

Power Sector Reform in China

An international perspective

国际视角下的
中国电力行业改革

César Alejandro Hernández Alva 和 李想

The views expressed in this paper do not necessarily reflect the views or policy of the International Energy Agency (IEA) Secretariat or of its individual member countries. The paper does not constitute advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the paper's content (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the paper. Comments are welcome, directed to cesar.hernandez@iea.org.

国际能源署

国际能源署（IEA）的工作涵盖能源领域的诸多议题，包括石油、天然气以及煤炭的供需、可再生能源技术、电力市场、能效、能源可及性、需求侧管理等。国际能源署通过不懈努力，在30个成员国、7个联盟国及全球其他地区倡导促进能源的可靠性、可负担性、可持续性的政策。

国际能源署的四个工作重点是：

- 能源安全：倡导多样、高效、灵活及可靠的燃料及能源来源；
- 经济发展：支持自由市场促进经济增长，消除能源贫困；
- 环境意识：通过政策决策分析，减少因能源生产与消费造成的环境影响，尤其是应对气候变化与大气污染；
- 全球合作：与联盟国和伙伴国紧密协作，尤其是与主要新兴经济体的合作，探索全球能源与环境问题的解决方案。

国际能源署的成员国包括：

澳大利亚
奥地利
比利时
加拿大
捷克
丹麦
爱沙尼亚
芬兰
法国
德国
希腊
匈牙利
爱尔兰
意大利
日本
韩国
卢森堡
墨西哥
荷兰
新西兰
挪威
波兰
葡萄牙
斯洛伐克
西班牙
瑞典
瑞士
土耳其
英国
美国

© OECD/IEA, 2018
International Energy Agency
Website: www.iea.org

请注意本出版物在使用和分发时有具体限制。相关条款请参照：

www.iea.org/t&c/

欧洲委员会也参与了国际能源署的工作。

致谢

根据国际能源署与中国国家能源局签署的三年合作方案，国际能源署组织编写了本报告。报告由 Cesar Alejandro Hernandez Alva 和李想共同撰写。李想和 Cesar Alejandro Hernandez Alva 是报告的共同第一作者，其他做出重要贡献的辅助作者有：Simon Mueller, 万海，李严凝和 Hideki Kamitatara。

Page | 3

本报告在 Keisuke Sadamori 的指导下完成。感谢 Peter Fraser 的指导和认真审阅。主要作者要特别感谢 Simon Mueller 在报告编写过程中提供的相关信息，并以全面的视角丰富了报告内容。

IEA 内部的多位同事为报告撰写提供了有益的建议和意见，特别是 Paolo Frankl, David Bénazéraf, Cyril Cassisa, Andrew Prag 和 Ernst Kuneman。此外，作者感谢 Keunhyung Kim, Cristina Morillas, Carlos Fernández Álvarez 的贡献和建议。Astrid Dumond, Katie Lazaro, Bertrand Sadin 和 Therese Walsh 为报告提供了制作、翻译、图形艺术和编辑等方面的支持。

感谢外部审稿人提供的宝贵意见和建议，他们是 Dan Wetzel（落基山研究所），Kazuya Maruo（日本输电运营商跨区域协调组织）和 Kazuhiro Kurumi（日本经济贸易产业省）。主要作者还要感谢张晶杰（中国电力企业联合会）的重要贡献。

感谢 Caren Brown 博士出色的编辑工作。感谢朱玉犇将本报告翻译成中文。

如有疑问或反馈意见，请联系：

César Alejandro Hernández Alva (cesar.hernandez@iea.org)

目录

执行摘要	9
背景	9
中国电力市场改革	10
相关国际经验	11
长期规划	11
电力交易和运行	12
可再生能源和低碳能源部署	13
引言	15
中国的电力行业	15
总体情况	15
各地区和各省情况	17
影响电力行业发展的因素	20
经济转型	20
能源系统转型	20
环境保护	21
治理结构	21
中国电力行业的参与者	22
电力行业改革	24
电力行业发展（1978-2001 年）	24
2002 年电力体制改革	25
2015 年电力行业改革	27
电力行业面临的挑战	29
中国电力体制改革的关键要素	31
规划和投资	32

长期规划和投资	32
规划过程	32
投资核准	33
规划效果	34
中长期电力交易	34
中长期交易	35
跨省跨区域电力交易	37
区域批发市场	39
发电权交易	40
电力调度	40
行政发电计划	41
调度中心	41
三公调度	42
节能调度	42
建立现货市场	43
东北辅助服务市场	43
跨区域富余可再生能源电力现货市场	45
广东电力现货市场	45
电价体系	46
上网电价	46
煤电	47
风电和太阳能发电	48
输配电价	50
零售电价	51
可再生能源发展	52
挑战	52

政策支持	52
制约因素	53
与中国有关的国际经验	54
长期规划	54
墨西哥国家电力系统发展规划	54
日本提升数据透明度	55
澳大利亚系统整体规划（ISP）	57
电力交易和系统运营	59
结合长期和短期电力合约，优化运营效率	59
鼓励适度投资	61
更大范围的区域电力交易	62
可再生能源能源发展	66
“系统价值”是可再生能源发展的一个关键概念	66
系统友好型波动性可再生能源部署	68
总结	71
附录	73
参考文献	74
首字母缩略语、缩写和度量单位	82
首字母缩略语和缩写	82
货币缩写	83
度量单位	83

图列表

图 ES.1 • 2016 年中国、美国和欧盟的发电装机（左图）和 2017 年发电量（右图）	9
图 1 • 2016 年中国、美国和欧盟的发电装机（左图）和 2017 年发电量（右图）	16
图 2 • 中国的电力需求增长（左轴）以及发电结构（右轴）	16
图 3 • 发电装机最大的欧盟国家和中国各省区（单位：百万千瓦）	17
图 4 • 2017 年中国各地区的发电和能源结构	18
图 5 • 2017 年中国的跨区域电力流向（单位：十亿千瓦时）	19
图 6 • 2017 年中国各省发电装机和设备利用率（可调度技术）	19
图 7 • 2017 年中国各省发电装机和设备利用率（波动性可再生能源）	20
图 8 • 2018 年中国电力行业的监管机构	22
图 9 • 中国的电网公司运营范围（2018 年）	23
图 10 • 按发电装机计，2018 年中国最大的发电企业（单位：百万千瓦）	23
图 11 • 2018 年煤电的上网电价（元/千瓦时）	47
图 12 • 2018 年各区域陆上风电上网电价	48
图 13 • 2018 年各区域太阳能光伏发电上网电价	49
图 14 • 日本的区域电力系统（2018）	56
图 15 • 电力市场组成概览	60
图 16 • 加入 EIM 的公用事业公司，2017 年	63
图 17 • 图解 LCOE 和系统价值	67
图 18 • 波动性可再生能源成本、SV 和竞争性之间的关联	68
图 19 • 不同地区风电项目的市场价值，德国（2011）	69
图 20 • 墨西哥能源的预期平均价值（美元/兆瓦时）（2016）	70

表列表

表 1 • 中国的能源结构，2016 和 2017 年	17
表 2 • 2015 年中国电力行业企业所有权（单位：%）	24

表 3 • 电力发展五年规划的参考方案.....	32
表 4 • 简政放权过程：2004 年和 2016 年政府核准层级变化	33
表 5 • 规划与实际新增发电装机容量对比.....	34
表 6 • 省内电力交易	35
表 7 • 中长期交易	36
表 8 • 不同类别的跨省/跨区域电力交易	38
表 9 • 中国电力调度的层级结构	41
表 10 • 辅助服务市场燃煤电厂报价分档和限价.....	44
表 11 • 电力辅助服务市场	44
表 12 • 省级电网的输配电价	50
表 13 • 日本信息透明导则提供的公开信息样例.....	57
表 14 • 西部 EIM 的预期效益，2016 年第 4 季度	64
表 15 • 与中国相关的国际经验	72

专栏列表

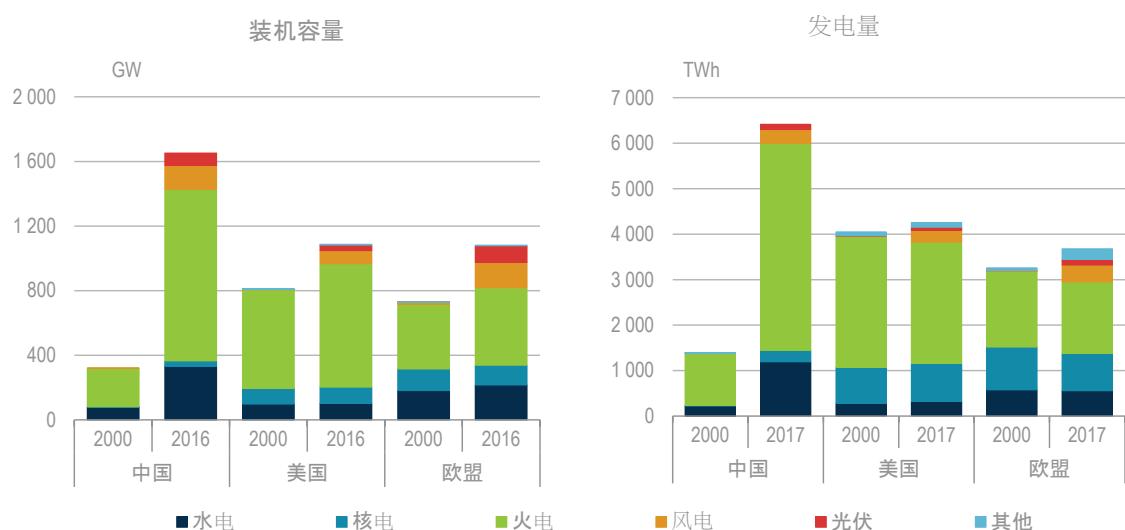
专栏 1 • 大用户直购电	37
专栏 2 • 中国电力行业采用三公调度方法的原因.....	42
专栏 3 • 中国电价体系的历史	46

执行摘要

背景

中国经济在过去数十年间飞速增长，使得中国成为全球第二大经济体，并帮助数亿人摆脱了贫困。经济高速增长也推动中国的电力需求从 2000 年的 1.39 万亿千瓦时增至 2017 年的 6.42 万亿千瓦时，并超越美国和欧盟，成为全球最大的电力消费国（图 ES.1）。

图 ES.1 • 2016 年中国、美国和欧盟的发电装机（左图）和 2017 年发电量（右图）



资料来源：IEA (2018a), *World Energy Statistics*, www.iea.org/statistics/; NEA (2018a), *China 2017 Power Sector Data*, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

重点：中国的电力系统在短短二十年内成为全球第一大电力系统。

为应对前所未有的电力需求增长带来的挑战，中国政策体制对保障充足投资的关注度超过了经济性。作为国内自给自足的资源，煤炭是发电来源的首选，不过随着能源结构日益多样化，其他电源如水电、核电以及较新的风电和太阳能发电也在不断发展，燃煤发电的比例已经有所下降。

近年来，中国在制定政策时更多关注电力行业增长带来的环境和经济成本。**环境成本方面**，燃煤电厂是本地空气污染和二氧化碳 (CO₂) 排放的一大来源。电力行业是中国最大的二氧化碳排放源，占国内总排放量的 40%，以及世界总排放量的 11.1%。此外，电力行业每年还产生约 116 万吨二氧化硫和 1110 万吨氮氧化物。**经济成本方面**，需求增长放缓导致电力供过于求，进而导致一些煤电企业设备利用率较低。

中国的电力系统已开始结构性改革，以有效应对这些挑战。为提升环境质量，中国重点发展清洁能源，远期目标是大幅减少能源系统对煤炭的依赖。事实上，得益于水电、核电、气电、风电和太阳能光伏发电的增长，煤电在电力结构中的份额已从 2007 年的 81% 降至 2017 年的 65.5%。如今，中国拥有全球最大的陆上风电和太阳能光伏发电装机。

为了提高经济效益，中国实施了几轮电力行业改革。2015 年，中央政府颁布的“9 号文”做出了改革部署，致力于更有效发挥市场作用（见下一节）。

然而，实现如此深刻的转型并非易事。建成更清洁高效的电力系统，更好服务中国社会需求，需要克服诸多挑战。中国并非世界上唯一在努力解决电力系统转型问题的国家。虽然各国国情不同，但了解其他国家的情况无疑有助于中国成功实现转型。在此背景下，本报告设定了两个目标：首先，报告回顾了中国电力系统已经完成和正在进行的改革努力，以及现阶段和未来面临的挑战，旨在增进国际社会对中国电力行业更全面的理解，帮助他国更好了解中国电力系统的改革实践，并重点介绍中国面临的挑战。其次，本报告有针对性地选择了国际上其他国家电力改革案例，旨在为中国继续推进电力改革提供有益参考，助力中国电力行业实现清洁低碳、安全高效的整体目标。

中国电力市场改革

中国电力行业改革的历史可追溯至 20 世纪 80 年代。当时，为解决限制经济发展的电力短缺问题，中央政府首次允许第三方投资电力行业。同一时期，中国制定了一些延续至今的行业规则，为投资者提供确定性，例如“三公调度”规则，为相同技术领域的发电企业分配同样的利用小时数。

不过，中国电力行业改革的一个重要里程碑是 2002 年颁布的“5 号文”。当今电力行业格局很大程度上是这次改革的结果，垂直一体化的国家电力公司被拆分为五家发电企业—“五大”发电集团，以及负责输电、配电、系统运营和电力零售的两家电网公司。电力行业监管得以强化，电力系统的一些市场化运行机制也发轫于此。

尽管电力系统进行了结构性调整，但此阶段电力系统的工作重点仍是保障投资而非经济性考量。中央政府通过制定五年规划来确保投资和相关电力技术应用。这一过程已逐步下放，各省承担项目核准的重要环节。

发电项目运行也主要由行政而非市场化方式决定。按照三公调度原则，各省核定每个可调电厂全年满负荷运行小时数，同类型发电机组被分配相同小时数，而很少考虑各发电机组的效率。此外，各省主要依靠省内电源，一定程度上限制了跨省和跨区交易。

用户支付的电价，以及发电和电网企业的补贴也是由行政方式确定。对于发电企业，各省不同电源都采取了标杆上网电价方式，电价标准因发电技术而异。该电价模式适用于全部发电机组。终端用户支付的电价存在交叉补贴，与居民和农业用户相比，工业用户支付的电价相对较高。由于没有独立的输配电价，电网公司的收入为上网电价和销售电价之差。

中国之前曾尝试一些提高系统效率的市场化改革措施，如直接购电、发电权交易、跨省/跨区域交易和节能调度。然而，由于改革系统所涉及的复杂性，这些措施并未大规模推广，有些甚至已经停止。

许多尝试尽管已经中止，但确实影响了 2015 年“9 号文”启动的新一轮电力体制改革。鉴于其提出的宏伟目标，9 号文可被视为中国电力行业转型的另一个里程碑。本轮改革的主要政策可归纳如下：

- 按照“准许成本+合理收益”的收入上限模型，核定单独的输配电价。
- 售电价由中长期市场中发电企业和大用户协商或竞价决定，零售电价由趸售电价、线路损耗、输配电价和政府性基金及附加构成。

- 建立电力交易机构，撮合交易并进行交易结算。
- 售电企业可以汇聚小型用户，并代表其参与趸售市场。

虽然 9 号文的落实仍在持续，但已取得许多重要进展：输配电价已经核定；相当比例的电量正通过电力交易机构交易；终端大客户电价由市场确定；首批现货市场试点正在推进。两个有趣的案例展示了中国电力市场可能的走向：第一个是广东电力现货市场，正作为一个节点市场进行测试，从建立伊始，该市场的目标就是协调南方电网（CSG）区域的所有资源。第二个是东北地区辅助服务市场，也称为调峰辅助服务市场，该市场旨在激励燃煤电厂在特定时段降低出力，以消纳风电和光伏发电。

相关国际经验

本报告介绍了一些国家和地区的国际经验，为中国决策者提供借鉴，助力解决中国电力行业的挑战。经验介绍分三个主题：系统规划、电力交易和系统运行，以及可再生能源和低碳能源开发。价格问题在电力交易和系统运行部分一并介绍。

长期规划

中国已致力于从以前政府完全规划转型，使市场在电力系统中发挥更有力作用。当前的电力改革为这一转型提供了新动能。因此，研究其他国家近年来开始的类似转型（从中央规划转向更加市场化）案例很有意义，如墨西哥的电力市场改革。《**墨西哥全国电力系统发展规划》（PRODESEN）**¹为墨西哥未来 15 年的电力装机结构提供了指导，并确定了相关的输配电投资。PRODESEN 提出要同步优化传统化石燃料发电和可再生能源发电投资，以最大限度降低系统长期成本。

随着市场的作用越来越大，所有市场参与者的数据可及性愈发重要。日本近期从区域垄断电力供应公司的系统转向更加自由化的市场体系，关键一步是改善数据透明度以及引入一家独立机构进行系统规划。如今，不同电网区域之间的电力交易量、每小时电力需求量，以及不同燃料类型的逐小时发电量信息均已公开。此外，一个新的独立机构——跨区输电协调运营商组织（OCCTO）——负责协调跨区域电力交易和电网的长期规划。

让市场发挥更大作用并非改变规划流程的唯一动力。实际上，电力系统转型的基本驱动力是：（1）低成本可再生能源的增长和低碳化，（2）分布式能源和电气化的重要性日益增加，（3）数字化。澳大利亚的电力系统正在快速转变，从以煤为主的装机结构转向更多地依靠可再生能源。2018 年，**澳大利亚能源市场运营中心（AEMO）**发布了其首个**整体系统规划（ISP）**。根据关于新增风电和太阳能发电机组的建设速度、天然气发电的可能前景，或燃煤电厂的退役时间表等各种假设，该规划分析了澳大利亚电力系统可能面临的不同前景。基于这些情景假设，规划中同时考虑了输电网和发电结构的优化，以及电池储能技术等先进技术，运用高度复杂的计算机模型得出了成本最低的装机结构预期。

¹ PRODESEN 是《墨西哥全国电力系统发展规划》的西班牙语首字母缩写。

电力交易和运行

在如何利用市场化手段提高效率和吸引电力投资方面，国际上有很多可供中国参考的经验。这些案例也涵盖了中国政策制定者感兴趣的许多方面。本报告介绍了其他国家应对电力行业改革挑战的措施。电力改革中已成功解决的挑战之一是如何通过**将长期和短期电力合同有机结合以优化运营效率**，利用现货市场向市场参与者发出价格信号，使市场参与者能够协调其投资和运营。理念更具前瞻性的批发市场不仅利用价格信号来提高运营效率并降低短期成本，还能够**引导电力投资保持在合理水平**。市场带来的另一个好处是可以更好地协调各地区，**以促进更大范围的跨区域交易**。鉴于所有存量发电资产的重要性，报告介绍了如何**实现存量发电资产平稳过渡至新市场环境**的政策工具，因为这是许多改革中向更有效运行模式转变的主要障碍之一。

将长期和短期电力合同有机结合以优化运营效率——现货市场

全球成功市场均建立了中长期合同与现货市场之间的有效联系，旨在发现在日常运营中特定时段电力的经济价值。这些现货市场的价格用作中长期合同的参考。最成功的现货市场之一由 **PJM** 运营，该组织成立于 1927 年，旨在帮助垂直一体化电力公司（电网企业）进行资源共享；2002 年，PJM 成为美国第一个区域输电运营商。PJM 每年节约的价值超过 22 亿美元。

引导适度投资

对每个电力系统而言，关键目标之一是确保足够高水平的投资，以满足尖峰电力需求。虽然大多数市场主要依靠发电收入来支付发电投资，但所谓的**电量市场**也允许电力紧缺时电价大幅升高，这可以激励发电企业在关键时刻的出力，长远来看还可以鼓励投资。其他市场运用补充机制，例如向特定时段发电的企业提供**容量费用**，以保证在系统的关键时期内有足够的电力供应。在**法国、英国、墨西哥、PJM**（美国）和 **MISO**（美国）的电力市场，两种机制（电力短缺期间电价提高以及容量费用）相结合，以保证适度投资。

促进更大地域范围间的交易

更大地域范围内的电力需求模式和电力资源更加多元，可以共享通常位于不同地区甚至不同机构运营的资源而获益。**美国西部电力不平衡市场**是一个很好的例子，它使不同的州，例如加利福尼亚及其邻州，能够以区域为基础共享平衡资源。这可以提高调度效率并减少对新增输电投资的需求。**欧洲市场的经验**也很重要，其经验说明了如何运用联合治理结构来建立规则，通过更大范围的跨国一体化更有效利用电力系统。

实现系统发电资产平稳过渡，适应新的市场环境

在任何电力改革的设计和实施中，最重要的要素之一是为存量资产提供机制，使其过渡到市场环境。如未能提前预见建立这种机制的需求，潜在风险包括改革迟滞，以及被迫向往往是低效的规则妥协。此类机制的一个成功案例是**墨西哥的遗留发电资产合约**，作为 2016 年开放市场竞争以及拆分墨西哥国家电力公司（CFE）补充。这些合约旨在对零售企业和发电企业在新市场环境中的价格风险进行对冲，同时考虑到 CFE 仍占发电量的 90%，这些合约也旨在防止其滥用发电侧的市场地位。

美国的搁浅成本待遇也是向开放竞争电力市场的一个有趣的过渡机制案例。美国联邦能源监管委员会（FERC）认识到电力公司面临的风险在于：基于预期电力需求与发电商签

订合同，开放市场后若电力用户退出，则电力公司赖以支付合同的收入基础将减少。FERC需要提出明确的机制来促进向竞争市场的过渡，并讨论了解决这一问题的两种机制：用户更换电力公司时向原电力公司支付的退出费；以及所有用户必须支付的与输电价格相关的“线路费”。

可再生能源和低碳能源部署

Page | 13

高效电力现货市场旨在通过有效调度可用资源，实现系统短期成本最小化。然而，市场形成的价格并不一定能够吸引对可再生能源和低碳技术的足够投资。因此，许多政府实施了促进可再生能源和其他低碳发电技术部署的机制。用于支持这些技术部署的最常见机制包括上网电价（feed-in tariff）、竞价（auction）和清洁能源证书（clean energy certificate）。

若要设计最优机制，必须对不同技术发电投资的竞争力进行评估。为了公平比较可再生能源技术和其他低碳技术的竞争力，必须考虑其发电模式不同，且发电量与电力价值较高时段的相关性也不同。

为了在可再生能源发展政策中考虑发电技术的系统价值，一些新的机制已经被建立。在**德国市场溢价**这一可再生能源支持机制案例中，不仅要考虑成本，还要考虑新投资对于系统的价值。该机制旨在支付高于市场价格的固定溢价，使得选择溢价机制的风电企业，平均来看可以获得与选择固定上网电价机制的企业相当的收入。因此，这种机制鼓励发电价值高于平均水平机组的发展，抑制价值低于平均水平的发电机组。

另一个案例是**墨西哥竞价体系**，开发这一体系主要是考虑到墨西哥拥有大量可再生能源，如风能、太阳能和地热能资源，但这些资源对系统的价值并不相同。墨西哥的解决方案是开展技术上中立的竞价，不同技术的发电投资报价经过竞价体系调整后包含溢价和罚金（溢价和罚金的确定是基于对未来 15 年发电技术系统价值的预期，同时考虑到电能的空间和时间价值），也就是说调整后的报价包含对于成本和系统价值的考量，因此具有可比性。也可从可调度发电技术购得容量产品。竞价系统会比较所有报价，在考虑不同发电项目电力的系统价值后，会用一个通用算法选择“调整后”成本最低的报价。在这一体系下，即便发电机组成本“高昂”，但若能够产生更多系统价值，也可以被选中。

墨西哥和德国的案例，均通过竞争获得长期合同，以确保对此类技术足够高的投资水平，同时通过在现货市场中囊括此类电量来保证系统的短期效率。

引言

过去二十年来，中国经济飞速增长。在此过程中，中国的电力行业满足了急剧增长的电力需求，为经济腾飞做出了不可磨灭的贡献。然而随着中国经济近几年来步入“新常态”，电力行业也面临着新的挑战：一方面需要吸引充分投资，另一方面也要改革体制机制，为电力行业参与者提供更为有效的激励。中国电力行业已经取得了诸多成就，但由于中国优先发展的领域在不断演变，为电力行业找到适当的平衡点这一任务还远未完成。中国中央政府于 2015 年启动了新一轮电力市场改革，标志着中国向更高效的电力行业迈出了重要一步——市场将在资源配置中发挥更大作用。

Page | 15

中国拥有全球最大的电力系统。2016 年，中国煤炭消费量占全球的 48.9%，发电量占全球总发电量的 24.9%。中国的输电线路长达 68.78 万公里，并网装机容量为 17.77 亿千瓦，满足了 6.42 万亿千瓦时的电力需求。这一庞大体系提供的电力帮助数亿人摆脱了能源贫困，并推动中国成为了全球第二大经济体。然而问题也随之而来，全球约 11.1% 的二氧化碳排放来自中国燃煤电厂，二氧化硫和氮氧化物年排放量达 2490 万吨，导致了严重的空气污染。

这些数据表明，中国电力行业未来的发展路径将极大程度上影响全球电力市场格局。中国能否实现《巴黎协定》目标一定程度上取决于政府能否成功应对电力行业面临的挑战。然而，国际上可获得的有关中国电力系统的近期发展历程、当前运作模式，特别是在当下市场改革框架内可能的未来前景等介绍少之又少。

本报告旨在填补这方面的空白，加强中国与世界之间的经验和实践分享。报告结构如下：

- 第一章带领读者纵览中国电力行业的整体发展、可能受到的影响因素以及过去的数轮改革进程。本章还概述了电力系统目前面临的挑战。
- 第二章将详细介绍中国的电力系统，帮助不熟悉相关信息的读者了解其运作方式。中国电力系统长久以来深受规划体制影响，并在此基础上逐渐融入一些市场要素，因此有别于很多国家。第二章介绍中国电力系统有别于其他国家的关键因素，包括投资及规划、中长期电力交易、现货市场、电力调度、价格体系和可再生能源发展。本章还将讨论上述关键因素的发展演变、现状和未来面临的挑战。
- 第三章有针对性地提供了一些国际案例，案例选择基于如前所述中国电力系统的挑战和关键因素。本章旨在通过提供有利于中国向更市场化、更节能和更清洁电力系统转型的国际经验，为中国提供可能的政策选择。
- 最后，结论部分概述了当前电力改革的主要成就，以及可能对中国政策制定者有所启发的其他市场经验。

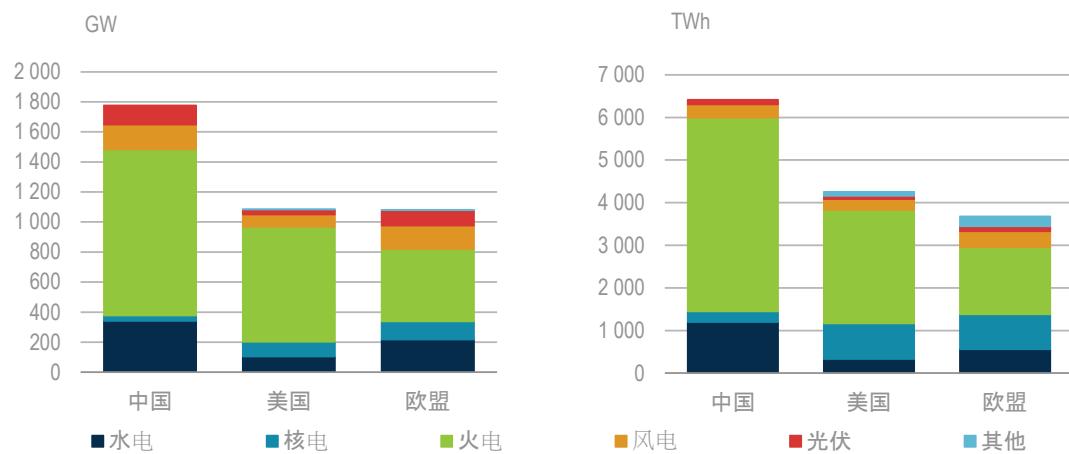
中国的电力行业

总体情况

中国拥有全球最大的电力系统。其 17.77 亿千瓦的总容量（2017 年底）（NEA, 2018a）比全球排名第二的美国或排名第三的欧盟都要高 60% 以上（见图 1）。

图 1 • 2016 年中国、美国和欧盟的发电装机（左图）和 2017 年发电量（右图）

Page | 16



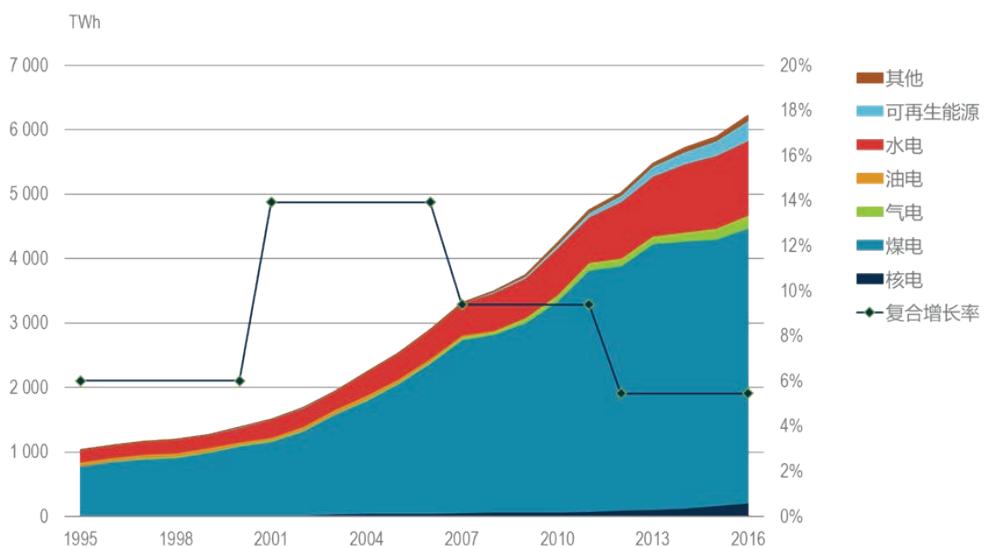
资料来源：IEA (2018a), *World Energy Statistics*, www.iea.org/statistics/; NEA (2018a), *China 2017 Power Sector Data*, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

二十年前，情况并非如此。从图 2 可以看出，改革开放以来中国的电力系统发展迅猛，其中最重要的里程碑是 2001 年中国加入世界贸易组织（WTO）。

在 2001-2006 年期间，中国电力需求的年均增长率从较高的 6% 增至近 14%。如此之快的增速对任何一个国家的电力行业都是挑战。中国电力行业的许多特征，如重点关注规划和投资，正是受此影响。

如今，中国电力需求增长率又逐渐下降至约 6%，部分因为中国向低能耗经济模式转型，关注点从重工业逐步转向服务业。2017 年《世界能源展望》（IEA, 2017）中完整介绍了中国能源行业的格局，并对这些结构变化进行了详细分析。

图 2 • 中国的电力需求增长（左轴）以及发电结构（右轴）



注：CAGR 指复合年均增长率。“其他可再生能源”包括太阳能、风能、地热能和潮汐能。

资料来源：IEA (2018a), *World Energy Statistics*, www.iea.org/statistics/.

表 1 揭示了中国电力行业的另一个重要趋势：电力行业中燃煤发电占比从 2007 年的峰值 81% 降至 2017 年的 65.5%。这是由于其他发电技术占比上升，如水电（19.5%）、风电（4%）、核电（3.5%）、天然气发电（3.1%）和太阳能发电（1.1%）。

表 1• 中国的能源结构，2016 和 2017 年

	2016 年发电 (亿千瓦时)	2017 年发电 (亿千瓦时)	年增长率(%)	2017 年发电占比 (%)
水电	11748	11945	1.7	19.5
风电	2420	3057	26.3	4.0
太阳能发电	674	1182	75.4	1.1
核电	2132	2483	16.5	3.5
煤炭发电	39457	41365	4.8	65.5
天然气发电	1883	2026	7.6	3.1
其他火力发电	1934	2122	9.7	3.2
总计	60247	64178	6.5	

Page | 17

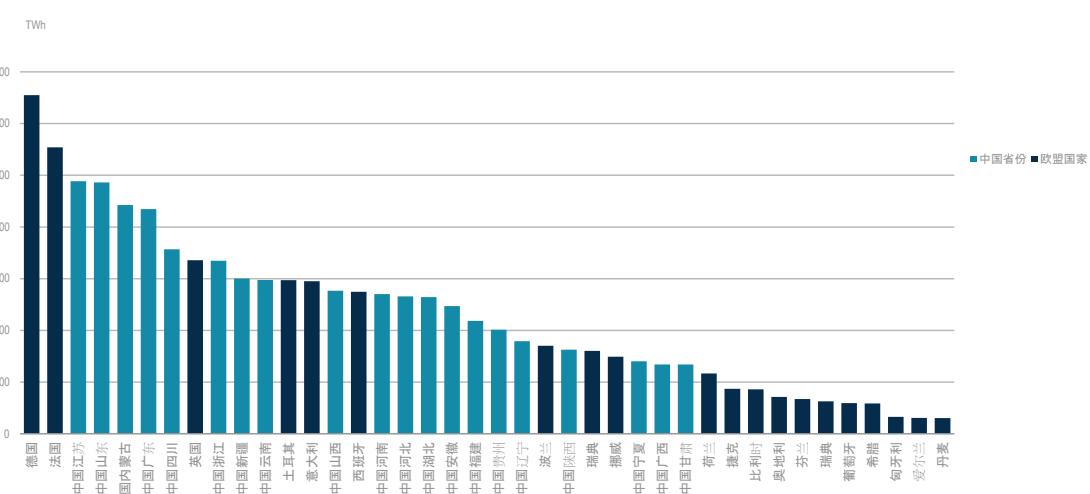
资料来源：NEA (2018a), *China 2017 Power Sector Data*, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

其中，风电、核电、天然气发电和太阳能发电的占比虽然不大，但一直在增长，说明中国的电力和能源结构日趋多元化。尽管如此，从绝对值来看，2017 年化石燃料（天然气和煤炭）发电增量仍然超过了零排放能源的发电增长。

各地区和各省情况

虽然通常统称为“中国电力行业”，但值得注意的是，该行业包括一系列规模和发电结构各不相同的省级电力系统。图 3 展示了欧盟国家和中国各省区中发电装机容量最大的 40 个区域，供直观比较。

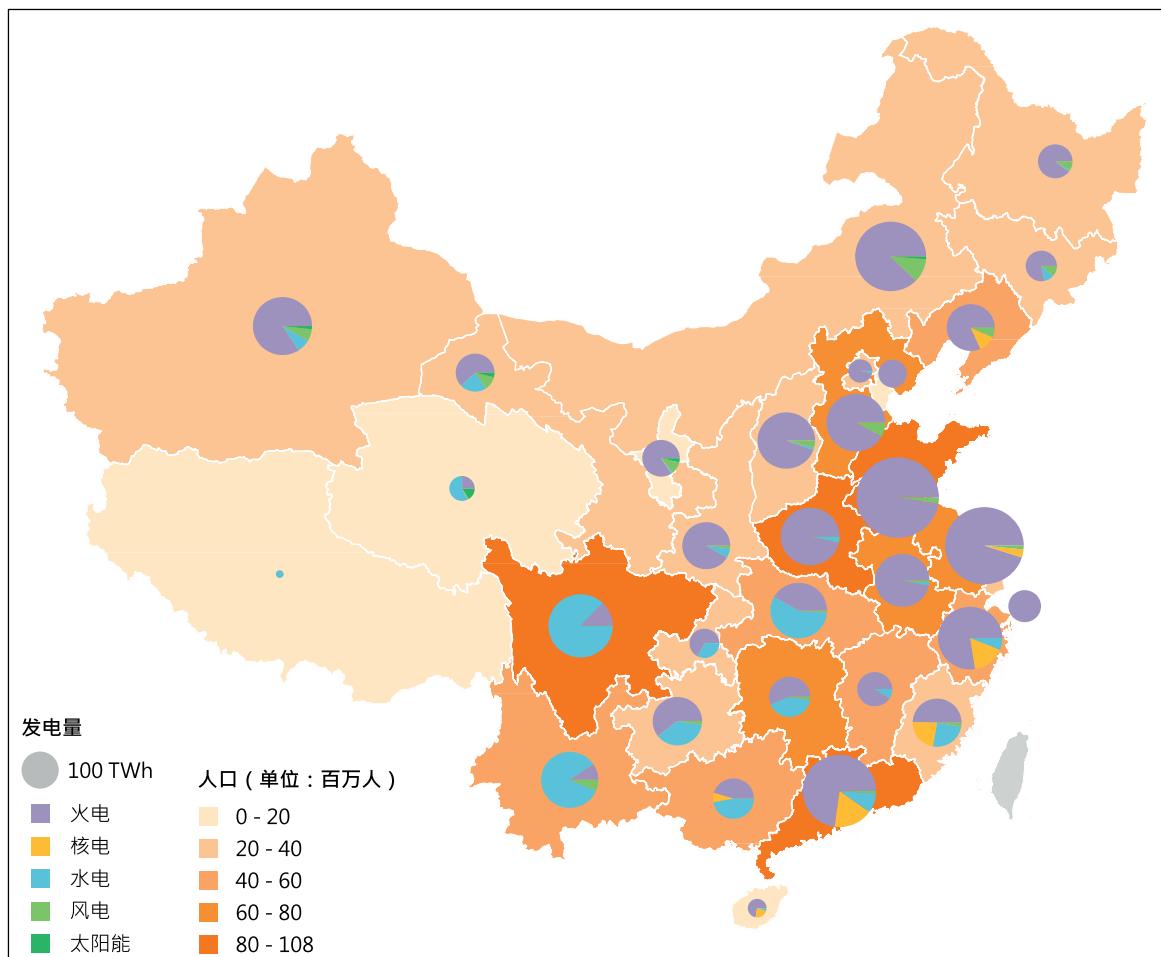
图 3• 发电装机最大的欧盟国家和中国各省区（单位：百万千瓦）



资料来源：IEA (2018a), *World Energy Statistics*, www.iea.org/statistics/; NEA (2018a), *China 2017 Power Sector Data*, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

在中国，北部、中部和东部是发电量最大的地区。大多数地区依赖煤炭发电，在华北、华东、东北和西北地区，燃煤发电占比为 70%或以上（图 4）。然而，在华南和华中地区，燃煤发电仅满足了约一半的电力需求。

图 4 • 2017 年发电装机结构



The map presents data of provinces in China.
This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries, and to the name of any territory, city or area.

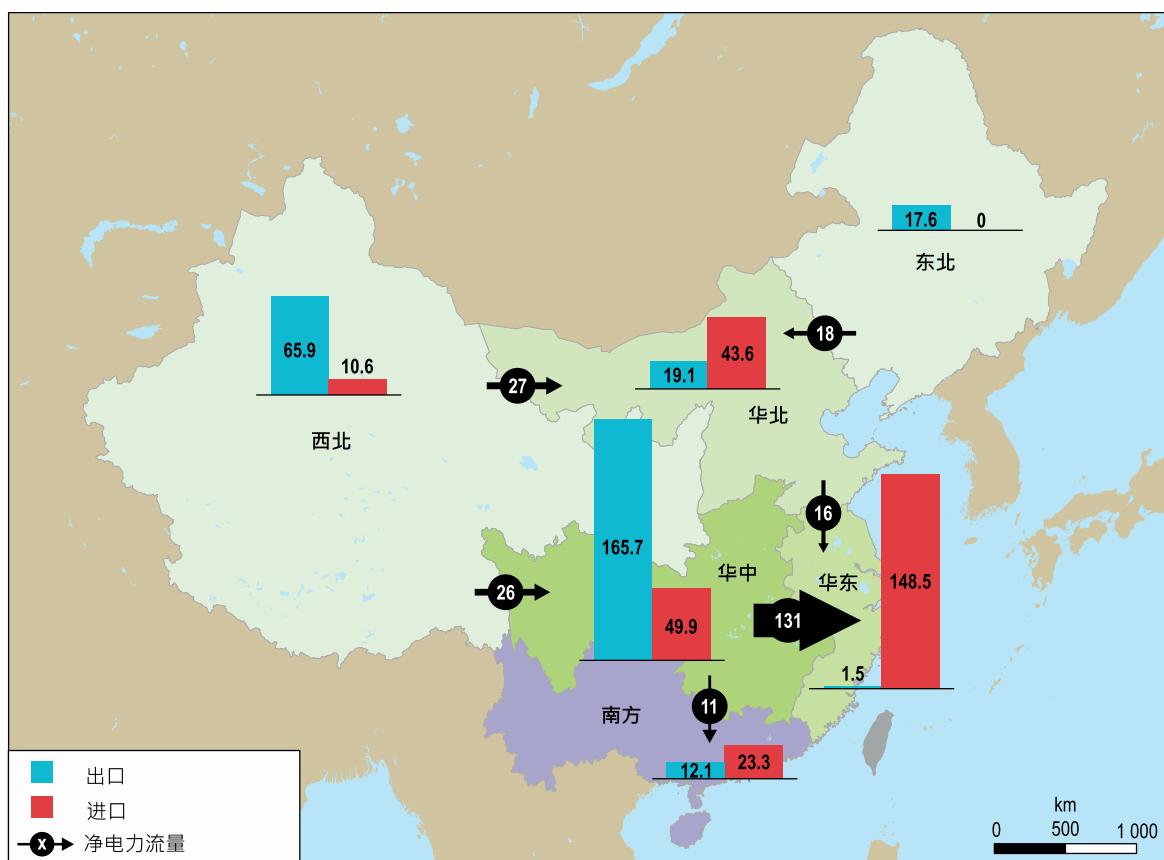
本地图并不代表对任何领土的状态或主权、对国际边界和界限的划定以及对任何领土、城市或地区的命名表示任何意见。

来源：IEA (2017), *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/weo2017.

图 5 展示了中国的区域间电力情况，电力流大体从西部和华北地区流向华南和华东地区。尽管中国疆域辽阔、资源丰富，但跨区域电力占能源消费总量的比重并不大，这与各省区试图保持本地供需平衡的外界普遍认知一致。

各区域的能源结构和能源生产率各异。图 6 显示了不同地区不同技术的设备利用率（一年中发电厂发电的小时数百分比）。大多数省份的火电利用率在 0.40-0.60 之间，但有发电机组容量“仅约”2000 万千瓦（按中国标准）的三个省份，其火电厂设备利用率小于 0.30。各省的核电情况也有所不同：有三个省核电厂设备利用率已接近国际标准 (<0.90)，另有三个省设备利用率不足 0.7，相对较低。由于水力资源分布不均，水电机组的规模和生产率自然也存在很大差异。如果只考虑中国大型的水电机组，有八个省的水力发电厂容量系数大于 0.4。

图 5 • 2017 年跨区域电力流向（单位：十亿千瓦时）



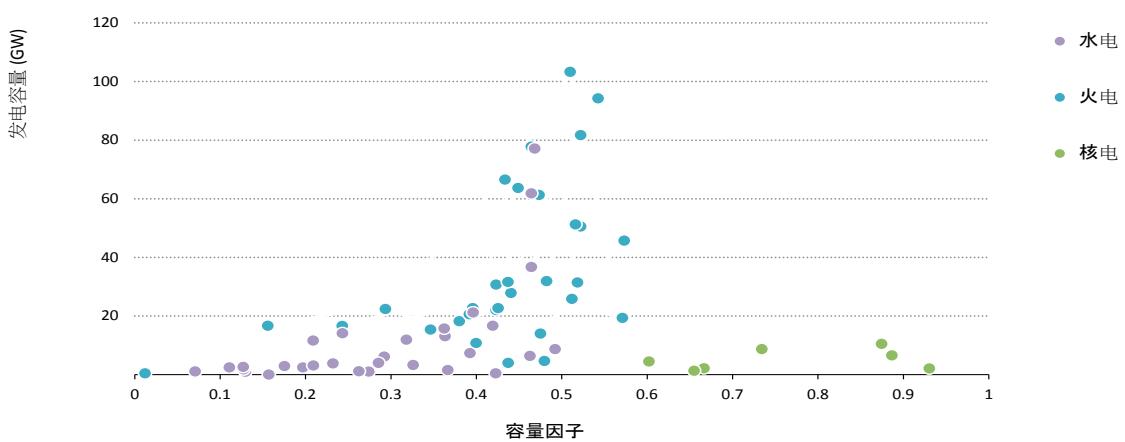
This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries, and to the name of any territory, city or area.

注：区域间规模较大的电力流如图中黑色箭头所示，规模较小的电力流并未标出。

本地图并不代表对任何领土的状态或主权、对国际边界和界限的划定以及对任何领土、城市或地区的命名表示任何意见。

资料来源：NEA (2018a), *China 2017 Power Sector Data*, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

图 6 • 2017 年中国各省发电装机和设备利用率（可调度技术）

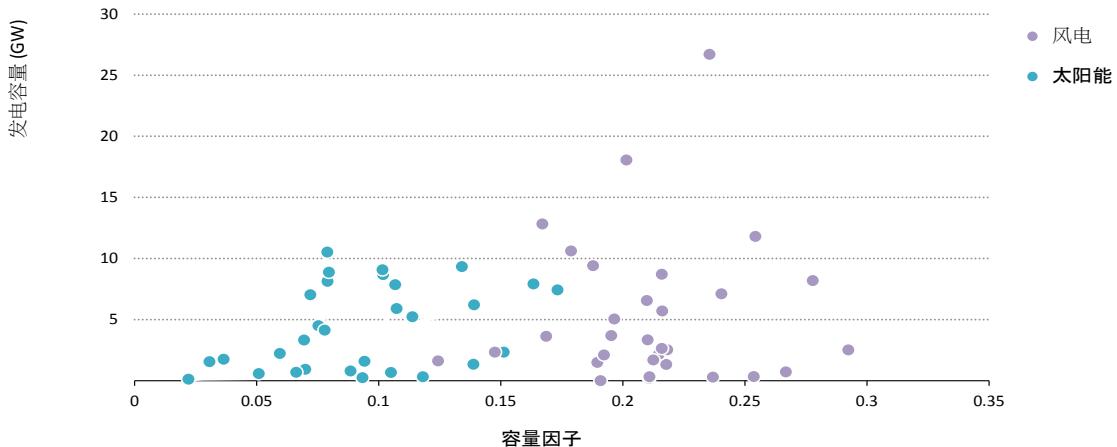


资料来源：NEA (2018a), *China 2017 Power Sector Data*, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

波动性可再生能源（VRE）的情况类似（图 7）。以设备利用率衡量，各省的发电装机规模和发电厂生产率差异较大。中国风电弃风率已从 2015 年的 15%下降至 2017 年的 12%，而同期太阳能光伏发电的弃光率从 12.6%下降至 6%。

图 7• 2017 年中国各省发电装机和设备利用率（波动性可再生能源）

Page | 20



资料来源：NEA (2018a), *China 2017 Power Sector Data*, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

影响电力行业发展的因素

经济转型

过去二十年，中国经济快速增长。即便最近有所放缓，中国的经济增速仍然令人瞩目，2017 年国内生产总值（GDP）增长 6.9%。中国政府推动了经济转型，旨在采用更可持续的发展模式，依靠消费业和服务产业拉动经济增长。2015 年，政府提出了供给侧结构性改革计划，以实现经济转型的目标。这表明改革将把市场作为优化资源配置的决定性因素。

能源系统转型

自 21 世纪初，中国一直将优化能源供给结构作为首要任务，旨在降低煤炭在能源结构中的占比、提高清洁能源比例。“十三五”规划的约束性指标之一是，到 2020 年将能源消费总量中的煤炭占比降至 58%，将天然气发电占比扩大到 10%，并将非化石能源占比提升至 15%以上（NDRC, 2016a）。过去十年间，中国就可再生能源装机容量和发电量制定了雄心勃勃的目标，极大推动了可再生能源的利用。

目前，中国的装机规模世界第一，其中约 60% 是煤电。然而，过去几年装机容量大幅增长的同时，电力需求增长却在放缓。因此，中国的电力行业出现产能过剩，特别是燃煤发电机组设备利用率下滑。

中国过去十年新增的可再生能源装机容量占全球新增装机容量的五分之一以上。中国的水电、风电和太阳能光伏发电装机容量均居世界领先水平。然而，可再生能源的快速增长也导致了消纳问题：2016 年，风力发电的弃风率达 17.2%，光伏发电的弃光率达 10.3%。在部分地区，弃风弃光率甚至超过 40%。

环境保护

中国的能源消耗量巨大，使得中国成为全球最大的二氧化碳排放国。许多地区的空气质量达不到国家卫生标准。中国正在按照《巴黎协定》中作出的承诺，向清洁能源转型，并改善空气质量。

二氧化碳排放

Page | 21

中国在“十二五”规划中提出了第一个碳强度目标（NDRC, 2011a）。两年后，中国发布了《国家应对气候变化规划（2014-2020 年）》（NDRC, 2014）。自 2012 年以来，碳强度目标已被纳入省级考核评估，这一点足以说明其重要性。在为各类技术制定效率标准的基础上，中国已经宣布了其碳排放交易体系的全面启动，既有地方性试点碳排放交易体系，也包括全国性碳排放交易体系。

从国际层面而言，中国基于《巴黎协定》设定的目标包括：到 2030 年左右，二氧化碳排放达到峰值，到 2030 年单位 GDP 二氧化碳排放下降 60-65%，并将非化石能源的占比提高到 20%。自 2013 年以来，中国已在两省五市开展了碳排放交易体系（ETS）试点工作。2017 年 12 月，中国政府启动了全国性碳排放交易体系，初期（2020 年前）仅纳入电力行业。这一体系将加强碳排放数据监测，同时引入碳交易价格。该碳排放交易体系是中国气候政策一揽子计划的一部分，旨在降低二氧化碳排放并支持中国实现其国家自主贡献中的减排目标。

空气污染

中国政府意识到遏制空气污染的重要性。国务院于 2013 年印发了《大气污染防治行动计划》（State Council, 2013），作为 2013-2017 年期间各省提高空气质量的指导意见。该全国性文件旨在减少细颗粒物污染，使空气质量符合国家环境空气质量标准，也包含减少除细颗粒物外其他污染物的详细措施。

国务院于 2018 年 7 月印发了《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（State Council, 2018），关键措施包括：在重点城市地区和能源行业制定当地空气污染计划；在省级绩效考核中纳入减少空气污染相关指标；强化产业结构调整措施；终端污染治理；节约能源；控制低效燃煤发电；将工业建筑和住宅的供暖来源从煤炭转向天然气和电力。

治理结构

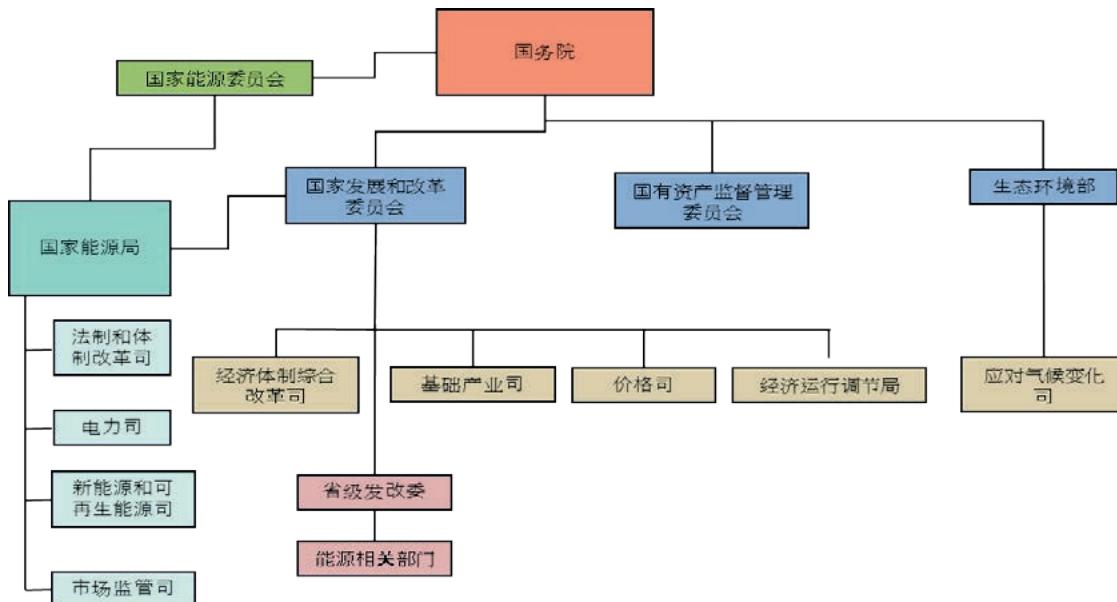
在中国，电力政策的制定涉及多个部委。国家发展和改革委员会（National Development and Reform Commission, NDRC）和国家能源局（National Energy Administration, NEA）负责发布并实施产业规划、政策、价格以及能源行业监管。在中国共产党第十九次全国代表大会之后，2018 年 3 月，中央机构改革重组，但国家发改委和国家能源局内负责电力行业改革的八个司局保持不变。

国家发改委经济体制综合改革司牵头电力行业改革，另有三个司局参与：价格司负责指导电价，包括煤电标杆上网电价、可再生能源的上网电价，以及跨区域和跨省的输配电价。经济运行调节局负责与发电计划有关的需求侧管理和改革。基础产业司负责将电力行业规划与宏观经济发展规划衔接，确保电力行业改革目标与国家宏观经济目标相一致。

国家能源局也有四个司局参与了电力行业改革。电力司主要关注化石燃料发电规划和电网规划、电动汽车充电设施和增量配电网改革。新能源和可再生能源司负责可再生能源

的发展和消纳。法制和体制改革司负责改革的体制相关工作。市场监管司负责电力行业监管。图 8 为中国电力行业监管机构的组织结构图。

Page | 22 图 8 • 2018 年中国电力行业的治理机构



中国电力行业的参与者

中国的电力行业参与者众多，包括多家私营和国有发电企业、电网公司（提供输电和配电）和零售商。值得注意的是，电网公司还负责系统运行以及电力零售业务。下文简要介绍了电力行业的各类参与者。

电网公司

中国的两大主要电网公司为国家电网有限公司（State Grid Corporation of China, SGCC）和中国南方电网有限责任公司（China Power Southern Grid, CSG）。按员工人数计，前者是全球规模最大的公司之一。内蒙古电力（集团）有限责任公司规模较小，主要在内蒙古西部提供输配电服务。图 9 显示了上述电网公司的运营范围。电网公司的业务还包括参与制定调度计划、实施发电调度和默认零售。

图9• 电网公司运营范围（2018年）

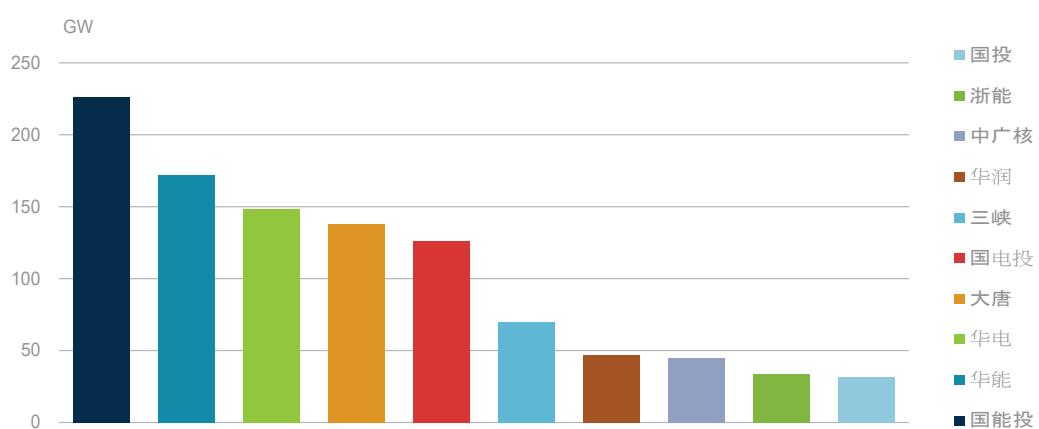


Page | 23

本地图并不代表对任何领土的状态或主权、对国际边界和界限的划定以及对任何领土、城市或地区的命名表示任何意见。

发电企业

图10• 按发电装机计，2018年中国最大的发电企业（单位：百万千瓦）



中国有许多发电企业。虽然大多数技术领域都允许民营企业参与，但发电领域仍由国有企业主导。不过，中国装机规模最大的五家发电集团（通常称为“五大发电集团”）——中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司和中国

电力投资集团公司——近年来正在经历快速变化。中国电力投资集团公司于 2015 年与国家核电技术公司合并，重新组建国家电力投资集团有限公司。2017 年，中国国电集团公司与煤炭巨头神华集团有限责任公司合并重组为国家能源投资集团有限责任公司，取代华能成为了中国发电容量最大的发电集团（图 10）。到 2017 年，中国五大发电集团（发电容量均超过 1 亿千瓦）的发电装机规模已超过英国等国家。

Page | 24

售电公司

自中国市场开放以来，售电公司就开始了运营。截至 2017 年底，注册的售电公司数量约 7000 家，可满足当时工业用户的总消费量。即使其中有许多注册企业并未积极经营，但售电公司已经成为一些省份市场交易的重要参与者，在广东、山东和安徽，售电公司占到了电力交易中心所售能源的 90%。

所有制

过去，中国的电力行业系统所有活动都由一个实体执行。如今情况已经转变，电力行业的不同领域均涉及多个参与者。尽管全国性国有企业仍然在零售和发电领域占据主导地位，许多市场参与者由省级政府、全国性民营企业和外国投资者所有（表 2）。值得注意的是，热力和风力发电企业主要由国有企业所有，而太阳能发电设施主要由民营企业和外国投资者所有。

表 2 • 2015 年中国电力行业企业所有权（单位：%）

	供电企业	发电企业	火电	水电	核电	风电	太阳能	其他
总计	100	100	100	100	100	100	100	100
国家所有	94.74	58.44	66.03	49.89	100	77.53	41.49	32.46
集体所有	2.16	3.44	2.54	6.37		1.25	0.62	2.62
民营所有	2.23	25.74	16.51	33.72		12.11	44.27	44.59
外资所有	0.07	2.15	3.25	1.5		1.5	0.93	3.61
其他	0.81	10.23	11.67	8.52	0	7.62	12.7	16.72

资料来源：CEC (2016), *China Power Industry Annual Development Report 2016*, www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongzuodongtai/2016-08-24/157409.html.

电力行业改革

电力行业发展（1978-2001 年）

20 世纪 80 年代，改革开放推动了中国经济的发展。然而，中国与此同时经历的电力短缺很大程度上限制了经济增长。因此，中国政府出台了旨在激励电力行业投资和提升供电能力的政策。

1984 年，对于垂直一体化的电力公用事业单位，中国进行了组织结构和所有制改革，希望在电力行业引入更多投资以跟上经济增长的步伐。影响最大的变化是允许中央政府以外的第三方投资发电企业，即：鼓励省级政府、地方政府、国有企业、民营投资者和外国企业投资电力行业。在此期间建造的发电厂获得了购电协议（PPA）。这些 PPA 协议会事先约定发电设备利用小时数和购电价格，以保证投资回报率。此外，1987 年引入了所谓的“三公调度”原则，以确保电力调度“公开、公平、公正”（SERC, 2003b）。购电协议与

三公调度规则极大地激励了电力行业的投资，提升了供电能力。这一时期，虽然发电领域对多元化投资者开放，但电网资产仍由中央政府控制。

第二次重大变革发生在 1997 年。当时，电力行业的大部分资产都从电力工业部转移到了新成立的国家电力公司（State Power Corporation, SPC），标志着政企分开迈出了第一步。此时的国家电力公司拥有中国约一半发电资产和几乎全部电网资产。

Page | 25

2002 年电力体制改革

经过近二十年发电装机容量的快速增长，电力供应在 20 世纪 90 年代末首次超过了电力需求。由于发电领域的投资惯性和亚洲金融危机导致的电力需求下降，1997 年，电力供应呈现供大于求的局面。一年后，四川二滩水电站发生较为严重的“弃水”事件。二滩水电站是当时中国最大的水电项目，由世界银行贷款提供资金。由于区域装机规模大于电力需求、调度不灵活和跨省区交易困难，二滩水电站被迫压减发电量，让渡部分发电空间给当地燃煤发电。这一事件引起国家最高级别领导人的关注，一定程度上成为 2002 年电力行业改革的导火索（IEA, 2006）。

这一轮电力行业改革始于 2002 年发布的《电力体制改革方案》（“5 号文”）（State Council, 2002）。改革的目标是打破垄断、引入竞争、通过跨省交易提高效率、保护环境并优化监管。

5 号文下的改革

拆分国家电力公司

在市场结构方面，这一轮改革的焦点是打破国家电力公司的垄断并引入竞争。因此，改革将国家电力公司的发电资产和电网资产拆分为五家发电集团公司、两家电网公司和四家辅业集团公司。

新诞生的“五大”发电集团公司均为国有企业。在发电侧进行拆分的最初目的是引入竞争。因此，五大发电集团公司的每家都获得了原国家电力公司约五分之一的发电容量，并且在拆分过程中，确保每家新成立的发电公司占区域市场的份额不超过 20%。拆分后，五大公司各自在不同区域扩张。例如，经过多年的发展，华能在东部沿海地区表现强劲，大唐主要聚焦北方煤炭丰富地区，华电则在山东省占主导地位。

拆分后形成的两家电网公司分别是国家电网有限公司（“国家电网”）和中国南方电网有限责任公司（“南方电网”）。国家电网被授权建设运营跨区域电网，其下设的五个区域电网公司各自负责本区域的跨省输电。五家区域电网公司又都各自有下设省级电网公司。南方电网则作为一家区域电网公司成立，与国家电网下辖的其他五个区域分开，旨在试验更加一体化的区域调度。

在拆分国家电力公司的过程中，各方对输配电业务的组织形式存在不同看法。国家计划委员会（国家发改委的前身）希望成立六个区域电网公司，由政府投资并运营跨省电网。国家电力公司则提出成立一个拥有六个地区分支机构的全国性电网公司。最终的拆分方案介于上述两种方案之间：新成立的国家电网通过五个相应的子公司控制五个区域，而南方电网控制一个区域，开展跨省交易试点。原本，人们期望国家电网下属的区域子公司在打破跨省交易壁垒方面发挥越来越重要的作用，然而，这些区域公司是国家电网的全资子公司，它们在国家电网内部改革后变成了分支机构。

拆分后，原本属于国家电力公司的辅助服务业务，被划拨给新成立的四家辅业集团公司。

提高系统效率

这一轮改革的另一个重点是提高电力系统的整体效率。5号文发布后，中国实施了几项鼓励市场交易和提高调度效率的新举措。但是，并非所有措施都得到了预期的效果。尝试提高效率的措施包括：

- 2002 年到 2006 年，在东北电网和华东电网开展区域批发电力市场试点。这两个地区选择了少量发电企业参与试点，这部分发电量只占电力总需求的一小部分。由于电力需求快速增长，且难以协调不同利益相关方的诉求，试点进行一段时间后即宣告停止。
- 2004 年，中国在部分省份开展了直购电试点。直购电在政府选择的发电企业和大型工业电力用户之间进行。2009 年，直购电被视为一种实现电力交易市场化的突破性方法予以推广，自此成为中国市场交易的重要组成部分。
- 中国还实施了跨省和跨区域电力交易。然而，跨省跨区交易协议主要以政府计划安排为主，例如大型水电（即三峡大坝水电站），以及地方政府间协议。
- 2007 年，中国引入了发电权交易，同年还开展了“小火电关停”行动。2007 年之后，发电权交易扩大到跨省跨区交易。
- 2007 年，中国开展节能调度试点探索，作为三公调度的替代方案。节能调度在推广中遇到一些问题，目前应用较为有限。

引入监管

国家电力监管委员会（State Electricity Regulatory Commission, SERC，“电监会”）成立于 2003 年，展现了中国政府对电力行业引入独立监管机构的决心。电监会的职责是制定规则以形成竞争性电力市场，监督跨省输电、政策制定和执行。总体而言，电监会对中国经济市场转型进程产生了积极影响，但其职能与国家发改委存在一定程度上的重叠。电监会于 2013 年与国家能源局合并。

5 号文为何未能实现预期目标

最初，5号文的目标包括推动电力系统变得更有效率，但该目标并未完全实现。5号文未能继续实施并完全实现预期目标的原因较为复杂——下文列出了其中三个主要原因。

超预期的电力需求增长

1997 年起，电力供应出现较为明显的过剩，电力改革正是起源于此。为缓解电力供应过剩的局面，中央政府于 1998 年至 2000 年间暂停了燃煤电厂建设的审批。国家“十五”计划（2001-2005 年）预测 GDP 年均增速为 7%，相应的电力需求年均增速约为 5%。然而，亚洲金融危机之后情况急剧变化，中国的年均电力需求增速超过 15%，导致 1997 年的供过于求演变为 2003 年的电力短缺，此时距 5 号文发布不足一年。因此，电力行业关注的重点迅速从提高电力系统效率变为加速电力建设，改革的驱动力下降到次要地位。

地方落实改革的动力不足

这一轮改革的特点之一是由中央政府负责并引导改革。改革遇到了来自部分省级政府的阻力，主要是由于省级政府长期以来在电力行业中发挥着关键作用。自 20 世纪 80 年代以来，各省级政府一直负责电力规划、审批、管理甚至电力项目融资。对于省级政府而言，电力基础设施可以增加当地就业、拉动税收并推动制造业发展。电力零售业务是一个庞大而稳定的收入来源，电力零售定价也被视为是调整当地宏观经济发展的有效工具。长久以来，保证电力可靠性一直是各省级政府和电网公司的共同责任。出于这些体制、经济和政治考虑，省级政府配合改革的动力不足，因为改革可能会使其失去对电力行业的控制，需要其放弃部分自身利益，也有可能会产生一些社会不稳定因素。

电网公司地位独特

电网公司是输配电系统的单一运营商，同时是批发市场的单一买方、零售市场的单一卖方。由于新引入的监管机制尚未完善，各区域电网公司有时倾向于支持自己经营区域内的电厂，这在一定程度上阻碍了跨省和跨区域交易。此外，由于缺少独立的输配电价，输配电业务的投资和运营成本估算也存在一定困难。

2015 年电力行业改革

经过几年的快速发展，中国在电力行业取得了丰硕成果。目前，中国拥有全球最大的发电装机和输配电网络。全中国 13 亿人几乎都用上了电。在对国家电力公司这一垂直一体化的公用事业企业进行拆分后，中国形成了多元化的电力体系结构，拥有多种不同所有制和多区域的发电公司，以及包括国家电网和南方电网在内的多家电网公司。

电力定价机制也得以改进。发电市场实施了标杆上网电价，零售市场实施了差异化定价和居民阶梯电价。此外，中国还探索了市场机制，包括对电力批发市场引入竞价机制、大用户直购电、发电权交易以及跨省和跨区域交易。

虽然成效显著，但为了实现更加高效、环保、低碳、安全的电力体系，仍有几个问题需要解决，包括：

- 政府实施规划的效果有待加强，规划与实施之间有时存在很大偏差。
- 缺乏市场交易机制导致资源配置效率低下。零售市场尚未建立有效竞争，发电企业和最终用户之间的市场交易有限。无法充分利用效率高、排放低的发电机组。弃风弃光弃水频繁发生，部分地区的可再生能源并网受限。
- 市场化的定价机制尚未完全形成。定价管理由行政手段主导。电价调整往往滞后于成本变化。因此，电价不足以反映电力成本、供需平衡的变化以及稀缺性因素。
- 可再生能源发展遇到了障碍。太阳能光伏发电企业产能和新建光伏电站的建设和运营之间存在不匹配的情况。

9 号文下的改革

2015 年，中共中央、国务院发布了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（“9 号文”）（State Council, 2015），标志着中国新一轮电力体制改革开始。改革目标是：在趸售和零售市场实现市场化定价，以发展市场机制；实现独立、透明的输配电价；扩大跨省和跨区域输电；加强政府监管；并改善电力规划。

在 9 号文强调的问题中，定价改革是核心，因此需要进行详细阐述。目前的定价体系改革方案包含如下四个关键方面：

- 虽然输配电体系仍将主要由电网公司运营，但将建立独立的输配电价格。这一价格将按照“准许成本+合理收益”的方式确定。在 9 号文之前，输配电价包含在零售价格中。但是，对于省内、跨省和跨区域交易等市场交易，必须有独立、透明的输配电价。这将明确电网的投资和运营成本，并且核算出的输配电价将向全社会公布。
- 由中长期电力市场中发电企业和用户之间的协商或竞价决定批发电价。零售电价将由趸售市场电价、输配电价和政府附加费用进行加总得出。现阶段只允许电压等级高、用电容量大和电量消费大的终端用户参与中长期市场。
- 引入电力零售企业——规模较小的用户可以选择从零售企业购电。通过选择一家零售企业购电，包括中小企业（small and medium-sized enterprises, SME）、居民和农业用户在内的消费者，能够以市场价格购电，而不是以中央政府发布的标杆零售电价购电。
- 妥善处理交叉补贴。电力行业的交叉补贴使得某些领域的电力成本远高于有效水平。一些用户（例如工业用户）为电力支付的价格较高，而其他用户（特别是居民用户）支付的价格较低。消除此类交叉补贴不容易。

9 号文还提到了行政规划在发电计划和电力建设规划方面的重要性：

- 新中国自成立以来，一直采取行政手段制定发电计划的模式。发电计划与三公调度规则的共同使用保证了发电投资成本的回收，并给予发电企业明确的投资回报率。但是，在未来，所有工商业电力需求将逐步采用中长期合同交易。此外，直购电合同的数量和容量将不再包括在发电计划中。文件还鼓励新增发电装机参与市场交易。
- 电力建设规划方面，批准电力建设仍然是省级政府的责任。在国务院推进“简政放权”的背景下，电力项目核准权于 2014 年由中央政府转移到省级政府。这导致了对煤电的过度投资。

提升可再生能源发展质量对中国电力行业也至关重要。政府规划的可再生能源将享受“保障利用小时数”的政策（参见下文“可再生能源发展”一节），并将在行政发电规划中予以优先考虑。发电权交易可以应用于优先级较高的行政发电合同。在电力市场交易行为中，鼓励可再生能源进行跨省跨区交易（Davidson, 2018）。

9 号文也进一步明确了电网公司在电力系统中的角色。未来电网公司的主要业务将是电网投资、输配电、电网系统安全、确保所有参与者公平和无歧视，并提供电网服务。随着批发和零售市场的开放，电网公司将不再是批发市场的单一买方或零售市场的单一卖方。电网公司的主要收入来源将由之前的上网电价和零售电价之间的差价，变为政府批准的独立输配电价。

2015 年的电力改革与 2002 年的电力改革不同。改革的实施主体由中央政府变为省级政府。在上一轮改革中，省级政府是被改革对象，被迫放弃了一些管辖权（例如，电监会试图推动跨省跨区电力交易）。然而，这一轮改革中，省级政府有权建立单独的输配电价、推进直接购电、建立电力交易中心和建设电力市场。在提升当地 GDP、降低实体经济成本，以及与其他地区开展电力交易以提高经济效率的压力下，省级政府有较强的动力推动电力行业改革。

电力市场将以中长期双边合同为主，现货市场为辅。

9号文实施后的进展

距离中共中央、国务院发布9号文并启动本轮改革，已有超过3年半的时间。电力体制改革是供给侧结构性改革的重要组成部分，也是能源行业的一大突破。9号文的配套政策取得了诸多进展，例如：

- 核定省级电网和部分跨省跨区电网的输配电价
- 建立电力交易中心和管理委员会
- 建立省级/区域中长期电力市场
- 三批增量配电网试点项目
- 引入独立售电公司

Page | 29

本报告的下一章将介绍这些方面的进展。

电力行业面临的挑战

世界各国的电力行业正在发生重大变化，实现可持续、更为高效和安全性更强的电力体系成为各国的共同目标。电力系统转型的这一总体趋势要求建立一个激励投资和使用高效环保技术的规划体系。这需要经过精心设计且运作良好的政策、市场和监管框架，以适应体制改革和技术革新。

中国的电力行业也正在经历重大变革。为满足过去40年经济快速增长带来的电力需求增长，此前的电力系统采取多种政策机制以吸引投资。然而，随着经济结构性调整，电力系统向更加市场化、低碳和清洁的方向转型，中国的电力行业正面临新的挑战。

中国拥有全球最大的装机容量，其中约60%是燃煤发电。由于在过去十年中投产了许多大容量超临界和超超临界机组，中国的燃煤发电机组总体上相对较新、效率较高。然而，在燃煤发电装机容量大幅增长的同时，电力需求增长幅度相对较小，使得燃煤发电机组平均利用率的降低（IEA, 2017）。

与此同时，由于经济结构转型，以及对可持续发展和环境的日益关注，中国也在通过使用更多可再生能源来调整能源和电力结构。经过几年的快速发展，中国目前的风电和太阳能光伏发电装机容量处于世界领先地位。然而，此类波动性可再生能源的快速增长导致部分地区弃风弃光问题较为严重。尽管政府能源主管部门为提高波动性可再生能源并网做出了巨大努力，但由于技术性、经济性和制度性原因，这仍然是一项重大挑战。

当下的电力行业改革旨在通过建立基于市场原则、更灵活的电力体制来实现电力供应的根本转变。改革面临的挑战如下：

- 系统规划
- 燃煤发电的灵活运行
- 引入市场竞争以降低平均发电成本
- 在零售市场引入市场竞争，为用户提供多样化选择

- 电网基础设施的应用更为现代化
- 增加可再生能源装机，提高可再生能源并网率

应对这些挑战需要采取不同于以往的方法，并借鉴其他国家的经验教训，以避免可能出现的问题。中国政府可能需要对相关政策法规进行调整，也需要相应加强电力系统规划和运营。

中国电力体制改革的关键要素

中国电力系统建立初期旨在支持以重工业为主导的计划经济体制。煤炭是中国唯一自给自足的能源资源，因此煤电长期一直在中国电力系统中承担基荷的角色。上述因素使得中国电力系统的一些关键要素与其他国家明显不同。由于全国对空气污染、排放造成的气候变化等问题的高度关注，以及对提高系统效率的需要，中国于 2015 年对电力行业启动新一轮的改革。本轮改革的目标是形成一个先进的、市场化的体制（例如，在 9 号文发布后，市场化交易的重要性愈发突出）。值得注意的是，目前的电力体制结合了原有的计划体制要素与新的市场化体制要素，具有以下独特特征：

- 中国的电力规划和投资周期遵循国家规划体系。国家发改委和国家能源局负责制定符合能源行业总体目标的五年全国性规划。该规划中按省份制定发电、输电和配电相关投资和技术发展目标。各省负责实现这些目标，并按权限核准相关项目。
- 在 9 号文发布之前，中长期交易仅占电力交易总量的一小部分（2-10%）。这些交易通常是政府选定发电企业和用户，由其协商确定或由中央政府直接主导。然而，在 9 号文发布后，政府鼓励将中长期交易作为市场交易的主要形式。目前已经采用了多种时间周期（年度、季度、月度、周和日前）和多种形式（双边协商、挂牌交易、集中竞价、偏差电量调整交易等）的交易安排，2017 年，交易电量在总发电量中所占比例有较大提升（26%）。
- 需要强调的是，中国采用了行政调度系统。每年年底，省级主管部门预测第二年的电力总需求，然后遵循所谓“三公调度”规则为其省内的每家发电企业分配发电配额。该规则规定，同一类别（例如煤电）的每家发电企业被分配大体相同的年发电设备利用小时数，仅允许基于容量、排放水平和运行效率而有小范围差异。
- 现货市场被视为当前市场交易体系的补充。自 9 号文发布以来，现货市场持续推进：辅助服务市场已在中国东北地区成功实施并推广到其他地区；跨区域省间富裕可再生能源电力现货交易启动，用于交易部分可再生能源发电能力；广东等省份现货市场的设计方案已经公布，省级/区域现货市场正在形成。
- 中国的电力定价采用了政府主导的标杆电价体系，设定标杆上网电价和标杆零售电价。9 号文发布前，由于输配电价不独立，电网公司将零售电价和上网电价之间的差价作为收入。标杆电价反映了电力建设的成本和回报预期。由于经济发展水平的差异，不同省份的标杆电价各不相同。固定的标杆电价与计划分配的年发电设备利用小时数一起，保证了电力投资可预期的回报率。因此，这套体系在一定时期内成功推进了电力建设，解决了电力供应短缺问题。
- 可再生能源发电，尤其是风电和太阳能光伏发电，被认为对电力系统转型至关重要。然而，消纳高比例风电和太阳能光伏发电面临若干挑战，需要对电力系统进行优化。

下文将更加详细地描述上述问题。通过全面回顾关键要素，及其演变、进展和挑战，帮助读者更好地了解中国的电力行业。

规划和投资

中国电力行业的规划过程发挥着重要作用。大多数电网和发电资产投资都要经过一套复杂的流程，依托中央统一规划。目前，许多环节已逐步下放到各省（例如项目核准），但是中央政府仍然负责编制结合国家和省级动态编制五年规划，并统筹考虑能源行业其他政策目标（NEA, 2016d）。本节旨在说明，作为全球电力行业发展最快国家之一的中国，其投资机制是如何运作的。

长期规划和投资

中国电力行业的发电、输电和配电投资需要经过复杂的规划过程，参与方包括各省、电网公司、电力行业代表、政府部门和研究机构（NDRC, 2014; State Council, 2016）。

这一规划过程的最终成果即为电力发展五年规划，以省为单位规划新增发电容量、技术和地点，并制定期间拟进行的输配电投资。

目前最新版本为《电力发展“十三五”规划》（NDRC, 2016a）。该文件确定了2016-2020年期间的投资，并将在发布后的2或3年内进行中期评估修订。

电力发展五年规划是电力行业投资的顶层指导原则。在9号文的改革下，市场将在电力行业发挥更大作用，但发电投资仍须被纳入五年规划才能进行。未纳入国家规划并核准的项目，可能无法进入电力市场并享有标杆上网电价，也无法享受配套政策或税收减免等支持。

规划过程

电力行业规划将参考中国政府颁布的高级别规划方案，特别是国民经济和社会发展五年规划和能源发展五年规划。表3详细列出了参考的此类方案。

表3• 电力发展五年规划的参考方案

文件	规划参考要素
国民经济和社会发展五年规划	GDP增长预测、效率、非化石燃料占比和重大项目
能源发展五年规划	预测生产、需求增长和效率
电力发展五年规划	预测发电容量、发电量、消费量、结构和项目细节

资料来源：NDRC (2016a), *13th Five Year Plan for Economic and Social Development*, www.ndrc.gov.cn/gzdt/201603/P020160318576353824805.pdf; NDRC/NEA (2016b), *13th Five Year Plan for Energy Development*, www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201701/W020170117350627940556.pdf; NDRC/NEA (2016a), *13th Five Year Plan for Power Sector Development*, www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.pdf.

国家能源局负责国家电力规划，并协调省级政府参与。省级政府参考国家规划，编制省级电力规划。为征集意见同时确保省级规划与保持国家一致，采用了“两上两下”的修订过程：

- “一上”：由省级能源主管部门起草电力规划初稿，并在规划初期提交国家能源局。
- “一下”：国家能源局组织并汇总省级规划初稿，初步明确全国规划目标、总体框架和省级规划的边界条件，并向省级能源主管部门反馈。

- “二上”：省级能源主管部门根据反馈意见编制省级电力规划（包括规划环境影响评价），报送国家能源局。
- “二下”：国家能源局评估修订后的省级电力规划，并向省级能源部门提供反馈。省级能源部门相应完善省级电力规划。

电力行业规划是一项具有约束力的工作，必须考虑厂址和燃料可及性。因此，规划管理授权需中央政府和省级政府共同进行。在简政放权的背景下，规划职责划分如下。

全国电力规划重点提出：

- 大型水电，包括抽水蓄能
- 核电，包括项目建设安排
- 确定可再生能源发电和燃煤发电的比例
- 跨省和跨区域电网项目建设安排
- 省内 500 千伏 (kV) 及以上电网项目建设安排（含投产与开工）

另一方面，省级电力规划应重点关注：

- 大中型水电项目（含抽水蓄能）
- 煤电、气电、核电等项目建设安排（含投产与开工）
- 明确新能源发电规模和布局
- 110 千伏及以上电网项目建设安排

在过去几年中，国家能源局发布了许多指导意见，下放了许多项目的审批权限。

投资核准

表 4 • 简政放权过程：2004 年和 2016 年政府核准层级变化

工程项目	2004 年由中央政府核准的项目 ¹	2016 年负责核准的政府层级 ²
大型水电站	在主要河流上建设的项目和总装机容量 25 万千瓦及以上项目	中央政府：在主要河流上建设的项目和总装机容量 50 万千瓦及以上项目 省级政府：总装机容量 50 万千瓦以下项目
抽水蓄能电站	所有项目，无论规模大小，均由中央政府核准	省级政府
火电站	所有项目，无论规模大小，均由中央政府核准	由省级政府在国家建设规划内核准
风电站	总装机容量 5 万千瓦及以上项目	由省级政府在国家建设规划内核准
核电站	所有项目，无论规模大小，均由中央政府核准	中央政府
电网工程	330 千伏及以上电压等级的电网工程	中央政府：500 千伏及以上项目及跨区域输电项目

注：1) www.gov.cn/zwgk/2005-08/12/content_21939.htm; 2) www.gov.cn/zhengce/content/2016-12/20/content_5150587.htm.

资料来源：NDRC (2004), [Notice of the State Council on Issuing the Catalogue of Investment Projects Approved by the Government](http://www.gov.cn/zwgk/2005-08/12/content_21939.htm), www.gov.cn/zwgk/2005-08/12/content_21939.htm; NDRC (2016c), [Notice of the State Council on Issuing the Catalogue of Investment Projects Approved by the Government](http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-12/20/content_5150587.htm), www.gov.cn/zhengce/content/2016-12/20/content_5150587.htm.

近年来，中国已经下放了许多投资和核准权限。2004年中央政府推出了第一版政府核准的投资项目目录，后历经三轮修订（2013年、2014年和2016年修订）。表4列出了电力行业各类项目的中央政府或省级政府核准层级。

从表4中2004年和2016年的比较可以看出，一大趋势是将更多技术领域下放到省级层面，同时出现了以2016-2020年五年规划控制总投资额的新措施，只有纳入国家规划的项目才能由各省按程序核准。

规划效果

在中国这一曾经历多年电力短缺的国家，五年规划设定的新增发电装机容量被视为最低目标。过去三个五年规划期内，实际新增发电装机容量和发电量均超过了规划量（表5）。

表5• 规划与实际新增发电装机容量对比

五年规划		规划值（调整后）	实际值	实际值/规划值
“十五”（2001-05）	发电量（亿千瓦时）	17500	24975	1.43
	新增装机容量（万千瓦）	7068	19786	2.77
“十一五”（2006-10）	发电量（亿千瓦时）	32000 (37500)	40800	1.28 (1.09)
	新增装机容量（万千瓦）	13282 (31282)	43282	3.23 (1.39)
“十二五”（2011-15）	发电量（亿千瓦时）	57630	56940	0.99
	新增装机容量（万千瓦）	14900	15210	1.02

资料来源：State Economic and Trade Commission (2001), *10th Five Year Plan for Power Sector*, www.nea.gov.cn/2011-08/17/c_131054186.htm; NDRC (2007), *11th Five Year Plan for Energy Development*, zfxgk.nea.gov.cn/auto79/201109/P020110921527315023013.pdf; NDRC (2013), *12th Five Year Plan for Energy Development*, www.gov.cn/zwgk/2013-01/23/content_2318554.htm; NDRC/NEA (2016a), *13th Five Year Plan For Power Sector Development*, www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.

按照新规定，未列入五年规划的企业不得参与能源交易。这一变化可能会改变当前的趋势。

中长期电力交易

自2002年以来，中长期电力交易一直作为计划发电的补充。在9号文改革之前，中长期交易最初形式为大用户直购电，只在政府选定的发电企业和用户之间进行。在其他国家，由于风险对冲行为，中长期交易价格会向平均现货市场价格收敛。然而，由于中国没有现货市场，且政府对上网和零售环节采用标杆定价体系，使得中长期交易价格总是低于标杆价格。因此，中长期电力交易成为省级政府降低本地行业成本的一种方法。

为提高系统运行效率，中央政府推进了跨省和跨区域交易，但省级政府参与积极性不高。跨省跨区域交易在9号文电改之前，主要应用于三峡大坝水电站和西电东送项目等国家级能源战略项目。中央政府还在5号文改革中进行了区域批发电力市场试点，以增加跨省跨区域电力交易。然而，由于经济和体制原因，该试点不久后便被终止。

中长期交易

当前，中长期交易占据了中国电力市场化交易的大部分交易量（NDRC and NEA, 2016c）。在中央政府发布 9 号文启动新一轮电力行业改革后，中长期交易变得越来越重要。2017 年，中长期电力交易（省内、跨省和跨区域交易的总和）达到 1.63 万亿千瓦时（占电力消费总量的 26%，表 6）。这比 2016 年的 1 万亿千瓦时（占电力消费总量的 19%）高出 63%。

表 6• 省内电力交易

省市	电力交易量 (单位: 亿千瓦时)	省内电力交易量/总电力交易量 (单位: %)
内蒙古	1996	69
云南	703	46
贵州	411	30
安徽	550	29
广西	382	26
山西	505	25
四川	525	24
辽宁	504	24
甘肃	280	24
青海	168	24
江苏	1265	22
宁夏	213	22
重庆	202	20
湖北	347	19
广东	1156	19
陕西	285	19
河南	546	17
鹤壁	539	16
福建	312	15
新疆	300	15
山东	754	14
江西	150	12
吉林	83	12
上海	141	9
黑龙江	87	9
天津	52	6
湖南	20	5
浙江	13	3

资料来源：电力规划设计总院 (2017)，中国电力发展报告 [Development Report of China Power Sector 2017]。

在交易之前，买方和卖方必须明确输电成本后方可成功协商价格。然而 9 号文之前，这一基本先决条件处于缺失状态，输配电价被涵盖在零售电价中，即：缺少独立的输配电价。输配电价的缺失阻碍了电力市场发展，认识到这点后，中央政府决心在本轮电改中推进输配电价核定工作，以提高输配电透明度。截至 2017 年 12 月，除西藏外所有省份均已公布经由国家发改委批复的输配电价。

表 7• 中长期交易

省市	年度交易	月度交易	日前交易
云南	双边交易 互保型转让交易	集中竞价 双边交易	偏差电量调整交易
广东	双边交易	集中竞价	
山东	双边协商	集中竞价	
陕西	双边协商	集中竞价（季度）	
湖南	双边交易 挂牌交易	集中竞价 双边交易	
四川	双边协商 复式竞价撮合	复式竞价撮合	偏差电量调整交易（按周开展）
重庆	双边交易	偏差电量调整交易	
江苏	双边交易	集中竞价	
广西	双边交易	集中竞价	
江西	双边交易		

资料来源：电力规划设计总院 (2017)，中国电力发展报告 [*Development Report of China Power Sector 2017*].

各省采用了不同的市场设计开展中长期市场交易（表 7）。总体而言，中国的市场可分为三类：双边协商、挂牌交易和集中竞价。**双边协商**可追溯到直购电（见专栏 1），是大多数省份最常采用的形式，合同周期可以是月度、季度或年度，发电企业和用户通过双边协商讨论合同条款，在价格设定方面较为灵活。双边合同价格略低于集中竞价价格，主要是因为发电企业和用户通过双边协商建立了有助于定价的长期关系。**挂牌交易**的第一阶段通常是用户提交电量和指定价格水平上的预定价格。发电企业可以对这些电量申报摘牌。当有单个买方（通常是电网公司）和固定价格时，若摘牌电量之和大于挂牌电量，则将根据容量进行分摊。**集中竞价**允许发电企业和用户同时报价。在此框架下，双方向集中交易系统提交电量和价格，并使用预先设定的算法确定每个参与者的电量和价格。统一出清价格、逐对匹配报价和报价价格成交是集中竞价的三种主要方式。

目前中国采用的中长期交易仍存在一些不足，特别是无法体现电力的时间和空间价值。可再生能源交易仍占总交易量的很小一部分，并未得到交易机制的特别支持。

专栏 1 • 大用户直购电

直购电是中长期合同的最初形式。国家电监会发布了《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》（SERC and NDRC, 2004; SERC, 2009; SERC, 2010b），允许大型工业用户直接与发电企业协商并签订合同。在此之前，所有发电都是通过行政手段来分配的。直购电是中国电力行业最早引入的市场化机制之一。

Page | 37

最初，省级政府通常会批准年度发电规划总额的 2-10% 用于直接购电。省级政府组织直接购电，从发电企业和大型工业用户中选择参与主体。发电企业和用户商定的价格作为新的上网电价结算。零售电价则是该上网电价和事先确定的输配电价之和。鉴于输配电价直到最近才从零售电价中独立出来并公布，在核定输配电价之前的直购电交易中，电网公司有一定程度的自由裁量权。经双方签字后，直接购电合同将由电网公司进行安全校验，之后提交中央政府（国家发改委）正式批准。

直购电虽被视为市场行为，但也有一定的中国特色。首先，用户可以始终以固定的标准零售价购电而无需签订直接购电合同。因此，只有在合同价格低于标杆零售电价时，用户才会同意签订合同。其次，早期直购电规则中并未明确年度发电计划中是否应该剔除已签订直购电合同的那部分发电容量（即签订直购电合同后，是否将在根据三公调度规则分配的计划电量中减少相同数量），这一问题在 2009 年进一步明确之前一直存在争议。第三，由中央政府选择的可以参与直接购电的参与主体数量有限，并非所有发电企业和用户都可以参与直购电市场。第四，交易的能源总量很小，缺乏配套现货市场，因此，直接购电在提高体制效率方面作用有限。第五，煤炭价格可能发生的波动通常不包括在直接购电合同中。

直购电一定程度上成为了省级政府降低当地工商业用户电力成本的政策工具。通过直接购电，省级政府能够绕过中央政府规定的标杆上网电价和零售电价。因此，省级政府有时会要求发电企业签订价格较低的直购电合同。

在 2013 年简政放权之后，省级政府被授权批准直购电合同。此后直购电合同的规模和范围都得到了扩大。

跨省跨区域电力交易

2003 年，电监会发布《跨区跨省电力优化调度暂行规则》（SERC, 2003a）后，首次引入了跨省跨区域交易。截至 2017 年底，跨省跨区域电力交易量达 2900 亿千瓦时，占电力市场交易总量的 17.8%。包括华北、华东、华中、东北、西北地区在内的跨省电网输电价格已经公布，2018 年初，几条特高压（Ultra High Voltage, UHV）输电线路的输电价格也已经开始测算。

引入跨省跨区域交易旨在提高电力系统的整体效率，并通过共享能源和备用服务提高省级电网的风险应对能力。直购电主要利用了各省省内现有的强大基础设施结构，并且是在完善的省内电力平衡框架下进行的。但是，跨省跨区域交易需要不同省份之间的电网协调。鼓励此类交易面临机制和技术两大挑战，机制方面在于各省系统不同，缺乏统一管理，使得相邻省份很难协调达成交易，而非相邻省份间的交易更为困难。由于省际联网相对较少，各省相互交易的技术能力也受到限制。

跨省跨区域的电力交易包括：从东北输送到华北的煤电和风电，从华中输送到华南的水电，以及从华东或西北输送到华中或华北的煤电（表 8）。大多数发电仍然通过中央的年度规划进行分配，市场交易只占很小的比例。电网公司在跨省跨区域交易中发挥了主导作用。因此，与电网公司联系较为密切的发电企业参与此类交易的可能性更大，而本地发电企业和私营发电企业参与的可能性相对较小。

表 8 • 不同类别的跨省/跨区域电力交易

类别	示例	电量（亿千瓦时）
计划形成的交易	三峡电站（1820 万千瓦水电，湖北送华中、华东、南方电网） 葛洲坝（271.5 万千瓦水电，四川送华中、华东电网） 二滩（330 万千瓦水电，四川送重庆） 李家峡（200 万千瓦水电，青海送华东地区） 阳城（120 万千瓦煤电，山西送江苏） 锦界（360 万千瓦煤电，陕西送华北电网） 府谷（360 万千瓦煤电，陕西送华北电网） 蒙西送华东 皖电东送（安徽送华东电网） 伊穆高压直流输电线路（蒙东送东北电网） 区域电力调度机构直调发电企业	3588
	南网公司区域内的电力交易	
	高压跨区域交易 宁夏东送山东 区域电力调度机构直调发电企业 国网公司和南网公司间的电力交易	
市场化交易	东北电网外送 西北和华中电网间的交易 华东、华中及东北电网间的交易 李家峡除计划外的所有电力外送 南方电网除计划外的交易	741
总计		6213

来源：SERC (2010a)，年度全国电力交易与市场秩序情况监管报告 [2009 Regulatory Report on National Electricity Trading and Market Order], www.spic.com.cn/flgz/gfxwj/201301/P020130105510691871037.pdf.

跨省跨区域电力交易由政府和电网公司主导，交易过程中有时存在一些非市场行为，并且有时会存在技术上的障碍：

一个问题是，计划形成的跨省跨区域交易的可能会对电力系统优化产生负面影响。由于电网公司负责规划跨省跨区域交易，电力送端省份内属于电网公司直接调度的发电企业可以获得电网公司分配的跨省跨区发电额外利用小时数。这就使其利用小时数高于电力受端省份的发电企业，这被认为对电力受端省份的发电企业有不公平。此外，年度跨省跨区域交易计划原则是电网公司提出的指导意见，但省级电网公司通常将其作为强制性指标来执行，导致实施缺乏灵活性。例如，由于预计 2012 年 6 月会有持续降雨天气，四川省水

电机组发电量本可有所增加，但根据跨区域交易计划，四川需要从华北调入 3.5 亿千瓦时的电力，因此省内只能弃掉部分水电机组出力。

另一个问题是，输电线路投资一直滞后于清洁能源（风能、太阳能和水力发电）的快速发展。由于输电限制，通过跨省/跨区域输电减少弃风弃光弃水的巨大潜力并未得到充分利用。

区域批发市场

2002 年电力体制改革的一个考虑是增加跨省跨区电力输送，允许电力从低成本省份输送至高成本省份，从而提高系统效率。从 2003 年到 2006 年，电监会在东北地区，包括辽宁省、吉林省和黑龙江省，开始了区域批发电力市场试点。

在东北地区建立区域市场基于以下几方面考虑：首先，东北是当时唯一电力供应过剩的地区，最高负荷为总发电容量的约 60%；其次，东北地区的输电线路基础设施良好；第三，东北三省的零售电价相近，实施区域市场有其便利条件。

区域电力市场试点设计要点为统一调度和两部制电价，选择参与试点的对象占东北地区总发电量的 10-20%。两部制电价包括容量电价和电量电价，旨在促进市场有序竞争。容量电价由中央政府根据发电企业的平均投资成本确定。

这一试点实施遇到了一些阻力，并于 2006 年由电监会终止，主要原因如下：

- 由于国内若干省份出现的电力短缺，以及国际市场中同期出现的加州电力危机，利益相关者不愿意承担市场竞争的潜在风险。
- 许多参与市场的发电企业仍然享受购电协议（PPA），因此对参与市场意愿不强烈。
- 区域批发市场意味着受端省份可以得到较为低价的外来电，但其本省发电企业的设备利用小时数会相应降低；送端省份的发电设备利用小时数会有所增加，但省内参与市场交易的电力用户需要购买价格较高的市场电。这使得省级政府难以平衡其省内各方利益。
- 由于煤炭价格飙升，2005 年区域批发市场价格大幅上涨。然而，由于零售电价是固定的，因此电网公司出现明显亏损。电网公司希望提高零售电价，但省级政府考虑到东北地区以重工业为支柱的传统工业结构，出于避免提高省内重工业制造成本的考虑而没有同意。

在东北的区域市场试点终止后，直到 9 号文启动新一轮改革前，中国都没有进一步尝试建立区域市场。国家发改委于 2016 年 7 月宣布京津冀地区试行电力统一调度，首先统一年度行政发电计划和直接交易，视情况将开展区域现货市场试点。

建立交易中心和管理委员会

作为 9 号文具体实施的一部分，同时为促进电力中长期交易市场化交易，截至 2018 年 1 月，全国共成立 35 个电力交易中心。除 33 家省级电力交易中心外，还在北京和广州各设立了一个区域电力交易中心，前者覆盖国网公司的跨省交易，后者覆盖南网公司的跨省交易。

基于电力交易中心，中国共成立了 26 个电力市场管理委员会。电力管理委员会由发电企业、电网公司、售电企业、电力用户和交易中心等成员单位组成。

发电权交易

为了提高能源效率，减少电力行业的污染，中国引入了发电权交易（SERC, 2008a）。交易过程允许发电权从化石燃料（如煤、石油和天然气）发电机组转移到非化石燃料（如水能、风能、太阳能光伏和核能）的发电机组，以及从低能效、高排放的燃煤发电机组转移到高能效、低排放的燃煤发电机组。允许发电企业将行政分配的发电权（基本发电利用小时数）和中长期双边合同（直接交易）获得的发电小时数在发电权交易系统内交易。

发电权交易最早于 2007 年提出。当时，煤电占总发电装机容量的 70%。自 2000 年以来，先进煤电装机规模大幅度增加，但仍有 30% 的煤电装机容量低于 10 万千瓦。这些小容量机组的能效低、排放高、运行周期长。因此，中央政府决定关闭这些小容量机组，因为其在公平调度下的运营影响了电力系统的整体效率。关停后，这些小型电厂可获得最长为 3 年的发电权补偿，这部分发电权可将出售给更高效的发电企业以获得一定程度的收入补偿。

在 9 号文发布之前，发电权交易主要是省内交易，在省级政府的指导下进行，并不存在类似北京和广州的区域交易中心。此外，因为当时风电和光伏发电的比例很低，风电和光伏发电交易并未包括在内。

2017 年，发电权交易规模为 1527.7 亿千瓦时，同比增长 25%，占电力消费总量的 2.4%。2017 年 5 月，广州交易中心在广东 49 家燃煤电厂和云南 14 家水力发电厂之间组织了跨省发电权交易。尽管双方都对交易表示出较强兴趣，但由于交易中心设定的最高交易限额，最终成交量仅为 2400 万千瓦时。

2018 年 5 月，国家能源局进一步鼓励可再生能源的跨区域发电权交易。例如，2018 年 5 月底，东部省份江苏将其燃煤机组发电权交易给西北部省份甘肃和新疆的风力发电机组。举例而言，江苏的一家燃煤发电企业与甘肃的一家风力发电企业交易，前者将 3000 万千瓦时的发电量转让给后者，上网电价定为 0.391 元/千瓦时。除节省燃料成本外，与江苏煤电标杆上网电价相比，该江苏企业此笔交易每度电获利 0.04 元。此外，除成功降低弃风率外，考虑可再生能源补贴在内，该甘肃企业此笔交易每度电可获利 0.33 元。

电力调度

许多国家的电力系统运营商通常采用经济调度旨在将系统成本降至最低。中国采用的三公调度规则与经济调度有所不同。三公调度规则下，省级政府负责每年制定行政调度规划，该省的每家发电企业都将获得行政分配的发电设备利用小时数，以确保相同类型的发电企业获得相同的发电设备利用小时数。

三公调度规则成功激励了电力投资，帮助中国解决了电力供应短缺问题。但随着经济进入新阶段，电力系统主要矛盾已从电力建设转向系统效率和利用清洁能源，目前的三公调度体系已不完全适用。

中国部分省份尝试了一种被称为节能发电调度的新体系，该体系优先调度可再生能源发电和核电，并根据燃煤发电企业的运行效率和污染物排放水平高低调度煤电。然而，该体系遇到了一些实际障碍，因此其应用在现有电力系统中较为有限。

行政发电计划

中国目前的电力调度遵循国务院发布的两份官方文件：《电网调度管理条例》（State Council, 1993）和《电网调度管理条例实施办法》（NEA, 1994），关键原则是统一调度、分级管理。

省级政府在行政调度规划方面发挥着决定性作用。省级经济和信息化委员会（有时是工业和信息化委员会，或省级发展和改革委员会）通常负责制定年度计划。结合跨区域电力交易合约、跨省电力交易合约和省内电力交易合约，省内相关主管部门预测总体电力供需平衡情况，并为每家发电企业分配发电小时数。其余部分将以行政方式分配（参见下文的三公调度规则部分）。省级调度机构也会参与调度计划的编制。通常，下一年的调度计划将于前一年 12 月底定稿并公布。

一旦确定，调度机构将负责执行发电计划。调度机构隶属于电网公司，通常分为五个级别：国家电力调度机构、区域电力调度机构、省级电力调度机构、地级电力调度机构和县级电力调度机构。国家、区域和省级电力调度机构在现有调度体系中发挥着至关重要的作用，国家电力调度机构负责 500 千伏以上调度运行（特高压线路），区域电力调度机构负责 330-500 千伏的区域调度运行，省级电力调度机构负责 220 千伏省级调度运行。

对于每家发电企业，年度发电计划都是行政计划，而不仅仅是指导性建议。参考月度水电预期发电量、煤炭价格和供应、供暖计划和发电企业维修计划，年度发电计划将进一步分解为月度发电计划。月度发电计划在执行时将进一步细分为日发电曲线。

调度中心

表 9• 中国电力调度的层级结构

层级	主办机构	管辖范围	主要职能
国家电力调度机构	国网公司	电压等级: >500 千伏 发电企业: 大型火电或水电企业、跨区域输电企业	跨区域平衡 跨区域调度
区域电力调度机构	区域电网公司	电压等级: 330-500 千伏 发电企业: 抽水蓄能发电企业、调节发电企业	跨省平衡 跨省调度
省级电力调度机构	省级电网公司	电压等级: 220 千伏 (330-500 千伏火电变电站) 发电企业: 不属于大型国家电力调度机构或区域电力调度机构管辖的大型发电企业	省内平衡 省内调度 负荷管理协调 计划
地级电力调度机构	地级供电机构	电压等级: ≤220 千伏 发电企业: 当地小型发电企业	地级负荷管理
县级电力调度机构	县级供电机构	电压等级: ≤110 千伏 发电企业: 其余发电企业	县级负荷管理

资料来源: RAP (2015), *Integrating Renewable Energy into Power Systems in China: A Technical Primer*. www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-e3-chinaelectricityplanning-2015-oct.pdf

中国的电力调度规则和规定由国务院于 1993 年制定，并于 2011 年修订。调度机构即国网公司/南网公司及其区域电网公司下的省级电力调度通信中心，国家能源局有权确定其职责。

规定中确定的组织层级基于“统一调度、分级管理”原则。在组建了多种所有制发电企业的背景下，有必要统一调度，而地方政府希望保留管理当地发电和负荷的权力，这一原则寻求在两者之间达成妥协。分级管理基于调度机构的五级结构（参见表 9），每一级都有独立的管辖权和职责。

三公调度

Page | 42

中国的发电调度遵循三公调度规则。这一规则通过行政手段，由省级政府部门为同一类别的发电企业（例如煤电、水电、风电和太阳能光伏发电）分配大致相同的基本发电小时数。这些发电小时数不同于发电企业可通过直接交易或发电权交易获得的发电小时数。

1987 年首次实施三公调度规则时，所有煤电企业都被授予完全相同的基数发电小时数，目的是保证平等的成本回收机会（见专栏 2）。考虑到不同技术对机组效率和污染物排放的影响，几年后政府对三公调度规则进行了调整，允许基数发电小时数有所差异化。例如，在福建省 2016 年度发电计划中，60 万千瓦超临界煤电机组的发电利用小时数比 30 万千瓦煤电机组多 150 小时，60 万千瓦超超临界煤电机组的发电利用小时数又比 60 万千瓦超临界煤电机组多 100 小时（煤电企业平均基数为 3,881 小时）。此外，一些省份对完成超低排放改造的煤电机组给予 200 个额外发电利用小时数的奖励。

由于经济环境不同，电力需求不同，不同省份的基数发电利用小时数也不尽相同。在一些风能和太阳能资源丰富的省份，近年来燃煤电厂基数发电小时数大幅减少，以适应风电和光伏装机容量的快速增长。

三公调度与可再生能源发展相矛盾。虽然可再生能源有一定的保障性收购小时数，但除此之外，缺乏其他鼓励扩大可再生能源发电的机制。相反，三公调度规则下剩余的发电利用小时分配给化石燃料发电厂。鼓励发展可再生能源的方法之一是采用中央政府在 2007 年提出的节能调度方法（见下一节）。但是，节能调度目前只有部分省份采用，主要集中在南网公司覆盖的地区。中国的大多数省份仍在使用三公调度。

专栏 2 • 中国电力行业采用三公调度方法的原因

三公调度规则可以追溯到 20 世纪 80 年代，为了增加对电力行业的投资，满足快速增长的需求，当时电力行业第一次向独立发电商（IPP）开放。为了向独立发电商的投资者保证其投资回报率，中国开始使用三公调度规则，以激励对电力行业的投资。为此，中央政府发布了《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》（State Council, 1985）。原则是，不论发电容量、效率、排放或运营年限，某一省份所有相同类型的发电企业（例如煤电企业）都获得相同的发电利用小时数。

三公调度规则的实施鼓励了电力行业建设投资。然而，这一规则同时也使得发电企业缺乏提高效率的动力，导致效率低、排放高的电厂仍然获得了较为可观的收益。这一规则使发电企业某种程度上认为，能效和污染排放并不会影响发电收益，每家发电企业都应该获得均等的发电调度机会。

节能调度

2007 年，国务院发布了节能发电调度办法（NDRC and NEA, 2007），旨在节约能源和保护环境。与一些国家实行的旨在实现成本最小化的经济调度不同，节能调度有利于最大程度地降低燃料消耗和污染物排放。发电企业的优先级是：1) 无调节能力的可再生能源发

电企业，包括风电、光伏发电和部分水电企业；2) 有调节能力的可再生能源发电企业，包括部分水电、生物质发电和地热发电企业；3) 核电厂；4) 热电联产企业；5) 燃气电厂；6) 燃煤电厂。煤电企业按照能耗水平进行排序，如果两家企业的能耗水平相同，则按照污染物排放水平进一步排序。

2007 年，中央政府选择广东、贵州、江苏、河南、四川等省作为节能发电调度首批试点省份。2010 年末，南网公司在其覆盖的全部五省区（云南、贵州、广东、广西和海南）实施了节能调度。在南网公司覆盖地区，省级发改委组织编制了年度、季度和月度调度计划。首先制定省内计划，然后对其进行优化并兼顾跨省交易。煤电企业的调度顺序由省环保局提供的煤耗率测量和污染物排放监测实时数据决定。截至 2017 年底，南网公司地区由于实行节能调度，共计节约 1766 万吨标准煤，减少二氧化碳排放 4698 万吨，减少二氧化硫排放 35 万吨。

Page | 43

如果全面实施节能调度，理想情况下可以显著改善清洁能源并网问题并减少排放。然而，推广节能调度存在一定困难。主要原因在于，与使用公平调度相比，节能调度会导致一些燃煤电厂的发电利用小时数降低。由于尚未明确对煤电企业（其中许多由各省所有）的经济补偿，这些企业自然会担心可能的收入损失。

江苏和河南省使用发电权交易和差异化发电利用小时数来实现与节能调度相似的效果。监测报告称，上述两省采用替代方案主要是由于节能调度缺乏经济补偿机制和市场机制（SERC, 2010a）。在节能调度试点 4 年后，四川省重新回到了三公调度的方式。

建立现货市场

虽然 9 号文和其后实施改革的 6 个配套文件设定了中国省级现货市场的大体框架，但具体细节仍不确定。这是因为负责实施的省级政府在市场设计方面有很大的自主权。

各省可能会效仿最初的成功案例和试点项目。因此，本节描述了一些案例，这些案例能较好地说明省级电力市场可能采取的不同形式。

东北辅助服务市场

中国东北地区包括辽宁、吉林和黑龙江省以及内蒙古东部地区。2014 年，东北电网开展了市场化的电力系统试点，以改善可再生能源消纳状况，这一市场被称为东北调峰辅助服务（深度调峰）市场。市场按照日前方式运行，并鼓励燃煤电厂在系统需要的时候减少发电量，从而为风电和光伏发电腾出空间。

因为自然资源丰富，尤其是煤炭和石油储藏丰富，东北地区较早实现了工业化。由于这种资源优势，以及东北地区冬季寒冷、人口众多，燃煤热电联产²发电机组在发电结构中占很大比例。由于中国进行了能源转型，政府为激励可再生能源发展提供了补贴，近年来东北地区的风电和光伏发电装机容量迅速增长。热电联产发电容量比例高（供热和发电耦合），加上风电装机比例高，导致冬季采暖季节弃风弃光率较高。

² “热电联产”是指同时生产热能和电力。

供暖需求决定了热电联产机组冬季的运行水平，相应发电量的优先级也高于其他电源。调峰辅助服务市场提供补偿机制，使这些电厂可以通过降低发电出力获取一定补偿。具体的金额取决于发电企业的类型和压减的发电量。

通常热电联产机组的核定最小运行方式是其额定出力的 50%。因此，如果热电联产发电机组以额定出力的 36%运行，则可以分两档获得辅助服务补偿其少发的发电量（表 10）。对于负荷率从 50%降至 40%的 10%部分，发电企业少发的电量可以获得 0-0.4 元/千瓦时的度电补偿，具体价格取决于出清价格。对于负荷率从 40%降至 36%的 4%部分，发电企业少发的电量可以获得 0.4-1.0/千瓦时的度电补偿。辅助服务市场由不能进行调峰服务的所有其他发电企业分摊，包括所有负荷率超过 50%的热电联产发电机组、负荷率超过 0%的风电机组和负荷率超过 77%的核电机组。

Page | 44

表 10 • 辅助服务市场燃煤电厂报价分档和限价

	非供热期发电量		供热期发电量	
	第 1 档	第 2 档	第 1 档	第 2 档
纯凝火电机组	40-50%	≤40%	40-48%	≤40%
热电机组	40-48%	≤40%	40-50%	≤40%
报价下限	≥0	≥0.4 元/千瓦时	≥0	≥0.4 元/千瓦时
报价上限	≤0.4 元/千瓦时	≤1.0 元/千瓦时	≤0.4 元/千瓦时	≤1.0 元/千瓦时

资料来源：NEA (2016f), 东北电力辅助服务市场运营规则(试行) [Operation Rules for North-east Ancillary Services Market (Trial)], www.raypwr.com/DownFile/?ContentId=216.

2016 年 10 月，国家能源局正式批准东北电力辅助服务市场专项改革试点。该试点项目于 2017 年初开始运营。自启动以来，88 家大型燃煤电厂中，有 86 家实现低于 50%负荷运行，其中 73 家实现低于 40%负荷运行。燃煤发电量减少留出的发电空间已达到 300 万千瓦，显著改善了冬季采暖季节可再生能源消纳情况。此外通过支付辅助服务市场费，核电企业也取得了比辅助服务市场运行前更高的利用小时数。

综上所述，东北电力辅助服务市场积累了很多成功经验。基于东北地区的案例，山东、山西、甘肃、宁夏、新疆和福建等省已经或正在计划建设其电力辅助服务市场（表 11）。

表 11 • 电力辅助服务市场

省份	调峰（日前）	调频
东北地区	√	
新疆	√	
福建	√	
宁夏	√	
山东	√	
山西	√	√ (每周)
甘肃	√	
广东		√ (日前)

资料来源：电力规划设计总院 (2017)，中国电力发展报告 [Development Report of China Power Sector 2017].

跨区域富余可再生能源电力现货市场

2017 年 8 月，中国建立了一个跨区域的富余可再生能源电力现货市场，旨在促进可再生能源消纳，特别是缓解西南和华北地区的弃风、弃光和弃水问题（National Dispatch Centre, 2017）。参与现货交易的卖方是联网的送端发电企业，主要集中在甘肃、新疆、宁夏、青海和四川，这些地区内的电力需求有限，未能充分利用其丰富的可再生资源。受端的买方可以是电力用户、售电企业或电网公司。

考虑到可靠性和稳定性，现货市场规模较小。进入现货市场的前提是，在使用所有方法消纳本地可再生能源发电并满足所有长期合同的需求后，送端电网中的可再生能源发电企业仍有发电能力并且预计会出现弃电。利用区域之间的剩余输电容量，允许在现货市场上交易此类“富余”电力。富余电力的定价往往较低，利好华中和华东的受端省份。

中国在建立现货市场后取得了一定进展。截至 2017 年底，全国现货市场交易的可再生能源发电量达 60 亿千瓦时。甘肃省拥有丰富的风能和太阳能资源，是富余可再生能源电力现货市场的最大卖方，2018 年上半年交易电量 23.5 亿千瓦时。

广东电力现货市场

2018 年 8 月 31 日，中国首个电力现货市场试点在广东省投入运行。虽然首个试点项目仅涵盖广东省，但目标是逐步将南网公司覆盖的所有省份（广东、广西、云南、贵州和海南）均纳入这一现货市场。

一旦成功，这一市场设计可能成为中国其他省份各电力现货市场的基础。市场设计考虑了许多先进特征，包括：

- 结合发电企业报价和安全约束，系统运营商对企业申报和调度进行集中优化
- 总池模型，按照最高结算价确定价格
- 价格能够细致地反映地点（系统中不同节点的价格不同）和时间（交易间隔为 15 分钟）价值
- 整合南方区域内的业务，使参与省份能够从资源共享中受益
- 尽管试点项目的第一阶段只有发电企业能够报价，但未来将允许发电侧和用户侧双方报价
- 优化所有辅助服务
- 参考日前市场价格，通过差价合约结算中长期合同
- 利用一个集中的债券系统保证所有长期、中期和短期交易，这意味着电力交易将与清算所一样有效
- 2020 年后实施容量市场、金融输电权和电力期货和衍生品交易。

这一市场考虑到既存在未参与市场交易、将继续执行当前上网电价的发电机组（A 类机组），又存在参与市场的发电机组（B 类机组）。实施方案中承认旧规则将与新市场并

存，但明确目标是逐步取消 B 类机组中政府核定的发电量。由于将受到不再选用受监管零售企业的用户数量的影响，目前尚不清楚将如何确定 A 类机组的发电利用小时数。

该试点项目有许多方面值得肯定，总体而言，其体系技术完善，有利于提高效率、降低系统成本。目前，尚不清楚行政计划将在多大程度上决定两种类型机组（A 类机组和 B 类机组）的发电量，或者，差价合约是否可用于将政府核定的电价和发电量与市场运作分离。若将政府核定的电价和发电量与市场运作分离，市场体系将享有更大的自由度，总体成本也将更低。

Page | 46

电价体系

在中国电力行业发展时期，为保证电厂收回整体建设和运营成本，电力的批发和零售价格受到中国政府管制。中央政府按照各省的发电成本和经济发展水平设置相应的标杆电价。

上网电价

中国所有的发电类型均设置标杆上网电价，且受到政府管制。上网电价由省级政府制定，并上报中央政府审批。

由于自然资源和经济发展水平的区别，各省的上网电价可能存在显著差异。发电类型也会影响上网电价。水力发电厂的电价通常最低，随后依次是煤电、核电、天然气、风能和太阳能光伏发电。

2004 年，中国首次实施了统一的标杆上网电价，旨在为投资者提供明确的价格信号，鼓励对高效电厂的投资。在“标杆上网电价”和“公平调度规则”的制度下，上网电价的设定和政府分配的计划发电小时数能够保证各电厂的建设成本和燃料成本回收。

在标杆上网电价机制出台之前，上网电价采用的是“一厂一价”和“经营期电价”的定价政策。专栏 3 进一步详细解释了这两种机制（State Council, 2003）。

专栏 3•中国电价体系的历史

20 世纪 80 年代以前，中国所有的电厂都是由中央政府出资建设的。上网电价按照中央政府批准公布的目录价格制定，但目录价格只考虑了运行成本，未考虑建设成本。

20 世纪 80 年代，面临经济的快速增长、电力严重短缺，以及预算不足等问题，中央政府开始放开多种投资渠道，鼓励包括地方政府、国有企业、私营机构和外资对电力进行投资。为进一步增加发电行业的投资吸引力，新建电厂能够获得国家批复的、较之老机组更高的电价，用于回收成本并获取固定的资金回报率。这种所谓的“一机一价”的政策允许不同的新建发电机组采取不同的价格，考虑因素包括发电效率、燃料类型、项目所在地，以及机组用于基础负荷还是调峰；并在贷款还清后设定新的价格。这一政策导致了不同时期投产的机组间显著的电价差异。例如，1985 年之前建造的煤电机组的平均上网电价为 0.240 元/千瓦时，而 1997 年新建机组的平均上网电价为 0.410 元/千瓦时。

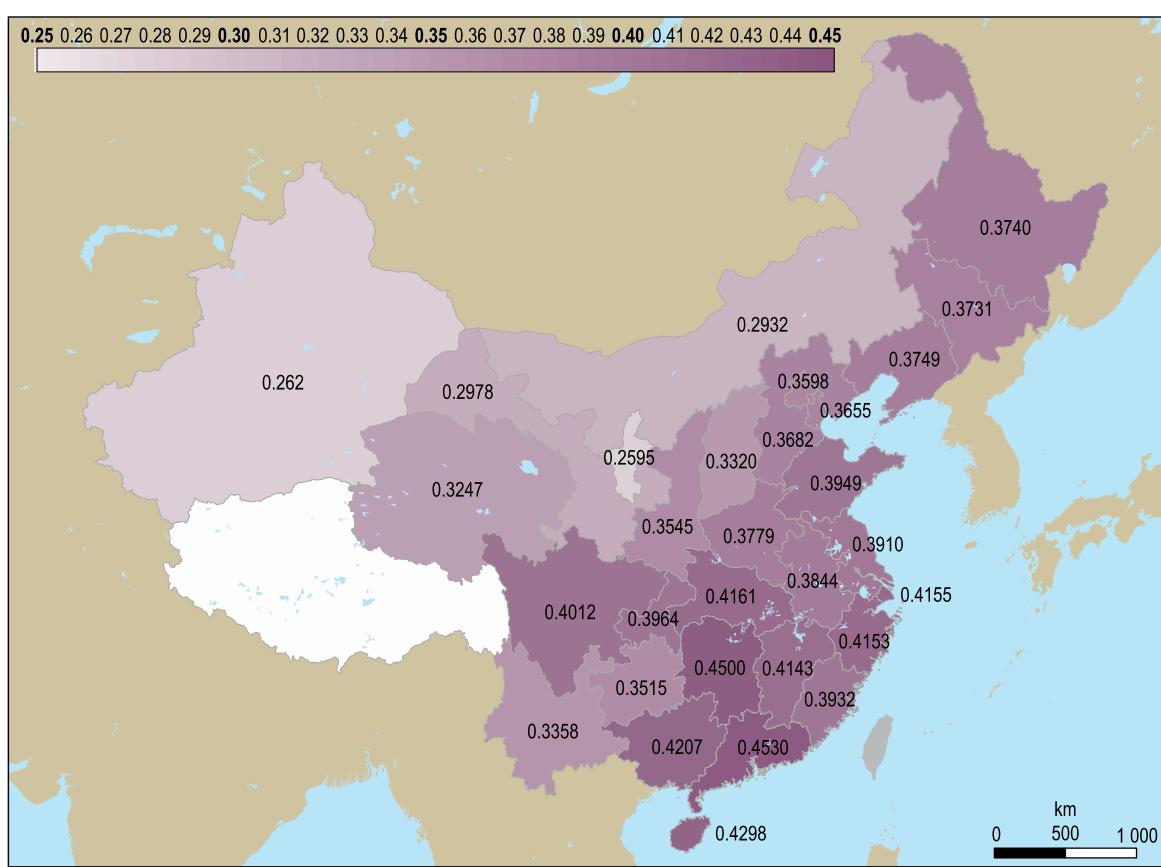
“一机一价”政策有效地促进了投资，但基于单个发电机组的定价方式使得投资者缺乏降低成本的动力。1998 年中央政府引入了新的定价政策，即“经营期电价”，鼓励提升效率降低成本，考虑利用现有机组满足电力供应。“经营期电价”政策采用电厂的预期寿命而非还贷期作为电价核定标准。新电厂的成本按照同类电厂的平均成本核定，投资回报率假定为长期贷款利率上浮 2-3%。

在实施“经营期电价”政策后，平均上网电价下降了 0.050 元/千瓦时。这项政策也成功地让中国工业在亚洲金融危机期间保持了足够的竞争力。

煤电

煤电在中国的电力结构中占比最大，因此燃煤电价对于电力行业至关重要。如前所述，[Page | 47](#) 煤电标杆上网电价由省级政府拟定，各省之间不尽相同。例如，在较为落后且富含煤炭资源的甘肃省，2018 年煤电的标杆上网电价是 0.2978 元/千瓦时，而在更为发达但缺少煤炭资源的广东省，煤电的标杆上网电价为 0.4505 元/千瓦时。

图 11 • 2018 年煤电的上网电价（元/千瓦时）



本地图并不代表对任何领土的状态或主权、对国际边界和界限的划定以及对任何领土、城市或地区的命名表示任何意见。

资料来源：NDRC (2017d)，关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知 [Notice on Cancellation, Reduction of Some Government Funds and Additional Reasonable Adjustment of Electricity Price Structure], www.sohu.com/a/202517251_99908549。

此外，煤电还需承担其他税费，主要用于改善空气质量和减排。对于安装了污染物脱除设施的机组，其额外的脱硫（自 2004 年起征）、脱硝（自 2011 年起征）和除尘（自 2013 年起征）成本将计入其标杆上网电价。国家发改委负责发布标杆上网电价和额外的环保电价。2013 年的环保电价中，脱硫附加费用为 0.015 元/千瓦时，脱硝附加费用为 0.010 元/千瓦时，除尘费为 0.002 元/千瓦时。为确保减排设施正常运行，地方环保机构负责监督所有燃煤发电厂每日的排放数据。在该制度的激励下，截至 2017 年底，所有燃煤发电厂均已安装脱硫设施和除尘设施，92% 的燃煤发电厂安装了脱硝设施（NDRC, 2011b）。

在对煤电执行上网电价后，标杆电价经历了数轮调整。主要原因是平均发电成本发生了很大变化，而影响因素可能是煤价变化、施工成本、年发电小时数、固定成本、长期贷款利率、折旧率或还款期。

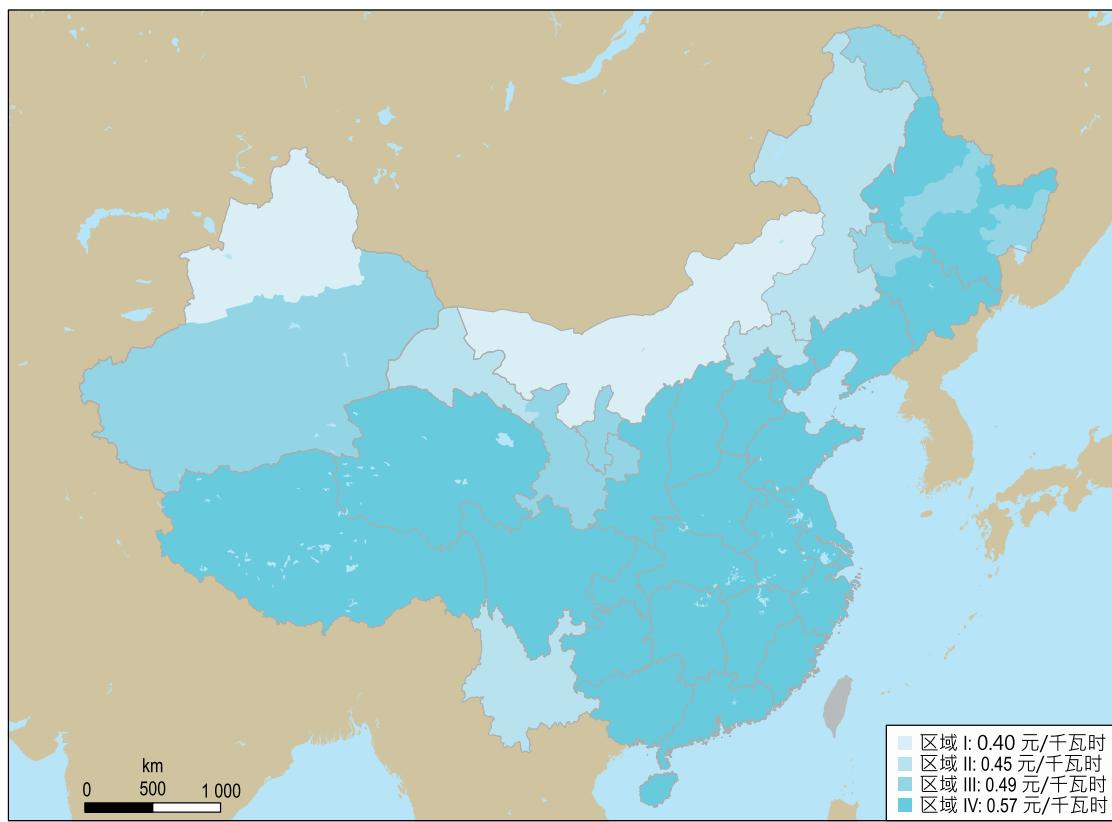
最新一轮的电价调整是 2017 年 7 月。当时，煤价上涨导致全国燃煤发电厂普遍亏损。中央政府发布文件，在不调整终端销售电价的同时，降低销售电价中的政府性基金，腾出的空间用于提高燃煤上网电价，以缓解燃煤发电厂的运行难题。图 11 展示了煤电机组分省（区、市）上网电价。

2004 年，发改委引入“煤电联动”机制调整上网电价，使用标准煤耗和煤热值纳入公式计算出标杆上网电价与煤价之间的联动。以不少于 6 个月为一个煤电价格联动周期，若周期内平均煤价较前一个周期变化幅度达到或超过 5%，便立即相应调整煤电上网电价。鉴于趸售和零售电价均受管制，煤价上升并不会自动导致电价的上升。

这种价格联动机制存在着一些问题。首先，煤电联动机制无法及时有效地调整电价。电价的调整往往是在煤价上涨之后，而发电企业则需要承担煤价变化带来的损失的 30%。其次，这一机制的应用很可能导致煤价和煤电价格周期性上涨。第三，2015 年的一份煤电联动机制修订版文件规定只能在次年年初对电价进行调整，这和其他可行的行政手段相比效果似乎不够明显。如今中国的煤价已经市场化，煤炭价格波动频繁，但这一行政机制仅允许对煤价进行定期调整。煤价上升时，发电企业可能很难保持盈利。

风电和太阳能发电

图 12 • 2018 年各区域陆上风电上网电价



本地图并不代表对任何领土的状态或主权、对国际边界和界限的划定以及对任何领土、城市或地区的命名表示任何意见。

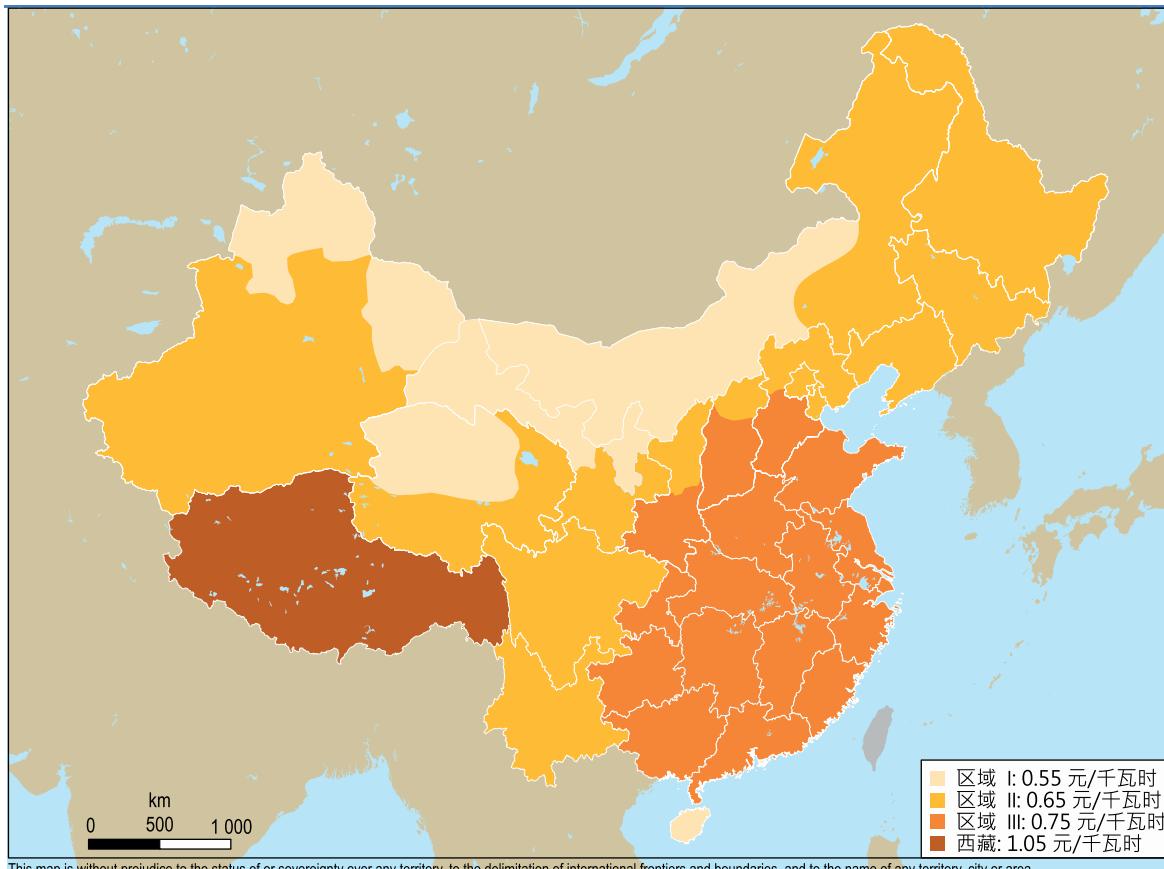
资料来源：NDRC (2018a), 全国陆上风力发电标杆上网电价表 [List of Benchmark Feed-in Tariffs for Nationwide Onshore Wind Power Generation], www.ndrc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201612/W020161228343602191833.pdf.

风电标杆上网电价于 2009 年首次引入。在此之前则是单个项目核准，或是通过竞争性招标获取特许权的方式对风电进行定价。而固定上网电价制度将中国划分为四个资源区，按照风能资源质量和施工成本等因素规定不同的电价水平。

按照 2006 年颁布的《可再生能源法》，中央政府对风电上网电价和省政府制定的煤电标杆上网电价之间的价差进行补贴。图 12 展示了 2009-2018 年投运风电厂的上网电价。补贴资金来自于计入零售电价的可再生能源发展基金（详见下文中关于标杆零售电价的部分），也就是说中国所有的电力用户支付电费时也为国家发展可再生能源电力分摊了部分成本。若风电场参与电力市场，尽管补贴不含在市场价格里，补贴部分也会由中央政府支付。同时，风电场自发自用部分电力可享受 50% 的增值税返还。

太阳能光伏标杆上网电价机制与风电类似，区别在于资源区的划分（详见图 13）和不同资源区的电价水平。

图 13 • 2018 年各区域太阳能光伏发电上网电价



本地图并不代表对任何领土的状态或主权、对国际边界和界限的划定以及对任何领土、城市或地区的命名表示任何意见。

资料来源：NDRC (2018b), 全国光伏发电上网电价表 [List of Feed-in Tariffs for Nationwide Solar Power Generation], www.ndrc.gov.cn/zfwzx/zfdj/jgge/201712/W020171222354137560863.pdf.

输配电价

电改9号文出台之前的输配电价

9号文出台之前，输配电价并不基于输电成本和损耗计算，按照官方文件的说法，输配电价涵盖在零售价格之内。因此，电网公司收取的是标杆零售电价和标杆上网电价之间的差价，而非另外征收输配电价作为收入来源。

对于占主体地位的跨省输电，电网公司并不单独向发电企业征收服务费用。然而，国家发改委会依照容量单独核定跨省电力交易的输电价格。而对于跨区电力交易，国家发改委则会按照容量和电量单独制定输电价格。

制定单独的输配电价

制定单独的输配电价是当前一轮电力行业改革的关键问题（NDRC and NEA, 2015; NDRC, 2016c; NDRC, 2017b; NDRC, 2017c）。按照9号文的规定，输配电价的制定标准应该是“准许成本加合理收益”。2016年，发改委发布了《省级电网输配电价定价办法（试行）》（NDRC, 2016e）。自此，各省便行动起来，计算输电线的施工和运行成本。截至2017年末，除西藏之外的所有省份均已完成对省级电网输配电价的核定，发改委也公布了批准通过的各省输配电价。全国省级输配电价平均下降了0.010元/千瓦时。表12中展示了各省核定的输配电价水平。按照《省级电网输配电价定价办法办法》文件的规定，跨省跨区输电价格的核定工作计划将在2018年底完成。

表12•省级电网的输配电价

省份和地区	大工业用户的输配电价（元/千瓦时）					发布时间
	330千伏	220千伏	110千伏	35千伏	1-10千伏	
北京		0.1493	0.1508	0.1751	0.1956	2017年1月
陕西	0.1034	0.1034	0.1084	0.1284	0.1484	2017年1月
广西		0.0793	0.0993	0.1243	0.2702	2017年1月
河北省南部		0.1371	0.1421	0.1571	0.1721	2017年2月
河北省北部		0.0940	0.0990	0.1140	0.1290	2017年2月
天津		0.1723	0.1772	0.1774	0.2052	2017年2月
山西		0.0588	0.0688	0.0888	0.1188	2017年2月
湖南		0.11534	0.13934	0.16734	0.19634	2017年2月
江西		0.1335	0.1435	0.1585	0.1735	2017年6月
重庆		0.1309	0.1459	0.1632	0.1859	2017年7月
四川		0.1090	0.1350	0.1727	0.1998	2017年7月
河南		0.1757	0.1837	0.1987	0.2137	2017年7月
辽宁		0.0967	0.1067	0.1197	0.1327	2017年7月
吉林		0.1236	0.1386	0.1536	0.1686	2017年7月
新疆		0.1100	0.1300	0.1520	0.1740	2017年7月
浙江		0.1576	0.1626	0.1846	0.2146	2017年8月
福建		0.0961	0.1161	0.1361	0.1561	2017年8月
山东		0.1331	0.1481	0.1631	0.1781	2017年8月
海南		0.1247	0.1345	0.1362	0.1897	2017年8月

江苏		0.168	0.183	0.198	0.213	2017 年 9 月
甘肃		0.1197	0.1287	0.1599	0.1699	2017 年 9 月
青海		0.0823	0.0823	0.0923	0.1023	2017 年 10 月
上海		0.3772	0.3772	0.3957	0.4214	2017 年 10 月
黑龙江		0.1092	0.1342	0.1468	0.1680	2017 年 10 月
广东		0.0871	0.1121	0.1121	0.1371	2017 年 11 月

资料来源：电力规划设计总院 (2017), 中国电力发展报告 [Development Report of China Power Sector 2017].

然而，由于获取精确的建设和运行成本存在一定困难，核定出如实反应成本的电价对政府监管部门来说是一项挑战。

零售电价

标杆销售电价

中国的电价受政府管制。省级政府负责制定，然后交由发改委审批。销售电价采用标杆价，包括 4 个部分：标杆上网电价、输配电损耗、输配电价格和政府性基金及附加。

销售价按终端用户的类型分为四种类别：大工业、一般工商业、农业和居民。对于同类用户，电压水平和用电时间不同，销售价格也不一样。用电时间产生的价格差异一般分为波峰、正常和波谷价格。这种机制的引入，连同其他措施成功地转移了负荷，避免了高峰时段电力供应短缺问题。针对较高电压等级的大工商业用户，有些省份采用的是基于需求的定价机制。也有些地区采用了差异化的居民用电电价，即“居民阶梯电价”，鼓励家庭节能。这一政策规定对超过一定量的电力消费征收更高的价格。

标杆销售电价也内含一系列政府性基金，并曾多次调整。目前政府收取的主要税费为：

- 农网还贷资金（约 0.020 元/千瓦时）
- 三峡建设基金（不同地区的用户需支付从 0.004 元/千瓦时到 0.015 元/千瓦时不等）；全国的用户，无论是否使用了三峡大坝发的电，都需要支付三峡大坝的建设费用
- 城市公用事业附加（不同地区需支付的费用从 0.002 元/千瓦时到 0.020 元/千瓦时不等）
- 可再生能源发展附加（0.019 元/千瓦时），补贴风电和光伏发电建设（NEA, 2011; NEA, 2012）。

当前的零售定价制度普遍存在交叉补贴的情况。电价的交叉补贴通常分为四种：

- 不同用户类型之间的交叉补贴：在中国，通常农业和居民用电零售价要低于工商业用户，即使前者的成本更高。
- 不同电压等级用户之间的交叉补贴：中国将电压分为 5 级，通常高电压水平用户交叉补贴低电压等级用户。
- 不同负荷系数用户之间的交叉补贴：零售电价制定时不考虑不同用户的负荷系数。等于是对所有用户采用了平均电力负荷系数，相当于较高负荷系数的用户交叉补贴了较低负荷系数的用户。

- 不同地区用户之间的交叉补贴：举例来说，某些农村地区即使电力成本更高，但电价更低。这种交叉补贴是出于城乡公平的需要，旨在提高社会稳定性。

在其他国家，政府管制零售价提高了效率，促进了成本效益，与中国的交叉补贴政策影响形成了鲜明对比。然而，效率和公平之间的抉择对于中国政府一直都是难题。而随着供给侧结构性改革相关政策的实施，保持中国制造业成本优势的需求越来越大，交叉补贴电价政策的影响也越来越重要。此外，交叉补贴也不利于中小企业发展，而中小企业恰恰是中国经济增长和现代化发展的关键。

可再生能源发展

中国的可再生能源增长迅速（NEA, 2015; NEA, 2016e; NEA, 2017）。2012-2016 年，水电装机每年平均新增 2070 万千瓦，而风电和太阳能光伏每年分别平均新增 2180 万千瓦和 1770 万千瓦。风能和太阳能光伏等波动性可再生能源（VRE）容量的快速增长超出了中央政府的预期。2007 年中央政府公布了一项目标，即到 2010 年和 2020 年，风电装机容量分别达到 500 万千瓦和 3000 万千瓦。然而，风电装机容量在 2010 年已实现了 3000 万千瓦的目标，同时十三五规划（2016-2020 年）中提出的更高的新目标——2.1 亿千瓦（NEA, 2015; NEA, 2016e; NEA, 2017），目前也在有序部署。此外，十三五规划中还制定了太阳能光伏发电的发展目标，即到 2020 年装机容量达到 1.1 亿千瓦（NEA, 2016c）。2016 年，太阳能光伏发电的装机容量 7750 万千瓦，2017 年达到 1.3 亿千瓦，已经超额完成 2020 年的目标。

挑战

在当前的电力系统和市场结构下，波动性可再生能源使用量的增加带来了消纳挑战。2016 年总弃风量为 497 亿千瓦时，全国年均弃风率达 17%，甘肃省、新疆、吉林的弃风率分别为 43%、38%、30%。太阳能光伏发电的受限率也很高，2016 年全国年均弃光率为 10.3%，仅西北地区的年均弃光率就达到为 20%，弃光量达 70 亿千瓦时。

经过中央政府的巨大努力，弃风率和弃光率在 2017 年有所下降。虽然装机容量增加了 1500 万千瓦，但总弃风量下降了 78 亿千瓦时，弃风率下降了 5.2%。甘肃省的弃风率下降了 10%以上，而新疆和吉林省下降了 5%以上。虽然太阳能光伏的装机容量达到 5300 万千瓦，创下历史新高，但弃光率下降到了 6%。

虽然 2017 年，波动性可再生能源的受限问题较上一年有所缓解，但该问题对于中国可再生能源的发展依然很关键。普遍存在的“受限”问题体现在技术、经济和制度等方面。从技术上讲，每当有安全问题出现，如输电线路达到安全负荷上限，就会导致可再生能源削减。在世界上其他一些电力市场，由于缺少经济激励，普通发电企业不愿在波动性可再生能源发电高峰期降低自身出力。中国还存在其他可能会限制波动性可再生能源发电有效利用的问题，比如现有的电力系统运营制度。下文关于可再生能源发展障碍的章节进一步介绍了制度问题。

政策支持

近年来，波动性可再生能源并网一直是中国政府的重要使命。2006 年初，可再生能源发电保障性收购被纳入《可再生能源法》，要求电网公司在不触及电网安全问题的情况下尽可能将所有可再生能源并入电网。2016 年各省制定了风电和太阳能发电的最低容量系数，

要求将包含在最低容量系数范围内的可再生能源发电优先纳入各省每年的发电计划（NDRC, 2016b）。

一直以来，中央政府也通过定价鼓励可再生能源的发展。在引入风电和太阳能电力上网电价政策之前，风电电价通常是指按照单个项目核定，或通过招标获取特许经营权的方式确定。2009年开始首次执行标杆电价。风电和太阳能光伏电力的上网电价按照资源质量、施工成本等考虑因素划分为四个等级。由于技术发展和成本下降，中央政府在评估后发布文件为每个等级重新定价，以此逐步降低了上网电价。

Page | 53

中央政府设立了“可再生能源发展基金”，为风电和太阳能发电厂提供补贴。补贴内容是风电/太阳能光伏电力的上网电价与各省制定的燃煤标杆上网电价之间的价差。也就是说，电网公司按照煤电的上网电价支付并网风电和光伏电力，而高于煤电标杆电价的部分由中央政府用可再生能源发展基金支付。

虽然风电和太阳能电力上网电价的逐渐降低意味着可再生能源发展基金需要支付的补贴越来越少，但风电和太阳能容量的激增仍然导致巨额资金短缺。根据估算，截至2017年末，资金缺口已经达到1000亿人民币，而发电厂则表示2015年以后的补贴仍未到位。国家能源局因而设计了可再生配额制度并经过数次调整（NEA, 2018b），希望通过行政手段规定电网公司或其他发电企业购买配额指标，使可再生能源电力达到总用电量或发电量的一定比例。配额制度草案在2018年4月第一次公开征求意见，并修改后于2018年9月第二次公开征求意见。

制约因素

长期以来，行政计划一直都是中国电力调度的主要方式。年度发电量计划会预先确定各个发电企业的发电量，然后进一步拆解为月度和单日计划，便于执行。同样，多数省内或跨省跨区输电也要通过行政规划。这种计划制度在过去波动性可再生能源的渗透率较低时是行之有效的。

风电和光伏发电的出现与这一制度存在天然的冲突。风电和太阳能电力具有较强的波动性和不可预见性，而化石燃料发电企业则较不灵活、电力需求和输电线路的约束性也较强。

出于经济性和制度性因素，可再生能源并网不可避免地遇到了来自传统燃煤发电的阻力。在目前的电力系统下，燃煤电厂的年收入由分配所得的计划运行小时数和标杆上网电价决定。而过去几年，由于行政审批权限从中央政府下放到省级政府后，省级政府新建了大量煤电厂，使得煤电装机容量超预期增长。因此现阶段很多新投产的煤电厂还处在还贷期，不愿意大幅削减运行小时数。而近年来煤价的上升也增加了燃煤发电企业与快速发展的可再生能源之间的矛盾。

阻碍还来自于电网公司。当前的定价机制强迫电网公司向并网风电和光伏电力支付与煤电标杆上网电价相同的上网电价（政府可再生能源发展附加负责支付煤电和风电/太阳能电力上网电价之间的价差）。

可再生能源跨省或跨区输电似乎是加强风电和太阳能电力并网，以及进一步提高电力系统整体效率的可行办法。然而，这一办法对于购电端的地方政府来说并非最佳选择。风电和光伏电力的上网电价与标杆电价挂钩，其标杆电价加上输电成本有可能高于本地煤电的价格。因此，地方政府倾向使用本省更便宜的煤电。此外，在政府看来，准许本地燃煤发电厂增加发电量对本省经济的发展也更为有利。

与中国有关的国际经验

前面章节整体介绍了中国电力系统的基本特征和本世纪以来改革的重点方向。本章将介绍系统规划、电力交易和系统运行及发展等方面的部分相关国际经验。

Page | 54

值得注意的是，下文中有多个案例来自于同一个国家：墨西哥。墨西哥的经验与中国尤为相关，因为墨西哥实施全面电力市场改革的初始就考虑了电力系统转型需求，这在中等收入国家中是第一个，故而能为中国提供相关领域的参考经验。

长期规划

在不同市场、政策和监管环境中，中央机构（通常为公共实体）长期规划发挥的作用也不尽相同。在计划体制下，长期规划会直接决定投资决策，这与完全放开趸售市场的电力系统形成了鲜明的对比。在完全放开趸售市场的环境中，长期规划并不会直接决定产业链中发电行业的投资，而是提供了一种预期，为市场参与者提供投资决策依据。在制定规划的过程中，各方就电力系统的发展方向逐渐形成共识，进而为制定具体政策以形成完善的市场框架条件提供了基础。这也为增加电网的投资提供了确定性。

正如前面所讨论的，中国的电力系统已经开始从完全中央计划向更多地依赖市场调节的方向转变。而当前依照 9 号文进行的改革进一步推动了该进程。国际上，墨西哥刚刚经历了电力系统从中央计划向市场机制的转变，因此研究该国的电力市场改革经验对中国具有极大的借鉴意义。

随着市场机制发挥的作用越来越大，获取相关信息对所有市场参与者来说就变得至关重要。要想为新建发电项目选址，就需要获取输电网数据，并获得电力的供需平衡以及其他细节信息。最近几年，日本刚刚从区域垄断供电公司转型为更加自由的市场制度。日本电力系统转型的关键一步就是提高信息透明度，与此同时设立了一家独立的组织进行系统规划。

市场化进程并非改变规划流程的唯一原因。电力市场化改革的根本驱动力是低成本可再生能源和低碳技术的崛起、分布式能源、电气化、以及数字化的发展。澳大利亚的电力系统正在从由煤炭主导向更加依赖可再生能源迅速转变。澳大利亚能源市场运营商（Australian Energy Market Operator, AEMO）在 2018 年发布了其首个综合系统规划（Integrated System Plan, ISP）。这一规划是澳大利亚能源转型总体计划的一部分，也为中国的改革提供了有益的借鉴。

墨西哥国家电力系统发展规划

墨西哥的电力行业经历了从“单一垂直一体化公用事业机构”向“开放发电和零售市场”的转变。该国于 2016 年 1 月正式开放市场，新增电力项目投资规划由国有垄断企业墨西哥国家电力公司（CFE）移交至能源部，与此同时开放市场，调整决策方式。

新的规划流程旨在与以下几项转变相适应：

- 开放发电和零售端市场准入，不再由监管部门决定

- 墨西哥法律框架（包含《气候变化法》、《可再生能源促进和能源转型融资法》和《能源转型法》）设定了化石燃料装机在装机结构中占比不超过 65%的上限
- 墨西哥国家电力公司的输电业务将被剥离，并在发电和售电板块与新进入行业的企业平等竞争。

《墨西哥全国电力系统发展规划》（PRODESC）涵盖三项内容：

Page | 55

- 发电量预测（预期性）
- 输电网络发展计划（约束性的投资规划）
- 配电网络发展计划（约束性的投资规划）

在竞争性趸售市场，发电领域的投资在划分预期性和约束性规划时参照了不同的路径。新的规划制度中，以下三方面对墨西哥能源转型的影响尤为突出。

利益相关方的参与

新的市场环境下，《墨西哥全国电力系统发展规划》要求多方参与并提供信息，包括：财政部、已有发电企业、新发电企业、独立系统运营商和其他市场参与者。优化的信息收集处理流程使得一年一次的信息收集足够及时有效。

可再生能源并网和发电量预测

《墨西哥全国电力系统发展规划》关于发电量预测和电网发展计划源自成本最小化的目标。该规划将化石燃料发电和可再生能源发电的成本和收益同时纳入考量，目标是在技术中立（不偏向任何一种发电技术）的前提下实现系统成本最小化。上述系统成本包括不同电源形式的固定成本和可变成本。唯一的约束条件是增加能源结构中的清洁能源比例。

《墨西哥全国电力系统发展规划》拟定的输电网络扩张计划为成本节约型装机结构提供了支撑。

负荷预测

和许多受管制的电力系统一样，墨西哥的电力系统也存在系统性的过度投资问题，部分原因是用电需求预测过于乐观。因此，《墨西哥全国电力系统发展规划》对用电需求预测方法进行了改进，以提高预测准确性。此外，投资的决策权被转移到了市场参与者手中，而他们的发电量如果不能满足用户需求将被罚款。

日本提升数据透明度

日本的电力市场改革

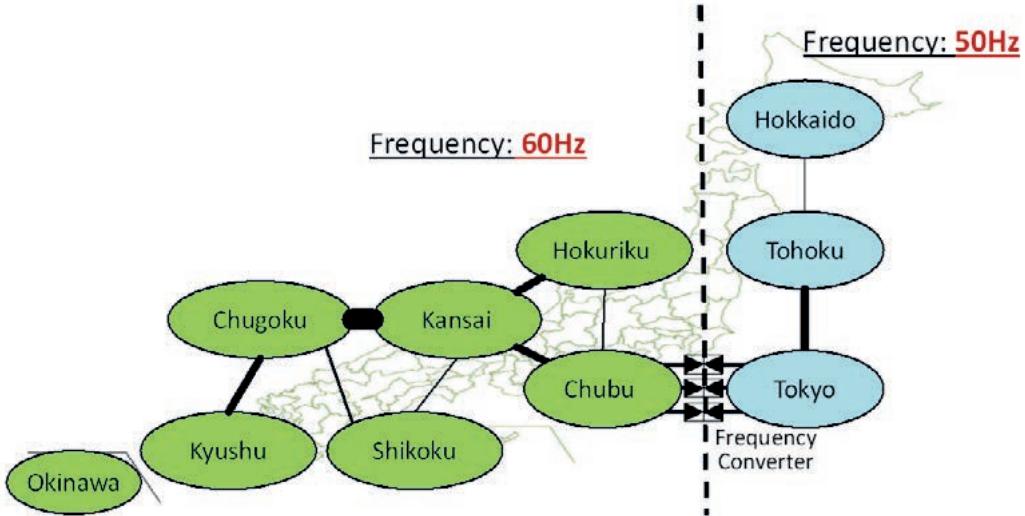
过去，日本电网从东至西由 10 家垂直一体化的垄断企业组成，且存在两种不同电网频率（图 14）。这种历史遗留的垂直一体化市场模式导致了电力市场缺乏竞争。

日本的电力市场改革始于 2015 年，旨在稳定电力供给和需求，优化不同输电系统运营商（transmission system operator, TSO）所在区域间的电力分配（也就是在全国范围内按照实行经济调度），通过引入市场竞争降低电价。改革是全面性的，输电和发电被逐步拆分，同时全面引入零售市场竞争。本案例研究并不对日本的电力改革作全面介绍，而是重点介

绍与“跨区域统一输电运营机构”（Organization for Cross-regional Co-ordination of Transmission Operators, OCCTO）成立有关的提高信息透明度和优化体制机制等方面的内容。

图 14 • 日本的区域电力系统（2018）

Page | 56



资料来源：METI (2013), *Electricity Market Reform*, www.meti.go.jp/policy/energy_environment/energy_policy/denjihou/pdf/20131206_003.pdf; OCCTO (2015a), *Electricity System Reform*, www.occto.or.jp/en/about_occto/about_occto.html.

OCCTO 的设立

OCCTO 于 2015 年 4 月由日本政府组建，是负责统筹日本跨区域电力交易的混合所有制机构。作为一家中立机构，OCCTO 不持有输电线路或发电机组在内的任何电力资产，其功能主要包括：

- 制定输配电规则，对市场进行重新设计，打造公平的电力系统环境
- 制定跨区输配电电网规划，保证中长期电力的稳定供应
- 持续监测电力供需情况，加强对全国范围内的电力供需控制

信息透明

信息透明指的是及时获取电力系统的准确数据，包括时间和空间上足够准确的供需信息，以及电力系统的可用输电能力。信息透明是发电机组并网，提高项目投资的可预见性及提高系统运行效率的关键。因此，在借鉴了欧盟及美国的经验后，日本经济产业省（Ministry of Economy, Trade and Industry, METI）在 2012 年 4 月制定了一份《信息透明导则》。该《导则》概述了 OCCTO 和 TSO 在公开信息方面的任务分工（见表 13）。METI 还成立了一个临时工作组，负责定期校验公开信息的准确性。

表 13 • 日本信息透明导则提供的公开信息样例

输配电	电力供需
可用输电能力和净输电能力	每日电力供需预测
输电网扩张规划和定期检查	各类电力每小时的负荷和发电量
预期和实际电力潮流（如不同 TSO 地区间的电力交易）	发生弃风、弃光、弃水的时间和地区

资料来源：METI (2016), *Guideline for Data Transparency*, www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/h27keito_kangaekata.pdf.

Page | 57

电力交易和供需信息

在其网站上，OCCTO 提供了电力公司间的交易信息，以及输电线路每小时的净输电能力。除了此类信息，各 TSO 还需上报给 OCCTO 区域间预期和实际电力交易量，以便 OCCTO 保障中长期电力的稳定供给。加强不同电力公司所在地区之间的电力交易是提高整个行业竞争力和优化全国电力系统运营的关键。

各 TSO 也必须在其网站上公布实际和预期电力需求（每日），以及每种类型电源项目每小时的发电量（每季度公布一次）。强制公布每日电力需求主要动因是 2011 年福岛地震后强制执行的需求侧管理措施（包括对部分区域进行拉闸限电）；而必须公布各种类型电源每小时发电量数据的动因之一，则是可再生能源的迅速发展。得益于自 2012 年起对可再生能源执行较高的上网电价，电力系统中的可再生能源迅速增加，对波动性可再生能源（VRE）并网的担忧也日益增加。因此，提高对于弃风弃光的预见性对于发电企业至关重要，而这需要获取供需两端的信息。

另外，在一个传统垄断性质的供应商主导的市场里，信息对于市场新进者至关重要。数据也为模型研究提供了基础。³

澳大利亚系统整体规划 (ISP)

澳大利亚的电力系统正经历快速的结构性变革，一个关键因素就是风电和太阳能光伏发电的迅猛增长，背后的驱动力是政策支持和风光发电技术竞争力的提升。风电和太阳能光伏的容量分别从 2010 年的仅 186.4 万千瓦和 39.9 万千瓦增加到了 2017 年的 432.7 万千瓦和 471.8 万千瓦。澳大利亚是联邦制政府，能源和电力政策主要是由各州和领地制定。由于缺乏联邦层面的政策导向，且各州和领地之间缺少协调，风电和光伏装机在某些地域非常集中。由于风光资源丰富，南澳大利亚州风电和光伏装机发展最为迅速，然而由于人口密度很低，南澳州尖峰需求仅为 310 万千瓦。2016 年 9 月 28 日，南澳州发生大范围停电，虽然停电主要是强暴风雨所致，但电力系统结构由承担基荷的煤电向波动性可再生能源的转变引起了广泛关注。

在此事件后，政府下令对国家电力市场（National Electricity Market, NEM）未来的安全性进行独立评估，由澳大利亚首席科学家艾伦·芬克尔教授（Alan Finkel）牵头评估。芬克尔报告就如何保证澳大利亚电力系统有序转变提出了 50 条建议，其中一条是改善系统规划。

³德国联邦经济和工业部近期支持在全欧洲范围内提高信息可及性，以对电力系统进行建模研究。细节详见：<https://open-power-system-data.org/>.

根据这些建议，澳大利亚能源市场运营商拟定了首个系统整体规划，并于 2018 年 7 月 17 日公布。

这是澳大利亚电力系统一项值得注意的进展。过去，政府集中规划在澳大利亚电力系统起到的作用非常有限，电力系统有关投资主要由市场决定。然而，芬克尔报告指出，仅仅依靠市场并不能实现电力系统优化及有序转变，需要形成一种机制，为政策制定提供指导，为市场参与者提供确定性。ISP 在其中扮演了重要角色，虽然 ISP 并不直接与项目是否获批准相关，但其优化了电网投资，也为电力系统的未来发展和建设趋势提供了指引。

Page | 58

ISP

ISP 分析了澳洲电力系统未来的多种可能。规划基于各种前提假设，包括风电和光伏发电厂的建造速度、未来天然气可能在发电领域的应用情况，以及煤电厂退役的速度等。规划会对政府相关目标的实现进行模拟。基于不同假设情境，复杂的计算机模型将电网优化和不同装机结构组合方案，以及其他类似于储能电池等先进技术纳入考量，然后计算出成本最低的投资组合。

ISP 规划的成果是提出应优先进行建设的电力基础设施如输电线路，因其在所有情境模拟下均可带来社会效益以及降低电力成本。ISP 发现，一旦煤电厂达到使用寿命（多数煤电厂都会在本世纪 30 或 40 年代达到使用寿命），最低成本的替代装机方案将是：太阳能（2800 万千瓦）、风能（1050 万千瓦）和储能（1700 万千瓦和 9000 万千瓦时），以及 50 万千瓦、可灵活运行的天然气发电（AEMO, 2018）。

然而要实现这一未来路径，关键在于平衡政策和市场工具，从而确保输电线路的优化升级，以及灵活性电源的发展。

ISP 的相关特征

在澳大利亚的能源转型中，ISP 在优化规划流程方面具有重大里程碑式的意义。以下方面尤其值得注意：

- 澳洲能源市场运营中心（AEMO）是一个独立的系统和市场运营商，不会从输电、发电或电力储能投资项目中获利。也就是说，制定规划的机构与任何利益相关方之间都不存在利益关系。此外，AEMO 享有充分的财务独立性，因此也无需担心受行业内某些利益相关方裹胁。
- 作为系统运营商，AEMO 对澳大利亚电力系统在技术层面有着深刻的理解，因此有能力负责如此详细的技术评估。规划目的之一就是确定提供可靠、低成本电力所需投资。只有一个具有专业技术能力且能获得可靠信息的机构才能制定出此类规划。
- 在选择模型假设时，AEMO 广泛征求了利益相关方的意见，整合了利益相关方在建模过程中模型假设条件、模型设置和建模过程方面的意见和建议。
- ISP 考虑的是跨越州和领地边界的区域一体化电力系统，努力寻找整体层面的最佳解决方案，而非专注于个别地区的利益。整体策略是寻找最优路径的关键，而下一步的发展可能会揭示不同地区如何实现系统收益共享。
- 优化模型研究的是如何对所有电力系统资源进行整体优化，包括化石燃料发电厂和可再生能源、电网和储能。这样有助于确定最优方案组合，而非片面推崇某一具体优化方案。

ISP 只是澳大利亚电力系统长期转型之路上的一步。然而，这种考虑了不同情境的、整体的、独立的长期系统规划对于政策讨论和市场设计都非常具有参考价值。

电力交易和系统运营

电力市场的政策、市场运行规则和监管框架设计是一项非常复杂的工作。由于电力本身的特有属性，电力供需必须实时、准确匹配。与之相对应的是，电力投资决策需要提前数年，甚至数十年进行。因此政策、市场和监管框架需要保证长期和短期需求之间的协调。如前几节的讨论所示，如何协调市场的时间尺度是电力市场改革进程的核心话题。这个问题不仅仅在中国存在，许多其他国家的电力系统也在努力应对类似问题。

Page | 59

受篇幅所限，本报告没有全面介绍国际社会在这方面的实践。如果要解释这个问题，意味着作者要全面回顾过去并总结当下全球的电力行业的各种市场化尝试。国际能源署（IEA）曾出版过一份结合当前全球电力转型背景的电力市场设计报告（IEA, 2016a），有兴趣的读者可以在那里找到更全面的讨论。

本节中总结了和中国的情况尤为相关的四方面经验：

- **结合长期和短期电力合约，优化运营效率：**中国基于市场的电力交易是通过中长期交易实现的，中长期合约通常提前一年或数月签订。交易结果被纳入年度调度计划，并进一步分解为月度计划。然而，这种做法在实时调度过程中会造成持续的系统问题。因此，本节介绍了建立有效短期市场方面的经验，以及如何将短期和长期合约结合起来。
- **鼓励适度水平的投资：**回顾发展历史，中国电力系统始终在电力短缺和电力过剩之间摇摆。在当前发电装机过剩的环境中，若在短期内按照经济调度原则执行市场定价，可能会对电力系统造成过大压力，进而导致未来装机容量短缺。世界上不止中国一个国家存在这个问题。近年来，一些其他国家努力避免电力产能过剩的同时，也在采取措施鼓励适度水平的投资。
- **促进更大区域范围的电力交易：**中国电力系统中的大容量机组通常在建成投产前就已基本明确了其未来电力流向，并且能够参与市场交易的发电量比例通常较为有限。随着可再生能源在电力系统中占比的增加，如能更加灵活地使用电网可以降低总发电成本，并为系统带来更大效益。这当然牵涉到很多复杂的政治因素，但国际上也有一些大范围电力交易成功实施的案例。
- **旧有资产适应新的市场环境：**中国有大量的燃煤电厂，有些是新近建成投产的。这些电厂进行投资决策时，企业认为由标杆上网电价和保障性年利用小时数等组成的政策框架会保持不变，因此这些电力项目能够得到可预期的投资回报。然而在当前电力整体盈余，以及燃煤电厂逐渐从基本负荷向灵活性负荷转变的环境下，原有政策框架可能需要进行改革。在此背景下，一些成功实现机制转型的案例可能对中国具有借鉴意义。

结合长期和短期电力合约，优化运营效率

中国当前市场改革的重点是发电企业和大用户之间的中长期双边交易，目的是通过加强竞争降低用户端的销售电价。如上一章所述，这种交易形式在中国已经有非常成熟的经验，因此也是实现供给侧结构性改革中“降成本”目标非常直接的方式。然而，这种方式并不能解决电力系统实时运行效率的问题。目前，年度调度计划在分配发电任务时会考虑中长期合同电量，但调度系统本身在很大程度上与过去并无二致。显然，这种情况可能会

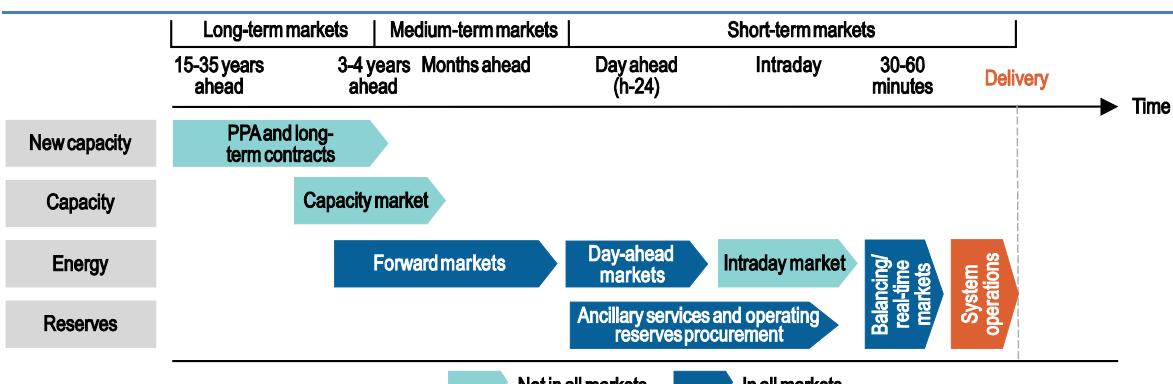
带来系统运行效率的问题，尤其是对于系统中存在较高比例风电和光伏发电的情况（详见第二章电力调度一节中的讨论）。

要想真正实现市场化调度，关键在于：将发电企业和用户之间签订的合约与电厂必须严格执行合约、发出指定电量的规定解耦。当前中国在某些地区应用的发电权交易即是遵循这种思路。然而，对于如何实现上述解耦，国际上存在不同办法，多数是通过建立流动性强的短期电力市场来实现。

Page | 60

短期市场是所有市场化电力系统的基础，也是已经验证的可降低供电成本，并能够提高高比例波动性可再生能源并网经济性、减少弃风弃光的有效方式。多数情况下，短期市场包含两个主要的市场：日前市场和实时市场（见图 15）。

图 15 • 电力市场组成概览



资料来源: Reprinted from IEA (2016a), *Re-powering Markets: Market Design and Regulation during the Transition to Low-Carbon Power Systems*, www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf.

在日前市场，市场参与者就电量进行竞价，由市场出清并设定次日逐小时电价，并相应确定发电机组调度安排。日内，由于电力供需信息实时更新，因此需要不断进行调整以保障供需平衡。负责调整电力供需的是系统运营商或发电企业。欧洲市场设计为：在平衡市场（或实时市场）根据系统运营商的平衡电量价格出清前，市场参与者也可在日内市场上交易平台进行大宗电力交易。北美市场设计为：系统运营商在一个 5 分钟日内市场上进行实时电价。系统运营商还会购买辅助服务，例如为系统调频购买旋转备用。

具有流动性的短期市场的一个好处是为中长期电力交易提供参考价格。在中国，为市场交易提供参考价格的是标杆上网电价。这也是为什么即使缺少短期价格信号，中国电力市场仍然可以进行交易的原因。中国已经意识到了短期市场的重要性，并已开展多个试点项目。北美和欧洲的国际经验证实了短期市场在优化电力系统和降低用户用电成本方面的重要性。

一旦建立了具有流动性的现货市场，就有可能实现双边电力合约和系统实时调度的解耦。具体来说，实现方法有多种：

- 在所谓的“电力池”设计（power pool design）下，发电企业在市场上按照短期运行成本报价，系统运营商选择能以最低价格满足电力需求的发电厂（经济调度）。这使得系统运行过程中每个时间点都会产生一个电价。如果某电厂拥有一份中长期合同，而在某一时间点其报价高没有被选中发电，它就必须从“电力池”购买市场上的电。然而，对于该电厂来说，这种做法依然更有利，因为其实时成本在该时间点必然高于市场出清价格。用户端则并没有受到影响，因为电力价格始终是预先签订的中长期合同价格。

- 在电力交易模式（power exchange arrangement）下，发电企业（或能源交易商）只需宣布他们希望在某个时间按照什么价格发多少电，或者他们希望按照什么价格购买多少电。根据市场出清价格，发电企业可以选择自己发电或从现货市场上购电，其效果类似于“电池池”模式。而决定模式选择的主要因素是市场规模和现有产业结构。世界上最大的跨区域重组电力市场是美国的 PJM 市场，该市场为单一实时电力市场。另外一个案例则是欧洲的区域耦合市场（见下文）。

PJM：短期市场带来的运营效率

PJM 是一个各州互联互通的区域输电组织（RTO），负责协调特拉华州、伊利诺伊州、印第安纳州、肯塔基州、马里兰州、密歇根州、新泽西州、北卡罗来纳州、俄亥俄州、宾夕法尼亚州、田纳西州、弗吉尼亚州、西弗吉尼亚州和哥伦比亚区全境或部分地区趸售电力交易。自 1927 年成立以来，PJM 逐渐转型成为一个独立、中立的机构，建立了基于竞价的电量交易市场，并在 2002 年成为美国首个正常运转的 RTO。PJM 在可靠性、发电投资、发电成本和电网服务方面的高效性每年为覆盖地区节省多达 22 亿美元。而 PJM 按照经济调度原则进行统一调度的做法也极大地提高了效率，每年可节省 3.4 亿到 4.45 亿美元。

鼓励适度投资

如何保证电力系统有足够的投资，以满足尖峰时段用电需求是所有市场设计都面临的重大考验。全世界的电力系统采取了多种办法来解决这一问题。

垂直一体化的电力公司将规划与投资决策挂钩，投资决策通常需要经过监管层审批，以确保投资的合理性。相关成本将体现于终端用户支付的电价上。

相比之下，拥有趸售市场的电力系统将规划与投资解耦，并基于两个目标组织市场：实现短期效率（最低成本调度）；以及提供合理的价格信号，为电力系统带来足够的投资（充裕性）。为实现这个效果，市场组织机构必须保证市场能够提供的足够收入以覆盖需求和发电侧资源的运行费用和固定成本。这些资源即使只是偶尔使用，但对于维持系统在尖峰时段满足需求的能力至关重要。多数电力系统都采用以下充裕性机制中的一种。

电量市场

在电量市场中，所有收入均来自于电量交易价格。市场规则允许发电企业的报价高于可变成本，以此收回固定成本。这种市场收入主要来自于电力稀缺时段，也就是售电收入和发电成本相差较大的时段。大多数欧洲市场，以及美国德州和新西兰采用的就是这种组织形式。但关于电量市场是否能带来足够的投资回报仍存在很大争议。多数分析认为，较为完善的电量市场设计至少能降低系统对其他补偿机制的需求，因此是一种“无悔”的选择（IEA, 2016a）。然而，在电力装机盈余且可再生能源装机快速发展的市场，通常比较明智的做法是引入行之有效的机制，用于应对未来某时段发电机组大规模退役可能造成的影响。

容量市场

容量机制可以通过向市场提供精确、前瞻性的容量需求，增加电量市场收入。当预计市场有新增装机需求时，预测新增容量将被提前若干年（通常是 3、4 年）拍卖，并有机制

保证新增装机在投产后一年或数年（通常为一年）的保障性收入⁴。在这些情况下，资源充裕性目标（或是容量需求）由行政手段确定。

此种机制的目的是提供足够的激励以保证适度投资和系统资源充裕性。美国的趸售市场（德州的电力可靠性委员会例外）大多采用这种机制，且在欧洲的竞争性市场上应用也越来越多（EC, 2016）。不同形式的容量机制近期开始在英国（2015）和法国（2017）实施。某些欧盟国家如西班牙、爱尔兰和意大利，以及日本目前也正在实施或考虑这种机制。

容量机制通常都是按照传统电力系统的需求设计的，因此就有了这些机制是否适应“转型后”的电力系统的问题。例如，传统资源充裕性的衡量标准是电力系统的备用率（或超出预期峰值负荷的容量）。然而，对于波动性可再生能源渗透率较高的系统，计算出合适的备用率很难，这是因为特定时刻需要的可用容量随机性更强。

容量机制的设计也越来越能够涵括需求侧响应手段。同时，容量机制也是促进综合能源服务业务发展的一个高效的解决方案。人们发现现有电力系统的关键问题更多在于系统整体灵活性，而非资源充裕性。因此有声音呼吁对容量机制进行调整，以鼓励对灵活性电源项目的投资（RAP, 2012）。也有人担心容量机制可能会使得传统化石燃料发电厂持续运行，并导致环境欠友好型电力投资的增加（如柴油发电机组或燃气轮机），造成电力行业脱碳更加困难（ODI, 2016）。鉴于此，有些国家在容量机制中引入了排放标准，但这种做法有可能会削弱容量机制在避免出现容量短缺方面发挥的作用。

解决这些问题最好的方式是确保容量机制设计保持技术中立（不偏向任何一种发电技术），同时将其对趸售市场运行可能产生的不良效果降到最低。在 PJM 体系中，容量因素仅占每兆瓦时总趸售电价的 21.9%（Monitoring Analytics, 2017）。法国制定的首个容量电价为 10 欧/千瓦，监管部门估计这个数字折算到 2017 年，体现在电价上是 1.44 欧/兆瓦时（CRE, 2017）。另外可预见的是，未来设计良好的电量市场也可激励投资，但取决于需求侧响应的发展和政策制定者是否能容忍较低的系统可靠性裕度（IEA, 2016a）。

虽然市场往往被划分为电量市场或容量市场，许多电力系统兼具上述两种机制。例如，法国、英国、墨西哥、PJM（美国）和 MISO（Midcontinent Independent System Operator, MISO, 美国）等电力市场都同时具有电量和容量机制（电力短缺期间电量和容量收入增加），以保证适度水平的投资。

更大范围的区域电力交易⁵

地理范畴上的大区域内部不同地区资源禀赋和电力需求往往不同。整合这些地区的电力系统可以带来重大效益。在各地区间建造输电线路是第一步，但地区电力系统整合绝不只是建立物理互联。制定本地区间协调机制可以增加跨区交易带来的好处。

加强不同地区间电力系统整合有助于消除 VRE 带来的波动性和预测误差，以及动态负荷波动。然而，区域电力市场的整合并非新鲜事物。实际上，电力市场的发展与区域整合是密不可分的（IEA, 2014）。例如，大型独立系统运营商（RTO，比如：美国的 PJM、MISO，澳洲的 NEM）的创立宗旨都是为了将众多较小的平衡市场整合成一个大市场。与此

⁴有些拍卖，譬如纽约独立系统运营商组织的容量市场，运行的时间尺度较短，只保证次月的收入。

⁵本节参考了《电力制度改革进展 2017》（IEA, 2017）

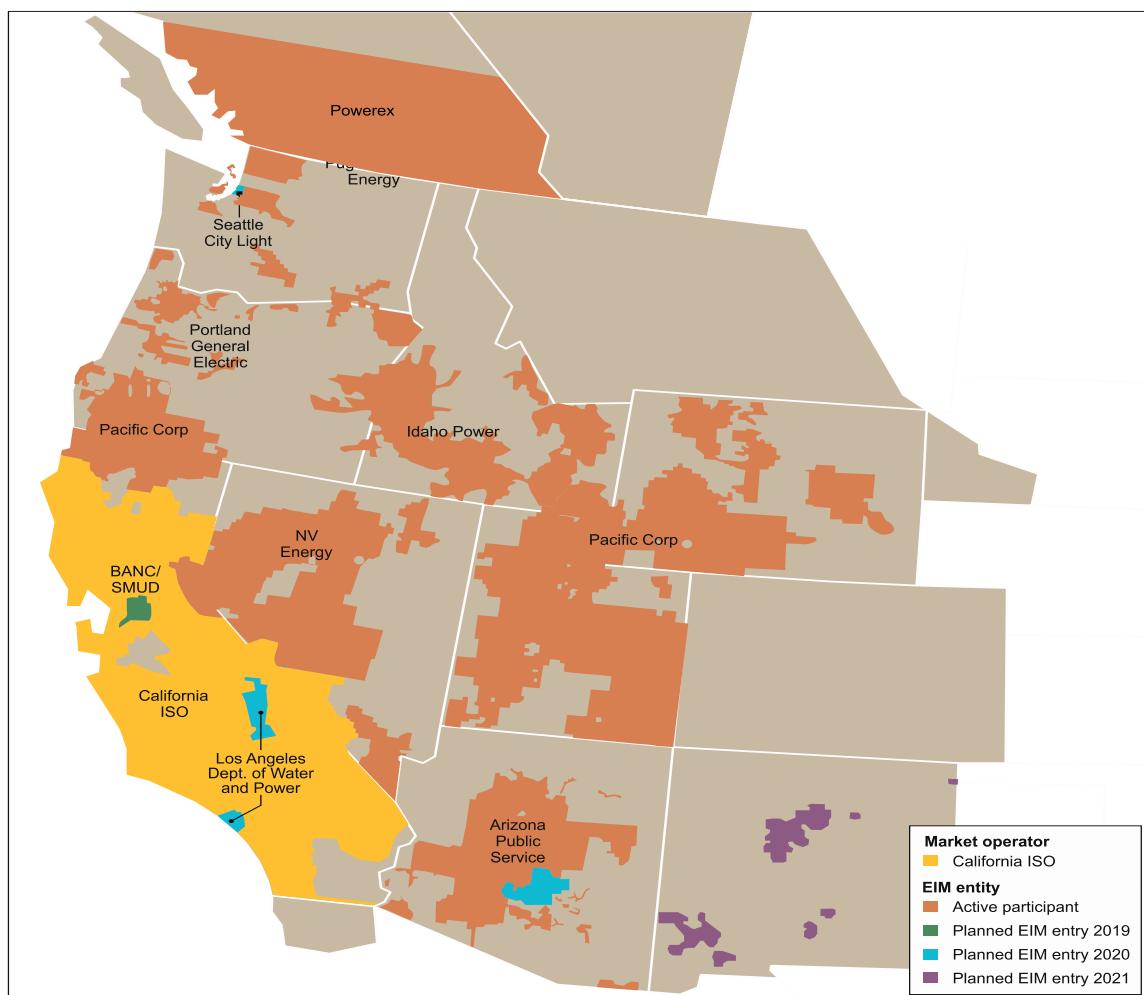
类似，欧洲大多电力市场的设计目的就是为了实现跨境电力交易。下文将介绍两个例子：美国西部的能源不平衡市场（Energy Imbalance Market, EIM）和欧洲电力市场的整合。

美国西部的 EIM

在美国西部，西部 EIM 使得加州及其邻州能够共享区域内的调节资源，实行更为高效的调度，降低对新增输电线路投资的需求。这一机制相对于其他地区采用的机制更加先进，[Page | 63](#) 因为其他地区大多进行地区内电力平衡决策，即使相互间已存在电网互联。

西部 EIM 包含了美国 14 个州，加拿大 2 个省（阿尔伯塔省和不列颠哥伦比亚省），以及墨西哥北下加利福尼亚州北部等一大片地区，西部电力协调委员会协调保障区域电力系统可靠性，但在历史上，一直由各州或地方负责各自地区电力平衡。加州独立系统运营商（California Independent System Operator, CAISO）是西部 EIM 里唯一一家独立系统运营商，其运营范围仅限于加州境内。

图 16 •加入 EIM 的公用事业公司，2017 年



资料来源：CAISO (2018), *Western Energy Imbalance Market (EIM)*.

西部 EIM 是在美国西部地区建立区域性电力市场的首次尝试，其独特性体现在两方面：首先，与东部互联系统（如 PJM、MISO 等）的区域性趸售市场不同，西部 EIM 仅仅只是一个平衡市场。西部 EIM 内各地区自行负责其输电系统运营的工作；第二，西部 EIM 的服务

领地并不相邻（见图 16）。加入 EIM 全凭自愿，公用事业公司可自由退出，无需支付任何费用，只需提前 180 天通知即可。除了 CAISO，另有 7 家公用事业公司加入了西部 EIM，预计会有另外 5 家在接下来几年陆续加入。

提高系统可靠性经常被视为西部 EIM 带来的重要潜在效益（NREL, 2013），但自成立以来，西部 EIM 的可量化效益主要在经济和环境影响方面。效益主要包含以下三方面：提高调度效率，降低弃风弃光率，以及降低灵活性备用。表 14 总结了 2016 年第四季度的预期效益。

表 14 • 西部 EIM 的预期效益，2016 年第 4 季度

效益	预计节省
提升跨区和区内调度效率	2827 万美元
降低波动性可再生能源削减量	2339 万千瓦时
预计降低波动性可再生能源削减量带来的 CO ₂ 减排	10011 吨
降低柔性备用	向上：39.9~49 万千瓦 向下：47.4~48.2 万千瓦

资料来源：CAISO (2017), *Western EIM Benefits Report Fourth Quarter 2016*, www.caiso.com/Documents/ISO-EIMBenefitsReportQ4_2016.pdf.

欧洲“市场耦合”

欧洲各国电力市场整合和协调工作的重点是发展电网节点。2009 年的欧盟一揽子立法文件（非正式称法为“第三个一揽子文件”）的首要任务就是制定欧洲电网互联规范和导则等。这些互联标准为多个系统相关问题制定了一套共同的技术和商业规则，包括：电网安全、第三方准入、数据交换和结算、突发应急程序，以及实时、日前和长期市场的容量分配和阻塞管理（capacity allocation and congestion management, CACM）。

互联标准的发展通过一个迭代的、有多个利益相关方参与的流程进行管理。能源监管合作机构（Agency for the Co-operation of Energy Regulators, ACER）负责制定各个网络节点的整体框架导则，欧洲输电运营商联盟（European Network for Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E）负责制定细则。ACER 负责审查互联标准，最终文件交由欧委会批准。欧盟各成员国负责具体执行互联标准。

迭代过程缓慢而复杂，而不同互联标准的执行进度也不一样。然而，发展互联标准的背后推动因素是相同的：在维持系统可靠性的前提下，更为高效的实现 VRE 并网。CACM 的执行至关重要，原因在于 CACM 能提高互联输电线路的使用率，增加系统整体的灵活性（Hesseling and Hernández, 2015）。

欧盟近期提议将区域整合的重点放在所谓的区域运营中心（regional operating centres, ROC）的建设上。ROC 是对现有的区域安全合作倡议（regional security co-operation initiatives, RSCI）的升级，RSCI 是由 TSO 设立的自愿性区域合作机构，并不提供实时服务，而是依据 TSO 数据为本地区的电力系统提供预测。这些提议均包含在一份拟议的欧盟行政指令中，是名为“全欧洲人共享清洁能源”的一揽子立法提案的一部分。该一揽子提案已经于 2016 年 11 月提出，目前正在欧盟层面进行讨论。

发展 ROC 背后的驱动力是“第三个一揽子文件”要求加强区域合作，该举措的现实意义仍在讨论中。ROC 至少可以提供 5 种服务：共同电网建模；系统安全分析；断电规划协调；短期和中期资源充裕性预测；以及输电能力统一计算（ENTSO-E, 2017）。代表各国

TSO 的 ENTSO-E 倾向于渐进式的“演变”。区域合作将会进一步加强，但 ROC 应该承担何种额外责任，恐怕还要经过至少 10 年的漫长讨论才能决定（ENTSO-E, 2016）。

旧有发电资产如何适应全新市场环境

在电力体制从中央计划向市场机制转型的过程中，多数情况都要考虑如何逐步淘汰旧的体制，落实新的体制。顺利转型需要特殊的体制机制设计。尽管世界各国在转型中的市场设计各不相同（因为要考虑各国电力行业的实际情况），但下文中介绍的两个案例依然提供了有益借鉴：

Page | 65

墨西哥“遗留发电厂合约”（legacy contracts）

墨西哥的电力趸售市场于 2016 年开放竞争。墨西哥国家电力公司（CFE）持有或控制约 90% 的发电资产。零售市场向大用户开放竞争，市场准入最低门槛为 1 兆瓦（大用户如果是若干小用户的组合，每个小用户负荷要不低于 25 千瓦）。虽然陆续已经有新企业进入市场并开展投资，但要摆脱国有企业垄断，实现电力体制转型仍需很长的时间。

墨西哥国家电力公司被拆分为 6 家发电企业、1 家输电公司、1 家供电公司和 1 家受管制的电力零售商。电价由发电厂成本决定。受管制零售商本可从一开始就从现货市场上购电，但这会对价格造成冲击。由于大量的新增发电投资即将涌入市场，因此直接让全部既有发电企业进入现货市场无疑会增加其面临的风险。

为了应对这些风险，法律规定既有发电企业和受管制零售商签署长期合约，合约价格基于发电厂成本。能源部在对发电厂预期盈利能力进行评估后，制定合约价格，约定合约交易量，预计需要更长时间才能实现盈利的电厂获得的合约期限相应较长——这就为受管制零售商提供了多样化的合约组合。随着时间的推移（老旧机组逐渐退出），这些合约的数量会逐渐下降，取而代之的是更多的基于市场拍卖、或新增装机在现货市场上形成的合同。

开放市场面临的其中一项不确定性是受管制零售商或过去的默认零售商客户流失的速度。墨西哥遗留发电厂合约的做法是：如果容量过剩，受管制零售商可以放弃合约规定的多余容量。

这种机制可使受管制零售商免受既有发电企业为收回成本而抬高价格的风险，也为新进入者创造了进入市场的机会。

美国“搁浅成本”（Stranded cost）的处理

在开放市场过程中考虑制定过渡机制的另一案例是美国。美国联邦能源管制委员会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）发布的 888 号法令明确规定了开放市场体系应该遵循的原则，并承认可能存在转型成本。这种成本被称为“搁浅成本”，指的是“由于向开放竞争转型而无法收回的投资成本”。

在美国的情况下，电力公司面临的风险是：一旦开放市场竞争，引入市场前其做出的满足预期用电需求的承诺可能难以兑现——美国的电力公司按照预期用电需求与发电商签订合约，开放市场会导致电力公司的用户流失，使其基本收入降低，导致无法支付与发电商的合约。

888 法令认为开放竞争和处理转型带来的问题应同步进行。法令的最后一条规定，电力公司可以依托 FERC 帮其收回“合理的、审慎的及可验证的搁浅成本”。

法令对两种成本回收机制进行了讨论：

- 用户退出费用：一次性费用，在电力用户更换电力公司时收取
- 线路费用：与输电服务挂钩且任何用户都不能免除

尽管 888 法令认为第一种机制更为理想，但线路费用具备多种优势，对于政策制定者来说可能是明智之选。这是因为，降低现有电力用户更换零售商的成本可以加快向竞争性市场的转型。

可再生能源发展⁶

过去 20 年中，国际社会在可再生能源能源政策方面积累了丰富经验。国际能源署、国际可再生能源署和 21 世纪可再生能源政策网络近期联合发布的《能源转型时期的可再生能源政策》报告（IEA/IRENA/REN21,2018）已对此进行了全面回顾，本报告不再展开叙述。

考虑到中国当前情况，本报告选择了两个核心概念进行深入讨论：系统价值（system value, SV）和系统友好型部署。本小节将介绍这两个概念，并以德国和墨西哥为例进行说明。

“系统价值”是可再生能源发展的一个关键概念

各种技术的发电成本通常用电量单位来表示，“平准化电量成本”（levelised cost of energy, LCOE）是具体发电技术在发电层面的成本衡量指标，其计算方式是发电层面的所有成本之和（包括投资、燃料、排放、运营和维护等）除以电厂未来的发电量。为了便于比较，将电厂经济寿命内不同时间点的成本（如建造成本或运营成本）进行“平准化”而得名。

过去 20 年中，风电和光伏发电的平准化电量成本大幅下降（IEA, 2015a, 2015b）。越来越多风电场和太阳能发电厂的平准化电量成本接近甚至低于化石燃料电厂或核电的成本。例如，当前有记录的陆上风电的低价格是 30-35 美元/兆瓦时（摩洛哥），而太阳能光伏发电为 29 美元/兆瓦时（迪拜）。

然而，LCOE 指标没有计入对发电时间、地点和方式的考量。“时间”指的是产生的电能在某时间段的可及性，“地点”指的是发电厂的位置，“方式”指的是这种发电技术对系统的影响。由于发电技术的时间、地点和方式不同，仅用 LCOE 指标不足以用来比较各种技术，甚至会产生误导性结论。用 LCOE 进行比较的前提是计入对发电时间、地点和方式的考量后，不同电力项目发电的价值相同。

电力的价值取决于发电的时间和地点，尤其是波动性可再生能源比例较高的电力系统。某些时候，系统发电量充裕但恰好需求相对较低。这种情况电力价值较低；反之，当发电量少但需求高时，电力价值就比较高。考虑电力在系统里的价值，为分析波动性可再生能源并网和电力体制改革问题提供了新的视角。

⁶本小节参考了《下一代风电和太阳能发电》（IEA, 2016b）。

系统价值指的是新增发电项目为系统带来的净收益。虽然这种概念框架适用于所有发电技术，但本节关注的重点是风电和光伏发电厂。系统价值由新增某种技术的发电项目带来的综合效应（正面和负面效应相互作用）决定。要具体计算某个技术的系统价值，首先要明确需要考虑的因素。例如，某些技术并不依赖价格波动较大且风险较高的燃料，而这些技术的正外部性可能会被计算在内，也可能被排除在外。

正面效应指的是可降低成本的所有评估因素，包括燃料成本降低，二氧化碳等其他污染物减排，降低其他类型发电装机的需求，甚至可能降低对电网的使用以及降低线路损失。负面效应指的某些成本的上升，如传统电厂投资回收成本增加和新建电网基础设施造成成本增加。

Page | 67

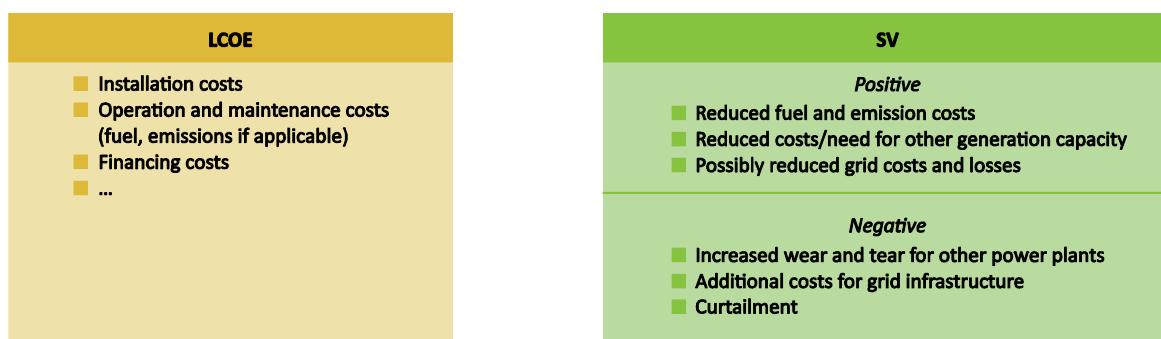
系统价值是对 LCOE 等经典发电成本衡量标准的补充，反映了新增发电容量对电力系统的影响。简单来说，LCOE 解释了某种技术的成本，而系统价值指的是该技术对整个电力系统带来的净影响（图 17）。

计算某种发电技术的系统价值需要对燃料或二氧化碳价格等进行假设，还可能需要建模工具，用来分析不同情景下的成本。此外，可以通过分析实际市场数据来估算某些系统价值的组成部分。市场数据虽然容易获取，却需要仔细对分析结果进行解读。理论情况下，市场能够准确对所有相关外部性定价，补偿所有收益，征收所有成本，如此市场价格才能准确地反映系统价值。实际上，市场价格反映系统价值的准确度取决于多种因素。例如，如果现货价格是在覆盖地域很广的现货市场上形成的，那么依据现货市场收入评估系统价值或许不能涵盖所有与电网基础设施相关的影响。尽管如此，获取是关于系统价值的有限信息也能为政策和市场设计提供重要参考。

系统价值高就意味着某种发电技术正好匹配了电力系统的需求。例如，若某新建波动性可再生能源电厂在电价比较高的时段发电，这种有利情况就会反映出该电厂较高的系统价值。若电力市场设计良好，发电厂在这种时段生产的电力就应该获得高于平均价的电价。

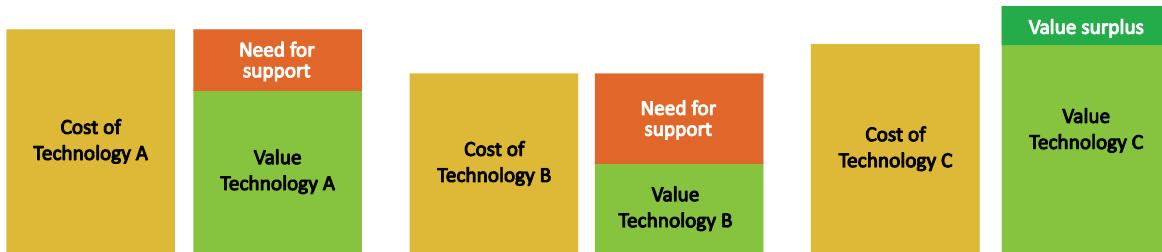
系统价值可以为设计者提供关键信息，这种信息是仅考虑发电成本所不能获取的。比较 LCOE 和系统价值可以为政策制定者和其他电力系统利益相关方提供关键信息。若波动性可再生能源的系统价值高于其发电成本，增加波动性可再生能源装机就能帮助降低电力系统的整体成本。

图 17 •图解 LCOE 和系统价值



对比不同技术的 SV 值（不只是 LCOE 值）可为政策设计提供全局介绍和合理依据（图 18）。在下图的例子中，技术 B 成本最低，但 SV 也最低，因此在部署方面需要最多支持。相比之下，技术 C 虽然需要中等成本，但 SV 值很高，因为所在市场的设计合理，所以部署方面无需任何支持。

图 18 • 波动性可再生能源成本、SV 和竞争性之间的关联



系统友好型波动性可再生能源部署

风电和光伏发电并网可以基于系统友好型部署方式。VRE 本身通常不被认为是有助于并网的工具，这一认知有其历史原因。简单来说，早期制定部署 VRE 的相关政策时，政策重点不在并网。相反，过去的政策重点可总结为：尽可能快速实现最大化的 VRE 部署，同时尽可能快速降低 LCOE。然而，这种方式不足以实现系统中更高比例 VRE 的目标。要推动波动性可再生能源部署、释放波动性可再生能源技术本身在促进并网方面的潜力，需要更加创新的手段。

要想在政策框架中反映 SV，需要在政策制定时充分进行权衡。一方面，政策制定者应该引导资金投向 SV/发电成本比值最高的技术；另一方面，准确计算 SV 却非常困难，最重要的是，SV 在现阶段和未来是不同的。

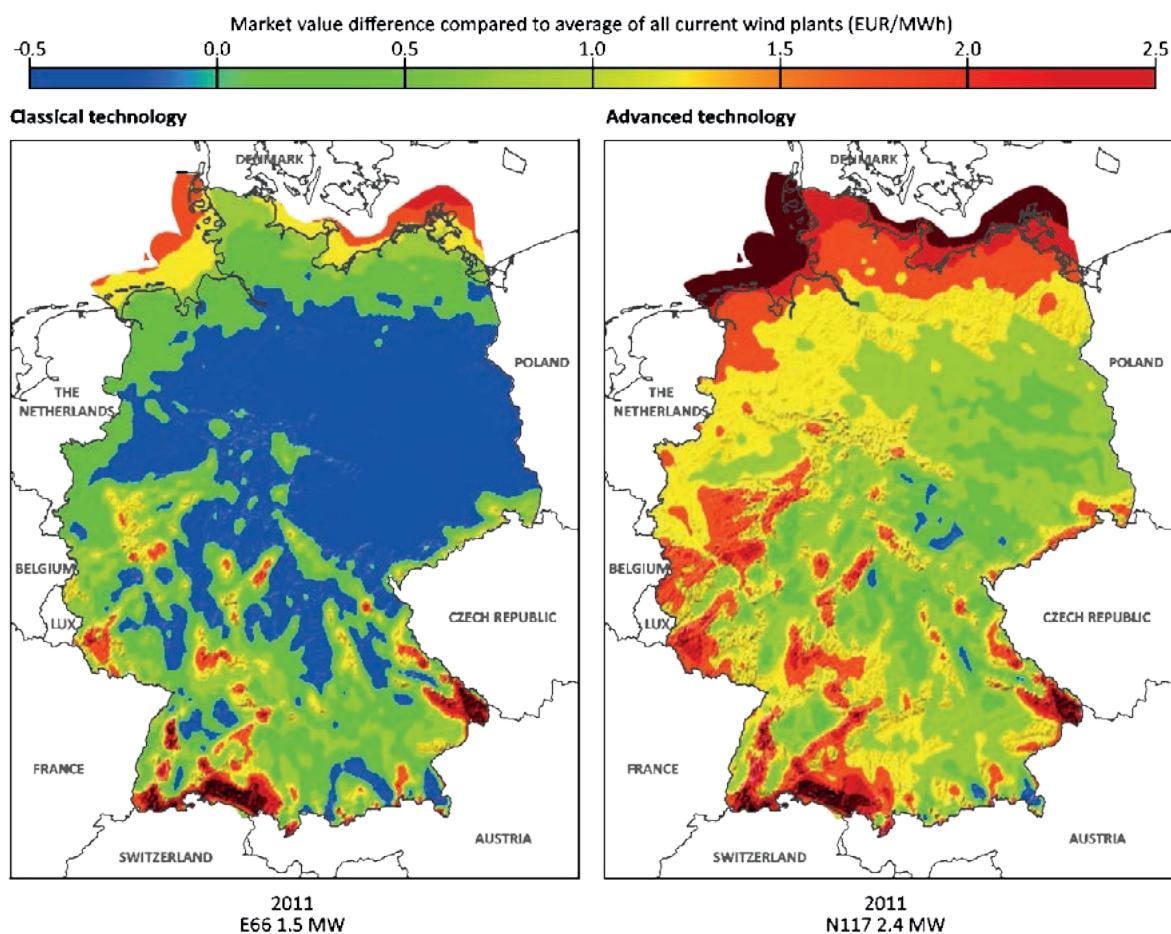
市场实际运行时，短期市场价格信号可以有效地向投资者展示不同技术的 SV。这就是为什么现货市场应该在中国电力市场建设中进行优先考虑。然而，某些技术现阶段的 SV 并不能反映其未来的 SV。这是在某些国家能源结构转型阶段 VRE 装机比例达到一定程度时观察到的结果。以欧洲的电力市场为例，可再生能源部署、低二氧化碳价格、低煤价，需求负增长/增长缓慢（由于经济增速低或能效的提升）导致近年来趸售市场电价一直处于低位。趸售市场低电价意味着任何新增发电装机只能带来有限的成本效益，因此短期 SV 很低。即使在电力需求增长迅速的地方，单纯基于短期批发电价预期的项目投资也会面临诸多挑战。由于风电和光伏发电属于资本密集型项目，这些挑战会直接增加其装机成本，也可能会加大 SV 和发电成本之间的差异。此外，当前的市场价格信号可能不能很好地反映长期 SV 值。如果中国现阶段引入经济调度和现货市场，类似的效果也可能在中国发生。

这就需要建立政策机制，保证投资建设清洁能源有足够的长期收入确定性。同时，这种机制的设计也要反映不同发电技术 SV 的差异。现在某些能够实现这一目标的政策机制已经出现。下文将介绍两个例子：市场溢价制度，奖励 VRE 发电企业生产高于平均价值的电力；拍卖制度，比如墨西哥近期引入其电力系统的模式，基于对系统的贡献而非简单依据发电成本选择项目。

德国市场溢价制度

德国的市场溢价制度旨在激励投资者选择更加系统友好型的部署方案。该机制将标杆电价（feed-in tariff）设定为风力发电的平均收入水平。这一机制能够激励部署更多系统友好型项目的原因在于：如果新建风电项目的市场价值高于平均值，就可以赚取更多利润。投资者现在逐渐意识到风电项目选址不同，价值也会有所不同。有专门的咨询机构会提供数据，显示哪些地方在风力充足时发出电力的市场价值最高（图 19）。

图 19 • 不同地区风电项目的市场价值, 德国 (2011)



资料来源：Adapted from enervis/anemos (2016), *Market Value Atlas*, www.marketvalueatlas.com.

墨西哥清洁能源和容量拍卖制度

为了尽可能降低对低碳发电项目投资提供支持的有关成本，墨西哥设计了一种拍卖制度，重点考虑参与竞标技术的 SV 值。这种制度支持的低碳技术（除可再生能源外）包括核能、高效热电联产机组供热同时产生的电力、以及碳捕集与封存。每兆瓦时电量会获得一个清洁电力证书，作为零售商向监管机构提供的清洁能源销售量已满足能源部要求配额的证据。

墨西哥拍卖制度的设计主要是为解决可再生能源成本高度不确定的问题。这项制度设计时也考虑到了墨西哥拥有大量的风、光和地热等可再生，但这些资源对于电力系统的价值却不尽相同。例如，地热能和水能都是可调度技术，但风能和太阳能光伏并不是。在墨西哥第一次组织拍卖时，太阳能光伏成交价格更高，这是由于其能够在用电高峰时段生产电力，避免使用系统中成本更高的调峰电厂，而且在投产之后若干年内还可提供一定的容量价值。

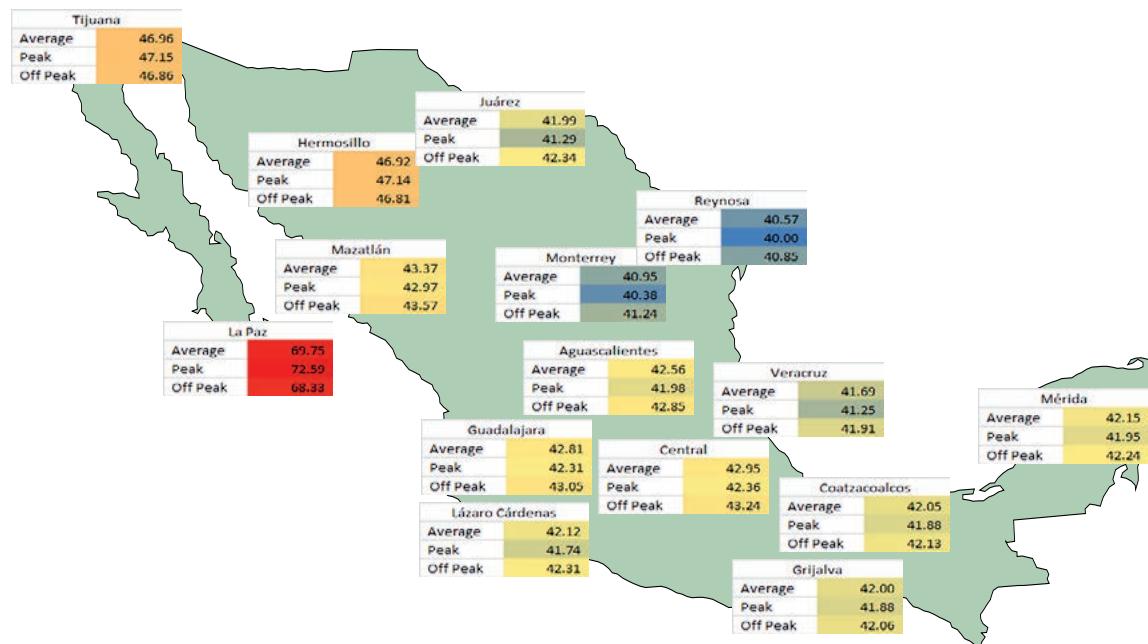
此外，所有这些成本和价值的考量都会随时间变化，至于如何变化则并不确定。有些技术的成本下降速度会更快。此外，如果某种技术在同一地区部署过多，其 SV 也会变化。

解决办法是采用技术中立的拍卖制度。拍卖系统竞价过程中考虑到溢价和罚金等因素，使得不同技术在参与竞价过程中有可比性。

而溢价和惩罚的标准是电力项目在未来 15 年内的预期价值（如图 20），分为两种：

- 位置：将墨西哥划分为 51 个电力区，按照某个地区的电力价值与全国其他地区的电力价值之间的平均差异来计算惩罚或奖励
- 时段：按照每天不同时段发电的价值决定罚金或溢价

图 20 • 墨西哥能源的预期平均价值（美元/兆瓦时）（2016）



资料来源：SENER (2016), *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN [National Power System Development Programme]*, www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462.

为了尽可能提高拍卖的灵活性，特别引入了以下市场规则：

- 市场上存在三种商品：电量、清洁能源证书和可调度容量。不强制要求发电企业出售全部三种商品，可选择仅出售一种。
- 拍卖时间要提前项目投产日期 3 年，不过开发商可在一定范围内调整项目交付日期。
- 在大容量发电项目开发过程中，项目开发商可根据市场其他参与者报价进行报价。
- 项目中标并不意味着该项目有并网的优先权。然而在输电阻塞地区，那些已完成前期联网工程的项目可在招标时获得优先权。

拍卖系统比较所有竞标项目，采取一种通用算法选取能够在“调整后”（考虑 SV）提供最低系统成本的项目。如此，SV 更高的电厂（即：项目所在地区电价较高，或项目能够在用电高峰时段发电）即使成本较高也有可能中标。

总结

随着中国的发展，中国电力系统也处于结构性转型过程，有新的发展重点和目标。根据“9号文”指明的改革方向，电力行业将主要通过市场确定运行模式和终端电价。但是，选择实施路径并非易事，需要审慎实施。由于投资回报的确定性，现行规则在快速发展期成功吸引了投资。因此，提高系统效率的措施也要让人相信，不仅可以解决目前的产能过剩问题，也能解决未来的投资需求。

Page | 71

此外，电力改革难免受到外部影响，电力行业也非一成不变。中国的能源体系正在走向更生态节约和环境友好型之路。电力市场改革的实施可使中国在该方面持续受益。

如果运用得当，市场可以成为强大的助力。“9号文”及其6个配套文件制订了一系列规则，提供框架性指导，驱动市场力量服务中国社会。这一努力可以带来重要的好处：

- 通过市场化运营，取代或逐步取代“三公调度规则”，可以降低系统成本并提高整体效率。更高效的发电机组运行的时间更长，从而降低成本并减少排放。尽管就现有试点而言，还无法确定准确类型的现货市场规则，但任何允许按经济顺序调度的系统都有潜在的巨大益处。实际上，部分节约成本可让渡给效率较低机组以摊销固定成本，确保系统有序转型。
- 核定输配电价将为电力传输提供确定性，一方面电网的投资和运营被明确区分，另一方面也可以引入售电业务。中国核定的输电价格明确包括公共服务费用，该方式可能带来重要益处。这些公共费用一部分可用于支付转型相关成本，同时另一部分可留作维持补贴水平。
- 鉴于售电企业数量较多，人们有充分理由相信，竞争终将使得用户价格更贴近实际成本，这有助于改善需求侧经济信号。然而，这需要在掌握电网设施实际成本和设备更新成本等方面持续取得进展。
- 在区域一体化方面，广东的试点项目在设计时即考虑了区域市场的可能性，将南方电网运营区域均纳入其中。由于中国地域辽阔、资源品类众多、电力需求各异，交易潜力巨大，各区域都可以从这个实践中受益。

本报告介绍了与中国情况相关的国际经验案例，包括实施“9号文”，以及提高效率和环境可持续性的长期目标（表15）。

- **长期规划和透明数据**——整合系统各类资源，包括需求侧管理和响应，可降低系统成本，使规划者能够预测未来的灵活性需求。整体规划和数据公开透明，可为市场参与者提供系统未来情况的指导，助其根据系统整体需求做出最佳决策
- **电力交易和运营**——本报告介绍了与中国决策者相关的四个方面国际经验：
 - 利用现货市场衔接中长期合同与系统的有效运行。
 - 在市场规则中引入充裕度机制——中国电力行业曾数次经历短缺和过度投资。准确、精心设计的充裕度机制，如稀缺性定价或容量市场，可以释放正确信号，为电力行业吸引有效投资。

- 通过共享资源并利用不同的需求模式，更大区域内的协同可带来更多的好处。
- 引进过渡机制——改变规则会使部分群体遭受损失，如果缺乏解决这一风险的机制，可能导致改革进程放慢、目标降低，甚至因协商不够而中止。特定合同或“线路费”等过渡机制可以提供正确激励并解决合理关切。
- 可再生能源和低碳能源部署——越来越多的国际经验证明，可再生能源和低碳能源的部署，应以降低电力系统总体成本为指导，而不单是发电侧成本的降低。

表 15 •与中国相关的国际经验

领域	国际经验
长期规划和透明数据	墨西哥、日本、澳大利亚
电力交易和运营： 将长期和短期电力合同挂钩以优化运营效率	PJM
电力交易和运营： 鼓励适度投资	法国、英国、墨西哥、PJM、MISO
电力交易和运营： 促进更大区域间的交易	美国西部电力不平衡市场 欧洲
电力交易和运营： 协助遗留资产过渡以适应新的市场环境	美国、墨西哥
可再生能源和低碳能源部署	德国、墨西哥

中国电力系统在过去几十年中取得的发展令人印象深刻。今天，它再次经历深刻变革，根据新的工作重点和发展需求更好服务中国社会。过去的改革进程和当前的“9号文”，为接下来的工作打好了基础，指明了方向。未来几年，中国将持续把这些指导纲领转化为具体措施。我们真诚希望，本报告介绍的国际经验能对中国今后的电力行业改革工作有所启迪。

附录

为方便非中文读者了解中国电力改革，本报告原版（英文版）对电改 9 号文及相关支持性文件的要点进行翻译并加入附录部分。感兴趣的读者请查阅报告原版。

Page | 73

<https://webstore.iea.org/insights-series-2018-power-sector-reform-in-china>

参考文献

AEMO (澳大利亚能源市场运营中心) (2018), *综合系统规划*, 澳大利亚能源市场运营中心, 墨尔本, www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Planning-and-forecasting/Integrated-System-Plan.

Page | 74

加州独立系统运营商(2017), *西部电力不平衡市场 2016 年第四季度成果报告*, www.caiso.com/Documents/ISO-EIMBenefitsReportQ4_2016.pdf.

加州独立系统运营商(2018), *西部电力不平衡市场 (EIM)*, www.westerneim.com/pages/default.aspx.

中国电力企业联合会 (CEC) (2016), *中国电力行业年度发展报告 2016*, 北京, www.cec.org.cn/guihuayutongji/gongzuodongtai/2016-08-24/157409.html.

法国能源监管委员会(2017), “理解法国容量机制的 6 个问题”, *Décryptages* 杂志, 第 51 卷, 第 6 页, 法国能源监管委员会, www.cre.fr/documents/publications/d.decryptages/decryptagesnumero-51.

Davidson, M. (2018), *创造中国风电市场: 能源政策与监管案例研究*, 麻省理工学院, 马萨诸塞州, https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/Davidson_PhD_2018.pdf.

欧盟委员会(2016), *容量机制行业调查的最终报告*, 欧盟委员会, 布鲁塞尔, http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf.

Enervis 能源咨询公司/Anemos 环境气象学会(2016), *市场价值地图集*, www.marketvalueatlas.com.

欧洲电力传输系统运营商网络(2016), “电力系统区域协调的未来选择” (报告), 欧洲电力传输系统运营商网络, www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_fti_161207.pdf.

欧洲电力传输系统运营商网络(2017), “区域安全协调机构” (资料表), 欧洲电力传输系统运营商网络, www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/rscis_short_final.pdf.

电力规划设计总院(2017), *中国电力发展报告*, 电力规划设计总院, 北京.

Hesseling, D. 和 F. Hernández (2015), *通向 2025*, 欧洲能源监管合作机构, www.acer.europa.eu/Events/A-Bridge-to-2025-Delivering-the-Energy-Union/Documents/Bridge%20to%20202025_2.2_Flexibility%20and%20RES.pdf.

国际能源署 (2006), *中国电力行业改革, 路在何方?* 经合组织/国际能源署, 巴黎, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chinapower.pdf>.

国际能源署(2014), 转型的力量, 经合组织/国际能源署, 巴黎,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/The_power_of_Transformation.pdf.

国际能源署(2015a), 2015 年清洁能源进展跟踪, 经合组织/国际能源署, 巴黎,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/Tracking_Clean_Energy_Progress_2015.pdf.

Page | 75

国际能源署(2015b), 2015 年能源技术展望, 经合组织/国际能源署, 巴黎,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/ETP2015.pdf.

国际能源署(2016a), 重塑电力市场（低碳电力系统转型过程中的市场设计与监管）, 经合组织/国际能源署, 巴黎,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf.

国际能源署(2016b), 下一代风能和太阳能发电, 经合组织/国际能源署, 巴黎,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf.

国际能源署(2017), 2017 年电力系统转型现状, 经合组织/国际能源署, 巴黎,
www.iea.org/publications/freepublications/publication>StatusofPowerSystemTransformation2017.pdf.

国际能源署(2017), 世界能源展望, 经合组织/国际能源署, 巴黎, www.iea.org/weo2017/.

国际能源署(2018), 世界能源统计, 经合组织/国际能源署, 巴黎, www.iea.org/statistics/.

国际能源署、国际可再生能源机构和 21 世纪可再生能源政策网络(2018), 转型时期的可再生能源政策, 经合组织/国际能源署、国际可再生能源机构和 21 世纪可再生能源政策网络, www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA IEA REN21 Policies 2018.pdf.

日本经济产业省(2016), 关于数据透明度的指导意见, 日本经济产业省, 东京,
www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/h27_keito_kangaekata.pdf.

日本经济产业省(METI) (2013), 电力市场改革, 日本经济产业省, 东京,
www.meti.go.jp/policy/energy_environment/energy_policy/denjihou/pdf/20131206_003.pdf.

监测分析公司(2017), PJM 市场现状报告,
www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016-som-pjm-volume2.pdf.

中国国家电力调度控制中心(2017), 跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点规则（试行）, 国家电力调度控制中心, 北京,
<https://pmos.sgcc.com.cn/pmos/index/infoList.jsp?itemid=215000#>.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2004), 国务院关于发布政府核准的投资项目目录的通知》，2004 年版，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.gov.cn/zwgk/2005-08/12/content_21939.htm.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2007), 能源发展“十一五”规划，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
zfxgk.nea.gov.cn/auto79/201109/P020110921527315023013.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2011a), 中华人民共和国国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.gov.cn/2011lh/content_1825838.htm.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2011b), 国家发展改革委关于整顿规范电价秩序的通知，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggl/zcfg/201106/t20110623_419213.html.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2013), 能源发展“十二五”规划，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，www.gov.cn/zwgk/2013-01/23/content_2318554.htm.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2014), 国家应对气候变化规划（2014-2020 年），中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201411/W020141104591413713551.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2015a), 关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201512/t20151224_768582.html.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2015b), 关于推进输配电价改革的实施意见，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768607602.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2015c), 关于推进电力市场建设的实施意见，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768622097.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2015d), 关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768633676.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2015e), 关于有序放开发用电计划的实施意见，中华人民共和国国家发展和改革委员会，北京，
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768643254.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2015f), 关于推进售电侧改革的实施意见, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768655379.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2015g), 关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/W020151130314768669823.pdf.

Page | 77

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2016a), 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.ndrc.gov.cn/fzggz/fzgh/ghwb/gjhh/201605/P020160516532684519514.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2016b), 可再生能源发电全额保障性收购管理办法, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.ndrc.gov.cn/gzdt/201603/t20160328_796494.html.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2016c), 省级电网输配电价定价办法(试行), 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.ndrc.gov.cn/fzggz/jggl/zcfg/201701/t20170104_834333.html.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2017a), 关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京, www.gov.cn/xinwen/2018-01/03/content_5252887.htm.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2017b), 区域电网输电价格定价办法(试行), 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京, www.gov.cn/xinwen/2018-01/03/content_5252887.htm.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2017c), 跨省跨区专项工程输电价格定价办法(试行), 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京, www.gov.cn/xinwen/2018-01/03/content_5252887.htm.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2017d), 关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.sohu.com/a/202517251_99908549.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2018a), 全国陆上风力发电标杆上网电价表, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.ndrc.gov.cn/zwfzx/zfdj/jggg/201612/W020161228343602156002.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2018b), 全国光伏发电上网电价表, 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
www.ndrc.gov.cn/zwfzx/zfdj/jggg/201712/W020171222354137560863.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2015)，输配电定价成本监审办法（试行），中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局，北京，www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggl/zcfg/201506/t20150619_696576.html.

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2016a)，电力发展“十三五”规划，中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局，北京，www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2016b)，能源发展“十三五”规划，中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局，北京，www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201701/W020170117350627940556.pdf.

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2016c)，电力中长期交易基本规则（暂行），中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局，北京，www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201701/t20170112_834884.html.

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局 (2017)，关于有序放开用电计划的通知，中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家能源局，北京，www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201704/t20170410_843769.html.

中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家电力监管委员会(2007)，节能发电调度办法（试行），中华人民共和国国家发展和改革委员会和中华人民共和国国家电力监管委员会，北京，www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbqt/200708/t20070828_156042.html

中华人民共和国国家能源局 (1994)，电网调度管理条例实施办法，中华人民共和国国家能源局，北京，www.nea.gov.cn/2011-08/19/c_131060578.htm.

中华人民共和国国家能源局 (2011)，可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法，中华人民共和国国家能源局，北京，www.nea.gov.cn/2011-12/20/c_131316289.htm.

中华人民共和国国家能源局 (2012)，可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法，中华人民共和国国家能源局，北京，www.nea.gov.cn/2012-04/06/c_131510095.htm.

中华人民共和国国家能源局 (2015)，2015 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告，中华人民共和国国家能源局，北京，
http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201608/t20160823_2289.htm.

中华人民共和国国家能源局 (2016a)，关于印发《电力规划管理办法》的通知，中华人民共和国国家能源局，北京，www.gov.cn/gongbao/content/2016/content_5145577.html.

中华人民共和国国家能源局 (2016b)，风电发展“十三五”规划，中华人民共和国国家能源局，北京，www.nea.gov.cn/2016-11/29/c_135867633.htm.

中华人民共和国国家能源局 (2016c)，太阳能发展“十三五”规划，中华人民共和国国家能源局，北京，http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201612/t20161216_2358.htm.

中华人民共和国国家能源局(2016d), 电力规划管理办法, 中华人民共和国国家能源局, 北京, http://zfxgk.nea.gov.cn/auto84/201606/t20160606_2258.htm.

中华人民共和国国家能源局(2016e), 2016 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告, 中华人民共和国国家能源局, 北京,
http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201704/t20170418_2773.htm.

Page | 79

中华人民共和国国家能源局(2016f), 东北电力辅助服务市场运营规则(试行), 中华人民共和国国家能源局, 北京, www.raypwr.com/DownFile/?ContentId=216.

中华人民共和国国家能源局(2017), 2017 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告, 中华人民共和国国家能源局, 北京,
http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201805/t20180522_3179.htm.

中华人民共和国国家能源局(2018a), 2017 年全国电力工业统计数据, 中华人民共和国国家能源局, 北京, www.nea.gov.cn/2018-01/22/c_136914154.htm.

中华人民共和国国家能源局(2018b), 可再生能源电力配额及考核办法(征求意见稿), 中华人民共和国国家能源局, 北京,
http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201803/t20180323_3131.htm.

国家可再生能源实验室(2013), 西部互联的能源不平衡市场的潜在效益研究, 美国国家可再生能源实验室, 丹佛, www.nrel.gov/docs/fy13osti/57115.pdf.

OCCTO(跨区输电协调运营商组织)(2015a), 电力市场改革, 跨区输电协调运营商组织, 东京, www.occto.or.jp/en/about_occto/about_occto.html.

海外发展研究所(2016), 重新思考电力市场: 容量机制和脱碳, 海外发展研究所, 伦敦, www.odi.org/sites/odi.org.uk/files/resource-documents/10569.pdf.

睿博能源智库(2012), “容量市场之外”还有什么?, 睿博能源智库, 布鲁塞尔, www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-hoganwhatliesbeyondcapacitymarkets-2012-aug-14.pdf.

睿博能源智库(2015), 将可再生能源整合至中国电力系统: 技术简介, 睿博能源智库, 北京, www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-e3-chinaelectricityplanning-2015-oct.pdf.

墨西哥能源部(2018), 全国电力系统发展规划, www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462.

中华人民共和国国家电力监管委员会(2003a), 跨区跨省电力优化调度暂行规则, 中华人民共和国国家电力监管委员会, 北京,
www.gov.cn/gongbao/content/2003/content_62518.htm.

中华人民共和国国家电力监管委员会(2003b), 关于促进电力调度公开、公平、公正的暂行办法, 中华人民共和国国家电力监管委员会, 北京,
www.gov.cn/gongbao/content/2004/content_62904.htm.

中华人民共和国国家电力监管委员会(2008a), 发电权交易监管暂行办法, 中华人民共和国国家电力监管委员会, 北京,
<https://baike.baidu.com/item/%E5%8F%91%E7%94%B5%E6%9D%83%E4%BA%A4%E6%98%93%E7%9B%91%E7%AE%A1%E6%9A%82%E8%A1%8C%E5%8A%9E%E6%B3%95>.

中华人民共和国国家电力监管委员会(2009), 关于工业企业参与大用户直购电试点有关问题的通知, 中华人民共和国国家电力监管委员会, 北京,
www.mlit.gov.cn/n1146285/n1146352/n3054355/n3057254/n3057265/c3539934/content.html.

中华人民共和国国家电力监管委员会(2010a), 2009 年度全国电力交易与市场秩序情况监管报告, 中华人民共和国国家电力监管委员会, 北京,
www.spic.com.cn/flgz/gfxwj/201301/P020130105510691871037.pdf.

中华人民共和国国家电力监管委员会(2010b), 电力用户与发电企业直接交易试点基本规则(试行), 中华人民共和国国家电力监管委员会, 北京,
www.chinalawedu.com/new/1200_22016___/2009_11_20_ma7050131511021190026994.shtml.

中华人民共和国国家电力监管委员会和中华人民共和国国家发展和改革委员会(2004), 电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法, 中华人民共和国国家电力监管委员会和中华人民共和国国家发展和改革委员会, 北京,
<https://law.wkinfo.com.cn/legislation/detail/MTAwMDAyMTIxNDg%3D>.

中华人民共和国国务院(1985), 关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定, 中华人民共和国国务院, 北京, www.china.com.cn/law/fifg/txt/2006-08/08/content_7059853.htm.

中华人民共和国国务院(1993), 电网调度管理条例, 中华人民共和国国务院, 北京,
www.gov.cn/gongbao/content/2011/content_1860843.htm.

中华人民共和国国务院(2002), 电力体制改革方案(国发 5 号), 中华人民共和国国务院, 北京, www.gov.cn/zhengce/content/2017-09/13/content_5223177.htm.

中华人民共和国国务院(2003), 国务院办公厅关于印发电价改革方案的通知, 中华人民共和国国务院, 北京, www.gov.cn/zhengce/content/2018-04/17/content_5281575.htm.

中华人民共和国国务院(2013), 大气污染防治行动计划, 中华人民共和国国务院, 北京,
www.gov.cn/zwgk/2013-09/12/content_2486773.htm.

中华人民共和国国务院 (2015), 关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发 9 号）,
中华人民共和国国务院，北京，
http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129_773852.html.

中华人民共和国国务院 (2016), 国务院关于发布政府核准的投资项目目录的通知, 中华人民共和国国务院, 北京, www.gov.cn/zengce/content/2016-12/20/content_5150587.htm. Page | 81

中华人民共和国国务院 (2018), 打赢蓝天保卫战三年行动计划, 中华人民共和国国务院,
北京, www.gov.cn/zengce/content/2018-07/03/content_5303158.htm.

中华人民共和国国家经济贸易委员会(2001), 电力工业“十五”规划, 中华人民共和国国家
经济贸易委员会, 北京, www.nea.gov.cn/2011-08/17/c_131054186.htm.

首字母缩略语、缩写和度量单位

首字母缩略语和缩写

Page | 82

ACER	欧洲能源监管合作机构
AEMO	澳大利亚能源市场运营中心
CACM	容量分配和阻塞管理
CAISO	加州独立系统运营商
CPI	中国电力投资集团公司
CSG	中国南方电网有限责任公司
EIM	电力不平衡市场
ENTSO-E	欧洲电力传输系统运营商网络
EPCO	内蒙古电力（集团）有限责任公司
EU	欧盟
FERC	美国联邦能源监管委员会
GDP	国内生产总值
IEA	国际能源署
ISP	整体系统规划
LCOE	平准化能源成本
METI	日本经济产业省
MISO	美国中西部独立输电系统运营商
NDRC	中华人民共和国国家发展和改革委员会
NEA	中华人民共和国国家能源局
NEM	澳大利亚全国电力市场
OCCTO	跨区输电协调运营商组织
PPA	购电协议
PRODESEN	墨西哥全国电力系统发展规划

PV	光伏
RDC	区域电力调度机构
ROC	区域运营中心
RSCI	区域安全合作倡议
RTO	区域输电运营商
SERC	中华人民共和国国家电力监管委员会
SGCC	国家电网有限公司
SME	中小企业
SOE	国有企业
SPC	国家电力公司
SV	系统价值
TSO	电力传输系统运营商
UHV	特高压
VRE	可变可再生能源

Page | 83

货币缩写

CNY	人民币
EUR	欧元
USD	美元

度量单位

GW	千兆瓦
GWh	千兆瓦时
kV	千伏
kW	千瓦
kWh	千瓦时
Mt	百万吨

MW 兆瓦

MWh 兆瓦时

t 吨

Page | 84 TWh 太瓦时

Online bookshop

webstore.iea.org



PDF versions at 20% discount

E-mail: books@iea.org

Global Gas
Security
series

Energy
Technology
Perspectives
series

World
Energy
Outlook
series

Energy
Policies
of IEA
Countries
series

World
Energy
Investment
series

Energy
Statistics
series

Oil

Renewable
Energy

Energy
Efficiency

Energy
Policies
Beyond IEA
Countries
series

Gas

Coal

Market
Report
Series

Chinese Translation of Power Sector Reform in China © OECD/IEA, 2018

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

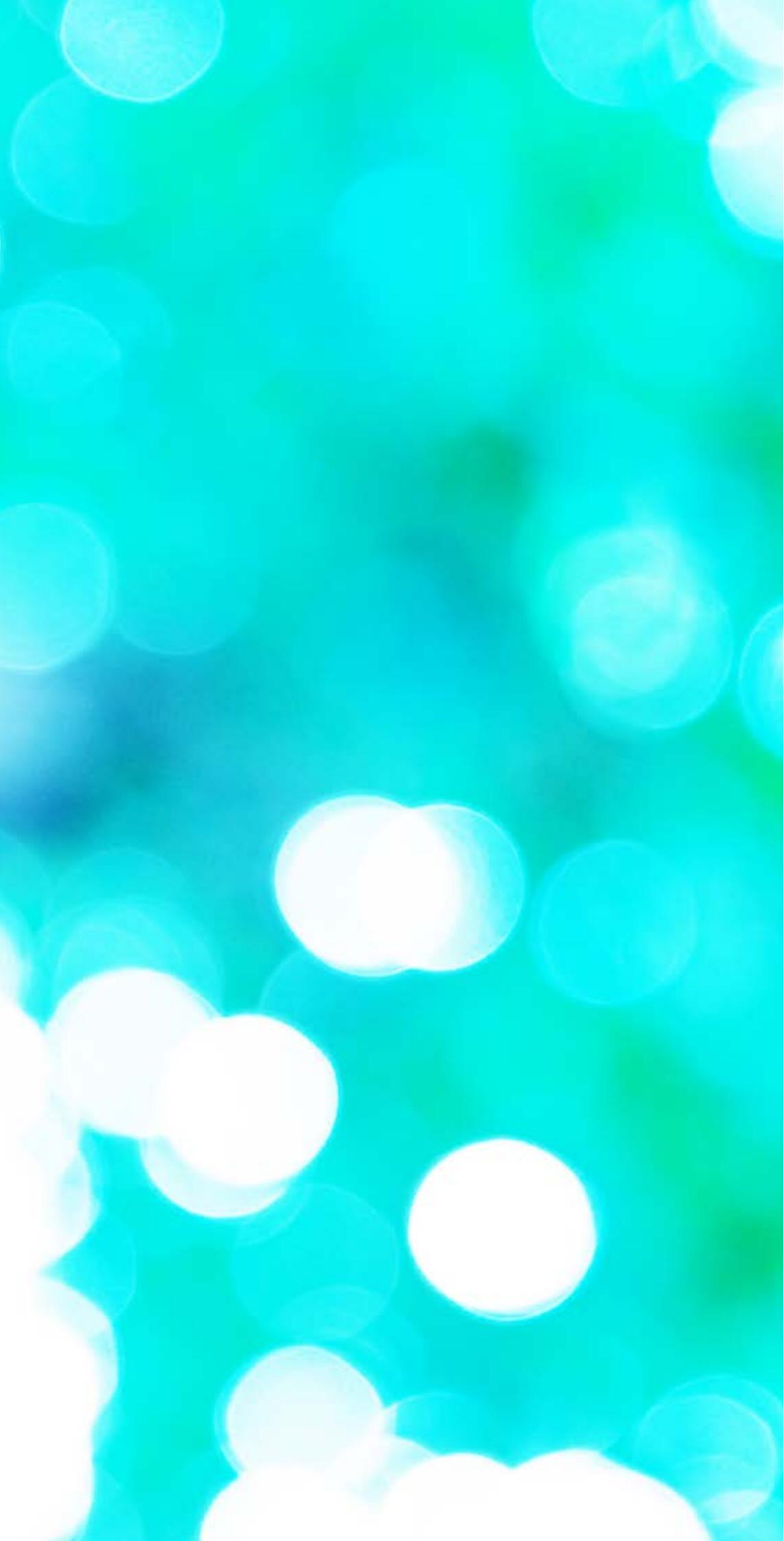
此执行摘要原文用英语发表。

虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA/OECD possible corrigenda on: www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm

IEA Publications
International Energy Agency
Website: www.iea.org
Contact information: www.iea.org/about/contact
Typeset in France by IEA - October 2018
Cover design: IEA; Photo credits: © Shutterstock



INSIGHTS SERIES 2018

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY