

# 效率提升、租金转移与市场化改革

## ——基于电力行业改革的社会福利分析

宋枫 崔健 蒋志高\*

**摘要:** 本文分析了电力行业市场化改革的福利改善机制, 利用广东省 2018 年高频电力数据量化评估了改革带来的短期社会福利改善效应和再分配效应, 并据此比较不同的电力批发市场模式。市场竞争取代计划分配发电量可以消除企业间生产配置的扭曲, 带来社会总体福利的改善。同时, 竞争使得生产者剩余向消费者剩余转移, 不同成本的生产者受到的冲击也不相同。不同市场模式的社会总体福利改善程度没有显著差别, 但再分配效应差别较大。

**关键词:** 电力市场改革; 社会福利分析; 再分配效应

**DOI:** 10.13821/j.cnki.ceq.2023.02.04

### 一、引言

电力是关系国计民生的重要基础产业和公用事业, 是国民经济的重要组成部分和能源工业的中心。电力行业作为市场经济的重要组成部分, 一直在探索市场化改革的方向。2002 年中国进行了第一轮电力市场化改革, 明确提出“构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系”, 从根本上改变了政企不分、厂网不分等问题, 初步形成了电力市场主体多元化的格局。但改革十余年后, 电力行业仍然面临发电侧竞争不足、市场化定价机制尚未完全形成、市场配置资源的决定性作用尚未发挥以及政府科学监管体系不完善与监管能力不足等深层次矛盾。2015 年《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9 号) 拉开了新一轮电力体制改革的大幕。2020 年《中共中央 国务院关于新时代加快完善社会主义市场经济体制的意见》中进一步要求“构建有效竞争的电力市场, 有序放开发用电计划和竞争性环节电价, 提高电力交易市场化程度”。

解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题、促进电力行业高质量发展, 事关中国能源安全和经济社会发展全局, 既是全面深化改革、完善社会主义市场经济体制的重要组成部分, 也是业界、政策制定者和学术界关心的重大问题。尽管 2015 年电改以来改革红利已逐渐显现, 但一些重要的政策问题仍缺乏细致的量化分析, 无法对科学决策提供有力支持。中国电改的社会福利改善潜力有多大? 改革带来的潜在收益与损

\* 宋枫、崔健, 中国人民大学应用经济学院; 蒋志高, 知能汇融咨询有限公司。通信作者及地址: 崔健, 北京市海淀区中关村大街 59 号中国人民大学, 100872; 电话: 13240097776; E-mail: jiancui@ruc.edu.cn。作者感谢国家自然科学基金重点项目 (20AJL005) 对本研究的资助, 感谢匿名审稿专家和主编提出的宝贵意见和建议, 文责自负。限于篇幅, 最终版本未包含附录, 如有兴趣, 可向作者索取。

失是如何在不同市场参与方之间分配的？如何选择适合中国的电力市场模式以及相关的政策配套与建设路径？对这些问题的回答可以为科学的电力市场顶层设计提供支撑，更好地提升社会总体福利水平以及分配，从而最大化凝聚改革共识、减少改革阻碍，对于评估改革措施的成效、指明下一步改革方向都具有重要意义。

本文旨在考察在发电侧构建竞争性批发市场带来的社会总体福利改善的程度以及收益和损失是如何在生产者、消费者以及不同类型发电企业之间进行分配的。具体研究问题包括：建立电力批发市场替代过去的生产计划制度带来社会福利的改善程度有多大？不同批发市场的竞争模式会如何影响福利改善程度，以及如何影响改革收益与损失在不同市场主体之间的分配？并据此评估与比较不同电力批发市场模式。

社会福利分析被广泛应用于评估某项社会经济政策的福利影响，基本思路是比较改革前与改革后的不同情景下社会总福利的变化以及在不同市场参与者之间的分配，社会总福利的变化用消费者剩余与生产者剩余的变化来衡量。应用这一分析框架，Newbery and Pollitt (1997) 以及 Barmack et al. (2007) 分别量化估计了英国和美国新英格兰早期的电力市场改革带来的社会福利变化。本文的分析框架也借鉴这两项经典研究，结合中国的发电侧改革的现实情况，构建改革前的计划模式以及改革后的中长期交易和全电量现货市场两种市场竞争模式，利用广东省 2018 年电力供需数据量化模拟不同情景下的社会剩余，评估市场竞争和不同市场模式带来的社会剩余变化以及在市场参与者之间的分配变化。研究表明，发电侧引入市场竞争能够带来巨大的电改红利，目前改革进展仅实现了部分红利，仍有巨大的下降空间。不同市场机制设计在效率提升方面差别不大，但再分配效应差异较大。

中国电力市场化改革是国家经济体制改革的重要组成部分，无论对电力行业本身还是国民经济发展都具有深远的影响，但学术界从经济学视角对中国电力行业的研究较少。针对 2002 年电改，林伯强 (2005)、Xu and Chen (2006)、冯永晟 (2014a)、Wang and Chen (2012) 等进行了综述，一个共识是改革不够彻底，没有建立真正的电力市场。少数文献实证研究了电改是否提升了发电效率 (Meng et al., 2016)。随着本轮电力市场化改革的推进，相关研究也逐渐丰富，内容涵盖电力制度改革的总体设计 (波利特等, 2017)、电力市场模式的选择 (刘树杰和杨娟, 2016)、输配电价与市场势力监管 (李昂和高瑞泽, 2014; 郑新业等, 2016)、交叉补贴与社会福利 (唐要家和杨健, 2014; 刘自敏等, 2020)，以及居民电价政策 (冯永晟, 2014b) 等。

在现有文献基础上，本研究尝试在以下几个方面做出贡献：(1) 提供了一个严谨规范的福利分析框架对电力市场化改革的影响进行事前评估，通过社会剩余变化衡量改革带来的效率影响与再分配效应，评估指标更为全面和综合。(2) 结合中国电力市场化改革的现实起点和实际进展界定了适合中国国情的改革情景，为改革的机制设计与路径选择给予有效的科学支撑。改革带来的利益调整广泛存在于各个领域，但现有研究对改革的再分配效应关注不足，如何通过有效的机制设计来优化改革效果、尽量减少改革的阻力是重要的研究问题。(3) 丰富了电力市场改革领域的文献。我国是发展中国家，拥有世界最大的电力行业，电力行业正在从高度集中的计划体制向市场化体制转型，这些特点使得针对我国的研究具有独特的学术价值。

## 二、研究方法

### (一) 发电侧市场化改革对社会福利的影响机制分析

改革开放以来中国电力体制也经历了多轮改革。2002年成立了两大电网公司和五大发电集团,完成“厂网分开”改革,但投资与生产决策仍以计划配置方式为主,市场机制建设缓慢。电力生产由各级政府实行计划管理,电价执行标杆上网电价。发电计划管理按“三公”调度原则执行<sup>1</sup>,由政府根据电力需求按照“同类型、同容量机组利用小时数相当”的原则制定各发电厂的年度发电量计划,由电网企业根据电网运行的整体需要,进行实际的生产调度,完成相应发电计划,并接受电力监管机构的监管。标杆上网电价实际上是将发电企业看作是公共事业部门,实行收益率管制,并考虑不同地区和不同类型机组的发电成本的差异性。

传统的计划分配方式能够保证电力供给,但会导致生产配置的扭曲与效率损失。给定需求后,年度发电量根据“三公”调度原则在发电企业之间进行分配,这使得行业供给曲线并不是按照成本最小化原则形成,高效率(低成本)机组与低效率(高成本)机组的利用小时数偏离社会最优的配置数量,出现发电小时数分配倒挂的问题。

假设全社会电力总需求量为 $Q$ ,由两家装机容量相同,但发电成本具有异质性的企业进行供给,在完全竞争市场下,按发电成本最小化的方式生产,并满足电力供需平衡约束:

$$\min C_A(Q_A) + C_B(Q_B), \quad (1a)$$

$$\text{s. t. } Q_A + Q_B = Q. \quad (1b)$$

在没有产能约束的条件下,最优的生产分配方式应满足一阶条件:

$$MC_A(Q_A^*) = MC_B(Q_B^*), \quad (1c)$$

即两家发电企业在边际成本相等处进行生产。假设发电企业A的生产效率更高,在相同的产量下,边际成本更低,则根据一阶条件可得,在最优的生产分配方式下,企业A的产量更高。

但在“三公”调度下,装机容量相等的两家企业会被分配相同的发电量 $Q'_A = Q'_B = 0.5Q$ ,导致总成本高于完全竞争市场下的成本,造成效率损失。进一步考虑产能约束,实际情况下,电力需求会远超企业的生产能力,那么在完全竞争市场下,边际成本小的企业会贡献全部的产出。<sup>2</sup>

<sup>1</sup> “三公”调度,即电力公开、公平、公正调度,是指电力调度机构遵循国家法律法规,在满足电力系统安全、稳定、经济运行的前提下,按照公平、透明的原则,在调度运行管理、信息披露等方面,平等对待各市场主体。

<sup>2</sup> 竞争性电力批发市场还可能通过另外两个机制改善生产效率:一是企业内部生产效率的提升,引入竞争后会带来企业管理效率的提升,改善生产效率;二是长期内可能会带来投资效率的提升,减少不必要的投资,降低备用容量。本研究聚焦于来自企业间生产再分配带来的效率提升的量化估计,这一选择基于以下三个原因。第一,与英美等国不同,中国电力体制改革的起点是高度集中的计划经济,市场替代计划带来的企业间生产效率的提升是效率提升的最主要来源。第二,由于标杆上网电价本质上是收益率监管,在上网电价给定的情况下,企业具有最小化成本以获得更高利润的激励。因此,参与批发市场竞争带来的生产效率提升可能并不明显。事实上,对其他国家的实证研究也表明,引入竞争后带来的生产效率提升效果并不清楚(Abbott, 2006; Akkemik and Oğuz, 2011)。第三,虽然长期内投资效率的提升是一国电力体制改革潜在红利的重要来源,但是,对未来10年到20年的量化评估却具有巨大的不确定性。对未来的电力投资路径的模拟推演需要对未来的发电技术、电力需求等因素进行假设,而中国经济转型、储能与可再生能源等技术的发展都使得对这些因素的预测具有极高的不确定性。因此,本研究仅量化估计电改带来的短期生产效率的提升。

在发电侧建立批发市场，通过市场化机制决定对电力生产的配置，能够促使各发电企业以最小化行业生产成本为原则决定产出数量，矫正发电企业之间的资源配置扭曲，改善行业总体生产效率，降低全社会电力供给成本，进而带来社会总剩余的增加以及消费者剩余与生产者剩余的变化。根据 Green and Newbery (1992) 与 Hogan (1992)，假设电力批发市场符合以下条件：市场是完全竞争市场，输电线路不存在阻塞，短期需求曲线无弹性。如图 1 所示，生产效率的提升带来了行业短期供给曲线的下移，由于短期需求无弹性，改革前后的电力需求量没有发生变化，均衡价格从  $p_1$  下降到  $p_2$ 。从消费者角度看，均衡价格的下降带来其支付的用电费用下降，因此消费者剩余增加为矩形面积  $p_1abp_2$ 。记  $\Delta$  代表变化，CS 和 PS 代表消费者和生产者剩余，TR 代表生产者收益，TSC 代表短期可变成本，下角标 1 和 2 分别代表改革前与改革后，电改带来的消费者剩余的变化由式 (2) 可得：

$$\Delta CS = \Delta TR = TR_1 - TR_2 = (p_1 - p_2)q. \quad (2)$$

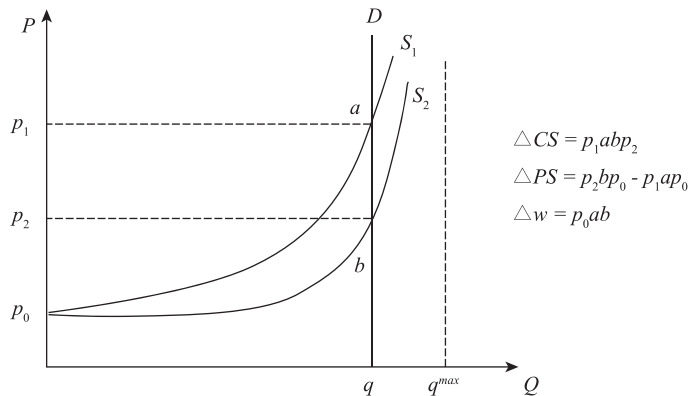


图 1 消费者剩余与生产者剩余的变化

从生产者角度看，生产者剩余同时发生两个相反方向的变化，一方面是效率提升带来的短期可变成本下降，图 2 中为  $p_0ab$  图形的面积；同时由于均衡价格的下降，其获得的生产者收益下降了  $(p_2 - p_1)q$ ，这部分也正是消费者剩余增加的部分，也就是价格效应带来的租金转移，由公式 (3) 表示：

$$\Delta PS = (TR_2 - TSC_2) - (TR_1 - TSC_1) = (p_2 - p_1)q + (TSC_1 - TSC_2). \quad (3)$$

对式 (2) 和式 (3) 做变换可以得到  $\Delta CS = -\Delta PS + (TSC_1 - TSC_2)$ ，即消费者剩余的变化可以分解为两个部分：一是生产者剩余向消费者剩余的租金转移 ( $-\Delta PS$ )，二是配置效率提升带来的短期可变成本下降 (即  $TSC_1 - TSC_2$ )。理论上，二者的相对贡献既受到原有扭曲程度的影响 (供给曲线下移的幅度)，也受到供给弹性的影响 (供给曲线的斜率)。扭曲程度越大，成本下降的贡献越高；供给弹性越大，租金转移的贡献就越高。在实证部分本文将对二者的贡献率进行量化估计，更好地判断电改带来的消费者用电费用支出的下降是更多地来自效率提升还是租金转移。

将生产者剩余与消费者剩余相加得到社会总剩余，即式 (4)。可以看出，社会总福利的增加来源是生产效率提升带来的短期可变成本的降低。<sup>3</sup>

<sup>3</sup> 当需求曲线从无弹性变化为具有弹性时，均衡电价与电量均会上升，总剩余会增加，生产者剩余仍会下降，但下降幅度减少，消费者剩余仍会提升。

$$\Delta w = \Delta CS + \Delta PS = (p_1 - p_2)q + (p_2 - p_1)q + (TSC_1 - TSC_2) = (TSC_1 - TSC_2). \quad (4)$$

## (二) 界定不同的改革情景

虽然福利分析的基本思路非常简单,但在实际应用中需要结合研究的重点、数据可得性以及研究地区的实际情况做出界定与假设,厘清衡量的具体问题,明确福利改善的指标选择、研究的范围以及时间维度等。本文进行的是完整的福利分析,既包括社会总福利变化,也包括改革带来的受益方和受损方的评估;就研究范围而言,本文的研究仅限于电力行业本身的局部市场均衡分析,不包括电力行业改革引起的上下游行业的福利变化。

虽然发电侧改革稳步推进,但电力批发市场的模式选择仍在探索过程中。<sup>4</sup>电力本身无法大规模存储和即时平衡的要求决定了电力市场不同于普通商品市场,无法自发形成,必须要有系统科学的顶层设计。电力批发市场模式涉及交易双方、市场出清方式、电能量市场与辅助服务市场等多种市场规则的设计,可以根据不同的特点分为不同的类型。如按交易双方类型可以分为强制电力库模式和双边交易模式,按市场出清方式可以分为美国标准模式和欧洲模式(Green, 2008; 刘树杰和杨娟, 2016)。中国2015年颁布的《关于推进电力市场建设的实施意见》和2019年《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》将市场模式分为分散式与集中式。

基于中国电力市场化改革进展与方向,本文考察三种情景,第一种是改革前的计划电量分配情景,这也是本文的基准情景。通过和基准情景进行比较得到改革带来的福利变化。虽然本轮改革从2015年正式启动,但对于电力市场模式的选择仍有争议,是采用中长期交易为主、现货交易为辅的市场模式,还是采取全电量进入现货市场交易的模式,各地区仍在设计与实验中,本文将这两种模式理论简化为中长期交易模式与全电量现货市场模式,各情景特征如表1所示。

本文的三类情景是理论简化的情景,现实中这三种情景可以并存,例如现状是计划情景与中长期交易并存,而完全改革后的电力市场模式可能是中长期交易市场与现货市场交易并存,但到底是中长期交易主导还是现货市场主导是一个实践问题。本文这里提供的福利变化估计是理论估计,可以看作是实际情景的可能区间。

表1 各情景市场特征

	计划模式	中长期交易模式	现货市场模式
市场化程度	完全计划	完全市场化	完全市场化
市场竞争方式	各类机组按“三公”调度原则分配发电量	各类机组按照长期平均成本进行集中竞价	边际机组按长期平均成本报价,其他机组按边际成本进行竞价
价格形成机制	标杆上网电价	中长期统一价格出清	短期统一价格出清

<sup>4</sup> 电力批发市场主要包括电能量市场与辅助服务市场,电能量市场又可以进一步分为中长期交易市场与现货市场。由于电力行业在国民经济中的重要地位以及电力市场设计的复杂性,为实现发电侧从计划配置到市场配置的平稳过渡,中国逐步放开发电计划,通过优先购电和优先发电制度保留了部分计划发电,剩余部分逐步由市场来进行配置,市场化交易电量占全部用电量的比重从2014年的不足10%逐步增加到2019年的40%。中国电能量市场配置部分目前主要是通过中长期交易完成,现货市场与辅助服务市场目前仍在试点探索过程中。

### (三) 社会福利变化的量化估计

上述理论分析表明估计社会福利变化的关键在于对改革前后不同情景下行业供给曲线与市场价格的估计，在此基础上可以估算三类情景下的消费者用电费用、发电成本以及市场价格。改革前的计划情景可以根据“三公”调度规则及标杆电价较容易地获得，对于改革后的市场化情景，本文根据市场均衡条件与供给成本最小化原则进行规划求解，各情景的具体设定和估算方法如下：

#### 1. 计划情景

计划情景构成了本文的基准情景，其他情景下的社会福利变化及分配是与计划情景进行比较获得。计划模式下的发电量根据“三公”调度原则在生产者之间平均分配，以改革前的 2015 年的发电小时数计算计划模式下各机组的发电量。消费者支付的用电费用等于各类发电机组的发电数量乘以其标杆上网电价，同时也是生产者的收益 ( $TR$ )。此外，本文假设所有情景中，在短期，机组的发电量关于可变生产要素是规模报酬不变的，从而有各类机组的平均可变成本等于边际成本，那么电力部门的短期可变成本 ( $TSC$ ) 为各机组的可变成本加总。<sup>5</sup>

$$TR_{\text{计划}} = \sum_i FIT_i GEN_i, \quad (5a)$$

$$TSC_{\text{计划}} = \sum_i AVC_i GEN_i = \sum_i MC_i GEN_i, \quad (5b)$$

其中  $FIT_i$  是第  $i$  类机组的标杆上网电价； $GEN_i$  是  $i$  类机组的年发电量，由政府根据“三公”调度原则分配给各类机组； $AVC_i$  是  $i$  类机组的平均可变成本； $MC_i$  是  $i$  类机组的边际发电成本。由于规模报酬不变，有  $AVC_i = MC_i$ 。

#### 2. 中长期交易情景

参考国家发展和改革委员会和国家能源局发布的《电力中长期交易基本规则》，中长期市场以双边协商、集中竞价和挂牌交易为主要方式，交易时间包括年度和月度，在后面的实证分析中本文假设交易主要以月度为主。假设市场信息完全与竞争充分，无论采取哪种方式，各类机组将按长期平均成本报价，从低到高组成市场供给曲线，并以长期发电成本 ( $TLC$ ) 最小化进行优化和市场出清，形成统一的市场价格，因此中长期市场均衡由式 (6a) 至式 (6c) 表示：

$$\min TLC_{\text{中长期}} = \sum_{m=1}^{12} \sum_i AC_i GEN_{i,m} = \sum_{m=1}^{12} \sum_i (AVC_i + \sigma_i FC_i) GEN_{i,m}, \quad (6a)$$

$$\text{s. t.} \quad \sum_i GEN_{i,m} = D_m \quad m = 1, 2, \dots, 12, \quad (6b)$$

$$0 \leq GEN_{i,m} \leq (1 - loss_{i,m}) CAP_i H_m \quad \text{for } \forall i, m, \quad (6c)$$

其中， $GEN_{i,m}$  是第  $m$  期第  $i$  类机组的发电量，是成本最小化过程中的决策变量； $AC_i$  是  $i$  类机组的长期平均发电成本，等于短期平均可变成本  $AVC_i$  加固定成本折旧  $\sigma_i FC_i$ ；折旧率  $\sigma_i$  由机组的装机容量、使用年限和利用小时数等决定。约束条件式 (6b) 是每一期

<sup>5</sup> 本文的消费者用电支出不是最终用电支出，是支出给发电企业的费用，不包括输配成本与售电费用。本文假定规模报酬不变的原因是，一方面在电力生产中短期可变要素投入主要为燃料，劳动由于在生产成本中占比很小，往往忽略不计 (Cicala, 2015)。而短期下可以认为燃料要素投入和电力生产之间的关系是近似线性的。另一方面，在本文市场情景中，大多数机组都能够得到较多的发电小时数，达到满发条件，使得平均可变成本等于边际成本。结合数据可得性，本文假设短期下发电量关于可变生产要素是规模报酬不变的。

的电力供需平衡约束;式(6c)为发电容量约束,其中 $CAP_i$ 为第 $i$ 类机组的装机容量, $H_m$ 是第 $m$ 期的总小时数, $loss_{i,m}$ 是第 $m$ 期第 $i$ 类机组的电量损失率,包括线损率、机组设备检修率和厂用电率等,衡量的是从发电到用电的中间过程中电力的损耗情况。求得每一类机组的发电量后,短期可变成成本计算与式(5b)相同。

本文假设发电机组的生产效率短期内没有变化,即平均成本与边际成本均与计划情景中的参数一致,但与计划情景相比,中长期情景各类机组将根据长期平均成本进行竞争,引导发电量更多地配置给低发电成本的机组。在完全信息的竞争性市场假设下,中长期交易会按各类发电机组的长期平均成本形成统一的出清价格,价格等于每期最后一单位发电的边际机组的长期平均成本 $AC_m^*$ ,即式(6d):

$$P_m = AC_m^* \quad t=1, 2, \dots, 12. \quad (6d)$$

### 3. 全电量现货市场情景

参考2018年国家能源局南方监管局发布的《广东电力市场现货电能量交易实施细则》,现货市场交易时间颗粒度小,出清频率高,需要满足电力的即时平衡,实行统一的价格出清。假设完全竞争市场,由于价格统一出清,非边际发电机组将会按边际成本报价以期获得更大的产量,边际定价机组有动机提高报价到平均成本以在现货市场回收固定成本,最终现货市场根据各机组报价从低到高形成向上倾斜的供给曲线,与短期需求相交决定出清价格,短期可变成成本(TSC)最小化。现货市场的出清方式可以用式(7a)至式(7c)表示:

$$\min TSC_{\text{现货}} = \sum_{i=1}^{8760} \sum_i AVC_i GEN_{i,t} = \sum_{i=1}^{8760} \sum_i MC_i GEN_{i,t}, \quad (7a)$$

$$\text{s. t.} \quad \sum_i GEN_{i,t} = D_t \quad t=1, 2, \dots, 8760, \quad (7b)$$

$$0 \leq GEN_{i,t} \leq (1 - loss_{i,t}) CAP_i \quad \text{for } \forall i, t, \quad (7c)$$

其中, $GEN_{i,t}$ 是第 $t$ 小时第 $i$ 类机组的发电量,是发电成本最小化过程中的决策变量; $AVC_i$ 是第 $i$ 类机组的平均可变成本; $MC_i$ 是第 $i$ 类机组的边际发电成本,在短期规模报酬不变的假设下,等于平均可变成本; $t$ 表示出清频率,本文选取为1小时。约束条件式(7b)为短期供需平衡约束,保证在第 $t$ 小时内的电力供给与需求相等;式(7c)为发电容量约束,与中长期情景中的容量约束类似。现货市场实行统一的价格出清,第 $t$ 小时的市场均衡价格 $P_t$ 等于最后一单位发电的边际机组的报价,由于完全竞争市场下,边际定价机组有动机提高报价以回收固定成本,则其报价等于长期平均成本,即:

$$P_t = AC_t^* \quad t=1, 2, \dots, 8760. \quad (7d)$$

所有机组都按照这一价格获得收益,发电边际成本较低的机组可以获得的市场价格高于其短期平均可变成本,可以用于补偿其固定成本。

在计算出各个情景下的生产者收益(同时也是消费者用电费用)和可变成本后,本文就可以利用式(2)至式(4)计算两种市场模式与计划模式相比较的福利变化。不同类型机组的生产者剩余也可以根据式(3)计算,即各类发电机组的生产者收益减去短期可变成本。

## 三、数据来源

本文利用广东省2018年发电侧和用电侧数据对各类情景下的福利变化进行量化模

拟。广东省是中国电力市场改革的前沿，已逐步建立起较为完善的中长期交易市场，也是八个现货市场试点省份之一。

### （一）需求数据

广东省2018年电力需求数据来源于南方能源监管局提供的全省每5分钟的用电侧负荷数据，可以按要求加总为不同时间间隔的用电负荷。2018年广东省全社会用电总量6323.35亿千瓦时，本文将电量分别加总到月度层面和小时层面，用以分析中长期交易情景和全电量现货市场情景。本文假设现货市场交易按照小时出清，这也是目前北欧、PJM等主要现货市场的交易时间频率。

### （二）发电数据

各类机组的装机量、发电煤耗（气耗）和损耗等数据来源于《中国南方电网二〇一八年调度年报》。假设在中长期交易和现货市场情景中各类机组装机容量提供了最大发电能力，并将相应的生产损耗按照2018年实际数据从发电能力中扣除。

另外，有几类发电机组不参与市场竞争。第一类是风电、太阳能、抽蓄水电和地调火电，按照保障性收购政策，不参与市场竞争。第二类为西电东送到广东省的外来电，主要为云南省的水电，本文假设这一部分电量外生于省内电力市场，不参与市场竞争，优先发电，按较高的省间长期协议价格结算。这些电源在2018年合计发电1984.80亿千瓦时，从电力总需求中扣除后，市场竞争部分的剩余需求为4200.57亿千瓦时。

标杆上网电价来源于国家能源局发布的《2018年度全国电力价格情况监管通报》。各类型机组的发电成本数据没有官方来源，本文对此进行了估算，总体原则为长期平均成本采用各类机组的长期平准化成本，边际成本使用燃料成本估算。<sup>6</sup>

## 四、模拟结果

### （一）电力批发市场对行业生产效率与发电成本的影响

与理论预期相符合，发电侧引入竞争会将发电量更多地配置给低发电成本的机组，提高电力行业生产效率。如图2所示，相比于计划模式，实际情况中煤电内部的发电结构有所改善，其中100万千瓦和30万千瓦机组的发电比例会提高到18.05%和20.52%，60万千瓦和30万千瓦以下机组的发电比例会下降到25.54%和3.71%。中长期交易模

<sup>6</sup> 水电机组成本参考国际可再生能源署发布的《可再生电力发电成本2018》，该报告指出2014—2018年中国水电发电的平准化度电成本为0.04美元/kWh，水电机组的安装成本为1030美元/kW。假设水电机组全年利用小时数为3500小时（2018年广东省水电利用小时数为3625小时），且至少发电10年，以此将水电机组的安装成本从平准化度电成本中扣除，按7元人民币/美元的汇率进行折算，得出水电的边际成本为0.074元/kWh。核电边际成本采用中广核2018年上市公告中公布的度电成本0.172元/kWh，平均成本参考国际能源署和核电能源机构发布的《发电成本估算报告》（2020年版）（*Projected Costs of Generating Electricity*, 2020 Edition），为0.298元/kWh。燃煤与燃气机组的边际成本等于其度电燃料消费量乘以燃料价格，广东省电煤价格和天然气价格来自国家发展和改革委员会官网，平均成本参考2018年广东省经济和信息化委发布的《征求广东电力现货市场机组发电成本测算办法及两个规范文件（稿）意见的函》，利用燃料成本加固定成本的方式进行测算，并且考虑不同容量燃煤机组投资成本的异质性。具体估算结果因篇幅所限未列示，留存备案。



式下,成本较高的燃气机组和低于30万千瓦的煤电机组的发电量比例均下降至0.00%;30万千瓦机组会下降至10.73%。成本较低的核电和100万千瓦煤电机组的发电量比例会分别上升至23.91%和25.78%。现货市场模式下,燃气机组和低于30万千瓦的煤电机组的发电量比例下降至1.69%和1.25%,核电上升至23.91%,100万千瓦煤电机组和60万千瓦机组的发电量占比上升至25.34%和30.37%。由于现货模式实行市场实时出清,在某些时间段用电需求较高的情况下,30万千瓦以下燃煤机组与燃气机组也可能成为边际定价机组,因此,发电量虽然大幅下降,但没有降至0。

发电效率的提升带来了短期社会总发电成本的下降。计划模式下,广东省2018年发电成本为1198.79亿元,实际情况中,发电成本下降至1196.33亿元,仅降低了0.20%,而中长期交易和现货市场模式下发电成本分别下降至1078.94亿元和1091.82亿元,分别减少了10.00%和8.92%,成本下降幅度远高于实际情况,说明当前的改革没有充分释放市场潜力。

实际情况介于计划模式与市场模式之间,但更接近计划模式的发电结果。主要原因在于“计划与市场共存的双轨制”,只有部分省内电量进入了市场交易,气电、核电和可再生能源仍然是优先机组,并不参与市场竞争,火电机组中也有部分保有计划电量,实际情况中计划电量仍然占到总电量的一半以上。此外,本文假设市场是完全竞争的,没有考虑市场势力问题,现实中广东市场集中度较高,可能存在利用市场势力进行策略报价的问题,导致发电结构与完全竞争结果差距较大。<sup>7</sup>

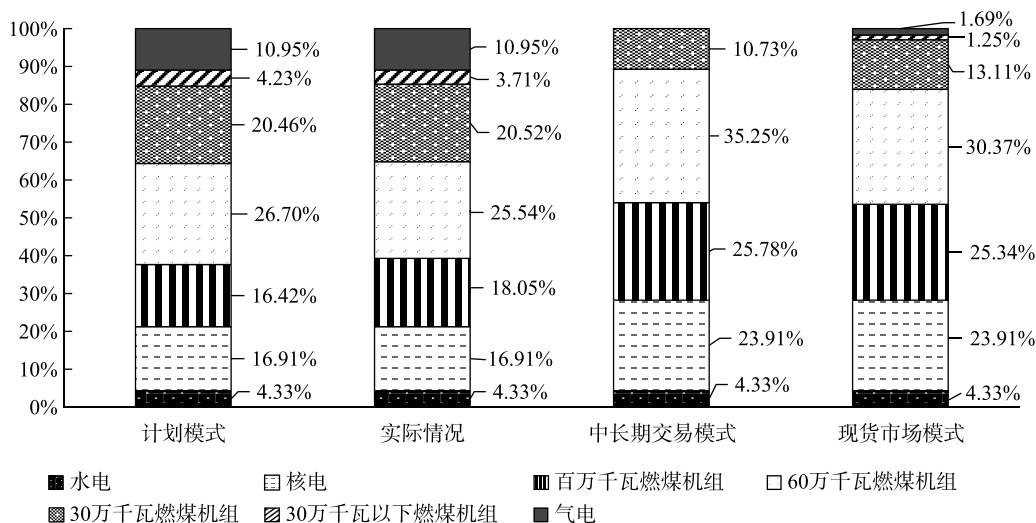


图2 实际情况与三种情景下不同机组发电量的占比

注:图中的发电占比等于各类机组的发电量占比除以市场化交易电量,外购电、风电、地调火电和抽蓄发电等非交易电量未参与计算。

<sup>7</sup> 本文在测算平均成本时假设各类燃煤机组的投产时间相同,而现实中,小容量机组的投产时间更早,需要在市场上回收的固定成本更低,导致本文可能高估了小容量机组的报价和市场出清价格,低估了小容量机组的发电份额,对市场情景中发电成本下降幅度的测算偏大,对用电费用下降幅度的测算偏小。

## （二）电力批发市场对消费者剩余与生产者剩余的影响

发电侧引入竞争带来消费者剩余增加，现货市场模式比中长期模式带来的消费者剩余增加更多，但差距并不显著。如图3所示，计划模式下消费者共需支付的用电费用为2 769.26亿元，以此作为比较基准，中长期交易模式下消费者支付的用电费用减少到2 528.57亿元，现货市场模式下消费者支付的用电费用相比于计划模式减少至2 419.84亿元，分别下降了8.69%和12.62%，而同样由于“双轨制”的存在，实际情况电费下降幅度小于市场模式下降幅度，仅为3.71%。同时，中长期交易模式与现货模式下生产者剩余分别下降了120.84亿元和242.45亿元。

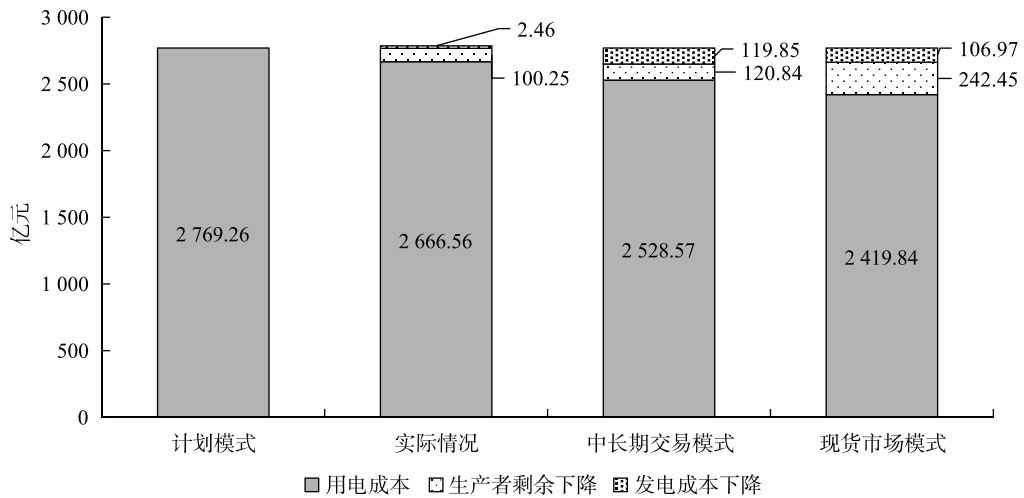


图3 消费者用电费用下降（电改红利）构成

将生产者剩余的变化与消费者剩余的变化加总可以获得社会总福利的变化，在本文的研究框架中等价于发电成本的下降，结果表明引入市场机制会改善社会总福利。与计划模式相比较，实际情况中社会总福利增加了2.46亿元，中长期交易模式下社会总福利增加了119.85亿元，现货市场模式下增加了106.97亿元。

## （三）电力批发市场对不同类型发电企业的影响

由于竞争带来的电价下降，所有发电企业都承担了生产剩余的下降，但不同类型的发电机组损失程度并不相同，成本较低的发电机组受到的冲击较小，而成本较高的机组受到的冲击较大。如表2所示，两个市场情景下，水电机组福利变化不大，损失最大的是燃气机组与30万千瓦以下的小煤电机组，其次是30万千瓦燃煤机组，低成本的核电机组、100万千瓦煤电机组和60万千瓦煤电机组福利受损程度较低。实际情况下，火电机组的剩余会受到影响，但剩余损失程度低于中长期交易和现货市场模式。

特别值得指出的是，中长期模式与现货市场模式对于不同发电机组的影响具有较大的不同。由于中长期交易各机组按长期平均成本竞价，形成的价格能够在长期内覆盖固定成本。而现货市场模式下由报价较高的机组定价，各机组按短期竞争性市场的出清价

格补偿固定成本,但由于容量约束的存在,边际成本较高的机组可能无法得到足够高的价格(或者足够的定价机会)来弥补固定成本,这就是电力批发市场中的“丢钱问题”(Hogan, 2014)。从表2可以看出,与实际情况和中长期交易模式比较,除百万千瓦燃煤机组、核电和水电外,其他机组在现货市场模式下长期内的生产者剩余无法覆盖长期成本,显示了建立激励机制保障容量充裕的重要性。

表2 各情景下各类机组的生产者剩余(亿元)

机组类型	计划模式	实际情况	中长期交易模式	现货市场模式
水电	37.44	37.44	58.08	50.78
核电	171.91	171.91	222.24	185.20
百万千瓦燃煤机组	111.54	99.62	123.27	83.55
60万千瓦燃煤机组	154.48	115.25	134.25	86.48
30万千瓦燃煤机组	110.07	84.24	37.03	59.62
30万千瓦以下燃煤机组	17.59	10.71	0.00	9.50
燃气机组	91.33	77.40	0.00	8.58

#### (四) 不同批发市场模式对市场价格波动的影响

以度电成本来看,计划模式下,消费者支付的用电价格<sup>8</sup>平均为0.448元/千瓦时,中长期交易模式和现货市场模式下,这一价格分别降至0.409元/千瓦时和0.391元/千瓦时。但市场化改革也会带来价格的波动,如图4所示,价格波动幅度随着市场出清时间的变短而显著增加。

从月度间的价格变动来看,中长期交易模式与现货市场的价格变化趋势基本相同,但在个别月份也呈现了不一致的地方。如图4所示,两种市场模式下月度平均价格均呈现相似的季节变化趋势,但在用电供需较为紧张的冬季与夏季,两种模式价格差别较小,供需较为宽松的春秋季节,两者的价格差别较大。主要原因是,虽然冬季与夏季均是用电高峰期,但冬季也是水电的枯水期,云南送广东的水电大幅减少,广东省内的气电作为边际机组定价时段较长,从而拉高现货市场下的平均小时电价,缩小了中长期交易模式和现货市场模式之间的价差。

#### (五) 与其他研究的比较

现有少量研究对中国电改带来的电价与发电成本的影响做了量化分析,但研究范围与研究方法差别较大,因此估计结果也有较大的差异性。与本文主要关注发电侧成本的变动不同,Xie et al. (2020)研究了电改对工商业用户终端电价的影响,发现电价下降主要源于输配电价的减少。Wei et al. (2018)分析了经济调度取代“三公”调度带来的效率改善,发现煤电机组发电效率的提高能够节省约5.67%的煤炭消费,使电价下降1%—2%。这一情景与本文的中长期交易模式情景类似,但仅考虑了消除煤电机组内部

<sup>8</sup> 不包括输配成本,仅仅是发电价格。

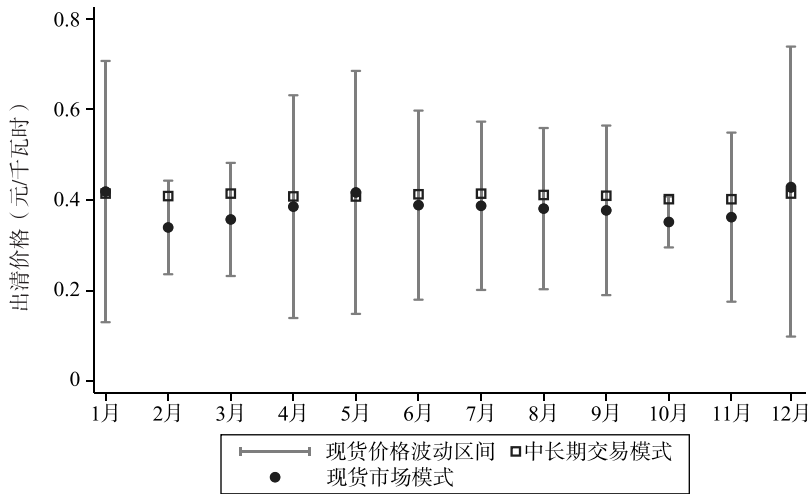


图4 中长期交易模式和现货市场模式下每月的平均出清价格

注：现货价格波动区间由平均小时电价加减3倍标准差计算得出。

的效率扭曲的影响，忽略了不同发电类型之间的效率扭曲，因此低估了电改带来的成本节约潜力。Lin et al. (2019) 的研究与本文的研究范围和研究方法最为相似，他们发现在广东建立电力现货市场可以使发电成本下降13%，消费者用电成本下降27%，均高于本研究现货市场模式下估计的8.92%与12.62%，一个可能的重要原因在于Lin et al. (2019) 使用的是典型日负荷而不是实际负荷。另外，本文的福利分析更为完整，不仅仅估算了社会总福利的改变，还对租金转移以及各类发电企业受到的福利冲击进行了分析，并进一步研究了现货市场的价格波动，探讨了市场改革的价格风险。

## 五、敏感性分析

由于模拟结果受到重要参数取值的影响，我们选择市场波动性较强的燃料价格，以及随着改革推进可能变化的外来电比例和出清频率进行敏感性分析。

### (一) 燃料价格变动的敏感度分析

煤炭和天然气的价格受市场影响具有波动性，在完善的电力市场中，由于火电边际成本主要由燃料成本决定，燃料成本的变动会大大影响电力市场出清结果和消费者电价水平。表3总结了不同煤炭价格下社会剩余与用电费用的变化。从总剩余的变化来看，随着煤价的提高，市场有效配置资源的优势更加凸显，（相对于计划模式）社会总剩余的改善会随之增加。从用电成本来看，煤价上涨会被市场传导到消费者，电力批发价格和消费者用电费用也会随之上涨。

这一结果具有一定的现实意义。近年来我国煤炭价格高涨，当煤价上涨到1200元/吨时，在有效的电力市场下，批发电价需相应涨到0.531元/千瓦时（现货市场模式）和-0.583元/千瓦时（中长期交易模式），会远高于标杆上网电价0.448元/千瓦时。但是，当前我国的电力市场化改革尚未完成，市场化的定价机制还不完善，煤炭价格的上

涨无法有效传导到终端用户,发电企业“发一度,亏一度”,严重影响了供给意愿,造成了电力供给不足,部分地区出现了限电限产现象,给社会生产生活造成了冲击。而市场化改革有利于价格信号作用的发挥,提升社会总福利。

表3 不同煤价下的福利变化(亿元)

煤价(元/吨)		400	600(基准)	800	1 000	1 200
总剩余(发电成本)的变化	中长期交易	130.88	119.85	111.94	128.88	270.93
	现货市场模式	111.34	106.97	103.84	152.97	258.98
用电费用变化(降价幅度)	中长期交易	721.53 (26.05%)	240.69 (8.69%)	-106.19 (-3.83%)	-466.21 (-16.84%)	-837.23 (-30.23%)
	现货市场模式	731.28 (26.41%)	349.42 (12.62%)	74.30 (2.68%)	-106.75 (-3.85%)	-517.73 (-18.70%)

天然气价格变动直接影响其与低效率煤电机组的竞争性,进而影响发电结构和价格出清结果。如表4所示,中长期交易模式下,气价的变动与市场化社会总剩余的改善呈现U形:当气价为1.8元/立方米及以上时,天然气发电机组由于成本过高发电量将降为0,与计划模式相比,高成本的天然气机组发电减少,社会总剩余的改善逐渐增加。当气价降至1.8元/立方米以下,气电将更有竞争力,将取代部分高成本煤电,也会带来社会总剩余的增加。现货市场模式也呈现类似的关系。

从用电费用角度看,在中长期模式下,当气价为1.8元/立方米及以上时,天然气机组发电为0,不影响用电费用。当气价下降到1.8元/立方米及以下时,气电将成为定价机组,气价的下降会扩大降价幅度。而在现货市场下,由于气电发电成本不仅决定自身的发电价格,而且还决定了气电为边际机组出清时其他机组的发电价格,所以随着气价上升,现货市场带来的用电费用改善将减少。

此外,水电和核电的成本参数也会影响本文的测算结果,但影响程度不大。<sup>9</sup>

表4 不同气价下的福利变化(亿元)

气价(元/立方米)		1.0	1.5	2.0	2.5	2.7(基准)	3.0
总剩余(发电成本)变化	中长期交易	172.18	109.51	67.88	105.00	119.85	142.12
	现货市场模式	165.04	104.29	65.03	95.44	106.97	126.82
用电费用变化(降价幅度)	中长期交易	293.17 (10.59%)	291.61 (10.53%)	240.69 (8.69%)	240.69 (8.69%)	240.69 (8.69%)	240.69 (8.69%)
	现货市场模式	687.31 (24.82%)	677.09 (24.45%)	619.92 (22.39%)	385.41 (13.92%)	349.42 (12.62%)	295.43 (10.67%)

<sup>9</sup> 当水电和核电的边际成本下降10%和20%时,由于二者不是定价机组,各情景的发电结构和用电费用将保持不变,但由于成本下降提高了其替代火电带来的总剩余改善,相比于基准结果,社会总福利改善会分别提高5.1亿元、10.1亿元(中长期交易模式)和4.0亿元、9.1亿元(现货市场模式)。

## （二）外来电比例的敏感度分析<sup>10</sup>

未来更大范围内建立电力市场可能增加广东外来电比例。广东省的电力需求中大约1/3是由“西电东送”的云南水电满足，外来电可以通过替代本省市场的电力生产来影响福利水平，由于水电成本较低，即使加上输配电成本后在广东市场也具有很强的竞争力。中长期交易和现货市场情景下，外来电比例的增加均会挤出省内的高成本机组，提高社会总剩余的改善。

在消费者用电费用方面，中长期交易模式下，外来电比例的变化对用电费用的影响存在两个效应：一是价格效应，由于外来电外生于省内电力市场，外来电比例提高会降低市场中的剩余需求，将剩余需求曲线左移，降低市场出清价格，从而有拉低用电费用的趋势；二是挤出效应，外来电比例的提高会挤出省内市场交易电量，由于外来电接受的省间协议价格高于市场上定价机组的平均成本，从而有拉高用电费用的趋势。具体来看，当外来电比例从基准情景增加到30%和从32.50%增加到40.00%时，挤出效应为主，用电成本改善降低；而当外来电比例从30.00%增加到32.5%时，价格效应为主，用电成本改善提高。现货市场模式下，由于边际燃气机组的成本高于省间协议价格，外来电比例提高带来的价格效应和挤出效应均会降低用电费用，扩大降价幅度。<sup>11</sup>

## （三）现货市场出清频率的敏感度分析

另外，本文还计算了现货市场模拟结果对于市场出清频率的敏感度。随着间歇性可再生能源大规模接入电力系统，增加现货市场出清频率以提高价格对需求的反应敏感程度，可能会提升行业生产效率。但本文发现，5分钟出清与1小时出清的结果差异不大。<sup>12</sup>

# 六、结论与政策启示

本文使用福利分析框架量化估计了电力行业引入发电侧竞争机制带来的社会福利改善与再分配效应，比较了两种不同的市场机制设计可能带来的社会福利改善与分配效果。本文发现，无论采取何种市场模式，在发电侧引入竞争都可以带来社会总体福利的提升，以广东省2018年为例，社会总剩余可以增加106.97亿—119.85亿元。同时，市场化改革也带来电价的波动，并且重新分配了消费者剩余和生产者剩余，推动生产者剩余向消费者剩余转移，消费者支付的用电费用潜在下降幅度可以达到8.69%—12.62%。此外，生产者内部也会发生再分配效应，且不同市场机制设计对再分配效应的影响不同，气电和低效率煤电等高成本机组受到的冲击较大，是改革的直接受损者，而核电和

<sup>10</sup> 本文假设西南新投产的水电仍然按照省间协议计划执行。中国目前电力市场以省为主体建设，外省电力如何参与省内电力市场竞争仍在探索中。这一问题本质上是电力市场的最优范围问题，区域市场、省间市场还是全国统一市场孰优孰劣，也是电力市场建设模式的一个重要方面，但受限于研究篇幅，本文暂聚焦于省内电力市场竞争带来的改革收益。但理论上可以预见的是，更大范围的市场竞争能够为消费者带来更多的福利改善，但也涉及不同省份的生产者之间的利益调整。

<sup>11</sup> 限于篇幅，此部分模拟结果留存备案。

<sup>12</sup> 由于篇幅限制，该部分结果不再列示，备案。

高效率的火电机组成为改革的受益者。

本研究对于能源等重点领域的市场化改革中出现的一些重要政策问题具有启示意义。就电力行业而言,市场化带来的潜在社会福利改善是非常可观的,仅广东省2018年短期直接收益的社会剩余增加可以达到上百亿元。如果考虑间接的环境收益与中长期可能带来的投资效率提升,潜在的福利改善规模更大。但市场化改革也会带来利益的再分配,需要设计与市场激励相容的配套政策,从而减少改革阻力。例如,市场化改革会导致部分发电企业利润下降,甚至无法回收前期投资而产生搁置成本。这一成本如果得不到有效清算,会减弱企业参与市场的激励,从而阻碍改革的推进。目前通过保留部分计划电量来对高成本企业进行补偿,本质上是计划模式与市场模式并存。双轨制虽然有助于改革过渡,但会造成市场扭曲,并轨路径与规则不明晰也为企业决策带来不确定性。下一步应推动全部发电机组进入市场竞争,同时需要科学核算、厘清搁置成本的规模与来源,再通过特殊的政府授权合约等与市场相容的机制设计进行分摊,以市场化、透明化的方式理顺搁置成本,构建合理的改革过渡机制。

市场机制的设计与选择是市场化改革的关键问题,不同机制设计在效率提升、再分配乃至风险方面也具有不同的效果。针对中国电力市场模式的选择与建设路径,本文提出如下政策启示。中长期交易模式与全电量现货市场模式相比较,社会总剩余差别并不大,但全电量现货市场(或者大部分电量)对高成本机组影响较大,仅仅靠电能量市场无法保证盈利能力,需要配套容量市场来保障电力供给充足与稳定。另外,进行集中竞价交易会使得电力市场价格波动变大,市场出清价格对于边际机组的成本极为敏感,如果边际机组成本加速上升可能带来短期内市场价格的剧烈波动。考虑到中国电力装机分布不均,在很多电力输入省份边际定价机组可能是成本波动较大的气电机组,更容易受到市场力的影响。因此,以中长期交易为主、现货市场实时平衡为辅的市场模式可能更适合中国国情。

对重大政策进行评估应建立综合完整的评判指标,更全面地考虑改革的影响,避免使用单一指标来评判改革的业绩。在电力市场化改革过程中,应避免以短期电价下降作为电力市场建设是否成功的唯一标准。近些年政府、学者与媒体谈论电改红利时,一个主要指标是消费侧用电费用的下降。在中国工商业电价长期高于欧美等国家以及经济面临较大下行压力的大背景下,消费者用电费用的下降是社会对于电改红利的主要期待之一,也成为各级政府政策关注的重点,但特别要注意的就是区分电价下降的红利更多的是来自效率的提升还是利益的转移。以美国为例,其电力行业改革对效率改进的程度有限,电改的最大推动力是利益转移,电改倡导者所提出的降价承诺是基于不可持续的利益转移(Borenstein and Bushnell, 2015)。中国电力市场化改革应该吸取教训,避免以简单的降电价为导向,市场化改革的目标是通过建立市场机制、完善价格信号促进电力行业效率的提升,并以此来促进全社会福利的提升,而不是简单的降电价。

本研究存在以下不足,也是未来可能的研究方向。本文没有考虑不完全竞争带来的市场操控,可能高估了市场化改革带来的福利改善。如果存在市场势力与企业策略报价,市场均衡价格结果将高于我们的模拟估算,带来的社会福利总体改善也会减少,生产者向消费者的剩余转移会减少,而生产者内部的再分配也会发生变化。对市场势力的监管、保证竞争的充分性是电力市场化改革福利改善的必要条件,未来亟须对中国电力

市场的市场势力进行测度，对市场参与企业的策略行为以及后果进行识别与评估，科学监管以保证市场竞争的有效性。

## 参 考 文 献

- [1] Abbott, M., "The Productivity and Efficiency of the Australian Electricity Supply Industry", *Energy Economics*, 2006, 28 (4), 444-454.
- [2] Akkemik, K. A., and F. Oğuz, "Regulation, Efficiency and Equilibrium, A General Equilibrium Analysis of Liberalization in the Turkish Electricity Market", *Energy*, 2011, 36 (5), 3282-3292.
- [3] Barmack, M., E. Kahn, and S. Tierney, "A Cost-Benefit Assessment of Wholesale Electricity Restructuring and Competition in New England", *Journal of Regulatory Economics*, 2007, 31 (2), 151-184.
- [4] Borenstein, S., and J. Bushnell, "The U. S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring", *Annual Review of Economics*, 2015, 7 (1), 437-463.
- [5] Cicala, S., "When Does Regulation Distort Costs? Lessons from Fuel Procurement in US Electricity Generation", *American Economic Review*, 2015, 105 (1), 411-444.
- [6] 冯永晟, "非线性定价组合与电力需求——基于中国居民微观数据的实证研究", 《中国工业经济》, 2014a 年第 2 期, 第 45—57 页。
- [7] 冯永晟, "纵向结构的配置效率与中国电力体制改革", 《财贸经济》, 2014b 年第 7 期, 第 128—137 页。
- [8] Green, R. J., "Electricity Wholesale Markets, Designs Now and in a Low-Carbon Future", *Energy Journal*, 2008, 29 (Special Issue 2), 95-124.
- [9] Green, R. J., and D. M. Newbery, "Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Political Economy*, 1992, 100 (5), 929-953.
- [10] Hogan, W. W., "Contract Networks for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economics*, 1992, 4 (3), 211-242.
- [11] Hogan, W. W., "Electricity Market Design and Efficient Pricing: Applications for New England and Beyond", *The Electricity Journal*, 2014, 27 (7), 23-49.
- [12] 李昂、高瑞泽, "论电网公司市场势力的削弱——基于大用户直购电政策视角", 《中国工业经济》, 2014 年第 6 期, 第 147—159 页。
- [13] 林伯强, "中国电力工业发展: 改革进程与配套改革", 《管理世界》, 2005 年第 8 期, 第 65—79 页。
- [14] Lin, J., F. Kahrl, J. Yuan, Q. Chen, and X. Liu, "Economic and Carbon Emission Impacts of Electricity Market Transition in China: A Case Study of Guangdong Province", *Applied Energy*, 2019, 238, 1093-1107.
- [15] 刘树杰、杨娟, "电力市场原理与中国电力市场化之路", 《价格理论与实践》, 2016 年第 3 期, 第 24—28 页。
- [16] 刘自敏、邓明艳、杨丹、马源, "降低企业用能成本可以提高能源效率与社会福利吗——基于交叉补贴视角的分析", 《中国工业经济》, 2020 年第 3 期, 第 100—118 页。
- [17] 迈克尔·G. 波利特、杨宗翰、陈浩, "电力改革: 国际经验与中国选择", 《财经智库》, 2017 年第 4 期, 第 5—83 页。
- [18] Meng, M., S. Mander, X. Zhao, and D. Niu, "Have Market-oriented Reforms Improved the Electricity Generation Efficiency of China's Thermal Power Industry? An Empirical Analysis", *Energy*, 2016, 114, 734-741.
- [19] Newbery, D. M., and M. G. Pollitt, "The Restructuring and Privatisation of Britain's CEBG—Was It Worth It", *Journal of Industrial Economics*, 1997, 45 (3), 269-303.
- [20] 唐要家、杨健, "销售电价隐性补贴及改革的经济影响研究", 《中国工业经济》, 2014 年第 12 期, 第 5—17 页。
- [21] Wang, Q., and X. Chen, "China's Electricity Market-oriented Reform, from an Absolute to a Relative Monopoly", *Energy Policy*, 2012, (51), 143-148.
- [22] Wei, Y. M., H. Chen, C. K. Chyong, J. N. Kang, H. Liao, and B. J. Tang, "Economic Dispatch Savings in the Coal-fired Power Sector: An Empirical Study of China", *Energy Economics*, 2018, (74), 330-342.



- [23] Xie, B. C., J. Xu, and M. G. Pollitt, "What Effect Has the 2015 Power Market Reform Had on Power Prices in China? Evidence from Guangdong and Zhejiang", EPRG Working Paper, Cambridge Working Paper in Economics, 2020.
- [24] Xu, S., and W. Chen, "The Reform of Electricity Power Sector in the PR of China", *Energy Policy*, 2006, 34 (16), 2455-2465.
- [25] 郑新业、张阳阳、胡竞秋, "市场势力的度量、识别及防范与治理——基于对中国电力改革应用的思考", 《价格理论与实践》, 2016年第6期, 第23—27页。

## Efficiency Improvement, Rent Transfer and Market Reform —A Welfare Analysis of Electricity Market Reform

SONG Feng CUI Jian\*

(Renmin University of China)

JIANG Zhigao

(Energy Talent Consulting Co., Ltd.)

**Abstract:** This study analyzes the welfare improvement mechanism of electricity market reform and then quantifies the short-term social welfare improvement effects and redistribution effects under different scenarios using high-frequency electricity data of Guangdong Province in 2018. Compared with planning scenario, market reform can eliminate the production inefficiency among power plants and improve social welfare. Competition transfers producer surplus to consumer surplus, the reduction in electricity bills comes more from rent transfer. Plants with different costs are affected heterogeneously. There is no significant difference in the improvement of total welfare under different market scenarios, but the re-distributive effect is quite different.

**Keywords:** electricity market reform; welfare analysis; redistribution effect

**JEL Classification:** Q48, L94, L40

---

\* Corresponding Author: Cui Jian, No. 59 Zhongguancun Street, Haidian District, Beijing 100872, China; Tel: 86-13240097776; E-mail: jiancui@ruc.edu.cn.