为制造的 CO<sub>2</sub> 比其他的 CCS 封存方式都要多。（图 65）

这一章节讲述 CO<sub>2</sub>EOR 在 CCS 技术中所起的作用（结合一些对应于碳封存的 CO<sub>2</sub>EOR 的技术和法律层面）并且描述影响这些运营作用的经济、商业以及法规面貌。

图 65 封存类型选项和资产生命周期阶段的潜在二氧化碳封存量



## 9.2 CO<sub>2</sub>EOR 在 CCS 技术的潜在角色

CO<sub>2</sub>EOR 长期以来作为一项开发技术知识和二氧化碳注入的大规模油田推广学习的机遇受到 CCS 团体的关注。然而，CO<sub>2</sub>EOR 迅速地被认为很可能是更广泛地促进 CCS 推广的一种途径。这很大程度归结于 CO<sub>2</sub>EOR 能够提供或者支持捕集和运输二氧化碳的商业案例，因此在可靠的捕集方法上的开发和改进并且最终地减低他们的关联成本。紧随的或许是扩大基础设施和配送网络以利用额外的封存地点，这将驱使在包括二氧化碳地表行为的风险管理、监督与验证、以及模型与模拟这些围绕地质封存层面的科学和技术知识的进步。

天然气处理、氨和乙醇、乙烯以及煤气化生产等都在他们标准的工业流程中产生高浓度的二氧化碳，并且具有相比较下较低的捕集成本。这些低成本人为制造的二氧化碳源目前通常被用于 EOR，以及作为 CCS 在碳封存的整合解决方案中的开发先锋。在美国以外，人为制造的二氧化碳是 EOR 的最大二氧化碳来源。在美国，自从 2010 年以来，在建设和规划下的项目在利用人为制造的二氧化碳方面比天然来源开发有更大的增长，因此人为制造的二氧化碳预期将在未来十年变得非常重要。

目前在美国用于 EOR 的二氧化碳价格通常是 10 至 40 美元每吨 (Godec 2011)，并且从它的



销售所得收入能够抵销来自低成本人为制造的二氧化碳源的捕集成本。对于诸如发电这些相对高捕集成本的 CCS 项目，来自二氧化碳的销售能够抵销部分但并不是全部的额外成本。在这种方法下，CO<sub>2</sub>EOR 能够成为一种 CCS 开发活动的重要组成元素，特别是在北美、欧洲、拉丁美洲、中东以及中国。

但是，在一般的 CO<sub>2</sub>EOR 运作和以人为制造的二氧化碳封存为目标的 CO<sub>2</sub>EOR 运作之间存在差异，其中包括：

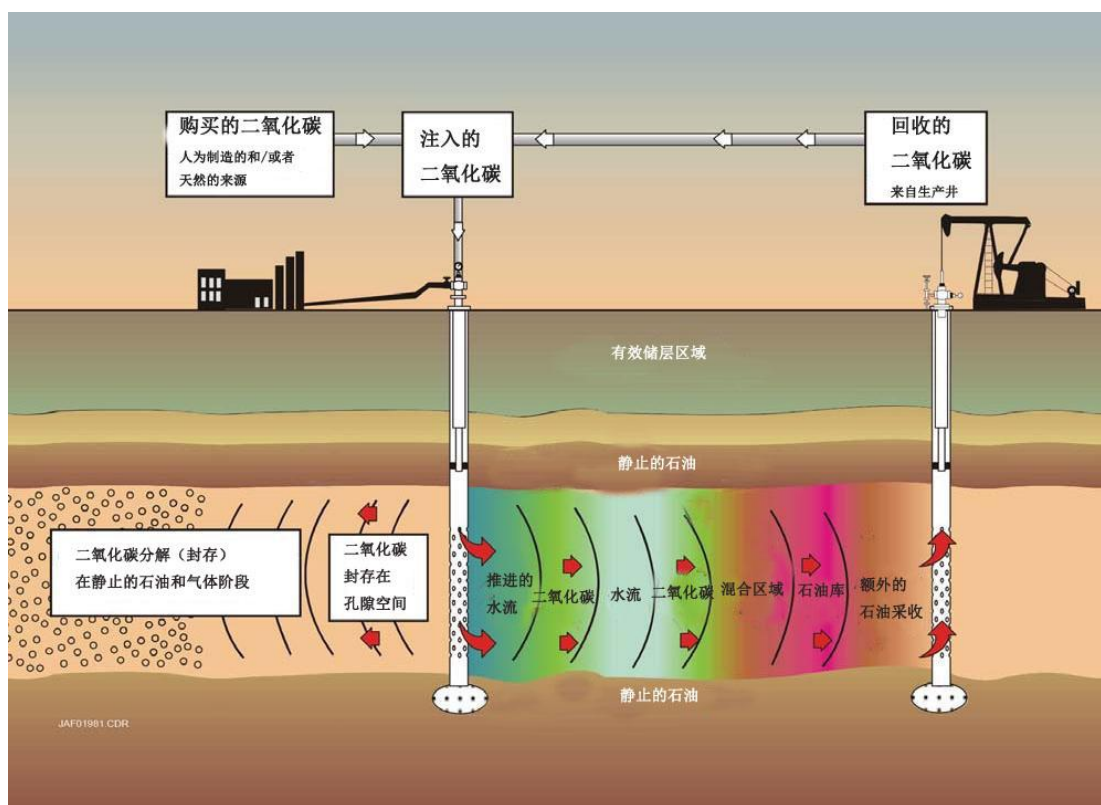
- 人为制造的二氧化碳必须明确地被作为一种被利用的来源，在从一个地质储层转移天然的二氧化碳到另外一个（油田）的过程中并不降低其整体排放；并且
- 目前与 CO<sub>2</sub>EOR 关联的监管和验证活动应用于优化石油生产，并且不产生封存的基准或者示范准则和永久性。

在 EOR 流程中涉及的机制确实产生二氧化碳的永久地质封存的结果，但在缺乏政策和其他财政效益的情况下，CO<sub>2</sub>EOR 场地将不会作为二氧化碳封存被运营，大部分 EOR 封存场地能够提供比一般生产运营优化更多值得考虑的碳封存潜在能力，并且 GHG 政策将提供激励给运营者封存更多的二氧化碳。

## 工作原理

注入二氧化碳进行 EOR 是一项在许多成熟油田用以提高石油生产的认可技术。尽管还有更多类别的油气田被有效地利用于封存二氧化碳，但适合 CO<sub>2</sub>EOR 的油田都具有类似的特征。如前所述，开展 CO<sub>2</sub>EOR 的油田通常已经过了第一和第二期的生产，并且一般来说，假如油田趋向于水驱油并且超过 25% 的原油维持在储层里，这油田就被认为是用二氧化碳作 EOR 的动力。Hovorka and Tinker (2010) 提供一个容易理解的 CO<sub>2</sub>EOR 流程的技术概览。

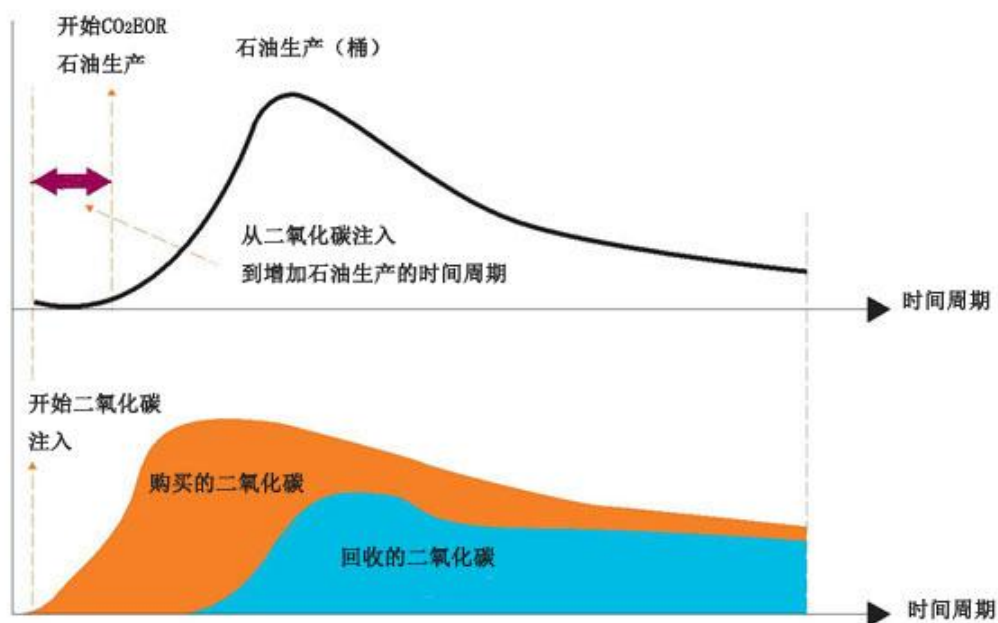
图 66 可溶水气交替 (WAG) CO<sub>2</sub>EOR 运营示意图



来源: ARI and Melzer Consulting (2010)。

CO<sub>2</sub>EOR 通常锁定超过 800 米深的储层,因为在这个深度下的压力和温度能够保持二氧化碳在一种浓密或者超临界状态。在二氧化碳注入开始后,需要耗时一个月或者超过一年取得突破性进展并且注入的二氧化碳开始伴随着石油一起被产生。产生的二氧化碳从石油中被分离,然后收集、压缩以及重新注入到储层中。理想地,尽可能多购买的二氧化碳与提高石油生产显示有效的储层容量,但更重要的是重新注入和回收流程降低其对购买额外二氧化碳的需要。随着时间的变化,经过循环的二氧化碳在 EOR 的运作中逐步地增加使新购买的二氧化碳的需求减少,直到在某个运作的节点上达到能够完全依赖于回收的二氧化碳(图 67)。最终地,大部分注入的二氧化碳将永久地被保留在储层里的矿物质表层上的不连接的孔隙里,或者被分解在静止的石油并且不再可利用在 EOR 循环中。这个二氧化碳捕集和保留的流程持续地发生,同时二氧化碳正被注入与回收并被认为是短暂的封存。工业经验表明间隙的捕集将最终地在其项目周期内涉及高达 90-95%购买的二氧化碳(Melzer 2012)。剩下的二氧化碳同样在储层内被永久地保留,分解在不生产的移动石油上又或者是作为一种浓密的二氧化碳不被分解,因此所有注入的 CO<sub>2</sub> 都被保留在地表底下。Melzer (2012) 提供了一个对于这种地质封存机制的清晰和具体的解释。

图 67 石油生产、购买的二氧化碳和回收的二氧化碳之间的关系



### 相关的封存

CO<sub>2</sub>EOR是一个示范能够被应用于许多现有油田的商业流程，以针对逐步下降的石油生产和相关的二氧化碳的永久地质封存。在目前的运作环境下，缺乏激励来注入超出盈利的石油采收所需的额外二氧化碳，如上所述的相关的碳封存会被认为是对于正常运作流程的偶发事件。其他在CO<sub>2</sub>EOR运作中或许被设想的封存情景包括增量封存，在其中额外的二氧化碳在EOR运营中被注入到储层或者通过在EOR运营后注入额外的二氧化碳。两种方式都要求改变储层的管理，监控技术以及额外的费用来预留二氧化碳。此外，二氧化碳能被注入到非油状态地层，在运营期间的平衡供应中起到缓冲的作用。

### 全球 CO<sub>2</sub>EOR 的封存机遇

最近发布的北美碳封存地图集(NACSA 2012)指出加拿大和美国的油田（墨西哥的油田并不包括在内）具有大约 1360 亿吨的潜在二氧化碳封存量。这是一个极具意义的潜在封存量，尽管更多的深海岩层的封存能力被估算，但 CO<sub>2</sub>EOR 运营目前代表比其他任何二氧化碳利用方式都要多的二氧化碳注入。他们额外地提供了商业案例来更广泛地开发和改进二氧化碳的捕集设施和运输基础设施，并且对围绕长期封存的科学和技术学习提供现有的机遇。

尽管在北美的 CO<sub>2</sub>EOR 生产目前代表大约 90%的全球生产量，但在全球范围内还有很多地区拥有合适的油田。Tzimas et al. (2005) 和 Gozalpour et al. (2005) 指出就像其他许多油田一样，欧洲北海油田在接近他们生产周期时，不需要执行诸如 CO<sub>2</sub>EOR 等第三方法下仍能提供极为巨大的潜力。缺乏低成本 CO<sub>2</sub> 和高投资费用限制了其在欧洲的开发，但在英国、挪威和丹

麦的行业具有 80 亿桶原油的潜在增量，将产生大约 50 亿吨的二氧化碳封存 (Tzimas et al. 2005)。由于在 1970 年 CO<sub>2</sub>EOR 在克罗地亚，罗马尼亚以及匈牙利的 Pannonian 盆地地区受到推广，因此 CO<sub>2</sub>EOR 在欧洲大陆上的机遇显得仅局限于这些地区。对 CO<sub>2</sub>EOR 同样感兴趣的地区还包括中东，其中有几个国家石油公司寻求商业协议购买二氧化碳。在中国，国家石油公司也正在积极地调查 CO<sub>2</sub>EOR 的潜力。在吉林油田，由中石油运营的中试项目成功示范了数年 (Jin et al. 2012, ARI 2009)。在巴西，Santos 盆地的某些离岸油田预期每年生产超过 1 千万吨二氧化碳，并且二氧化碳或许被重新注入进储层中以提高生产。墨西哥和印度尼西亚同样考虑利用 CO<sub>2</sub>EOR 作为他们的石油生产逐步下降的陆上和近海油田的一个选项。

### 支持二氧化碳捕集

当前全球大约 75% 为 EOR 所利用的二氧化碳来自于在地质储层里天然累积的二氧化碳，这种利用方式不被认为可以用来降低温室气体 (GHG) 的排放，通常用于 EOR 生产的人为制造的二氧化碳源能够产生相对高浓度的二氧化碳，这些高浓度的二氧化碳能在相对低成本的情况下被捕集。这些低成本人为制造的二氧化碳包括：

- 乙烯加工厂的发酵流程；
- 在合成氨工厂的氢生产中的二氧化碳分离流程；
- 在天然气处理中移除相关的二氧化碳；
- 乙烯氧化厂的二氧化碳分离流程；以及
- 煤气化流程。

对比之下，高成本的二氧化碳源产生大量低浓度的二氧化碳，因此首先必须浓缩二氧化碳，产生巨大的额外成本。高成本人为制造的二氧化碳源的例子包括：

- 矿石燃料基础的发电；
- 炼油厂；
- 水泥制造；以及
- 钢铁制造。

尽管来自高成本人为制造的二氧化碳源的总成本大于 CO<sub>2</sub>EOR 生产者愿意支付的范围，但在全世界许多政府支持的 CCS 项目正考虑 EOR 作为在他们总体商业案例中的重要组成部分来抵消部分捕集成本。(表 18)

表 18 处于定义和建设阶段涉及发电并且打算供应二氧化碳提高石油采收率的大型一体化项目

项目	阶段	流程	二氧化碳量（百万吨/每年）	地点
边界大坝	建设	亚临界燃煤	1.0	加拿大
肯珀县	建设	整体煤气化联合循环	3.5	美国
Tenaska开拓者能源中心项目	定义	超临界燃煤	5.75	美国
NRG 能源公司 Parish CCS项目	定义	亚临界燃煤	1.5	美国
氢气能源公司加利福利亚项目（HECA）	定义	整体煤气化联合循环	2.0	美国
阿布扎比氢气发电项（HPAD）	定义	其他	1.7	阿联酋
当河谷	定义	整体煤气化联合循环	4.75	英国
得克萨斯清洁能源项目	定义	整体煤气化联合循环	2.5	美国

肯珀县IGCC项目打算从2014年初开始每年捕集3.5百万吨二氧化碳及SaskPower公司的边界大坝改造项目计划在2014年初每年捕集1百万吨二氧化碳；两个项目都计划出售二氧化碳给EOR。两个煤项目都已取得政府资金来支付示范二氧化碳捕集的成本：肯珀县IGCC项目（\$7.05亿美元）和边界大坝项目（\$3.05亿美元）。用于EOR的二氧化碳出售是这些项目的一个很重要的收入来源。德州清洁能源项目也有一份合约从它的化肥运营中出售二氧化碳给EOR并且也取得支持（6.63亿美元）。这些项目的二氧化碳的销售价值可以是非常巨大的，而且有政府的补贴支持。

这些项目的二氧化碳的合约价格是保密的。从以前的历史来看，二氧化碳的价格范围为10到40美元每吨(Godec 2011)。假设二氧化碳的价格为25美元一吨，一个项目在20年内以每年出售1百万吨二氧化碳其总价值将大约为2.87亿美元（百分之六的实际折扣率）。出售更多的二氧化碳或者接收较高的价格将导致项目价值的增加。

### 9.3 影响 CO<sub>2</sub>EOR 发展的因素

#### 二氧化碳的市场和价格

利用EOR的CCS项目的一个主要利益驱动力是收入流能够得到交付。在其中的八个运营的大型一体化项目中，有五个项目出售二氧化碳用于CO<sub>2</sub>EOR运营。这些都是基于具有优势的二氧化碳价格下的商业操作，以取得收入抵消来自于低成本人为制造的二氧化碳源的捕集和运输成本，

诸如天然气处理、合成气以及化肥行业,并且在过去的40年内已经开发出更广阔的美国EOR市场。

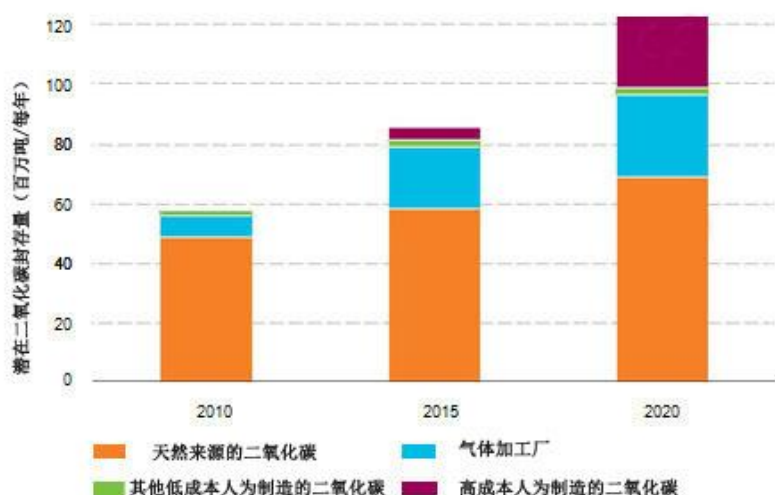
CO<sub>2</sub>EOR生产与石油价格密切相关,并且上涨的石油价格提高了二氧化碳的需求。与之相呼应,现役的CO<sub>2</sub>EOR项目数量从2002年的78个增加至2012年的130个。强烈受到地区对于供应二氧化碳的限制影响和需求的上升,二氧化碳的价格也在这段时期随之上升。

美国能源信息管理局-EIA (2012) 和国际能源署 -IEA (2011a) 预计石油价格将在未来十年持续增长,这将会增加二氧化碳的需求并且引导二氧化碳供应商的增加。在美国二氧化碳的供应到2012年预期将会是在2010年的生产水平上增加50%,并且将有潜力到2020年翻倍(图68)(EIA2012)。超过一半的增长来自于人为制造的二氧化碳,这些人为制造的二氧化碳将会在未来的十年内变得越来越重要(DiPietro et al. 2012)。

石油输出的增长或许落后于二氧化碳的利用,因为高石油价格鼓励运营商在现有油田注入,即使生产率比之前的目标生产率要低。在美国的二氧化碳的平均利用率在2011年被估算每桶原油为0.5吨二氧化碳。在之前研究中的一些项目存在着每桶原油生产需要增加0.3-0.4吨二氧化碳(Gozalpour et al. 2005, Godec 2011)。

随着减轻供应紧张的管道投资的增长,结合额外的人为制造的二氧化碳供应源的开发,预期在中期内二氧化碳的价格将由这些低成本人为来源所确定。直至2020年,在欠缺完善的GHG政策的美国,除了政府支持的示范项目以外,极少的财政推动力来开发用于EOR的高成本人为制造的二氧化碳源,除非有效的GHG减排政策被推出。

图 68 美国计划用于 EOR 的二氧化碳供应源



### CO<sub>2</sub>EOR对于政府支持的CCS开发的好处

在北美,大部分目前处于建设阶段的政府支持的二氧化碳捕集示范项目打算给EOR出售二氧

化碳。这是一个对于这些示范项目来说的重要收入来源并且减少用以确保项目的财务稳健性的政府支持额度。EOR利用大量捕集的二氧化碳的一个麻烦的好处是额外的政府收入。一般来说，来自CO<sub>2</sub>EOR的石油采收率大约高于不采用加强方法的10%到20%。因此，提高人为制造的二氧化碳供应和扩大CO<sub>2</sub>EOR生产的政策，会提高政府在版税、企业所得税和石油生产税方面的收入。

政府补贴成本支持用于EOR的二氧化碳捕集具有潜力部分地或者完全地被来自于增加的石油生产的政府收入所抵消。基于此，国家提高石油采收率倡议 (NEORI 2012) 提出了一个生产税收抵免以支持用于EOR的二氧化碳捕集；NEORI项目的成本将会通过其他政府收入完全地被抵消。

NEORI提出的税收抵免将会通过一系列具有竞争性的组别竞投流程所提供，其中包括商业规模的“第一行动者”项目的先驱组别，紧随其后的是两个后续组别，一组针对发电行业及另外一组针对技术更成熟的工业行业。工业部分将包括对于较低成本和较高成本的CCS技术的下属组别。尽管资助将会在未来四十年中提供，更大的支持将会被锁定在早期几年，因此每年的总体支持将会在2024年定到高峰。NEORI (2012) 估算全面实施政策将直接支持在未来40年大约四亿吨的二氧化碳封存量。

尽管在其他行业执行这些公共政策或许能带来个人所得税和销售税的类似收入增长，但CO<sub>2</sub>EOR项目能产生从增加的石油生产中带来的政府版税和采掘税这些额外的收入。

随着对于短期和长期的政府预算的关注上升，支持二氧化碳捕集的开发和示范（及相关的监控、测量和验证技术）的政府费用与其他项目竞争着不足政府资金。以证明取得政府资金的项目能够对社区产生积极的净效益，结合CO<sub>2</sub>EOR的二氧化碳捕集与封存示范项目具有潜在优势使政府费用能够部分地（或者甚至全部地）由增加的石油生产产生的政府收入所抵消。

## CO<sub>2</sub>合约

天然来源的二氧化碳销售合约普遍采用了为天然气的销售而开发的大部分先例。这些合约的典型条款包括由购买者和销售者共同承诺的基础数量和最大数量、质量标准、银行条款和赔偿条款，并且条款从少于5年到将达15年。从在非公司合约下的基于数量的支付条款逐渐演变到在公司合约下的取得或者付款安排。少于一年的合约通常不能对协议合约价格进行调整，而更长的合约则通常具有半年和季度的二氧化碳价格调整。这些合约可以加入协议的最低价格，加上依据石油价格而增加的二氧化碳价格 (Veld and Phillips 2009)。

公司销售天然来源的二氧化碳的合约条款和细节的开发显得能满足人为制造的二氧化碳的销售要求。如上所述，此类合约可以是长期的并且包括必付承诺和解约付款。由于高投资成本和捕集资产的较长生命周期属性，工业和电力CCS项目通常要求长期的条款和收入的稳定性。

以下的三个问题需要被强调以延伸天然二氧化碳的销售原则到人为制造的二氧化碳的销售

1. 围绕中断的风险问题和在EOR运营中的潜在影响（油田增压）；
2. 未来环境责任；
3. 减排碳抵免或者自动排放的价值分享。

另一个主要区别是随着时间推移，更多回收的二氧化碳被利用，对于人为制造的二氧化碳项目在改变EOR运营的影响。对于天然二氧化碳，需求的转移（诸如加速生产的升高和下降以适应注入率的起伏）能够迅速地通过天然储层进行调节。然而，对于人为制造的二氧化碳，很难应对需求变化进行调节，并且由于人为制造的二氧化碳项目面临的经济差异，工厂希望所有收集的二氧化碳都能被出售和不泄露出去。

这就意味着‘单一来源，单一处理模式’很难从商业上满足处理人为制造的二氧化碳的需求。二氧化碳供应商和EOR运营商更需要采用‘多种来源，多种处理模式’来实现供应和需求的更佳平衡。

这些问题是买家和卖家之间的商议框架的组成部分，用于调整人为人为二氧化碳来源的价格折扣或者价格增长。另外一个考虑因素是当大量的天然来源的二氧化碳可被利用时，人为制造的二氧化碳将面临向石油生产商出售的巨大压力。

### **清晰的法律和法规制度**

根据若干管辖区过去的经验，为注入二氧化碳作为EOR运营的一部分而建立起来清晰的法律和法规。这在美国效果特别显著，美国和加拿大的石油公司在其现行应用于石油和气体的法律和法规框架的支持下持续地注入大量的二氧化碳。

尽管美国提供给EOR运营商一个清晰的法律和法规系统，和明确的联邦和州管理者的角色和责任，但却被认为是最为复杂的EOR管理模式。根据以往的经验推断，该系统结合商业法律、财产法以及针对注入活动的法规，以提供精细的系统来管理二氧化碳的取得和销售、二氧化碳的运输、管道的建设、孔隙空间的拥有权和使用权、注入二氧化碳的权限和开展EOR运营以及关闭运营后的程序和责任。

另一种管理CO<sub>2</sub>EOR活动的类似方法也被加拿大的联邦和省级管理者所采用。其主要的区别大部分关于地表底层矿物质和石油权利，其中加拿大更多趋向于由省级政府所拥有而不是个人所有的。

在欧洲某些CO<sub>2</sub>EOR活动不多的地区，缺乏对应的法规经验。在匈牙利和在北海的CO<sub>2</sub>EOR活动一直在现有油气法律和法规下受到管理。大部分在欧洲的法规停留在对二氧化碳封存作为气



候变化减排活动的立法设计和执行阶段。

### CCS特定法律和法规的出现

在近些年，CCS的特定立法得到了广泛的推广，致力于激励技术发展和移除技术阻碍，以及管理与封存相关的突发事件处理。欧盟（包括成员国）、澳洲、加拿大以及美国具有完整的法律条文管理CCS全流程或者其中的某部分。在另一方面，处理方法涉及范围从单一的法规框架到对现有石油或者资源法规的修订，所有这些法规都致力于通过提供法规确定性，来制定CCS作为降低二氧化碳排放到大气中的法定技术。

欧盟，通过它的封存法案（法案 2009/31/欧盟委员会），采用了其中一个CCS特定立法的最全面例子，该立法通过建立起一个许可框架，来应用控制污染的传统方法和移除技术阻碍。根据欧盟委员会的封存指令，对欧盟的排放交易系统作出了修订，以允许二氧化碳的捕集和封存不被纳入欧盟的排放交易系统的监管。根据上述的修订案，当运营者根据封存法案捕集和封存的二氧化碳将不需提供补贴。法案的条文表示EOR单独地并不包括在法案的范围内，然而法案的封存环境安全规定适用于结合地质封存的EOR运营。

美国的情况与欧洲有极大的不同，没有专门的CCS国家法规框架在美国和加拿大。在加拿大，省级政府阿尔伯塔、萨斯喀彻温以及不列颠哥伦比亚同样强调了在某种程度上CCS的政策和法规要求。在阿尔伯塔建立起了最完善的法规制度，《碳捕集和封存宪法修订案2010》的推出阐明了关于孔隙空间入口的问题并且推出围绕长期封存二氧化碳的责任要求。这被《碳封存期限法规案2011》进一步地强化，这一法案阐明了关于区域、监控与验证计划、期间以及关闭后的评估许可和碳封存租借等问题。

在美国，若干州已经开发了立法致力于促进和许可二氧化碳的封存。这些立法在某些实例上包括验证和核实或许在特别的EOR流程时期下二氧化碳的数量的法规机制，以及围绕封存地点关闭和关闭后的条例。然而明确的是对于许多这些州来说，这些开发是致力于利用捕集的二氧化碳用于EOR运营，其中一些实际例子包括确保封存的二氧化碳的可再利用能力。

## 9.4 CO<sub>2</sub>EOR 作为 CCS 技术的挑战

### 生命周期分析

人为制造的二氧化碳在EOR储层的利用和捕集代表着减排，但引起如何在项目生命周期内减少温室气体（GHG）排放的问题。这主要由于CO<sub>2</sub>EOR涉及产生石油。尽管能源被消耗并且二氧化碳在CO<sub>2</sub>EOR流程中产生，但这是一种结合燃烧能够在减排中打断平衡从而增加总体排放的精炼石油产品的排放。如果CO<sub>2</sub>EOR仅取代其他石油供应，并且不会改变石油产品消耗的水平，CO<sub>2</sub>EOR

就能够减少排放。例如在一项研究中假设石油消耗没有改变，参照Faltinson and Gunter (2010) 和 Jarmillo et al. (2009) 对比石油生产来自CO<sub>2</sub>EOR和其他石油来源的生命周期排放研究。

CO<sub>2</sub>EOR 的石油生产正好被其他石油供应来源的减少所抵销的范围取决于CO<sub>2</sub>EOR在全球石油消耗的影响和在石油市场价格的相关改变。一个较低的价格将会被要求以增加消耗。但较低石油价格将会降低来自其他供应商的总体石油供应，归结于边际项目变得没有经济性。这会导致甚至石油消耗上升，但对应于较低的价格其他石油供应下降，消耗的改变比CO<sub>2</sub>EOR的增加生产要少。

基于最近对石油价格变化的消耗和生产回应估算(例如Baumeister and Peersman 2011)，消耗的增加很可能介乎来自于50%的CO<sub>2</sub>EOR中等增长而导致的生产增加的17%到67%之间。换句话说，由于需求和供应响应，由CO<sub>2</sub>EOR产生的每桶原油很大可能取代由其他生产来源而来的每半桶原油，导致半桶原油的石油消耗净增长。

基于这每桶CO<sub>2</sub>EOR生产很可能带来的消耗增加范围，之后当人为二制造的二氧化碳被作为一个来源提高CO<sub>2</sub>EOR生产的平均效率就很可能带来一个净减排。这分析包括核算回收二氧化碳和精炼石油产品的相关排放。然而，在特定例子，如果石油产量基于一定量的注入二氧化碳来说非常高，那么在项目水平上的净排放可能是正面的。尽管定义项目的界限对于准确地计算EOR生命周期的排放至关重要，甚至包括能源和在清理、压缩和运输二氧化碳所发生的能源和二氧化碳成本，但这一种将会可能被释放到大气中的不定价产品仍造成平均的负面生命周期排放。

### 可利用的二氧化碳

低成本二氧化碳供给通常受到数量的限制和地形的制约，并且不一定能在适当的油田附近取得。如果输送的二氧化碳量充足并能实现经济规模效益，项目可支持管道延伸数百千米，但对单个站点来讲更长的长度将是极其昂贵的。在20世纪70年代晚期到80年代早期的油价和能源安全关注的上升增加了美国对扩大二氧化碳EOR生产的兴趣，但缺乏邻近的低成本二氧化碳源阻碍了其发展。

在20世纪80年代中期，建设了连接科罗拉多州和新墨西哥州的天然二氧化碳源与帕米亚盆地的数百千米的管道，并且其推动了二氧化碳EOR项目的迅速扩张(Bradley 2011)。在加拿大，20世纪90年代晚期的足够大的韦本(Weyburn)二氧化碳EOR项目支持了一条320千米的连接跨越美国北达科他州边境的煤气化厂的建设。在世界其他地区(如匈牙利、土耳其、巴西、墨西哥和中国)的开发活动通常连接了适当的油田附近的低成本二氧化碳源。

图 69 美国用于 EOR 的二氧化碳源和二氧化碳输送管道



### 高成本人为制造的二氧化碳源需要不仅仅是EOR

与电力、钢铁以及水泥行业相关的CCS项目的捕集技术成本是巨大的，并且这些项目仍主要处于示范阶段。此外，此类项目面临增长的运营和维护成本以及执行二氧化碳捕集的‘能源消耗’。

举例，Tenska是美国德州600兆瓦净超临界光伏煤基础电力项目的主要提议者（“Trailblazer项目”），已经表明对于这类项目额外的碳捕集设备增加了30%的投资成本，大约10%的运营和维护成本，并且减少25%可利用销售的电力输出(Tenaska 2011)。

尽管美国和加拿大项目的现今事实证明销售二氧化碳给EOR是很有帮助的，但仅靠这并不足以消除这差异，值得注意的是政府支持的肯珀县IGCC和SaskPower边界大坝项目正在进行捕集和打算销售二氧化碳的行动。如前所述，目前的需求与供应动态的对比是不太可能支持高成本捕集，除非到大约2020年。

与其它支持措施结合，销售二氧化碳给EOR能够给高成本项目提供一系列利益：

- 致力于消除商业差异
- 降低在CCS链的捕集、运输以及封存元素之间的整合风险；并且
- 降低关于成本和时间范围（能花费5到10年或者更长和数十亿的成本）来开发最终投资决定

所要求的确定性水平的合适郊区深部咸水层。

## 法律和法规的挑战

利用人为制造的二氧化碳的CO<sub>2</sub>EOR运营转化为全面二氧化碳封存项目的机遇受到法律和法规制度的约束，这些法律和法规制度的出现主要围绕两个突出的流程。在充分的政策制定和经济驱动力作用下，政策制定者和管理者必须考虑到他们的法规环境的充分性以促使和鼓励这一转化。

## 在法律下促使转化

寻求促使转化EOR活动为全规模地质封存的法规管理者，必须考虑管理CO<sub>2</sub>EOR的法律和法规制度也适用于支持注入和封存人为制造的二氧化碳。考虑到二氧化碳封存的情景，结合对应的法律和法规制度，揭示出许多法律和法规阻碍这两项活动的整合。

对于法律和法规框架准确地定义涉及在各个封存情景的资产权利是很重要的。这些条款也应该针对地表底层的竞争使用和提供一个机制来解决潜在的冲突。其中一个可能出现在管辖区上的潜在冲突例子是，当需要利用被矿石占用的孔隙空间进行二氧化碳封存，必须同时取得矿石的利用权。这可能需要修改法律以允许取得涉及各类封存情景的资产权利或者所有者的同意。关于封存的资产权利问题某种程度上在某些孔隙空间所有权归于所在州的管辖区上得到缓和。在这些实例中，对于政府的资源管理和利用优先次序的确定将会变得越来越重要。

目前在美国，在CO<sub>2</sub>EOR运营期间的二氧化碳封存被美国环境保护署（EPA）看成比其他封存运营显示出更低的风险，主要因为同时进行的二氧化碳注入和储层液体的提取得到的压力管理（包括石油和回收的二氧化碳）。二氧化碳在正常的EOR运营期间被封存的基础封存模型中，EPA确定Class II wells制度将继续对其适用。对伊提议的增量封存以达到二氧化碳封存的最大化，EPA建议这将很可能增加风险并且运营商应该考虑Class VI well许可的必要性。基于各式各样的因数或许影响特定运营的风险面貌，尤为重要是适当地采用针对目前风险面貌的法规框架。

某些CCS的法规法规框架要求高程度的保证注入的二氧化碳将不会回到大气中。相反地，对于EOR一种类似的高水平的记录监视并没有被采用。实现预期的CCS永久性封存要求依据某些法规框架可能要求额外的监控和关于目前实践的CO<sub>2</sub>EOR的会计协议，但不大可能比利用深部水层的封存点更为复杂。

关闭后责任已证明了其在许多新CCS法规模式的设计和执行阶段中尤其地重要。其中对于第三方的潜在破坏的可能性潜在地延伸到未来，政策制定者可能选择确保某种工业资助的补偿计划是可利用的。不明确的是制度的成本和CCS推广的早期年间建立大型充足的资金储备来充

分地分散在参与者之中的风险的可能性。这或许导致成本增加阻碍商业EOR运营商的参与积极性。许多目前在管辖区的运营商已经放弃了良好的制度（更多限制范围）。政策制定者或许同样希望对封存点建立管理实体来强调在未来或许超过私人公司或者甚至国家的生命周期的一个延长的时期内的潜在意外。然而，尝试建立的成本和复杂性以及资助此类管理实体可能得出抑制的结论。随后，较短的时间周期或者对于管理实体更限制的责任可能最终地需要被接纳。

在开发CCS法规过程中，令人满意的是要求CCS和CO<sub>2</sub>EOR运营商开展行动重大地降低了预期的泄漏风险，并且使他们承担如果没有成功开展这些行动所带来的泄漏导致的成本责任。增加避免泄漏的要求和泄漏责任必要地增加了运营商的成本。当从EOR运营期间封存的CO<sub>2</sub>转化到专门封存的成本大于预期利益，该转化将不会发生。政策制定者将需要考虑在制定特定环境下适用的责任规则的成本和利益问题。

## 9.5 CO<sub>2</sub>EOR 作为 CCS 的现状

CCS的长期发展方向或者最终目的是在深部的地质结构长期的封存CO<sub>2</sub>作为降低全球气候变化风险的一种有效管理模式。目前，CO<sub>2</sub>EOR在北美和在东欧其他石油盆地的运营中注入人为制造的二氧化碳。因为这些油田的封存能力比深部储层和其他构造要低很多。

此外，要从法律认可CO<sub>2</sub>EOR项目为一个CCS减排项目，具体的法规将需要确定，包括关于监控、测试以及验证要求的报告水平。目前没有关于CO<sub>2</sub>EOR项目转化为专门的封存项目的全面法规或者指引。然而CO<sub>2</sub>EOR提供利益攸关者执行封存项目所需要的知识，包括处理和注入二氧化碳，模拟及预测其在地底的行为以及示范有效的监控方法。

CO<sub>2</sub>EOR或许同样创造了一个项目支持者的收入来源，自从CO<sub>2</sub>EOR的需求由高石油价格驱使，而高石油价激励石油供应的增加。尽管他们或许在高石油价格时愿意支付高二氧化碳价格，但价格将主要由可得供应来源所确定。在未来的十年二氧化碳价格预期由低成本二氧化碳源所确定。单独的二氧化碳价格将不足以支持与电力或者钢铁相关的相对高成本项目。

CCS要求可靠的长期气候变化政策来促使在示范和推广这两方面的投资，特别地是大部分相对地大规模和高成本的二氧化碳排放源。当可靠的温室气体减排政策被推出后，CO<sub>2</sub>EOR就能加速广阔规模CCS行业的推广，自从CO<sub>2</sub>EOR有效地带来了收入来源需求以支持大规模CCS项目，比单靠气候政策的推动更好地领导着早期推广。在缺少GHG政策的情况下，CO<sub>2</sub>EOR不太可能主导在商业CO<sub>2</sub>EOR市场交投以外的额外地质封存。

现今的CO<sub>2</sub>EOR正在支持着项目的发展，但将不会主导CCS行业。CO<sub>2</sub>EOR确实能够提供CCS示

范和推广的效益，并且增加知识需要来更广泛发展CCS技术。这包括大量材料、技术的开发以及应该被直接转移到贯穿全球电力和行业经济的大规模商业CCS应用的最佳行业实践。总的来说，CO<sub>2</sub>EOR很可能在未来十年内在支持二氧化碳封存和捕集技术的开发方面发挥重大作用。它的作用将会在未来数十年内消除，因为封存更为巨大数量的二氧化碳需要使用诸如深部咸水层的专门封存方式。



# 10

## 公众参与

10. 1	公众参与的出现趋势	200
10. 2	公众参与的成功因数	207
10. 3	提高CCS的认识	211





## 主要信息

- 公众参与和交流逐步地被看成是大部分 CCS 示范项目的基础项目管理的组成部分。
- 所有围绕 CCS 示范项目的交流和参与活动都应被设计用于建立和增进在开发者和主要利益相关者之间的信任。
- 需要加大工作力度以提高对于 CCS 技术和更广阔的低排放能源范畴的理解。

“公众参与”这一术语被一般用于描述多个领域的利益相关者之间的交流，从处理对项目进展的主要影响（诸如法规和地方社区）到与更广泛定义下的公众，包括媒体和非政府环保组织（NGOs）等之间的交流。除了少数建立于隔离地区的 CCS 项目，对于所有其他的 CCS 项目来说，主要的利益相关者名单可能是冗长和各式各样的。

在欧洲引人注目的例子包括组织公众对立的影响，结合对于紧随 GFC 的公众开销的敏感性增加，意味着 CCS 示范项目的支持者必须在与主要利益相关者的相互理解和参与中变得更加娴熟。因此，公众参与这一主题在国际重要性上越来越显得重要。

对于 2011 年的项目调查，全球 CCS 研究院寻求来自项目支持者的针对他们在建立和运行公众参与战略的进展的特定信息。2012 年项目调查进一步开发了这些主题以观察 CCS 项目正在处理的公众类别，利益相关者关注的主要方向，结合项目属于的社会区域数据的当前社会满意度以及作为降低风险工具的公众参与战略。

在这一章中，2012 年项目调查的利益趋向被确定和反映在来自于早期示范项目和社会研究应用的最佳实践经验的背景中。

简单的案例学习被用于突出一致地来自于项目反馈和社会调查的两个主题：需要提高对于 CCS 和能源的更通俗广泛的理解，和作为在任何公众参与战略中最根本的成功因素——建立和维持信任的重要性。

### 10.1 公众参与的新趋势

大多数公众参与最佳实践指引将会提到理解当地环境条件，以及为满足那些特定需要的定制活动与信息的重要性。

这些区位特征使对于 CCS 示范项目公众参与活动的趋向的监督变得十分困难。然而，在这

个警告下,对于 2012 项目调查的回应突出了某些潜在关注领域大量地关联于由社会研究数据和早期 CCS 示范经验而来的主要学习领域。

### 公众参与被认为是项目管理的重要组成部分

早期的示范项目一致地展现了早期利益相关者参与和在项目开端引入具有交流或者参与专家的项目管理团队的价值 (Ashworth et al. 2010a)。荷兰鹿特丹的 ROAD 项目,提到在他们的项目团队里的利益相关者管理专家的整合,被看成是能够从他们现有的成功公众延伸流程中得来的第一个主要的学习经验。英国的 Peterhead 项目同样认可在 CCS 项目团队中广泛的技能组合的价值。

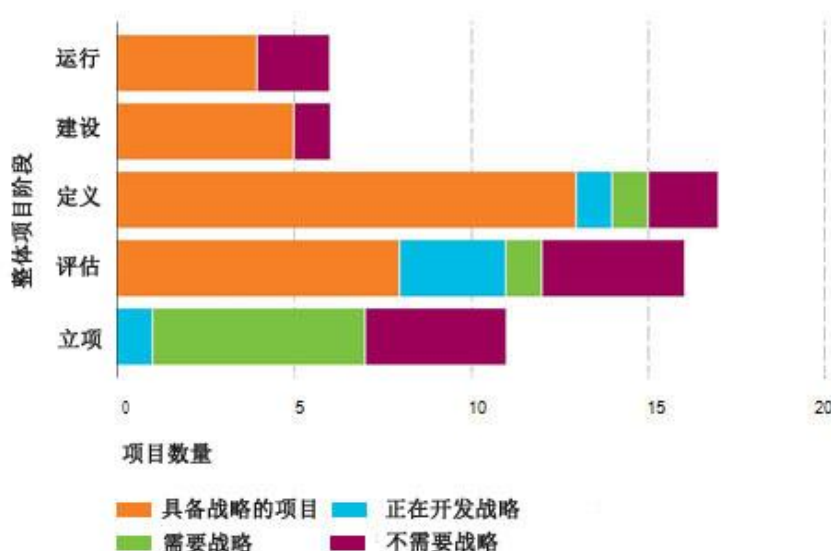
“考虑到管理利益相关者对于一个 CCS 项目的重要性,我们确保交流专业性在最早期内整合到我们的项目管理团队中。”

英国 SSE 公司 Peterhead 项目开发经理 George Clements

从早期的 CCS 示范和大型工业项目的事实来看,在与当地社区和其他受影响的利益相关者进行相互交流并且使他们熟悉项目之前发布项目计划,将导致利益相关者之间的重大冲突。

对于管理利益相关者的交流和参与的重要性的认可度日益增长,在 2012 年的项目调查结果中得到证实,该调查显示大部分项目具有公众参与战略或者处于开发一个公众参与战略的过程中。(图 70)

图 70 回应项目的公众参与战略现状



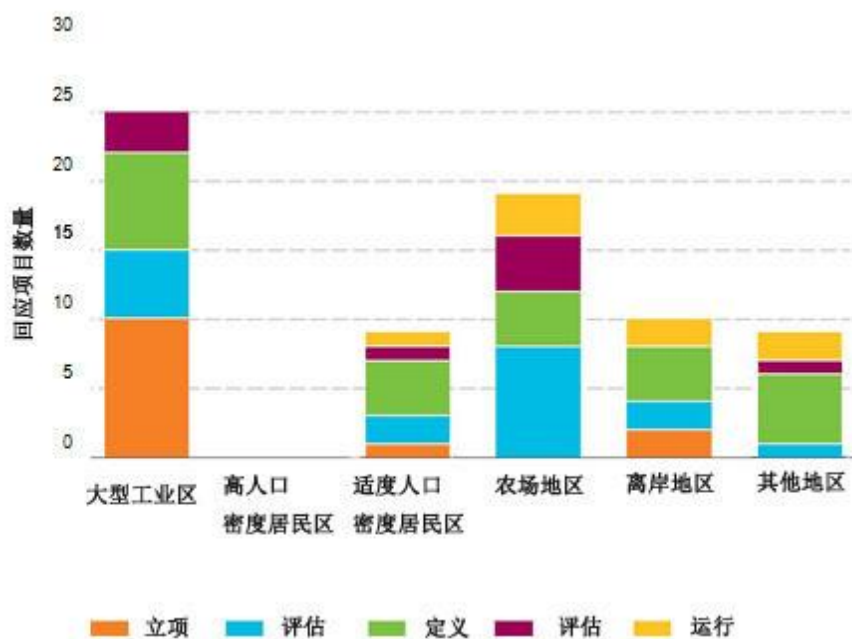
然而,调查结果同样突出一个相对较大比例的回复(56 个 LSIP 中的 13 个回应项目)告知其 CCS 项目并不需要公众参与战略。这些结果可主要归结为一些项目选用偏远地理位置、成功获

取了必要许可以及在私人用地上进行建设。

### 示范仍局限在人口密度较低的地区

为了进一步观察这个趋向，2012 年的项目调查致力于能够更好地理解 CCS 示范项目在全球范围内影响的公众类型；要求项目支持者描述受到其 CCS 项目影响的不同群体（图 71）。

图 71 资产生命周期阶段的当地社区



在回应的 52 个项目中，没有一个项目被规划于高人口密度居民区，并且目前所有的项目都通过最终投资决策并且进入到项目周期的建设或者运行阶段，仅两个项目处于适度人口密度居民区。

当这些项目只有少量可以在他们的公众参与流程中用于借鉴，8 个现有的二氧化碳捕集、运输与封存项目（年二氧化碳量达 2.3 亿吨）为那些涉及 CCS 公众参与的项目提供重要信息，基于 CCS 示范的现实和这种技术在未来全球二氧化碳排放的潜在影响。

总的来说，刚好一半的回应项目表示与大型工业社区有交流（基于熟悉建造与工业流程的工业地区的地方社会团体），但由于复杂性，通常来自于 CCS 在地区上的多样性阶段，许多项目回应者同样表示与农业社区和适度人口密度居民区也有交流。

尽管存在与多种社区类别交流的复杂性，但大部分的项目回应者仍认为他们的当地社区代表着相对低的公众参与风险 - 71%的回应项目把他们的当地社区的公众参与风险评为低风险程度。

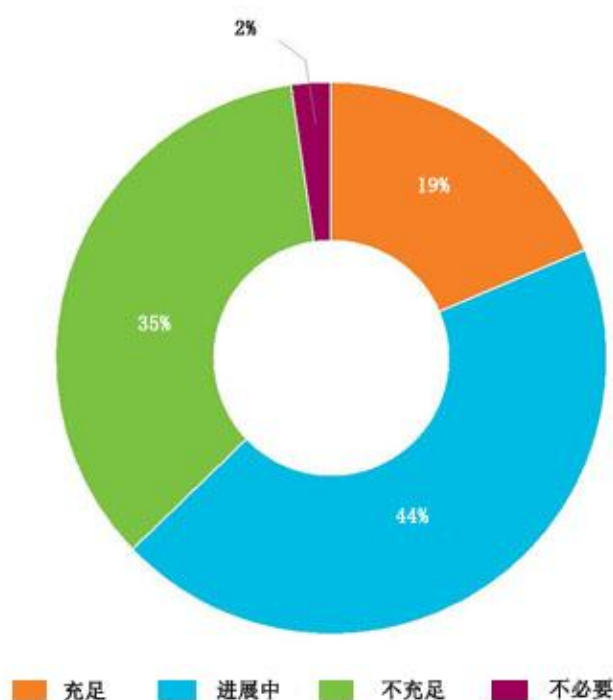
值得注意的是，当所有这些处在项目周期的立项阶段和那些实际已在运行阶段的回应项目

认为他们的社区处于低水平风险时，百分之三十八的目前正处于项目周期的评估、建设以及定义阶段的回应项目，认为其所处的社区处于中等到高风险。这样的结果支持来自于与在中期开发阶段的项目的讨论得来的证据，其建议这些时期对于降低和管理公众参与风险的努力要求是至关重要的。

### 公众参与作为一项降低风险的战略

从社会研究和早期 CCS 示范经验突出了交流和公众参与作为降低项目风险的至关重要作用 (Bradbury et al. 2011)。为了作进一步探讨，该调查咨询了已经或者正在发展公众参与战略的项目，以评估他们目前的社会数据和公共战略并以此作为理解、合作和降低公众参与风险的工具 (图 72)。

图 72 项目认为在受影响的当地社区进行预测和降低公众参与风险的调研活动的充足程度



超过半数的回应项目表示了对他们现有的参与和交流活动的信心。他们感到在所属的当地社区中预测和降低公众参与风险是足够的或者是在进展当中。这些结果似乎支持着项目对于公众参与活动正在采取更成熟的处理方法这一普通趋势。

2012年项目调查结果同样反映了众多项目汇报了他们对于当地社区的理解和他们目前的参与水平的不满。最佳实践一再重申了取得不仅是对一个项目利益相关者，还有对一个潜在的的项目预期将会运营的更广泛社会背景的充分理解的重要性。

理解一个项目的社会环境应当形成一个项目最初风险评估流程的基础部分。后继的公众参

与战略的创立被理想地看作是一个积极的、具有有前瞻性的和建立信任的做法，但在项目管理的角度来看，许多项目发现该战略更象征着一个要求监控和管理像其他的项目风险的详细的风险降低战略 (Bradbury et al. 2011) 。

社会场地描述方法 (Wade and Greenberg 2011) 和它的交流和参与方法同样提供一系列的实践方法以协助项目开发者取得当地社会组织和利益相关者的更好理解。

## 社会研究重点

**社会研究突出若干项目应该考虑探索的主要领域，以理解项目的社会环境。**

**当地经济环境：**在这个社会环境中雇佣人们的主要领域是什么？这些领域倾向于服务性质还是工业性质？地区和社会的经济健康程度如何？税率基础是什么？当地能源成本是什么？

**当地政府：**地方业主的建立程度如何？社区是否觉得其拥有制定影响社区的决策权利？是否存在正面和反面例子？社区、行业和环境关注者的社会经验？

**支持的观点：**关于气候变化、以煤为主的能源、可再生能源、煤矿、钻井、石油生产、天然气封存以及排放交易的当地观点和经验；当地是否存在矿石或者其他财产权的特定使用金的历史记录。

**环境：**社区在过去是否经历过环境破坏；最后如何解决。



**帮助确定参与方法，该研究应该是同时定义项目的正面和负面影响，但也能影响项目技术设计和计划因素。这个社会研究信息将仅能在它完全被整合到总体项目计划和项目管理中的情况下才能起到作用。**

备注：取自 Wade and Greenberg (2011, p. 17)。

## 优先会面时间

为了取得对全球参与项目的公众参与活动类别的更好的画面，全球CCS研究院咨询了所有2012年已经或者正在开发公众参与战略来定义他们认为在他们的当地社区中最有效的参与方法的项目调查回应者（表19）。

**表 19 回应项目发现与当地社区最有帮助的参与方法（多选答案）**

答案		回应	回应者选择该答案比例
面对面会议		31	100
正式调研活动		22	68

媒体		21	68
交流材料		20	65
场地考察		19	61
网站		14	45
教育项目		10	32

报告的项目经验，社会研究 (Itaoka et al. 2012, Reiner et al. 2006 和 de Best-Waldhober et al. 2008) 和大规模公众意见调查，诸如欧洲委员会的欧洲指标调查报告 (欧洲指标 2011)，和加拿大和阿尔伯塔 CCS 民意调查 (TransAlta 2011) 都表明大部分人对于 CCS 和更多一般的低碳能源问题的认识非常少。社会科学研究确认当人们缺乏关于特别的风险和问题的信息和经验，他们会寻求在他们周围的信息来源，如朋友或者其他信任的信息来源 (Wade and Greenberg 2011, Rowe and Wright 2012)。

基于这个环境，或许不足为奇的是所有回应者表示某种形式的面对面会议是最有效的方法来参与当地社区。地点参观同样也被排在特别前的位置，紧接着是媒体和交流材料。

若干回应者阐明他们正在利用全套的参与方法，但诸如网站、海报以及宣传单等方法已被建立起以作为辅助材料来提高与利益相关者的面对面互动。

“在最后，所有这些都是关于公众、关于个人的联系，你必须要灵敏和意味着你必须要投入时间、金钱以及努力。以我们的经验来看，如果公众认同你的出发点，然后你愿意聆听就会得到成功。”

**荷兰 ROAD 项目利益相关者管理董事 Marc Kombrink**

### **封存风险居于社区关注的首位**

四个被设计为以告知利益相关者 CCS 和其他气候问题的大型组织研讨会的比较学习结果发现，参与者对于 CCS 的认知趋向于关注其风险和 Related 技术的不确定性。各国的研讨会参与者提出关于 CCS 安全的问题、意外泄漏 CO<sub>2</sub> 的可能性以及维持安全地长期封存 CO<sub>2</sub> 的可能性，但其他领域的问题遍及许多广泛经济和社会关注 (Ashworth et al 2012)。

2012 项目调查结果呼应了这些结论。该调查访问了项目关于他们最经常地引起利益相关者关注的反馈。陆上 CO<sub>2</sub> 封存的健康、安全以及环境影响居于项目调查的首位。

这些结论毫无疑问地指出那些尝试交流 CCS 好处的需要，以此来提供在诸如 CO<sub>2</sub> 属性、地下形态以及在运输的不同阶段的状态等技术题目的准确信息。然而，社会研究和呈现的项目经

验指出缓和围绕 CCS 示范项目的社会关注，涉及不单只是一个简单的事实，或者完美地提出科学依据。这不是简单地关于交流的内容，而是关于其怎样进行交流。

为帮助提供技术项目信息，若干诸如 ROAD, Getica CCS, Compostilla 以及 Longannet 的新近 CCS 示范项目汇报了在提供交流培训给项目技术人员方面取得了巨大的成功。

“我们发现仅给我们的项目技术人员提供基础水平的交流培训就能极大地提高他们的信息和能力以与广泛的利益相关者进行互动。我们已经努力地确保我们的项目人员能够进行交谈并且以一种平衡的方式进行，解释 CCS 的利益和潜在的风险，利用听众能够理解的语言，技术人员能够在公开场合进行交谈给我们的扩展和教育工作带来了真正的利益。”

#### **罗马尼亚 Getica CCS 罗马尼亚研究与电力工程学院知识分享和交流主管 Gloria Popescu**

多个风险研究的来源（基于 CCS 和更多其他诸如核电和转基因农作物等的既定主题）表明“一般公众”评估风险基于一系列因素，不仅是可能性评估和实验事实 (Bradbury et al. 2011)。这更广阔的风险评估方法在诸如 CCS 这类仍在示范和开发的学习阶段的进化技术变得特别地明显。在这类不确定环境的风险交流极大地依赖着在交流方和利益相关者之间建立信任。

在 CSIRO 的 5 个国际 CCS 项目的对比中发现被定义为研究项目并且与研究组织合作的项目比那些由私人公司启动或者带头的项目更容易地被公众接受。由私人公司主导的项目都已被良好地接受，不管其并没有与特定的研究项目合作，这些研究项目趋向于表达他们的项目作为一般商业的可靠方法的一部分（北美的 CO<sub>2</sub>EOR 项目），又或者证明知识分享作为项目的公众参与的良好组成部分。

#### **一切都关于经济**

“支持我们的人们谈及 CCS 正被作为一个在应对气候变化的斗争中极为重要的工具。我不认为这类争论发生在当地程度上，在当地社会，他们并不在乎。我们将要把它带给他们，并且让他们觉得这是非常好的一件事情。”

#### **加拿大 Weyburn 交流主任 Norm Sacuta**

定位一个项目并创造信息与资源以分享它的价值应当是一个现场的且针对特定利益相关者的处理流程。一个强大的项目交流和参与战略将需要时间考虑有兴趣的、受影响的以及有影响力的利益相关者所受到该项目的影 响，并且收集他们的信息来强调问题诸如：项目的价值是什么？选择在这里建立项目的原因？为什么我应该关注它？这怎样直接影响我？

由许多早期示范项目得来的经验要求多种方式制定项目。例如，CCS 的潜力来对降低世界碳排放做出重要贡献是早期高水平参与活动的一个重要环境，但受到 CCS 示范影响的当地社区

展现出非常少的兴趣在 CCS 降低他们国家碳排放的重要性上。反而，围绕创立可持续工作和技巧开发机遇的信息很可能更为相关联。

由 10 个回应项目呈现出的一个清晰趋势回答了对于关于项目正与当地利益相关者交流所带来的利益信息要求。所有提到的某种经济利益包括未来认可的传统当地工业、建立新工作和技巧、建立机遇、提高 CO<sub>2</sub> 所得用于 EOR 相关的项目以及对于地区能源相关的基础设施的一般改进。

这关注于项目可能带给一个地区或者社区的潜在经济利益已变得越来越明显，基于更大数量的 CCS 示范项目开始了从项目生命周期的立项阶段转到评估或者定义阶段，并且已经开展了与受到 CCS 示范影响的社区更直接的互动。

这种‘直接’或者‘人性化’的方法支持国际研究团队的其中一个主要建议来对比 5 个早期 CCS 项目的交流和扩展实践；交流应当被设计为强调利益相关者的需要而不只推出普通的信息。

## 10.2 公众参与的成功因数

公众参与相关的资源是非常丰富的，这些资源通过设计和执行 CCS 参与和交流战略被设计为支持 CCS 项目的支持者和其他感兴趣的利益相关者。(Ashworth et al. 2010a, Ashworth et al. 2011, 欧洲 CCS 示范项目网络 2012, NETL 2009, CATO-2 2008 and WRI 2010)。

通过与 CCS 的示范项目、CSIRO 和国际社会研究者网络的合作，全球 CCS 研究院的知识平台现在已包括超过 50 个不同的公众参与和交流知识产品，其中包括一个被国际地试验和同行审查过的支持资源攻略 (Ashworth et al. 2010a, Ashworth et al. 2011, Wade and Greenberg 2011 and Bradbury et al. 2011)。

值得鼓舞的是，从 2012 年项目调查的反馈中表明了在他们现有的内部和项目特定指引中对可得到的国际资源的较强领会。这些早期示范项目的学习经验的逐步发布正在帮助提高公众参与最佳实践和指引的相关性。

诸如欧洲资助的 SiteChar 团队 (SiteChar 2011) 的研究者现正开始监控和报告项目，以此推广这些最佳实践指引以及捕集经验，来提高处理流程和给未来项目支持者提供学习捷径。

通过结合最好的现有社会研究和来自早期 CCS 示范的经验和新教训，可能去鉴定有成功公众参与计划的项目的若干普遍因素 (表 20)。



表 20 公众参与和交流的成功因数

成功因数	描述
<p>分享视野 核心交流功能</p>	<p><b>与主要政府机构（国家、州以及地区）和开发团队联合并分享视野</b></p> <p>从加利福尼亚的Barendrecht、Jänschwalde以及Carson项目的案例学习中，可以看出在不同水平上的政府之间的联合失调证实了其对项目极大的阻碍。这些水平上的明显矛盾侵蚀了公众的信心和提供了空间给团体对CCS发表了不准确但表达清晰、具有损害作用的观点。同时，众多加拿大项目已从各省、州、联邦政府以及与合作伙伴关系的紧密联合和支持中取得了效益。</p> <p>联合的需要并不只是在政府之间。CCS项目的伙伴联盟强调所有伙伴对于呈现CCS项目所需和对其描述的一致及统一的信息的重要性，并且在其中呈现CCS作为一项“完整链”解决方案来避免来自攻击者可能的破坏和挑战它的组成部分。</p>
<p>核心交流功能</p>	<p><b>在项目初期引入交流或者参与专家到项目团体</b></p> <p>成功开发的项目大部分总是注入把交流或者参与专家整合到早期的项目计划里，以确保在进行重要决定时这些以及技术细节、社会、经济和政治因数能够被充分地反映</p>
<p>社会环境的考量</p>	<p><b>在项目场地选择和贯穿项目设计和执行阶段认真地考量了社会环境</b></p> <p>项目投入了大量的资源在时间和金钱上基于地质和技术的适应性来选择场地。通常这些选择并没有充分地考虑场地的社会环境。例如在Barendrecht，尽管该场地被认为是合适地针对项目的技术层面，然而当项目的场地被公布后明显地暴露出可能的社会限制考量并没有作为一个因数被融入到路上封存地点的选择上。（ECN 2012）</p>
<p>早期参与</p>	<p><b>在项目初期投入时间和努力与利益相关者进行互动交流和真正的理解。</b></p> <p>项目的社区参与的时机已经体现出对于项目的接受度具有决定性的影响。与当地受影响的社区、法规管理者、感兴趣的学术界人士、非政府环境组织、当地区委会、工业团体等的早期参与被认为是最佳的方法来促进具有意义的合作和在当地社区灌输权利感。（Ashworth et al. 2010a）。</p>

成功因数	描述
锁定的定位和信息	<p><b>小心地考虑和锁定项目的定位或者信息。</b></p> <p>在交流信息的内容和方式这两方面将对项目被认知和最终的推广道路具有极具意义的影响。</p> <p>项目信息和利益相关者的构成必须同样具有灵活性并且随着时间、感知和需求的变化而改进和适应。</p> <p>“重要的是意识到利益相关者的名单将会随着项目的进展而改变和增加。必要的是持续地分析新增加的名单和数据从而确定应该参与的额外利益相关者。”</p> <p>Tenaska Trailblazer, Texas (Tenaska 2010, p. 6)。</p>
灵活的项目执行战略	<p><b>具备能力采纳适当的解决方案以满足利益相关者的关注。</b></p> <p>项目执行的灵活性，无论在允许时间在项目公布前进行非正式讨论，又或者是在确定封存或管道场地的多种选项方面，都给予巨大的机遇来让社区利益相关者融入到某些项目决策中。(Ashworth, et al’ 2010b)</p> <p>“在 Quest 项目中，我们兑现了我们对于社区反馈的承诺，通过改变总共 30 个管道路线从而把社区反馈考虑进来。预先的社区调研对我们的项目提供了实质的效益，在我们的公众听证会上得到了社区大部分正面的回应。”</p> <p>Len Heckel, 商业机遇经理, 壳牌加拿大能源, Quest 项目, 加拿大</p> <p>这可能是一个困难的流程来管理和要求和技术、项目管理以及参与人员之间的紧密整合。然而来自 CCS 项目和其他利益相关者能够涉及某些决策流程和能够看到他们的参与对于项目成果的影响的类似工业的有力证据表明信任合作伙伴开始呈现并且通常具有很高的成效。(Bradbury et.al 2011)</p> <p>即使假如设计灵活性是不容易的，重要的是所有决策流程和时间表都仍能被明确地给利益相关者所了解从而在决策流程中产生信任。</p>

## 建立信任

在所有这些成功的因素下的一般因素是建立信任的实践。基本上来说，所有围绕 CCS 示范项目的交流和参与活动应被设计用以建立和加强在开发者和他们的利益相关者的信任和理解，这是为什么公众参与工作必须尽早开始和示范承诺、一致性、尊重以及诚实。

### 在能源城市之间建立信任

假如 CCS 正在某个圈子出演，其可被作为未来低碳能源技术灰姑娘，而西班牙政府资助的城市能源基金(CIUDEN)或许则被认为是具有神奇魔法咒语的教母。这里没有皇家舞会，但却有

Compostilla 项目致力于参与当地社会组织以至于在西班牙村落 Hontomín 的该项目现在受到当地社会团体祝福和认为是他们的一部分。

CIUDEN 是由西班牙政府创立以支持研究、开发并示范先进的清洁煤技术，以及驱使在西班牙西北 El Bierzo 的煤矿地区的社会和经济复苏，并且延伸到提高国家层面的技术开发。

在 Compostilla 项目，CIUDEN 形成了一个在项目协调者、西班牙首席电力公司 Endessa、锅炉技术提供者 Foster Wheeler 之间的合作伙伴关系，像若干其他全球范围内的 CCS 成功示范项目一样，Compostilla 项目通过联盟研究伙伴 CIUDEN 协调大部分它的教育和扩展工作。

从计划到建设，CIUDEN 在第一期的 Compostilla 项目的参与活动是最佳公众参与和交流的科教例子，其活动包括：

- 在项目的每个项目进行的全面社会场地的特征化和利益相关者的确认流程；
- 扩展战略和交流计划开发以锁定从当地社区到政策制定者与媒体等不同水平的利益相关者；
- 参与专业性通过由来自所有三个联盟伙伴的交流和技术人员以及学术界和媒体的代表所组成的‘交流组’全面地整合到项目管理中；
- 给特定人群定制的信息和交流材料；
- 项目人员子啊交流和参与方面的培训；
- 进行积极扩展和教育宣传，通过举行当地活动和组织访问，场地参观以及其他在项目场地和学习中心的活动。

进入到项目的工业阶段，问题开始出现。项目必须参与不同的社区当它扩展到下一阶段的规模（从在 Hontomín 的封存测试场地进入到在 Sahagun 的工业封存地点）。它发生了领导权的改变（从 CIUDEN 到项目协调者 Endessa），并且它已经在国家选举影响下的政治环境不确定时期开展起一个许可流程。当某些当地许可被拒绝并且环境 NGOs 开始在社区宣传针对化石燃料和 CCS，Compostilla 团队必须重组和采取及时的行动。

现在出现了项目已经开始了在任何在社区有意义的公众参与之前开展地质评估以解释项目的内容。这缺乏信任的创造被公众所知的项目从 Hontomín 进入到大型发电而不是研究科学这一举动进一步地恶化。

CIUDEN 的交流领导 Monica Lupion，反映了在这次 Compostilla 项目所取得的经验学习。

“你要人们去接受某种他们不太清楚的东西，并且你在讲这是一项新技术，将总是，在最后归结为信任的问题。Endesa 没有任何问题，简单地说只是在目前的经济气候大规模的商业总得不到信任。”

项目初期交流改革和围绕一个强烈的社区参与活动，Lupion 说道：

“我们知道对这些问题来晚了，但我们感到仍有时间来开展适当的参与和开始赢回信任，在反对之前变得强大到不能被打倒并且人们的观点已变得太根深蒂固了。我们需要更有动力和采取创新的方法，而不仅是坐在那里说着“我们将会这样做，因为我们总是这样去做。”

该团体在能源博物馆城市举行了多次访问和开放日，通过对他们的交流能力精心挑选过的工作人员与不同的利益相关者团体。这些具备酒和小吃的社会活动激励人们关心再生项目在西班牙这个地区的巨大重要性。

Lupion 非常清楚他们开展的所有交流活动来展现这个项目阶段是关于以此建立相互尊重的形式来提供一个诚实的事实评估。

“我们的工作只是以人们能够理解的方式解释 CCS 的事实。我们确保拥有许多诸如在会议的学术界等第三方鼓吹者，这些学术界的鼓吹者能够利用日常术语解释事情。理论说你需要每个人的许可，其实你不需要。但你需要每个人看到你在聆听他们的关注。”

许可对西班牙的全链条 CCS 项目进行持续的地质调查，Compostilla 被受奖，并且该活动在 2011 年尾在该地区重办。当地媒体把它誉为像前迈出的重要一步。这个关于 Sahagun 作为 CO<sub>2</sub>封存场地的技术可行性的决定预期在 2012 年 11 月得到确认，在 Compostilla 项目的最终决定前。

### 10.3 提高 CCS 的认识

尽管 CCS 行业正示范着一个对于与社区和其他感兴趣及受影响的利益相关者之间的参与交流的重要性的增长认识，但多个公众意见调查和研讨会结果都已表明 CCS 维持着一个在广泛社会上相对低的认识度。(Itaoka et al. 2012, Reiner et al. 2006 and de Best-Waldhober et al. 2008)。

不管它在未来二氧化碳排放的巨大影响潜力(IEA 2012b)，CCS 却遭遇了形象问题带来的一些麻烦。这不是可再生能源，因此不会受到政治演讲的喜爱。这不是一个能够被简单地整合和美好地包装的单一技术；由于它与矿石燃料的关系形成一个与环境活动令人不安的紧张关系；很容易地把它和诸如 CSG 的提取技术混淆；并且理解与其他低碳技术对比的 CCS 相关的相对成本和风险需要一定程度的科学素养和对复杂能源市场的熟悉。

从 CSIRO 主导的国际学习研究人们对于二氧化碳的感知和他们对于 CCS 的接纳情况的潜在意义，重点突出一个关于二氧化碳在一般大众中的属性和行为的根本性的知识缺乏(包括它在人为引起的气候变化当中的角色) ) (Itaoka et al. 2012)。在日本、荷兰以及澳洲进行的访问

和关注小组的结果揭示了一个认为二氧化碳是负面地有害和有毒的趋势。调查回应者分享了普遍的错误认知包括相信二氧化碳具有类似空气污染或者烟尘的质量并且具有可燃性和可爆性。

在这份报告中的主要推荐建议当中是一个假设没有前提知识下交流 CCS 的提醒。

“许多公共成员仍要求关于气候变化、CCS 以及他们和 CO<sub>2</sub> 排放关系的基本信息。对这些题目的认识并不直接代表知识,例如,更多的参与者表示有听过 CCS 但并不真的理解究竟是什么。”  
**Itaoka et al. (2010, p. 10)。**

这也同样有个建议考虑资源被使用在 CCS 的资源和信息形式,建议一个更温和的和教育性的处理方法来应付较难接触的利益相关者。

“额外的 CCS 教育和扩展公司应该计划通过更少的制式机制。基于在非正式资源和 CCS 的较低理解之间的信任关系,仅依靠正式信息和交流资源(诸如公共领域公司、当地政府、国家报纸以及科学家)或许不能接触到对于 CCS 理解最为贫乏的公众,这些公众更多地选择信任非营利机构和朋友等。”

**Itaoka et al. (2012, p. 10)。**

剑桥大学最近的关于目前 CCS 交流的调查突出了自从上次 2008 年的调查以来的改进,但仍存在一个在大部分交流上的技术性偏见,在围绕 CCS 推广上的社会经济问题有少量关注。(Corry and Reiner 2011)。

该剑桥调查结果同样支持 CSIRO 的学习研究在世界上流通的 CCS 教育材料,注意到当各式各样的网上教育资源和少量 CCS 教育材料的示范例子正在不断地增长,但是非常少的尝试以建立极具意义整合进教学课程的资源。两项研究强调了由独立团体建立资源的需要,其中包括教学战略和对于教师的学习支持,和考虑 CCS 的社会、政治、环境以及经济面貌,还有技术成分。

## **碳小孩**

在 2012 年八月,全球 CCS 研究院发起了它的第一套 CCS 教育材料。在小学和中学的课程资源和教师辅助笔记都已经在研究院的网站上开放下载。

由 CSIRO 创立的公共可用的 CCS 教育资源的全球审查材料暴露了在知识上的差异,教师表示特别缺乏信心在教导学生有关 CCS 和低碳技术。(Colliver et al. 2011).

CSIRO 项目开发 Angela Colliver 解释:

“要得到教师对于这些资源的信任,必须要证明这些资源有科学依据的和容易被采纳融合进去学校现有的课程活动。这些资源利用最新科学和咨询基础学习方法来激励学生开展他们的研究、学习更多关于气候变化和低碳技术在低碳未来的潜力。”

全球 CCS 研究院的资源已被科学家和教育专家进行广泛的审查，还有包括在澳洲和国际学校的实验课，并且利用被称为‘提问基础学习’的教学手法来鼓励学生以自我研究的形式建立和评价自己的意见。在澳洲，这些资源已被全面地整合进学校的 CSIRO 的可持续发展项目 - ‘碳小孩’

尽管这些资源被特定设计使其适用于澳洲的国家课程，但是它们能够很容易地移植到其他大部分的现代课程。全球 CCS 研究院目前正在计划着试验一项对于教育者寻求整合 CCS 资源到他们的国家或地区性课程的国际支持系统。

图 73 来自澳大利亚西部 St Anne 学校的六年级学生，利用家庭用品示范 CCS。



许多围绕 CCS 的公众参与的挑战仍然存在，更一般的情况是大部分不可避免地连接到面对 CCS 开发的挑战上。这些挑战提升对 CCS 的理解和考虑低碳技术在未来能源组成的需要，在地方和国家层面上建立起 CCS 的商业案例，并且提供实质的示范经验以在商业和技术可行性上提高行业、政府以及公共信心。

然而，值得鼓舞的是来自于实际示范经验的最佳实践指导正在开始展现。更值得鼓舞的是项目呈现使用这指引中的基本元素的趋势，以提高他们的公众参与和交流战略的熟练和质量。

正如公众参与战略必须具有灵活性和根据情况改变而发展，最基本的是必须加大工作力度监督和取得来自于目前正使用最佳实践指引来提高利益相关者的参与的示范项目的学习经验。

## 附录 A：2012 年项目调查

### A.1 数据分析过程概述

自 2009 年以来，为了量化朝 CCS 示范取得的进展，全球碳捕集与封存研究院已经维护了一个关于 CCS 项目的综合数据库。从历史上说，本研究院的大型一体化项目的数据集一直编辑自主要的项目支持者完成的年度项目调查。

2012 年，本研究院已经提高了数据的质量和相关性，以更准确地了解和报道项目的示范和活动。在发表的时候，本研究院已经收到了从 75% 的被调查项目反馈回来的调查。这示范了直接参与世界各地的项目的高水平以及形成一种分析的检验基础。对于今年没有完成本调查的那些项目来说，之前收集的公开可用的数据被用于分析目的。

这些改进的一个要素是采用一种统计学框架通过调查工作推动更有力的流程和控制，并创建适当的支持结构来加强这一要素。

本研究院的这种框架有 5 个阶段。

1. 开发阶段：在此期间，规划调查的实施的和决定将要采集的信息主题。
2. 采集阶段：包括那些正在开展的活动，也包括递交已完成的项目调查表。
3. 处理阶段：包含调查表反应的采集和在本研究院系统中的表示法。
4. 分析/传播阶段：主要目的是制作一个能够告知 CCS 项目整体进展及其各自对示范的贡献的年度报告的统计程序包。
5. 评估阶段：评估活动联合所有的阶段以评估性能，为来年/未来几年做好准备。

这一顺序为本研究院适当提供了具备采用一种可重复的流程与必需的支持结构的能力。

除此之外，本研究院在 2012 年进行了一系列的项目访谈并感激地答谢与绿色氢气项目、Getica CCS 项目、ROAD 项目、西南枢纽项目、当河谷项目、彼得黑德项目以及 Quest 项目之间有益的讨论。

## A.2 与 2011 现状报告的大型一体化项目的对账

表 A1 概括了自 2011 年 10 月《全球 CCS 现状：2011》报告发布以来，已经发生在大型一体化项目之中的主要变化。

表 A 1 与那些在《全球 CCS 现状：2011》报告中提到的大型一体化项目的对账

国家	大型一体化项目	捕集容量	注解
新确认的项目			
中国	大唐大庆富氧燃烧CCS示范项目	> 1 Mtpa	新建的超临界热电联产燃煤发电厂，配备富氧燃烧二氧化碳捕集，预计2015年开始运营。
	大唐东营二氧化碳捕集与封存项目	1 Mtpa	新建的1000兆瓦电力燃煤发电厂。该电厂将利用阿尔斯通公司的一种二氧化碳捕集技术。
	吉林油田EOR项目	> 0.8 Mtpa	新建的天然气加工厂。预计2015年开始运营。
	山西国际能源集团CCUS项目	> 2 Mtpa	新建的超临界燃煤电厂，配备富氧燃烧二氧化碳捕集。
	神华宁夏煤制油工厂项目	2 Mtpa	新建的煤制油工厂。
欧洲	Caledonia 清洁能源项目	即将宣布	新建的IGCC电厂，配备燃烧后二氧化碳捕集并利用二氧化碳进行EOR。 预计2015年开始运营。
	马耳他Sargas 绿色电厂项目	1.2 Mtpa	新建的流化床锅炉电厂，每年将从两个180兆瓦电力模块中捕集大约120万吨二氧化碳并用于EOR。
	挪威Industrikraft Möre AS项目	1.4 Mtpa	新建的燃气电厂预计2016年开始运营。



美国	NRG能源Parish CCS项目	1.5 Mtpa	对位于得克萨斯州的一个燃煤电厂进行燃烧后捕集技术改造。二氧化碳将用于EOR。2011年9月提出一份空气许可证申请，一种EIS流程正在进行，FEED正在继续。预计2015年开始运营。
----	-------------------	----------	--

从大型一体化项目清单中清除的项目

澳大利亚/新西兰	Browse Reservoir二氧化碳地质封存项目	3 Mtpa	在收到该项目已经被搁置的确认后，2012年8月从本研究院的大型一体化项目清单中清除。
	Coolimba 电力项目	2 Mtpa	在收到不会对该项目作出进一步投资的确认后，2012年5月从本研究院的大型一体化项目清单中被清除。
加拿大	先锋项目	1 Mtpa	由于来自于碳销售的收益和减排价格不足以资助该项目，于2012年4月被取消。

国家	大型一体化项目	捕集容量	注解
欧洲	朗甘尼特项目	2 Mtpa	在英国能源与气候变化部宣布将不资助其二氧化碳捕集设施的建设滞后，于2011年12月被取消。
	Peel 能源公司CCS项目	2 Mtpa	2012年6月被搁置，据说是因为经济衰退和公共资金的不确定性。
	瀑布公司 Jämschwalde项目	1.7 Mtpa	2011年10月被取消，据说是缺乏政府支持和缺乏明确的法律框架。
美国	好春天 IGCC项目	1 Mtpa	在该项目由于相比于煤炭，天然气较低的价格重新配置为不配备二氧化碳捕集的燃气电厂之后，于2012年5月被从大型一体化项目清单中清除。
	Sweeny IGCC 电力项目	5 Mtpa	在康菲石油公司（石油与天然气勘探和开发）与飞利浦66公司（中游业务、炼油和发电）分开之后，于2012年4月被取消。

项目进展

欧洲	当河谷电力项目	4.75 Mtpa	在任命了财务和法律顾问以及选择了捕集技术供应商之后，于2012年2月进入到定义阶段。
美国	空气产品公司蒸汽甲烷裂化炉EOR项目	1 Mtpa	当其在2011年8月开始建设时进入到建设阶段——该新建的氢气工厂预计在2012年开始运营。

加拿大	Quest项目	1.08 Mtpa	在壳牌加拿大公司2012年9月宣布将继续该项目的续建设之后，进入到建设阶段。
	天鹅山合成燃料公司原地煤气化/发电项目	1.2 - 1.4 Mtpa	当一项详细的FEED研究正在进行以及已经选择了一个捕集技术供应商，同时二氧化碳的购买谈判处于高级阶段时，进入到定义阶段。

其他主要变化

澳大利亚/新西兰	苏拉特盆地CCS项目	1 Mtpa	规划的二氧化碳捕集容量从2.5Mtpa下调到1Mtpa。
中国	神华/陶氏化工煤化工工厂项目(榆林)	2.5 Mtpa	规划的二氧化碳捕集容量从5 Mtpa下调到2.5Mtpa。
欧洲	Sleipner二氧化碳注入项目	1.1 - 1.2 Mtpa	在2014年，捕集和注入的二氧化碳量将被扩大到1.1 - 1.2 Mtpa，外加0.1 - 0.2 Mtpa来自目前正在开发的古德龙油田的二氧化碳。
	绿色氢气项目	0.5 Mtpa	首要的二氧化碳封存选择从EOR转变到一个离岸枯竭气田。

国家	大型一体化项目	捕集容量	注解
美国	加拿大氢气能源公司加利福尼亚项目 (HECA)	3 Mtpa	被SCS能源公司收购。该氢气工厂被重新确认为一个多联产工厂并将包括尿素的生产、捕集3 Mtpa而不是最初规划的2 Mtpa二氧化碳。大约87%被捕集的二氧化碳将用于EOR，剩余的就地用于生产尿素。预计的运营日期被延后一年到2017年。
	Taylorville能源中心项目	1.92 Mtpa	规划的二氧化碳捕集容量被从3 Mtpa下调到 1.9 Mtpa。
重命名			
澳大利亚/新西兰	西南二氧化碳地质封存枢纽（西南枢纽）	2.5 Mtpa	之前的Collie-西南二氧化碳地质封存枢纽（西南枢纽）项目。
	苏拉特盆地CCS项目	1 Mtpa	之前的Wandoan CCS项目。 之前的Wandoan CCS项目。
加拿大	阿尔伯塔碳干线 (ACTL) 与阿格瑞姆公司合作的二氧化碳气流项目	0.5 Mtpa	之前的阿格瑞姆公司与ACTL合作的二氧化碳捕集项目。
	阿尔伯塔碳干线 (ACTL) 与西北鲟鱼炼油厂公司合作的二氧化碳气流项目	1.2 Mtpa	之前的西北Upgrader炼油厂与ACTL合作的项目。
中国	华能绿色煤电IGCC项目	2 Mtpa	之前的绿色煤电IGCC项目。
欧洲	蒂赛德低碳项目	2.5 Mtpa	之前的Eston Grange CCS工厂项目。
	白玫瑰CCS项目	2 Mtpa	之前的英国西方石油公司CCS示范项目。
中东	酋长钢铁公司CCS项目	0.8 Mtpa	之前的酋长钢铁公司项目。
美国	伊利诺伊斯工业碳捕集与封存项目	1 Mtpa	之前的ADM公司伊利诺伊斯工业碳捕集与封存项目。

### A.3 非大型一体化项目的调查

除了调查大型一体化项目外，2012年本研究院还扩大了其调查范围，将一些尚未定义为大型一体化项目的项目纳入其中。这可能在未来的调查中继续，以承认较小规模的、中等规模的或非一体化 CCS 项目做出的有价值的和有利的贡献。本研究院感激地答谢以下项目对调查的参与：

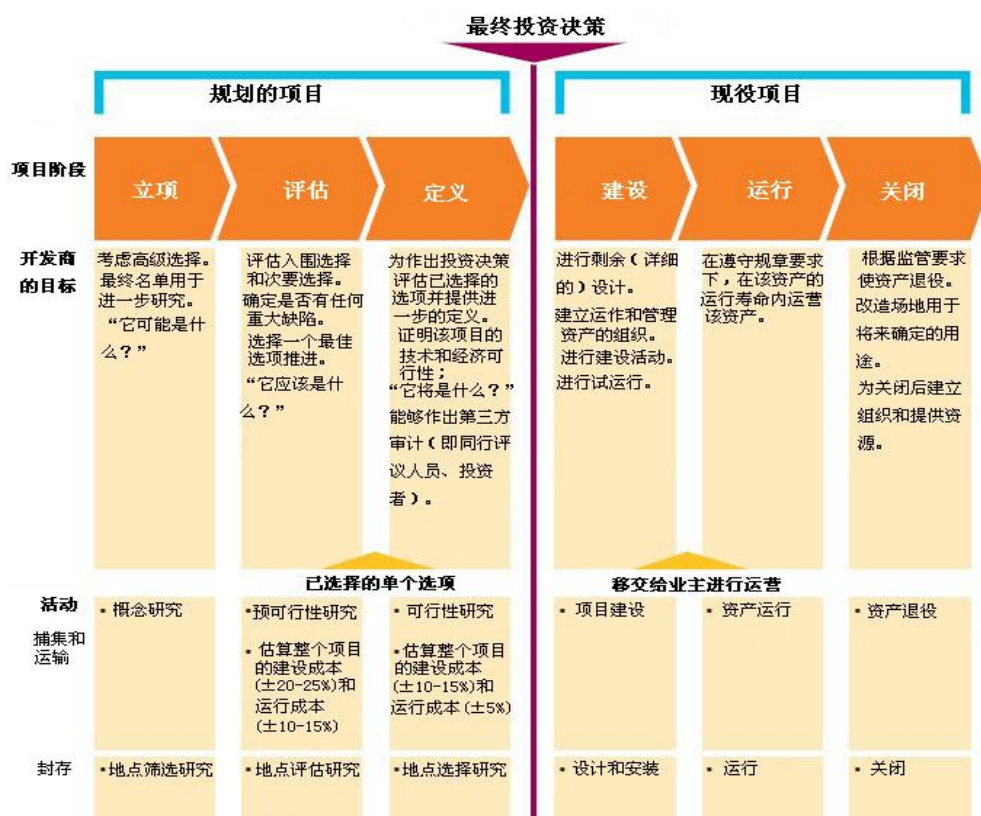
- Miranga 二氧化碳试验地点项目；
- 吉林油田 EOR 项目（1期）；
- 上海石洞口第二燃煤发电厂；
- 中石化胜利油田 EOR 项目（中试）；
- 神华鄂尔多斯煤制油项目（中试阶段）；
- 华能绿色煤电 IGCC 项目（中试 CCS）；
- 廊坊 IGCC 热电联产电厂 CCS 项目；
- 皮博迪/华能锡林郭勒煤化工项目；
- 拉克中试 CCS 项目；
- Ketzin 中试地点项目（之前的 Ketzin/二氧化碳 SINK 项目）；
- 苦小牧 CCS 示范项目；
- Nuon Buggenum 燃烧前捕集中试项目（二氧化碳）
- Technology Centre Mongstad (TCM)；
- 西班牙二氧化碳捕集和氢气生产中试 IGCC 项目；
- Hontomín 电厂二氧化碳封存的研究；以及
- 南方电力公司和三菱重工巴里电厂示范项目。

## 附录 B：资产生命周期模型

### B.1 资产生命周期模型

资产生命周期模型代表一个小型或大型项目的开发所处的不同阶段，如同其贯穿规划、设计、建设、运营和关闭阶段一样。有不同的系统可以用来定义项目的阶段，优势也会用到不同的术语，但所有的都有效地利用了类似的生命周期模型。本架构（图 B1）反映了一个项目生命周期中的决策点，在决策点开发者或者决定继续投放资源以进一步完善项目。

图 B 1 资产生命周期模型



当一个项目处于确认、评估和定义阶段是被认为处于“规划中”，假如其已经作出积极的最终投资决策已经进入建设（建设阶段）或正在运营（运营阶段），则被认为是“现役的”。当一个项目进展到每一阶段，随着项目的范围、成本、风险和时间表的理解的提高，定义的等级也会提高。这种方法在减少围绕在项目周围的不确定性的同时控制前期开发成本。

在立项阶段，支持者开展备选方案的早期研究和初步比较，以确定这种广泛的项目概念的商业可行性。例如，一个石油和天然气公司认为它可以从它的天然气加工设施中的一处获得浓缩的二氧化碳，注入并封存这些二氧化碳以提高其现有设施之一的石油产量。为了开始这一流程，该公司将进行项目的地面要求和地下要求的初步桌面分析以确定整个项目概念是否变得可

行和有吸引力。立项阶段考虑到项目的所有相关方面（利益相关者管理、项目交付、监管审批、基础设施以及实体碳捕集与封存设施）是非常重要的。在进展到评估阶段之前，所有满足整体概念的项目选择将被明确地确认。

在评估阶段，广泛的项目概念建立在探索一系列可以使用的可能选项基础之上。对于石油和天然气公司来说，这可能涉及探索：

- 可能处于为该项目提供浓缩二氧化碳的最佳位置的其自己的设施，甚至可能是其他公司的设施；
- 从这些地点中的每一个地点可能利用的可能的管道线路乃至诸如船运（假如相关）等可供选择的运输选择；以及
- 石油生产油田适合于二氧化碳注入基于其与浓缩的二氧化碳的接近程度、该油田石油生产所处的阶段以及其他场地因素。

对每一种选择来说，其成本、收益、风险和机会将被确认。对每一种选择来说，其评估阶段必须继续考虑该项目的所有相关方面（利益相关者管理、项目交付、监管审批、基础设施以及实体碳捕集与封存设施）。在这一阶段结束时，首选被选择出来并成为定义阶段的主题。这个首选必须被充分定义。在定义阶段没有另外的主要选择将被研究。

在定义阶段，该选定的选择被通过进行可行性研究和初步的前段工程设计更加详细地研究。对该石油和天然气公司来说，这将涉及确定将被用到的特定技术、该项目的设计和总成本，所需的许可证和审批，以及项目的主要风险。此外，它还涉及进行一系列的活动，例如，专注的利益相关者参与过程、获得融资或资金机会、以及招标和选择一个工程设计、采购和承包供应商。

在定义阶段结束时，项目定义的等级必须足以作出最终投资决策。在成本估算方面的信心程度将是整个项目的建设成本的±10 - 15%，以及项目运营成本的±5 - 10%。立项、评估和定义阶段总共耗时4至7年。作出一个最终投资决策的开发成本可能是整个项目建设成本的大约10%至15%，取决于该项目的规模、行业和复杂度。

在建设阶段，详细的工程设计以确定。该工厂的建设和试运行已进行，而且运营该设施的机构已建立。这些一旦完成，该项目接下来进入运营阶段。

在运营阶段，该CCS资产在监管要求下运营，并在需要的地方进行维护和改进，以提高性能。

在关闭阶段，该CCS资产依从监管要求退役。该地点为将来的用途而改造，资源被分配来管理关闭后的责任。

## 附录 C：2012 年的大型一体化项目

表 C1 提供了一份包含在《全球碳捕集与封存现状：2012》报告的分析中的大型一体化项目的详细清单。2012 年大型一体化项目编号与大型一体化项目的世界地图（图 9）和区域地图（图 12、图 13 和图 14）的对应关系在章节 2 中介绍。

表 C 1 2012 年大型一体化项目

2012 年大型一体化项目编号	全部资产的生命周期	项目名称	地区	国家	行业	捕集类型	运输类型
1	运行	瓦韦德天然气工厂项目	得克萨斯州	美国	天然气加工	燃烧前捕集 (天然气加工)	陆-陆管道
2	运行	伊尼德化肥 CO <sub>2</sub> -EOR 项目	俄克拉荷马州	美国	化肥生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
3	运行	舒特溪气体加工设施项目	怀俄明州	美国	天然气加工	燃烧前捕集 (天然气加工)	陆-陆管道
4	运行	Sleipner 二氧化碳注入项目	北海	挪威	天然气加工	燃烧前捕集 (天然气加工)	直接注入
5	运行	大平原合成燃料工厂和韦本-麦戴尔项目	萨斯喀彻温省	加拿大	合成天然气	燃烧前捕集	陆-陆管道
6	运行	In Salah 二氧化碳封存项目	瓦尔格拉大区	阿尔及利亚	天然气加工	燃烧前捕集 (天然气加工)	陆-陆管道
7	运行	Snøhvit 二氧化碳注入项目	巴伦支海	挪威	天然气加工	燃烧前捕集 (天然气加工)	陆-陆管道
8	运行	世纪工厂项目	得克萨斯州	美国	天然气加工	燃烧前捕集 (天然气加工)	陆-陆管道
9	建设	空气产品公司蒸汽甲烷裂化炉 EOR 项目	得克萨斯州	美国	氢气生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
10	建设	Lost Cabin 气体工厂项目	怀俄明州	美国	天然气加工	燃烧前捕集 (天然气加工)	陆-陆管道



运输距离	首要封存选择	捕集容量	运行年份	捕集资产生命周期阶段	运输资产生命周期阶段	封存资产生命周期阶段	2011 年大型一体化项目编号
132 km	提高石油采收率	1.3 Mtpa	1972	运行	运行中的运输	运行中的运输	1
225 km	提高石油采收率	0.68 Mtpa	1982	运行	运行中的运输	EOR 商业协议	2
190 km	提高石油采收率	7 Mtpa	1986	运行	运行中的运输	EOR 商业协议	3
0 km	离岸深部咸水层	1 Mtpa (另外 0.2 Mtpa 正在建设)	1996	运行	运行中的运输	正在运行封存设施	4
315 km	提高石油采收率	3 Mtpa	2000	运行	运行中的运输	EOR 商业协议	5
14 km	陆地深部咸水层	1 Mtpa	2004	运行	运行中的运输	正在运行封存设施	6
152 km	离岸深部咸水层	0.7 Mtpa	2008	运行	运行中的运输	正在运行封存设施	7
256 km	提高石油采收率	8.5 Mtpa (5 Mtpa 正在运营, 另外 3.5 Mtpa 正在建设)	2010	运行	运行中的运输	EOR 商业协议	8
101 - 150 km	提高石油采收率	1 Mtpa	2012	建设	运行中的运输	EOR 商业协议	15
未详细说明	提高石油采收率	1 Mtpa	2012	建设	管道建设	正在运行封存设施	9
1.6 km	陆地深部咸水层	1 Mtpa	2013	建设	管道建设	正在建设封存设施	10
240 km	提高石油采收率	多达 0.59 Mtpa (最初 0.29 Mtpa)	2014	建设	管道设计	EOR 商业协议	12
100 km	提高石油采收率	1 Mtpa	2014	建设	管道设计	EOR 高级谈判	11
75 km	提高石油采收率	3.5 Mtpa	2014	建设	管道设计	EOR 商业协议	13
75 km	陆地深部咸水层	3.4 - 4.1 Mtpa	2015	建设	管道建设	正在建设封存设施	14

2012年大型一体化项目编号	全部资产的生命周期	项目名称	地区	国家	行业	捕集类型	运输类型
11	建设	伊利诺伊斯工业碳捕集与封存项目	伊利诺伊斯州	美国	化学品生产	工业分离	陆-陆管道
12	建设	阿尔伯塔碳干线(ATCL)与阿格瑞姆公司合作的二氧化碳气流项目	阿尔伯塔省	加拿大	化肥生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
13	建设	边界大坝一体化碳捕集与封存示范项目	萨斯喀彻温省	加拿大	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
14	建设	肯珀县 IGCC 项目	密西西比州	美国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
15	建设	Gorgon 二氧化碳注入项目	西澳大利亚州	澳大利亚	天然气加工	燃烧前捕集	
16	建设	Quest 项目	阿尔伯塔省	加拿大	氢气生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
17	定义	科菲维尔煤气化工厂项目	堪萨斯州	美国	化肥生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
18	定义	莱克查尔斯煤气化项目	路易斯安那州	美国	合成天然气	燃烧前捕集	陆-陆管道
19	定义	阿尔伯塔碳干线与西北鲟鱼炼油厂合作的二氧化碳气流项目	阿尔伯塔省	加拿大	炼油	燃烧前捕集	陆-陆管道
20	定义	酋长钢铁公司 CCS 项目	阿布扎比	阿联酋	钢铁生产	工业分离	陆-陆管道
21	定义	梅蒂辛博煤制油设施项目	怀俄明州	美国	煤制油(CTL)	燃烧前捕集	陆-陆管道
22	定义	NRG 能源公司 Parish CCS 项目	得克萨斯州	美国	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道

运输距离	首要封存选择	捕集容量	运行年份	捕集资产生命周期阶段	运输资产生命周期阶段	封存资产生命周期阶段	2011 年大型一体化项目编号
84 km	陆地深部咸水层	1.08 Mtpa	2015	建设	管道建设	正在建设封存设施	27
112 km	提高石油采收率	0.85 Mtpa	2013	定义	管道建设	EOR 商业协议	16
未详细说明	提高石油采收率	4.5 Mtpa	2014	定义	管道设计	EOR 商业协议	17
240 km	提高石油采收率	1.2 Mtpa	2015	定义	管道设计	EOR 商业协议	18
未详细说明	提高石油采收率	0.8 Mtpa	2015	定义	管道设计	EOR 商业协议	21
未详细说明	提高石油采收率	3.6 Mtpa	2015	定义	运行中的运输	EOR 高级谈判	23
130 km	提高石油采收率	1.4 - 1.6 Mtpa	2015	定义	管道设计	EOR 商业协议	新项目
120 km	陆地深部咸水层	1.1 Mtpa	2015	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	24
101 - 150 km	陆地深部咸水层	1 Mtpa	2015	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	25
26 km	提高石油采收率	1 Mtpa	2015	定义	管道设计	正在建设封存设施	28
51-100 km	提高石油采收率	1.2 - 1.4 Mtpa	2015	定义	管道设计	EOR 高级谈判	48
≤50 km	提高石油采收率	2.5 Mtpa	2015	定义	运行中的运输	EOR 商业协议	19
425 km 用于 EOR, 175km 通往备选的咸水层封存点	提高石油采收率	4.75 Mtpa	2016	定义	管道设计	EOR 高级谈判	43
26 km	离岸枯竭油气田	0.5 Mtpa	2016	定义	管道设计	详细的封存点特征描述	31
35 km	陆地深部咸水层	2.2 Mtpa	2016	定义	管道设计	详细的封存点特征描述	29

2012 年 大型一 体化项 目编号	全部资产的 生命周期	项目名称	地区	国家	行业	捕集类型	运输类型
23	定义	OXYCFB 300 Compostilla 项目	利昂	西班牙	发电	富氧燃烧捕集	陆-陆管道
24	定义	托莱港项目	威尼托	意大利	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
25	定义	鹿特丹捕集与 封存示范项目 (ROAD)	南荷兰	荷兰	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
26	定义	天鹅山合成燃 料公司原地煤 气化发电项目	阿尔伯塔 省	加拿大	合成天然 气	燃烧前捕集	陆-陆管道
27	定义	得克萨斯清洁 能源项目	得克萨斯 州	美国	钢铁生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
28	定义	当河谷电力项 目	南约克郡	英国	发电	燃烧前捕集	陆-海管道
29	定义	绿色氢气项目	南荷兰	荷兰	氢气生产	工业分离	陆-海管道
30	定义	Spectra Fort Nelson	不列颠哥 伦比亚省	加拿大	天然气加 工	燃烧前捕集	陆-陆管道
31	定义	ULCOS - 高炉项 目	洛林	法国	钢铁生产	工业分离	陆-陆管道
32	定义	Bęchatów CCS 项目	Łódź	波兰	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
33	定义	氢气能源公司 加利福尼亚项 目 (HECA)	加利福利 亚州	美国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
34	定义	PurGen One 项 目	新泽西州	美国	发电	燃烧前捕集	陆-海管道

运输距离	首要封存选择	捕集容量	运行年份	捕集资产生命周期阶段	运输资产生命周期阶段	封存资产生命周期阶段	2011 年大型一体化项目编号
35 km	陆地深部咸水层	2.2 Mtpa	2016	定义	管道设计	详细的封存点特征描述	29
51 - 100 km	陆地深部咸水层	0.7 Mtpa	2016	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	34
101 - 150 km	陆地深部咸水层	1.6 - 1.8	2017	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	20
6.4 km	提高石油采收率	3 Mtpa	2017	定义	管道设计	EOR 高级谈判	36
160 km	离岸深部咸水层	2.6 Mtpa	2017	定义	管道设计	详细的封存点特征描述	38
8 km	陆地深部咸水层	1.92 Mtpa	2017	定义	管道设计	详细的封存点特征描述	32
201 - 250 km	提高石油采收率	1.7Mtpa	2018	定义	管道设计	EOR 高级谈判	37
201 - 250 km	提高石油采收率	5.75 Mtpa	未详细说明	定义	未详细说明	正在确认未来的 EOR 客户	37
151 - 200 km	离岸深部咸水层	2.5 Mtpa	2015	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	40
未详细说明	提高石油采收率	2 Mtpa	2015	评估	管道设计	EOR 高级谈判	41
40 km	陆地深部咸水层	1.5 Mtpa	2015	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	44
未详细说明	提高石油采收率	4.5 Mtpa	2015	评估	管道设计	EOR 商业协议	45
176 km	提高石油采收率	4Mtpa	2015	评估	管道设计	EOR 商业协议	46
未详细说明	提高石油采收率	2.5 Mtpa	2015	评估	管道设计	EOR 初级谈判	47
≤50 km	陆地深部咸水层	1.3 Mtpa	2016	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	50

2012 年 大型一 体化项 目编号	全部资产的 生命周期	项目名称	地区	国家	行业	捕集类型	运输类型
35	定义	泰勒维尔能源 中心项目	伊利诺伊 斯州	美国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
36	定义	阿布扎比氢气 发电项目 (HPAD)	阿布扎比	阿联酋	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
37	定义	Tenaska 开拓者 能源中心项目	得克萨斯 州	美国	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
38	评估	C. GEN 北基林霍 尔姆电力项目	北林肯郡	英国	发电	燃烧前捕集	陆-海管道
39	评估	Cash Creek 发 电项目	肯塔基州	美国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
40	评估	Getica CCS 示 范项目	戈尔日县	罗马尼 亚	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
41	评估	印第安纳煤气 化项目	印第安纳 州	美国	合成天然 气	燃烧前捕集	陆-陆管道
42	评估	密西西比煤气 化项目	密西西比 州	美国	合成天然 气	燃烧前捕集	陆-陆管道
43	评估	Riley Ridge 煤 气厂项目	怀俄明州	美国	天然气加 工	燃烧前捕集	陆-陆管道
44	评估	未来电力 2.0 富 氧燃烧大规模 试验项目	伊利诺伊 斯州	美国	发电	富氧燃烧捕集	陆-陆管道
45	评估	蒂赛德低碳项 目	英格兰东 北	英国	发电	燃烧前捕集	陆-海管道
46	评估	白玫瑰 CCS 项目 (原英国西方 石油公司 CCS 示 范项目)	北约克郡	英国	发电	富氧燃烧捕集	陆-海管道
47	评估	韩国-CCS 1	未确定	韩国	发电	燃烧后捕集	船舶/罐车

运输距离	首要封存选择	捕集容量	运行年份	捕集资产生命周期阶段	运输资产生命周期阶段	封存资产生命周期阶段	2011 年大型一体化项目编号
225 km	离岸深部咸水层	2.5 Mtpa	2016	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	49
未详细说明	离岸深部咸水层	2 Mtpa	2016	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	55
251 - 300 km	离岸深部咸水层	1 Mtpa	2017	评估	未详细说明	未来封存点的勘探	61
102 km	离岸枯竭油气田	0.97 Mtpa	2017	评估	管道建设	正在建设封存设施	53
未详细说明	提高石油采收率	2.1 Mtpa	2017	评估	未详细说明	正在确认未来的 EOR 客户	63
51 - 100 km	提高石油采收率	1 Mtpa	2017	评估	未详细说明	EOR 初级谈判	39
51 - 100 km	陆地深部咸水层	2 - 3 Mtpa	2017	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	42
≤50 km	提高石油采收率	1 Mtpa	2018	定义	管道设计	EOR 初级谈判	57
51 - 100 km	离岸深部咸水层	1 Mtpa	2018	评估	管道设计	正在评估封存地点的适合性	64
未详细说明	提高石油采收率	1.1 Mtpa	2018	评估	未详细说明	EOR 初级谈判	35
351 - 400 km	提高石油采收率	2 Mtpa	2018	定义	管道设计	EOR 高级谈判	59
未详细说明	正在考虑各种封存选择	5 Mtpa	2018	评估	未详细说明	未来封存点的勘探	60
51 - 100 km	陆地深部咸水层	1 Mtpa	2018	评估	管道设计	正在评估封存地点的适合性	65
151 - 200 km	离岸枯竭油气田	2.5 Mtpa	2019	定义	管道设计	正在评估封存地点的适合性	62

2012 年 大型一 体化项 目编号	全部资产的 生命周期	项目名称	地区	国家	行业	捕集类型	运输类型
48	评估	彼得黑德天然 气 CCS 项目	阿伯丁郡	英国	发电	燃烧后捕集	陆-海管道
49	评估	昆塔纳南心项 目	北达科他 州	美国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
50	评估	中石化胜利油 田 EOR 项目	山东省	中国	发电	燃烧后捕集	船舶/罐车
51	评估	西南二氧化碳 地质封存枢纽 项目 (South West Hub)	西澳大利 亚州	澳大利 亚	化肥生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
52	评估	蝴蝶结城电力 项目	阿尔伯特 省	加拿大	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
53	评估	CarbonNet 项目	维多利亚 州	澳大利 亚	发电	未确定	陆-海管道
54	评估	埃姆斯哈文 CCS 项目	格罗宁根 省	荷兰	发电	燃烧后捕集	船舶/罐车
55	评估	酋长铝业公司 CCS 项目	阿布扎比	阿联酋	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
56	评估	肯塔基 NewGas 项目	肯塔基州	美国	合成天然 气	燃烧前捕集	陆-陆管道
57	评估	南地煤制化肥 项目	南地	新西兰	化肥生产	燃烧前捕集	陆-陆管道
58	评估	Pegasus 鹿特丹 项目	南荷兰	荷兰	发电	富氧燃烧捕集	陆-海管道
59	评估	蒙斯塔德全规 模二氧化碳捕 集项目 (CCM)	霍达兰	挪威	发电	燃烧后捕集	陆-海管道
60	评估	华能绿色煤电 IGCC 项目	天津	中国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
61	评估	苏拉特盆地 CCS 项目	昆士兰州	澳大利 亚	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道



运输距离	首要封存选择	捕集容量	运行年份	捕集资产生命周期阶段	运输资产生命周期阶段	封存资产生命周期阶段	2011 年大型一体化项目编号
未详细说明	离岸深部咸水层	1 Mtpa	2020	评估	管道设计	未来封存点的勘探	66
151 - 200 km	提高石油采收率	2 Mtpa	2020	评估	未详细说明	未来封存点的勘探	51
151 - 200 km	陆地深部砂岩层	1 Mtpa	2020	评估	管道设计	正在评估封存地点的适合性	56
151 - 200 km	提高石油采收率	0.8 - 1 Mtpa	2015	立项	管道设计	EOR 初级谈判	新项目
未详细说明	未详细说明	1.4 - 1.6	2016	定义	未详细说明	未详细说明	新项目
251 - 300 km	离岸深部咸水层	1 Mtpa	2019	立项	未详细说明	未来封存点的勘探	70
351 - 400 km	提高石油采收率	1.2 Mtpa	2017	立项	未详细说明	正在确认未来的 EOR 客户	新项目
未详细说明	提高石油采收率	未详细说明	2018	立项	未详细说明	未详细说明	新项目
未详细说明	陆地深部咸水层	2.5 Mtpa	2020	立项	管道设计	未来封存点的勘探	73
201 - 250 km	陆地深部咸水层	1 Mtpa	2020	立项	未详细说明	未来封存点的勘探	74
≤50 km	提高石油采收率	2 - 3 Mtpa	未详细说明	立项	未详细说明	未来封存点的勘探	71
未详细说明	提高石油采收率	1 Mtpa	未详细说明	立项	管道设计	未来封存点的勘探	新项目
101 - 150 km	陆地枯竭油气田	1 Mtpa	未详细说明	立项	未详细说明	未来封存点的勘探	69
≤50 km	提高石油采收率	1 Mtpa	未详细说明	立项	未详细说明	正在确认未来的 EOR 客户	新项目
201 - 250 km	提高石油采收率	1 Mtpa	未详细说明	立项	未详细说明	正在确认未来的 EOR 客户	68
未详细说明	正在考虑各种封存选择	2 - 3 Mtpa	未详细说明	立项	未详细说明	未来封存点的勘探	新项目
201 - 250 km	正在考虑各种封存选择	2 Mtpa	未详细说明	立项	未详细说明	未来封存点的勘探	新项目

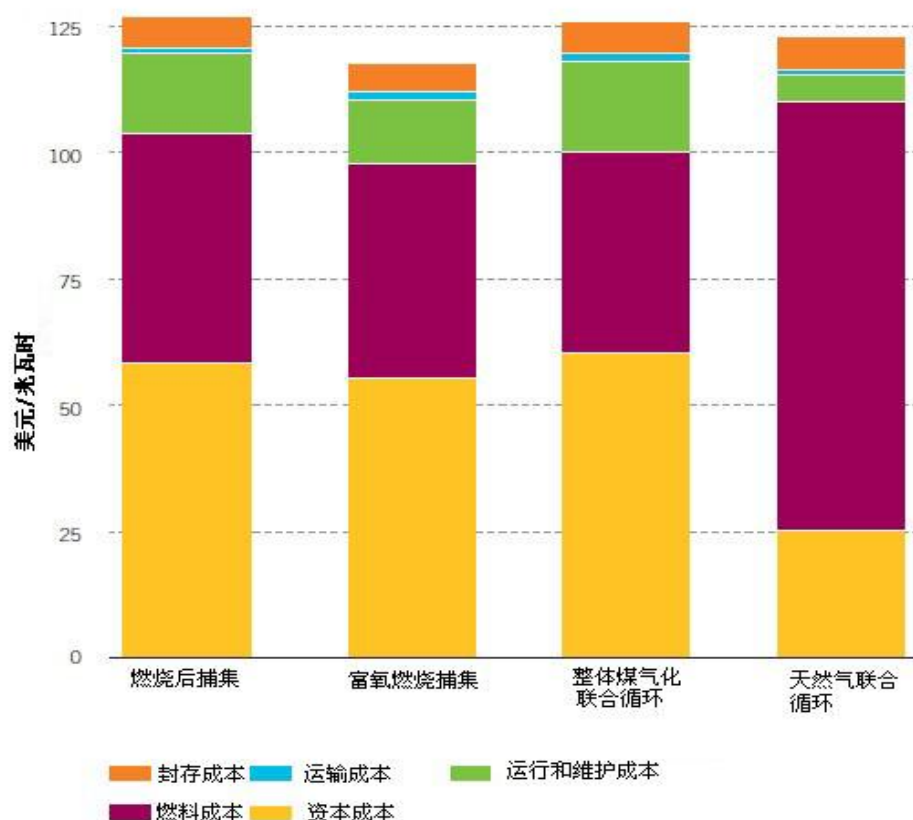
2012 年 大型一 体化项 目编号	全部资产的 生命周期	项目名称	地区	国家	行业	捕集类型	运输类型
62	立项	吉林油田 EOR 项目 (2 期)	吉林省	中国	天然气加工	燃烧前捕集	陆-陆管道
63	立项	挪威 Industrikraft Møre AS 项目	Møre og Romsdal	挪威	发电	燃烧后捕集	组合运输
64	立项	韩国-CCS 2	未确定	韩国	发电	富氧燃烧或燃 烧前捕集	船舶/罐车
65	立项	马耳他 Sargas 绿色电厂项目	Delimara	马耳他	发电	燃烧后捕集	船舶/罐车
66	立项	Caledonia 清洁 能源项目	苏格兰	英国	发电	燃烧后捕集	陆-海管道
67	立项	马里查河火力 发电厂 CCS 项目	旧扎戈拉	保加利亚	发电	燃烧后捕集	陆-陆管道
68	立项	神华鄂尔多斯 煤制油项目	内蒙古	中国	煤制油 (CTL)	工业分离	陆-陆管道
69	立项	神华/陶氏化工 煤化工工厂项 目(榆林)	陕西省	中国	化学品生 产	工业分离	陆-陆管道
70	立项	大庆二氧化碳 捕集与封存项 目	黑龙江省	中国	发电	富氧燃烧捕集	陆-陆管道
71	立项	东莞太阳洲 IGCC 结合 CCS 项目	广东省	中国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
72	立项	东营二氧化碳 捕集与封存项 目	山东省	中国	发电	未确定	陆-陆管道
73	立项	连云港 IGCC 结 合 CCS 项目	江苏省	中国	发电	燃烧前捕集	陆-陆管道
74	立项	山西国际能源 集团 CCUS 项目	山西省	中国	发电	富氧燃烧捕集	未详细说明
75	立项	神华宁夏煤制 油工厂项目	宁夏	中国	煤制油 (CTL)	工业分离	陆-陆管道

## 附录 D：成本

### D.1 平准化电力成本

在美元标价法中，在一个超临界粉煤电厂中，适合 CCS 的不同电力技术的平准化成本的范围从富氧燃烧技术的 114 美元/兆瓦时到燃烧后捕集技术的 130 美元/兆瓦时（图 D1）。这标志着对于 NGCC 和 IGCC 电厂来说，成本比非 CCS 电厂高出大约 40%，而且比超临界黑煤电厂高出 60%。

图 D 1 不同捕集技术的电力平准化成本



来源：全球碳捕集与封存研究院和 Worley Parsons (2011)。

运输和封存成本通常被认为只占一个 CCS 项目总成本的一个相对较小的份额，在许多案例中大约占 5%至 7%（图 D1）。这标志着通常作出的将二氧化碳从排放源运输到具备良好内射性的高容量陆地咸水藏的模拟选择少于 200 公里。

将二氧化碳运输到一种海上的相似距离可能使运输成本翻倍，海上的距离翻番，可能使该成本再翻倍。把二氧化碳封存进离岸咸水层而不是陆地咸水层，也可能使封存成本翻倍或增至

三倍 (ZEP 2011)。虽然运输二氧化碳是一项成熟的技术而且被认为风险相对较低,但是,与确定一个安全的封存点特征有关的成本,即使是一个很好地封存点,也可能对项目提出挑战。封存点特征描述的成本必须在收回成本的任何机会之前承担,由于封存点的评估可能表明该封存点不适用于封存,必须查找另一个封存点,该过程又将重新开始,所以,封存点特征描述的成本必须在收回成本的任何机会之前承担,并有重大风险。

成本研究通常基于在美国建造一个电厂,然后将这些研究翻译到其他的国家或地区,结果经常是在不减排的化石燃料工厂上的成本甚至大幅增加,反映出不同的建设成本和特定国家不同的要求,包括不同的化石燃料成本。例如,对于英国的 CCS 工厂来说,据最近的估算,并入 CCS 将使成本增加 75%至 116%(Parsons Brinckerhoff 2011)。即使在一个单一的国家地区因素影响下,劳动力成本或燃料类型都可能改变完全相同的项目的成本。在美国,仅工会与非工会劳动力成本之间的差异,可能使项目增加 20%的成本。

同样地,不同的作者和组织目前计算和记录 CCS 成本的方法可能有显著的差异和不一致 (Rubin 2012)。在研究中观察到的不同成本估算通常由关于技术性能和投入的成本的假设,或使用的方 法学所引起的。虽然如此,在诸如那些由国际能源署 (Finkenrath 2011)、全球碳捕集与封存研究院 (全球碳捕集与封存研究院和 WorleyParsons 2011) 和美国国家能源技术实验室 (NETL 2011) 等机构准备的详细研究中,当这些假设被正常化以及采用共同的方法学时,许多这些差异不复存在了。在这些具体研究中,任何单个假设对估计的平准化发电成本的影响一般是 5%或更小 (全球碳捕集与封存研究院 2011a)。在其他研究中,这些影响通常会更加明显,同时,可能缺乏主要假设或方法学的透明性。

考虑到 CCS 作为一种减少与能源有关的二氧化碳排放的选择的重要性,一个来自工业公司、政府机构、大学以及环保组织的国际专家团队正在努力改善和协调估算和交流 CCS 成本的方法学。成本估算涉及到的主要机构包括国家能源技术实验室、电力研究所、国际能源署和全球碳捕集与封存研究院,为了提高透明性和理解力,都参与了此次任务。

## D. 2 FEED 研究

为了比较两种或更多不同技术在一种特定应用下的预期成本,以上论述的 CCS 成本研究作出了排除了某些特定地点或特定项目的假设的某些假设。作出技术水平假设以便突出在典型的工厂布局中的真实差异。因此,它们是特定项目成本有代表性的较差预测变量。由于确定性受限于该技术和项目完成的设计细节的水平和预计的风险水平,那些技术研究的准确程度处于项目成本的-30%至+50%的范围内。关于 CCS 项目临时费用问题以下进一步论述。

相反，特定项目的成本研究的目的在于向项目所有者提供该项目必须提供资金的所有成本的最准确的估算。项目研究的准确性水平反映了应用于完成项目设计、设备供应商招标和进行风险分析的资源。以高准确性水平完成成本估算需要大量的工程细节和努力以评估特定位置的最低成本的选择，以及提高来自设备供应商的信息水平。对于 FEED 研究来说，保证为该项目提供进一步的定义以便做出一个投资决策，通过一种较小范围的运营成本评估，总项目成本预计在±10 - 15%范围内。

虽然近年来一些特定项目已经完成了 FEED 研究和其他研究，但是，仅有少数是在公共领域，包括：

- 苏格兰电力公司的朗甘尼特项目；
- 意昂集团的 Kingsnorth 项目；以及
- ROAD 项目。

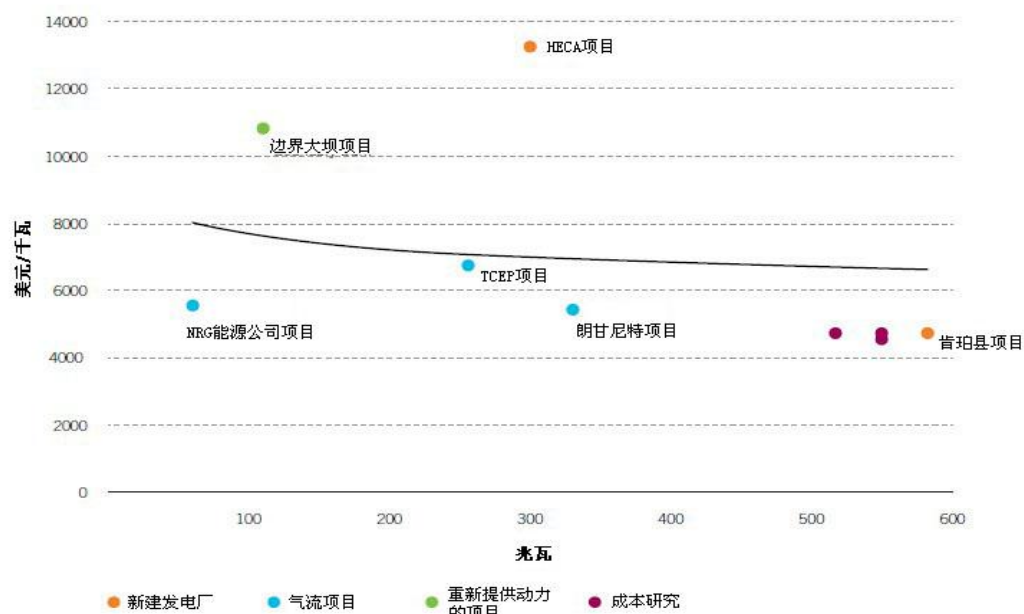
虽然 ROAD 项目目前正在开率投资决策问题，但是，前两个项目由于来自于预期的市场收入机会和政府示范计划的资金的不足，已经被取消。而且，公开可用的细节水平不断变化。2010 年，Kingsnorth 项目公布了捕集、运输和封存设施的成本，在其可行性评估的早期阶段被取消。因此，该项目提供关于特定成本要素的信息有较高的不确定性和较少的细节。正在考虑商业考量和保密问题的 ROAD 项目，已经为捕集流程发布了高度聚合的成本。付出了漫长开发时间的朗甘尼特项目，已经发布了详细的 FEED 研究，在其中反映了一个周密的招标过程以及高水平的设计工作。

作为一个从现有电力项目中捕集一种气流的项目，朗甘尼特项目的成本仅只反映了捕集、运输和封存要素的成本，因此不包括建造一个纳入 CCS 的新发电设施的总成本。然而，该拟议的朗甘尼特示范项目也包含捕集流程需要的新的蒸汽和电力供应的成本（而不是利用朗甘尼特电厂本身的蒸汽和电力），以及通常被包含在一个新建电厂中某些“电厂配套设施”名目的成本。

在公共领域的 CCS 示范项目的投资成本变化明显，反映出了包括规模、风险和特定地点考量的一些问题（图 D2）。尽管如此，发布的项目投资成本似乎明显不同于（通常高于）广义成本研究中提供的估算。然而，大部分项目的成本估算倾向于提供关于在成本估算中包含什么以及排除什么的有限的细节——什么是特定地点的以及什么是与技术有关的。因此，在图 D2 中所提供的很难说明范围广泛的投资成本估算。看上去可能设计成本研究代表项目的一个较低的下限，而不是一种中点估算。在朗甘尼特项目 FEED 研究中提供的详细信息的支持下，大规模项目的 CCS 投资成本有可能承担至少 5000-6000 美元每千瓦的成本。当示范电厂建造时，很可能这

些成本将被很好地理解，而且随着风险认知也在改变，投资成本的范围也随之收窄。

图 D 2 CCS 投资成本：示范项目对比成本研究



特定项目的成本可能不同于与临时费用的计算有关的设计研究的原因之一，将考虑风险或考虑未知但预期的成本。临时费用包含在成本估算中来反映由于缺乏完整的项目定义和一个给定水平的设计估计的工程设计工作而遗漏或无法预料的未知成本 (NETL 2011)。在这些情况下，这种意外开支被称为项目临时费用，随着设计工作的水平而减少。对于成熟的技术来说，例如不减排的燃煤和燃气电厂，在预可行性研究中，项目临时费用被认为是 10%左右或更少，通过一项 FEED 研究则进一步下降。在朗甘尼特项目 FEED 研究中，与运输部分估算有关的意外支出总计 7% (少于某些要素)，反映出二氧化碳运输的现实世界的经验和该技术的成熟度。

因为性能的不确定性与一种技术的开发状态有关，所以技术的成熟度影响成本估算。通常作为“流程临时费用”，在整个 CCS 生产链中，它们应用于单独的技术部分。

在公开可用的项目研究中，即使它被提供给 CCS 流程的所有组成部分，它是常见的两种临时费用的结合并作为单一的数量上报。在朗甘尼特项目 FEED 研究中，捕集流程的临时费用占到捕集成本的 20%。这与用于设计研究的平均临时费用形成对比，例如，本研究院/ WorleyParsons 估算的发电流程和捕集流程的 16%至 18%。对于封存要素来说，在朗甘尼特项目中，分配到临时费用的成本份额随封存建设的各要素的不同而变化 (从离岸平台准备到海底工作和注入井)，在整个封存链中平均为 21%。

### D.3 成本降低计划

也有一些研究计划正在探索降低成本的机会。最大的计划是由 NETL 资助的“美国能源部化石燃料计划”。特别要承认目前的捕集技术的挑战、大规模示范的挑战以及与捕集有关的能源成本，该计划规定的目标是开发高级的捕集技术，与当前发展水平的技术相比，实现以相应的成本捕集至少 90% 的二氧化碳并减少 50% 的能源损耗。重点关注 IGCC 和燃烧后捕集（包括富氧燃烧捕集）技术，目标是到 2030 年，在那些可用于商业推广的技术中作出一些可能的改进 (Ciferno et al. 2012)。在燃烧后捕集技术情况下，其目标是成本增加高于不减排发电厂少于 35%。

英国政府成立了一个由工业主导的“成本降低特别行动小组”来确认在 CCS 中燃料和技术部分成本降低的范围。这种方法试图在工业和政府之间建立一种伙伴关系以促进 CCS 的推广。认可在捕集中的成本降低机会将在较长时间内完成（考虑到建设 CCS 工厂较长的交付周期），这个过程正在试图获得来自工业关于降低成本和为政府在确定最有前景的技术、市场框架和激励措施方面提出建议的倡议的一个承诺。该小组将在 2013 年第二季度向政府提交报告。

## 附录 E：政策发展

### E.1 国家的政策发展

#### E.1.1 澳大利亚

2010 年，澳大利亚政府宣布所有的新建燃煤电站需要进行碳捕集与封存预留，此为选举承诺——“发电站清洁的未来”的一部分。

2011 年末，提出碳价概念的政府立法——清洁能源立法方案 (CELP) 带来了影响，随后为了迎合市场投资而不得不抛弃碳捕集与封存预留政策。维多利亚政府于 2012 年 3 月做出中断 CCS 预留法规的类似宣告。

CELP 为 2012 年 7 月 1 日启动的碳价机制（将持续至 2015 年 6 月 30 日）奠定了基础。其涵盖了澳大利亚 500 个最大的排放源（每年 CO<sub>2</sub> 排放超过 2.5 万吨），最初的碳价为 23 澳元每吨，到 2015 年 6 月 30 日为止，碳价将根据实际情况每年增加 2.5%。

2015 年后，碳价将由政府的固定价格转变为市场决定的价格。这也将落实为一项独立的执行标准和管理制度。

2012 年 8 月 28 日，澳大利亚和欧洲委员会宣布了连接双方排放交易体制 (ETS) 的计划。通过双方限额和交易机制间共同认可的碳单位，将于 2018 年 7 月 1 日后开始启动一个全双向的连接。在此之下，将允许贸易采用澳大利亚排放交易体制或欧盟排放交易体制下的碳单位，以达成双方体制的统一。

为促进连接，澳大利亚政府将对碳价格规划做出两点更改，如下：

- 将不实行碳底价，且
- 在使用合适的京都单位时采用新的子限度标准。尽管澳大利亚的责任实体可通过购买合适的国际单位来实现 50% 的责任目标，其中仅 12.5% 的可满足京都单位的要求。

根据这些更改，以及关于一个全面双向的连接的正式会谈的进行，一个暂时的连接将建立。据此，在 2015 年 7 月 1 日（不迟于 2018 年 7 月 1 日）建立全面的连接前，澳大利亚贸易将使用欧盟碳排放配额来帮助在澳大利亚排放贸易体制下实现责任目标。

澳大利亚政府也在 2011 年末发布能源白皮书草案，名为《加强澳大利亚未来能源的基础建设》。该草案概括了政府对国内能源市场和碳价机制的改革。草案中的一个主要信息是碳价机制目前已成为驱动新低碳技术发展的主要政策工具。

### E. 1.2 巴西

巴西气候变化政策的主要架构是“2010 年国家气候变化政策”（12187 号法律的执行法规，7390 号法令），其中设定了一项国家减排目标。该法令设定主要排放单位递交行动计划（包括目标、行动、绩效指标以及为执行计划提议的激励措施）的截止日期为 2011 年 12 月 15 日。法令中还指出采纳的目标将为排放贸易打下基石。

巴西没有排放贸易体制，但是巴西是 CDM 项目的主办国，他被认为是全球碳信用市场的主要参与者之一。一个涵盖里约热内卢大型排放源的州排放机制将可能经由法令于 2012 年 6 月签署为法律，并将在 2013 年 1 月开始施行。

然而，起草时，法令的签署被推迟。其他州将有望被邀请至咨询过程中，带来形成一个国家体系的可能性。该体制将涵盖石油、钢铁、水泥、陶瓷、化学以及石油化学部门的主要排放源。首个承诺期为 2013 年至 2015 年，后续期将可能持续 5 年。

### E. 1.3 保加利亚

2011 年中保加利亚政府采用的直至 2020 年止的保加利亚国家能源战略中概述了能源变化的重要架构。保加利亚政府估计，到 2030 年通过 CCS 技术可减少 920 万吨 CO<sub>2</sub> 的排放。

尽管保加利亚碳贸易在 2010 年搁置并于 2011 年初重新启动，保加利亚遵守欧洲委员会的一般减排目标。2012 年初，欧洲委员会通过保加利亚继续在该年向其电力部门自由分配欧盟碳排放贸易配额的请求（而不是在公开市场中购买）。

保加利亚的气候政策包括通过欧洲级别上采纳的机制和计划，从财政上和制度上支持建设带 CCS 设备的电厂。



#### E. 1.4 加拿大

加拿大的政策聚焦点主要是为项目提供财政支持。加拿大仅同意完成 UNFCCC 下许诺的至 2020 年的自愿减排目标，并指出将不在京都议定书的第二期承诺阶段做出承诺。

2011 年第三季度，加拿大政府发布名为“减少燃煤发电二氧化碳排放条例”的施行条例文本。如果通过，该条例将于 2015 年 7 月 1 日起生效，要求所有现有的和新建的燃煤电厂达到相当于天然气联合循环的排放性能标准（设定为 0.375tCO<sub>2</sub>/MWh）。包含 CCS 的电厂在 2025 年前将暂时不受此标准限制。

该政策包括对现有电厂早期行动（在受强制要求前采用 CCS 技术）的激励措施。政府已收集对此的评论，并将于 2012 年末在加拿大公报第二部分上发布最终规章时，在“规章影响分析总结”上公布其处理措施。

加拿大还是北美碳封存图册的主要组成部分。

#### E. 1.5 中国

中国目前已成为全球最大的温室气体排放国，也是清洁能源的最大投资国之一（与美国竞争），其 2010 年的投资超出 550 亿美元。根据伯克利国家实验室所说，中国预计的低于 450 ppm 的排放峰值将需要在 2025 年至 2030 年间实现。

据去年的报道，中国已采用十二五规划（2011 年 3 月批准）中的国家能源与碳密度目标。随后这些密度目标已以不同的标准分配至各省，由省长和市长之类的官员负责实现和遵守。这强调了省级和地方级在国家战略的落实与次国家政策的规划中扮演着重要的角色。

国家碳密度目标设定为到 2015 年达到 GDP 的 17%，2020 年达到 GDP 的 40%至 45%。须了解的是，中国在 2012 年 4 月的 MEF 上宣布将 2020 年的目标推至 2025 年。

2012 年 5 月，能源密度目标缩紧（到 2015 年从 18%-21%到达低于 2010 年的水平）并分配至各部门。部门特定的能源密度减少目标包括化工产品减少 20%和钢制品、有色金属以及石油化学产品减少 18%。

2006 年至 2010 年期间，中国已经颁布一切制度性要求以达到这些目标。包括在未来 5 年内支持亲市场导向的工具（例如将于 2013 年在两个省和 5 个市开始施行的试点排放贸易体制）以减少排放。

此外，中国国家发展和改革委员会已授权试点区域独立选择进入该体制的部门（但显然为电力、钢铁、水泥、化学和有色金属为合适的候选者——还指出了支持 CCS 减排方案的机遇）。

因为该排放贸易体制经在北京发布（2012 年 3 月）了草拟规章制度，有公共报告指出试点

体制可能不会在 2013 年前启动。设计议题仍包括应涵盖那些部门。广东和湖北两省已公开表明将可能延迟启动。

中国国家发展和改革委员会（作为 UNFCCC 碳抵消项目的中国协调者）近期发布控制中国未来国家碳抵消市场的章程。这十分符合中国式的基于项目的市场机制，例如 UNFCCC 的清洁发展机制（CDM）。被成为中国核证的减排量（CCERs）的抵消将授予获得国家许可可在 CDM 下赚取碳信用的项目，但是这还未由 UNFCCC 登记。在 CDM 下已获得碳信用的项目不被允许生产国内抵消（以避免重复计算）。

此政策导向是已非常广泛的需求措施（包括国家智能电网）和财政、税收体系（包括资源税、能源/燃料税以及潜在的碳税）的补充。虽然碳税可能与 ETS 并行实施，到 2015 年，此政策讨论将由国家排放贸易体制交叉取代。

另一个活动是中国煤炭帽（CCC），去年中国国家能源局表彰其减少了中国对煤炭（在该国为最便宜的能源资源）使用的依赖。CCC 计划在 2015 年使煤炭产量达 38 亿吨。中国的煤炭消费量占全球煤炭供应量的 50% 左右（其最大的进口国为澳大利亚和印度尼西亚）。目前，中国 70% 的能源消耗为煤炭，60% 由电力部门消耗，15% 由冶金产业消耗，逾 10% 由水泥制造产业消耗。

CCC 正在实施过程中，将看到国家煤炭限额在行业内（电力、冶金、水泥、化工等）以及省/市限额中实施。中国对煤炭的高依赖性显示出其对 CCS 的依赖，以帮助其在经济增长的同时减少碳排放，并且管理空气污染问题。中国同时也在积极应用核能和可再生能源，并对后者制定了据约束力的目标。

与世界其他许多国家类似，中国由进行开采的强劲理由，并拥有大量的非常规气体资源（煤层气、甲烷和页岩气）。中国目前有 5% 的煤炭、20% 的天然气以及 55% 的石油是进口的。

2012 年 3 月，UNFCCC 的全球环境基金和世界银行为中国提供赞助执行气候变化技术需求评估（TNA）。预计在 2 至 3 年后提交报告。

2012 年，全球 CCS 研究院还于中国 NDRC 签订谅解备忘录，以分享 CCS 方面的信息，来帮助其推广该技术以减少排放。

### **E. 1.6 欧盟**

欧盟气候变化政策以国际共同体之间的强有力合作，遵守 UNFCCC 和京都议定书，并根据假定的减排目标和实施制度的领导为特点。

欧洲委员会的共同减排目标包括：

- 到 2020 年，相对于 1990 年，减少 20% 的排放（或与 2005 年相比减少 14%）；

- 到 2020 年可再生能源占总混合能源的 20%;
- 2020 年能源效率增加 20%。

如果 2012 年后期达成全球综合性协定（即其他发达国家做出类似的承诺），以及发达国家做出有意义的贡献，欧洲委员会承诺将达成 30%的减排目标。

2012 年早期，欧洲委员会发布了一篇关于驱动在 2020 年实现 30%减排量（相对于 1990 年的水平）的政策选择的论文。事实上，更紧的碳约束可潜在增加税收为低碳发展（因较高的碳价）提供保障。

促进减排和支持低碳技术的主要的气候变化政策工具是欧盟排放贸易体制。其覆盖了发电行业和其他能源密集行业（例如钢、水泥、造纸和化工）的排放源。第三阶段预计于 2013 年 1 月开始并持续至 2020 年。

第三阶段将取消固定的国家排放上限并由整个欧盟的通用上限替代。此后，到 2020 年止，该目标将每年呈直线递减，符合设定的 21%的减排目标（与 2005 年相比）。第三阶段还将采用一个市场配置方案（拍卖），取代当前的管理分配法。电厂将负责在开放市场进行收购，并在每年获得与其前一年核证的排放等量的排放配额数量。

每个成员国根据其减排目标将在每年获得一定数量的排放配额。从拍卖中获得的税收将由成员国国家预算手机，其中最少由 50%必须用于抗击气候变化（包括 CCS）。

基本上有 10 个国家可以申请废除此项规则。保加利亚和罗马尼亚已申请，并获得许可在第三阶段废除此项规则。

除了通过拍卖增加国家级税收外，另外在 NER300 下将有 3 亿配额分配给欧盟国家，为 CCS 和可再生能源的示范项目提供财政支持。

欧洲投资银行（EIB）已经受到了 13 分 CCS 提案。EIB 已对这些提案（保密）进行了尽职调查评估，并必须在向欧洲委员会提交关于这些潜在项目的建议书前销售 3 亿配额中的 2 亿配额。EIB 正在进行此项工作。

截至 2012 年 4 月，NER300 配额的销售已达到约 9900 万（大约每月销售 2000 亿）。这些配额供欧盟排放贸易体制第三阶段使用。每个配额的平均价格约为 8 欧元。

### **E. 1.7 欧盟排放贸易体制第三阶段**

从第三交易阶段（2013 年至 2020 年）开始起，ETS 将实施新的单一的欧盟排放上限。每个欧盟成员国各自的国家分配计划将由欧盟排放上限（2013 年总计为约 20 亿配额）替代。此配额将相对于第二阶段上限的年平均水平，每年直线递减 1.74%（相当于每年约 3700 万配额），

计划在 2020 年达到低于 2005 年核证排放量 21% 的总减排量。

排放配额的拍卖将由成员国举办，并向所有的欧盟装置经营者开放。相关的税收将由成员国国家预算收集，其中不少于 20% 的税收将用于鼓励洁净煤技术（包括 CCS）。

此外，关于怎样将配额分配至个别装置的条例由欧盟设定而不是成员国。第三阶段将不对能源产业的装置免费分配配额，并将根据基准点分析法为工业产业的装置免费分配配额。这意味着矿物燃料电厂将需要购买其所有的排放，除非准许废除（仅少量的国家可以申请，迄今为止已经授权了保加利亚、罗马尼亚和捷克共和国、塞浦路斯、爱沙尼亚、立陶宛、以及波兰——匈牙利和拉脱维亚还在待定中）。

欧洲委员会在 2011 年 4 月通过一项决议，为工业产业提供逾 50 个产品相关的基准。根据欧盟立法，到 2020 年，免费的配额百分比将从 2013 年的 80% 降至 30%。此外，如果总上限不足以满足排放配额的需求（根据基准模型计算），所有的产业部门将申请一个减缩因素。

#### **E. 1.8 法国**

法国气候变化政策的基础是欧洲委员会政策架构，包括参与欧盟排放贸易体制。法国气候政策在过去 12 个月未发生大的改变，其气候计划（2010）年中的战略将运行至 2020 年。

政府在 2011 年中成立了一个工作小组，用来探索到 2050 年将碳排放降低 80% 的方法。

#### **E. 1.9 德国**

德国遵守欧洲委员会气候变化政策和立法架构，并加入了欧盟排放贸易体制。德国政府的减排目标比单边减排目标更大，政府设定在 2020 年，将碳排放降低至低于 1990 年 40% 的水平。

2011 年中，德国政府采用“能源包”，对“2010 年能源概念”进行补充，并对德国的能源政策进行定义。

此政策文件中，德国政府表达了在欧洲委员会能源和气候包（CCS 预留）下对 CCS 项目以及以及其在国家能源于工业产业中的发展的强有力支持。此支持通过 CCS 法案来体现（最终在 2012 年中由 EC 法案转换仲裁委员会采用），但是此法案目前仅允许测试规模的 CCS 项目，严格将捕集于封存的二氧化碳量限制为 130 万吨每年（最高达 400 万吨），并为个别州提供请求免除的选择权。

#### **E. 1.10 印度**

印度为 CCS 的发展采取谨慎措施的同时，中央政府宣布未来 20 年印度的能源生产仍将以煤炭为基础。根据印度 UNFCCC 下的第二代国家通信，煤炭满足了印度 63% 的总商品能源需求（本土储备在未来 100 年内仍将足以满足印度的电力需求），随后为石油产品（30%）和天然气。目

前印度大约 70% 的电力需求由热电厂提供。

当考虑到印度 4.5 亿人无电力使用时,我们更加需要确保 CCS 能在像印度一样将越来越依赖煤炭发电的国家采用,尤其当煤炭仍在一段时间内为最便宜的能源资源时。

IEA 估计印度 2011 年的碳排放相较于 2010 年将增加 8.7% 或 1.4 亿吨。印度主要的气候变化架构是其第 12 个气候变化国家行动计划(NAPCC),时间为 2012 年/2013 年至 2016/2017 年。此计划完善了现有的综合能源政策,以及州政府单独的气候变化州行动计划(SAPCC)。

印度需建立低碳策略专家组,开发优先产业(如电力、工业、石油和天然气)的低碳发展路线图。

该专家组于 2011 年 5 月发布了一份中期报告,指出实施现有政策可实现到 2020 年将碳排放密度相较于 2005 年水平降低 23% 至 25% 的目标。它还进一步指出,随着外部发展的帮助和技术转移,甚至可在 2020 年实现 33% 至 35% 的排放密度减少目标。

截至 2012 年第一季度,NAPCC 提出的 8 个排放源中有 6 个获得许可,且政府表明了采用“清洁煤技术的国家使命”(包括 CCS 在内)的决心。在 NAPCC 下将有 9 个使命,旨在将排放增长最小化(尤其是燃煤电厂的排放)。

印度征收碳税,用作国家清洁能源基金的储备基金(2010 年至 2011 年财年估计有 5 亿美元),为清洁能源技术的研究与创新项目提供资金。

5 月公布的 2012 年的预算并未对这笔资金的规模和用途做出详细说明,仅简单公布在未来两年免除进口动力煤的全部关税。彭博社估计,在 2012 年这笔资金可达到 12 亿美元。

除此之外,IEA 估计印度在 2010 年对清洁能源技术的投资超过 102 亿美元。

2012 年 3 月,在执行、实现与贸易计划(PAT)下公布了约 480 个组织的工业能源效率目标(可对超额完成目标进行交易),该计划预计每年减少 3000 万吨二氧化碳。电力产业和钢产业的碳减排量将占其中的 70%。

全球 CCS 研究院正与印度能源与资源研究所(TERI)合作进行 CCS 概括研究,将于 2012 年完成。

有趣的是,印度是 6 个递交对将 CCS 纳入 UNFCCC 清洁能源程序的观点(已于今年 5 月的会议期间经过正式考虑纳入)的 6 个国家之一。印度在递交的观点中,表明了对永久性全球抵消储备的支持,相当于项目抵消总量的 2%,用来补救 CCS 项目引起的突发性事件。

#### **E. 1.11 印度尼西亚**

印度尼西亚国家气候变化委员会(共有 17 个部长,并由总统直接管制)正在协调印度尼西

亚的气候变化政策和其国际地位。该委员会受到了一些工作组（包括减排组织、技术转让组织）的支持。尽管该委员会正寻求建立碳排放与贸易机制，但是印度尼西亚并没有任何成立国内碳贸易系统的计划。

在印度尼西亚，大部分主要的方案都包含在法令而不是立法中，并由各政府部门而不是议会通过。2011 年末，总统通过一项法令，强制印度尼西亚在 2020 年将其碳排放减少至低于未抑制水平的 26%，如果该国能获得国际赞助则减少 41%。

印度尼西亚的多数减排工作主要集中在林业，因为该国每年因森林采伐和泥炭地燃烧排放的 CO<sub>2</sub> 为 10 亿吨，占其排放的 80%。

过去 20 年，印度尼西亚的人均电力需求翻了三番，促进了其核能计划的发展，其预计在 2025 年建立 4 座总电容量为 4000 MW 的核电厂。同澳大利亚和南非一样，印度尼西亚是全球最大的煤炭出口国之一（尽管其计划在 2012 年征收煤炭出口税）。

气候变化法令还为各行业设定了减排目标（如果没有实施进一步的政策，则为相对于预计的排放水平）。能源与运输产业必须减少 3800 万至 5600 万吨二氧化碳排放。

#### **E. 1. 12 意大利**

意大利气候变化政策的基础是欧洲委员会的政策架构，包括加入欧盟排放贸易体制。意大利气候政策在过去 12 个月内为发生重大改变。

#### **E. 1. 13 日本**

日本发展气候变化政策的主架构为 1998 年改善应对全球变暖措施以防止全球变暖和气候变化法律的措施指南（改善全球变暖应对措施法案）。有关成立碳价的法则获得了日本国家能源基本法律（能源政策基本法案）的支持。

为实现 UNFCCC 职责，日本主要通过减排措施、森林碳汇措施以及购买 UNFCCC 支持的碳单位（日本是这些可贸易单位的最大国际买家之一）来实现国内减排。由于日本当前没有足够的领域可通过能源节约和能源效率进行温室气体减排，尤其是在工业领域，日本从 20 世纪 80 年代起就已经成为这些领域的国际领先者。

日本在 COP16 上清楚表明其在 2012 年后将不继续加入京都议定书，如此一来，日本将不受到有约束力的减排目标限制。原因是日本认为此架构仅应作为某些国家的强制法律义务，具体来说，这些架构并未包括主要的温室气体排放国，例如中国、美国和印度。为促进其长期减排目标，日本正在积极寻求购买碳抵消的机会。除了 CDM 外，日本提议在 2012 年后名为双边抵消信用机制（BOCM）下成立一个新的市场机制。

CDM和BOCM的主要区别是,BOCM的UNFCCC监督功能已尽可能缩小至为减排监控提供指南、报告、以及验证(MRV)和会计规则。BOCM将囊括各种技术并覆盖广泛的产业领域以及运输、废物处理、能源能效、可再生能源和REDD+项目活动。日本还指出,双边合作将可能为更多的发展中国家在未来开始减排活动铺平道路。

日本经济贸易产业省和环境省启用了100对个可行性研究,用以确认可实施哪些潜在的减排项目。

日本作为世界最大的煤炭进口国之一,加上其持续的电力短缺和新建核电厂项目的缩减,这一切都将进一步限制其实现规定减排目标的能力。

新的能源蓝图预计将在2012年末发布,其概括了可再生能源的积极角色(大约30%的份额),并得到了电价补贴制度的支持。公共事业单位支付的最高电价将高达0.57美元每千瓦时。

#### **E. 1. 14 马来西亚**

马来西亚在2010年发布了国家气候变化政策,政策为其提供了主要的政策架构。去年没有大量的政策公告。2011年中,马来西亚向UNFCCC发布其第二次国家通信。

马来西亚在COP17的高级声明中指出,其低碳战略主要依靠多部门和跨部门活动(例如国家绿色技术和气候变化委员会、国家气候变化焦点、以及国家气候变化指导委员会)。

其2020减排承诺(相较于2005年水平,高达40%的人均能源密度)的递交视其技术转让和从发达国家获得国际资金的机会而定,例如通过技术机制和GCF提供的潜在资金。

#### **E. 1. 15 墨西哥**

墨西哥2012年中期通过了气候变化普通法(GLCC)。墨西哥还有固定的部门内气候变化委员会,由外交关系部、社会发展部、环境于自然资源部、能源部、经济部、农业部和交通运输部组成。

GLCC展示了墨西哥的主要发展,并在其他国家的例证的领导下解决气候变化问题并向低碳经济过渡。尽管该法律并不包括具体的措施和活动,它巩固了现有的制度结构(2009-2012年气候变化特别计划下的结构)并指派委员会鼓励碳贸易体制的发展。

该委员会将监督6个工作组,包括下列两个:减排组,以及墨西哥温室气体捕集与减排委员会。

在最近递交给UNFCCC的报告中,墨西哥支持成立新的市场机制和潜在的行业减排法,在此之中国家可以维持主权利决定向国际市场推出哪些经济方面,并以此作为实现其保证减排量做出的努力。

墨西哥还为其电力行业设定目标,到2024年使用清洁能源为墨西哥提供35%的电力,但是

除了 CCS-CO2 提高石油采收机会外，没有对煤炭相关的 CCS 项目提供直接激励措施。

墨西哥当之无愧为一个国际领导者。除了举办 COP16 外，它近期还举办了 20 国集团 (G20) 峰会，并热烈提倡成立绿色气候基金。随后他递交了竞标（共 6 个国家递交）来举办此活动。墨西哥政府提供 50 万美元作为秘书处的行政管理费用。

为支持 CCS 活动，墨西哥和美国能源部以及加拿大合作，近期发布了绘制北美区域潜在封存容量的地图集。其中指出，与墨西哥每年排放 205 MtCO<sub>2</sub> 比较，他可封存至少 100 GtCO<sub>2</sub>，墨西哥国家 CCUS 战略与规章制度的开发被认为是墨西哥 2012 年至 2016 年国家能源战略的目标，它已于 2012 年 4 月递交给墨西哥国会。

#### **E. 1. 16 荷兰**

与其他欧盟成员国一样，荷兰在宽广的欧盟气候政策架构和其减排目标下进行操作。2011 年 11 月，荷兰政府发布 2011 能源报告，不仅承认了利用 CCS（包括用于天然气）的必然性，还指出荷兰经济将从成为 CCS 产业的国际领导者中获得巨大的利益。其主要的政策焦点为通过示范项目来支持 CCS 的开发。

荷兰政府只允许示范项目进行海底封存（而非陆地封存），并在为这些项目积极地争求欧盟赞助机会（例如 NER300）。荷兰还采用了鼓励 CCS 的政策措施，并为传统能源设置了参数。

#### **E. 1. 17 新西兰**

2011 年中期，一个审查小组发布了有关新西兰 ETS（2009 年启动，并在 2010 年涵盖矿物燃料、固定能源和工业生产）在 2012 年的发展的调查报告。一份政府咨询文件在 2012 年中期发布，概括了两份建议书。第一份建议将核证减排额度（CERs）限制为其减排义务的 50%，第二份建议进行许可拍卖。

CERs 的限制与澳大利亚的类似，因为政府更加希望优先开发国际碳市场。新西兰正与澳大利亚和韩国进行正式会谈。有趣的是，发放的总减排额度中仅 2% 从 CDM 项目中获得（注意，从 HFC-23 和 N<sub>2</sub>O 项目中获得的 CERs 除外）。

新西兰采用到 2025 年实现可再生能源发电占总电力 90% 的目标

#### **E. 1. 18 挪威**

挪威气候政策在过去 12 个月未发生重大改变，其仍将依靠对离岸石油生产设备征收碳税以及在 EU ETS 中的成员资格来减少排放（尽管改过不是欧盟的成员国，它是欧洲经济区协议的成员之一）。

挪威政府于 2012 年 4 月发布气候变化行动白皮书。尽管没有新的国家举措，但是挪威将二



氧化碳税率增加至 51 欧元每吨，并成立了高达 66 亿欧元（2016 年）的新能源基金，挪威还试图通过一项法律要求所有的新建燃气电厂在启动阶段进行 CCS 预留。

#### **E. 1. 19 罗马尼亚**

罗马尼亚气候变化政策的基础是欧洲委员会的政策架构。罗马尼亚还加入了 EU ETS。2012 年早期，欧洲委员会通过了罗马尼亚继续在该年向其电力产业免费分配（而不用从开放市场购买）EU ETS 配额的申请要求。

由于发现该国国家温室气体排放清单出错，2011 年 8 月末，罗马尼亚在京都议定书的国际排放贸易体制下对其剩余京都配额进行国际销售的资格被取消。

由于非法转让配额，2011 年欧洲委员会取消了罗马尼亚国家排放注册处（巩固了其在 EU ETS 中的参与），并允许其在 2012 年 3 月重新开放。

#### **E. 1. 20 俄罗斯**

根据公共资源，俄罗斯政府在 2011 年中期发布了一项法令，名为：至 2020 年的期间贯彻俄罗斯联邦气候学说的综合规划

其中包括了能源部门对以下的监督：

- 制定与实施的试点项目，并在能源领域开发工业开采以捕集和处理二氧化碳，以及
- 采取一套限制矿物能源发电温室气体排放的措施。

俄罗斯拒绝在京都议定书下设定第二次目标，坚持保留其在 2009 年哥本哈根会议上设定的自愿减排的保证。同样，关于其估计的 60 亿剩余京都碳信用的最终结果仍未确定。

2011 年末，政府批准了可向项目发放的 JI 信用数目的自愿限额（3 亿）。

#### **E. 1. 21 沙特阿拉伯**

首要的气候变化框架是《第九发展计划》，第 14 章（环境管理）和第 26 章（石油与天然气）；后者表明是 CCS 的优先选择。在过去的 12 个月，政策方面一直没有实质变化。

#### **E. 1. 22 南非**

在南非，政策制定代表性地从跟随白皮书（广泛概括政府政策）的绿皮书（一种公共讨论文件）的引入开始。虽然没有气候变化的法律，但是一直有一些概述以市场为基础的方法的绿皮书来促进减排。气候变化的首要框架是《气候政策的愿景、战略方向和框架》（2008）。该政策支持 CCS 用于燃煤发电厂和所有的煤制油工厂，一般说来，不是 CCS 预留的电厂将不会被批准。财政部也一直被指示在 2018 年至 2020 年之前研究实施一种碳税。据预计，这将是最近成立的“CCS 跨部门任务小组”。

在 2011 年 10 月，南非发布了一份《关于国家气候变化应对战略的白皮书》。该白皮书认可了在中短期内 CCS 在合成燃料行业的潜力，并强调了由能源部与南非能源研究院合作领导的“碳捕集与封存旗舰计划”。该计划包含在开发一个 CCS 示范工厂以封存来自一个现有高碳排放设施的排放的其他倡议当中。

它还提到经济工具的组合，包括碳税和排放交易计划并辅以适当的监管政策措施，对推动和促进减排工作以及为涵盖范围广泛的主要经济领域的减排行动建立激励机制。这将由财政部、贸易部以及工业与经济发展部监督。

此外，2010 年的关于碳税的绿皮书、2012 年预算指出，一份关于碳税的修订政策文件将在 2012 年发布，用于第二轮的评论和咨询。为此，南非政府承认有给碳排放定价和逐步引入一种税收工具的需要。预计到 2013 年，将阶段性实施碳税，价格起始于 15.60 美元/吨二氧化碳排放，高于一种免税临界值（对于大部分领域来说，这种临界值是 60%），而且到 2019 年到 2020 年将增加到 10%。

南非还在德班举办了联合国气候变化框架公约的第 17 次缔约方大会/《京都议定书》第 7 次缔约方大会。这些气候谈判通过形式和程序的最终确定达成了将 CCS 纳入清洁发展机制中的决议，以及在后《京都议定书》世界探索出一种新的具有法律约束力的工具或安排来强化减排的协议（主要在 2020 年之后）。

### **E. 1. 23 韩国**

韩国被列于全球 10 大排放国之一，由其能源密集型的经济活动（制造业）推动的。在韩国，推动排放和污染管理以及经济发展的中央政策平台是《绿色发展的五年国家计划》（详情请见《全球碳捕集与封存现状：2011》报告）。韩国通过“绿色发展总统委员会”（其中央政策制定机构），已经制定了其监管制度来适当地实施些政策。

该计划的两个主要目标是到 2020 年，将排放量降低 4%，低于 2005 年的排放量（和提交给联合国气候变化框架公约的一样），并分配年度 GDP 的 2%给绿色发展投资和开发项目。

韩国国民议会最近发布的该国最大的 150 个排放源的排放概况显示，排放年同比增长 9.1%。这种增长由电力、炼油和钢铁部门推动。

在似乎经过了许多的国家审议后，2012 年 5 月，韩国批准在 2015 年建立一个限额交易方案（承诺期预计是 2015—2017 年、2018—2020 年以及 2021—2026 年）作为其减排努力的主要促成者。这是在其 2012 年《排放目标管理方案》（ETMS）之外的征税（即其最大的 480 个来自工厂、建筑物和畜牧场的排放源的减排目标）。ETMS 和 ETS 之间的相互影响是每年产生少于 25000

吨二氧化碳排放的设施（或每年产生 12.5 万吨二氧化碳排放的实体）根据 ETS 将没有义务，但是将有一种自愿选择的选项。

虽然该国可能花费几个月的时间用于完成 ETS 设计（一项总统法令的颁布预计在 2012 年 11 月），但是，该国已经指出不遵守的罚金可能被设置为现行市价的三倍（预计不超过每吨 113 美元）。在第一和第二承诺期，也可能有 95% 的免费分配的许可证（贸易外向型实体分配 100%），以及其他承诺期的存款和借贷的权限。

然而，有许多关键的问题仍有待决定，包括：覆盖范围（大约 60% 的排放源预计被包含在内）、每一时期的排放上限和减排目标、存款和借贷的上限、以及利用国际抵消交易（例如根据清洁发展机制产生的那些抵消交易）的规则。据报道，韩国还在与澳大利亚和新西兰举行会谈，商讨对接其各自排放交易方案的方法。

韩国正在显示出一种对以激励措施为基础的工具的偏爱，这些工具不仅使国家的工业在其自己的自身利益方面起到作用，而且在某种程度上可以有效地提供给国家目标。

在一份 2012 年提交给 UNFCCC 的关于《国家适量减排行动》的报告中，韩国曾指出，其认为国际气候变化日程中缺少的是一种能够提高减排投资的商业可行性的气候制度，而且假如这种制度已经存在，那么市场将推动资金和技术流向发展中国家的减排行动。

除了以市场为基础的工具外，韩国政府指出其将在未来十年中支付 1.5 亿美元专门用于 CCS，而且教育与科技部（MEST）最近公开表示韩国政府有意提高韩国在 CCS 方面的研发工作。

韩国正在通过成为举办第 18 次缔约方大会的两个候选国之一，在气候变化政策议程方面展示国际领导能力。虽然卡塔尔赢得竞标，但是韩国将举办在 COP 18 之前召开的一场关键部长级会议，该会议将有助于在缔约方大会之前的几周内澄清中心问题。

韩国还提交了举办全球认证论坛的投标（竞标的 6 个国家之一）。韩国已经为该论坛的启动提供了 200 万美元的支持，以及每年额外的 100 万美元直至 2019 年。

#### **E. 1. 24 西班牙**

西班牙的气候变化政策的基础是欧洲委员会的政策框架，包括参与欧盟的 ETS。西班牙的《国家分配计划》（控制 2012 年的排放量最多达到 1990 年基准年排放量的 37%）在 2013 年终止。从这一日期起，欧洲委员会的方法将被采用。

在 2011 年下半年，一种“可持续经济的碳基金”通过皇室法令（1494/2011）成立，以购买碳信用额。该基金由气候变化国务大臣管理，并将有助于实现西班牙接受的减排目标和获得碳信用额。西班牙是位于日本之后的联合国根据 CDM 抵消交易的第二大购买国。

### E. 1. 25 瑞典

瑞典的气候变化政策的基础是欧洲委员会的政策框架，包括参与欧盟的 ETS。支持瑞典参与欧盟 ETS 的国家排放登记由于安全问题于今年年初被暂停，并于 2012 年 3 月被允许重新开放。

在过去的 12 个月中，虽然其能源和二氧化碳税比 2011 年有所上涨，但瑞典的气候政策没有明显的变化。瑞典也正在开发到 2050 年的碳中和路线图，瑞典政府认为该路线图预计在 2012 年年底完成。2011 年，瑞典政府也提出了一份环保技术战略。

### E. 1. 26 特立尼达和多巴哥

2011 年年中，特立尼达和多巴哥政府发布了其《国家气候变化政策》。这份文件强调该国将通过开发监管方法和技术标准，在所有领域增加更加清洁的技术的利用，探索在排放实体内部和跨实体之间的限额与交易方案的可行性，并探索 CCS 和 CCUS（在其他方法中）。

### E. 1. 27 英国

英国除了体现出较广泛的欧洲委员会的气候政策和排放目标外，自 21 世纪初期以来，它已经有一些直接以实现减排为目的的工具。

控制排放的首要长期框架是《气候变化法案》（2008 年）。该法案将英国的减排目标写入立法（2020 年和 2050 年至少分别比 1990 年基准低 34% 和 80%），并建立每 5 年一次的碳预算（前四个 5 年是 2008—2012 年、2013—2017 年、2018—2022 年以及 2023—2027 年）。它还成立了一个独立的“气候变化委员会（CCC）”来向政府提供建议。

此外，2010 年 CCC 发布了一些应对电力市场改革、碳最低限价以及排放性能标准（EPS）的建议，并得到了政府的回应。

EPS 目前被设定在相当于 0.45 公斤二氧化碳每千瓦时。碳最低限价旨在避免低碳资产由于过低的国际碳价格而陷入困境。

《2011 年能源法案》提供特定的 CCS 激励措施支持英国的四个商业规模的示范项目的建设，并为这些项目加装未来某个时刻需要的额外的 CCS 容量。它还对新建的化石燃料发电厂采用了一种 CCS 预留政策。

在 2011 年末，英国政府依照《气候变化法案》，发布了概述其实现前 4 个碳预算（2008—2027 年）与实现 2050 年目标相一致的途径的计划的《碳计划》。

该计划承认，通过成为一个在诸如 CCS（用于化石燃料工厂和生物质能工厂）这些技术方面的早期行动者，英国可以在这些技术的全球市场发展方面建立一种长期的相对优势。

因此，CCS 形成了工业和电力部门行业计划的一个不可分割的组成部分。该计划还指出，

苏格兰认为化石燃料——结合 CCS、可再生能源、以及能源效率——对其能源是最好的长期解决方案。

题为《支持 CCS 在英国的推广》的 CCS 路线图的发布是对该行业计划的补充。

该路线图概括了：

- 一个 CCS 商业化计划（10 亿英镑）；
- 一个研发创新计划（1.25 亿英镑）；
- 持续的电力市场改革，包括为 CCS 电厂定制的长期的上网电价与差价合同；
- 运输和封存网络的开发；以及
- 持续的国际参与。

2012 年，苏格兰发布了其《发电政策声明》，该声明详细说明了超过 300 兆瓦的信件化石燃料发电厂将必须示范 CCS 预留（之前其仅用于燃煤发电厂）。

### E. 1. 28 美国

尽管近年来曾多次尝试，但是，美国一直没有成功地通过联邦气候立法。缺少一种专用的联邦方案，美国的气候政策正在根据现有的《清洁空气法案》（CAA）推行联邦监管和单独的州级激励措施。

在联邦层面，美国环保署和运输部已经发布了建立温室气体排放标准的法规，适用于轻型车辆的公司平均燃油经济型标准和适用于中型和重型发动机与车辆的温室气体排放标准和扰了效率标准。

美国环保署根据“预防显著恶化的新排放源审查”（PSD）和“第五经营许可证”计划，还发布了建立适用于主要固定温室气体排放源的准许要求的法规。PSD（建设前）准许包含一种用于“最佳可用控制技术（BACT）”的分为五步的自上而下分析。这种准许指导将 CCS 视为一种“可用于”排放大量二氧化碳的设施的附加污染控制技术，而且应当列为此类设施 BACT 流程其中一个步骤的一种选择。

2012 年 3 月 27 日，美国环保署发布的一项规定提议，大于 25 兆瓦（电力）的新建化石燃料发电厂要满足一种 1000 磅二氧化碳每兆瓦时以输出为基础的性能标准。利用 CCS 的新建电厂将有利用一个 30 年平均二氧化碳排放来满足拟议的标准，而不是每一年都满足年度标准的选择。该提议不适用于现有的机组和在该提议之前的日期拥有 PSD 许可证的、处于过渡期的排放源以及在该提议 12 个月内开始建设排放源。

已经有多个州制定了温室气体排放目标。世界最大经济体之一的加利福尼亚州，为了通过

监管机制和市场机制的结合减少温室气体排放，在 2006 年制定了全面的《全球变暖解决方案法案》。根据该法案，加利福尼亚州制定了一项具有强制性的服从义务的、适用于主要排放源的碳排放与交易计划，以 2013 年的排放量开始。加利福尼亚州还与不列颠哥伦比亚省、安大略省、魁北克省以及曼尼托巴省在“西部气候倡议”中合作，开发一项超越国界的碳排放与交易计划。这个地区性温室气体倡议——大西洋东北部和中部的 9 个国家的合作通过一种基于市场的碳排放与交易计划来减少温室气体排放——在 2011 年完成了其首个三年管制期。除了温室气体特有的法律和政策外，美国能源情报署报告称，有 30 个州和哥伦比亚特区拥有强制性的可再生能源组合标准或类似法律。

在 2013 年的《能源预算》中，美国总统宣布了向清洁能源标准（CES）被认为是支持清洁能源技术（包括 CCS）推广和减少电力领域排放的一种政策选择。这也符合其 2011 年国情咨文演说，其中，他宣布了到 2035 年从“清洁”能源生产 80%电力的目标。

此外，该预算分配了 2.76 亿美元用于研发先进的化石燃料电力系统、CCS 以及 CCUS。

2012 年 3 月，《清洁能源标准法案》出台，假如其被通过，到 2035 年，美国将制定一项清洁能源发电的标准。

根据 UNFCCC，美国只同意到 2020 年的自愿排放承诺，与《京都议定书》的第一承诺期类似，而且，已经指出它将不会批准第二承诺期。

美国似乎越来越着重于把 CCUS 作为早期 CCS 采用的一种潜在的途径。

## 附录 F：法律法规问题

正如在本报告 4.3 章节论述的一样，以下图形提供一种按法律和监管问题的地区的分类，由于在其司法管辖区的处理得不充分，这些问题已经由 2012 年项目调查中的大型一体化项目确认。

图 F 1 在当前市场机制下调节 CCS 产出的市场规则

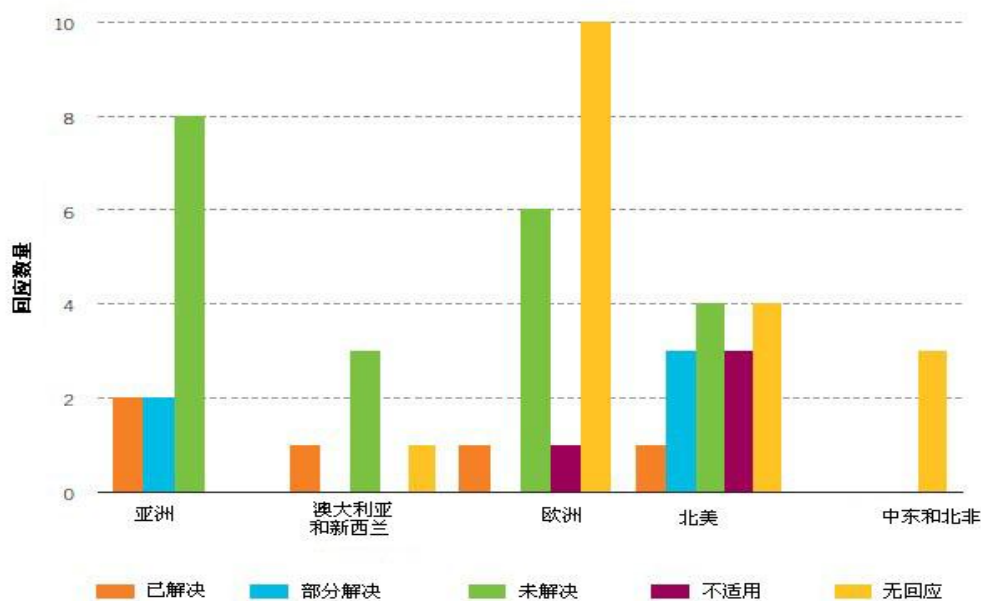


图 F 2 解释跨国二氧化碳活动的标准

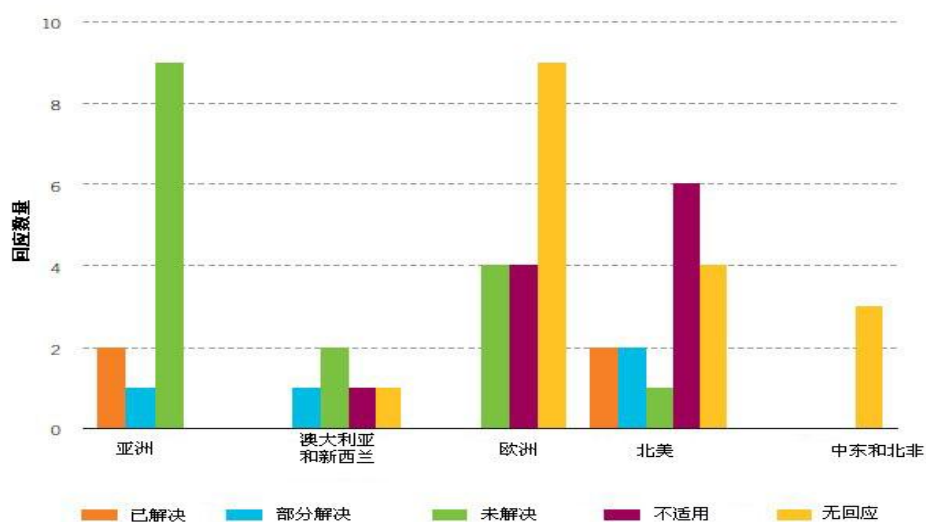


图 F 3 运营商在泄漏发生时采取的补救行动

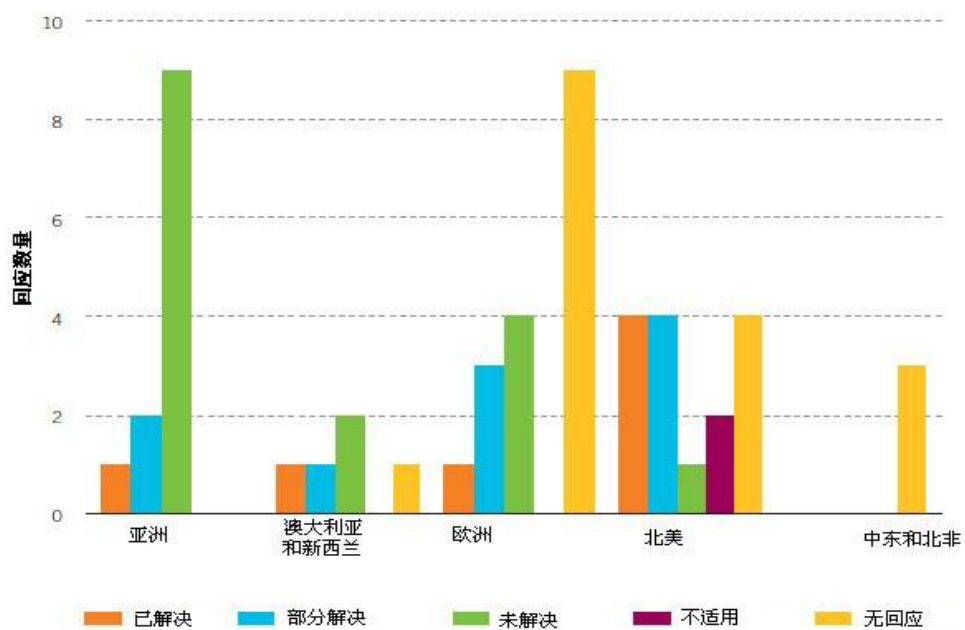


图 F 4 运营后运营商责任的转化

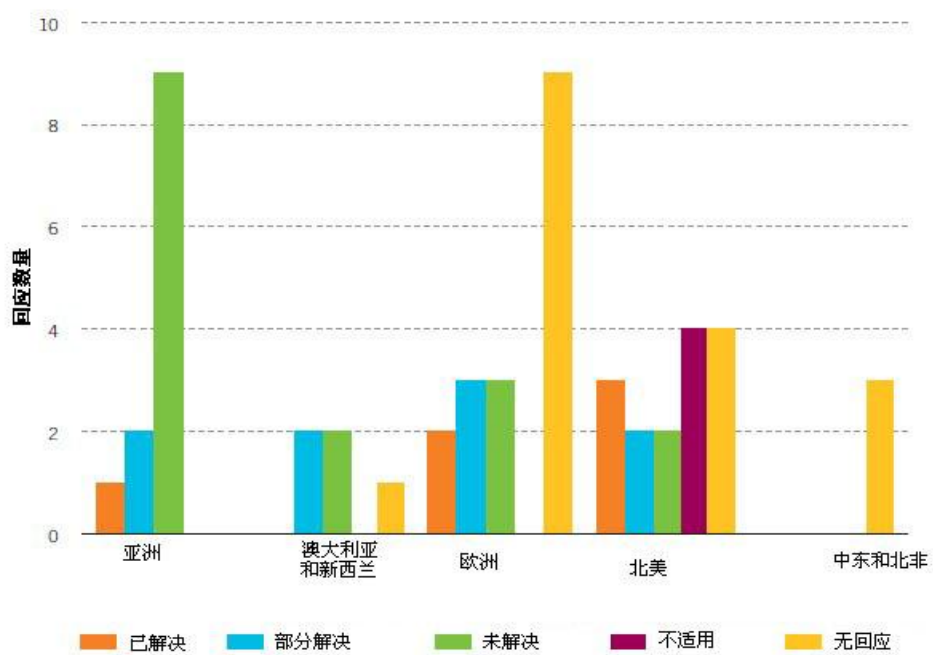




图 F 5 项目边界的定义

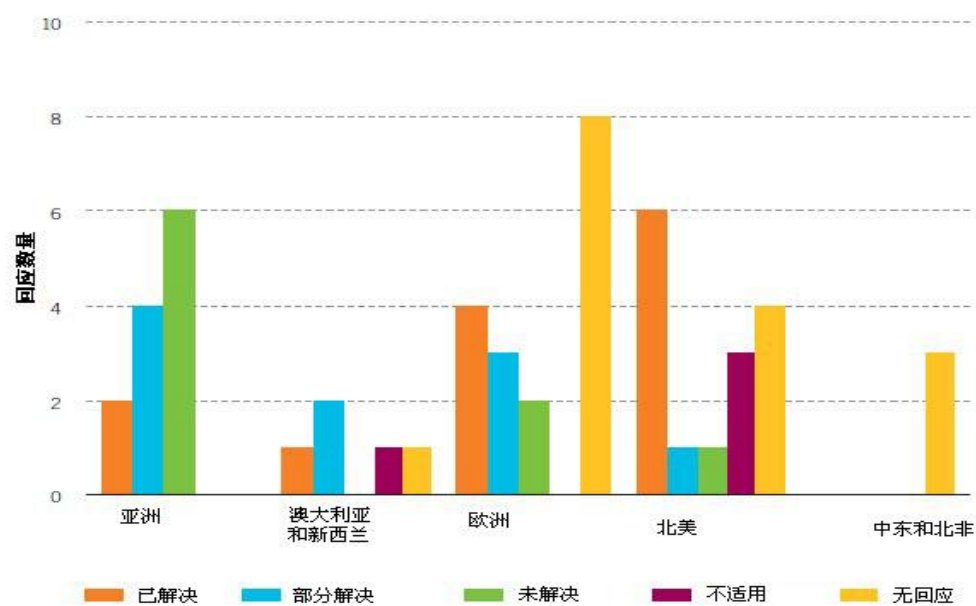


图 F 6 监控计划的起草和实施

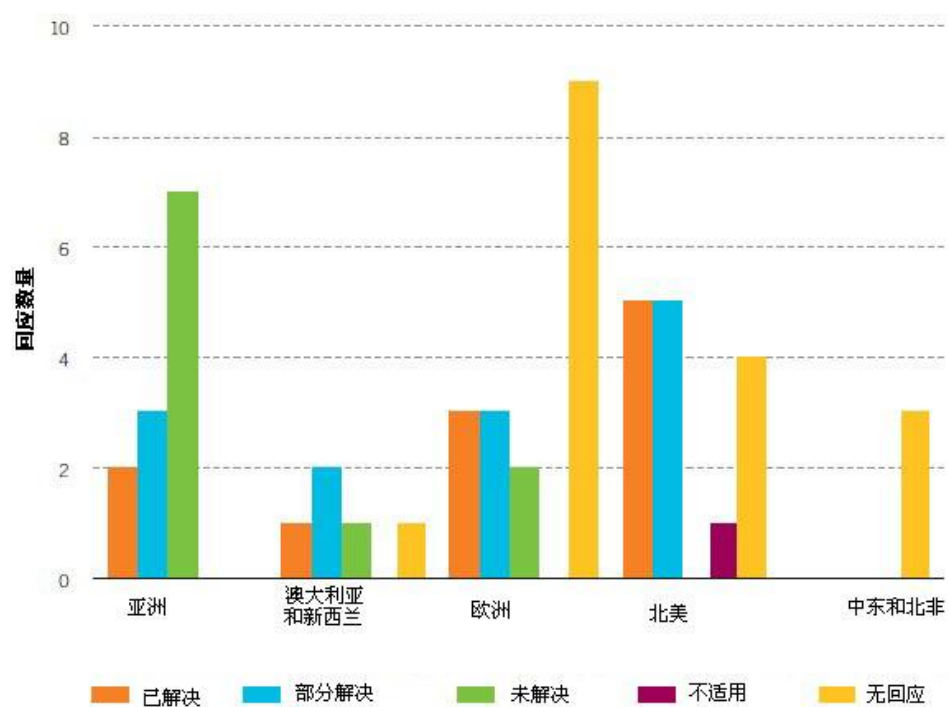


图 F 7 封存点的选择和评估

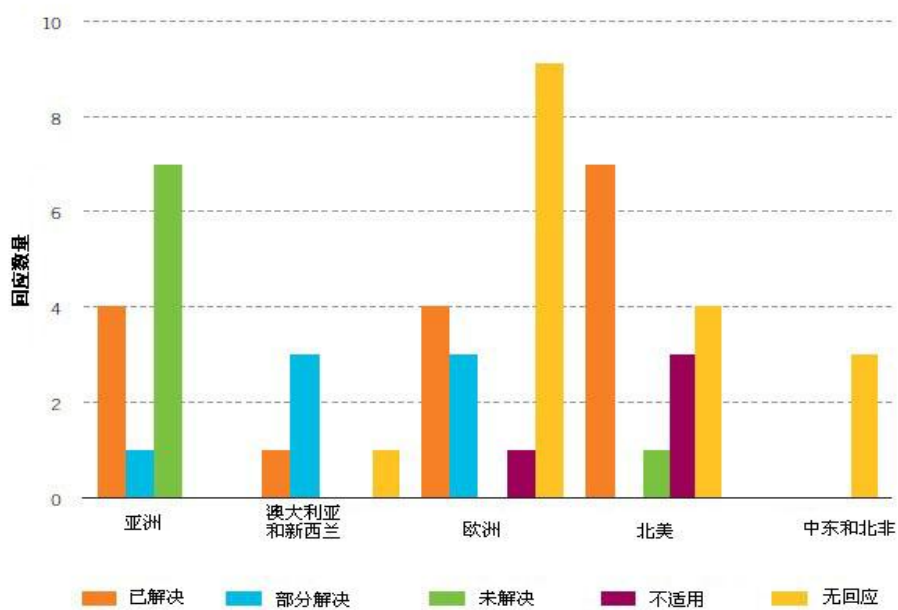
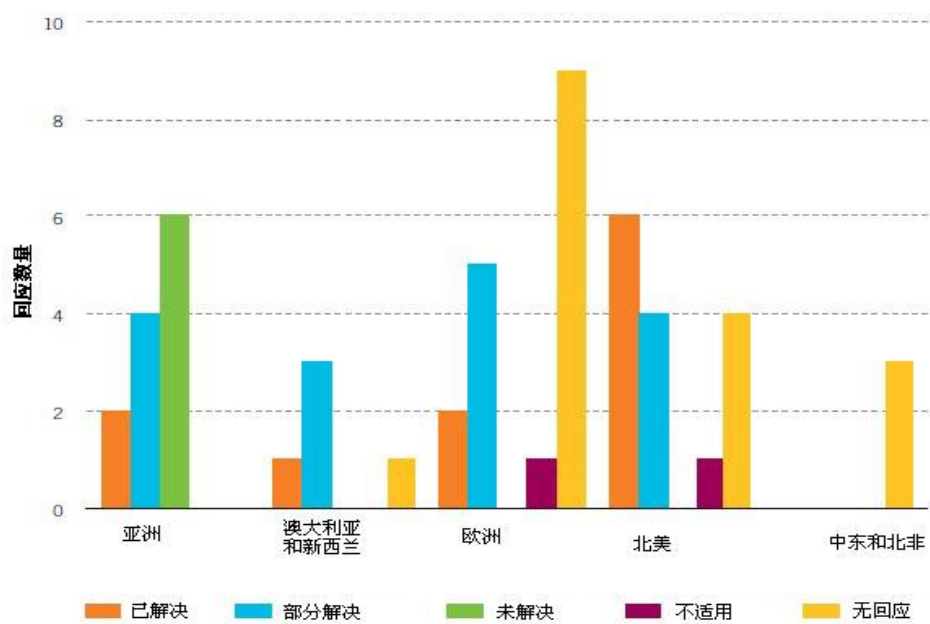


图 F 8 在预先存在的规划和许可制度下充分处理的 CCS 活动



## 附录 G：在发展中国家的 CCS 活动

表 G1 提供了一份截至 2012 年 8 月发展中国家 CCS 活动的例示清单。

表 G 1 发展中国家 CCS 活动的例示清单

国家	CCS活动
阿尔及利亚	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CCS项目正在运营</li> </ul>
博茨瓦纳	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 举行CCS研讨会，提高认识</li> <li>■ 正在进行的研究包括：               <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 初步评估CCS的作用和机会</li> <li>■ 进行初步的地质评估</li> </ul> </li> </ul>
巴西	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 已成立CCS研发卓越中心</li> <li>■ 完成了基于地质信息系统（GIS）的二氧化碳源汇数据库</li> <li>■ 正在进行中试二氧化碳注入计划</li> <li>■ 审查和完善巴西的碳地质封存地图（CARBMAP）计划</li> </ul>
中国	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 在国家气候变化计划中采用CCS作为一种主要的温室气体减排技术</li> <li>■ 许多国内的研发倡议</li> <li>■ 通过中国的地质调查正在进行评估和表征二氧化碳的封存容量的工作</li> <li>■ 几个中试项目，例如，二氧化碳捕集和二氧化碳EOR</li> <li>■ 处于规划阶段的11个大型一体化示范项目</li> </ul>
埃及	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在进行评估CCS在气体加工和电力行业中的潜力、确定障碍和环境影响的研究</li> </ul>
印度	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 对用于EOR领域的二氧化碳捕集感兴趣</li> <li>■ 印度的CCS范围界定研究</li> <li>■ 进行技术可行性评估以审查和评估一系列捕集技术的拟议的研究</li> </ul>
印度尼西亚	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在完成作为东南亚CCS范围界定研究一部分的CCS潜力研究，包括推广的机会和监管与经济分析</li> <li>■ 评估目前的CCS研发活动和国内工业的技术能力，为整个CCS链提供支持</li> <li>■ 关于开发CCS技术路线图的研讨会</li> </ul>
约旦	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在进行的评估CCS在油页岩开发战略方面的潜力的研究以确认和解决法律、监管和财务障碍</li> </ul>
肯尼亚	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在调查高水平封存研究的可能性</li> </ul>
科索沃	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 完成的研究包括：               <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 初步的地质潜力</li> <li>■ 包含法律和监管要求的能力建设评估</li> <li>■ 关于CCS技术的研讨会和培训</li> </ul> </li> </ul>

国家	CCS活动
墨西哥	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 在“2012-26年的关于气候变化与国家能源战略的特别计划”中认同了CCS</li> <li>■ 完成了国家层面的二氧化碳封存潜力的初步评估</li> <li>■ 正在考虑包含二氧化碳捕集和重点关注EOR的中试项目。</li> </ul>
马格利布	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在进行评估碳捕集在位于突尼斯、阿尔及利亚和摩洛哥预计的和现有的发电厂的潜力和以一种地区规模进行二氧化碳地质封存与运输的潜力的研究。</li> </ul>
马来西亚	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 为提高认识和讨论主要问题举办的CCS研讨会</li> <li>■ 完成了关于CCS的长期作用、近期推广的机会、技术和财务可行性、以及进一步调查的计划的范围界定研究</li> <li>■ 开发的能力建设计划和正在实施的活动</li> </ul>
菲律宾	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在完成作为东南亚CCS范围界定研究一部分的CCS潜力研究，包括推广的机会和监管与经济分析</li> </ul>
沙特阿拉伯	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 确定了CCS作为一种使用的低排放技术</li> <li>■ 举办和赞助关于CCS，特别是包括监测和封存的挑战与机会的研讨会和圆桌会议</li> <li>■ 正在进行一个EOR-CCS项目</li> </ul>
南非	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 在关于国家气候变化响应的国家白皮书把CCS确认为优先事项</li> <li>■ 建立了南非CCS中心</li> <li>■ 完成了封存地图集；正在进行更多的盆地特有的封存研究</li> <li>■ 正在开发试注入项目的范围界定研究</li> <li>■ 已进行法律和监管审查而且另外的工作已开始</li> </ul>
泰国	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在完成作为东南亚CCS范围界定研究一部分的CCS潜力研究，包括推广的机会和监管与经济分析</li> </ul>
特立尼达和多巴哥	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CCS范围界定研究，包括法律和监管审查</li> </ul>
阿拉伯联合酋长国	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 三个工业CCS项目处于规划阶段（在氢气、钢铁和铝业公司）</li> </ul>
越南	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 正在完成作为东南亚CCS范围界定研究一部分的CCS潜力研究，包括推广的机会和监管与经济分析</li> </ul>

## 附录 H：美国的二氧化碳管道

表 H1 提供了一份美国主要现有的二氧化碳 EOR 管道的概览。第 7 章论述了一些可能考虑了美国这些现有的二氧化碳 EOR 管道网络的延长或组件的大型一体化项目。

表 H 1 美国现有的主要二氧化碳管道

管道	业主/运营商	长度（公里）	直径（英寸）	预计的最大流量 (MTPA)	地点（州）
阿戴尔管道	Apache 公司	24	4	1	得克萨斯州
Anton Irish 管道	西方石油公司	64	8	1.6	得克萨斯州
比弗克里克	德文能源公司	85			怀俄明州
得克萨斯州博格到俄克拉荷马州的 Camrick 管道	查帕拉尔能源公司	138	4	1	得克萨斯州、俄克拉荷马州
布拉沃河管道	西方石油公司帕米亚公司	351	20	7	新墨西哥州、得克萨斯州
中心线管道	Kinder Morgan 公司	182	16	4.3	得克萨斯州
中央盆地管道	Kinder Morgan 公司	230	16	4.3	得克萨斯州
查帕拉尔管道	查帕拉尔能源公司	37	6	1.3	俄克拉荷马州
乔克托 (NEJD) 管道	Denbury Onshore 有限公司	294	20	7	密西西比州、路易斯安那州
科曼奇溪管道（目前是闲置的）	PetroSource 能源公司	193	6	1.3	得克萨斯州
科尔多纳湖	XTO 能源公司	11	6	1.3	得克萨斯州
科尔特斯	Kinder Morgan 公司	808	30	23.6	得克萨斯州
三角洲	Denbury Onshore 有限公司	174	24	11.4	密西西比州、路易斯安那州
Dollarhide 管道	雪佛龙公司	37	8	1.6	得克萨斯州
El Mar 管道	Kinder Morgan 公司	56	6	1.3	得克萨斯州
伊尼德-波蒂（俄克拉荷马州中部）管道	Merit 能源公司	188	8	1.6	俄克拉荷马州

管道	业主/运营商	长度 (公里)	直径 (英寸)	预计的最大流量 (MTPA)	地点 (州)
埃斯特 1 期到得克萨斯州韦尔奇的管道	埃克森美孚公司	64	14	3.4	得克萨斯州
埃斯特 2 期到索尔特河油田的管道	埃克森美孚公司	72	12	2.6	得克萨斯州
Ford 管道	Kinder Morgan 公司	19	4	1	得克萨斯州
自由州管道	Denbury Onshore 有限公司	138	20	7	密西西比州
绿线 1 期管道	Denbury Onshore 有限公司	441	24	18	路易斯安那州
Joffre Viking 管道	佩恩西部石油有限公司	13	6	1.3	阿尔伯塔省
Llaro 管道	Trinity CO2 公司	85	41133	1.6	新墨西哥州
Lost Soldier/Werrz 管道	Merit 能源公司	47			得克萨斯州
Mabee 侧线管道	雪佛龙公司	29	10	2.1	得克萨斯州
McElmo Creek 管道	Kinder Morgan 公司	64	8	1.6	科罗拉多州、犹他州
Means 管道	埃克森美孚公司	56	12	2.6	得克萨斯州
莫奈儿管道	Anadarko 石油公司		8	1.6	得克萨斯州
华德县北埃斯蒂斯管道	Whiting 公司	42	12	2.6	得克萨斯州
北考登管道	西方石油公司帕米亚公司	13	8	1.6	得克萨斯州
佩科斯县管道	Kinder Morgan 公司	42	8	1.6	得克萨斯州
粉河盆地二氧化碳 PL 管道	Anadarko 石油公司	201	16	4.3	得克萨斯州
渡鸦岭管道	雪佛龙公司	257	16	4.3	得克萨斯州、科罗拉多州
玫瑰花蕾管道	赫斯公司				新墨西哥州
绵羊山脉管道	西方石油公司帕米亚公司	656	24	11.4	得克萨斯州

管道	业主/运营商	长度 (公里)	直径 (英寸)	预计的最大流量 (MTPA)	地点 (州)
舒特溪管道	埃克森美孚公司	48	30	23.6	得克萨斯州
Slaughter 管道	西方石油公司帕米亚公司	56	12	2.6	得克萨斯州
Sonat 管道 (已修复的天然气管道)	Denbury Onshore 有限公司	80	18	3.2	密西西比州
TransPetco 管道	TransPetco 公司	177	8	1.6	得克萨斯州、俄克拉荷马州
西得克萨斯管道	Trinity CO2 公司	97	41133	1.6	得克萨斯州、新墨西哥州
威尔曼管道	PetroSource 能源公司	42	6	1.3	得克萨斯州
白霜管道	核心能源公司	18	6	1.3	密歇根州
怀俄明州二氧化碳管道	埃克森美孚公司	180	20-16	4.3	得克萨斯州
峡谷暗礁运送者管道	Kinder Morgan 公司	224	16	4.3	得克萨斯州
达科他煤气化管道 (苏里斯峡谷)	达科他煤气化公司	328	41257	2.6	北达科他州、萨斯喀彻温省
派克斯峰管道	SandRidge 公司	64	8	1.6	得克萨斯州
瓦韦德管道	SandRidge 公司	134	10	2.1	得克萨斯州

## 附录 I 参考文献与缩写

AEP, 2012. *AEP Mountaineer II Project - Front end engineering and design (FEED) report*, prepared for the Global CCS Institute.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/aep-mountaineer-ii-project-front-end-engineering-and-design-feed-report>.

ARI (Advanced Resources International), 2009. *Screening-level assessment of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery opportunities in China*, prepared for Powerspan Corporation.

ARI and Melzer Consulting, 2010. *Optimization of CO<sub>2</sub> storage in CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery projects*, prepared for the Department of Energy and Climate Change, Office of Carbon Capture and Storage.

ONLINE ► <http://www.adv-res.com/pdf/1006-optimization-of-co2-storage-in-co2-enhanced-oil-re.pdf>.

Ashworth, P, Jeanneret, T, Stenner, K and Hobman, E.V, 2012. *International comparison of the large group process*, results from Canada, Netherlands, Scotland and Australia. CSIRO: Australia. Report produced in conjunction with: Energy Research Centre of the Netherlands, University of Calgary and University of Edinburgh.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/international-comparison-large-group-process-results-canada-netherlands-scotland-and>.

Ashworth, P, Bradbury, J, Feenstra, C.F.J, Greenberg, S, Hund, G, Mikunda, T, Shaw, H, and Wade, S, 2011. *Communication/ engagement toolkit for CCS projects*. CSIRO, Australia.

ONLINE ► [www.globalccsinstitute.com/publications/communication-and-engagement-toolkit-ccs-projects](http://www.globalccsinstitute.com/publications/communication-and-engagement-toolkit-ccs-projects).

Ashworth, P, Bradbury, J, Feenstra, C.F.J, Greenberg, S, Hund, G, Mikunda, T and Wade, S, 2010a. *Communication, project planning and management for CCS projects: an international comparison*. CSIRO, Australia.

ONLINE ► [www.globalccsinstitute.com/publications/communication-project-planning-and-management-carbon-capture-and-storage-projects-inter](http://www.globalccsinstitute.com/publications/communication-project-planning-and-management-carbon-capture-and-storage-projects-inter).

Ashworth, P, Rodriguez, S, and Miller, A, 2010b. *ZeroGen Project case study*. CSIRO, Australia.

ONLINE ► [www.globalccsinstitute.com/publications/zerogen-project-case-study](http://www.globalccsinstitute.com/publications/zerogen-project-case-study).

Barnes, D.A, Bacon, DH, and Kelley, S.R, 2009. Geological sequestration of carbon dioxide in the Cambrian Mount Simon Sandstone: Regional storage capacity, site characterization, and large-scale injection feasibility, Michigan Basin. *Environmental Geosciences*, 16(3), pp.163-183.

Baumeister, C, and G, Peersman, 2011. *The role of time-varying price elasticities in accounting for volatility changes in the crude oil market*. Bank of Canada Working Paper 2011-28, Canada.

Berenblyum, R, Shchipanov, A, Surguchev, L and Kollbotn, L, 2011. CO<sub>2</sub> EOR and storage – lessons learned from several case studies. In: *16th European Symposium on Improved Oil Recovery Cambridge*, 12-14 April 2011, UK.



Bloomberg, 2012. *Carbon capture and storage: Research note*, 27 June 2012, Bloomberg New Energy Finance.

Bradbury, J, Greenburg, S and Wade, S, 2011. *Communicating the risks of CCS*.

Wade LLC, US.

ONLINE ► [www.globalccsinstitute.com/publications/communicating-risks-ccs](http://www.globalccsinstitute.com/publications/communicating-risks-ccs).

Bradley, T, 2011. CO<sub>2</sub> EOR – Quite a story... and a couple of tall tales. In: *17th Annual CO<sub>2</sub> Flooding Conference*, 6-12 December 2011, Midland Texas, US.

Brennan, S, Causebrook, R, Gerling, P, Heidug, W, Holloway, S, Lipponen, J, McCoy, S, Pagnier, H, Warwick, P, White, D, and Yoshimura, T, 2012. Towards international guidelines for CO<sub>2</sub> storage capacity estimation. Abstract submitted for the 12th Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT) conference.

Buit, L, van den Noort, A, Triezenberg, D, Mastenbroek, M and Hage, F, 2011. *Development of a large-scale CO<sub>2</sub> transport infrastructure in Europe: existing infrastructure for the transport of CO<sub>2</sub>*. CO<sub>2</sub>Europipe.

ONLINE ► <http://www.co2europipe.eu/Publications/D2.1.1%20-%20Existing%20infrastructure%20for%20the%20transport%20of%20CO2.pdf>.

CATO-2, 2008. The Dutch National P&D programme for CCS, Holland.

ONLINE ► <http://www.co2-cato.org/cato-2/themes/sp5-public-perception>.

Chalmers, H, 2010. *Flexible operation of coal-fired power plant with CO<sub>2</sub> capture*. CCC/160, IEA Clean Coal Centre, London, UK.

Chiyoda Corporation, 2011. *Preliminary feasibility study on CO<sub>2</sub> carrier for ship-based CCS*, prepared for the Global CCS Institute.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/preliminary-feasibility-study-co2-carrier-ship-based-ccs>.

Ciferno, J.P, Munson, R.K and J.T, Murphy 2012. US DOE National Energy Technology Laboratory's post combustion carbon capture R&D program. In *Carbon Management Technology Conference*, 7-9 February 2012, Orland, US.

CO2CRC, 2012. *New system reduces carbon capture costs by \$20 per tonne*, media release, 6 June 2012.

ONLINE ► <http://www.CO2crc.com.au/dls/media/12/UNOClearwater.pdf>.

CO2QUALSTORE, 2009. *Guideline for the selection and qualification of sites and projects for geological storage of CO<sub>2</sub>*. DNV Report No.: 2009-1425.

CO2RISKMAN 2012 (in prep). *Guidance on effective risk management of safety and environmental major accident hazards from CCS CO<sub>2</sub> handling systems*. DNV Report.

Colliver, A, Dowd, A and Rodriguez, S, 2011. *Report on international carbon capture and storage education materials*. CSIRO, Australia.

Conway, T.J, Tans, P. P, 2012. *Trends in atmospheric carbon dioxide*. National Oceanic and Atmospheric Administration, and Earth System Research Laboratory.

ONLINE ► <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html>.

Corry, O, and Reiner, D, 2011. *Evaluating global CCS communication materials: A survey of global CCS*

communications, prepared by the University of Cambridge for CSIRO, Australia.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/evaluating-global-ccs-communications>.

Czajkowska, A, and Munro, S, 2012. Still stimulating: Government clean energy spending, *Bloomberg New Energy Finance Insight Notes*, 13 March 2012, Bloomberg New Energy Finance.

de Best-Waldhober, M, Daamen, D, and Faaij, A, 2008. Informed and uninformed public opinions on CO<sub>2</sub> capture and storage technologies in the Netherlands, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(3), pp.322-332.

DECC (Department of Energy and Climate Change), 2012. *CCS Roadmap: Learning by doing – launching the CCS Commercialisation Programme*. UK.

ONLINE ► <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/cutting-emissions/carbon-capture-storage/4900-ccs-roadmap-ccs-commercialisation-programme.pdf>.

DECC, 2011. *Overarching National Policy Statement for Energy (EN-1)*, Presented to Parliament pursuant to Section 5(9) of the Planning Act 2008. London: The Stationery Office, UK.

ONLINE ► <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/meeting-energy-demand/consents-planning/nps2011/1938-overarching-nps-for-energy-en1.pdf>.

Dell, M, Jones, F, and A. Olken, 2012. Temperature shocks and economic growth: Evidence from the Last Half Century, *American Economic Journal: Macroeconomics*, 4(3), pp.66-95.

DiPietro, P, Balash, P and Wallace M, 2012. *A note on sources of CO<sub>2</sub> supply for enhanced-oil-recovery operations*, prepared for NETL, April 2012, SPE Economics & Management.

DNV (Det Norske Veritas), 2010. *Recommended Practice: DNV-RP-J202, Design and Operation of CO<sub>2</sub> pipelines*.

ONLINE ► <http://exchange.dnv.com/publishing/codes/download.asp?url=2010-04/rp-j202.pdf>.

Dooley, J.J and Friedman, S.J, 2005. *A global but regionally disaggregated accounting of CO<sub>2</sub> storage capacity: Data and assumptions for compiling regional CO<sub>2</sub> storage capacity supply curves* (Lawrence Livermore National Laboratory), In: IEA, 2005, OBJECTS->MiniCAM, OECD/IEA, Paris, France.

ECN (Energy Research Centre of the Netherlands), 2010. *What happened in Barendrecht?*

ECN/CAESAR.

ONLINE ► [www.globalccsinstitute.com/publications/what-happened-barendrecht](http://www.globalccsinstitute.com/publications/what-happened-barendrecht).

ECO<sub>2</sub>, 2011. *ECO<sub>2</sub> - Sub-seabed CO<sub>2</sub> storage: Impact on marine ecosystems*, website, ECO<sub>2</sub>, Germany.

ONLINE ► <http://www.eco2-project.eu>.

EIA, 2012. *Annual energy outlook 2012*. Office of Integrated and International Energy Analysis, US Department of Energy. ONLINE ► [www.eia.gov/forecasts/aeo](http://www.eia.gov/forecasts/aeo).

EIA, 2011. *Annual energy outlook 2011*. Office of Integrated and International Energy Analysis, US Department of Energy.

Element Energy, 2010a. *CO<sub>2</sub> pipeline infrastructure: An analysis of global challenges and opportunities*, prepared for the IEAGHG. Cambridge, United Kingdom.

ElementEnergy, 2010b. *One North Sea: A study into North Sea cross-border CO<sub>2</sub> transport and storage*, prepared for The Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and The UK Foreign and Commonwealth Office on behalf of the North Sea Basin Task Force (NSBTF).

EPA, 2011. *PSD and Title V permitting guidance for greenhouse gases*. Office of Air Quality Planning and Standards, Air Quality Policy Division, US.

ETI, 2009. *Carbon capture and storage*, website, Energy Technologies Institute LLP, UK.

ONLINE ► [http://www.eti.co.uk/technology\\_programmes/carbon\\_capture\\_and\\_storage](http://www.eti.co.uk/technology_programmes/carbon_capture_and_storage)  
<[http://www.eti.co.uk/technology\\_programmes/carbon\\_capture\\_and\\_storage](http://www.eti.co.uk/technology_programmes/carbon_capture_and_storage)

EU GeoCapacity, 2009. *Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide*, report capacity standards and site selection criteria D26 WP 4, Geological Survey of Denmark and Greenland, SES6-518318.

EU Storage Directive, 2009. Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006.

Eurobarometer, 2011, *Eurobarometer survey on public awareness and acceptance of CCS*. Special Eurobarometer 364, DG-Research.

ONLINE ► [http://ec.europa.eu/public\\_opinion/archives/ebs/ebs\\_364\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_364_en.pdf).

European CCS Demonstration Project Network, 2012. *Thematic report: Public engagement session May 2012*. European CCS Demonstration Project Network.

ONLINE ► [http://www.ccsnetwork.eu/uploads/publications/thematic\\_report\\_-\\_public\\_engagement\\_session\\_-\\_may\\_2012.pdf](http://www.ccsnetwork.eu/uploads/publications/thematic_report_-_public_engagement_session_-_may_2012.pdf).

Faltinson, J, and Gunter, B, 2010. Net CO<sub>2</sub> stored in North American EOR projects. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 50(7/8), pp.55-60.

Finkenrath, M, 2011. *Cost and performance of carbon capture from power generation*, IEA Working Paper. OECD/IEA, Paris, France.

Geogreen, 2011, *Global analysis of storage resources and recommendations to policy makers to meet CCS deployment objectives*; prepared for IEAGHG and Global CCS Institute. Cambridge, UK.

Global CCS Institute and WorleyParsons, 2011. *Economic assessment of carbon capture and storage technologies: 2011 update*. Canberra, Australia.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/economic-assessment-carbon-capture-and-storage-technologies-2011-update>.

Global CCS Institute, 2012a. *Technology options for CO<sub>2</sub> capture*. Canberra, Australia.

ONLINE ► [http://www.globalccsinstitute.com/publications/technology-options-CO<sub>2</sub>-capture](http://www.globalccsinstitute.com/publications/technology-options-CO2-capture).

Global CCS Institute, 2012b. *CO<sub>2</sub> capture technologies: Oxy-combustion with CO<sub>2</sub> capture*. Canberra, Australia.

ONLINE ► [http://www.globalccsinstitute.com/publications/CO<sub>2</sub>-capture-technologies-oxy-combustion-CO<sub>2</sub>-capture](http://www.globalccsinstitute.com/publications/CO2-capture-technologies-oxy-combustion-CO2-capture)

- Global CCS Institute, 2011a. *The Global Status of CCS: 2010*. Canberra, Australia.  
 ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2010>.
- Global CCS Institute, 2011b. *The Global Status of CCS: 2011*. Canberra, Australia.  
 ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2011>.
- Global CCS Institute, 2011c. *The costs of CCS and other low-carbon technologies*, Issues Brief 2011, no. 2., Canberra, Australia.  
 ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/costs-ccs-and-other-low-carbon-technologies>.
- Godec, M, 2011. *Global technology roadmap for CCS in industry: Sectoral assessment CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery*, prepared by Advanced Resources International for United Nations Industrial Development Organization (UNIDO).
- Government of Western Australia, 2011. *Collie-South West CO<sub>2</sub> Geosequestration Hub: Project and activity progress report for the Global CCS Institute*.  
 ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/south-west-co2-geosequestration-hub-%E2%80%93-project-overview-report>.
- Gozalpour, F, Ren S.R, and Tohidi, B, 2005. CO<sub>2</sub> EOR and storage in oil reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology* – Rev. IFP, 60(3), pp.537-546.
- Harper, P, Wilday, J and Bilio, M, 2011. *Assessment of the major hazard potential of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>)*. Health and Safety Executive, UK.
- Hauck, T.E, Peterson, J, Melnik, A and Bachu, S, 2012. Geology and hydrogeology of the basal aquifer in the Prairie Region of Canada: Characterization for CO<sub>2</sub> storage. In: *GeoConvention 2012: Vision*, 14-18 May 2012, Calgary, Canada.
- Hovorka, S and Tinker, S, 2010. EOR as sequestration: Geoscience perspective. In: *Symposium on the role of enhanced oil recovery in accelerating the deployment of carbon capture and storage*, 23 July 2010, Cambridge, MA, US.
- IEA 2012a. *Global carbon-dioxide emissions increase by 1.0 Gt in 2011 to record high*, news item, 24 May 2012, OECD/IEA.  
 ONLINE ► <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/may/name,27216,en.html>.
- IEA, 2011a. *World Energy Outlook 2011*, OECD/IEA, France.
- IEA, 2011b. *Summing up the parts: Combining policy instruments for least-cost climate mitigation strategies*, *Information Paper*. OECD/IEA, France.
- IEA, 2011c. *Carbon capture and storage and the London Protocol: Options for enabling transboundary CO<sub>2</sub> transfer*, *Working Paper*. OECD/IEA, France.
- IEA, 2012b. *Energy technology perspectives 2012: Pathways to a clean energy system*. OECD/IEA, France.
- IEA, 2012c. *Tracking clean energy progress report: Energy Technology Perspectives 2012* excerpt as IEA input

to the Clean Energy Ministerial, OECD/IEA, France.

IEAGHG, 2012a (in press). *CO<sub>2</sub> capture at gas fired power plants*, prepared by Parsons Brinckerhoff. Cambridge, UK.

IEAGHG, 2012b, *Operating flexibility of power plants with CCS*, prepared by Foster Wheeler Italiana. Cambridge, UK.

INSA, 2012. *BASREC pre-study on transportation and storage solutions for CO<sub>2</sub> in the Baltic Sea region*. Norwegian Institute for Strategic Analysis, Norway.

Interstate Oil and Gas Compact Commission, 2010. *A policy, legal, and regulatory evaluation of the feasibility of a national pipeline infrastructure for the transport and storage of carbon dioxide*, submitted to Southern States Energy Board, US.

IPCC, 2012. *Managing the risks of extreme events and disasters to advance climate change adaptation*. A Special Report of Working Groups I and II of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Field, C.B, Barros, V, Stocker, T.F, Qin, D, Dokken, D.J, Ebi, K.L, Mastrandrea, M.D, Mach, K.J, Plattner, G.-K, Allen, S.K, Tignor, M and Midgley, P.M (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, US.

IPCC, 2007a. *Climate change 2007: Synthesis Report*, contribution of Working Groups I, II and III to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Pachauri, R.K and Reisinger, A (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.

IPCC, 2007b. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Metz, O.R Davidson, P.R Bosch, R Dave, L.A Meyer (eds)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, US.

IPCC, 2001. *Climate change 2001: Synthesis report*. A contribution of Working Groups I, II, and III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Watson, R.T. and the Core Writing Team (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, US.

Itaoka, K, Saito, A, Paukovic, M, de Best-Waldhober, M, Dowd, A-M, Jeanneret, T, Ashworth, P and James, M, 2012.

*Understanding how individuals perceive carbon dioxide: Implications for acceptance of carbon dioxide capture and storage*. CSIRO, Australia.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/understanding-how-individuals-perceive-carbon-dioxide-implications-acceptance-carbon>.

Jakobsen, V.E, Hauge, F, Holm M and Kristiansen, B, 2005. *CO<sub>2</sub> for EOR on the Norwegian shelf – A case study*. The Bellona Foundation.

ONLINE ► [http://www.bellona.org/reports/co2\\_report](http://www.bellona.org/reports/co2_report).

Jarmillo, P, Griffin, M and McCoy, S, 2009. Life cycle inventory in an enhanced oil recovery system.

*Environmental Science and Technology*, 39, pp.8027-8032.

Jin, H, Gao, L, Li, S, van Sambeek, E, Porter, R, Mikunda, T, Dijkstra, J, de Coninck, H and Jansen, D, 2012. *Supporting early carbon capture utilization and storage development in non-power industrial sectors, Shaanxi Province, China*. The Centre for Low Carbon Futures 2012, China.

Kirk, K, 2006. *Potential for storage of carbon dioxide in the rocks beneath the East Irish Sea*, Tyndall Centre Working Papers, Nottingham, UK.

Kombrink, M, Jonker, T, and Thonon, I, 2011. *Stakeholder management ROAD*, prepared for the Global CCS Institute. ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/stakeholder-management-report>.

Kuuskräa, V, Van Leeuwen, T and Wallace, M, 2011. *Improving domestic energy security and lowering CO<sub>2</sub> emissions with 'next generation' CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR)*, DOE/NETL-2011/1504, US.

Meadowcroft, J and Langhelle, O, 2009. *Caching the carbon: The politics and policy of carbon capture and storage*. 1st edn., Edward Elgar Publishing Limited, Cheltenham, UK.

Medina, C. R, Rupp, J and Barnes, D.A, 2011. Effects of reduction in porosity and permeability with depth on storage capacity and injectivity in deep saline aquifers: A case study from the Mount Simon Sandstone aquifer. *International Journal of GHG Control*, 5, pp.146–156.

Meier, H, 2012. VGB initiatives for coal fired power plant enhancement in Europe. In: *Workshop on upgrading and efficiency improvement in coal-fired plants*, 19-20 April 2012, Melbourne, Australia.

Meinshausen, M, Meinshausen, N, Hare, W, Raper, S.C.B, Frieler, K, Knutti, R, Frame, D.J, and Allen, M.R, 2009. Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C. *Nature*, 458(30 April 2009), pp. 1158-1162.

Melzer Consulting, Hattenbach, BlueSource (2010). In: Interstate Oil and Gas Compact Commission, 2010. *A policy, legal, and regulatory evaluation of the feasibility of a national pipeline infrastructure for the transport and storage of carbon dioxide*. Submitted to Southern States Energy Board, US.

Melzer, S.L, 2012. *Carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub> EOR): Factors involved in adding carbon capture, utilization and storage (CCUS) to enhanced oil recovery*, prepared by Melzer Consulting for the National Enhanced Oil Recovery Initiative, Center for Climate and Energy Solutions, US.

Mitch, W, 2002. *Task 1 and 3 report: Critical literature review of nitrosation/nitration pathways*. Yale University. ONLINE ► [http://www.gassnova.no/frontend/files/CONTENT/Rapporter/NitrosamineandNitramineformationchemistry\\_YALE.pdf](http://www.gassnova.no/frontend/files/CONTENT/Rapporter/NitrosamineandNitramineformationchemistry_YALE.pdf).

Mohitpour, M, Seevan, P; Botros, K, Rothwell, B, Ennis, C, 2012. *Pipeline transportation of carbon dioxide containing impurities*. ASME Press, New York, US.

NACSA, 2012. *The North American carbon storage atlas*. ONLINE ► [www.nacsap.org](http://www.nacsap.org).

NDP (Norwegian Petroleum Directorate), 2011. *CO<sub>2</sub> storage atlas, Norwegian North Sea*. Norwegian Petroleum Directorate. ONLINE ► [http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Rapporter/PDF/CO<sub>2</sub>-ATLAS-lav.pdf](http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Rapporter/PDF/CO2-ATLAS-lav.pdf).

Neele, F, ten Veen, J, Wilschut, F, Hofstee, C, 2012. *Independent assessment of high-capacity offshore CO<sub>2</sub> storage options*, TNO Report, TNO-060-UT-2012-00414 / B.

Neele, F, Hofstee, C, Dillen, M, Nepveu, M, 2011. *Independent storage assessment of offshore CO<sub>2</sub> storage options for Rotterdam: Summary report*. TNO Report, TNO-060-UT-2011-00809.

Neele, F, Koenen, M, Seebregts, A, van Deurzen, J, Kerssemakers, K and Mastenbroek, M, 2010. *Development of a large-scale CO<sub>2</sub> transport infrastructure in Europe: Matching captured volumes and storage availability*, prepared by TNO for CO<sub>2</sub>Europipe. Project no.: 226317.

NEORI, 2012. *Carbon dioxide enhanced oil recovery: A critical domestic energy, economic and environmental opportunity*, National EOR Initiative, Center for Climate and Energy Solutions, Great Plains Institute. U.S. Policy.  
ONLINE ► [www.neori.org/NEORI\\_Report.pdf](http://www.neori.org/NEORI_Report.pdf).

NETL, 2012. *Archer Daniels Midland Company: CO<sub>2</sub> capture from biofuels production and storage into the Mt. Simon Sandstone*, Project facts: Industrial Carbon Capture and Storage (ICCS). The Energy Lab, DOE/NETL, US.  
ONLINE ► <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/ARRA1547.pdf>.

NETL, 2011a, Best practices for: Risk Analysis and simulation for geologic storage of CO<sub>2</sub>. National Energy Technology Laboratory Report, DOE/NETL-2011/1459, US.

NETL, 2011b. *Cost and performance baseline for fossil energy plants*, Volumes 1-3, DOE/NETL, US.

NETL, 2010. *Carbon dioxide capture and storage RD&D roadmap*. DOE/NETL, US.  
ONLINE ► [www.netl.doe.gov/technologies/carbon\\_seq/refshelf/CCSRoadmap.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/CCSRoadmap.pdf).

NETL, 2009, *Best practices for public outreach and education for carbon storage projects*, DOE/NETL, US.  
ONLINE ► [www.netl.doe.gov/technologies/carbon\\_seq/refshelf/BPM\\_PublicOutreach.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/BPM_PublicOutreach.pdf).

NETL, 2008a, Chemical looping for combustion and hydrogen production, DOE/NETL, US.  
ONLINE ► <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/rd/R%26D128.pdf>

NETL, 2008b, Wilsonville Power Systems Development Facility, DOE/NETL, US.  
ONLINE ► <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/proj003.pdf>

NORDICCS, 2012. *The Nordic CO<sub>2</sub> Storage atlas - WP6*, website, 15 February 2012, Nordic CCS Competence Centre.  
ONLINE ► [http://www.sintef.no/Projectweb/NORDICCS/Work-Packages/CO<sub>2</sub>-Storage---WP6/](http://www.sintef.no/Projectweb/NORDICCS/Work-Packages/CO2-Storage---WP6/)  
<[http://www.sintef.no/Projectweb/NORDICCS/Work-Packages/CO<sub>2</sub>-Storage---WP6/](http://www.sintef.no/Projectweb/NORDICCS/Work-Packages/CO2-Storage---WP6/)

Novel CO<sub>2</sub> Capture Taskforce, 2012. Novel CO<sub>2</sub> Capture Taskforce report, prepared by Burgess, J, Jeffery, L; Lowe, A; Schuck, S and Flentje, W, for ANLEC R&D, BCIA and the Global CCS Institute.  
ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/novel-co2-capture-taskforce-report>.

NRC (National Research Council), 2012. *Induced seismicity potential in energy technologies*: Committee on induced seismicity potential in energy technologies; Committee on earth resources; Committee on geological and geotechnical engineering; Committee on seismology and geodynamics; Board on Earth and sciences and resources; division on Earth and life studies; National Research Council, US.

Oettinger, G, 2011. CCS and CCU - A future for clean coal? Speech/11 presented at *European Centre for Energy and Resource Security Events*, 12 December 2011, Brussels, Belgium.

Olivier, J.G.J, Janssens-Maenhout, G, Peters, J.A.H.W and Wilson, J, 2011. *Long-term trend in global CO<sub>2</sub> emissions*. 2011 report, The Hague: PBL/JRC, Netherlands.

Parsons Brinckerhoff, 2011. *Electricity generation cost model: 2011 Update Revision 1*, prepared for the Department of Energy and Climate Change, UK.

Peisen, D.J, 1999. Case studies: time required to mature aeronautical technologies to operational readiness, SAIC, US. ONLINE ► <http://www.aeronautics.nasa.gov/docs/study/221/finalrpt.pdf>.

Reiner, D.M, Curry, T.E, de Figueiredo, M.A, Herzog, H.J, Ansolabehere, S.D, Itaoka, K, Johnsson, F, and Odenberger, M. 2006 American exceptionalism? Similarities and differences in national attitudes toward energy policy and global warming. *Environmental Science and Technology*. 40(7), pp.2093-2098.

RET (Department of Resources, Energy and Tourism), 2011. *National CO<sub>2</sub> Infrastructure Plan*, website, Department of Resources, Energy and Tourism, Australia.  
ONLINE ► <http://www.ret.gov.au/energy/clean/nco2infplan/Pages/default.aspx>.

Rowe, G, and Wright, G, 2001. Differences in expert and lay judgements of risk: Myth or reality? *Risk Analysis*, 21(2), pp.341-356.

Rubin, E, 2012. Understanding the pitfalls of CCS cost estimates. *International Journal of Greenhouse*, 10, pp.181-190.

Runkel, A. C, Miller, J. F, McKay, R. M, Palmer, A. R, and Taylor, J. F, 2007. High resolution sequence stratigraphy of lower Paleozoic sheet sandstones in central North America: The role of special conditions of cratonic interiors in development of stratal architecture. *Geological Society of America Bulletin*, 119(7-8), pp.860-881.

Russell, S, and Hampton, G, 2006. Challenges in understanding public responses and providing effective public consultation on water reuse. *Desalination*, 187(1-3), pp.215-227.

Sakamoto, K, 2010, Progress update of MHI air-blown IGCC & O<sub>2</sub>-blown gasification, In: *4th International Freiberg Conference on IGCC & Xtl Technologies*, 3-5 May 2010, Dresden, Germany.  
ONLINE ► [www.gasification-freiberg.org/ResourceImage.aspx?raid=807](http://www.gasification-freiberg.org/ResourceImage.aspx?raid=807).

ScottishPower CCS Consortium, 2011. *UK Carbon Capture and Storage Demonstration Competition: FEED close out report – Key FEED decisions*, prepared for the Department for Energy and Climate Change, UK.



ONLINE ► <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/ccs/sp-chapter5/fcor-5-key-feed-decisions.pdf>.

SiteChar, 2011, European Commission Seventh Framework Programme, website.

ONLINE ► [www.sitechar-co2.eu/Southern Company](http://www.sitechar-co2.eu/Southern%20Company), 2012. *Twenty-five megawatt carbon capture and storage demonstration*, GP1103721, Southern Company, US.

Stern, N, 2009. *The global deal: Climate change and the creation of a new era of progress and prosperity*. Public Affairs, New York.

Stern, N, 2007. *The economics of climate change: The Stern Review*. Cambridge University Press, Cambridge, UK.

Stern, N, 2008. Richard T. Ely Lecture: The economics of climate change, *American Economic Review: Papers and Proceedings*, pp.1-37.

Tenaska, 2010. *The management of public engagement at the local, state and federal levels for the Tenaska Trailblazer Energy Centre Project*, prepared for the Global CCS Institute.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/management-public-engagement-local-state-and-federal-levels-tenaska-trailblazer-energy->.

Tenaska, 2011. *Financing a new pulverized coal plant with post combustion carbon capture*, prepared for the Global CCS Institute.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/financing-new-pulverized-coal-plant-post-combustion-carbon-capture>.

Transalta, 2011. *Canadian and Albertan perceptions of carbon capture and storage*, prepared for the Global CCS Institute.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/canadian-and-albertan-perceptions-carbon-capture-and-storage>.

Tzimas, E, and Georgakaki, C, Cortes, G and Peteves, S.D, 2005. *Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system*, Directorate General Joint Research Centre (DG JRC), Institute for Energy, Petten, Netherlands.

UNIDO, 2010. *Carbon capture and storage in industrial applications: Technology synthesis report*, Working Paper, November 2010. Vienna, Austria.

ONLINE ► <http://www.globalccsinstitute.com/publications/carbon-capture-and-storage-industrial-applications-technology-synthesis-report>.

United Nations Statistics Division, 2012. Millennium development goals indicators: Carbon dioxide emissions (CO<sub>2</sub>), thousand metric tons of CO<sub>2</sub>; collected by the Carbon Dioxide Information Analysis Center (CDIAC).

ONLINE ► <http://mdgs.un.org/unsd/mdg/SeriesDetail.aspx?srid=749&crd=>.

Varma, S, Hodgkinson, J, Langhi, L, Ciftci, B, Harris, B, and Underschultz, J, 2011. *Basin resource management for carbon storage: A literature review*. CSIRO, Australia.

Vattenfall, 2012. Non confidential study: FEED study CO<sub>2</sub> transport pipeline – CCS Demonstration Project

Jänschwalde, prepared by OLAJTERV Co. Ltd.

ONLINE ► [www.ccsnetwork.eu/assets/publications/Feed\\_study\\_pipeline.pdf](http://www.ccsnetwork.eu/assets/publications/Feed_study_pipeline.pdf).

Veld, K, and Phillips, O, 2009. *Pegging input prices to output prices in long-term contracts: CO<sub>2</sub> purchase agreements in enhanced oil recovery*, University of Wyoming Department of Economics Working Paper, Wyoming, US.

Wade, S, and Greenberg, S, 2011. Social site characterisation: From concept to application, prepared for the Global CCS Institute. CSIRO, Australia.

ONLINE ► [www.globalccsinstitute.com/publications/social-site-characterisation-concept-application](http://www.globalccsinstitute.com/publications/social-site-characterisation-concept-application).

Wibberley, L, 2012. MRC-DICE – a game changer for electricity generation. In: *Cleaner Fossil Energy Securing a Cleaner Energy Future*, 22-24 February 2012, Gold Coast, Australia.

WorleyParsons, 2012. *Survey of carbon capture and storage (CCS) projects in China*, prepared for the Global CCS Institute. Brisbane, Australia.

WorleyParsons, Schlumberger, Baker & McKenzie and EPRI (Electric Power Research Institute), 2009. *Strategic analysis of the global status of CCS*, prepared for the Global CCS Institute.

ONLINE ► [www.globalccsinstitute.com/publications/strategic-analysis-global-status-carbon-capture-storage](http://www.globalccsinstitute.com/publications/strategic-analysis-global-status-carbon-capture-storage).

WRI, 2010. *CCS and community engagement: Guidelines for community engagement in carbon dioxide capture, transport and storage projects*. WRI, Washington D.C., US.

ZEP (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants), 2011. *The costs of CO<sub>2</sub> capture, transport and storage*. ZEP.

ONLINE ► <http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/165-zep-cost-report-summary.html>.

Zoback and Gorelick, 2012. Earthquake triggering and large-scale geologic storage of carbon dioxide. In: *Proceedings National Academy of Sciences of the United States of America (2012)*, 109, pp.10164-10168.

## 缩写

术语	说明
AAU	排放配额
A-CO <sub>2</sub>	人为制造的二氧化碳
ADB	亚洲开发银行
ADP	德班增强行动平台
AGR	脱酸性气体
APEC	亚太经济合作组织
Ar	氩气
ARRA	美国复苏与再投资法案
AWG	特设工作组
AWG-KP	《京都议定书》下的进一步承诺特设工作组
AWG-LCA	《公约》下的长期合作行动工作组
BACT	最佳可用控制技术
CBM	煤层气
CCS	碳捕集与封存
CCSR	碳捕集与封存预留
CCUS	碳捕集、利用与封存
CDM	清洁发展机制
CEM	清洁能源部长级会议
CER	核证减排量
CfD	差价合约
CH <sub>4</sub>	甲烷
CMP	主要成员国缔约方会议
CO	一氧化碳
CO <sub>2</sub>	二氧化碳
CO <sub>2</sub> CRC	温室气体技术合作研究中心
CO <sub>2</sub> e	二氧化碳当量
COP	缔约国会议
CSA	加拿大标准协会
CSIRO	科学与工业研究组织
CSLF	碳封存领导人会议

术语	说明
CTL	煤制油
DECC	英国能源与气候部
DOE	美国能源部
EB	CDM 执行委员会
EC	欧洲委员会
EEPR	欧洲能源复苏计划
EIA	美国能源信息管理局
EIB	欧洲投资银行
EJ	艾焦耳
EOR	提高石油采收率
EPA	环境保护署（美）
EPC	工程、采购和施工
EPS	能源绩效标准
ERCB	加拿大能源保护局
ETI	英国能源技术研究所
ETS	欧盟排放贸易计划
EU	欧盟
FEED	前端工程设计
FID	最终投资决定
FIT	电价补贴
GCF	绿色气候基金
GFC	全球金融危机

术语	说明
GHG	温室气体
GIS	地质信息系统
G <sub>r</sub>	十亿吨
H <sub>2</sub> S	硫化氢
IEA	国际能源署
IEAGHG	国际能源署温室气体研发计划
IET	国际排放交易
IGCC	整体煤气化联合循环
IPCC	政府间气候变化专门委员会
ISO	国际标准组织
JI	联合履行
KM	千米
KW	千瓦
LCOE	电力平准化成本
LPG	液化石油气
LSIP	大型一体化项目
MEF	主要经济论坛
MENA	中东与北美
METI	日本经济贸易产业省
MMV	测量、检测与核实
MOFs	金属有机骨架
MOU	合作备忘录

术语	说明
MTPA	百万吨每年
MW	兆瓦
MWe	发电功率
MWth	兆瓦(热)
N <sub>2</sub>	氮气
NACAP	北美碳地图集合作伙伴关系
NACSA	北美碳封存地图集
NAMA	注册国家适当减量行动
NAPCC	印度气候变化国家行动计划
NCCC	国家碳捕集中心
N-CO <sub>2</sub>	天然二氧化碳源
NDRC	国家发展与改革委员会
NEORI	国家提高石油采收率倡议
NER300	新建电厂储备金 300 资助计划
NETL	美国国家能源技术实验室
NGCC	天然气联合循环
NGO	非政府环保组织
NMBM	新市场机制
NOX	氮氧化物
O <sub>2</sub>	氧气
OECD	经济合作与发展组织
OEM	原始设备制造商

术语	说明
OSPAR CONVENTION	国际海洋协议
PCC	燃烧后捕集
ppm	百万分率
PSD	预防显著恶化的新排放源审查
R&D	研究与开发
RD&D	研发及示范
RFA	监管框架评估
SBI	附属履行机构
SBSTA	附属科技咨询机构
SCC	加拿大标准局
SO <sub>2</sub>	二氧化硫
SOX	硫氧化物
TCM	挪威蒙斯塔德技术中心
TNO	荷兰应用科学研究组织
TRL	技术准备指数
UAE	阿拉伯联合酋长国
UJV	非法人型合资企业
UK	英国
UKSAP	英国二氧化碳封存评估项目
UNFCCC	联合国气候变化框架公约
UNIDO	联合国工业发展组织
US	美国
WG	工作组
ZEP	欧洲化石燃料发电站零排放技术平台



60% certified recycled (PCW) and 40% certified virgin fibre sourced from responsibly managed forests. Certified carbon neutral by The Carbon Neutral Company, Maine

Recycled is manufactured process chlorine free and produced in a facility that operates under world's best practice ISO 14001 Environment Management System.





LEVEL 2, 64 ALLARA ST, CANBERRA ACT 2601

GPOBOX 828, CANBERRA ACT 2601 AUSTRALIA

TEL: +61 (0)2 6175 5300 | EMAIL: [INFO@GLOBALCCSINSTITUTE.COM](mailto:INFO@GLOBALCCSINSTITUTE.COM)