B 8

中国电力市场转型的挑战和对策

林江　尼基特·阿比扬卡（Nikit Abhyankar）　刘栩 弗洛伊兰·西弗恩特斯（Froylan Sifuentes）[1]

摘要：

中国电力系统的二氧化碳（CO_2）排放占全球二氧化碳排放的13%。目前，中国已开始实施市场导向的电力行业改革。本文模拟了中国南方电网区域的电力系统调度，考察了市场化运行对经济和环境的影响。我们发现，在所有南方电网省份，市场化运营可以提高效率、降低成本，2016年，相比于基准情景，实施省内和区域电力市场可使整个地区的批发电力成本降低35%，其中大约有60%可以通过在区域内建立独立的省内市场来实现，其余的可以通过在不扩大输电能力的情况下建立区域市场来实现。批发市场的收入足以收回发电固定成本；但可能需要对现行支付机制进行财务重组。通过调度更高效的火电机组和水电/可再生能源消纳，电力市场还有助将南方电网的二氧化碳排放量减少10%。随着中国可再生能源发电量的增加，不断扩展传输能力的区域电力市场，所带来的效益会持续增加。

关键词：

中国；南方电网；电力市场改革；调度模式；二氧化碳排放

[1] 林江，劳伦斯伯克利国家实验室科学家，加州大学伯克利大学农业与资源经济系。尼基特·阿比扬卡（Nikit Abhyankar），劳伦斯伯克利国家实验室。刘栩，劳伦斯伯克利国家实验室。弗洛伊兰·西弗恩特斯（Froylan Sifuentes），劳伦斯伯克利国家实验室。该文英文版已发表于《Resources Conservation and Recycling》

一、引言

截至 2018 年末，中国的电力系统总装机容量约 18 亿千瓦[1]，是世界上最大的电力系统。中国电力系统的二氧化碳（CO_2）排放占全国能源相关二氧化碳排放的 45%，约为全球二氧化碳排放的 13%[2]。中国电力系统去碳化是减少中国乃至世界能源系统二氧化碳排放的重要任务，对中国其他经济领域，如交通、工业、建筑业的减排也十分重要。

2015 年以来，中国开始了新一轮电力行业改革，以扩大市场在资源配置中的作用。改革的重点领域包括发展市场化批发价格、建立单独的输配电电价、引入零售电业竞争、扩大省际和区域电力交易。改革如果成功，可以带来巨大的经济和减排效益，显著增加可再生能源发电量，加快中国向低碳电力系统的转型[3]，[4]。

2017 年 8 月，国家发展改革委、国家能源局确定 8 个省（区）为电力批发市场第一批试点，其中包括了南方电网区域（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川和甘肃[5]。在目前的改革中，批发市场试点大多数是省内市场，跨省的直接交易只有少量尝试；然而，在改革中需要解决的许多问题，如可再生能源整合和资源充足率问题，都是区域性的。因此，在现有的省内市场模式之外，探索更多的经济和环境效益是很重要的。其他地方的经验表明，采用更广泛的平衡区域理念具有巨大的经济、可靠性和环境效益。”plainCitation”:”(Greening the Grid， Denholm， and Cochran 2015； Gog–

[1] China Electric Power Statistical Report，January 22， 2019，http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjxinxi/niandushuju/2019–01–22/188396.html.

[2] IEA，Global Energy & CO2 Status Report 2017，https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf.

[3] Lin Jiang， “China’s Electricity Switch Won’t Be Swift or Painless，” Nature 562 ，October ，39，2018， https://doi.org/10.1038/d41586–018–06894–0.

[4] Lin， Jiang， Fredrich Kahrl， Jiahai Yuan and Liu Xu， “Economic and Carbon Emission Impacts of Electricity Market Transition in China: A Case Study of Guangdong Province，” Applied Energy ， No. 238，2019， pp.1093 – 1107.

[5] National Energy Administration: “Notice on Piloting Electricity Wholesale Markets，” September1 5，2017， http://www.nea.gov.cn/2017–09/05/c_136585412.htm.

gin et al. 2018； Holttinen et al. 2007； Corcoran， Jenkins， and Jacobson 2012；Kirby and Milligan 2008

本文评估了电力系统市场化调度的影响、电力市场从省内向区域的扩展以及跨省输电能力的扩展。我们以南方电网区域作为案例进行研究，主要是因为该地区各省之间业已建立起有效的电力交易[1]。因此，在短期内转向基于市场的电厂调度是可行的。我们使用一种先进的生产成本模型（PLEXOS），对南方电网的每小时电厂调度进行了模拟，模拟了从当前实际操作到全区域市场的各种调度规则情景。对于每种情况，我们都会评估对市场总成本、生产成本和二氧化碳排放量的影响。

论文的其余部分安排如下。第二部分回顾了评估电力均衡范围区域化和系统调度市场化的经济影响所使用的资料。第三部分介绍我们的方法和数据。第四部分介绍我们的主要结果，第五部分介绍敏感性分析。最后，第六部分讨论结论和政策含义。

二、文献资料回顾

在扩大电力平衡区的好处与成本方面已有大量研究。一般来说，一个较大的平衡区，在其他一切保持不变的情况下，可以降低系统成本，并通过降低与装机容量相关的峰值负荷来提高电网可靠性，从而减少最昂贵机组的运行时间和所需运行储备[2][3][4]。它还增加了负荷系数和最小系统负荷，同时通过地理和时间差

[1] 南方电网地区位于中国东南部，包括广东、广西、贵州、云南和海南五省。该地区 2016 年生产总值占全国 GDP 的 17%），该地区的电力负荷（约 1000 TWh/ 年）占全国总负荷的 20% 以上。南方电网公司拥有并运营该地区的输电网络，而发电资产大多由省内发电公司拥有。煤电和水电在当前发电中占主导地位，这将在本文后面的章节中详细描述。——作者注

[2] Smith， J. Charles， Michael R. Milligan， Edgar A. DeMeo and Brian Parsons，“Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art，” IEEE Transactions on Power Systems，Vol. 22， No.3，pp. 900 - 908， 2007， https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901598.

[3] DeCesaro， J.， K. Porter， and Exeter Associates，“Wind Energy and Power System Operations: A Review of Wind Integration Studies to Date，” The Electricity Journal， Vol. 22， No.10， 2009，p.15.

[4] King， J.， B. Kirby， M. Milligan， and S. Beuning，“Flexibility Reserve Reductions from an Energy Imbalance Market with High Levels of Wind Energy in the Western Interconnection，” NREL/TP-5500-52330， 1028530， 2011， https://doi.org/10.2172/1028530.

异减少了相对负荷变化。此外，更大的平衡区减少了满足爬坡的容量需求，增加了灵活发电的机会，从而降低了为负载服务的总体成本[1][2][3][4][5][6][7]。现有的文献资料大多针对在美国和欧洲的电力系统。在中国，很少或没有文献涉及此类问题。

对美国而言，太平洋西北国家实验室的研究人员发现，引如一个能源不平衡市场（EIM）参与西北电力联营（NWPP）的平衡机制，每年可为西北电力联营节省 4000 万至 7000 万美元。敏感性分析显示：减少平衡机制集体资源以满足小时内的平衡需求对生产成本的影响，进一步增加每年 2 亿至 2.3 亿美元的潜在节约[8]。另一项研究集中在为美国西部互联引入能源不平衡市场的潜在好处上，发现每年节省的资金大部分在 9500 万美元到 2.94 亿美元之间[9]。实际上，覆盖美国西部 8 个平衡区的西部能源不平衡市场自 2014 年成立以来，已经节省了 5.64 亿美元[10]。

研究人员发现，提高电网可靠性的其他策略包括改善区域市场准入、跨更

[1] EnerNex Corporation, Dale Osborn, Chuck Tyson, Zheng Zhou and Ken Wolf: "2006 Minnesota Wind Integration Study," 2006.

[2] European Climate Foundation, "Roadmap 2050: Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe, Volume 1 — Technical and Economic Analysis," 2010, http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf.

[3] GE Energy, and NREL, "Western Wind and Solar Integration Study," NREL/SR-550-47434, 981991, 2010, https://doi.org/10.2172/981991.

[4] Gramlich, Robert and Michael Goggin, "The Ability of Current U.S. Electric Industry Structure and Transmission Rules to Accommodate High Wind Energy Penetration," 6, 2008.

[5] Holttinen, H., Peter Meibom, Antje Orths, Frans van Hulle, Bernhard Lange, M. O'Malley and Jan Pierik, et al. "Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. Final Report, IEA WIND Task 25, Phase One 2006–2008," IEA Wind Task 25, 2007, https://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf.

[6] Kirby, B., and M. Milligan, "Facilitating Wind Development: The Importance of Electric Industry Structure," NREL/TP-500-43251. National Renewable Energy Laboratory, 2008.

[7] Miller, N. and G. Jordan, "Impact of Control Areas Size on Viability of Wind Generation: A Case Study for New York," Pittsburgh, PA: American Wind Energy Association, 2006.

[8] Samaan, Nader A., Rich Bayless, Mark Symonds, Tony B. Nguyen, Chunlian Jin, Di Wu and Ruisheng Diao, et al, "Analysis of Benefits of an Energy Imbalance Market in the NWPP," PNNL-22877, 1097941, 2013, https://doi.org/10.2172/1097941.

[9] Milligan, M., K. Clark, J. King, B. Kirby, T. Guo and G. Liu, "Examination of Potential Benefits of an Energy Imbalance Market in the Western Interconnection," NREL/TP-5500-57115, 1071943, 2013, https://doi.org/10.2172/1071943.

[10] "Western Energy Imbalance Market," https://www.westerneim.com/pages/default.aspx.

大区域共享调度和区域控制错误责任[1]。在未来，随着可再生能源普及率的提高，增加平衡区规模带来的好处会被放大。最近开展的为提高可再生能源占比而进行的市场改革的研究表明，应朝着增加灵活性和扩大地理区域的方向发展[2]。

至少有三个因素影响电网市场扩张的效益和成本。第一个因素是与输电扩建项目相关的附加成本，这些项目可能会与跨多个小平衡区的管理整合相平行。如果在增加给定平衡区规模时不需要输电新投资，那么系统成本降低和可靠性提高是非常可观的[3]。科科伦（Corcoran）等研究了横跨不同联邦能源管理委员会的区域进行输电能力扩展互联的成本和效益。他们发现，在大多数情况下，额外的输电成本超过了收益。最具成本效益的互联方案是通过相对较短的传输项目整合多个小区域。由于他们的假设不包括燃料多样性、价格不确定性和由于拥堵造成的能源价格差异，因此需要对电力传输的影响进行更多的研究，特别是关于跨其他地区和系统的假设。影响较大平衡区域电网效益的第二个因素是利益的时间尺度。米勒（Miller）和乔丹（Jordan）发现聚合负载在每小时的时间区间内提供了适度的好处，但在 5 分钟区间和每分钟区间提供了更显著的好处[4]。第三个因素是沿更复杂平衡区域层架构的信息传输效率。特别是，迈克菲（McAfee）和麦克米伦（McMillan）认为，随着层级架构的增长，在信息点和决策点之间传输私有信息的成本也会增加[5]。如果不能有效降低信息传输成本，平衡区域规模的增加可能会受到规模效应不经济的影响。

---

[1] Smith, J. Charles, Michael R. Milligan, Edgar A. DeMeo and Brian Parsons 2007 "Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No.3, pp.900 - 908, 2019, https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901598.

[2] Goggin, Michael, Rob Gramlich, Steven Shparber, Nelson Mullins Riley, Scarborough Llp, and Alison Silverstein, "Customer Focused and Clean, Power Markets for the Future," Wind Solar Alliance, 2018, https://windsolaralliance.org/wp-content/uploads/2018/11/WSA_Market_Reform_report_online.pdf.

[3] Corcoran, Bethany A., Nick Jenkins, and Mark Z. Jacobson, "Effects of Aggregating Electric Load in the United States," Energy Policy, No. 46, July, 2012, pp.399 - 416, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.079.

[4] Miller, N., and G. Jordan, "Impact of Control Areas Size on Viability of Wind Generation: A Case Study for New York," Pittsburgh, PA: American Wind Energy Association, 2006.

[5] McAfee, R. Preston, and John McMillan, "Organizational Diseconomies of Scale," Journal of Economics & Management Strategy, Vol.4, No.3, pp.399 - 426, 1995, https://doi.org/10.1111/j.1430-9134.1995.00399.x.

大量研究还表明基于市场的经济电力调度可降低成本。格林和纽伯里发现，在英国电力现货市场，更多的竞争导致了更低的电力成本[1]。斯卡乐（Cicala）研究了将市场化调度引入美国电力控制领域的效果，发现放松管制使运营成本降低约 20%（每年 30 亿美元），并使地区电力交易增加约 20%[2]。其他研究人员发现，重组可导致发电厂生产成本降低和实质性的效率提高[3]。斯卡乐（Cicala）还发现在解除监管的市场里煤电厂的燃煤价格比未解除监管的要下降 12%[4]。林江等研究了中国广东省在过渡到电力市场的过程中经济和碳排放的影响，发现电力改革给消费者带来了显著支出节省[5]。魏一鸣等采用优化模型定量分析了经济调度对燃煤电厂的影响。他们发现，燃煤电厂之间的热效率存在重大差异，而且，随着经济调度，平均电价随着发电用煤减少而降低[6]。

对能源批发市场的一个批评声音是“缺钱”。在竞争激烈的纯能源市场中，发电厂通常只能回收其边际成本。因此，财务重组和市场效益的重新分配对于发电厂收回其固定容量成本是必要的[7]。林江等在广东省探讨了这一问题，并

[1] Green，Richard J.，and David M. Newbery，“Competition in the British Electricity Spot Market，” Journal of Political Economy，Vol.100，No.5，pp.929－53，1992.

[2] Cicala，Steve，“Imperfect Markets versus Imperfect Regulation in U.S. Electricity Generation，” w23053. Cambridge，MA: National Bureau of Economic Research，2017，https://doi.org/10.3386/w23053.

[3] Fabrizio，Kira R.，Nancy L. Rose，and Catherine D. Wolfram，“Do Markets Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on US Electric Generation Efficiency，” The Ameirican Economic Review，Vol. 97，No.4，2007，pp.31.

[4] Cicala，Steve，“When Does Regulation Distort Costs? Lessons from Fuel Procurement in US Electricity Generation，” American Economic Review，Vol.105，No.1，pp.411－44，2015，https://doi.org/10.1257/aer.20131377.

[5] Lin，Jiang，Fredrich Kahrl，Jiahai Yuan，and Liu Xu，“Economic and Carbon Emission Impacts of Electricity Market Transition in China: A Case Study of Guangdong Province，” Applied Energy，No. 238，2019，pp.1093－1107.

[6] Wei，Yi-Ming，Hao Chen，Chi Kong Chyong，Jia-Ning Kang，Hua Liao，and Bao-Jun Tang，“Economic Dispatch Savings in the Coal-Fired Power Sector: An Empirical Study of China，” Energy Economics，No. 74，August 2018，pp.330－42，，https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.06.017.

[7] Joskow，Paul L.，“Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design，” Utilities Policy，Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets，Vol.16，No.3，2008，pp.159－70，https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003.

得出结论，有必要建立机制，使发电厂能够收回其固定成本[1]。本文还评估了批发市场的收入是否足以支付所有发电厂的生产和固定成本。

三、方法

我们用 PLEXOS 模拟 2016 年南方电网发电厂每小时电力调度。我们模拟了南方电网的五个节点，每省一个：广东、广西、贵州、云南、海南，见图 1。我们同时模拟了与其他电网的区域交换，如与西南电网或中部电网。使用 2016 年各省发电机组实际发电数据、以及跨省区输入 / 输出中的消纳数据，我们校订了模型中的关键参数（可用性，调度限制等）。

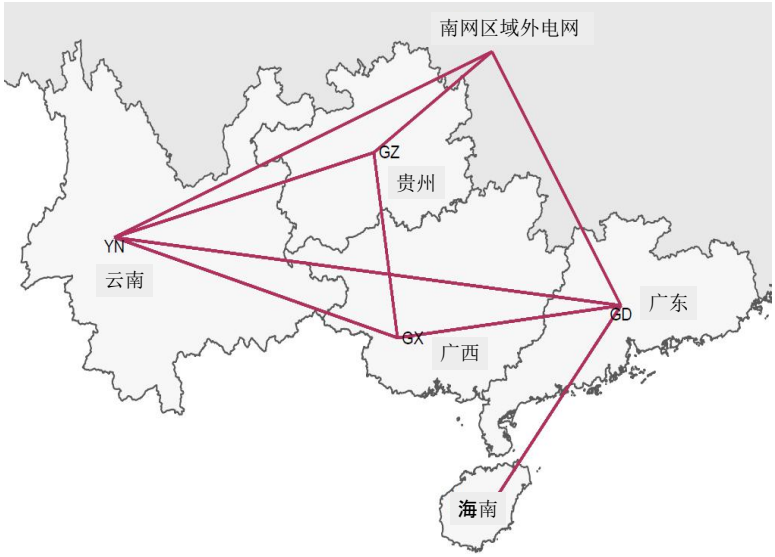

图 1　南方电网五个节点以及网外节点

资料来源：作者自绘

[1] Lin，Jiang，Fredrich Kahrl，Jiahai Yuan，and Liu Xu，“Economic and Carbon Emission Impacts of Electricity Market Transition in China: A Case Study of Guangdong Province，” Applied Energy，No. 238，2019，pp.1093 - 1107.

（一）模型

我们用 PLEXOS 以每小时解析度模拟南方电网的运行。PLEXOS 是一个行业标准软件，由 Energy Exemplar 公司开发，在世界各地被电力公司和运营商广泛使用。PLEXOS 采用混合优化整数来降低能够满足给定负荷的成本，负荷即由电网的物理参数（如发动机容量，缓变率， 传输限制）和经济参数（如燃料价格，启动成本，输入输出限制）给定。针对下面所提及的每一个情景，我们以每小时解析度模拟南方电网 2016 全年的运行，并报告本模型的关键输出，如发电厂调度、传输、省际流量、生产电价和批发电价、水电和其他可再生能源消纳、二氧化碳排放，等等。

（二）情景

我们设立了三个情景来评估南方电网中省内和区域电力市场的影响。情景的如下顺序显示了市场约束的逐步释放。

第一，基线。基线情景模拟南方电网系统 2016 年的实际火电调度、省际输入输出和水电调度限制。

第二，省内市场。在这个情景中，我们模拟在南方电网中建立一个省内市场。我们假设在各省内部，电厂调度是基于市场的，也就是基于最小成本。然而，既有的管理省际电力进出口的合同以及水电调度的限制条件被假定为与基线情景情况一致。

第三，区域市场。在这个情景中，我们模拟在南方电网中建立一个全网范围的区域市场。我们假设当前的省际合同重新谈判，整个南方电网的系统调度基于最小成本进行优化。现有的传输限制会继续作用于省际传输流量。

（三）数据与关键参数

1. 电力需求

我们采用《中国电力统计年鉴 2017》中 2016 年各省的实际电力消费数据。我们根据 2016 年各省冬夏季典型日负荷形态、月用电量、假定冬夏季持续长度以及周末与工作日用电量比值，构建了各省每小时负荷曲

线[1][2]，[3]，[4]，[5]，[6]，[7]，[8]，[9]，[10]。

2. 水利发电

我们采用固定水力发电法进行建模，通过历史月份额限定每月进口电量和水电发电量，并假定一天当中峰谷用电比率，确定各省的小时水力发电调度值。因为我们只掌握广东的水力发电数据，我们假定其他各省的水力发电情况相同。由于广东占南方用电需求的 50% 以上，我们相信这个假设不会对结果有显著影响。在月能源消费预算相同的条件下，我们还通过使用灵活水电调度，进行敏感性分析。

3. 太阳能和风能

对每一个省，我们从 SWITCH-China 模型中抽取其光伏和风能发电的小时概况，分别在各省 10 个具有最佳资源禀赋的站点（即 10 个最佳光伏站点和 10 个最佳风能站点），使用其小时光照和风速数据进行模拟[11]，[12]。

4. 发电厂运行参数

发电厂运行参数，如热耗率、缓变率和最小稳定发电水平，是用发电机组

[1] Q. Cai， J Li， Y. Wang， Q. Sun， M. Xie， J. Deng， and M. Liu， “Load Characteristics of Guangdong Power Grid，” Guangdong Electric Power， 2014.

[2] “Key Statistics of Guangdong， “ 2016，http://www.gdstats.gov.cn/tjsj/zh/gmjjzyzb.

[3] 云南省统计局：《云南经济运行数据 -- 统计数据》， 2017，http://www.stats.yn.gov.cn/tjsj/。

[4] 贵州总计局：《 贵州 2016 年统计月报》，2017 年，http://www.gz.stats.gov.cn/tjsj_35719/sjcx_35720/tjyb_35721/index_1.html。

[5] 《上半年广西全社会用电量 634 亿千瓦时 居民用电保持高增长》，人民网，2016 年 7 月 25 日，http://gx.people.com.cn/n2/2016/0725/c179430-28726182.html。

[6] 海南省政府：《海南省 2016 年统计月报》，2017 年。

[7] Zhang， Xiuzhao， and Hongli Yan， “Studies on Load Characteristics of Yunnan Power Network，” Yunnan， China: Yunnan Electric Power， 2014.

[8] Yang， Zhuo， and Bo Li， “Load Characteristics Analysis and Forecasting in Guangxi Power Grid，” Guangxi Electric Power， 2014.

[9] Li， Xiaolu， “Analysis of Load Forecasting in Guizhou Power Grid，” 17，Guizhou Electric Power Technology， 2014.

[10] Lv， Yi， “Load Curve and Trend in Hainan Power Grid，” 24，China Science and Technology Information，2013.

[11] He， Gang， and Daniel M. Kammen， “Where， When and How Much Wind Is Available? A Provincial-Scale Wind Resource Assessment for China，” Energy Policy， No.74， November 2014，pp.116 - 22. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.07.003.

[12] He， Gang， and Daniel M. Kammen， “Where， When and How Much Solar Is Available? A Provincial-Scale Solar Resource Assessment for China，” Renewable Energy， No. 85， January 2016，pp.74 - 82， https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.027.

历史性能数据、热耗率与成本监管指令、国际基准和其他相关资料，以及通过与系统操作员针对实际操作讨论后估算的[1][2][3][4]。

5. 燃料价格

我们使用各省 2016 年的实际煤炭价格[5]。煤炭价格表现出明显的逐月变化（参见图 2）。不过，不同省份的变化趋势都极为相似。在所有省份，煤炭价格在 1—8 月区间都很平缓，在 9—12 月，价格上升大约 20%—40%。煤炭价格贵州最低，广西则最高。

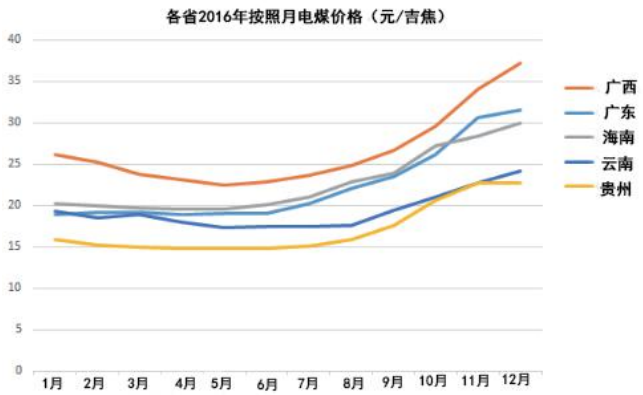

图 2　各省 2016 年按月煤炭价格

资料来源：中国国家发展和改革委员会

我们没有 2016 年各省天然气价格的月度数据，因此使用了 2016 年广东省天然气年平均价格（54.4 元 / 吉焦）进行各省计算。我们相信这不会对计算结果有重大影响，因为燃气发电相对于燃煤发电所占比重极小。

6.　与其他地区电网的交换

[1]　Abhyankar，Nikit，Anand Gopal，Colin Sheppard，Won Young Park，and Amol Phadke，“Techno-Economic Assessment of Deep Electrification of Passenger Vehicles in India，” 60，2017.

[2]　Liu，Shucheng，Phase I – A Direct Testimony of Dr. Shucheng Liu on Behalf of the California Independent System Operator Corporation R.13-12-010，California，U.S. 2014.

[3]　Liu，Shucheng，“A Bulk Energy Storage Resource Case Study Updated from 40% to 50% RPS，” presented at the CAISO 2015-2016 Transmission Planning Process，2015.

[4]　California ISO，“2015-2016 Transmission Plan，2016，http://www.caiso.com/documents/board-approved2015-2016transmissionplan.pdf.

[5]　中国国家发展和改革委员会：《中国电煤价格指数（CTCI）》，2019，http://jgjc.ndrc.gov.cn/zgdmjgzs.aspx?clmId=syjgzs6。

在所有情景下，我们假设与其他地区之间电力输入输出和 2016 年的实际流量相同。2016 年实际数字来自《2016 年电力行业统计汇编》[1]。

7. 燃料二氧化碳排放系数

我们使用政府间气候变化专门委员会[2]的煤炭和天然气二氧化碳排放系数，汇总在表 1。

表 1 燃料二氧化碳排放系数

燃料	排放系数	单位
煤炭	95.42	t CO2/TJ
天然气	56.151	t CO2/TJ

资料来源：政府间气候变化专门委员会

（四）模型校准和数据

我们对模型的关键参数进行校准，如最小年发电量、水电和可再生能源削减，以便基线情景结果与各省机组实际调度量以及 2016 年的省际交易量相匹配（误差率为 10%）。2016 年的实际数据来自中国电力工业协会。校订结果见表 2。

表 2 模型校准：南方电网机组发电与省际传输的模拟基线情景与 2016 年实际数据比较

总发电量或输入输出 (十亿千瓦时 /yr)	2016 年实际	基线情景 (模拟 2016 年)
核电	87	86
燃煤	503	500
天然气	0	1
水电	404	394
风能 + 光伏	31	29
水电和可再生能源消减	32	36
发电总计	1024	1010
主要省际流量		
总发电量或输入输出 (十亿千瓦时 /yr)	2016 年实际	基线情景 (模拟 2016 年)

[1] 中国电力协会：《2016 年电力行业统计汇编》，2017 年。

[2] IPCC， Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories，1997.

（续表）

广西至广东	8	6
贵州至广东	55	60
云南至广东	110	100

资料来源：中国电力工业协会和分析结果

四、主要结果

（一）模拟发电混合和边际成本

市场化运作可使火电机组的调度效率更高，总体生产成本更低。在基准情景（当前调度方式）中，无论边际成本如何，所有燃煤发电机都以类似的容量因数运行，导致高度非优化调度，并造成大量弃水、弃风、弃光现象（5%—10%）。

表 3 显示了在所有情景下南方电网区域按能源分类的年发电总量。在基线情景下，燃煤发电量占全区域总发电量 50%，同时约 8% 的水电和可再生能源发电被迫消减；然而市场化调度机制降低了燃煤发电量：省内市场降低 7%（基于省内的市场），区域市场降低 10%（考虑传输限制后的区域市场）。与此同时，核能发电，具有极低的边际成本，在所有情景中增加了约 25%，水力发电增加了 9%，弃水、弃风、弃光电量下降了 83%。

表 3　南方电网 2016 年按能源和情景分类的年发电量（十亿千瓦时 / 年）

来源	基线	省内市场	区域市场
核能	86	107	107
煤炭	500	465	450
天然气	1	0	0
水力	394	413	425
风力	22	19	22
光伏	7	6	6
总发电量	1010	1010	1010
水力和可再生能源消减	36	21	6

资料来源：作者计算

图 3 按照生产边际成本将发电厂年度调度分组。在市场化调度下，发电厂

以小于 160 元 / 兆瓦时的边际成本发更多的电，发电厂以大于 160 元 / 兆瓦时的成本却发电更少。结果是，生产总成本和电力批发价格明显下降。

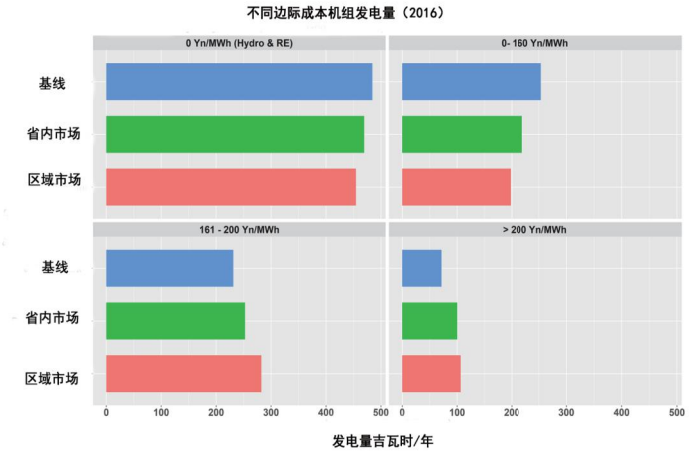

图 3 2016 南方电网按边际成本的年发电量

资料来源：作者分析结果

（二）市场化调度的经济收益

在发电厂市场化（最低成本）调度的情况下，南部电网区域的电力批发总成本比按目前的发电厂计划调度做法减少了 20%—35%（见图 4）。建立省内市场对降低成本贡献最大（20%），其次是建立区域市场（再多降低 15%）。相对于基线，建立省内市场降低了所有省份的批发成本，而当市场实现区域化时（即从省内市场过渡到区域市场时），成本降低了再降低 10%—41%。广东省的降幅最低（约 10%），表明该省已经从该地区其他省份进口了大量电力。

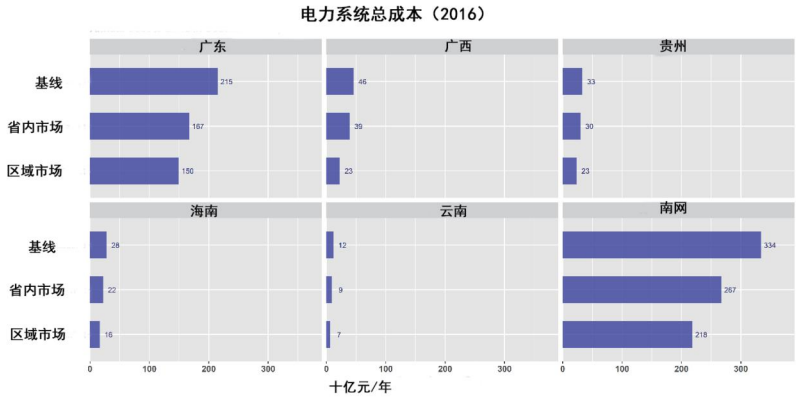

图 4　2016 南方电网电力年批发成本

资料来源：作者计算分析结果

（三）省内发电和省际传输

这里我们针对每一个情景描述省内发电和省际传输。在 2016 年的基线情景下，广东发电量最高达 383 0 亿千瓦时，其次是云南为 271 0 亿千瓦时 (参见图 5)。广东同时是电力净输入省，分别从广西、海南、云南和其他网外区域输入电力。在广东、贵州、海南，煤电主宰发电，而广西和云南则是水电主宰。省际电力传输的最大量是在广东与广西之间，净传输量由西向东约 119 0 亿千瓦时。

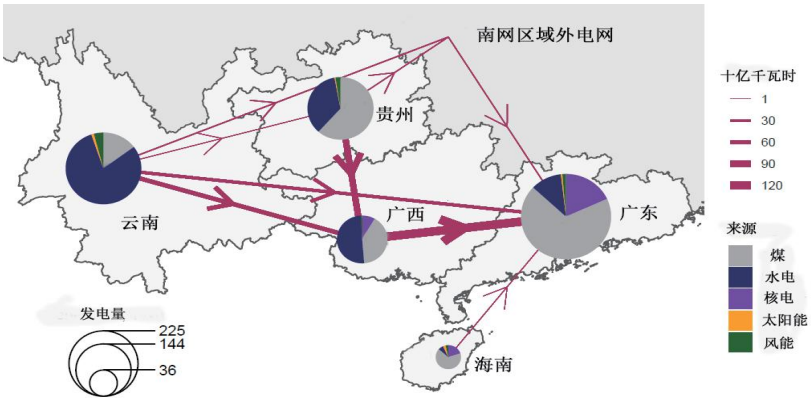

图 5　基线情景下南方电网电力发电与省际传输

资料来源：分析结果

在省内市场情景下，各省的总发电量和各省之间的电力输入输出量没有变化（参见图 6）。反而是，各省的发电都被优化以实现最低成本，这导致了发电结构的变化。例如，虽然煤炭仍然主导广东发电，但该省的煤炭发电量（与基线情景相比）减少了 70 亿千瓦时，而核能发电量则对等增加。云南的煤炭发电量从 400 亿千瓦时减少到 250 亿千瓦时，水力发电量从 2160 亿千瓦时增加到 2350 亿千瓦时。总体而言，在这种省内市场情景下，该地区的煤炭发电量减少，水力发电量增加。

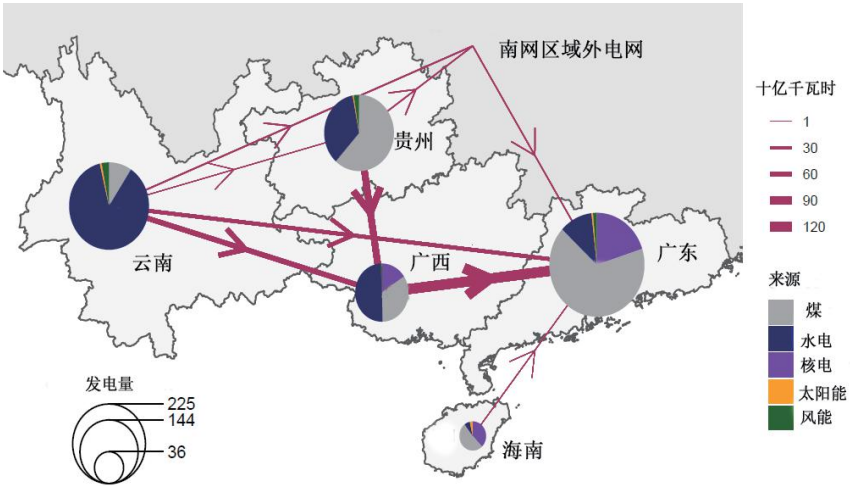

图 6　省内市场情景下南方电网电力发电与省际传输

资料来源：分析结果

区域市场情景产生了更显著的发电量与传输量的变化（参见图 7）。与基线情景相比，广东省省内发电总量从 383 0 亿千瓦时减少到 352 0 亿千瓦时，煤炭发电量从 264 0 亿千瓦时减少到 226 0 亿千瓦时。云南省发电量从 271 0 亿千瓦时增加到 279 0 亿千瓦时，水力发电量从 216 0 亿千瓦时增加到 247 0 亿千瓦时。广西的省内发电量从 120 0 亿千瓦时减少到 90 0 亿千瓦时，减少的大部分是煤炭发电量。另一方面，贵州省发电量从 206 0 亿千瓦时增加到 262 0 亿千瓦时，大部分增长来自煤炭发电量。省际传输也发生了重大变化。例如，广西至广东的输电量从 119 0 亿千瓦时增加到 153 0 亿千瓦时，而贵州至广西的

输电量从 77 0 亿千瓦时增加到 136 0 亿千瓦时。在区域市场条件下，广西成为向广东输电的枢纽，同时却降低了本地发电量。

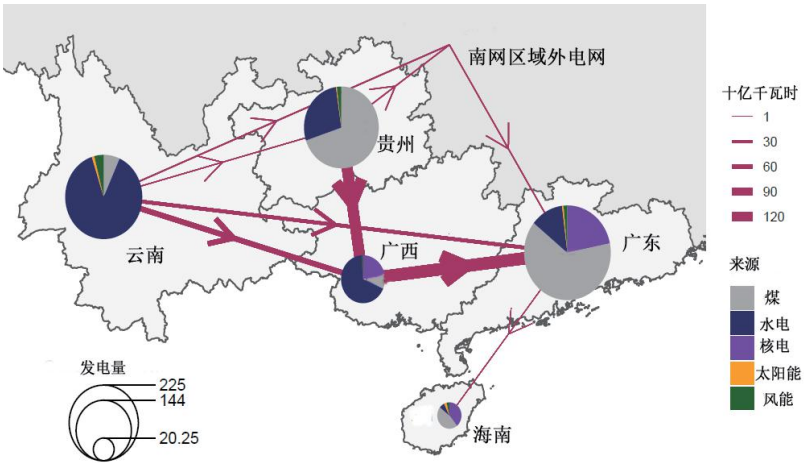

图 7　区域市场情景下南方电网电力发电与省际传输

资料来源：作者分析结果

（四）降低二氧化碳排放

由于弃水现象的显著减少和火电机组的更有效运行，市场化调度大大减少了南方电网的二氧化碳排放量（参见图 8）。创建一个省内市场，即便有水电调度和传输能力限制，与当前排放量（基线情景）相比，二氧化碳排放量减少了 7%。建立一个跨区域市场，二氧化碳排放量可再进一步减少 3%。

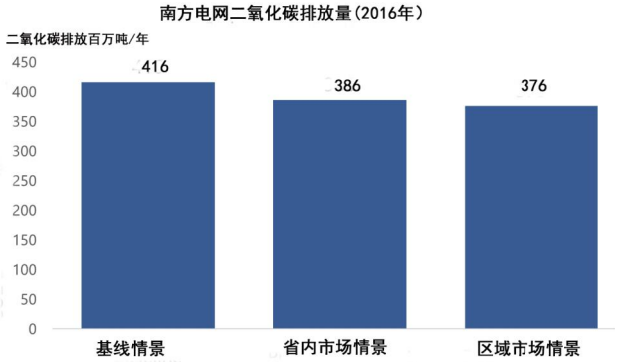

图 8　2016 年南方电网年二氧化碳排放

资料来源：作者分析结果

（五）固定成本回收

南方电网区域当前的发电电价 / 合同价格明显高于发电厂的固定成本（主要是投资成本及固定运营维护成本）和可变成本（燃料和可变运营维护）总额。在市场化经济调度下，批发电力总成本（即发电机组总收入）显著降低（参见图 4）。然而，市场收入仍然足以满足省内市场和区域市场情景下的发电机组总成本（固定和可变）（参见图 9）。

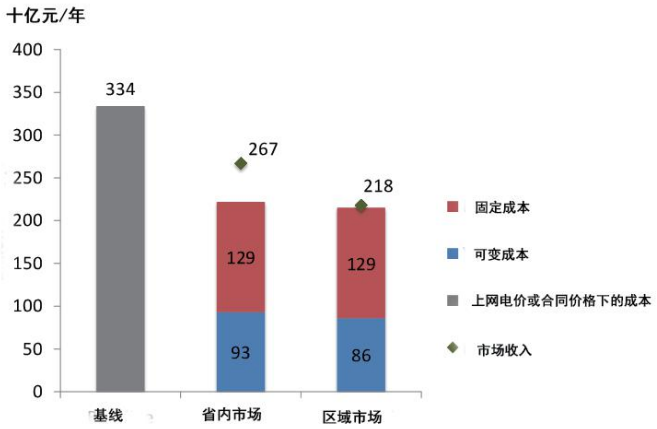

图 9 2016 年南方电网年市场总收入及发电机组总成本

资料来源：作者分析结果

在省内市场情景下，市场总收入为 2670 亿元 / 年，高于发电机总成本的 2220 亿元 / 年；在区域市场情景下，发电机总收入降至 2180 亿元 / 年，仍略高于发动机总成本的 2150 亿元 / 年，意味着区域和省内市场收入足以在系统层面收回发电机固定成本。为确保在单个发电厂层面收回固定成本，可能需要对当前合同 / 付款安排进行财务重组；评估此类重组的细节不在本文的范围内。

五、敏感性分析

为了检验研究结果的稳健性，我们通过改变煤炭价格、改变各省之间的输电能力，改变水电调度限制条件，进行了敏感性分析。

（一）提高煤炭价格

由于燃煤发电占南方电网总发电量的近 50%，煤炭价格上涨会影响市场价格，从而影响市场化调度所带来的节约。如果煤炭价格上涨 25%，在省内市场情景下，平均市场价格上涨近 12%，在区域市场情景下，平均市场价格上涨 10%。因此，在省内市场情景下，负荷成本增加到 2960 亿元 / 年，在区域市场情景下，负荷成本增加到 2400 亿元 / 年。 假设发电电价（仅可变成本部分）也会增加，以反映较高的煤价，则基线情景下的总负荷成本将增加约 7%，达到 3560 亿元 / 年。因此，与基线情景相比，省内市场情景下总批发电力成本将下降 17%，区域市场情景下批发电力成本下跌 33%。这些百分比的减少比我们的核心分析中（低价煤）的减少要小，分别是在省内市场情景下减少了 20%，在区域市场情景下减少了 35%；见图 4。

（二）新输电投资（加传输）

在这里，我们假设对跨省输电容量进行新的投资，并且在区域市场情景下，可用输电容量增加了现有容量的 50%。这一扩展使其他省份能够从云南获得更廉价的水电，从贵州获得廉价的煤电，这降低了净输入省份（广东、广西和海南）的成本，但增加了云南和贵州的总输出量和电力成本。然而，在区域市场情景加传输敏感案例下，所有省份的成本仍然低于基线情景下的成本。当对整个区域进行汇总时，加传输敏感性案例中的附加成本的降低仅比核心区域市场情景的低 3.2%，这表明考虑到该区域当前的资源组合和负荷，这种方法的价值有限。然而，随着可再生能源的普及和负荷的增长，扩展输电能力的作用价值可能会很大。最后，加传输案例能推动电力系统运营产生重大变化。在省一级层面，新增加的输电能力使广东广西减少自行发电量，转而增加从云南和贵州等电力便宜的省份输入电力变得更加经济。例如，广东的总发电量从 383 0 亿千瓦时减少到 293 0 亿千瓦时，其中大部分是由于煤炭发电量从 264 0 亿千瓦时减少到 167 0 亿千瓦时（与基线情景相比）；云南和贵州因此成为新的最大和第二大发电省。云南的发电量从 271 0 亿千瓦时增加到 312 0 亿千瓦时（主要来自水电增加），贵州的发电量从 206 太瓦时增加到 296 0 亿千瓦时（主要来自煤

电增加）；增加的发电量大部分输出到广东。随着跨省输电能力增强，由西向东的输电量增加，其中广西是通往广东的输电枢纽。

（三）灵活的水电调度

由于水电占南方电网总发电量的近 40%，其调度受限对电力批发成本和系统运行有显著影响。为了探索更灵活的水电调度的好处，我们允许水电站相对于基线情景中所模拟的固定调度偏离 25%；但维持每月能源预算限制不变。在区域市场情景下，额外的灵活性对水电的影响很小，但电网运行的变化很大。首先，煤炭发电调度变得明显平缓。水电站在高峰时段增加出力，在非高峰时段减少出力，从而使火电站的爬坡和循环明显减少。尽管煤炭总发电量几乎保持不变，但更便宜的煤电被调度得更多。其次，由于贵州拥有南方电网地区最廉价的煤炭资源，贵州对广西和广东的煤电输出有所增加。最后，大部分昂贵的天然气发电调度被取消。结果是，在区域市场灵活水电调度案例下，批发电力成本降至 2060 亿元 / 年，比核心区域市场情景低 6%，比核心基线情景低 38%。

（四）区域市场情景敏感性分析总结

图 10 总结了区域市场情景下批发电力成本对敏感性分析案例的影响。除了上述三种情况外，它还展示了一种既有灵活的水电投资又有额外输电投资的情况。在这种情况下，批发电力成本比核心的区域市场情景低 10% 左右。

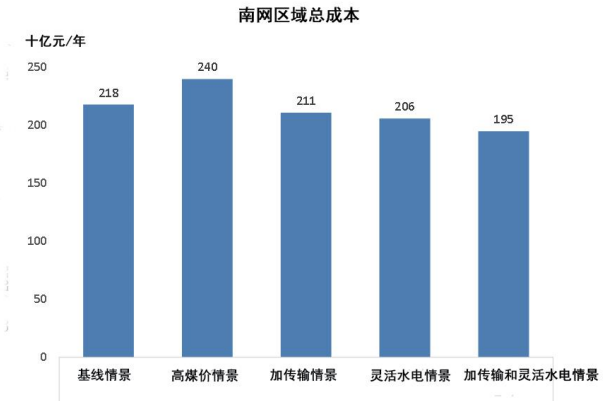

图 10 2016 年南方电网负荷成本关键参数敏感性分析

资料来源：作者计算分析结果

六、结论和政策含义

在许多发达经济体中，在大型均衡区域内有组织的批发市场能提供多种好处：降低服务消费者的成本，改善可再生能源的整合，减少环境碳足迹。我们的研究结果表明，中国南方电网的市场化运营可以在所有省份提高效率和降低成本，使整个地区的批发电力成本降低 35%。通过建立独立的省内市场，维持现有的省际输入输出水平，即可实现大部分的成本节约，这表明电力市场可以在结合适当的固定成本回收安排的情况下，提供近期效益。

市场驱动的全系统电力成本降低可能有助于为固定成本补偿提供必要的资源。此外，在电力批发市场中，与边际成本最低的发电机组的交易将以市场价格结算，发电机组固定成本得以收回，而不必把固定成本附加于批发电力成本。大部分的补偿是边际成本高的发电机组或那些根本没有被调度的发电机组所需要的。我们对固定成本的初步分析表明，低成本发电机组有足够的收入盈余来收回其固定成本并补偿高成本发电机组，这可能需要对现有合同 / 支付机制进行财务重组。然而，这一问题还需要进一步的研究。

在省一级中，广东从市场受益最大，主要是因为它即使是在基线情景下，也使用了高成本煤电，并输入了 30% 以上的能源。由于在该地区煤炭成本最高，广西成本降低的最大来源是将省内市场扩大为区域市场，因为广西可以因此输入更便宜的贵州煤电和云南水电。随着区域市场的发展，广西煤电明显下降。贵州由于拥有该地区最便宜的煤炭，建立省内市场只会略微降低成本。在区域市场中，贵州大量输出额外的煤电并从云南输入水电，但这些交易受到输电条件的限制。一旦这些限制消除，其他省份将大量进口贵州煤电，这降低了区域净成本，但会增加贵州的成本。输电条件受限情况的改善，使水电发电量大幅增加，云南省因此受益。输电能力扩大使其他省份能够更多地从云南输入，这在降低区域成本的同时增加了云南的成本。由于更高效的火电调度和避免弃水、弃风、弃光，电力市场还可以使南方电网的二氧化碳排放量减少 10%，使电力

市场成为纳入中国电力行业最具成本效益的脱碳战略之一。

市场化机制的环境和经济价值会随着时间的推移增加。例如，我们基于2016年电力系统的分析显示，在扩大区域市场输电过程中，区域批发电力成本和二氧化碳排放量仅略有下降，然而，随着中国增加可再生能源发电以实现环境目标，一个输电范围业已扩大的区域市场可能有助于降低成本和提高效益。这个问题需要进一步的研究。最后，如果中国建立一个电力部门碳市场，将需要有市场化电价以实现碳价格的传递。随着碳价格被计入发电成本，并且太阳能、风能和储能技术成本继续下降，电力市场将有助于大规模整合可再生能源，并加快向清洁电力系统的过渡。