

SUSTAINABLE
FINANCE

PROGRAMME



SMITH SCHOOL OF ENTERPRISE
AND THE ENVIRONMENT



关闭煤炭发电在中国： 国际经验及其与中国电力系统改革的相关性

工作报告

2017年2月

关于可持续金融项目

牛津大学史密斯企业与环境学院的可持续金融项目旨在可持续金融和投资领域成为全球领先的研究和教育中心。该项目启动于 2012 年（原为搁浅资产项目），项目的主要目的是了解与资本重新分配到与全球环境可持续性相一致的投资和其相关的要求、挑战和机遇。

我们致力于了解不同经济部门，资产类别和地理位置与环境相关的机会与风险，并指出这些机会和风险如何出现，他们如何从正反两方面影响资产价值。我们同时了解这些因素如何相互关联，其重要性（从其规模，影响程度，影响时间节点和可能性方面），被影响的人群，以及哪些受影响的人群可以做到预先管理相应的风险。

我们认识到，对环境相关因素进行高水平的研究是将这些因素成功融入决策的必要但非充分条件。因此，我们开发了将这些信息整合到决策中所需的数据，分析结构，框架和模型。我们从金融机构，公司，政府，监管部门等方面入手，对可能阻碍此整合的因素进行研究并提供相应的解决方案，自 2012 年以来，我们还对搁浅资产这一课题进行了开拓性的研究。截至目前，我们仍旧是唯一对此课题进行广泛而系统研究的学术机构。

可持续金融项目目前坐落于一个具有全球影响力和获得极高赞誉的，世界领先的大学之中。我们的合作者来自很多不同的领域，包括投资界相关领域的顶尖从业者（包括精算师，资产所有者，资产经理，会计师，银行，数据供应商，投资顾问，律师，评级机构，证券交易所），企业及其管理层，牛津大学及其以外的相关领域的专家（包括金融学、经济学、管理学、地理学、人类学、气候科学、法律、地区研究和心理学等领域）。

全球咨询委员会

可持续金融项目（Sustainable Finance Programme）由 Ben Caldecott 领导，其工作由全球可持续金融咨询委员会指导，由牛津史密斯学院院长 Gordon L. Clark 教授主持。目前全球咨询委员会会员包括：

Jane Ambachtsheer, Partner and Global Head of Responsible Investment, Mercer Investment
Rob Bailey, Research Director, Energy, Environment and Resources, Chatham House
Vicki Bakhshi, Head of Governance & Sustainable Investment, BMO Global Asset Management (EMEA)
Morgan Bazilian, Affiliate Professor, The Royal Institute of Technology of Sweden
David Blood, Co-Founder and Senior Partner, Generation IM
Yvo de Boer, President, Sustainability Challenge Foundation
Susan Burns, Founder and CEO, Global Footprint Network
James Cameron, Chairman, Overseas Development Institute
Diana Fox Carney, Pi Capital
Mike Clark, Institute and Faculty of Actuaries
Rowan Douglas, Head, Capital Science and Policy Practice, Willis Towers Watson
Professor Robert Eccles, Chairman of Arabesque Partners and Visiting Professor of Management Practice, Saïd Business School, University of Oxford
Emily Farnworth, Head of Climate Initiatives, World Economic Forum
Jessica Fries, Executive Chairman, The Prince of Wales's Accounting for Sustainability Project (A4S)
Ben Goldsmith, CEO, Menhaden Capital
Kristin Halvorsen, Director, Center for International Climate and Environmental Research (CICERO) and former Norwegian Minister of Finance
Connie Hedegaard, Chair, KR Foundation, and former European Commissioner for Climate Action
Thomas Heller, Chairman of the Board and Founder, Climate Policy Initiative
Anthony Hobley, CEO, Carbon Tracker Initiative
Christina Hood, Head of Unit, Environment and Climate Change, International Energy Agency
Andrew Howard, Head of Sustainable Research, Schroder Investment Management
Catherine Howarth, CEO, ShareAction
Zoe Knight, Head, Climate Change Centre of Excellence, HSBC
Bernice Lee, Executive Director, Hoffmann Centre for the Sustainable Resource Economy, Chatham House
Bob Litterman, Senior Partner and Chairman of Risk Committee, Kepos Capital
Mindy Lubber, President, Ceres
Nick Mabey, CEO, E3G
Richard Mattison, CEO, Trucost
Stephanie Pfeifer, CEO, Institutional Investors Group on Climate Change
Fiona Reynolds, Managing Director, UN Principles for Responsible Investment
Nick Robins, Co-Director, UNEP Inquiry into a Sustainable Financial System
Paul Simpson, CEO, Carbon Disclosure Project
Andrew Steer, President and CEO, World Resources Institute
James Thornton, CEO, ClientEarth
Simon Upton, Director, Environment Directorate, OECD
Steve Waygood, Chief Responsible Investment Officer, Aviva Investors
Peter Wheeler, Executive Vice President, The Nature Conservancy (TNC)
Michael Wilkins, Managing Director, Infrastructure Finance Ratings, Standard & Poor's
Baroness Bryony Worthington, Executive Director Europe, Environmental Defense Fund
Simon Zadek, Co-Director, UNEP Inquiry into a Sustainable Financial System
Dimitri Zenghelis, Principal Research Fellow, Grantham Institute, London School of Economics

关于作者

David Robinson 博士是一位专门从事能源和其他行业公共政策和企业战略咨询的经济学家。他是 David Robinson and Associates 咨询公司主席和牛津能源研究院的高级研究员。他作为史密斯企业与环境学院的顾问合作撰写了本报告。

李鑫博士目前是英国东安吉利亚大学高级研究员。他从利兹大学获得了生态经济学博士学位，此后在牛津能源研究院从事中国能源相关的研究。目前他所做的研究是由欧盟地平线 2020 项目资助的，主要关于提高电池储藏在偏远地区应用的政策分析。

致谢

我们感谢 Malcolm Keay、Daniel Tulloch、Ben Caldecott、Alex Pfeiffer、袁家海和马娟在报告的写作过程中所提供的帮助。报告中所涉及内容仅代表作者个人观点，与作者所在机构及其成员无关。

工作报告系列

本报告旨在促进学术界和其他研究相关人员的讨论。文章中所表达的观点仅代表作者个人观点，与主办机构或其赞助机构无关。

牛津大学免责声明

牛津大学的校长、教师和学者不代表也不担保与本出版物任何方面有关的观点，包括对任何具体公司、投资基金或其它金融工具进行投资是否明智的观点。尽管我们已经获得了据信是可靠的信息，但本大学的任何员工、学生和指定人员对与本文件所含信息有关的任何性质的赔偿或损失不承担任何责任，包括收益损失、处罚或从属损害。

目录

关于可持续金融项目	2
全球咨询委员会	3
关于作者	4
致谢	4
工作报告系列	4
牛津大学免责声明	4
执行摘要	7
1. 介绍	12
2. 燃煤发电的全球趋势	14
2.1 很多发达国家正在逐步淘汰燃煤发电	14
2.2 如何解释从燃煤发电的转型	20
2.3 燃煤发电与气候变化	21
2.4 总结	24
3. 中国	25
3.1 中国的煤炭和气候变化政策	25
3.2 关闭现有资产	28
3.3 新资产投资	29
3.4 总结	35
4. 在关闭无减排措施燃煤电厂的过程中降低成本及减少摩擦的方法	36
4.1 供应安全：资源充足性和灵活性	36
4.2 国家安全问题	40
4.3 电费成本和价格	42
4.4 与煤炭相关的环境法规	44
4.5 受影响的电力公司是否因为搁浅的资产得到补偿？	48
4.6 与中国的潜在相关性	48
5. 减少对燃煤发电资产的投资	51
5.1 监管，财政或政治限制	51
5.2 区域协调	52
5.3 资本市场信息披露	53
5.4 长期规划	54
5.5 减少或消除补贴	54
5.6 对公共信用的限制	54
5.7 公众反对	55
5.8 与中国的潜在相关性	55
6. 机遇	57
6.1 通过当地空气和水质的改善，从而促进健康状况的改善	57
6.2 新型的可持续发展的能源公司战略	57
6.3 能源市场的转型意味着电气化发展	59
6.4 与中国的潜在相关性	59
7. 总结：最佳实践和与中国的潜在相关性	61
7.1 可信的长期政策信号	61

7.2	加快市场改革	62
7.3	碳排放配额价格和交易机制	62
7.4	区域协调和竞争	63
7.5	所有制结构和治理	63
7.6	对于当地空气污染治理的立法是淘汰燃煤发电的强有力依据	63
7.7	对现有电厂所有者的补偿?	63
7.8	限制对新的无减排措施燃煤电厂的投资	64
7.9	利用过渡的机会	64
8.	参考文献	66

执行摘要

这项研究聚焦于与燃煤发电相关的两个议题。第一个议题是欧盟和北美正如何从“无减排燃煤发电”¹向其他发电方式进行转型。第二个议题是讨论可以帮助中国完成类似转型的方法。本文着重于燃煤发电，而不是煤的开采，煤的工业使用，或者对于关闭用煤设施所引起的政治经济摩擦。

国际共识

目前，学术界与政策制定者逐渐达成的共识是：实现巴黎协定的中心目标是需要尽早在全球范围内将“无减排措施”燃煤发电量控制在一个峰值以下，并在接下来的时间里快速缩减燃煤发电量。这就意味着过早关闭许多现有燃煤发电站，并大大减少仍旧继续运营的燃煤电厂的二氧化碳排放。同时还意味着不能够再建造新的“无减排措施”燃煤发电站。这一共识推动了许多发达的经合组织国家的政策和财务决策，特别是在欧盟和北美，这也是本报告的重点研究对象。

尽管有越来越多的国家达成这样的共识，燃煤发电在大型新兴国家仍然持续增长。这是因为在环境成本不被计入时，燃煤发电在许多国家仍然具有经济上的吸引力。然而，随着煤炭燃烧产生的碳排放对当地和全球环境影响得到越来越多的关注，越来越多的政府正在引入对“无减排煤炭发电”的经济性构成威胁的一系列的政策和法规。这也涉及到了如何从对煤炭依赖的能源系统过渡到新的能源体系的问题。国际经验为正在进行这一过渡或希望进行过渡的国家提供了一些借鉴经验。

中国与作为本报告的研究重点的经合组织国家有很大的不同。尽管存在这样的差异，甚至在某些情况下正是由于这些差异，国际经验对很多中国能源转型中所面临的机遇与挑战可以提供一些参考价值。本报告重点回答了三个与淘汰燃煤发电相关的问题。首先，政府、监管机构和电力公司对过早关闭发电厂的进程如何应对？第二，政府和市场如何引导，或者说限制，对“无减排措施”燃煤发电资产的投资？第三，在能源转型过程当中存在什么样的发展机会？以及这些机会如何被发觉和利用？执行摘要的其余部分提到了国际经验的最佳做法及其与中国的潜在相关性。

具有公信力的长期政策信号

国际上最常用及有效的方法是由政府针对煤炭或者说更广泛的气候变化议题释放出明确而且长期的（例如到 2050 年之前）政策信号。如果政府的意图是显著减少煤炭使用及其相关的二氧化碳排放，则需要制定在所有部门淘汰煤炭使用和减少相关排放的总体政策，而不仅仅是将政策局限于电力部门。否则，对于电力部门的煤炭使用和排放的限制政策可能会间接地成为工业其他部门用煤的鼓励机制，而非向电气化或者使用低碳燃料的转变。此外，除去对煤炭使用的整体规划，政府需要提供对于煤炭发电未来发展的清晰的发展思路和信号。

中国已经提出在 2030 年左右达到温室气体排放峰值，提高非化石燃料的比例到 20%，以及在 2005 年的水平上降低碳排放强度 60 到 65%。² 此外，中国还引入了包括几个工业部门的总量管制和排放交易机制，³ 大幅提高了可再生能源在能源供给中的比重，以及采取一系列措施来降低煤炭的使用，包括对京津冀、长三角和珠三角地区下

¹ 无减排措施的燃煤发电，在本文意指没有安装煤炭捕捉及储藏设备（CCS），或者其他减排设备的发电厂。“燃煤发电”泛指没有二氧化碳减排的电厂。

² J. Tollefson, 'China pledges to curb emissions', *Nature news*, 2015.

³ R. Mao et al., *China Carbon Market Research Report*, edited, Beijing, *Environomist*, 2016.

达关于审批新的煤电厂（除热电联产电厂）的禁令。⁴ 中国还在“十三五”控制温室气体排放工作方案中纳入了一些雄心勃勃的二氧化碳排放绩效目标。尽管如此，我们意识到政府没有在下述几个问题上提出官方的政策指导，例如燃煤发电在未来发电体系中的作用，或者是否通过关闭或改造发电厂来减少排放（例如引入碳捕捉与储存技术 CCS 或其他减排技术）

在我们研究的这些国家当中，长期的政策信号是通过一个或者多个渠道传播出去的：例如(a)引入气候变化或其他立法以逐步淘汰煤炭，或者提出严厉的减排目标，使得无减排措施的煤炭发电的继续运行无法达到该目标的要求（b）设定排放标准，以便能够有效地要求新建的和/或现有的发电站采用 CCS 或类似减排设备 (c) 对于新建电厂安装提供可以进行碳捕捉的准备（d）提出具有公信力的，长期的二氧化碳排放的地板价格（最低价格），并且随着时间的推移对该价格进行上调（e）拒绝对无减排措施煤炭发电提供公共财政上的支持；（f）向金融市场披露有关搁浅资产风险的信息。在许多具有竞争性电力市场的国家，政府正在提供这种长期信号。本报告假定，尽管形成一个竞争性市场存在很多困难，中国还是计划朝着与本报告涉及的国家相同的方向发展，虽然是以一个不同的步伐。如果这样的假设成立，中国对于煤炭发展应该提供一个长期的清晰的政策信号。

如果中国计划维持燃煤发电，同时大幅度减少二氧化碳排放，那么就需要提出明确的有关限制现有发电厂排放的政策。在美国和欧盟，由于这些国家和地区的大多数发电场都是老旧且往往效率低下，所以对煤电厂进行碳捕集和封存（CCS）的技术改造几乎没有获得什么支持。然而，由于中国的发电厂普遍来说是较新的并且高效的，进行碳捕集和封存以及利用不活的二氧化碳寻求新的商业模式会形成更大的潜在经济利益。

加速电力市场改革

本报告中提到的大多数国际经验发生在自由的电力系统中，在自由的电力系统中，一系列的竞争性市场机制可以得到应用，例如支持最低成本调度，零售竞争，跨区域交易，可再生能源整合，资源充足性和灵活性等等。中国在本世纪初开始了电力改革，但是在某种程度上来说电力系统仍然缺少改变和适应的能力。这样的电力系统对燃煤发电提供了有效的保护，并阻止可再生能源、需求响应和其他清洁能源带来的竞争。这种缺少改变的能力促进了煤炭的使用并且与有效的减碳目的不一致。

幸运的是中国正在讨论对电力系统的进一步改革，特别是考虑到国务院于 2015 年 5 月发布的第 9 号文件。例如，最近公布的《电力发展“十三五”规划》提出，中国到 2018 年将开始试点电力现货交易，并在 2020 年理顺输配电价格后，电力现货交易将全面投入运行。虽然其中的一些细节并没有得到披露，但是这些改革看起来与其他国家的市场机制的使用达到了广泛的一致性。9 号文件中的中心思想是根据“准许成本加合理利润”的原则对输电和配电分别进行定价，借以将零售从电网活动中分离出来。这样的分离是重要的，因为它可以促进电力零售市场和电力批发市场中更大的竞争，支持最小成本调度和定价，并且能够反映短期边际成本。无论电力系统的整体结构是否变化，引入最低成本调度都是至关重要的。最低成本调度将采用短期价格信号来支持即期交易，并鼓励需求响应和其他具备灵活性的电力资源的发展，从而促进可再生能源的接入以及提高区域电力贸易活跃程度。除此以外，改革还有助于大幅度减少甚至消除每年“非市场”煤炭配额。

简而言之，国际经验所传递的一个重要信息是，竞争性的电力市场机制提高了电力系统运行效率，并且能够有效地降低淘汰煤炭的成本（例如在煤炭被取代时，确保电力系统资源的充足性和灵活性）。与此同时，气候变化和地方污染所带来的挑战为加快中国电力部门改革进程提供了良好的机会。我们乐于见到中国确实正在加速市场改革，并期待看到更多改革的细节。

⁴ State Council, *Air Pollution Prevention and Control Action Plan*, edited by State Council, Beijing [in Chinese], 2013.

碳排放配额价格和交易

针对碳排放进行定价在国际上得到越来越多共识。中国正在根据其十多年来清洁发展机制和七个试点碳市场的经验，准备在 2017 年推出全国范围内的碳交易制度。毫无疑问，中国从其他碳市场的成功和失败中吸取了经验和教训。在这里我们强调从国际经验中得到的三个重要信息。

首先，可信的，长期的碳价格信号对鼓励低碳技术的投资和创新非常重要。这可以通过对排放配额引入前瞻性和逐步提升碳价格底线来实现。另一种方法是利用中央银行系统调整配额供应，以确保价格保持在上限和下限之内。当然这中间最重要的环节是保持碳价格的可信度和稳定性，这样的可信度和稳定性是中国政府较之其他政府更容易提供的。

第二，中国可以考虑参照大气中温室气体的浓度来确定排放配额的价格下限，以便在需要时提供更为尖锐的价格信号。由于这是一个在全球层面具有意义并且对特定行业的竞争力具有影响的想法，中国可以考虑将其作为所有国家在未来“联合国气候变化框架公约”谈判中需要通过的提案。

第三，通过拍卖配额或通过环境税收筹集的资金可以在经济体内回收，以减少更高能源成本对脆弱消费群体的影响或用以支持对脱碳项目的投资。至少一半的欧盟排放交易体系的资金必须用于气候变化或能源相关目的。财政收入中立的概念 – 即富余的拍卖或税收收入在经济中完全回收利用 – 也具有相当大的优点，它的特别之处在于可以减少对碳排放定价或征税的反对声音。

所有权结构和治理

在本报告中提到的大多数国际经验都是来自于在电力市场中经营的私营公司，在这些市场中电力网络将发电和售电环节分离开来，无论发电环节还是售电环节都面临激烈竞争。在这些国际经验中，政府界定电力系统相关的法律和法规。在绝大多数情况下，发电和售电的基础设施建设是由电力公司根据投资回报分析做出相应的投资决定。在公司的运营过程中，可自由改变其业务模式和公司结构。

但是在中国，所有制结构和对电网和零售端的垄断可能会削弱重要的经济信号进而导致政策扭曲。例如，因为一些燃煤电厂为国有资产，并且由于其在当地经济社会生活中的重要作用，可能使得关闭这些电厂更加困难（比关闭私营电厂更困难）。这样的所有制结构还可能鼓励在不需要扩大生产规模时兴建新的电厂，这是因为搁浅资产的风险并不会立刻显现，而这样的风险有时甚至被忽略。从这方面来说，我们支持 9 号文件中确定的电力结构改革思想和其他措施，例如降低准入条件（私人投资者的进入）和鼓励电力价值链所有阶段的竞争。

对地方空气污染的监管得到了公众的广泛支持

虽然气候变化是逐步淘汰燃煤发电的一个强有力的理由，但国际经验传达的另一个信息是，地方空气污染和相关的健康问题触发了监管层面的重视和公众对低碳能源替代煤的支持。当然在中国也是如此。

对现有燃煤电厂所有者进行赔偿？

在自由电力市场中，国际实践通常是对于任何监管、法律法规的变化（例如需要额外投资以满足新的排放标准），监管者会提前很多年通知现有发电厂。现有发电厂可以选择进行投资以达到新的标准或选择退出。如果现有电厂选择退出，则通常在电厂关闭之前政府会给予一定的过渡期或者将其运营纳入受控操作状态。此外，国际

上的通常做法是政府不会补贴为达到新标准所需的投资。这样的做法通常会提供良好的激励机制，并且特别适用于电力系统中存在相对老和低效率的设备的电厂。很重要的是，政府不需要对现有电厂的关闭支付赔偿。

然而，政府有时会同意补偿电厂拥有者的“利益损失”（通常是因为过早关闭煤电厂，或者说电厂还没有在达到其设计使用寿命时关闭），或对于满足新的环境标准的投资给予经济上的资助。这种补偿一般发生在电厂相对较新并且业主已经获得成本回收的明确保证时。为了鼓励尽早关闭燃煤发电或者在相对新的和高效的电厂进行碳排放捕捉的改造，中国可能需要考虑某种形式的经济补偿。

劝阻投资新的无减排措施燃煤电厂

现有电厂的关闭，特别是当它们相对较新时（例如在中国），比阻止对新的无减排措施煤电厂的投资困难得多。过早关闭电厂意味着投资者无法收回沉没投资成本（即已经发生，无法收回的成本支出）。它可能会导致投资者，员工和当地居民的强烈反对。关闭老旧，效率低下的电厂的情况要容易得多，并且中国对于用新电厂代替老电厂的实际操作有着丰富的经验。同样，关闭那些对当地造成污染的电厂也要相对容易一些，这也是中国近年来采取的措施之一。

对新电厂的投资涉及将潜在的收益置于风险之中，而不是沉没成本的损失。如果公司决议不进行投资，其相应的损失相对于已经发生的投资却无法得到回报是非常有限的。在考虑对新电厂进行投资的情况下，投资者应该对那些可能造成其资产贬值的风险进行评估。在这样的评估过程中，政府可以通过为投资者提供清晰的长期信号来提供帮助。

发现煤炭转型中存在的机会

欧洲和北美的政府和公司正在寻找从无减排措施的煤炭转型中所呈现出的机会。这种转型与能源体制的改革，涉及电力部门的减碳化和分散化，与关键终端市场（如运输和建筑）的电气化相辅相成。这样的能源系统转型对社会也有一系列的好处，也为促进新的低碳技术和商业模式的发展提供了机会。转型中得到发展的技术和商业模式是可持续的，并且可以在全球范围内得到应用。

这对中国意味着什么？9号文件中确定的改革，特别是那些支持最优顺序调度和基于短期边际成本价格的改革，可以为建立能源、容量、灵活性和其他服务的竞争性批发市场敞开大门。这样的改革将鼓励更有效地利用现有资源，协调区域市场的投资和运行，整合可再生能源并在总体上降低系统成本和价格。此外，它们将鼓励对数字技术（包括区块链）的投资和新的商业模式的开发，这将使消费者能够通过自主发电，需求响应和存储的方式，作为“能源公民”参与电力市场。同时消费者对电力市场的直接参与也将支持终端能源市场的电气化进程，并以此降低中国对进口化石燃料的依赖。

目前我们已经看到这种转变如何改变其他国家的电力运营的商业模式。它解释了现有电力公司（如 E.ON 和 RWE）的重组。这些重组将已经搁浅的或者有被搁浅风险的资产（如煤炭和核能发电）与那些最具潜力的部分（例如电力网络的改造，可再生能源的发展和消费者服务）分开。它同时解释了电力市场中新的参与者的加入，如特斯拉，谷歌和苹果为何选择加入电力领域，更不用说那些专门从事可再生能源生产的企业。与中国过去可再生能源领域所进行的一系列活动一样，中国有可能可以利用到能源部门转型带来的机遇。

与其他国家一样，中国应鼓励公共叙事，这样的叙事应重点关注如何最好地发现建设低碳经济的机会。随着低碳技术进入市场，气候政策辩论的实质正在发生变化。现在的挑战是如何使经济更好 - 更智能、更便宜和更清洁，并在此过程中获得最大的效益。

1. 介绍

本研究涉及与燃煤发电有关的两个问题。第一是欧盟和北美如何正在从无减排燃煤发电⁵向其他发电方式转型。第二是讨论如何帮助中国从燃煤发电向其他发电方式转变改革。

首先，定义本报告的研究范围是很重要的。本文侧重于燃煤发电而非煤的开采，其工业使用或者关闭使用煤炭设施的相关政治经济摩擦。我们同时着重于煤炭发电资产搁浅的国家，某种程度上来说这些国家已经经历或者有可能经历过‘因意外或过早减记、贬值或转化为负债而受损的资产’。⁶ 大多数这些国家中，公共政策和金融市场正逐渐地意识到现有的无减排措施的燃煤发电发展与达到全球气候目标背道而驰。在美国，煤电厂的关闭也同时反映了燃气发电因其经济性超越煤炭发电而更具吸引力的事实。投资者对煤电金融前景恶化的预期加速了许多燃煤电厂的关闭，并阻碍了对现有煤电厂升级或新建煤电厂的投资。这项研究借鉴了从煤炭转型和为实现这一转型而进行的改革的国际经验。

如果中国意图限制煤电并进一步减少无减排煤电发展的话，这些国际经验对中国尤其重要。中国已经提出在 2030 年左右达到温室气体排放峰值，提高非化石燃料的比例到 20%，以及在 2005 年的水平上将碳排放强度降低 60% 到 65%。⁷ 此外，中国还引入了包括几个工业部门的总量管制和排放交易机制，⁸ 大幅提高了可再生能源在能源供给中的作用，以及采取一系列措施来降低煤炭的使用，包括在京津冀，长三角和珠三角审批新的煤电厂（除热电联产电厂）的禁令。⁹ 中国还在“十三五”控制温室气体排放工作方案中纳入了一些雄心勃勃的二氧化碳排放绩效目标。¹⁰ 尽管如此，我们意识到政府没有在以下几个问题上提出官方的政策指导，例如燃煤发电在未来发电体系中的作用，或者是否通过关闭或改造发电厂来减少排放（例如使用碳捕捉与储存或其他减排技术）。

中国与其他正在进行煤炭转型的国家有很大的区别。基于中国对煤电的依赖性和对于经济发展的担心，即使中国在短期内的目标是减少煤电的使用，在近期完全脱离煤炭发电并不是一个现实的选择。这与很多经济维持低增长率以及对煤炭依赖程度较低的发达国家有很大的区别。此外，对国内煤炭的依赖被认为是中国的国家安全问题，而这些对于其他主要依赖进口煤炭的国家或者自身富于其他有竞争力的国内能源资源的国家则并非如此。另一个重要的区别是，中国需要保持煤炭发电资产的关闭与国内煤炭生产的关闭同步。事实上，中国最近一直在进行小煤矿的关闭。这样的政策直接导致煤价上涨。¹¹ 这与大多数其他国家相比（美国除外），涉及到更宽泛的问题，即在中国发生的一系列煤炭产业相关活动将不可避免的影响世界煤炭市场和实现全球气候变化的目标。还有一个重要的区别是，在中国大部分煤炭需求来自工业，所以政策应该是减少所有部门无减排措施的煤炭使用。否则，局限于电力部门的煤炭使用及其相关排放的限制政策可能会间接地成为工业其他部门用煤的鼓励机制，而非向电气化或者使用低碳燃料的转变。中国的煤炭发电设备相比于国际经合组织国家尤其是美国来说是非常新的。这使得

⁵ 无减排措施的燃煤发电，在本文意指没有安装煤炭捕捉及储藏设备（CCS），或者其他减排设备的发电厂。“燃煤发电”泛指没有二氧化碳减排的电厂。

⁶ Ben Caldecott et al., *Stranded Assets and Thermal Coal - An Analysis of Environment-Related Risk Exposure*, edited, Oxford, UK, University of Oxford, 2016. Page 9

⁷ Tollefson; *ibid.*

⁸ Mao et al.; *ibid.*

⁹ State Council; *ibid.*

¹⁰ 中国的五年计划是一系列社会 and 经济发展举措。最著名的五年计划是“社会 and 经济发展五年计划”，它为经济发展提供总体指导，制定增长目标，并在每五年期开始时提出改革建议，第十三个也是最新一个五年计划时期为 2016 年至 2020 年。根据“社会经济发展五年计划”的一般指导，不同行业和地区的具体计划由不同的国家/地区政府部门颁布。例如，在本报告中，我们提到“关于电力系统发展的第十三个五年计划”和“关于控制温室气体排放的第十三个五年计划”。这些具体计划通常定义更详细的任务和目标，以解决诸如电力和温室气体等问题。

¹¹ Bloomberg News, *China Grappling With Runaway Market It Started*, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-11-04/coal-surge-leaves-china-grappling-with-runaway-market-it-started>, 2016, (accessed 11 November).

中国过早关闭煤电厂较其他国家来说难度更大。¹² 另外，中国是世界上煤炭发电量最大的国家。尽早关闭煤电的意义深远，尤其是对于实现全球气候变化目标来说。另外一个显著的不同是煤电站的所有权：从国际经验来看，煤电厂大多数是私有资产，但是在中国，国家和地方政府是煤电站的主要股东。与此同时，中国相对于其他国家有更多的关闭小规模，生产效率低的煤电厂的经验；这些经验无疑将为中国解决当前产能过剩问题提供重要的帮助。最后，中国与其他正在进行煤炭转型国家的政治系统有很大不同，特别是其对于中央政策制定的依赖以及相对有限的市场机制。总之，中国与本文研究的其他国家有很大的不同，任何潜在的改革指导都必须通过这一事实加以证明。

尽管有以上这些不同的存在，中国在煤炭转型过程中所面临的一系列的机遇与挑战都可能在国际经验中找到相似的经验。本文将重点讨论与电力部门相关的问题，而不是在煤电转型中引起的更广泛的社会、经济和政治问题。本文将专注于回答以下三个问题：第一，政府，监管机构和电力公司如何平稳地完成煤电厂早于其服役期限的关闭？第二，政府和市场采用何种手段以达到减少对于无减排煤电资产的投资？第三，在煤炭转型的过程中会有哪些机遇的出现，以及如何发现这些机会？

从国际经验上可以传达出一个广泛的信息，就是市场与监管机制的改革可以有助于煤炭的转型。这并不意味着自由的电力市场本身更倾向于去碳化或关闭燃煤发电设备，而是市场机制可以帮助降低从煤炭转型的成本，并为创新和低碳能源的开发提供激励。诚然，公共政策对于市场的设计以及监管的有效性是必要的，但是其最重要的作用是能够释放出明确的信号来引导对于长期资产投资的决策。

除去开篇介绍之外，本文分为六个章节。第二章简要总结煤炭发电在全球范围内的总体形势，并指出正在进行煤炭转型或者已经结束转型的国家。本章同时会简要回顾煤炭与气候变化关系的文献，着重于强调煤炭使用的总量控制和加快减少燃煤排放对于全球碳排放预算（与全球气候变暖在2度之内的预期一致）的重要性。第三章着重于中国目前所采取的一些对于关闭现有煤电资产和限制新资产投资的政策。本章将重点强调搁浅资产的潜在规模以及在现有资产不选择关闭的情况下其安装碳捕捉与储藏设备的成本。报告余下的部分（第四章到第六章）将考虑对于中国面对现有问题的相应的国际经验。第四章分析关闭现有发电厂的国际经验；第五章分析限制对煤电厂投资的经验；第六章介绍煤炭转型所出现的机遇。第七章总结，为中国的电力部门改革提出一些思路，以便平稳顺利地加快燃煤发电转型。在认识到这样的转型存在的挑战的同时，我们的目标是强调以及加速已经在进行的电力改革。

¹² 截至 2013 年底，美国燃煤发电厂平均运行年份为 45 年（见 Taylor Dimsdale, Julian Schwartzkopf, and Chris Littlecott, *G7 Coal Phase Out: United States in A Review for Oxfam*, edited, London, E3G, 2015.）。截至 2015 年底，英国燃煤发电厂的平均运行年份也是 45 年（见 DECC, *Electricity: Chapter 5, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)*, edited, London, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016.）。我们没有经合组织国家的相应数据。但是我们意识到一些欧洲国家，如德国和波兰，也存在一些相对较新的燃煤发电厂。在中国，大多数燃煤发电设备都是在 2002 年之后兴建。

2. 燃煤发电的全球趋势

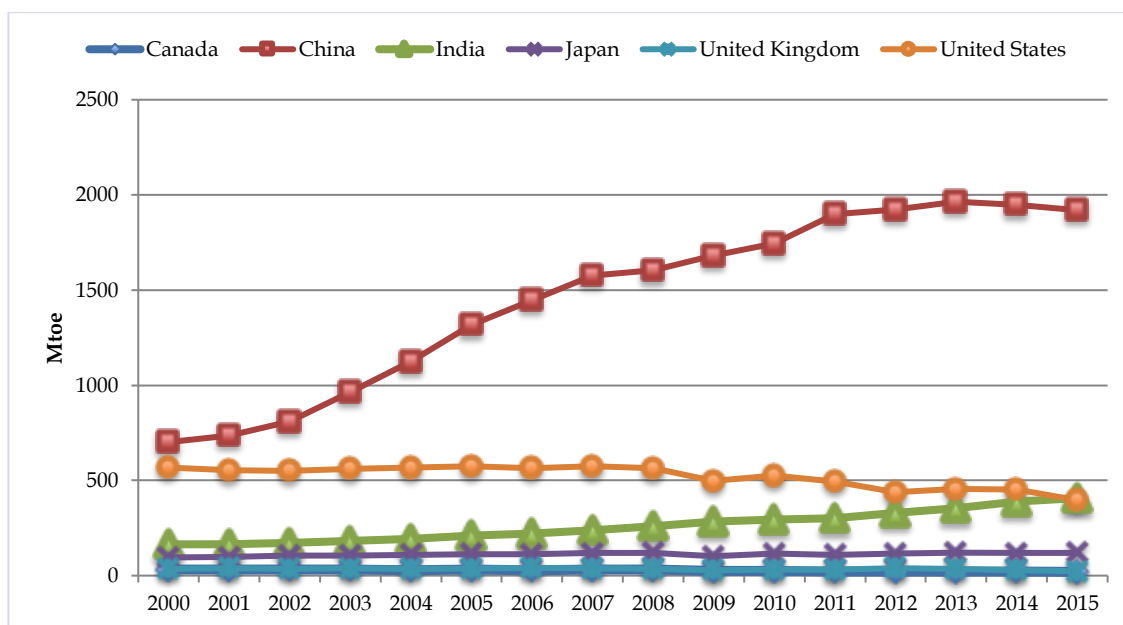
本章将介绍燃煤发电在全球范围内的广泛趋势。我们回顾了一些国家，特别是美国，加拿大，英国和德国的燃煤发电趋势，同时也会提及其他国家燃煤发电持续增长的情况。

总的来说，本章传达的主要信息是如果环境成本不包括在其中，燃煤电站在大多数国家都具有经济上的吸引力。然而，随着对燃煤发电所带来的污染对当地和全球环境影响的日益关注，许多国家政府已经推出了使燃煤发电成本更高的政策和法规，或者从根本上完全退出了煤炭发电。与此同时，很多替代能源的成本也在逐渐下降，这包括美国的天然气和大多数国家的可再生能源。

2.1 很多发达国家正在逐步淘汰燃煤发电

自2000年以来，如图1所示，全球煤炭消费量显著增加，特别是在中国和印度。相比较而言，许多经合组织国家，尤其是美国，加拿大和英国，煤炭消费增长一直保持不变或者下降。自2013年起，中国的煤炭消费也开始下降。

图1 2000 年至 2015 年所选取国家的煤炭消费量(百万吨油当量) (资料来源:¹³)



在大多数国家，除中国外，¹⁴ 煤炭主要用于发电，煤炭发电的趋势与煤炭消费的趋势非常相似。发电的趋势可以通过两种方式作比较：第一种是将煤炭作为总发电量的一部分进行比较，第二种是对煤炭自身的发电量作比较。

¹³ BP, 'BP Statistical Review 2016', 2016.

¹⁴ IEA 的数据显示在经合组织国家中，2014 年煤炭一次能源供应量为 1446 百万吨煤当量，终端消费量为 161.2 百万吨煤当量（包括工业用煤，以及运输，其他部门和非能源使用）。工业用煤为 130.3 百万吨煤当量，占煤炭消费总量的 9% 左右(见 IEA, *Coal Information*, edited, Paris, International Energy Agency, 2016.)。

2.1.1 煤炭作为总发电量的一部分

根据图2显示，燃煤发电量占总发电量的比例在美国和加拿大的下降最为明显，同时下降的趋势在欧盟也开始得以体现。在2000年到2014年之间，煤炭在美国发电量的份额从50%下降到40%，而在加拿大煤炭的份额从19%下降到10%。在那之后，煤炭在美国的份额进一步下降；美国能源部预测，2016年煤炭的发电量将下降至32%。同时天然气的发电比例上升至33%，将首次超过煤炭的份额。¹⁵

欧盟也经历了燃煤发电占比的下降。特别是英国，燃煤发电的份额迅速下降，从2012年的将近40%下降到2016年第二季度的不足6%。事实上，在2016年第二季度，燃煤电厂的电力供应同比下降了71%。这是由于Ferrybridge C和Longannet两座煤电站关闭后的煤炭发电容量减少，以及Drax煤电站的第三燃煤机组的生物质转化。总体而言，主要发电厂燃煤发电份额在2016年第二季度为5.8%，低于2015年第二季度的20.3%。事实上，英国燃煤发电占比下降幅度非常大，以至于在2016年春天曾经经历过完全没有煤炭发电的时期；这样的情况是自1880年代以来的第一次。¹⁶

在德国，煤炭的发电份额虽然保持相对高位，但是也正在逐渐的下降：燃煤发电的份额从2000年的53%下降到2015年的42%。自2011年起，电力公用事业公司已关闭约18%的德国无烟煤发电设备容量。但是由于各种原因（包括产能过剩和可再生能源的加入），燃煤发电利润率处于较低的水平。这将对燃煤发电的提前关闭起到正面的作用。Bloomberg的报告中提到，如果发电运营商决定不投资升级和改造，超过四分之一的无烟煤发电可能提前关闭。¹⁷此外，德国的21吉瓦的褐煤电厂中，有13%将在2020年之前关闭。¹⁸

英国和德国的经验反映了西欧逐步退出煤炭的趋势。¹⁹2016年6月Platts欧洲电力杂志在其“新电厂追踪器”栏目中，历史上首次没有列出新的西欧燃煤发电站。²⁰

逐步退出煤炭这样的趋势在经合组织国家中并不是随处可见。中欧和东欧正在继续建造新的燃煤发电站：Platts列出波兰正在建设的四个煤炭/褐煤发电站。日本也在建设新的燃煤电厂，并且自福岛核事故以来煤炭发电的份额一直在上升。在日本，煤炭的发电比重从2000年的22%上升到2014年的33%。目前，日本正在兴建的煤炭发电容量1.9吉瓦，以及处于不同规划阶段的煤炭发电容量28吉瓦。Caldecott et al. (2016)²¹强调了日本煤炭发电产能过剩的风险，原因是计划中兴建与正在兴建的煤炭发电厂的容量超过需要替代的退役容量达191%。

在大型新兴国家，煤炭发电的产量份额一直保持在非常高的水平。事实上，在许多亚洲国家，我们正在目睹电力部门对煤炭需求的迅速增长。根据“巴黎协定”和本国政策的原因，该地区各国政府正在重新评估其电力发展计划，引入更多的可再生能源，推广能效提升措施，以及尽力减少煤炭对电力生产的贡献。然而，在许多国家，特

¹⁵ EIA, *Natural gas expected to surpass coal in mix of fuel used for U.S. power generation in 2016*, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25392>, 2016, (accessed 11 November).

¹⁶ BEIS, *Energy Trends: Electricity. September 2016*, edited, London, UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy 2016; BEIS, *Electricity: Chapter 5, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)* edited, London, UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2016.

¹⁷ Weixin Zha and Rachel Morison, *More German Coal Plants Face Early Closures as Profits Fade*, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-30/more-german-coal-plants-face-early-retirement-as-profit-dwindles>, 2016, (accessed 11 November).

¹⁸ Simon Göß, *Closure of German power plants*, <http://ceenews.info/en/closure-of-german-power-plants/>, 2016, (accessed 11 November).

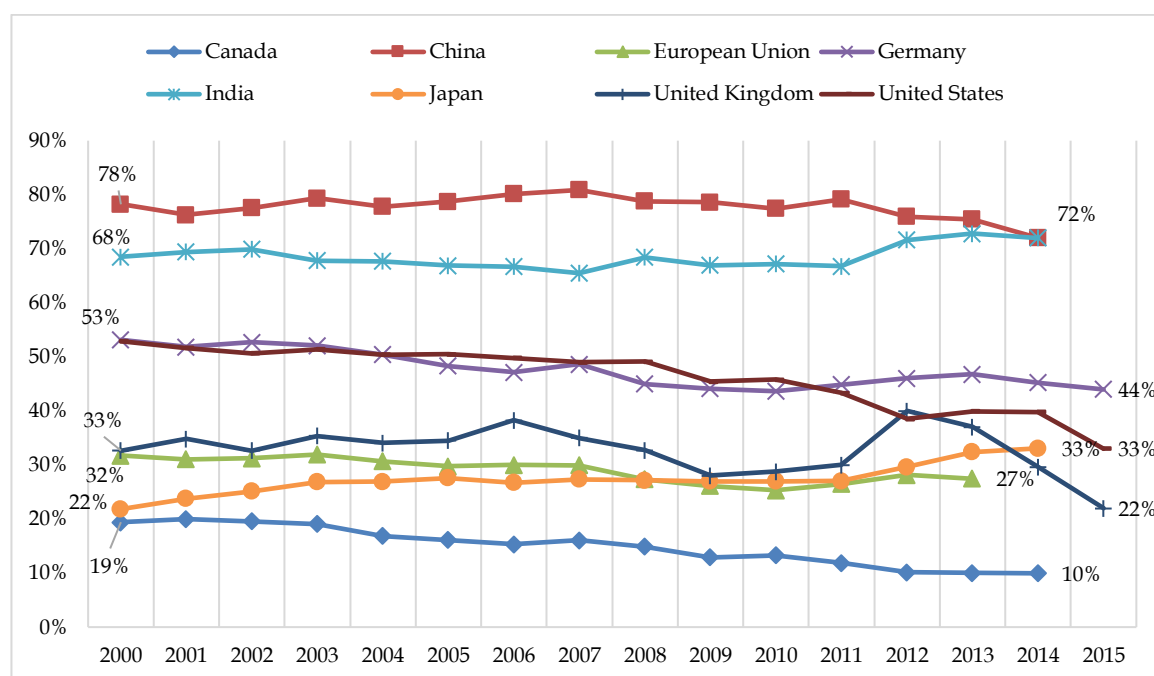
¹⁹ 七个欧洲国家已经完全淘汰煤炭发电：包括比利时，塞浦路斯，爱沙尼亚，拉脱维亚，卢森堡和马耳他。其他欧洲国家将在不久的将来完成这样的过度，包括葡萄牙（在2020年），奥地利（在2025年）和芬兰（在未来十年之内）（见 Climate Home, *Belgium quits coal power with Langerlo plant closure*, <http://www.climatechangenews.com/2016/04/05/belgium-quits-coal-power-with-langerlo-plant-closure/>, 2016, (accessed 23 November).)

²⁰ Platts, 'New Plant Tracker, June 2016', *Power in Europe*, vol. June 20, 2016, no. 728, 2016.

²¹ Ben Caldecott et al., *Stranded Assets and Thermal Coal in Japan: An analysis of environment-related risk exposure* edited, Oxford, Smith School of Enterprise and the Environment, 2016, Vol. Working Paper May 2016.

别是在东南亚国家，煤炭仍然主导着未来发电容量增加。

图2 2000 年到2015 年间煤炭发电占总发电量的百分比(资料来源: 多种资料来源, 详情见²²)

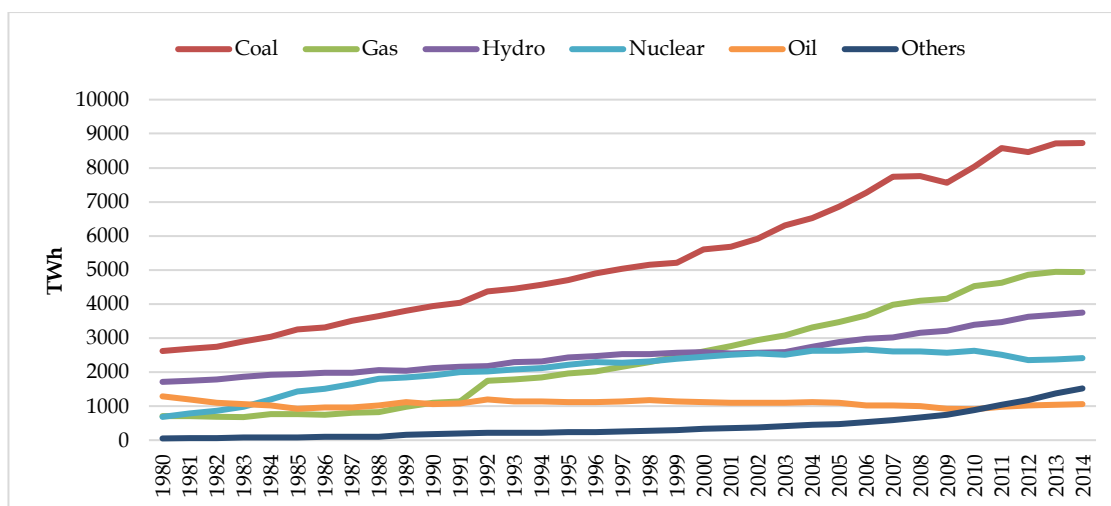


2.1.2 煤炭发电总量

从全球来看，燃煤发电总量自1980年以来显著增加，并且直到近期增速才开始逐渐趋于平缓。燃煤发电总量增长了三倍多，从1980年的约26180亿千瓦时增加到2014年的约87260亿千瓦时，占当年总发电量的39%。

²² 2000 至 2014 年间数据来自 (The World Bank, *Electricity production from coal sources (% of total)*, edited by IEA Statistics, 2016.). 2015 年数据: 英国数据来自 (BEIS, *Electricity: Chapter 5, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)*); 美国数据来自 (EIA, *Natural gas expected to surpass coal in mix of fuel used for U.S. power generation in 2016*); 德国数据来自 (Craig Morris, *Germany is 20 years away from 100 percent renewable power – not!*, <http://energytransition.de/2016/01/germany-is-20-years-away-from-100-percent-renewable-power-not/>, 2016, (accessed 11 November)).

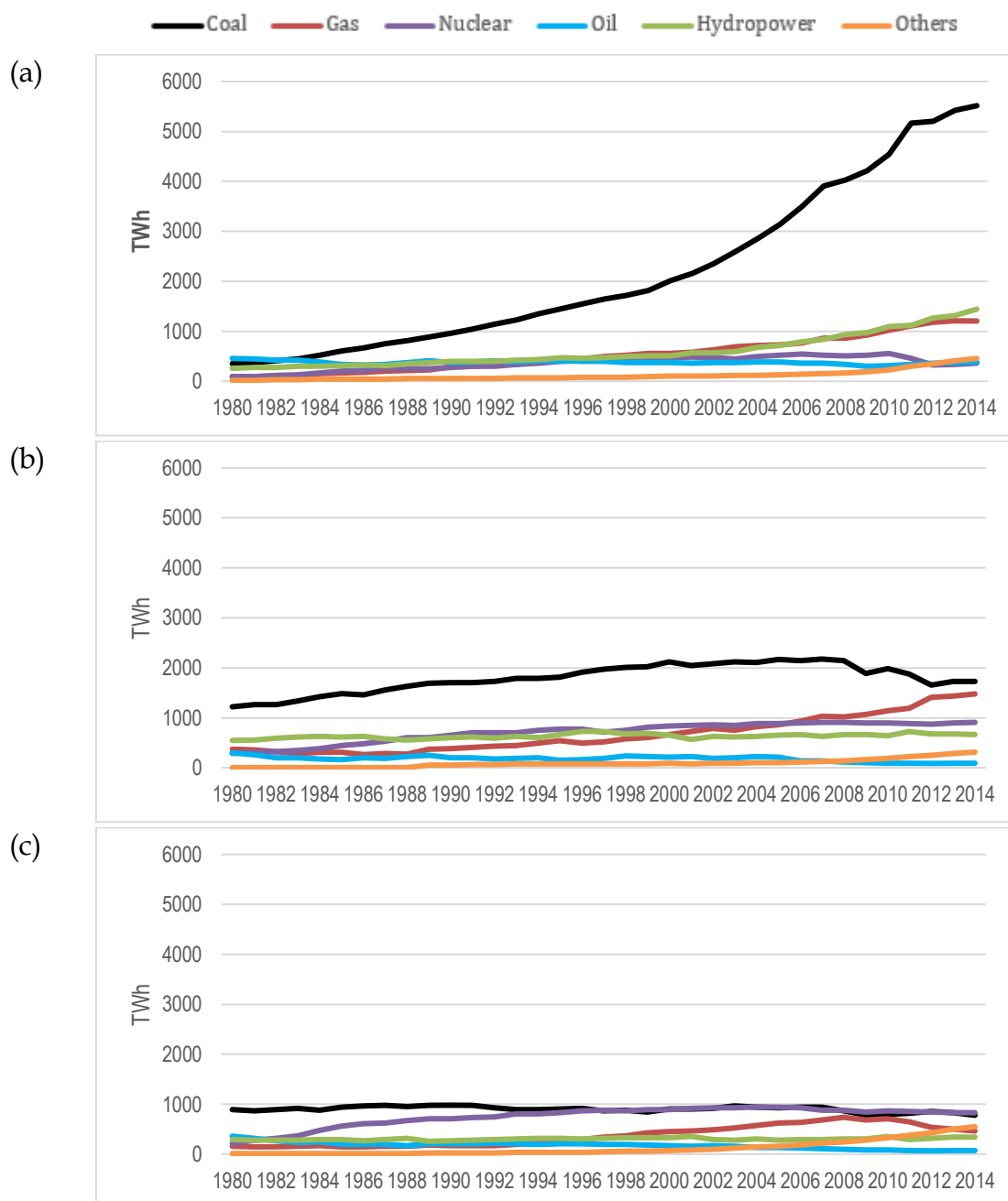
图3 全球发电量(十亿千瓦时) (资料来源:²³)



全球净发电量增长的一半以上发生在亚太地区，特别是中国。同时，自2008年以来，在其他地区尤其是北美，下降趋势明显(见图4)。此外，如上所述，燃煤发电量的下降自2014年以来开始加速，尤其是英国。

²³ The Shift Project Data Portal, *Datasets on Electricity Statistics*, in Available from: <<http://www.tsp-data-portal.org/>>, edited by The World Bank and US EIA Historical Statistics, 2015. 数据基于世界银行的世界发展指标和美国能源局的历史数据库

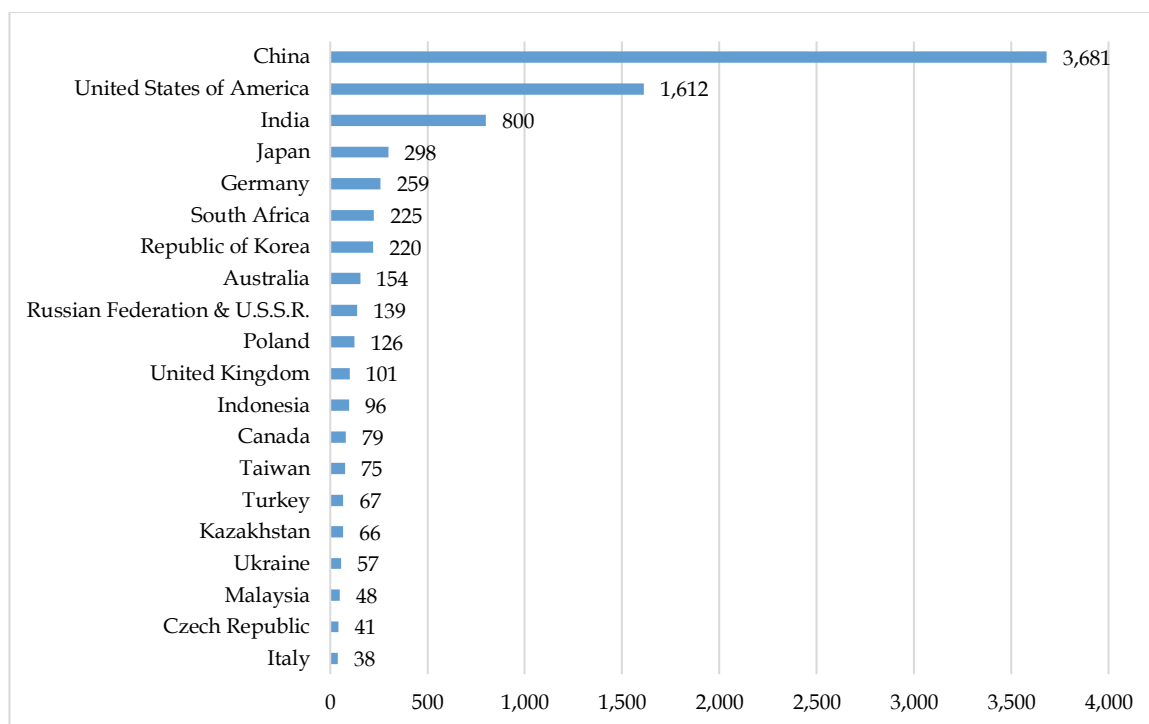
图4 (a) 亚太国家 (b) 亚太经合组织北美 (c) 欧盟 27 国的发电量，单位：十亿千瓦时 (资料来源：²⁴)



2014年，中国，美国，印度，日本，德国，南非和韩国是世界上燃煤发电量最大的国家。图5显示了世界上20个最大的燃煤发电国家。

²⁴ Ibid. 数据基于世界银行的世界发展指标和美国能源局的历史数据库

图5 2014 年世界上 20 个最大的燃煤发电国家（十亿千瓦时）（资料来源：²⁵）



展望未来，七国集团成员中的六国政府已经决定不再支持煤电厂投资，除非电厂增加碳捕集设施或预留碳捕集设备。英国宣布计划在2023年限制煤电厂的运营，并在2025年关闭所有无减排设备的煤电厂。美国也推出了其二氧化碳减排计划：到2030年，因发电产生的二氧化碳排放量将比2005年下降32%²⁶。美国有六个州已经淘汰燃煤发电（除热电联产设施外），如加利福尼亚州，夏威夷州，爱达荷州，缅因州，罗德岛州和佛蒙特州。其他州也计划关闭燃煤电厂：如马萨诸塞州，俄勒冈州和华盛顿州计划在2025年之前关闭剩余的煤电厂。²⁷在最近的一次公告中（2016年11月21日），加拿大自由党政府公布了到2030年关闭传统燃煤发电的计划。²⁸在加拿大，安大略省已经关闭了所有的燃煤电厂（安大略省），阿尔伯塔省将在2030年关闭所有的燃煤电厂。

本报告特别关注北美和欧盟地区（特别是英国和德国），以说明这些地区的国家或省份如何鼓励和管理从燃煤发电的过渡。尽管唐纳德·特朗普的当选可能会削弱美国煤炭产业的监管压力，但燃煤发电仍将面临天然气的竞争压力。并且与燃煤发电相关的风险也很可能继续成为对新煤电厂投资的阻碍和尽早关闭煤电厂的理由。

²⁵ Ibid. 数据基于世界银行的世界发展指标和美国能源局的历史数据库

²⁶ 美国最高法院维持执行这一计划的可能性，但是需要等待司法审查的结果。见 EPA, *Clean Power Plan for Existing Power Plants*, edited, U.S. Environmental Protection Agency, 2015, <https://www.epa.gov/cleanpowerplan/clean-power-plan-existing-power-plants>。但是唐纳德·特朗普的选举成功可能使得这个计划不能够在他担任总统期间得以实施。

²⁷ J. Fitzpatrick, *Coal Plants Are Shutting Down, With or Without Clean Power Plan*, <https://morningconsult.com/2016/05/03/coal-plants-shutting-without-clean-power-plan/>, 2016, (accessed 23 November).

²⁸ Reuters, *Canada speeds up plan to phase out coal power, targets 2030*, <http://www.reuters.com/article/us-canada-energy-coal-idUSKBN13G1EK>, 2016, (accessed 23 November).

2.2 如何解释从燃煤发电的转型

当试图解释一些最富有的经济体从煤炭中转型趋势时，存在两个共同的主题：即现有的环境法规以及这些法规将变得更加苛刻的风险；以及燃煤电厂相对于替代电源投资的经济吸引力的相对下降。这些趋势是相联系的，因为政策和法规通常在提高燃煤发电的成本的同时，鼓励（和补贴）低碳替代能源的投资。这些趋势共同促进或要求提早关闭电厂，并阻碍对新煤电厂的投资。这里简要总结了推动这些趋势的原因。

首先，燃煤发电对空气和水的质量有很大的影响，并进而影响人类健康（通过二氧化硫，氮氧化物和颗粒物的排放），也导致了全球气候变化（通过二氧化碳排放）。对于减少空气污染的成本分摊和收益分配是地方性的，并且只考虑了短期情景。然而，减少二氧化碳排放的成本和收益是全球性的，并且与未来几代人相关。这也使得与其相关的解决方案比局部污染物的处理更复杂和有争议。对地方和全球环境问题的关注正在逐渐影响到大多数国家的能源政策制定，并且这样的关注也制约了与燃煤发电相关的私人投资决策。特别是政府针对环境排放设定了相应的税收和价格政策，以及限制这些排放的绩效标准之后。即使这样的政策不能够完全禁止燃煤电站，它们通常会提高电站运行成本并降低这些电站的容量指标。在一些情况下，例如在德国和西班牙，煤炭和欧洲排放配额的低价格意味着煤电继续优先于气电运行 – 结果是一些非常高效的燃气电厂关闭，而燃煤发电得以继续运行。在其他情况下，尤其是英国，二氧化碳排放底价的设定使得燃煤发电比天然气发电更昂贵，这也加速了燃煤电厂的关闭。在加拿大（安大略省和阿尔伯塔省），政府明确排除了新建燃煤发电站的规划，并要求尽早关闭现有燃煤发电厂。一般来说，所有这些国家的长期趋势都是减少燃煤发电量。

第二，因为可再生能源成本的快速下降以及政府对于可再生能源的补贴（虽然通常比煤炭少），煤炭的竞争力正在下降。例如，从2010年至2015年，全球陆上风力发电和电力公用事业规模太阳能光伏项目的每千瓦加权平均成本分别下降了15%和56%。²⁹ 此外，IEA³⁰ 预计陆上风力（2021年下降15%）和太阳能（2021年下降25%）的成本会进一步降低；根据过去经验的判断其可能会低估成本下降趋势。该报告表明，2015年新增的可再生电力容量达到153吉瓦，占新型发电容量的一半以上。到2021年，累计的可再生能源容量预计将增长42%（825吉瓦）。可再生能源的接入会以两种方式影响燃煤电厂。首先，他们会减少煤炭发电的市场份额和运行时间，因为可再生能源具有接近零的边际成本，在按照最优顺序价格运行的情况下将在煤炭之前运行。第二，它们减少了大多数常规电厂（如煤炭）所获得的批发电价。这一点，连同燃煤发电成本的上升，解释了为什么燃煤发电在某些情况下不再有利可图。

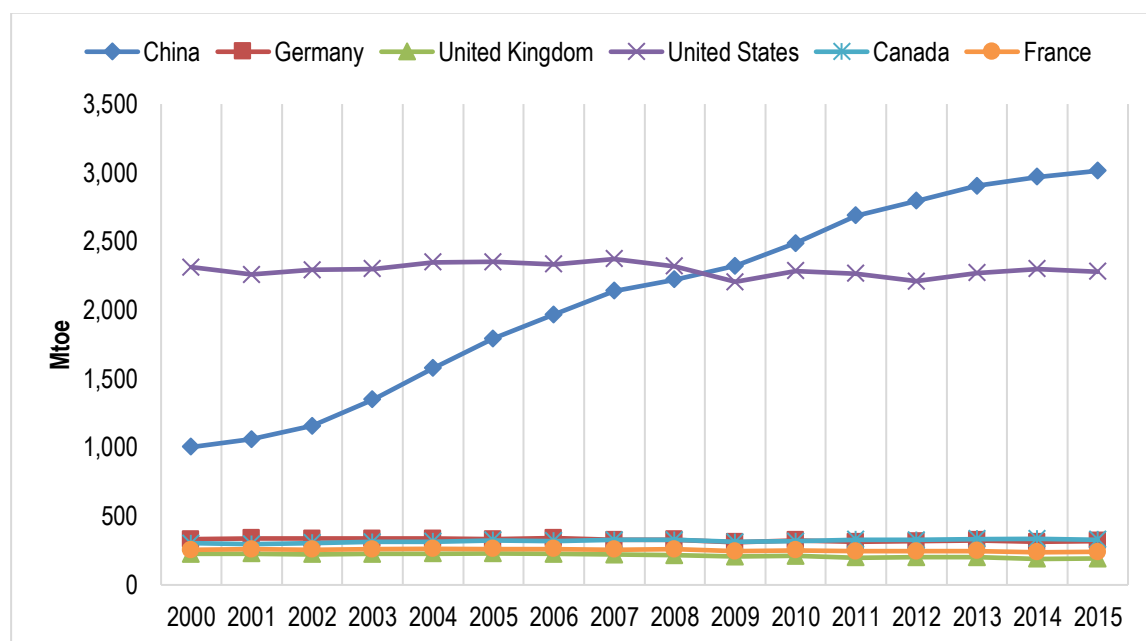
同时煤炭也面临来自天然气的竞争，虽然这目前主要发生在美国。在美国，若以美元每兆瓦时为基础的情况下，页岩气开发使得天然气的成本远远低于煤的成本。如果在其他国家天然气价格下跌，污染排放价格上涨，煤炭可能面临来自天然气和可再生能源的更多竞争。

最后，在许多经合组织国家，能源需求停滞不前或已经开始下降。根据BP统计数据，如图6所示，法国，德国，英国和美国的一次能源需求自2000年以来一直停滞不前或已经下降。同样的问题也发生在这些国家的电力需求上。这加剧了刚刚提及的煤炭发电所面临的挑战。如果容量过剩的话，一个正在收缩的市场会首先压低批发价格，减少常规电厂的容量因素（运行时间），进而鼓励这些电厂尽早关闭。

²⁹ IRENA, *the Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, edited, International Renewable Energy Agency, 2016.

³⁰ IEA, *Renewable Energy Medium-Term Market Report 2016*, edited, Paris, International Energy Agency, 2016.

图6 2000 年至 2015 年经合组织国家和中国的一次能源消费对比 (单位: 百万吨油当量) (资料来源:³¹)



2.3 燃煤发电与气候变化

气候变化是鼓励逐步淘汰煤炭的主要驱动因素（同时还包括当地空气污染），因此这里需要进行一些额外的分析。科学界和决策者之间日益达成共识，实现“巴黎协定”的中心目标³²（将本世纪全球气温相较于前工业社会水平的上升幅度很好的控制在2摄氏度以内。）需要尽早封顶然后快速减少全球无减排措施燃煤发电量。³³ 这意味着关闭许多现有的燃煤发电站，或者用CCS设备改造它们，并且要求在新电厂上安装CCS或类似的减排设备。³⁴

IEA已经定义了其450情景其对应的是将全球温室气体浓度控制在450ppm，这个情景分析与50%的机会将全球温度升幅限制在2°C一致。对新建的和大多数现有的燃煤发电站进行碳捕获和存储（CCS）改造是一个核心假设。然而值得注意的是，与以前的“世界能源展望”相比，³⁵ 最近的IEA“世界能源展望”³⁶ 在450情景下CCS的作用有所减弱。这是由于CCS项目进展缓慢，并且仍旧处于测试阶段。尽管如此，CCS对于中国而言仍然非常重要，因为假定到2040年由75%使用CCS的燃煤电厂将位于中国（见框1）

³¹ BP (2016). "BP Statistical Review 2016."

³² “巴黎协定的中心目标是将本世纪全球气温上升值较工业化之前的水平控制在远低于 2 摄氏度，加强全球对气候变化威胁的应对措施，并努力将气温升幅进一步限制在 1.5 摄氏度范围内”，气候公约，2015 年 12 月，巴黎协定，详情见 <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php>。

³³ P.O. Davidson, S. Leone, and P.P.C. Frumhoff, *New unabated coal is not compatible with keeping global warming below 2 °C. Statement by leading climate and energy scientists*, <https://europeanclimate.org/documents/nocoal2c.pdf>, 2013, (accessed 12 October).

³⁴ CCS 会造成净二氧化碳排放。尽管如此，大量的 CCS 改造被应用在 IEA 得关于实现将全球升温控制在 2 度之内的情景分析中。

³⁵ IEA, *World Energy Outlook 2015*, edited, Paris, OECD/IEA, 2015.

³⁶ IEA, *World Energy Outlook 2016*, edited, Paris, OECD/IEA, 2016.

框 1：IEA 450 情景中的煤炭和 CCS

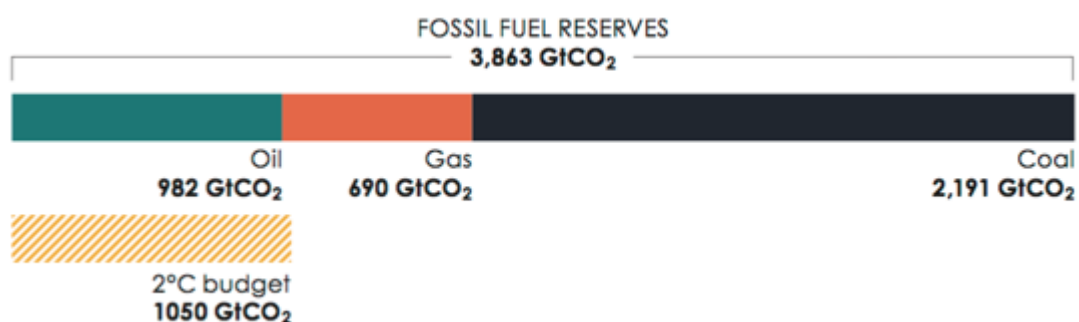
“在450情景中，世界煤炭需求将在未来十年内达到顶峰，然后在下降33%后以回到21世纪初的使用水平。煤炭使用量的大幅减少源于世界各国政府特别是中国和经合组织国家政府采取的政策，即将能源系统设定为有50%的机会将全球温度的长期平均增长保持在低于2°C（见附件B）。到2040年，在450情景中，煤炭仅占世界能源结构的16%和电力产量的12%。CCS将在减少燃煤发电的排放方面发挥重要作用，其中四分之三的煤炭发电来自配备CCS的电厂”。³⁷

“在2040年，全球约430 吉瓦的发电厂在这个情景中配备CCS，其中60%是燃煤发电。到2040年，配备CCS的发电厂将产生世界近10%的电力。约75%的使用CCS的燃煤电厂位于中国。这突出了中国在推进技术方面的关键作用，以便使其能源结构脱碳并保护其发电资产和煤炭储量的价值”。³⁸

支持燃煤发电尽快封顶然后迅速下降的文献相当广泛。³⁹ 这些文章都是基于强调碳存量和流量之间的差异进行分析。对于气候变化重要的是大气中二氧化碳的累积存量，而不是任何一年的排放量。由于对燃煤发电的投资意味着数十年二氧化碳排放，因此考虑是否对燃煤电厂的投资对未来碳排放具有十分重要的意义。Davis and Socolow (2014)⁴⁰估计了全球化石燃料电厂的排放。承诺排放量是指化石燃料发电厂整个生命周期内的总排放量。这可以分为两个部分：已经实现的排放（已经发生的）和剩余的承诺排放（这些排放将发生在现在和生命周期结束之间）。在不同的发电机组寿命假设下，作者估计了来自化石燃料电厂的全球剩余的承诺排放。

接下来的问题是，现有化石燃料资产的剩余承诺排放是否可以维持在对气候不产生危险影响的排放量之内。例如，IPCC认为，为了实现66%的概率将温度上升控制在2°C的情景，世界只能再排放1050Gt二氧化碳。这约占有已知化石燃料储量的四分之一，煤炭占潜在二氧化碳排放量的一半以上（见图7）。自IPCC计算以来，碳预算已经下降到不到900 Gt二氧化碳。

图7 化石燃料储量和2°C 情景下剩余的全球碳预算 (资料来源：⁴¹)



第三，虽然没有简单的方法来分配燃料中的剩余碳预算，但合理的做法是将大部分预算分配给其中替代能源不可

³⁷ IEA, *World Energy Outlook 2015*, page 274

³⁸ IEA, *World Energy Outlook 2016*, Page 222

³⁹ Davidson, Leone, and Frumhoff; Alexander Pfeiffer et al., 'The '2°C capital stock' for electricity generation: Committed cumulative carbon emissions from the electricity generation sector and the transition to a green economy', *Applied Energy*, vol. 179, 2016; S. Davis and R. Socolow, 'Commitment accounting of CO2 emissions', *Environmental Research Letters*, vol. 9, no. 8, 2014.

⁴⁰ Davis, S. and R. Socolow (2014), *ibis*

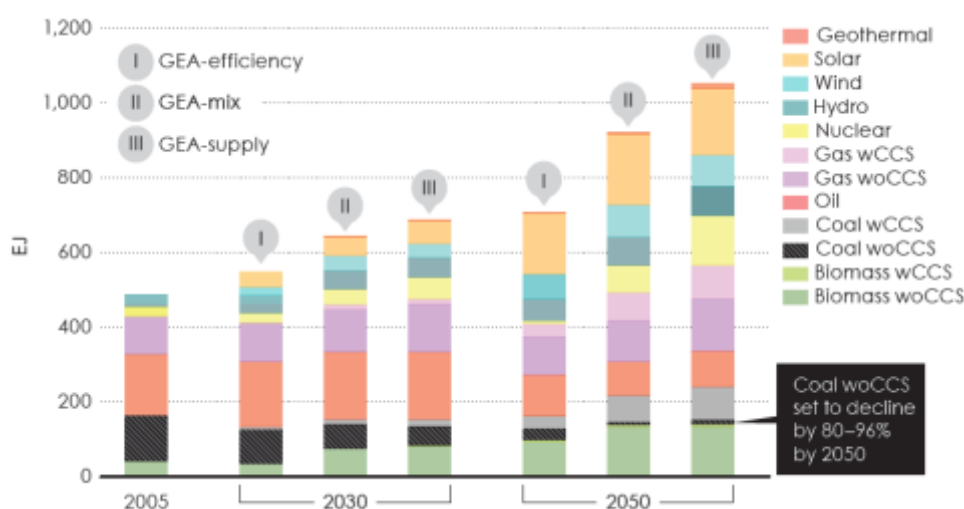
⁴¹ Davidson et al. (2013), *ibis*

能在短时间内广泛使用的部门，例如航空燃料。电力部门是拥有许多可以代替无减排煤炭发电的低碳替代能源的一个部门。即使是最高效的燃煤电厂在其生命周期中排放也将达到740克二氧化碳/千瓦时（包括燃煤的直接排放和与基础设施和供应链相关的排放），而高效燃气电厂排放约410克二氧化碳/千瓦时，核能和可再生能源排放更要低得多。⁴² 只有当燃煤电厂配备CCS时，它才有可能比无减排设施的燃气发电厂有更低的二氧化碳排放。IEA建议，使用CCS改造现有燃煤发电厂将使排放率降低约90%，使得煤电厂二氧化碳排放量比联合循环燃气发电厂少75%。⁴³

第四，电力部门目前的发展趋势将会对气候变化产生干扰。Pfeiffer et al. (2016)⁴⁴ 得出结论，“在我们有50%的机会限制变暖为2°C的情况下，若其他部门也发挥相应作用，从2017年起，对化石电力基础设施（无碳捕获设备）不再进行新的投资，除非能源政策引导污染资产提前搁浅或者大规模的引用碳捕获技术”。

第五，全球能源评估调查提出了将温度升高限制在2°C的过渡情景（见图8）。所有这些情景都要求减少没有装备CCS的燃煤发电厂的容量，这样可以使没有装备CCS的燃煤发电会降低80-96%。报告还得出结论，如果没有大量减少需求和早日关闭现有燃煤发电厂，则没有发展空间留给新的高效燃煤发电厂。然而，要达到温度升高在2°C的假设要求每建造一个高效电厂的建造，就要关闭两个亚临界电厂。

图8 引领可持续发展能源系统的一系列情景分析中无CCS状态下煤炭在能源结构中作用的下降
(资料来源：⁴⁵)



⁴² T. Bruckner Schlömer S., L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, , *Annex III: Technology-specific cost and performance parameters*, in *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* edited, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, Cambridge University Press, 2014.

⁴³ IEA, *The potential for equipping China's existing coal fleet with carbon capture and storage*, in *Insights Series 2016*, edited, Paris, France, OECD/IEA, 2016.

⁴⁴ Pfeiffer et al. (2016), ibis

⁴⁵ Davidson et al. (2013), ibis

最后，最近在牛津⁴⁶举行的一次学术研讨会探讨了将气候变化增长限制在 1.5°C 的更高目标的挑战。这个目标加强了倾向于燃煤发电的尽早达到峰值并迅速下降的论点。本次会议的一个发言摘要特别针对中国和经合组织国家的这一问题。⁴⁷

科学文献表明，煤炭使用造成的二氧化碳排放量需要在 2050 年左右为零，以将升温限制在 1.5°C。...。初步结果表明，对于经合组织，欧盟和中国，目前运行的燃煤发电厂排放的二氧化碳量比根据温度上升控制在 1.5°C 的最低假设排放量还要多得多。这些结果清楚地排除了新煤发电厂上线的可能性，并指出在生命周期结束之前发展退役煤电厂的经济，政治和社会道路的紧迫性。

2.4 总结

本章描述了一些最富有的经合组织国家燃煤发电被淘汰的趋势，以及日本和一些大型新兴国家燃煤发电增加的趋势。科学证据和政策情景意味着，若将全球温度升幅限制在 2°C 以下的合理（50%）概率之内，在全球范围内不应在 2017 年后建设任何新的无减排措施的燃煤机组。同时需要对于现有需要继续运行的燃煤发电厂进行大量投资，以安装 CCS 或其他减排设备。关于如何分配剩余碳预算将不可避免地存在争论。然而，从本分析中应该清楚地认识到，所有拥有大量燃煤发电的国家都需要为实现减排作出贡献。而且投资者应该更清楚地看到，投资无减排燃煤发电资产存在着巨大的财务风险。

⁴⁶ 国际会议：1.5 Degrees: Meeting the challenges of the Paris Agreement，2016 年 9 月 20 日至 22 日与牛津大学。详情见：

<http://www.1point5degrees.org.uk>

⁴⁷ Marcia. Rocha et al., *What does the 1.5°C limit mean for coal plants in the OECD, China and the European Union?*, edited, Climate Analytics, 2016.

3. 中国

本章简要介绍中国目前燃煤发电及其排放的相关政策。它涉及到了两个与搁浅的燃煤资产相关的潜在问题。第一是对现有燃煤资产的关闭。第二是对未来新电厂的投资限制。此外，本章还指出了 CCS 或其他减排技术的重要性和成本。这些减排技术将可能帮助中国在减少二氧化碳排放的同时继续保持大规模的燃煤发电。

3.1 中国的煤炭和气候变化政策

中国的排放目标的实现在很大程度上取决于如何在经济发展与环境目标（地方目标和全球目标）之间达到平衡。在过去，这两个目标的实现是存在明显冲突的：工业扩张和城市化进程会导致空气污染和水污染以及温室气体排放迅速增加。然而，中国的经济结构正在从重工业向服务业以及其他非能源密集型工业转型。这种转变，伴随着经济增长的放缓，替代燃料的出现和能源效率的提高，减少了煤炭在工业中的使用（工业使用占2014年煤炭消费量的55%）。⁴⁸ 在2014年煤炭消费下降2.9%的基础上，⁴⁹ 2015年煤炭消费总量又下降了3.7%。⁵⁰ 在同一时期，2015年和2014年的发电量分别下降了2.7%和0.3%。总之，工业活动和发电在过去几年中都呈现下降的趋势⁵¹。

中国在 2014 年排放了大约 86 亿吨的二氧化碳，其中约一半来自燃煤发电。如果发电小时数在其运行寿命结束之前保持稳定，来自现有 900 吉瓦燃煤发电能力的剩余排放量将达到 850 亿吨。⁵² 目前正在建设的 200 吉瓦煤炭发电容量的建成将导致中国承诺排放量的进一步上升。国际能源署 IEA 建议，使用 CCS 改造现有燃煤发电厂可以成为减少承诺排放的解决方案的一部分。采用 CCS 还可以避免对现有的高效燃煤电厂的注销或者限制其使用。但需要指出的是，CCS 也伴随有碳排放，并且投资成本昂贵，同时也会造成一定程度上的效率损失。

中国已经在巴黎协定框架下的国家自主贡献中承诺：在 2030 年左右达到温室气体排放峰值；到 2030 年将非化石源增加到 20%，到 2030 年将碳强度降低到比 2005 年低 60-65% 的水平。此外，中国还引入了覆盖多个行业的碳排放总量控制和碳交易计划，大规模可再生能源的应用，并采取措施减少煤炭消费，包括禁止在三个经济发达地区（京津冀，长三角和珠三角）兴建除热电联产以外的新燃煤电厂。同时中国近期也取消了一些建造新燃煤发电厂的计划。然而，对一些新燃煤发电厂的限制并非意味着中国对于新煤电厂的投资完全消失。例如，在 2016 年 9 月的一份声明中，国家能源局取消了 9 个省（吉林，山西，山东，陕西，四川，江西，广东，广西和云南）15 个煤电项目，总计 12.4 吉瓦的煤电厂建设。⁵³ 此外，根据金融时报的报道，国家能源局已于 2016 年 10 月取消 30 座燃

⁴⁸ 本文估算。数据来源于 2015 能源统计年鉴 National Bureau of Statistics, *China Energy Statistical Yearbooks 2015*, edited, Beijing, National Bureau of Statistics [in Chinese], 2015., 表 5-1 中国能源平衡表

⁴⁹ National Bureau of Statistics, *Statistical Communiqué of the People's Republic of China on the 2014 National Economic and Social Development*, http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201502/t20150228_687439.html [in Chinese], 2015, (accessed 23 November).

⁵⁰ National Bureau of Statistics, *Statistical Communiqué of the People's Republic of China on the 2015 National Economic and Social Development*, http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201602/t20160229_1324019.html [in Chinese], 2016, (accessed 23 November).

⁵¹ 由于气候温和，电力需求在 2015 年增速较慢。2016 年电力需求截至 10 月底增长 4.8%（比 2015 年同期高出 4.1%）（见 National Bureau of Statistics, *Electricity Demand speeds up in October, economic structure continues to optimize*, http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201611/t20161117_1430505.html [in Chinese], 2016, (accessed 23 November).)。火力发电增长在 2016 年九月和十月分别比去年同期增长 12.2% 和 11.9%

⁵² IEA, *The potential for equipping China's existing coal fleet with carbon capture and storage*, in *Insights Series 2016*, edited, Paris, France, OECD/IEA, 2016.

⁵³ National Energy Administration, *Notice on cancelling a batch of coal power projects that does not meet approval conditions* http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto84/201609/t20160923_2300.htm, 2016, (accessed 15 November).

煤电厂的建设，总容量超过 17 吉瓦。⁵⁴ 虽然这些动作可能表明政策对于煤炭发电投资已经开始转向，但我们的理解是，取消的发电容量仅占了在建煤电总量的一小部分。⁵⁵

对中国采取政策大幅度减少燃煤发电站将对其二氧化碳排放的影响做粗略的估算是很有趣的。这样的估算将涉及关闭一些现有的燃煤电厂，并使用 CCS 或等效的减排技术改造许多其他燃煤电厂。下面的分析首先考虑了两种情况，分别是无 CCS 和安装了 CCS 减排的影响。

我们使用国际能源署的给出的三个关于中国的政策方案情景⁵⁶并估算其对发电量，二氧化碳排放，容量因素和潜在搁浅资产的影响⁵⁷（最初假设没有 CCS 改造）。当前政策情景（CPS）假定政策与该报告公布年份（2016 年）的政策不变：该情景为参考情景。对于中国的电力部门，CPS 假设，到 2020 年水电和可再生能源保持温和增长（水电装机 365 吉瓦，风电装机 200 吉瓦和太阳能发电装机 100 吉瓦）。新政策情景（NPS）考虑了广泛的政策承诺，是国际能源署的基准情景。对于中国电力部门，新政策情景假设：2017 年建成排放交易体系；新建燃煤电厂每单位供电煤耗降至 300 克/千瓦时；到 2020 年，可再生能源加速发展（将达到 230 吉瓦风电装机，140 吉瓦太阳能发电装机，以及 15 吉瓦生物质发电装机）。正如我们在前文中提到的所提到的，450 情景对应于 450 ppm 的温室气体排放浓度与将全球温度升高限制在 2°C 的 50% 概率一致。对于中国的电力部门，该情景假设到 2020 年，风电（250 吉瓦）和太阳能（150 吉瓦）的容量达到更大的水平；此外，核电装机将在 2020 年后继续增长；并从 2025 年左右开始应用 CCS 技术。基于这些假设，在 CPS 情境下，中国的煤需求总量预计将从 2014 年的 1046 百万吨油当量增加到 2040 年的 1503 百万吨油当量，而在 NPS 情景中，预计将下降到 998 百万吨油当量，并在 450 情景下下降到 404 百万吨油当量。

表 1 基于国际能源署各政策情景下的预测粗略估算潜在未充分利用和需要关闭的燃煤发电资产总量（在没有安装 CCS 技术的前提下）

	测试 1 (CPS 容量和 NPS 发电量)			测试 2 (NPS 容量和 450 发电量)		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040
发电 (十亿千瓦时)	4199	4462	4324	3950	2606	1381
容量 (吉瓦)	1069	1309	1472	1040	1123	1137
运行小时数	3928	3498	2938	3798	2321	1215
估算容量因素	44.8%	38.9%	33.5%	43.4%	26.5%	13.9%
合理容量因素	57.1%	57.1%	57.1%	57.1%	57.1%	57.1%
潜在需要关闭的资产 (吉瓦)	229	417	607	250	602	861

注：国际能源署发布的两个情景分析中（CPS 和 NPS），其装机容量均低于十三五电力系统发展规划提出的 1100 GW 的容量目标。

我们从这些情景的分析中得出三个结论。第一，在这些情景分析下，中国燃煤发电的剩余承诺排放（RCE）有显著差异。例如在 2040 年，剩余承诺排放范围从 450 情景中的 760 亿吨到当前政策情景中的 1420 亿吨。新政策情

⁵⁴ Steve Johnson, *China axes part-built coal power plants* <https://www.ft.com/content/78db1ca6-96ab-11e6-a80e-bcd69f323a8b>, 2016, (accessed 31 October).

⁵⁵ 截至 2016 年 7 月，有超过 200 吉瓦的煤炭发电容量正在建设中（见 Endcoal, *Proposed Coal Plants in China – July 2016*, <http://endcoal.org/wp-content/uploads/2016/08/ChinaMW-4.pdf>, 2016, (accessed 1 November 2016).).

⁵⁶ IEA, *World Energy Outlook 2016*, edited, Paris, International Energy Agency, 2016.

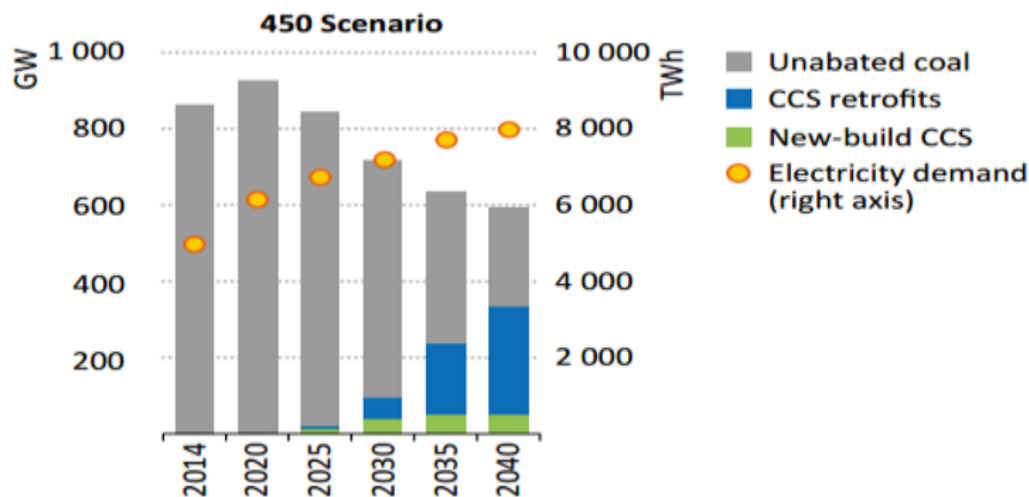
⁵⁷ 其中的一些资产可能会被过早地关闭。在这种情况下，这些资产可以被称为潜在的搁浅资产。

景的剩余承诺排放为 1210 亿二氧化碳⁵⁸。这些排放量将占全球剩余碳预算 10000 亿吨的 7.6% 到 14.2%。如果对全球剩余碳预算取一个相对较低的数值，那么中国燃煤发电排放占全球碳预算的比例将会更高。我们估计中国无减排措施燃煤发电的碳排放将占据全球电力碳排放预算总量的三分之一⁵⁹。

第二，如果政府选择比新政策情境下更积极的限制排放措施，如果在没有 CCS 的情况下，这将显著降低容量因素和/或导致资产关闭。例如（根据表一中测试二的结果），如果燃煤发电容量是基于新政策情景的假设，同时二氧化碳排放值是基 450 情景中的假设，那么燃煤电厂容量因子将可能下降到 14% 以下。根据同一组假设，如果目标是将容量因素维持在 57% 这一合理容量因素范围，这意味着将关闭 861 吉瓦的燃煤发电容量。

最后，如果政府决定减少排放，同时最大限度地减少资产关闭和降低容量因素，那么就需要鼓励大部分燃煤机组安装 CCS 设备，这也是国际能源署在其 450 场景中所做的假设。在国际能源署出版的另外一份报告中包含了一个图表，该图表反映了与 450 情景中排放水平相对应的 CCS 改造水平。⁶⁰ 图 9 中假设中国在 2025 年开始引用 CCS 技术。到 2040 年，约 280 吉瓦的燃煤电厂已经完成 CCS 设备的改造。在此情景分析下，将有另外 50 吉瓦装备 CCS 设备的新燃煤发电厂得以兴建。根据国际能源署的分析，在 2040 年，超过 300 吉瓦燃煤装机容量将已装备 CCS，并且大量的燃煤装机容量已经关闭。

图9 在 450 情境下中国的煤炭发电容量(资料来源:⁶¹，图 4.5)



与上述刚刚提到的国际能源署的研究相比，2016年世界能源展望在450情景中预测CCS的发展规模要相对较小。根据2016年世界能源展望，在450情景中，在全球范围内430吉瓦的发电厂将装备CCS，满足全球约10%的电力供应。在所有装配CCS的电厂中，60%是燃煤电厂。约75%使用CCS的燃煤电厂安装在中国。虽然这意味着中国的CCS装

⁵⁸ 本文仅包括 2040 年之前的排放。我们使用“世界能源展望 2016”数据作为计算的基础，以下列方式计算剩余承诺排放。在每种情景中，WEO 2016 都给出了 2014 年，2020 年，2030 年和 2040 年燃煤发电的二氧化碳排放量。我们计算这些年份之间的二氧化碳排放年增长率（例如，2014 年至 2020 年的年增长率为 0.98%）。然后，我们使用起始年排放量和年增长率计算没有排放数据的年份的排放（例如，在当前政策情景下，2015 年二氧化碳排放量等于 2014 年二氧化碳排放量乘以 0.98% 的年增长率）。对于每种情景，剩余的承诺排放是从 2014 年到 2040 年的所有年份的二氧化碳排放的总和。

⁵⁹ Davis and Socolow (2014) 估计，中国电力行业的剩余承诺二氧化碳排放放在 40 年寿命假设下约为 1292 亿吨的（这与我们假设电厂仅在 2040 年前排放的假设不同）。Pfeiffer et al. (2016) 将剩余承诺碳排放的概念与碳预算的概念结合起来。他们的研究估计，电力部门的全球碳预算约为 3793 亿吨二氧化碳，该研究基于将升温限制在 2°C 的 50% 的概率。结合这两项研究的结果，如果政策没有变化，中国无减排措施化石燃料发电厂对全球电力相关碳预算的贡献将为 34%（129.2 除以 379.3）。

⁶⁰ IEA, *Energy and Climate Change*, in World Energy Outlook Special Report, edited, Paris, International Energy Agency, 2015.

⁶¹ Ibid.

备估计比之前的研究要少，但仍然突出了“中国在推进相应减排技术，以实现能源系统的去碳化，保护其发电资产的价值和煤炭储量中所起到的重要作用。预计在推动技术以减少其能源结构和保护其发电资产和煤炭储量的价值方面所发挥的关键作用。”⁶²

在成本方面，国际能源署认为，超过 100 吉瓦的现有发电容量可以进行 CCS 改造，增加发电成本约为 50 美元每兆瓦时⁶³。根据电厂年龄，大小，负荷因子，地方和区域污染控制措施以及到 CO₂ 储存地点的距离，进行 CCS 改造的附加成本大概在每兆瓦时 34 到 129 美元之间。除了容量成本之外，CCS 的安装会降低电厂运行的效率，这也是阻碍其发展的重要因素之一。在其他国家，这些成本被认为是无法实现的，特别是在燃煤资产相对较旧的地区。然而在中国燃煤资产相对较新，因此中国对开发 CCS 和其他减排技术，以及寻求利用碳排放的商业机会方面可能更感兴趣。

中国政府在未来燃煤发电的方面做出了哪些正式承诺？我们已经了解的包括中国政府在国家自主贡献中重申的承诺（2030 年左右达到排放峰值），实行碳排放的总量控制和交易，在特定地区禁止燃煤电站的建设，取消一些正在进行中的电站建设，以及支持可再生能源发展等措施。中国的国家自主贡献还指出，中国将加强一些低碳技术的研究和开发，包括碳捕集，利用和储存。⁶⁴ 目前，中国有四个 CCS 项目处于不同的规划阶段，包括中石油吉林油田强化采油项目，中石化齐鲁石油化工 CCS 项目，中石化胜利电厂 CCS 项目和延长 CCS 示范项目⁶⁵。后两个项目涉及到在现役电厂运行 CCS。⁶⁶ 我们还注意到，在控制温室气体排放的十三五规划中包括了一个雄心勃勃的发电碳排放指标，即主要发电公司在 2020 年要达到 550 克每千瓦时的二氧化碳排放目标。

即使如此，我们没有看到任何关于煤炭发电发展或者对于现有电站进行 CCS 或相应减排设备改造的长期规划。

3.2 关闭现有资产

在缔约方大会第二十一届会议上，习近平主席承诺到 2020 年将燃煤电厂的排放量将减少 60%。根据新华网的报道，这一举措将有助于每年节省 1 亿吨原煤，并减少约 1.8 亿吨二氧化碳排放。该报道还指出，到 2020 年，中国将关闭不符合其节能标准的电厂。然而，这并不一定意味着与当前水平相比，煤炭发电或其相应的二氧化碳排放量会减少。对于原煤需求量和二氧化碳排放量的减少更多是由于平均能源效率的改善（到 2020 年实现 300 克/kWh 的平均煤耗率），关闭效率较低电厂，以及增加效率较高电厂的产量。60% 排放量的下降也有可能是指与 2020 年假设一个正常情况（相似发电增长和发电效率）相比，而不是与当前排放水平相比的减排量。如果这种解释是正确的，它可能意味着到 2020 年总的燃煤发电量几乎不会减少。相对应的，一些煤电资产将关闭，而其他煤电资产容量因素将会提高并将建立新的更高效的资产。

⁶² IEA, World Energy Outlook 2016, page 222

⁶³ 这个 CCS 成本略高于另一个 IEA 出版物《发电的预计成本》(见 IEA, *The Projected Costs of Electricity Generation* edited, Paris, International Energy Agency, 2015.) 中假设的碳排放价格。在该报告中，中国煤炭发电的碳排放价为每兆瓦时 38.88 美元。但是，现有中国碳排放交易体系的碳排放价格在每吨 1 美元到 6 美元之间。假设燃煤发电的碳排放因子为 850 公斤每兆瓦时，试点交易系统下的碳价范围在每兆瓦时 0.85 美元和每兆瓦时 5.1 美元之间。

⁶⁴ NDRC, *China's intended nationally determined contribution: Enhanced Actions on Climate Change*, edited, Beijing, National development and Reform Commission, 2015.

⁶⁵ 位于天津的华能 IGCC 项目可以被视为 CCS 项目的一部分。这个项目的第二阶段是展示一个二氧化碳捕获系统。在第三阶段，该项目将安装一个 CO₂ 捕集系统，每年捕获 200 万吨二氧化碳。详情请见：<https://www.globalccsinstitute.com/projects/huaneng-greeneng-igcc-project-phase-3>

⁶⁶ IEA, *The potential for equipping China's existing coal fleet with carbon capture and storage*, in Insights Series 2016, edited, Paris, France, OECD/IEA, 2016

哪些资产将会关闭？中国电力企业联合会⁶⁷指出，去年有 10.8 吉瓦燃煤电厂退役或关闭。这些似乎是中国为提高发电效率战略中重点关注的是那些小型，低效率的旧电厂。然而，由于与当地污染有关，一些电厂也被迫关闭。2013 年，国务院颁布了大气污染防治计划以应对严重的空气污染。该计划承认污染损害健康，影响社会和谐与稳定。⁶⁸ 该计划的目标是 2017 年全面提高中国的空气质量，同时对北京，上海和广州等三个主要工业区实施新的更加严厉的限制措施。计划介绍的措施包括：

- 全国主要城市 PM 水平比 2012 年的水平下降至少 10%。
- 京津冀地区 PM2.5 水平降低 25%，长三角地区下降 20%，珠三角地区下降 15%
- 禁止批准京津冀，长三角和珠三角地区的新燃煤电厂（热电联产电厂除外），同时要求现有的煤炭消耗项目减少或替代煤炭。
- 到 2017 年，将能源结构中的煤炭比例从现有的 67% 降至 65%
- 通过利用天然气和非化石燃料能源发电替代煤炭，实现京津冀，长三角和珠三角地区的新燃煤电厂的煤消费负增长。

北京是最一个非常显著的例子。⁶⁹ 2013 年，北京市政府出台了《2013 - 2017 年加快节能减排和清洁能源发展的工作计划》。⁷⁰ 该工作计划主要目的是改善北京的空气质量。主要目标之一是与 2013 年的水平（2300 万吨）相比，到 2015 年将煤炭消费量减少 800 万吨，到 2017 年减少 1300 万吨。为了实现这一目标，北京政府决定在 2013 年至 2016 年关闭五座燃煤发电厂，使年度煤炭消耗量下降 920 万吨。2013 年北京燃煤总装机容量为 2.7 吉瓦，占北京总发电量的 39%。煤电在北京拥有仅次于天然气的第二大发电容量。⁷¹ 煤炭被天然气替代是因为市政府已经在十二五期间建议建造四个燃气发电和热电联产中心。2010 年，北京发展和改革委员会还建议到 2015 年增加 14 个 350 兆瓦燃气发电机组。⁷² 自 21 世纪初以来，北京的电力供应约有 60% 依赖进口电力。煤电厂的关闭显然对北京的能源安全没有重大影响，一些现有燃煤发电厂将进行以天然气为主要能源的转型。

我们目前所掌握的信息没有关于关闭现有煤电厂对系统成本和电价的影响，也没有关于对公司和员工的补偿。但是，这些都是非常重要的问题。如果将来发生类似的燃煤发电厂关闭，上面提到的这些问题，如供应安全问题，将需要认真考虑。对于此类问题，国际经验提供了一些可能与中国相关的见解。

3.3 新资产投资

有证据表明，竞争性市场激励驱动的经济体系通常会鼓励燃煤发电站早期关闭，或至少限制燃煤发电的新投资。特别是我们看到煤电容量因素下降，更严格的性能标准和需求增长停滞的证据，所有这些都通常会阻碍投资。然而，中国对新发电容量的投资仍在继续。通过解释这样的现象可以解释中国所面临的一些重要挑战。

⁶⁷ China Electricity Council, *China Power Industry Development in 2016*, <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongzuodongtai/2016-08-24/157409.html> [in Chinese], 2016, (accessed 13 Oct).

⁶⁸ B. Finamore, *China Pledges to Tackle Air Pollution with New Plan*, <https://www.nrdc.org/experts/barbara-finamore/china-pledges-tackle-air-pollution-new-plan>, 2013, (accessed 2 November).

⁶⁹ 华能完成了 2015 年的转型，并于 2016 年关闭了其燃煤发电机组。

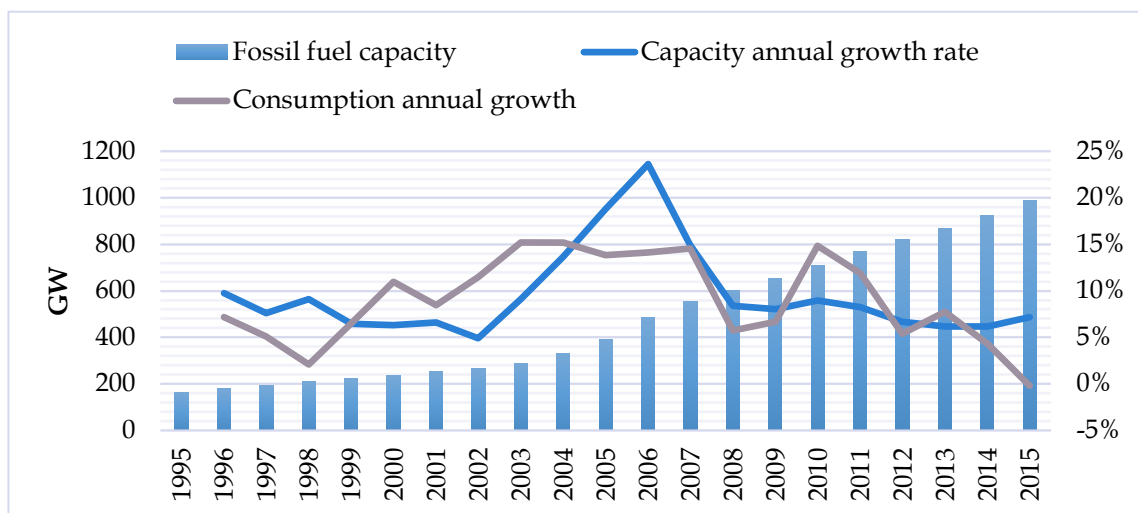
⁷⁰ Beijing Government, *A work plan to accelerate coal consumption reduction and clean energy development between 2013 and 2017*, <http://zhengwu.beijing.gov.cn/ghxx/qtgh/t1321733.htm> 2013, (accessed 13 October).

⁷¹ X. Yan and B. Zhao, *An investigation of the environmental impacts of power generation plants in Beijing*, http://news.xinhuanet.com/zgjx/2014-06/16/c_133411385_2.htm [in Chinese], 2013, (accessed 13 Oct).

⁷² F. Li, *The new era for Beijing's four power and heat co-generation centres*, http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2015-03/23/content_1546823.htm [in Chinese], 2015, (accessed 13 Oct).

近期关于电力需求和投资计划的数据表明，在 2020 年中国大量的过剩（并相对较新）燃煤发电容量。图 10 显示，总化石燃料容量，主要是煤电（占比超过 90%）从 2003 年的 290 吉瓦增长到 2015 年底的 990 吉瓦。⁷³ 这意味着大多数煤电厂距离计划退役年龄（40 年）还有很大的距离。除此之外我们从此图形中看到，在过去几年中中国的电力需求增长已经降到其最低水平。事实上，2015 年中国电力需求年增长率为负（0.2%），⁷⁴ 这是自 1968 年以来第一次电力需求下降。以上这些表象与现有燃煤机组容量因素和利润率下降，以及新电厂的预期利润率降低都是一致的。

图10 1995 年至 2015 年化石燃料发电容量增长与电力需求增长（吉瓦）(资料来源：⁷⁵)



在竞争性的电力市场，较短的运行时间和较弱的盈利能力可能会延迟甚至取消投资者投资新的容量设备。然而，在 2016 年上半年，中国安装了 21.5 吉瓦的新的煤炭装机容量（比 2015 年同期高 3.7 吉瓦）。此外，2015 年，中国批准了 195 座总发电量为 159 GW 的煤电厂（即通过了环境评估，煤电厂批准的最后一步）。如果这些趋势继续下去，短期内燃煤发电的容量过剩将是巨大的。

Yuan et al. (2016) 通过假设未来五年的电力需求增长范围（3.5%至4.9%）和实现非化石燃料目标，估算了十三五期间的煤电容量⁷⁶。该研究发现，中国在2020年合理的煤电容量规模（平均年运行小时数为4800）为910吉瓦至960吉瓦之间（假设中速和高速电力需求增长，在4.2%至4.8%年增长之间）。该文章作者总结到“如果所有提交环境影响评估的煤电项目在2020年投入运行，煤电产能过剩量将达到200吉瓦”。

⁷³ National Energy Administration, *Average operating hours for power plant over 600 MW in 2015* http://www.nea.gov.cn/2016-01/29/c_135056890.htm [in Chinese], 2016, (accessed September).

⁷⁴ 不同来源的电力需求数据存在差异：一些建议略微减少 0.2%（见 National Bureau of Statistics, *Value added for large-scale industries increased by 5.9% in December 2015*, http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201601/t20160119_1306102.html [in Chinese], 2016, (accessed 13 October).), 其他建议略微增加 0.3%（见 National Bureau of Statistics, *Statistical Communiqué of the People's Republic of China on the 2015 National Economic and Social Development*.)或 0.5%（见 IEA, *World Energy Outlook 2016*.).

⁷⁵ 化石燃料发电容量：1995 至 2014 数据来自 China Electricity Council, *Electric Power Statistics in 2014*, <http://www.cec.org.cn/guohuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2015-11-30/146012.html> [in Chinese], 2015, (accessed September). 2015 年数据来自 National Energy Administration, *Average operating hours for power plant over 600 MW in 2015*；年度电力需求增长：本研究测算，1995 - 2014 年数据基于 China Electricity Council, *Electric Power Statistics in 2014*., 2015 年年增长数据来自 Y. Li, *China's Power Sector and the Economic 'New Normal'*, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/8558-China-s-power-sector-and-the-economic-new-normal-> [in Chinese], 2016, (accessed September).。

⁷⁶ Jiahai Yuan et al., 'Coal power overcapacity and investment bubble in China during 2015-2020', *Energy Policy*, vol. 97, 2016.

政府显然对于潜在产能过剩表示忧虑。国家发展和改革委员会与国家能源局在 2016 年 3 月发布了《中国燃煤发电有序发展》。该政策旨在推迟一些可能会存在运行时间较短或产能过剩的新电厂的建设，以及取消一些已经存在产能过剩省份的新电厂建设。新华社指出，国土资源部决定新燃煤电厂的土地使用申请将不会在 2017 年年底获得批准⁷⁷。然而，最近新建的燃煤电厂实际在开始建造前三到四年便得到建设许可。截至 2016 年 7 月底，在建的新燃煤机组规模接近 200 吉瓦。⁷⁸

国家能源局最近公布了“十三五”电力系统发展规划。⁷⁹ 该计划声明，政府将在 2020 年尽力将燃煤发电总容量控制在 1100 亿千瓦之内。这样的发电容量是基于 3.6% 和 4.8% 之间的预计年度电力需求增长而得出的，但现实情况是，2015 年的需求增长为负。国家能源局电力部主任黄学农表示，如果没有采取最新的推迟和取消建设的措施，煤炭装机容量将达到 1250 吉瓦。因此，由于这些措施，1100 吉瓦的目标意味着已经减少了 150 吉瓦的装机容量。该计划还提到在 2016 年至 2020 年期间关闭 20 GW 的低效煤电厂。但这与正在建设的电厂规模相比微乎其微。

国务院于 2016 年 10 月发布“关于控制温室气体排放的第十三个五年计划”。⁸⁰ 它指出“所有主要发电公司都需要达到 550 克每千瓦时的电力供应排放水平”。鉴于中国发电设备的现有情况，这样的目标似乎非常是雄心勃勃的。基于世界能源展望 2016，2014 年的燃煤发电的平均排放因子为 1035g / kWh（所有化石燃料为 1021g / kWh）。即便包含所有发电技术，发电平均排放因子仍为 768g / kWh（2014 年总排放量为 4382 百万吨，总发电量为 57060 亿千瓦时）。

总体而言，该计划更是加强了对于中国的过剩燃煤发电能力的担忧。然而在较低的容量因素以及越来越严格的排放标准的情况下，对于燃煤发电的投资仍在继续。如何解释在这些不利条件下的仍然有持续的投资发生？已经有人提出了很多原因，大多数的原因都有一个共同的主题：即电力系统扭曲的激励措施，这样扭曲的激励措施因为缺乏有效率的决策结构所加强。⁸¹ 另外一个解释是中国继续用更有效率的电厂替代效率低下的电厂，或者通过升级以提高效率。

3.3.1 工业结构

电力系统的结构通过限制竞争导致扭曲的激励机制。首先，如图 11 所示，五大国有电力企业约占总装机容量的一半。地方政府拥有同等水平的装机容量。私人和外国公司只占总发电容量的 4%。大型化石燃料能源国有企业获得政府的大量补贴。⁸² 这样的补贴有几种类型，包括资源补贴（例如土地使用成本补贴，或者其他由于政府支持所节省的成本）和信贷补贴。此外，发电设备在安装用于排放控制的设备时也会收到补贴。环境保护部于 2012 年制定了火力发电大气污染物排放标准。国家发展和改革委员会对发电厂安装二氧化硫，氮氧化物和粉尘控制系统分

⁷⁷ Xinhua, Ministry of Land and Resources: land use for new projects will not be approved for industries with excessive capacity, http://news.xinhuanet.com/fortune/2016-09/05/c_129269524.htm [in Chinese], 2016, (accessed 12 Oct).

⁷⁸ Endcoal, Proposed Coal Plants in China – July 2016, <http://endcoal.org/wp-content/uploads/2016/08/ChinaMW-4.pdf>, 2016, (accessed 1 November 2016).

⁷⁹ National Energy Administration, Press release on Thirteenth Five Plan on Electricity System Development, <http://www.nea.gov.cn/xwfb/20161107zb1/index.htm> [in Chinese], 2016, (accessed 18 November).

⁸⁰ State Council, The Thirteenth Five Year Plan on Controlling Greenhouse Gas Emissions, http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content_5128619.htm [in Chinese], 2016, (accessed 23 November).

⁸¹ C. Liu, China, with too much power, keeps approving coal plants, http://cocoliu.com/china-with-too-much-power-keeps-approving-coal-plants/#.V_4b85MrJD0 [in Chinese], 2016, (accessed 12 October).

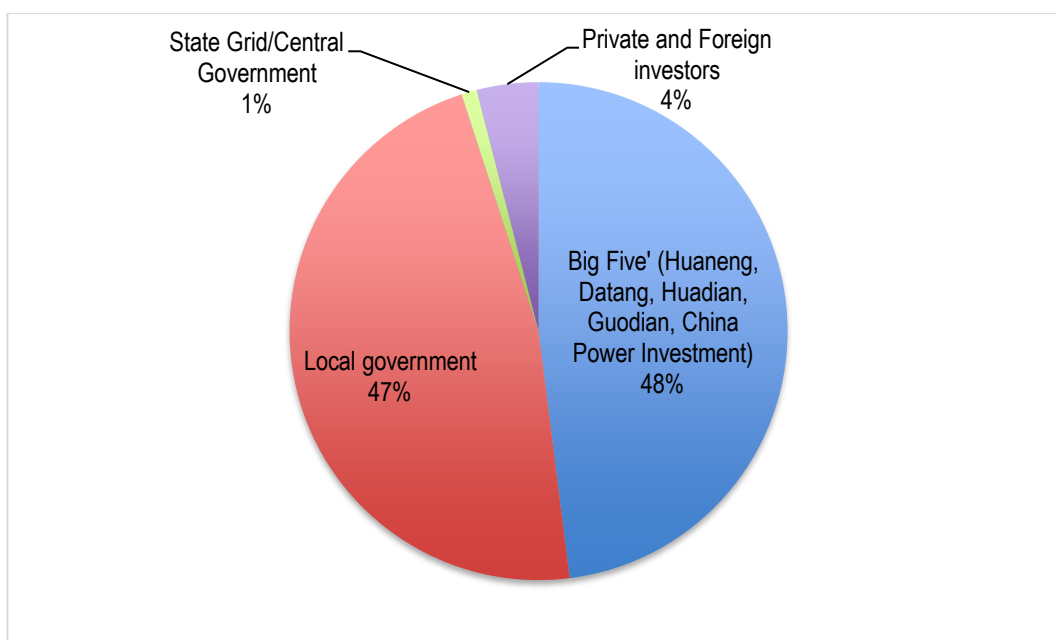
⁸² Chinadialogue, Subsidies blamed for overcapacity in China's coal sector, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/8991-Subsidies-blamed-for-overcapacity-in-China-s-coal-sector>, 2016, (accessed 12 October).

别额外支付了 0.015 元/度，0.01 元/度和 0.02 元/度⁸³。在 2014 年与排放控制成本相关的补贴总额为 1127 亿元。

8485

另一个重要障碍是电网（输配电）以及面对最终消费者的零售销售端缺乏竞争。在中国，2002 年电力系统改革后成立了两家电网公司：国家电网公司和中国南方电网。这两家公司控制其电网网络以及其所在地区的零售销售。两家公司并行运作，不存在竞争关系。

图 11 中国发电容量所有权 (资料来源: ⁸⁶)



这样的条件有利于燃煤发电，并且会提高系统的运行成本。首先，如下文所述，主要发电商受益于国家补贴，并获得确保成本回收的电价和年度发电配额；这些显然与行业的集中性，地方政府的支持和引入竞争的障碍有关。第二，对于大型发电商的政策支持不会鼓励燃煤电厂运行的灵活性。第三，需求侧的固定价格意味着价格不会在有富余电力生产时（例如当风力发电量很高时）下降，以反映剩余产生（例如，当风力发电量高时），并且没有激励具有灵活负荷的消费者在存在富余可用电力时增加消费。

这样的行业结构和相应的政策激励有助于了解为什么燃煤发电仍然具有吸引力。另一方面，燃煤发电存在吸引力也反映了一些其他的扭曲。

3.3.2 扭曲的激励措施

⁸³ 截止 2016 年 10 月，1 美元约等于 6.74 人民币。据此，0.015 元每千瓦时，0.01 元每千瓦时和 0.02 元每千瓦时分别相当于 0.22，0.14 和 0.3 美分每千瓦时。

⁸⁴ 截止 2016 年 10 月，1 美元约等于 6.74 人民币。据此，1127 亿人民币相当于 167 亿美元。

⁸⁵ N. Zhang, *Government to Crack Down on Green Subsidy Fraud*, <http://m.china.caixin.com/m/2016-05-18/100944677.html> [in Chinese], 2016, (accessed 2 November).

⁸⁶ China Electricity Council, *Preliminary statistics of the national electric power industry*, edited, Beijing, China Electricity Council [in Chinese], 2014.

中国电力系统存在一些保护煤炭发电的激励政策，这些政策提高了系统成本，成为可再生能源整合过程中的障碍。此外，这些激励措施可能会鼓励对不具经济性的煤炭发电进行投资

首先，支付给发电商的并网价格不能够反映短期系统成本。尽管容量因素较低和需求增长疲软，中国发电企业在 2015 年盈利能力仍然很强，这是因为发电商在持续获得较高电价的同时，为煤炭支付较低的价格。⁸⁷ 上网价格的制定旨在为潜在投资者获得发电资产投资的回报提供保障。其审批过程是，发电商对电厂所在地的发电的潜在成本进行研究，并将其结果提交国家发改委批准。Zeng et al. (2016) 认为，由于发电公司的所有权结构，上网价格一般均设定在可能范围的较高端。⁸⁸ 此外，电力煤炭平均价格指数从 2014 年 1 月的 495 元/吨下降到 2016 年 7 月的 340 元/吨。⁸⁹ 虽然国家发改委在过去几年中多次降低了平均上网价格，但即使运行时间较短，发电商仍然可以获得较高利润⁹⁰。

第二，调度不反映短期系统边际成本，因此即使在燃煤发电更昂贵的时期，其仍然得到调度（见插文 2）。省级年度调度计划通过高度政治化的过程来分配发电量配额。⁹¹ 由于发电系统受煤炭主导，以及可再生能源发电的不稳定性，大多数保证配额被分配给燃煤发电。这有助于解释为什么在短期调度中选择燃煤发电而非风能和其他近零边际成本的可再生能源；同时发电公司（和电网公司）也没有动力替换燃煤电厂，并且这将违反保证配额的规定。此外，燃煤发电厂没有因产出损失（下降）或提供辅助服务以支持可再生能源而得到补偿。市场信号的缺乏不仅保障了燃煤发电在需求下降时的盈利能力，而且意味着风力发电通常是不能被优先调度，并且不会收到预期的支付。中国能源新闻报道，截至 2015 年底，可再生能源的未支付补贴约为 500 亿人民币⁹²，部分原因是补贴与可再生能源发电量有关。

⁸⁷ Liu, C., *China, with too much power, keeps approving coal plants*, http://cocoliu.com/china-with-too-much-power-keeps-approving-coal-plants/#.V_4b85MrJD0 [in Chinese], 2016, (accessed 12 October).

⁸⁸ Ming Zeng et al., 'The power industry reform in China 2015: Policies, evaluations and solutions', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, 2016.

⁸⁹ NDRC, *China Power Coal Price Index in July*, http://www.sdpc.gov.cn/jjxsfx/201608/t20160816_814813.html [in Chinese], 2016, (accessed 12 October).

⁹⁰ 基于 2015 年电力价格，IEA, *World Energy Outlook 2016*. 认为投资者在煤电设备运行每年达到 2800 小时的情况下即可得到收益。（见 China Electricity Council, *Coal power generation declined for the first time in the last 10 years*, <http://www.cec.org.cn/xinwenpingxi/2015-08-20/142068.html> [in Chinese], 2015, (accessed 12 October).)

⁹¹ Xiliang Zhang and Weiming Xiong, *Power system reform to enable large-scale wind utilization in China*, in Oxford Energy Forum edited, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2016, Vol. Issue 104.

⁹² 截止 2016 年 10 月，1 美元约等于 6.74 人民币。因此，500 亿人民币相当于 74 亿美元。

框 2 中国的电力调度⁹³

中国的发电机调度采用“平等份额”的方法。这意味着燃煤发电机被分配类似的运行小时，无论其产出效率，排放强度或边际成本。这种方法在 20 世纪 80 年代后期被采用，当时中国存在严重的电力短缺。为了鼓励对发电资产的投资，政府通过定义支付给发电机的上网价格和最小运行时间来提供有保证的投资回报。同时，相同类型发电机的年运行时间均匀分配，以确保发电机之间的公平性。

近年来，政府开始试点替代的调度系统。例如，国务院 2007 年在五个试点省份引入了“节能”调度。这种调度的主要目的是提高能源效率，节约自然资源，减少污染，减少对煤的依赖，保持系统的可靠性和促进工业部门的可持续增长。⁹⁴ 发改委发布了实施节能调度的措施，包括预设调度令。不可调度的可再生能源和水电，可调度水电和可再生能源排在调度优先顺序，其次是核电，热电联产单位和其他化石燃料电厂。但是，试点省份节能调度的实施并没有在全国范围内推广。⁹⁵ 此外，2006 年“可再生能源法”规定，电网公司应购买所有可再生能源发电。然而，在具有高可再生能源潜力的省份，风力和太阳能发电被弃电限产的比例非常高，说明可再生能源并不在在调度优先顺序占据优先位置。

最近的电力系统改革建议和其他政府政策表明发电调度可能发生变化。例如，第 9 号文件第 4 条规定，该系统应“.....支持环保高效特别是超低排放机组通过直接交易和科学调度多发电”。“大气污染防治法”第 42 条规定“电力调度应当优先安排清洁能源发电上网”。同样重要的是要注意国家能源局的最新公告，即试点现货交易将在 2018 年在中国推出，并在 2020 年全面投入运行。

第三，中国的电网规划在地区之间没有得到很好的协调。因此，调度的规划通常发生在省内或区域内。这样限制了来自不同地区的发电设备之间的竞争，有效地保护了高成本地区的燃煤发电。将风力（和其他）发电转移到负荷中心的传输能力不足也有效地保护了燃煤发电机免受竞争。

第四，风电的上网电价是一种不具灵活性的定价机制，这给风力发电的投资者带来了问题，但同时使电网公司和煤炭生产商受益。这样的定价阻碍了以较低价格大规模投资反映最新技术的风电。此外，由于风电上网电价高于煤电价格，从经济性上考虑，其他省份没有大规模进口风电（而非煤电）的理由。从电网公司的角度来看，没有市场信号（在具有风的区域中的低成本或低市场价格）用来鼓励从低成本到高成本发电的电网建设投资。从燃煤发电角度看，风的使用的增加降低了煤的产量。在没有任何补偿的情况下，煤炭发电商有动力低估其在短时间内减少发电量的能力，以避免其利用率下降。

第五，当地监管机构还可能有政治上的考量借以鼓励在其所属区域建立新的燃煤发电站。2015 年，中国批准了 195 座总发电容量为 159 吉瓦的煤电厂（即通过了环境评估，是煤电厂批准的最后一步）。相比之下，2014 年仅核准了 48 吉瓦的煤炭发电容量。这一差异对应于 2015 年 3 月国家环境保护部向省级主管部门对于审批权的转让。⁹⁶ 地方政府常常欢迎建造煤电厂，因为它们有助于地方 GDP 的增长，GDP 增长也是评估地方政府官员业绩的重要指标。

⁹³ RAP, *Issues in China Power Sector Reform: Generator Dispatch*, edited, Beijing, The Regulatory Assistance Project, 2016. 对中国电力调度改革所面临的挑战进行了更进一步的讨论。

⁹⁴ Friedrich Kahrl, James H. Williams, and Junfeng Hu, 'The political economy of electricity dispatch reform in China', *Energy Policy*, vol. 53, 2013.

⁹⁵ RAP.Ibid

⁹⁶ Greenpeace, *Consequences of China's excessive coal power investment in 2015*, edited, Beijing, Greenpeace, 2016, <http://www.greenpeace.org.cn/wp-content/uploads/2015/11/The-consequences-of-coal-investment-in-china.pdf>.

3.3.3 高效的新电厂代替低效的旧电厂

燃煤发电继续吸引投资的另一个原因是政府希望鼓励更高效的煤炭发电。这可能包括更换旧的和低效率的电厂，但也会包括升级现有电厂。中国环境部长提及电厂升级的政策将包括在最新的发展计划中。⁹⁷更高效的电厂可以获得更高的容量因子，因此获得更多的利润。此外，公司可以预期政府支持的延续，这样的支持包括相对容易获得的政府补贴。通过投资更高效的电厂，电力公司可能还在寻求在政府决定开始关闭产能之前增加其市场份额。中国已经成功地关闭了老旧低效的电厂，并用新的更大的和更高效的电厂取代它们。然而，这样的升级政策涉及到了有关搁浅资产风险的问题，特别是因为它需要延长现有发电站的寿命，或建造新的发电站，从而锁定在了更高水平的承诺碳排放。

3.4 总结

很明显，中国政府已采取许多重要措施来解决当地污染和全球气候变化的问题，这些决定已经导致一些燃煤资产关闭。有趣的是，最新公布的关于“十三五”计划表明电力部门的自由化和引进雄心勃勃的二氧化碳排放性能标准；在其他国家，这些措施将鼓励早日关闭发电站，并阻碍对其的进一步投资。然而，中国仍在继续建设大量新的无减排措施的燃煤发电容量。因此，现在我们所获得的消息存在各种可能性，尚不清楚中国在未来几十年中对燃煤发电的计划是什么。

中国有两个与搁浅燃煤资产有关的问题。从长远来看，如果国家决定从现在开始限制并减少排放，则可能存在大量搁置的燃煤资产，或者需要大量投资 CCS。从短期看，主要工业地区的燃煤电站的过早关闭已经发生。国际经验提供了一些可能与中国相关的想法，既有助于关闭现有资产，也不鼓励对可能陷入困境的新的无减排措施燃煤发电资产的投资。

⁹⁷ Climate Home, *China backs 'revolutionary' clean coal*, <http://www.climatechangenews.com/2016/03/11/china-backs-revolutionary-clean-coal/>, 2016, (accessed 12 October).

4. 在关闭无减排措施燃煤电厂的过程中降低成本及减少摩擦的方法

本章将着重于分析涉及到关闭无减排措施煤电站议题的相关国际经验。

4.1 供应安全：资源充足性和灵活性

电力的安全供应涉及两个中心问题。第一个问题与发电容量和电网容量的充裕度有关。这通常被称为需要确保“资源充足性”，例如通过安装足够的容量以满足预期的峰值需求，并且具有大约 10-15% 的备用容量，以应对供应侧意外停机或意外的高峰需求。第二个问题与灵活性需求以应对增加或减少的净系统负荷相关，这些系统负荷可能来源于风力和太阳能光伏发电等间歇性的可再生能源的输出，或者来源于不确定的需求。

4.1.1 资源充足性

关闭煤电厂有时会引起对资源充足性的担忧。英国在这方面是一个很好的例子。在过去几年中，英国煤电厂的关闭大大降低了发电容量和备用容量水平。2012 年，英国拥有约 23 吉瓦的燃煤电厂，而最近的数字接近 12 吉瓦（见图 12）。这引起了对电力是否会中断（电力供应是否充足）以及电价是否会提高的风险的关注。这样的关注也引起了一些政策上的转变。

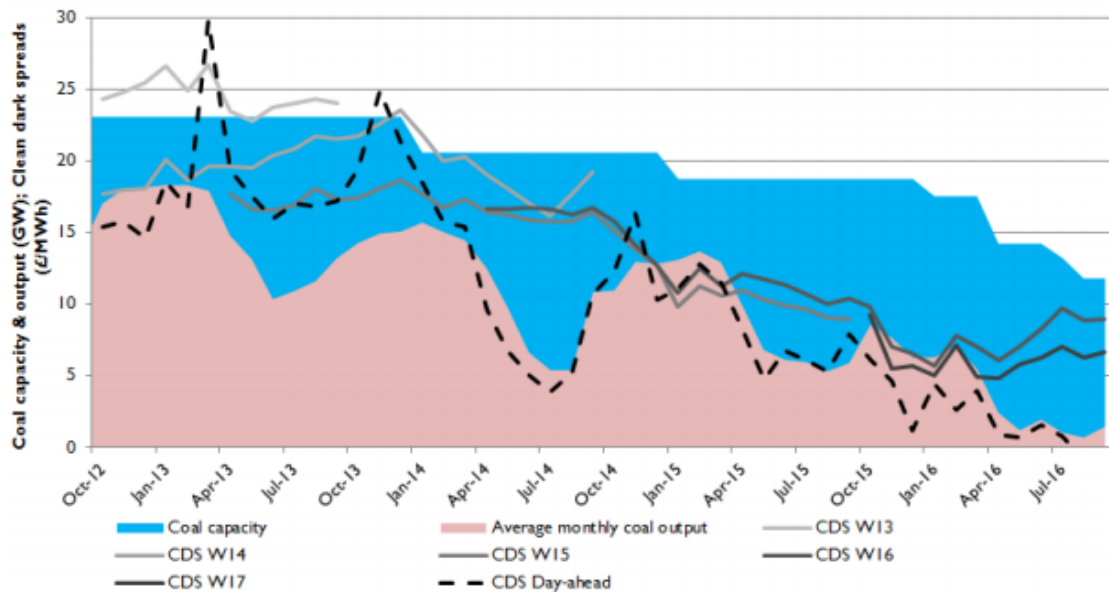
关于拉闸限电的风险，英国国家电网的冬季咨询表示，在没有购买储备容量的情况下，即将到来的冬季电力供应能力只比电力需求峰值高出 0.1%。这样的容量储备相当于每年 13.7 小时的缺电时间期望值，这个数值是非常高的。⁹⁸ 紧缩的容量储备空间也导致了价格大幅度的上涨。日前场外交易市场，9 月 19 日星期一交割的电力价格已经上涨至 158 英镑/兆瓦时，这是自 2006 年以来的最高水平。在 APX 和 N2EX 电力交易所，日前半小时拍卖市场价格达到 1000 英镑/兆瓦时，这可能是该国最高的交易价格⁹⁹。此外，今年 10 月 31 日，在通常不会担心发电容量不足的一天，电网公司发布了容量市场通知。通知说供应裕度非常紧张，表明系统存在压力的概率高于正常概率。¹⁰⁰

⁹⁸ National Grid, *Winter Consultation 2016*, edited, 2016.

⁹⁹ T. Dixon, 'The coal capacity crunch: Will the lights stay on?', *Cornwall Energy's Energy Spectrum* vol. Chart of the week 9, 2016.

¹⁰⁰ Energy Spectrum, *Daily Bulletin*, edited, 2016, Vol. 1 November 2016.

图12 自2012年冬季以来的燃煤电力产量和在考虑碳排放成本后的燃煤发电利润率(资料来源:¹⁰¹⁾



注 CDS: Clean Dark Spreads

对于市场机制在解决燃煤电厂关闭的挑战方面所起到作用的关注是非常重要的。例如，大不列颠（英国除北爱尔兰以外地区）电力系统提出了一个新的应急余额储备（CBR）。这个储备由国家电网公司（NGC）管理。下面是国家电网公司对构成应急余额储备中提供的两种不同平衡服务的总结¹⁰²（见框3）。

框3 应急余额储备的两个平衡服务

“两个新的平衡服务已经得到开发以支持国家电网在容量裕度预期收紧的这个十年中期（e.g. 2014 – 2017）。这两个新服务是需求侧平衡储备（DSBR）和补充平衡储备（SBR）。

需求侧平衡储备针对的是大型能源用户，他们在下午4点到晚上8点之间的冬季工作日晚上自愿减少需求，并因此得到相应补偿。补充平衡储备的目的是保持发电站备用，如果不将他们保持备用的话这些发电站将被关闭或停止运行。这些服务将以一个安全网的形式来保护消费者，只有在市场上没有足够的能力满足需求的情况下才会部署。”¹⁰³

国家电网购买了3.5吉瓦的补偿平衡储备，其中包括1.3吉瓦的煤炭发电容量，这使得即将到来的冬季的额定容量裕度增加到5.5%。这相当于每年0.9小时的缺电时间期望值，与去年的水平一致。

除了应急余额储备提供的额外储备之外，短期日前市场也会在价格较高时为发电商提供信号来增加供应，并为消费者提供信号来减少需求。

¹⁰¹ Dixon. Ibis

¹⁰² National Grid, *Contingency Balancing Reserve*, <http://www2.nationalgrid.com/UK/Services/Balancing-services/System-security/Contingency-Balancing-Reserve/>, 2016, (accessed 13 October).

¹⁰³ Ibid

英国政府还为除北爱尔兰以外的地区引入了容量市场，借以解决对资源充足性的担忧¹⁰⁴。支持容量市场的一般理论论据包括对竞争性能量市场是否可以提供政治决策者想要达到的数量和容量组合的怀疑，以及对能量市场是否可以提供足够的回报以收回固定成本的投资的担忧。英国政府在 20 多年来一直是能源市场的坚定支持者，但是对气候变化的担忧导致政府改变主意。这样的转变主要是为了确保有足够的基础容量为存在不断增长的间歇发电能源（例如风能和太阳能）的电力系统满足系统峰值需求做出贡献；并减少由于容量裕度不足导致的价格急剧升高的可能性。政府的担心也由于燃煤电厂关闭以及许多核电厂也将到达其预定寿命的尽头而导致的常规容量收紧而加剧。同时，这其中还存在重大的环境问题上的不确定性，例如是否允许为新的燃煤电厂建设开绿灯以及政府是否准备支持核电。

容量市场只是政策制定者考虑在间歇性可再生能源日益渗透和煤炭及燃气发电站关闭的背景下，吸引投资并确保资源充足性的机制之一。这反映了现有的短期纯能量市场与两个因素之间的紧张关系：短期能源市场是为基于化石燃料的电力系统而设计的，这样的能源市场假设投资者可以通过在市场中获得的收入完全收回固定成本投资。但是能源市场价格由于近零边际成本的可再生能源的进入正在下降，并且政府正在对可再生能源进行市场外补贴。这导致许多专家得出结论，能源市场已经不能够满足起初设计时所做假设。现在所面临的挑战是能够开发出在不依赖市场外支付的情况下，实现高效的发电组合以收回固定成本投资的机制。目前许多相应的机制正在酝酿中。¹⁰⁵

4.1.2 系统灵活性

将燃煤发电的关闭与间歇性可再生能源和其他新电力资源（如需求响应）的渗透分离开来是非常困难的。这两个都是发电系统脱碳过程中的一部分。他们改变了电力行业的技术和经济基础，对电力行业进行了彻底的改造。¹⁰⁶最重要的改变之一是电力系统需要应用一系列能源资源以达到更大的系统灵活性¹⁰⁷。

在间歇性可再生能源渗透之前，发电供应被认为是可预测的和灵活的。这是因为有足够的可调度发电资源来应付需求侧的变化和供应侧的意外事故。然而，随着风能和太阳能的整合以及能源资源的分散（消费者产生自己的电力并同时调整其需求），电力系统需要更多的灵活性。¹⁰⁸对于更多的灵活性的需求主要基于三个原因。

- 间歇性发电的随机性导致与净负荷预测相关的更大的不确定性，这增加了对额外灵活资源的需求。
- 可再生能源取代了常规发电，这减少了可用于系统平衡的、具备灵活性的发电容量。
- 缺乏灵活性可能导致更频繁地发生负价格（即发电侧需要向用电侧支付补偿），这将造成常规发电厂和可再生发电厂的成本回收问题。

加利福尼亚对于系统灵活性的需求的问题提供了一个很好的例子，如图 13 中的“鸭”形曲线（因其形状看起来像一只鸭子）所示。在加利福尼亚，间歇性可再生能源的整合在电力系统内引入了快速而陡峭的容量拉升。系统操作者调度需要在非常短的时间内启动或关闭发电厂，以符合净负荷的变化。对应于鸭子腹部的“过度发电风险”反映

¹⁰⁴ 加拿大的阿尔贝塔省已经决定对其电力系统进行改革。现有的纯能源市场将被一个新的系统代替。新的系统包括在 2021 年引入容量市场，并在 2024 年进行第一次容量竞拍。这样的改变一图减少电力短缺的风险，降低价格升高的幅度。并且该省将在 2030 年完全淘汰燃煤发电（见 M. Bellefontaine, *Alberta changing electricity market system starting in 2021* <http://www.cbc.ca/beta/news/canada/edmonton/alberta-changing-electricity-system-2021-1.3864609>, 2016, (accessed 25 November).).

¹⁰⁵ M. Keay, 'Electricity Markets are Broken - Can they be fixed', *OIES Working Paper*, 2016.

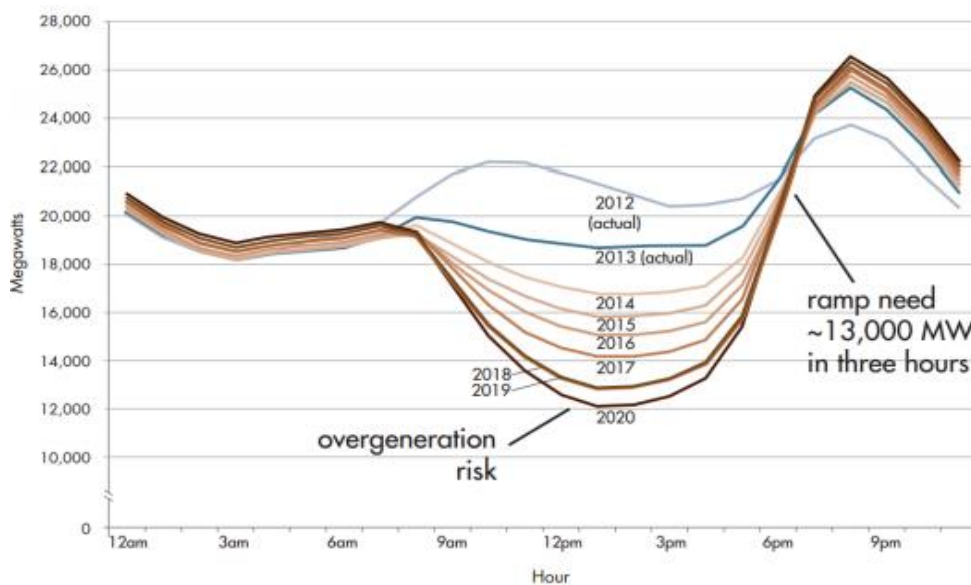
¹⁰⁶ Ibid

¹⁰⁷ 对于系统灵活性以及如何将这样的灵活性体现的细节见 Poudineh (2016)。本章对该文章进行了广泛的讨论。

¹⁰⁸ R. Poudineh, 'Renewable integration and the changing requirement of grid management in the twenty-first century', *Oxford Energy Forum* 104, vol. February 2016, 2016.

了由于太阳能产量巨大而导致净系统需求较低的时期。快速增加出力的需求表现在鸭子的颈部。此外，当有大量可再生能源在线和有限数量的灵活设备时，系统频率响应能力十分有限。而频率响应能力对于系统从故障中恢复是必要的（例如发电厂的突然故障）。

图13 加利福尼亚独立系统运营商的鸭曲线 (资料来源:¹⁰⁹)



一方面，随着电力系统变得更依赖于间歇性可再生能源和分布式能源，其对基荷出力（如煤炭和核能）的需求较少。另一方面，这样的系统对灵活性的需求更大。煤炭和核电厂可以提供一些灵活性，虽然这样的灵活性是有限的并且取决于是否有足够的投资来激活这样的灵活性。此外，如果运行方式不涉及基本负荷操作，这些发电厂通常将难以回收其固定成本。

为了使电力系统在以上这样的情况下可靠地运行，新的方法和市场机制被引入。例如，有些地区提出了新的可靠性度量方法。其中一个例子是‘不足的爬坡资源预期’（Insufficient Ramping Resource Expectation），这样的度量方法可以作为传统的度量方法（例如缺电时期期望（Loss of load expectation））的补充，以评估计划的容量在响应净负荷的短期变化时是否足够灵活。

新的可以提供灵活性的资源可以提供很多的服务：例如一段时间内的快速反应和持续的运行；上下爬坡的快速变化；能量储存供未来使用；并更好地预测供给和需求。灵活性服务可以由各种资源提供，包括：具备快速调整输出能力的发电设备，例如单循环燃气轮机；能量存储设备；电网互连；需求响应；网络容量和减少可再生能源输出（如弃风弃光）。

为了使这些资源可以有效的利用，需要对资源所有者进行适当的激励。监管规则和市场有助于提供这些奖励。例如，可以对现有市场规则进行修改以有效利用灵活资源，明确鼓励提供灵活性的产品。目前，许多美国市场使用每小时调度的方法，小时内变化将由频率调节服务来满足，这些是最快的和最昂贵的灵活性服务。其他系统，特

¹⁰⁹ California Independent System Operator Corporation, *What the duck curve tells us about managing a green grid*, https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf, 2016.

别是由美国和欧盟的独立系统运营商运营的系统，具有促进许多不同灵活性资源之间竞争的小时市场，并以此降低成本。

定义标准化的可交易灵活性合同也很重要。加利福尼亚独立系统运营商（CAISO）正在开发一种的新产品，称为柔性灵活爬坡产品（Flexible Ramping Product）。这些产品具有 5 分钟的响应能力，可以调度以满足净系统需求的短时间内变化。

另一个例子是来自英国，平衡市场的现金出售价格将反映更边缘的系统成本，而不是平均成本。这将鼓励参与者在需求方和供应方投资并提供更灵活的服务。平衡市场可以是地方或区域性的，只要有足够的互联互通能力，并且存在建立这种能力和获得灵活性服务的激励措施；随着市场规模的增加，灵活性服务之间的竞争潜力将会增加，这是电力系统中非常重要的组成部分。

除了对新市场和新合同的设计外，监管也是向系统引入更大灵活性的一种方式。例如，监管应确保所有潜在资源（包括需求响应，储能和所有供应侧选项）在公平的环境中竞争以提供灵活性。一个有趣的例子是西班牙决定允许可再生能源在市场上竞争以减轻技术上对其接入的限制。以前，因为没有替代品，常规电站在提供这样的服务时获得了非常高的收入。当可再生能源被允许在这个市场上竞争时，解决传输约束的成本减半。如果这个比例可以得到维系，这意味着提供灵活性的成本将从每年 8 亿欧元减少到每年 4 亿欧元。¹¹⁰

鼓励新灵活性来源的其他监管例子来自美国和英国。在一些美国的系统中，例如 PJM 独立系统运营商¹¹¹，需求响应应积极地参与许多不同的辅助服务市场。英国也试图在频率控制需求管理（Frequency Control Demand Management）方案下将需求侧整合到其平衡服务中：在频率控制需求管理方案下，当系统频率超过低频继电器设置时，通过自动切断合同消费者来提供频率响应。在这两个国家，集电商通常有助于协调这些提供需求方服务的小型供应商，以便将它们有效地整合到电力批发市场。

最后，我们回到资源充足性的问题。在容量市场上，资源的灵活性也需要被考虑进来，因为容量市场存在的目的是要有足够的资源来应对系统峰值。例如，英国的容量市场不重视灵活性，反而倾向于低成本资源，缺乏对短期负荷变化的响应能力。未来容量市场的设计应该既能够获得容量储备也能提高运营的灵活性（并且也可以将碳排放考虑进去）。

4.2 国家安全问题

这是指与关闭使用本地能源资源的电厂相关的挑战，这样的能源有时也被称为“战争燃料”。这方面的国际经验差别很大，但是一般选择减少对国内煤炭依赖的国家（例如美国）同时会选择不使其依赖进口燃料或技术的替代能源。一些国家，如波兰，非常不愿减少对煤的依赖，因为其主要的替代品是来自俄罗斯的天然气，而俄罗斯是波兰不愿意依赖的国家。

大多数减少对国内煤炭依赖的国家认为可再生能源是解决问题的重要部分。这当然是欧盟决定鼓励发展可再生能源的原因之一，其考量因素包括可再生能源不仅会减少对进口石油和天然气的依赖，而且还会鼓励新技术和商业的发展（如风力发电机），这些在全球范围内都呈现出快速发展的势头。然而，我们同时已经意识到间歇式可再

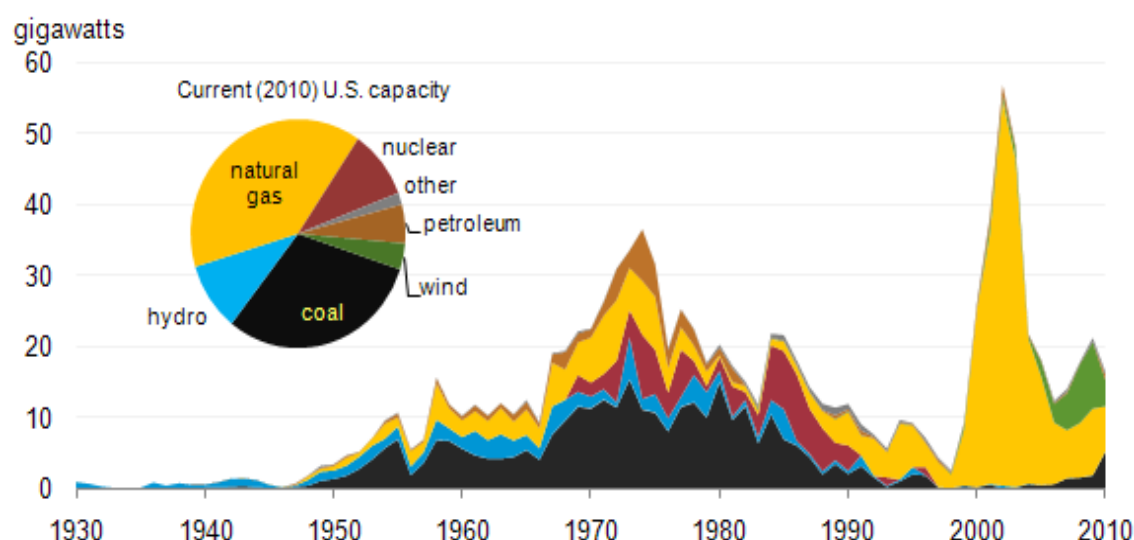
¹¹⁰ Ramón. Roca, *Los renovables acaban con el 'chollo' de los ciclos; el precio de las restricciones técnicas se desploma a más de la mitad* <http://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-acaban-con-el-chollo-de-los-ciclos-el-precio-de-las-restricciones-tecnicas-se-desploma-a-mas-de-la-mitad/>, 2016, (accessed 31 October).

¹¹¹ PJM 是宾夕法尼亚州，新泽西州和马里兰州的独立系统运营商，现在其运营也覆盖美国其他州。

生能源本身不能完全代替基于化石燃料（无论基于国内生产或进口的能源）。可再生电力必须与一系列其他服务相结合，包括储能，需求响应和电网互联。目前对这些其他服务的投资也在快速增长。

美国也同样认为可再生能源是国内能源的安全来源，但是，国内低成本页岩气的供应使得美国能够减少对燃煤发电的依赖，而不必担心国家安全的丧失。自 2000 年以来，该国新的发电容量几乎全部来自天然气或可再生能源（见图 14）。

图14 2010 年美国发电容量的运行基年和燃料类型 (资料来源:¹¹²)



在过去十年中，美国天然气的成本在绝对价格和相对煤炭价格上都大幅下降。截至 2016 年 5 月，以一美元每兆瓦时为度量单位，Henry Hub 的天然气价格连续十七个月低于中阿巴拉契亚煤炭价格。¹¹³ 廉价和丰富的天然气及其相对较低的环境影响支持了天然气发电的增长。在 2005 年至 2013 年之间，天然气发电量占发电总量的份额增加了 9%，这抵消了煤炭发电量份额的下降（10.5%）。¹¹⁴ Rehbach and Samek 估计¹¹⁵，电力系统进一步的由煤炭向天然气的转移将在天然气价格达到 3.3 美元每百万英热单位时¹¹⁶。在这样的情况下，煤炭的年需求量将进一步下降 4200 万吨。与此同时，非水电可再生能源（如风能和太阳能）由于可再生能源成本下降和有利的政府政策而快速增长。可再生能源占 2015 年总发电量的 7%，取代水电作为继煤炭，天然气和核能之后的美国第四大电力来源。

从国家安全的角度来看，对于天然气和煤炭的出口潜力的增加是一个附加的优势。这使美国政府可以通过影响这两种能源的全球供应以影响其价格水平，并因此来对竞争对手施加压力或支持其盟国。

¹¹² EIA, *Age of electric power generators varies widely*, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=1830#>, 2011, (accessed 13 October).

¹¹³ EIA, *Electricity Monthly Update: May 2016*, edited, U.S. Energy Information Administration, 2016.

¹¹⁴ Dimsdale, Taylor, Julian Schwartzkopff, and Chris Littlecott, *G7 Coal Phase Out: United States in A Review for Oxfam*, edited, London, E3G, 2015.

¹¹⁵ S. Rehbach and R. Samek, *Downsizing the US coal industry: Can a slow-motion train wreck be avoided?*, in *Metals and Mining Practice*, McKinsey & Company, edited, 2015.

¹¹⁶ 美国天然气价格，见 <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3045us3m.htm>。从 MMBtu 到 1000 立方尺的转化 美元/MMBtu 乘以 1.032 等于美元/Mcf,来自 <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=45&t=8>。

4.3 电费成本和价格

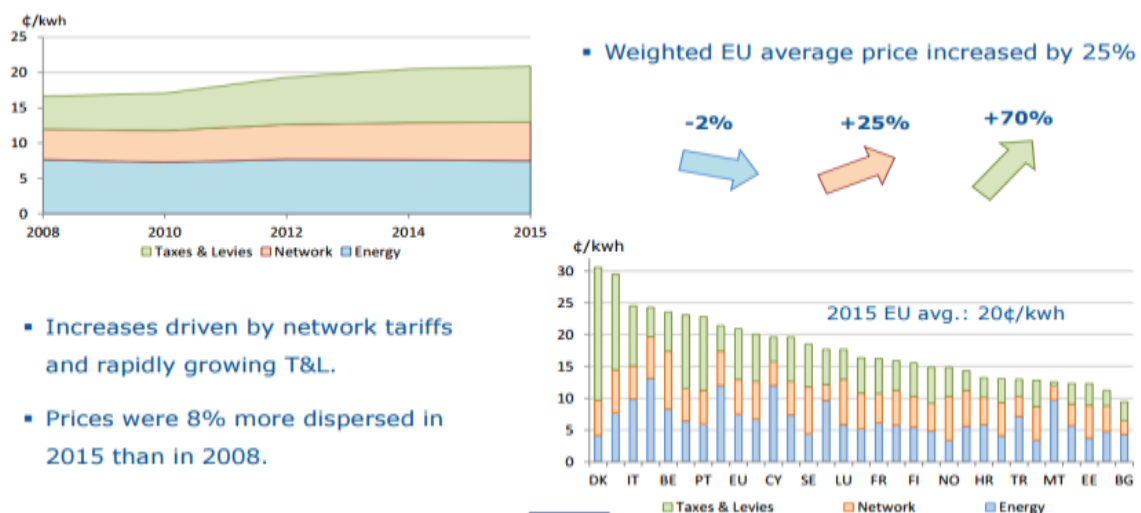
在大多数国家关闭燃煤电厂的后果之一是在电力系统中引入新的附加成本，包括对可再生能源以及额外的输电网络和备用能力的投资。即使在美国，由于天然气价格低，天然气替代了电力部门的煤炭，通常还会有额外的系统成本，例如新电厂在电网上的某些位置提供系统稳定性。由此可知，关键是各国如何解决这些新系统成本的回收。

对于附加成本的回收基本上有两种模式：将其包括在电价之内或通过税收制度征收。前者是欧盟的标准方法，而后者是美国和加拿大部分地区，至少在回收可再生能源的成本方面，采取的主要方法。

4.3.1 欧盟回收公共政策成本的方法

在大多数欧盟国家，公共政策的额外成本通过包括在电价中增加税费的方式来转嫁给电力消费者。下面的图 15 显示，自 2008 年以来，税费已经上升了 70% 以上，与此同时电能成本下降了约 2%，电网建造成本上升了约 25%。税费的增加主要反映了对可再生能源发电的补贴成本上升。

图 15 欧盟家庭的电价 (资料来源: ¹¹⁷)



将补贴纳入电价中通常来说是非常透明的，但也并不总是如此。作为例证，英国的做法是透明的。英国会计法规要求对“税和费”的界定要十分明确。征税管制框架¹¹⁸下的相关指导意见是，一些政府政策，如可再生能源义务（Renewables Obligation），规定了能源公司的义务，而能源公司将这样的义务的成本传递给消费者。英国国家统计局将这些政策的成本分类为税收和公共支出经费。例如，可再生能源义务涉及对能源供应商规定其对可再生能源发电付额外费用的义务。由于这笔资金是由政府强制规定的，它被归类为公共支出。可再生能源义务的成本被传递给能源消费者，因为转移是强制性的而不是对商品或服务的直接支付，所以将其归类为税。这样的税收通

¹¹⁷ A. Magyar, *The 2016 Ad-Hoc Data Collection and Its Results*, http://ceoe-tenerife.com/wp-content/uploads/2016/04/ENER_prices_2nd_Stakeholder_meeting_22_03_2016.pdf, 2016, (accessed 13 October).

¹¹⁸ DECC, *Control Framework for DECC levy-funded spending*, edited, Department of Energy & Climate Change, 2011.

常与支出相抵（即其净额为零），政府没有获得任何经济上的收益。在一些国家，如德国，补贴的规模非常清楚，通常以费用为方式体现。在其他国家，补贴是隐性的，如在西班牙，他们以电网和能源成本的一部分报告给欧盟统计局。

对消费者收取更高的价格以反映这些政策成本在很大程度上可以通过下面一些理由来解释。例如，对于效率的要求使消费者应该支付低碳能源系统的长期边际成本，这样的能源系统可能比原有系统成本更高。此外，较高的价格鼓励节能以及更有效地使用能源。拉姆齐定价理论还表明，对具有最不具备弹性需求的商品（如电力）或服务征税是有效的。更根本的是，政府一直都能够使用电力作为征税手段，因为消费者别无选择只能照付。

然而，在电力供应上征收高额的税也存在一些很严重的问题。例如这样的征税对最贫困家庭和工商业竞争力产生影响。消费者现在可以逐渐通过自产电力或其他方式绕过税收。然而主要的问题是，对于电力征税的提高将阻碍电力在终端市场与其他化石燃料的有效竞争（如运输市场及供热市场）。大多数决策者和专家期望低碳电力通过“电气化”的进程替代市场中的化石燃料。提高电力价格以资助可再生能源和其他公共政策在某种程度上会阻碍这一进程，而进一步扭曲能源市场的竞争。

最优税收理论旨在尽量减少经济的扭曲，并同时获取足够的收入来应付支出。这样的理论可以论证通过一般税收（如增值税或所得税）或通过竞争性能源产品中分摊这些成本，而不是通过竞争性能源市场提高单一产品的价格来证明公共物品的融资是合理的。¹¹⁹在这种情况下，通过促进可再生能源来应对气候变化将提升公共利益，并有理由为通过预算对可再生能源的额外费用提供资金。这将允许各能源之间更有效的竞争，并有助于降低经济脱碳的成本。

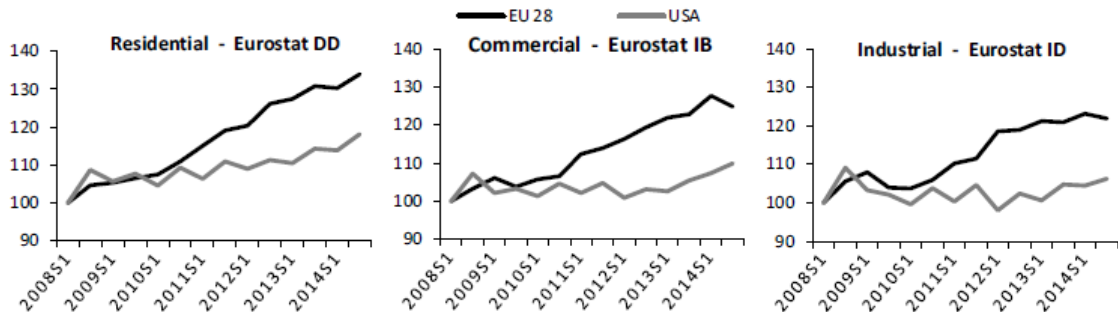
有趣的是，欧盟越来越多地分担更广泛的可再生能源补贴成本。例如，德国在欧盟拥有最高的可再生能源税，其正在考虑在所有能源中分摊这些成本。西班牙也正在进行类似的讨论，其中提议包括在所有能源中分摊这些成本，并通过一般税收回收其中的一些成本。

4.3.2 美国和加拿大回收公共政策成本的方法

美国采取了与欧盟不同的方法。在美国，可再生能源，智能电网和一些其他公共政策的额外成本在很大程度上得到了联邦和州的政府预算资助。下图展示的是自2008年以来美国电价上涨幅度远远低于欧盟电价的主要原因（见图16）。在这两个地区，批发电价下跌，但同时电网成本上涨了大约相同的数额。唯一的主要差异是补贴的规模（欧盟对可再生能源的投资比美国多）和美国通过一般税收来对这些公共成本进行融资的政策。

¹¹⁹ David. Newbery, *Reforming UK energy policy to live within its means*, in EPRG Working Paper 1516, edited, 2015.

图16 欧盟和美国2008至2014年平均电价的变化(资料来源:¹²⁰)



在加拿大安大略省，由于燃煤电厂的关闭，发电的平均成本在2004年至2013年间增加了51%。这使得家庭和企业的额外能源支出达到每年50亿加元。¹²¹最初，《安大略清洁能源利益》政策为低收入家庭提供了10%的折扣，以便于自2011年起向更加绿色的电力系统过渡。该计划持续了五年，直到2015年底结束。为了进一步降低电价，安大略政府最近承诺为居民用电提供8%的折扣，这一承诺将从2017年初开始生效。¹²²折扣部分将直接从消费者的用电账单中扣除，并同时扣除政府应从销售税中获得的相应税收。这一政策将对安大略省政府支出每年增加13亿加元。政府估计，这样的政策对于安大略省的500万个家庭，农场和小企业的节省电费的额度将达到每年130加元。

4.4 与煤炭相关的环境法规

环境法规一直是美国和欧盟早期关闭燃煤发电的重要原因。因此，对于这些法规的回顾，可以帮助发电商就是否及时关闭其资产进行有效决策。

4.4.1 欧盟的经验

在欧盟，大型火力电厂指令（Large Combustion Plant Directive, LCPD）和工业排放指令（Industrial Emissions Directive, IED）都允许化石燃料发电站的所有者选择“继续运行”（要符合新的排放标准）或“退出”。选择继续运行意味着增加投资以升级电厂，除非其电厂已经达到这些标准。选择退出通常意味着公司选择不进行投资改造，因为这样的投资无法获得相应的收益；在这种情况下，在电厂关闭之前，其将面临有限的运行制度。

LCPD于2001年发布。它引入了新的环境标准。这些标准要求发电能力超过50兆瓦的化石燃料发电厂符合二氧化硫，氮氧化物和粉尘的排放标准。对于煤电厂，LCPD通常意味着安装烟道气脱硫（FGD）设备。在某些情况下，还需要引入其他技术来控制NO_x和颗粒物的排放。从2007年起，火电厂可以选择遵守这些排放标准，或选择退出。许多电厂进行了相应的投资以达到标准。同时许多其他的电厂选择退出。选择退出的情况下，LCPD允许他们

¹²⁰ D. Robinson, 'A comparison of US and EU electricity prices: the relevance of the government wedge', *Oxford Energy Forum* 104, vol. February 2016, no. 104, 2016. 图一

¹²¹ M. Harris, M. Beck, and I. Gerasimchuk, *The End of Coal: Ontario's coal phase-out*, edited, Manitoba, Canada, International Institute for Sustainable Development, 2015.

¹²² Reuters, *Ontario government pledges lower electricity costs*, <http://uk.reuters.com/article/canada-ontario-electricity-idUKL1N1BO12E>, 2016, (accessed 13 October).

在2008年初到2015年年底之前在一个限定的运行小时内运行（最多运行总计不超过20000小时）。到2009年，17个欧盟国家205个发电厂选择退出。¹²³在英国，2012年初运营的17个燃煤发电厂中有6个已选择退出，其总发电容量为8吉瓦。¹²⁴

IED于2011年发布。该指令对化石燃料发电厂规定了更严格的排放要求，特别是针对氮氧化物排放。该指令从2016年1月1日起生效。与LCPD类似，IED允许发电厂选择加入或退出。IED允许电厂产生高于IED排放标准的其它选择，但是这些电厂的运行时间受到严格限制。下面列举了电厂可以选择的运行方式

- 选择继续运行：在2016年1月1日起接受IED排放标准。这意味着电厂已经可以在该日期之前达到这些标准。在这种情况下，不需要关闭。
- 选择退出：在2016至2023年之间运行总小时数不超过17500小时。退出的决定必须要在2016年1月1日完成。这一制度要求发电厂在2023年底必须关闭。
- 参与过渡国家计划(Transitional National Plan),该计划允许逐步调整排放标准。参与该计划需要发电厂接受在2020年前逐渐降低的排放限额。并在这一期间，发电厂可以进行相应的投资改造，以达到IEP所要求的标准并在2020年后继续运行。另外的选项是，发电厂不进行必要的投资改造，并在2020年底之前关闭。
- 发电厂也可以选择每年运行时间不超过1500小时以换取较低排放标准，或者每年运行不超过500小时以换取无排放标准。在这些情况下，发电厂没有关闭的义务。

通常，选择退出的是较老的并且在技术上难以适应新标准的电厂。

欧盟最重要的应对气候变化的政策是引入排放交易体系（EU Emission Trading System）。该政策原则上阻止煤炭的使用。排放交易体系遵循设置排放上限而后进行交易的原则。它规定了发电站和其他大型固定设施可排放的某些温室气体的总量上限（约占这些温室气体排放的45%左右），并且最高限度随时间而减少最终使得总排放量下降。在最高排放限度内，公司收到或购买排放配额，并且可以对配额进行交易。每年，系统所涵盖的每个公司必须交出足够的配额以对应其排放量，如果超过其排放量将缴纳罚款。排放配额的价格取决于配额供应和需求程度。从理论上讲，排放价格的出现将支持脱碳的进程，例如在最优顺序下运行的电力系统和通过投资来实现低碳能源对煤炭的替代。

在实践中，欧盟排放交易体系配额的供应过剩，导致排放价格一直很低。这样的低价格对于短期决策几乎没有任何影响，例如在以最优顺序运行的电力系统中用天然气替代煤炭的决策。此外，由于未来排放价格的不确定性，以及缺乏提高这些价格的政治意愿，欧盟排放交易体系对电力投资的影响比预期的影响要小。伴随着较低煤价和相对高的天然气价格，排放价格低的后果之一是使得燃煤发电在欧盟的份额增加（同时燃气发电减少），尤其是在德国和西班牙。英国一直是一个例外。在英国，天然气占据了煤炭的市场份额，其中部分原因是英国引入了一个前瞻性的，并逐渐上调的碳排放价格底线。然而，英国的例子不容易在欧洲范围内得到传播，因为其在单一市场（至少在英国仍然在该市场）中为行业引入了多个排放价格。

一些欧盟国家的一个重要发展是将二氧化碳价格扩大到之前不包括在欧盟排放交易体系的工业部门，包括建筑和运输。特别是许多欧洲国家包括芬兰，瑞典，丹麦，挪威，斯洛文尼亚，瑞士，爱尔兰，冰岛，英国和葡萄牙都已经实行碳税。在许多情况下，这些税收也适用于所有非欧盟排放交易体系下的工业部门，在其他情况下，它们

¹²³ Reuters, 'UK and Poland top dirty coal list, closures loom.', 2009.

¹²⁴ UK GOV, *Large Combustion Plant Directive (LCPD): Running hours during winter 2014/15 and capacity for 2015/16* in Special Feature - Large Combustion Plant Directive, edited, 2016.

适用于一些有选择性的产品。¹²⁵

4.4.2 英国

英国是一个有趣的例子，因为该国在几年之内正在从高度依赖燃煤发电（2012 年占总发电比例为 40%）到很少的燃煤发电（2016 年第二季度为 6%）完成过渡。到 2025 年，英国将不会有无减排措施的燃煤发电。超过 23 吉瓦的燃煤发电将被关闭或转化为生物质发电。

是什么造成这种变化？首先，大量的燃煤机组的关闭是因为发电商决定不执行 LCPD 中所规定的排放标准。在 LCPD 下关闭电厂的最后期限是 2015 年。其次，对二氧化碳排放配额价格（远高于欧盟排放交易体系排放配额的价格）引入底线意味着现有燃煤站的边际成本高于天然气电站。这就解释了为什么在最优发电顺序的电力系统中，天然气在英国取代了煤炭。第三，政府为燃煤电站转化为生物质的提供了相应的激励措施。

Drax 电厂的情况值得提及。Drax 是英国最大的燃煤电厂，因此其二氧化碳排放量也是燃煤电厂中最大的。该电厂由于两个商业原因逐渐转化为生物质发电。首先，电厂不需为生物质发电而对排放配额进行支付。第二，生物质电厂可以获得上网电价补贴。（见框 4 关于 Drax 发电厂）

框 4 Drax 发电站

1967 年英国发现了 Selby 煤矿，并在 70 年代中期兴建了 Drax 电站。电站在 80 年代中期扩建，总发电容量达到 3960 兆瓦，成为英国最大的燃煤发电站。2012 年，Drax 致力于将三个燃煤发电机组（1,980 兆瓦）转换为生物质燃料发电机，使用压缩木颗粒作为主要能源。目前三个机组已经转换，第四个也已准备好进行转换。到 2016 年 7 月，Drax 电厂总发电量的 70% 来自生物质能发电，约占英国可再生能源发电量的 20%。

该转换最初是对英国政府法规的回应，为燃烧生物质的煤电厂授予可交易的可再生能源义务证书¹²⁶（Connor, 2016）。现在，Drax 获得上网电价补贴，并且不必因生物质燃料发电而对排放配额进行支付。

2016 年 11 月 9 日，英国政府发起了一项咨询会，探讨到 2025 年之前关闭未减排燃煤发电站的方案。咨询会寻求对于两种选择的观点和看法。一个选择将从 2025 年起现有煤电站需要遵循新煤电站的排放标准。这将使得对于现有容量中的一部分必须进行 CCS 设备升级改造。另一个选择是修改现有排放绩效标准（Emission Performance Standard），新的标准将从 2025 年开始实施，并基于排放浓度的限制（例如每千瓦时电量的二氧化碳排放）而非年度排放总量限值。这样的新标准可以以当前法定标准的 450 克二氧化碳每千瓦时作为参考。

4.4.3 美国

在美国，环境保护署（Environmental Protection Agency）负责对电站的排放进行监管。与欧盟一样，发电商可以自由决定是否遵循环保署发布的排放性能标准。这个过程都会对排放标准做预先通知，以便发电商可以进行相

¹²⁵ European Environment Agency, *Environmental taxation and environmental policies*, in EEA report, edited, Luxembourg, 2016, Vol. No 17/2016, pp 28 - 32.

¹²⁶ S. Connor, *Green energy: How one power plant chips away at the UK's carbon footprint*, <http://www.independent.co.uk/environment/green-energy-how-one-power-plant-chips-away-at-the-uks-carbon-footprint-a6796716.html>, 2016, (accessed 11 November).

应的投资来达到标准。因为美国燃煤电厂的平均年龄在 2013 年底约为 45 年，在许多情况下公司决定关闭他们的电厂而非进行投资改造。

现有燃煤发电站必须符合美国环保局的汞和空气污染物标准（Mercury & Air Toxic Standards）。符合 MATS 所需附加成本，包括烟气脱硫设备（flue gas desulfurisation）和干燥吸附剂注入（dry sorbent injection）设备，对于是否改造或关闭电厂起到至关重要的作用。例如，发电机可以通过安装排放控制系统（例如袋滤室（baghouses），洗涤器（scrubbers），干吸附剂注入系统（dry sorbent injection systems）和活性炭注入系统（activated carbon injection systems）来选择符合 MATS 制定的标准。或者，它们可以选择转换到具有较低排放水平的其他能源，例如天然气或生物质发电。表 2 列举出了与排放控制设施相关的合规成本的潜在范围。遵守 MATS 标准的额外成本将降低煤炭发电的经济性，这也解释了为什么一些发电站比计划中更早关闭的原因。¹²⁷

表 2 每个符合规范的选项的成本的潜在范围(资料来源:¹²⁸)

合规选项	成本（美元每千瓦）
袋滤室	200 – 500
洗涤器	450 – 900
干吸附剂喷注系统	40
活性炭喷注系统	20 – 30

还有其他环境法规鼓励煤电厂的提前退役或改造，包括区域雾霾规则（the Regional Haze Rule）（旨在减少颗粒物，SO₂ 和 NO_x 的排放），国家环境空气质量标准（National Ambient Air Quality Standards）;跨州空气污染规则(Cross State Air Pollution Rule)；非环保署规定的可再生能源配额标准(Non-EPA Renewable Portfolio Standards)；以及其他与水中污染物和煤炭灰尘度相关的规定。¹²⁹

面对符合 MATS 的成本以及满足其他环境法规的潜在成本，许多发电厂宣布了关闭电厂的意图。以 2013 年为例，当年燃煤装机容量在 310 吉瓦左右，根据环境要求的严格程度不同，Brattle Group 预计到 2016 年约 59 到 77 吉瓦的燃煤装机容量将关闭，约占煤炭装机容量的 19 – 24%。¹³⁰ 这一结果与美国能源署 2014 参考案例相一致，该参考案例预计在 2012 年至 2020 年期间将关闭约 60 吉瓦的燃煤电厂。¹³¹

环保署和奥巴马总统于 2015 年 8 月 3 日推出了清洁电力计划，¹³² 以通过在各州电力部门推行较低的碳排放标准（以克二氧化碳每千瓦时为单位），减少电力部门现有资产的温室气体排放。各州有权决定如何实现这些目标，但该计划基本上鼓励关闭燃煤发电站，并用可再生能源和燃气发电厂做替代。计划的灵活性为降低符合排放标准所需成本提供了潜力，特别是通过各州之间的区域协调互助。PJM 对整个地区的合规成本进行了估算。¹³³ 他们的报

¹²⁷ 安装排放控制设备导致燃煤发电厂，特别是中小型煤电厂的成本升高。M. Celebi, 'Coal Plant Retirements and Market Impacts', *Wartsila Flexible Power Symposium 2014*, Vail, Colorado, 2014. 估计在 200 兆瓦发电设备（15 年回收率和 15% 资本费率）下安装湿洗涤器和干洗涤器的额外成本。在 30% 容量因子的情况下，湿式洗涤器的额外成本为 50.8 美元每兆瓦时，干式洗涤器的额外成本为 43.6 美元每兆瓦时；在 70% 容量因子的情况下，成本分别降至 22.9 和 20.1 美元每兆瓦时。该报告还估计现有燃煤发电厂的发电成本在 20 到 35 美元每兆瓦时之间，同时电力批发价格在 PJM 西北部约 45 美元/兆瓦时，中西部约 35 美元/兆瓦时，和东南部约 35 美元/兆瓦时。

¹²⁸ Ibid.

¹²⁹ Dimsdale, Taylor, Julian Schwartzkopff, and Chris Littlecott, *G7 Coal Phase Out: United States in A Review for Oxfam*, edited, London, E3G, 2015.

¹³⁰ Celebi, M., Ibid

¹³¹ Gas-to-Power, 'Tougher EPA Rules Spark Rise in US Coal Plant Retirements', *GTP Journal*, no. 21 March 2014, 2014.

¹³² 2016 年 2 月 9 日，美国最高法院暂缓执行清洁电力法案并等待司法复核。但是根据美国环保署的声明 EPA，这样的决定并非是基于法案的自身问题。

¹³³ PJM, *EPA's Final Clean Power Plan Compliance Pathways Economic and Reliability Analysis*, <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/20160901-cpp-compliance-assessment.ashx>, 2016, (accessed 14 November).

告认为，与各州自行实现排放标准的方式相比，区域合作将导致成本降低。区域合作的成本较低是由于对于现有燃煤电厂的关闭需求减少，以及对新联合循环燃气轮机的电站投资的需求减少。

4.5 受影响的电力公司是否因为搁浅的资产得到补偿？

当电力部门在欧盟和许多美国各州自由化时，通常允许受影响的电力公司回收一些被称为与发电资产相关的“搁浅成本”。这些资产在自由化市场中将是无竞争力的。赞成对“竞争转型成本”（**Competition Transition Costs**）进行赔偿的论点是与政府未履行之前的监管协定相关的。通常这样的监管协定为进行资产投资的公司提供了成本回收的合理保证。对于公司是否有法定补偿权利存在不同意见，但是对竞争转型成本的支付，是鼓励投资者拥有的公用事业公司愿意向更具竞争力的制度过渡的一种方式。

问题是，类似的处理是否以及何时适用于燃煤电厂的早期关闭。一般来说，在拥有自由化电力市场的国家，答案是不需要对煤电厂的早期关闭提供类似的赔偿。这是因为发电是一系列参与公开竞争的电力环节之一。这样的公开竞争通常都没有能够得到成本回收的保证。此外，在欧盟和美国，电厂通常相当陈旧，政府给投资者多年时间来决定在新的排放标准下是选择继续运行或是选择退出。

然而在某些情况下，电厂确实得到了赔偿。例如，在德国，欧盟委员会已授权向在 2016 年至 2018 年期间过早关闭的八家褐煤电厂的所有者支付 16 亿欧元。该支付是对利润损失的补偿。¹³⁴

另一个可以支付补偿的例子是政府决定完全淘汰燃煤发电，就像在加拿大艾伯塔省一样。在该省，有两家拥有燃煤电厂的电力公司：分别是 ATCO 和 Transalta。前者有相对老的燃煤站，但后者在几年前刚刚建造了一个新的燃煤电厂。Transalta 认为艾伯特省政府一直以来都对化石能源非常支持，公司没有理由会预测到政府政策上的变化。该公司要争取政府赔偿，理由是他们的投资没有被摊销。然而，阿尔伯塔省的决策者需要决定是否在没有保证的完全自由化的电力市场中提供任何补偿是合理的。政府完全可以提出，Transalta 应该已经认识到投资的风险，特别是考虑到加拿大和美国对燃煤电厂的环境影响日益关注，以及对一些监管决定限制燃煤发电产出的合理预期。如果支付赔偿，它可能不是由于法律义务，而是作为一揽子办法的一部分，以促进从煤炭的过渡。

如果对搁浅资产支付补偿，这应与历史义务相关，而不应对未来运营提供补偿，因为这取决于前瞻性成本。然而在一些国家例如在德国，存在对电厂进行赔付以使其保持开放或被限制生产（表面上作为储备容量）的情况，即使这些电厂从未被要求提供相应的服务。

4.6 与中国的潜在相关性

现有资产关闭的国际经验可能在许多方面与中国相关。

首先，关闭电厂将会引起对资源充足性的担忧，特别是在那些没有能够立即获取替代能源地区。具体来说，由于环境原因，过早关闭电厂通常意味着从其他地区进口电力。电网基础设施在大多数时候可能是可靠的，但是会有极端事件如风暴破坏电网基础设施。本文提及的在其他国家特别是美国和英国引入的应对资源不足的和灵活性需

¹³⁴ Göß, Simon *Closure of German power plants*, <http://ceenews.info/en/closure-of-german-power-plants/>, 2016, (accessed 11 November).

求的市场机制，包括需求方和供应方资源的拍卖，是值得考虑的。直到可以确保电力的安全供应为止，对电厂采取停产而非永久关闭可能是值得考虑的更为保险的政策。

第二，在内蒙古和甘肃等可再生能源发电量大的省份，灵活性尤其重要。这些地区的风电和太阳能发电的高弃电率在很大程度上是由于系统缺乏灵活性。促进系统灵活性投资的政策和市场机制值得进一步考虑，例如更尖锐的短期价格信号，以及奖励提供灵活性的产品和服务。我们强烈支持中国最近宣布的推出现货市场交易的计划。

第三，严重依赖自产煤炭的国家往往非常关注因为关闭燃煤发电厂对国家安全的影响。一种观点是，国家安全与赢得气候变化这一战役的胜利有更大的相关性，而削减煤炭排放是赢得这场战斗的核心部分。削减煤炭排放有不同的方法来实现，包括用自身低碳能源（例如水力，核能，天然气，可再生能源）替代燃煤电厂，将煤电厂转化为生物质能电厂，以及更多地应用需求侧的资源。

然而，如果中国希望保留煤炭作为其电力系统的重要组成部分，并显著减少二氧化碳排放，CCS 或其他减排技术则是向前推进的合理途径。考虑到 CCS 的高成本及其引起的低效率，各国对寻找商业上可行的捕获和使用二氧化碳的方法越来越感兴趣。这被称为碳捕获和利用（carbon capture and utilisation），其包括转换和非转换选项。转换涉及通过矿化，化学和生物过程将二氧化碳转化为商业产品。二氧化碳也可以直接用于海水淡化和提高油气采收率以及提高地热和煤层气的利用率。¹³⁵

第四，关于回收与过早关闭电站和投资可再生能源相关的额外成本方面，中国目前将这些成本（即补贴）纳入电价。然而，这样的补贴支付过程中存在不透明的成分：可再生能源的投资者不能确定他们何时能够获得补贴，这会阻碍未来的私人投资。北美和欧洲的最佳做法包括提高补贴及其支付的透明度，例如通过电力价格的明确征税（对投资者进行监管或合同保证）或通过税收抵免向投资者支付补贴。

第五，环境法规是鼓励加快关闭燃煤电厂的有力工具。英国的例子提出了三种可能的方法：对将燃煤电厂转化为生物质电厂（如 Drax）或其他低碳燃料提供激励措施；对于未来将 CCS 设备接入现有发电站的规定；提出排放标准（例如 450 克二氧化碳每千瓦时）来限制无减排措施燃煤电站的发展。最佳实践包括给予发电公司在如何减少现有电厂的排放方面的最大灵活性。制定排放性能标准（克二氧化碳每千瓦时）比提出技术规定要更加灵活。我们支持中国提出相应的高排放标准。事实上，制定提高发电机排放绩效标准的长期目标，搭配以最低成本实现这些目标的交易机制，可以为发电企业采用最有效的低碳技术提供良好的信号。¹³⁶

环境排放定价系统为减排带来更大的灵活性，但到目前为止该系统并没有为欧盟的投资决策提供足够高和可信的长期价格信号。中国一直在发展自己的二氧化碳排放配额交易制度，我们对此坚决支持。但是，为了使这些价格能够拥有一定的影响力，我们鼓励中国考虑排放价格的底线，并对该底线采取长期的逐步提高政策。同时碳价格应当逐步应用于所有经济部门。此外，中国也许可以考虑如何在经济系统内对通过拍卖排放配额或通过环境税收筹集的资金加以利用。这样的利用可以减少更高能源成本对脆弱消费群体的影响或用于支持对脱碳项目的投资。

¹³⁷ 财政收入平衡的概念 - 任何额外收入都在经济系统内得以利用 - 也值得考虑，特别是因为它这样的概念可能有助于减少对税收的反对。

¹³⁵ Pembina, *Carbon Capture and Utilization*, <https://www.pembina.org/reports/ccu-fact-sheet-2015.pdf>, 2015, (accessed 14 November).

¹³⁶ Malcolm. Keay, John. Rhys, and D. Robinson, *Decarbonisation of the electricity industry – is there still a place for markets?*, in OIES Working Paper Series, edited, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2012, Vol. EL9.

¹³⁷ 欧盟排放交易体系就是一个很好的例子。至少 50% 的收入用于气候或能源相关目的。见 http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/auctioning/index_en.htm

中国可能还希望通过参照大气中温室气体的浓度来确定排放许可的价格下限，以便在需要时提供更为尖锐的碳价格信号。因为这个想法如果在全球市场中考虑是非常有意义的，但是如果单一一国来考虑就会存在削弱该国工业竞争力的可能性。所以中国可考虑将其作为需要大多数国家在今后的气候公约谈判中通过的提案。

第六，国际惯例上通常要对环境法规上的任何变化提前多年通知现有电厂，因为这样的变化需要额外的投资以满足新的排放标准。美国和欧盟的法规通常为投资者提供选择以便其为继续经营进行投资改造，或提供让其选择退出和停止运营的权利。如果电厂所有者选择退出，电厂通常在关闭之前被给予过渡期和受控运行状态，这些通常使其回收原始投资成本。

最后，在自由化电力市场的国际经验通常不涉及对过早关闭的资产的补偿。然而，对于通过明确的政府担保或成本回收的合同担保而建立的新资产，可能存在需要补偿的情况。考虑到减少现有燃煤发电站的二氧化碳排放的重要性，我们认为中国应考虑补偿电厂所有者因过早关闭或安装 CCS 或等效减排设备而导致的损失或附加成本，特别是在发电厂相对较新的情况下。在这种情况下，补偿不应扭曲关于电厂运行的决定，因为这样的决定应基于前瞻性效率标准。

5. 减少对燃煤发电资产的投资

本章主要讨论对新燃煤资产或现有资产的投资（例如为满足新的环境法规所做相应投资）。并分析了政府和市场阻碍这些投资的方式，特别是当存在搁浅资产的风险时。

5.1 监管，财政或政治限制

监管或政府干预可以通过很多方式阻止对燃煤发电站的投资。最明显的是政府决定逐步淘汰燃煤发电，如在英国和加拿大的艾伯塔省和安大略省。更常见的是引入监管限制，例如提高与二氧化碳或其他污染物有关的排放绩效标准，或者对这些排放定价和采取税收政策。所有这些方式的利用都提高了新燃煤电站的投资成本。

5.1.1 终止燃煤发电的政治决定

淘汰燃煤发电的决定通常是出于环境政策的原因。逐步淘汰燃煤发电的决定可能会引发与现有发电站关闭会存在的问题。在前文我们已经研究了减少其相关成本和解决摩擦的方法。上文中大多数相同的例子，例如如何提供资源的充足性和灵活性，都适用于决定不再对燃煤发电进行投资以及鼓励低碳能源（如可再生能源）发展的电力系统。

欧盟已作出政治承诺（不具法律约束力），与 1990 年的水平相比，在 2050 年将温室气体排放量减少至少 80%，并且具有约束力的立法要求在 2030 年比 1990 年温室气体排放减少 40%。一些个别成员国已经颁布了立法，以实施或超越欧盟法律规定的减排承诺。例如，《英国气候变化法案》在 2008 年颁布，它要求国务大臣确保 2050 年所有六种温室气体的排放量至少比 1990 年基准低 80%。

英国决定在 2025 年之前关闭无减排措施煤电厂，这与阿尔伯塔省和安大略省的决定不同，因为在英国煤电厂关闭基本上是必然的事情。现有电厂的关闭，与因欧盟指令（LCPD 和 IED）选择退出的公司决定以及英国不断上调的二氧化碳排放底价有关。对于未来对燃煤发电的投资将取决于 CCS 的安装条件，这样的条件被认为太过昂贵，甚至不能证明利用公共资源对其进行补贴是合理的（英国政府在之前决定对 CCS 进行补贴，之后又将补贴撤回）。而安大略省和艾伯塔省的决定更明显是政治决定。

5.1.2 提高燃煤发电成本的规定

阻碍燃煤发电未来投资的监管信号，通常是那些提高燃煤发电成本或以其他方式降低或消除其潜在盈利能力的政策信号。更严格的排放绩效标准和排放税征收通常是最有力的信号。

5.1.2.1 欧盟

在欧盟，LCPD 和 IED 指令意味着燃煤电厂的额外投资成本，在许多情况下，实现这些标准的成本太过昂贵，使其无法提供足够的说服力来对现有电厂做进一步投资。在少数国家，特别是在德国，现有的燃煤发电站能够符合并超过欧盟的排放性能标准。

现有燃煤电厂的投资必须考虑满足 IED 要求。这提出了一个问题，即政府是否有任何理由为这种投资提供财政支持。在西班牙，监管机构排除了任何特殊支持，因此投资可能不会进行。这与上一章中所描述的最佳实践一致。然而，西班牙的主要发电公司认为，如果煤电厂关闭，那么该国将缺乏可靠容量，而这将导致需要对新的可靠容量进行投资。他们认为保持煤电厂运营十年比建造一个运行三十年的新的联合循环燃气发电厂更好。这提醒人们，电力部门的有效投资决策需要有关能源和环境的明确的长期政策。

无论如何，现在在西欧对新燃煤站的投资是不大可能的。因为从经济性上来说，这样的投资已经不具有任何吸引力。经济性上没有吸引力，在很大程度上是因为对欧洲碳排放机制中碳价格升高的预期，较低的批发电价，严格的监管标准（例如要在新电厂建设时考虑 CCS 设备的安装）以及对燃煤发电融资的困难。2016 年 6 月，Platts 的新电厂追踪系统首次没有列出任何新的西欧燃煤发电站，¹³⁸ 尽管其追踪系统列出了波兰正在建设中的四个煤炭/褐煤发电站。

5.1.2.2 英国

历届政府都通过立法阻止对新燃煤发电厂的投资，这其中包括：气候变化法要求到 2030 年电力系统几乎完全脱碳；对新电厂进行碳捕获系统安装准备（无需说明何时需要安装 CCS）的要求；并引入 450 克二氧化碳每千瓦时的排放绩效标准，所有这些均排除了传统的无减排燃煤电站的建设¹³⁹。

5.1.2.3 美国

在美国，阻止燃煤电厂未来投资的主要监管信号是环保署对二氧化碳排放的规定。2015 年 10 月 23 日，联邦公报公布了美国环保署关于发电机组中新的，升级的和重建的固定源的温室气体绩效标准的最终规则¹⁴⁰。新建蒸汽发电装置（拥有高效的超临界粉煤效用锅炉）的排放标准为 1,400 磅二氧化碳每兆瓦时（约合 635 克二氧化碳每千瓦时）。该规定指出，这将需要发电设备“部分装备 CCS 技术”。

在实践中，对于环保署规定新的发电厂排放的争论不大可能影响新燃煤电厂近期的兴建。这是因为美国用电需求增长非常缓慢，大多数地区都不需要新的发电容量，即使需要这些增长可以通过增加天然气和可再生能源的发电量来实现。

5.2 区域协调

燃煤电厂的选址往往受到限制。其中一些与政治管辖权有关，例如安大略省已经完全淘汰了燃煤发电。其他地区的选址与市政或地方分区和环境授权有关。然而，这是与投资和运营的区域协调相关的更广泛的问题的一部分，这样的区域协调可以确保在最有效率的情况下产生电力，当然这需要在考虑发电成本同时也充分考虑将电力输送到用电市场的成本。

¹³⁸ Platts. Ibis

¹³⁹ 对新电厂进行碳捕获系统安装准备的信息，见 DECC, *Carbon Capture Readiness: A guidance note for Section 36 Electricity Act 1989 consent applications*, edited, Department of Energy and Climate Change, 2009.; 对排放性能标准的信息，见 DECC, *Annex D: Electricity Market Reform: Update on the Emissions Performance Standard*, in *Electricity Market Reform: Policy Overview*, edited, Department of Energy and Climate Change, 2012.

¹⁴⁰ 关于对于新电厂二氧化碳排放的标准，详情见 EPA, 'Federal Register', *Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New, Modified, and Reconstructed Stationary Sources: Electric Utility Generating Units; Final Rule* <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2015-10-23/pdf/2015-22837.pdf>, 2015, (accessed 14 November)。

如前所述，中国电力系统的规划发生在省级水平，通常存在效率较低以及地方保护主义等问题。在区域之间协调规划和运行时可以考虑的一个有趣的模式是北美独立系统运营商（ISO）和区域传输组织（RTO）。¹⁴¹ 独立系统运营商是联邦能源管理委员会（FERC）提出的，其建议以独立系统运营商作为一种方式，能够满足区域能源池对于其电力传输网络提供非歧视性的接入。现有的独立系统运营商包括 CAISO（加利福尼亚），NYISO（纽约），ERCOT（德克萨斯州），MISO（中间大陆），ISO-NE（新英格兰），AESO（阿尔伯塔），IESO（安大略）。它们以批发电力中市场运营商的方式存在，进行例如能量，容量（可靠性）和辅助服务市场的设计和运作。

FERC 随后鼓励自愿组建区域传输组织（RTO），在整个北美洲（包括加拿大）区域内管理输电网络。大多数 ISO 也是 RTO。通常一个 RTO 协调，控制和监测一个输电网。其职能包括电力传输资费监管和设计，拥塞管理，电网的规划和扩建，以及区域间协调。

欧盟还建立了区域机构以协调成员国之间的电力系统的投资和运行。ENTSO-e 以对应于美国的 RTO 功能的方式协调来自每个国家或地区的独立传输系统运营商（TSO）之间的传输网络规划¹⁴²。然而，欧洲模式整合了许多不同的国家，每个国家最终可以自行决定新建容量的规模及位置。在欧洲，同时也有区域性市场经营者（如伊比利亚半岛的 OMIE）来设计和监督电力批发市场，这与美国 ISO 的功能相似。

5.3 资本市场信息披露

金融机构和其他投资者越来越关注与气候变化相关的风险，因为它们涉及到可能影响其投资盈利能力。特别是有限全球碳预算的观点，将焦点集中在是否需要限制煤炭，石油和天然气用量上。暴露于碳密集型活动的公司，如与煤炭业相关的公司，也存在名誉损害的风险。这种预期对所有依赖化石燃料的行业都会带来风险。投资者和政府越来越有兴趣获得关于参与煤炭活动的公司面临的风险的更好的信息。这解释了更充分的公开披露与燃煤发电投资有关的风险的压力的压力。¹⁴³

一些公众人士呼吁金融部门意识到其在减少暴露在碳排放状态下的信托责任。在 2014 年的一次演讲中，联合国气候变化框架公约主席 Christiana Figueres 说，如果金融业未能加速其投资组合的绿化，他们将会“肆无忌惮地违反其信托责任”。

在英国，法律委员会发布的 2014 年信托义务指引建议，如果受托人认为环境，社会和治理问题在其财务管理上是重要的，他们应该在投资决策中考虑到这些问题，但是该指引并没有试图通过立法来对此进行限制。¹⁴⁴

英格兰银行行长马克·卡尼（Mark Carney）进一步指出，气候变化对金融稳定构成威胁，化石燃料公司的资产可能因为更严格的以解决气候变化危机为目的的规则而搁浅。他建议可以设立一个“气候披露工作小组”，这个小组

¹⁴¹ 有关 ISO 和 RTO 的详细信息，见 FERC, *Regional Transmission Organizations (RTO)/Independent System Operators (ISO)*, <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>, 2016, (accessed 14 November).

¹⁴² 关于 Entso-e 的具体信息，参考 <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>。

¹⁴³ L. Smart, *Carbon Risks: how do we measure and manage it?*, <http://www.theactuary.com/features/2015/06/carbon-risk-how-do-we-measure-and-manage-it/>, 2015, (accessed 13 October).

¹⁴⁴ Climate Home, *Fund managers must account for long term risks - UK Law Commission*, <http://www.climatechangenews.com/2014/07/01/fund-managers-must-account-for-long-term-risks-law-commission>, 2014, (accessed 14 November).

为生产和排放碳的公司提供信息披露的自愿标准。关于公司碳足迹的信息将使投资者更好地了解他们面临的潜在的投资风险。¹⁴⁵

金融稳定委员会（FSB）已经成立了气候相关金融信息披露工作组(TCFD)。FSB 的目标和任务在 2009 年由 G20 国家共同批准。用他们的话来说，TCFD “将发展自愿参与的、有连续性的气候相关的财务风险披露，它将可以被公司用来向投资者、贷款人、保险公司和其他利益相关者提供信息。这个工作组将考虑与气候变化相关的固定资产损失，责任和转型风险，以及对提供跨行业的有效金融信息披露的构成内容提供解释”。¹⁴⁶ TCFD 将在 2017 年向 G20 国家呈现其研究结论。作为 G-20 成员国，中国无疑将要认真考虑 FSB 提出的建议。

有了这种信息，金融机构和其他投资者将处于一个更好的位置来评估投资燃煤发电所存在的风险，然后决定是否投资和以及达成什么样的投资条件。

5.4 长期规划

对于搁浅资产风险的一个决定性因素是电力的未来需求和供应，以及对于额外容量的需要。这些预测通常由北美的 ISO / RTO 或欧盟的 TSO 等类似组织提供。对于电力网络，这些预测通常导致监管决定以批准投资和资产回报率上达到共识。然而，对于发电端，计划通常是指导性的，因为发电在原则上是一个可以自由进入和具有竞争性的业务。

5.5 减少或消除补贴

政府有时通过限制对煤炭的补贴来表示反对无减排设备的燃煤发电。在欧盟，对国内煤炭采掘业的补贴与电力部门密切相关，但这些补贴方式也正在逐步被淘汰。例如在西班牙，政府迫使一些电力公司在电力生产时至少要使用国内开采的煤炭量。为了补偿电力公司（因本国生产煤炭价格较高），他们的燃煤发电被优先发送，这样使得他们能够回收燃烧国产煤而产生的额外成本。然而，欧盟竞争法案已经排除了这种补贴。尽管如此，一些有着重要煤矿工业的国家仍旧继续努力保护这些产业，并在电力部门使用国内煤炭，特别是在德国和波兰。

5.6 对公共信用的限制

表明政府减缓气候变化愿望的另一种方法是对可能造成环境污染的技术提供有限的公共信贷。例如，美国 and 英国决定结束不符合某些排放绩效标准（例如英国的 450 克二氧化碳每千瓦时）的电站的政府融资信贷。实际上，这些标准排除了对不安装碳捕获和储存的煤电厂的资金支持，又没有对不安装 CCS 的燃气电厂有所限制。此外，一些政府特别是美国，利用其在美国世界银行的影响力，对世界各地的燃煤电厂提出了类似的融资上的限制。虽然经合组织国家也对那些为海外煤电厂提供融资的情况加以限制，但是它们比美国 and 英国所采用的限制措施要弱。综合起来，这些对公共信贷的限制影响了私人金融市场，这种影响也通过避免将其自身暴露于这些危险之中的行为得以体现。

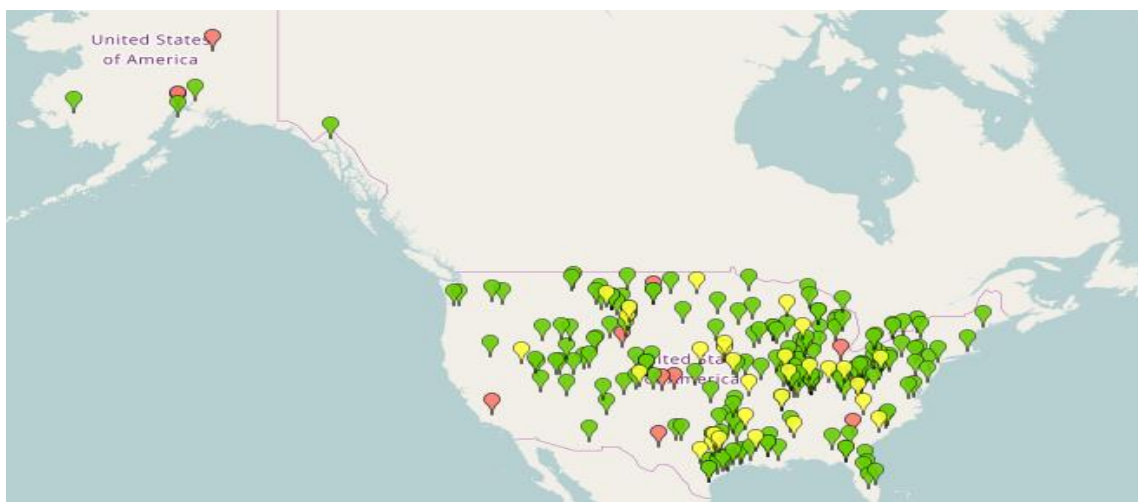
¹⁴⁵ FT, Mark Carney warns investors face 'huge' climate change losses, <https://www.ft.com/content/622de3da-66e6-11e5-97d0-1456a776a4f5>, 2015, (accessed 13 October).

¹⁴⁶ TCFD, About the Task Force, <https://www.fsb-tcf.org/about/#>, 2016, (accessed 25 November).

5.7 公众反对

当地居民对燃煤电厂的反对，对投资决策产生了强大的影响，在美国尤其明显。这种反对主要是因为地方或区域的空气和水污染直接影响居民的健康和幸福感。但也有越来越多是因为气候变化影响的关注导致燃煤电厂的反对。这类活动的一个例子是塞拉俱乐部关闭现有燃煤电厂和停止建设新燃煤电厂的运动。下面是他们网站上呈现的地图（见图 17），这个地图标注了已经关闭的煤电厂并用以识别其下一个想要关闭的煤电厂的目标¹⁴⁷。有研究指出，由于此类环保团体的运动，184 个新的燃煤电厂（总投资额为 2730 亿美元）被取消了。¹⁴⁸

图17 塞拉俱乐部正在进行的运动，以促进美国关闭煤炭发电厂(资料来源:¹⁴⁹)



（红色标记：正在或即将投入运行的煤电厂；黄色标记：正在抗议的煤电厂；绿色标记：已经击败的煤电厂）

5.8 与中国的潜在相关性

首先，北美和欧盟的最佳实践包括为气候变化和燃煤发电的作用提供明确的长期的政策导向和政治信号。在某些情况下，这些包含气候变化立法（如在英国）或明确禁止燃煤发电（如在加拿大安大略省和艾伯塔省）。在其他情况下，例如在美国，明确的政策信号包含新的电厂需要达到排放绩效标准（这样的指标指向要求至少部分燃煤电厂装配 CCS 设备的要求，因为燃煤电厂自身根本无法达到这排放标准）。中国在应对气候变化方面做出了一些承诺。然而，我们没有掌握任何具体提到燃煤发电的长期作用的政策信息（例如到 2050 年）。对新燃煤发电的持续投资引起了人们对该行业搁浅资产的潜在可能性的关注，以及对电厂进行 CCS 改造的需要。这其中还伴随着对于中国的碳排放不会像 IEA 450 情境下呈现的下降趋势的担心，而这些 IEA 设定的情境才是与巴黎协定的目标一致的。

在政策制定得以宣布之后，有不同的方法来加强政策的执行。例如在英国，气候变化立法通过其他各种各样的法规政策的执行得到了支持，这些政策包括不断提高的碳排放价格下限以及新的燃煤电厂“碳捕集就绪”的要求，而

¹⁴⁷ 可以从下面的网站获得更多的消息 <<http://content.sierraclub.org/coal/>>

¹⁴⁸ Dimsdale, Taylor, Julian Schwartzkopf, and Chris Littlecott, *G7 Coal Phase Out: United States in A Review for Oxfam*, edited, London, E3G, 2015.

¹⁴⁹ Sierraclub, *Check out our progress with our coal plant tracker*, <http://content.sierraclub.org/coal/>, 2016, (accessed 13 October).

这些法规并不需要明确 CCS 何时必须安装。如果中国希望阻止对无减排措施煤炭发电的进一步投资可能希望考虑这些例子。如果中国的目标是限制排放，排放绩效标准（度电二氧化碳排放标准）也可能优于中国现行的能源效率标准，因为由于煤源的不同，达到相同的效率标准可能意味着非常不同的排放。因此，最近的消息显示中国打算制定雄心勃勃的排放绩效标准，我们对此感到鼓舞。当然重要的是确保这些标准尽可能有效地实现。

第二，美国清洁能源计划提供了潜在的宝贵见解。这些意见可以了解中国各省如何协调以更有效地满足各省排放绩效目标。同时，我们强烈支持中国计划采用的国家碳排放交易体系，这将有利于最有效和最低碳技术的利用，同时惩罚最无效率和碳密集型发电厂（其地理位置将不会作为评判依据）。为了做到这一点，排放价格需要上升，并且在能够在可预期的未来达到足够的高度，并因此影响调度和投资决策。

第三，中国可能需要考虑北美 TSO / ISO 及欧洲类似的经验。这些区域制度模式对中国的相关性是，它们为国家政府规范区域间规划和运营提供了途径和方法，同时促进批发竞争并在发电和输电端进行更有效的投资和运行。这些运行模式的建立基于几个方面的考量，包括最小化投资成本以及最优调度方法来反映短期边际成本。介绍这种制度模式可以为在中国实现更有效的电力系统运行提供基础，同时配合国家层面的对于区域 ISO / RTO 的创建及其协调的监督。

第四，信息披露对潜在电力系统投资者是十分重要的。这样的信息包括能使资本市场衡量风险的信息以及用以国家长期电力系统规划的信息。需要特别指出的是，搁浅资产的风险在北美和欧洲地区已经开始得到更广泛的理解和认同。我们认为私人投资者将特别有兴趣了解相关话题以及知晓政府如何解决这些问题，特别是关于燃煤电厂排放相关的长期计划。作为 20 国集团的成员国，中国无疑将有兴趣考虑 FSB 气候相关财务披露工作组的建议。

最后，如果政府希望阻止对无烟燃煤电厂的投资，那么还有其它方法向市场发送信号。这些包括限制公共资助信贷和减少对此类资产的补贴。我们认为，这种限制将需要在国家一级和省一级都采取相应的行动。

6. 机遇

从煤炭向其他能源的转型同时存在着机遇与挑战。以下是在正在进行转型的国家中发现并利用的一些机遇。总的信息是，公共舆论正在快速地认识到脱碳是一个重要的商业机会，并且脱碳的话题也受到关注自身健康和气候变化的公民的欢迎。

6.1 通过当地空气和水质的改善，从而促进健康状况的改善

在大多数正在关闭燃煤发电站的国家，当地空气和水的质量以及居民健康状况的改善是从国内政治角度看可能是最重要的动机。改善气候变化的成本和收益在全球和世代之间是共享的，而空气和水的污染是直接影响到某一特定地域的。倾向于减少煤炭产量的政策通常会强调这些在地方上存在的“协同效益”，特别是其对居民健康的积极影响。例如，美国清洁电力计划估计了健康相关的经济共同效益，这些从一定程度上补偿了因代替煤炭而产生的额外的系统成本。经合组织国家和国际能源署最近的报告也都强调了这些协同效益。

例如，环保署发表的美国清洁能源计划简报强调了削减温室气体排放以及高达数十万磅有害颗粒污染，二氧化硫和氮氧化物的对健康带来的益处。¹⁵⁰事实上，经济评估在很大程度上取决于与计划相关的估算的健康益处：

- 到2030年，减少的排放所带来的气候和健康效益的收益将达到每年约550亿至930亿美元。这些收益包括避免过早死亡的案例（每年2,700至6,600例），以及减少儿童哮喘发作病例（每年14至15万次）。
- 这些气候和健康利益远远超过了执行计划所需的成本：这样的成本到2030年时将达到73亿至88亿美元每年。单从烟尘和烟雾减少本身，通过清洁电力计划投资的每一美元将使美国家庭得到七美元的健康福利。
- 这一灵活的建议保护了儿童和其他易受伤害的美国人免受一系列污染物带来的健康威胁，并将使我们朝着为子孙后代建立一个更清洁更稳定的环境，同时确保持续供应经济增长所需的可靠和负担得起的电力而努力。

6.2 新型的可持续发展的能源公司战略

燃煤发电站的关闭同时创造了新的商业机会，特别是在寻找替代能源的过程中出现的机会。同时需要注意的是因为电力系统分散化发展和电力系统自由化改革所带来的机会。欧盟的传统公用事业公司的盈利能力正在下降，特别是那些对于来自煤，天然气和核能等常规资源的大规模生产。尽管宏观经济呈现复苏迹象，2015 年主要欧洲电力公司的股价仍然显着低于其 2008 年经济危机前的价值。正如最近的一份报告所解释的，这些公司的利润率收到了严重的冲击，特别是对依赖批发市场的传统产业来说。¹⁵¹ 其中，RWE 宣布其 2013 年净损失 28 亿欧元，这是该公司在 60 年内首次宣布其亏损。¹⁵² E.ON 在 2014 年亏损 32 亿欧元，更是在去年创纪录地亏损 70 亿欧元。¹⁵³

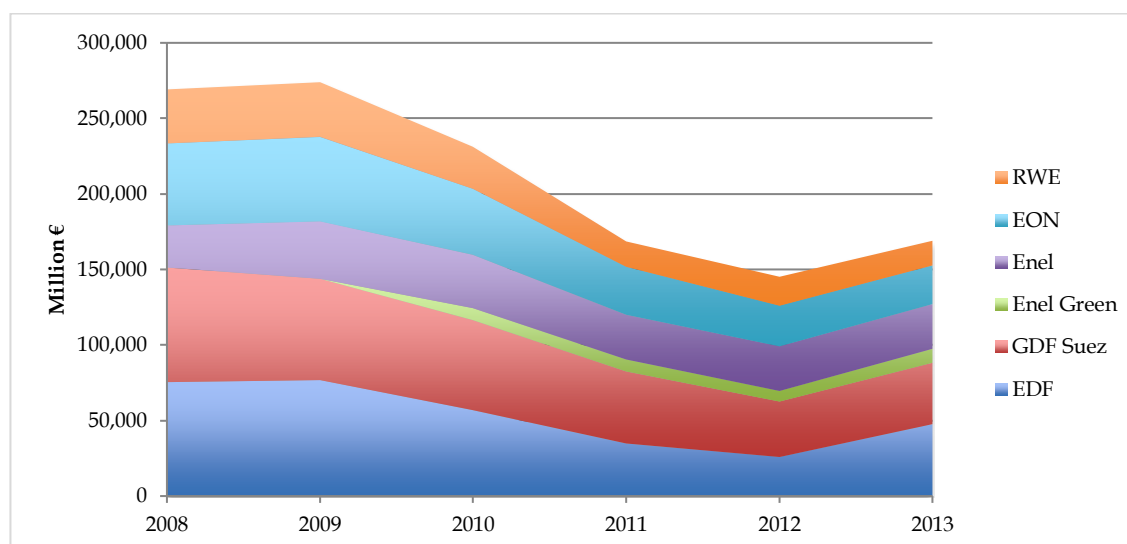
¹⁵⁰ EPA, 'EPA Fact Sheet: Clean Power Plan', *Why we need a cleaner, more efficient power sector*, <https://www.epa.gov/cleanpowerplan/fact-sheet-clean-power-plan-benefits#print>, 2014, (accessed 13 October).

¹⁵¹ D. Robinson, *The Scissors Effect: How structural trends and government intervention are damaging major European electricity companies and affecting consumers*, edited, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2015.

¹⁵² J. Vasagar, *Germany's RWE slides into €2.8bn net loss for 2013*, <https://www.ft.com/content/70ed184a-a375-11e3-aa85-00144feab7de>, 2014, (accessed 31 October).

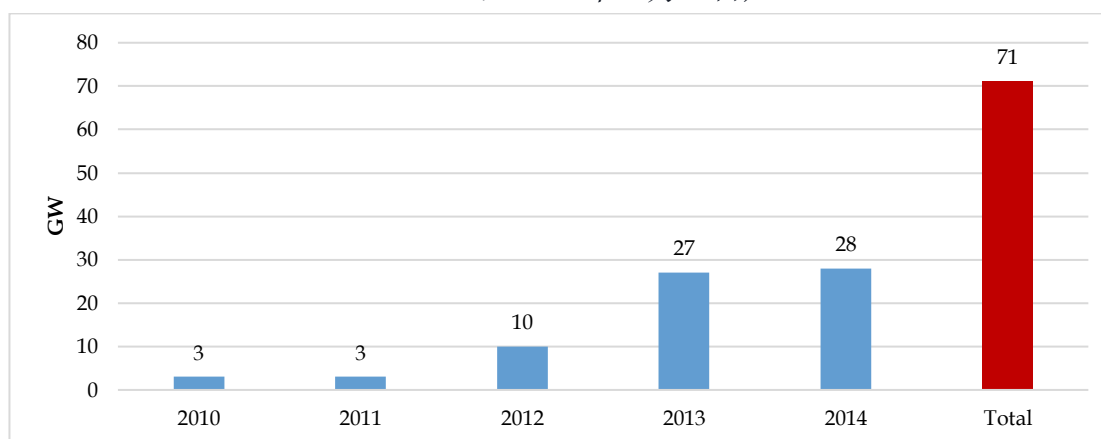
¹⁵³ T. Andresen, *Energy Provider EON Posts Record Net Loss of €7 Billion in 2015*, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-09/eon-posts-record-loss-on-german-power-plant-writedowns>, 2016, (accessed 31 October).

图18 选定的欧洲电力公司：2008-13 年的市值 (资料来源：本报告绘制图，基于彭博 LP 数据，转载于煤炭：陷入欧盟效用死亡螺旋 (Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral)，碳追踪，2015 年 6 月)



作为回应，公用事业公司一直在关闭常规发电厂（例如煤炭和天然气），并投资可再生能源，电网和以消费者为中心的业务中（例如协助消费者建设自己的发电厂或提高效率）。图 19 显示自 2010 年以来容量关闭正在逐年加速，已经有 71 吉瓦的发电容量关闭（总共发电容量约为 1000 吉瓦）。这一趋势非常可能继续下去。一份报告预测超过 50 吉瓦的煤炭和燃气发电厂即将关闭，而另一个预测表示这一数字将有大大超过 50 吉瓦。¹⁵⁴

图 19 燃煤和联合循环燃气发电的关闭呈现加速式进程（纵轴是在欧洲关闭的容量数量）（资料来源：改编自：Giles Parkinson，转载于瑞银：欧洲煤炭和燃气发电厂关闭加速 (UBS: closures of coal and gas fired power plants in Europe accelerating)，Carbon Tracker，2015 年 5 月 4 日)



¹⁵⁴ Robinson, *The Scissors Effect: How structural trends and government intervention are damaging major European electricity companies and affecting consumers*.

电力公司正在重组其业务以反映不断变化的行业经济。两个最相关的企业重组是 E.ON 和 RWE。两家公司都存在着暴露于燃煤发电风险的情况。¹⁵⁵两家公司都重组了其业务，并将传统的发电活动包括煤电，与新的和更有前途的发电活动中分离出来。然而，他们分离的方法是不同的。E.ON 于 2014 年宣布重组：一家新公司 Uniper 将保留常规电厂和能源交易，而 E.ON 保留可再生能源，能源分配和客户解决方案的运营。该计划是在 2016 年将新公司的 53% 的资产挂牌上市。但是，德国政府要求 E.ON 保留其核反应堆，使两家公司分享旧的和有问题的发电资产。RWE 则采取了不同的方法。该公司没有创建一家新公司来持有那些老旧的和对环境污染更严重的资产，而是将更有吸引力的可再生能源，电网和零售业务分拆，成立一个新的子公司 Innogy。原公司的高级管理团队也加入了新的子公司。RWE 在 2016 年 10 月初上调了 Innogy 的 25% 资产，市场价格估计该子公司市值约为 200 亿欧元。¹⁵⁶

虽然传统公用事业正在重组和改变其商业模式，但新进入者正在对整个价值链产业链进行颠覆性的影响。特别是如谷歌，苹果，Enernoc 和许多其他公司所正在开发的技术和服务，都在支持脱碳和电力分散化的趋势。这些公司的出现正在威胁电力行业的传统公司，但也提供了潜在机会，特别是在系统与最终消费者的链接部分。

对消费者的关注也反映了一个趋势，即通过自身发电设备，能源存储（例如电池）和需求响应等方式积极参与的“能源民主”的创新。这样的创新最初的重点放在大的电力用户，但现在正在转向更小的消费者。公司的新业务模式使得消费者可以给电力系统提供价值 - 例如从自己的家庭，办公室和工业场所销售容量，能源和灵活性服务。

6.3 能源市场的转型意味着电气化发展

电力部门的脱碳和分散式发展正在世界各地发生。同时，我们正在目睹能源终端市场的电气化，特别是在供暖（例如热泵）和运输（例如电动汽车）行业。能源部门的这种转变需要：政治决策（例如关于税收的决策并使其与环境目标相一致）以指导投资决策；新型的市场和法规以鼓励低碳创新和新的服务和产品的开发；以及反映新技术和新参与者（特别是能源消费者所扮演的角色）的新商业模式。这种电气化正在进行，但这种进程仍然处于早期阶段。它为现有的和新的公司创造了巨大的商业机会，例如特斯拉进入电动汽车和电池生产领域。

6.4 与中国的潜在相关性

首先在大多数国家，对当地环境污染的关注已经在受影响人口中得到广泛的共识。虽然确实有一些地方污染可以通过技术发展来解决排放问题，那些更热衷于远离煤炭的转型的决策者，往往会强调煤炭使用对当地居民的健康和相应福利的影响。专注于限制当地污染的法规可以加快燃煤电站的关闭，同时赢得公众对电厂关闭或停运的支持。

第二，解决燃煤排放的需要推动了不同类型的技术创新。一方面，它鼓励（尽管不够充分）CCS 和 CCU 的创新。作为一个以燃煤发电机为主要电力供给单位的国家，中国拥有强烈的发展 CCS，CCU 和相关捕集技术的动机，特别是如果中国打算继续使用燃煤发电。另一方面，对燃煤发电排放和减排技术巨大成本的关注可以为鼓励

¹⁵⁵ G. Chazan, *Eon and RWE pursue radical restructurings*, <https://www.ft.com/content/316ce884-1cdc-11e6-a7bc-ee846770ec15>, 2016, (accessed 13 October).

¹⁵⁶ Reuters, *German power group Innogy makes muted market debut*, <http://uk.reuters.com/article/uk-innogy-ipo-idUKKCN1270V2>, 2016, (accessed 13 October).

开发低碳替代品提供充分的条件，这样的低碳替代技术包括可再生能源，智能电网，储能（如电动汽车，热能）和需求响应。

所有这些技术和服务，以及提供这些技术和服务的新商业模式都符合脱碳的发展趋势。中国企业可以从中获得很多的商业机会。正如中国公司能够利用世界各地与可再生能源相关的机会，他们现在也可以从发展与分散式发展以及日益增强的能源公民概念中获益。

最后，中国特别适合开发电气化的发展趋势，这是刚才提到的其他趋势的逻辑结果。中国经济仍在快速增长，其基础设施仍在建设中，因此与需求增长较慢和拥有相对成熟系统的国家相比，采用新技术和新思想可能更容易。中国因此可能也有比较优势。

7. 总结：最佳实践和与中国的潜在相关性

本报告开端提出了在科学界和政策制定者中一个逐渐形成的共识，即实现“巴黎协定”的中心目标需要早日控制全球无减排措施燃煤发电的峰值，并在之后迅速下降。对于现有的发电站来说，这意味着关闭许多现有的燃煤站，对现有煤电站进行 CCS 或 CCU 的改造，将现有电站转变为低碳电站（例如通过转换为生物质电站）或找到其他更有效的方式来减少二氧化碳排放。它还意味着不建造新的无减排措施燃煤站。这一共识推动了一些国家的政策制定和金融决策，也是本报告的中心。

尽管有越来越多的国家达成这样的共识，燃煤发电在大型新兴国家仍然继续增长。这是因为在许多国家，燃煤发电在环境成本不被计入时仍然具有经济上的吸引力。然而，随着煤炭燃烧产生的碳排放对当地和全球环境影响得到越来越多的关注，更多的政府正在引入对无减排煤炭发电的经济性存在威胁的一系列的政策和法规。这也涉及到了关于如何促进从对煤炭依赖的能源系统过渡到新的能源体系的问题。国际经验提供了一些指导，这些指导可以对正在进行这一过渡或希望进行过渡的国家起到一定借鉴的作用。

由于本报告导言中提到的许多原因，中国与大多数已采取政策逐步在电力部门中淘汰燃煤发电的国家不同。因此，我们意识到许多国际经验可能无法直接适用于中国。尽管如此，国际最佳实践可能与中国具有潜在的相关性，因为这些国际经验认为燃煤发电的未来是减轻气候变化影响和改善其公民福利的长期战略的一部分。

7.1 可信的长期政策信号

最佳实践包含政府针对煤炭发展的意图发出明确的长期的政策信号。如果政府意图是显著减少煤炭使用和相关的二氧化碳排放，则需要制定一项关于在所有经济部门淘汰煤炭和相关排放的总体政策，这样的政策不应该仅仅是强调电力部门。否则，对电力部门的政策限制将间接的为工业用煤提供发展的动力，而非对电气化和使用相对低碳密集型燃料的鼓励。在这一广泛的框架内，政府还需要对燃煤发电未来所起作用提供明确的信号。

中国承诺解决当地和全球环境挑战令人印象深刻，但我们还没有看到任何与中国煤炭和燃煤发电的长期（2050）发展规划相关的官方计划。我们也没有看到关于将 CCS（或其他减排技术）装配到新电厂或改造现有电厂的官方政策。中国应考虑提供这些信号的方法。

长期政策信号通常通过以下一种或多种方式表达：（a）引入立法，完全淘汰煤炭，或者确定与燃煤电站继续运营无法取得一致的陡峭减排目标；（b）设置排放绩效标准，以要求新建和/或现有发电站采用 CCS 或类似减排设备；（c）对电厂提出要求完成“碳捕获设备准备的准备”；（d）长期的，可靠的二氧化碳排放价格下限；（e）拒绝为无减排措施的燃煤发电提供公共资金支持；和（f）向金融市场披露有关搁浅资产风险的信息。

如果中国计划维持燃煤发电，同时大幅度减少排放，那么明确与现有电厂，新电厂和 CCS 有关的具体政策是非常重要的。同时也须注意的是，对电厂进行 CCS 改造在美国和欧盟没有得到什么支持，因为大多数电厂都是较老旧的和低效率的。然而中国的电厂平均来说是较新的和高效的，因此对其改造的潜在经济利益更大，特别是如果政府旨在减少排放的情况下。

这里的一个关键条件是政府决策的可信性 - 在中国因为其政治上的连续性可能更容易实现。可信度的一个方面是用具体措施支持一般性政策声明。例如，中国政府可以发出一个明确的信号，即宣布所有非 CCS 启用的电厂（或

排放性能高于某一阈值的电厂）必须在某一特定日期关闭，或者所有新电厂必须是“对碳捕获设备安装完成准备的”。然而，这将引发许多问题：例如，人们是否认为政府的信号是严肃的，或者发电商可以继续兴建煤电厂同时保留政府永远不会要求其做 CCS 改造的想法？如果他们认为政府是严肃的，他们是否还会建造任何燃煤厂（在英国，自从相应规则制定以来，没有任何公司参与建设煤电厂）？因此，政府的这种做法应该与其他可行的方法进行比较，例如收紧与电力相关的绝对排放上限，制定一个排放性能标准以淘汰无减排措施的燃煤发电，或者对更高而且会不断上升的碳价格做出更坚定的承诺。

7.2 加快市场改革

本报告中提到的大多数国际经验都出现在自由化的电力系统中，很多竞争性市场机制也因此得以利用，例如支持最低成本调度，零售竞争，区域贸易，可再生能源一体化，资源充足性和灵活性。中国在本世纪初就开始了电力改革，但是其电力系统仍旧非常僵化，并因此有效地保护了燃煤发电，阻碍了可再生能源，需求响应和其他清洁能源的竞争。这种固化促进了煤炭的使用，而与有效脱碳的目标不一致。

令人欣喜的是，中国正在讨论对电力系统的进一步改革，特别是考虑到国务院于 2015 年 5 月发布的第 9 号文件。例如，最近公布的“电力发展的第十三个五年计划”提出中国到 2018 年将开始试点电力现货交易，并在 2020 年理顺输配电价格后，电力现货交易将全面投入运行。虽然其中的一些细节并没有得到披露，但是这些发展看起来与其他国家的市场机制的使用达到了广泛的一致性。9 号文件中的中心思想是根据“准许成本加合理利润”的原则对输电和配电分别进行定价，借以将零售从电网活动中分离出来。这样的分离是重要的，因为它可以促进电力零售市场和电力批发市场中更大的竞争，支持最小化的成本调度和定价，并且能够反映短期边际成本。无论电力系统的整体结构是否变化，引入最低成本调度都是至关重要的。最低成本调度将对采用短期价格信号来支持即期交易，并鼓励需求响应和其他具备灵活性的电力资源的发展，从而促进可再生能源的接入以及和区域电力贸易的发展。除此以外，改革还有助于大幅度减少甚至消除每年“非市场”燃煤发电配额。

简而言之，国际经验所传递的一个重要信息是，竞争性的电力市场机制提高了电力系统运行效率，并且能够有效地降低淘汰煤电的成本（例如在煤炭被取代时，确保电力系统资源的充足性和灵活性）。与此同时，气候变化和地方污染所带来的挑战为加快中国电力部门改革进程提供了良好的机会。

7.3 碳排放配额价格和交易机制

中国正在根据其十多年清洁发展机制和七个试点碳市场的经验，在 2017 年推出全国范围内的碳交易制度。毫无疑问，中国从其他碳市场的成功和失败中吸取了经验和教训。在这里我们强调从国际经验得到的三个重要信息。

首先，可信的，长期的碳价格信号对鼓励低碳技术的投资和创新非常重要。这可以通过对排放配额引入前瞻性和提高的碳价格底线来实现。另一种方法是中央银行系统，调整配额供应，以确保价格保持在上限和下限之内。

第二，中国可能考虑参照大气中温室气体的浓度来确定排放配额的价格下限，以便在需要时提供更为尖锐的价格信号。由于这是一个在全球层面具有意义并且对特定行业的竞争力具有影响的想法，中国可以考虑将其作为所有国家在未来“联合国气候变化框架公约”谈判中需要通过的提案。

第三，通过拍卖配额或通过环境税收筹集的资金可以在经济体内回收，以减少较高的能源成本对脆弱消费群体的影响或支持对脱碳项目的投资。至少一半的欧盟排放交易体系的资金必须用于气候变化或能源相关目的。财政收入中立的概念 - 即富余的拍卖或税收收入在经济中完全回收利用 - 也具有相当大的优点，它的特别之处在于可以减少对定价或对碳排放征税的反对声音。

7.4 区域协调和竞争

欧盟和北美提供了一些有趣的制度模型以支持电力部门的区域协调和竞争。ISO / RTO 模式可能对中国特别有意义，因为它可以协调区域间的规划和运营，同时促进批发竞争和对发电和输电端进行更有效的投资。它还提供了一个管理结构，这一结构已成功地将一系列需求方和供应方的替代能源纳入竞争性批发市场。这些模型基于反映边际成本的最低成本规划和反应边际成本的最优化调度。引入类似的制度模式并伴以国家排放交易体系，将在中国鼓励发展更有效的低碳电力系统。国家政府还能够监督区域 ISO / RTO 的创建及其协调，并确定适用于它们的法规。

7.5 所有制结构和治理

在本报告中提到的大多数国际经验都是关于在电力市场中经营的私营公司，这些市场中电力系统将发电和售电环节分离开来，无论发电环节和售电环节都面临竞争。在这些国际经验中，政府界定电力系统相关的法律和法规。在绝大多数情况下，发电和售电的基础设施建设是由电力公司根据投资回报分析做出相应的投资决定。在公司的运营过程中，可自由改变其业务模式和公司结构，正如我们所看到的 E.ON 和 RWE 中所发生的。

但是在中国，所有制结构和对电网和零售端的垄断可能会削弱重要的经济信号进而导致扭曲的决策。例如，国有的燃煤电厂可能使得关闭这些电厂更加困难（比私营公司更困难）因为其在当地经济社会生活中的重要作用。这样的所有制结构还可能鼓励在不需要时兴建新的电厂，因为搁浅资产的风险并不会立刻显现，这样的风险甚至可以忽略。从这方面来说，我们支持 9 号文件中确定的电力结构改革思想和其他措施，例如降低准入条件（私人投资者的进入）和鼓励电力价值链所有阶段的竞争。

7.6 对于当地空气污染治理的立法是淘汰燃煤发电的强有力依据

虽然气候变化是逐步淘汰燃煤发电的一个强有力的理由，但国际经验传达的另一个信息是，地方空气污染和相关的健康问题触发了监管层面的重视和公众对低碳能源替代煤的支持。当然这在中国也是如此。

7.7 对现有电厂所有者的补偿？

在自由电力市场中，国际实践通常是对于任何监管、法律法规的变化（例如需要额外投资以满足新的排放标准），监管者会提前很多年通知现有发电厂。现有发电厂可以选择进行投资以达到新的标准或选择退出。如果现有电厂选择退出，则通常在电厂关闭之前政府会给予一定的过渡期或者将其运营纳入受控操作状态，使其因此可

以收回固定成本投资。此外，通常国际上的做法市政府不会补贴为达到新标准所需的投资。这样的做法通常会提供良好的激励机制，并且特别适用于电力系统中存在相对老和低效率的设备的系统。

然而，政府有时会过早关闭燃煤电厂而同意对其进行补偿，或为电厂达到新的环境标准而提供资金上的资助。当电厂相对较新并且业主已经获得成本回收的明确保证时，此类补偿的情况最为常见。为了鼓励早日关闭燃煤发电或为相对新建和高效的电厂改造 CCS，中国可能希望考虑对受影响的电厂进行某种形式的经济补偿。

7.8 限制对新的无减排措施燃煤电厂的投资

现有电厂的关闭，特别是当它们相对较新时（例如在中国），比阻止对新的无减排措施煤电厂的投资困难得多。过早关闭电厂意味着投资者无法收回沉没投资成本（即已经发生，无法收回的成本支出）。它可能会导致投资者，员工和当地居民的强烈反对。关闭老旧，效率低下的电厂的情况要容易得多，并且中国对于用新电厂代替老电厂的实际操作有着丰富的经验。同样，关闭那些对于当地造成污染的电厂也要相对容易一下，这也是中国近年来采取的措施之一。

对新电厂的投资涉及将潜在的收益置于风险之中，而不是沉没成本的损失。如果公司决议不进行投资，其相应的损失相比于已经发生的投资却无法得到回报是非常有限的。在考虑对新电厂进行投资的情况下，投资者应该对那些可能造成其资产贬值的风险进行评估。在这样的评估过程中，政府可以通过为投资者提供清晰的长期信号来提供帮助。

7.9 利用过渡的机会

欧洲和北美的政府和公司正在寻找从无减排措施的煤炭转型中出现的机遇。这种转变对应于能源体制的改革，涉及电力部门的减碳化和分散化，以及关键终端市场（如运输和建筑）的电气化。这种转变对社会有一系列的好处，也为促进新的低碳技术和商业模式的发展提供了机会。这些技术和商业模式是可持续的并且可以在全球范围内得到应用。

这对中国意味着什么？首先，作为一个拥有高效和相对新型燃煤发电厂的国家，如果政府打算大量减少二氧化碳排放而不关闭大部分燃煤电厂，CCS / CCU（和其他减排）技术就特别有意义。考虑到其他地方新燃煤电厂的持续运行以及大幅度减少这些电厂和其他化石燃料活动的排放，我们支持更多的开展这些技术方面的更多国际合作。

其次，9 号文件中确定的改革，特别是那些支持最优顺序调度和基于短期边际成本的价格的改革，可以为建立电量、容量、灵活性和其他服务的竞争性批发市场敞开大门。这些改革和市场将鼓励更有效地利用现有资源，协调区域市场的投资和运行，整合可再生能源以及总体上降低系统成本和价格。此外，它们将鼓励对信息技术（包括区块链）的投资和新的商业模式的开发，这将使消费者能够通过自主发电，需求响应和能源存储的方式，作为“能源公民”参与电力市场。同时消费者对电力市场的直接参与也将支持终端能源市场的电气化进程，并以此降低中国对进口化石燃料的依赖。

目前我们已经看到这种转变如何改变其他国家的电力运营的商业模式。它解释了现有电力公司（如 E.ON 和 RWE）的重组。这些重组将已经搁置的或者有被搁置风险的资产（如燃煤发电）与那些最具潜力的活动（例如电

力网络的改造，可再生能源的发展和消费者服务）分开。它同时解释了电力市场中新的参与者，如特斯拉，谷歌和苹果为何选择进入电力市场中，更不用说那些专门从事可再生能源生产的企业。与中国过去可再生能源领域所进行的一系列活动一样，中国有可能利用能源部门转型带来的机遇。

我们现在正在看到一个侧重于如何最好地利用建设低碳经济机会的公共叙事。随着低碳技术进入市场，对气候政策辩论的性质正在发生变化。现在的挑战是如何使经济更好 - 更智能，更便宜和更清洁，并在其中获得所有的气候惠益。

8. 参考文献

- Andresen, T., *Energy Provider EON Posts Record Net Loss of €7 Billion in 2015*, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-03-09/eon-posts-record-loss-on-german-power-plant-writedowns>, 2016, (accessed 31 October).
- Beijing Government, *A work plan to accelerate coal consumption reduction and clean energy development between 2013 and 2017*, <http://zhengwu.beijing.gov.cn/ghxx/qtgh/t1321733.htm> 2013, (accessed 13 October).
- BEIS, *Electricity: Chapter 5, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)* edited, London, UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2016.
- — —, *Energy Trends: Electricity. September 2016.*, edited, London, UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy 2016.
- Bellefontaine, M., *Alberta changing electricity market system starting in 2021* <http://www.cbc.ca/beta/news/canada/edmonton/alberta-changing-electricity-system-2021-1.3864609>, 2016, (accessed 25 November).
- Bloomberg News, *China Grappling With Runaway Market It Started*, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-11-04/coal-surge-leaves-china-grappling-with-runaway-market-it-started>, 2016, (accessed 11 November).
- BP, 'BP Statistical Review 2016', 2016.
- Caldecott, Ben, Gerard Dericks, Daniel Tulloch, L. Kruitwagen, and Irem Kok, *Stranded Assets and Thermal Coal in Japan: An analysis of environment-related risk exposure* edited, Oxford, Smith School of Enterprise and the Environment, 2016, Vol. Working Paper May 2016.
- Caldecott, Ben, L. Kruitwagen, Gerard Dericks, Daniel Tulloch, Irem Kok, and J. Mitchell, *Stranded Assets and Thermal Coal - An Analysis of Environment-Related Risk Exposure*, edited, Oxford, UK, University of Oxford, 2016.
- California Independent System Operator Corporation, *What the duck curve tells us about managing a green grid*, https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf, 2016.
- Celebi, M., 'Coal Plant Retirements and Market Impacts', *Wartsila Flexible Power Symposium 2014*, Vail, Colorado, 2014.
- Chazan, G., *Eon and RWE pursue radical restructurings*, <https://www.ft.com/content/316ce884-1cdc-11e6-a7bc-ee846770ec15>, 2016, (accessed 13 October).
- China Electricity Council, *China Power Industry Development in 2016*, <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongzuodongtai/2016-08-24/157409.html> [in Chinese], 2016, (accessed 13 Oct).
- — —, *Coal power generation declined for the first time in the last 10 years*, <http://www.cec.org.cn/xinwenpingxi/2015-08-20/142068.html> [in Chinese], 2015, (accessed 12 October).
- — —, *Electric Power Statistics in 2014*, <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2015-11-30/146012.html> [in Chinese], 2015, (accessed September).
- — —, *Preliminary statistics of the national electric power industry*, edited, Beijing, China Electricity Council [in Chinese], 2014.
- Chinadialogue, *Subsidies blamed for overcapacity in China's coal sector*, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/8991-Subsidies-blamed-for-overcapacity-in-China-s-coal-sector>, 2016, (accessed 12 October).
- Climate Home, *Belgium quits coal power with Langerlo plant closure*, <http://www.climatechangenews.com/2016/04/05/belgium-quits-coal-power-with-langerlo-plant-closure/>, 2016, (accessed 23 November).
- — —, *China backs 'revolutionary' clean coal*, <http://www.climatechangenews.com/2016/03/11/china-backs-revolutionary-clean-coal/>, 2016, (accessed 12 October).
- — —, *Fund managers must account for long term risks - UK Law Commission*, <http://www.climatechangenews.com/2014/07/01/fund-managers-must-account-for-long-term-risks-law-commission>, 2014, (accessed 14 November).

- Connor, S., *Green energy: How one power plant chips away at the UK's carbon footprint*, <http://www.independent.co.uk/environment/green-energy-how-one-power-plant-chips-away-at-the-uks-carbon-footprint-a6796716.html>, 2016, (accessed 11 November).
- Davidson, P.O., S. Leone, and P.P.C. Frumhoff, *New unabated coal is not compatible with keeping global warming below 2 °C. Statement by leading climate and energy scientists*, <https://europeanclimate.org/documents/nocoal2c.pdf>, 2013, (accessed 12 October).
- Davis, S., and R. Socolow, 'Commitment accounting of CO₂ emissions', *Environmental Research Letters*, vol. 9, no. 8, 2014, p. 084018.
- DECC, *Annex D: Electricity Market Reform: Update on the Emissions Performance Standard*, in *Electricity Market Reform: Policy Overview*, edited, Department of Energy and Climate Change, 2012.
- — —, *Carbon Capture Readiness: A guidance note for Section 36 Electricity Act 1989 consent applications*, edited, Department of Energy and Climate Change, 2009.
- — —, *Control Framework for DECC levy-funded spending*, edited, Department of Energy & Climate Change, 2011.
- — —, *Electricity: Chapter 5, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)*, edited, London, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2016.
- Dimsdale, Taylor, Julian Schwartzkopff, and Chris Littlecott, *G7 Coal Phase Out: United States in A Review for Oxfam*, edited, London, E3G, 2015.
- Dixon, T., 'The coal capacity crunch: Will the lights stay on?', *Cornwall Energy's Energy Spectrum* vol. Chart of the week 9, 2016, pp. http://cornwallenergy.com/cms/data/files/Downloads/160923_Chart-of-the-Week.pdf.
- EIA, *Age of electric power generators varies widely*, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=1830#>, 2011, (accessed 13 October).
- — —, *Electricity Monthly Update: May 2016*, edited, U.S. Energy Information Administration, 2016.
- — —, *Natural gas expected to surpass coal in mix of fuel used for U.S. power generation in 2016*, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25392>, 2016, (accessed 11 November).
- Endcoal, *Proposed Coal Plants in China – July 2016*, <http://endcoal.org/wp-content/uploads/2016/08/ChinaMW-4.pdf>, 2016, (accessed 1 November 2016).
- Energy Spectrum, *Daily Bulletin*, edited, 2016, Vol. 1 November 2016.
- EPA, *Clean Power Plan for Existing Power Plants*, edited, U.S. Environmental Protection Agency, 2015, <https://www.epa.gov/cleanpowerplan/clean-power-plan-existing-power-plants>.
- — —, 'Federal Register', *Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New, Modified, and Reconstructed Stationary Sources: Electric Utility Generating Units; Final Rule* <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2015-10-23/pdf/2015-22837.pdf>, 2015, (accessed 14 November).
- — —, 'EPA Fact Sheet: Clean Power Plan', *Why we need a cleaner, more efficient power sector*, <https://www.epa.gov/cleanpowerplan/fact-sheet-clean-power-plan-benefits#print>, 2014, (accessed 13 October).
- European Environment Agency, *Environmental taxation and environmental policies*, in EEA report, edited, Luxembourg, 2016, Vol. No 17/2016, pp 28 - 32.
- FERC, *Regional Transmission Organizations (RTO)/Independent System Operators (ISO)*, <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>, 2016, (accessed 14 November).
- Finamore, B., *China Pledges to Tackle Air Pollution with New Plan*, <https://www.nrdc.org/experts/barbara-finamore/china-pledges-tackle-air-pollution-new-plan>, 2013, (accessed 2 November).
- Fitzpatrick, J., *Coal Plants Are Shutting Down, With or Without Clean Power Plan*, <https://morningconsult.com/2016/05/03/coal-plants-shutting-without-clean-power-plan/>, 2016, (accessed 23 November).
- FT, *Mark Carney warns investors face 'huge' climate change losses*, <https://www.ft.com/content/622de3da-66e6-11e5-97d0-1456a776a4f5>, 2015, (accessed 13 October).
- Gas-to-Power, 'Tougher EPA Rules Spark Rise in US Coal Plant Retirements', *GTP Journal*, no. 21 March 2014, 2014, p. 5.
- Göß, Simon *Closure of German power plants*, <http://ceenews.info/en/closure-of-german-power-plants/>, 2016, (accessed 11 November).

- Greenpeace, *Consequences of China's excessive coal power investment in 2015*, edited, Beijing, Greenpeace, 2016, <http://www.greenpeace.org.cn/wp-content/uploads/2015/11/The-consequences-of-coal-investment-in-china.pdf>.
- Harris, M., M. Beck, and I. Gerasimchuk, *The End of Coal: Ontario's coal phase-out*, edited, Manitoba, Canada, International Institute for Sustainable Development, 2015.
- IEA, *Coal Information*, edited, Paris, International Energy Agency, 2016.
- — —, *Energy and Climate Change*, in *World Energy Outlook Special Report*, edited, Paris, International Energy Agency, 2015.
- — —, *The potential for equipping China's existing coal fleet with carbon capture and storage*, in *Insights Series 2016*, edited, Paris, France, OECD/IEA, 2016.
- — —, *The Projected Costs of Electricity Generation* edited, Paris, International Energy Agency, 2015.
- — —, *Renewable Energy Medium-Term Market Report 2016*, edited, Paris, International Energy Agency, 2016.
- — —, *World Energy Outlook 2015*, edited, Paris, OECD/IEA, 2015.
- — —, *World Energy Outlook 2016*, edited, Paris, OECD/IEA, 2016.
- IRENA, *the Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, edited, International Renewable Energy Agency, 2016.
- Johnson, Steve, *China axes part-built coal power plants* <https://www.ft.com/content/78db1ca6-96ab-11e6-a80e-bcd69f323a8b>, 2016, (accessed 31 October).
- Kahrl, Fredrich, James H. Williams, and Junfeng Hu, 'The political economy of electricity dispatch reform in China', *Energy Policy*, vol. 53, 2013, pp. 361-369.
- Keay, M., 'Electricity Markets are Broken - Can they be fixed', *OIES Working Paper*, 2016.
- Keay, Malcolm., John. Rhys, and D. Robinson, *Decarbonisation of the electricity industry – is there still a place for markets?*, in *OIES Working Paper Series*, edited, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2012, Vol. EL9.
- Li, F., *The new era for Beijing's four power and heat co-generation centres*, http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2015-03/23/content_1546823.htm [in Chinese], 2015, (accessed 13 Oct).
- Li, Y., *China's Power Sector and the Economic 'New Normal'*, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/8558-China-s-power-sector-and-the-economic-new-normal-> [in Chinese], 2016, (accessed September).
- Liu, C., *China, with too much power, keeps approving coal plants*, http://cocoliu.com/china-with-too-much-power-keeps-approving-coal-plants/#.V_4b85MrJD0 [in Chinese], 2016, (accessed 12 October).
- Magyar, A., *The 2016 Ad-Hoc Data Collection and Its Results*, http://ceoe-tenerife.com/wp-content/uploads/2016/04/ENER_prices_2nd_Stakeholder_meeting_22_03_2016.pdf, 2016, (accessed 13 October).
- Mao, R., W. Beloe, L. Ringus, H. He, H. Guo, C. Chiquet, H. Slater, B. Gao, and N. Ma, *China Carbon Market Research Report*, edited, Beijing, Environmentalist, 2016.
- Morris, Craig, *Germany is 20 years away from 100 percent renewable power – not!*, <http://energytransition.de/2016/01/germany-is-20-years-away-from-100-percent-renewable-power-not/>, 2016, (accessed 11 November).
- National Bureau of Statistics, *China Energy Statistical Yearbooks 2015*, edited, Beijing, National Bureau of Statistics [in Chinese], 2015.
- — —, *Electricity Demand speeds up in October, economic structure continues to optimize*, http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201611/t20161117_1430505.html [in Chinese], 2016, (accessed 23 November).
- — —, *Statistical Communiqué of the People's Republic of China on the 2014 National Economic and Social Development*, http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201502/t20150228_687439.html [in Chinese], 2015, (accessed 23 November).
- — —, *Statistical Communiqué of the People's Republic of China on the 2015 National Economic and Social Development*, http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201602/t20160229_1324019.html [in Chinese], 2016, (accessed 23 November).

- — —, *Value added for large-scale industries increased by 5.9% in December 2015*, http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201601/t20160119_1306102.html [in Chinese], 2016, (accessed 13 October).
- National Energy Administration, *Average operating hours for power plant over 600 MW in 2015* http://www.nea.gov.cn/2016-01/29/c_135056890.htm [in Chinese], 2016, (accessed September).
- — —, *Notice on cancelling a batch of coal power projects that does not meet approval conditions* http://zfxgk.nea.gov.cn/auto84/201609/t20160923_2300.htm, 2016, (accessed 15 November).
- — —, *Press release on Thirteenth Five Plan on Electricity System Development*, <http://www.nea.gov.cn/xwfb/20161107zb1/index.htm> [in Chinese], 2016, (accessed 18 November).
- National Grid, *Contingency Balancing Reserve*, <http://www2.nationalgrid.com/UK/Services/Balancing-services/System-security/Contingency-Balancing-Reserve/>, 2016, (accessed 13 October).
- — —, *Winter Consultation 2016*, edited, 2016.
- NDRC, *China's intended nationally determined contribution: Enhanced Actions on Climate Change*, edited, Beijing, National development and Reform Commission, 2015.
- — —, *China Power Coal Price Index in July*, http://www.sdpc.gov.cn/jjxsfx/201608/t20160816_814813.html [in Chinese], 2016, (accessed 12 October).
- Newbery, David., *Reforming UK energy policy to live within its means*, in EPRG Working Paper 1516, edited, 2015.
- Pembina, *Carbon Capture and Utilization*, <https://www.pembina.org/reports/ccu-fact-sheet-2015.pdf>, 2015, (accessed 14 November).
- Pfeiffer, Alexander, Richard Millar, Cameron Hepburn, and Eric Beinhocker, 'The '2°C capital stock' for electricity generation: Committed cumulative carbon emissions from the electricity generation sector and the transition to a green economy', *Applied Energy*, vol. 179, 2016, pp. 1395-1408.
- PJM, *EPA's Final Clean Power Plan Compliance Pathways Economic and Reliability Analysis*, <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/20160901-cpp-compliance-assessment.ashx>, 2016, (accessed 14 November).
- Platts, 'New Plant Tracker, June 2016', *Power in Europe*, vol. June 20, 2016, no. 728, 2016, p. page 11.
- Poudineh, R., 'Renewable integration and the changing requirement of grid management in the twenty-first century', *Oxford Energy Forum 104*, vol. February 2016, 2016.
- RAP, *Issues in China Power Sector Reform: Generator Dispatch*, edited, Beijing, The Regulatory Assistance Project, 2016.
- Rehbach, S., and R. Samek, *Downsizing the US coal industry: Can a slow-motion train wreck be avoided?*, in *Metals and Mining Practice*, McKinsey & Company, edited, 2015.
- Reuters, *Canada speeds up plan to phase out coal power, targets 2030*, <http://www.reuters.com/article/us-canada-energy-coal-idUSKBN13G1EK>, 2016, (accessed 23 November).
- — —, *German power group Innogy makes muted market debut*, <http://uk.reuters.com/article/uk-innogy-ipo-idUKKCN1270V2>, 2016, (accessed 13 October).
- — —, *Ontario government pledges lower electricity costs*, <http://uk.reuters.com/article/canada-ontario-electricity-idUKL1N1BO12E>, 2016, (accessed 13 October).
- — —, 'UK and Poland top dirty coal list, closures loom.', 2009.
- Robinson, D., 'A comparison of US and EU electricity prices: the relevance of the government wedge', *Oxford Energy Forum 104*, vol. February 2016, no. 104, 2016.
- — —, *The Scissors Effect: How structural trends and government intervention are damaging major European electricity companies and affecting consumers*, edited, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2015.
- Roca, Ramón., *Los renovables acaban con el 'chollo' de los ciclos; el precio de las restricciones técnicas se desploma a más de la mitad* <http://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-acaban-con-el-chollo-de-los-ciclos-el-precio-de-las-restricciones-tecnicas-se-desploma-a-mas-de-la-mitad/>, 2016, (accessed 31 October).
- Rocha, Marcia., N. Roming, F. Sferra, J. Cantzler, P. Parra, M. Schaeer, A. Ancygier, A. Coimbra, and B. Hare, *What does the 1.5°C limit mean for coal plants in the OECD, China and the European Union?*, edited, Climate Analytics, 2016.
- Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, , *Annex III: Technology-specific cost and performance parameters*, in *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report*

- of the Intergovernmental Panel on Climate Change edited, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, Cambridge University Press, 2014.
- Sierraclub, *Check out our progress with our coal plant tracker*, <http://content.sierraclub.org/coal/>, 2016, (accessed 13 October).
- Smart, L., *Carbon Risks: how do we measure and manage it?*, <http://www.theactuary.com/features/2015/06/carbon-risk-how-do-we-measure-and-manage-it/>, 2015, (accessed 13 October).
- State Council, *Air Pollution Prevention and Control Action Plan*, edited by State Council, Beijing [in Chinese], 2013.
- — —, *The Thirteenth Five Year Plan on Controlling Greenhouse Gas Emissions*, http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content_5128619.htm [in Chinese], 2016, (accessed 23 November).
- TCFD, *About the Task Force*, <https://www.fsb-tcfd.org/about/#>, 2016, (accessed 25 November).
- The Shift Project Data Portal, *Datasets on Electricity Statistics*, in Available from: <<http://www.tsp-data-portal.org/>>, edited by The World Bank and US EIA Historical Statistics, 2015.
- The World Bank, *Electricity production from coal sources (% of total)*, edited by IEA Statistics, 2016.
- Tollefson, J., 'China pledges to curb emissions', *Nature news*, 2015.
- UK GOV, *Large Combustion Plant Directive (LCPD): Running hours during winter 2014/15 and capacity for 2015/16 in Special Feature - Large Combustion Plant Directive*, edited, 2016.
- Vasagar, J., *Germany's RWE slides into €2.8bn net loss for 2013*, <https://www.ft.com/content/70ed184a-a375-11e3-aa85-00144feab7de>, 2014, (accessed 31 October).
- Xinhua, *Ministry of Land and Resources: land use for new projects will not be approved for industries with excessive capacity*, http://news.xinhuanet.com/fortune/2016-09/05/c_129269524.htm [in Chinese], 2016, (accessed 12 Oct).
- Yan, X., and B. Zhao, *An investigation of the environmental impacts of power generation plants in Beijing*, http://news.xinhuanet.com/zgjx/2014-06/16/c_133411385_2.htm [in Chinese], 2013, (accessed 13 Oct).
- Yuan, Jiahai, Peng Li, Yang Wang, Qian Liu, Xinyi Shen, Kai Zhang, and Liansai Dong, 'Coal power overcapacity and investment bubble in China during 2015–2020', *Energy Policy*, vol. 97, 2016, pp. 136–144.
- Zeng, Ming, Yongqi Yang, Lihua Wang, and Jinghui Sun, 'The power industry reform in China 2015: Policies, evaluations and solutions', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, 2016, pp. 94–110.
- Zha, Weixin, and Rachel Morison, *More German Coal Plants Face Early Closures as Profits Fade*, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-30/more-german-coal-plants-face-early-retirement-as-profit-dwindles>, 2016, (accessed 11 November).
- Zhang, N., *Government to Crack Down on Green Subsidy Fraud*, <http://m.china.caixin.com/m/2016-05-18/100944677.html> [in Chinese], 2016, (accessed 2 November).
- Zhang, Xiliang, and Weiming Xiong, *Power system reform to enable large-scale wind utilization in China*, in Oxford Energy Forum edited, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies, 2016, Vol. Issue 104.

SUSTAINABLE FINANCE

PROGRAMME

Smith School of Enterprise and the Environment
University of Oxford
South Parks Road
Oxford, OX1 3QY
United Kingdom

E enquiries@smithschool.ox.ac.uk
T +44 (0)1865 614942
F +44 (0)1865 614960
www.smithschool.ox.ac.uk/research/stranded-assets/



SMITH SCHOOL OF ENTERPRISE
AND THE ENVIRONMENT

