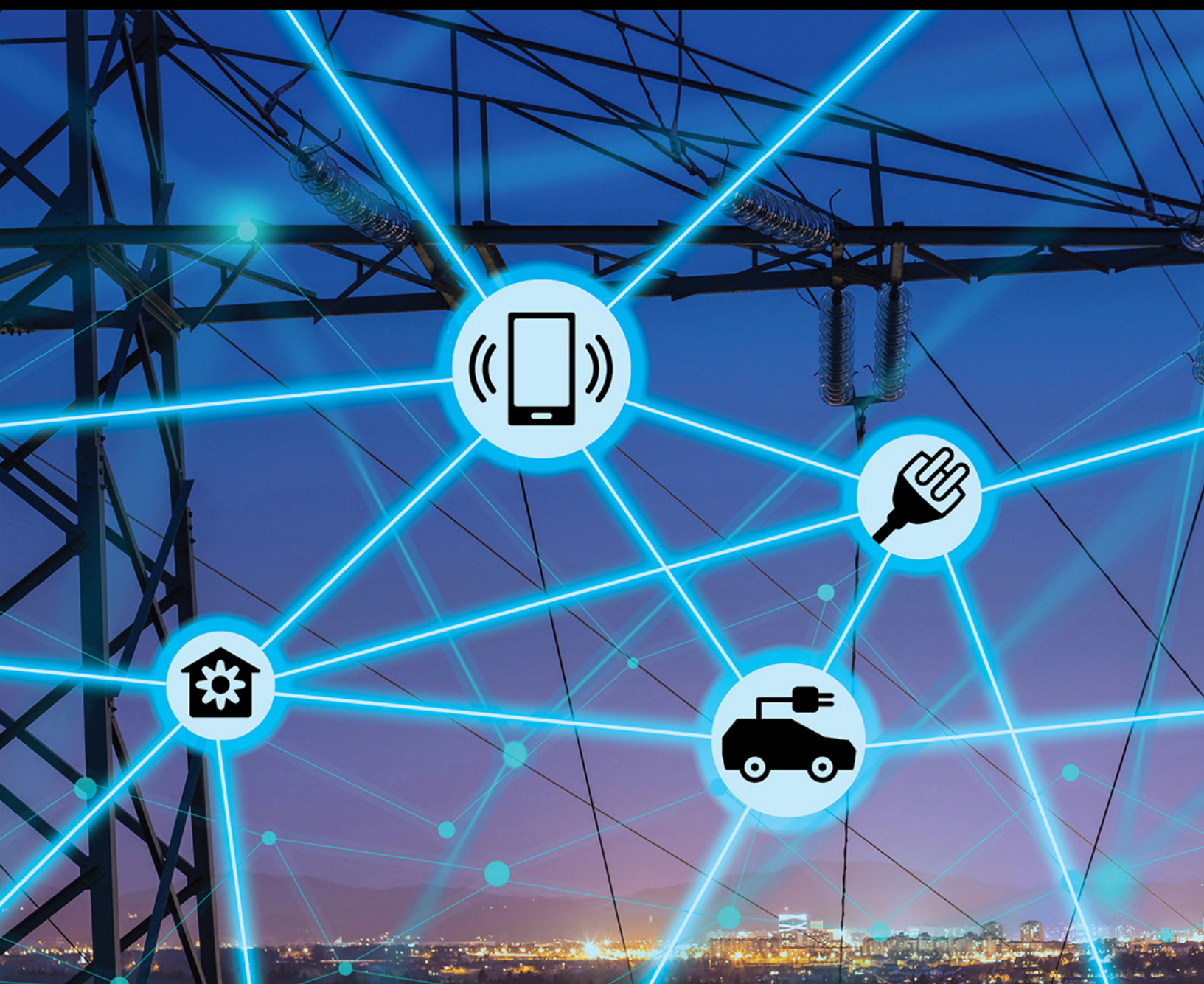


电力市场手册

(精华版)

中国发行



本手册精华版由以下人员编撰：

让·米歇尔·格拉尚 (Jean-Michel Glachant) ，佛罗伦萨法规学院
尼科洛·罗塞托 (Nicolò Rossetto) ，佛罗伦萨法规学院

《电力市场手册》各位原著者亦对本精华版的编写工作提供了大力支持。

“《电力市场手册》对中国电力行业改革的启示”一章，由剑桥大学的迈克尔 G. 波利特 (Michael G. Pollitt) 撰写。

免责声明

经爱德华·埃尔加 (Edward Elgar) 出版社许可，本精华版手册中包含了《手册》原文第一章内容并使用了原书封面。文中所列信息和观点仅为作者个人观点，并不反映欧盟的官方观点。欧盟不对本文相关数据的准确性负责。欧盟或任何其他个人代表概不对本文信息的使用负责。

© 欧盟 2022。版权所有。

中文编辑：赤洁乔；英文编辑：Helen Farrell

序言

2022 年夏季破纪录的高温凸显了全球变暖的影响。无论是在欧洲还是中国，在气候挑战面前没有人能置身事外。

脱碳是唯一的出路：未来的发电必将在很大程度上来自可再生能源，并由其他低碳能源作为补充。可再生能源发电装机容量的迅猛增长正在从根本上改变全球电力系统，同时也给电网带来了巨大的挑战。过去十年，中国已经发展成为全球可再生能源领域的第一大国，可再生能源投资和发电量均位居世界首位。2021 年，中国发电装机容量达到 22 亿千瓦，其中太阳能、风电和水电等可再生能源发电装机容量已经突破 10 亿千瓦。随着 2015 年新一轮的电力市场改革、2021 年 10 月煤电上网电价市场化改革的启动，以及 2022 年 1 月建设全国统一电力市场体系指导意见的宣布，中国电力市场建设正展现出良好的发展势头。

中国电力市场的设计者和决策者正在努力解决在现有社会技术体系下有效整合可再生能源的相关问题。现在正是中国学习借鉴其他电力市场在处理类似问题上的宝贵经验的大好时机，以便更好地了解哪些市场举措能够有助于最大限度地减少弃电、停电和资产搁浅。

这份 2021 年 11 月出版的《电力市场手册》可谓恰逢其时。该书由佛罗伦萨法规学院院长让·米歇尔·格拉尚（Jean-Michel Glachant）、麻省理工学院保罗·L·乔斯科（Paul L. Joskow）和剑桥大学迈克尔·G·波利特（Michael G. Pollitt）联合编撰，集电力市场领域最杰出的思想家和专家们的贡献于大成。

中欧能源合作平台（ECECP）在欧盟的资助下特委托编写了此份《电力市场手册》精华版，以帮助公务繁忙的决策者们更好地把握《手册》中的各项要点。佛罗伦萨法规学院的 Jean-Michel Glachant 和 Nicolò Rossetto 在咨询了众多专家的意见后浓缩梳理了《手册》中的精华内容。本精华版手册将以中英双语的形式同步发行中国和国际两个版本。其中，中国发行版本特针对中国读者增加了一个特别章节，即“《电力市场手册》对中国电力行业改革的启示”，由 Michael G. Pollitt 撰写。

ECECP 委托出版此份精华版手册的初衷是期望将《手册》中丰富的信息传播给更广泛的读者，分享其中的重要发现，助力全球向零碳经济转型。

Flora Kan 博士

中欧能源合作平台（ECECP）执行主任

目 录

第 1 章《电力市场手册》概述	1
第一部分 盘点：遗留问题	2
第二部分 适应新技术和新政策重点	4
第 2 章 传统供电模式的优势与不足	8
1. 传统模式	8
2. 改制重组替代方案	8
3. 历史体制	8
4. 新兴体制	9
5. 初步结论	9
第 3 章 最优批发定价与发电投资：基本理论	11
1. 根据需求变化为不可存储商品定价	11
2. 简单模型设定条件下的最优定价	11
3. 更贴近实际情况的最优定价	12
4. 现在比以往任何时候都更需要最优定价	12
第 4 章 电力批发市场设计	14
1. 市场机制和实际系统运行的匹配	14
2. 确保长期资源充裕度的机制	14
3. 管理和缓解全系统和地方市场力	15
4. 终端需求方积极参与批发市场	15
第 5 章 竞争性电力零售市场的发展	16
1. 如何开放零售市场	16
2. 如何解决零售竞争中一直存在的各种问题	16
3. 如何为以复合型市场、产消者及能源终端用户电气化为特征的新时代做好准备	17

第 6 章 英国电力市场模式的优势与不足	18
1. 英国的电力改制重组	18
2. 持续的改革进程	18
3. 经验教训	19
第 7 章 PJM 市场模式的优势与不足	20
1. PJM 批发电力联营体简史	20
2. 向开放和非歧视接入过渡	20
3. 电力市场和经济调度	21
4. 价格构成及市场设计方面的挑战	21
5. 结论	21
第 8 章 德州电力市场：（目前为止的）成功经验与教训	22
1. ERCOT 概述	22
2. 建立独立维持的电力市场面临的挑战	22
3. 德州如何应对这些挑战	23
第 9 章 澳大利亚国家电力市场：改革经验的优势与不足	25
1. 发电部门	25
2. 输电和配电部门	26
3. 零售部门	26
4. 改革的优势	27
5. 改革的不足	27
第 10 章 北欧电力市场模式的优势与不足	28
1. 多合作伙伴治理的多国市场	28
2. 混合结构和分区定价	28
3. 低电价和雄心勃勃的气候目标	29
第 11 章 欧洲电力市场模式的演变	30
1. 边界开放的国家市场自由化	30
2. 通过欧洲一揽子法律和通用电网规范实现的欧洲市场一体化	30
3. 以协调公共政策目标规划和竞争市场为目的的国家市场混合化	31

第 12 章 供应侧新技术	32
1. 对新技术组合的评估	32
2. 可再生能源技术的经济性	32
3. 系统友好型可再生能源的部署	33
第 13 章 需求侧新技术	34
1. 消费者和需求侧何以并且如何发生变化	34
2. 新型中介机构如何促成用户和需求转型	34
3. 用户和需求转型的影响	35
第 14 章 促进电力行业脱碳的工具和政策	36
1. 基于价格的机制	36
2. 基于特定技术的机制	37
3. 能效	37
4. 政策的相互影响	37
第 15 章 供需变化：高比例可再生能源系统的新电力经济学	39
1. 可再生能源如何影响定价	39
2. 系统运营商必须采取哪些措施确保电网的平稳运行	39
3. 电能存储如何改变定价	40
第 16 章 未来电力市场设计	41
1. 不断发展演变的电力系统	41
2. 多种可能的设计模式	41
3. 两种观点	42
第 17 章 电力行业的新商业模式	43
1. 绿色电力新资产及新收入流	43
2. 针对目标客户的新产品特性	43
3. 新资产与新产品特性之间：受监管的电网面临的挑战	44
第 18 章 交通电气化：问题与机遇	45
1. 盈亏平衡成本	45

2. 能源需求的影响	46
3. 燃油税收入的减少	46
4. 结论	46
第 19 章 住宅和商业供暖的电气化	48
1. 电气化仍处在早期阶段	48
2. 电气化面临的四个挑战	48
第 20 章 利用整合的力量实现电力普及：综合配电架构案例	50
1. 电力接入和配电环节	50
2. 整合的价值：用整体的眼光看待电气化挑战	51
3. 综合配电架构（IDF）	51
第 21 章 中国电力行业改革：国家愿望、官僚帝国、地方利益	52
第 22 章 非洲电力行业的发展演变：实现电力普及目标的现有障碍和新兴机遇	53
1. 非洲电力行业面临的挑战	53
2. 发电、输电和电力接入投资进展	53
3. 电力行业改革进展	54
4. 快速而颠覆性的创新推动新一轮改革的可能性	54
《电力市场手册》对中国电力行业改革的启示	55
第一部分：“盘点：遗留问题”对中国的启示	55
第二部分：“适应新技术和新政策重点”对中国的启示	57

术语表

缩写	术语
ACER	欧盟能源监管合作署
AEMC	澳大利亚能源市场委员会
AEMO	澳大利亚能源市场运营商
AER	澳大利亚能源监管机构
bbI	桶
BBSCEDLMP	基于出价、采用节点边际电价的安全约束经济调度模型
BEV	纯电动汽车
CAISO	加州独立系统运营商
CCGT	燃气轮机联合循环
CCS	碳捕集与封存
CEGB	英国中央电力局
CfD	差价合约
CPS	碳价格附加税
CSG	中国南方电网公司
DG	分布式发电
EMDE	新兴市场及发展中经济体
EMR	电力市场改革
ENTSO-E	欧洲输电系统运营商网络
EPRI	美国电力研究院 Electric
ERCOT	德州电力可靠性委员会
ESIs	电力供应行业
EUPHEMIA	欧洲通用价格耦合算法
EV	电动汽车
FCAS	频率控制辅助服务
FERC	美国联邦能源管理委员会
FiT	上网电价
FTR	金融输电权
GB	英国
ICEV	内燃机汽车
IDF	综合配电架构
IEA	国际能源署
IOU	投资者所有的公用事业公司
IPP	独立发电商
ISO	独立系统运营商
LDV	轻型汽车
LMP	节点边际电价

缩写	术语
LMPM	地方市场力缓解机制
LNG	液化天然气
M&A	并购
MCP	市场出清价格
MIT	麻省理工学院
MW	兆瓦
MWh	兆瓦时
NDRC	中国国家发展与改革委员会
NEA	中国国家能源局
NEM	澳大利亚国家电力市场
NETA	新电力交易制度
O&M	运维
OECD	经济合作与发展组织
OFTO	海上输电设施运营商
ORDC	运行备用需求曲线
PHEV	插电式混动汽车
PJM	宾夕法尼亚 - 泽西 - 马里兰
PPA	电力采购协议
PUCT	得州公用事业委员会
PV	光伏
RES	可再生能源供应
RPS	可再生能源发电配额制
RTO	区域输电组织
SASAC	国有资产监督管理委员会
SEM	单一电力市场
SGCC	国家电网有限公司
SPC	国家电力公司
T&D	输配电
TSO	输电系统运营商
VoLL	失负荷价值
VRE	可变可再生能源
WACC	加权平均资本成本

第 1 章 《电力市场手册》概述

让·米歇尔·格拉尚 (Jean-Michel Glachant)、保罗·L·乔斯科 (Paul L. Joskow)、
迈克尔·G·波利特 (Michael G. Pollitt)

向社会公众供电的中央发电及输配电系统已有大约 140 年的历史了。在此期间全球各国的电力行业都发了巨大变化。这种巨变体现在供需两侧的技术变革、规模经济的利用、环境及其他政策约束、组织和监管创新、利益集团政治和意识形态方面。¹ 本手册重点介绍全球电力行业的最新体制改革，通常使用重组、竞争、脱碳和监管改革等字眼。

当代电力行业重组涉及以下几个方面：(1) 通过签署共同所有权合同或受监管的长期合同，将之前（通常）垂直整合的电力行业的发电、输电、配电和零售供电部门分离或拆分开来；(2) 发电部门的去中心化及自由进入；(3) 输电 / 系统运营部门的重组；(4) 分离物理配电（供应）与零售电的金融业务。这些重组措施旨在促进批发市场中开展发电、辅助服务及容量方面的竞争，以及开放零售供电竞争。监管改革的重点是促进竞争有效进行，提升行业其他受监管的垄断部门的监管水平。而且，随着最近电力系统面临温室气体排放量限制，监管改革还着眼于有效整合间歇性的风电与太阳能发电以及储能。

政府政策法规在指导批发市场设计、界定输电网业主和系统运营商的义务及行为、改进对输配电系统业主和系统运营商的补偿机制、防范批发市场和零售市场反竞争行为方面发挥着尤为重要的作用。用零碳电源来替代化石燃料发电以实现电力行业脱碳的政策设计，主要是通过部署间歇性风能和太阳能发电以及储能，给电力系统运营、批发市场和零售电价的设计、风能和太阳能及储能的投资框架以及电力可靠性等带来了一系列新问题。传统的电力系统围绕可调度发电建设，主要以火电为主，并且有容量限制，而如今电力系统正在不断发展演变以管理大规模的间歇性风电和太阳能发电以及储能，并且随着零边际运营成本的间接性电源的渗透，电力系统还需要应对高水平的现货市场价格波动。深度脱碳正在推动电力系统从容量受限系统向电量受限系统转变。这种转变需要有严格的碳排放限制和电网可靠性标准。

全球各国甚至是国家内部的不同州（省）都对这一基本的电力重组采取了不同的处理方式。第一项重大重组计划于 1989 年由英格兰和威尔士推出。² 20 世纪 90 年代末和 21 世纪初，美国、加拿大、澳大利亚、欧盟及其他国家（地区）也陆续推出了重组及竞争举措。大多数情况下，早期改革过后，各国针对改革过程中出现的问题进行了额外的设计并调整监管举措，总结经验教训，并且制定了一些新的环境政策（特别是应对气候变化政策），同时发展了与这些环境政策相匹配的发电、供电和储能相关技术，比如风能、太阳能、储能、系统运行和计算能力、能效和需求响应等。虽然各国及各州（省）的基本重组架构比较类似，但在细节方面存在明显差异。还有一些国家和地区，比如美国和加拿大的大部分地区，则根本没有采取重组措施，依然依赖传统模式。

本手册汇集了丰富的专业知识，不仅着眼于分析当前全球电力市场的遗留状态（第一部分），还对这些电力市场如何能够以及应该如何适应新的低碳及零碳发电技术、储能技术及正在推动这些技术采纳的政策优先事项进行了分析。在本前言接下来的部分，我们将简要总结本章之后的 21 个章节所涉及的一些关键问题。

¹ 关于几个国家电力供应、需求、组织及监管早期良好的发展史，参见 Caron 和 Cardot(1991)、Hughes(1983)和 Klein(2008)。

² 智利于 1982 年对发电、输电及配电部门进行了拆分，因此智利有时也被认为是最早采取这些措施的国家。然而，尽管智利对发电、输电和配电部门做了重组和拆分，但该国的电力系统仍然受到严格监管，真正的竞争相对较少。在电力资源严重短缺的情况下，1982 年颁布的电力法先后被修订了三次（分别为 1999 年、2004 年和 2005 年）。

第一部分 盘点：遗留问题

第2章（作者：理查德·施马兰西）主要讨论了上述传统体制模式的优势与不足，这些模式是在第一次世界大战后出现的。该章还识别了一些因电力供应深度脱碳以及由于可调度化石燃料发电被间歇性风能及储能所取代，从而给电力批发和零售市场及零售定价所带来的挑战。

本手册随后探讨了批发市场及零售市场设计、不同方法的优缺点以及不同国家和地区随时间的推移所做出的调整。这些市场模式有很多相似之处，也有一些重要区别。所有的市场模式都是在汲取以往经验教训以及根据公共政策变化进行调整的基础上而不断发展的。尽管本手册的第一部分并未涵盖所有国家及地区采用的市场模式，但我们发现这些市场模式的不同之处主要体现在批发市场和零售市场设计在范围上的差异，以及针对市场设计不完善之处和公共政策变化所做出的调整。

第3章（作者：保罗·乔斯科、托马斯·奥利弗·奥利维尔）针对主要由可调度化石燃料发电及核电容量组成的大容量电力系统或批发层面的电力系统提出了最佳投资和定价的基本理论。该理论可追溯到马塞尔·布瓦特（Marcel Boiteux）、拉尔夫·特维（Ralph Turvey）等人于20世纪50至60年代间开展的工作。他们的工作着眼于由可调度火电组成的中央规划垄断系统的最优投资及最优定价，也就是现在我们所说的批发层面。³然而，正是这一基本理论构成了竞争性电力批发市场初始设计的基础，其本质上假设在拥有价格形成机制及竞争性批发市场的中央规划系统中，最优投资和定价之间存在二元性。本手册第二部分重点讨论了是否必须修改以及如何修改这一基本理论及其在批发市场设计中的应用，以促进拥有高比例间歇性风电和太阳能发电及储能的电力系统的深度脱碳。

第4章（作者：弗兰克·沃拉克）总体上讨论了成功的电力批发市场设计所需具备的关键特征，包括：（1）将批发市场设计及由此产生的发电机组调度和阻塞管理与电力系统的物理属性进行匹配；（2）建立相应的市场及监管机制，以对符合长期发电资源充裕性标准的发电商准入及退出激励机制进行管理；（3）横向的市场力问题及缓解机制；（4）需求响应与批发市场的整合机制。该章还讨论了小型市场及发展中国家市场出现的问题，最后简要讨论了与并网可再生能源及分布式可再生能源（主要是风能和太阳能）整合相关的市场设计问题。

第5章（作者：斯蒂芬·李特查尔德）讨论了竞争性零售供电市场的发展情况。合同安排明确了独立中介机构如何通过竞争来安排零售用户消费的电力并获得相应补偿。将实物交付服务（配电）从合同安排中分离出来确实是一项创新举措，打破了以往地方供电公司既要配送电力又要安排供电（并获得报酬）的历史责任。零售竞争对于拥有间隔电表、需求管理能力及某些现场发电能力的大型用户而言特别有价值。有竞争力的电力零售供应商可以通过合约向这些大型用户发出更好的价格信号，并且将零售消费和负荷管理决策与电力批发市场整合在一起。面向住宅用户及小型商业用户的竞争更具争议性，但随着智能电表、实时电价、智能电网的强化以及个人用户使用结算协议（而非负荷配置文件）的部署日益广泛，这种情况可能会有所变化。该章首先讨论了20世纪80年代对重组和竞争的早期思考，然后分析了20世纪90年代及21世纪初全球各地电力零售市场的建立，随后介绍了21世纪10年代人们对零售供电市场的担忧以及干预措施。最后，作者李特查尔德对这些担忧的合理性提出质疑，并就未来可能发生的情况进行了思考。

随后，本手册深入讨论了特定国家或某些国家次区域的电力批发市场的设计细节，并分析了这些设计的优势与不足以及它们在应对公共政策缺陷和变化时的发展演变。第6章（作者：戴维·纽伯里）讨论了最初在英格兰和威尔士采用的市场模式以及该市场模式随时间推移的发展情况。该章介绍了（第一次世界大战后）英格兰和威尔士电力行业重组前的背景以及开展私有化及竞争重组的动机，然后讨论了重组后的发电所有权结构、新型批发市场设计及当时出现的横向市场力问题。对初始行业结构及市场设计绩效的不满情绪，导致发电所有权开始呈现去中心化，批发市场设计也发生重大变化，继而从初始市场转变为新电力交易制度（NETA）下无容量支付的单一电能量市场。最后，我

³ 水电站坝后蓄水优化调度及影子价格推导是并行开发的。

们了解了为什么容量市场以及基于长期电力采购协议的政府强制采购会被重新引入，以采购零碳电源，支持资源充裕性目标，特别是脱碳目标。该章的最后对零碳发电资源的整合及未来可能采取的改革措施进行了思考。

第7章（作者：威廉·霍根）讨论了美国电网运营商 PJM Interconnection 所采用的市场模式。PJM 覆盖密西西比河以东的美国 13 个州的全部或部分地区。PJM 是一个区域输电组织（RTO），但在美国，区域输电组织（RTO）和独立系统运营商（ISO）的叫法可以互换。PJM 管理着批发市场、辅助服务市场及容量市场，为区域内投资者所有的大部分公用设施、发电机组及输电业主提供服务。与大多数欧洲国家不同，PJM 的日前市场与日内市场和实时运营是完全整合的。这些市场还与输电约束管理实现了整合，依赖安全约束、基于投标的经济调度拍卖市场设计来实现能源和辅助服务的调度和定价。当输电约束起作用时，这种机制就会产生位置（节点）价格，且这些价格会因位置不同而有所差异。第7章从 PJM（最初只有新泽西州和宾夕法尼亚州）的历史入手，追溯其 20 世纪 20 年代最初作为中央调度电力库，到 20 世纪 90 年代进行改革以及最终建立当今 PJM 基本电力批发市场框架的发展历程。该章随后讨论了 PJM 市场模式的诸多细节，其基本模式已被美国许多其他独立系统运营商 / 区域输电组织（ISO/RTO）广泛采用。有趣的是，PJM 既涵盖了已完全重组、依赖竞争性批发和零售竞争的州，也涵盖了继续垂直垄断的州。

第8章（作者：罗斯·鲍迪克、施缪尔·奥伦、埃里克·舒伯特、肯尼斯·安德森）讨论了得克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）（覆盖得州大部分地区）的市场模式。该章从极具吸引力的历史、政治和意识形态背景出发来讨论 ERCOT 的重组计划。与 PJM 不同，ERCOT 是单独一个州的独立系统运营商，不受美国联邦能源管理委员会（FERC）的管辖，但却受到得州公用事业委员会（PUCT）的管理。因此，与业务覆盖多个州的独立系统运营商相比，ERCOT 在协调州政策、独立系统运营商政策以及市场设计特征方面的难度相对较低。而对于多州的独立系统运营商，各州都是利益相关者，联邦和州层面的政策，特别是有关电力行业脱碳的政策，往往存在差异。ERCOT 模式还反映了得州政策制定者对电力行业竞争的坚定承诺。该章回顾了 ERCOT 的重组过程、批发市场及零售市场的目标以及相关市场设计的发展，帮助我们了解当前的新问题。如今，ERCOT 批发市场与美国其他 ISO/RTO 市场存在很多相似之处，但在处理资源充裕性的方式方面存在一个重要差别。那就是，与其他 ISO/RTO 市场不同，ERCOT 没有容量市场，也未利用集中市场来分配容量义务。⁴ ERCOT 未制定容量储备要求。相反，ERCOT 是一个单一电能量市场，尽管这种简单描述可能会令人产生误解。ERCOT 模式认为，电力市场要达到有效的长期均衡并实现相关资源充裕性目标，就必须在容量限制开始产生约束力的同时，允许市场价格上升到非常高的水平，以反映失负荷价值，且市场必须配给稀缺容量。为此，ERCOT 引入了行政手段确定的运行备用需求曲线（ORDC）及相关协议，从而借助价格机制管理稀缺的发电容量。ORDC 则是基于与失负荷价值、负荷损失概率及其他变量有关的假设。ERCOT 市场上的能源价格可以升至 9000 美元 / 兆瓦时，即损失负荷的推定值。相反，其他独立系统运营商通过定义容量需求并使用容量市场来分配责任，针对所需的发电容量或需求响应付款。为回应关于能源供应市场及辅助服务供应市场力的担忧，这些市场都设有价格上限，价格范围在 1000-2500 美元 / 兆瓦时之间。第8章很好地描述了这些市场设计特征的演变方式以及其当前的运作情况。得州风能和太阳能资源都很丰富，特别是风力发电起步很早，发展也很快。该章阐述了 ERCOT 如何管理间歇性发电涌入，以及以中央规划与竞争性招标相结合的方式来选择输电项目的实际应用，用来缓解主要风力发电区域和负荷区域之间的阻塞问题。

第9章（作者：保罗·西姆豪瑟）讨论了澳大利亚的市场模式。该章探讨了其国家电力市场（NEM）的设计特征、零售竞争、输配电激励管制、监管框架，以及如何适应间歇性可再生能源的快速扩张。与迄今为止讨论过的市场不同，NEM 没有有组织的日前市场，但可提前一天安排场外交易，还可买卖期货合约。NEM 没有正式的容量义务，也没有容量市场。因此，NEM 是一个实时的电能量市场，所设定的价格上限很高（2020 年度为 15000 澳元 / 兆瓦时）。该章随后继续讨论间歇性可再生能源供应有效整合以及更广泛的电力市场与气候变化政策协调方面所面临的挑战，还分析了最近采取的改革措施及其优缺点。

4 加州独立系统运营商（CAISO）属于一个特例。它依赖于模糊的资源充裕性协议，而该协议要求负荷服务实体达到加州公共事业委员会规定的资源充裕性标准。

第 10 章（作者：克洛伊·勒科克、塞巴斯蒂安·施文恩）探讨了北欧电力市场，该市场由斯堪的纳维亚半岛各国的国家市场组成。北欧电力市场还包括与德国、英国、荷兰和波罗的海国家等达成的电力贸易。该章讨论了北欧电力交易所的演变及设计特征，重点关注北欧市场内部各国之间的电力交易以及各国市场之间差异的协调，最后还讨论了北欧市场针对脱碳目标及供应安全问题做出的调整。

第 11 章（作者：法比安·罗克斯）讨论了欧盟各国采用的市场模式。没有一种市场模式可以覆盖欧盟所有国家，或者更准确地说，覆盖欧洲内部电力市场。相反，欧洲电力市场是由遵循欧盟对某些属性指导原则的一系列具有不同设计特征的国家市场组成。该章解释了欧洲电力市场模式是通过连续制定的法律及政策改革措施而形成的。这些措施推动了基于欧盟电力行业竞争原则的各个国家（和地区）的市场设计在一定程度上的融合。从 20 世纪 90 年代开始，人们关注的焦点一直是建立一个支持高效跨境贸易和竞争的欧洲一体化市场。美国的 RTO/ISO 市场实现了日前市场、日间市场及阻塞管理的集中整合，从而产生了地区价格差异。与该市场不同，欧盟市场的前日市场及输电阻塞管理往往比较分散。随后，该章强调了 21 世纪第一个十年的政策重点是如何随气候变化及供电安全问题而发生变化的。由于政策重点不断变化，各国的国家市场都采用自己的规则，从而使协调趋势发生反转。欧洲电力市场已向拥有下列众多新特征的混合型市场发展：（1）清洁技术支持机制；（2）解决供电安全问题的容量机制；（3）协调发电和电网发展的新规划流程。

第二部分 适应新技术和新政策重点

第二部分将重点从当前的供电部门组织转向潜在的未来发展，讨论了在电力供应和需求侧新兴的及规模正在扩大的有前途的新技术（第 12 章和第 13 章）、可再生能源和脱碳对电力市场设计及相关企业的近期及远期影响（第 14-17 章）、交通运输电气化和供暖电气化的潜力（第 18-19 章）以及一些非经济合作与发展组织（OECD）成员国的电力行业面临的问题（第 20-22 章）。

自 2000 年以来，电力系统一直经历着明显的技术转型。近些年来，对研发和战略推广部署的巨额补贴导致全球一半以上的新增装机容量（按兆瓦和价值计算）⁵ 来自于可再生能源。这就逐渐使得发电领域的特征从化石燃料（煤炭、石油和天然气）同步发电向可调度的可再生能源（如生物质）发电以及更多地向间歇性可再生能源（如风能和太阳能）发电转型，后者在经合组织国家的新增发电容量中占主导地位。

第 12 章（作者：尼尔斯·梅、卡斯滕·纽霍夫）讨论了这些发电技术的性质。作者探讨了风能和太阳能发电成本的显著下降，使得这些技术在包括发展中国家在内的许多地区达到了与化石燃料（尤其是碳定价）成本平价。梅和纽霍夫分析了陆上和海上风能、太阳能光伏（PV）和光热发电、生物质、地热技术及波浪能和潮汐能在电力系统的发展前景。作者们指出，如果这些技术要崛起并主导电力系统，挑战依然存在，其中包括地方层面对此类设施选址的反对、间歇性（全天和全季）问题以及高昂的前期融资成本。然而，我们有充分的理由对持续的技术进步及成功的推广部署保持乐观态度，尤其是与市场扩张、需求灵活性及储能相结合的情况下。

自上世纪 70 年代的石油危机以来，节能和能效一直是许多地区政策关注的重点。在供给侧，可再生能源的最新发展使人们的关注重点重新聚焦于需求侧技术，不仅为了减少需求（相对于一切如常情况），还旨在提高需求侧的灵活性。这是菲雷顿·萧山西撰写的第 13 章的重点。目前，许多经合组织国家的年度及峰值电力需求都低于高峰水平，部分原因是工业需求增速放缓、使用更节能的电器、节能照明以及近期产消者的崛起（产消者一般在屋顶上安装太阳能设施来生产其消费的（部分）电能）。萧山西讨论了日益增长的自发电、电动汽车以及分布式电源如何能进一步提升电力系统（通常是电表后端）的灵活性，并使其更好地将需求与间歇性的电力供应相匹配。他记录了包括地源热泵和远程数字控制技术在内的几种新兴技术，这些技术在提供本地能源来源、实现供需匹配方面颇有前景。

⁵ 参见 21 世纪可再生能源政策网络（REN 21）（2019，第 33 页）。

尽管大规模采用需求侧技术的时机仍然具有高度的不确定性，但很明显，此类技术在人口稠密城市的重要性似乎要比人口稀少地区小得多，也就是说，在这些地区，产消储合一者（自身拥有储能的产消者）可能具经济意义。

接下来，我们将关注点转向未来电力系统运行的市场环境的变化。新电力技术主要受直接或间接促进电力行业脱碳进度的政策所驱动。第 14 章（作者：凯瑟琳·克利里、卡罗琳·费舍尔、凯伦·帕尔默）讨论的主题便是这些政策。作者介绍并比较了政府一贯执行的、旨在达到脱碳目标的一系列政策，包括碳税及碳交易机制、可再生能源补贴及配额标准、能效措施，以及核能和煤炭相关的政策。作者指出，虽然这些政策的最终目标是脱碳，但效力水平却大不相同（例如，早期支持可再生能源的政府出台的淘汰现有核电的政策是一项支持碳的政策）。政府通常会同时颁布一系列相冲突的政策，并从政策合理化中获得益处（比如，限额交易制度加上可再生能源补贴会导致脱碳成本高于必要成本）。作者得出结论，碳价仍然是最有效的脱碳政策，同时意识到其他市场失灵情况（如因短视而引起）可以证明促进资本密集型可再生能源和能效投资相关政策的有效性。

可再生能源将对电力市场的运行造成何种影响呢？第 15 章（作者：理查德·格林）讨论了近期将会产生的影响。格林分析了可再生能源供应（RES）的增长将如何影响电力市场设计。首先，市场设计的背景非常重要。尽管一些地区的可再生能源发电份额大幅增加，但是全球低碳电力供应仍以水电和核电为主。生物质能也是非常重要的能源。但是，正是间歇性可再生能源的兴起给电力系统带来了新的挑战，因为电力供应被转移到了风能和太阳能可用的时候。间歇性电力供应的不断增加会影响电力价格，从而推高对灵活性的需求，这进而将鼓励对储能及互联输电容量的进一步投资。格林认为，从中期来看，现有市场设计在适应许多地区不断上涨的可再生能源供应份额方面还有很大的发展空间。

电力市场设计不仅仅是总电能的供需匹配问题，还关系到各节点电能质量的实时维护。因此，电力市场还必须采购电压及约束管理服务。这就是第 16 章（作者：迈克尔·波利特）讨论的重点。波利特讨论了目前欧洲和美国（以 PJM 为例）两个基准电力市场的设计在多大程度上能够适应日趋分散化的间歇性可再生能源供应及本地灵活电力需求（储能和电动汽车）。他（分别借鉴弗雷德·施魏佩和罗纳德·科斯的观点）讨论了两种截然不同的未来愿景：一种是在节点或设备层面更多地使用细粒度的现货电价；另一种是系统运营商更多地使用长期的灵活控制合约。通过反思互联网定价及配给方面的经验，波利特建议在间歇性可再生能源渗透率极高的情况下，可采用一种新型未来市场设计，将价格信号与间歇性可再生能源的非价格配给结合起来，从而按优先顺序匹配设备需求。与纯基于价格配给的市场相比，这种市场设计似乎更容易被受管制的系统所接受。

供电行业的未来不仅取决于技术或市场设计，还取决于业内公司所采用的商业模式是否成功。第 17 章（作者：让·米歇尔·格拉尚）重点介绍了各种电力商业模式的未来。格拉尚对供电部门的竞争及监管部分所采用的一系列商业模式进行了分解区分。这些商业模式包括陆上和海上风力发电商（分别占多数和少数）、公用事业规模及屋顶太阳能光伏发电商所追求的商业模式，此外还涉及聚合服务商从零售市场转向批发市场，以及绕过传统公用事业及新兴的电表后端领域进行点对点电力交易。在这种不断变化的环境中，电网公司一直面临着调整业务模式的监管压力，包括需要关注增加电网容量的成本效益 / 竞争力，以及为提高服务质量提供强有力的收入激励。作者认为，这从根本上改变了电网公司的商业模式，从“安装即忘记”的资产所有者转变为致力于寻求轻资产创新的公司。

交通运输电气化的前景如何？第 18 章（作者：宾利·克林顿、克里斯托弗·尼特尔、康斯坦丁诺斯·梅塔克奥格鲁）讨论了这一问题。交通运输领域消耗了全球大量的化石燃料。从理论上讲，大部分地面运输都可以实现电气化。作者着重讨论了电动汽车的发展前景。乘用车占地面运输车辆能源需求的 50%，而最近的技术发展使得纯电动汽车（BEV）和插电式混动汽车（PHEV）的销售量出现了飞跃式增长。电动汽车需要克服很多巨大挑战，比如当前的电池价格（2019 年每千瓦时储能价格为 200 美元）、电动汽车的续航里程及充电时间。作者表示，许多电力系统在纯电动汽车渗透率可能上升到 100% 的时间范围内（到 2040 年），很可能有能力应对这种渗透，但是，电动汽车全生命周期

的经济性在未来十年内仍将充满挑战。除乘用车之外，公共汽车和卡车的电气化至少仍然在一定程度上难以实现，部分原因在于需要容量更大的电池。交通运输电气化带来的一个关键问题是需要弥补交通燃油税收入的损失。

住宅和商业供暖及制冷的电气化前景如何？玛蒂尔德·法哈迪、戴维·莱纳在第 19 章中讨论了这一问题。作者概述了供暖挑战的规模。当前全球非电力供暖需求是当前电力需求的两倍。因此，供暖电气化将明显增加电力需求。更为糟糕的是，高峰供暖需求可能是高峰用电需求的五倍。目前确实存在很多供暖及制冷脱碳技术，包括电热泵、集中供热、光伏发电、可再生能源电解制取绿氢，或配合碳捕集和封存技术从天然气中制取蓝氢，以及使用生物质和生物甲烷，以及在需求侧方面提高建筑能效及供暖制冷设备的效率。然而，这些脱碳路径的实施成本都不低，实施速度也不快。作者最后总结称，所有可能产生的主要机会都伴随着相应挑战（例如，考虑到能源贫困问题，更多地使用峰值电价来鼓励消费转移和储能给公众认可度带来了挑战）。

接下来，我们研究了经合组织成员国之外的国家的电力行业面临的问题。伊格纳西奥·佩雷斯·阿里亚加、迪维亚姆·那格帕尔、格雷戈里·雅克、罗伯特·斯通纳撰写的第 20 章重点关注如何实现电力普及的问题。尽管人们对改善电力供应做出了大量工作，但是截至 2017 年全球仍有 8.4 亿人口无电可用。作者认为，促进电力供应的关键问题是通过他们所谓的综合配电框架（IDF）来给地方配电网赋能。该章指出，传统的电网扩展、微电网和独立电力系统都可以在电力普及方面发挥作用。综合配电框架法旨在确保在当地配电公司区域范围内采用适当的电力供应组合（及相关收入回收机制），以实现接近全民电力普及的目标，尤其是当尚未通电的居民生活在越来越难以触及的偏远地区时。塞拉利昂和乌干达等国正在通过采用 IDF 顺利扩大电力普及。作者最后总结称，IDF 方法可以改善当前的（2019 年）预测结果，即 2030 年可能仍有 6.5 亿人口用不上电。

中国已发展成为世界超级电力大国。2019 年，全球有 27% 以上的发电量来自中国，仅略低于美国和欧洲发电量的总和。自 2004 年以来，中国电力行业发展迅速，但该行业仍是一个受到严格监管的国有行业。Xu Yi-chong 撰写的第 21 章讨论了中国电力行业近期的发展史及其改革前景。国家电网公司（SPC）昙花一现，于 2002 年分拆成两家电网公司，即国家电网有限公司（“国家电网”）和中国南方电网公司（“南方电网”）、五家发电企业和四家电力服务公司。尽管 2002 年改革后，终端电力价格和发电价格均受到了严格监管，但发电和电网企业都迫切希望建设新资产，这对电力行业的快速发展起到了支撑作用。到 2015 年，这一制度使成本和价格都大幅提高，促使政府启动了新一轮改革，引入省级电力批发市场试点，同时大幅下调管制价格。最近，中国还通过“一带一路”计划收购海外电力公司并在国外建设发电厂，以寻求电力行业国际化发展。作者总结称，当前中国参与全球电力市场的愿望与国内电力市场建设发展缓慢之间的矛盾是由中国特有的历史背景以及中国共产党对国有电力系统的巨大影响力所造成的。

本书的最后一章关注非洲，这里有一半以上的人用不上电，人均电力消费很低（不过非洲各国电力的生产和消费存在很大差异）。薇薇安·福斯特、安东·埃伯哈德、加布里埃尔·戴森撰写的第 22 章讨论了整个非洲电力行业的发展前景。该章首先指出，2010 年至 2020 年的最后几年中，非洲电力行业一直在不断变化：中国对非洲电力行业的投资非常可观（这与上一章讨论的情况一致），太阳能发电的前景得到了大大改善。尽管如此，非洲在通过更为广泛的输电网络互联来改善区域电力库方面仍有很多机会，部分旨在挖掘区域可再生能源的巨大潜能。此外，非洲的电力普及率仍然很低——2017 年仅为 60% 左右。这是因为，由于电力成本、电力供应缺乏可靠性和需求不足等问题，许多人选择不接入电网。尽管一些国家在此方面取得了明显的进步（比如，2010 年至 2018 年间，肯尼亚的电力普及率从原来的 22% 提升到了 75%），但电力行业改革力度不足往往成了阻碍行业发展的关键障碍。许多国家仍然存在竞争不足、私有制及行业重组问题，从而导致电价低廉（对于那些有幸获得上网电力的人们而言）、投资不足及服务质量差问题。作者认为，低成本的可再生能源技术与创新商业模式的结合，可使电力服务质量不佳的非洲国家避免进行成本高昂的集中式电网扩展。虽然改革力度不足（或者确实由于改革力度不足），但这仍会对电气化产生刺激作用。

* * *

总之，本手册各章节呈现了一次全球电力行业之旅，而全球能源系统脱碳很大程度上取决于电力行业。我们非常感谢作者们专门为本书撰写的各章节内容，并希望他们的工作能够为未来电力市场的发展提供思路及灵感。

参考文献

1. Caron, F. and F. Cardot (1991), *Histoire de l'électricité en France: 1881-1918*, Paris: Fayard.
2. Hughes, T. P. (1983), *Networks of Power: Electrification in Western Society 1880-1930*, Baltimore, MD: Johns Hopkins University Press.
3. Klein, M. (2008), *The Power Makers: Steam, Electricity and the Men Who Invented Modern America*, New York: Bloomsbury Press.
4. REN21 (2019), *Renewables Global Status Report 2019*, Paris: REN21 Secretariat.

第 2 章 传统供电模式的优势与不足

理查德·施马兰西 (Richard Schmalensee)

本章对传统供电模式与 20 世纪 90 年代开始的改制浪潮后出现的供电模式的绩效进行了粗略对比。在改制后的供电模式中，竞争发挥了更重要的作用。本章重点对美国国内的供电模式进行了对比，因为美国既保留了传统模式也存在改制重组模式。本章内容探讨了过去几乎所有发电容量均为可调度容量情况下的供电体制，同时简要探讨了以可变可再生能源（VRE）尤其是风能和太阳能发电为主导的新兴供电体制。

1. 传统模式

在改制重组之前，国家之间甚至国家内部的电力供应行业（ESI）都存在相当大的差异。美国供电行业主要以受监管的垂直一体化的投资者所有的公用事业公司为主导。虽然确实存在电能交易，但交易并非在组织有序的市场中进行。

2. 改制重组替代方案

所有改制重组后的电力供应行业都建立了正式的电力批发市场。虽然市场为了提高效率提供了强有力的激励，但也可能为市场力的行使提供了更大的空间。大多数（或许是所有的）改制后的供电行业都将发电厂的所有权与输电设施的运营拆分开来。输电系统一般由非盈利性公用事业实体实施规划和管理。为了实现有效的批发市场竞争，发电厂的所有权往往也进行了横向重组。

在配电方面，普遍由受监管的投资者所有的公用事业公司或国营企业承担电能的输送（即，物理网络的建设和运营），而供电则从配电中被分离出来，并且在一些地区向替代供应商开放。

3. 历史体制

历史体制下供电系统的改制重组主要涉及利用竞争而不是管制或公有制来提高人们所熟知供电系统的绩效表现。事实证明，这比许多人所预期的要复杂得多。

a) 发电运行

强有力的证据表明，放松管制外加竞争的方式有助于降低发电商的运营成本。发展有序的电力批发市场极大地增加了交易量和交易收益。美国所有的电力批发市场都已经转向节点定价系统（欧盟并没有），并且显示出了相当大的优势。

在一些批发市场中，尤其是在改制重组的早期阶段已存在着大量行使市场力的情况。目前，美国所

有电力批发市场的重大竞争问题均受到监控，市场力一般不再被视为主要问题。虽然批发电价和边际成本之间的差距似乎比监管或公有制情况下的差距更大，但至少可以认为，改制重组总体上降低了批发电价。

b) 发电容量

出于对市场力的担忧，美国所有市场均对批发电价设置了上限，由此减少了投资激励，并引发了对可靠性的担忧。为了应对这种情况，大多数组织有序的市场都建立了容量市场或相关机制，以补充能量市场的收入。与传统模式一样，这些机制依赖于有关容量需求的行政决定，因此被经常修改。

c) 零售定价

传统而言，受监管的公有电力公共事业公司收取的零售价格在一段时间内保持不变，在美国，通常只收取象征性的固定费用。大多数用户无法选择零售供应商。而改制重组后，美国几乎有一半的州采用了某种形式的零售竞争。然而，许多州后来都限制或放弃了零售竞争，因为其对住宅用户并不总是很有利，向更高效的分时定价方向的转型主要面向大用户。

4. 新兴体制

虽然改制重组起初涉及了改善人们所熟知系统的绩效表现，但在新兴体制下，传统机构和重组机构都被赋予了将历史体制下的电力供应行业转型为可变可再生能源为主的电力系统的使命，而二者对转型后的系统运营并没有任何经验。目前，采用传统模式的电力供应行业需要与其监管机构共同合作，以解决可变可再生能源发电带来的技术问题。此外，改制后的供电行业及其监管机构还需要修改针对历史体制进行的详细市场设计，并针对新兴体制出现的新问题制定有效的解决方案。

本章对两个积极致力于脱碳且可变可再生能源在电源结构中已经占据重要比重的行政辖区进行了对比，进一步说明向新兴体制转型过程中所带来的挑战的相似性和差异性。下文以夏威夷传统公共事业监管和加利福利亚州改制重组电力系统为例进行说明。

a) 发电运行

加州公用事业公司被要求必须购买一定数量的电池储能，但促进电池储能参与批发市场的通用规则却仍在制定中。垂直一体化的夏威夷公用事业公司则无需购买电池储能，其监管机构也没有必要制定有关储能使用的通用规则。相反，夏威夷公用事业公司已经能够获得单个太阳能加储能设施的批准。

b) 发电容量

历史体制相关的容量市场设计需要进行重大调整才能适用于配备储能的可变可再生能源系统。加利福尼亚州针对三种灵活性容量增加了具体要求。夏威夷公用事业公司及其监管机构正在详细制定长期规划，用来指导单个项目的投资决策。

c) 零售定价

由于新兴体制中电力批发价格层面的波动性较大，加州和夏威夷州都将从取消统一的度电价格中获

得巨大收益，但两者都没有积极地朝着这个方向发展。加州和夏威夷州均未开放针对小型用户的零售竞争。

5. 初步结论

总的来说，在历史体制下，供电改制重组似乎普遍产生了正面但并非巨大的净收益。发电成本得以下降，并且这些收益也不太可能被更大的市场力所抵消。与传统模式下一样，行政监督在提供发电容量方面发挥着重要的作用，而且容量机制已经将可靠性风险降低至可接受的水平。然而，尽管改制重组使大型商业和工业用户有越来越多的机会获得能够反映系统状况的电价，但并没有为大多数小用户带来更高效的零售价格。

原则上，传统系统在向新兴体制转型的过程中可能会变得更加灵活，因为公用事业公司及其监管机构可进行长期规划并针对具体情况做出决策，无需设计新的复杂通用规则。当然，在转型过程中，公用事业公司相对于监管机构具有巨大的信息优势。而在实践中，监管的灵活性往往不够，缺乏竞争约束可能会导致电价超出必要区间。

第 3 章 最优批发定价与发电投资：基本理论

保罗·L·乔斯科 (Paul L. Joskow)、托马斯-奥利维尔·洛蒂埃 (Thomas-Olivier Léautier)

本章主要介绍了有效的批发电价的结构及形成以及可调度发电容量的最优投资背后的微观经济学理论基础，旨在给对电力供需相关基本经济学感兴趣的非经济学人士提供参考。因此，我们更多地采用了例子和图表而不是数学公式来阐述相关的微观经济学原理。此外，本章还阐述了以纵向一体化受监管电力垄断企业为代表的“旧世界”和基于纵向和横向重组改制、支持竞争性批发市场的“新世界”之间的理论联系。

1. 根据需求变化为不可存储商品定价

过去二十年里，许多国家已经开始着手进行电力部门改制，以透明、不受管制的批发市场竞争机制取代内部往往不透明、分层垄断管制下对发电服务的投资、运营和定价。20 世纪 90 年代末和 21 世纪初对有组织的电力批发市场进行设计的概念基础可直接追溯到 20 世纪中叶，有一些经济工程类文献记载了关于可调度发电设施最优经济调度以及关于发电服务边际成本定价原则的发展。虽然最开始开发这些模型的目的是更好地适用于重组前受到价格监管的垂直一体化电力垄断企业（包括政府所有制企业），但这些有关发电调度、边际成本定价和投资的模型，在分散的电力批发市场设计中也发挥了指导作用。也就是说，为促进在投资、发电机组调度和发电服务最优定价方面做出高效决策而制定的微观经济基本原则并没有改变。相反，这些原则必须应用于批发市场的设计，而不应作为管理电力共用事业公司和监管垂直一体化电力垄断企业行为的指南。

电力生产微观经济学的一个重要观点是，电力批发价格机制的结构类似于其它“需求会随时间发生明显变化且不可储存”的商品的定价机制，例如，酒店客房或飞机票。即，当容量超过需求时，价格接近生产的可变成本；而当需求正好等于容量时，价格由所消费的边际单位的价值决定。例如，科德角 (Cape Cod, 美国地名) 海滩的酒店客房，其价格在冬季接近于其房间的维护成本，而夏季的价格上涨很多。这种特殊的价格结构在电力行业被称为“峰荷定价”。电力和其它不可储存商品之间的主要区别在于尖峰时刻价格的涨幅。一间海滩酒店的客房，其夏季价格可能是冬季价格的三倍到四倍，而电力的尖峰价格可能是平段价格的 50 倍甚至 100 倍。虽然电力供应和电力需求存在诸多独特的属性，但我们也可以在许多其它商品和服务市场中发现类似情况。

2. 简单模型设定条件下的最优定价

本章从一个非常简单的模型开始，说明峰荷定价结果：即价格反映需求情况和单一发电技术。该模型虽然简单，但其在长期均衡中对短期和长期最优定价、发电机组最优调度以及最优投资都提供了重要的洞见。由于价格等于非尖峰时段的可变成本，当容量超过需求时，非尖峰时段的运营利润等于零：所有运营利润都是在尖峰时段实现的，此时需求等于容量。电力行业的尖峰时段通常占总时间的 2%，比其它类似行业低得多。在长期均衡中，自由进入意味着每兆瓦 (MW) 装机容量的预期运营利润等于该容量的固定成本：技术的摊余资本成本 (折旧、投资回报、税费等) 加上固定的运维成本 (O&M)。该自由进入条件提供了一个有用的基准，应该在资产的生命周期内得到平均满足。

3. 更贴近实际情况的最优定价

本章其余内容介绍了许多更实际的特性，这些特性在电力批发市场的设计中也发挥着重要作用，其中包括引入非价格型需求响应（如果消费者因计量或政治约束等原因而不知晓批发现货电价，这是一个非常重要的考虑因素）、多种发电技术、输电阻塞和供应安全方面的考虑。虽然这些特性更为实际，但并未从根本上改变峰荷定价逻辑。

当考虑非价格响应型用户时，意味着负荷不会受到容量的影响，而是当需求超过容量时，系统运营商会限制超额需求，并为失负荷价值（VoLL）设定价格。如果需求完全没有弹性（即，根本不响应价格），那么运营利润只有在需求受到限制的时段内才为正数。每兆瓦装机容量的预期运营利润等于失负荷价值减去可变生产成本乘以预期限电小时数。

当考虑按边际成本递增排序的多种技术时：

- 电价由容量超过需求时生产的最后一兆瓦时（MWh）的可变成本决定，且电价的值由需求等于容量时消耗的兆瓦时（MWh）的价值确定。对于多种技术而言，每种技术均重复这种计算以获得累积容量。任一技术的运营利润只有在该技术按容量生产时才是正数。
- 自由进入条件意味着每项技术的每兆瓦运营利润正好等于其固定成本。

高峰负荷定价逻辑可以扩展到输电网络阻塞的情况：当输电线路中的潮流低于线路容量时，输电服务的价格等于所传输电力的可变成本，在一阶近似中等于零。当输电线路中的潮流等于线路容量时，输电服务的隐含价格为线路两端的电价差。

4. 现在比以往任何时候都更需要最优定价

随着电力系统结构的发展演变，有一项基本的定价原则继续发挥主导作用，这就是价格的作用会随着供求关系变化而变化。当消费者迫切需要用电给房子供热（或制冷）时，电力生产商会获得最高利润。这对于创造足够的市场收入以覆盖新的零碳发电技术总成本可能更加重要，因为风能和太阳能的短期边际成本基本上为零。如果市场价格为零，则不会创造出任何覆盖发电商资本成本的净收入。因此，稀缺性定价（必需以极高的价格进行市场出清的情况）必须在未来发挥更重要的作用，以解决发电商预算紧张的问题。经济学家认为，这一结果是完全可以接受的；实际上这也是最优结果。用户及其代表则有不同的看法，他们认为，从用户的需求中获取暴利是不道德的，因此是不可接受的。

解决这一矛盾对于电力行业的未来至关重要。用户（至少是部分用户）和政策制定者都期待电力行业去中心化：配有绿色分布式发电和储能（车库里的电动汽车）的用户将成为电力市场的积极参与者。我们如何协调数百万经济行为主体的决定？让价格能够反映每时每刻每个不同地点的电力价值似乎才是最自然的方法，但这需要政策制定者和用户能够接受在某些地方、某些情况下可能出现价格极高的情况。否则，电力系统的去中心化目标将难以实现。

参考文献

1. Joskow, P. L. (2019), 'Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale: The U.S. Experience', *Oxford Review of Economic Policy*, 35(2), 291-331.
2. Léautier, Thomas Olivier (2019), *Imperfect Markets and Imperfect Regulation*, Cambridge, MA and London, UK: MIT Press.
3. Newbery, D., M. G. Pollitt, R. A. Ritz and W. Strielkowski (2018), 'Market design for a high-renewables European electricity system', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91 (August), 695-707.

第 4 章 电力批发市场设计

弗兰克·A·沃拉克 (Frank A. Wolak)

超过 25 年的国际电力批发市场设计经验表明，在实现行业绩效的持续改善和电力用户的实际经济利益方面，有多个因素至关重要，包括：（1）用于电价制定和发电机组调度的短期市场与供电网络的实际运行方式相匹配；（2）确保发电和输电资源长期充裕度的有效市场机制和监管机制；（3）建立适当的全系统和地方市场力缓解机制；（4）允许终端需求方积极参与短期市场的机制。

1. 市场机制和实际系统运行的匹配

我们从全球各地电力市场设计过程中得到一个重要教训是，需要确定用于调度和运行发电机组的市场机制与电网实际运行间的一致程度。在美国批发市场设计的早期阶段，所有地区都试图运营采用简化输电网络的批发市场。单一定价区市场或多定价区市场假定输电网络中各位置节点之间的传输容量无限大，或者仅较大的地理区域之间存在公认的输电约束。由于必须实时遵守输电网络的实际配置和其它运行约束，简化的输电网络配置和其它相关运行约束给市场参与者创造了增加利润的机会。

这些简化的市场为整个国家或较大的地理区域设定了每半小时或每小时的单一市场出清电价，但也存在报价低于市场出清价的发电机组不发电，而由报价高于市场出清价的发电机组发电的情况。出现这种结果的原因是，区域内需求和可用发电机组的位置、以及输电网络配置阻止了其中部分报价低的发电机组发电，反而让一些报价高的机组供应电力。前者通常被称为“约束减出力”机组，后者被称为“约束增出力”或“强制运行”机组。

使用节点边际电价的多结算电力批发市场（也称为“节点定价”）在很大程度上避免了这些约束增出力和约束减出力的问题，因为在确定批发市场的调度水平和节点电价的过程中，需要遵守所有输电约束和其它相关的运行约束。这种市场设计事实上已经成为美国所有市场和许多国际市场的标准市场设计。欧洲一些国家目前正在考虑向这种市场设计转型。

2. 确保长期资源充裕度的机制

电力市场有何特殊之处，能够证明有必要建立长期的资源充裕度机制？答案在于其它产品的市场与批发电力市场相比运作方式不同。电力批发市场对短期价格水平的限制以及处理供应短缺的方式，造成了“可靠性外部化”问题，需要明确的监管干预才能将其内部化。

为了解决这种可靠性外部化的问题，已经开发了两种通用方法。第一种方法是基于发电机组所有者和负荷服务实体之间针对不同交付期限签订的固定价格和固定数量的长期电能合约。第二种方法是监管机构规定的容量机制。通常情况下，监管机构要求负荷服务实体按照监管机构规定购买充足的可靠发电容量，以满足其年度尖峰需求。发电机组所有者按照提供给负荷服务实体的容量获得报酬，费用由监管机构确定。在确定现有容量机制中每年支付的美元 / 千瓦 (\$/KW) 金额时会涉及不同程度的监管干预。

容量市场不适合间歇性可再生能源占比较大的地区。在这类市场中，从没有足够的发电装机容量满足尖峰需求的意义上说，很少（如有）会出现容量不足的情况。更常见的问题是电能不足，通常以抽水蓄能的方式满足预期需求。对于风电和光伏发电机组，容量短缺的可能性非常小。更有可能的情况是，在一段持续时间内没有太阳或不刮风。在这两种情况下，问题不是容量短缺，而是电能不足。许多地区制定了乐观的可再生能源目标，促使这些地区的监管机构考虑向基于电量合同的确保长期资源充裕性的方法转型。

3. 管理和缓解全系统和地方市场力

输电网络配置、需求水平和位置，以及其它发电机组的发电水平，可赋予某些发电机组拥有在批发市场行使单边市场力的巨大能力。这种现象的一个典型例子是上述“约束增出力”发电问题。“约束增出力”发电机组所有者清楚，无论机组的报价是多少，都必须接受由其供应电能。在没有地方市场力缓解机制的情况下，该发电机组所有者可以提交的报价没有限制，也不会限制是否接受由该机组提供电能。因此，美国所有基于报价的电力市场都需要一个地方市场力缓解（LMPM）机制，限制发电机组所有者在竞争不足时所提交的报价，以满足本地电力需求。在没有地方市场力缓解机制的情况下实施基于报价的短期市场是不谨慎的。

4. 终端需求方积极参与批发市场

终端用户积极参与批发市场可减少为其提供服务所需的发电装机容量，并且可降低日益增加的间歇性可再生能源发电的并网成本。终端用户的积极参与有三个必要条件。首先，用户须拥有必要的技术，以类似于批发市场产品的时间尺度记录其用电量。第二，用户必须能够收到可执行的信息，告知其何时调整用电方式。第三，用户所支付的电价必须能反应按照该提示信息改变用电方式能够获得一定的经济激励。

第 5 章 竞争性电力零售市场的发展

斯蒂芬·李特查尔德 (Stephen Littlechild)

在引入竞争性电力零售市场的各个司法管辖区，这些零售市场的发展轨迹截然不同。本章主要探讨三个问题，即：1) 如何开放零售市场？2) 如何解决零售竞争中一直存在的各种问题？3) 如何为以复合型市场、产消者及终端用户电气化为特征的新时代做好准备。

1. 如何开放零售市场

20 世纪 80 年代，人们开始就是否应开放竞争性电力零售市场展开讨论。斯蒂芬·李特查尔德等能源经济学家倡导这一想法，而保罗·乔斯科及威廉·霍根等学者则怀疑这样做对于住宅用户来说是否合适。

英国是首个开放电力零售市场竞争的国家，采用分阶段的方式进行。1990 年首先面向规模最大的工业用户开放，到 1998 年转向住宅用户。为了防止不能有效形成竞争局面，英国设置了临时价格上限，但现有的区域性电力供应商可以参与其他区域的竞争，新的市场进入者在进入市场时往往报价较低。两年后，英国下调了价格上限，又过了两年，价格上限被彻底取消。

2002 年，美国得克萨斯州开放了电力零售市场，设定了当时的最低价格上限，即“竞价底线”（price to beat）。该价格针对当时的现有供应商，有效期限 5 年或直到其失去 40% 的用户，从而能够使竞争对手进入市场并获得市场份额。2004 年，欧盟强制规定向所有非住宅用户开放电力零售市场，2007 年又将该要求的适用性扩展至所有住宅用户。该法律规定，实际的市场开放流程由欧盟各成员国自行决定。北欧国家也建立了电力零售市场，但未设定价格上限，也没有对零售电价进行管制。相比之下，法国虽然开放了电力零售市场，但对所有未选择自由市场能源供应的住宅用户和小型非住宅用户仍然维持电价管制。截至 2021 年底，法国三分之二的住宅用户仍选择按照监管价格供电。

还有许多其他问题也引起了监管机构及从业人员的关注。例如，电能计量是应该属于竞争性活动还是受管制活动？供应商是应该按负荷曲线为住宅用户提供服务，还是应该引入实时计量？如何最有效地向那些未与发电部门垂直整合的市场新参与者提供进入流动性批发市场的机会？不同国家针对这些问题采取了截然不同的处理方法。

2. 如何解决零售竞争中一直存在的各种问题

电力零售竞争给能源监管机构、政府和立法机关带来了一系列新的挑战。例如，一些批评者认为，活跃的电力消费者为了获得更低的电价会更换供应商，而不活跃的消费者则会继续选择原有供应商，支付较高价格。他们认为，监管机构应采取相应措施限制价格，无论是绝对价格还是相对价格，比如阻止电力供应商向用户或较为活跃的用户提供较低的价格。其他人则反驳称，按低价提供的产品往往是不一样的，比如这些产品通常只在线上销售，没有针对低收入家庭的任何折扣。还有人认为，低价通常是那些不知名的和风险更大的新供应商提供的（后来证明确实如此）。

各地还采取了一些措施保护特别脆弱的消费者（比如欧洲法律就提供了此类保护措施）。2014-2019年，美国纽约州针对能源服务公司采取了更为严格的监管措施。

越来越多的新型供应商为电力消费者提供服务，这些供应商有时被称作“轻资产”公司，既没有发电资产通常也不具备财务资源。与传统的重资产型公司相比，这些轻资产公司完全实现了数字化，提供差异化或价格更低的产品。这些供应商的目标用户并不一定是与现有公司服务的消费状况相同的消费者。这些公司也可能在电力批发市场上占据不同的位置，并针对批发价格波动和价格飙升风险采取不同的对冲策略。

目前尚不能确定能源监管机构能否足够熟练、灵活地协调这一局面。监管机构对新型供应商或传统供应商提供的合同和价格所采取的任何干预措施都必须考虑这些复杂因素。

这项工作并不简单。在2016年英国竞争和市场管理局（CMA）对竞争性零售市场做出错误判断后，英国于2019年引入价格上限，其结果就是明证。最初，价格上限似乎是有益的，因为其为那些不太活跃的客户提供了保护，而激烈的竞争促使一些公司向更为活跃的消费者提供了远低于上限的价格。然而，这是批发市场下滑背景下人为造成的结果。当2021年夏季电力批发价格开始迅猛飙升时，过于严苛、缺乏灵活性的价格上限使得近30家新能源供应商（拥有超过250万用户）破产。

而在地球另一端的美国加利福尼亚州，由于价格上限设定不当、缺乏灵活性导致一些传统电力供应商破产，加州于2001年停止了零售竞争。最近，由于对热浪和野火管理不善，加州传统综合能源供应商太平洋天然气与电力公司（PG&E）于2019年破产。加州用户对传统公用事业公司越发不信任，目前已有一千多万用户选择放弃这些公司，转而支持当地由政府资助的“社区选择聚合服务商”，这些服务商与投资可再生能源的新发电商就长期供应合同进行谈判。

3. 如何为以复合型市场、产消者及能源终端用户电气化为特征的新时代做好准备

电力零售竞争是40年前左右引入的，旨在将电力批发市场竞争的益处传递给消费者，且不涉及传统监管的成本及市场扭曲。本书其他章节表明，在技术发展以及通过大力发展可再生发电促进脱碳的相关政策的推动下，电力市场正在向新的“复合型市场”体制转变。一些居民消费者正在通过投资成为发电商，也就是所谓的“产消者”。那么对于此类产销者，其发电量适用于哪种零售合同，他们又能享受何种服务呢？资产管理服务能否将产销者的发电和储能资产整合为一个虚拟电厂，并由某些创新供应商负责管理和优化？

终端用能的电气化（比如电动汽车、热泵等）可能会放大这些复合效应。汽车制造商可以成为电动汽车充电供应商或电力聚合商。智能充电服务提供商也可能成为聚合商，在批发市场上或直接向电网系统运营商“回售”电力和灵活性服务。建筑物中的热泵和储热设备可遵循类似趋势，需求方、供应商和聚合服务商协同工作。

所有这些举措都将给电力零售市场带来根本性的变革。近期的发展均表明了一种较为广泛的方法，即让用户发挥更为积极的作用。但是，用户参与的热情如何呢？诚然，在用户已经习惯于积极参与零售市场并探索最适合自己的产品和供应商的市场，用户参与更容易实现。如果电力零售商习惯于发掘哪些产品、服务和营销手段对于用户来说更有吸引力，那么市场变革将更容易实现。毫无疑问，未来的发展道路应建立在零售竞争及用户选择的基础之上，而不是对其进行禁止或限制。

第 6 章 英国电力市场模式的优势与不足

戴维·纽伯里 (David Newbery)

英国电力市场模式经过发展演变已经覆盖了大不列颠岛（英格兰、威尔士和苏格兰），而北爱尔兰则发展成了一个完全不同的市场模式，即单一电力市场（SEM），覆盖整个爱尔兰岛。本章探讨英国电力市场，重点讨论英格兰和威尔士这两个经历了重大结构性调整的地区。苏格兰有两家垂直一体化的区域性国有公用事业公司，在私有化改制后仍然保持着电力联营体结构。

1. 英国的电力改制重组

在 1989-1990 年结构改制和私有化之前，英格兰和威尔士的发电和输电产业由国有中央电力生产委员会（CEGB，以下简称“中央电力局”）所有。尽管主要高压（440 千伏）电网在 20 世纪 60 年代已基本建成，并且拥有大量备用容量，但新建发电站的传输和选址问题仍然需要由中央电力局进行协调。同样，按照每年 8% 的预期需求增长速度，中央电力局密集建设大型发电厂，而这一时期随着 20 世纪 70 年代第一次石油危机的到来戛然而止。在建的发电厂一旦建成将产生大量的过剩容量。配电和供电（零售）业务由 12 个区域性委员会进行管理，他们向中央电力局支付趸售电费，这是一种由多个部分组成的容量和能量电费，为未来高容量、低边际成本的电力系统提供了有益经验。

中央电力局因其效率低下的表现而受到强烈批评，尤其是因为其不能及时提供具备成本效益的投资，且对发电量定价过低。在经历了早期公用事业私有化的成功和经验教训之后，中央电力局改制重组的时机已经成熟，可以建立竞争性批发市场和零售市场以及规范的输配电网。中央电力局拥有充足的发电和输电容量，因此需要的投资并不多，使用的高成本的国内煤炭也被天然气和进口煤炭取代，而采用 RPI-X 价格上限规制的激励型监管已经成熟，非常适合监管那些可互为参照的配电公司。输电监管在激励措施的作用下逐渐得到改善，输配电领域均投入了资金并提高了服务质量。

2. 持续的改革进程

市场力一直是批发市场持续存在的一个问题，直到双头垄断企业被拆分，从而形成一个可行的竞争结构。由于监管机构和政府此前对电力联营改革感到绝望并且担心市场力问题，因此用单一电能量市场和双价平衡机制取代了采用容量电价的集中调度的“联营”模式。

随后发电和供电的垂直整合阻碍了新参与者的进入，不稳定的能源政策阻碍了取代老旧的化石燃料发电厂和核电厂日益增长的投资需求，而向成本高昂的“可再生能源义务”的转型也未能成功实现可再生能源目标。为了应对这个问题，电力市场改革重新引入了通过年度拍卖确定的容量电价，用一种变相的上网电价取代了可再生能源义务证书，在引入拍卖后降低了成本，使英国成为欧盟第二大可再生能源生产国。在《气候变化法案》的压力下，英国在 2011 年预算中引入了碳价格附加税（CPS），这是针对发电燃料的碳含量征收的税费。

碳价格附加税的引入、需求下降和可再生能源的增长共同对燃煤发电份额产生了巨大的影响，使其

从 2013 年的 41% 下降到 2020 年的 1.8%。新增发电通过容量拍卖的形式最终以预期价格的 40% 交付，主要是因为向并入配电网的小型发电项目提供了扭曲性的补贴。监管机构花了三年多的时间才消除了这种扭曲现象。

3. 经验教训

英国电力私有化已有超过 30 年的历史，而如今正是总结其成功经验与不足的好时机。私有化的前提是私营企业在投资和经营方面能够比国有企业更加高效，而且由于摆脱了财政部的控制，他们可以获得更多的投资资金，能够选择更具成本效益的投资，并且能更迅速地停止无利可图的项目，更快地抓住新的机遇。必须对私有化带来的潜在优势、私人资本成本增加和可能丧失对分配问题和环境影响的关注进行权衡，除非市场参与者有动力考虑这些问题。

经济历史学家艾夫纳·奥弗尔（Avner Offer）认为，在信贷期限（即偿还贷款的时间）对于私人放款机构具有吸引力的情况下，私营部门的投资是有利的。大致来说，私人融资是公共融资成本的两倍，所以简单计算的话，私人投资的偿还期是政府的一半。政府担保或与之相当的监管模式（如美国的收益率规制模式，由宪法支持的法律提供支撑）可以提供保证，降低资本成本，并延长信贷期限。1989 年的英国电力供应行业处于有利地位，得益于私有制的诸多好处，并在初期避免了许多负面成本。备用容量避免了对昂贵的持久性发电容量的需求，也避免了不适当的信贷期限所带来的风险。在天然气价格下降时，廉价、规模适中、交付迅速、效率高的燃气轮机联合循环机组（CCGT）的兴起，使得此类投资的风险普遍下降。即便如此，这些投资仍旧依赖于长期合约和专属的特许经营市场。通过设定许可条件、监管机构义务和可靠的争端解决程序，那些资本更为密集且更具持久性的电网项目的融资能力得到了保证。虽然出现了对配电相关问题的担忧，但通过对公用事业公司设定许可条件、竞争和市场管理局的调查以及价格上限要求，这些问题在不同程度上得到了解决。对环境的担忧则通过设定日益严格的污染物排放标准、欧盟碳排放交易体系、各种欧盟指令以及碳价格附加税来应对。

当需要新的资本密集型发电投资以满足碳减排和可再生能源目标并且保持可靠性时，问题就出现了。市场意识形态最初激发了可再生能源拍卖的思路，在驱动成本下降方面成效显著，但在提供充足的发电量方面的成效却不太理想。向可再生能源义务的转型带来了更多的交付电量，但融资成本高昂。20 多年来，在吸取了其它市场的经验教训后发现，以有保证的承购价格签订长期合约可降低资本成本，从而降低可再生电力的交付成本。

核电和碳捕集与封存（CCS）证明了奥弗尔所提的信贷期限的影响力。任何一座核电厂的建造都需要有政府或有权将成本转嫁给终端消费者的公用事业公司来提供强有力且可靠的担保。在英国，欣克利角 C 核电项目在私有化之前就已经步履蹒跚，在获得了有政府担保的有史以来最昂贵的融资计划之后，该项目才确定了最终投资决策。假设可能的建设期为十年，建成后的服务寿命为 60 年，加上之后可能还需进行数百年的废物管理，核电已经全面打破了奥弗尔的信贷期限。碳捕集与封存项目的情况更糟糕，十多年来一直未兑现提供商业规模发电厂的承诺。即使是传统的燃气轮机联合循环目前也需要 15 年的容量电价以鼓励投资，因此，现在所有的新增发电项目都或多或少地得到了政府对全部或部分产出的承销担保。

批评人士认为，这违背了私有化的最初目标，而现实主义者（反应非常迟缓，一定程度上包括政府在内）则认为，电力等持久性重要基础设施需要能获得低成本融资，而只有在政府提供支持或担保的情况下资金才能得到保证。从英国电力公用事业私有化中得到的最有用的收获也许就是：英国已经形成了一套监管体系，至少能够对部分基础设施（自然垄断的管线）进行监管且运行良好，并以适度的利率实现了高水平的投资。令人鼓舞的是，英国可以继续学习如何更好地资助必要的资本密集型零碳能源，及时实现我们的气候目标。

第 7 章 PJM 市场模式的优势与不足

威廉·霍根 (William Hogan)

美国 PJM 互联电网公司（以下简称“PJM”）业务覆盖大西洋中部各州，是电力市场改革领域享有标志性地位的重要创新者。凭借其作为主要电力库的悠久历史，PJM 展现出了对电力市场竞争进行必要协调的能力。PJM 市场设计的核心是基于出价、采用节点边际电价的安全约束经济调度（BBSCEDLMP）模型，在理论和实践中均有效。PJM 市场设计是唯一一个将工程和经济性相结合的电力市场设计，根据输电系统开放接入和非歧视原则为高效市场提供支持。最终美国各电力批发市场都采用了这种市场设计。PJM 市场的发展是一个分析、实验与学习相结合的过程，在发展过程中不断面临新的挑战。

1. PJM 批发电力联营体简史

电力公用事业公司最初是地方性的，通常从所在城市起步，然后逐渐发展壮大。鉴于电力负荷的可变性 & 发电厂的多样性，共享发电、输电等资源后来成了电力互联的惯例。“宾夕法尼亚-新泽西互联”电力联营始创于 1927 年。之后，美国联邦能源管理委员会（FERC）鼓励在电力市场上以电力联营体的方式开展运作。

PJM 市场最初的模式要求整个联营体采用单一市场边际出清价格（MCP）。然而，这无论是从理论还是实践上都行不通。1998 年，在这种有缺陷的单一市场出清价格设计之下运行了一年后，PJM 市场转变为经济调度模式，采用适用于任意节点负荷及发电量的节点边际电价（LMP）。与此同时，PJM 还引入了金融输电权（FTR），同时开展了早期的备用容量市场。

2. 向开放和非歧视接入过渡

在 20 世纪的最后十年，电力改革一直悬而未决，特别是 1990 年决定在英格兰和威尔士建立批发电力库之后。这种支持电力批发市场竞争政策的一个关键特征是高压输电系统的接入问题。围绕这一问题的讨论最初假设发电商和负荷能够就不同期限的电力供应达成双边合同，然后设置输电权，就像州际天然气管道开放接入制度下的相关做法一样。当时的特定术语叫做“合同路径”，市场参与者能够借此确定利用电网传输的路径，利用可用输电容量（ATC）做出相应安排。但是，电能的传输与沿特定管道流动的天然气管道截然不同。

这里存在一个关键问题，即，电能在一个节点流入而在另一个节点流出，将沿每条平行路径输送，根据物理定律分配，以（大致）等同于每条路径上的边际损耗。从经济学角度来看，“合同路径”自身的缺陷造成了物理市场的外部效应。任何双边交易都会对其他所有交易构成干扰。当联营的电力公用事业公司只有少数几个时，合同路径模式可能是一种比较便捷的虚构模型，但当市场新参与者对外部效应造成的不当激励做出响应时，开放接入市场将不堪重负。

3. 电力市场和经济调度

在市场出清价格基础上，买方的最佳选择是达到竞争性均衡时的数量；同样，供应商的最佳选择也处于相同的竞争平衡点。这样价格就对调度起到了支持作用。

在符合开放接入和非歧视原则的所有制度下，市场参与者拥有根据自身利益买卖电力的自由和灵活性。如果市场价格支持经济调度解决方案，私人利益就像一只“无形的手”，会跟踪有效结果。节点边际电价正是对经济调度起支持作用的市场价格。任何其他定价方法都将会产生不当激励而偏离有效结果。

4. 价格构成及市场设计方面的挑战

PJM 可能会继续坚持优先考虑和改进电力市场设计面临的问题，例如稀缺性定价问题。稀缺性定价是指负荷接近使用所有可用发电容量的情况，包括为应对意外事故而设置的备用容量。理论上，价格应该上涨以降低需求，配给可用供给。PJM 的运行备用需求曲线（ORDC）基于对停电和储备短缺影响的评估，提出了一种在当前经济调度模式框架下解决稀缺性定价问题的实用方法。

绿色议程相关的挑战包括间歇性电源的处理，它们可能会增加电力系统的压力。零边际成本的可再生能源的不断增加引发人们担忧，人们担心由此会压低能源价格，破坏电力市场的基本设计。

经济调度的一个显著特征是缺乏基础成本函数的细节规范。该模型的通用性很强，根据基本原则进行的基本分析不受低可变成本或零可变成本电源的影响。经过深入分析，我们得出了一个主要结论：随着零可变成本电源渗透率的增加，稀缺性定价的重要性将愈发凸显。

PJM 的实时和日前市场经济调度模型都是确定性模型。这些模型以出价和报价以及预期系统条件为基础。实时和日前市场的实际调度则面临近期及前一日的不确定性。PJM 的实时和日前市场对运行备用的处理就是一个例子，其引入了近似值以代替不确定性的一些主要影响，同时在确定性模型中保持了简化表示。

5. 结论

输电系统的物理特性使得现有的电力市场与其他商品市场有所不同。各电力市场无法解决电力市场设计的问题，而如果简单地与其他市场进行类比，可能会导致电力市场设计偏离方向。PJM 在为支持有效市场所需的竞争提供协调方面，一直处在应用工程学和经济学基本原则的最前沿。PJM 力求围绕 BBSCEDLMP 模型实现成功市场设计的最佳近似。电力市场设计的演变发展需要适应不断变化的负荷和电源组合，避免重蹈覆辙，并始终强调市场设计的基础原理。

第 8 章 德州电力市场：（目前为止的）成功经验与教训

罗斯·鲍迪克（Ross Baldick）、施缪尔·奥伦（Shmuel Oren）、
埃里克·S·舒伯特（Eric S. Schubert）、肯尼斯·安德森（Kenneth Anderson）

本章分析了管辖范围覆盖得克萨斯州大部分区域的德州电力可靠性委员会（以下简称“ERCOT”）区域电力市场改制重组的经验。本章包括三部分：1) ERCOT 概述；2) 建立一个独立维持的电力市场所面临的挑战；3) ERCOT 如何应对这些挑战。

1. ERCOT 概述

德州电力可靠性委员会（ERCOT）是一家非营利性机构，负责管理覆盖 2600 多万德州用户的德州互联电网的运行。德州电网与北美其它区域电网之间仅有有限的异步互联线路。

1995 年，德州议会解除了对德州互联电网发电侧的电力批发市场的管制，德州公共事业委员会（PUCT）开始拓宽 ERCOT 的职责范围，增强其管理能力，以实现批发竞争，促进所有市场参与者高效利用电力网络。随后发生了几次变化，最终德州议会颁布了参议院第 7 号法案，要求投资者所有的公用事业公司（IOU）按照职能进行拆分（发电、输电和电力零售），并且到 2002 年 1 月 1 日建立一个竞争性零售电力市场，使客户能够自主选择售电商。

2001 年，该州建立了日前“调度”程序，市场参与者提供第二天每 15 分钟间隔对应的发电信息和用电信息，并提供辅助服务报价。ERCOT 电力批发市场起初在没有任何输电限制的情况下运行，随后在 2002 年，ERCOT 被分为四个区域，为了方便调度从发电商手中购买的电力和向零售用户销售的电力并对其进行定价。每个区域的电力供应都根据发电结构指定，需求也按区域确定。“平衡市场”随后寻求不同于日前计划的出价和报价。

ERCOT 很快发现，这种分区组合调度系统在维持电网可靠性方面效率低下，而且对批发市场参与者而言费用昂贵。因此，2003 年 9 月，德州公共事业委员会命令德州电力可靠性委员会开展节点批发市场设计。基于节点边际电价的市场在经历了相当长时间的推迟后，于 2010 年 12 月 1 日开放，包含了机组调度、发电节点边际定价、能量和辅助服务联合优化的日前市场、日前和每小时可靠性机组组合、以及阻塞收益权。实时市场以 5 分钟为周期对发电进行定价和调度，并以 15 分钟为单位进行结算。与以往采用分区组合报价和出价的市場设计不同，节点市场要求针对每台发电机组提供具体报价。

2. 建立独立维持的电力市场面临的挑战

在 ERCOT 市场中，有两个与用户选择有关的主要政策目标，即实现零售选择和促进新技术融合。实现这两个目标面临以下挑战：

- 应对不断发展变化市场的不可预测性，这种不可预测性由市场力而非监管决策造成。
- 适应新技术的快速部署，包括小规模发电以及技术采用浪潮。

- 政策背景下的工程挑战，包括市场所依据的商业模式应在多大程度上反映技术考虑事项和制约因素，尤其是与电力独有特征相关的因素，比如，几乎完全不可储存、位置特征以及电力市场竞争的固有障碍。
- 实现去中心化商品市场和新技术融合方面的商业挑战。

3. 德州如何应对这些挑战

本节介绍德州，尤其是 ERCOT 如何应对上述挑战。

a) 德州的文化与地理环境如何助力 ERCOT 电力市场的发展

德州的文化与地理环境在 ERCOT 电力市场的发展中发挥着重要的作用。通过为政策制定者提供充分的选择自由，从而促进了德州能源生产商和消费者获得良好的市场表现和市场结果。

一直以来，自我管理是推动德州议会和德州公共事业委员会在 ERCOT 市场中制定有关零售、批发和电力线路相关政策的一股推动力量。该管理方法由来已久，可追溯至德州互联电网的早期。由于德州人民渴望自行管理其电力系统，不受联邦电力委员会（即后来的联邦能源管理委员会 FERC）管辖，这使得德州电网不断发展成为了一个独立的互联电网。这主要是由德州特殊的地理环境和互联线路历史所决定的，得以对《联邦电力法》进行阐释以限制 FERC 的管辖权。

b) 对有组织的电力市场中两种同时演化的复杂问题的监管

有组织的电力市场面临着可靠性和商业性的同时和快速演化，这两个复杂问题对全球的监管机构和立法机构而言都颇具挑战。可以说，在维持电网可靠性的同时培育不断发展的电力市场生态，其所需的管理与电力行业的传统监管有着本质的区别。传统监管模式在解决静态复杂问题方面具备良好的工具和结构，比如在服务成本定价程序中确定和分摊新的发电和输电建设成本，以及对可调度的、公用事业规模发电的各平衡机构间进行的增量电力交易进行管理。但传统监管未形成相应的工具和结构来及时高效地解决复杂问题，比如评估静态最优资本投资，或是管理不断变化的动态的市场生态，管理与间歇性可再生能源、分布式发电的部署和使用相关的电力库资源方面的电网可靠性，以及主动能源管理。

德州所形成的用于监管 ERCOT 市场的三层管理模式特别适合于管理复杂问题，尤其是考虑到电力行业正在发生的快速技术变革。过去 20 年里，这种独特的管理方法解决了与两个不断发展的复杂系统（电网可靠性和商业化电力市场）相关的不确定性问题与挑战。为了阐明这种结构如何应对各种挑战，下面列举了五个重要案例。

c) 应对当前挑战：五个重要案例

i) 为促进风电并网对电网协议进行的相关调整

对电网协议的部分调整使得虽然风力发电量大幅增加，但对频率调节储备的需求总体上没有增加。主要调整手段是将区域性市场原有的每 15 分钟结算调整为节点市场模式下的每 5 分钟结算。

ii) 运行备用需求曲线

随着 2010 年 12 月 1 日基于节点边际电价的市场启动，ERCOT 在单一电能量市场价格形成方面的最显著改善是在 2014 年采用了运行备用需求曲线（ORDC）。之所以选择 ORDC 是因为其优于其它强制性措施（如，最低备用容量）。

iii) 2019 年夏季的市场表现和备用容量趋紧的情况

ERCOT 市场中偶尔出现的高价格推动了基于市场的需求响应的发展，这通常能够使 ERCOT 电网避免出现非自愿中断，尽管出现像 2019 年那样备用容量紧张的情况。

iv) 分布式电源的并网整合

分布式电源在维持电力供需平衡中发挥着越来越重要的作用。德州已经推出或计划推出各种改革措施，以使这些分布式电源能够深度参与电力市场，主要与结算相关。

v) ERCOT 与跨州区域性输电组织的比较

在 ERCOT 市场中，需要向立法机构（德州议会）报告的只有一家电力监管机构，即德州公共事业委员会，其依法负责对电网运营商、批发市场设计和零售市场设计以及新输电线路的建设和成本分摊实施监督。这使得德州有能力应对低碳资源并网所面临的挑战，例如能够以一种综合、合理的方式实现近 25GW 风电装机容量的并网整合。此外这还使得州能够长期一贯保持以市场为导向，而不像美国其它州和地区那样存在多个司法管辖区的复杂性。

第9章 澳大利亚国家电力市场：改革经验的优势与不足

保罗·西姆豪瑟 (Paul Simshauser)

1. 发电部门

澳大利亚国家电力市场 (NEM) 于 1998 年启动，其核心任务是重组垂直垄断的电力公用事业公司，建立一个单一电能量批发市场及相关远期合约市场。澳大利亚国家电力市场改革在很大程度上仿效了英国的模式，从 20 世纪 90 年代初到 90 年代中期这五到十年的时间里主要采取了四项重组措施：

- 实现了国有垄断电力委员会的商业化；
- 将商业化的垄断公用事业公司纵向重组为三个部门，即发电、输电和配电 / 零售供电部门；
- 按照国家电力市场四个“区域”，将每个区域的竞争性发电部门和零售供电部门横向重组为多个竞争实体；
- 实现了企业私有化，取消了零售价格管制。

改革后，澳大利亚在横向重组（即零售商为扩大规模而进行的合并）和纵向重组（即零售部门和发电部门的整合）方面均发生了一系列受资本市场驱动的并购活动 (M&A)。回首看来，1995 年至 2015 年间好似上演了一场“电力市场军备竞赛”。在这二十年间，国家电力市场上的零售“三巨头”（通常称作“发电零售商”）在一系列横向、纵向和地域私有化的并购活动中成为赢家。这其中，纵向重组趋势明显。不仅三大老牌零售商积极寻求与商业发电部门的整合，老牌发电商也将纵向整合作为主导战略，许多发电商现在都拥有了庞大的零售业务。此外还有 15-20 家新进入市场的纯零售商形成了边缘竞争。

政府管理是 NEM 的一个决定性特征。政策、规则制定、监管、系统及市场运营的分工情况如下：

- 政策：由各州的能源部长及澳大利亚联邦能源部长组成的能源委员会负责。
- 规则制定：作为市场规则制定实体和政策顾问，澳大利亚能源市场委员会 (AEMC) 代表能源委员会开展工作，并为此建立了一个开放平台。
- 监管：澳大利亚能源监管机构 (AER) 负责批发及零售供电规则的执行落实，以及对国家电力市场监管网络的经济监管。
- 系统和市场运营：澳大利亚能源市场运营商 (AEMO) 作为独立的系统和市场运营商，负责协调调度、电力系统的运行和批发市场的运营工作，包括电力现货市场和八个频率控制辅助服务 (FCAS) 市场。

澳大利亚国家电力市场属于实时的、采用全电力库模式的纯电量市场（没有日前市场），在传统的单一价格拍卖清算机制下形成了 5 分钟多区域现货市场。除电力现货市场之外，NEM 上还有八个共同优化的频率控制辅助服务 (FCAS) 市场。作为一个纯电量市场，NEM 没有集中组织的容量机制。未来发电容量投资以 NEM 的远期市场及 AEMO 的预测为指导。衍生品合约在交易所和场外进行交易，成交量是实物交易量的三至五倍，但不同季节、不同地区之间存在相当大的差异。

从几乎所有衡量标准来看，澳大利亚电力批发市场的运行在过去绝大部分时间都像是微观经济改革的奇迹。大量供过于求的发电容量得以清理；单位成本大幅下降；发电厂利用率达到世界一流水平；必要的新增投资会适时流入；投资风险由资本市场承担，而非处于被控制地位的消费者承担；尽管是纯电量市场设计，供电可靠性也几乎毫无例外地得到保证。我们有充分的理由得出以下结论：这

一市场在提高生产效率、配置效率和动态效率方面的改革目标已经实现。

对于这一观察结果需要说明的是，2016-2019 年间，批发价格难以维持在政治上可允许的范围，其中一个地区（南澳大利亚）经历了大停电事件。但是，在此期间，NEM 的市场机制依然是有效的，电力价格在很大程度上反映了市场所处环境的物理及经济现实。更为有趣的是 2016-2019 年之前出现的导致停电事件的根本原因：

- 气候变化政策的不连续性对发电的进入（退出）产生了不利影响；
- 燃煤电厂未经协调突然撤资；
- 液化天然气（LNG）出口能力过剩导致邻近的天然气市场发生动荡，否则，这些液化天然气将可作为燃煤电厂退出所需的过渡燃料和“缓冲器”。

供应侧对高电价的反应比较明显。2016-2021 年间，国家电力市场上共有 135 个可再生能源项目，总装机容量为 15939MW，投资额达到 264 亿美元。然而，可再生能源投资的快速增长也会通过新的基于逆变器的切入速度和节奏造成“变化率”问题，表现为系统强度的急剧变化以及电力系统频率的明显波动（频率波动在正常运行条件下为 $50\text{Hz} \pm 0.15$ ）。这些问题都需要认真管理。

2. 输电和配电部门

国家电力市场的输配电网为 1000 万商业和住宅用户提供服务，由澳大利亚能源监管机构（AER）负责监管，输配电价每五年评估一次。电网的资本部署往往以应对住宅用户的峰值负荷为主。但同时，住宅领域屋顶光伏系统的安装率很高，超过 300 万户家庭（即三分之一的家庭）安装了屋顶光伏系统，这使得澳大利亚成为世界上光伏发电系统安装率最高的国家之一。这一点非常重要，因为太阳能光伏系统大大降低了电力（kWh）需求，但在某些地区，其对峰值（kW）需求的影响很小。因此，以按电量计量的可变收费为主的两部制电价不太适合维持电价的稳定性。

电网政策、电网监管和电网的整体性能一直是澳大利亚能源市场改革中最具争议的部分，尤其是从 2007 年到 2015 年的这段时间里。这一时期恰逢输配电监管的基础资产大幅增长（电价也因此上涨）。对这一增长起到支持作用的主要政策和监管决定包括：1）昆士兰州和新南威尔士州政府在其首府发生了与电网有关的停电事件后出台政策收紧可靠性标准；2）90 年代中期市场开放前，决定对电网资产进行重新评估；3）2006 年各州政府做出一致决定，使电网监管实现程式化。一旦监管机构和政策制定者清楚地了解可靠性标准的影响之后，一系列重大政策和监管变化便会随之而来。昆士兰州和新南威尔士州都放弃了可靠性标准，基本上恢复使用了概率性（相较于“确定性”）方法。澳大利亚能源监管机构最大程度地实现了低利率环境，并从 2015 年开始降低每项决定的可允许加权平均资本成本（WACC），回报率从之前的大约 10% 降至 4%~6%。该机构还对资本和运营支出津贴采取了强硬路线，通常会将电网公司所提议的数额降低最多 30%。

3. 零售部门

零售部门竞争是澳大利亚能源市场改革的关键组成部分，以英国的可竞争方法为基础。现有零售供电公司起初对用户实行垄断特许经营，但这种特许经营方式将逐渐减少。为确保有序过渡，零售电力市场竞争分阶段实施，消费者被分成四到六个批依次覆盖（从规模最大的用户开始），市场放开的时间跨度为四到八年。最后一批用户（如住宅用户）在向完全可竞争过渡时增加了政策支持，将“受监管的电价上限”作为过渡措施保留，直至所谓的大众市场被认为具有可行的竞争力。以下标准用来衡量大众市场是否具有可行的竞争力：1）消费者对其更换供应商能力的认识；2）零售商竞争对手的数量；3）产品组合及折扣深度；4）用户更换供电商的比率；5）现有零售商的市场份额；6）保留默认电价的客户数量等等。

总的来说，放松管制的零售电力市场表现良好，但零售商的默认电价由于只影响小部分用户，因此得到的政治关注较少。随后，借助价格上限采取了重新调节价格的政策解决方案（随着零售商逐步重新调整其市场细分领域和盈利策略，对于那些活跃在市场上的消费者而言可能不会产生好的结果）。但是，这并不意味着零售市场的运行一帆风顺；脆弱的不活跃用户经历了分配不当问题（即对低收入家庭使用无弹性的电价），价格折扣也不再基于同一起点。这两个问题都是严重的政策问题，需要零售商和政策制定者进一步开展相应的工作。

4. 改革的优势

澳大利亚电力部门改革显现出四大优势：

- NEM 的纯电量、全电力库市场设计、非常高的失负荷价值以及相关远期衍生品市场，为市场提供了资源充裕性，能够适应广泛的经济和技术条件。这一设计是否适合高比例可再生能源市场仍有待确定：舆论表明它不适合此类市场。
- NEM 针对开源规则制定的核心治理结构及方法可最大限度地减少误导性的政治干预，并确保规则变更能够通过经济权衡的方式做到有的放矢。
- 资本市场决定纵向业务边界。
- NEM 零售市场竞争总体表现良好，尤其是工业部门。

5. 改革的不足

澳大利亚电力部门的改革还存在五大不足之处：

- 间歇性可再生能源份额不断提升，需要采购更广泛的基本系统服务。市场设计者过于保守。
- 尽管前文中没有详细讨论，但在天然气市场和液化天然气出口能力方面缺乏协调一致的政策，导致天然气市场出现不必要的波动（从而对发电机组的成本构成影响）。
- 气候变化政策的不连续性和错误设计，以及普遍缺乏统一协调的气候与能源政策框架，给（清洁）发电商进入市场和（排放密集型）发电商退出市场造成了不确定性。
- 如果天然气市场能够合理运作，NEM 市场上的燃煤电厂的退出就能得到更好的管理。但无论如何，都需要大大提升退出时间的透明性。
- 2004-2015 年间，NEM 的电网监管被证明是一个弱点。某些州政府在可靠性标准方面严重失误，制定的规则过于程式化，无法应对巨大的冲击。

第 10 章 北欧电力市场模式的优势与不足

克洛伊·勒科克 (Chloé Le Coq)、塞巴斯蒂安·施文恩 (Sebastian Schwenen)

北欧电力市场由挪威、瑞典、芬兰、丹麦的国家电力市场组成，最近波罗的海各国电力市场也被纳入其中。北欧电力市场具有市场价格相对较低、低碳电源比例较高的特点。低碳电源以水电和核电为主，风电占比也在不断增长。

北欧电力市场独特的多国架构与治理模式既有优势也存在不足。其优势体现在对低碳技术采用跨境联营的方式，并且建立了北欧统一的批发电价体系和一个统一的监管机构。然而，各国和邻近的系统运营商之间需要具备较强的协调能力，特别是在跨境交易、平衡和阻塞管理方面。

1. 多合作伙伴治理的多国市场

北欧电力市场，即所谓的“北欧电力库” (Nord Pool)，由挪威、瑞典、芬兰、丹麦的国家电力市场组成，最近还纳入了波罗的海各国电力市场。各国市场已陆续实现了自由化和一体化，主要通过适用和调整国家法规实现。瑞典和挪威在 1996 年首次建立了联合电力交易所，芬兰在 1998 年加入，丹麦在 2000 年完全整合。波罗的海各国的整合是逐步实现的，爱沙尼亚、立陶宛和拉脱维亚分别在 2010 年、2012 年和 2013 年加入北欧电力市场。北欧电力库随后继续扩大，与德国、荷兰、波兰和英国开展了电力交易并实现了电力互联。

北欧电力库的独特之处在于采用了自下而上的跨国方式。挪威监管委员会是北欧电力库的监督管理机构，但市场规则的实施仍由各自的国家监管委员会执行，而阻塞管理则由各国的输电运营商 (TSO) 负责。2020 年以前，Nord Pool 电力交易所一直是一个独立的实体，由北欧和波罗的海各国电力系统运营商组成的联合体所有。欧洲股票市场运营商欧洲证券交易所 (Euronext) 拥有 Nord Pool 集团 66% 的股份，其余 34% 由各输电系统运营商 (TSO) 所有。

2. 混合结构和分区定价

在北欧，电力交易通过双边合同和中央电力交易所进行交易。北欧电力批发市场的交易在一系列跨境市场上进行，随后在一系列全国实时市场上进行交易。电力生产商、零售商和能源密集型消费者可通过日前和日内市场交易逐步调整其电力生产和交付计划。95% 的发电量在日前市场上交易，但日内市场的交易量也在增长。自 2014 年以来，日前电价采取联合定价的方式，大多数欧盟电力市场均采用通用价格耦合算法 EUPHEMIA (关于欧盟电力市场模式概述，参见第 11 章)。

北欧市场目前有 15 个电价区域。各电价区域按国家边界划分，但也有个别国家内部分多个区域的情况。

芬兰和瑞典的输电系统运营商最终采购了部分备用容量，以便在出现容量短缺的紧急情况下使用。为了避免出现任何扭曲性竞争，此类“战略备用”容量不参与市场的商业竞争。

3. 低电价和雄心勃勃的气候目标

北欧国家市场电价通常相对较低，主要原因是北欧七国和波罗的海各国在系统弹性方面颇具潜力。水电明显占主导地位（约占总发电量的 50%），其次是核电（约占 20%）。风电、化石燃料和生物质能发电分别占发电量的 10%、8% 和 4%。由于水电资源非常丰富，经常会导致市场出现低电价的情况。有限证据表明，北欧国家存在滥用市场力的情况。尽管接入了智能电表，零售市场也放松了管制，但需求响应计划目前并未得到很好的发展。

北欧国家均制定了雄心勃勃的气候政策目标，其共同目标是在 2050 年前将化石能源使用量降至近零。瑞典承诺到 2045 年实现零净排放。丹麦的目标是到 2050 年摆脱对化石燃料的依赖，而挪威则希望到 2050 年实现碳中和。丹麦早在 1993 年就实施了可再生能源的支持计划。挪威和瑞典凭借其庞大的水电和核电资产在 2012 年选择联合发展共同的绿色电力证书市场。

在脱碳方面，北欧市场一直是领跑者。即便北欧市场水能资源丰富，历史上低碳发电一直相对突出，北欧国家（其次波罗的海各国）也积极推动了其他低碳电源的建设，主要以风电为主。虽然北欧市场拥有丰富的无碳技术组合，但在发电容量方面面临着一个主要挑战，那就是替代瑞典的核能发电（约占该国发电量的 40%），核电将在 2040 年前逐步淘汰。此外，保障这一地区的电力安全供应首先要 在北欧国家内部取得平衡而不是欧洲层面。北欧模式依靠战略备用和市场机制，被认为是一个单一电能量市场。一旦风能和太阳能发电比重提高后，该机制是否依然能够确保容量的充裕度，目前是一个争论激烈的问题（见第 15 章和 16 章）。

第 11 章 欧洲电力市场模式的演变

法比安·罗克斯 (Fabien Roques)

欧洲电力市场模式演变经历了三种形式，包括：1) 边界开放的国家市场自由化；2) 通过欧洲一揽子法律和通用电网规范实现的欧洲市场一体化；3) 以协调公共政策目标规划和竞争市场为目的的国家市场混合化。

1. 边界开放的国家市场自由化

根据 1986 年《欧洲单一法案》，欧盟所有成员国都同意开放各自的经济，消除贸易壁垒。1996 年，随着欧盟内部电力市场共同规则指令通过，电力行业开始建立单一市场。该指令为欧洲各国提供了极大的自主权来确定本国电力自由化的具体方法及流程。实际上，欧盟指令通常定义关键原则及目标，但允许每个成员国通过一个名为“国内法转换”的流程确定本国的法律和规则，一般以两年期为限。第一电力指令实施后，由于各国电力行业结构及组织架构、能源资源和国际伙伴关系的差异，出现了不同的国家电力市场体系。于是，在 1996 年到 2009 年的这段时间里，欧洲同时存在各种不同类型的国家市场，但这些市场需要遵守两个共同的基本规则：其一是必须允许跨境贸易，其二是不得对生产商和供应商有任何国籍歧视行为。这种法律框架导致不同国家的市场规则和组织变得错综复杂。例如，一些国家采用统一调度并设有强制电力库，而其他一些国家则设有自调度和自愿交易所；有些国家开展连续日内交易，而有些国家则开展非连续拍卖；以及备用容量签约和启用方式各不相同等等。

2. 通过欧洲一揽子法律和通用电网规范实现的欧洲市场一体化

虽然各国电力市场自由化工作都顺利开展，但欧洲大陆统一电力市场建设方面却进展缓慢。到 20 世纪 90 年代末，人们逐渐清晰地意识到，欧洲必须进一步协调各国的市场设计，促进市场一体化进程。2004 年，欧盟委员会制定了一系列提案，为欧洲电力市场“目标模型”的形成起到了支持作用。该目标模型旨在通过采用一套通用规则和电网导则来逐步实现市场整合。2009 年，“第三次能源改革法案”针对欧洲能源市场制定了一套通用规则流程，由此迈出了决定性的一步。该法案要求将电网与发电和供电部门拆分开来，明确了设立负责管理第三方接入电网的国家级独立能源监管机构的义务。此外，该法案还确定成立能源监管机构合作署 (ACER) 和欧洲输电系统运营商网络 (ENTSO-E)，从而促进各国电力市场和各国电网的欧洲一体化。ACER 和 ENTSO-E 还被委任负责制定通用电网导则，包含以下方面的详细规则：1) 发电资产并网；2) 互联容量计算与分配；3) 阻塞、危机和停电管理时的系统运行；4) 为远期、日前、日内、实时电力市场运作提供便利。

“市场耦合”机制的实施是迈向欧盟市场一体化的重要一步，允许能源交易商通过能源投标参与电网容量隐式拍卖，而不是在两次单独的拍卖中竞标。在耦合的国家市场上，国家输电系统运营商 (TSO) 确定次日互联通道可用容量。国家电力交易所使用该可用容量数据及相关国家市场内的卖方 (和买方) 提交的所有报价作为输入进行通用价格计算。然后，该算法可忽略国家界限，以互联容量为边界条件，调度成本最低的发电商。

3. 以协调公共政策目标规划和竞争市场为目的的国家市场混合化

在欧盟电力市场逐渐实现一体化的同时，在 21 世纪初的十年，欧盟制定了环境脱碳目标，同时再次出现了对供应安全和竞争力的担忧。在这种新的政策背景下，欧洲迎来了深刻转变。最终目标不再是建立一个有竞争力的内部电力市场，而是旨在服务于其他政策目标，即确保向欧洲公民提供可靠且负担得起的能源供应，同时致力于能源部门的长期脱碳。

具体而言，在这些新政策目标的影响下，政策制定者采取一系列非协同的国家政策措施来干预电力市场。这些干预措施阻碍了市场一体化的进一步发展。由此，整个欧洲都在探索一系列新的市场设计方法。大多数欧洲国家进行公共干预的主要动机受以下三个因素驱动：

- 需要克服对重组的发电能力投资起到削弱作用的、可察觉到的市场失灵现象，以满足不断增长负荷需求，维持供电安全；
- 通过支持清洁或低碳技术确定部分发电组合；
- 进行系统规划，以优化发电和输电系统的发展。

尽管欧洲国家在市场改革和国家干预措施方面存在差异，但基于相同基本原则的新市场模式似乎无处不在。该模式的特点是分两步竞争，首先是长期合约招标形式的“市场化竞争”（即新发电容量投资竞标），然后是基于现有批发市场整合的“市场内部竞争”（即旨在组织有效的系统运作）。

第一步的市场化竞争通常涉及基于技术和基础设施指示性规划流程的国家或（在理想的未来）地区及欧洲层面的长期合约招标。长期承诺有助于促进低碳发电以及储能资源和其他灵活性资源的投资与融资。这些长期合约和拍卖过程涉及不同产品，具体取决于当地电力系统的需求。目前欧洲各地采用的方法多种多样。一个关键的问题在于确保这些合约的设计能够最大限度地减少市场上的扭曲现象。

展望未来，可能会出现一种新的欧洲混合目标市场模型，该模型将能够协调不同的合约类型及其与短期市场的连接。这种新电力批发市场模型被称作“混合模型”，能够将公共规划和公共政策的形式与竞争流程的强大作用结合起来，不仅可以通过招标引导有效的投资决策，还可以通过能源市场的整合来引导系统运行。

第 12 章 供应侧新技术

尼尔斯·梅 (Nils May)、卡斯滕·纽霍夫 (Karsten Neuhoff)

基于可再生能源的各类新技术正在彻底改变电力供应。这些技术正在加速替代产生温室气体排放进而驱动气候变化的传统火电厂，并且可降低对进口化石燃料的依赖。本章主要探讨：1) 新技术组合；2) 决定新技术部署的经济和监管因素；3) 系统友好型设计如何实现高比例可再生能源发电。

1. 对新技术组合的评估

不同可再生能源技术的角色演变由其当前和预计成本、资源和能源潜力，及其正负面的外部属性决定。风能和太阳能是最有前景的能源。水电、传统生物质发电和垃圾发电等传统可再生能源在全球范围内继续发挥着重要的作用，但与新一代的可再生能源技术相比，其增长潜力有限，限制了这些能源的实用性。过去几十年中，风能和太阳能发电成本大幅下降，已成为电力系统脱碳的核心技术。例如，根据国际能源署的“新政策情景”，预计风能和太阳能发电装机将增加 9 倍。

生物质能也具有优势属性，尤其是具有可调度性，更容易与围绕火力发电厂建立的电力系统整合。然而，生物质能对于航空和货运领域使用价值更高，可以作为化学原料使用，而且易于储存以满足分散性和季节性的能源需求（如供暖）。考虑到可持续生物质能的潜力有限，生物质能在电力部门的部署潜力仍然有限。

其他可再生能源技术具有非常有趣的特点，但更多受其资源潜力或技术和经济发展阶段的限制。地热能在供暖方面的潜力比其在发电方面的潜力更大，地热发电仅限于特定地点。而潮汐能虽然也具有提供可靠发电的潜力，但其依赖于特定的局部拓扑结构，并且涉及大量工程类型的投资，成本下降的潜力有限，因此，潮汐能不具备满足大量电力需求的资源潜力。波浪能虽然原则上具有很大的资源潜力，但仍处于技术的早期阶段，还有诸多技术挑战有待克服，其经济可行性也有待验证。

2. 可再生能源技术的经济性

可再生能源的成本下降极大地提高了可再生能源相对于传统技术的竞争力，并且一直在改变可再生能源的获利机制。之所以最初给予可再生能源发电政策支持，是因为其不会产生温室气体排放，并且各国都出台了活跃的产业政策（比如建立本国的风电和太阳能产业）并且希望借此能够支持产业的学习积累。由于煤电、气电和核电的负外部性（如，温室气体排放、进口依赖和核废料）没有反映在各自的价格中，因此就更有理由为可再生能源提供这种政策支持。

如今，即使环境和安全的外部性未计算在内，风能和太阳能投资往往低于传统火电的新增投资。随着可再生能源价格的下降和碳价的上升，这表明风能和太阳能已经具有竞争力，并且火力发电厂投资的经济可持续性。目前，可再生能源私人投资的经济可行性主要取决于可再生能源项目与传统火电项目相比的相对融资成本。相对融资成本在很大程度上由电力市场的设计、电网的发展、已出台的环境政策和现行报酬机制等监管因素决定。因此，尽管加速向可再生能源技术组合转变会带来社

会效益，但如果政府无法通过市场设计和报酬机制来解决这些监管风险，实现这些效益的投资选择仍然可能受到阻碍。

3. 系统友好型可再生能源的部署

风能和太阳能发电厂的发电出力是间歇性的，因此，在灵活性有限、风能和太阳能发电容量占很大比重的电力系统中，当风能或太阳能资源丰富时，电价相对较低，反之则电价相对较高。在北半球，风能和太阳能通常具有互补性，例如，风电主要集中在秋季和冬季，而太阳能光伏发电主要集中在春季和夏季。而在一天之中，晚上是风力最强的时段，而太阳只在白天照耀。这些互补性说明了可再生能源技术组合的优势。当任何一项技术的潜力有限时，多种技术组合也能带来长期回报。

除了对可再生能源技术进行组合，还有许多方法可应对间歇性的问题。采用系统友好型风能和太阳能发电厂的设计和位置部署，可将其发电生产转到供电量较少的时段。为了降低与其它太阳能电池板发电出力的相关性，本章讨论了太阳能电池板东、西朝向而不是朝南（在北半球）的情况。这牺牲了部分可实现的发电出力（以兆瓦时（MWh）为单位），旨在为其发电量换取更高的市场价值。市场设计可以支持传统电厂的灵活升级，并促进地区和国家之间的电力交易。需求侧管理可以根据电价调整需求，在价格高时减少需求或转移需求。储能（如，通过蓄电池或抽水蓄能电站）可将电力从供应相对较高的时段转移到较低的时段。当允许系统运营商限制少量的可再生能源发电时，所需的储能水平并不是非常高。

第 13 章 需求侧新技术

菲雷顿·萧山西 (Fereidoon Sioshansi)

电力需求侧历来被视为是被动的和缺乏弹性的，消费者从他们所接入的电网中获取电力满足其所有需求，并支付包含所有服务板块（即，发电、输电、配电和零售服务）的捆绑式监管电价。目前这种情况正在被打破，因为许多消费者正在成为产消者甚至是产消储合一者。需求侧新技术和需求侧聚集商促成了这种转型，这对电力行业有重大影响。

1. 消费者和需求侧何以并且如何发生变化

在过去，每个用户都依赖其所接入的电网获取所有电力服务，包括发电、输电和供电，以及计量和计费和其它服务，通常由一个统一的、受监管的垂直一体化垄断企业提供。用户主要通过受监管的批量电价支付这种“捆绑”服务的费用。在这种“买方 - 卖方”的关系中，买方被视为是需求没有弹性的被动消费者。卖方对电表上游的基础设施进行充分投资以满足客户需求。

这种布局在世界各地许多地方的国有和垂直一体化公用事业实体中仍然流行，在行业集中、火电占比较大、且电能单向流向终端消费者的情况下，这种布局的管理和运行非常方便且简单，可以带来足够的收入来收回固定及可变成本，并为电表上游的基础设施和运营提供资金。几乎没有技术和激励措施将需求从一个时段转到另一个时段，用户几乎没有选择，只能以监管机构和 / 或政府规定的电价从电网购买电力。

随着一些用户可以选择生产自身所消费的部分或大部分电力（成为产消者）和 / 或生产和存储部分发电量（成为产消储合一者），这种模式正在逐渐发生改变。这两者的出现之所以成为可能，前者主要是由于屋顶太阳能光伏发电成本下降，后者则是因为储能成本下降，不仅是电池成本，水箱、电动汽车等的成本均有所下降。

例如，澳大利亚目前有 300 多万消费者安装了屋顶太阳能电池板，预计到 2030 年这一数字将翻倍（关于澳大利亚电力市场的更多信息，见第 9 章）。在美国，产消者的数量现已超过 230 万，德国也接近这一数量。需求侧的下一个发展趋势将是发展分布式储能。加利福尼亚州已经有超过 100 万辆电动汽车，然而这些电动汽车的储能仅仅局限在车轮上。

2. 新型中介机构如何促成用户和需求的转型

电器设备的数字化使得其越来越多地通过互联网连接和寻址，因此可以对用户需求进行监测和管理。这导致了智能中介机构的出现，他们使用复杂的软件（如，人工智能和机器学习）根据批发价格、输电或配电网的拥堵情况以及可变零售价格等，对大量的用户负荷组合进行聚合和优化，这在许多改制重组后的电力系统中越来越普遍。

中介机构和电力需求聚合服务商存在的意义在于，他们使消费者、产消者和产消储合一者可以轻松

地成为电力市场的积极参与者，例如通过向电网提供（而不是购买）产品和服务。虚拟电厂和数字平台由此兴起，它们可以用于电力交易，管理配电网的拥堵，或是使用电动汽车中存储的电量来满足尖峰需求，以及为用户提供其以往无法获得的多种其他选择。

3. 用户和需求转型的影响

新的需求侧技术和智能中介机构推动着被动消费者向主动参与者转型，这具有深远影响。例如，在南澳大利亚，在许多阳光明媚和 / 或大风的天气里，全部电力需求通过可再生资源来满足，其中大部分由分布式屋顶太阳能电池板实现。在这些时段里，批发价格大幅下降，太阳落山后价格再次上涨。而加利福尼亚州，预计到 2030 年将部署 750 万辆电动汽车，这将提供巨大的储能潜力，晴天可以吸收大部分富余的太阳能发电量，日落后再将这些电量回馈电网。

随着分布式发电与储能配套部署的成本不断下降，这些目前集中在少数国家的电表后端技术预计将会扩展到世界各地。重要的是，这些发展不仅能使用户成为市场的积极参与者，如果管理得当，还将使电网运营商在将来日益由可变发电主导的环境下，可以更轻松地对电力系统进行管理。

消费者转型的诸多好处之一在于许多人将成为弹性消费者，能够根据价格信号和激励措施提供需求灵活性。这些变化将引发新一波令人兴奋的可能变化，包括虚拟电厂的兴起、电力和服务交易的电子平台的扩散，以及智能聚合、协调及中介服务商时代的到来。所有这些都将使数以百万计的消费者能够轻松地在电力市场的供需平衡方面发挥积极作用。

第 14 章 促进电力行业脱碳的工具和政策

凯瑟琳·克利里 (Kathryne Cleary)、卡罗琳·费舍尔 (Carolyn Fischer)、
凯伦·帕尔默 (Karen Palmer)

发电行业历来主要依赖燃烧化石燃料，随着全球气候变化带来的威胁日益加剧，多国政府都在寻求实现发电领域脱碳。对于整个经济系统的脱碳而言，发电领域碳减排不仅被认为是“唾手可得的成果”，而且还可以有助于其他领域的深度减排，因为运输和建筑行业都在追求电气化转型。本章探讨了世界各地为实现发电行业脱碳目前正在采用和正在考虑的各种政策机制。

1. 基于价格的机制

与灵活性相对较低的基于监管或技术的定价政策相比，基于市场的定价政策在减排方面通常更具成本效益，并且已在全球范围内成功应用。碳定价的实施可以通过建立碳排放限额交易机制或采用碳税的方式，以及设定明确排放强度标准的“可交易绩效标准市场” (TPS)。市场机制也可用于实现各种技术组合目标，包括清洁能源标准和可再生能源发电配额制 (RPS)。

直接针对碳源定价的政策能够最大程度地利用减排机会，包括通过鼓励使用效率更高、污染更少的资源，以及降低整体用电量的方式。碳税和碳排放限额交易机制涉及不同的设计选择，例如，确定严格程度、分配收入或允许替代性合规选项。但如果排放定价等于碳排放造成的边际损害，则理论上这些选择可以达到同等的效率结果。世界各地已有 64 个正在运行的碳定价工具，碳税和排放交易计划各占一半，相当平均。

可交易绩效标准 (TPS) 要求电力部门满足特定的排放绩效要求或强度目标，这在许多情况下都具有成本效益，因为各发电厂或电力零售商之间的信用交易可以根据边际利润调整激励措施，从而减少排放。然而可交易绩效标准并不像直接的碳定价那样有效，因为基准信用配额是对发电的一种隐性补贴。通过减少平均隐含碳成本向电价转嫁，价格信号不太可能鼓励将节能作为避免排放的手段。一些系统 (比如，刚刚起步的中国排放交易机制) 也对基准进行了区分，即，对高排放源设定了更高的强度目标。虽然这种区分可以缓解一些分配方面的担忧，但也会带来额外的效率成本，因为对高排放源“事实上的”补贴越慷慨，就越会阻碍通过更换燃料的方式来实现减排。

基于配额的政策 (比如，清洁电力标准和可再生能源发电配额标准) 要求有一定比例的电力销售或发电量是无碳或低碳的，或是来自某清洁技术。虽然这些政策可有效减少排放，但与直接碳定价相比，这些政策效率较低，因为这些政策不包含某些低成本的减排激励措施，比如降低化石燃料电源的排放强度、减少能源使用，或是采用低碳发电替代方案等，虽然更便宜，但不符合此类政策的信用标准。

当考虑排放泄漏问题时，可交易标准或其它形式的基于产出的排放收入退税等政策可以成为一个鼓励政策覆盖区域发电的有用工具，从而抑制从不受监管地区增加电力进口。加利福尼亚州使用的另一种机制是碳边境调整，针对进口电力的相关排放实行碳定价。这种方法可以将碳价格信号更充分地传递给终端用户。

2. 基于特定技术的机制

其它针对特定技术的政策已在世界许多地方得以运用，尤其是在这些技术尚处在刚刚起步、未成熟的发展阶段。此类政策包括可再生能源支持性目标或逐步淘汰燃烧煤炭等化石燃料的碳密集型技术的相关政策。

以技术为重点的政策在促进可再生能源发展方面颇受欢迎。在全世界范围内被广泛采用的一项可再生能源促进政策是上网电价（FiT），该政策为太阳能和风能等可再生能源的度电发电量提供有保障的补贴。虽然上网电价的支出成本很高，但有证据显示，这种价格保障能够促进非化石能源消费。如今，拍卖在设定支持价格水平方面正在成为一种有效手段。美国许多州都制定了可再生能源发电配额制（RPS）计划，而联邦政府还为风能和太阳能发电提供税收减免。

全球各国关于核电的政策各不相同。在有些地方，核电因其无碳属性而获得财政支持；而还有些地方，出于对设施和乏燃料安全的担忧，正在有目的地逐步淘汰核电。例如，美国有几个州以零排放信用额度的形式为并不经济的核电站提供支持，而德国和瑞士则出于安全考虑选择逐步淘汰核电。

一般来说，与碳定价或基于绩效的政策相比，针对具体技术的政策（而不是针对与使用这些技术相关的结果，比如减排效果）在减排方面成本更高。

3. 能效

虽然某些政策（如，碳定价）的确为减少能源消费提供了激励措施，但许多其他政策并非如此；支持特定技术的政策甚至可以通过降低电价来鼓励消费。此外，研究表明，由于多种原因，家庭和企业往往在能效措施方面的投资不足，因此无法以具有成本效益的方式实现节能。具有成本效益的节能有助于降低消费者的能源服务成本，同时减少总排放量。为了减少能源相关排放，解决节能增效方案采用方面的市场失灵问题，许多行政辖区设定了具体的能耗目标，并实施了促进节能增效的具体措施。这些措施包括设定了最低绩效水平要求的建筑规范和设备标准。在欧洲和美国几个州盛行的另一项政策是能效资源标准，该政策与可再生能源发电配额制（RPS）一样，要求公用事业公司达到一定的最低节电比例，并且可以为未被消费的每兆瓦时（MWh）电量提供信用交易。

此外还有一些针对家庭和其他企业的其他措施，包括对节能设备的补贴、信息宣传和能效标签，以及行为助推，比如家庭能源报告，其利用行为经济学的见解来改变消费者在能源使用方面的选择。

4. 政策的相互影响

本章所描述的政策效果通常是基于独立研究，但各行政辖区很少单独引入这些政策中的任何一项。多项政策协同实施是否能够带来额外的减排效果或是提高经济效率，更多取决于政策设计（特别是政策设计是依赖于固定价格还是市场价格）以及这些政策是否还针对环境以外的市场失灵问题。

例如，由于“水床效应”，将可再生能源激励与碳排放限额交易机制相结合并不会产生额外的减排效果。由于可再生能源的发展减少了对排放配额的需求，因此市场会降低碳价格以进行响应，这减少了通过其它方式减少排放的动力。相比之下，通过征收碳税，额外的可再生能源激励可以产生额外的减排效果，因为碳价格不会因市场条件而改变。

即使相互影响的政策不会产生额外的减排效果，但如果能解决不同的市场失灵问题则仍然可以带来社会价值。例如，如果市场未能提供高效的创新水平，那么针对这一失效问题的政策可以与排放限额共同作用，提供额外的社会价值。

需要谨慎分析各类政策的相互影响，因为它们可能会产生意想不到的效果，比如，增加社会成本。但如果能够精心设计和引入这里所描述的政策组合，可以首先降低新兴技术的成本，继而有助于引入并逐步提高稳健的碳价格，从而造福社会。

第 15 章 供需变化： 高比例可再生能源系统的新电力经济学

理查德·格林 (Richard Green)

电力需求总是随着季节和昼夜的更替而发生周期性变化。化石燃料发电和水电能够调整发电出力，以满足电力需求。我们需要风能和太阳能发电来实现二氧化碳减排，但这些电源的发电能力受到天气条件限制，进而引发了下列问题。第一，这将如何改变价格模式及价格水平？第二，系统运营商必须采取哪些措施以确保电网的平稳运行？第三，储能的增长如何影响定价方式？

1. 可再生能源如何影响定价

电力批发市场建立的基础是供需模型，其中，需求量随时间变化而变化，对价格并不十分敏感。仅有少数电力消费者支付的零售价格随批发价格变化而变化，因此，大多数电力消费者没有理由在批发价格上涨时减少用电需求。在供应方面，现有发电厂在短期内变化不大，但它们只有当价格足够合算的情况下才会发电。当需求较低时，可通过可变成本较低的电站来满足需求，价格也相对较低。随着需求量增加，则需要由可变成本较高的电站来满足，价格也会随之上涨。本手册第 3 章和第 4 章说明了只要有合适的装机容量，如何借助高峰时段的最高价格让所有发电机组都能收回全部成本。

风力和太阳能发电机组并非随时可用；光伏板夜间不能发电，而风机的发电量则随风速发生很大变化，这意味着当前的电力供应曲线随时间变化而变化，可能与需求无关。在光伏发电装机较高的国家，中午的电价相对较低，而随着太阳下山需求上涨，价格也会大幅上升。

这可能会影响到不同发电厂获得的度电平均收入。大多数核电站的出力始终不变，因而其收入非常接近时间加权平均价格（该价格通过将全年所有小时的价格相加然后除以 8760 计算得出）。化石燃料发电厂在电价较高时会多发电，因此其发电量加权价格高于时间加权平均价格。由于可再生能源发电机组通常也在类似时间发电并且会降低市场价格，因而其度电收益往往低于时间加权平均价格。

这是一个长期效应，意味着在没有政府支持的情况下，平准化发电成本若与市场价格相等（即所谓的“电网平价”）可能无法为风能或太阳能发电商提供足够的收入。这种效应与“优先顺序效应”不同，后者是增加市场上的可再生能源发电容量、使平均价格下降直至其他发电机组调整容量以做出补偿所带来的短期效应（如果电力供应的增长速度快于需求增长，市场上几乎总会出现低价格）。

2. 系统运营商必须采取哪些措施确保电网的平稳运行

电力行业刚起步时，发电厂必须建在离消费者很近的地方。但是，在实现远距离输电之后，便开启了对发电部门规模经济的开发。随着大量消费者和发电厂接入同一个电网，个体用电需求变化或发电厂可用性的重要性也随之下降。

远距离输电使得发电厂可以建在最适合的地点，如靠近燃料来源。由于可再生能源发电机组的出力取决于太阳和风资源的强度，而强度最高的地方往往处于距离大多数消费者较远的地点。建造新的输电线路如果必须咨询沿线居民的意见，则可能需要花费很长时间。如果一个地区的可再生能源发电量超出了其输电系统的承载能力，则其中一部分电量将无法被使用。设定区域电价或节点电价而非单一市场价格有助于发出不同地点电力的价值信号。

为保持电力系统的稳定性，运营商需要确保始终有一定的备用电厂，且能够快速增加出力，以响应故障或需求变化。如果可再生能源发电量比其他电源更具可变性，则需要更多的容量储备，从而增加成本。化石燃料、水力和核能发电的旋转涡轮机提供的“自有惯性”减慢了故障发生后系统频率下降或增加的速度。如果可用惯性太小，系统运营商在频率变得过低或过高之前可能没有多少时间来处理问题。由于风能和太阳能光伏发电机组没有惯性，这限制了其在某个系统中可提供的发电量比例。爱尔兰系统运营商有时也不得不为此放弃部分可再生能源发电量以减少其所需惯性，即使已经购买了快速反应储备容量。

3. 电能存储如何改变定价

电池是快速反应储备的良好来源。近年来，电池成本一直在急剧下降。因此，许多公司正在进行电网规模的电池储能系统投资。这些公司可以在高价和低价之间套利，在电价便宜时充电而在电价较高时放电。换句话说，当可再生能源发电量高于需求时，这些公司可以储存电量，并在可用发电量较少时释放电量。许多国家的抽水蓄能电站几十年来也一直在做同一件事，即在电价较低时将水抽至上层水库，而在电价较高时放水发电。在价格低的时候增加电力需求，价格高的时候便供应电力，由此可降低价格的波动性。

对于大多数发电商而言，电力的可变成本主要是燃料的购买成本（或者是更换发电燃料库存的成本，因为起重要作用的是当前成本而非历史成本）。水电机组的发电“燃料”当然是免费的，但是由于某个时间点使用的水以后将无法被再利用，因此这就产生了机会成本。在水电占比较高的北欧国家，这种机会成本被称作“水的价值”，这是价格的关键驱动因素。当水库蓄满水时，价格可能很低，但如果水资源缺乏的话，较高的价格会使得需求下降，反映了从其他电源获得更多发电份额的较高的边际成本。

水的定价经济学原理可扩展至可再充式储能领域，如电池。存储电量的价值反映了释放存储量时的支付价格。此外还必须考虑到充电成本。如果电池效率为 90%，则充电时使用的 10MWh 的成本必须低于预计从放电 9MWh 中获得的收入。换句话说，充电时的电价必须低于放电时电价的 90%。如果要收回电池的固定成本，有时差价必须更大。电能存储能够缓解因可再生能源发电量变化带来的某些价格波动，但不能完全消除这些波动现象。虽然电力市场设计的基本原理不受可再生能源发电兴起的影响，但对市场规则进行一些调整可能会有所帮助，对此本书第 16 章进行了讨论。

第 16 章 未来电力市场设计

迈克尔·G·波利特 (Michael G. Pollitt)

本章在前一章的基础上探讨了未来电力市场设计会面临的一些问题。为此，本章假设市场设计将不得不对间歇性可再生能源发电不断增加的问题，出于以下考虑：对化石燃料排放的担忧、可再生能源发电成本相对较低，以及日益灵活的电力需求，主要以电动汽车、电力供热和电能储存为特征。

1. 不断发展演变的电力系统

我们对欧洲、美国和中国三大电力市场的发展情况进行了探讨，这三大市场占 2016 年全球总用电量的 58% 以上。¹ 根据欧洲的能源和气候目标，到 2030 年，欧洲 55% 的电力需求将由可再生能源承担（见纽伯里 (Newbery) 等人，2018 年）。美国加利福尼亚、纽约和新英格兰各州也有类似的在电网中大规模接入可再生能源的大胆计划。² 中国减少当地空气污染和脱碳的宏伟目标也意味着将大幅增加可再生能源（和核能）的发电比例。³

这些市场的共同点是目前均为基于化石燃料的电力系统。美国和欧洲在设计电力批发市场时都考虑了化石燃料发电。第二章讨论了这种传统电力市场模式的发展演变，第三章详细介绍了对现有这类电力批发市场的研究现状。这几个章节在很大程度上借鉴了美国电力批发市场的丰富经验。随着中国（见第 21 章）首次尝试引入综合电力市场，关于引入何种市场设计一直处在争论之中，许多省份正在引入基于美国 PJM 模式的现货市场和基于欧洲电力交易所的合同市场相结合的形式。

2. 多种可能的设计模式

本章首先讨论了为何电力市场的设计如此困难，随后对基于由独立系统运营商 (ISO) 运行的集中式市场的 PJM 市场设计（详见第 7 章）与基于自我调度的欧洲市场设计进行了比较。接下来，本章还讨论了间歇性可再生能源和灵活性需求如何对当前市场设计构成压力考验。另外，本章讨论了监管机构关注的问题，以及这些问题与市场设计的关系，重点讨论了监管机构为何会有多个政策目标，其中包含期望对高（低）电价和价格歧视进行限制。在接下来的小节中，我们研究了企业和市场选择的本质特点，以及这些选择与未来市场设计的直接关系。在此需要指出的是，电力经济学家强调灵活的市场布局有利于实现福利的最大化，而电力工程师们则更倾向于机械化的定价策略。后者的布局模式往往对电力生产商更有利（他们可以更好地理解如何盈利）。最后，我们借鉴了互联网管理的理念，讨论了与当前市场设计完全不同的新的潜在市场布局模式，以及将当前市场设计的要素与完全不同的布局相结合的混合布局模式。

1 数据来源：国际能源署 (IEA) 《电力信息 2018 (Electricity Information 2018)》（经济合作与发展组织成员国欧洲国家、美国和中国）。

2 加利福尼亚州、纽约州和康涅狄格州的可再生能源发电目标是到 2030 年可再生能源发电占比将分别达到 50%、70% 和 48%（例如，参见：<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38492>）。

3 2018 年，中国国家发展和改革委员会提议在 2030 年将整个经济领域的可再生能源总量提高到 35%（欧盟为 32.5%）（参见：<https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-09-26/china-sets-out-new-clean-energy-goals-penalties-in-revised-plan>）。

3. 两种观点

正如前面指出的那样，电气工程师普遍认为未来的电力市场应更多使用分时电价和节点价格信号（沿用施韦佩（Schweppe）等人的观点，1988年），因为间歇性可再生能源和灵活性需求的性质意味着更明确地发出系统潜在成本的信号具有更大的价值。他们的想法是，此类价格信号在下列情况下将更为必要：消费者可改变其储能设备和电动汽车的充电时间和充电地点；电力市场的投资者可选择其分布式发电厂的位置；电网公司面临着分散运营的压力，并尽可能将某些电网功能外包，（见美国电力研究院（EPRI），2015年；麻省理工学院（MIT），2016年）。

根据经济学家罗纳德·科斯（Ronald Coase）20世纪30年代所阐述的理论，今天的经济学家需要解释的是，这种对未来现货市场的看法多么极端。目前，大多数产品定价都很简单，用户期望产品的提供商能够管理其向不同用户提供产品的内部成本。只有在简单的广告信息、企业信任和感知的定价公平性等因素是企业定价政策的重要考虑因素的条件下，某些类型的价格歧视是可以接受和值得实行的。这并不是说，电力系统部分服务的提供商不能采用随时间和空间而变化的价格，但是让各方均采用这类价格的机会十分有限。主张采用这种现货市场的工程师并未认真考虑市场力与市场之间的实际联系情况。如第二章和第三章所详细讨论的，市场力在电力系统中普遍存在，这也是引入监管的最初动因之一。在有市场分化的情况下，市场力往往会增强。这可以通过不同的方式进行应对。一种方法是将生产引入市场内部，并对整体活动进行监管；另一种方法是建立广泛的区域市场，抑制节点定价。最后，根据次优理论，没有理由认为，能源、非能源辅助服务和电网投资等不受监管市场上的相关活动累加起来就会达到社会最优。事实上，只有在极端条件下，一般均衡才会整体有效。

参考文献

1. Coase, R. H. (1937), 'The Nature of the Firm', *Economica*, 4 (16), 386-405.
2. ENTSO-E (2018), *Electricity Balancing in Europe*, Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity.
3. EPRI (2015), *The Integrated Grid - A Benefit-Cost Framework*, Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.
4. MIT (2016), *Utility of the Future*, Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology.
5. Newbery, D., M. G. Pollitt, R. A. Ritz and W. Strielkowski (2018), 'Market design for a high-renewables European electricity system', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91 (August), 695-707.
6. Schweppe, F. C., Caramanis, M.C., Tabors, R. D. and R. E. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*, New York: Springer.

第 17 章 电力行业的新商业模式

让·米歇尔·格拉尚 (Jean-Michel Glachant)¹

自 2010 年左右，电力行业进入了一个革命性的新阶段。这种革命性就如同 20 年前引入燃气轮机联合循环 (CCGT) 和建立开放的电力市场时一样。与上一次革命一样，这场新革命的特征是部署新的发电资产（主要是间歇性和分布式可再生能源，如风电和太阳能光伏发电），以及随着电力生产、消费及贸易数字化的不断发展而形成的新交易框架。在这种背景下，我们可以改变现有的商业模式，发明、测试并应用新的商业模式。这些新模式与发电结构绿色化相关的新资产以及数字化所带来的新产品特性相关联。因此，要顺应电力行业商业模式的革新，简单来说应首先跟踪正在部署的新资产并且培育这些新资产的收入流，然后跟踪数字化为目标客户带来的新产品特性。电网正在经历这两方面的重大变革，因此输电和配电部门也必须重塑其商业模式，但由于这两个部门均受到监管，因而无法自由地重塑商业模式。

1. 绿色电力新资产及新收入流

风能、太阳能等可再生能源适合发展分布式发电 (DG)，同时使得部署小型发电机组成为了可能，这为向包括地方主管部门、社区和个人在内的新型投资者开放电力市场提供了机会。然而，这些资产的成本结构（主要是预先支付的固定资本成本）及其出力的间歇性特性使人们对此类投资的可行性提出了质疑。就此，人们设计了以下公共政策：由于渴望为能源行业脱碳提供支持，政策制定者倾向于通过提供有保证的收入流实施监管，如上网电价、可再生能源配额标准或净计量（见第 14 章）。在这些发电技术及其设备制造经历十多年的改进之后，如今已有几个“公共事业规模”的纯商业项目投入建设，而其他投资者则依旧愿意签署长期合约来确保自己的收入，不管是通过签署纯私人的双边或多边电力采购协议 (PPA)，还是以公私合作伙伴 (PPP) 的形式与公共实体签署差价合约 (CfD)。与此同时，“上网电价补贴”向“上网电价溢价补贴”的转变加快了投资者的专业化进程，其目前必须能够在开放的批发市场上实现收入的最大化。

尽管如此，可再生能源行业是一个极其多元化的行业。即便是单一的可再生能源种类，比如太阳能，其发电资产也千差万别，比如几千瓦的屋顶光伏装置（约占 2020 年全球太阳能发电装机容量的 40%）、1-5MW 的小型公用事业规模装置、30-50MW 的大型公用事业规模机组，甚至是 950MW 的大型光热发电厂（如迪拜 Noor Energy 1 项目）。美国加利福尼亚州和德国目前都形成了屋顶光伏的大众市场。在澳大利亚，有三分之一的家庭安装了屋顶太阳能电池板。风电领域也存在这种类似的多元性。风机的容量可以小至 500kW 或 2MW，使得小型市场参与者及本地市场参与者均可进入市场（包括消费者合作社）；然而，公用事业规模的陆上风电项目的装机容量可能高达 500MW 甚至 1GW。在海上风电领域，仅有少数“可再生能源超级巨头”占据主导地位，未来几年的目标投资组合在 35GW 至 100GW 之间。这些巨头主要是欧洲企业，他们拥有建设 700MW 至 4GW 的大型海上风电场所需的资源。虽然海上风电的容量系数可能保持在 20% 至 30% 之间，但近期海上风电项目的目标是到 2030 年将容量系数提升至 60%。

2. 针对目标客户的新产品特性

电力行业的传统是由少数拥有重资产负债表的市场参与者来开展大规模、长寿命的实物资产投资。

¹ 作者在此感谢 Nicolò Rossetto 提出的有益评论与宝贵建议。

如今，电力行业正朝着相反的方向发展。众多轻资产参与者（通常是该行业的新手）正在崛起，针对目标客户提供有特性的服务。目前有很多这样的例子，例如聚合服务商以及分布式能源数字化管理平台。这些新的市场参与者正在彻底改变电力行业，并且沿着以下三条不同的路径发展。

第一条路径是激活终端能源需求，创造可通过新型中间商（聚合服务商）回售给电力批发市场的产品，聚合服务商的做法与传统能源零售商的做法基本相反。第二条路径是设立新型交易场所，实现“零售规模”的卖方和买方之间的直接交易。该路径可在一种新型中介机构的支持下开展，即，数字平台。如果此类中介机构对直接贸易的控制有限，则会为“点对点”交易奠定基础。第三条路径是零售规模的市场主体对发电资产、储能和可控能耗管理设备进行投资。这种情况为电力交易协调和管理创造了一个全新的空间，其中，“产消者”和“产消储合一者”占据主导地位。这种空间通常被称作“电表后端”，因为其作为电力行业传统关键决策者的电力共用事业公司和监管机构明显分离甚至是完全独立的。这一新的电表后端领域也可能催生以专业方式管理互联资产（比如电动汽车和自发电建筑）的新企业。同样，还可能存在帮助产消者优化管理其私人资产的服务公司。

3. 新资产与新产品特性之间：受监管的电网面临的挑战

受监管的电网的确面临挑战，因为其可能深陷在上游的“绿色革命”和下游的“数字平台”或“电表后端”革命之间。

鉴于欧洲计划到 2050 年实现 300GW 的海上风电装机容量目标，那么应如何筹划和组织海上电网？英国正在为海上风电开发商提供同时成为海上电网开发商的机会。一旦这些新输电网络建成，英国即打算将其拍卖给愿意作为海上输电设施运营商（OFTO）对该网络实施管理的其他投资者。

产消者和自发电机组可能会使配电网的收入蒙受损失，按容量收费和净计量则会对成熟的受监管企业构成“死亡谷”威胁。面对新一代独立储能及电动汽车的动态用能特点，受监管的电网失去了其一直以来作为获取能源和电力的重要设施而享有的垄断权力。例如，受监管的电网企业及其监管机构就电价和接入规则等做出的决定不再是消费者必须遵循的最终选择，而是变成了形形色色的激励措施的一部分。基于这些激励措施，产消者和产消储合一者可以通过新的投资或行为来做出回应。

在地球的另一边，纽约的监管机构希望引领一场数字化小额交易场所的革命。该机构于 2015 年声称“分布式系统平台”是能源交易的未来。但是七年后，事实证明，要绕过“人人可享受的、确保支付得起的有益商品”的这一政治经济传统非常困难。然而，科罗拉多州的一家合作社全面实施了“动态能源交易”系统，该系统实现了个人消费、需求响应、本地存储、自发电和电动汽车的综合优化。它可以理解为直接管理个人行为及关系的“谷歌 - 亚马逊型公用事业公司”，也可理解为负责自身能源转型的自愿型智能个人社区。

第 18 章 交通电气化：问题与机遇

宾利·C·克林顿 (Bentley C. Clinton)、克里斯托弗·R·尼特尔 (Christopher R. Knittel)、
康斯坦丁诺斯·梅塔克奥格鲁 (Konstantinos Metaxoglou)

本章研究交通运输工具电气化的全球影响。分析内容涵盖一系列主题，包括对车辆成本的考虑、基础设施问题、排放后果以及电气化对燃料税收的潜在影响。此外，我们还讨论了电气化前沿的一些领域，特别关注电气化在中型和重型运输行业以及共享汽车和自动驾驶汽车中的作用。

2017 年至 2018 年间，全球电动汽车 (EV) 保有量增长了 65%，达到约 500 万辆 (国际能源署，2019b)。电动汽车车队规模不断扩大，代表着能源需求正在从现有的液体运输燃料供应网络向电力系统发生潜在的巨大转变。据国际能源署估计，这一转变可能使石油需求每天减少 250 万至 430 万桶，并且使电力需求增加 640 至 1110TWh (国际能源署，2019a)。这种转变要求汽车消费者和生产商都需要对现状做出重大调整。本章对全球轻型汽车 (LDV) 生态系统进行了评估，并重点探讨了随着电力越来越多作为运输燃料可能带来的问题和挑战。

我们的评估特别关注车辆保有量、燃料市场和基础加油设施的变化趋势，然后再对市场动态进行研究，并对广泛的交通运输部门电气化的催化因素和后果进行了分析，围绕以下三个方面：1) 对车辆成本因素进行比较，并对石油价格与电池价格之间盈亏平衡成本关系进行了调查；2) 对轻型汽车 (LDV) 电气化在一系列情景下对能源需求的影响进行了近似分析；3) 对目前因电动汽车所造成的燃油税收收入减少情况进行评估。此外，我们还讨论了电动汽车在避免内燃机汽车 (ICEV) 排放方面的优势，最后对中型和重型货物运输等其它交通运输领域的电气化以及电动汽车在共享汽车和自动驾驶汽车网络中可能发挥的作用进行了一些思考。

1. 盈亏平衡成本

我们基于科弗特 (Covert)、格林斯通 (Greenstone) 和克尼特尔 (Knittel) (2016 年) 的分析，对一系列电池成本对应的石油盈亏平衡价格进行了计算。我们采用历史数据，将每月的原油价格映射到美国的汽油价格，并将得到的参数应用到内燃机汽车和电动汽车的运营成本模型中。计算结果如图 1 所示。实线下方代表在原油价格和电池价格的对比中，内燃机汽车的运营成本低于电动汽车，而实线上方则意味着相反的关系。首先，原油价格和电池成本之间的关系接近于 1:1 的映射关系；这对电动汽车来说并不是好事。按照目前的电池价格 (约 160 美元 / 千瓦时)，油价需要超过 135 美元 / 桶，电动汽车才具备成本竞争力。我们针对不同情景 (包括征收碳排放税、纳入电动汽车车主节省下的维修费用等) 进行了这项计算。虽然这些情景确实能产生更有利的盈亏平衡成本，但按照目前的电池价格和石油价格，两者的对比仍然不利于电动汽车。我们接下来对分析进行了调整，将插电式混合动力汽车 (PHEV) 的情况也特别纳入考量范围 (见图 1 虚线)，得到了一个对这些车辆更有利的盈亏平衡情景，但需要提醒的是，这一结果对插电式混合动力汽车的基准假设条件非常敏感。¹

¹ 我们开发了一个在线工具，可供用户对这些假设条件进行修改，这也是我们分析研究的一部分。该工具可访问以下网站获取：<http://ceep.mit.edu/research/projects/WP-2020-010-tool>。

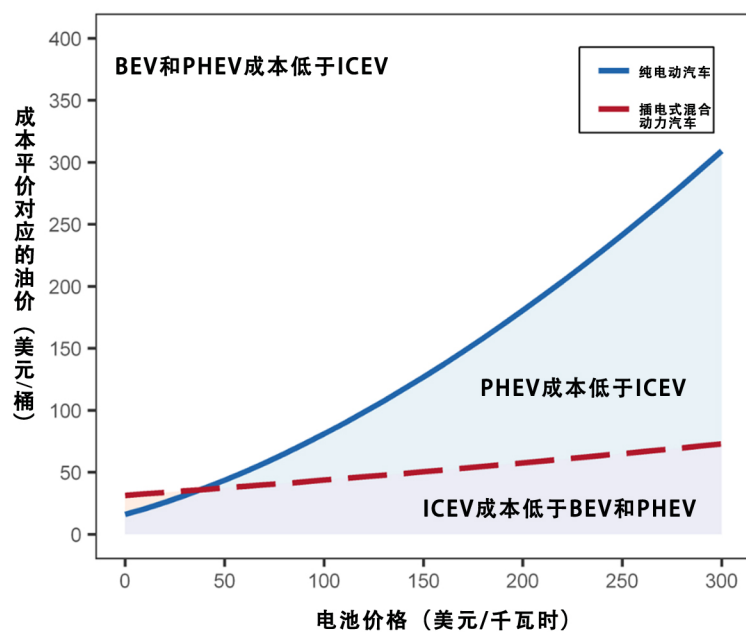


图 1. 纯电和插电混动汽车的成本平价边界

2. 能源需求的影响

我们将美国国家可再生能源实验室的 EVI-Pro 工具中电动汽车日内充电模式的现有模拟应用于电动汽车保有量和发电基础设施的公开数据，以阐明轻型汽车电气化对一组特定的电力系统的潜在影响（伍德（Wood）等人，2017 年）。² 我们对这些车辆的能源和电力需求进行评估后发现，目前电动汽车的普及水平对具有一定规模的电网影响有限，但是，电动汽车普及的预期增长，以及对高水平电气化或全面电气化的任何长期推动，都需要关键的电力市场参与者基于长远规划来采取行动。这些行动可能包括增加容量、扩建基础设施、引入削峰填谷方案（如智能充电）和对电动汽车车主推出相应的激励措施（如，分时电价费率）等。

3. 燃油税收入的减少

在其它条件不变的情况下，对液体运输燃料的依赖下降必然会使得燃料销售方面的税收收入减少。在电动汽车拥有量较高的情况下，此类收入缺口必须从其它来源来弥补。我们对多个国家市场的相关问题进行了探讨，并量化了其它替代性创收机制所需的规模。我们在戴维斯（Davis）和萨利（Sallee）（2019 年）方法的基础上进行扩充，并且考虑了燃料消费税、电动汽车规模、年行驶里程和内燃机汽车效率的横向变化，从而确定了放弃的税收收入。计算结果显示，电动汽车车主的电力消费税或年度消费将大大增加电动汽车车主当前的成本负担。虽然这可能会抑制电动汽车的普及率，但对这些措施的利弊权衡进行评估还需要更多信息；我们正在开展相关工作，以积极推进这种评估。

4. 结论

全面推进车辆电气化提供了一系列机遇，但同时也面临诸多挑战。本章对全球范围内的一些相关问题进行了研究。研究结果表明，电力在未来交通燃料组合中将处于何种地位，关键取决于电动汽车

² EVI-Pro 数据可访问以下网站获得：<https://maps.nrel.gov/cec>。

的成本竞争力、车型的可用性以及电力供应网络的前瞻性行动。在为实现轻型汽车的下一步电气化做准备时，利益相关方和政策制定者都需要考虑上述几个方面，并对交通基础设施投资的排放和税收影响加以考虑。

参考文献

1. Covert, T., M. Greenstone and C. R. Knittel (2016), 'Will We Ever Stop Using Fossil Fuels?', *Journal of Economic Perspectives*, 30 (1), 117–138.
2. Davis, L. W. and J. M. Sallee (2019), 'Should Electric Vehicle Drivers Pay a Mileage Tax?', *National Bureau of Economic Research Working Paper*, No. 26072, July.
3. IEA (2019a), 'Global EV Outlook 2019: Scaling-up the transition to electric mobility', International Energy Agency, Paris.
4. IEA (2019b), 'World Energy Outlook 2019', International Energy Agency, Paris.
5. Wood, E., C. Rames, M. Muratori, S. Raghavan and M. Melaina (2017), 'National Plug-In Electric Vehicle Infrastructure Analysis', US Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.

第 19 章 住宅和商业供暖的电气化

玛蒂尔德·法哈迪 (Mathilde Fajardy)、戴维·M·莱纳 (David M·Reiner)

供暖和制冷占全球终端能源消费的 54%，占全球二氧化碳排放量的 42%。¹ 由于建筑物供暖和制冷的排放具有高度分散的特点，与电力、运输等行业相比，供暖和制冷领域降低需求及相关减排的工作起步较晚。在建筑行业，供暖和制冷领域占到该行业能源需求的 58%。在过去的 20 年里，能效的显著提升对全球建筑面积增加 65% 起到了平衡作用，使得空间供暖和水暖的用能需求一直保持相对稳定。然而，鲜有人尝试评估这一需求是如何满足的。建筑物供暖仍很大程度上依赖化石燃料，总计造成了 30 亿吨二氧化碳的直接排放。此外，制冷需求的增长也造成了更多的排放：制冷的用能需求同期几乎增加了两倍，并且建筑物的间接二氧化碳排放量（包括电力碳足迹）从 48 亿吨增至 65 亿吨。

1. 电气化仍处在早期阶段

随着电网脱碳进程的日益深入，供暖电气化正在通过高效的家用和地区集中热泵来实现，为现有供暖系统提供了潜在的替代方案。目前仅有 11% 的建筑物的供暖需求实现了电气化，主要使用传统电加热器。可再生供暖替代方案的份额当前仅占 10%，包括热泵、太阳能供暖、生物质锅炉和可再生能源集中供暖及制冷网络等。虽然这些替代方案的销售额所占的比例在过去 20 年里有所增加，比如热泵销售额占比从 2% 增至 3%，可再生能源占比从 4% 增至 6%，但要实现全球脱碳的宏伟目标，还需要加快转型速度。

全球脱碳的各种预测情境均显示建筑行业的脱碳进程将会加速。在国际能源署到 2050 年实现 2°C 温升的加速转型情境中，建筑行业的直接和间接二氧化碳排放量将下降 88%。到 2050 年，住宅供暖需求预计将由生物能和太阳能供暖（占供暖装机容量的 85%）、热泵和天然气来满足，其中天然气仍将满足 15% 的供暖需求。虽然这些预测情境已然雄心勃勃，但要实现更为严格的整个经济领域的净零目标，需要进一步深入和加快建筑行业的变革。

2. 电气化面临的四个挑战

在这种背景下，本研究探讨了通过电气化实现建筑行业供暖脱碳过程中所面临的机遇和挑战，并且确定了四个关键挑战及相关的行动抓手，以释放电气化在供暖脱碳方面能够发挥的潜在作用。

在全球气温上升及新兴经济体人口增长的推动下，建筑领域的制冷量（以及对其他电力服务的需求量）在过去 20 年里明显增加。缓解这种需求增长的措施包括：（通过标准和技术性能标签）提高电器效率、（通过监管和激励措施）提升建筑性能，以及利用太阳能光伏发电和制冷高峰需求相吻合的特性。

这种不断增长的需求必须结合电力需求曲线以及因季节性供热需求电气化（每小时的变化很大）而造成的对峰值需求的影响，这可能会给电网平衡带来相当大的挑战。缓解这些影响的机会包括与替代技术（包括分布式太阳能光伏技术、区域供热技术及大型热泵技术）进行协同、通过蓄热来增强

¹ 除非特别注明，所有数据均为 2017 年数据，因为 2017 年是可以获取到的全球一致数据的最新年份。

灵活性，以及通过智能电表和动态电价将高峰需求转移到非高峰时段。

家庭用户在采用成本较高的供暖技术以及采取效率提升和需求灵活性行为方面存在很大的不确定性。促进技术及需求侧措施采用的例子包括：通过支持机制激励家庭购买和运行可再生能源供暖设备，通过基于市场的措施和规模经济降低新系统的成本，以及强调可逆热泵在全年热舒适性方面的优势。

最后，电力基础设施（包括发电和输电部门）的扩建成本以及利用率不高的天然气网络的退役成本都非常高昂。提高燃气用具的效率、重新改造天然气网络以利用更加环保的气体（如氢气、生物甲烷或碳中性合成燃料），以及鼓励采用性能更高的混合热泵，是避免颠覆性变革以及天然气资产成本搁浅的三个关键杠杆。此外，电力供应安全标准在扩大发电和输电容量方面发挥了重要作用：修改失负荷价值（VoLL）等标准可降低发电及需求高峰相关的系统成本。最后，由于这些成本随着脱碳目标（如到本世纪中叶实现净零目标）的收紧而急剧增加，因此对利用碳移除来抵消剩余排放量的潜力进行量化也是另外一个需要考虑的关键杠杆。

第 20 章 利用整合的力量实现电力普及： 综合配电架构案例

伊格纳西奥·佩雷斯 – 阿里亚加 (Ignacio Pérez-Arriaga)、迪维亚姆·那格帕尔 (Divyam Nagpal)、格雷瓜尔·雅克 (Grégoire Jacquot)、罗伯特·斯通纳 (Robert Stoner)

在新兴的发展中经济体（新兴市场及发展中经济体国家）或发展中国家，在实现电力普及方面很大程度受限于薄弱的配电环节。在用电接入普及率低的国家，其电力部门能否调动大量公共和私人投资来扩大电力接入基础设施，取决于配电行业的生存能力。我们认为，需要采用一种新的配电业务模式来扩大电力普及，确保不让任何人掉队，同时挖掘新的离网电气化解决方案和智能技术，并以客户为导向提供服务，从而为社会和经济的长远发展提供支持。为了满足这些要求，我们提出了综合配电架构（IDF）的方法。

1. 电力接入和配电环节

发展中国家有数亿人口（根据最新估计，2019 年有 7.59 亿人）还没有通电，另外还有数百万人的供电质量相当差或供电不稳定。电力普及受限对社会经济发展的影响令人担忧。能够获得负担得起、可靠和可持续的能源，对于为创收活动提供支持、减少繁重劳动和提高生产力都非常重要，同时也有助于提供医疗和教育等公共服务。消除贫困在很大程度上取决于消除能源贫困。根据我们所参考的所有研究，全球投资已经偏离了实现这一目标的轨道，根据现行政策及规划，到 2030 年无电人口数量可能仍超过 6.7 亿人。

要在 2030 年前实现电力普及并确保电力服务的充足性、可负担性和可靠性，需要针对电气化挑战的各种不同背景，有针对性地展开工作。不同情景下，“电力的经济性”具有不同的含义。在经济、技术、社会和政治方面的挑战是确保为所有人提供电力，使电力供应能够促进经济增长和人类发展。

电气化涉及各种活动、不同的技术和业务方法，参与主体也各不相同。有充分证据表明，在发电、输电、配电（包括零售）和系统运行等电力行业的主要领域中，实现电力普及的关键瓶颈在于配电环节。这里所说的“配电”包括向终端用户供应电力所需的所有“最后一公里”的活动，不仅包括传统的配电和零售业务，还包括超出配电范围的发电和储能等资产的离网解决方案（微型电网和独立系统）。

在许多电力普及率低的国家，配电环节失效正在对电力普及产生巨大的影响。配电公司通常面临巨大的财务困难，这引发了生存能力危机，并对调动大量公共和私人投资扩大电网接入构成了挑战。由于缺乏覆盖整个配电活动的适当监管框架，离网解决方案也受到负面影响，最近微电网和独立系统的增长主要以孤岛式系统为主。

在尚未实现电力普及的国家中，配电在电力部门吸引的私人投资份额历来非常小。这种情况在撒哈拉以南的非洲地区尤为突出，私人资本流向输电和配电部门的资金几乎为零。为了在 2030 年实现电力普及，必须找到新的配电业务模式，确保不让任何一个人掉队，并确保供电的持久性，对各种电气化模式（并网和离网）进行整合，并与电力部门和经济的长期可持续发展愿景保持一致。

2. 整合的价值：用整体的眼光看待电气化挑战

发展中国家若想实现能源普及必须在以下不同层面寻求整合。第一，三种电气化模式的整合：独立系统、微电网和电网。第二，现有（通常为公有）公用事业实体与外部实体的整合，其中各种形式的特许权是一种相当方便的实施工具。第三，电力供应和终端领域的整合，这对最大限度地提高电力接入的经济社会影响至关重要，需要有跨部门的眼光，并且深入了解对经济增长和人类发展（如健康和教育）至关重要的电力、供热 / 制冷和运输等各部门的能源需求。最后，第四个层面的整合在于各国在输电和大型发电规划和运营方面的协调，因为配送的绝大部分电力仍需要由大电力系统供应。

将三种主要的电气化模式（电网扩展、微电网和独立解决方案）结合起来可以增加实现电力普及的可能途径。然而，这些措施的部署往往并不协调，参与的实体也不同，往往导致电气化举措之间产生不正当竞争，而没有形成互补。

3. 综合配电架构（IDF）

实现电力供应的普及需要对配电层面的电气化战略进行深入思考。这种战略需要为所有的利益相关方（公用事业企业、微电网开发商和运营商、独立系统供应商和市场开发商）带来可行的业务模式，以便吸引实现电力普及所需的投资规模。重要的是，电气化战略和配电部门的愿景应与国家电力行业的未来愿景一致。应对这一挑战，需要在重新思考电气化问题时坚持以下最基本的核心需求：

- 包容性：不应让任何人掉队。特定区域内实现包容性的电气化需要有一个负责任的配电实体，不论客户在最低质量条件下的需求水平如何，该配电实体承担有效（而非形式）的责任，为所有客户提供服务。大多数国家对电力部门的监管都要求现有的配电实体提供普遍服务，但鉴于现实方面的困难，这项法律要求目前没有得到执行。相反，提供这种普遍服务正是综合配电架构的核心，例如，可以将其作为一个硬性条件加入到区域特许权合同中。
- 混合电气化模式：配电公司应利用所有可能的交付模式实现电力普及的目标，并有选择地对电网扩建、微电网和家庭太阳能系统加以考虑。地理空间规划工具能够利用全部三种电气化模式，在为决策者提供具有成本效益的电气化战略方面已经显示出了巨大的发展前景。
- 持久性：从时间的角度看，解决方案应该具备可持续性。配电政策应从长远角度出发，能够以具有经济和社会可持续性的业务模式持续数十年时间。这是可持续性不可或缺的组成部分，需要有长期的愿景和承诺，以及强有力且持续的政治支持。
- 灵活的合作伙伴关系：在电力普及率低的国家，配电公司必须保持开明态度来发展与任何能够提供所需技术、管理和财政支持相关的公共和 / 或私营机构的伙伴关系。外部支持对于确保实现电力普及和高质量服务具有决定性的意义。

第 21 章 中国电力行业改革： 国家愿望、官僚帝国、地方利益

许义冲 (Xu Yi-chong)

(中国版未收录)

第 22 章 非洲电力行业的发展演变：实现电力普及目标的 现有障碍和新兴机遇

薇薇安·福斯特 (Vivien Foster)、安东·埃伯哈德 (Anton Eberhard)、
加布里埃尔·戴森 (Gabrielle Dyson)

非洲在发展电力行业和新建电力市场方面仍在苦苦挣扎，使其与世界其他地区相比显得有些格格不入。本章重点探讨：1) 非洲电力行业面临的挑战；2) 非洲在满足电力需求方面所取得的进展；3) 电力市场改革进展；4) 颠覆性创新推动新一波改革的可能性。

1. 非洲电力行业面临的挑战

撒哈拉以南非洲地区超过一半的人口仍然存在缺电问题，许多非洲国家的电力供不应求，存在周期性停电和供电不稳定的问题。导致电力供应不足的原因很多，包括发电能力不足、现有发电厂维护不善、输配电基础设施落后等。

在这些技术问题的背后，腐败、缺乏法治、政治不稳定以及缺乏透明度和问责制等治理方面的挑战普遍存在，导致电力行业存在诸多政治和经济争议。

公用事业公司常年受到财政赤字的困扰，无法通过电力销售收回成本。撒哈拉以南非洲地区只有两个国家通过售电收入完全收回服务成本。

2. 发电、输电和电力接入投资进展

虽然非洲普遍缺电，但少数几个国家正在取得进展，其中一些国家目前已有发电盈余，包括加纳、埃塞俄比亚、肯尼亚和乌干达。大约一半的新增电力投资来自公共资金，但增长最快的投资来源是独立发电商 (IPP) 和中国。中国投资过去大多用于水电领域，但现在则越来越多地投向于太阳能和风能，独立发电商也是如此。

要加快投资，需要有健全的规划和高效的采购框架。从历史上看，大多数电力项目通过直接、不透明的谈判进行采购。一些国家曾尝试通过上网电价来采购可再生能源项目，但目前反向拍卖更为普遍，并且正在形成有效的价格和投资成果。

非洲的输电部门并未像发电部门那样因私人投资的涌入而受益。撒哈拉以南非洲地区的输电网络总体规模仍然不及巴西。

即使分布式能源资源和分散式电网开始在电力系统中发挥主导作用，但持续努力实施区域电力互联仍是优化非洲大陆电力系统性能的重要方式。电力系统规模较小的非洲国家将从额外的互联输电系统中获得最大收益，不仅可实现规模经济，并且有助于增强本国的能源安全。对于较大型的电力系统，

在能源资源地理分布存在较大差异的情况下，电力交易带来的机遇具有特别意义。一些国家受益于丰富的天然气储备，而另一些国家已经建立或计划建立大型水电水库，或需要利用灵活性资源来平衡可再生能源发电厂的停机时间。

撒哈拉以南非洲地区在电气化方面所做的努力一直难以跟上其人口增长的步伐。但自 2015 年以来，该地区已经大大加快了电气化的速度。“联合国可持续发展目标 7.1”呼吁到 2030 年确保人人获得负担得起的、可靠和可持续的现代能源供应，激励各国政府以及全球社会支持电气化发展。同时也出现了不少新的倡议，如，联合国的“人人享有可持续能源”和非洲开发银行的“非洲能源新政”。一些国家（尤其是肯尼亚）在建设新的电力连接线路方面取得了令人瞩目的进展。

3. 电力行业改革进展

电气化面临的挑战凸显了公用事业公司在非洲电力行业所发挥的关键作用，然而其表现却仍然令人失望。自 20 世纪 90 年代以来，非洲各国都面临一套基于“华盛顿共识”的电力行业改革建议，目的是实现独立监管，通过对垄断电力企业进行纵向和横向的拆分重组以及引入竞争和私营部门所有权来实现。

迄今为止，非洲还没有一个国家完全采用早期达成的共识模式来实施电力部门改革。在非洲，除了一些区域性的电力库有少量的跨境交易外，找不到有效的电力批发市场或零售市场。然而，超过四分之三的国家已经建立了独立的电力监管机构，大约三分之二的国家允许私营部门投资独立发电项目，主要通过与其现有国有公用事业公司签署单一买方合同的模式实现，但一些国家现在也允许独立发电商和大客户之间直接签订合同。少数国家对其公用事业公司进行了拆分重组，甚至还有少数的国家通过特许经营的方式允许私人投资电网。

4. 快速而颠覆性的创新推动新一轮变革的潜力

大量新参与者和新技术的涌入正在给非洲电力行业带来前所未有的混乱，这使非洲大陆满足能源需求的前景充满希望但同时令人生畏。电力技术、服务和市场的加速创新与全球能源结构的巨大变化相关，正在颠覆相对价格 and 市场份额，以及能源生产和使用的地点和模式。随着各国的并网可再生能源发电日益增加，电力网络的新格局中将会涌现出诸多的智能电网，同时还散布着微电网、社区电网和分布式个体发电系统。

这些趋势将释放出对新的电网管理方法和规则的需求，包括公用事业的业务模式。非洲的公用事业公司需要加快拆分重组的力度，并提高独立系统和市场运营商的能力。传统的监管模式随着分布式能源资源的增多也面临新的挑战。与这些转变相伴的还有数字化程度的提高、积极主动的自我生产型消费者（所谓的产消者）的到来，以及交通运输等其他行业的电气化。

发电能力和电网投资不足、电力可靠性、电力接入和消费水平低、公用事业绩效不佳、以及监管和市场改革不完善，这些表现使得非洲看起来有些“另类”。然而，这些相对的劣势也可能使非洲各国能够更灵活地来应对这些新出现的创新技术。非洲有潜力采用和适应这些创新，技术沉没成本相对较低，搁浅资产更少。正确的应对措施可以促进非洲在提供充足、可靠和清洁的电力方面取得重大进展，推动经济增长和改善人民福祉。

《电力市场手册》对中国电力行业改革的启示

迈克尔·G·波利特 (Michael G. Pollitt) ¹

中国长期以来一直在对电力行业进行改革，其改革历程大致可分为两个阶段。第一个阶段是在 1984 年之后，中国对发电厂进行了商业扩建，电厂并网运行后被确保以管制价格分配相同的运行小时数。第二个阶段始于 2002 年，随着国家电网有限公司（“国家电网”）和中国南方电网（“南方电网”）的成立，由此正式实现了厂网分离，并且诞生了一批相互竞争的发电企业。发电竞争与运行小时数分配计划相结合，有效地形成了新的发电市场。

自 2015 年 3 月中国国务院正式下发 9 号文以来，中国一直在努力尝试向明确基于市场的价格体制转型，大型用户或竞争性零售商通过省级电力交易中心与发电商签署年度及月度合约。部分省份（特别是广东）还在积极推进现货市场试点工作，以期在适当时候实现日前现货市场的连续运行。这些成果的取得很大程度上借鉴了美国、欧洲及澳大利亚电力批发市场的经验。

中国电力行业改革一直都没有停下脚步。虽然中国已经满足实现全面改革及向标准电力市场设计（美国和欧洲所采用的设计）迈进的诸多基础条件，但这并不能确保能够取得进一步的进展。究其原因，主要是中国在改革过程中，将工作重点更多地放在降低工业用电价格上，以期达到美国工业电价水平（参见波利特等学者，2017）。不过，电力批发市场上的电价必然是可涨可跌的（参见波利特等学者，2020）。事实上，上述目标在 2019 年底就已经实现（参见谢等学者，2020）。然而，只有当价格上涨时，市场的基本设计及其持续运行所需的政治支持才会面临真正的考验。

2021 年 8 月至 12 月，欧洲批发电价大幅上涨（在本文撰写时仍保持高位），这非常清楚地表明：批发电价增至三倍必然会给电力批发市场造成压力从而推动对市场设计进行重新审查。目前，欧盟委员会和能源监管合作署正在对此做出响应。

本文简要介绍了《电力市场手册》与中国的相关性，讨论了其中一些关键的经验教训及其与中国面临的问题之间的关系。

第一部分：“盘点：遗留问题”对中国的启示

第 2 章（作者：理查德·施马兰西）主要介绍了传统电力体制安排的优势与不足。对于中国利益相关者而言，牢记过去非常重要。过去，回报率管制及其带来的保障确实促进了电力系统的扩展以满足需求，并且能够维持供电安全，但前提是允许价格能够按照收益率计算公式上浮。随着时间推移，受电力收益率影响，实际电价可能远高于需求价格。

第 3 章（作者：保罗·乔斯科、托马斯·奥利维尔·洛蒂埃）重点介绍了电力批发市场的定价理论。中国要学习的一个重要经验是竞争性批发市场的发展简单来说是基于成本的最优调度次序。事实上，早期电力市场采用的软件类似于基于竞价而非实际成本。2015 年之前，中国还没有这样的机制，当

¹ 我要感谢我的同事让·米歇尔·格拉尚及保罗·乔斯科。本文的灵感来自于我们编写的《电力市场手册》第 1 章（格拉尚等人，2021）。我也非常感谢所有为我撰写中国电力市场改革相关内容贡献想法的中国利益相关者。文中若有错误由自本人负责。

时的调度只是松散地基于成本的最优次序。无论现货市场的发展状况如何，中国都不应该回归原状，而至少应该对调度规则进行改革。这一点适用于从地方到省级再到国家级的各级调度。

第4章（作者：弗兰克·沃拉克）进一步讨论了成功的电力批发市场的设计构成要素，这其中有很多内容都与中国有相关性。首先，比如，电能量批发市场并不能保证资源充裕性，因而可能需要容量市场对能量市场进行补充，这在批发电价高得令人无法接受时尤其需要。然而，容量市场需要精心设计，不能随意改变。其次，需要对批发市场进行适当监管。对于一个真正有竞争力的批发市场而言，需要能够通过合理的长期和实时监管来识别、阻止及惩处滥用市场力的行为。这就需要由具备适当技能的机构进行市场分析，并明确责任机构。就中国而言，责任机构尚不明确，目前竞争政策执行过程的各个环节由不同机构负责。

第5章（作者：斯蒂芬·李特查尔德）紧接着讨论了竞争性零售市场的建立。该章重点强调的全面零售竞争是指零售商们在捆绑批发合同、供电计量、费用清单和客户关系管理方面的竞争。对于终端用户而言，这些零售商是电力行业面向终端用户的代言人，承担着收不到全部电费的重大财务风险。成功的零售商在用户关系管理方面一直保持创新，并尝试与发电领域进行不同程度的整合。中国并没有向这种零售竞争模式迈进，其竞争性电力零售商（在2015年3月之后成立的）更确切地说是能源服务公司，这些公司为零售用户选择与发电商签订能源合同提供建议，进而（按照受监管的零售电价的节省比例）收取服务费。了解竞争性零售商未来可以发挥的潜在作用（以及如何对其实施监管）对中国而言至关重要，而美国由于很少有全面零售竞争的情况，其此方面的经验对中国没有太大帮助。

接下来，手册探讨了具体的批发市场。这些章节表明，美国、欧洲和澳大利亚的电力批发市场具有相同的广泛特征，但在细节上存在很多差异，反映了各自司法管辖区的历史特征及其电力系统的不同性质。总体而言，这部分内容对中国的一个基本启示就是每个国家都有适合自身情况的市场设计，且不用害怕在其他国家已经采用的某些措施上放慢脚步，或者可能完全采用了全新措施。虽然从理论上讲，这种差异并不始终具有合理性，但通常是可行的，而且确保了对批发市场依赖性的持续支持。

第6章（作者：戴维·纽伯里）重点探讨了英国电力市场。英国的情况证明，即使是成功的电力行业改革也绝不能长期保持不变。如果有人问电力行业改革需要持续多长时间，英国的改革进行了30年以上，甚至仍在继续。与脚踏实地推进成功率更高的可行的改革措施相比，发起可能会失败的最先进的改革措施所面临的情况可能更为糟糕。因此，英国的改革（在很大程度上）已经取得了成效并在不断演变，但（迄今为止）也绝非最复杂的设计。实际上，英国在1990年引入初始批发电力库的经验对于中国来说最具相关性。

第7章（作者：威廉·霍根）介绍了美国的PJM市场。本章讨论了美国经历了电力重组地区的标准电力市场设计，包括由独立系统运营商管理的日前现货市场和节点价格。虽然这种设计在美国的实施效果很好，但在欧洲市场尚未采用，而欧洲一直将重点放在建立大范围的区域市场上。PJM系统一直是中国学习的典范，但有趣的是，它的适用性取决于美国系统的某些独有特征，如扩大输电容量的难度，而这些对中国而言并不是真正的问题所在。此外，这一章还提出了在中国背景下如何处理节点价格的问题，与美国相比，中国本地价格的时空变化似乎问题更大。

第8章（作者：罗斯·鲍迪克、施缪尔·奥伦、埃里克·舒伯特、肯尼斯·安德森）研究了美国得克萨斯州的ERCOT市场。该州尝试加强对批发能源市场的依赖来平衡供需关系（设定更高的发电价格上限）。得州的情况表明，限制使用容量市场而更多依赖可能飙升的能源市场价格是可行的，即便是在大量引入可再生能源的情况下。该州对批发价格和零售价格波动的普遍接受与中国的情况似乎相去甚远，但该州对运行备用需求曲线（ORDC）的应用尤其值得研究，其中的某些容量机制优于其他市场。

第9章（作者：保罗·西姆豪瑟）介绍了澳大利亚国家电力市场（NEM）。澳大利亚对于研究岛屿电力系统来说是一个很有吸引力的案例，目前正在快速发展可再生能源并逐步淘汰煤炭。澳大利亚的

情况为中国阐明了实施透明的监管措施的重要性，这可以帮助人们直观了解市场参与者进入和退出市场的情况（澳大利亚的市场参与者似乎做出了一些极为糟糕的撤资决定）以及对反竞争行为实施市场监控的必要性。然而，NEM 仍在坚持创新，比如将电力批发价格报价的时间间隔调整为 5 分钟。

第 10 章（作者：克洛伊·勒科克、塞巴斯蒂安·施文恩）介绍了北欧电力市场，即北欧电力交易所。这对中国来说是一个重要案例，因为它是从一个司法管辖区（挪威）发展成为跨多个司法管辖区的区域市场典范。北欧电力交易所为欧盟单一电力市场提供了模板，也为中国展示了如何创建一个真正的全国性能量批发市场。北欧电力交易所的一个关键特征是，在各司法管辖区开发利用不同的发电组合，并将一个司法管辖区（挪威）的主要水力系统与其他地区更为传统的发电组合相结合。这给云南与中国南方电网其他覆盖区域的整合提供了重要启示。

第 11 章（作者：法比安·罗克斯）是本书第一部分的最后一章，讨论了欧洲的统一电力市场。这是一个关于次区域市场及国家市场长期整合趋同的案例研究。该市场是全球规模最大的单一电力市场（美国或中国都不存在），其在市场设计的标准化及子市场耦合方面积累了极为丰富的经验。欧洲案例展示了一种与 PJM 市场设计明显不同的替代方案，更适合当地的多样性。该案例还涉及欧盟委员会的重要作用，以及在减少跨辖区交易博弈旨在削减原有主导企业及其国家监管机构权利方面所采取的重要干预措施。由此可见，中国只有在适当的省级支持与国家能源局和国家反垄断局等中央政府部门的有力监管领导下，才能打造自己的单一市场。

第二部分：“适应新技术和新政策重点”对中国的启示

继第一部分讨论了当前的电力批发市场模式之后，手册的第二部分强调了新技术的影响、政策重点及一些非经合组织国家面临的特定挑战。

第 12 章（作者：尼尔斯·梅、卡斯滕·纽霍夫）强调了继续大规模推广间歇性风电及太阳能发电的发展前景。全球继续寄望于中国来真正引领风机、太阳能电池板和储能电池的生产、规模扩大及开发。虽然美国和欧洲的电力行业改革曾依赖的天然气技术起源于欧美，但下一轮改革所依赖的技术却并非如此。在这方面，全世界都将目光投向中国。

第 13 章（作者：菲雷顿·萧山西）着眼于需求侧的发展。需求减少（相对于一切如常情况）和灵活性是以间歇性可再生能源为主导的电力系统脱碳的核心要素。电力行业改革的一个关键论点是，如果没有批发市场定价和零售竞争，就无法完全释放中国需求侧的潜力。

第 14 章（作者：凯瑟琳·克利里、卡罗琳·费舍尔、凯伦·帕尔默）将视角转向政府制定的以促进脱碳为明确目标的电力行业政策，阐明了一个重要的观点：中国电力行业改革必须与适当的可再生能源补贴制度及碳定价相结合，并且均可完全与电力批发市场的设计兼容。中国需要建立可再生能源补贴制度，鼓励获得补贴的可再生能源参与电力批发市场（如按照基准价格合同进行采购拍卖）以及运作良好的碳市场，即有足够高的碳价来驱动燃料经济以及化石燃料之间的转换（如煤改气）。

第 15 章（作者：理查德·格林）研究了可再生能源对电力市场价格的影响。电力市场发展初期，这种影响不是很大。合理、较高的碳价水平结合化石燃料（一段时间内）的持续使用，意味着平均批发电价可保持足够高的水平，从而为低碳技术投资提供资金支持。对于中国而言，这意味着其正在考虑的 PJM 及欧洲当前的市场模式有可能会继续有效运作，尽管由于间歇性可再生能源发电量相对高于需求，可能会出现更多价格极低的情况。

第 16 章（作者：迈克尔·波利特）批发市场设计的未来进行了展望，考虑了两种极端的观点：一种观

点是短期节点价格变得更为重要，另一种观点是长期合约与对短期供给和需求量的控制变得更为重要。当间歇性电源无法发电时，第二种情况可能需要互联网式的需求配给。在中国背景下，这实际上是一个很有前途的长期模式，因为它强调的是量的灵活性而非价格的灵活性。毫无疑问，中国正在积极尝试将电量控制与短期价格信号进行精确组合（其他国家或地区也一样）。

第 17 章（作者：让·米歇尔·格拉尚）讨论了深度脱碳和数字化背景下的商业模式。如何从消费者那里收回成本是未来电力系统面临的一大问题。哪种固定费用和可变费用组合最适合电网和电力行业的其他非网络部分？这是监管机构和能源零售商关注的主要问题。这一问题需要在中国进行实证检验：我们需要了解哪些支付制度能够引发最大的需求响应，且在政治上可以被接受。这就需要在中国进行实验，并从世界其他国家（地区）的消费者行为实验结果中汲取经验。

第 18 章（作者：宾利·克林顿、克里斯托弗·尼特尔、康斯坦丁诺斯·梅塔克奥格鲁）审视了交通电气化的发展前景。交通电气化在不大幅增加电力需求的情况下能积极提升电力系统的灵活性。智能充电管理是减少对电力系统干扰的关键，并需要与批发电力市场和辅助服务市场展开互动。虽然与其他地区相比，短期内中国对燃煤发电的持续依赖可能会降低其交通电气化的潜在减碳效益，但从长远来看，中国将从交通电气化中受益匪浅。


第 19 章（作者：玛蒂尔德·法哈迪、戴维·莱纳）讨论了供暖（和制冷）电气化的前景。如果说交通电气化是一个机会的话，那么对于冬季供暖需求高的系统而言，供暖电气化则是一项重大挑战。在中国北方，冬季采暖的热负荷确实很高，因此要实现全面电气化将面临挑战，需要增加足够的峰值容量，特别是由于可再生能源在电源结构中发挥越来越重要的作用。在中国，绿氢可能是一项重要的长期选择。


第 20 章（作者：伊格纳西奥·佩雷斯·阿里亚加、迪维亚姆·那格帕尔、格雷瓜尔·雅克、罗伯特·斯通纳）探讨了如何到 2030 年解决预期 6.5 亿的无电人口的供电问题从而实现电力普及。鉴于中国电力企业在扩大电力普及方面已经积累了丰富经验，这些企业可以发挥重要作用。中国电力企业要想有效参与其他国家地区的电气化，首先要了解在发展中国家行之有效的方法。


第 21 章（作者：许义冲）讨论了中国电力行业近期的发展历史。与英国等国相比，中国在开放国内市场和放弃对电力行业关键企业的国有控制方面进展相对缓慢。英国的电力改革既促进了竞争，也提升了国内外的电力投资的价值。一个关键的观点是，由于中国不允许外资持有电力企业，可能会错失国内投资多元化的机会。

第 22 章（作者：薇薇安·福斯特、安东·埃伯哈德、加布里埃尔·戴森）聚焦电力供应不足、人均用电量极为有限的非洲。很明显，中国的投资和技术有助于促进非洲地区的电力普及和提升电力消费水平。相关技术的规模可大可小。在非洲电力行业治理较好的地区，可以建设输电项目，创建广泛的区域市场。在行业治理比较薄弱的地区，发展小型太阳能项目和微电网对于为社区提供电力供应可能非常重要，可以替代价格高昂、污染严重的柴油发电。中国企业将再次受益于其他开放电力系统的国家所提供的互惠市场准入。

总之，这本手册中有许多值得中国学习借鉴和有参考价值的内容，我真诚推荐中国的利益相关者来阅读这本书。

 86-10 65876175

 info@ececpc.eu

 中华人民共和国，北京市朝阳区建国门外大街 2 号，
银泰中心 C 座 31 层，3123 & 3125，100022

 www.ececpc.eu



中欧能源合作平台由欧盟资助