

# 全国统一碳市场对电力行业减排的影响分析

朱磊 梁壮 谢俊 高霁 王昊 高硕 曾炳昕\*

**摘要:**在资源、能源和环境压力日益加大的背景下,建设全国碳市场是实现减排目标的必要政策之一。全国碳市场将首批覆盖电力行业,此前的影响分析多集中在行业层面,相对缺乏对企业微观层面的碳排放权交易效果的实证分析。本文基于478家电厂实际数据,采用局部均衡分析方法从企业层面分析了排放权交易对火电企业的影响,我们考虑基于技术链表的企业减排成本曲线,预估了各电厂在不同情景下的减排量与配额交易量,以及相应的均衡碳价格。结果显示,碳排放权交易对于样本内全部电厂都有成本节约效应,尤其是对于初始碳强度相对较高或较低的电厂。当发电集团具有市场力时,均衡碳价有所升高,尤其是大唐集团在市场力情形下,配额的买卖关系发生改变。因此,本研究认为推迟碳市场开展时间将导致整体效率下降,应加快推进全国统一碳市场工作的开展。

**关键词:**二氧化碳排放;碳市场;局部均衡分析;配额价格;减排成本

## 一、引言

电力行业作为我国最主要的碳排放部门,根据《碳排放权交易蓝皮书:中国碳排放权交易报告(2017)》,2009年电力行业与燃气以及水供应业的温室气体排放占到国内排放总量的一半。推动电力行业减排是国家控制温室气体排放工作中十分重要的一环。随着节能减排工

---

\*朱磊,北京航空航天大学经济管理学院,邮政编码:100191,电子邮箱:leizhu@buaa.edu.cn;梁壮,北京航空航天大学经济管理学院,邮政编码:100191,电子邮箱:liangzhuang1508@163.com;谢俊,北京航空航天大学经济管理学院,邮政编码:100191,电子邮箱:xiejunbuaa@163.com;高霁,美国环保协会北京代表处,邮政编码:100000,电子邮箱:gaoji@cet.net.cn;王昊,美国环保协会北京代表处,邮政编码:100000,电子邮箱:haowang@cet.net.cn;高硕,美国环保协会北京代表处,邮政编码:100000,电子邮箱:gaoshuo@cet.net.cn;曾炳昕,北京航空航天大学经济管理学院,邮政编码:100191,电子邮箱:ncepuzbx@163.com。

本文系国家自然科学基金面上项目“不确定条件下低碳能源技术策略性投资建模与应用研究”(71673019)和国家自然科学基金重大项目子课题“能源体系变革的规律与驱动机制研究”(71690245)的阶段性成果。作者感谢美国环保协会北京代表处的支持。感谢匿名审稿人的宝贵意见,文责自负。

作的深入持续开展,火电机组通过广泛实施能量梯级利用改造、汽轮机通流部分改造、烟气余热深度利用改造、优化辅机改造、现有机组供热改造、机组运行方式优化等,改善了机组的性能和工作状况,取得了明显的节能减排效果。但是我们也需要看到,经过了“十一五”和“十二五”两个时期,基于命令-控制型的政策工具挖掘电力企业的节能减排潜力的措施已经取得了显著成效。根据《“十三五”节能减排综合工作方案》,建立和完善节能减排市场化机制,是激励发电企业进一步推进节能减排工作的重要一环。

2016年,国家发改委印发《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》(发改办气候〔2016〕57号文),2017年12月19日,国家发改委印发《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》(下称《方案》),标志着中国国家碳排放权交易体系正式启动。此前碳排放权交易已经在七个试点地区展开,并由各省试点升级为行业推进。根据《国家发展改革委办公厅关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》(发改办气候〔2016〕57号)要求,全国碳市场首批覆盖电力行业,将2013-2015年任意一年综合能源消费总量达1万吨标准煤以上(含1万吨)的企业法人单位或独立核算企业单位纳入全国碳排放权交易体系。通过估算,装机容量6000~7000千瓦及以上独立法人火电厂将被纳入碳交易。而根据电力企业年综合能源消费统计,全国几乎所有火电厂都被纳入碳交易。

碳排放权交易对未来电力行业发展、电源结构调整等都将起到十分重要的作用。对于电力行业来说,此前的分析多集中在行业层面,基于自顶向下的方法研究不同减排政策工具实施后对行业的产出、增加值、电源结构演化等宏观影响。相对来说,现有研究缺乏对企业微观层面的交易效果的实证分析。从发电煤耗上看,我国现有的火电企业存在较大的异质性,不同地区、不同企业之间的发电煤耗差异较大;从隶属类型上看,除了五大发电集团外,还有一系列的地方电厂。碳排放权交易能否在电力行业有效实施,在很大程度上取决于微观企业层面的响应和参与情况。

## 二、文献综述

自欧洲碳排放权交易市场(EU-ETS)顺利开展以来,国际上对于碳排放权交易都有着极大的关注。有许多学者将碳市场与传统的减排政策碳税进行对比,关于碳排放权交易与传统控制污染的经济手段碳税的关系,Lund(2007)研究了EU-ETS对于能源密集的行业成本影响情况,发现工业部门运营成本受到碳排放权交易的影响较为剧烈。Cheng等(2008)分析了碳税与碳排放权交易对于不同行业的影响,提出只采用碳税对于减排的效果较为有限,同时探究更为可行的配额分配方法。

为了碳排放权交易市场在国内能够顺利的开展,国内外学者对于其减排效果以及经济效益进行了大量探究。我国首先以七省市为试点开启碳排放权交易市场,其中大部分研究基于

目前碳市场试点的特点以省为研究单位进行核算。Zhou等(2013)通过建立一个省际间的碳交易市场,并采用非线性规划模型,计算了碳市场对各省份减排成本的影响,研究表明:省际碳市场可总体减少40%左右成本;Yan等(2017)采用2003–2014年电力行业数据衡量各省份碳排放效率差异;Wang等(2015a)以广东省为例,研究了碳市场的建立对四个不同的能源密集型部门的影响,并设立了四种不同的情景来计算碳价以及减排成本的变化;Liu等(2017)采用省际一般均衡模型,并以湖北省为例,探究了碳市场的建立对经济和环境状况的影响。Gong和Zhou(2013)基于目前西方国家的碳排放权交易经验,探讨企业以成本最小化为目的,在参与碳市场情况下的排放与配额交易策略。其他许多文献也从宏观的国家或省份角度做了不同的研究(Cui et al., 2014; Zhang et al., 2016; Liu et al., 2016)。

在衡量碳排放权交易市场效率时,衡量自主减排情景之下的减排成本是其中关键的一环。许多学者也进行了有关边际减排成本的核算,目前主流的研究方法分为三大类:自顶向下的研究方法、自底向上的研究方法以及混合方法。自顶向下的方法基于该地区电力行业的宏观经济数据估计其减排成本以及减排潜力,常使用数据包络分析(DEA)方法进行评估(Zhou et al., 2013; Bi et al., 2014; Ibrik & Mahmoud, 2005)。Hampf和Rødseth(2015)使用DEA方法估计美国电力行业的减排潜力,并采用四种技术模型的情景,发现可以减少约264亿吨的二氧化碳排放。自底向上的方法主要是基于电力行业的节能技术对减排成本与减排潜力进行分析。主要是评估技术的经济可行性。Chen等(2017)为燃煤电厂提供了减排技术列表,并基于可采用的减排技术对于目前的燃煤电厂减排潜力以及所需成本进行了估计,李陶等(2010)采用了非线性规划的配额方法对我国各省市的边际减排成本曲线进行了估算,并基于该边际减排成本曲线对各省市减排的最优比例进行探究。Zhu等(2012)采用非线性优化模型,比较中国以及印度的碳强度减排目标与美国的绝对量减排目标的减排效果,估算各国的减排成本曲线,并比较了三个国家实现减排目标所需的总成本。

此外,许多学者从不同能源密集型产业的角度探究了碳市场带来的影响。如电力行业,Wang等(2016)估计了碳市场建立相比于直接的行政管制所能带来的火电行业效率提升的程度,Li等(2013)研究了在电力行业中企业同时面临碳市场与电力市场、燃料市场多种市场影响下,碳市场对发电公司决策的影响;钢铁行业,Zhu等(2017)运用局部均衡理论模型量化了碳市场对钢铁行业的减排成本的影响,Wang(2015b)对2006–2011年钢铁行业的节能效果进行了评估。此外,其他行业,如水泥(Lin & Zhang, 2016; Liu et al., 2017; Liu & Fan, 2018),交通运输(Han et al., 2017; Wang & He, 2017; Peng et al., 2018),石油化工(Cheng et al., 2008),煤制气(Li et al., 2017)等,也有众多不同的研究成果。

目前已有的碳排放权交易相关的文献主要是基于宏观层面的分析,较少文献从微观的企业层面去研究碳市场的影响。这些研究大多是通过最优目标规划,来探究企业应该如何作出

决策,包括生产量、技术选择、人力资本投入等,来减少减排成本(Li et al., 2013; 2014)。也有学者通过相关数值计算模型来验证碳市场的有效性(Tang et al., 2015; Yu & Zhu 2017; Zhang et al., 2017)。Zhao等(2015)与Liu和Fan(2018)通过调查问卷的方式分别对电力行业 and 水泥行业的企业进行有关研究。

为了分析碳排放权交易对国内电力行业的影响,我们基于局部均衡分析框架,通过构建微观电厂层面参与碳排放权交易的均衡分析模型,采用国内478家电厂的数据,对电力行业开展碳排放权交易的影响及减排效果进行实证评估。本研究可以为碳市场政策设计的改进提供决策支撑,更好地推进国内碳市场建设工作的开展。

### 三、研究方法与数据

#### (一) 局部均衡分析框架

我们基于局部均衡分析框架进行评估,研究对象是每一家纳入到碳排放权交易机制中的火电企业。假设每家发电企业以利润最大化为目标,存在碳排放权交易机制时,其利润函数可以表示为:

$$\pi_{ij} = P_j \cdot Q_{ij} - c_{ij} \cdot Q_{ij} - ac(e_{ij}^0 - e_{ij}) \cdot Q_{ij} - P_c(e_{ij} \cdot Q_{ij} - A_{ij}) \quad (1)$$

其中,  $i$  代表各地区电厂的编号,  $j$  表示电厂所在地区;  $P_c$  是碳价,  $P_j$  是  $j$  地区的标杆上网电价,  $Q_{ij}$ 、 $c_{ij}$ 、 $A_{ij}$ 、 $e_{ij}^0$ 、 $e_{ij}$  分别是电厂  $ij(i=1, \dots, n_j; j=1, \dots, m)$  的年发电量、单位发电成本、碳排放配额、初始碳排放强度及最终碳排放强度,  $ac(e_{ij}^0 - e_{ij})$  表示减排强度为  $(e_{ij}^0 - e_{ij})$  下在  $j$  地区的  $i$  电厂总减排成本的函数。

在企业的发电量、上网电价固定情景下,利润最大化问题等价于企业减排成本与碳市场交易成本的最小化问题,根据成本最小化的一阶条件(MR=MC),可以得到:  $P_c = mac(e_{ij}^0 - e_{ij})$ , 即电厂的减排成本等于均衡碳价格时,企业成本最小,对应的收益最大。基于隐函数定理,可以得到碳价格与最终碳排放强度的函数  $e_{ij} = f_{ij}(P_c)$ , 给定电厂的碳强度排放目标约束

$$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} (e_{ij} \cdot Q_{ij}) / \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} Q_{ij} = e_{st}, \text{ 其中 } e_{st} \text{ 为减排的平均碳强度目标, 设定为 } 845\text{gCO}_2/\text{kWh}.$$

均衡碳价格  $P_c$  可以内生求解。

这里需要说明的是,在初步评估结果中,并没有考虑企业的发电量决策。这是因为目前国内电力市场属于高度管制的市场,每家电厂的发电量由区域层面的电力调度中心安排,发电企业的自主权不大,即发电企业难以通过发电量调整来减少排放。近年来,尽管国家已经逐步放开电力市场管制,但是考虑到目前的管制强度仍然较高,所以这里我们假定发电企业发电量不会受到排放权交易的影响。



当存在碳排放权交易市场时,发电企业可以采用新的减排技术或买卖配额来完成减排任务,此时发电企业的减排成本为:

$$TAC_{ij,trade} = ac_{ij}(r_i) + P_c \cdot (e_{ij}^c - e_{ij}^l) \cdot Q_{ij} \quad (2)$$

其中,  $r_i$  为该电厂与可采用技术最多电厂碳强度差与  $e_1$  的比值,  $ac_{ij}(r_i)$  为企业采用新技术减排的成本  $e_{ij}^c$ , 为当不存在碳排放权交易时企业的最终碳排放强度,  $e_{ij}^l$  为企业参与碳交易时的最终碳排放强度,  $P_c$  为碳价,  $Q_{ij}$  是电厂  $ij(i=1, \dots, n_j; j=1, \dots, m)$  的年发电量。

当不存在碳排放权交易时,发电企业只能通过采用新的减排技术来减少排放,此时发电企业的减排成本为:

$$TAC_{ij,notrade} = ac(e_{ij}^0 - e_{ij}^c) \cdot Q_{ij} \quad (3)$$

其中,  $e_{ij}^0$  为初始碳排放强度,  $e_{ij}^c$  为最终碳排放强度,  $ac(e_{ij}^0 - e_{ij}^c)$  为  $j$  地区的  $i$  电厂减排强度  $(e_{ij}^0 - e_{ij}^c)$  下的总减排成本函数。  $Q_{ij}$  是电厂  $ij(i=1, \dots, n_j; j=1, \dots, m)$  的年发电量。

所以发电企业参与碳交易的成本节约可以表示为:

$$\frac{TAC_{ij,trade} - TAC_{ij,notrade}}{TAC_{ij,notrade}} \quad (4)$$

以上讨论的是完全竞争的情景。考虑到我国发电端存在很大的市场集中性,五大发电集团的总装机占了全国装机的50%以上,在发电集团可以内部调配配额的情况下,碳市场不会像完全竞争市场一样由每个发电企业的边际减排成本共同决定。因此有必要分析存在市场力时碳市场的影响。

市场力是指企业可以通过自身力量去影响市场运行的能力。在碳交易市场中表现为,存在市场力的企业可以根据自身排放情况和配额数量,操控市场价格使其上升或者下降。这里我们将样本内各电厂按集团分类,考察当五大发电集团具有一定的市场力时,对碳排放权交易成本有效性的影响。

参考 Hahnd(1984),我们将碳排放权交易机制覆盖的所有电厂分为两类:策略性企业( $S$ )和价格接受者( $F$ )。

对于价格接受者,其减排成本最优化问题为:

$$\min_{e_{ij}^F} ac(e_{ij}^0 - e_{ij}^F) \cdot Q_{ij} + P_c \cdot (e_{ij}^F \cdot Q_{ij} - A_{ij}) \quad (5)$$

其中,  $P_c$  是碳价,  $Q_{ij}$ 、 $e_{ij}^0$ 、 $e_{ij}^F$ 、 $ac(e_{ij}^0 - e_{ij}^F)$ 、 $A_{ij}$  分别是价格接受者电厂  $ij(i=1, \dots, n_j; j=1, \dots, m)$  的年发电量、初始碳排放强度、最终碳排放强度、 $j$  地区的  $i$  电厂减排强度  $(e_{ij}^0 - e_{ij}^F)$  下的总减排成本函数及配额。

其一阶条件为:  $-mac_{ij}(e_{ij}^0 - e_{ij}^F) \cdot Q_{ij} + P_c \cdot Q_{ij} = 0$

故  $mac_{ij}(e_{ij}^0 - e_{ij}^F) = P_c$ , 即电厂的边际减排成本等于市场的碳价格。

对于策略性企业,其减排成本最优化问题为:

$$\min_{e_{ij}^S} ac_{ij}(e_{ij}^0 - e_{ij}^S) \cdot Q_{ij} + P_c \cdot (e_{ij}^S \cdot Q_{ij} - A_{ij}) \quad (6)$$

其中,  $P_c$  是碳价,  $Q_{ij}$ 、 $ac_{ij}$ 、 $e_{ij}^0$ 、 $e_{ij}^S$ 、 $A_{ij}$  分别是策略性电厂  $ij(i=1, \dots, n_j; j=1, \dots, m)$  的年发电量、减排成本、初始碳排放强度、最终碳排放强度及配额。

其一阶条件为:  $-mac_{ij}(e_{ij}^0 - e_{ij}^S) \cdot Q_{ij} + \frac{\partial P_c}{\partial e_{ij}^S} \cdot (e_{ij}^S \cdot Q_{ij} - A_{ij}) + P_c \cdot Q_{ij} = 0$ 。这里可以发现,因为具备市场力的发电企业可以影响碳价格,因此在其决策中,碳价格被作为决策变量纳入到其利润最大化函数中。

对于价格接受者,由于  $mac_{ij}(e_{ij}^0 - e_{ij}^F) = P_c$ ,所以  $\partial mac_{ij} / \partial e_{ij}^F$  非0。同样根据隐函数定理,这里存在一个连续可微的函数  $g_{ij}(P_c)$ , 满足  $g_{ij}'(P_c) = -\frac{1}{mac_{ij}'(e_{ij}^0 - e_{ij}^F)}$ 。

根据减排目标约束  $\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} e_{ij}^S Q_{ij}^S + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} e_{ij}^F Q_{ij}^F = e_{st} \cdot \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} Q_{ij}$ , 可得:

$$\frac{\partial P_c}{\partial e_{ij}^S} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} Q_{ij}^S / \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{1}{mac_{ij}'(e_{ij}^0 - e_{ij}^F)} Q_{ij}^F \right) \quad (7)$$

将式(7)代入式(6),可以得到:

$$mac_{ij}(e_{ij}^0 - e_{ij}^S) = P_c + \frac{\partial P_c}{\partial e_{ij}^S} \cdot e_{ij}^S - \frac{A_{ij}^S}{Q_{ij}^S} \quad (8)$$

基于式(5)和(8),可以得到,对于价格接受者的发电企业来说,  $e_{ij}^F = f_{ij}(P_c)$ , 对于具备市场力的企业集团来说,  $e_{ij}^S = h_{ij}(P_c)$ , 结合电力行业的碳强度减排目标,考虑市场力情况下的碳价格  $P_c$  同样可以内生求解。

## (二) 电厂减排成本曲线估算

要计算碳市场对发电企业的影响,需要获得发电企业的减排成本曲线。但是对于电厂来说,并没有很好的方法去获得每一家电厂的减排成本曲线。而宏观的行业或区域减排成本曲线也无法应用到微观企业层面。这里我们采用了一种近似估计的方法,即基于电力行业的节能减排技术数据,再结合单个电厂的发电煤耗数据,估算得到企业层面的减排成本曲线。

本文边际成本函数形式参考 Nordhaus(1991)提出的对数边际减排成本的函数形式,

$$MC(R) = \alpha + \beta \ln(1 - R) \quad (9)$$

其中,MC是边际减排成本,单位为美元/吨碳(1989年不变价);R是减排比例。

我们首先将29种关键节能减排技术(国家公布推广与应用的关键节能减排技术,见附表1),基于“成本供给曲线(CSC)”进行归一化处理并按照成本由小到大进行排序,基于CSC曲

线的计算结果同样见附表1。接着我们假设“煤耗越大,可采用技术越多”<sup>①</sup>,即电厂的单位发电量煤耗越大,可采用技术越多。基于这个分配原则,我们基于技术链表,采用对数形式估算了一条减排成本曲线。再根据 Okada(2007)提出的方法,通过坐标轴在估计得到的减排曲线上平移得到不同电厂减排成本曲线。举例来说,当单位发电量煤耗最高的企业碳强度为  $e_1$  时,因为该企业可采用的技术最多,具备最大的减排潜力,所以对于可采用技术量低于可采用技术最多的  $l$  电厂,其碳强度  $e_l$  满足:

$$r_l = 1 - \frac{e_l}{e_1} \tag{10}$$

所以任意电厂  $i$  减排比例为  $R_i$  的边际减排成本可以计算为:

$$MC_i(R_i) = MC(R_i + r_i) - MC(r_i) = \beta \ln\left(1 - \frac{R_i}{1 - r_i}\right) \tag{11}$$

并可以进一步转化为减排量的形式,

$$MC_{ij}(e_{ij}^0 - e_{ij}) = \beta \ln\left(1 - \frac{e_{ij}^0 - e_{ij}}{e_{ij}^0(1 - r_i)}\right) \tag{12}$$

其中,  $MC_{ij}$ 、 $e_{ij}^0$ 、 $e_{ij}$  为电厂  $ij(i=1, \dots, n_j; j=1, \dots, m)$  的边际减排成本、初始碳排放强度、最终碳排放强度。

### (三) 电厂样本数据整理

基于中电联 2014 年的 799 家电厂统计数据,由于数据局限性,部分电厂缺少发电量、发电标准煤耗、二氧化碳排放量等必要数据,剔除缺失且无法补齐这部分数据的电厂,我们共得到 478 家火电厂样本数据,其中包括 452 家燃煤电厂和 26 家燃气电厂。样本内电厂总装机容量为 453756.4MW,占 2014 年火电装机比例的 55.0%。发电总量为 2010943GWh,占 2014 年火力发电量比例的 48.2%。将样本内电厂数据合并到省级层面整理后的相关信息(电厂分布、装机、发电量和煤耗)见图 1-4。

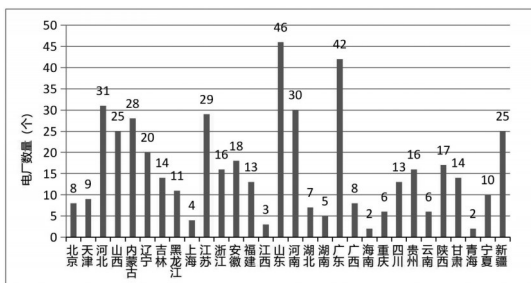


图1 样本内各地区火电厂分布

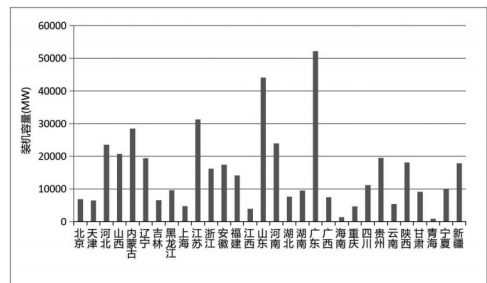


图2 样本内各地区火电厂装机容量

<sup>①</sup>该原则已被学者应用于钢铁行业,参考文献:Zhu等(2017)。

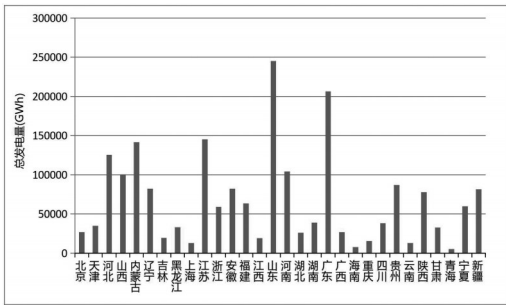


图3 样本内各地区火电厂发电量

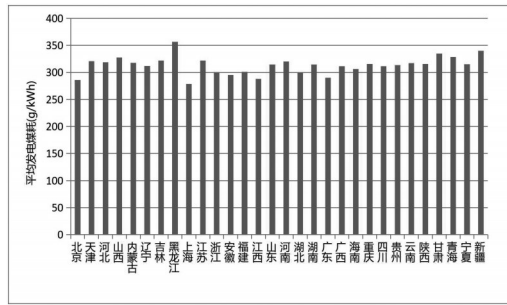


图4 样本内各地区平均发电煤耗

#### 四、结果分析

##### (一)不考虑市场力的计算结果

在设定目标平均碳排放强度为  $845\text{gCO}_2/\text{kWh}$  的情况下,考虑到发电量的异质性对于减排量的影响,对于各电厂分配配额公式如下:  $A_{ij} = Q_{ij} \times (e_{ij}^0 - I)$ , 其中,  $A_{ij}$ 、 $Q_{ij}$ 、 $e_{ij}^0$ 、 $I$  分别是价格接受者电厂  $ij(i=1, \dots, n_j; j=1, \dots, m)$  的配额、年发电量、初始碳排放强度及在总减排目标下的各电厂平均减排强度,设定为固定值。

没有市场力时,全部电厂作为价格接受者参与碳市场,在给定的减排目标(平均碳排放强度减少至  $845\text{gCO}_2/\text{kWh}$ )下,模型得到的均衡碳价为 27.09 元/吨。样本内电厂在参与碳市场之后,均会有成本节约,与所有电厂通过技术手段减排且达到减排目标成本相比,总体成本节约水平是 3.34%。总体来看,在没有市场力时,超过一半的参与企业获得了较好的成本节约效果。

表 1 成本节约情况

成本节约	电厂数量	装机情况
<1%	煤电(201),气电(1)	120MW 及以上
1%~10%	煤电(172),气电(6)	小中大机组
10%~20%	煤电(36),气电(9)	小中大机组
20%~30%	煤电(11),气电(10)	煤电:小中大机组,气电:750MW 及以上
>30%	煤电(32)	小中大机组

从地区层面来看(见图 5),样本内共有 478 家电厂,其中在配额交易中,270 家为配额卖方,208 家为配额买方。分地区看,如图 7 所示,只有河北、吉林、黑龙江、上海、江苏、安徽、江西、湖北以及青海地区为配额卖方,其余地区均为配额买方。黑龙江地区成本节约水平最高,为 13.33%。云南地区成本节约水平最低,为 0.19%。高于全国平均成本节约水平的地区共有 12 个,分别是北京、辽宁、吉林、黑龙江、上海、福建、河南、广东、甘肃以及新疆。结合碳排放强度比较发现,相对全样本,平均排放强度越低,或者越高的地区,其参与碳排放权交易后带来的成本节约效果越明显(见图 6)。



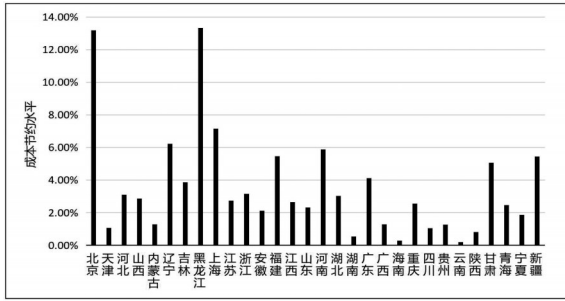


图5 样本内各地区成本节约水平

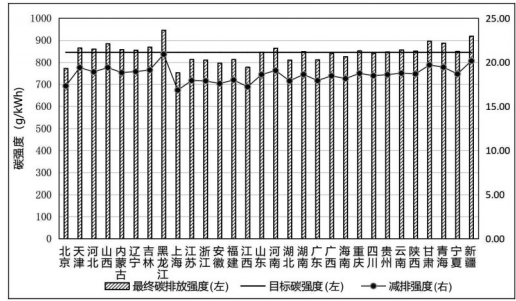


图6 样本内各地区碳排放强度情况

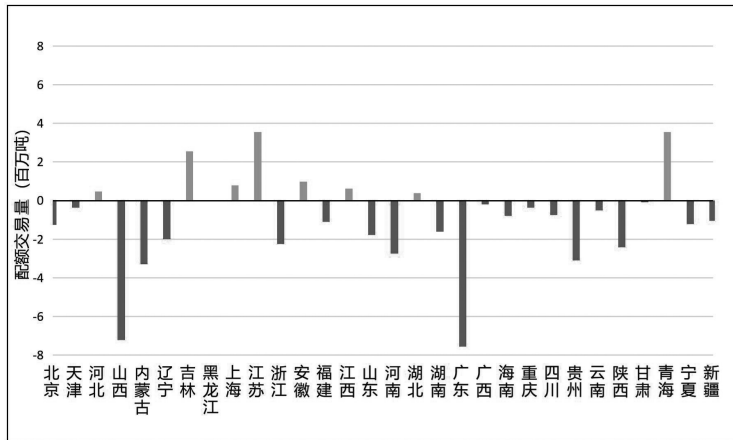


图7 样本内各地区配额交易情况

图7至图9中,配额交易量为正表示该电厂为配额卖方,为负表示该电厂为配额买方。图8中,电厂装机容量从小到大排列,可以看出,电厂的配额交易量、交易角色与装机容量并无很大关联,装机量较小的电厂的参与碳交易也很活跃,会担任配额卖方,甚至交易量很大。图9中,电厂发电量从小到大排列,可以看出,电厂的配额交易量、交易角色与发电量也无很大关联。图10中,电厂初始碳排放强度从小到大排列,可以看出,电厂的配额交易量、交易角色与初始碳排放强度有一定的关联:初始碳排放强度较低的电厂,配额交易相对活跃,且会出现交易量较大的情况。图11中,电厂的平均利用小时数从小到大排列,可以看出,电厂的配额交易量、交易角色与平均利用小时数同样无很大关联。

## (二)推迟进行碳交易的影响分析

我们给出的比较静态局部均衡分析框架难以从时间维度对碳市场的发展进行评估。因此,为了衡量碳市场开展时间对于成本节约的效果影响,我们采用了两阶段减排方法对推迟开展碳排放权交易的影响进行近似评估。在碳市场推迟进行的情况下,由于技术进步或采用更清洁燃料、生产工艺,电厂的碳排放强度会有所下降。所以,我们首先假设第一阶段所有电厂需要各自独立减排相同的碳强度,令478家电厂全部减排10gCO<sub>2</sub>/kWh的碳强度。然后在第二阶段引入碳交易,最终整个行业达到碳强度减排目标。

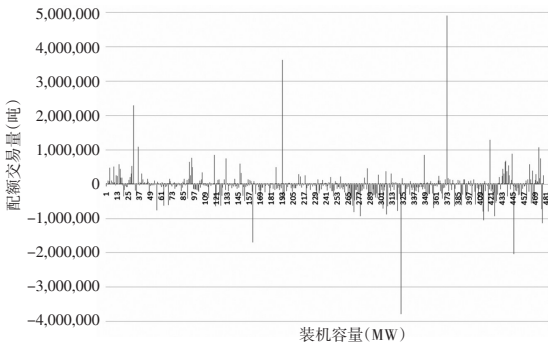


图8 各电厂装机量与配额交易量

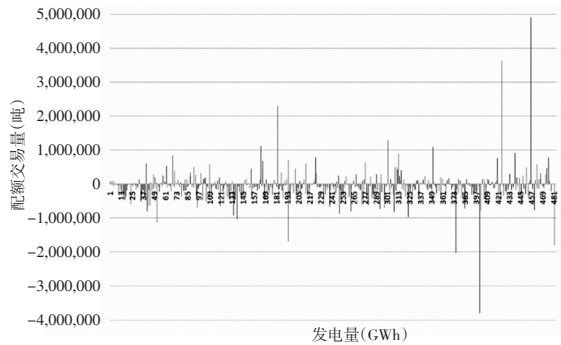


图9 各电厂发电量与配额交易量

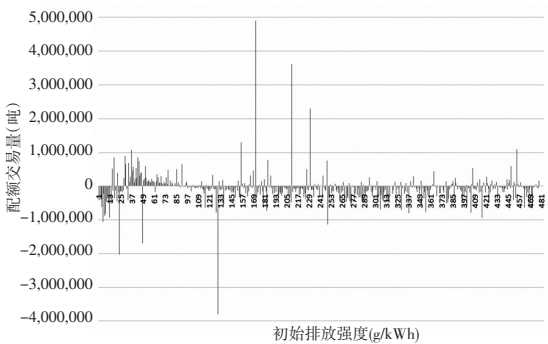


图10 各电厂初始排放强度与配额交易量

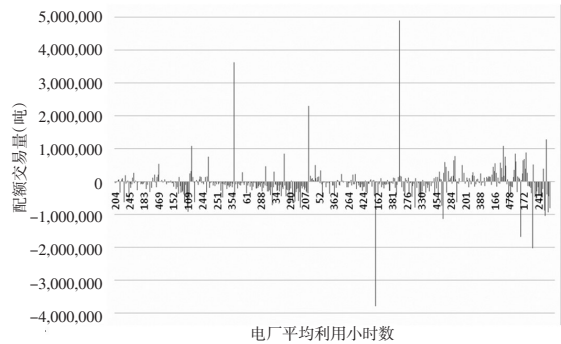


图11 各电厂平均利用小时数与配额交易量

从结果上看(见表2),全样本电厂中只有187家电厂可以实现成本节约。成本节约10%以上的电厂共41家,比直接进行碳排放权交易情形下的98家少57家。同时整体的成本节约由3.34%降低为1.18%,样本内电厂总成本相较于直接开展碳排放权交易情形下上涨2.24%。直接进行碳排放权交易对所有企业都有参与碳交易的激励作用,而第一段减排10gCO<sub>2</sub>/kWh情形约有3/5的企业成本上涨,这部分企业相较于参与碳市场,更倾向于进行自主减排。这对碳交易的活跃度和碳市场的发展会产生较大影响。

我们进一步估算了第一阶段全部478家电厂减排15gCO<sub>2</sub>/kWh的碳强度,第二阶段进行碳排放权交易市场的情况(见表3)。此时总体成本节约水平进一步下降为0.27%,且成本节约效果急剧下降,成本节约最高的电厂成本节约效果仅为18.52%,并且大部分成本节约效应良好的电厂为燃气电厂。样本内电厂总成本相较于直接开展碳排放权交易情形时上涨3.17%。

表2 两阶段(10g)成本节约情况

成本节约	电厂数量(个)	装机情况
<1%	煤电(34)	300MW(2个)700MW及以上(32个)
1%~10%	煤电(110),气电(2)	各类型机组
10%~20%	煤电(15),气电(8)	各类型机组
20%~30%	煤电(4),气电(13)	各类型机组
>30%	气电(1)	780MW

表3 两阶段(15g)成本节约情况

成本节约	电厂数量(个)	装机情况
<1%	煤电(42)	各类型机组
1%~10%	煤电(115),气电(4)	各类型机组
10%~20%	煤电(5),气电(20)	各类型机组

### (三)发电集团市场力的影响评估

2015年五大发电集团(华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、国电投集团)的发电量占比分别为15.43%、11.31%、13.86%、11.59%、7.52%;装机容量占比分别为14.21%、12.01%、13.24%、10.98%、7.83%;CO<sub>2</sub>排放量占比分别为15.38%、11.24%、14.00%、11.66%、7.52%。这里我们分别考虑当各个发电集团具备市场力时,对均衡碳价的影响。表4展示了考虑市场力的计算结果,其中所有指标的变化都是根据有市场力情景和无市场力情景对比得到的。

表4 五大发电集团分别具有市场力时成本有效性的变化

发电集团	减排变化	排放变化	减排成本变化	交易量变化	交易成本变化
华能集团	-3.95%	0.08%	-7.40%	94.15%	95.51% (买方)
初始碳排放强度最低电厂	-0.01%	-0.66%	0.03%	1.39%	0.47% (买方)
初始碳排放强度最高电厂	-0.03%	0.94%	1.65%	1.39%	2.20% (卖方)
大唐集团	-26.03%	0.58%	-45.14%	525.39%	547.49% (卖方变买方)
初始碳排放强度最低电厂	-0.05%	-3.34%	0.07%	7.09%	2.35% (买方)
初始碳排放强度最高电厂	-0.15%	4.73%	8.43%	7.09%	11.28% (卖方)
华电集团	-3.14%	0.07%	-5.50%	237.20%	238.91% (买方)
初始碳排放强度最低电厂	-0.01%	-0.50%	0.01%	1.00%	0.34% (买方)
初始碳排放强度最高电厂	-0.02%	0.68%	1.19%	1.00%	1.59% (卖方)
国电集团	-5.88%	0.13%	-10.94%	558.98%	564.10% (买方)
初始碳排放强度最低电厂	-0.01%	-0.74%	0.04%	1.54%	0.52% (买方)
初始碳排放强度最高电厂	-0.03%	1.04%	1.83%	1.54%	2.44% (卖方)
国电投集团	-0.79%	0.02%	-0.90%	20.21%	20.28% (买方)
初始碳排放强度最低电厂	-0.001%	-0.060%	0.003%	0.125%	0.043% (买方)
初始碳排放强度最高电厂	-0.003%	0.085%	0.148%	0.125%	0.197% (卖方)

考虑华能集团为策略性企业,具有一定市场力,其余电厂为价格接受者的情景。此时均衡碳价为27.28元/吨,华能集团内部边际减排成本为26.11元/吨,总体成本节约水平是3.26%。相较于无市场力情景下,碳价上升0.70%,总体成本节约水平变化-2.54%。考虑大唐集团为策略性企业,具有一定市场力,其余电厂为价格接受者的情景。此时均衡碳价为28.04元/吨,总体成本节约水平是2.41%,相较于无市场力情景下,碳价变化为3.53%,总体成本节约水平变化-10.32%。考虑华电集团为策略性企业,具有一定市场力,其余电厂为价格接受者的情景。此时均衡碳价为27.22元/吨,总体成本节约水平是3.23%,相较于无市场力情景下,碳价变化为0.51%,总体成本节约水平变化-3.37%。考虑国电集团为策略性企业,具有一定市场力,其余电厂为价格接受者的情景。此时均衡碳价为27.30元/吨,总体成本节约水平是3.23%,相较于无市场力情景下,碳价变化为0.78%,总体成本节约水平变化-3.20%。考虑国电投团为策略性企业,具有一定市场力,其余电厂为价格接受者的情景。此时均衡碳价为27.10元/吨。总体成本节约水平是3.29%,相较于无市场力情景下,碳价变化为0.06%,总体成本节约水平变化-1.56%。当单个集团具有市场力时,与无市场力情景相比,均衡碳价均有所升高,总体成本节约水平均有所降低。作为策略性企业,华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、国电投集团通过操控市场价格降低其减排成本,其中大唐集团的减排成本下降最多,国电投集团的减排成本下降最少。对于价格接受者的电厂而言,当碳市场上存在市场力时,大部分不具备市场力的电厂减排成本均有所增加。此外,大唐集团在自身具备市场力的情形下,配额的买卖关系发生改变,由配额卖方变为配额买方。

## 五、结论与政策建议

从评估结果来看,碳排放权交易机制能有效地降低企业的减排成本。对于低排放的燃气电厂来说,成本节约水平多在10%~30%。若推迟开展碳排放权交易工作,由于成本并不有效,相较于加入碳市场,部分电厂更倾向于采取技术减排的方式减少排放。这种情况会削弱电厂加入碳市场的积极性,对碳市场工作的推进产生不利影响。国家应加快推进全国碳市场工作的开展,通过碳排放权交易有效降低企业减排成本,减轻企业负担,以加速完成“十三五”电力规划的减排目标。

在各发电集团具备市场力的情况下,碳价格会由于市场力而上升。相较于无市场力情景,所有发电集团在其具备市场力的情形下,都会选择从市场中额外购买配额进行履约,并降低自身减排量,使其总成本相较于无市场力情形有所下降。但市场力情形会导致碳市场总体成本节约效果下降,其余作为价格接受者的电厂成本上涨。

根据目前的碳配额分配方式,对于低排放的燃气电厂来说,配额分配的基准值过低且绝大部分燃气电厂都是配额买方。这种多排放多得配额、少排放少得的配额分配方式并不能激

励企业进行节能减排改造。配额的分配方式将直接影响参与者分担的减排成本,对社会财富分配与公平性、企业竞争力、低碳技术的发展等方面都具有重要的影响,需要对目前电力行业的碳配额分配方式作进一步探讨与思考。

## 附录:

附表 1 电力行业关键节能减排技术列表<sup>①</sup>

技术名称	投资成本 (元/kW)	年运行维护成本 (元/kW)	年节能量 (tce/MW)	年CO <sub>2</sub> 减排量 (t/MW)	减排成本 (元/tCO <sub>2</sub> )	减排潜力 (gCO <sub>2</sub> /kWh)
A1 高效利用超低热值煤矸石的循环流化床锅炉技术	128.10	0.00	18.00	46.00	1836.72	4.99
A2 大容量高参数褐煤煤粉锅炉技术	16.67	0.00	220.00	582.00	68.55	4.14
A3 锅炉燃烧温度测控及性能优化系统技术	9.00	0.00	7.00	18.00	147.14	1.71
A4 发电厂冷凝器的真空维护和节能技术	40.00	0.39	10.00	26.00	-9.14	13.13
A5 空预器柔性接触式密封技术	6.00	0.00	12.00	32.00	-147.38	4.57
A6 1000MW 超超临界机组的广义再生技术	1.80	0.00	55.00	150.00	284.38	0.43
A7 烟气综合优化系统余热深度回收技术	1.00	-0.70	13.00	34.00	-35.34	0.43
A8 双背压双转子互换循环水供热技术	21.85	13.06	180.00	952.00	61.61	5.42
A9 汽轮机通流部分现代化改造技术	10.06	0.00	19.00	51.00	-185.14	11.27
A10 准稳定直流功率的电降水节能技术	32.17	0.00	10.00	21.00	262.49	4.85
A11 喷雾推进通风冷却塔技术	12.90	0.00	6.00	16.00	38.24	3.71
A12 螺旋板式冷凝器装置	20.94	0.00	20.00	54.00	1247.36	1.14
A13 热电联产锅炉冷凝水回用技术	2.77	0.00	35.00	92.00	-155.63	2.28
A14 热电协同集中供热技术	435.19	0.00	140.50	743.00	147.53	135.84
A15 提高发电厂汽轮机组性能综合技术	3.91	0.00	30.00	79.00	-43.25	1.57
A16 电站锅炉用邻机蒸汽加热启动技术	164.18	0.00	1.00	3.00	-95.13	83.05
A17 中小型汽轮机节能技术	166.67	0.00	689.00	1805.00	179.92	31.11
A18 锅炉智能吹灰优化与在线结焦预警系统技术	58.00	0.50	1.00	3.00	-128.76	36.96
A19 凝结水调节参与负荷调节超临界机组协调控制技术	51.41	0.06	6.00	16.00	206.06	9.13
A20 超临界及超超临界发电机组引风机小汽轮机驱动技术	8.20	0.00	3.00	8.00	-2.97	2.57
A21 高效蒸发式冷凝器	343.33	0.00	24.00	64.00	136.64	106.02
A22 脱硫岛烟气余热回收及风机运行优化技术	625.00	0.00	15.00	38.00	-60.83	257.56
A23 汽轮机密封系统的改造技术	2.00	-0.10	11.00	29.00	-179.50	2.28

①数据来源:Chen等(2017)。



续附表 1

电力行业关键节能减排技术列表

技术名称	投资成本 (元/kW)	年运行维护成本 (元/kW)	年节能量 (tce/MW)	年CO <sub>2</sub> 减排量 (t/MW)	减排成本 (元/tCO <sub>2</sub> )	减排潜力 (gCO <sub>2</sub> /kWh)
A24 节能和静电沉淀效率的控制技术	7.83	0.00	5.00	12.00	-165.21	7.28
A25 热电联产	24.00	0.00	80.00	217.00	332.15	3.00
A26 燃气轮机值班燃料替代技术	100.00	0.00	98.00	259.00	133.31	21.40
A27 富氧点火及稳燃节油技术	175.00	0.00	19.00	51.00	212.19	30.96
A28 回转式空气预热器密封节能技术	30.00	0.00	4.00	11.00	67.02	7.71
A29 低热值高炉煤气燃气—蒸汽联合循环发电技术	30.00	0.00	83.00	218.00	108.24	6.56

参考文献:

[1] 李陶,陈林菊,范英. 基于非线性规划的我国省区碳强度减排配额研究[J]. 管理评论, 2010, 06: 54-59.

[2] Bi, G. B., W. Song, P. Zhou, and L. Liang. Does Environmental Regulation Affect Energy Efficiency in China's Thermal Power Generation? Empirical Evidence from a Slacks-based DEA Model[J]. Energy Policy, 2014, 66: 537-546.

[3] Chen, H., J. N. Kang, H. Liao, B. J. Tang, and Y. M. Wei. Costs and Potentials of Energy Conservation in China's Coal-fired Power Industry: A Bottom-up Approach Considering Price Uncertainties[J]. Energy Policy, 2017, 104: 23-32.

[4] Cheng, F. L., S. J. Lin, and C. Lewis. Analysis of the Impacts of Combining Carbon Taxation and Emission Trading on Different Industry Sectors[J]. Energy Policy, 2008, 36 (2): 722-729.

[5] Cui, L.B. , Y. Fan, L. Zhu, and Q. H. Bi. How Will the Emissions Trading Scheme Save Cost for Achieving China's 2020 Carbon Intensity Reduction Target?[J]. Applied Energy, 2014, 136: 1043-1052.

[6] Gong, X. and S. X. Zhou. Optimal Production Planning with Emissions Trading[J]. Operations Research, 2013, 61(4): 908-924.

[7] Hahn, R. W. Market Power and Transferable Property Rights[J]. The Quarterly Journal of Economics, 1984, 99 (4): 753-765.

[8] Hampf, B. and K. L. Rødseth. Carbon Dioxide Emission Standards for U.S. Power Plants: An Efficiency Analysis Perspective[J]. Energy Economics, 2015, 50: 140-153.

[9] Han, R., B. Y. Yu, B. J. Tang, H. Liao, and Y. M. Wei. Carbon Emissions Quotas in the Chinese Road Transport Sector: A Carbon Trading Perspective[J]. Energy Policy, 2017, 106: 298-309.

[10] Ibrik, I. and M. Mahmoud. Energy Efficiency Improvement Procedures and Audit Results of Electrical, Thermal and Solar Applications in Palestine[J]. Energy Policy, 2005, 33: 651- 658 .

[11] Li, G.Y., J. Yang, D. J. Chen, and S. Y. Hu. Impacts of the Coming Emission Trading Scheme on China's Coal-to-materials Industry in 2020[J]. Applied Energy, 2017, 195: 837-849.

[12] Li, X. R., C. W. Yu, F. J. Luo, S. Y. Ren, Z. Y. Dong, and K. P. Wong. Impacts of Emission Trading Schemes on GENCOs' Decision Making under Multimarket Environment[J]. Electric Power Systems Research, 2013, 95(12): 257-267.

- [13] Li, Y. P., G. H. Huang, and M. W. Li. An Integrated Optimization Modeling Approach for Planning Emission Trading and Clean-energy Development under Uncertainty[J]. *Renewable Energy*, 2014, 62(3): 31–46.
- [14] Lin, B. and Z. Zhang. Carbon Emissions in China's Cement Industry: A Sector and Policy Analysis[J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2016, 58: 1387–1394.
- [15] Liu, X., Y. Fan, and C. Wang. An Estimation of the Effect of Carbon Pricing for CO<sub>2</sub>[J]. *Mitigation in China's Cement Industry*[J]. *Applied Energy*, 2017, 185: 671–686.
- [16] Liu, X. B. and Y. B. Fan. Business Perspective to the National Greenhouse Gases Emissions Trading Scheme: A Survey of Cement Companies in China[J]. *Energy Policy*, 2018, 112: 141–151.
- [17] Liu, Y., X. J. Tan, Y. Yu, and S. Z. Qi. Assessment of Impacts of Hubei Pilot Emission Trading Schemes in China: A CGE-analysis Using Term CO<sub>2</sub> Model[J]. *Applied Energy*, 2016, 189: 762–789.
- [18] Lund, P. Impacts of EU Carbon Emission Trade Directive on Energy-intensive Industries—indicative Micro-economic Analysis[J]. *Ecological Economics*, 2007, 63 (4): 799–806.
- [19] Nordhaus, W. D. The Cost of Slowing Climate Change: A Survey[J]. *Energy Journal*, 1991, 12: 37–65.
- [20] Okada, A. International Negotiations on Climate Change: A Non-cooperative Game Analysis of the Kyoto Protocol[M]. Berlin: Springer Publisher, 2007.
- [21] Peng, B. B., J. H. Xu, and Y. Fan. Modeling Uncertainty in Estimation of Carbon Dioxide Abatement Costs of Energy-saving Technologies for Passenger Cars in China[J]. *Energy Policy*, 2018, 113: 306–319.
- [22] Tang, L., J. Wu, L. Yu, and Q. Bao. Carbon Emissions Trading Scheme Exploration in China: A Multi-agent-based Model[J]. *Energy Policy*, 2015, 81: 152–169.
- [23] Wang, K., X. Zhang, X. Yu, Y. M. Wei, and B. Wang. Emissions Trading and Abatement Cost Savings: An Estimation of China's Thermal Power Industry[J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2016, 65: 1005–1017.
- [24] Wang, P., H. C. Dai, S. Y. Ren, D. Q. Zhao, and T. Masui. Achieving Copenhagen Target Through Carbon Emission Trading: Economic Impacts Assessment in Guangdong Province of China[J]. *Energy*, 2015a, 79: 212–227.
- [25] Wang, Y., H. Li, Q. Song, and Y. Qi. The Consequence of Energy Policies in China: A Case Study of the Iron and Steel Sector[J]. *Resources Conservation & Recycling*, 2015b, 501–504: 2536–2540.
- [26] Wang, Z. H. and W. J. He. CO<sub>2</sub> Emissions Efficiency and Marginal Abatement Costs of the Regional Transportation Sectors in China[J]. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2017, 50: 83–97.
- [27] Yan, D., Y. Lei, L. Li, and W. Song. Carbon Emission Efficiency and Spatial Clustering Analyses in China's Thermal Power Industry: Evidence from the Provincial Level[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 156: 518–527.
- [28] Yu, S. M. and L. Zhu. Impact of Firms' Observation Network on the Carbon Market[J]. *Energies*, 2017, 10 (8): 1164.
- [29] Zhang, C., Q. Wang, D. Shi, P. Li, and W. Cai. Scenario-based Potential Effects of Carbon Trading in China: An Integrated Approach[J]. *Applied Energy*, 2016, 182: 177–190.
- [30] Zhang, H., L. B. Cao, and B. Zhang. Emissions Trading and Technology Adoption: An Adaptive Agent-based Analysis of Thermal Power Plants in China[J]. *Resources Conservation & Recycling*, 2017, 121: 23–32.
- [31] Zhang, X., T. Y. Qi, X. M. Ou, and X. L. Zhang. The Role of Multi-region Integrated Emissions Trading Scheme: A Computable General Equilibrium Analysis[J]. *Applied Energy*, 2016, 185 (2): 1860–1868.
- [32] Zhao, X. L., H. Yin, and Y. Zhao. Impact of Environmental Regulations on the Efficiency and CO<sub>2</sub> Emissions of Power Plants in China[J]. *Applied Energy*, 2015, 149: 238–247.
- [33] Zhou, P., L. Zhang, D. Q. Zhou, and W. J. Xia. Modeling Economic Performance of Interprovincial CO<sub>2</sub> Emission Reduction Quota Trading in China[J]. *Applied Energy*, 2013, 112 (16): 1518–1528.
- [34] Zhu, L., X. B. Zhang, and Y. Fan. A Non-linear Model for Estimating the Cost of Achieving Emission Re-

duction Targets: The Case of the U.S., China and India[J]. Journal of Systems Science and Systems Engineering, 2012, 21(3): 297–315.

[35] Zhu, L., X. B. Zhang, Y. Li, X. Wang, and J. X. Guo. Can an Emission Trading Scheme Promote the Withdrawal of Outdated Capacity in Energy-intensive Sectors? A Case Study on China's Iron and Steel Industry[J]. Energy Economics, 2017, 63: 332–347.

## Analysis of the Impact of National Carbon Market on Emission Reduction in Power Industry in China

Zhu Lei<sup>a</sup>, Liang Zhuang<sup>a</sup>, Xie Jun<sup>a</sup>, Gao Ji<sup>b</sup>, Wang Hao<sup>b</sup>, Gao Shuo<sup>b</sup> and Zeng Bingxin<sup>a</sup>

(a: School of Economics and Management, Beihang University;

b: Beijing Representative Office, Environmental Defense Fund)

**Abstract:** In the context of the pressures from the resources, energy and environment, A national carbon market is necessary for China to achieve its emission reduction targets. The initial step of the national carbon market covers the power industry. However, most previous impact analysis of carbon market in China focus on the industry level, and less attention has been paid to the firm level. Based on the data of 478 power plants, this paper analyzes the impact of carbon emissions trading on thermal power enterprises using the partial equilibrium analysis method. We estimate the emission reduction cost curve of enterprises based on the technology portfolios, and calculate the emission reduction, carbon price and trading volume of each power plant under different scenarios. The results show that all power plants in the sample can achieve cost-saving, especially for the plants with a relatively high or low initial carbon intensity. When the power generation group has market power, the equilibrium carbon price will be increased, especially in the case of the market power of Datang Group. Delaying the development of the carbon market leads to a decline in efficiency, accelerating the development of the national carbon market is necessary.

**Keywords:** Carbon Emissions; Carbon Trading Market; Partial Equilibrium Analysis; Carbon Prices; Abatement Cost

**JEL Classification:** X196

(责任编辑:卢玲)