



中英 (广东) CCUS 中心
UK-China (Guangdong) CCUS Centre



新兴低碳技术的贴现率和投资评估：
碳捕集、利用与封存&海上风电

第二部分



Hasan Muslemani
Xi Liang
Kemi Qian

致谢

本论文的工作是在几位专家的支持与帮助下完成的。本论文由第一联合作者英国爱丁堡大学碳金融硕士研究生 Hasan Muslemanni 先生^{1,2}和中英（广东）CCUS 中心的研究人员、第二联合作者爱丁堡大学金融学教授 Seth Armitage 教授¹和爱丁堡大学能源金融学资深讲师、中英（广东）CCUS 中心秘书长梁希博士^{1,2}共同完成。在此，特别感谢中国能建广东省电力设计研究院（GEDI）海上风电专家钱可米（Kemi Qian）先生³和英国驻广州总领事馆能源与气候变化处官员何为之先生⁴对本研究报告中国海上风电工业部分提出的建议和反馈。同时也感谢中英（广东）CCUS 中心的工作人员黄华女士和王莉女士，负责本报告的译文工作；以及中心办公室副主任曾曦娴女士，协助与各方沟通以及对报告的排版与编辑。

¹ 爱丁堡大学商学院，英国爱丁堡Buccleuch Place29号，EH9 9JS

² 中英（广东）CCUS中心，中国广东省广州市科学城天丰路1号，510600

³ 中国能建广东省电力设计研究院（GEDI），中国广东省广州市科学城天丰路1号，510600

⁴ 英国驻广州总领事馆，中国广东省广州市天河区珠江新城珠江西路5号，510000

摘要

在未来一段时间内，中国经济预计将保持持续快速增长趋势，相应的，国内电力需求预计也将急剧上升（预计 2030 年将在 2010 年水平上增加 150%）。而在未来几十年，燃煤发电仍将是能源结构中不可或缺的组成部分。中国政府在国际上承诺将大幅减少温室气体排放，并预计将在 2030 年达到温室气体排放的峰值。为此，中国政府认为推广碳捕集与封存（CCS）技术是一项在抑制气候变化的同时实现经济持续繁荣的重要策略。CCS 捕集到的二氧化碳可以进一步应用到工业生产过程中，能够极大降低碳捕集技术早期开发所需的高额成本。同样还有在中国具有很大发展潜力的海上风电技术，该技术被认为是能够满足能耗最大的沿海城市电力需求的主要来源。

本报告第一部分描述了评估低碳技术项目的财务可行性的财务指标。最重要的一点是，本文作者采用社会贴现率替代商业贴现率，研究了其对低碳技术评估的影响、投资该技术的盈利能力、投资过程中的感知风险，并确定了社会贴现率的替代方法。公共投资决策的实际情况极大的引起人们对社会贴现率争议性的选择的关注。虽然没有像媒体那样进行明确描述，但是关于政府对碳减排投资的财政支持力度的讨论，在很大程度上是对最佳社会贴现率的讨论的反映。根据拉姆齐模型，社会贴现率的选择反映了社会对当前消费效用和未来消费效用（也就是后代福利）的权衡，是一项充满了道德难题的讨论。虽然《斯特恩报告》中采用的社会贴现率数值很小（1.4%），评论家承认未来后代拥有的财富更多，能更好地缓解和适应气候变化的影响，所以建议支持在成本效益分析中采用更高的社会贴现率。本报告还建议了其它的社会贴现率计算方法，包括对那些时间跨度很长的项目采用逐渐递减的贴现率。社会贴现率比利用传统融资方案计算出来的商业贴现率要低得多，因此股票市场低估了长期减排项目的价值，而偏好那些短期高回报的投资项目。在对环保项目的成本效益分析中采用社会贴现率的概念将最终减少政府的支持，同时需要采取策略消除低碳技术投资的风险。

本报告的第二部分对 CCUS 和海上风电技术经济、政治和社会案例进行了全面分析，包括对 CCUS 和海上风电的市场现状、政策改革及其效果、经济和社会发展障碍进行的详细分析。此外，本报告还分析评价了中国两个（分别在广东和江苏）典型 CCUS 和海上风电项目案例的经济可行性。通过敏感性分析和蒙特卡罗模拟，采用不同的贴现率数值，让投资者更了解不同的中长期情景下可能存在的潜在风险和投资收益。

研究结果显示，如果能开发出一系列支持机制，例如在清洁发展机制下出售碳排放权的收益、出售液态二氧化碳给油气公司用于提高石油采收率以及通过政府拨款或 CCUS 专项基金的方式募集公共资金，CCUS 技术能够实现经济可行。但是在这些机制还未开发之时，上网电价需要定为 87.5 美元/兆瓦，才能产生理想的投资回报。而如果资本成本的 30%来自拨款，在广东碳排放交易市场的碳价为 8 美元/吨时，上网电价可降低至 67 美元/兆瓦时。

假定碳价的波动范围是 20-25 美元/吨（或液态二氧化碳用作提高石油采收率的售价为 16-20 美元/吨），在实施税收优惠和/或免税政策的情况下，CCUS 投资所需上网电价至少为 55-58 美元/兆瓦时，这样 CCUS 项目才比其他能源资源（如核电、陆上风电和燃气电厂）项目更具经济吸引力。与国际项目相比，中国由于项目的总投资较低且有廉价劳动力成本优势，将有机会通过碳定价政策，该政策计划于 2017 年在全国碳排放交易市场推行实施。然而，为避免碳投资被锁定，需要尽早执行清晰、长期的应对气候变化政策。另外至关重要的一点是，由于中国公众长期缺乏对 CCUS 的认知，政府部门和项目开发商应通过在项目开发之前或过程中获得社会认可来解决将 CCUS 融入工业实践的问题。这可以通过开展沟通交流项目、公共教育类活动以及加强信息交流和项目信息公开来实现。

就海上风电而言，尽管其发电潜力巨大且被中国政府认可为优先发展行业，但是在初期阶段技术成本仍然很高。对已获批的海上风电项目，政府给出的上网电价水平是 0.62-0.73 元/千瓦时，但是这个价格过低，无法产生合理的回报来吸引投资者及推动海上风电在中国的长期发展。正常情况下，预计和陆上风电一样，对海上风电的政策支持将处于试行阶段。尽管如此，目前的研究认为中国需要制定至少 0.85-1 元/千瓦时的上网电价水平，才能把握住国内海上风电行业蕴藏的巨大潜力。海上风电项目的供应链企业和利益相关者已经做好投资准备，但仍在等待合适的市场信号出现才会将投资锁定在该行业。政府可以通过适当的税收减免政策、优先贷款政策来降低已知风险，提高风电企业的质量和技术水平，帮助中小企业进入市场，减少在情节发展机制下的审批障碍，并且仔细调整上网电价水平，以确保中国海上风电行业有序、快速发展。

本文的版权归作者所有。引用或使用本报告的任何信息必须注明本报告是引文或信息的来

符号说明

ACCA	中国议程管理中心
ASTAE	亚洲可持续发展与替代能源计划
BAU	常规
BCR	效益成本比率
CAGS	中澳地质封存
CAPEX	资本支出
CBA	成本效益分析
CCS	碳捕集与封存
CCUS	碳捕集、利用与封存
CDB	中国发展银行
CDM	清洁发展机制
CEDR	确定等价贴现率
CEDF	确定等价贴现因素
CER	减排认证
CNOOC	中国海洋石油总公司
CNY	元
COACH	中欧 CCS 联合行动
CREEI	国家可再生能源工程研究院
CRRA	常数相对风险规避系数
CSLF	碳整合领导人论坛
CWEA	中国风能协会
DDR	贴现率下降
EGS	强化地热系统
EOR	提高石油采收率
ETS	排放贸易体系
EWEA	欧洲风能协会
FID	最终投资决策
FiT	上网电价
GCCSI	全球 CCS 研究院
GJ	千兆焦耳
GWEC	全球风能理事会
IEA	国际能源署
IPCC	联合国政府间气候变化委员会
IRR	内部收益率
kW	千瓦
kWh	千瓦时
LCOE	能源燃料成本
LSIP	大型综合项目
LVH	净供给效率
MIIT	工业和信息化部
MIT	麻省理工学院
MIRR	修正内部收益率

符号说明

MOST	科学技术部
MW	兆瓦
MWh	兆瓦时
NDRC	国家发展改革委员会
NEA	国家能源协会
NPV	净现率
NZEC	中欧煤炭近零排放
O&M	运营与维护
OM&R	运营维护和日常更换
OPEX	运营支出
OSW	海上风电
PBP	投资回收期
PDD	项目设计文件
R&D	研究与开发
RD&D	研究，开发和演示
REL	可再生能源法案
ROE	股本收益率
SDR	社会贴现率
SICCS	中意清洁煤技术合作
SME	中小企业
SOA	国家海洋协会
SOC	社会资本机会成本
SOE	国有公用事业
SRTP	社会时间偏好率
STRACO2	支持碳捕获与封存管理活动
tCO₂	吨 CO ₂
tCO_e	等量吨 CO ₂
TPC	电厂总成本
UNEP	联合国环境规划署
UNFCCC	联合国气候变化框架公约
USCPC	超超临界燃烧后
VAT	增值税
WWF	世界基金



目录

第二部分——中国新兴低碳技术

致谢	II
摘要	III
符号说明	VI
图表	X
引言	1
Chapter One – 碳捕集、利用与封存(CCUS)	1
1.1. 市场概述	5
1.1.1. 政策制定	5
1.1.2. 研发和国际合作	6
1.1.3. 中国 CCUS 行业中“碳利用”的前	8
1.2. 投资案例分析	13
1.2.1. 电厂假设	13
1.2.2. 需求上网电价敏感性分析	15
燃料价格	15
碳价与政府支持	19
Chapter Two – 海上风电 (Offshore Wind)	23
2.1. 中国市场概况	24
2.1.1. 主要行业参与者	24
2.1.2. 资源潜力	27
2.1.3. 政策支持及作用	28
2.2. 海上风电投资案例分析	32



目录

2.2.1. 模型假设	32
2.2.2. 海上风电场盈利能力不确定性分析.....	33
Chapter Three – 研究分析.....	37
3.1. 中国 CCUS 现状.....	37
3.2. CCUS 金融生命力.....	38
3.2.1. 需求上网电价.....	38
3.2.2. 碳价.....	40
3.2.3. CCUS 社会认知度.....	41
3.3. 影响海上风电盈利能力的因素.....	43
3.3.1. 地点选择与负载系数	43
3.3.2. 上网电价和清洁发展机制（CDM）收益.....	44
3.4. 结论	46
参考文献	48
附录	59
附录 I.....	59
附录 II	60
附录 III.....	61
附录 IV.....	62

图表

图

图 1. LSIPs 的 CCUS 项目概况，封存项目和工业。引自 Li 等人（2015）的研究.....	2
图 2. 煤炭价格为 4 美元/千兆焦耳和 5 美元/千兆焦耳时，不同收益率需求条件下，在中国融资一个 CCS 项目的需求上网电价（美元/兆瓦时）.....	16
图 3. 假设基础电厂的需求收益率为 10%且碳捕集电厂需求收益率为 12%（左）和 15%（右），在不同杠杆比率下，超超临界燃烧后发电厂相比基础电厂额外需求上网电价.....	17
图 4. 在不同燃料价格和需求收益率下，项目的净现率（美元/千兆焦耳）和碳减排成本（美元/吨 CO ₂ ）的敏感性分析.....	18
图 5. 在不同的燃料成本假设条件下，在中国资助一个 CCS 项目所需的碳成本.....	19
图 6. 2010 年到 2014 年 5 月间碳价（欧元/吨 CO ₂ ）走势.....	20
图 7. 中国海上风电开发商认可的装机容量，来源：4coffshore（2013）.....	26
图 8. 建设计划中批准的装机容量（2014-2016），来源：《风力发电》（2014）.....	28
图 9. 净现值模拟结果（元/兆瓦）、内部收益率和不同假定条件下的能源成本.....	35

表

表 1. 中国 CCUS 发展监管方针和政.....	7
表 2. 碳利用技术的类型.....	8
表 3. 中国主要的 CCUS 研发项目列表.....	10
表 4. 中国碳捕集与封存模式案例分析的技术性和经济性假设.....	14
表 5. 在负债权益比率为 50:50 时，不同碳价格和政策支持水平下的超超临界燃烧后碳捕集电厂的需求上网电价，a) 在收益率为 12%情况下；b) 在收益率为 15%情况下。（绿点表示需求上网电价低于核能上网电价，红点表示需求上网电价高于核能上网电价）.....	21
表 6. 在税后减免条件下，不同碳价格和政策支持水平下的超超临界燃烧后碳捕集电厂的需求上网电价，a) 在收益率为 12%情况下；b) 在收益率为 15%情况下。（绿点表示需求上网电价低于核能上网电价，红点表示需求上网电价高于核能上网电价。）.....	22
表 7. 第一轮特许权招标的中标项目详细情况.....	23
表 8. 截至 2012 年中国海上风电轮机制造商的累积市场份额.....	25
表 9. 中国八大海上风电开发商.....	26
表 10. 中国东南沿海省市海上风电发展计划.....	28
表 11. 2005 年以来中国主要的海上风电支持政策概况.....	30
表 12. Monte Carlo 模拟投入数据.....	33
表 13. 中国海上风电项目案例分析经济模拟的投入参数.....	34
表 14. 平准化电力成本、净现值和内部收益率对假定负载率和资本成本的敏感度分析.....	36

引言

在2009哥本哈根气候峰会上，中国承诺到2020年（在2005年水平上）减少40-45%的CO₂排放，由此对这种承诺是雄心壮志还是只是平常业务展开争论¹。清华大学和麻省理工学院（MIT）的一项联合研究表明，中国想要达到哥本哈根减排目标，必须保持持续努力，以达到2016年到2050年间每年减少3%排放量。只有这样，才能在2040年前中国的碳排放量不达到峰值（Zhang等，2014）。在过去三十年，中国经济增长迅猛，国内生产总值年增长率为10%（世界银行，2015）。伴随着这种增长，煤炭需求增高——2000年到2010年间平均9%，相对而言如果排除中国需求的贡献，那么全球经济增长为1%（美国能源信息署，2013）。以煤炭开发为主要能源资源，被认为是中国经济增长的主要驱动力（Best和Levina，2012）。

中国巨大的煤炭储量使其成为 2010 年全球最大的煤炭生产商，中国煤炭消耗量占全球累积使用的一半以上（IEA，2011B），是世界第二大煤炭消费国美国的两倍。中国国内超过三分之二的能源供给依赖于煤炭，相当于世界三分之一的惊人消费量。中国电力部门保持超过整体消费一般的“老虎”份额，其中 80%的发电来自煤炭。出于对能源安全和经济繁荣的关注，中国预计在未来几十年会继续以煤炭作为其主要能源来源²。对于中国可持续发展，国际能源署（IEA）表示，考虑到“未来十年中国的经济增长程度和因此增加的排放量，通过 2020-2030 年间必要部署的关键行动，CCS³技术成为中国解决全球气候变化问题的关注焦点（最好和 Levina，2012）。

¹ 关于信誉问题和紧缩问题对于中国的碳减排承诺以及相关影响的讨论详见 Zhang (2011a, b)。

² 中国燃煤电厂建设速度飞涨，相当于每周部署 2x500mw 的电厂，每座电厂生产 300 万吨 CO₂ 每年（MIT，2007）。

³ 碳捕集和封存（CCS）在这里被定义为一套设计在排放到大气中之前从大量排放源（如化石燃料发电厂、墓地、钢铁产量等）的烟气中捕集 CO₂ 的技术。然后通过管道运输 CO₂ 并最终注入合适的地质中储存设施（如深部咸水含水层或枯竭油气田）（Bernstein et al., 2006）。

随着 CO₂ 的运输封存，中国的发展战略也将涉及对分离出来的 CO₂ 进行其他方式的有效利用，其中一种方式被称为碳捕集、利用与封存（CCUS）。国家科技部（MOST）将 CCUS 定义为分离工业和其他排放源的 CO₂、对运输捕集的 CO₂ 进行封存或利用、实现将 CO₂ 从大气中长期分离的目的。在碳酸饮料生产或在石油行业提高石油采收率和天然气行业（章节 1.1.3）上的碳利用，作为促进 CCUS 商业可行性的一个有效方法，在国际上备受重视（气候变化小组，2011）。目前，在中国有 12 座项目开发周期不同阶段⁴的大型综合项目（LSIPs）（图 1）。然而，虽然作为长期减排方案，这些项目反映了对 CCUS 日益增长的兴趣和在 CCUS 上做出的巨大努力，但目前中国尚未建立一套专注于 CCUS 的国家框架（或对现有政策的修订）来应对技术示范和发展（Li 等，2012a；Liang 等，2014；Viebahn 等，2015）。

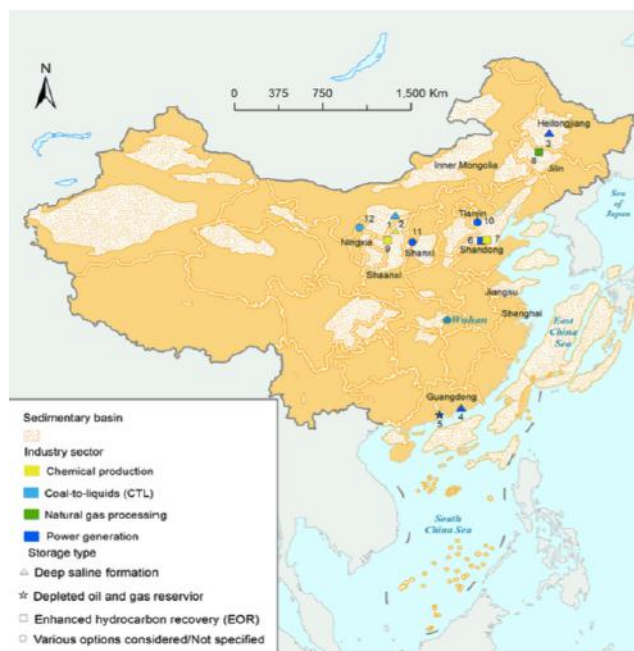


图 1. LSIPs 的 CCUS 项目概况，封存项目和工业。引自 Li 等人（2015）的研究。

⁴6 个项目在识别阶段，3 个在评价阶段，4 个在定义阶段。内蒙古神华项目在 2011 年已经开始试点示范。值得注意的是，在中国还没有 CCUS 项目进入投资阶段（Li 等，2015a）。

此外，预计不久的将来中国电力需求会突然增加（相对 2010 年水平，2030 年增长 150%）（Liu 等，2013），因此中国政府一直在追求多元化的能源结构—更高效、更清洁、在战略上更合适的能源来源。并且，中国电力需求主要集中在沿海人口稠密地区⁵，例如，2011 年广西省发电量的 61% 是燃煤发电，山东省的则高达 99%（Ma 等，2012）。撇开煤炭使用对环境造成的严重影响，能源消耗的进一步增加使得对进口煤炭（如来自澳大利亚）或者内陆西北部省份的煤炭需求相应增加。另外，虽然已经确定中国丰富的陆上风电资源是替代上述燃煤发电需求的一个根本来源，但最强的风力潜力仍主要集中在中国北部和西部地区，而要开发这个潜力，国家目前的电力输送系统需要进行相当大（且昂贵）的扩展（Lu 等，2013）。

根据 2012 年风能展望（Wind Energy Outlook, WEO），海上风电可以作为沿海地区长期方面的能源供应的替代方案，并能达到显著降低排放量的目的。估计，中国海上风电资源相当于 200GW 在 5-25m 水域、500gw 在水深 5-50m（Li 等，2012b）。此外中国风能协会（CWEA）与中山大学的联合研究承认，在离中国海岸线 100km 距离，风能技术潜力约为 11.6pwh，超过国家电力总需求的两倍（Lu et al., 2014）。Hong 和 Møller（2011）对海上风电对中国能源供应贡献的预测研究中认为，丰富的风力资源能为 2010 年、2020 年和 2030 年的沿海地区的整体电力需求在经济上分别贡献 56%、46% 和 42%。

在这一点上，中国政府致力成为海上风力发展的全球领导者。然而，因为迄今只部署了几个基准项目，对政府财政支持的需求程度尚未达成一致意见。由于上网电价机制已成为海上风电项目的主要金融驱动力，但已获审批项目的电价设定在 0.62/kwh 和 0.73/kwh 的范围并不足以产生良好的经济效益（碳信托，2014a）。

影响低碳项目投资收益率不确定风险的因素之一是在其前期发展评估阶段贴现率

⁵在 2011 年，中国 9 个沿海省份和 2 个直辖市共负责全国电力需求的 53%。

的选择。较高的贴现率一般应用于具有较高感知风险的技术。在本报告的第一部分中详细讨论了如何选择特定贴现率和采用社会折现率而不是商业贴现率来评价低碳技术投资的影响。在报告第二部分第1章和第2章中分别对中国CCUS行业与海上风电行业的现状进行了概述。包括相应的政治气候、本地和国际市场潜力、主要市场驱动因素以及影响项目技术可行性和财务盈利能力的因素。这些在两个假设的案例分析中进行了进一步的讨论来评价CCUS和海上风电项目。报告的第3章是影响和结论。

碳捕集、利用与封存（CCUS）

由于中国严重依赖煤炭来满足未来几十年内大部分的能源需求，碳捕集、利用与封存（CCUS）技术的大范围推广及市场化是中国乃至全世界减排的关键所在。目前为止，CCS 技术在全球仍未实现商业化，其发展趋势也显示，2030 年之前不太可能实现大规模应用。在深度脱碳道路项目和清华大学与麻省理工学院合作的一项研究中，市场专家预计在 2030 年前 CCUS 设施无法在电厂得到应用。然而，他们认为在此之后 CCUS 技术变为可能，预计 80% 的燃气电厂和 90% 的燃煤电厂都将在 2050 年前完成 CCS 改造（Zhang et al., 2014）。

全球碳捕集与封存研究院（GCCSI）（2011）提出了广为人知的 CCUS 技术面临的普遍难题，即碳捕集技术的不确定性、高能耗、已知的碳封存风险以及最主要的法律和监管框架的缺乏。根据 Viebahn et al.（2015）的研究，在中国发展出一套成功的 CCUS 长期策略的最重要要求是进行“一项可靠的全国性封存能力评估”。迄今已有的评估普遍认为中国有足够的进行长期地质封存，但也有一些研究得出了截然不同的结论，证实该技术极为不确定且缺乏对相关知识的了解，Zhou et al.（2010）和 Liu & Gallagher（2010）也认可了这一点。以下几个章节主要就中国的 CCUS 政策和研究发展进行详细论述，着重指出了关键性技术和金融挑战以及应对的方法。

1.1. 市场概述

1.1.1. 政策制定

国务院在2006年发布的《国家中长期科学和技术发展规划纲要》（2006-2020）中强调，发展先进能源技术需要“开发高效、清洁和二氧化碳近零排放的化石能源开发利用技术”。随后，国家发展和改革委员会（NDRC）在2007年制定的《中国应对气候变化国家方案》中建议“发展二氧化碳捕集及利用、封存技术”

(NDRC, 2007)。同年，国家科技部、国家发展和改革委员会以及其它部门联合发布了《中国应对气候变化科技行动计划》，这项清洁能源发展计划中强调了CCUS在完成气候目标过程中的作用(MOST, 2007)。2010年，国务院新闻办公室发布《中国应对气候变化政策和行动白皮书》，将CCUS列为“中国将重点研究的温室气体减排技术”(国务院新闻办公室, 2010)。不久之后，这项技术被列入“十二五计划(2011-2015)”的“应对气候变化”和“节能环保产业”两个章节中作为将进行开发的核心技术。(MOST, 2011)。

尽管中国政府做出上述承诺，但目前仍未建立起一个全国性法律框架或修改现行法律以适应大规模CCUS推广的监管。尽管如此，中国很多权威机构已参与各种范围的相关研究，制定了技术路线图，提出了克服持续性差距和障碍的指导策略。表2对2006年以来的主要监管标准和条款进行了总结，但仍需注意的是，这些条款由于没有在法律层面上被强制执行因而效力受限(Chen et al., 2013)，因此并不能促进长期发展计划的成形(Mo et al., 2013)。

2012年，碳封存领导人论坛(CSLF)、中国二十一世纪议程中心(ACCA 21)和国家科技部在北京共同举办研讨会，重点提出要建立一个有效的CCUS法律和监管框架，以及开展必要的国际合作。因此，国家发展和改革委员会在2013年发布关于推动碳捕集、利用和封存试验示范的通知，支持进行CCUS技术健康、安全 and 环境影响评估并制定该技术的环境监管评价标准(表1)。

1.1.2. 研发和国际合作

中国政府机构和大型国有石油公司与高校和研究机构共同推动了CCUS研究、开发和示范(RD&D)，主要融资渠道是国家科技部和中国自然科学基金会(Li et al., 2013b)。CCUS可行性研究包括减排潜力、碳捕集、地质封存、各种捕集技术方案和二氧化碳在提高石油采收率(CO₂-EOR)方面的应用。下表(表3)列出

了各研究机构、企业和高校主要进行的 CCUS 研发项目，这些大多都得到中国政府的资助⁶。

表 1.中国 CCUS 发展监管方针和政策

年份	标准、计划、推荐实践和指导方针
2006	《国家中长期科学和技术发展规划纲要》（2006-2020）
2007	《中国应对气候变化国家方案》（2007-2010）
2007	《中国应对气候变化科技行动计划》（2007-2020）
2011	科技发展十二五计划
2011	国家十二五计划温室气体控制工作计划（4 号文件）
2011	《中国应对气候变化政策和行动白皮书》
2012	国家十二五计划温室气体控制工作计划任务分工（69 号文件）
2013	国家十二五计划碳捕集、利用与封存科技发展计划
2013	关于推动碳捕集、利用和封存试验示范的通知（发改气候[2013]849 号）
2013	加快节能环保产业发展的建议

为了弥补与国际CCUS发展方面的技术差距，中国与美国⁷、英国和日本⁸、意大利和澳大利亚的一些机构开展了广泛的技术交流项目和沟通计划。其中包括但不限于中英近零排放煤炭合作项目（NZEC）、碳捕集与封存监管活动支持计划（STRACO2）/中澳地质封存项目（CAGS）、中欧CCS合作行动（COACH）、碳封存领导人论坛（CSLF）和中意清洁煤技术合作（SICCS）。尽管这些国家的政府和机构在CCUS路线图上有着共同的愿景，每个国家还是保留了其特性并采用了不同的技术方案和侧重点来推广CCUS⁹。根据国际能源署（2014）和亚洲开发银行（2015）的报告，附录二概述了迄今为止国际上的CCUS政策行动。附录三总结了中国参与的国际合作项目。

⁶资助来源包括“国家基础研究 973 计划”、“国家高新技术发展 863 计划”和“国家科技重大专项”。

⁷中美合作包括两个油田示范项目，开发商是美国的阿尔斯通和中国的大唐集团。

⁸中日合作包括中日 CCS/EOR 项目，从中国东北部的一个 2x600 兆瓦燃煤电厂捕集碳排放。

⁹必须注意的是，大部分的路线图是委托研究机构制定，目的是提供一个明确的国家发展方向，因此不具有法律约束力。

1.1.3. 中国CCUS行业中“碳利用”的前景

二氧化碳利用是指在工业或农业中利用二氧化碳的物理、化学或生物特质来生产具有商业价值的产品，同时与常规（BAU）流程相比能减少更多的碳排放（Li et al., 2013b; Xie et al., 2013）。碳利用带来的商业利润能抵消一部分CCS的高成本，从而促进CCUS技术的商业化（GCCSI, 2011）。在中国，碳捕集与利用（CCU）技术已得到证明但还未实现商业化，但有研究显示，如果合理开发主要的碳捕集与利用技术（Xie et al., 2013），中国有潜力在20-30年内实现百万吨年碳减排量以及3000亿人民币工业生产价值。表2 总结了目前市场上可用的碳利用技术的类型。

表 2. 碳利用技术的类型

类型	应用领域	技术
地质利用	能源生产	CO ₂ -EOR, CO ₂ -ECBM, CO ₂ -EGR, CO ₂ -ESGR, CO ₂ -EGS
	矿产资源	CO ₂ -EUL, CO ₂ -EWR
化学利用	材料	CO ₂ -CTP, CO ₂ -CTU, CO ₂ -CTPC, CO ₂ -CTPEC, CO ₂ -CTPES
	能源	CO ₂ -CDR, CO ₂ -CTL
	有机化学	CO ₂ -CTM, CO ₂ -CTD, CO ₂ -CTF
	无机化学	CO ₂ -SCU, CO ₂ -ISCU, CO ₂ -PCU, CO ₂ -PCM
生物利用	能源和饲料添加剂	CO ₂ -AB
	化肥	CO ₂ -AF, CO ₂ -AS, CO ₂ -GF
来源：Li et al., (2013b); ACCA 21 (2014)		

虽然前景无限，CCUS 的支持者认为尽管碳利用的目的是减少碳排放总量，利用二氧化碳（如碳酸饮料、灭火器生产等）¹⁰仅能在短时间内阻止其进入大气，而不能永久地减少排放。Gale（2013）还认为，CO₂-EOR¹¹等地质利用技术能否实现永久性碳减排取决于计算碳排放量的范围划定。当考虑到 EOR 会导致对石油这种

¹⁰中国神华能源集团和华能集团都开发了一体化 CCUS 项目，算得上是世界上最大的 CCUS 项目之一。（Duncan Coneybeare, 2013）

¹¹EOR 在中石化的碳捕集和 EOR 试点项目中得到应用，该项目位于胜利油田，目前正在运行中；天津大港 330 兆瓦 CCS 项目中也应用了 EOR。

主要化石燃料的进一步利用，而且只不过是將排放转移到另一个行业（如从能源生产到交通运输行业）。尽管如此，评判者也会同意在 CCUS 发展的早期阶段通过 CO₂-EOR 获取经济利益能在很大程度上填补这个行业一直以来的金融缺口¹²。

考虑到中国目前的经济结构和重化工行业对碳密集型能源资源的严重依赖，CO₂-EOR 仍有助于抑制气候变化的影响，即使不是永久性的。由于碳封存方法面临的社会和技术障碍，如健康和安全问题和确保公众接受 CCUS 技术（如下），在地质封存成为主流实践之前，碳利用是处理捕集到的二氧化碳的理想方式。

¹²指对进行 CCUS 改造的电厂的投资与燃煤电厂实际需要的成本之间的差距。

表 3. 中国主要的 CCUS 研发项目列表

时间线	项目	组织和参与机构
2003 - 2005	CO ₂ -ECBM中多成分气体吸附/解吸模式机制研究	中国矿业大学（北京）
2006 - 2010	利用温室气体进行 EOR 和地质封存	中国石油集团科学技术研究所、华中科技大学、中科院地质与地球物理研究所、中国石油大学（北京）
2007 - 2008	二氧化碳注入和提高甲烷采收率的改进模型	中国矿业大学
2007 - 2009	CO ₂ -ECBM流程中矩阵性质对煤溶胀和二氧化碳/甲烷	中科院煤炭化学研究所
2008 - 2010	二氧化碳捕集与封存技术	清华大学、华东理工大学、中科院地质与地球物理研究所
2008 - 2010	超重力碳捕集和提纯技术及其应用	中石化胜利油田分公司、北京化工大学、北京工业大学和中国石油大学（华东）等
2008 - 2010	CO ₂ -ECBM流程中煤炭矩阵的不同肿胀影响实验研究	中国矿业大学（北京）
2008 - 2010	天然气储层碳封存和碳利用技术的安全发展	中国石油集团科学技术研究院、中石油和中石油吉林油田分公司等
2008 - 2010	松辽盆地火山岩气藏开发和碳利用示范项目	中石油吉林油田分公司、中国石油集团科学技术研究院等
2009 - 2011	CO ₂ -EOR及封存关键技术研究	中国石油集团科学技术研究院、中国石油化工集团勘探和开发研究院等
2009 - 2011	二氧化碳养藻制生物柴油关键技术研究	新奥集团、暨南大学等
2009 - 2011	二氧化碳在多孔介质扩散的影响因素和机制	中国石油大学（北京）
2009 - 2011	固体流动热耦合条件下在深部不开采低渗透煤层开展 CO ₂ -ECBM的应用基础研究	辽宁工程技术大学
2009 - 2011	氧气/二氧化碳循环燃烧新型设备研发和系统优化	华中科技大学等

时间线		项目		组织和参与机构	
2010 - 2014	全国二氧化碳地质封存潜力评估和示范项目			中国地质调查局、中科院武汉岩土力学研究所、北京大学等	
2011 - 2013	超临界二氧化碳注入低渗透煤层的运移规律和渗透性增强机制研究			辽宁工程技术大学	
2011 - 2013	深部煤层CO ₂ -ECBM过程中气固耦合和双重孔隙影响			中国矿业大学	
2011 - 2014	30万吨煤制油项目高浓度二氧化碳捕集和地质封存技术开发和示范			神华集团、北京低碳清洁能源研究所、中科院武汉岩土力学研究所等	
2011 - 2014	35兆瓦富氧燃烧碳捕集关键技术、设备研发和工程示范			华中科技大学、中国东方电气集团公司、四川空气分离设备集团等	
2011 - 2014	高炉炼铁关键技术开发及碳减排示范			冶金部钢铁研究院	
2011 - 2015	二氧化碳减排、封存和利用基础研究			中国石油集团科学技术研究院、中石油等	
2011 - 2015	松辽盆地 CO ₂ -EOR和封存技术示范项目			中石油吉林油田分公司、中石油科学技术研究院等	
2011 - 2015	CO ₂ -EOR和封存关键技术			中石油科学技术研究院、中石油吉林油田分公司等	
2011 - 2015	深部煤层甲烷开发及应用技术			中国联合煤层气公司等	
2012 - 2014	CO ₂ -EOR系统热力学性质和传热特性的定量构效关系研究			天津大学	
2012 - 2014	CO ₂ -ECBM热流动固体交互作用机制研究			中国矿业大学	
2012 - 2014	氮气/二氧化碳混合气增强煤层气采收系统和最佳气体成分比例研究			中科院武汉岩土力学研究所	
2012 - 2014	新型增强地热系统大规模碳利用和封存技术研究			清华大学、二十一世纪议程中心、中科院武汉岩土力学研究所、中国农业科学院	

时间线	项目	组织和参与机构
2012 - 2014	全国二氧化碳地质封存潜力评估和示范项目	中国地质调查局、中科院武汉岩土力学研究所、北京大学等
2012 - 2015	CO ₂ -EOR的破坏机理研究	中国地质大学 (北京)
2012 - 2015	CO ₂ -ECBM流程中超临界二氧化碳和煤炭的相互作用及其对碳封存的影响	山东科技大学
2012 - 2015	干热岩的综合利用和开发研究	吉林大学、清华大学、天津大学、中科院广州能源研究所、中石油、中科院武汉岩土力学研究所等
2012 - 2016	大型燃煤电厂烟气碳捕集、EOR和封存技术开发和示范	中石化胜利油田分公司、中科院武汉岩土力学研究所、北京大学
2012 - 2016	醇胺和超临界 CO ₂ -EOR流程界面性质研究	华北电力大学等
2013 - 2015	EGS流程中二氧化碳/甲烷和岩层的相互作用研究	重庆大学
来源: ACCA (2012, 2014), Li et al. (2015a), and Xie et al. (2013).		

1.2.投资案例分析

1.2.1.电厂假设

为了对配备碳捕集设备的新型燃煤电厂、或对现有电厂进行碳捕集改造的前瞻性大规模部署进行案例分析评价，尤其重要的一点是要分析技术因素与经济因素、以及其他项目投入对其投资盈利的影响。基础电厂和碳捕集电厂的资本支出、能源（煤炭）价格、年运营与维护成本、以及基础负荷系数和净供给效率，是开展 CCUS 项目需要考虑的几项最重要的投入参数。在该研究中，我们目的是通过中文能源文献中所提供的电厂性能计算和成本数据，以及依照现有的其他信息，来探讨在中国（广东省）开展 CCUS 项目的金融能力。根据中国现有的大部分燃煤电厂，该模拟案例设定为 1GW 超超临界燃烧后发电厂，此类电厂在 CCUS 改造前具有 41%净供给效率（LVH）。根据 2020 年到 2050 年的效率损失的平均值，我们假设进行 CCUS 改造的电厂的效率损失为 7 个百分点，即净供给效率为 34%。

在中国特定环境下，电厂的成本数据和其运营与维护成本来自于从大量现有成本评估（Zhao et al., 2008; NZEC, 2009; Zhu & Fan, 2011; IEA, 2011a; and Wu et al., 2013）中获得的平均值。超超临界燃烧后碳捕集发电厂的资本支出设定为 1350 美元/千瓦均值，维护捕集设施将会比原始电厂（无该设施）多 25%的花费。设定电厂装载率在运营第二年起为 85%（第一年为 60%），且无燃料的运营与维护值为资本支出的 5%。根据欧盟（2009 年）标准，各运营与维护成本设定为单位值为 6 美元/千瓦，且离岸封存项目的 CO₂ 运输、封存以及检测设定为 20 美元/吨 CO₂^{13, 14}。

¹³相对运输与陆上封存的 15 美元/吨 CO₂。

¹⁴在中国国情下，CCUS 文献与真实案例分析表明，CO₂ 运输值相比其相应的国际数值较低，原因主要是较低的劳动力与设备成本。但是要注意的是，即使本研究的目的是激励对大型 CCUS 应用项目的投资，在评估成本和模拟情景分析中采用了保守方法，因此设定国际通用数值 20 美元/吨 CO₂。

表格 4. 中国碳捕集与封存模式案例分析的技术性和经济性假设

参数	数据	单位/备注
项目时间		
建设阶段	3	年
运营阶段	20	年，后封期阶段时间未确定
技术性假设		
电厂类型	USCPC	超超临界燃烧后燃煤发电厂
改造前发电量	1GW	
净发电量	800MW	90%捕集率
净供给效率	34.1%	配备 CCS 设备；未配备 CCS 设备为 41%
装载率	85%	第一年装载率为 60%
排放因子	758.7	克 CO ₂ /千瓦时；基础电厂
	97.7	克 CO ₂ /千瓦时；配备 CCS 电厂
捕集 CO ₂ 量	852.2	克 CO ₂ /千瓦时
碳减排	661	克 CO ₂ /千瓦时
燃料供给率	2350	输出/净供给效率
成本评估		
资本支出		
煤炭与 CCS 资本	1350	美元/千瓦
碳捕集与基础电厂比率	25%	
拆除成本	5%	为电厂总成本的 5%；相当于残余价值
运营支出		
固定运营与维护成本	5%	每年为资本支出的 5%
波动运营与维护支出	6	美元/千瓦
CO ₂ 运输与封存	20	美元/吨 CO ₂
保险	2%	每年为资本支出的 2%
财政投入		
公司税	25%	
贴现率	12%	基础电厂为 10%
折旧	20	年（线性）
上网电价	波动	案例分析仿真目的
负债权益比率	50:50	不同仿真会有波动
碳价	3.5 – 5	美元/千兆焦耳，敏感性分析会有波动
CO ₂ 排放价格	0	美元/吨 CO ₂ ，敏感性分析会有波动

来源: MIT (2009); Reiner & Liang (2009); Wu et al. (2013); Bloomberg (2014); Liang et al. (2014).

燃料价格备受各方关注，IEA 在 2009 年预计碳价将遵循与国际石油价格相同模式的增长走势¹⁵。对于煤炭枯竭型未改造的电厂，最低为 2010 年的 3.44 美元/千瓦时，最高为 2050 年的 4.63 美元/千瓦时。对于 CCUS 改造电厂，预计碳价在 4.55 美元/千瓦时和 5.36 美元/千瓦时之间波动。因此，碳价被设定在 3.5-5 美元/千瓦时的价格波动区间，并作为本研究的敏感性分析部分的一个变量参数，以此评估其波动对超超临界燃烧后碳捕集发电厂的上网电价的影响。该模型的盈利设定为公司税为 25%，在基准情景中设定 50% 债务融资杠杆率利率为 6%。后者对选择的实际所需的收益率（即贴现率）的影响是至关重要的，因为增加财务杠杆（即较高的负债对权益比率）的缘故，私人投资者（要求比公共贷款银行更高的回报）会对其投资要求产生相对更高的回报。根据现有燃煤电厂的项目投资模型以及对 CCUS 改造项目以投资回报率作为折现率(Wang & Du, 2016)推算，得出结论为基础电厂的折现率为 10%，而在基准情景中超超临界燃烧后碳捕集电厂投资的贴现率为 12%。该数值被设定为 15% 以及一个 75% 贷款融资方案。上面的表格 4 总结了之后的案例分析中设定的技术性与经济性投入。

1.2.2. 需求上网电价敏感性分析

燃料价格

Zhao(2009)和 Wu(2013)的研究表明，因为中国电厂相比其他国家（如美国）具有较低的资本支出，煤炭价格——运营成本的重要部分（约 25%，Liang et al., 2014）——将占据项目总支出的相对较大比例。这将会通过影响上网电价波动（或者调整 CCUS 投资需要的碳价）相对煤炭价格波动来直接影响项目的盈利能力。因此，因为未来燃料价格具有不确定性，此处设定煤炭价格波动区间为 3.5-5 美元/千瓦时，其中 4 美元和 5 美元设定作为情景分析（图 2）的主要值。不同煤炭价格假设对能源的预期成本的影响、项目净现值、不同需求回报率（5-20%）下的碳减

¹⁵ IEA 在 2009 年报告中预计油价在 2010 年将为 87 美元/桶，到 2030 年将上升到 115 美元/桶，到 2050 年将升为 132 美元/桶。

排成本的综合分析，详见附录 IV。需要注意的是，在所有情境下基础电厂的需求回报率被设定为 10%，此外在 CCUS 投资中需要在加上 2%的需求回报率，作为投资者额外风险感知的补偿。

当设定 CCS 电厂的燃料价格为 4 美元/千兆焦耳时，上网电价需要至少 87.5 美元/兆瓦时才能够达到 12%的内部收益率；当价格提高到 5 美元/千兆焦耳，上网电价急剧上升到 97.8 美元/兆瓦时（提高了 11.8%）。基础电厂的这些数值相对很低，在燃料价格为 4 美元/千兆焦耳时，其上网电价为 51.2 美元/兆瓦时（超超临界燃烧后碳捕集电厂比基础电厂要求的电价高 70.8%）；在燃料价格为 5 美元/千兆焦耳时，其上网电价为 60.7 美元/兆瓦时（相应的电价提高了 61%）。而一般情况下，约 10 美元/兆瓦时就会导致清洁技术可行性（如核能）在财政上的成功或失败。如果（因为某种原因）CCS 投资者可以接受 10%的内部收益率，在煤炭价格为 4 美元/千兆焦耳时，需求上网电价将降低 0.8 美元/兆瓦时；在煤炭价格为 5 美元/千兆焦耳时，需求上网电价将降低 1.2 美元/兆瓦时。

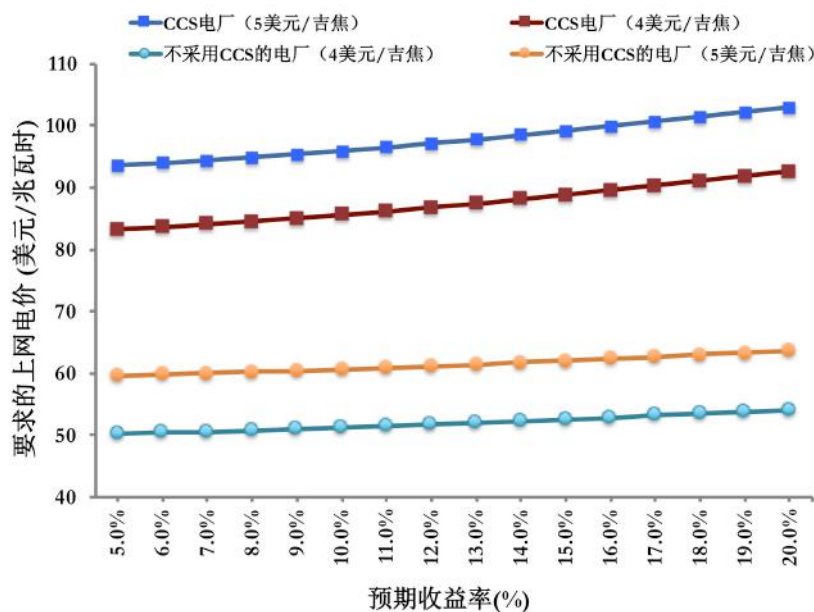


图 2. 煤炭价格为 4 美元/千兆焦耳和 5 美元/千兆焦耳时，不同收益率需求条件下，在中国融资一个 CCS 项目的需求上网电价（美元/兆瓦时）。

上述现象产生在 50%金融杠杆（即负债权益比率为 50:50）的假设情况下。这个比率的变化将产生一定影响，因为项目融资更多来自贷款而非私人投资，由于债务（固定利息为 6%）收益率较低，将导致上网电价的被迫下调。相对的，因为负债权益比率上升，私人投资者将会期望其投资带来更高的收益。然而，它也不足以抵消高负债比率的影响，从而导致期望收益率的净减少。换句话说，负债资本置换股权越多，达到股本收益率(ROE)与债务融资差值¹⁶的期望收益率的压力越小。在债务融资占 75%（即债务:股权=3:1）情况下，股本收益率维持在 15%均值。在投资模型中改变金融杠杆比率产生的影响详见图 3。

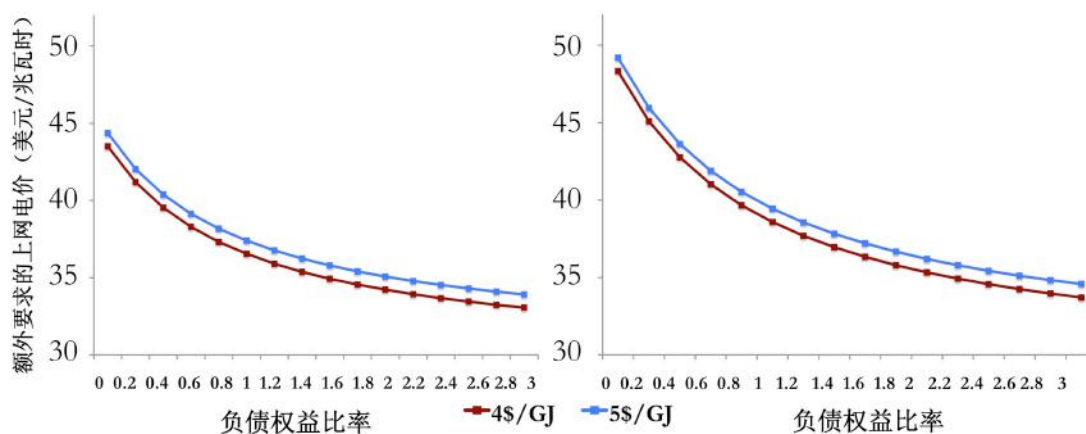


图 3. 假设基础电厂的需求收益率为 10%且碳捕集电厂需求收益率为 12%（左）和 15%（右），在不同杠杆比率下，超超临界燃烧后发电厂相比基础电厂额外需求上网电价。

要注意的是，燃料价格为 4 美元/千兆焦耳时，需要零金融杠杆（100%股权融资）、12%收益率以及 43 美元/兆瓦时上网电价来进行项目融资（即 50:50 投资组合带来额外 7 美元/千瓦时）。如果采用 75%负债融资模型（3:1 负债权益比率），上网电价将降至 33 美元/兆瓦时。如果 75%负债模型方案获得 15%贴现率，上网

¹⁶在内部收益率为 12%时，差值相应为 6%（股本收益率-固定负债利率）；在在内部收益率为 10%时，差值相应为 4%

电价只会稍微上涨 0.7 美元/兆瓦时。但是，在金融杠杆区间（100%股权）相反条件下，上网电价将会急剧上升至 48.4 美元/兆瓦时。

在零金融杠杆情况下，假设燃料价格上调为 5 美元/千兆焦耳且需求收益率为 12%，则上网电价额外增加 44.3 美元/兆瓦时。这个数值将大幅度降低至 37.4 美元/兆瓦时（50%负债融资情况下）以及 33.9 美元/兆瓦时（75%负债融资情况下）。在此必须提及的是，额外需求上网电价在最保守估计（5 美元/千兆焦耳煤炭价格，15%收益率）与相对乐观估计（4 美元/千兆焦耳煤炭价格，12%收益率）间，将产生 16 美元/兆瓦时的差值（49-33 美元/兆瓦时）。图 4 显示，为了维持同一项目的净现率，不止燃料价格波动（3.5-5 美元/千兆焦耳）将加重需求上网电价提高的需求，也会大幅度影响碳减排成本（美元/吨 CO₂）。收益率为 12%且燃料价格为 3.5 美元/千兆焦耳时，碳成本值为 32.7 美元/吨 CO₂，在燃料价格为 4、4.5、5 美元/千兆焦耳时碳成本值分别上升至 41、48、56 美元/吨 CO₂。

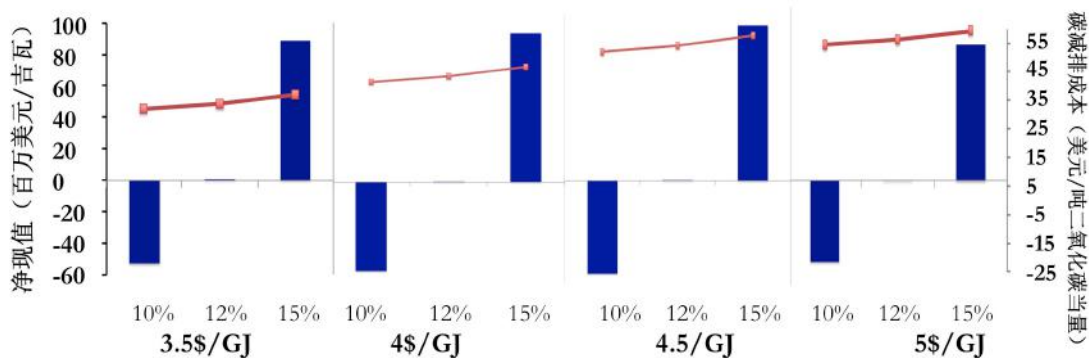


图 4. 在不同燃料价格和需求收益率下，项目的净现率（美元/千兆焦耳）和碳减排成本（美元/吨 CO₂）的敏感性分析。

对于碳减排成本，图 5 更好的阐述了假设在 50%负债金融方案中不同贴现率（5-20%）和燃料价格（4 或 5 美元/千兆焦耳）下的碳减排成本的波动。在 12%收益率与 4 美元/千兆焦耳的基线假设下，碳成本为 41 美元/吨 CO₂；在 15%收益率与 5 美元/千兆焦耳的基线假设下，碳成本上升为 59.3 美元/吨 CO₂。

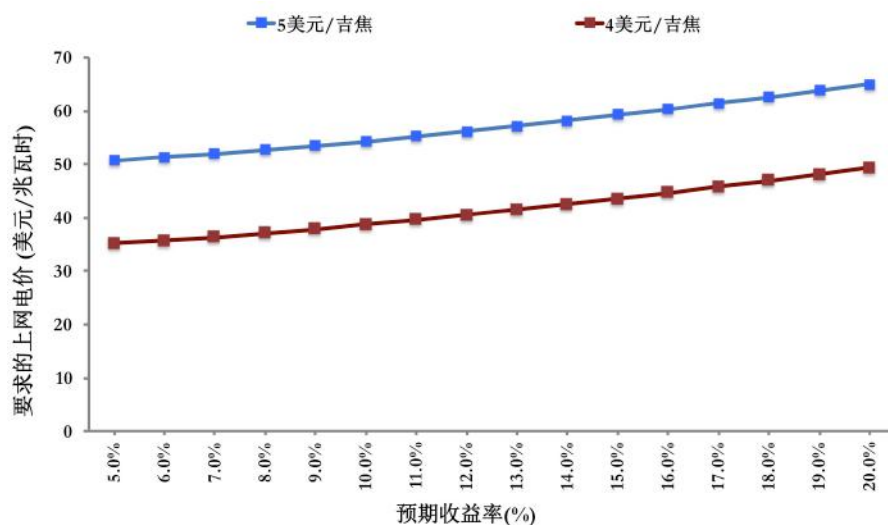


图 5. 在不同的燃料成本假设条件下，在中国资助一个 CCS 项目所需的碳成本

碳价与政府支持

我们有理由认为，碳定价机制能够成为一个潜在经济手段去促进 CCUS 投资，因为更高的碳价格有助于企业更有效的抵消其排放成本。本研究将分析对规模性 CCUS 改造进行投资调整所需的碳价格临界值，以及当地政府与国外政府的支持水平。在这种情况下，要考虑到不同碳价结合各种（资本支出的）公共支持基金的各种情景，这将通过这些情景下的净现值和需求上网电价的检验来表达。在此，清洁发展机制（CDM）被认为能够有效的运作。清洁发展机制是一个灵活的碳定价机制，它通过减排信用认证¹⁷（CERs）的方式为发达国家和发展中国家提供一个排放交易的国际平台。

在中国环境下，其现状是国内电厂并不像发达国家一样通过 CCUS 作为减排认证的方法来取得有效减排从而规定绝对排放上限。但是，由于中国国内碳市场尚未完全确立，并且因为由 CCUS 投资产生的减排认证信用点是在欧洲气候交易所进

¹⁷根据联合国环境规划署（UNEP），中国在 CDM 项目中位列国际第一，拥有世界全部项目的约 43% 的项目 (Zhang et al. 2014a)。

行的市场贸易，在本模拟中将采用欧洲碳交易所产生过的价格。图 6 展示了欧洲排放贸易体系（EU-ETS）的碳价贸易走势纵览。

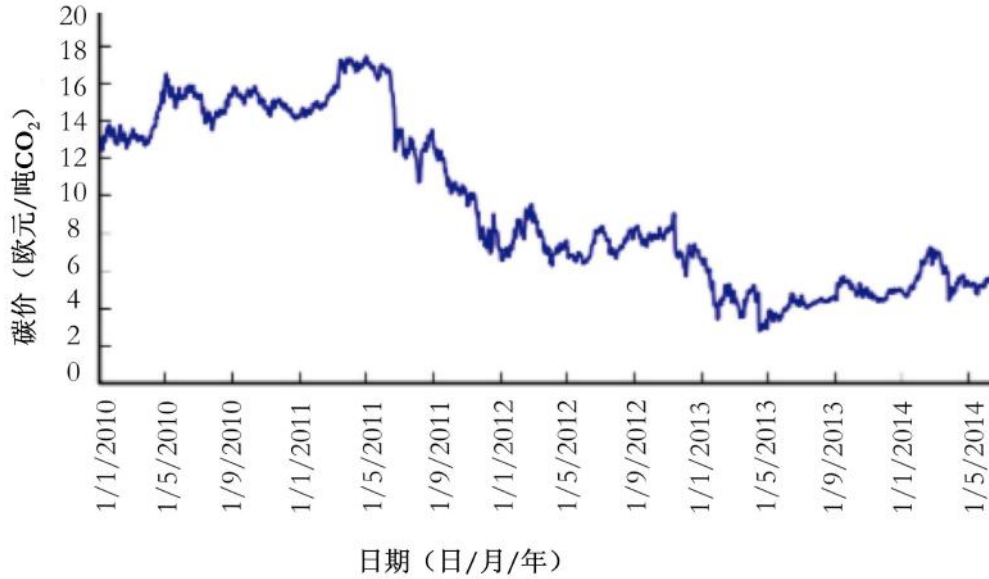


图 6. 2010 年到 2014 年 5 月间碳价（欧元/吨 CO₂）走势

需要着重指出的一点是，即使碳价从 2011 年其持续下跌（在 2014 年碳价稍微回升），未来碳信用交易的价格研究依然相当困难。基于本报告的研究目的，如果销售减排认证产生的收益被用于现金流量模型中，使用的现金流量公式如下：

$$\text{净收益} = CER \cdot P_c + P'_e \cdot Q_e - I_{CCS} - TC_{CO_2} - SC_{CO_2} - C_{O\&M} - P_e \cdot Q_r \quad (1)$$

此处 CER 表示减排认证数值（每吨 CO₂）， P_c 是碳价（美元/吨 CO₂）， P'_e 是电价（美元/千瓦时）， Q_e 是项目电力输出（千瓦时）， I_{CCS} 是资本成本（每美元） TC_{CO_2} 代表捕集的 CO₂ 的运输成本（美元）， SC_{CO_2} 代表捕集的 CO₂ 的封存成本（美元）， $C_{O\&M}$ 是运营和维护成本（美元）， P_e 是上网电价， Q_r 是因为效率损失产生的电量损失（千瓦时）。CER 收益计算公式如下：

$$CER_t = \Phi \times IC \times RT_t \times EF \times CR \quad (2)$$

此处 Φ 是效率单位 (%)， IC 是装机容量 (兆瓦)， RT 是在时间段 t 的运行时长 (小时)， EF 表示排放系数 (克 CO_2 /千瓦时)， CR 是 CO_2 捕集效率。模拟需求上网电价的敏感性分析被用作 0-25 美元/吨 CO_2 波动的碳价水平和 10-30% 的政资助支持 (在投资模型中替代债务) 的函数。该分析进一步模拟两种不同贴现率 (12% 和 15%) 下的各项参数¹⁸。结果详见表 5。客观分析这些数据，国内核能发电上网电价对应的基准价格将与 CCUS 项目 (的基准价格) 进行金融性比较。电价取值为 450 元/兆瓦时 (在文章发表之时相当于约 68 美元/兆瓦时)，比天然气电厂的上网电价 (530 元/兆瓦时，约为 80 美元/兆瓦时) 低很多。

在需求收益率为 12% 以及现时碳价条件下，30% 或者更高的政府支持将使 CCUS 项目投资比核电厂项目在经济上更可取。相同的，碳价在 15 美元/吨 CO_2 或更高时，只需要 10% 或更低的公共支持就能够产生收益。主要趋势是，资本支出每多增加 10% 的资金资助，需求上网电价降低 2.5 美元/兆瓦时；碳价每增长 5 美元，上网电价将降低 3 美元/兆瓦时。如果收益率为 15%，资本支出每多增加 10% 的资金资助，需求上网电价降低 3 美元/兆瓦时，相当于在上网电价上增加 5 美元的碳价。

	碳价 (美元/吨 CO_2 当量)	公众资金支持 (拨款)		
		10%	20%	30%
a)	0	78.7	76.1	73.6
	5	75.7	73.2	70.7
	10	72.7	70.2	67.7
	15	69.8	67.2	64.7
	20	66.8	64.3	61.7
	25	63.8	61.3	58.8
b)	0	80.1	77.1	74.2
	5	77.1	74.1	71.2
	10	74.1	71.2	68.2
	15	71.2	68.2	65.2
	20	68.2	65.2	62.3
	25	65.2	62.3	59.3

表格5. 在负债权益比率为50:50时，不同碳价格和政策支持水平下的超超临界燃烧后碳捕集电厂的需求上网电价，a) 在收益率为12%情况下；b) 在收益率为15%情况下。（绿点表示需求上网电价低于核能上网电价，红点表示需求上网电价高于核能上网电价）。

¹⁸ 假定财务杠杆比率为 50%，政府拨款可以替代部分债务。

除了多种政府政策支持组合以及促进 CCUS 示范的国内和国际资助条款，中国政府还通过税收减免来支持 CCUS(Liang et al., 2014)。税收减免对需求上网电价的影响详见表 6。在广东省 CCUS 项目的案例中，值得指出的是，在广东省排放贸易体系的碳价为 8 美元/吨 CO₂ 时，税收减免以及少量公共支持（10%或更少）会使 CCUS 的需求上网电价降低至 66-68 美元/兆瓦时。如果碳价增高至 20 美元/吨 CO₂，得出的需求上网电价将降至 56-58 美元/兆瓦时。

a)	碳价（美元/吨CO ₂ 当量）	公众资金支持（拨款）		
		10%	20%	30%
	0	71.1	68.8	66.6
	5	68.5	66.2	64.0
	10	65.8	63.6	61.3
	15	63.2	60.9	58.7
	20	60.5	58.3	56.0
	25	57.9	55.6	53.4

b)	碳价（美元/吨CO ₂ 当量）	公众资金支持（拨款）		
		10%	20%	30%
	0	72.3	69.7	67.0
	5	69.7	67.0	64.4
	10	67.0	64.4	61.7
	15	64.4	61.7	59.1
	20	61.7	59.1	56.5
	25	59.1	56.4	53.8

表格 6. 在税后减免条件下，不同碳价格和政策支持水平下的超超临界燃烧后碳捕集电厂的需求上网电价，a) 在收益率为 12%情况下；b) 在收益率为 15%情况下。（绿点表示需求上网电价低于核能上网电价，红点表示需求上网电价高于核能上网电价。）

海上风电 (Offshore Wind)

从 2005 年起，中国就开始关注国内风能发电行业的发展，但这些工作直到 2007 年才真正落地，此后开始了第一个示范项目的运营。由于建设成本高、技术仍处于早期开发阶段，海上风电设施安装在 2006 和 2007 年出现停滞。直到 2010 年，海上风电装机容量才开始快速增长，达到 389.6 兆瓦，在全世界配备海上风力发电能力的国家中排名第三（落后于英国的 2861 兆瓦和丹麦的 832 兆瓦）(Zhao & Ren, 2015)。2010 年 9 月，中国开始进行第一轮特许权招标，中标者都是来自江苏省盐城市下属区县的项目开发商，这些项目的总发电量达到 1 吉瓦。其中两个是海上风电场，另外两个是潮间带风电场。第一轮特许权招标的中标项目详细情况见表 7。

表 7. 第一轮特许权招标的中标项目详细情况

项目	开发商	容量	上网电价（元/千瓦时）
江苏滨海海上风电场	中国大唐集团新能源股份有限公司	300 兆瓦	0.7370
江苏射阳海上风电场	中国电力投资集团	300 兆瓦	0.7047
江苏东台潮间带风电场	山东鲁能集团	200 兆瓦	0.6235
江苏大丰潮间带风电场	中国龙源电力集团	200 兆瓦	0.6396

虽然项目开发商原计划在 4 年之内完成这些项目，但 3 年之后即 2013 年 9 月才开始施工。导致这一状况的部分原因是主要政府机构之间缺乏沟通以及产生战略冲突。特别是，国家能源局（NEA）的主要目标是降低成本并攻克在近海海域安装风电场的相关技术难题。相反，国家海洋局（SOA）则认为，为了给渔业捕捞、

海运和其它海上作业留出空间，风电场最好应远离海岸¹⁹。同时，项目开发商由于不得不将项目从原计划场地迁出而承担了额外的成本²⁰。在国家能源局和国家海洋局发布一系列清晰框架和规定之后，项目开发商和投资者遭受这类打击的状况大有好转。开发商将向国家海洋局申请批准场地的使用权²¹，而国家能源局将选择投标和协商上网电价（见下表 11 建设管理政策部分）。

2.1. 中国市场概况

2.1.1. 主要行业参与者

由于风能被认为是能替代化石燃料的主要清洁能源，全球对这一行业的投资正在不断增长。尽管中国在 2013 年只新增了 39 兆瓦风电容量，但风力涡轮机制造商认为通过推动在处于全球风能发展前沿的国家优先将战略先行优势证券化，能创造机会进入新能源市场。实际上，中国制造商华锐风电、金风科技和东方电气均跻身风电制造行业全球前十名(GWEC, 2012)。截至 2012 年，华锐风电和金风科技已掌握中国海上风电涡轮机制造市场 2/3 的份额（表 8）(Zhao & Ren, 2015)。

就项目开发商而言，中国的海上风电发展已被少数几个国有公共企业（SOE）广泛垄断，因为它们在陆上风电和油气行业积累的经验最多(Carbon Trust, 2014a)。一方面得到中国开发银行（CDB）的资助，另一方面中小企业（SME）在现阶段没有能力负担得起高投资，因此仅有 8 个左右资金充裕的国有企业主导海上风电市场的现状也不足为奇。这些公共事业被绝对优先发展的海上风电行业潜藏的长

¹⁹国家海洋局拥有此类授权之前，国家能源局承诺在中国开发海上风电项目(Quartz & Co., 2013)，但这未能及时且有效地帮助解决这些争论。

²⁰例如，为保护野生动物区，东台项目不得不从近海迁出 10 公里；射阳项目由于选址地的军事用途而停止在设计阶段，滨海和大丰项目在 2013 年仅向国家能源局申请了建设许可。

²¹在它们发布的“海上风电开发与建设管理临时规定实施细则”中，国家能源局和国家海洋局制定了海上风电场的区域布局原则，指出未来项目选址都必须距离海岸至少 10 公里，水深至少 10 米（如果潮滩宽度超过 10 公里）。这就意味着选址标准与本报告中的项目评估案例分析中的规定相似。（见下文）

期回报吸引而投资，它们拥有 98%的现有累积装机容量。它们也受到《可再生能源法》的约束，要求至少发展 3%的非水电新能源，而且这一数字到 2020 年要上升到 8%。

表 8. 截至 2012 年中国海上风电轮机制造商的累积市场份额

制造商	风电涡轮机数量	装机容量（兆瓦）	市场份额
华锐风电	56	170	39.7%
金风科技	44	109.5	25.5%
西门子	21	49.98	11.7%
国电联合动力	22	39	9.1%
重庆海洋装备	4	14	3.3%
上海电气	6	13.6	3.2%
东方电气	2	8	1.9%
湘电风能	2	7.5	1.7%
易美逊	3	7	1.6%
明阳风电	3	6	1.4%
三一电气	2	4	0.9%
共计	165	428.58 兆瓦	100%

来源：Zhao & Ren (2015)

在这些公共事业中，中国国电集团子公司中国龙源电力集团是国内最大的陆上风电开发商；从现有及规划装机容量来看，龙源电力拥有的海上风电市场份额也最大（图 7）。为了实现到 2015 年风能发电量达到 100 吉瓦（其中 5 吉瓦来自海上风电²²），2020 年达到 200 吉瓦，2030 年达到 400 吉瓦（其中 30 吉瓦来自海上风电），2050 年达到 1000 吉瓦的目标(Yuanyuan, 2012)，这些企业规划且已获批的总装机容量为 5 吉瓦，另外还有 12.3 挤压正在规划中。表 9 总结了中国海上风电行业的主要开发商及其营业额，图 7 展示了他们相应的装机和获批容量。假定英国第一轮和第二轮项目的常规资本成本为 120-150 万英镑/兆瓦，而中国龙源电力生产 1 兆瓦海上风电投入的成本约为 160 万欧元(Quartz & Co., 2013)，因此预计未来的成本约为 1300 万元/兆瓦（如下面的金融模拟中的假设）²³。这就意味着上述 8 个国有企业总共需要投入约 2330 亿元人民币来发展它们规划的项目。

²²尽管 2014 年间装机容量大幅增加，但现在普遍认为这一行业未能完成在 2015 年达到 5 吉瓦装机容量的目标（风电月刊，2013）

²³此处参考 2014 年汇率，人民币兑英镑为 1/10.14，人民币兑欧元为 1/8.18。

表 9. 中国八大海上风电开发商

开发商	总规划容量 (吉瓦)	公司营业额 (百万欧元)	备注
中国龙源电力集团	7.7	2075	筹集了 2.91 亿欧元股本资金
长江三峡集团	1.1	N/A	
中国大唐集团	1.5	526	计划对海上风电项目投资 74 亿欧元
中国广东核电集团	2.0	N/A	
中国海洋石油总公司	1.2	21,568	得到中国政府 17 亿欧元资助在渤海湾开发 1 吉瓦海上风电
中国华电集团	2.0	262	计划在江苏省投资 7.38 亿欧元
神华集团	1.9	14,724	
华能集团	1.3	N/A	
共计	17.9 吉瓦		

来源: 4coffshore (2013); Quartz & Co. (2013); Carbon Trust (2014b)

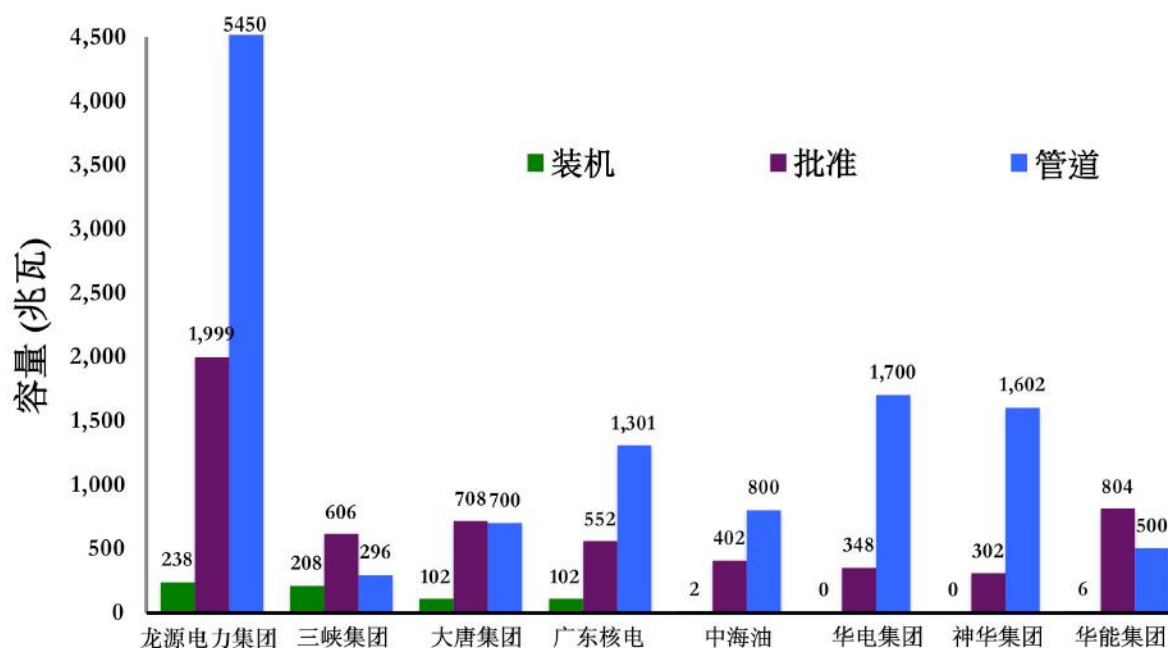


图 7. 中国海上风电开发商认可的装机容量, 来源: 4coffshore (2013)

2.1.2. 资源潜力

中国目前正处于向更清洁能源资源、能源独立及应用有效碳减排策略的过渡阶段，对具有重要意义的风能资源的开发意味着我们在这条道路上迈出了重要的一步。到 2013 年底，全球累积风电容量达到 318 吉瓦，其中当年增加了 35.5 吉瓦，而中国经济在风电发展方面超越美国保持住全球领先势头。2013 年，中国累积风电容量达到 91.4 吉瓦（占全球总容量的 28.7%），其中当年增加了 16.1 吉瓦(GWEC, 2013; EWEA, 2014)。虽然这与中国拥有的 2680 吉瓦陆上风电潜力相比是小巫见大巫，但中国北部和东南沿海地区可利用的海上风电资源仍达到 180 吉瓦²⁴(Caralis et al., 2014)。在水深 50 米、海拔 70 米的更远的海上，风电容量可达到 500 吉瓦，预示出进行各种开发和应用的广泛前景(Li Junfeng, 2012)。

未来海上风电基地的开发和建设将主要集中在江苏²⁵和山东 (Carbon Trust, 2014b; Yang et al., 2015)，但包括上海、浙江、广东、广西、河北、福建和海南在内的其他省市也将推进这一行业的发展(Zhao & Ren, 2015)。为了应对 2013²⁶年海上风电装机容量（预测）增长缓慢的形势，中国政府在“十二五”计划可再生能源部分中指出要推动海上风电的规划和发展。国家能源局在《全国海上风力发电的发展和建设方案（2014-2016）》中加快了项目审批流程，上述省市共有总发电量达 10 吉瓦的 44 个项目获批(Sun et al., 2015)。图 8 展示了中国已通过审批的海上风电项目装机容量（2014-2016）的具体分布，表 10 概括了中国东南沿海省市从现在到 2020 年的海上风电发展计划。

²⁴这里的沿海地区是指水深 5-25 米，海拔 50 米的地区。

²⁵江苏省有大约 1000 公里的海岸线，沿海滩涂面积约占中国国土总面积的四分之一(Wu et al., 2014)。

²⁶装机容量仅有 428.6 兆瓦，不到规划的 2015 年 5 吉瓦目标的 10%。

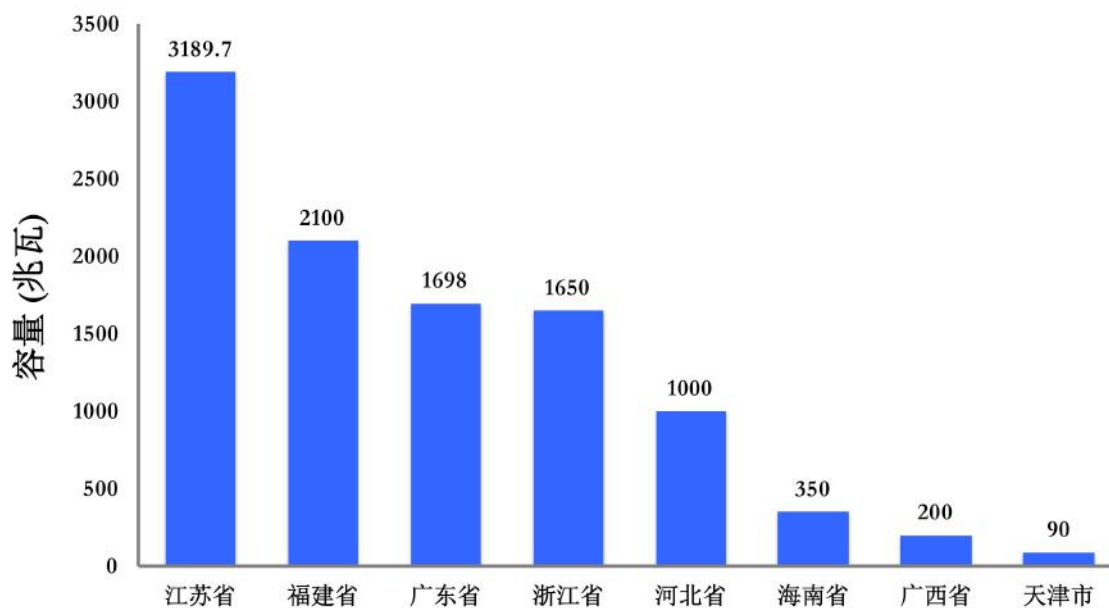


图 8. 建设计划中批准的装机容量(2014-2016)，来源：《风力发电》（2014）

表 10. 中国东南沿海省市海上风电发展计划

地区	计划装机容量（兆瓦）		
	潮间带	近海	共计
江苏	2900	6550	9450
浙江	500	3200	3700
山东	1200	5800	7000
上海	200	1350	1550
福建	300	800	1100
共计	5100	17700	22800
来源：Carbon Trust (2014a), Wu et al. (2015)			

2.1.3. 政策支持及作用

从2005年起，中国政府颁布实施了一系列支持风电发展的政策，主要包括对研发（2005-2013）、项目规划（2009-2014）、施工管理（2010-2011）以及近期价格—

一特许经营权竞标价格（2010）和基准价格（2014）的支持。表11总结了2005到2013年中国工业和信息化部（MIIT）和国家发展与改革委员会（NDRC）颁布的支持中国海上风电研发的政策。但从金融角度来看，这些政策没有包含研发投资计划或行业参与者所需的补贴(Zhao & Ren, 2015)。

在第一轮海上风电项目特许权招标（2010）中，竞价投标的模式导致报价都极低，那些开发商因渴望进入这个新兴市场而故意为之。这种竞价投标最终导致上网电价低且无利可图²⁷。有人认为，除了获得先行优势和前所未有的发展海洋产业的机会(Quartz & Co., 2013)，电力公司更希望打动中央和地方政府，因此刚开始可能会接受如此低的利率(Innovate Norway, 2013)。那么，过去几年出现施工停滞的情况就不意外，因为这些企业无法通过获得商业利润来对抗如此低的上网电价²⁸（表7）（Hong & Möller, 2012）。中国海上风电政策的支持者建议，采用目前在陆上风电项目推广的根据项目地理位置调整补贴的机制。附录IV详细阐述了陆上风电的四个区域/类别的上网电价标准划分。

同样，在 2012 年，国家能源局委托中国水电水利规划设计总院（CREEI）研究合适的海上风电上网电价水平。但是，电价公布的时间期限没有确定，而且 Carbon Trust 对国家可再生能源中心的采访证实，国家发改委将陆上风电的推广作为更优先开展的工作(Carbon Trust, 2014a)。水电水利规划设计总院尝试建立一个稳固的基准上网电价模型，对不同地区根据其风能资源和成本核算的投资组合设置不同的电价水平。这两个因素和水深、离岸距离、天气条件等都影响着海上风电的投资成本（以及由此需要的财政激励和补贴）；即使在同一地区的不同水域，这些因素也可能存在差异(Li et al., 2014a)。以江苏和浙江为例，同等条件下，浙江的投

²⁷海上风电项目电价仅比陆上风电项目高 30%左右(Carbon Trust, 2014b)，而成本却至少是陆上项目的两倍(Zhao & Ren, 2015)。

²⁸值得注意的是，第一轮特许权竞标中原制定的上网电价被证实不足以支持海上风电的商业化发展，国家能源局已同意了四个项目重新申请的新上网电价水平（《风电月刊》，2013），大唐集团也在重新申请将上网电价从 0.737 上调到 0.860 元/千瓦时。

资成本、成本定价甚至是基准价格都比江苏高(Caralis et al., 2014), 这意味着中国现有的海上风电财政政策不利于建立一个平衡的海上风电产业。

表 11. 2005 年以来中国主要的海上风电支持政策概况

政策		与海上风电相关政策	
日期	政策	研发支持政策	
2015 年 11 月	“可再生能源产业发展指导目录”	指导目录划定海上风力涡轮机的技术研发	
2008 年 3 月	“‘十一·五’可再生能源发展计划”	促进海上风电试点项目的研发、测试、设备制造和示范	
2010 年 3 月	“风电设备制造行业准入标准(草案)”	优先考虑海上风电制造业的发展	
2013 年 2 月	“产业结构调整目录的修改决定(2011版)的相关条款”	“海上风力涡轮机的研发和制造及海上风力发电场的建设和设备制造被纳入鼓励发展产业的新能源条款中	
项目规划支持政策			
2009 年 1 月	“海上风力发电项目规划报告的编制规定(试行)”	制定海上风电项目规划报告应遵循的原则、程序、内容、深度和技术要求	
2009 年 1 月	“海上风电项目预可行性研究报告的编制规定”	规范了编制海上风电场项目的预可行性研究报告的基础、任务、内容、深度和技术要求	
2009 年 4 月	“海上风电场项目规划纲要”	规定了海上风电计划的工作范围、原则、内容、方法、职责和组织管理	
2012 年 4 月	“‘十二·五’可再生能源发展计划”	继续积极开发和建设海上风电, 装机容量在 2015 达到 5 吉瓦, 在 2020 年达到 30 吉瓦	
2014 年 8 月	“海上风力发电的开发建设方案(2014-2016)”	纳入 44 个海上风电项目, 总装机容量超过 10 吉瓦	

日期		政策		与海上风电相关政策	
		海上风电项目施工管理支持政策			
2010年1月		“海上风电开发与建设临时管理措施”		完善海上风电场建设和管理的系统和机制，并加强各个阶段的管理	
2011年7月		“临时措施管理海上风电开发与建设管理临时措施实施细则”		进一步阐明海上风电规划和项目建设的具体程序和管理需求	
2011年9月		“海上风电项目定量成本估算”		为了规范海上风电场的规划和设计，制定海上风电项目建设和管理规定	
日期		政策		海上风电项目上网电价	
		价格标准		价格	
2010年2月		第一轮特许权投标	-	投标电价：潮间带风电价格为102.3美元/兆瓦时和104.9美元/兆瓦时；近海风电价格为115.6美元/兆瓦时和120.9美元/兆瓦时	
2014年6月		“关于海上风力发电上网电价的通知”	在2016年12月31日前投产的非投标项目	基准电价（含税）：近海风电价格为139.4美元/兆瓦时；潮间带风电价格为123.0美元/兆瓦时	
			在2016年12月31日前投产的投标项目	投标电价：项目提交的投标价格不得高于同类项目的基准价格	
来源：Carbon Trust (2014); NDRC (2011); NDRC (2008).					

2.2. 海上风电投资案例分析

2.2.1. 模型假设

在风能案例中，项目盈利能力是多个不确定的投入因素的函数，包括：风速、场容量、可操作性和成本分解，以及一系列影响应用利率和贴现率的宏观经济方面的因素。关于不确定性问题的信息在潜在私人投资者在项目前期决策阶段的决策过程中特别重要，同样对于政策制定者为适应行业的投资状态和其他区域的特殊性而寻求适应或修改公众支持计划也很重要。在这种情况下，风电场的盈利能力成为一个在这些不确定参数变化的综合影响下的随机结果。为了同时考虑这综合影响作用以及可能存在的风险，对项目选用 Monte Carlo 模拟而非情景模拟和敏感性分析传统方法来进行评估。通过与现金流模型相结合，Monte Carlo 模拟方法考虑了随机生成的不确定性投入，通过对规定的输出变量（如 NPV、IRR 等）评估来产生信心。从目前生命周期成本估计的相关文献中可以得到中国海上风电场的资本支出（CAPEX）和运营指标（OPEX），在本案例的模拟中使用这些测定结果数据的平均值作为输入值。

作为能源短缺（即能源需求高）地区和海上风电发展的重要资源潜力的代表（Yang 等，2015），江苏省将作为本研究报告所要讨论的海上风电场：100x3mw 华锐风电（Sinovel）涡轮机组成的 300MW 风电场。根据上海东海项目的具体情况，在基线的情况下的净负载因子设定为 29%，该值是风力波动区间 25%（最保守）和 32%（最乐观）的平均值（世界银行，2010）。资本成本设定为 14-19 百万人民币/兆瓦的平均值（即 1650 元/兆瓦），包括固定资产核算 2%的固定运营和维护成本，运营与维护波动相等于 150 元/兆瓦时（欧洲风能协会，2013）。虽然上网电价水平会根据不同地点特殊性变动，这里设定为 850 元/兆瓦时作为适用于目前一些风电项目的保守下限水平。本研究模拟了不同上网电价水平（从 700 元/兆瓦时到市场理想水平 1000 元/兆瓦时）下的盈利能力（碳信托，2014b）。

假设贴现率为 10%且企业税收为 15%，在投资模型中使用 70:30 的债务权益比率，平均贷款收益率被设定为 6.56%（中国开发银行利率），净资产收益率设定为 11.58%（Smirnova 等，2012）。中国开发银行是公共资金最大的预期贡献者，资产融资²⁹、公开市场融资和风险投资以及私募股权融资是所需剩余投资的主要融资来源（Smirnova 等，2012）。

公开市场融资也促使重要的开发和制造企业的再投资资本增长大幅度提高。此外，风险投资和私人股本风险偏好的投资组合是促进项目开发和技术创新的重要融资来源。本研究的工程和财务假设的概述详见表格 13。

2.2.2. 海上风电场盈利能力不确定性分析

根据因素的不确定性，使用适用于根据现有的实验和市场数据的特定统计分布来估算每个参数的随机性。已知最小值和最大值（即固定范围界限）的参数，服从均匀分布；如果很大可能是不确定变量的平均结果，则选用描述均值对称偏差的三角形分布。在本案例中，根据上诉说明，资本成本的范围假设为统一分布，而上网电价和负载系数服从三角分布。表格 12 总结了在不同的场景的各项投入。

表格 12. Monte Carlo 模拟投入数据.

参数	最少值	中间值	理想值
负载系数	25%	29%	32%
资本支出(百万元)	14	16.5	19
上网电价 (元/kWh)	0.70	0.85	1.00

²⁹资产融资被认为是全球清洁技术投资的主要来源，2012 年中国超过一半的资金来自资产融资，且在推动中国风电项目发展中起到核心作用（慈善信托基金，2012）。这个资金源主要用于设备安装和发电阶段。

表格 13. 中国海上风电项目案例分析经济模拟的投入参数

参数	数据	单位/备注
项目时间轴		
前期开发	6	年
审批与建设	2	年
运营生命周期	20	年
技术性数据		
负载系数均值	29%	
涡轮机品牌	Sinovel	
涡轮机数量	100	
每台涡轮机容量	3	兆瓦
项目总容量	300	兆瓦
水深	10-20	米 (m)
离岸距离	20	米；或距离海上风电项目
成本分析		
资本支出		
预经营成本		
许可证和权限		
建设成本（每兆瓦	16,000	元/千瓦
运营支出		
固定运营与维护	0.15	元/千瓦时（碳信托, 2014b）或者按每年资本成本的 2%（即 320 元/千瓦）
保险成本	1-2%	%总资本支出
财务指标		
公司税	15%	从 2009 年起，风电增值税（VAT）从 17% 下降到 8.5%，所得税从 33% 降到 15%（Xi Liang 等, 2012）
负债权益比率	80:20	
债务成本	6.56%	
股本成本	11.58%	
贴现率	10%	敏感性分析包括 8%、5% 和 3% 的贴现率
折旧	20	年
退役费用	5%	%总资本成本
电价	0.85	元/千瓦时

在规定条件和每一步分析都运行 1000 次情况下，能源平均成本的分布特征是平均值为 1080 元/兆瓦时、置信区间为 925-1027 元/兆瓦时 ($p < 0.05$) (图 9a)。由此可以假设电价是在 700-1000 元/兆瓦时范围内的不确定变量。然而，如果电价固定在 850 元/兆瓦时，得到的净现值 (元/兆瓦) 服从三角分布，且净现值最高可能为约 220 万元/兆瓦时，而很大可能产生的净现值 > 0 (图 9b)。

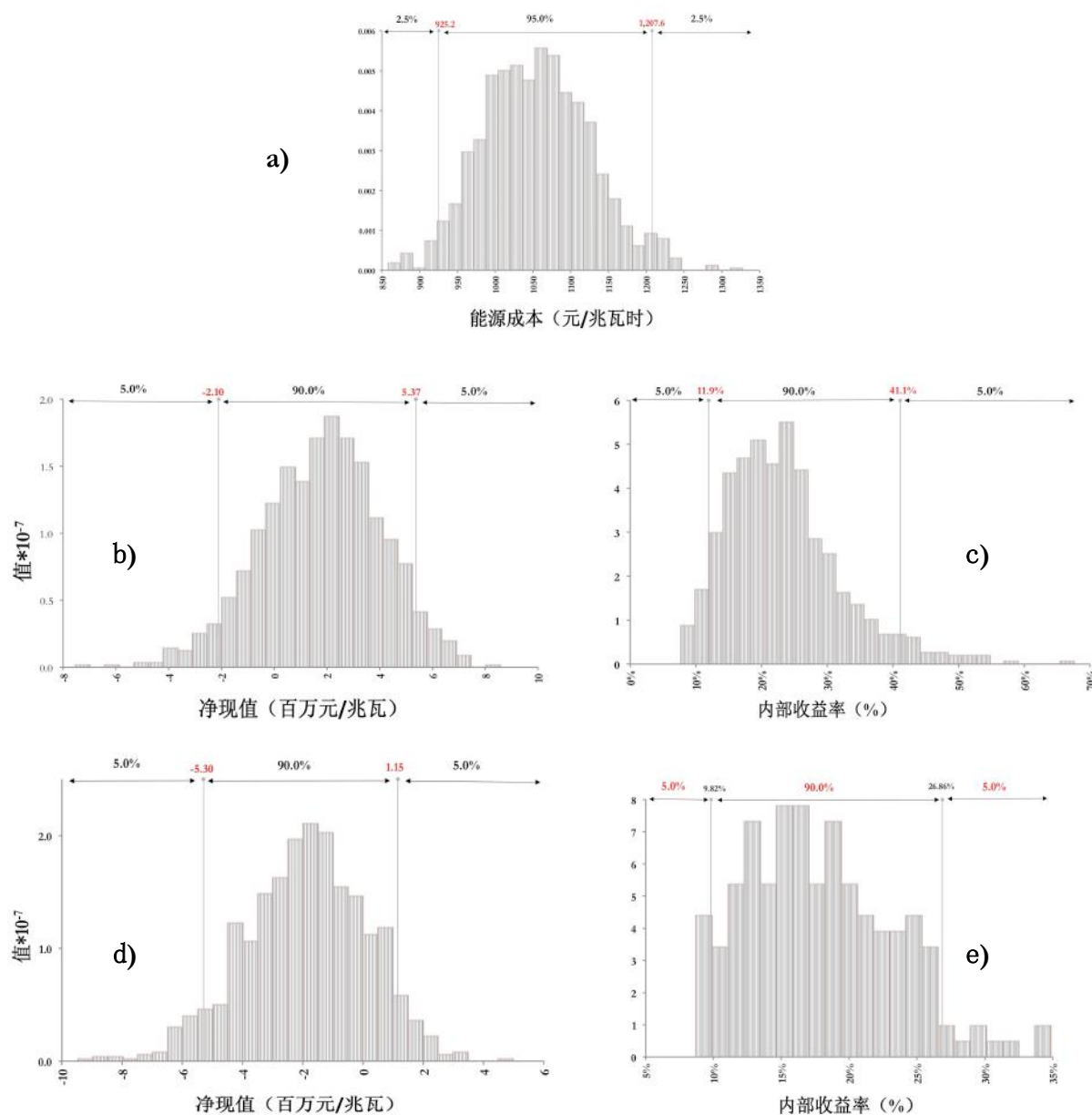


图 9. 净现值模拟结果 (元/兆瓦)、内部收益率和不同假定条件下的能源成本

这种高盈利可能性也反映在生成的相应内部收益率，当 $IRR > 12\%$ 时 $p = 94\%$ ； $IRR > 20\%$ 时 $p = 68\%$ ($p < 0.01 =$ (图 9c)。如果进一步改进模型以适应当前（较低）市场电价水平（如 700 元/兆瓦时），只有 33% 的适中概率产生正净现值，以及 $IRR > 20\%$ 直线上升到 24% 的机会（此时，利润回报只会导致项目生命周期的低资本成本和高风能潜力）（图 9D, E）。

表格 14 是对具有波动负载系数（25-32%）和资本成本（14-19 百万元/兆瓦）的能源成本进行敏感性分析的结果（贴现率为 10%）。单个表格中的圆点表示不同上网电价假设下产生正净现值且 $IRR > 12\%$ 的情况：1) 白色表示上网电价为 1000 元/兆瓦时；2) 灰色表示上网电价为 850 元/兆瓦时；3) 黑色表示上网电价为 700 元/兆瓦时。在 700 元/兆瓦时电价条件下，只有同时具有非常强的技术与经济吸引力的项目，能做到在 10 年的投资回报期间净现率 > 0 且 $IRR > 12\%$ （即负载系数大于 27% 且资本成本在 14-15 百万元/兆瓦区间内）。

当上网电价为 850 元/兆瓦时，投资能产生收益回报的能源燃料成本最高为 1050 元/兆瓦时。要注意的是，如果资本投资成本能够降至约 14 百万元/兆瓦，无论在该地点的风能潜力如何，都可以保证达到理想收益。当上网电价为 1000 元/兆瓦时，且资本回报期小于 10 年，项目能保证取得 12% 的内部收益率，除非假设所有参数同时是最悲观值（负载系数 $< 26\%$ 且资本支出 > 18 百万元/兆瓦）。

表 14. 平准化电力成本、净现值和内部收益率对假定负载率和资本成本的敏感度分析

负载率	资本支出（百万元/兆瓦）					
	14	15	16	17	18	19
25%	1029	1092	1154	1217	1280	1343
26%	995	1055	1116	1176	1236	1297
27%	964	1022	1080	1138	1196	1254
28%	935	991	1047	1103	1159	1215
29%	908	962	1016	1070	1124	1178
30%	882	935	987	1039	1092	1144
31%	859	909	960	1011	1061	1112
32%	837	886	935	984	1033	1082

研究分析

3.1. 中国 CCUS 现状

CCS 现金流模型模拟明确显示出中国的 CCUS 项目产生的能源成本比燃气电厂和核电都要低。这也印证了国际能源署的观点，即 CCUS 技术虽然还未实现大规模示范，“但在平准化电力成本方面与太阳能、风能等相比仍具有竞争力”（IEA, 2012）。尤其是在中国，CCUS 的成本仍明显低于发达地区（比如美国和欧洲），更不用说目前欧洲 CCUS 发展的速度减缓，相反在中国 CCUS 可得到优先发展（Renner, 2014）。以中国为代表的东亚发展中国家和更成熟的西方市场中 CCUS 成本的差异产生的原因至少有 4 个，例如：1）规模经济的影响，这是中国建设更多的标准化设计电厂的趋势必然会导致的结果；2）进口原材料的需求匮乏以及国内大宗商品生产的充足，最终导致价格比自由市场要低；3）中国的劳动力成本大幅降低；以及，4）中国国内监管约束比较少。

但是，由于中国 CCUS 项目的发展仍处于初期阶段，保密性的考虑妨碍了本文的数据搜集，因此利用中国 CCS 技术领域（有限的）案例分析对当代研究结果进行比较（e.g. Zhao et al., 2008; NZEC, 2009; Finkenrath, 2011; Wu et al., 2013; and Liang et al., 2014）。本文利用国际项目中更公开的数据对研究结果进行了进一步检查。最值得一提的是，美国在 EOR 领域的经验、加拿大韦伯恩 CCS 项目³⁰、挪威的斯莱普内尔（Sleipner）和斯诺赫维特（Snohvit）两个项目以及阿尔及利亚因萨拉赫 CCS 项目都给对中国市场在国际发展中地位的评估提供参考。

从文献综述来看，可想而知不同研究中采用的 CCS 成本评估方法存在很大的差异，究其直接原因是缺乏一个清晰和普遍认可的边界条件数据集，即应用折现率和燃料价格（Rubin et al., 2007）。尽管如此，针对中国的研究几乎一致同意，与国外项目相比，中国 CCUS 成本范围下降。例如，Renner（2014）从运行维护成本

³⁰ 韦伯恩-米代尔 CCS 项目，位于加拿大萨斯喀彻温省，（到 2008 年）是同类项目规模中的世界之最。

（欧洲比中国高 80%）和净效率损失较低（中国是 7%，欧盟是 9%）两个方面解释了中国的 CCUS 成本与欧洲相差较大的原因。后者可能导致的结果在于需要更高的燃料消耗（也就是更高的成本）而净效率降低。

为了中和各种成本核算方法的差异，GCCSI（2011）年建议采纳一套标准方法来规范能源平准化成本和碳减排成本的计算，减少参差不一的结果。GCCSI（2011）承认，“不同研究中的成本预估差异是由于技术性能、投入成本或将资源转化为平准化电力成本的方法不同。如果假设正规化，应用的方法统一化，这些差异就将消失。” Renner（2014）认为，标准化之后平准化电力成本仍存在差异的原因是前文提到的运营维护成本假设不一样，可能相差三倍。

3.2. CCUS 金融生命力

3.2.1. 需求上网电价

能源成本备受关注，总的来说，中国配备 CCUS 的燃煤电厂进行陆上封存的能耗成本（86.5 美元/兆瓦时）比未改造的燃煤电厂的能耗成本要高 60%，而离岸封存的能源燃料成本（93 美元/兆瓦时）则要高 75%。在欧盟，配备 CCUS 的燃煤电厂的能耗成本比未配备的电厂要高 80%，这表明欧盟能耗成本值要比中国高出 35-45%。Liang 等人（2014 年）的研究确认，尽管广东省基础燃煤电厂发展 CCS 的成本比国内平均成本要高，其能耗成本可能仍低于 100 美元/兆瓦时。本报告研究（附录 IV）确认，假设理想燃料价格为 3.5 美元/千兆焦耳，则能耗成本为 92-94 美元/兆瓦时；假设保守燃料价格为 4.5 美元/千兆焦耳，能耗成本上涨到 97-99 美元/兆瓦时

假设未来煤炭价格为 4 美元/千兆焦耳，且模拟基线情景（12%贴现率，50%金融杠杆），则投资 CCS 需要的额外上网电价为 36 美元/兆瓦时；当燃料价格更保守的假设为 5 美元/千兆焦耳时，则需要 44 美元/兆瓦时。当需要收益率（12%到

15%) 的技术-经济假设进行联合变更, 且负债权益比率上升为 3:1 时, 需求上网电价降至 33 美元/兆瓦时。在金融杠杆同为 75%情景中, Liang 等人 (2014 年) 建议 31.8 美元/兆瓦时的额外电价, 并肯定了通过支持多种融资机制 (特别是清洁发展机制)、政府资助支持、用于 CCUS 发展的特项基金以及潜在风险投资资源等手段来消除 CCS 金融缺口的潜力³¹。政府资助与投资相结合的方式有望将通过 10%置换债务份额所产生的上网电价减少 3 美元/兆瓦时。因此, 30%的资助方案将减少 CCS 金融缺口约 25 美元/兆瓦时 (15%收益率) 或 22 美元/兆瓦时 (12%收益率)。很明显, 为了平衡额外的投资需求, 国内碳税 (或在 CDM 碳信用点机制下货币当量) 很大可能将消除现存缺口。具体而言, 在同等的资助方案下, 10 美元/吨 CO₂ 的碳价将降低需求上网电价至 63.9 美元/兆瓦时; 如果额外考虑税收减免, 需求上网电价将降低至 60.9 美元/兆瓦时。

必须指出的是, 尽管在本报告中没有详细讨论, 投资 CO₂ 捕集的另一途径是将碳出售给石油企业, 这也是最热门的碳利用途径之一。根据 Zhang 等人 (2014a) 的研究, CO₂ 溶于石油能降低石油体积膨胀以及降低石油粘度 30%至 80%。这会引起石油与水之间的界面张力降低, 从而提高石油采收率。CO₂ 流能提高 7-15%的采收率, 从而使油井生产寿命延长 20 年。电厂与油区地理位置越近, 成本效益越高。但是如果融资途径扩展了, 很大可能将不会生成减排认证信用点, 因为在清洁发展机制体系下, 项目需要证明“额外性”。这意味着, 项目的经济可行性必须主要依靠其通过销售减排认证信用点产生的收益, 否则项目不可行, 即不会被通过。这就使得与 CO₂ 驱油开发结合的清洁发展机制项目审定很难通过, 因此项目开发商需要在 CO₂ 驱油和之前提及的清洁发展项目信用点之间做出选择。而在现行投资模式下如果要替代碳信用点盈利, 则需要以 15-20 美元/吨 CO₂ 价格出售液

³¹考虑到投资一个 CCS 项目一般需要 1-20 百万美元, 风险投资组合不会优先选择投资 CCS。尽管如此, Liang 等人 (2014 年) 建议将 CCS 投资作为独立尝试, 而不是投资相关电厂, 以使风险投资的投资资源相对更多。

体 CO₂ 给邻近石油企业才能够抵消额外投资的需要。在这个碳价区间内，投资 CCUS 的需求上网电价将降至 55-58 美元/兆瓦时。

3.2.2. 碳价

碳减排成本下降至 35-50 美元/吨 CO₂（煤炭价格为 4 美元/千兆焦耳时）或 50-65 美元/吨 CO₂（煤炭价格为 5 美元/千兆焦耳时），详见附录 IV。在中国 CCS 投资的碳价格方面，本研究的结果与早期研究的结论不冲突，尤其是 Sekar 等人（2007）的项目结果 0.19-0.25 元/千瓦时（即 38-50 美元/吨 CO₂）。但是，这些结论比 2007 年 MIT 对 CO₂ 价格的早期预测（30 美元/吨 CO₂³²）要稍高。为调整 CCS 的大规模投资，Wu 等人（2013）近期研究结果显示，假设煤炭价格为 4 美元/千兆焦耳是，估算的碳成本为 55 美元/吨 CO₂，而在煤炭价格为 5 美元/千兆焦耳时，上升为 61 美元/吨 CO₂。此外，Renner（2014 年）在其关于配备 CCUS 和未配备 CCUS 的燃煤电厂的 CO₂ 转换价格的调查研究中表明，对于陆上运输和封存，当价格高于 35 欧元（约 47 美元）/吨 CO₂ 时，配备 CCS 的燃煤电厂比没有配备 CCS 的电厂变得更具成本效益（因为能耗成本较低）；对于离岸运输和封存，该数值为 45 欧元（约 60 美元）/吨 CO₂ 时，配备 CCS 的燃煤电厂比没有配备 CCS 的电厂变得更具成本效益³³。根据这些数值可以得出，为了使配备 CCUS 的电厂比未配备电厂盈利更高，对应的欧盟需求 CO₂ 价格目前应该大于 115 欧元（约 153 美元）/吨 CO₂。

虽然已经被广泛认同，碳法规在项目盈利能力和部署方面起到关键作用（Giovanni 和 Richards, 2010），目前碳价（例如 40 元/吨 CO₂，或 6.4 美元/吨 CO₂）并不足以激励对 CCS 技术进行实际应用。尽管国内排放贸易体系还未建立完全，以及因为中国缺少自由市场从而引发对排放贸易体系生命力的争论，2011 年起 7 处地方试点开始试运营（Zhang et al., 2014b）。尽管这些试点的市场方案、

³² 碳捕集与压缩估算为 25 美元/吨 CO₂，运输与封存估算为 5 美元/吨 CO₂。

³³ 报告发表时的年欧元：美元兑换率为 1.33（2014）

实施策略和地方法规不同，总体而言，他们保证了中国排放贸易体系市场地位位列世界几大体系之一，仅次于欧盟排放贸易体系³⁴。

在这方面，Li等人（2015b）意识到在中国“CO₂价格和CCS技术在减少CO₂排放的同时保持经济效益方面的交互性强”。目前研究显示，碳价高有利于达到偏好低风险和高风险的投资者所期望的成本竞争力水平。Li等人（2015b）进一步发现，如果CCUS无法商业化可行，中国发电行业成本控制低碳化将无法达成。研究也确认，假设CCUS技术开发者无法同时使用其他平行融资机制，则碳价至少要达到50-60美元/吨CO₂水平，才能开展CCUS项目。这反映出，在中国电力行业和工业，碳价格变化会对CCS的发展前景和减排的最终贡献产生敏感的连锁效应。

3.2.3. CCUS 社会认知度

根据近期的CCS相关文献可以明显得出，在靠近居民区规划CCUS项目——即使只是对潜在封存地点的探测——也会引起当地社区的强烈反对（案例见在中国国情条件下，Yang等人（2016年）将影响公众对CCUS认知的因素主要分为以下4点：公众认知、感知风险、感知利益以及环境保护。尽管该研究也指出，大多数接受问卷调查的中国民众并不知道CCUS技术或者大气CO₂水平上升的科学含义，但CCUS感知风险仍然被认为是对在中国开展CCUS项目部署可能性产生最负面影响。公众感知风险的关注点一般包括意外事故、潜在CO₂泄漏以及气体地质封存引起的地震（Seigo et al., 2014）。其他的3点因素均为CCUS公众认知带来积极影响，在影响公众支持或反对CCUS部署的决定上起到与感知风险相反的作用。

上述中国民众对CCS公众接受度的问卷调查的进一步研究（尽管有限），也认同Upham和Roberts（2010年）、van Alphen等人（2007年）以及Wallquist等人（2012年）的结论，即民众的安全感是提高CCUS公众接受度的首要要求。Chen等人

³⁴ 2014年中国全部排放试点（除了重庆）排放贸易体系的交易总额为1115百万吨（世界银行，2014）

(2015年)的研究也认为尽管对CCUS安全措施焦虑与对该技术的普遍误解和态度并非严格意义上的相对，但公众的总体态度偏向质疑而非支持。

Yang等人(2016年)认为，另一个影响中国民众对CCUS公众认知的关键因素是公众对CCUS利益相关方的信任度。因为缺乏对CCUS潜在的风险和所带来的利益的了解，公众很难去评估一项新兴科技的优缺点，因此他们更多的是依靠对该技术更了解的相关利益相关方来减轻对此新技术的担忧。2000年Siegrist对基因技术的研究也证实了这一点，与对相关组织的不信任者相比，公众对一个组织的信任度越高，对其投资的新技术的感知风险越低。这个发现提出，为增强公众对CCUS的认知度而展开进一步的行动应考虑以下几点：1) 如果缺少公众信任，利益相关方很可能因此不会开展新项目，因为人们会认为这些项目风险性高且盈利可能性低；2) 公众一般倾向于质疑项目开发商的牟利动机和由此引起的其对公共福利的关注；3) 尤其在中国的案例中，市场提供的数据可能并不可靠，并且CCUS技术优点的相关知识通常被忽视。

因此，建立并保持公众与利益相关方以及对相关技术的前景和必要性的信任机制非常重要。对市场利益相关方和当地政府至关重要的是做到决策制定阶段的沟通交流和透明度。由此，提高民众对CCUS的认知不仅有助于加快对该技术的证明以及长期发展，还能提高民众的文化、科学水平以及对环境问题的认识。Li等人

(2014年)指出，只有把CCUS项目的公共教育管理、信息披露制度的建立，以及促进公开数据交流等结合起来才能协助中国开发其国内和国外CCUS市场的潜力。

3.3. 影响海上风电盈利能力的因素

3.3.1. 地点选择与负载系数

Caralis 等（2014）发现，在陆上风电案例中，中国风力发电场的潜力越高，一般会产生较高的投资成本。这抵消了在更高上网电价水平下可能产生的额外收益。换句话说，在选择高资本成本的高能源场和选择其他较低前期成本的适度能源厂之间达成折衷效果，却发现几者的盈利能力相似。这一部分是由于计算上网相关风险时，增加容量因子会导致盈利能力减弱。更突出的是，上网电价在不同地理区域波动的直接影响，抵消了不同能源能力和投资成本对盈利能力的影响。这说明了我国陆上风力发电产业的公平性。对于海上风电，将内部收益率作为盈利能力指标能够使，在特定假设下（图 9），上网电价变动 0.1 元/千瓦时将导致内部收益率变动 8-10%，这在反映不同投入的相应波动中是一个相当大的范围。例如，Feng 等（2014）发现，在江苏沿海不同位置的风电负载因子产生了 11 个百分点的变化。

这种在中国以及全球范围内的海岸线风能潜力的内在变化，往往体现在电力需求及其间歇性供应间的相关性较差上（Kempton 等，2010；Yu 等，2011）。尽管如此，Lu 等（2013，2014）假设在江苏省发展海上风电以满足未来需求并抵消建设燃煤系统的需要的眼前的机会³⁵。三个沿海经济区：长江三角洲、渤海湾和珠江三角洲的海上风电设施的分布，有可能显著减少海上风电总输出的时间变化。Lu 等（2013）认为，总风力发电能力的 28%可以作为取代燃煤电厂发电量要求的基线负载电量。

Lu 等（2014）在另一项研究中提出，结合江苏五省的海上风设施，并意识到相对于 BAU 情景（即燃煤发电），CO₂的排放量由 115 百万吨减少到 200 百万吨的潜力。这相当于从潜在发电额外场景排放减少温室气体排放 29-51%，相当于减排

³⁵ 到 2030 年，江苏省的电力需求预计将从 331twh（2009 年水平）增加到 800twh（Lu 等，2014）

成本低至 17 美元/吨，当煤炭价格高是最多 29 美元/吨。这些研究的结果与本报告的结果综合表明了一个重大机遇，即相比更高成本的 CCS 技术，中国政府在履行其国际减排承诺上能够开发有效成本。如果上网电价水平可以提高到等于或高于 0.85cny/kwh 水平，在抓住这个机会（私人投资者也能分享）的同时，也参与并促进一个产业：在其最优状态下产生高收益投资组合，在最坏的情况也能产生满意收益（+ 85%的机会产生 > 12%的内部收益率）。

3.3.2. 上网电价和清洁发展机制（CDM）收益

最近许多研究都发现了一个投资信号：认证排放量的减少，可以促进海上风电项目的招标。据国际自然基金会（WWF）的报告，碳市场上减排认证的销售收益可以贡献总体项目投资的 10 %（ECOFYS, 2008）。除了明显的经济动机，在清洁发展机制下的风电项目的明显优势是市场透明度。没有清洁发展机制，探索风力发电项目的技术性能数据和经济性能数据几乎是不可能的。然而，在清洁发展机制，项目开发商必须公开项目设计文件（PDD）的数据和公开的检验和验证文件。这种支持机制的存在将产生如下影响：当项目获得更高收益，支持机制将能够负担起发电效率更高、发电能力更高且成本更昂贵的从国际制造商进口的涡轮机，从而减少对本地涡轮机制造商的生产压力。

如果投资者遵从清洁发展机制路线，ECOFYS（2008）预计内部收益率将增加 1.1-1.4 个百分点。ECOFYS 还发现，由于属于认证减排发布的高危因素，风能项目有约 80%的认证减排交付可能。Li 等（2013a）的风险评估模型的模拟表明，认证减排销售的收入可以产生正的净现值，即使风力发电产生的电力并没有完全输送到电网。真实案例中，联合国气候变化框架公约（UNFCCC）预计，即使在认证减排下，上海东海大桥项目（一个中标电价为 0.978 元/千瓦时的近海风能项目）的内部收益率将达到 10%。然而要注意的是，东海大桥项目在 2008 年的资本成本估

算约 26000 元/千瓦时，比目前的投资成本范围要高出 36-85%（即 14000-19000 元/千瓦时）。

根据江苏省海上（风电）项目有资格获得 0.62-0.737 元/千瓦时的上网电价的最新公告，Energy Storage Chinese Net（2014）报道和本研究模拟结果表明，即使是 0.85 元/千瓦时的上网电价水平，投资者仍然认为偏低。在未来相对不明确的补贴政策支持将对目前风电投资者的主动性起到负面影响（He 等，2016）。在国家和地方政府的作用在通过优惠政策激励海上风电项目发展上变的突出。这些优惠政策可能包括，但不限于，实施适当的税收削减、公布优惠贷款政策、提高风电企业技术质量和水平、中小企业援助渗透市场、缓解在清洁发展机制下风电项目的审批障碍，以及对上网电价必要的适当修订来确保中国海上风电产业的有序和加速发展。

3.4. 结论

中国作为最大的新兴经济体，正在经历着前所未有的能源需求，并在未来的几十年里将继续大量依赖煤炭。煤炭的经济价值和丰富供应意味着中国目前的发展模式在可预见的将来不会改变。但是为了满足其长期合法的减排任务以及为了在国际政治领域发挥重要作用，中国已经考虑引进CCUS技术减少其当前和未来的燃煤电厂的碳足迹。此时的中国正见证着可再生能源的蓬勃发展并实现在低碳技术的政策支持和金融方面不断变化的进步。本报告阐述了一个示范财务状况、政治发展以及中国CCUS和海上风电产业的社会和经济要求的整体投资评价方法。

显而易见，CCUS技术仍然是一个基本可行的战略选择，从（替代并永久的）减排和环境公益（例如处理工业废物）对经济绩效（例如通过抵消在CO₂捕集阶段产生额外碳成本）的成本有效合理途径中获取多个国家利益。CO₂利用过程被认为是中国未来几十年的可持续社会与经济发展的一个关键性技术选择（Li等，2015），并应在同其他阶段（捕获、运输和储存）获得同等待遇。但是，中国缺乏国家性的特定CCS政策框架仍然是其加快CCUS项目准备中最突出的非金融壁垒。

在项目基础上，87美元/兆瓦时的上网电价，或41美元/吨的碳价，是USCPC燃煤电厂进行CCS改造的前提。如果75%投资成本通过债务融资，且销售用于CO₂-EOR的碳牌价为15-20美元/吨或碳市场价格不低于20-25美元/吨，那么上网电价可降至低于65美元/吨水平。此外，CCS项目可以受益于由CCS专用基金提供的经济援助、国家和地方政府以及多边银行的资金支持方案。如果项目能保证总项目成本30%的资助比例，需要的上网电价能够降低至55.5美元/兆瓦时水平，从而使配备CCS的电厂的清洁能源发电比替代清洁选择（如核电、陆上风电和燃气联合循环电厂）经济上更可行。

在全球范围内，在中国发展 CCUS 的成本比其他发达国家低得多，这是由于中国具有丰富的本地原材料/商品、未完善的规管以及低廉的劳动力成本。中国也预期将很快成立世界上最大的全国碳排放交易体系之一，并且如果碳价格足够高，中国将有很大潜力将 CCUS 技术引入市场。然而，为避免碳锁定投资，一个明确的长期的减缓气候变化政策应尽早制定并执行。也应注意的是，由于缺乏国内（以及国际）CCUS 相关社会、环境和经济效益持续对于外行，CCUS 项目通过教育公众获得“社会许可”、促进交通政策以及加强信息交流与公开是至关重要的。

在新技术萌芽阶段，在需要支持的水平和进一步研发的技术最落后环节上以及在确定阻碍技术有序发展的主要市场壁垒上达成明确共识前，政策支持会经过一个“试验与错误”阶段。因此，如同之前的陆上风力发电场，在达到贷款方和开发商可以制定的可取水平之前，海上风电项目预计将进行几次招标环节。对目前工作的早期研究建议，项目的上网电价水平是根据该项目基础决定的，因为不同领域的项目甚至沿着同一海岸线的项目也应其各自的特殊性而大不相同。据报道，江苏省的负荷系数为 25-32% 之间，总成本平均为 16.5 百万元/兆瓦。在这些假设下，基于江苏的海上风电场需要 0.85-1 元/千瓦时的上网电价才能产生理想内部收益率（12%）以及正的净现值。降低成本是增强与经验丰富的外国企业间合作的推论，在中国国内，能够在降低感知海上风投资风险上起到突出作用。通过建立一个可持续性长期激励机制，中国政府将会增加对海上风电场的电力需求，从而在行业内为已准备好的供应链提供资金铺平道路。

参考文献

- 4coffshore (2013). Available at: <http://www.4coffshore.com/> [Accessed December 5, 2015]
- Administrative Centre for China's Agenda 21 (2012). *Carbon capture, transport, utilization and storage: progress and prospects*. Science Press, Beijing.
- Administrative Centre for China's Agenda 21 (2014). *An Assessment Report on CO₂ Utilization Technologies in China*. Science Press, Beijing.
- Al-Juaied, M. (2010). *Analysis of financial incentives for early CCS deployment*. Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs.
- Asian Development Bank (2015). *Roadmap for carbon capture and storage demonstration and deployment in the People's Republic of China*. Available at: <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/197678/roadmap-carbon-capture-storage-demonstration-deployment-peoples-republic-china.pdf> [Accessed January 11, 2016]
- Bernstein, L., Lee, A., & Crookshank, S. (2006). Carbon dioxide capture and storage: a status report. *Climate Policy*, 6(2), pp. 241-246.
- Best, D., & Levina, E. (2012). *Facing China's Coal Future: Prospects and Challenges for Carbon Capture and Storage* (No. 2012/5). Available at: <http://173.254.52.9/~undersx4/wp-content/uploads/2014/03/Facing-Chinas-Coal-Future-IEA.pdf> [Accessed November 21, 2015]
- Bloomberg New Energy Finance & UNEP (2014). *Global trends in Renewable Energy Investment*. Available at: http://www.unep.org/pdf/Green_energy_2013-Key_findings.pdf [Accessed December 26, 2015]
- Caralis, G., Diakoulaki, D., Yang, P., Gao, Z., Zervos, A., & Rados, K. (2014). Profitability of wind energy investments in China using a Monte Carlo approach for the treatment of uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, pp. 224-236.

- Carbon Trust (2014a). *Detailed appraisal of the offshore wind industry in China*. Available at: <https://www.carbontrust.com/media/510530/detailed-appraisal-of-the-offshore-wind-industry-in-china.pdf> [Accessed December 7, 2015]
- Carbon Trust (2014b). *Offshore wind in China: Sharing the UK's policy experience*. Available at: <https://www.carbontrust.com/media/510538/carbon-trust-offshore-wind-policy-report.pdf> [Accessed December 9, 2015]
- Chen, Z. A., Li, Q., & Zhang, X. (2013). The implementation of European Energy Programme for recovery CCS demonstration projects and inspirations to China. *China Population, Resources and Environment*, 23(10), pp. 81-86.
- Chen, Z. A., Li, Q., Liu, L. C., Zhang, X., Kuang, L., Jia, L., & Liu, G. (2015). A large national survey of public perceptions of CCS technology in China. *Applied Energy*, 158, pp. 366-377.
- Duncan Coneybeare (2013). *China could lead in CCS, Utilities Unbundled Issue 14, June 2013*. Available at: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/China_could_lead_in_CCS/\\$FILE/China_could_lead_in_CCS_UU_14.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/China_could_lead_in_CCS/$FILE/China_could_lead_in_CCS_UU_14.pdf) [Accessed November 22, 2015]
- ECOFYS (2008). *The value of carbon in China – Carbon finance and China's sustainable energy transition*. Available at: http://acs.allianz.com/files/9114/0378/5313/wwfcarbon_markets_china.pdf [Accessed December 22, 2015]
- Energy Storage Chinese Net (2014). *The lagging development of offshore wind power in China*. Available at: <http://www.escn.com.cn/news/show-124583.html> [Accessed December 24, 2015]
- Ernst & Young (2009). *Cost of and financial support for offshore wind, report for the Department of Energy and Climate Change*. Available at: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file51142.pdf> [Accessed November 26, 2015]
- European Wind Energy Association (2013). *Financing offshore wind farms*. Available at: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Financing_Offshore_Wind_Farms.pdf [Accessed December 23, 2015]

- European Wind Energy Association (2014). *Wind in power – 2013 European statistics*. Available at:
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf [Accessed December 3, 2015]
- He, Z., Xu, S., Shen, W., Long, R., & Yang, H. (2016). Overview of the development of the Chinese Jiangsu coastal wind-power industry cluster. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 59-71.
- Hong, L., & Möller, B. (2011). Offshore wind energy potential in China: under technical, spatial and economic constraints. *Energy*, 36(7), pp. 4482-4491.
- Feng, Y. H., Jiang, Y., Qiu, Y. N., Su, D. W., Li, H. F., Huang, Z., & Cui, Y. (2014). Performance Analysis of Coastal Wind Farms in Jiangsu, China. In *Applied Mechanics and Materials*, 448, pp. 1858-1864.
- Fenglifadian (2014). *The development and construction scheme of offshore wind power (2014-2016)*. Available at: <http://www.fenglifadian.com/news/201408/17872.html> [Accessed December 12, 2015]
- Finkenrath (2011). *Cost and performance of carbon capture from power generation*. Available at: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen.pdf [Accessed January 3, 2016]
- Giovanni, E., & Richards, K. R. (2010). Determinants of the costs of carbon capture and sequestration for expanding electricity generation capacity. *Energy Policy*, 38(10), pp. 6026-6035.
- Global Carbon Capture and Storage Institute (2011). *Accelerating the uptake of CCS: Industrial use of captured carbon dioxide*. Available at: <http://www.globalccsinstitute.com/sites/www.globalccsinstitute.com/files/publications/14026/accelerating-uptake-ccs-industrial-use-captured-carbon-dioxide.pdf> [Accessed January 10, 2016]
- Global Wind Energy Council (2012). *Global wind report – annual market update 2012*. Available at: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2012_LowRes.pdf [Accessed December 4, 2015]

- Global Wind Energy Council (2013). *Global wind statistics, 2012, 11/2/2013*. Available at: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWEC-PRstats-2012_english.pdf [Accessed December 3, 2015]
- Hong, L., & Möller, B. (2012). Feasibility study of China's offshore wind target by 2020. *Energy*, 48(1), pp. 268-277.
- Innovate Norway (2013). *The transition to green energy in China, Japan, and Korea – A window of opportunity for Norwegian business*. Available at: <http://www.innovasjon Norge.no/Documents/old/PageFiles/4014/Energy%20report%20NEA%20v3.pdf> [Accessed December 14, 2015]
- International Energy Agency (2009). *World Energy Outlook 2009*. Available at: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb site/2009/WEO2009.pdf> [Accessed December 28, 2015]
- International Energy Agency (2011a). *Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation*. Available at: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen.pdf [Accessed December 28, 2015]
- International Energy Agency (2011b). *World Energy Outlook*. Available at: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf [Accessed November 21, 2015]
- International Energy Agency (2014). *Carbon capture and storage: legal and regulatory review, Edition 4*. Available at: https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/CCSReview_4thEd_FINAL.pdf [Accessed January 10, 2016]
- Information Office of the State Council (2010). *China's Policies and Actions for Addressing Climate Change*.
- Kempton, W., Pimenta, F. M., Veron, D. E., & Colle, B. A. (2010). Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 107(16), pp. 7240-7245.

- Li Junfeng (2012). *China wind power outlook*. China Environmental Science Press. Available at: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/China-Outlook-2012-EN.pdf> [Accessed December 11, 2015]
- Li, J., Liang, X., Cockerill, T., Gibbins, J., & Reiner, D. (2012a). Opportunities and barriers for implementing CO₂ capture ready designs: a case study of stakeholder perceptions in Guangdong, China. *Energy Policy*, 45, pp. 243-251.
- Li, J., Cai, F., Qiao, L., Xie, H., Gao, H., Yang, X., Li, X. (2012b). *China Wind Energy Outlook 2012*. Available at: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/China-Outlook-2012-EN.pdf> [Accessed November 22, 2015]
- Li, C. B., Lu, G. S., & Wu, S. (2013a). The investment risk analysis of wind power project in China. *Renewable Energy*, 50, pp. 481-487.
- Li, Q., Liu, G., Liu, X., & Li, X. (2013b). Application of a health, safety, and environmental screening and ranking framework to the Shenhua CCS project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 17, pp. 504-514.
- Li, C.B., Li, P., & Feng, X. (2014a). Analysis of wind power generation operation management risk in China. *Renewable Energy*, 64, pp. 266-275.
- Li, Q., Liu, L. C., Chen, Z. A., Zhang, X., Jia, L., & Liu, G. (2014b). A Survey of Public Perception of CCUS in China. *Energy Procedia*, 63, pp. 7019-7023.
- Li, Q., Chen, Z. A., Zhang, J. T., Liu, L. C., Li, X. C., & Jia, L. (2015a). Positioning and revision of CCUS technology development in China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Available at: https://www.researchgate.net/publication/273134811_Positioning_and_Revision_of_CCUS_Technology_Development_in_China [Accessed January 3, 2016]
- Li, Y., Lukszo, Z., & Weijnen, M. (2015b). The implications of CO₂ prices for China's power sector decarbonization. *Applied Energy*, 146, pp. 53-64.
- Liang, X., Liu, H., & Reiner, D. (2014). *Strategies for Financing Large-scale Carbon Capture and Storage Power Plants in China* (No. 1430). Faculty of Economics, University of Cambridge. Available at:

- <http://www.econ.cam.ac.uk/research/repec/cam/pdf/cwpe1430.pdf> [Accessed December 27, 2015]
- Liu, H., & Gallagher, K. S. (2010). Catalyzing strategic transformation to a low-carbon economy: A CCS roadmap for China. *Energy Policy*, 38(1), pp. 59-74.
- Liu, Z., Guan, D., Crawford-Brown, D., Zhang, Q., He, K., & Liu, J. (2013). Energy policy: A low-carbon road map for China. *Nature*, 500(7461), pp. 143-145.
- Lu, X., McElroy, M. B., Nielsen, C. P., Chen, X., & Huang, J. (2013). Optimal integration of offshore wind power for a steadier, environmentally friendlier, supply of electricity in China. *Energy Policy*, 62, pp. 131-138.
- Lu, X., McElroy, M. B., Chen, X., & Kang, C. (2014). Opportunity for offshore wind to reduce future demand for coal-fired power plants in China with consequent savings in emissions of CO₂. *Environmental science & technology*, 48(24), pp. 14764-14771.
- Ma, J., Zhang, W., Luo, L., Xu, Y., Xie, H., Xu, X., Li, Q., Zheng, J., Sheng, L. (2012). *China Energy Statistical Yearbook 2012*; China Statistics Press: Beijing. pp. 1057.
- Massachusetts Institute of Technology (2007). *The future of coal*. Available at: <http://web.mit.edu/coal/> [Accessed December 23, 2015]
- Massachusetts Institute of Technology (2009). *Retrofitting of coal-fired power plants for CO₂ emissions reduction*. Available at: <https://mitei.mit.edu/system/files/meeting-report.pdf> [Accessed December 27, 2015]
- Ministry of Science and Technology (2007). *China's Scientific and Technological Actions and Climate Change*.
- Ministry of Science and Technology (2011). *Twelfth Five-Year Science and Technology Development Plan*.
- Mo, J. L., Zhu, L., & Fan, Y. (2013). Carbon price stabilization mechanism and its implication for China. *Adv. Clim. Chang. Res*, 9(5), pp. 368-375.
- National Development and Reform Commission (2007). *China's National Climate Change Programme*.

- National Development and Reform Commission (2008). *The 'eleventh five-year plan' of renewable energy development*. Available at: <http://www.docin.com/p-5124218.html> [Accessed December 26, 2015]
- National Development and Reform Commission (2011). *The development guidance catalogue of renewable energy industry*. Available at: http://www.nea.gov.cn/2015-12/13/c_131051692.htm [Accessed December 12, 2015]
- Near Zero Emissions Coal (NZE) Initiative (2009). *Carbon dioxide capture from coal-fired power plants in China – Summary report for NZEC work package 3 September 2009*. Available at: <http://www.canadiancleanpowercoalition.com/files/7313/0179/5690/GS35%20-%20Techno-economic-Comparison-WP3-Final-English.pdf> [Accessed December 28, 2015]
- Pew Charitable Trusts (2012). *Who's winning the clean energy race?*. Available at: <https://www.bnef.com/insightdownload/7504/pdf/>. [Accessed December 22, 2015]
- Quartz & Co. (2013). *Offshore wind China*. Available at: <http://qvarz.com/wp-content/uploads/Offshore-wind-China.pdf> [Accessed December 7, 2015]
- Reiner, D., & Liang, X. (2009). *Stakeholder perceptions of demonstrating CCS in China*. Available at: <http://www.ccs.cam.ac.uk/files/stakeholder-perceptions-of-demonstrating-ccs-in-china> [Accessed December 26, 2015]
- Renner, M. (2014). Carbon prices and CCS investment: A comparative study between the European Union and China. *Energy Policy*, 75, pp. 327-340.
- Rubin, E. S., Chen, C., & Rao, A. B. (2007). Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. *Energy policy*, 35(9), pp. 4444-4454.
- Seigo, S. L. O., Arvai, J., Dohle, S., & Siegrist, M. (2014). Predictors of risk and benefit perception of carbon capture and storage (CCS) in regions with different stages of deployment. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 25, pp. 23-32.
- Sekar, R. C., Parsons, J. E., Herzog, H. J., & Jacoby, H. D. (2007). Future carbon regulations and current investments in alternative coal-fired power plant technologies. *Energy Policy*, 35(2), pp. 1064-1074.

- Siegrist, M. (2000). The influence of trust and perceptions of risks and benefits on the acceptance of gene technology. *Risk analysis*, 20(2), pp. 195-204.
- Smirnova, I., Tumanova, I., Radchenko, S., Toma, L., Viruzab, P., Baeva, A. (2012). *Investment Attractiveness of the Offshore Wind Power Sector in the People's Republic of China*. Available at: http://www.th-nuernberg.de/fileadmin/Fachbereiche/bw/studienschwerpunkte/international_business/Master/CAIFD/SeminarPapers/Wind_Power_Sector_in_China_SeminarPaper.pdf [Accessed December 22, 2015]
- Sun, S., Liu, F., Xue, S., Zeng, M., & Zeng, F. (2015). Review on wind power development in China: Current situation and improvement strategies to realize future development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, pp. 589-599.
- Terwel, B. W., Harinck, F., Ellemers, N., & Daamen, D. D. (2011). Going beyond the properties of CO₂ capture and storage (CCS) technology: how trust in stakeholders affects public acceptance of CCS. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(2), pp. 181-188.
- The Climate Group (2011). *CCUS in China – 18 key issues*. Available at: <http://www.theclimategroup.org/what-we-do/news-and-blogs/report---ccus-in-china-18-key-issues/> [Accessed November 20, 2015]
- Upham, P., Roberts, T., Best-Waldhofer, M. D., Brunsting, S., Desbarats, J., Duetschke, E., ... & Riesch, H. (2010). *Public Perceptions of CCS: the results of Near CO₂ European Focus Groups*. Available at: http://www.communicationnearco2.eu/fileadmin/communicationnearco2/user/docs/Near_CO2_WP4_report_final.pdf [Accessed January 3, 2016]
- US Energy Information Agency (2013). *China consumes nearly as much coal as the rest of the world combined*. Available at: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=9751> [Accessed November 20, 2015]
- Van Alphen, K., tot Voorst, Q. V. V., Hekkert, M. P., & Smits, R. E. (2007). Societal acceptance of carbon capture and storage technologies. *Energy Policy*, 35(8), pp. 4368-4380.

- Viebahn, P., Vallentin, D., & Höller, S. (2015). Prospects of carbon capture and storage (CCS) in China's power sector—An integrated assessment. *Applied Energy*, 157, pp. 229-244.
- Wallquist, L., Visschers, V. H., & Siegrist, M. (2010). Impact of knowledge and misconceptions on benefit and risk perception of CCS. *Environmental science & technology*, 44(17), pp. 6557-6562.
- Wallquist, L., Seigo, S. L. O., Visschers, V. H., & Siegrist, M. (2012). Public acceptance of CCS system elements: a conjoint measurement. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 6, pp. 77-83.
- Wind Power Monthly. (2013). *Analysis - China unable to achieve 5GW offshore wind goal by 2015*. Available at: <http://www.windpowermonthly.com/article/1187293/analysis-china-unable-achieve-5gw-offshore-wind-goal-2015> [Accessed December 11, 2015]
- World Bank (2010). *China: Meeting the challenges of offshore and large-scale wind power*. Available at: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSCContentServer/WDSP/IB/2015/09/30/090224b0828b4401/1_0/Rendered/PDF/China000Meetin0e0European0countries.pdf [Accessed December 23, 2015]
- World Bank and ECOFYS (2014). *State and trends of carbon pricing 2014*. Available at: http://wwwwds.worldbank.org/external/default/WDSCContentServer/WDSP/IB/2015/06/01/090224b0828bcd9e/1_0/Rendered/PDF/State0and0trends0of0carbon0pricing02014.pdf [Accessed January 3, 2016]
- World Bank (2015). *China overview*. Available at: <http://www.worldbank.org/en/country/china/overview> [Accessed November 20, 2015]
- Wu, N., Parsons, J. E., & Polenske, K. R. (2013). The impact of future carbon prices on CCS investment for power generation in China. *Energy Policy*, 54, pp. 160-172.
- Wu, J., Wang, Z. X., & Wang, G. Q. (2014). The key technologies and development of offshore wind farm in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, pp. 453-462.

- Xie, H., Li, X., Fang, Z., Wang, Y., Li, Q., Shi, L., ... & Hou, Z. (2014). Carbon geological utilization and storage in China: current status and perspectives. *Acta Geotechnica*, 9(1), pp. 7-27.
- Xiliang, Z., Da, Z., & Stua, M. (2012). *Kickoff of Offshore Wind Power in China: Playoffs for China Wind Power Development*. Available at: http://sro.sussex.ac.uk/47233/1/Kickoff_of_Offshore_Wind_Power_in_China.pdf [Accessed December 10, 2015]
- Yang, F., Chen, S., Zhang, X., & Wang, Z. (2015). *The Development and Operation of Offshore Wind Farms in China*. Available at: http://www.atlantispress.com/php/download_paper.php?id=19590 [Accessed December 15, 2015]
- Yang, L., Zhang, X., & McAlinden, K. J. (2016). The effect of trust on people's acceptance of CCS (carbon capture and storage) technologies: Evidence from a survey in the People's Republic of China. *Energy*, 96, pp. 69-79.
- Yu, D., Liang, J., Han, X., & Zhao, J. (2011). Profiling the regional wind power fluctuation in China. *Energy Policy*, 39(1), pp. 299-306.
- Yuanyuan, Liu (2012). *China increases target for wind power capacity to 1,000 GW by 2050*. Available at: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2012/01/china-increases-target-for-wind-power-capacity-to-1000-gw-by-2050.html> [Accessed December 6, 2015]
- Zhang, Z.X. (2011a). In what format and under what timeframe would china take on climate commitments? A roadmap to 2050. *International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics*, 11 (3), pp. 245-259.
- Zhang, Z.X. (2011b). Assessing China's carbon intensity pledge for 2020: stringency and credibility issues and their implications. *Environmental Economics and Policy Studies*, 13 (3), pp. 219-235.
- Zhang, D., Karplus, V. J., Cassisa, C., & Zhang, X. (2014a). Emissions trading in China: Progress and prospects. *Energy policy*, 75, pp. 9-16.
- Zhang, X., Wang, X., Chen, J., Xie, X., Wang, K., & Wei, Y. (2014b). A novel modeling based real option approach for CCS investment evaluation under multiple uncertainties. *Applied Energy*, 113, pp. 1059-1067.

- Zhao, L., Xiao, Y., Gallagher, K. S., Wang, B., & Xu, X. (2008). Technical, environmental, and economic assessment of deploying advanced coal power technologies in the Chinese context. *Energy Policy*, 36(7), pp. 2709-2718.
- Zhao, X. G., & Ren, L. Z. (2015). Focus on the development of offshore wind power in China: Has the golden period come?. *Renewable Energy*, 81, pp. 644-657.
- Zhou, W., Zhu, B., Fuss, S., Szolgayová, J., Obersteiner, M., & Fei, W. (2010). Uncertainty modeling of CCS investment strategy in China's power sector. *Applied Energy*, 87(7), pp. 2392-2400.
- Zhu, L., & Fan, Y. (2011). A real options-based CCS investment evaluation model: Case study of China's power generation sector. *Applied Energy*, 88(12), pp. 4320-4333.

附录

附录 I

Table1A. Summary of international CCS policy actions.

Country	Regulatory Framework or Standard	Economic Incentives
United States	“Class VI” regulations for geological storage developed by US Environmental Protection Agency under Underground Injection Control Program and finalized in 2010; no projects permitted under the rule so far	<ul style="list-style-type: none"> Federal funding for demonstrations (US\$5 billion) Loan guarantee program (new US\$8 billion program announced in 2014) Tax credits for CO₂ storage (US\$10/ton for EOR and US\$20/ton for storage) Proposed performance standards for new plants
United Kingdom	European Union Directive transposed Energy Act (2011) allows reuse of existing pipelines and infrastructure for CCS	<p>Under electricity market reform of July 2011:</p> <ul style="list-style-type: none"> Emission performance standards (new coal only with CCS) Carbon price floor Contract for difference Proposed emission reduction targets for electricity sector
Australia	<ul style="list-style-type: none"> Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Regulations 2011 Onshore regulated at state level 	<ul style="list-style-type: none"> A\$23/ton carbon price A\$1.68 billion in government funds for CCS Flagship Program
European Union	Directive 2009/31/EC on geological storage of carbon dioxide transposed by the following countries into national law: Czech Republic, Finland, France, Germany, Ireland, Italy, Netherlands, Poland, Romania, Spain, and the United Kingdom	<ul style="list-style-type: none"> European Union emissions trading scheme CCS funding planned under New Entrants Reserve and 79 projects applied; value estimated at €4-5 billion
Canada	<ul style="list-style-type: none"> Canadian Standards Association published CCS standards under Z741-12 State-level regulations adopted in Saskatchewan and Pipelines Act (1998), administered by Ministry of Energy and Resources 	<ul style="list-style-type: none"> Emission performance standard requiring new and old coal plants to be as efficient as natural gas plants; plants using 30% CCS can receive deferral Public funding for demonstrations totaling Can\$3 billion
Norway	CCS-specific regulations still pending; draft regulations to be released simultaneously by Ministries of the Environment and Petroleum and Energy at some future date	<ul style="list-style-type: none"> CCS requirement for natural gas developments (including future power plants) CO₂ tax applied to offshore developments.
Sources: IEA (2014), ADB (2015)		

附录 II

Table 2A. CCUS international cooperation projects in China.

Timeline	Project	Objectives	Chinese Host & Participants
2006-2009	Cooperation Action within CCS China-EU (COACH)	Application of carbon capture technology in coal-fired power plants, assessment of China's CO ₂ geological storage potential, laws, regulations and financing mechanisms, etc.	ACCA21, Tsinghua University, Zhejiang University, Institute of Engineering Thermophysics, CAS, Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd, and GreenGen Corporation Limited.
2007-2009	China-EU Near Zero Emissions Coal (NZE) cooperation, phase I and phase II (in 2013)	Enhance knowledge transfer and sharing; Modeling future energy requirements of China, taking CCS technology into account; Undertake case studies of potential CO ₂ capture technologies; Build capacity in China for the evaluation of storage potential for CO ₂ ; Perform initial screening of potential sites appropriate for geological storage of CO ₂ .	ACCA 21, Thermal power Research Institute, Tsinghua University, Thermal Physics Institute, CAS, etc.
2008-2009	Support of Regulatory Activities For Carbon Capture and Storage	Promote and strengthen S&T cooperation in the field of CCS within EU; Study and define major issues which must be considered in developing CCS regulatory framework; Promote international cooperation between EU and China in the field of CCS.	ACCA 21, Institute of Engineering Thermophysics, CAS, and Institute of Policy and Management, CAS.
2009-2011	China-Australia Geological Storage of CO ₂ (CAGS) phase I, and phase II (2012)	Enhance the development and practice of science and technology in the field of CO ₂ geological sequestration both in China and Australia.	ACCA 21, China Geological Survey, Institute of Rock and Soil Mechanics, CAS, Chinese Academy for Environmental Planning, Tsinghua University, etc.
2010-2012	Cooperation on CCS Technology (SICCS)	Information exchange and basic research based on existing CCS activities of the two countries; Pre-feasibility study with a focus on capture, compression and transportation of CO ₂ as well as systematic integration, safety, environmental impact, and economic evaluation;	ACCA 21, China Huaneng Group, Tsinghua University, etc.

Sources: ACCA 21 (2012); Li et al., (2013b); Xie et al. (2013)

附录 III

Table 3A. Simulation results of sensitivity analysis of required on-grid tariffs, NPV, LCOE, and cost of carbon avoidance to changes in coal prices and required rates of return (with 50:50 financial leverage and 12% discount rate). Values in bold denote negative NPVs.

Fuel Price (\$/GJ)									
3.5					4				
Tariff (\$/MWh)	Carbon Cost (\$/tCO ₂ e)	NPV (\$/GW)	IRR %	LCOE (\$/MWh)	Tariff (\$/MWh)	Carbon Cost (\$/tCO ₂ e)	NPV (\$/GW)	IRR %	LCOE (\$/MWh)
78.49	27.4	153,667,456	5.0%	92.2	83.3	35.2	154,243,140	5.0%	97.4
78.90	28.0	137,860,515	6.0%	92.3	83.6	35.8	138,282,733	6.0%	97.5
79.37	28.6	119,685,821	7.0%	92.4	84.1	36.4	120,042,268	7.0%	97.5
79.88	29.3	99,296,840	8.0%	92.4	84.5	37.1	99,653,287	8.0%	97.6
80.42	30.1	76,934,732	9.0%	92.5	85.0	37.9	77,291,179	9.0%	97.7
81.01	30.9	53,037,969	10.0%	92.6	85.6	38.7	53,175,180	10.0%	97.8
81.63	31.8	27,168,079	11.0%	92.7	86.2	39.6	27,305,290	11.0%	97.9
82.28	32.7	0	12.0%	92.9	87.5	40.5	0	12.0%	98.0
82.96	33.7	28,517,956	13.0%	93.0	88.1	41.5	28,599,981	13.0%	98.1
83.66	34.7	58,114,864	14.0%	93.1	88.1	42.6	58,416,125	14.0%	98.3
84.37	35.8	88,807,953	15.0%	93.2	89.6	43.6	89,109,215	15.0%	98.4
85.11	36.9	120,246,447	16.0%	93.4	90.3	44.7	120,679,251	16.0%	98.5
85.86	38.0	152,605,733	17.0%	93.5	91.0	45.8	153,126,231	17.0%	98.7
86.63	39.1	185,491,186	18.0%	93.6	91.8	47.0	186,230,921	18.0%	98.8
87.40	40.3	219,034,349	19.0%	93.8	92.6	48.1	219,774,083	19.0%	98.9
88.24	41.5	253,015,984	20.0%	93.9	93.5	49.3	253,974,955	20.0%	99.1

Fuel Price (\$/GJ)									
4.5\$					5\$				
Tariff (\$/MWh)	Carbon Cost (\$/tCO ₂ e)	NPV (\$/GW)	IRR %	LCOE (\$/MWh)	Tariff (\$/MWh)	Carbon Cost (\$/tCO ₂ e)	NPV (\$/GW)	IRR %	LCOE (\$/MWh)
88.80	43.0	155,038,059	5.0%	102.6	94.0	50.8	155,613,743	5.0%	107.7
89.22	43.6	138,814,569	6.0%	102.6	94.4	51.4	139,521,794	6.0%	107.8
89.69	44.2	120,398,715	7.0%	102.7	94.8	52.0	121,105,941	7.0%	107.9
90.20	44.9	99,790,498	8.0%	102.8	95.4	52.7	100,366,181	8.0%	107.9
90.75	45.7	77,428,390	9.0%	102.9	95.9	53.5	78,004,073	9.0%	108.0
91.34	46.5	53,312,390	10.0%	103.0	96.5	54.3	53,449,601	10.0%	108.1
91.97	47.4	27,442,500	11.0%	103.1	97.1	55.2	27,360,475	11.0%	108.3
92.62	48.4	0	12.0%	103.2	97.8	56.2	0	12.0%	108.4
93.30	49.3	28,682,007	13.0%	103.3	98.5	57.2	28,764,032	13.0%	108.5
94.01	50.4	58,498,151	14.0%	103.4	99.2	58.2	58,799,413	14.0%	108.6
94.73	51.5	89,629,714	15.0%	103.6	99.9	59.3	89,711,739	15.0%	108.7
95.47	52.5	121,199,749	16.0%	103.7	100.7	60.4	121,720,247	16.0%	108.9
96.23	53.7	153,646,729	17.0%	103.8	101.4	61.5	154,167,228	17.0%	109.0
97.00	54.8	186,970,656	18.0%	104.0	102.2	62.6	187,491,154	18.0%	109.1
97.78	56.0	220,733,054	19.0%	104.1	103.0	63.8	221,253,553	19.0%	109.3
98.46	57.2	254,933,926	20.0%	104.3	103.7	65.0	255,454,424	20.0%	109.4

附录 IV

Benchmark feed-in tariffs for the four regions (categories) of onshore wind power projects in China are divided as follows:

- **Category I:** with benchmark FIT 0.51 CNY for sites located in Inner Mongolia autonomous region except: Chifeng, Tongliao, Xing'anmeng, Hulunbeier; Xinjiang Uygur autonomous region: Urumqi, Yili, Karamay, and Shihezi.
- **Category II:** with benchmark FIT 0.54 CNY for sites located in Hebei province: Zhangjiakou, Chengde; Inner Mongolia autonomous region: Chifeng, Tongliao, Xing'anmeng, Hulunbeier; Gansu province: Zhangye, Jiayuguan, and Jiu.
- **Category III:** with benchmark FIT 0.58 CNY for sites located in Jilin province: Baicheng, Songyuan; Heilongjiang province: Jixi, Shuangyashan, Qitaihe, Suihua, Yichun, Daxinganling region, Gansu province except Zhangye, Jiayuguan, Jiuquan, Xinjiang autonomous region except Urumqi, Yili, Changji, Karamay, Shihezi, and Ningxia Hui autonomous region.
- **Category IV:** with benchmark FIT 0.61 CNY for sites located in all the other parts of China not mentioned above.



Figure 1A. Distribution of benchmark FiTs for onshore wind projects in China.

Having only begun to firmly develop in 2007, the Chinese offshore wind power sector was poised to reach 5GW by 2015 and 30GW by 2020, as delineated by the Chinese Government in its “twelfth five-year plan” of wind power (Zhao & Ren, 2015). Counter-intuitively, the growth of the sector was rather slower than expected (only 428.6MW [less than 10%] of the 2015 plan objectives were installed by 2013 (4coffshore, 2013)). It wasn’t until August 2014, when the NDRC imposed the “offshore wind power feed-in tariff policy” and backed the steady development of offshore wind power.



UNIVERSITY OF EDINBURGH
Business School



中英（广东）CCUS 中心
UK-China (Guangdong) CCUS Centre

UK-China (Guangdong) CCUS Centre 中英(广东)CCUS 中心

The UK-China (Guangdong) CCUS Centre is a part of a not-for-profit institute; Guangdong Southern CCUS Centre registered in Guangdong, China.

中英(广东)CCUS 中心是由一家非牟利机构广东南方 CCUS 中心管理,在中国广东省注册成立。

Address 地址: Floor 2, Zone D, 1 Tianfeng Road, Luogang, Guangzhou, Guangdong, China 中国广东省广州市科学城天丰路 1 号 D 区 2 楼

Tel 电话: 020 3211 7500

Email 邮件: information@gdccus.org

Web 网站: www.gdccus.org



中英（广东）CCUS 中心
UK-China (Guangdong) CCUS Centre