

英国核电定价机制研究

伊淑彪¹, 史丹²

(1. 中国社会科学院财经战略研究院, 北京 100028; 2. 中国社会科学院工业经济研究所, 北京 100836)

摘要: 随着我国当前新能源产业发展中一系列新问题的出现, 以及中国核电成功登陆英国市场, 有必要对英国电力市场最新情况, 尤其是对核电定价机制进行深入研究。本文通过研究英国电力市场改革的最新进展以及包括差价合同在内的核电定价机制, 针对我国新能源行业存在的“弃风”、“弃光”、“弃核”问题, 从制度安排、市场监管、电价管理体系等方面提出建议。

关键词: 英国; 低碳发电; 差价合同; 定价机制

中图分类号: F416 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-2355-(2017)02-0033-05

Doi: 10.3969/j.issn.1003-2355.2017.02.007

Abstract: With the appearance of a series of new problems in renewable energy industry in China and the participation of Chinese company in HPC nuclear power station, it is necessary to research on the latest update of British electricity market and the pricing mechanism of nuclear power. We comprehensively analyze the latest update of electricity system reform and contract for difference mechanism in nuclear power pricing, and make suggestions for institutional arrangement, market surveillance and pricing management aspects.

Key words: United Kingdom; Low Carbon Power Generation; Contract for Difference; Pricing Mechanism

英国电力市场是世界上私有化和自由化程度最高的电力市场之一, 发电、输电、配电和供电4个环节相对独立。英国政府将电力市场的稳定性和电价的竞争性作为最重要的政策目标, 致力于通过政策措施推动发电和供电环节的充分竞争, 严格控制输配电环节收费水平。分析英国核电定价机制前, 首先应该对英国电力市场结构和电价竞争机制有一个清楚的认识。

1 英国电力市场基本结构

①在发电领域, 英国共有100家发电公司持有居民用电供电牌照, 39家公司持有非居民用电的供电牌照。发电市场主要由6家大型电力公司控制, 分别是法国电力(EDF)、国家电力(Npower)、E.ON能源(E.ON UK)、苏格兰和南部能源(SSE)、盛亚(Centrica)和苏格兰电力(Scottish Power); 这6家公司在发电市场的占比分别为17%、13%、12%、13%、8%和4%, 装

机容量约占英国总装机容量的70%。每家大型发电公司均同时拥有化石能源发电、低碳发电等不同的发电机组。除此之外, 还包括International Power、Drax、Intergen、Eggborough、AES、DONG等在内的多家独立发电商, 该部分企业多通过与六大电力公司签有售电协议, 或在公开交易市场销售电力, 见图1。②在输电领域, 英国国家电网公司(National Grid)是英国唯一的系统总调度, 其由National Grid、SSE和Scottish Power 3家输电公司(SSE和Scottish Power还拥有发电机组)组成, 见图2。③配电网主要由英国电力网络(UK Power Network)、SSE等7家配电公司组成, 见图3。④售电领域主要由上述6家大型电力公司兼营, 总售电量约占英国售电总量的90%, 见图4。但发电机组所属的发电公司独立于该集团下的电力供应商, 仍需在电力市场公开竞价。

收稿日期: 2017-01-17

基金项目: 国家社科基金重大项目中国与周边国家电力互联互通战略研究(编号: 13&ZD168);

作者简介: 伊淑彪(1982-), 男, 中国社会科学院财经战略研究院博士后, 高级经济师。

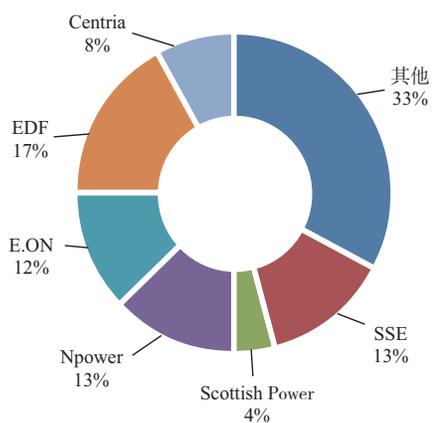


图1 英国发电市场结构

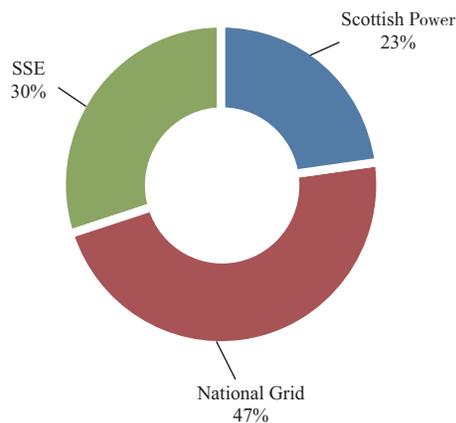


图2 英国输电市场结构

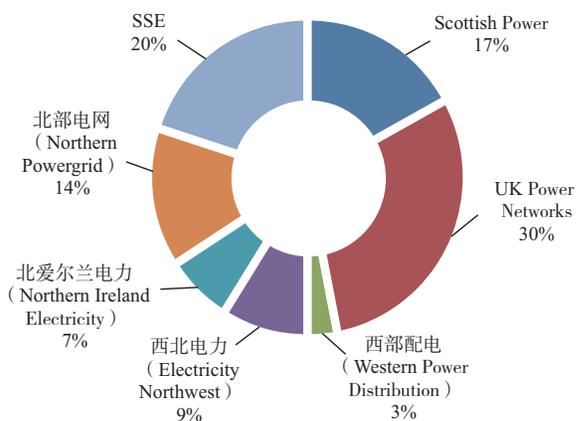


图3 英国配电市场结构

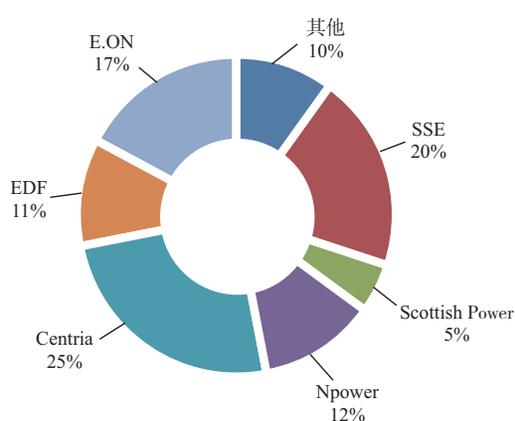


图4 英国售电市场结构

资料来源：图1~图4 资料来源于 OFGEM、DECC 及各公司网站。

英国电力市场政府主管部门主要是英国能源与气候变化部 (DECC) 和电力和天然气办公室 (OFGEM)。DECC 是全国能源及气候规划及法案的制定部门，英国历史上重要的电力法案，如 2000 年《公用事业法》、2007 年《能源白皮书》、2011 年《电力市场改革白皮书》均由该部门负责制定。OFGEM 是电力市场的监管部门，致力于通

过政策手段提升市场运行效率和确保市场公平。

2 英国电价竞争机制

2.1 电力市场改革情况

通过 4 个阶段的电力市场改革，英国在发电、输电、配电和售电 4 个环节充分地引入私有化和市场竞争，建立了公平、透明和开放的电力市场交易，改革情况见表 1。

表 1 英国电力市场 4 次改革情况

时间段	改革阶段	改革情况
1990-2001 年	“Poll” 时期——电力私有化	采用强制电力库模式，打破售电环节垄断，形成电力零售市场，但电价合同机制不健全。
2001-2005 年	“NETA” 时期——大宗商品交易模式	引入新的市场机制和交易模式，电力供应市场形成，新市场体系建立，但并未扩展到全国。
2005-2013 年	“BETTA” 时期——统一的大不列颠电力市场	实施“电力交易和输电协议”，电力零售市场的竞争扩展到全国，但发展程度趋于平缓。
2013 年至今	低碳化改革	新能源大量接入的商业模式形成，进一步激活市场竞争。

2.2 英国电价竞争机制

英国电力市场监管的原则是，不断加强对输配电网络的成本管理，建立发电和售电的市场化交易规则，降低市场电价水平。发电商和售电商通过批发市场达成交易合同，小型用户与售电商通过零售市场达成电力零售合同。大型用户也可以直接通过批发市场和发电商签订售电合同，以获取更加优惠的价格。具体交易过程见图5。

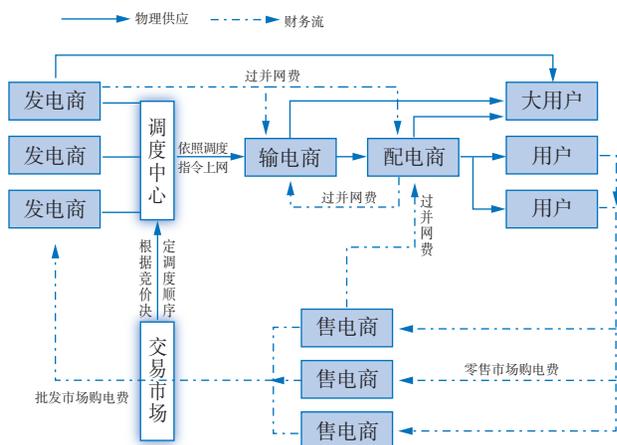


图5 英国电力市场交易机制图

(1) 发电商：通过竞价上网的方式在批发市场上售电并获取收益（售电商与中小客户在零售市场达成交易）。发电商在批发交易市场上公布价格，售电商或大用户可根据价格情况自由选择发电商并签订供电合同，合同期限从一日到几年不等。交易双方完成竞价后，电力调度中心根据市场竞价结果安排上网指令，发电商根据上网指令开展电力生产，并通过输电及配电网将电力输送至终端用户。发电商需要向输配电商缴纳部分并网、过网费用。

(2) 输配电商：输配电收益主要来自向发电商和售电商收取的并网费和过网费。由于输配电领域具有自然垄断的性质，英国政府根据输配电网的资金成本、运营成本以及其他相关成本核定电网收入的上限，无论当年输送多少电力，其收入都不能超过政府核定的收入上限。目前，OFGEM设定输配电商的资本回报率为4.5%，规定输配电商收益上限不得超过最终监管资产价值（现有监管资产价值—设备折旧费用+预期新投资）与资本回报率的乘积。

(3) 售电商：通过在批发市场上购买电量并出售给最终用户的方式获取差价利润。售电商也需要按比例向输配电商缴纳并网、过网费用。英国

最终电价包括容量费用和电量费用两部分，其中容量费用不管用户是否使用都会收取，电量费用根据单位电价和用户的用电量计算。

(4) 用户：主要通过售电商在电力交易市场中（也存在部分柜台合约）与发电公司签订购电合约，其中既有现价合约，也有长期定价合约。大用户也可以直接与发电商签订合同以节约费用。英国电力行业高度市场化，合约方式及条款多种多样，售电商可提供多种不同合约模式以满足不同的用户需求，如简洁套餐、上网自助管理套餐、固定费率套餐、预付费即时用套餐等。

根据张小平、李佳宁、付灏（2016）的分析，从居民用电的费用构成看，英国消费者最终用电账单中批发成本仅占42%、输配电网成本占23%、供应商运营成本占14%、政府构建的环境和社会责任成本占7%、电力供应商利润占9%、增值税费用占5%。

3 英国核电市场情况

3.1 英国核电发展历史

英国于1953年开始兴建世界上第一座商用核电站——坎布里亚郡Calder Hall核电站（采用Magnox技术），1956年开始向国家电网送电。此后，英国于1962年至1971年间相继建成了10座同类型核电站。到2014年，上述核电站已经全部退役。

从1964年开始，英国决定在Magnox技术基础上发展先进气冷堆技术。1976年至1988年，英国共建设了7座先进气冷堆电站，每座运行两台气冷堆机组，设计寿命40年。这些气冷堆机组将在接下来的5至15年内相继退役。

1978年，英国决定此后的核电站采用国际通用的压水冷却反应堆（PWR）技术，并于同年开始建

表2 英国主要在运核电站情况

核电站名称	类型	装机容量(MW)	拟退役时间(年)
Dungeness B	GCR	1040	2018
Hartlepool	GCR	1190	2019
Heysham 1	GCR	1160	2019
Hinkley Point B	GCR	840	2023
Hunterston B	GCR	830	2023
Heysham 2	GCR	1240	2023
Torness	GCR	1205	2023
Sizewell B	PWR	1195	2035

设首座采用 PWR 技术的核电站 (Sizewell B), 采用美国西屋公司的标准核电厂系统 (SNUPPS)。该电站是英国唯一的 PWR 核电机组。此后, 英国因考虑到核电项目投入高、退役需投入大量资源且民众支持度低等因素, 未再批准新建任何核电站。

截至 2016 年末, 英国共有 8 座在运营的核电站, 装机容量合计 8700MW, 全部由 EDF 通过子公司 British Energy 持有并运营。其中, 有 3 座核电站拟于 2018 至 2019 年退役, 4 座拟于 2023 年退役, 最新建设的 Sizewell B 拟于 2035 年退役。

3.2 英国最新核电政策

考虑到要实现制定的 35% 的可再生能源使用目标, 英国必须引入大量的风电和太阳能发电项目, 这将会增加电力供应系统的波动性, 因此需要运营稳定的电力作为补充以平滑电力系统。核电无疑是最佳的低碳选择方案。基于此, 英国政府意识到核电在英国电力资源组合中的重要性, 决定重新启动境内核电站的建设。

2013 年, 英国经济创新和技能部 (BIS)、能源和气候变化部 (DECC) 联合发布《核工业战略》, 明确提出让英国成为一个民用核能领先的工业国家。同年 3 月, 英国政府发布新的核能工业战略规划, 力争到 2030 年新建核电装机 1600 万 kW, 总投资约 600 亿英镑, 并初步确定 8 个项目地点, 分别位于欣克利角 (3.2GW)、赛兹韦尔 (3.2GW)、瓦法 (3.3GW)、布拉德韦尔 (3.2GW)、奥尔德里 (3.3GW)、塞拉菲尔德 (3.3GW)、希舍姆 (1.6GW)、哈特尔普尔 (1.6GW)。目前, 共有法国电力、地平线核电公司 (实际控制人为日本企业日立) 和新时代公司 (实际控制人为法国能源巨头苏伊士集团) 3 家电力公司参与英国的新建核电项目。受国家战略、公司战略和资金问题等因素的影响, 英国核电行业现有业主方存在退出或出售部分股权的意愿, 这也为中国核电企业“走出去”, 参与英国核电项目开发建设提供了有利机会。基于此, 中国广核集团参与了法国电力牵头的欣克利角 C 核电站项目的合作。

4 英国核电电价政策

4.1 通用制度安排

为鼓励核电、风电、太阳能等新能源产业发展, 使新能源供电能够与传统化石能源在电力市场上进行价格竞争, 英国政府先后出台了一系列的制度安排。

(1) 碳排放底价政策。英国政府计划设定比欧盟更为严厉的碳排放价格来加速供电结构转型, 争取 2020 年前将二氧化碳排放收费从 12 英镑/t 提高至 28 英镑/t。该政策实际上增加了传统化石能源装机的发电成本, 鼓励可再生能源投资。据 OFGEM 内部测算, 该政策到 2030 年前可推动新增约 9300MW 的新能源装机。

(2) 碳排放准入标准。该项政策将碳排放准入标准设定为 450 g/kWh, 而目前一般燃煤装机的碳排放量大约为 900 g/kWh, 即使附带碳捕获装置的超临界机组都难以达到 450g/kWh 的标准。通过设立该标准, 可防止企业新建碳排放过高的传统能源项目。

(3) 征费控制框架。英国政府征费控制框架规定了通过政府向消费者征收费用来支持政府电力市场减碳目标的实现, 涵盖了包括差价合同、可再生能源义务、上网电价补贴、投资合同等。差价合同预算分为较为成熟技术预算和不成熟技术预算, 对于特定的技术, 政府还提议设定差价合同预算的最高值和最低值。根据英国 2013 年 12 月公布的《电力市场改革执行计划》, 2016 年至 2020 年征费年度预算分别为 49 亿英镑、56 亿英镑、64.5 亿英镑、70 亿英镑、76 亿英镑。

(4) 装机容量交易市场。因新能源发电具有较高的波动性, 未来英国需要更多的装机以应对高峰时期的电力短缺, 因此需要备用装机。初期将由 OFGEM 确定各公司应具备的备用容量, 对不足的给予罚款; 远期计划建立交易市场, 以实现装机容量的市场化。

通过采取上述措施, 新的核电站项目在同传统化石能源进行价格竞争时竞争力明显增强。但是由于核电项目投资巨大, 竞争性上网电价制度安排使核电项目未来收益具有非常大的不确定性, 不利于吸引新的核电项目投资。为解决这一问题, 英国政府引进了差价合同机制 (Contract for Differences)。未来英国核电定价, 包括中广核与法国电力合作的欣克利角 C 核电站都是采用差价合同机制的方式确定电价执行水平。

4.2 差价合同机制

差价合同机制是新电力法案的核心内容, 是为了解决低碳电力投资 (核电、可再生能源、碳捕捉与储存等) 未来收益的不确定性和防止政府过度补贴而新设定的一套专门针对低碳电力的制度体系。基本原理是: 可再生能源项目投资前与 DECC 按照项目投资的成本、预期收益及风险

大小协商一个固定的价格,一般持续20—30年,机组建成后开发商像其他发电商一样通过电力市场参与竞价上网出售电力,政府按照市场价格与执行价格(Strike Price)的差价向发电公司支付或征收相关费用。

2016年9月,英国欣克利角C核电站差价合同签订双方分别为项目公司NNB Generation Company(HPC)Limited和代表英国政府的国有公司Low Carbon Contracts Company LTD(LCCC)。项目建设前,项目业主与DECC协商确定项目的执行价格(长期合约价格),待项目建成后发电商仍然同其他企业一样在电力交易市场参加公开竞价,形成市场价格。如果市场价格低于执行价格,LCCC则代表政府给予补贴,如果市场价格高于执行价格,发电企业则只能获取项目执行价格的收益水平。这样一方面避免对发电商的过渡支付;另一方面给予投资者更大的明确性,进而降低项目的投资成本和政策成本。

4.2.1 执行价格的确定

在设定差价合同的执行价格时需要考虑诸多因素,其中包括:①技术自身因素,如投资和运行成本、融资成本、工程建设特殊情况等。对核电技术,还需要考虑其他的一些因素,例如核废料的处理费用等。②市场条件,包括电力批发市场的价格水平以及市场通货膨胀情况等。③政策考虑,包括政府实现可再生能源目标和不同技术组合方面的政策决定等。

具体是通过计算项目运行年限(HPC项目运行年限60年)成本的现值的方式确定执行价格。基于核电站投资、运行、燃料以及融资成本的估计,计算该项目在其运行年限内的成本现值。其中项目成本包括项目前期开发、审批、投资、运行、燃料等。项目收益包括电力批发市场价格、差价合同收益、征费免除凭证、容量市场支付等收益。收益水平会根据假设的电力购买协议折扣做调整。

根据从英国政府官方网站获取的LCCC与NNB于2016年9月签署的欣克利角C电站差价合同,该项目初始电价水平为89.50英镑/MWh,并同时设定了执行价格的调整条款。

4.2.2 基准价格的确定

基准价格用来反映电力市场价格水平,用于计算与执行价格之间的差别支付。在决定基准价格的形式和来源时,政府需要制定一个可靠而且不易被投机行为操纵的价格。这意味着基准价格必须要来源于拥有合理流动性和足够透明度的市

场。另外,发电商还需要能够以接近基准价格的水平出售所产电量,进而实现差价合同的价值。基准价格不一定完全等同于电力交易的实际价格,但是基准价格的制定需要能够反映发电商能够获得的价格水平。

根据欣克利角C核电站项目基准价格计算公式:

$$\sum_{i=1}^d \left[\frac{\sum_{j=1}^e (BP_{i,j} \times BQ_{i,j})}{\sum_{j=1}^e (BQ_{i,j})} \right] \times \frac{1}{N_d}$$

其中:

N_d ——样本期内交易天数;

e ——交易前一个季度基准电量;

$BP_{i,j}$ ——交易前一个季度第 j 次基准价格中第 i 天的价格;

$BQ_{i,j}$ ——交易前一个季度第 j 次基准价格中第 i 天的电量交易数量。

4.2.3 差价合同的期限

差价合同的合同期限会影响到发电商支付补贴的净现值。其他因素包括征费控制框架下的政府负担能力以及其他政策考量也会影响合同期限的最终确定。因为核电项目的声明周期较长,因此差价合同的期限也相对较长。英国一般根据项目的成本收益情况按照项目寿命期内满足130%的偿债覆盖率进行测算。

5 对我国电价体制改革的启示

(1)通过科学有效的制度安排提升新能源发电的市场竞争力。英国政府通过碳排放底价、碳排放标准等一系列的环环相扣的制度安排提高了新能源发电竞争力,使低碳能源能够与传统化石能源在市场环境下公开竞价上网,有效地解决了弃风、弃光等问题。

(2)竞争、自由的制度安排离不开高水平的市场监管。英国监管者能够通过准确的测算输配电商的成本,进而对其并网、过网费进行合理管制;也能够根据新建低碳电厂的成本收益情况测算未来合理的电价执行价格,并对未来潜在的风险事项设定兜底条款。这对我国电力市场监管者的水平提出了更高的要求。

(3)建立全国统一的大用户直购电政策。英国允许用户直接与发电公司签订电量购买合同,用户和发电商共同缴纳输配电网过网和并网费用。而国内由于缺少独立的输配电价管理体系,难以形成最优的电价体系。

(下转第20页)

GDP 的 4.7%，其中对于煤炭的补贴额度最高，约占 GDP 总量的 1.97%；其次是对于石油产品的补贴，共约占 GDP 总量的 1.17%；再次是对于电力的补贴，约占 GDP 总量的 0.73%。

以中国的钢铁行业为例，本文研究了能源补贴改革之后对于钢铁行业的影响。中国钢铁行业广泛使用的 41 项节能技术被作为研究对象，获得了取消能源补贴后钢铁行业的节能成本曲线和减排成本曲线。研究发现能源成本的增加降低了节能技术的成本，因此更多的技术变得成本有效。在取消能源补贴之后，综合能源成本从 110.22 元/GJ 上涨到 136.84 元/GJ，上涨幅度为 19.45%。然而，由成本有效技术带来的累计节能量仅仅增长了 4.1%。这也就是说，去除能源补贴并不能带来与能源价格上涨相匹配的节能量与减排量。去除能源补贴对于节能技术的扩散有积极的影响。尤其是那些在能源补贴改革之后变得成本有效的技术。同时，受能源价格影响越大的技术，在能源补贴改革后将获得更大的推广机会。

参考文献：

- [1] 李虹, 谢明华. 能源补贴改革对城镇居民生活影响的区域差异性研究[J]. 中国工业经济, 2010, (9): 37-45.
- [2] 周勤, 赵静, 盛巧燕. 中国能源补贴政策形成和出口产品竞争优势的关系研究[J]. 中国工业经济, 2011, (3): 47-56.
- [3] Yuan LI, Lei ZHU. Cost of energy saving and CO₂ emissions reduction in China's iron and steel sector[J]. Applied Energy, 2014, (130): 603-616.
- [4] Environmental planning and Research Institute of the Ministry of environmental protection, energy foundation. Study on external cost accounting and internal chemical project of coal environment [EB/OL]. <http://www.efchina.org/Attachments/Report/reports-20140710-zh/reports-20140710-zh>.
- [5] Coady D, Parry I, Sears L, et.al. How large are global energy subsidies?[R]. International Monetary Fund, 2015.
- [6] 李远, 朱磊, 范英. 市场化减排政策对我国钢铁行业的影响——基于偏均衡建模的分析[J]. 工业技术经济, 2016, (1): 139-153.
- [7] Worrell E, Price L, Martin N. Energy efficiency and carbon dioxide emissions reduction opportunities in the US iron and steel sector[J]. Energy, 2001, (26): 513-36.
- [8] Demailly D, Quirion P. European Emission Trading Scheme and competitiveness:A case study on the iron and steel industry[J]. Energy Economics, 2008, (30): 2009-2027.
- [9] Fan Y, Wang X. Which Sectors should be included in the ETS in the Context of a Unified Carbon Market in China?[J]. Energy and Environment, 25, (3&4): 613-634
- [10] Fischer C, Richard G. Newell. Environmental and technology policies for climate mitigation[J]. Journal of Environmental Economics and Management, 2008, (55): 142-162.
- [11] Hasanbeigi A, Menke C, Therdyothin A. The use of conservation supply curves in energy policy and economic analysis: the case study of Thai cement industry[J]. Energy Policy, 2010, (38): 392-405.
- [12] 陈文颖, 高鹏飞, 何建坤. 用 MARKAL-MACRO 模型研究碳减排对中国能源系统的影响[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2004, 44 (3): 342-346.
- [13] 庄贵阳. 能源补贴政策及其改革——为减排提供经济激励[J]. 气候变化研究进展, 2006, 3 (2): 78-81.
- [14] 高颖, 李善同. 征收能源消费税对社会经济与能源环境的影响分析[J]. 中国人口·资源与环境, 2009, 19: 30-35.
- [15] 莫建雷, 朱磊, 范英. 碳市场价格稳定机制探索及对中国碳市场建设的建议[J]. 气候变化研究进展, 2013, 9 (5): 368-375.
- [16] 王灿, 陈吉宁, 邹骥. 基于 CGE 模型的中国 CO₂ 减排经济影响研究[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2005, 45 (12): 1621-1624.
- [17] 王维兴. 2010 年重点钢铁企业能耗述评[J]. 炼铁技术通讯, 2011, 4: 1-6.
- [18] 中华人民共和国国家统计局. 中国能源统计年鉴 [EB/OL]. 2011.
- [19] 李虹. 中国化石能源补贴与碳减排——衡量能源补贴规模的理论方法综述与实证分析[J]. 经济学动态, 2011, (3): 92-96.
- [20] 《中国钢铁工业年鉴》编辑委员会. 中国钢铁工业年鉴 [EB/OL]. 2011.

(上接第 37 页)

参考文献：

- [1] 史丹. 论三次能源革命的共性与特性[J]. 价格理论与实践, 2016, (1).
- [2] 肖欣, 何时有, 张宁. 英国电力容量市场的成本效益分析与配置优化机制研究[J]. 电力科学与技术学报, 2015, (1).
- [3] 文安, 刘年, 黄维芳, 等. 英国电力市场的价格机制分析[J]. 南方电网技术, 2015, (1).
- [4] 张小平, 李佳宁, 付灏. 英国电力零售市场的改革与挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, (11).
- [5] 中国驻英国使馆. 英国电力市场改革一差价合同与电价 [R]. 2014, (3).
- [6] 徐小杰, 程覃思. 我国核电发展趋势和政策选择[J]. 中国能源, 2015, 37 (1): 5-9.